

出國報告(出國類別：實習)

實習「台灣能源、經濟整合模型」、  
參加「燃料研討會」暨觀摩  
美國氣候變遷政策

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：洪紹平/綜研所電經室主任

鍾輝乾/電源開發處組長

洪育民/綜合研究所企控師

郭婷瑋/綜合研究所企控師

派赴國家：美國

出國期間：103年11月10日至11月20日

報告日期：104年1月13日

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：實習「台灣能源、經濟整合模型」、參加「燃料研討會」  
暨觀摩美國氣候變遷政策

頁數 63 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話 台灣電力公司/陳德隆/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

洪紹平/台灣電力公司/綜合研究所 /主任/(02)2360-1250

鍾輝乾/台灣電力公司/電源開發處 /組長/(02)2366-6872

洪育民/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)2360-1256

郭婷瑋/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)2360-1259

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：民國 103 年11 月10日至103年11月20 日 出國地區：美國  
報告日期：民國 104年1月13 日

分類號/目

關鍵詞：煤層氣(Coalbed Methane)、緻密氣(Tight Gas)、頁岩氣(Shale Gas)、  
液化天然氣 (Liquefied Natural Gas)、可靠度協調者(Reliability  
Coordinators)、氣候行動方案(Climate Action Plan)、清潔電力方案  
(Clean Power Plan)。

內容摘要：（二百至三百字）

過去數年中，美國龐大且低成本的頁岩氣資源的持續發展，使得天然氣價格低廉，並導致一些燃煤電廠減少調度和提前除役。在可預見的未來，天然氣仍將維持充裕的供應量，而對於發電業，工業生產和運輸等的天然氣需求量也預期將成長。對電力規劃者而言，預期未來天然氣價格將是一個關鍵的不確定性因素，並可能對未來的發電結構產生巨大影響。

電力規劃者面臨電業根本性轉變所衍生近期和長期的挑戰。例如，正

在進行的國家再生能源管制目標，結合風力和太陽能設施等再生能源成本的降低，導致公用事業規劃新建大規模的再生能源與小規模分散式再生能源的發展。未來的電力規劃者需要發展相關工具與方法，以因應未來電源開發計畫中不可調度的再生能源與分散式能源的增加，以及如何提供「後備電源」(back-up power)，以防萬一這些不可調度能源都無法利用時，仍能維持電力系統可靠度。

由於頁岩氣的大量開發及環保法規趨嚴，美國燃氣電廠的發電比重逐年增加，再加上氣候的異常，導致冬天的用電負載大幅增加及天然氣用量增加，也讓天然氣市場與發電市場的相互關係更為緊密。

另針對高再生能源併網之挑戰，Energy + Environmental Economics (E3) 歸納出因應高再生能源配比的作法，包括：(1)增加跨區域協調，容許美國西部地區共享彈性資源，以支援再生能源的整合，(2)追求再生能源組合之多樣化，(3)在過度發電問題惡化前，推動長期永續之解決方案，(4)推動分散式電源方案-永續且以成本為基礎的購電策略、重新審視零售價格設計及淨電表計量政策、配電層級方案與升級等。

最後，台電綜合研究所與 EPRI 合作發展的台灣 3E 模型，係結合由上至下(top-down)的總體經濟可計算一般均衡模型 (CGE)模型與由下至上(bottom up)電力部門模型針對減碳政策對總體經濟各部門及電力部門的影響進行評估。先跑總體模型，其電力部門放入初始資料，求得燃料與二氧化碳價格，代入電力模型，求出燃料使用量與發電量以及電源配比，之後再依此求算二氧化碳排放量以及建造電廠需要的資本，代入總體模型，減去電力模型用去的稟賦資源後再次執行模型運算，得到新的燃料與二氧化碳價格，如此週而復始循環疊代直到收斂為止。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

## 目 錄

|  |    |
|--|----|
| 壹. 出國目的與行程 .....   | 5  |
| 貳. <b>EPRI 第 33 屆燃料、電力市場及電力規劃年度研討會</b> .....                                   | 6  |
| 一、天然氣供需與預期價格 .....   | 7  |
| 二、美國天然氣市場與電力市場界面出現的問題 .....  | 19 |
| 三、再生能源併網之挑戰.....   | 24 |
| 參. 美國氣候變遷政策.....   | 43 |
| 一、美國環保署(EPA)的清潔電力法案對未來天然氣需求之影響..   | 43 |
| 二、美國電力研究院(EPRI)對清潔空氣法(CAA)第 111(d)條的看法   | 48 |
| 肆. <b>Taiwan Energy Economy &amp; Environment Model(Tai3E)模型技術</b><br>移轉 ..... | 51 |
| 一、 <b>Tai3E 模型系統需求</b> .....   | 52 |
| 二、操作方法.....  | 53 |
| 三、執行模型(整合模型): <b>BAU 情境</b> .....  | 54 |
| 四、執行模型: 碳稅情境.....  | 56 |
| 五、執行模型: 電力部門子模型 .....  | 60 |
| 六、製作報表.....  | 61 |
| 七、修改電力部門子模行輸入資料.....   | 61 |
| 伍. 結語 .....  | 62 |
| 陸. 參考文獻.....   | 63 |

## 壹. 出國目的與行程

本次出國除參加 EPRI 於華盛頓特區主辦之「燃料研討會」，探討低成本的頁岩氣資源對未來天然氣供需與價格以及發電結構之影響外，並研析風力、太陽能等不可調度再生能源與分散式電源對電力系統之挑戰，及討論 EPRI P102 計畫有關美國氣候變遷政策相關議題。

之後赴加州討論 EPRI 與本公司合作之「台灣能源、經濟整合模型」模擬結果、包括溫室氣體減量政策對電力部門與一般總體經濟衝擊評估以及碳權交易工具對碳價/減量成本之影響等，並進行技術移轉與相關訓練；另亦針對全國能源會議討論電力市場自由化等相關議題與 EPRI 進行交流。

本次出國除了解頁岩氣最新發展趨勢及對國際天然氣市場之影響外，並實習本公司與 EPRI 共同開發之「台灣能源、經濟整合模型」模型與技術移轉，期能落實 3E 模型之應用，進行能源與環境相關政策模擬分析，出國行程詳如表 1 所示。

表 1 出國行程

| 日期                   | 工作內容                           |
|----------------------|--------------------------------|
| 11/10 (一) -11/11 (二) | 台北→美國舊金山→華盛頓特區                 |
| 11/12 (三) -11/13 (四) | 參加 EPRI 主辦「燃料研討會」              |
| 11/14 (五) -11/14(五)  | 討論 EPRIP102 計畫有關美國氣候變遷政策相關議題   |
| 11/15 (六) -11/16 (日) | 華盛頓特區→舊金山(周末)                  |
| 11/17 (一) -11/18(二)  | 實習「台灣能源、經濟整合模型」與討論電力市場自由化等相關議題 |
| 11/19 (三) -11/20 (四) | 美國舊金山→台北                       |

## 貳. EPRI 第 33 屆燃料、電力市場及電力規劃年度研討會

過去數年中，美國龐大且低成本的頁岩氣資源的持續發展，使得天然氣價格低廉，並導致一些燃煤電廠減少調度和提前除役。在可預見的未來，天然氣仍將維持充裕的供應量，而發電業，工業生產和運輸等的天然氣需求量也預期將成長。對電力規劃者而言，預期未來天然氣價格將是一個關鍵的不確定性因素，並可能對未來的發電結構產生巨大影響。

2014 年美國中西部和東部遭遇數起冬季極端氣候事件，包括 2014 年 1 月的「極地渦旋」(Polar Vortex)的衝擊。由於這些極端氣候現象，天然氣供應業者、發電業者及區域系統操作者竭力維持天然氣管線與電網的可靠性。在惡劣氣候事件中，發電業者欲滿足電力需求，必須有即時的燃料供應，「極地渦旋」暴露有關天然氣供應和管線等基礎設施營運的嚴峻挑戰。基於上述經驗，相關法規與產業領導者正努力強化「天然氣與電力介面」(natural gas-electric interface)，以改善天然氣營運商、發電業者及區域系統操作者的整體系統操作。

電力規劃者面臨電業根本性轉變所衍生近期和長期的挑戰。例如，正在進行的國家再生能源管制目標，結合風力和太陽能設施等再生能源成本的降低，導致公用事業規劃新建大規模的再生能源與小規模分散式再生能源的發展。未來的電力規劃者需要發展相關工具與方法，以因應未來電源開發計畫中不可調度的再生能源與分散式能源的增加，以及如何提供「後備電源」(back-up power)，以防萬一這些不可調度能源都無法利用時，仍能維持電力系統可靠度。

一年一度的美國電力研究院(EPRI) 燃料、電力市場及電力規劃研討會即針對這些相關議題進行深入探討。本次研討會除介紹 EPRI 的相關研究外，並邀請這些相關領域的外部專家簡報分享。此外，研討會議討論 EPRI 會員公司面臨日益急迫的議題，這些議題可能是未來 EPRI 研究的重點項目。

本次研討會係由 EPRI P.178 計畫贊助。P.178 計畫研究重點係在技術評估、市場分析及電力規劃，包括技術的成本與效益、天然氣、煤及電力市場、以及公

司的風險管理，提供電力規劃者關鍵資訊與工具，以了解新技術的成本與效益，燃料與電力市場的改變與交互影響，以及如何應付新的計畫與風險管理等挑戰。

本年度研討會係於 2014 年 11 月 12、13 日在美國華盛頓特區 EPRI 分部舉行，共分為天然氣供需與預期價格、天然氣與電力界面的改善以及再生能源併網對電力規畫者的挑戰等三大主題討論。

## 一、天然氣供需與預期價格

### (一)北美天然氣革命

#### 1. 北美天然氣供應革命

在現代歷史上，沒有任何能源商品像北美天然氣供應那麼戲劇化改變！從不到十年前的恐懼資源匱乏，到現在的預期將有豐富資源。原本液化天然氣接收站係為進口天然氣而興建，現已轉而成為處理天然氣出口設施。國內天然氣價格原本以 10：1 的比例與油價聯動，現已脫鉤，氣價與油價比已至 0.8：1(油價每桶 80-90 美元，氣價則為每百萬立方英尺(Mcf)4 美元)。這些變化如此迅速，然而，頁岩氣的蘊藏量與產能及其開採之經濟性仍有許多疑問。

非傳統天然氣資源的規模，加上探勘開採技術的進步，使得未來天然氣展望產生正向的變化。這些非傳統天然氣包括煤層氣(Coalbed Methane)、緻密氣(Tight Gas)及頁岩氣(Shale Gas)。目前美國非傳統天然氣產量約占天然氣總產量的 75%，加拿大非傳統天然氣產量則約占天然氣總產量的 62%。這些改變如何影響天然氣的成本與價格，詳如圖 1 所示，天然氣成本/供給曲線下方的低成本區域已由原先傳統天然氣變成非傳統天然氣(頁岩氣)，且由於技術的持續進步，使得天然氣成本/供給曲線右移。

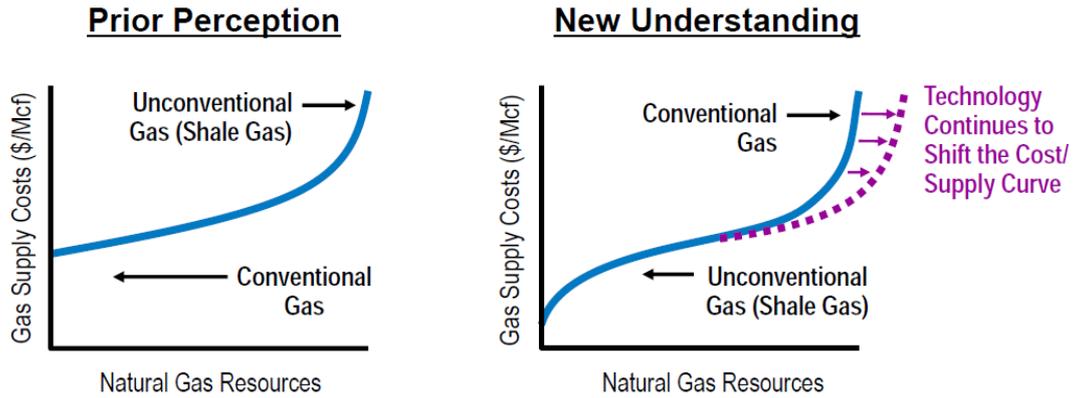


圖 1 傳統天然氣與非傳統天然氣(頁岩氣)間成本的轉變

## 2. 美國天然氣供應

頁岩氣已成為帶動成長的引擎，美國頁岩氣產量達到每日 340 億立方英尺，接近美國天然氣產量的一半，詳如圖 2、圖 3 所示。而就 2013 與 2015 年相較，非傳統天然氣占美國天然氣產量的比例，已由 2013 年的 73%，提高至 2015 年的 76%；其中頁岩氣占非傳統天然氣產量的比例，則由 2013 年的 61%，提高至 2015 年的 68%，詳如圖 4 所示。

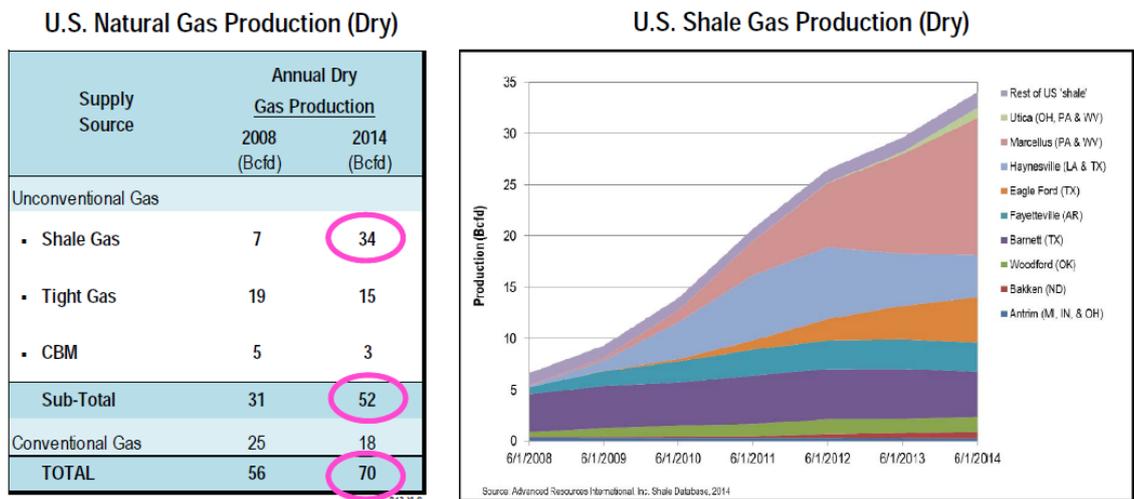


圖 2 美國頁岩氣產量與來源

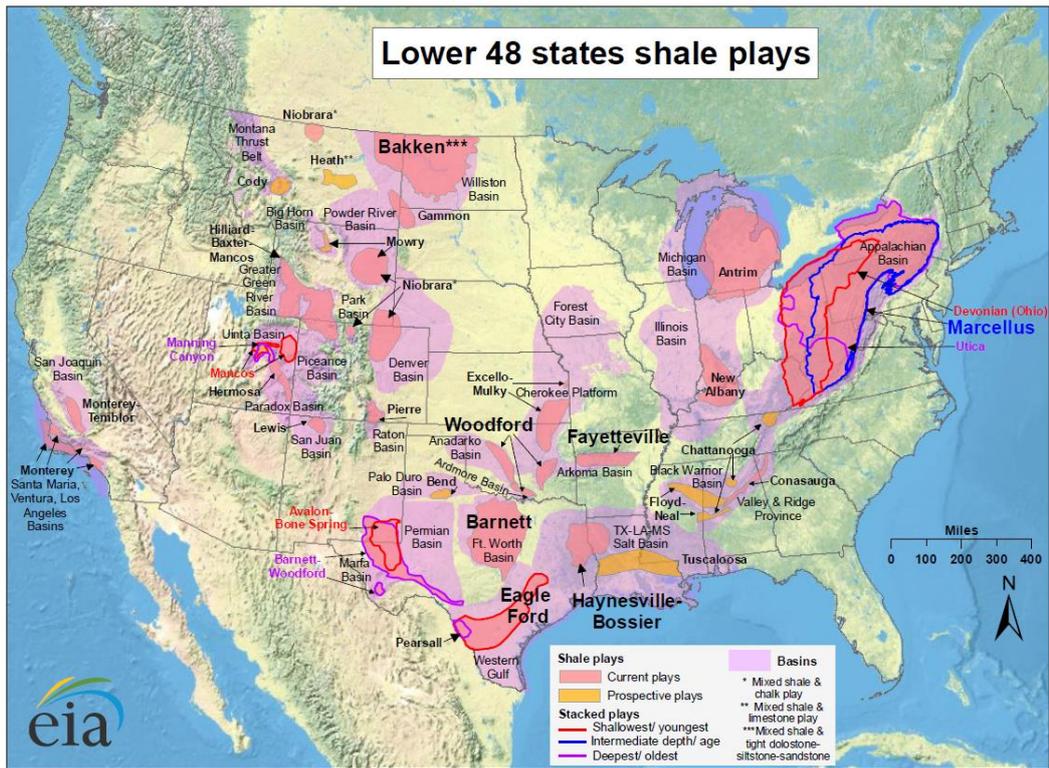


圖 3 美國頁岩氣產地

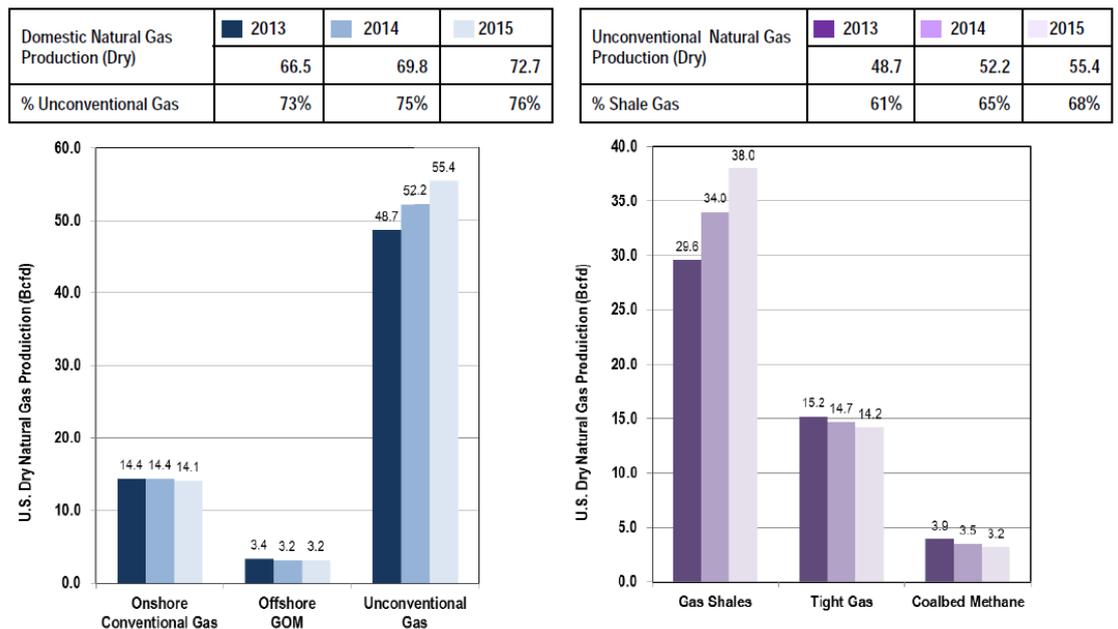


圖 4 最近三年美國非傳統天然氣產量

### 3. 天然氣供應的挑戰

預估在每百萬立方英尺 3.5-4.5 美元的價位水準下，2020 年天然氣需求每日將增加 170 億立方英尺，2025 年天然氣需求每日將增加 270 億立方英尺。就 2025 與 2020 年相較，電力部門額外增加 40 億立方英尺，液化天然氣出口額外增加 60 億立方英尺，詳如表 2 所示。

表 2 美國天然氣需求增加情形

|                                     | Base Year<br>2014 | 2020 | 2025 |
|-------------------------------------|-------------------|------|------|
| U.S. Natural Gas Demand (Bcf/d)     | 73                | 90   | +100 |
| Consumption (Bcf/d)                 | -                 | +17  | +27  |
| Change from 2014                    |                   |      |      |
| ▪ Power                             |                   | +2   | +6   |
| ▪ Industrial/Residential/Commercial |                   | +2   | +2   |
| ▪ Transportation                    | -                 | +1   | +2   |
| ▪ LNG Exports                       | -                 | +6   | +12  |
| ▪ Net Pipeline Exports              | -                 | +6   | +5   |

\*Source: GE Oil and Gas; U.S. EIA for Base Year.

預期於 2020 年，美國可興建完成三個 LNG 生產設施並開始上線商轉，出口產能達 63 億立方英尺，詳如圖 5、表 3 所示。此外，尚有數個 LNG 出口計畫尚待「聯邦能源管制委員會」(FERC)核准，其產能高達 170 億立方英尺，當然，這些尚未核准之計畫仍充滿不確定性，且天然氣出口數量的多寡，是否會對天然氣價格造成衝擊，仍有待後續觀察。

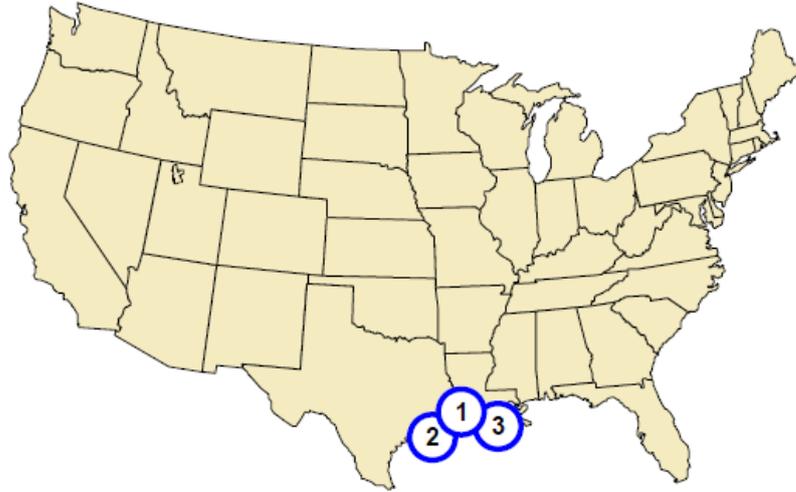


圖 5 美國已核准之 LNG 出口生產設施所在地

|   | Project         | Location      | Company                  | Export Quantity (Bcf/d) |
|---|-----------------|---------------|--------------------------|-------------------------|
| 1 | Sabine Pass LNG | Sabine, LA    | Cheniere                 | 2.8                     |
| 2 | Freeport LNG    | Freeport, TX  | Freeport LNG Development | 1.8                     |
| 3 | Cameron LNG     | Hackberry, LA | Sempra Energy            | 1.7                     |

表 3 美國三座 LNG 生產設施計畫、位置及出口數量

根據美國「能源資訊署」(EIA) 2014 年 10 月最新公布的報告「液化天然氣出口增加對美國能源市場的影響」(Effect of Increased Levels of Liquefied Natural Gas Exports on U.S. Energy Markets)顯示，倘若美國於 2020 年出口 LNG 達 120 億立方英尺情境，在高油氣供應情境(High Resource Case)下，2015-2025 天然氣平均價格將達每百萬立方英尺 3.70 美元的價位水準；在基準情境(Reference Resource Case)下，2015-2025 天然氣平均價格將達每百萬立方英尺 4.50 美元的價位水準；在低油氣供應情境(Low Resource Case)下，2015-2025 天然氣平均價格將達每百萬立方英尺 5.90 美元的價位水準，詳如圖 6 所示。

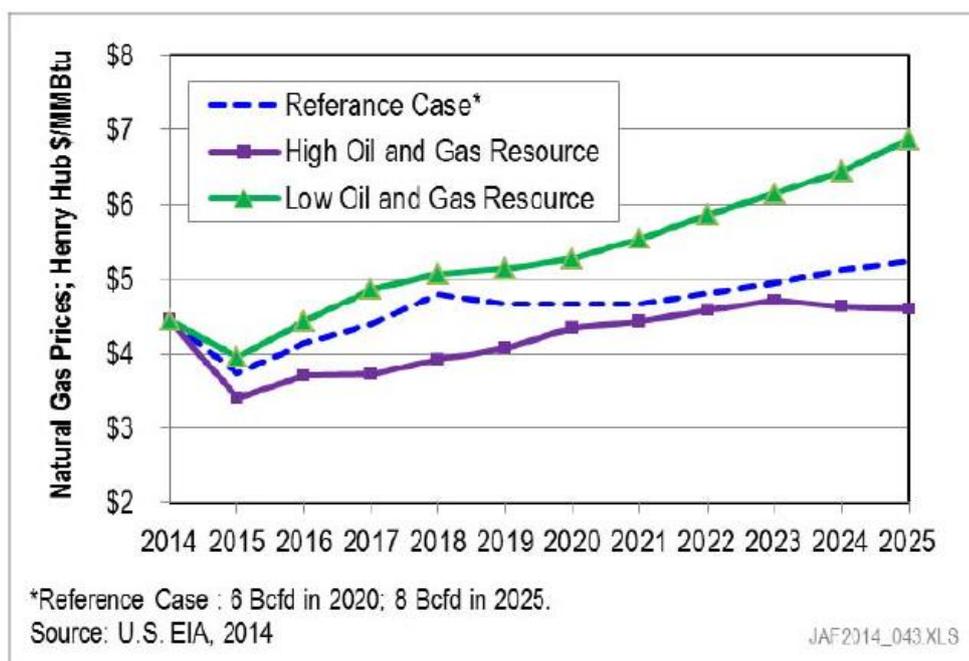


圖 6 LNG 出口對美國天然氣價格影響

美國天然氣產量從 2008 年的每日 560 億立方英尺，增加至 2014 年的每日 700 億立方英尺，期間每日增加 140 億立方英尺。其中，頁岩氣產量增加，煤層氣與緻密氣的產量則減少，詳如表 4 所示。而 2009-2014 年間天然氣價格約在每 MMBtu3.50-4.00 美元之間(除去 2008 年的每 Mcf8.08 美元與 2012 年每 MMBtu2.80 美元)。

表 4 2008 與 2014 年美國天然氣產量比較

| Supply Source             | Annual Dry Gas Production |                |
|---------------------------|---------------------------|----------------|
|                           | 2008<br>(Bcfd)            | 2014<br>(Bcfd) |
| <b>Unconventional Gas</b> |                           |                |
| ▪ Shale Gas               | 7                         | 34             |
| ▪ Tight Gas               | 19                        | 15             |
| ▪ CBM                     | 5                         | 4              |
| <b>Total</b>              | <b>31</b>                 | <b>52</b>      |
| <b>Conventional Gas</b>   |                           |                |
|                           | 25                        | 18             |
| <b>Total</b>              | <b>56</b>                 | <b>70</b>      |

JAF2014\_032.XLS  
Source: Advanced Resources

#### 4. 北美其他區域-加拿大非傳統天然氣資源

加拿大非傳統天然氣資源包括緻密氣、煤層氣及頁岩氣，約占天然氣產量的62%，詳如表5、表6所示。加拿大國家能源局已核准六個LNG出口生產設施，總產能每日160億立方英尺，詳如表7所示。

表5 2008-2014年加拿大天然氣產量

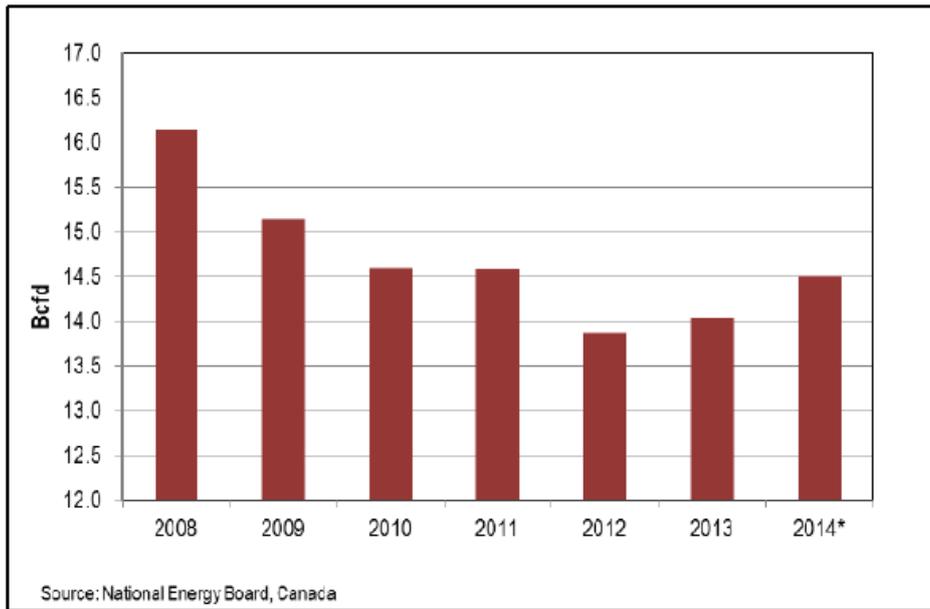


表6 加拿大非傳統天然氣與傳統天然氣產量比較

| Supply Source             | Annual Dry Gas Production |             |
|---------------------------|---------------------------|-------------|
|                           | 2013 (Bcfd)               | 2014 (Bcfd) |
| <b>Unconventional Gas</b> |                           |             |
| ▪ Tight Gas               | 7.0                       | 7.7         |
| ▪ Montney                 | 1.9                       | 2.3         |
| ▪ Other Tight/Assoc.      | 5.1                       | 5.4         |
| ▪ Shale Gas               | 0.5                       | 0.5         |
| ▪ CBM                     | 0.7                       | 0.7         |
| <b>Sub-Total</b>          | 8.2                       | <b>8.9</b>  |
| <b>Conventional Gas</b>   | 5.8                       | 5.5         |
| <b>TOTAL</b>              | 14.0                      | <b>14.4</b> |

JAF2014\_036.XLS

表 7 加拿大主要 LNG 生產計畫

| Project               | Volume (Bcf/d) |
|-----------------------|----------------|
| Kitimat LNG           | 1.3            |
| LNG Canada            | 3.2            |
| Prince Rupert LNG     | 2.9            |
| WCC LNG               | 3.9            |
| Pacific NorthWest LNG | 2.7            |
| Jordan Cove LNG       | 1.5            |
| <b>Totals</b>         | <b>~16</b>     |

Source: NEB and Natural Gas Intelligence.

## 5. 掌握天然氣市場的動態

想要深入了解美國天然氣供應與價格狀況必須注意下列幾點：

- (1) 每一美國天然氣產地詳細的成本-供給曲線。
- (2) 了解成本-供給曲線「動態」的特性，當高生產力核心區域資源耗竭時，就需要有新的資源注入與技術進步來支撐。
- (3) 了解產業活動的限制；基礎設施與資源的限制亦會影響生產計劃。

北美地區非傳統油氣資源十分豐富，雖然只有部分資源開採成本較低，但由於技術進步與成本有效性的緣故，仍能支撐低的成本-供給曲線。然而，天然氣發展若要成功，亦要能因應環境與氣候的衝擊，包括減少土地使用與環境衝擊的足跡(footprint)，採取以往使用乾淨的生水(fresh water)的替代方案，及降低溫室氣體(甲烷、二氧化碳)的排放。

### (二)北美頁岩油氣革命的衝擊

近年來美國非傳統油氣產量持續增加，主要包括緻密油(tight oil)與頁岩氣，詳如圖 7、圖 8 所示。其中尤以 Marcellus/Utica 的產量最高，月增量亦最高，詳如表 8 所示；另美國主要頁岩油氣生產地區，詳如圖 9 所示。

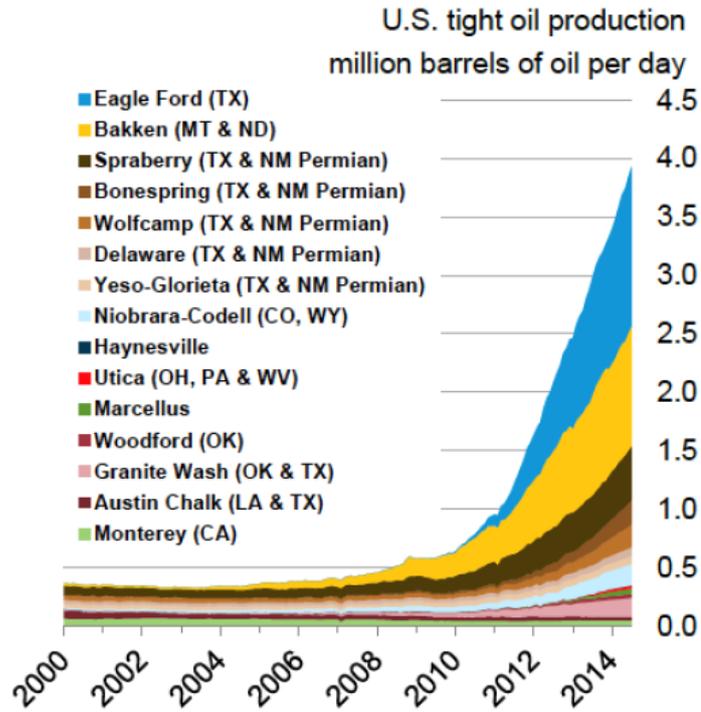


圖 7 近年來美國緻密油產量

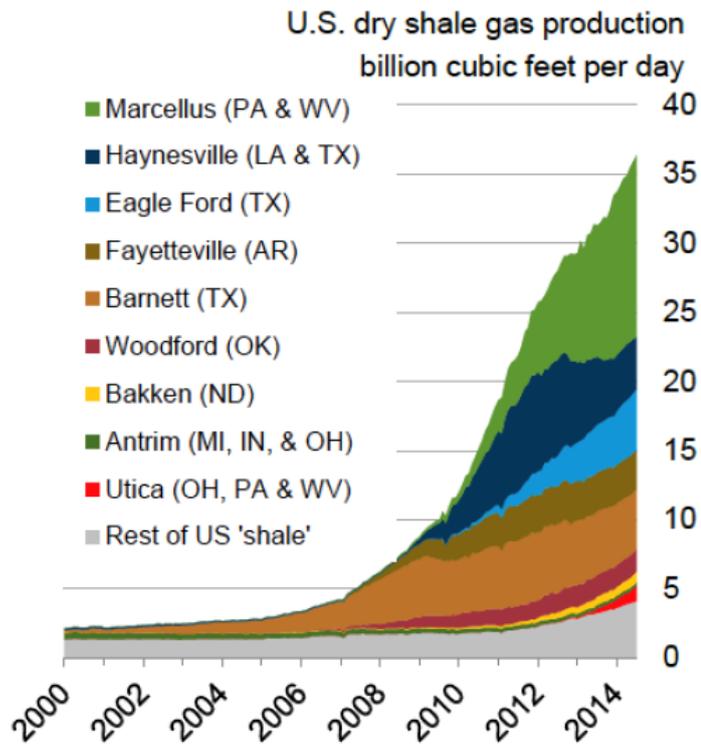


圖 8 近年來美國頁岩氣產量

表 8 2014 年 12 月美國各區頁岩氣產量及月增量變化

| Region          | December 2014 Gas Production Bcf/d | Monthly Change at Dec. 2014 MMcf/d |
|-----------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Marcellus/Utica | 17.8                               | 300                                |
| Eagle Ford      | 7.3                                | 116                                |
| Haynesville     | 6.8                                | 60                                 |
| Permian         | 6.1                                | 82                                 |
| Niobrara        | 4.6                                | 67                                 |
| Bakken          | 1.5                                | 30                                 |
| Total           | 44.1                               | 655                                |

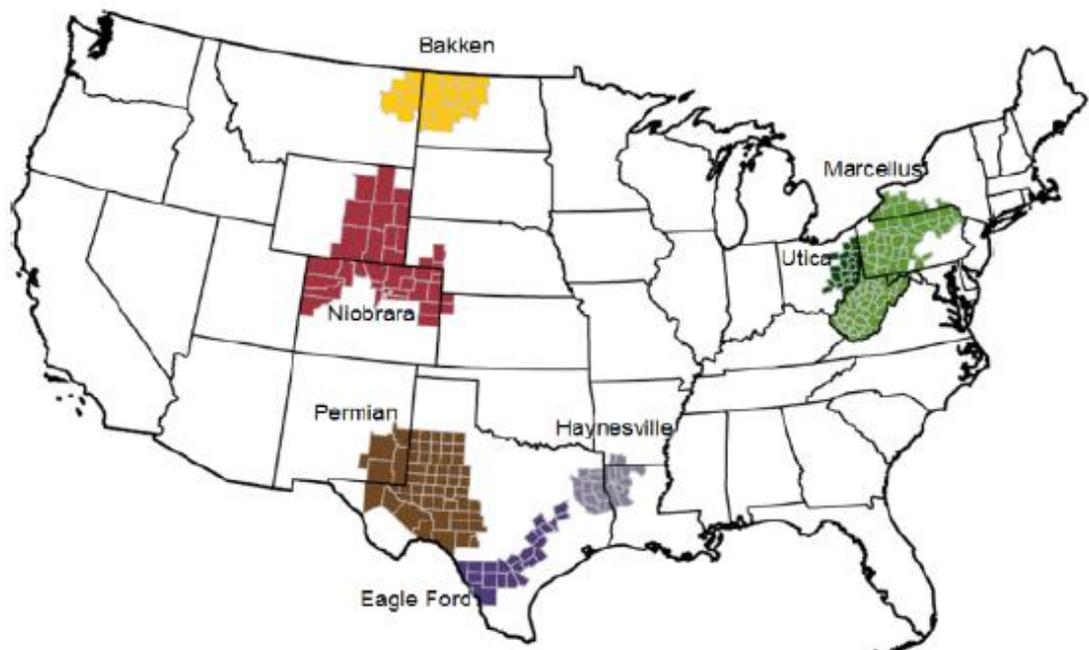


圖 9 美國主要頁岩油氣生產地區

美國頁岩氣已躍居全球第三大天然氣生產國，美國能源資訊署(EIA)預期2020年前美國將成為天然氣淨出口國，詳如圖 10 所示；且美國能源部(DOE)已核准許多 LNG 出口計畫，未來將可超越卡達，成為世界第一 LNG 出口國。美國能源部已核准大約每年 8 千萬噸 LNG 出口至非自由貿易協定國家(non-FTA)與南韓。而頁岩油的產量亦逼近每日 4 百萬桶，繼續朝每日 6 百萬桶的目標邁進。另大多數分析師亦預期縱使在低油價趨勢下，天然氣價格仍具有競爭優勢，詳如圖 11 所示。

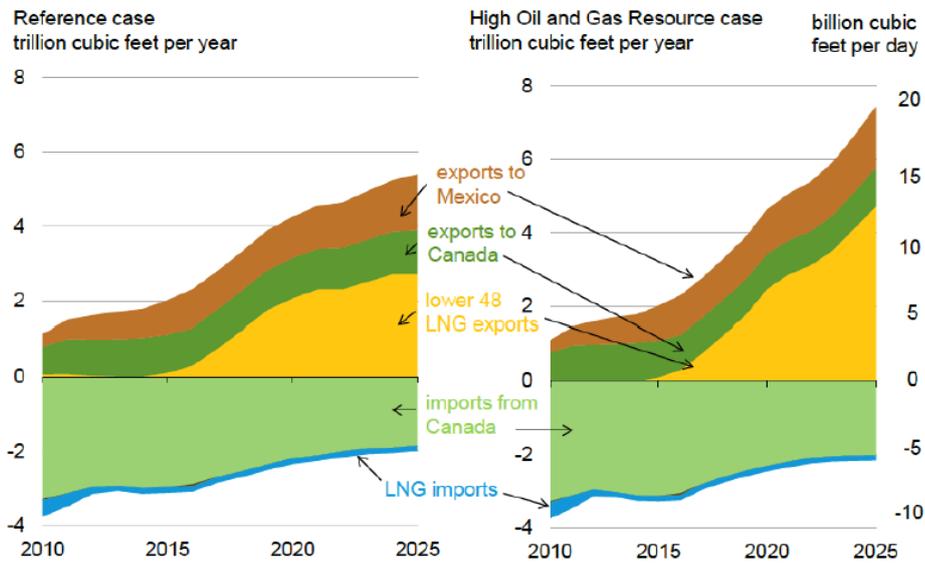


圖 10 美國天然氣進出口概況

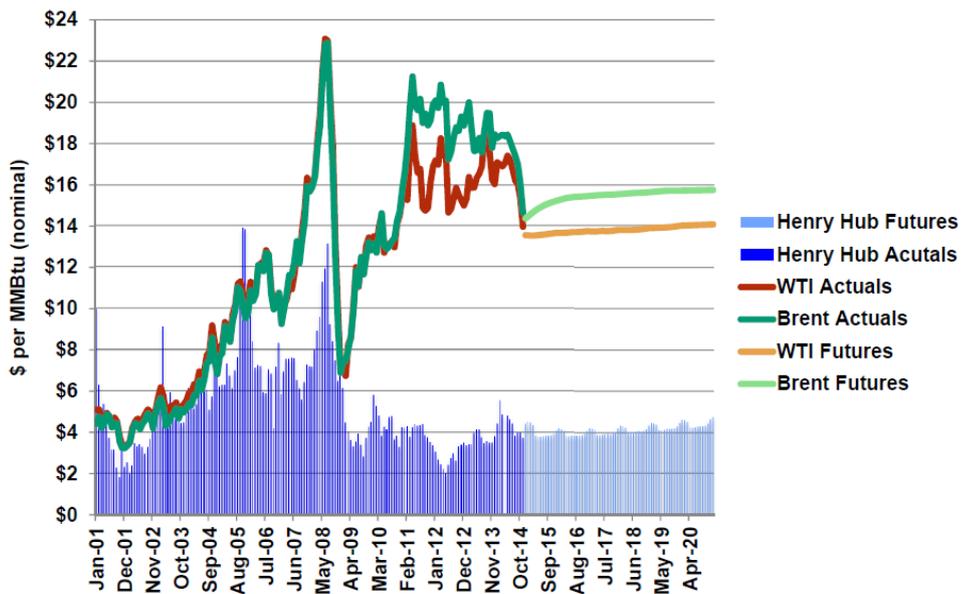


圖 11 油價與氣價比較

美國近期新的燃氣正在取代老化的燃煤電廠，美國燃煤電廠運轉期間詳如表 9 所示，而除役中的燃煤電廠分布，詳如圖 12 所示。因天然氣燃燒所排放二氧化碳，要比煤炭燃燒所排放二氧化碳減少 46%；且新的複循環燃氣渦輪機組 (CCGTs)發電效率介於 55-60%之間，亦高於老舊燃煤機組的發電效率 31-33%；另燃料循環(fuel cycle)亦可節省碳排放，故以新的燃氣取代老舊燃煤電廠，可減少二氧化碳排放 63-72%，詳如表 10 所示。

表 9 美國燃煤電廠運轉期間

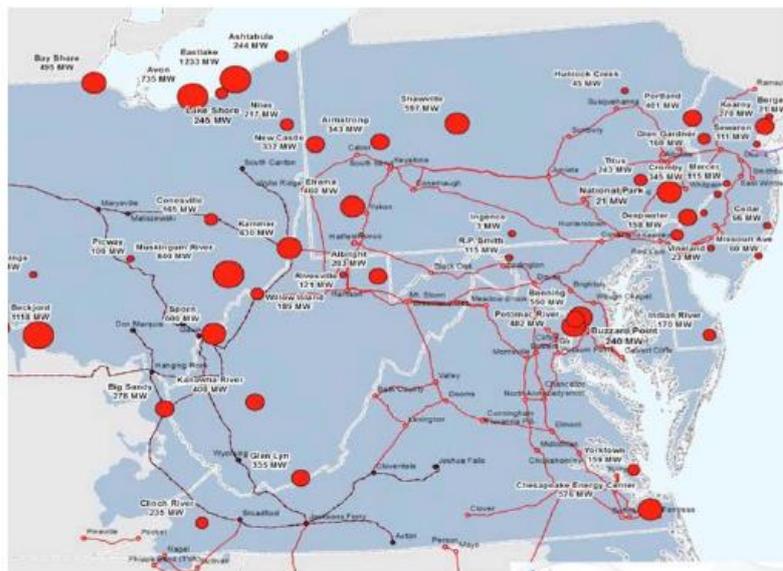
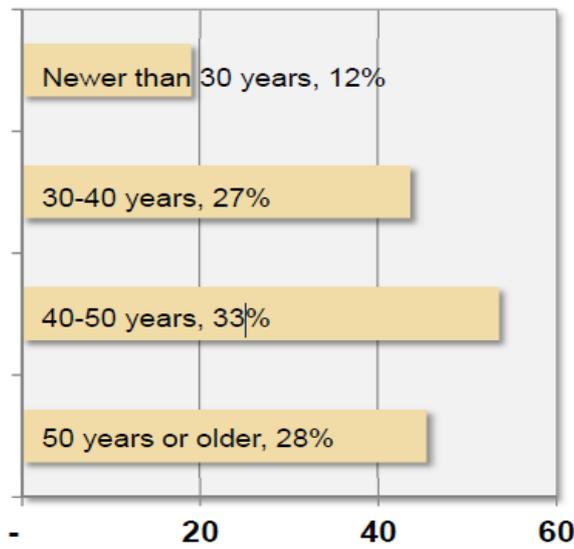


圖 12 除役中的美國燃煤電廠分布

表 10 新的燃氣取代老舊燃煤電廠所減少的 CO<sub>2</sub> 排放

|      | <b>Average Age of Plants at Retirement</b> | <b>No. of Plants Retired in Each Year</b> | <b>Total Net Summer Capacity, GW</b> | <b>CO<sub>2</sub> Reduction Replacing Bituminous Coal with Gas</b> |
|------|--|---|--------------------------------------|--|
| 2009 | 50   | 12  | 0.5                                  | 67.7%  |
| 2010 | 54   | 35  | 1.5                                  | 69.4%  |
| 2011 | 62   | 31  | 2.5                                  | 63.3%  |
| 2012 | 56   | 57  | 8.9                                  | 63.9%  |
| 2013 | 55   | 14  | 2.1                                  | 71.7%  |
| 2014 | 57   | 34  | 4.7                                  | 64.4%  |
| 2015 | 57   | 61  | 9.9                                  | 63.1%  |

美國天然氣(包括 CNG 與 LNG)已開始尋求卡車、鐵路及船運市場的發展，但天然氣運用在美國車輛(vehicles)市場上尚未發展成熟，仍須數十年時間，重點則是擺在大型車輛、高里程使用，低里程個人用車輛則傾向使用電力。

美國天然氣在未來數十年間產量仍十分充裕，且天然氣的環保優勢將促使產業、發電業及商業用戶市場成長。然而，更多的研發投入仍是必要的，包括綠色開採、提升效率、優化較佳技術的天然氣使用及降低儲存成本等。

## 二、美國天然氣市場與電力市場界面出現的問題

### (一)氣候異常對電力供需之影響

MISO 在 2013/2014 冬月期間因氣溫偏低導致用電量增加，其中尖峰用電超過 100,000MW 之天數即高達 13 天，亦曾因此而發佈供電吃緊的警告，詳如圖 13 所示。

System load exceeded 100,000 MW on 13 days in the 2013/2014 winter.

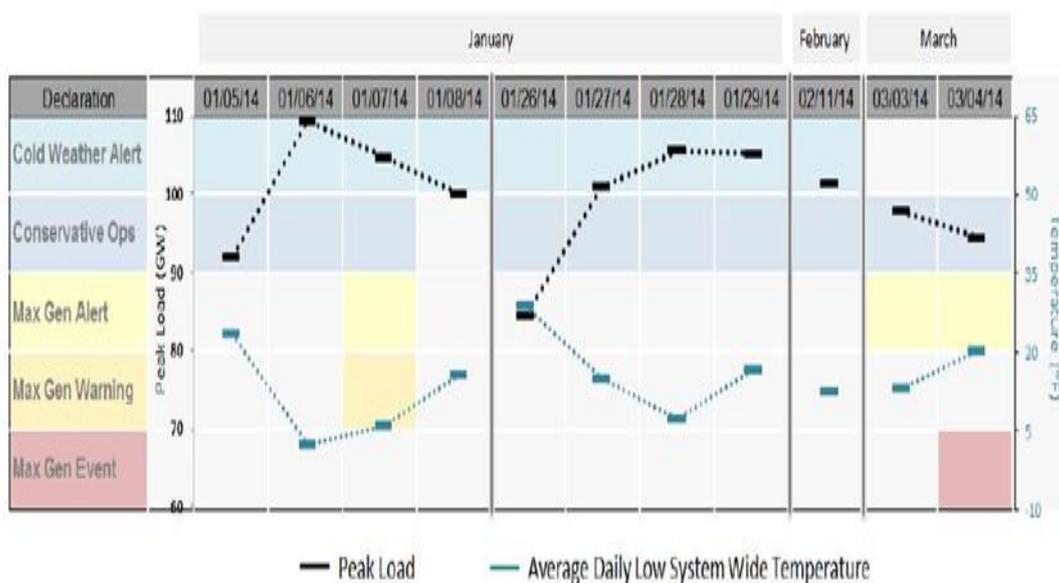


圖 13 MISO 2013/2014 冬月期間氣溫對尖峰用電的影響

由於頁岩氣的大量開發及環保法規趨嚴，美國燃氣電廠的發電比重逐年增加，再加上氣候的異常，導致冬天的用電負載大幅增加及天然氣用量增加，也讓天然氣市場與發電市場的相互關係更為緊密。

圖 14 所示為 MISO 在 2014 年 1 至 3 月期間發電機組檢修、停機容量示意，由該圖所示，在冬月用電高峰期間的計畫檢修容量相對較少，但由於氣溫異常的偏低，導致機組的故障容量及天然氣供應問題令燃氣機組減少發電的容量等異常增加，這也是導致當時供電吃緊的原因之一。

依據圖 15 所示，MISO North/Central 電網中在 2014 年 1 月 7 日非計畫停機的發電容量合計為 24.1GW，包括燃煤 10.1GW，燃氣 11.3GW，風力 1.2GW 及其他 1.5GW，而在燃氣機組中，因機械問題而停機的發電容量約占燃氣總裝置容量 (36.5GW) 的 16%，由於上游燃料供應問題而無法發電容量的容量則占 15%。

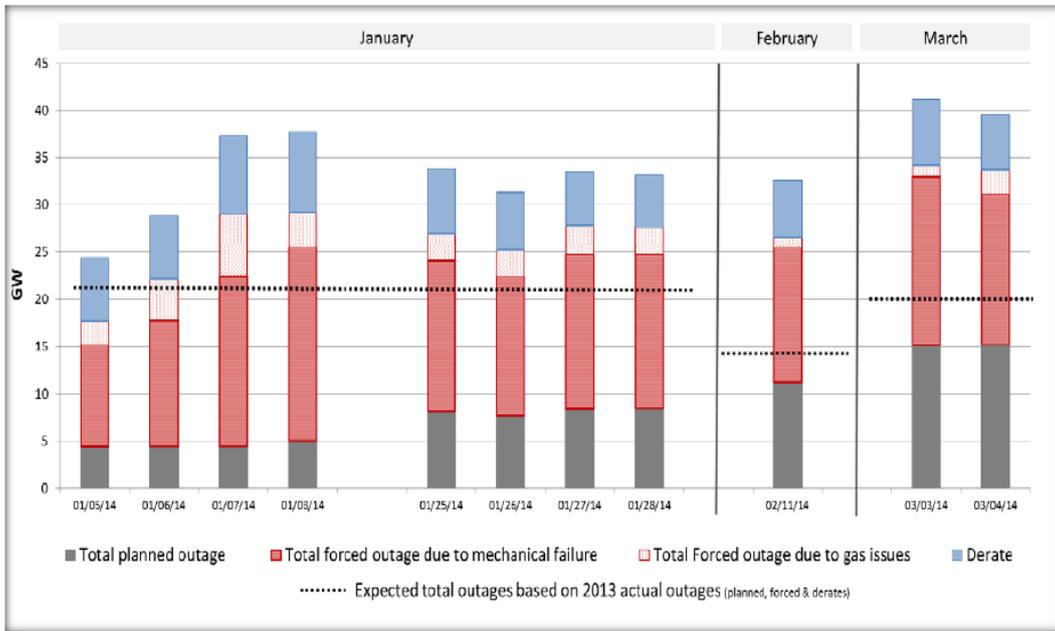


圖 14 MISO 2014 年 1 至 3 月期間發電機組檢修、停機容量統計

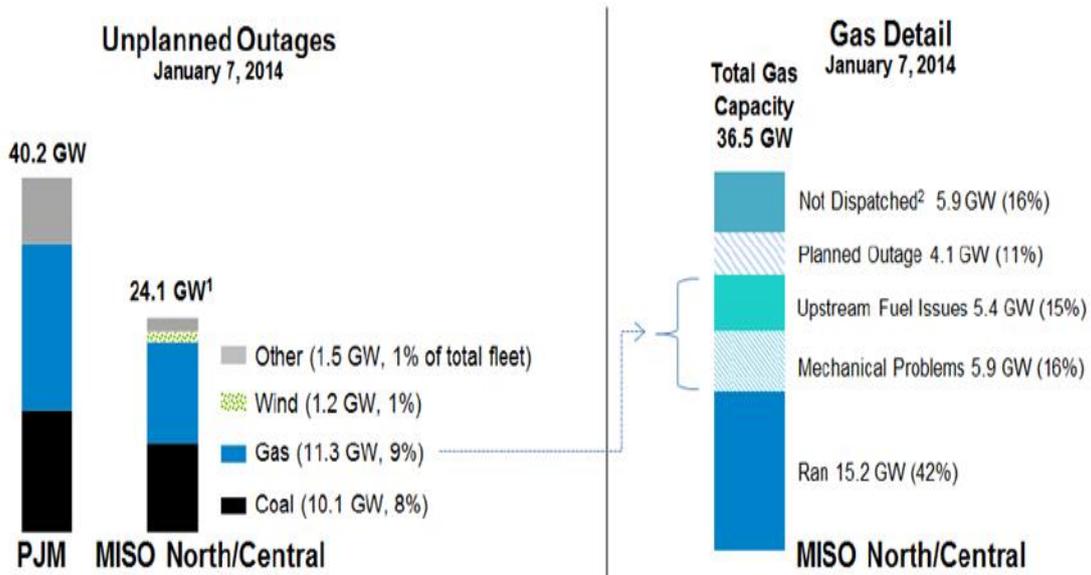


圖 15 2014 年 1 月 7 日 PJM 及 MISO North/Central 非計畫停機的發電容量統計

## (二)燃料供應不繼造成燃氣電廠無法發電的原因與對策

依據 Misalignment of Natural Gas and Electric Days 一篇分析報告，燃氣電廠上游燃料供應鏈出現問題的潛在因素可能包括：天然氣供應市場與電力交易市場的交易時段不相同，燃氣市場提請輸送天然氣服務的操作時段與電力市場一日前電力交易市場的操作無法同步以及有關技術與基礎建設的問題。

### 1. 天然氣市場的運作

依據北美能源基準委員會(the North American Energy Standards Board, NAESB)所制訂的天然氣輸送操作原則，全美天然氣交貨日(Gas Day)的時間點為中央標準時間(CCT)早上 9 點到隔日的早上 9 點，提請輸送天然氣(Nomination)的時間點(Timeframe)共有 4 個。第一個時間點(Timely)為前一天的早上 11:30 CCT，有效期間為交貨日的最終時間；第二個時間點為(Evening)為前一天的下午 6:00 CCT，有效期間為交貨日的最終時間；第三個時間點(Intra-day 1)為 Gas Day 當天早上 10:00 CCT，有效期間為交貨日的最終時間；第四個時間點(Intra-day 2)為 Gas Day 當天下午 5:00 CCT，有效期間為交貨日的最終時間，詳如表 11 所示。

表 11 現階段 NAESB 規定提請輸送天然氣的時間點

| <b>Nomination Cycle</b> | <b>Nomination Deadline (CCT)</b> | <b>Notification of Schedule (CCT)</b> | <b>Nomination Effective (CCT)</b> | <b>Bumping of Interruptible Transmission (IT)</b> |
|-------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|---|
| Timely                  | 11:30 a.m.                       | 4:30 p.m.                             | 9:00 a.m. Next Day                | N/A   |
| Evening                 | 6:00 p.m.                        | 10:00 p.m.                            | 9:00 a.m. Next Day                | Yes   |
| Intra-Day 1             | 10:00 a.m.                       | 2:00 p.m.                             | 5:00 p.m. Current Day             | Yes   |
| Intra-Day 2             | 5:00 p.m.                        | 9:00 p.m.                             | 9:00 p.m. Current Day             | No  |

## 2. 電力市場的運作

美國各電力市場，不論是 ISO 或是 RTO 的運作均是以當地時間一天 24 小時為標的，所有發電機組的發電排程均是在可靠度及經濟性二前提下為之，故決定過程相當複雜。表 12 所示為美國各電力市場一日前(Day Ahead)電力市場的投標(Submission of Bids)及清算(Market Clearing Time)時間，依該表可以發現，電力市場的確切發電排程多在下午，多較天然氣市場要求提送 Gas Day 用氣需求來得晚；在二個市場無法同步運作下，很可能就會燃氣電廠燃料供應不繼，燃氣電廠被迫停止發電的情形。

表 12 美國各一日前(Day Ahead)電力市場的投標及清算時間表

| <b>ISO/RTO</b>   | <b>Time for Submission of Bids (CCT)</b> | <b>Time for Publication of Day-Ahead Commitment Bids (CCT) (Market Clearing Time)</b> |
|--|--|---|
| California Independent System Operator Corporation (CAISO) | 12:00 p.m.                               | 3:00 p.m.   |
| ISO New England Inc. (ISO-NE)                              | 9:00 a.m.                                | 12:30 p.m.  |
| PJM Interconnection, LLC (PJM)                             | 11:00 a.m.                               | 3:00 p.m.   |
| Midcontinent Independent System Operator, Inc. (MISO)      | 10:00 a.m.                               | 2:00 p.m.   |
| New York Independent System Operator, Inc. (NYISO)         | 4:00 a.m.                                | 10:00 a.m.  |
| Southwest Power Pool, Inc. (SPP)                           | 11:00 a.m.                               | 4:00 p.m.   |

## 3. 因應對策

為解決天然氣市場與電力市場無法同步運作，造成發電端電力供應吃緊的情形，美國能源管制委員會(FERC)建議：1.將 Gas Day 的開始運作時間由早上的 9:00

CCT 提前至早上 4:00 CCT，2.提請輸送天然氣(Nomination)的時間點增加為 6 個，詳如表 13 所示。

表 13 FERC 建議之提請輸送天然氣時間點

| Nomination Cycle | Nomination Deadline (CCT) | Notification of Schedule (CCT) | Nomination Effective (CCT) | Bumping of Interruptible Transportation (IT) |
|------------------|---------------------------|--------------------------------|----------------------------|--|
| Timely           | 1:00 pm                   | 4:30 pm                        | 4:00 am Next Day           | N/A  |
| Evening          | 6:00 pm                   | 10:00 pm                       | 4:00 am Next Day           | Yes  |
| Intra-Day 1      | 8:00 am                   | 11:00 am                       | 12:00 pm Current Day       | Yes  |
| Intra-Day 2      | 10:30 am                  | 2:00 pm                        | 4:00 pm Current Day        | Yes  |
| Intra-Day 3      | 4:00 pm                   | 6:00 pm                        | 7:00 pm Current Day        | Yes  |
| Intra-Day 4      | 7:00 pm                   | 9:00 pm                        | 9:00 pm Current Day        | No   |

### 三、再生能源併網之挑戰

#### (一)再生能源併網之衝擊(Impact of Integrating Renewables to Great River Energy-Dave Farnsworth(Great River Energy))

MISO(Mid Continent System Operator)為美國中部的區域調度機構(RTO)，區域內(如圖 16)用戶人數共有 4200 萬人，其負責調度之發電容量計 205,759MW，其中燃油/氣機組占 40%，燃煤占 40%，核能占 8%，再生能源占 12%，歷史尖峰負載為 133,368MW。

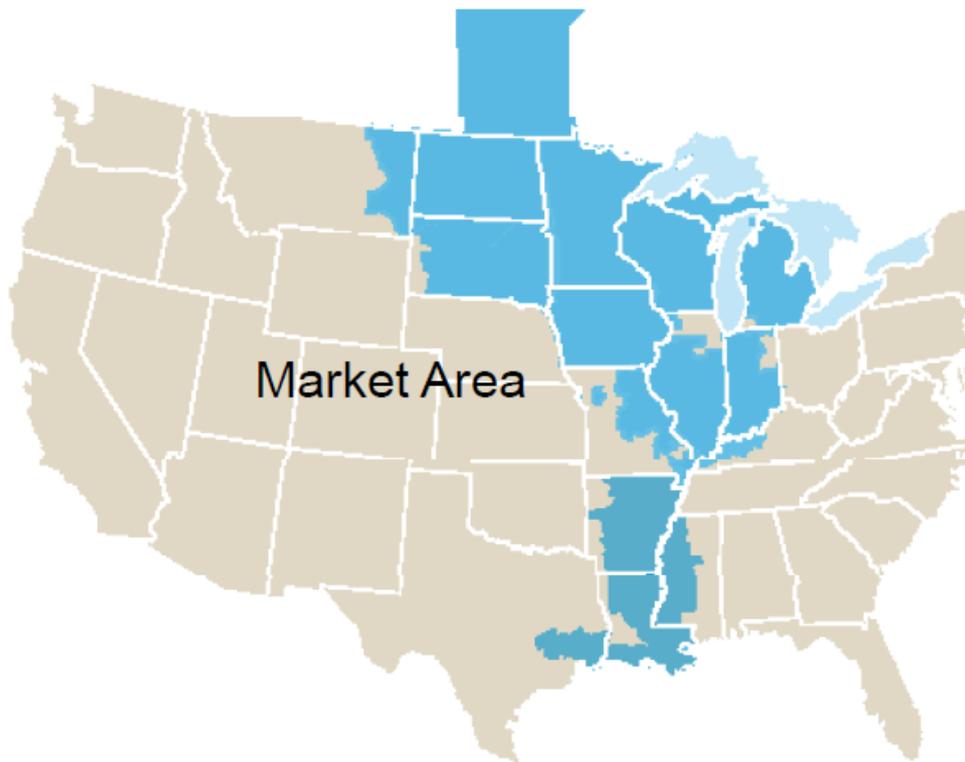


圖 16 MISO 市場範圍

MISO 轄區內的再生能源以風力為主力，裝置容量近年來急遽增加，2006 年 12 月僅有 1112MW，到了 2013 年 1 月迅速增加為 12,270MW(約占 10%)，六年間增加了 10 倍。

以 Stanton Station 燃煤電廠為例，離峰冬季風大，風力機組發電量多，但因輸電容量限制，電力無法外送，加上風力發電的賦稅抵減(\$23/MWh)，造成該區域之前一日(DA)與即時(RT)電力市場區域邊際價格(LMP)離峰時段降為負值(圖 17)。另外，由於同區域內風力機組容量增加，使得該燃煤電廠年淨發電量逐漸減少。

**Production Tax Credit (\$23/MWh) + Transmission Constraints  
= Negative LMPs**

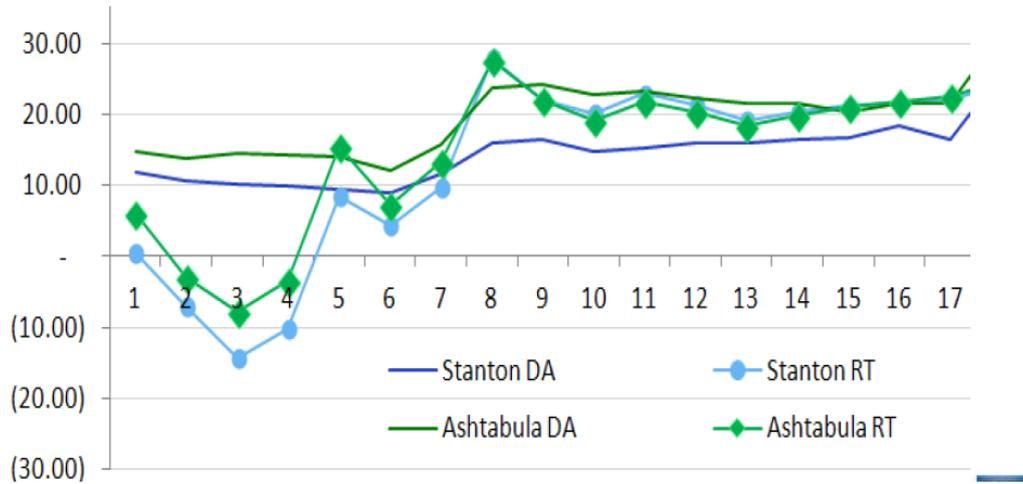


圖 17 Staton(燃煤)與 Ashtabula(風力)之前一日(DA)與即時(RT)區域邊際價格

綜言之，風力發電的增加對燃煤電廠造成的影響可歸納為三點：

- 1.收入減少：LMP 降低，加上發電量減少，因此從 MISO 市場所獲取的收益減少。
- 2.排放許可：低負載運轉時 NOx 仍在排放限制水準(30 日移動平均 0.23 磅/MMBtu)之內。
- 3.維護：幫浦、馬達與鍋爐管的熱循環次數增加，其他可能影響還包括：中壓汽機固體微粒侵蝕增加、高壓汽機進氣閥箱裂縫增加、脫氣槽 (deaerator tank)與熱交換器(heat exchanger)龜裂等。

至於對氣渦輪機(CT)的影響，則有：即時運轉的次數增加(因具快速啟動及高升載速率特性，圖 18)、天然氣即時市場採購的安排面臨挑戰、故障頻率增加等，因此新氣渦輪機的設計必須能以滿足上述條件要求。

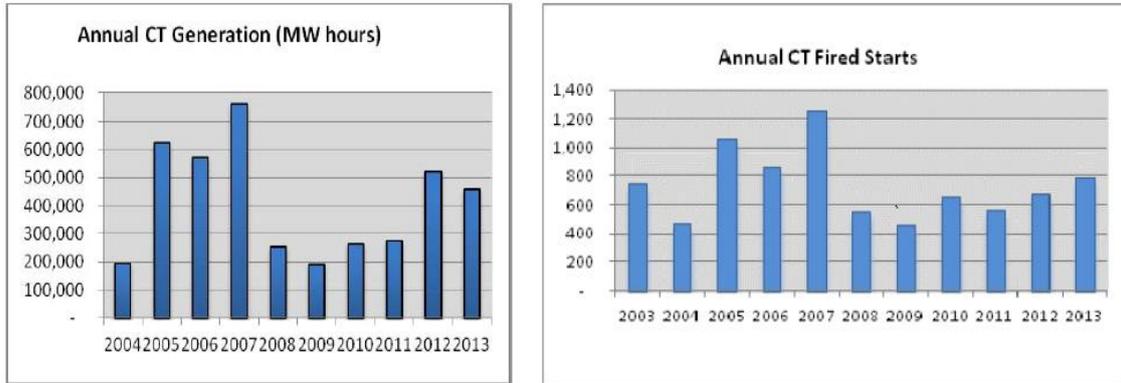


圖 18 氣渦輪機運轉狀況

(二)再生能源成長之因應(NYPA' s Response to the Growth of Renewables-Scott Brown, New York Power Authority)

紐約州的風力裝置容量在 2005 年只有 48MW，但到了 2014 年則高達 1730MW，全數集中於 zone A 至 zone E (圖 19)，預計還有額外的 2003MW 風力計畫將於未來連結至紐約州電網。

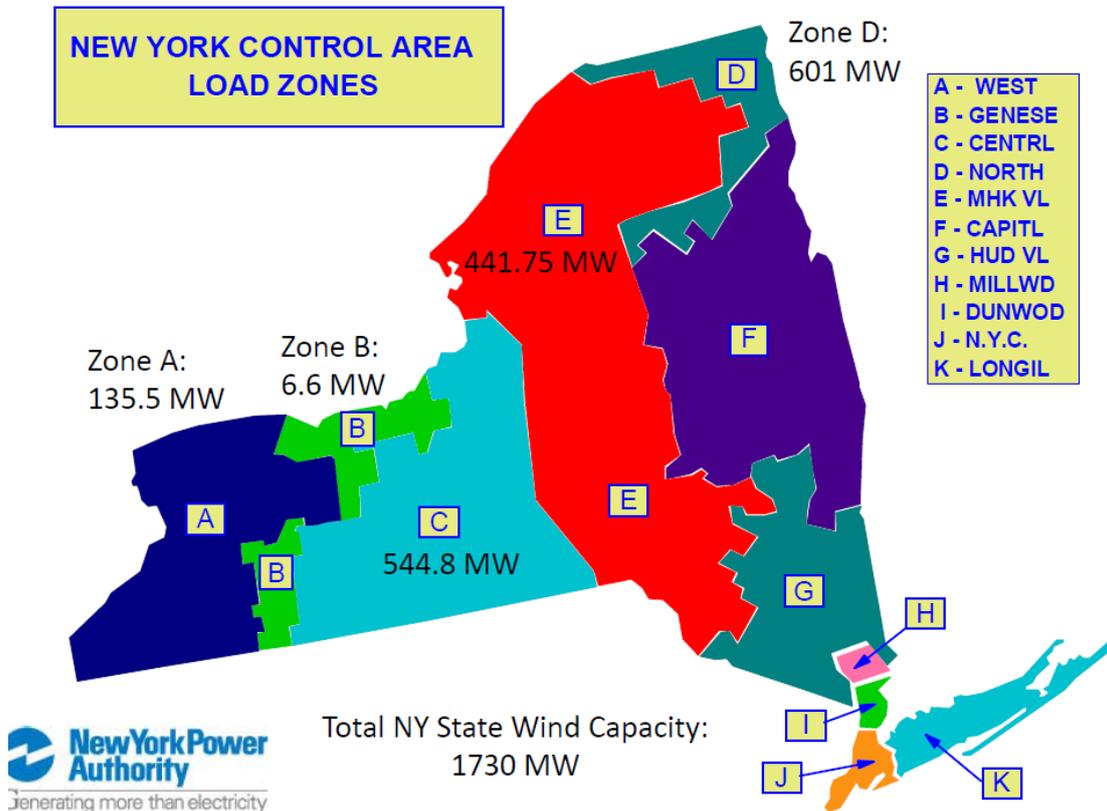


圖 19 紐約控制區風力裝置容量

由於風力有間斷出力的問題，紐約州打算以水力發電來因應。紐約州北部的負載較少，輸電容量亦有限，在風力出力變動時，可以調度 STL(Saint Lawrence Hydro Plant)水力發電來平衡。但以水力提供輔助服務之時，也必須考慮水資源的管理，評估水資源與風力的價值，找出適當的解決方案。NYPA 提出的方案認為 Blenheim-Gilboa 抽蓄水力電廠極適於平衡風力之用，可於夜間風力出力大時儲能，日間風力小時發電。紐約控制區夏季尖峰負載與風力出力，詳如圖 20 所示。

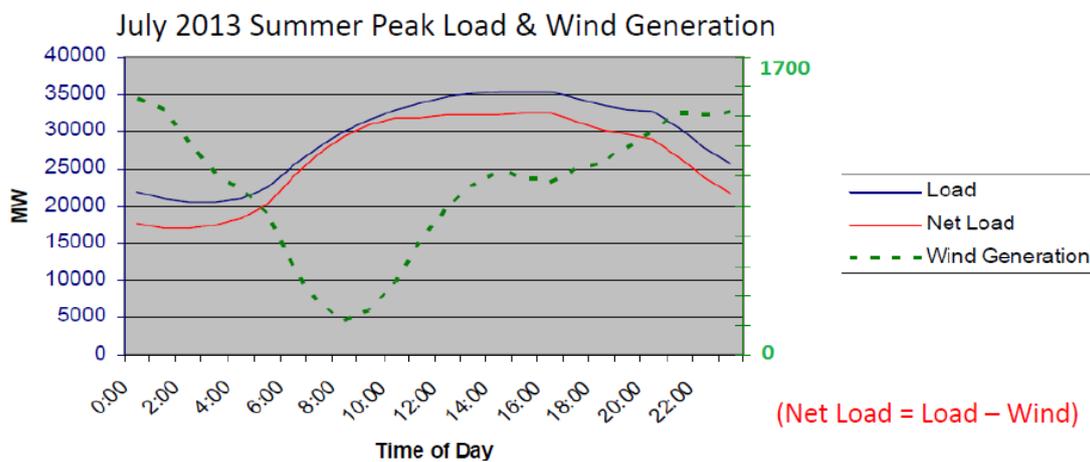


圖 20 紐約控制區夏季尖峰負載與風力出力

### (三)可調度間斷電源 MISO's Dispatchable Intermittent Resource(DIR)-Kristian Ruud(MISO)

MISO 的發電容量主要由燃煤與燃氣機組組成，再生能源約占 13%，其中風力占了 65%，且有快速持續成長的趨勢 (圖 21)。MISO 的風力多位於輸電網路較弱的地區，距離負載中心遙遠，離基載發電機組也很遠，其發展速度遠超過輸電網路開發的速度，導致輸電壅塞問題。

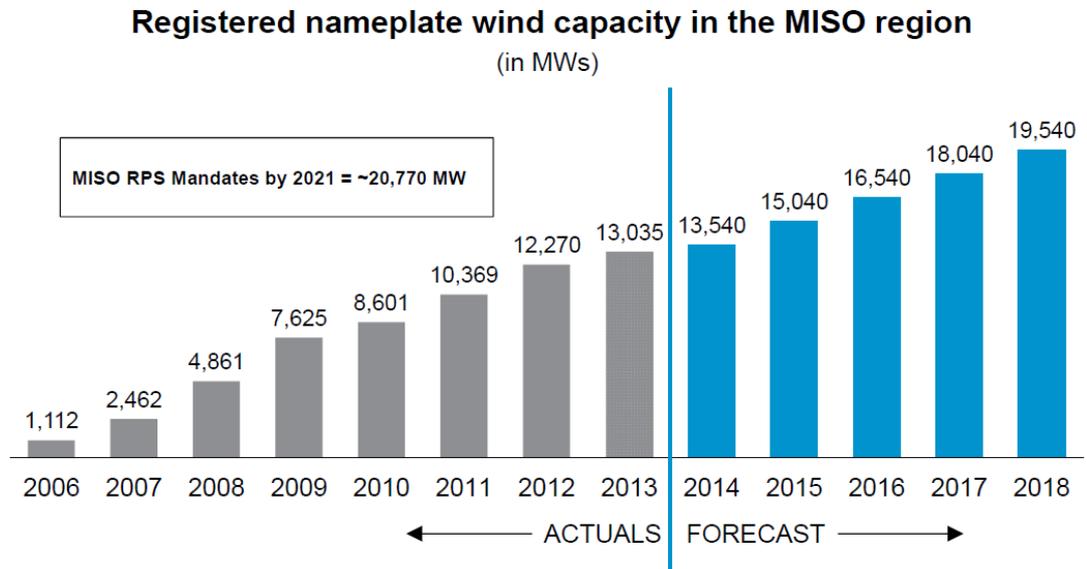


圖 21 MISO 區域風力裝置容量

MISO 原本的市場設計將風力歸類為「間斷型電源」，無法進行經濟調度。在風力滲透率高的地區，MISO 以市場為基礎的安全受限經濟調度(Security Constrained Economic Dispatch, SCED)模式，只靠可調度電源難以處理輸電網路的壅塞，可靠度協調者(Reliability Coordinators)必須倚賴人工手動降載對系統有不利衝擊的風力機組，2010 年手動降載的次數與電量較 2009 年有顯著上升，2010 年 6 月 1 日啟動「可調度間斷型電源(DIR)」後，次數與電量有些微下降(表 14)。

表 14 手動降載風力發電

|                 | 2009 總計 | 2010 總計 | 2011 總計 |
|-----------------|---------|---------|---------|
| 風力降載次數          | 1,141   | 2,117   | 2,034   |
| 估計降載電量<br>(MWh) | 292,000 | 824,000 | 720,000 |
| 時間(Hour)        | 8,005   | 19,951  | 20,365  |

雖然手動降載風力發電是舒解系統限制的有效方法，但卻有一些缺點：

- 1.高度人工化的作業程序，對可靠度協調者而言極為耗時。
- 2.追蹤簽有固定 vs 非固定輸電服務的電源非常耗時
- 3.手動降載不能算入 SCED，損失了價格透明性
- 4.手動降載通常較自動的 SCED 不經濟。

原本 MISO 市場不允許間斷型電源提交即時標單，不能用間斷型電源設定市場價格。為更有效率運用間斷型電源，MISO 設計了 DIR，在可能的範圍內，將風力視同其他傳統電源，亦即：使用相同的市場標單參數、可以在前一日及即時電能市場投標(但不能做為調頻、熱機備轉機組及補充備轉機組)、其標價可用於設定市場價格、提交每五分鐘出力預測等。在前一日電能市場中，DIR 的行為和其他電源相同，市場對標單處理方式亦同，但在即時市場則只能參與電能市場，標單必須註明出價、每小時最小出力與每五分鐘之最大出力預測與升降載率 (ramp rate)，ISO 會依標單以 SCED 執行經濟調度，DIR 的出力不能連續四個調度區間都偏離調度指令的 8%以上。

DIR 具有運轉效益與市場效益，在調度運轉方面，可消除手動降載作業，減輕調度人員工作負擔，在市場面則可增進價格的透明度，並可強化壅塞管理。目前 MISO 的風力總容量與登記為 DIR 的風力容量可參見圖 22，受調度的 DIR 電量則可參見圖 23。DIR 也有其面臨之限制與挑戰，其效果受限於風力預測的準確度，且必須確保預測不受 MISO 調度而偏差。

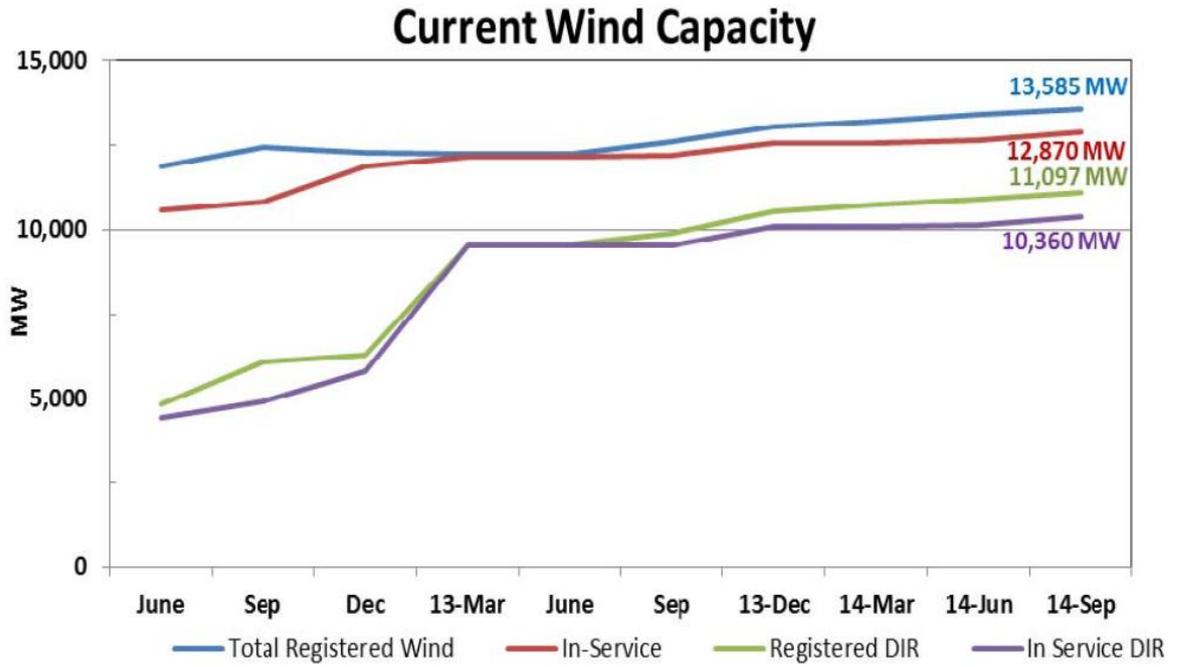


圖 22 MISO 區域加入 DIR 風力裝置容量

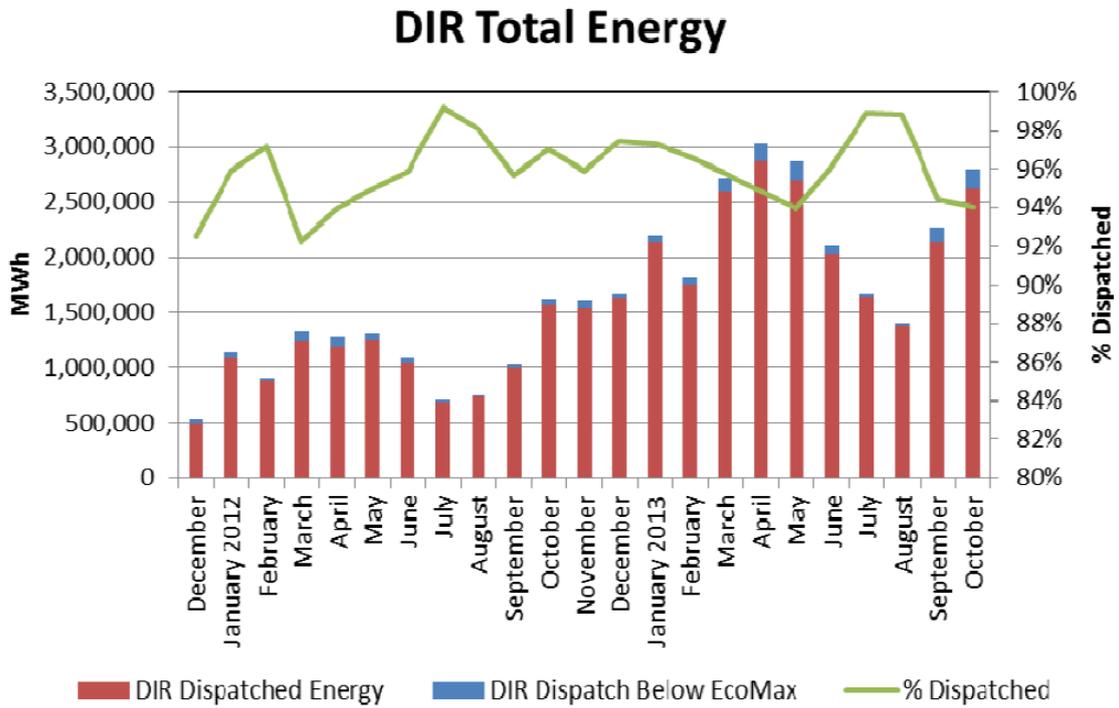


圖 23 受調度 DIR 電量

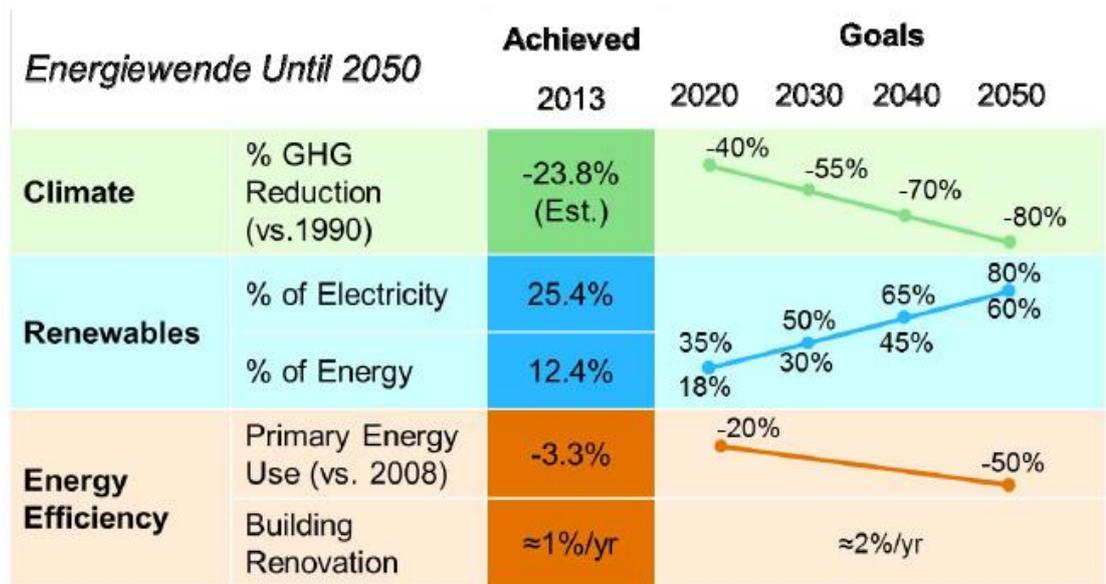
## (四)探索德國的能源轉型 Exploring Germany's Energy

### Transformation-Ben York(EPRI)

以往關於德國的討論多半聚焦於特定的實體影響，如配電系統的強化、輸電網路擴建、發電及負載平衡等，但了解德國能源轉型(Energiewende)對企業經營及策略的影響也同樣重要。近來受關注德國能源轉型關鍵議題包括：

- 1.為能源轉型尋求適當資源面臨挑戰
- 2.在正常的自由市場中，補貼可能帶來非預期的後果
- 3.德國的公用事業已錯過投資能源轉型的機會
- 4.民營公用事業現今著重於能源輸送與零售
- 5.德公用事業仍試圖贏回民眾的支持

據調查，有 66%的德國人民認為社會面臨的最大挑戰是氣候變遷，因此推動能源轉型的整體目標主要為：降低溫室氣體排放、增加再生能源發電、廢除核能與能源安全，各目標皆訂有明確的時程表(圖 24)，溫室氣體預計於 2050 年降至比 1990 年排放低 80%的水準，再生能源在 2050 年的電力占比要達到 80%，能源占比則要達到 60%，能源效率在初級能源使用量方面在 2050 年將降至 2008 年的一半，建築物節能效率則預計每年提高 2%。在再生能源方面，2013 年底德國風力機組的裝置容量為 32GW，太陽光電裝置容量為 34GW，幾乎全數連結至配電網路。冬季的尖峰負載為 80GW，電力系統總裝置容量為 168GW，備用容量率 100%，進/出口能力為 18GW。



Source: BMWi

圖 24 德國能源轉型目標與時程

然而，在德國的能源配比政策中，亦存在著相互衝突矛盾的目標，同時推動廢核與增加再生能源，又未減少燃煤發電，拉鋸的結果導致二氧化碳排放減量遲滯不前，2011~2013 年間的電力二氧化碳排放強度維持於穩定狀態沒有進步(圖 25)。

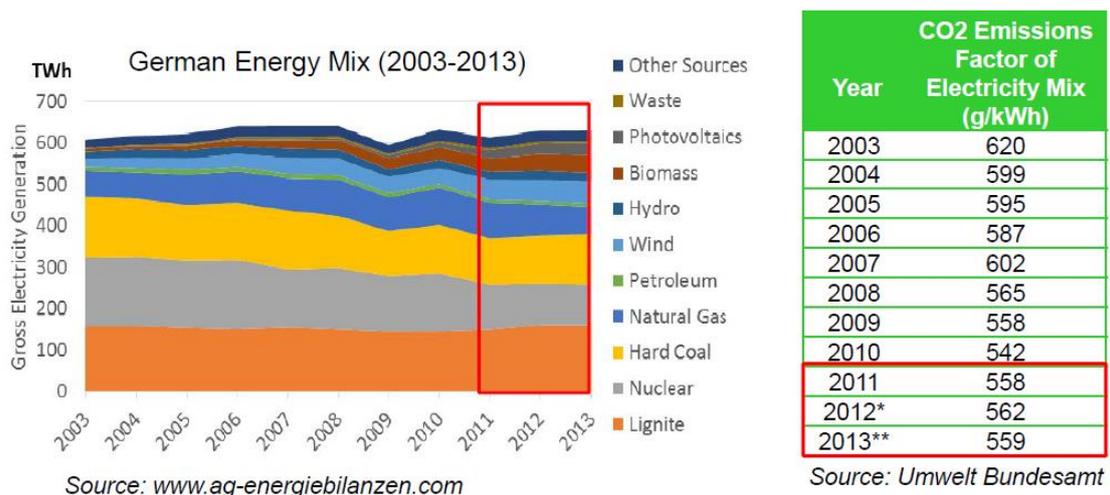


圖 25 德國能源配比與 CO2 排放係數

目前德國電力市場已開放至零售端競爭，民營公用電業可擁有發電及配電設備，輸電 TSO 則是獨立運作管理，DSO 則可兼營配電與售電。圖 26 為再生能源對電力市場之影響，在沒有再生能源進入的電力市場中，邊際成本較高，再生能源大幅增加後，使得供給曲線右移，邊際成本與市場價格顯著降低，影響了發電投資意願。另外，核電除役與再生能源增加，風場主要位於北部，負載中心在南部，再加上輸電線路擴建的延後，使得網路容量日益緊迫，但目前輸電網路仍能維持運作。

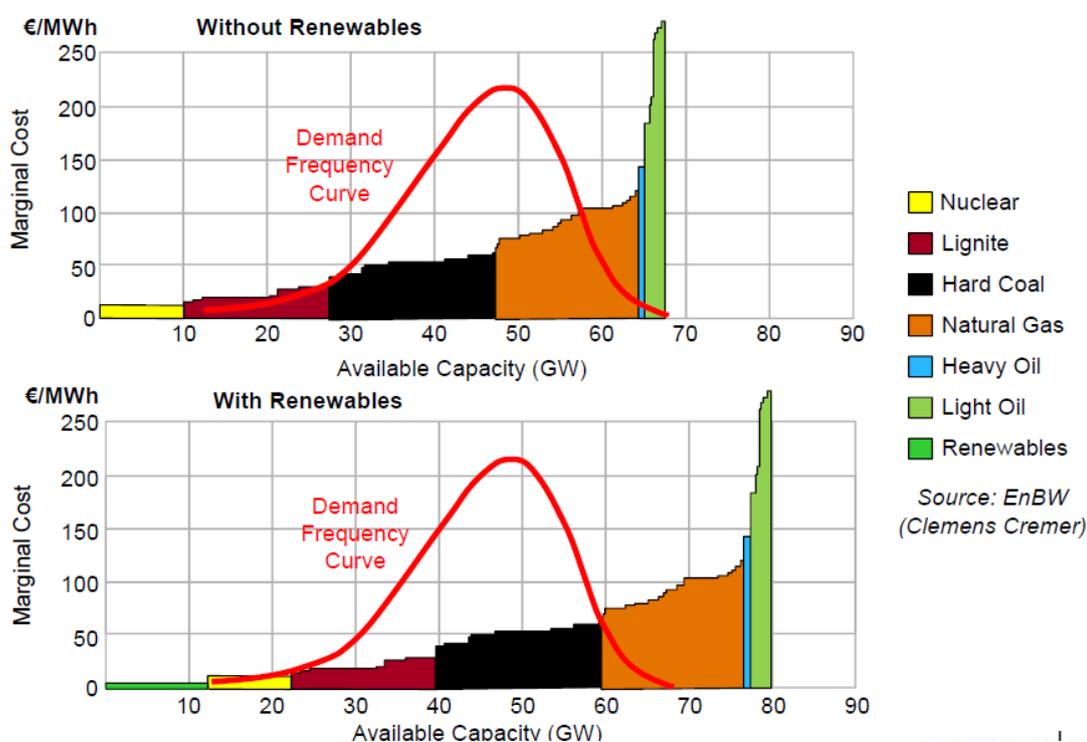


圖 26 再生能源影響市場價格

為達成能源轉型目標，德國政府提供太陽光電與風力極多誘因，公用電業則是過度投資天然氣，只擁有 0.2%的光電容量，四大電力公司雖然擁有風力發電設備，但多數不在德國境內。研發重點則落在碳捕捉與擴大天然氣使用，而非資源的整合。

展望未來，德國的公用事業將把重心移至 DSO 的功能與新的零售模式，逐漸增加配售業務的比重(如圖 27)。由於目前連結至單一饋線(feeder)上的光電容量有高達負載 6-7 倍者，導致反向電流、電壓、熱度等問題，雖然配電操作員已經加強訓練處理光電，但仍有必要升級配電系統，並找出更智慧的方式來解決此一問題。依目前規劃，2020 年前將完成的配電線路包括 28,000 英哩的 400V 線路、26,700 英哩的 10-30kV 線路、3,800 英哩的 110kV，變電設備的升級則有高壓-中壓 50,000MVA、中壓-低壓 6,800MVA，預估投資金額達 249 億美金(184 億歐元)。

### RWE's Operating Results and Future Planning

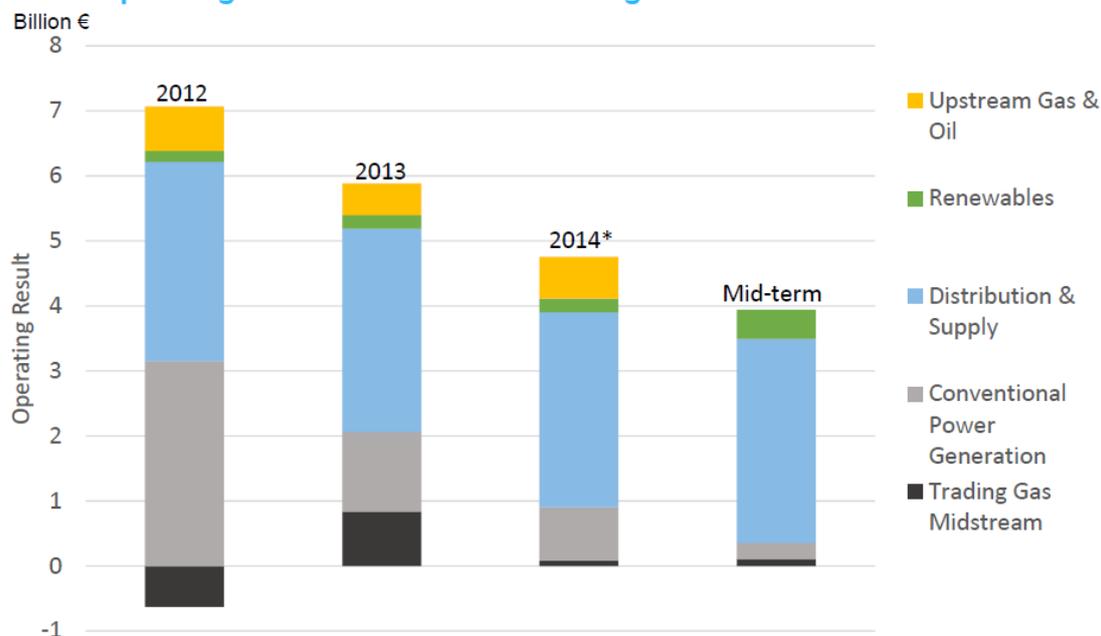


圖 27 RWE 營運成果與未來規劃

在瞭解用戶方面，大部份的住宅用戶都支持能源轉型，即使成本很高。但用戶往往將民營電業視為改革的障礙，RWE 的經濟學家就說：「用戶想要的是服務，電力公司卻像是賣豆子一樣地賣度數。」缺乏插手的第三方，使得顧客關係的修補仍有許多空間與機會。

在 2012 年之前，光電所有者把所有電能以 FIT 售出，新設光電系統能得到的 FIT 費率則低於零售電價，但 FIT 費率和零售電價間的差距仍不足以推動儲能

系統(圖 28)。KfW 開發銀行推出 KfW Program 275，提供年利 1.05%低利貸款，並由 BMWi 提供 30%投資獎勵，以推廣光電附加儲能設備，但總預算 2500 百萬歐元的計畫目前仍有餘額未申請。

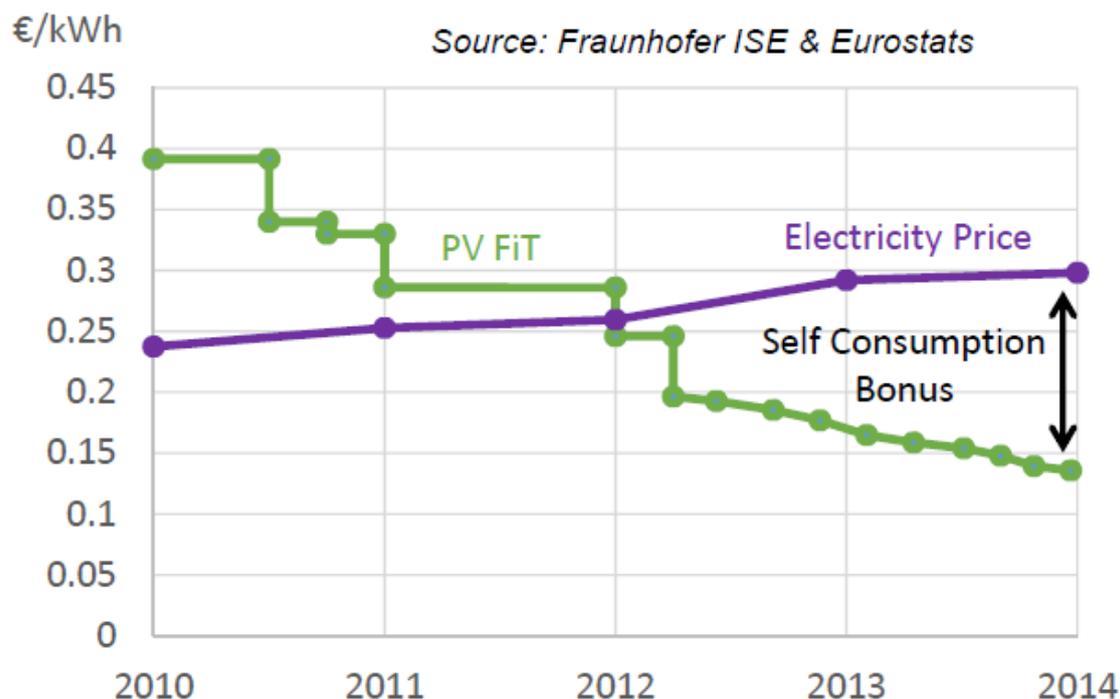


圖 28 電價與光電 FIT 價差

### (五)加州高再生能源配比標準研究 Investigating a Higher Renewable Portfolio Standard in California-Nancy E. Ryan( Energy + Environmental Economics)

該研究係由洛杉磯水力電力局(Los Angeles Dept)、南加州愛迪生公司(Southern California Edison Co.、太平洋氣電 PG&E、聖地牙哥氣電 San Diego Gas & Electric Co.、沙加緬度市公用事業局 Sacramento Municipal Utility District 委辦，並

由加州電力調度中心(CaISO)提供技術支援，研究重點為高再生能源滲透率(40-50%)帶來的運轉挑戰。

由加州電力調度中心繪製的鴨形圖(圖 29)顯示出在 33%再生能源配比標準所面臨的運轉挑戰，圖中為三月中再生能源上升至 33%的單一日，淨負載(=負載-再生能源發電)在下午 5-6 點期間，會有大幅度(接近 14000MW)的劇烈上升，形成鴨子的頸部，大小是目前調度操作員須應付的 2 倍，因此電力系統必須非常有彈性。在此種情況下，為達成能源政策目標並確保可靠度，CaISO 認為應考量所有的解決方案之最適化組合，提出的整合性因應策略如圖 30。而該研究更進一步分析了數千個運轉日，探討再生能源若再增至 50%的衝擊。

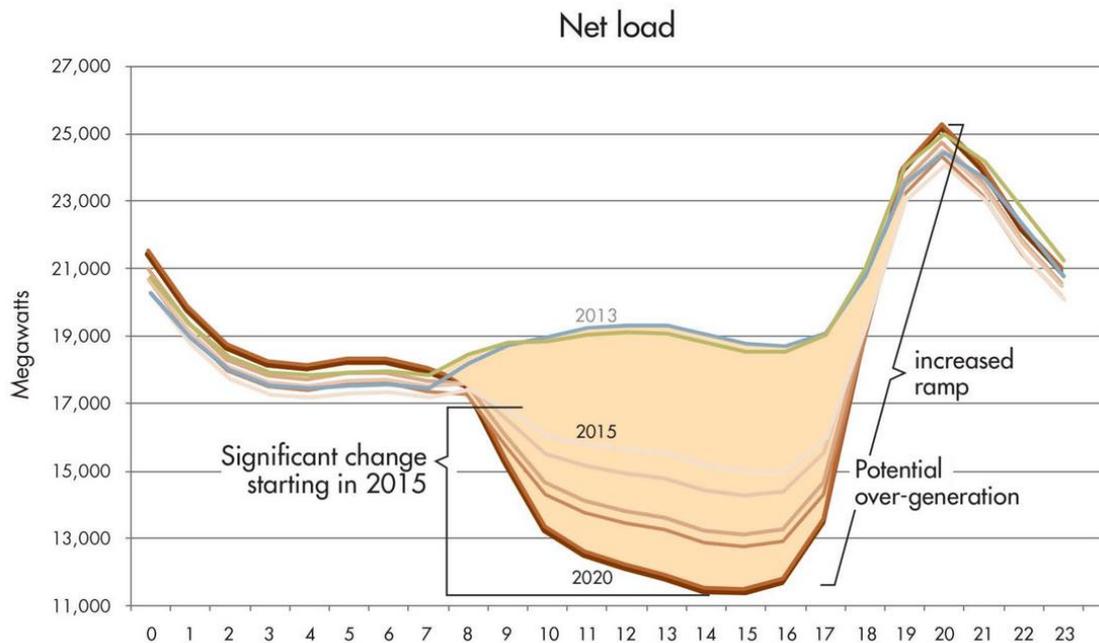


圖 29 CaISO 的鴨型圖

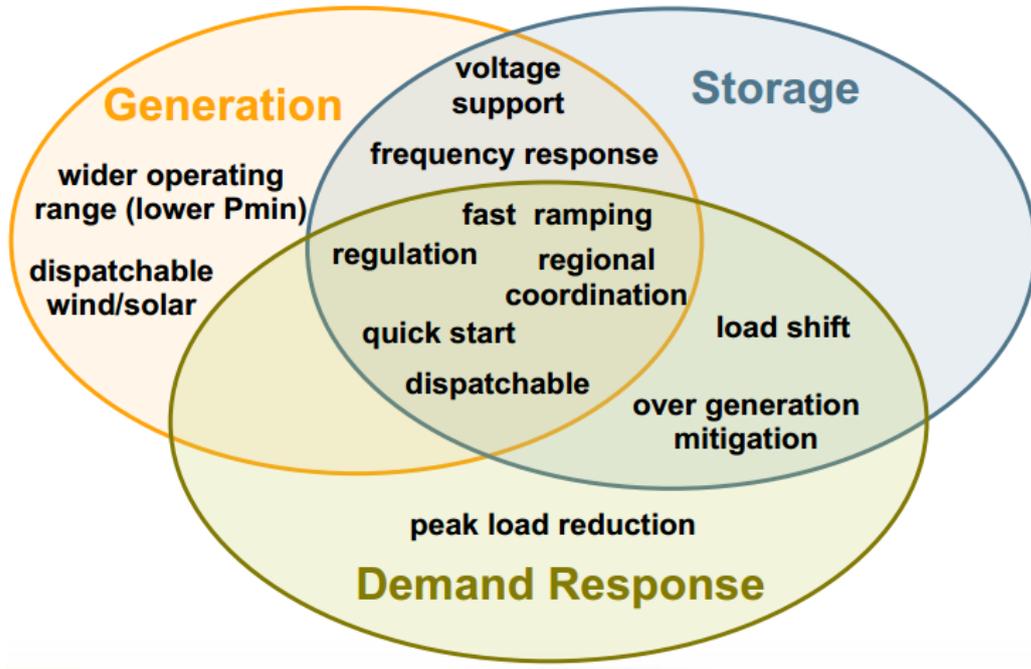


圖 30 CaISO 提出之方案整合

在酷熱的夏日，因為負載高，且負載型態與再生能源出力型態一致，淨負載較為平穩；反而是宜人的春日，負載低而平均，但高占比再生能源在白天發電量高，造成白天的淨負載大幅下降，傍晚時分形成鴨頸曲線(圖 31)。

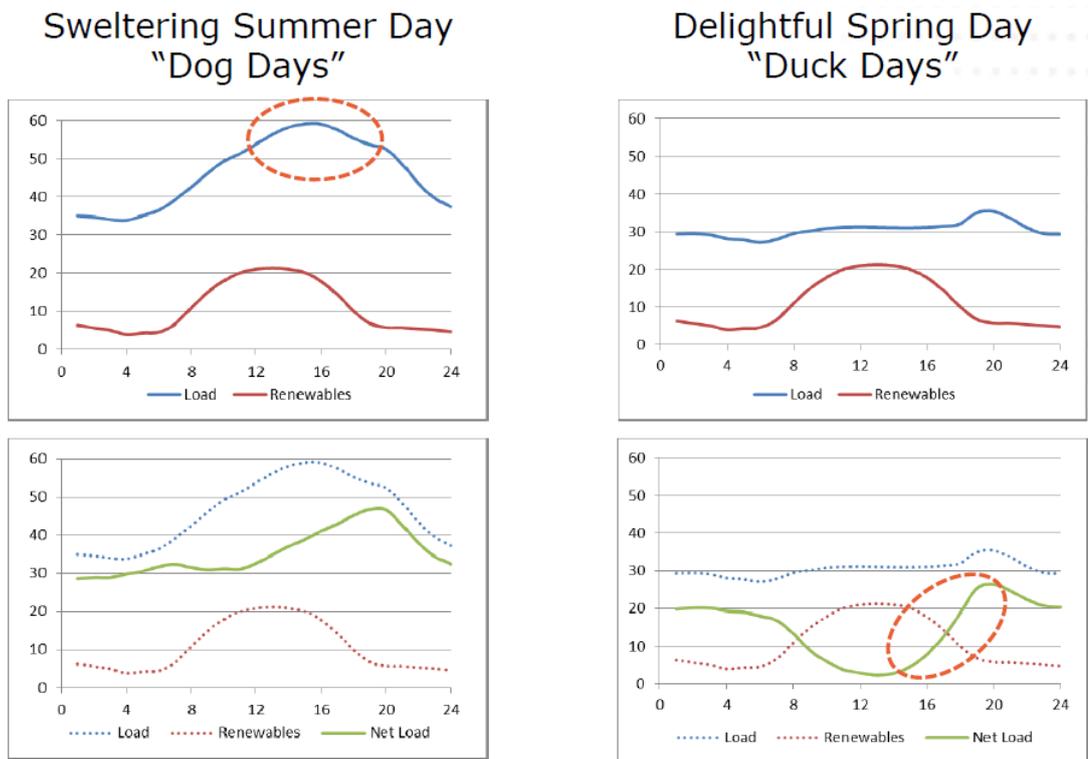


圖 31 夏日與春日淨負載曲線

對於高負載的夏季，傳統上的主要挑戰是要滿足最熱那幾天的尖峰負載，高再生能源占比的影響是使淨負載降低且延後，此時需要確保充裕的發電容量來滿足需求。但對於春天的「鴨日」而言，以往很容易調度管理，但在再生能源占比提高後，系統規劃出現挑戰，必須處理一天兩次的淨負載劇烈變動，此時系統需要的是足夠的彈性(圖 32)。

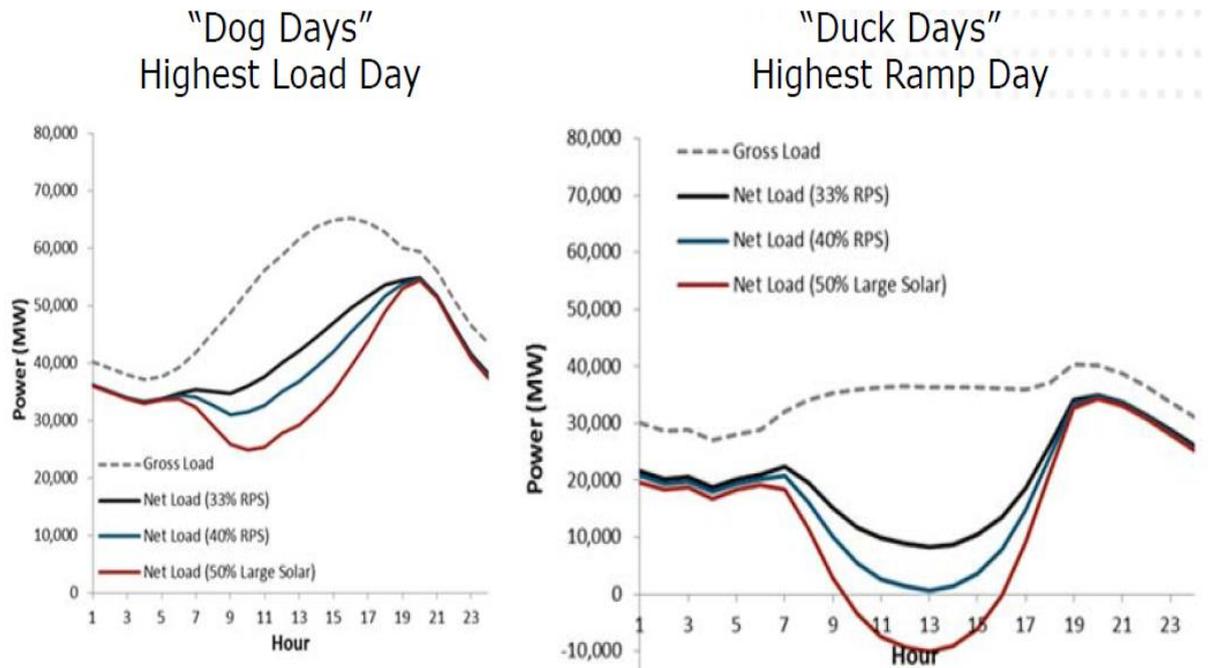


圖 32 夏日與春日淨負載曲線

隨著淨負載變動，電力價格也會變動，淨負載愈高電價也愈高，圖 33 顯示模擬 2022 年 RPS=40%時尖峰日與鴨日的電價變化情形，在鴨日的 10 點至 16 點期間，電價可能落至 0 以下水準。

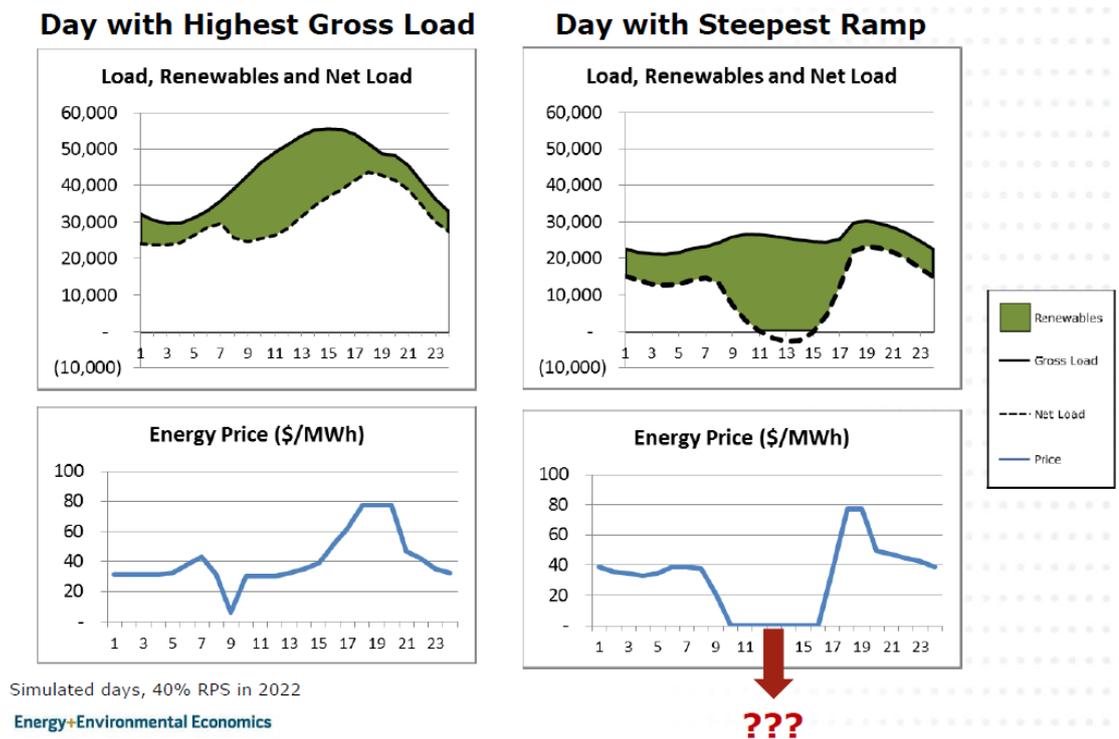


圖 33 尖峰日與鴨日電價變動

以四月典型日進行敏感度分析，將再生能源配比標準設為 33%、40%和 50%，發現配比標準超過 33%之後，發電過剩的情況會逐漸增加，在 50%的條件下非常嚴重，火力機組發電將被縮減至維持系統可靠度所需的最低水準(圖 34)。維持穩定可靠度的關鍵策略之一是必須削減再生能源的發電，以降低過量發電現象，也可以減輕機組急速升降載的次數。

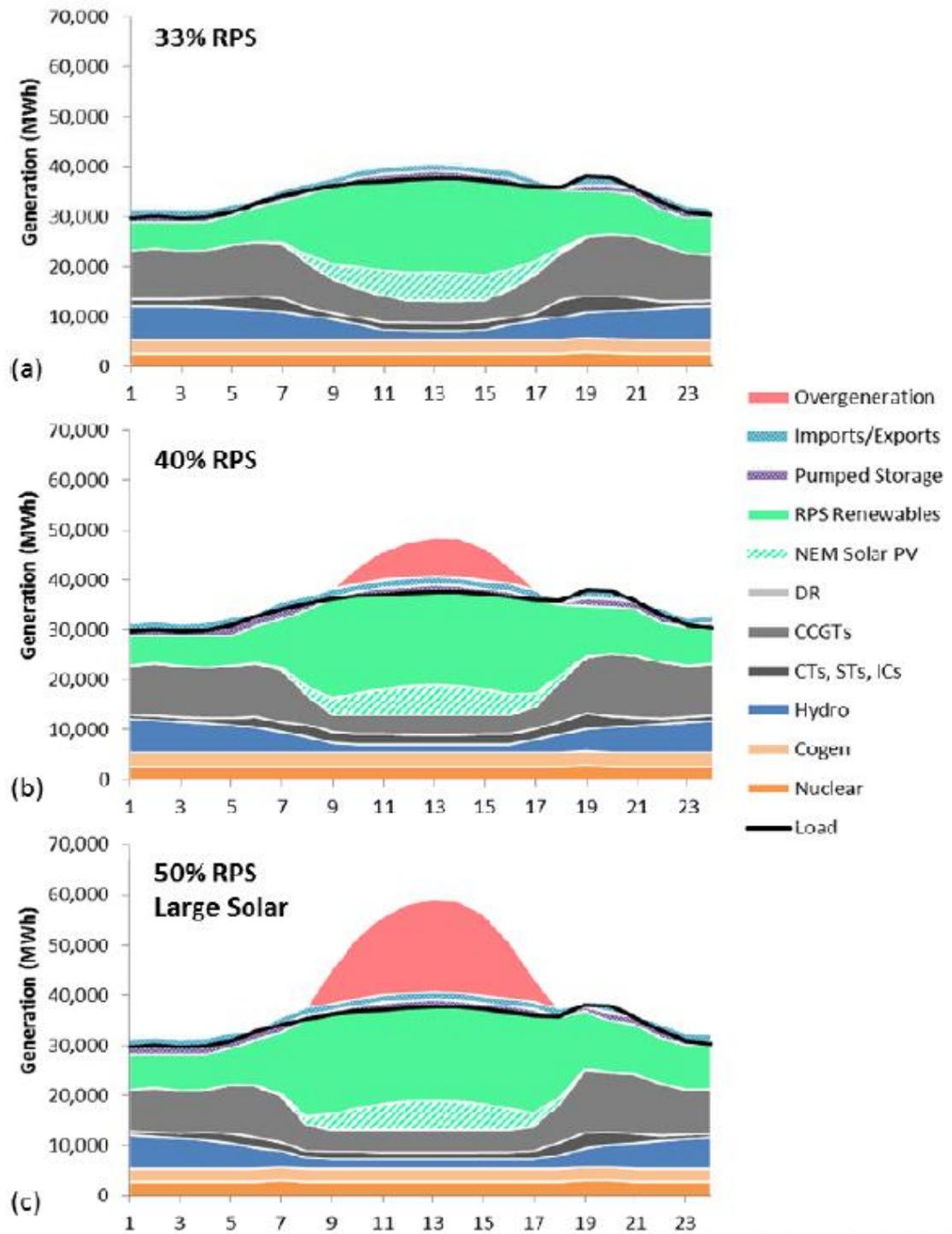


圖 34 RPS=33%、40%、50%模擬

Energy + Environmental Economics (E3)在此研究中分析了幾個再生能源併入系統的解決方案(各 5000MW)，結果發現這些解決方案皆有其效益，包括：

- 1.多樣化再生能源組合(增加風力和地熱，減少太陽光電)：可以減輕過度發電的程度與頻率
- 2.強化區域整合協調：增加加州電力輸出能力 5000MW(共 6500MW)，在 RPS=50%時可以將過剩發電量由再生能源總電量的 9%減至 3%。
- 3.傳統需量反應(只降不升)：沒有效果
- 4.先進需量反應(降與升，如電動車)：白天工作時與深夜充電，可將負載型態調整至與發電型態較為一致的形狀。
- 5.儲能：日間儲能夜間放電。在 RPS=50%時可以將過剩發電量由再生能源總電量的 9%減至 4%。

使用上述彈性方案可降低 2030 年達成 RPS=50%所須成本，但成本仍舊高於 RPS=33%情境(圖 35)。

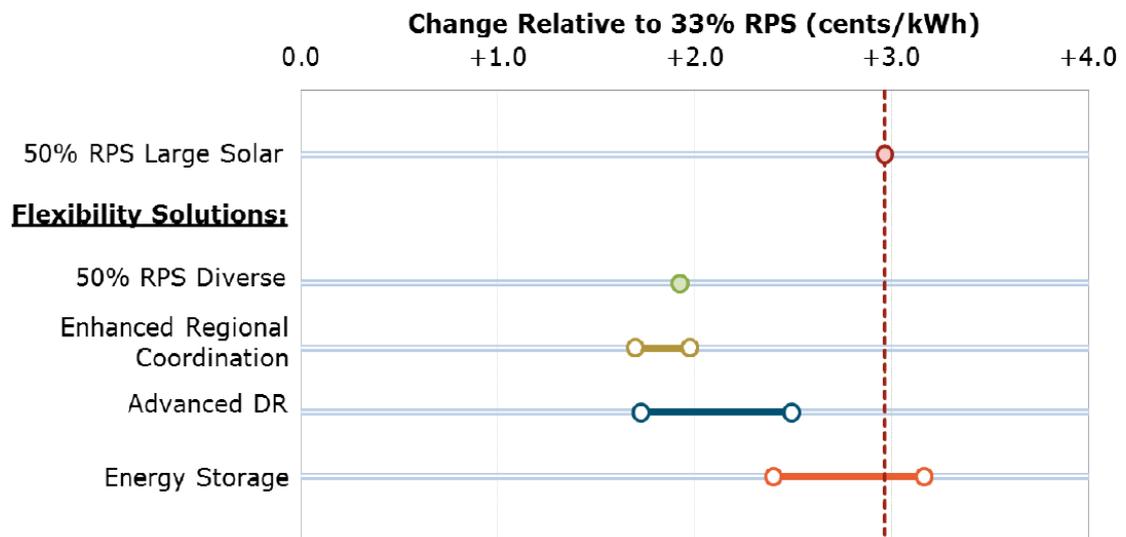


圖 35 達成 RPS=50%之成本

最後，E3 歸納出因應高再生能源配比的下一步做法，包括：(1)增加跨區域協調，容許西部地區共享彈性資源，以支援再生能源的整合，(2)追求再生能源組合之多樣化，(3)在過度發電問題惡化前，推動長期永續之解決方案，(4)推動分

散式電源方案-永續且以成本為基礎的購電策略、重新審視零售價格設計及淨電表計量政策、配電層級方案與升級等。

## 參. 美國氣候變遷政策

### 一、 美國環保署(EPA)的清潔電力法案對未來天然氣需求之影響

#### (一)規畫時程表

2013 年 6 月美國總統宣布氣候行動方案(Climate Action Plan)及減碳時程表，2014 年 6 月 2 日美國環保署(EPA)提出清潔電力方案(Clean Power Plan)，依規定 EPA 必須於 2015 年 6 月提出最後定稿版的清潔電力方案。各州州政府將於 2016 年的 6 月提出州的版本(Submit Initial State Plan, SIP)，惟 EPA 給與州政府 1-2 年的緩衝期，換言之，各州政府必須將州的 SIP 於 2017-2018 年間提交環保署，環保署則將利用 1 年的時間審查各州的 SIP。而州政府所提的計畫必須完全符合 2030 年二氧化碳排放量的標準—998 磅/千度。

就 EPA 所提的時程來看，可能面對的挑戰有：

- 1.2015 年定稿版出來以後即可能面對立法的挑戰；
- 2.一旦立法過程出現爭議時，這個計畫就無法按環保署所提清潔空氣法案(Clean Air Act, CAA)111 節規定如期完成。

#### (二)環保署訂定 2030 年排放標準的推演

以 2012 年火力機組的化石燃料用量為基礎，計算平均單位排放量 1,647 磅/千度為基礎，第一區塊的措施為改善機組的發電效率(Heat Rate Improvement, HRI)，預估每千度電可減少的排放量為 75 磅；第二區塊的措施為重新調度燃氣機組(Redispatch to Gas)，預估每千度電二氧化碳排放強度可以減少 203 磅；第三

區塊的措施包括延長核能使用年限(Preserve Nuclear)及擴大再生能源(Expand Renewable Energy)，其中延長核電廠用年限可減少的二氧化碳排放強度為 44 磅/千度，擴大再生能源發電則為 212 磅/千度；第四區塊的措施為提升能源使用效率(Expand Energy Efficiency)；四個階段的二氧化碳減量措施執行後，2030 年發電端的二氧化碳排放強度可以降至 998 磅/千度(詳如圖 36 所示)。

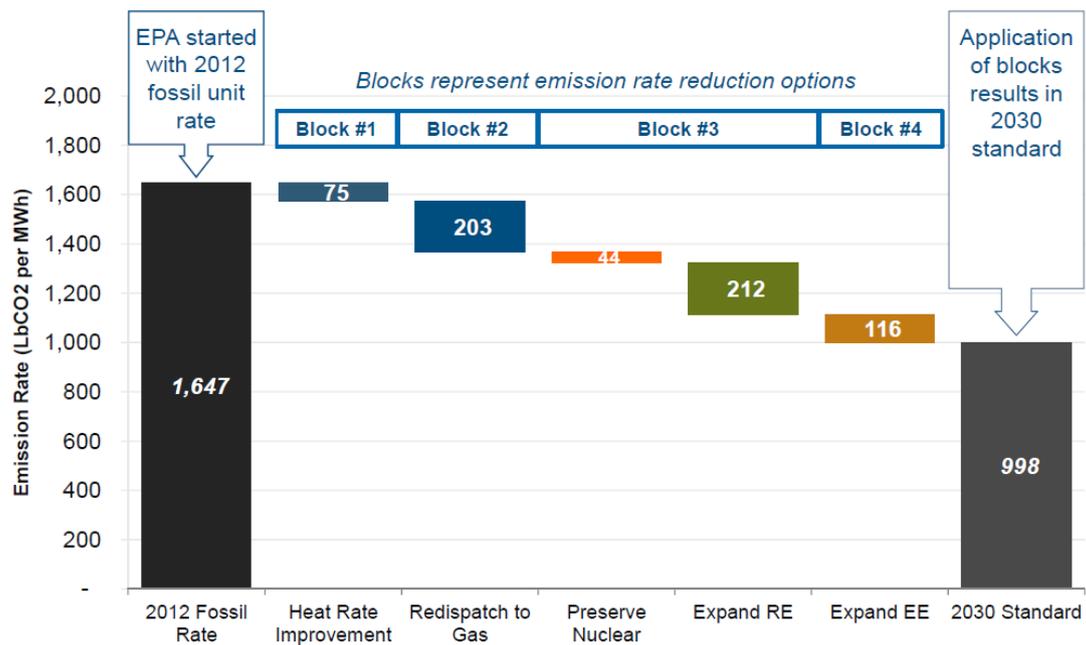


圖 36 美國 EPA 推估 2030 年二氧化碳排放強度示意圖

圖 37 所示為美國各州各種減碳措施可抑低的二氧化碳排放量示意圖，從該圖也可以發現，於執行改善機組的發電效率、重新調度燃氣機組、延長核能使用年限、擴大再生能源及提升能源使用效率等減碳措施後，仍有許多州的二氧化碳排放強度未達 2030 年的標準，需進一步努力克服。

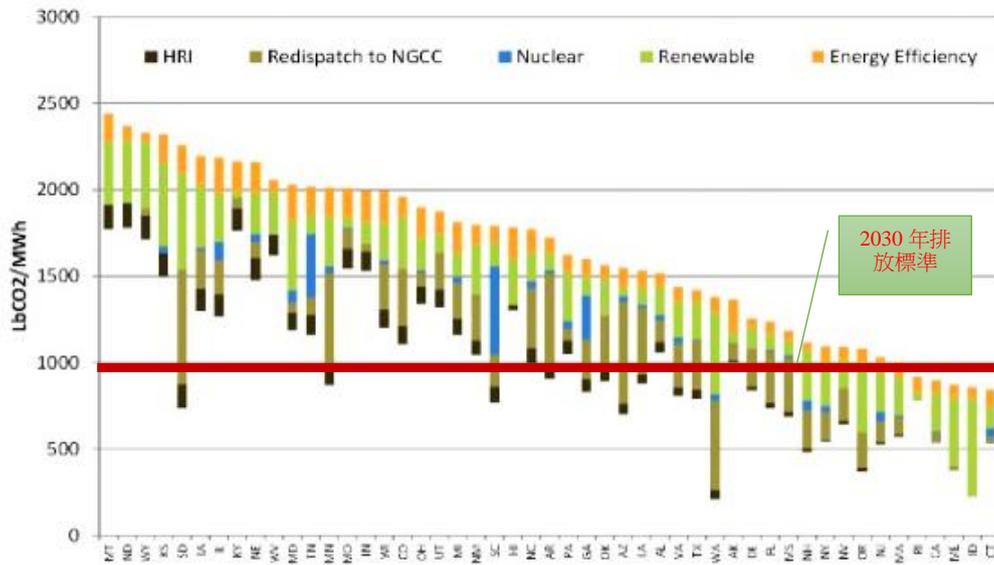


圖 37 美國各州各種減碳措施可抑低的二氧化碳排放量

### (三)主要的關鍵因素及排放源的不確定性

主要的關鍵因素及排放源的不確定性包括：

- 1.標準排放值的設定：以 2012 年為基線，只利用 4 個減碳區塊去推估，其結果是建議值呢?抑最後法定值?
- 2.管制的期間：2020-2029 的減碳目標為何?
- 3.能源效率(Expand Energy Efficiency)：假設能源使用效率每年提升 1.5%，合理否?
- 4.州政府的減碳計畫：可交易的碳排放強度對總量管制?抑它是一種組合?
- 5.以州為基礎呢?抑是以區域為基礎?

### (四)環保署的解析發現

在環保署的演算方式，可以發現清潔電力計畫所稱發電端的二氧化碳排放量可以較 2005 年排放水準減少 30%是一個結果，並非是一目標值。相較於基礎情境，美國環保署推估該國未來的減碳所做的假設包括：

1. 假設有 50GW 以上的燃煤機組於 2030 年以前退休
2. 到了 2020 年全國煤炭的生產量減少 27%，
3. 2020 年發電部門所消耗的天然氣增加 14%，但 2030 年下降 3%，
4. 2030 年全國的零售電價平均上漲 3%左右。

在 EPA 推論及分析過程中，EPA 係假設全國提升能源使用效率所抑低的用電量約 450,000 百萬度，相當於 2030 年總售電量的 12%。提升能源使用效率的導入及潛在減碳措施將會衝擊未來執行的成本(compliance costs)及碳權的價格。

### **(五)二氧化碳排放強度標準對天然氣基礎建設的影響**

美國清潔空氣法第 111(d)條授權環保署制訂二氧化碳排放強度，也導致未來用氣量的改變，未來天然氣需要量將大幅增加，此也衝擊未來天然氣的基礎建設。

未來天然氣基礎建設的需求端視未來天然氣的使用量，包括何時去完成應付額外增加的需求量。冬天用氣尖峰期間的多需氣量將可以產生一強烈的誘因，鼓勵新增建天然氣的基礎建設。

未來新增建天然氣基礎建設的式將取決於未來增加用氣量時間的長短、既有的天然氣基礎設施及其他影響供需之因素。現階段區域關注的焦點為天然氣供應至燃氣電廠的可靠度/充足性，及電力市場交易價格支撐天然氣基礎建設的能力。

### **(六)擴充新增天然氣基礎建設的成本曲線**

美國 New England 目前正面臨天然氣基礎設施不足之問題，該問題的產生則是來自發電部門用氣增加，為了解決供氣瓶頸問題，計畫從 Pennsylvania(PA)的東

北部鋪一條輸氣管線，管線直徑有 24”、30”及 36”等可供選擇，其經濟性除取決於其日後使用的情形外，尚需與其他替代方案做比較。

圖 38 所示即為 New England 新增天然氣輸氣管線的經濟比較示意圖，該圖除呈現不同管線直徑的成本曲線，也與其他替代方案，包括雙燃料設計之發電機組改燃輕柴油、進口 LNG、需量反映(DR)抑低尖峰用電等；其中 X 軸為各項設施每年的操作天數，Y 軸則為各項設施的實質均化成本(\$/MMBtu)。依該圖所示，如每年操作的天數低於 10 天以內時，以雙燃料設計之機組切換改燃輕柴油最經濟，其次為進口 LNG，DR 則在後，鋪設天然氣輸氣管線不具經濟性。但如每年操作的天數超過 60 天時，鋪設管線即具經濟性；每年操作的天數超過 120 天以上時，管線直徑的經濟規模即漸趨相當。

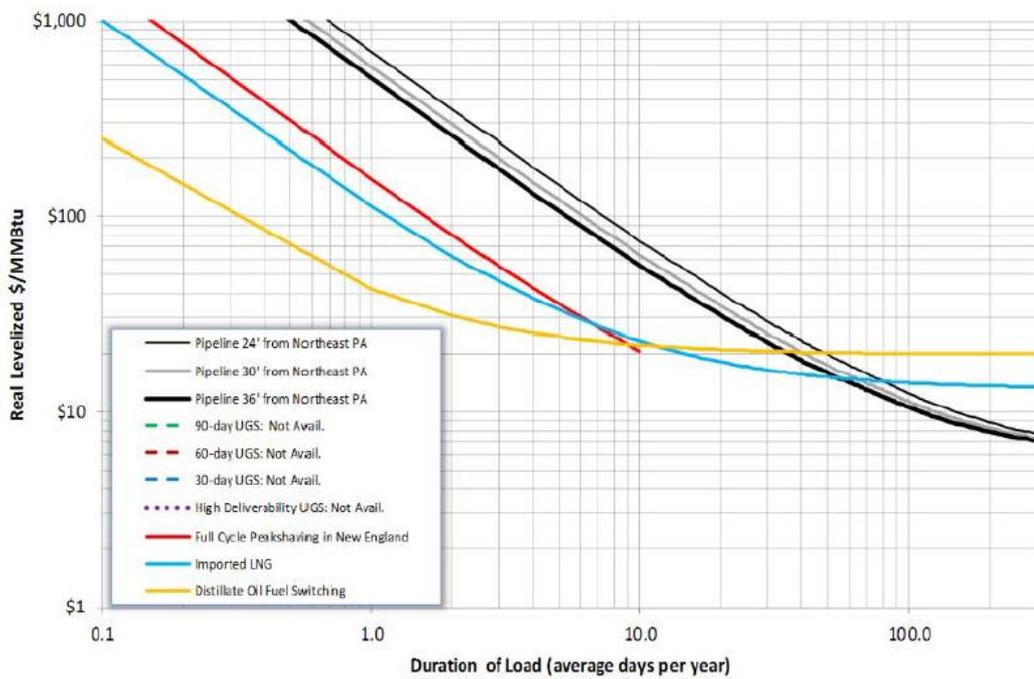


圖 38 鋪設天然氣輸氣管線的經濟比較

## 二、美國電力研究院(EPRI)對清潔空氣法(CAA)第

### 111(d)條的看法

EPRI 從技術及科學的研究發展來看，第 111(d)條將對環保、發電、核能、再生能源及電力傳輸等方面造成衝擊，EPA 依據該法條提供減碳最佳系統(The Best System of Emissions Reduction, BSER)的 4 個區塊，即燃煤機組效率的提升、重新調度燃氣機組、核能及再生能源、效率的提升等；其目標為 2030 年發電端的二氧化碳排放量較 2005 年排放水準減少 30%(但是二氧化碳排放基線的設算卻是 2012 年所有火力機組的二氧化碳排放量)。

由於各州的條件不同，若每州在 2030 年的二氧化碳排放量均需較 2005 年減少 30%時，各州的需要抑低的二氧化碳排放量從-93%到 77%不等(詳如圖 39 所示)。也就是說國家的目標並不同州政府可以做到的目標，尚需有其他配套措施，包括政策方面的排放強度(Rate)、碳排放限制與交易(Cape and Trade)、碳稅(Carbon Tax)，及技術方面的水力發電、生質能、輸配電系統的效率提升等。

理由說明如下：

- 1.2030 年燃煤機組的平均毛發電效率較 2012 年提高 6%--依 EPRI 分析，燃煤機組的淨熱耗率可提升空間約 0.5%到 5%間，再加上燃煤機組會配合系統需要降載運轉及因空污的限制降低發電出力等，均將導致熱耗率增加，故毛效率提高 6%之假設過於樂觀。
- 2.再調度燃氣機組，令燃氣機組容量因數提高至 70%--就單一機組而，70%之容量因數是可以做到，但忽略了：天然氣基礎建設的分析，氣價波動的風險及降低追隨運轉(load-following)能力的影響。
- 3.核電廠延壽，再生能源擴大開發—核電廠繼續使用至 2030 年，各州再生能源市場及潛能等之不確定性，及系統彈性調度之影響。

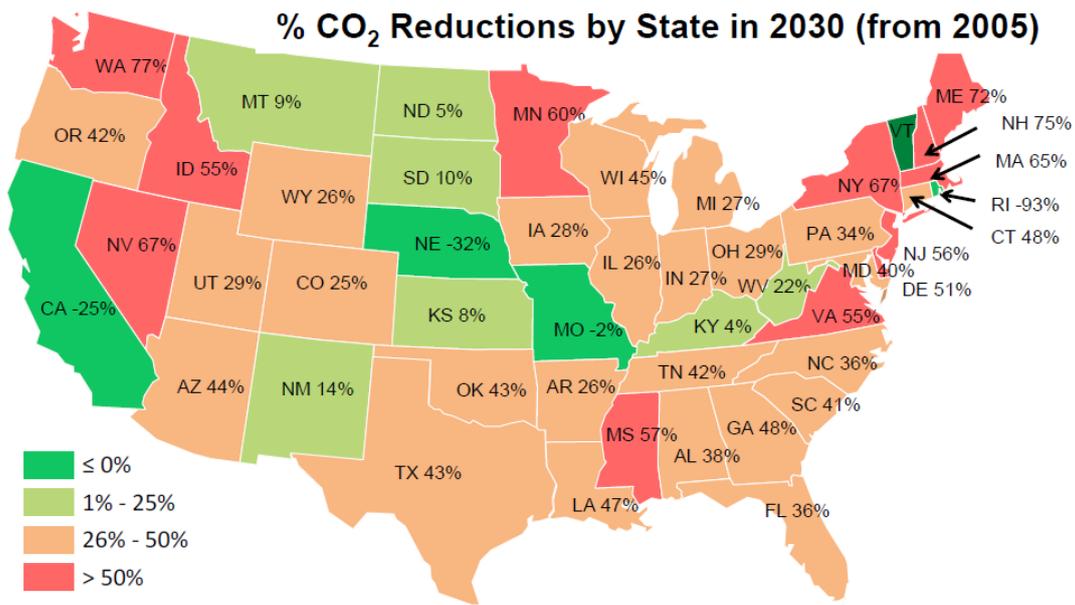


圖 39 各州二氧化碳減量的努力空間

4.用電端的效率提升每年增加 1.5%之假設—依 EPRI 在 2014 年完成之” U.S. Energy Efficiency Potential Through 2035” 期末報告(詳如圖 40 所示)，以最樂觀的估計，至 2035 年美國用電端的效率提升較 AEO2012 基準情境的基線減少 11%，較 EPA 估計值低。

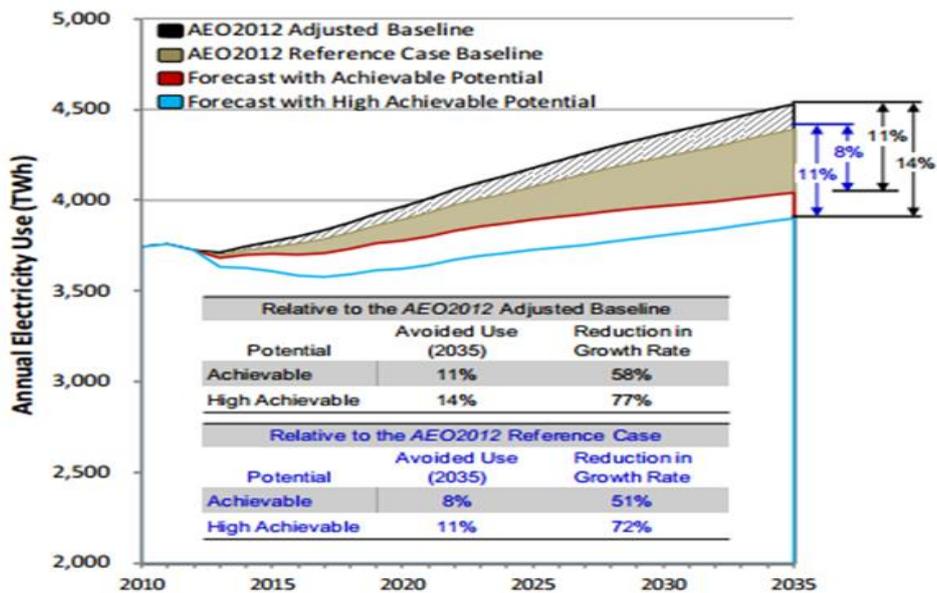


圖 40 效率提升抑低之電力需求推估

5.其他有關國家目標及計畫的問題則包括國家單位排放量與排放總量目標的對應、排放的監控及能源效率的驗證、輸電系統的可靠度、輸配電系統的效率等。

BSER 的減碳目標可能對電力供應造很大的挑戰，理由為 EPA 將延長核能使用年限與擴大再生能源所增加的發電量，及需求端效率提升所抑低的發電量放在計算公式的分母中，其意謂著當這些電量納入計算公式的分母中時，需要更進一步限制火力發電，而不是我們想要的去提升供電可靠度，嚴重後果可能有：從長期的角度來看，州政府將花更多的錢去新增設燃氣複循環機組，就短期來看，州政府將就可靠度及執行政策目標做抉擇；EPA 計算設定國家單位排放量的計算公式如下：

$$Rate^* = \frac{(Minimized\ Covered\ Fossil\ CO2\ per\ BB1\ and\ BB2)}{(2012\ Fossil\ MWh) + (EPA\ target\ BB3\ and\ BB4\ MWh)}$$

以 Arizona 州為例說明如下：

2020 年 Arizona 的減碳目標為 778 lbs/MWh，而現有燃氣複循環機組的二氧化碳排放強度為 900 lbs/MWh，依此計算火力電廠的槓桿因子為 6.4；為了因應既有燃氣電廠的發電出力受到限制，必須去興建新的燃氣複循環機組，其結果是二氧化碳排放強度符合標準，但總排放量並未因此而減少。

依據 2014 年 6 月 EPA Clean Power Plan Regulation Impact Analysis (RIA)，推估 2030 年二氧化碳排放量較 2005 年減少 30%之獲益及成本如下：

1. 2030 年在氣候及健康方面的獲益(註 1)<sup>1</sup>約 48Billion 到 84Billion 間，其中氣候的獲益(Climate Benefit)，或稱碳的社會成本(Social Cost of Carbon)約 30Billion，空氣污染(懸浮微粒等)的獲益約 23Billion 到 62Billion，而所花費成本則約 7.3Billion 到 8.8Billion。

---

<sup>1</sup>註 1：以金錢量化的項目包括健康、農作物、森林、海平面、水資源、能源消耗、棲息地、颶風、生態系統、災難等。



## 一、Tai3E 模型系統需求

Tai3E 模型程式是以 GAMS 語言編寫，用到的 Solvers 包括 CPLEX、PATH 和 MPSGE 等。

### 1. 硬體需求：

執行 Tai3E 模型，個人電腦的記憶體最低需求為 8Gb RAM，加上 128Gb 硬碟空間，以用於儲存情境模擬的結果。另需搭備 Windows 7 Home Premium 64 bit 以後之作業系統，以及 Intel Core i5 以上之處理器。

若想讓執行速度加快，建議使用 Intel Core i7 系列處理器以及 16Gb RAM，並搭配 Windows Professional 64 bit 以上之作業系統。

### 2. 軟體需求：

Tai3E 模型需要在 GAMS (GAMS 24.0 之後版本)環境中執行，並使用 CPLEX、MPSGE 和 PATH 等求解軟體。CPLEX 是用於求解電力部門子模型，MPSGE 和 PATH 則是共同求解總體經濟模型。這些求解軟體可以和 GAMS 一起成套購買，相關資訊可瀏覽 <http://www.gams.com/sales/sales.htm>。

### 3. 安裝 GAMS：

購入 GAMS 以及相關求解軟體的使用執照後，便可以依照下列步驟安裝。

從 <http://www.gams.com/download/> 下載 GAMS 軟體

在 C:\Program Files\GAMS\win64\(\version) 目錄下安裝 GAMS 程式

當 [Do you want to copy an existing license file?] 對話框出現時，點擊 [yes]，然後輸入 GAMS 執照所在的路徑。

進入 [控制台]，[系統]，[進階]，[環境變數]，新增變數名稱 Path，並在變數值空格中輸入 C:\Program Files\GAMS\win64\(\version)。如此便可在指令行中的任何目錄下呼叫 GAMS，無需特別指定 GAMS 主目錄所在的位置。

回到環境變數頁面，尋找[系統變數]，並點兩下該處的路徑(path)，在 path 後的變數值後填入;C:\Program Files\GAMS\win64\version)\gbin\_new。另一種作法是複製 GAMS\win64\version)\gbin\_new 下的 tee.exe 檔到 GAMS 的根目錄(已於前一步驟中界定)。

#### 4.安裝 Tai3E：

解壓縮 Tai3E.zip 檔至選定的資料匣下，點兩下 run.bat 檔就可以開始執行。若 GAMS 已正確安裝，即可開始執使用 Tai3E。

## 二、操作方法

Tai3E 模型程式是以 GAMS 語言寫成，可在 Microsoft Windows 作業系統環境中透過 DOS 指令行或批次檔控制。Tai3E 的根目錄中有下列幾個資料匣

- 1.TPCMacro-總體經濟子模型的 GAMS 檔案和輸入資料檔(尤其是二氧化碳減量政策情境的輸入資料)都放在這個資料匣裏，使用者可以自行更新資料。
- 2.TPCElec-這個資料匣裏有電力部門子模型的 GAMS 檔案和輸入資料檔。輸入資料檔為 excel 試算表形式，設定了有關電源、燃料價格和其他假設，使用者可以自行更新資料。單獨執行電力部門子模型時的產出結果也是放在這個資料匣裏。
- 3.TPCLoop-這個資料匣裏放的是在電力部門和總體經濟兩個子模型間來回傳送的控制資料，以及每次開始執行 Tai3E 的批次檔。
- 4.TPCCases-Tai3E 整合模型全部的原始產出檔會放在這個資料匣裏，儲存形式為 GDX 檔。
- 5.TPCReport-這個資料匣裏有將原始產出結果資料檔製作成報表的程式。
- 6.TPCRpt-執行報表製作程式後產生的檔案放在這裏，形式為 excel 試算表，較容易看出重要結果。

除此之外，根目錄還包含了模型執行特定案例的批次檔(run.bat)以及執行報表製作的批次檔(TPC\_report.bat)，還有 GAMS project 檔(Tai3E.gpr)。

### 三、執行模型(整合模型): BAU 情境

Tai3E 模型可以由位於 Tai3E 資料匣根目錄下的批次檔來控制。Tai3E.zip 檔中已包含了一個範例檔' run.bat。以下就以該範例說明如何執行模型來模擬基線情境(BAU)。一般而言，基線情境通常是第一個執行的，其結果可做為與後續其他政策情境比較的基準。以下逐行說明批次檔的結構：

```
REM Run Tai3E integrated model
```

(供使用者參考用註解)

```
if not defined listparms set listparms=logoption=3  
logline=1 nocr=1 pagecontr=2 pagesize=0 pagewidth=256
```

(定義GAMS錯誤檔的格式-不需修改)

```
cd TPCLoop
```

(轉換至 TPCLoop 目錄.該目錄下有 'loopsub.bat'檔，由該檔控制電力部門與總體經濟

兩子模型間的疊代程序)

```
set scen=BAU
```

(設定情境名稱。此處取名為 'BAU')

```
set macroparms=
```

(額外的總體參數。對於政策情境可於此處設定二氧化碳排放上限或碳稅-參考下面其他

範例。對於基線情境，全部使用預設參數即可)

```
set elecparms= --pelas=-0.2
```

(額外的總體參數。對於政策情境可於此處設定核四是否商轉-參考下面其他範例。對於基線情境，以及任何整合情境，都只須設定 `pelas=-0.2`，以確保電力部門子模行能夠反應總體經濟子模型傳來的電力價格變動。若只是個別執行電力部門模型，則設為預設值 `pelas=0`)

```
call loopsub.bat 15
```

(此指令是實際執行模型的指令，15表示要求模型來回疊代計算15次，若模型跑不到15次就收斂，則會在達到15次前停止，若否，則會跑完15次。基線情況通常會在疊代6-8次後收斂，但政策情境可能需要40-50次)

```
:eof
```

(檔案結束標誌 the end of the file.)

```
cd..
```

(回到根目錄)

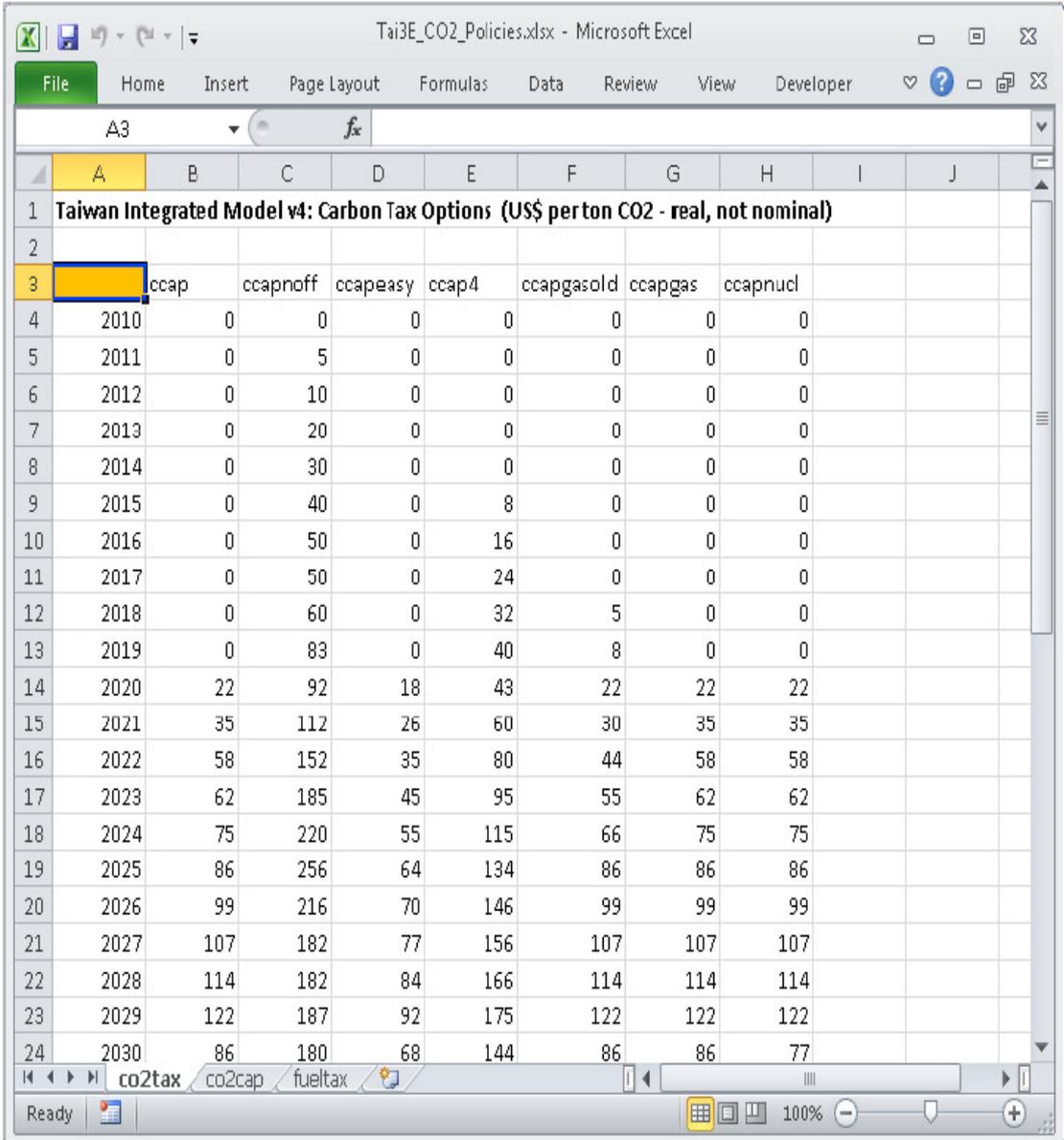
```
pause
```

(將批次檔的結果留在螢幕上，有助於檢查模型執行過程是否有錯誤發生)

前述的批次檔已足以執行有預設成長率和預設電力部門設定值下的基線情境。至於政策情境，可運用批次檔中的[switch]進行各種參數修改。Tai3E 包括了模擬多種環境政策和電力政策情境的 switches。無論是總體經濟模型或電力部門模型，以及二者整合模型都可以運用 switch。下面會說明幾個範例，並提供完整的 switch 清單。

#### 四、執行模型：碳稅情境

在用 Tai3E 模擬碳稅的衝擊之前，必須先進入 Tai3E\TPCMacro\Data 目錄，開啟 Tai3E\_CO2\_Policies.xlsx 試算表，輸入每年的碳稅稅率(US\$/噸 CO2)。打開試算表後，可以看到三個標籤：co2tax、co2cap 和 fueltax。點擊 co2tax 標籤，則可見到如圖 42 的資料表格，頁中每欄代表一個能用於 Tai3E 模型的碳稅情境，各欄標題則是情境的名稱。



|      | ccap | ccapnoff | ccapeasy | ccap4 | ccapgasold | ccapgas | ccapnucl |
|------|------|----------|----------|-------|------------|---------|----------|
| 2010 | 0    | 0        | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        |
| 2011 | 0    | 5        | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        |
| 2012 | 0    | 10       | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        |
| 2013 | 0    | 20       | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        |
| 2014 | 0    | 30       | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        |
| 2015 | 0    | 40       | 0        | 8     | 0          | 0       | 0        |
| 2016 | 0    | 50       | 0        | 16    | 0          | 0       | 0        |
| 2017 | 0    | 50       | 0        | 24    | 0          | 0       | 0        |
| 2018 | 0    | 60       | 0        | 32    | 5          | 0       | 0        |
| 2019 | 0    | 83       | 0        | 40    | 8          | 0       | 0        |
| 2020 | 22   | 92       | 18       | 43    | 22         | 22      | 22       |
| 2021 | 35   | 112      | 26       | 60    | 30         | 35      | 35       |
| 2022 | 58   | 152      | 35       | 80    | 44         | 58      | 58       |
| 2023 | 62   | 185      | 45       | 95    | 55         | 62      | 62       |
| 2024 | 75   | 220      | 55       | 115   | 66         | 75      | 75       |
| 2025 | 86   | 256      | 64       | 134   | 86         | 86      | 86       |
| 2026 | 99   | 216      | 70       | 146   | 99         | 99      | 99       |
| 2027 | 107  | 182      | 77       | 156   | 107        | 107     | 107      |
| 2028 | 114  | 182      | 84       | 166   | 114        | 114     | 114      |
| 2029 | 122  | 187      | 92       | 175   | 122        | 122     | 122      |
| 2030 | 86   | 180      | 68       | 144   | 86         | 86      | 77       |

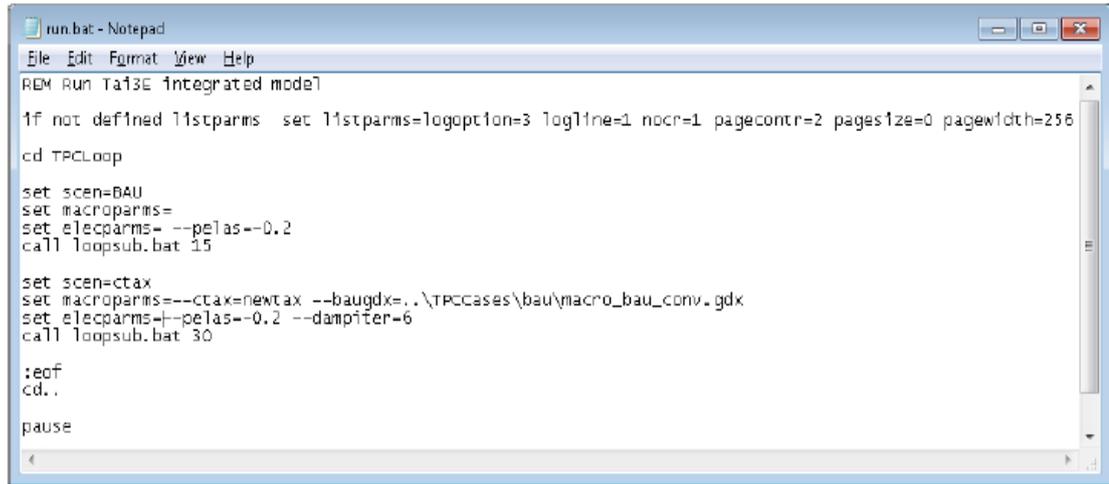
圖 42 碳稅情境資料表

若想建立新的碳稅情境，則可以在既有表格右側次一空白欄填入新的碳稅稅率。如圖 43。

|    | A  | B    | C        | D        | E     | F          | G       | H        | I      | J |
|----|--|------|----------|----------|-------|------------|---------|----------|--------|---|
| 1  | <b>Taiwan Integrated Model v4: Carbon Tax Options (US\$ per ton CO2 - real, not nominal)</b> |      |          |          |       |            |         |          |        |   |
| 2  |  |      |          |          |       |            |         |          |        |   |
| 3  |  | ccap | ccapnoff | ccapeasy | ccap4 | ccapgasold | ccapgas | ccapnucl | newtax |   |
| 4  | 2010   | 0    | 0        | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        | 0      | 0 |
| 5  | 2011   | 0    | 5        | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        | 5      |   |
| 6  | 2012   | 0    | 10       | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        | 5      |   |
| 7  | 2013   | 0    | 20       | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        | 5      |   |
| 8  | 2014   | 0    | 30       | 0        | 0     | 0          | 0       | 0        | 5      |   |
| 9  | 2015   | 0    | 40       | 0        | 8     | 0          | 0       | 0        | 10     |   |
| 10 | 2016   | 0    | 50       | 0        | 16    | 0          | 0       | 0        | 10     |   |
| 11 | 2017   | 0    | 50       | 0        | 24    | 0          | 0       | 0        | 10     |   |
| 12 | 2018   | 0    | 60       | 0        | 32    | 5          | 0       | 0        | 10     |   |
| 13 | 2019   | 0    | 83       | 0        | 40    | 8          | 0       | 0        | 10     |   |
| 14 | 2020   | 22   | 92       | 18       | 43    | 22         | 22      | 22       | 10     |   |
| 15 | 2021   | 35   | 112      | 26       | 60    | 30         | 35      | 35       | 20     |   |
| 16 | 2022   | 58   | 152      | 35       | 80    | 44         | 58      | 58       | 20     |   |
| 17 | 2023   | 62   | 185      | 45       | 95    | 55         | 62      | 62       | 20     |   |
| 18 | 2024   | 75   | 220      | 55       | 115   | 66         | 75      | 75       |        |   |
| 19 | 2025   | 86   | 256      | 64       | 134   | 86         | 86      | 86       |        |   |
| 20 | 2026   | 99   | 216      | 70       | 146   | 99         | 99      | 99       |        |   |
| 21 | 2027   | 107  | 182      | 77       | 156   | 107        | 107     | 107      |        |   |
| 22 | 2028   | 114  | 182      | 84       | 166   | 114        | 114     | 114      |        |   |
| 23 | 2029   | 122  | 187      | 92       | 175   | 122        | 122     | 122      |        |   |
| 24 | 2030   | 86   | 180      | 68       | 144   | 86         | 86      | 77       |        |   |

圖 43 新增碳稅情境

執行碳稅情境模擬須使用以下的批次檔指令，在跑碳稅情境之前，記得要先跑一次基線情境，做為比較的基準，如圖 44 所示。



```
run.bat - Notepad
File Edit Format View Help
REM Run Tai3E integrated model

if not defined 11stparms set 11stparms=logoption=3 logline=1 nocr=1 pageconr=2 pagesize=0 pagewidth=256

cd TPCLoop

set scen=BAU
set macroparms=
set elecparms= --pelas=-0.2
call loopsub.bat 15

set scen=ctax
set macroparms=--ctax=newtax --baugdx=..\TPCCases\bau\macro_bau_conv.gdx
set elecparms=--pelas=-0.2 --dampiter=6
call loopsub.bat 30

:eof
cd..

pause
```

圖 44 碳稅情境批次檔

執行碳稅的批次檔和基線情境 BAU 的很類似，只是多加了四行用來執行額外的碳稅條件。

```
set scen=ctax
```

(設定碳稅情境的名稱為 'ctax')

```
set macroparms=--ctax=newtax --
```

```
baugdx=..\TPCCases\bau\macro_bau_conv.gdx
```

(指定一組名為 'newtax' 的碳稅, 程式將會由 Tai3E\_CO2\_Policies.xlsx 試算表載入 'newtax' 的碳稅稅率。指令同時也指定到哪裡找出 BAU 情境的結果 macro\_bau\_con.gdx, 若是 BAU 執行結果未能收斂, 則檔名會變成 macor\_bau\_last.gdx)

```
set elecparms=--pelas=-0.2 --dampiter=6
```

(此行與 BAU 相同, 除了使用 'dampiter' switch 降低每次遞回演算主要變數的變動, 以避免不斷循環)

```
call loopsub.bat 30
```

(執行 Tai3E 模型至 30 次為止)

批次檔須利用額外的 switch 告訴 Tai3E 模型應該跑哪個政策情境, 此處使用的 switch 為:

1. --ctax=newtax
2. --baugdx=..\TPCCases\bau\macro\_bau\_conv.gdx
3. --pelas=-0.2
4. --dampiter=6

每個不同的政策都需要一組不同的switch。以下列出Tai3E可處理的主要政策，以及執行該政策模擬所需的switch。( [Name]代表政策檔Tai3E\_CO2\_Policies.xlsx中的欄名。)

1. 碳稅：

macroparms: --ctax=[NAME] --baugdx=[LOCATION OF BAU MACRO GDX FILE]

elecparms: --pelas=-0.2 --dampiter=6

2. 碳排放上限：

macroparms: --ccap=[NAME] --ccpalg=[QUANTITY or PRICE]

elecparms: ---pelas=-0.2 --dampiter=6 --co2limit=[NONE or LOOP]

3. 能源稅：

macroparms: --etax=[NAME]

elecparms: --pelas=-0.2 --dampiter=6

表 15 整合模型 Switches

| Switch Name   | Default  | Other Options   |
|---------------|----------|---|
| <b>ctax</b>   | none     | Can be set to the name of a carbon tax scenario in the data spreadsheet to run that carbon tax scenario.  |
| <b>baugdx</b> | [empty]  | If running a carbon tax scenario, you need to give the model the location of the final macro output file from the BAU scenario. In this case, set baugdx equal to the directory path from the TPCMacro directory plus the macro output file name. e.g. “../TPCCases/BAU/bau_macro_conv.gdx” |
| <b>ccap</b>   | none     | Can be set to the name of a carbon cap scenario in the data spreadsheet to run that carbon cap scenario.  |
| <b>ccpalg</b> | quantity | When running a carbon cap, there are two ways to run it. You choose whichever way converges faster. The choices are ‘quantity’ or ‘price’.  |
| <b>etax</b>   | none     | Can be set to the name of an energy tax scenario in the data spreadsheet to run that energy tax scenario.   |

## 五、執行模型: 電力部門子模型

在資料匣 TPCElec 中有一個批次檔 runTPCelec，用來單獨執行電力部門子模型，其中的指令 `gams TPCelec_Iter o=list\elec_%scen%.lst.gdx=out\elec_%scen% --pelas=0` 可啟動 GAMS 程式，並將.lst 檔置入 TPCElec\list 資料匣中，原始產出結果檔則放在 TPcelec\out 資料匣下。同樣地，也可以使用適當的電力部門子模型 switch 來模擬各類政策，電力部門子模型 Switches 詳如表 16 所示。

表 16 電力部門子模型 Switches

| Switch Name         | Default | Other Options  |
|---------------------|---------|--|
| <b>scen</b>         | test    | any preferred scenario name.   |
| <b>pelas</b>        | 0       | negative number.   |
| <b>fuelprice</b>    | mid     | high or low - fuel prices.   |
| <b>rnwmingen</b>    | 0       | positive number < 100 - minimum renewable generation as a percentage of the total annual generation.   |
| <b>coalgenmax</b>   | 100     | positive number - maximum coal generation allowed as a percentage of the annual generation.  |
| <b>gasgenmax</b>    | 100     | positive number - maximum natural gas (LNG) generation allowed as a percentage of the annual generation.   |
| <b>ee1</b>          | 0       | positive number - annual percentage of load reduction due energy efficiency (2010-2020). Compounded annually. No cost associated with the reduction. 1 means 1%. |
| <b>ee2</b>          | 0       | same as ee1 above but for years 2020 and beyond.   |
| <b>moregas</b>      | no      | yes - more natural gas (LNG) will be available for generation.   |
| <b>unlimitedgas</b> | no      | yes - no limits on natural gas (LNG) supply and generation.  |
| <b>elecetax</b>     | 0       | 750,1500,3000,4500 - various electricity energy tax (if energy tax is applied economy-wide, the tax figures will be passed from the macro module).               |
| <b>limtech</b>      | no      | yes - Limited technology.  |
| <b>morenuclear</b>  | no      | yes - more nuclear allowed beyond Nuclear 4.   |
| <b>nuc60yr </b>     | no      | yes - nuclear life extension to 60 years (Nuclear 1 - 3). Nuclear 4 as planned.  |
| <b>NLENoN4</b>      | no      | yes - no nuclear life extension and no Nuclear 4.  |
| <b>LENoN4</b>       | no      | yes - life extension to 60 years (Nuclear 1 - 3). No Nuclear 4.  |
| <b>NLEDelayN4</b>   | no      | yes - no nuclear life extension and delay Nuclear 4 online years.  |
| <b>LEDelayN4</b>    | no      | yes - life extension to 60 years (Nuclear 1 - 3) and delay Nuclear 4 online years.   |
| <b>ZeroGrowth</b>   | no      | yes - no electricity load growth 2014 and beyond (same load as 2010).  |
| <b>bdtarget</b>     | yes     | no - minimum new additions (required targets).   |
| <b>nonewcoal</b>    | 2100    | number (year) - no new coal beyond the specified year. Planned coal won't be affected. CCS coal is not restricted.   |
| <b>co2limit</b>     | none    | loop or TPCLimit - loop implies co2 caps are passed from the macro module. TPCLimit is meant to be used in the electric only runs.                               |
| <b>offset</b>       | none    | yes - whether carbon offsets are allowed in co2 cap runs   |
| <b>offsetcase</b>   | EIA     | highprice, lowprice - available carbon offsets (three scenarios). Only used when offset is yes.  |
| <b>offsetmax</b>    | 0       | number - maximum carbon reductions can be accounted from purchasing offsets. 1 means 1%.   |
| <b>delayt</b>       | 0       | number (year) - years that the CCS technology are delayed.   |
| <b>delayq</b>       | 0       | number - percentage reduction on the maximum amount of CCS can be deployed annually. 1 means 1%.   |

## 六、製作報表

為使各情境的產出結果亦於檢視及比較，根目錄中有一個 TPC\_Report 批次檔，用來製作報告。該檔包含了整合模型與單獨電力部門子模型所需的指令。整合模型的結果報表會放在 TPC\excel，電力部門子模型的結果報表會放在 TPCElec\wks。目前一個報表中最多可以呈現七個情境的結果。

## 七、修改電力部門子模行輸入資料

電力部門子模型的輸入資料在 TPCElec\TPC\_Data.xlsx 中，在修改檔案後，必須執行[[批次檔 creat\_inputs。creat\_input 的第一步是由 8760 筆小時負載資料建立一組 50 區間的負載持續曲線，此步驟會花掉一些時間，若不須變更負載持續曲線，則可將程式改為

```
gams prepare_inputs
```

## 伍. 結語

在環保法規趨嚴及頁岩氣的大量開採，燃氣發電在電力供應中扮演的角色與日俱增；天然氣供應之可靠性與適足性，為確保電力穩定供應要件，為美國目前面對的課題之一。

中油預計從 2018 年起，可自美國進口頁岩氣，每年 80 萬噸，為期 20 年；頁岩氣對台灣進口氣價的影響，可分為替代油、煤等能源需求的間接影響，以及進口頁岩氣的直接影響兩部分。煤價與油價均或多或少受到頁岩氣開發的間接影響而有走跌的趨勢，而直接進口頁岩氣的數量占統約比例不高，且須加上天然氣液化、運輸等成本及利潤，故未來頁岩氣影響如何，仍須持續關注。

從經濟的角度來看，減碳方式的選擇宜由市場決定，訂定排放強度並不能保證整體二氧化碳排放下降，且減碳成本未必是最經濟；我國可用資源極為有限，總量管制與碳排放強度何者較有利，值得進一步探討。

就短期而言，台灣的發電組合仍是以煤氣核為主要能源，再生能源為輔助性能源。故要掌握「氣電協調調度」，以及頁岩氣價量動向，以期降低燃料成本。

就長期而言，再生能源則由輔助性能源逐步轉變成為主要能源，故要掌握再生能源與非再生能源間的協調調度，並注意再生能源的配套基礎建設，如儲能系統、微型電網等。

此外，氣候變遷引發之供電可靠度災害應變與調適之風險管理議題，如何與聚焦於減緩二氧化碳排放之 3E 模型加以適度的整合或協調聯結，亦是未來值得加以進一步關注的重要課題。

## 陸. 參考文獻

1. Adam Diamant(2014), 33<sup>rd</sup> Annual Seminar on Fuels, Power Markets, and Generation Planning 簡報資料, EPRI, USA
2. April Peterson(2011), DIR Registration, Dispatchable Intermittent Resource (DIR) Implementation Workshop, MISO, USA.
3. Christopher E. Van Atten et.al.(2013), Structuring Power Plant Emissions Standards Under Section 111(d) of the Clean Air Act—Standards for Existing Power Plants, M. J. Bradley & Associates LLC, USA.
4. Evan Reese et.al.(2014), FERC Proposes Reforms to Improve Gas-Electric Scheduling Coordination and Flexibility, Van Ness Feldman, LLP, USA.
5. Lin Franks et.al.(2014), Misalignment of Natural Gas and Electricity Days(Draft), USA.
6. Mark Rothleder(2013),Long Term Resource Adequacy Summit, CAISO, USA.
7. Stan Brownell(2014), Scheduling Natural Gas Overview, Strategically Justified Businesses, LLC, PJM, USA.