

低碳核能於國家能源規劃與減量策略之角色

黃彰斌、葛復光*、鄭柏彥

行政院原子能委員會核能研究所

*E-mail: fkko@iner.gov.tw

摘要

最近幾年全球能源價格的大幅變動已引起全球關注，未來各種能源所扮演的角色、節能技術的推廣，以及新能源與再生能源轉換技術的發展，都與能源價格的變動息息相關。化石能源的存量有限，但各國對於能源的需求卻是與日俱增，因此未來化石能源價格預期還是看漲，但卻難以準確預測其價格波動。在面對未來可能的能源價格波動時，有必要選擇穩健的能源規劃，將影響層面降至最低。核能普遍被認為是技術及成本可行的低碳能源技術，在國際能源總署的減量規劃中，核能是不可或缺的減量技術，我國行政院亦於 2008 年頒布的「永續能源政策綱領」提及核能將列為低碳能源的選項，然而，我國未來是否能順利發展核能卻還是未知數。

本研究以 MARKAL-MACRO 能源經濟模型模擬，探討在二氧化碳減量情景下，我國的能源使用架構與發電結構；以及在面對不同的能源價格時，對於我國能源需求與發電結構的影響。結果顯示，當能源價格較低時，能源使用技術將會偏向直接使用碳排放較燃煤低的燃油與天然氣技術；但當能源價格高漲時，能源使用技術將會偏向用電技術，致使發電需求增加，並增加燃煤+CCS(碳捕捉與封存)與再生能源的發展。研究同時發現，無論是在那個年份、能源價格如何變動，以及何種能源政策(非核、延役與新建核能情景)，核能發電的裝置量與發電量皆達到模型設定的最上限，並有效降低二氧化碳減量與能源價格變動所帶來的經濟衝擊，因此有必要將發展核能列入穩健能源政策的規劃。

關鍵字：能源價格、能源政策規劃、減量情景

前言

近年來全球能源價格大幅變動已引起全球各界的關注，國際原油價格從2000年每桶20美元左右，上漲至2006年的每桶60美元左右，至2008年中，原油價格更直逼每桶150美元左右。能源價格的飆漲，使得再生能源技術倍受重視，許多國家開始大量裝置再生能源設備、改善能源使用效率、轉換使用能源，甚至是淘汰能源密集度高的產業。然而，2008年中金融海嘯來襲，能源價格大幅滑落，原油價格最低降至每桶50元以下，最近則是在每桶80美元左右徘徊。雖然能源價格相對於2000年左右還是在高檔，但與2008年前半年能源價格持續上漲的態勢相比較，快速裝置再生能源的誘因已不再強烈，部份國家如西班牙，還必須暫緩對太陽能發電的投資。2008年的石油價格高漲除了與財務投機行為有關外，新興國家如中國、印度的快速掘起，造成對國際能源需求的大量增加，加上化石能源已逐漸枯竭的事實，因此長期來看，未來的能源價格依然還是看漲的。

能源價格的波動對於經濟發展的影響是直接且明顯的，國際能源總署(International Energy Agency, IEA)的報告指出石油價格每增加了10美元會減少全球GDP 0.5%，並造成225億美元的損失 [IEA, 2004]。我國的自產能源相當少，近年來的進口能源依存度已超過99%，對石油的依存度約在51%左右，而石油價格的波動，讓石油進口總值佔GDP比率從2000年前的不到2%，升高至2008年的11.55%，2009年由於油價下跌，降低至7.51% [能源局，2010]，而油價上漲也會帶動其他能源相繼上漲，從而影響我國的經濟發展影響相當大。國內有不少學者研究能源價格波動對我國經濟成長的影響，黃宗煌等[2006]的研究結果顯示，原油每上漲10%，實質GDP大約減少0.016~0.019%。林幸樺等[2006]以TAIGEM-III模型研究國際油價上漲對國內經濟成長的衝擊，顯示BAU情景的油價如果上漲25%、50%、75%、100%後之GDP成長率分別下降0.41%、0.80%、1.19%及1.58%。梁啟源[2009]利用台灣動態一般均衡模型(DGEMT)評估顯示，油價上漲13%，整體產業價格(GDP平減數)將增加0.88%，經濟成長將降低0.34%，

油品需求降低 12.42%，消費者物價指數與躉售物價指數分別增加 0.84% 及 1.73%；電價上漲 25.6%，整體產業價格(GDP 平減數)將增加 1.52%，經濟成長將降低 0.44%，電力需求降低 29.37%，消費者物價指數與躉售物價指數分別增加 0.90% 及 2.18%。溫麗琪等[2010]研究指出，相較於 2007 基期紐約原油價格為每桶 64.2 美元，當油價上漲至每桶 150 美元至 250 美元，實質 GDP 變動率可能產生 -1.32% 至 -2.8% 的負面影響，對台灣實質生產不利。

化石能源逐漸枯竭是近年來倍受矚目的議題，除此之外，全球氣候變遷的問題亦受到各國的重視，而造成全球氣候變遷的最主要原因，即是因為過去燃燒大量化石能源所排放的二氧化碳造成。聯合國世界氣象組織(World Meteorological Organization, WMO)、聯合國環境署(United Nations Environment Programme, UNEP)合作成立的跨政府氣候變遷小組(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)，在 2007 年的報告指出，2005 年大氣中的二氧化碳濃度(379 ppm)，已遠超過過去 65 萬年的平均濃度(280 ppm) [IPCC, 2007]。目前不斷增長的能源需求以及不斷上升的溫室氣體排放量，將可能使氣候變遷帶來的災害更加嚴重，IPCC 2007 的報告指出，2050 年時的全球二氧化碳排放量必須要較 2000 年時的排放量減少 50% 至 80%，才能使全球的平均氣溫上升限制在攝氏 2.0~2.4 度，全球海平面的上升高度限制在 0.4~1.4 公尺。

IEA 為了避免溫室氣體排放對全球氣候與環境帶來不可逆的災害，特別提出藍圖情景(Blue Map scenario)[IEA, 2010]，將 2050 年的二氧化碳排放量降低至目前排放水準的一半。IEA 評估未來的減量技術最重要的是去碳化的能源技術，主要包括碳捕捉與封存技術、再生能源與核能，分別佔 19%、17% 及 6%，其中核能因為是許多國家已經發展或已列入政策的能源技術，因此未來可提供的額外減量貢獻並不明顯。未來總是充滿不確定性，經濟成長及技術發展均很難預測，碳捕捉封存技術仍處於展示階段，尚未有商業規模實證，未來也須解決公眾接受之問題；再生能源仍有許多技術待突破及降低系統成本；至於核電雖較具爭議，卻

是目前低碳發電技術中唯一廣泛配置、實證數十年且已具經濟可行性之發電技術，這是為什麼國際上在作能源規劃時不輕易移除核電選項，低碳技術發展配置組合法可以降低風險，幫助處理未來的不確定性，確保目標達成[葛復光，2010]。

IEA 提出的藍圖情景減量貢獻佔比最大的為終端使用燃料及用電效率提昇(End-use fuel and electricity efficiency)，佔 38%的減量貢獻；另一為終端使用燃料轉換(End-use fuel switching)，佔 15%的減量貢獻；最後為發電效率提昇與燃料轉換(Power generation efficiency and fuel switching)佔 5%。依據 IEA 於 2009 年世界能源展望報告(WEO2009)指出，為解決未來全球能源短缺及環境污染等衝擊問題，光靠現有的科技或改良現有的能源技術是不夠的，必須發展效率更高、更永續的能源技術，並搭配更長遠的能源政策，才能達成此一艱鉅的目標。預計至 2050 年，全球需要再投資 45 兆美元於新的能源科技與低碳技術上，包括新的能源技術、碳捕捉與封存技術、再生能源科技，以及低碳節能與高效率技術應用於建築、住宅與商業、工業及運輸等需求[IEA, 2009]。這些技術大部份需要能源業者及終端使用者額外投資改善設備，甚至是更新設備來達成，如果能源價格維持在低價，則不易看到這些投資所獲得的效益；能源價格提高後，可以提高主動改善設備與發展技術的誘因，但同時，經濟成長也將受到衝擊。

世界各國已廣泛使用能源經濟評估模型，測試未來可能發生的各種情景，評估各式能源政策與減量策略所帶來的效益與衝擊，選擇一個對國家、對環境最穩健的能源政策與減量策略。IEA 所贊助發展的 MARKAL 系列模型已在超過 69 個國家、230 機構使用，包括 IEA 藍圖情景在內的減量評估都是用 MARKAL 系列模型完成的[IEA, 2010][Larson et al., 2003] [Unger and Ahlgren, 2005] [Smekens, 2004] [Contaldi et al., 2007][Ko et al., 2010]。Ruijven & Vuuren[2009]使用 TIMER 能源系統分析高能源價格對溫室氣體的排放趨勢和減量潛力的影響，結果發現高能源價格的減量情景會使從天然氣加碳捕捉封存發電為主的發電結構轉而使用燃煤加碳捕捉封存發電、核能發電與風力發電為主，而碳捕捉封存技術的發展將

促使運輸部門使用氫能技術來減量。Martinsen 等人[2007]應用 IKARUS 模型研究高能源價格對德國能源系統與二氧化碳排放量的影響，發現高能源價格情景會明顯降低初級能源的需求量，並且原油及天然氣的供給將明顯減少，再生能源的發展則明顯增加，研究亦發現在 2005 年至 2030 年期間，高能源價格將使二氧化碳排放量減少 4.1%至 4.6%。英國使用 MARKAL-MACRO 模型研究至 2050 年的各式情景[Defra, 2007] [BERR, 2008] [DTI, 2007]，發現不同的模型假設，包括能源價格預測、技術發展期程與路徑，以及不同的減量目標，對於發電結構與能源組合產生明顯的影響。Huang 等人[2010]應用 MARKAL-MACRO 模型研究能源價格變數對台灣未來至 2050 年的減量情景之能源組成與發電結構的影響，發現即使是減量情景，在能源價格高漲時將會偏向選用的燃煤加碳捕捉封存的發電技術，而核能發電將會促進用電技術的增加。

能源的投資經常是耗時且耗費金錢的，一座電廠的投資從規劃到完工動輒 5 到 7 年，壽命 30 到 40 年，金額需要百億以上，一旦建立之後並不容易隨時彈性修改。未來充滿不確定性，因此及早評估各式可能情景，制定穩健的能源政策與減量策略，以因應未來可能發生的各種能源狀況。本篇研究模擬在二氧化碳減量情景的能源需求組合、發電結構與經濟衝擊，減量情景包含非核家園、既有核能機組延役與新建核能電廠三種，配合基線能源預測價格、中能源價格與高能源價格，情景模擬至 2050 年，評估各能源供應與減量技術選用的替代關係，藉由客觀的情景分析，歸納出穩健可行的能源政策與減量技術發展策略。

我國能源使用與二氧化碳排放現況

我國由於自產能源不足，近年來我國的進口能源依存度已經超過 99%，2009 年自產能源僅占 0.63%，進口能源占 99.37%；若按能源別區分，則煤炭占 30.45%，石油占 51.82%，天然氣占 8.62%，水力發電占 0.26%，核能發電占 8.72%，太陽光電及風力發電占 0.06%，太陽熱能占 0.08%；進口化石能源佔我國能源供給的

90.64%，而自產能源與準自產的核能佔比不到 10%[能源局，2010a]，使我國的能源安全極易受到國際能源供給與價格波動的影響。我國的燃料燃燒二氧化碳排放量於 2007 年達 263 百萬噸；2008 年因受到金融海嘯全球金融不景氣之波及，經濟成長率為 0.73%，二氧化碳排放量略為下降，為 252 百萬噸，二氧化碳排放密集度約為 0.0193 kgCO₂/元；2009 年的平均經濟成長率為-1.91%，二氧化碳排放量下降至 240 百萬噸，二氧化碳排放密集度約為 0.0187 kgCO₂/元；然而 2010 年全年經濟成長率預估 8.24%，因此預計二氧化碳排放量將會回昇[能源局，2010b][行政院主計處，2010]。

身為地球村的一份子，為全球抗暖化行動盡一份心力，並增加我國未來的競爭力，行政院於 2008 年 6 月頒布「永續能源政策綱領」，須建立滿足我國未來經濟發展目標的能源安全供應系統[經濟部，2008]；2010 年「行政院節能減碳推動會」頒布「國家節能減碳總計畫」，提出節能目標：未來 8 年每年提高能源效率 2%以上，使能源密集度於 2015 年較 2005 年下降 20%以上，並藉由技術突破及配套措施，2025 年下降 50%以上；減碳目標：全國二氧化碳排放減量，於 2020 年回到 2005 年排放量，於 2025 年回到 2000 年排放量[經濟部，2010]。然而由經濟成長通常伴隨著能源消耗增加的往例來看，要讓 GDP 成長與二氧化碳排放量脫鉤，必須要大幅發展低碳及無碳能源，而產業及民眾也必須儘快改善或汰換高能耗技術，以提高能源使用效率。

研究方法

一、MARKAL-MACRO 模型介紹

MARKAL (MARKet ALlocation model)模型是由 IEA 所贊助的研究計畫 ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme)所發展的一種應用單目標線性規劃(Linear Programming)方法的能源系統分析工具。MARKAL 是一種由下到上(bottom-up)的工程模型，模型主要包含初級能源供給、能源轉換技術、終

端使用技術以及能源服務需求等部份，其能源服務需求設為外生給定，並不會隨模型中其他內生變數（例如：能源技術、能源價格）的變動而改變。然而實際經濟體系的狀況卻非如此，當能源政策有重大變化時，如二氧化碳減量行動，能源系統成本會因而增加，使得經濟體系中的資本累積減少，總體經濟成長率因而下降。此時能源服務需求難免遭受波及，將能源服務需求視為外生變數為 MARKAL 模型的主要缺點之一。

至於 MACRO 則是一個根據新古典成長理論(neoclassical growth theory)所建立的非線型總體經濟模型。在 MACRO 模型中，資本、勞動及能源決定了經濟體系的產出，而後，產出又流向投資、消費及支付能源系統的成本，形成一完整的總體經濟周流。而在追求加總各期消費效用現值極大的目標下，我們可以從 MACRO 模型中求得各期最適投資數量及能源使用量。

MARKAL-MACRO 模型係結合了兩個模型，如圖 1 所示。其中，MARKAL 模型係一個詳細而且明確的技術模型，而 MACRO 模型則是一個簡潔、單部門、動態最適的跨期一般均衡模型。MARKAL-MACRO 是以追求最大化國家效用函數為基礎，具有跨期一般均衡模型的特性，並保有 MARKAL 模型豐富且詳細的技術性。

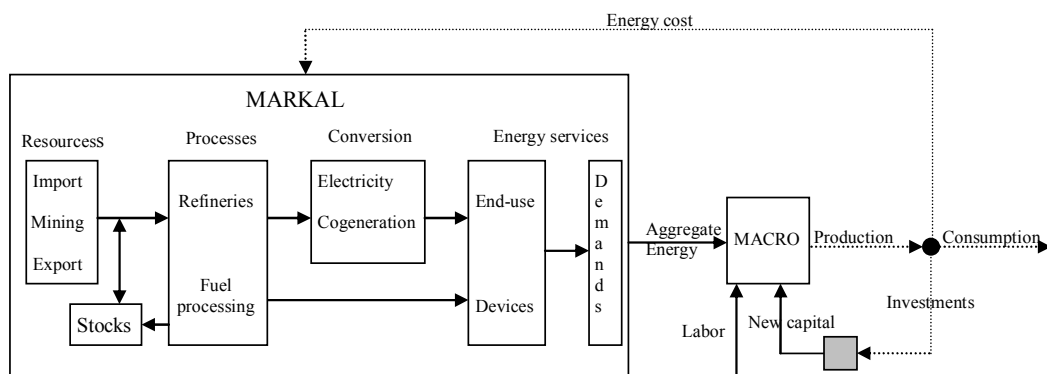


圖 1. MARKAL-MACRO 能源經濟模型示意圖

二、核能研究所 MARKAL-MACRO 能源經濟模型

核能研究所從 2005 年開始建構我國能源經濟模型，目前應用 ANSWER MARKAL 版本及 MARKAL-MACRO 整合模型，建立我國從 2000 年至 2050 年的能源經濟模型資料庫，適合應用在我國的中長期能源規劃，有助於評估各式能源政策與減量行動的能源配比改變、發電結構變化及經濟衝擊等。模型主要包含能源進出口、初級能源處理技術、發電部門、終端使用技術及能源服務需求等五大部份，技術包含現階段及未來可能發生之技術，除了天然資源的限制及已知的政策限定外，對於未來的能源選用與技術發展則交由模型自行決定最佳解。

三、情景假設說明

本篇研究的基線情景假設依時間主要可區分為二部份，首先為 2000 年及 2005 年的歷史實績值，做為本能源系統模型的校正基準，主要的參考資料為能源局的統計資料、能源平衡表、台電的統計年報以及其他的政府公告資料。其次為 2010 至 2050 年的部份，此部份資料主要參考 1998 年、2005 年、2009 年全國能源會議、2008 年能源政策綱領及自行推估假設，如提高液化天然氣的使用量，在 2025 年提升至 1600 萬公噸；發展再生能源，在 2025 年我國的再生能源發電裝置提升至 6500 MW；能源密度改善目標至 2020 年改善 28%。

表 1 表示為本研究中社會經濟發展主要的四類影響因子，我國的 GDP 成長率在 2006 至 2010 年間因適逢全球金融海嘯，因此經濟成長降低，2011~2015 年後則會提高，但未來年將會緩慢降低，這是邁入已開發國家普遍存在的現象。人口數成長率預測在 2021~2025 年以後會開始呈現負成長，此後將會持續加快人口負成長現象；同時少子化與小家庭的社會現象，連帶使家戶數成長率持續至 2036~2040 年以後，才開始出現負成長現象。

表 1. 社會經濟發展主要的四類影響因子

| | 年 GDP 成長率(%) | 年人口 成長率(%) | 年家戶數 成長率(%) | 年人均 GDP 成長率(%) |
|-----------|-----------------|---------------|----------------|-------------------|
| 2001~2005 | 3.216 | 0.439 | 1.766 | 2.633 |
| 2006~2010 | 2.274 | 0.209 | 1.651 | 4.147 |
| 2011~2015 | 4.588 | 0.158 | 1.592 | 3.936 |
| 2016~2020 | 3.637 | 0.024 | 1.472 | 3.575 |
| 2021~2025 | 3.148 | -0.123 | 1.370 | 3.618 |
| 2026~2030 | 2.955 | -0.322 | 0.690 | 3.287 |
| 2031~2035 | 2.752 | -0.569 | 0.231 | 3.340 |
| 2036~2040 | 2.575 | -0.824 | -0.262 | 3.427 |
| 2041~2045 | 2.420 | -1.064 | -0.760 | 3.522 |
| 2046~2050 | 2.283 | -1.277 | -1.240 | 3.606 |

Source: 本研究參考台電 98 年長期負載預測、經建會人口推估等資料自行推估。

我國近年來的進口能源依存度超過了 99%，本模型假設未來的自產能源產量與現在相同，但自產能源的比例會隨著總能源需求量變化。在基線情景的能源價格是參考台電 2000 年和 2005 年台電公司提供的燃料價格資料。從 2010 年至 2030 年的燃料價格成長率則是參考美國 AEO 2009 (Annual Energy Outlook 2009) [EIA, 2009] 的報告，從 2035 年至 2050 年則是參考 ETP 2008 (Energy Technology Perspectives 2008) [IEA, 2008] 的報告，圖 2 為本模型基線情景使用的能源價格。

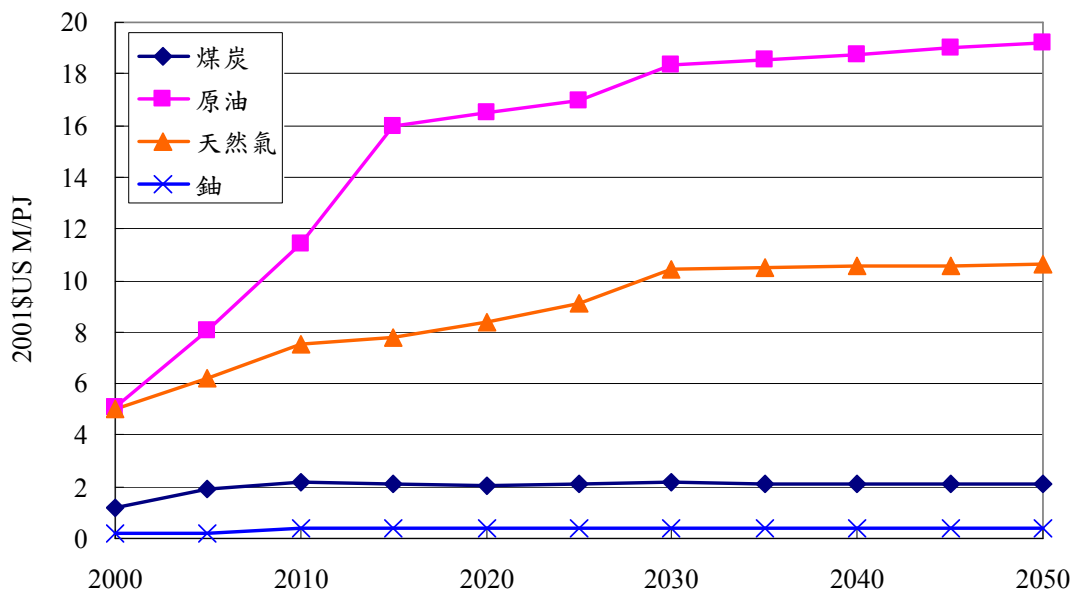


圖 2. 基線情景之能源價格

表 2 為本研究之模擬情景的說明，基線情景的假設主要包括擴大天然氣使用量、再生能源裝置量達 2005 年能源會議低案、非核家園情景，碳捕捉封存技術將於 2026 年以後開始可以在台灣進行商業運轉。非核、延役及新核情景為本研究的二氧化碳減量情景，二氧化碳的排放目標於 2025 年回到 2000 年，2050 年回到 2000 年的一半。非核情景的設定除了二氧化碳排放目標外，其餘設定與基線情景相同；延役情景則是基於非核情景，但現有核能電廠可以延役 20 年，但不興建新核電廠；新核情景則是基於延役情景，但可以新建核電廠，興建時程與數量如表所述。能源價格情景則是除基線的能源價格外，中價位情景是基線價格加 50%，高價位情景是基線價格加 100%。

表 2. 模擬情景設定說明

| | | | | | | | |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 基線情景 (BAU) | 天然氣擴大使用方案；發展再生能源；改善能源使用效率與能源密集度；非核家園政策；碳捕捉封存技術於 2026 年之後可開始商轉。 | | | | | | |
| 非核減量情景 (N1) | 1. 二氧化碳排放目標於 2025 年回到 2000 年排放量，2050 年回到 2000 年的一半。 2. 不再興建新核能機組。 3. 既有核能機組不延役。 | | | | | | |
| 延役減量情景 (N2) | 既有核能機組功率提昇並延役 20 年，其餘設定與非核減量情景相同。 | | | | | | |
| 新核減量情景 (N3) | 可以興建新核能機組，每 5 年可新增上限如下，其餘設定與 N2 相同。 | | | | | | |
| | 年 | 2021~ 2025 | 2026~ 2030 | 2031~ 2035 | 2036~ 2040 | 2041~ 2045 | 2046~ 2050 |
| | 新增機組 上限 | 2.5 | 2.5 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 能源價格 | <p>基線能源價格：基線情景之能源價格。(BAU, N1B, N2B, N3B)</p> <p>中能源價格：2010 年的能源價格為較基線能源價格增加 30%，2030 年之後較基線能源價格增加 50%，2010 年至 2030 年為線性成長。(BM, N1M, N2M, N3M)</p> <p>高能源價格：2010 年的能源價格為較基線能源價格增加 30%，2030 年之後較基線能源價格增加 100%，2010 年至 2030 年為線性成長。(BH, N1H, N2H, N3H)</p> | | | | | | |
| 註：本研究進行時，環保署 NAMAs 假設尚未確定，因此模型相關假設並未完全遵照 NAMAs 建議設定，但模型設定的差異並不影響本篇結論。 | | | | | | | |

結果與討論

一、初級能源供給

圖 3 為基線情景(BAU)的初級能源供給分佈，未來國內的經濟預期是持續成長的，在沒有二氧化碳減量壓力及特別的能源政策下，將來對於能源的供給將會持續飆昇，2005 年我國的能源供給將近 4500PJ，其中對原油供給佔了 43%，煤炭為其次佔 34%，天然氣佔 10%，核能佔 12%，再生能源則只佔有 3%。至 2050 年時，我國的能源供給量將近 9000PJ，與 2005 年相較成長近兩倍，其中煤炭的供給量將超過原油，成為最主要的能源，原油的供給雖也有成長，但成長幅度不及煤炭，天然氣則因擴大燃氣使用方案，未來天然氣發電部份維持與台電 9812 方案相同之比例，因此用量將隨發電量成長；核能的部份則因非核家園政策，在 2026 年後將只剩核四機組，所佔比例也將逐年降低；再生能源雖然成長頗多，但在缺乏政策誘因與減量壓力下，其總量佔比仍舊相當有限。

圖 4 為高能源價格的基線情景(BH)的初級能源供給分佈，當能源價格提升後，會對所得產生負面效果，導致能源需求下降，並使能源的選用產生替代關係，例如原本使用高價油、氣的產業將可能轉型使用較便宜的煤炭或是能源成本佔比更低的再生能源。化石能源的供給的成長率將會明顯降低，其中對原油的供給量將維持相同，不再明顯增加；煤炭的供給量在後期亦不再增加；天然氣雖然算是相對高價的能源，但因天然氣的使用政策維持相同，因此改變並不大；核能的使用則維持相同的量，達到模型設定的最上限；再生能源部份則是明顯增加，尤其是 2035 年後燃料價格上漲幅度加大，因此即使在沒有政策誘因與減量壓力下，再生能源的供給量增加了不少，尤其是在生質物應用發電與太陽能熱水方面成長更是明顯。

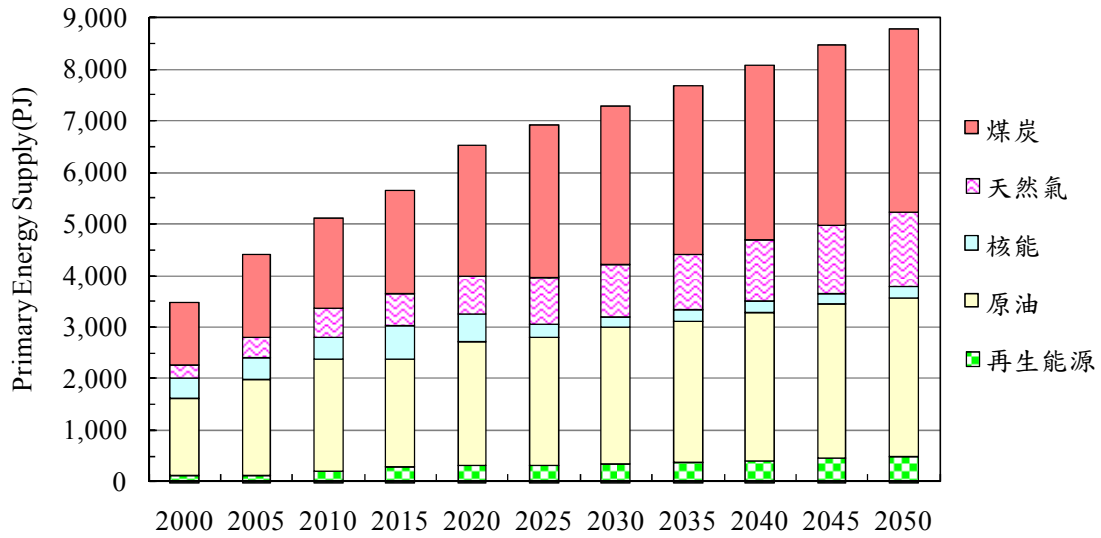


圖 3. 基線情景(BAU)之初級能源供給

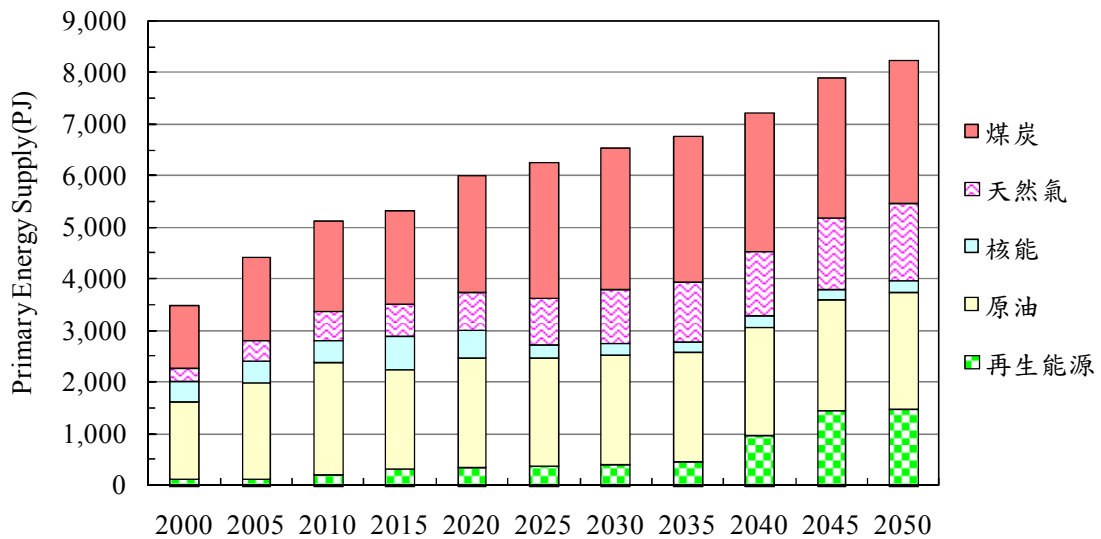


圖 4. 高能源價格的基線情景(BH)之初級能源供給

圖 5 與圖 6 分別為基線能源價格的非核情景(N1B)與新核情景(N3B)的初級能源供給分佈，當有二氧化碳減量壓力時，由於碳價格高於 BAU 情景，低碳能源將會替代高碳的能源，此時碳價格將會主導能源與技術的選用，而由於 BAU 情景的大部份能源皆是含碳量高的化石能源，因此能源的供給量在減量情景將明顯被壓低。由圖 5 的結果來看，在 2025 年的二氧化碳排放目標是回到 2000 年的水準，此時的碳捕捉與封存技術尚未發展成熟，而燃煤的二氧化碳排放係數是所有

化石能源中最高的，因此在減量壓力下，煤炭的使用量從 2020 年開始降低，至 2025 年時只有佔約 20%，是三種化石能源中佔比最少的；2030 年以後，碳捕捉與封存技術逐漸發展成熟，因此煤炭的使用量將逐漸增加，同時由於低價且低碳(燃煤加碳捕捉與封存)的用量增加，因此相對高價的天然氣與原油之用量將逐漸減少；再生能源部份，因為減量的壓力，因此再生能源將明顯增加，2040 年時再生能源的佔比將佔最大量，2050 年時更可達 45%左右。圖 6 是新核情景(N3B)的結果，在既有核能機組延役，又可新建核能機組的情景下，2025 年的初級能源供給量將可比非核情景(N1B)增加 12%左右；至 2050 年時，由於新建核能機組，初級能源供給量將可比非核情景增加 10%左右。以現在的角度來看，天然氣尚屬於低碳能源，然而在未來嚴格的減量壓力下，天然氣的碳排放係數依然過高；而燃煤加碳捕捉封存技術亦是有二氧化碳的排放，因此當有無碳且低價的核能供應時，模型將選擇減少天然氣與煤炭的用量。同時，比較圖 5 與圖 6 的再生能源供給量方面，核能的興起並未減少再生能源的供給量，主要是替代化石能源減少的部份。

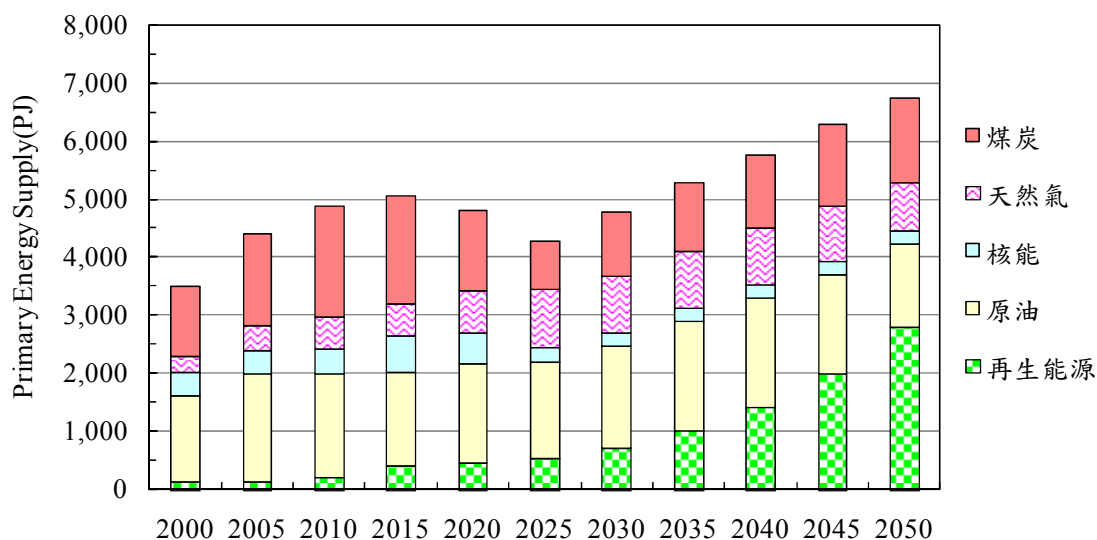


圖 5. 基線能源價格的非核情景(N1B)之初級能源供給

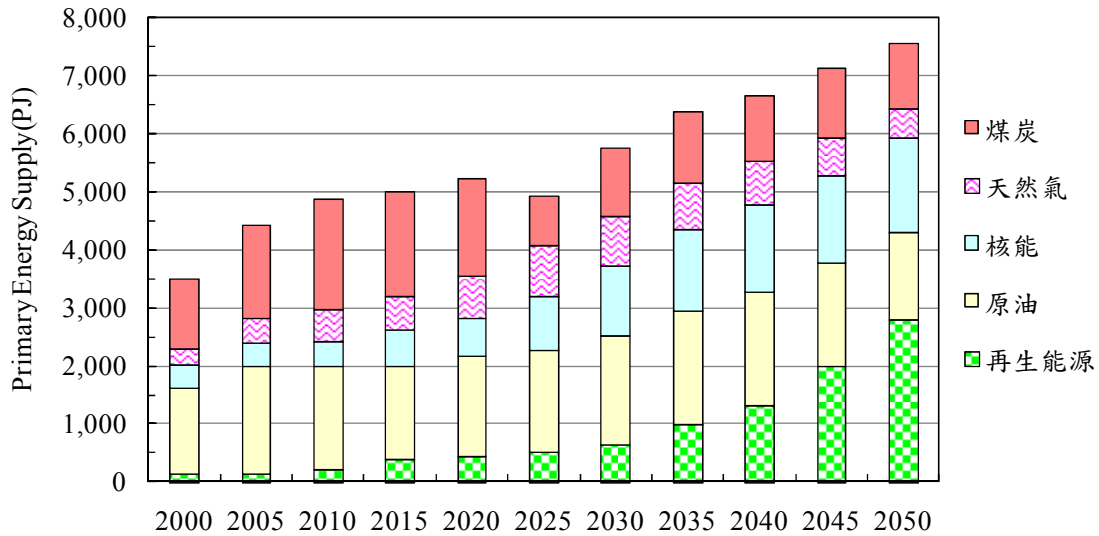


圖 6. 基線能源價格的新核情景(N3B)之初級能源供給

圖 7 與圖 8 分別為高能源價格的非核情景(N1H)與新核情景(N3H)的初級能源供給分佈，在能源價格高時，將進一步抑低化石能源的供給量，比較 N1B 與 N1H 情景，在 2025 年時 N1H 的化石能源供給量將較 N1B 降低 8% 左右，主要的減少在天然氣及原油的部份，但是煤炭的使用量反而是增加 5% 左右，原因是在高能源價格時，煤炭是相對便宜於原油及天然氣的，即使是在減量情景且碳捕捉封存技術尚未成熟的情形下，模型依然是傾向於多使用低價但高碳的煤炭，主要用於增加發電，但為了達到碳排放目標，整體能源使用必須要比 N1B 再降低。N3H 於 2025 年時的情景與 N1H 類似，但因為有較多的低價且無碳核能支持，因此能源供給下降的幅度較 N1H 要略少。

在 2050 年時，由於模型中的各種低碳能源技術皆已發展成熟，加上嚴格的減量目標，因此 100% 的能源價格漲幅對於能源的選用並無明顯影響，N1B 與 N1H 以及 N3B 與 N3H 於 2050 年時並無差異，顯示此時減碳的壓力大於能源價格上漲所帶來的壓力。

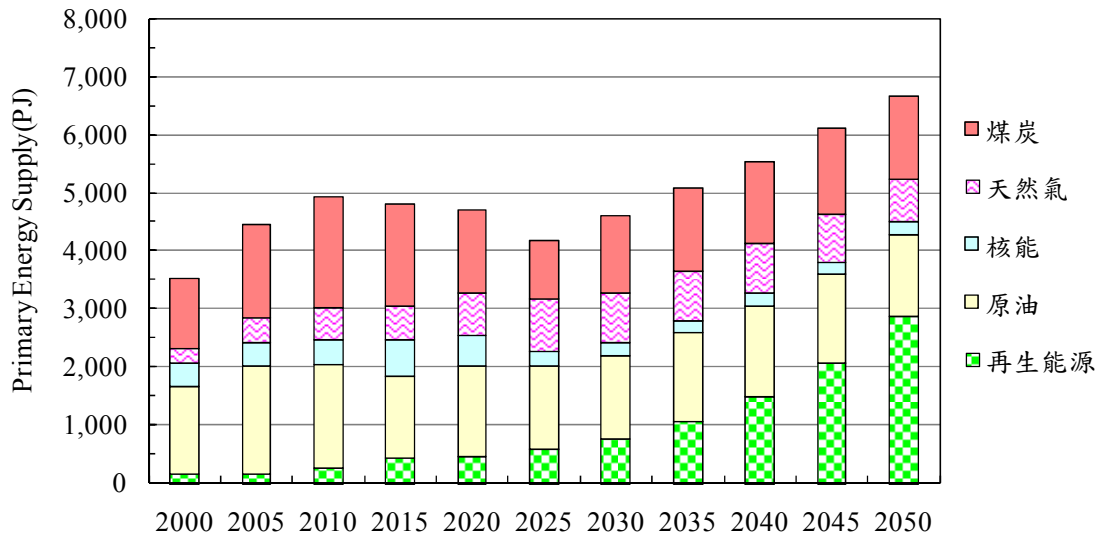


圖 7. 高能源價格的非核情景(NIH)之初級能源供給

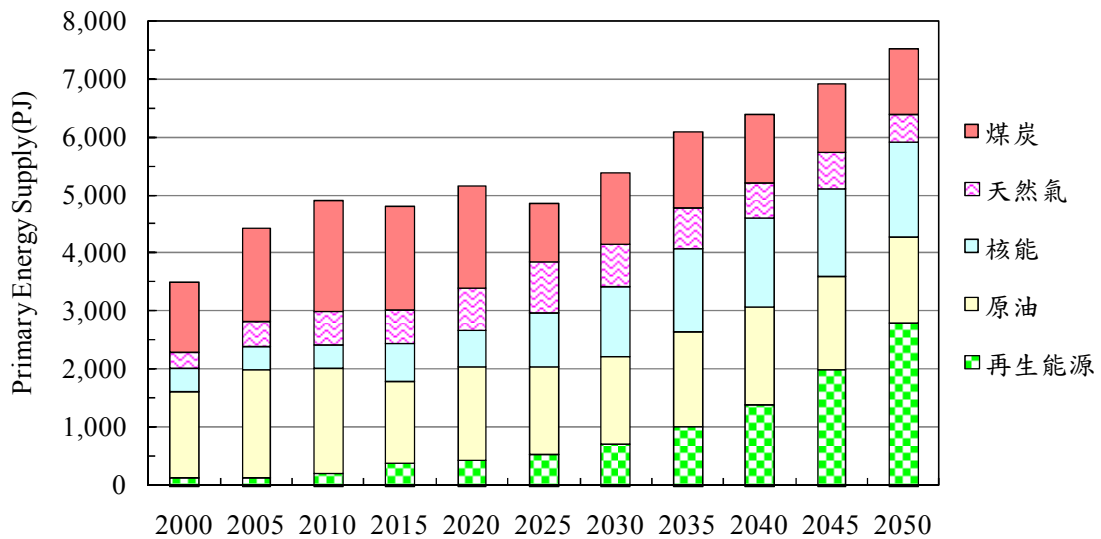


圖 8. 高能源價格的新核情景(N3H)之初級能源供給

二、發電結構

圖 9 為基線情景的發電結構分佈圖，未來的發電量將隨著經濟發展而成長，至 2050 年的發電量將達到 521 TWh，相較於 2005 年大約成長 2.4 倍，成長率大於初級能源需求的成長率，間接顯示未來最終能源消費電的需求將增加。在基

線情景中，未來我國的燃煤發電將佔超過 60%，發電量更達 314 TWh；為維持燃氣發電的比例，燃氣發電的發電量將達 161 TWh；核能發電則將降至 20 TWh，比現行發電量還少；而再生能源含大水力，只有 23 TWh。如果不對未來的能源使用做合理規劃，我國未來的化石能源發電將達 92%，近 480 TWh。而由於基線情景並無二氧化碳減量壓力，所有的火力發電技術都不會選用價格昂貴並會使效率降低的碳捕捉封存技術，因此將使發電二氧化碳的排放量大幅增加。同時，由於煤炭與天然氣的需求大幅增加，未來還必須考慮我國是否有能力購買及處理如此大量的燃煤與天然氣。

圖 10 是高能源價格的基線情景，由於能源價格上漲，因此燃煤的發電量亦減少，而燃氣發電則因延續擴大燃氣使用方案而未有變動。天然氣發電雖然較為乾淨，但發電的成本較為昂貴，如果訂定天然氣使用的政策目標，當能源價格大幅成長時，將可能使發電業者難以靈活運用發電配比，造成平均發電成本過高的情形。另外，當能源價格上漲時，模型將會開始發展再生能源發電技術，顯示即使沒有減量壓力，但只要能源價格上漲幅度過大，再生能源就有發展的機會。

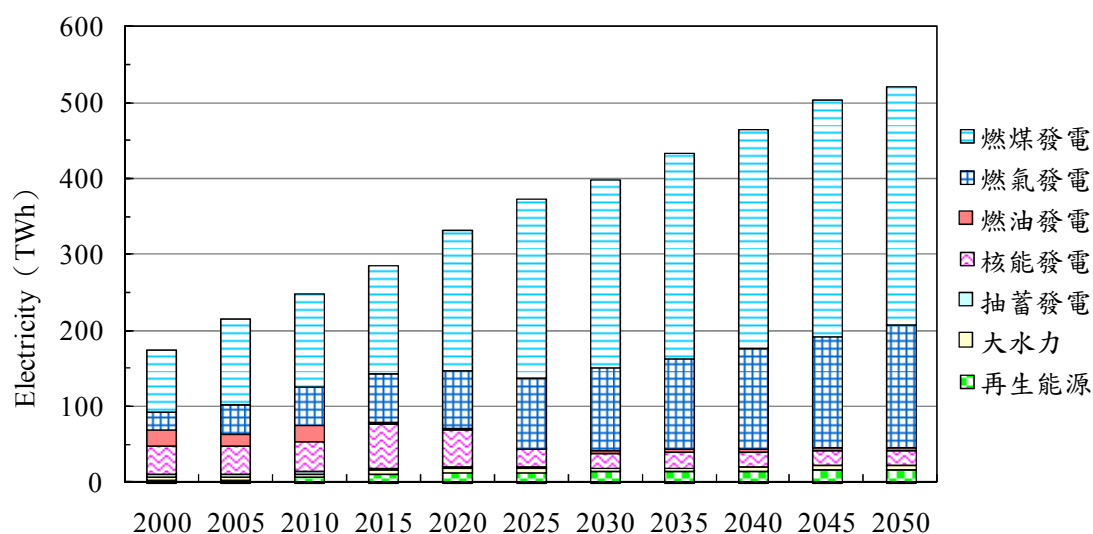


圖 9. 基線情景(BAU)之發電結構

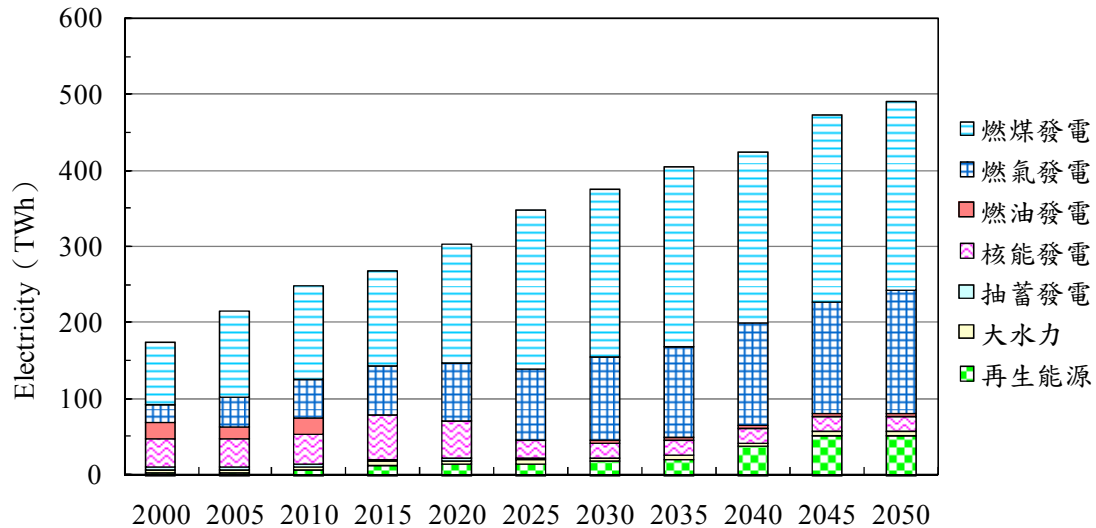


圖 10. 高能源價格的基線情景(BH)之發電結構

圖 11 是基線能源價格非核減量情景(N1B)的發電結構分佈。在 2025 年時，由碳捕捉與封存技術尚未能商轉，因此燃煤發電必須大幅減少；核能發電只剩核三廠二號機組及核四廠；再生能源尚未發展成熟，因此可裝置量亦受到限制；因此發電必須大量仰賴相對是低碳的燃氣發電技術，發電佔比將近 57%，將對發電成本造成嚴重負擔。2030 年以後，碳捕捉封存技術已能開始商轉，但模型中考量我國的工程能力，因此限定燃煤碳捕捉封存電廠的新增上限是每 5 年 4GW，燃氣碳捕捉封存電廠的新增上限是每 5 年 3.6GW，因此在 2030 年以後，IGCC+CCS 及 NGCC+CCS 的發電量將逐年增加，由於減量目標是相當嚴格的，因此原有無碳捕捉封存的火力電廠的發電量將逐年減少，甚至是強迫提前除役。

圖 12 是基線能源價格延役減量情景(N2B)的發電結構分佈。與 N1B 相比較，2025 至 2040 年的核能發電量明顯較多，燃氣發電量則稍微減少，而整體的發電量則略為增加，在此段期間，因為增加低價核能並減少高價燃氣發電，所以發電的平均成本略為降低。在 2040 年之後，原本延役的既有核能電廠也都開始陸續除役，至 2050 年時與 N1B 相同只剩下核四電廠在運轉，因此發電的結構大致與 N1B 相同。

N3B 為基線能源價格的新核減量情景，因此核能發電量可以由 2025 年持續增加至 2040 年，之後則因為延役的既有核能電廠陸續除役，因此增加並不明顯，如圖 13 所示。與 N1B 及 N2B 相比較，2020 年以後的總發電量開始比較高，發電成本較高的燃氣發電在 2025 年以後明顯減少了，而即使是燃煤發電配上碳捕捉封存設備(IGCC+CCS)，在 2040 年以後的發電量也不需要再增加。碳捕捉封存技術可以有效地降低火力發電的碳排放量，但必須花費較高的裝置成本及較低的發電效率也是不爭的事實，而且在 N3B 的情景中，即使是將 90% 的二氧化碳捕捉封存，相對於核能發電的碳排放係數仍是太高，因此 N3B 情景選擇減少碳捕捉封存技術的使用。

圖 14 是基線能源價格情景的發電二氧化碳排放量與排放係數，由圖可知，在 2025 至 2035 年，N3B 的發電二氧化碳排放量明顯低於其他情景，而減量情景的二氧化碳排放總量目標是相同的，亦即 N3B 情景可以有更多的額度可以轉讓給其他部門使用；2040 以後，因為碳捕捉封存技術逐漸普及，因此 N1B 與 N2B 發電二氧化碳排放量逐漸接近 N3B，但始終有個差距。因為電力技術去碳化相較於其他技術是較容易的，未來如要達成減量目標，其他終端使用部門將會大量使用電力技術，如電烹調、電動車等，因此，如能提供較低碳的電力，達成減量的效果將會更好，而 N3B 電力碳排放係數為 N1B 的 3 分之 2 左右，可以提供更多低碳的電力。在本例中，N3B 的交通部門因為有較便宜的低碳電力可以使用，因此將會發展較多的電動車技術，同時運輸部門的服務需求也會提高；而工業部門因為其他部門選用較多的低碳電力，因此可選擇使用較多便宜的煤炭做為主要的能源。

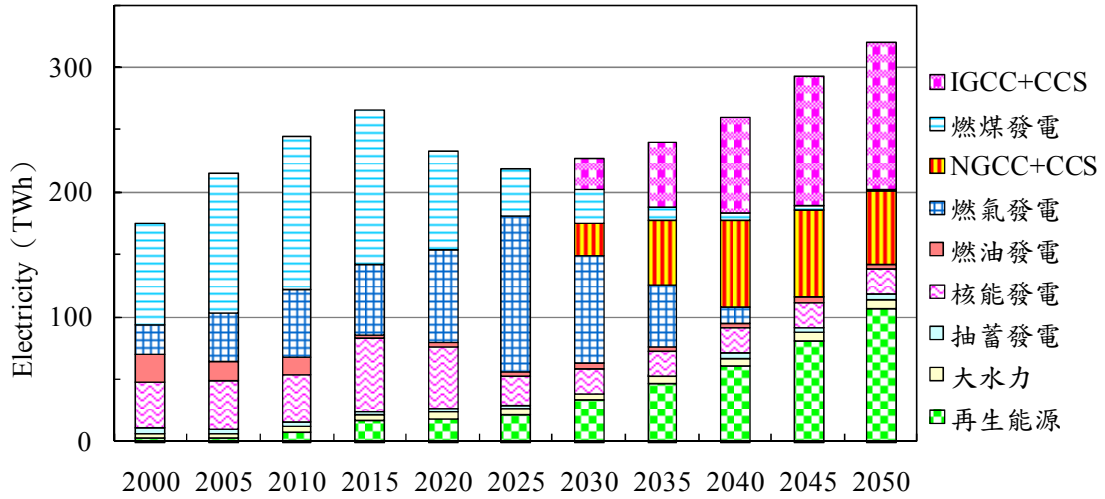


圖 11. 基線能源價格的非核情景(N1B)之發電結構

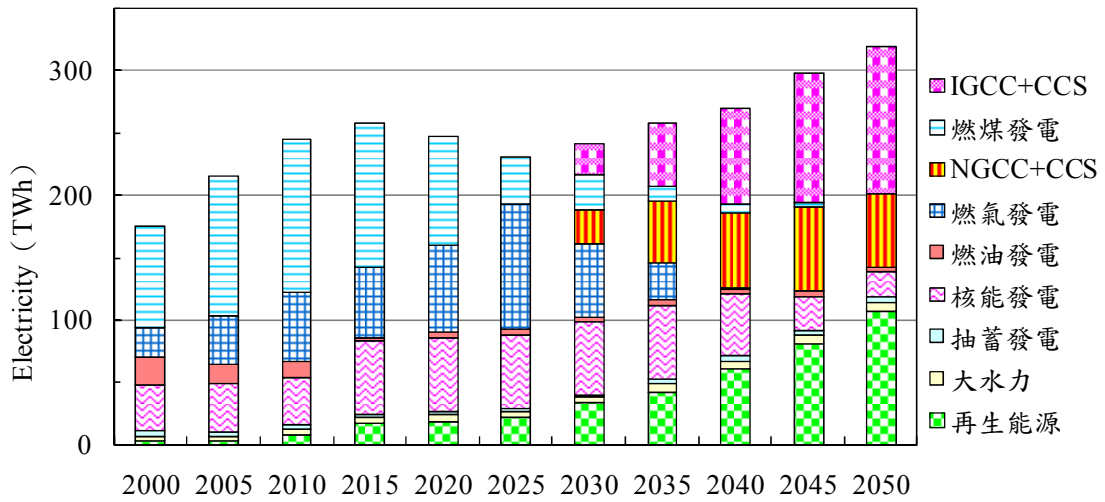


圖 12. 基線能源價格的延役情景(N2B)之發電結構

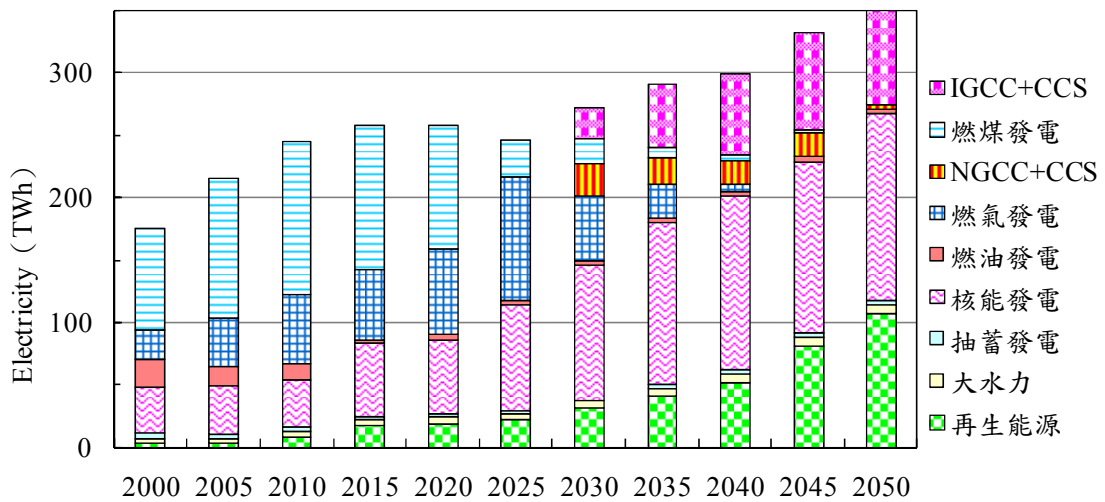


圖 13. 基線能源價格的新核情景(N3B)之發電結構

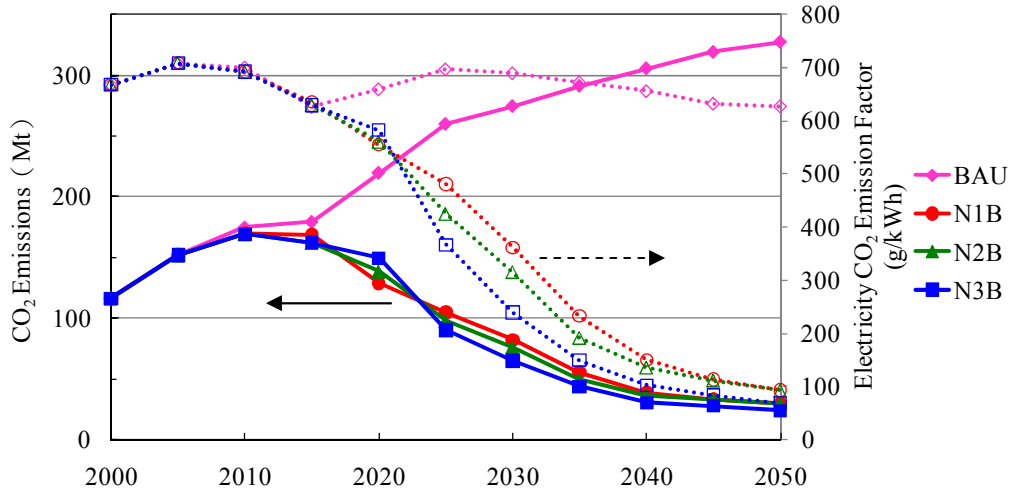


圖 14. 基線能源價格情景的發電二氧化碳排放量

圖 15 至圖 17 是高能源價格減量情景(N1H、N2H、N3H)的發電結構分佈，與基線能源價格的情景相比較，因為能源價格的上漲，燃氣發電的發電量減少了，甚至 N3B 不再發展 NGCC+CCS 發電技術，僅有既有的 NGCC 電廠維持發電量。IGCC+CCS 的發電量並未減少，在總發電量的減少下，燃煤發電的佔比反而是提高了。煤炭的價格相對於原油及天然氣是較便宜的，尤其是在整體能源價格上漲時，煤炭更具價格優勢。然而煤炭對於一般使用者而言並不容易使用，因此最常見的使用方式即是將煤炭熱能轉換成電力，因此在能源價格上漲時，將會帶動更多的用電技術出現，如運輸部門會多使用電動車，住宅部門將會發展電烹調技術，商業用電比例也會增加，而工業部門也會使用較多的燃煤汽電共生技術；相反地，當能源價格較低時，則會轉為較容易直接使用的油、氣技術。

基線能源價格與高能源價格情景的 N1 與 N2 情景在 2050 年碳捕捉封存技術的發電量佔比皆超過 50%，將近 60%，碳捕捉封存技術尚屬於示範階段，可大規模商業運行的技術尚在發展中，二氧化碳封存技術雖然目前研究證明是安全的，但民眾是否能全然接受還是未知數，未來有可能無法大規模推動。因此能源規劃如要考慮過度押注在碳捕捉與封存技術，應儘早與民意溝通，建立民眾正確觀念，相關配套法規辦法亦建議提早研議。再生能源方面，可以發現在各減量情景的再

生能源發電量並無明顯差異，2050 年的發電量也都相同，可以看出為了達成減量目標，再生能源發電必須全力發展，然而，即使是發電量最少的 N1H、N2H 情景，再生能源發電的佔比也不到 40%，剩下的發電缺口還是必須要仰賴其他的發電技術來補足。本研究的再生能源發電裝置已經包含了大量的太陽光電(12GW)、風力發電(7GW)與深層地熱(7GW)，已是非常樂觀的技術發展情景，未來關鍵技術是否能有大幅突破，政府是否能順利取得發電用地等，都會影響再生能源的發展。我國是屬於獨立電網系統，電網是否能穩定負荷超過 30%以上的再生能源，也是未來能源規劃須考慮的環節。

圖 18 是高能源價格情景的發電二氧化碳排放量與排放係數，與基線價格情景不同的是，BH 情景的發電二氧化碳排放量並不會隨著年份而明顯增加，因為能源價格變動最主要反應在化石能源部份，而燃燒化石能源是最主要的二氧化碳排放來源，當能源價格上漲時，BH 情景將減少使用化石能源發電，增加不計算二氧化碳的生質能源發電，因此發電的二氧化碳排放量並未明顯增加；但本研究的生質能源主要指農工廢棄物與都市垃圾，尚未計算取得料源成本，未來當需求增加時，依往例料源成本也將會增加，而模型本身也尚未充分考慮國內可供給的生質能上限，因此未來是否能供應大量的生質能源發電，還需要詳加考量。但在減量情景的發電二氧化碳排放趨勢卻是不同的，在能源價格增加時，發電二氧化碳的排放量反而較多，主要原因是當能源價格上漲時，工業部門將會使用更多的燃煤汽電共生技術，因此發電二氧化碳排放量將會增加。圖 14 與圖 18 的 N3 情景在 2020 年的二氧化碳排放量較 N1 與 N2 為多，因為模型已可預知之後可以有較多的低碳能源可以使用，因此在 2020 年不需要先刻意降低碳排放量；而 N1 與 N2 由於 2025 年可用的低碳能源較少，因此必須要及早因應以降低二氧化碳排放量，以減輕為達 2025 年減量目標所造成之社會福利與經濟發展的衝擊。

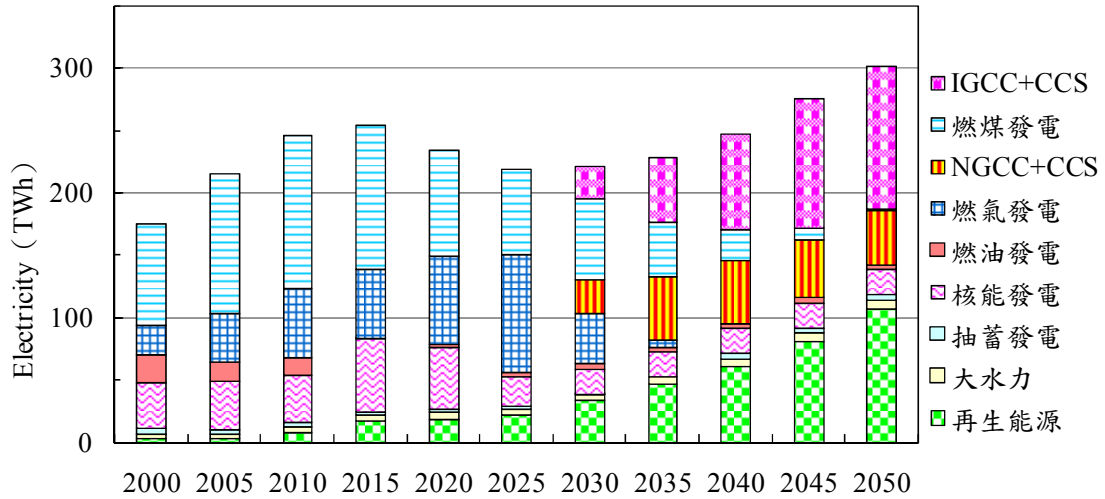


圖 15. 高能源價格的非核情景(N1H)之發電結構

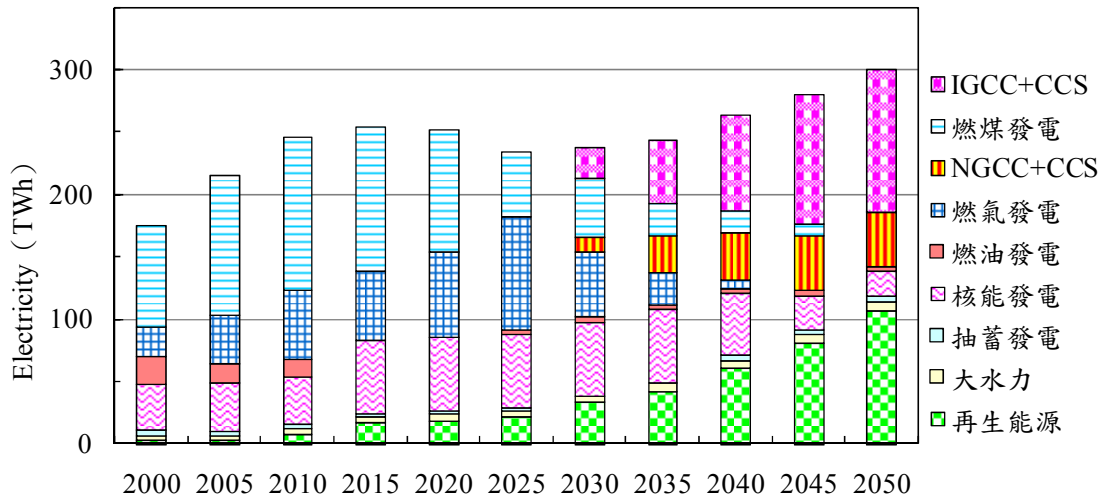


圖 16. 高能源價格的延役情景(N2H)之發電結構

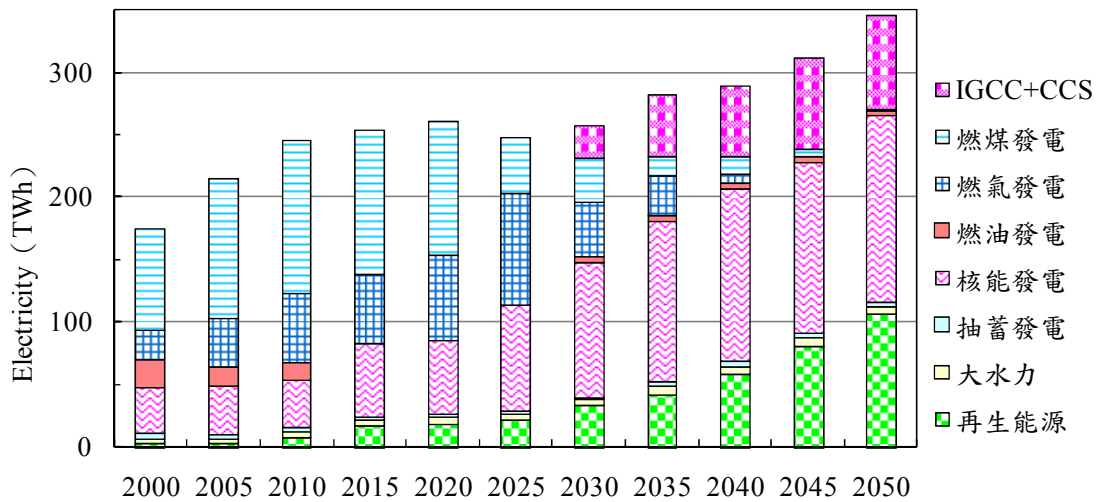


圖 17. 高能源價格的新核情景(N3H)之發電結構

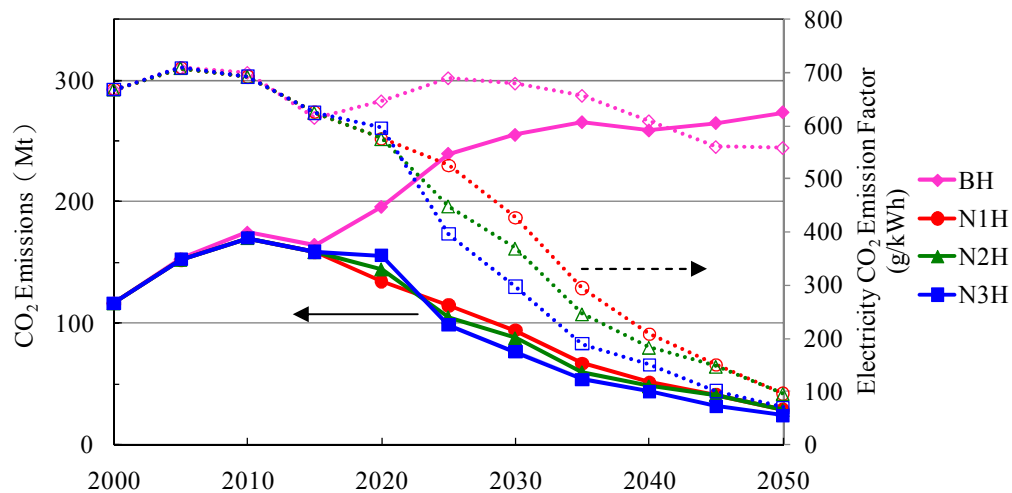


圖 18. 高能源價格情景的發電二氧化碳排放量

三、經濟衝擊評估

邊際減量成本定義為相對於基線情景，每減少一單位的二氧化碳所要付出的成本，圖 19 是非核、延役與新核減量情景於能源價格高、中及基線價格的二氧化碳邊際減量成本。由圖 19 可以明顯看出，當有核能時，邊際減量成本是較低的，N3 情景的邊際減量成本是最低的；而 N2 情景在核能延役期間，邊際減量成本是低於 N1 情景的，但當所有的既有核能電廠除役後，邊際減量成本即上昇至與 N1 相當水準。當能源價格較高時，能源需求會降低，減少使用化石能源，因此需要減量的二氧化碳也相對較少，因此邊際減量成本會較低。IEA 的研究指出，藍圖情景於 2050 年的邊際減量成本大約每噸 175 美元[IEA, 2010]；我國的邊際減量成本高於 IEA 藍圖情景，主要是因為我國的低碳能源裝置容量有先天上的限制，如再生能源發電的可裝置量有限，但如果能掌握低碳能源的關鍵技術，降低投資裝置成本，還是能再降低二氧化碳的邊際減量成本的。

GDP 損失率的定義為相對於基線情景的 GDP 成長下降率，圖 20 是各情景的 GDP 損失率。以基線情景來看，能源價格的上漲將使 GDP 損失率升高，而當能源價格上漲至一定幅度後，因為開始選用效率較佳的能源技術，因此 GDP 損失率會開始調適下降。然而減量情景由於二氧化碳減量壓力持續加重，因此 GDP

損失率將會持續上昇。由圖 20 可以明顯看出，在基線能源價格時，N3B 情景於 2050 年的 GDP 損失率為 8.63%，但 N1B 情景卻是 11.26%，較 N3B 情景要多 30.57% 的 GDP 損失率，較少核能的非核情景其 GDP 損失率要高於可新建核能的情景；N2B 情景的優勢在於核能延役期間，2035 年時 N1B 的 GDP 損失率為 6.20%，但 N2B 情景卻是 4.86%，N3B 更是只有 3.21%，N2B 較 N3B 多 51.24% 的 GDP 損失率，而 N1B 更較 N3B 多 92.85% 的 GDP 損失率。能源價格提高後，GDP 損失率也會跟著抬昇，顯示高能源價格將不利於經濟的發展，在 2050 年時，N1H 的 GDP 損失率為 14.21%，較 BH 情景高 7.71%；N3H 情景為 11.23%，較 BH 情景高 4.73%，N1H 情景的 GDP 損失率要比 N3H 要多 63.1%，可以明顯看出當能源價格高漲時，非核情景將比新核情景承受更多的經濟損失。N1H 的電價較 N1B 的電價提高 24.57%，但 N3H 的電價只較 N3B 的電價提高 6.51%，顯示有核能的情景其電價較不容易受到能源價格波動的影響，也可減緩價格變動帶來的衝擊，而 N1H 的高電價將不利於推動用電技術。

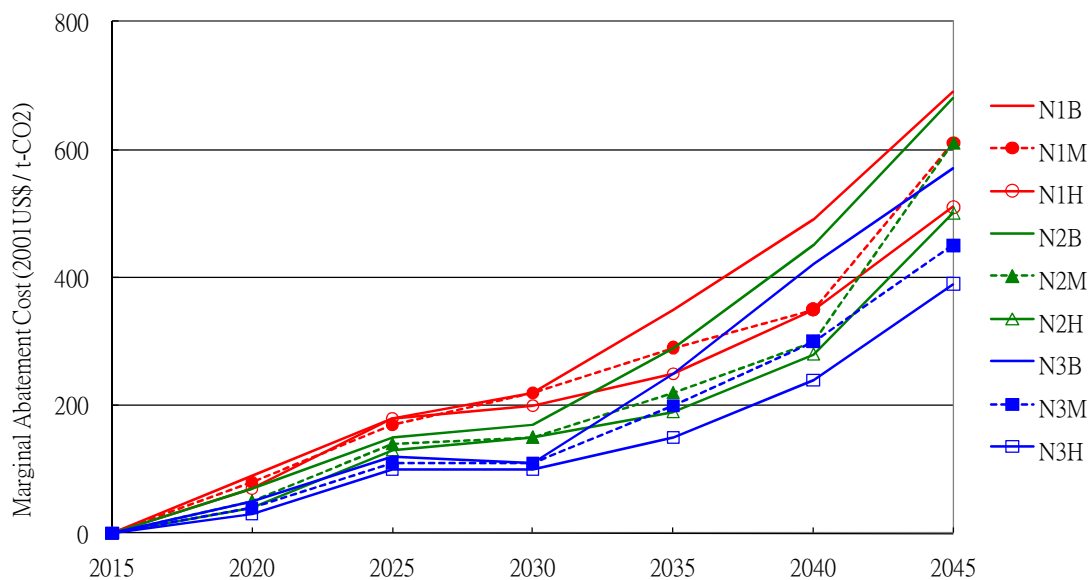


圖 19. 減量情景之邊際減量成本

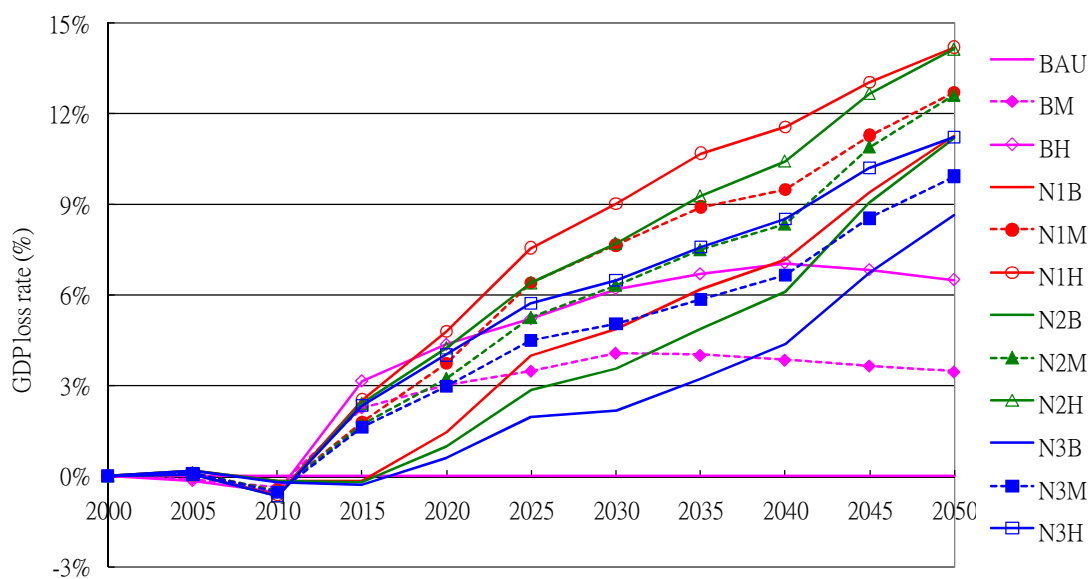


圖 20. 各式情景之 GDP 損失率

結論與建議

面對全球氣候變遷的嚴峻挑戰，我國應該儘早規劃合理的減量策略，讓政府施政、產業投資及人民生活都有所依循。然而，現今對未來所有的預測都無法在現在先行印證，所有對未來的預測都可能在一夕間全部推翻，但能源政策必須要涵蓋中長期的規劃，如一座電廠的壽命，可能就長達 40 年，因此我們需要一個穩健的能源政策，即使面對未來的一些難以預測的波動時，仍然不失為最佳的能源政策。能源價格的變動對經濟的影響是明顯的，本研究顯示，即使是沒有減量壓力，能源價格上漲 100% 都可能造成 6% 以上的 GDP 損失率。

二氧化碳減量行動必定會衝擊經濟發展，基線能源價格的非核減量情景 (N1B) 的 GDP 損失率於 2050 年將高達 11.26%，但新核減量情景 (N3B) 的 GDP 損失率為 8.63%，N1B 較 N3B 情景要多 30.57% 的 GDP 損失率，顯示核能將能有效降低減量行動帶來的衝擊。在高能源價格時，燃煤發電的比例將會較為增加，並減少高發電成本的天然氣發電，而在高能源價格新核情景 (N3H) 中甚至是不再

發展高價的 NGCC 發電技術。核能的發展，主要是降低化石能源的使用量，因此可以降低二氧化碳排放並減緩能源價格波動所帶來的經濟衝擊。而由於減量目標是非常嚴格的，因此在所有的減量情景都必須全力發展再生能源，因此發展核能並不影響再生能源的發展，反而因為有較多便宜且低碳的電力，有助於其他部門如汽車、烹調等轉向使用電力技術；而反之政府將來如要推廣能源使用效率較佳的用電技術，也必須提供足夠的低碳電力，才更能達到減量的效果。

綜上所述，無論是在那個年份、能源價格如何變動，以及何種能源政策(非核、延役與新建核能情景)，核能發電的裝置量與發電量皆達到模型設定的最上限。核能的發展實有助於我國達成二氧化碳的減量目標，並降低因減量行動帶來的經濟衝擊；同時，核能發電因為燃料成本佔比低，因此在能源價格波動幅度大時，也有助於穩定經濟，為一穩健的能源政策。然而，我國能發展的核能有限，核能也並非產業發展的萬靈丹，即使是新核情景，我國的發電結構仍是以核能發電、再生能源發電及碳捕捉封存技術為主要結構，與 ETP 2010 的結果相類似，我國未來的減量技術必須要同時發展核能發電、再生能源及碳捕捉封存技術，缺一不可，才可能達成我國的二氧化碳減量目標。

參考文獻

- BERR, 2008. Meeting the Energy Challenge—A white Paper on Nuclear Power. BERR, UK.
- Contaldi, M., Graceva, F., Tosato, G., 2007. Evaluation of green certificates policies using the MARKAL—Macro Italy model. Energy Policy 35, 797-808.
- Defra, 2007. MARKAL Macro analysis of long run costs of climate change mitigation targets. Defra, UK.
- DTI, 2007. Energy White Paper: Meeting the Energy Challenge. Department of Trade and Industry, London.
- EIA, 2009. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009 with Projections to 2030. Energy Information Administration.

- IEA, 2004. Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy.
- IEA, 2008. Energy technology perspectives — scenarios & strategies to 2050. International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2009. World Energy Outlook 2009.
- IEA, 2010. Energy technology perspectives — scenarios & strategies to 2050. International Energy Agency, Paris.
- IPCC, 2007. Climate Change 2007: Synthesis Report.
- Huang, C.B., Ko, F.K., Zheng, B.Y., 2010. Sensitivity Study of Energy Prices for CO₂ Abatement Scenarios in Taiwan. International Energy Workshop, Stockholm, Sweden.
- Ko, F.K., Huang, C.B., Tseng, P.Y., Lin, C.H., Zheng, B.Y., Chiu, H.M., 2010. Long-term CO₂ emissions reduction target and scenarios of power sector in Taiwan. Energy Policy 38, 288–300.
- Larson, E.D., Wu, Z., DeLaquil, P., Chen W., Gao, P., 2003. Future implications of China's energy-technology choices. Energy Policy 31, 1189-1204.
- Martinsen, D., Krey, V., Markewitz, P., 2007. Implications of high energy prices for energy system and emissions—The response from an energy model for Germany. Energy Policy 35, 4504–4515.
- Smekens, K., 2004. Response from a MARKAL technology model to the EMF scenario assumptions. Energy Economics 26, 655-674.
- Unger, T., Ahlgren, E., 2005. Impacts of a common green certificate market on electricity and CO₂ emission markets in the Nordic countries. Energy Policy 33, 2152-2163.
- van Ruijven, B., van Vuuren, D.P., 2009. Oil and natural gas prices and greenhouse gas emission mitigation. Energy Policy 37, 4797–4808.
- 行政院主計處，2010，<http://www.dgbas.gov.tw/public/Attachment/081916344371.xls> 2010 年 10 月網頁。
- 林幸樺、蘇漢邦、黃宗煌、林師模，2006，國際油價上漲影響 GDP 的再評估，碳經濟月刊，第一期，18-26 頁。
- 黃宗煌、陳谷汎、林師模，2006，國際油價上漲的經濟影響評估，台灣經濟論衡，第 4 卷第 6 期。

梁啟源，2009，能源價格波動對國內物價與經濟活動的影響，中央銀行季刊，第三十一卷第一期。

溫麗琪、洪志銘、吳佳勳、李欣蓁、李盈嬌，2010，高油價的產業影響及國際競爭力分析。臺灣經濟預測與政策，中央研究院經濟研究所，40:2, pp.43-85。

葛復光，2010，我國邁向低碳經濟之電源規劃思維，台電月刊，第 575 期，2010 年 11 月。

經濟部，2008，永續能源政策綱領。

經濟部，2010，國家節能減碳總計畫。

經濟部能源局，2010a，民國 98 年臺灣能源統計手冊。

經濟部能源局，2010b，我國燃料燃燒 CO₂ 排放統計與分析。