

編號：(95)043.218

# 溫室氣體減量政策對能源政策 之影響及因應對策

委辦機關：行政院經濟建設委員會  
執行機構：財團法人台灣綜合研究院

中華民國 95 年 12 月

編號：(95)043.218

## 溫室氣體減量政策對能源政策之影響及因應對策

計畫期間：94年12月22日至95年12月21日

計畫主持人：許振邦

協同主持人：吳再益

研究顧問：梁啟源、黃宗煌、陳家榮  
張四立

研究人員：黃釋緯、王俊凱、陳玟如  
謝智宸、陳弘苓

研究助理：張佳鈴

委辦機關：行政院經濟建設委員會

執行機構：財團法人台灣綜合研究院

本報告內容係研究單位之觀點，不代表委託機關之意見

行政院經濟建設委員會

中華民國 95 年 12 月

## 委託研究計畫執行成果表

(95 會計年度)

編號：(95)043.218

研究計畫名稱	溫室氣體減量政策對能源政策之影響及因應對策
受託人	財團法人台灣綜合研究院
研究計畫主持人	許振邦
研究期間	94 年 12 月 22 日至 95 年 12 月 21 日
研究經費	新台幣 95 萬元整
研究成果	<p>我國為因應京都議定書於 2005 年 2 月 16 日正式生效，特於 2005 年舉辦全國能源會議研擬國家整體及各部門因應策略，並於同年擬定各議題具體行動方案共 191 項，由各相關部門持續辦理中。然因國家減量回歸基準年，各方意見紛歧，為求各界共識，政府於 2006 年 4 月及 7 月所舉辦的國家永續發展會議及經濟永續發展會議，皆將產業、能源與環境之關係納入議題中，希望能達成共識，使產業界可以有遵循之依據。</p> <p>緣此，本計畫分析未來國際情勢發展，參酌主要國家能源政策、減量策略及影響，研析 94 年度全國能源會議結論、國家永續發展會議及溫室氣體減量法草案的減量目標規劃，採用多目標規劃模型進行不同減量工具搭配之評估分析，另採用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析我國溫室氣體減量政策對經濟、產業及能源之影響，並透過產、官、學、研專家小組，研商能源發展策略。最終匯集成果，研提兼顧經濟發展與環境保護之我國溫室氣體目標規劃及能源政策。以下提出結論及建議提供後續研究參考。</p> <p><b>一、主要國家能源政策回顧</b></p> <p>各國能源發展重視項目，不外乎能源供給穩定、供需平衡、節能環保、能源安全、替代能源及永續能源等，在考量各國自身能源蘊藏量及供需結構的差異，各先進國家無不積極儲備能源、推動能源節約、減少溫室氣體排放量、提高能源使用效率。</p>

我國能源政策在 2005 年能源會議後已參考各國能源政策措施，目前國家之能源政策目標係以節約能源作為二氧化碳排放減量策略，然在我國之非核家園政策及電價管制情況下，能源多元化目標面臨相當大的挑戰，即便達到先進國家之減量水準，國家經濟不免受到衝擊，未來我國能源政策推動，若能考量我國特有環境與經濟情勢，並配合產業政策，方能使能源政策達到 3E 目標。

綜觀國際能源發展情勢，確保能源供給穩定及發展永續能源為各國能源政策推動重點。屬於海島型的台灣，能源供給幾乎全仰賴進口，更須重視能源供給及運輸的安全穩定性，另加緊研發再生能源技術，訂定相關政策法規配合自身氣候地形優勢，積極發展再生能源，以提升台灣國際競爭力。

### 1. 核能政策

核能可大幅減少天然氣進口以及二氧化碳排放，為溫室氣體減量有效解決方法之一。惟民眾對核子反應爐安全、核廢料處理以及核武擴散等問題仍存有疑慮，若這些問題獲得解決，民眾接受核能發電，核能將可扮演重要的發電角色。面對氣候變遷與高能源價格趨勢，已有國家發表聲明表示願意讓核能在未來扮演更重要的角色，亦有少數國家非常堅定朝向發展核能方向，並且興建更新、更安全、成本更低的核子反應爐；另有些 OECD 國家則是已經通過立法逐步淘汰核能發電，或是禁止興建核能發電廠；瑞典、德國及比利時有關淘汰核能之政策，尚處爭論不休階段。

### 2. 再生能源

再生能源使用為我國能源因應溫室氣體的主要措施之一，然現已規劃再生能源發展目標，惟其短程目標規劃多以水力發電、風力發電為主，未考慮供應量中之水力、風力發電已接近開發上限，且國外風力發電已有發展大型機組織趨勢。故達長期發展目標，技術研發突破為超越台灣先有資源稟賦限制之方式，然未來技術開發除符合我能源使用狀況外，尚須與各主要國家競爭。故而，長期發展應選定重點科技研發，配合「經濟部重大能源科技計畫」規劃，以太陽光電、氫能及燃料電池為優先發展產業，集中資源，以求重點突破並發揮產業關聯效果，達成我國在生能源發展目標。

## 二、我國溫室氣體減量政策

我國溫室氣體排放現況，CO<sub>2</sub>佔排放總量的 74%，惟過去 10 年來台灣CO<sub>2</sub>排放密集度不降反升，CO<sub>2</sub>排放量更大幅成長。2005 年 6 月政府召開之 94 年全國能源會議建議在 2020 年及 2025 年時CO<sub>2</sub>排放量比基本情境（BAU）分別減量 22% 及 32%，減量目標雖已遠低於 1998 年第一次全國能源會議原設定的 55% 目標，對台灣仍是一大挑戰，其減量措施如電價調整、再生能源發展、碳稅等重大能源政策，將對能源價格、產業發展與總體經濟產生重大影響。

礙於國際政治情勢現實，我國無法平等且正式參與國際環境公約運作，但為克盡地球村一份子的責任及從國家整體利益的角度出發，我國應兼顧社會、經濟、生態、環境及國家永續發展的需要，集中發展本土化自願減量策略，以獲取減量實質效益，達成聯合國氣候變化綱要公約之終極目標。

## 三、溫室氣體減量工具可行性及成本效益分析

六組減量工具情境設計均符合國際能源政策主流，包括增加自主能源比例、發展再生能源及淨潔能源、提升能源效率、能源價格合理化、將核能視為有效的溫室氣體減量工具之一。

經由模擬結果，得知S01、S05 雖可在幾乎不損及經濟成長條件下，達到 2025 年 361 百萬公噸的CO<sub>2</sub>減量目標，惟減量措施之實務可行性及電價調整帶來的需求下降效果若不如本研究所預期，減量配套措施之減量效果將大打折扣，屆時恐無法達成預設減量目標，或強制執行下擴大對產業衝擊程度。

其中，S01、S05 因設定較高的 LNG 目標及再生能源發展目標，為滿足替代方案之天然氣用量需求，除既有之永安、台中港接收站興建擴建計畫需按時程完成外，尚需儘速評估合適之天然氣接受站址，興建第三座接收站，擴增足夠之接收能力。此外，天然氣現為賣方市場，氣源取得困難，依我國現有之長期供氣契約量，不足以因應未來之天然氣需求，如未能再取得長期供氣契約或無法自現貨市場高價購買，則恐有斷氣之虞；再生能源部分，則因再生能源供應量中之水力、風力發電已接近開發上限，生質能發電亦有其限制，需再強化技術研發。此外，再生能源因其能源特性，有供電不穩的風險，倘裝置容量佔比過高，易於夏季尖峰用電時段發生缺電風險，若以

興建備用之火力發電機組因應，則適合選項僅剩燃煤機組，此時又將受阻於燃煤電廠環評審查之困難。

反觀S03，雖其經濟衝擊為六組方案中最大者，但依多年來黃宗煌評估溫室氣體減量之經濟衝擊，其認為GDP年均成長率下降點數在 0.5 個百分點內，對一經濟體尚屬可承受範圍，S03 情境之 2005~2025 年間每年GDP成長率下降 0.31 個百分點，屬可承受範圍內，加上其所搭配的減量工具在實務執行面均為可及性較高之選擇，本研究認為S03 情境為未來較適之減量配套措施，若能輔以核能延役（S04），將可在達成CO<sub>2</sub>減量目標下更游刃有餘。

惟延役核能電廠將面臨老舊核電廠安全管理問題、後端核廢料處理與掩埋廠址選擇及非核家園政策限制等難以解決之課題。此外，核能問題一向為民眾關切之焦點，如何與社會各界溝通說明，並能凝聚共識，為本方案能否實施之關鍵所在。

#### 四、溫室氣體減量政策之經濟衝擊評估

##### （一）電價上漲 5.8%之經濟、物價、能源需求、CO<sub>2</sub>排放影響

1. 當電價上漲 5.8%時，整體經濟的 GDP 平減指數增加 0.369%。對七大產業價格的影響，其中水電燃氣業的影響為最大，將使水電燃氣的價格上漲 5.269%，以下依序為礦業(0.494%)、製造業(0.391%)、營建業(0.303%)、農業(0.245%)、服務業(0.200%)及運輸業(0.184%)。
2. 對 2005 年經濟成長率之影響為下降 0.078 個百分點。其中對水電燃氣業的影響為最大，將使水電燃氣業的總產值減少 0.719%。以下依次為製造業(-0.113%)、礦業(-0.113%)、農業(-0.075%)、運輸業(-0.072%)、營建業(-0.058%)及服務業(-0.035%)。
3. 2005 年整體經濟的CO<sub>2</sub>減量幅度為 1.696%。該能源別的總需求減量而言，以電力需求量的減幅最大達 7.040%。以下依次為煤-0.915%，天然氣及油則分別增加 0.775%及 0.394%。

##### （二）課徵碳稅之經濟衝擊

以CO<sub>2</sub>減量 25%為目標，並課徵瑞典碳稅稅額（22.2 美元/公噸CO<sub>2</sub>）為例，發現以一次到位的方式課徵碳稅對經濟的影響是顯著的，將使GDP平減數（生產者物價）遽增 2.26%，經

濟成長減少 1.57%。若改以分年累進方式（1999～2020 年，計 22 年）課碳稅，則能減輕碳稅課徵對產業及整體經濟物價及成長之不利影響，GDP 平減數（生產者物價）增加 1.01%，經濟成長減少 1.19%。另外，若將碳稅稅收做為個人所得扣除額提高、溫室氣體減量相關用途以減少對經濟之衝擊，可增加政治上的接受度。

### （三）課徵能源稅之經濟衝擊、能源價格上漲、能源效果、CO<sub>2</sub>減量

以陳明真能源稅版本進行評估（未提出相對之稅收用途，假設稅收 100% 用於償還政府公債）。

1. 能源稅稅收從開始課能源稅第一年（2009 年）2,139 億元，逐年增加到第四年（2012 年）4,023 億元，及第七年（2015 年）6,359 億元。扣除取消之油氣類貨物稅及汽燃費收入，能源稅淨增額第一年為 668 億元，第四年為 2,450 億元，第七年為 4,704 億元。
2. 對總體經濟影響方面：GDP 成長率第四年下降 1.47 個百分點，第七年下降 2.72 個百分點。
3. 能源價格方面：七年之能源價格上漲率約為 58.610%，若僅計算當年能源價格上漲率（與前一年比較），則第四年為 6.89%、第七年為 5.72%。
4. 對環境影響方面：課徵能源稅之節能效果與 CO<sub>2</sub> 減量效果，分別為第一年 8.47% 與 6.38%、第四年 14.43% 與 14.58%、第七年 18.35% 與 18.38%。
5. 產業結構方面：2015 年農業及工業比重下降，服務業比重上升；工業部門項下之中分類及細分類來看，化學工業與水電煤氣業受到影響較大，結構占比明顯下降，金屬機械工業、民生工業、營建業因受到衝擊較小，使得結構占比略有提升，資訊電子工業則因受衝擊最小，占比明顯提升。

綜合陳明真委員版、行政院經續會討論版、本研究模擬版（工商時報）三組能源稅版本之能源稅淨稅收、當年節能效果、當年 CO<sub>2</sub> 減量效果，整體來看，以陳明真委員版課徵稅率最大，實施年度最短；以行政院經續會討論版課徵能源稅最後一年淨稅收最高，相對其課徵最後一年之當年節能效果及 CO<sub>2</sub> 減量效果亦最高。

由於各版本之開始實施年別、實施期限、課稅能源別、稅收應用等不同差異，難以在同一基礎下比較各版本造成之衝擊評估。另外，值得注意的是，課徵能源稅與調整電價均可達成CO<sub>2</sub>減量及節能效果，但在兩種政策同時執行下，效果將有部分重疊。

### 五、研提現行能源政策面臨課題之因應策略

- (一) 總體及各部門CO<sub>2</sub>減量目標應儘快取得共識
- (二) 能源政策之研擬應強調能源安全之重要性
- (三) 應積極研擬能源價格調整機制
- (四) 綠色能源及相關產業之發展應慎選目標，集中力量，以具成本效益及提升能源自主性為優先考量
- (五) 考量提升全國能源會議結論及具體行動方案計畫管考位階

有關政策性建議方面，本研究臚列下列四項，俾供主管機關參酌：

### 一、3E 理念之永續能源發展

隨著「永續發展」概念的逐漸成形，經濟、能源與環境間應不再是個別的局部思考與選擇，以抑制其他領域的發展，成就個別領域的永續，無法創造生活、生存與生態的三贏。為體現永續發展的核心價值，發揮國家有限資源最大效益，並縮小過去經濟發展與環境建設背離的落差，使經濟成長與生活環境調和並相輔相成，經濟施政將追求一個與自然融合、永續發展的風貌，積極推動外部成本內部化、建立溫室氣體管制機制、規範產業最佳有效技術與強化科技運用等 4 項機制，創造環保、能源與產業三贏的經濟發展遠景。

### 二、我國溫室氣體減量策略及核能政策之調整建議

我國雖非京都議定書締約國，但為維持國際競爭力，產業發展政策須符合國際環保發展趨勢，而在兼顧減量目標對國內經濟及產業結構調整可能之影響，可參酌與我國能源經濟體系相近及貿易關係密切之國家其因應京都議定書之減量策略，包括減量目標之訂定（總量目標、年成長率目標、基準年降幅目標、人均排放目標及執行起始年等）及減量配套措施之應用（提



高能源效率、再生能源、低碳能源、核能、合理反映能源成本等)，在可行的減量配套措施下制訂適合我國經濟發展、能源供應及環境保護目標之減量目標，不宜盲目訂定高環保道德標準的嚴苛減量目標，否則將先衝擊國內產業發展，更遑論增加產業國際競爭力。

我國為一孤立之能源供應系統，其能源供應可靠與安全實為首要之考量，可參考鄰近國家-日本之作法。德國雖為 G8 工業國中唯一之非核國家，其推動再生能源不遺餘力，然其身處歐盟電力網，不足之電力可由歐盟電力網供應，但以歐盟能源共同體角度視之，其污染仍在。此外，IEA 之世界能源展望亦強調未來核能使用之重要性。

故而，本研究建議台灣未來能源政策與因應溫室氣體策略，應參考日本模式，除大力推動節約能源與再生能源使用外，應可重新檢討核能使用之定位。

### **三、能源稅與碳稅屬性相近，不宜同步課徵**

由於目前我國能源稅條例（草案）課稅目的包括：促使能源價格合理化，以合理反映使用能源之生產及社會成本，鼓勵節約能源及替代能源發展，減緩能源使用對環境之衝擊，並有助於提昇能源使用效率，促進低耗能、高附加價值產業發展以改善產業結構，降低溫室氣體排放量及提升國家競爭力，逐步促成能源運用、環境保護、經濟發展三贏之政策目標，其內涵已碳稅之課稅目的，且能源稅課稅基礎乃支持立法院所提「能源稅條例」制定方案，針對不同化石能源別單位熱值與含碳量，並兼顧消費用途屬性及環保節能效果等稅額訂定原則，故在能源稅與碳稅屬性相近下，應不宜同步課徵。

另外，在能源稅定位方面，若我國要將能源稅定位在污染稅，或許應該思考稅收是否應運用在與污染有關之支出，如污染防制費用、購買CO<sub>2</sub>排放權等，而稅率逐步調升，也可達到抑制消費量的效果；若要將能源稅定位在產品稅或貨物稅，則可視國家財政收支，調整能源稅稅率。

### **四、浮動油價已正式試辦上路，未來亦可推動浮動電價調整機制**

國內自 2006 年 9 月起已開始試辦浮動油價機制，採行每週隨國際油價漲幅調整，未來亦可參酌浮動油價機制，積極推動電價調整機制，以求合理反映用電成本。

## 摘 要

我國為因應京都議定書於 2005 年 2 月 16 日正式生效,特於 2005 年舉辦全國能源會議研擬國家整體及各部門因應策略,並於同年擬定各議題具體行動方案共 191 項,由各相關部門持續辦理中。然因國家減量回歸基準年,各方意見紛歧,為求各界共識,政府於 2006 年 4 月及 7 月所舉辦的國家永續發展會議及經濟永續發展會議,皆將產業、能源與環境之關係納入議題中,希望能達成共識,使產業界可以有遵循之依據。

緣此,本計畫分析未來國際情勢發展,參酌主要國家能源政策、減量策略及影響,研析 94 年度全國能源會議結論、國家永續發展會議及溫室氣體減量法草案的減量目標規劃,採用多目標規劃模型進行不同減量工具搭配之評估分析,另採用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析我國溫室氣體減量政策(電價調整、課徵碳稅、課徵能源稅)對經濟、產業及能源之影響,並透過產、官、學、研專家小組,研商能源發展策略。最終匯集成果,研提兼顧經濟發展與環境保護之我國溫室氣體目標規劃及能源政策。

## **Abstract**

To specifically address the former implementation of the Kyoto Protocol on February 16, 2005, the Taiwan government convened the “2005 National Energy Conference” for studying and planning the response strategies for the country as a whole and for each government agency. Furthermore, in the same year, a total of 191 concrete action plans for each issue were planned and have been implemented by the respective department or agency on an on-going basis. However, due to variable opinions from different parties on the emission baseline year for the national emission reduction, the Taiwan government, for achieving the universal consensus, included the relationships among the industry, energy, and environment in the issues for the National Sustainable Development Conference and the Sustainable Economic Development Conference held respectively in April and July 2006, in hope of achieving the consensus with which the industries can comply accordingly.

In view of this, this project will analyze the developments in the future global trends with reference to the energy policies, reduction strategies, and respective effects of major countries, study and analyze the conclusions of the 2005 National Energy Conference, the National Sustainable Development Conference, and reduction goal plans of the Greenhouse Gas Reduction Draft, and adopt the multi-purpose planning model to conduct the assessment analysis on the application of different reduction instruments. In addition, the Dynamic General Equilibrium Model of Taiwan (DGEMT) will be used to simulate and analyze the impacts of Taiwan’s greenhouse gas emission reduction policies (electricity price adjustment, carbon taxation, and energy taxation) on the economy, industries, and energy. Further, the energy development strategies will be studied and planned through the expert teams composed of the industries, governments, academia, and research institutes. The accomplishments will be ultimately compiled, and the greenhouse gas emission target planning and energy policies for Taiwan will be studied and proposed by taking both economic developments and environmental protection into consideration.

# 目 錄

<b>第一章 緒論</b> .....	<b>1 - 1</b>
第一節 研究緣起 .....	1 - 1
第二節 研究內容 .....	1 - 3
第三節 研究方法與架構 .....	1 - 4
第四節 預期成果及效益 .....	1 - 6
<b>第二章 我國溫室氣體減量目標與能源配比規劃分析</b> .....	<b>2 - 1</b>
第一節 我國能源情勢與溫室氣體分析 .....	2 - 1
第二節 我國溫室氣體減量目標之能源配比規劃 .....	2 - 10
第三節 能源配比成本效益分析 .....	2 - 25
<b>第三章 我國與主要國家能源政策比較探討</b> .....	<b>3 - 1</b>
第一節 我國能源政策分析 .....	3 - 1
第二節 主要國家能源政策分析 .....	3 - 10
第三節 主要國家核能政策分析 .....	3 - 60
第四節 主要國家再生能源政策分析 .....	3 - 71
第五節 我國與主要國家能源政策分析比較 .....	3 - 91
<b>第四章 我國推動溫室氣體減量政策對能源政策影響分析</b> .....	<b>4 - 1</b>
第一節 我國溫室氣體減量政策分析 .....	4 - 2
第二節 我國溫室氣體減量政策對經濟、產業及能源之影響 .....	4 - 15
第三節 研提現行能源政策面臨課題之因應策略 .....	4 - 56
<b>第五章 結論與建議</b> .....	<b>5 - 1</b>
第一節 結論 .....	5 - 1
第二節 建議 .....	5 - 7
<b>參考文獻</b> .....	<b>R - 1</b>
<b>附錄一 期中審查意見回覆</b> .....	<b>A-1</b>
<b>附錄二 95年9月7日專家座談會會議記錄</b> .....	<b>B-1</b>
<b>附錄三 期末審查意見及回覆</b> .....	<b>C-1</b>
<b>附錄四 投入係數調整說明-RAS法</b> .....	<b>D-1</b>

# 圖 目 錄

圖 1-1	本研究流程架構圖 .....	1-5
圖 2-1	我國能源供給結構 .....	2-2
圖 2-2	我國能源需求結構 .....	2-2
圖 2-3	我國能源人均排放量與密集度 .....	2-5
圖 2-4	我國能源生產力 .....	2-6
圖 2-5	1990 2005 年我國燃料燃燒 CO <sub>2</sub> 年排放量與人均排放 .....	2-7
圖 2-6	94 年全國能源會議國家二氧化碳減量目標規劃 .....	2-14
圖 2-7	28 部門量值混合投入產出表簡圖 .....	2-27
圖 2-8	電力供給多目標規劃模型概念架構圖 .....	2-27
圖 2-9	1981 2005 年我國能源密集度走勢 .....	2-39
圖 2-10	1981 2005 年我國平均名目電價走勢 .....	2-40
圖 2-11	S03、S04 減量情境模擬結果-GDP 損失率 .....	2-46
圖 2-12	各減量情境模擬結果-GDP 年均成長率 .....	2-46
圖 3-1	能源政策的思維 .....	3-2
圖 3-2	能源政策方針與重點方向 .....	3-3
圖 3-3	美國初級能源結構及發電結構 .....	3-11
圖 3-5	歐盟初級能源結構及發電結構 .....	3-21
圖 3-6	歐盟能源政策核心目標 .....	3-25
圖 3-7	德國初級能源結構及發電結構 .....	3-36
圖 3-8	日本初級能源結構及發電結構 .....	3-45
圖 3-9	韓國初級能源結構及發電結構 .....	3-53
圖 3-10	韓國能源政策基調 .....	3-55
圖 3-11	韓國能源政策方向 .....	3-57

圖 3-12 德國未來能源結構規劃情景.....	3-78
圖 3-13 德國未來發電結構規劃情景.....	3-78
圖 3-14 未來德國再生能源發展目標及其 CO <sub>2</sub> 減量貢獻.....	3-80
圖 4-1 3E(環保、能源與經濟)關聯圖.....	4-9
圖 4-2 動態一般均衡模型的模擬分析架構(DGEMT).....	4-21
圖 4-3 1981 2005 年我國平均電價與消費者物價指數.....	4-23

# 表 目 錄

表 2-1	能源供給(能源別) .....	2-3
表 2-2	能源最終消費(部門別) .....	2-4
表 2-3	主要部門 ( by Main Source Categories ) 燃料燃燒 CO <sub>2</sub> 排放 ( 1980~2005 年 , 各部門不包括用電排放的 CO <sub>2</sub> ) .....	2-8
表 2-4	主要部門 ( by Main Source Categories ) 燃料燃燒 CO <sub>2</sub> 排放 ( 1980~2005 年 , 各部門包括用電排放的 CO <sub>2</sub> ) .....	2-9
表 2-5	我國未來能源供需規劃方案 .....	2-16
表 2-6	基礎情境假設條件 .....	2-16
表 2-7	我國初級能源供給規劃 .....	2-18
表 2-8	我國最終能源消費規劃 .....	2-19
表 2-9	我國發電裝置容量規劃 .....	2-20
表 2-10	我國發電量規劃 .....	2-22
表 2-11	各方案之 CO <sub>2</sub> 指標 .....	2-23
表 2-12	3E 多目標規劃理論模型目標式 .....	2-29
表 2-13	3E 多目標規劃理論模型之參數與變數定義彙整 .....	2-29
表 2-14	目標規劃法之轉換應用 .....	2-31
表 2-15	3E 多目標規劃求解模型-目標規劃法 .....	2-31
表 2-16	3E 多目標規劃模型基線條件設定 .....	2-33
表 2-17	2001、2005、2015、2025 年四大目標基本解 .....	2-34
表 2-18	溫室氣體減量措施情境條件設計 .....	2-42
表 2-19	溫室氣體減量措施情境參數設定 .....	2-43
表 2-20	各減量情境模擬結果-GDP、CO <sub>2</sub> 、電力成本 .....	2-47
表 2-21	各減量工具情境模型結果—三級業產業結構 .....	2-48

表 2-22	各減量工具情境模型結果--製造業下各子行業產業結構 ...	2-49
表 2-23	各減量工具情境模型結果—初級能源結構.....	2-51
表 2-24	各減量工具情境模型結果—電力裝置容量結構.....	2-53
表 2-25	各減量工具情境模型結果—電力發電量結構.....	2-54
表 2-26	各組減量情境成本效益分析.....	2-57
表 3-1	美國溫室氣體排放趨勢.....	3-12
表 3-2	美國能源法案摘要.....	3-12
表 3-3	美國先進能源倡議.....	3-20
表 3-4	歐盟溫室氣體排放趨勢.....	3-22
表 3-5	歐盟未來五十年能源科技發展方向.....	3-30
表 3-6	歐盟能源政策六大領域推動策略.....	3-32
表 3-7	EuP 指令研擬時程表.....	3-33
表 3-8	德國溫室氣體排放趨勢.....	3-37
表 3-9	德國氣候友善能源發展目標與指標.....	3-42
表 3-10	日本溫室氣體排放趨勢.....	3-45
表 3-11	韓國溫室氣體排放趨勢.....	3-53
表 3-12	韓國 2010 年能源政策發展戰略採行措施.....	3-58
表 3-13	2005 年世界各國核能發電情況.....	3-62
表 3-14	OECD 國家有關核能發電廠之重要政策.....	3-64
表 3-15	世界各國未來 25 年新建核能電廠預測.....	3-66
表 3-16	韓國核電廠興建計畫.....	3-69
表 3-17	2000 年 2004 年再生能源資源法案(EEG)下電量結構.....	3-80
表 3-18	2004 年再生能源資源法案(EEG)費率修正表.....	3-82
表 3-19	再生能源市場刺激計劃申請件數統計.....	3-83
表 3-20	再生能源市場刺激計劃低利融資件數統計.....	3-83



表 3-21	韓國綠色城鎮計畫的推動目標.....	3-90
表 3-22	韓國再生能源科技優先補貼之三大項目.....	3-91
表 3-23	各國綜合能源政策.....	3-92
表 3-24	各國因應溫室氣體減量能源因應策略.....	3-94
表 3-25	各國再生能源因應策略.....	3-96
表 4-1	電價上漲 5.8%對產業別物價、產出及能源需求之影響..	4-26
表 4-2	不同二氧化碳減量方式對台灣經濟的影響.....	4-28
表 4-3	歐美日二氧化碳邊際減量成本之比較.....	4-28
表 4-4	碳稅對 2020 年各產業價格及產業成長之影響 (漸進法).	4-31
表 4-5	台灣地區能源相關稅費與進口關稅.....	4-37
表 4-6	立法院陳明真委員版本能源稅稅率.....	4-45
表 4-7	立法院陳明真委員版本能源稅稅率(全部換算為從量課稅)	4-46
表 4-8	課能源稅對總體經濟之影響--陳明真委員版.....	4-47
表 4-9	課能源稅對環境面之影響--陳明真委員版.....	4-47
表 4-10	課徵能源稅對三級產業結構之影響--陳明真委員版.....	4-48
表 4-11	行政院經續會討論版本能源稅稅率.....	4-49
表 4-12	課能源稅對總體經濟之影響--行政院經續會討論版.....	4-50
表 4-13	課能源稅對環境面之影響--行政院經續會討論版.....	4-50
表 4-14	課徵能源稅對三級產業結構之影響--行政院經續會討論版 .....	4-51
表 4-15	本研究模擬版本 (工商時報) 能源稅稅率.....	4-52
表 4-16	課能源稅對總體經濟之影響--本研究模擬版本 (工商時報) .....	4-53
表 4-17	課能源稅對環境面之影響--本研究模擬版本 (工商時報) .....	4-53
表 4-18	課徵能源稅對三級產業結構之影響--本研究模擬版本 (工商	

時報) .....	4-54
表 4-19 各版本能源稅 CO <sub>2</sub> 減量效果及節能效果 .....	4-55
表 4-20 我國再生能源發展之現況與目標 .....	4-61
表 4-21 我國現行能源政策檢討及因應對策 .....	4-62

# 第一章 緒論

## 第一節 研究目的

京都議定書在俄羅斯於 2004 年 11 月 18 日正式遞交簽署文件至聯合國秘書處，業達到生效門檻，已於 2005 年 2 月 16 日正式生效，全球 169 個國家從抱持觀望態度，逐漸體認到溫室效應所帶來的影響與衝擊，必需審慎嚴肅的面對。我國目前雖非聯合國會員國，無法簽署氣候變化綱要公約及京都議定書，惟為克盡地球村一份子之責任，仍應積極研擬適當因應策略。

為因應京都議定書生效與新國際能源情勢，奉行政院國家永續發展委員會第 18 次委員會議—游前院長指示，就京都議定書生效後，經濟部於 2005 年上半年召開全國能源會議，重新思考我國之能源結構，同時為確實掌握氣候變化綱要公約及京都議定書後續發展，應儘速邀集全產官學研各界專家，規劃我國最適之產業結構調整，發展高附加價值、低耗能之產業及技術，一方面維持經濟成長，一方面減緩溫室氣體整體排放，以創造國內經濟與環境雙贏，並對國際社會做出實質貢獻。

經濟部於 2005 年 6 月 20、21 日假台北國際會議中心舉行「94 年全國能源會議」，會議分別針對「京都議定書生效後整體策略方向」、「能源政策與能源結構發展方向」、「綠色能源發展與提高能源使用效率」、「京都議定書生效後產業部門因應策略」、「京都議定書生效後運輸部門因應策略」、「京都議定書生效後住商部門因應策略」6 項議題進行深入探討，獲致多項具體共識，惟是否訂定國家減量目標與

減量期程，會中未達成具體結論，奉行政院永續會指示，將留待 2006 年國家永續會議討論。

當前附件一的 38 個國家為落實京都議定書的減量目標，均已積極推動各種減量措施，這些諸多措施包括財經政策、許可措施、法規措施、自願性協定及研發工作等。但是過去幾年來，除了德國與英國之外，先進國家發現整體減量績效並不顯著，使得涉及總量管制之排放交易制度，有可能成為未來先進國家優先落實的因應策略。

氣候變遷的議題涵蓋許多不同的領域及階段，從科學上的發現開始，轉換為國際規範的強化，然後規範的強化又落實為實際的執行策略，並帶動各種技術的進展。這些發展本身就是個動態變遷的過程，國際社會不斷在消化這些課題，許多國家或區域組織也在消化這些課題。面對這樣流動的課題，政府建立了四大機制來因應氣候變遷議題這樣牽涉廣泛的過程，分別是跨部會的「氣候變遷暨京都議定書因應小組」、氣候變遷因應方案、氣候變遷行動計畫以及未來待通過的「溫室氣體減量法」。透過因應小組的組織，並依功能運作架構，採取對外談判、部門減量、經濟衝擊調適、誘因設計以及科學研究與教育宣傳等工作，強化我國各個面向因應京都議定書的量能。

因此，隨著聯合國氣候變化綱要公約的規範及環保意識的抬頭，以及京都議定書生效，各國對溫室氣體減量議題益加重視。我國為能源缺乏高度依賴進口的國家，面對國際能源價格升高，且為因應京都效應，有必要審視溫室氣體減量政策對我國能源政策之影響，並規劃兼顧能源供應安全，維持經濟持續穩健發展的能源政策。

## 第二節 研究內容

根據本計畫之緣起與目標，歸納本研究主要研究課題如下：

- (一) 研析我國溫室氣體排放量與能源使用間之關聯性：
  - 1. 分析我國近 20 年來溫室氣體排放量與能源使用之關聯效果。
  - 2. 研析達成不同溫室氣體減量目標之最適能源配比。
  - 3. 最適能源配比之技術可行性及成本效益分析。
- (二) 我國與主要國家能源政策的比較分析：
  - 1. 蒐集主要國家以及與我國資源條件、經濟發展情況類似國家使用能源（包括：煤、油、天然氣等）排放之溫室氣體資料；以及為因應京都機制之能源政策。
  - 2. 上述國家對核能與再生能源之定位、誘因制度設計及安全處理方式。
  - 3. 上述國家能源政策與我國能源政策之利弊分析。
- (三) 評估我國推動溫室氣體減量政策對能源政策及能源價格之影響及對策：
  - 1. 研析溫室氣體減量政策與能源政策之搭配選擇，及對能源價格、產業發展與總體經濟之影響。
  - 2. 研析最適之因應對策，研提具體政策建議。
- (四) 配合本會「京都議定書經濟影響評估模型之建立、持續維護及調整（1/5）」計畫所辦理之經濟數據及評估結果協調工作。

### 第三節 研究方法與架構

#### 一、研究方法

溫室氣體減量攸關整體國家能源結構及產業競爭力，衝擊國家總體經濟發展，各國因應京都議定書生效的經濟成本有多高，充滿了不確定性。產業界對於如何承擔溫室氣體的減量責任，參與國際分工應扮演何種角色，政府各機關之政策措施等等，再再都考驗著政府的智慧。為落實經濟發展、社會公義及環境人文的黃金三角施政計畫，規劃適當的能源政策及溫室氣體減量政策，即成為我國刻不容緩之課題。

因此，本計畫擬分析未來國際情勢發展，參酌主要國家能源政策、減量策略及影響，研析 94 年度全國能源會議結論、國家永續發展會議及溫室氣體減量法草案的減量目標規劃，採用多目標規劃模型規劃我國能源配比，採用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析我國溫室氣體減量政策對經濟、產業及能源之影響，並透過產、官、學、研專家小組，研商能源發展策略。最終匯集成果，研提兼顧經濟發展與環境保護之我國溫室氣體目標規劃及能源政策，其研究流程見圖 1-1。職是之故，本計畫目標計有二項，茲分述如下：

- (一) 研提我國溫室氣體排放量規劃及最適能源配比。
- (二) 研提兼顧經濟發展與環境保護之能源政策。

## 二、研究架構

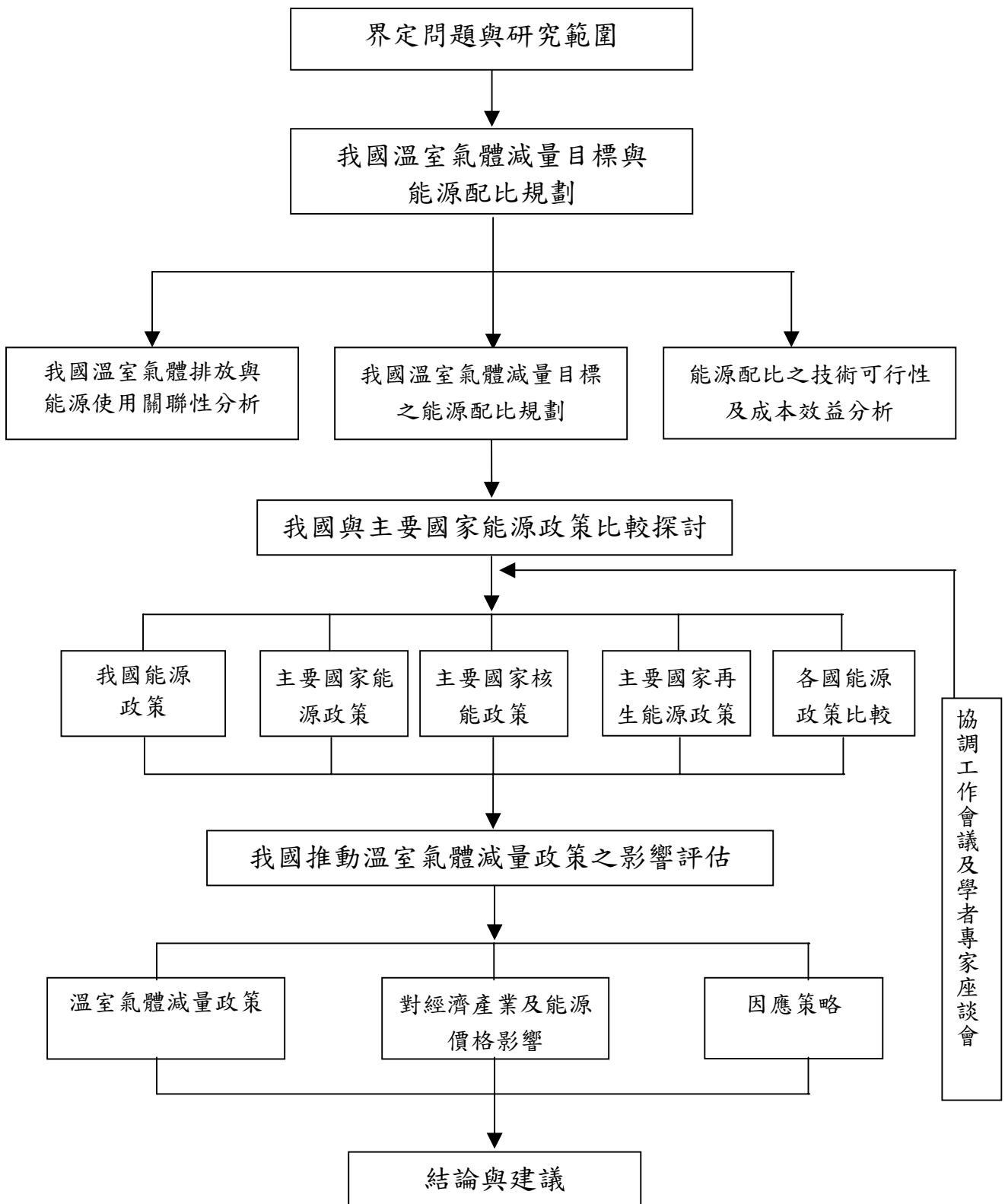


圖 1-1 本研究流程架構圖

## 第四節 預期成果

本研究旨在檢視我國面對溫室氣體減量之國際公約下，我國能源政策因應之道，持續規劃我國經濟、能源、環保 3E 調合之策略，達到兼於能源供應安全與經濟發展的能源政策，預期成果如下：

- (一) 研析我國與主要國家溫室氣體排放量與能源使用間之關聯性，提供研擬國家能源政策參考。
- (二) 分析主要國家能源政策特性與差異，研擬我國最適之能源政策。
- (三) 評估我國推動溫室氣體減量政策對能源政策及能源價格之影響。
- (四) 提出我國因應溫室氣體減量最適之因應對策。



## 第二章 我國溫室氣體減量目標與 能源配比規劃分析

京都議定書生效後，溫室氣體減量已成為國際應負擔的責任，然我國溫室氣體減量目標歷經 2005 年「94 年全國能源會議」、2006 年「國家永續發展會議」及「台灣經濟永續發展會議」的討論，各界對我國的減量方案與目標年規劃仍各持己見，確立國家減量目標成為一重要的課題，在此背景下，本章第一節蒐集我國近 20 年能源使用現況，並分析其與溫室氣體排放量之關聯，第二節將 2005 年全國能源會議低案視為我國溫室氣體減量目標下之能源配比主要規劃，並檢討低案隱含的減量措施實務可行性，另設定五組不同的減量措施搭配調整情境，於第三節分析評估 2005 年全國能源會議低案與其他情境之模擬結果，比較其技術可行性及成本效益。

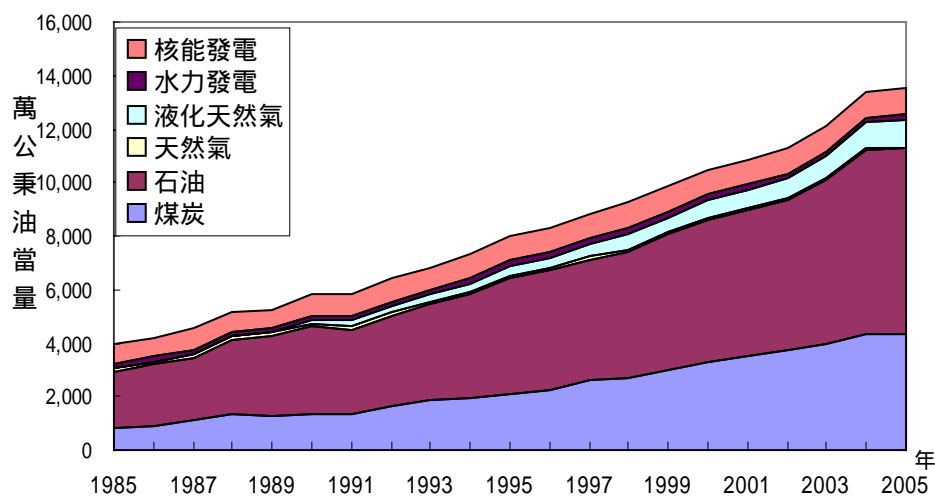
### 第一節 我國能源情勢與溫室氣體排放分析

#### 一、我國能源供需現況

我國自產能源匱乏，能源需求隨著經濟成長而快速增加，能源供給量從 1985 年的 3,951 萬公秉油當量成長至 2005 年的 13,535 萬公秉油當量，年平均成長率達 6.4%。進口能源比例亦逐年提升，由 1985 年的 88.8% 增為 1994 年的 95.3%，2005 年更增加到 97.9%，如圖 2-1 所示。

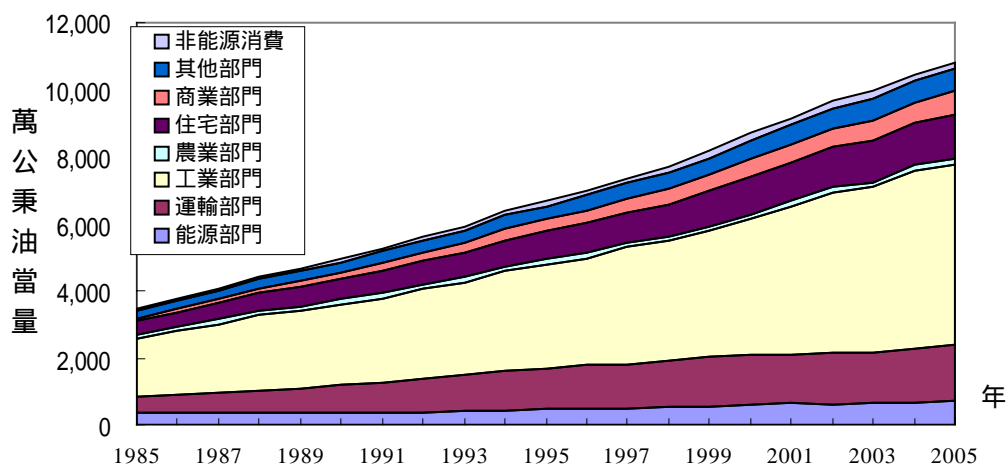
能源消費由 1985 年的 3,449 萬公秉油當量增至 2005 年的 10,805 萬公秉油當量，年平均成長率達 6.5%。部門別的能源消費占比中，工業部門由 1985 年的 53% 降至 2005 年的 50.0%，商業部門則由 2%

上升至 12.3%，住宅部門維持在 6.4%，見圖 2-2。



資料來源：經濟部能源局，2006。

圖2-1 我國能源供給結構



資料來源：經濟部能源局，2006。

圖2-2 我國能源需求結構

### (一) 能源供給現況分析

1985 年，我國能源供給量為 3,951 萬公秉油當量，其中石油比重達 52.48%，其次煤炭占 21.74%，核能發電占 18.06%，天然氣占 3.36

%，水力發電占 4.35%。其後為穩定能源供應，分散能源種類與來源，政府推動能源多元化，煤炭的比重漸漸增加。隨著台電公司於 1978 至 1985 年間陸續興建完成核一、核二、核三廠之商轉，使得核能發電比重一度增高，但由於 1985 年後無新核能機組加入，使得核能發電比例又逐漸下降。另外為考量環保與多元化因素，政府從 1980 年起陸續自印尼、馬來西亞進口液化天然氣。以 2005 年來看，在能源總供給 13,535 萬公秉油當量中，石油比重已降至 51.31%，煤炭則上升至 31.89%，核能發電占 7.34%，液化天然氣占 7.62%，天然氣占 0.4%，水力發電占 1.45%，見表 2-1。

表2-1 能源供給(能源別)

單位:萬公秉油當量；%

能源別 年別	煤炭	石油	天然氣	液化 天然氣	水力 發電	核能 發電	能源 總供給
1985	859	2,074	133	0	172	714	3,951
	21.74	52.48	3.36	-	4.35	18.06	100
1990	1,368	3,248	130	94	203	816	5,861
	23.35	55.42	2.23	1.61	3.47	13.93	100
1995	2,085	4,325	93	365	221	877	7,966
	7.08	12.11	3.76	13.98	-0.08	1.28	100
2000	3,266	5,350	74	638	220	956	10,504
	31.09	50.93	0.70	6.08	2.10	9.10	100
2005	4,316	6,945	54	1,031	196	993	13,535
	31.89	51.31	0.40	7.62	1.45	7.34	100

註：1.地熱、太陽能及風力發電數值皆不滿 5000 公秉油當量。

資料來源：經濟部能源局，2006。

## (二) 能源最終消費現況分析

1985 年至 2005 年間我國各部門的能源最終消費量與消費結構可參見表 2-4。整體來說，工業部門為最主要之能源耗用者，但其所占比重隨產業結構調整、運輸工具普及而略為降低；2005 年各部門能源消費結構比重以工業部門居首 50.09%、農業部門居末 1.50%。

工業部門的能源消費量始終為各部門能源消費量之冠，由 1985

年 1,746 萬公秉油當量逐年增加至 2005 年 5,407 萬公秉油當量，年平均成長率為 5.81%；但能源消費結構比重則由 1985 年 50.62% 略降為 2005 年 50.09%。而就工業部門中各產業之能源消費結構比重來看，也隨著經濟情勢的變化迭有變更。近年來，以電力電子機械業及化學材料業的能源消費大幅上昇，導致工業部門能源消費增加。

運輸部門的能源消費則因國民所得提高、道路交通網完善、汽機車等運輸工具普及等因素，使其占能源消費比重由 1985 年 13.77% 增至 2005 年 15.33%。農業部門所耗用之能源隨農業活動式微而逐漸減少，由 1985 年 3.54% 降至 2005 年 1.50%。住宅部門及商業部門所消費之能源總量則分別隨著生活水準提升，以及服務業等三級產業快速擴張而日漸增加，前者所占能源消費比重雖由 1985 年 11.72% 略減至 2005 年 12.19%，而後者則由 2.54% 增至 6.19%，見表 2-2。

**表 2-2 能源最終消費(部門別)**

單位：萬公秉油當量；%

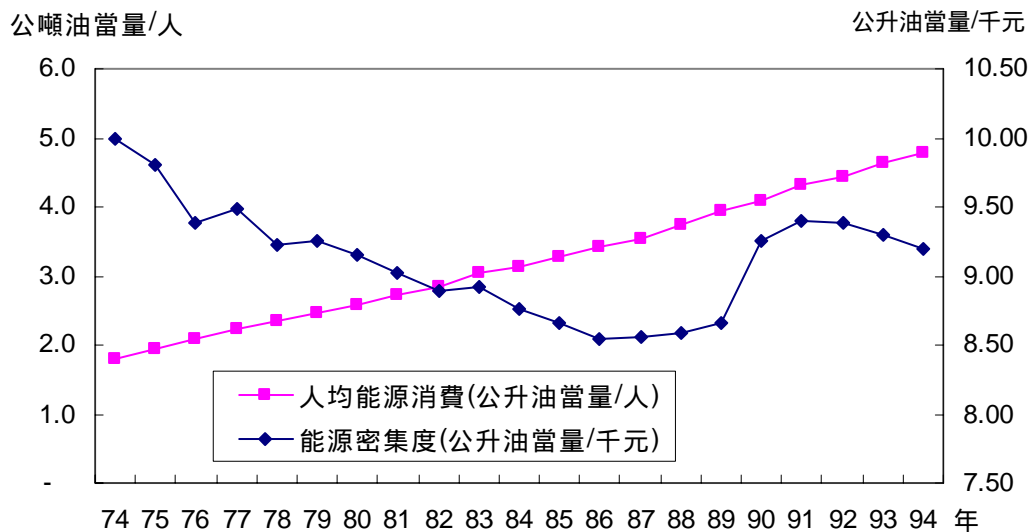
部門別 年別	能源消費								非能源 消費	平均每人 能源消費量
	能源	運輸	工業	農業	住宅	商業	其他	合計		
1985	337	475	1,746	122	404	88	224	3,395	54	1,875.43
	9.76	13.77	50.62	3.54	11.72	2.54	6.49	98.44	1.56	公升油當量
1990	372	807	2,414	145	593	195	333	4,860	107	2,570.55
	7.49	16.26	48.60	2.93	11.94	3.93	6.71	97.85	2.15	公升油當量
1995	465	1,233	3,103	149	828	344	414	6,535	128	3,250.70
	6.98	18.50	46.57	2.24	12.43	5.16	6.21	98.08	1.92	公升油當量
2000	611	1,474	4,051	146	1,127	530	553	8,492	235	4,096.52
	7.00	16.89	46.42	1.68	12.91	6.08	6.33	97.30	2.70	公升油當量
2005	726	1,655	5,407	162	1,316	668	675	10,608	186	4,771.84
	6.72	15.33	50.09	1.50	12.19	6.19	6.26	98.28	1.72	公升油當量

資料來源：經濟部能源局，2006。

## 1.每人能源消費

1985年我國平均每人能源消費量僅1,875公升油當量,但至2005年時已達4,771.84公升油當量。20年間,每人能源消費量年平均成長率為4.78%,見表2-2。

值得注意的是,我國能源的人均消費量卻與日俱增,與人均所得迄無脫鉤傾向,如圖2-3所示,顯見能源消費型態的不永續,眼見日本、德國等工業先進國家早已呈現脫鉤情勢,因此,如何積極促進能源人均消費量與經濟成長的脫鉤,亦為不可忽視的課題。



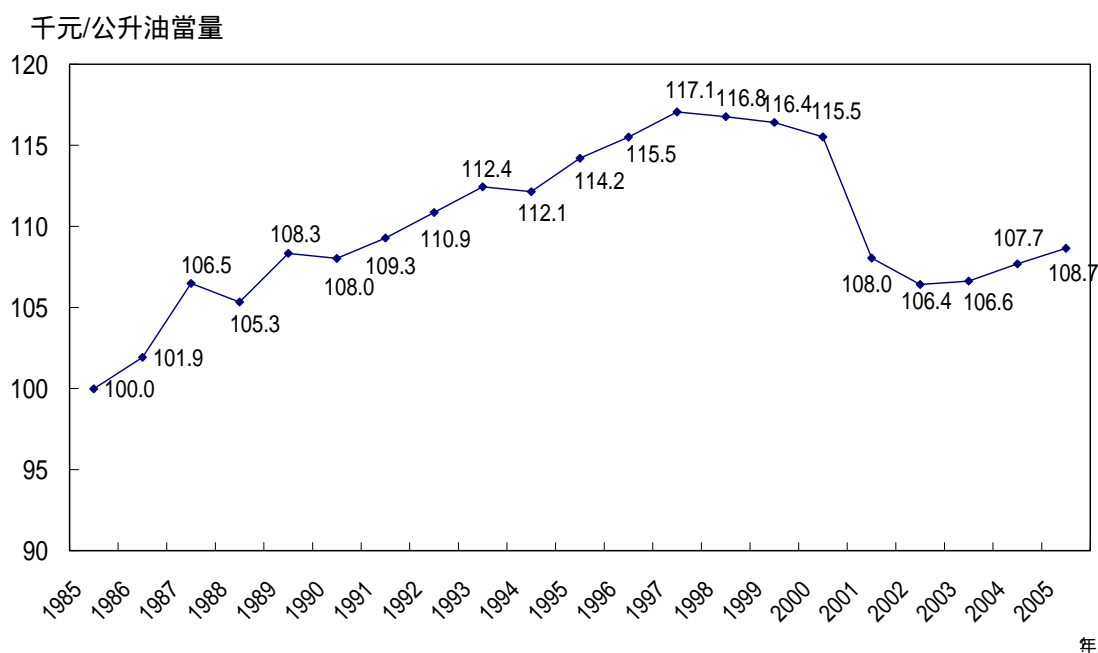
資料來源：經濟部能源局，2006。

圖 2-3 我國能源人均排放量與密集度

## 2.能源生產力

我國的能源生產力1990年起持續改善,於1997年達到頂峰,此後能源使用效率呈下降之趨勢。此一情勢,反映1998年亞洲金融風暴對我國經濟的負面影響,1999年921大地震重創我國產業,並受到2000年起六輕正式投產之影響,能源密集工業產值配比提高,並受國際經濟不景氣影響,產能利用率降低,致使能源生產力劇降,2003

年能源生產力降至 106.4 千元/公升油當量，而 2005 年由於景氣回溫，產能利用率提昇，能源生產力微幅回升至 108.7 千元/公升油當量。實務上仍有成長潛力空間，故提升能源使用效率，亦是未來能源施政的重點，如圖 2-4 所示。

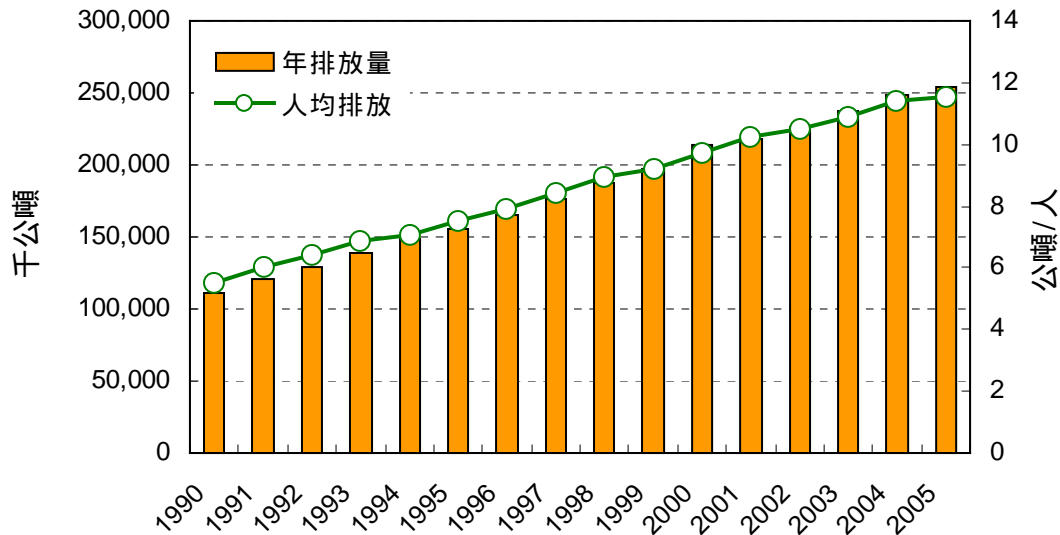


資料來源：經濟部能源局，2006。

圖 2-4 我國能源生產力

## 二、我國二氧化碳排放現況

我國溫室氣體排放呈現逐年增加的趨勢，人均排放量從 1990 年的 5.6 公噸上升至 2005 年的 11.9 噸，約增加一倍，CO<sub>2</sub> 總排放量亦從 1990 年的 111 百萬噸大幅上升至 2005 年的 254 百萬噸，平均每年約以 10 百萬公噸的速度持續成長。尤其值得注意的是，1997 年之後，二氧化碳排放年成長率高過經濟成長率，至 2000 年更呈現反向脫鉤 (即二氧化碳排放成長率超過經濟成長率) 的現象，人均排放量亦顯著成長，與經濟成長未能有效脫鉤；CO<sub>2</sub> 密集度雖有下降，卻是腳步蹣跚，而且遠高於日本等先進國家 (見圖 2-5)。



資料來源：工研院能環所，2006。我國未來能源規劃-能源工程模型之應用與維護。

**圖 2-5 1990 2005 年我國燃料燃燒 CO<sub>2</sub> 排放與人均排放量**

就各主要部門之 CO<sub>2</sub> 排放分析，在不含用電排放情況下，1990 年能源工業（能源轉換）之 CO<sub>2</sub> 排放為 46,446 千公噸 CO<sub>2</sub> 占燃料燃燒總排放的 42.00%，至 2005 年能源工業（能源轉換）之 CO<sub>2</sub> 排放為 157,127 千公噸 CO<sub>2</sub>，占燃料燃燒總排放的 61.80%，見表 2-3，含用電排放情況之各部門 CO<sub>2</sub> 排放量見表 2-4，能源工業部門排放量大幅下降。

在現有的總排放量或人均排放量成長趨勢下，做為一個新興工業國家，極易引起其他國家的重視，其焦點也許不在於我國減量對溫室效應的貢獻，而在於我國能為國際社會的共同減量做出多少財務貢獻。無論如何，面對京都議定書可能賦予我國的減量責任，在既有的能源供需結構及產業結構下，對我國未來的經濟、能源、環境將勢必造成重大影響。因此，如何在氣候變化綱要公約的減量原則下，研擬最有利於國家整體利益的減量模式與減量策略，亦是當前亟待思考的重點議題。

**表 2-3 主要部門 (by Main Source Categories) 燃料燃燒 CO<sub>2</sub> 排放  
(1980~2005 年, 各部門不包括用電排放的 CO<sub>2</sub>)**

單位：千公噸 CO<sub>2</sub>

年	能源 工業	工業	運輸	商業	住宅	農林 漁牧	其他	合計
1980	25,159	25,568	8,598	344	2,467	2,304	3,056	67,495
1981	25,258	24,390	8,662	340	2,623	2,164	3,140	66,576
1982	23,633	19,714	9,058	380	2,719	2,262	3,027	60,794
1983	24,637	21,691	10,010	393	2,898	2,457	3,248	65,335
1984	26,241	21,849	11,108	408	3,167	2,600	3,026	68,399
1985	24,314	24,568	11,619	410	3,386	2,622	2,939	69,858
1986	31,271	27,022	12,595	465	3,587	2,501	3,216	80,656
1987	32,550	28,614	13,951	518	3,684	2,636	3,500	85,452
1988	39,609	33,142	16,068	458	3,919	2,695	3,255	99,146
1989	46,783	32,587	17,965	520	4,262	2,643	3,340	108,101
1990	46,446	33,697	19,422	569	4,085	2,916	3,457	110,592
1991	53,361	35,289	20,704	607	4,322	2,672	3,309	120,263
1992	57,450	37,371	23,816	657	4,536	2,645	2,742	129,217
1993	64,644	38,792	25,852	704	4,446	2,647	2,265	139,351
1994	69,971	40,014	27,274	731	4,556	2,693	2,791	148,030
1995	75,917	41,119	28,544	838	4,702	2,748	2,136	156,005
1996	81,676	42,188	29,563	865	4,884	2,775	2,798	164,748
1997	90,697	44,740	30,240	889	5,008	2,449	2,111	176,134
1998	99,876	46,113	31,535	950	5,104	2,020	2,552	188,151
1999	107,139	45,759	32,898	1,211	5,519	2,103	2,550	197,178
2000	121,290	48,243	32,964	1,297	5,470	2,439	2,547	214,251
2001	125,877	47,334	33,033	1,525	5,341	2,536	2,876	218,521
2002	130,594	49,926	34,151	1,505	5,227	2,541	2,835	226,779
2003	141,173	46,722	34,542	1,781	5,157	2,907	4,544	236,825
2004	148,782	51,119	35,939	1,938	5,243	3,078	2,464	248,563
<b>2005</b>	<b>157,127</b>	<b>49,666</b>	<b>34,508</b>	<b>2,178</b>	<b>5,656</b>	<b>2,716</b>	<b>2,384</b>	<b>254,235</b>

註：工業部門含非能源消費排放量。

資料來源：工研院能環所，2006年3月版。



**表 2-4 主要部門 (by Main Source Categories) 燃料燃燒 CO<sub>2</sub> 排放**  
**(1980~2005 年, 各部門包括用電排放的 CO<sub>2</sub>)**

單位：千公噸 CO<sub>2</sub>

年	能源 工業	工業	運輸	商業	住宅	農林 漁牧	其他	合計
1980	6,240	37,774	8,754	1,357	6,138	2,681	4,550	67,495
1981	5,954	36,590	8,838	1,440	6,478	2,513	4,762	66,576
1982	5,514	30,736	9,225	1,408	6,561	2,615	4,736	60,794
1983	5,956	33,078	10,166	1,450	6,841	2,816	5,028	65,335
1984	6,524	34,274	11,256	1,479	7,044	3,017	4,805	68,399
1985	6,667	35,538	11,746	1,392	6,921	3,015	4,578	69,858
1986	6,981	42,195	12,755	1,806	8,296	3,092	5,531	80,656
1987	6,684	44,455	14,106	2,088	8,727	3,384	6,008	85,452
1988	6,411	52,910	16,245	2,737	10,699	3,582	6,562	99,146
1989	6,551	56,611	18,170	3,578	12,252	3,584	7,354	108,101
1990	6,830	57,043	19,634	3,887	12,053	3,698	7,448	110,592
1991	6,621	62,478	20,926	4,742	13,737	3,580	8,180	120,263
1992	6,518	67,048	24,045	5,452	14,626	3,518	8,009	129,217
1993	7,087	71,272	26,102	6,456	16,287	3,663	8,484	139,351
1994	8,058	74,435	27,528	7,171	17,329	3,738	9,770	148,030
1995	8,471	78,376	28,803	7,882	18,787	3,884	9,802	156,005
1996	8,657	82,328	29,851	8,342	20,340	4,021	11,208	164,748
1997	8,777	90,613	30,587	9,310	21,368	3,780	11,699	176,134
1998	9,416	95,874	32,030	11,441	23,344	3,311	12,736	188,151
1999	10,097	99,482	33,445	12,084	25,813	3,441	12,817	197,178
2000	10,873	111,670	33,644	12,998	27,077	3,854	14,135	214,251
2001	10,524	113,366	33,760	13,653	27,997	3,953	15,268	218,521
2002	10,035	118,851	34,912	14,203	28,949	4,025	15,805	226,779
2003	10,712	122,772	35,333	15,111	30,179	4,451	18,267	236,825
2004	11,809	133,449	36,754	15,421	29,858	4,639	16,633	248,563
<b>2005</b>	<b>12,882</b>	<b>135,342</b>	<b>35,350</b>	<b>16,603</b>	<b>32,342</b>	<b>4,287</b>	<b>17,429</b>	<b>254,235</b>

資料來源：工研院能環所，2006 年 3 月版。

## 第二節 我國溫室氣體減量目標之能源配比規劃

我國在 1998 年舉行第一次全國能源會議，首度對 CO<sub>2</sub> 減量提出參考目標（2020 年回歸 2000 年的排放水準（約為 221 百萬噸））。京都議定書在 2005 年 2 月 16 日生效後，行政院復於當年 6 月舉辦第二次全國能源會議，擬就國家減量目標重訂可行方案，惟因各界立場迥異而未盡其功。然於 94 年全國能源會議結論中，已體認欲達成 1998 年全國能源會議所定之減量目標確有困難，故應重新檢討。我國溫室氣體減量目標提案雖未在 2005 年全國能源會議中形成共識，惟奉行政院謝前院長指示，未達成共識部分應在國家永續發展會議中討論。為凝聚共識並確立國家減量目標，國家永續發展會議（2006 年 4 月 21、22 日）再度納入此一議題，然而各界所提出的方案卻更多：

- 1.方案一：維持 1998 年能源會議結論，暫以 2000 年為二氧化碳減量基準（2.23 億公噸，或人均排放量約 9.1~11 噸），目標達成年為 2020 年（加減 5 年）（分區會議建議）。
- 2.方案二：暫以二氧化碳減量的目標基準年為 2000 年，目標達成年為 2025 年，並應於 2015 年減至 2005 年之二氧化碳排放標準（立法院永續會建議）。
- 3.方案三：要求積極落實 2005 年全國能源會議各部會減量承諾，並定期檢視績效以落實目標與創新技術。
- 4.方案四：比照附件一國家回歸至 1990 年水準。
- 5.方案五：環保團體與經建部門未達共識前，經建部門應優先履行 2005 年全國能源會議所承諾之減量目標與措施，並訂定查核點，定期管控，積極推動落實（環保署建議）。

然方案三與方案五較為相近，均以落實 2005 年全國能源會議各部會減量承諾為原則；方案一、二、四則帶有具體的減量目標與期程，且具有如下的共同點：(1) 減量標的均為排放量，皆屬京都減量模式（亦即在未來特定年（目標年）應減量至過去特定年（基準年）之排放水準）；(2) 全盤否定 2005 年全國能源會議的減量規劃案。(3) 所設定之減量遠高於第二次全國能源會議所規劃的減量目標；(4) 對於潛在的經濟衝擊，均無明確的影響評估報告，而全盤否定 2005 年全國能源會議的減量規劃案的理由也不具說服力，故各方仍未就減量目標、期程達成共識。

其後於「台灣經濟永續發展會議」(2006 年 7 月 27 至 28 日)中，環保團體主張「優先執行 2005 年全國能源會議結論(排放總量 361 百萬公噸)，在能源稅條例實施的條件下，則於 2020 年削減達成 335 百萬公噸排放水準，2020 年後先維持此排放水準，並視能源科技突破往下削減。」，已有「在未達成減量目標、期程達成共識前，行政部門應積極推動 2005 年全國能源會議各部門所承諾之減量目標(排放總量 361 百萬公噸)，並訂定查核點，定期管控積極推動落實」的共識。因此，以下將分析 94 年全國能源會議減量目標及其能源配比規劃，以作為研析最適能源配比成本效益分析之參考。

## 一、94 年全國能源會議國家二氧化碳減量規劃

94 年全國能源會議規劃「京都議定書生效後整體策略方向」、「能源政策與能源結構發展方向」、「綠色能源發展與提高能源使用效率」、「京都議定書生效後產業部門因應策略」、「京都議定書生效後運輸部門因應策略」、「京都議定書生效後住商部門因應策略」等 6 項議題。希能兼顧經濟、能源與環境的永續發展，研擬出我國未來能源結

構整體調整方向，透過政府各相關部門的總動員，規劃各部門階段性減量策略，進而達成溫室氣體減量的目標。

本次能源會議規劃之整體及各部門因應策略已獲共識，執行各部門減量策略，依據各部門規劃之政策措施初步估計，在 2010 年 CO<sub>2</sub> 可較基準情景減少 2,300 萬公噸，2015 年 CO<sub>2</sub> 可減少 7,100 萬公噸，在 2020 年 CO<sub>2</sub> 可減少 12,100 萬公噸，在 2025 年 CO<sub>2</sub> 可減少 17,000 萬公噸，見圖 2-6。

94 年全國能源會議目標雖仍略低於 OECD 國家水平，然觀京都議定書附件一國家除德、英兩國達到目標外，主要係因東歐經濟轉型國經濟衰退所致，其餘附件一國家排放效果並不如預期，顯見京都總量管制模式所設目標可行性尚待觀察。全國能源會議規劃二階段減量目標，2002—2025 年年均成長率為 1.5%，(2000—2025 年年均成長率 2.1%)，與過去 30 年 OECD 已開發國家二氧化碳排放平均年成長率 1% 相較毫不遜色，應符合經濟開發軌跡；另若針對被賦予減量責任後之第二階段，則當比照現有多數 OECD 國家，承諾更嚴格減量義務，依全國能源會議規劃之減量目標，其對總體經濟成長衝擊尚在可接受範圍。

然在此次會議中，由於各界對於減量目標與減量值之計算與認定上，仍存有相當歧異，尚待達成共識，有關此二項爭議點，將留待 95 年國家永續發展會議再研議修正。

### (一) 能源部門

我國能源供應高度依賴進口，因應京都議定書時，應同時兼顧能源供應安全。能源使用排放之 CO<sub>2</sub> 占我國溫室氣體排放大約七成，能源部門面對溫室氣體減量的課題包括經濟成長與 CO<sub>2</sub> 排放尚未脫

鉤、供給面的選擇有限與能源價格未合理反映成本等。能源部門因應策略，除基準情景(BAU)已採行之措施外，再採行包括加強推廣再生能源發電、擴大天然氣發電及電價合理化等措施，估計 CO<sub>2</sub> 排放量較基準情景累積減量，在 2015 年可減少 3,800 萬公噸，在 2020 年可減少 5,868 萬公噸，在 2025 年可減少 7,841 萬公噸。

## (二) 產業部門

為落實工業部門因應策略之執行，並達到節能目標，估計節能成效與 CO<sub>2</sub> 排放量較基準情景累積減量，在 2015 年能源密集度較 2000 年下降 10%，CO<sub>2</sub> 排放量降低 2,933 萬公噸；2025 年能源密集度則較 2000 年下降 16%，CO<sub>2</sub> 排放量降低 6,240 萬公噸。

## (三) 運輸部門

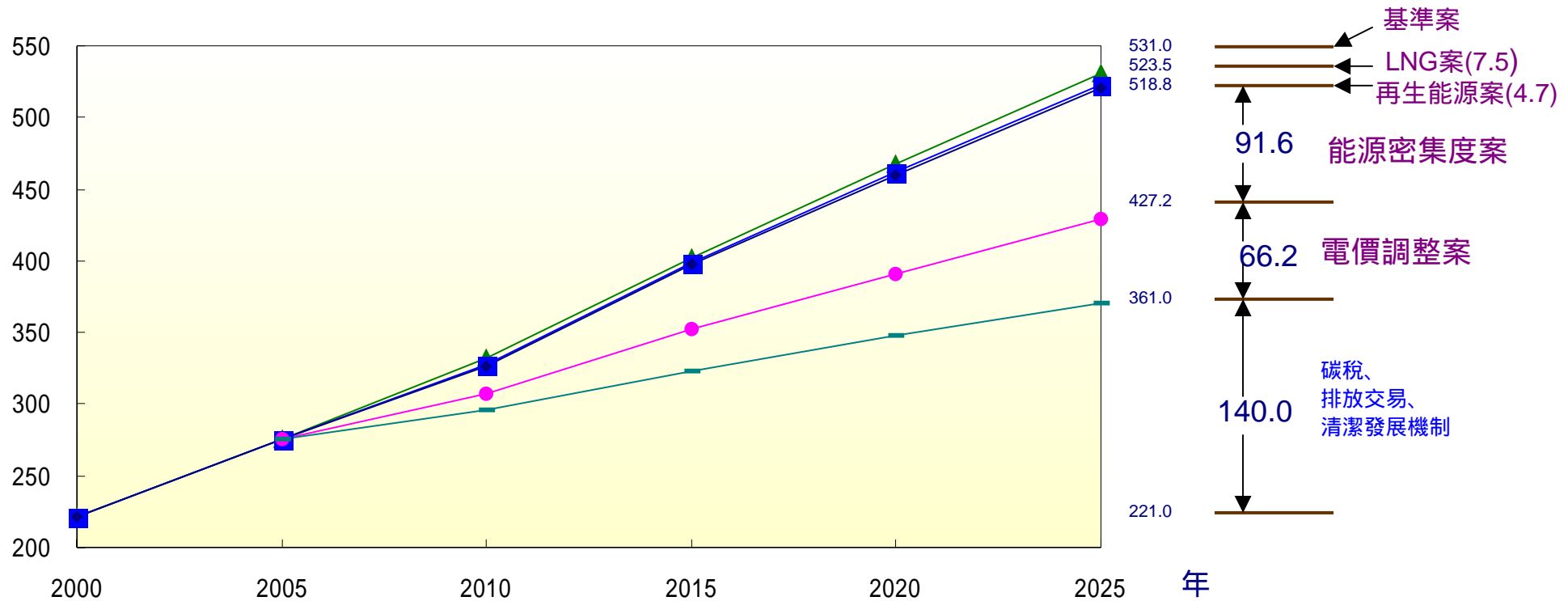
運輸部門能源需求量和 CO<sub>2</sub> 排放量短期內易升難降，中長期將有機會予以減緩。估計節能成效與 CO<sub>2</sub> 排放量較基準情景累積減量，在 2020 年可達累計節約 369 萬公秉油當量，降低 CO<sub>2</sub> 排放量 1,046 萬噸，到 2025 年累計年節約 622 萬公秉油當量，降低 CO<sub>2</sub> 排放量 1,430 萬噸。

## (四) 住商部門

住商部門包含住宅與商業之建築，在經濟成長、生活品質提升、建築物增加、商業活動的電器化與自動化、及商業活動時間延長等因素之下，住商部門能源消費量持續快速成長。本部門建議以節約能源為主要方向，藉此達到 CO<sub>2</sub> 減量之目的。預估推動以下各項策略與配合措施，估計節能成效與 CO<sub>2</sub> 排放量較基準情景累積減量，在 2020 年可達累計節約 435 萬公秉油當量，降低 CO<sub>2</sub> 排放量 1,188 萬噸，到 2025 年累計年節約 546 萬公秉油當量，降低 CO<sub>2</sub> 排放量 1,490 萬噸。

# CO<sub>2</sub>減量效果

CO<sub>2</sub>總排放量(百萬公噸)



註：1.基準情景(BAU)參考 87 年全國能源會議設定之節能目標 28%，已將所抑制 5,220 萬噸 CO<sub>2</sub> 包含在內，並再加強提升能源效率，促進能源密集度下降所抑制 9,160 萬噸 CO<sub>2</sub>，兩者合計為 14,380 萬噸，此為工業(9,700 萬噸)、運輸(2,300 萬噸)及住商(2,380 萬噸)部門三者所抑制 CO<sub>2</sub> 之總效果。

2.本規劃目標尚未獲共識，將視今(2006)年國家永續會議決定。

圖 2-6 94 年全國能源會議國家二氧化碳減量目標規劃

## 二、94 年全國能源會議國家能源配比規劃

我國未來的能源結構規劃，是以 MARKAL 模型為基礎規劃，MARKAL 根據前述資料以線性規劃方式選擇最佳能源技術組合，來滿足未來各期能源服務需求，未來能源供需規劃以邁向低碳或無碳能源為主，以下是規劃的基本原則：

- 1.加強能源供應安全，提高自主能源比例。
- 2.積極發展再生能源並推廣使用，再生能源配比增加。
- 3.擴大潔淨能源使用，提高燃氣發電配比，增加天然氣配比。
- 4.核四廠完工商轉，核一、二、三廠正常營運。
- 5.能源結構方向：石油配比下降，煤炭配比隨著核能運用相對調整，天然氣與再生能源配比增加，核四廠完工商轉，核一、二、三廠正常營運。
- 6.以能源總成本最小化為原則。

### (一) 方案情景設計

94 年全國能源會議所考慮的能源結構規劃方案共分為高（此為基準情景）中、低三案，其間的差異在於所設定的 LNG 使用量、再生能源使用量、節約能源幅度、以及電價調漲幅度等。各方案的情景設計如表 2-5 所示，總體社會經濟假設條件如表 2-6。

表2-5 我國未來能源供需規劃方案

措施	CO <sub>2</sub> 基準情景	CO <sub>2</sub> 排放低案
LNG	2010 年 1,000 萬噸 2020 年 1,300 萬噸 2025 年 1,600 萬噸	2010 年 1,300 萬噸 2020 年 2,000 萬噸 2025 年 2,200 萬噸
再生能源	2010 年 5,139MW 2015 年 5,820MW 2020 年 6,500MW 2025 年 6,500MW	2010 年 5,139MW 2015 年 7,000MW 2020 年 8,000MW 2025 年 9,000MW
節約能源	依 87 年全國能源會議目標至 2020 年節能 28%	再考量 2005 年能源密集度下降 0.3%。 2006-2025 年能源密集度每年下降 1.2%。
電價調整		2005-2025 年名目電價依每年躉售物價上漲率調整，每年調漲 3.5%。

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。

表 2-6 基準情境假設條件

假設條件	條件說明	參考來源
經濟成長率	2001 2005 年 GDP 年均成長率 2.84% 2006 2010 年 GDP 年均成長率 4.32% 2011 2015 年 GDP 年均成長率 4.10% 2016 2020 年 GDP 年均成長率 3.71% 2021 2025 年 GDP 年均成長率 3.39%	TAIGEM 模型
產業結構	2005 年~2025 年農、工、服務業比重	TAIGEM 模型
能源價格	能源價格上升，2025 年油價估計為每桶 40.96 美元	TAIGEM 模型
人口成長率	2004 年 2025 年 0.43%降低至-0.11%	經建會
家戶數成長率	2004 年 2025 年 2.2%降低至 1.0%	交通部運研所第三期 整體運輸系統規劃
工業部門能源服務 需求成長率	鋼鐵、水泥、鍋爐、動力、製程熱、非能源 使用、石化原料等能源服務需求成長率	TAIGEM 模型 台電長期負載預測
住商部門能源服務 需求成長率	烹調及熱水、住宅空調、商業空調、住宅照 明、商業照明、冰箱各項用電器具成長率	工研院能環所
運輸部門能源服務 需求成長率	推估 11 項運具未來能源需求成長率	交通部運研所第三期 整體運輸系統規劃

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。



此外，關於核四的情境，三案同時假定核四於 2008 年商轉，核能裝置容量由 5,144MW 增為 7,844MW；其後不再新增核能機組；核能機組於運轉 40 年後除役。核一廠 2 部機組合計 1,272MW，分別於 2018 與 2019 年除役；核二廠 2 部機組合計 1,970 MW，分別於 2021 與 2023 年除役；核三廠 2 部機組合計 1,902 MW，分別於 2024 與 2025 年除役。電源開發的情境部分：在 2015 年之前，係按台電長期電源開發方案(2004 年 5 月版)<sup>1</sup>及 IPP 民營電廠投資計畫，2016 年以後新增燃煤機組。

## (二) 模擬結果

### 1. 初級能源供給

各方案初級能源供應量優先達成再生能源與 LNG 目標量，再以其其他能源滿足需求。依上述基本假設條件，基準案初級能源供給量由 2005 年 134,448 千公秉油當量增至 2025 年 257,939 千公秉油當量。其中煤佔比由 2005 年 33.8% 逐漸提高至 2025 年 44.3%，油佔比由 2005 年 46.9% 逐漸降低至 2025 年 40.2%，此為油價逐漸上漲所致。

低案再生能源與 LNG 規劃目標量較高，其能源成本亦較高，同時因實施節約能源與電價向上調整措施，使得低案採用較高效率技術因應，能源消費量減少，故其初級能源供給量較基準案低。低案之煤、油佔比未來趨勢亦與基準案相同，以煤逐漸取代油，見表 2-7。

---

<sup>1</sup> 台電長期電源開發方案在 93 年 5 月間奉批，方案中研擬民國 93~104 年之發電計畫，是為 9305 案。星能及森霸民營火力發電廠已於 2004 年 3 月 29 日完工商轉，已將該資料由 MARKAL - 情景條件資料庫轉入轉換技術資料庫，技術代號為星能(E46IPP7)及森霸(E46IPP8)。

表 2-7 我國初級能源供給規劃

單位：千公秉油當量；%

初級能源供給	2005年規劃結果				2010年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
煤	45,438	(33.8)	44,756	(33.6)	57,271	(33.9)	44,200	(29.7)
油	63,120	(46.9)	62,733	(47.0)	75,626	(44.8)	63,806	(42.9)
氣	12,293	(9.1)	12,293	(9.2)	15,620	(9.3)	20,306	(13.7)
核能	9,404	(7.0)	9,404	(7.1)	14,341	(8.5)	14,341	(9.6)
抽蓄水力	1,025	(0.8)	1,025	(0.8)	1,004	(0.6)	1,004	(0.7)
再生能源	3,168	(2.4)	3,168	(2.4)	4,975	(2.9)	4,975	(3.3)
合計	134,448	(100.0)	133,379	(100.0)	168,837	(100.0)	148,632	(100.0)

初級能源供給	2015年規劃結果				2020年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
煤	72,830	(36.5)	55,466	(33.2)	93,391	(40.2)	64,334	(36.7)
油	87,648	(43.9)	61,611	(36.9)	98,549	(42.4)	56,266	(32.1)
氣	17,963	(9.0)	25,819	(15.5)	20,306	(8.7)	31,240	(17.8)
核能	14,341	(7.2)	14,341	(8.6)	12,015	(5.2)	12,015	(6.8)
抽蓄水力	935	(0.5)	935	(0.6)	907	(0.4)	907	(0.5)
再生能源	5,993	(3.0)	8,882	(5.3)	7,304	(3.1)	10,663	(6.1)
合計	199,709	(100.0)	167,054	(100.0)	232,473	(100.0)	175,425	(100.0)

初級能源供給	2025年規劃結果			
	基準情景		低案	
	數量	%	數量	%
煤	114,368	(44.3)	75,255	(41.1)
油	103,704	(40.2)	54,114	(29.5)
氣	24,992	(9.7)	34,364	(18.7)
核能	6,675	(2.6)	6,675	(3.6)
抽蓄水力	897	(0.3)	897	(0.5)
再生能源	7,304	(2.8)	12,013	(6.6)
合計	257,939	(100.0)	183,318	(100.0)

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。

## 2.最終能源消費

基準案最終能源消費量由 2005 年 112,054 千公秉油當量增至 2025 年 214,976 千公秉油當量。低案之再生能源與 LNG 目標較高，能源成

本較高，且實施節能措施與電價向上調漲，因此低案之最終能源消費量較基準案低，如 2025 年低案最終能源消費量為 152,847 千公秉油當量。

各方案煤、油佔比隨著再生能源與 LNG 目標量之提高而減少，如基準案煤、油佔比最高，低案之煤、油佔比最低，如 2025 年基準案煤 油佔比分別為 14.8%、31.6%，低案煤 油佔比為 11.0%、23.2%。低案因再生能源與 LNG 發電量較高，故電力佔比較基準案高，如 2025 年基準案電力佔比為 48.6%、低案 55.7%，見表 2-8。

**表 2-8 我國最終能源消費規劃**

單位：千公秉油當量；%

最終能源消費	2005年規劃結果				2010年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
電力	53,659	(47.9)	53,158	(47.8)	67,457	(47.9)	61,137	(49.3)
煤炭	11,245.7	(10.0)	11,137	(10.0)	15,813	(11.2)	13,036	(10.5)
石油	41,301.5	(36.9)	41,067	(36.9)	49,485	(35.2)	41,770	(33.7)
天然氣	2,680.1	(2.4)	2,680	(2.4)	2,984	(2.1)	3,009	(2.4)
再生能源	3,167.9	(2.8)	3,168	(2.8)	4,975	(3.5)	4,975	(4.0)
合計	112,054	(100.0)	111,209	(100.0)	140,715	(100.0)	123,927	(100.0)

最終能源消費	2015年規劃結果				2020年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
電力	80,216	(48.2)	72,117	(51.8)	93,793	(48.4)	79,540	(54.4)
煤炭	19,726	(11.9)	14,774	(10.6)	24,855	(12.8)	15,915	(10.9)
石油	57,351	(34.5)	40,333	(29.0)	64,484	(33.3)	36,834	(25.2)
天然氣	3,159	(1.9)	3,181	(2.3)	3,315	(1.7)	3,315	(2.3)
再生能源	5,993	(3.6)	8,882	(6.4)	7,304	(3.8)	10,663	(7.3)
合計	166,445	(100.0)	139,287	(100.0)	193,751	(100.0)	146,266	(100.0)

最終能源消費	2025年規劃結果			
	基準情景		低案	
	數量	%	數量	%
電力	104,505	(48.6)	85,114	(55.7)
煤炭	31,714	(14.8)	16,820	(11.0)
石油	67,857	(31.6)	35,425	(23.2)
天然氣	3,596	(1.7)	3,476	(2.3)
再生能源	7,304	(3.4)	12,013	(7.9)
合計	214,976	(100.0)	152,847	(100.0)

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。

### 3.發電裝置容量

各方案以優先達成再生能源發電裝置容量目標與 LNG 目標量。各方案中台電與民營電廠至 2020 年的裝置容量依據台電電源開發方案(94NEC 案)規劃量。2020 年起核能電廠機組逐漸除役、燃油機組不增加、以及為了達成 LNG 目標量，發電裝置容量不足部分由增加燃煤機組與燃氣機組因應，如基準案 2020 年新增燃煤機組(含汽電)10,018MW、燃氣機組(含汽電)2,187MW，彌補核能機組減少 1,272MW、燃油機組(含汽電)減少 2,087MW 之缺口。2025 年新增燃煤機組 6,212MW 燃氣機組 4,779MW，彌補核能機組減少 2,921MW、燃油機組(含汽電)減少 644MW 之缺口。

低案為達成 LNG 較高的目標量，以提高台電與民營燃氣機組運轉容量因數因應。低案 2010 年~2025 年因發電成本較高及電價調整，使得兩方案電力需求較基準案降低幅度較大，因此汽電共生機組較少，故低案 2010 年~2025 年總發電裝置容量低於基準案，如 2025 年基準案 低案發電裝置容量分別為 81,363 MW、76,239 MW，見表 2-9。

表 2-9 我國發電裝置容量規劃

單位：千瓩；%

發電裝置 容量	2005年規劃結果				2010年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
抽蓄水力	2,602	(5.9)	2,602	(5.9)	2,602	(4.8)	2,602	(4.8)
核能	5,144	(11.6)	5,144	(11.7)	7,844	(14.3)	7,844	(14.5)
燃煤	17,228	(38.9)	17,147	(38.8)	19,096	(34.9)	18,689	(34.4)
燃油	5,169	(11.7)	5,146	(11.7)	5,315	(9.7)	5,208	(9.6)
燃氣	11,256	25	11,254	(25.5)	14,779	(27.0)	14,768	(27.2)
再生能源	2,850	(6.4)	2,850	(6.5)	5,139	(9.4)	5,139	(9.5)
合計	44,250	(100.0)	44,143	(100.0)	54,775	(100.0)	54,251	(100.0)

發電裝置 容量	2015年規劃結果				2020年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
抽蓄水力	2,602	(4.1)	2,602	(4.1)	3,602	(4.9)	3,602	(4.9)
核能	7,844	(12.4)	7,844	(12.3)	6,572	(8.9)	6,572	(8.9)
燃煤	25,520	(40.2)	24,937	(39.0)	35,538	(48.0)	34,165	(46.3)
燃油	4,511	(7.1)	4,379	(6.9)	2,424	(3.3)	2,211	(3.0)
燃氣	17,115	(27.0)	17,100	(26.8)	19,302	(26.1)	19,268	(26.1)
再生能源	5,820	(9.2)	7,000	(11.0)	6,500	(9.0)	8,000	(10.8)
合計	63,412	(100.0)	63,862	(100.0)	73,938	(100.0)	73,818	(100.0)

發電裝置容量	2025年規劃結果			
	基準情景		低案	
	數量	%	數量	%
抽蓄水力	3,602	(4.4)	3,602	(4.7)
核能	3,651	(4.5)	3,651	(4.8)
燃煤	41,750	(51.3)	36,606	(48.0)
燃油	1,780	(2.2)	2,374	(3.1)
燃氣	24,081	(29.6)	21,006	(27.6)
再生能源	6,500	(8.0)	9,000	(11.8)
合計	81,363	(100.0)	76,239	(100.0)

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。

#### 4.發電量

各方案發電量優先達成再生能源與 LNG 目標，再由其他機組發電滿足。各方案發電量視發電成本與電價調整幅度而定，如低案發電成本最高且電價調漲幅度最高，故電力消費最低，因此低案總發電量最低，2025 年基準案、低案之發電量分別為 440,821 百萬度、359,027 百萬度，見表 2-10。

表 2-10 我國發電量規劃

單位：百萬度；%

發電量	2005年規劃結果				2010年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
抽蓄水力	3,005	(1.3)	3,005	(1.3)	3,005	(1.1)	3,005	(1.2)
核能	37,850	(16.7)	37,850	(16.9)	57,717	(20.3)	57,717	(22.4)
燃煤	112,502	(49.7)	110,834	(50.2)	132,954	(46.7)	104,840	(40.7)
燃油	28,591	(12.6)	28,167	(12.8)	29,519	(10.4)	15,311	(5.9)
燃氣	34,538	(15.3)	34,517	(15.4)	45,253	(15.9)	60,917	(23.6)
再生能源	9,856	(4.4)	9,856	(4.4)	16,097	(5.7)	16,097	(6.2)
合計	226,341	(100.0)	224,229	(100.9)	284,545	(100.0)	257,887	(100.0)

發電量	2015年規劃結果				2020年規劃結果			
	基準情景		低案		基準情景		低案	
	數量	%	數量	%	數量	%	數量	%
抽蓄水力	3,005	(0.9)	3,005	(1.0)	3,265	(0.8)	3,625	(1.1)
核能	57,717	(17.1)	57,717	(19.0)	48,358	(12.2)	48,358	(14.4)
燃煤	182,288	(53.9)	129,105	(42.4)	246,860	(62.4)	157,124	(46.8)
燃油	23,763	(7.0)	13,069	(4.3)	14,034	(3.5)	3,563	(1.1)
燃氣	52,851	(15.6)	79,380	(26.1)	60,560	(15.3)	97,786	(29.1)
再生能源	18,740	(5.5)	21,926	(7.2)	22,558	(5.7)	25,059	(7.5)
合計	338,364	(100.0)	304,201	(100.0)	395,635	(100.0)	335,514	(100.0)

發電量	2025年規劃結果			
	基準情景		低案	
	數量	%	數量	%
抽蓄水力	3,265	(0.7)	3,625	(1.0)
核能	26,864	(6.1)	26,864	(7.5)
燃煤	300,740	(68.2)	183,579	(51.1)
燃油	4,334	(1.0)	8,578	(2.4)
燃氣	83,060	(18.8)	108,190	(30.1)
再生能源	22,558	(5.1)	28,191	(7.9)
合計	440,821	(100.0)	359,027	(100.0)

說明：含汽電共生。

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。

## 5.CO<sub>2</sub> 排放指標

### (1) CO<sub>2</sub> 總排放量：

基準案之 CO<sub>2</sub> 總排放量由 2005 年 276 百萬噸逐漸增至 2025 年 531

百萬噸。低案採用較潔淨之 LNG 與再生能源，且能源消費量較低，故其 CO<sub>2</sub> 總排放量低於基準案，如 2025 年低案 CO<sub>2</sub> 總排放量分別為 361 百萬噸。

(2)各方案 CO<sub>2</sub> 排放指標：

由表 2-11 可知，各方案人均排放量逐期提高，且基準案人均排放量高於低案，如 2025 年基準案、低案 CO<sub>2</sub> 人均排放量分別為 22.5 噸 CO<sub>2</sub>/人、15.3 噸 CO<sub>2</sub>/人。

表 2-11 各方案之 CO<sub>2</sub> 指標

年	基準案	低案	基準案	低案
	能源 CO <sub>2</sub> 總量(百萬噸)		GHG 排放密集度(公克/元)	
2005	276	274	25.1	25.0
2010	332	317	23.4	22.3
2015	402	345	22.1	18.9
2020	468	367	21.7	17.0
2025	531	384	21.1	15.3
	人均排放 CO <sub>2</sub> (噸/人)		能源密集度(公升油當量/千元)	
2005	12.1	12.0	10.2	10.2
2010	14.3	13.7	9.9	8.9
2015	17.1	14.7	9.1	7.8
2020	19.8	15.5	9.0	7.1
2025	22.5	16.3	8.5	6.5

資料來源：黃宗煌，2005。全國能源會議引言資料。

(3) CO<sub>2</sub> 減量效果

以低案為例，CO<sub>2</sub> 的減量效果為 170 百萬公噸，擴大使用 LNG 與再生能源的減量效果較基準案之降幅各為 7.5 百萬公噸及 4.7 百萬公噸。主要的減量效果還是寄望於產業降低整體的能源密集度（最高可達 91.6 百萬公噸）；至於電價調漲，也能發揮顯著的減量效果（66.2 百萬公噸）。至 2025 年，如欲回歸到 2000 年的排放水準，尚有 140 百萬公噸的缺口待減，此時只能仰賴 CDM、碳稅、總量管制與排放

交易等措施才能達到，顯見這是非常艱難的任務。

2005 年全國能源會議規劃之 CO<sub>2</sub> 減量由 2030 年基準情景的 616 百萬噸 CO<sub>2</sub> 降至 353 百萬噸 CO<sub>2</sub>，總減量為 263 百萬噸 CO<sub>2</sub>，減量幅度約為 43%，為高難度之挑戰。

具有拘束力之國家溫室氣體減量目標，宜在國際公約對非附件一國家正式規範其減量責任，且完成國際談判及國內立法（「溫室氣體減量法」）及相關配套措施（課徵能源稅）後，再予明訂並對國際宣示。

### 三、全國能源會議低案之配套措施調整規劃

各國因應新時代之能源策略主要為能源使用多元化，並加強節約能源，提升能源使用效率，然我國受「永續發展」概念影響，政府能源策略一方面要朝低碳再生能源發展，並鼓勵使用天然氣發電，以降低對傳統化石能源之依賴，然而由於執政黨之非核家園政策，將無碳排放的核能排除於未來能源規劃之外，造成我國必須在高碳排放或高能源價格之間面臨抉擇，此亦將不利我國能源供應穩定。

下節本研究將在 2015 年 331 百萬公噸、2025 年 361 百萬公噸的 CO<sub>2</sub> 排放目標前提下，除評估全國能源會議低案之經濟產業影響及能源配比變化，並考量「再生能源規劃目標恐過嚴苛」、「LNG 供給目標可及性」、「能源密集度下降之瓶頸」及「輔以能源稅之電價調整效果」，設定其他有別於低案的加嚴或放寬配套條件，進行模擬比較。另外，參考國際電力部門因應溫室氣體減量及提高能源自主性，多將核能發電列為考量，故本研究亦將核能延役列為措施調整選項之一。



### 第三節 能源配比成本效益分析

本節將在 2015 年 331 百萬公噸、2025 年 361 百萬公噸的 CO<sub>2</sub> 排放目標前提下，利用 3E 多目標規劃模型進行不同的減量方案之能源配比規劃與其可行性之成本效益分析，以下依序說明 3E 多目標規劃模型理論架構及建置、基線設定及模擬、情境設定及模擬結果。

#### 一、3E 多目標規劃模型

多目標規劃模型乃先設定目標，加上現實經濟社會狀況之各種限制條件，以線性或非線性規劃原理，求解出非劣解做為決策依據。此方法亦可以設定多重目標，而以給予各目標不同的重要性指標建立不同的決策方式。能源有關政策因必須兼顧經濟、能源安全與環保多樣目標，非常適於以多目標規劃模型作為決策分析工具。以此模型可分析如何將有限資源以最佳可能的方法，分配於相競爭的諸活動中。多目標規劃模型也可結合投入產出表(input-output table)資料，進行產業關聯分析，若再結合能源模型，則可以建構一能源規劃模型，以模擬分析不同的溫室氣體排放減量策略對產業產出、能源使用、所得、就業、及空氣污染排放之效果。

##### (一) 理論模型架構

政府進行產業發展政策規劃，必須兼顧經濟發展、能源供需與環境保護，三者之間不可厚此薄彼，如此才可達到經濟發展、能源供應與環境保護三贏目標，為了在多重目標下求取最佳的結果，本研究應用多目標規劃法，探討在經濟成長、能源(電力)供應穩定、環境品質提升多目標結構下，以張四立(2005) 3E (Environment, Energy, and Economy) 模型為基礎架構進行規劃；3E 模型乃為多目

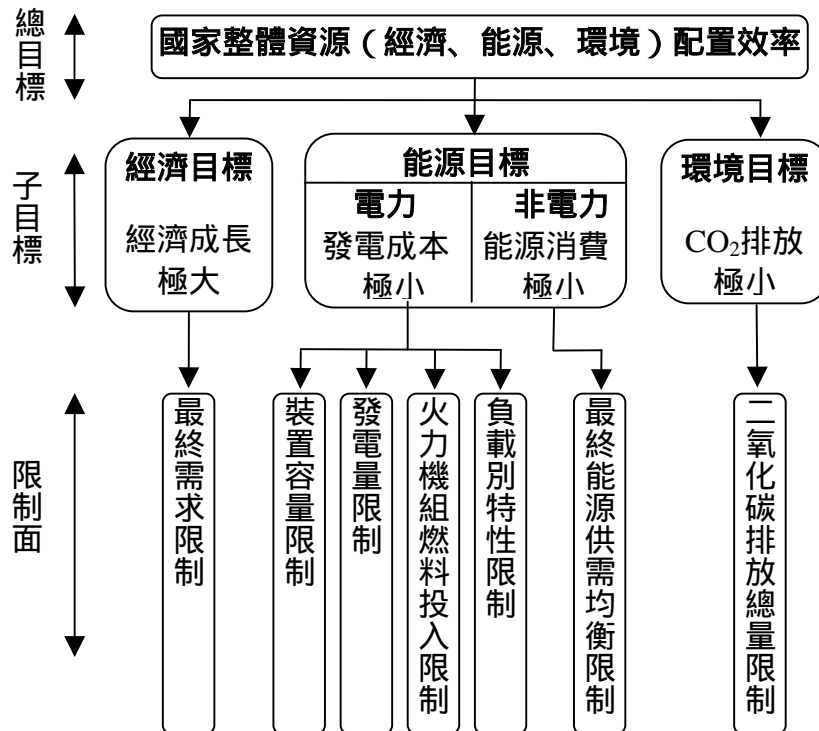
標資源整合性，應用量值投入產出分析，如圖 2-7 所示，與數學規劃法，將能源、環境與傳統的產業關聯分析相結合，進一步求出環境保護、經濟發展與能源使用之合理配置，主要應用於電力部門不同發電機組配置之環境、經濟、能源衝擊評估，再者亦可應用於資源利用與產業發展相關議題，進行政策情境模擬分析，供作實務面政策制訂之參考。

「3E 多目標規劃模型」之概念架構，如圖 2-8 所示，由上而下分別為總目標、子目標及限制面，總目標為達成國家整體資源（經濟、能源與環境）有效配置；四大子目標分別為國內生產毛額極大、總體能源使用量極小、電力部門發電成本極小及二氧化碳排放量極小；七大限制面可分成九組限制式，分別為經濟部門一組最終需求限制、電力部門七組技術特性限制式（電力供給總裝置容量限制式、總發電量供需均衡限制式、裝置容量與發電量之關係式、化石燃料投入平衡式、化石燃料投入與發電量關係式、負載別之發電機組裝置容量限制及負載別之發電機組發電量限制式）及環境部門一組二氧化碳排放限制。本研究將利用上述模型概念架構，在滿足九項限制式條件下，求解四大子目標，進而達成國家整體資源有效配置的總目標。

圖 2-7 28 部門量值混合投入產出表簡圖

供給部門			需要部門		最終需求 (Y)	國內總產值 (X)		
			中間需求部門 (Z)					
			非能源部門	能源部門				
中間投入部門	非能源部門 (貨幣單位)	(01 20)	A1 (貨幣/貨幣)	A2 (貨幣/熱值)	+	Y1	=	X1
	能源部門 (熱值單位)	(21 28)	A3 (熱值/貨幣)	A4 (熱值/熱值)	+	Y2	=	X2
原始投入	貨幣單位		B1	B2				

資料來源：本研究



資料來源：張四立，2005。

圖 2-8 電力供給多目標規劃模型概念架構圖

## (二) 理論模型建置

3E 多目標規劃模型中經濟體系具有  $n$  個非能源部門,  $m$  個能源部門 (將民國 90 年 49 部門生產者價格交易表區分成  $n=20$ ,  $m=8$ ), 共計 28 個部門, 並將電力部門進一步細分成  $k$  種發電方式, 分別為汽力機 (煤、油、氣) 複循環 (油、氣) 氣渦輪 (油、氣) 柴油機、抽蓄水力、核能、汽電共生、再生能源 (慣常水力、風力、太陽光電、生質能、地熱能) 等 16 類機組, 其範圍將包括既有、規劃中新增及除役機組之全國電力系統 (含汽電共生自用)。表 2-12 為理論模型四大目標式。表 2-13 為 3E 多目標規劃理論模型之參數與變數定義彙整。

在發電機組負載別歸類上, 參考台電 94 年長期電源開發方案 (2005) 之實際日負載曲線、機組調度特性及近三年來 (民國 92 94 年) 各機組容量因數平均實績值, 大致將容量因數大於 60% 者歸為基載機組, 介於 30 60% 者歸為中載機組, 小於 30% 者則歸為尖載機組。其中, 汽電共生同時擔任基、中載機組角色, 再生能源因其無法即時接受調度及無法長時間發電等限制, 將其設定為中載機組。綜合歸納後, 本研究發電機組負載別歸類如下:

基載機組: 汽力機 (煤) 核能、汽電共生;

中載機組: 汽力機 (油、氣) 複循環 (油、氣) 抽蓄水力、慣常水力、風力、太陽光電、生質能、地熱能;

尖載機組: 氣渦輪 (油、氣) 柴油機。

表 2-12 3E 多目標規劃理論模型目標式

經濟目標 (GDP極大化)	$Max \sum_{j=1}^{n+m} V_j X_j$
能源目標 整體目標 (最終能源需求極小化)	$Min \sum_{q=1}^m \left( \sum_{j=1}^{n+m} e_{qj} X_j + FE_q \right)$
電力規劃目標 (最小成本規劃)	$Min \sum_k E_k (FC_k + VC_k)$
環境目標 (總CO <sub>2</sub> 排放極小化)	$Min \left( \sum_{j=1}^{n+m} C1_j X_j + \sum_q C2_q FE_q + \sum_k C3_k E_k \right)$

資料來源：張四立，2005；本研究調整。

表 2-13 3E 多目標規劃理論模型之參數與變數定義彙整

變數類別	變數代號	變數之定義	單位
變數 決策	$X_j$	$j$ 部門國內總產值	NE*( 百萬元 ); E ( 10 <sup>7</sup> kcal )
	$E_k$	$k$ 類機組發電量	kWh
	$IC_k$	$k$ 類機組裝置容量	MW
參數	$(TD_j - A)$	總需求與最終需求之關係係數矩陣 [28*28]	NE-NE ( 百萬元/百萬元 ); NE-E ( 百萬元/10 <sup>7</sup> kcal ); E-NE ( 10 <sup>7</sup> kcal/百萬元 ); E-E ( 10 <sup>7</sup> kcal/10 <sup>7</sup> kcal )
	$TD_j$	1~28 部門總需求/國內生產總值 [28*1]	
	$A$	生產者價格交易表投入係數矩陣 [28*28] 2015、2025 年分別以 RAS 法調整	NE-NE ( 百萬元/百萬元 ); NE-E ( 百萬元/10 <sup>7</sup> kcal ); E-NE ( 10 <sup>7</sup> kcal/百萬元 ); E-E ( 10 <sup>7</sup> kcal/10 <sup>7</sup> kcal )
	$X_j$	28 部門國內生產總值矩陣 [28*1]	NE ( 百萬元 ); E ( 10 <sup>7</sup> kcal )
	$Y_j$	28 部門國內最終需求矩陣 [28*1]	NE ( 百萬元 ); E ( 10 <sup>7</sup> kcal )
	$V_j$	附加價值率 ( $j$ 部門單位產出之附加價值) 由調整後的 A 表計算 2015、2025 年 $V_j$	NE ( 百萬元/百萬元 ); E ( 百萬元/10 <sup>7</sup> kcal )
	$e_{qj}$	$q$ 能源對第 $j$ 部門單位產出之投入量	NE ( 10 <sup>7</sup> kcal/百萬元 ); E ( 10 <sup>7</sup> kcal /10 <sup>7</sup> kcal )
	$FE_q$	最終消費部門之 $q$ 能源最終消費量	10 <sup>7</sup> kcal
	$C1_j$	$j$ 部門單位產值之二氧化碳排放量	NE ( 噸/百萬元 ); E ( 噸/10 <sup>7</sup> kcal )
	$C2_q$	$q$ 能源單位熱值之二氧化碳排放量	噸/10 <sup>7</sup> kcal
	$C3_k$	電力部門 $k$ 發電機組之單位發電量之 CO <sub>2</sub> 排放量	g/kWh
	$\overline{CO_2}$	各規劃目標年二氧化碳排放上限值	百萬噸
$FC_k$	$k$ 機組單位發電固定成本	元/kWh	
$VC_k$	$k$ 機組單位發電變動成本	元/kWh	

變數類別	變數代號	變數之定義	單位
	$PL$	全國電力系統尖峰負載	MW
	$RM$	備用容量率	%
	$L$	全國電力系統線路損失率	%
	$X_E$	國內電力總消費 (能源平衡表數據)	kWh
	$\alpha$	$[X_E - \text{電力供應業能源消費 (廠內用電)}] / X_E$	%
	$k$	$k$ 機組容量因數	%
	$k$	火力發電與汽電共生機組之熱耗率	kcal/kWh
	$f_{ks}$	$k$ 機組之 $s$ 化石燃料耗用率	kcal/kWh
	$E_k f_{ks}$	$k$ 機組之 $s$ 化石燃料投入量	$10^7$ kcal
	$\eta_s$	發電投入比例, $s$ 類化石燃料投入發電與最終消費量之比值	%
下標符號	$j$	總產業部門數 1~28	
	$q$	能源部門數 1~8	
	$k$	電力供給端機組種類 1~16	
	$s$	電力供給端所需化石燃料種類 21, 24, 25, 27	

資料來源：本研究。

### (三) 求解模型 - 目標規劃法

本研究應用多目標規劃模型求互為衝突的能源、經濟及環境議題，由於掌管各層面政府部會及環保團體在 3E 議題上始終未有共識，故本研究假設各目標函數權重相同，屬於決策者在決策分析前即提供偏好資訊，適合採「目標規劃法」進行求解。

3E 多目標規劃模型包含 4 項目標式及 9 項限制式，在 4 項目標式左界（目標值處）各設定  $d_i^+$  與  $d_i^-$  兩項離差變數，容許預設目標函數值出現正偏離及負偏離，並將轉換為「目標規劃法」後的 4 項目標式納入限制式中。新的目標式則要求原本極大目標之負離差變數  $d_i^-$  須極小化，原本極小目標之正離差變數  $d_i^+$  必須極小化，並設定四個控制離差變數總值極小化，控制偏離者之偏離程度越高代表越違反原目標要求，其餘四個則為容許偏離者，其偏離程度越高越符合原目標要求（見表 2-14）。換言之，「目標規劃法」係將本研究多目標線性規劃問題（四項目標式）簡化成單目標線性規劃問題，轉換

後電力供給多目標規劃求解模型包含 1 個目標式和 13 個限制式，詳見表 2-15。

表2-14 目標規劃法之轉換應用

代號	預設目標函數值	目標方向	離差變數	控制偏離者方向	容許偏離者
Z <sub>1</sub>	GDP 總值	Max	d <sub>1</sub> <sup>+</sup> 、d <sub>1</sub> <sup>-</sup>	d <sub>1</sub> <sup>-</sup> Min	d <sub>1</sub> <sup>+</sup>
Z <sub>2</sub>	能源總需求	Min	d <sub>2</sub> <sup>+</sup> 、d <sub>2</sub> <sup>-</sup>	d <sub>2</sub> <sup>+</sup> Min	d <sub>2</sub> <sup>-</sup>
Z <sub>3</sub>	電力供給總發電成本	Min	d <sub>3</sub> <sup>+</sup> 、d <sub>3</sub> <sup>-</sup>	d <sub>3</sub> <sup>+</sup> Min	d <sub>3</sub> <sup>-</sup>
Z <sub>4</sub>	二氧化碳排放量	Min	d <sub>4</sub> <sup>+</sup> 、d <sub>4</sub> <sup>-</sup>	d <sub>4</sub> <sup>+</sup> Min	d <sub>4</sub> <sup>-</sup>

資料來源：本研究

表2-15 3E多目標規劃求解模型-目標規劃法

### 一、目標函數

離差變數和極小化 
$$\text{Min } Z_1 \{d_1^-\} + Z_2 \{d_2^+\} + Z_3 \{d_3^+\} + Z_4 \{d_4^+\}$$

### 二、限制式

#### 1、經濟目標（GDP極大化）

$$Z_1 + d_1^+ - d_1^- = \text{Max} \sum_{j=1}^{n+m} V_j X_j$$

#### 2、能源目標（最終能源需求極小化）

$$Z_2 + d_2^+ - d_2^- = \text{Min} \sum_{q=1}^m \left( \sum_{j=1}^{n+m} e_{qj} X_j + FE_q \right)$$

#### 3、能源-電力目標（發購電成本極小化）

$$Z_3 + d_3^+ - d_3^- = \text{Min} \sum_k E_k (FC_k + VC_k)$$

#### 4、環境目標（總CO<sub>2</sub>排放極小化）

$$Z_4 + d_4^+ - d_4^- = \text{Min} \left( \sum_{j=1}^{n+m} C1_j X_j + \sum_q C2_q FE_q + \sum_k C3_k E_k \right)$$

### （一）經濟部門最終需求限制

$$(TD_j - A) \geq Y$$

## (二) 電力供給技術特性限制式

### 1、電力供給總裝置容量限制式

$$\sum_k IC_k \geq PL(1+RM)$$

### 2、電力供給總發電量供需均衡限制式

$$\sum_k E_k(1-L) \geq X_E \times \alpha$$

### 3、電力機組裝置容量與實際年發電量之關係式

$$E_k = IC_k \times 8760 \times \beta_k$$

### 4、化石燃料投入平衡式

$$E_k f_{ks} = X_s \times \eta_s$$

### 5、化石燃料投入與發電量之關係式

$$E_k \geq \frac{Ff_k}{\varepsilon_k}$$

### 6、負載別之發電機組裝置容量限制

$$\sum_k IC_k \geq PL(0.40 \quad 0.45) \quad (k=1,10,11) \quad (\text{基載機組裝置容量})$$

$$\sum_k IC_k \geq PL(0.25) \quad (k=2,3,4,5,11,12,13,14,15,16) \quad (\text{中載機組裝置容量})$$

$$\sum_k IC_k \geq PL(0.05) \quad (k=6,7,8,9) \quad (\text{尖載機組裝置容量})$$

### 7、負載別之發電機組發電量限制

$$\sum_k E_k \geq D_{base} \quad (k=1,10,11)$$

$$\sum_k E_k \geq D_{int} \quad (k=2,3,4,5,11,12,13,14,15,16)$$

$$\sum_k E_k \geq D_{peak} \quad (k=6,7,8,9)$$

## (三) 環境部門限制式

### 1、能源消費之CO<sub>2</sub>排放限制式

$$\sum_{j=1}^{n+m} C1_j X_j + \sum_q C2_q FE_q + \sum_k C3_k E_k \leq \overline{CO_2}$$

## (四) 其他限制式

### 1、非負限制

$$X_j, E_k, IC_k \geq 0$$

---

資料來源：本研究（台綜院，2006年10月）。



## 二、模型實證分析及基準情境推估

### (一) 模型實證分析

在滿足九項限制式，符合四大子目標及未受各項因素影響前提下，求得多目標規劃模型基準情境 (Business As Usual, BAU)，透過 2001、2005 年的模擬結果與歷史實際值比較，經濟目標、能源目標、電力成本目標、CO<sub>2</sub> 排放目標模擬值與實際值誤差皆小於 1%，證實本研究模型具備可操作性及可信度。

### (二) 基準情境推估

本研究以 2005 年全國能源會議基準案 (二氧化碳排放高案) 為基準情境，評估基準情境下，2015、2025 年之經濟成長率、產業結構 (三級產業結構、製造業產業結構)、初能源配比、電力裝置容量結構及電力發電量結構等資訊，以作為各減量政策情境模擬結果之比較基準。基線設定條件見表 2-16，基線模擬結果見表 2-17。

表 2-16 3E 多目標規劃模型基線條件設定

目標年		2015 年	2025 年
再生能源裝置容量		5,820 MW	6,500 MW
LNG 消費量		1,150 萬公噸	1,600 萬公噸
汽電共生		9,000 MW	10,000 MW
電力部門資訊 (尖峰負載、裝置容量、發電量等)		「94 年長期電源開發方案」(台電企劃處, 2006) 「我國電力長期負載預測及長期電源開發規劃」 (能源局委辦計畫, 2005、2006)	
投入係數 (A 表)		2001 年 IO 表 (生產者價格交易表) 的投入係數 2015、2025 年採 RAS 法調整 A 表	
產業最終消費		參考過去產業發展及 「台灣產業經濟結構調整方向與策略」(經建會, 2006.09)	
能源 最終 消費	煤炭、天然氣	能源供需預測 (能源局)	
	石油	「95-99 年石油供需計畫」(能源局, 2006.09)	
	電力	「我國電力長期負載預測及長期電源開發規劃」 (能源局委辦計畫, 2005)	

資料來源：本研究。

與過去 3E 多目標規劃模型基線模擬<sup>2</sup>最大不同處在於，本文首度納入 RAS 法<sup>3</sup>調整 2015、2025 年投入係數表及產業附加價值率，以 1 20 部門來看，2001、2005、2015、2025 年平均附加價值率呈現上升趨勢，各為 0.4653、0.4905、0.5062、0.5293；「運輸倉儲及通信」、「其他服務」部門之能源消費分攤原則更動；「鋼鐵業」焦炭使用不列入能源消費，大幅下調鋼鐵業 CO<sub>2</sub> 排放係數；基準情境 2005 2025 年年均經濟成長率約為 3.40%，壓縮產業生產總值；故本次基線模擬下調 CO<sub>2</sub> 排放量。

2015、2025 年經濟目標分別為 17.13 兆元、22.90 兆元，CO<sub>2</sub> 排放目標分別為 351 百萬公噸、496 百萬公噸。2005 2015 年間，GDP 年均成長率為 3.85%，大於 CO<sub>2</sub> 排放量年均成長率 3.28%；2015 2025 年間，GDP 年均成長率為 2.95%，CO<sub>2</sub> 排放量則因核能除役致使燃煤機組大幅增加，電力部門 CO<sub>2</sub> 排放增加，CO<sub>2</sub> 排放量年均成長率為 3.51%；整體而言，2005 2025 年間，GDP 年均成長率為 3.40%，CO<sub>2</sub> 排放量年均成長率為 3.40%。

表 2-17 2001、2005、2015、2025 年四大目標基本解

目標值		規劃年							
		2001	2005	2015	2025	2001 2005 年均 成長率	2005 2015 年均 成長率	2015 2025 年均 成長率	2005 2025 年均 成長率
Z <sub>1</sub>	GDP (百萬元)	9,448,874	11,734,148	17,126,547	22,896,076	5.56%	3.85%	2.95%	3.40%
Z <sub>2</sub>	最終能源需求 (10 <sup>7</sup> Kcal)	47,483,976	53,646,294	87,980,435	124,642,153	3.10%	5.07%	3.54%	4.31%
Z <sub>3</sub>	總發電成本 (百萬元)	250,576	328,907	533,190	840,833	7.04%	4.95%	4.66%	4.80%
Z <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> 排放量 (公噸)	210,123,117	250,578,500	351,140,000	495,841,000	4.50%	3.28%*	3.51%	3.40%*

註：\* 2005 2015、2005 2025 年均成長率之 2005 年 CO<sub>2</sub> 排放量採實績值 254,235,000 公噸。  
資料來源：本研究（台綜院，2006 年 10 月）

<sup>2</sup> 過去 3E 多目標規劃模型基線模擬，2005 2025 年年均經濟成長率約為 3.57%，2015、2025 年經濟目標分別為 17.39 兆元、23.67 兆元，CO<sub>2</sub> 排放目標分別為 384 百萬公噸、566 百萬公噸（台綜院，2006 年 8 月）

<sup>3</sup> 詳附錄四

### 三、溫室氣體減量政策情境設定

回顧 2005 年全國能源會議、2006 年 4 月「國家永續發展會議」及 2006 年 7 月「經濟永續會議」結論，與溫室氣體減量政策相關且有明確共識之減量目標，為 2005 年全國能源會議之「二氧化碳排放低案」。其條件設定如下：

- (1) 2015、2025 年二氧化碳排放目標各為 331、361 百萬公噸
- (2) 2015、2025 年再生能源裝置容量 7,000、9,000MW
- (3) 2015、2025 年天然氣消費量 1,650、2,200 萬公噸
- (4) 能源密集度 2005 年下降 0.3%，2006 至 2025 年每年下降 1.2%
- (5) 名目電價 2005 至 2025 年每年調漲 3.5%

基於我國能源政策規劃準則穩定、永續、效率、潔淨及考量上開減量政策配套措施恐面臨實務面執行問題，本研究將在 331、361 百萬公噸的二氧化碳排放目標前提下，除評估全國能源會議低案外，並設定其他有別於低案的加嚴或放寬配套條件，進行模擬比較。另外，參考國際電力部門因應溫室氣體減量及提高能源自主性，多將核能發電列為考量，故本研究亦將探討核能延役問題。溫室氣體減量工具情境設計考量說明如下：

#### (一) 再生能源規劃目標恐過嚴苛

根據「95年長期電源開發方案」，台電公司以現有各類再生能源場址資料評估再生能源之淨尖峰能力<sup>4</sup>，假設全台各地均裝有風力發電機，同一尖峰時段之淨尖峰能力僅為裝置容量的6.0%，而依相同方

<sup>4</sup>再生能源發電機組之淨尖峰能力定義為發電機組於尖峰需電時段之電力產出，在可靠度 85% 時所相對應之輸出容量。

式評估，太陽光電淨尖峰能力為裝置容量的20%，地熱及生質能發電之淨尖峰能力則為裝置容量的50%。再生能源發電易受天候影響，發電量不穩定，故除水庫或調整池式水力、地熱及生質能外，僅能提供輔助性電源。

台灣為一海島地形，東北季風期長達半年，沿海、近海或離島多數地區年均風速均大於4公尺/秒（總面積為2,000平方公里），具備風力開發潛能，依工研院能環所調查估計，台灣可開發之風力發電總裝置容量至少為3,000MW。但台灣的風場風力優勢在冬天，正值用電量離峰時段，而在夏天的用電尖峰期，風力發電效率卻不好，加上台灣地狹人稠，以相同發電量基準計算風力發電所需土地面積比一座火力電廠更大，土地使用成本偏高，此為台灣風力發電與蓬勃發展的北歐國家最大差異處，再則根據國外評估報告指出，風力發電的確會造成鳥類棲地切割、消失和鳥類的撞擊事件等生態衝擊。

太陽光電方面，在美、日、歐國家推動下，全球太陽光電產業蓬勃發展，雖技術成熟且大量商業化，但因相關產品已被國外大廠壟斷，致使太陽光電裝置成本偏高，不具經濟效益。在國內大力推動太陽光電應用下，預計2010年總裝置容量為21MW。

全國能源會議低案設定2025年再生能源目標為9,000MW，其中風力發電為3,000MW，太陽光電為1,000MW，恐有難以達成之虞，故本研究在情境設定中將再生能源達成目標調降為2015年6,000 MW、2025年8,000MW。

## （二）LNG供給目標可及性

我國液化天然氣仰賴進口，長約採購包括與印尼、馬來西亞、卡達簽訂長期供氣合約，現貨採購則多向澳洲、阿曼、阿爾及利亞

進口。目前我國有三個長期液化天然氣購買合約，包括印尼 (Badak , 1990 2009)、(Badak , 1998 2017)，共進口 334 萬公噸，馬來西亞(MLNG , 1995 2015)，進口 225 萬公噸。2005 年 9 月，中油公司與卡達 RasGas II 正式簽署為期 25 年之 LNG 購氣合約，自 2008 年起每年向 RasGas II 進口 300 萬噸，供應台電大潭電廠及國內天然氣用氣成長需求，合計目前已簽訂之 LNG 合約量為每年 859 萬公噸。

卸收能力方面，目前國內唯一高雄永安接收站，年卸收能力為 744 萬公噸，設有 6 座儲氣槽，容量合計為 69 萬公秉，台中接收站規劃於 2008 年正式營運，設計卸收能力為 300 萬公噸/年，預定設置 3 座儲氣槽，容量合計為 48 萬公秉。中油公司規劃未來若永安廠增建儲槽及加強輸氣管線輸氣能力，處理能力可以提升至每年 1,000 萬公噸，規劃中的台中港若興建外港碼頭及增建儲槽、氣化及壓縮設備等，可提升台中港接收站處理能力至 1000 萬公噸/年，預計可於 2015、2025 年各提供 1,500、2,000 萬公噸/年之卸收能力（擴大國內天然氣使用方案，2006.12）。

全國能源會議低案設定 2025 年 LNG 供給目標為 2,200 萬噸，以現今天然氣市場為賣方市場，天然氣又為各國能源爭奪重點，中油公司如何另尋氣約或延長合約期限以滿足 1,341 萬公噸缺口，以及國內 LNG 卸收能力是否能如期擴建完成，將為天然氣供給的重大挑戰，2006 年 12 月經濟部提出的「擴大國內天然氣使用方案」已將 LNG 供需目標下修為 2010 年 1,050 萬公噸、2020 年 1,600 萬公噸、2025 年 2,000 萬公噸。故本研究在情境設定中將 LNG 供給目標調降至基準情境水準，2015 年 1,150 萬公噸、2025 年 1,600 萬公噸。

### (三) 能源密集度下降之瓶頸

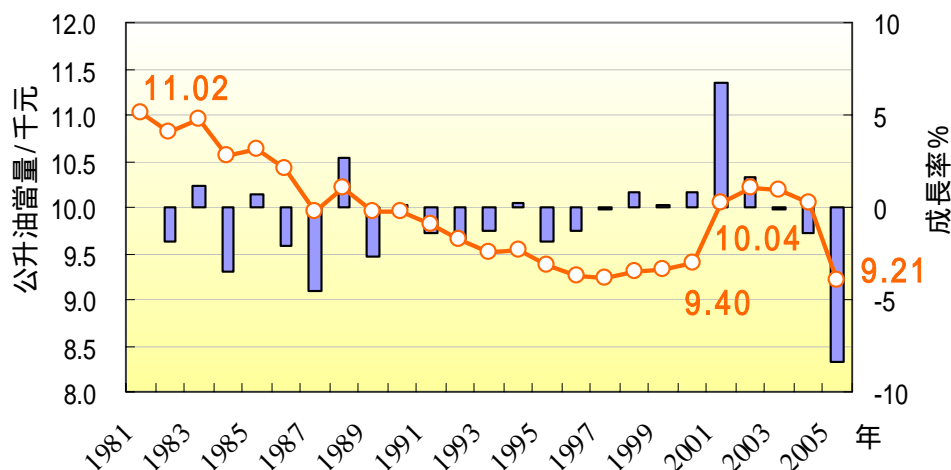
能源密集度係指最終能源消費量與實質 GDP 之比值，單位為「公升油當量 LOE/千元」。某期間能源密集度下降 1% 大致相當於，該期間 GDP 成長率  $r\%$ ，最終能源消費量成長率為  $(r-1)\%$ 。

我國能源密集度<sup>5</sup>自 1981 年的 11.02 LOE/千元，大致呈現下降走勢至 2000 年的 9.40 LOE/千元，期間年均降幅為 0.82%，2001 年因 GDP 出現負成長，最終能源消費仍為正成長，故能源密集度大幅上升 6.79% 至 10.04 LOE/千元，後則維持在 10 LOE/千元，2005 年則大幅下降 8.35% 至 9.21 LOE/千元，2001—2005 年能源密集度年均降幅為 0.28%，見圖 2-9。以 2000 年前能源密集度每年下降 0.82%，與近 5 年來每年下降 0.28% 相比，降幅頗大，可能為早期 GDP 成長較快，加上節能技術進步空間大或節約能源效果明顯，使得能源密集度降幅空間較大，近 5 年來因 GDP 成長趨緩，最終能源消費成長趨緩程度較小，能源密集度降幅較小，我國未來 GDP 成長率仍將走緩，屆時若未有突破性的節能技術及節能落實，能源密集度下降空間恐有所限制，然若搭配目前行政院積極規劃課徵能源稅法案，或可進一步促使能源消費量下降。

以 2005 年全國能源會議低案之能源密集度目標為每年下降 1.2%，本研究在情境設定中將未來能源密集度目標各放寬設定為每年下降 1.0% 及加嚴設定為每年下降 1.5%。

---

<sup>5</sup> 為與 94 年全國能源會議當時之統計資料計算基礎一致，此處能源密集度說明及模型目標設定所用之實質 GDP 係 68SNA 編制方式，與 P2-5 能源密集度係以新制 93SNA 編制之實質 GDP 有所差異。以 2004 年資料來看，最終能源消費為 107,779.4 千公秉油當量，實質 GAP (68SNA) 為 10,726,908 百萬元，計算能源密集度為 10.05，實質 GAP (93SNA) 為 11,279,191 百萬元，計算能源密集度為 9.56。

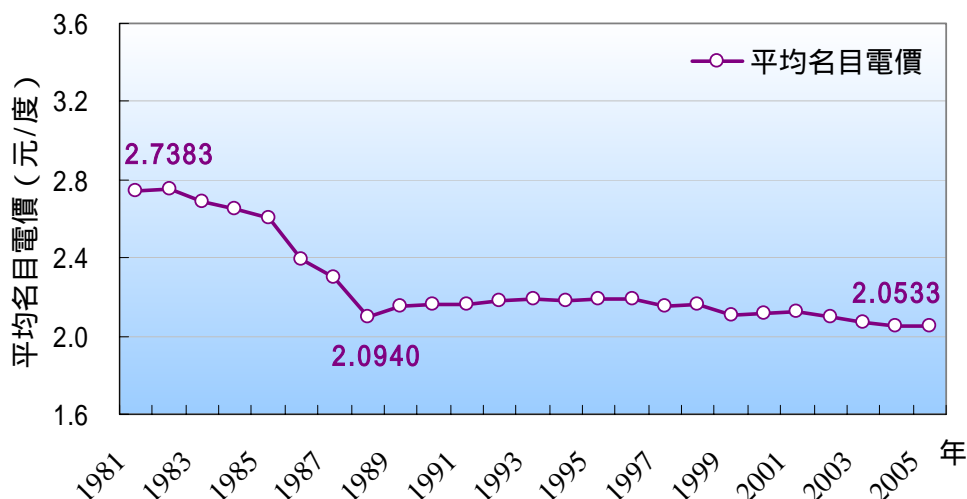


註：能源密集度說明及模型目標設定所用之實質 GDP 係 68SNA 編制方式。  
資料來源：「能源統計月報」，經濟部能源局，2006；本研究繪製。

圖 2-9 1981 2005 年我國能源密集度走勢

#### (四) 輔以能源稅之電價調整效果

我國名目平均電價自 1981 年 2.7385 元/度逐年大幅下跌至 1988 年的 2.0940 元/度，期間年均跌幅為 3.70%，之後大致微幅下跌至 2005 年的 2.0533 元/度，期間年均跌幅為 0.11%，如圖 2-10 所示。以歷史電價走勢，實在難以相信 2005 年全國能源會議低案提及每年電價調漲幅度 3.5% 之可能性，但在國際油價劇烈波動影響下，中油公司自今(2006)年 9 月開始實施每週浮動油價機制(僅汽、柴油)，台電公司在今(2006)年 7 月調漲電價後，未來也可能朝向每季檢討發電成本及營運狀況，決定是否調整電價。而目前行政院積極規劃課徵能源稅法案，能源稅版本眾多，若以立法委員陳明真版本概估課徵能源稅後，台電公司將增加燃料成本，假設電價完全反映燃料成本上漲，將使 2006 2015 年間電價年均漲幅達 2% 以上，輔以全國能源會議電價調整效果，均可促使消費端降低能源需求，故本研究在情境設定中將未來電價調整幅度往上加碼至每年調漲 4.0%。



資料來源：「94 台電統計年報」，台電公司企劃處，2006；本研究繪製。

圖 2-10 1981 2005 年我國平均名目電價走勢

### (五) 核能延役

國際間面臨溫室氣體減量壓力及降低化石能源依存度，核能發電接受度明顯提升。美國布希總統於 2005 年 8 月 8 日簽署同意通過 2005 年美國能源政策法案(the Energy Policy Act of 2005)，內容計十八章，其中第六章重點為一般性核能議題，包括 Price Anderson Act Amendments、一般核能議題、核電廠計畫及核能安全，主張提供各項方案以支持核能為美國能源的主要項目之一；Price Anderson Act 將針對領有美國核能管制委員會核可執照者及與美國能源部立約者部份，延長至 2025 年 12 月 31 日。日本在 2005 年 7 月 28 日通過原子力政策大綱和 2006 年 5 月日本能源資源廳規劃資料亦指出，2030 年核能發電配比为 30-40%。

全國能源會議各方案仍以非核家園為訴求，設定核四於 2008 年商轉，核能裝置容量由 5,144MW 增為 7,844 MW；其後不再新增核能機組；核能機組於運轉 40 年後除役。核一廠 2 部機組合計 1,272MW，分別於 2018 與 2019 年除役；核二廠 2 部機組合計 1,970 MW，分別於 2021



與 2023 年除役；核三廠 2 部機組合計 1,902 MW，分別於 2024 與 2025 年除役。換言之，2025 年我國核能裝置容量將降至 3,651 MW，佔比將由 2005 年的 14.2% 降至 2025 年的 4.8%，在溫室氣體減量壓力下，新增及擴建燃煤機組若面臨環評阻礙，基載機組將嚴重不足，屆時恐將調度燃氣複循環作為基載機組，在未來氣源不確定性下，若在油氣混燒機組改燒輕柴油，面臨油氣價格可能高漲，將大幅提高發電成本。故本研究在情境設定中將考量核能延役規劃，參考美國經驗，核一、二、三各延役 20 年，亦即運轉年限由現行規劃的 40 年延長至 60 年，2015、2025 年核能裝置容量均為 7,844 MW。

綜合上述各項溫室氣體減量工具情境設計考量，S01、S03、S05 各為全國能源會議低案、放寬案及加嚴案，S02、S04、S06 則為 S01、S03、S05 個別加上核能延役規劃，情境條件設計見表 2-18，情境參數設定見表 2-19。

其中，本模型在能源密集度下降設定中，忽略設備所需投資成本，以目標年能源密集度下降後與基線密集度比值，調整各部門之能源投入係數，並以模型產出之最終能源消費與 GDP 計算能源密集度，反覆測試，得到適當之能源投入係數調整比例。

電價調整設定中，以電力需求彈性-0.4115 將電價調整效果轉換至電力消費下降，帶入模型中的總發電量，另外亦同步調整各部門之電力投入係數，進行求解。

表 2-18 溫室氣體減量措施情境條件設計

	情境條件		BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06
	2015 年	2025 年							
再生 能源	5,820MW	6,500MW	#						
	6,000MW	8,000MW				#	#		
	7,000MW	9,000MW		#	#			#	#
LNG	1,150 萬噸	1,600 萬噸	#			#	#		
	1,650 萬噸	2,200 萬噸		#	#			#	#
能源 密集度	每年下降 1.0%					#	#		
	每年下降 1.2%			#	#				
	每年下降 1.5%							#	#
電價 調整	每年調漲 3.5%			#	#	#	#		
	每年調漲 4.0%							#	#
核能 延役	核一、二、三正常除役		#	#		#		#	
	核一、二、三延役 20 年				#		#		#

註：1. BAU 為 2005 全國能源會議基準案（高案），S01 為 2005 全國能源會議低案，S02 S06 為減量配套措施調整案。

2. 以不含電力排放角度，2001、2005 年電力部門發電的 CO<sub>2</sub> 排放量各占全國總排放量的 53%、58%，達一半以上，甚至逼近 60%。在電價調整下所造成的電力需求下降（需求彈性採 -0.4115），將使 CO<sub>2</sub> 排放量明顯下降。

資料來源：本研究。

表 2-19 溫室氣體減量措施情境參數設定

	參數項目	BAU	全國能源會議低案		低案放寬		低案加嚴	
			S01	S02	S03	S04	S05	S06
2015 年	再生能源裝置容量	5,820 MW	7,000 MW		6,000 MW		7,000 MW	
	LNG 消費量	1,150 萬噸	1,650 萬噸		1,150 萬噸		1,650 萬噸	
	核能裝置容量	7,844 MW	7,844 MW		7,844 MW		7,844 MW	
	能源投入係數 $e_{qj}$	$e_{qj}$	1-27S, $e_{qj}^*0.92$ 28S, $e_{qj}^*0.92*0.87$		1-27S, $e_{qj}^*0.94$ 28S, $e_{qj}^*0.94*0.87$		1-27S, $e_{qj}^*0.90$ 28S, $e_{qj}^*0.90*0.85$	
	$CI_j$	$CI_j$	1-27S, $CI_j^*0.92$ 28S, $CI_j^*0.92*0.87$		1-27S, $CI_j^*0.94$ 28S, $CI_j^*0.94*0.87$		1-27S, $CI_j^*0.90$ 28S, $CI_j^*0.90*0.85$	
	$Xe$	$Xe$	貼近 $Xe^*0.87$		貼近 $Xe^*0.87$		貼近 $Xe^*0.85$	
	最終消費限制式	$(TDj-Aij) > Yi$	$(TDj-Aij) > Yi$		$(TDj-Aij) > Yi$		$(TDj-Aij) > Yi$	
2025 年	再生能源裝置容量	6,500 MW	9,000 MW		8,000 MW		9,000 MW	
	LNG 消費量	1,600 萬噸	2,200 萬噸		1,600 萬噸		2,200 萬噸	
	核能裝置容量	3,651 MW	3,651 MW	7,844 MW	3,651 MW	7,844 MW	3,651 MW	7,844 MW
	能源投入係數 $e_{qj}$	$e_{qj}$	1-27S, $e_{qj}^*0.75$ 28S, $e_{qj}^*0.75*0.78$		1-27S, $e_{qj}^*0.78$ 28S, $e_{qj}^*0.78*0.78$		1-27S, $e_{qj}^*0.74$ 28S, $e_{qj}^*0.74*0.75$	
	$CI_j$	$CI_j$	1-27S, $CI_j^*0.75$ 28S, $CI_j^*0.75*0.78$		1-27S, $CI_j^*0.78$ 28S, $CI_j^*0.78*0.78$		1-27S, $CI_j^*0.74$ 28S, $CI_j^*0.74*0.75$	
	$Xe$	$Xe$	貼近 $Xe^*0.78$	貼近 S01 的 $Xe$	貼近 $Xe^*0.78$	貼近 S03 的 $Xe$	貼近 $Xe^*0.75$	貼近 S05 的 $Xe$
	最終消費限制式	$(TDj-Aij) > Yi$	$(TDj-Aij) > Yi$		$(TDj-Aij) > 0.7Yi$ ( $i=6,8,9,10$ ) $(TDj-Aij) > 0.9Yi$ ( $i=其他$ )		$(TDj-Aij) > Yi$	

資料來源：本研究（台綜院，2006 年 10 月）。

## 四、溫室氣體減量政策模擬結果分析

以下針對各溫室氣體減量情境之 GDP 衝擊、產業結構（三級產業結構、製造業產業結構）、初級能源配比、電力裝置容量配比、電力發電量配比進行分析探討。

因基準情境 2015 年 CO<sub>2</sub> 排放量為 351 百萬公噸，和 CO<sub>2</sub> 排放目標 331 百萬公噸僅 20 百萬公噸，在減量目標限制同時搭配減量工具下，2015 年各情境 GDP 衝擊不大、產業結構變化亦不大。

### （一）GDP 衝擊

#### 1. 基準情境

基準情境之 2005—2025 年 GDP 年均成長率為 3.40%，在減量目標限制同時搭配減量工具下，各情境 GDP 衝擊不大，約較基準情境下降 0.03—0.04 個百分點。

#### 2. S01、S03、S05（低案、放寬案、加嚴案）

考量能源密集度下降可提昇能源效率及電價調整可抑低電力需求，均可緩衝 CO<sub>2</sub> 減量對 GDP 衝擊，當減量工具搭配運作，其減量效果將有重疊現象。

S01 之減量工具在未嚴重損及 GDP 下，已足將 CO<sub>2</sub> 排放量自基線的 496 百萬公噸降至 347 百萬公噸，減量數達 149 百萬公噸，115 百萬公噸來自電力部門減量。截至 2025 年累計 GDP 損失率為-0.92%；2005—2025 年間平均 GDP 損失率<sup>6</sup>為-0.38%；2005—2025 年 GDP 年均成長率為 3.35%，較基準情境 3.40% 下降 0.05 個百分點，微幅的 GDP 衝擊主要來自能源需求下降，能源部門產值下降所致，非能源部門產

<sup>6</sup> 平均 GDP 損失率：某期間每年累計 GDP 損失率平均值。

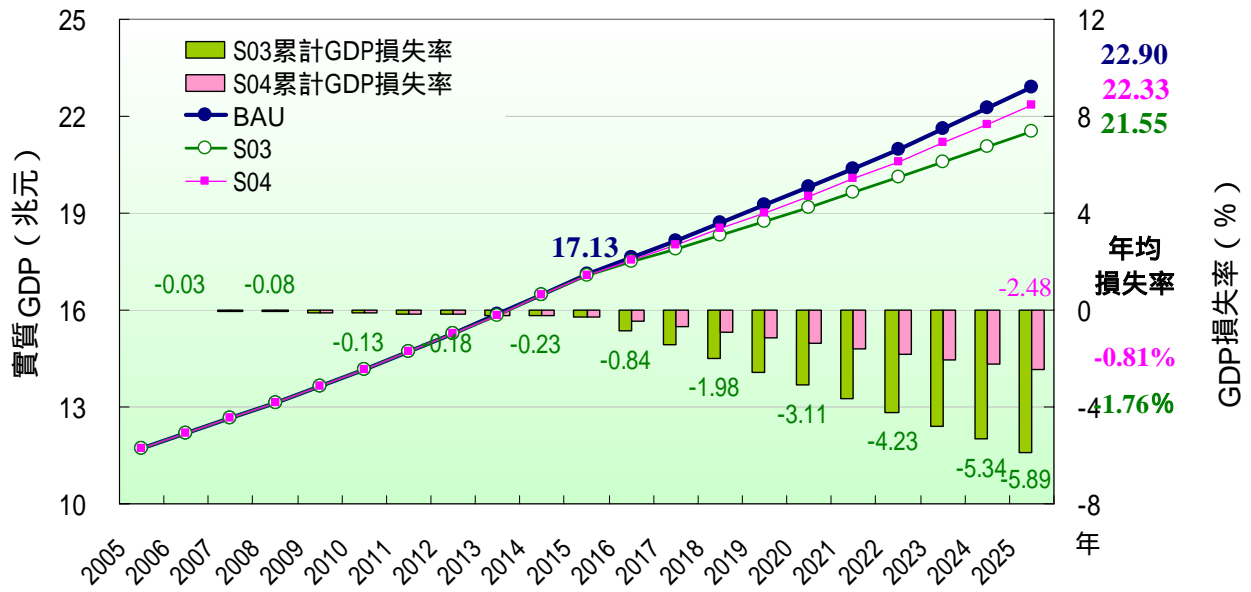
值幾乎不受影響。S05 為低案加嚴案，減量工具減量效果更佳，對 GDP 衝擊更是微小。

S03 為低案放寬案，減量工具效果未能完全吸收基線的 496 百萬公噸降至 361 百萬公噸之減量數，將對產業部門產生衝擊，耗能產業衝擊尤大。截至 2025 年累計 GDP 損失率為-5.89%；2005 2025 年間平均 GDP 損失率為-1.76%；2005 年 2025 年 GDP 年均成長率為 3.09%，較基準情境 3.40% 下降 0.31 個百分點，見圖 2-11、圖 2-12、表 2-20。

### 3. S02、S04、S06（低案、放寬案、加嚴案各加上核能延役）

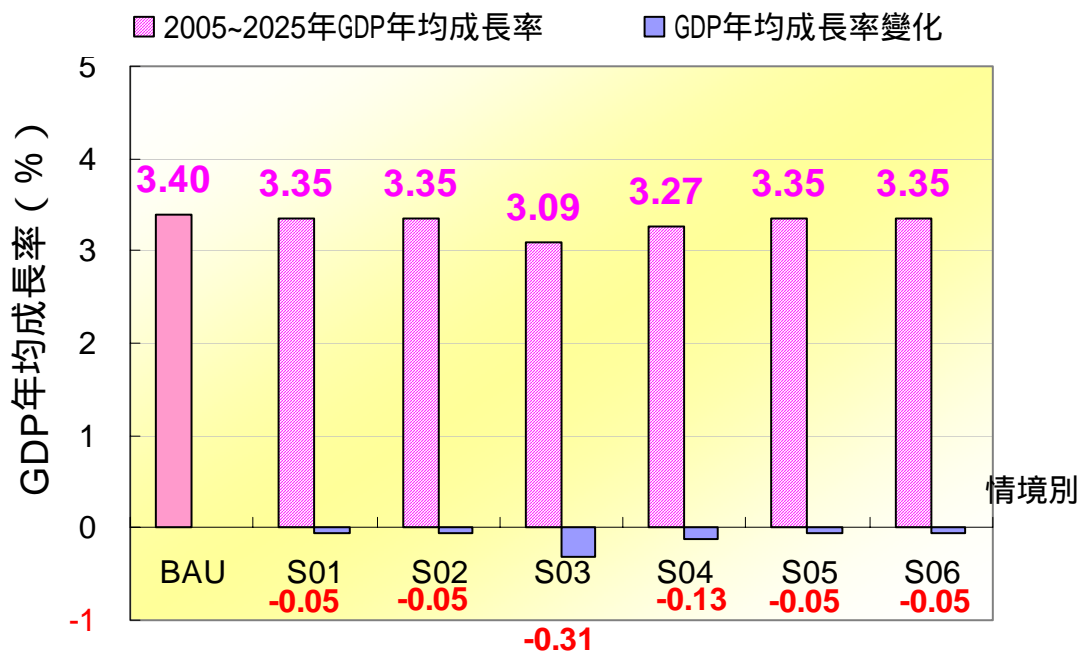
S01、S03、S05 個別加上核能延役規劃後，2025 年電力部門以延役的 4,193MW 核能機組產生的發電量替代燃煤機組發電量，將釋出近 30 百萬公噸的 CO<sub>2</sub> 排放量供產業部門生產使用，緩和排放量限制下的部門產值降幅。

以 S04（全國能源會議低案放寬案+核能延役）為例，截至 2025 年累計 GDP 損失率為-2.48%；2005 2025 年間平均 GDP 損失率為-0.81%；2005 年 2025 年 GDP 年均成長率為 3.27%，較基準情境下降 0.13 個百分點，較 S03 提昇 0.18 個百分點。2025 年 CO<sub>2</sub> 排放量降至目標值 361 百萬公噸以下，為 333 百萬公噸，見圖 2-11、圖 2-12、表 2-20。



資料來源：本研究（台綜院，2006年10月）

圖 2-11 S03、S04 減量情境模擬結果-GDP 損失率



資料來源：本研究（台綜院，2006年10月）

圖 2-12 各減量情境模擬結果-GDP 年均成長率

表 2-20 各減量情境模擬結果-GDP、CO<sub>2</sub>、電力成本

情境別			基準情境	全國能源會議低案		低案放寬		低案加嚴			
模擬結果			BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06		
目標年			RE 6500MW LNG 1600 萬公噸	RE 9000MW LNG 2200 萬公噸 EI -1.2%、EP +3.5%	S01+核能 7844MW	RE 8000MW LNG 1600 萬公噸 EI -1.0%、EP +3.5%	S03+核能 7844MW	RE 9000MW LNG 2200 萬公噸 EI -1.5%、EP +4.0%	S05+核能 7844MW		
2015年	CO <sub>2</sub>	排放量	百萬公噸	351.14	313.41	313.41	330.76	330.76	293.69	293.69	
		2005 2015 年均成長率	%	3.28	2.11	2.11	2.67	2.67	1.45	1.45	
	實質GDP	GDP	兆元	17.13	17.08	17.08	17.08	17.08	17.06	17.06	
		人均 GDP	千元/人	730.31	728.41	728.41	728.42	728.42	727.26	727.26	
		2005 2015 年均成長率	%	3.85	3.83	3.83	3.83	3.83	3.81	3.81	
	電力	2005 2015 年均成長率	%		3.85	3.83	3.83	3.83	3.83	3.81	3.81
年均成長率變化點數		百分點			-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.04	-0.04	
2025年	CO <sub>2</sub>	平均發購電成本	元/度	1.69	1.95	1.95	1.67	1.67	1.93	1.93	
		排放量	百萬公噸	495.84	347.33	317.01	361.00	333.16	341.56	311.62	
		2005 2025 年均成長率	%	3.40	1.57	1.11	1.77	1.36	1.49	1.02	
	實質GDP	減量	百萬公噸		148.51	178.83	134.84	162.68	154.28	184.22	
		GDP	兆元	22.90	22.68	22.68	21.55	22.33	22.68	22.67	
		人均 GDP	千元/人	972.44	963.47	963.47	915.20	948.42	963.11	963.03	
		總減量成本	兆元		0.21	0.21	1.35	0.57	0.22	0.22	
		單位減量成本	元/公噸		1,421.44	1,421.44	9,075.42	3,807.80	1,480.03	1,491.47	
		累計 GDP 損失率	%		-0.92	-0.92	-5.89	-2.47	-0.96	-0.97	
		2005 2025 平均 GDP 損失率	%		-0.38	-0.38	-1.76	-0.81	-0.46	-0.46	
		2005 2025 年均成長率	%	3.40	3.35	3.35	3.09	3.27	3.35	3.35	
	電力	2005 2025 年均成長率	%		3.40	3.35	3.35	3.09	3.27	3.35	3.35
		年均成長率變化點數	百分點			-0.05	-0.05	-0.31	-0.13	-0.05	-0.05
	電力	平均發購電成本	元/度	1.96	2.47	2.41	2.17	2.13	2.47	2.38	

資料來源：本研究（台綜院，2006年10月）。

## (二) 三級產業結構

### 1. 基準情境

未來三級產業結構將朝向服務業發展，服務業佔比在 2015、2025 年各為 71.45%、72.53%，農業和工業佔比則呈現下降走勢。

### 2. 各組情境

能源密集度下降及電價調漲情境皆會使產業能源消費及電力消費下降。

在 S03 情境中，2025 年受限於 CO<sub>2</sub> 排放限制，相對耗能的工業結構佔比較基準情境 26.94% 下降 1.09%，為 25.85%；服務業則較基準情境 72.53% 增加 1.16%，為 73.69%。

在 S04 情境中，因核能發電的 CO<sub>2</sub> 排放減量提供了產業部門 CO<sub>2</sub> 排放空間，鬆綁部份的工業產值束縛，故 2025 年 S04 工業佔比較 S03 略為上升至 25.93%，服務業佔比略為下降至 73.55%，見表 2-21。

表 2-21 各減量工具情境模型結果—三級業產業結構

單位：%

	2005 年			2015 年			2025 年		
	農業	工業	服務業	農業	工業	服務業	農業	工業	服務業
BAU	1.44	29.36	69.21	0.83	27.72	71.45	0.53	26.94	72.53
S01				0.83	27.63	71.54	0.53	26.31	73.15
S02				0.83	27.63	71.54	0.53	26.31	73.15
S03				0.83	27.63	71.54	0.46	25.85	73.69
S04				0.83	27.63	71.54	0.52	25.93	73.55
S05				0.83	27.53	71.64	0.53	26.29	73.18
S06				0.83	27.53	71.64	0.53	26.28	73.18

註：1. 本研究產業結構係指各產業實質附加價值佔實質 GDP 之比例。

2. 2005 年為行政院主計處實績值(93SNA)。

資料來源：本研究（台綜院，2006 年 10 月）



### (三) 製造業下各子行業產業結構

#### 1. 基準情境

未來製造業下子行業產業結構主要將朝向資訊電子工業發展，金屬機械工業佔比亦見微幅上升，化學工業及民生工業佔比皆下降。2025 年資訊電子工業、金屬機械工業、化工業及民生工業佔製造業結構比例各為 43.73%、24.71%、22.24%、9.33%。

#### 2. 各組情境

在 S03 情境中，2025 年受限於 CO<sub>2</sub> 排放限制，相對耗能的金屬機械工業、化學工業結構佔比各較基準情境下降，民生工業佔比則微幅下降，資訊電子工業因主要能源消費種類為電力，本研究評估各產業 CO<sub>2</sub> 排放量未計電力排放，故 2025 年資訊電子工業佔比較基準情境明顯高出 3.16%。

在 S04 情境中，因核能發電的 CO<sub>2</sub> 排放減量提供製造業部門 CO<sub>2</sub> 排放空間，鬆綁製造業產值束縛，故 2025 年原受減量壓抑的金屬機械工業、化學工業及民生工業佔比均有提昇，資訊電子工業則略為下降，見表 2-22。

表 2-22 各減量工具情境模型結果--製造業下各子行業產業結構

單位：%

	2005 年				2015 年				2025 年			
	金屬 機械	資訊 電子	化學 工業	民生 工業	金屬 機械	資訊 電子	化學 工業	民生 工業	金屬 機械	資訊 電子	化學 工業	民生 工業
BAU					24.84	41.69	23.18	10.29	24.71	43.73	22.24	9.33
S01					24.85	41.83	22.75	10.57	25.22	44.64	20.61	9.53
S02					24.85	41.83	22.75	10.57	25.22	44.64	20.61	9.53
S03	23.92	38.18	25.30	12.60	24.82	41.77	22.85	10.56	24.10	46.89	20.34	8.67
S04					24.82	41.77	22.85	10.56	24.69	45.41	20.50	9.40
S05					24.89	41.89	22.63	10.59	25.23	44.66	20.57	9.53
S06					24.89	41.89	22.63	10.59	25.24	44.68	20.55	9.54

註：1. 本研究產業結構係指四類子產業實質附加價值佔製造業實質附加價值之比例。

2. 2005 年為行政院主計處實績值(93SNA)。

資料來源：本研究（台綜院，2006 年 10 月）

## （四）初級能源結構

### 1. 基準情境

2005、2015、2025 年我國初級能源總量各為 135,497、187,948、272,652 千公秉油當量，2005 至 2015 年年均成長率為 3.33%，2015 至 2025 年年均成長率為 3.79%，2005 至 2025 年年均成長率為 3.56%，結構上仍以石油佔比最大且呈現上升趨勢，各為 48.45%、49.12%；在非核家園理念下，核能佔比由 2005 年的 7.33% 微升至 2015 年的 7.64% 後大幅降至 2025 年的 2.45%；煤炭佔比自 2015 年的 32.27% 升至 2025 年的 37.46%，主要因素為核能佔比下降，燃煤遞補發電所致；天然氣佔比各為 8.82%、8.73%；再生能源（含慣常水力）佔比各為 2.31%、1.75%。

### 2. 各組情境

在提高能源效率及電價調整下，能源需求呈現大幅下降，加上 LNG 供給目標及再生能源推廣目標，2015、2025 年各情境初級能源中天然氣和再生能源佔比均有不同程度的上升，而在 S02、S04、S06 情境中因核能延役規劃使得 2025 年核能佔比上升，達 6.78 至 6.89%。

以 S01 情境為例，2025 年天然氣佔比大幅升至 15.08%，再生能源佔比也升至 3.15%，煤炭佔比降至 25.86%，核能佔比為 3.15%，抽蓄水力佔比為 0.62%。

以 S02 情境為例，與 S01 情境主要差異在於核能佔比升至 6.85%，煤炭佔比降至 21.31%，其餘初級能源佔比則微幅調整，見表 2-23。

表 2-23 各減量工具情境模型結果—初級能源結構

初級能源結構 (10 <sup>3</sup> KLOE)								%						
2015年	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06
煤炭	60,657	44,600	44,600	57,791	57,791	41,244	41,244	32.27	25.51	25.51	31.93	31.93	24.29	24.29
石油	91,069	85,837	85,837	86,814	86,814	84,171	84,171	48.45	49.10	49.10	47.97	47.97	49.57	49.57
天然氣	16,577	23,963	23,963	16,704	16,704	23,963	23,963	8.82	13.71	13.71	9.23	9.23	14.11	14.11
抽蓄水力	954	954	954	954	954	954	954	0.51	0.55	0.55	0.53	0.53	0.56	0.56
核能	14,353	14,353	14,353	14,353	14,353	14,353	14,353	7.64	8.21	8.21	7.93	7.93	8.45	8.45
再生能源	4,339	5,130	5,130	4,376	4,376	5,130	5,130	2.31	2.93	2.93	2.42	2.42	3.02	3.02
總計	187,948	174,836	174,836	180,992	180,992	169,814	169,814	100	100	100	100	100	100	100

初級能源結構 (10 <sup>3</sup> KLOE)								%						
2025年	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06
煤炭	102,144	54,799	44,643	66,501	55,695	53,585	44,268	37.46	25.86	21.31	32.27	26.30	25.46	21.25
石油	133,939	110,180	110,207	102,218	111,012	109,682	109,172	49.12	51.99	52.61	49.60	52.42	52.11	52.40
天然氣	23,806	31,949	31,949	23,434	23,434	32,228	32,228	8.73	15.08	15.25	11.37	11.07	15.31	15.47
水力	1,321	1,321	1,321	1,321	1,321	1,321	1,321	0.48	0.62	0.63	0.64	0.62	0.63	0.63
核能	6,681	6,681	14,353	6,681	14,353	6,681	14,353	2.45	3.15	6.85	3.24	6.78	3.17	6.89
再生能源	4,761	6,988	6,988	5,940	5,940	6,988	6,988	1.75	3.30	3.34	2.88	2.81	3.32	3.35
總計	272,652	211,918	209,461	206,095	211,756	210,484	208,330	100	100	100	100	100	100	100

資料來源：本研究（台綜院，2006年10月）。

### （五）電力裝置容量配比

各情境中將優先達成再生能源及 LNG 目標，截至 2020 年之電力裝置容量規劃參考「94 長期電源開發方案（9405 案）」，2020 年起隨著核能機組除役，燃油機組不再增加，電力裝置不足將增加燃煤（含汽電共生）及燃氣複循環機組。另外，為達成低案、放寬案、加嚴案的高 LNG 目標，按台電規劃燃氣機組的平均容量因數將由目前 36 43% 提升至 56 60% 間，燃煤機組平均容量因數則由目前 80 85% 降至 60 67% 間，本研究設定燃氣複循環機組之容量因數增加至 56%，燃煤機組降至 67%。

#### 1. 基準情境

2005、2015、2025 年我國總電力裝置容量各為 43,866、62,999、83,015MW，2005 2015 年年均成長率為 3.69%，2015 2025 年年均成長率為 2.80%，2005 2025 年年均成長率為 3.24%，2015、2025 年總發裝置容量結構上仍以燃煤機組佔比最大且呈現上升趨勢，各為

41.58%、52.35%；燃氣機組佔比各為 26.64%、29.53%，在非核家園理念下，核能佔比由 2005 年的 11.73% 微升至 2015 年的 12.45% 後大幅降至 2025 年的 4.40%；燃油機組佔比各為 5.96%、1.55%；抽蓄水力佔比各為 4.13%、4.34%；再生能源（含慣常水力）佔比各為 9.24%、7.83%。

## 2. 各組情境

在提高能源效率及電價調整下，電力需求大幅下降。在 LNG 供給目標及再生能源推廣目標下，相較於基準情境，2015、2025 年各情境總電力裝置容量中燃氣機組和再生能源佔比均有不同程度的上升，而在 S02、S04、S06 情境中因核能延役規劃使得 2025 年核能佔比大幅提升。

在 S01 情境中，2015、2025 年我國總電力裝置容量各為 62,627、70,003MW，2005—2025 年年均成長率為 2.36%。相較於基準情境，2025 年燃氣機組佔比大幅升至 38.66%，超越燃煤機組佔比（36.31%），為裝置容量佔比最大者，再生能源佔比升至 12.86%，燃油機組佔比降至 1.81%，核能佔比為 5.22%，抽蓄水力佔比為 5.15%。

在 S02 情境中，2015、2025 年我國總電力裝置容量各為 62,627、69,104MW，2005—2025 年年均成長率為 2.30%。與 S01 情境主要差異在於核能佔比升至 11.35%，燃煤機組佔比降至 29.45%，其餘裝置容量佔比則微幅調整，見表 2-24。

表 2-24 各減量工具情境模型結果—電力裝置容量結構

電力裝置容量 (MW)															%
2015年	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	
燃煤機組	26,196	21,600	21,600	28,532	28,532	19,909	19,909	41.58	34.49	34.49	48.32	48.32	34.22	34.22	
燃油機組	3,756	3,756	3,756	1,299	1,299	1,007	1,007	5.96	6.00	6.00	2.20	2.20	1.73	1.73	
燃氣機組	16,781	19,825	19,825	12,764	12,764	19,825	19,825	26.64	31.66	31.66	21.62	21.62	34.07	34.07	
核能	7,844	7,844	7,844	7,844	7,844	7,844	7,844	12.45	12.52	12.52	13.29	13.29	13.48	13.48	
抽蓄水力	2,602	2,602	2,602	2,602	2,602	2,602	2,602	4.13	4.15	4.15	4.41	4.41	4.47	4.47	
再生能源	5,820	7,000	7,000	6,000	6,000	7,000	7,000	9.24	11.18	11.18	10.16	10.16	12.03	12.03	
總計	62,999	62,627	62,627	59,041	59,041	58,187	58,187	100	100	100	100	100	100	100	

電力裝置容量 (MW)															%
2025年	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	
燃煤機組	43,460	25,417	20,355	32,743	27,613	24,836	19,873	52.35	36.31	29.45	48.10	40.99	36.01	29.54	
燃油機組	1,290	1,270	1,290	1,290	1,584	1,290	727	1.55	1.81	1.87	1.89	2.35	1.87	1.08	
燃氣機組	24,512	27,063	27,014	18,790	18,721	26,596	26,237	29.53	38.66	39.09	27.60	27.79	38.56	38.99	
核能	3,651	3,651	7,844	3,651	7,844	3,651	7,844	4.40	5.22	11.35	5.36	11.64	5.29	11.66	
抽蓄水力	3,602	3,602	3,602	3,602	3,602	3,602	3,602	4.34	5.15	5.21	5.29	5.35	5.22	5.35	
再生能源	6,500	9,000	9,000	8,000	8,000	9,000	9,000	7.83	12.86	13.02	11.75	11.88	13.05	13.38	
總計	83,015	70,003	69,104	68,076	67,365	68,975	67,282	100	100	100	100	100	100	100	

資料來源：本研究（台綜院，2006年10月）

## （六）電力發電量配比

### 1. 基準情境

2005、2015、2025年我國總電力發電量各為2,179.07、3,159.56、4,293.77億度，2005—2015年年均成長率為3.79%，2015—2025年年均成長率為3.11%，2005—2025年年均成長率為3.45%。2015、2025年總發電量結構上仍以燃煤機組佔比最大且呈現上升趨勢，各為53.25%、67.24%；燃氣機組佔比各為18.14%、20.04%，在非核家園理念下，核能佔比由2005年的17.62%微升至2015年的18.28%後大幅降至2025年的6.26%；燃油機組佔比各為3.58%、0.76%；抽蓄水力佔比各為1.22%、1.24%；再生能源（含慣常水力）佔比各為5.53%、4.46%。

### 2. 各組情境

在提高能源效率及電價調整下，電力需求大幅下降。

在 S01 情境中,2015 2025 年我國總發電量各為 3,074.81、3,403.62 億度,2005 2025 年年均成長率為 2.25%。相較於基準情境,2025 年燃氣機組佔比大幅升至 38.41%,再生能源佔比升至 8.26%,燃煤機組佔比降為 42.92%,燃油機組佔比比為 0.94%,核能佔比為 7.90%,抽蓄水力佔比為 1.56%。

在 S02 情境中,與 S01 情境主要差異在於核能發電量增加 308.80 億度,佔比升至 16.97%,燃煤機組佔比降至 33.92%,其餘發電量佔比則微幅調整,見表 2-25。

表 2-25 各減量工具情境模型結果—電力發電量結構

電力發電量 (億度)																%
2015年	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06		
燃煤機組	1,682.50	1,205.60	1,205.60	1,612.50	1,612.50	1,106.30	1,106.30	53.25	39.21	39.21	53.53	53.53	38.50	38.50		
燃油機組	113.22	113.22	113.22	20.25	20.25	11.52	11.52	3.58	3.68	3.68	0.67	0.67	0.40	0.40		
燃氣機組	573.09	933.39	933.39	587.09	587.09	933.39	933.39	18.14	30.36	30.36	19.49	19.49	32.48	32.48		
核能	577.70	577.70	577.70	577.70	577.70	577.70	577.70	18.28	18.79	18.79	19.18	19.18	20.10	20.10		
抽蓄水力	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41	1.22	1.25	1.25	1.28	1.28	1.34	1.34		
再生能源	174.64	206.49	206.49	176.12	176.12	206.49	206.49	5.53	6.72	6.72	5.85	5.85	7.19	7.19		
總計	3159.56	3074.81	3074.81	3012.06	3012.06	2873.81	2873.81	100	100	100	100	100	100	100		

電力發電量 (億度)																%
2025年	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06	BAU	S01	S02	S03	S04	S05	S06		
燃煤機組	2,887.00	1,460.90	1,154.50	1,867.40	1,553.00	1,426.90	1,136.00	67.24	42.92	33.92	55.54	46.19	42.63	33.94		
燃油機組	32.46	31.88	32.46	32.46	41.25	32.46	12.11	0.76	0.94	0.95	0.97	1.23	0.97	0.36		
燃氣機組	860.59	1,307.49	1,304.49	901.29	897.89	1,284.49	1,287.00	20.04	38.41	38.33	26.81	26.71	38.37	38.45		
核能	268.90	268.90	577.70	268.90	577.70	268.90	577.70	6.26	7.90	16.97	8.00	17.18	8.03	17.26		
抽蓄水力	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	1.24	1.56	1.56	1.58	1.58	1.59	1.59		
再生能源	191.64	281.29	281.29	239.10	239.10	281.29	281.29	4.46	8.26	8.26	7.11	7.11	8.40	8.40		
總計	4293.77	3403.62	3403.61	3362.33	3362.11	3347.21	3347.27	100	100	100	100	100	100	100		

資料來源：本研究（台綜院，2006 年 10 月）。

## 五、各組減量情境成本效益分析

經由上述模擬評估結果,得知 S01、S05 雖可在幾乎不損及經濟成長條件下,達到 2025 年 361 百萬公噸的 CO<sub>2</sub> 減量目標,甚至低於目標值,惟實務面減量工具之執行可及性為減量是否達成之最大關鍵,以下以質化說明及量化數據就各方案評估其成本、效益、方案優勢及可能遭遇困難,見表 2-26。

六組減量工具情境設計均符合國際能源政策主流，包括增加自主能源比例、發展再生能源及淨潔能源、提升能源效率、能源價格合理化、將核能視為有效的溫室氣體減量工具之一。

其中，S01、S05 因設定較高的 LNG 目標及再生能源發展目標，為滿足替代方案之天然氣用量需求，除既有之永安、台中港接收站興建擴建計畫需按時程完成外，尚需儘速評估合適之天然氣接受站址，興建第三座接受站，擴增足夠之接收能力。此外，天然氣現為賣方市場，氣源取得困難，依我國現有之長期供氣契約量，不足以因應未來之天然氣需求，如未能再取得長期供氣契約或無法自現貨市場高價購買，則恐有斷氣之虞；再生能源部分，則因再生能源供應量中之水力、風力發電已接近開發上限，生質能發電亦有其限制，需再強化技術研發，以尋求太陽光電、燃料電池等技術發展突破。此外，再生能源因其能源特性，有供電不穩的風險，倘裝置容量佔比過高，易於夏季尖峰用電時段發生缺電風險，若以興建備用之火力發電機組因應，則適合選項僅剩燃煤機組，此時又將受阻於燃煤電廠環評審查之困難。

反觀 S03，雖其經濟衝擊為六組方案中最大者，但依多年來黃宗煌評估溫室氣體減量之經濟衝擊，其認為 GDP 年均成長率下降點數在 0.5 個百分點內，對一經濟體尚屬可承受範圍，S03 情境之 2005-2025 年間每年 GDP 成長率下降 0.31 個百分點，屬可承受範圍內，加上其所搭配的減量工具在實務執行面均為可及性較高之選擇，本研究認為 S03 情境為未來較適之減量配套措施，若能輔以核能延役 (S04)，將可在達成 CO<sub>2</sub> 減量目標下更游刃有餘。

惟延役核能電廠將面臨老舊核電廠安全管理問題、後端核廢料處理與掩埋廠址選擇及非核家園政策限制等難以解決之課題。此外，核

能問題一向為民眾關切之焦點，如何與社會各界溝通說明，並能凝聚共識，為本方案能否實施之關鍵所在。



表 2-26 各組減量情境成本效益分析

方案別		全國能源會議低案		低案放寬		低案加嚴	
		S01	S02	S03	S04	S04	S06
設定條件		RE 9000MW LNG 2200 萬公噸 EI -1.2%、EP +3.5%	S01+核能 7844MW	RE 8000MW LNG 1600 萬公噸 EI -1.0%、EP +3.5%	S03+核能 7844MW	RE 9000MW LNG 2200 萬公噸 EI -1.5%、EP +4.0%	S05+核能 7844MW
成本面	2005 2025 年年均 GDP 成長率	3.35%	3.35%	3.09%	3.27%	3.35%	3.35%
	年均 GDP 成長 率變化點數	0.05	-0.05	-0.31	-0.13	-0.05	-0.05
效益面	CO <sub>2</sub> 排放量	347.33 百萬公噸	317.01 百萬公噸	361.00 百萬公噸	333.16 百萬公噸	341.56 百萬公噸	311.62 百萬公噸
	CO <sub>2</sub> 減量數	148.51 百萬公噸	178.83 百萬公噸	134.84 百萬公噸	162.68 百萬公噸	154.28 百萬公噸	184.22 百萬公噸
方案優勢		<ol style="list-style-type: none"> <li>1.與國際主流相近</li> <li>2.兼顧經濟成長、產業發展與環境保護</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 與 國 際 主 流 相 近。美國已有核電廠延役前例，技術上較為可行</li> <li>2. 兼顧經濟成長、產業發展與環境保護</li> <li>3. 當減量工具落實困難，核能延役可提供近 30 百萬公噸的減量空間。</li> <li>4. 降低化石燃料依存度</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 與國際主流相近</li> <li>2. 目前規劃之 LNG 卸、運、儲設備即符合需求</li> <li>3. 兼顧經濟成長、產業發展與環境保護</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 與 國 際 主 流 相 近，美國已有核電廠延役前例，技術上較為可行</li> <li>2. 兼顧經濟成長、產業發展與環境保護</li> <li>3. 核能延役可提供近 30 百萬公噸的減量空間</li> <li>4. 降低化石燃料依存度</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 與國際主流相近</li> <li>2. 兼顧經濟成長、產業發展與環境保護</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 與 國 際 主 流 相 近，美國已有核電廠延役前例，技術上較為可行</li> <li>2. 兼顧經濟成長、產業發展與環境保護</li> <li>3. 核能延役可提供近 30 百萬公噸的減量空間</li> <li>4. 降低化石燃料依存度</li> </ol>

方案別	全國能源會議低案		低案放寬		低案加嚴	
	S01	S02	S03	S04	S04	S06
遭遇困難	1. 燃煤機組數量多，環評遭遇困難 2. LNG 氣源取得不易、輸儲運設備能力有限。 3. 水力、風力發電已接近開發上限，生質能發電亦有其限制，需再強化技術研發，以尋求太陽光電、燃料電池等技術發展突破。 4. 再生能源發電裝置容量占比高，需以備用火力發電機組，因應夏季尖峰用電時段之缺電風險。 5. 能源技術進步空間未知	1. LNG 發展困難同 S01。 2. 再生能源發展困難同 S01。 3. 能源技術進步空間未知 4. 面臨老舊核電廠安全管理問題 後端核廢料處理與掩埋廠址選擇及非核家園政策限制等難以解決之課題。 5. 核能問題為民眾關切之焦點，須強化與社會各界溝通說明，以凝聚共識	1. 燃煤機組數量多，環評遭遇困難。	1. 面臨老舊核電廠安全管理問題、後端核廢料處理與掩埋廠址選擇及非核家園政策限制等難以解決之課題。 2. 核能問題為民眾關切之焦點，須強化與社會各界溝通說明，以凝聚共識	同 S01	同 S02

資料來源：本研究。

## 第三章 主要國家能源情勢與能源政策分析

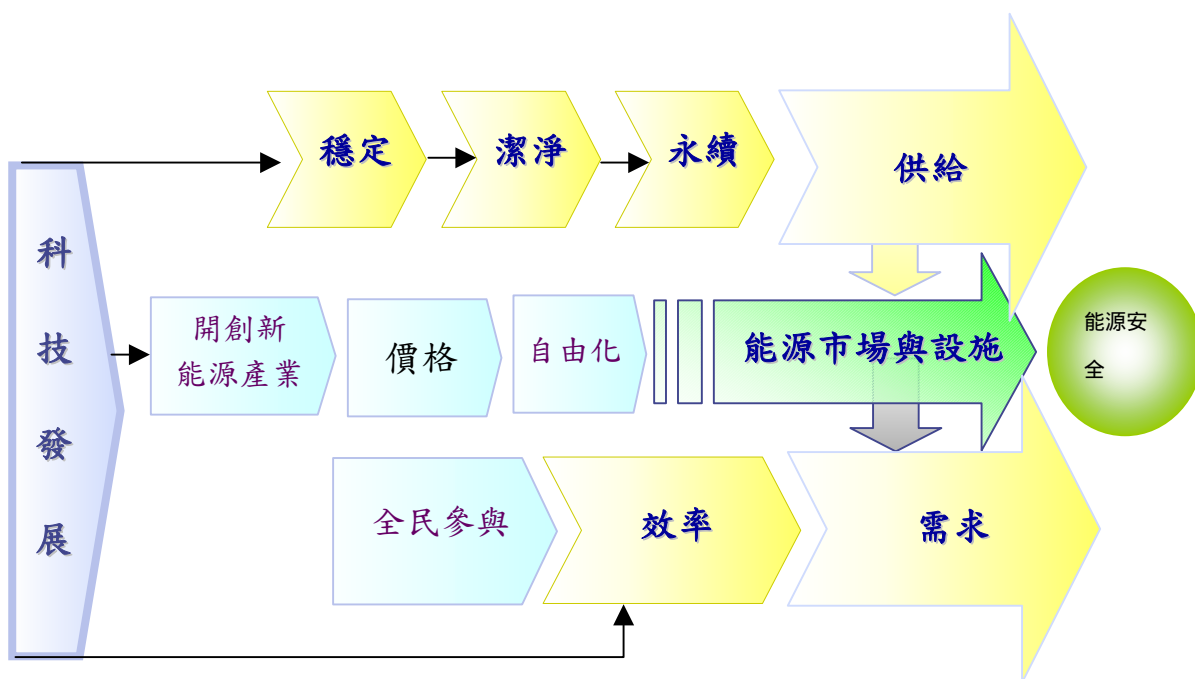
隨著「京都議定書」的生效，國際合作對抗溫室氣體排放的階段性工作可謂暫時完成，儘管如此，對於第一階段的國際合作、如何整合氣候變遷議題與國家經濟發展之整合中等議題，相信是未來國際因應氣候變遷的重點工作。各國依據其特有國情、地理環境、資源天賦、經濟狀況，及產業結構特性等能源情勢而規劃因應策略，惟各國也希望藉由其能源政策，能補足其地理環境、資源天賦之不足，並積極改善其產業結構。本章擬從後京都時期的各國因應氣候變遷政策與能源政策，進行深入剖析主要國家以及與我國資源條件、經濟發展情況類似國家因應京都機制之能源政策、核能政策與再生能源政策，從而研析上述國家能源政策與我國能源政策之利弊，從中掌握我國未來能源政策擬定的參考依據。因此，本章首節即分析我國現有能源政策，第二、三、四節分析各主要國家能源情勢及能源政策、核能政策與再生能源政策，第五節則進行各國與我國能源政策比較，以後為後續規劃之參考。

### 第一節 我國能源政策分析

我國能源供應高度依賴進口，能源供應安全與穩定顯得格外重要，以往能源政策中皆將穩定能源供給列為首要之方針。然近來在國際能源產業自由化風潮日盛且環境保護意識日益抬頭趨勢下，兼顧能源安全、經濟競爭力及環境維護的永續能源發展方向，已成為能源部門策略發展之趨勢。

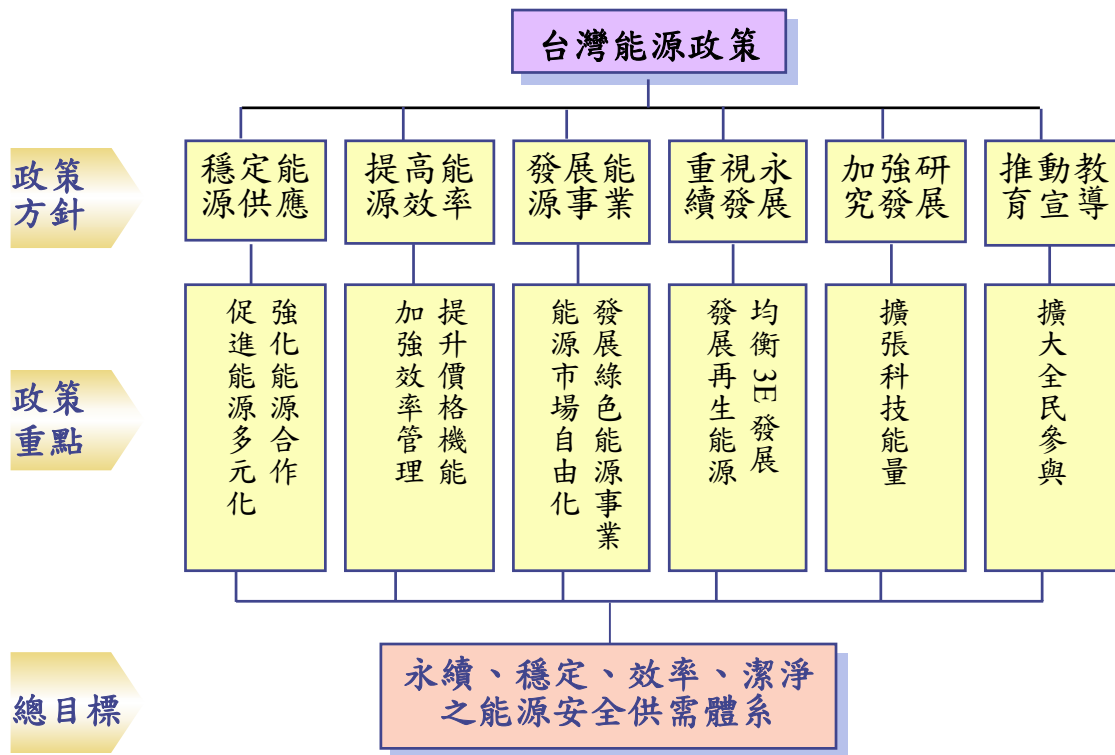
新世紀能源部門因應國家追求永續發展之挑戰，將以「立足台灣，放遠國際」新思維，兼顧國際發展需求以及國內社經條件，作為

永續能源發展策略之基調，以「永續」、「安全」、「效率」及「潔淨」為核心目標，整合當前國內外能源環境，可經由「調合三E發展」、「推動無悔策略」、「提昇自主能源」、「加強區域合作」、「強化價格機能」、「提升能源效率」與「擴張科技能量」、「協助潔淨產業」等方式，以達成兼顧能源安全、經濟競爭力及環境維護的永續能源政策目標，如圖 3-1、3-2 所示。



資料來源：經濟部能源局，2006。

圖 3-1 能源政策的思維



資料來源：經濟部能源局，2006。

圖 3-2 能源政策方針與重點方向

### 一、穩定能源供應：穩定供應安全，提高自主能源及淨潔能源比例

我國自產能源貧乏、高度仰賴進口，為維護能源供應的穩定，我國推動能源多元化政策，將取分散能源進口種類和來源的具體作法，降低能源供應風險，儲備適當能源存量，以確保國家安全。我國國際地位相關特殊，難以加入國際能源相關組織，透過區域合作穩定供應來源，須提昇處理層級，以利資源的整合與因應，突破現有管道，加強跨國能源合作機制。

提高自主能源及淨潔能源比例為我國穩定能源供應的另一主軸。就準自產能源之核能而言，核能發電不排放 CO<sub>2</sub>，但核廢料的問題尚未解決，核能安全也備受關切，政府對於核能發電的優勢持保留

的看法，目前核電規劃核能四廠 270 萬瓩完工商轉，核一、二、三廠 514 萬瓩正常營運，不再新增核能機組，故核能發電不再是未來開發新電源的選項。然為確保電源穩定供應，滿足未來生活需求與經濟成長之動能，目前規劃以燃煤、燃氣來替代核能的空缺，惟燃煤機組二氧化碳排放量高，燃氣機組亦有天然氣儲槽、輸氣管線及接收站等硬體設施等問題尚待解決將造成電源開發備感艱辛，為確保我國能源之穩定供應，長期發展再生能源，提高裝置容量乃是一個相當重要之課題。

### **(一) 分散能源進口來源，建立能源安全存量**

1. 提高海外礦區蘊藏量
2. 增加海內外合作探勘機會
3. 與邦交國簽署能源合作協議
4. 拓展西非(奈及利亞、利比亞)、中南美洲(委內瑞拉、巴西)、中亞(裏海周邊地區)、歐洲(俄羅斯)等地區之油源
5. 拓展汶萊、卡達、澳大利亞、阿曼、庫頁島等地區之氣源
6. 拓展中國大陸、印尼、澳洲等以外地區煤炭來源

### **(二) 透過區域合作穩定供應來源，加強跨國能源合作機制**

1. 強化與東北亞國家(如：日本、南韓)合作事宜，並與中國大陸作適當聯繫，同時加強與印尼、馬來西亞、汶萊等產油國家合作，共同投資油源蘊藏之併購。
2. 聯合東北亞石油輸入國家與中東國家協議取消亞洲石油溢價(Asian Premium)，以利減輕油氣價格之負擔。
3. 配合 APEC 倡議，推行共同聯合儲油計畫，朝聯合儲油機

制及建造共同儲油基地努力，由合約簽署國家共同管理運用。

### (三) 提高自主能源及淨潔能源比例

1. 自主能源比例由 2004 年的 2.2%提高至 2025 年 4~6%；發電裝置容量比例由 2004 年的 5.5%，提高至 2020 年的 9~12%。
2. 積極發展無碳之再生能源推廣使用。
3. 擴大低碳(天然氣)之潔淨能源使用，提高燃氣發電容量因數及增設新燃氣電廠。
4. 核能四廠 270 萬瓩完工商轉，核一、二、三廠 514 萬瓩正常營運。

## 二、提高能源效率：提高價格誘因，加強效率管制

能源效率的提升不僅可以減緩能源開發之壓力，避免資源過度耗用，達到節省能源、降低污染的效果，同時亦可節省成本支出，增加我國產品競爭力。我國將持續加強推動各部門節約能源，以提高能源生產力；逐步解除管制，促進能源價格市場機能之發揮，並透過能源相關稅費，合理反應能源使用所造成的社會成本。持續加強能源轉換效率、改善輸配電線路損失、推廣汽電共生系統，降低能源浪費。

(一) 提高能源使用效率，降低能源密集度。

(二) 建立市場機制，促進能源價格合理化：電價短期反映內部成本，並視燃料成本變動機動調整，長期將外部成本內生化。

(三) 加強能源轉換效率，改善火力發電廠發電效率

- 採行高效率發電設備

- 調高新設及更新擴建複循環燃氣機組發電效率。
- 積極發展淨煤技術。

(四)積極降低輸配電系統的線路損失，以改善輸配電系統的輸電效率。

(五)推廣汽電共生系統。

### 三、開放能源事業：尊重市場機制、加強市場自由化

能源產業自由化乃是國際社會重大趨勢，我國為提升能源產業經營效率，積極推動能源產業之自由化。目前已積極進行檢討修訂油氣、電力等能源相關法規制度，以建立公民營能源企業公平競爭之環境；推動電力事業自由化、開放民間設立發電廠，逐步開放發電業自由競爭；推動石油事業自由化，逐步開放民間經營石油煉製業及油品進出口業務；推動天然氣事業健全發展；同時規劃能源事業自由化時程，使業者有所遵循；亦積極推動國營能源事業民營化，未來將再進一步加強市場自由化。

- (一)研議再降低石油業者進入市場之門檻。
- (二)依負載需求，繼續開放民營電廠設置。
- (三)輔導綠色能源產業發展
- (四)加速推動「電業法」修法程序及「天然氣事業法」完成立法，落實能源市場自由化。

#### 1. 電業法修法重點

- (1) 增訂電力調度中心專章，建立公平合理之電力市場
- (2) 增訂公用電業設置線路時土地及線下徵收、徵用及補償原



則

- (3) 明訂綜合電業與配電業電義務及用戶購電選擇權
- (4) 訂定合理電價公式，設立電價及費率審議小組
- (5) 增訂自用發電設備提撥電能基金，以用於再生能源及天然氣補助、節約能源、能源研究發展等用途。

## 2. 天然氣事業法立法重點

- (1) 由推動立法確立未來天然氣上游市場發展方向
- (2) 以專法建立公用天然氣事業之基本規範
- (3) 以費率管制政策導引天然氣事業合理發展

## 四、重視環保安全：兼顧經濟發展與環境品質

能源是所有發展的動力，隨著經濟發展衍生的對能源需求日益殷切，由於能源使用所造成的環境污染問題及其對環境的衝擊為社會大眾所關注，環境保護與經濟發展兩者之間的衝突加劇。因此，先進國家開始調和環保政策與能源政策，以尋求一個對企業、政府與全體社會三贏的策略，值得我國借鏡。

考量我國重大經濟投資評估環境影響衝擊時，二氧化碳雖為評估項目之一，但未有完整評估機制，而重大能源密集產業投資將對我國能源消費造成相當大影響，且有大量二氧化碳排放，這是我國未來不得不面對的難題。

- (一) 兼顧 3E(能源、經濟、環境)政策目標
- (二) 積極建立能源部門因應溫室氣體減量能力。

### 1. 建立能源產業 CO<sub>2</sub> 管理機制

2. 實施 CO<sub>2</sub> 盤查、登錄、查核、驗證制度
3. 推動能源產業自願性減量協議
4. 未來在我國被國際規範減量時，推動溫室氣體限量管制與交易（cap and trade）、碳稅等措施。

（三）產業、環保暨其他社經建設宜預作能源評估。

（四）能源產業管理策略

1. 應符合總體規劃之能源結構及發電裝置容量結構配比。
2. 採行最有效率製程及最佳可行環保技術。
3. 應實施加速汰舊換新等整體 CO<sub>2</sub> 之排放管理措施。
4. 依據再生能源發展條例立法規範，電業就不含再生能源的發電部分，依不同燃料繳交基金。
5. 要求新設溫室氣體排放源於環境影響評估結論事項，承諾新設溫室氣體排放源於限量管制與交易(cap and trade)實施後，其增量超過政府要求部份，應依規定取得足供抵換之排放量。

## 五、加強研究發展：擴張科技能量

我國之能源消費相當倚賴進口，不利於能源之穩定供應。為抑低我國能源之進口倚賴，除了能源節約行為之普及外，提昇能源使用效率或開發再生能源均是非常重要之議題，因此如何加強能源產業之研究與開發，及未來能源科技發展方向，是我國很重要之課題。

（一）加能源科技研發金額，提高科技研發能量，逐年調高能源科技經費佔全國科技預算，由目前 2.2% 提升至 3%。

（二）科技研發方向著重於支持提高能源效率、再生能源技術、能

源新利用等研發工作，以達成國家未來再生能源與潔淨能源發展目標。

- (三) 選擇國內能源發展效益高、技術前瞻領先及具有國際比較利益之能源產業的研究項目，集中國內資源成立整合型能源科技計畫，以加速研發成果展現，提升國際競爭能力。

## 六、推動教育宣導：擴大全民參與

雖然能源是我國很重要的課題，但一般民眾對我國能源問題均相當之陌生。為使大眾能瞭解各種能源資訊，須從學校教育與社會教育兩方面著手，此外能源專業人才之培養亦有其必要性。在學校教育方面，積極培養學校能源教育師資、規劃能源教育課程及發展能源教材與教學活動設計；在社會教育方面，透過傳播媒體及研討會、展覽會等方式進行能源教育宣導與能源資訊之傳播，地方政府也需積極參與積極參與節約能源與溫室氣體減量活動。

- (一) 鼓勵地方政府舉辦節能與 CO<sub>2</sub> 減量活動
- (二) 擴大推動學校與社區節能教育宣導

## 第二節 主要國家能源政策分析

關於能源政策方面，各國現行的能源政策大都以因應氣候變化綱要公約之「京都議定書」規範為主要長程目標，目前歐洲各國皆是以能源自由化為主要策略，美國布希政府因為其本身經濟考量，目前尚未簽署，故其能源政策有很大部分，為強調開發新能源與新能源科技；歐盟則考量其未來能源供應安全，未來強化歐盟共同市場與供應者的對話。韓國除了能源安全、能源效率與再生能源發展外，日本特別強調經團連的角色，應持續工業部門的節約能源措施，並將之導入其他未加入經團連的企業，另外則是檢討未來長期能源預測的敏感度分析，和未來更長期之預測。以下分就歐盟、德國、韓國之能源政策進行探討。

### 一、美國

#### (一) 美國能源情勢

美國 2004 年總初級能源供應為 2,325 百萬公噸油當量，初級能源供給佔比：煤 23.4%、天然氣 22.1%、石油 40.7%、水力 1.0%、核能 9.1%、其他 3.5%。發電量為 4,174,481 GW；發電結構佔比：煤 50.1%、石油 3.3%、天然氣 17.5%、核能 17.5%、水力 7.1%、其他 2.4%，如圖 3-3 所示。

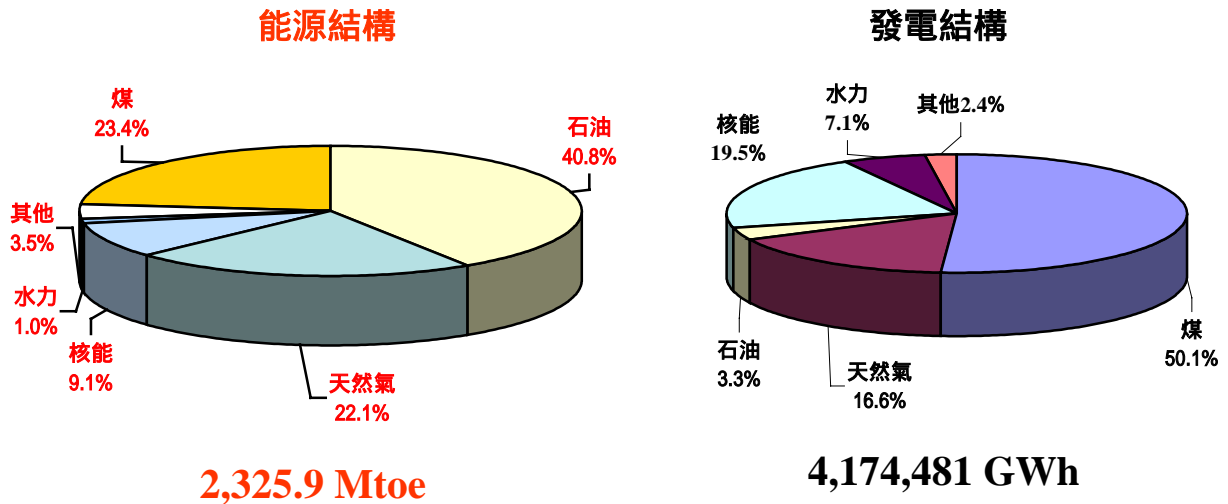


圖 3-3 美國初級能源結構及發電結構

在能源指標方面，美國整體的能源密集度在 2003 年已達在 0.24(公噸油當量/千美元)，人均 TPES (初級能源供給)約為 7.8，每人平均用電量則較為平穩，2003 年為 13,338 度，見表 3-1。

美國 CO<sub>2</sub> 排放量呈現增加狀態，從 1990 年 3,078 百萬噸 CO<sub>2</sub> 增至 2004 年 5,799.9 百萬噸 CO<sub>2</sub>，約增加 88.4%，相當可觀；而人均排放量下降，從 1990 年 19.4 噸 CO<sub>2</sub> 降至 2004 年 19.7 噸 CO<sub>2</sub>；若以 CO<sub>2</sub> 密集度變化來看，則從 1990 年 0.69 降至 2004 年 0.54，約下降 21.7%。

表 3-1 美國溫室氣體排放趨勢

	1990	1995	2000	2003	2004 <sup>1</sup>
TPES (Mtoe)	1,927.6	2,088.5	2,304.2	2,280.8	2,325.9
人均 TPES(toe/人)	7.7	7.8	8.2	7.8	7.9
TPES/GDP(toe/仟美元)	0.27	0.26	0.24	0.22	0.22
CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	3878.0	4595.0	5710.0	4950.0	5799.9
人均 CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /人)	19.4	19.2	20.2	19.7	19.7
CO <sub>2</sub> /GDP(kgCO <sub>2</sub> /美元)	0.69	0.64	0.58	0.55	0.54

註：1.2003-2004 年資料為 EU-25

2.GDP 的價值是以 2000 年美元 PPP 計算之

資料來源：IEA, 2006, Key World Energy Statistics.

## (二) 美國能源政策法案(the Energy Policy Act of 2005)\*

美國布希總統於 2005 年 8 月 8 日簽署同意通過 2005 年美國能源政策法案，內容計 18 章，各章重點分別包括：能源效率、再生能源、石油及天然氣、煤、印地安部落能源、一般性核能議題、交通運輸工具與燃料、氫燃料、研究與發展、能源管理部門、人力與訓練、電力、能源政策稅賦優惠獎勵措施、其他相關規定、乙醇與汽車燃料、氣候改變、針對創新科技所提供的誘因及重要研究案。其內容見表 3-2：

表 3-2 美國能源法案摘要

章節	內容	摘要
第一章 能源效率	此章節分為四大部份，分別為聯邦計畫、能源協助及州政府計畫、能源效率及公共建築。	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 在國會大樓建立節能及節約用水的規定；</li> <li>2. 要求聯邦政府大樓降低能源使用量；</li> <li>3. 加強有關採購高能源效率產品的規定；</li> <li>4. 延長節能績效合約的計畫；</li> <li>5. 鼓勵企業及工業界參與美國能源部有關每年減少 2.5%能源使用量的自願計畫；</li> <li>6. 針對大樓建立能源使用效率的標準；</li> <li>7. 通過三年 12.3 億美元預算以支應氣候變化的協</li> </ol>

\* 此一部份資料內容之中文版感謝台灣電力公司綜合研究所提供。

章節	內容	摘要
		<p>助計畫；</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>8. 鼓勵州政府定期修訂及更新其節能計畫；</li> <li>9. 未來 5 年內提供最高達 2.5 億美元以補貼民眾購買高效能的電器產品，並建立相關家電的節能標準；</li> <li>10. 通過有關協助州政府及地方政府建造高效能公共建築物的計畫；</li> <li>11. 教育民眾了解能源效率及節能的好處；</li> <li>12. 針對電器產品建立節能的標準，適用項目包括：商用電冰箱、冷藏室、充電器、配電變壓器、商用洗衣機、除濕機、商用製冰機、商用空調及熱能設備；</li> <li>13. 鼓勵電力及天然氣公用事業節能；</li> <li>14. 延長日光節約時間 4 星期，分別定於春季 3 周及 11 月 1 周以節省每天約消耗 10 萬桶油當量的能源，在法案頒佈後將訂定施行日期。</li> </ol>
<p>第二章 再生能源</p>	<p>此章節分為四大部份，分別為一般條款、地熱能源、水力發電及島嶼能源。</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 持續進行各項再生能源使用效益的評估；</li> <li>2. 提供非營利性質的電力公用事業增加再生能源的電力配比獎勵方案；</li> <li>3. 要求聯邦政府購買來自再生能源的電力；</li> <li>4. 要求更新島嶼地區能源計畫；</li> <li>5. 鼓勵在聯邦及印第安保護區進行生質能電力及熱能，並改善生質能發電技術；</li> <li>6. 在聯邦及印第安保護區移除危險燃料及發展生質能科技；</li> <li>7. 藉修正合約條款以更新地熱蒸氣法，而提供更具競爭性的租賃系統；</li> <li>8. 加強地熱資源發展之各項行動方案；</li> <li>9. 改革聯邦電力法之水力發電運轉執照審核方式；</li> <li>10. 允許在蒙大拿地區設置 2 千瓩裝置容量的水力發電計畫；</li> <li>11. 修正阿拉斯加地區的小型水力發電計畫；</li> <li>12. 要求在 2012 年之前，每年必須提供至少 75 億加侖的再生燃料，惟加州地區夏季時令不在此限；</li> <li>13. 表達改善島嶼地區的輸、配電系統的需求；</li> <li>14. 在島嶼地區與當地公用事業進行成本分攤以降低石化燃料發電的配比；</li> <li>15. 提供增加水力發電的獎勵措施；</li> <li>16. 提供改善水力發電效率的獎勵措施；</li> <li>17. 恢復美國能源部發展小型水力發電計畫。</li> </ol>
<p>第三章 石油及天然氣</p>	<p>此章節分為八大部份，分別為石油儲存與家</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 通過永久性策略性原油備用容量及其他能源計畫及東北地區家庭熱能原油儲備計畫；</li> <li>2. 獎勵開採墨西哥灣深井天然氣；</li> </ol>

章節	內容	摘要
	用熱能燃油、天然氣、生產方式、軍用儲備石油、生產石油獎勵措施、進入聯邦政府所屬土地開採石油與天然氣、各類議題及煉油廠。	<ol style="list-style-type: none"> <li>繼續在具豐富石油及天然氣藏量的阿拉斯加地區開發，儘量避免不具效率的開採而保護環境惡劣的北極地區及妥善管理其公共資源；</li> <li>透過監管在外大陸礁層的替代能源以保護美國境內經濟及土地使用的利益；</li> <li>針對石油及天然氣礦藏建立地理、地球物理之相關資料；</li> <li>完成近陸的石油及天然氣的租賃期限；</li> <li>為進行研發油頁岩產油之各項科技的相關合約。</li> </ol>
第四章 煤	此章節分為四大部份，分別為發展潔煤電力、乾淨電力、煤礦與相關計畫及聯合購煤合約	<ol style="list-style-type: none"> <li>提供資金進行燃煤發電的相關研究；</li> <li>每年提供 2 億美元進行潔煤氣化及燃燒科技之研發工作；</li> <li>修訂與聯合煤礦合約相關之礦藏合約法案。</li> </ol>
第五章 印地安部落能源	此章節為發展印地安地區能源。	<ol style="list-style-type: none"> <li>協助印地安部落發展屬於他們自己的資源以發展其能源；</li> <li>提供低利貸款及技術支援等誘因以協助印地安部落發展能源；</li> <li>提升印地安部落發展住家之能源效率。</li> </ol>
第六章 一般性核能議題	此章節分為四大部份，分別為 Price Anderson Act Amendments、一般核能議題、核電廠計畫及核能安全。	<ol style="list-style-type: none"> <li>提供各項方案以支持核能為美國能源的主要項目之一；</li> <li>有關 Price Anderson Act 將針對領有美國核能管制委員會核可執照者及與美國能源部立約者部份，延長至 2025 年 12 月 31 日；</li> <li>涵蓋支應通膨及核安違規罰鍰之費用；</li> <li>核能管制委員會將提供獎學金及在職進修基金以鼓勵那些戮力從事研發核能新科技者；</li> <li>在低濃縮鈾大量商業化前，應提供高濃縮鈾給加拿大、比利時、法國、德國及荷蘭以作為醫療用之同位素；</li> <li>要求美國能源部針對 C 級以上的核廢料提出一永久處置場；</li> <li>針對因抵觸先進核電廠不得超過 6 座反應爐之規定而被要求延宕之新核電廠所孳生成本，應提供最高 20 億美元的「風險保證」以建立補救的支持方案以維持該核電廠正式納入商轉前該區的正常供電；</li> <li>當美國能源部國家實驗室與核能管制委員會發生利益衝突時，核能管制委員會應出面平息衝突；</li> <li>一項新核反應爐測試計畫將在美國愛達荷州國</li> </ol>



章節	內容	摘要
		<p>家實驗室舉行；</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>10. 核反應爐將被視為包含既存電廠需改善的屬性 及具氫燃料汽電共生兩種特性之進步型核反應 爐的測試基礎；</li> <li>11. 加強核安，包括：改善核電廠安全的聯合監管制 度及改善聯邦法案中核電設施損害之擴散等問 題；</li> <li>12. 允許作為醫用同位素的用途。</li> </ol>
第七章 交通運輸 工具與燃 料	<p>此章節分為七 大部份，分別為 現有計畫、複合 型進步型及燃 料電池的交通 工具、潔淨校 車、各類議題、 汽車效率、聯邦 與州政府的採 購及抑低柴油 排放量。</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 鼓勵聯邦大眾運輸工具使用替代能源；</li> <li>2. 同意撥款制定聯邦燃料的經濟標準；</li> <li>3. 鼓勵聯邦政府及工業界在提高飛機、火車燃料效 能及促進環保的合夥研究；</li> <li>4. 為達節能成效，鼓勵發展使用自行車代替其他交 通工具；</li> <li>5. 鼓勵購買固定式及交通工具專用之氫燃料電池 系統；</li> <li>6. 鼓勵使用雙燃料的交通工具、針對使用替代燃料 之中、重型交通工具者提供另外的優惠、針對購 買及使用複合式交通工具者及投資替代燃料基 礎建設者提供優惠方案；</li> <li>7. 通過2億美元之先進交通工具計畫。此計畫附屬 於「潔淨都市」計畫內(目的在於要求州政府與地 方政府倡導民眾使用具替代燃料、燃料電池、複 合式及低硫柴油的交通工具)。</li> </ol>
第八章 氫燃料		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 支持民間部門致力於氫燃料及燃料電池的發 展，包括氫燃料的生產、儲存、配送及使用；運 輸方面燃料電池及固定式燃料電池的運用；</li> <li>2. 鼓勵民間公司在2015年之前商業化生產製造具 燃料電池屬性的交通工具；</li> <li>3. 要求公共教育及大學研究加強基礎科學、應用設 計及系統概念，包括材料、子系統、製造、維護 及安全等；</li> <li>4. 移轉氫燃料及燃料電池科技至民間部門及加強 非屬專利部份資訊的交換；</li> <li>5. 建立氫燃料科技實證計畫及輕、重型交通工具的 燃料電池應用；</li> <li>6. 支持及時發展有關燃料電池交通工具、氫燃料能 源系統及固定型態的燃料電池之安全規則及標 準。</li> </ol>
第九章 研究與發 展	<p>此章節分為九 大部份，分別為 能源效果、配電 與電力系統、再</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 政府與民間為研發下一代照明設備，將共同合作 發展進步型固態光源設備，該設備將較日光燈更 具持久性、高效能及成本效益；</li> <li>2. 為達改善能源使用效率，應建立國家級建物績效</li> </ol>

章節	內容	摘要
	生能源、農業生質能研發計畫、核能、石化燃料能源、科學、國際合作、研究管理與營運及非傳統天然氣與石油。	<p>計畫以整合聯邦政府、州政府及自發性民間團體的力量以達降低建築物的建造、營運維修及創新等成本；</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. 提高國家輸配電系統的可靠度、效率性及與環保的整合性</li> <li>4. 加強再生能源的發展，包括：生質能、太陽能、海洋能源及氫能源的汽電共生；</li> <li>5. 透過大學系所課程以加強核能工程及其相關科技的教育；</li> <li>6. 致力於用過核燃料減量及抑低其毒性之研發工作；</li> <li>7. 以專案進行因天災或蓄意攻擊所造成核災的相關研發工作；</li> <li>8. 瞭解工業界大量輻射性能源使用情形及尋求替代能源以避免發生安全及環保問題；</li> <li>9. 發展新科技以安全儲存燃煤電廠 CO<sub>2</sub> 排放量；</li> <li>10. 鼓勵研發非傳統型式的石化燃料—甲烷水合物 (methane hydrate)。</li> </ol>
第十章 能源管理部門		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 加強美國能源部核能的管理營運；</li> <li>2. 加強基礎科學的研究，這些基礎研究必須支持能源部的各項使命。</li> </ol>
第十一章 人力與訓練		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 必須針對電力能源產業人力及機構建立訓練手冊；</li> <li>2. 為補充人力成為專業人員，能源部必須增加相關訓練活動及課程；</li> <li>3. 應成立相關研究獎金以鼓勵傑出科學家投入能源研發工作。</li> </ol>
第十二章 電力	此章節分為九大部份，分別為可靠度標準、輸電基礎建設現代化、改善輸電營運系統、改善輸電費率、修正公用事業管制政策法 ( the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978, PURPA )、修正公用事業控股公司法 (Public Utility Holding	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 改善電網可靠度、運用先進科技以發展現代化輸電基礎建設及安全性、降低管制的的不確定性及增加用戶自我保護能力；</li> <li>2. 針對輸電系統建立強制性的可靠度規則；</li> <li>3. 改善輸電營運的操作規定，包括開放非管制輸電公用事業的加入、授權聯邦能源管制委員會 (FERC) 針對未管制的輸電公用事業的管轄權限以確保公平開放輸電網路、保護當地負載用戶進入輸電網路權限及終止聯邦能源管制委員會制定標準市場設計 (Standard Market Design) 的權限；</li> <li>4. 指示聯邦能源管制委員會發佈輸電網定價政策及授權該管制委員會通過在合理費率下之第三人參與基金成本分配計畫；</li> <li>5. 修正 1978 年通過的公用事業管制政策法 ( the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978, PURPA )，解除對非公用發電業的管制，在競爭市場左右日合格汽電共生設施已建立新標準的</li> </ol>

章節	內容	摘要
	<p>Company Act of 1935, PUHCA)、提高市場公開透明度、落實施行規則、保護消費者抵制不公平交易及考量安全性前提下針對不同市場地區加強電力經濟性調度。</p>	<p>市場存在且合格汽電共生設施已建立新標準的前提下，即將廢除強制電力公用事業向合格汽電共生設施購電的規定；</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>6. 廢除 1935 年通過公用事業控股公司法(Public Utility Holding Company Act of 1935, PUHCA)，鼓勵投資國家電力的基礎建設；</li> <li>7. 禁止市場操控、落實遊戲規則、提高市場公開透明度、保護消費者抵制不公平的交易、保護公用事業用戶避免因受到 Enron 破產之不公平合約終止費用的影響；</li> <li>8. 修正 203 條聯邦電力法案以擴大聯邦能源管制委員會(FERC)的權限，包括：必須依照 FERC 費率制定目的以併購發電設施，另針對超過一千萬美元之交易適用該交易原則，並要求 FERC 考慮一項合併案是否將造成非公用事業子公司的交叉補貼，而損及公用事業的用戶權益等；</li> <li>9. 允許法庭懲處操控電力市場者。</li> </ol>
<p>第十三章 能源政策 稅賦優惠 獎勵措施</p>	<p>此章節分為六大部份，分別為電力基礎建設、家用石化燃料安全性、潔能與能源效率條款、替代交通工具與替代燃料之獎勵措施、能源稅優惠方案及營收條款。並提供數十項稅賦優惠措施(包括加速折舊及生產稅減免等)，儘管部分市場人士認為，本法提供的各項稅賦規定，對能源產業各部門，僅提供了相當有限的優惠，但部分市場人士則認為，美國國會的用意，旨在針對</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 石油及天然氣部份，包括：開採費用攤銷優惠措施等；</li> <li>2. 電力可靠度部份 <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 輸電資產及相關土地之成本回收期限將由過去 20 年縮短為 15 年；</li> <li>(2) 修正核電廠除役基金相關條例，廢除有關運轉中核電廠營運成本必須提撥固定金額至指定基金帳戶的規定，允許移轉 1984 年之前核電廠除役成本至合格的基金，那些新規定適用於拿到更新運轉執照的核電廠；</li> <li>(3) 出售輸電資產以落實電業重整政策，允許電力公用事業出售輸電資產給聯邦能源管制委員會(FERC)所認可的獨立輸電公司。另在售出該輸電資產後可以 8 年攤提稅金，此法自 2006 年底生效；</li> <li>(4) 針對擁有核電設施之核能發電業者提供優惠方案，8 年期間每度電力補助 1.8 美分。</li> </ol> </li> <li>3. 再生能源及潔淨能源獎勵措施部份 <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 延長及修訂提供再生電力業者的獎勵措施，將適用於目前運轉中的合格再生電力設備(包括風力發電、封閉與開放圈型生質能發電、地熱發電、沼氣發電、垃圾發電及灌溉發電)之服務年限延長兩年，至 2007 年 12 月 31 日，惟不適用於目前運轉中的太陽能及潔煤發電，10 年期間每度電力將獲得獎勵。此外，水力發電及印第安煤將被視為新能源，上述法案自頒布日期起同時生效。</li> </ol> </li> </ol>

章節	內容	摘要
	<p>能源生產與輸送有關的投資，提供金額有限但具關鍵性影響的誘因。主要項目包括：</p>	<p>4. 潔煤技術部份，包括投資建設潔煤技術設施優惠方案等；</p> <p>5. 能源效率及節能方式</p> <p>(1) 使用替代能源交通工具優惠措施：使用燃料電池交通工具者包含基礎及附加兩種優惠規定，基礎優惠方案是由該交通工具的重量等級是汽車或是輕型貨車而定，附加優惠方案是指該交通工具所使用燃料是否具經濟效益而定；</p> <p>(2) 使用複合式及省油進步型之交通工具：此項優惠方案考慮兩項因素，包括使用燃料經濟性與燃料的節能量而定；</p> <p>(3) 上述優惠法案生效日期：適用於使用中交通工具部份自 2005 年 12 月 31 日起生效；適用於合格燃料電池電動車自 2015 年 1 月 1 日前生效；適用於省油進步型之交通工具及合格複合電動車中的汽車或輕型貨車自 2011 年 1 月 1 日前生效；適用於合格複合電動車之中型或重型貨車自 2010 年 1 月 1 日前生效；有關合格替代型燃料電動車自 2011 年 1 月 1 日前生效；</p> <p>(4) 小型農業生質柴油及乙醇生產業者之優惠方案：每年農業生質柴油產量未超過 60 百萬加侖之生產者，每生產 15 百萬加侖可獲得每加侖 10 美分的補助款，此法自頒佈日起生效至 2008 年 12 月 31 日止；至於生產 30 至 60 百萬加侖乙醇之小型業者之稅賦優惠自頒佈日起生效；</p> <p>(5) 針對使用潔淨燃料之資產設備的企業或住戶可獲得 30% 節稅優惠。</p>
<p>第十四章 其他相關 規定</p>		<p>1. 運用科技實證以進行與能源發展有關之各項活動對人類健康及環境影響之各項風險評估；</p> <p>2. 提供生產能源的相關獎勵措施；</p> <p>3. 石油化學及煉油廠設備的風險評估；</p> <p>4. 訂定國家發展計畫優先順位(例如：有助於北美能源獨立之各項先進再生能源科技的研發)、任命該主政單位的設置、使用執照的核發、評選標準、執行規定、認證程序及授權標準，重要內容包括：</p> <p>(1) 發展風力、生質能或其他計畫之再生能源裝置容量不可低於 30 千瓦；</p> <p>(2) 發展太陽能及燃料電池之再生能源裝置容量不可低於 3 千瓦；</p> <p>(3) 設置高能源使用效率的建築物及再生能源計</p>

章節	內容	摘要
		<p>畫的標準。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>發展冷裂解 Cold Cracking 煉油技術增加每桶原油經濟效益；</li> <li>發展氧化燃料；</li> <li>在 2025 年之前建立北美三地區(美國、加拿大及墨西哥)能源充分自給自足的自由度政策。</li> </ol>
第十五章 乙醇與汽車燃料		<ol style="list-style-type: none"> <li>要求在 2012 年之前，每年必須提供至少 75 億加侖的再生燃料以混入石油的供應；</li> <li>允許從非傳統資源如玉米、農作物、農產殘餘物等生產製造再生燃料；</li> <li>授權貸款保證人及通過建造處理、轉換固體廢料及纖維素生質能(cellulosic biomass)為乙醇及其它商業副產品；</li> <li>在 5 年內(2006~2010)提供六百萬美元作運輸部持續改善公司平均燃料經濟(Corporate Average Fuel Economy,CAFE)標準；</li> <li>國家公路交通安全管理部門(National Highway Traffic Safety Administration)進行一項針對公司平均燃料經濟 (CAFE)及檢驗汽車燃料使用量替代方案的研究；</li> <li>加強聯邦地表下儲存槽計畫以利檢視儲存槽、修復氧化燃料外溢及預防汽油滲入地下水；</li> <li>授權相關單位主管以妥善處理因不可預期之天災所造成的產油危機及油管破裂等意外事件，以避免供油短缺及燃料價格上揚。</li> </ol>
第十六章 氣候改變		<ol style="list-style-type: none"> <li>要求針對制訂降低溫室氣體密度技術及運用之推展及商業化措施作出因應；</li> <li>發展協助降低開發中國家溫室氣體排放量技術之相關計畫。</li> </ol>
第十七章 針對創新科技所提供的獎勵方案		<ol style="list-style-type: none"> <li>應制定聯合貸款保證人計畫以鼓勵研發再生能源科技及擴大其商業化用途；</li> <li>所進行的各項科技研發計畫必須避免造成空氣污染及人為溫室效應，且該項技術必須有市場性；</li> <li>保證人只提供 80%的成本，研發者必須分擔部份風險。</li> </ol>
第十八章 重要研究案		共計 40 項研究案，包括 Sec.1801~1840。

資料來源：本研究整理自能源法案。

### (三) 先進能源倡議(Advanced Energy Initiative)

美國考慮本身經濟利益後，仍無意簽署京都議定書，然為展現減量誠意，美國提出透過能源科技改進，以達成溫室氣體減量目的。由2006年2月美國提出的能源科技倡議，可以看出除了傳統的工業部門自願減量外，此倡議集中在能源使用成長較快的運輸與住商部門，見表3-3。

表 3-3 美國先進能源倡議

項目	摘要
進石油使用的效能並研發替代石油使用的其它燃料	<p><b>1.車用燃料使用效率標準</b> 提升小貨車與 SUV 的 CAFE 標準，將現行 2007 年車款的標準由 20.7 mpg 提升至 22.2 mpg。另外建議提高 2008-2011 年生產之小貨車與 SUV 車型的燃料經濟標準。</p> <p><b>2.有效使用燃料車輛的稅金優惠</b> 提高每輛車的稅金優惠至 3,400 美元，藉以鼓勵購買有高度經濟效能的油電混合環保車輛及淨柴油車輛。</p> <p><b>3.使用淨潔柴油規定</b> 規範公路與非道路柴油引擎及燃料的排放量，將二氧化硫與氧化氮排放量降低至 90%以上。</p> <p><b>4.酒精及生質柴油</b> 制訂了生質燃料的標準，要求至 2012 年使用 75 億加侖的乙醇及生質柴油並擴大這兩種燃料的稅金優惠。</p> <p><b>5.替代燃料設施</b> 能源法案亦提供每年替代燃料加油站裝置高達 30,000 美元的 30%稅金抵免。</p> <p><b>6.氫燃料車輛</b> 投入 12 億美元的氫燃料開發獎金，以發展不會排放汙染或溫室氣體的汽車、貨車、家庭、與營業之商用氫動力燃料電池。</p>
減少未來對石油及精煉汽油與柴油燃料的需求	<p>1. 研發先進的電瓶科技，使插入式電瓶的汽電混合環保車輛在單獨使用電瓶狀況下可行駛 40 英哩的里程。</p> <p>2. 鼓勵所需的科技突破，使酒精汽油(纖維質乙醇)的成本到了 2012 年可與以穀物為主的乙醇競爭。</p> <p>3. 加速推動總統的目標，使大量美國人到了 2020 年選用氫燃料電池車輛。</p>
減少未來對天然氣的需求並培植產生動力的替代燃料	<p>1. 完成總統對淨煤科技 20 億美元研究基金的承諾，並將獲得的改革轉移至市場上來運用。</p> <p>2. 發展新的全球核能合作(GNEP)以詳述耗用的核能燃料、消除核子擴散的風險、並擴大乾淨、可靠、及可用核能的承諾。</p> <p>3. 降低太陽光電技術的成本，使它的成本至 2015 年具有競爭力，並透過科技來擴大風能的開發。</p>

資料來源：本研究整理。

## 二、歐盟

### (一) 歐盟能源情勢

歐盟 2004 年總初級能源供應為 1,757 百萬公噸油當量，初級能源供給佔比：煤 17.7%、天然氣 23.8%、石油 37.3% 水力 1.5%、核能 14.6%、其他 5.0%。發電量為 3,118,560 GWh，發電結構佔比：煤 30.5%、石油 4.1%、天然氣 19.0%、核能 30.9%、水力 10.6%、其他 4.9%，如圖 3-5 所示。

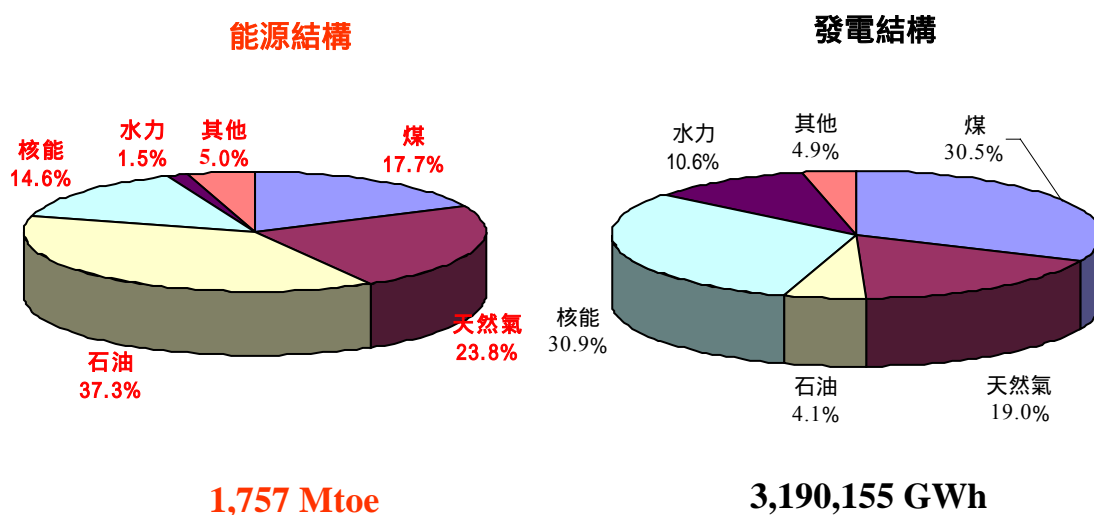


圖 3-5 歐盟初級能源結構及發電結構

在能源指標方面，歐盟整體的能源密集度在 2004 年已達在 0.16(公噸油當量/千美元)，人均 TPES (初級能源供給)約為 3.28，每人平均用電量則較為平穩，2004 年為 6,474 度。

歐盟 CO<sub>2</sub> 排放量呈現增加狀態，從 1990 年 3,115 百萬噸 CO<sub>2</sub> 增至 2004 年 3,891 百萬噸 CO<sub>2</sub>，約增加 24.9%，相當可觀；而人均排放量略為下降，從 1990 年 8.52 噸 CO<sub>2</sub> 降至 2003 年 8.50 噸 CO<sub>2</sub>；若以 CO<sub>2</sub> 密集度變化來看，則從 1990 年 0.46 降至 2004 年 0.44，約下降

4.5%；見表 3-4。

表 3-4 歐盟溫室氣體排放趨勢

	1990	1995	2000	2003	2004 <sup>1</sup>
TPES (Mtoe)	1,323	1,376	1,460	1,736	1,757
人均 TPES(toe/人)	3.62	3.69	3.86	3.81	3.82
TPES/GDP(toe/仟美元)	0.20	0.19	0.18	0.16	0.16
CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	3,115	3,083	3,162	3,884	3,891
人均 CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /人)	8.52	8.26	8.35	8.50	8.46
CO <sub>2</sub> /GDP(kgCO <sub>2</sub> /美元)	0.46	0.43	0.38	0.37	0.44

資料來源：IEA (2006),Key World Energy Statistics.

註：1.2003-2004 年資料為 EU-25

2.GDP 的價值是以 2000 年美元 PPP 計算之

## (二) 歐盟能源政策：綠皮書-永續、安全、競爭力的能源政策

在全球能源消費需求排名中，歐盟是僅次於美國的能源消耗大戶，其消費量約佔世界能源總消費量的 14~15%，並呈增長趨勢。然而歐洲自產能源有限，其主要油源之一的英國北海油田正在萎縮，預計到 2020 年，日產原油將從目前的 700 萬桶減少到不足 400 萬桶，這使得歐盟能源進口依存度不斷加大，到 2020 年將可能上升到 70%。另外，值得注意的是，歐盟能源的進口對俄羅斯依賴度極高，約 30%天然氣從俄羅斯進口，並持續上升。這種能源進口日益集中的風險給歐盟的經濟將帶來十分嚴峻的挑戰，特別是 2005 年春天發生的俄羅斯-烏克蘭天然氣糾紛，暴露出歐盟能源供應途徑不足的隱患，而 2005 年急劇氣候變化，又使開發淨潔能源，減少溫室氣體排放成為歐盟能源政策調整的重要內容。因此，為保證能源供應安全，應對全球氣候變化，制定歐盟共同能源政策為歐盟明確提出的一項戰略計劃，以確保歐盟在全球化挑戰面前更具競爭力。



鑒於上述挑戰，綠皮書為未來的歐盟共同能源政策設立了 3 個核心目標，即確保歐盟的永續發展、確保歐盟產業的競爭力、確保歐盟能源的供應安全，同時確定了 6 個優先行動領域：首先，加快各成員國能源供應互聯網路建設，整合有關能源的規章條例，建立“歐洲共同能源市場戰略計劃”，發展統一的歐洲電力網；其次，建立歐盟能源供應監測中心，增加歐盟各國緊急油氣儲備，確保歐盟能源供應維持穩定；第三，加強相關研究，建構一個永續、高效率、多元化的能源結構，在尊重各成員國自主選擇的同時確保歐盟整體能源供應安全；第四，採取確實措施應對全球氣候變遷，制定再生能源發展藍圖，力求使歐盟在 2020 年以前減少 20% 的能源消耗，同時形成一個穩定的再生能源投資和生產市場；第五，制定一個戰略能源技術開發計劃，確保歐盟企業成為快速發展的國際節能新技術市場的領先者；第六，加強與俄羅斯等能源供應方的戰略合作，推動建立一個確保歐盟能源供應安全的泛歐能源共同體。

然而，能源政策作為會員國政府的重要“主權”之一，歐盟共同能源政策的發展，將不可避免地牽扯到敏感的“主權讓渡”問題，因此，歐盟雖初步同意綠皮書，但相關主要議題，仍須討論。此外，歐盟在發展利用核能方面，未獲得歐洲的民意支援，歐盟官方民意調查機構“歐洲晴雨錶”2006 年公佈的民調結果顯示，僅有 12% 的歐洲民眾支援開發核能，主要問題仍是人們認為處置核廢料的難度較大，且核電存在發生事故的風險。

### 1. 綠皮書三大核心目標

綠皮書為未來的歐盟共同能源政策設立了 3 個核心目標(見圖 3-5)，即確保歐盟的永續發展、確保歐盟產業的競爭力、確保歐盟能

源的供應安全，與我國能源政策的 3E 目標，具有相似的精神，如圖 3-6 所示。

#### 永續- 確保歐盟的永續發展

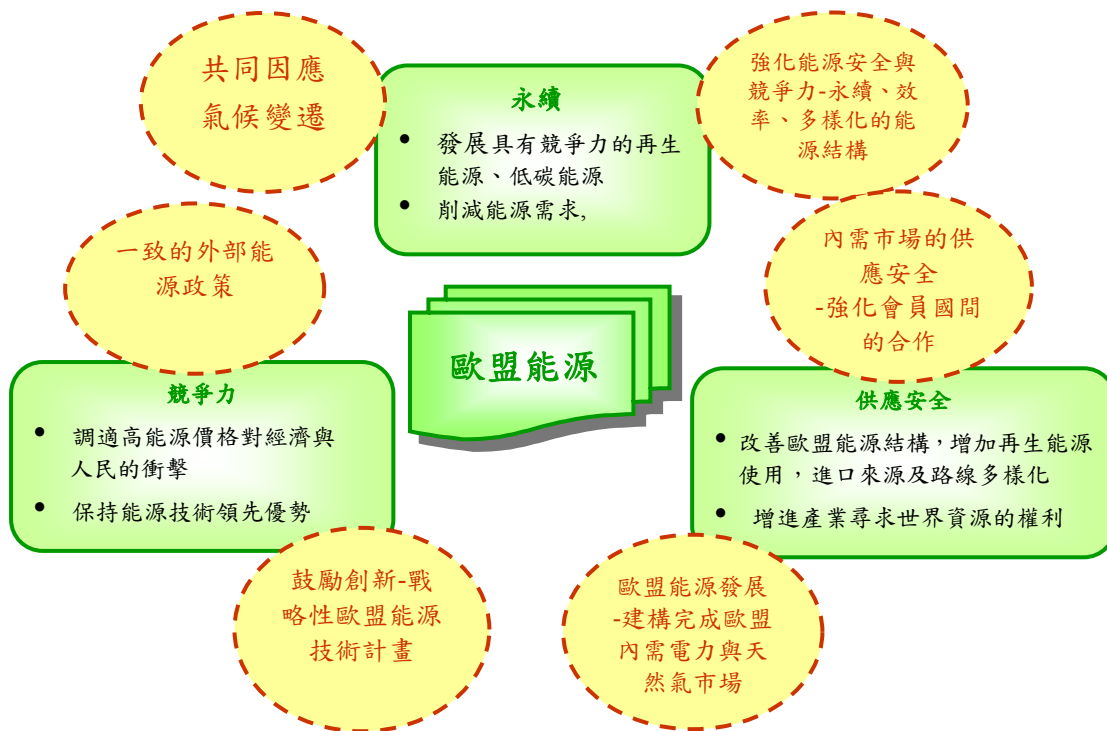
- 發展具有競爭力的再生能源、淨潔能源
- 降低能源需求,
- 領導世界潮流，對抗氣候變遷，增進區域空氣品質

#### 競爭力-確保歐盟產業的競爭力

- 調適高能源價格對經濟與人民的衝擊
- 保持能源技術領先優勢

#### 安全-確保歐盟能源的供應安全

- 改善歐盟能源結構，增加再生能源使用，能源進口多元化
- 增進歐盟產業尋求世界資源的權利
- 確保歐盟產業及人民使用能源的權利



資料來源：EU(2006), GREEN PAPER-A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy.

圖3-6 歐盟能源政策核心目標

## 2. 綠皮書六大優先行動領域

### (1) 建構歐洲內部能源市場

永續、競爭力及安全能源係以開放、競爭的能源市場為基礎。歐盟會員國進一步取消市場保護，開放能源市場，將可解決部份歐盟的能源問題。此外，一個單一自由競爭的歐盟共同電力市場及天然氣市場將有效降低能源價格，增進能源供給安全、提高競爭力，並能保護環境，促使低效率電廠退出市場。

按照歐盟相關規劃，歐盟各會員國應在 2007 年 7 月 1 日前完成開放本國的電力市場及天然氣市場，然而其相關工作仍未完成，部分會員國擔心市場開放將損害其國內能源企業的切身利益，亦使能源市

場開放問題續成為歐盟峰會的焦點問題。此外，預計在 2006 年年底歐盟第二電力與天然氣指令將獲得各會員國施行，將有 5 個核心區域須加以注意：

### I. 歐洲網路 (A European grid)

歐盟電力與天然氣市場逐漸發展為單一網路，因此，歐盟網路規範將影響跨國境貿易的規章與網路使用條件。歐洲能源管理會議 (the Council of European Energy Regulators) 以區域為基礎逐步推動歐盟網路規範，以期達到消費者能自由選擇網路中各會員國的供應者。此外，歐盟能源網路中心 (European Centre for Energy Networks) 可將各區域網路營運集中管理，以利歐盟網路規則發展。

### II. 優先互聯計劃

歐盟理事會雖於 2002 年同意增加會員國之間的最小互聯水準至 10%，但發展並不十分讓人滿意，在各會員國應開放保留給長期電力或天然氣合約的容量，並刺激公部門與私部門對基礎設施的投資，以降低對生產容量及成本需求。

### III. 電廠投資

為符合未來能源需求及汰換老舊電廠，歐盟未來 20 年將持續投資電廠建設，以因應尖載電力需求及作為再生能源的備用發電設備。為永續投資，應建立一正常運行的市場，可提供必須的價格訊號、穩定管理和財政支援。

### IV. 市場開放的重要性

各會員國需要完全執行第二電力和天然氣指令關於市場開放的項目，如果未能達到市場開放結果，進一步的歐盟層級的指令將被考

慮。

## V.提升歐盟產業競爭力

歐盟共同能源市場最重要的目標之一，是提升歐盟產業競爭力，以提高產業發展及工作機會。產業競爭力須要良善、穩定的規章制度及市場機制，因此，歐盟將成立一個新的能源、環境及競爭力高階小組(the High-Level Group on Energy, Environment and Competitiveness)來規劃相關競爭規章及推動提升各產業競爭力的工作。

### (2) 保證歐洲內部能源市場的供應安全

#### I.提升內需市場的供應安全

內需市場的供應安全，除須考慮自然災害及恐怖活動對能源基礎設施的危害，亦須考慮防止供應中斷的政治風險。因此，發展智慧電網路(smart electricity network)，須求面管理及分散式電廠，均有助於降低風險，此外，共同內需市場的自由化與競爭性，亦有助於提高供應安全。未來可能措施包括：

- 儘快成立歐洲能源供應觀測中心(European Energy Supply Observatory)以鑑別、監控歐盟的能源供應與基礎設施，並配合 IEA 的工作。
- 成立歐洲能源網路中心(European Centre for Energy Network)，經由改善資訊傳遞系統及建構歐洲安全與可靠性標準(European Security and reliability standards)來提升網路安全。
- 建立災害應變機制，以提供受災會員國必要的協助，並建立能源基礎措施的共同標準。

## II.重新考慮歐盟緊急石油及天然氣儲備機制

- 提出新的歐盟緊急石油儲備規劃，提高石油儲備的規則性及透明性。
- 檢視現存的電力、天然氣供應安全措施及緊急天然氣存量是否足夠，是否足以因應潛在的供應危機。這份檢視必須考慮是否須要鼓勵長期基礎設施的投資或提出新的歐盟緊急天然氣儲備規劃。

### (3) 維持能源供應的安全與競爭力-朝向永續、效率、多元化的能源結構

目前歐盟各會員國依各國能源政策發展能源結構，無可避免將影響歐盟地區的環境，包括天然氣使用，核電安全等。歐盟為協助各會員國決定其能源結構，將提出歐盟建議綱要，為此，歐盟將提出戰略性歐盟能源評鑑(Strategic EU Energy Review)，以分析各種能源別的全部優劣勢，及對歐盟的可能影響，並藉由一透明和客觀的辯論程序來釐清未來核能在歐盟所扮演角色。本評鑑將訂定一符合各能源的自由選擇永續、安全、競爭力的歐盟目標，並結合各會員國與歐盟的總目標結合，以符合歐盟核心能源目標。

### (4) 因應氣候變遷的共同方法

#### I.減少能源損失：能源效率領先者

歐洲雖然已是世界中能源效率較高的地區，但其 2005 年能源效率綠皮書(2005 Green Paper on Energy Efficiency)，指出仍有 20%的能源可被節約，相當於 600 億歐元的效益，並能創造多達 100 萬個新工作機會。為此，歐盟將提出能源效率行動計劃(Action Plan on Energy

Efficiency)以期於 2020 年達成 20%節能目標；其相關重點包括：

- 長期效率目標：特別是公有建築的效率。
- 提昇運輸部門效率，特別是改善歐洲主要都市的運輸效率。
- 利用金融措施刺激商業銀行投資於能源節約計劃及能源服務業。
- 歐洲白色權證系統(white certificate system)。
- 引導消費者與廠商更加重視能源效率的等級與標示。

## II.增加再生能源使用

歐盟自 1970 年起即推動再生能源計劃，迄今歐盟再生能源市場約有 150 億歐元的年產值，約為世界產值的一半，並提供超過 30 萬的工作機會，目前歐盟規劃 2010 年再生能發電量應達總發電量的 21%，生質燃料應取代 5.71%的汽柴油，但在現行各國會員國推動策略下，預計歐盟未能於 2010 年達成目標。因此，歐盟將在戰略性歐盟能源評鑑中提出新的再生能源發展藍圖(Renewable Energy Road Map)，以解決下列關鍵問題：

- 具體行動計劃及措施，以達成 2010 年再生能源目標。
- 2010 年後的再生能源發展目標。
- 配合歐盟能源節約架構的新冷卻與加熱指令(Community Directive on heating and cooling)
- 詳細的短、中、長期計劃，以降低歐盟對進口石油的依賴，基於現有生質能行動計劃(Biomass Action Plan<sup>2</sup>)和生質燃料策略<sup>3</sup>(Strategy for Biofuel<sup>3</sup>)的架構規劃。
- 利用研發、示範、推廣等措施，使再生能源能更接近能源市場。

### III. 碳捕抓、固化和封存

淨煤技術與碳捕抓、固化和封存技術的結合，成為零排放技術的新選項，也被證明具有經濟可行性。

#### (5) 戰略性歐盟能源科技計劃

能源科技發展與使用可增進能源供應安全及產業競爭，並帶來商機，歐盟須要持續保持在能源效率技術及低碳能源技術的領先。第7綱要計劃(the 7th Framework Programme)已提出寬廣的技術發展前景，如再生能源技術，淨煤技術與碳捕抓、固化、封存的產業應用等。因此，歐盟須要合理分配資源的戰略性歐盟能源科技計劃，以加速有前景的能源技術研發進度。並避免與會員國國家技術與研究計劃重覆，並專注於歐洲目標，如氫燃料電池與電網技術等，見表 3-5。

表 3-5 歐盟未來五十年能源科技發展方向

科技領域	科技項目
效率與節約	1. 提升車輛能源效率 2. 降低車輛依賴 3. 提升建築物效率 4. 提升電廠效率
電力與燃料的除碳	5. 天然氣取代煤炭 6. 捕捉與儲存火力電廠 CO <sub>2</sub> 排放 7. 捕捉與儲存水力電廠 CO <sub>2</sub> 排放 8. 捕捉與儲存綜合燃料電廠 CO <sub>2</sub> 排放 9. 核分裂科技研發 10. 風力 11. 太陽能光電版 12. 水力 13. 生質燃料
自然碳匯	14. 森林管理 15. 農業土壤管理

資料來源：歐盟(2005)，“Communication from the commission to the Council, the European Parliament, the 歐盟 ropean Economic and Social Committee and the Committee of the Regions”。



## (6) 對外能源政策-明確的安全與多元化能源結構政策

### I. 明確的安全與多元化能源供應政策

戰略性歐盟能源評鑑將評估建造與升級能源基礎設施的優先性，包括 Caspia 地區的獨立天然氣管線，從 Caspia 地經烏克蘭等國的中歐輸油管線等。

### II. 建立能源合作關係

能源問題日益增，歐盟期望透過類似 G8 的多邊對話機制與能源生產國建立機制，包括：

- 與主要生產者的對話

強化與 OPEC 及 Gulf Cooperation Council 的關係，並謀求與俄羅斯達成一種新型的能源夥伴關係，包括長期基礎建設投資、市場進入及輸油管的使用，並將結果納入新的歐俄關係架構中，並於 2007 年取代現行的歐俄夥伴合作協定(EU-Russia Partnership and Cooperation agreement)

- 發展泛歐能源共同體

發展以歐盟為中心的泛歐能源共同體，積極與中東、北非、南美的能源生產國強化夥伴關係，促使加入泛歐天然氣與電力市場，並使用共同規則，互惠性開放市場，相似的環保條件反核安全措施。

- 因應外部能源危機能力

歐盟目前未有正式因應外部能源危機的機構，2005 年初的俄羅斯—烏克蘭天然氣危機經驗，顯示歐盟需要一正式機構，以早

期預警能源危機，並提升處理能力。

茲匯整歐盟源政策六大領域推動策略，詳見表 3-6。

**表 3-6 歐盟能源政策六大領域推動策略**

六大優先領域	推動措施
(1).建構歐洲內部能源市場	I.歐洲網路 (A European grid) II.優先互聯計劃 III.電廠投資 IV.市場開放的重要性 V 提升歐盟產業競爭力
(2)保證歐洲內部能源市場的供應安全	I.提升內須市場的供應安全 II.重新考慮歐盟緊急石油及天然氣儲存機制
(3)維持能源供應的安全與競爭力-朝向永續、效率、多元化的能源結構	I.提出戰略性歐盟能源評鑑 (Strategic EU Energy Review), 來分析各種能源別的全部優劣勢, 及對歐盟的可能影響 II.釐清未來核能在歐盟所扮演角色
(4)因應氣候變遷的共同方法	I.減少能源損失: 能源效率領先者 II.增加再生能源使用 III.碳捕抓、固化和封存
(5)戰略性歐盟能源科技計劃	I.推動戰略性歐盟能源科技計劃
(6)對外能源政策-明確的安全與多元化能源結構政策	I.明確的安全與多元化能源供應政策 II.建立能源合作關係

資料來源: EU(2006), GREEN PAPER-A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy.

### 三、歐盟耗能產品環保設計指令(Eco-Design Requirements for Energy Using Products)

隨著社會的進步和生活水準的提高，人們對環境的關注程度也與日俱增。耗能產品 (EuP) 一般認為在生產、配送、使用、廢棄階段都會對環境造成若干影響，如氣候變遷、能源和資源消耗、產生一般及毒性廢棄物等問題。有鑑於此，歐洲議會陸續通過了廢電機電子設備指令(WEEE, Waste Electrical and Electronic Equipment)、歐盟危害物質限用指令(RoHS, Restriction of Hazardous Substance )等指令，雖然

WEEE 指令有明確的產品回收率規範，但卻未將相關的設計理念或設計規範納入，為整體考量產品生產生命週期影響，歐盟會員國於 2002 年 10 月推出「最終使用設備生態化設計」(Eco-Design of End Use Equipment) 指令草案，並於 2003 年 8 月正式向歐盟議會提出「耗能產品環保設計指令」草案審讀，於 2005 年 7 月 6 日，公告為 Directive 2005/32/EC 指令，見表 3-7，該指令規範產品製造商 (manufacturers) 必須採用生命週期的思考方式，將生態化設計的要求 (requirement of Eco-Design) 融入產品設計開發之中。並在創造一個完整的法規架構，作為產品環境化設計的基礎，並希望由該指令達成以下四個主要目標：

1. 確保 EUP 在歐盟地區內部的自由流通；
2. 提升這些產品的全面環境績效，以保護環境；
3. 有助於能源的穩定供應，並提升歐盟經濟體的競爭力；
4. 保護工業和消費者的利益。

**表 3-7 EuP 指令研擬時程表**

2003 年 8 月	歐盟委員會公佈 EuP 指令的提案
2003 年 9 月	委員會將提案呈交能源理事會
2003 年 10 月	歐洲議會工業委員會發表關於該草案的意見
2004 年 1 月	歐盟能源理事會就草案摘要進行討論
2004 年 1 月	歐洲議會環境委員會決定被提議的修改意見的最終期限
2004 年 2 月	委員會公佈草案修訂版本
2004 年 2 月	採用歐洲議會環境委員會修改報告
2004 年 3 月	歐洲議會全體討論
2004 年 6 月	與歐盟能源理事會達成行政協定
2005 年 3 月	歐洲議會環境委員會內部討論
2005 年 4 月	歐洲議會全體議案二讀
2005 年 7 月 6 日	完成立法，公告代號為 Directive 2005/32/EC
2005 年 8 月 11 日	歐盟耗能產品環保設計指令生效
2007 年 8 月	各成員國將指令轉換成本國法律、法規

資料來源：本研究整理

### (一) **EuP** 指令涵蓋的產品種類

原則上來說適用於任何在設計和製造後進入市場的耗能產品，包括須靠電力、化石燃料及再生能源等能源運轉之產品，或供產生、傳輸及量測此類能源之產品，及供整合入 EUP 的零組件，當然也包括廢電機電子設備指令(WEEE)所列出的 10 大類產品。由此可見，EuP 指令涵蓋的產品種類極廣，初估這些產品生產產生二氧化碳約佔全球排放量 40%。

### (二) **EuP** 指令提案的目的

EuP 指令提案主要考慮產品的整個生命週期對環境的影響，目的是要達到減少對環境的破壞以及保護資源，促進製造商採用先進的環境化設計技術來生產耗能的產品。製造商必須評估產品於整體生命週期中的環境考量，並將與產品相關的環保特性，以量化的方式建置成產品的生態說明書 (ecological profile)，並尋求其他可能的替代技術，藉以提昇產品的環境績效，開發出更佳環境友善 (environmental friendly) 之產品。

### (三) **EuP** 指令提案的主要內容

按照產品生命週期思想，該指令提出了生態設計和生態設計參數的概念，也於該指令中建議了數項參考方式，以為產品生命週期的每一相關階段進行要素評估；

- 產品的生命週期應包含原物料的開採、製造、包裝、運輸、安裝與維護、使用及產品最終的廢棄階段，而其評估的項目包括：
- 物料、能源及資源的消耗；

- 排放至空氣、水體及土壤的污染量；
- 噪音、震動、輻射及電磁的效應；
- 廢棄物的產量；
- 依照 EU 2002/96/EC (WEEE) 指令考量產品回收的可能性
- 依照 EU 2002/95/EC (RoHS) 指令避免產品可能使用對環境有害之物質；
- 易回收之設計。
- 廢除不利回收的組件；
- 廢棄物的產量預估（也包含有害廢棄物）；
- 空氣污染物的排放量（例如：臭氧層的破壞物質、酸化物質、重金屬、懸浮微粒 ... 等）；
- 水體污染物的排放量（例如：重金屬、不利於水體溶氧平衡之物質）

#### （四）對製造業的影響

歐盟耗能產品環保設計指令其可謂繼「廢電子電機產品指令」(WEEE) 及「電子電機產品限用危害物質指令」(RoHS) 後，歐盟另一極為重要之環保性質法規，對未來含我國在內之第三國相關產品順利輸銷歐盟勢將產生重大影響。EuP 指令對製造業所產生的主要影響為產品設計初期階段，整合環境因素可能會導致額外成本，如公司內部機構的適應成本，必要環境資訊和知識的獲取成本以及適當設計方案的實施成本，然而從長遠的角度看，將環境考慮因素整合到產品設計中，最有可能從整體上提高製造商對設計、製造技術、供貨鏈、產品經銷以及產品維護的整合程度，進而提高資源生產率及降低成本。

## 四、德國

### (一) 能源供需情勢

德國 2004 年總初級能源供應為 348 百萬公噸油當量，初級能源供給佔比：煤 24.7%、天然氣 22.6%、石油 36.0%、水力 0.5%、核能 12.5%、其他 3.6%。發電量為 621,861GWh，發電結構佔比：煤 50.0%、石油 1.6%、天然氣 10.0%、核能 27.1%、水力 4.5%、其他 6.8%。

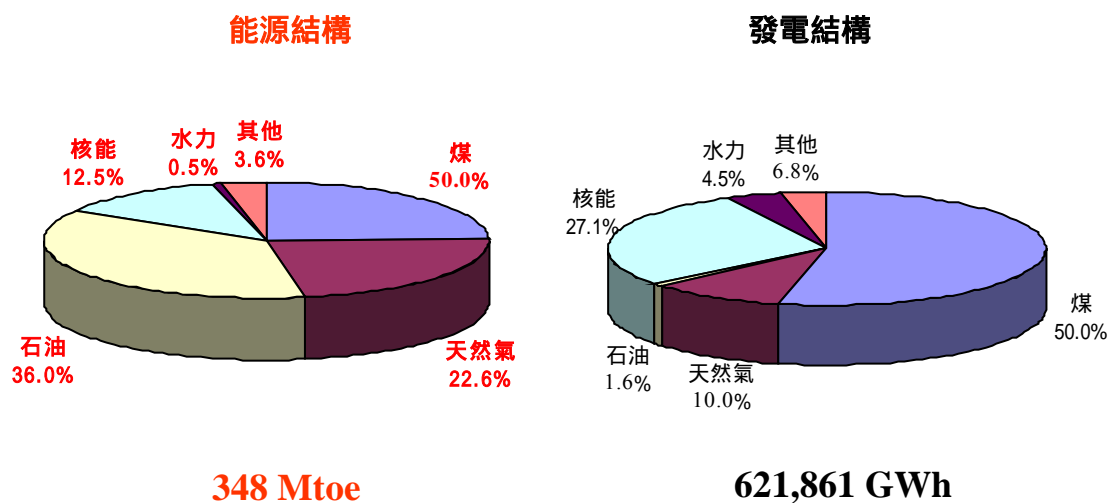


圖 3-7 德國初級能源結構及發電結構

在能源指標方面，德國整體的能源密集度在 2004 年已達在 0.16(公噸油當量/千美元)，在歐盟之中相當小，人均 TPES (初級能源供給) 約為 4.22，每人平均用電量則較為平穩，2003 年為 7030 度，見圖 3-7。

德國 CO<sub>2</sub> 排放量則已受到控制，從 1990 年 964 百萬噸 CO<sub>2</sub> 降至 2004 年 854 百萬噸 CO<sub>2</sub>，約減少 11.4%，成效相當可觀，是所有 OECD 國家中惟二呈現 CO<sub>2</sub> 排放負成長的國家<sup>1</sup>；而人均排放量亦從 1990 年 12.15 噸 CO<sub>2</sub> 降至 2004 年 10.29 噸 CO<sub>2</sub>；若以 CO<sub>2</sub> 密集度變化來看，則從 1990 年 0.60 降至 2004 年 0.39；見表 3-8。

**表 3-8 德國溫室氣體排放趨勢**

	1990	1995	2000	2003	2004
TPES (Mtoe)	355.53	339.87	339.64	347.12	348.04
人均 TPES(toe/人)	4.48	4.16	4.13	4.21	4.22
TPES/GDP(toe/仟美元)	0.22	0.19	0.18	0.17	0.16
CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	964.13	870.02	832.95	854.29	848.60
人均 CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /人)	12.15	10.65	10.14	10.35	10.29
CO <sub>2</sub> /GDP(kgCO <sub>2</sub> /美元)	0.60	0.50	0.44	0.41	0.39

資料來源：IEA (2006),Key World Energy Statistics.

註：GDP 的價值是以 2000 年美元 PPP 計算之

## (二) 德國永續能源發展策略

德國依賴進口能源與日俱增及面臨氣候變遷危機，迫使德國必須加強與歐洲、國際性能源機構(G8 等)建立策略性能源合作關係，及與能源生產國家、消耗國家(俄羅斯及挪威)建立雙邊合作關係。必須在最具經濟效益的原則下進行各項節能活動。除依據歐盟規定外，整個國家能源效率策略亦相當重要(包括 CO<sub>2</sub> 減量建築物計畫、節能規定條例及發展高效能發電廠等)。

<sup>1</sup> 依據 UNFCCC 溫室氣體統計，德國、英國 2003 年溫室氣體已達京都目標

目前新能源產業法已針對電力及瓦斯供應建立管制的競爭機制，將有助於歐洲落實電力及瓦斯單一市場制度，該管制架構將適用於德國現況，積極作法包括發展更具現代化電廠、電力多元化及研發高效能電廠。未來德國多元能源結構下，再生能源佔比將提高，為確保整體經濟發展效率，電力密集產業將不會受限於能源效率法 CO<sub>2</sub> 超量排放之收費規定。在可預見未來，德國仍為歐盟成員之一，因此德國能源政策亦需以歐盟規範為依歸。德國國家永續發展委員會 (German Council for Sustainable Development, RNE, 2003) 提出一份國家永續發展目標，揭櫫德國未來追求永續發展之政策措施，其中，在能源政策目標方面，訂定每年提高能源效率目標 3%，以利 1990 年至 2020 間能夠達到降低 40%CO<sub>2</sub> 排放量之目標，並且至 2010 年時，全面廢止煤炭補貼措施，此外，發展再生能源是未來重要能源政策，並逐年除役核能電廠，最終達到兼顧經濟、環境及科技的能源發展環境。因此，德國能源政策發展重點之三的目標如下：

### 1. 確保能源安全供應

確保能源安全供應以符合用戶需求，由於德國缺乏天然資源，大部份須仰賴進口，能源組合愈是多元化，愈能確保能源安全供應。此外，有效率及合理地使用能源亦相當重要，因為降低能源需求將有助於確保能源安全供應。

### 2. 加強能源效率

市場經濟及競爭機制將有助於發揮能源供給與需求的最大經濟效率，因此全歐具獨佔性之電力及瓦斯市場持續進行自由化，將利於競爭機制及競爭性價格的發展，除將有利於產業、個別用戶外，亦促使德國成為企業發展的最佳選擇。



### 3. 追求永續發展

追求永續發展表示儘可能謹慎地使用天然資源。在能源領域，有效防止氣候變遷是各國所面臨的極大挑戰，惟目前德國聯合政府已開始展開各項效率化使用再生能源的創新方案。為確保預防氣候變遷政策而不致影響德國企業競爭力，除將在德國加強抑低 CO<sub>2</sub> 排放外，應儘可能擴及全歐及與其合作之國際夥伴。

以下分別就上述三個目標，簡述其策略：

#### 1. 確保能源供給安全

無論是工業化或開發中國家，穩定能源供給是促進經濟與社會發展重要因素，然而，全球能源稟賦分佈極端不均，特別是大部份均蘊藏於政治不穩定的中東地區，大部份國家均是能源進口國家，且進口依賴度均相當高，而且預估未來石油生產仍然會集中於中東地區，且集中度不斷升高，預估 2020 年將由 2000 年的 30% 提升至 50%。有關能源供給安全之策略如下：

- 短期提高傳統能源使用效率；長期增加能源結構分散性

短期間對傳統化石能源需求缺乏彈性，依存度仍然相當高，因此，提高化石能源的使用效率是最佳策略，然而，長期勢必擴展能源結構分散性，大幅提高再生能源使用，更重要的是再生能源屬於無碳能源(CO<sub>2</sub>free)，有利於溫室效應的控制。

- 加強能源教育及內部化外部成本

能源供給脆弱性是表現於供需失衡上，其主要原因之一是能源需求不斷增長，而能源供給速度無法配合所導致，因此，利用國民教育方式，促使能源合理利用，將可有效抑制能源需求增

長，此外，能源使用外部成本內部化能源外部成本，可有效鼓勵消費者進行能源節約。

- 提高能源供給來源分散性

提高能源供給來源分散性，可以有效降低能源供給風險，提高能源供給安全性，然而，能源供給來源分散策略，短期有可能與能源目標衝突，例如增加高 CO<sub>2</sub> 排放能源補貼及使用，因此，德國政府採取社會可接受的折衷方式，亦即於 2010 年才全面取消煤炭的補貼措施，並利用取消補貼所節省的费用，用於再生能源技術的發展上，以提高長期能源供給安全性。

## 2. 提升能源服務競爭力

基於國際能源供應不穩定性及傳統化石燃料造成大量 CO<sub>2</sub> 排放，因此，提升能源服務效率即成為最重要的策略，例如提高物質回收再利用率及透過制度變革縮減旅運距離等。因此，為促進永續能源利用與供給，並非尋求低能源價格策略，而是如何提高能源服務的成本有效性。就目前發展來看，能源轉換已相對有效率，然而，最終能源需求(消費與生產)則相對無效率，因此，提升最終能源需求效率即成為相當重要課題，其中，能源價格反映外部成本是提高能源使用效率的最佳途徑。

- 推動綠建築及節能服務公司

依據研究顯示，老舊建築物約占熱能(heating energy)消費的 95%，因此，改造老舊建築物與廠房之熱能系統，將可大幅節省能源消費。至於新蓋建築物則需制定耗能標準，其中，公共建築物可以優先試辦，起示範作用。此外，透過節能服務業的發展，協助企

業降低能源投入成本，提高其產業競爭力。

- 推動汽電共生系統

汽電共生廠可以降低電力生產之能源漏損的問題，此外，透過減廢達到提升環境完善性。

### 3.達到環境友善之能源轉換與利用

CO<sub>2</sub> 排放量是德國政府檢驗其能源轉換與利用是否具備環境友善性的主要參考指標，至 2050 年德國承諾降低 CO<sub>2</sub> 排放量至 1990 年排放水準的 80%。為確保該長期目標的達成，德國政府建立短期目標與監督查機制，特別是德國政府宣佈廢除核能電廠(約占 30%發電容量)的同時，為達到上開目標，必須體認到採取非常強烈的措施。因此，發展低碳及無碳能源(如再生能源)即成為重要的替代能源方案，據估計每年約可減少 2%-3%CO<sub>2</sub> 排放量。雖然德國政府瞭解到發展再生能源降低 CO<sub>2</sub> 仍是當前最昂貴的方式之一，然而，德國政府仍基於善盡氣候變遷控制的責任，毅然將再生能源發展列為重點措施。期望提高公眾認知，增加民眾對再生能源的接受度。

### 4.氣候友善能源發展的目標與指標

德國政府為追求能源永續發展，訂定其追求目標以及查核指標系統如下，見表 3-9：

(1)人均 CO<sub>2</sub> 排放量(氣候指標)：

- 1990-2020 年：減少 40%
- 1990-2050 年：減少 40%

(2)人均毒性及核廢料量(環境指標)

- (3)人均總初級能源供給量(能源效率指標):2000-2020 年:減少 16%
- (4)單位家計或運輸之能源消費量(能源效率指標):2000-2020 年:  
減少 15%
- (5)工業及服務業之能源密集度(能源效率指標):2000-2020 年減少  
35%
- (6)初級能源供給分散性(能源安全指標):2相較於 2000 年沒有惡化
- (7)再生能源佔總初級能源供給配比(環境與能源安全指標):每十年  
增加 5%

表 3-9 德國氣候友善能源發展目標與指標

目標	1990	2000	2010	2020
人均 CO <sub>2</sub> 排放(tCO <sub>2</sub> /人)	12.4	10.6	9.5	7.5
人均總初級能源供給(GJ/人)	188	173	160	145
家計或運輸總最終能源消費(GJ/人)	60	66	62	56
工業或服務業之能源密集度(GJ/仟馬克)	1.3	1.0	0.80	0.65
再生能源佔總初級能源供給比例(%)	1.4	2.7	8	15

資料來源：整理自 German Council for Sustainable Development(2003), “ Goals for Sustainable Development in Germany--- Main Points of Emphasis “.

## (二) 德國因應氣候變遷政策要點

### 1. 預防氣候變遷方案

延續 2005 年 12 月京都協議訂定溫室氣體排放量上限，在 2020 年之前德國政府率先降低 30% CO<sub>2</sub> 排放量，具體作法包括：在 2012 年之前繼續發展碳市場、創造鼓勵企業參與預防溫室效應之相關投資，以增加德國產業對外行銷機會、發展利於德國企業開發潔淨發展機制下碳市場的目標。利於 CO<sub>2</sub> 排放交易的方案包括：

- (1) 增加建立具營運效率與環保特性的發電廠；

<sup>2</sup> 包括能源來源及區域。

- (2) 支持抑低 CO<sub>2</sub> 排放量目標作為 2007 年配置法案預作鋪路；
- (3) 簡化該配置法案、考慮電力密集產業競爭力的需求；
- (4) 預防供電業者產生不當得利、提出適用於歐盟會員國之公平與標準化的碳市場交易管制標準。

德國財務機構 Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)所提出的「現代化 CO<sub>2</sub> 大樓計畫」，是針對大樓預防氣候變遷政策之重要基礎之一，並已於 2001 年即納入德國預防氣候變遷方案，其正面成效包括：降低 CO<sub>2</sub> 排放量、增加就業機會及降低個人能源成本。針對個別家戶之預防氣候變遷、增加市場就業機會及減輕財務負擔的影響包括：

- (1) 在 2005 年之前大樓 CO<sub>2</sub> 排放量已減少 1.1 百萬噸；
- (2) 每投入 10 億歐元於現代化建築物，將可創造及確保約 25,000 個建築產業相關工作機會，2004~2005 年間每年約提供 30,000 個工作機會；
- (3) 個別家戶因此而持續減少能源成本。

## 2.加強國際合作預防氣候變遷

與國際間重要國家建立環保合作計畫，以利預防氣候變遷及運用現代環保科技達成京都議定書要求；依據潔淨發展機制(Clean Development Mechanism, CDM)架構下之規定，落實預防氣候變遷計畫，包括：與墨西哥簽署雙邊協定以落實 CDM、與中國大陸簽署雙邊協定以擴大雙邊環保合作成為策略夥伴關係(合作重點在於永續發展能源政策、再生能源及廢棄物封閉循環再利用, closed cycle management)。

### 3.發展再生能源

減少能源密集產業負擔以利成本控制，加強再生能源之市場誘因及增加再生能源研究經費。雖然再生能源可能對經濟發展帶來負面的影響，但截至目前為止，其結果仍是正面。重點包括：

- (1) 微幅修訂再生能源法案以更適用於能源密集產業及降低其成本負擔；
- (2) 合理分配再生能源成本至電力用戶；
- (3) 徵收生態環境稅作為提高再生能源市場誘因之經費來源(包括投資再生能源以發展熱能市場 heating market)，在太陽能及地熱部門增加約 30,000 個工作機會；預估再生能源市場在 2020 年之前將提供 300,000 個工作機會，對德國就業市場將造成極大的影響；
- (4) 每年提供 180 百萬歐元作為研究提高再生能源誘因計畫；
- (5) 直到 2009 年止，每年增加 40 百萬歐元預算以利發展再生能源，因此，目前聯合環保部研究再生能源經費已增為 2.67%有別於之前 1%。

## 五、日本

### (一) 能源供需情勢

日本 2004 年總初級能源供應為 533.2 百萬公噸油當量，初級能源供給佔比：煤 21.8%、天然氣 13.2%、石油 47.8%、水力 1.5%、核能 13.8%、其他 1.4%。發電量為 1,080,124GWh，發電結構佔比：煤 27.2%、石油 12.3%、天然氣 13.2%、核能 26.1%、水力 9.5%、其他 2.2%，如圖 3-8。

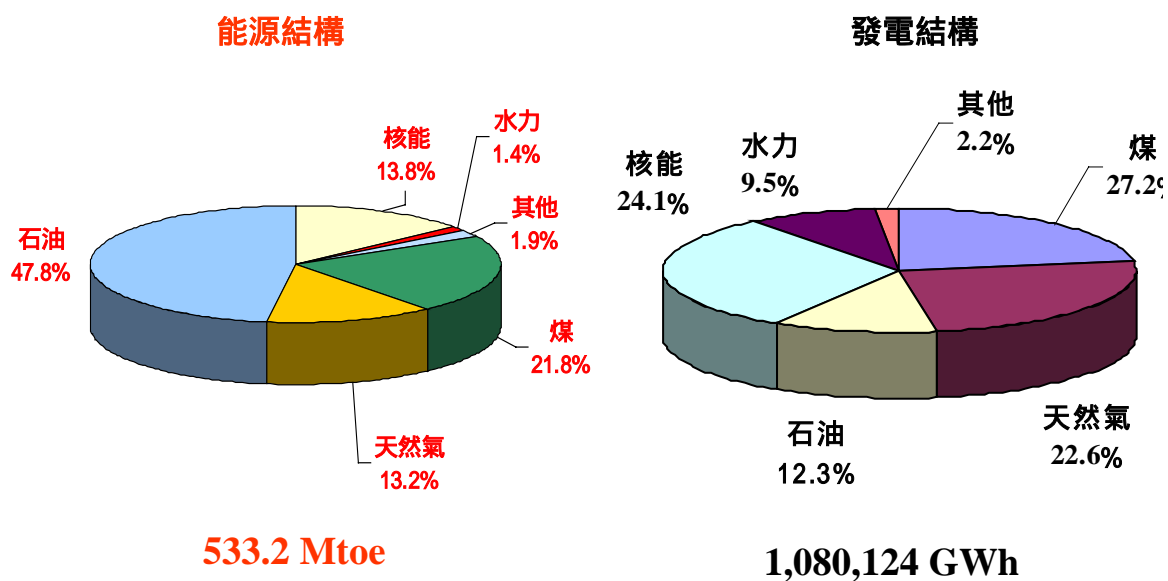


圖 3-8 日本初級能源結構及發電結構

在能源指標方面，日本整體的能源密集度在 2004 為 0.16(公噸油當量/千美元)，人均 TPES (初級能源供給)約為 4.18 公噸油當量，每人平均用電量則較為平穩，2004 年為 8,076 度，如圖 3-8 所示。

日本 CO<sub>2</sub> 排放量持續增加，從 1990 年 1,013 百萬噸 CO<sub>2</sub> 增至 2004 年 1,215 百萬噸 CO<sub>2</sub>，約增加 19.9%，成長幅度相當可觀，而人均排放量亦從 1990 年 8.2 噸 CO<sub>2</sub> 增至 2004 年 9.5 噸 CO<sub>2</sub>，若以 CO<sub>2</sub> 密集度變化來看，則從 1990 年 0.35 持平至 2004 年 0.35；見表 3-10。

表 3-10 日本溫室氣體排放趨勢

	1990	1995	2000	2003	2004
TPES (Mtoe)	445.3	499.8	528.6	517.1	533.2
人均 TPES(toe/人)	3.61	3.98	4.17	4.05	4.18
TPES/GDP(toe/仟美元)	0.16	0.16	0.16	0.15	0.16
CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	1,013	1,098	1,159	1,201	1215
人均 CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /人)	8.20	8.75	9.13	9.41	9.52
CO <sub>2</sub> /GDP(kgCO <sub>2</sub> /美元)	0.35	0.36	0.35	0.35	0.35

資料來源：IEA (2006),Key World Energy Statistics.

註：GDP 的價值是以 2000 年美元 PPP 計算之

## (二) 日本國家能源新策略

進入 21 世紀後，為因應原油價格高漲隱然出現的石油危機，及中國及印度等新興國家經濟崛起，帶動全球能源供需產生巨大變動，為保障能源安全，需重新研訂日本國家能源新策略，日本「經濟產業省」於 2006 年 5 月 29 日及 30 日，公布「國家能源新策略」中間報告，試圖透過節省能源使用、加強推動海外資源開採、降低石油依存度、加強國際合作及大力扶植國內能源企業等六大戰略目標，加速完善國家能源安全戰略的新部署。以下為日本國家能源新戰略的方向與內容作概要介紹，必須注意下列三點：

### 1. 中長期堅持方向訂定明確數值目標

為提高能源安全保障，必須長期堅持正確方向，在策略性與長期性目標下官民合作推動是不可欠缺的重要因素。為此應訂定數字目標，以為官民共同合作推行的標的，對目標有共識始能有效推動。

### 2. 依科技能力的突破領先全球

由全國國民全體合作開發引進漸新能源新技術，並領先各國建構新一代能源利用社會。

### 3. 官民策略性聯繫與強化政府內全體一致之組織

能源安全保障是攸關國家權益之重要課題，為其策略具體化，除每個國民應持有明確的個別目標外，對外應有全體一致性行動目標，互相合作予達成，在政府內部，對某課題下相關部門應加強合作，共同研究對策，推動因應策略。



### (三) 設定數值目標

為全體國民共同合作建立能源安全保障，訂定下列五項長期方向性目標：

1. 節約能源目標：在 2030 年再改善 30% 為目標(第一次石油危機至今每單位 GDP 能源消耗改進 37%)。
2. 降低石油依存度：在 2030 年降為 40% 以下(目前 50%)。
3. 運輸部門石油依存度降低目標：在 2030 年降為 80%(目前 100%)。
4. 核能發電目標：2030 年核能發電占比為 30~40% 或更高占比(目前 30%)。
5. 海外能源資源(油氣)自主開發目標：2030 年前提高為 40%(目前 15%)。

### (四) 策略項目概要

#### 1. 國內能源供需結構改革

因國際能源供需緊張而產生的能源價格體系下，需要重新改進節約能源的徹底推行外，加速降低石油依存度，踏實推展核能政策，並將國內能源供給結構的改革予集中、加速加強推動，而此計畫對地球環保問題的一體化決將有幫助。

##### (1) 推展節約能源

除產業部門外，過去改善效率較落後的住商，運輸部門列為改進重點對策。

除標桿基準外，在市場上容易評估的能源效率改善標準作整理以及加強相關預算與稅制的支援與擴充。在中長期推動方面，以技術改

進，保持能源使用效率及持續改進為目標。

## (2) 降低石油依存度

對石油依存度近 100% 之運輸部門加強因應對策。例如引進生質能燃料等新燃料，促進新一代汽車之使用等推動汽車燃料多樣化。

在石油替代能源之引進有進展的部門，推動能源多元化，並由用戶自行選擇最適合的替代能源，依此觀念改進現有制度，推展技術開發，實現能源最佳配比。為此對煤炭，非傳統石油等化石燃料作有效的選擇，除致力於穩定供應外，對乾淨使用技術、二氧化碳分離與固定技術等開發以及推廣國際市場作努力。

對於生質能、太陽光、風力等新能源引進，需考慮當地經濟與中小企業活力化，並考量個別新源特性開發對生態環境系統祥和的能源體系，謀求政策的推展。

## (3) 推展包含燃料循環之核能發電

依據核能政策大綱，將現有電源配比下 30~40% 之核能發電再提高是一件不可或缺的重要課題，並應以確保核能安全為大前提，踏實推展包含燃料循環之核能發電。為此需要推行下列計畫：

- 在電力自由化與用電成長率低迷情況下，推展機組新設與更新
- 培養確保核能人才與技術，以備 2030 年既設核能爐的大批換裝
- 早期建立輕水爐核燃料循環
- 推展放射性廢棄物對策
- 實現高速滋生爐循環，以利確保半永久性國產能源
- 因應國際上推展核電與防止核子擴散等課題，研究建構併存策略

為確保核能安全推展下列策略：

- 實施檢查制度，以確保核電業之品質保證
- 由停修中機組檢查制度轉移為運轉中檢查制度，掌控全面保安活動
- 改進包含高放射性廢棄物之整體核燃料循環之安全管制度度
- 創設亞洲地區整體核安地區性合作制度

## 2. 強化對外關係與國際貢獻，改進避險能力

加強產油國家多層面關係，以確保油氣供氣，強化亞洲各國能源部關係，在國際合作主導下，穩定能源市場，透過全球規模相課題之貢獻，而不限於能源問題，謀求廣大對外關係與國際關係之強化，提高日本的能力與影響力，以阻止全球性能源危機之產生。

### (1) 加強油氣定供應之確保

為確保海外油氣權益，分散供應來源，加強日本企業探勘活動，為此該部門日本的核心企業加強與其他企業的水平與直面的合作，並期待該核心企業長大為國際性主要大廠，而政府將配合推行下列工作

- 依據能源基本計畫，政府相關部門團結一致，運用援外計畫，政府高層外交，強化能源生產國之外交關係，支持民間層面的各項活動。
- 對重要油氣開發案件，將由石油天然氣分屬礦物資源機構、國際協力銀行、日本貿易保險機構等提供資金，分攤風險，強化建構綜合性支援體制。
- 與產油國家間擴大各層次人才交流，推展直接投資，強化經濟合作，以日本技術促進對方國家之經濟發展，推動多層面綜合性合

作。

因中國與印度的油氣資源需求擴大，日本企業購買力相對降低，因此，對天然氣採購上相關企業之聯繫，對生產國家交涉上較優勢之策略性技術開發等，由政府作積極性協助。

## (2) 加強亞洲能源合作

為強亞洲整體的能源供給結構，以節約能源為先，依照各國情況，提供並加強能源部門的合作。

為促進長期性能源消費的控制，清潔能源擴大利用，由日本專業機構展開支援，包括節約能源制度實行體制之建構，引進節約能源設備、京都機制之 CO<sub>2</sub> 排放量削減活動、人才培養以及樣本事業的創設等提供協助。又將來亞洲各國將增加燒煤，預期煤炭需求增加，因此日本可提供長期培養之煤炭生產、保安技術、全球高水準之煤炭液化技術、高效率利用、環境保全、淨煤技術等供亞洲各國利用。

對於能源儲備制度等緊急因應措施之秘訣轉移給亞洲各國，以利中長期之未來由各國間加強聯繫。

## (3) 透過國際貢獻強化日本外交力量

中東以及其他產油國家的政情不穩以及對能源設施之國際恐怖攻擊，在根底的問題是因為經濟上的所得差距、地區差距，對人權、宗教、文化等缺乏相互瞭解等能源以外的問題所造成，因此大部份能源仰賴進口的日本需要採取下列措施：

- 在 IEA、G8 高峰會、APEC、產消國家對話等機制下，除國際能源問題外，對其他問題作主導性參與。
- 對氣候變遷、防止核子擴散等能源相關度較高的問題，積極主導

與參與。

- 上述各項列入外交政策，以外交表現與貢獻，促進全球互相理解，並建構發展基礎。

因上述外交活動，使日本在全球存在顯著化，進而期待日本在能源安全保障方面之確保更為穩固。

### 3.充實緊急因應對策

如前述推行國內體質之強化，迴避國際能源供需擾亂措施等，但例如產油國政治不安、事故、天災、恐怖攻擊等能源市場擾亂因之產生，投機資金流進能源市場，未經驗過能源危機之亞洲各國發生恐慌狀態等，使混亂情況擴大因素無法全面消除。

因此，為防止短期大幅度市場振盪，以迅速反應穩定石油市場，需改進整理石油儲備機動釋出機制，引進石油製品儲備，在企業別、部門別橫斷面聯繫上研訂緊急情況，訂定並充實強化緊急時之因應對策。過去日本制定的緊急因應對策係第一次石油危機，石油依存度近80%時代所設計，因此需要從整體能源觀點重新設計，依據個別能源特性設計緊急景況與因應措施。

## 六、韓國

### (一) 能源供需情勢

韓國 2004 年總初級能源供應為 213 百萬公噸油當量，初級能源供給佔比：煤 23.5%、天然氣 11.9%、石油 47.6% 水力 0.2%、核能 16.0%、其他 0.8%，總能源供給中的 87%來自於進口，其中包括所有的石油和天然氣及 95%的煤。發電量為 368,164GWh，發電結構佔比：

煤 38.6%、石油 8.0%、天然氣 16.1%、核能 35.5%、水力 1.6%、其他 0.1%，如圖 3-9 所示。

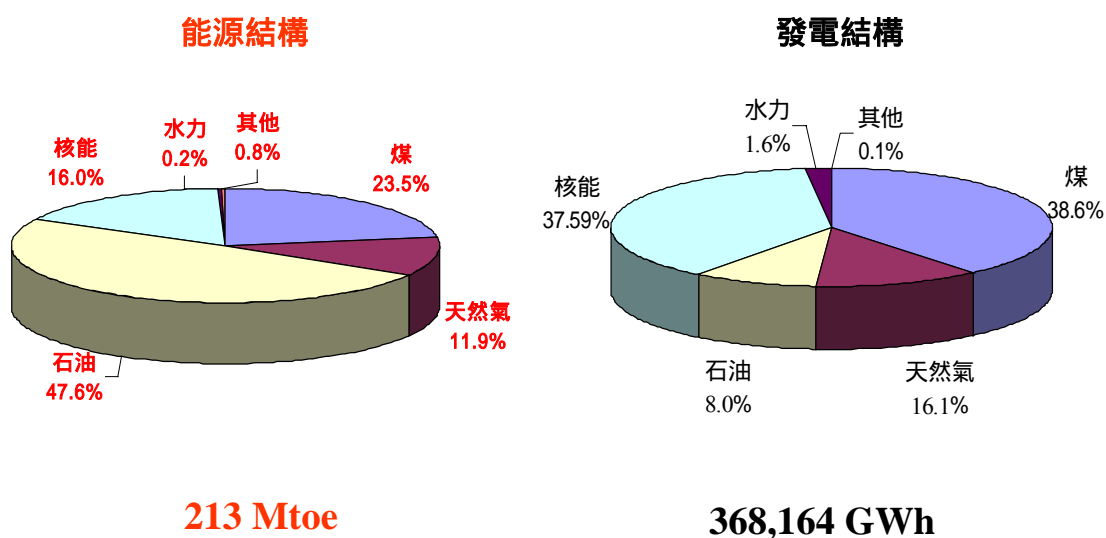


圖 3-9 韓國初級能源結構及發電結構

在能源指標方面，韓國整體的能源密集度在 2003 為 0.18(公噸油當量/千美元)，人均 TPES (初級能源供給)約為 4.28 公噸油當量，每人平均用電量則較為平穩，2003 年為 7,007 度。

韓國 CO<sub>2</sub>排放量持續增加，從 1990 年 226.2 百萬噸 CO<sub>2</sub> 增至 2003 年 448.4 百萬噸 CO<sub>2</sub>，約增加 98.2%，成長幅度相當可觀，而人均排放量亦從 1990 年 5.28 噸 CO<sub>2</sub> 急增至 2003 年 9.36 噸 CO<sub>2</sub>，與韓國急速經濟成長有關；若以 CO<sub>2</sub> 密集度變化來看，則從 1990 年 0.63 降至 2003 年 0.51；見表 3-11。

表 3-11 韓國溫室氣體排放趨勢

	1990	1995	2000	2003	2004
TPES (Mtoe)	92.58	150.63	193.63	205.30	213.05
人均 TPES(toe/人)	2.16	3.34	4.10	4.28	4.43
TPES/GDP(toe/仟美元)	0.26	0.29	0.30	0.35	0.35
CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	226.2	370.2	433.6	448.4	462.1
人均 CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /人)	5.28	8.21	9.17	9.36	9.61
CO <sub>2</sub> /GDP(kgCO <sub>2</sub> /美元)	0.63	0.72	0.67	0.51	0.50

資料來源：IEA (2006),Key World Energy Statistics.

註：GDP 的價值是以 2000 年美元 PPP 計算之

## (二) 韓國能源計畫- 2010 年能源政策發展戰略方向

長期以來，韓國能源政策集中在提高能源供應，以滿足由於經濟強勁成長而對能源的需求，這種成長主要是因能源密集工業的擴大而產生的。然而近年來，韓國二氧化碳排放量迅速增加，亟需改變能源結構、發展再生能源、提高能源效率以便減輕二氧化碳排放。因此，韓國政府依據能源利用合理化法第四條之規定，提出以長期國家能源計畫「2010 年能源政策發展戰略方向」。

### 1. 轉換能源政策基調

#### (1) 體制 (paradigm) 的變化

韓國為因應國際能源情勢變化，改變其能源基調，如圖 3-10 所示：

##### I. 政策目標的變化

過去能源政策的重點放在建立一個保障經濟成長和國民生活穩定的能源供需體系，但隨著對環境的意識增強等，要求能源政策追求一個經濟增長、環境保護和能源安全同時考慮在內的‘永續發展’的

新的目標。

## II.市場運營體制的變化

過去，政府爲了達到政策目標而干預能源供需和價格決定，但由於全球性的民營化和自由化趨勢以及能源結構調整等，今後能源價格及供需將由市場主導。

## III.對外合作體制的變化

目前爲止韓國的能源系統是一種與周邊國家沒有合作的封閉的結構，但隨著東北亞能源合作的進展以及南北關係的增溫，有必要轉化爲與東北亞相互聯繫的能源合作網路的開放型結構。

## IV.技術開發成爲競爭力的核心要素

在過去的壟斷體制下，個別企業的技術開發動機微弱，且在政府主導下致力於國內需求較多的共同技術開發。但在市場競爭體制下，能源產業的競爭力關鍵在於可開拓市場的、具有國際競爭力的技術水平。



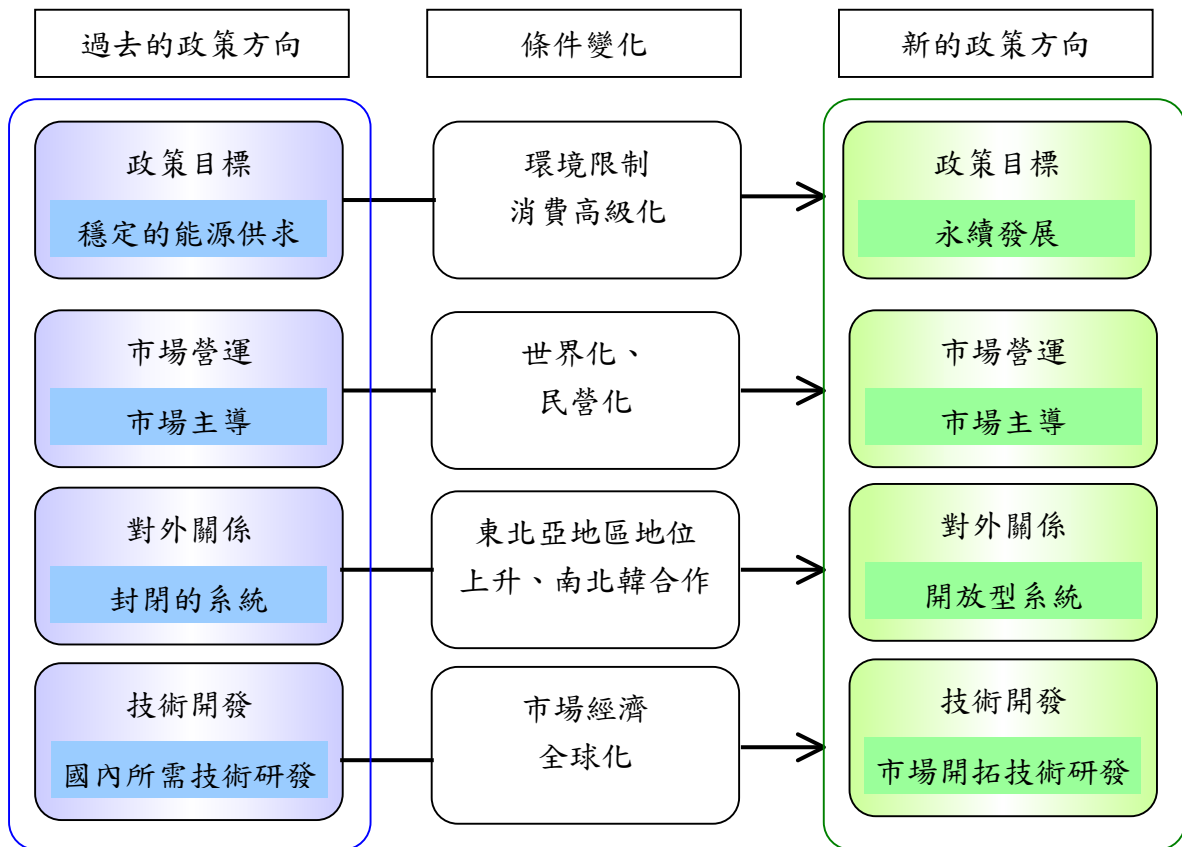


圖 3-10 韓國能源政策基調

### 3.新的能源政策方向

韓國新擬定的能源政策可分為 4 各面向，如圖 3-11 所示。

#### (1) 構築永續發展的能源系統

- 最大限度地降低因能源生產和利用帶來的環境破壞因素，保障未來經濟的永續發展，構築親環境能源體系。
- 不斷地為節約能源、提高能源效率做出努力，從而讓低能源消耗型的經濟結構紮根，擴充永續發展的基礎。
- 為了國民生活的穩定和國家經濟的永續發展，謀求最經濟的、最穩定的能源供應。

- 準確預測能源需求，及時確保能源供應設備，實現能源供需結構的均衡及穩定。
- 提高危機應對能力，靈活面對能源市場的突發性不確定因素，

## (2) 培育積極發揮市場功能的、具有競爭力的能源產業

- 通過能源產業的民營化和放寬各種限制，提高國內能源產業的效率和競爭力，積極吸引外國資本，促進國內能源企業拓寬海外市場。
- 確立能源產業的公平的市場競爭體制和合理體制，謀求健全的能源產業，培育綜合能源產業，提供石油、燃氣等相結合的綜合性能源服務。
- 確立合理的能源價格系統，提高能源市場的效率，謀求能源產業的均衡發展。

## (3) 謀求能源技術強國,能源技術出口強國

通過開發能源技術，擴大未來能源選擇範圍，將重點培育為出口能源技術

- 建立國家能源技術資料庫，將其運用到能源的政策擬定和事後評估。
- 將國內開發的能源技術和設備製造能力積極應用到海外市場開拓上。。

## (4) 發展為具有對外開放型系統的亞洲能源中心國家

- 促進能源領域的南北韓交流，建立南北韓統一的能源體系，從而減少能源領域的統一費用。

- 通過與 IEA、APEC 等國際能源組織及發達國家擴大能源政策的合作、與產油國進行積極的外交活動、海外資源開發等，提高世界能源市場上的影響力。
- 通過與我國處於相似地位的墨西哥等先發展的發展中國家加強合作，積極應對諸如溫室氣體減量等國際氣候變化協商。

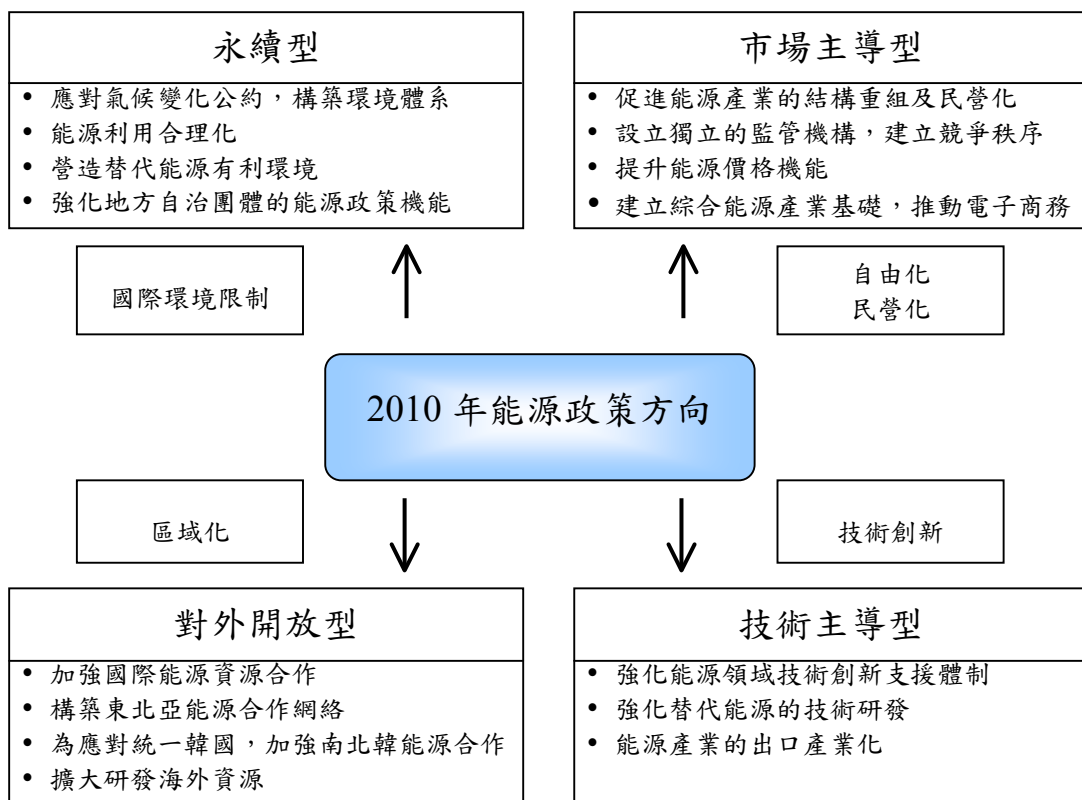


圖 3-11 韓國能源政策方向

資匯整韓國韓國 2010 年能源政策發展戰略採行措施，詳如表 3-12。

表 3-12 韓國 2010 年能源政策發展戰略採行措施

能源別政策	政策項目	採行措施
石油政策	1.強化能源穩定供需之基礎	(1) 籌畫以穩定且多元化的措施，採購原油 (2) 促進煉油設備的合理投資 (3) 強化緊急處理之能力
	2.強化石油業的競爭力	(1) 強化市場經濟功能 (2) 將石油產業轉型為能源服務供應業 (3) 環境友善的石油供應體系 (4) 合理化石油配銷體系
	3.建立開放的石油市場	(1) 積極進入海外之上游及下游市場 (2) 積極參與東北亞石油合作 (3) 建立整合的韓國與北韓石油體系
天然氣政策	1.天然氣產業結構重組	
	2.建立穩定的長期天然氣供需體系	
	3.鬆綁價格管制，建立低價進口體系	
	4.建造東北亞天然氣輸氣網路，促進「管線輸送天然氣」之進口。	
電力政策	1.自由化：「發電部門」及「配售電部門」之「分離化」、「民營化」	
	2.自由化：促進公平且透明的電力市場	
	3.自由化：合理改善電價結構	
	4.能源安全：適當擴充電力硬體設備，以促進電力供應安全	
	5.拓展需求面管理計畫	
	6.合理促進「電業基金計畫」	
	7.強化科技發展的能力	
	8.規劃南北韓及東北亞之電力交易合作	
	9.促進核電之發展	(1) 為促進能源安全，持續新建核電廠 (2) 發展核電部門，以作為「策略性出口產業」 (3) 強化研究發展，以獲取核心的技術 (4) 強化放射性廢棄物的管理 (5) 強化國民對於核能發電的支持

能源別政策	政策項目	採行措施
煤炭政策	1.無煙煤	(1) 完成「第二期煤礦產業合理化計畫(2001-2005)」 (2) 解決因煤礦事業重建，所導致的社會不安定性因素 (3) 強化市場機能 (4) 採行措施，以因應南北韓統一之煤炭政策
再生能源政策	1.科技面強化:再生能源科技發展的系統化以及集中化發展	
	2.建立再生能源產業發展的根基	(1) 建立「再生能源設備的認證系統」 (2) 「再生能源績效提升中心」及「綜合計畫示範」 (3) 再生能源模範城鎮(綠色鄉村)
	3.創造再生能源的市場需求	(1) 提升再生能源之經濟性 (2) 強化市場之基礎 (3) 體制及政府之改良

### 第三節 主要國家核能政策分析

原則上，各國核能政策近年來並沒有太大的變動，但在京都議定書生效後，實質上卻有些許之調整及重新評估，例如美國近來鑒於京都議定書之施行為解決減少二氧化碳排放問題，漸漸增加核能使用量，2005 年預算亦有增加，且國會對核能增加的支持已引入立法，2006 年推動 genp。而歐盟在發展利用核能方面，未獲得歐洲的民意支援，歐盟官方民意調查機構“歐洲晴雨錶”近期公佈的民調結果顯示，僅有 12% 的歐洲民眾支援開發核能，主要問題仍是人們認為處置核廢料的難度較大，且核電存在發生事故的風險。

2005 年核能發電佔全球電力供應的 15%，總共生產 2742 TWh。世界 31 國運轉中的核子反應爐共 443 座，電力裝置容量共 368 百萬瓩。2005 年有四座新的核子反應爐，其中一座位於加拿大，該座反應爐係關閉後重新啟用；同年亦有兩座核子反應爐遭到關閉，分別位於德國與瑞典。

絕大多數的核能發電廠位於 OECD 國家境內，佔全球核電總輸出量的 84%，電力裝置容量計 308 百萬瓩。美國、法國及日本一運轉中核電裝置容量超過全部 OECD 國家之三分之二、全球核電裝置容量的 57%。2005 年經濟轉型國家之電力裝置容量計 40 百萬瓩，其中發展中國家為 19 百萬瓩。

世界上運轉商業核能發電廠的 31 國中，有 17 個國家是 OECD 會員，7 個為經濟轉型國家，另外 7 個則為發展中國家。以核能發電作為最大電力來源的國家有：立陶宛、法國、斯洛伐克、比利時、瑞典、烏克蘭、斯洛維尼亞、亞美尼亞。其中—立陶宛、法國、斯洛伐

克、比利時—國內超過半數的電力係由核能發電所供應。不過，立陶宛與斯洛伐克已與歐盟達成協議要關閉境內的核能發電廠<sup>3</sup>，比利時則計畫逐步淘汰核能發電。

截至 2005 年全世界共有 86 個運轉核能發電廠的公司。在 OECD 國家它們大部分是私人企業所有；而國有核能發電廠，則可能有一個以上的經營者。在法國，法國電力公司(EDF)—世界上最大的核能電廠經營者—共擁有 59 座核子反應爐，58 座正在運轉(表 2.1)。美國核能電廠經營者的數量則是最多，共有 26 個，儘管近年來許多重要企業已經合併。在轉型經濟國家及發展中國家，核能電廠經營者則由國家控制。但許多國家僅有一個核能電廠經營者。

世界各國核能發電情形看美國仍為世界最多核能運轉機組之國家，其次為法國，目前仍有規劃增設機組之國家為阿根廷、巴西、加拿大、中國大陸、法國、伊朗、日本、北韓、韓國及巴基斯坦等國，其中值得注意的是法國核能占發電比已高達 78%，但法國政府仍持續規劃核能之運用，見表 3-13。

---

<sup>3</sup> 該協議涉及斯洛伐克 6 座反應爐中的 2 座。在立陶宛，依據協議應在 2004 年關閉一座反應爐，並預計於 2009 年關閉第 2 座反應爐。

表 3-13 2005 年世界各國核能發電情況

國別	核能機組數目	裝置容量(GW)	發電量(TWh)	核能配比(%)	電廠經營者
OECD 國家	351	308.4	2333	22.4	68
比利時	7	5.8	48	55.2	1
加拿大	18	12.6	92	14.6	4
捷克	6	3.5	25	29.9	1
芬蘭	4	2.7	23	33	2
法國	59	63.1	452	785	1
德國	17	20.3	163	26.3	4
匈牙利	4	1.8	14	38.7	1
日本	56	47.8	293	27.7	10
韓國	20	16.8	147	37.4	1
墨西哥	2	1.3	11	4.6	1
荷蘭	1	0.5	4	4	1
斯洛伐克	6	2.4	18	57.5	2
西班牙	9	7.6	58	19.5	5
瑞典	10	8.9	72	45.4	3
瑞士	5	3.2	23	39.1	4
英國	23	11.9	82	20.4	2
美國	104	98.3	809	18.9	26
轉型國	54	40.5	274	17	7
亞美利亞	1	0.4	3	42.7	1
保加利亞	4	2.7	17	39.2	1
立陶宛	1	1.2	10	68.2	1
羅馬尼亞	1	0.7	5	8.6	1
俄羅斯	31	21.7	149	15.7	1
斯洛維尼	1	0.7	6	39.6	1
烏克蘭	15	13.1	84	45.1	1
發展中國家	38	19.0	135	2.1	11
阿根廷	2	0.9	6	6.3	1
巴西	2	1.9	10	2.2	1
中國	9	6.0	50	2	5
印度	15	3.0	16	2.2	1
巴基斯坦	2	0.4	2	2.8	1
南非	2	1.8	12	5	1
台灣	6	4.9	38	16.9	1
世界	443	367.8	2742	14.9	86

資料來源：WORLD NUCLEAR INDUSTRY STATUS REPORT 2004



依據 IEA(2006)的最新能源展望預測，未來 25 年後將面臨能源緊缺的嚴重局面，2030 年前，全球能源需求同現在相比將上升 53%，其中能源消耗明顯增多的發展中國家是中國和印度。石油價格將快速成長，因此，能源供給平衡問題即成為各國最關心的課題，此外，至 2050 年，全球仍然高度仰賴化石燃料，約占 66~71%，顯示再生能源、生質能與新能源未來仍需加速其科技發展。按照新出版的能源估測報告，節約能源和使用核能可以到 2030 年之前降低 10% 的能源消耗，這一部分大約是目前中國能源的消耗量。同一時期，二氧化碳的排放量將下降 16%，這一數量相當於美國和加拿大目前排放的有害氣體量。在不考慮能源安全的問題情況下，隨著化石燃料價格攀升以及二氧化碳排放課題，核能發電的角色又再度被討論。過去兩年間，已有國家發表聲明表示願意讓核能在未來扮演更吃重的角色，亦有少數國家非常堅定朝向發展核能之方向前進，並且興建更新、更安全、成本更低的核子反應爐。但並非所有國家都對核能情有獨鍾，主要是考量核能所伴隨的風險。例如核子反應爐之安全、核廢料之處理以及核武擴散等問題，這些問題被認為比核能所產生的利益更加重要，有關 OECD 國家核能重要政策詳見表 3-14。

表 3-14 OECD 國家有關核能發電廠之重要政策

國 家	評 論
<b>政府已採取措施支持興建</b>	
芬蘭	新核子反應爐係由私人企業興建。
法國	EDF 預計於 2007 年開始興建新核子反應爐。
日本	新國家能源策略(2006 年 5 月)指示,2030 年以後核能發電的比重將達 30-40%。
韓國	目標預計於 2017 年,核能發電量將由現今的 17GW 提升至 27GW。
美國	2005 年能源政策法(EPACT)對於興建新核能發電廠提供優惠措施。
<b>政府支持核能但尚未採取具體措施</b>	
加拿大	安大略省與新伯倫瑞克省支持重新整修與/或汰換核能發電機組。
捷克	政府認為 2030 年將需要一座新電廠,惟該國主要發電公司—CEZ 決定 2006 年底就需要一座新核能電廠。
斯洛伐克	考慮以新核子反應爐取代正在協商中之關閉核能電廠措施。
土耳其	計畫增加 5GW 的發電量,但詳細內容尚未公佈。
英國	2006 年 7 月的能源檢討支持核能。政府逐步放鬆管制程序。2006 年底的白皮書將詳細說明該政策。
<b>過去限制核能的國家</b>	
義大利	1987 年公民投票決定於 1990 年關閉核能發電廠,並暫停正在興建中之核能電廠。但目前核能發電的角色仍在討論中。
荷蘭	2003 年關閉布魯塞爾核能電廠,2013 年關閉境內全部已運轉 40 年之核能電廠。核能電廠的生命週期於 2006 年已經延長至 60 年。
西班牙	1980 年代暫停興建導致取消三座正在興建中之核能電廠。2006 年,西班牙政府成立一個「對話平台」討論核能電廠未來在西班牙扮演的角色。
瑞士	1990 年決定 10 間暫停興建核能電廠,迄今尚未更正。
波蘭	1900 年終止興建核能電廠,最近波蘭政府預計 2021 年恢復興建新核能電廠。
<b>立法限制核能的國家</b>	
澳洲	1999 年「環境保護與生物多樣性保育公約」第 140 條 A 項限制絕大多數核能發電設備。
奧地利	自 1978 年禁止於奧地利領土尚興建核能電廠。
比利時	2003 年 1 月 31 日通過法律規定逐步淘汰核能。
丹麥	自 1999 年禁止興建核能電廠。
德國	逐步淘汰核能(2002 年通過核能終止法,Nuclear Exit Law)。
愛爾蘭	自 1999 年禁止使用核能發電。
瑞典	逐步淘汰核能(1998 年通過法律)。

資料來源：IEA (2001)、NEA (2004)、IAEA (2005) 及相關國家行政機關。

對於世界各國未來核能政策，法國巴黎大學皮耶教授（C. Pierre Zaleski）2005 年發表「法國、歐盟及世界未來 25 年核能發展」（The Future of Nuclear Power in France, the EU and the world for the next quarter-century）之論文中均依照現況、國內政經情況及國際公約規範等條件加以推估各國未來可能發展之核能政策，見表 3-15。

前項報告分析於未來 25 年有可能增設或更換核能發電廠之國家有，美國、法國、芬蘭、保加利亞、匈牙利、立陶宛、斯洛伐克、瑞士、羅馬尼亞、捷克、烏克蘭、中國大陸、韓國、日本、印度及英國，可能執行增設或更換機組之實際計畫則需依據預測需求。而英國情形較為特殊，鑒於輿論對核廢料管理不滿、AGR 及 Magnox 機組之低經濟效益等負面因數外，英國在未來 25 年建新核能電廠可能性亦相當大。其次，為國家受政治因素反對核能國家，有德國、瑞典、比利時、西班牙、義大利；西班牙為 2004 年新政府提出逐步削減核能運用政策，但德國因二氧化碳排放問題可能仍會考慮運用核能。

最後則為目前無核能於未來 25 年僅有較低可能興建核能電廠，為奧地利、丹麥、愛爾蘭、盧森堡、葡萄牙、挪威、希臘、波蘭；波蘭政府受京都議定書之壓力，政府提出至 2020 年新能源政策並修改核能之容量，但其他國家未來並無利用核能之計畫。

表 3-15 世界各國未來 25 年新建核能電廠預測

可能增設核能發電廠	反對核能使用	興建核能可能性低
美國	德國	奧地利
法國	瑞典	丹麥
芬蘭	比利時	愛爾蘭
保加利亞	西班牙	盧森堡
匈牙利	義大利	葡萄牙
立陶宛	荷蘭	挪威
斯洛伐克		希臘
瑞士		波蘭
羅馬尼亞		
捷克		
烏克蘭		
中國大陸		
韓國		
日本		
印度		
英國		

資料來源：C. Pierre Zaleski, The Future of Nuclear Power in France, the EU and the world for the next quarter-century, 2005

## 一、美國

目前核能發電佔美國電力生產的 20%，現有 100 多座核電設施分佈於 31 個州的 65 個站點，形成了全國第二大電力來源。這些設施的平均壽命已到 24 年，許可服役期為 40 年，經核准可繼續運行 20 年。使用燃煤發電廠的電力供應佔 51%，而天然氣發電廠供應的電力佔 17%。使用燃煤等能源的發電廠難免污染空氣，且釋放大量可能造成地球暖化的二氧化碳。美國官方對於核能發展傾向支持正面的意見。美國核電廠在能源部之二氧化碳減量計劃中承擔著最大的自願減少二氧化碳責任，美國近年擴大對核能支持的主要原因之一為美國民眾及決策者，意識到核能至關能源與環境的未來，據美國最近民調支持

新建核電廠百分比為 56%，明顯高於 1999 年 10 月的 42%，民調中 75%的人認為核電應能滿足美國未來能源需求，87%的人同意延長核電廠之使用。因此，美國政府提出多項核能計畫，而國會對核能增加的支持已引入立法。

#### (一)「核能 2010」計畫

本計畫是美國政府和業界聯合推行的一個分擔成本措施，目標是要找出可興建新核電廠的地點；透過「早期廠址預審制」(Early Site Permit,ESP)及「興建暨營運許可證」(Construction and Operating Licence,COL)，將簡化興建及營運新核能發電廠的管制流程。

#### (二)"第四代國際論壇"(Generation IV International Forum)：

美國主導了第四代國際論壇的成立。第四代國際論壇是一個多邊夥伴計畫，其宗旨為促進國際合作，研究開發新一代更安全、價格更合理、更有利於防擴散的核能系統。新一代核電廠可發電和生產氫，也可大大減少廢料，不排放任何空氣污染物質或溫室氣體。自從該論壇於 2001 年 7 月正式成立以來，美國主持制定了一項技術行動規劃，並增加對研發項目的支援，促進論壇目標的實現。

#### (三)核融合研究：

2003 年 1 月，布希總統承諾美國參與全世界為開發利用核融合發起的規模最大、技術最先進的研究項目。核融合也是太陽的能量來源。這項得到國際支援的研究獲經費 50 億美元，若取得成功，將推動在本世紀中葉生產清潔、可再生的商業化核融合的進程。

#### (四)“全球核能夥伴計畫 (GNEP)”

該計畫項主要目的向全世界推廣民用核能技術，並最終找到一種

對核廢料進行再加工的方法，以生產更多的能源，同時大幅減少核廢料，並使得處理後的核廢料不再能夠用於製造核武器。

## 二、日本

日本現有核電站 54 座，核電規模世界第三，僅次於美國和法國，核能發電量占全國總發電量的 30% 左右。由於溫室氣體的排放，加上天然資源有限，核能一直是日本首要的能源發展方向，但由於電力需求稍降，近來核能機組出現一些安全上的問題，這些都使日本延緩建造核能機組的速度，然因核能機組之延緩建造，使得日本在京都協議書中計畫減少 6% 的溫室氣體排放變得更加困難，為處理超量排放的二氧化碳，將出現發電成本上昇的情形。根據以上的情況，日本引進核能發電不僅為了因應能源需求的增加，就從能源經濟性的觀點來看也是相當重要的。而依據能源、資訊工學研究會議舉辦之對於核能發電的重要性全國性民調顯示，79% 的日本人認為重要。

因此，為了以推廣核能利用、確保能源供給，日本經濟產業省資源能源廳 5 月 30 號制定中長期“核能立國計畫”大綱。準備投資新建、擴建和改建一批核電站，同時開展核能產業國際支援行動。日本計畫從 2006 年度起為建設第二個核廢料處理場進行準備，而到 2025 年完成快中子增殖反應堆示範堆的建設並開始運行。同時積極參加美國宣導的“全球核能夥伴”計畫。

## 三、韓國

在缺乏本土能源資源的情況下，維持經濟的持續快速成長，能源安全以及降低對於進口能源的依賴為韓國能源政策的主要考量。政策中持續將核能視為主要的電力來源。韓國政府預測在 2000-2010 年期

間總能源需求量將以年增率 3.2%增加，2010-2020 年期間則將以 1.7% 年增率增加，興建計劃見表 3-14。韓國 2010 年能源政策發展戰略方向中，以(1)為促進能源安全，持續新建核電廠、(2)發展核電部門，以作為「策略性出口產業」、(3)強化研究發展，以獲取核心的技術、(4)強化放射性廢棄物的管理。來強化核能發展。

**表 3-16 韓國核電廠興建計畫**

機組名稱	位址	裝置容量 (MW)	完成日	反應器型態
靈光五、六號機	Yeonggwang, Jeonnam	1000×2	2002	韓國標準式反應器
月城五、六號機	Uljin, Gyeongbuk	1000×2	2004/2005	〃
Shingori 1,2	Gijang, Busan	1000×2	2008/2009	〃
Shinwolsong 1,2	Gyeongju, Gyeongbuk	1000×2	2009/2010	〃
Shingori 3,4	Ulju, Ulsan	1400×2	2010/2011	新清水式反應器-1400 型

資料來源：韓國能源計畫-2010 年能源政策發展戰略方向。

#### 四、德國

德國與台灣情形類似執政黨與在野黨有不同理念，由於德國政府發給核能電廠運轉執照並沒有期限限制，若因廢核而設定使用年限，且政府不予補償，恐有剝奪電力公司的權益而有違憲之虞。德國經濟部的國家能源報告中，指出從經濟和環境的角度來看，核能都是有利的，然而環境部長卻表示將採取其他途徑，以盡早強制關閉核能電廠。

德國第一座核能電廠於 2002 年年底關閉，最後一座核能電廠則在 2021 年關閉。未來每座核能機組關閉前的總發電量為 2,623 億度，並且允許如果某一公司的核電機組提早關閉，可以把發電配額轉讓給公司其他機組，使其他核電機組得以延長使用期限，因此無法確

定核電機組全面關閉的時程。

目前德國的 19 座核能機組，提供了該國約 30% 的電力，此外，德國已經納入歐盟中，必須在 2010 年前減少 21% 的溫室氣體排放。關閉核能電廠後如何解決溫室效應氣體的排放，將會是德國政府所必須面對的重大議題。核電能力的逐步縮減，使德國考慮採取替代能源，首先考慮的是擴大天然氣發電的能力，其次是再生能源。然而，今年年初發生的俄羅斯與烏克蘭天然氣之爭、近年來德國能源價格的持續上漲及德國執政兩黨不同政治立場，至使德國原已消停的有關“廢除核電”政策的爭議重新燃起。因此，德國政府為消彌核能爭議、擘劃長期的能源政策，以確保 2020 年前能源供應無虞，計畫將在 2007 年下半年公佈新版的能源白皮書。



## 第四節 主要國家再生能源政策分析

發展再生能源(包括太陽能、風力、生質能、地熱及水力)是永續發展世界高峰會議(World Summit on Sustainable Development, WSSD,2002)確認為未來全球追求永續發展的重要策略之一，並提出具體行動方案。歸納再生能源主要功能包括：(1)加強能源安全：豐富及分散能源、增加能源的原生能力(降低進口依賴度)以及不具耗竭性；(2)降低全球及區域污染與溫室氣體排放；(3)提高特定能源需求(如基礎建設)的滿足度；(4)增加地方與區域的就業機會。歸納前述再生能源具備之功能特性，涵蓋能源安全、競爭力及社會發展等層面，可知發展再生能源是最符合永續發展特質的策略之一。然而，高成本及不具市場競爭力，仍是現階段推動再生能源的最大障礙，基於此，世界各國多由政府介入推動，採取各種策略與措施提昇其再生能源利用量，常見之策略與措施如下：

- (1) 支持技術研發：由政府提供研發經費開發新技術，或提高現有技術之效率、降低能源生產成本。
- (2) 制訂財稅獎勵措施：政府對於設置再生能源設備者給予設備投資補助、能源生產補助、稅賦減免、保障能源收購價格、租稅減免、低利貸款等優惠，部分國家甚至訂定專法加以保障（如德國之再生能源優先法）。
- (3) 要求電業再生能源配比義務：政府立法明定電業之發電量或售電量需有一定比例產自再生能源，未達此比例者處以罰款（如澳洲之再生能源電力法；美國聯邦政府鼓勵各州訂定再生能源配比，但並未強制執行）。
- (4) 制訂相關法令與配套措施：推動再生能源之利用常涉及非技

術性或非經濟性因素，如土地使用權、資源所有權與開發權之取得等，必須由政府統一制訂完善的法令規章與制度才能運用與執行，排除非技術性障礙。

- (5) 進行示範與宣導推廣：由研究機構、機關學校或民間建置再生能源利用之示範系統，開放各界參觀與觀摩，並利用各式媒體、文宣等廣為散播再生能源應用之訊息，宣導推廣再生能源利用之優點，使各界接受並願意使用再生能源。
- (6) 建立再生能源資料庫：蒐集再生能源資源之原始資料，並透過模式運算之加值利用，除以書面資料呈現結果外，並發佈於網際網路上，使欲設置再生能源設備者瞭解何處擁有較佳之再生能源資源，縮短規劃時程與降低投資風險及成本。
- (7) 扶植再生能源相關產業：利用投資抵減、租稅優惠等措施鼓勵民間投資再生能源相關產業，並利用宣導推廣等措施擴大再生能源利用市場，促進再生能源設備量產化以降低價格，進而更提高使用者設置意願，形成良性循環。

## 一、美國再生能源政策

美國雖未簽署京都議定書，但布希政府宣稱溫室氣體效應攸關世界氣候變遷，美國身為世界一份子當盡其義務，美國政府承諾發展有效解決溫室氣體排放問題；美國政府認為京都議定書基本上有所缺陷，並未提出長期解決辦法，且京都議定書之成立由政治協調並非由科學為基礎，故產生武斷及無效率情形，有些國家如中國及印度為世界前五大溫室氣體排放國家，卻完全獲得豁免，美國政府遂以國內政策取代參與京都議定書，2002年2月14日布希宣佈美國之氣候變遷政策，基於國內自願性評估（Voluntary domestic measures），規劃出

新長期因應氣候變遷計畫，該計畫提出未來十年降低其溫室氣體密集度 18% 之目標，溫室氣體密集度為溫室氣體排放與經濟產出比，由美國最近幾年資料顯示溫室氣體密集度已大幅下降，主管機構認為藉由自願性行動為最有效率之方式。並規劃將 CO<sub>2</sub> 排放量從每百萬 GDP 之 183 公噸至 2012 年降低為每百萬 GDP 之 151 公噸。

另外，美國亦提出各項因應對策，其中能源產品部門以推動再生能源為主要措施，計畫目標至 2010 年達到 5% 再生能源發電配比，至 2020 年達到 15% 再生能源發電目標；政府提供經費補助企業回收 CO<sub>2</sub> 計畫；訂定燃油及燃煤電廠的新排放標準；推動電廠間的 CO<sub>2</sub> 排放交易制度；與歐盟簽署再生能源及能源效率合作協議；制定再生能源發電組合標準，十年間（2003 年達到 5%；2013 年達到 15%）提高再生能源發電配比 10%。另外，亦積極推動智慧型建築與運輸系統，擴大二氧化碳減量機會。

#### （一）2000 年增列預算：能源效率及再生能源發展

布希政府在 2000 年的預算中，大幅增加能源效率及再生能源科技的發展預算。包括，用於研究發展及示範清潔能源科技之投資，高達 14 億美元的投資包裹。本計畫也將增加既有相關計畫之投資，例如生質能計畫 Bioenergy，以發展先進的生物能源技術：13 百萬美元用於財務協助，用於促進生質能產業的發展。

#### （二）促進生質能 Bioenergy 的發展

1999 年發佈之第 13134 號行政命令，加速發展生質燃料為基礎的產業，希望能夠促進 2010 年前，生質能源及生質產品之使用，達到既有的三倍。其對於二氧化碳的減量效果，為 100 百萬公噸。

此外，本命令也設立一常態性的委員會，由能源部長、農業部長、環保局長、國家科學協會的主席、以及其他相關機構的首長，以利用年度聯邦預算，來發展相關的研究計畫。本委員會也負責檢討相關部會的管制及計畫情況，以確保其有助於促進生物能源相關產品之使用推廣。

### (三) 部落土地發展再生能源計畫

由能源部能源效率暨再生能源局之「部落能源計畫」，希望經由財務及技術的協助，促進部落能源的自給自足，並促進部落的就業機會及經濟發展。

- 本計畫係為提供財務及技術的協助，進行「再生能源可行性分析」並「分攤發展在部落土地上再生能源計畫之相關成本」。
- 相關分析：協助部落發展再生能源及能源效率計畫，包括策略性規劃、能源選項分析、組織發展規劃等。

本計畫也與美國再生能源產業、能源部的國家實驗室、公用事業產業、學術機構共同合作。

### (四) 太陽能：明亮地區計畫(Brightfields Initiative)

為鼓勵高日曬地區之發展，並促進潔淨及氣候友善能源科技的發展，在 1999 年 8 月能源部發起「明亮地區計畫」。在該計畫中，能源部與地方政府及相關產業，以促進高日照地區的太陽能科技的發展。

### (五) 新千禧年能源：國家太陽光電計畫

能源部公佈一文件，稱為「新千禧年能源」，其中包括五年的太陽能光電商用計畫，並發展至 2020 年後之長城發展策略。為達成

計畫目標，美國工業應維持每年 25% 的成長率，並輸入約一年達十億瓦之太陽能面板。總成本，包括運轉及維修成本，希望在 2010 年降至每瓦 3 美金；2020 年每瓦 1.5 美元。在 2030 年，其模組效率希望能達到 25%，必將系統成本降至每瓦 1 美元。計畫包括投資研究發展輕薄耐用、高效率的裝置、矽材料、及其他創新的概念。

#### (六) 「風力發電美國 (Wind Powering America)」

「風力發電美國」，係由能源部於 1999 年發起，希望在 2020 年時，風力發電佔 5% 之電源配比，而可有效避免 35 百萬公噸溫室氣體之排放。中期計畫目標，包括使各州超過 20MW 的風力機的數目倍增，達到 16 座以上，並於 2010 年達到 24 座。

#### (七) 再生能源配比標準，納入整合電力競爭法中

整合電力競爭法 Comprehensive Electricity Competition Act (CECA) 中，納入再生能源配比標準 Renewable Portfolio Standard (RPS)，有助於確保一定比例之再生能源發電之發展。所有售電業，有義務在其所銷售電力中，有一部份為「非水力之再生能源發電」，如：風力、太陽能、地熱、生質能。

再生能源配比標準的設定，初期將相當於目前美國合格再生能源發電之比例；但到 2010 年將提升到電力銷售量之 7.5%。而本套制度，也將與可交易「再生能源發電認證 tradable renewable electricity credits (RECs)」制度一同實施。零售電力商，可採取兩種方式符合再生能源配比標準：一則為自行用再生能源發電；另一則為向其他發電者，購入再生能源發電認證。

#### (八) 購買風力發電之承諾

在 2000 年 4 月，聯邦政府靠近科羅拉多 Front Range 之地區辦公室，承諾購買超過 10MW 風力機所生產之電力。聯邦政府將以固定費率，收購之。

#### (九) 生質能研究發展法

生質能研究發展法，於 2000 年 6 月簽署，補充美國政府逾 1999 年頒佈的生物產品及生物能源之行政命令。

1. 本法授權 49 百萬元之五年預算支應，
2. 建立一技術諮詢委員會及機關，以整合生物產品及生物能源之有關活動。

#### (十) 「再生能源發電抵減 Renewable Electricity Production Credit (REPC) 機制」之繼續適用

凡應盡納稅義務之公司、小企業、私人，以風力發電或「封閉迴圈」之生質能發電，並將其銷售與其他第三人者，其所銷售之電力，有資格取得「再生能源發電租稅抵減 Renewable Electricity Production Credit (REPC) 」。

再生能源發電減免，一開始設定為每度電 1.5 美分。並將隨著每年的通貨膨脹而調整。在 2002 年 3 月 9 日，總統進一步簽署一經濟促進法 (H.R. 3090)，將延展二年之再生能源發電租稅抵減機制，適用於風力發電、生質能發電、及家禽廢料之利用。新法也將溯及既往適用於 2001 年底-2003 年 12 月 31 日為止。

## 二、德國再生能源政策

德國推動有生態稅務改革、能源保護法令、聯邦計畫的貸款(如太陽能市場鼓勵計畫與太陽電能之屋頂計畫)、以及再生能源資源法案(EEG) 等再生能源政策，成就斐然。全球最大風力能量市場、全球第二大太陽電能市場、歐洲最大太陽熱能市場、以及生物燃料與氫氣領域之先驅者。2005 年，德國再生能源的總營業額是超過 115 億歐元，降低 85 百萬公噸 CO<sub>2</sub>。

### (一) 德國再生能源發展目標

再生能源資源法案(EEG)中規劃，德國再生能源發展目標為 2010 年再生能源佔主要能源消耗的 4.2%、耗電量的 12.5%，2020 年達到 20%的再生能源發電，至 2050 年，再生能源電力產能，將提高為總電力供應量的 50%。依此情景規劃，德國總能源供應自 2000 年 14,267PJ 下降至 2050 年的 6,766PJ，下降幅度 52.5%。再生能源配比從 2000 年的 2.6%上升為 2050 年的 43.6%，達到 2,953PJ 的供應量，如見圖 3-12 所示。總發電量配比從 2000 年的 6.7%上升為 2050 年的 67.6%，達到 341TWH 的供應量，如見圖 3-13 所示。

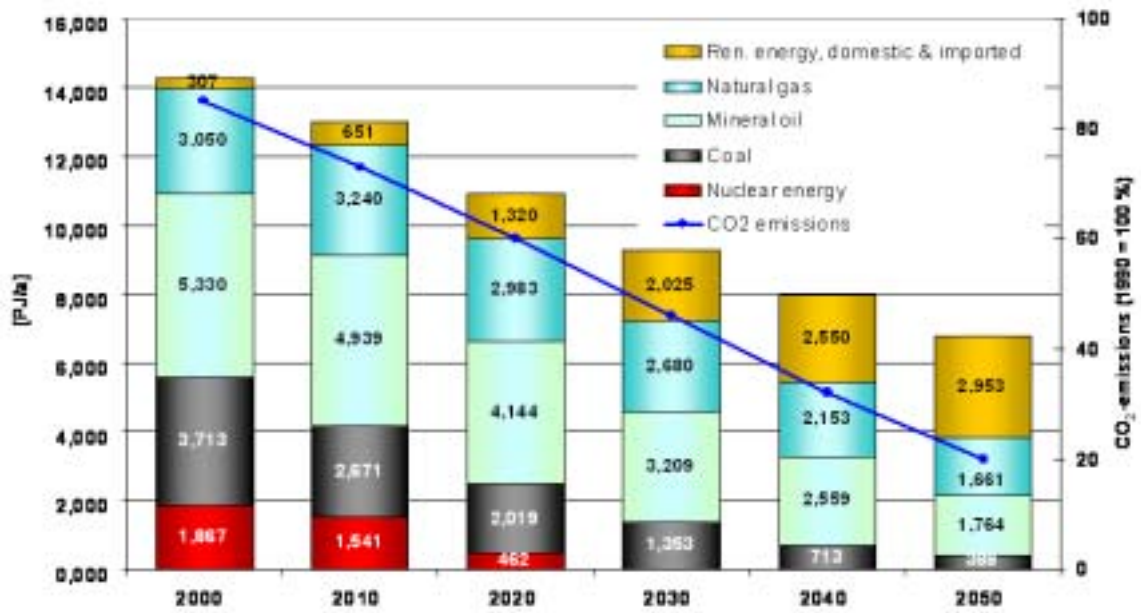


圖 3-12 德國未來能源結構規劃情景

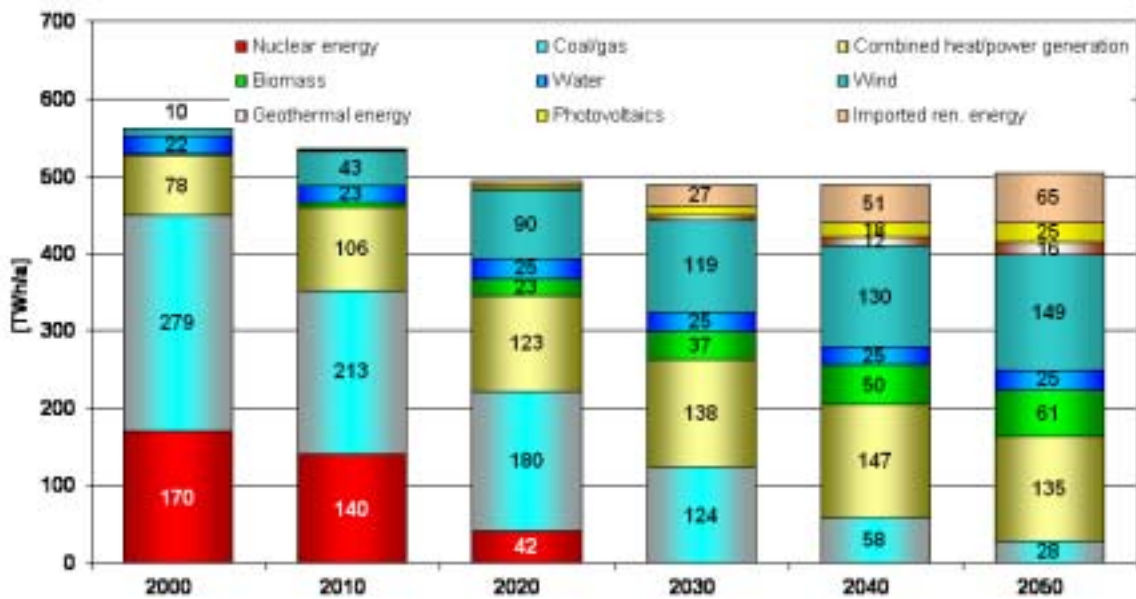


圖 3-13 德國未來發電結構規劃情景



### (三) 再生能源資源法案(EEG)

德國 2000 年開始實施的再生能源資源法案(EEG)的動機在於保護氣候、自然與資源以及發展科技，一方面使私有再生能源供應者能夠從發電中獲得經濟利益、及透過元件與系統之升級使得每單位功率(kW)或能量(kWh)之成本降低。範圍涵蓋包括 2 萬 kW 以下的生物能源(指燃料)發電，5MW 以下的水電、風電、太陽能發電、廢棄物發電、沼氣發電和地熱發電。再生能源資源法案(EEG)之特色有：(1)保證 20 年內固定營業率；(2)必須收購所有發電量；(3)平衡傳統能源之競爭優勢；(4)法律明確性：20 年分期償還期；(5)吸引投資者的投資報償率；(6)對公共基金沒有負擔。

再生能源資源法案(EEG)從 2000 年生效以來，初步已被證實相當成功。來自再生能源的總發電量已經從大約 1999 年末的 10 TWh 增加為 37TWh，生質能發電的貢獻增加兩倍，風電增加 5 倍和太陽電增加 10 倍，也抑低 52 百萬公噸的 CO<sub>2</sub> 排放，見表 3-17。因此，為進一步改正保證必要計畫和國內市場的投資安全，改善再生能源發電的輸配問題，並符合歐盟 2001 年再生能源指令，再生能源資源法案(EEG)於 2004 年進行修正，修改和完善功率規模分段的基本定價和最低定價與額外津貼，從而使本法更有效和明確可行。

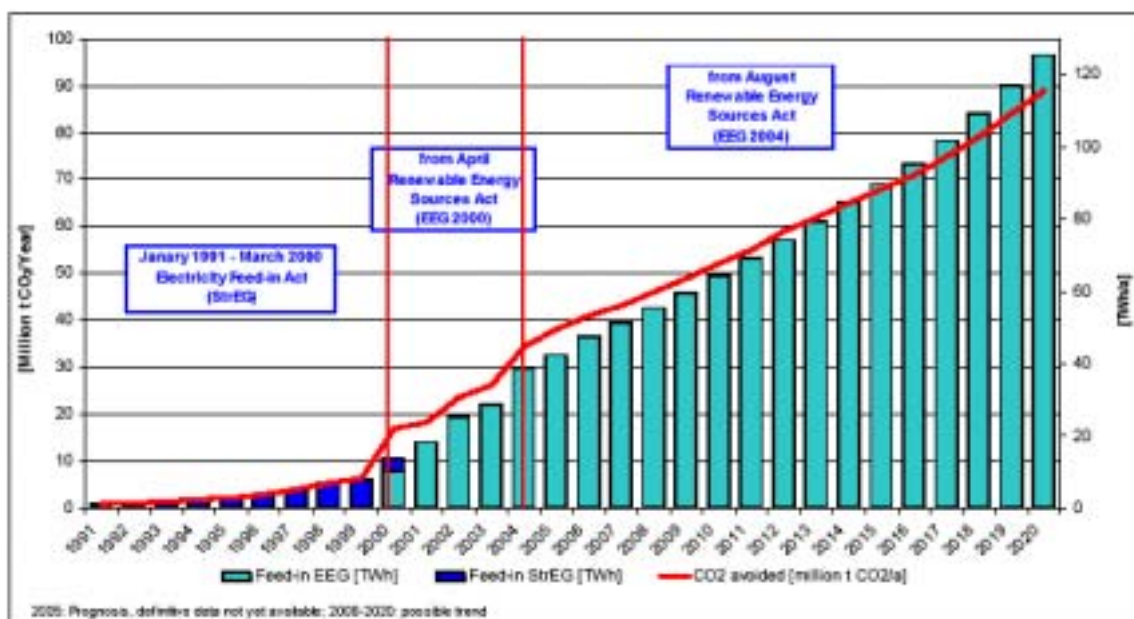


圖 3-14 未來德國再生能源發展目標及其 CO<sub>2</sub> 減量貢獻

表 3-17 2000 年 2004 年再生能源資源法案(EEG)下電量結構

		單位	2000	2001	2002	2003	2004
總消費量		[GWh]	344,663	464,286	468,321	478,016	472,724
末端使用		[GWh]	-	-	-	6,552	29,361
EEG 電量	合計	[GWh]	10,391	18,145	24,963	28,496	37,097
	水力	[%]	-	33.60	26.70	20.60	20.00
	生質能	[%]	-	8.10	9.20	12.20	13.70
	地熱	[%]	-	0.00	0.00	0.00	0.01
	風力	[%]	-	57.90	63.50	66.20	65.10
	太陽能	[%]	-	0.40	0.60	1.00	1.20
EEG 配額		[%]	3.01	3.91	5.33	6.03	8.32
平均費率		[ct/kWh]	8.50	8.69	8.87	9.14	9.05

#### (四) 再生能源市場刺激計劃

再生能源市場刺激計劃是一項利用生態稅減免的財政措施，見表 3-18，2005 年共核准 193 百萬歐元的申請案，預計 2006 年可達 180 百萬元的規模。從 1999 年 9 月到 2005 年年底的 5 年多執行期間，共計核准超過 48 萬 3 千件的計劃，其中以太陽能集電器(solar collector)為最高計有 42 萬 1 千多件，共退稅 588 百萬歐元，估計可帶來 4,200 百萬的產業及交易的效益，見表 3-19。

再生能源市場刺激計劃的另一部分，是對大型再生能源計劃的低利融資，主要項目為沼氣市場，生質能電場，到 2005 年底共有 3,172 件計劃案申請，有 2,566 案計劃獲得融資，融資金額額達 761 百萬歐元，見表 3-20。

表 3-18 2004 年再生能源資源法案(EEG)費率修正表

電廠型態	裝置容量	條文	費率 [ct/kWh]	容量限制	年限	下降率
水力	5MW 以下	§6-1	9.67	0.5 MW 以下	30	-
			6.65	0.5 MW -5 MW		
	5MW-150 MW	§6-2	7.67	0.5 MW 以下	15	1.0%
			6.65	0.5 MW -10 MW		
			6.1	10 MW -20 MW		
			4.56	20 MW -50 MW		
		3.7	50 MW -150 MW			
沼氣、採礦 溢散氣體	無限制	§7-1	7.67	0.5 MW 以下	20	1.5%
			6.65	0.5 MW -5 MW		
			6.65	溢散氣體 5 MW		
	無限制	§7-2	9.67	0.5 MW 以下	20	1.5%
			8.65	0.5 MW -5 MW		
			8.65	溢散氣體 5 MW		
生質能	20MW 以下	§8-1-1	11.5	0.15 MW 以下	20	1.5%
			9.9	0.15-0.5 MW		
			8.9	0.5 MW-5 MW		
			8.4	5 MW-20 MW		
	20MW 以下	§8-1-2	3.9	20 MW 以下	20	1.5%
	20MW 以下	§8-2-1	17.5	0.15 MW 以下	20	1,5% <sup>3)</sup>
			15.9	0.15 MW-0.5 MW		
			12.9	0.5 MW-5 MW		
	20MW 以下	§8-2-2	17.5	0.15 MW 以下	20	1,5% <sup>4)</sup>
			15.9	0.15 MW-0.5 MW		
			11.4	0.5 MW-5 MW		
	20MW 以下	§8-3	13.5	0.15 MW 以下	20	1,5% <sup>5)</sup>
			11.9	0.15 MW-0.5 MW		
			10.9	0.5 MW-5 MW		
			10.4	5 MW-20 MW		
	20MW 以下	§8-4	13.5	0.15 MW 以下	20	1,5% <sup>6)</sup>
11.9			0.15 MW-0.5 MW			
10.9			0.5 MW-5 MW			
地熱	無限制	§9-1	15	5 MW 以下	20	2010 年後 1%
			14	5 MW-10 MW		
			8.95	10 MW-20 MW		
			7.16	20 MW 以上		
陸上風力		§10-1	8,7 或 5,5		20	2%
海上風力		§10-3	9,10 或 6,19		20	2008 年後 2%
太陽能	屋頂或隔音板	§11-2	57.4	0.03MW 以下	20	5%
			54.6	0.03MW-0.1MW		
			54	0.1MW 以上		
	建築外殼	§11-2-2	62.4	0.03MW 以下	20	5% <sup>6)</sup>
			59.6	0.03MW-0.1MW		
		59	0.1MW 以上			
其他		§11-1	45.7		20	2005 年 5%, 2006 以後 6,5%

表 3-19 再生能源市場刺激計劃申請件數統計

	Solar collector installations without energy saving	Solar collector installations with energy saving	Heat pump systems *	Photovoltaic systems "Sunshine in schools"	Biomass plants	Total
2000	14,556	11,494	111	28	3,228	29,417
2001	37,655	34,443	543	120	6,660	79,421
2002	60,727	21,423	181	267	9,903	92,501
2003	67,858	683	3	184	6,023	74,751
2004	90,444	52	1	212	12,049	102,758
2005	82,169	6		151	22,156	104,482
Total	353,409	68,101	839	962	60,019	483,330

\* Heat pump systems and investments connected with energy-saving measures received funding for a limited period. For the "Heat from renewables in schools" part of the programme a count for 2005 has not yet been carried out.

表 3-20 再生能源市場刺激計劃低利融資件數統計

Use	Applications received	Number of loans approved	Value of loans euros
Biogas		1,218	509,623,205
Biomass		1,081	166,189,280
Hydropower		251	45,587,754
Geothermal		8	18,371,420
Solar thermal		3	225,656
not specified		5	1,029,488
Total		3,172	2,566

### (五) 其他再生能源推動計畫

#### 1. 十萬太陽光電屋頂計畫

「十萬太陽光電屋頂計畫」，其計畫期間為 1999-2005 年。由聯邦政府提供高達 11 億馬克的資金，以低利貸款方式，補助太陽光電設備之裝設。

#### 2. 再生能源推廣計畫

在 1999 年 9 月，聯邦政府引進新的推廣計畫來促進再生能源的發展。該計畫持續到 2003 年。總預算為 10 億馬克，主要用以補助太陽能集熱器的裝設，及建築物節能設備之低利貸款。

### 3.2001 年依據再生能源法頒佈之生物能源行政命令 Bio-Energy Ordinance under the Renewable Energy Act

2001 年 6 月，頒佈一行政命令，規定：生質能，可適用再生能源法之規定。以及相關的環保標準。

### 4. 2002 年修正礦油稅法及再生能源法：強化再生能源補貼、促進生質能免稅

2002 年通過「礦油稅法及相關法規之修正案」。該法之內容主要為：1.提高再生能源法中，對於太陽光電補貼之總量上限。 2.所有生質能燃料，免除礦油稅之課徵。

(1) 針對太陽光電的部分：2000 年所公布之再生能源法之規定，僅有起出 350MW 之太陽光電設備，才能享有優惠價格收購之優惠。第一年之費率為 50.5 歐元每度電；而在 2002 年則為 457 元每度電，由於法律規定之每年下降幅度為 5%。而本法將其僅獎勵之總量上限，提升到 1000MW。

(2) 針對生物燃料的部分，則在 2008 年前，免除其繳交礦油稅之負擔。另外，本法要求聯邦財政部，應擬定報告書，以協助每兩年評估生物燃料的市場引進情況，評估生質能原油及車用燃料之價格情況。若聯邦財政部認為有必要時，可以提議停止生物燃料之免稅優惠。

### 5. 2003 年「再生能源科技出口方案」

依據德國國會之決定，將花費 30 百萬之預算，用於支持「再生能源科技出口方案」。

## 6. 投資未來 Investing in the Future 計畫：太陽能與能源效率計畫 (2001-2005)

2001-2005 年間，成立一個特別資金計畫，其研究包括：

- 燃料電池(發電站用或車用)：約 63 百萬。
- 替代車輛之發展(高效率電池)及再生燃料的生產(如氫、甲醛)：15 百萬。
- 地熱能：熱及電：約 15 百萬。
- 離岸風力發電：約 15 百萬。
- 既有建築物之翻新以強化能源效率：約 15 百萬。

### 三、日本再生能源政策

日本為因應京都議定書的減量目標（比 1990 年排放水準還要低 6%），提出各項因應對策，其中工業部門持續由經團連推動自願性減量協定之外，日本政府亦投入龐大經費於發展新能源(約 30.5 億日圓發展燃料電池)及再生能源(78 億日圓發展生質能及太陽能光電版)。特別值得一提的是，日本政府亦查覺運輸部門的 CO<sub>2</sub> 排放問題，故積極推動公務車汰舊換新計畫(2002-2005 年)，預估完成 7,000 輛低效能車輛；推動低污染車輛淘汰計畫(包括 CNG、電動車、混合能源及燃料電池車輛，其中燃料電池車輛估計可達 50,000 輛目標。

值得一提的是，日本在 2004 年 11 提出了每升汽油徵稅 1.5 日元的環境稅方案，引起各方爭議。於 2005 年 3 月制訂《京都議定書目標達成計畫》，5 月召開內閣會議討論在計畫中是否引入對石化燃料徵收環境稅、用經濟手段限制企業二氧化碳排放量等措施。環境省對新措施大力支持，經濟產業省則認為應該以修改節能法等強化各種法

規為重點。

#### (一) 提升太陽光電之轉換效率

為將目前僅有 13% 轉換效率的太陽光電科技提升，應進一步經由「技術的研究發展」來提升。下一階段，將進一步達到發展高效率的太陽能電池，其轉換率達到 30%。

#### (二) 加速太陽光電之科技發展

為降低其成本並促進其使用，NEDO 發起一系列的科技發展計畫，以提升太陽光電的製造率及轉換率。NEDO 也在財務上與相關產業共同進行投資。

#### (三) 風力發電的場地測試

在 2000 年，已經開始進行場地測試，以進一步發展日本的風力發電。相關風力機設置在 18 個不同自然環境的不同地點。而可從經營過程中，得到許多寶貴的資訊。本計畫係由 NEDO 投資，而場地測試則由 NEDO 與相關產業每年進行。

#### (四) 企業使用再生能源之補助

為加速新及再生能源科技之使用及推展，新能源及工業科技發展組織 (NEDO) 及經濟貿易工業部，2000 年開始實施「獎金」機制。該計畫提供補貼，予使用新及再生能源的企業。例如，補貼企業使用燃氣汽電共生設備。該資金之補貼金額在 2000 年達到 11.5 百萬日圓。

#### (五) 補貼地方政府計畫，加速引進新及再生能源

在 2000 年，日本 NEDO，發起一計畫，提供補貼予由地方政府規劃之加速引進新及再生能源的計畫。本計畫反應各地方的自然條



件。典型的例子，為發展太陽能跟風力。其補貼之數額為 1232 百萬日圓。

#### (六) 2002 年「新能源」義務法

2002 年 6 月「新能源」義務法通過，其目的在促進電力公用事業採用新能源，其主要之內容為：要求電力售電商，其所銷售電力之一定比例，必須是新能源，包括：太陽能、風力發電、地熱能、生質能或中小型水力發電。電業可滿足其每年之目標，經由下列方式：1. 自行發展再生能源發電；2. 向其他業者購入；3. 向其他業者簽約，取得所需的電力。這些目標將每年設定一次，至 2010 年為止。本法預計在 2010 年，再生能源發電能達到 122 億 kWh，相當於 2002 年量的四倍之多。

### 四、韓國再生能源政策

韓國為京都議定書非附件一國家，該國將於 2013 年起執行「京都議定書」，屆時，韓國為了達到減排溫室氣體的要求，將必須減少使用傳統石化燃料，並給韓國能源供應帶來重大挑戰。

目前韓國正在開發氫能、太陽能、風能等新能源技術，努力提高新能源的使用量，爭取到 2011 年使韓國新能源的使用比例佔能源使用總量 5%。韓國將成立國家能源委員會，總管國家能源問題。韓國總統將通過該能源機構推行國家能源政策，以適應「京都議定書」生效後的能源需求。

韓國於 1998 年結合政府單位、學術機構及產業部門，成立 UNFCCC 跨部會氣候變遷委員會，由總理擔任委員會主席。該委員會指導部長、副部長及工作等三層級，底下附屬五個工作小組，主導

各部會工作小組之內涵。

韓國因應溫室氣體的減量策略主要包括提升能源環境友善技術、加強溫室氣體減量措施及公共參與等三項措施，而發展再生能源是未來重要的能源環境友善政策，主要措施是以提高市場需求為重要施政工作。至於溫室氣體減量措施除了傳統節能措施之外，也非常重視綠建築、永續運輸、資源回收再利用及植樹造林等活動，並建立政府與企業溫室氣體的夥伴關係，換言之，政府站在協助輔導而非管制立場，共同推動溫室氣體減量。

在能源部門，推廣能源服務公司(ESCO)是相當重要的特色，換言之，將能源服務導入市場機制，藉由民間的資源與技術進行能源服務，屬於廣義的能源 BOT 工程。此外，能源效率標準與標章主要目的在於促進綠色生產，提升綠色產品的市場需求，亦是韓國政府極力推動的重點工作。而在運輸部門方面，除了發展替代燃料之外，推動小型與柴油車輛亦是未來施政的重點。

#### (一) 再生能源發電補貼

政府決定採取「再生能源發電標準費率」之方式，來鼓勵新及再生能源(new and renewable energy,NRE)之使用。其額外增加的成本，將由政府來補貼。

#### (二) 修正新及再生能源法

韓國在 2002 年，修正 1987 年促進發展使用新及再生能源法。依據該修正案後：

1. 韓國將建立「新及再生能源發展及推廣中心」；

- (1) 經由績效評估中心（韓國能源研究所、韓國電力科技研究所及 POSTECH）之機制，來有效促進並標準化相關的科技。
- (2) 建立「綜合計畫示範」計畫，以強化設備之壽命及可靠，並取得相關的電機資訊。

## 2. 引進新及再生能源設備認證系統。

為確保消費者之信賴，實施高品質的再生能源設備之認證系統。

### （三）修正新及再生能源法

為達成第二次國家能源計畫所定之 2011 年國家新及再生能源佔總初級能源配比 5% 之目的，韓國政府目前提出再生能源法之修正案。主要規定包括：

- 第一、引進新及再生能源發電配比制度。
- 第二、引進新及再生能源專業公司。
- 第三、補貼技術發展之國際標準化之發展。
- 第四、強化法律基礎，以達成新及再生能源示範之目標。

### （四）建立綠色城鎮

韓國，已經指定超過 50 個用戶，採購大多數之能源需求來自於新及再生能源資源。以 Gwangju 及 Daegu 作為太陽光電示範城鎮，並評估其他綠色城鎮計畫之可行性評估。希望能在 2010 年，將參與者提高到 100 個城鎮，見表 3-21。

表 3-21 韓國綠色城鎮計畫的推動目標

年	地點	數量	方法	預算(100 百萬韓元)
cc	Gwangju, Daegu	2	太陽光電示範計畫 x	28
2002	與地方能源計畫的結合	2	綜合發展風力及太陽光電系統	35
2003	可行性評估	1	一般再生能源科技	42
2004 ~	-	-	有發展潛力之地點	-

資料來源：韓國能源計畫-2010 年能源政策發展戰略方向。

### (五) 再生能源研究發展基金

在 2002 年，韓國政府投資超過 710 億韓元，用於新及再生能源的研究發展，特別是太陽熱能、太陽光電、燃料電池及風力發電，見表 3-20。

- 為了克服再生能源初期的不經濟，為有效散步再生能源，必須強調「科技研發」。其策略為，將技術發展的投資，其基本原則為「選擇，並集中發展」之策略。考量當地科技的層級，以及市場的潛力，選擇三項科技為優先發展的目標，分別為：太陽光電、風力發電、燃料電池。
- 針對「太陽能熱水」、「廢料轉能源」、「生物能源」，由於其市場已經小有成形。因此，應促進商業化的政策，並輔以科技之研發。
- 針對「海洋能」例如，潮汐能、波浪能等，由海洋事務暨漁業部，在 2006 年前，投資 342 億韓元，完成核心技術的發展，並達成經濟可行性之評估。

表 3-22 韓國再生能源科技優先補貼之三大項目

	列為最優先發展之科技（太陽光電、風力發電、燃料電池）	次三優先發展之科技（太陽熱能、廢料、生物能源）
選擇之條件及政策導向	發展的階段已經相當於已開發國家，並需要投資以商業化之科技  市場發展潛力較其他再生能源大之科技  促進科技發展與示範，並行推動	發展的階段已經相當成熟，且在可預見的未來可商業化之科技  科技之發展仍在早期  以示範為主，並以科技發展為輔

資料來源：韓國能源計畫-2010年能源政策發展戰略方向。

## 第五節 我國與主要國家能源政策分析比較

各國能源政策之走向，往往立基於各國的地理環境、資源天賦、經濟狀況，及產業結構特性等能源情勢而開展。惟各國也希望藉由其能源政策，能補足其地理環境、資源天賦之不足，並積極改善其產業結構。因此，「能源政策」與「能源情勢」可說是相互影響，互相連動。在此背景前提下，本節就能源安全、能源結構、能源效率、溫室氣體減量等主要能源議題，選取「主要相關結果的指標」（如：能源進口依存度、各國的總初級能源配比、核能配比、再生能源配比、能源密集度、每人溫室氣體排放），並檢討各國對於這些相關指標的因應對策，以作為我國未來政策研擬方向之參考。

### 一、能源供應與能源依存度

各國能源經濟情勢中，自產較高的國家如美國則注重石油之進口穩定，強化課技研發，而歐盟則是以建立泛歐能源共同體，因應自產能源比重較低的國家中，如韓國、日本之強調能源安全問題，將其列為政策主要目標之一，並提高核能使用，提高能源自主能力，見表

表 3-23 各國綜合能源政策

國家	TPES (百萬公噸 油當量)	進口依 存度 (%)	綜合能源政策		
			政策目標	供應面政策	需求面政策
美國	2,290.4	30.7%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 增加能源生產與能源淨潔、使用效率間取的平衡</li> <li>2. 擴大並多元化能源進口來源</li> <li>3. 強調效率導向的市場競爭</li> <li>4. 促進國際合作</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 消除能源供需之差距，抑制能源進口</li> <li>2. 增加能源供應多樣化，增進與能源進口國關係</li> <li>3. 加強國際技術合作，推廣核能利用。</li> <li>4. 強調氫能發展與利用</li> <li>5. 創新科技研發。</li> <li>6. 開發再生能源</li> <li>7. 訂定協助技術研究與開發機制</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 提高能源效率。</li> <li>2. 通過能源政策法案</li> <li>3. 訂定協助技術研究與開發機制</li> </ol>
歐盟	1757.0	50.0%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 建構歐洲內部能源市場</li> <li>2. 保證歐洲內部能源市場的供應安全</li> <li>3. 維持能源供應的安全與競爭力-朝向永續、效率、多元化的能源結構</li> <li>4. 因應氣候變遷的共同方法</li> <li>5. 戰略性歐盟能源科技計劃</li> <li>6. 對外能源政策-明確的安全與多元化能源結構政策</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 歐洲網路 (A European grid)</li> <li>2. 優先互聯計劃</li> <li>3. 電廠投資</li> <li>4. II. 重新考慮歐盟緊急石油及天然氣儲存機制</li> <li>5. II. 增加再生能源使用</li> <li>6. III. 碳捕抓、固化和封存</li> <li>7. 明確的安全與多元化能源供應政策</li> <li>8. II. 建立能源合作關係</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 市場開放的重要性</li> <li>2. 提升歐盟產業競爭力</li> <li>3. 提升內須市場的供應安全</li> <li>4. 提出戰略性歐盟能源評鑑(Strategic EU Energy Review)，來分析各種能源別的全部優劣勢，及對歐盟的可能影響</li> <li>5. 釐清未來核能在歐盟所扮演角色</li> <li>6. 減少能源損失：能源效率領先者</li> <li>7. 推動戰略性歐盟能源科技計劃</li> </ol>
德國	355.2	37.2%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 確保能源供給安全。</li> <li>2. 提升能源服務競爭力。</li> <li>3. 達到環境友善之能源轉換與利用。</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>7. 增加能源結構分散性</li> <li>8. 廢除核電廠</li> <li>9. 增加再生能源</li> <li>10. 參加泛歐能源體系</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 提高傳統能源使用效率</li> <li>2. 加強能源教育及外部成本內部化</li> <li>3. 推動綠建築及節能服務公司</li> <li>4. 推動汽電共生系統</li> </ol>
日本	516.9	82.6%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 實現世界最尖端的能源供應體系</li> <li>2. 資源外交、能源環境合作的綜合性強化</li> <li>3. 充實緊急對應策略</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 運輸能源的次世代計畫(降低石油依存度之80%)</li> <li>2. 新能源革新計畫</li> <li>3. 核能立國計畫</li> <li>4. 確保綜合性資源計畫(自組開發比例80%)</li> <li>5. 亞洲能源合作策略</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 節能領先計畫(30%以上能源效率改善)</li> <li>2. 運輸能源的次世代計畫(降低石油依存度之80%)</li> <li>3. 能源技術策略</li> <li>4. 其他環境整備(宣導、教育等)</li> </ol>

國家	TPES (百萬公噸 油當量)	進口依 存度 (%)	綜合能源政策		
			政策目標	供應面政策	需求面政策
韓國	203.5	86.3%	1. 確保能源穩定供應，實現有效穩定能源需求和有效系統的供給方針。 2. 導入市場原理，作為提升國內能源產業的效率及競爭力，並配合電力、瓦斯產業民營化的推進。 3. 確立環境能源系統，促進省能和低碳能源。	1. 持續能源來源多元化與改善能源效率。 2. 建立電力與天然氣部門獨立的管理機構，釐清能源機關與公平貿易委員會之關係。 4. 解除國外投資的上限管制。 3. 經由調整稅制，解除價格上限、交叉補貼等價格扭曲，反應真實的環境成本	1. 採用其他的措施以強調能源效率政策的高優先性。 2. 簡化能源定價過程，以反應能源成本。 3. 確保韓國國家能源效率標準符合國際標準。 4. 發展更進一步的能源效率政策，以當成溫室氣體減量之成效。
我國	100.4	88.7%	1. 「穩定能源供需」 2. 「提高能源效率」 3. 「開放能源事業」 4. 「重視環保安全」 5. 「加強研究發展」 6. 「推動教育宣導」	1. 強化整體能源供應安全機制並加強跨國能源合作之機會。 2. 提高自主能源，推動能源多元化 3. 加強能源轉換效率， 4. 調合三 E 發展，推動無悔策略 5. 擴張科技能量，協助淨潔產業發展	1. 提高能源使用效率，降低能源密集度。 2. 建立市場機制，促進能源價格合理化 3. 推動教育宣導，擴大全民參與

## 二、二氧化碳因應策略

關於能源政策方面，70 年代後，各國能源政策多以穩定能源供應、能源多元化與節約能源為主，以降低石油依存度。然國際環保意識抬頭，注重永續發展成為能源政策的主要課題，各國現行的能源政策大都以因應氣候變化綱要公約之「京都議定書」規範為主要長程目標，目前歐洲各國皆是以能源自由化為主要策略，美國布希政府因為其本身經濟考量，目前尚未簽署，故其能源政策有很大部分，強調開發新能源與新能源科技。而日本、韓國因能源進口依存度高，除強調推動能源效率與再生能源發展外，特別強調核能的角色，企圖同時解決能源供應安全與溫室氣體排放之課題，值得我國參考，見表 3-24。

表 3-24 各國因應溫室氣體減量能源因應策略

國家	溫室氣體排放量(2004) (Mt of CO <sub>2</sub> )	京都簽署狀態	京都議定書減量目標	石油危機後能源政策	現行因應策略
美國	5,799.9	×	-7%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 穩定能源供應</li> <li>2. 促進節約能源及提高能源效率</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 提升自產能源比例</li> <li>2. 鼓勵投資新技術及發展再生能源</li> <li>3. 促進節約能源及提高能源效率</li> <li>4. 推動核能</li> </ol>
歐盟	3,844.0	○	-8%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 安全：自 70 年代以來，歐盟能源政策的首要目標是經濟安全、國防安全和生活安全。其原因在於歐盟目前的能源需求一半以上有賴於外部供應。</li> <li>2. 效率：通過提高能源使用效率來節省能源。</li> <li>3. 環保：能源使用是環境保護的一項重要內容。</li> <li>4. 永續發展。保證經濟社會永續發展，其含義首先是指保證能源的安全供應；其次是保護本國、本地區和全球的能源資源，使環境免遭破壞；最後是大力開發再生能源。</li> <li>5. 有利於出口能源和環保技術設備。歐盟 15 國占了世界能源環保技術設備市場的大約 40%，這是他們大力推進世界節能和環保事業的重要原因之一。</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 減少能源損失：能源效率領先者</li> <li>2. 增加再生能源使用</li> <li>3. 發展碳捕抓、固化和封存</li> </ol>
德國	848.6	○	-21%	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 同時確保穩定的、經濟的、保護環境和節省資源的能源供應</li> <li>2. 制定法律、法規及措施，鼓勵國民使用再生能源</li> <li>3. 注重開源，更重節流，採取多種手段促進節能 (1) 提高能源轉換設備的</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 設定長期目標，在 2020 年之前 30% CO<sub>2</sub> 排放量</li> <li>2. 推動節能措施</li> <li>3. 加強國際合作預防氣候變遷</li> <li>4. 發展再生能源</li> </ol>



國家	溫室氣體排放量(2004) (Mt of CO <sub>2</sub> )	京都簽署狀態	京都議定書減量目標	石油危機後能源政策	現行因應策略
				<p>工作效率</p> <p>(2) 推動家用電器節能。</p> <p>(3) 積極發展交通領域的節能技術</p> <p>(4) 建築節能</p> <p>(5) 注重國民參與，提高民衆節能意識</p>	
日本	1,214.9	○	-6%	80年代的能源政策為確保能源供應穩定，90年能源政策主軸既已從確保能源穩定供應轉向建立各種能源公平競爭之環境。	<p>1.獎勵節約能源</p> <p>2.提升能源效益，調整能源結構</p> <p>4.天然氣、新及再生能源開發利用</p> <p>5.發展核能</p>
韓國	462.1	○	-	<p>1. 建立一個保障經濟成長和國民生活穩定的能源供需體系</p> <p>2. 政府為了達到政策目標而干預能源供需和價格決定</p> <p>3. 能源系統未與周邊國家沒有合作的封閉的結構</p>	<p>1.強化使用核能</p> <p>2.節能政策整合管理，並提升能源效率</p> <p>3.擴大再生與潔淨能源使用</p> <p>4.國際間能源合作關係建立</p>
台灣	255.4	×	×	第三次修正「台灣地區能源政策」配合國家經建計畫，俾達成「穩定供應、合理使用」目標	<p>1 擴大天然氣使用，提高再生能源發電配比</p> <p>2.提高能源使用效率，降低能源密集度。</p> <p>3.建立市場機制，促進能源價格合理化：電價短期反映內部成本，並視燃料成本變動機動調整，長期將外部成本內生化。</p> <p>4.加強能源轉換效率，改善火力發電廠發電效率，降低輸配電系統的線路損失</p> <p>5.推廣汽電共生系統。</p>

資料來源：本研究整理。

### 三、再生能源因應策略

各國家之水力和其他再生能源的比重較少，主因是地理環境及再生能源的技術發展尚不成熟，故其商業化進程度較慢。因此，為提高再生能源發展使用，並開發未來市場商機，各國加強推動既有技術商業化，並加強再生能源技術研發如氫能、燃料電池等進而強化能源技術發展方向。

表 3-25 各國再生能源因應策略

國家	推動再生能源作法
美國	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 持續進行各項再生能源使用效益的評估。</li> <li>2. 提供非營利性質的電力公用事業增加再生能源的電力配比獎勵方案。</li> <li>3. 要求聯邦政府購買來自再生能源的電力。</li> <li>4. 要求更新島嶼地區能源計畫。</li> <li>5. 鼓勵在聯邦及印第安保護區進行生質能電力及熱能，並改善生質能發電技術。</li> <li>6. 在聯邦及印第安保護區移除危險燃料及發展生質能科技。</li> <li>7. 藉修正合約條款更新地熱蒸氣法，提供更具競爭性的租賃系統。</li> <li>8. 加強地熱資源發展之各項行動方案。</li> <li>9. 改革聯邦電力法之水力發電運轉執照審核方式。</li> <li>10. 允許在蒙大拿地區設置 2 千瓩裝置容量的水力發電計畫。</li> <li>11. 修正阿拉斯加地區的小型水力發電計畫。</li> <li>12. 要求在 2012 年之前，每年必須提供至少 75 億加侖的再生燃料，惟加州地區夏季時令不在此限。</li> <li>13. 表達改善島嶼地區的輸、配電系統的需求。</li> <li>14. 在島嶼地區與當地公用事業進行成本分攤以降低石化燃料發電的配比。</li> <li>15. 提供增加水力發電的獎勵措施。</li> <li>16. 提供改善水力發電效率的獎勵措施。</li> <li>17. 恢復美國能源部發展小型水力發電計畫。</li> </ol>
歐盟	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 再生能源發展藍圖(Renewable Energy Road Map)，以解決下列關鍵問題： <ul style="list-style-type: none"> <li>● 具體行動計劃及措施，以達成 2010 年再生能源目標。</li> <li>● 2010 年後的再生能源發展目標。</li> <li>● 配合歐盟能源節約架構的新冷卻與加熱指令(Community Directive on heating and cooling)</li> <li>● 詳細的短、中、長期計劃，以降低歐盟對進口石油的依賴，基於現有生質能行動計劃(Biomass Action Plan2)和生質燃料策略</li> </ul> </li> </ol>

	<p>3(Stratgy for Biofuel3)的架構規劃。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 利用研發、示範、推廣等措施，使再生能源能更接近能源市場。</li> </ul>
德國	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 訂定再生能源發展目標。</li> <li>2. 實施再生能源資源法案 (EEG)。</li> <li>3. 提出再生能源市場刺激計畫，其包含推動生態稅減免，及再生能源計畫低利融資。</li> <li>4. 推動「十萬太陽光電屋頂計畫」，提供 11 億馬克資金，以低利貸款方式，補助太陽光電設備之裝設。</li> <li>5. 推動投資未來 (Investing in the Future) 計畫：主要用於再生能源相關研究。</li> <li>6. 推動再生能源推廣計畫。</li> <li>7. 推動 2001 年依據再生能源法頒佈之生物能源行政命令。</li> <li>8. 推動 2002 年修正礦油稅法及再生能源法。</li> <li>9. 推動 2003 年再生能源科技出口方案。</li> </ol>
日本	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 積極提高再生能源在發電與熱能部門比重，預計 2030 年佔能源利用比例達 10%。</li> <li>2. 推動太陽光發電設備之生產與裝設。(2003 年日本全國裝設太陽光發電容量為全球第一，總容量 86 萬瓩。)</li> <li>3. 引進風力發電。(2004 年風力發電總裝置容量為 92.7 萬瓩。)</li> <li>4. 開發生質能酒精燃料。</li> </ol>
韓國	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 進行再生能源發電補貼。</li> <li>2. 修正新及再生能源法，其包含建立新及再生能源發展及推廣中心、引進新及再生能源設備認證系統、引進新及再生能源發電配比制度、引進新及再生能源專業公司、補貼技術發展之國際標準化之發展、強化法律基礎。</li> <li>3. 建立綠色城鎮。</li> <li>4. 成立再生能源研究發展基金，針對「太陽能熱水」、「廢料轉能源」、「生物能源」等項目，進行策略性的輔助。</li> </ol>
我國	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 積極推動酒精汽油發展利用及廢棄物衍生燃料發電應用，並持續規劃推動風力發電系統設置、加強太陽光電發電示範系統補助、訂定氫能源及燃料電池、海洋能發電及地熱發電等計畫，以達成 99 年發電裝置容量 513.9 萬瓩之規劃目標。</li> </ol>

資料來源：本研究整理。

#### 四、對我國能源政策之啟示

綜合以上，我國為一孤立之能源供應系統，其能源供應可靠與安全實為首要之考量，我國參考之國家可以鄰近之日本為模範，德國雖為 G8 工業國中唯一之非核國家，其推動再生能源不遺餘力，然其身處歐盟電力網，不足之電力可由歐盟電力網共應，且由其長期發展規劃觀之，2050 年進口電量 65TWh，等於直接向歐陸電力網購買電力，以歐盟能源共同體角度視之，其污染仍在。此外，IEA 之世界能源展望亦強調未來何能使用之重要性。故而，本研究建議台灣未來能源政策與因應溫室氣體策略，應參考日本模式，除大力推動節約能源與再生能源使用外，應從新檢討核能使用之定位。

再生能源的使用為我國能源因應溫室氣體的主要措施之一，然現已規劃再生能源發展目標，惟其短程目標規劃多以水力發電、風力發電為主，未考慮供應量中之水力、風力發電已接近開發上限，且國外風力發電已有發展大型機組織趨勢。故達長期發展目標，技術研發突破為超越台灣先有資源稟賦限制之方式，然未來技術開發除符合我能源使用狀況外，尚須與各主要國家競爭。故而，長期發展應選定重點科技研發，配合「經濟部重大能源科技計畫」規劃，以太陽光電、氫能及燃料電池為優先發展產業，集中資源，以求重點突破並發揮產業關聯效果，達成我國在生能源發展目標。

## 第四章 我國推動溫室氣體減量政策

### 對能源政策影響分析

目前全球各先進國家工業部門因應溫室氣體減量要求主要之因應政策與措施可歸納為：財政政策（租稅抵減、優惠貸款及補貼等）、許可權交易制度（排放交易、綠色權證交易及CDM）、管制工具（制定耗能或溫室氣體排放標準與制度改革）、自願性協定、研究發展與政策程序（諮詢、資訊擴散及策略規劃）等六大主軸，其中，自願性減量機制及耗能標準制訂為過去 10 年來最主要的減量工具。然過去 10 年OECD等先進國家分別採行前述各項因應策略，但減量績效並不理想，除德國及英國減量績效良好外，其他國家並未達到被要求的減量目標，實際排放量至 2000 年反而呈現增加趨勢，因此總量管制相關的排放交易制度將成為未來幾年減量策略主軸。

以台灣溫室氣體排放現況，二氧化碳佔排放總量的 74%，惟過去 10 年來台灣二氧化碳密集度不降反升，CO<sub>2</sub>排放量更大幅成長。2005 年 6 月政府召開之 94 年全國能源會議建議在 2020 年及 2025 年時CO<sub>2</sub>排放量比基本情境（BAU，CO<sub>2</sub>排放量高案）分別減量 22%及 32%，減量目標雖已遠低於 1998 年第一次全國能源會議原設定的 55%目標，對台灣仍是一大挑戰，其減量措施如再生能源發展、擴大液化天然氣使用、提升能源效率、電價調整、課徵碳稅及能源稅等重大能源政策，將對能源價格、產業發展與總體經濟產生重大影響。因此，本章第一節即分析我國現行溫室氣體減量政策，第二節則採用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析電價合理化、課徵碳稅及能源稅對經濟、產業及能源之影響，第三節則針對現行能源政策提出檢討建議。

## 第一節 我國溫室氣體減量政策分析

我國礙於國際政治情勢現實，無法平等且正式參與國際環境公約運作，但為克盡地球村一份子的責任及從國家整體利益的角度出發，我國應兼顧社會、經濟、生態、環境及國家永續發展的需要，集中發展本土化自願減量策略，以獲取減量實質效益，達成聯合國氣候變化綱要公約之終極目標。

### 一、94 年全國能源會議

經濟部能源局於 2005 年 6 月 20、21 日，召開第二次全國能源會議，會議期間藉由各界的集思廣益，共同探討在面對京都議定書之國際新規範架構下，我國的策略性定位，並透過政府各相關部門的總動員，訂定各部門階段性的實質減量策略，同時引導各界對此一議題的重視與共同參與，進而達到促成二氧化碳的減量目標。國家減量目標雖未達成共識，然各部門均已規劃務實可行的具體減量策略與期程。能源局依據會議結論彙整各部會減量措施，研擬完成共計有 191 項之全國能源會議結論具體行動方案，目前由各部會依各階段目標的預定期程全力推動中。彙整 94 年全國能源會議結論與具體行動方案如下：

#### (一) 整體策略方向

##### 1. 減量策略定位

為因應氣候變遷，應以國家淨能源消耗所產生的CO<sub>2</sub>排放量及能承受之減量能力為國家減量負擔。現階段，以循序漸進積極推動各部門減量能力建構與自願性減量，於適當時機推動溫室氣體限量管制與交易(cap and trade)、碳稅等措施。其具體作法包括：建立對外溝通及聯繫管道，蒐集及研析聯合國氣候變化綱要公約相關資訊，運用評估

工具探討後京都時期之可能因應方案，以減緩我國溫室氣體排放成長率至OECD國家水準，並以推動我國溫室氣體人均排放量能達OECD國家相同水準為策略方向。

## 2. 設立溫室氣體減量目標

依據氣候變化綱要公約及京都議定書規範精神及現有管制原則，並參酌國際趨勢變化，本次會議規劃之整體減量目標，依據各部門規劃之政策措施估計，在 2025 年CO<sub>2</sub>可較基準情景減少 17,000 萬公噸，減量效果係藉由擴大低碳(天然氣)之淨潔能源使用，CO<sub>2</sub>減少 750 萬公噸；發展再生能源推廣使用，CO<sub>2</sub>減少 470 萬公噸；工業、交通、住商等部門提高能源使用效率措施，CO<sub>2</sub>減少 9,160 萬公噸；建立市場機制，促進電價合理化，CO<sub>2</sub>減少 6,620 萬公噸，惟此目標尚未達共識，奉示於 2006 年召開國家永續發展會議再進一步討論。

## 3. 建立行政管理機制

建立CO<sub>2</sub>減量之行政管理機制，訂定溫室氣體減量法，提供溫室氣體減量工作法源依據，及制定新設重大投資案CO<sub>2</sub>排放源管理機制，建立產業部門CO<sub>2</sub>盤查與登錄制度及部門間CO<sub>2</sub>減量政策協調機制。其具體作法包括：制定溫室氣體減量法（草案），要求新設溫室氣體排放源納入環境影響評估結論事項，藉推動氣候變遷暨京都議定書因應小組運作，定期召開策略分組會議，檢討管理成果。

### （二）能源政策與能源結構發展方向

#### 1. 穩定能源供應

為了穩定能源供應，應強化能源合作，提高自主能源，積極發展無碳之再生能源推廣使用，預定 2010 年發電裝置容量達到 513 萬瓩，

2020 年達到 700~800 萬瓩，2025 年達到 800~900 萬瓩；並擴大低碳（天然氣）之淨潔能源使用，及提高燃氣發電容量因數與增設新燃氣電廠。預定天然氣總用量在 2010 年達 1,300 萬公噸，2020 年達到 1,600~2,000 萬公噸，2025 年達到 2,000~2,200 萬公噸。其具體作法包括：推動「再生能源發展條例（草案）」完成立法，建立推動再生能源法制基礎，持續推動以優惠電價方式鼓勵設置再生能源發電；規劃加強國內外油氣探勘，掌握長期油氣源，加速推動完成「天然氣事業法」立法程序，及擴大國內天然氣使用計畫；並將燃煤及複循環燃氣發電機組效率標準，納入現階段開放民間設立發電廠方案規範內容中。

## 2. 提高能源效率

藉由提升價格機能，加強效率管理，採行高效率發電設備，新設及更新擴建燃煤機組熱效率由目前的 35% 提升到未來 40%；新設及更新複循環燃氣機組由 2004 年 45% 調高至 2020 年 53%；推廣汽電共生系統，2020 年目標為 1,000 萬瓩；其具體作法包括：研議及落實電價合理化方案，督導台電公司新建及汰舊換新發電廠採用高效率發電機組，修正「汽電共生系統實施辦法」，持續發展汽電共生系統。

## 3. 規劃能源與電源結構方向

未來能源結構中之石油配比將下降，煤炭配比隨著核能運用相對調整，天然氣與再生能源配比增加，另核能配比在核四廠依計畫進行，核一、二、三廠正常營運下，隨能源總使用量變化而變動。根據上述原則，規劃及檢討中長程整體能源供需策略，能源結構配比在 2025 年：煤 41~45%、油約 30~31%、天然氣 16~19%、核能 4%、再生能源 5~7%；發電裝置容量結構配比在 2025 年：燃煤 48~50%、燃



油 2~3%、燃氣 27~28%、核能 5%、抽蓄水力 5%、再生能源 10~12%。

### (三) 綠色能源發展與提高能源使用效率

#### 1. 推廣再生能源

發展綠色能源及提高能源效率應合併考量、相輔相成，在建立再生能源永續發展環境上，應健全再生能源發展機制，再生能源推廣目標：2010 年占總能源 3%~5%，或發電裝置容量為 500 萬瓩(約 10%)。其具體作法包括：推廣酒精汽油發展利用及廢棄物衍生燃料發電應用，並持續規劃推動風力發電系統設置，加強太陽光電發電示範系統補助，訂定氫能源及燃料電池、海洋能發電及地熱發電等計畫，並積極推動。

#### 2. 節約能源及提高能源使用效率

由產業、運輸及住商部門共同執行，訂定較 87 年全國能源會議高的目標，提升能源效率每年達 2% 以上。節約能源目標預計 2010 年可節約 658 萬公秉油當量、2015 年為 1,243 萬公秉油當量、2020 年為 2,400 萬公秉油當量、2025 年為 3,512 萬公秉油當量。其具體作法包括：研修「能源管理法」將能源效率標示制度納入管理，另擴大推動節能標章認證、及推動能源技術服務業(ESCO)、建置節能中心，並針對能源大用戶提供能源查核輔導與節能技術服務。

#### 3. 輔導綠色能源產業發展

藉市場擴大帶動技術與產業之發展，建構再生能源產業產銷體系；推動國內節能設備產業之發展，研發並推廣複合動力車(Hybrid Vehicle)與燃料電池等關鍵技術及產業。其具體作法包括：執行「再生能源產業發展策略」與節能設備產業發展計畫；及推動淨潔車輛技

術與燃料電池開發計畫，以促進相關產業發展。

#### (四) 產業部門因應策略

##### 1. 推動工業部門能力建置

應於三年內推動產業部門能力建置，其具體作法包括：實施產業能源耗用及溫室氣體排放量基線調查，與建立產業部門CO<sub>2</sub>盤查、登錄、查核、驗證制度，建立部門自發性排放減量查核機制。成立產業節約能源技術服務團，研(增)修定能源密集產業主要產品與設備能源效率指標及溫室氣體排放標準值。

##### 2. 規範產業重大投資

產業重大投資計畫及能源密集產業之發展，應採行最有效率製程及環保技術，並提出短、中、長程減量計畫與目標，協助相關產業及下游廠商提升生產效率，加速汰舊換新，將減少之CO<sub>2</sub>排放量作為設置新廠使用；並要求新設溫室氣體排放源於環境影響評估結論事項，承諾新設溫室氣體排放源於限量管制與交易(cap and trade)實施後，其增量超過政府法規要求部分，應依規定取得足供抵換之排放量。

#### (五) 運輸部門因應策略

為促進「發展永續運輸、追求健康台灣」願景之實現，除依永續發展的理念，研擬整體的交通運輸政策外，運輸部門節省能源與減少溫室氣體排放量的政策之三大方向為，發展綠色運輸系統、紓緩汽(機)車使用與成長與提升運輸系統能源使用效率。

##### 1. 紓緩減量階段（短中期）：

主要策略為發展綠色運輸系統、紓緩汽(機)車成長與使用及提昇

運輸系統能源使用效率。

## 2. 強化減量階段（長期）：

在兼顧社會經濟發展的需要下，採取更嚴格的策略，以紓緩汽(機)車使用與持有。此外，將視未來省能源運具技術發展進程，適時大力推廣省能源運具。

其具體作法如下：包括完成高速鐵路建設計畫；持續推動都會區捷運系統建設及智慧交控系統建置計畫；推動各縣市辦理 LED 交通號誌設施，納入 96 年新興重要公共建設(電力次類別)計畫。

### （六）住商部門因應策略

在經濟成長、生活品質提升、建築物增加及商業活動時間延長等因素之下，住商部門能源消費量持續快速成長。建議以節約能源為主要方向，藉此達到CO<sub>2</sub>減量之目的。其具體作法包括：研議推動各類型建築物用電之累進電價差別費率之可行性，及研訂提高無風管冷氣機、電冰箱、螢光燈管用安定器之中長期能源效率標準並納入商品檢驗，並研修「能源管理法」將耗能器具及能源效率標示制度納入管理，以積極推動綠建築概念納入都市計畫管制執行之機制。

目標：至2025年CO<sub>2</sub>較基準情景約可減少17,000萬公噸

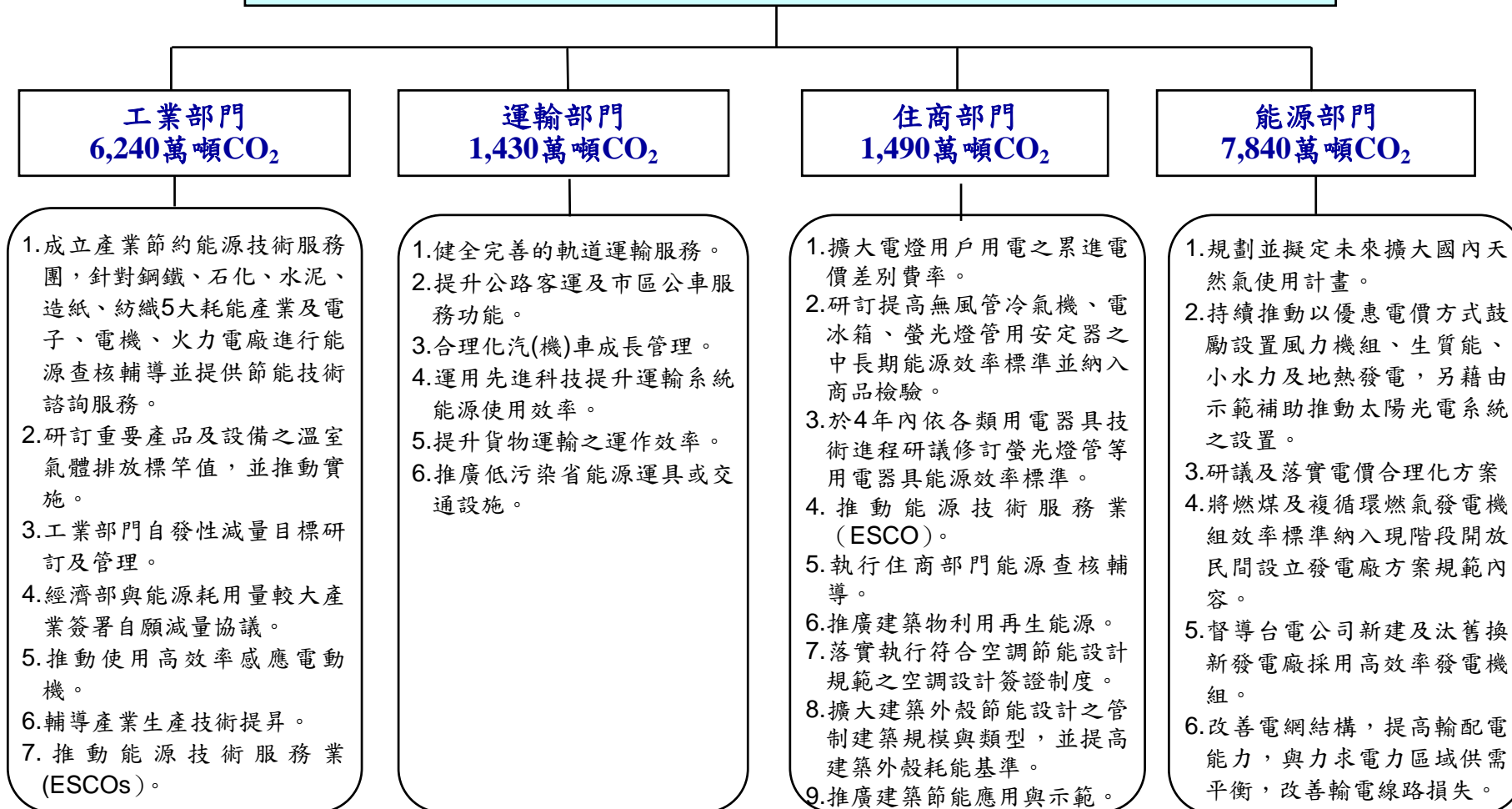


圖 4-1 94 年全國能源會議減量目標規劃

## 二、台灣經濟永續發展會議—環保、能源與產業三贏策略

永續發展係指能滿足當代的需要而且不致危害未來世代需要的發展方式；也就是社會及經濟的發展不應超過環境承载力。經濟發展、能源運用與環境保護應在永續發展的原則下兼籌並顧，以謀求人民之福祉。具體而言，應以「污染者有責」、「使用者付費」為基礎，使用政策工具，規劃完善的法規制度，經由外部成本內部化來合理反應環境成本；同時，透過科技創新，使用最佳清潔技術，增進生產效能，提升能源效率，降低產業發展與能源運用對環境的影響。

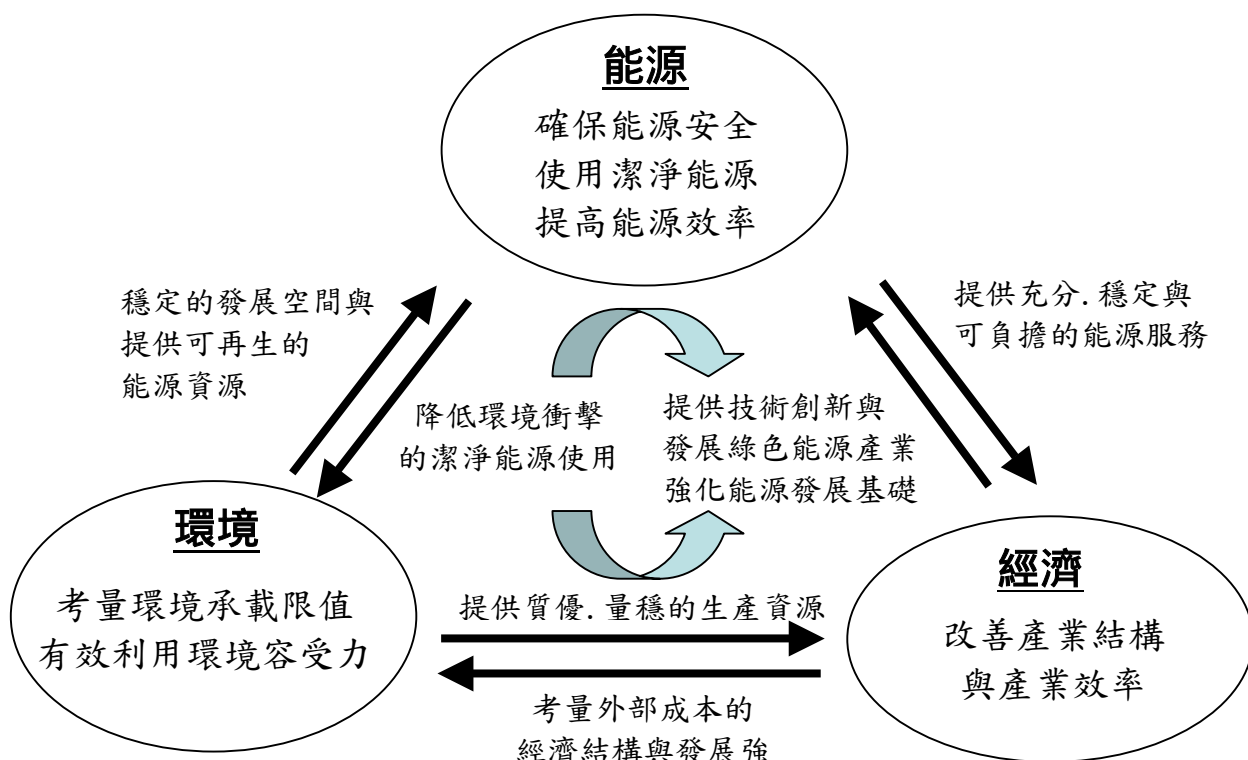


圖 4-1 3E(環保、能源與經濟)關聯圖

隨著「永續發展」概念的逐漸成形，經濟、能源與環境間應不再是個別的局部思考與選擇。以抑制其他領域的發展，成就各別領域的永續，無法創造生活、生存與生態的三贏。為體現永續發展的核心價值，發揮國家有限資源最大效益，並縮小過去經濟發展與環境建設背離的落差，使經濟成長與生活環境調和並相輔相成，經濟施政將追求一個與自然融合、永續發展的風貌，積極推動外部成本內部化、建立溫室氣體管制機制、規範產業最佳有效技術與強化科技運用等 4 項機制，創造環保、能源與產業三贏的經濟發展遠景。

### （一）外部成本內部化

善用溫室氣體減量此一國際新興低碳經濟的轉移契機，透過將環境外部成本內部化的能源稅及促使能源價格合理化，除可促進節約能源與替代能源的發展，並可藉由市場機制促使台灣產業結構調整朝低耗能、高附加價值的方向發展。

現階段應儘速完成能源稅條例立法程序，針對不同化石能源別依其單位熱值與含碳量等原則訂定稅額，並以循序漸進方式逐年調整稅額，以降低對物價及經濟之衝擊；惟在實施前應優先讓國內能源價格反映生產成本，並取消相關化石能源使用之補貼與優惠。

### （二）建立溫室氣體管制機制

推動溫室氣體減量法，透過跨部會擬定計畫並結合民間力量共同來推動，漸進調整建構國家減量能力與體質。經由溫室氣體減量法的推動，對外可彰顯台灣願意參與國際減緩氣候變遷相關行動，善盡地球村成員責任；對內則可建構溫室氣體減量之法源依據，落實依法行政。

### （三）規範產業採行最佳有效技術

為使產業對未來整體管制方向有所遵循，應訂定新投資計畫準則，規範新投資計畫應採行最清潔生產製程及環保技術，以降低對環境之衝擊；現有產業應加速汰舊換新，並協助相關產業及下游廠商提升生產效率。

### （四）強化科技運用

在高能源價格時代下，應更積極推動新及再生能源與節約能源等低碳技術，落實綠色生產與消費，發展低碳經濟體系：

1. 推動再生能源發展：通過「再生能源發展條例」立法，積極推廣太陽光電系統及生質燃料的使用，增加再生能源研發經費，逐年增加再生能源的比例。
2. 推動節約能源：修訂及落實能源管理法，強化效率管理與檢討罰則；政府機關學校率先節約能源，擴大推動綠建築；積極推動能源技術服務業。
3. 推動綠色能源產業發展：將綠色能源產業納入產業獎勵項目，積極推動生質燃料及太陽光電產業。

## 三、溫室氣體減量法草案

京都議定書在 94 年 2 月 16 日生效後，國際間要求規範溫室氣體排放的聲浪與日遽增。面對國際間的減量要求，我國除再次召開全國能源會議擬訂減量對策外，亦積極訂定溫室氣體減量法，落實依法行政，善盡地球村成員責任。目前溫室氣體減量法（草案）已獲行政院會通過，於 9 月 20 日函送立法院，若三讀通過，則在正式公告後一年實施。整體溫室氣體減量法草案設計上，依據公約精神，承擔共同

但差異的責任，以成本有效(cost effectiveness)及最低成本 (the lowest cost) 來防制氣候變遷，並追求永續發展，為相關部會對溫室氣體議題之最重要共識，目前相關配套辦法正積極研擬中。

「溫室氣體減量法」草案，共分六章，計二十八條，其要點如下：

- (一) 溫室氣體減量涉及政府行政部門相關權責業務，行政院應邀集中央有關機關研擬及檢討有關溫室氣體減量之分工、整合、推動等事項。中央主管機關應擬訂溫室氣體減量方案，報請行政院核定後實施；中央目的事業主管機關應依溫室氣體減量方案訂定減量目標及行動計畫，並推動之。(草案第五條及第六條)
- (二) 中央目的事業主管機關應進行排放量之調查及氣候變遷調適策略之研議；中央主管機關應進行氣候變遷衝擊評估、定期統計全國排放量，建立國家溫室氣體排放清冊。(草案第七條)
- (三) 國家能源、產業、運輸及住商政策之中央目的事業主管機關應定期檢討及調整其溫室氣體減量政策；目的事業主管機關應輔導事業進行排放源排放量之盤查、登錄、查證、自願減量及參與國際合作減量，並得獎勵或補助之。(草案第八條及第九條)
- (四) 直轄市、縣(市)主管機關應配合推動溫室氣體減量政策方案及行動計畫，訂修溫室氣體減量執行計畫，並推動之。(草案第十條)
- (五) 事業具有中央主管機關公告之排放源者，應每年進行排放量盤查及定期登錄經查驗機構完成查證之排放量；其溫室氣體年平均排放量，應符合溫室氣體效能標準。(草案第十一條及第十二條)



- (六) 中央主管機關得依聯合國氣候變化綱要公約、議定書及相關會議之決議事項，於實施溫室氣體排放盤查、登錄、查證制度與建立排放量核配及交易制度後，分期公告實施溫室氣體總量管制，其實施方式為分階段訂定減量目標，並將應削減溫室氣體排放量分配中央目的事業主管機關，由中央目的事業主管機關訂定削減計畫執行削減。(草案第十三條)
- (七) 中央目的事業主管機關得分階段將其獲配之排放量，核配其公告排放源之所屬事業，並得保留部分排放量核配一定規模新設或變更排放源之事業，並要求一定規模新設或變更之事業應採用最佳可行技術。(草案第十四條)
- (八) 經核配排放量之事業應採行減量措施或至中央主管機關指定之交易平台進行交易；其實際排放量不得超過核配量或排放額度；中央主管機關公告一定規模新設或變更之排放源，於溫室氣體總量管制實施後，其排放量超過中央目的事業主管機關核配量部分，應取得足供抵換之排放量。(草案第十五條)
- (九) 為鼓勵事業主動執行溫室氣體減量，規定得於核配排放量前主動提出溫室氣體減量計畫、減量目標及期程，經查驗機構查證後，向中央主管機關申請認可其減量額度；經認可之減量額度，得作為溫室氣體總量管制排放量之抵換或交易。(草案第十六條)
- (十) 主管機關或目的事業主管機關得派員對排放源所屬事業之場所實施檢查或命其提供有關資料。(草案第十七條)
- (十一) 各級政府機關應加強對學校、產業及國民有關溫室氣體減量之教育宣導；各級政府機關、公立學校及公營事業應宣導、

推廣節約能源及使用低耗能或高能源效率產品或服務。(草案第十八條及第十九條)

(十二) 事業或查驗機構因違反本法所定義務應為之處罰。(草案第二十一條至第二十六條)

## 第二節 我國溫室氣體減量政策對經濟、產業 及能源之影響

目前，94 年全國能源會議具體行動方案以能源價格合理化為主要因應對策之一，且政府目前正在草擬「溫室氣體減量法」，根據目前的版本，雖有CO<sub>2</sub>排放總量管制並有排放權交易制度及課徵碳稅的規定，以整體經濟與產業發展的考量，本節將採用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析能源價格合理化、課徵碳稅及能源稅對經濟、產業及能源之影響。

其中，值得注意的是，由於目前我國能源稅條例（草案）課稅目的包括：促使能源價格合理化，以合理反映使用能源之生產及社會成本，鼓勵節約能源及替代能源發展，減緩能源使用對環境之衝擊，並有助於提昇能源使用效率，促進低耗能、高附加價值產業發展以改善產業結構，降低溫室氣體排放量及提升國家競爭力，逐步促成能源運用、環境保護、經濟發展三贏之政策目標，其內涵已碳稅之課稅目的，且能源稅課稅基礎乃支持立法院所提「能源稅條例」制定方案，針對不同化石能源別單位熱值與含碳量，並兼顧消費用途屬性及環保節能效果等稅額訂定原則，故能源稅與碳稅應不宜同步課徵。

### 一、台灣動態一般均衡模型(DGEMT)架構

本研究採Liang-Jorgenson (2003) 及Liang (2004) 台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析電價變動、碳稅對CO<sub>2</sub>減量及台灣經濟之影響。台灣動態一般均衡模型(DGEMT)係由以下四模型所組成：(1) 生產者模型；(2) 消費者模型；(3) 總體經濟模型；(4) 工研院MARKAL工程能源模型。

## (一)生產者模型

生產者模型是一個包括 29 個產業的動態產業關聯模型。29 個產業包括 8 大業（農業、工業、礦業、製造業、營建工程、水電瓦斯業、交通運輸業及服務業）、17 個製造業（食品業、飲料及煙草業、紡織業、成衣及服飾品業、皮革毛皮及其製品業、木竹製品、傢具業、造紙與紙製品及印刷出版業、化學業及塑膠業、橡膠製品、非金屬礦物製品、基本金屬工業、金屬製品業、機械設備、電力及電子機械器材、運輸工具製造業、雜項製造業）及 4 個能源產業（煤礦業、煉油業、天然氣及電力）。

實際估計函數係數時進一步採用非常一般化的超對數(Translog)函數型式，來估計成本函數。從 Translog 生產函數出發，J-L 模型中，每一產業的價格及投入產出係數的變動皆可透過下列四個子模型來解釋：

1. 總投入子模型：內含一個價格方程式（產出價格）、四個份額方程式（資本、勞動、能源、中間投入）及一個技術變動率方程式。
2. 能源子模型：包括一個價格方程式（能源價格）及四個份額方程式（煤炭、石油產品、電力及天然氣）。
3. 中間投入子模型：含有一價格方程式（中間投入價格）及五個份額方程式（農產品、工業產品、運輸服務、服務業勞務及進口品中間投入）
4. 石油子模型：包括一個價格方程式（石油產品價格）、四個份額方程式（汽油、柴油、燃料及其他油品）。

## (二)消費者模型

根據 Jorgenson(1984)及 Jorgenson-Slesnick (1983,1984)，假設 k 家計單位 (household) 係以下列的超對數間接效用函數來做最適化消費選擇：

$$S = \frac{1}{D(P)} \left( \alpha_p + \beta_{PP} \ln P - \beta_{PPt} \frac{\sum M_k \ln M_k}{M} + \beta_{PA} \frac{\sum M_k A_k}{M} \right) \quad (k=1,2,\dots,k) \quad . (1)$$

在正確加總理論 (exact aggregation) 的假定下，家計部門的商品支出份額 (S) 實為個別家計單位商品支出份額 ( $S_k$ ) 的加權平均數。權數為個別家計單位的總支出 ( $M_k$ ) 佔全體家計部門總支出 (M) 的百分比。

(1)式表示整體家計部門的支出份額決定於價格 (P)、家計部門的支出分配 ( $\frac{\sum M_k \ln M_k}{M}$ ) 及家計部門支出及家庭屬性的聯合分配 ( $\frac{\sum M_k A_k}{M}$ )。其中  $M_k$  及  $A_k$  代表 k 家計單位的總預算及屬性 (Attribute) 向量。t 為 1 之向量。另並將民間消費分成五類：

1. 食：食品、飲料及煙草業支出；
2. 衣：成衣及服飾品業支出；
3. 住：租屋及非能源設施、傢俱；
4. 能源：燃料 (包含車輛燃料) 及電力支出；
5. 娛樂、運輸及雜項：娛樂、教育、醫藥保健、運數及雜項消費支出。

家計單位屬性則包含：

1. 家庭規模：1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 或更多。

2. 職業：農戶與非農戶。
3. 受雇人數：1, 2, 3 或更多。

### (三)總體經濟計量模型 (主計處何金巡總體經濟模型)<sup>1</sup>

主計處的總體經濟計量模型係由 159 條方程式所組成的凱因斯模型。我們從總體經濟計量模型中取得下列變數的預測值作為基本推計值的重要變數：(1)GDP 成長率；(2)工資；(3)利率；(4)家計消費；(5)CPI；(6)WPI；(7)投資；(8)政府支出及(9)出口。CPI 及 WPI 受各業產出價格的影響，國民生產毛額、工資、利率與家計支出在主計處的總體模型中是 CPI 和 WPI 的函數，因此，補貼再生能源收購電價的實施所導致產業產出價格的變動將會使主計處總體經濟模型與生產者模型兩者間有回饋的關係。

總供給則包含各業之中間需求及家計消費 (C)、投資、政府支出 (G) 與出口 (X) 扣除進口 (M) 的最終需求。在市場均衡的假設下，下式必須成立：

$$P_i Q_i = \sum_j P_j A_{ij} + P_i (C_i + I_i + G_i) + P_i X - P_i M_i; \quad i, j=1 \dots 29, \dots \dots (2)$$

### (四)工研院MARKAL工程模型<sup>2</sup>

MARKAL 將諸多變數、參數以及使用者自定的限制條件組成線性方程式／不等式，再由這些方程式的集合構建而成線性模組。因此利用 MARKAL 可以將複雜的能源系統(全國、地區或部門)展現為線性規劃模式。模式資料庫由三類資料構建而成：

1. 能源服務需求：工業、住宅、商業、運輸等各部門未來數十

<sup>1</sup> 參考何金巡(2001)。

<sup>2</sup> 參考楊任徵(1996)。

年的能源服務需求；

2. 初級能源供應：未來數十年各類初級能源的自產，進口上限與價格；
3. 能源技術：既有及未來可能商品化的能源轉換、處理與使用技術。資料內容包括：投資成本、固定及變動運維費、使用年限、使用能源類別、效率、可用度、輸出及最大市場穿透力預估等。

MARKAL 根據前述資料以線性規劃方式選擇最佳能源技術組合，來滿足未來各期能源服務需求。

#### (五)基本值 (Baseline) 之推估

由主計處總體經濟計量模型取得資本勞務價格 (Pk)、工資 (PL) 及進口物價 (Pm) 做為起初 (initial) 資料代入 29 業的生產者模型中可求得 29 業的產出物價及成本結構。

1. 利用 1996 年產業關聯表將 29 業的產出物價轉換 5 類消費者物價。再將此五類消費者物價代入加上取自總體經濟計量模型的民間消費總額資料之消費者模型中求出五類消費品各佔民間消費總額的份額。
2. 個別能源需求的估計，以石油產品為例係根據下式估計：

$$\frac{O}{Q} = \frac{P_e E}{P \cdot Q} \cdot \frac{P_o O}{P_e E} \cdot \frac{P}{P_o} = S_E \cdot S_o \cdot \frac{P}{P_o} \dots\dots\dots (3)$$

上式中 S<sub>E</sub>：能源佔總產值份額

S<sub>O</sub>：石油佔能源支出份額

P：產出價格

P<sub>O</sub>：油價

S<sub>E</sub>、S<sub>O</sub>、P 及 P<sub>O</sub> 皆為模型內生決定。

業別總產值 (Q) 資料則取自主計處。

3. 住宅部內的能源需求係根據下式求得：

$$E_H = S_E \cdot \frac{PC}{P_E} \dots\dots\dots (4)$$

上式中 S<sub>E</sub>、P<sub>E</sub> 及 PC 皆由模型內生決定。

4. 各類能源使用所造成的 CO<sub>2</sub> 排放量係根據工研院 MARKAL 估計值，煤 (3.53 噸 CO<sub>2</sub> / 千公秉油當量)，油 (2.89 噸 CO<sub>2</sub> / 千公秉油當量)，(天然氣 2.09 噸 CO<sub>2</sub> / 千公秉油當量)。

動態一般均衡模型的模擬 (DGEMT) 分析架構見圖 4-2。



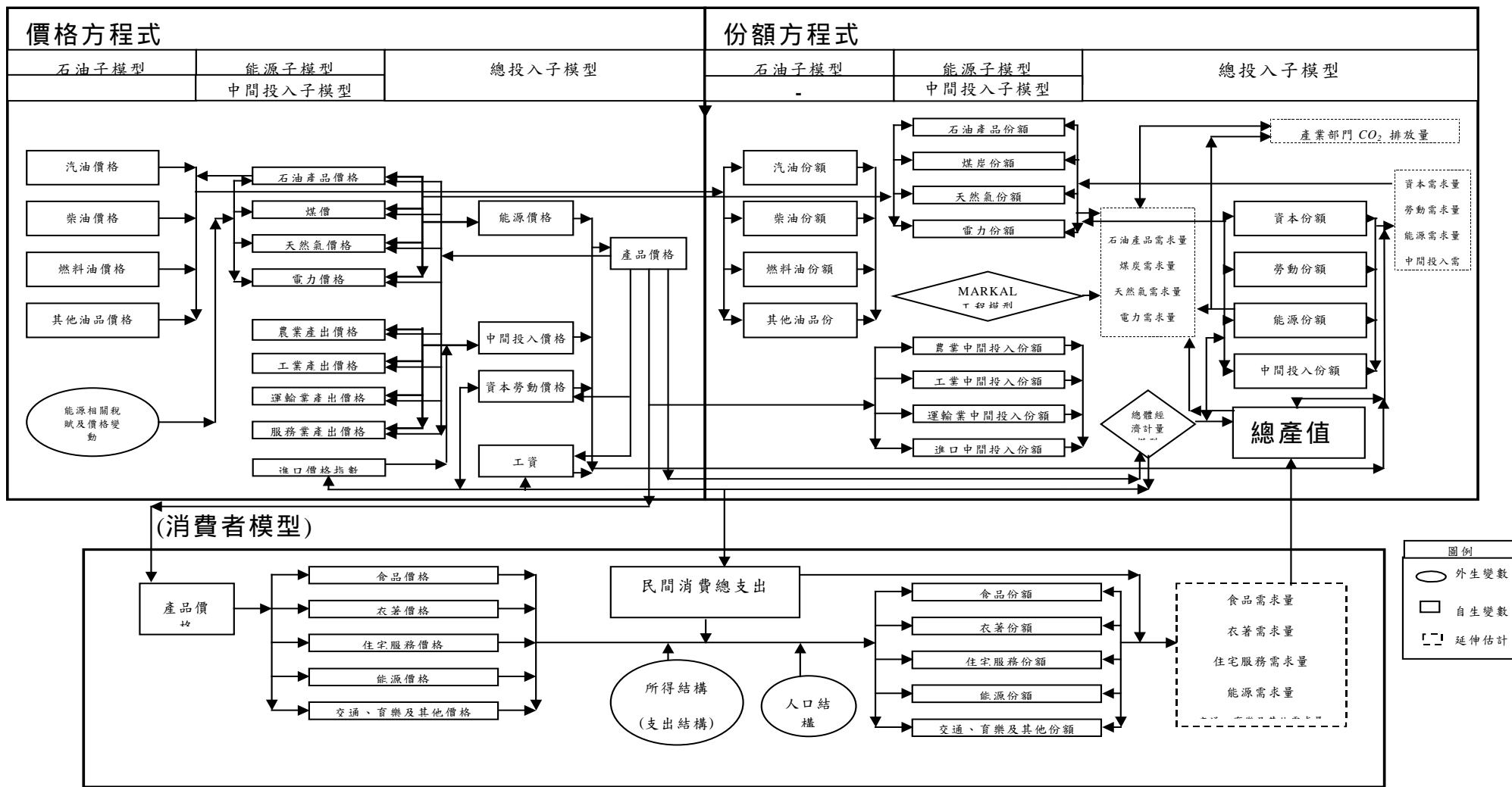


圖 4-2 動態一般均衡模型的模擬分析架構(DGEMT)

## 二、能源價格（電價）合理化之經濟、產業及能源影響

近年來國際油價、燃煤價格、天然氣價格及海運價格常受國際供需、季節性、政治性或突發性等因素影響，造成大幅波動。過去四年多（2002年1月至2006年10月）澳洲燃煤價格、WTI價格、我國LNG進口價格（2002年1月至2006年9月）漲幅各達61%、199%、152%。2003年8月至2004年7月國際燃煤價格因大陸大量進口礦砂等物資、大陸政府確保內需，緊縮燃煤出口、澳洲煤輪候港及印尼煤礦罷工等因素大幅上揚，澳洲Newcastle燃煤價格於2004年7月創下新高價62.21美元/公噸，2005年12月回落至38.91美元/公噸，之後揚升至2006年7月的53.16美元/公噸，後再跌至10月的44.51美元/公噸，燃煤價格上漲海運費亦隨之水漲船高；國際油價自2004年5月突破40美元/桶後，幾乎維持在40美元/桶之上，之後屢次因大陸油需大幅增長、重要產油國產油設施遭攻擊破壞及罷工事件、地緣政治不穩定、全球煉製能力不足、氣候（寒流、颶風）等因素一再推高油價，2006年7月創下WTI月均價新高74.38美元/桶，之後因伊朗停止鈾濃縮計畫爭議傾向和平解決、颶風威脅減弱、美國油品市場季節性需求下滑、全球石油需求減緩，油價一路下滑，10月均價來到58.82美元/桶；我國LNG進口價格追隨國際油價波動呈現雷同走勢，2006年2月創下新高價536.81美元/公噸，2006年9月為499.10美元/公噸。

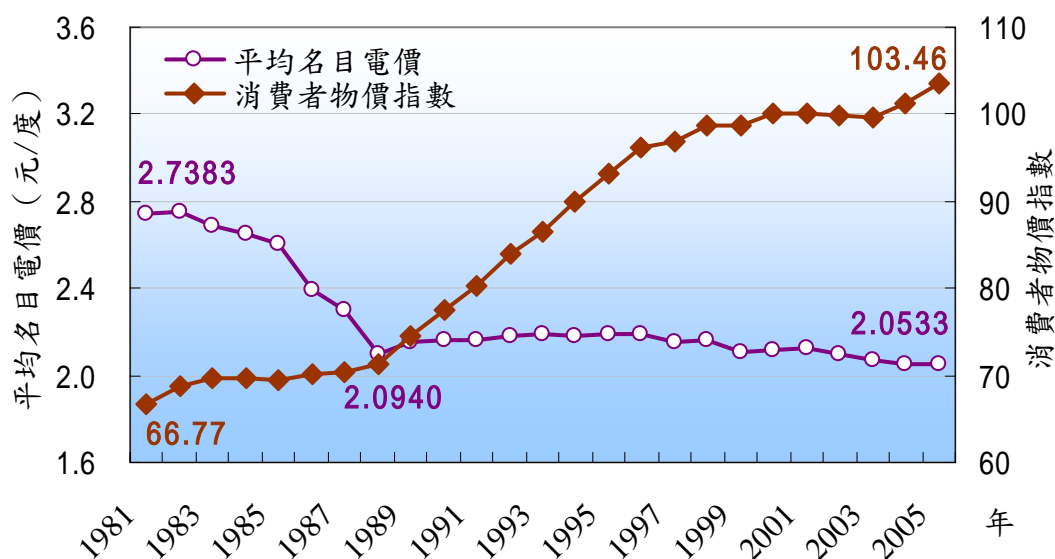
我國自產能源極為匱乏，發電用燃料多仰賴進口，且台電公司發電結構以火力發電為主，進口發電燃料成本約佔公司總支出三分之一。自2003年以來，國際油、煤價格均大幅上漲，使得近四年來台電公司燃料採購成本增加近五成。近年國際燃料價格飆漲致使台電公

司燃料費用激增，95 年 1-9 月燃料支出 1,117 億元，較 94 年增加 210 億元。相對於發電成本大幅增加，售電價格卻難以同步調漲。

當電價不能反映其外在不可控制成本(如燃料成本)的增加甚至產生虧損時，長期電力供應的穩定勢必受到影響，美國加州電力危機，殷鑑不遠。國營的台電公司盈餘偏低甚至發生虧損，形同納稅人補貼用電者也是一種社會不公平的現象。

2005 年台灣電燈電價為 2.53 元/度，較日本、韓國、香港、新加坡等鄰近國家為低，偏低的電價加上低油價是造成台灣能源生產力無法提升的重要原因之一。

過去 24 年 (1981 年至 2005 年)，消費者物價增加 54.9%，電價卻陸續調降 13 次，由 1981 年的平均電價 2.7383 元調降至 2005 年 2.0533 元，累計降幅達 25.0%，見圖 4-3。



資料來源：行政院主計處，2006；94 年台電統計年報，2006；本研究繪製。

圖 4-3 1981~2005 年我國平均電價與消費者物價指數

經濟部基於台電公司為公用事業，必須永續經營，不應發生長年虧損現象，以免影響公司形象及債信等考量，遂於 2006 年 5 月 29 日通過電價調整方案，自 2006 年 7 月 1 日起調漲電價，平均漲幅為 5.8%。電價調整後，台電預估 2006 年仍將虧損新台幣百億元以上。惟電業為公用事業，電價調整除了對整體經濟成長及物價有一定程度影響外，更關係社會大眾用電權益，與一般民眾基本生活用電需求及產業生產成本息息相關。

以下針對 2006 年 7 月 1 日起調漲電價，平均漲幅為 5.8% 之衝擊進行評估，見表 4-1。並說明電價調整 5.8% 對產業及經濟之影響。

### (一) 電價變動對 2005 年物價之影響

1. 當電價上漲 5.8% 時，整體經濟的 GDP 平減指數增加 0.369%。對七大產業價格的影響，其中水電燃氣業的影響為最大，將使水電燃氣的價格上漲 5.269%，以下依序為礦業(0.494%)、製造業(0.391%)、營建業(0.303%)、農業(0.245%)、服務業(0.200%)及運輸業(0.184%)。
2. 在製造業中影響最大的五個產業依序為造紙、紙製品及印刷出版業(0.906%)、紡織業(0.789%)、非金屬礦物製品業(0.676%)、化學業及塑膠業(0.673%)、基本金屬工業(0.642%)。

### (二) 電價變動對 2005 年產業及整體經濟成長之影響

1. 當電價上漲 5.8% 時，對 2005 年經濟成長率之影響為下降 0.078 個百分點。其中對水電燃氣業的影響為最大，將使水電燃氣業的總產值減少 0.719%。以下依次為製造業(-0.113%)、礦業(-0.113%)、農業(-0.075%)、運輸業(-0.072%)、營建業(-0.058

%)及服務業(-0.035%)。

2. 製造業中總產值成長受影響最大的前五大產業，依序為基本金屬業(-0.870%)、造紙、紙製品及印刷出版業(-0.239%)、紡織業(-0.218%)、木竹製品業(-0.202%)與傢俱業(-0.200%)。

### (三) 電價變動對 2005 年產業能源需求及CO<sub>2</sub>排放之影響

1. 當電價上漲 5.8%時，2005 年整體經濟的CO<sub>2</sub>減量幅度為 1.696%。該能源別的總需求減量而言，以電力需求量的減幅最大達 7.040%。以下依次為煤-0.915%，天然氣及油則分別增加 0.775%及 0.394%。
2. 七大產業中，當電價上漲 5.8%時，對於CO<sub>2</sub>減量之影響最大者為服務業(-6.015%)。以下依次水電燃氣業(-3.015%)、農業(-2.353%)、製造業(-1.938%)、礦業(-1.600%)、營建業(-1.165%)及運輸業(-0.570%)。
3. 在製造業中，CO<sub>2</sub>減量最大的前五大產業為皮革、毛皮及其製品業(-6.886%)、電力及電子機械器材(-5.380%)、基本金屬業(-5.121%)、紡織業(-4.986%)與木竹製品業(-4.933%)。

表 4-1 電價上漲 5.8%對產業別物價、產出及能源需求之影響

單位：%

	物價	產出	煤	油	天然氣	電力	CO <sub>2</sub>
農、林、漁、牧業	0.245	-0.075	0.000	1.020	0.000	-9.052	-2.353
礦業及土石採取業	0.494	-0.113	-1.092	3.918	0.489	-16.726	-1.600
煤礦業	0.935	-0.457	0.000	1.347	0.000	-6.249	-4.731
原油及天然氣業	0.284	0.388	0.000	-0.382	0.090	-7.692	-2.840
製造業	0.391	-0.113	-0.715	0.680	0.731	-6.889	-1.938
食品業	0.289	-0.077	-1.020	0.336	0.390	-7.128	-4.547
飲料及煙草業	0.205	-0.075	-1.016	0.339	0.392	-7.115	-2.739
紡織業	0.789	-0.218	-0.652	0.185	0.754	-6.798	-4.986
成衣及服飾品業	0.478	-0.125	-0.792	0.260	0.000	-6.777	-3.765
皮革、毛皮及其製品業	0.256	-0.148	-1.391	-10.353	-16.864	-5.764	-6.886
木竹製品業	0.402	-0.202	-80.615	0.228	0.282	-7.314	-4.933
傢具業	-	-0.200	-79.342	0.229	0.283	-7.309	-4.928
造紙、紙製品及印刷業	0.906	-0.239	-0.813	0.571	0.595	-7.113	-5.004
化學業及塑膠業	0.673	-0.162	24.081	0.411	0.000	-7.949	-1.260
橡膠製品業	0.457	-0.141	-0.972	0.616	0.000	-7.203	-4.375
石油及煤製品業	0.365	0.102	-1.359	-0.045	2.598	-8.483	-0.173
非金屬礦物製品業	0.676	-0.164	-0.227	1.097	2.417	-6.683	-1.158
基本金屬工業	0.642	-0.870	-0.657	-6.142	-3.714	-14.053	-5.121
金屬製品業	0.498	-0.116	-0.732	0.622	0.675	-6.859	-4.063
機械設備業	0.382	-0.086	-1.363	-0.004	-6.242	-7.418	-3.764
電力及電子機械器材業	0.247	-0.089	-1.313	0.045	0.099	-7.426	-5.380
運輸工具製造業	0.274	-0.035	-1.386	-0.027	0.026	-7.458	-4.213
雜項製造業	0.387	-0.012	-	-	-	-	-
水電燃氣業	5.269	-0.719	-4.768	11.104	1.891	-9.882	-3.015
電力供應業	7.666	-6.959	-5.494	12.794	2.178	-11.385	-3.474
營建業	0.303	-0.058	-0.956	0.400	0.000	-6.996	-1.165
運輸、倉儲及通訊業	0.184	-0.072	-1.307	0.051	0.000	-7.404	-0.570
服務業	0.200	-0.035	-1.009	0.347	0.400	-7.053	-6.015
工業	0.708	-0.144	-0.914	0.890	0.778	-6.992	-1.981
<b>整體經濟</b>	<b>0.369</b>	<b>-0.078</b>	<b>-0.915</b>	<b>0.394</b>	<b>0.775</b>	<b>-7.040</b>	<b>-1.696</b>

資料來源：本研究估算。

值得注意的是以上有關電價變動經濟成長、物價及電力需求及CO<sub>2</sub>的影響評估，屬經濟學上的長期均衡分析。換言之，是兩個長期均衡解的比較，電價變動前的基本值是一個均衡解，電價變動後是另一個均衡解。一個長期均衡解到另一個長期均衡解需費時多久？文獻上很少有討論。但由於其調整的範圍牽涉到生產面的各種生產要素的重新組合、投資及消費面的消費型態的改變。調整所需的時間可能需二、三年，絕非一年可以完成。就分年的影響而言，電價變動對當年經濟的影響相對可以減輕。

再者，電價變動後，電力需求的變動幅度將大於電價變動的結果，似不符實際觀察的結果，原因除上述長期均衡所需時間較長外，尚包括：(1) 其他條件改變：如所得、人口、其他物價等的改變；(2) 本均衡解有考慮到能源間的代替及互補效果；(3) DGEMT 模型已考慮電價變動對經濟成長之影響，故在電價上漲，經濟成長下跌情況下，電力需求因負的所得效果而擴大減幅。

### 三、課徵碳稅之產業物價及產值影響

課徵碳稅的原因除能符合污染排放者付費原則，使外部成本內部化。比較課徵碳稅和排放權交易制，縱令CO<sub>2</sub>減量效果一樣，實施前者，政府將比實施後者多了碳稅收入。

若以CO<sub>2</sub>減量 25% 為目標，並課徵瑞典碳稅稅額(22.2 美元/公噸CO<sub>2</sub>)為例，我們發現以一次到位的方式課徵碳稅對經濟的影響是顯著的。唯若改以分年累進方式課徵碳稅，則能有效減輕碳稅課徵對產業及整體經濟物價及成長之不利影響。以同採課徵瑞典稅額 (22.2 美元/公噸CO<sub>2</sub>) 為例 (CO<sub>2</sub>減量目標相同為 25%)，一次到位的課徵方式將

使GDP平減數（生產者物價）遽增達 2.26%，經濟成長減少 1.57%，影響相當大，見表 4-2。

表 4-2 不同二氧化碳減量方式對台灣經濟的影響

	一步到位法	漸進法
CO <sub>2</sub> 減量（%）	-25.77	-25.31
產業物價（GDP 平減數）（成長率%）	2.26	1.01
經濟成長率（%）	-1.57	-1.19
年平均邊際社會減量成本（1999 年價格計算）（元／噸）	1,734	1,186

資料來源：梁啟源(2005)，京都議定書通過後對台灣經濟及產業之影響。

表 4-3 歐美日二氧化碳邊際減量成本之比較

單位：美元/公噸CO<sub>2</sub>

模型	無排放權交易 （美國）	無排放權交易 （歐洲）	無排放權交易 （日本）	附件一國家間 有排放權交易	有世界性排 放權交易
SGM	48			22	8
MERGE				34	24
G-Cubed	19	49	74	11	4
POLES	24	38-41	74	33	10
GTEM	111	228	222	36	
WorldScan	11	23	26	6	
Green	44	58	23	20	7
Aim	49	63	75	19	13
平均	48	77	82	24	8

資料來源：梁啟源(2005)，京都議定書通過後對台灣經濟及產業之影響。

但採分年累進方式則其最終影響（2020 年）GDP平減數僅達其半數的 1.01%，經濟成長減幅亦縮小為-1.19%。就產業成長而言，以煤礦業的影響最大（-27.1%），以下依序為原油及天然氣業（-12.6%）、電力供應業（-12.0%）及水電燃氣業（-9.5%）。製造業中，以石油及煤製品的影響最大（-20.37%），其次依序為基本金屬工業（-3.26%）及非金屬礦物製品業（-2.24%）。若定義CO<sub>2</sub>邊際減量成本為GDP變動量除以CO<sub>2</sub>變化量。當CO<sub>2</sub>減量目標訂為 25%時，根據 5.38%折現率折成現值，以一次到位的作法為例，1999 至 2020 年共 22 年間，CO<sub>2</sub>邊際減量成本平均將高達每公噸新台幣 1,734 元。



同樣，若改以分年漸進法課碳稅，折成現值之CO<sub>2</sub>年平均邊際減量成本為每公噸新台幣 1,186 元，比一次到位課徵方式低了 31.6%。即令不折成現值（同假設折現率為 0）漸進法的 22 年CO<sub>2</sub>平均邊際減量成本（2,532 元）仍比一次到位法（2,834 元）低了 10.7%。國際比較顯示，本研究所計算之CO<sub>2</sub>邊際減量成本若不折算成現值，換算成美金之後為 75.2 美元（漸進法）至 84.2 美元（一次到位法），和歐洲（平均 77 美元）、日本（平均 82 美元）相當，而高於美國（平均 48 美元）。

課徵高額碳稅將對經濟造成顯著衝擊，且在政治上也會遭到強大阻力，因此進行全面之綠色租稅改革時，應以漸進法逐步增加碳稅稅率以降低對經濟之衝擊，將課徵碳稅主管機關宜定位為財政部，以收統籌運用之功效。再者將碳稅稅收做為在能源發展等相關的用途，以減少對經濟之衝擊並增加政治上的接受度，例如降低個人所得稅及公司所得稅的稅率，並提高免稅額、對低收入戶給予能源津貼、降低勞退條例中有關雇主負擔之勞退提撥金以促進就業並降低失業率等；並利用碳稅稅收向國外購買CO<sub>2</sub>排放權、做為溫室氣體減量之研發及政策研究經費等等。京都議定書雖剛於 2005 年 2 月 16 日生效，台灣若不能積極因應，2012 年前部分產業及產品有可能遭受歐盟及部分先進國家的貿易制裁風險。在 2012 年後則可發產生整體國家投資風險。若不能儘早因應，對未來經濟成長的影響可高至-1.57%。

環保署草擬中的「溫室氣體減量法」明訂溫室氣體的總量管制及碳稅稅制要在國際對我國要求減量承諾之後再生效，可能為時已晚，對我國經濟的影響將遠大於提早因應。

建議政府宜及早積極進行能源價格政策合理化，課徵碳稅進行綠色租稅改革，訂定明確之產業發展政策並重新檢討非核家園政策。

為降低能源價格政策對經濟之負面影響，且產生過度調整（Overshooting）的現象，建議第一步優先讓油電價格合理反映其燃料成本之變動並進行隨油課徵汽燃費之改制。如果減量效果仍達不到減量目標值再實施逐步漸進的碳稅課徵及全面的綠色租稅改革。

企業界也應及早因應，大力提高其產業及產品的能源生產力，增加其競爭力並以避免未來可能發生的國際貿易制裁風險。

由於近十年來台灣的二氧化碳減量成效不彰，京都議定書生效將使台灣未來的產業及國家經濟發展發生投資風險。對經濟成長的影響可高到-1.57%。

國內相關能源價格偏低是造成能源效率不佳及二氧化碳減量成效不彰的主因。本研究利用 DGEMT 模型進行電價合理化、課徵碳稅作模擬分析，評估其對二氧化碳減量的效果及對經濟之影響，並對其實施的障礙提出解決的建議。政府宜儘早積極因應京都議定書生效之挑戰，以降低其對台灣經濟的衝擊。

為了降低溫室氣體減量之各種能源價格政策對經濟之負面影響，並避免發生過度調整（Overshooting）的現象，建議首先讓油電價格合理反映其燃料成本之變動並進行隨油課徵汽燃費之改制。如果減量效果仍達不到減量目標值再實施逐步漸進的碳稅課徵及配套的全面綠色租稅改革。

表 4-4 碳稅對 2020 年各產業價格及產業成長之影響 (漸進法)

單位：%

產業價格		產業成長	
瑞典稅率美元\$22.2/CO <sub>2</sub> (噸)		瑞典稅率美元\$22.2/CO <sub>2</sub> (噸)	
農、林、漁、牧業	0.80	農、林、漁、牧業	-1.67
礦業及土石採取業	11.88	礦業及土石採取業	-4.28
原油及天然氣業	36.87	原油及天然氣業	-12.60
製造業	1.75	製造業	-1.49
食品業	0.74	食品業	-0.36
飲料及煙草業	0.57	飲料及煙草業	-0.67
紡織業	1.95	紡織業	-0.96
成衣及服飾品業	1.40	成衣及服飾品業	-0.76
皮革、毛皮及其製品業	0.83	皮革、毛皮及其製品業	-0.66
木竹製品	1.23	木竹製品	-1.16
傢具業	-	傢具業	-1.13
造紙、紙製品及印刷出版	2.08	造紙、紙製品及印刷出版	-0.85
化學業及塑膠業	2.57	化學業及塑膠業	-1.41
橡膠製品	1.50	橡膠製品	-0.44
石油及煤製品	35.58	石油及煤製品	-20.37
非金屬礦物製品	3.72	非金屬礦物製品	-2.24
基本金屬工業	3.39	基本金屬工業	-3.26
金屬製品業	1.72	金屬製品業	-0.52
機械設備	1.38	機械設備	-0.67
電力及電子機械器材	0.72	電力及電子機械器材	-0.48
運輸工具製造業	0.96	運輸工具製造業	-0.07
雜項製造業	1.47	雜項製造業	-
水電燃氣業	14.42	水電燃氣業	-9.53
電力供應業	16.99	電力供應業	-12.03
營建業	1.79	營建業	-1.29
運輸、倉儲及通訊業	1.12	運輸、倉儲及通訊業	-2.86
服務業	-	服務業	-0.47
工業	2.76	工業	-2.05
<b>生產者物價(GDP 平減數)</b>	<b>1.01</b>	<b>整體經濟</b>	<b>-1.19</b>

資料來源：梁啟源(2005)，京都議定書通過後對台灣經濟及產業之影響。

#### 四、課徵能源稅之經濟、產業及環境影響

隨著京都議定書在 2005 年 2 月 16 日正式生效，世界各國大多已能體認到溫室氣體效應對地球環境的影響與衝擊，進而針對溫室氣體減量目標做出重大決策。其中，課徵環境稅為目前歐洲各國所採行的主要因應政策之一。環境稅的種類眾多，包括能源稅、二氧化碳稅（簡稱碳稅）、污染稅、交通稅、資源使用稅等等。就國內情況來說，目前實施的汽車燃料使用費、土壤及地下水污染整治費、空氣污染防制費等，都可以算是廣義的環境稅。

2005 年 6 月全國能源會議具體結論明確指出，能源部門因應 CO<sub>2</sub> 減量目標規劃，應透過推廣再生能源、擴大天然氣使用及電價合理化等措施，來降低 CO<sub>2</sub> 排放量，以達成長期 CO<sub>2</sub> 減量目標。2006 年 7 月全國經續會議，在長達兩個月密集的會議中，課徵「能源稅」被列入共識意見，作為政府未來施政之方向。

為了整合各項相關稅費、鼓勵節約能源、提高能源使用效率，立法院陳明真等一百三十位委員提案「能源稅條例（草案）」，希望能藉由課徵能源稅，達到節約能源、穩定能源供應、開發替代能源以及建構永續發展之社會等目的。

以下首先整理相關問題，以及國外能源相關稅費實施情形及配套措施。其次分別說明我國環境相關稅費課徵目的及稅費收入、目前已提出討論之各種稅率版本及配套措施，及課徵能源稅後之經濟、產業、環境影響評估。

##### （一）相關問題討論

課徵能源稅一方面可透過經濟誘因，達到環保的目標，解決環境

污染問題，另一方面則可增加租稅收入。同時，若課徵能源稅可以取代其他具扭曲性質的租稅，又可以提升租稅制度的效率，這就是課徵環境稅所產生的雙重紅利效果（double dividend）。在「碳稅（或能源稅）制度實施之規劃研究」（經建會，1999）中，對於文獻已作完整分析，並分別陳述認為具有雙重紅利效果與不具雙重紅利效果之兩方看法與意見。舉例來說，Terkla（1984）與 Poterba（1991）認為環境污染稅具有雙重紅利的效果；Goulder（1995）與 Oates（1994）則認為環境稅對生產與消費行為也會產生轉嫁與扭曲問題，因為對污染性的商品或中間投入課稅，將導致財貨價格上漲，勞動所得的實質購買力降低，當勞動供給彈性為正，勞動供給將減少，因此，課環境稅可能造成更大的扭曲，此時，雙重紅利效果就不會出現。

文獻上對課徵能源稅之看法不一，國內情形亦是如此。立法院版「能源稅條例（草案）」提出後，各方意見紛陳，產、官、學界意見不盡相同。全國工業總會在 2006 年 9 月提出「能源稅不宜開徵（產業雜誌，95 年 9 月號）」一文，闡述我國不宜開徵能源稅之原因，包括：一、徵收能源稅不能達到立院版本所揭櫫的法益；二、徵收能源稅將無法達成經續會所訂的成長目標；三、能源稅徵收將造成通膨壓力與社會問題；四、能源稅增收將嚴重影響工業發展與出口能力；五、節約能源與鼓勵高效能源才是正途；六、政府應有一完整的能源政策及相關配套措施。文中並建議應重新評估徵收能源稅目的、方法、相關稅賦之減免與廢除，並評估我國課稅空間。

學界方面，以林祖嘉「從能源稅看台灣產業結構調整（國政分析，95 年 9 月 18 日）」為例，文中提出我國是否要課能源稅，應從能源價格是否比其他國家高，以及我國對長期產業結構調整之規畫。由於我國能源價格偏低，目前提出之稅率應可被接受；我國之產業結構應

朝向節約能源方向調整，不應鼓勵耗能產業，而應鼓勵節能的高科技產業及節能的服務業。

政府部門各自有不同看法。主管機關經濟部能源局就行政院版能源稅率（見（四）目前已提出討論之各種稅率版本及配套措施），再調降液化石油氣及天然氣稅率，以鼓勵淨潔能源的使用，同時亦調降燃料油稅率，以減低對產業界衝擊。

專責產業部門之經濟部工業局則就能源局版本稅率，建議再調降燃料油稅率，同時提出五項配套措施，包括：（1）針對發電或輸配電電廠用及汽電共生之燃料予免繳能源稅。（2）調降「燃料油」、「液化石油氣」及「天然氣」之能源稅應徵稅額，以降低課徵能源稅對產業成本負擔及電價之影響。（3）對非能源用途、用作工業原料用途者應免徵能源稅，包括鋼鐵業製程用焦炭、石化業輕油裂解進料使用之天然氣、液化石油氣。（4）參與自願CO<sub>2</sub>減量協議之產業得享有能源稅減免之優惠措施。（5）課徵能源稅後，如保留水泥業「貨物稅」，將使其稅負增加，基於稅負公平原則，及不影響產業競爭考量，建議審酌調降水泥業貨物稅。

財政部於10月（工商時報，2006年10月5日）提出課徵能源稅之配套措施包括取消橡膠輪胎、飲料、電器類、平板玻璃四類產品貨物稅，並取消印花稅與娛樂稅，以及個人綜合所得稅減稅（經濟日報，2006年10月18日）。

交通部方面，同意將空污費、土污費、汽燃費併入能源稅。

行政院於2006年10月18日下午召開政務審查會，會中決議調降各項能源之稅率（見（四）目前已提出討論之各種稅率版本及配套措施），課徵能源稅後，同步取消油氣類、電器、飲料、平板玻璃及

橡膠輪胎等五類貨物稅；直到足以支應貨物稅缺口後，再取消娛樂稅及印花稅；最後，當稅收足以支應汽燃費缺口時，再將汽燃費納入取消對象。至於先前提及空污費及土污費部分，因收取性質不同，不予納入整併（工商時報，2006年10月19日；經濟日報，2006年10月19日）。至此，能源稅的定位從開始規劃時的「污染稅」、「碳稅」，已逐步轉移為「產品稅」。

## （二）國外能源相關稅費及配套措施介紹

就各國實施環境稅之情形而言，芬蘭是歐洲最早實施碳稅的國家，從1990年開始，稅率有逐漸調升的趨勢。1997年起，為配合其他北歐國家，電廠的發電原料給予免稅優惠，改採課徵電力消費稅的方式，由最終消費端繳稅。除了電力之外，各種油品、煤、天然氣均須繳納碳稅。

挪威與瑞典則在1991年開始課徵碳稅。挪威碳稅以汽油、柴油、燃油、天然氣、煤及焦炭為課徵對象，但為了維持競爭力，航空、船運及鋼鐵、鋁業予以免稅。瑞典則課徵能源稅、碳稅及二氧化硫稅，對於電力的課徵方式與芬蘭相似，發電用的燃料不課稅，僅對消費端課稅。另外，對於能源密集產業不課能源稅，而碳稅稅率也較一般用途低。

1992年，丹麥與荷蘭開始實施環境稅。其中，丹麥的碳稅以能源用途決定稅率，舉例來說，交通用油及家庭取暖用油採行不同稅率。荷蘭能源稅的應稅燃料包含天然氣、電力、燃油、取暖油及液化天然氣，用量較大用戶稅率較低。

1997年斯洛維尼亞成為東歐第一個徵收碳稅的國家，主要根據燃料的含碳量訂定稅率。此外，法國、德國、義大利、奧地利、比利

時、英、美等國，也實施各種不同的環境稅。美國各州亦分別實施自訂的環境稅，例如：愛荷華州對肥料課稅（氮稅）、麻塞諸塞州課垃圾掩埋稅、印第安那州課油品儲藏稅等。

然而，為了避免因課徵環境稅造成產業短期間成本大增，進而影響經濟成長，大多數的國家在課稅之外，均同時採行相關產業免稅或減稅之配套措施。舉例來說，丹麥、德國、挪威及奧地利等國，對於自願參與二氧化碳減量的產業，提供租稅減免的優惠措施，而產業的減量額度，得以在交易、抵換或租稅減免三個方案中自由選擇。比利時、丹麥、德國、荷蘭、瑞典及英國，對於已經配合國家政策進行節約能源及溫室氣體減量工作的廠商，如人造纖維業、造紙業，推動汽電共生廠等所使用的燃料免稅。

課徵環境稅後，稅收的用途除了專款專用之外，各國作法不盡相同。一般來說，大部分用於降低所得稅，或是社會保險費。由於保險費率降低，使產業界勞動成本降低，也可以因而提高雇用量，進一步降低失業率，以抵銷因課稅對經濟造成的負面影響。

歐洲各國實施環境稅稅率及相關配套措施與我國目前研議情形較不同處，包括：

- 一、有些國家並非針對油品課稅，而根據能源使用用途課稅；
- 二、一般而言，當發電燃料不課稅時，仍會針對最終用電課稅；
- 三、有些國家針對油品課稅時，計稅單位為油品體積、容積或重量，另外一些國家則是根據二氧化碳排放量決定稅率；
- 四、免稅或減稅之產業，乃依據各國重點產業或自願參與二氧化碳減量產業訂定稅率。



### (三) 我國各項能源相關稅費課徵目的及歷年收入

目前我國課徵之各項能源相關稅費，包括進口關稅、推廣貿易服務費、油氣類貨物稅、石油基金、土壤及地下污染整治費、空氣污染防制費及加值型營業稅（見表 4-5）是隨油品（及天然氣、煤）徵收，汽車燃料使用費則是隨車徵收。以下將分別說明各種稅費之課徵目的、每年收入及用途。

表 4-5 台灣地區能源相關稅費與進口關稅

項目	進口關稅			推廣貿易服務費	貨物稅	石油基金	土壤及地下污染整治費	空氣污染防制費	加值型營業稅
	第一欄	第二欄	第三欄						
原油	0	0	2.5%	0.0415%	0	279 NT\$/KL	0 NT\$/T	0	5%
燃料油	5% (發電用 2.5%)	0	5%	0.0415%	0.11 NT\$/L	286 NT\$/KL	12 NT\$/T	0	5%
煤油	10%	0	15%	0.0415%	4.25 NT\$/L	338 NT\$/KL	0 NT\$/T	0	5%
航空燃油	10%	0	15%	0.0415%	0.61 NT\$/L	338 NT\$/KL	0 NT\$/T	0	5%
液化石油氣	5%	0	7.5%	0.0415%	0.69 NT\$/KG	427 NT\$/KT	12 NT\$/T	0	5%
汽油	10%	0	15%	0.0415%	6.83 NT\$/L	382 NT\$/KL	22 NT\$/T	第一級 0 NT\$/L 第二級 0.1 NT\$/L 第三級 0.3 NT\$/L	5%
柴油	5% (發電用 2.5%)	0	15%	0.0415%	3.99 NT\$/L	300 NT\$/KL	22 NT\$/T	第一級 0.1 NT\$/L 第二級 0.2 NT\$/L	5%
天然氣	0	0	7.5%	0.0415%	0	0	0	0	5%
燃料煤	0	0	0	0.0415%	0	0	0		5%
原料煤	0	0	0	0.0415%	0	0	0		5%
電力					0		0		5%

註：1. 進口關稅稅率分為三欄：

第一欄之稅率適用於世界貿易組織會員，或與中華民國有互惠待遇之國家或地區之進口貨物。

第二欄之稅率適用於特定低度開發、開發中國家或地區之特定進口貨物，或與我簽署自由貿易協定之國家或地區之特定進口貨物。

不得適用第一欄及第二欄稅率之進口貨物，應適用第三欄稅率。

2. 進口燃料油、柴油經經濟部證明確供發電用者，關稅按 2.5% 稅率徵稅。

3. 資料更新日期：2006.07.04

資料來源：「中華民國九十四年能源統計手冊」，能源局，2006.07。

## 1. 貨物稅

### (1) 徵收費率

#### A. 油氣類

貨物稅條例（民國 91 年 7 月修正）第十條訂定油氣類貨物稅之項目及稅率如下：「油氣類之課稅項目及應徵稅額如左：一、汽油：每公秉徵收新臺幣六千八百三十元。二、柴油：每公秉徵收新臺幣三千九百九十元。三、煤油：每公秉徵收新臺幣四千二百五十元。四、航空燃油：每公秉徵收新臺幣六百十元。五、燃料油：每公秉徵收新臺幣一百十元。六、(刪除)。七、溶劑油：每公秉徵收新台幣七百二十元。八、液化石油氣：每公噸徵收新台幣六百九十元。前項各款油類摻合變造供不同用途之油品，一律按其所含主要油類之應徵稅額課徵。行政院得視實際情況，在第一項各款規定之應徵稅額百分之五十以內予以增減。」

2005 年 9 月行政院因應國際油價上漲，造成國內部分油價因反應成本而上揚，自該年 10 月 1 日至 12 月 31 日將汽油、柴油及燃料油貨物稅調降 25%。

#### B. 非油氣類

除油氣類貨物稅外，橡膠輪胎、水泥、飲料品、平板玻璃、電器、車輛之貨物稅，亦在財政部稅制調整之規畫中，各別稅率訂於「貨物稅條例」第 6~9 條及第 11~12 條中。

### (2) 貨物稅歷年稅收

#### A. 油氣類

1991 年度到 2005 年度資料顯示，除 1992 年度、1997 年度、2003

年度及 2005 年度外，油氣類貨物稅有逐年增加趨勢。2005 年油氣類貨物稅已高達 876 億元。

另外，財政部粗估因 2005 年 10 月至 12 月調降汽油、柴油及燃料油貨物稅 25%，油氣類貨物稅稅收損失約為 60 億元（2005 年 10 月財政部新聞稿）。

## B. 非油氣類

2005 年橡膠輪胎貨物稅達 15 億元，水泥類貨物稅收計 52 億元，飲料品貨物稅 32 億元，平板玻璃貨物稅收僅 3 億元，電器及車輛貨物稅收各為 65 億元及 640 億元。

### (3) 貨物稅用途

貨物稅為國家重要稅課收入，進入國庫收入後，供國庫各項支出使用。

## 2. 汽車燃料使用費

### (1) 徵收費率

汽車燃料使用費（簡稱汽燃費）係隨車徵收，其稅率在汽車燃料使用費徵收及分配辦法（民國 95 年 1 月修正）有明確規範。該辦法第三條：「汽車燃料使用費按附表（一）及附表（二）之各型汽車每月耗油量及費額，由交通部委任公路總局或委託直轄市政府及其他指定之機關分別代徵之，其費率如下：一、汽油每公升新台幣二點五元。二、柴油每公升新台幣一點五元。前項耗油量，按各型汽車之汽缸總排氣量、行駛里程及使用效率計算之。第一項受交通部委任或委託之機關，得再委任所屬下級機關執行之。」

### (2) 汽燃費收入

根據交通部公路總局資料，汽燃費收入逐年增加，從 1991 年度 12,441 百萬元到 2005 年度 35,784 百萬元。

### (3) 汽燃費用途

根據汽車燃料使用費徵收及分配辦法第七條：「代徵之汽車燃料使用費，應悉數解繳國庫存款戶，備作公路之養護、修建、安全管理之用，並依市區道路條例之規定分配於市區道路之養護。」及第八條：「汽車燃料使用費由交通部統籌分配，其屬市區道路部分應會同內政部辦理。」可知，汽燃費之立意為提供養護、修建公路及公路安全管理之經費。

## 3. 空污費

由於經濟誘因管制策略是目前公認可削減污染排放的有效工具之一，環保署自 1995 年開始，秉持「污染者付費」的公平原則，實施污染排放收費制度，先後依據燃料使用量、營建工程類及實際排放量，開徵硫氧化物、粒狀污染物及氮氧化物空氣污染防制費（一般簡稱空污費）。

### (1) 徵收費率

#### A. 固定污染源方面

1996 年度（1995 年 7 月）開徵時係依煤及燃料油的含硫量及使用量收費，含硫量 0.8% 的煤每公噸收費 170 元，含硫量 1.0% 的燃料油每公秉 150 元。而自 1997 年度起，燃料油費率調為每公秉 100 元，另並開徵石油焦空污費，每公噸 1,000 元，且地方政府亦開徵營建工程空污費，依工程類別訂定不同費率徵收。

1999 年度起，固定污染源空污費進入第二階段收費方式，改依硫氧化物及氮氧化物實際排放量徵收，費率分別為每公斤 10 元及 8 元。

此外，1996 年度開徵時，徵收項目亦包括蒙特婁議定書列管化學物質-氟氯碳化物，費率為每 ODP 公斤 69 元。我國配合公約管制時程，自 1996 年起停止生產及進口該物質，因此，其空氣污染防制費亦同時停徵。

#### B. 移動污染源方面

1996 年度開徵時考量各項油品污染程度差異及鼓勵大眾運輸系統，徵收費率乃訂為高級汽油：0.4 元/公升，無鉛汽油：0.2 元/公升，高級柴油：0.2 元/公升；1997 年度起，為減抑含鉛汽油之使用，乃停徵無鉛汽油空污費，高級汽油費率訂為 0.2 元/公升，高級柴油費率則仍為 0.2 元/公升；自 2000 年起停止使用高級汽油，無鉛汽油空污費則依其成份及性能分三級徵收，費率分別為每公升 0 元、0.1 元及 0.3 元，高級柴油費率仍維持 0.2 元/公升。

#### (2) 空污費收入

2005 年空污費收入約為 19 億元，其中，由移動污染源（包括無鉛汽油、高級汽油、高級柴油）徵收之費用約佔 68.42%，由固定污染源（包括燃料油、燃煤、氟氯碳化物、石油焦、硫氧化物及氮氧化物）徵收之費用約佔 31.58%。

#### (3) 空污費使用方式

空污費主要用於研究發展、綜合計畫（空氣污染防制策略推動）、固定污染源管制、移動污染源管制、空氣品質監測及資料庫維護更

新、推動都市綠化及空氣品質淨化區之設置、執行空氣品質改善維護計畫、及管理等費用。

#### 4. 土壤及地下水污染整治費

##### (1) 設立目的

我國土壤及地下水污染整治基金主要參考美國與歐洲各國所實施之環境相關制度，仿效美國超級基金（surperfund）成立土壤及地下水污染整治基金。基金設立目的係由政府成立一套基金財務籌措機制，提供政府為減輕土壤及地下水污染事件之污染危害或避免情勢擴大，需採取應變必要措施，或須由政府代為處理之緊急危害污染場址，其處理費用由基金先行墊付，協助辦理整治工作，並由污染行為人負起連帶求償責任，建立污染求償制度。

##### (2) 基金收入

目前公告應徵收土壤及地下水污染整治費之化學物質徵收種類分為石油系有機物、含氯碳氫化合物、非石油系有機物、農藥、重金屬及重金屬化合物及其他等六大類，涵蓋約 125 種化學物質，徵收對象以石化業者為主，整治費收入來源包括：整治費徵收、基金孳息收入及其他收入三大項，整治費主要支出項目包括：土壤及地下水污染整治、一般行政管理及一般建築設備等三項。

公告應徵收化學物質之「石油系有機物」、「含氯碳氫化合物」、「非石油系有機化合物」、「農藥」、「重金屬及重金屬化合物」、「其他」等六大類，其中以「石油系有機物」之種類最多且金額最大，其整治費費額佔總費額之 94.7%，「農藥」項目所佔比例最低佔總費額之百分比接近 0%。

六大類一百二十五種應徵收物種中，整治費申報金額以原油為最多，佔整體申報金額之 61.63%，申報金額前二十名之申報金額佔總申報金額近 93%。整治費申報金額前二十大化學物質中，除二氯乙烷、氯乙烯及鉛外，皆為石油系有機物。

### (3) 基金運用情形

土壤及地下水污染整治基金收入初期主要用於相關管理制度之規劃、協調、組織建制、法規研擬及潛在污染源調查、查證為主，後續則依場址污染狀況及環境人體之影響性，排定污染整治優先次序，進行污染場址之管制、控制、整治及監督計畫之推動及執行。

依「土壤及地下水污染整治基金收支保管及運用辦法」第 5 條規定，基金之用途包括：整治法第 12 條、第 13 條、第 16 條、第 17 條、第 21 條規定支出之費用、基金涉訟之必要費用、基金人事及行政管理費用等。基金執行情形如下：

#### (1) 土壤及地下水污染整治：

- A. 土壤及地下水整治策略推動；
- B. 場址之污染查證及緊急應變必要措施之執行及管制；
- C. 污染場址之調查、環境影響評估及等級評定之推動及執行；
- D. 污染場址之管制、控制、整治及監督相關計畫之推動及執行；
- E. 土壤及地下水污染整治基金之追討與訴訟。

(2) 一般行政管理：主要為維持土壤及地下水污染整治工作順利執行之所需行政支出。

(3) 一般建築及設備：主要為辦理土壤及地下水污染整治工作購置相關固定資產。

## 5.石油基金

### (1) 設立目的

石油基金成立目的在「石油基金收支保管及運用辦法」第一條明確揭示：「為穩定石油供應及維護油品市場秩序，特依石油管理法第三十四條第一項規定，成立石油基金。」也就是說，石油基金設立之目的，並不是一種環境汙染稅費，而是基於油品供應安全而設。

石油基金的來源，依石油管理法第三十四條第一項規定收取之金額（探採或輸入石油；製造石化原料工業副產之石油製品依第十二條第二項規定售與石油煉製業）、本基金之孳息收入及其他有關收入。

### (2) 基金收入

2002 年到 2005 年，每年石油基金淨收入約介於 91 到 111 億元。2005 年石油基金淨收入將近 106 億元，其中，74.80%來自中油公司，25.03%來自台塑石化公司。

### (3) 基金用途

根據石油基金收支保管及運用辦法第五條規定，石油基金之用途如下：一、政府安全儲油。二、山地鄉及離島地區石油設施、運輸費用之補助及差價之補貼。三、獎勵石油及天然氣之探勘開發。四、能源政策、石油開發技術及替代能源之研究發展。五、其他經主管機關認為穩定石油供應及維護油品市場秩序之必要措施。六、管理及總務支出。七、其他有關支出。



#### (四) 已提出討論之稅率版本、配套措施與影響評估

立法院陳明真等 130 位委員於 2006 年 5 月提案「能源稅條例(草案)」，行政部門隨即就該版本之稅率進行對經濟面、環境面、產業面之影響評估。由於對能源稅的高度期待，為避免對經濟造成過大衝擊，政府部門亦提出幾套稅率，提供社會討論。隨後，能源局、工業局亦就所管轄範圍提出修正意見。以下分別就各版本稅率說明異同之處及經濟影響評估。

##### 1. 立法院陳明真委員版本

###### (1) 能源稅稅率

立法院陳明真等 130 位委員提案之「能源稅條例(草案)」，將課稅範圍界定為七種油品及煤、天然氣等九類能源。其中，汽油、柴油、煤油、航空燃油、溶劑油、液化石油氣從量課稅，燃料油、煤炭、天然氣從價課稅，稅率詳如表 4-6。

表 4-6 立法院陳明真委員版本能源稅稅率

類別/年度	計價單位	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
汽油	元/公升	9.5	9.5	11.5	13.5	15.5	18.5	21.5	24.5	27.5
柴油	元/公升	5.5	5.5	7.5	9.5	11.5	14.5	17.5	20.5	23.5
煤油	元/公升	0	0	4	5	6	7	8	9	10
航空燃油	元/公升	0	0	2	4	6	9	12	15	18
溶劑油	元/公升	0	0	2	4	6	9	12	15	18
液化石油氣	元/公斤	0	0	1.6	3.2	4.8	7.3	9.8	12.3	14.8
燃料油	%	0	0	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%
煤炭	%	0	0	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%
天然氣	%	0	0	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%

資料來源：經濟部能源局。

陳委員提出之版本中，燃料油、煤炭、天然氣課從價稅，其餘油品課從量稅。為避免能源稅收入受能源價格波動，導致收入不穩定，

且造成市場價格波動更大，對社會大眾造成過大影響，因此，行政院已指示能源稅未來將從量課稅，故將上表全部換算為從量稅後，稅率如表 4-7 所示。

表 4-7 立法院陳明真委員版本能源稅稅率（全部換算為從量課稅）

類別/年度	計價單位	單位價格	貨物稅	汽燃費	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
汽油	元/公升	27.60	6.83	2.50	9.50	9.50	11.50	13.50	15.50	18.50	21.50	24.50	27.50
柴油	元/公升	23.50	3.99	1.50	5.50	5.50	7.50	9.50	11.50	14.50	17.50	20.50	23.50
煤油	元/公升	34.50	4.25	0.00	0.00	0.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00
航空燃油	元/公升	21.41	0.61	0.00	0.00	0.00	2.00	4.00	6.00	9.00	12.00	15.00	18.00
溶劑油	元/公升	28.40	0.72	0.00	0.00	0.00	2.00	4.00	6.00	9.00	12.00	15.00	18.00
液化石油氣	元/公斤	21.00	0.69	0.00	0.00	0.00	1.60	3.20	4.80	7.30	9.80	12.30	14.80
燃料油	元/公升	10.45	0.11	0.00	0.00	0.00	1.03	1.55	2.07	2.59	3.10	3.62	4.14
煤炭	元/公斤	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80
天然氣	元/立方公尺	11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	1.65	2.20	2.75	3.30	3.85	4.40

資料來源：經濟部能源局。

## （2）衝擊評估

由於陳明真能源稅版本僅提出稅率，並未提出相對之稅收用途，本研究在此評估其總課稅額度、CO<sub>2</sub>減量效果、節能效果及GDP衝擊，並假設其稅收應用 100%用於償還政府公債，若未來搭配稅收應用規劃，如用於提高綜所稅免稅額，降低營利事業所得稅...等，將減輕課能源稅對GDP之衝擊程度。

### A. 總體經濟面

能源稅稅收從開始課能源稅第一年（2009年）2,139億元，逐年增加到第四年（2012年）4,023億元，及第七年（2015年）6,359億元。扣除取消之油氣類貨物稅及汽燃費收入，能源稅淨增額第一年為668億元，第四年為2,450億元，第七年為4,704億元。

對總體經濟影響方面，GDP成長率第四年下降1.47個百分點，第七年下降2.72個百分點。

能源價格方面，七年之能源價格上漲率約為58.60%，若僅計算當年能源價格上漲率（與前一年比較），則第四年為6.89%、第七年為5.72%，見表4-8。

**表4-8 課能源稅對總體經濟之影響--陳明真委員版**

年度 \ 評估項目	能源稅稅收	能源稅淨稅收	對 GDP 成長率影響	當年能源價格上漲率
單位	百萬元	百萬元	%	%
2012 年	402,316	245,039	-1.47	6.89
2015 年	635,857	470,431	-2.72	5.72

註：1. 假設 2009 年開始實施能源稅。

2. 對 GDP 成長率影響，係與基準年（4.18%）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

## B. 環境面

課徵能源稅之節能效果與CO<sub>2</sub>減量效果，分別為第一年 8.47%與 6.38%、第四年 14.43%與 14.58%、第七年 18.35%與 18.38%，見表 4-9。

**表4-9 課能源稅對環境面之影響--陳明真委員版**

單位：%

年度 \ 評估項目	當年 節能效果	當年 CO <sub>2</sub> 減量效果
2009 年	8.47	6.38
2012 年	14.43	14.58
2015 年	18.35	18.38

註：1. 假設 2009 年開始實施能源稅。

2. 課徵能源稅當年度節能效果、CO<sub>2</sub>減量效果係與該年度課徵貨物稅與汽燃費之情形（BAU）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

## C. 產業結構面

2015 年農業、工業、服務業三級產業結構變化如表 4-10 所示。

農業及工業比重下降，服務業比重上升；工業部門項下之中分類及細分類來看，化學工業與水電煤氣業受到影響較大，結構占比明顯下降，金屬機械工業、民生工業、營建業因受到衝擊較小，使得結構占比略有提升，資訊電子工業則因受衝擊最小，占比明顯提升。

表4-10 課徵能源稅對三級產業結構之影響--陳明真委員版

單位：%

產業別	基線結構 (90年IO表)	104年結構
農業	2.10	2.07
工業	28.89	27.91
礦業	0.51	0.47
製造業	22.79	22.38
金屬機械工業	5.68	5.71
資訊電子工業	6.69	6.82
化學工業	5.98	5.38
民生工業	4.43	4.48
營建業	3.33	3.36
水電煤氣業	2.26	1.70
服務業	69.01	70.02

資料來源：1. 民國90年產業關聯表，行政院主計處，2005年1月。  
2. 台灣綜合研究院估算。

## 2. 行政院經績會討論版本（亦稱財政部版本、行政院方案二版本）

### （1）能源稅稅率

行政院方案二（亦稱財政部版本）將方案一其中兩項稅率調降：液化石油氣稅率由每年每公斤增加0.8元調整為每年每公斤增加0.6元，天然氣稅率由每年每立方公尺增加0.45元調整為每年每立方公尺增加0.3元課徵。稅率如表4-11所示。

表 4-11 行政院經績會討論版本能源稅稅率

類別/年度	計價單位	單位價格	貨物稅及汽燃費	每年增額	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
汽油	元/公升	27.60	9.33	1.00	10.33	11.33	12.33	13.33	14.33	15.33	16.33	17.33	18.33	19.33
柴油	元/公升	23.50	5.49	1.00	6.49	7.49	8.49	9.49	10.49	11.49	12.49	13.49	14.49	15.49
煤油	元/公升	34.50	4.25	1.00	5.25	6.25	7.25	8.25	9.25	10.25	11.25	12.25	13.25	14.25
航空燃油	元/公升	21.41	0.61	0.80	1.41	2.21	3.01	3.81	4.61	5.41	6.21	7.01	7.81	8.61
液化石油氣	元/公斤	21.00	0.69	0.60	1.29	1.89	2.49	3.09	3.69	4.29	4.89	5.49	6.09	6.69
燃料油	元/公升	10.45	0.11	0.40	0.51	0.91	1.31	1.71	2.11	2.51	2.91	3.31	3.71	4.11
煤炭	元/公斤	2.00	0.00	0.08	0.08	0.16	0.24	0.32	0.40	0.48	0.56	0.64	0.72	0.80
天然氣	元/立方公尺	11.00	0.00	0.30	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50	1.80	2.10	2.40	2.70	3.00

資料來源：經濟部能源局。

## (2) 衝擊評估

本研究設定其稅收應用為，50%用於減免所得稅（提高免稅額或降低個人所得稅及營利事業所得稅），50%用於增加公共建設（及公共投資）。

### A. 總體經濟面

在扣除取消之油氣類貨物稅及汽燃費收入，但不考慮特殊行業免稅或減稅支配套措施下，能源稅淨增額第一年（2010年）為323億元，第五年（2014年）為1,605億元，第十年（2019年）為3,449億元。

對總體經濟影響方面，GDP成長率第五年上升0.01個百分點，第十年對GDP成長無衝擊。

能源價格方面，十年之能源價格上漲率約為35.34%，若僅計算當年能源價格上漲率（與前一年比較），則第五年為3.11%、第十年為2.68%，見表4-12。

表4-12 課能源稅對總體經濟之影響—行政院經績會討論版

年度 \ 評估項目	能源稅 淨增稅收	對 GDP 成長率影響	當年能源價格 上漲率
單位	百萬元	%	%
2010 年	32,270	-0.16	3.57
2014 年	160,488	+0.01	3.11
2019 年	344,912	+0.00	2.68

註：1. 假設 2010 年開始實施能源稅。

2. 對 GDP 成長率影響，係與基準年（4.18%）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

### B. 環境面

課徵能源稅之節能效果與CO<sub>2</sub>減量效果，分別為第一年 2.36%與 2.45%、第五年 10.47%與 10.87%、第十年 18.67%與 19.32%，見表 4-13。

表4-13 課能源稅對環境面之影響--行政院經績會討論版

單位：%

年度 \ 評估項目	當年 節能效果	當年 CO <sub>2</sub> 減量效果
2010 年	2.36	2.45
2014 年	10.47	10.87
2019 年	18.67	19.32

註：1. 假設 2010 年開始實施能源稅。

2. 課徵能源稅當年度節能效果、CO<sub>2</sub>減量效果係與該年度課徵貨物稅與汽燃費之情形（BAU）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

### C. 產業結構面

2014、2019 年農業、工業、服務業三級產業結構變化如表 4-14 所示。農業及工業比重下降，服務業比重上升；工業部門項下之中分類及細分類來看，各業比重均逐漸下降，尤其是化學工業與水電煤氣業受到影響較大。

表 4-14 課徵能源稅對三級產業結構之影響--行政院經績會討論版

單位：%

產業別	基線結構 (2001 年 IO 表)	2014 年結構	2019 年結構
農業	2.10	2.08	2.06
工業	28.89	28.40	27.96
礦業	0.51	0.50	0.48
製造業	22.79	22.51	22.25
金屬機械工業	5.68	5.64	5.61
資訊電子工業	6.69	6.67	6.66
化學工業	5.98	5.78	5.58
民生工業	4.43	4.41	4.40
營建業	3.33	3.31	3.29
水電煤氣業	2.26	2.09	1.93
服務業	69.01	69.52	69.98

資料來源：1. 民國 90 年產業關聯表，行政院主計處，2005 年 1 月。  
2. 台灣綜合研究院估算。

### 3. 本研究模擬版（工商時報）

#### （1）能源稅稅率

由於行政院版「能源稅條例（草案）」尚未定案，本研究乃依據 2006 年 10 月 19 日工商時報刊載之行政院版「能源稅條例（草案）」之內容進行說明。

該版本除汽油外，調降所有應稅項目之稅率，柴油調降為每年增加 0.80 元/公升，煤油調降為 0.80 元/公升，航空燃油調降為 0.10 元/公升，液化石油氣調降為 0.10 元/公斤，燃料油調降為 0.05 元/公升，煤炭調降為 0.04 元/公斤，天然氣調降為 0.07 元/立方公尺。假設自民國 98 年（2009 年）起實施。其中支應其他稅收缺口順序為：（1）油氣類貨物稅；（2）電器類貨物稅；（3）橡膠輪胎、飲料品、平板玻璃貨物稅（4）體育藝文娛樂稅；（5）遊覽車汽燃費；（6）薪資所得特別



扣除額提高 12,000 元；(7)印花稅；(8)薪資所得特別扣除額提高 10,000 元；(9) 薪資所得特別扣除額提高 12,000 元；(10) 汽燃費。配套措施盈餘用於環境能源面之相關公共建設。至於先前提及空污費及土污費部分，因收取性質不同，不予納入整併。稅率如表 4-15 所示。

表 4-15 本研究模擬版本（工商時報）能源稅稅率

類別	計價單位	單位價格	貨物稅	每年增額	能源稅稅率									
					2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
汽油	元/公升	27.00	6.83	1.00	7.83	8.83	9.83	10.83	11.83	12.83	13.83	14.83	15.83	16.83
柴油	元/公升	23.15	3.99	0.80	4.79	5.59	6.39	7.19	7.99	8.79	9.59	10.39	11.19	11.99
煤油	元/公升	32.00	4.25	0.80	5.05	5.85	6.65	7.45	8.25	9.05	9.85	10.65	11.45	12.25
航空燃油	元/公升	20.82	0.61	0.10	0.71	0.81	0.91	1.01	1.11	1.21	1.31	1.41	1.51	1.61
液化石油氣	元/公斤	21.41	0.69		0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.75	0.84
燃料油	元/公升	12.45	0.11	0.05	0.16	0.21	0.26	0.31	0.36	0.41	0.46	0.51	0.56	0.61
煤炭	元/公斤	2.00	0.00	0.04	0.04	0.08	0.12	0.16	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	0.40
天然氣	元/立方公尺	13.03	0.00	0.07	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56	0.63	0.70

註：假設自 2009 年起開徵能源稅。

資料來源：2006.10.19 工商時報。

## (2) 衝擊評估

本研究設定其稅收應用為，稅收盈餘100%用於公共建設。

### A. 總體經濟面

能源稅稅收從開始課能源稅第一年（2009年）1,269億元，逐年增加到第五年（2013年）2,147億元，及第十年（2018年）3,478億元。根據本院初步估算，推動能源稅第六年後，稅收即可支應汽燃費缺口。

對總體經濟影響方面，GDP成長率第五年增加0.01個百分點，第十年下降0.06個百分點。

能源價格方面，十年之能源價格累計上漲率約為21.99%，若僅計算當年能源價格上漲率（與前一年比較），則第五年為2.03%、第



十年為1.86%，見表4-16。

表4-16 課能源稅對總體經濟之影響—本研究模擬版本（工商時報）

年度	評估項目	能源稅 淨增稅收	對 GDP 成長率影響	當年能源價格 上漲率
	單位	百萬元	%	%
2013 年（民國 102 年）		2,147.24	0.01	2.03
2018 年（民國 107 年）		3,478.46	-0.06	1.86

註：1. 假設 2009 年開始實施能源稅。

2. 對 GDP 成長率影響，係與基準年（4.18%）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

## B. 環境面

課徵能源稅之節能效果與CO<sub>2</sub>減量效果，分別為第一年 0.75%與 1.15%、第五年 6.22%與 6.92%、第十年 8.54%與 9.36%，見表 4-17。

表4-17 課能源稅對環境面之影響--本研究模擬版本（工商時報）

單位：%

年度	評估項目	當年 節能效果	當年 CO <sub>2</sub> 減量效果
2009 年		0.75	1.15
2013 年		6.22	6.92
2018 年		8.54	9.36

註：1. 假設 2009 年開始實施能源稅。

2. 課徵能源稅當年度節能效果、CO<sub>2</sub>減量效果係與該年度課徵貨物稅與汽燃費之情形（BAU）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

## C. 產業結構面

2018 年農業、工業、服務業三級產業結構為：農業比重維持不變，工業比重下降，服務業比重上升；工業部門項下之中分類及細分類來看，各業比重均逐漸下降，尤其是化學工業與水電煤氣業受到影響較大，見表 4-18。

表 4-18 課徵能源稅對三級產業結構之影響--本研究模擬版本(工商時報)

單位：%

產業別	基線結構 (2001年IO表)	2013年結構	2018年結構
農業	2.10	2.09	2.08
工業	28.89	28.70	28.51
礦業	0.51	0.51	0.50
製造業	22.79	22.68	22.57
金屬機械工業	5.68	5.66	5.65
資訊電子工業	6.69	6.68	6.68
化學工業	5.98	5.90	5.82
民生工業	4.43	4.42	4.42
營建業	3.33	3.32	3.31
水電煤氣業	2.26	2.19	2.12
服務業	69.01	69.22	69.42

資料來源：1. 民國 90 年產業關聯表，行政院主計處，2005 年 1 月。  
2. 台灣綜合研究院估算。

### (五) 小結

綜合上述三組能源稅版本之能源稅淨稅收、當年節能效果、當年CO<sub>2</sub>減量效果，整體來看，以陳明真委員版課徵稅率最大，實施年度最短；以行政院經續會討論版課徵能源稅最後一年淨稅收最高，相對其課徵最後一年之當年節能效果及CO<sub>2</sub>減量效果亦最高，見表 4-19。

由於各版本之開始實施年別、實施期限、課稅能源別、稅收應用等不同差異，難以在同一基礎下比較各版本造成之衝擊評估。另外，值得注意的是，課徵能源稅與調整電價均可達成CO<sub>2</sub>減量及節能效果，但在兩種政策同時執行下，效果將有部分重疊。

表 4-19 各版本能源稅CO<sub>2</sub>減量效果及節能效果

	單位	陳明真委員版	行政院經續會 討論版	本研究模擬版 (工商時報)
能源稅率調漲年度		2009~2015 年 共計 7 年	2010~2019 年 共計 10 年	2009~2018 年 共計 10 年
評估年度		2015 年	2019 年	2018 年
能源稅淨稅收	百萬元	470,431	344,912	99,878
當年節能效果	%	18.35	18.67	8.54
當年CO <sub>2</sub> 減量效果	%	18.38	19.32	9.36

註：1.評估年度指各稅率版本規劃能源稅稅率之最後一年。

2.陳明真委員版及行政院經續會討論版中，課徵能源稅之淨稅收係與該年度課徵貨物稅與汽燃費之情形（BAU）比較。本研究模擬版（工商時報）中，能源稅淨稅收係指扣除該版本稅收應用後之淨稅收。

3.當年度節能效果、CO<sub>2</sub>減量效果係與該年度課徵貨物稅與汽燃費之情形（BAU）比較。

資料來源：台灣綜合研究院估算。

另外，課徵能源稅雖可抑制能源使用量，但王金凱（1999）提到，「國際上，生態稅改革的進展並不順暢，批評者較常堅持的理由，…對污染者課稅，大多是用來取得政府一般性稅收，而不是用來防治污染；…污染稅往往訂得太低，以致不能抑制污染和改變經濟行為。」若我國要將能源稅定位在污染稅，或許應該思考稅收是否應運用在與污染有關之支出，如污染防制費用、購買CO<sub>2</sub>排放權等，而稅率逐步調升，也可達到抑制消費量的效果；若要將能源稅定位在產品稅或貨物稅，則可視國家財政收支，調整能源稅稅率。

### 第三節 研提現行能源政策面臨課題之因應策略

全國能源會議自 2005 年 6 月結束後，各部門亦已於 3 個月內提出相關具體行動方案，自 2006 年起持續推動，並規劃每季提報推動成果與問題檢討，並將於每年年度彙編年度成果報告，目前執行三季，皆已按進度執行中，以下為目前執行計畫可能遭遇問題之建議：

#### 一、總體及各部門CO<sub>2</sub>減量目標應儘快取得共識

2005 年全國能源會議規劃之減量目標，係依據各部門規劃之政策措施所達之減量效果，經過產官學之多次研討，以由下往上(bottom-up)的方式累計估算，應是一可執行且可檢視之具體目標。雖然目標仍略低於 OECD 國家水平，然觀諸京都議定書附件一國家除德、英兩國達到目標外，其餘之成效主要係因東歐經濟轉型國經濟衰退所致，其餘附件一國家排放減量效果並不如預期，顯見京都總量管制模式所設目標可行性尚待觀察。

雖然從氣候變遷因應角度，我國排放量在全球排第 22 名，占全球總排放大約 1%，同時也身為容易受氣候變遷衝擊的島國，支持溫室氣體減量，有利於永續發展，且勢在必行。而且減量目標之決定將影響未來實質減量之成效，儘速確立國內減量目標有其必要性。但由於我國處境特殊，以觀察員身份參與國際減量機會有限，採京都議定書模式或已開發國家之減量情境對我國未必有利，而且在國際環保政治中，各國所承擔之環境責任都必考慮自身之能力及所受衝擊，整體考量經濟效率、調適能力及環境效益後，從國內最有利之觀點經由談判協商決定，並非如國內少數人堅持之應自我受限。

另外，國內減量目標之決定應保持一定之減量彈性。2005 年 7

月 28 日未簽署京都議定書之美、澳兩國，聯合中國、日本、印度與南韓等 6 國(該 6 國之 CO<sub>2</sub> 排量佔全球 49.7%，能源消費佔 47.3%，人口佔 45.5%)於寮國永珍 (Vientiane) 東協區域論壇上共同宣佈簽訂「亞太潔淨發展與氣候夥伴協定」(Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate)，藉此擴大其影響力，以達影響京都議定書之規範。該協定希望在持續發展經濟基礎上，集中力量於技術轉移及能源科技發展計畫，包括二氧化碳固定化技術、能源效率技術、燃煤效率技術或淨煤技術，以發展環境友善科技，尋求解決日益嚴重的全球暖化危機。

美國 Pew Center on Global Climate Change (2005)針對後京都時期可能方案所進行之研究，亦提出主要鋼鐵生產國家未來可能經過協談改以設定部門別減量方式，而非國家整體目標。顯見訂定單一國家目標，並非後京都時期之唯一選擇。另外根據公約第 3 條精神，各國所執行之策略應講求成本有效性 (cost effectiveness) 與最低成本 (least cost)。因此依據公約精神及目前各種發展跡象來看，我國所推動之減量模式應保持彈性，並在可執行、監督、查核精神下，鼓勵產業自願減量，發展本土化自願減量策略，以確保我國永續發展。

## 二、能源政策之研擬應強調能源安全之重要性

本次全國能源會議重點放在規劃我國 CO<sub>2</sub> 減量目標、時程與各部門因應策略，並未實質碰觸國內能源安全問題，因此核能之議題、電價及其它能源價格議題、區域合作議題、及掌握自主能源議題皆僅點到為止，對國內能源供需政策之發展極為不利。

近一年來各國對能源爭奪益趨激烈，包括生產、貿易競爭、運輸管道的控制權等，已超越單純的商業貿易層次，升高了能源供應風

險，影響能源安全、經濟民生。國際上最近有幾件事件值得大家關注：

- (一) 近日在國際能源市場中，俄羅斯以切斷輸往西歐的輸油管作為手段向烏克蘭施壓一事特別引起大家關注，隨著去年油價創下歷史新高，加上俄羅斯挾其優勢試圖成為能源強權，政治因素對能源產業的衝擊未來將更顯巨大。而且由此也顯示政治不穩定的中東地區並不是唯一能源安全的隱憂，也在新的一年帶來新的能源安全問題。在一個高度受能源安全危機所左右的國際現實裡，我們首先必須正視高的石油和天然氣價格對政治現實之影響。
- (二) 據報導南韓政府預計在未來 10 年內，在國際原油探勘上投入 160 億美元的投資，目前計劃將支持韓國國家石油公司(KNOC)和其他的私人公司進行這項國際投資活動，目的即是為了在 2013 年前能掌握到該國進口量 18% 的國際油源儲量。另外，隨著 2 月底國際油價再創新高，加拿大油礦沙開採權亦成為最有價值的不動產。相較於 2004 年油礦沙開採權的售價約為 450 萬美元，2005 年油礦沙開採權價格創下 4430 萬美元的紀錄，在上週的拍賣，買主更以每公頃高達 5513.2 美元的高價標得，這個數字幾乎是 2005 年成交價格的五倍，這個情況說明了印度和中國這兩個佔有大部分油礦沙市場的國家對掌握油源之積極性。
- (三) 歐盟進口能源依賴度不斷成長亦引發歐陸國家的緊張，也開始意識到「確保歐洲能源安全」之重要性。俄羅斯問題更使得歐盟認知能源安全必需成為高度優先之議題。英國首相 Tony Blair 和德國領導人 Angela Merkel 會面時即強調歐盟必須研

擬對應的共同政策以因應未來 15 年之發展，Blair 更表示歐洲各國必須利用集體協商之優勢，與其他非歐盟國家進行協商，以促進歐盟共同利益。據報導指出，歐盟下個月即將發表的綠皮書中提到，在未來的 20 年內，為了滿足歐洲能源需求，歐盟需要投入 6000 億歐元資金來達到此目標。據國際能源總署估計，到 2030 年止，歐洲必需投入高達 2500 億歐元(相當於 2975 億美元)的投資，以提升電力供給產能並建立更完備的能源運輸系統。Suez 集團執行長 Gerard Mestrallet 更警告認為，為因應京都議定書的規範及能源安全之威脅，歐洲必須要建立平衡且多元的能源供給系統，包括建設核能發電廠。部分歐洲國家凍結核能發展，部分國家停用現有的核能發電廠，這使得歐洲依賴進口能源的情勢更加惡化。他認為，歐洲應該建立多元的能源供給，其中應包括核能、再生能源、同時進口天然氣以及液態天然氣。

(四) 過去歐洲國家一直試圖要達到能源競爭化、自由化的目標，但就現況而言並不理想，英國長久以來一直受天然氣和電力供應商壟斷問題所困擾，而比利時雖致力於能源市場自由化，但能源價格日益升高，顯見市場仍缺乏足夠的競爭。能源自由化在目前國際發展趨勢裡，是否能達成原來之目標令人懷疑。

上述事件讓人們開始擔心未來將要面臨能源短缺、能源價格上升、及能源供應者間之國際衝突。也擔心未來必須在提高生活水準或氣候變遷間做選擇；緊縮之產能及需求增長導致生產者及消費者間的權力不均衡，未來情況可能更惡化。

真正的能源安全問題應依賴於能源供應之分散及能源需求之管

理。國內長久以來一直未能正視能源安全問題，致使能源需求不斷攀升，自產能源並未對等增加，能源使用效率持續下降。因此我們認為，為了因應國際未來發展趨勢，國內產官學研應勇敢探討國內能源多元化與核能定位、及能源價格之合理化問題，以因能源供應分散及能源需求面管理之需求，並應建立整合性的能源政策與管理架構，朝向單一整合管理者的方向進行。

### **三、應積極研擬能源價格調整機制**

1998 年全國能源會議即將能源價格合理化視為重要之會議結論，本次全國能源會議會前會後也都一再強調能源價格合理化之重要性，可惜仍未能獲政府積極執行，錯失了最佳調整能源價格之時機。

台灣之能源價格遠較其它與我國進口依賴度類似之國家為低。能源價格之偏低直接影響國內能源生產力之提升、降低能源節約之成效、間接阻礙了產業結構之調整、更違反了使用者付費之原則，不利於前述能源安全中之能源需求管理成效。

由於國際能源價格持續偏高，能源安全議題愈趨嚴重，尋找替代能源已成為國際趨勢，享受低能源價格之時代已過去。國內應積極面對此國際發展趨勢，儘速提高國內能源價格，以反映外部成本之依據，檢討及調整能源稅費制度，並據以作為因應短期油價大幅波動之政策工具。

### **四、綠色能源及相關產業之發展應慎選目標，集中力量，以具成本效益及提升能源自主性為優先考量**

依據第二次全國能源會議之結論，國內將積極發展再生能源，希望在 2010 年占總能源 3%~5%，或發電裝置容量為 500 萬瓩約 10%。



其中酒精汽油在 2010 年達 100-300 萬公秉、2020 年 300-900 萬公秉；生質柴油利用在 2010 年達 10 萬公秉、2020 年 15 萬公秉；區域性廢棄物生質能發電於 2010 年達 74 萬瓩、2020 年 103 萬瓩；風力發電累計裝置容量將從目前之 0.9 萬瓩提高到 2010 年之 215.9 萬瓩；太陽光電系統設置以 2010 年達 2.1 萬瓩、2020 年達 57 萬瓩為目標；地熱發電則以 2010 年 5 萬瓩為目標（如表 4-20 所示）。

表 4-20 我國再生能源發展之現況與目標

發展時程 推廣推廣項目	2004 年		2010 年	
	推廣實績		推廣目標	
	累計裝置容量(萬瓩)	占比%	累計裝置容量(萬瓩)	占比%
1.慣常水力發電	191.1	4.27	216.8	4.22
2.風力發電	0.9	0.02	215.9	4.20
3.太陽光電發電	0.059	0.00	2.1	0.04
4.地熱發電	-	-	5.0	0.10
5.生質能發電	56.73	1.27	74.1	1.44
合計	248.8	5.56	513.9	10.0
再生能源占總裝置容量目標		5.56%	10.0%	

資料來源：經濟部能源局（2005）。

前述之規劃目標極高，且國際上所述已具技術可行性之再生能源皆為國內未來發展之方向。但國內資源有限，為使再生能源之發展具實質成效，國內實應參考巴西經驗，徹底檢視國內各項再生能源之發展技術能力及潛力，集中力量發展適合我國之能源技術及並帶動相關產業。

再生能源發展項目之選定應依（1）技術發展重點分析，（2）國內外技術發展階段及技術差異分析，（3）發展模式規劃，（4）能源自主性分析，（5）發展之優先順序與對國內能源價格之影響，（6）國內產業帶動之效果等項目之分析結果決定之。

## 五、考量提升全國能源會議結論及具體行動方案計畫管考位階

目前政府各部門已依據全國能源會議結論擬訂具體行動方案 191 項，計畫執行成效管考則委由經濟部負責。雖然全國能源會議由經濟部召開，但會議結論及具體行動方案之執行牽涉各部會，經濟部的位階實不易協調各部會執行成果，為使全國能源會議之結論能具體落實，建議可將管考之位階予提升至國家永續會，以利政策推動，惟此舉將涉及經濟部管轄權、永續會無行政權的問題，應進一步研議商討。

表 4-21 我國現行能源政策檢討及因應對策

檢討項目	94 全國能源會議	本研究建議之因應對策
全國及各部門減量目標之確認	2005 年全國能源會議規劃之減量目標，係依據各部門規劃之政策措施所達之減量效果，經過產官學之多次研討，以由下往上(bottom-up)的方式累計估算，應是一可執行且可檢視之具體目標。	<ol style="list-style-type: none"> <li>由於我國處境特殊，以觀察員身份參與國際減量機會有限，採京都議定書模式或已開發國家之減量情境對我國未必有利，而且在國際環保政治中，各國所承擔之環境責任都必考慮自身之能力及所受衝擊，整體考量經濟效率、調適能力及環境效益後，從國內最有利之觀點經由談判協商決定，並非如國內少數人堅持之應自我受限。</li> <li>根據公約第 3 條精神，各國所執行之策略應講求成本有效性(cost effectiveness)與最低成本(least cost)。因此依據公約精神及目前各種發展跡象來看，我國所推動之減量模式應保持彈性，並在可執行、監督、查核精神下，鼓勵產業自願減量，發展本土化自願減量策略，以確保我國永續發展。</li> </ol>
能源政策應強調能源安全性	全國能源會議重點放在規劃我國 CO <sub>2</sub> 減量目標、時程與各部門因應策略，並未實質碰觸國內能源安全問題，因此核能之議題、電價及其它能源價格議題、區域合作議題、及掌握自主能源議題皆僅點到為止，對國內能源供需政策之發展極為不利。	<ol style="list-style-type: none"> <li>真正的能源安全問題應依賴於能源供應之分散及能源需求之管理。國內長久以來一直未能正視能源安全問題，致使能源需求不斷攀升，自產能源並未對等增加，能源使用效率持續下降</li> <li>為因應國際未來發展趨勢，國內產官學研應勇敢探討國內能源多元化與核能定位、及能源價格之合理化問題，以因應能源供應分散及能源需求面管理之需求，並應建立整合性的能源政策與管理架構，朝向單一整合管理者的方向進行。</li> </ol>
積極研擬能源價格調整	1. 1998 年全國能源會議即將能源價格合理化視為重要	1. 國際能源價格持續偏高，能源安全議題愈趨嚴重，尋找替代能源已成為國際趨

檢討項目	94 全國能源會議	本研究建議之因應對策
機制並落實	<p>之會議結論，本次全國能源會議會前會後也都一再強調能源價格合理化之重要性，可惜仍未能獲政府積極執行，錯失了最佳調整能源價格之時機。</p> <p>2. 台灣之能源價格遠較其它與我國進口依賴度類似之國家為低。能源價格之偏低直接影響國內能源生產力之提升、降低能源節約之成效、間接阻礙了產業結構之調整、更違反了使用者付費之原則，不利於前述能源安全中之能源需求管理成效。</p>	<p>勢，享受低能源價格之時代已過去。</p> <p>2. 國內應積極面對此國際發展趨勢，儘速提高國內能源價格，以反映外部成本，檢討及調整能源稅費制度，據以作為因應短期油價大幅波動之政策工具。目前研擬的課徵能源稅機制重點：</p> <p>(1) 以稅收中立原則整合各項稅費</p> <p>(2) 修訂相關法規</p> <p>4. 課徵能源稅可降低能源消費、抑制CO<sub>2</sub>排放、導正部分扭曲租稅，提升租稅制度效率。經本研究模擬結果（2006.10.18 行政院協商版）之能源、經濟、環境影響見第四章第二節。</p>
綠色能源及相關產業之發展應慎選目標，集中力量，以具成本效益及提升能源自主性為優先考量	<p>1. 依據第二次全國能源會議之結論，國內將積極發展再生能源，希望在 2010 年占總能源 3%~5%，或發電裝置容量為 500 萬瓩約 10%。</p> <p>(1) 酒精汽油在 2010 年達 100-300 萬公秉、2020 年 300-900 萬公秉</p> <p>(2) 生質柴油利用在 2010 年達 10 萬公秉、2020 年 15 萬公秉；區域性廢棄物生質能發電於 2010 年達 74 萬瓩、2020 年 103 萬瓩</p> <p>(3) 風力發電累計裝置容量將從目前之 0.9 萬瓩提高到 2010 年之 215.9 萬瓩</p> <p>(4) 太陽光電系統設置以 2010 年達 2.1 萬瓩、2020 年達 57 萬瓩為目標</p> <p>(5) 地熱發電則以 2010 年 5 萬瓩為目標</p>	<p>1. 規劃目標極高，且國際上所述已具技術可行性之再生能源皆為國內未來發展之方向。但國內資源有限，為使再生能源之發展具實質成效，國內實應參考巴西經驗，徹底檢視國內各項再生能源之發展技術能力及潛力，集中力量發展適合我國之能源技術及並帶動相關產業。</p> <p>2. 再生能源發展項目之選定應依</p> <p>(1) 技術發展重點分析</p> <p>(2) 國內外技術發展階段及技術差異分析</p> <p>(3) 發展模式規劃</p> <p>(4) 能源自主性分析</p> <p>(5) 發展之優先順序與對國內能源價格之影響</p> <p>(6) 國內產業帶動之效果等項目之分析結果決定之</p>
應提升全國能源會議結論及具體行動方案計畫管考位階	<p>目前政府各部門已依據全國能源會議結論擬訂具體行動方案 191 項，計畫執行成效管考則委由經濟部負責。</p>	<p>1. 雖然全國能源會議由經濟部召開，但會議結論及具體行動方案之執行牽涉各部會，經濟部的位階實不易協調各部會執行成果。</p> <p>2. 為使全國能源會議之結論能具體落實，應將管考之位階予提升至國家永續會，以利政策推動。</p> <p>3. 惟此舉將涉及經濟部管轄權、永續會無行政權的問題，應進一步研議商討。</p>

資料來源：本研究。

## 第五章 結論與建議

我國為因應京都議定書於 2005 年 2 月 16 日正式生效,特於 2005 年舉辦全國能源會議研擬國家整體及各部門因應策略,並於同年擬定各議題具體行動方案共 191 項,由各相關部門持續辦理中。然因國家減量回歸基準年,各方意見紛歧,為求各界共識,政府於 2006 年 4 月及 7 月所舉辦的國家永續發展會議及經濟永續發展會議,皆將產業、能源與環境之關係納入議題中,希望能達成共識,使產業界可以有遵循之依據。

緣此,本計畫分析未來國際情勢發展,參酌主要國家能源政策、減量策略及影響,研析 94 年度全國能源會議結論、國家永續發展會議及溫室氣體減量法草案的減量目標規劃,採用多目標規劃模型進行不同減量工具搭配之評估分析,另採用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)模擬分析我國溫室氣體減量政策對經濟、產業及能源之影響,並透過產、官、學、研專家小組,研商能源發展策略。最終匯集成果,研提兼顧經濟發展與環境保護之我國溫室氣體目標規劃及能源政策。以下提出結論及建議提供後續研究參考。

### 第一節 結論

#### 一、主要國家能源政策回顧

各國能源發展重視項目,不外乎能源供給穩定、供需平衡、節能環保、能源安全、替代能源及永續能源等,在考量各國自身能源蘊藏量及供需結構的差異,各先進國家無不積極儲備能源、推動能源節

約、減少溫室氣體排放量、提高能源使用效率。

我國能源政策在 2005 年能源會議後已參考各國能源政策措施，目前國家之能源政策目標係以節約能源作為二氧化碳排放減量策略，然在我國之非核家園政策及電價管制情況下，能源多元化目標面臨相當大的挑戰，即便達到先進國家之減量水準，國家經濟不免受到衝擊，未來我國能源政策推動，若能考量我國特有環境與經濟情勢，並配合產業政策，方能使能源政策達到 3E 目標。

綜觀國際能源發展情勢，確保能源供給穩定及發展永續能源為各國能源政策推動重點。屬於海島型的台灣，能源供給幾乎全仰賴進口，更須重視能源供給及運輸的安全穩定性，另加緊研發再生能源技術，訂定相關政策法規配合自身氣候地形優勢，積極發展再生能源，以提升台灣國際競爭力。

### 1. 核能政策

核能可大幅減少天然氣進口以及二氧化碳排放，為溫室氣體減量有效解決方法之一。惟民眾對核子反應爐安全、核廢料處理以及核武擴散等問題仍存有疑慮，若這些問題獲得解決，民眾接受核能發電，核能將可扮演重要的發電角色。面對氣候變遷與高能源價格趨勢，已有國家發表聲明表示願意讓核能在未來扮演更重要的角色，亦有少數國家非常堅定朝向發展核能方向，並且興建更新、更安全、成本更低的核子反應爐；另有些 OECD 國家則是已經通過立法逐步淘汰核能發電，或是禁止興建核能發電廠；瑞典、德國及比利時有關淘汰核能之政策，尚處爭論不休階段。

## 2. 再生能源

再生能源使用為我國能源因應溫室氣體的主要措施之一，然現已規劃再生能源發展目標，惟其短程目標規劃多以水力發電、風力發電為主，未考慮供應量中之水力、風力發電已接近開發上限，且國外風力發電已有發展大型機組組織趨勢。故達長期發展目標，技術研發突破為超越台灣先有資源稟賦限制之方式，然未來技術開發除符合我能源使用狀況外，尚須與各主要國家競爭。故而，長期發展應選定重點科技研發，配合「經濟部重大能源科技計畫」規劃，以太陽光電、氫能及燃料電池為優先發展產業，集中資源，以求重點突破並發揮產業關聯效果，達成我國在生能源發展目標。

## 二、我國溫室氣體減量政策

我國溫室氣體排放現況，CO<sub>2</sub> 佔排放總量的 74%，惟過去 10 年來台灣 CO<sub>2</sub> 排放密集度不降反升，CO<sub>2</sub> 排放量更大幅成長。2005 年 6 月政府召開之 94 年全國能源會議建議在 2020 年及 2025 年時 CO<sub>2</sub> 排放量比基本情境（BAU）分別減量 22% 及 32%，減量目標雖已遠低於 1998 年第一次全國能源會議原設定的 55% 目標，對台灣仍是一大挑戰，其減量措施如電價調整、再生能源發展、碳稅等重大能源政策，將對能源價格、產業發展與總體經濟產生重大影響。

礙於國際政治情勢現實，我國無法平等且正式參與國際環境公約運作，但為克盡地球村一份子的責任及從國家整體利益的角度出發，我國應兼顧社會、經濟、生態、環境及國家永續發展的需要，集中發展本土化自願減量策略，以獲取減量實質效益，達成聯合國氣候變化綱要公約之終極目標。

### 三、溫室氣體減量工具可行性及成本效益分析

六組減量工具情境設計均符合國際能源政策主流，包括增加自主能源比例、發展再生能源及淨潔能源、提升能源效率、能源價格合理化、將核能視為有效的溫室氣體減量工具之一。

經由模擬結果，得知 S01、S05 雖可在幾乎不損及經濟成長條件下，達到 2025 年 361 百萬公噸的 CO<sub>2</sub> 減量目標，惟減量措施之實務可行性及電價調整帶來的需求下降效果若不如本研究所預期，減量配套措施之減量效果將大打折扣，屆時恐無法達成預設減量目標，或強制執行下擴大對產業衝擊程度。

其中，S01、S05 因設定較高的 LNG 目標及再生能源發展目標，為滿足替代方案之天然氣用量需求，除既有之永安、台中港接收站興建擴建計畫需按時程完成外，尚需儘速評估合適之天然氣接受站址，興建第三座接受站，擴增足夠之接收能力。此外，天然氣現為賣方市場，氣源取得困難，依我國現有之長期供氣契約量，不足以因應未來之天然氣需求，如未能再取得長期供氣契約或無法自現貨市場高價購買，則恐有斷氣之虞；再生能源部分，則因再生能源供應量中之水力、風力發電已接近開發上限，生質能發電亦有其限制，需再強化技術研發。此外，再生能源因其能源特性，有供電不穩的風險，倘裝置容量佔比過高，易於夏季尖峰用電時段發生缺電風險，若以興建備用之火電發電機組因應，則適合選項僅剩燃煤機組，此時又將受阻於燃煤電廠環評審查之困難。

反觀 S03，雖其經濟衝擊為六組方案中最大者，但依多年來黃宗煌評估溫室氣體減量之經濟衝擊，其認為 GDP 年均成長率下降點數在 0.5 個百分點內，對一經濟體尚屬可承受範圍，S03 情境之 2005

2025 年間每年 GDP 成長率下降 0.31 個百分點，屬可承受範圍內，加上其所搭配的減量工具在實務執行面均為可及性較高之選擇，本研究認為 S03 情境為未來較適之減量配套措施，若能輔以核能延役 (S04)，將可在達成 CO<sub>2</sub> 減量目標下更游刃有餘。

惟延役核能電廠將面臨老舊核電廠安全管理問題、後端核廢料處理與掩埋廠址選擇及非核家園政策限制等難以解決之課題。此外，核能問題一向為民眾關切之焦點，如何與社會各界溝通說明，並能凝聚共識，為本方案能否實施之關鍵所在。

#### 四、溫室氣體減量政策之經濟衝擊評估

##### (一) 電價上漲 5.8% 之經濟、物價、能源需求、CO<sub>2</sub> 排放影響

1. 當電價上漲 5.8% 時，整體經濟的 GDP 平減指數增加 0.369%。對七大產業價格的影響，其中水電燃氣業的影響為最大，將使水電燃氣的價格上漲 5.269%，以下依序為礦業(0.494%)、製造業(0.391%)、營建業(0.303%)、農業(0.245%)、服務業(0.200%)及運輸業(0.184%)。
2. 對 2005 年經濟成長率之影響為下降 0.078 個百分點。其中對水電燃氣業的影響為最大，將使水電燃氣業的總產值減少 0.719%。以下依次為製造業(-0.113%)、礦業(-0.113%)、農業(-0.075%)、運輸業(-0.072%)、營建業(-0.058%)及服務業(-0.035%)。
3. 2005 年整體經濟的 CO<sub>2</sub> 減量幅度為 1.696%。該能源別的總需求減量而言，以電力需求量的減幅最大達 7.040%。以下依次為煤-0.915%，天然氣及油則分別增加 0.775% 及 0.394%。



## (二) 課徵碳稅之經濟衝擊

以 CO<sub>2</sub> 減量 25% 為目標，並課徵瑞典碳稅稅額 (22.2 美元/公噸 CO<sub>2</sub>) 為例，發現以一次到位的方式課徵碳稅對經濟的影響是顯著的，將使 GDP 平減數 (生產者物價) 遽增 2.26%，經濟成長減少 1.57%。若改以分年累進方式 (1999-2020 年，計 22 年) 課碳稅，則能減輕碳稅課徵對產業及整體經濟物價及成長之不利影響，GDP 平減數 (生產者物價) 增加 1.01%，經濟成長減少 1.19%。另外，若將碳稅稅收做為個人所得扣除額提高，溫室氣體減量相關用途以減少對經濟之衝擊，可增加政治上的接受度。課徵能源稅之經濟衝擊、能源價格上漲、能源效果、CO<sub>2</sub> 減量

以陳明真能源稅版本進行評估 (未提出相對之稅收用途，假設稅收 100% 用於償還政府公債)。

1. 能源稅稅收從開始課能源稅第一年 (2009 年) 2,139 億元，逐年增加到第四年 (2012 年) 4,023 億元，及第七年 (2015 年) 6,359 億元。扣除取消之油氣類貨物稅及汽燃費收入，能源稅淨增額第一年為 668 億元，第四年為 2,450 億元，第七年為 4,704 億元。
2. 對總體經濟影響方面：GDP 成長率第四年下降 1.47 個百分點，第七年下降 2.72 個百分點。
3. 能源價格方面：七年之能源價格上漲率約為 58.610%，若僅計算當年能源價格上漲率 (與前一年比較)，則第四年為 6.89%、第七年為 5.72%。
4. 對環境影響方面：課徵能源稅之節能效果與 CO<sub>2</sub> 減量效果，分別為第一年 8.47% 與 6.38%、第四年 14.43% 與 14.58%、第七

年 18.35%與 18.38%。

5. 產業結構方面：2015 年農業及工業比重下降，服務業比重上升；工業部門項下之中分類及細分類來看，化學工業與水電煤氣業受到影響較大，結構占比明顯下降，金屬機械工業、民生工業、營建業因受到衝擊較小，使得結構占比略有提升，資訊電子工業則因受衝擊最小，占比明顯提升。

綜合陳明真委員版、行政院經續會討論版、本研究模擬版（工商時報）三組能源稅版本之能源稅淨稅收、當年節能效果、當年 CO<sub>2</sub> 減量效果，整體來看，以陳明真委員版課徵稅率最大，實施年度最短；以行政院經續會討論版課徵能源稅最後一年淨稅收最高，相對其課徵最後一年之當年節能效果及 CO<sub>2</sub> 減量效果亦最高。

由於各版本之開始實施年別、實施期限、課稅能源別、稅收應用等不同差異，難以在同一基礎下比較各版本造成之衝擊評估。另外，值得注意的是，課徵能源稅與調整電價均可達成 CO<sub>2</sub> 減量及節能效果，但在兩種政策同時執行下，效果將有部分重疊。

## 五、研提現行能源政策面臨課題之因應策略

- （一）總體及各部門 CO<sub>2</sub> 減量目標應儘快取得共識
- （二）能源政策之研擬應強調能源安全之重要性
- （三）應積極研擬能源價格調整機制
- （四）綠色能源及相關產業之發展應慎選目標，集中力量，以具成本效益及提升能源自主性為優先考量
- （五）考量提升全國能源會議結論及具體行動方案計畫管考位階

## 第二節 建議

有關政策性建議方面，本研究臚列下列四項，俾供主管機關參酌：

### 一、3E 理念之永續能源發展

隨著「永續發展」概念的逐漸成形，經濟、能源與環境間應不再是個別的局部思考與選擇，以抑制其他領域的發展，成就個別領域的永續，無法創造生活、生存與生態的三贏。為體現永續發展的核心價值，發揮國家有限資源最大效益，並縮小過去經濟發展與環境建設背離的落差，使經濟成長與生活環境調和並相輔相成，經濟施政將追求一個與自然融合、永續發展的風貌，積極推動外部成本內部化、建立溫室氣體管制機制、規範產業最佳有效技術與強化科技運用等 4 項機制，創造環保、能源與產業三贏的經濟發展遠景。

### 二、我國溫室氣體減量策略及核能政策之調整建議

我國雖非京都議定書締約國，但為維持國際競爭力，產業發展政策須符合國際環保發展趨勢，而在兼顧減量目標對國內經濟及產業結構調整可能之影響，可參酌與我國能源經濟體系相近及貿易關係密切之國家其因應京都議定書之減量策略，包括減量目標之訂定（總量目標、年成長率目標、基準年降幅目標、人均排放目標及執行起始年等）及減量配套措施之應用（提高能源效率、再生能源、低碳能源、核能、合理反映能源成本等），在可行的減量配套措施下制訂適合我國經濟發展、能源供應及環境保護目標之減量目標，不宜盲目訂定高環保道德標準的嚴苛減量目標，否則將先衝擊國內產業發展，更遑論增加產業國際競爭力。

我國為一孤立之能源供應系統，其能源供應可靠與安全實為首要

之考量，可參考鄰近國家-日本之作法。德國雖為 G8 工業國中唯一之非核國家，其推動再生能源不遺餘力，然其身處歐盟電力網，不足之電力可由歐盟電力網供應，但以歐盟能源共同體角度視之，其污染仍在。此外，IEA 之世界能源展望亦強調未來核能使用之重要性。

故而，本研究建議台灣未來能源政策與因應溫室氣體策略，應參考日本模式，除大力推動節約能源與再生能源使用外，應可重新檢討核能使用之定位。

### **三、能源稅與碳稅屬性相近，不宜同步課徵**

由於目前我國能源稅條例（草案）課稅目的包括：促使能源價格合理化，以合理反映使用能源之生產及社會成本，鼓勵節約能源及替代能源發展，減緩能源使用對環境之衝擊，並有助於提昇能源使用效率，促進低耗能、高附加價值產業發展以改善產業結構，降低溫室氣體排放量及提升國家競爭力，逐步促成能源運用、環境保護、經濟發展三贏之政策目標，其內涵已碳稅之課稅目的，且能源稅課稅基礎乃支持立法院所提「能源稅條例」制定方案，針對不同化石能源別單位熱值與含碳量，並兼顧消費用途屬性及環保節能效果等稅額訂定原則，故在能源稅與碳稅屬性相近下，應不宜同步課徵。

另外，在能源稅定位方面，若我國要將能源稅定位在污染稅，或許應該思考稅收是否應運用在與污染有關之支出，如污染防制費用、購買 CO<sub>2</sub> 排放權等，而稅率逐步調升，也可達到抑制消費量的效果；若要將能源稅定位在產品稅或貨物稅，則可視國家財政收支，調整能源稅稅率。

#### **四、浮動油價已正式試辦上路，未來亦可推動浮動電價調整 機制**

國內自 2006 年 9 月起已開始試辦浮動油價機制，採行每週隨國際油價漲幅調整，未來亦可參酌浮動油價機制，積極推動電價調整機制，以求合理反映用電成本。

## 附錄一

### 期中審查意見及回覆

審查意見	回覆
1. 德國素來為反核國家，簡報第 21 頁提及德國的「廢除核電」政策再起爭議，恐有誤解，近日德國訪台官員向本人表示，德國之能源政策並未因執政黨改變而改變；德國國會對於再生能源補貼政策也出現反對意見。請就該國能源政策再作瞭解。	感謝委員指教，已進一步分析德國能源政策。
2. 歐盟 EUP 指令對各種產品能源效率均有規範，宜補充。	感謝委員指教，已補充歐盟 EUP 指令，見期末報告 P.3-32 P.3-35。
3. 簡報第 42 頁，我國長期能源供需規劃為國家既有規劃值或本計畫規劃值？若為本計畫規劃值，則應說明規劃過程及檢討規劃結果。	感謝委員指教，本研究依據 94 年全國能源會議相關結論作為規劃依據。另本研究亦針對全國能源會議低案之減量策略提出調整方案，並進行分析，見期末報告 P.2-25 P.2-55。
4. 在模型情境設計方面，除設定不同總量限制目標外，亦可在同一減量目標下設計不同政策工具（總量管制與排放交易、碳稅、綠色稅制改革、綠色財政改革等），評估其對經濟、能源結構之影響。	1. 本研究已針對全國能源會議低案之減量目標（2025 年 361 百萬公噸）搭配不同減量策略情境進行模擬分析，見期末報告 P.2-25 P.2-55。 2. 課徵碳稅、能源稅之經濟、能源需求影響評估見期末報告 P.4-34 P.4-59。
5. 簡報第 48 頁，2005 年全國能源會議部門結論中，截至 2025 年各產業部門減量責任如何分配？是否考量成本有效性？各部門是否有能力達成？此結論的決策依據薄弱，應再進一步檢討。	感謝委員指教，94 年全國能源會議歷經多次討論，雖其對減量目標尚未達成共識，然其相關減量措施推動，及其減量效果，已成為政府與民間共同檢視之目標。
6. 探討溫室氣體減量政策對能源政策之影響，可從供給面的數量、價格以及能源效率進行評估。	感謝委員指教，本研究評估減量政策之影響已包括供給面（LNG 使用量、再生能源推廣目標）、價格面（電價調整）、能源效率（能源密集度下降），見期末報告 P.2-25 P.2-55。

審查意見	回覆
7. 報告第 2-26 頁, 3E 多目標規劃模型方程式設計多為減法思維, 如能源消費極小、電力成本極小、二氧化碳排放量極小, 建議可導入加法思維, 如不增加消費、增加附加價值兩種情境。	3E 模型包括四大目標式, GDP 成長目標極大, 能源消費、電力成本及 CO <sub>2</sub> 排放目標均為極小。不增加消費與能源消費極小意涵相同, 而模型中設定的能源密集度下降(即能源效率提升, 產業單位產出之能源投入降低)亦為增加產業附加價值之表現。
8. 報告書第 3-3 項能源政策架構所列「政策方針」實際祇是「六項推動策略」。本計畫「能源政策」應探討的政策是供給量的政策、供給價格的政策、能源使用取置之政策及能源使用效率規範 (regulatory regime) 的政策, 同時要將其對產業發展、總體經濟之影響作出來。有關總體經濟之影響, 應交待其所得效應、就業效應、SOL (生活水準)、QOL (生活素質) 之影響。	感謝委員指教, 本研究對電價調整、課徵碳稅、能源稅之經濟影響項目包括各產業物價變化、產業產出變化、及整體 GDP 成長率變化; 能源影響包括各產業對煤、石油、天然氣、電力之需求變化, 見期末報告 P.4-34 P.4-59。
9. 建議列表比較國內外能源政策異同, 個人可提供德、美、日最新能源政策相關資訊供參考。	感謝委員指教, 國內外能源政策比較見期末報告 P.3-90 P.3-94。
10. 能源政策規劃應考量我國短、中、長期實務可行性來規劃各期程方向, 並透過模型模擬以協助政策規劃。	感謝委員指教。
11. 本計畫可檢討當前能源政策, 提出超越現行能源政策之前瞻性和整體性建議, 如發展氫燃料、不同的能源組合及核能角色定位等。	感謝委員指教, 本研究已針對全國能源會議低案之減量目標 (2025 年 361 百萬公噸) 提出不同減量策略情境進行模擬分析, 見期末報告 P.2-25 P.2-55。
12. 目前定案之電價調幅為 5.8%, 請台綜院按此調幅模擬其對總體經濟之影響。	感謝委員指教, 本研究進行電價上漲 3%、6%、10% 之影響衝擊, 5.8% 之電價調幅可參考 6%, 見期末報告 P.4-28 P.4-29。
13. 簡報第 35 頁顯示近年能源效率下降, 其原因為何?	感謝委員指教, 此因 1998 年亞洲金融風暴對我國經濟的負面影響, 及 1999 年 921 大地震重創我國產業, 並受到 2000 年起六輕正式投產之影響, 能源密集工業產值配比提高, 又受國際經濟不景氣影

審查意見	回覆
	響，致產能利用率降低，能源密集度下降持續惡化，從 2003 年後才緩和與改善。
14. 簡報第 41 頁能源政策的具體措施中有關提高能源效率，如何提升？	感謝委員指教，有關提高能源效率將依據 94 年全國能源會議具體行動方案推動。
15. 第四章討論溫室氣體減量的政策的影響評估內容不足，應再加強，希望在期末報告能看到完整的評估結果，尤其是相關的產業及能源政策建議是最重要的。	感謝委員指教。
16. 本研究第二章說明溫室氣體減量與最適能源配比之後，第三章應接著說明最適能源配比與產業政策之間的配套關係，但是期中報告少了本章，建議應增加一章。	感謝委員指教，產業政策變動將影響產業結構進而影響產業結構與能源需求，惟本研究將能源效率改善，視為產業結構改變之結過，故不深入探討其配套關係。
17. 本計畫與台經院主持的“京都議定書經濟影響評估模型之建立，持續維護及調整”內容會有相互交疊之處，建議雙方應相互參考，以取得一致的結論，未來對於政府的部分才能有一致的建議。	感謝委員指教，本研究將遵照各位委員之意見，參考台經院主持的“京都議定書經濟影響評估模型之建立，持續維護及調整”內容，以取得一致的結論，成果將於期末報告呈現。
18. 本計畫原定之工作進度大致符合，初步就永續會所提之方案（P2-29）目標，利用多目標規劃理論模型推估對 GDP 之衝擊（P2-31）。	感謝委員指教。
19. 第 2-1 頁，有關能源資料與能源局網站上之資料不盡相同，2005 年能源統計年報將於下月出刊，目前資料尚在修正中，故相關資料屆時請再確認。	感謝委員指教，本研究將檢視整份報告內容，將資料予以更正，已達成委員要求。因能源統計出版時均對之前之統計數據進行校正，故資料有所修正。
20. 第 2-1 頁，有關能源消費占比中，商業部門應是由 2%↑6%，住宅部門應是在 12%，兩者資料似有錯置，且與 P2-4 所述及表 2-2 不一致。	感謝委員指教，本研究將檢視整份報告內容，將資料予以更正，已達成委員要求。
21. 第 2-6 頁，圖 2-4 單位應為元/公升油當量，且資料與 2004 年能源統計年報資料不符，請再確認。	感謝委員指教，本研究將檢視整份報告內容，將資料予以更正，已達成委員要求。



## 附錄二

### 「溫室氣體減量政策對能源政策之影響及因應對策」 專家座談會

壹、 時間：95年9月7日(星期四)上午10時

貳、 地點：台灣綜合研究院大會議室

參、 主席：吳副院長再益

肆、 出席者：

經濟部工業局永續組陳玲慧副組長、能源局綜企組蔡志亮科長、經濟部溫室氣體減量辦公室侯萬善主任、中央研究院經濟研究所梁啟源研究員、全國工業總會蔡宏明副秘書長、台灣電力公司易洪庭顧問、中國石油學會賴適存顧問、中華民國企業永續發展協會黃正忠秘書長

伍、 列席者：

經建會經濟研究處：陳寶瑞副處長、劉筱慧專員、張萃貞稽核、李怡璇小姐

台灣綜合研究院：研一所林唐裕所長暨相關研究人員

陸、 紀錄：王俊凱

柒、 主席致詞：吳再益副院長(略)

捌、 簡報：吳再益副院長(略)

玖、 討論內容

#### 陳寶瑞副處長

- 1.能源稅之課徵以化石能源為主，然政府各部門有其權責，能源局管理以能源做為原料、燃料，交通部管理運輸部門的稅費課徵，環保署評估空污費、土污費是否需要整合，最後由財政部賦稅署草擬，目前能源稅仍為各部會討論版本，未獲得行政院院會通過，不宜稱為行政院版。
- 2.能源稅目前規劃涵蓋範圍主要為生產面(原料、燃料、貨物稅等)，研究單為可就是否涵蓋消費面行為課徵進行研究，如法國課徵能源消費稅。

### **陳玲慧副組長**

1. 國家溫室氣體有一完整規劃，能源稅只是其中一各手段，應併同未來產業結構，高耗能產業(鋼鐵、石化業)發展前景一起考慮，以免加速產業外移。
2. 我國現有之環境稅費為周圍國家的一半左右，能源稅的課徵應有配套考量，如非原料及淨潔能源應有差別費率，汽電共生及生質能發電應有彈性機制，並搭配未來推動之限量與交易制度(Cap and Trade)規劃。

### **梁啟源教授**

1. 目前能源稅不是完全依含碳量訂定稅率，模型依據油價(汽、柴油調整)及衝擊影響大之部門進行調整，未來將加入其他綠色改革之衝擊效應。

### **蔡宏明副秘書長**

1. 目前國內能源價格不具太多優勢，如課徵能源稅將加大產業負擔，以國內現有之產業環境，恐加速產業外移。
2. 能源稅應整合國內現有之相關環境稅費，並規劃差別費率，以降低產業負擔，此外，與溫室氣體減量有關之產業，應重新考慮其產業政策。

### **易洪庭顧問**

1. 目前能源稅版本，似有達溫室氣體減量之目的，而以財政收入為主，因未考慮能源結構之轉變，對高含碳能源如煤炭、燃料油...等之稅額較低，而低碳能源如天然氣、LPG 等之稅額反而高，故課徵後不易促使能源結構轉向低碳能源，建議在擬訂稅額時，亦應考慮含碳量之高低。
2. 能源稅之實施時刻，應以國際能源價格轉向穩定，以及國內能源價格合理反映成本後，再考慮推動。
3. 溫室氣體減量對經濟衝擊必定降低 GDP 之成長，建議政府在推動各策略時期，亦能增加政府基本建設之重大投資，以促進經濟成長(以第一次能源危機推動十大建設之情形)。
4. 溫室氣體減量策略推動之時，建議重新檢討政府之非核家園政策，增加核能發電比重。

## 賴適存顧問

- 1.溫室氣體減量為現推動中之政策，碳稅為其手段之一，其主要標的物則以「化石能源」為主，更以貨物稅之修訂來制訂「能源稅」以平衡「能源結構」之改進，然其將對「油價政策」及「油價自由化」造成影響。石油諸稅(1)進口稅(2)出廠稅(3)環保稅(費)...，但在自由化或自主化之要求時，應先完成的市場機制為主之完全反應成本之自由化為第一要務。如以「碳稅」之意義而以「能源稅」表達同時取代「貨物稅」則較單純。交通部將「汽燃費」也併入徵收則原則不符。「稅」為國庫收入統籌運用。「費」則專案收入專款專用，二者性質不同。(更且汽燃費之油源為公路法在公路上行駛車輛為對象)農漁業、工商業不及於此，(隨車或隨油已研討多年，不適在能源稅代為徵收)。同理，空污費、水污費、石油基金等亦應另行收取，不宜併入「能源稅」之內徵收。

## 蔡志亮科長

- 1.檢視我國與主要國家以及鄰近日、韓能源價格比較結果，我國能源價格相對偏低。主要原因係因我國係屬於偏重物價穩定與產業競爭力效果之低能源價格政策，可歸類為「經濟發展型」國家，與偏重節能效果的「節約能源型」國家如日、韓，以及與兼顧節約能源與環境效果的「環境永續型」國家如部分歐洲國家相較，我國在能源價格政策方面，仍有很大的推動空間，能源稅的推出也正是期望我國可由「經濟發展型」國家邁入「節約能源型」國家，未來朝向再將環境相關稅賦均能納入能源價格。
- 2.部分專家提及核能發電復甦議題，目前非核家園政策是既定政策，94 年全國能源會議亦對未來 20 年能源配比做了明確規劃方向，國際間因溫室氣體議題導致部分國家檢討核能發電政策的情勢，在我國目前並非氣候變化綱要公約及京都議定書的會員國的情況下，並不適宜重新考慮核能發電。未來如受公約及京都議定書正式規範，國內減量手段即使用盡，尚有運用京都機制的空間可供選擇，核能發電未必是必要工具。

## 黃正忠秘書長

- 1.能源稅應考量其「外部成本」效益與考慮刺激產業外移的效應為何？不要忽略先進國家能源與 GHG 總體策略的藍圖與配套，若祇是單純擷取其能源稅(碳稅)制度，其實無法全面宏觀其制定的原因和背景。
- 2.溫室氣體減量政策應有通盤性的考慮，現有稅制未考慮企業過去努力之成效，應考量碳在不同地方的角色差異，如碳在燃料中為燃料費、碳在稅賦中為能源稅、碳在溫室氣體排放中為限量與交易制度(Cap and Trade)，並將核能方面的發展納入情境分析，方能合宜規劃未來的管制機制中

## 侯萬善主任

- 1.能源稅除了考量含碳量及用途，也該考量燃料的稀有性。石油的供應有相當風險，所以要以稅來平衡其風險，作為未來的保護基金。石油用途多，宜有效率的使用，稅可以有效遏止浪費，而工業使用也可藉其他減稅來補償。
- 2.台灣能源選項少，所以溫室氣體由能源著手有相當的困難，因此由能源溫室氣體減量對產業經濟衝擊大，因此要由提高各種設備機具的能源效率來因應，或許定技術提升與排放減量的雙重效益，才是未來的重要方面。
2. 工業用電是排放的主要來源，所以用電效率是要加以探討的議題，如果能以加強電器效率提升與電費調整，可望有效降低產業的溫室氣體排放量。

拾、散會。


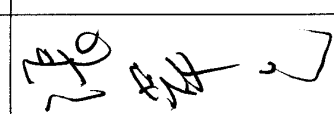
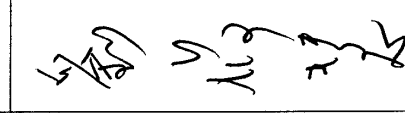
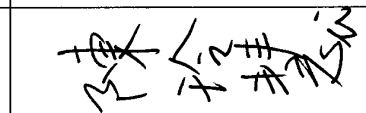
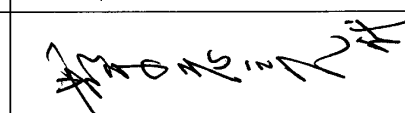
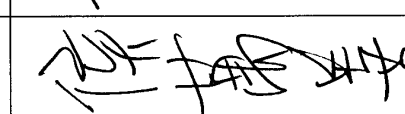
# 「溫室氣體減量政策對能源政策之影響及因應對策」專家

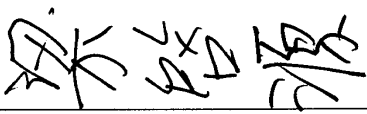
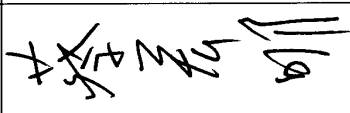
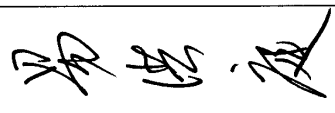
## 座談會


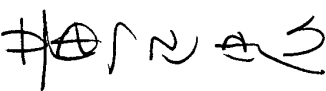


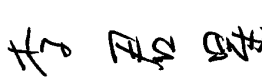
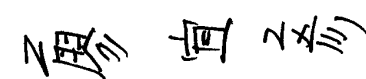
時 間：九十五年九月七日（星期四）上午十時

地 點：台灣綜合研究院大會議室

主持人：台灣綜合研究院 吳副院長

單 位	姓 名	
經濟建設委員會經濟研究處	陳寶瑞副處長	
經濟建設委員會經濟研究處	朱麗慧組長	
經濟建設委員會經濟研究處	張稽核萃貞	
經濟建設委員會經濟研究處	劉專員筱慧	
經濟建設委員會經濟研究處		
經濟建設委員會經濟研究處	李怡璇	
✓ 經濟部工業局永續組	連錦淦組長	
✓ 經濟部能源局能源綜企組	姚瑞祥簡任視察	
✓ 經濟部溫室氣體減量辦公室	侯萬善主任	
環保署空保處	簡慧貞簡任技正	
清華大學經濟系	黃宗煌教授	

台灣科技大學化工系	顧洋教授	
台北大學自然資源與環境管理研究所	張四立所長	
台北大學自然資源與環境管理研究所	李堅明教授	
中興大學科技法律所	許志義所長	
成功大學資源工程系	陳家榮教授	
中原大學國貿系	林主任師模	
龍華大學企管系	周鳳瑛教授	
台灣大學環境工程研究所	馬鴻文教授	
中央研究院經濟研究所	梁啓源研究員	
中央研究院經濟研究所	蕭代基研究員	
工研院能源與環境研究所	盧誌銘計畫總 主持人	
中華經濟研究院	溫麗琪研究員	
全國工業總會	汪雅康秘書長	
台灣電力公司	易洪庭顧問	

✓ 中國石油學會	賴適存顧問	
✓ 中華民國企業永續發展協會	黃正忠秘書長	
台灣綜合研究院	林唐裕所長	
台灣綜合研究院	許振邦所長	
台灣綜合研究院	王俊凱副研究員	
台灣綜合研究院	李君星高助	
台灣綜合研究院	廖宜彥高助	

## 附錄三

### 期末審查意見及回覆

審查意見	回覆
<b>一、經建會綜合性意見</b>	
1. 計畫期末報告內容及進度大致符合本會需求。	感謝委員肯定。
2. 請各受託單位於繳交期末報告時，須依據黃宗煌教授 95.5.17 日召開 2 次協調會議結論：「受託單位可採用不同的模擬情境（例如 GDP 成長率）推估基線，但其中應涵蓋採用共同一致性之假設情境之模擬（包括必須採用全國能源會議、永續會議，以及未來經續會結論），並將推估結果一併呈現，以利對不同模型之模擬結果作客觀比較。」（參見附件），將不同情境推估結果一併呈現，並將情境假設列於附錄，俾利比較。	感謝委員指教，本研究將遵照委員之意見，參考台經院主持的“京都議定書經濟影響評估模型之建立，持續維護及調整”協調會議結論，提供基線及各組減量工具情境之結果。
3. 請受託單位參考審查委員、其他出席人員及書面意見修正報告，並於完整報告列表說明處理情形及回應意見。	感謝委員指教，本研究將遵照委員意見辦理。
4. 鑒於年底將至，請受託單位務必於本(95)年 12 月 29 日前提送完整報告，俾利結案。	感謝委員指教，本研究將遵照委員意見辦理。
<b>二、劉錦添教授</b>	
1. 本研究題目是溫室氣體減量政策對能源政策之影響，但第四章第二節的模擬分析卻是電價上漲 3%，6%，10% 對產業別物價、產出及能源需求之影響。是否作者認為溫室氣體減量政策「必然」造成電價的上漲？第四章第二節(4-15 頁)討論不同產業部門 CO <sub>2</sub> 排放量的變化，而第一節討論不同的溫室氣體減量政策，這二節皆未討論為何電價會上漲 3% 或 6% 或 10%？	<p>感謝委員指教。</p> <p>1. 與亞洲鄰近國家相比，我國能源價格明顯偏低，電價亦同，而導致我國能源價格偏低因素之一係價格未能充分合理反映成本，透過電價合理反映成本將可抑制電力消費，降低溫室氣體排放，故本研究將「電價調漲」視為溫室氣體減量政策之一。</p> <p>本院先前進行之電價調整機制相關計畫，其中設定幾組電價調幅門檻值，分別為 3%、6% 或 10%，故期末初稿針對這些調幅進行評估。期末報告定稿將刪除該些幅度評估，並針對今年 7 月平均電價調幅 5.8% 進行衝擊評估，見期末報告 P.4-28 4-31。</p>



審查意見	回覆
<p>2. 第二章第三節能源配比成本效益分析，請用不同政策所得到的「成本」與「效益」是多少？文中並未列出詳細數據。這一節的模擬和後面台灣動態一般均衡模型（DGEMT）的結果是否一致？</p>	<p>感謝委員指教。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 各政策情境之成本效益已採質化、量化方式列表比較，見期末報告 P.2-54 2-58。</li> <li>2. 第二章係採 3E 模型進行綜合政策搭配分析，第四章係採 DGEMT 進行單一減量政策分析，因個別模型特性、參數設定及產出結果差異，較難一併比較。</li> </ol>
<p><b>三、林建山社長</b></p>	
<p>1. 計畫應討論能源政策與溫室氣體政策的競合，討論能源政策的目標、使用策略、價格、消費行為會不會因溫室氣體減量而改變，並規劃國未來發展方向，結論提出明確的政策組合</p>	<p>感謝委員指教，本研究今年主要研究方向為減量目標與能源配比之關聯分析，及溫室氣體減量政策對經濟產業及能源之影響，礙於研究時程，能源政策與溫室氣體政策的競合等議題，將規劃為未來研究方向，並參酌委員意見，修正結論與研提政策組合建議，以其符合委員之意見，見期末報告 CH4 CH5。</p>
<p>2. 計畫所提出之 6 組情境中，為何 SO3 衝擊較大，其中電價調整應考慮能源政策、溫室氣體政策的影響，油價的變動也應考慮。</p>	<p>感謝委員指教。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 6 組減量政策情境中，S01 減量工具同於全國能源會議 CO<sub>2</sub> 排放低案，S03 為減量工具放寬設定，S05 為減量工具加嚴設定，在 S03 減量工具相對較少情況下，部分減量額度需由產業降低產值來吸收，故衝擊較大。</li> <li>2. 以實務面來看，電價調整因素可能包括發電成本上升、物價上揚等因素，但發電成本上升並不必然導致電價調漲，故本研究在 3E 模型「電價調整」參數設定上，採電力消費彈性帶動電力消費下降進行分析。</li> </ol>
<p>3. 計畫應明述碳稅、能源稅的關連、競合關係。</p>	<p>感謝委員指教，已補充於期末報告 P.4-18。</p>
<p>4. 結論提出的政策建議應說明清楚立論基礎，有明確的效能、效率、影響分析，如應由經濟部提升管考位階至永續會，這將涉及經濟部管轄權、永續會無行政權的問題。</p>	<p>感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正研究內容、結論與研提政策建議，以說明所提建議之立論基礎，見期末報告 P.4-52 4-59。</p>
<p>5. 各計畫均以 94 全國能源會議為基礎，然其為妥協後的共識，不必然為最佳或相對最佳解，應跳脫 94 全國能源會議的框架來進行思考。</p>	<p>感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正結論與研提政策建議，提出本研究對現行能源政策之建議，見期末報告 CH5。</p>
<p>6. 各計畫採用不同的模型，應進行比較，並將結果於報告中呈現。</p>	<p>感謝委員指教，此部分將由經建會另 5 年計畫「京都議定書經濟影響評估模型之建立，</p>

審查意見	回覆
	持續維護及調整」進行整合，本研究將配合提供相關資訊。
<b>四、盧誌銘計畫總主持人</b>	
1. 期望計畫能滿足國際溫室氣體減量壓力及我國減量情境規劃下，探討能源政策是否滿足需求及與減量策略的關聯與衝突，進而跳脫能源政策現有的框架，演繹提出減量策略與能源政策之衝突應如何解決的建議，以供經建會參考。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正結論與研提政策建議，見期末報告 CH5。
2. 計畫報告中核能政策比重過多，有為「核能」政策解套之疑，下筆宜留意。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，平衡各國能源政策，再生能源政策及核能政策之比重，見期末報告 CH3。
3. 結論有中譯部分，其語意不通，前後邏輯不一致，須再修正結論，提出合宜之建議與看法。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正結論與研提政策建議，見期末報告 CH5。
<b>五、顧洋教授</b>	
1. 計畫仍框架現有能源政策之內，未能挑戰現有政策如非核家園，應可以批判、挑戰角度來檢視現有能源政策，以提出建議。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正結論與研提政策建議，提出本研究對現行能源政策之建議，見期末報告 CH5。
2. 計畫應考慮分析 UNFCCC、京都議定書後各國能源政策在 GHG 政策 推動時程上之轉變及其推動情現況。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，分析呈現各主要國家能源政策因應溫室氣體之政策轉變，見期末報告 CH3。
3. 計畫中現有減量情境成果對於減量衝擊與成本的影響，仍未能清晰表達。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，彙整各減量情境之衝擊影響，見期末報告 P.2-54 2-58。
4. 現有能源政策檢討後應改進的策略項目頗多，可於結論時提出具體政策改進建議以更符合溫室氣體減量要求，可惜計畫現有結論對此仍著墨不足。	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正結論與研提政策建議，臚列本研所得之改進建議，以供經建會參考，見期末報告 CH5。
<b>六、陳寶瑞副處長</b>	
1. 台綜院提出 6 組減量情境進行探討，其各自條件不一如能源密集度、電價等，然其各減量情境產業結構之農業、工業結果似乎一致，如簡報 P.42 SO1-SO6 的農業、SO1-SO4 的工業，宜再確認。	感謝委員指教，因基準情境 2015 年 CO <sub>2</sub> 排放量為 351 百萬公噸，和 CO <sub>2</sub> 排放目標 331 百萬公噸僅 20 百萬公噸，在減量目標限制同時搭配減量工具下，各情境 GDP 衝擊不大、產業結構變化不大。
<b>七、張萃貞</b>	
1. P.2-3、2-4 之表 2-1、2-2 能源供給與最終消費資料與能源局之能源統計年報有些差異，請再確認。	感謝委員指教，因能源統計出版時均對之前之統計數據進行校正，故資料時有修正，本研究採用能源局(2006)台灣地區能源統計手冊，並檢視更正報告數據資料，維持前後一致，見期末報告 P.2-3、2-4。

審查意見	回覆
2. P.2-19 之表 2-8 中 2025 年最終消費低案量值與內文說明不同，請再確認。另，表 2-7、2-8 之單位皆相同，請列於表右上角，表內請刪除。	感謝委員指教，已更正於期末報告 P.2-18 2-20。
3. P.2-34 以 RAS 法調整之依據為何？推估之投入係數與產業結構請列表說明。	感謝委員指教，RAS 法調整係參考經建會（2005）「資源利用模型建置及產業關聯表推估」進行調整，詳細說明參見期末報告附錄四。
4. P.4-15 統計數據分析請增列 2005 年資料（表 4-1、4-2、4-3）。	感謝委員指教。
5. P.4-34 CO <sub>2</sub> 減量目標為 25%，其期間為何？表 4-7 中，一步到位法與漸進法其 CO <sub>2</sub> 減量值為何不同？瑞典碳稅內容為何？請加註說明。	感謝委員指教。 1. CO <sub>2</sub> 減量目標為 25%，減量期間為 1999 2020 年，共計 22 年。 2. 模型以減量 25% 前提，進行「一步到位」及「漸進法」模擬，然模型中求解結果存在些微數值差距，但不致影響評估結果。 3. 瑞典碳稅內容將補充。
6. P.4-38 之表 4-10 與表 4-7 相同請刪除。	感謝委員指教，已刪除重複表格。
7. 請增列表 4-11。	感謝委員指教，已修正。
8. P.5-6 最後結語與 P.3-94 相同，除核能外，在參酌主要先進國家再生能源之發展後，對我國之再生能源發展有何建議？	感謝委員指教，本研究已參酌委員意見，修正結論與研提政策建議，提出本研究對我國再生能源發展之建議，見期末報告 CH5。
9. 文中部分說明京都議定書之生效日期為今年 2 月 16 日（如 P1-1、P4-37）請再檢視修正為 2005 年 2 月 16 日。	感謝委員指教，已修正於期末報告 P.1-1、4-37。
<b>八、經建會綜計處徐世盟</b>	
1. P.2-5、P.2-39 之能源密集度的數據應為一致；P.2-6 能源生產力圖單位錯誤；P.2-4 表 2-2 能源消費表數據合計錯誤。	感謝委員指教，已修正。 為與 94 年全國能源會議當時統計資料計算基礎一致，P.2-39 能源密集度說明及模型目標設定所用之實質 GDP 係 68SNA 編制方式，與 P.2-5 能源密集度係以新制 93SNA 編制之實質 GDP 有所差異。以 2004 年資料來看，最終能源消費為 107,779.4 千公秉油當量，實質 GAP（68SNA）為 10,726,908 百萬元，計算能源密集度為 10.05、實質 GAP（93SNA）為 11,279,191 百萬元，計算能源密集度為 9.56。
<b>九、經建會部門處</b>	
1. P.2-4 表 2-2 能源消費表數據與能源局數據不一，宜再確認。	感謝委員指教，已修正。

審查意見	回覆
2. P.3-12、P.3-93 美國溫室氣體排放數據不一，宜再確認。	感謝委員指教，已更正於期末報告 P.3-12。
3. 計畫中已引用工研院之各部門含用電、不含用電排放資料，請提供給相關計畫，以求數據之一致。	感謝委員指教，本研究已將資料提供給相關計畫。
4. P.4-44 表 4-12 能源稅還非正式稅制，建議台灣地區能源稅修正為台灣地區能源稅率。	感謝委員指教，已修正於期末報告 P.4-44。
5. 台綜院僅提出核能研役案進行評估，頗為遺憾，是否再針對能源結構、發電裝置容量配比改變進行評估。	感謝委員指教，在能源供給面，本研究已針對不同生能源目標、LNG 目標、及核能延役進行評估，需求面則針對能源密集度下降及電價調整進行評估。
6. 研究中提出 5.8% 電價調整，是否包含 94 全國能源會議每年 3.5% 電價調整案，請研究單位補充說明。	感謝委員指教，94 全國能源會議所提每年 3.5% 電價調整案係指長期電價調整目標，實務操作上之每年調幅可採彈性調整，今年 5.8% 電價調整已包括於 3.5% 的電價調整案中。

## 附錄四

### 投入係數調整說明-RAS 法

應用產業關聯分析進行研究時，重要假設之一即為未來投入係數固定不變，然對一個經濟體而言，則難以反映未來產業消長關係，故更新未來目標年的投入係數確有其必要。

一般而言，推估未來年的投入係數表可採用已發生的兩個年度推算產業 R 矩陣（替代效果）及 S 矩陣（加工深度），再以 R、S 矩陣推估未來的投入係數。以下參考 2005 年 12 月經建會委辦計畫「資源利用模型建置及產業關聯表推估」計算之民國 85 90 年生產者價格交易表的 R、S 矩陣（見附表 1）進行調整後推估 2015、2025 年之投入係數表。

- 1、由於本模型所編制的 IO 表為 28 部門的量值混合 IO 表，投入係數單位多達 4 組，單一產業的中間投入係數無法加總。故需先以民國 90 年的 49 部門的生產者價格交易表的投入係數測試附表 1 之 R、S 值推估之 2015、2025 年投入係數是否產生各產業中間投入係數總和大於 1 的現象，若有，則需人為判斷調整 R、S 矩陣。
- 2、基於產業長期變動趨勢考量，未來 10 年、20 年產業附加價值率變動幅度大致各維持在 15%、25% 之間。
- 3、完成 45 部門 R、S 矩陣調整後，再按產值比例將其合併為 28 部門之 R、S 矩陣，見附表 2。
- 4、由於該 R、S 矩陣係每 5 年之調整值，若以民國 85 年推估民國 95 年，其間相隔 10 年，則  $A_t = R^t A_0 S^t$  中的 t 帶入 2。



$$R = \begin{bmatrix} r_1 & 0 & 0 \\ 0 & r_2 & 0 \\ 0 & 0 & r_3 \end{bmatrix} \quad A_0 = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \quad S = \begin{bmatrix} s_1 & 0 & 0 \\ 0 & s_2 & 0 \\ 0 & 0 & s_3 \end{bmatrix}$$

$$A_1 = R * A * S = \begin{bmatrix} r_1 a_{11} s_1 & r_1 a_{12} s_2 & r_1 a_{13} s_3 \\ r_2 a_{21} s_1 & r_2 a_{22} s_2 & r_2 a_{23} s_3 \\ r_3 a_{31} s_1 & r_3 a_{32} s_2 & r_3 a_{33} s_3 \end{bmatrix}$$

5、本研究推估年為 2015 年、2025 年，故 t 值分別帶入 2.8、4.8，求得 2015、2025 年的投入係數，見附表 3、附表 4。

附表 1 45 部門投入係數之 R、S 調整值

		生產者價格表				生產者價格表	
部門別		R	S	部門別		R	S
01	農產	0.9692	1.0400	24	機械	1.2941	0.9943
02	畜產	0.6202	1.4346	25	家用電器產品	0.7045	1.0611
03	林產	0.3940	1.8534	26	資訊產品	0.9848	0.9957
04	漁產	0.7839	1.4357	27	通信器材	0.9395	1.0191
05	礦產	1.8648	0.5876	28	電子零組件	1.0852	1.1141
06	加工食品	0.8067	1.1327	29	電機及其他電器	1.0595	1.0781
07	飲料	1.0274	1.0088	30	運輸工具	0.9462	1.0338
08	菸	1.0443	0.9906	31	其他製品	0.9844	0.9690
09	紡織品	1.0284	0.9740	32	房屋工程	0.9923	1.2228
10	成衣及服飾品	1.3080	0.8588	33	公共及其他工程	1.1869	1.1222
11	皮革及其製品	0.7253	1.2516	34	電力	1.0217	0.8601
12	木材及其製品	0.6555	1.2961	35	燃 氣	1.1068	0.7113
13	紙、紙製品及印刷出版	0.8526	1.1036	36	自來水	0.8909	0.9664
14	化工原料	0.8372	1.2422	37	運輸倉儲通信	1.0409	1.0943
15	人造纖維	0.9001	1.0883	38	商品買賣	0.7271	0.7422
16	塑膠	0.9186	1.1618	39	金融保險服務	1.3466	1.0109
17	塑、橡膠製品	1.3345	0.9808	40	不動產服務	1.0864	0.6852
18	其他化學製品	0.8275	1.0663	41	餐飲及旅館服務	1.0941	0.8324
19	石油煉製品	1.6578	0.7179	42	工商服務	1.6449	0.8552
20	非金屬礦物製品	0.6706	1.1416	43	公共行政服務	0.0000	0.5480
21	鋼鐵	0.6439	1.3883	44	教育醫療服務	1.3700	0.9322
22	其他金屬	0.6930	1.2432	45	其他服務	1.3504	1.0025
23	金屬製品	0.9975	1.1346				

資料來源：林師模，2005.12。經建會委辦計畫，「資源利用模型建置及產業關聯表推估」。

附表 2 本研究最終採用之 28 部門投入係數之 R、S 調整值

		生產者價格表	
		R 值	S 值
1	農畜產林產漁產	0.951692	1.047572
2	非能源礦產	1.004800	0.927600
3	加工食品飲料菸酒	0.932432	1.026486
4	紡織成衣及服飾品	1.041399	0.982248
5	木紙業及印刷出版	0.953124	1.025694
6	化學材料製造業	0.947071	1.025437
7	化學塑膠橡膠製品及其他製造業	0.999747	1.001616
8	水泥及水泥製品製造業	0.900600	1.021600
9	其他非金屬礦物製品	0.900600	1.021600
10	鋼鐵	0.923900	1.037300
11	其他金屬及金屬製品	0.990440	1.040130
12	機械	1.094100	0.994300
13	電子電機業	0.988666	0.993234
14	運輸工具	0.968200	1.033800
15	其他製品	0.984400	0.985000
16	營造工程	1.048051	1.020910
17	自來水	0.951900	0.966400
18	運輸倉儲及通信	1.021900	1.008300
19	商品買賣	0.972100	0.942200
20	其他服務	0.916859	0.968868
21	煤及煤製品	1.057800	0.927900
22	液化石油氣	1.057800	0.927900
23	汽油	1.057800	0.927900
24	柴油	1.057800	0.927900
25	燃料油	1.057800	0.927900
26	其他油品	1.057800	0.927900
27	天然氣/液化天然氣	1.021700	0.910100
28	電力	1.106800	0.941300

資料來源：本研究調整。

附表3 2015年-28部門量值混合投入係數(1/2)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	農畜產林 產 漁產	非能源礦 產	加工食品 飲料菸酒	紡織成衣 及服飾品	木紙業及 印刷出版	化學材料 製造業	化學塑膠 橡膠製品 及其他製 造業	水泥及 水泥製品 製造業	其他非金 屬 礦物製品	鋼鐵	其他金屬 及金屬製 品	機械	電子電機 業	運輸工具
1 農畜產林產漁產	0.175324	0.000000	0.324773	0.019552	0.010972	0.000260	0.003218	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000004	0.000018
2 非能源礦產	0.000027	0.126194	0.001406	0.000073	0.000791	0.006271	0.000462	0.114664	0.096205	0.044454	0.000428	0.000274	0.000029	0.000093
3 加工食品飲料菸酒	0.131874	0.000271	0.119429	0.014506	0.000697	0.000888	0.000717	0.000000	0.000057	0.000000	0.000000	0.000008	0.000000	0.000000
4 紡織成衣及服飾品	0.006141	0.000602	0.000825	0.366032	0.008819	0.000796	0.019961	0.000054	0.003851	0.000541	0.003256	0.001357	0.000874	0.006441
5 木紙業及印刷出版	0.003990	0.004388	0.018479	0.006240	0.296672	0.006895	0.010504	0.010467	0.017700	0.001797	0.010440	0.004110	0.005057	0.007813
6 化學材料製造業	0.016842	0.000493	0.006148	0.113932	0.012180	0.482741	0.234606	0.003625	0.054361	0.004093	0.015283	0.004759	0.031154	0.011202
7 化學塑膠橡膠製品及其他製造業	0.024910	0.015744	0.024776	0.033456	0.044415	0.015339	0.174393	0.013330	0.020381	0.006493	0.029523	0.023519	0.039257	0.048747
8 水泥及水泥製品製造業	0.000114	0.000674	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000058	0.113997	0.001897	0.000043	0.000024	0.000011	0.000000	0.000003
9 其他非金屬礦物製品	0.000012	0.000738	0.002430	0.000081	0.001051	0.000700	0.003198	0.017681	0.112851	0.007523	0.003920	0.001567	0.009155	0.006535
10 鋼鐵	0.000226	0.001644	0.000008	0.000092	0.001159	0.000396	0.001787	0.025523	0.001106	0.430196	0.153931	0.120657	0.006816	0.054386
11 其他金屬及金屬製品	0.003355	0.007799	0.026407	0.001547	0.006481	0.005835	0.014428	0.009607	0.008317	0.028416	0.274566	0.087672	0.038511	0.053718
12 機械	0.005498	0.053478	0.004321	0.007764	0.006124	0.011791	0.006385	0.031440	0.020229	0.017293	0.014550	0.176910	0.017484	0.024893
13 電子電機業	0.000871	0.002886	0.000603	0.001400	0.002123	0.001854	0.002182	0.001464	0.004282	0.001850	0.004725	0.084596	0.425795	0.029156
14 運輸工具	0.007532	0.000156	0.000214	0.000280	0.000412	0.000102	0.000769	0.001149	0.000790	0.000076	0.000315	0.001020	0.000060	0.284717
15 其他製品	0.002596	0.000526	0.001504	0.004788	0.009105	0.000726	0.000958	0.000984	0.000532	0.000213	0.000896	0.003804	0.002121	0.006453
16 營造工程	0.002406	0.004332	0.001374	0.001966	0.002124	0.001794	0.002036	0.006234	0.003172	0.001279	0.001606	0.003074	0.001260	0.001597
17 自來水	0.000418	0.000596	0.000437	0.000317	0.000401	0.000653	0.000643	0.000558	0.000459	0.002051	0.000573	0.000243	0.000182	0.000511
18 運輸倉儲及通信	0.017188	0.014067	0.020455	0.017190	0.026148	0.013773	0.018585	0.070997	0.037768	0.017258	0.023152	0.024438	0.014759	0.015303
19 商品買賣	0.035050	0.012851	0.044446	0.033058	0.075297	0.024989	0.047256	0.070074	0.052405	0.050192	0.064975	0.057596	0.032442	0.062191
20 其他服務	0.062600	0.014348	0.064864	0.053196	0.086841	0.045522	0.070661	0.077241	0.065794	0.098327	0.082329	0.056665	0.078094	0.063505
21 煤及煤製品	0.000000	0.000000	0.000000	0.083838	0.698766	3.549906	0.000000	19.151273	1.168202	5.863033	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
22 液化石油氣	0.000108	0.000000	0.019220	0.010159	0.023637	0.030944	0.127598	0.017367	0.347047	0.099824	0.070108	0.005261	0.002465	0.022083
23 汽油	0.000188	0.000000	0.000235	0.000000	0.000315	0.000016	0.000019	0.000028	0.000000	0.000256	0.000000	0.000116	0.000035	0.007022
24 柴油	2.456423	0.221616	0.014575	0.006276	0.004377	0.011754	0.007354	0.200865	0.039916	0.038218	0.015582	0.001775	0.027024	0.021262
25 燃料油	0.089001	0.370947	0.831699	2.295548	0.960896	1.537099	1.261282	0.117637	3.872674	1.126894	0.361278	0.661738	0.036267	0.073043
26 其他油品	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	1.981824	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
27 天然氣/液化天然氣	0.000000	0.000584	0.021814	0.048390	0.016785	0.198986	0.027901	0.000000	2.212251	0.387960	0.049912	0.004868	0.026961	0.086759
28 電力	0.671542	0.377491	0.723130	1.574279	1.492321	3.375478	1.238494	3.056165	2.034816	2.691189	1.252091	0.294408	0.641976	0.443550



附表3 2015年-28部門量值混合投入係數(2/2)

	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	其他製品	營造工程	自來水	運輸倉儲 及通信	商品買賣	其他服務	煤及 煤製品	液化 石油氣	汽油	柴油	燃料油	其他油品	天然氣/液 化天然氣	電力
1農畜產林產漁產	0.002736	0.001172	0.000000	0.000000	0.000000	0.000141	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2非能源礦產	0.001164	0.041193	0.000000	0.000000	0.000000	0.000063	0.000212	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000004	0.000002	0.000000
3加工食品飲料菸酒	0.006140	0.000000	0.000000	0.000000	0.000001	0.000861	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000002
4紡織成衣及服飾品	0.030458	0.000436	0.000157	0.000321	0.001251	0.001404	0.000008	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000004	0.000011	0.000004
5木紙業及印刷出版	0.020023	0.022362	0.001277	0.003044	0.008390	0.015315	0.000000	0.000009	0.000002	0.000004	0.000005	0.000007	0.000012	0.000020
6化學材料製造業	0.035103	0.001206	0.005500	0.000033	0.000000	0.001153	0.000000	0.000032	0.000028	0.000050	0.000060	0.000099	0.000018	0.000258
7化學塑膠橡膠製品及其他製造業	0.061262	0.040536	0.009740	0.004442	0.009641	0.009727	0.000002	0.000126	0.000048	0.000084	0.000101	0.000167	0.000115	0.000009
8水泥及水泥製品製造業	0.000003	0.062098	0.000000	0.000004	0.000001	0.000055	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
9其他非金屬礦物製品	0.014110	0.028341	0.000084	0.000000	0.000027	0.000463	0.000005	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000004	0.000002	0.000000
10鋼鐵	0.019822	0.061025	0.001485	0.000193	0.000072	0.000193	0.000001	0.000026	0.000003	0.000005	0.000007	0.000011	0.000036	0.000002
11其他金屬及金屬製品	0.089546	0.064044	0.004238	0.000573	0.000323	0.001217	0.000003	0.000009	0.000009	0.000016	0.000019	0.000032	0.000008	0.000008
12機械	0.012370	0.021481	0.040613	0.003677	0.001047	0.002867	0.000072	0.000052	0.000022	0.000039	0.000047	0.000077	0.000101	0.000200
13電子電機業	0.129550	0.081221	0.005605	0.007529	0.000300	0.010359	0.000012	0.000001	0.000002	0.000003	0.000004	0.000007	0.000006	0.000555
14運輸工具	0.001502	0.000080	0.000257	0.027097	0.001342	0.003685	0.000001	0.000005	0.000006	0.000011	0.000013	0.000022	0.000002	0.000003
15其他製品	0.071260	0.001069	0.015267	0.000982	0.001023	0.005109	0.000003	0.000100	0.000004	0.000007	0.000008	0.000014	0.000098	0.000030
16營造工程	0.001374	0.000816	0.021399	0.015335	0.002785	0.016852	0.000005	0.000116	0.000007	0.000013	0.000015	0.000026	0.000131	0.000307
17自來水	0.000749	0.001012	0.122534	0.000562	0.000596	0.000728	0.000003	0.000005	0.000005	0.000009	0.000011	0.000018	0.000001	0.000011
18運輸倉儲及通信	0.023156	0.046164	0.003641	0.124030	0.036762	0.020215	0.000149	0.000188	0.000066	0.000117	0.000140	0.000232	0.000165	0.000121
19商品買賣	0.039692	0.059144	0.004541	0.009090	0.003760	0.007484	0.000065	0.000281	0.000033	0.000059	0.000070	0.000116	0.000254	0.000086
20其他服務	0.061217	0.077919	0.079104	0.136419	0.128132	0.123775	0.000115	0.000380	0.000218	0.000385	0.000461	0.000762	0.000505	0.000818
21煤及煤製品	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
22液化石油氣	0.897028	0.000188	0.000000	0.017896	0.051474	0.000052	0.000000	0.000376	0.000490	0.000865	0.001036	0.001712	0.000569	0.000010
23汽油	0.000000	0.000224	0.001216	1.782863	0.000000	0.006152	0.000000	0.000035	0.000046	0.000080	0.000096	0.000159	0.000000	0.000017
24柴油	0.005428	0.051788	0.000921	3.570283	0.038089	0.063959	0.000016	0.001213	0.001581	0.002788	0.003340	0.005519	0.000019	0.000000
25燃料油	0.112197	0.138307	0.000000	2.231078	0.100163	0.035769	0.001379	0.013426	0.017498	0.030850	0.036953	0.061068	0.000000	0.000000
26其他油品	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
27天然氣/液化天然氣	0.008610	0.000000	0.000000	0.000000	0.077149	0.005451	0.000000	0.008502	0.011080	0.019534	0.023399	0.038668	0.000000	0.000881
28電力	0.517504	0.068425	3.682991	0.303742	0.940905	0.252304	0.011384	0.005029	0.006554	0.011555	0.013842	0.022874	0.021460	0.057627

附表 4 2025 年-28 部門量值混合投入係數 (1/2)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	農畜產林 產 漁產	非能源礦 產	加工食品 飲料菸酒	紡織成衣 及服飾品	木紙業及 印刷出版	化學材料 製造業	化學塑膠 橡膠製品 及其他製 造業	水泥及 水泥製品 製造業	其他非金 屬 礦物製品	鋼鐵	其他金屬 及金屬製 品	機械	電子電機 業	運輸工具
1 農畜產林產漁產	0.174261	0.000000	0.309941	0.017085	0.010455	0.000248	0.002924	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000004	0.000018
2 非能源礦產	0.000030	0.109627	0.001495	0.000071	0.000841	0.006658	0.000468	0.120823	0.101372	0.048292	0.000467	0.000274	0.000029	0.000100
3 加工食品飲料菸酒	0.125824	0.000203	0.109409	0.012168	0.000637	0.001015	0.000625	0.000000	0.000052	0.000000	0.000000	0.000007	0.000000	0.000000
4 紡織成衣及服飾品	0.007309	0.000562	0.000942	0.382997	0.010062	0.000908	0.021718	0.000061	0.004359	0.000631	0.003821	0.001455	0.000935	0.007465
5 木紙業及印刷出版	0.003978	0.003430	0.017689	0.005470	0.283538	0.006586	0.009573	0.009924	0.016781	0.001756	0.010261	0.003691	0.004532	0.007585
6 化學材料製造業	0.016578	0.000380	0.005810	0.098594	0.011493	0.455299	0.211109	0.003393	0.050888	0.003950	0.014830	0.004220	0.027567	0.010738
7 化學塑膠橡膠製品及其他製造業	0.027323	0.013540	0.026092	0.032262	0.046703	0.016121	0.174869	0.013905	0.021260	0.006982	0.031924	0.023240	0.038708	0.052072
8 水泥及水泥製品製造業	0.000102	0.000470	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000047	0.096498	0.001606	0.000038	0.000021	0.000009	0.000000	0.000003
9 其他非金屬礦物製品	0.000011	0.000515	0.002077	0.000063	0.000896	0.000597	0.002603	0.014967	0.095528	0.006566	0.003440	0.001257	0.007325	0.005665
10 鋼鐵	0.000212	0.001207	0.000007	0.000076	0.001040	0.000356	0.001530	0.022737	0.000986	0.395117	0.142151	0.101821	0.005740	0.049615
11 其他金屬及金屬製品	0.003612	0.006583	0.027295	0.001464	0.006689	0.006019	0.014199	0.009835	0.008515	0.029993	0.291392	0.085026	0.037269	0.056318
12 機械	0.007223	0.055082	0.005451	0.008967	0.007712	0.014842	0.007668	0.039279	0.025273	0.022274	0.018843	0.209364	0.020647	0.031846
13 電子電機業	0.000934	0.002428	0.000622	0.001320	0.002184	0.001905	0.002139	0.001494	0.004368	0.001946	0.004997	0.081750	0.410585	0.030458
14 運輸工具	0.007748	0.000126	0.000211	0.000253	0.000406	0.000101	0.000723	0.001124	0.000772	0.000077	0.000319	0.000945	0.000055	0.285244
15 其他製品	0.002761	0.000439	0.001536	0.004477	0.009283	0.000740	0.000931	0.000995	0.000538	0.000222	0.000940	0.003644	0.002027	0.006683
16 營造工程	0.002900	0.004094	0.001590	0.002084	0.002455	0.002072	0.002244	0.007147	0.003637	0.001511	0.001908	0.003338	0.001365	0.001875
17 自來水	0.000416	0.000464	0.000418	0.000277	0.000382	0.000622	0.000584	0.000528	0.000434	0.002000	0.000562	0.000217	0.000162	0.000495
18 運輸倉儲及通信	0.019698	0.012640	0.022508	0.017320	0.028727	0.015124	0.019470	0.077378	0.041163	0.019391	0.026156	0.025230	0.015205	0.017079
19 商品買賣	0.036348	0.010449	0.044255	0.030140	0.074858	0.024831	0.044800	0.069110	0.051684	0.051035	0.066427	0.053808	0.030244	0.062809
20 其他服務	0.057749	0.010378	0.057454	0.043144	0.076801	0.040239	0.059592	0.067766	0.057724	0.088938	0.074875	0.047093	0.064763	0.057054
21 煤及煤製品	0.000000	0.000000	0.000000	0.090509	0.822573	4.176780	0.000000	22.364879	1.364227	7.058920	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
22 液化石油氣	0.000133	0.000000	0.022660	0.010967	0.027825	0.036408	0.143236	0.020282	0.405282	0.120185	0.084869	0.005820	0.002721	0.026408
23 汽油	0.000231	0.000000	0.000277	0.000000	0.000371	0.000019	0.000021	0.000033	0.000000	0.000308	0.000000	0.000128	0.000039	0.008398
24 柴油	3.016322	0.213369	0.017184	0.006775	0.005152	0.013830	0.008255	0.234570	0.046614	0.046014	0.018863	0.001964	0.029830	0.025427
25 燃料油	0.109288	0.357142	0.980571	2.478195	1.131147	1.808534	1.415864	0.137377	4.522513	1.356747	0.437345	0.732029	0.040033	0.087350
26 其他油品	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	1.982023	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
27 天然氣/液化天然氣	0.000000	0.000524	0.023993	0.048735	0.018433	0.218417	0.029220	0.000000	2.410144	0.435755	0.056367	0.005024	0.027764	0.096791
28 電力	0.902774	0.397893	0.933385	1.860639	1.923251	4.348017	1.522070	3.907301	2.601508	3.547245	1.659394	0.356552	0.775819	0.580702

附表 4 2025 年-28 部門量值混合投入係數 ( 2/2 )

	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	其他製品	營造工程	自來水	運輸倉儲 及通信	商品買賣	其他服務	煤及 煤製品	液化 石油氣	汽油	柴油	燃料油	其他油品	天然氣/液 化天然氣	電力
1 農畜產林產漁產	0.002405	0.001107	0.000000	0.000000	0.000000	0.000120	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2 非能源礦產	0.001141	0.043346	0.000000	0.000000	0.000000	0.000060	0.000184	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000003	0.000002	0.000000
3 加工食品飲料菸酒	0.005179	0.000000	0.000000	0.000000	0.000001	0.000702	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000002
4 紡織成衣及服飾品	0.032048	0.000493	0.000159	0.000354	0.001204	0.001429	0.000008	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000004	0.000010	0.000003
5 木紙業及印刷出版	0.017649	0.021173	0.001083	0.002811	0.006767	0.013060	0.000000	0.000007	0.000002	0.000003	0.000004	0.000006	0.000009	0.000016
6 化學材料製造業	0.030548	0.001127	0.004607	0.000030	0.000000	0.000970	0.000000	0.000025	0.000022	0.000039	0.000046	0.000076	0.000014	0.000205
7 化學塑膠橡膠製品及其他製造業	0.059408	0.042228	0.009092	0.004514	0.008554	0.009127	0.000002	0.000108	0.000041	0.000072	0.000087	0.000143	0.000095	0.000008
8 水泥及水泥製品製造業	0.000003	0.052495	0.000000	0.000003	0.000000	0.000042	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
9 其他非金屬礦物製品	0.011103	0.023958	0.000063	0.000000	0.000019	0.000352	0.000004	0.000001	0.000001	0.000001	0.000002	0.000003	0.000001	0.000000
10 鋼鐵	0.016416	0.054291	0.001184	0.000167	0.000055	0.000155	0.000001	0.000019	0.000002	0.000004	0.000005	0.000008	0.000025	0.000001
11 其他金屬及金屬製品	0.085226	0.065480	0.003883	0.000572	0.000282	0.001121	0.000003	0.000008	0.000008	0.000014	0.000016	0.000027	0.000006	0.000007
12 機械	0.014367	0.026801	0.045404	0.004475	0.001113	0.003222	0.000075	0.000054	0.000023	0.000040	0.000048	0.000080	0.000100	0.000212
13 電子電機業	0.122859	0.082745	0.005116	0.007482	0.000260	0.009505	0.000010	0.000001	0.000002	0.000003	0.000003	0.000006	0.000005	0.000481
14 運輸工具	0.001366	0.000079	0.000225	0.025824	0.001117	0.003243	0.000001	0.000004	0.000005	0.000009	0.000011	0.000018	0.000001	0.000002
15 其他製品	0.066998	0.001079	0.013817	0.000968	0.000880	0.004648	0.000002	0.000084	0.000003	0.000006	0.000007	0.000012	0.000078	0.000025
16 營造工程	0.001465	0.000934	0.021952	0.017125	0.002715	0.017376	0.000005	0.000110	0.000007	0.000012	0.000015	0.000024	0.000119	0.000299
17 自來水	0.000658	0.000955	0.103694	0.000517	0.000479	0.000619	0.000003	0.000004	0.000004	0.000007	0.000008	0.000014	0.000001	0.000009
18 運輸倉儲及通信	0.023461	0.050246	0.003551	0.131681	0.034081	0.019816	0.000134	0.000169	0.000060	0.000105	0.000126	0.000208	0.000143	0.000112
19 商品買賣	0.036391	0.058252	0.004008	0.008733	0.003154	0.006638	0.000053	0.000229	0.000027	0.000048	0.000057	0.000094	0.000198	0.000072
20 其他服務	0.049929	0.068269	0.062104	0.116590	0.095620	0.097671	0.000083	0.000275	0.000158	0.000279	0.000334	0.000551	0.000352	0.000609
21 煤及煤製品	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
22 液化石油氣	0.973835	0.000219	0.000000	0.020358	0.051131	0.000055	0.000000	0.000363	0.000473	0.000833	0.000998	0.001649	0.000528	0.000009
23 汽油	0.000000	0.000262	0.001271	2.028171	0.000000	0.006462	0.000000	0.000034	0.000044	0.000077	0.000093	0.000153	0.000000	0.000017
24 柴油	0.005893	0.060397	0.000962	4.061526	0.037835	0.067179	0.000015	0.001169	0.001524	0.002686	0.003218	0.005317	0.000018	0.000000
25 燃料油	0.121804	0.161298	0.000000	2.538057	0.099494	0.037570	0.001329	0.012935	0.016857	0.029721	0.035601	0.058833	0.000000	0.000000
26 其他油品	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
27 天然氣/液化天然氣	0.008721	0.000000	0.000000	0.000000	0.071493	0.005341	0.000000	0.007641	0.009958	0.017557	0.021030	0.034754	0.000000	0.000815
28 電力	0.615070	0.087363	4.213595	0.378289	1.023223	0.290129	0.012007	0.005304	0.006913	0.012188	0.014599	0.024126	0.021774	0.062549



# 參考文獻

## 一、中文文獻

1. 經濟部能源局(2006), 擴大國內天然氣使用方案。
2. 經濟部能源局(2006), 95 99 年石油供需計畫。
3. 台電公司企劃處(2005、2006), 90 94 年台電統計年報。
4. 台電公司企劃處(2005、2006), 94 95 年長期電源開發方案。
5. 日本經濟產業省(2006), 國家能源新策略中間報告。
6. 台電公司(2005), 我國電力長期負載預測及長期電源開發規劃, 經濟部能源局委託計畫。
7. 台灣綜合研究院(2005), 整體能源政策配套措施可行性之研究, 經濟部能源局委託計畫。
8. 台灣綜合研究院(2005), 能源使用之二氧化碳排放減量策略規劃與機制建立, 經濟部能源局委託計畫。
9. 李堅明(2005), 京都議定書生效後台灣二氧化碳減量整體因應策略, 2005 年全國能源會議引言報告, 經濟部能源局。
10. 張四立(2005), 因應溫室氣體減量與產業永續發展之最適再生能源發展策略研究, 國科會補助研究計畫報告。
11. 林師模(2005), 資源利用模型建置及產業關聯表推估, 行政院經建會委辦計畫。
12. 馮志豪(2005), 兼顧溫室氣體減量與經濟發展之再生能源電力供給規劃研究, 台北大學資源管理研究所碩士論文。
13. 梁啟源(2005), 再生能源替代火力發電及核能之經濟評估, 國科會補助研究計畫報告。
14. 梁啟源(2005), 因應京都議定書台灣能源政策芻議, 海峽兩岸能源經濟學術研討會, 台北。

15. 盧誌銘(2005), 我國與主要國家火力電廠現況與效率分析及 CO<sub>2</sub> 減量技術, 工業技術研究院能源與資源研究所。
16. 經濟部能源局(2005), 94 年全國能源會議結論具體行動方案。
17. 經濟部能源局(2005), 能源白皮書。
18. 經濟部能源局(2005), 全國能源會議會議資料。
19. 台灣綜合研究院(2004), 全面檢討與修正能源政策暨辦理相關推動事宜之研究, 經濟部能源局委託計畫。
20. 台灣綜合研究院(2004), 永續發展與能源使用之溫室氣體減量策略及成本研究, 經濟部能源會專案研究計畫。
21. 工業技術研究院能源資源所(2004), 能源系統發展規劃與策略模擬分析, 經濟部能源局委託計畫。
22. 行政院主計處(2004), 90 年台灣地區產業關聯表編制報告。
23. 行政院主計處(2004), 中華民國台灣地區國民所得。
24. 台灣綜合研究院(2003), 因應氣候變化綱要公約我國減潛力評估與永續能源策略之研究, 經濟部能源會專案研究計畫。
25. 台灣綜合研究院(2003), 我國能源政策檢討暨修正之研究, 經濟部能源委員會委託計畫。
26. 王運銘(2003), 能源策略之具體行動方案, 行政院第二十四次科技顧問會議, 行政院科技顧問組, 民航局國際會議廳。
27. 李堅明(2003), 台灣永續能源發展策略規劃, 永續能源發展機會與挑戰研討會, 經濟部能源委員會, 台灣大學思亮館國際會議廳。
28. 莫冬立、劉國棟(2003), 溫室氣體盤查議定書(GHG Protocol)的發展與應用, 工業污染防治, 第 88 期, 頁 146-161。
29. 黃宗煌(2003), 因應氣候變化公約策略, 行政院第二十四次科技顧問會議, 行政院科技顧問組, 民航局國際會議廳。
30. 黃宗煌、林幸樺(2003), 溫室氣體減量成本之內涵及其衡量方式的剖析,

2003 年能源經濟學會年會，11 月 7 日。

31. 經濟部能源局(2003)，能源白皮書。
32. 台灣綜合研究院(2002)，因應氣候變化綱要公約我國能源策略之研究，經濟部能源會專案研究計畫。
33. 台灣綜合研究院(2002)，我國能源發展策略及能源管理法與基本法之研究，經濟部能源委員會委託計畫。
34. 吳再益、李福慶(2001)，美國新能源政策之探討，能源季刊。
35. 經濟部能源局(1999)，全國能源會議結論具體行動方案。
36. 吳再益(1998)，因應京都議定書之我國產業調整與執行之研究，台綜院。
37. 吳再益(1998)，產業政策與產業結構調整引言報告，全國能源會議預備會議。
38. 經濟部能源局(1997)，台灣地區能源政策及執行措施。

## 二、英文部分

1. Christiansen A. C.(2002), “ New Renewable Energy Developments and the Climate Change Issue: A Case Study of Norwegian Politics”, *Energy Policy* 30, 235-243.
2. DTI(2003), Energy White Paper- Our Energy Future – Creating a low Carbon Economy.
3. European Communities (2006), Green Paper ” A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”, European Commission.
4. European Communities (2006), A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy What is at stake - Background document, COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT
5. European Communities (2001), Green Paper ”Towards a European strategy for the security of energy supply”, European Commission.
6. Gardiner Rosalie(2002), “ toward Earth Summit 2002”.Web site :[www.earthsummit2002.org](http://www.earthsummit2002.org).
7. Germany Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear

Safety, Germany(2005), Renewable energy Sources in Figures – National and International Development

8. Helm D.(2002), “ Energy Policy: Security of Supply, Sustainability and Competition”, *Energy Policy* 30, 173-184.
9. IEA & OECD(2002), Energy Policies of IEA Countries the Republic of Korea 2002 Review.
10. IEA & OECD(2002), Energy Policies of IEA Countries USA 2002 Review.
11. IEA (2005), “ CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 1971~2003“.
12. IEA(2002), “ Dealing with Climate Change----Policies and measures in OEA Member Countries ”. Head of Publication service, OECD, Paris.
13. IEA(2003 ), Energy Policies of IEA Countries- The Japan 2003 Review
14. IEA(2004), “ Renewables Information “.
15. Korea Energy Economics Institute (2001), “Long-term Energy Outlook and Strategy Development for the 21<sup>st</sup> Century in Korea”, Korea.
16. Korea, MOCIE (2004), Energy Policies of Korea.
17. National Energy Policy Development Group (2001),” National Energy Policy”, U.S.A. [ <http://www.whitehouse.gov/energy/> ]
18. WSSD,(2002), Extract from the future draft report of the Main Committee of the World Summit on Sustainable Development.



溫室氣體減量政策對能源政策之影響及因應對策/

許振邦計畫主持；吳再益協同主持.—初版.—

台北市：行政院經濟建設委員會，民 95

面：表，公分

編號：(95)043.218

委託機關：行政院經濟建設委員會

受託機關：財團法人台灣綜合研究院一所

1.能源政策

554.68

題名：溫室氣體減量政策對能源政策之影響及因應對策

計畫主持人：許振邦

協同主持人：吳再益

委託機關：行政院經濟建設委員會

受託機關：財團法人台灣綜合研究院一所

出版機關：行政院經濟建設委員會

電話：02-23165300

地址：臺北市寶慶路 3 號

網址：<http://www.cepd.gov.tw/>

出版年月：中華民國 95 年 12 月 版次：初版 刷次：第 1 刷

編號：(95)043.218 (平裝)