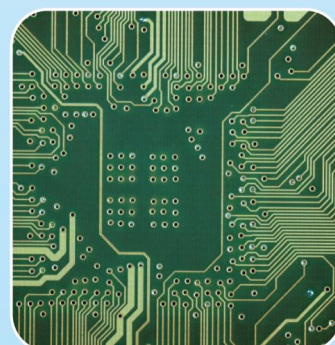
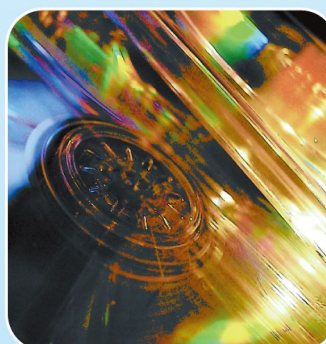


財團
法人

中技社

核四關鍵議題報告

CTCI FOUNDATION



財團法人中技社(CTCI Foundation) 於 1959 年 10 月 12 日創設，以「引進科技新知，培育科技人才，協助國內外經濟建設及增進我國生產事業之生產能力為宗旨」。初期著力於石化廠之設計與監建，1979 年轉投資成立中鼎工程，承續工程業務；本社則回歸公益法人機制，朝向裨益產業發展之觸媒研究、污染防治與清潔生產、節能、及環保技術服務與專業諮詢。2006 年本社因應社會環境變遷的需求，在環境與能源業務方面轉型為智庫的型態，藉由專題研究、研討會、論壇、座談會等，以及發行相關推廣刊物與科技新知叢書，朝知識創新服務的里程碑邁進，建構資訊交流與政策研議的平台；協助公共政策之規劃研擬，間接促成產業之升級，達成環保節能與經濟繁榮兼籌並顧之目標。

本著創社初衷，為求對我們所處的環境能有更深的貢獻以及協助產業發展，對國內前瞻性與急迫性的能源、環境及經濟議題邀集國內外專家進行研究探討，為廣為周知，提供讀者參考，特發行此專題報告。

發行人：潘文炎

主編：林志森、鄒倫、王鈺鎔

執行編輯：陳潔儀、許湘琴

發行者：財團法人中技社

地址 / 106 台北市敦化南路二段 97 號 8 樓

電話 / 886-2-2704-9805

傳真 / 886-2-2705-5044

網址 / www.ctci.org.tw

序

本社創社初衷以「引進科技新知，培育科技人才，協助國內外經濟建設及增進我國生產事業之生產能力為宗旨。」為求對我們所處的環境能有更深的貢獻以及協助產業發展，自 2006 年轉型為智庫後，開始對國內前瞻性與急迫性的能源、環境及經濟議題，邀集國內外專家進行研究探討，研討範疇包括再生能源、二氧化碳、能源稅、環境污染、工業區、氣候變遷、核電、環評、資源永續管理、資源循環、新生水、綠建築、智慧建築、GDP、電力供給、環境資源部等相關議題，除辦理逾百場之研討、座談及論壇外，近兩年共發行 4 本叢書及 9 本專題報告，希望能提供一個專業平台，傳遞更多的資訊供社會大眾參考。

本社對電力的議題自兩年前開始關注，於 2011 年 3 月福島事件後，8 月即舉辦「後福島時代台灣電力問題探討」論壇，針對台灣生存與發展之電力需求、可能選項、以及不同時空條件非核家園的挑戰等三個主題進行討論，論壇摘要如附件一。

2011 年下半年對台灣電力問題與對策分析進行研究，主要研究內容為彙整現階段國際的重要核能政策立場與方向，以及國內近期朝野核電與替代能源之主張，並對各種主張與建議採行之方案及配套措施進行探討，分析各方案的模擬情境對我國總體經濟、產業、物價和溫室氣體排放之影響，重要結論如附件二。

2012 年以系列座談會之方式，鎖定 8 大主題，從供應端、需求端、及電力成本結構與價格、電力事業管理法規政策等主題進行長達一年的探討，並以專題報告分送產官學研界參考(詳本社網站 www.ctci.org.tw)。

2012 年 11 月舉辦座談，挑選大家近期關注之焦點，包括台電公司與 IPP 間之權利義務關係、台電公司在推動新能源之角色、備用電力之合理性、及電業經營之困境與突破等四大主題進行討論，並刊登平面媒體如附件三。

今年 3 月起，持續針對能源政策及能源配比、浮動電價、時間差別電價、供電品質與電價、穩健減核與電力供應、智慧電錶效益評估及智慧電網與再生能源推動等主題進行探討，預定年底印製專題報告。

最近，核能議題因為核四追加預算而躍上檯面，並引發社會大眾的討論。核能發電是一個複雜、專業的問題，總括來看，應分成兩個層次來看，一為核電存廢問題，另一為核四存廢問題。如今政府決定以公投方式解決核四停續爭議，而公民的反應和態度，將決定此項公共政策最後結果。人們都希望逃避風險，對於風險大的事件，即便發生機率很小，也會給予較多的權重，加上，人們的反應通常只願相信他們信任且願意相信的事物，因此，要民眾參與公投，絕對須有充分且透明的資訊，找出問題、瞭解問題，才能判斷取捨。

如在確保核安的前提下，核四是否有其階段性任務可以扮演，或是只有要/不要的選項，都可以討論。但是可以確定的是，核能要不要發展，核四要不要續建，都應該有替代方案及配套措施。本社對於核電並無任何預設立場，出版此專題報告就是希望能將廢核四後，對台灣的衝擊及相關因應措施等資訊完整的呈現。

在探討核電的同時，希望大家了解電力供需與國家安全及民生需求息息相關，而台灣能源供給的先天條件極為脆弱，自有能源匱乏，目前約有99.3%的能源仰賴進口，能源供給結構以高碳化石燃料為主，能源供給體系相對規模小而獨立，欠缺有效的能源備援系統，加上政府政策將逐步邁向非核家園，未來，我國電力供應情況，將可能因為化石能源價格高漲、國際局勢不穩定等因素而更加艱困，而電力用戶端間(包括民生、產業等)之競爭與衝突，以及投資之信心危機，未來也勢必更為嚴重。李前總統曾提及有能源才有經濟，而目前政府新能源政策推動主軸為穩健減核，在野黨也以非核家園為主要訴求，很顯然，廢核已是政府既定政策，但能源供應會影響民生、經濟與國家安全，面對逐步邁向非核家園，能源供給結構應未雨綢繆，有更審慎的檢視及長遠的規劃，及早積極因應，以維持國民福祉，經濟持續發展及國家競爭力。

本專題報告係針對核四商轉與否之部分議題，提出客觀的看法及建議。核四建廠過程歷經10年以上，且中間停建113天，造成外界對核四是否安全的疑慮。此部分目前正由政府委託國際專家小組檢視評估中。鑒於核安問題的專業性及核四問題的特殊性，本報告不論及核四的安全性議題，僅就核四商轉與否對供電安全、減碳目標、經濟展望的影響，彙整各方的意見、資料及報告，包括蕭代基、陳家榮、杜悅元、廖惠珠、徐永耀、張四立、顧洋等專家學者，及環保署、能源局、台電公司等單位之資料整理成冊，提供各主管單位及各界關心者參考，進而促成主管機關傳遞給全體國民完整、正確資訊，建立正確的認知與判斷。

財團法人中技社董事長



102.5.30

目錄

一、總論	1
二、核四關鍵情境模擬	3
三、衝擊 — 供電安全	21
四、衝擊 — 減碳目標	29
五、衝擊 — 經濟展望	33
六、總結	39
附件一「後福島時代台灣電力問題探討」論壇紀要 (2011年8月2日舉辦)	附-1
附件二「後福島時代台灣電力問題探討與對策分析」 計畫摘要說明 (執行期間:2011年8月~2012年3月)	附-11
附件三「電力業發展之機會與挑戰」論壇紀要 (2012年11月21日舉辦論壇，並刊登於同年 12月12日工商時報)	附-15

一、總論

核四是否停建是一個非常重要且意見相當歧異的公共政策議題，以致於長期以來有人倡議公投決策模式，終於政府也同意今年內舉辦核四停建公投，以解決此一能源政策困境，早日邁出泥沼向前邁進。

公投就是要每一個公民都自己做決策者，全體公民決策的結果就是公共政策之決策。因此每個公民的決策非常重要。我們每個人一般是如何做決策呢？基本上，每個人都是先判斷各個不同選項的利弊得失，選擇利於弊最多者，這就是成本效益分析。

因此成本效益分析不只適用於政府決策，也是此次核四停建公投時，每個人決定其投下贊成票與否的分析決策工具。由於每個人的價值觀不同，每人對各個成本效益項目的評價不同，例如有人會較重視核四廠的安全，有人認為發電成本較重要，也有人較重視不同發電廠的溫室氣體排放量及引起的氣候變遷。若每位選民都能評估核四議題對自身的優缺點，並把評估結果以選票表現，那麼公投的結果就能夠代表大多數民眾對核四的看法與對替代方案的評價。

但是現在核四是否停建之公開討論多圍繞在核四、核電與核廢安全性，缺乏其他重要議題的討論，例如停建對政府誠信與國際信心的影響、長期以來偏低的能源價格造成偏高的能源需求成長率、各種替代發電技術的發電成本與環境污染成本、總體經濟影響、能源安全等等，都是應該突顯並重的討論主軸。

面對此一複雜的政策決策議題，成本效益分析是一個適宜的政府公共政策分析與決策工具，成本效益分析很簡單，首先完整地列舉各種不同替代方案對整個社會的成本與效益項目，然後評估各成本與效益項目，最後比較各替代方案的總成本與總效益。成本效益項目包括發電成本、發電效益、環境污染、溫室氣體排放與核電安全等外部成本、能源安全成本等等。替代方案包括各種替代發電技術，如煤、天然氣、再生能源，以及各種節約用電政策工具，如用電需求面管理。

因為成本效益分析架構簡單清楚，因此額外的好處之一就是決策的透明。分析者在使用成本效益分析時，必須對未知的因素進行評估和假設。這樣當要討論相關議題的時候，很容易就能讓其他人知道決策的過程和評估者的主觀意見如何與客觀資料相結合。

與一般直觀的討論相比，成本效益分析法能夠讓決策者在資訊量不變的情況下了解各選項的優缺點。舉例來說，常聽到的一種直觀的論點是「迄

今尚無核四，因此現在核四停建只是維持現狀，並無損失，而且可以省卻續建成本。」但是應用成本效益分析就很容易地知道此說法是錯誤的，因為核四已經投入 2838 億元，完成大部分的工程，只需投入 300 億元，即可完工運轉發電，這是現狀所無的效益，但若核四停建，則為了產生同樣的發電效益，各種替代發電技術皆有其成本，此成本都應遠高於核四續建成本，因為核四已近完工，而其他替代方案都要從頭開始。既使採用各種節約用電政策措施，使得用電需求零成長，以致於未來無核四亦能滿足用電需求，但是核四停建亦非零成本，因為未來老舊發電設施終有退役之時，若無核四，則需新建電廠以替代之，若有核四，則尚不需新建，因此有無核四的成本相差甚大。

成本效益分析能否用於分析本次公投辯論的焦點—核四、核電與核廢安全性問題，尤其是核四廠本身的安全？我們認為針對此問題，成本效益分析也是很好的分析工具，因為應用成本效益分析可以協助決定社會的可接受風險值。

從過去、現在到未來，我們人類社會一直都是一個風險社會，因為有利益就有風險，不可能存在一個有利益但零風險的理想社會，我們也不願意遇到不可回復的巨大損害，因此整體社會一直都在風險及利益之間，不斷試誤(trial and error)，選擇達到各種不同事件之風險及利益的均衡點。因此根據社會過去的風險及利益均衡點資料，我們可以推論風險及利益之間的關係，間接得知在給定的事件利益之下，可接受的風險程度為多少，這就是社會的可接受風險值。

社會在不斷試誤的過程中決定可接受風險值的方法基本上就是安全最小標準(Safe Minimum Standard)搭配成本效益分析，「安全」就是可接受風險不會對社會與經濟造成不可回復的損害，「最小」就是做到可接受風險的機會成本最小，或其機會成本不會大到不可接受，因此安全最小標準就是在可接受風險值的安全範圍內採取成本最低的方案。

因此，對核四停建公投而言，確保核四之運轉、發電與核廢等風險問題都在可以接受的安全範圍之內是社會集體決策的前提。

註:本章節係由中央研究院蕭代基研究員主筆。

二、核四關鍵情境模擬

(一)前言

2011年3月11日日本福島因地震引發海嘯，造成核電廠輻射外洩，使得各國重新檢討核能政策，政府為回應國人對核電安全的關切及疑慮，於2011年11月3日公布新能源政策，推動主軸包括「確保核安、穩健減核、打造綠能低碳環境、逐步邁向非核家園」，也就是核能政策由「將核能作為無碳能源的選項」更改為「既有核能電廠不延役、核四確保安全才商轉」，且為因應核能電廠不延役所造成的缺口，政府規劃進一步擴大再生能源及天然氣發電，不足的部分則擬以高效率燃煤機組補足。另外為確保核四安全與順利運轉，政府提出國際安全標準、確保工程品質、嚴謹完整測試、分層監督管理、及保證安全商轉等五大推動主軸，並宣布核四將由全民公投決定是否「續建」。我國核能政策在短期內出現相當大的改變，如表 2-1 所示。

我國為一海島型國家，電源結構孤立，無法自外界獲得電力供給，且電廠興建往往需要較長工期與龐大資金，因此短期電源開發規劃無法因應政策改變立即修正，而需要一段陣痛期。核四兩部裝置容量共 2,700MW 之發電機組，預計在 2015~2017 年開始運轉，是未來 5 年內裝置容量最大之發電機組，因此不同的核能政策勢必會對我國發電結構造成極大衝擊。

本報告針對核四商轉與否及核一~核三屆齡退休設立二個情境，並藉由所建構之 SMAGE-II 模型，模擬不同的核能政策對發電成本、溫室氣體排放、備用容量率、機組發電調配的影響。

表 2-1、台灣核能政策發展歷程

時間	核能政策
福島核災前(2011/3/11)	核四廠一號機與二號機預計在 2011 年及 2012 年商轉；核一、二、三廠在運轉滿 40 年後各延役 20 年。
新能源政策(2011/11/3)	核四廠一號機與二號機預計在 2014 年及 2016 年商轉；核一、二、三廠在運轉滿 40 年後不延役；核四若於 2016 年前穩定商轉，核一可選擇是否提前除役。
2013 年 2 月之台電電源開發方案摘要表	核四廠一號機與二號機延至 2015 年及 2017 年商轉；核一、二、三廠在運轉滿 40 年後不延役。
核四公投案(2013/2/25)	核四是否續建交由全民公投決定。

資料來源：經濟部能源局網站

(二)政府政策情境設定

為推動減碳工作，政府於 2008 年 6 月 5 日頒布「永續能源政策綱領」，希望全國二氧化碳排放減量能達到於 2016 年至 2020 年間回到 2008 年排放量，於 2025 年回到 2000 年排放量的減碳目標。為具體落實「永續能源政策綱領」，政府爰進一步擬定「節能減碳行動方案」，訂定各工作項目及量化目標。然而由於日本福島核災事件，政府在 2011 年 11 月 3 日提出「新能源政策」，新能源政策各減碳措施整理於表 2-2。

因國人對於核能發電仍有極大的不信任感，為了探討穩健減核政策對台灣供電所造成的影響，本報告針對新能源政策搭配不同的核能政策設立二個主要情境，並依是否考量燃料價格上漲分設四個子情境，如表 2-3 所示。

表 2-2、新能源政策各減碳措施

減碳措施	新能源政策(BLUE)情境
汰舊換新	採用最佳可行發電技術之轉換效率。 燃煤-更新之新林口機組效率為 44.5%(燃煤)、其餘皆為 45.8%。複循環—2011~2020 年效率為 58.2%；2021~2030 年效率為 63%。
天然氣 ¹	台電天然氣使用量。 2012 年—774 萬公噸、2015 年—916 萬公噸、2020 年—1,007 萬公噸、2025 年—1,165 萬公噸、2030 年—1,445 萬公噸。
核能	核四確保安全才商轉。 核一、二、三屆齡不延役。
再生能源	2011 年 11 月 3 日公布之新能源政策。 2015 年—4,235MW、2020 年—5,982MW、2025 年—9,752MW、2030 年—12,002MW。
汽電共生	擴大汽電共生使用。 2015 年—8,857MW、2020 年—10,000MW、2025 年—10,500MW、2030 年—10,500MW。
CCS	2025 年—加裝 CCS 於 2 台 800MW 新燃煤機組上，封存上限為每年 1000 萬公噸 CO ₂ 。

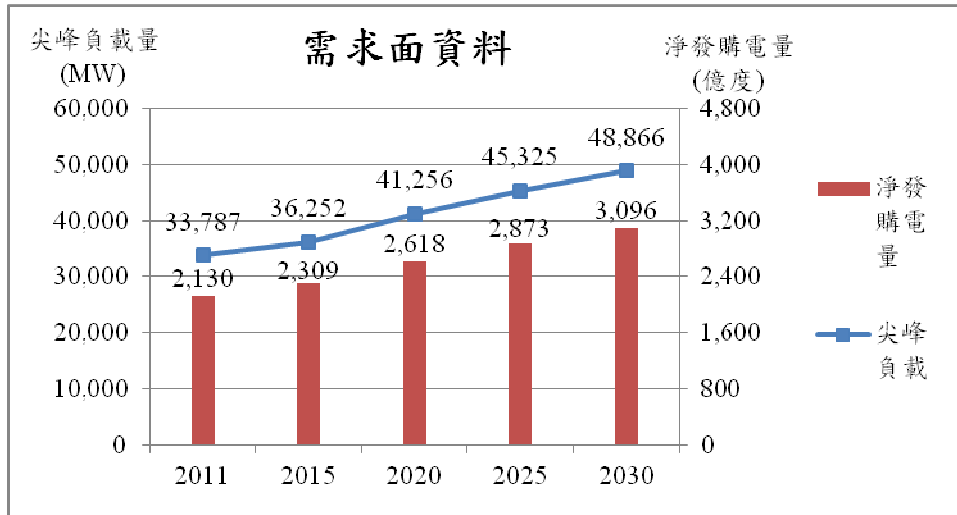
資料來源：經濟部能源局網站

¹在擴大天然氣使用部分，其政策目標值為總天然氣之使用量(包括民生及工業用)，但因增加的部份多為台電電廠所使用，且模型已針對民營電廠做限制，故在此表僅列出台電天然氣使用量。

表 2-3、模擬情境設定

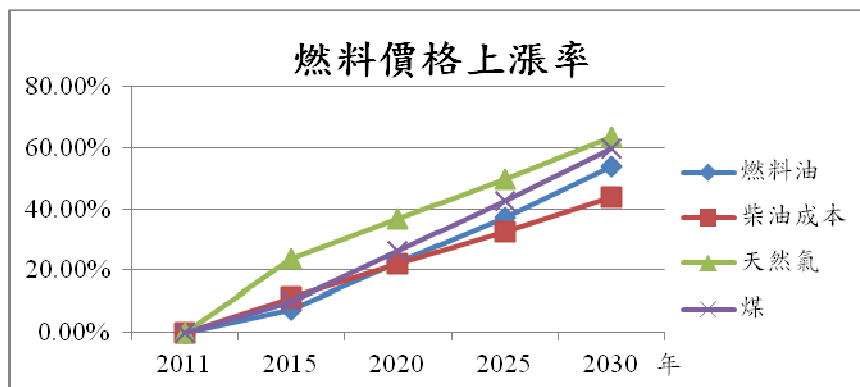
	不考慮燃料價格 上漲(A)	考慮燃料價格 上漲(B)
情境一(基準情境)： 新能源政策+核四於 2015 及 2017 年商轉，核一~三 屆齡不延役	A1	B1
情境二： 新能源政策+核四不商轉，核一~三屆齡不延役	A2	B2

本報告以 5 年為分界進行模擬，由於台電發電採經濟調度，為使模擬結果貼近實際面，在本報告中僅針對成本最小化目標進行模擬，模擬所採用之需電量、尖峰負載量等需求面資料，是根據台電 10202 負載預測中案之預測值，如圖 2-1 所示；在裝置容量部分，本文參考 10202 台電電源開發方案摘要表做為各類機組裝置容量增減之參考依據，其中新建燃煤機組除已規劃、或興建中之機組外(意即新林口、新大林、新深澳、及新興達燃煤機組外)，其餘新燃煤機組的設置乃由模型因應當年度的需求而決定是否興建。減碳措施所影響之機組(包括再生能源機組、汽電共生機組、CCS 等)採用新能源政策規劃之目標值。此外因機組增設需 6~10 年，故本文假定在 2020 年方能開放額外之燃煤機組設置，因此 2020~2030 年則限定備用容量率需介於 13.5%~16%之間；在成本部分，本報告所提及之發電成本僅包含發電之變動及固定成本，不包含輸配電的成本，A 情境採用之成本參數皆為 2010 年當期價格，目的在瞭解新能源政策搭配不同核能政策所造成之淨成本影響，B 情境則將燃料價格上漲因素納入考量，各類發電燃料價格上漲率如圖 2-2 所示。



資料來源：10202 負載預測中案

圖 2-1、需求面資料



資料來源：台灣綜合研究院提供

圖 2-2、各類發電燃料價格上漲率

(三) 情境模擬

1. 情境一(基準情境)：新能源政策+核四於 2015 及 2017 年商轉，核一~三屆齡不延役

情境一是新能源政策搭配核四商轉及核一、二、三屆齡不延役選項，本文將其視為基準發展情境，並將模擬結果分別整理至表 2-4~2-5 與圖 2-3~2-5，其中 2011 年之值皆為實績值。表 2-4~2-5 為模擬而得之裝置容量與淨尖峰能力占比，其中汽電共生因屬餘電收購，故一般不將裝置容量納入計算，而僅計其淨尖峰保證容量與收購電量。

由表 2-4~2-5 可以發現，未來燃煤機組發電量占比將從 2011 年的

40.3%降至 2030 年的 35.7%。天然氣機組發電量占比將從 29.2 %上升至 2030 年的 41.7%。再生能源(含抽蓄水力)發電量占比將從 2011 年的 4.0% 升至 2030 年的 10.5%；核能電廠因核一、核二、及核三逐漸退休，發電占比將從 19.0%降至 6.9%；因有擴大汽電共生設置政策，汽電共生發電占比有微幅上升(4.3%提升至 5.1%)；燃油機組因除離島外沒有新的增設計畫，既有協和、大林及尖山燃油機組預計將在 2030 年全部退休，在 2016~2029 年雖然有裝置容量，但在成本極小化目標下，將轉為備載機組，發電占比將從 3.2%降至 0.2%。

此外，對照表 2-4 與表 2-5，我們亦可發現一個值得探討的現象，台電燃煤機組裝置容量占比雖然從 2011 年的 21.3%增至 2030 年的 32.3%，但其淨發購電量占比卻從 2011 年的 30.1%降至 2030 年的 28.7%，也就是部分燃煤機組將出現降載或轉為備載的不合理現象，本文推測是因新能源政策大力推廣再生能源設置及擴大天然氣使用量，但再生能源發電深受氣候影響，可調度性低，故對淨尖峰能力之貢獻極其有限，若機組淨尖峰能力以保守估計，則風力發電與太陽光電之機組淨尖峰能力僅約裝置容量的 6%與 20%，此外擴大天然氣使用量則使部分複循環機組由中載轉為基載，反而造成部分燃煤機組出現降載或轉為備載的不合理現象。

圖 2-3 為模擬結果與僅考量台電目前已規劃、奉准與施工中機組²所得之備用容量率，由圖 2-3 可發現若核四商轉，則以目前之機組規劃，在 2020 年前備用容量率仍可維持 10%以上(2018 年為最低值 10.7%)，其後因既有老舊發電機組逐漸退役，且因應環保與地方意識抬頭，新電廠建設不易，2025 年備用容量率將降至 1.8%。為使 2030 年備用容量率達到 15%的標準，除了目前台電至 2025 年已規劃興建之各類機組外，需依據新能源政策增建再生能源 6,283MW 及 8 台共 5,760MW 複循環機組，除此之外，仍需再額外建置 6 台共 6,000MW 之新燃煤機組。

² 僅包括台電已確定規劃廠址之機組，其餘如每年能源局再生能源規劃增量、新增燃氣#1~#6、新增燃煤 #1~#2、汽電共生增量、擴大再生能源使用之設置量皆不包含於其中。

表 2-4、各類機組裝置容量占比-核四商轉且核一、二、三不延役

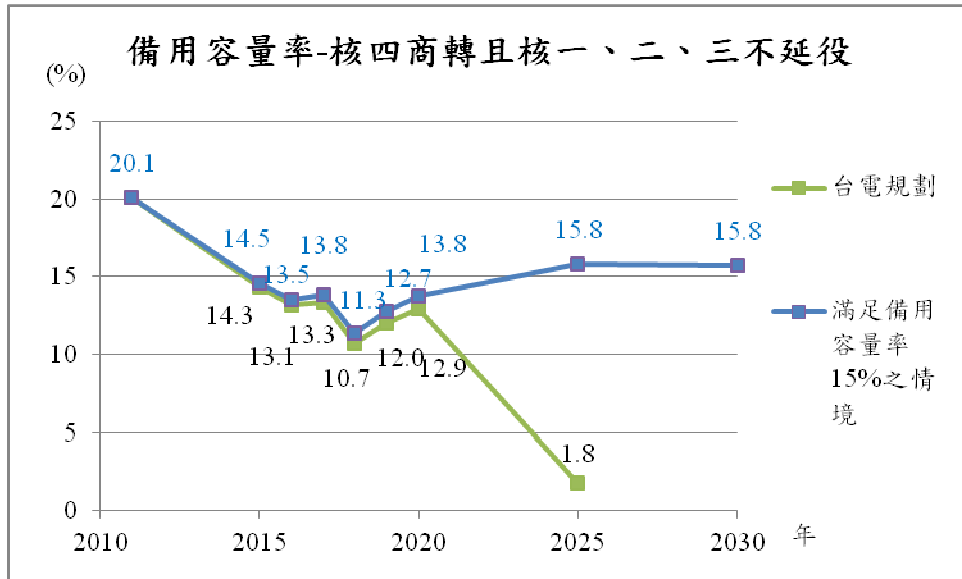
	2011	2015	2020	2025	2030
台電燃煤	21.3%	18.0%	23.7%	34.2%	32.3%
台電燃氣汽力機	2.5%	2.5%	1.1%	0.9%	0.9%
台電複循環	23.1%	22.6%	26.8%	25.3%	27.5%
台電燃油機組	8.1%	7.9%	1.6%	0.3%	0.2%
核能發電	12.5%	15.4%	13.4%	4.7%	4.2%
抽蓄水力	6.3%	6.2%	5.3%	4.5%	4.1%
再生能源	7.5%	9.2%	12.2%	16.8%	18.8%
民營燃煤	7.5%	7.3%	6.3%	5.3%	4.8%
民營複循環	11.2%	10.9%	9.4%	8.0%	7.2%
汽電共生	---	---	---	---	---
總裝置容量(MW)	41,281	42,257	48,940	57,950	63,992

資料來源：本報告研究模擬結果整理

表 2-5、各類機組淨發購電量占比-核四商轉且核一、二、三不延役

	2011	2015	2020	2025	2030
台電燃煤	30.1%	24.0%	26.8%	34.9%	28.7%
台電燃氣汽力機	1.1%	1.0%	0.4%	0.3%	0.3%
台電複循環	19.7%	25.3%	26.6%	29.0%	35.6%
台電燃油機組	3.2%	0.9%	0.2%	0.2%	0.2%
核能發電	19.0%	21.8%	19.8%	7.4%	6.9%
抽蓄水力	1.4%	1.3%	1.1%	1.0%	0.9%
再生能源	2.6%	3.3%	4.8%	8.2%	9.6%
民營燃煤	10.2%	9.4%	8.3%	7.5%	7.0%
民營複循環	8.4%	7.7%	6.8%	6.2%	5.8%
汽電共生	4.3%	5.2%	5.2%	5.2%	5.1%
總淨發購電量(百萬度)	213,042	230,946	261,836	287,316	309,593

資料來源：本報告研究模擬結果整理



註：台電規劃指的是僅考量台電目前已規劃、奉准與施工中機組所得之備用容量率。

圖 2-3、備用容量率-核四商轉且核一、二、三不延役

在溫室氣體排放部分，其總排放量將從 2011 年 118 百萬噸攀升至 2030 年 144 百萬噸，此時與 2000 年的排碳標準(89 百萬噸)相比，仍有 55 百萬噸的減碳缺口；與 2005 年的排碳標準(111 百萬噸)相比，仍有 33 百萬噸的減碳缺口。碳排放係數雖然整體而言是呈現下降的趨勢，2011 年 0.53(公斤 CO₂e 排放/度)→2020 年 0.46(公斤 CO₂e 排放/度)→2030 年 0.44(公斤 CO₂e 排放/度)，在 2018~2025 年卻有不降反升的現象，這是因為從 2018 年開始核一、核二、核三屆齡不延役，其發電量將由燃煤機組填補造成的結果。

在發電成本部分，可依是否考量燃料價格上漲分為兩個情境，其單位發電成本³將從每度 2.20 元增加至每度 2.52 元或 3.49 元，上漲 14.5% 或 58.6%。

³單位發電成本=總發電成本/淨發購電量。

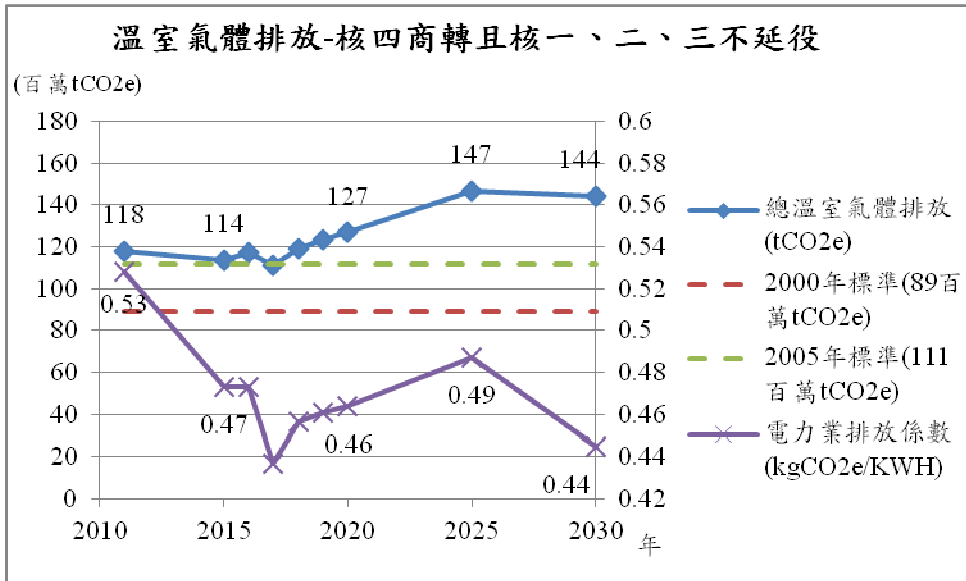


圖 2-4、溫室氣體排放-核四商轉且核一、二、三不延役

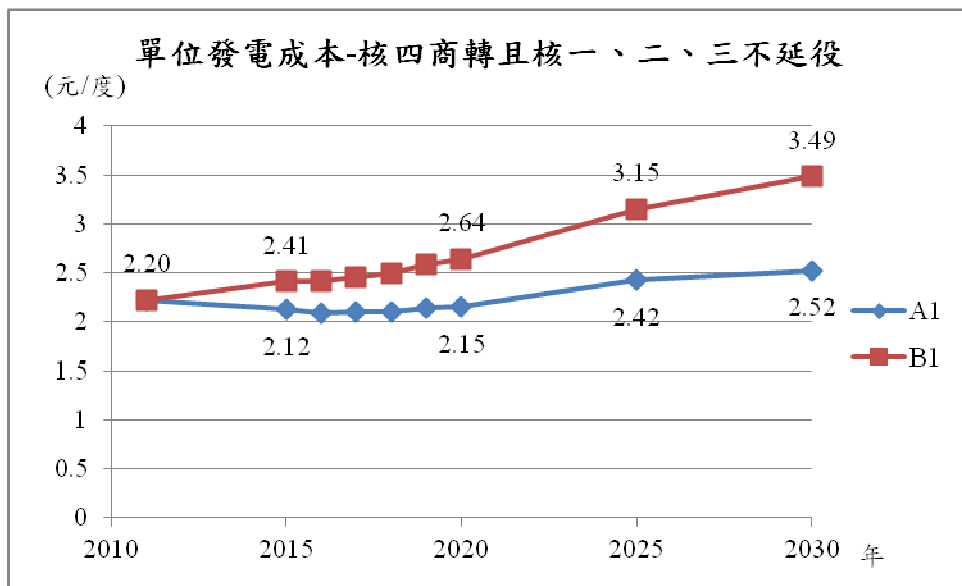


圖 2-5、單位發電成本-核四商轉且核一、二、三不延役

2.情境二：新能源政策+核四不商轉，核一~三屆齡不延役

情境二是新能源政策搭配核四不商轉及核一、二、三屆齡不延役選項，模擬結果分別整理至表 2-6~2-7 與圖 2-6~2-8，此外本文將情境一與情境二總發電成本、總溫室氣體排放量、及備用容量率模擬結果及差異量彙整至表 2-8，用以觀察核四商轉與否對發電業的整體影響。由表 2-6 及表 2-7 可發現核四不商轉主要影響燃煤機組、燃油機組及核能機組，

其中因本文假定 2020 年方能開放額外之新燃煤機組增設，故可發現在 2015 年原核四 1 號機應發電量將由燃油機組取代，使燃油發電量占比由 0.9%提高至 5.5%，核能發電量則由 21.8%降至 17.2%；在 2020 年後核四廠發電量主要由燃煤機組取代，使燃煤機組發電量占比增加約 7%。至 2030 年燃煤機組裝置容量將被迫從 32.3%增加至 35.9%，發電量占比從 28.7%增加至 35.6%，並造成 2030 年溫室氣體總排放量將較情境一增加 17 百萬噸，與 2000 年的排碳標準相比，減碳缺口增加至 72 百萬噸。相較於情境一，碳排放係數將增加 0.06(公斤 CO₂e 排放/度)，發電成本則因取代電量的來源不同而有所差異：若核四發電量皆由燃油發電取代，則每度電約增加 0.4 元；若核四發電量皆由燃煤發電取代，則依是否考量燃料成本上漲每度電約增加 0.05~0.09 元。

在備用容量率部分，因本報告假定 2020 年方能開放額外之新燃煤機組增設，核四兩部裝置容量共 2,700MW 之發電機組(可提供 2,592MW 之淨尖峰能力)若不商轉，將嚴重影響 2015~2019 年的備用容量率，以目前台電之機組規劃，備用容量率將逐年降低，並在 2018 年降至最低值(約 3.9%)，此時若有 2 台大型發電機組發生事故無法發電，則供電端將無法滿足用電需求，進而造成缺電，至 2025 年備用容量率將低至-4.1%。為讓 2030 年備用容量率達到 15%的標準，除情境一所需額外設置之裝置容量外，另需再額外建置 2 台共 2,000MW 之新燃煤機組。

另表 2-8 列出核四續停建之主要差異，由表中可知 2015~2020 年間，若核四無法商轉將使發電成本每年增加 125 億至 463 億之間(若計入燃料價格上漲率，則從 175 億~503 億之間)，僅 6 年合計即將增 1,621 億發電成本。另外溫室氣體排放量每年將增加 8.58 百萬噸~19.51 百萬噸，僅 6 年合計溫室氣體排放量即將增 92 百萬噸。

表 2-6、各類機組裝置容量占比-核四不商轉且核一、二、三不延役

	2011	2015	2020	2025	2030
台電燃煤	21.3%	18.6%	29.7%	38.1%	35.9%
台電燃氣汽力機	2.5%	2.6%	1.1%	1.0%	0.9%
台電複循環	23.1%	23.4%	26.7%	25.6%	27.8%
台電燃油機組	8.1%	8.1%	1.6%	0.3%	0.2%
核能發電	12.5%	12.6%	7.9%	0.0%	0.0%
抽蓄水力	6.3%	6.4%	5.3%	4.5%	4.1%
再生能源	7.5%	9.5%	12.1%	17.0%	19.0%
民營燃煤	7.5%	7.6%	6.3%	5.4%	4.9%
民營複循環	11.2%	11.3%	9.4%	8.1%	7.3%
汽電共生	---	---	---	---	---
總裝置容量(MW)	41,281	40,907	49,240	57,250	63,292

資料來源：本報告研究模擬結果整理。

表 2-7、各類機組淨發購電量占比-核四不商轉且核一、二、三不延役

	2011	2015	2020	2025	2030
台電燃煤	30.1%	24.0%	35.0%	42.3%	35.6%
台電燃氣汽力機	1.1%	1.0%	0.4%	0.3%	0.3%
台電複循環	19.7%	25.3%	26.6%	29.0%	35.6%
台電燃油機組	3.2%	5.5%	0.2%	0.2%	0.2%
核能發電	19.0%	17.2%	11.6%	0.0%	0.0%
抽蓄水力	1.4%	1.3%	1.1%	1.0%	0.9%
再生能源	2.6%	3.3%	4.8%	8.2%	9.6%
民營燃煤	10.2%	9.4%	8.3%	7.5%	7.0%
民營複循環	8.4%	7.7%	6.8%	6.2%	5.8%
汽電共生	4.3%	5.2%	5.2%	5.2%	5.1%
總淨發購電量(百萬度)	213,042	230,946	261,836	287,316	309,593

資料來源：本報告研究模擬結果整理。

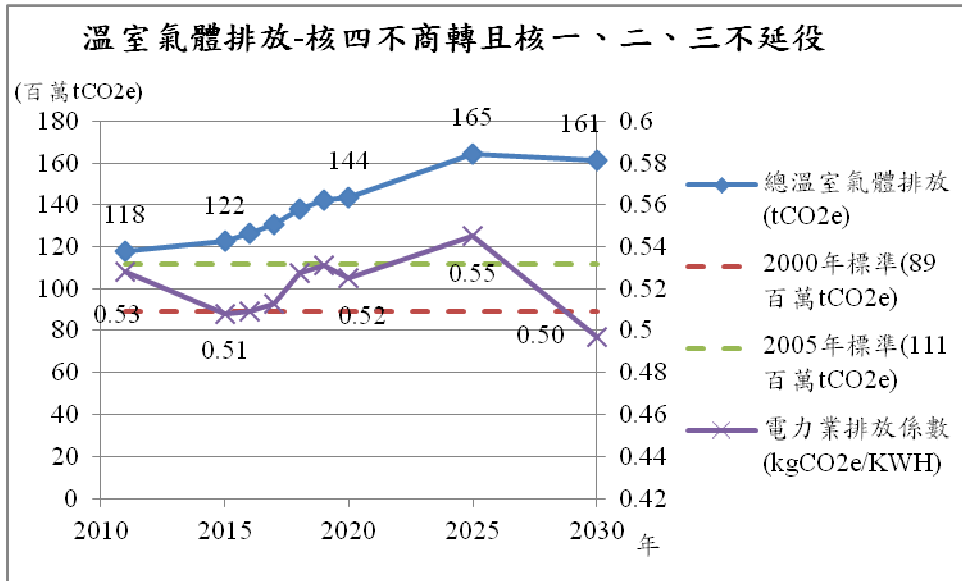


圖 2-6、溫室氣體排放-核四不商轉且核一、二、三不延役

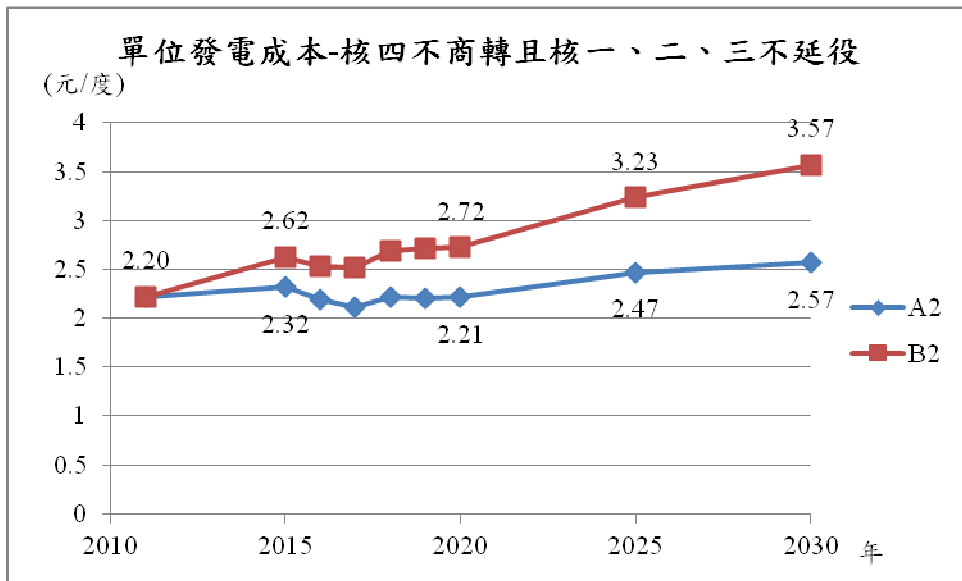
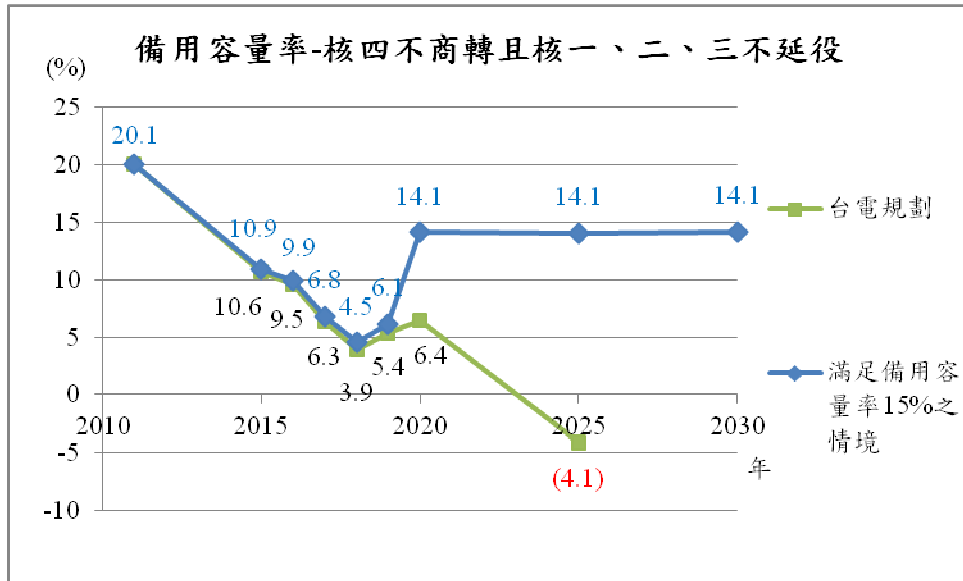


圖 2-7、單位發電成本-核四不商轉且核一、二、三不延役



註：台電規劃指的是僅考量台電目前已規劃、奉准與施工中機組所得之備用容量率。

圖 2-8、備用容量率-核四不商轉且核一、二、三不延役

表 2-8、核四續停建之成本效益分析表

發電成本(單位：億元)：

不考慮燃料價格上漲		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	~2025	~2030
核四續建	增加之投資成本	300	0	0	0	0	0	0	0	0
	總發電成本	-	4,890	4,957	5,115	5,243	5,478	5,630	6,954	7,809
核四停建	增加之投資成本	100 (違約金)	0	0	0	0	0	0	0	0
	總發電成本	-	5,353	5,212	5,240	5,627	5,709	5,792	7,095	7,941
停建造成之成本增加 (停建-續建)	增加之投資成本	-200	0	0	0	0	0	0	0	0
	總發電成本	-	463	255	125	384	231	163	141	132

考慮燃料價格上漲(單位：億元)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	~2025	~2030
核四續建	增加之投資成本	300	0	0	0	0	0	0	0	0
	總發電成本	-	5,558	5,732	5,979	6,230	6,625	6,907	9,045	10,790
核四停建	增加之投資成本	100 (違約金)	0	0	0	0	0	0	0	0
	總發電成本	-	6,060	6,027	6,154	6,714	6,945	7,130	9,290	11,063
停建造成之成本增加 (停建-續建)	增加之投資成本	-200	0	0	0	0	0	0	0	0
	總發電成本	-	503	294	175	485	320	224	245	273

溫室氣體排放(單位：百萬噸 CO₂e)&備用容量率：

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	~2025	~2030
核四續建	溫室氣體排放量	-	113.83	117.27	111.25	119.21	123.17	126.81	146.74	144.18
	備用容量率		14.6%	13.5%	13.8%	11.3%	12.7%	13.8%	15.8%	15.8%
核四停建	溫室氣體排放量	-	122.41	126.38	130.76	137.90	142.28	143.81	164.55	161.34
	備用容量率		10.9%	9.9%	6.8%	4.5%	6.1%	14.1%	14.1%	14.1%
停建造成之溫室氣體 增加(停建-續建)	溫室氣體排放量	-	8.58	9.11	19.51	18.69	19.11	17.00	17.81	17.16
	備用容量率		-3.7%	-3.6%	-7.0%	-6.8%	-6.6%	0.3%	-1.7%	-1.7%

3.特殊情境

由前述模擬結果可知在新能源政策(核四商轉，核一、二、三不延役)規劃下，即便政府規劃進一步擴大再生能源及天然氣發電，2030年溫室氣體排放量仍將達144百萬噸，因此本文再針對2030年再生能源發揮最大潛力、未來新設機組改為複循環機組、溫室氣體排放量回到2000年標準設立三類極具爭議情境，其結果如表2-10所示，探討其對發電成本、溫室氣體排放、機組發電調配的影響。

(1)再生能源發揮最大潛力

此情境假定除了與情境一的相同假設外，另外將再生能源裝置容量在2030年時提高至原2050年的開發目標，而不考慮其是否可行(表2-9所示)。模擬結果顯示，如此擴大再生能源設置將可減少3台共3,000MW之新燃煤機組設置，並取代275億度的燃煤發電，使總溫室氣體排放量降至122百萬噸(減少約22百萬噸)，與2000年比較仍將有33百萬噸缺口，另外將使單位發電成本從每度2.52元增加至每度2.92元(不考慮燃料價格上漲)或3.82元(考慮燃料價格上漲)。

表 2-9、台灣再生能源開發目標

	陸域風力	離岸風力	水力	太陽光電	地熱能	生質能	海洋能
2030	1,200	3,000	2,502	3,100	200	1,400	600
2050	1,200	6,200	3,000	5,000	650	1,866	3,000

資料來源：本報告研究模擬結果整理

(2)未來新設機組全改為複循環機組

此特殊情境假設除已規劃新建的燃煤機組外，未來新燃煤機組，包括較晚規劃興建之大林三、四號機(800MW*2)、興達一、二號機(1,000MW*2)與未來因應備用容量率不足而增設之新燃煤機組，全改由新增複循環機組(燃氣機組)替代，進一步擴大天然氣使用量，而不考慮天然氣使用量大幅增加之可行性，模擬結果顯示未來將會增加12台共8,640MW之新複循環機組，減少10台共9,600MW之新燃煤機組設置，且天然氣使用量將從1,445萬噸增加至2,416萬噸，此時天然氣複循環發電將取代795億度的燃煤發電，使總溫室氣體排放量降至107百萬噸(減少約37百萬噸)，與2000年比較，仍將有18百萬噸缺口，另外將使單位發電成本從每度2.52元增加至每度2.71元(不考慮燃料價格上漲)或3.84元(考慮燃料價格上漲)。

(3)溫室氣體排放量回到2000年標準

此特殊情境強迫發電業溫室氣體排放量在2030年必須回到2000

年排放水準。模擬結果與情境一比較，如要求在 2030 年排放量降至 2000 年排放水準，未來必須增加 8 台共 5,760MW 之新複循環機組與增加 17,000MW 的離岸風力發電機組(約為 2050 年規劃量的 3 倍)，減少 8 台共 8,000MW 之新燃煤機組設置，才能使總溫室氣體排放量降至 2000 年標準，但將使單位發電成本從每度 2.52 元增加至每度 3.29 元(不考慮燃料價格上漲)或 4.19 元(考慮燃料價格上漲)。若核一、二、三廠能延役，由於核能機組裝置容量增加 5,144MW，則未來必須增加之新複循環機組將減少到僅需增加 2 台共 1,440MW，離岸風力發電機組則需從原規劃的 3,000MW 增加 7,400MW，單位發電成本從每度 2.52 元增加至每度 2.66 元(不考慮燃料價格上漲)或 3.57 元(考慮燃料價格上漲)。從上述模擬結果顯示，核一、二、三廠是否能延役將是未來達成溫室氣體排放目標的重要關鍵。

(四)結論

本報告以情境模擬方式探討新能源政策搭配不同核能政策對發電成本、溫室氣體排放、備用容量率、機組發電調配的影響，模擬結果顯示核四商轉與否對整體發電業的影響主要是以 2020 年為分界，因本報告假定在 2020 年方能有額外之燃煤機組設置，因此若 2015 年核四廠一號機不商轉，備用容量率將降至 10.9%，其發電量主要將由燃油機組取代，使整體發電成本平均每度增加約 0.2 元(若核四廠二號機亦無法商轉，將使每度整體發電成本平均增加約 0.4 元)，但在 2020 年後，因有新的燃煤機組設置，核四廠(兩部機組)發電量將由燃煤機組取代，平均每度電發電成本將僅增加約 0.05 元，並增加溫室氣體排放量 17 百萬噸，若考量燃料價格上漲，則平均每度電發電成本將增加約 0.09 元；若核一~三延役則可減少兩部 1,000MW 之新燃煤機組建置，並使 2030 年平均每度發電成本減少約 0.14 元(若考量燃料價格上漲，則可減少 0.22 元)，並減少溫室氣體排放量 31 百萬噸。

此外本報告再針對 2030 年再生能源發揮最大潛力、未來新設機組改為複循環機組、溫室氣體排放量回到 2000 年標準設立三類極具爭議情境，由模擬結果發現再生能源受限於氣候及年容量因素不高，因此即使加速裝設再生能源，使 2030 年裝置容量達原 2050 年的設置目標，總溫室氣體排放量仍達 122 百萬噸，與 2000 年排放標準(89 百萬噸)比較仍將有 33 百萬噸缺口；天然氣雖然是最乾淨的化石燃料，但其在發電時並非完全無碳，因此即使 2030 年將所有新增燃煤發電機組轉為複循環發電機組，總溫室氣體排放量仍達 107 百萬噸，與 2000 年比較，仍將有 18 百萬噸缺口(既使將原有舊的燃煤機組皆改由複循環發電機組替代，總溫室氣體排放

仍無法降至 89 百萬噸)；若將複循環與離岸風力搭配，則未來必須增加 8 台共 5,760MW 之新複循環機組與增加 17,000MW 的離岸風力發電機組(約為 2050 年規劃量的 3 倍)，減少 8 台共 8,000MW 之新燃煤機組設置，才能使總溫室氣體排放量降至 2000 年標準。若核一、二、三廠能延役，則未來必須增加之新複循環機組將減少到僅需增加 2 台共 1,440MW，離岸風力發電機組則需從原規劃的 3,000MW 增加 7,400MW，即可使總溫室氣體排放量降至 2000 年標準。從上述模擬結果顯示，核一、二、三廠是否能延役將是未來達成溫室氣體排放目標的重要關鍵。

此外本報告發現新能源政策大力推廣再生能源設置及擴大天然氣使用量，將造成在 2030 年部分燃煤機組出現降載或轉為備載的不合理現象，建議政府相關單位須及早搭配其配套措施。

註:本章節係由成功大學資源工程學系陳家榮教授主筆。

表 2-10、各種情境模擬結果比較

欄	1	2	3	4	5	6	7
模擬年	2011 年	2030 年					
情境	現況	情境一	情境二	再生能源最大潛力	未來新設機組改為複循環機組	溫室氣體排放量回到2000年標準-1	溫室氣體排放量回到2000年標準-2
核四	---	商轉	不商轉	商轉	商轉	商轉	商轉
核一~三	---	不延役	不延役	不延役	不延役	不延役	延役
發電占比是以備用容量率 15%規劃	煤-40.3% 氣-29.2% 油-3.2% 核-19.0% 汽電共生-4.3% 再生能源(含抽蓄水力)-4%	煤-35.7% 氣-41.7% 油-0.2% 核-6.9% 汽電共生-5.1% 再生能源(含抽蓄水力)-10.5%	煤-42.6% 氣-41.7% 油-0.2% 核-0% 汽電共生-5.1% 再生能源(含抽蓄水力)-10.5%	煤-26.8% 氣-41.7% 油-0.2% 核-6.9% 汽電共生-5.1% 再生能源(含抽蓄水力)-19.4%	煤-10.0% 氣-67.3% 油-0.2% 核-6.9% 汽電共生-5.1% 再生能源(含抽蓄水力)-10.5%	煤-10.6% 氣-49.2% 油-0.2% 核-6.9% 汽電共生-5.1% 再生能源(含抽蓄水力)-28.1%	煤-10.0% 氣-50.0% 油-0.2% 核-19.7% 汽電共生-5.1% 再生能源(含抽蓄水力)-15.1%
備用容量率以 15%規劃(依台電目前已規劃至 2025 年裝置容量計算)	20.1% (20.1%)	15.8% (-10.4%)	14.1% (-15.8%)	14.8% (---)	14.6% (---)	14.0% (---)	14.7% (---)
與 2030 年情境一裝置容量比較,各情境裝置容量皆是以備用容量率 15%規劃(MW)(+代表增加、-代表減少)	煤 11,897 氣 15,203 油 3,325 核 5,144 汽電共生 7,940 再生能源(含抽蓄水力)5,713	煤 23,797 氣 22,756 油 135 核 2,700 汽電共生 10,500 再生能源(含抽蓄水力)14,604	煤+2,000 核-2,700	煤-3,000 水力+498 離岸風力+3,200 太陽光電+1,900 其他再生能源+3,316	煤-9,600 複循環+8,640	煤-8,000 複循環+5,760 離岸風力+17,000	煤-8,000 複循環+1,440 核+5,144 離岸風力+4,400
天然氣使用量(萬公噸)	691	1,445	1,445	1,445	2,416	1,699	1,757
單位發電成本(考慮燃料價格上漲)(元/度)	2.20 (2.20)	2.52 (3.49)	2.57 (3.57)	2.92 (3.82)	2.71 (3.84)	3.29 (4.19)	2.66 (3.57)
溫室氣體排放量(百萬噸 CO ₂ e)	118	144	161	122	107	89	89
減碳缺口(目標回到2000年標準 89 百萬噸)	---	55	72	33	18	0	0

欄	1	2	3	4	5	6	7
模擬年	2011 年	2030 年					
情境	現況	情境一	情境二	再生能源最大 潛力	未來新設機組改 為複循環機組	溫室氣體排放量 回到2000年標準-1	溫室氣體排放量 回到2000年標準-2
電力業排放係數(公斤 CO _{2e} 排放/度)	0.53	0.44	0.50	0.38	0.33	0.28	0.28

資料來源：研究模擬結果整理

註 1：表中所提及之發電成本僅包含全部發電之變動及固定成本，不包含輸配電的成本，此外因核四已完工約九成，故本文假定無論核四是否商轉，已投入之固定成本將攤提至未來 40 年中。

註 2：情境 4 假定除了與情境一的相同假設外，另外將加速再生能源裝置容量設置，使 2030 年總設置量能達到原經濟部能源局規劃之 2050 年之開發目標。

註 3：情境 5 假定除了與情境一的相同假設外，除已規劃新建的燃煤機組外，未來新燃煤機組，包括較晚規劃興建之大林三、四號機(800MW*2)、興達一、二號機(1,000MW*2)與未來因應備用容量率 15%限制而增設之新燃煤機組，全改由新增複循環機組替代，進一步擴大天然氣使用量。

註 4：情境 6 強迫發電業溫室氣體排放量在 2030 年必須回到 2000 年排放水準，除了與情境一的相同假設外，除已規劃新建的燃煤機組外，未來新燃煤機組，包括較晚規劃興建之大林三、四號機(800MW*2)、興達一、二號機(1,000MW*2)與未來因應備用容量率 15%限制而增設之新燃煤機組，將改由新增複循環機組及離岸風力替代，離岸風力的裝置容量無上限。

註 5：情境 7 與情境 6 假設相同，但核一~三更改為延役。

三、衝擊 — 供電安全

(一)前言

近年來反核人士提出不同看法，主張核四電廠停建不會影響國內可見未來電力供需平衡，列舉降低備用容量、增加天然氣發電機組、增加再生能源發電、推行節能措施等方法以達到電力的穩定供應。這些作法是否有可能滿足國內的所需，須審慎嚴謹的評估，畢竟茲事體大。以下將僅就評估時可能須考慮且不能忽略的事項，提出供大家參考。

(二)電力需求

表 3-1 為經濟成長率與購發電成長率對比。很明顯經濟成長率與購發電量成長率是呈現正相關。近年由於受金融風暴與歐日等工業國家身陷經濟低迷困境，以致台灣經濟成長明顯停滯，因此電力需求成長趨緩。

由於一般大型電廠建設從規劃以致完工需時約 10 年上下，因此針對電的需求，需要思考未來十年的可能變化。表 3-2 為自 2002 年至 2011 年台電系統之發購電量，十年間用電需求約增加 28.4%，換句話說，如果不考慮老舊電廠除役與效率下降因素，為了因應十年間用電成長需求，一定得多蓋電廠。因此，一定量的新電廠興建是必要的，且即使是處於經濟成長率約 3% 的情況。

表 3-1、經濟成長率與購發電成長率對比

期間 (公元年)	1946-1953	1954-1965	1966-1974	1975-1985	1986-1993	1994-2006	2007-2011
經濟成長率(%)	N.A	8.21	9.58	8.20	8.31	4.89	3.84
發購電量成長率(%)	20.28	12.54	13.72	8.92	8.61	5.19	1.62

表 3-2、2002 年至 2011 年台電系統之發購電量

年別 (公元)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
發購電量 (億度)	1,659	1,738	1,812	1,897	1,966	2,019	2,002	1,936	2,074	2,130

1. 備用容量率

接著談談有關備用容量率。備用容量率是衡量電力系統發電端供電可靠度的指標，用來應付發電機組大修、小修、故障、負載預測變動等等預期中或非預期的供電變化需求。「備用容量率」是指一年最高小時用電量及當時系統之供電能力為基礎，其定義如下：

$$\text{備用容量率} = (\text{尖峯用電時的供電能力} - \text{尖峯用電量}) / \text{尖峯用電} * 100\%$$

備用容量率的目標值是經政府核定的數字，在 1980 年代時是 20%，於 2005 年調降為 16%，從 2012 年開始調為 15%。近期有許多人因為 2012 年度備用容量率實績值達 22.7%（發生於 2012 年 7 月 11 日），提出我國應降低備用容量率。從上述定義可知，如僅以去年一個特定時間點來論斷我國的備用容量率太高，可能失之偏頗，跟其他國家，尤其是我們經濟上的競爭國進行比較，應該是值得考量的因素。表 3-3 是美國等幾個國家之備用容量率。

表 3-3、美國等幾個國家之備用容量率

國 家	美國	英國	新加坡	韓國
備用容量率	15%	20%	30%	15~17%

鄰近的日本則是採用「備轉容量」，是指每天供電可靠度，其「備轉容量」定於 8 ~ 10%。日本的定義是扣除機組定期檢修、臨時故障、枯水減載等出力後，實際接受調度的發電容量為基礎，故其預備率只有 8-10%，相當於我國「備轉容量率」。若依我國定義計算，其 2009 年備用容量率將高達 45% 以上，2019 年則為 33%。

由表 3-3 可看出，我國所訂備用容量率並不比上述國家來得高。美、英、韓等國系統規模均較我國大，其備用容量率標準至少都在 15% 以上；而與台灣同樣都是規模較小且為一孤立電力系統的新加坡則為 30%。

2. 未來 10 年電力供應

依據主計處今(2013)年 2 月間修訂公布今年之經濟成長率預估值為 3.59%；參考 Globe Insight 最近完成的全球經濟發展展望--預估至 2015 年全球經濟會以較大幅度之成長，之後則呈緩步成長，從經建會、主計處、經濟與學術研究機構等專家意見所作未來經濟發展趨勢預測，預估 2013-2027 年間我國的經濟年平均成長率為 3.35% (詳表 3-4 所示)。

表 3-4、未來經濟成長展望

年別 / 期間	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2013-2027 年
GDP 成長率	3.59%	3.85%	4.38%	4.21%	3.35%

註：主計處於 2013 年 2 月上修 2013 年經濟成長率為 3.59%。

基於上述對未來經濟成長的推估，台電預估 2013-2025 年的售電量與尖峰負載的年平均成長率分別約為 2.38%及 2.45%；其中尖峰用電負載(於扣除負載管理預估成效後)將由去(2012)年的 3,308 萬瓩成長至 2025 年的 4,533 萬瓩，增加量為 1,225 萬瓩，相當於每年增加 94 萬瓩之用電量。對這段時間的供電，台電公司目前奉准興建的大型火力計畫計有：林口、大林、通霄及深澳等更新擴建計畫，預計將自 2016-2022 年間陸續商轉發電，而積極推動的發電計畫則有大潭增建 4 部燃氣複循環機組，預計於 2020-2023 年間加入發電行列，此等發電計畫之裝置容量合計為 1,136 萬瓩。火力電廠是有運轉年限，因此在這期間有些電廠將屆齡退休，這包括大林一、二號機(已於去(2012)年底退休)，大林三~五號機、林口一、二號機、協和電廠一~四號機、台中氣渦輪機、通霄複循環一~五號機、南部複循環一&二號機等，均將於 2025 年以前陸續退休，加計既有三座核電廠屆齡除役的發電容量 514 萬瓩，預估 2013-2025 年台電系統退休的發電容量將高達 1,137 萬瓩。綜合上述，在經濟持續發展及既有老舊機組陸續屆齡退休下，預估台電系統備用容量率將由去(2012)年的 22.7%逐年下降至 2015 年的 14.3%；之後雖有奉准及施工中之發電機組陸續商轉加入發電行列，但 2018 年備用容量率仍將遠低於目標值 15%，至 2024 年甚至降至個位數，電源嚴重不足。

依目前施工進度，核四廠 1、2 號機分別預定於 2015、2017 年商轉發電；若核四因故無法發電，預估 2015 年的備用容量率會由前述的 14.3%降到 10.6%，之後各年備用容量率均嚴重不足；以 2018、2019 年為例，系統備用容量率均不及 6%，屆時分區輪流停電的情形恐難以避免，尤其是電力供需失衡的北部地區；此種狀況在 2019 年之後，如台電仍無新電源加入營運，將持續惡化。有、無核四計畫對未來電力系統備用容量率之影響整理如表 3-5 所示。

表 3-5、核四對 2015-2023 年備用容量率(%)之影響

年別 (公元)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
有核四	14.3	13.1	13.3	10.7	12.0	12.9	11.7	11.0	10.5
無核四	10.6	9.5	6.3	3.9	5.4	6.4	5.7	5.1	4.5

(三)天然氣替代考量

IEA 對廣義的能源安全定義為：充足的(adequate)、支付得起的(affordable)和可靠的(reliable)能源供應。全球傳統天然氣蘊藏量為 208.4 兆立方公尺，目前年度世界生產量約 3.276 兆立方公尺，估計全球已證實天然氣蘊藏量和年生產量的比值為 63.6 年。根據英國 BP 公司 2013 年預測，全球天然氣產量將以每年 2% 的速度成長，其中頁岩氣部分可能以每年 7% 的速度成長。至於液化天然氣(LNG)，現在賣方國已有 20 個，潛在賣方國亦不少，例如東非洲的新發現，及美加擴建液化天然氣製造廠等等。

LNG 是超低溫產品，不同於氣態天然氣由產地以管線直接輸送至客戶端，需用特殊規格的船運輸。其載卸，作業環境的安全係數要求頗高(例如：七級風浪已不適合運輸船靠碼頭，又卸載時如因風浪以致船身幌離岸邊超過 3 公尺，需停止卸載)，故皆以專用海港或碼頭，供 LNG 船舶停泊。國內未來要買更多的 LNG，要問供船舶專用海港在那兒？北台灣由於冬天風浪高之天數較多，不易找到適合興建 LNG 接收站的地點，目前僅桃園觀塘為探知可能的適合地點，但仍有待更多的資訊才能確認。僅考慮量的供應，全球似乎有一定的資源，但是還要我們有足夠接收能力。

接著討論天然氣的安全儲備量與儲備方式。台灣目前只有永安和台中兩處 LNG 專用接收港與儲槽設施，以及苗栗通霄鐵鈷山地下儲氣窖，三處皆為”使用中”儲氣設施，總儲存量約可供應 10 天左右，視國內需求變動而定。因此台灣當前亟待建立”安全儲量”，以因應緊急需求。如比照日本政府投資興建 30 天的安全儲量，要增加現有兩處的儲存容量，受限於地理條件，要實現有其難度。因此台灣不只目前的天然氣供應可靠度(reliable)非常脆弱，未來如果再大幅增加對 LNG 能源的倚賴，就算 10 年間(專用碼頭與儲槽興建所需大約時間)積極大量投資興建相關設施，從能源穩定供應角度來看，是不可靠的。因為以台灣的天候與地理等客觀條件而言，必然有其極限。

至於有人認為未來因為大量的頁岩氣開採，天然氣價格勢必大幅下跌，這要看未來整體供需，相關設施是否到位，以及政治因素等等，不過可以確定的是，台灣對天然氣的採購一定要多付出運輸與低溫液化的成本，而這部分支出以當前費用來講，遠高出美國當前的天然氣價格。

(四)再生能源替代的可能性

目前有許多人認為只要再生能源的裝置容量夠多，就可以替代核能。這樣的想法，在台灣是否可行，讓我們先看看國內目前現況。

1. 台灣風力與太陽能發電現況

迄 2012 年底國內已建置完成 283 部風力發電機組，總裝置容量

55.966 萬瓩，累計發電量 63 億 567 萬度。政府目標是在 2030 年達到發電量佔比 3.3%的裝置量。海陸與各年裝置量詳表 3-6。

表 3-6、2011 至 2030 年規劃增設風電區域與容量

年度	裝置地點			發電度數 (億度)	發電佔比 (%)
	陸域	淺海	深海		
2011	52 萬瓩 (270 架)	—	—	15+0=15	0.7
2020	120 萬瓩 (720 架)	60 萬瓩 (120 架)	—	35+18=53	1.6
2030	120 萬瓩 (720 架)	60 萬瓩 (120 架)	240 萬瓩 (480 架)	35+90=125	3.3

迄 2012 年底國內已建置完成之太陽光電發電系統，總裝置容量 13.430 萬瓩，累計發電量約 1 億 8,436 萬度，詳表 3-7。

表 3-7、迄 2012 年 12 月完成之太陽光電發電系統

	裝置容量(萬瓩)	累計發電量
台電	1.001	2,590 萬度
民間	12.429	1 億 5,846 萬度

2. 風能與太陽能發電特徵

圖 3-1 是我國裝置容量與總發電量之占比圖。由圖中數字可看出風能裝置容量占總裝置容量的 1.3%，但發電量僅只 0.7%；太陽光電裝置容量占總裝置容量的 0.33%，但發電量也僅只 0.07%，兩者的產出均遠小於裝置容量占比。對核能而言，這兩數字分別是 12.6%與 18.4%，產出佔比卻大於裝置容量。

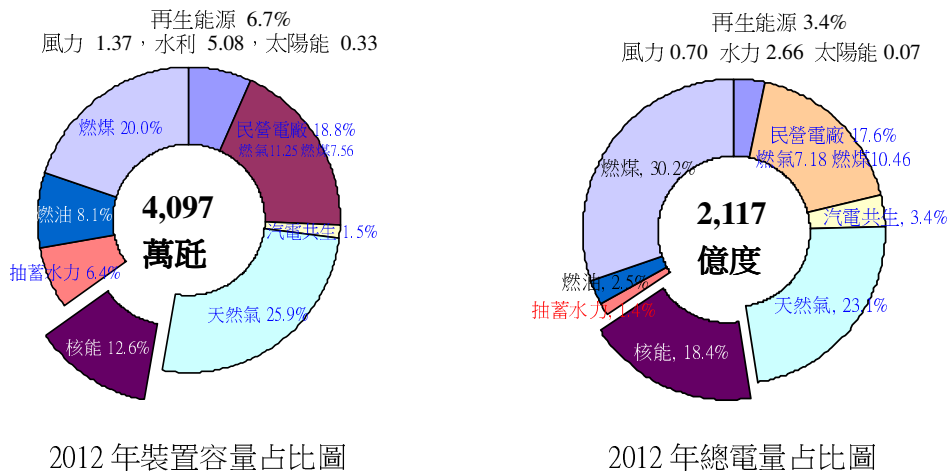


圖 3-1、至 2012 年各式發電容量與發電量占比

圖 3-2 是 2011 年由該年第 1 小時至第 8,760 小時全台灣所有併聯後之風力發電狀況。1.00 代表該小時全台的所有風機皆 100% 達到其最大出力，0.9 代表全台風機總出力達最大出力的 90%。由此圖，可清楚看到風力發電不穩定的狀態。例如圖中第 1 小時到第 517 小時，是一月份東北季風時段，風力最充足的時候，雖多數出力超過 0.9，但是有些期間的出力會降至 0.15 左右，電力供應波動上下起伏極大。先進歐美因高比例的風電，已多次引發大規模停電案例。國內若擬提高風電與太陽光電的占比以替代核四(193 億度電占 2011 年總發電量 2,522 億度的 9.5%)，則約有 10% 不穩定的電力，這將大大衝擊國內電力供應的穩定性。

如以每隻風機 2MW，容量因素 30% 來設算，若要取代核四一年 193 億度的發電力，就需建造 3,672 架風機，就台灣陸域空間而言，是不可能；往離岸風力發展，目前全球並無在颱風頻繁海域裝置風機成功的先例，日本政府曾在琉球建造一座海上風機，但後來遭颱風摧毀。

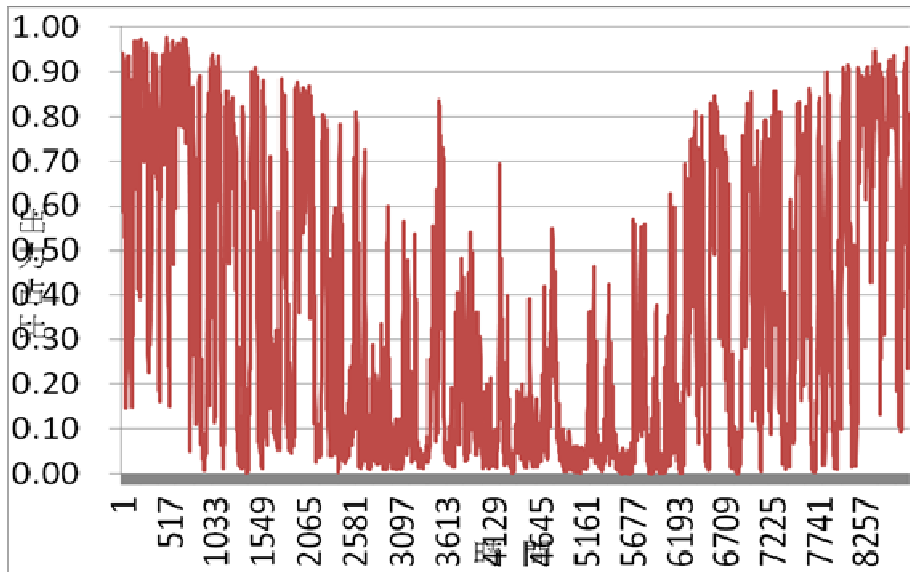


圖 3-2、2011 年全台併聯風機每小時的出力狀況

另外，太陽光電也有土地問題。如以每 1KWt 占地 10 平方公尺，每年平均可發電時數 1,500 小時來設算，那麼欲取代核四的太陽光電所需的面積約 130 平方公里。此一面積僅略小於合併前高雄市的大小，在台灣真的很難找到這麼大塊的土地。

(五) 節能與能源效率提升

依據國際能源總署的研究指出，提升設備效率以節約能源，是一條經濟有效的路徑，也是全球在未來 30 年該積極努力的方向。因此許多人提出台灣如能朝這方向努力，例如，大家都改用 LED 照明，使用高效率馬達，採用變頻設備等等，如此就可以不要核四。只是這樣的思考可能忽略了台灣的現況，我們可以從產業特徵與能源價格，以及其關聯性來瞭解。

1. 能源價格

台灣不論是住宅電價或是工業電價比世界上主要國家，包括已開發或未開發中之泰國、馬來西亞等，都要來得低。面對國際初級能源價格相較於 30 年前已不知攀升幾倍，台灣的低油電價格對提升能源效率是非常不利。在日本推行很成功的能源服務產業(ESCO)，在台灣推行超過 10 年仍無法成長就是一個最好的例證，事實上不論是產業與金融服務業對 ESCO 多數還是非常陌生。

2. 產業特徵

台灣地窄人稠經濟發展主要仰賴出口，且出口主要是代工產品與鋼鐵、石化及其下游衍生產品為主。代工產業競爭且自主性低，基礎工業與其衍生產業發展久但卻是建立於缺乏原物料的情況。因此對許多產

業，在眾多不利因素下，能源價格在成本結構中更形重要。其次台灣中小企業眾多，個別資源有限，由於產業發展的不確定性，在資本支出方面，包括對許多提升能源效率的投入，非常謹慎。

低的能源價格有利於產業維持競爭力，但也會發生產業對節能與能效提升延遲投入等效應，兩者是相衝突。因此我們需要一個穩健而逐步的能源環境變革，以便推動台灣產業結構調整。產業轉型惟有倚賴創新與技術，但此兩者皆需長期耕耘。希望隨著時間遞延，能源結構與價格漸進調整，企業也相應循序改善其體質與能源績效，唯有如此節能工作才能有成效。

節能與能源效率改善是無法立竿見影，需長期因勢利導推動，是台灣一定要做的，但絕不是一個短期能使台灣能源用量驟減一個核四的事。事實上許工業用電價格比我國低的國家，要不具備一定量的自產能源，不然就是有相當比例的核能。

(六)能源安全

台灣由於天然資源極端缺乏，能源進口依存度近 98%。鄰近國家如日本、新加坡、韓國等，雖沒有自產能源，但韓國有高於 40%，日本為 30% 的準自產能源—核能，新加坡雖然沒有核電，其發電所需之天然氣是經由管線來自馬來西亞，不同於我國來自海運，受天候影響，供應較穩定。近年新加坡更積極規劃從鄰近國家購電以增進能源安全，日本更與蘇俄簽訂共同開發庫頁島的油氣能源，在地利上更為有利，而韓國在前蘇聯的中亞地區也非常積極。

台灣地小人稠，同時在能源與電力上是個孤島，電力穩定供應的潛在風險先天上就比其他幾國高出很多。當鄰國或競爭國在能源供應無缺之下，吸引更多的國外投入時，我們卻因供電短缺造成國內外投資減少與產業外移，那影響所及可能是非常廣泛而深遠。核四續建與否這個抉擇你我能不慎乎！

註：本章節係由本社參採淡江大學經濟學系廖惠珠教授、前中油公司探採事業部徐永耀執行長、與台灣機電工程服務社杜悅元副總之報告以及台灣電力公司提供之相關數據彙整而成。

四、衝擊 — 減碳目標

(一)減碳目標

台灣不是聯合國氣候變化綱要公約(UNFCCC)締約國，但仍積極正視全球暖化所帶來的影響，進而調整相關政策，如能源配比、產業結構、經貿發展及國際競爭力等面向。行政院在 2008 年 6 月 5 日通過「永續能源政策綱領」，所制定之政策目標為「能源、環保與經濟」三贏，並希望透過「淨源、節流及立法」來達成整體國家之減碳目標。復在 2010 年 5 月核定「國家節能減碳總計畫」，揭示我國減碳目標為二氧化碳排放量須於 2016~2020 年間回到 2008 年，2025 年回到 2000 年排放水準。

(二)減碳壓力

若核四不商轉，核一~核三不延役(情境二)，且在 2020 年前除已規劃或興建中之發電機組外，不再興建額外之新燃煤機組，則溫室氣體 2030 年總排放量為 161 百萬噸，較核四商轉，核一~核三不延役(情境一)之總排放量 144 百萬噸，增加 17 百萬噸，與 2000 年的減碳標準 89 百萬噸相比，減碳缺口增加至 72 百萬噸。碳排放係數則僅從 2011 年 0.53(公斤 CO₂e 排放/度)降至 2030 年 0.50(公斤 CO₂e 排放/度)，相較於情境一，碳排放係數增加 0.06(公斤 CO₂e 排放/度)。

(三)溫室氣體排放量回到 2000 年標準之條件

此特殊情境模擬乃強迫發電業者溫室氣體排放在 2030 年必須回到 2000 年排放標準。模擬結果顯示：

1. 在核四商轉，核一~核三不延役之情況下

將會增加 8 台共 5,760MW 之新複循環機組與 17,000MW 的離岸風力發電機組(約為 2050 年規劃量的 3 倍)，減少 8 台共 8,000MW 之新燃煤機組設置，才能使總溫室氣體排放量降至 2000 年標準(減少約 55 百萬噸)，電力業排放係數從 0.44(公斤 CO₂e 排放/度)降至 0.28(公斤 CO₂e 排放/度)。

2. 在核四商轉，核一~核三延役之情況下

較 1.之情況下，原需增加 8 台共 5,760MW 之新複循環機組可減少到僅需增加 2 台共 1,440MW 之新複循環機組，離岸風力發電機組減少為 7,400MW，即可使總溫室氣體排放量降至 2000 年標準。

(四)減碳困難

- 1.2011年3月11日日本福島因地震引發海嘯，造成核電廠輻射外洩，使得各國重新檢討核能政策。政府為回應國人對核電安全的關切及疑慮，於2011年11月3日公布新能源政策，其推動主軸包括「確保核安、穩健減核、打造綠能低碳環境、逐步邁向非核家園」，也就是核能政策由「將核能作為無碳能源的選項」更改為「既有核能電廠不延役、核四確保安全才商轉」，且為因應核能電廠不延役所造成的缺口，政府規劃進一步擴大再生能源及天然氣發電，不足的部分則以高效率燃煤機組補足。在此能源發展願景下，預期我國未來仍將以化石燃料作為主要發電的方式，因此欲達成二氧化碳減量目標並不容易。
- 2.再生能源受限於氣候等因素影響，年可用率(年運轉容量因素)不高，使得再生能源所能達到之減碳潛力極其有限。
- 3.達成各階段的減碳目標，如以目前價格偏高的再生能源來完成，除發電成本的增加很難被接受外，風機與太陽光電的間歇性供電特質，必須搭配抽蓄水力儲電建設及電網調度，相關水庫及機組的投資及調度操作的技術未能開發完成前，亦無法大量使用
- 4.用電需求成長與減碳需求二者目前仍存在明顯之衝突與矛盾，我國增加之用電需求，若能由核能或再生能源來供應，將能降低CO₂排放減量的壓力，然而在我國「穩健減核、逐步非核」之新能源政策下，核能已無法成為未來之減碳工具，而再生能源發展方面若無法配合大型儲能系統，其間歇性特性所引發電力供應不穩問題會危及系統穩定性，故預期未來我國仍將以化石燃料作為主要發電方式，屆時恐仍無法符合2020年排放量回到2005年排放量之溫室氣體減量目標，減量缺口若僅賴碳權經營，對於台電公司將形成沉重之財務負擔，若反應在電價中，則將削弱相關產品出口之國際競爭力，不利我國之經濟發展。
- 5.國際燃料價格的變動及輸配線增加與儲能成本，尚未加入成本中，所估算的成本增加率已極為可觀，且仍屬下限值；天然氣是低碳低價的首選但並非完全無碳，替代天然氣的無碳再生能源，在台灣是否可以取得所需要的裝置容量，以再生能源替代的成本，何時下降到可以大量接受程度，是零碳及時程的關鍵。
- 6.未來部分減碳技術，包括CCS的發展，仍面臨技術瓶頸、成本過高、國內地理環境限制等不確定風險，短時間內無法成為減碳的選項。

(五)建議策略

- 1.如何兼顧電力需求與減碳目標，是我國電力業必須面對之雙重艱鉅課題：

- (1) 合理電價調整機制
 - (2) 政策面抑制用電量需求成長
 - (3) 研發減碳技術
 - (4) 將溫室氣體總量管制改為排放強度管制
2. 核四不商轉且不擴大二氧化碳減量缺口為前提尋找燃煤電廠以外最低成本，最優先考量唯有再擴增天然氣的用量及發電機組以氣代煤時，2010年以後原規劃的新燃煤汽力機組至少要有70%至80%須改為建造燃氣複循環機組，並新增每年663萬噸以上的天然氣用量。
 3. 推動節能減碳可藉由提升能源效率、擴展再生能源、研發低(零)碳發電技術等供應面「淨源」管理策略，其他如：發電廠或焚化爐所產生廢餘熱用於區域能源供應系統、汽電共生系統，可大規模提升能源供應端的效率。此外，亦可由需求面「節流」管理策略進行，例如：加強建築物節能設計及綠建築的推廣、推廣發展節能設備並汰換耗能設備、妥適運用價格機制抑制電力需求成長等，而在法規面上則需要透過建置溫室氣體減量或能源稅等相關法制規範加以有效管理。
 4. 目前國際上並沒有對電力系統做CO₂總量管制，原因是電力應經濟的成長而增加，而電力增加，其CO₂排放值亦相對增加，唯一能控制的是降低排放係數，讓CO₂增加的速度減緩。
 5. 相較於政府積極減碳的目標，現階段聯合國對台灣並無要求揭露碳足跡，故目前減碳是否為台灣重要的需求或是否會影響台灣製產品的外銷，值得思考。

註：本章節係由本社參採成功大學資源工程學系陳家榮教授報告及行政院環保署、台灣綠色生產力基金會提供之相關資料彙整而成。

五、衝擊 — 經濟展望

(一)前言

核四停建勢必伴隨經濟衝擊，此一經濟衝擊的項目，除了電業的發電部門的核四基載機組發電量的直接損失，以及替代發電技術所需新增的容量成本(固定資本投資的年均化成本)與能量成本(發電的機組變動成本，包括燃料成本及運維成本)外，尚包括總體經濟面之 GDP、物價、所得、就業等項目的衝擊，以及產業經濟面的電力供應數量、品質以及價格的變動所導致的產業產出變動，因為範圍廣泛，跨越的時間久遠，累積的衝擊，不可小覷，有必要事先了解經濟衝擊擴散的路徑與管道，以利精準掌握可能受衝擊的部門、項目、幅度及時間長度，據以規劃妥善的因應方案，同時審度優劣、權衡利弊，俾作為核四決策的基礎。

首先，須釐清核四停建的經濟衝擊，並非全然屬負面衝擊，被選擇作為替代方案的發電技術及相關之產業產值與就業機會，勢必增加，但是鑑於本報告所鎖定的政策情境，並非零基(zero-based)方案，而是接近完工的『核四停建』相對於『核四運轉』方案，因此本報告乃以此基礎，評估停建核四的經濟衝擊。在此前提下，相關替代方案的效益，並不會納入分析範圍，主要原因，在於我們認為，現階段的核四停建替代方案，應以基載發電機組為範圍，進行比較，任何其他替代方案的新增機會與衍生效益，無論其是以再生能源、或是能源效率提升所導致的電力需求降低，均不可能自然發生，仍需賴額外的資本投資投入。在資源有限且彼此競爭使用的情況下，額外投入資本所損失的機會成本，即是為取得替代方案的衍生效益所必須付出的代價，在此情形下，得失相抵，在成本效益分析方法上，屬於移轉性成本與效益(pecuniary cost and benefit)。因此在核四停建，但其他條件不變的假設下，可被屏除在本衝擊評估的分析範圍以外。

而且因為核能電廠屬於基載發電機組，所發電量，具有能量成本低，機組運轉時數長，且供電可靠度(供電品質)相對較高的優點，未來若發生因為核四機組未如期運轉而出現的基載供電缺口，則彌補此一缺口的方案，勢必須以加裝基載燃煤與燃氣電廠，作為因應。我們即以此一因應方案所產生的經濟衝擊作為基礎，區分電業本身、產業經濟及總體經濟三層面，分別說明停建核四所應思考的衝擊，以及相映減緩衝擊的策略。

(二)電業本身面對之經濟衝擊

- 1.化石燃料發電的佔比提高，使發電的燃料成本，受到國際能源價格波動的影響程度增加，將對主管機關短期希望維持國內電力價格穩定的努力

與企圖，構成挑戰。

- 2.長期而言，由於在化石燃料蘊藏量遞減、開採成本遞增的情況下，國際能源價格的長期展望乃呈現系統性的上漲趨勢，在此一市場價格走勢下，發電成本中化石燃料的成本佔比將隨之呈現系統性的增加趨勢，此一不可控制的成本項佔比的提高，將壓縮電業經營效率的可努力空間，使得電業營運的風險升高。
- 3.未來倘若國內電價的調整持續受到人為不當干預而無法擺脫僵固性，則國際能源價格的上漲趨勢將無法即時反映在電價水準上，而使電業營收將隨用電量的上昇而擴大，造成電力消費者、電業及國庫的三輸局面。析言之，電力消費者因為電價的補貼而欠缺節能的誘因，且被剝奪改善用電效率的機會；電業將因財務惡化而欠缺設備汰舊更新的資金與技術，因而被剝奪供電品質改善與提升的機會，同時影響電業永續經營的能力。對國庫而言，國營的電業，原本負擔自籌開發資金，及盈餘繳庫的責任，但長期的虧損，不僅無法負擔必要的設備汰舊更新的資金需求，且在企業信評惡化的情況下，可能須由國庫挹注資金，以維持電力公用事業的正常營運，避免破產。此一三輸狀況，將形成惡性循環，而進一步衝擊產業及總體經濟。

(三)產業經濟的衝擊

- 1.電業的營運風險，若因化石燃料佔比提高而提高，在長期能源價格呈現系統性上漲的情況下，若國內電價受到人為的抑低，則表面上，電價可保持相對低價且穩定的趨勢，但此係以電業本身汰舊更新的能力惡化為代價，長期將使我國電業的技術進步，落後於國際水準，而且供電品質的低落，亦無法形成支持我國產業國際競爭力提升的有力後盾與動能。惟此一短期國內電力價格風險，可藉由制度性電價調整機制的建立及執行，有效進行風險控管。
- 2.相對的，若國內電價得以在反映國際能源價格變動的前提下，建立彈性調整機制，則化石燃料發電的成本佔比的增加，表示國際能源價格上漲所帶動的國內電價上漲幅度增加。此時，彈性電價調整機制，將使產業用戶面對不穩定的電價，因而形成企業經營的額外風險，特別是國際能源價格的變動，往往與國際市場的景氣榮枯連動，對以出口為導向的小型開放型經濟體而言，高波動或系統性上漲的能源價格，將對製造業的相對競爭力造成不利的影響。惟此一長期國內電力價格風險，可藉由歷年執行能源效率提升及能源替代方案(如再生能源)的推廣之累積成效，逐年降低化石燃料發電比重，而達到長期電價波動的風險管控，並減緩此類衝擊的效果。
- 3.除了短期與長期國內電力價格的衝擊考量外，停建核四所導致基載機組

發電裝置容量不足，進而影響整體電力供給可靠度表現的可能性，亦應納入決策考慮及因應對策的設計範圍。基本上，在數位及電子時代，產業產品生命週期的各個環節，從原料零組件的供應鏈、到生產製程的操作以及最終產品的通路，無一不需仰賴高品質電力的穩定供應，以進行線上即時的各項生產及成本資訊的分析管理與決策。因此停建核四對整體電力供電穩定度所可能造成的時間與空間的衝擊，包括季節性負載特性及區域別負載平衡及輸配電節點的瓶頸，均應精準掌握並妥為因應，避免因為失載率(loss of load probability, LOLP)的上升，影響產業生產營運的正常運作，而導致產業外移。

4. 因應核四停建，政府將須投入大量資源，以緩解能源供應的壓力，宜及早評估相關新興產業之發展，以擘劃出適合我國相關新興產業發展之方式。因應核四停建而可能發展之新興產業，包括再生能源產業、節約能源產業、能源服務業(ESCO)、其他節能減碳相關產業等。其中再生能源產業則包括太陽光電、太陽能熱水系統、風力發電、生質能及氫能燃料電池等，而節約能源產業有工業設備(如馬達等)、照明、冷凍空調等，其他節能減碳相關產業則有綠色驗證產業(如包括溫室氣體盤查之 ISO 14000 系列標準、環保標章等)、減溫技術(如二氧化碳捕捉和儲存)、燃料電池等相關產業。為推動相關新興產業之發展，應考量投資策略與投資績效，以我國現有產業基礎之環境條件，建立適當的制度與配套措施，發展相關而適宜之新興產業，當可引導台灣產業邁向另一條永續發展的路徑。

(四)總體經濟的衝擊

停建核四的決策，若未將前述包括電業及產業之衝擊議題妥為因應，則相關的總體經濟面衝擊項目，包括直接衝擊及透過產業關聯效果所擴散の間接衝擊。茲分別說明如下：

1. 短期而言，化石燃料發電的佔比提高，使我國對進口化石能源的依賴度提高。暴露於國際能源市場價格波動的能源佔比，短期亦因而增加，對國家整體能源安全以及國際收支平衡的維持，均有不利的影響，長期藉由再生能源佔比的提高，可以逐步降低此項風險。
2. 我國小型出口導向的經濟規模，使能源進口依賴度雖高，但是全年進口數量佔國際市場的比例相對較小，亦無法影響國際能源價格的訂定，僅能扮演價格接受者的角色。當國際能源市場呈現供應不足的賣方市場狀況時，將影響我國長期合約的議價能力及合約供應量的取得，而更增整體能源供應的不確定性。同時此一不確定性，將反應於動態的燃煤與天然氣進口價格波動之上，從而增加我國能源進口支出的波動，此時，若國營的油電事業處於虧損的財務營運狀況時，將進一步增加整體政府財源調度的壓力。因此核四停建的決策，必須輔以國營油電事業的財務績

效健全為條件，否則一旦國際能源市場的價格或數量的變動，將直接衝擊國家財政，導致能源風險的擴散。

- 3.然而就國際能源價格的展望而言，權威的分析一致認為在化石燃料蘊藏量遞減、開採成本遞增的長期趨勢下，國際能源市場的價格趨勢長期看漲，因此就整體國家能源支出的面向觀之，此一趨勢將使我國進口能源支出水準及其佔 GDP 的比重增加，而侵蝕我國總體經濟的實質表現，同時惡化我國的國際收支平衡。
- 4.考量國際能源價格的長期走勢，同時為避免能源風險的擴散至國家財政收支領域，則建立能源使用者付費的訂價機制，極為迫切與重要，但是反映國際能源價格走勢的國內能源訂價策略，將意謂著國內能源價格的上漲，因此所導致的包括 GDP 成長率的下降、物價指數的上漲及失業率的增加，乃是無法避免的衝擊，將使決策者面臨極大的社會輿論壓力。但是經濟學家過去對國際能源價格上漲導致的經濟成長負面衝擊幅度的估計，可能偏高。根據國際貨幣基金(IMF)追蹤分析全球 144 國自 1970 年至 2010 年的石油進口統計資料，發現在國際油價漲幅創下三年高檔的 12 段時期中，石油進口國家的總體經濟產出仍呈現正成長。該研究並檢視油價上漲 25%時，石油進口國家在開始的兩年內所累積的 GDP 損失，約為 0.3%，而後的衝擊則遞減至可忽略的程度。但是此一衝擊程度，隨石油進口值佔 GDP 的比例增加而增加，對於石油進口值佔 GDP 的比例達 4%以上的國家，兩年累積的 GDP 損失則可達 0.8%。該研究解析造成 GDP 損失的主要原因，在於當 GDP 規模固定時，增加的石油進口支出，意味著其他支出的減少，因而造成排擠效果，但是反映成本的油價定價策略，將引導市場的能源替代行為，因此可使油品的消費支出減少，使國際油價上漲的即時衝擊隨時間而降低強度。換言之，未來因應國際能源價格上漲的最佳策略，乃是啟動市場需求端的反應機制，以降低衝擊強度，終至消弭於無形。若非如此，而妄圖以人為手段抑制能源價格的成長，則等同於剝奪能源消費市場發展抗漲能力的機會，當國際能源價格的上漲成為系統性趨勢時，過度的人為抑低價格，形成對特定能源消費者的補貼，反而延長能源價格上漲的衝擊影響時間，對於現階段亟需爭取經濟體系調整體質與結構，以適應高進口能源價格時代來臨的我國而言，乃是應該極力避免的錯誤作為。
- 5.反映國際能源市場價格變化趨勢的國內能源訂價原則，雖會導致 GDP 的損失，進而促使國內物價上漲以及就業機會的損失，但以全球 144 國的實證研究結果顯示，只要將能源進口值佔 GDP 的佔比逐年降低(例如由 5%降為 4%)，則 GDP 的損失可由 0.8%降至 0.3%，因此乃是一個具體明確的因應策略採行方向。此外，單一油價上漲事件(漲幅 25%)的經濟衝擊，影響時間雖可能長達 2 至 3 年，但累積的 GDP 損失幅度在 0.3% 左右，事實上並非嚴重的衝擊，亦顯示一般的油價上漲對經濟的衝擊認

知，恐有高估之嫌。雖然未來的能源價格上漲的幅度、頻率與整體經濟景氣狀況仍存有許多變數，無法確切預言未來能源價格變動對我國的衝擊，但是可以確認的是無論核四是否停建，及早建立經濟體系對抗高能源價格的調適能力，乃是『無悔』的選擇。

註：本章節係由台北大學自然資源與管理研究所張四立教授及台灣科技大學化工所顧洋教授主筆。

六、總結

國家發展及人民福祉都有賴於潔淨而安全的能源，面對未來全球能源需求持續增加，未來能源供應匱乏情況因為化石能源枯竭、國際局勢不穩定等因素將持續惡化，而能源使用標的間(包括國家、產業等)之競爭與衝突，未來也勢必將會更嚴重，而能源使用引發環境品質的劣化情況也將會更受關切。能源供需及衍生的經濟發展、環境保護相關課題的挑戰，其實是極為複雜的。人類開始體會唯有確保能源供需的穩定安全，才能達到社會永續發展的期望。因此近年來各國均重新檢視其能源發展規劃，以提升能源效率以及降低能源需求與成本為首要考量，並積極推動能源相關產業之健全發展，期將危機轉為契機，進而邁入低碳社會。

我國能源供給的先天條件極為脆弱，自有能源匱乏，目前的能源供給結構以高碳化石燃料為主，能源集中度過高。我國為海島國家，能源供給體系相對規模小而獨立，欠缺有效的能源備援系統，因此每當國際間發生能源危機，對我國能源供給的衝擊影響都極為顯著。

目前政府新能源政策推動主軸為穩健減核，在野黨也以非核家園為主要訴求，很顯然，廢核已是政府既定政策，但能源供應會影響民生、經濟與國家安全，面對逐步邁向非核家園，能源供給結構應未雨綢繆，有更審慎的檢視及長遠的規劃，及早積極因應，以維持國民福祉，經濟持續發展及國家競爭力。

核四停建所面臨的衝擊將是全面性的，尤其在 2020 年前影響最大。必須先行評估、了解衝擊的程度，並規劃因應之道：

(一)從供電安全的角度來看，包括如何滿足電力需求、備用容量率的下降可能導致的缺電風險、天然氣替代及再生能源替代之可行性，如何強化節能及能源效率提升，以減少能源需求，並滿足國家能源安全的考量等，都是需提前評估及因應。

1. 依過往的資料顯示，經濟成長率與購發電量成長率呈正相關，而一般大型電廠建設從規劃到完工需時約 10 年，因此需思考這 10 年的可能變化。在經濟持續發展及既有老舊機組陸續屆齡退休下，預估台電系統備用容量率將由去(2012)年的 22.7% 逐年下降至 2015 年的 14.3%；之後雖有奉准及施工中之發電機組陸續商轉加入發電行列，但 2018 年備用容量率仍將遠低於目標值 15%。若核四廠 1、2 號機(預定 2015、2017 商轉)因故無法發電，預估 2015 年的備用容量率會由前述的 14.3% 降到 10.6%，之後各年備用容量率均嚴重不足；以 2018、2019 年為例，系統備用容量率均不及 6%，屆時，尤其是電力供需

失衡的北部地區分區輪流停電的情形恐難以避免。2019 年後，如仍無新電源加入營運，將持續惡化。

2. 台灣天然氣總儲存量約可供應 10 天，如要以天然氣替代，當前亟待建立”安全儲量”，以因應緊急需求。如比照日本政府投資興建 30 天的安全儲量，要增加現有兩處的儲存容量，受限於地理條件，要實現有其難度。因此台灣不只目前的天然氣供應可靠度(reliable)非常脆弱，未來如果再大幅增加對 LNG 能源的倚賴，就算 10 年間(專用碼頭與儲槽興建所需大約時間)積極大量投資興建相關設施，從能源穩定供應角度來看，是不可靠的。因為以台灣的天候與地理等客觀條件而言，必然有其極限。
3. 國內若擬提高風電與太陽光電的占比以替代核四，則約有 10%不穩定的電力，這將大大衝擊國內電力供應的穩定性。若要取代核四一年 193 億度的發電力，估計需建造 3,672 架風機，就台灣陸域空間而言，是不可能；往離岸風力發展，目前全球並無在颱風頻繁海域裝置風機成功的先例。如欲以太陽光電取代核四，估算所需的面積約 130 平方公里，此一面積僅略小於合併前高雄市的大小，在台灣真的很難找到這麼大塊的土地。
4. 台灣的低油電價格對提升能源效率是非常不利。在日本推行很成功的能源服務產業(ESCO)，在台灣推行超過 10 年仍無法成長就是一個最好的例證。低的能源價格雖有利於產業維持競爭力，但也會發生產業對節能與能效提升延遲投入等效應，兩者是相衝突。因此我們需要一個穩健而逐步的能源環境變革，以便推動台灣產業結構調整。產業轉型惟有倚賴創新與技術，但此兩者皆需長期耕耘。
5. 台灣地小人稠，同時在能源與電力上是個孤島，電力穩定供應的潛在風險先天上就比其他幾國高出很多。當鄰國或競爭國在能源供應無缺之下，吸引更多的國外投入時，我們卻因供電短缺造成國內外投資減少與產業外移，那影響所及可能是非常廣泛而深遠。

(二)從減碳目標的達成來看，需瞭解將會面臨之困難及可以努力之方向。

1. 困難度:

- (1) 再生能源受限於氣候等因素影響，年可用率(年運轉容量因素)不高，使得再生能源所能達到之減碳潛力極其有限。
- (2) 欲達成各階段的減碳目標，如以目前價格偏高的再生能源來完成，除發電成本的增加很難被接受外，風機與太陽光電的間歇性供電特質，必須搭配抽蓄水力儲電建設及電網調度，相關水庫及機組的投資及調度操作的技術未能開發完成前，亦無法大

量使用

- (3) 用電需求成長與減碳需求，二者目前仍存在明顯之衝突與矛盾，我國增加之用電需求，若能由核能或再生能源來供應，將能降低 CO₂ 排放減量的壓力。預期未來我國仍將以化石燃料作為主要發電方式，屆時恐仍無法符合 2020 年排放量回到 2005 年排放量之溫室氣體減量目標，減量缺口若僅賴碳權經營，對於台電公司將形成沉重之財務負擔，若反應在電價中，則將削弱相關產品出口之國際競爭力，不利我國之經濟發展。
- (4) 未來部分減碳技術，包括 CCS 的發展，仍面臨技術瓶頸、成本過高、國內地理環境限制等不確定風險，短時間內無法成為減碳的選項。

2. 未來可以努力之方向

- (1) 兼顧電力需求與減碳目標，需面對合理電價調整機制、政策面抑制用電量需求成長、研發減碳技術、及將溫室氣體總量管制改為排放強度管制。
- (2) 推動節能減碳可藉由提升能源效率、擴展再生能源、研發低(零)碳發電技術等供應面「淨源」管理策略。此外，亦可由需求面「節流」管理策略進行，例如：加強建築物節能設計及綠建築的推廣、推廣發展節能設備並汰換耗能設備、妥適運用價格機制抑制電力需求成長等。法規面上則需要透過建置溫室氣體減量或能源稅等相關法制規範加以有效管理。

(三)從經濟展望的觀點，需考量電業本身面對的經濟衝擊、產業經濟衝擊及總體經濟衝擊。

1. 電業本身面對之經濟衝擊

- (1) 國際能源價格的長期展望乃呈現系統性的上漲趨勢，在此一市場價格走勢下，發電成本中化石燃料的成本佔比將隨之呈現系統性的增加趨勢，此一不可控制的成本項佔比的提高，將壓縮電業經營效率的可努力空間，使得電業營運的風險升高。
- (2) 電力消費者因為電價的補貼而欠缺節能的誘因，且被剝奪改善用電效率的機會；電業將因財務惡化而欠缺設備汰舊更新的資金與技術，因而被剝奪供電品質改善與提升的機會，同時影響電業永續經營的能力。對國庫而言，國營的電業，原本負擔自籌開發資金，及盈餘繳庫的責任，但長期的虧損，不僅無法負擔必要的設備汰舊更新的資金需求，且在企業信評惡化的情況下，可能須由國庫挹注資金，以維持電力公用事業的正常營運，

避免破產。此一三輸狀況，將形成惡性循環，而進一步衝擊產業及總體經濟。

2. 產業經濟衝擊

- (1) 停建核四所導致基載機組發電裝置容量不足，進而影響整體電力供給可靠度表現的可能性，亦應納入決策考慮及因應對策的設計範圍。因此停建核四對整體電力供電穩定度所可能造成的時間與空間的衝擊，包括季節性負載特性及區域別負載平衡及輸配電節點的瓶頸，均應精準掌握並妥為因應，避免因為失載率的上升，影響產業生產營運的正常運作，而導致產業外移。
- (2) 因應核四停建，政府將須投入大量資源，以緩解能源供應的壓力，宜及早評估相關新興產業之發展，以擘劃出適合我國相關新興產業發展之方式。因應核四停建而可能發展之新興產業，包括再生能源產業、節約能源產業、能源服務業(ESCO)、其他節能減碳相關產業等。

3. 總體經濟衝擊

- (1) 短期而言，化石燃料發電的佔比提高，使我國對進口化石能源的依賴度提高。暴露於國際能源市場價格波動的能源佔比，短期亦因而增加，對國家整體能源安全以及國際收支平衡的維持，均有不利的影響。
- (2) 核四停建的決策，必須輔以國營油電事業的財務績效健全為條件，否則一旦國際能源市場的價格或數量的變動，將直接衝擊國家財政，導致能源風險的擴散。
- (3) 國際能源市場的價格趨勢長期看漲，因此就整體國家能源支出的面向觀之，此一趨勢將使我國進口能源支出水準及其佔 GDP 的比重增加，而侵蝕我國總體經濟的實質表現，同時惡化我國的國際收支平衡。
- (4) 未來因應國際能源價格上漲的最佳策略，乃是啟動市場需求端的反應機制，以降低衝擊強度，終至消弭於無形。若非如此，而妄圖以人為手段抑制能源價格的成長，則等同於剝奪能源消費市場發展抗漲能力的機會，當國際能源價格的上漲成為系統性趨勢時，過度的人為抑低價格，形成對特定能源消費者的補貼，反而延長能源價格上漲的衝擊影響時間，對於現階段亟需爭取經濟體系調整體質與結構，以適應高進口能源價格時代來臨的我國而言，乃是應該極力避免的錯誤作為。
- (5) 無論核四是否停建，及早建立經濟體系對抗高能源價格的調適

能力，乃是『無悔』的選擇。

為在能源安全、經濟發展、及環境永續之間取得均衡，以因應未來國際及國內能源供需發展新趨勢，政府應調整過去被動反應的態度，改以主動前瞻的方式面對各項複雜的能源議題，重新檢討國家整體能源策略之規劃及管理，包括能源供需策略佈局、能源相關法規建置、重點能源科技研發應用、及能源市場運作等，以前瞻思考及周延策略，建立合理的低碳化能源結構，積極發展低碳能源及淨潔能源技術，降低溫室氣體排放，提高自主能源比例及能源效率，以開創我國未來低碳節能的社會與經濟新局。

核四存廢，不僅對於我國面對未來核能發電的定位，而且對於我國未來能源的選項，能源的開發，減碳之挑戰及產業發展，都是相當關鍵的決定。值此國內社會為核四存廢爭議之際，更期望從能源的開發及使用經驗，學習與環境生態的互利共享以及公平精神。

附件

- 附件一 「後福島時代台灣電力問題探討」論壇紀要
(2011年8月2日舉辦) 附-1
- 附件二 「後福島時代台灣電力問題探討與對策分析」
計畫摘要說明 附-11
(執行期間:2011年8月~2012年3月)
- 附件三 「電力業發展之機會與挑戰」論壇紀要 附-15
(2012年11月21日舉辦論壇,並刊登於同年12月12日工商
時報)

附件一、「後福島時代台灣電力問題 探討」論壇紀要

論壇背景說明

今年三月日本福島縣發生兩百年來最大的一次地震，對附近東京電力的核電廠造成極大的損壞，至今尚且未妥善處理完畢。這事件同時也引起了全球對核電安全極度的關切，這其中德國政府的反應最為積極，除了立即下令對境內所有核電廠進行安全檢視外，也確定在 2022 年全面停止使用核電。

於此同時台灣有關核電的敏感神經也再度被挑起，眾說紛紛：有從台灣屬於地震帶，斷層密佈，不適合核電廠建造說起；也有人說台灣備用電力太多，可以廢除核電；由於永續發展的倡議，有人認為可以再生能源取代...等等。

就在全球瀰漫對核能安全存在強烈疑慮的氣氛之際，根據外電報導，英國能源部長在 7 月 5 日一場公開演講卻高呼要讓英國成為投資新核電廠的「第一大國」。美國總統今年初國經咨文宣佈的為因應溫室效應氣候變遷的威脅，將增建核電廠的政策也未見轉彎。尤有甚者，日本九州電力公司玄海核能電廠停修保養的兩座機組，也獲得玄海町長岸本英雄認可，將重新啟動，並已獲佐賀縣知事支持。越來越多的訊息似乎隱含著核能的存廢不是一件單純的議題，不同的國家與地區有不同的考量，加上氣候變遷的因素，使問題考慮更加複雜。近日全球重要煤礦商試圖從 7 月起，將季定價改為月定價，使原本已經上揚的煤礦，將更不穩定，這也意味著存量最大之化石能源供應上也存在許多不易掌握的變動因素。因此我國的能源政策考量，實應審慎為之。以現在核電佔總發電量約 20% 的情況，以及我國的產業與社會結構，核能存廢需有一套完整可行的相應策略。

能源需求總量決定於國家社會的生存與發展，也決定於人民的生活態度與方式，可多可少。同樣能源的供應為因應需求，有多種的組合，潛在風險與所需付出也不同，有鑑於此，本社於今年 8 月 2 日，主辦一場「後福島時代台灣電力問題探討」論壇，由本社潘文炎董事長和中國電視公司林聖芬董事長共同主持，由工研院楊日昌資深顧問擔任引言人，邀請 9 位能源、經濟、核能技術、環保等領域之專家學者進行與談，希望能點出我國在能源的供需上各面向的問題，以利社會大眾在思考我國能源政策走向時，有一個較全面完整的訊息，畢竟能源供應的穩定安全是國家生存的命脈。與談內容摘錄如下，詳細會議資料請瀏覽本社網站。

主席發言

中技社潘文炎董事長：

現在世界上討論最多的兩個議題，一個是地球暖化及二氧化碳排放，另外就是福島核災後的核能發展。有的國家因此考慮是否停用核電，例如德國決定 2022 年全面廢核。

儘管核電廢不廢難有定論，但在我國環境基準法裡，也已經把廢核定為長期目標。

由於一般人認為核能電廠有很大風險，所以愈早廢愈好，但是替代供電方案之規劃及興建曠日費時，且需要龐大的經費，不是要廢就廢；加上核能發電不會排放二氧化碳，現在要廢核，又要節能減碳，就出現兩難。

此外，經濟若按目前速度成長，即使不廢核電廠，到了 2030 年，電力需求還會大量增加，但現在要蓋電廠非常困難，經濟成長又需要電力支持，中技社因此希望藉由此議題的完整討論，讓國人了解能源供應在廢核時的情況，並儘早規劃。

中國電視公司林聖芬董事長：

這是一個熱門話題，今天是恰當時機，能針對議題全方位討論，希望有助於能源政策的完整考量，並提出具建設性、可行性的配套方案。

引言(後福島時代我國能源政策的選擇)

工業技術研究院楊日昌資深顧問：

福島事件發生之後，不但引起全世界注意，我們國內的兩大黨也都有在媒體上表達他們的意見，基本上民進黨的立場是非核家園，而執政黨則是在核四穩定運轉之後，核一二三廠都考慮不延役。我以下的報告就以後者為討論的基礎。

不論是非核或是減核，大家立刻想到的都是它對節能減碳的影響。如果光從這點來看，它對我們國家 2020 年的減碳目標的衝擊應該不是吸收不了的，因為 2020 年前需要除役的只有核一，它的延役與否對我們國家節能減碳目標的影響大概只有百分之五左右。但是，減核的問題不只是它對減碳的影響，而我們國家面臨的能源問題也要比減核跟減碳都更複雜得多。

首先我們很快要碰到的問題是電力備用容量不足的問題，核四要 2014 到 2016 年才能上線，而林口、通霄、深澳、大林這些本來早應該上來的新電廠都因為環評、抗爭等因素而嚴重延後。我們國家經濟與用電成長每年百分之四到五，只要新電廠上不來，電力的備用容量就會直線下降，到 2013 年降到百分之 10 上下，2015 年達到最低點。即使核四跟現在延後的幾個新火力電廠在這之後能上得來，基本上我們國家的電力備用容量會一直到 2020 年之後都還在百分之 10 上下徘徊，也就是說限電的壓力一直都會是個揮之不去的問題。再生能源即使加速建置，所造成的貢獻會很有限。天然氣(LNG)也是緩不即急，因為新增天然氣機組的興建需要時間，而且相關的儲運設施都還需要增建。因此看來如何提升能源效率，把對電力的需求壓低下去已經是剩下來的主要解決方法了。

這個問題在告訴我們一個很需要我們好好想一想的問題，那就是我們是一個非常地窄人稠的國家。如果我們國家經濟每年成長百分之 5，用電成長百分之 4，二十年之後我們會需要現在兩倍以上的電廠才能滿足我們用電的需求。我們找得到那麼多場址嗎？減核，撇開它的安全問題，對減碳的衝擊不談，它對我們這個「電力與民爭地」的問題會帶來更大的壓力。這也許是比節能減碳更基本的一個問題。

為什麼我們需要這麼多的電？主要是我們工業耗能佔比過大。工業耗能的佔比在全

世界是百分之 27，在 OECD 國家則只有百分之 22.7，但我們則高達百分之 53.8。工業是我們經濟發展的主要引擎，但它也是我們為什麼要用這麼多電，需要蓋那麼多電廠的主要原因。

工業就是我們國家能源問題的所在嗎？這樣說很不公平。事實上，工業在能源這方面的表現是非常亮麗的。我們的電腦通訊電子業的 GDP 在過去 20 年裡以平均接近每年百分之 20 的速度成長，到現在已經是佔全工業 GDP 的一半以上了，因為它的能源密集度遠低於其他工業，它的快速成長帶動了整個工業的能源密集度比全國能源密集度的下降快了幾乎兩倍，可以稱得上是各行各業中的一枝獨秀了。那麼我們的問題在哪裡？真正的問題其實反而是發生在 GDP 佔比最大，能源密集度比電子業還要低三倍的服務業，它的 GDP 成長率現在落後國家 GDP 成長率百分之 1.2。過去十年裡它在國家 GDP 裡的佔比已經從百分之 70 下降到現在的百分之 64 以下。這其實才是我們始終擺脫不了高度倚賴工業，以及耗能和電力需求都居高不下的主要問題所在。

除了電力備用容量和高度倚賴工業之外，我們面臨的第三個能源問題是一個世界性的問題。那就是全球石油的供應已到頂峰（peak）了。往後石油以及跟著它連動的液化天然氣在供應上都會是高度的賣方市場，在價格上也會高度的不穩定。我們鄰近的幾個國家，除了中國是在無所不用其極的在全世界搶油田之外，日本已經有政策要直接控制自己需求量百分之 30 的油田產量，而韓國也在前年增資了 184 億美元給國家石油公司 (KNOC) 來擴大參與國外油田開發的實力。看來我們國家在這方面也需要有所著力了。

我們面對的第四個重大的能源議題是我們現在已經很迫切的需要一個能夠真正具體可量化的節能政策了。能源效率不只是現在要對抗限電的主要工具，它更是我們國家達成節能減碳目標的第一大選項，佔比在百分之 40 以上。我們國家雖然一直都有能源效率的政策，但是能夠具體量化，像能承諾每年減少多少噸二氧化碳排放的部分還是很少，我們需要盡快的制訂出這種可以具體量化的方案，真正的節能行動才能展開。

其實上面描述的四個我們國家今天面對的重要能源問題，它們能否被克服的關鍵都是節能是不是節得下來。這是一個做起來比說起來難得多的事。尤其在 2020 到 2030 年這段時間裡，到時候國際減碳的壓力會因為減碳進度太慢而比現在大得多，油和天然氣的供應和價格都只會更不穩定，攸關國家 GDP 成長和能源密集度下降很大的電子業的成長終究會緩慢下去，核二和核三還要跟著核一除役下去，需要彌補的缺口會大得多，那時候才是我們國家能源政策真正要承受考驗的時候。如果我們有一點遠見的話，都應該瞭解我們現在就已經沒有任何時間可以浪費了。

議題一、台灣生存與發展之電力需求

台灣電力公司杜悅元前總工程師：

台電每年都會對未來 10 年作電力供應的預測，以去年的預測，預計民國 104 年的備用容量率將降到 10% 左右，低於政府核定的備用容量率，16%。由於備用量率是要保證供電安全，以過去的經驗來看，只要降到 10% 以下，就會有限電的可能。現在又有日本福島事件，核四機組來不及運轉，備用容量率會有很大的問題。

此外，電力需求與 GDP 一起成長的情形，未來會達飽和期，不會一直成長下去。

例如，日本電力沒有什麼成長，因為已經高度工業化，美國也是，我們是成長中的國家，所以跟 GDP 的成長還無法脫勾，但未來不會一直蓋新電廠。

目前電價不敷成本，使用電力有補貼，用多的人，受到補貼就多，也因此會產生為何要降低用電的想法。未來應該要讓使用能源的人，都付出應付的代價，才不會造成節能者反而補貼少的現象。

清華大學經濟系黃宗煌教授：

電力是經濟成長重要的一個動力來源，在此情況下，電力需求的成長，會比過去更加快速，以預測每年要成長 5% 的 GDP 計算，即使每年節能 2% 的成長率，電力需求還是成長。

面對此問題，要如何提供適當的供電結構以滿足未來的成長需求，並選擇何合理的需求管理策略，藉以遲緩成長確實是個重要議題。以提供電力供給的角度，結構應會隨時間而改變，核四不商轉對 GDP 或就業率都無可避免地會造成負面影響，除非其他供電方式能夠能以相同的條件適時彌補缺口。

藉由再生能源發電來改善現有的高碳結構，是大家一致的心願，但電價也勢必高漲，其對不同所得族群的影響(亦即分配效果)將不利於低所得戶，即便電力支出占所得比例不高，在可支配所得偏低的情況下，仍需有明確的救濟配套。值得注意的是，如果廢核導致缺電機率增加，影響所及包括生產、健康、競爭力、外人投資等，此等後果同樣需有周延的因應對策。

因此，改變能源供給型態時，能源政策的需求管理願景可以樂觀，但政策上要有效整合，工具選擇上要具成本有效性，執行上也要能完全。此外，負責任的決策不僅不能忽略弱勢團體的負擔能力，更須兼顧政府的財務永續性及產業競爭力。

台北大學自然資源與環境管理研究所張四立教授：

台灣長期電力供給的規劃，都是依據穩定供應、充分滿足需求為原則，所以長久以來都採取被動因應，需求多少，就蓋多少電廠。現在國家政策談綠能，未來勢必脫離化石燃料依賴。

換言之，現在是負載預測後，再規劃蓋電廠，這是由上而下的政策形成方式。若要擺脫對化石燃料依賴，就要由下而上，讓每個終端用戶扮演更積極的角色，改採量入為出，用電需求要被規範。

例如，我國人均用電量，在 2006 年時全球排第 16 位，比溫室氣體排放量的全球排名還前面。負載需求預測未來用電量還會成長，因此需要蓋更多的電廠來因應，這是因為用電負載仍用人均所得及 GDP 為依據，使經濟成長和用電需求沒有脫勾。

抑低需求除了電價以外，還有電價結構，我國電價水準的僵固連帶使電價結構長期欠調整，使得電力訂價思維及技術落後，但不同時間及區域，及電力技術組合，成本都不相同，未來應設計分級、區域或更細緻的時間電價，以此作為需求端管理的工具。

台北商業技術學院財政稅務系黃耀輝副教授：

我國缺乏能源，能源價格卻嚴重偏低，長此以往，則能源需求不斷成長，供給永遠跟不上。因此，能源政策的正辦應從需求面管理切入，效果比去核此種供給面的效果來得大。

檢視主張去核者的下列配套措施，無一不是等同於調高電價：「使用替代能源」（尤其再生能源）成本和技術門檻高，必然造成發電成本上升；「節能」必須靠價格提高才有誘因和效果；「調整產業結構」面臨失業增加的難題；「電業自由化」更是讓民營業者不扛政策任務，自由調漲油電價格。總之，去核的必然代價就是電價調漲。而且，還不能保證沒有限電、缺電的問題，更無法因應溫室氣體增加的挑戰。

因此，政治人物必須誠實的對國人說出「去核必然以電價調漲來配套」的真相，再由選民決定選擇去核與否。

議題二、供給台灣生存與發展之電力需求可能選項

台灣綜合研究院吳再益院長：

根據 OECD 在 2009 年主要國家用電狀況，台灣年用電量 2300 億度，日本超過一兆度，德國 6000 億度，韓國 4400 億度。台灣雖然用電量相對較少的國家，但在化石能源使用上，台灣發電量的占比高達 7 成 7，比重最大。

相對的，我國核能佔發電量比重的 18%、日本為 26%、韓國佔了三分之一，即使是主張廢核的德國，目前核電也有 23% 的佔比。

所以，2011~2020 年的黃金十年，若 GDP 每年有 5% 成長，電力彈性係數為 0.8，仍有 4% 的成長，顯示電力需求還是要成長。即使能源效率改善，4% 再打對折，也有 2% 成長。

在全球的大環境之下，應該支持再生能源的比例要提升。但推動再生能源，有關成本要反映到電價，還要考量儲能設備是否足夠，假設要把核能電廠做正常除役，要考慮電力穩定供應的大前提，一定要使電力政策規劃穩定、可靠、可行。

清華大學化學工程系萬其超教授：

能源雖是高科技，但已不能當技術或產業來處理，而是全民活動，所以討論時，要接受它可能是高度政治化的事實，並把現實的意見考慮進去，否則方案很難有效。

換言之，就是儘量先選有共識的事情著手。以目前來看，就是節能及提升能源效率。有效的作法不只在工業上，而應擴及全民生活用電上，也使節能之影響更深入人心。

例如，把空調室溫由 24 度調到 26 度，何時做到都沒關係，最後有做到，就會有一個數字談做到多少，而這個結果可以節能多少，這樣才會對開發新能源有個理論的共識基礎。

應有實際活動，要讓人民慢慢意識到能源之存在與重要性。如同大陸用電已不是抄電表，不付費就切電。他們是採用儲值卡方式，只要儲值卡未儲值，電就自動切掉，老百姓較容易意識耗電之成本。一個國家停電是大事，但單一個家庭短暫切掉電力，反而是很好的教育。只有全民有了深入的能源意識，才有條件規劃較具爭議的能源項目。

清華大學工程與系統科學系李敏教授：

核能是一個大環境下的選擇，核能的優點是燃量體積小、運輸儲存方便；發電成本中，燃料成本所佔的比例低，故發電成本穩定，不異受國際能源價格波動的影響。台灣因為 99% 能源依賴進口，所以核能可以穩定能源供應及價格，也不會排放二氧化碳。

核電的使用是風險的選擇，使用核能發電要承擔類似日本福島核電廠事故的風險；不使用核電，要承受能源供應與能源價格是否穩定的風險，還要加上無法達成二氧化碳減量目標的風險。核能安全之所以成為民眾最關注的焦點，來自於民眾對輻射的不了解，由此次福島事件來看，這種畏懼已超出想像。

事實上，任何核電廠都有設計基準，在符合社計基準的環境下，電場是不會發生輻射外釋事故。福島事件是天然災害的程度超過電廠設計基準。福島事故的經驗，讓核能界開始思考如何因應超過設計基準的事故，同時規劃所謂的斷然處置措施；必要時，以海水灌入爐心，雖然會造成電廠的廢棄，但可以保障民眾安全。

積極的發展再生能源，積極推動，節能措施，提高能源使用效率，持續安全的使用核能發電，這是國家能源政策的三項基石，缺一不可。

大同大學電機工程學系陳斌魁教授：

目前若將核電除役，會有限電可能。解決的方法包括開源、節流，及負載管理。開源除了發展具經濟效益之再生能源外，可增建傳統火力電廠，以及政策引導，引進競爭機制，提升現有電廠效率，而且電廠不一定要台電興建，民間或許比較快。

節流就是能源有效利用，如：區域冷暖房、綠建築、火力電廠予以汽電共生(若條件許可)等，節能與環保法規有關，宜同時檢討。至於負載管理，由於停/限電是機率問題，與備用容量有關，備用容量少，停電機率就大，依歷史經驗，台電有限電或停電壓力是在夏季，時間不長，不宜只為了夏季短暫電源不足而增建尖載機組，可用負載管理手段抑制尖峰，其付出成本遠低於興建電廠。先進國家之電價機制設計，於缺電時段，用電客戶若將用電權利放出，電力公司會付錢給出讓者，其他需用電之客戶將可不需停/限電。另外，也可利用負載轉移，例如用儲冰式空調，夜間耗電製冰，白天就可用耗電較小的風扇產生冷氣，減少尖峰用電量，降低停/限電之機率。

至於再生能源推廣之潛力及侷限需考量：(1)成本效益：自然環境資源佳者優先開發，否則成本偏高。(2)供電穩定性：因為再生能源是看天吃飯，發電不穩定，須靠可控制的傳統電源輔助，因此有容量限制。(3)電力輸送問題：電網瓶頸可能限制再生能源的發展。

主題三、不同時空條件非核家園的挑戰

工業技術研究院楊日昌資深顧問：

能源效率是我們做節能減碳需要倚賴最重的一塊，佔總減碳量的百分之 40 以上。未來十年裡核一要除役，真正能吸收這衝擊的也是這一塊。一個有用的，能具體量化的能源效率政策有三個要素：一個是法規，也就是棍子。一個是誘因，也就是胡蘿蔔。第三個則是支撐法規和誘因的財源。這政策裡法規跟誘因的配比依一國的國情而定。民意

愈高張，減碳成本愈高的國家往往愈需要更多的胡蘿蔔。美國加州就是一個我們很值得我們去做標竿學習的地方。在過去三十幾年裡它的 GDP 成長了一倍，能源耗用在法規搭配誘因的政策之下則幾乎沒有成長，是一種近於完全脫鉤的成效。

美國許多州都效法加州的做法，它們每年投入總電費收入的百分之 1.5 到 3.5 補助老百姓購置高效率產品及投資效率提升。這種誘因措施達成了每年百分之 0.7 到 1.8 的節電效果，十年下來就累積了百分之 6.8 到 16.6。我們的核一二三廠加起來的裝置容量也不過是全國總裝置容量的百分之 12.6。這個比較告訴我們，節下來多少電其實就等於是建了多少不需要環評，也不會「與民爭地」，而且建起來比實體電廠更便宜的「虛擬電廠」。加州和美國這些州的經驗現在也已經在德國、英國和日本這些國家施行，這些經驗告訴我們具體量化的節能政策是設計得出來也做得到的。

台灣綜合研究院吳再益院長：

我支持虛擬電廠，但過去台灣電價偏低，若沒有在合理電價條件下，不能水到渠成。虛擬電廠把尖峰負載需求降低，電源開發的壓力相對降低，有助環境改善。

另外，考量台灣是獨立供電系統，穩定是最高原則。現在電源的基載，核能佔比愈來愈低，其他火力電廠的環評又難通過，台電區域負載早已不平衡了，需電方面，北部佔比 45%、中部 27%、南部 28%，但北部供電佔比只有 34%，有 10 個百分點以上差距無法滿足。

最大痛苦是，設電廠時，即使蓋得出來，電也送不到你家，因為電塔蓋不出來。一支電塔若經過國家公園，環評就很難過關，顯示台灣要蓋電廠很辛苦，相關人士應該告訴人民，電力要穩定供應，會有很多挑戰。先進國家即使在發生福島事件後，還是審慎評估核電，在提升核電安全規範下，核電的取捨必須兼顧長期供電穩定與對 CO₂ 減量的承諾。

中央研究院經濟研究所蕭代基教授：

如楊日昌顧問的引言報告，政府一直苦惱於我國節能減碳目標的缺口很大，而節流策略的節能減碳貢獻大於淨源策略，單位減碳成本也較低，甚至可能是負成本，但是卻都用不出去，為什麼？主要是我們對於未來的能源需求成長預測太高，傳統做法是先規劃未來幾年經濟成長率要多少，再決定達到目標要有多少投資與消費，民間達不到，政府就投資與消費，也因此而引伸得到能源需求成長量，目的就是要經濟成長。這種 GDP 成長中心主義是世界各國的迷思，這點不改，不只是台灣，世界都會面臨很大挑戰與危機。

因為未來能源供給成長的能力已面臨挑戰，石油供給已達尖峰，不久的將來一定會降下來，很多其他自然資源也一樣，所以能源需求不能再成長，不然將面臨超高油價與長期的經濟衰退，屆時需求還是會下降。

因此最重要就是要檢討 GDP 成長中心主義，日本以前雖然也這樣，但現在已修改，大陸現在也在修改。近來台灣推動節能減碳政策，就是因應能源與氣候危機，但是還需要更進一步修正 GDP 成長中心主義，這是根本之道。因此別再以 GDP 為唯一成長指標，

政策若只有一個指標，很容易產生錯誤，例如國光石化撤案前的石化產業政策，雖然石化產業附加價值低、耗能大，但為求經濟成長，仍規劃其高速成長，雖與節能減碳政策目標相違。

具體而言，電源開發規劃不應再根據用電需求以規劃供給（量出為入），而應該根據供給能力而管理需求（量入為出），這就是楊顧問引言報告所說，三十餘年以來各先進國家電力公司成功執行的需求面管理以提升能源效率的政策。

化石能源不可能再生，天然資源供應一定會有不夠的一天，面對未來嚴峻的挑戰，政策一定要強硬（tough），不能軟弱，這就是管理大師 Michael Porter 二十年前提出之有名的 Porter Hypothesis 之主旨：“Strict environmental regulations do not inevitably hinder competitive advantage against foreign rivals; indeed, they often enhance it. Tough standards trigger innovation and upgrading. ... I found that the nations with the most rigorous requirements often lead in exports of affected products.”（Michael Porter, 1991, Scientific American 264 (4), p. 164.）。

台灣電力公司杜悅元前總工程師：

一個電力系統供應穩定，基載一定要有一定比例，備用容量也要足夠。要走非核家園，基載電力就要找替代能源。天然氣發電取代核能發電的可行性及對電價的衝擊要詳加評估。

台電的主要任務是穩定供應電力，因為電源開發要很長的時間，所以要有長遠規劃，每年做十年的預測，但不一定到了那年就要蓋新電廠，因為預測如果未達到，也許電力建設就會放緩，若成長更快，也會加快建廠速度，一切都要看電力需求。

台電對一般電燈用戶的節能，提供電價的折扣，但是總用電量沒有降低，只是壓縮成長率。原因是否能源價格太低，所以措施下去不比國外有效，也許我們能源價格太扭曲了，先要調整成合理價格才能看到節能措施的效果。

主席結論

中技社潘文炎董事長：

聽過各位的高見，嘗試做以下的結論：

- 第一、首先，與會者都同意電力需求會繼續成長，2030 年保守估計也會成長 3~5 成。
- 第二、蓋新電廠不容易，而且區域供電的平衡跟穩定，在蓋電廠時都要克服。同時可考慮改變過去以 GDP 成長規劃電力需求的作法，改為量入為出，限制需求。
- 第三、提高能源效率是所有節能減碳方案中最有效的一種，目前推動績效不彰，其中價格太低是原因之一，未來應該提高能源價格，且節能減碳須有量化的目標，才能有效執行。
- 第四、2015 年備載容量接近 10%，屆時會有限電危機，如何因應大家都擔心，台電加強負載管理外，還要有其他措施。
- 第五、核能好處是便宜，但也有安全的顧慮，所以核能是風險的選擇，廢核會增加二氧化碳的排放，同時會有電力需求不足等問題，所以替代方案及經費來源，應有配

套規劃，清楚向民眾說明。

第六、再生能源成本高且有侷限性，但世界未來能源供應短缺已可預見，所以應投入研發改善效率，積極推動。

第七、節能減碳及能源政策應設法以民眾聽得懂的語言來說明，並且鼓勵民眾參與。

附件二、「後福島時代臺灣電力問題探討與對策分析」計畫

摘要說明

一、計畫執行期間：100 年 8 月 1 日至 101 年 3 月 31 日

二、計畫執行單位：財團法人中華經濟研究院

三、計畫研究方法：

(一) 參考經濟部與台電 2010 年至 2021 年的長期電力負載預測，及考量我國 GDP 成長及電力彈性係數情況下，預估我國之供電量與尖峰負載預測。

(二) 依據我國現行能源政策，提出我國電力政策評估之基準情境；再依據國內近期朝野核電政策之主張與建議，並配合核一至核四等各核電廠運轉期程的可能調整組合，提出我國各種核能調整或替代方案，從而提出我國電力政策評估之各種替代情境。

(三) 依據各種替代情境設計，分析我國本身主客觀情勢，加上研究各替代能源在技術及資源上之條件，而提出各種情境之供給面配套措施。

(四) 針對各情境及其供給面配套措施，分別進行：

1. 對各種發電方式之發電成本進行分析與預測，從而進行各替代情境相對基準情境之供電成本比較，並評估不同情境之相對電價調整幅度；

2. 各替代情境相對基準情境之二氧化碳排放量比較。

(五) 依據各方案與情境之設計，運用總體能源經濟計量模型進行實證研究，分析各核能調整或替代方案之模擬情境對我國總體經濟、產業、物價和溫室氣體排放之影響。本研究使用 Liang-Jorgenson (2003) 的台灣動態一般均衡模型 (Dynamic General Equilibrium Model of Taiwan) 以下簡稱 DGEMT 模型來進行分析。DGEMT 模型是一個結合梁啟源 (2000) 的台灣能源經濟模型，行政院主計處總體經濟計量模型及工研院 MARKAL 模型共三個模型而建立。

四、計畫結論：

(一) 研究發現核四是否運轉扮演著相當重要的角色，相較情境 1(核一提前於 2016 年除役，核二、三屆齡除役，核四商轉)與情境 2(核一、核二、三屆齡除役，

核四不商轉)可發現，核一提前除役，影響的僅有 3 年的供電量。若核四無法商轉，將影響 2014 年以後的供電情況。

- (二) 若考慮以其他發電方式取代核能，在不考慮再生能源不穩定供電等特性可能帶來的成本及二氧化碳排放成本的情況下比較四種子情境，仍然以再生能源中的太陽光電來取代核能發電最為昂貴，其次是離岸風力，第三是燃氣發電，最後是燃煤發電。若以零碳排放為目標，成本較低的離岸風力發電應是較佳的選擇。然而若無法承受再生能源所帶來的高成本，且能接受某一限度的碳排放量增加，排放量較低的燃氣發電是不錯的選擇。
- (三) 2011 年 11 月的新能源政策，乃以核四商轉而既有核電廠如期除役為基準，也有考慮將核一電廠提前至 2016 年除役，而此項考慮與核一電廠不提前除役的基準情境比較，對電價、CO₂ 排放、物價及 GDP 影響相對有限。但如果核四不商轉，不管既有核電廠有否延役，都會明顯衝擊電價、CO₂ 排放、物價及 GDP。
- (四) 在核四商轉的情況下，如果既有核電廠延役而減少燃煤發電使用，則對電價、物價及 GDP 影響不高，但對於 CO₂ 的減量有相當大的助益。未來核四若不商轉，確實對電價、CO₂ 排放和物價的上漲以及 GDP 的下跌有明顯影響。
- (五) 民進黨在「十年政綱」中提出核四完工不運轉、現有核電廠如期除役的政見，在和政府於 2011 年 11 月提出的新能源政策相比，帶來顯著的電價、CO₂ 排放和物價上漲以及 GDP 下跌的影響。
- (六) 由於對整體經濟、物價、電價與 CO₂ 排放的影響，本研究建議政府應在確保核安的前提下能讓核四完工運轉，以避免對我國帶來過大的影響。

五、 附註說明：

- (一) 本研究的研究限制，在於許多估算的假設條件可能隨時間不同而有所差異，例如 2011 年當時核四廠發時成本估算的假設條件，和目前 2013 年台電進行核四廠發電成本估算的假設條件就有不小的差異。本研究所採用的 2011 年估算中，假設核四每瓦投資成本 3450 美元，全生命週期為 25 年，容量因數 85%，而利率以 0.69% 計算；在目前 2013 年的估算中，則假設核四每瓦投資成本 4521 美元，全生命週期為 40 年，容量因數 85%，而利率以 3.22% 計算；此外，2013 年的運轉維護費及燃料費用估算值都有上調，所以 2013 年估算的核四發電均化成本較 2011 年估算成本高出 25%。相同的情況也會造成其它發電方式成本上面的差異。這些差異要有所認知，並且在相關假設條件不一致的情況下，不

宜將不同時期及不同假設條件下所獲得之研究結果進行比較，否則將造成錯誤的解讀。

- (二) 另一方面，核電廠加強核安的成本乃基於假設，以及未有可參考數據以分析再生能源發電成本之外的其它成本，例如再生能源設置障礙的克服成本及電力供應不穩定成本，因此未來有必要強化相關研究，以提供更明確的政策評估結果。
- (三) 詳細計劃執行內容請詳中技社網站(www.ctci.org.tw)「後福島時代臺灣電力問題探討與對策分析計畫」成果報告內文。

附件三、「電力業發展之機會與挑戰」

論壇紀要

財團法人中技社，針對「我國能源及電力業之挑戰及發展」議題，規劃 8 大主題，陸續舉辦 8 場封閉式座談會，並從歷次的座談會中挑選國人關注之四項主題：台電公司與 IPP 間之權利義務關係、台電公司在推動新能源之角色、備用電力之合理性、及電業經營之困境與突破等，彙整專家學者意見，提供各界參考。

主持人：林志森（財團法人中技社執行長）
顧洋（台灣科技大學化學工程學系教授）

與談人：

專家學者（按姓氏筆劃排列）

- 江惠櫻（惠普科技公司經理）
- 吳再益（台灣綜合研究院院長）
- 范建得（清華大學科技法律研究所教授）
- 陳家榮（成功大學資源工程學系教授）
- 張四立（臺北大學自然資源與環境管理研究所教授）
- 張宏展（台灣科技大學副校長）
- 談駿嵩（清華大學化學工程學系教授）
- 蕭代基（中央研究院研究員）

台電代表（按姓氏筆劃排列）：

- 吳明竝（台灣電力公司電源開發處處長）
- 陳一成（台灣電力公司再生能源處處長）
- 張明杰（台灣電力公司會計處處長）
- 蔡志孟（台灣電力公司業務處副主任）
- 鄭運和（台灣電力公司企劃處處長）
- 蔡顯修（台灣電力公司環保處處長）

林志森

能源供需與國家安全及民生需求息息相關，以往能源供需的考量以滿足經濟發展為主要目標，忽略了能源供需本身就是人類發展過程的嚴重瓶頸。台灣要發展低碳經濟與社會，主要挑戰之一為我國電力未來的供需狀況及電價的合理化，如何在能源安全、經濟發展、及環境永續之間取得平衡。中技社秉持公益法人的立場，針對「電力業發展的挑戰與機會」議題進行深入的探討，希望把一些目前在國內發生的重要的或前瞻性的主

題進行討論，並且讓國人知曉。

此計畫謝謝學界專家及台電主管的努力，歷經 8 個月，大家共完成 8 大主題的探討，包含一、電力成本結構與價格策略；二、火力發電未來發展情境；三、電力供給系統能源結構及安全性；四、電力需求端管理；五、資料庫系統 (Data Center) 需求端管理 (效率及節約) 相關系統建置；六、再生能源發電未來發展情境；七、電力事業節能減碳目標及策略；八、電力事業管理相關法規體系之探討。

希望大家知道，電力並不是簡單的民生問題，是國家戰略層次課題，必須考量社會、經濟，甚至是國家戰略安全、國家永續發展的問題，對未來國家競爭力有很大影響。因此，它的發展對於整個國家競爭力與環境永續的影響不容小覷。

本社預定明年 1 月出版專題報告，將 8 大主題專家學者引言及討論內容彙編成冊，包括供應端、需求端、能源價格及電業管理法規，及結論與建議共 4 篇，提出符合能源確保與安全 (Security and Safety)、促進產業發展、配合環境保護及溫室氣體政策要求、台電公司永續經營、消費者合理付費等目標之政策建議，提供各位參考。專題報告歡迎各界索取或上網(www.ctci.org.tw)下載。

主題一、台電公司與 IPP 間之權利義務關係

吳再益

101 年原訂的三階段調整電價引發外界對台電經營績效之質疑，要求檢討外購電力之合理性，此次電價上漲主因是台電公司發電結構之基載機組不足，燃煤電廠環評阻撓、核四商轉延期，其它原因還包括擴大天然氣使用政策，以及國際燃料價格上揚等因素。

台電公司身為國營事業的綜合電業機構，因配合政府政策任務負擔，及面臨電價無法合理反映成本導致財務出現嚴重虧損之際，作為純發電業的民營電廠純益率達 10%，換算資本報酬率 ROA 約 5~6%，雖不算暴利，但仍有利潤，期望進一步檢討雙方購售電合約，降低台電公司部分虧損負擔。

今年 5 月下旬，經濟部、台電公司與民營電廠展開數十次協商會議，均未獲共識；台電公司在 10 月 11 日向台北地方法院及公平會提起訴訟及申訴，11 月下旬再次協商，調整購售電合約漸露曙光。初步調整方向有二，星能、森霸、國光及星元四家民營電廠之資本費率隨指標利率浮動調整及售電量超出容量因數 40% 部分，僅支付燃料費率。

回顧 100 年民營電廠總售電量為 393 億度，占台電公司總供電量 19%，為電力系統主要電源之一，在台電公司目前基載電源嚴重不足當口，民營電廠扮演角色更為重要。

根據台電公司評估資料顯示，若 100 年度未向民營電廠購入電力，短缺電量需調度台電公司成本較高之燃氣汽力、燃油汽力、甚至是氣渦輪機組替代之，將增加 246 億元成本支出 (台電遞補的自發電成本扣除原購電支出)，且將限電 205 億度。因此購入民營電廠電力，兼具提升系統供電安全穩定、避免限電及降低整體發電成本減少虧損之多

重效益之事實的確不容質疑，未來期望透過購售電合約的適度檢討修正，維護雙方共存共榮之關係，繼續為民生及產業提供質優價廉之電力的願景而努力。

范建得

台電公司與獨立民間發電廠(IPP)間的購電超額利潤爭議，引起大眾的關切，認為台電虧損累累，還以長期契約保障民間業者獲利，有所不當甚至不法。台電方面則主張，IPP 係緣起自 80-85 年間的電源開發受阻，電力備用容量低至 4.2%-6.7%，並經政府決策公告所實施，其契約均接受國營事業之行政監督機制之審查，依法有履約義務，並非圖利或瀆職。

台電也主張，在 100 年的購電量已達總供電量的 19%，以當前台電的政策負擔來估算，台電的供電成本將遠高於 IPP，外界對於台電圖利 IPP 超額利潤之說不能認同。

回歸法律，今天爭議之所在應非爭契約價格妥當與否之問題，因此價格，僅係先前決策及締約行為之結果，若應檢討，自依法行政之角度，探討決策之所以選擇 IPP，是否有其憲法上所要求的合理目的性，又其決策過程是否合於正當程序，以及決策之效益是否呈現在具體的效益或補償價值上。

就法律的角度言，IPP 的費率爭議問題，是有其高度之法律屬性的。首先，IPP 的決策若係肇因備用容量不足危害國家發展所致，國人關心的是，當時備用容量問題是否存在？是否威脅國家發展？又所面對尤其是環評的阻力，IPP 的介入成本是否比台電自行處理為低？以及決策上的合理替代是否均已加以考慮。對於尚未民營化的台電管理人員言，在國營事業管理體系下，於釐清其締約過失與否前，便使之因履行該決策下所簽訂之契約而必須面對監察院的彈劾，是否引發政府過度介入私法契約的疑慮，更應加以注意。

電力備用容量攸關國家能源安全，IPP 的決策在形式上已具備法治條件，至於執行層面之契約條款與價格問題，民間將本求利之立場應屬當然；若因此以其獲利價格用來與台電受管制的較低供電價格相比較，並認為購電價格過高，便有圖利廠商之嫌，有再斟酌之空間。

張明杰

民國 70 年代末期，民意與環保意識高漲，台電公司電源開發計畫屢受阻力，導致台灣地區電力系統備用容量不足，政府決定開放 IPP 申請設立，將台電未能及時興建之容量，開放予民間設置，舒緩供電壓力，避免影響民生需求與經濟發展。

近年來，IPP 提供台灣地區穩定電源，已成為整個電力系統不可或缺來源，以民國 100 年為例，台電公司向 IPP 購電量已達 395.58 億度，占全系統總供電量 18.88%，向 IPP 購電支出達 1,177.19 億元，占台電總支出 20.57%，IPP 業者與台電公司已成為緊密夥伴關係。

IPP 可替代台電公司高成本機組發電，依經濟調度原則，在無機組檢修及故障前提下，基本上，依序調度發電成本較低之核能（0.69 元 / 度）、燃煤（1.68 元 / 度）及 IPP 燃煤電廠（2.21 元 / 度）等基載機組，惟因基載電力不足以因應用電需求，須再調度汽

電共生（2.19 元 / 度）、燃氣複循環機組（3.20 元 / 度）與 IPP 燃氣機組（3.96 元 / 度）始能滿足一般用電需求。倘不向 IPP 購電，前述較低成本之發電機組均已滿載發電，其短缺電量就須調度高成本之汽力燃氣（4.70 元 / 度）、汽力燃油（5.64 元 / 度）甚或輕油機組（12.88 元 / 度）替代發電，相對增加台電公司整體發電成本。

台電公司目前基載電源嚴重不足，IPP 加入除有效提升系統供電安全與穩定性外，並有助於整體電力系統綜合發電成本，減少經營虧損。為精進友好夥伴關係共創雙贏目標，體認雙方購售電契約存在事實之下，檢討購電費率合理性，以回應民意機關及一般社會大眾之關注。

為台灣地區電力事業永續經營，IPP 業者與台電公司應在公平合理經營環境中，共享權利善盡義務，共存共榮以達雙贏目標。

蔡志孟

民國 80 至 85 年間，台電公司之電源開發計畫屢因民眾抗爭而受阻，導致電力系統備用容量率約僅 5%，造成 6 年間限電達 40 次。經濟部為解決電力之不足，自 84 年起公告開放民營電廠(IPP)興建，由台電公司收購其電能。隨著 IPP 加入，備用容量率由 84 年的 4.7%，至 93 年起均維持在 15~20%合理範圍。我國在 85 至 95 年中，共分三階段開放 IPP，目前計有 9 家 IPP 與台電簽約商轉，其中燃煤電廠 2 家，燃氣電廠 7 家。

IPP 屬於資本密集且長期投資之產業，龐大資金需要由銀行提供專案融資來支應，依發電設備之回收年限 25 年計算，由台電與 IPP 簽訂 25 年購售電合約，與目前政府鼓勵推廣之再生能源由台電簽訂 20 年長期合約收購其發電量，以保障其投資回收之模式相同。

IPP 年購電量約達 392 億度，占台電總供電量約 20%，已成為電力系統主要電源之一。台電在調度電廠發電時，主要係要考量安全性及經濟性，依各機組發電成本高低排序後，依序調度成本較低的機組發電滿足用電需求。燃煤屬基載電廠，價格便宜，天然氣發電比較貴，因此在調度排程上，IPP 燃煤比台電天然氣發電成本低，而 IPP 天然氣比台電老舊效率低的天然氣機組或燃油的機組發電成本便宜。在基載電源不足，台電公司較低成本之發電機組均已滿載發電情況下，向 IPP 購電，可替代台電公司較高成本之汽力燃氣、汽力燃油及輕油機組發電，有效降低系統發電成本。

IPP 為台電供應鏈的一環，與台電共同肩負上、下游供電責任的商業夥伴，實宜體認台電身陷財務困境，而與台電重新協商能夠反映現狀的利潤率。台電自 96 年以來，多次與民營發電業者協商調整購電費率，雙方目前已獲 IPP 初步善意回應，企盼將來雙方能儘速完成修約，回歸專業經營領域，攜手共同為維持我國電力市場供電穩定而努力，符合社會期待之多贏目的。

主題二、台電公司在推動新能源之角色

張宏展

我國有 99% 的能源供給皆仰賴進口，台電身負推動電力建設及配合政府電力政策之要務，如何達成兼顧「能源安全」、「經濟發展」與「環境保護」的能源政策目標，成為台電近年來的能源規劃重點。

針對台電公司在推動新能源發展方面，提供下述意見：

1. 導入淨煤減碳及高效率的火力發電系統技術：福島事件後核能的發展受限，導致再生能源的發展備受重視，目前太陽光電及風力發電之發電容量因素尚低，大量取代核能發電容量尚需一段時間。因此，提高火力發電比例，為各國因應減核的過渡方法之一。
2. 推動需求面管理機制：加速智慧電網之基礎建設，透過合理化需求面管理機制，促進需求端節電，並強化再生能源之普及化。未來可加強推動用戶群代表或微型電網的需求端管理，針對事前約定用戶之需求端，進行遠端操控照明空調負載，以降低需求量。
3. 鼓勵有助於區域供需均衡之分散式電源設置：推行微型電網，PV-ESCO(太陽光電-能源服務公司)，能源管理系統。
4. 規劃綠色電價或再生能源附加費：綠色電價在先進國家已行之多年，台電可研擬綠色電價之推動，使我國之再生能源的發展從政府電力收購制度進化到自由經濟之市場機制。
5. 建置大型離岸風場，引進技術與生根：台灣西部沿海及外島地區的風力資源相當豐富，可較大規模的佈建離岸型風力，引進技術，俾利永續發展需求。此外，兩岸搭橋已將離岸風力發電合作為主要共識，極利於台商爭取商機，相信離岸式風力發電將是我國未來節能減碳的重要發展方向。
6. 評估大型儲能系統之建置，推動小型住商儲能系統：建議可運用補助、獎勵之政策工具，或鼓勵民間投資設立大型快速反應儲能電廠，提高分散式再生電源之比例，降低電力系統備轉容量之需求。

談駿嵩

預估 2030 年前，我國仍以燃煤、燃油、燃氣發電為主。目前國內發電技術大多仍採用傳統之次臨界粉煤發電，因此國內電力部門之 CO₂ 排放量居高不下，佔全國總排碳量近 50%。如要降低 CO₂ 排放量，若仍採用燃煤發電，應儘快興建及改建超超臨界鍋爐並配搭 CO₂ 捕獲封存與再利用(CCSU)之發電廠。

由於頁岩氣的開發，國際化石燃料的結構近年來產生相當大的變動，台灣需及早就此進行規劃未來 10 年、15 年及更久用於發電之化石燃料結構。另在燃煤電廠，應考慮生質物料與煤炭之混燒，20% 的生質物料與煤炭混燒每年約可減少我國 2,000 萬噸的 CO₂ 排放量，帶動國內相關產業的發展。

建議台電明確訂定未來不同時間時之碳排放係數，亦即每度電排放之 CO₂，這些係數必須與先進國家相當。能有目標，才能研擬及訂定出日後之燃料及發電結構。

台電未來除產生電力外，亦建議多加利用廢熱產生蒸汽及/或冷氣，大幅提生熱電效率。

在發電成本方面，若化石燃料發電廠配搭 CCS 時，勢必增加發電成本，目前至少增加 35%，因此台電應及早研擬及掌握相關因應措施與技術，例如宣導、保留 CO₂ 捕獲場地、開發 CCSU 技術、配合再生能源產氫以與 CO₂ 製得能源化學品、法規與管理、以及其他正發展之發電技術如氣化複循環發電、燃料電池三複循環發電、富氧燃燒、化學迴圈程序等。

我國電價在全球是最低的國家之一，而我國能源幾乎完全依賴進口，有必要調整電價反映成本。雖然油電雙漲對任何產業皆會產生影響，但能源價格的合理調漲是可帶動產業結構之調整及升級。當然政府不能因油電費的調漲而使有採取節約能源及提升能源效率行動與投資的業者離開市場，因此需要建立配套方案，提供產業不同之優惠電價，以使真正節能減碳的業者受惠。

陳一成

台電在推動新能源利用上扮演多重角色，包括新能源開發的領頭羊、新能源電力併網的貓頭鷹博士（諮詢者）、更是新能源購電的金蟾蜍（可靠付款者）。茲說明如下：

1. 因為國營體制，台電較易取得低廉資金，且較無投資須短期回收之壓力，加上工程人員經驗豐富及技術水準高，民間可能怯於投資的高風險計畫，台電都能完成，因此可領先民間投入成為示範推廣的前鋒。
2. 由於台電自主維修風力發電設備多年，已累積雄厚技術能量，可建立本土維修團隊，對外承攬維修業務，協助民間風電業者。
3. 台電綜合研究所之團隊擅長新興發電技術之引進，對於地熱與海洋能示範推廣將積極參與；再生能源處亦將針對引起民怨之課題如風機噪音、對家畜之影響等進行防範與減輕對策研究，成為同業之良好表率。
4. 台電掌握輸配電網之資源，對於民間再生能源發電業者可提供電網併聯諮詢與系統衝擊分析之服務。
5. 台電辦理再生能源電能躉購的業務，保證依法收購，即使財務困難虧損累累，也決不拖欠應付款，一定依契約期限支付給再生能源發電業者。
6. 台電應規劃自願性「綠色電價」制度，以滿足民眾使用綠色電力的期待，所增收電費將全額轉手挹注於再生能源發電業者。

台電在再生能源開發已累積輝煌的成績，包括興建現有水力 85% 的容量及風力約 50% 的容量，台電工程人員已累積豐富的技術與經驗；過去台電主動配合政府政策開發電力，不斤斤計較成本與報酬率；但目前台電財務困難，對於回收緩慢之再生能源開發逐漸感到力不從心，甚至遲疑不前，這對新能源開發會有什麼影響呢？我們試想缺少台電參與的新能源開發，會是什麼情景呢？

首先業界一向關注再生能源電能躉購費率之合理性，一旦缺少台電所提供具有公

信力的成本數據，將任由民間業者恣意喊價謀取暴利；其次，對於離岸風力這類高技術門檻及資本密集的大型能源建設，不是一般中小企業所能辦理，如果台電缺席，則國內寶貴自產能源恐將淪為外國大財團的囊中物。因此台電加入再生能源開發的行列，絕對具有正面的貢獻。我深信只要鬆開不合理的行政束縛，企業化經營的台電會讓國人刮目相看，是國人可以倚賴的能源總管。

蔡顯修

以減碳的角度，台電公司對新能源發電應該是樂觀其成，以降低我國電力部門的碳排放，但環視政府對新能源發電之開發主要以擴大推廣再生能源之發電為主，而以下因素應為台電公司在推動再生能源發電時應考慮因素：

再生能源間歇性及不可調度的特性，會造成對電力供應品質之影響。為補足前項間歇性發電造成供電品質之衝擊，勢必需有同等之火力機組作為備源，因此再生能源發電容量佔比越高，其所需之備源發電佔比亦需相對提高，而此備源發電長期處在中、低載的情形下，將衝擊其發電效率，相對會增加其單位溫室氣體排放強度及發電成本，反而抵銷再生能源發電低排放強度的成效。

若以儲能系統來因應間歇性發電的問題，目前以抽蓄發電為較佳且技術最為成熟，但我國適合開發為抽蓄發電之場址有限，其可行性與能否通過環評、成本效益、以及再開發時程能否配合再生能源發電之開發時程，均是推動再生能源發電應整體考量之因素。

躉購再生能源發電率所增加之成本，尚無法附加於售電價格上，此將加重台電公司之財務負擔，亦影響台電公司推動再生能源發電的誘因。

以回歸台電公司「企業體」經營之角色，對推動新能源工作應以成本效益為優先考量之因素，由過去先鋒者退而成為「參與者」，亦即針對個案考量其成本，當其較其他發電計畫有較佳之成本效益時才會投資興建。

主題三、備用電力之合理性

陳家榮

近日因電價調漲引發民怨，台電公司許多營運決策被提出檢討，其中備用容量率因近四年皆超過 20%，使得備用電力的合理性成為爭議議題。備用容量率是衡量備載電力的關鍵指標，台灣採用之定義與大多數國家相同，為系統淨尖峰能力(各發電機組在正常發電情況下可提供給系統之最大出力)扣除尖峰負載後，所得之備用容量占尖峰負載的比例。

備用容量是為了預防電力系統發電機組非預期性停機、或短期負載突然增加所造成之缺電損失而設置，一般是由可迅速提升或加入負載的發電機組擔任備載，因此備載機組主要有固定成本較低、變動成本較高等特性。雖然設置備用容量有過度投資而造成

設備閒置的疑慮，一般而言，因缺電所造成的損失遠大於為避免缺電而造成過度投資的損失，因此各國皆依當地電力系統狀況及缺電風險的接受程度設定備用容量率，各國法定備用容量率約介於 15%~30%之間，值得一提的是日本的法定備用容量率僅 8%~10%，這是因為日本界定備用容量的定義與各國不一致，日本所採用的備用容量不包括機組檢修或大修的发電容量，而僅僅涵蓋可調度發電容量部分，若日本採用與各國相同的定義計算，則其法定備用容量率將提升至約 40%，因此國內擬將備用容量率降至 15%，在各國間已屬偏低。

台灣法定備用容量率為 16%，也就是我國電力業將以備用容量率 16%之目標規劃新建機組，但 2008~2011 年其備用容量率皆超過 20%，2009 年更高達 28.1%，其原因除了 2008 年的金融風暴造成需電大幅降低外，主要來自於電廠建置的延遲效果。發電廠從規劃至商轉所需時間約 6~10 年，也就是目前完工並加入發電系統的電廠，皆為 6~10 年前所規劃興建的，換言之，備用容量無法即時因應外在影響而瞬時調整，進而極易出現短期備用容量率較高的現象。根據預測依目前之新電廠建置規劃，到 2015 年國內備用容量率將降至 12%，若屆時核四仍無法商轉，備用容量率更將降至 8%~10%之間，將面臨缺電危機。

台灣電力系統孤立，此短暫高備用容量率現象實屬自然，相較於探討備用容量率數值的合理性，或許電力業更需正視新能源政策所伴隨之發電結構改變與對備用容量率的衝擊等隱憂。我國因應國際節能減碳浪潮而大力推廣再生能源設置，但再生能源發電深受氣候影響，可調度性低，故對淨尖峰能力之貢獻極其有限，若機組淨尖峰能力以保守估計，則風力發電與太陽光電之機組淨尖峰能力僅約裝置容量的 6%與 20%，為了滿足法定備用容量率的要求，仍需額外規劃新燃煤機組設置，反而造成部分燃煤機組出現降載或轉為備載的不合理現象，因此如何在電力供應穩定與達成減碳目標中取得平衡，將是未來電力業不可避免的課題。

張四立

目前國內所適用的 16%之備用容量率目標值，是經行政院於 94 年所核定。但實務面的備用容量率，乃是動態參數，為供電系統的備用容量(指裝置容量與尖峰負載的差)與尖峰負載的百分比。因為電力系統的裝置容量，會因機組大修、檢修、降載等可控制因素，或負載預測誤差、再生能源出力狀況，及發電機組故障等難以預控因素的影響，而產生供電能力的變動，因此需要準備額外的備援機組，俾供不時之需。

當電力系統運作正常的情况下，備援機組的功能定位，本質上就設定為「備而不用」，但是此「不用之用」的目的，在於確保電力供應的可靠度。所以備用容量率的高低，應取決於電力用戶對於供電品質的要求水準。隨著供電可靠度的增加，電力的生產成本亦隨之增加，但是社會的缺電成本則隨之下降。所以整體社會因為電力供應所付出的總成本，應為社會缺電成本與電業生產成本的加總。

根據電力經濟學的理論，追求百分之百的供電可靠度目標，不僅無必要，亦不符合經濟效率。因此最適的備用容量率，應該訂在電力供應總成本曲線的最低處。此時，邊際供電可靠度的增加所增加的電業生產成本，恰等於因為邊際可靠度的增加所減少的

社會缺電成本。換言之，小於此一最適水準的供電可靠度，因為社會的邊際缺電成本大於電業的生產成本，表示用戶願付較高的費用，增加供電可靠度。但當供電可靠度超越最適水準時，社會的缺電成本小於電業的生產成本，此時電力用戶寧可忍受缺電的不便，亦不願負擔電業生產成本的增加。

上述的討論，雖係學理上的概念描述，但已點出各界對備用容量率的討論，存有三個盲點，即國外經驗的適用性、國內電力用戶對供電可靠度的需求，以及現行電價反映電力用戶的付費意願與付費能力的程度。首先，因為最適可靠度的決定，乃反映特定電力市場的供需狀況，因此有其獨特性，國外經驗所可供參考比較，但不具普遍的適用性。其次，在爭議中備受責難的台電公司，事實上僅能提供電力供應端的資訊，但是欠缺需求端的社會缺電成本的考量，已形成爭論備用容量率高低的資訊盲點。

最後，將備用容量率問題，與電價議題脫鉤，更是嚴重的論證盲點。電費費率的設計，包括能量費率與容量費率兩部份，前者在於反映電業供電的燃料及運維等變動成本，後者則反映投資於發輸配電設備投資之固定成本。事實上，國內電價的長期僵固，已使現行電價偏離電業的生產成本，以致扭曲電價指標向電力市場的供需雙方傳達成本資訊的正確性，並嚴重限縮電價作為投資決策中發電技術選擇以及電力調度決策依據的功能。

備用容量率的爭議，雖因電價調漲而起，但是議題論證的過程中，適足以呈現電價遭到人為抑低，對我國整體電力系統規劃決策在資訊面的扭曲、誤導甚至價格指標功能遭到漠視的問題之嚴重性，能不令人憂心？

吳明竑

為何電力系統要有備用容量率?以日常生活中常碰到的喜宴為例，考量到場的客人人數總是無法事先精確估計，主人總是會準備幾張預備桌；又如籃球隊，除先發球員外，總須準備一些板凳球員，當林書豪手氣不順或犯規太多或受傷只好下場，這時就必須有板凳球員入替；棒球隊也一樣，當陳偉殷被打爆或太多四壞球時，教練就會換上救援投手，電力系統也是如此，準備的「備用容量」就好像是喜宴中的預備桌或是板凳球員亦或救援投手一樣，都是因應不時之需，惟電力系統較為複雜，考慮因素較多。

電必須即產即用，維持供需一致，故電力系統的裝置容量除需滿足尖峰用電需求外，尚需提供系統即時調度所需的裕度，及彌補機組檢修、故障、枯水水力發電減載、新建機組延後商轉，及氣溫與經濟變動造成用電需求的不確定性等因素之「備用容量」。

台電規劃系統備用容量係以系統最高用電需求之百分比表示，稱為備用容量率。備用容量率有目標值與實績值，目標值為擬訂長期電源開發方案的依據，實績值則是反映當年經濟景氣變動下系統電力供需的充裕與否情況。

70年代初期，電源開發規劃係以25%之備用容量率為基準；75年起採美國電力研究院(EPRI)建議之下限值20%。

94年10月行政院參酌台電公司建議，及考量99.9%供電可靠度水準，即每年允許發生缺電的期望值為0.365天；新興發電計畫之實際商轉時程常較原規劃落後我國屬於孤島型態電力系統等，指示將備用容量率目標值下修為16%。

今年 8 月台電公司依據 99 年委託陳士麟教授研究「台電系統規模之合理備用容量率」之結果，建請經濟部將備用容量率目標值由 16%調降為 15%，並於 9 月 17 日獲經濟部同意。

估計當系統尖峰用電達 4,400 萬瓩，備用容量率目標值若調降 1%，將可減少投資成本約 122 億元。以機組經濟壽年 25 年計，換算每年約可減少設備折舊攤提 4.9 億元，惟尚不包括其他營運費用。

備用容量率多少才合理？15%之備用容量率水準是否偏高？就如多少板凳球員或救援投手才夠，各球隊一定有其邏輯基礎；各國電業多以滿足供電可靠度標準來設定備用容量率水準，惟各國的備用容量率定義並非完全相同。我國備用容量率定義與美、英、新、韓等國相似，他們的備用容量率標準都在 15%以上；而日本備用容量率（稱為預備率）之定義則與他國不同，以扣除機組定期檢修、臨時故障、枯水減載等出力後，實際可接受調度的發電容量為基礎，預備率標準只 8-10%，若比照我國計算方式，其 2009 年備用容量率將高達 45%以上。

依上述，系統規模較我國大的國家，其備用容量率標準至少在 15%以上，故對一規模較小，且為一孤立系統的我國而言，15%之備用容量率水準是可以接受的。

考量我國為一淺碟型的經濟體，電力成長與全球景氣密不可分，為避免電源開發出現過或不及的情形，台電須每年滾動檢討長期負載預測與電源開發方案，以期未來各年備用容量率能與目標值相符。並視系統規模、設備可用率、供電可靠度等各項因素變動情形，適時檢討及調整合理備用容量率標準。

主題四、電業經營之困境與突破

江惠櫻

馬政府連任後，油電雙漲議題加上經濟成長遲緩，人民對於政府的信任與政策方向不清表達出高度的不滿與不信任，日本福島 311 事件之後，更是對核電安全充滿恐懼。然而對台灣這樣一個高度依賴進口能源的小島，能源議題早已成為國家安全重要戰略中不可忽視之項目。

台電除了身為國家唯一電力供給來源之任務外，又需兼顧國家政策執行之重擔，無法如一般民營企業對其業務具有完全之自主管理權，演變成今日錯綜複雜的局面，使得政策推廣更難以執行。除台電自身問題外，馬政府對人民的溝通不足，使得政策反覆改變，誤導民眾以為提高電費之目的是要彌補台電之虧損，後此議題又被部分媒體與非專業名嘴以政治目的炒作，試圖藉此瓦解民眾對馬政府之信任，如此一來，想要提高電費，正確反映台電購電成本將遙遙無期。

在眾多調整電價問題中，民眾對於台電購電成本中以高額向 IPP 購電，並簽訂長達 25 年的合約，使得現在無法因應整體經濟環境進行合約內容調整，最是無法理解，加上經濟情況確實不好，因此除了民眾不願配合政策提高電價外，產業在長期使用低電價高

品質的情況下，更是不願支持此一政策。當各界反核聲浪不斷提高，台電要如何解決釋放綠電購買自主權，也是民眾關心的議題之一。

民眾認為政府與台電不僅壟斷電力供應，對於推動再生能源態度消極，並暗中支持核電發展，擔心惶恐台灣未來環境安全，然除環境安全外，電力安全是否也應該受到重視？如何兼顧環境與電力安全對台電早已負債累累的情況下，該如何脫困，將考驗台灣政府與台電未來的發展。

個人淺見認為，除了政府應該檢討政策發展與民眾溝通議題外，台電應思考如何解決「球員兼裁判」之角色衝突。台灣電力市場應該儘早邁向自由化，因為台電目前獨占電力市場的結果，就是台電一方面擔任產電供電的業者，主導上游的火力及核能發電，又掌控下游的輸電及配電。同時在《再生能源發展條例》中，台電又位居再生能源的審核者，所有相關再生能源的設置都需經過台電同意後才能發電。以台電身為電業的競爭者來審核再生能源的設置，這樣的結果就是讓台電「球員兼裁判」，如何能提高國內再生能源發展？如果政府希望走向綠色家園，發展綠能經濟，且台電要脫離目前困境，最佳的解套方式就是儘早邁向自由化，也許未來才有更好的發展，同時健全政府財政收入與經濟發展之雙贏策略。

鄭運和

長期以來，台電在供電體系中扮演了兩種角色，一種是國營公用事業的角色，肩負推動電力建設及政府電力政策配合者之責任。另外一種則是企業經營者之角色，與一般民營企業無異，須能滿足顧客多樣化需求，持續獲取合理利潤，以追求公司永續經營。前述兩種角色的衝突，造成台電公司的經營困境。

相對於國際主要電業，台電所背負之政策性負擔與法規束縛，致經營上難展身手。以 100 年為例，依電業法提供電價優惠者包括學校、農業、自來水、電化鐵路及公用路燈用電等；另吸收經營離島供電虧損、配合政府實施電費折扣獎勵節能措施與再生能源基金費用未能附加於售價等損失，以上兩大項政策性負擔總計超過 200 億元。此外，電價未能足額反映隨國際市場高漲之燃料成本負擔高達約 800 億元。電源結構劣化及電價未能充分反映成本導致財務惡化，截至 101 年 10 月已累積虧損達 1,883 億元。營運虧損及大量舉債造成截至 101 年 10 月底，帳上總負債 1.334 兆元，負債比率 82.04%，相較 92 年度(燃料價格起漲點)稅後盈餘 243 億元，負債比率 58.82%，財務狀況大幅轉劣。

台電在經營上除須受電業法規範外，亦受到國營事業管理法、政府採購法等諸多法規限制，用人、薪給、採購、投資及預算等均受到嚴格管制與束縛，在經營管理上，欠缺自主性、彈性及時效性，致使台電公司難以企業化經營。

目前台電所處之經營環境非常險峻，除與國際電業同樣面對維持在高檔之國際燃料市場價格、高成本之潔淨與低碳電力要求、輸配電網升級與更新，以及電業人力斷層危機等經營挑戰之外；依據新能源政策將既有核電機組如期除役，主要以天然氣機組替代，將大幅推升發電成本及減碳壓力與成本。而我國天然氣供應輸儲等基礎設施不足，更將危及供電安全。

面對我國電業經營空前之不確定性與風險，台電公司自當以勵精圖治之決心，持

續推動變革管理，提升組織效能，包括推動資產活化，增加多角化收入；減緩固定資產投資，降低資金成本；抑低燃煤庫存及材料成本等開源節流措施，來爭取社會各界之信賴與支持。

為突破台電公司前述經營困境，確保我國電業能更穩健永續地發展，台電恐無法獨力來克服困難並竟其功，因此政府應儘快解除政策性負擔與落實電價合理化，包括電價浮動調整機制，俾台電有健全財務支應電力建設，並積極鬆綁國營事業管理法與政府採購法，以關鍵績效指標管控公用電業經營，給予台電公司更多的營運自主權，回歸企業化經營。

蕭代基

面對電業經營的困境及突破，要如何做到具有雙贏效果之電力制度改革，是政府及業者不可忽視的課題。當此國際與國內經濟都面臨停滯成長之際，我國應早日完成1990年代自由化政策之未竟事業：解除公用事業（包括電力、氣體燃料及自來水等）之管制，促進公用事業產業化與市場化，以有效運用國際與民間資金，提升經濟效率。透過自由化政策解除不當管制，建構自由開放、公平競爭的環境，積極推動獨、寡佔市場之開放。

傳統上，公用事業屬於自然獨佔，因此必需接受政府的管制，這些管制措施造成效率低落的現象。但是台灣的公用事業都是國營事業，使得這些公營的特許獨佔公用事業更要受到各種當前利益團體政治力量之干擾，不但無法順利推動自由化政策，更無法做到必要的制度創新與改革。

長期來台電所面臨的電價調整困境、與目的在於內部化污染外部性之能源稅，都成為當代利益團體的俘虜，以致於受到補貼、無法反映社會成本（包括發電成本與污染外部成本）的低廉電價無法促使電力生產者去尋找更有效率和更清潔的能源供應方式，消費者也無誘因去節約消費與促進環境友善的消費行為，高度補貼的電價更使得採行的節能減碳政策多是補貼策略，早已預告節能減碳政策將是無效與失敗的。

反映社會成本之電力價格改革具有「雙贏」效果，首先提升經濟效率，較低的消費量可以節約投資資本和操作成本，降低政府補貼規模與政府預算赤字，其次，降低浪費的消費行為可以節約能源、延緩資源耗竭、降低汙染物排放量、改善環境品質、減緩氣候變遷。

這些具有雙贏效果的改革政策為何長久以來都在立法院無法過關？此乃由於享受這些好處的人多是尚未出生的後代子孫，而較高的電價卻由當代人來承擔，當代選民選出的民意代表當然只反應當代選民的利益，拒絕具有雙贏效果的改革政策。

根本之道，各種攸關後代子孫生死存亡與快樂幸福的政策與制度（例如能源稅、電價改革、氣候變遷政策）的決策機制都必須有後代子孫代表之參與決策，這並非是不可行的，在做法上可參考英國已有之獨立的氣候變遷委員會，負責規劃與考核氣候變遷政策，也可以在立法院設置代表後代子孫的不分區立委，此種不分區立委決策權之份額必須與後代子孫權益之份額相當，如投票權與否決權。

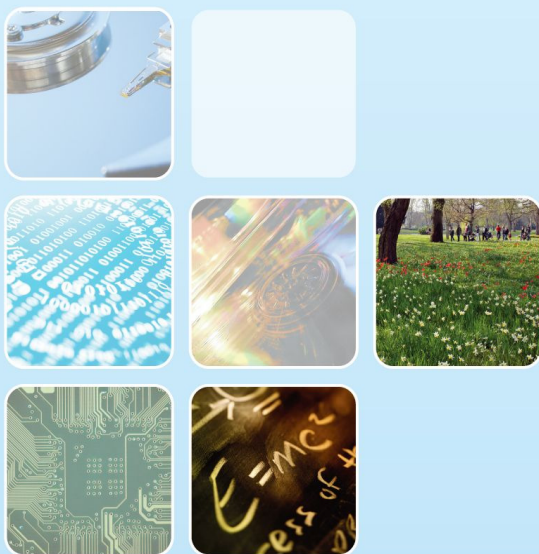
結語

顧洋

以往對於電力事業之營運考量，是以滿足社會民生需求及經濟發展為主要目標，而忽略了電力事業本身就是社會發展過程的重要瓶頸。基於民生需求、經濟發展、環境永續、及社會正義之考量，電力事業之營運發展已成為全球共同關切的重要課題。由於未來幾年國際及國內相關政策法規的發展方向都將會更為明朗，而一些與電力事業營運發展相關的重要課題，包括：彈性電價之訂定、公民營電力事業之管理、智慧型電力基礎設施（如智慧型電網及電錶）之建設、各種節能技術、產品及再生能源之廣泛利用、二氧化碳捕集及封存技術（CCS）之開發、經濟工具的有效導入、民眾生活形態的調整等，都將成為國家未來電力事業轉型發展的重要考量。

未來幾年將是我國電力事業營運發展的關鍵時刻，而在電力事業營運轉型的過程，勢將造成經濟發展的顯著衝擊及社會民生的陣痛，再再需要執政的魄力、民眾的支持與龐大的投資，如何將挑戰轉化成機會，將是規畫我國電力事業未來營運發展的核心議題。

這 8 個多月以來大家的努力和辛苦，討論的主題也已逐漸聚焦，產生實質可執行的內容，針對我國電力事業營運發展相關課題提出深入之說明與具體建議，尤其能源管理法制化的部分，攸關台電立場、政府做法與民間想法等，期待能藉此讓我們當前所關心的此一議題，能有更完善的解決之道，也期待我國電力事業未來能持續提供我國民生及產業所需之優質電力。



財團
法人 **中技社**

CTCI FOUNDATION

106 台北市敦化南路2段97號8樓

Tel : 02-2704-9805~7 Fax : 02-2705-5044

<http://www.ctci.org.tw>



使用再生紙印製