

行政院原子能委員會核能研究所
104 年度委託研究計畫研究報告

台灣發展智慧電網之技術經濟分析與 3E 效益評估

**Techno-Economic Analysis and 3E Evaluation of Taiwan
Smart Grid**

計畫編號：1042001INER028

受委託機關(構)：中原大學

計畫主持人：林師模

聯絡電話：03-2655207

E-mail address：shimolin@gmail.com

核研所聯絡人員：秦安易

報告日期：104 年 11 月

目錄

目錄.....	I
圖目錄.....	I
表目錄.....	IV
中文摘要.....	V
壹、計畫緣起與目的.....	1
一、研究背景.....	1
二、研究目的.....	37
貳、研究方法與過程.....	38
一、研究架構.....	38
二、研究流程.....	40
三、微電網成本效益評估模型.....	41
四、成本效益分析指標.....	47
五、智慧電網成本效益分析應用軟體比較.....	51
參、主要發現與結論.....	63
一、智慧電網建置成功與失敗關鍵因素及案例探討.....	63
二、日本宮古島微電網發展個案分析.....	68
三、韓國濟州島智慧電網發展個案分析.....	83
四、七美現況及規劃.....	97
五、七美島微電網成本效益評估之情境與參數設定.....	102
六、七美微電網成本效益評估結果.....	111
七、結論.....	124
參考文獻.....	134
附錄一：GEMEET 模型資料更新及參考情境模擬.....	141
一、研究目的.....	141
二、GEMEET 模型基礎資料建置與資料來源.....	141
三、產業關聯效果分析與乘數分析.....	146

四、新及再生能源政策模擬分析.....	152
附錄二：期中報告審查意見回覆	169
附錄三：期末審查會議紀錄與意見回覆	172

圖目錄

圖 1 智慧電網技術應用跨越了電力系統包含電力傳輸、配電及使用客戶基礎系統.....	3
圖 2 微型電網應用範圍與分類.....	9
圖 3 希臘雅典國立技術大學的試驗室微電網系統.....	10
圖 4 CERTS 微電網圖示.....	11
圖 5 加拿大某孤島模式微電網系統結構圖.....	12
圖 6 印度馬哈拉施特拉邦微電網主要網路系統結構圖.....	13
圖 7 日本八戶微電網示範計畫結構圖.....	14
圖 8 日本青森縣微電網示範工程結構圖.....	15
圖 9 全球智慧電網產值預估.....	30
圖 10 微電網技術成本效益分析架構.....	38
圖 11 技術經濟評估架構.....	41
圖 12 沖繩縣宮古島.....	69
圖 13 宮古島的智慧電網系統圖.....	72
圖 14 Rokkasho-Futamata 風場與儲能系統併網架構圖.....	75
圖 15 宮古島 Mega-Sola 示範系統圖.....	76
圖 16 PV 系統結合鈉硫電池的出力曲線.....	76
圖 17 結合 PV/風力/鈉硫電池系統的出力及頻率變化曲線.....	77
圖 18 宮古島百萬瓦級光伏發電實證設備的全景.....	78
圖 19 傾角 5 度之太陽能電池板。.....	78
圖 20 室內功率調節器 (PCS) 及蓄電池.....	79
圖 21 設置總功率為 4MW 的日本礙子產的 NaS (硫化鈉) 電池.....	79
圖 22 模擬 100 個普通家庭及學校等 4 個用電大戶的配電系統.....	80
圖 23 驗證通過蓄電池的控制來抑制光伏發電的劇烈波動.....	80
圖 24 驗證光伏發電「按計畫運行」.....	82
圖 25 濟州島地理位置.....	84
圖 26 韓國智慧電網整體推動架構.....	88
圖 27 濟州島智慧電網示範計畫階段性目標.....	90
圖 28 濟州島智慧電網測試地點位置圖.....	91

圖 29 濟州島智慧電網體驗地點.....	91
圖 30 澎湖島嶼分佈圖.....	98
圖 31 澎湖七美電力系統單線圖.....	99
圖 32 澎湖智慧電網建置項目初步規劃.....	101
圖 33 七美 24 小時平均及各月份電力負載.....	107
圖 34 澎湖本島近年供電量成長趨勢圖.....	108
圖 35 馬公之日照輻射.....	109
圖 36 馬公各月份之平均風速.....	110
圖 37 現況情境成本項目比例.....	117
圖 38 中度成長情境成本項目比例.....	118
圖 39 高度成長情境成本項目比例.....	119
圖 40 成本效益增量.....	121
圖 41 維持現況情境之油價變動敏感度分析.....	122
圖 42 中度成長情境之油價變動敏感度分析.....	123
圖 43 高度成長情境之油價變動敏感度分析.....	124
圖 44 主計處 IO 表格式.....	143
圖 45 新產業合併拆解部門分配圖.....	144
圖 46 產業關聯圖.....	148
圖 47 產出乘數效果.....	149
圖 48 就業乘數效果.....	150
圖 49 勞動報酬乘數效果.....	151
圖 50 躉購費率、R&D 投資與推廣目標間之關係.....	153
圖 51 模型基本架構.....	155
圖 52 模型內生產巢式結構.....	156
圖 53 模型內能源投入結構.....	157
圖 54 模型內電力投入結構.....	158
圖 55 模型內為來年躉購費率設定.....	161
圖 56 參考情境實質 GDP 與經濟成長率.....	162
圖 57 參考情境能源消費結果.....	163
圖 58 參考情境二氧化碳排放量.....	163
圖 59 參考情境能源結構.....	165

圖 60 參考情境發電結構.....	165
圖 61 參考情境太陽光電裝置容量與潛力上限比較.....	166
圖 62 參考情境陸域風力發電裝置容量與潛力上限比較.....	167
圖 63 參考情境離岸風力發電裝置容量與潛力上限比較.....	167
圖 64 參考情境 SOFC 發電裝置容量與潛力上限比較.....	168
圖 65 參考情境 CCS 發電裝置容量與潛力上限比較	168

表目錄

表 1 全球主要國家智慧電網推動政策.....	30
表 2 非再生能源發電和一些分散式再生能源發電的裝機成本對比.....	42
表 3 儲能系統基本特性比較.....	43
表 4 RETScreen 模組及次模組.....	57
表 5 微電網營運模式.....	66
表 6 全球微電網建置個案特性.....	66
表 7 微電網案例之計畫障礙彙整.....	68
表 8 宮古島 (1981-2010)氣候平均數據.....	69
表 9 2013 Eco-Model Cities 減碳目標.....	72
表 10 風機併網規範.....	74
表 11 宮古島光伏電網設施概要.....	83
表 12 濟州市 (1971-2000 年) 氣候平均數據.....	85
表 13 濟州島基本統計資料-2011 年 12 月基準.....	86
表 14 濟州島智慧電網示範第一階段成果.....	92
表 15 智慧電力市場、電力系統及電力資訊技術營運細節.....	95
表 16 傳統電廠與虛擬電廠之比較.....	96
表 17 韓國濟州島示範計畫產業聯盟概況(單位:百萬美元).....	97
表 18 七美島再生能源(太陽能)規劃.....	102
表 19 微電網效益評估內容.....	103
表 20 台電七美電廠柴油機組發電成本.....	104
表 21 七美電力供需之現況參數.....	104
表 22 七美電力供需之情境規劃.....	108
表 23 各種電力需求成長情境及供電設備組合之模擬結果.....	116
表 24 各項效益佔總效益百分比.....	120
表 25 宮古島、濟洲島與七美島微電網之比較.....	130
表 26 新能源產業關聯型態.....	147
表 27 產出、就業及勞動報酬乘數效果表.....	152
表 28 新及再生能源潛力上限設定.....	161

中文摘要

在全球積極發展再生能源的同時，由於再生能源具有間歇性 (intermittency) 供電特性，不易準確預測供電量，使得現有電網已逐漸無法滿足供電可靠度、電網安全及電力品質的需求。我國政府於 2012 年提出「智慧電網總體規劃方案」，並期盼達成穩定供電、促進節能減碳、提高再生能源使用、引領低碳產業等目標。惟因智慧電網所涵蓋之範圍甚廣，其實際所需之成本與效益更不易釐清，因此需仰賴建立一套完整評估架構，權衡我國政府建置智慧電網所需之成本及其所衍生之效益，作為政府在進行短中長期智慧電網總體規劃之參考依據。本計畫主要目的在於透過基礎資料蒐集與分析，以「微電網 (Micro Grid)」做為主要評估範疇，建立評估發展微電網之成本與效益作為基礎，利用技術經濟分析方法，衡量我國發展微電網之成本效益，根據分析結果，研提我國政府發展智慧電網之能源科技與產業政策建議。另外，本計畫亦針對核研所與中原團隊共同開發之 GEMEET 模型更新基準年及其他相關資料，同時完成參考情境之推估，並評估各新能源技術發展是否能滿足本研究設定之新及再生能源潛力上限設定。

關鍵字：成本效益分析、技術經濟分析、微電網

英文摘要

In the development of renewable energy resources in the world, the intermittency of renewable power supply characteristics has made the existing power grid unable to meet reliability, safety and power quality needs. Taiwan Government initiated "smart grid master plan" in 2012, and look forward to achieving a stable power supply, promote energy saving and carbon reduction, increasing renewable energy use, leading low-carbon industry goals. While the smart grid covered a wide range and its actual cost and benefit are not clearly defined and counted, therefore the establishment of a complete assessment structure is necessary. This project mainly aims to basic data collection and analysis, with micro-grid as its key assessment areas, established the basis of assessing the costs and benefits of development micro-grid, using technical and economic analysis, measure the cost-effectiveness of development micro-grid, based on the analysis, research and Government development of the smart grid energy technology and industrial policy recommendations. For GEMEET model, this project updates the latest input-output table and other parameters and estimates the reference case scenario. The reference case can show the feasibility of policy promotion targets of renewable energy technologies.

Keywords: cost benefit analysis, techno-economic analysis, micro-grid, GEMEET

壹、計畫緣起與目的

一、研究背景

再生能源發展常被視為是減緩氣候變遷、降低對耗竭性 (exhaustible) 能源依賴、提升國家能源自主、及帶動產業發展之關鍵策略。然而，在積極發展再生能源的同時，由於許多再生能源具有間歇性 (intermittency) 供電特性 (如太陽光電、風力發電)，不易準確預測供電量，使得現有電網已逐漸無法滿足供電可靠度、電網安全及電力品質的需求。另一方面，近年化石燃料價格攀升、民眾環保意識抬頭、區域環境污染等種種因素，使得傳統從著重供給面規劃之電力政策，已逐漸朝向同時考量供給面規劃與需求面管理的電力整合型資源規劃 (Integrated Resource Planning, IRP) 之電力政策，因此如何提升需求面管理之效益已成為現今電力政策的重要課題。

隨著資通訊科技日新月異，透過資通訊及自動化技術建置具整合發電、輸電、配電及用戶的智慧型電網系統，不僅可因應大量再生能源導入，亦有利於擴大需求面管理之應用，使得智慧電網已成為各國政府積極投入之重要基礎建設。我國政府亦於 2012 年提出「智慧電網總體規劃方案」，並規劃投資新台幣 1,399 億元，建立發電、調度、輸電、配電及用戶等硬體設施，期盼達成穩定供電、促進節能減碳、提高再生能源使用、及引領低碳產業發展等目標。

惟因智慧電網所涵蓋之範圍甚廣，從先進電錶基礎設施 (Advanced Metering Infrastructure, AMI)、用戶能源管理 (Home Energy Management System, HEMS)、輸配電自動化系統 (Transmission and Distribution Automation System, T&DAS)、資通訊技術、再生能源之導入、電力調度、儲能設備等實屬複雜，其實際所需之成本與效益更

不易釐清，因此需仰賴建立一套完整評估架構，評估我國政府建置智慧電網所需之成本及其所衍生之效益，作為政府在進行短中長期智慧電網總體規劃之參考依據。

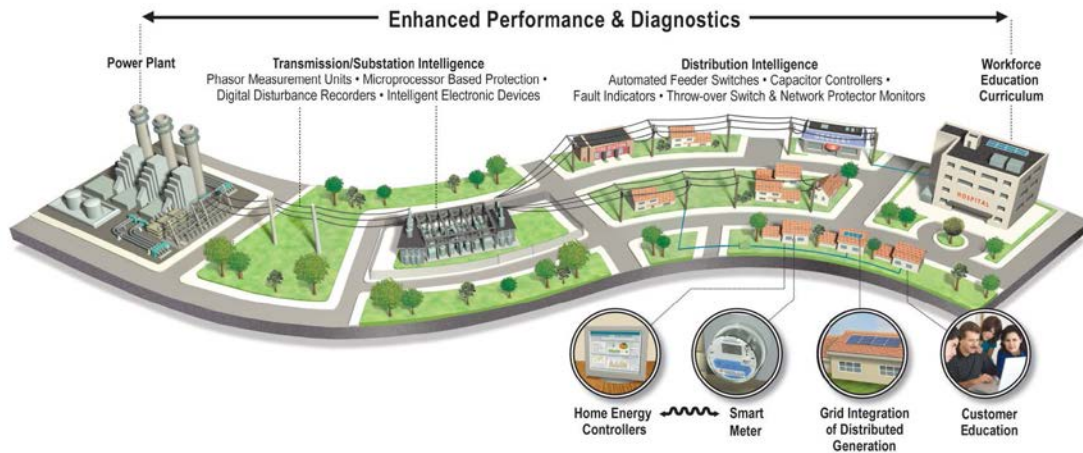
(一) 智慧電網技術發展現況與趨勢

1. 美國智慧電網技術發展現況與趨勢

美國的智慧電網技術發展，強調與用戶彈性互動、容納多種再生能源、高可靠度與高經濟性四個重點項目，其中，特別加強智慧配電基礎建設、智慧運轉操作（電力與熱能潮流及用戶參與/適應）、智慧電網資產管理（如跨國聯網之電力交易或自由化電業之輸、配電業者間之資產交易），以及電網之互相併聯及其他智慧電網相關工作（含前 4 個面向的縱向連結關係）。

美國在過去的幾年裡加速發展智慧電網傳感、通信和控制技術，提高電網的可靠性、安全性和效率的部署。在 2015 年通過了 2009 年美國復甦與再投資法案，致力於智慧電網項目 90 億美元的公共和私營部門的投資。

美國採用智慧電網技術的變化取決於許多因素，包括公用事業的國家政策、監管激勵、負荷成長、及經驗技術水準。其中考慮分擔成本、效益和效能、及公用事業和監管機構合作關係等，以決定該技術的價值，並確定相應的投資策略。更重要的是，該產業能有效地分享經驗和最佳方案以因應變革的時代的新挑戰。公用事業的角色正在演變，客戶也成為能源生產者，因此未來的需求將需要更快、更靈活且複雜的電網，以維持較高的可靠性和效率，同時整合新的功能，而這將塑造未來幾年電網現代化的模式。



資料來源：Courtesy of Florida Power & Light Company

圖 1 智慧電網技術應用跨越電力傳輸、配電及使用客戶基礎系統

(1) 美國的智慧電網計畫主軸 (蒲冠志、楊金石，2010)

美國目前進行的智慧電網計畫主軸有三：GridWise Alliance、Modern Grid 及 Intelligrid，前兩者由美國能源部負責指揮協調，目標在針對創新的智慧電網技術作全國性發展及部署。Intelligrid 則由美國電力研究院 (EPRI) 主導，目標在發展智慧電力網的軟體主架構。

美國 GridWise Alliance 認為，智慧電網係指資訊科技在電業的輸電及配電系統的應用，是電力、電信、資訊及網際網路四種產業的匯流。其影響是將現行僵硬、多階層的系统轉成合作、分散及商業導向的元件社會，可以增加電業資產使用率，並同時增加可靠度和安全性。

美國 Grid 2030 的智慧電網目標在建構一個完全自動化的網路，以確保電力系統間電力及資訊的雙向交流。而美國國家能源科技實驗室 (NETL) 所主導的智慧電網技術目標具有七個關鍵特徵：

- I. 可自我修復：在電力干擾時，可快速、偵測、分析、回應及修復；
- II. 用戶參與：在電網設計及運作上，能納入用戶的設備和行為；

- III. 可承擔攻擊行動：對具體及虛擬的安全攻擊可有效降低損失並積極回應；
- IV. 可提供高品質電力：可提供符合住宅及企業用戶要求的品質；
- V. 可提供廣泛多樣的發電選擇：包括新能源和綠色電力；
- VI. 可創造安全、成熟的電力市場：允許任何形式的競爭；
- VII. 資訊最佳化：使用資訊科技(IT)及監控技術可使電業資產最佳化並節省營運及維護成本。

Modern Grid 小組所主導的智慧電網技術，主要有兩項功能。一是電網在發生緊急事故時，能在事故影響供電服務前，偵測及定址 (Address) 事故發生位址；二是保護電驛 (Protective Relaying) 僅做為保護系統的最後一道防線，而非保護供電系統的主要設備。

Modern Grid 小組所發展之電網技術，還包括針對區域及全系統輸入進行回應以蒐集系統端問題；整合廣域量測、高速通訊、進階診斷及回饋控制等技術，在停電或系統發生擾動後迅速恢復穩定；配合系統負載情況，自動調整保護設備；電網可重新規畫電力潮流、改變負載型態、改善輸電線路電壓分布 (Voltage Profile)，同時在偵測到事故的極短時間內，提供運維人員解決方案。

Modern Grid 小組所設定的智慧電網，其主要利益有 5 項：(i) 電網本身具可自動運轉、估算維修時程、自我復原 (Self-healing)、減低事故並增加資產運用等功能，因此在擷節成本上有很大助益；(ii) 可降低停電次數和區域性電力擾動，當擾動發生時，也可減少恢復時間；(iii) 電網可提供系統操作人員更即時監控資訊；(iv) 對供電品質敏感的企業及其設備，提供高品質的電力供應；(v) 在管理日常用電及電費控管方面，可提供用戶更多的新選擇；(vi) 利用隨插即用技術，整合控制系統、電力設備和各種分散式電源。

在美國，建置智慧電網則包括了目標選定、現狀評估、未來發展等幾個程序，說明如下：(i) 目標選定：建立假設情境，詳細了解

地區未來可能的經濟、負載管理和技術趨勢；(ii)現狀評估：評估現有的能源基礎設施和既有的電網狀況；(iii)未來發展：比較現況與未來的智慧電網情境，以確定技術、管理和用戶系統的差距；(iv)效益分析：在計畫布建智慧電網前，先進行成本效益分析；(v)核心技術確立：電力公司必須要針對自身發展出的優勢技術，評估後選出核心技術；(vi)建議實施計畫策略及短期的示範項目。

(2) 美國在智慧電網的部署進度

- I. 先進計量基礎設施 (AMI)，其中包括智慧電錶，通信網絡和資訊管理系統，正在加強公用事業的運營效率和提供電力客戶資訊以更有效地管理其能源使用。據估計，2015 年全國將安裝 6,500 萬智慧電錶，佔電力客戶的三分之一以上。
- II. 以顧客為基礎的技術，如為住宅客戶可編程式恆溫器通信和為商業和工業客戶建立能源管理系統，用智慧電錶工作，使能源使用數據對客戶有用的。例如，田納西州查塔努加 (Chattanooga) 2012 年 7 月 5 日受嚴重風暴影響時，能夠使用自動開關，2 秒內立即恢復 50% 供電給 8 萬居民。此外，公用事業升級和整合計算機系統，以改善和合併電網運作和業務流程。
- III. 先進的傳感器和高速通信網絡傳輸系統部署在高壓變電站和整個輸電網，例如，同步相位技術提供數據比傳統輸電網快 100 倍技術，並允許電網營運商，以校正系統的不穩定性，使頻率、電壓和傳輸線操作在更大的容量。

2. 歐盟智慧電網技術發展現況與趨勢

(1) 歐盟智慧電網技術推動政策

- I. 市場結構：對 DSO (Distribution System Operators，配電系統營運商) 和商業行為者的角色和責任需明確規定，監督和執行；讓 DSO 積極從分散式資源購買系統服務，以管理他們的彈性需求；促進 DSO 的責任，以負責在智慧電網的數據處理。由於 DSO 依賴安全和可靠的電網運行數據，DSO 應持續主導電力計量，如果 DSO 選擇，由於其原有的專門知識和對電動汽車充電的分銷網絡未知的影響，他們應該被允許部署電動車輛的充電基礎設施，充電設施必須大量裝置在電動車的市場。
- II. 研究與發展：支持智慧輸配電網應在所有公開資助計畫中列為主流（歐盟，國家和區域級）和必須對於較小的參與者尤其是便利；激勵性規定需要有創新友善型和刺激 R&D 活動的支出。
- III. 技術標準：歐洲智慧電網組成元件的標準規格及需求響應該要盡快完成，以實現操作互換性和歐洲對智慧電網的組成元件的市場。

(2) 歐盟智慧電網技術發展成果與方向

歐盟各種可再生能源產生電力的技術發展已漸趨成熟，如風力、廢氣、地熱及太陽能等，惟如何有效率的利用分散式發電平衡用電需求尖峰，電的儲存技術變得非常關鍵，亦有專家學者建議利用電動車輛大量的電池做為儲存電能用。長期看來電力需求端的技術發展未能趕上電力供應端，造成在電力供需上長期失衡，缺乏彈性。

在歐盟各國的技術發展方面，丹麥為了轉換能源系統更智慧並符

合成本效益，持續研究、發展及測試新的技術解決方案已經被確認是需要的，包含：(i) 6000 萬丹麥幣預算已被核准用於發展新的電力產出的再生能源的技術（太陽能、潮汐海浪發電等）。(ii) 3500 萬丹麥幣預算已被核准用來發展區域熱能再生能源的技術（大型熱、地熱等）。(iii) 950 萬丹麥幣預算已被核准計畫使薩姆斯島嶼不再依靠化石燃料。愛爾蘭目前發展的技術有頻率響應、電壓的控制調節及高階再生能源的監視能力等技術發展項目，此外，保護協調變得更具挑戰性，維持島嶼電能品質成為關切的項目。

3. 國內智慧電網相關研究計畫¹

(1) 電力與 ICT 整合技術

- I. 以真實工作環境為例－配合 AMI 智慧電表並運用 ICT 技術 (Information and communications technology, 資通訊技術) 之協助在尖離峰參與需量交易的最適機制之研究-以真實工作環境為例-朱文成 (100) 大同大學電機工程研究所
- II. 以真實工作環境為例－配合 AMI 智慧電表並運用 ICT 技術之協助在尖離峰參與需量交易的最適機制之研究-子計畫一：參與需量交易所需之電力感測設備與控制方法研究(I)-游文雄 (100) 大同大學電機工程研究所
- III. 以真實工作環境為例－配合 AMI 智慧電表並運用 ICT 技術之協助在尖離峰參與需量交易的最適機制之研究-子計畫二：參與需量反應的用電預估與最佳化用電評估方法研究(I)-湯政仁 (100) 大同大學電機工程學系
- IV. 以真實工作環境為例－配合 AMI 智慧電表並運用 ICT 技術

¹資料來源：以「智慧電網」為關鍵字，統計科技部近十年研發計畫，再逐筆檢視，剔除非主軸非智慧電網之計畫 (GRB 系統)

之協助在尖離峰參與需量交易的最適機制之研究-子計畫三：
需量交易價格設計研究以及需量交易的示範平台架設(I)-朱文
成（100）大同大學電機工程研究所

V. 廣域感測網路資通訊技術計畫-於 AMI 系統之應用-賴宏仁
（99）財團法人資訊工業策進會

(2) 智慧型電網先進讀表系統

I. 嵌入式智慧型電網先進讀表系統-鄭慕德（99）國立臺灣海洋
大學電機工程學系暨研究所

II. 智慧電網與讀表主軸計畫-智慧家庭(建築)電能管理先導型計
畫(I)-楊宏澤（99）國立成功大學電機工程學系(所)

III. 智慧電網與讀表主軸計畫—微電網先導型計畫(直流智慧微電
網研究)(I)-吳財福（99）國立中正大學精緻電能應用研究中心

IV. 智慧電網與讀表主軸計畫—先進配電自動化先導型計畫(I) -
陳朝順（99）義守大學電機工程學系

V. 智慧型電表系統技術規劃研究計畫-黃怡碩（100）工業技術研
究院綠能所

(3) 節能控制技術

I. 能源智慧網路與節能控制之關鍵技術開發計畫(1/4)-梁佩芳
（100）工業技術研究院綠能所

II. 設計並發展具主動節能之智慧型居家能源管理系統-詹舜宇
（99）正修科技大學電機工程系

(4) 分散式發電與負載管理技術

I. 考量分散式發電與負載管理之智慧電網規劃、模擬、與量測
系統建置-張文恭（100）國立中正大學電機工程學系

II. 應用於智慧電網之先進民生電能管理節能系統研發(I)-溫志宏 (98) 東海大學電機工程學系(所)

III. 應用於智慧電網之先進民生電能管理節能系統研發(II)-溫志宏 (99) 東海大學電機工程學系(所)

(二) 全球微電網技術發展現況與趨勢

微型電網應用範圍與分類依其電力等級、系統形式與使用者類型，可分為村莊微電網 (Village Micro Grid)、柴油發電微電網 (Diesel Mini Grid)，以及城市 (鎮) 微電網 (Urban Mini Grid) 三種 (圖 2)。村莊微電網為非併網系統，多用於電力基礎建設落後地區，提供基礎電力改善生活品質。柴油發電微電網亦為非併網系統，利用於島嶼、村落等不易併聯大電網區域，降低柴油發電成本和化石能源利用、提升電力普及率。城市 (鎮) 微電網則用於已具備電力基礎地區，建立次世代配電系統，使配電網可孤島運轉，以提高電力供應安全與再生能源使用。

電力等級	0.1 kW	1kW	10kW	100kW	++MW
系統型式	家庭式系統 (交流電)		微型電網應用範圍		
		獨立家庭式系統 (直/交流電)			
			村、鄉村 微電網		
				鄉鎮 迷你電網	
		聯網系統			
使用者類型		單一使用者		多使用者	



村莊微電網
(Village Micro Grid)



柴油發電微電網
(Diesel Mini Grid)



城市(鎮)微電網
(Urban Mini Grid)

資料來源：陳彥豪·陳彥宏·胡桓祥，2010，各國微電網示範計畫介紹，台灣經濟研究月刊，33(7)，103-112 頁。

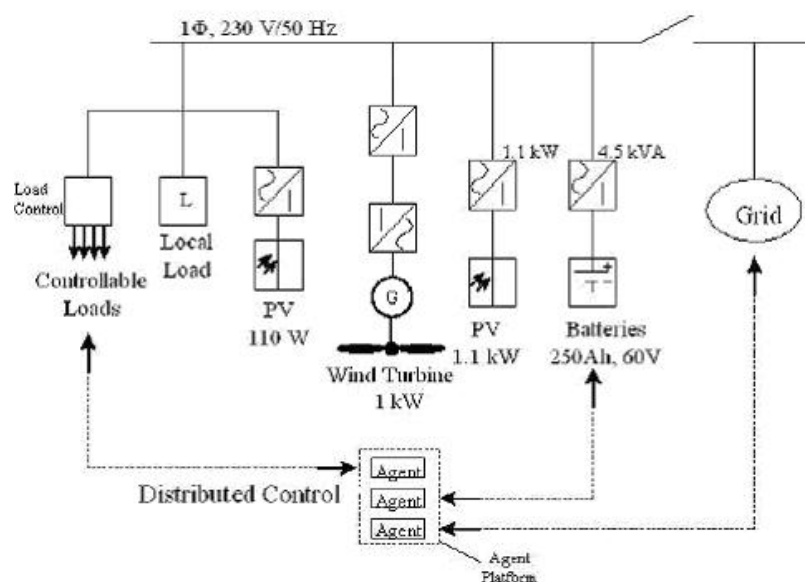
圖 2 微型電網應用範圍與分類

微電網的重要特點是在於包括不同種類的微電源和載荷。為了準確測試這些系統則必須建立多功能試驗室，整合微電源、儲能設備和載荷。以下介紹全球多個微電網計畫，測試與評估配電系統的先進運行概念。

1. 希臘雅典國立技術大學微電網計畫

希臘雅典國立技術大學的試驗室微電網系統，包括 2 台光伏發電設備、1 台風力發電機、1 組電池儲能設備、可控負載以及與當地低壓電網的可控互聯。電池單元、光伏發電設備和風力發電機通過快斷 DC/AC 功率變換器連接到 AC 網。其中尤其是電池的可控變流器使得系統能夠實現在併網與孤島兩種模式之間無縫切換。

該計畫在建立過程中提出了多項創新技術方案，包括孤島與併網兩種運行方式的理論依據、本地黑啟動策略、接地和保護方案、可靠性收益量化方法。該計畫的其他研究成果是，技術和商業協議和硬體標準化，從而使具有即插即用功能的分佈式電源的安裝方便。



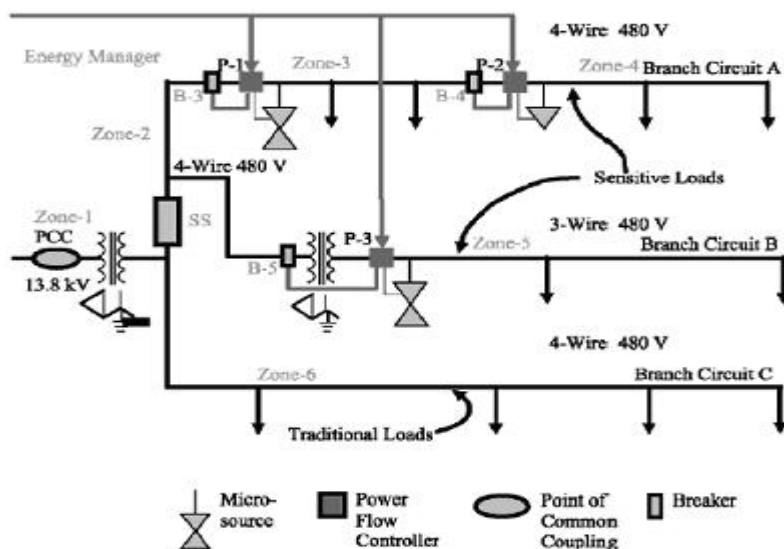
資料來源：Meena Agrawal, Arvind Mittal, 2011, Micro grid technological activities across the globe: A review, IJRRAS, 7(2), May. 147-152.

圖 3 希臘雅典國立技術大學的試驗室微電網系統

2. 美國電力可靠性技術解決方案協會 CERTS 微電網系統

美國電力可靠性技術解決方案協會 (CERTS) 是美國微電網技術的主要技術研究團隊，其研究工作獲得美國能源部和加州能源委員會的支援。CERTS 微電網建立目的是在發生斷電時能夠與大電網隔離，並繼續向負載提供服務直至大電網重新恢復正常運行。事實上，CERTS 微電網提供的功能是節約成本，系統的運行和創建不依賴任何單一設備。

CERTS 微電網可靠性在美國威斯康辛大學的測試平台中得到驗證。CERTS 微電網概念的全規模測試平臺建立在多蘭技術中心，由美國電力公司負責運行操作。該計畫的研究內容包括，開展對通過不同控制方法的電力電子設備進行三相、單相以及不同品種電源互聯的電力分析，以及通過建模實現不平衡、不對稱電源-負載控制和動態電壓的預測及評估分析。

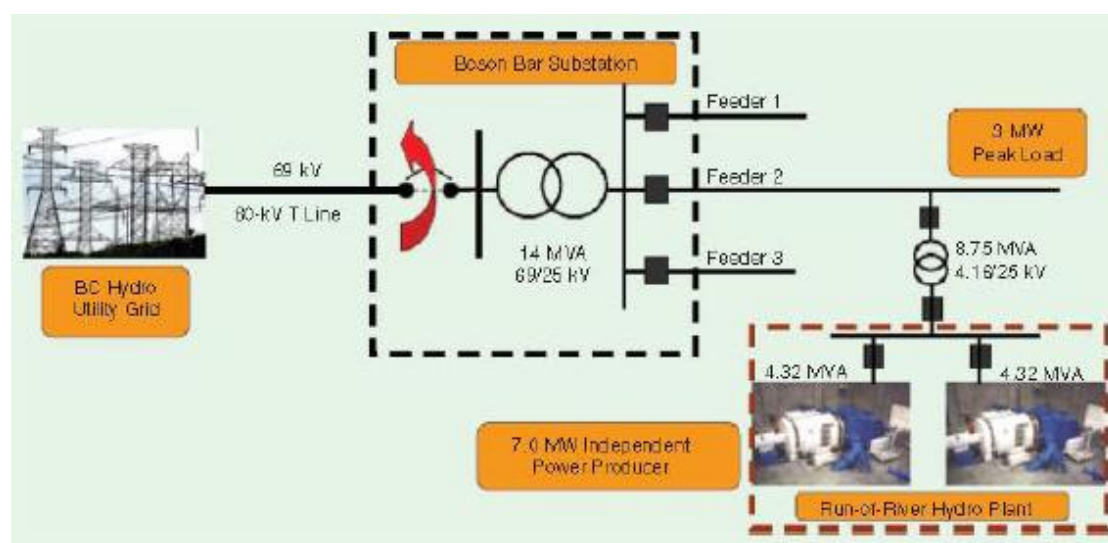


資料來源：Meena Agrawal, Arvind Mittal, 2011, Micro grid technological activities across the globe: A review, IJRRAS, 7(2), May. 147-152.

圖 4 CERTS 微電網圖示

3. 加拿大微電網計畫

加拿大微電網研究計畫主要關注中壓，且大多與電力行業以及分佈式電源的生產商或其他利益相關者合作開發。加拿大的科研院所開展的微電網相關計畫主要關注微電網自動化操作的控制與保護策略，微電網平行微電源孤島模式檢測方法以及現有保護策略中分佈式發電的高滲透性的影響。加拿大自然資源部與企業建立合作共同建設微電網測試平臺。



資料來源：Meena Agrawal, Arvind Mittal, 2011, Micro grid technological activities across the globe: A review, IJRRAS, 7(2), May. 147-152.

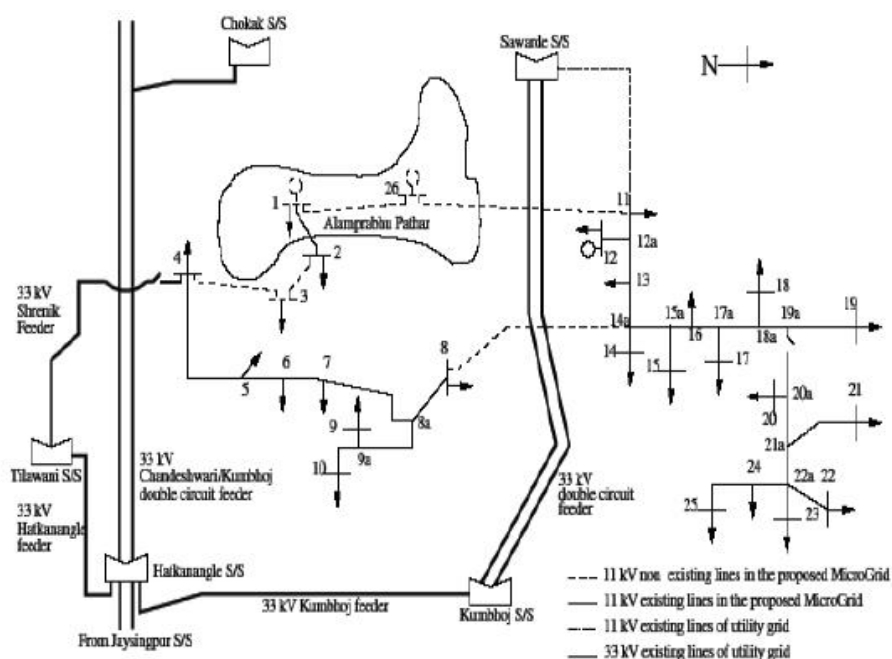
圖 5 加拿大某孤島模式微電網系統結構圖

4. 印度微電網示範性計畫

印度的微電網示範性計畫選址在 Alamprabhu Pathar，馬哈拉施特拉邦戈爾哈布爾的丘陵地區，該地區能源資源豐富，並且負荷增長趨勢明顯。馬哈拉施特拉邦能源開發機構表示，該地區風能資源優勢明顯，附近的製糖工業發達使得以甘蔗渣為能源的發電機成為微電網的微電源之一。

在 Alamprabhu Pathar 地區周圍，居民、農業、商業以及工業用

電需求量較大。該計畫建設 2400kW 以天然氣為燃料的發電機組，500kW 以生物質能為燃料的發電機組以及 14250kW 風力發電機，滿足該地區的用電需求。其中天然氣發電機組共 8 套，每套設備的裝機容量 300kW，分別安裝在微電網系統中的不同位置，另外生物質能發電機組 1 套。



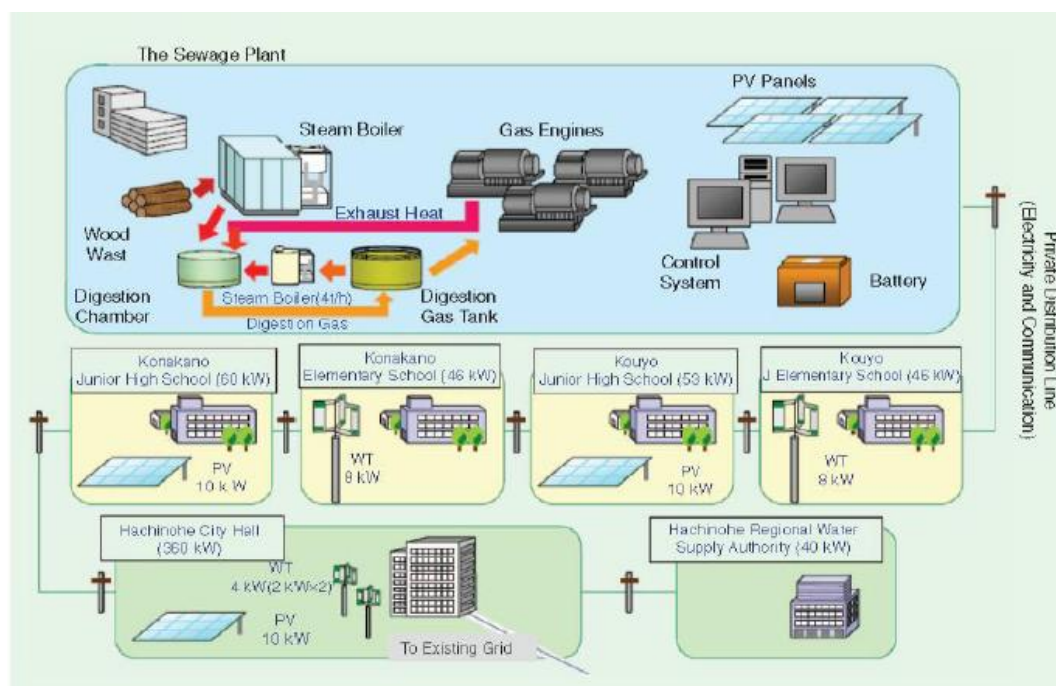
資料來源：Meena Agrawal, Arvind Mittal, 2011, Micro grid technological activities across the globe: A review, IJRRAS, 7(2), May. 147-152.

圖 6 印度馬哈拉施特拉邦微電網主要網路系統結構圖

5. 日本新能源和工業技術發展組織的微電網計畫

新能源與工業技術發展組織（NEDO）是日本政府為較好利用新能源而專門成立的，它負責統一協調國內高校、企業與國家重點實驗室對新能源及其應用的研究，並在 2003 年，與日本經濟、貿易和工業部共同著手于可再生能源和本地配電網之間互聯的 3 個微電網測試平臺。微電網計畫選址在八戶、青森、愛知和京都四地，主要的成果是開發了最佳的運行和控制系統。

八戶微電網系統的特點是採用一條長 5km 的私營配電線路，主要負責輸送由燃氣輪機系統發出的電力。另外，微電網還連接數個太陽能系統和小型風電機組。污水處理廠配有 3 個 170kW 燃氣輪機，50kW 光伏系統。為了支援污水處理廠排放的廢氣，建造一台廢木料蒸汽鍋爐處理污水處理廠排放的氣體用於細菌處理。



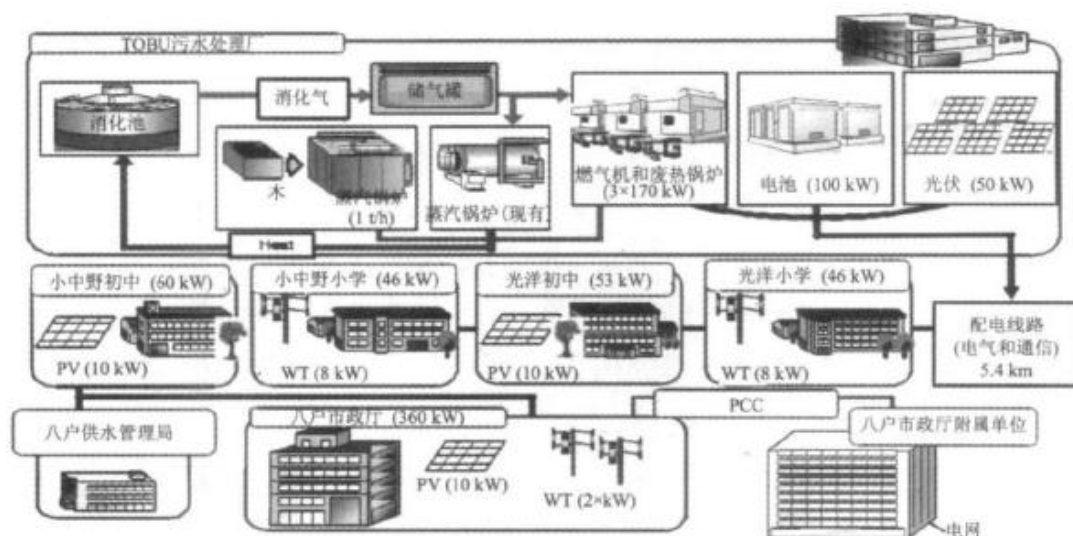
資料來源：Meena Agrawal, Arvind Mittal, 2011, Micro grid technological activities across the globe: A review, IJRRAS, 7(2), May. 147-152.

圖 7 日本八戶微電網示範計畫結構圖

6. 日本青森縣微電網計畫

青森縣的微電網于 2005 年 10 月投入運行，進行了電能品質和供電可靠性、運行成本等方面的評估。該微電網中可控的分佈式電源包括 3 套 170kW 的以沼氣為燃料的發電機組，2 套 50kW 的鉛酸電池組和光伏發電 80kW，風力發電 20kW，共 710kW。負荷包括：市政廳 360kW，4 所中小學 205kW，8 戶供水管理局 38kW，共 603kW。圖 8 為青森縣微電網示範工程結構圖。

該示範工程開發的能量管理系統，通過控制發電機組的輸出，配合對儲能電池的充放電操作，可以最優化滿足用戶對熱和電的需求。在 9 個月的試運行期間，該微電網節省約 57.3% 的能耗，同時減少約 47.8% 的碳化物排放量，在為期一週的孤島運行期間，頻率控制在允許範圍內，實現了穩定運行。



資料來源：Meena Agrawal, Arvind Mittal, 2011, Micro grid technological activities across the globe: A review, IJRRAS, 7(2), May, 147-152.

圖 8 日本青森縣微電網示範工程結構圖

(三) 國內外智慧電網產業現況與趨勢

檢視目前各國能源發展策略，在發展再生能源及推動節能減碳時，大部分先進國家亦配合發展智慧電網。整體而言，在全球政府持續投入政策經費建立智慧電網發展環境，可望吸引諸多廠商加入帶動相關產業鏈快速成型，並衍生出新興產業的發展契機與形成新應用市場。在上述策略推動要素驅動下，可望促使智慧電錶市場在未來 5 年內達到換裝高峰期；在區域市場方面，由於歐美已先行建置智慧電網系統，未來市場將逐漸轉由南美、中東歐，亞洲等地持續成長，可望帶動全球智慧電網快速發展。

除了太陽能之外，小風力、生物質、地熱及沼氣池/垃圾填埋氣設備在分散式發電的應用也是成功的，每一種都有不同的、重要的電網利益。分散式風力發電技術亦趨成熟，當務之急要降低風力發電成本。

1. 全球智慧電網建置概況

(1) 美國

a. 目標

2030 年減少 20% 國家尖峰能源使用量，任何時候皆能 100% 提供所有關鍵性負載電力，改善 40% 能源系統效率與負載因數達到 70%，20% 電力來自分散式和再生能源 (200 GW)。分散式發電的量期望能在 2020 年前達到 200 億瓦。加州是全美在分散式發電市場最領先的，加州已設定目標在 2020 年前要達到 120 億瓦的分散式再生能源。

b. 政策

美國能源部 (DOE) 於 2003 年發布「Grid 2030」的美國電力系統百年願景報告，2007 年能源獨立與安全法案，將智慧電網獨立列為第 8 條款，正式成為聯邦政府推動智慧電網的法源，2009 年歐巴馬總統提出美國復甦與再投資法案，(ARRA)，包含了能源與通信基礎設施現代化、降低能源海外依賴度等一系列經濟刺激計劃。在過去幾年，美國分散式發電的數量尤其太陽能發電的數量銳增，在 2013 年美國太陽能發電的的組裝已成長到接近 100 億瓦，少於美國總發電量的千分之二。

美國智慧電網政策著眼於 (i) 強化電網基礎設施、(ii) 提高能源使用效率、(iii) 促進電網雙向溝通、(iv) 提高再生能源使用發展等目標大力發展智慧電網，並出資 34 億美元投入智慧電網投資獎勵計畫

(Smart Grid Investment Grant program, 計畫期間 2009~2015)、同時挹注 16 億美元投入智慧電網示範計畫做為投資補助。歐盟則著眼於建立易監控、易調整與整合之電網、且能提高供消費者用電之穩定性。2012 年 7 月美國能源部 (DOE) 的智慧電網投資補助計劃 (SGIG), 總計投入 8,300 萬美元, 希望擴大智慧電網布署範圍, 2012 年 7 月, DTE 公司在補助下已安裝 725,000 個智慧電表, 並在 11 個變電站安裝諸多配電自動化設備, 大幅智慧電表的安裝使 DTE 客戶節省了近 100 萬美元營運成本, 儀表讀取成功率從 96% 提高到約 99.5%, 而智慧電表讀取精度則已達 100%。

c. 現況

2009 年, 加州委託 EPRI 規劃 2020 年加州智慧電網發展藍圖, 成為全美第一個訂定智慧電網發展的州政府, 2010 年完成 3,000 萬部智慧電表佈建, 美國科羅拉多州波爾德為全美第一個「智慧電網城市」, 包含智慧電表、智慧溫控、電動車與再生能源等多方面的結合, 成功打造示範城市。在 2013 年的首季, 在沒有州政府鼓勵下, 加州仍有接近 3000 個住宅完成的太陽能發電的安裝, 許多的企業正看到機會利用設置太陽能面板來省錢。沃爾瑪計畫在 2020 年前為 1000 個連鎖零售商店安裝太陽能發電 (這接近沃爾瑪在全美零售商總數的四分之一), 別的企業也有類似的計畫, 雖然規模比沃爾瑪小。

d. 產業發展

太陽能並非唯一應用在分散式發電的科技: 小風力、生物質、地熱及沼氣池/垃圾填埋氣設備在美國看起來也是成功的, 每一種都有不同的、重要的電網利益。分散式風力發電最高發電量可超過 8 億瓦, 這是來自於遍佈美國 50 個州超過 69000 個渦輪機。

(2) 加拿大

a. 目標

北美最大的碳排放量減少的提議由省級政府授權，為了彌補資源的間隙，安大略省已要求在 2018 年可再生能源（風能、太陽能和生質燃料），將有 107 億瓦被加到供電網，預計將近有 50 億瓦可再生能源所產生的電力被連接到電力分配系統上。

b. 政策

加拿大許多電力公司都在進行智慧電網策略，以解決他們系統中的問題，其中在安大略省的一家水力發電公司就是北美第一個司法管轄區為每個家庭及小型企業裝上智慧電錶，它並繼續先進的配電系統試驗，現代化配電系統，並實現智慧電網的願景，其智慧電網第一階段部屬先進的配電系統將包含南安大略省一個名為生活實驗室的服務區。

c. 現況

在加拿大，只有安大略省及阿爾伯塔省有獨立電網管理者及電力營運商。作為世界上第三大水電生產國的加拿大，每年產生 372 億千瓦的電力約占全國總電力生產的 63%，如：英屬哥倫比亞省、安大略省及魁北克省均有豐富的水資源。

d. 產業發展

加拿大的電網是北美傳輸系統的一部份，它包含三個主要互聯電網（i）東部的互聯電網，橫跨整個東部及中部各州。（ii）西部的互聯電網，橫跨太平洋洛磯山脈及美國西南部各州。（iii）德州互聯電網的電力可靠度委員會包括德州的大部份。

(3) 歐盟

a. 目標

輸配電系統在 2020 年達到可承受 35% 電力來自分散或集中式再

生能源，2020 年智慧電表滲透率達 80%，發電在 2050 年達到完全除碳化。丹麥政府制訂一個目標在 2050 年要達到全部需求能源為再生能源，2020 年達到一半的傳統電力消耗來自於風力。在最近幾年，再生能源的比例在歐盟的最終能源需求上有較大成長，從 2004 年的 8%，到 2011 年的 13 %，在能源發展路線圖，歐洲委員會預計，可再生能源的比例在 2050 年可達到最終能源消耗的 75%。

b.政策

歐盟於 2005 年成立智慧電網技術平台（European Smart Grid Technology Platform, ETP SmartGrids），旨為促進歐洲智慧電網研發，三大主軸：再生能源和分散式電源併網技術，電動汽車與電網協調運轉技術，電網與用戶的雙向互動技術現況。傳統能源網絡需要被製成適合集成分散式能源資源（DER），如可再生能源的產生，儲存和電動汽車，以及在任何時候能平衡供給和需求。透過延伸網絡到（新）峰值需求，或者通過管理通過的（峰）的需求利用信息和通信技術來管理供電系統的靈活性，可避免產生供電瓶頸。

c.產業發展

歐盟發展智慧型電網最大的障礙是需要的經費過高，80%的研發經費必須要靠公務預算來支持，大部份相關的私人企業對這種長期投資獲利不確定的投資抱持保留的態度。歐盟以能源、環境與永續發展為主題，在 FP5 (The 5th Framework Programme, 1998-2002)、FP6 (2002-2006 年) 與 FP7 (2007-2011) 下明確將永續發展做為歐洲之科技發展策略，發展一系列再生能源及分散式發電併網技術之研究項目。在 FP6 的指導下，歐盟在 2005 年成立「智慧電網技術平台」（European Smart Grid Technology Platform，簡稱 ETP Smart Grids），並先後發表「歐洲未來電網構想與策略」、「歐洲未來電網策略性研究議程」及「歐洲未來電網戰略部署文件」3 份重要文件，確立今後歐

洲智慧電網之發展方向。

「未來電網願景與戰略」中，提出與用戶彈性互動、容納多種再生能源、高可靠度與高經濟性 4 個重點項目。「歐洲未來電網策略性研究議程」則訂出 5 項研究領域，分別為智慧配電基礎建設、智慧運轉操作（電力與熱能潮流及用戶參與/適應）、智慧電網資產管理（如跨國聯網之電力交易或自由化電業之輸、配電業者間之資產交易）、歐洲電網之互相併聯及其他智慧電網相關工作（含前 4 個面向的縱向連結關係）。目前歐盟已展開 219 個智慧電網相關計畫，總投資金額超過 50 億歐元，帶動該地區 2012 年智慧電網整體產值達 74 億美元。

d.現況

法國電力公司（EDF）2012 至 2017 年間更換 3,500 萬支電表，英國 2020 年全國裝置智慧型電表，總替換成本 86 億英鎊（142.5 億美元），德國投入電網基礎建設，搭配再生能源比例提升，義大利則為歐洲最積極推動智慧電網之國，共將投資 21 億歐元，預計以 5 年的時間進行全面換裝，將更換全國約 3,000 萬低壓用電戶之電表，安裝完成後預計每年節省 5 億歐元。

e.產業現況與趨勢

英國投入 5,400 萬英鎊於 Customer-Let Network Revolution 計畫於北英格蘭推動智慧電網產業，以 3 年時間建置智慧電表、微型發電（屋頂太陽能板）、電動車。此外也投入經費於 New Battery Chemistries for EV 計畫，挹注 100 萬英鎊基金於高能源密度電池用於插電式混合電動車。且目前正布署智慧瓦斯表，預計 2016 年前達到 100% 工業用戶滲透率，80 % 家庭用戶滲透率。法國電力公司則預計布署 3,500 萬具智慧電表，預計專案計畫將投入 60 億美元成

本。預計 2013~2014 年布署 700 萬具，2015~2018 年布 2,800 萬具，該國建置智慧電表數量僅次義大利。義大利 Enel 是當地最大廠商，多數智慧電表由該公司開發建置，未來擬進一步拓展領域到智慧瓦斯表的遠端監控。

(4) 丹麥

a. 目標

丹麥政府制訂一個目標在 2050 年要達到全部需求能源為再生能源，2020 年達到一半的傳統電力消耗來自於風力。

b. 政策

丹麥是歐洲發展智慧電網最領先的國家，佔了 22% 有關智慧電網的展示及發展計畫，其次是德國，佔了 11%。

c. 現況

丹麥的分散式發電主要是風力能源及工業共生能源（用少量的氫）及早在 1980 年代初期對再生能源的貼補，由於利用再生能源及熱電組合的區域地熱能的密集擴張，丹麥擁有全世界最有效率的能源系統。

d. 產業發展

考慮到採用的障礙，轉換成智慧電網需要大量的投資，電網公司假定所有的成本和投資是由傳統的電網組件所驅動，公司希望利用智慧電網自動被放置在不利經濟發展從而不鼓勵轉成智慧電網。

(5) 愛爾蘭

a. 目標

為了在未來幾年管理實現這些目標 EIRGRID 和 SONI 建立了 (DS3) 計畫，這項工作計畫包括加強發電組合的性能開發新的運作

策略及系統工具，以有效地利用發電組合，並定期檢討該系統的需求作為發電組合能力的演進。

b.政策

愛爾蘭的電力傳輸及配電系統與歐洲大陸相比算是規模比較小的同步系統，受限於大不列顛兩條主要的高壓直流電網連接。

c.現況

輸配電網絡營運商在愛爾蘭島目前集中於主要智慧電網專案名為此大西洋綠帶區 12 (NAGZ) 12。

d.產業發展

該專案的重點是減少客戶停電分鐘，作為一個同步系統的島嶼，電力系統的穩定性一直是營運商關注的焦點。

(6) 日本

a.目標

日本智慧電網的發展重心在「次世代電網」規劃，強調新能源相關技術、電池（太陽能電池、燃料電池與儲能電池），以及能克服新能源系統穩定性問題的微電網技術等。由於 2011 年福島核災大部份的核電廠反應爐停止運轉定期維修，造成供電短缺，如何利用分散式發電取代高比例的核電仍然是一個相當具有挑戰性的目標。

b.政策

2010 年日本新能源及工業技術發展組織 (NEDO) 提出日本次世代電網白皮書，次世代電網的重點在商業模式的可行性，以及標準的確立。在 2011 年東日本大地震後，對居民而言分散式發電在日本被認知不僅被當作有效的資源，亦可作為緊急電力來源，在 2012-2013 年 Tariff 政策加速了分散式發電裝機容量。Hokkaido 及 Tohoku 區域

有足夠的地方可裝置風力及太陽能發電系統，但是 Hokkaido、Tohoku 及 Tokyo 之間的電力傳輸的容量反而變成一個瓶頸，因此，分散式發電的重點會移到輸出電壓及頻率的品質及穩定性。

日本智慧電網推動重點為大量納入再生能源，並保持電力系統之穩定及家庭至城市之能源管理規劃。因此，日本智慧電網技術藍圖中，特別強調新能源相關技術、電池三兄弟（太陽能電池、燃料電池與儲能電池）及克服新能源系統穩定性問題之微電網技術。

日本由新能源產業技術綜合開發機構（NEDO）主導，進行智慧電網及微電網之研究計畫，能源管理系統（EMS）方面，從家庭能源管理系統、零耗能建築（ZEB）至社區與城市，皆開始推動示範計畫。

2010 年由經產省主導，選出 4 個城市進行為期 5 年之智慧電網示範驗證計畫。地方實證計畫之執行團隊中，除電力、重電、汽車、蓄電池、IT、通訊及建設業者外，亦加入國外廠商(如 IBM、Accenture)，以強化建置能量。

日本在 311 震災後進一步體會到節能減碳之重要性，以建立低碳社會與提高再生能源使用為目標，預計於未來 5 年內加速推動智慧電表建設、智慧電網示範計畫與大型太陽能發電廠建置計畫。

c. 現況

2009 年起，分別推動離島智慧電網、智慧收費、智慧住宅等計畫，投入金額約 100 億日元，投入約 55 億日圓，在愛知、青森、京都、仙台區域建立示範型微型電網；再投入約 55 億日圓將相關技術於 2012 年前標準化及國際化。日本分散式發電研究發展活動主要是由 METI 及 NEDO（新能源及工業技術發展組織）所支持。METI 則自從 2010 年就被支持「下世代能源及社交系統展示」計畫選擇四個

城市（Yokohama、Toyota、Keihanna 及 Kitakyushu）。

d. 產業發展

在這個計畫裡，區域性能源（電和熱）管理系統被建立起來，以及區域性能源包含：生質沼氣廢熱、太陽能及共生發電被整合起來，為了這些實驗來展示區域性微電網與國家電網的互補性。NEDO 被支持研發智慧電網已有好幾年，例如百萬瓦太陽能的展示在 Wakkanai 及 Hokuto 目的是為了發展 PCS 及電能儲存（鈉硫電池）適合大型 PV 使電壓及頻率穩定，這套系統組合氣象預報系統，能當作鈉硫電池儲電調節計畫的依據。

(7) 韓國

a. 目標

將智慧電網當作邁向低碳綠色成長的基石，進而扶植國內廠商出口，攻佔全球智慧電網 30% 市占率，2030 年國內電動車達 240 萬台、增設 27,000 處電動車充電服務場所。

b. 政策

2009 年韓國知識經濟部（Ministry of Knowledge Economy）公布韓國的智慧電網計畫，2010 至 2012 年為試驗階段，選定數個示範區域進行智慧電網布建，以針對相關技術進行可行性測試，2013 至 2020 年再逐步推廣至範圍較大之區域；2021 至 2030 年完成全國智慧電網布建。

韓國以建構智慧電網奠定低碳綠色成長基礎帶動經濟發展為目標，除透過濟洲島示範場域的建立吸引多家本土重電與電信大廠共同投入技術實用化。2009 年韓國知識經濟部（Ministry of Knowledge Economy）公布韓國之智慧電網計畫，以占全球智慧電網 20% 市場為目標。

就時程而言，分三階段執行，第一階段（3 年為期）進行技術驗證，第二階段（7 年為期）進行大區域系統建設、第三階段（10 年為期）進行全國智慧電網建設，合計 20 年的長期計畫。推動策略分成智慧電網、智慧消費者、智慧運輸系統、智慧再生能源及智慧電力服務 5 大策略。韓國政府發展智慧電網之最終遠景，係將智慧電網作為邁向低碳綠色成長之基石，並透過智慧電網為扶植國內相關產業出口。

c.現況

韓國政府預計在智慧電網投入 27.5 兆韓圓，發展重點：使用端與供電端之電力資訊能雙向溝通、用電管理、提升 AMI 系統的普及率、建構新電價機制，以及推廣電動車等。2010 年選擇濟州島智慧電網示範地點，示範內容包括電動車相關的基礎建設、節能住宅、智慧住宅與再生能源，以及設置 200 處電動車充電站等。投入 370 億韓圓，支持民間企業籌組的智慧電網測試聯盟，已於 2010 年在濟州島進行測試。

(8) 中國

a.目標

中國大陸之十二五計畫將智慧電網列為邁向綠色成長的重要基礎建設與戰略性新興產業，2020 年完成全中國智慧電網建置。中國十二五計畫發展內容即包含：突破智慧電網核心關鍵技術、形成具有自主知識產權的智慧電網技術體系和標準體系、建立完善的智慧電網產業鏈等重要目標。

b.政策

中國 2009 年確定將以特高壓輸電技術為骨幹，建立以特高壓傳輸南北向與東西向的電力高速公路，分三階段計劃建設「堅強智慧電

網」。

考量電力需求及電力環境，中國國家電網公司提出「堅強智慧電網 (Strong & Smart Grid)」概念，「Strong」意指停電事故較少之高可靠性電力網，「Smart」則指可利用通訊掌握供電情況之電力網。中國大陸智慧電網規劃主要分為 7 大部分：發電、輸電、變電、配電、用電、調度及通訊資訊平台，並由中央及地方同步推動。

c.現況

根據中國「堅強智慧電網」發展計畫，2009 年至 2010 年為規劃試點，主要工作是制定規劃和相關標準，2010 年中國佔全球智慧電網投資總額四成，2011 年至 2015 年為全面建設階段，其間投資金額逾 2 兆人民幣，十二五計劃期間國家電網建設與智慧化方面的投資達 1.5 兆元人民幣。

d.產業現況與趨勢

中國大陸則在十二五計畫推廣下，已建成 110 千伏至 750 千伏智慧變電站 65 座，建成了覆蓋 26 個省市的 243 座標準化充換電站和 13,283 個充電樁、11 套智慧電網調度技術支援系統，並在 15 個省完成輸電設備狀態監測系統主站部署；目前已有接近 9,800 萬使用者落實了用電資訊自動採集，且已在 23 個城市核心區建成智慧配電網；並建成 28 個智慧用電社區，服務平台覆蓋 3.5 萬個使用者。

中國大陸政府並選定 (i) 大規模間歇式新能源併網技術、(ii) 支撐電動汽車發展的電網技術、(iii) 大規模儲能技術、(iv) 智慧配用電技術、(v) 大電網智慧運行與控制、(vi) 智慧輸變電技術與裝備、(vii) 電網信息與通信技術、(viii) 柔性輸變電技術與裝備等八項技術為智慧電網重點發展技術。

2. 台灣智慧電網產業發展現況

(1)我國產學研各界於智慧電網技術之研發投入方向

智慧電網技術涵蓋範圍廣大，是由許多次產業所組成，為使產學研技術盤點更為聚焦，故在技術盤點時將再生能源、儲能、其他電源與電動車充電技術排除在外。目前智慧電網以中華民國科技部（簡稱科技部）所支持補助之研究開發計畫為最多，科技部於 2009 年通過「能源國家型科技計畫」，其中「智慧電網與讀表主軸專案計畫」，為其下之四大主軸計畫之一。可歸納出智慧型電表系統技術、節能控制技術、分散式發電與負載管理技術，及電力與 ICT 技術之整合，為近期智慧電網主要技術開發方向。

智慧電網技術困難度主要在於電力、ICT 與電力電子等技術間的整合運用，因此實際進行小規模的示範驗證計畫為主要技術開發方式。為了推動我國相關產業發展，政府開始補助推動各種智慧電網示範驗證計畫。

目前智慧電網示範驗證計畫，主要由經濟部能源局與科技部能源國家型計畫兩大政府單位所領軍。經濟部能源局主要主導「智慧型電表系統技術規劃」，由工研院主要負責執行，帶領廠商進行智慧型電表系統 (AMI) 相關技術開發與測試，並協助政府與台電訂定 AMI 相關標準。科技部能源國家型科技計畫下之四大主軸計畫之一的「智慧電網與讀表主軸專案計畫」，研發投入方向包含微電網、AMI、智慧家庭/建築能源管理與先進配電自動化四大項。

(2)我國業界智慧電網技術與相關產品研發現況盤點

根據經濟部能源局 101 年所訂定的「智慧電網總體規劃方案」，台灣智慧電網產業技術研發方向主要為發展關鍵系統與設備產業和

創造智慧電網服務商機，其中可分為 4 大領域：a.智慧發電與調度：提高再生能源佔比、提升電廠運轉效率及可靠度；b.智慧輸電：提高輸電效率、增加輸電安全；c.智慧用戶：用戶終端資訊建設、前瞻用戶服務規劃；d.智慧配電：提升配電安全效能、強化分散式能源整合。

目前我國智慧電網產業以電能管理系統、AMI 產業鏈相對較完整、投入廠商較多，家電方面，目前廠商則以開發智慧變頻家電為主，另配電自動化系統國內已展開產學合作，且部份廠商已有出口實績。以電能管理系統及配電自動化系統為例，目前國內主要大廠與代表廠商發展現況摘要如下：

a.電能管理系統

包括中華電信、中興保全、研華皆為電能管理系統代表廠商，以中華電信而言，該公司定位為能源 ICT (Energy ICT；EICT) 業者，其 iEN 橫跨八大領域，電能管理系統簽約績效 2012 年為 8 億新台幣，2013 年為 10 億台幣。

iEN (intelligent Energy Network) 以節能減碳為出發點 (先由原中華電信大樓機房導入)，由內而外推廣到企業辦公大樓市場，或學校與機關為主要應用範疇。包含 HA (家庭自動化)、BA (建物自動化)、SA (安防自動化：停管、門禁、影像監視)、CA (通訊系統自動化+MOD 服務)與物業管理系統 (整合四個 A 的基礎)，採取跟公司其他產品整合之型式合作。

中華電信將電能管理系統分為四層架構；主要系統在雲端平台，收納各個 A 的資訊，在建物有個 local gateway 做為系統平台整合各個 A (自動化系統)，底下控制層與終端層都是透過合作廠商來建構這樣的系統。雲端平台主要指中央管理、分散控制的架構，透過各個建築的閘道系統做系統整合。

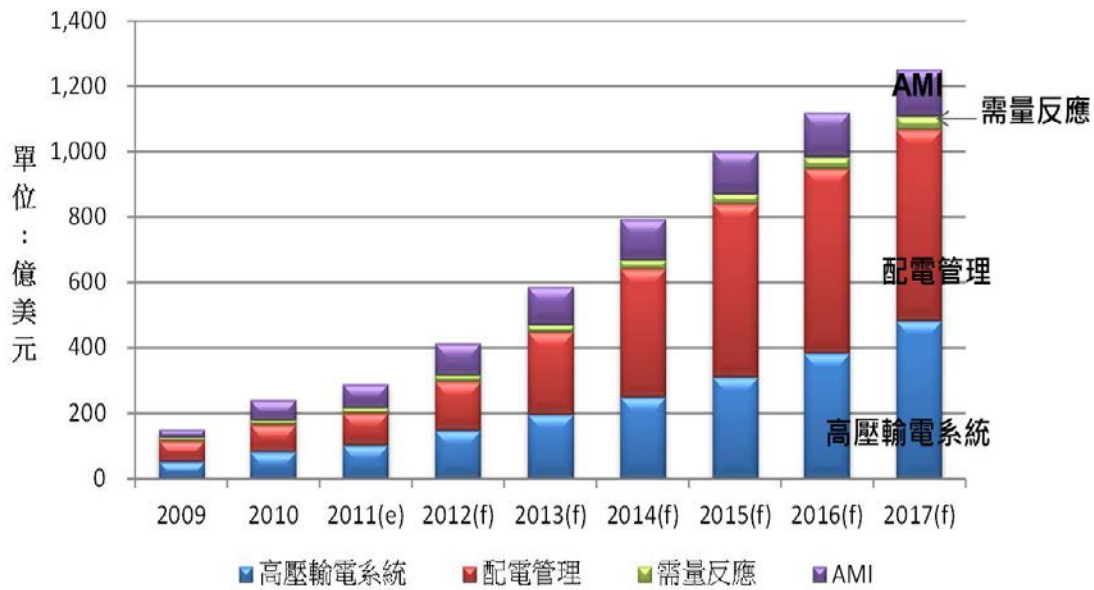
b.配電自動化

配電自動化方面，台電建置輸配電網自動化工程，所使用的自動化設備中，饋線末端設備 (FRTU)、饋線資訊末端設備 (FTU)、饋線區域控制中心 (FDCC) 等，已由國內祥正、亞力、健格、中興電工、大同等公司取得系統標案，並建立實績。網路通訊廠商 (四零四科技) 已進入歐洲、中國大陸及俄羅斯的輸配電系統市場。控制模組 (研華科技、中興電工) 已輸出至中國大陸，參與其電網系統更新計畫。由於台灣廠商在配電端上具有優勢，在發電與輸電上，由於並非台灣產業之強項，因此未來台商的产品欲進入中國大陸，需先取得中國大陸的合格名單條件，才能取得中國大陸的投標資格。

我國許多智慧電網相關廠商皆以中、小企業為主，研發與製造能力雄厚，但因我國智慧電網產業各自分散，廠商各自銷售單品至國外，缺乏領導廠商進行產品垂直整合體系(如：整廠輸出)，故欠缺較具競爭力之智慧電網主打商品。除此之外，在研發投入部份由於廠商規模較小，較難形成綜效，且研發資源投入易於重複。

(四) 先進國家智慧電網總體政策

檢視目前各國能源政策，於發展再生能源及推動節能減碳時，大部分亦融入智慧電網策略配合發展。整體而言，在全球政府持續投入政策經費建立智慧電網發展環境，可望吸引諸多廠商投入帶動產業鏈快速成型，並衍生出新興產業的發展契機與新應用市場的成形。在上述政策推動要素驅動下，可望促使智慧電表市場在未來 5 年內為換裝高峰期；在區域市場方面，由於歐美已先行建置，未來市場將逐漸由南美、中東歐，亞洲等地接力持續成長，可望帶動全球智慧電網產值於 2013 年達到近 600 億美元水準 (圖 9)。



資料來源：Frost & Sullivan (2011/08)

圖 9 全球智慧電網產值預估

智慧電網產業的萌芽，源自於各國推動能源改革政策，積極促進再生能源發展、鼓勵節能及提高能源效率，因此必須推動電力基礎建設升級，各國開始制定能源改革法案以及推動智慧電網建設之相關法規，因而造就智慧電網市場需求。全球主要國家近年來智慧電網推動政策分析整理如表 1 所示。

表 1 全球主要國家智慧電網推動政策

國別	政策名稱	政策內容
歐盟	2005 年「歐洲科技平台 (ETP) 計畫」	制訂 2020 年以後發展與推廣智慧電網的願景，以及 2020 年智慧電表占 80% 之目標。
	歐洲戰略能源科技計畫 (European Strategic Energy Technology Plan, SET Plan)	提出對歐洲電網倡議 (European Electricity Grid Initiative, EEGI)，使輸配電系統在 2020 年前可承受 35% 電力來自分散或集中式再生能源，並使發電在 2050 年達到完全除碳化。

美國	全國性	2005 年能源政策法案 (Energy Policy Act)	促進發展再生能源、鼓勵提高能源效率及能源節約；建立需求反應機制、鼓勵制訂智慧電表標準。
		2007 年能源獨立與安全法案 (Energy Independence and Security Act)	推動智慧電網基礎建設及應用環境。
	州政府	AMI 計畫	共 8 州立法推動 AMI 建置。
		電表資訊與隱私安全	共 3 州立法建立電表資訊與隱私安全監管機制。
		智慧電表選擇退出 (Opt-Out)	僅緬因州，已立法制定智慧電表選擇退出方案。
		鼓勵淨計量 (Net Metering) 與分散式發電	共 45 州已制訂淨計量電價政策，共 44 州已制訂分散式電源鼓勵政策。
		需求反應 (Demand Response)	包含動態電價與 (Dynamic Pricing) 與能源效率 (Energy Efficiency)：共 12 州立法推動動態電價；共 42 州立法推動能源效率計畫。
	日本	2009 年「離島智慧電網計畫」	在沖繩偏遠離島推動示範計畫，並評估在更大範圍導入再生能源的結果，同時測試電池容量。
		2009 年「智慧收費計畫」	在停車場和加油站配置電動車輛充電容量，並建立配備 IT 的收費系統，以滿足用戶需求。
		2009 年「智慧住宅計畫」	連接太陽電池、燃料電池、智慧型家電和家用伺服器，實現先進的能源需求管理。

韓國	「國家智慧電網路線圖」	制訂至 2030 年智慧電網長程計畫：預計至 2030 年為止，政府與民間將投資 27 兆韓圓，進行技術開發支援，並建設 2 萬 7000 座電動汽車充電站。
	智慧電網促進法案 (Smart Grid Promotion Law)	促進異業合作及培育新的技術與服務，內容主要包括國家級智慧電網基本計畫確立、指定示範地點、制定投資回收和稅收優惠方案、促進 ICT/電力/家電間跨產業合作、制訂智慧電網標準，與安全指南及收集與利用能源訊息安全保護指南等。
中國大陸	「十二五」計畫	2009 年 11 月正式將「智慧能源網」納入「十二五」計畫；規劃出中國大陸十二五期間之發展目標包含：突破智慧電網核心關鍵技術、形成具有自主知識產權的智慧電網技術體系和標準體系、建立完善的智慧電網產業鏈等。

	2009 年堅強智慧電網發展策略	包含一個發展目標、兩條發展主線、三個發展階段、四個構架體系、五個內涵、六個環節。一個目標為以特高壓電網為骨幹網架，各級電網協調發展，具有信息化，自動化，互動化特徵的堅強智慧電網。兩條發展主線為技術主線上實現信息化、自動化、互動化；管理主線實現集團化、集約化、精益化、標準化。三個階段為2009~2010年：規劃試點階段；2011~2015年：全面建設階段；2016~2020年為引領提升階段。四個構架體系分別為電網基礎體系、技術支撐體系、智慧應用體系、標準規範體系。五個內涵為堅強可靠、經濟高效、清潔環保、透明開放，友好互動。六個環節包含發電、輸電、變電、配電、用電和調度。
--	------------------	---

資料來源：清華大學能源產業科技策略研究中心整理 (2012/07)。

(五) 國內外智慧電網之成本與效益評估相關研究

微電網是將一系列的負載與微電源整合成為單一可控制的系統，提供電力與熱能。微電網主要由靜態切換開關、微電源、電力設備及自動監控系統所組成，可與大電網併聯運轉，由大電網平衡微電網內之電力供需，在大電網故障時亦可獨立運轉。系統特徵：(1) 對等環境 (Peer to Peer)；(2) 通訊系統中斷仍可根據在地 (Local) 資訊平衡供需；(3) 隨插即用 (plug and play)；(4) 為規模可變系統；(5) 運用熱與電力結合系統改善效率；(6) 可在孤島運轉及併聯運轉間平穩的轉換。

過去研究對於微電網的評估著重於抑制污染排放(Prasai et al.,

2010)、成本 (Mohamed & Koivo, 2007 ; Marnay et al., 2008 ; Agalgaonkar et al., 2006)、或節省燃料耗用 (Hernandez-Aramburo et al., 2005 ; Barklund et al., 2008)；而對於一般認為微電網具備高可利用率的效益，則少有具體的驗證 (Prasai et al., 2010 ; Li & Kao, 2009 ; Kwasinski & Krein, 2007)，少數文獻雖然考慮微電網在提升傳統電網可靠性的效益，但是並未討論供電失效機率及微電網在不同供電系統的影響差異 (Bae & Kim, 2008 ; Basu et al., 2008)。Alexis (2011) 根據最小切集合 (minimal cut sets) 理論建立一套新的架構來計算直流微電網可利用率，並比較不同拓撲設計電網的效益。

目前的文獻中，對微電網的綜合效益進行全面量化的評估不多，只有少數研究對微電網或分散式電源特定方面的經濟效益進行評估。Tsikalakis et al. (2005) 建立了太陽能發電和風力發電系統的隨機概率模型，並用比較這兩種可再生能源電源的經濟成本和收益。Moises and Matos (2006) 從電力公司、使用者和分散式電源投資者三方的角度對微電網的可靠性價值進行分析。Pudjianto and Strbac (2005) 對微電網熱電聯產的經濟效益和環境效益進行了質化分析。梁惠施等人 (2011) 以常規大型燃煤發電為參照，從全社會的角度出發，對微電網在提高供電可靠性、節能降耗、減少污染、延緩輸配網投資等方面的效益進行量化評估，並對各類典型的分散式電源和微電網系統進行了成本效益分析。

Asanol and Bandol (2007) 提出有關如何決定微電網中各種發電設備 (燃氣發電機、電池、熱儲存裝置) 的最適數量、容量大小之方法論，認為透過燃氣發電機的部分負載效率 (partial load efficiency) 及規模經濟 (scale economy) 使得每年成本達到極小，而各種發電設備最適的數量、容量大小，而每年操作的排程則可使用最佳化排程方法 (optimal planning method) 來做決定。Morais et al. (2010) 以布達佩

斯科技 (Budapest Tech) 所建置的再生能源為主的孤島型微電網作為實際案例 (由風力渦輪機、太陽能板、燃料電池、儲存裝置組成)，規劃最適化排程 (optimal scheduling)，進而使發電成本達到極小及儲能裝置的充放電最佳化。

微電網的交易利益直接取決於市場和規範，然而，在許多分散式發電的例子中，仍然需要更完整的評估內容。特別是在市價或官方訂價無法正確代表微電網效益的情況下，有關微電網的成本效益評估工具更形重要。Morris (2012) 利用成本效益分析原則來考量微電網尚未被市場化評價，但有益於利害關係人的經濟價值。

微電網最常被提及的好處就是提高供電可靠性，特別是在離島或意外災害的情況。文獻中對於分散式電源可靠性的評估通常是建立特定的效用函數來衡量 (Conti et al., 2006; Costa et al., 2006)，Costa et al. (2009) 將此方法應用在評估微電網的可靠性效益上，將微電網視為在一般供電系統中能夠提供備用電源以提高整體可靠指數的系統；Hlatshwayo et al. (2010) 則透過蒙地卡羅分析評估微電網對可靠性的潛在貢獻。

微電網快速反應和易於控制的特性也有助於其在整體供電中提供電頻/電壓支援供應服務 (Gomes and Saraiva, 2010)；以及在斷電重啟中具重要角色而提高供電系統的可靠性 (Pecas et al., 2008)。

分散式電源一向被認為具有降低尖峰負載而有利於長期電力規劃和系統安全 (Gil and Joos, 2006)，微電網在控制電力以及協調資源方面的可用性更廣，將比單獨使用分散式電源更有效益 (Vasiljevska, 2011)。

透過微電網降低尖峰負載的另一項效益是能夠更有效率地整合

不同的能源，若結合再生能源，則能產生減少污染排放並衍生其他環境和社會效益 (Marnay, 2008)。除了討論微電網和其他電網相連的經濟效益之外 (Dicorato and Trovato, 2009)，部份文獻也以加拿大北部鄉鎮為案例，對於微電網運用於偏遠地區所帶來的效益進行評估 (Chaurey & Kandpal, 2010；Abbey & Joos, 2009)。

在國內的相關文獻中，張永瑞 (2011) 概估台灣發展微型電網之效益，其結果發現，(1) 根據 EPRI 之分析，智慧型電網及分散式發電技術可節省 4~10% 用電及耗電，降低尖峰用電 15%，依 98 年台灣發電 2000 億度估計，預計可節省 80~200 億度/年 (約 200~500 億元/年，以 2.5 元/度電估算)；(2) 降低 4 GW 的昂貴尖峰備載設備成本 (約 400 億元，以 10,000 元/kW 建置成本估算)；(3) 依 97 年台灣電力工程研討會中，台電預估發展智慧型電網可在 2020 年可節省 CO₂ 排放量 409 萬公噸。陳彥宏等人 (2010) 以我國核能研究所的微電網配置，在假設情境之下分析不同電池模組下的最低營運成本。

由於智慧電網相關技術及產業的發展在臺灣仍屬萌芽階段，在智慧電網相關成本效益量化評估方面的文獻極少，目前以林師模 (2014) 針對智慧電錶進行成本效益評估之架構及方法較為具體。在其研究計畫中並整理比較了臺灣與英國、美國智慧電網之成本與效益評估，列出各國智慧電網的安裝規模、系統使用壽命、成本項目、效益項目及益本比 (B/C)。英國估計智慧電網的益本比為 1.65，美國估算為 2.8-6.0，由益本比數值得知，智慧電網具有投資效益，只是從傳統電網轉換到智慧電網需要龐大的投資金額，故智慧電網基本架構，從發電、輸電、配電到用電，都須進行整合性的規劃。

智慧電網不同於其他產業，而難以評估，其主因有二：

(1) 通常涉及數位科技整合

特別是輸電和配電資產管理下，有不同的故障率和平均壽命，預期未來效能比現今的電網技術來的好。所以故障率與因而發生的替代率必須估計。若使用可靠的元件，如變電站之變壓器，具有 40 年的設計壽命與結合 10、15 或 20 年生命週期之資訊技術，施以謹慎小心之成本控制考量，以升級這些嵌入式元件。數位科技淘汰速度十分迅速。發展快速且日益增加複雜性的通訊及計算機技術，可能使得智慧型電網內部原件未達其壽命前，遭遇淘汰之命運，而或者無法與其它通訊技術相容，基於此理由，必須合理估計元件替換成本。智慧電網在技術改進和預測跌幅的成本，將比“常規”技術發生的更快。

(2) 不確定性表現

許多智慧電網技術為相對新且未經證實。如性能為邊緣技術或隨著時間演進而不可預期地降低，整體科技的商業計劃可能會毀滅。智慧電網元件成本為快速下降。隨著這些技術成熟和產量的增加，智慧電網技術的邊際成本有可能迅速下降，可以發現在未來若智慧型電網技術逐漸發展成熟，則其原件成本則會快速下降。

二、研究目的

本計畫主要目的在於透過基礎資料蒐集與分析，同時考量目前我國智慧電網各範疇之發展尚處於萌芽階段，因此仍以「微電網 (Micro Grid)」做為主要評估範疇，建立評估發展微電網之成本與效益作為基礎，一方面利用技術經濟分析方法，衡量我國發展微電網之成本效益，另一方面亦利用動態 3E 評估模型，藉由資料更新及一系列之政策模擬，評估我國各項相關政策所衍生之 3E 效益，最後根據分析結果，研提我國政府發展智慧電網之能源科技與產業政策建議。

貳、研究方法與過程

一、研究架構

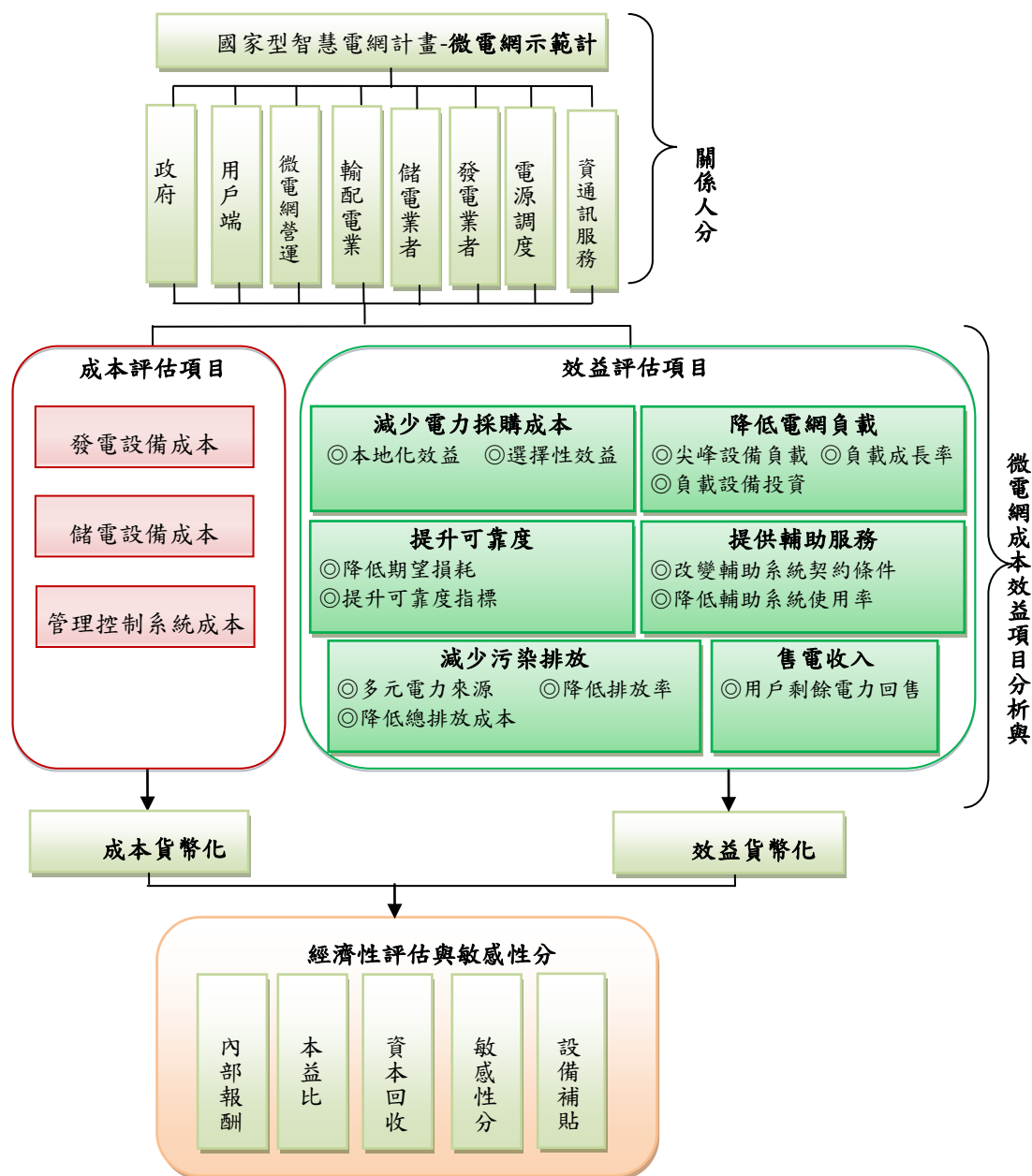


圖 10 微電網技術成本效益分析架構

智慧電網是我國管理分散式能源、提升設備能源效率的重要措施，所以，智慧電網架設是我國建立低碳家園願景的核心議題，但要更新整個電力系統所費不貲。根據國際能源署（International Energy

Agency, IEA) 研究指出，從 2007 年至 2030 年，若要從生產、輸電到配電全部更新，需要花費 1.5 兆歐元。因此，除了技術上與管理的問題，以國家為層級之智慧電網的經濟可行評估相當重要。在我國，簡民濂 (2013) 曾用質性決策工具 SWOT 來探討我國智慧電網現況與發展潛勢。

至於國外對智慧電網之經濟可行性研究，有 Dalton (2009) 就澳洲黃金海岸區的大型渡假村進行個案分析，探討併聯太陽光電及風力發電的智慧型電網之經濟性，透過不同的情境分析 (grid-only、wind/grid、PV/grid、PV+wind/grid、RES-only)，用生命週期間之成本淨現值 (NPC)、回收期 (payback time)、RF (renewable fraction) 值為評估工具。Chaurey and Kandpal (2010) 比較太陽能家用系統與太陽光電微電網兩種系統，對用戶端、能源服務業者和社會之可行性，發現微電網系統通常更有效益。Kelleher and Ringwood (2009) 架構一運算模型，用以探討併聯太陽光電與風力發電的微電網之經濟性。由目前所整理之文獻發現目前學者有對智慧電網之經濟可行性有進行個案研究，但鮮少對國家整體的智慧電網成本效益進行探討。

在上述文獻中，Morris (2012) 針對微電網整體效益及成本之評估架構較為完整，其中考慮了微電網設置相關參數、微電網發揮之功能、以及可能受益之利害關係人三者之關聯，以社區型、商用型、和離島型微電網三種案例進行分析。本計畫即參酌 Morris (2012) 之架構，考量目前我國既有的微電網設置形態，以選擇合適的個案進行成本效益之評估分析。

上述三種案例之分析重點說明如下：

1. 社區型：民營電力公司 (Independent Power Producers, IPP) 擁有之社區微電網，可用以評估降低排放、提高可靠度、延緩投資、改

善供電品質所帶來的效益；

2. 商用型：用電戶擁有之偏遠地區微電網（如：高山地區渡假村），可用以評估提高可靠度的效益，微電網可提高熱電聯產的效率，並通過減少尖峰負荷帶來延緩投資的效益；

3. 離島型：離島型微電網（如：金門微電網儲電系統）可用以評估降低排放、利用微電網技術整合再生能源以降低燃油消耗的效益。

二、研究流程

文獻探討中本計畫發現智慧電網之研究範圍仍有許多不確定性因素，導致經濟性研究缺乏，即使有也多以智慧電錶為主，如：朱榮貴（2011）、李睿騰（2012）、李信璋（2009）。因此，若界定我國智慧電網系統為本計畫之研究範圍有實務上之困難，也表示本計畫之研究範圍需要重新定義。

根據過去文獻研究方向，發現可選定特定個案對併聯某特定能源技術之微電網（Dalton, 2009；Chaurey and Kandpal, 2010；Kelleher and Ringwood, 2009）進行技術經濟分析，分析方法可根據圖 11 之評估架構進行，考慮個案設置地區之因素，以瞭解利益與成本，並分析關鍵要素，包括個案的規模大小（例如每年接受服務的消費者、能源消費等）、工程特色（例如所採用的技術、主要設備的功能性）、電網當地特色、利益關係者（哪些人的成本及利益應納入考慮）、個案的明確目的及預期對社會經濟的衝擊，以瞭解像分散式能源整合的可能性、電價及租稅的衝擊、環境成本等。

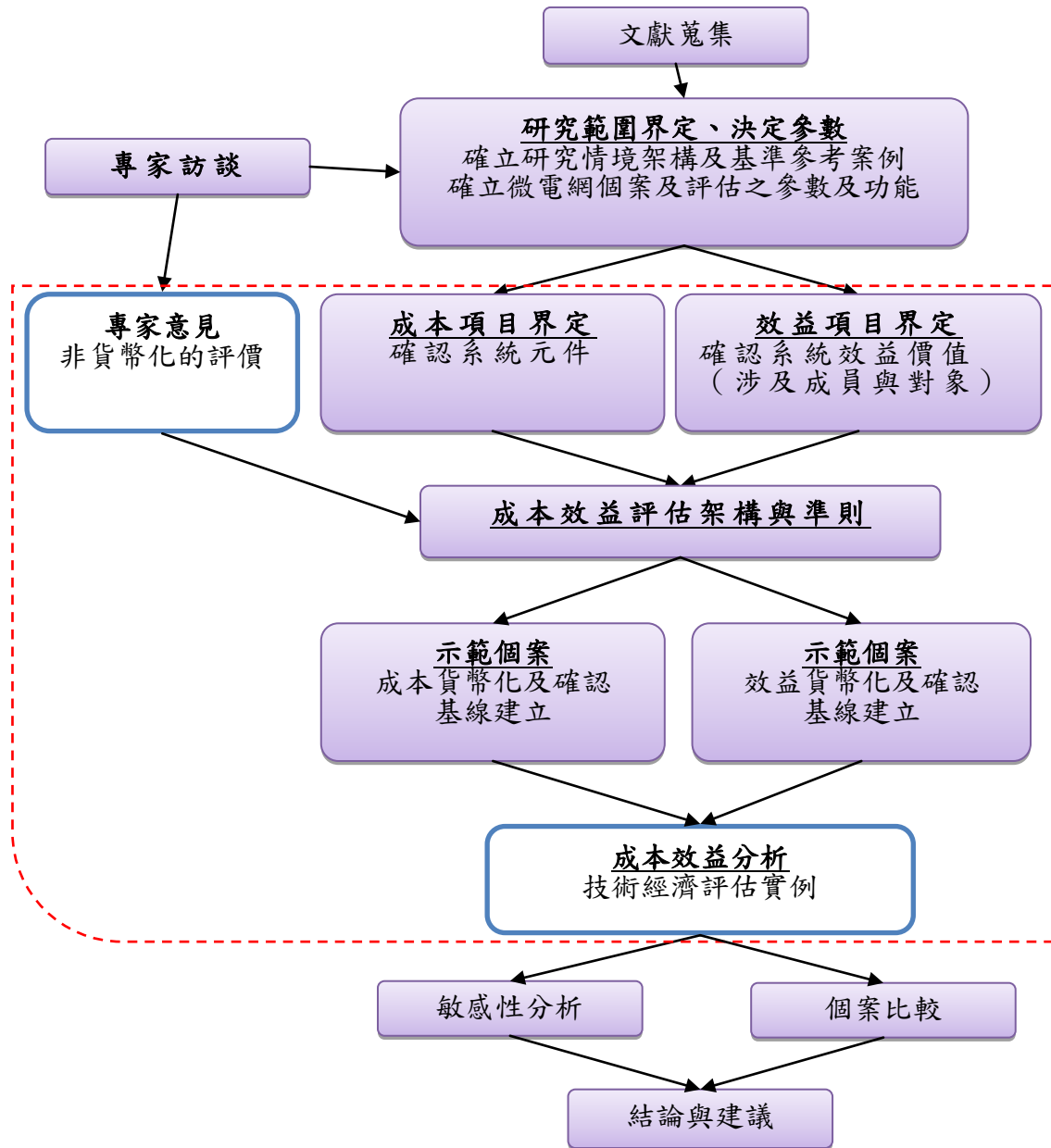


圖 11 技術經濟評估架構

三、微電網成本效益評估模型

本研究透過微電網個案和基準參照情境之比較，以評估微電網營運之成本效益。在成本部份，包括 (1) 分散式電源裝機成本、(2) 儲能裝置的購置成本、和 (3) 微電網管理控制系統；而微電網的效益，主要評估 (1) 減少電力採購成本、(2) 降低電網負載、(3) 提升可靠度、(4) 提供輔助服務、和 (5) 減少污染排放等五個項目。

(一) 微電網的建設成本

微電網的建設成本包括分散式電源裝機成本、儲能裝置的購置成本、及微電網管理控制系統。在確認分析個案情境在各期所使用的發電、儲能裝置、管理系統類型和數量之後，可計算微電網的建設成本(CMG)之現值。下式中 C_k 為微電網裝置 k 之成本， t 為預期裝設時間(年)， r 為折現率。

$$C_{MG} = \sum_{k,t} \frac{C_k}{(1+r)^t}$$

1. 分散式電源裝機成本

不同類型的電源裝機成本差異較大 (Pudjianto & Strbac, 2005)，下表列出了非再生能源發電和一些分散式再生能源發電的裝機成本。由表 2 可知，在考量可用率之後，分散式再生能源的單位容量裝機成本均高於集中式非再生能源，這是影響其經濟性的一個重要因素。隨著技術的進步，特別是再生能源技術的發展，分佈式電源的裝機成本有望大幅下降。

表 2 非再生能源發電和一些分散式再生能源發電的裝機成本對比

發電技術	投資成本	年固定營運成本	可用率	前置時期
非再生能源發電技術	(\$US/kW)	(\$US/kW)		(年)
Pulverized coal power plant	1488	44.4	0.80	4
Integrated coal gasification power plant	1260	64.8	0.80	4
Oil-fired power plant	1032	28.8	0.80	3
Natural gas CC power plant	972	25.2	0.75	3
Gas turbine CHP plant	912	13.2	0.80	3
Lignite-fired power plant	1728	44.4	0.75	4
Integrated lignite gasification power plant	1920	37.2	0.75	4

Nuclear LWR power plant	2928	64.2	0.95	6
再生能源發電技術				
Biomass gasifier dedicated STAG (NH)	2448	240.0	0.80	3
Biomass gasifier SOFC	3120	312.0	1.00	3
Biomass gas turbine CHP	2040	51.0	0.80	3
Solar PV	6000	24.6	0.15	2
Large onshore wind turbine	1140	21.6	0.25	1
Large onshore wind turbine storage	1632	26.4	0.25	1
Large offshore wind turbine storage	2340	37.2	0.25	2

註 1: FBC=fluidized bed combustion (流體化床); CHP=cogeneration (汽電共生); CC=combined cycle (複循環發電); LWR=light water reactor (輕水反應器); STAG (NH)=steam and gas (蒸汽與燃氣混合); SOFC=solid oxide fuel cell(固態氧化物燃料電池); PV=photovoltaics (太陽光電)。

註 2: 成本單位為美金。

資料來源: Kumbaroglu, G., Madlener, R., and Demirel, M. (2008), "A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies," Energy Economics, Vol.30, Iss4, pp. 1882-1908.

2. 儲能裝置的購置成本

表 3 儲能系統基本特性比較

	鋰離子電池	鈉硫電池	液流電池	壓縮空氣	水力抽蓄
能量密度	190	150~240	18~28		
充放電效率(%)	85~95	75~85	75	70~80	70~85
生命週期(次)	1000	5000	15000	30000	50000
功率設置成本(\$/kW)	400	3000	1600	668	1500
能量設置成本(\$/kWh)	1200	500	470	223	125
均一化能量成本(\$/cycle/kWh)	1.2	0.1	0.03	0.02	0.01

資料來源: Alex Tong, 2011, "Strategies of Green Energy Industry Development in Taiwan"

3. 微電網管理控制系統

微電網管理控制系統的關鍵單元包括: (i) 分散式電源、儲能系統和負荷的控制器; (ii) 整個微電網的中央運行管理系統, 解決電壓控制、潮流控制、解列時的負荷分配、穩定及能量管理等問題; (iii) 繼電保護裝置, 包括電源及整個微電網的保護設備; (iv) 通訊系統, 整個微電網管理控制系統的資訊傳遞平臺。微電網管理控制系統的建設

成本根據其規模、功能和性能的不同，以及所採用技術的成熟度不同，差別很大。

(二) 微電網效益評估

1. 減少電力採購成本

微電網之所以能夠減少電力採購成本，主要來自本地化效益 (locality benefit) 和選擇性效益 (selective benefit)。本地化效益是因為直接將生產的電力銷售給網內消費者，減少了耗損及輸電費用，而在熱電聯產 (combined heat and power, CHP) 或冷熱電聯產 (combined cooling heat and power, CCHP) 的應用情境下，廢熱回收使用可以提高用電效率。選擇性效益則是指消費者可以比較外網和內網電力價格，使用較便宜的電力來源。

在評估技術上，可以使用時間序列模擬法，考慮電價波動、負載變異、電力來源差異等因素來估算效益。而市面上常用的軟體有三種：DER-CAM (分散式電源顧客使用模型)、RETScreen (再生能源及能源效率技術審視模型)、以及 HOMER (混合再生能源最適化模型)。

DER-CAM 是文字界面的工具，其優勢在於可以使用各種最適化工具來求解，同時具有高度彈性，但需依賴 GAMS 的 CPLEX Mixed Integer Program (MIP)，需付費購買。而其所提供的敏感度分析工具也不多，亦無法分析獨立微電網 (isolated Microgrid)、風力和水力發電。

RETScreen 是以 Microsoft-Excel 為基礎的應用程式，操作便利但較不具彈性，部份能源儲存選項受限；其中並未整合最適化分析工具，但在敏感度分析方面則提供蒙地卡羅及風險分析工具，可以免費取得程式。

HOMER 是一套獨立軟體，其在操作和功能上比較均衡，可進行最適化分析和敏感度分析，但在資料的單位有些不一致，操作者在輸入資料時必須留意，而且必須明確定義最適化的求解範圍。

此外，上述三套軟體的共同限制是假設分散式電源是隸屬於用電戶，同時無法考慮饋線電壓之輸電耗損。

2. 降低電網負載

微電網有助於緩和尖峰設備負載，延緩電網在安全設備和發電設備之投資。在評估微電網降低電網負載的效益時，應先考慮尖峰設備負載、負載成長率以及負載設備投資。假設在未設置微電網之下，必須於 t 期投資 i 項設備以因應尖峰負載之成本為 $CL_{i,t}$ ，而設置微電網之後，必須於 t 期投資 i 項設備以因應尖峰負載之成本為 $CL_{MGi,t}$ ，則建置微電網而降低電網負載之效益 BL 為：

$$BL = \sum_{t=1}^h \sum_{i=1}^n \left(\frac{CL_{i,t}}{(1+r)^t} - \frac{CL_{MGi,t}}{(1+r)^t} \right)$$

3. 提升可靠度

微電網通過先進的電力電子技術將分散式電源、負載和儲能裝置整合在一起，既可以與配電系統併網運行，也可以與配電系統解列後孤島運行。在配電網發生停電時，微電網可通過孤島運行來保證對本地負荷的供電，從而提高供電可靠性。

利用負載點可靠度指標配合負載點用戶數，可以計算出系統可靠度指標，包括「系統平均斷電頻率指標」(System Average Interruption Frequency Index, SAIFI)、「系統平均斷電期間指標」(System Average Interruption Duration Index, SAIDI)、「用戶平均斷電期間指標」(Customer Average Interruption Duration Index, CAIDI)，其計算方式如下：

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ (次/戶)}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ (小時/戶)}$$

$$CAIDI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum U_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ (小時/每戶每次斷電)}$$

其中 λ_i 、 U_i 、 N_i 分別代表負載點 i 的平均故障率、平均年故障時間及用戶數。而根據各類型微電網（或用戶）的損失函數模擬所得之相對斷電成本 IC_i (\$/kW) 及平均故障期間 γ_i 、平均負載 $L_{a,i}$ ，系統成本相對可靠度指標包括：「平均未供電能量」(Expected Energy Not Supplied, EENS)、「平均斷電成本」(Expected interruption cost, ECOST) 及「斷電能量評估率」(Interrupted Energy Assessment Rate, IEAR) 之計算方式如下：

$$EENS = \sum_i L_{a,i} \lambda_i \gamma_i = \sum_i L_{a,i} U_i \text{ (kWh)}$$

$$ECOST = \sum_i L_{a,i} \lambda_i IC_i \text{ ($)}$$

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS} \text{ ($/kWh)}$$

4. 提供輔助服務 (Ancillary Service)

除了單純供電之外，微電網亦可提供支持電網運作的服務，其中包括頻率支援 (frequency support)、電壓支援 (voltage support)、暗啟動 (black start)、尖峰負載支援、均衡服務等項目，透過改變輔助系統契約條件、降低輔助系統使用率帶來更多效益。在離島電網的情境之下，輔助服務的效益特別明顯。其計算方式為比較在相同供電品質標準之下，基準參照設備和微電網設備購買預備電力契約所投資之金

額的差異。一般而言，各類電網的預備電力契約價值 V_{PR} 計算方式如下：

$$V_{PR} = \sum_t \pi_{PR}(t)x_{PR}(t) - C(x_{PR}(t))$$

其中 $\pi_{PR}(t)$ 為 t 期間之電力價格、 $x_{PR}(t)$ 為 t 期間要求之預備電量、 $C(x_{PR}(t))$ 為提供預備電量 $x_{PR}(t)$ 之設備成本。

5. 減少污染排放

微電網減少污染排放的主要原因在於其使用多元電力來源，微電網中往往採用低污染的再生能源，可以大大減少化石能源的消耗；而另一方面，目前正在大力推廣的熱電聯產，可以通過能源的綜合利用，提高能源的利用效率，降低排放率，進而降低總排放成本。各類污染物的減排量 ΔE 之計算方式如下：

$$\begin{aligned} \Delta E &= EBC - EMG \\ &= \sum_t [x_{GP}(t)\epsilon_G]_{BC} - \sum_t [x_{MG}(t)\epsilon_M + (x_{GP}(t) - x_{GS}(t))\epsilon_G]_{MG} \end{aligned}$$

其中，EBC和EMG分別為基準情境和微電網情境之污染排放， $x_{GP}(t)$ 和 $x_{GS}(t)$ 為 t 期間自傳統電網購買及售出之電量， $x_{MG}(t)$ 為微電網發電量， ϵ_G 和 ϵ_M 為傳統發電和微電網發電之污染排放率。

四、成本效益分析指標

成本效益分析方法通常被政府或民間部門應用於評估投資方案的可行性分析。成本效益分析係利用數量分析方法，評估一項或多項投資計畫所可能衍生的成本及效益，以提供決策者了解計畫之可行性，並作為決策之重要依據（許義忠，2007）。因此，成本效益分析可用於私人企業或政府單位，以衡量一項民間或公共投資計畫是否符

合經濟效益，惟兩者評估的差異在於私人企業追求利潤極大，而政府單位則是追求整體社會福利最大，故私人企業僅需考量其可能發生的現金流，而政府單位則需將一項公共投資計畫執行後，可能帶來的無形、有形的外部效益及成本均納入考慮。成本效益分析考量的重點簡述如下：

(一) 明確界定分析者的目的

成本效益分析前需區別到底係以投資者或政府角度來分析再生能源之經濟效益，通常分析人員不能只根據經濟效益的高低作成政策推薦的決定，還應該通盤考慮社會公平性和政治可行性等價值存在的意義（張四明，2001）。因為政府與一般投資者追求的目的不同，往往會因此導致評估效益的項目有所不同。以投資者而言，其追求個人利潤最大，將設置新能源設備的設備補助、發電量之售電收入設為收益項目，相反地，對政府而言，再生能源收購補助或設備補貼應視為社會成本，且政府係以追求全體社會福利最大為目標，故對於再生能源產業對環境、社會、能源的外部效果，如空氣污染減量效益、產業帶動效益、自主能源效益、經濟減緩成本等均應加以考量。

(二) 確定各種成本和效益項目

分析者考慮到再生能源所帶來的外部成本及效益時，通常以「願付價值」來衡量，若涉及正的外部性，以人們願付最大金額來估算效益；若涉及負的外部性，則以人們願意最大代價來規避之金額估算外部成本（張四明，2001）。

(三) 選定折現率

折現率的選擇在理論上有兩種看法：「機會成本觀點」和「社會時間偏好觀點」，前者強調透過機會成本的估算來決定公私部門間的

資源分配，即用「影子價格」作為折現率；後者強調用「社會時間偏好率」作為折現率，可確實反映時間差異及跨世代的觀點，惟兩者均不易推估。實務上則是最常採用「資本市場利率」做為折現率，如政府公債利率、中央銀行重貼現率、商業銀行存放款利率、股票市場利率、乃至於民間借貸或互助會的利率等，基本上取捨並無絕對的標準。由於政府公債風險低，易吸引人從事長期的投資，故部分經濟學家認為政府長期公債利率較能代表社會時間偏好率。

(四) 選定評估準則

一般成本效益評估指標中較常用的評估準則有六種，包含 (a) 淨現值 (Net Present Value, NPV)、(b) 內部報酬率 (Internal rate of return, IRR)、(c) 益本比 (Benefit-cost ratio, B/C)、(d) 折現回收期 (Discounted Payback Period, DPB)、(e) 簡易回收期 (Simple Payback Period, SPB)、(f) 獲利指數 (Profitability Index, PI)。

成本效益分析的目的係在探討微電網的經濟可行性，本研究透過以下之成本效益指標，說明不同個案微電網之成本與效益，各項指標簡要說明如下。

(a) 淨現值 (Net Present Value ; NPV)

是將投資項目之未來的現金流入 (Cash Inflow ; CI) 與現金流出 (Cash Outflow ; CO)，全部按基準折現率 (i) 折現成投資起始日現值之總合，稱為該投資的淨現金流量，或稱為淨現值。假設微電網的設置淨現值等於或大於零時，即項目收益等於或大於投資成本，代表該項目損益兩平或是投資者有淨利，方案是可接受的；相反的，如果投資評估的淨現值為負數，代表此項目會造成投資者損失，此方案不應該接受。其計算公式如下：

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(CI_t - CO_t)}{(1+i)^t}$$

其中，n 為計畫投資期間，CI_t 為第 t 期現金流入量，CO_t 為第 t 期現金流出量，i 表示企業或投資人內部訂定的基準折現率。

本研究採用的基準折現率（或稱折現率），乃是參考 OECD-NEA 所假設之 7%（參照：Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems, 2015）。此折現率並非單指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金之報酬率，實指自有資金與借貸資金的平均資金成本率（Weighted Average Cost of Capital；WACC），計算公式如下：

$$\begin{aligned} WACC &= RO \times WO + RI \times WI = RO \times WO + (RO + \beta) \times WI \\ &= (R_f + \alpha) \times WO + (R_f + \alpha + \beta) \times WI \end{aligned}$$

其中，WO + WI = 1；RO 為借貸資金利率；WO 為借貸資金比例，依典型計畫案例設定為 7 成；RI 為自有資金報酬；WI 為自有資金比例，依典型計畫案例設定為 3 成；R_f 為無風險利率，10 年期政府公債殖利率之 99 年度平均值為 1.36%；α 為信用加碼風險，即銀行對新興投資計畫之融資加碼，採用 2%；β 為風險溢酬，參考國內外投資案例，採用值 6.177% 作為標竿；融資期間為 10 年，第 11 年償還全部貸款本金。

(b) 內部報酬率（Internal Rate of Return；IRR）

亦稱內部收益率，為讓投資計畫在分析期間內的淨現金流量現值合計等於零的折現率。當內部報酬率（IRR）等於或大於基準折現率（i）時，投資項目是可以接受的。計算公式如下：

$$NPV(IRR) = \sum_{t=1}^n \frac{CI_t - CO_t}{(1 + IRR)^t}$$

(c) 益本比 (Benefit-Cost Ratio ; B/C)

即是將各年淨現金流入折現成利益總合 (B)，除以期初投資額之折現成本總合 (C) 之比值，計算方式如 (5) 式所列。當 B/C 等於 1 時，表示投資項目達損益兩平；若 B/C 大於 1，代表該項目之利益總合大於成本總合，投資者可接受該項目；若值小於 1，則不可接受該項投資計劃。其計算公式為：

$$B/C = \frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

其中，n 為計畫投資期間，B_t 為第 t 期項目收益，C_t 為第 t 期投資支出，r 為折現率。

(d) 投資回收期 (payback period)

亦稱還本期間，用於衡量回收投資項日期初投資成本所需要的年期，即以投資項目淨現金流入抵償原始投資金額所需要的全部時間。回收期間 (N_t) 之計算方式如下：

$$\sum_{t=0}^{N_t} (CI - CO)_t = 0$$

(e) 社會效益

微電網的燃料可分為傳統化石燃料與非傳統化石燃料式如生質燃料、廢棄物與再生能源等，本計畫可針對這些不同類別的燃料計算其 CO₂ 排放量。並與傳統電網做比較，最後評估出 CO₂ 減量的環境效益及化石能源的節約效益。

五、智慧電網成本效益分析應用軟體比較

(一) HOMER²

1. 系統簡介

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) 模型是美國可再生能源實驗室 (NREL) 於 2004 年開發的一個混合電力系統優化模型軟體。該軟體可以免費下載試用，可用以設計離網和併網的小型混合電力系統，適用於太陽能、風力、生物質能、徑流式小水電、柴油及其它往復式發電機組、餘熱回收發電、微型燃氣輪機、蓄電池組、電網、燃料電池等電源或儲能裝置的獨立或混合應用項目。HOMER 的最適化和敏感度分析演算法可用來評估各種技術選項的經濟和技術可行性，計算技術成本和能源資源的可用性。

利用 HOMER 模型，我們可以研究解決小型混合電源系統設計中的以下問題：(1) 採用何種電源成本最低；(2) 系統中各種電源應如何組合以實現最佳經濟效益；(3) 當成本和用電負載發生變化時，系統的經濟性將如何變化（敏感性分析）；(4) 專案計劃中的可再生能源資源是否能滿足系統運行的需要。

HOMER 通過計算一年中每小時電量供需平衡來模擬系統的操作。HOMER 比較各時段能源系統可以提供的能源，和系統中每個元件的能量流、電和熱的需求。在包含電池或燃料為動力的發電機組的系統，HOMER 還決定每小時如何操作發電機以及電池是否充電或放電。

HOMER 將使用者要考慮的每一種系統組態執行能量供需均衡計算，進而確定配置是否能符合使用者所指設定的條件，並估計該專案生命週期中的安裝和營運系統的成本。HOMER 系統中可設定的成

²參考資料：HOMER Getting Start Guide

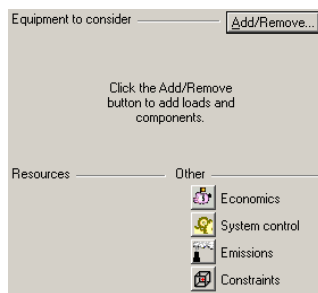
本費用，包括資本、置換、營運作和維修、燃料和利率。

最適化：在模擬所有可能的設備組合之後，HOMER 系統會將各種組合依成本淨現值高低輸出結果，讓使用者用來比較各種設計選項。

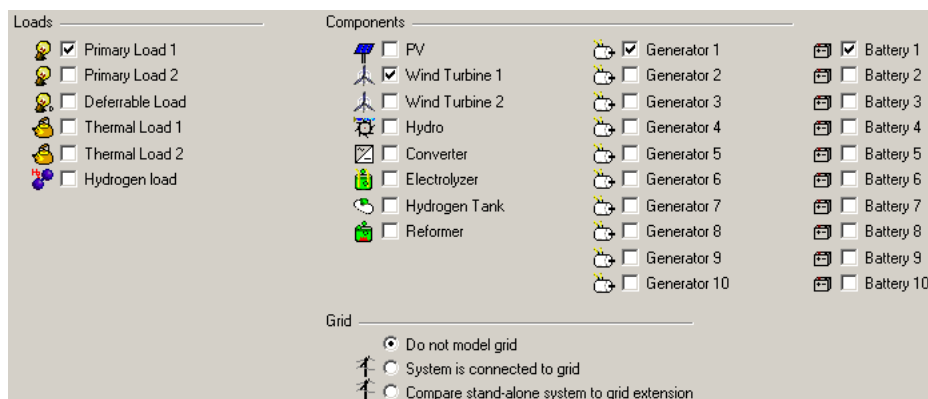
敏感度分析：定義敏感度變數之後，HOMER 會依指定的變數重覆模擬，並輸出計算結果。

2. HOMER 執行步驟

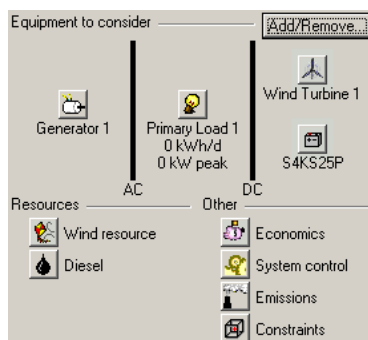
(1) 開啟新的 HOMER 檔



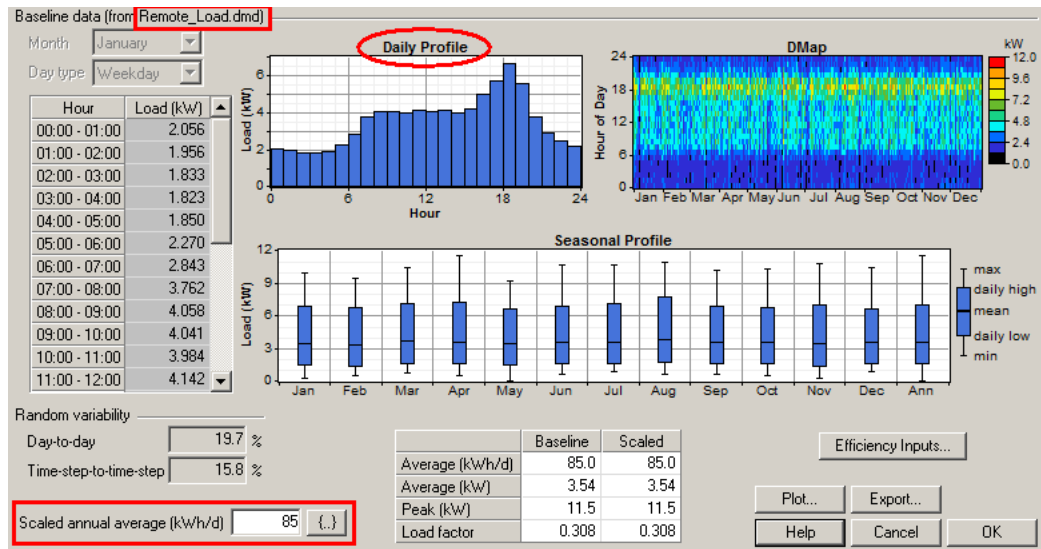
(2) 建立電力設備架構



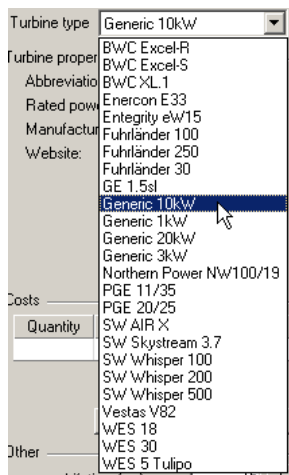
選擇的設備架構圖示



(3) 輸入負載資料



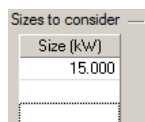
(4) 選擇設備組件型號及設定成本、規格參數



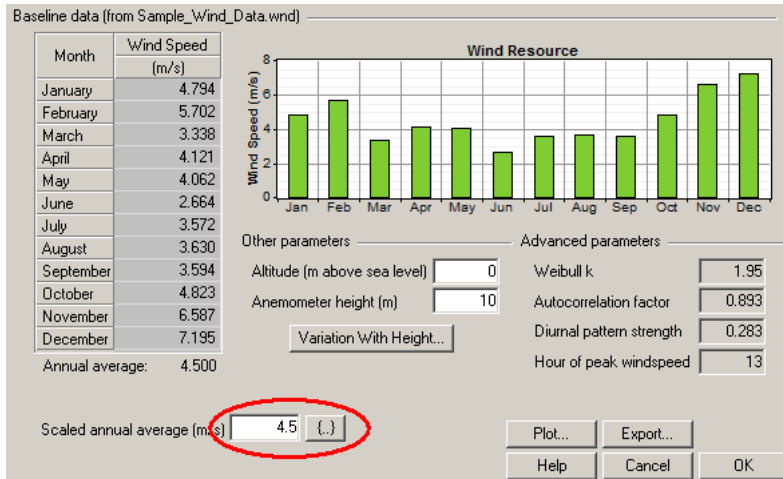
成本

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	30000	25000	500

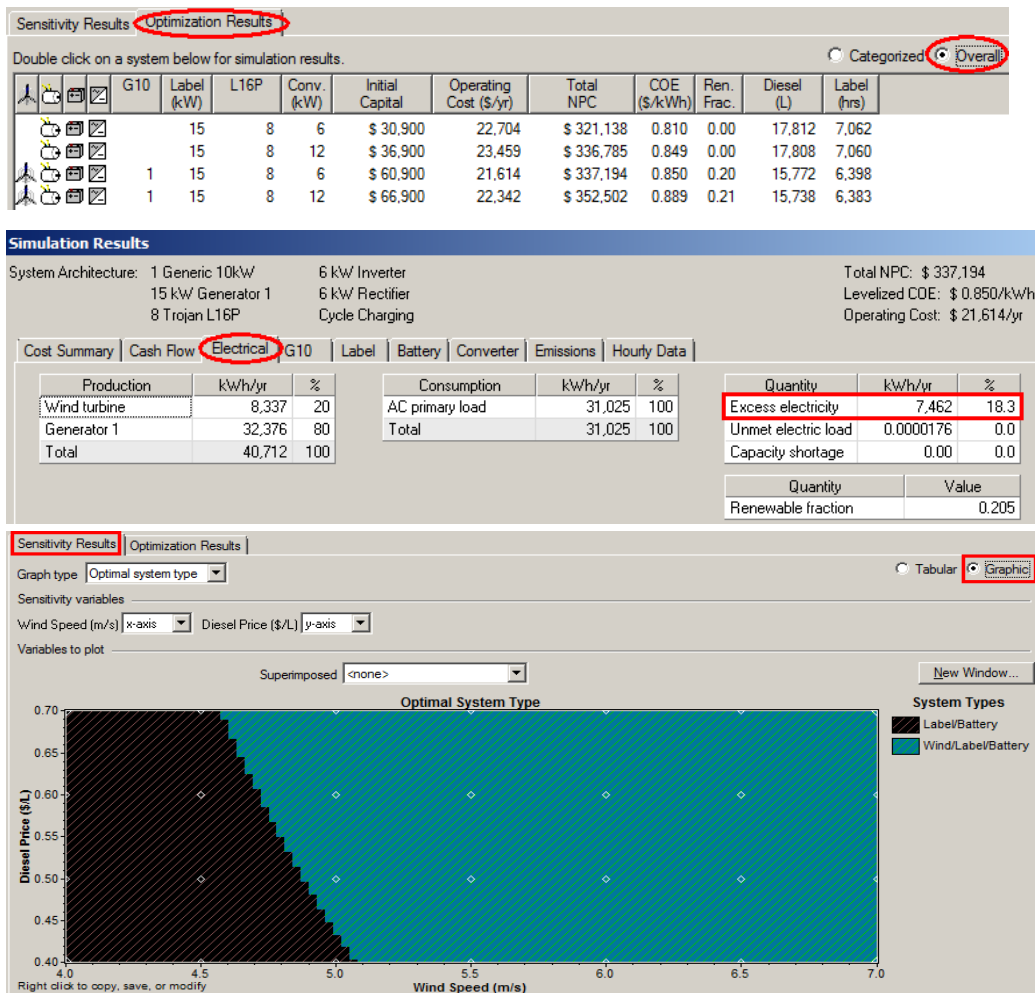
規格



(5) 輸入資源資料



(6) 檢視最適化結果



3. 輸入參數及輸出結果

- (1) 輸入：負載曲線（電、熱）、技術效率和功能，O & M 成本、排放限制和敏感度參數。

(2) 輸出：有關能源生產、油耗、排放和成本與圖表和詳細的資料報告（匯出格式.xml/.html）、系統的最適化和敏感度分析。

(二) RETScreen

1. 系統簡介

RETScreen 是由加拿大 RETScreen International 潔淨能源應用中心所開發。用以評估各類型的能源效率和再生能源技術能源生產、生命週期成本和溫室氣體減排；RETScreen 國際線上產品資料庫提供使用者連結世界各地的 1000 多個潔淨能源技術製造商的資訊。RETScreen 軟體目前包括的模組有：風能、小水電、太陽能發電 (PV)、熱電和電力、生物質加熱、太陽能空氣加熱、太陽能水加熱、被動式太陽能加熱、地源熱泵熱泵和製冷。

RETScreen 需搭配 Excel 試算表以進行運算、並可以進行敏感度參數分析、風險分析，以評價本地單一潔淨能源技術應用的技術經濟可行性。

以風能發電分析為例，其中主要包括能量模型 (Energy Model)、設備資料 (Equipment)、成本分析 (Cost Analysis)、溫室氣體減少量分析 (Greenhouse Gas Reduction Analysis)、財務摘要 (Financial Summary) 等五個模組，各模組中所含的次模組整理如表 4。

表 4 RETScreen 模組及次模組

風能模組	次模組
能量模型	工地狀況模組 (Site Conditions) 系統特性模組 (System Characteristics) 年發電量模組 (Annual Energy Production)
設備資料	風力機特性模組 (Wind Turbine Characteristics) 風力機發電量模組 (Wind Turbine Production Data)
成本分析	初始成本模組：可行性分析成本 (Feasibility study cost)、開發成本 (Development cost)、工程成本 (Engineering cost)、發電設備成本 (Renewable energy equipment cost)、系統其它設備成本 (Balance of system cost)、雜項支出 (Miscellaneous cost)。 年成本模組：營運維護費用、(O&M) 及緊急支出 (Contingencies)，週期成本費用 (Periodic Cost) 包括工作訓練 (Drive Train) 及葉片 (Blade) 等
溫室氣體 減少量分 析	背景資料模組 (Background information) 基準發電方式 (Base case electricity system) 建議的發電方式 (Proposed case electricity system) 溫室氣體減少量 (GHG emission reduction)
財務摘要	年能量供應量模組 (Annual Energy Balance) 財務參數模組 (Financial Parameter) 專案成本與節餘模組 (Project Costs and Saving) 財務可行性模組 (Financial Feasibility)

2. RETScreen 操作流程



3. RETScreen 輸入參數和輸出結果

- (1) 輸入：氣候資料、資源可用性、技術效率和功能，O & M 成本，排放限制和敏感度參數（軟體資料庫提供部份資料）。
- (2) 輸出：能源產出、生命週期成本、排放量、負載曲線、風險分析，以.xls 格式匯出的資料。

RETScreen 是一個情境工具，透過輔助的經濟指標，如 NPV 和 IRR 比較傳統能源和替代潔淨能源。模型的優點是它允許多個發電設備、易用性和方便使用的介面、可輸入較細節的能源和負載資料。RETScreen 的限制主要為儲能系統僅限電池、微電網相關資料較少、時間解析度低(月資料)。同時，RETScreen 在計算時只會依使用者所設定的能源架構進行模擬，並不會自行計算各種組合的模擬結果。RETScreen 最常被應用於各種規模的再生能源專案分析和大容量電廠設計。

(三) DER-CAM(Web-Opt)³

1. 系統簡介

³資料來源：WebOpt User Manual, DER Web Optimization Service (WebOpt): a project partly financed by the U.S. Department of Energy

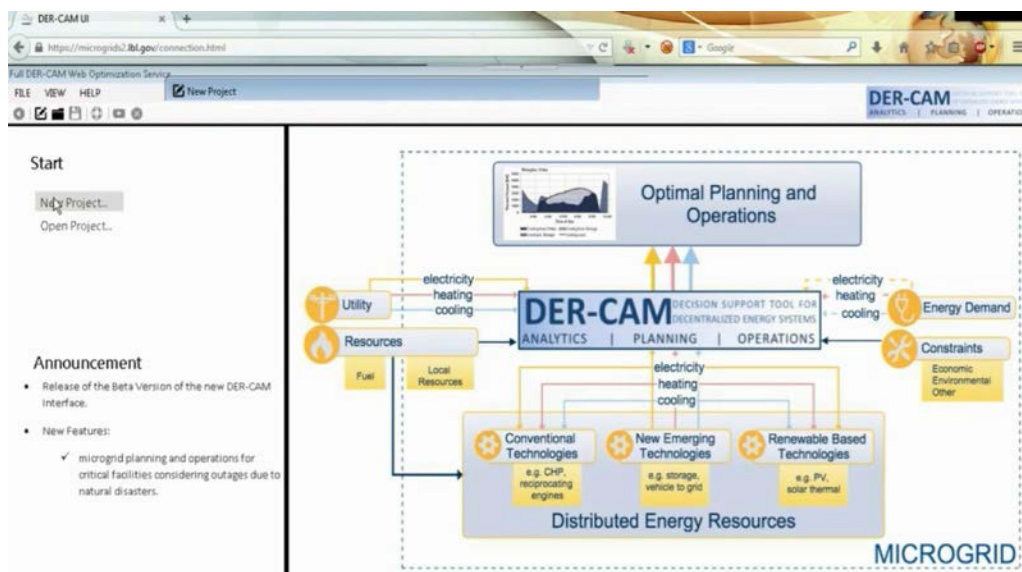
DER-CAM (Distributed Energy Resource Customer Adoption Models) 是由柏克萊實驗室分散式能源中心於 2000 年所開發的模型，是在 GAMS 中運作的分散式能源經濟模型，目前，使用者可以透過 Web-Opt 的網路界面免費使用 DER-CAM 部份功能(能源類型及規模受限)。模型的目標是極小化個別獨立用戶或微電網運營現場發電和熱電聯產電力系統的成本。在此目標之下，DER-CAM 提供的輸出結果為：(1)某一特定客戶可安裝的分散式的發電技術的最低成本組合為何？(2)成本極小化之適當的裝機容量？(3)如何運轉裝機容量，儘量減少顧客總能源費用？

DER CAM 模型協助客戶決定應採取哪些電源和/或熱電聯產技術、基於特定網站的負載和價格資訊決定技術的運轉方式，以及計算經濟效益。

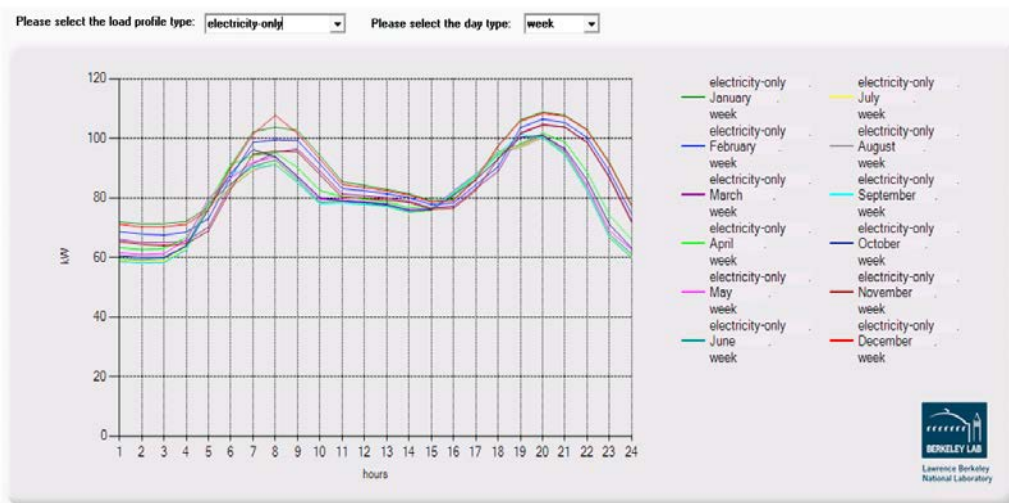
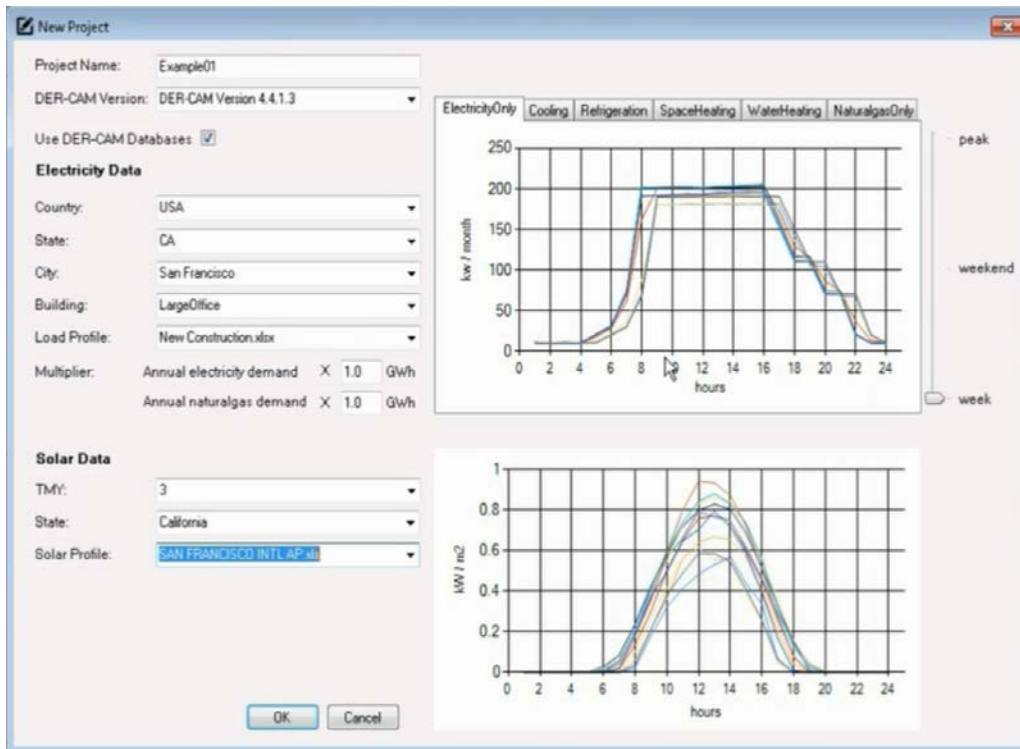
2. 操作步驟

(1) 註冊及登入

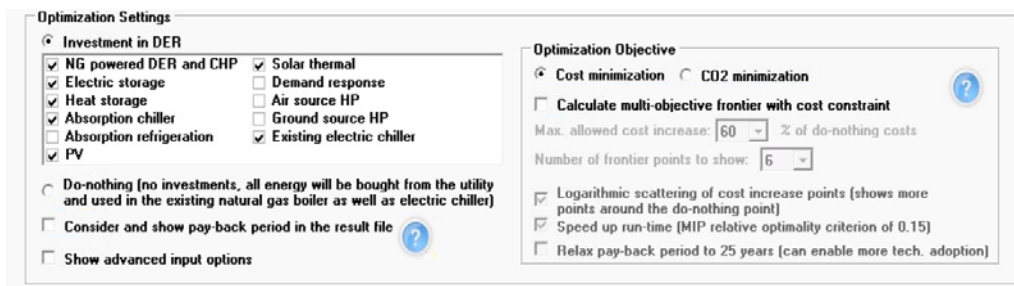
進入 <http://building-microgrid.lbl.gov> 註冊登入後可進入主畫面



(2) 輸入專案基本資料(美國各州的負載資料為內建)



(3) 設定最適化選項



(4) 設定電力費率

Electric Tariff Wizard

Please note that more complex tariffs can be added to the database by the WebOpt team. Please feel free to send us an email.

Seasons for Electric Tariff

Seasonal difference

Summer months:

Jan March May July Sept Nov
 Feb April June Aug Oct Dec

TOU for Electric Tariff

Time-of-use week days Use week day prices also on weekends

WebOpt will determine off peak hours based on your input. If unchecked all weekend days are assumed to be off peak.

on peak summer hours: mid peak summer hours: on peak winter hours: mid peak winter hours:

<input type="checkbox"/> 00:00-01:00	<input type="checkbox"/> 00:00-01:00	<input type="checkbox"/> 00:00-01:00	<input type="checkbox"/> 00:00-01:00
<input type="checkbox"/> 01:00-02:00	<input type="checkbox"/> 01:00-02:00	<input type="checkbox"/> 01:00-02:00	<input type="checkbox"/> 01:00-02:00
<input type="checkbox"/> 02:00-03:00	<input type="checkbox"/> 02:00-03:00	<input type="checkbox"/> 02:00-03:00	<input type="checkbox"/> 02:00-03:00
<input type="checkbox"/> 03:00-04:00	<input type="checkbox"/> 03:00-04:00	<input type="checkbox"/> 03:00-04:00	<input type="checkbox"/> 03:00-04:00
<input type="checkbox"/> 04:00-05:00	<input type="checkbox"/> 04:00-05:00	<input type="checkbox"/> 04:00-05:00	<input type="checkbox"/> 04:00-05:00
<input type="checkbox"/> 05:00-06:00	<input type="checkbox"/> 05:00-06:00	<input type="checkbox"/> 05:00-06:00	<input type="checkbox"/> 05:00-06:00
<input type="checkbox"/> 06:00-07:00	<input type="checkbox"/> 06:00-07:00	<input type="checkbox"/> 06:00-07:00	<input type="checkbox"/> 06:00-07:00
<input type="checkbox"/> 07:00-08:00	<input type="checkbox"/> 07:00-08:00	<input type="checkbox"/> 07:00-08:00	<input type="checkbox"/> 07:00-08:00
<input type="checkbox"/> 08:00-09:00	<input type="checkbox"/> 08:00-09:00	<input type="checkbox"/> 08:00-09:00	<input type="checkbox"/> 08:00-09:00
<input type="checkbox"/> 09:00-10:00	<input type="checkbox"/> 09:00-10:00	<input type="checkbox"/> 09:00-10:00	<input type="checkbox"/> 09:00-10:00
<input type="checkbox"/> 10:00-11:00	<input type="checkbox"/> 10:00-11:00	<input type="checkbox"/> 10:00-11:00	<input type="checkbox"/> 10:00-11:00
<input type="checkbox"/> 11:00-12:00	<input type="checkbox"/> 11:00-12:00	<input type="checkbox"/> 11:00-12:00	<input type="checkbox"/> 11:00-12:00
<input type="checkbox"/> 12:00-13:00	<input type="checkbox"/> 12:00-13:00	<input type="checkbox"/> 12:00-13:00	<input type="checkbox"/> 12:00-13:00

Natural Gas

Monthly fixed costs: 0 (\$/month)

Jan	Feb	March	April	May	June	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04

Energy Part of Electric Tariff

Energy pricing (\$/kWh)

off peak summer price: 0.15 mid peak summer price: 0 on peak summer price: 0
off peak winter price: 0.15 mid peak winter price: 0 on peak winter price: 0

Demand Charges of Electric Tariff

Demand pricing / demand charges (\$/kW-month)

off peak summer price: 15 mid peak summer price: 0 on peak summer price: 0
off peak winter price: 15 mid peak winter price: 0 on peak winter price: 0

Non-Coincident Demand Charges Electric Tariff

Non-Coincident demand charges (\$/kW-month)

summer price: 0
winter price: 0

Monthly Fixed Part of Electric Tariff

Monthly fixed costs: 0 (\$/month)

Cancel
Accept

(5) 選擇、設定系統設備之技術及經濟參數

High P, 40% Costs, LA, ZnBr, PV

Economic Parameters Storage, PV, Solar Thermal, and Absorption Cooling

Technologies	FixedCost	VariableCost	Lifetime	FixedMaintenance
ElectricStorage	0.00	88.00	6.00	0.02
HeatStorage	10,000.00	100.00	17.00	0.00
FlowBatteryEnergy	0.00	88.00	10.00	0.08
FlowBatteryPower	0.00	850.00	10.00	0.00
AbsChiller	93,912.00	685.22	15.00	1.88
Refrigeration	93,912.00	685.22	20.00	0.05
PV	0.00	3,320.00	20.00	0.25
SolarThermal	1,000.00	500.00	15.00	0.05
AirSourceHeatPump	0.00	2,900.00	10.00	0.00
GroundSourceHeatPump	0.00	6,000.00	10.00	0.00

Regular Battery Parameters

Item	(unitless)
EfficiencyCharge	0.950
EfficiencyDischarge	0.950
Decay	0.004
MaxChargeRate	0.200
MaxDischargeRate	0.250
MinStateOfCharge	0.300

Flow Battery Parameters

Item
EfficiencyD
MinStateC

Technical Parameters Heat Pumps

Technology	COP_Heating	COP_Cooling

(6) 設定需求反應參數(Demand Respond)

(7) 輸入太陽光輻射資料：一年中各月份 24 小時之日照資料

(8) 輸入二氧化碳排放資料：一年中各月份 24 小時之二氧化碳排放資料

(9) 執行運算並輸出結果

F1	F2	F3	F4	F5	F6
*****Summary*****					
Total Annual Energy Costs, including annualized investment costs (\$)	155,771.5				
Installed Capacity, discrete technologies as CHP/DG (kW)	0.0				
Installed Battery Capacity (kWh)	89.0				
Installed Flow Battery Capacity (kWh)	0.0				
Installed Flow Battery Power (kW)	0.0				
Installed Heat Storage Capacity (kWh)	0.0				
Installed Capacity Photovoltaic (kW), peak power under test conditions	0.0				
Size of Photovoltaic (m ²)	0.0				
Installed Capacity Solar Thermal (kW), peak power under test conditions	0.0				
Size of Solar Thermal (m ²)	0.0				
Installed Capacity Absorption Chiller for Building Cooling (kWelec_equivalent, kWcooling, United States Refrigeration Ton, U.S. RT)	0.0	0.0	0.0		
Installed Capacity Absorption Chiller for Refrigeration (kWelec_equivalent, kWcooling, U.S. RT)	0.0	0.0	0.0		
Installed Capacity Air Source Heat Pump (kWelec_demand, kWheat, kWcooling, U.S. RT)	0.0	0.0	0.0	0.0	
Installed Capacity Ground Source Heat Pump (kWelec_demand, kWheat, kWcooling, U.S. RT)	0.0	0.0	0.0	0.0	

Please select the month: Please select the day type:

3. 輸入參數及輸出結果

- (1) 輸入：最終使用者負載曲線（電、熱）、技術效率和功能、電力能源費率、天然氣價格、初始投資、操作和維護成本、利率。
- (2) 輸出：最佳設廠規模、調度策略和生產能源（熱和電氣）的成本。

該模型的目標是極小化熱電聯產微電網電力系統的成本，並假設客戶欲安裝分散式的發電，以儘量減少能源消耗的直接成本，透過 DER-CAM 的計算結果，可以決定客戶能夠安裝的技術和容量、預測客戶何時將自行發電或採購電網電力、何時採購燃料或使用回收熱能；此外，通過線性規劃優化分析，評估技術經濟可行性、調度分散式發電系統的優化。

DER-CAM 的限制如下：(1)產出和效率在設備的壽命期間被設為固定常數；(2)該模型不考慮設備的規模經濟、可靠性和電力品質效益、營運及維護成本；(3)系統未考慮潛在的可靠性或電源品質改進所產生的效益。

參、主要發現與結論

一、智慧電網建置成功與失敗關鍵因素及案例探討

智慧電網建置的成功與失敗牽涉到技術 (technical)、政策 (regulatory)、財務 (financial)、及利益相關團體 (stakeholder) 等幾個層面的問題，過去大多數智慧電網計畫會比較專注在技術、政策、財務等幾個層面，不過近期的重點則有偏向利益相關團體的趨勢 (Boork et al., 2015)。

(一) 智慧電網建置之關鍵成功因素

從投資評估的角度，美國智慧電網研究協會 (Smart Grid Research Consortium, SGRC) 的 Jerry Jackson 博士於 2014 年提出智慧電網投資失敗的七個理由 (Jackson, 2014)。過去，多數人根據 EPRI 的研究報告「Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid (EPRI, 2011)」指出，智慧電網投資的效益是成本的 2.8-6.0 倍，所以認定似乎是一項很划算的投資，然而，根據 SGRC 的分析顯示，許多電力公司的智慧電網計畫並無法達到預期的目標。以美國佛羅里達州里茲堡市 (Leedsburg, Florida) 公用事業部門為例，該市設置 21,000 只智慧電表，於 2009 年底開始裝設，2012 年中裝置完成，然而需量反應的軟體並無法如期運作，以致該市需要在 2014 年提高電費 3.5% 來補足收入的缺口；且根據該市規劃的營運策略，每年需支付設備廠商 \$900,000 的服務費用，以及主要仰賴需量反應來挹注 75% 的收入等，這使得該市的智慧電網運作落入困境，也讓未來電費進一步調升的風險大幅提高。

SGRC 綜合許多案例的成功與失敗原因後，指出智慧電網投資的七個陷阱，並提出一些建議，整理如下：

1. 系統整合廠商之商業計畫與分析有利益衝突問題：電力廠商或公用事業單位通常仰賴系統整合廠商提供投資之商業計畫及分析，然而因為這些廠商本就積極想推動相關計畫，因此存在有利益衝突的問題。【建議】：應由與本計畫無財務關連之第三方來進行投資計畫商業評估。
2. 缺乏風險評估：許多因素都會影響到智慧電網的投資報酬率，包括電力躉售的成本結構、消費者需量反應的參與程度及一些其他的不確定因素等，這些都需要有詳盡的風險評估，然而多數是缺乏的。【建議】：應強化投資計畫之財務風險評估。
3. 無法有效量化電力廠商及顧客之獨特特性：一般的投資計劃評估採用平均的參數數值，然而對個別計畫而言，其獨特之成本與效益參數值（如：分時負載）有可能與平均數值有明顯差異，進而導致評估結果不切實際。【建議】：務必採用與計畫直接相關之數據進行分析。
4. 系統整合廠商及下包廠商之選擇過於主觀：一般選擇系統整合廠商及批准其選擇之下包廠商時，多是依據其知名度及各種政商關係，這樣的主觀決策有時候相當危險，還是應該有較為客觀的評估。【建議】：由於智慧電網屬於較新的領域，不要過度迷信廠商名氣，實際上的經驗及能力更為重要。
5. 軟體運作無法達到預期績效：智慧電網相當仰賴軟體來有效運作，軟體未經實際運作檢驗通常無法達到應有的績效。【建議】：應盡量選擇有經驗的軟體廠商來提供運作所需之軟體。
6. 後智慧電表之執行策略不恰當：許多智慧電網的商業計畫都是仰賴後智慧電表來自消費端參與及需量反應的收益，然而許多規劃及執行細節卻都是沒有事先完成，以致實務上相關之收益都會延

後幾年才發生。【建議】：為避免收益延遲，應於事前即進行詳細之規劃。

7. 電力廠商或公用事業單位之事前調查分析不充分：原有的計畫調查與分析通常無法含括最理想的情況，因此後續的調整或許有必要。【建議】：應有合作之外部獨立單位，以進行相關之調查分析，或可建立內部之研究團隊，必要時進行相關之調查分析。

(二) 微電網成功與失敗因素

如果特別以微電網 (microgrid) 來看，要深入針對各種可能之成功與失敗層面的因素來加以分析，依然可以從技術 (technical)、政策 (regulatory)、財務 (financial)、及利益相關團體 (stakeholder) 等幾個層面來探討。Soshinskaya *et al.* (2014) 即從過去全球 13 件微電網的建置經驗中，整理出微電網建置所面臨的障礙及可能的成功因素。其中，最常見的技術層面障礙包括：技術元件、連網與孤島模式之轉換、電力品質與控制，以及防護 (protection) 問題；而政策障礙則包括：連網規定、電力雙向流通限制，以及電力在微電網與傳統電網間交易的管制問題。至於在財務面的障礙方面，主要是投資金額大及設備更新成本高的問題；而在利益相關團體方面，則有利益衝突的問題，以及是否有足夠專業的問題等。

根據 Schwaegerl (2009)，微電網可以分成三種模式，即：輸配電系統廠商獨占式微電網 (DSO Monopoly Microgrid)、⁴消費者聯盟式微電網 (Prosumer Consortium Microgrid)、⁵及自由市場微電網 (Free Market Microgrid)。三種模式依據運作者 (operator)、受益方

⁴ DSO 為 Distribution System Operator.

⁵ Prosumer 指的是 Consumer 可將電力回饋至傳統電網，因此也同時扮演生產電力的角色。

(beneficiary) 及分散式電力資源規模 (distributed energy resources size)，可以整理如表 5。

表 5 微電網營運模式

微電網模式	運作者	受益方	分散式電力資源規模
輸配電系統 廠商獨占	DSO	DSO	大；搭配儲電系統
消費者聯盟	單一或多位消費者	消費者；電費下降或售電收入	小；搭配分散式儲電(如:電動車)
自由市場	微電網中央控制單位	利益相關者分配	分散式電力資源及儲電方式因市場情況而異

Soshinskaya *et al.* (2014) 納入探討的全球 13 件微電網建置案例，重要的特性整理如表 6。

表 6 全球微電網建置個案特性

案例	國家	年度	連網	模式	容量	負載	分散電源	儲電
Samsø Island	DK	-	Y	FM	>11MW	R, C	W, S	無
Lolland Island	DK	-	Y	FM	11.15MW	R	CHP, FC	Hydrogen
Kynthos Island	GR	2003	N	未知	17KW	R	PV, DE	電池
J&J CHP	USA	2004	Y	PS	2.2MW	C	CHP	無
Utsira Island	NO	2004	Y	DSO	215KW	R	W, HI, FC	Flywheel, Hydrogen
Am Steinweg	DE	2005	Y	DSO	63KW	R	PV, CHP	電池
Mannheim-Wallstadt	DE	2006	Y	DSO	23.5KWp	R	PV, CHP	電池
Hachinohe	JP	2006	Y	FM	610KW	I, C	PV, W, GE	電池
Sendal	JP	2007	Y	PS	800KW	R, C	PV, FC, DE	電池
Bronsbergen	NL	2008	Y	DSO	315KWp	R	PV	電池

案例	國家	年度	連網	模式	容量	負載	分散電源	儲電
Huatacondo	CL	2011	N	PS	150KW	R	PV, DE, W	電池
Flores Island	PT	2012	N	DSO	2.48MW	R, C	H, W, DE	Flywheel
Santa Rita Jail	USA	2012	Y	PS	2.2MW	R, C	PV, FC	鋰電池

註: FM: Free Market ; PS: Prosumer ; R: residential ; C: commercial ; I: industrial ; W: wind ; S: solar ; FC: fuel cell ; DE: diesel engine ; HI: hydrogen internal engine ; GE: gas engine ; H: hydro.

資料來源：Soshinskaya *et al.* (2014).

Soshinskaya *et al.* (2014) 歸納微電網建置的技術障礙主要來自特定元件的技術問題、連網與孤島模式間的雙相轉換功能、電力品質及可靠度問題，以及電網防護問題等。政策層面的障礙主要來自微電網的建置及順暢運作需要仰賴適當之政策支持，然而多數情況下，政策反而限制了微電網的發展。財務方面的障礙主要來自微電網的科技(如：再生能源發電技術、儲電科技、及能源管理系統等)許多仍處於高成本的狀態，如果沒有適當之財務支持，將不具有成本有效性。在利益相關人方面，目前消費端參與的情況還是相當有限，不過，漸漸有計畫嘗試將消費者納入規畫及執行的過程中。這樣的發展趨勢也會引發後續的信任、利益衝突及作業管理的問題。

13 個案例的分析結果整理如表 7 所示。分析結果顯示，目前微電網計畫面臨的比較大的障礙為：政策管制、技術問題、成本高、及利益相關團體間的合作等。技術問題隨著科技的不斷研發，大部分都可以逐漸解決，而成本高的問題也同樣可以隨著技術的進步逐漸克服。目前最大的障礙應該還是在政策管制及電力如何在傳統電網與微電網間雙向流通及交易的市場環境問題，這種政策與利益相關團體間交互影響的問題相當複雜，仍有待進一步解決。

表 7 微電網案例之計畫障礙彙整

	技術障礙				政策		財務	利益相關人	
	雙向運作	電力控制	安全防護	科技發展	連網法規	雙向流通及交易	高成本	互信問題	作業管理
一般文獻	X	X	X		X	X	X		
Utsira Island				X			X		
Am Steinweg							X		
Bronsbergen	X	X				X	X		
Kythnos				X					
Mannheim-Wallstadt						X		X	
Samsø								X	
Lolland									
Flores									
Sendal				X	X	X			X
Hachinohe		X				X			
Huatacondo				X			X	X	X
J&J CHP						X			
Santa Rita Jail	X			X					
案例出現次數	2	2	0	5	1	5	4	3	2

Source: Soshinskaya *et al.* (2014).

二、日本宮古島微電網發展個案分析

(一)宮古島簡介

宮古島市位於琉球列島宮古群島 (Miyako Islands)，2005 年 10 月 1 日由平良市與宮古郡的伊良部町、上野村、城邊町、下地町共五市町村合併新產生的城市。其地理範圍包含宮古群島的宮古島、池間島、大神島、來間島、伊良部島、下地島，宮古島位於沖繩本島西南約 300 公里，面積約為 204.5 平方公里，比大阪市略小一點。宮古島市擁有大約 5.5 萬人口，大多居住在市區—平良地區。在宮古島與池間

島之間有池間大橋相接，宮古島與來間島之間有來間大橋相接；現正計畫興建橋樑接至伊良部島及下地島。

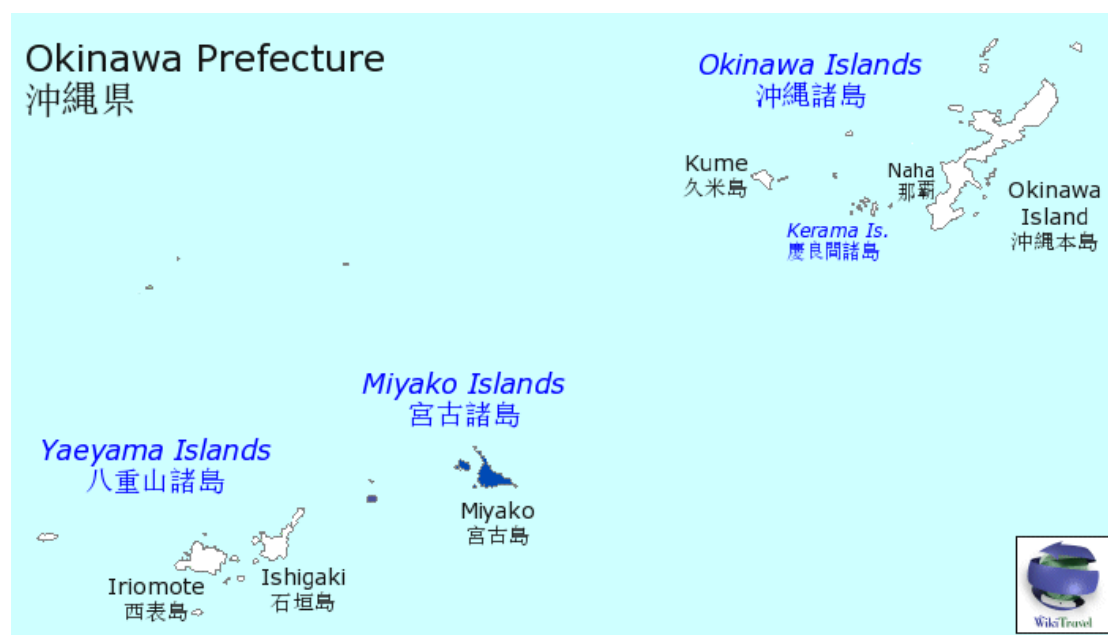


圖 12 沖繩縣宮古島

表 8 宮古島 (1981-2010)氣候平均數據

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
平均高溫°C	20.4	20.9	22.7	25.1	27.5	29.9	31.6	31.2	30.0	27.8	25.0	22.0	26.2
平均低溫°C	16.0	16.2	17.7	20.2	22.7	25.2	26.6	26.3	25.3	23.6	20.8	17.8	21.6
降水量mm	130.8	141.3	137.8	160.3	207.7	185.5	130.8	262.5	230.0	156.2	146.9	131.3	2,021.0
相對濕度(%)	72	75	77	80	82	84	80	80	79	75	73	70	77
日照時數	86.4	82.6	112.0	123.2	151.1	191.9	246.7	220.5	184.6	153.8	112.0	101.3	1,766.2

資料來源：日本氣象廳的氣象統計情報，2013-12-25；<http://www.jma.go.jp/jma/index.html>

(二)宮古島的產業

宮古島上產業主要為農業，其次為漁業與觀光業(如潛水與海上活動)，島上耕地之作物以甘蔗、菸草、芒果為主的亞熱帶蔬果為主。旅遊景點的特色為具有透明度高、珊瑚以及白砂的海岸、高爾夫球

場，在觀光發展方面，致力發展居留型（long-stay）及體驗型（如三線弦、陶藝等文化體驗），同時為每年四月全日本鐵人三項運動錦標賽之競賽地點。釀酒業為宮古島著名的傳統產業，宮古島市內有七個釀酒廠（池間酒造、沖之光酒造、菊之露酒造、多良川、千代泉酒造、渡久山酒造、宮之華），與觀光產業充份結合。新興的化學工業主要以甘蔗為原料生產乙醇，並開發為燃料能源，2009 年達到所有島上車輛均使用生質燃料之目標。

(三)宮古島再生能源發展

宮古島的能源計畫包括島嶼型生態循環系統研發計畫、太陽能與風力發電系統。島上的電力需求是由日本沖繩電力公司（Okinawa Electric Power）負責，沖繩電力公司在宮古島上建置有兩個發電所，分別為宮古發電所和宮古第二發電所，兩個發電所的發電機組裝置，總發電容量分別為 34 MW 及 40 MW，沖繩電力公司也在宮古島和沖繩本島間架設海底電纜，提供滿足全宮古島的電力需求。

為達成 1997 年「京都議訂書」為抑制全球氣候暖化所訂定的降低溫室氣體排放之目標，日本政府環境省於 2004 年在沖繩縣宮古島開始推動由甘蔗提煉之生質乙醇與石油混合汽油燃料示範計畫。於該島成立酒精汽油研究中心，把煉製黑糖所剩的糖蜜和蔗渣，透過添加酵母發酵、蒸餾，提煉酒精（乙醇）和汽油混合，成為摻有百分之三酒精的酒精汽油，也稱為 E3 生質燃料。每輛汽車若使用 E3 汽油，就可減少 3%的碳排放，使宮古島成為日本所有環境示範城市中，唯一靠農業轉型為低碳島的示範點。此外在宮古島北側及南側沿海地區，共設置有六座總計 2.9 MW 裝置容量的風力發電機組。

2009 年 7 月日本資源能源廳（Agency of Natural Resources and Energy）推動「離島獨立型系統新能源導入實證事業」，沖繩電力公

司 (Okinawa Electric Power) 在宮古島與其他 4 個島嶼進行微電網系統 (Micro Grid System) 實證實驗，於各離島設置太陽能發電系統及蓄電池，嘗試利用蓄電池充放電來吸收太陽能發電系統在發電過程中的變動成分，以驗證系統是否能達到穩定供電的目標，此計畫導入 4 MW 太陽能發電系統及 4 MW 蓄電池，與既有的 4.2 MW 風力發電系統、61.5 MW 火力發電系統、15 MW 氣體渦輪等發電系統合併，每年可減少 4,000 噸二氧化碳排放量。此外，為減少火力發電的比例，縣政府和中央提供大量補助，在風力強、日照足的宮古島大力發展風力、太陽能發電。

2010 年 4 月至 5 月，日本政府推出“生態示範城市專案 (Eco-Model Cities, EMC)”以促進日本轉變成一個低碳的社會。2013 EMC 入選 82 個申請案，這些 EMC 基於人口大小被分為四類：大城市、區域核心城市、小城市和城鎮和特別的東京區域。具體來說，這些 EMC 旨在重建本身成為一個緊湊的城市，發展交通基礎設施、改造住宅樣式，利用各種再生能源，並保護和利用林地，每個城市在減少碳排放量有單獨的目標 (表 9)。

宮古市為沖繩島在 EMC 專案的唯一代表。中期目標為到 2030 年碳排放減少 30- 40%，其長期目標是到 2050 年碳排放減少 70 - 80% (表 9)。為了實現這一目標，宮古島正進行各項種再生能源計畫，其首要任務在於施行微電網或智慧電網系統，擴展現有的再生和非再生能源生產。

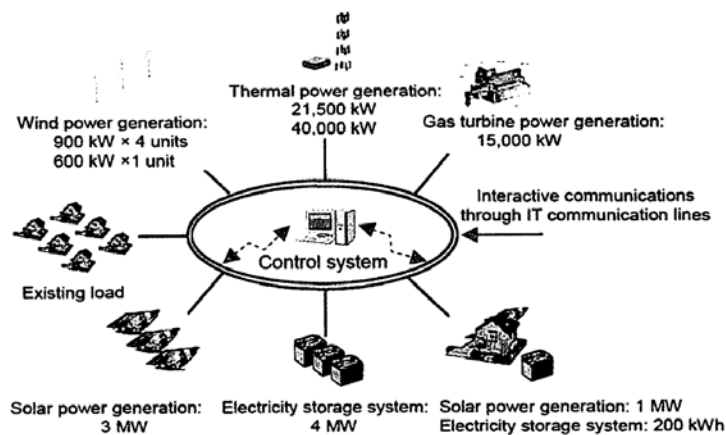
自 2010 年開始，市公所補助家戶裝智慧電表、在屋頂裝太陽能光電板，島民購買光電設備可獲得減稅的福利，且平時用電不用費用，用不完的電力可售回沖繩電力公司，每度可收 40 日圓。

表 9 2013 Eco-Model Cities 減碳目標

Size	Cities	Population	Area (km ²)	Reduction (Mid-Term)	Reduction (by 2050)	Base Year
Major Cities	Kitakyushu	0.99 million	488	30% (2030)	50 - 60%	2005
	Kyoto	1.47 million	828	40% (2030)	60%	1990
	Sakai	840,000	150	15% (2030)	60%	2005
	Yokohama	3.67 million	434	Over 30%/head (2025)	Over 60%/head	2004
Regional Core Cities	Iida	110,000	659	Household sector 40 - 50% (2030)	70%	2005
	Obihiro	170,000	619	30% (2030)	50%	2000
	Toyama	420,000	1,242	30% (2030)	50%	2005
	Toyota	420,000	918	30% (2030)	50% or 70%	1990
Small Cities and Towns	Minamata	29,000	163	33% (2020)	50%	2005
	Miyakojima	55,000	205	30-40% (2030)	70 - 80%	2003
	Shimokawa	3,900	644	32% (2030)	66%	1990
	Yusuhara	4,000	237	50% (2030)	70%	1990
Special Tokyo Ward	Chiyoda	45,000	12	25% (2020)	50%	1990

資料來源：Nguyen, David, 2013；Regional Revitalization Bureau, 2011

宮古市的智慧電網重點在於關注風力和太陽能發電機的電位波動，經由併入電力儲存系統、通過管理供電可確保穩定的中央控制系統的電力（圖 13）。目前的智慧電網系統除了熱燃氣渦輪機之外，利用風能和太陽能發電。為了提高島上的電力生產，2010 年東芝公司完成一個大型的太陽能電場，涵蓋 4.5 公頃和能夠產生輸出 4MW。此外，生物乙醇工廠在 2010 年設立，利用宮古地區的甘蔗生產的副產品製造酒精。



資料來源: METI

圖 13 宮古島的智慧電網系統圖

為使島上的車輛廢氣排放符合條款，宮古島開始安裝一系列的電動汽車充電站以促進和提高電動汽車使用的便利性，這些充電站也納入島上的智慧電網系統。計畫的中期目標是，2030 年島上所有的車輛 40% 為電動汽車。

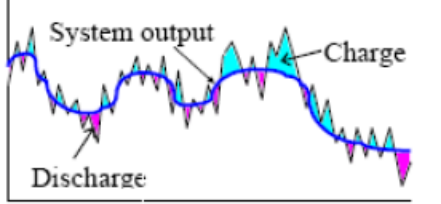
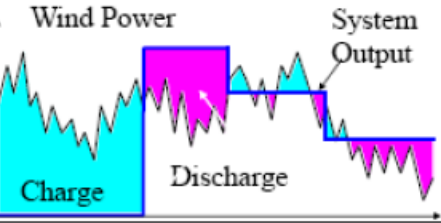
對於促進自給自足的能源供應，宮古島也有所進展，它增加甘蔗產量，通過品種改良試驗和蟲害和疾病控制同時加強生物乙醇生產活動的供應。其生物質轉化為可用的能量也正在按計劃進行。在太陽能的應用方面，在 38 棟房屋安裝太陽能水加熱和空調系統與太陽能動力的發電系統，生產約 150 千瓦。宮古島也計畫引進巨型太陽能農場，目前初步計畫將擴大四倍。此外，在偏遠的小島進行微電網專案，開始測試穩定技術和控制方法。

(四)宮古島智慧電網系統

利用能源儲存的概念可以有效解決再生能源之間歇特性所產生的波動性輸出對電網的衝擊，以下介紹東芝三菱電機產業系統公司提出目前在日本搭配風力發電、太陽光電的電池儲能系統 (BESSs) 的應用及相關驗證實例。

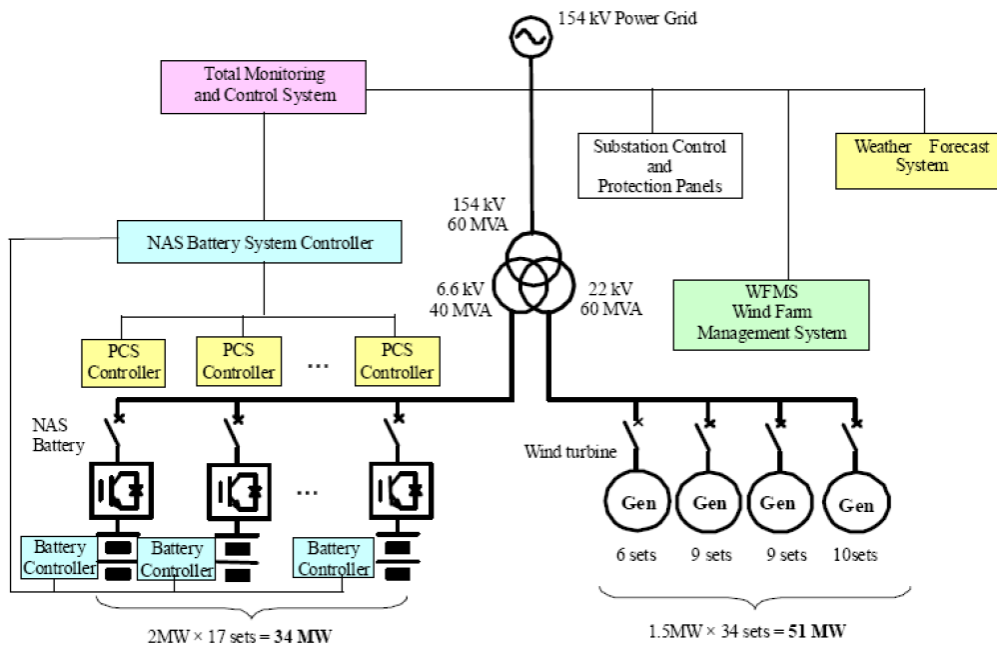
在日本東北地區風能條件相當好，因此東北電力公司在大型風場併網的同時，為避免風機輸出的波動造成電網調頻能力的不足也導入相關電網規範 (表 10)。

表 10 風機併網規範

Type	Details	Battery
Cut-off operation	Cut off wind turbines from the grid when the frequency adjustment capacity is small	None
Fluctuation reduction control		Approx. 20 % of output of WT
Constant-output control		Approx. 60 % of output of WT

資料來源：Noriko Kawakami, Yukihsa Iijima (2012)

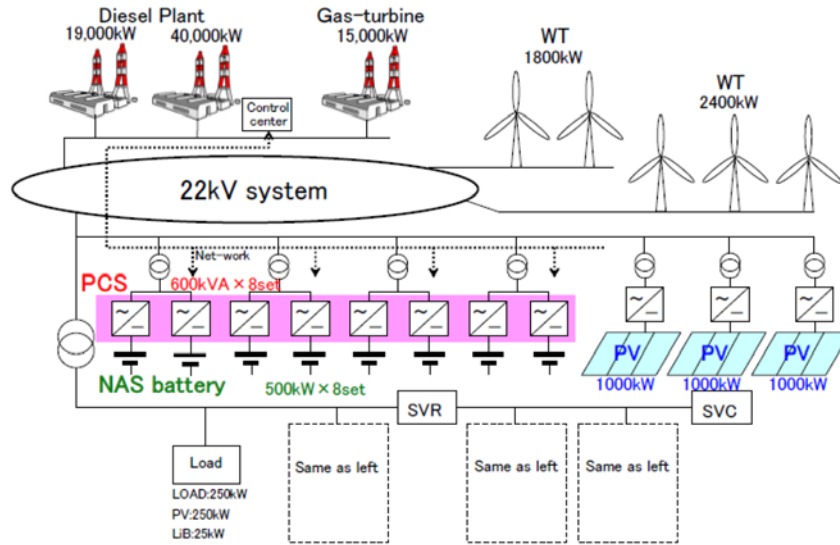
此規範第 1 種情形是當電力系統調頻容量不足時將風機切斷併聯；第 2 種情形是利用電池來降低風機輸出的波動性，其平穩操作的準則是降低每分鐘最大最小出力的差值使得每 20 分鐘的差異可維持在契約發電量的 20%，此條件下系統所需的電池容量約為風機輸出的 20%，如秋田縣的西目風場結合鉛酸電池及電雙層電容器為儲能系統運轉，北海道的 Tomamae 風場是採用 6MW/6MWh 的鈦液流電池做為儲能系統；而第 3 種類型是定額出力，利用電池系統使風機輸出在每小時維持定額的出力，而其計畫契約容量輸出的變化值需維持在 $\pm 2\%$ ，因此所需的電池大小約為風機容量的 60%，目前全球最大的定額輸出儲能系統的應用是在青森縣的 Rokkasho-Futamata 風場 51MW，搭配 34MW 的鈉流電池使用，其電廠系統架構如圖 14，含 34 組 1.5MW 的雙饋式 (DFIG) 風機併聯至 22KV 匯流排，17 組 2MW 的鈉流電池連接至 6.6KV 匯流排，電網併接點 (common coupling point, CCP) 為 154KV。該系統 CCP 的輸出功率藉由鈉流電池的充放電控制可維持定額輸出而不致受到風機波動變化的影響，因此本系統目前可做為負載平衡之用，並可提供 238 MWh 的熱機備載容量。



資料來源：Noriko Kawakami, Yukihisa Iijima (2012)

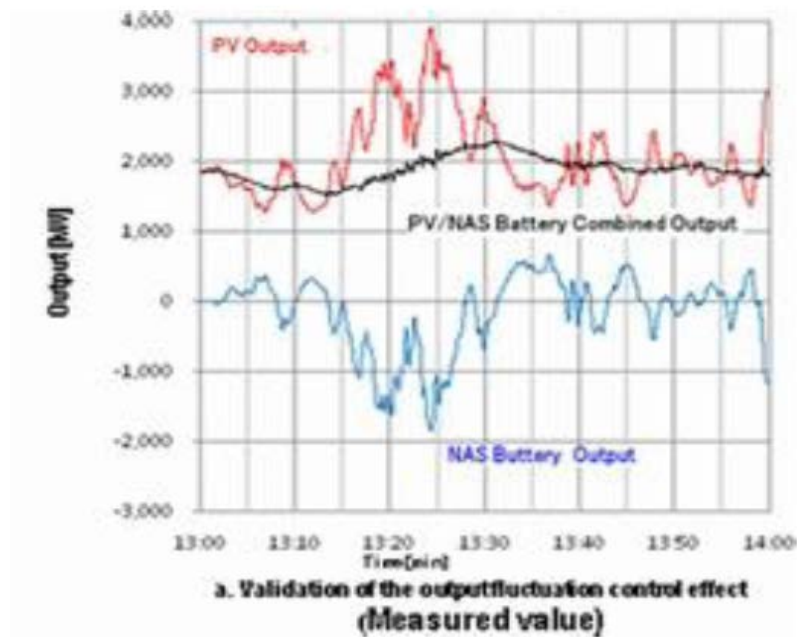
圖 14 Rokkasho-Futamata 風場與儲能系統併網架構圖

沖繩電力公司在宮古島的 Mega-Sola 示範計畫 (如圖 15) 是 PV 電廠與儲能系統搭配應用的案例—由於宮古島屬獨立電網 (約 50MW) 運作系統，PV 佔 4MW，風力佔 4.2MW，柴油發電機 59MW，氣渦輪機 15MW，其中再生能源對電網的佔比約 16%，相當於日本本土在 2030 年所預估的再生能源佔比，因此當大量 PV/風力導入電網時其衝擊及控制系統皆需深入探討；示範計畫中利用鈉硫電池儲能系統 (3MW-7.2hr) 來平準化 PV 電力輸出的波動特性 (圖 16) 並評估所需電池容量大小，同時也結合 PV/風力/鈉硫電池系統的出力進行頻率變化的控制(圖 16)。



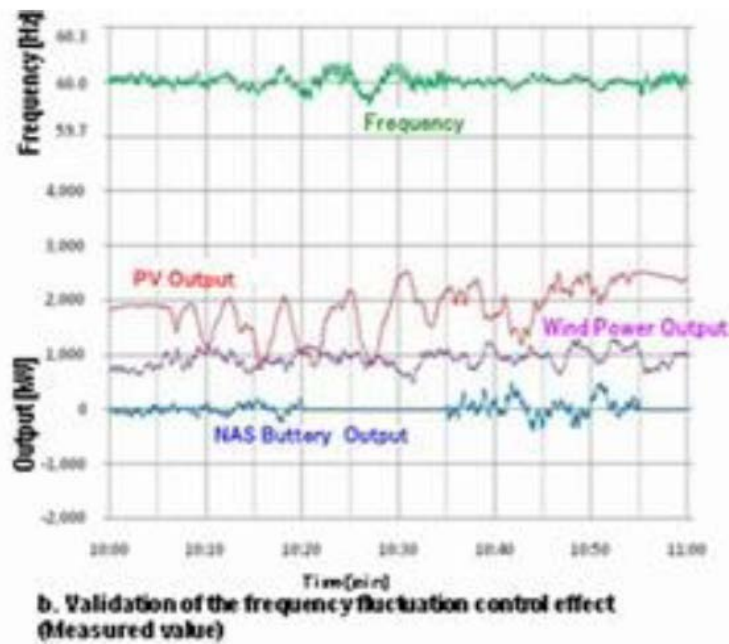
資料來源：Noriko Kawakami, Yukihsa Iijima (2012)

圖 15 宮古島 Mega-Sola 示範系統圖



資料來源：Noriko Kawakami, Yukihsa Iijima (2012)

圖 16 PV 系統結合鈉硫電池的出力曲線



資料來源：Noriko Kawakami, Yukihisa Iijima (2012)

圖 17 結合 PV/風力/鈉硫電池系統的出力及頻率變化曲線

(五)宮古島太陽能發電現況

1.太陽能發電設備

宮古島的電力需求峰值約為 50MW。由基礎電源—總功率為 59MW 的柴油發電機、總功率為 15MW 的燃氣輪機發電機以及總功率為 4.2MW 的風力發電設備來滿足島上的電力需求。2010 年 10 月，除這些電源外，宮古島還啟動了輸出功率為 4MW 的百萬瓦級光伏電站（圖 18）。這是利用日本經濟產業省的「2009 年度離島獨立型系統新能源引進實證事業補貼金」建設的。其目的在於掌握當大量引進功率波動劇烈的光伏發電時會給輸送電網（電力系統）造成什麼影響，並驗證蓄電池有助於穩定系統的控制功能。因此，宮古島還配套引進了總功率為 4.1MW 的蓄電池。



攝影：沖繩電力

圖 18 宮古島百萬瓦級光伏發電實證設備的全景

從宮古機場向東南方向大約 1 公里便是太陽能實驗區場。由於這裡頻繁受到颱風襲擊，太陽能電池板的設置傾角只有 5 度（圖 19）。支架強度參考的是基準風速 46 米/秒、瞬間最大風速 73 米/秒。另外，由於這裡面向大海，因此太陽能電池板和支架都採用了抗鹽鹼的特殊型號，功率調節器（PCS）及蓄電池等電氣設備也全部放在室內（圖 20）。



攝影：日經 BP

圖 19 傾角 5 度之太陽能電池板。



攝影：日經 BP

圖 20 室內功率調節器（PCS）及蓄電池

太陽能電池板以夏普生產的多晶矽型為主，部份為京瓷製造的多晶矽型及 KANEKA 製造的非晶矽型。功率調節器採用東芝三菱電機產業系統（TMEIC）的產品。蓄電池採用了日本礙子的 NaS（硫化鈉）電池，總輸出功率為 4MW，還有東芝的鋰離子電池，總輸出功率為 100 千瓦（圖 21）。該計畫的特點是除上述發電和蓄電設備外，還引進了可模擬連有 100 個普通家庭及學校等 4 個用電大戶的配電系統的系統（圖 22）。在 4MW 的光伏發電設備中，有 1MW 與連接該模擬負荷的配電系統（6.6 千伏）相連，其餘 3MW 與供電系統（22kV）相連。另外，蓄電池中，4MW 的 NaS 電池連接供電系統，100 千瓦的鋰離子電池連接配電系統。



攝影：日經 BP

圖 21 設置總功率為 4MW 的日本礙子產的 NaS（硫化鈉）電池



攝影：日經 BP

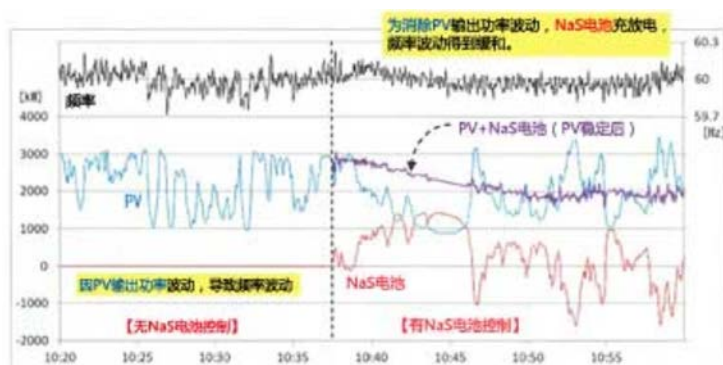
圖 22 模擬 100 個普通家庭及學校等 4 個用電大戶的配電系統

2. 驗證項目

(1) 驗證通過蓄電池的控制來均衡光伏發電輸出功率劇烈波動的功能

光伏發電的輸出功率隨著日照量而變化。最典型的是，晴天時，當雲層流動時，隨著雲的影子通過太陽能電池板上面，輸出功率會在短時間內劇烈波動。實證中，通過蓄電池充放電來消除光伏發電輸出功率的波動，從而抑制劇烈波動。

其中的效果之一如圖 23 所示。從圖上可以看出，為抵銷藍色折線所代表的光伏發電（PV）的輸出功率，蓄電池（NaS 電池）像紅色折線那樣充放電，可以均衡光伏發電的輸出功率（PV+NaS 電池）。由此，頻率波動得到緩和。



資料來源：日經 BP 清潔技術研究所，2014

圖 23 驗證通過蓄電池的控制來抑制光伏發電的劇烈波動

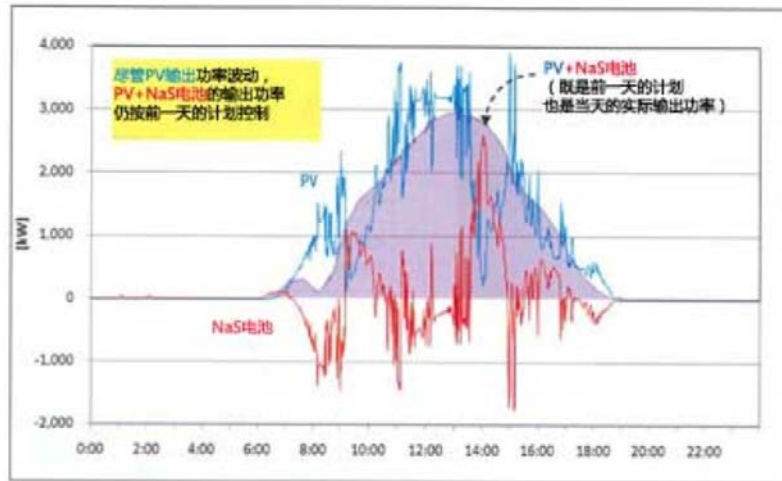
(2) 驗證通過蓄電池控制來抑制電力系統頻率波動的功能

宮古島的電網中除新建的 4MW 光伏發電系統外，還有總功率為 4.2MW 的風力發電設備，其輸出功率劇烈波動也是打破電力供需平衡、引起頻率波動的因素。實證項目將監視頻率波動，通過蓄電池充放電來消除頻率波動，從而緩和風力和光伏發電波動等引起的頻率波動。

沖繩電力的目標是在頻率 60Hz 的基礎上偏差控制在 $\pm 0.3\text{Hz}$ 內。當電力供需平衡打破時，頻率會波動。當供應超過需求時，頻率會升高，當供應低於需求時，頻率會降低。打亂供需平衡的原因是需求變化以及風力和光伏發電輸出功率的劇烈波動。宮古島一直通過調整柴油發電機的輸出功率來維持供需平衡。但當風力及光伏發電輸出功率波動過大時，柴油發電機無法完全彌補，從而導致頻率波動。比如，當風力和光伏發電的波動幅度為 10%（相對於柴油發電機輸出功率的波動幅度所佔的比例）左右時，頻率波動就會接近 0.3Hz。而利用實證項目中引進的 4MW 蓄電池抑制頻率波動以後，即使風力和光伏發電的波動幅度達到 10%左右，頻率偏差也能降到一半左右，僅約 0.15Hz。

(3) 驗證光伏發電「按計劃運行」

按計劃運行是指提前一天根據天氣預報的資訊預測並計劃好光伏發電的輸出負荷(按時間推移)，通過蓄電池充放電來彌補計劃與實際輸出功率的偏差，從而按計劃實現輸出負荷。如果這能夠實現，則能將波動性電源——光伏發電定位於像柴油發電機一樣穩定且有計劃的電源。驗證按計劃運行的實例如圖 24 所示。由圖可見，利用蓄電池充放電消除了光伏發電前一天計劃與當天實際輸出之間的偏差，計劃與實際輸出完全一致。



資料來源：日經 BP 清潔技術研究所，2014

圖 24 驗證光伏發電「按計劃運行」

(4) 使用模擬配電網驗證最佳的蓄電池控制，目前正在驗證中

利用模擬 100 個家庭的負荷裝置等，對使用設在各家庭的蓄電池來消除光伏發電功率波動的情況和使用變電站內的蓄電池來消除光伏發電功率波動的情況等進行比較和驗證，從而驗證配電系統中大量設有光伏發電設備時蓄電池的最佳設置場所。

與沖繩電力的上述實證項目相輔相成，宮古島市還發表了《環保島嶼宣言》，提出了降低資源和能源的島外依賴、到 2050 年將二氧化碳削減 70% 的目標。主要措施是大量引進再生能源和節能及需求管理等。作為具體措施之一，宮古島市從 2013 年 10 月開始，與東芝等聯手啟動了「全島 EMS（能源管理系統）」項目。首先，將對 200 戶住宅和 25 個事務所的能源使用狀況實現可視化，探索節能服務的可能性，同時根據光伏和風力發電的供應量開展電力使用。

宮古島除沖繩電力的使用蓄電池的實證項目外，還將增加控制上述需求的實證項目，以累積大量使用光伏和風力發電並靈活平衡供求、維持電力品質的經驗。

表 11 宮古島光伏電網設施概要

設施名稱	宮古島百萬瓦級光伏發電實證設備
地址	沖繩縣宮古島市城邊字福裏 1878-1
佔地面積	9 萬 8089 平方米
供電商	沖繩電力
開始發電時間	2010 年 10 月
發電容量	4MW
蓄電池容量	4MW (NaS 電池)、100 千瓦 (鋰離子電池)
EPC (設計、採購及施工)	東芝
太陽能電池板	多晶矽型 (夏普產、京瓷產)、非晶 (薄膜) 矽型 (KANEKA 產)
功率調節器	東芝三菱電機產業系統 (TMEIC) 生產
模擬負荷裝置	模擬連接 100 個普通家庭及學校等 4 個用電大戶
電壓調整裝置	SVC (無效電力補償裝置)、SVR (自動電壓調整裝置)

資料來源：日經 BP 清潔技術研究所，2014

三、韓國濟州島智慧電網發展個案分析

(一)濟州簡介

1.地理位置⁶

濟州特別自治道 (韓語：제주특별자치도；英語：Jeju Special Self-Governing Province)，位於朝鮮半島西南海上(圖 25)，總面積 1,848 平方公里，是韓國離島第一大島，從古至今在地理上一直占有重要的位置，其東面與日本對馬島及長崎縣、西面與中國上海、北面與朝鮮半島隔海相望，是連接俄羅斯、中國等大陸國家，以及日本、

⁶參考濟州國際自由城市開發中心，Jeju International Free City Development Center，簡稱 JDC；
<http://chinese.jdcenter.com/main/index.do>

東南亞等海洋國家的樞紐，地處東北亞中心。並具有完善的機場、港灣與道路，在 2 小時航程內，可通達 5 個（首爾、東京、北京、上海及天津）1 千萬以上人口的大城市，及 18 個（前述 5 城市外，另有大阪、台北、大連、瀋陽、杭州、蘇州、煙臺、青島、南通、寧波、溫州、南京、濟南）5 百萬以上人口的大城市。因其氣候宜人和具特殊島嶼特性，眾多火山景觀形成的自然名勝，及完備旅遊景點設施，成為濟州發展利基。

2002 年韓國政府指定濟州為國際自由城市；2005 年又被政府指定為世界和平島嶼，同時亦被 WTO 指定為健康城市。2006 年韓國政府又把它指定為除國防、外交和司法外，可以自行管理所有行政權力的特別自治道。

因島內保有 137 個指定文化遺產，1,800 餘種的自然植物，更是世界上首個贏得「聯合國教科文組織」(UNESCO) 三冠王地區,包括生物圈保護區(2002 年)、世界自然遺產(2007 年)，以及世界地質公園(2010 年)。2011 年 12 月 21 日更被選定為世界七大自然景觀之一，為國際著名觀光勝地,享有「東方的夏威夷」「遠東的峇里島」的美譽。



圖 25 濟州島地理位置

2. 土地使用

濟州東西長 73 公里，南北寬 41 公里，呈橢圓形狀，總面積 1,848 平方公里，約占韓國總面積（100,003 平方公里）的 1.8%，是新加坡的 2.7 倍，香港的 1.7 倍、首爾的 3 倍，與臺灣苗栗縣（1,820.31 平方公里）面積相當，約占臺灣的 5%。

土地使用概況，其中耕地約 542 平方公里，占全島面積 29.3%；林地約 892.4 平方公里，約占 48.3%；地皮約 53.5 平方公里，約占 2.9%；其他（牧場等）約 360.6 平方公里，約占 19.5%。（資料來源：濟州國際自由城市開發中心）

表 12 濟州市（1971-2000 年）氣候平均數據

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
平均高溫℃	8.3	8.9	12.2	17.3	21.3	24.7	28.8	29.5	25.6	21.1	15.8	10.9	18.7
平均低溫℃	3.0	3.1	5.6	9.8	13.9	18.2	23.0	23.8	19.7	14.5	9.4	5.0	12.4
降水量mm	63.0	66.9	83.5	92.1	88.2	189.8	232.3	258.0	188.2	78.9	71.2	44.8	1,457.0
相對濕度%	69.2	69.4	69.3	71.2	73.7	80.1	81.6	79.8	75.8	70.7	69.3	68.9	73.3
日照時數	73.5	99.6	159.7	195.1	217.9	174.6	203.4	205.2	168.8	180.0	129.2	91.9	1,898.9

資料來源：韓國氣象廳，2009-03-17；http://www.kma.go.kr/sfc/sfc_03_05.jsp

3. 人口及產業結構

濟州總戶數約 22 萬戶，總人口約 57 萬人，占韓國全國人口的 1.1%，約為新加坡全國人口總數 13%，香港的 8%，與臺灣新北市板橋區人口相當，其中男性約 28.5 萬人，約占 50.03%；女性約 28.2 萬人，約占 49.97%。從事經濟活動者占 70%，失業率為 2%，與相較韓國平均值 3% 低，相對就業比較穩定，島內有 6 所大學，每年可提供 6,000 餘名的優秀人才。（資料來源：濟州國際自由城市開發中心）

濟州自 80 年代末起，產業結構由原本的農、林、漁、牧轉向觀光發展，區域內生產總值約 9 兆 6,478 億韓元，民眾平均生產總值 1,700 萬韓元，其中一級產業占 17.7%，主要以種植柑橘以及漁業為主；二級產業占 3.3%，三級產業為 79%，主要以觀光、休養業為主。

表 13 濟州島基本統計資料-2011 年 12 月基準

人口及戶口	住宅	地區內總產值(GRDP)
總人口：583,284 人 總戶口：227,873 戶	總家庭數：189,281 家 總住宅數：187,278 戶	道總產值：103,175 億韓元 道民人均：18,865 千韓元
石油及瓦斯	電力	企業
石油：548,933kℓ 瓦斯：132,480 ton	使用量：4,039,820MWh 日均使用量：11,068MWh	企業數：45,831 家 職工數：202,616 人
觀光客	自來水(上水道)	汽車
遊客總數：8,740 千人 旅遊總收入：45,052 億韓元	總供水量：200,259 m ³ /日 人均每日供水量：347ℓ	總數：257,154 輛 平均：1.13 戶一輛
道路	柑橘	水產業
總長度：3,206.179km 鋪設長度：2,694.311km (84%)	種植面積：20,608 ha 總產量：649 千 ton	生產量：94,378M/T 金額：859,908 百萬韓元

資料來源：濟州國際自由城市開發中心

(二)韓國的智慧電網政策

韓國政府在前總統李明博的大力倡導下，將智慧電網作為一項重要國家戰略，期望 2020 年實現 CO₂ 減排 25%、2030 年智慧電網帶動 5 萬人就業，創造 24,000 億元台幣之產值的目標。

韓國於 2009 年 12 月提出國家級智慧型電網發展藍圖，以「建構智慧電網奠定低碳綠色成長基礎」為政策願景，包括五項策略計畫(圖 26)。

1.智慧型供電網 (Smart Power Grid)

發展重點在於使用電端與供電端電力資訊能雙向溝通，以及電力系統具備即時監控與自我防護能力。包括防護備用系統、自動復原系統、高階維護及升級系統及傳送/分配系統。

2.智慧型場所 (Smart Place)

包括智慧電錶的普及、新電價機制的建構及賦予消費者多樣化供電來源之選擇權，增加兩端傳輸能源效率系統及即時電價費率。

3.智慧型運輸系統 (Smart Transportation)

規劃重點在於建置電動車充電基礎建設與發展商業模式，韓國知識經濟部預計要在 2030 年前增設 27,000 處充電服務場所。包括建置氫燃料電池電動車及電源交換設施。

4.智慧型再生能源 (Smart Renewables)

發展重點為提升再生能源輸入大電網之穩定性、減少大電廠投資、發展儲能裝置，與發展商業化微電網。包括建置太陽能、風力等再生能源設施。

5.智慧型電力服務 (Smart Electricity Service)

發展重點在於建構新的電力交易系統，同時發展因智慧電網而衍生出的新商機，並促進跨產業之合作，以躋身全球重要智慧電網出口國。包括提供即時價格費率、管理顧客電力使用設施。

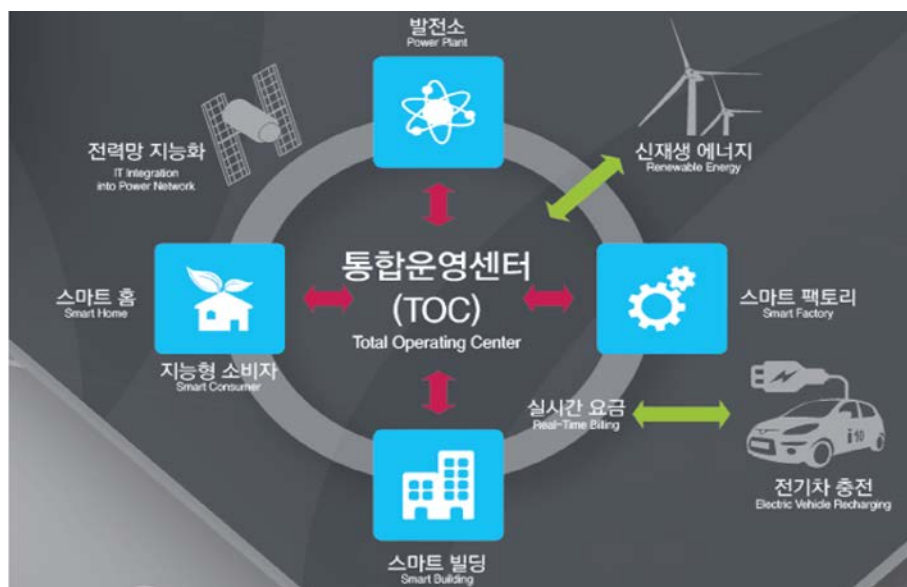


圖 26 韓國智慧電網整體推動架構

(三)濟州特別自治道的再生能源計畫

亞洲金融危機後，韓國政府決定加大韓國的開放和自由化程度，由於擔心開放政策影響整體經濟，選擇了經濟規模小且與本土隔海的濟州島，作為改革的試驗地區。2006年7月1日，韓國濟州道正式升格為濟州特別自治道，在政治、經濟等多方面展開改革試點，包括進行外匯金融的開放實驗，在法律方面頒佈了一些“特別法”，其中亦包括綠色環保方面的法律。

1997年開始，韓國政府陸續制定以十年為單位的“新能源和再生能源基本計畫”。第一期（1997~2006年）計畫的重點是跟隨發達國家的先進技術進行本國的基礎研究；2003年，韓國制定了為期10年（2003~2012年）的第二期新能源和再生能源基本計畫，該期基本計畫的目標是提升能源自給率，構建新能源和再生能源工業的基礎設施；此後，根據國際油價形勢，韓國又開始擬訂第三期新能源和再生能源基本計畫，此次計畫把某些領域的工業化作為重點，同時拓展新能源和再生能源的出口市場。

2012年6月，濟州特別自治道與韓國中央政府共同公佈“2030年濟州零碳島”計畫，目標是到2030年通過再生能源實現無碳化及永續發展。計畫分三個階段將濟州島打造成為“零碳島”。第一階段，到2013年，構建“零碳島”示範模型；第二階段計畫到2020年，利用智慧電網和再生能源，構建“零碳島”基礎設施，使濟州島再生能源發電量占比達68%；第三階段規劃到2030年，濟州島將採用陸上及海上風電、太陽能及儲能系統來替代所有的化石能源，風電發展的最終目標是2.35 GW，其中包括350 MW的陸上風電和2 GW海上風電。屆時濟州島超過120%的電力將通過再生能源提供，成為真正的“零碳島”。

至2015年4月為止，濟州島的人口63萬，一年平均消耗電力是500 MW，超過兩成的消費量已經來自於新能源，包括風能和太陽能。濟州風能發電試驗區，總共22個試驗區：陸上已經投產的發電試驗地區總共有12個，一年的發電量是153.31 MW，陸上正在建置7個試驗區，預計一年的發電量143 MW，海上正在建置3個發電試驗區，總計一年的生產量是398 MW。韓國還制定“10萬戶太陽能屋頂計畫”，目前濟州島太陽能試驗區內有大概1.2萬個用戶屋頂已經安裝了光伏發電系統，同時正在使用太陽能發電，目前太陽能發電量在50 MW左右。

此外，為了將污染降到最低，2013年開始，政府開始以財政補貼的方式引進電動車逐步取代化石能源的汽車，並在島上建了70個充電站。目前濟州島上有37萬輛化石能源汽車，政府計畫到2030年之前，將所有在濟州島上行駛的汽車，全部更替為電動車。對於購買電動汽車的島民，韓國政府將給予補貼。

對於具有市場潛力的示範專案最高80%，對於已進入商業化階段的專案，政府補貼最高可達安裝費用的60%。

同時，韓國政府也實施了一些強制性措施，如政府機關和國有企業在興建 3000 平方米以上面積的建築物時，必須將 5% 以上的建築投資用於安裝新能源和再生能源設施。從 2010 年開始，所有傳統能源企業發電量中必須有 2% 的比重是再生能源。此後每年，這個幅度要增加 0.5 個百分點，從 2017 年開始，每年的增幅達到 1%。到 2035 年，再生能源發電的比重重要占到電力總量的 11%。

(四)濟州智慧電網示範計畫

1.示範計畫內容簡介

智慧電網示範計畫期程為 2009 年 12 月至 2013 年 5 月，其中 2009 年 12 月至 2011 年 5 月前建置基礎建設，2011 年 6 月至 2013 年 5 月整合營運模式(圖 27)。投入預算約 200 萬美元（其中民間企業投資 170.1 萬美元）。韓國在濟州島設置 4 座大型風力發電廠，並在東北方舊左邑地區，選擇 6,000 戶獨棟住宅及公寓構建智慧電網，除了電力業者外，並吸引包含 IT 大廠（如 LG 電子）、重工業者（如現代重工）及電信業者（SK 電信）等各類型企業共 168 家參與投資，實驗地點如圖 28 與圖 29 所示，從 2009 年開起舊左邑地區成為韓國唯一的環保能源示範區。



資料來源：韓國知識經濟部智慧電網政策與部屬(2012/05)；工研院IEK整理 (2013/12)

圖 27 濟州島智慧電網示範計畫階段性目標

2.濟州島智慧電網示範第一階段的成果

至 2013 年底，濟州島智慧電網示範第一階段的成果，主要已完成智慧型消費者、智慧型運輸系統、智慧型再生能源，其主導企業與第一階段成果如表 14 所示：

表 14 濟州島智慧電網示範第一階段成果

構面	主導企業	量化成果	建設內容
智慧型消費者	SK Telecom	客戶數目：455	開發 Smart meter, DCU, GW, IHD, Smart SW；完成 NOC(Network Operation Center) & Call Center
	KT	客戶數目：619	為 203 戶家庭完成能源監測基礎建設；開發 Smart Box, Smart Tag Gadget；已設計 DR, Solar PCS 元組件
	LG Electronics	客戶數目：403	建置 200 具智慧電表,300 個 IHD,50 個 PLC 開道；為 LG 測試用戶安裝 15.2Kw 的太陽能面板
	韓國電力公司 (KEPCO)	客戶數目：565	已設計電表與水表與 AMI 整合；完成濟州島智慧電網觀光中心；已設計電表系統開放平台
智慧型運輸系統	韓國電力公司 (KEPCO)	慢充/快充設備數量：21/13	確認規格/慢&快速充電測試；完成付款方法&營運中心；完成充電站選擇與供給合約
	SK Energy	慢充/快充設備數量：49/7	測試 xEV(NEV 2, EV 2) & 4 座充電站；發展電池&建築能源管理系統 (10kWh 2, 16kWh 2)；發展 V2G 驅動雙向 OBC

構面	主導企業	量化成果	建設內容
	GS Caltex	慢充/快充設備數量：30/8	完成充電站模型再造與設計；確認19座充電站；發展乘車 Apps 與智慧手機連接
智慧型再生能源	韓國電力公司 (KEPCO)	Wind: 1.5MW BESS: 250kW-h(2C) 200kW-h(4C) Solar: 100kW	完成基礎系統設計； 完成 EMS, PCS, STATCOM, BESS 設計； 與當地社區合作
	Hyundai Heavy Industry	Wind: 1.5MW BESS: 250kW-h(4C) 1,000kW-h(1C)	營運模擬； 完成 BESS, STATCOM, PCS 設計； 完成 EMS, CMD, IED 系統設計
	POSCO ICTMaxcom	Wind: 1,5MW BESS: 500kW-h(4C) 30kW/150kW-h	完成基礎系統設計； 完成微電網系統設計； 完成 BESS, EDLC ESS 設計

資料來源: Experience of Jeju smart grid test-bed & National strategy, KPX (2013/12) ;工研院

IEK 整理(2013/12)

3.濟州島智慧電網示範第二階段的規劃

目前正在進行中的濟州島智慧電網示範第二階段，主要針對系統營運整合後之商業模式進行試驗規劃，包含再生能源動力預測系統、能源交換計畫、虛擬電廠等都將引入示範。

(1) 再生能源動力預測系統

再生能源動力預測系統提供風力及太陽能即時產生預測的資訊，再生能源動力預測系統係由 KPX(Korea Power Exchange)及 CEO

Brainu 有限公司發展以穩定電力系統。

此系統預測受天氣狀況影響而有極大變動的太陽光輻射及風速的量。發電機及電力產生複合的資訊應用於天氣預測，以提供使用者每電力產生複合單位所產生動力的計算量，提供由目前至領先 48 小時的短、中期動力產生預測。短期的預測（領先 6 小時）資訊係每 5 分鐘預測一次並在 10 分鐘內更新；中期（領先 6-48 小時）係每小時預測一次，同時也每小時更新。再生能源動力預測系統裝設在濟州智慧電網測驗場的總營運中心 TOC，並用於電力市場及再生能源之營運，其可用在智慧電網的各種應用並有助於擴展再生的資源。其系統配置包含「即時的天氣及產出資料」、「天氣預測模式」及「動力產出之計算」等。

(2)能源交換計畫

智慧電網要能節省能源消耗，最為重要是其「能源交換效率」，韓國政府在推動智慧電網時，一併推動 KPX (Korea Power Exchange) 計畫，作為測試「智慧電網」未來環境最適化的一種新電力市場模式，以及未來電力系統的穩定營運發展相關的技術。

KPX 之核心為濟州智慧電網實驗地的「技術及商業控制中心」(Total Operation Center, TOC)。TOC 是由 KPX 與 KEPCO (Korea Electric Power Corporation, 韓國電力公司)共同建立及營運，TOC 主要掌控電力系統及電力市場、測試技術的關鍵基礎設施及商務模式，三者相關營運細節如表 15。

表 15 智慧電力市場、電力系統及電力資訊技術營運細節

智慧電力市場	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 發展一種即時、雙向價格競標市場模式。 ✓ 發展需求端來源分類及其拍賣模式的方法。 ✓ 為濟州測試的電力市場建立營運規則。 ✓ 操作實驗場及分析其績效。
智慧電力系統	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 為再生能源的產出發展一個預測系統。 ✓ 為分散式、需求端資源發展一系統營運技術。 ✓ 為可靠性指標的預測與即時決定發展一個系統。 ✓ 操作測驗地的電力系統並分析其結果。
智慧電力資訊技術	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 為電力市場及系統建立及操作智慧型市場。 ✓ 營運系統(Market Operation System； MOS)及能源管理系統(Energy Management System； EMS)。 ✓ 建立並操作能源資訊管理系統。 ✓ 為電力市場及能源系統建立並操作安全監測及控制系統。

資料來源：Experience of Jeju smart grid test-bed & National strategy, KPX (2013/12)；工研院

IEK 整理(2013/12)

(3) 虛擬電廠及KPX的角色

I. 需求端資源作為供給端資源之替選的興起

智慧電網促進了各種分散式需求端資源，如小規模風機、光電、電力車及其電池，以及需要反應負載的廣佈。資通訊技術（ICT）整合及集合這些資源成為電力系統，容許它們與傳統的電力供應端資源公平的競爭，進而使得分散式需求端資源經由資通訊技術整合成來創造虛擬電廠（VPPs）。傳統電廠與虛擬電廠之比較，如表 16 所示。

表 16 傳統電廠與虛擬電廠之比較

特性	傳統電廠	虛擬電廠
系統配置	基於實體參數來加總 (交流電的同步發電)	使用ICT來加總(對系統配置無實體限制)
設施特性	投資後固定	配置的雜異性、無明確規模
產出	百萬瓦	省電即是創造電
投資風險	一次性的巨大投資	連續的、小規模的投資
再生能源的擴充	必須有備用容量	需要反應的技術、電力車
生態友善性	碳排放	無碳排放

資料來源: Experience of Jeju smart grid test-bed & National strategy, KPX (2013/12); 工研院 IEK 整理 (2013/12)

II. 未來能源環境能最佳化

為促使未來能源環境能最佳化，韓國政府認為必須推動虛擬電廠的措施，在需求端提供，整合需求反應資源，於電力產生時程適當調派提供需求使用。在即時市場中，在各種需求資源分散參與的環境內，加強即時價格訊號以平衡供需。在虛擬市場建立加總者的角色，促進需求端資源的利用及加強消費者在供需中的角色。

4. 濟州島示範計畫產業聯盟

濟州島示範計畫參與者共有 168 個企業，分別合組 12 個產業聯盟，包括電力、通訊、自動化、家庭電器製造商等。示範投資規模總額達 2 億美元，其中 5 千萬來自政府投資，政府共補助 1/4。韓國濟州島示範計畫產業聯盟概況如表 17。依韓國政府智慧電網發展政策所制定的五大核心領域劃分，各領域分別展開細部的示範項目。各個示範項目，選定具相關核心技術能力的領導廠商，負責帶領其他企業共同開發各項目。此作法的效益，一為縮減廠商技術與市場應用媒合與配適的時間與成本；二為借助領導企業的技術與經驗，可協助其他被帶領廠商能力提升，以加速項目的開發及強化整體產業競爭力。

表 17 韓國濟州島示範計畫產業聯盟概況(單位:百萬美元)

	主導企業	示範項目	政府投資	私人投資
智慧型消費者	SK Telecom	綠色家庭與建築	\$4.3	\$25
	KT	電力與通訊匯流服務	\$4.1	\$26
	LG Electronics	智慧家電、微電網系統	\$4.0	\$15
	KEPCO	家庭區域網路標準化與鄰近區域連網技術、需量反應基礎建設	-	\$8.0
智慧型運輸系統	KEPCO	快速充電基礎建設、電動車充電價格系統	\$4.0	\$12
	SK Energy	連接電動車的維修、導航等最適化服務	\$4.0	\$11
	GS Caltex	利用分散式電源進行再充電、與既有的天然氣站連接	\$3.5	\$7.0
智慧型再生能源	KEPCO	發展最佳化銷售經濟模型	\$4.1	\$15
	Hyundai Heavy Industry	增加再生能源的穩定度以提升電力品質(發展儲能裝置、電力轉換單位、電池管理系統等)、能源管理系統、微電網營運平台	\$4.1	\$7.0
	POSCO ICTMaxcom		-	\$7.8
智慧型輸配電	KEPCO	建立實證測試溫床、T/L 線上監測、反應電力系統、測試數位變電站營運系統與裝置的狀況、監測配電部門自動化裝置的狀況、設計與運行實時電價結構、測試電費架構效果與消費者的反應、設計智慧電網最適化(Optimal)營運技術	\$17.7	\$8.9
智慧型電力市場	KPX	提供零售貿易環境, 以及新的躉售電力市場、建造與測試整合營運中心(integrated operation center, TOC)、發展智慧電網環境的電力系統營運技術	\$5.5	\$11
	KEPCO			

資料來源: 韓國濟州島智慧電網示範計畫 Korean Power Exchange(2010/10); 工研院 IEK 整理 (2013/12)

四、七美現況及規劃

本計畫選擇位於澎湖本島南方七美島嶼 (圖 30) 之電力系統及目前對於微電網之規劃, 作為成本效益評估個案。

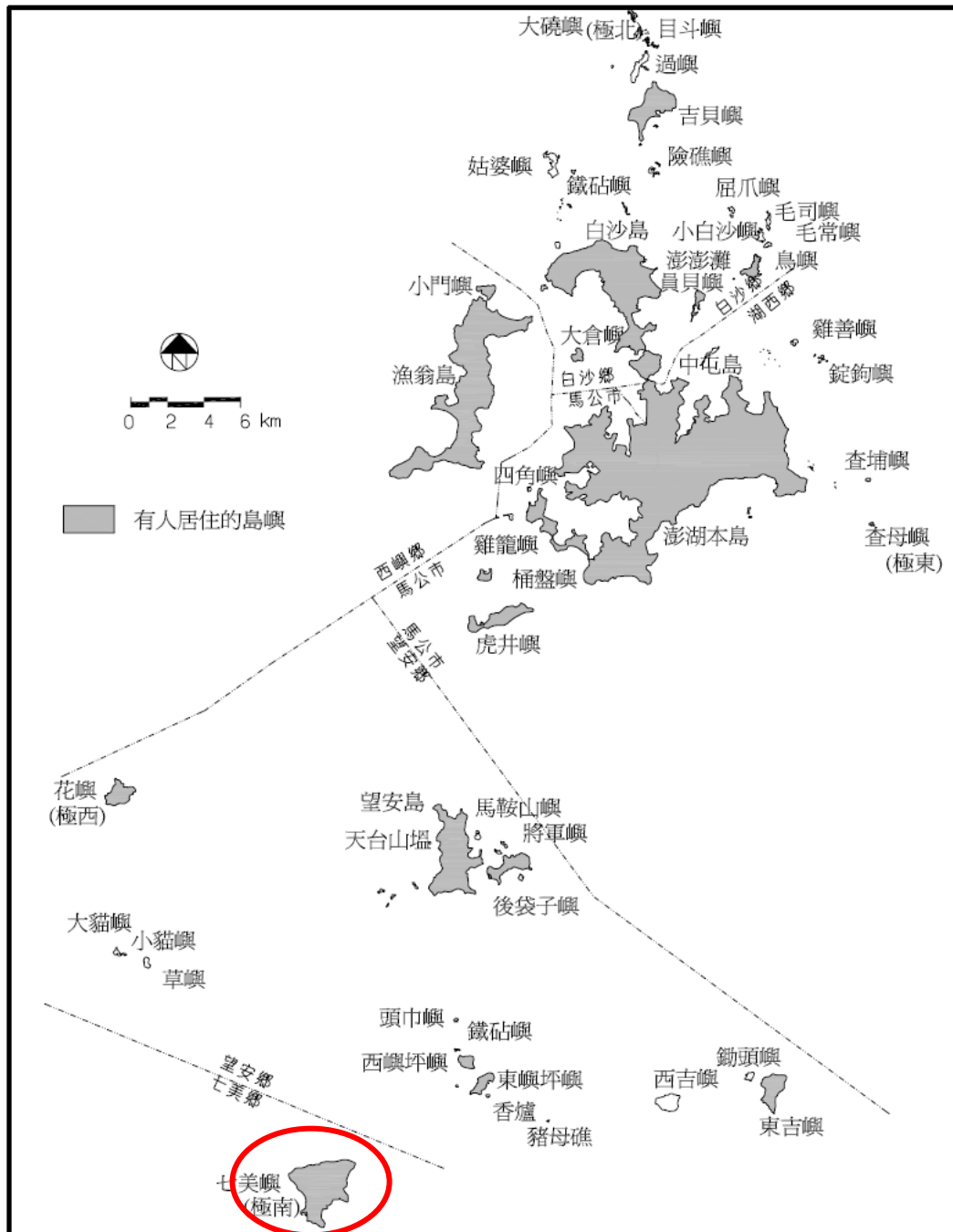
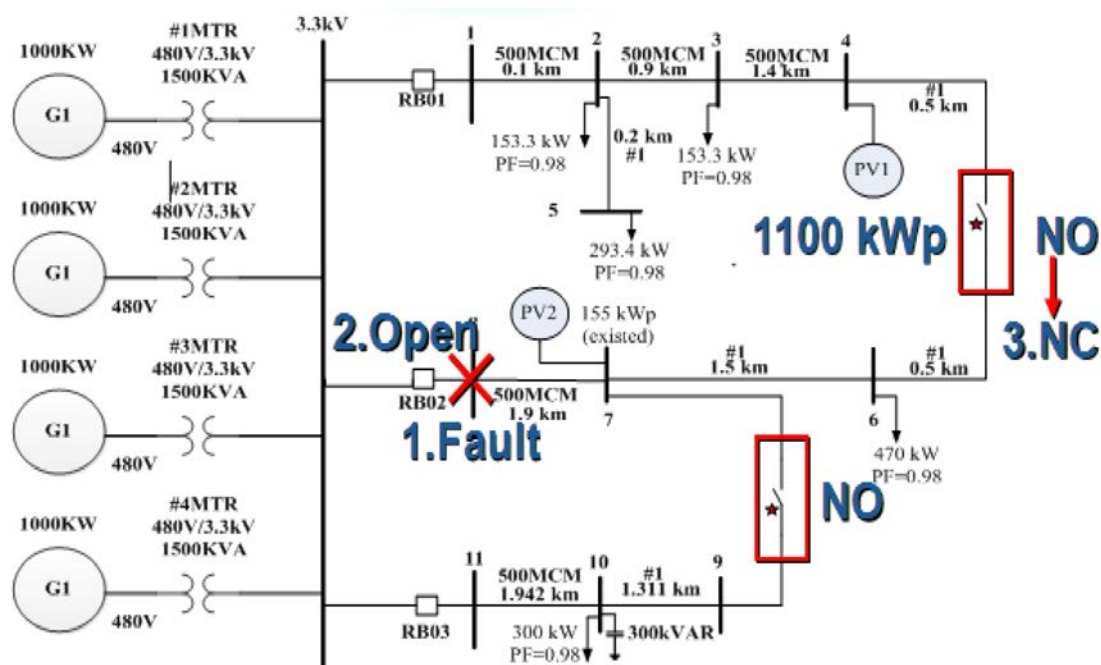


圖 30 澎湖島嶼分佈圖

(一) 七美電力系統之現況

七美的人口大約 3,700 人，島上僅有一座發電廠，從 1974 年由台電接管至今，由於島內用電量不大，負載需求小，所以不適合採用較便宜的燃煤機組，只能用成本較高的燃油發電機組。目前七美共有 4 部柴油發電機組，每部機組額定容量皆為 1,000 kW。四座主變壓器

容量皆為 1,500 kVA，將電壓由 480 V 升為 3.3 kV，以供應 RB01、RB02 和 RB03 三條饋線用電，如圖 31 所示。



資料來源：鄭勝璋、李奕德，2014，赴新加坡參加「第 4 屆電力與能源系統國際研討會」及參訪屋敏島微電網設施出國報告，2014/12/25

圖 31 澎湖七美電力系統單線圖

全島最低負載用電量為 505 kW，最高負載量為 1,570 kW。在系統負載較低時，發電廠只有啟動一部機組，當負載大於 800 kW，則有兩部機組供電，102 年全年發電量 7,405,064 kw/hr，每度電平均成本為新台幣 15.9 元。(資料來源：台灣電力公司)

在傳統發電設備之外，七美電廠設置完成之太陽能電場裝置面積為 2,419.2 m²，多晶矽模組裝置數量 740 片，裝置容量為 155 kWp，年總發電量 186 MWh。太陽能電場之設備資本投入約 2,700 萬元，維護費 480 萬元/年

台電目前除了在 RB02 饋線建置 155 kWp 的太陽光電系統外 (PV2)，另科技部能源國家型計畫為了提高再生能源占比與降低離島

柴油發電成本，亦規劃在 RB01 饋線新增設大型太陽光電系統 (PV1)，由於太陽光電系統輸出電力變化大，為了符合配電系統電壓變動在 2.5% 之內，PV1 之最大併接容量為 1,100kWp (鄭勝璋、李奕德，2014)。

除此之外，為了提高饋線供電可靠，規劃於 RB01、RB02 和 RB03 三條饋線之間加裝開關，當在饋線出口 (RB02) 發生故障，該饋線之負載與 PV2 可藉由配電自動化開關控制，而由另一饋線 (RB01) 轉供。然而再生能源之電力轉換器若仍維持最大功率輸出，將會因配電系統轉供，改變饋線長度與可併接太陽光電系統容量之最大限制，使得再生能源 PV1 併接點之電壓變動由 2.47% 提高至 3.03%，而 PV2 併接點之電壓變動則由 0.37% 提高至 5.22%。

除了台電之發電設備之外，七美地區尚有其他小型的再生能源設備，包括七美國中的風車發電機組 (3KWP) 及太陽能電力系統 (3.39 KWP)、七美國小太陽能電力系統 (6.15 KWP)、七美漁具整補場 25KWP 及體育館 30KWP 併聯型太陽光電系統。由於這些電力系統屬示範性質，不適用於一般成本效益之評估，因此在後續評估中仍將以台電之裝置為主要對象。

(二) 七美電力系統未來規劃

依據行政院於 101 年 9 月 3 日核定「智慧電網總體規劃方案」核復意見指示：「併同『建置澎湖低碳島專案計畫』推動，加速建立澎湖整合集中試運轉場域，俾驗證智慧電網效能。」澎湖智慧電網示範場域將驗證達成節能減碳、降低尖峰負載及再生能源佔比極大化之效益。

101 年底能源局邀請包括科技部、工業局、及臺電公司等單位共

同完成初步規劃構想，已選擇澎湖本島之 2 條饋線（供電區域）、2 所變電所、1 條 69 kV 輸電線，進行微電網發、輸、配、用等構面整合，以期望測試供給面 30% 再生能源佔比；需求面 2,000 戶 AMI 及 100 戶 HEMS，強化電網與用戶之互動。本計畫考量整體試行的樣本及有效性，在能源局、科技部及臺電公司等協商下，擬額外增加 300 戶之 HEMS，總共 400 戶智慧家庭以驗證其效果。另外也在澎湖離島試行高再生能源占比之併網技術。

此計畫配合能源局之澎湖智慧電網示範場域細部規劃，於 103~104 年協助完成部分項目，包括配電自動化、30% 再生能源占比、500 戶 AMI、及 300 戶 HEMS 的建置工程與測試運轉，並規劃在 105-107 年擴展其示範規模以及增加試行項目，並將其建置模式推廣到離島，例如：七美島等，以解決離島發電成本高昂與供電品質不佳的長期隱憂，且後續效益可將經驗移植臺灣本島之實證場域。



資料來源：能源局「澎湖智慧電網示範場域初步構想與時程規劃」

圖 32 澎湖智慧電網建置項目初步規劃

當再生能源對於併網之饋線佔有一定比率時，在併接點將產生不明確之影響，例如：電壓產生變動、頻率產生影響等等，因此首先建置小型獨立併網系統進行實際運轉，建置規模約相當於此饋線 30%

之再生能源發電系統，透過此微型測試系統，收集再生能源高佔比對饋線電力品質之影響，作為微電網以及虛擬電廠規劃建置之參考。

為了降低再生能源併入饋線對供電系統之影響，透過智慧型電能轉換器來調控併入饋線功率之大小與角度，以確保供電品質與安全。執行之方法與步驟說明如下：

- (1) 針對澎湖饋線評估與建置 30%(1MW)佔比之太陽光電發電系統。
- (2) 透過此小型系統運轉，匯集運轉資訊與供電資料，作為智慧電網以及虛擬電廠規劃建置之參考。
- (3) 驗證分散型及集中型再生能源併網下的控制策略。
- (4) 驗證儲能系統的平滑再生能源功能。
- (5) 驗證頻率調節與電壓變動抑制功能。

表 18 七美島再生能源(太陽能)規劃

項目	單位	103 年 (現況值)	104年 (目標值)	105年 (目標值)	106年 (目標值)	107年 (目標值)
七美島再生能源	kW	155	155	350	510	510
七美島儲能系統	kW	0	0	100kW/ 100kWh	150kW/ 150kWh	150kW/ 150kWh
經費需求	千元	42,000	40,000	30,000	24,800	5,000*

註*：107 年僅編列營運維護費

資料來源：澎湖縣政府（第四期）104 至 107 年離島綜合實施方案—澎湖縣智慧電網建置計畫，2013；本研究整理。

五、七美島微電網成本效益評估之情境與參數設定

(一) 情境設定

本研究透過微電網個案和基準參照情境之比較，來評估微電網營運之成本效益。

1. 在成本方面考量：

- (1) 分散式電源裝機成本
- (2) 儲能裝置的購置成本
- (3) 微電網管理控制系統
- (4) 電力設備更新成本
- (5) 營運維護成本

2. 在效益方面則考量：

- (1) 減少電力採購成本
- (2) 提升可靠度
- (3) 減少污染排放

表 19 微電網效益評估內容

效益項目	效益細項
1. 電業效益	
1.1 減少電力採購成本	<ul style="list-style-type: none">● 減少新設電廠及輸配電設備投資成本● 抑低負載(MW)*發、輸、配電設備投資● 減少線路損耗● 用戶節電後可減少台電配電線路損失
1.2 提升可靠度	<ul style="list-style-type: none">● 可靠度改善效益● 提升可靠度，進而減少年度投資需求
2. 用戶效益	
2.1 提升可靠度	<ul style="list-style-type: none">● 減少用戶停電損失(停電之機會成本)
3. 社會效益	
3.1 減少污染排放	<ul style="list-style-type: none">● 減少溫室氣體排放(以再生能源替代柴油發電、節電、電網規劃減少耗損)

資料來源：本研究整理

(二) 參數設定

1. 七美電力供需現況

在電力供給部份，由上述之文獻可知，七美 102 年全年發電量 7,405,064 kw/hr，每度電平均成本為新台幣 15.9 元。由表 20 可知，柴油發電機組共設置 4 柴油發電機組，每部發電容量為 1000 kW；由於考量設備價格變動，因此，以最接近目前的兩部機組之成本為參考基準，將柴油發電機組之設備費用設定為 3,658 萬元，營運維護成本部份，根據台電 103 年之資料，七美柴油發電之營運與維護成本為 4.67 元/度，總發電量為 8.68 百萬度，換算得每 1000 kW 柴油發電機營運維護成本為 2316.5 元/小時。在太陽光電部份，依據上述七美太陽光電設備投入、維護成本及裝置容量計算，將已裝設之太陽光電設備成本設定為每 176,700 元/kW，營運維護成本設定為 7198.75 元/年。

在負載部份，依據台電 101 年之每小時負載資料，配合 103 年全年電力負載尖離峰量進行調整及推算，七美之平均每日電力負載設定為 20,832 kWh/d。綜上所述，七美電力供給之現況參數如表 21 所示。

表 20 台電七美電廠柴油機組發電成本

機組別	柴油引擎	發電機	建置成本
1 號機組	ESL9MK2 7167-01	TPU-1250 812504125	81,905 千元 (87 年建置完成)
2 號機組	6EDZC-720-189K N12859	DSG 86 L10 8126754A102	36,580 千元 (95 年建置完成)
3 號機組	6EDZC-720-189K N12858	DSG 86 L10 8126754A202	36,580 千元 (94 年建置完成)
4 號機組	6L28/32H BA1028	LSA53 VS65-10P 167268-1	79,506 千元 (90 年建置完成)

資料來源：台灣電力公司。

表 21 七美電力供需之現況參數

電力負載		柴油發電設備		太陽能發電設備	
Daily noise	18%	機組容量	4×1,000kW	機組容量	155kW
Hourly noise	7%	設備成本	36,580 千元 (每 1000kW)	設備成本	176,700 元 (每 1kW)

電力負載		柴油發電設備		太陽能發電設備	
Scaled annual average	20,832kWh/d	營運 維護 成本	2,316.5 元/小時	營運 維護 成本	7198.75 元/年
Scaled peak load	1,696 kW				
Load factor	0.5118				

資料來源：本研究整理。

2. 七美電力供需的成長情境

由澎湖本島近年供電量年平均成長率 3.14% (圖 34)，本計畫將未來每年電力負載設定三種情境：

- (1) 電力需求維持現況 (平均每日負載 20,832 kWh/d)：此一情境意謂七美之產業及觀光規劃以維持現況為原則，不進行進一步的發展或開發；
- (2) 電力需求年成長率 3.14% 持續 10 年後持平 (平均每日負載 27,373 kWh/d)：此一情境意謂七美之產業及觀光規劃以配合澎湖整體之發展，但維持有限度之觀光發展，故其未來 20 年的平均電力負載成長會低於澎湖本島；
- (3) 電力需求年成長率 3.14% 持續 20 年 (平均每日負載 33,914 kWh/d)：此一情境意謂七美之產業及觀光規劃以配合澎湖整體之發展，積極推動觀光發展，故其未來 20 年的電力負載成長與澎湖本島一致。

在供電規劃部份則以柴油機組、太陽光電、鋰電池蓄電系統進行不同組合，以模擬各種不同政策之結果；此外，為驗證再生能源來源多樣化的效益，分別在三種情境中加入以「300kW 風力-155kW 太陽光電-4,000kW 柴油」為組合供電之對照案例，如表 22 所示，各種

組合所代表之政策方案考量依其代碼詳述如下：

- (1) 「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW)」：維持現有之發電設備，不進行再生能源或微電網設備之增設；此一方案係純粹以不增加期初設備成本為考量之情況。
- (2) 「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」：維持現有的柴油機組、增設太陽能、低容量鋰電池；為目前七美之規劃方案，其目標為提高再生能源滲透率，新增 150kWh 鋰電池的目的在於降低再生能源所帶來之電壓變異，維持電網的穩定。
- (W) 「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」：維持現有的柴油機組及太陽光電設備、增設風力發電機組；此一方案目標在於試驗不同再生能源所構成之投資組合是否能達成提高再生能源滲透率、穩定電網電壓的目標。
- (3) 「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」：維持現有的柴油機組、增設太陽能、高容量鋰電池；其目標為提高再生能源滲透率，新增 510kWh 鋰電池的目的除了降低再生能源所帶來之電壓變異，維持電網的穩定之外，並可試驗能否透過儲能微電網之設置提高再生能源發電進入主電網之比重，以減少柴油發電量。
- (4) 「柴油發電 (6,000 kW) + 太陽能 (155 kW)」：增加 2 部 1,000kW 柴油機組，再生能源維持不變；此一政策為繼續增加傳統化石能源以因應潛在電力需求之成長。
- (5) 「柴油發電 (6,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」：增加 2 部 1,000kW 柴油機組、增設太陽能、低容量鋰電

池；此一方案基於維持備載容量率的考量，在增加再生能源的同時，也增加柴油發電，其再生能源滲透率將低於方案 2。

- (6) 「柴油發電 (6,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」：增加 2 部 1,000kW 柴油機組、增設太陽能、大容量鋰電池；其目標為同時維持備載容量率及提高再生能源滲透率。

在模擬系統中，專案期間設定為 20 年，折現率 7%（參照：Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems, 2015）；新投資電力發電成本參照 2012 年七美之每度電發電成本，設定為 15.9 元/度；碳稅設定為每公噸新台幣 300 元（參照：歐盟標準）。

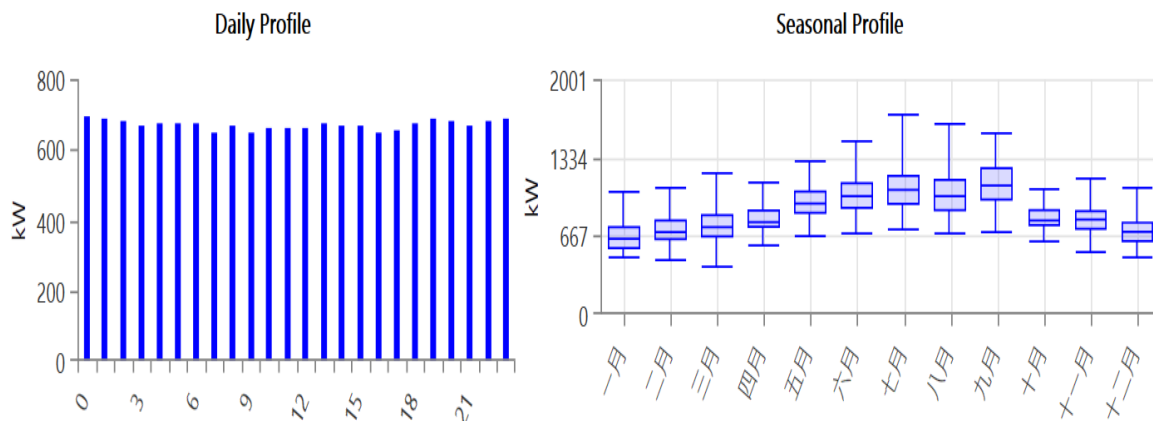
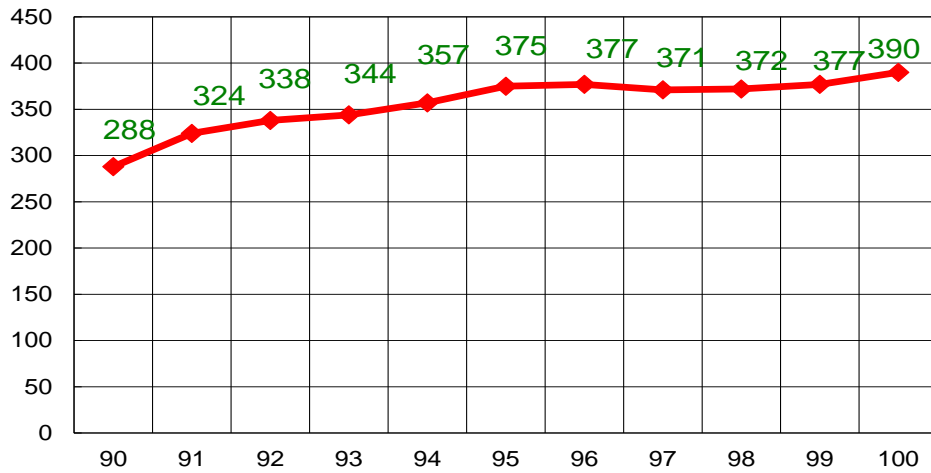


圖 33 七美 24 小時平均及各月份電力負載

註：本圖為在輸入七美島 103 年度每小時電力負載資料後，由 HOMER 輸出之全日 24 小時平均負載及各月份平均、尖峰、離峰負載統計圖

百萬度



資料來源：尖山發電廠

圖 34 澎湖本島近年供電量成長趨勢圖

表 22 七美電力供需之情境規劃

Case	成長情境	太陽能(kW)	柴油機組(kW)	鋰電池(kWh)
L1	維持現狀	155	4000	0
L2		510	4000	150
LW		155	4000	風機 300kW
L3		510	4000	510
L4		155	6000	0
L5		510	6000	150
L6	510	6000	510	
M1	中度成長	155	4000	0
M2		510	4000	150
MW		155	4000	風機 300kW
M3		510	4000	510
M4		155	6000	0
M5		510	6000	150
M6	510	6000	510	
H1	高度成長	155	4000	0
H2		510	4000	150
HW		155	4000	風機 300kW
H3		510	4000	510
H4		155	6000	0

Case	成長情境	太陽能(kW)	柴油機組(kW)	鋰電池(kWh)
H5		510	6000	150
H6		510	6000	510

資料來源：本研究整理。

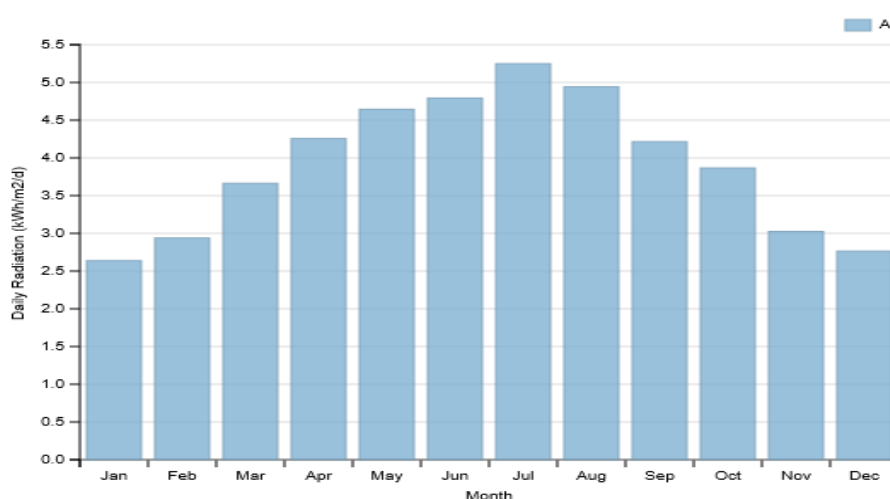
3. 新增設備之成本參數

(1) 柴油發電機

裝置容量以 1,000kW 為單位，柴油價格設定為每公升 30 元（註：為 2015 年平均柴油價格再加上依據專家訪談建議，考量離島燃料儲運成本後設定之值）。設備成本為 36,580,000 元，營運維護成本為 2,316.5 元/小時。

(2) 太陽光電

除原有之太陽光電設備外，新增設之太陽光電裝置容量以 1.00kW 為單位，依 104 年度躉購標準之設備成本 64,600 元/瓩加上離島加成 15% 設定參數。設備成本為 74,290 元/瓩，營運維護成本 742.90 元/年。馬公之日照輻射情況如圖 35 所示。



資料來源：National Renewable Energy Lab

圖 35 馬公之日照輻射

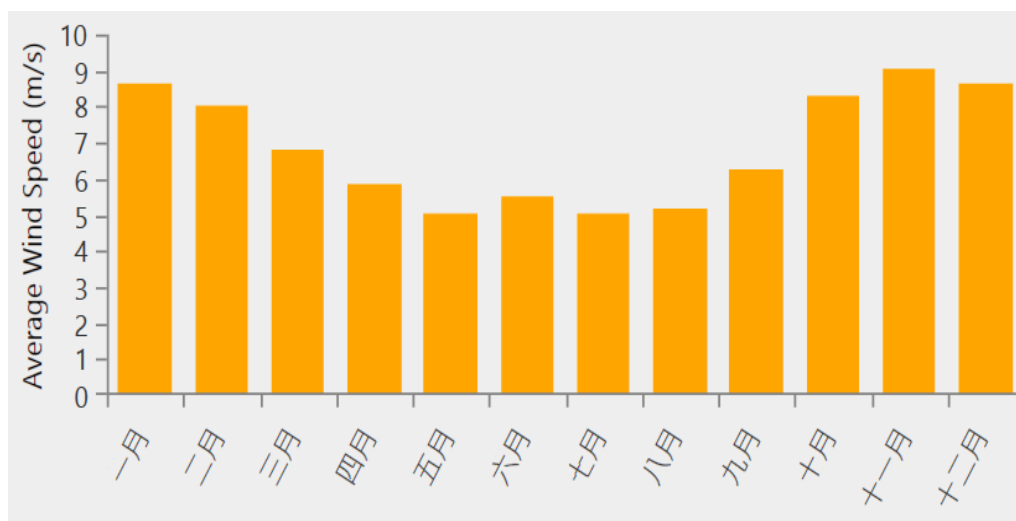
(3) 儲能設備

鋰電池設備成本依 eBay 市價：1,050 USD，匯率：32.5

USD/NTD，重置成本為基期成本折價 30%（參照：Solar Market Insight Report 2015 Q1, SEIA, 2015），營運維護成本參考 HOMER 設定，為設備成本之 5%。故將成本參數設定為：鋰電池之裝置容量以 1kWh 為單位，設備成本 34,125 元，重置成本 23,887.50 元，營運維護成本 1,706.25 元/年。

(4) 風力發電設備

依據 104 年度決議，陸域 10 呎以上風力發電電能躉購費率計算公式使用參數，期初設置成本為 6.923 萬元/呎(6.02 萬元/呎加成 15%)，運轉維護費占期初設置成本比例為 2.66 %。



資料來源：NASA Surface meteorology and Solar Energy

圖 36 馬公各月份之平均風速

(5) 微電網供電穩定系統

微電網供電穩定系統成本 (balancing cost)：新台幣 440.2 元 = 14.2 USD/MWh (參照：Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems, OECD NEA, 2015 再生能源滲透率 30% 下韓國之成本)，故將微電網供電穩定系統成本設為新台幣 0.4402 元/kWh。

4.效益參數

(1) 節省燃料效益

新增電力設備之個案相對於同一情境之下的基準個案所節省之燃料成本。

(2) 節省碳稅

相對於同一情境之下的基準個案所減少之碳排放量與單位碳稅之乘積。

(3) 節省新投資電力效益

相對於同一情境之下的基準個案所減少之供電容量短缺 X 新投資柴油發電成本

(4) 可靠度效益

依據“台電建置低壓 AMI 前期佈建系統技術顧問、驗證及成本效益評估，2014”評估 10,000 戶規模每年因不停電而降低之復電成本為新台幣 166,980 元，七美鄉目前約有 1,300 戶，其可靠度效益之設定如下：

可靠度效益：21,707 元/年=166,980 X 1,300/10,000

六、七美微電網成本效益評估結果

由於澎湖之電網建設規劃係以建構低碳島為主要目標，因此，本計畫以「極小化燃油使用量」為目標，依據上述之參數設定為基礎，進行七美電網各種電力供需組合之模擬，其結果詳述於下。

(一) 各種電力需求成長情境及供電設備組合之模擬結果

1.每度發電成本

表 23 之發電成本為電力系統中，每一度電之發電成本，其中包括再生能源電網之電力穩定系統成本。比較各需求成長情境之發電成本可發現，在油價、設備成本等外生參數固定之下，電力需求愈高時，每度電發電成本愈低。其原因為在固定設備投入之下，電力需求愈

高，發電量亦可隨之提高，其每度電平均設備成本愈低。進一步比較各種供電組合，結果如下：

(1)在各種電力需求成長情境之中，皆以維持現有柴油機組(4,000 kW) 搭配再生能源或儲能電網之每度發電成本較新增柴油機組至 6,00W 為低。此一結果意謂，在目前的成本條件之下，新增再生能源投資的成本低於柴油發電設備；

(2)在維持現況和高度成長情境中，以「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) +風力(300kW)」之發電成本最低，而在中度成長情境中，以「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) 」之發電成本最低，其原因為在中度成長情境下，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) +風力(300kW)」組合相對於基準組合，其增加的電力穩定系統成本高於其它部份減少之成本。此一結果意謂，在目前的成本條件之下，再生能源發電組合的發電成本已經有可能低於柴油發電；

(3)而在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，三個情境皆以現之「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW)」之發電成本為最低，但值得注意的是，除了基準個案之外，其他電力組合個案的發電成本都有另外加上電力穩定系統成本 0.4402 元/kWh，在未來微電網設備成本下降的情況之下，各情境之中「柴油發電 (4,000/6,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」的發電成本都有可能低於基準個案，例如：在電力需求維持現況情境中，「柴油發電 (4,000/6,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」和基準個案發電成本相差 0.43 元/度，若前者扣除電力穩定系統成本，則發電成本將低於基準個案。此一結果顯示，在推動低碳島之政策下，微電網與再生能源的搭配將可能同時達成提高再生能源滲

透率及降低發電成本二項目標。

2.燃料成本及燃油用量

在燃料成本及燃油用量方面，三種成長情境皆以「柴油發電(4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」為最低；在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，以「柴油發電(4,000kW)+太陽能(510kW) + 鋰電池 (510 kWh)」之燃料成本為最低，再對照此組合之剩餘電力，在太陽光電搭配儲能系統之組合中亦為最低。表示互補性再生能源發電組合(本個案為太陽光電和風能)較能減少燃油用量、降低燃料成本；而增加儲電容量得以提高再生能源之利用率而進一步減少燃油使用。

3.電力穩定系統成本

在電力穩定系統成本方面，主要考量新增再生能源及儲能設備之下，維持電力穩定之系成本，與發電量成正比。基準情境電力穩定系統成本假設為0。「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力 (300kW)」之成本為最低；在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」之成本略低於「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」。

由於國內微電網之電力穩定系統多數仍處於研發初期階段，相關成本資料無法代表實際量產之成本；因此，本研究在設定電力穩定系統成本時，係參考 OECD NEA (2015)之作法及數據，將電力穩定系統成本設為發電度數與每度穩定成本係數之乘積，若未來實際進行微電網架設，可依實際成本進行估算，其中考量之關鍵變數包括總發電量、再生能源滲透率及再生能源發電波動-儲電容量-負載波動關係。

4.再生能源發電佔比

比較各電力需求情境，可發現當電力需求成長時，再生能源發電佔比而下降，其原因為再生能源發電量主要受氣候條件之影響，而無法像柴油發電一樣由電廠管理者調整發電量。在電力需求增加、而再生能源設備容量不變的情況下，再生能源發電量是固定的，而新增的電力需求係由提高柴油機組運轉來供應，因此再生能源發電佔比下降。此一結果也顯示，在電力需求成長時，再生能源發電設備仍有增設的空間。

在各項供電組合中，以「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」之再生能源發電佔比最高；在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」之佔比高於「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」，表示增加儲能系統容量可以提高再生能源之發電佔比。

5.發電容量短缺

在維持現況情境中，基於現行的備載容量率管理設計，維持現有4部柴油發電機組(4,000kW)的組合除了風力發電組合之外，均有微量的發電容量短缺 (L1:141kWh/yr、L2、L3:35kWh/yr)，可以透過降低備載容量率來滿足需求。在中度、高度成長情境中，維持現有4部柴油發電機組 (4,000kW) 的所有組合皆有明顯的發電容量短缺，其中「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」之發電容量短缺較少，在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，以「柴油發電 (4,000 /6,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」發電容量短缺較少。此結果之意涵有二，一是互補性再生能源組合(本個案為太陽光電和風能)比單一再生能源更能有效達成發電容量之需求；其二，提高儲能電網容量可以替代部份發電設備，達成滿足負載之需求。

6.碳排放

在碳排放方面，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」之碳排放量最少；在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」之碳排放量略低於「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」。表示互補性再生能源發電組合(本個案為太陽光電和風能)較能減少碳排放；而增加儲電容量也具備減少碳排放的效果。

表 23 各種電力需求成長情境及供電設備組合之模擬結果

Case	成長情境	太陽能 (kW)	柴油機組 (kW)	電池 (kWh)	發電成本 (NT\$/度)	成本淨現值 (NT\$)	期初設備成本 (NT\$)	總營運成本 (NT\$/yr)	年化設備成本 (NT\$/yr)	燃料成本 (NT\$/yr)	O&M成本 (NT\$/yr)	扣除燃料之營運成本 (NT\$/yr)	電力穩定系統成本 (NT\$/yr)	再生能源發電占比 (%)	燃料 (L)	發電容量短缺 (kWh/yr)	發電量 (kWh/yr)	剩餘電力 (kWh/yr)	Unmet load (kWh/yr)	碳排放 (kg/yr)	再生能源最高效率 (%)	柴油發電量 (kWh/yr)	太陽能發電量 (kWh/yr)	
																								155
L1	維持現狀	155	4000	0	1416	1479E-09	1155E-08	1.051E-08	5.720E-07	4.295E-07	4.786E-07	0.000E+00	2.291	1.907E+06	141	7.613E+06	0	0.01	4.999E+06	28	7.430E+06	1.834E+0		
L2	維持現狀	510	4000	150	1459	1478E-09	1470E-08	1.075E-08	7.352E-06	5.422E-07	4.281E-07	5.332E-07	3.361E+06	7.533	1.807E+06	35	7.654E+06	7.604E+06	361	0.02	4.738E+06	93	7.031E+06	6.033E+0
L3	維持現狀	155	4000	300	1413	1430E-09	1.363E-08	1.044E-08	6.816E-06	5.155E-07	4.284E-07	5.281E-07	3.352E+06	12.240	1.718E+06	0	7.615E+06	7.604E+06	269	0.05	4.505E+06	86	6.673E+06	6.033E+0
L4	維持現狀	510	4000	510	1481	1.500E-09	1.593E-08	1.088E-08	7.966E-06	5.422E-07	4.322E-07	5.455E-07	3.360E+06	7.541	1.807E+06	35	7.656E+06	7.604E+06	0	0.02	4.738E+06	93	7.030E+06	6.033E+0
L5	維持現狀	155	6000	0	1729	1.805E-09	1.521E-08	1.280E-08	7.606E-06	5.803E-07	6.288E-07	6.998E-07	0.000E+00	2.291	1.934E+06	0	7.613E+06	7.604E+06	0	0.02	5.071E+06	28	7.430E+06	1.834E+0
L6	維持現狀	510	6000	150	1772	1.805E-09	1.886E-08	1.305E-08	9.181E-06	5.808E-07	6.290E-07	7.544E-07	3.363E+06	7.469	1.836E+06	0	7.659E+06	7.604E+06	5238	0.04	4.814E+06	93	7.030E+06	6.033E+0
	維持現狀	510	6000	510	1794	1.827E-09	1.995E-08	1.317E-08	9.795E-06	5.506E-07	6.381E-07	7.667E-07	3.361E+06	7.517	1.835E+06	0	7.659E+06	7.604E+06	1311	0.03	4.811E+06	93	7.032E+06	6.033E+0

Case	成長情境	太陽能 (kW)	柴油機組 (kW)	電池 (kWh)	發電成本 (NT\$/度)	成本淨現值 (NT\$)	期初設備成本 (NT\$)	總營運成本 (NT\$/yr)	年化設備成本 (NT\$/yr)	燃料成本 (NT\$/yr)	O&M成本 (NT\$/yr)	扣除燃料之營運成本 (NT\$/yr)	電力穩定系統成本 (NT\$/yr)	再生能源發電占比 (%)	燃料 (L)	發電容量短缺 (kWh/yr)	發電量 (kWh/yr)	剩餘電力 (kWh/yr)	Unmet load (kWh/yr)	碳排放 (kg/yr)	再生能源最高效率 (%)	柴油發電量 (kWh/yr)	太陽能發電量 (kWh/yr)	
																								155
M1	中速成長	155	4000	0	1277	1.750E-09	1.160E-08	1.250E-08	8.800E-06	7.500E-07	4.402E-07	5.000E-07	1.744	2.501E+06	13089	9.988E+06	9.989E+06	0	2015.59	6.557E+06	21	9.815E+06	1.834E+0	
M2	中速成長	510	4000	150	1320	1.750E-09	1.470E-08	1.286E-08	7.350E-06	7.210E-07	4.470E-07	5.645E-07	4.402E+06	5.739	2.402E+06	10230	1.000E+07	9.990E+06	0	1387.72	6.297E+06	71	9.416E+06	6.033E+0
M3	中速成長	155	4000	300	1281	1.700E-09	1.360E-08	1.248E-08	6.800E-06	6.940E-07	4.402E-07	5.540E-07	4.402E+06	9.338	2.312E+06	10112	9.999E+06	9.990E+06	0	973.49	6.062E+06	66	9.057E+06	1.834E+0
M4	中速成長	510	4000	510	1337	1.700E-09	1.590E-08	1.288E-08	7.980E-06	7.210E-07	4.530E-07	5.765E-07	4.402E+06	5.741	2.402E+06	78180	1.000E+07	9.990E+06	0	1387.72	6.297E+06	71	9.416E+06	6.033E+0
M5	中速成長	155	6000	0	1495	2.050E-09	1.520E-08	1.459E-08	7.600E-06	7.590E-07	6.240E-07	7.000E-07	0.000E+00	1.744	2.529E+06	0	1.000E+07	9.991E+06	0	0.02	6.663E+06	21	9.817E+06	1.834E+0
M6	中速成長	510	6000	150	1538	2.050E-09	1.840E-08	1.494E-08	9.200E-06	7.290E-07	6.290E-07	7.680E-07	4.402E+06	5.737	2.430E+06	0	1.000E+07	9.991E+06	91	0.03	6.570E+06	71	9.418E+06	6.033E+0
	中速成長	510	6000	510	1554	2.070E-09	1.960E-08	1.580E-08	9.800E-06	7.290E-07	6.380E-07	7.770E-07	4.402E+06	5.740	2.430E+06	0	1.000E+07	9.991E+06	0	0.03	6.570E+06	71	9.418E+06	6.033E+0

Case	成長情境	太陽能 (kW)	柴油機組 (kW)	電池 (kWh)	發電成本 (NT\$/度)	成本淨現值 (NT\$)	期初設備成本 (NT\$)	總營運成本 (NT\$/yr)	年化設備成本 (NT\$/yr)	燃料成本 (NT\$/yr)	O&M成本 (NT\$/yr)	扣除燃料之營運成本 (NT\$/yr)	電力穩定系統成本 (NT\$/yr)	再生能源發電占比 (%)	燃料 (L)	發電容量短缺 (kWh/yr)	發電量 (kWh/yr)	剩餘電力 (kWh/yr)	Unmet load (kWh/yr)	碳排放 (kg/yr)	再生能源最高效率 (%)	柴油發電量 (kWh/yr)	太陽能發電量 (kWh/yr)	
																								155
H1	高速度成長	155	4000	0	1274	2.142E-09	1.155E-08	1.354E-08	5.777E-06	9.191E-07	5.570E-07	6.148E-07	0.000E+00	1.421	2.964E+06	85697	1.226E+07	1.225E+07	0	132501.90	8.033E+06	17	1.207E+07	1.834E+0
H2	高速度成長	510	4000	150	1316	2.143E-09	1.470E-08	1.381E-08	7.352E-06	8.910E-07	5.622E-07	6.898E-07	5.414E+06	4.672	2.970E+06	77047	1.230E+07	1.227E+07	0	10070.00	7.788E+06	57	1.170E+07	6.033E+0
H3	高速度成長	155	4000	300	1271	2.067E-09	1.363E-08	1.282E-08	6.816E-06	8.615E-07	5.416E-07	6.638E-07	5.407E+06	7.599	2.882E+06	72479	1.230E+07	1.227E+07	0	10549.60	7.584E+06	53	1.134E+07	1.834E+0
H4	高速度成長	510	4000	510	1330	2.166E-09	1.593E-08	1.393E-08	7.966E-06	8.910E-07	5.683E-07	7.021E-07	5.414E+06	4.674	2.970E+06	721213	1.230E+07	1.227E+07	0	110070.00	7.788E+06	57	1.169E+07	6.033E+0
H5	高速度成長	155	6000	0	1351	2.297E-09	1.521E-08	1.638E-08	7.606E-06	9.375E-07	6.255E-07	7.000E-07	0.000E+00	1.406	3.124E+06	4655	1.239E+07	1.238E+07	0	0.02	8.191E+06	17	1.220E+07	1.834E+0
H6	高速度成長	510	6000	150	1394	2.295E-09	1.838E-08	1.684E-08	9.181E-06	9.075E-07	6.297E-07	7.615E-07	5.462E+06	4.630	3.025E+06	2984	1.241E+07	1.238E+07	0	0.03	7.938E+06	57	1.181E+07	6.033E+0
	高速度成長	510	6000	510	1408	2.318E-09	1.995E-08	1.696E-08	9.795E-06	9.075E-07	6.391E-07	7.884E-07	5.462E+06	4.632	3.025E+06	1886	1.241E+07	1.238E+07	0	0.03	7.938E+06	57	1.180E+07	6.033E+0

(二) 成本比例分析

1. 現況情境成本比例

由圖 37，在各項成本中，佔比最高者為 O&M 成本和燃料成本，各約佔總成本 4~5 成。在增加柴油發電機組至 6 部 (6,000 kW) 時，O&M 成本會明顯提高，由 40% 增至 49%。

Case	年化設備成本 (NT\$/yr)	燃料成本 (NT\$/yr)	O&M 成本 (NT\$/yr)	電力穩定系統成本 (NT\$/yr)
L1	5%	54%	40%	0%
L2	7%	50%	40%	3%
LW	7%	49%	41%	3%
L3	7%	50%	40%	3%
L4	6%	45%	49%	0%
L5	7%	42%	48%	3%
L6	7%	42%	48%	3%

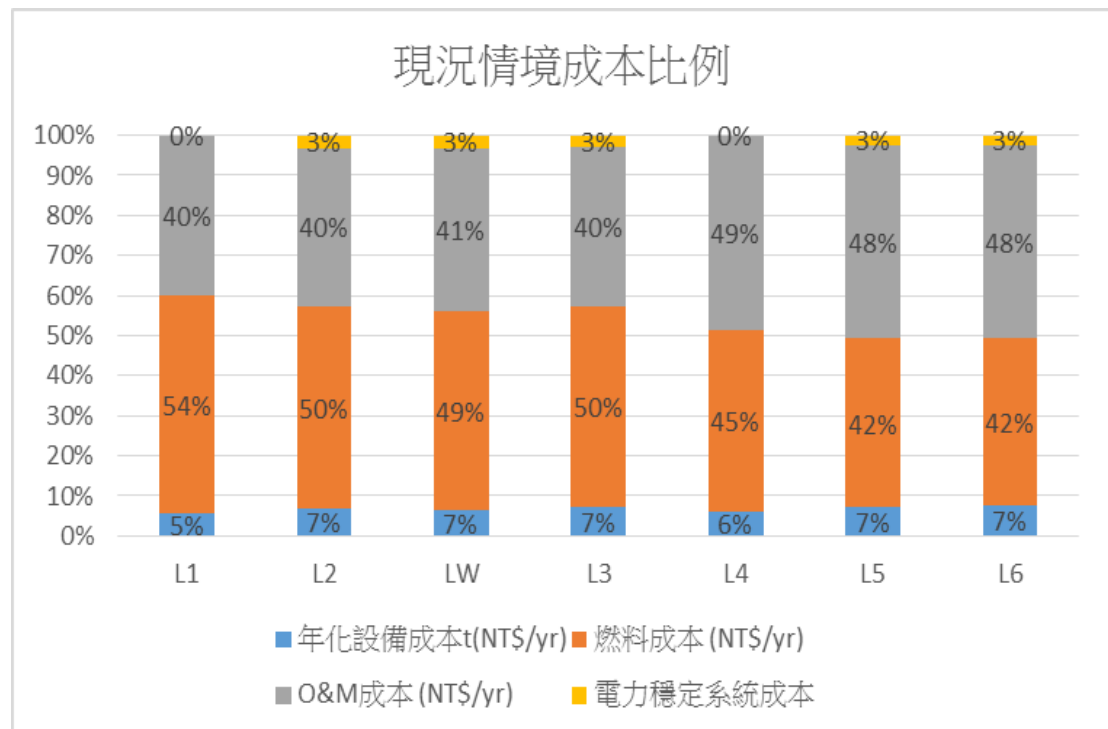


圖 37 現況情境成本項目比例

2. 中度成長情境成本比例

由圖 38 顯示，在各項成本中，佔比最高者為 O&M 成本和燃料成本。在增加柴油發電機組至 6 部(6,000kW)時，O&M 成本會明顯提高，由 35% 增至 43%。

Case	年化設備成本 (NT\$/yr)	燃料成本 (NT\$/yr)	O&M 成本 (NT\$/yr)	電力穩定系統成本 (NT\$/yr)
M1	5%	60%	35%	0%
M2	6%	56%	35%	3%
MW	5%	56%	35%	4%
M3	6%	56%	35%	3%
M4	5%	52%	43%	0%
M5	6%	49%	42%	3%
M6	7%	48%	42%	3%

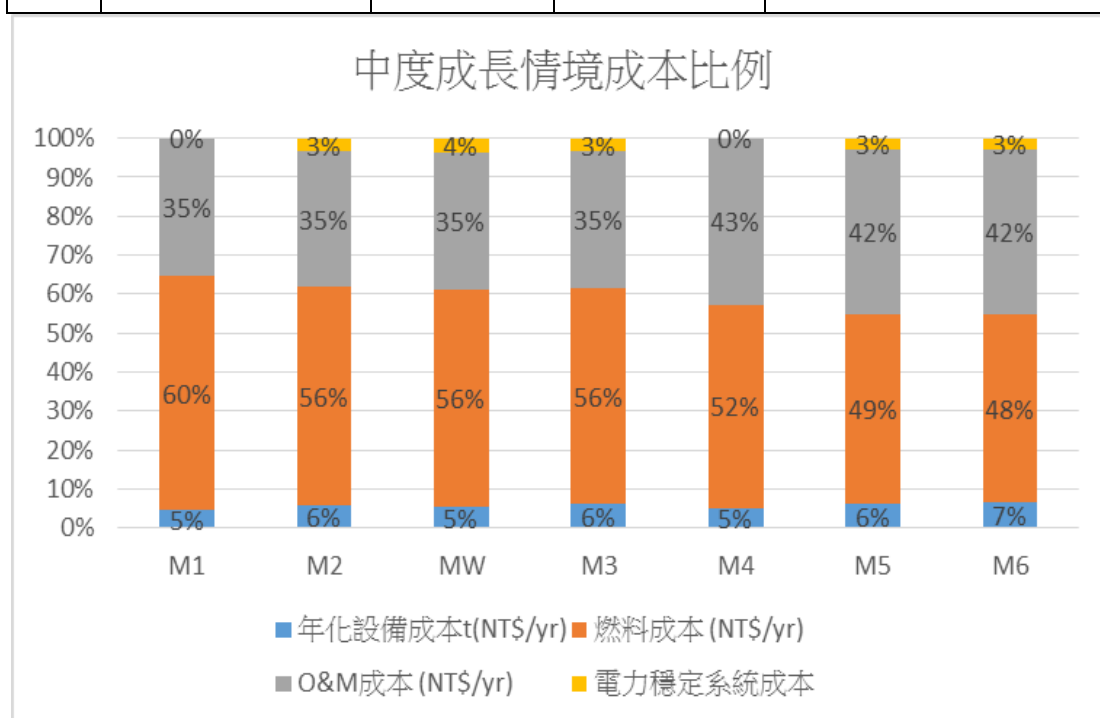


圖 38 中度成長情境成本項目比例

3. 高度成長情境成本比例

由圖 39 顯示，在各項成本中，佔比最高者為 O&M 成本和燃料

成本。在增加柴油發電機組至 6 部(6,000kW)時，O&M 成本提高，由 36% 增至 38%。

Case	年化設備成本 (NT\$/yr)	燃料成本 (NT\$/yr)	O&M 成本 (NT\$/yr)	電力穩定系統成本 (NT\$/yr)
H1	4%	60%	36%	0%
H2	5%	56%	36%	3%
HW	4%	57%	35%	4%
H3	5%	56%	36%	3%
H4	5%	57%	38%	0%
H5	5%	54%	37%	3%
H6	6%	54%	37%	3%

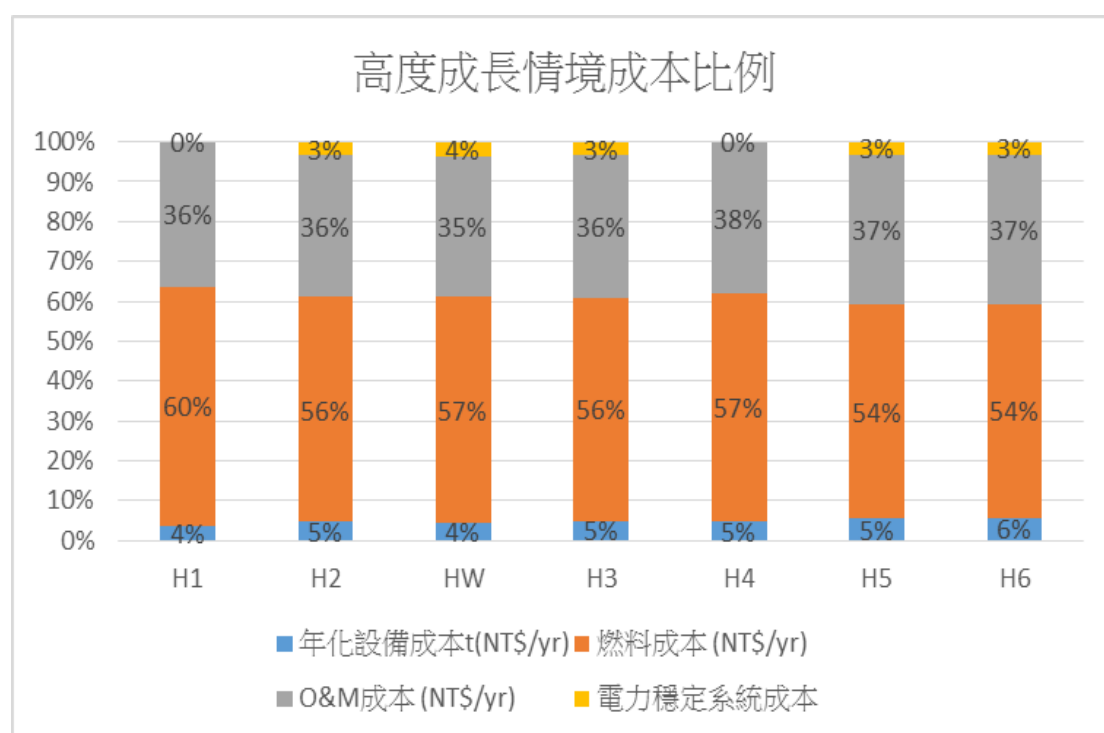


圖 39 高度成長情境成本項目比例

綜合比較以上三種情境之成本項目佔比，發現當電力需求提高時，O&M 成本佔比下降，而燃料成本佔比上升。根據此一結果，在電力需求提高的情境下，若燃油價格未下跌，則增加再生能源發設備將可以減少燃油成本增加幅度，也就是說，即使是僅以成本為考量，再生能源和儲能微電網的組合仍優於新增柴油機組。

(三) 效益增量分析

在效益增量分析中，主要比較節省燃料、節省碳稅和節省新投資電力效益；其中，節省新投資電力效益係指相對於基準設備組合，節省的供電容量短缺與新投資柴油發電成本之乘積；因此，僅比較現有柴油發電設備(4,000 kW)之組合。

由表 24 之各項效益佔總效益百分比可知，在維持現狀的情境下，增加再生能源設備之效益主要在節省燃料效益，約佔總效益 97%；在中度成長情境，增加再生能源設備之效益主要在節省燃料效益，但節省新投資電力效益比重開始增加；而在高度成長情境，其主要效益則來自節省新投資電力效益。

表 24 各項效益佔總效益百分比

效益增量	節省燃料效益	節省碳稅	節省新投資電力效益	總效益
維持現狀				
L2	97.39%	2.55%	0.05%	100.00%
LW	97.41%	2.55%	0.04%	100.00%
L3	97.39%	2.55%	0.05%	100.00%
中度成長				
M2	84.69%	2.28%	13.03%	100.00%
MW	90.12%	2.39%	7.49%	100.00%
M3	76.14%	2.05%	21.81%	100.00%
高度成長				
H2	67.88%	1.78%	30.34%	100.00%
HW	71.00%	1.86%	27.14%	100.00%
H3	55.93%	1.47%	42.60%	100.00%

註：L4、M4、H4 在節省碳稅及總效益為負值，故不計算百分比

由圖 40 可知，在各種電力需求情境下，「柴油發電 (4,000 kW) +

太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」之效益增量均高於成本增量，其淨效益為正數；「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510k Wh)」之效益增量及成本增量略高於「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」。由此可知，太陽光電搭配風能之組合，其淨效益高於基準組合；高容量儲能組合淨效益高於低容量儲能組合。

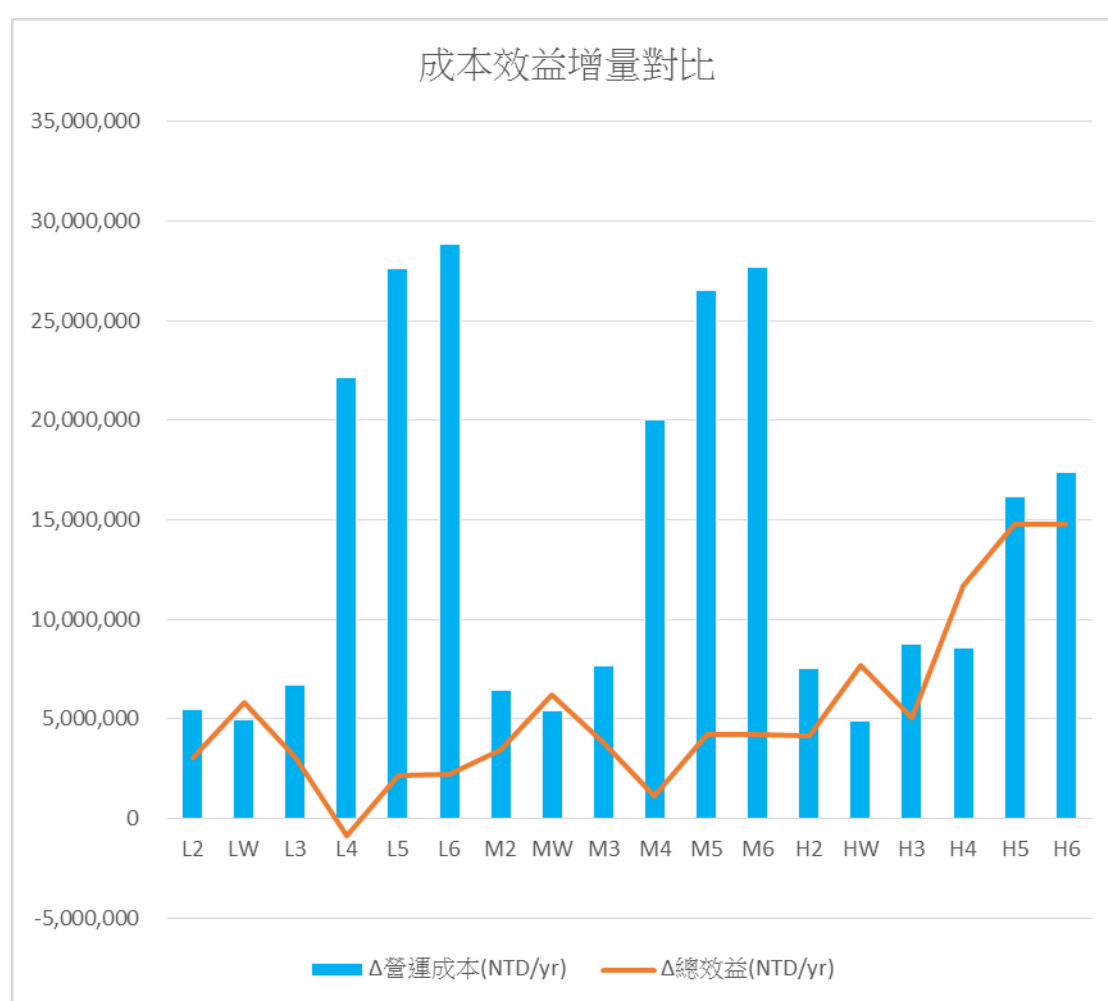


圖 40 成本效益增量

(四) 敏感度分析

由上述之分析結果顯示，油價為影響成本之重要因素，而且其價格波動大，因此，本計畫設定燃油價格範圍在 20~50 元/公升，計算

各種電力需求情境、發電設備組合之淨效益，進行敏感度分析。

1. 維持現況情境之油價變動敏感度分析

由圖 41 顯示，維持「柴油發電 (4,000 kW)」之組合，其淨效益普遍高於「柴油發電 (6,000 kW)」之組合。LW「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」在油價高於 25~26 元/公升後淨效益為正值，L2「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」在油價高於 50 元/公升後淨效益為正值。

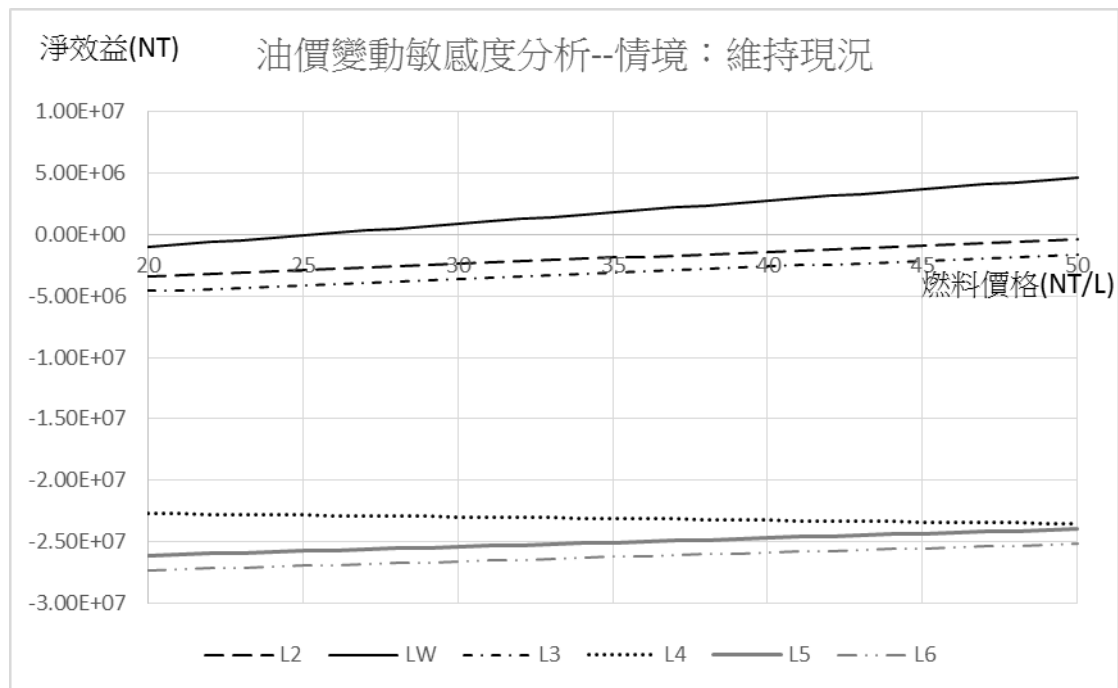


圖 41 維持現況情境之油價變動敏感度分析

2. 中度成長情境之油價變動敏感度分析

由圖 42 顯示，維持「柴油發電 (4,000 kW)」之組合，其淨效益普遍高於「柴油發電 (6,000 kW)」之組合。MW「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」在油價高於 50 元/公升後淨效益為正值。M4「柴油發電 (6,000 kW) + 太陽能 (155 kW)」之淨效益隨油價上漲而降低，其他組合之淨效益隨油價上漲而提高。

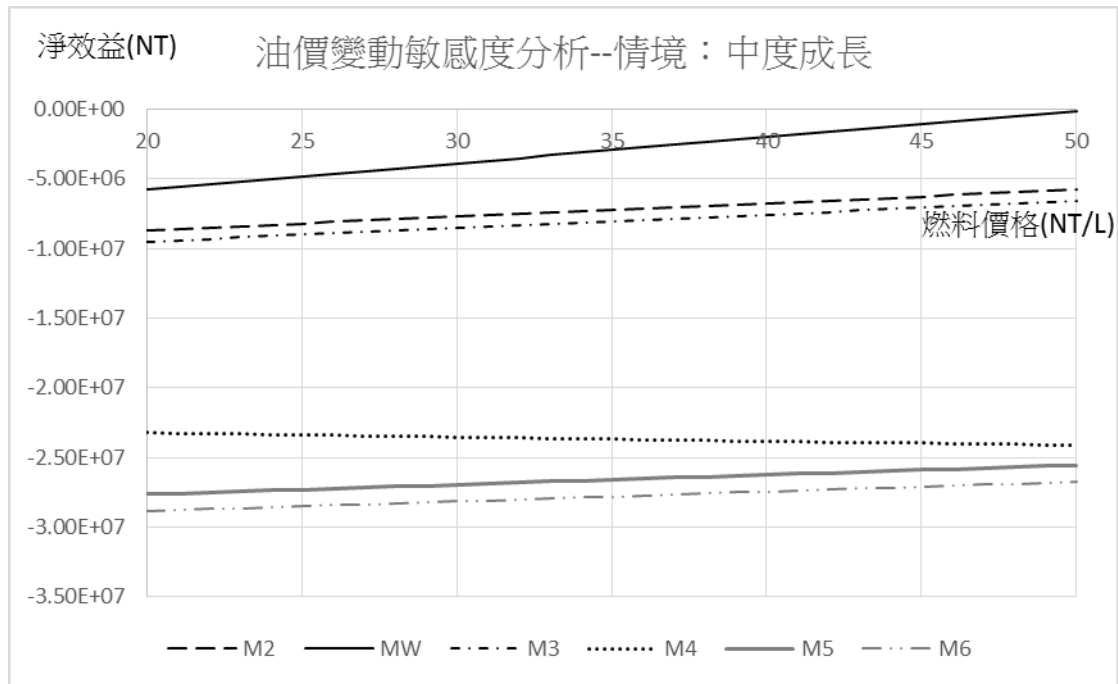


圖 42 中度成長情境之油價變動敏感度分析

3. 高度成長情境之油價變動敏感度分析

由圖 43 顯示，維持「柴油發電 (4,000 kW)」之組合，其淨效益普遍高於「柴油發電 (6,000 kW)」之組合。HW「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」淨效益高於其他組合。H4「柴油發電 (6,000 kW) + 太陽能 (155 kW)」之淨效益隨油價上漲而降低，其他組合之淨效益隨油價上漲而提高。

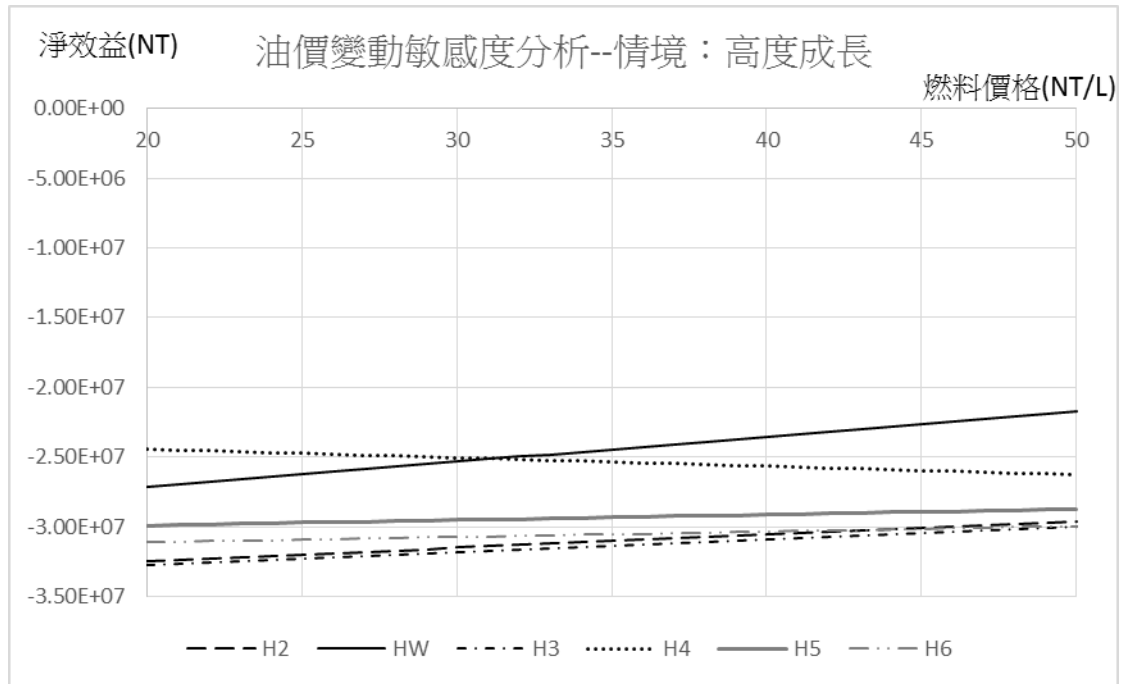


圖 43 高度成長情境之油價變動敏感度分析

七、結論

(一) 微電網計畫的潛在障礙

由各國建置微電網之案例分析結果顯示，目前微電網計畫面臨的比較大的障礙為：政策管制、技術問題、成本高、及利益相關團體間的合作等。技術問題隨著科技的不斷研發，大部分都可以逐漸解決，而成本高的問題也同樣可以隨著技術的進步逐漸克服。目前最大的障礙應該還是在政策管制及電力如何在傳統電網與微電網間雙向流通及交易的市場環境問題，這種政策與利益相關團體間交互影響的問題相當複雜，仍有待進一步解決。

而在我國，由於電力市場長期管制，尚未存在具規模的競爭廠商，也沒有成形的市場機制；因此，對於現有國營企業而言，投入新技術研發及試驗的計劃完全是由政府主導，缺乏自主的誘因，而對一般民營企業而言，除了規模不經濟之外，也受限於法規管制，難以伸

展。故我國發展微電網和智慧電網的首要工作，在於推動修法、放寬電力市場管制，吸引各方投入以逐步實現電力市場的自由化。

(二) 日、韓離島的推動經驗

由本計畫整理的日、韓推動離島微電網計畫成功案例，可提供我國在未來推動示範計畫之借鏡。

1. 宮古島微電網試驗計畫

宮古島微電網計畫的成功因素主要有三：首先是結合產業發展，推動技術試驗計畫，除了吸引廠商投入之外，更整合不同產業的廠商，共同研發以帶動新技術、新產品、新產業的發展；其次是政策上的補貼和誘因，吸引用電客戶也投入再生能源發電設備的裝設，改變了電力供需的傳統關係；第三，宮古島的電網試驗計畫規劃不僅著眼於離島，更是未來推展到日本全國的縮影，此一規劃模式可以集中資源，而不致於在各地進行重複的試驗。

宮古島的能源計畫包括島嶼型生態循環系統研發計畫、太陽能與風力發電系統。2004 年在沖繩縣宮古島開始推動由甘蔗提煉之生技乙醇與石油混合汽油燃料示範計畫，使宮古島成為日本所有環境示範城市中，唯一靠農業轉型為低碳島的示範點。2009 年 7 月日本資源能源廳推動「離島獨立型系統新能源導入實證事業」，沖繩電力公司在宮古島與其他 4 個島嶼進行微電網系統實證實驗，於各離島設置太陽能發電系統及蓄電池，嘗試利用蓄電池充放電來吸收太陽能發電系統在發電過程中的變動成分，以驗證系統是否能達到穩定供電的目標。

自 2010 年開始，市公所補助家戶裝智慧電表、在屋頂裝太陽能光電板，島民購買光電設備可獲得減稅的福利，且平時用電不用費

用，用不完的電力可售回沖繩電力公司，每度可收 40 日圓。宮古島屬獨立電網（約 50 MW）運作系統，PV 佔 4 MW，風力佔 4.2 MW，柴油發電機 59 MW，氣渦輪機 15 MW，其中再生能源對電網的佔比約 16%，相當於日本本土在 2030 年所預估的再生能源佔比。

2. 濟州島微電網試驗計畫

濟州島電網示範計畫的成功主因有三：首先是在政策規劃上長遠而廣泛的考量，包括特別法的頒佈及結合整個濟州道的發展，進行長遠而宏觀的規劃；其次是政策上的強勢補貼和強制規範，以雙管齊下的方式來推動變革；第三是推動對產業有利的試驗計畫來開發新技術，並整合不同集團以團隊合作方式進軍國際市場。

濟州自 80 年代末起，產業結構由原本的農、林、漁、牧轉向觀光發展，2006 年 7 月 1 日，韓國濟州道正式升格為濟州特別自治道，在政治、經濟等多方面展開改革試點，包括進行外匯金融的開放實驗，在法律方面頒佈了一些“特別法”，其中亦包括綠色環保方面的法律。2012 年 6 月，濟州特別自治道與韓國中央政府共同公佈“2030 年濟州零碳島”計畫，目標是到 2030 年通過再生能源實現無碳化及永續發展。第一階段，到 2013 年，構建“零碳島”示範模型；第二階段計畫到 2020 年，利用微電網和再生能源，構建“零碳島”基礎設施，使濟州島再生能源發電量占比達 68%；第三階段規劃到 2030 年，濟州島將採用陸上及海上風電、太陽能及儲能系統來替代所有的化石能源，風電發展的最終目標是 2.35 GW，其中包括 350 MW 的陸上風電和 2 GW 海上風電。屆時濟州島超過 120% 的電力將通過再生能源提供，成為真正的“零碳島”。

至 2015 年 4 月為止，濟州島的人口 63 萬，一年平均消耗電力是 500 MW，超過兩成的消費量已經來自於新能源，包括風能和太陽能。

濟州風能發電試驗區，總共 22 個試驗區，韓國還制定“10 萬戶太陽能屋頂計畫”，目前濟州島太陽能試驗區內有大概 1.2 萬個用戶屋頂已經安裝了太陽能發電系統，太陽能發電量在 50 MW 左右。

2013 年開始，政府開始以財政補貼的方式引進電動車逐步取代化石能源的汽車，並在島上建了 70 個充電站。計畫到 2030 年之前，將所有在濟州島上行駛的汽車，全部更替為電動車。對於購買電動汽車的島民，韓國政府將給予補貼。對於具有市場潛力的示範專案最高 80%，對於已進入商業化階段的專案，政府補貼最高可達安裝費用的 60%。

韓國政府也實施了一些強制性措施，如政府機關和國有企業在興建 3000 平方米以上面積的建築物時，必須將 5% 以上的建築投資用於安裝新能源和再生能源設施。從 2010 年開始，所有傳統能源企業發電量中必須有 2% 的比重是再生能源。此後每年，這個幅度要增加 0.5 個百分點，從 2017 年開始，每年的增幅達到 1%。到 2035 年，再生能源發電的比重要占到電力總量的 11%。

(三) 微電網技術經濟評估結果之意涵

本計畫選擇位於澎湖本島南方七美島嶼 (圖 30) 之電力系統及目前對於微電網之規劃，作為成本效益評估個案。**在成本方面考量：**再生能源裝機成本、儲能裝置的購置成本、微電網管理控制系統、電力設備更新成本、營運維護成本；**在效益方面則考量：**減少電力採購成本、提升可靠度、減少污染排放。以「極小化燃油使用量」為目標函數，依據上述之參數設定為基礎，進行各種電力供需組合之模擬，其結果之意涵綜合如下：

1. 在微電網規劃時應特別考量再生能源的互補性

由七美個案之情境分析結果可知，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力 (300kW)」組合在成本、再生能源發電佔比、發電容量短缺、碳排放等方面皆有較佳之表現，其主要原因在於七美的風力和日照輻射條件恰可形成季節性的互補 (圖 35、圖 36)，在此一天然條件之下，由太陽光電和風能組成的發電組合得以提供穩定的電力供應。因此，在設置再生能源電網時，若能排除對特定再生能源的預設立場，先進行各類再生能源互補性的分析，則能夠獲得更佳的決策。

2. 多元化供電和儲能組合可以同時降低發電成本及達成低碳島目標

傳統的觀點會認為再生能源的成本和供電穩定性不如化石能源和核能，但是由七美個案中各種電力需求成長情境及供電設備組合之模擬結果可知，多元化供電搭配微電網的結果，可以同時達成降低成本、穩定供電和減少碳排放的目標；若以太陽光電為主要再生能源，則搭配儲能電網會更有利。

發電成本、燃料成本及燃油使用、電力穩定系統成本、再生能源發電佔比、發電容量短缺、碳排放，均以「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力 (300kW)」表現最佳。

而在太陽光電搭配儲能系統之組合之中，又以現行規劃之「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」之發電成本為最低。但在燃料成本及燃油使用、電力穩定系統成本、再生能源發電佔比、發電容量短缺、碳排放方面，則以「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (510 kWh)」之表現較佳。

3. 在燃油價格成長、再生能源設備成本下降的長期趨勢下，提高再生能源發電佔比是未來降低成本的適當方向

在各項成本中，佔比最高者為 O&M 成本和燃料成本，各約佔總

成本 4~5 成。在增加柴油發電機組至 6 部 (6,000 kW) 時，O&M 成本會明顯提高，當電力需求提高時，O&M 成本佔比下降，而燃料成本佔比上升。根據此一結果，在電力需求提高的情境下，發電成本將大幅增加，而增加再生能源發電設備則可以減少燃油成本增加幅度。

4.增加再生能源設備除節省燃料之外，亦可達成節省新投資電力效益

在中、低度成長的情境下，增加再生能源設備之效益主要在節省燃料效益，佔總效益 9 成以上；而在高度成長情境，其主要效益則來自節省新投資電力效益，即使是以成本為主要考量，再生能源和儲能微電網的組合仍優於新增柴油機組。

5.考量淨效益之下，未來七美在新增發電設備時，應以新增互補性再生能源設備為主

維持「柴油發電 (4,000 kW)」之組合，其淨效益普遍高於「柴油發電 (6,000 kW)」之組合。「柴油發電 (6,000 kW) + 太陽能 (155 kW)」之淨效益隨油價上漲而降低，其他組合之淨效益隨油價上漲而提高。在各種電力需求成長情境中，「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力 (300kW)」的發電成本都最低，而且其總效益大於總成本。因此，七美未來新增的發電設備應該優先考慮風能，再考慮太陽光電搭配等容量儲能電網，柴油發電設備為最後選項。

6.宮古島、濟州島與七美島微電網之比較

由於七美微電網尚處於規劃及建置階段，目前除了本計劃的模擬之外，並無成本效益資料，而宮古島和濟州島的微電網計畫雖然已有初步成果，文獻中也未發現有針對其成本效益進行評估的資訊，因此僅能以質化方式比較此三者的成本效益，如表 25。由表中可以看出日、韓微電網計畫和七美微電網規劃最大的不同，在於目標和政策。

日、韓微電網示範計畫的目標係結合國土發展、產業發展和技術發展，訂定明確的目標，其政策推動涵括政府、電業及相關產業、一般企業和電力消費者，以建構出全新的生活型態，並且配合相關法令提供參與投資的誘因和強制規範，值得我國借鏡。

表 25 宮古島、濟洲島與七美島微電網之比較

	宮古島	濟洲島	七美島
目標	<p>達成「京都議訂書」降低溫室氣體排放之目標。</p> <p>2009 年達到所有島上車輛均使用生質燃料之目標。</p> <p>中期目標：2030 年碳排放減少 30-40%。</p> <p>長期目標：2050 年碳排放減少 70-80%。</p> <p>2030 年島上所有的車輛 40% 為電動汽車。</p> <p>宮古市的智慧電網重點在於關注風力和太陽能發電機的電位波動，經由併入電力儲存系統、通過管理供電可確保穩定的中央控制系統的電力。</p>	<p>配合產業轉型政策，以觀光為主</p> <p>2030 年濟州零碳島”計畫，目標是到 2030 年通過再生能源實現無碳化及永續發展。第一階段，到 2013 年，構建“零碳島”示範模型；第二階段計畫到 2020 年，利用智慧電網和再生能源，構建“零碳島”基礎設施，使濟州島再生能源發電量占比達 68%；第三階段規劃到 2030 年，濟州島將採用陸上及海上風電、太陽能及儲能系統來替代所有的化石能源</p>	<p>建置澎湖低碳島專案計畫</p>
政策	<p>離島獨立型系統新能源導入實證事業</p> <p>進行微電網系統 (Micro Grid System) 實證實驗，於各離島設置太陽能發電系統及蓄電池，嘗試利用蓄電池充放電來吸收太陽能發電系統在發電過程中的變動成分，以驗證系統是否能達到穩定供電的目標</p> <p>2010 年 4 月至 5 月，日本政府推出“生態示範城市專案 (Eco-Model Cities, EMC)”以促進日本轉變成一個低碳的社會。</p> <p>2010 年開始，市公所補助家戶裝智慧電表、在屋頂裝太陽能光電板，島民購買光電設備可獲得減稅的福利，且平時用電不用費用，用不完的電力可售回沖繩</p>	<p>頒佈“特別法”。</p> <p>2013 年開始，政府開始以財政補貼的方式引進電動汽車逐步取代化石能源的汽車，並在島上建了 70 個充電站</p> <p>對於購買電動汽車的島民，韓國政府將給予補貼</p> <p>對於具有市場潛力的示範專案最高 80%，對於已進入商業化階段的專案，政府補貼最高可達安裝費用的 60%。</p> <p>強制性措施，如政府機關和國有企業在興建 3000 平方米以上面積的建築物時，必須將 5% 以上的建築投資用於安裝新能源和再生能源設施。</p> <p>到 2035 年，再生能源發</p>	<p>在澎湖離島試行高再生能源占比之併網技術。</p> <p>配合能源局之澎湖智慧電網示範場域細部規劃，於 103~104 年完成配電自動化、30% 再生能源占比、500 戶 AMI、及 300 戶 HEMS 的建置工程與測試運轉。</p> <p>105-107 年擴展示範規模以及增加試行項目，並將建置模式推廣到離島，例如：七美島等，以解決離島發電成本高昂與供電品質不佳的長期隱憂，後續效益可將經驗</p>

	電力公司，每度可收 40 日圓。	電的比重要占到電力總量的 11%。	移植臺灣本島之實證場域。
投入資源、設備及成本	<p>4 MW 太陽能發電系統及 4 MW 蓄電池，與既有的 4.2 MW 風力發電系統、61.5 MW 火力發電系統、15 MW 氣體渦輪等發電系統合併。</p> <p>在太陽能的應用方面，在 38 棟房屋安裝太陽能水加熱和空調系統與太陽能動力的發電系統，生產約 150 千瓦。宮古島也計畫引進巨型太陽能農場，目前初步計畫將擴大四倍。</p> <p>安裝一系列的電動汽車充電站以促進和提高電動汽車使用的便利性，並納入智慧電網系統。</p>	<p>風能發電試驗區，總共 22 個試驗區：陸上已經投產的發電試驗地區總共有 12 個，一年的發電量是 153.31 MW</p> <p>10 萬戶太陽能屋頂計畫”，1.2 萬個用戶屋頂已經安裝了光伏發電系統，太陽能發電量在 50 MW 左右</p> <p>投入預算約 200 萬美元（其中民間企業投資 170.1 萬美元）。</p> <p>設置 4 座大型風力發電廠，並在東北方舊左邑地區，選擇 6,000 戶獨棟住宅及公寓構建智慧電網</p> <p>吸引包含 IT 大廠（如 LG 電子）、重工業者（如現代重工）及電信業者（SK 電信）等各類型企業共 168 家參與投資</p>	<p>分散式電源裝機成本</p> <p>儲能裝置的購置成本。</p> <p>微電網管理控制系統。</p> <p>電力設備更新成本。</p> <p>營運維護成本。</p>
潛在效益	<p>每年可減少 4,000 噸二氧化碳排放量。</p> <p>驗證通過蓄電池的控制來均衡光伏發電輸出功率劇烈波動的功能。</p> <p>驗證通過蓄電池控制來抑制電力系統頻率波動的功能。</p> <p>驗證光伏發電「按計劃運行」，提前一天根據天氣預報的資訊預測並計劃好光伏發電的輸出負荷(按時間推移)，通過蓄電池充放電來彌補計劃與實際輸出功率的偏差，從而按計劃實現輸出負荷。</p> <p>使用模擬配電網驗證最佳的蓄電池控制，目前正在驗證中。</p>	<p>智慧型消費者：由 SKTelecom、KT、LG Electronics、韓國電力公司主導，已完成建置約 2,000 戶。</p> <p>智慧型運輸系統：由韓國電力公司、SK Energy、GS Caltex 主導，已完成慢速充電站 100 座、快速充電站 28 座。</p> <p>智慧型再生能源：由韓國電力公司、現代重工、POSCO 主導，已完成風能設備 4.5MW、BESS (Battery Energy Storage System, 儲能系統設計、太陽光電 100kW。</p>	<p>減少燃油成本。</p> <p>減少電力採購成本。</p> <p>提升可靠度。</p> <p>減少污染排放。</p>
成功因素	結合產業發展推動技術試驗計畫，整合不同產業的廠商，共同研發以帶動新技術、新產品、新產業的發展	在政策規劃上長遠而廣泛的考量，包括特別法的頒佈及結合整個濟州道的發展，進行長遠而宏觀	本示範計畫尚在進行試驗當中。

	<p>展。</p> <p>政策上的補貼和誘因，吸引用電客戶投入再生能源發電設備的裝設，改變電力供需的傳統關係。</p> <p>宮古島的電網試驗計畫規劃亦是未來推展到日本全國的縮影，此一規劃模式可以集中資源，避免各地進行重複的試驗。</p>	<p>的規劃。</p> <p>政策上的強勢補貼和強制規範，以雙管齊下的方式來推動變革。</p> <p>推動對產業有利的試驗計畫來開發新技術，並整合不同集團以團隊合作方式進軍國際市場。</p>	
--	---	---	--

(四)研究限制

本研究係以個案分析方式，設計各種情境及電力設備組合，就傳統能源、再生能源、和儲能微電網搭配之下的各項成本、發電特性進行分析。由於智慧電網技術仍處於產品生命週期的萌芽階段，而在我國，相關的計畫仍以針對個別系統或元件的實驗計畫，尚未有完整的示範計畫，因此，本研究仍存在以下幾項限制。

1.智慧電網中各項設備成本差異大

本計畫之參數設定以接近現況、引用具公信力之能源研究機構數據為主，但由於智慧電網中的各項元件、技術、和系統多處於研發初期，各廠商的成本不一，且隨著技術發展，設備成本可能快速下跌，造成在設定技術經濟評估模型的參數時，選擇採用的參數依個案而有相當大的差異。

2.缺乏實際裝設之設備各項屬性數據及裝置組合之試驗結果

本計畫使用 HOMER 軟體資料庫中與個案中設備裝置容量相近的設備，模擬實際營運之電力供需情況，力求所得之結果與實際之營運狀況最為相近；若能夠取得實際營運的數據，將更能依據實際的營運內容進行模擬，以獲得最能夠反映現實設備運作的各項結果，並運

用在各項智慧電網設備和技術的評估之上。

参考文献

- Agalgaonkar A. P., S. V. Kulkarni, and S. A. Khaparde (2006), “Evaluation of Configuration Plans for DG in Developing Countries Using Advanced Planning Techniques,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 21(2), 973–981, May 2006.
- Agrawal, M. and A. Mittal (2011), “Micro Grid Technological Activities across the Globe: A Review,” *IJRRAS*, 7(2), 147-152.
- Alexis Kwasinski (2011), “Quantitative Evaluation of DC Microgrids Availability: Effects of System Architecture and Converter Topology Design Choices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 26(3), 835-851.
- Asanol, H., S. Bandol, (2007), “Economic Analysis of Microgrids,” *Power. Conversion Conference, Nagoya, 2007*.
- Barklund E., N. Pogaku, M. Prodanovic, C. Hernandez-Aramburo, and T. C. Green (2008), “Energy Management in Autonomous Microgrid Using Stability-Constrained Droop Control of Inverters,” *IEEE Trans. Power Electron.*, 23(5), 2346–2352.
- Boork, M., Gustafsson, A., Dijkhuis, S., Katzeff, C. (2015). OfficeWise: Energy feedback in office workplaces. In *Proceedings of ECEEE Summer Study 2015, Toulon/Hyères, France, 1-6 June 2015*.
- CEDEC (2014), *Smart grid for smart markets*.
- Chaurey A. and T. C. Kandpal, (2010), “Assessment and Evaluation of PV Based Decentralized Rural Electrification: An Overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(8): 2266-2278.
- Conti M., E. Gregori, G. Maselli (2006), “Reliable and Efficient Forwarding in ad Hoc Networks,” *Ad Hoc Networks*, 4, 398 – 415.
- Costa, U.M.S., Freire, V.N., Malacarne, L.C., Mendes R.S., Picoli Jr., S., Vasconcelos, E.A. & Silva Jr., E.F. (2006), “An Improved Description of The Dielectric Breakdown in Oxides Based on a

- Generalized Weibull Distribution,” *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 361(1), 209 – 215.
- Costa, P., Silva, J.G., Madeira, H. (2009), “Dependability Benchmarking Using Software Faults: How To Create Practical and Representative Faultloads,” *Proc. 15th IEEE Pacific Rim International Symp. on Dependable Computing, PRDC-15, Shanghai, China*, 289-294.
- Dalton, G. J., Lockington, D. A., and Baldock, T. E., (2009), “Feasibility Analysis of Renewable Energy Supply Options for a Grid-Connected Large Hotel,” *Renewable Energy*, 34(4), 955-964.
- DECC (2014), *Smart Grid Vision and Routemap*.
- Dicorato M., G. Forte, and M. Trovato (2009), “A Procedure for Evaluating Microgrids Technical and Economic Feasibility Issues,” in *2009 IEEE Power Tech*.
- EPRI, (2011), “Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid,” <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=0000000000001022519>
- Gil H.A. and G. Joos. (2006), “On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1592.
- Gomes M.H. and J.T. Saraiva (2010), “Allocation of Reactive Power Support, Active Loss Balancing and Demand Interruption Ancillary Services in Microgrids,” *Electric Power Systems Research*, 80(10), 12670.
- GSGF (2014), *GSGF Report - Grid Connectivity of Distributed Generation*, July 2014.
- Hernandez-Aramburo C. A., T. C. Green, and N. Mugniot (2005), “Fuel Consumption Minimization of a Microgrid,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 41(3), 673–681.
- Jackson, Jerry, (2014), “7 Reasons Why Smart Grid Investments Fail,” <http://www.smartgridresearchconsortium.org/why-smart-grid-investments-fail.pdf>

- Kawakami, Noriko and Iijima, Yukihiisa (2012), “Overview of Battery Energy Storage Systems for Stabilization of Renewable Energy in Japan,” ICRERA – Nagasaki, Japan.
- Kelleher, J. and Ringwood, J.V., (2009), “The Economics of Solar and Wind Microgeneration of Electricity,” *ENERGY*, 34: 401-109.
- Korea Electric Power Corporation, available from <http://cyber.kepco.co.kr/kepco/KE/I/htmlView/KEIAHP00112.do?menuCd=FN010203>
- Korea Smart Grid Institute, available from <http://www.smartgrid.or.kr/09smart2-1a.php>
- Kwasinski A. and P. T. Krein (2005), “A Microgrid-Based Telecom Power System Using Modular Multiple-Input Dc-Dc Converters,” in *Proc. INTELEC 2005*, 515–520.
- Li Y. W. and C. N. Kao (2009), “An Accurate Power Control Strategy for Power Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low Voltage Multi Bus Microgrid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, 24(12), 2977–2988.
- Marnay C., G. Venkataramanan, M. Stadler, A. Siddiqui, R. Firestone, and B. Chandran (2008), “Optimal Technology Selection and Operation of Commercial Building Microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.* 23(3), 975–982.
- Mittal A., and M. Agrawal (2011), “Micro Grid Technological Activities across the Globe: A Review,” *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences*, 147-152.
- Mohamed F. A. and H. N. Koivo (2007), “Micro Grid Online Management and Balancing Using Multi Objective Optimization,” in *Proc. IEEE Power Tech.*, 2007, 639–644.
- Moises, C.P., Matos Manuel, (2006), “An economic analysis of microgrids including reliability aspects,” *Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm: IEEE, 2006:1 – 8.

- Montuori, L. (2014), "Integration of Renewable Energy in Microgrids Coordinated with Demand Response Resources Economic Evaluation of a Biomass Gasification Plant By Homer Simulator," *Applied Energy* 32(1), 15–22.
- Morais, H., P Kádár, P Faria, ZA Vale, and HM Khodr., (2009), "Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming," *Renewable Energy* 35, 151-156.
- Morris, Gregory, (2012), "Evaluation of the Costs and Benefits of Microgrids with Consideration of Services beyond Energy Supply," in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*.
- Morris, Gregory, B. C. Weyrich Young, (2012), "On the Benefits and Costs of Microgrids, Master of Engineering," Department of Electrical and Computer Engineering, McGill University, Montreal, Quebec.
- Nguyen, D. (2013), "Energy as a Means of Promoting Self-Reliance for Small Islands: A Comparative Study of Okinawa and Hawaii," *International Review of Ryukyuan and Okinawan Studies* (2), 139-162.
- Nofuentes, G., J. Armilera, and F. I. MuBoz (2002), *Tools for The Profitability - Analysis of Grid-Connected Photovoltaic, Progress in Photovolataic: Resrarch and Appliclations*.
- Pecas Lopes J. A., N. Gil, F. Resende, E. Voumvoulakis, and N. Hatziargyriou (2008), "Dd3 - Strategies for Emergency Functions: Islanding with Several Microgrids & Blackstart," Available at More Microgrids website <http://www.microgrids.eu/documents/649.pdf>, December 2008.
- Prasai A., A. Paquette, Y. Du, R. Harley, and D. Divan (2010), "Minimizing Emission Sin Microgrids While Meeting Reliability and Power Quality Objectives," in *Proc. IPEC 2010*, 726–733.

- Pudjianto D, G Strbac, (2005), “Investigation of regulatory, commercial, economic and environmental issues in MicroGrids,” International Conference on Future Power Systems, Publisher: IEEE, 136-141.
- Renewable Development Initiative, European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), Available at website
<http://www.ebrdrenewables.com/sites/renew/default.aspx>
- Schwaegerl, C., Tao, L., Pecas Lopes, J., Madureira, A., P. Mancarella, A. Anastasiadis, N. Hatziargyriou, and A. Krkoleva (2009), Report on the technical, Social, Economic, and Environmental Benefits Provided by Microgrids on Power System Operation. More MicroGrids EU-project. Erlangen, Germany.
<http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf>
- Soshinskaya, M., Graus, W., Guerrero, J. M., and Vasquez, J. C. (2014), “Microgrids: Experiences, Barriers and Success Factors,” Renewable & Sustainable Energy Reviews 40, 659-672.
- South Korea Smart Grid Revolution: Special Report by Zpryme’s Smart Grid Insights, July, 2011.
- Sunnywin Energy C.C, <http://www.sunnywinenergy.com/ch/index.html>
- US DOE (2014), Smart Grid System Report.
- Tsikalakis, A.G, N.D. Hatziargyriou, (2005), “Financial evaluation of renewable energy source production in microgrids markets using probabilistic analysis,” Power Tech, 2005:1-7.
- Vasiljevska Julija and J. A. Pecas Lopes (2011), “On the Micro-Grid and Multi Microgrid Impact Assessment: Cost and Benefits Evaluation,” in Cigre 2011 Bologna Symposium.
- WG, 100-300k, Available at website
<http://wenku.baidu.com/view/c180065bad02de80d4d840d3.html>
- Wolff B. and H. Meyer (1978), Wind Energy, the Frank in Institute Press.
- 七美低碳島再生能源首見成效:全國第三座獨立太陽光電廠，年底將併聯供電，2011，公民新聞網。<http://www.peopo.org/news/88364>
- 中國行業研究網，太陽發電裝置安裝數量預測，2014。

- 台灣電力公司，2009，「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」。
- 史乃鑑，2006，「垂直軸式風力發電系統設計有效擷取風能葉片研究」，明道管理學院碩士論文。
- 朱榮貴（2011），建置智慧型電表基礎建設取代傳統計費電表之關鍵績效指標。未出版碩士論文，台北市：國立臺北科技大學。
- 李信璋（2009），我國智慧型電表基礎建設產業發展策略之研究。未出版碩士論文，台北市：國立政治大學。
- 李睿騰（2012），智慧電錶系統基礎建設之可行性評估研究。未出版碩士論文，台北市：臺北城市科技大學。
- 交通部中央氣象局，2014，「澎湖地區日照時數表」。
- 林佐翰，2005，「台灣晶矽併聯型太陽光電系統經濟效益分析介面」。
<http://ase.kuas.edu.tw/solarcalc/portal.php>
- 林師樸，2014，「我國智慧電網及燃料電池技術經濟與 3E 效益評估」，行政院原子能委員會委託研究計畫研究報告。
- 金子憲治，2014，「沖繩縣宮古島：利用蓄電池均衡百萬瓦級光伏發電系統的功率波動」，日經 BP 清潔技術研究所。
- 洪宇辰，2012，「考慮年日照量曲線於大型光伏發電系統裝置容量最佳化之研究」，國立中山大學碩士論文。
- 張四明，2001，「成本效益分析在政府決策上的應用與限制」，《行政暨政策學報》，第 32 期，頁 45-80。
- 張永瑞，2011，「核研所分散式發電及微型電網研發現況」，行政院原子能委員會核能研究所。
http://www.digitimes.com.tw/tw/B2B/Seminar/Service/download/051A006280/20110719_06.pdf
- 張崇誠，2012，「太陽光電圖面審查注意事項」，台灣電力公司新營區營業處。
- 許義忠，2007，「財政學」（第二版），臺北：五南。
- 郭昱瑩，2007，「成本效益分析法」，華泰文化。
- 陳建助、高雅玲、陳文棠，2014，「臺灣智慧城市產業挑戰與機會」，IT IS 智網。

- 陳彥宏、陳彥豪、左峻德、胡明哲，2010，「微電網技術經濟性分析研究」，台灣經濟研究月刊，33(11)，頁 71-78。
- 陳彥豪、盧思穎、陳秉奇，2015，「島嶼型微電網示範案例與市場機會介紹」，電力電子，13:3，頁 31-39。
- 黃雅琪、江緻惟，2013，「韓國智慧電網示範計畫發展策略分析」，IEK 產業情報網。
- 黃萬翔，2012，「韓國濟州島低碳設施與產業發展推動情形與成果」，行政院經濟建設委員會出國報告。
- 楊顯整，2010，「太陽光電系統之技術與應用簡介」，綠基會通訊，第 20 期，頁 9。
- 經濟部能源局，2013，我國燃料燃燒二氧化碳排放統計。
- 蒲冠志、楊金石，2010，「借鏡歐盟/美國/中國大陸智慧電網開創低碳經濟」，新通訊 2010 年 7 月號 113 期。
- 潘晴財、朱家齊，「國內智慧電網技術研發現況與成本分析暨國內產業具體扶植政策報告」，能源科技與產業發展之政策評估系統。
- 鄭勝璋、李奕德，2014，「赴新加坡參加『第 4 屆電力與能源系統國際研討會』及參訪屋敏島微電網設施出國報告」，核能研究所。
- 雛應嶼，2010，「風力發電技術簡介」，專題演講，交通大學電機與控制工程研究所。
- 簡民濂（2013），我國智慧電網現況與發展潛勢探討。未出版碩士論文，新北市：國立台北大學。
- 嚴以誠，「風力發電介紹」，三聯科技股份有限公司，頁 8-10。
[http://www.sanlien.com/ad/san_tech.nsf/foundationview/C9D0369EBB582701482577A5002BF5DE/\\$FILE/77-08-10.pdf](http://www.sanlien.com/ad/san_tech.nsf/foundationview/C9D0369EBB582701482577A5002BF5DE/$FILE/77-08-10.pdf)
- 嚴坤政，2005，「小型風力發電系統設置與葉片氣動力分析」，南台科技大學碩士論文。

附錄一: GEMEET 模型資料更新及參考情境模擬

一、研究目的

隨著科技進步與傳統能源逐漸耗竭，各國正積極開發再生能源與新能源(包括太陽能、風能、地熱、海洋能、水力、生質能、氫能與燃料電池等)，然而，每一種新科技或新技術在發展初期，往往充滿著許多不確定性與風險，造成未來發展性與適用性不易確認，而新能源技術更是如此。

故本研究首先蒐集新能源技術產業情報資訊並配合主計總處最新公布之 100 年產業關聯統計資訊，編制我國 100 年新能源技術之產業關聯表，並將基礎資料應用至投入產出模型進行資料初步產業關聯分析，以及建置核研所與本團隊合作並共同開發之可計算一般均衡模型「General Equilibrium Model for Energy Economic and Technology Analysis (GEMEET)」，最後從產業關聯分析評估我國發展各新能源產業產生之效益，並利用 GEMEET 模型模擬未來在可能提出之躉購費率下，配合研發投入之成本下降機制，各新能源技術發展是否能滿足本研究設定之新及再生能源潛力上限設定。

二、GEMEET 模型基礎資料建置與資料來源

資料的編製，在建立經濟模型的過程中是相當重要的一個步驟，資料的正確性直接影響模擬結果的可靠性。主計處已新公布 100 年之產業關聯統計資訊，因此在資料編製方面，工作重點主要根據主計處所新公布之 100 年產業關聯表以及蒐集相關新能源產業情報資訊來進行模型資料庫的更新，以下則是針對今年度資料編制過程做說明。

編制模型資料庫時，所需投入產出資料表包含生產者價格交易表、國產品交易表，以及進口品交易表，原始資料取自 100 年 52 部門主計處投入產出表，然而為分析特定能源產業、發電設備製造業，以及各發電技術部門可能發生的衝擊與影響，因此以主計處 100 年所公布的 52 部門投入產出表為基準，重新拆解整理，分解出我們所需的特定產品及產業。資料編製順序為：首先編製生產者價格交易表，再編製國產品交易表，最後由生產者價格交易表減國產品交易表，即可得進口品交易表。

為瞭解新增的發電設備業及發電部門對各產業以及整體 GDP 的影響，同時為了瞭解能源投入面的衝擊對各產業的影響，因此資料編製的重點可分為以下六點：

1. 由礦產部門將石油、煤及天然氣礦產獨立出來，以便瞭解能源礦產供給面衝擊對各產業的影響。
2. 將石油煉製品部門拆解為汽油、柴油、航空用油、燃料用油、煤油、潤滑油、輕油、煉油氣、瀝青，以及其他煉製品。
3. 新增太陽能(PV)電池與模組部門。
4. 新增風力發電設備部門、PV 發電設備部門、SIGCC 發電設備部門、纖維酒精設備部門及智慧電表製造業等五個新能源設備製造部門。
5. 新增纖維酒精部門、酒精汽油部門，以及生質柴油部門。
6. 將電力部門拆解為輸配電部門以及發電技術部門，其中發電技術部門又再區分為火力燃油發電、火力燃氣發電、火力燃煤發電、核能發電、水力發電、PV 發電、HCPV 發電、風力發電，以及 SIGCC 發電等發電技術。

為編製符合上述六項重點的投入產出表，首先自主計處取得 100 年之生產者價格交易表(含進口稅淨額)、國產品交易表，以及進口品交易表(含進口稅淨額)。主計處所公布之投入產出表格式如圖 44。

由於主計處所公布的「民國 100 年產業關聯表編制報告」中，尚未納入太陽能 (PV) 電池與模組、風力發電設備、PV 發電設備、SIGCC 發電設備、纖維酒精設備及智慧電表製造業、纖維酒精、酒精汽油，以及生質柴油等部門，因此必須憑藉文獻蒐集、研究單位深入訪談，來計算各產業於生產階段的成本投入結構及自製率。

產出部分則可利用主計處工商及服務業普查資料庫、能源局年報、IEK 產業情報網、光電協會及綠色貿易專案辦公室等管道取得各新能源產業之產值，並根據各新能源產業的產業特性，參考銷售結構相仿之產業，建立各新能源產業於銷售階段的需求結構，並以此求得新能源產業部門的基本投入產出關係，並以此作為編制新能源產業關聯之基礎，新能源產業從原始部門之拆解過程如圖 45。

產業別 產品別	中間需求					最終需求	
中間投入							
原始投入							

圖 44 主計處 IO 表格式

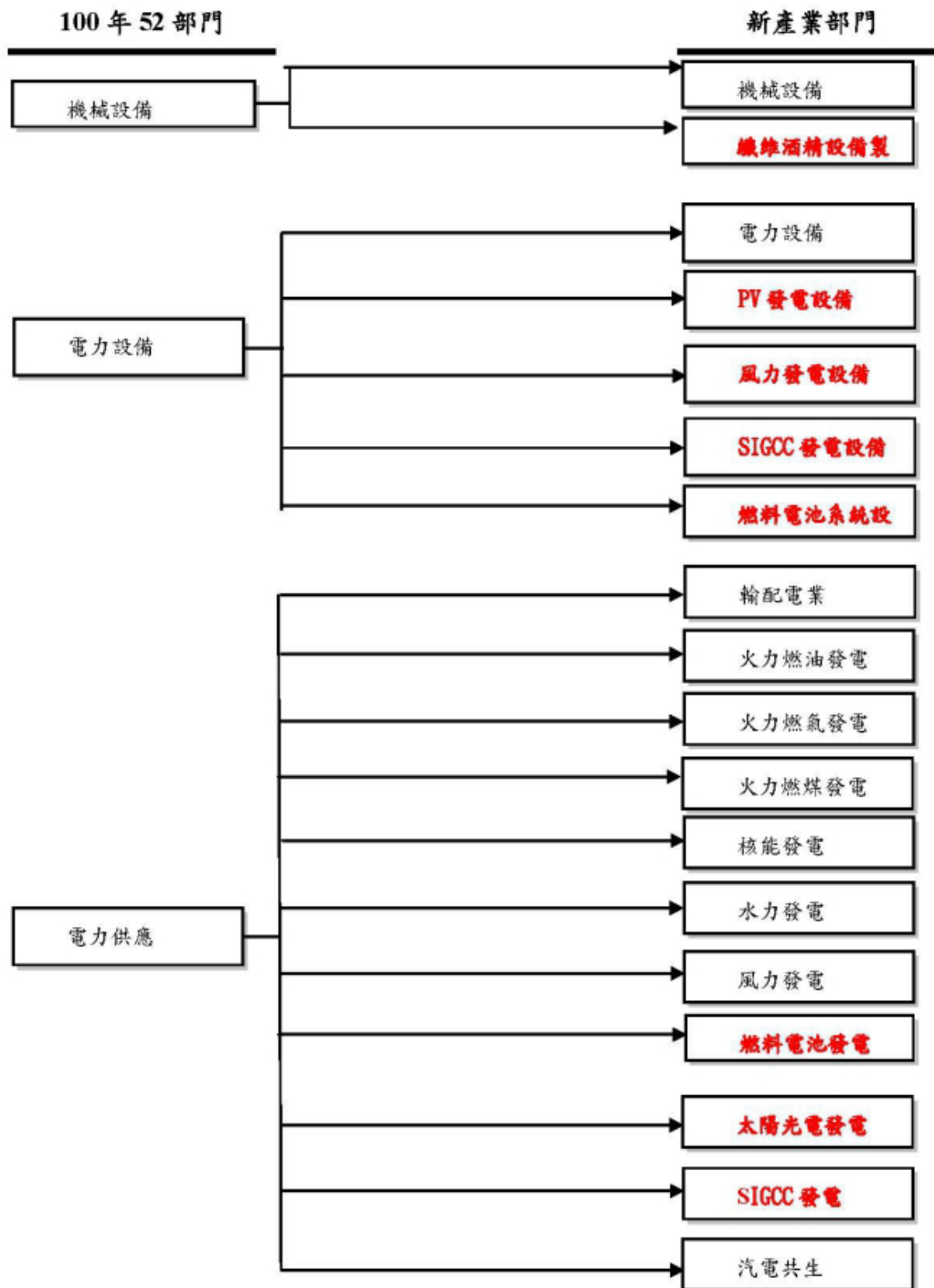


圖 45 新產業合併拆解部門分配圖(續)

三、產業關聯效果分析與乘數分析

投入產出分析方法是由 Wassily Leontief 於 1930 年代所提出，而他於 1936 與 1941 年發表介紹此研究方法之文章，以及後續利用該方法進行分析之論著，也使他於 1973 年得到諾貝爾經濟學獎的肯定。投入產出分析又稱為產業關聯分析，此研究方法不但能觀察一經濟體之總體變數變動程度，另外此分析方法最具特色的地方在於可捕捉經濟體內各產業之互動、以及最終需求部門如何影響各生產部門產出之變化，因此，投入產出法非常適合用於政府政策之模擬與分析。

依據 Miller and Blair(2009)一書，投入產出模型可分為需求面以及成本面投入產出模型，本研究採用需求面投入產出法，又稱為需求驅動模型 (Input-Output Demand-Driven Model，以下簡稱 IOA 模型)，此模型之特色在於當某一、或是某群產業部門之最終需要(如：消費、投資、出口等)變動時，透過產業關聯程度矩陣，可以同時捕捉直接與間接誘發效果，進而計算此最終需要的變動對自身、以及其他產業所創造的產出效果，藉由產量變動效果，不但能預測最終需求衝擊時產出的變化，搭配乘數效果分析，還能進而估計就業人數以及所得(勞動報酬)受此衝擊之影響。因此本研究認為採用需求驅動模型搭配乘數效果分析，評估政府投資新能源產業對整體經濟所創造的產值、就業與所得之計算較為適當。

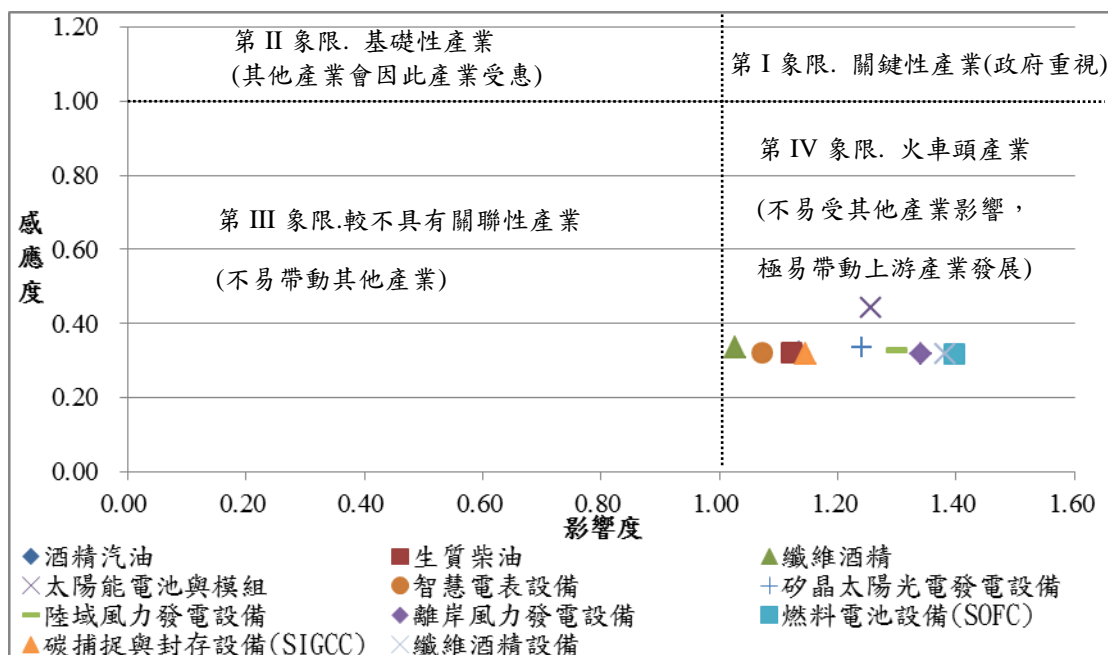
(一) 產業關聯效果分析

本研究利用 Leontief 需求面模型產業關聯效果之計算方法，計算各新能源產業之影響度與感應度，以區分各新能源產業之產業關聯型態，各新能源產業的詳細數值列於表 26，並依影響度與感應度之高低，以座標圖之四個象限表示如圖 46，各新能源產業皆位於產業關

聯圖之第 IV 區域，此區域產業關聯效果表示發展這些新能源產業部門時，較不易受其下游產業部門發展之影響，但是極易帶動其上游零組件產業部門蓬勃發展，當中以系統端產業帶動效果較佳，而原料端或軟體導向產業帶動效果相較受限，但仍高於整體產業平均（整體產業均值为 1.0 分），目前初步的產業關聯效果分析顯示，這些新能源產業能做為我國經濟發展之重點產業。

表 26 新能源產業關聯型態

產業部門	影響度	感應度	產業關聯象限
酒精汽油	1.14	0.32	IV
生質柴油	1.12	0.32	IV
纖維酒精	1.03	0.33	IV
太陽能電池與模組	1.26	0.44	IV
智慧電表設備	1.07	0.32	IV
矽晶太陽光電發電設備	1.24	0.33	IV
陸域風力發電設備	1.30	0.33	IV
離岸風力發電設備	1.34	0.32	IV
燃料電池設備(SOFC)	1.40	0.32	IV
碳捕捉與封存設備(SIGCC)	1.15	0.32	IV
纖維酒精設備	1.38	0.32	IV



資料來源：本研究估算。

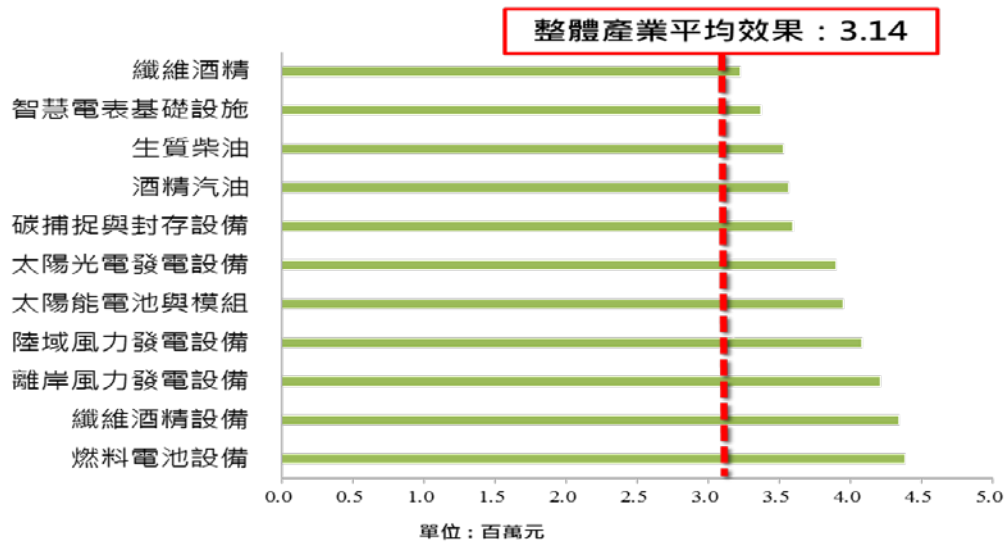
圖 46 產業關聯圖

(二) 乘數效果分析

為觀察發展各新能源產業時對我國整體經濟之效益，本研究採用乘數效果分析，分別從產出、就業及勞動報酬（所得）三個經濟發展的主要指標，模擬這十一個新能源產業各自增產或投資一百萬元時，所帶動總體經濟之產出、就業及勞動報酬的乘數效果（亦即各細分產業乘數效果之總和）。

1. 產出乘數效果

產出乘數效果的定義為投資一百萬元在該產業部門時，為整個經濟體直接與間接帶動各部門增加產出之總和。圖 47 顯示這十一個新能源產業的產值帶動效果皆優於我國整體產業平均的帶動效果，以燃料電池設備製造業帶動效果最佳，每百萬產值可帶動整體經濟體增加 438 萬元的總產出。



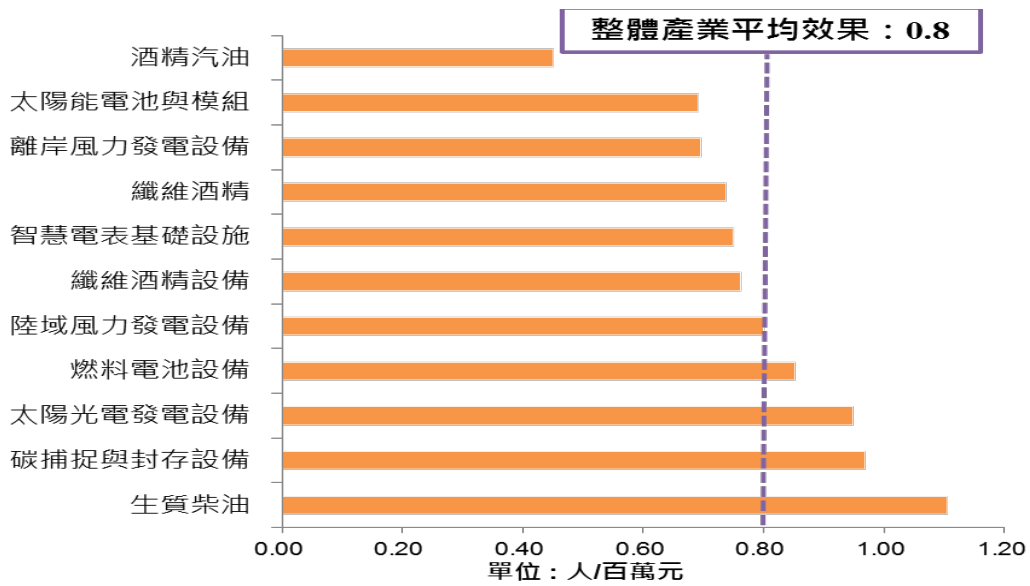
資料來源：本研究估算。

圖 47 產出乘數效果

2. 就業乘數效果

就業乘數效果為投資一百萬元在該產業部門時，為整個經濟體直接與間接帶動各部門增加就業人數之總和。

圖 48 顯示以生質柴油與各新能源技術之設備製造業帶動效果較佳，以生質柴油產業之帶動效果最佳，每百萬產值可帶動整體經濟體增加 1.1 人以上之就業人數，而設備製造業之主要帶動效果，來自機械設備、電子零組件、營造工程等產業之就業人數貢獻。

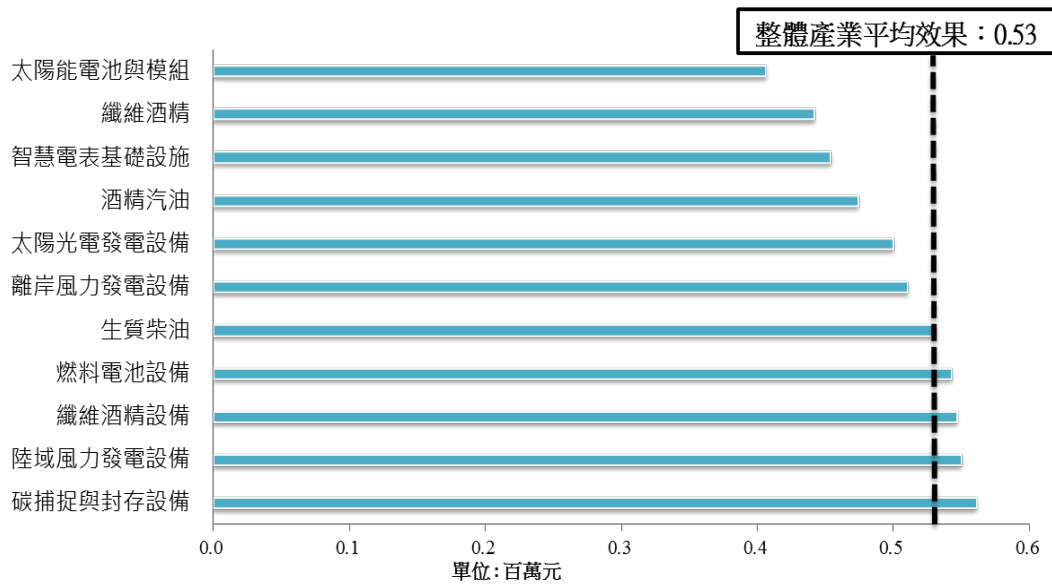


資料來源：本研究估算。

圖 48 就業乘數效果

3. 勞動報酬 (所得) 乘數效果

勞動報酬乘數 (所得) 效果為投資一百萬元在該產業部門時，為整個經濟體直接與間接帶動各部門增加勞動報酬之總和。圖 49 顯示以生質柴油、燃料電池設備業、纖維酒精設備業、陸域風力發電設備業及碳捕捉與封存設備業之勞動報酬乘數效果優於我國整體產業平均的帶動效果。以碳捕捉與封存設備業帶動效果最佳，每百萬產值可帶動整體經濟體增加 56 萬元的勞動報酬，新能源產業勞動報酬效果主要由批發零售與機械設備業所帶動。



資料來源：本研究估算。

圖 49 勞動報酬乘數效果

各新能源產業投資一百萬元時，帶動整體經濟的產出、就業及勞動報酬乘數效果之計算結果與排序列於表 27，在我國 104 年之產業結構維持與 100 年不變的假設下，本研究以建立我國新能源產業為主要研究目的，而非以發展自主再生能源的觀點，因此考量產業發展的複合效益，建議我國政府首要推廣新能源產業，以燃料電池設備業與陸域風力發電設備製造業為主，此兩個產業在十一個新能源產業中較具有複合性的產業發展經濟效益，其次為纖維酒精設備、碳捕捉與封存設備製造業及太陽光電發電設備業。

表 27 產出、就業及勞動報酬乘數效果表

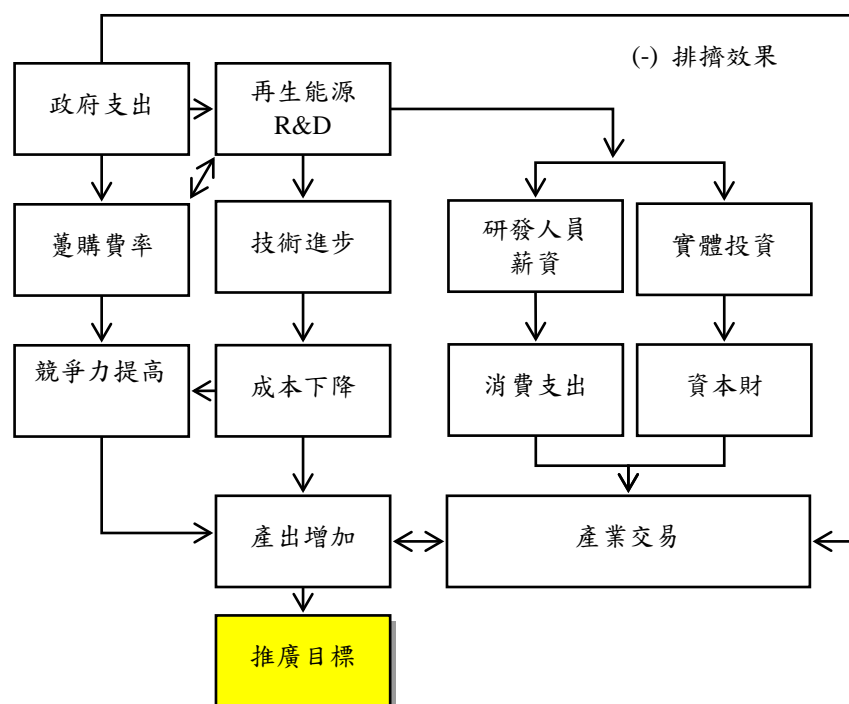
新能源產業	產值效果 (百萬元)	排 序	就業效果 (人數)	排 序	勞動報酬效 果(百萬元)	排 序
燃料電池設備	4.38	1	0.85	4	0.54	4
陸域風力發電設備	4.08	4	0.80	5	0.55	2
纖維酒精設備	4.34	2	0.76	6	0.55	3
碳捕捉與封存設備	3.60	7	0.97	2	0.56	1
太陽光電發電設備	3.90	6	0.95	3	0.50	7
生質柴油	3.53	9	1.10	1	0.53	5
離岸風力發電設備	4.21	3	0.69	9	0.51	6
太陽能電池與模組	3.95	5	0.69	10	0.41	11
酒精汽油	3.57	8	0.45	11	0.47	8
智慧電表設備	3.37	10	0.75	7	0.45	9
纖維酒精	3.23	11	0.74	8	0.44	10
新能源產業乘數效果 之平均值	3.83		0.80		0.50	

資料來源：本研究估算。

四、新及再生能源政策模擬分析

前述的乘數分析可提供政府在發展各個再生能源之不同效益的評估結果，但在目前既有的再生能源政策如躉購費率政策、研發投資、未來可能的能源價格趨勢以及社經條件下，我國的再生能源發展是否會達到政府所設定之推廣目標？若無法達到的話那還需要再投入多少資源才有機會？要回答以上問題，且要考量產業間關聯效果、R&D投資、及躉購費率政策變化可能的情況，所需採用的分析方法就需要合理的評估與分析。除此之外，由於政策考量的再生能源發電技術或業者不是只有一種，因此，選用的分析方法也要能夠同時考量多種技術或業者同時進行分析的情況，分析結果才會比較具有參考價值。

若從經濟體系一般均衡的角度，我們可由圖 50 約略說明，實施再生能源政策躉購費率制度與 R&D 投資對再生能源之推廣目標可能產生的影響。實施再生能源躉購費率制度時，對發電成本較高的再生能源算是一種補貼，對於傳統發電技術則較有競爭力，其產出也相對增加。另外政府投資 R&D 在這些再生能源時，會加速這些產業技術進步，進而使其成本下降，同時也提高競爭力，而再生能源的發電量自然也跟著增加，除此之外，R&D 投資也會提高研發人員薪資與實體投資，而薪資與投資的增加主要反映在整體經濟之消費支出與資本財使用的提升，透過產業間互相關聯的效果下，促使其產出也跟著增加，有利於再生能源達成推廣目標與整體經濟之成長。但從另一方面來說，雖然躉購費率與 R&D 投資對於再生能源或整體經濟有正面的影響，但由於執行這些政策主要的資金來源為政府，所以同時也會排擠掉政府對整個經濟體系之支出，進而減弱產業間交易效果，對於再生能源與整體經濟則有負面的效果。



資料來源：林師模等(2014)。

圖 50 躉購費率、R&D 投資與推廣目標間之關係

要回答本文研究目的問題，且要考量產業間關聯效果、R&D 投資、及政府躉購費率政策變化可能的情況，所需採用的分析方法就需要合理的評估與分析，看是哪種方法較適宜用來分析上述的問題。除此之外，由於政策考量的再生能源發電技術或業者不是只有一種，因此，選用的分析方法也要能夠同時考量多種技術或業者同時進行分析的情況，分析結果才會比較具有參考價值。

有鑑於此，為了將以上所考慮之因素納入整個分析架構，本研究欲採用一動態可計算一般均衡模型 GEMEET (General Equilibrium Model for Energy Economic and Technology Analysis)，利用所編製完成的新能源產業關聯表，納入主要能源技術部門（包含傳統及新能源、再生性能源，如：火力發電、太陽光電、風力發電、水力發電、核能、IGCC 等）為主。

除此之外，在模型運作的機制方面，本研究模型核心的部份雖與多數動態可計算一般均衡模型⁷之設定類似，但模型在經過各種與新及再生能源技術特型及相關政策機制與方程式之調整、重新設計後，已成為一相當獨特的政策評估模型。而目前建置的 GEMEET 模型已具有以下之特色：

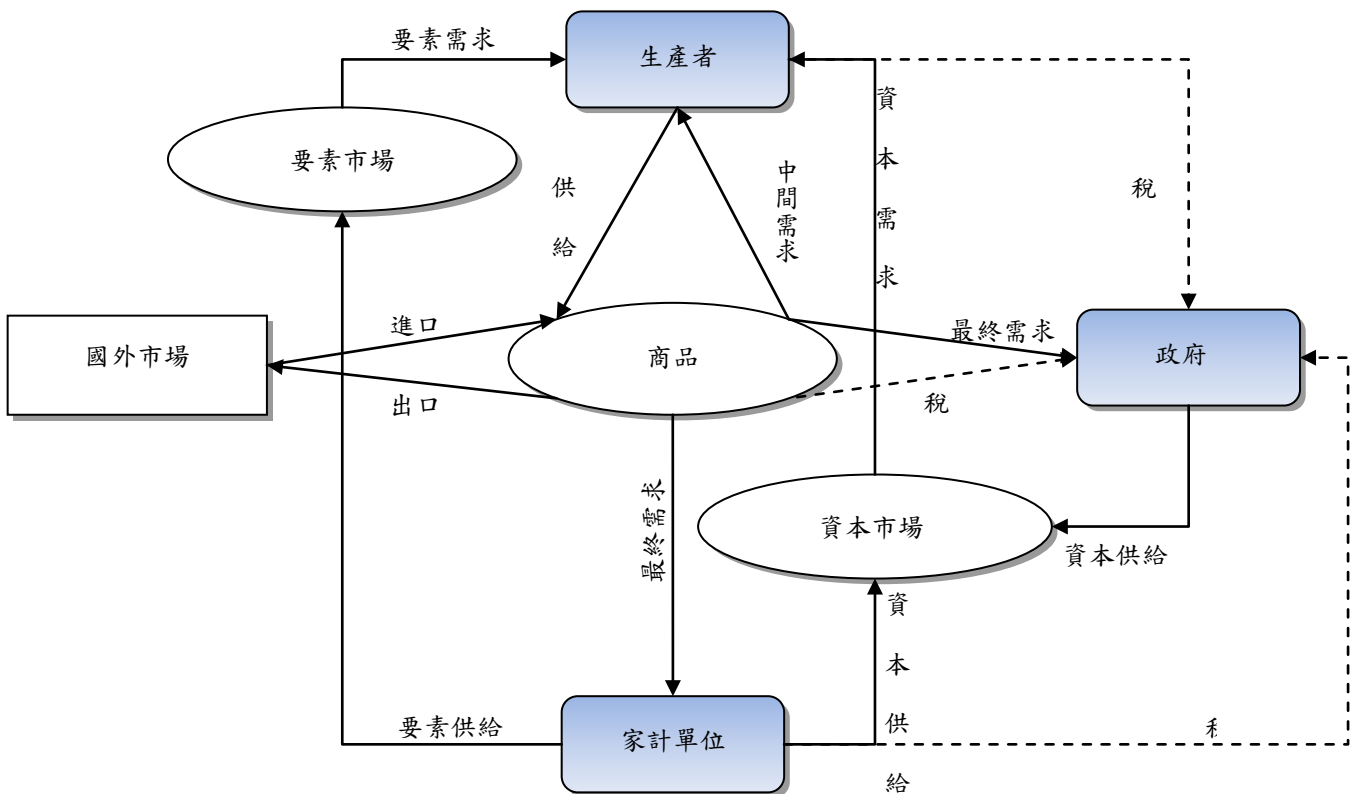
1. 納入特殊之新能源及再生能源部門
2. 部份新能源或再生能源主要用於發電，部份則以作為一般消費為主，另有一些則屬於以半成品或組件、設備製造為主
3. 考量了內生技術變動的機制，並連結了科技政策的影響機制
4. 發電部門係由不同之發電技術所組成
5. 考量了能源政策中的誘因或補貼政策，針對租稅及補貼有特

⁷本文所採用之 CGE 模型主要乃以澳洲 ORANI-G 模型(Horridge,2003)架構為基礎，期間模型歷經多次修改與資料調整而成。

殊的處理

6. 考量環境政策的施行，設計了課徵碳稅或能源稅，以及直接進行總量管制之機制

在建置的 GEMEET 模型基本架構中（圖 51），生產者購買包括商品（中間需求）及原始要素（要素需求）來進行生產，而就家計單位、政府及國外購買者等最終需求者而言，其僅購買商品，並無原始要素的購置。而政府可以針對商品、家計及生產者課徵稅收。惟不論中間或最終需要，其所購買之商品均可分為國產品及進口品。至於在決策行為模式的設定上，係利用投入—產出弱可分割假設（weak separability assumption），將生產者、投資者及消費者之決策行為以巢式（nested）的結構設定處理。



資料來源：Lin et al. (2015)

圖 51 模型基本架構

生產者行為的設定是在成本最小化的前提下，在特定的生產函數中選擇最適投入組合以求取最適的產出。在投入面方面，圖 52 下層的投入組合代表各個產業是採用 Leontief 生產函數將中間產品與複合能源原始投入作為要素來生產商品，這樣的設定代表著上述各項投入之間無替代性，只是反映出各生產投入將隨著產出的擴張或緊縮而呈等比例的增減。而中間投入各商品的組合是由該商品國產與進口品透過 CES 函數加總而成之複合產品。而在 CES 函數中，則是透過其替代彈性 (σ) 的大小來反應投入之間的替代性。而複合能源原始投入則代表著能源與原始投入之間有相互替代之關係，能源投入在模型內也有相當詳盡之刻畫。而原始投入一樣是由勞動、土地、資本透過 CES 函數加總而成。在產出的部分，圖 52 最上層的 CET 加總函數所代表的是生產者在追求利潤極大化的前提下，以固定轉換彈性決定最適的產出分配。換句話說，國內的產業會依照各個產品的價格進而決定各種產品的生產比例來追求收入的最大化。而廠商生產供本國或是出口使用的比例則是由本國與出口的相對價格而定。

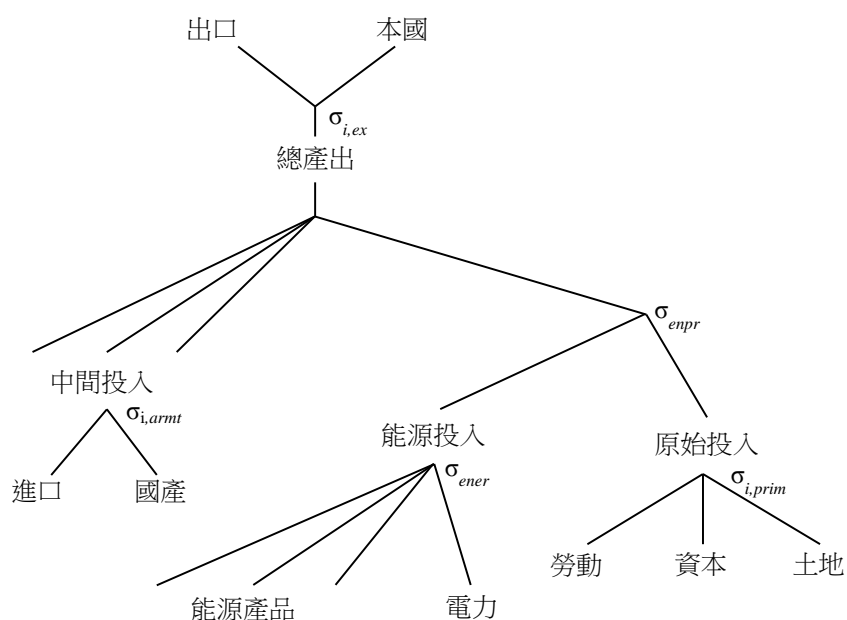


圖 52 模型內生產巢式結構

本模型也涵蓋了相關能源產品，其所包含之範圍及結構如圖 53 所示。在能源投入中，煤及製品、燃氣、汽油產品、柴油、其他油品以及電力互相為一不完全替代之關係，而汽油產品分別由纖維酒精與汽油做複合加總而成，燃氣則為液化石油氣及天然氣所組成。現實社會的狀況也類似與此，當其中某種能源相對價格高漲，廠商對該種能源之需求量會減少，自然會提高其他能源的需求量。在電力投入方面，圖 54 顯示目前模型內電力主要分為非汽電共生及汽電共生，非汽電共生則依照不同發電技術之特性在區分為基載與中尖載電力，基載電力包含了核能與燃煤發電技術，而在燃煤發電中，又透過將傳統燃煤與 IGCC + CCS 複合加總而成。其他的發電技術則歸類至中尖載。

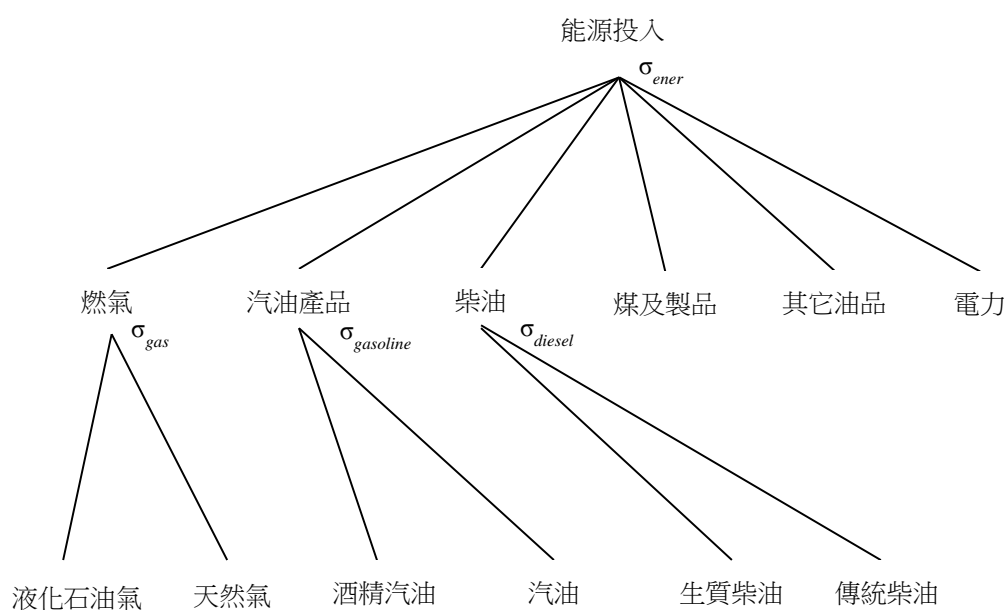


圖 53 模型內能源投入結構

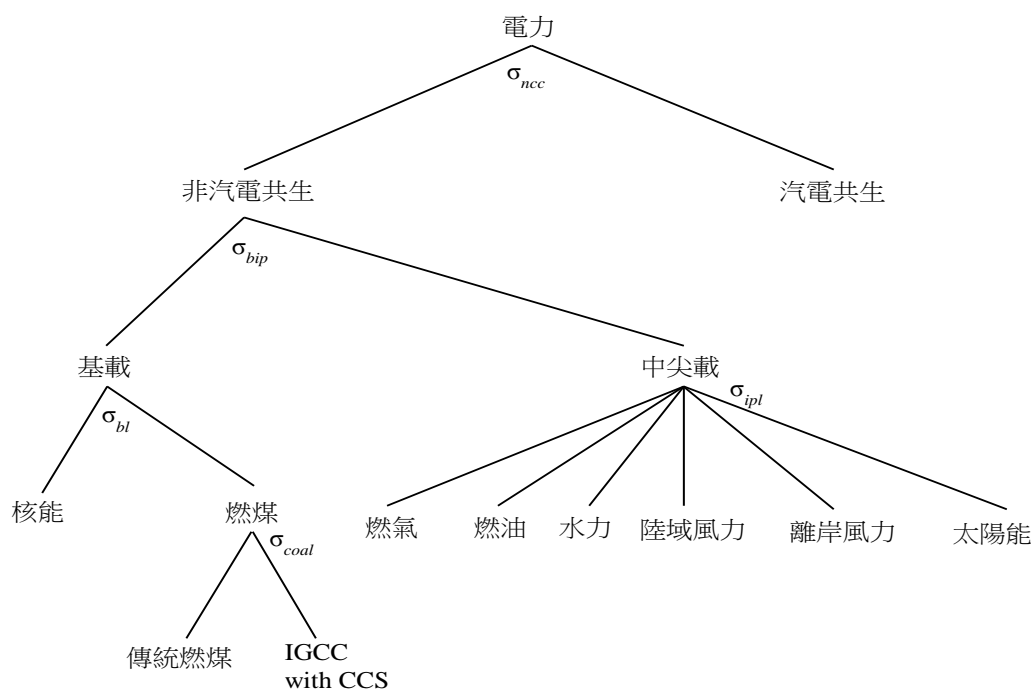


圖 54 模型內電力投入結構

由於新能源及再生能源產業技術目前仍處於初期發展階段，由於高額的期初研發投入使得產品成本相較於其他化石能源產品高出許多，因此無法刺激市場需求。然而隨著環境變遷，各種有利條件出現及在相關政策配合之下，再加上研發經費投入及產業學習效果，將使其成本逐漸具有競爭力。為了體現再生能源產業的研發投資及產業生產的學習效果，因此模型中將生產成本與研發資本存量及累積產品產量進行連結。此外，由於政府針對再生能源實施 FIT 政策，由電力業者向再生能源投資人以一固定費率保證收購，如此將使得電力業者成本提高。以下便針對由對學習曲線、躉購費率制度於模型中的設定做簡要說明：

1. 學習曲線

再生能源產業及發電業透過累積生產及 R&D 投資，進而使其生

產成本下降或生產力提升，在模型中可透過二因子學習曲線機制的設定來加以體現，其設定係透過以下的方程式來完成：

$$GC_{k,t} = a \times CP_{k,t}^{-b} \times KS_{k,t}^{-c} \quad (1)$$

$$KS_{k,t} = KS_{k,t-1} \times (1-s) + AR \& D \times ypp_t \quad (2)$$

式中： $GC_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之單位成本；

$CP_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之累積產量；

$KS_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之研發資本存量；

b 為累積產量學習彈性

c 為 R&D 資本學習彈性

$AR \& D$ 為總研發投資

ypp_t 為研發投資各年之支出比例。

由 (1) 式可知，在二因子學習曲線設計中，產業的單位成本將受到該產業的累積產量與累積研發投資（即研發資本存量）兩項因子所影響，而影響大小則是分別由累積產量彈性與 R&D 資本彈性所決定；(2) 式則為研發投資之資本累積方程式。

2. 再生能源補貼

有關再生能源發電業補貼在模型中的處理方式，可以下列之方程式說明：

$$P_{\text{躉購費率}} = P_{\text{發電成本}} (1+t) , \quad (3)$$

在模型中，我們假設政府對發電業者採躉購費率政策時，相當於是對發電業者進行補貼，而以發電成本為補貼基準， t 即為補貼率。對輸配電業者而言，當再生能源業者發電後，輸配電業者必須以躉購費率保證收購，因此躉購費率即為輸配電業者向發電業者收購的價

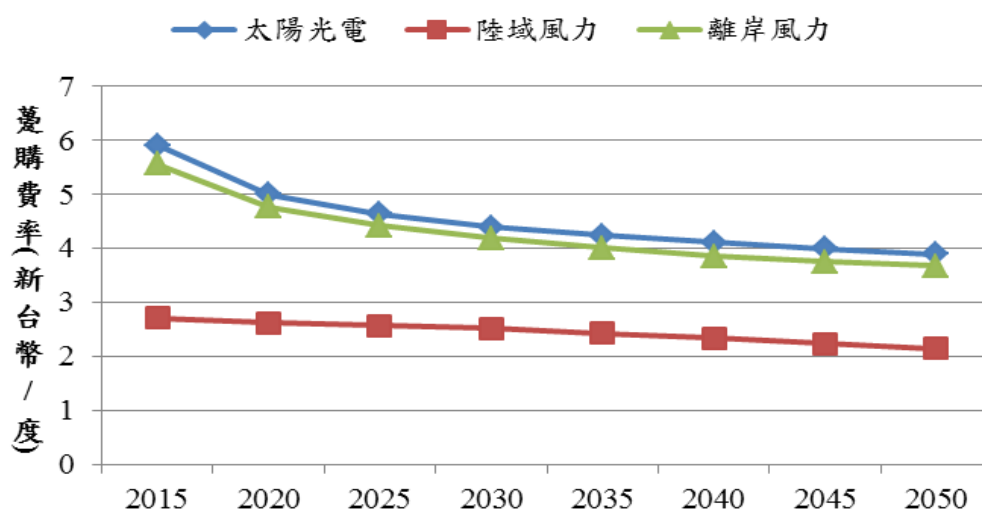
格，當躉購費率高於台電自行發電成本時，便會使得電力成本提高，因而對電力價格產生衝擊。

(一)模型參考情境設定

GEMEET 模型為一動態可計算一般均衡模型，主要以所編製完成 2010 的新能源產業關聯表為基期，透過歷史模擬校準至 2014 年，而從 2015 年逐步求解模擬至 2050 年。在模擬結果中，我們將重點放在太陽光電、陸域風力發電、離岸風力發電、燃料電池以及碳捕捉與封存。而在基準情境中，針對新及再生能源的部分我們假設有相關政策誘因機制來促進其發展，換句話說，也就是對再生能源有設定躉購費率機制及 R&D 投資等政策。而其他相關之設定則如下：

- A. 核能發電技術假設：在模型內假設核四廠不商轉，而核一廠於 2018、2019 各有一部機組除役，核二廠於 2021、2023 分別一部機組除役，而核三廠則排定於 2024、2025 年各一部機組除役。
- B. 水力發電技術假設：由於我國地理環境條件受限且水力發電成本較低，所以在模型中將水力發電設為外生變數，並依據再生能源推廣目標設定未來水力發電裝置容量成長率。
- C. 未來人口成長率：利用資策會產研所使用國發會中推計之未來人口預測，來估計未來家庭戶數之結果。
- D. 未來國際能源價格：模型未來年須將國際能源名目價格(原油、天然氣、煤)設為外生，資料來源為核研所 (2015)。
- E. 新及再生能源產業研發投入：假設新及再生能源未來每年的研發投入以正常的速度成長 (2001-2013 年發電設備業的年均成長率 3.57%)。
- F. 新及再生能源產業補助機制：假設未來對太陽光電、陸域風

電、離岸風電及燃料電池設備(SOFC) 之補助 (躉購費率或設備補貼) 為已確定之政策，而未來補助的下降速度依 JRC (2014) 之各個新及再生能源的設備成本下降率做設定，實際設定值如圖 55 所示。



資料來源：本研究估算。

圖 55 模型內為來年躉購費率設定

G. 新及再生能源潛力上限設定：如表 28 所示，2015 至 2030 年為政府所設定之再生能源推廣目標，而 2030 年以後則是參考 MY 2050 前瞻 L3 做設定。

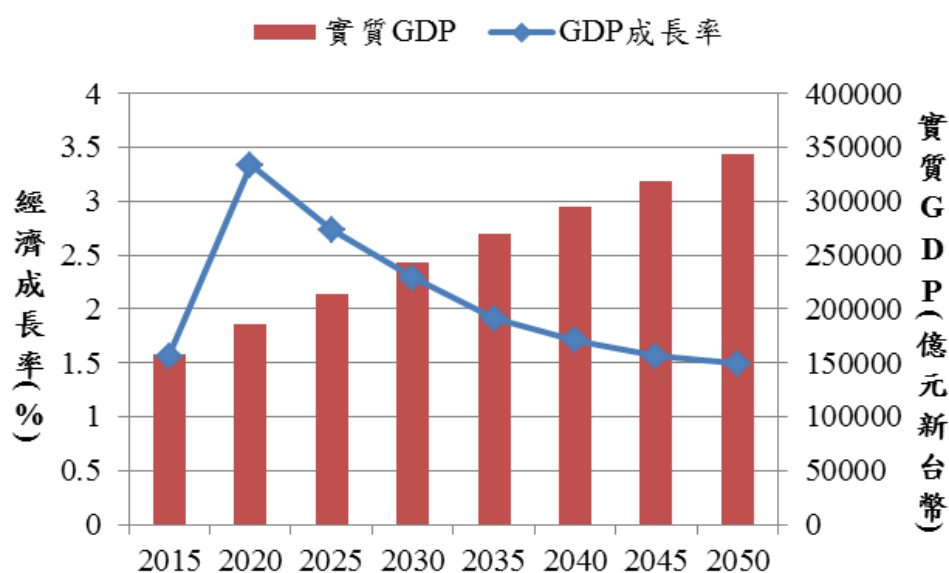
表 28 新及再生能源潛力上限設定

單位: MW	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
水力發電	2,089	2,100	2,150	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
陸域風力	737	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
離岸風力	0	520	2,000	4,000	7,446	13,634	18,360	18,360
太陽光電	1,115	3,615	6,200	8,700	11,138	13,577	13,947	14,318
SOFC	0	30	100	250	374	475	572	658
CCS	0	0	0	30	2,600	4,600	7,600	11,600

資料來源：本研究估算。

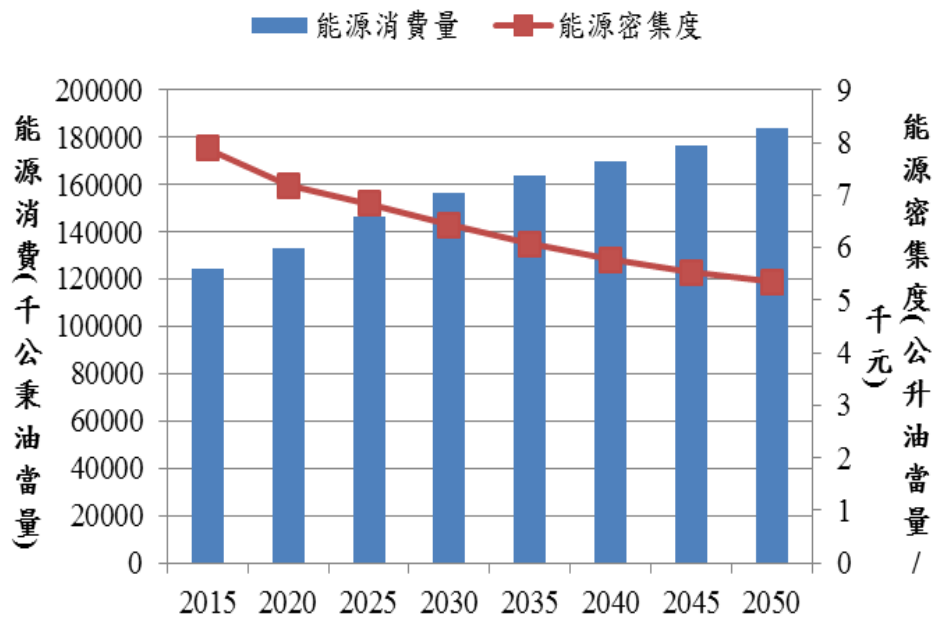
(二) 參考情境模擬結果

圖 56 為經濟成長率與實質 GDP 的時間數列趨勢，為了考慮到目前國內出口衰退及景氣不佳等各項因素，本研究將 2015 年經濟成長率下修至主計總預測值 1.56%，之後則透過其他外生變數之設定經過模型求解機制解出實質 GDP 與經濟成長率。經濟成長率至 2050 年將收斂至 1.5%。至於實質 GDP 到 2050 年為 35 兆新台幣左右。而隨著經濟之正成長，能源使用量 (圖 57) 也跟著增加，但在未來年有設定自發性能源效率提升的情況下 (1%)，能源消費量增加的幅度越來越小，如果從能源密集度來看，2015 年至 2050 年平均能源密集度下降率約在 1.1%，代表這段期間的能源使用效率每年平均提升 1.1%。而二氧化碳排放量 (圖 58) 也是呈現成長的趨勢，但是隨著經濟成長率越來越低與能源使用效率提升，二氧化碳排放量成長的幅度也越低，到 2050 年達到近 500 百萬公噸。



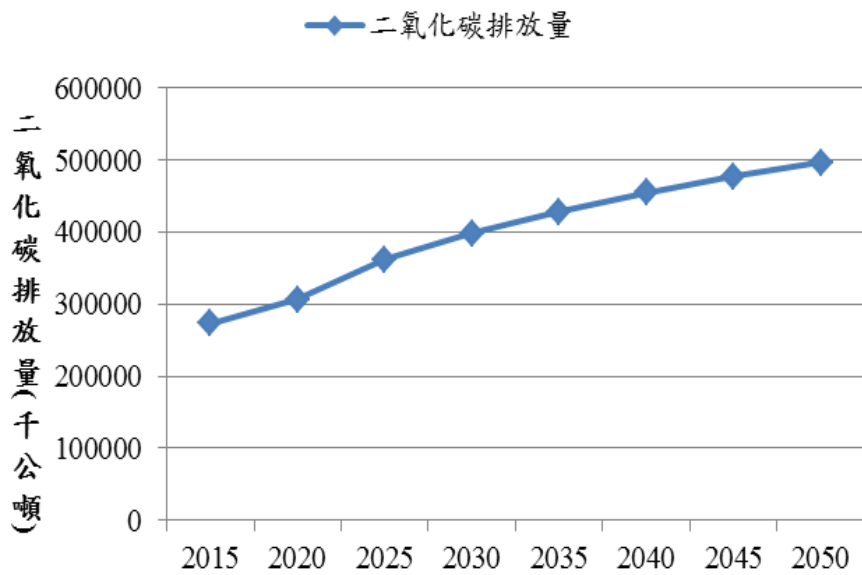
資料來源：本研究估算。

圖 56 參考情境實質 GDP 與經濟成長率



資料來源：本研究估算。

圖 57 參考情境能源消費結果



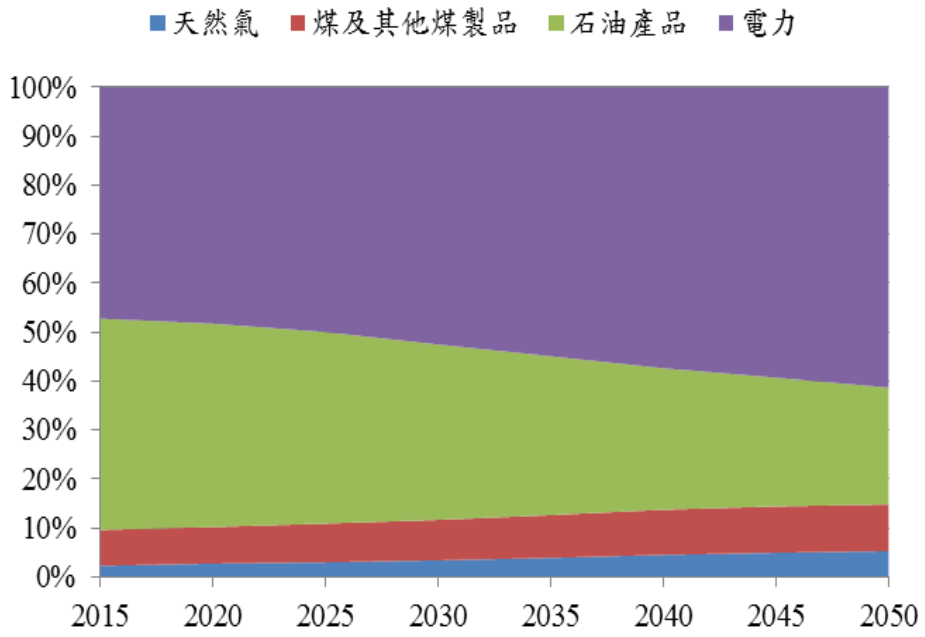
資料來源：本研究估算。

圖 58 參考情境二氧化碳排放量

由能源結構可以觀察到 (圖 59)，隨著電氣化的普及，未來電力的比重從原本不到 50% 逐漸提高至 2050 年約 60% 左右，而石油產品的占比則逐漸降低。如果從發電配比 (圖 60) 之結果可以發現，核電廠除役所產生的缺口將大部份由燃煤發電取代，主要因為在本模型之電力結構中，燃煤與核能發電之間皆為基載電力且為互相替代之關係。之後雖然各個初級能源的進口價格日益高漲，但是模型內的選擇機制是由各個要素的相對價格變動率來決定其使用量，而燃煤價格未來的上漲率相較於其他能源還要低，故燃煤發電在未來的占比還是增加的趨勢。

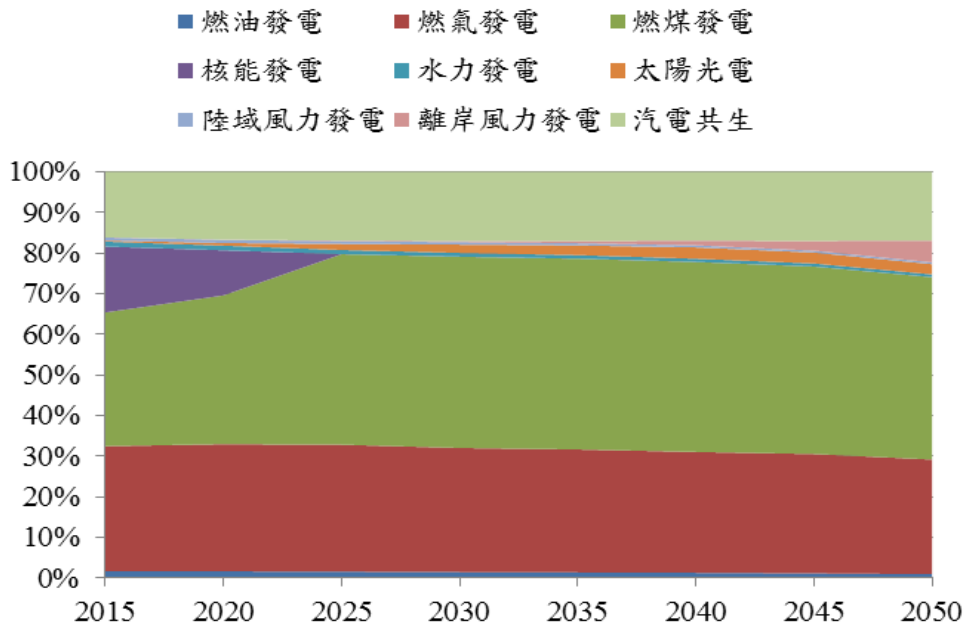
至於再生能源方面，本模型將再生能源區分為兩類，第一類為水力發電，其在台灣行之有年，過去占總再生能源發電之大宗。第二種為新能源技術，其中包含了太陽能、陸域風力及離岸風力發電這幾種發電技術。由於我國地理環境條件之因素，所能開發水力發電有限，所以在未來年裡發電量並不會有太大幅之增加，故占總發電量之配比也是呈現逐年下降的趨勢。

至於新及再生能源技術，在基準情境裡我們有針對這些技術設定躉購費率政策誘因及研發投資，所以對於這些原本高成本的發電技術，透過本模型內誘因及成本下降調整機制的結果下，增加的幅度超過其他傳統發電技術，導致整個再生能源的配比逐漸提升，至 2050 年達到 6.3% (含水力發電)。



資料來源：本研究估算。

圖 59 參考情境能源結構

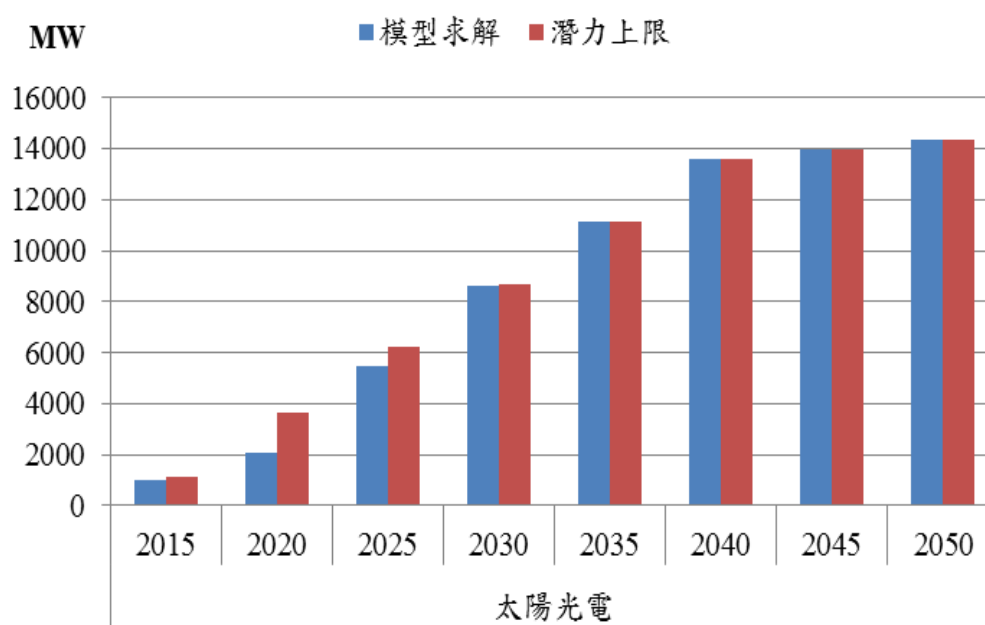


資料來源：本研究估算。

圖 60 參考情境發電結構

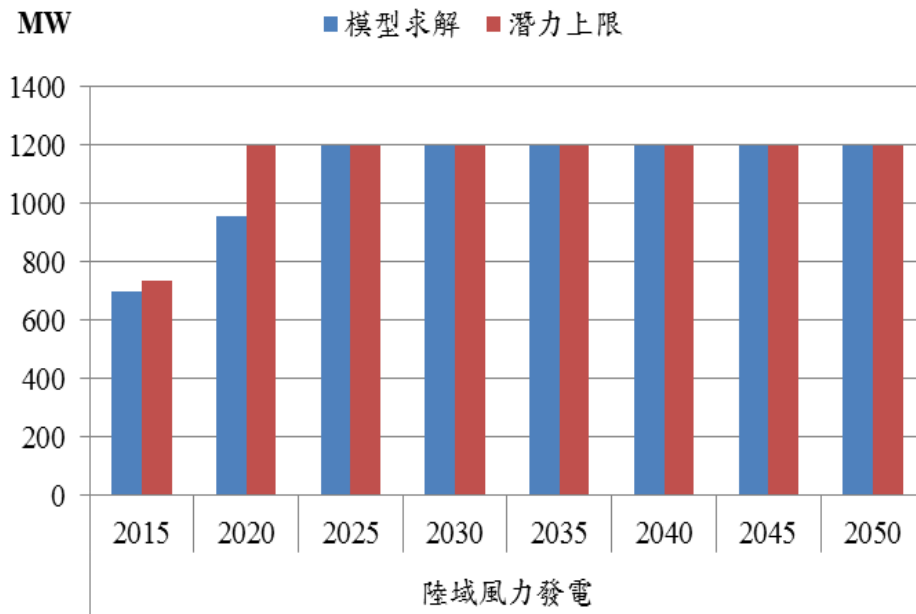
在同時有躉購費率的誘因機制與 R&D 投資的政策補貼情況下，我們可以從參考情境觀察新及再生能源之裝置容量是否可以有效達到本研究所設定之潛力上限。在躉購費率與 R&D 投資這兩個政策的交互運用下，太陽光電（圖 61）與陸域風力發電（圖 62）在初期與潛力上限僅有一小段差距，而在中期之後即可在各個年度達到上限。這顯示如果政府在未來可能的躉購費率與正常的 R&D 投資下，對於太陽光電與陸域風力之誘因政策是足夠且合理的。

相較於前兩項較成熟之再生能源技術，離岸風力發電（圖 63）、SOFC（圖 62）以及 CCS（圖 65）距離上限還有一大段差距，顯示一般性的新及再生能源政策對於這些技術的發展有限，政府勢必要有更強力的誘因政策才能促使其有更快速的發展。尤其對於 CCS 技術來說，在沒有躉購費率的誘因下，只靠正常性的研發投資對其未來在國內發展的幫助並不大。



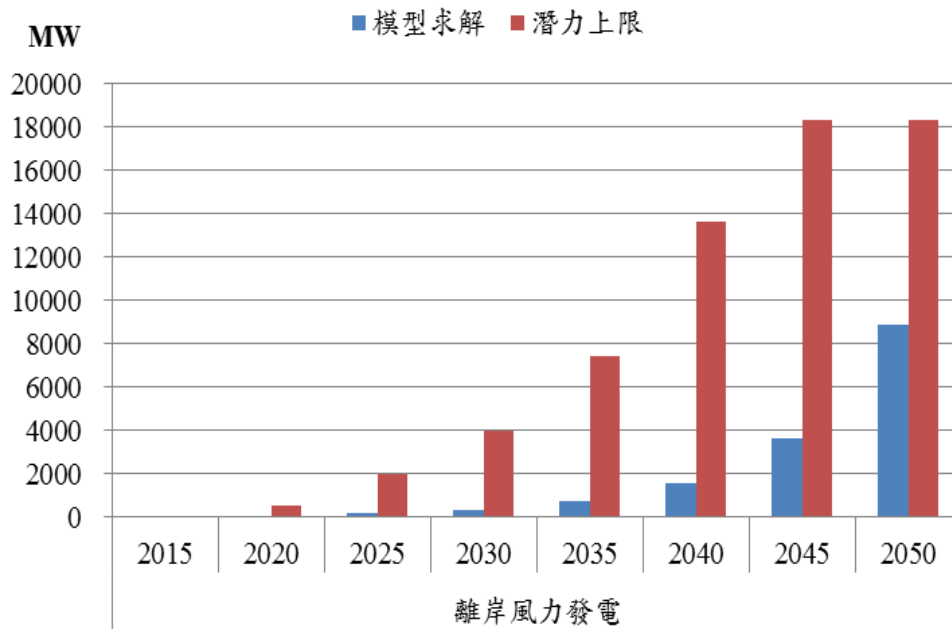
資料來源：本研究估算。

圖 61 參考情境太陽光電裝置容量與潛力上限比較



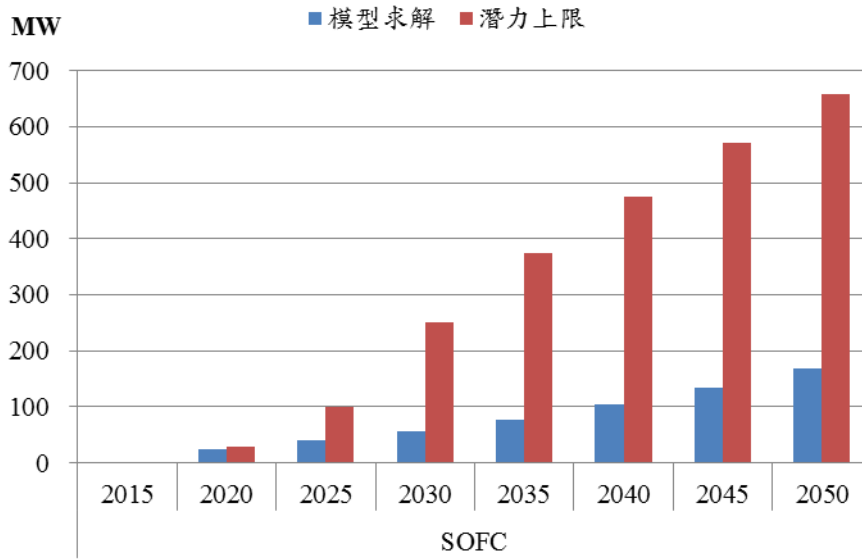
資料來源：本研究估算。

圖 62 參考情境陸域風力發電裝置容量與潛力上限比較



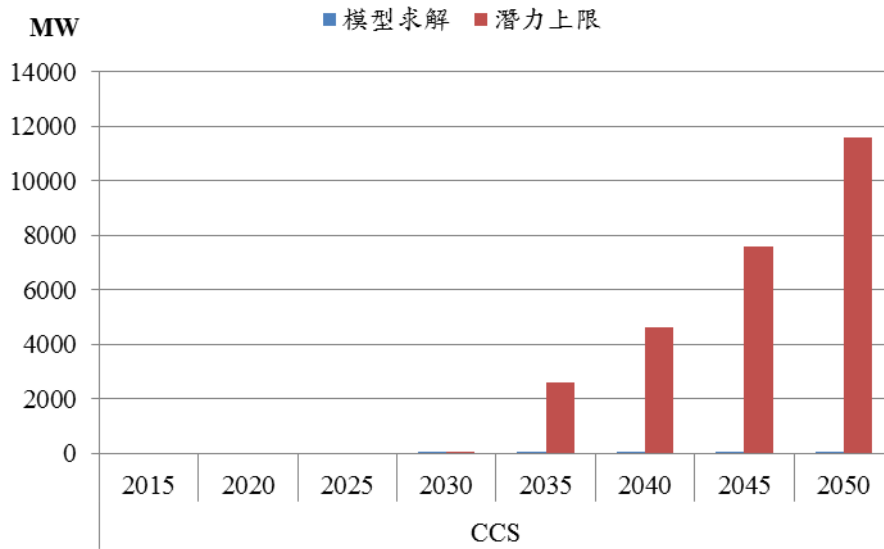
資料來源：本研究估算。

圖 63 參考情境離岸風力發電裝置容量與潛力上限比較



資料來源：本研究估算。

圖 64 參考情境 SOFC 發電裝置容量與潛力上限比較



資料來源：本研究估算。

圖 65 參考情境 CCS 發電裝置容量與潛力上限比較

附錄二：期中報告審查意見回覆

核研所 2015 年計畫 「台灣發展智慧電網之技術經濟分析與 3E 效益評估」 期中報告審查意見回覆

王京明研究員：

1. 微電網技術經濟分析方面可採敏感度分析，將燃油成本做不同價格的設定，此外應區分再生能源+儲能智慧電網與只有再生能源（含智慧電網）對再生能源發電的滲透率有何區別，以及相關之效益。

答覆：感謝王委員建議。本計畫後續分析將針對燃油成本、再生能源設備成本變動、儲能智慧電網設備成本變動進行敏感度分析，並就其結果分析各種情境成本效益之差異。

林法正教授：

1. page 4, "我國智慧電網之範疇尚不明確"，如果是指智慧電網產業範疇，智慧電網產業協會應該是有範疇定義，如果是指國內智慧電網的建置，這部分應該也是有在總體規畫中有明確的定義。建議這說法可以調整。

答覆：感謝林委員指教，報告內文將依委員意見進行調整。

2. page 21, "全球微電網建置個案特性"，建議除了了解相關計畫的系統配置外，可能要去了解不同計畫對使用者所帶來的實際利益，例如有些是要避免海底電纜或柴油機的投資，有個是有更好個供電品質需求，有的是要提高再生能源利用率，降低發電成本。了解這些東西才有可能量化去分析建置微電網所帶來的效益。

答覆：感謝林委員建議。本計畫後續研究會將避免柴油發電機投資、提昇供電品質、提高再生能源利用率、降低離島發電成本等效益納入分析重點。

3. page 22, 應該要看看是不是有電力事業管制或是營運面課題。

答覆：感謝林委員建議。本計畫後續研究將補充說明七美電力系統營運現況。

4. page 34 屋=> 烏敏島

答覆：遵照修訂。

5. page 37 儲能單位建議改為 kWh

答覆：遵照修訂。

6. 七美島上夏天尖峰負載約 1500 kW ~1600kW，七美冬季白天負載才 5、600kW。近年來澎湖南海觀光較北海興盛，年平均成長率 3.14%，尚屬合理。七美電廠油料 59.07% 用人成本 15.60% 每度電成本 14.8734 元。目前 CASE 1 分析結果偏高。

答覆：感謝林委員建議。本計畫後續研究之參數設定將依林委員提供之數據進行調整。

7. 不知 CASE 1 and CASE 2 4000kW 與 2000kW 的情境差異？

答覆：CASE 1 和 CASE 2 皆為電力需求維持現況之情境；惟 CASE 1 是使用現有之 4000kW 柴油機組發電，而 CASE 2 係假設僅裝設 2000kW 柴油機組發電之情境。

8. 一般鉛酸電池再微電網應用，壽命應該 3 年就差不多了，用不到 10 年，建議改用鋰電池。

答覆：感謝林委員建議。遵照調整。

洪紹平主任：

1. 就整體而言，在資料蒐集分析、效益評估方法和效益分析等各項內容，堪稱詳實。

答覆：感謝洪委員肯定。後續研究將持續充實計畫內容。

2. 成本、效益內涵方面

(1) 成本項目用語與內涵宜略再斟酌，以較能精確反映實務

(2) 效益項目用語與內涵宜略再斟酌，以較能精確反映實務

答覆：感謝洪委員建議。遵照調整。

3. 情境設計方面

(1) 未來宜考量將風力納入情境，以利微型電網更具涵蓋性。

(2) 未來宜考量將電動車和需量反應納入情境，以利微型電網更具涵蓋性。

答覆：感謝洪委員建議，研究團隊會再詳細討論更多的分析情境。惟電動車的需量反應因資料的限制，本年度的研究期程內難以完成，因此團隊會將期列入本期之研究限制。

4. P29、P30

(1) 建議「減少電力採購成本」改為「減少電力系統投資成本」

(2) 建議「電網備載容量」改為「降低電力系統運轉成本」

(3) 建議「微電網管理控制系統」改為「微電網投資與運轉成本」

答覆：感謝洪委員建議。(1)「減少電力採購支出」係指加入再生能源發電之後，減少用戶外購電力所需花費，由於是一個成本的減項，因此為一效益項目；(2)「電網備載容量」可改為「降低電網備載容量投資支出」，由於此項目亦為減項，同樣為效益項目；(3)「微電網管理控制系統」可更改為「微電網投資成本」。研究團隊會再斟酌用詞以使其更能表達所隱含之意義。

5. 將上述未來更具超越性之情境設計等方面之考量，納入本期之研究限制。

答覆：感謝洪委員建議。謹遵辦理。

張永瑞副組長：

1. 符合原計畫規劃目標

答覆：感謝張委員於計畫中提供之協助及寶貴經驗。

附錄三：期末審查會議紀錄與意見回覆

核研所 2015 年計畫

「台灣發展智慧電網之技術經濟分析與 3E 效益評估」

期末審查會議紀錄與意見回覆

- 一、時間：104 年 11 月 13 日（星期五）13:45 至 16:20
- 二、地點：核研所 388 會議室
- 三、主席：葛復光副主任
記錄：張桂鳳
- 四、審查委員：中華經濟研究院王京明研究員、台灣電力公司洪紹平主任、國立中央大學電機工程系林法正教授（書審）
- 四、出席人員：(職稱略)
- 核研所：葛復光、柴蕙質、袁正達、馮君強、韓佳佑、陳政宏、洪瑋嶸、楊皓荃、秦安易、洪煥仁、郭佳韋、吳雨寰、蔡翼澤
- 中原大學：林師模、林晉勗、陳苑欽、張桂鳳
- 六、中原大學簡報：略
- 七、討論及決議事項：

(一) 王研究員京明

1. 結論的寫法應以研究結果為依據，亦即基於研究成果的發現及前提假設，而提出的結論和建議，例如：(1) 報告建議政府提供研發補助加強發展，必須說明政府投資增加造成的社會效益遠大於公共成本，且此效益私部門是無法達成，此部份可用國外資料佐證，若無法說明透過 R&D 可以減少發電成本，不建議作此結論。(2) 報告建議政策要進行強制補貼與規範，未提出理由。過去有相關國外文獻針對新能源發電技術估計二因子學習彈性，而二因子學習彈性的意義為累積發電量與 R&D 存量對單位成本的影響。而上述的關係已經建立於模型中，故可反映 R&D 與發電成本之間的關係。
2. 建議針對碳稅 (GEMEET 模型與技術分析) 及油價

(GEMEET 模型) 進行敏感度分析，並適度更改結論的陳述。受限於今年度時間及資料關係，明年將對碳稅及油價的敏感度進行更深入的分析。

3. 報告指出油價未來持續走高，但 IEA 報告指出目前全球油市場供給大於需求，且未來供應穩定。根據簡報第 51 頁，請加以說明油價漲跌幅度多大時，結論會改變或收斂。僅就油價上漲進行敏感度分析(LW「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (155 kW) + 風力(300kW)」在油價高於 25~26 元/公升後淨效益為正值，L2「柴油發電 (4,000 kW) + 太陽能 (510 kW) + 鋰電池 (150 kWh)」在油價高於 50 元/公升後淨效益為正值。) ，未針對油價下跌進行分析。
4. 建議技術分析的部份著重於微電網案例分析，智慧電網的成功與障礙之個案研究可當參考資料。
5. 根據簡報告第 50 頁，請說明最適發電組合的供電目標為何。已於結論詳加論述未來七美較適合之發電組合。
6. 根據簡報第 52 頁，若電力需求高度成長，為何建議多新增再生能源設備，而非柴油機組，建議報告的政策結論需提供更多發電技術組合，以降低風險及發電成本，並增加效益。於報告 P.118 提及：在目前的成本條件之下，新增再生能源投資的成本低於柴油發電設備。本研究結果顯示即便電力需求高成長，亦以新增再生能源設備之效益較新增柴油機組為高。

林教授師模回覆：

感謝王委員提供很好的建議，後續依建議進行敏感度分析，並將報告結論寫得更精確。但有些受限於資料取得及引用，例如：油價數據是由核研所提供。

陳教授苑欽回覆：

因為資料取得不易，訪問專家學長獲得不同的參數，加上資料不斷更新，以致 11 月初仍與核研所進行參數修正，並增設不同的再生能源能源分析及油價的敏感度分析，時間倉促以致研究結論及敏感度分析不夠完整，後續將依建議進行修正。敏感度分析部份係設定油價區間自 20 至 50 元，以觀察

其影響趨勢，並未預設油價上漲或下跌，若與目前之油價相較，已涵蓋下跌和上漲兩個方向。

葛副主任復光補充說明：

資料取得較晚(九月和十月)，但資料取得不易，希望可將數據放入，能提供更明確的政策建議。

(二) 洪紹平主任

1. 整體而言，(1)期末報告架構分析內涵、理論基礎及實價值，堪稱詳實週延，符合需求規範要求；(2)效益內涵包括電業、用戶和社會效益，具涵蓋性；(3)技術經濟分析方法兼具理論與實用性；(4)電力資源組合的情境設計、分析及應用具實用價值。
2. 修改建議：(1)報告第 102 頁的「情境設定」，應詳述四種情境；(2)結論可增加「研究限制」，說明相關不確定性因素，與假設前提等限制因素。已詳述各情境，然研究限制並未多做說明。
3. 未來建議：(1)考量再生能源併網其避免成本下之選擇價值，如從電力的角度，有一個機組進入就替代另一個機組的模式可加入未來研究；(2)電力資源組合情境可更加多元，將再生能源搭配供給面及需求面，如：再生能源與電動機車搭配，可增加其「彈性價值」；(3)技術經濟分析方法可進一步考量機率模式或實質選擇權模式之可能性；(4)輔助服務納入考量之可能與實用性，即當再生能源占比愈來愈多，則需更多再生能源當作輔助服務。
4. 最後，分享未來電力產業的趨勢分為計劃經濟(趨勢降低)、共享經濟(趨勢上升)、及自由經濟(趨勢上升)，而智慧電網就是共享經濟，這三種組合會改變用電行為進而改變利害關係人的定位，再生能源的推動可以由計劃、自由、共享經濟的組合來思考。

林教授師模回覆：

感謝洪委員提供的建議。會將情境設定再詳述說明並加入研究限制及研究範圍。

葛副主任復光補充說明：

1. 依規格書要求，報告請再增加：(1)總體經濟的效益，建議可彙整國外相關研究；(2)產業化政策之建議。亦建議增加計劃的研究範圍及限制。
2. 請中原大學修正期末報告後再提供核研所，修正版的期末報告繳交日期於會後另行通知。

(三) 林法正教授書面審查意見及中原大學回覆

1. 本計畫研究目的中，說明將利用動態 3E 評估模型，藉由資料更新及一系列之政策模擬，評估我國發展微電網所衍生之 3E 效益；但報告中未見到動態 3E 評估模型之理論說明以及相關 3E 效益成果之說明。

回覆：感謝委員提醒，因針對微電網使用動態 3E 評估模型較為不易，且產業範疇難以定義，故後來專注在技術經濟之分析上，而動態 3E 模型評估則是著重在其他再生能源之分析。

2. 建議在微電網成本效益評估模型中，有關微電網之效益中加入再生能源賣電之收入。

回覆：遵照委員建議，在微電網成本效益評估模型效益項目中，加入再生能源賣電之收入；另因本計畫評估之個案為台電自建發電設備，故實際評估時並未將再生能源賣電之收入列入效益項目。

3. 計畫書有關七美電力供需現況中，尖山電廠柴油發電機組之發電成本分析與七美島實無任何關係，請將表 20 更新為七美電廠柴油機組之發電成本分析。另一方面，澎湖本島近年之供電情形亦與七美島無直接關聯，亦請修正圖 34 為七美島近年供電量成長趨勢圖。

回覆：遵照委員建議，參考七美電廠最近提供之成本數據設定參數，在電力負載部份本計畫模型中已使用七美的資料；至於成長趨勢是供做情境設計的參考，並非對七美用電量成長進行預測，故本計畫在缺少七美近十年供電量資料的限制之下，以澎湖本島近年之供電情形為參考。

4. 本計畫主要探討宮古島、濟州島與七美島個別之微電網成

本效益分析，宜訂定共同之成本效益指標數項，並列表比較三地成本效益指標之優劣，並探討其原因。

回覆：遵照委員建議，在結論中增加三地之比較，但因目前並未發現有關宮古島、濟州島之成本效益分析之文獻，故比較部份將以質性之比較為主。

(四) 能經中心書面審查意見及中原大學回覆

1. 根據報告的表 23，問題如下：

(1) 情境設定中，柴油發電 4000kW+風力發電 300kW 是否有儲能系統？若無，為何無剩餘電力？

回覆：無儲能系統，因風力發電及太陽光電所產生之電力能夠有效進入負載電網被使用，故無剩餘電力。

(2) 第 1 情境中太陽光電為 155kW，而第 2 情境則是 510kW，為何提高太陽光電裝置容量後，太陽能發電量卻下降？

回覆：表格數字參照錯誤，已修正。

(3) 高成長情境中，為何在無論任何一種發電容量組合中，其年發電量均相同？

回覆：因其總發電量恰等於總電力需求。

(4) 請詳加解釋各情境模擬結果中「剩餘電力」意涵。

回覆：剩餘電力指已發電卻無法有效進入負載電網的電力。

(5) 中成長、維持現況情境中，總營運成本中，第 2 情境高於第 1 情境，為何在成本淨現值中卻變成第 1 情境高於第 2 情境？

回覆：因總營運成本係額外加入電力穩定系統成本之值。

2. 風力發電期初設備成本應加 15%離島加成。

回覆：參數設定中有加成，已於簡報中補充說明。

3. P.50 提及折現率設定為 5.25%，然 P.105 卻設定為 7%，實際採用之折現率為何？

回覆：7%。(依第五次工作會議中心之建議設定)

4. P.76、P.77 圖形不清楚，建議再修改一下。

回覆：原文出處為 PDF 檔，完稿時再嘗試是否能修圖。

5. 圖 35.日照「幅射」應為「輻射」？

回覆：遵照辦理。

6. P.108 新台幣、NTD、NT\$ 交互使用，建議統一，以求一致。

回覆：遵照辦理。

7. 建議應自日本宮古島與韓國濟州島微電網建置計畫之經驗，對我國提出實質之建置與發展建議。

回覆：將於結論中再強化此一部份內容。

8. 建議七美相關參數設定應採用先前由 NEP-II 總辦行文至台電索取之資料。

回覆：已使用該項資料，惟台電未提供之資料仍需以其它方式進行合理推論。

八、散會。(16 時 20 分)