

**行政院原子能委員會**  
**委託研究計畫研究報告**

**台灣發展風力發電之技術經濟分析與 3E 效益評估**

**Techno-economic analysis and 3E efficiency evaluation of  
Taiwan's wind power**

**計畫編號：1022001INER041**

**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：卓金和、孫廷瑞**

**報告日期：102 年 12 月**

## 目 錄

中文摘要.....	xi
英文摘要.....	xii
壹、計畫緣起與目的 .....	1
一、研究背景 .....	1
二、研究目的 .....	5
貳、研究方法與過程 .....	7
一、台灣風力發電之成本效益評估 .....	9
(一) 緒論 .....	9
(二) 國外風力發電現況與展望 .....	12
(三) 台灣風力發電現況與展望 .....	16
(四) 風電成本效益分析架構 .....	24
二、離岸風力發電之成本效益評估 .....	36
(一) 前言 .....	36
(二) 研究方法 .....	37
(三) 資料處理 .....	39
(四) 結果與討論 .....	43
(五) 結論與政策建議 .....	53
三、陸域大型風力發電之成本效益評估 .....	56

(一) 前言 .....	56
(二) 研究方法 .....	57
(三) 資料處理 .....	59
(四) 結果與討論 .....	62
(五) 結論與政策建議 .....	70
四、中小型風力發電之成本效益評估 .....	73
(一) 研究背景與方法 .....	73
(二) 台灣陸域小型風力發電之成本估算 .....	74
(三) 台灣小型風力發電之效益 .....	94
(四) 台灣小型風力發電之 SWOT 分析 .....	96
(五) 結論與政策建議 .....	97
五、風力發電 3E 效益分析：GEMEET 模型應用 .....	99
(一) 前言 .....	99
(二) 研究方法 .....	104
(三) 資料處理 .....	110
(四) 結果與討論 .....	113
(五) 結論與政策建議 .....	132
六、GEMEET 模型驗證與確認 .....	134
(一) 模型架構 .....	134

(二) 驗證內容 .....	137
七、台灣發展智慧電網之技術經濟分析 .....	152
(一) 緣起與目的 .....	152
(二) 智慧電網現況與展望 .....	153
(三) 文獻回顧 .....	158
(四) 研究架構與研究方法 .....	161
(五) 智慧電網之成本效益 .....	162
<b>參、主要發現與結論 .....</b>	<b>169</b>
(一) 台灣風電之成本效益 .....	169
(二) 台灣風電之優劣勢評估 .....	171
(三) 台灣風電之技術發展與產業化策略 .....	173
<b>肆、參考文獻 .....</b>	<b>179</b>

## 圖目錄

圖 1 研究步驟流程圖.....	7
圖 2 GEMEET 模型電力結構圖 (型式 1).....	8
圖 3 GEMEET 模型電力結構圖 (型式 2).....	8
圖 4 全球風力發電機累計裝置容量.....	12
圖 5 全球前十名累積裝置容量.....	13
圖 6 台灣 2012 年發電量結構—按能源別.....	16
圖 7 台灣歷年發電量變化—按能源別.....	17
圖 8 台灣風力發電量與累計裝置容量.....	19
圖 9 台電公司發電廠分布.....	22
圖 10 民營再生能源發電廠分布.....	23
圖 11 風力發電技術經濟評估研究架構.....	28
圖 12 供給曲線示意圖.....	29
圖 13 SWT-3.6-120 風力發電系統的運作特性.....	40
圖 14 離岸風力發電供給曲線.....	44
圖 15 離岸風力發電成本敏感度分析.....	47
圖 16 離岸風電未來情境分析.....	49
圖 17 FIT、成本下降對裝置容量的影響.....	52
圖 18 VESTAS V80 風力發電系統的運作特性.....	59
圖 19 陸域風力發電供給曲線.....	63
圖 20 陸域風力發電成本敏感度分析.....	65
圖 21 FIT、成本下降對裝置容量的影響.....	69

圖 22 小型風力發電成本效益評估流程圖 .....	73
圖 23 松山機場 30 米高度小時風速次數分配圖 (2001 至 2012 年) .....	75
圖 24 桃園機場 30 米高度小時風速次數分配圖 (2001 至 2012 年) .....	75
圖 25 高雄機場 30 米高度小時風速次數分配圖 (2001 至 2012 年) ....	76
圖 26 金門機場 30 米高度小時風速次數分配圖 (2001 至 2012 年) .....	76
圖 27 馬祖機場 30 米高度小時風速次數分配圖 (2001 至 2012 年) .....	77
圖 28 Bergey 1KW 風機功率曲線 .....	78
圖 29 Bergey 7.5KW 風機功率曲線 .....	79
圖 30 Bergey 10KW 風機功率曲線 .....	79
圖 31 松山機場觀測站 30 米高度 8760 小時風速模擬結果 .....	81
圖 32 桃園機場觀測站 30 米高度 8760 小時風速模擬結果 .....	81
圖 33 高雄機場觀測站 30 米高度 8760 小時風速模擬結果 .....	82
圖 34 台灣發展小型風力發電之 SWOT 分析 .....	97
圖 35 台灣歷年能源供給 .....	100
圖 36 躉購費率、R&D 投資與推廣目標間之關係 .....	103
圖 37 模型基本架構 .....	105
圖 38 模型內生產巢式結構 .....	106
圖 39 模型內能源投入結構 .....	107
圖 40 模型內電力投入結構 .....	108
圖 41 產業關聯表結構 .....	110
圖 42 GEMEET 模型資料結構 .....	113
圖 43 再生能源躉購費率設定 .....	115
圖 44 基準情境經濟成長率與實質 GDP .....	116

圖 45 基準情境二氧化碳排放量.....	117
圖 46 基準情境發電配比.....	118
圖 47 基準情境產業結構-產值 .....	119
圖 48 基準情境產業結構-附加價值 .....	119
圖 49 基準情境能源結構.....	120
圖 50 FIT_Only 情境之再生能源裝置容量與發展目標 .....	121
圖 51 FIT_Only 情境之離岸風力發電固定躉購費率下裝置容量與發展目標 .....	121
圖 52 FIT_Only 情境之發電配比.....	122
圖 53FIT_Only 情境之基載與中尖載發電配比 .....	122
圖 54 R&D_Only 情境之再生能源裝置容量與發展目標.....	123
圖 55R&D_Only 情境之發電配比 .....	124
圖 56R&D_Only 情境之基載與中尖載發電配比.....	124
圖 57FIT&RD_Norm.情境之再生能源裝置容量與發展目標 .....	125
圖 58FIT&RD_Norm.情境之離岸風力發電固定躉購費率下裝置容量與發展 目標.....	126
圖 59FIT&RD_Norm.情境之發電配比.....	126
圖 60FIT&RD_Norm.情境之基載與中尖載發電配比 .....	127
圖 61 FIT&RD_Targ.情境之發電配比.....	128
圖 62 FIT&RD_Targ.情境之基載與中尖載發電配比.....	128
圖 63 離岸風力發電在達到目標下躉購費率與 R&D 投資之間之關係....	129
圖 64 各情境相較於基準情境之實質 GDP 變動率 .....	130
圖 65 各情境相較於基準情境之福利變動率.....	131

圖 66 各情境相較於基準情境之二氧化碳變動率 .....	131
圖 67 模型驗證及確認示意圖.....	135
圖 68 模型驗證架構圖.....	137
圖 69 檢驗模型架構的合理性流程圖.....	143
圖 70 GEMEET 模型原先電力結構 .....	144
圖 71 GEMEET 模型修正後電力結構 .....	145
圖 72 檢驗模型中資料的正確性流程圖.....	146
圖 73 檢驗模型中參數之合理性流程圖.....	149
圖 74 檢驗模型功能符合原先預期流程圖.....	150
圖 75 全球智慧電網市場規模預估.....	154
圖 76 智慧電網產業範疇.....	158
圖 77 智慧電網研究流程.....	162
圖 78 台灣智慧電網建置計劃的預計投入成本 .....	167
圖 79 台灣與歐洲風力發電成本.....	169
圖 80 台灣與主要國家風電產業競爭力.....	173
圖 81 離岸風力發電產業定義與範疇.....	174
圖 82 離岸風力發電服務業工作項目 .....	175
圖 83 台灣風力發電機相關產業分佈.....	178

## 表目錄

表 1 各年度工作項目 .....	6
表 2 固定電價系統施行國家及類別 .....	14
表 3 固定電量系統施行國家及類別 .....	15
表 4 台灣再生能源發電裝置容量與目標量 .....	18
表 5 風力發電電能躉購費率 .....	20
表 6 歷年風力發電躉購費率計算參數 .....	20
表 7 風力發電研究方向與成果 .....	26
表 8 台灣電力之二氧化碳排放係數 .....	35
表 9 再生能源發電之節能與減碳效益 .....	35
表 10 國內示範離岸風場規劃 .....	36
表 11 風力發電推動時程 .....	36
表 12 離岸風力發電容量因數的區間分布 .....	40
表 13 離岸風力發電基準情境成本參數 .....	41
表 14 離岸風力發電成本因素敏感性分析範圍 .....	42
表 15 離岸風力發電估計結果與 FIT 評估結果 .....	45
表 16 離岸風力成本因素變動之成本效益指標 .....	48
表 17 離岸風力未來情境假設 .....	48
表 18 離岸風電裝置容量的政策目標評估 .....	50
表 19 台灣及盧爾區風機潛能比較表 .....	56
表 20 各區域陸域大型風電容量因素之區間分布 .....	60
表 21 陸域風電財務參數 .....	61

表 22 離岸風力發電成本因素敏感性分析範圍 .....	62
表 23 陸域大型風力發電估計結果與 FIT 評估成果 .....	64
表 24 陸域風力成本因素變動之成本效益指標 .....	66
表 25 陸域風電裝置容量的政策目標評估.....	67
表 26 Bergey 公司小型風力發電機之功率參數 .....	78
表 27 松山機場觀測站 30 米高度均化風力發電成本估算表 .....	84
表 28 松山機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-1kW .....	86
表 29 桃園機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-1kW .....	87
表 30 高雄機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-1kW .....	88
表 31 松山機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-7.5kW .....	90
表 32 桃園機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-7.5kW .....	91
表 33 高雄機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-7.5kW .....	92
表 34 松山機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-10kW .....	93
表 35 桃園機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-10kW .....	93
表 36 高雄機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-10kW .....	94
表 37 松山機場觀測站三種容量風機不同設備耐用年限之總收益 .....	95
表 38 台灣重要再生能源裝置容量與推廣目標 .....	101
表 39 台灣歷年各發電技術電力躉購費率.....	101
表 40 GEMEET 模型內產業部門設定 .....	111
表 41 FIT&RD_Targ.情境下各期間 R&D 年投資成長率 .....	128
表 42 驗證說明.....	138
表 43 離岸風力發電成本投入結構.....	147
表 44 各年度計畫目標、應對作法及檢討與建議 .....	151

表 45 全球主要國家智慧電網推動政策.....	155
表 46 智慧電網相關補助政策.....	157
表 47 台灣 2010 年智慧型電網產品內、外銷金額 .....	157
表 48 智慧電網研究方向.....	159
表 49 台灣與主要國家智慧電網之成本與效益評估 .....	164
表 50 英國 2011~2030 年 AMI 建置成本預估.....	165
表 51 英國 2011~2030 年 AMI 建置各部門效益分析.....	166
表 52 台灣智慧電網建置計劃的預期效益.....	168

## 中文摘要

近年全球溫室效應所引發的氣候變遷議題逐漸成為顯學，倡議二氧化碳減排的聲浪居高不下，導致再生能源的推動儼然成為各國能源政策最重要的一環。目前多數國家再生能源之發電成本相對於傳統發電方式仍然偏高，導致其在開放市場中並不具競爭力，惟即便如此，再生能源仍可為環境或能源自主帶來許多的助益。然而，究竟再生能源產業的發展，對於能源、環境及經濟到底可以帶來多少效益？新能源技術產業化成功的機會有多高？市場潛力有多大？對市場就業會帶來何種影響？如果在投入研發前，或是研發期間沒有經過詳細的評估，將有可能最後發展出不具效益或是不具市場競爭力的技術，導致資源的浪費，進而損及國家整體經濟的發展。本計畫的目的在於利用 101 年度核能研究所持續發展的 3E 評估模型—GEMEET 為基礎，搭配各種技術經濟評估方法，針對風力發電產業及智慧電網產業，蒐集製程技術資料以更新模型之基準資料，並完成技術評估分析、成本效益分析、3E 效益評估等，同時也根據分析結果提出具體的產業化建議。

關鍵字：技術經濟、成本效益、3E 模型。

## 英文摘要

The deterioration of global energy and environmental problems in recent years has forced many countries to accelerate their paces in developing and utilizing alternative energies. However, generation cost using new and renewable energy technologies is still high compared to that of conventional ones. Moreover, although most of the new and renewable energy technologies can bring about significant energy, environmental, and economic benefit to the economy, they are inevitably associated with huge risks and uncertainties. As such, a careful assessment of the potential costs and benefits that the technologies can bring about to the economy is necessary before the decision of development is made.

The aim of this project is to develop a GEMEET-based framework to support a full-range techno-economic and cost-benefit analysis for Taiwan's wind turbines and smart grid industries. Suggestions of how to commercialize the developed technologies and how to create an industrial chain will also be derived based on the analysis results and be provided to the related agencies for formulating suitable policy measures.

**Keywords:** Technical economic, cost-benefit, 3E model.

## 壹、計畫緣起與目的

### 一、研究背景

受到目前全世界倡議減碳及能源價格高漲的影響下，再生能源成為現在各個國家積極發展之重大能源政策之一。而全球主要再生能源包含太陽能、風力與生質能的產值成長估計中，從 2008-2018 年平均成長率來看，風力的平均成長率大約為 10.5%，產值於 2018 年時估計約為 1391 億美元。2009 年全球新增中裝置容量為 38GW，累計裝置容量約為 160GW，發電量為 331.91TWh，在整個世界電力供應上約占了 1.6%，為所有再生能源中之最。所以綜觀整個再生能源發展，風力發電相較於其他再生能源，其發展算是較快速且成熟。縱然如此，風力發電的市場動能驅動力，最先獲得考量的重點仍然會是在降低成本為其主要的因素(工研院，2010)。

根據國際風力發電技術，若是區分陸域與離岸方式之風機，國內的風能有相當大的潛力。但是除了自然環境的因素之外，風力發電尚需要資金與技術上搭配。若以產值來看，根據 IEK 估計 2009 年我國風電產業產值達到 45.6 億新台幣，較前一年成長 30%，然而至 2010 年因金融風暴的關係，整體風力發電設備產值僅增至 50.28 億台幣。

世界各國對於再生能源的獎勵方式中，大多會參考以德國的保證收購價格(Feed-in Tariff; FIT)的方式進行。各國家在訂定自身的保證定價時，無非就是將自己於未來年時達到減量的目標，再逐一的去設定各種再生能源技術的裝置容量與定價。從我國發展風力發電的情況看來，雖然過去風力發電系統在政府的相關政策上有明顯的成長與進步，但是相較於我國所訂定之推廣目標仍然有一段不小之差距，其中之原因可能包含政府政策之誘因不足、市場技術進步時程過慢、天然地理因素條件不足等其他因素。為了釐清這些原因，勢必對我國風力發電推廣目標的經濟可行性重新加以評估，一方面可提供決策單位作為檢討政策目標之參考，另外一方面也可提供廠商作為投資研發之依據。

不同於傳統發電技術，新能源發電受制於許多地理天然環境條件，所以在新能源發電目標的規劃上需要考慮到其他自然環境以及技術層面之

因素。除此之外，能源替代以及溫室氣體減排等社會與環境效益也應被考慮其中，但是過去的相關研究除了缺乏以上的考量之外，大多數皆以特定風力發電系統之成本效益分析為主，對我國各縣市風力發電設備裝置規劃，以及政策推廣目標訂定的合理性分析仍相當缺乏。因此，本研究考量再生資源之地域性區別，試圖在縣市基礎上探討風力發電項目的發展潛力與發電成本。一般來說，市場會先發展發電成本較低的風電項目，若要推廣更多的風電項目，則逐步發展成本較高的風電項目，因此，根據「累積裝置容量」與「發電成本」的關係，可參考高虎與樊京春(2010)的作法繪制出供給線。基於供給線，可直接比較風電與傳統電能的商業競爭性。在本研究中，選擇外部污染較低的燃氣發電做為比較基準，用以分析瞭解風電的經濟成本與環境效益。除此之外，利用此一架構，本研究也將評估躉購價格政策對推廣我國風力發電裝置容量的影響，從而檢討現行躉購價格政策之適當性。

再生能源雖然對溫室氣體減量提供一個具體且有效的解決方案，不過再生能源主要是由供應端來著手，然而 IEA (2011) 的報告中亦指出，即便再生能源能為溫室氣體帶來相當大的貢獻，但仍不足以讓 CO<sub>2</sub> 降至理想水準，尚需仰賴能源使用效率提升，這便需要需求端的管理及協調能源供需的搭配，因此，在不久的將來，智慧電網 (smart grid) 也將成為重要的減量技術之一。

智慧電網是整合發電、輸電、配電及用戶端的現代化電力網路，可降低消費端的用電量及提升其能源使用效率，近年各國均納入節能減碳主要政策中。美國、歐盟、日本、韓國、中國大陸均積極推出建置智慧電網相關政策。根據 Morgan Stanley 的預估，2010 年全球智慧電網市場規模約 200 億元，預測至 2030 年將可成長至 1000 億美元以上。此外，根據美國市場調查公司 SBI 的調查，美國 2009 年智慧電網相關產業市場約 60 億美元，預估至 2014 年將達 170 億美元。

新能源及再生能源技術的發展，就如同一般產業技術或是產品的發展歷程，總是會經歷初期研發投入高、產品成本高、市場需求少...等不利產業發展的階段，而後，隨著環境的變遷，各種有利條件的出現及相關政策的配合會使其逐漸變得有競爭力，市場逐漸擴大，相關產業也得以逐漸擴

張。因此，各國在積極發展新能源及再生能源的同時，通常也會很關心大量資源投入這些技術及產業發展所可能產生的各種效應，包括可能產生的資源排擠效應。

雖然藉由各種立法，提供了新能源及再生能源發展的誘因，不過，能源政策如果不能與產業政策及科技政策、環境政策形成互補，就沒有辦法產生正向循環，達到相輔相成的效果。就以再生能源為例，光是透過對新能源及再生能源的供應及使用端獎勵、補貼，如果沒有搭配產業政策對廠商的扶助、科技政策對再生能源研發的激勵，以及環境政策對環境品質及不同能源類型需求的要求，能源政策的效果將會相當有限。因此，這些新能源技術的發展，對於能源、環境及經濟到底可以帶來多少效益？新能源技術產業化成功的機會有多高？市場潛力有多大？對市場就業會帶來何種影響？如果在投入研發前，或是研發期間沒有經過詳細的評估，將有可能最後發展出不具效益或是不具市場競爭力的技術，導致資源的浪費，進而損及國家整體經濟的發展。

要針對新能源技術進行詳細的成本、效益、競爭力及市場潛力評估，需要有一套完整而又複雜的架構，惟過於複雜的架構通常需要投入的人力及成本較高，也比較不易操作，而所能夠產生的分析邊際效益也可能有限，因此，需要衡量所擁有的分析工具，再搭配各種時間及成本的考量，決定所將採行的分析架構。

對任何能源技術進行經濟或環境效益評估前，必須先對技術的特性有充份的了解，因此有必要先對該技術的製程及其特性有充份的瞭解，此外，該技術發展後，與其他技術之間的競爭或互補的可能性也可以一併進行評估，以作為最後評估該技術產業化可行性之參考。就技術之間取代的可能性而言，從經濟學的角度，可由技術間或產品間的替代彈性（elasticity of substitution）值的大小來反映，惟此一替代彈性值需要透過計量估計的方式得到，而新技術因為尚在發展中，並無可靠的市場數量及價格資料可供用於估計，因此，可能需要透過其他間接的方法估計其值，而比較可行的方法是取用類似技術或產品的資料，或是借用其他在技術發展上較為先進國家的資料，再估計得到可供參考的數值。

近年來，在原子能委員會核能研究所支持下，中原大學應用經濟模型研究中心開發了適合於再生能源政策及產業發展效益評估的 3E (Energy, Environment, and Economy) 評估模型—GEMEET (General Equilibrium Model for Energy, Environment, and Technology Analysis)。此一模型有三個最主要的重點：(1) 符合經濟現況，並納入重要之新及再生能源產業與主要發電技術 (2)可以用於評估新及再生能源產業發展的成本與效益；及(3)可以將其與 MARKAL 或是 MARKAL-MACRO 模型做軟連結，以發揮兩類模型的最大效益，提升政策評估的品質。

本計畫研發之 CGE 模型歷經五年的開發，已經建置完成，其中納入了幾個重要的新及再生能源產業，如太陽光電、風力發電設備、纖維酒精、生質柴油...等，也針對發電業設定了不同的發電技術，如燃油發電、燃煤發電、燃氣發電、核能發電、汽電共生、風力發電、太陽光電發電...等。利用此一模型，研究團隊已進行了一些政策的模擬，如二氧化碳減量、能源使用效率提升、核電廠延後除役，課徵能源稅及碳稅、學習曲線效果、再生能源學習曲線效果、R&D 投資效益評估、躉費率政策評估、能源安全評估...等。目前建置的 GEMEET 模型特色可歸納如下：

1. 納入特殊之新能源及再生能源部門（包含風力發電設備製造業、太陽光電發電設備製造業）
2. 發電部門係由不同之發電技術所組成（包含傳統的火力發電、水力發電、核能發電，以及再生能源發電如太陽光電發電、風力發電）
3. 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
4. 考量了內生技術變動的機制（學習曲線效果及 R&D 累積），並連結了科技政策的影響機制
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
7. 事先考量將來與能源工程模型整合的策略，擬定合理的部門分類

基於過去五年研發成果及經驗，CGE 模型研發的第六年度將朝模型延

伸應用，除了用於 3E 效益評估之外，同時也將用於探討新能源的成本效益分析、市場潛力分析，以及產業化分析及建議等議題。

## 二、 研究目的

GEMEET 經過幾年的研發及持續的資料更新，目前已具備了完備的能源政策評估功能，也能夠與能源工程模型 MARKAL 進行整合，因此可以用於評估更多元的能源及再生能源政策。GEMEET 目前已進入第二階段的模型研發，除已配合主計處公佈的最新產業關聯資料大幅度更新模型基準資料外，也重新推估及檢討各種模型參數，更依據最新蒐集之新能源資料調整新能源技術之成本結構資料，並反覆測試求解模型基準資料，再由求解結果產製各種重要觀察指標，不斷檢視這些結果是否符合現況、政策規劃目標及專家預期...等。除了上述外，研究也已納入各種新的分析及政策模擬功能。

本 (102) 年度計畫將著重於風力發電及智慧電網相關技術之成本效益及經濟影響評估，具體的工作項目包含以下六項：

1. 技術評估分析
2. 成本結構彙整及分析
3. 成本效益及靈敏度分析
4. 3E 效益評估
5. 市場潛力分析
6. 產業化建議

在 100 及 101 年度計畫中，已針對太陽光電、生質酒精及碳補捉封存完成上述 1~6 項的評估。延續 101 年度的計畫，本 (102) 年度將針對風力發電完成 1~6 的評估，並對智慧電網完成 1~3 項評估。本研究針對以上工作項目將採整合評估研究的方式達成，不限於特定模型，研究重點將著重在成果之可見度、衝擊性與影響性。各年度詳細工作項目規劃如下表 1 所示。

表 1 各年度工作項目

年度 技術項目	100	101	102
太陽光電	1~6 項		
生質酒精	1~3 項	4~6 項	
CCS		1~6 項	
風力發電			1~6 項
智慧型電網			1~3 項

本計畫主要透過技術經濟分析，以及可計算一般均衡模型，針對風力發電進行成本效益分析以及經濟影響評估，藉由研究結果說明我國風力發電之市場潛力，並提出具體的產業化建議。可用於分析個別技術成本效益的技術經濟評估，因此可兼顧**個別技術發展策略**，以及**總體經濟與環境影響**。本研究之重要貢獻如下：

1. 為國內**首次**利用技術經濟分析搭配 3E 模型完整評估台灣離岸、陸域以及小型風機之發電成本、經濟影響、以及環境影響

2. 本研究所建立的經濟模型目前為國內**唯一**可同時分析**離岸與陸域**風力發電政策的 top down 3E 模型。

3. 本研究提出國內**首見** top down CGE 模型之**完整驗證與確認**(verification and validation; V&V)程序與內容。由於 CGE 模型架構龐雜，國內 CGE 模型常被學者質疑為黑盒子。為提高模型可信度，本研究率先設計及執行 V&V 程序及內容，並按照規劃期程定期執行並撰寫報告。未來可依本研究發展的 V&V 程序及內容當作國內其他 CGE 模型的檢查標準。以彌補過去 CGE 模型常被詬病無法清楚解釋模型架構、參數設定、以及運作情形的問題。

4. **編製**供 3E 模型使用之台灣**離岸與陸域風力發電資料**，使得本研究的 3E 模型成為目前台灣唯一可分析離岸風力發電的 3E top down 模型。

## 貳、 研究方法與過程

本年度計畫除持續利用所蒐集資料針對模型資料庫予以更新之外，另也將針對風力發電產業及智慧電網技術完成技術經濟分析、成本效益評估、3E 效益評估、市場潛力分析，並據以提出產業化建議，本研究的研究流程如圖 1 所示。

在 102 年度計畫中，待分析的技術包含風力發電(含中小風機、陸域、離岸) 以及智慧電網，由於各技術的特性不同，且成本結構亦不相同，因此在進行分析時需考量其特性及實務做法來檢視模型結構及挑選技術經濟的分析方法。其中，利用 GEMEET 模型分析此二個技術時，由於小風機、陸域、離岸風機的成本結構差異甚大，且發電成本及政府補貼價格亦不相同，因此似有必要各自單獨形成一個產業。然而，此三個不同的風電技術到底是應該設定成彼此相互競爭，再組合成一整體性風力發電產業，然後由風力發電技術與其餘發電技術競爭 (如圖 2 所示)? 抑或是直接與各發電技術互相競爭 (如圖 3 所示)? 由於不同的模型結構設計將會有不同的模擬設計及分析結果，因此必需審慎評估其技術特性、成本結構以及實際運作情形後再加以定案。各別技術細部研究流程請參照後續介紹。

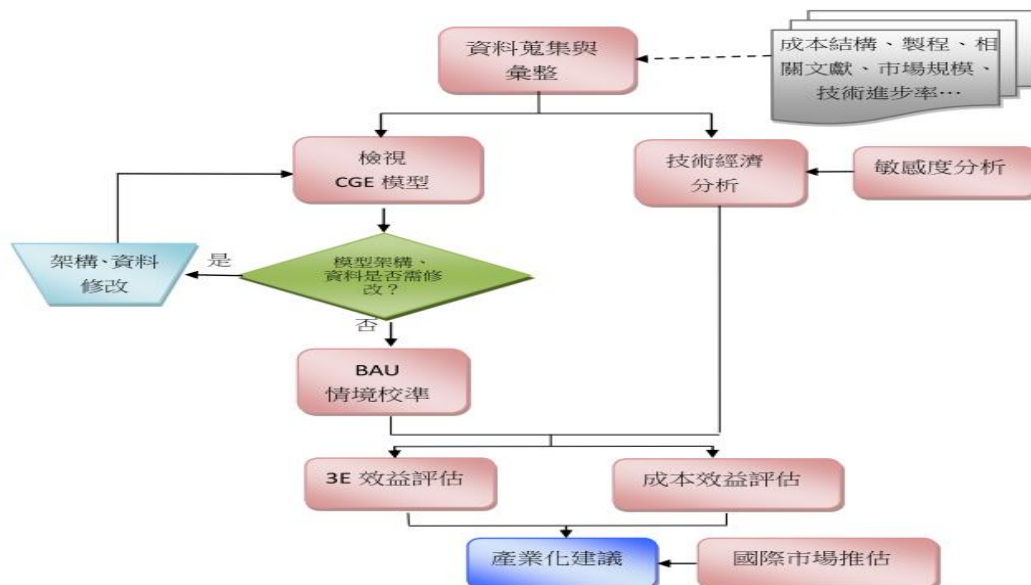


圖 1 研究步驟流程圖

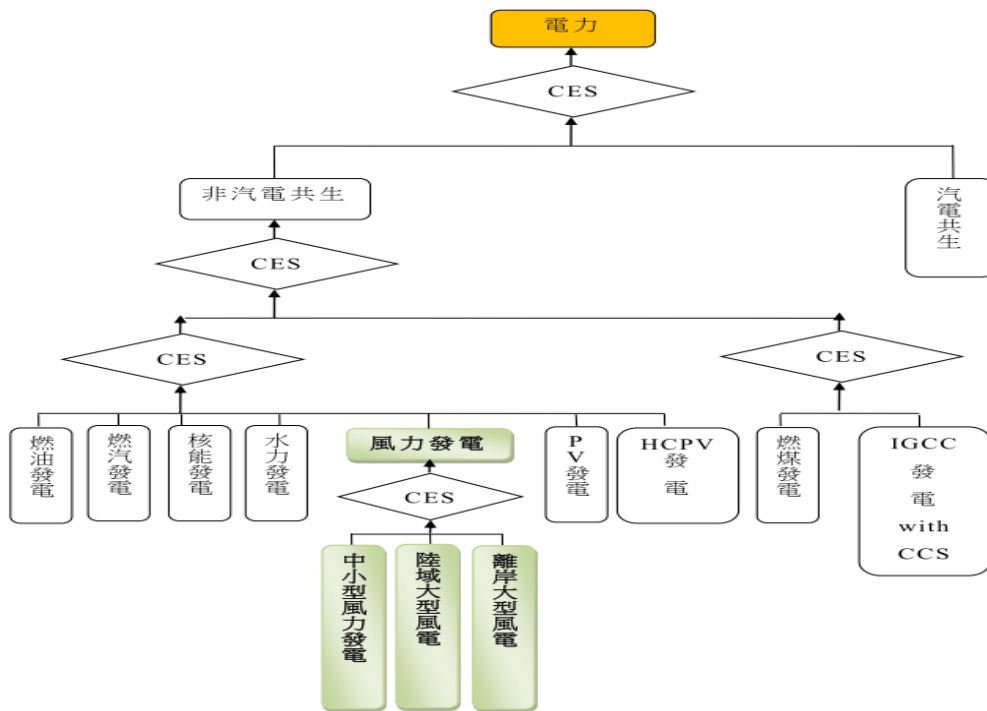


圖 2 GEMEET 模型電力結構圖 (型式 1)

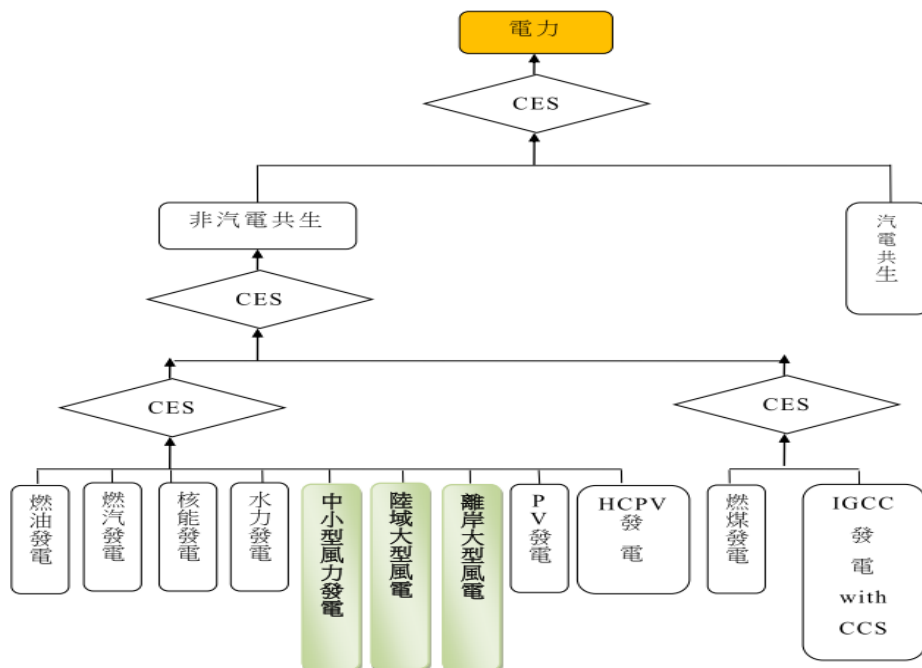


圖 3 GEMEET 模型電力結構圖 (型式 2)

## 一、台灣風力發電之成本效益評估

### (一) 緒論

過去數十年經濟的持續成長依賴日漸增加的能源需求，由於追求著經濟成長，全球加速了化石能源的耗竭。根據英國 BP 公司 2011 年公佈的報告顯示，全球原油可開採數量僅餘 46 年，天然氣僅餘 58.6 年，煤碳則尚餘 118 年，所以二十一世紀可以說是化石能源枯竭的世紀，也是全球能源危機的時代。以及，目前全世界各國對化石能源的使用約佔全球的能源需求的 85%，且化石能源消耗後所排放出的溫室氣體，這造成了全球氣候變遷。

受到目前全世界倡議減碳及能源價格高漲的影響下，再生能源成為現在各個國家積極發展之重大能源政策之一。Bloomberg New Energy Finance 報告 (Turner, 2013) 預估 2030 年時全球再生能源裝置容量可達到 33-39% 占比。報告指出 2013 年至 2030 年將吸引全球直接投入 11 兆美元到再生能源電業 (占全部電業的 73%)，其中，有半數資金會投入到風能和太陽能發電業。而觀察整個再生能源發展，風力發電相較於其他再生能源，技術發展是相對快速且成熟。所以，各國期待風力發電未來能逐步取代傳統發電方式。對台灣來說，目前風力發電產業在萌芽成長期，仍需要資金注入與技術研發。

根據綠色能源產業資訊網 (2013) 的統計，我國 2012 年風電產業產值已達到 72 億新台幣，較前一年成長 9%。產業持續成長的動能依賴風力機設備業及產業供應鏈逐漸完整。舉例來說，我國目前大型風力機元件如發電機、鑄件、葉片及葉片樹脂等已切入國際大廠供應鏈。除此之外，小型風力機也具備了出口能力，國內生產之小型風力機約八成出口至歐洲和中國大陸，在國內主要裝置於風光互補路燈、學校、民宿等。

為響應政府推廣國內風力發電機建置目標，工研院與中央大學大氣物理所共同設立台灣風能實驗室 (2005)，研究國內風能資源，發現台灣有豐富的風能資源。主要分布在台灣海峽、西部沿海與澎湖離島等地區，估算年平均風速可達 5-6 公尺/秒。

而從國內風力機應用情況來看，從 2000 年開始裝置風力機組，過政府的示範推廣政策，到 2012 年底計累積裝置容量有 571MW（千瓩；Megawatt）。然與我國長期推廣目標，政府期望於 2030 年時國內裝置容量可累計 4200MW，仍有一段不小之差距。為了確認差距產生原因，實有必要對我國風電進行技術經濟分析，本研究希望探討風電技術的市場競爭性，並於文中根據發電機組性質區分了離岸風力機組、大型風力機組、中小型風力機組進行討論。

對於風力發電的經濟分析，多以特定風力發電系統或特定風場之成本效益評估為主（莊智媚，2008；洪智仁，2008；洪智仁，2008；戴德炫，2010；李遠光，2012；Kaiser and Snyder, 2012；Shaahid et al., 2013），這些能夠幫助我們了解風力技術的發電成本是否能與傳統發電競爭。另外，再生能源的二氧化碳減排效益、取代化石燃料的效益，則是政府所關心的。只是，對我國設置風力發電機組的整體評估，以及對政策推廣目標訂定的合理性分析仍相當缺乏。本研究希望有一些具體的突破，將所有可能設置風場納入討論，評估風力發電技術的市場競爭力。

本研究利用各風場區域可能開發風力發電機組的發電成本來構建離岸風力發電供給曲線、陸域大型風力發電供給曲線。依經濟學定義，供給曲線為一商品的邊際成本線，在其他條件不變下，能描述價格與供給量（即為風力機的裝置容量）的關係。由供給曲線可知，每增加一座風力機組，開發商要求的價格也會隨之增加，因為，較多的裝置容量代表較多的生產成本。故可以觀察不同價格下對應的裝置容量，例如：政府想以風力發電取代火力廠發電，只要將現有火力廠的電力價格代入供給曲線，觀察對應的裝置容量的大小。由於供給曲線的繪製基礎為各可能設置的風力機組，我們也可進一步分析整體風力發電的成本與效益。除此之外，利用此一架構，本研究也評估躉購費率政策（Feed-in Tariffs; FIT）對我國風力發電裝置容量推廣的影響，從而檢討現行躉購費率政策之適當性。另外要闡述的是，受限於陸域中小型風力機組的種類、設置條件過於龐雜等不確定性因素高，本研究僅就中小型風力機組個案探討。

風力發電機設置是我國提高能源自主性、減少二氧化碳排放的重要措施，所以，風力發電設備產業亦是我國重點綠能產業，本研究亦關注我國

自行發展風力發電設備對我國總體經濟、產業結構的影響。因此，我們研究中心開發了適合於再生能源政策及產業發展效益評估的 3E (Energy, Environment, and Economy) 評估模型 GEMEET 模型 (General Equilibrium Model for Energy, Environment, and Technology Analysis)。此一模型的設計符合經濟現況，並納入重要之新及再生能源產業與主要發電技術，本文用於評估風力發電設備產業發展的成本與效益。

本研究進行個別技術成本效益的技術經濟評估，並搭配 3E 政策影響評估的經濟模型，探討風力發電技術的成本效益分析以及評估發展該技術對經濟的影響；同時兼顧個別技術發展策略，以及總體經濟與環境影響；研究成果說明我國風力發電技術之市場潛力，並提出具體的產業化建議。因此。本研究之重要貢獻如下所示：

1. 為國內首次利用技術經濟分析搭配 3E 模型，完整評估台灣離岸、陸域以及小型風機之發電成本、經濟影響、能源影響以及環境影響。
2. 本研究所建立的經濟模型目前為國內唯一可同時分析離岸與陸域風力發電政策的 top down 3E 模型。

以下第二章描述國外風電產業現況與展望，第三章介紹國內風電產業現況與展望，與風電推動政策，第四章說明風電成本效益分析架構，第五章分析離岸風力發電之成本效益，第六章探討陸域大型風力發電之成本效益，第七章評估陸域小型風力發電之成本效益，第八章應用 GEMEET 模型探討發展風力發電設備產業之 3E 效益，第九章為台灣風電發展之成本效益與產業化策略。

## (二) 國外風力發電現況與展望

根據國際能源署（International Energy Agency; IEA）「2012 年世界能源展望（World Energy Outlook 2012; WEO 2012）」預測資料顯示，全球發電量將由 2010 年的 21 兆度增加至 2020 年的 29 兆度，年成長率為 3.28%；其中，再生能源發電量將由 2010 年的 0.8 兆度增加至 2020 年的 2 兆度，年成長率為 9.59%。由再生能源發電量成長率 9.59% 超過全球總發電量成長率 3.28% 可得知，再生能源技術在發電部門已逐漸占有一席之地；其中，風力發電技術由於技術純熟且受世界各國普遍立法獎勵推廣下，未來將成為次於水力發電之主要再生能源。

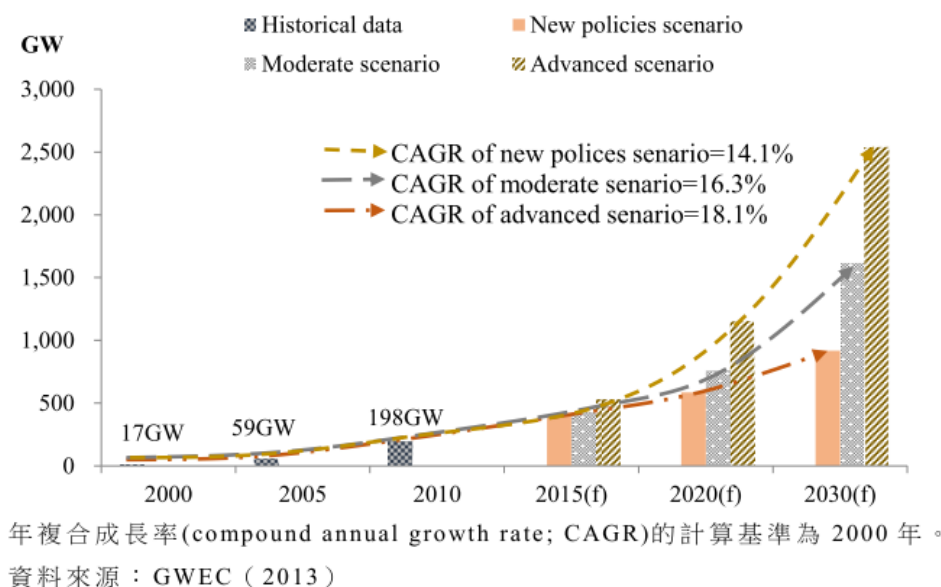
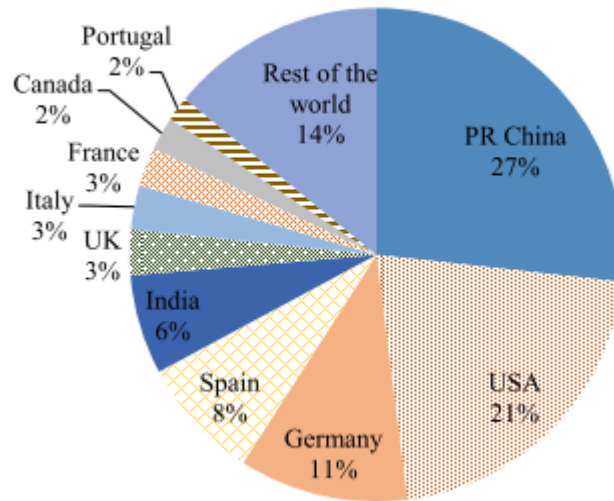


圖 4 全球風力發電機累計裝置容量

全球風力機組裝置潛力，根據全球風能協會（Global Wind Energy Council; GWEC）發表之「2012 年全球風力展望（Global Wind Energy Outlook 2012）」，全球風力機組裝置容量將由 1996 年的 6.1GW（百萬瓩；Gigawatt）增加至 2011 年的 237.7GW，年成長率約 27.7%；其中，2011 年累積裝置容量前 5 名國家分別為中國、美國、德國、西班牙、印度。在

新政策情境（New policies scenario）中，該協會並推估至 2030 年止，全球風力機組將可達 917.8 GW 累計裝置容量，約較 2000 年增加 52 倍，年成長率達 14.1 %（參圖 4）。



資料來源:GWEC（2013）

圖 5 全球前十名累積裝置容量

目前累積裝置容量（cumulative capacity）前十名國家（如圖 5），依序為中國大陸 75,564MW（26.8%）、美國 60,007MW（21.2%）、德國 31,332MW（11.1%）、西班牙 22,796MW（8.1%）、印度 18,421MW（6.5%）、英國 8,443MW（3%）、義大利 8,144MW（2.9%）、法國 7,196MW（2.5%）、加拿大 6,200MW（2.2%）、葡萄牙 4,525MW（1.6%）。至 2012 年底為止，前十個國家總累積裝置容量為 242,630MW，計達全球風力發電市場的 85.9%。

在過去 2009-2012 年間，中國大陸即使在景氣低迷的 2009 年也未影響其裝機量，且又由於政府政策支持，新增風力發電計畫稱冠，使得中國大陸在全球風機裝置容量於 2012 年處於領導地位。美國風力發電持續穩健增長的態勢顯示在 GWEC 市場統計，每年市場約增加 10%，累計的風力發電產能約 19%，不過由於中國大陸的快速成長使得美國排名在 2012 年降為第二。其次排名依序為德國、印度及西班牙。根據美國風能協會（American Wind Energy Association; AWEA）資深分析師 Emily Williams

表示，美國各區域的風力發電計畫都明顯可見上升，例如：美國愛阿華州及南達科塔州這兩州的州內電力都有 20% 以上是來自風力發電的發電量，可見「風力發電」對於美國已經具有不可或缺的影響力。近年來，美國也不斷發展新開採技術，增加頁岩層的石油及天然氣的開採量，促使美國利用化石燃料能源供應增加來支持國內能源需用量，避免再因為戰爭關係影響化石燃料價格。儘管如此，美國的風力發電發展依舊是不斷的成長中。

由於風力發電等再生能源尚無法與傳統電廠在電力市場中競爭，需要政府力量介入，提高潛在廠商的投資誘因，藉以扶植再生能源發展。政府干預的最終目的是要提升再生能源技術和降低設備設置成本，使得再生能源於未來能在電力市場之中更具有競爭力。

目前世界各國家主要推動再生能源之推廣政策，可分為（1）固定電價系統（fixed-price systems）及（2）固定電量系統（fixed quantity systems）兩類。固定電價系統為再生能源由政府制定之電價收購，依市場來決定可再生能源產出數量。主要的方式設備補助（Investment Subsidies）、固定收購價格（Fixed Feed-In Tariffs）、固定補貼價格（Fixed-Premium Systems）以及稅賦抵減（Tax Credits）等四種方式，各種方式實行的代表國家如表 2 所示。

**表 2 固定電價系統施行國家及類別**

電價收購方式	實行國家
設備補助	丹麥、德國、西班牙、中國大陸
固定收購價格	德國、丹麥、西班牙、中國大陸、台灣
固定補貼價格	印度
稅賦抵減	美國、中國大陸

資料來源：徐作聖等（2011）

表 3 固定電量系統施行國家及類別

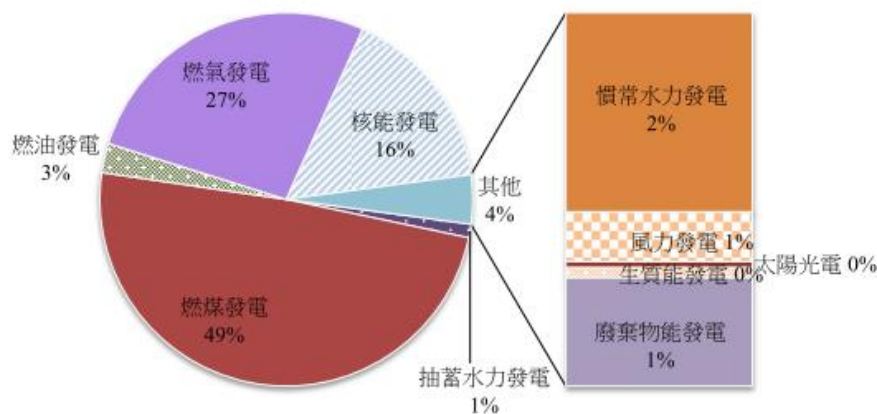
電量收購方式	實行國家
競比系統	英國、愛爾蘭、法國
可交易綠色憑證系統	英國、瑞典、比利時、義大利、日本

資料來源：徐作聖等（2011）

固定電量系統是再生能源總發電量由政府規定，由市場來決定收購價格。主要方式可分為競比系統（Tendering Systems）及可交易綠色憑證系統（Tradable Green Certificate Systems），如表 3 所示。

### (三) 台灣風力發電現況與展望

依能源局統計資料得知（見圖 6），2012 年全國總發電量為 250,385 GWh（含生質能發電與廢棄物能發電），年複合成長率約 2.61%（計算基準年為 2001 年）。其中，燃氣發電有 67,329 GWh，比重為 26.89%；抽蓄水力發電有 2,937 GWh，比重為 1.17%；燃煤發電有 122,709 GWh，比重為 49.01%；燃油發電有 6,362 GWh，比重為 2.54%；核能發電有 40,422 GWh，比重為 16.14%；再生能源發電有 10,626 GWh，比重為 4.24%。

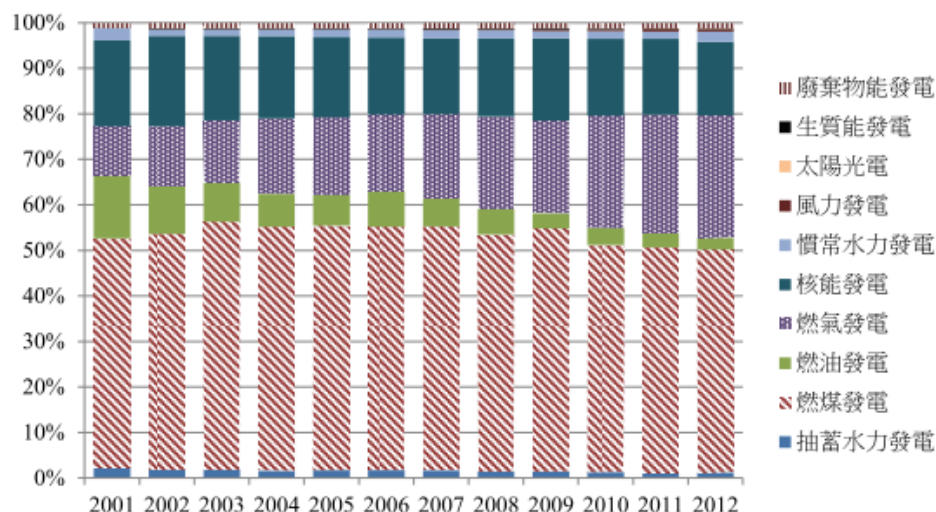


資料來源：能源局（2013）

圖 6 台灣 2012 年發電量結構——按能源別

從發電量結構來看（參圖 7），我國發電量有一半以上來自供電穩定性高且發電成本低的燃煤與核能。惟燃煤發電的碳排放係數頗高（約為燃氣發電的 2 倍），面對全球對二氧化碳減排的重視，政府亟須尋找低碳能源因應；在日本 311 震災事故發生以前，核能本為低碳能源的重要選項之一，但現在民眾對於核能安全問題存在嚴重的不信任感，使得社會瀰漫著一股擺脫核電的氛圍。2008 年 6 月 10 日行政院頒佈的「永續能源政策

綱領」中，已提出增加天然氣複循環發電使用量比重的規劃。<sup>1</sup>目前我國燃氣機組累積裝置容量約已達全國供電裝置的三分之一，顯見天然氣在未來建構低碳社會勢必成為電力供應來源的重要選項之一。



資料來源：能源局（2013）

圖 7 台灣歷年發電量變化—按能源別

不過，天然氣為一進口能源，不利於能源供給之安全與穩定。所以，發展對環境友善的再生能源則成為一重要選項。台灣在再生能源的發展除了二氧化碳減量的環境效益之外，尚有能源安全效益，即提高能源自主程度、降低對進口化石能源的依賴。考慮到能源價格與國際減碳趨勢，發展自主性的再生能源成為一刻不容緩的行動方針。

## ☉ 台灣再生能源發電設備之容量目標

為了讓永續能源政策綱領的減碳願景—促使二氧化碳排放量於 2020 年回復 2005 年水準，在 2025 年回到 2000 年的排放量水準—順利完成，

<sup>1</sup> 配合永續能源政策綱領政策方向，天然氣供需計畫草案規劃（2006 年 9 月）液化天然氣供給目標，2015 年供應 1,441 萬公噸，2025 年供應 2,000 萬公噸，期許未來提高燃氣發電比重能降低溫室氣體排放。（林唐裕等，2009）。

政府制定了再生能源的設置容量目標（參表 4），期望提高再生能源的發電占比。然而再生能源技術仍待提升，目前很難完全由自由市場的價格機制來取代傳統發電來源，如要順利達成推廣目標之裝置容量，需要藉助政府力量。於是，行政院在 2009 年 7 月公布並實施「再生能源發展條例」，並於 2010 年初公布再生能源電能躉購費率，鼓勵民間投資人設置再生源發電設備。

表 4 台灣再生能源發電裝置容量與目標量

單位：MW

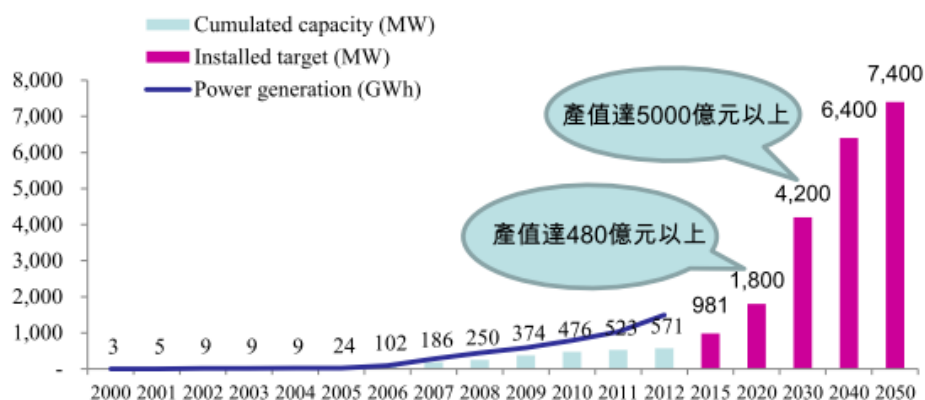
	2010	2011	2012	2015(f)	2020(f)	2025(f)	2030(f)
慣常水力	1,977.4	2,040.7	2,081.3	2,052	2,112	2,502	2,502
陸域風力	477.6	524.4	571	866	1,200	1,200	1,200
離岸				15	600	1,800	3,000
太陽光電	22	117.9	222.5	420	1,020	2,500	3,100
生質能及廢棄物	825.5	820	822	871	954	1,400	1,400
海洋能	-	-		1	30	200	600
地熱能	-	-		4	66	150	200
氫能燃料電池	-	-		7	60	200	500
合計	3,302.5	3,429.2	3,696.8	4,236	6,042	9,952	12,502

資料來源：2010~2012 年裝置容量資料取自經濟部能源局「能源統計月報」；2015 至 2030 之推動目標數據來自能源局召開之「經濟部能源研究會報」2011 年第一次會議「能源科技研究發展方向」簡報。

再生能源當中，風力發電技術是我國積極開發的本土能源之一。這是因為目前風力發電為再生能源中最具技術成熟及商轉經驗的能源之一，它的發電成本已接近傳統發電方式，我國政府努力推動設置風力機，歷年裝置容量成果如圖 8 所示，2008 年累積裝置容量達 358MW，位居全球第 23 名。未來將以 2015 年達 881MW，2030 年達 4,200MW 為風力發電裝置容量目標。

在世界各國積極發展綠能產業的現在，為鼓勵國內風電產業爭取有利

競爭地位，行政院於 2009 年核定的「綠色能源產業旭升方案」。方案中，風力發電列為具潛力發展產業，風力發電設備產業預期於 2020 年可創造 480 億元以上的產值，2030 年將可創造 5,000 億元以上的附加價值。



數字標籤為裝置容量。

資料來源：能源局(2013)

圖 8 台灣風力發電量與累計裝置容量

## 台灣風力發電設備獎勵辦法

在實施躉購費率機制之前，為推廣國內風力機設置，能源局曾提供一系列的設備補助辦法與相關的獎勵措施（能源局，2012）如下：

1. 「風力發電示範系統設置補助辦法」於 2000 年 3 月 22 日公布，迄 2003 年 2 月 12 日廢止。
2. 「風力發電示範系統設置補助要點」於 2003 年 2 月 12 日公布，迄 2004 年 7 月 7 日廢止。
3. 「促進產業升級條例」對於購置再生能源設備者，亦有投資抵減營利事業所得稅 10~20%、加速折舊以及低利融資等相關獎勵優惠之規定。

## 台灣再生能源電能躉購費率

如表 4 所示，截至 2012 年，台灣再生能源發電裝置容量約為 3,696.8MW，約占總裝置容量（含汽電共生）48,395MW 的 7.64%，但風力發電及太陽光電僅占 3,696.8MW 中的 21.46%。以及，表 4 說明了風力

發電與太陽光電此兩重點發展的再生能源技術仍需相當大的成長幅度，方能達到 2030 年的政策目標。

表 5 風力發電電能躉購費率

單位：元/度(NT\$/kWh)

分類	裝置容量級距	2013	2012	2011	2010
陸域	1-10kW	7.3562	7.3562	7.3562	7.2714
	>10kW*	2.6258	2.6427	2.6574	2.3834
	>10kW	2.5924	2.5971	2.6138	
離岸	無區分	5.5626	5.5626	5.5626	4.1982

\*加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者。

表 6 歷年風力發電躉購費率計算參數

年度	分類	裝置容量 級距	設置成本 (NT\$/kW)	運維費 (%)	發電時數 (小時)	期間 (年)	加權平均資金 成本率(%)
2010	陸域	1-10kW	130,000	1.5	2000	20	5.25
		>10kW	55,000	1.5	2400	20	5.25
	離岸	無區分	125,000	3	3200	20	5.25
2011	陸域	1-10kW	160,000	1	2000	20	5.25
		>10kW*	61,000	2.26	2400	20	5.25
		>10kW	60,000	2.26	2400	20	5.25
	離岸	無區分	159,000	3	3200	20	5.25
2012	陸域	1-10kW	160,000	1	2000	20	5.25
		>10kW*	58,000	2.24	2400	20	5.25
		>10kW	57,000	2.24	2400	20	5.25
	離岸	無區分	159,000	3	3200	20	5.25
2013	陸域	1-10kW	160000	1	2000	20	5.25
		>10kW*	58000	2.67	2400	20	5.25
		>10kW	57000	2.72	2400	20	5.25
	離岸	無區分	159000	3	3200	20	5.25

\*同表 5。

資料來源：能源局（2013）

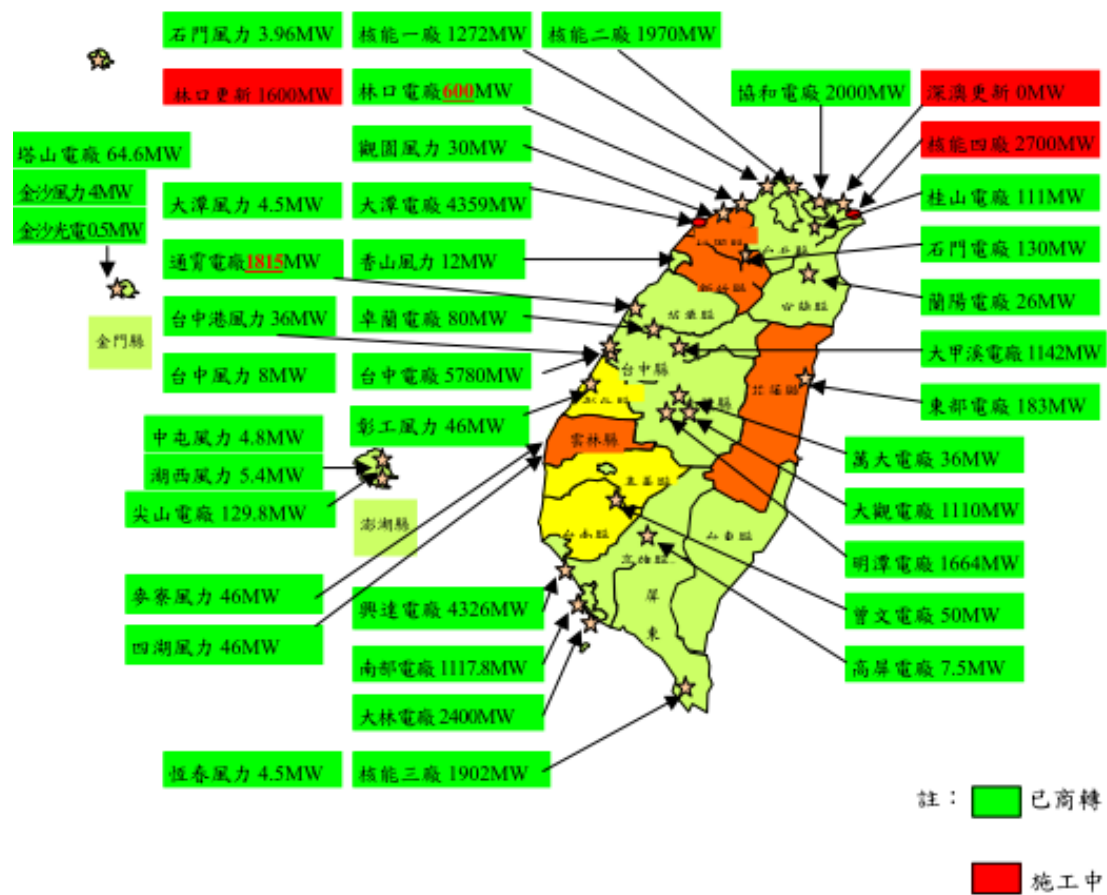
於是，政府立法制定再生能源躉購費率機制，目的在於保障風力發電

設備之投資回收，提升業者設置意願，施行國家以德國及西班牙可謂為成功代表（Klessmann *et al.*, 2008）。大致來說，各國對再生能源電能收購價格的訂定可大致區分為固定價格及浮動價格兩種，固定價格乃採單一收購價格，不受市場價格所影響，而浮動價格則依平均市場價格，加上固定補貼金額為主。固定電價的制度較適合再生能源發展初期階段，以較優惠的價格提供投資人設置誘因，藉此在短暫的時間內大幅度提高裝置容量，目前台灣即採用固定價格費率制度。台灣現行的再生能源電價躉購費率之計算方法主要是利用發電的長期平均成本的概念，且一旦業者與投資人簽約後，未來躉購年間，便須以簽定之躉購費率向投資人收購電能。歷年「再生能源電能躉購費率審定會」所決議之風力發電電能躉購費率整理如表 5 所示。

躉購費率計算公式的精神，主要是在平均發電成本之上，再加上一定的報酬率來計算，其中報酬率包含於資金成本率(Weighted Average Cost of Capital; WACC)之中，能源局在計算躉購費率時，各年度所使用的參數可列於表 6。

## ☉ 台灣風力發電廠設置現況

國內相關的風力發電技術研發及應用早在民國 50 年開始，台電在澎湖白沙鄉設置了一台 50KW 的風力發電機來試驗，而工研院能資所也在 1982 年至 1990 年間進行系統性的台灣風能資源研究，提供各區域台灣基本的風能分布情況，且在新竹湖口鄉的風力試驗場開發了 4KW、40KW、150KW 三種風力發電機。可惜的是，當時環保意識缺乏，且風力發電成本過高，兼受到油電價格偏低的影響，風力發電的研發和應用於是中斷。



資料來源：台灣電力公司（2013）

圖 9 台電公司發電廠分布



資料來源：台灣電力公司（2013）

圖 10 民營再生能源發電廠分布

直到 2000 年政府重新重視起風力發電應用，參考國外實施辦法，先後頒布了「風力發電示範系統設置補助辦法」、「風力發電示範系統設置補助要點」，提供了風力設備的設置補助，鼓勵民間投入風力發電系統開發。爾後除了台灣電力公司（後簡稱「台電」）投入風力發電之外，也有數個民營電廠成立，目前台電的風力發電廠分布如圖 9 所示，以及民營風力發電廠位置如圖 10 所示。

台電風力發電廠的目前累計有 288.8MW 裝置容量，而民營風力發電廠則陸續從民國 95 年開始運轉，至今總裝置容量共 279.8MW。不論是台電所屬或民營，風力發電廠的位址分布大部分都在西部沿岸一帶，這應該是因為西岸地形較東岸寬闊之故（參圖 9 與圖 10）。

## ㊟ 台灣離岸風力發電設備獎勵措施

陸域風力機的設置成本約為海域少 40%，所以目前仍朝擴大陸域裝置容量的方向前進。但適當的陸上風場越來越少，而且風力機組的噪音問題與視野障礙，都遭遇當地民眾抗議，於是，走向大海的離岸式風力發電已成為未來發展趨勢。只是，目前離岸風電的開發環境不佳且單位設置成本高昂，亟須政府提供投資誘因，因此，除了躉購費率機制之外，能源局於 2012 年 7 月 3 日公布「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」，其主要內容如下：

- 離岸風力發電機組：最少應為兩部，且單機裝置容量為 3MW 以上，位於 5 公尺水深以外的海域，且需為新出廠的機組設備。
- 離岸風力發電機組設置獎勵：以當年度再生能源發電能躉購費率公告，其躉購費率的獎勵上限為每瓩裝置容量期初設置成本的 50%，且不超過機組設置總費用的 50%。
- 離岸風力發電風場：風場設置規模總容量，達 100MW 以上且未達 200MW，風場位於 5 公尺水深等深線以外海域。
- 離岸風力發電風場作業獎勵：上限為新臺幣二億五千萬元整。

### (四) 風電成本效益分析架構

世界各國對於再生能源的獎勵方式中，大多會參考以德國的保證收購價格(Feed-in Tariff) 的方式進行。各國家在訂定自身的保證定價時，無非就是將自己於未來年時達到減量的目標，再逐一的去設定各種再生能源技術的裝置容量與定價。從我國發展風力發電的情況看來，雖然過去風力發電系統在政府的相關政策上有明顯的成長與進步，但是相較於我國所訂定之推廣目標仍然有一段不小之差距，其中之原因可能包含政府政策之誘因不足、市場技術進步時程過慢、天然地理因素條件不足等其他因素。為了釐清這些原因，勢必對我國風力發電推廣目標的經濟可行性重新加以評估，一方面可提供決策單位作為檢討政策目標之參考，另外一方面也可提

供廠商作為投資研發之依據，為了達到這樣的目的，各種新能源技術的成本及效益評估便相當重要。

過去國內也有部份文獻者重於風力發電的成本效益進行評估，如林秀珊（2006）針對世界各國風力發電的發展做一全面性的檢視，同時探討台灣發展風力發電之潛力，以及政府應該有的政策及措施。在面對如此競爭的國際市場情況下，台灣的風電產業如要提高其競爭力，必須打破價值與成本抵換之觀念，創造與掌握未來需求。戴德炫（2010）主要以春風發電機示範系統為案例，評估風力發電的成本效益。其結果顯示，如果沒有政府的投資補助，以春風發電機示範系統的實際案例來看，同時依照台電現行電價之水準，並不符合投資效益。

莊智媚（2008）則針對離岸風力發電技術發展進行經濟效益及風險考量點之可行性評估，其結果發現台灣適合設置陸域之風場已經越來越少，因此發展離岸式風力發電有其必要性，且又以西部海域具有開發價值，應該以彰化沿海進行優先規劃設置。雖然離岸風力發電成本高、風險大，但是因為其產能高而且技術需求也高，所以仍具有開發優勢。郭世勳（2008）應用工程經濟之評估方式，針對西部近海的離岸風力潛能做評估。研究結果顯示，由於離岸風力投資成本較高，如果以目前每度電 2 元的收購價格，對於離岸風力投資較無誘因。而在考慮保護區禁止開發的情況下，台灣西部離岸風力發展潛能約 799 萬千瓦，約可達 2007 年台灣年用電量之 14.9~24.6%。

表 7 風力發電研究方向與成果

風機類型	研究方向	文獻
離岸風力發電機	經濟分析	➢ 全國：郭世勳（2008）
		➢ 個案/魚骨圖：莊智媚（2008）
		➢ 台電公司：洪智仁（2008）
		➢ 成本分析：Kaiser and Snyder (2012a; 2012b)
	安裝規劃/技術	➢ 海底基樁設計：吳俊寬（2011）
		➢ 風力機技術趨勢：Madariaga <i>et al.</i> (2013)
	裝置容量評估	➢ 郭世勳（2008）：7,990MW
		➢ 張鼎煥和呂威賢（2004）：360MW
		➢ 楊明浩（2006）：62~101GW
		➢ 能源局（2012）：6,200MW
陸域風力發電機	經濟分析	➢ Chen <i>et al.</i> (2010): 243TWh/yr
		➢ 中大型/個案：李遠光（2012）；戴德炫（2010）
		➢ 中大型/個案：洪智仁（2008）
		➢ 小型/個案：陳明煌（2010）；汪禹塵（2011）；顏嘉良（2008）
	安裝規劃/技術	➢ HOMER software: Shaahid <i>et al.</i> (2013)
		➢ 中大型：曹佑任（2011）
		➢ 小型：黃于瑄（2011）
		➢ 風場規劃：Khan and Rehman (2013)
	發電量估算	➢ 併網技術探討：Shafiullah <i>et al.</i> (2013)
		➢ 電力貯存技術：Rabiee <i>et al.</i> (2013)
不分	裝置容量評估	➢ 多項式數學模式：陳一成（2007）
		➢ 灰預測方法：趙自偉（2012）
		➢ 張鼎煥和呂威賢（2004）：1,799MW
		➢ 曾詠恩（2006）：1,620~6,480MW
	發電量估算	➢ 能源局（2012）：1,200MW
		➢ Chen <i>et al.</i> (2010): 7,723GWh/yr
		➢ 類神經網路及基因演算法：吳繼平（2007）
		➢ 評估系統設計：莊智強（2007）
	技術分析	➢ 數值模擬：傅傳剛（2011）
		➢ 多項式迴歸分析/個案：陳清嚴（2008）
不分	技術分析	➢ 電力品質量測：蔡漢隆（2004）
		➢ 併聯對配電系統影響：曾志福（2005）
		➢ 探討負載因子、效率因子與可操作因子共三參數與風場及風機特性之關係：蔡志威（2006）
		➢ 風力機可靠度檢視：Pinar Pérez <i>et al.</i> (2013)
	經濟分析與實例分析	➢ 每度 2 元收購價下具投資效益：梁啟源（2004）；蕭嘉豪（2009）；郭世勳（2008）
		➢ 太陽能及風力機併入電網供電/個案：鄧再彬（2008）
		➢ 成本效益分析：Purohit and Purohit (2010)
		➢ 產業潛力分析：林秀珊（2006）
		➢ 容量因數模擬/個案：葉泰和（2009）

## 1. 研究架構

不同於傳統發電技術，新能源發電受制於許多地理天然環境條件，所以在新能源發電目標的規劃上需要考慮到其他自然環境以及技術層面之因素。除此之外，能源替代以及溫室氣體減排等社會與環境效益也應被考慮其中，但是過去的相關研究除了缺乏以上的考量之外，大多數探討特定風力發電系統之成本效益分析與特定風力發電技術為主（參表 7），對我國各區域風力發電設備裝置潛力、政策推廣目標的合理性、以及躉購費率機制的評估分析則較缺乏。

因此，為了對台灣風力發電產業進行整合性的探討，評估發展風力發電技術的可應用性，本研究採取技術經濟方法（techno-economic method）分析其成本與效益。通常，技術經濟分析透過單位成本<sup>2</sup>，計算經濟效益供投資者參考<sup>3</sup>，風力機所產生的電能亦可換算成節能效益及二氧化碳減排效益。除此之外，亦利用一 3E 效益模型評估發展風力發電設備產業時對其他產業、對總體經濟的影響，包括經濟影響（經濟成長或衰退、產業結構變化）、環境影響（CO<sub>2</sub> 減排或因提高自製率反造成排放更多 CO<sub>2</sub>）與能源影響（能源消費結構改變）。後續提出產業化建議，本文的風力發電技術經濟評估研究架構如圖 11 所示。

本研究考量再生資源之地域性區別，試圖在縣市基礎上探討風力發電項目的裝置潛力與設置成本（以電力價格表示）。一般來說，市場會先開發成本較低的風場區，若要設置更多的風力機組（累積更多的裝置容量），則須要支付愈多的價格，廠商才願意投資。因此，供給曲線顯示「每增加一單位的裝置容量」與「邊際成本」的關係，此法仍參照高虎與樊京春（2010）的作法。

---

<sup>2</sup> 在本研究中為每度電的生產成本（NT\$/kWh），即風力的發電成本，或其電力價格，於本章第二章「風力機組成本計算方式」中有詳細敘述。

<sup>3</sup> 即淨現值、內部報酬率、本益比、投資回收期、節能效益及 CO<sub>2</sub> 減排效益等，內涵於本章第三節「成本效益指標」中介紹。

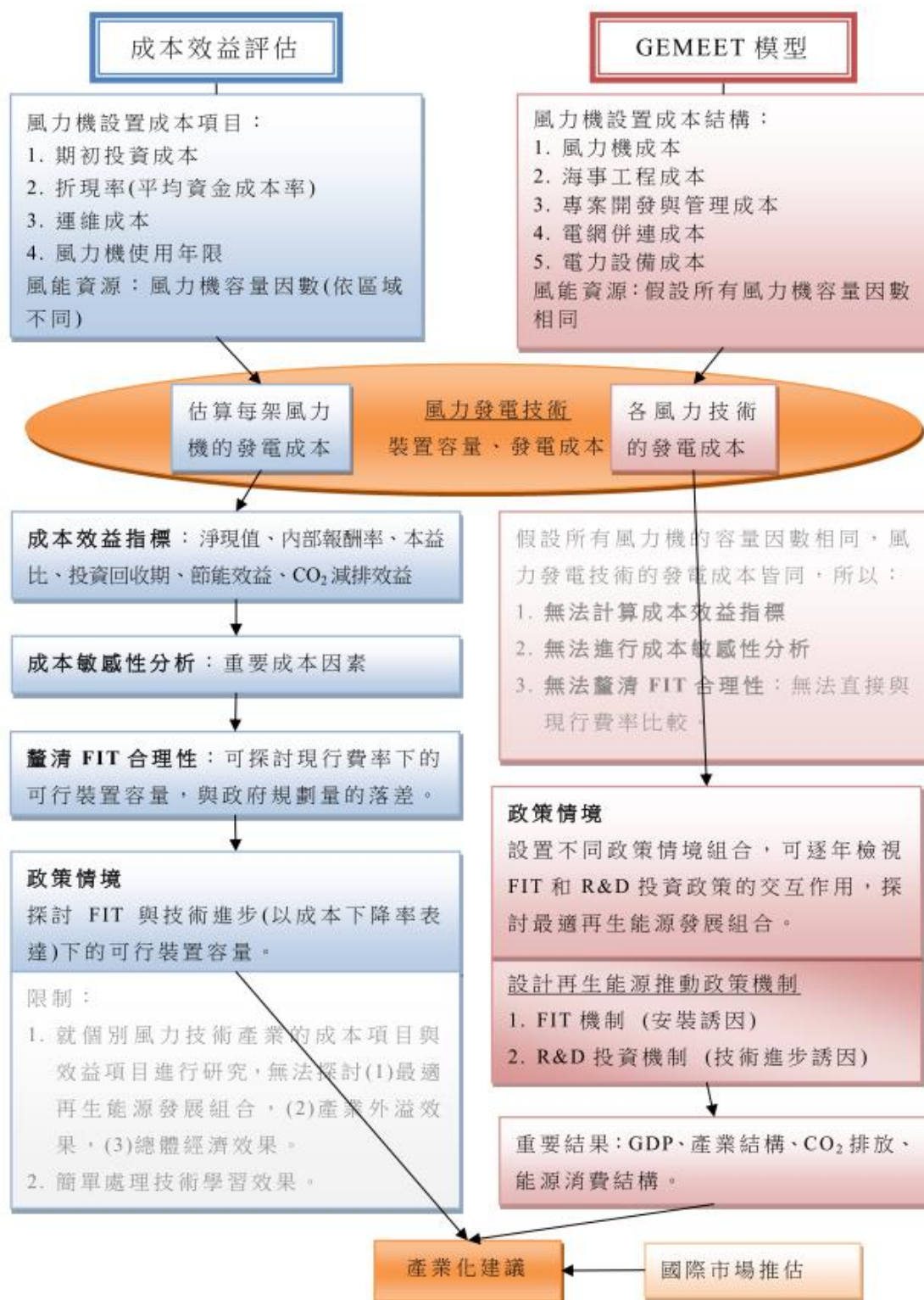


圖 11 風力發電技術經濟評估研究架構

依據經濟學原理，需求曲線表達消費者（買者）對產品的邊際價值，供給曲線顯示廠商（賣者）生產產品的邊際成本，因此，供給與需求決定

了市場價格。在台灣，電力價格則經過政府管制，這是為了讓電力供給滿足經濟活動需求，使得經濟成長能夠持續。因此，本研究未討論需求曲線，討論的是如何建構風力發電的供給曲線，探究風力機設置的邊際成本。建構風力發電的供給曲線將有助於探討風力發電技術的裝置成本，分析比較風力發電的成本競爭性（cost-effective）。如圖 12 所示，在特定成本  $P_1$  下，我們可以得知廠商願意且能夠生產的供給量  $Q_1$ 。此特定電力成本，對消費者而言，則為願意且能夠消費的電力價格。其中， $P$  的衡量單位為電價單位，即每度電的發電成本， $Q$  為風力發電機組的累積裝置容量。

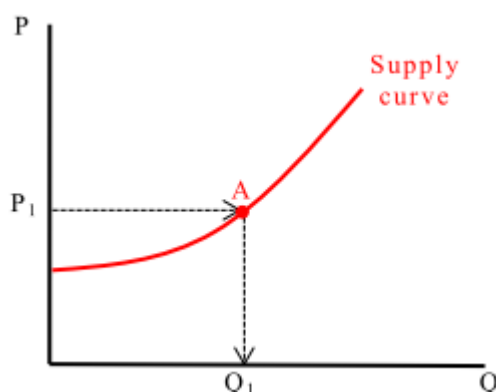


圖 12 供給曲線示意圖

潛在風場開發商認為當前技術水準無法讓再生能源生產成本無法在電力市場競爭，導致國內風場投資的腳步緩慢。本研究將建構風力發電的供給曲線作為風力發電機組裝置的成本效益評估基礎。基於供給線，可直接比較風電與傳統電能的成本競爭性（cost-effective），亦可探討風力機組取代傳統電能的環境效益。除此之外，利用此一架構，本研究也將評估躉購價格政策對推廣我國風力發電裝置容量的影響，從而檢討現行躉購價格政策之適當性。所以，我們可以進行以下的探討：

1. 計算風力發電機發電成本，
2. 建議我國風場設置的規劃次序，
3. 分析重要成本因素對可裝置容量的影響，
4. 評估現行躉購費率的激勵績效，

## 5. 討論現行推廣目標政策的可行性。

技術經濟方法中的成本效益評估 (Cost-Benefit Analysis)，能具體表現個別風力技術產業的成本項目與效益項目進行研究。本研究區分為離岸風力機技術、陸域大型風力機技術、陸域中小型風力機技術等分別進行討論，探討不同成本要素條件下，可設置風力機的發電成本，以及其經濟效益。前二者透過供給曲線模式，規劃我國離岸與陸域大型可裝置潛力基礎。至於陸域中小型機組，由於其種類過於龐雜且可設置條件差異很大，本研究僅以個案方式進行模擬。

成本效益分析法因細究各區域的風能資源，能模擬出較真實的發電成本，也能提供簡單易懂的經濟指標（例如：淨現值、內部報酬率等），可以供予投資人與政府當局參考。但此法也有其缺點：

1. 就個別風力技術產業的成本項目與效益項目進行研究，至於風力產業對他產業的帶動效益（如：產值）或反向效果（如：製造風力機也會產生 CO<sub>2</sub>），以及對整體經濟的總和效益（如：GDP），則無評估能力。

2. 難以處理技術學習效果。例如：無法模擬特定躉購費率下，成本能下降的幅度；僅能觀察特定躉購費率下，要達成政策規劃目標，仍需要多少成本下降幅度。

3. 衍生成本資訊收集困難，發電成本僅考慮風場建置的財務成本，未包括環境成本（噪音、候鳥棲息、漁業捕撈權益等）。

4. 目前實際設置僅陸域風場，離岸尚在規劃階段，無真實資料，實際施工及併網費用可能更高。

5. 實務上，我國再生能源推廣規劃是以投資組合概念進行，成本效益分析法無法評估長期競合關係。例如：風力發電與太陽光電都是再生能源電源的重要來源，其研發資金要如何分配到各項技術？什麼樣的組合在政府的支持可以支付最少的代價來取代最多的化石能源？

於是，本研究亦採用了涵蓋了經濟、能源、環境的 GEMEET 模型進行風力發電產業的探討，此模型納入相關新能源及發電設備產業，探討產業間相互關聯效果，模型優點敘述如下：

1. 為動態模型架構，納入再生能源技術，如：陸域風力發電技術、離岸風力發電技術與太陽光電技術等。得探討再生能源產業的可能發展規模和最適投資組合等議題。

2. 考慮未來技術學習效果與可能的躉購費率路徑下，得探討現行推廣政策之可行性，並分析最適之政策與誘因工具之組合。

3. 模型考慮風力發電技術的成本結構，亦得分析風力產業發展之連動效益，包括對他產業的帶動效果與對總體經濟影響，例：GDP、產業結構、CO<sub>2</sub>排放、能源消費結構等。

發展再生能源產業是建立低碳家園的重要措施，又因再生能源的外部效益（例：發展在地能源、降低進口能源依賴、CO<sub>2</sub>減排效益）的經濟價值難以透過價格訊號（price signal）來表達，使得再生能源成本高於傳統能源，無法以市場機制來提升社會福祉。由此可知，再生能源的外部性是政府扶植該產業發展的主因。政府扶植措施也許可以改善市場失靈，惟政府干預影響效率與公平。政府任意干預，亦可能導致政府失靈，造成更多的社會無謂損失，市場績效反而沒有改善。因此，政府在干預之前，必須審慎評估干預之代價與市場績效之改善程度。本研究提供的 GEMEE 模型，可以協助政策制定者模擬與分析再生能源之財務誘因政策與投資研發組合，評估干預可能引起的市場績效變化。此模型也有其研究限制：

1. 模型內未考慮陸域中小型風機。模型中我們需要中小型風力機來自各產業的中間投入占比，但中小型風力機的成本資料取得困難，幸而中小型風機規模相當小，故而略之。

2. 在成本方面，模型乃依據投入產出表（Input-Output Table）探討各產業的生產行為，若要對成本參數（如：風力機成本、運維成本等）進行敏感性分析，則需重新編表，有分析上的困難。

3. 模型內風力發電之規劃，乃是依經濟體的最適均衡生產，來規劃未來發電量。由於難以考慮各區域發電特性（如：風能資源、可裝置位址），故非分區域探討發展順序。

4. 模型可解出風力技術的發電量，但因未考慮各區域風能資源，故

假設固定之容量因數，估算未來累計裝置容量。

## 2. 風力機組成本計算方式

風力電能是以風能為燃料，沒有燃料變動成本，所以發電成本為期初投資成本按 20 年壽命週期進行折現 (CC) 加上年運維成本 (CV) 的總合，本研究在不考慮稅收的情況下，測算風力機發電成本(以電價表示；NT\$/kWh)，詳細計算公式如下 (Chen et al., 2010；高虎、樊京春，2010)：

$$C = (CV + CC) / h$$

$$CV = CC \times M$$

$$CC = I \times CRF(r, n) \quad (1)$$

$$CRF(r, n) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

其中，  
C：風能發電成本（元/kWh），  
CV：年運行維護成本（元/kW），  
CC：發電固定成本（元/kW），  
h：發電利用時數（小時/年），  
M：運維比例（%）。  
I：期初投資成本（元/kW），  
CRF：固定資產回收係數，  
r：折現率（%），  
n：風力機壽命（年）

從上列公式中可以發現，風力機的期初設置成本與年可發電時數將決定風力電能成本。發電利用時數將利用各區域風速測算，至於期初設置成本與運維比例等財務參數，將採用能源局公布 2013 年費率參數(見表 6)。此方程式為能源局援用躉購費率之計算公式，故能夠探討特定躉購費率下，廠商願意且能夠設置的風力機組安裝量。

必須要注意的是，本研究除了各區域風能源不同外，其他風力機設置成本等參數皆相同，這意指風力機建置時間相同。實際上，風力機會分批裝置，應有不同的期初投資成本。這些又涉及未來期初設置成本與未來現金價值的複雜評價，本文受限於時間、物力與人力等限制暫不評估，但未來研究可納入動態規劃概念。

### 3. 成本效益指標

成本效益的經濟分析目的係探討我國風場設置的經濟可行性，對社會大眾投資者揭露重要的經濟訊息與環境效益，本研究將利用下述成本效益指標說明我國風場建置之成本與效益，接下來介紹各項指標。

#### (1) 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。假設風場建置的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：

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(CI_t - CO_t)}{(1+i)^t} \quad (2)$$

其中， $n$  為計劃投資期間， $CI_t$  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。

必須說明地是，本研究採用的基準折現率（或稱折現率），乃是基於能源局再生能源電能躉購費率假設 5.25%（能源局，2013）。會議中說明，此折現率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），計算公式如下所示：

$$WACC = R_O \times W_O + R_I \times W_I = R_O \times W_O + (R_O + \beta) \times W_I$$

$$= (R_f + \alpha) \times W_O + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I \quad (3)$$

其中，

$W_O + W_I = 1$ ；

$R_O$  為借貸資金利率；

$W_O$  為借貸資金比例，依典型計劃案例設定為 7 成；

$R_I$  為自有資金報酬；

$W_I$  為自有資金比例，依典型計劃案例設定為 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%；

$\alpha$  為信用加碼風險，即銀行對新興投資計劃之融資加碼，採用 2%；

$\beta$  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。

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

亦稱內部收益率，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 ( $r$ ) 時，投資項目是可以接受的。計算公式如下：

$$NPV(IRR) = \sum_{t=1}^n \frac{CI_t - CO_t}{(1 + IRR)^t} \quad (4)$$

## (3) 益本比 (Benefit-Cost Ratio; B/C)

又稱為現值指數法 (Present Value Index Method)，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，計算方式如下式所列。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：

$$B/C = \frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

其中， $n$  為計劃投資期間， $B_t$  為第  $t$  期項目收益， $C_t$  為第  $t$  期投資支出，

r 為折現率。

#### (4) 投資回收期 (payback)

亦稱還本期間，用於衡量回收投資項目期初投資成本的所需要的年期，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：

$$\sum_{t=0}^{N_t} (CI - CO)_t = 0 \quad (6)$$

#### (5) 社會效益

由於風力發電不需耗用燃料，因此能減少進口化石燃料的消耗與  $\text{CO}_2$ 、 $\text{CH}_4$  及  $\text{N}_2\text{O}$  等的氣體排放。目前全世界關注的是  $\text{CO}_2$  減排量，因此，在本文中目前僅討論  $\text{CO}_2$  減量的環境效益及化石能源的節約效益。減碳效益取 2012 年之碳排放係數為計算依據，節能和造林效益則依據台電(2013) 資料為基礎，請參照表 8 與表 9 所示。

表 8 台灣電力之二氧化碳排放係數

單位： $\text{kgCO}_2/\text{kWh}$

年度	2005	2006	2007	2008
排放係數	0.559	0.564	0.559	0.557
年度	2009	2010	2011	2012
排放係數	0.543	0.535	0.536	0.532

資料來源：能源局 (2013)

表 9 再生能源發電之節能與減碳效益

效 益	發電量 (百萬度)	節能 <sup>a</sup>			減碳	
		燃油 (千公秉)	燃煤 (千公噸)	燃氣 (千公噸)	減排量 <sup>b</sup> (千公噸)	造林效益 <sup>c</sup> (千公頃)
風力發電	1,490	372	551	246	798	71
太陽光電	1389	35	51	23	74	7
合 計	1,628	407	602	269	873	78

<sup>a</sup> 風力發電及太陽光電每度電約可節省 0.25 公升燃油或 0.37 公斤燃煤。

<sup>b</sup> 依能源局公佈之 100 年度電力排放係數：每度電約排放 0.536 公斤的  $\text{CO}_2$ 。

<sup>c</sup> 台電公司依農委會林務局 97 年推算每公頃林地之每年  $\text{CO}_2$  固定量，取 11.2 公噸平均值計算。

資料來源：台電 (2013)

## 二、離岸風力發電之成本效益評估

### (一) 前言

台灣屬海島型國家，地狹人稠且近 2/3 為山區，陸域可供設置風力發電場址的面積有限。當陸上風力機累積裝置容量增加時，未來陸域風場的選址困難度將逐漸增加（要同時滿足良好風況及廣闊用地這兩個條件的場所）。因此，四周海域為台灣提供了風力持續發展的可行空間，離岸風場的利用將成為我國風力發電下一應用階段與重點。尋找一風能佳、平穩、少亂流之風場環境雖是風力持續發展的重要關鍵，然而我國缺乏離岸風場實績，於是能源局依照「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」鼓勵民間單位投入離岸風場開發，表 10 顯示規劃區域與受獎勵廠商名單，自今（2013）年籌備作業陸續啟動。

表 10 國內示範離岸風場規劃

區域	可能投資廠商（風力機數）
苗栗離岸風場	海鼎（300 部）
彰化離岸風場	台電（232 部）、永傳（122 部）
澎湖離岸風場	台電（40 部）、永傳（122 部）
雲林離岸風場	台電（200 部）、永傳（61 部）、星能（93 部）
嘉義離岸風場	星能（43 部）
台南離岸風場	星能（123 部）

資料來源：經濟部工業局（2012）

表 11 風力發電推動時程

年度	2010	2015	2020	2025	2030
陸域風力 （機組數）	519MW （268 部）	866MW （350 部）	1200MW （450 部）	1200MW （450 部）	1200MW （450 部）
海域風力 （機組數）	0	>15MW （4 部）	600MW （120 部）	1800MW （360 部）	3000MW （600 部）
小計	519MW （268 部）	881MW （354 部）	1800MW （570 部）	3000MW （810 部）	4200MW （1050 部）

資料來源：能源局、工業技術研究院（2013）

台灣海峽的離岸風力機組系統設置規劃，是先從淺海區域（20 公尺水深以內）推動業者設置示範風場，目標 2015 年底建置首座離岸風電示範機組（共四部）進行商轉。透過離岸風場實績，建立相關技術標準及累積海事工程經驗後，採取區塊開發方式，以帶動大規模開發，之後逐步擴展至深海區域（約 20-50 公尺水深），風力發電推動時程如表 11 所示。

本章以政府當前的離岸風力發電規劃（見表 10）為範疇，在技術經濟分析架構下，建立離岸風力技術的供給曲線。根據該供給曲線，探討我國離岸風力的成本競爭力與其發展效益，以及評估躉購費率機制及推廣目標的可行性。以下第二節介紹技術經濟方法的研究架構與細部流程；第三節進行離岸風力發電的資料處理；第四節呈現離岸風力發電技術的供給曲線，並就研究成果進行討論；第五節提出結論與政策建議。

## （二）研究方法

與成本較昂貴的太陽光電相比，發電量大的離岸風電顯得有利，是台灣發展再生能源的重要替代能源。有趣的是，國內專家學者對台灣離岸風力機組應用潛力，看法有相當的差異，Chen *et al.* (2010)主張離岸風能每年約可產生 243TWh（tera-watt hour；十億度電力）；楊明浩（2006）認為離岸蘊藏量約有 62-101GW（giga-watt；百萬瓩），郭世勳（2008）則評估台灣有 7,990MW（mega-watt；千瓩）的發展潛力，能源局（2012）則規劃 2050 年國內裝置目標為 6,200MW。由於海事施工與機組營運須考量各種環境保護、海象洋流及地質構造等複雜因素，目前尚無風場實績來掌握風力機組建置營運的各種風險，所以，本章僅根據表 10 的近岸示範風場進行離岸風力發電的經濟分析，以降低不確定因素干擾。未來示範系統營運後，則可評估真實反應我國離岸風場的風險因素，並擴大離岸風力評估範圍。

本章的風力發電總量研究是以工研院的台灣縣市區域風速資料進行測算我國規劃的風力機組之發電能量。而風力機組的發電成本則是以能源局公布的經濟參據為依據進行測算，之後得到我國的風力發電供給曲線。研究步驟主要分成四部分，即基礎數據蒐集、數據量化、建立風力發電供給曲線及其應用等，詳細研究流程如下：

### (1) 基礎數據蒐集

雖然我國在風力發電發展上起步較其他再生能源早，但是尚無離岸風力發電實績，所以缺乏相實際統計資訊。然而數據統計是後續工作的基礎，因此本研究利用國內既有的風速統計資訊進行風力發電量推估，並利用能源局公布之經濟參數進行發電成本的設算。所以，本研究對離岸風力發電數據的蒐集，包括風能資源參數、風力機組可設置區域與成本參數等。風力發電的成本競爭力（屬於經濟層面）來自於其成本能在市場上與化石燃料競爭，故蒐集化石燃料的發電成本，與之比較；另外，風力發電取代化石燃料存著顯著社會效益（不屬於經濟層面），故研究中亦蒐集節能效益與 CO<sub>2</sub> 減排效益等，效益說明請參考第四章第三節。

### (2) 數據量化

接下來是要量化成本數據。我國離岸系統可裝置區域如表 10 所示，各區域的風速資料系按照工業技術研究院綠能與環境研究所（2013）所估算。後於於 RETScreen 模型<sup>4</sup>輸入各縣市風速資料取得容量因數(capacity factor)；之後，根據風力發電成本計算公式，代入風力機組財務資料（如：期初投入成本、運維成本、折現率等），計算風力發電機組的發電成本（請參公式(1)）。<sup>5</sup>

### (3) 離岸風力發電供給曲線之建立

將所有離岸風力發電系統的發電成本依最小排序到最大，顯示先開發優良風場，再開發次級風場的合理開發次序，繪製出我國離岸風力發電供給曲線（如圖 12 所示）。所以，可確定我國每增加一單位風力機組的邊際成本，以及特定市場價格下的風力發電之經濟開發總量。

### (4) 離岸風力發電供給曲線之應用

離岸風力發電供給曲線作為離岸風力發電發電技術經濟評估的量化

---

<sup>4</sup> RETScreen (Renewable Energy Technologies Screen) 模型為加拿大 CanmetEnergy 能源多樣化研究工作實驗室 (CEDRL) 開發的再生能源技術經濟評估模型。本研究利用該模型的產品數據庫，用以模擬風力機組年平均發電量。

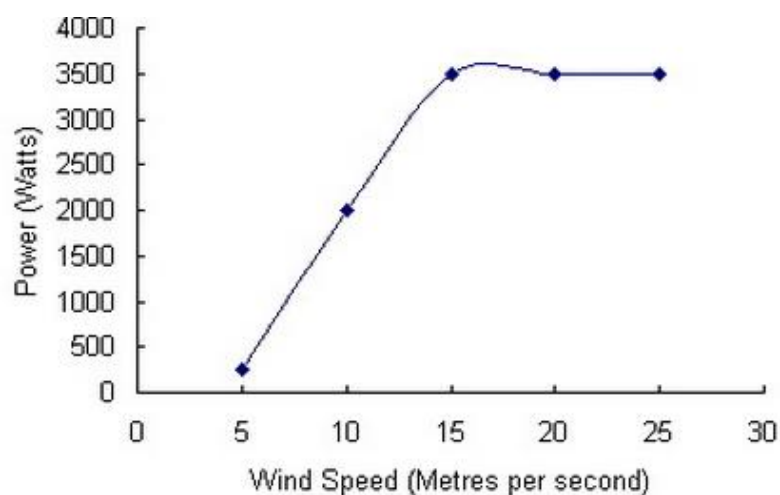
<sup>5</sup> 風力發電具有間斷供電特性之衍生成本，受限於資料不易取得，本研究在此並未量化此衍生成本。

工具，可以提供政策制定與產業技術發展的概念架構，本研究利用風力發電供給曲線解決下列議題：

- 呈現離岸風力發電技術新增裝置容量的邊際成本。
- 探討離岸風電的成本競爭力。若某風力機組之發電成本低於替代方案（傳統發電廠），可得知該風力機組發電具經濟競爭力，毋須政府鼓勵，廠商會積極展開投資；反之，則代表該風力機組發電不具備市場競爭力，廠商會沒有意願進行投資，假設風力發電成本相對高，無法達到以風力發電取代部分傳統發電的政策目標。
- 具體計算成本效益指標。例如：發電成本、淨現值、內部報酬率、益本比、資本回收期與社會效益。
- 進行成本之敏感性分析。對重要成本因素進行敏感性測試，尋找關鍵因素。
- 釐清實施 FIT 之有效性。當風力發電沒有成本競爭力時，政府實施的財務誘因政策—躉購費率機制—是否能發揮鼓勵推廣的功效呢？可將各風力機組的發電成本與躉購費率進行比較，得探討躉購費率是否能鼓勵民間投資，以及探討能鼓勵多少裝置容量的議題。簡言之，對我國現有離岸風力發電的進行具體評估，評估其激勵績效。
- 探討 FIT、技術進步與可裝置容量的關係，一併討論躉購費率機制、成本下降如何實現裝置目標量。

### (三) 資料處理

風力發電系統的資源潛力主要取決於所設置之地區，本研究依據經濟部（2012）離岸風力蘊藏能量分析，如表 10 所示。風力機技術數據採用西門子 SWT-3.6-120（能源局審查合格機型之一），額定功率 3.6MW，啟動風速為每秒 3-5 公尺，停止風速為每秒 25 公尺，額定風速為每秒 12-13 公尺，轉子直徑為 120 公尺，其風機功率曲線(power curve)呈現於圖 13。



資料來源：Renewable Generation (2013)

圖 13 SWT-3.6-120 風力發電系統的運作特性

表 12 離岸風力發電容量因數的區間分布

區域	容量因數 <sup>a</sup>	
	Max.	Min.
苗栗離岸風場	43.16%	33.46%
彰化離岸風場	43.70%	43.26%
澎湖離岸風場	49.52%	45.71%
雲林離岸風場	44.66%	41.04%
嘉義離岸風場	36.22%	35.30%
台南離岸風場	35.37%	26.16%

風力機的發電量與風能資源有關，本研究擷取工業技術研究院綠能與環境研究所（2013）的區域風速資料，利用 RETScreen 模型測算風力機的風電量，文中以容量因數呈現。RETScreen 模型可根據風機功率曲線與年平均風速，估算出年平均發電量，據此計算風場容量因數的區間分布，結果列於表 12。除了容量因數外，風力發電的期初設置成本、折現率、風機使用年限等成本參數將決定發電成本，本研究採用的成本參數如表 13 所示，係依據能源局對 2013 年風力發電期初設置成本與運維比例的評估數值。之後，根據式(1)計算離岸風力機組的發電成本，建構離岸風力發電

的供給曲線。

此曲線用以表現離岸風力發電機組的裝置成本，探討風力發電之成本競爭性（cost-effective）等議題。基準情境的成本參數主要是依據能源局評估成果。其中，備受業界爭議的是，運維費和發電量在營運期間內保持不變的假設。由於海上風場營運風險頗高，運維費未來 20 年可否維持不變，和發電量是否不會因機械耗損而維持同等水準的產出？因為我國尚無離岸風場實績，本研究除了基準情境外，亦參考 IRENA（2012）的評估進行運維費與發電量的調整估算，提供參考情境（假設請見表 13 說明）以茲參酌。

表 13 離岸風力發電基準情境成本參數

參數	基準情境	參考情境 <sup>c</sup>
期初投資成本(NT\$/kW) <sup>a</sup>	159,000	同基準情境
運維費(%) <sup>a</sup>	3	在基準情境下，運維費前十年每年遞增 1%，之後每年遞增 2%。
容量因數(%) <sup>b</sup>	本研究估算	在基準情境下，因機械耗損每年遞減 0.1%發電量
使用期間(年) <sup>a</sup>	20	同基準情境
加權平均資金成本率(%) <sup>a</sup>	5.25	同基準情境

<sup>a</sup> 數值取自 2013 年再生能源電能躉購費率參數。

<sup>b</sup> 估算各區域風場的容量因數約介於 26.16%和 49.52%間，能源局假定容量因數為一固定值 36.5%（每年可發電 3200 小時）。

<sup>c</sup> 參考情境納入發電量遞減及運維費遞增的情況，依據 IRENA（2012）假設。

離岸風場期初投資金額龐大，對風場開發商來說，有報酬的風場項目才值得進行投資。過去國內無離岸風力發電開發實績，除了法規、技術與環境層面的非經濟因素外，眾多成本因素的不確性讓投資項目承受莫大風險。所以，本研究參考文獻找出對投資項目經濟效益有重要影響之成本因素進行敏感性分析。其他不確定成本因素保持在基準值的條件下，測算其

對項目經濟效益指標的影響程度和敏感性程度。也就是說，本研究利用敏感性分析協助確定哪項成本風險對投資項目具有最大的潛在影響。表 14 列出風力機成本、海事工程、水深、容量因數、運維成本、資金成本率（折現率）及鋼鐵價格等重要成本因素的風險測試範圍。

表 14 離岸風力發電成本因素敏感性分析範圍

成本因素	因素情境
風力機成本	-40%，+10%
海事工程	-30%，+20%
水深	水深增加 10 公尺，20 公尺
容量因數	-3%，+3%
運維成本 <sup>a</sup>	增加 2%（5%），增加 4%（7%）
資金成本率(折現率) <sup>b</sup>	增加 1.25%（6.5%），增加 2.75%（8%）
匯率變動 <sup>c</sup>	升值 6.7%,貶值 6.7%
鋼鐵價格	-50%,+50%

<sup>a</sup> 根據英國能源及氣候變化部(DECC)之報告，離岸風力的運維比例介於 5~7%，而我國另有地震及颱風等影響，有廠商建議運維成本占期初設置成本 7%（能源局，2012）。故本研究分別測試當運維比例設定為 5%及 7%，比基準情境 3% 增加 2%、4%。

<sup>b</sup> 台灣新能源產業促進協會於 2012 年再生能源躉購費率審定會會議中提出平均資金成本率（折現率）至少要調整至 6.5%以上才利於業者融資；台灣風力發電產業協會則提出至少要 8%以上才具投資誘因。故本研究分別測試當運維比例設定為 6.5%及 8%，比基準情境 5.25%增加 1.25%、2.75%。

<sup>c</sup> 基準情境匯率設定為 30 元新台幣兌換 1 美元，升值 6.7%意指 28 元新台幣兌換 1 美元，貶值 6.7%則為 32 元新台幣兌換 1 美元。

資料來源：Heptonstall *et al.*(2012)、IRENA(2012)、能源局(2012)、台電。

離岸風場的成本結構與陸域型風場有所差異。風力機在陸域風場建造成本中約占 70~75%，但離岸風場中風力機成本僅佔 33%，海事工程成本約佔 20%（IEK, 2011/07），得見風力機成本與海事成本皆為離岸風電的重要成本因素。其中，相對於陸域風場，相同容量的離岸風力機能產生更多電能，因此單機容量的提升可相對降低單位投資成本（如：每瓩），所以現階段全球廠商皆以大型化離岸風力機為研發方向。本研究目前以 3.6MW 額定功率的風力機測設算，敏感性分析則推定未來離岸風機單位成本會下

降特定比率，探究容量大型化趨勢對離岸風機設置成本之影響，又近年來製造離岸風機的成本有不降反升的現象，故亦對風力機成本上情可能進行敏感性分析。至於海事工程成本也有類似的考量，即海事工程可能因風力機大型化導致單位成本下降，然海事工程船舶調度困難等因素亦可能引起單位成本上升。

我國目前離岸風場規劃是以近岸為主，水深較淺，未來若要增加離岸風場，勢必往更離岸地區建置，因此，本研究進行水深增加的可能性加以討論。至於容量因數、匯率變動及鋼鐵價格的分析範圍則參照 Heptonstall et al. (2012) 與 IRENA (2012)，進行敏感性分析。

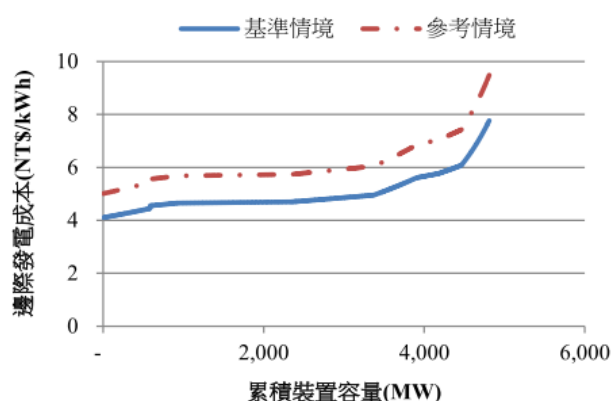
特別的是，本研究中的「運維成本」和「資金成本率」之敏感性範圍設定，乃是比基準情境高之參數值，與一般技術經濟分析上多設定上、下限為為敏感度分析的參數範圍的評估基礎是不同的。運維成本比例是根據英國能源及氣候變化部 (DECC) 之報告，該機構主張海域上的風險遠高於陸域，離岸風場的合理運維比例會介於 5~7%。又考慮我國海域處於地震帶上且多颱風氣候，在 102 年度再生能源電能躉購費率審定會中廠商亦反應合理的運維比例為 7%，可見運維比例增加的可能性很高。所以，在敏感性分析當中，本章測試運維比例會增加到 5% 及 7% 的情境，比基準情境 3% 增加 2% 和 4%。至於資金成本率，也有類似的考量。躉購費率審定會中，廠商反應現有水準 (5.25%) 並不利於廠商融資，台灣新能源產業促進協會主張資金成本率要 6.5% 以上，台灣風力發電產業協會則提出至少要 8% 才能吸引廠商投資，故本研究分別測試當運維比例設定為 6.5% 及 8%，比基準情境 5.25% 增加 1.25% 及 2.75%。

#### (四) 結果與討論

##### ☉ 離岸風電供給曲線

我國離岸風電供給曲線顯示於圖 14，圖中列出兩種情境——基準情境和參考情境——的估計結果。近期我國離岸規劃裝置 1,336 座風力機組 (參表 10)，裝置容量合計 4,809.6 MW，基準情境呈現每年發電量約 17,373

GWh，發電成本 4.103~7.7663NT\$/kWh。對照參考情境的發電成本 5.011~9.4843NT\$/kWh，說明運維成本與發電效率若被低估，會導致發電成本的顯著提升，將使得風場營運成本提高。另外，雖然基準情境供給曲線的成本參數主要取自能源局躉購費率參數，惟本研究考量實際上各區域風場之風能資源差異性，估算各區域風場的容量因數（約 26.16%~49.52%），與能源局採用的單一容量因數有所不同（36.5%，即年發電時數為 3,200 小時）。



參考情境假設發電量遞減及運維費遞增，因機械耗損每年遞減 0.1%發電量，以及運維費前十年每年遞增 1%，之後每年遞增 2%。（IRENA, 2012）

圖 14 離岸風力發電供給曲線

基準情境和參考情境的估算結果如表 15 所示，以及為了與傳統發電機組的發電成本進行比較，表中亦列出台電 2012 年的各類發電機組的發電成本。將離岸風電與各項傳統發電方式比較，可知目前離岸風電的成本競爭力僅優汽力燃油機組與汽力燃氣機組，然而此兩者非屬於常用的中載電力來源（2012 年在傳統發電機組發電量中約 6% 占比），顯見若無政策激勵誘因，將難以實現國內離岸風力機組的應用目標。

目前，政府提供躉購費率機制當作鼓勵風力機組設置的重要誘因。依經濟學觀點，若離岸風力機組的發電成本低於或等於躉購費率，表示市場價格（躉購費率）大於或等於供給成本（發電成本），投資項目則有利可圖（折現率設算當中已蘊涵合理利潤率，參第四章第三節闡述），廠商將有意願投入風力機組建置。因此，我們可以探討在特定價格下，廠商願意建置的裝置容量數。

表 15 離岸風力發電估計結果與 FIT 評估結果

	單位	基準情境	參考情境
最低邊際發電成本	NT\$/kWh	4.103	5.011
最高邊際發電成本	NT\$/kWh	7.766	9.484
傳統發電平均成本 <sup>a</sup>	NT\$/kWh	2.74	
汽力燃油機組 <sup>a</sup>		6.52	
汽力燃煤機組 <sup>a</sup>		1.64	
汽力燃氣機組 <sup>a</sup>		5.67	
燃氣複循環機組 <sup>a</sup>		3.71	
2013FIT—離岸	NT\$/kWh	<b>5.5626</b>	
低於 2013FIT 的可裝置容量	MW	3870	601
NPV <sup>b</sup>	百萬元新台幣	\$558,791	\$79,547
IRR <sup>b</sup>		8.07%	7.54%
B/C <sup>b</sup>		1.91	1.83
資本回收期 <sup>b</sup>	年	9.77	9.13
平均發電成本	NT\$/kWh	4.7196	5.2249
運維占發電成本比例		26.80%	35.79%

<sup>a</sup> 傳統發電機組成本取自台電（2013）。

<sup>b</sup> 電能售價為 2013 年 FIT 費率。

所以，本研究接下來評估以今（2013）年度費率 5.5626 NT\$/kWh 的激勵效果。評估結果如表 15 所示，基準情境下的可能裝置容量數達 3,870MW，參考情境計有 601MW 安裝量，兩者差異再度說明營運風險若無法正確評價，將嚴重影響廠商投資意願。有趣的是，不論能源局公布的成本參數是否為正確評價，研究成果印證了目前躉購費率機制存在一定的激勵效果。而現行躉購費率機制存在激勵效果的成因，在於我國擁有豐富的優良風場，這些風場的容量因素優於能源局設定（36.5%）。

就我國近期裝置目標來看，即使營運風險若如參考情境所假設，仍能達成 2020 年目標量 600MW。不過，運維費和機械損耗若被低估，要達成 2030 年目標量 3,000MW，將會千難萬難。所以，政府當局應該妥善利用至 2020 年的實績營運數據來調整相關政策，例如：積極培養國內運維人才減少運維費用與降低機械損耗、提高躉購費率反應營運風險等。

表 15 亦列出成本效益指標。發電成本是為本研究估算，至於離岸風

電電能收購費率則為 2013 年的躉購費率，從而計算各項成本效益指標。基準情境的淨現值為新台幣 558,791 百萬元、內部報酬率有 8.07%、益本比為 1.91、資本回收期約 9.77、平均發電成本(均化成本)約 4.7196NT\$/kWh 及運維占發電成本比占 26.80%。參考情境的淨現值係新台幣 79,547 百萬元、內部報酬率有 7.54%、益本比值 1.83、資本回收期約 9.13、平均發電成本(均化成本)約 5.2249NT\$/kWh 及運維占發電成本比例 35.79%。其中，平均發電成本為所有可裝置容量數的發電成本平均值，以基準情境為例，平均發電成本乃 3,870MW 全部機組的發電成本平均值。以及，從運維占發電成本比例的變化——基準情境和參考情境的差異約有 10%，再度彰顯營運風險不確定性的舉足輕重。

## ㊟ 情境分析（敏感性測試）

再生能源發電的成本競爭性是日前各種再生能源技術應用上遇到的共同困境。即使風力發電成本不像太陽光電如此昂貴，但是要與傳統發電廠在市場競爭，如何能提高價格競爭力亦是必須深思之議題。因此，本研究接下來就風力機成本、海事工程、水深、容量因數、運維成本、資金成本率（折現率）及鋼鐵價格等重要成本因素進行敏感性分析。離岸風力發電成本敏感度分析的成果如圖 15 所示。

成本敏感性分析結果（見圖 15）顯示運維費乃離岸風力發電發展之最關鍵成本因素，其次為資金成本率（折現率）。當此兩者被低估時，實際發電成本將會被嚴重低估，這會造成投資者莫大財務風險。而未來有可能大幅降低發電成本的主要因素為風力機成本，惟國內尚未掌握離岸風力機製造技術。可行方法係在向國外採購設備時，與國外廠商簽定技術合作，以扶植國內相關鍵零組件產業，對外切入其供應鍊體系，對內提高產品自製率。

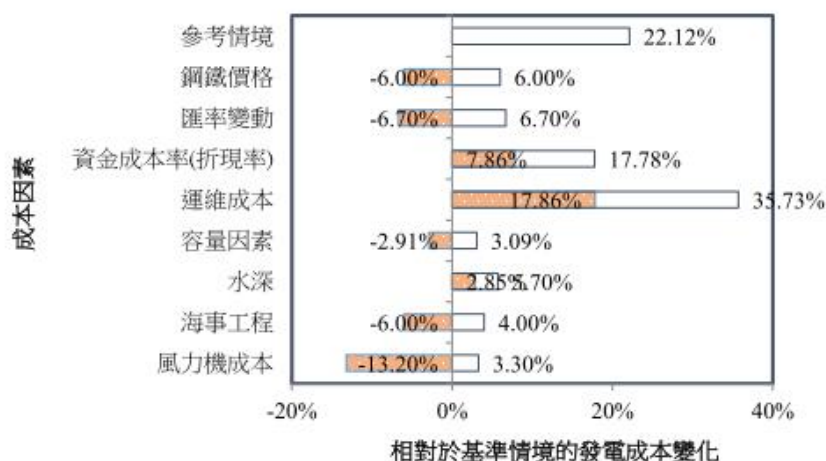


圖 15 離岸風力發電成本敏感度分析

以及，表 16 提供各項成本因素變動下的成本效益指標，當作參考。特別的是，大部分的情境下，運維占發電成本比例大都在 25% 左右。在躉購費率會議討論，常有業者討論我國運維費比例過低，經過本研究試算發現，每度電的發電成本，其中約 25% 為運維成本。此結果與歐洲風場相近（為 19~26%），若我國能順利取得運維技術，目前設算比例（能源局假定運維比例為期初設置成本 3%）堪在合理估算範圍。只是，若我國一直無法取得運維技術或人才，風場的未來營運維護必然依賴國外廠商支援，國外廠商擁有議價能力，額外增加的運維費可能無法迴避。

前面討論的敏感性分析屬於單因素的敏感性分析，鑑於離岸風力發電的不確定性因素大都交錯共存，本研究就四種未來可能發生情境進行討論（請見表 17）：最佳情況、最佳情況及海事工程費用上升、最壞情況、最壞情況與海事工程費用上升，進行情境分析。情境分析的結果繪於圖 16，得知發電效率的提升（容量因數增加）及風力機成本下降有益於單位發電成本下降和增加裝置量。而我國現行規劃之離岸風力機組均向國外採購、風場施工亦是由國外公司負責，若海事施工成本、折現率低估會促使風場開發商的投資風險增加，一旦投資風險增加，將重創廠商裝置意願，不利國內應用市場拓展。

表 16 離岸風力成本因素變動之成本效益指標

	基準 情境	風力機 成本 降 40%	風力機 成本 增 10%	海事工 程成本 減 30%	海事工 程成本 增 20%	水深增 10 公尺	水深增 20 公尺	容量因 數增 3%	容量因 數減 3%
可設置風力機容 量(MW)	3870	4543	3737	4316	3708	3755	3640	4115	3744
NPV(百萬元)	\$558,791	\$689,772	\$530,499	\$631,897	\$524,443	\$534,337	509,911	\$583,531	\$545,175
IRR	8.07%	10.08%	7.60%	8.83%	7.50%	7.66%	7.26%	7.90%	8.16%
B/C	1.91	2.10	1.86	1.98	1.86	1.87	1.83	1.89	1.92
資本回收期(年)	9.77	8.46	10.12	9.24	10.20	10.07	10.38	9.89	9.71
平均發電成本	4.7196	4.2417	4.8476	4.5344	4.8750	4.8300	4.9424	4.6363	4.8393
平均容量因數	43.20%	41.96%	43.42%	42.41%	43.46%	43.39%	43.57%	42.77%	43.41%
運維占發電成本 比例	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%
	參考 情境	運維 比例 增至 5%	運維 比例 增至 7%	折現率 增至 6.5%	折現率 增至 8%	匯率升 值 6.7%	匯率貶 值 6.7%	鋼鐵 價格 減 50%	鋼鐵 價格 增 50%
可設置風力機容 量(MW)	601	2437	0	3550	2452	4360	3596	4316	3625
NPV(百萬元)	\$79,547	\$276,930		\$495,436	\$330,237	\$639,550	501,036	\$631,897	\$507,089
IRR	7.54%	5.91%		8.26%	8.61%	8.93%	7.12%	8.83%	7.22%
B/C	1.83	1.71		1.88	1.85	1.99	1.82	1.98	1.83
資本回收期(年)	9.13	11.55		9.63	9.39	9.17	10.50	9.24	10.42
平均發電成本	5.2249	5.3839		5.0290	5.3808	4.5110	4.9819	4.5344	4.9540
平均容量因數	44.36%	44.56%		43.68%	44.55%	42.32%	43.62%	42.41%	43.58%
運維占發電成本 比例	35.79%	37.89%		24.84%	22.75%	26.80%	26.80%	26.80%	26.80%

表 17 離岸風力未來情境假設

名稱	情境設計
最佳情況	容量因數增 3%，風力機成本減 40%，海事施工成本減 30%。
最佳情況及海事工程費用上升	容量因數增 3%，風力機成本減 40%，海事施工成本減 30%，水深增加 20m。
最壞情況	容量因數減 3%，風力機成本增 10%，海事施工成本增 20%，折現率為 6.5%，水深增加 20m。
最壞情況及海事工程費用上升	容量因數減 3%，風力機成本增 10%，海事施工成本增 50%，折現率為 6.5%，水深增加 20m。

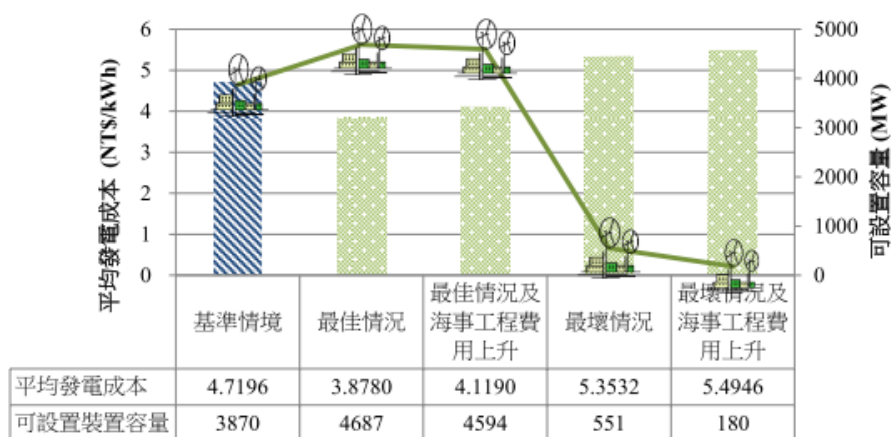


圖 16 離岸風電未來情境分析

## 離岸風電裝置容量的政策目標評估

前述討論離岸風力機組的發電成本來看，現行的躉購費率的确提供廠商投資的激勵誘因，另一方面，也可以說明政府須承受財政負擔。因此，本研究接下來以國家角度來觀察台灣建置離岸風機組的成本效益，政府能否以較少代價來達成離岸風電裝置目標，表 18 呈現各目標年度的成本效益指標。

其中，該電能收購價格為達成目標量年度的最高發電成本，達成 2015 年目標年度的收購費率為 4.1712 NT\$/kWh，達成 2020 年目標年度的收購費率為 4.5860NT\$/kWh，以此類推。也就是說，隨著裝置容量的增長，廠商的供給成本會越來越高。這是由於各風場區域之風能資源多少有所差異（表現在容量因數），本研究以良好風場為優先設置區域，之後才是次級風場，此建置順序才符合供給法則。

政府目前主要根據期初設置成本，逐年調整各類再生能源技術的躉購費率。原則上，躉購費率大於發電成本，才能激勵開發商展開投資。根據上個段落得知，離岸風電發電成本可能會增加。而發電成本增加的原因，除了風場的優良性降低（容量因數減少），還會受到風場位置（水深與離岸距離會讓海事工程變得複雜、設置成本增加）影響。本研究發現 2030 年的政策目標，可透過近岸風場建置來達成（參表 10 與表 11）。只是，

未來若要保持擴充裝置容量，勢必往更深更遠的海域建置風場，屆時，海事施工工程、營運維護的難度將愈形嚴峻。這些遞加的費用將影響風場開發商的投資意願，所以，未來在訂定離岸風電的躉購費率時，建議政策制定者仔細評估這些費用。

表 18 離岸風電裝置容量的政策目標評估

	2015	2020	2025	2030
政策規劃目標容量 (MW)	15	600	1,800	3,000
達成目標量的最高發電成本為收購費率 (NT\$/kWh)	4.1712	4.5860	4.6826	4.9733
成本效益指標 <sup>a</sup>				
NPV (百萬元新台幣)	\$1,888	\$71,464	\$202,526	\$350,636
IRR	5.27%	6.29%	5.83%	6.14%
B/C	1.66	1.75	1.71	1.73
資本回收期 (年)	12.19	11.20	11.63	11.34
平均發電成本 (NT\$/kWh)	4.1073	4.2784	4.5244	4.6093
平均容量因數	49.47%	47.53%	44.99%	44.16%
各區域風力機數目 (部)				
苗栗	0	0	0	42
彰化	0	0	218	354
澎湖	5	162	162	162
雲林	0	5	120	276
嘉義	0	0	0	0
台南	0	0	0	0
平均年發電量 (GWh)	78	2,503	7,094	11,614
平均每年節能效益 <sup>b</sup>				
燃油 (千公秉)	20	626	1,774	2,903
燃煤 (千公噸)	29	926	2,625	4,297
燃氣 (千公噸)	13	413	1,172	1,919
CO <sub>2</sub> 減排效益 (千公噸 CO <sub>2</sub> )	42	1,332	3,774	6,179
可供應家戶用電 (千戶數) <sup>b</sup>	17	535	1,516	2,482

<sup>a</sup> 電能收購價格為達成目標量的最高發電成本，以 2015 年目標年為例，收購費率為 4.1712 NT\$/kWh。

<sup>b</sup> 假設每度電排放 0.532 公斤 CO<sub>2</sub> (2012 年度電力排放係數)，風力發電每度電約可節省 0.25 公升燃油或 0.37 公斤燃煤或 0.1652 公斤燃氣，每戶每月用電度數約為 390 度 (台電，2013)。

表 18 的成本效益指標顯示投資離岸風力機組，對開發商而言，是有利可圖的。也許政府可以付出較少財政代價來達成離岸風電裝置目標，但其前提為當前所設定之成本參數是被正確評價的。由於我國尚無離岸營運實績，又離岸風場的投資風險又很高，較高的報酬率才能確保廠商的投資意願。在表 18 中，亦可看出離岸風場設置位址順序為澎湖、雲林、彰化與苗栗，這些區域屬風場優良的地區，也是我國目前規劃優先設置風場的區域。以及，從表格中亦計算達到各年度裝置目標量的節能與 CO<sub>2</sub> 減量效益。

### ㉟ 技術進步與財務誘因對裝置量的影響

能源局公告之 2013 年離岸風力電能躉購費率為 5.5626NT\$/kWh。由於開發商不會進行無利可圖的投資方案，供給曲線得陳述開發商如何從最有利益的風力發電機組（該機組發電成本最低）開始設置，直到設置風力機組的淨現值為零（該機組之發電成本等於躉購費率）為止。所以，透過離岸風電供給曲線的直接觀察，離岸風力機組之發電成本低於或等於此費率時即為廠商願意投資之量（供給量），得到該費率水準下可設置的裝置容量最大值。本研究中，乃假設在特定時點設置離岸風力機組，意指所有可設置機組的財務成本相同，發電成本差異來自於各區域風力資源優劣程度——表現在機組的容量因數上。

如果技術進程快速，使得發電成本下降較快，離岸風力發電機組會提高成本競爭力，代表政府可以較低代價的財務誘因（較低的躉購費率）來達成政策規劃裝置量；反之，技術進程緩慢，離岸機組的市場競爭力不高，代表政府須要付出較高代價的財務誘因才能達成政策規劃裝置量。也就是說，完成離岸風力機組設置推廣容量方式，可概分為兩個層面，一是政府要早期投入研發以促進技術進步，讓發電成本下降；二則在初期透過較高躉購率來降低廠商財務風險，從而提高風場開發商裝置意願。

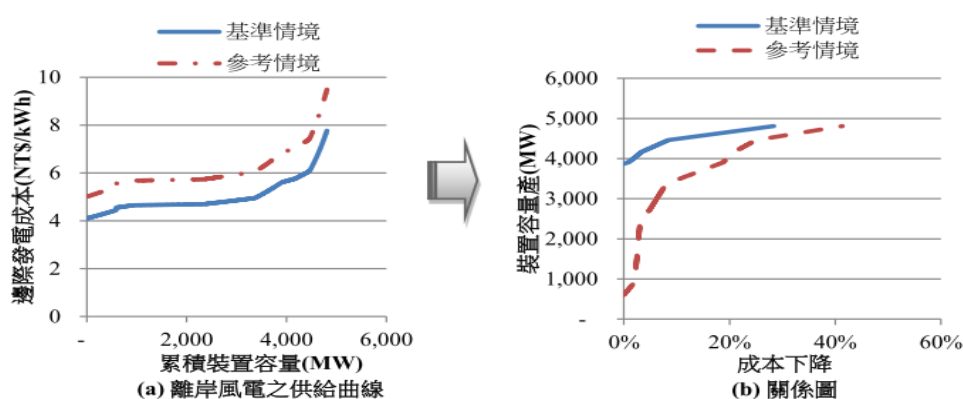
前者技術進步，會反應在成本能快速下降（即風力機成本、海事工程成本）以及發電效率提高（容量因數增加）上；後者減少開發商的投資風險（保障投資報酬率），建置示範實績，得提供發電量分析及運維成本分析等，為商業化實現提供重要資訊。兩者都是為了支持國內離岸風力發電

應用，爭取在最短的時間商業化。接下來，本研究將利用 45° 線轉換供給曲線，探討離岸風電之裝置容量、躉購費率與成本下降的組合關係，關係圖呈現於圖 17(b)。圖 17(b)的 FIT 乃是能源局公佈之 2013 年躉購費率，從圖中可得到：

(1) 在基準情境中，躉購費率為 5.5626 元/kWh 時，廠商願意設置的風力機組容量合計約 3,870MW，成本不需額外下降要即可滿足 2030 年的 3,000MW 推廣目標量的需求。

(2) 在考慮營運風險的參考情境中，躉購費率為 5.5626 元/kWh 時，廠商願意設置的風力機組容量合計約 601MW，成本不需額外下降要即可滿足 2020 年的 600MW 推廣目標量的需求；當要 2030 年達到風力發電裝置容量 3,000MW 的需求，成本則須要下降約 6%。

在相同的 FIT 費率下、在特定技術進步水準（成本下降率）下，運維成本的不確定性會影響可裝置容量。另一方面，在相同的 FIT 費率下、在相同的目標裝置量下，愈高的運維成本會要求愈高的技術進步（成本下降）。圖 17(b)中，基準情境與參考情境的差異再度突顯示運維成本為離岸風力的核心成本項目。運維費用充滿不確定性，將主導實際發電成本，為政策目標量實現的關鍵。



成本下降 = (風力機發電成本 - FIT 費率) ÷ 風力機發電成本。  
 本研究採用 2013 年離岸風力機的 FIT 費率 5.5626 NT\$/kWh 進行估算。  
 轉換供給曲線之說明詳見專欄 A。

圖 17 FIT、成本下降對裝置容量的影響

## (五) 結論與政策建議

本研究依據經濟部（2012）的規劃，評估所涵蓋的離岸風力機架設範圍，進行成本分析。結果顯示，台灣離岸開發潛能相當豐富（約 4,810MW），與歐洲離岸風電技術相比，我國離岸風力機的發電成本 4.103~7.7663NTD/kWh，與歐洲的 4.2~5.7NT\$/kWh（IRENA,2012）相近；我國運維占發電成本的占比也與歐洲相近，本研究估計我國運維成本約為發電成本 25% 左右，歐洲運維成本則約為發電成本 19~26%（IRENA,2012）；至於我國離岸風力發電容量因數則略低於歐美，我國離岸容量因數 26.16%~49.52%（離岸水深至 20 公尺處），歐洲離岸容量因數 40%~50%（離岸水深至 50 公尺處），這是因為目前規劃的示範風場海域偏屬於近岸區域，未來待商業化後，得進一步往離岸區域邁進時，可望提高容量因數。惟要注意的是，更遠更深的海域場址將提高風場建設與營運維護之難度，所以設置與運維成本亦會增加。

### ◎ 政策建議

根據評估結果，建議離岸風場設置位址順序：澎湖、雲林、彰化與苗栗，即從優良風場開始設置風力機組。實際上，海洋與福海兩家公司亦於今（2013）年啟動離岸風力機組建置計劃，預定坐落苗栗竹南與彰化芳苑外海，足見風場優良與否會影響廠商的投資意願。技術經濟評估結果也顯示，未來離岸風電的躉購費率不變的情況下，現行躉購費率已可提供開發商足夠的激勵誘因。只是，須留意運維成本為離岸風力的核心成本項目，將主導實際發電成本，為政策目標量可否實現的關鍵。此外，藉由本研究的分析結果，可歸納出以下產業政策建議：

- 強化國際技術合作：未來如果面對全球減碳壓力，各國開始大力發展與利用再生能源，目前我國離岸風場皆向國外採購設備，台灣本土風電業者未能在離岸風電產業占有一席之地。未來要改善此況，建議可在採購合約中，與國外廠商簽定技術合作協議，以扶植國內相關鍵零組件產業，對外切入其供應鍊體系，對內提高產品自製率。

- 強化技術研發：除了與國際技術合作外，基於我國的優良機電製造工程技術，加速結合產官學界的相關研發能量，及早進行研發，透過研發資本的累積，可創造愈大的效益，加速產業發展。另外，化我國海域之氣候地形複雜性質為助力，推動及建立離岸風電建置及運維之技術能量，前進中國大陸與全球市場。
- 儲能技術研發：由於我國目前規劃之離岸風場容量因數約為 26.16% 至 49.52% 間，可見風力發電技術存在再生能源供電不穩定特性。因此，風力發電技術之發展必須配合儲能技術，才能讓風力發電之商業化實現奠定基石。
- 運維人才培育：各國離岸風電維修市場大多以當地廠商擁有競爭優勢，所以除了關鍵零組件外，我國可積極發展運維市場。研究成果亦顯示離岸風電運維費用的不確定過高，所以發展運維技術以及培育運維人才，能增加我國離岸風電之成本競爭力。

## ㊦ 研究限制

本章透過技術經濟分析針對離岸風力發電進行成本效益分析以及經濟影響評估，藉由研究結果說明我國風力發電之市場潛力，並從中提出具體的產業化建議，但亦存在下列研究限制。

- 資料取得困難：台灣尚無離岸風場，本研究依能源局公布成本參數計算。
- 匯率問題：離岸風力機向國外採購，貨幣會有匯率波動與通膨情況。
- 成本設算按 MW 進行一般化：離岸風場因是在不同的海洋環境建造（水深、海氣象、地質條件等），各類型風力機組之發電技術也有差異。
- 成本估算方式：風力機設置成本等參數相同，意指風力機建置時間相同。實際上，風力機會分批裝置，應有不同的期初投資成本，所以，未來研究可納入動態規劃概念。

- 回饋金或農漁民抗爭等非經濟因素：雖非本研究範圍，但應具重要地位，可能會影響後續政府推廣風力發電成效，未來研究可針對我國情況進行深入分析。
- 運維成本之簡化計算：研究成果顯示運維成本是離岸風場的重要成本項目，目前是以期初投資的固定比例去換算，所以，尋找最適的運維成本將是一項值得後續深入討論之議題。然須設計一適當的評估架構，並思考成本計算方式。

### 三、陸域大型風力發電之成本效益評估

#### (一) 前言

台灣過去都過度依賴火力發電及核能發電。高度依賴化石燃料進口的結果就是，會排放大量溫室氣體，另一方面，國際能源價格上升時無法避免其對經濟的衝擊。而核能對環境及未來的災害不容小覷，且核能廠有一定壽命，若台灣堅持一定比例的核能發電，在未來台灣將會充斥著核能的持續性汙染，且其放射性物質若釋放到外界環境、會造成汙染也會對民眾造成傷害。所以，台灣推動風力發電等綠色能源對經濟穩定、環境保護及能源安全等均有重要意義。

台灣自 1961 年起架設了風力發電機試驗發電，至今現有運轉中的風力發電裝置共計 15 所，分布在桃園、苗栗、新竹、台中與彰化等地共 125 座機組，裝置容量達 279.8MW。2000 年起至 2011 年底為止的風力發展步調緩慢，過去被質疑地狹人稠，無法發展相當的風力發電。然而根據英華威（infra-vest）的網站資料，它以德國盧爾（Ruhr）區為例—其土地面積及人口密度和台灣相當，在 2007 年已架設約 2,500 座風力發電裝置，總裝置容量為 2,600MW，且一直持續地興建新裝置，也許我們可以樂觀地預期台灣在風力發電有一定空間能夠發展。

表 19 台灣及盧爾區風機潛能比較表

	台灣	德國盧爾區
面積	35,081 km <sup>2</sup>	34,083 km <sup>2</sup>
人口數	約2300萬人	約1800萬人
風力發電機組(座)	266座	約2820座
風機裝置容量 (佔總發電量)	436.16MW (約0.4%)	超過2928MW (約0.3%)
未來期望 (佔總發電量)	約1% (2030年)	約15% (2030年)

來源:英華威(2013)。

台灣四面環海，獨特的海島地形優勢，風能是大自然給予台灣最充沛的自然資源，應用上，風力發電也比其他再生能源技術更具競爭潛力。但台灣地形的多變，各地區風速也不相同，故所得之均化成本也不盡相同，故本研究中將就不同風場環境探討，估算不同風速下之風力發電成本，並評估陸域大型風力機組的發電效益。

本章以我國各縣市最大裝置潛力為範疇，在技術經濟分析架構下，建立陸域風力技術的供給曲線。根據該供給曲線，探討我國陸域風力的成本競爭力與其發展效益，以及評估躉購費率機制及推廣目標的可行性。以下第二節介紹研究方法；第三節介紹可裝置區域，進行陸域風力發電的資料處理；第四節呈現陸域風力發電技術的供給曲線，並就研究成果進行討論；第五節提出結論與政策建議。

## (二) 研究方法

與太陽光電相比，發電量大的風力發電顯得更具有成本競爭力，是台灣發展再生能源的重要替代能源。只是，國內專家學者對台灣陸域風力機組應用潛力，看法有相當的差異，Chen et al. (2010)主張陸域風能每年約可產生 7,723GWh（百萬度電力）；曾詠恩（2006）認為陸域蘊藏量約有 1,620-6,480MW（千瓩），張鼎煥和呂威賢（2004）則評估台灣有 1,799MW（千瓩）的發展潛力，能源局（2012）則規劃未來最適裝置目標為 1,200MW。目前影響國內陸域風力機組應用實績的原因有風場優良程度、土地使用現況、環境保護等。然而，在本研究中，非經濟障礙的土地利用情形（如：居民抗爭）及環境保護（如：候鳥保護）等因素並不在考慮範圍內，本研究著重於經濟層面進行廣泛討論，分析台灣陸域風力發電的安裝潛能，及相對應的發電成本與益。

本章的風力發電總量研究是以工研院估算的台灣縣市區域風速資料，以及能源局公布的陸域大型風力發電成本參數為依據，前者用以測算我國最大可能設置的風力機組的安裝容量，再配合成本參數估算發電成本，從而得到我國的風力發電供給曲線。研究步驟與離岸風電（詳參二、(二)）相同，分成四部分，即基礎數據蒐集、數據量化、建立風力發電供給曲線及其應用等，說明如下：

### (1) 基礎數據蒐集

本研究基礎數據蒐集主要包括兩大類，一是對陸域大型風力發電數據的蒐集，包括風力機組可能設置區域、可設置區域風速資料與風力機組成本參數等；二是對收集化石燃料的發電成本及節能效益。

### (2) 數據量化

接下來是要量化成本數據。我國陸域大型風電系統可裝置區域之風速資料係按照工業技術研究院綠能與環境研究所（2013）所估算。後於於 RETScreen 模型輸入各縣市風速資料取得容量因數(capacity factor)；之後，蒐集風力機財務資料（如：期初設置成本、運維成本、折現率等），最後，根據風力發電成本計算公式計算風力發電項目的發電成本（請參公式(1)）。

### (3) 陸域大型風力發電供給曲線之建立

將所有陸域大型風力發電系統的發電成本依最小排序到最大，顯示先開發優良風場，再開發次級風場的合理開發次序，繪製出我國陸域風力發電供給曲線（如圖 12 所示）。所以，可確定我國每增加一單位風力機組的邊際成本，以及特定市場價格下的陸域風力發電之可經濟開發總量。

### (4) 風力發電供給曲線之應用

陸域大型風力發電供給曲線作為陸域大型風力發電發電技術經濟評估之量化工具，可以提供政策制定與產業技術發展的概念架構，本研究利用陸域大型風力發電供給曲線解決下列議題：

- 呈現陸域大型風力發電技術新增裝置容量的邊際成本。
- 探討陸域大型風電的成本競爭力。研究同時蒐集替代方案傳統發電廠的發電成本，此為風力機發電是否具成本競爭力的判斷基準。
- 具體計算成本效益指標。例如：發電成本、淨現值、內部報酬率、益本比、資本回收期與社會效益。
- 進行成本之敏感性分析。對重要成本因素進行敏感性測試，尋找

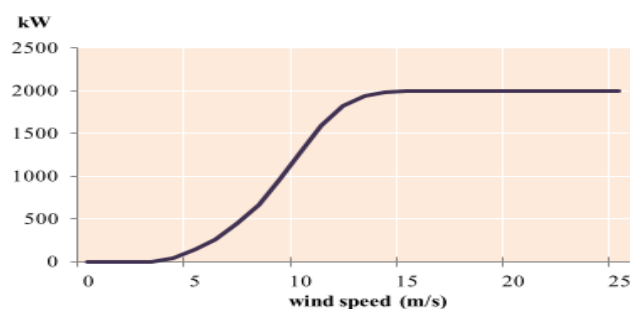
關鍵因素。

- 釐清 FIT 合理性。對我國現有風力發電的財務誘因政策進行具體評估，評估其激勵績效。若風力發電因無價格競爭力，無法取代傳統發電，則可探討躉購費率是否能鼓勵民間投資，故亦收集陸域風力發電的躉購費率，探討此誘因政策能鼓勵多少裝置容量的設置。
- 探討 FIT、技術進步與可裝置容量的關係，一併討論躉購費率機制、成本下降如何實現裝置目標量。

### (三) 資料處理

風力發電系統的資源潛力主要取決於所設置之地區，為了能夠合理評估能夠設置風力發電設備的位置，本研究參考台灣地區風力潛能分佈（工業技術研究院綠能與環境研究所，2013），在該研究中，為了找出適合設置風力發電機的地區，利用每張五千分之一航照圖進行土地可用的面積的分析與計算。

而本研究在計算可配置風機數量時，風力機技術數據採用 VESTAS V80（能源局審查合格機型之一），額定功率 2MW，啟動風速為每秒 4 公尺，停止風速為每秒 25 公尺，額定風速為每秒 16 公尺，轉子直徑為 80 公尺，輪轂高 60 公尺，其風機功率曲線（power curve）呈現於圖 18。



資料來源：Renewable Generation (2013)

圖 18 VESTAS V80 風力發電系統的運作特性

由於考量到台灣地區盛行東北及西南季風，所以風機間的距離設定為

東西向較小而南北向較大，因此根據 VESTAS V80 機型，機組間合理間隔定為東西向 500 公尺及南北向 1000 公尺，以計算出每張航照圖上土地可利用面及中最多可配置之風力機數量。以及，平均風速之資料，亦參考陳旭彥與江哲銘（2008）針對台灣地區風力潛能分佈所統計出各區域的平均最高與最低風速，因為一般風場之風速需在平均 4m/s 以上才具風場開發之基礎條件（Yue, 2001），所以本研究將陳旭彥與江哲銘（2008）所統計出平均風速低於 4m/s 的地區剔除，作為陸域風機可設置之最大潛力。由於估計風力機發電量與容量因數有關，本研究利用 RETScreen 模型<sup>6</sup>測算風力機組容量因數。RETScreen 模型可根據風機廠牌與年平均風速，估算出機組的平均容量因數，計算出來的最大與最小容量因數陳列於表 20。

**表 20 各區域陸域大型風電容量因素之區間分布**

縣市	區域	Max.	Min.	縣市	區域	Max.	Min.
台北縣	雙溪	23.18%	4.59%	雲林縣	蚊港	16.52%	9.54%
台北縣	台北市	12.05%	4.32%	台南縣	麻豆	16.52%	2.84%
台北縣	三芝	19.57%	6.60%	台南縣	台南	7.19%	2.84%
台北縣	三芝	24.43%	16.52%	嘉義縣	朴子	14.28%	3.57%
台北縣	淡水	17.26%	2.47%	台東縣	東河	19.57%	6.02%
桃園縣	大園	29.28%	5.42%	台東縣	大武	24.43%	5.06%
新竹縣	新竹市	31.70%	8.96%	屏東縣	滿州	26.06%	4.68%
苗栗縣	白沙屯	25.25%	6.02%	屏東縣	恆春	28.48%	5.42%
台中縣	清水	16.52%	15.03%	屏東縣	琉球嶼	11.31%	4.32%
雲林縣	台西	16.52%	5.42%				

除了容量因數外，陸域大型風力發電的期初設置成本、折現率、風機使用年限等成本參數將決定發電成本，本研究採用的成本參數（見表 21）係依據能源局（2012）對風力發電期初設置成本與運維比例的評估數值。之後，依據式(1)計算陸域大型風力機組的發電成本，建構風力發電的供給曲線，用以探討風力發電技術的裝置成本，分析比較風力發電的成本競爭性。基準情境的成本參數主要是依據能源局評估成果，另外，本研究比照

<sup>6</sup> 同註 4。

離岸風電作法（二、第三節），參考 IRENA(2012)的評估進行運維費與發電量的調整估算，請見表 21 參考情境說明。

表 21 陸域風電財務參數

參數	基準情境	參考情境 <sup>d</sup>
期初投資成本(NT\$/kW) <sup>a</sup>	58,000 <sup>c</sup>	同基準情境
運維費(%) <sup>a</sup>	2.67 <sup>c</sup>	在基準情境下，運維費前十年每年遞增 1%，之後每年遞增 2%。
容量因素 <sup>b</sup>	本研究估算	在基準情境下，因機械耗損每年遞減 0.1%發電量。
期間(年) <sup>a</sup>	20	同基準情境
加權平均資金成本率(%) <sup>a</sup>	5.25	同基準情境

<sup>a</sup> 數值取自 2013 年再生能源電能躉購費率參數。

<sup>b</sup> 估算各風場之容量因數介於 2.47%和 31.70%之間，不同於能源局之容量因數為一固定值 27.4%（每年可發電 2400 小時）。

<sup>c</sup> 依規定未加裝 LVRT 者，則為 57,000 NT\$/kW，運維費為期初投資成本的 2.72%。

<sup>d</sup> 參考情境納入發電量遞減及運維費遞增的情況，依據 IRENA(2012)假設。

陸域風場期初投資金額龐大，對風場開發商來說，有報酬的風場項目才值得進行投資。除了法規、技術與環境層面的非經濟因素外，尚有眾多成本因素的不確性讓投資項目承受風險，所以，本研究找出對投資項目經濟效益指標有重要影響的成本因素進行敏感性分析。其他不確定成本因素保持在基準值的條件下，測算其對項目經濟效益指標的影響程度和敏感性程度。也就是說，本研究利用敏感性分析協助確定哪項成本風險對投資項目具有最大的潛在影響。表 22 列出風力機成本、容量因數、運維成本、資金成本率（折現率）及鋼鐵價格等重要成本因素的風險測試範圍。

表 22 離岸風力發電成本因素敏感性分析範圍

成本因素	因素情境
風力機成本	-40%，+10%
容量因數	-3%，+3%
運維成本 <sup>a</sup>	增加 0.33%（3%），增加 1.33（4%）
資金成本率（折現率） <sup>b</sup>	增加 1.25%（6.5%），增加 2.75%（8%）
匯率變動 <sup>c</sup>	+6.7%，-6.7%
鋼鐵價格	-50%，+50%

<sup>a</sup> 為本研究假設，能源局假設為 2.67%。

<sup>b</sup> 台灣新能源產業促進協會於 2012 年再生能源躉購費率審定會會議中提出平均資金成本率（折現率）至少要調整至 6.5% 以上才利於業者融資；台灣風力發電產業協會則提出至少要 8% 以上才具投資誘因。故本研究分別測試當折現率設定為 6.5% 及 8%，比基準情境 5.25% 增加 1.25%、2.75%。

<sup>c</sup> 基準情境匯率設定為 30 元新台幣兌換 1 美元，升值 6.7% 意指 28 元新台幣兌換 1 美元，貶值 6.7% 則為 32 元新台幣兌換 1 美元。

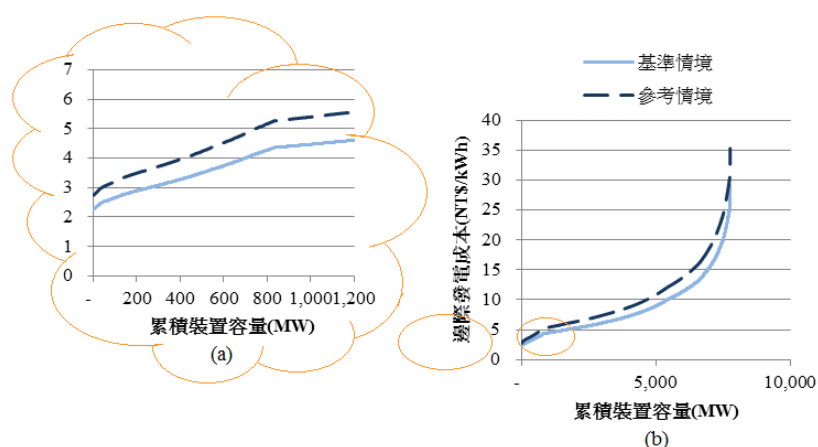
資料來源：Heptonstall et al. (2012)、IRENA (2012)、能源局 (2012)、台電、本研究假設。

#### （四）結果與討論

##### ☞ 陸域大型風電供給曲線

我國陸域大型風電供給曲線顯示於圖 19，列出兩種情境——基準情境和參考情境——的估計結果。根據本研究陸域大型風電可能裝置潛力為 3,881 座風力機組（參圖 19(b)），裝置容量合計 7,762 MW，基準情境呈現每年發電量約 7,373 GWh，發電成本 2.269~29.175 NT\$/kWh。對照參考情境的發電成本 2.743~35.266 NT\$/kWh，說明運維成本與發電效率若被低估，確實會導致發電成本的增加。慶幸的是，相對於離岸風電來說，陸域大型風電的運維成本不確性較低，所以陸域風場之營運風險相對較低。另外，雖然基準情境供給曲線的成本參數主要取自能源局躉購費率參數，惟本研究考量實際上各區域風場之風能資源差異性，估算各區域風場的容量因數（約 2.47%~31.70%），與能源局採用的單一容量因數有所不同（27.4%，即年發電時數為 2,400 小時）。

圖 19(b) 中為廣泛討論我國陸域可能裝置的最大潛力，實務上，政府當局在規劃陸域大型風力機組之推廣裝置容量時，亦須同時考量風力技術的經濟可行性及政府財政負擔，因而政府設定 1,200MW 為目前陸域風力機組推廣目標量（參表 11）。本研究依此規劃，將達成 1,200MW 裝置容量前的供給曲線（即邊際成本線）另於圖 19(a)中呈現，此曲線應為我國實際上面對的供給曲線。其中，基準情境設算的發電成本為 2.269~4.6043NT\$/kWh；而考慮運維成本遞增及發電量遞減的參考情境之發電成本則為 2.7431~5.5656 NT\$/kWh。圖 19(a)的風力機組先於優良風場中設置，後才選擇次級風場，容量因數介於 31.7%與 15.6%之間。可得知目前能源局設定的容量因數 27.4%相對偏高，所以現行審訂的躉購費率可能偏低，不利於激勵投資商加入國內應用市場。



參考情境假設發電量遞減及運維費遞增，因機械耗損每年遞減 0.1%發電量，以及運維費前十年每年遞增 1%，之後每年遞增 2%。(IRENA, 2012)。

圖 19 陸域風力發電供給曲線

基準情境和參考情境的估算結果如表 23 所示。為容易與傳統發電機組的發電成本進行比較，表中亦列出台電 2012 年的各類發電機組的發電成本。將陸域大型風電與傳統發電方式比較，初步看來，目前陸域大型風電的成本競爭力相當優良，優於大部分傳統火力發電機組。但細看圖 19 中陸域大型風電的邊際發電成本走向，陸域風場的發電成本差異頗大。這是因為台灣陸域的優良風場有限，若要持續擴充陸域大型風力機組的裝置容量數，勢必要建置次級風場，甚至考慮較劣質的風場。這樣看來，若無激勵誘因，將難以實現國內陸域大型風力機組的政策規劃目標。

表 23 陸域大型風力發電估計結果與 FIT 評估成果

	單位	基準情境	參考情境
最低邊際發電成本	NT\$/kWh	2.269	2.743
最高邊際發電成本	NT\$/kWh	29.175	35.266
傳統發電平均成本 <sup>a</sup>	NT\$/kWh	2.74	
汽力燃油機組 <sup>a</sup>		6.52	
汽力燃煤機組 <sup>a</sup>		1.64	
汽力燃氣機組 <sup>a</sup>		5.67	
燃氣複循環機組 <sup>a</sup>		3.71	
2013FIT—陸域	NT\$/kWh	<b>2.6258</b>	
低於 2013FIT 的裝置容量	MW	90	0
NPV <sup>b</sup>	百萬元新台幣	\$3,854	-
IRR <sup>b</sup>		6.18%	-
B/C <sup>b</sup>		1.74	-
資本回收期 <sup>b</sup>	年	11.30	-
平均發電成本	NT\$/kWh	2.4813	-
運維占發電成本比例		24.57%	-

<sup>a</sup> 傳統發電機組成本取自台電（2013）。

<sup>b</sup> 電能售價為 2013 年 FIT 費率。

如第五章第四節所述，躉購費率機制作為風力機組設置的重要誘因。若陸域大型風電躉購費率大於或等於供給成本（發電成本），投資項目則有利可圖（折現率設算當中已包含合理利潤率），廠商將有意願投入風力機組建置。因此，我們可以探討在特定價格下，廠商願意建置的裝置容量數。

所以，接下來評估以今（2013）年度費率 2.6258 NT\$/kWh 的激勵效果。評估結果如表 23 所示，基準情境下的可能裝置容量數達 90MW，參考情境則無安裝量。兩情境說明了現行費率對國內設置大型風電機組的激勵效果相當有限。就國內陸域風機安裝情況來看，2012 年底累積裝置容量約 571MW，政府規劃 2015 年裝置總量目標為 886MW。那麼，今年至 2015 年間尚需新增 295MW 的安裝量才能達成 2015 年目標量，平均每年要新增 98MW 裝置容量。對照基準情境的評估結果，可知現行費率吸引廠商投入

的誘因稍顯不足。主要是因現行費率僅考慮在優良風場建置的風力機組，但實際上兼具寬廣開闊及風場優良的土地有限，若來年持續調降躉購費率，政府想要達到 2020 年 1,200MW 目標量更是困難。

表 23 亦列出成本效益指標。發電成本是為本研究估算，至於陸域大型風電電能收購費率則為 2013 年的躉購費率，從而計算各項成本效益指標。基準情境的淨現值為新台幣 3,854 百萬元、內部報酬率有 6.18%、益本比為 1.74、資本回收期約 11.30、平均發電成本（均化成本）約 2.4813NT\$/kWh 及運維占發電成本比占 24.57%。其中，平均發電成本為所有可裝置容量數的發電成本平均值，以基準情境為例，平均發電成本乃 90MW 全部機組的發電成本平均。以及，由於參考情境的最低發電成本 2.743NT\$/kWh 高於 2013 年躉購費率 2.6258NT\$/kWh，對廠商來說，將不願意投入國內應用市場，裝置容量為 0MW。

### ㊟ 情境分析(敏感性測試)

本研究接下來就陸域大型風力機組成本、容量因數、運維成本、資金成本率（折現率）、匯率及鋼鐵價格等重要成本因素進行敏感性分析。陸域大型風力發電成本敏感度分析的成果如圖 20 所示。

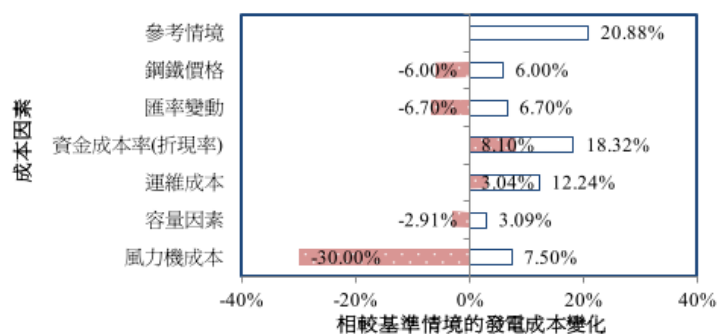


圖 20 陸域風力發電成本敏感度分析

圖 20 說明了資金成本率（折現率）最關鍵的成本因素，其次為運維費用，當此兩者被低估時，恐會提升發電成本。而風力機成本是未來大幅降低發電成本的主要因素，惟國內僅東元擁有陸域大型風力機製造技術，研發能量可能不足。除加強國內產官學研發能量外，另一可行方法係在向

國外採購設備時，與國外廠商簽定技術合作，以扶植國內相關鍵零組件產業，對外切入其供應鍊體系，對內提高產品自製率。

以及，表 24 提供各項成本因素變動下的成本效益指標，當作參考。特別的是，大部分的情境下，運維占發電成本比例大都在 25% 左右。在躉購費率會議討論，常有業者討論我國運維費比例過低，經過本研究試算發現，每度電的發電成本，其中約 25% 為運維成本。與歐洲風場 7~18% 相較 (IRENA, 2012)，似乎真有被低估的現象，建議能源局目前的設算比例重新評估電能收購費率 (躉購費率)，才能提高廠商的裝置意願。目前，國內陸域風場的營運維護主要依賴國外廠商，國外廠商擁有議價能力，較高的運維費用無法避免。未來則需要自行建立運維人才庫，才能提高我國陸域風力機組的使用效率，不會因為等待國外運維人員來台維修，而導致風力機組無法運轉。

表 24 陸域風力成本因素變動之成本效益指標

	基準 情境	風力機成 本降 40%	風力機成 本增 10%	容量因數 增 3%	容量因數 減 3%	運維比例 增至 3%	運維比例 增至 4%
可設置風力機容 量(MW) <sup>a</sup>	90	604	28	118	60	60	12
NPV(百萬元)	\$3,854	\$23,898	\$1,244	\$4,891	\$2,673	\$2,533	\$477
IRR	6.18%	8.78%	5.89%	5.91%	6.52%	6.06%	5.56%
B/C	1.74	1.97	1.71	1.71	1.77	1.73	1.69
資本回收期(年)	11.30	9.27	11.58	11.55	11.00	11.41	11.89
平均發電成本	2.4813	2.1547	2.5241	2.4516	2.5035	2.5021	2.5801
平均容量因數	29.04%	23.75%	30.65%	28.56%	29.66%	29.66%	31.30%
運維占發電成本 比例 <sup>b</sup>	24.57%	24.57%	24.57%	24.57%	24.57%	26.80%	32.80%
	參考 情境	折現率 增至 6.5%	折現率 增至 8%	匯率升值 6.7%	匯率貶值 6.7%	鋼鐵價格 減 50%	鋼鐵價格 增 50%
可設置風力機容 量(MW) <sup>a</sup>	0	26	0	162	34	152	38
NPV(百萬元)		\$1,180		\$6,823	\$1,499	\$6,422	\$1,671
IRR		7.11%		6.64%	5.88%	6.60%	5.92%
B/C		1.78		1.78	1.71	1.77	1.72
資本回收期(年)		10.51		10.90	11.58	10.93	11.55
平均發電成本		2.5314		2.4165	2.5249	2.4215	2.5201
平均容量因數		30.73%		27.87%	30.42%	28.01%	30.28%
運維占發電成本 比例 <sup>b</sup>		22.73%		24.57%	24.57%	24.57%	24.57%

<sup>a</sup> 假設風力機的裝置標準為 2013 年躉購費率。若風力機的發電成本低於收購費率時則可安裝，

依此計算可裝置容量；反之，則不安裝。

<sup>b</sup> 運維占發電成本比例=每度電的運維成本÷每度電發電成本

## ◎ 陸域風電裝置容量的政策目標評估

表 25 陸域風電裝置容量的政策目標評估

	2015	2020		2015	2020
政策規劃目標容量(MW)	866	1,200	各區域風力機數目(架)		
達成目標量的最高發電成本為收購費率(NT\$/kWh)	4.5871	4.8390	雙溪	15	17
成本效益指標 <sup>a</sup>			台北市	0	0
NPV(百萬元)	\$55,165	\$73,225	三芝	24	26
IRR	10.07%	9.59%	淡水	8	15
B/C	2.10	2.05	大園	69	74
資本回收期(年)	8.48	8.76	新竹市	95	100
平均發電成本(NT\$/kWh)	3.3850	3.6921	白沙屯	39	43
平均容量因數	21.89%	20.26%	清水	1	7
平均年發電量(GWh)	78	2,503	台西	5	47
平均每年節能效益 <sup>b</sup>			蚊港	1	10
燃油(公秉)	415,221	532,489	麻豆	7	76
燃煤(公噸)	614,527	788,083	台南	0	0
燃氣(公噸)	274,378	351,868	朴子	0	0
CO <sub>2</sub> 減排效益(tCO <sub>2</sub> )	883,590	1,133,136	東河	6	8
可供應家戶用電(戶數) <sup>b</sup>	274,378	351,868	大武	16	18
			滿州	75	82
			恆春	72	77
			琉球嶼	0	0

<sup>a</sup> 電能收購價格為達成目標量的最高發電成本，以 2015 年目標年為例，收購費率為 4.5871 NT\$/kWh。

<sup>b</sup> 假設每度電排放 0.532 公斤 CO<sub>2</sub> (2012 年度電力排放係數)，風力發電每度電約可節省 0.25 公升燃油或 0.37 公斤燃煤或 0.1652 公斤燃氣，每戶每月用電度數約為 390 度。(台電網站)

前述討論陸域風力機組的發電成本來看，現行的躉購費率的確難以提供廠商投資的激勵誘因，但政府需要從整體社會福利（例：提高能源安全、CO<sub>2</sub> 減排等）的角度去承擔推動陸域風力機組的義務。因此，本研究接下來以國家角度來觀察台灣建置陸域風機組的成本效益，政府應付出多少經

濟代價來達成陸域風電裝置目標。表 25 呈現各目標年度的成本效益指標，要注意的是，該電能收購價格為達成目標量年度的最高發電成本，達成 2015 年度 866MW 目標量年的收購費率為 4.5871NT\$/kWh，達成 2020 年度 1,200MW 目標量的收購費率為 4.8390NT\$/kWh。

表 25 顯示政府需要多付出比現行費率快一倍的代價，才能達成陸域風電裝置目標量，因為，在這樣的費率下對投資陸域風力機組的廠商才是有利可圖的。惟要注意的是，陸域風場除了經濟障礙外，常會遇到居民抗爭，要尋同時滿足良好風況及廣闊用地這兩個條件的場所，是比較困難的，須要政府提明確的法規規範（例：噪音法規）提供投資者遵循，以及避免居民爭議。在表 25 中，亦可看出陸域風場設置位址順序為恆春、新竹、大園，這些區域屬風場優良的地區。特別的是，陸域風場的結果與實務上有所差異。這是因為就風能資源來看，恆春為優良風場，但就保護生態環境的角度，環境評估難以通過，風場開發難度頗高。而彰化縣地形平緩，以彰化平原、八卦台地為主，滿足廣闊用地的風場設置條件，目前約已建置 96.6MW 的風力機組。另外，從表格中亦計算達到各年度裝置目標量的節能與 CO<sub>2</sub> 減量效益。

### ◎ 技術進步與財務誘因對裝置量的影響

能源局公告之 2013 年陸域大型風力電能躉購費率為 2.6258 NT\$/kWh。當陸域風力機發電成本低於或等於此費率，根據陸域風力供給曲線可得到該費率水準下可設置的裝置容量最大值。開發商實際上不會進行無利可圖的投資方案，所以這描述了開發商會從最有利益的風力發電機組（該機組發電成本最低）開始設置，直到設置風力機組的淨現值為零（該機組之發電成本等於躉購費率）。本研究，假設在特定時點設置陸域風力機組，意指所有可設置機組的財務成本相同，發電成本差異來自於各區域風力資源優劣程度—表現在機組的容量因數上。

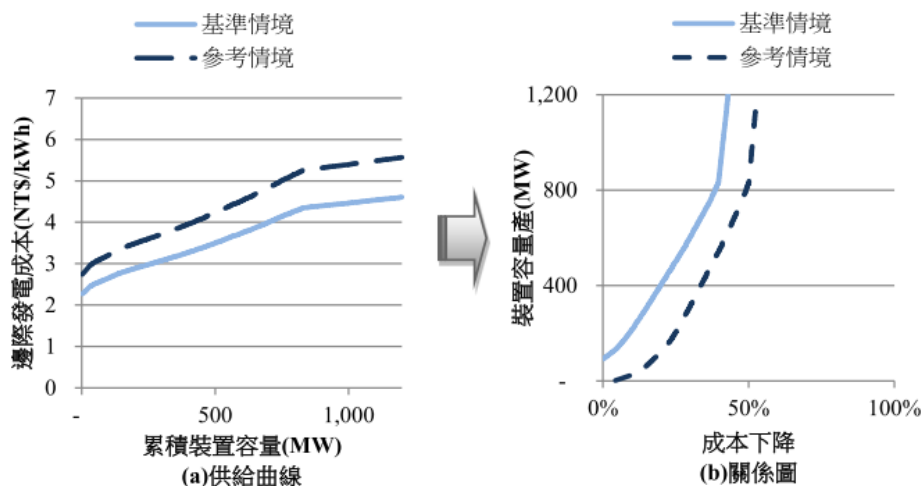
如果技術進程快速，使得發電成本下降較快，陸域風力發電機組會提高成本競爭力，代表政府可以較低代價的財務誘因（較低的躉購費率）來達成政策規劃裝置量；反之，技術進程緩慢，陸域機組的市場競爭力不高，代表政府須要付出較高代價的財務誘因才能達成政策規劃裝置量。也就是

說，完成陸域風力機組設置推廣容量方式，可概分為兩個層面，一是政府要早期投入研發以促進技術進步，讓發電成本下降；二則在初期透過較高躉購率來降低廠商財務風險，從而提高風場開發商裝置意願。

前者技術進步，會反應在成本能快速下降（例如：風力機成本）以及發電效率提高（容量因數增加）上；後者減少開發商的財務風險，促使廠商投入示範實績，亦能提供發電量分析及運維成本分析等，為商業化實現提供重要資訊。兩者都是為了支持國內陸域風力發電應用，爭取在最短的時間商業化。接下來，本研將利用 45° 線轉換供給曲線，探討陸域裝置容量、躉購費率與成本下降的組合關係，關係圖呈現於圖 21。圖 21 的 FIT 乃是能源局公佈之 2013 年躉購費率，從圖中可得到：

(1) 在基準情境中，躉購費率為 2.6258 元/kWh 時，廠商願意設置的風力機組容量合計約 90MW，成本需要額外下降 43% 才可滿足 1,200MW 推廣目標量的需求。

(2) 在考慮營運風險的參考情境中，躉購費率為 2.6258 元/kWh 時，廠商不願意設置的風力機組，成本須要額外下降 53% 才能滿足 1,200MW 推廣目標量的需求。



成本下降 = (風力機發電成本 - FIT 費率) ÷ 風力機發電成本。

本研究採用 2013 年陸域大型風力機的 FIT 費率 2.6258 NT\$/kWh 進行估算。

圖 21 FIT、成本下降對裝置容量的影響

從圖 21(b)中，基準情境和參考情境的結果來看，我國陸域風電現行躉購費率不具有投資誘因，發電成本仍需要近 50% 的下降率，才能達到

2020 年度的目標量 1,200MW。對照圖 20 的敏感性分析結果，推測未來發電成本之下降需要依賴風力機組成本下降，因為若要及時順利達到 1,200MW 安裝量，我國須要加快研發步伐。

一般來說，在相同的 FIT 費率下、在特定技術進步水準（成本下降率）下，運維成本的不確定性應當會影響陸域大型風機的可裝置容量。因為，在相同的 FIT 費率下、在相同的目標裝置量下，愈高的運維成本會要求愈高的技術進步（成本下降）。值得高興的是，圖 26(b)基準情境與參考情境僅有些微差異，顯示運維費用不確定性對陸域風電成本競爭力的影響力不如離岸風電那麼重要。重要的是，如何加速技術進步，降低發電成本，為陸域風電政策目標量實現的關鍵。

## （五）結論與政策建議

本研究廣泛討論可能的陸域風力機組可設置區域，之後進行成本分析。結果顯示，台灣陸域大型風電機組裝置潛能雖然豐富（約 7,762 MW），但需要社會付出更多經濟代價。因此，我國適合設置多少裝置容量的陸域大型風力機組成為需要政府審慎思考的議題。本研究為探究現行政策規劃目標之合理性，以發電成本作為經濟上合理開發之評估準則，將我國陸域大型風電技術與歐洲相比較。

研究成果顯示政府目前 1,200MW 規劃量的發電成本區間落在 2.269~4.6043NT\$/kWh，與歐洲評估的成本區間 2.4~4.2NT\$/kWh（IRENA,2012）近似，這證實了我國政府規劃目標的經濟可開發性。特別的是，我國運維占發電成本的占比較歐洲高，本研究估計我國運維成本約為發電成本 25% 左右，歐洲運維成本則約為發電成本 7~18%（IRENA,2012），這應該是我國多變氣候與複雜地形所導致。至於我國陸域大型風力發電容量因數則略低於歐美，我國陸域容量因數 15.6%~31.70%，歐洲陸域容量因數 20%~45%。

## ➡ 政策建議

根據評估結果，建議陸域風場設置位址順序：恆春、新竹、大園。理論上應從優良風場開始設置風力機組，特別的是，陸域風場的結果與實務上有所差異。這是因為就風能資源來看，恆春為優良風場，但為保護生態環境來看，難以通過環境評估，風場開發難度頗高。而彰化縣地形平緩，以彰化平原、八卦台地為主，滿足廣闊用地的風場設置條件，目前約已建置 96.6MW 的風力機組。技術經濟評估結果顯示，假設未來陸域大型風電的躉購費率不變的情況下，現行躉購費率仍不足以提供開發商足夠的激勵誘因。未來要實現陸域大型風電的推廣量目標，須要強化下列相關策略：

- 容量因數參數應適當的下修：現今能源局採用的容量因數為 27.4%，研究成果闡述政策目標量之容量因數約介於 31.7% 與 15.6% 之間，這訴說了政府評估的容量因數應屬於優良風場。未來要持續擴建風場，將須考慮次級風場，因而適當下修容量因數是必要的。
- 強化國際技術合作：在向國外採購設備時，與國外廠商簽定技術合作，以扶植國內相關鍵零組件產業，對外切入其供應鍊體系，對內提高產品自製率。
- 強化技術研發：加速結合產官學界的相關研發能量，愈早進行研發，透過研發資本的累積，可創造愈大的效益，加速產業發展。
- 儲能技術研發：研究成果闡述政策目標量之容量因數約介於 31.7% 與 15.6% 之間，可見陸域大型風電技術之供電不穩定特性更勝於離岸風電技術。因此，風力發電技術之發展必須配合儲能技術，才能讓風力發電之商業化實現奠定基石。

## ㊟ 研究限制

本章透過技術經濟分析針對陸域大型風力發電進行成本效益分析以及經濟影響評估，藉由研究結果說明我國風力發電之市場潛力，並從中提出具體的產業化建議，但亦存在下列研究限制。

1. 資料取得困難：台灣雖有陸域風場，營運數據卻難取得，本研究

依能源局公布成本參數計算。

2. 匯率問題：陸域風力機向國外採購，貨幣會有匯率波動與通膨情況。
3. 成本設算按 MW 進行一般化：陸域風場因是在不同的地理環境建造(海邊、山上、地質條件等)，建造成本會有差異。風力機種類不同發電技術也略有差異。
4. 成本估算方式：風力機設置成本等參數相同，意指風力機建置時間相同。實際上，風力機會分批裝置，應有不同的期初投資成本，所以，未來研究可納入動態規劃概念。
5. 回饋金或農民抗爭等非經濟因素：不在本研究範圍內，未來研究可針對我國情況進行深入分析。

#### 四、 中小型風力發電之成本效益評估

##### (一) 研究背景與方法

在評估台灣小型風力發電的成本效益時，由於小型風力發電機的設置地點較為彈性，可架設於住宅、商業辦公大樓，或廠房頂樓，亦可單獨以塔架架設於空地，因此設置地點相當彈性。然而不同地點因風速情況不同，將導致風力機有不同的發電效率，進而影響均化發電成本，再加上目前市面生產小型風力機的廠商眾多，各廠牌風力機成本與風機效率差異甚大，無法一一分析，因此本研究僅針對特定廠牌之特定機型，分析台灣部份地區之小型風力發電成本效益。台灣的海島型地勢使得風力資源豐富，然而由於全台各地由於地勢差異甚大，因此使得各地的風速分配略有不同，再加上都市發展程度不一，人口稠密的住宅及商業區因高樓林立而使得風速偏低，因此城鄉間的風速亦明顯有所不同。為瞭解全台不同地區的小型風力發電成本，因此本研究取用三個觀測站的風速資料，模擬其周邊地區的風力發電成本，分析流程如下圖 22 所示。

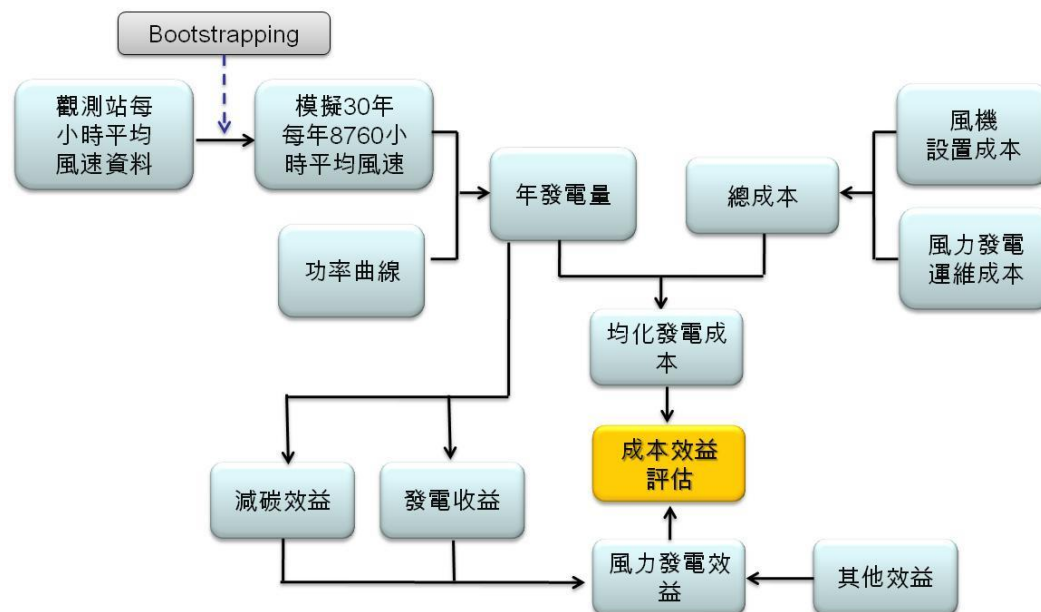


圖 22 小型風力發電成本效益評估流程圖

首先本研究利用三個不同觀測站的風速資料，搭配觀測站鄰近地區的平風速，模擬各區域的風速分配情形，並搭配特定機型之小型風力機的功率由線，計算年發電量，而後根據能源局在計算躉購費率時所採用的相關參數，計算小型風力發電之均化成本，並評估其成本效益。以下分四節說明本章，第二節估算台灣小型風力發電之成本，第三節說明小型風力發電所產生的效益，第四節評估其成本效益，並於第五節說明本章結論。

## (二) 台灣陸域小型風力發電之成本估算

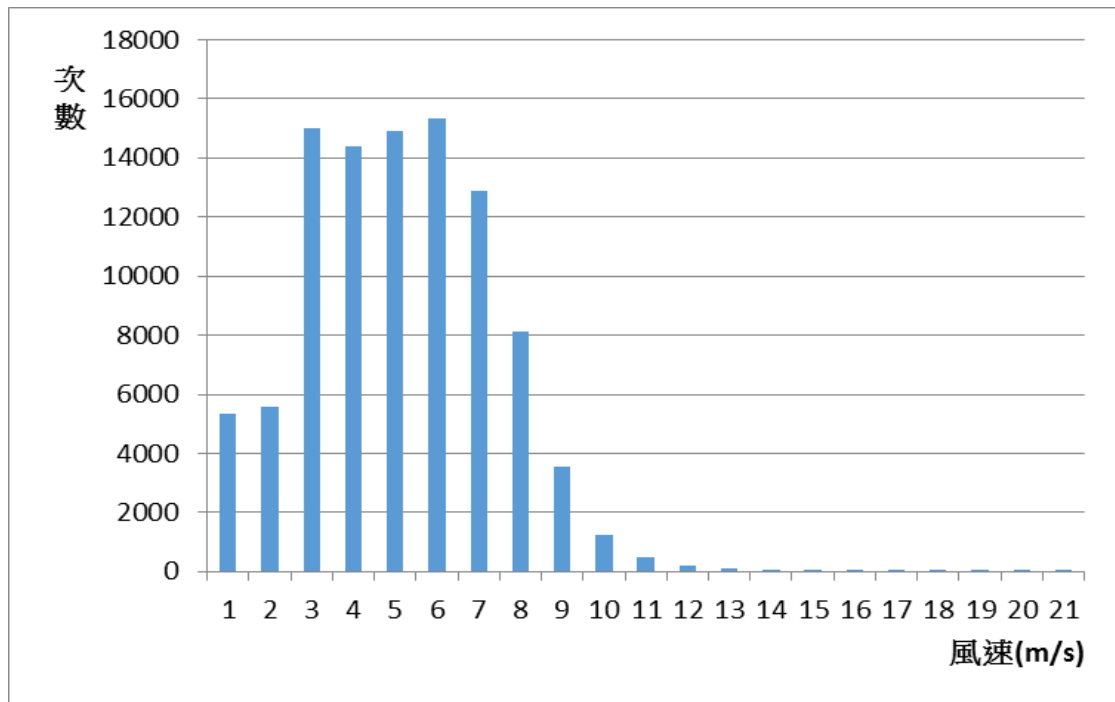
在估算台灣小型風力發電之成本時，可區分為兩個部份，其一為發電量，其二為成本估算。在計算發電量時，首先必須先知道各地的風速分配情形，接著搭配風力發電機的功率曲線（power curve），計算不同風速之下的發電量，並加總而得全年發電量，並按照風力發電機的壽命，計算在壽命期間內的總發電量。在計算成本時，則包含設置成本及往後各年度的維護費用。最後，將風力機壽命期間內的總成本除以總發電量，即可得均化發電成本。

### ☉ 風速資料

由於詳細每小時的風速資料取得不易，在 Weather Underground 網站上，<sup>7</sup>有提供台灣五個機場每小時在 30 公尺高度的風速觀測資料，包含松山機場、桃園機場、高雄小港機場、馬祖以及金門等，此五個觀測站的風速次數分配圖如下圖 23 至圖 27 所示。本研究取用該網站所提供的松山、桃園以及高雄等三個機場觀測站之 2001 至 2012 年每小時風速資料，進行小型風力發電的成本估算。

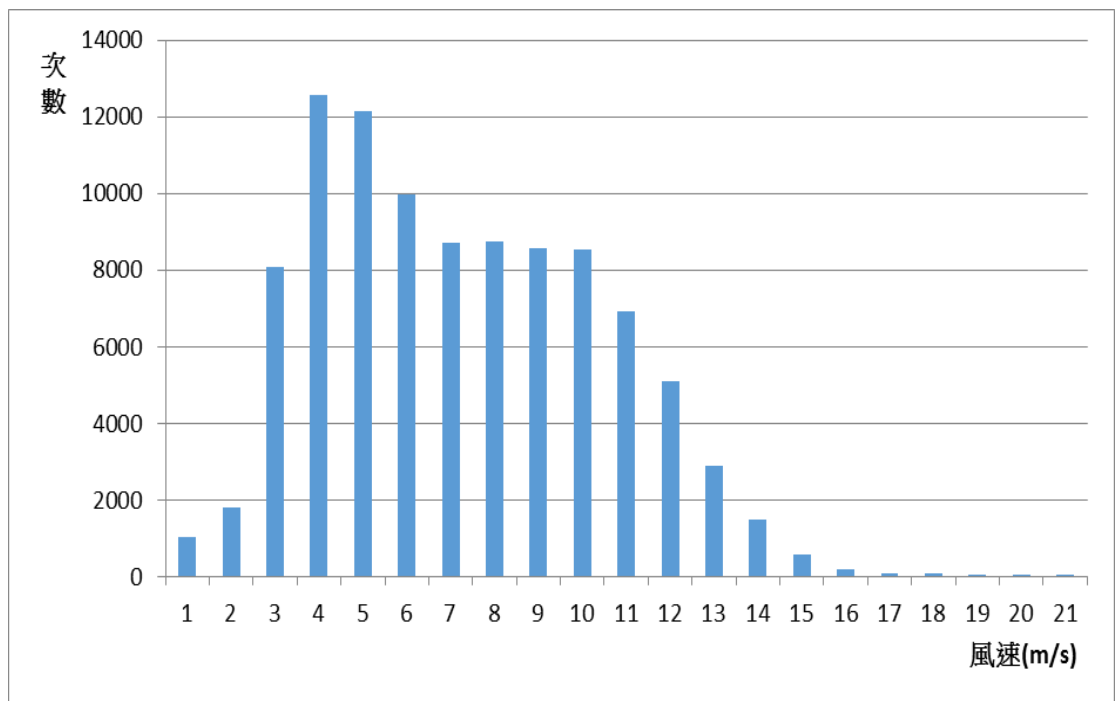
---

<sup>7</sup>請參照 <http://www.wunderground.com/>。



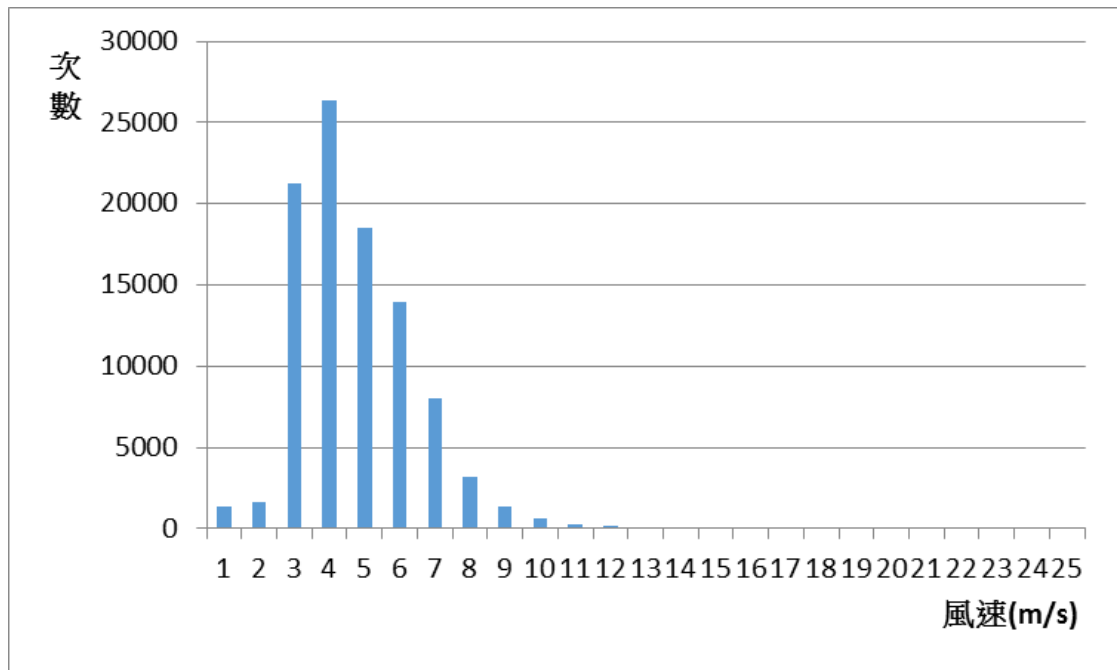
資料來源：整理自 Weather Underground 網站。

圖 23 松山機場 30 米高度小時風速次數分配圖（2001 至 2012 年）



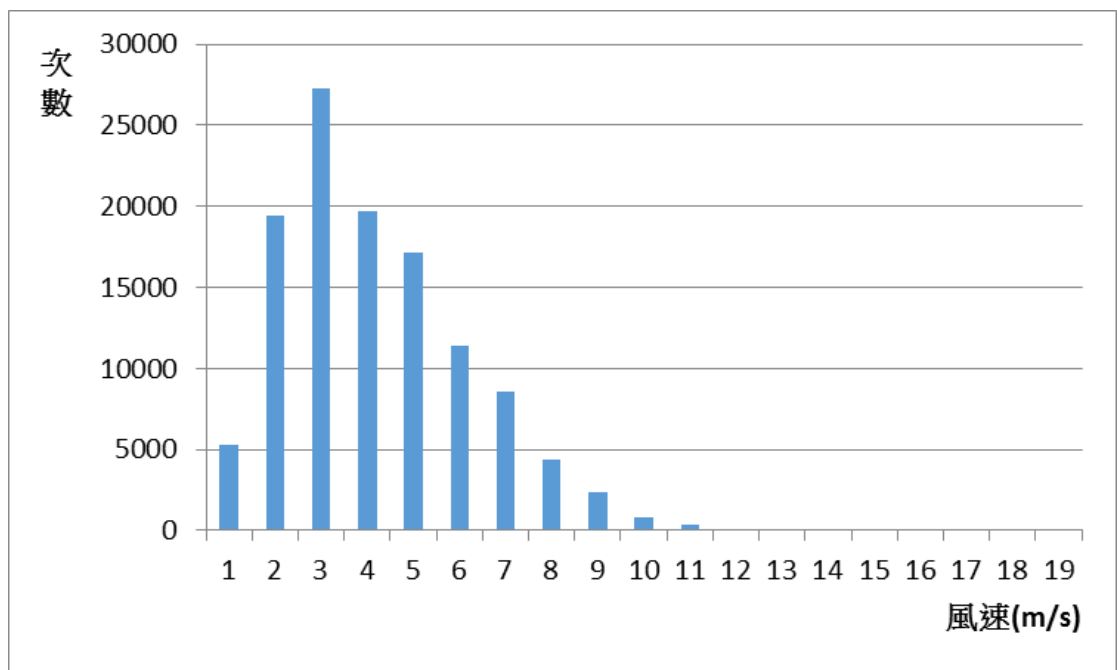
資料來源：整理自 Weather Underground 網站。

圖 24 桃園機場 30 米高度小時風速次數分配圖（2001 至 2012 年）



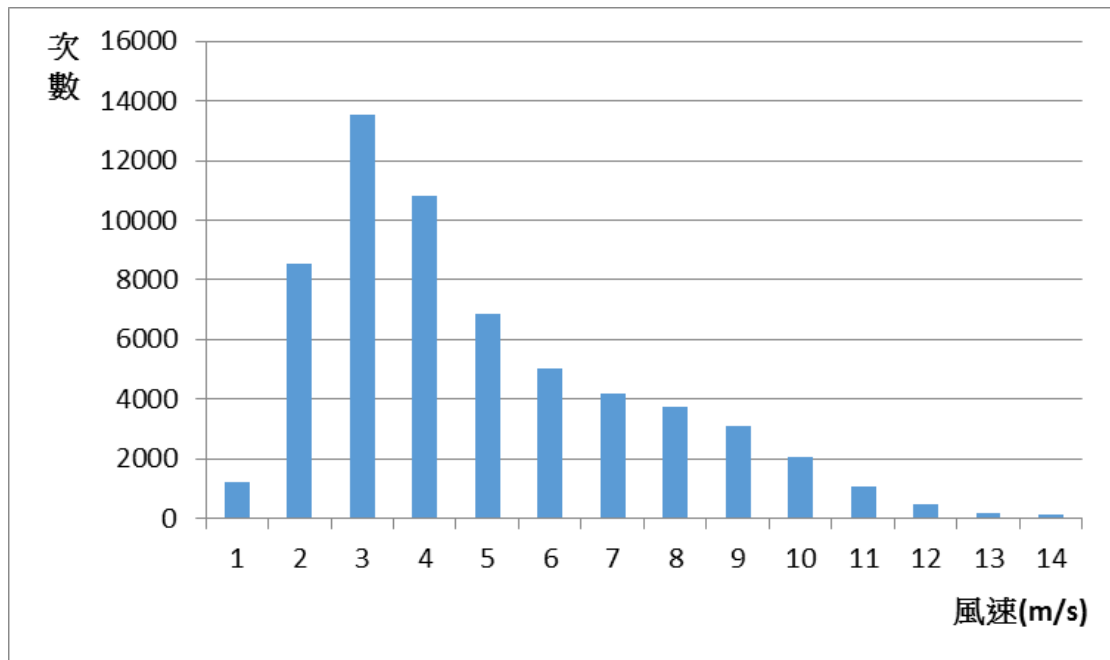
資料來源：整理自 Weather Underground 網站。

圖 25 高雄機場 30 米高度小時風速次數分配圖（2001 至 2012 年）



資料來源：整理自 Weather Underground 網站。

圖 26 金門機場 30 米高度小時風速次數分配圖（2001 至 2012 年）



資料來源：整理自 Weather Underground 網站。

圖 27 馬祖機場 30 米高度小時風速次數分配圖（2001 至 2012 年）

從圖中可觀察到，松山機場風速多集中在每秒 3-8 公尺，桃園機場的風速多集中在每秒 3-12 公尺，高雄小港機場則以每秒 3-6 公尺風速居多，金門機場也多在 3-6 公尺，馬祖機場則以每秒 2-4 公尺風速居多，但每秒 5-9 公尺風速的發生機率也不低。另外，由觀察圖中的風速分配也可發現，各地的風速分配有著明顯的差異，若在計算發電量時，各地區統一採用同一風速分配資料，將使成本估算失真，因此為求更貼近各地的均化成本，因此應採用當地的風速分配結構來計算發電量。

## ☞ 小型風機案例選取

由於小型風機的製造商及各廠商所提供的機型相當多元，然而本研究無法逐一分析各廠牌各機型的均化發電成本，因此本研究僅由 RETScreen International 所提供的 RETScreen4 suite 套件資料庫中，<sup>8</sup>選取 Bergey 公司

<sup>8</sup> RETScreen suite 是一套提供乾淨能源相關的分析軟體，它可以幫助決策者快速，低成本地確定潛在的可再生能源，能源效率和熱電聯產項目的技術和財務可行性。

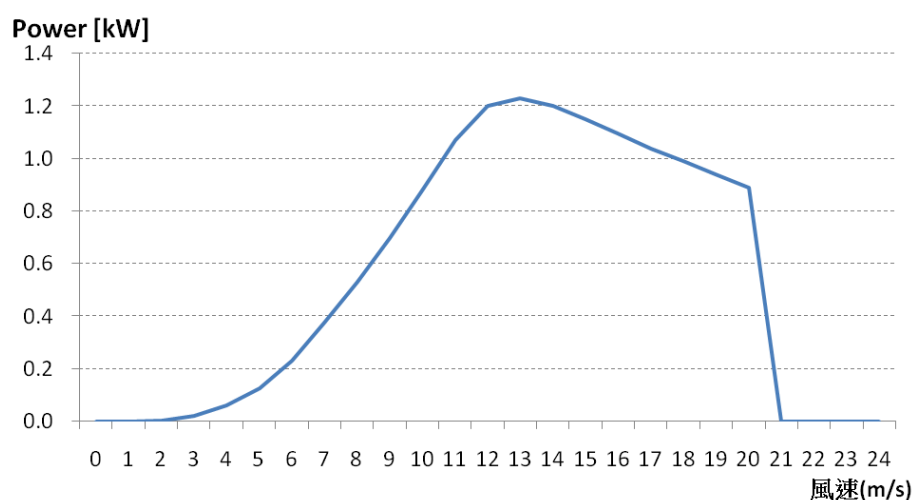
所生產的 1kW、7.5kW 及 10kW 的風機作為案例進行成本估算。此三種不同機型風力機的功率參數如表 26 所示。

**表 26 Bergey 公司小型風力發電機之功率參數**

	1kW	7.5kW	10kW
製造商	Bergey	Bergey	Bergey
風機渦輪	BWC XL. 1, 2.5m rotor	BWC Excel-R, 7m rotor	BWC Excel-S
速度	1	7.5	10
風速單位	m/s, MPH	m/s, MPH	m/s, MPH
功率單位	kW	kW	kW
空氣密度	1.225 kg/m <sup>3</sup>	1.225 kg/m <sup>3</sup>	1.225 kg/m <sup>3</sup>
切入風速(m/s)	1.25	2.47	2.47
切出風速(m/s)	12.42	12.42	12.42

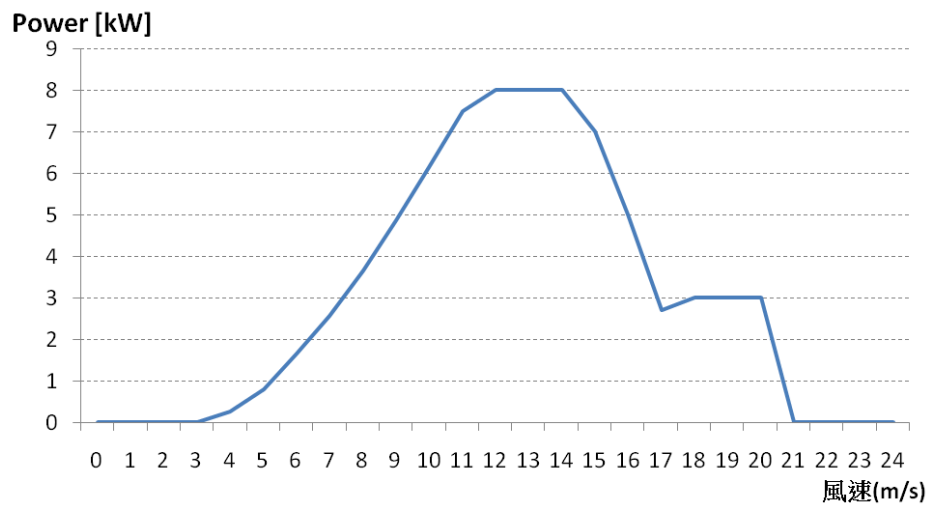
資料來源：RETScreen。

由於在不同的風速的情況下，風力機的發電功率亦不同，因此在估算發電量時，需參照發電機的功率由線，搭配風速資料，方能得出該風速之下應有之發電量，本研究所選定的3種機型，其功率曲線如下圖 28至圖 30 所示。



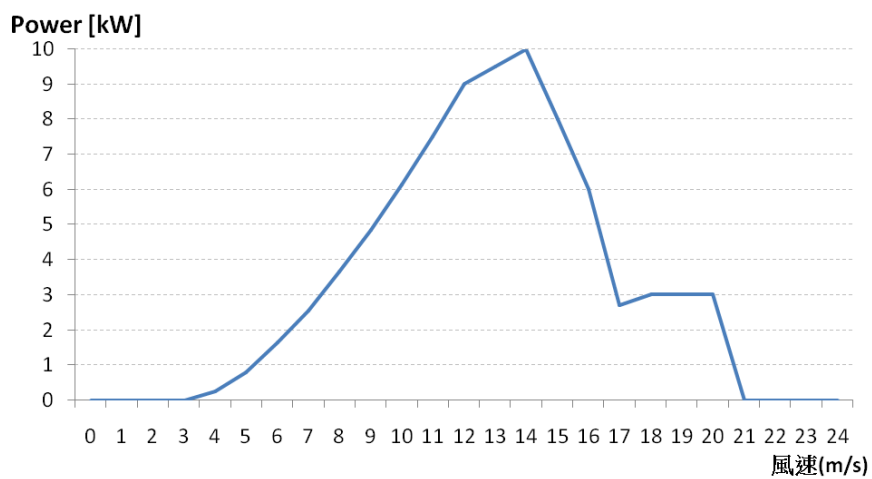
資料來源：RETScreen

**圖 28 Bergey 1KW 風機功率曲線**



資料來源：RETScreen

圖 29 Bergey 7.5KW 風機功率曲線



資料來源：RETScreen

圖 30 Bergey 10KW 風機功率曲線

## ◎ 均化發電成本估算

### 1. 成本項目

風力發電的成本主要包含兩個項目，其一為期初設置成本，其次則為後續每年的運轉維護費用。根據能源局躉購費率計算的參數中，小型風機每 kW 設置成本為 NT\$160,000。另外，根據能源局躉購費率計算，風力發電之年運轉維護費約為期初設置成本的 1.5%，且風力機的使用年限約為 20 年。根據能源局設定，每架風機平均壽命約為 20 年，然而實際上，小型風機的壽命根據使用情況與風機品質不同，可能介於 15 至 30 年，因此，本研究參照能源局相關參數，計算風機壽命在 15、20、25 及 30 年的情況下每架風機的發電總成本。

### 2. 發電量

在發電量的部份，由於風速對發電量有相當大的影響，本研究利用利用拔靴複製法 (Bootstrapping) 針對三個機場觀測站的風速資料進行抽樣，<sup>9</sup>利用三個機場觀測站過去的 11 年風速樣本，模擬未來 30 年每小時可能的風速。

利用拔靴複製法抽樣後結果，以松山機場站為例，可得一整年三百六十五天裡，每天二十四小時，一年下來總共 8,760 小時的小時風速，其分配圖如下圖 20 所示，平均風速狀態在 3m/s 至 7m/s 居多，佔整年份的 75%，也就是說一年內有九個月的時間都在風速每秒 3 公尺至每秒 7 公尺的狀態。若以切入風速每秒 3 公尺可發電狀態至切出風速每秒 12 公尺來計算，整年度共有 7,709 小時相當於 88%處於的可發電狀態。至於桃園及高雄機場觀測站的抽樣模擬結果之分配結構則如圖 32 與圖 33 所示。由觀測站的實際風速分配結構及抽樣後之分配結構來看，拔靴複製法的抽樣的分配類似歷史資料的分配結構，代表拔靴複製法確實能有效模擬各觀測站的風

---

<sup>9</sup> 拔靴複製法是由一組已知的樣本，將樣本中的觀察值以等機率且抽出放回的抽樣方式，進行重複抽樣。資料分配未知的情況下，利用拔靴複製法 (Bootstrapping) 做估計及統計推論，一般而言，所得的近似結果會比常用的極限逼近來得精確。

速分配情形。

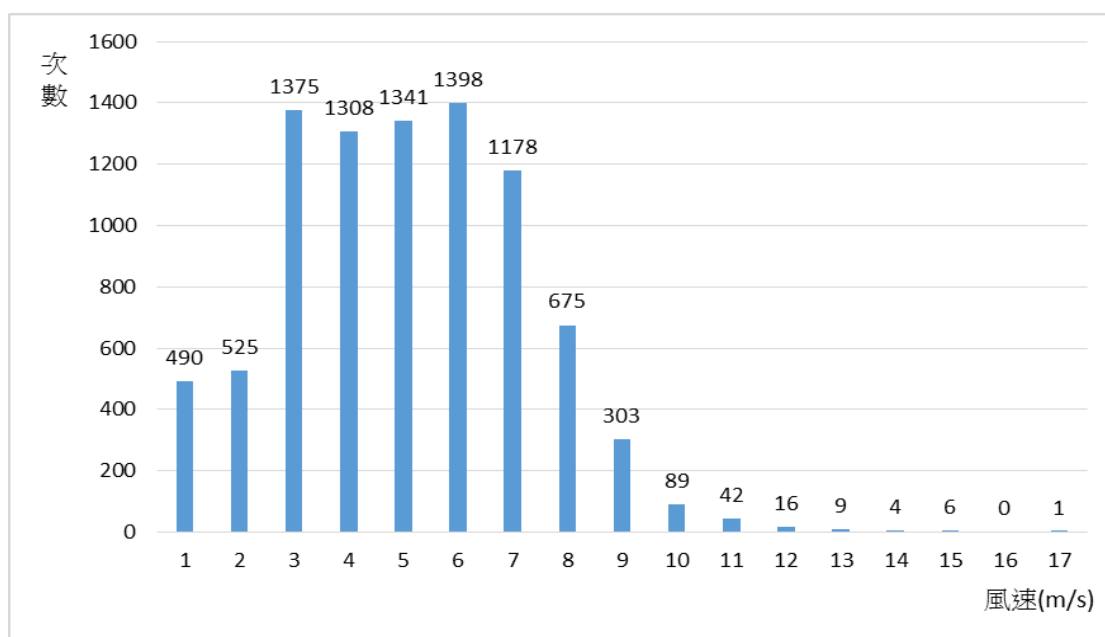


圖 31 松山機場觀測站 30 米高度 8760 小時風速模擬結果

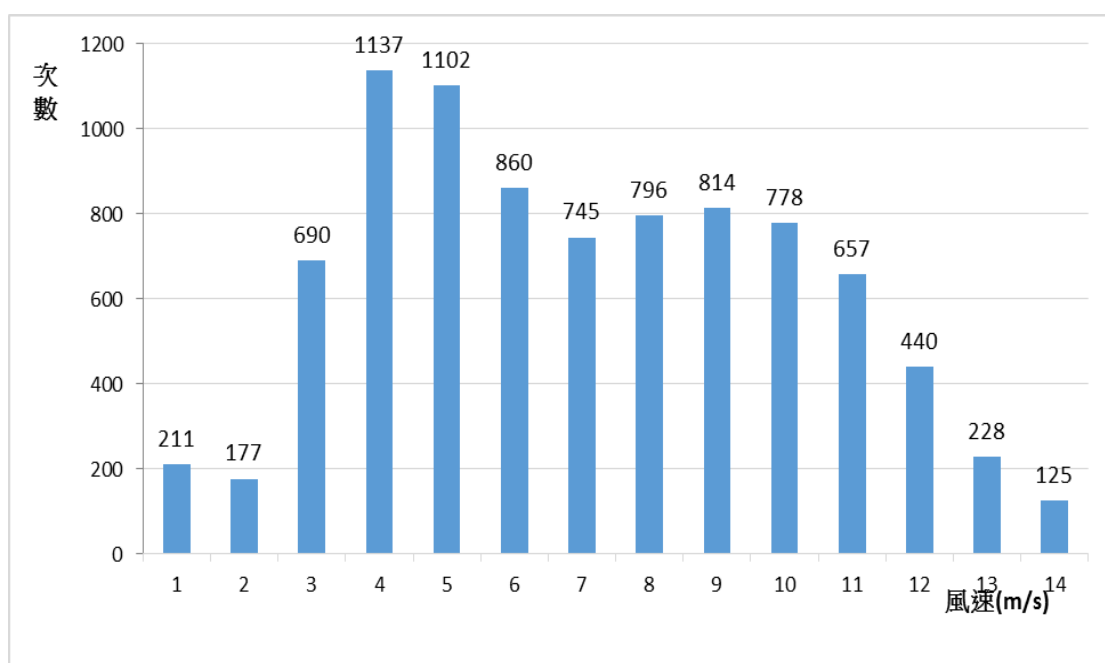


圖 32 桃園機場觀測站 30 米高度 8760 小時風速模擬結果

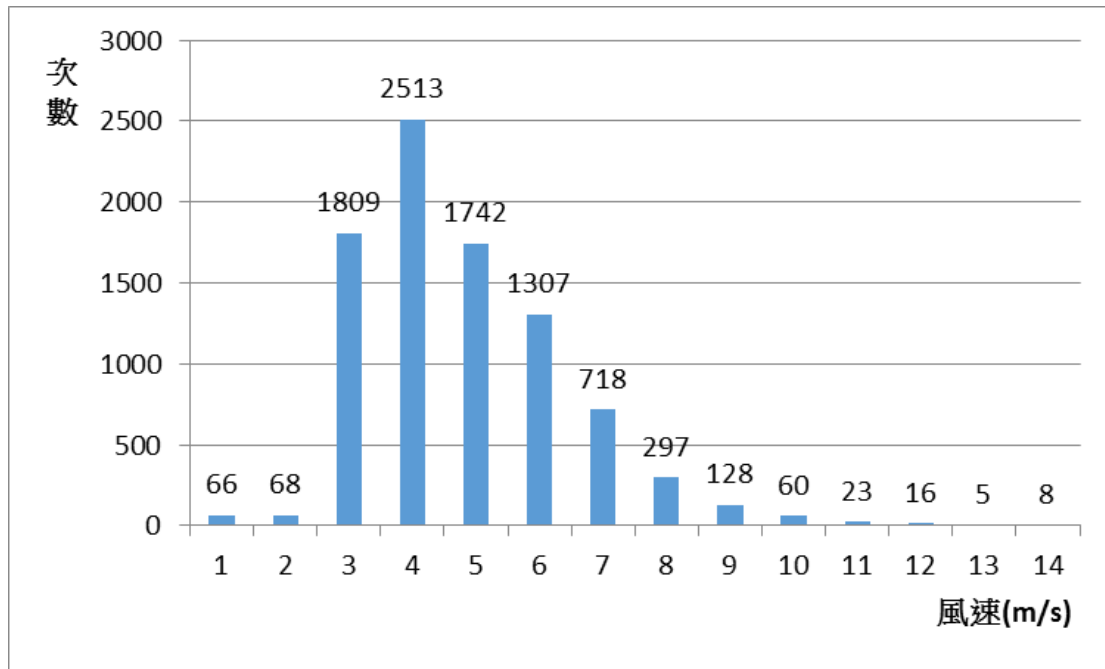


圖 33 高雄機場觀測站 30 米高度 8760 小時風速模擬結果

以松山機場站觀測站的風速資料，搭配架設 1kW 風力機為例，假設每 kW 設置成本為 16 萬，設置首年不需運維費，往後各年的年運轉維護費為設置成本的 1.5%，因此每年運維費成本為 2,400 元。利用拔靴複製法模擬未來 30 年每年 8,760 小時風速後，並搭配 1kW 風機功率曲線，計算可得每年發電量，年發電量計算公式如下：

$$Q_t = \sum_{h=1}^{8760} P(V) \square V_h ,$$

其中，V 為每小時平均風速，P(V)為在風速為 V 之下的發電功率，Q 則為發電量。由上述公式搭配拔靴複製法模擬出的未來各年度每小時平均風速，可計算各年度發電量，若以松山機場觀測站 30 米高度的 1kW 風機為例，每年發電量約在 2,780~2,930 度之間。另外，風力發電的總成本包含期初的設備設置成本以及未來各年度的運轉維護費，加總後除以總發電量，即可計算均化發電成本，如下式所示：

$$AC = \frac{FC + \sum_{t=1}^T VC_t}{\sum_{t=1}^T Q_t} ,$$

假設以設備可使用 30 年來計算，30 年架設及維護成本共需 229,600 元，藉由模擬的風速所估算的 30 年總發電量為 85,241 度，因此若設備能使用 30 年，則在松山機場 30 米高度的 1kW 風機，每度電均化成本為 2.694 元，若設備僅能使用 25 年，則每度電均化成本將提高至 3.046，若設備耐用年限降至 20 年，則平均每度電均化成本約為 3.615，最後，若設備耐用年限降至 15 年，則每度電均化成本將提高至 4.538 元，如表 27 所示。

表 27 松山機場觀測站 30 米高度均化風力發電成本估算表

年	1kW		7.5kW		10kW		年平均風速	標準差	小時平均風速發生比率				
	成本	發電量	成本	發電量	成本	發電量			V<3	3≤V<7	7≤V<10	10≤V<13	V≥13
1	160000	2796	1200000	18769	1600000	19282	3.481	2.160	26.53%	59.71%	13.03%	0.64%	0.09%
2	2400	2874	18000	19331	24000	19809	3.520	2.168	26.27%	59.63%	13.20%	0.86%	0.05%
3	2400	2821	18000	18970	24000	19458	3.498	2.170	26.35%	59.35%	13.58%	0.66%	0.06%
4	2400	2831	18000	19063	24000	19594	3.513	2.185	26.34%	59.67%	13.13%	0.70%	0.17%
5	2400	2803	18000	18819	24000	19334	3.536	2.147	25.23%	60.64%	13.22%	0.88%	0.03%
6	2400	2811	18000	18853	24000	19361	3.509	2.166	26.10%	60.18%	12.76%	0.89%	0.07%
7	2400	2884	18000	19434	24000	19967	3.494	2.173	26.32%	59.75%	13.06%	0.78%	0.09%
8	2400	2789	18000	18748	24000	19265	3.522	2.194	26.35%	59.46%	13.18%	0.90%	0.10%
9	2400	2899	18000	19517	24000	20038	3.510	2.203	26.96%	58.46%	13.72%	0.76%	0.09%
10	2400	2880	18000	19394	24000	19917	3.501	2.200	26.84%	59.01%	13.29%	0.74%	0.13%
11	2400	2784	18000	18708	24000	19233	3.488	2.169	26.61%	59.33%	13.24%	0.74%	0.08%
12	2400	2848	18000	19142	24000	19663	3.502	2.244	27.40%	57.44%	14.22%	0.79%	0.15%
13	2400	2927	18000	19708	24000	20266	3.492	2.212	26.34%	59.41%	13.31%	0.75%	0.19%
14	2400	2833	18000	19080	24000	19631	3.522	2.194	26.47%	58.78%	13.85%	0.75%	0.15%
15	2400	2883	18000	19382	24000	19913	3.513	2.166	25.91%	59.70%	13.57%	0.75%	0.06%
16	2400	2881	18000	19377	24000	19909	3.497	2.188	26.36%	60.05%	12.65%	0.82%	0.13%
17	2400	2825	18000	19013	24000	19548	3.489	2.201	27.13%	58.05%	13.88%	0.82%	0.11%
18	2400	2809	18000	18910	24000	19388	3.524	2.195	26.71%	58.50%	13.95%	0.70%	0.14%
19	2400	2859	18000	19190	24000	19743	3.482	2.191	27.16%	58.30%	13.85%	0.59%	0.10%
20	2400	2834	18000	19095	24000	19571	3.487	2.187	27.08%	58.64%	13.40%	0.79%	0.09%
21	2400	2803	18000	18852	24000	19350	3.526	2.192	25.72%	59.90%	13.50%	0.71%	0.17%
22	2400	2851	18000	19171	24000	19676	3.490	2.171	26.54%	59.19%	13.50%	0.66%	0.10%
23	2400	2806	18000	18890	24000	19375	3.499	2.196	26.58%	59.10%	13.47%	0.73%	0.13%
24	2400	2827	18000	19040	24000	19568	3.490	2.192	26.56%	59.09%	13.55%	0.66%	0.14%
25	2400	2862	18000	19278	24000	19809	3.509	2.210	26.60%	59.45%	12.84%	0.95%	0.16%
26	2400	2843	18000	19111	24000	19609	3.501	2.209	26.62%	59.16%	13.05%	1.07%	0.10%
27	2400	2861	18000	19280	24000	19802	3.518	2.213	26.18%	59.46%	13.45%	0.73%	0.18%
28	2400	2807	18000	18916	24000	19380	3.531	2.211	26.34%	58.92%	13.81%	0.78%	0.16%
29	2400	2864	18000	19278	24000	19825	3.509	2.185	26.34%	59.41%	13.26%	0.87%	0.13%
30	2400	2848	18000	19140	24000	19680	3.523	2.175	25.81%	60.19%	13.15%	0.75%	0.09%
15年合計	193600	42662	1452000	286916	1936000	294731	3.507	2.183	26.40%	59.37%	13.36%	0.77%	0.10%
20年合計	205600	56870	1542000	382501	2056000	392890	3.504	2.186	26.52%	59.20%	13.40%	0.77%	0.10%
25年合計	217600	71019	1632000	477733	2176000	490668	3.504	2.187	26.50%	59.23%	13.40%	0.76%	0.11%
30年合計	229600	85241	1722000	573459	2296000	588964	3.506	2.189	26.46%	59.26%	13.39%	0.77%	0.11%
15年平均成本	4.538		5.061		6.569								
20年平均成本	3.615		4.031		5.233								
25年平均成本	3.064		3.416		4.435								
30年平均成本	2.694		3.003		3.898								

## ㊟ 不同地區之均化發電成本

以本研究中之松山機場、桃園機場及高雄機場等三個觀測站為中心，向周邊地區擴展，由於在鄰近地區的風速分配形狀應大同小異，僅愈往人潮密集的居住地，由於房屋屏障的關係，使得平均風速愈低，而愈往人煙稀少的空曠地，則平均風速愈高。本研究由國立中央大學大氣科學系臺灣風能實驗室資料庫中的不同地區平均風速資料，推算各區域的均化發電成本。

在不同地區，平均風速有所不同，因此會使得均化發電成本不同。然而即使在同一地點，架設在不同高度時，所面對的風速亦有差異，也會造成均化發電成本有所差異。由於 Weather Underground 網站中僅提供 5 個觀測站在 30 公尺高度的平均風速，可藉由 Hellman 在 1916 年發表的風速與高度關係的公式，求得高度在 10 公尺及 50 公尺高度的風速資料，修正公式如下

$$\frac{V(h)}{V_{10}} = \left[ \frac{h}{h_{10}} \right]^{\frac{1}{n}}, n \approx 7,$$

式中  $V_{10}$  代表離地 10 公尺的風速  $h_{10}=10\text{m}$ ， $V(h)$  代表離地  $h$  公尺高度的風速， $n \approx 7$ ，這就是所謂的七分之一定理(One Seventh Power Law)。以松山機場觀測站為例，當觀測在 30 公尺高度所測得風速為 3.50 (m/s)時，可推算出 10 公尺高度為 2.991 (m/s)，50 公尺高度的風速則為 3.76 (m/s)。藉此，可求得各觀測站過去 11 年間，每小時在 10 公尺、30 公尺、50 公尺高度下每年 8760 小時的風速資料

在同一觀測站的鄰近地區，其風速分配的形狀會與觀測站類似，但平均風速隨地區建物屏障程度不同，使得平均風速及其變異數略有不同，因此可藉由臺灣風能實驗室資料庫中，松山、桃園及高雄機場觀測站鄰近區域的年平均風速，調整 Weather Underground 中的松山、桃園及高雄機場觀測站詳細風速資料，類推在此三個觀測站鄰近地區的風速分配資料，調整方式如下所示：

$$V_h^j = V_h^i \cdot \frac{E(V^j)}{E(V^i)},$$

式中，i 為 Weather Underground 中的松山、桃園及高雄機場觀測站，j 表觀測站鄰近地區，E(V)為年平均風速， $V_h$ 則為小時風速。藉由上式調整，可得在觀測站鄰近地區的風速資料，並藉以計算各地區不同裝置容量的風機，在風同架設高度下的均化成本。以下分別以 Bergey 1kW、7.5kW 及 10kW 風機為例，計算不同情境下的均化發電成本。

## 1. 1kW 風機均化發電成本

下表 28 至表 30 分別列示松山機場、桃園機場及高雄機場等觀測站鄰近地區之 1kW 風力機發均化成本。以松山機場觀測站鄰近地區為例，若是在內湖、南港地區架設風力發電機，以 20 年為例，若以架設高度 10 公尺為例，風速約為每秒 1.9 公尺，均化發電成本 18.324 元；30 公尺高度風速為每秒 2.5 公尺，發電成本為 8.143 元；50 公尺高度之平均風速為 2.8 公尺，均化發電成本為 6.039 元。另外，由於松山機場周邊即為台北市繁華地段，人口居住及商業辦公大樓林立，使得平均風速較低，因此松山機場鄰近地區之平均發電成本較貴。

表 28 松山機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-1kW

松山機場觀測站 30 米高度平均風速：3.5m/s							
高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	1.8	1.149	27.220	21.678	18.346	16.099	深坑
30m	2.4	1.532	11.472	9.139	7.739	6.795	
50m	2.7	1.723	8.336	6.643	5.626	4.941	
10m	1.9	1.213	23.008	18.324	15.509	13.611	內湖、南港、五分埔、 汐止
30m	2.5	1.595	10.220	8.143	6.895	6.055	
50m	2.8	1.787	7.578	6.039	5.114	4.492	
10m	1.9	1.213	23.008	18.324	15.509	13.611	大直、中正紀念堂、 七堵、永和
30m	2.6	1.659	9.198	7.330	6.207	5.451	
50m	2.9	1.851	6.946	5.536	4.688	4.118	
10m	1.9	1.213	23.008	18.324	15.509	13.611	雙連、士林
30m	2.7	1.723	8.336	6.643	5.626	4.941	
50m	3	1.914	6.397	5.098	4.317	3.793	

資料來源：本研究整理

而桃園機場周邊地區因地處空曠位置，因此如竹圍、大園、埔心等地的平均發電成本均不高，若民眾在自家透天厝頂樓搭設 1kW 的風機，高度約在 10 公尺左右，以 20 年的耐用年限來看，則均化發電成本每度約僅 NT\$2.2326~2.476。在中壢、內壢等地區若於透天厝頂樓約 10 公尺的高度安裝，則均化發電成本每度約 NT\$9.187~13.721，若在約 10 層樓高的社區大樓頂樓安裝，高度約 30 公尺，則均化發電成本可大幅下降至每度電 NT\$4.277~5.454。若安裝高度再提高至 50 公尺高度，約 15 樓高之大樓頂樓，則發電成本可再下降至 NT\$3.309~4.277。<sup>10</sup>

**表 29 桃園機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-1kW**

桃園機場觀測站 30 米高度平均風速：5.4m/s							
高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	2.1	1.264	17.246	13.721	11.602	10.224	內壢
30m	2.9	1.746	6.853	5.454	4.611	4.063	
50m	3.2	1.926	5.375	4.277	3.616	3.187	
10m	2.4	1.445	11.546	9.187	7.768	6.845	中壢、中壢工業區
30m	3.2	1.926	5.375	4.277	3.616	3.187	
50m	3.6	2.167	4.158	3.309	2.798	2.465	
10m	3.8	2.288	3.753	2.987	2.525	2.225	機場、埔心
30m	4.9	2.950	2.671	2.127	1.798	1.584	
50m	5.4	3.251	2.486	1.980	1.674	1.474	
10m	4.3	2.589	3.099	2.467	2.086	1.838	竹圍、大園
30m	5.4	3.251	2.486	1.980	1.674	1.474	
50m	5.9	3.552	2.427	1.934	1.635	1.440	
10m	4.5	2.709	2.922	2.326	1.966	1.732	沙崙、下海湖
30m	6	3.612	2.426	1.933	1.634	1.439	
50m	6.5	3.913	2.452	1.955	1.654	1.455	

資料來源：本研究整理

此外，觀察表 29 可發現，當高度愈高，風速亦愈大，一般而言，發

<sup>10</sup> 若非安裝於大樓頂樓，而以獨立塔架架設，則當塔架愈高，設置成本亦將提高，此外，往後年度的維護費亦可能提高。

電成本應愈低，如內壠、中壠、中壠工業區、機場、埔心、竹園、大園等地區，然而在沙崙及下海湖地區，在 10m 高度時，年平均風速已達 4.5 m/s，30m 高度為 6m/s，50m 高度的年平均風速更高達 6.5m/s，然而當風機由 30m 高度提高至 50m 高度時，發電成本反而提高，如以設備耐用年限 20 年來看，10m 高度時，均化發電成本為每度電 NT\$2.326，高度提高至 30m 時，每度電可下降至 NT\$1.933，但若高度再提高至 50m 時，平均發電成本反而提高至每度 NT\$1.955，其主要原因乃在於有許多時間風速過高，已大於風機之切出風速，為保護風機不致受損，風機會停機處置，因此即使風速提高，但由於總發電量減少，使得平均發電成本提高。

**表 30 高雄機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-1kW**

高雄機場觀測站 30 米高度平均風速：3.1m/s							
高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	2.3	1.286	14.565	11.618	9.808	8.617	七老爺、大坪頂
30m	2.9	1.621	7.885	6.287	5.311	4.668	
50m	3.2	1.789	6.278	5.004	4.229	3.716	
10m	2.3	1.286	14.565	11.618	9.808	8.617	高松村、中厝村、高雄市
30m	3	1.677	7.265	5.792	4.894	4.301	
50m	3.3	1.845	5.860	4.670	3.947	3.469	
10m	2.6	1.454	10.341	8.246	6.965	6.120	高雄機場
30m	3.1	1.733	6.717	5.355	4.525	3.977	
50m	3.4	1.901	5.485	4.371	3.695	3.248	
10m	2.7	1.509	9.444	7.531	6.361	5.590	小港
30m	3.3	1.845	5.860	4.670	3.947	3.469	
50m	3.5	1.957	5.164	4.115	3.479	3.058	

資料來源：本研究整理

## 2. 7.5 kW 風機均化發電成本

一般而言，當高度愈高時，則風能密度愈大，可架設較大功率之風力發電機，若以 7.5kW 的規模而言，應不適合 10 公尺以下的安裝，主要乃由於風能密度低，使得發電成本過高，因此若以 30 公尺高度為例，當設備的耐用年限為 20 年，以大台北地區而言，若裝設於深坑、內湖、南港、大直、中正紀念堂、士林等地約 10 層樓高之大樓頂樓，如表 31 所示，則發電成本約每度電 NT\$7.505 ~ 10.538。

此外，由表 32 可發現，在桃園機場鄰近地區，如埔心、大園等較為空曠的地區，即使安裝高度僅 10 公尺，在設備可使用 20 年的情況下，每度電平均發電成本只需 NT\$ 2.674 ~ 3.318，若高度提高至 30 公尺，則發電成本約可至每度 NT\$2.468 ~ 3.318；不過在中壢、內壢等人口稠密地區，10 公尺高度的發電成本將高達 NT\$10.555~16.348，因此，估且不論風力機在人口稠密處可能會帶來噪音污染，單就成本的考量而言，7.5kW 規模的風機在中壢及內壢地區亦不適合安裝於 10 公尺高度；然而若安裝於 30 公尺高度，則發電成本可降至 NT\$4.747 ~ 6.092；若高度再提高至 50 公尺發電成本可再降至 NT\$4.747 ~ 3.669，已具備經濟性，因此，若能克服因風切所帶來的低頻噪音干擾，則即使在中壢、及內壢地區人口稠密處，7.5kW 的風力機亦可安裝於 10 層或 15 層樓以上高度的大樓頂樓，不過可以確定的是，工業區本身因多數工廠營運已存在其他噪音，可無需考量風力機所產生的風切低頻噪音，因此，在中壢工業區地區，廠商可考慮在 30 公尺以上高度架設 7.5kW 風力機。

桃園機場週邊地區中，在沙崙及下海湖地區，如表 32 所示，在 50 公尺高度的發電平均成本高於 30 公尺時的發電成本，主要也是因為在 50 公尺高度時，因為風速高於切出風速的時間過多，使得總發電量低於 30 公尺的發電量，因此以 7.5kW 的風機而言，50 公尺高度的平均發電成本亦高於 30 公尺高度的發電成本。至於高雄機場鄰近地區在不同高度下的發電成本則如表 33 所示。

表 31 松山機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-7.5kW

松山機場觀測站 30 米高度平均風速：3.5m/s							
高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	1.8	1.149	35.645	28.371	24.009	21.062	深坑
30m	2.4	1.532	13.227	10.538	8.924	7.836	
50m	2.7	1.723	9.417	7.505	6.356	5.583	
10m	1.9	1.213	29.080	23.151	19.595	17.195	內湖、南港、五分埔、 汐止
30m	2.5	1.595	11.678	9.306	7.880	6.921	
50m	2.8	1.787	8.513	6.785	5.746	5.048	
10m	1.9	1.213	29.080	23.151	19.595	17.195	大直、中正紀念堂、 七堵、永和
30m	2.6	1.659	10.437	8.317	7.044	6.186	
50m	2.9	1.851	7.786	6.205	5.256	4.617	
10m	1.9	1.213	29.080	23.151	19.595	17.195	雙連、士林
30m	2.7	1.723	9.417	7.505	6.356	5.583	
50m	3	1.914	7.159	5.705	4.832	4.245	

資料來源：本研究整理

表 32 桃園機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-7.5kW

桃園機場觀測站 30 米高度平均風速：5.4m/s

高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	2.1	1.264	20.554	16.348	13.821	12.182	內壢
30m	2.9	1.746	7.656	6.092	5.150	4.538	
50m	3.2	1.926	5.965	4.747	4.013	3.536	
10m	2.4	1.445	13.268	10.555	8.924	7.865	中壢、中壢工業區
30m	3.2	1.926	5.965	4.747	4.013	3.536	
50m	3.6	2.167	4.610	3.669	3.101	2.733	
10m	3.8	2.288	4.169	3.318	2.805	2.472	機場、埔心
30m	4.9	2.950	3.179	2.533	2.140	1.885	
50m	5.4	3.251	3.097	2.468	2.086	1.837	
10m	4.3	2.589	3.509	2.794	2.361	2.080	竹圍、大園
30m	5.4	3.251	3.097	2.468	2.086	1.837	
50m	5.9	3.552	3.133	2.497	2.112	1.859	
10m	4.5	2.709	3.358	2.674	2.260	1.991	沙崙、下海湖
30m	6	3.612	3.145	2.507	2.120	1.866	
50m	6.5	3.913	3.260	2.600	2.200	1.935	

資料來源：本研究整理

表 33 高雄機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-7.5kW

高雄機場觀測站平均風速：3.1 m/s							
高度	平均風速	風速標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	2.3	1.286	17.519	13.975	11.793	10.363	七老爺、大坪頂
30m	2.9	1.621	9.129	7.279	6.149	5.404	
50m	3.2	1.789	7.175	5.718	4.833	4.248	
10m	2.3	1.286	17.519	13.975	11.793	10.363	高松村、中厝村、高雄市
30m	3	1.677	8.381	6.681	5.645	4.962	
50m	3.3	1.845	6.688	5.330	4.505	3.960	
10m	2.6	1.454	12.103	9.652	8.149	7.161	高雄機場
30m	3.1	1.733	7.706	6.143	5.191	4.562	
50m	3.4	1.901	6.252	4.982	4.212	3.702	
10m	2.7	1.509	11.010	8.779	7.414	6.515	小港
30m	3.3	1.845	6.688	5.330	4.505	3.960	
50m	3.5	1.957	5.877	4.683	3.959	3.480	

資料來源：本研究整理

### 3. 10 kW 風機均化發電成本

若以 10kW 風機為例，由於風機規模大，且相對的風切噪音較大，這樣大小的風機已不適合裝設於頂樓及人口稠密的商業區或住宅區，應另架設於專用塔架，因此較適合工業園區工廠建物不高的地區，且架設高度應在 30 至 50 公尺之間。若以內壠、中壠工業區為例，如表 35 所示，假設設備耐用年限為 20 年，若架設高度為 30 公尺，如表 26 所示，則均化發電成本約為 NT\$6.273~8.123 之間，但若架設高度提高至 50 公尺，則發電成本可降至 NT\$4.745~6.273 之間。其餘如松山及高雄機場周邊地區發電成本則列於表 34 及表 36。

表 34 松山機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-10kW

松山機場觀測站 30 米高度平均風速：3.5m/s

高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
30m	2.4	1.532	17.540	13.978	11.838	10.396	深坑
50m	2.7	1.723	12.455	9.929	8.410	7.388	
30m	2.5	1.595	15.477	12.335	10.446	9.175	內湖、南港、五分埔、 汐止
50m	2.8	1.787	11.244	8.963	7.592	6.669	
30m	2.6	1.659	13.822	11.017	9.331	8.196	大直、中正紀念堂、 七堵、永和
50m	2.9	1.851	10.275	8.190	6.938	6.094	
30m	2.7	1.723	10.275	8.190	6.938	6.094	雙連、士林
50m	3	1.914	9.428	7.514	6.365	5.592	

資料來源：本研究整理

表 35 桃園機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-10kW

桃園機場觀測站平均風速：5.4m/s

高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
10m	2.9	1.746	10.210	8.123	6.866	6.051	內壢
50m	3.2	1.926	7.884	6.273	5.303	4.672	
10m	3.2	1.926	7.884	6.273	5.303	4.672	中壢、中壢工業區
50m	3.6	2.167	5.963	4.745	4.011	3.534	
10m	4.9	2.950	3.898	3.105	2.624	2.312	機場、埔心
50m	5.4	3.251	3.786	3.017	2.550	2.246	
10m	5.4	3.251	3.786	3.017	2.550	2.246	竹圍、大園
50m	5.9	3.552	3.833	3.056	2.584	2.275	
10m	6	3.612	3.850	3.071	2.596	2.285	沙崙、下海湖
50m	6.5	3.913	4.003	3.193	2.702	2.377	

資料來源：本研究整理

表 36 高雄機場觀測站鄰近地區之風力發電均化成本-10kW

高雄機場觀測站 30 米高度平均風速：3.1 m/s							
高度	平均 風速	風速 標準差	不同設備耐用年限之發電成本				地區
			15 年	20 年	25 年	30 年	
30m	2.9	1.621	11.994	9.562	8.075	7.096	七老爺、大坪頂
50m	3.2	1.789	9.380	7.476	6.317	5.551	
30m	3	1.677	10.992	8.762	7.402	6.505	高松村、中厝村、高雄市
50m	3.3	1.845	8.722	6.951	5.874	5.162	
30m	3.1	1.733	10.090	8.042	6.795	5.971	高雄機場
50m	3.4	1.901	8.142	6.488	5.484	4.820	
30m	3.3	1.845	8.722	6.951	5.874	5.162	小港
50m	3.5	1.957	7.634	6.084	5.142	4.519	

### (三) 台灣小型風力發電之效益

#### 一、發電效益

風力發電最主要的成本為發電設備，驅動發電的動力為大自然的風能，所以沒有燃料成本問題，若安裝在風能充足的區域，便可順利回收成本。風力發電屬於分散式的類型，風能是最主要的發電原料，也是大自然間的產物，所以沒有原料供給的問題，沒有原料運輸，也無需仰賴進口，由於風能的分佈非常廣泛，對於偏遠地區的電力供應也有相當的幫助。

由於不同地區風速分配不同，且不同型號風機的功率曲線亦有所不同，難以針對各種情況做分析，因此本研究僅以 Weather Underground 之松山機場觀測站 30 公尺高度風速資料為例，搭配 RETScreen 資料庫中所提供的 Bergey 1kW、7.5kW、10kW 三種風機型號的功率曲線，計算風力發電的發電效益。

根據 2013 年的躉購費率，1kW 以上未滿 10kW 之風力發電裝置，電價收購金額是每度電 7.3562 元，以松山機場觀測站為例，1kW 風機之發電量而言，20 年下來總收益為 418,347 元，裝置成本為 160,000，加上 20 年期的運維費 45,600，20 年期總成本為 205,600，在不考慮折現的情況下，利潤有

212,747。表 25 列出 3 種不同裝置容量風機的成本，以松山機場觀測站的風速為例，不同設備耐用年限下的的總發電量、躉購收益以及利潤。

表 37 松山機場觀測站三種容量風機不同設備耐用年限之總收益

	耐用年限	1KW	7.5KW	10KW
初期架設成本		160,000	1,200,000	1,600,000
運維成本	20 年	45,600	342,000	456,000
	25 年	57,600	432,000	576,000
	30 年	69,600	522,000	696,000
總成本	20 年	205,600	1,542,000	2,056,000
	25 年	217,600	1,632,000	2,176,000
	30 年	229,600	1,722,000	2,296,000
發電量	20 年	56,870	382,501	392,890
	25 年	71,019	477,733	490,668
	30 年	85,241	573,459	588,964
收購電價		7.3562	7.3562	7.3562
總收益	20 年	418,347	2,813,754	2,890,177
	25 年	522,430	3,514,299	3,609,452
	30 年	627,050	4,218,479	4,332,537
總會計利潤 (不含碳權)	20 年	212,747	1,271,754	834,177
	25 年	304,830	1,882,299	1,433,452
	30 年	397,450	2,496,479	2,036,537
減碳量 (噸)	20 年	24.57	165.24	169.73
	25 年	30.68	206.38	211.97
	30 年	36.82	247.73	254.43
碳權收入	20 年	7,066	47,522	48,812
	25 年	8,823	59,353	60,960
	30 年	10,590	71,246	73,173
總會計利潤 (含碳權)	20 年	219,813	1,319,276	882,989
	25 年	313,653	1,941,652	1,494,412
	30 年	408,040	2,567,725	2,109,710

單位：新台幣元。

1.根據褚文欽、鍾炳利（2012），燃氣複循環機組每 kWh 碳排放為 0.432kg。

2.根據 Investing.com 的碳交易資料顯示，歐洲 2012 年碳排放交易價格 2012 年平均約為 7.505 歐元/噸，若以 2012 年歐元兌新台幣匯率平均值 1 歐元兌換 38.32 新台幣計，為 NT\$287.59/噸。

## 二、環境效益（減碳效益）

由於風力發電不需耗用燃料，因此能減少燃料的消耗與 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 及 N<sub>2</sub>O 等的氣體排放。由於風力發電機組供電不穩定，並非隨時可發電，需視自然環境條件而定，此一般將風力發電視為中尖載燃氣發電的替代（柴蕙質與葛復光，2012），若以燃氣複循環的碳排放來計算，台電目前的燃氣複循環機組平均每度電碳排放量為 0.432kg（褚文欽、鍾炳利，2012），則風力發電減碳效益如表 37 所示。若以 1kW 為例，當設備耐用年限為 20 年時，在松山

機場的總發電量約為 56,870kWh，可減少碳排放量約 24.57 噸，以 Investing.com 統計歐洲碳排放期貨交易統計資料，2012 年平均為 7.505 歐元/噸，以 2012 年 1 歐元兌新台幣平均匯率 38.302 計算，碳交易價格約為每噸新台幣 287.59，則 20 年碳權總收入為 7,066，因此，若考慮碳權收入，20 年之總會計利潤可提高為 219,813。

#### (四) 台灣小型風力發電之 SWOT 分析

風力發電雖然有零碳排放、不需燃料、提高我國能源自主等優勢，然而也因初期設備成本昂貴、占地空間大，架設地點限制多，以及風力供應不穩定等劣勢，使得我國風力發電的發展至今仍落後先進國家。此外，若小型風力發電得以發展，則可降低民眾對外購電力的需求，也因此可降低電力公司的尖峰負載及備用容量，如此可大幅降低電力公司的中尖載的發電成本，柴蕙質與葛復光（2012）的研究指出，台電公司的氣渦輪機之發電成本 97 年約為 55.6 元/kWh、98 年大幅增加為 109.2 元/ kWh、99 年為 99.22 元/kWh，而其主要原因則為使用率偏低，而氣渦輪發電則主要用於中尖載發電及備用容量。其餘優劣勢，以及機與與威脅則如下圖 23 所示。

優勢 (Strengths)	劣勢 (Weaknesses)
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 技術相較於其再生能源發電技術而言更加純熟</li> <li>■ 小型風力發電機組較其他再生能源發電技術而言較不易損壞</li> <li>■ 維護費用相對其他再生能源較低</li> <li>■ 市區可架設於頂樓，相較於中大型及陸域風機而言，架設地點更加彈性</li> <li>■ 可早晚供電</li> <li>■ 降低電力公司之備用裝置容量</li> <li>■ 發電端即時消費，可降低併網成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 初期成本高昂</li> <li>■ 規模較大之風機占地空間過大</li> <li>■ 風力供給不穩定</li> <li>■ 風力機組噪音</li> <li>■ 大樓頂樓架設之安全性考量</li> </ul>
機會(Opportunities)	威脅(Threats)

- |   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 國際減碳壓力有助風力發電發展</li> <li>■ 與國內國內小型風力發電產業相輔相成</li> <li>■ 可與太陽光電系統相互搭配</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 政府補貼隨設備成本下降而逐年調降</li> <li>■ 人口稠密的都會區因高樓大廈林立，使風速偏低。</li> </ul> |
|---|--|

**圖 34 台灣發展小型風力發電之 SWOT 分析**

### (五) 結論與政策建議

台灣四面環海，獨特的海島地形優勢，使得每年有一半以上的時間為東北季風期，風力資源豐富，沿海地區跟高山及離島有不少地區每年平均風速皆超過 5 公尺以上，是適合風力發電的絕佳條件，以經濟發展及保護環境為考量之下，大自然的風能是台灣最充沛的天然資源，所以對於再生能源開發和使用，風能是絕佳選擇之一。

由於相較於大型風機而言，小型風機的架設地點及場所更加彈性，在市區，公寓和社區大樓的頂樓皆可安裝。然而研究中無法對全台灣所有地點都進行分析，因此本研究中採個案研究方式，分別探討 1kW、7.5kW、10kW 三種裝置容量的小型風機在不同地區和不同高度之下的發電成本。

根據研究結果發現，在人口較少的鄉鎮，10 公尺高度的透天厝（約 3~4 層樓高）的頂樓便具安裝潛力，以 1kW 的裝置為例，發電成本多介於 2.5~3.5 NT\$/kWh 之間，如桃園的機場、竹圍、大園等地區，這樣的地區當然高度愈高時，風速也愈高，適合額定功率較高的風力機的安裝，如以 7.5~10kW 規模之風力機，於自家屋前獨立以 30 公尺高的塔架裝設。然而雖然高度愈高，風速也愈快，但當風速大於風力機切出風速時，風機將不發電，如此反而使發電量降低提高發電成本，因此仍需詳加評估適合的安裝高度。

另外，在人口稠密的城市，多半在 30 公尺的高度時，才具有安裝潛力，這樣的高度相當於 10 層樓高社區大樓，如台北鄰近的七堵、永和、士林，桃園鄰近的中壢、內壢、中壢工業區，以及高雄鄰近的高雄市、小港、高雄機場等地，這些地區以 30 公尺高度為例，若設備耐用年限為 20 年，1kW 的小型風機平均發電成本多為每度電 4~7 元，而若以 30 公尺高度頂樓架設 7.5kW 規模的小型風機，則平均發電成本亦介於每度電 4~7 元之間在人口稠密都市的精華商業區部份，則因高樓大廈林立，需到 50 公尺高度時，才具

備安裝潛力，如內湖、南港、大直、中正紀念堂等地，而這樣的高度則相當於 15~20 層樓高的大樓。

另外，10kW 規模之風機，因會對建築物造成額外的風阻負擔，可能危及大樓安全，因此較不適合安裝於建築頂樓，應以塔架獨立架設，架設地點則應以人口較少的鄉鎮較具潛力。此外，由於 10kW 風機由於機組規模較大，運轉所產生的噪音亦較大，比較適合在工業區等不怕吵雜的地點安裝，如中壢工業區。

雖然小風機相較於大型風機而言較不具經濟效益，但若是鼓勵一般家庭或社區大樓安裝，可直接在發電端使用，減少併網成本，也可使台電的尖峰時段備載容量減少，因此仍值得推廣。針對本研究之分析結果，對於小型風力發電可提出以下五點建議：

- (1) 小型風電大多為自用而非併網，因此應以設備補貼為主要策略，以 FIT 為輔助機制。設備補貼可鼓勵民眾安裝，惟要注意過高的設備補貼費用恐造成民眾只安裝不發電的不利情況。故可應用 FIT 機制確保民眾持續使用發電設備，但要克服台電因技術性問題而降低電能收購願意的障礙，落實 FIT 制度精神。後續亦可探討設備補貼與 FIT 應如何適度搭配，以達鼓勵民眾安裝與應用之實效。
- (2) 符合成本效益的地區主要在鄉村地勢空曠地區，因此可積極輔導並補貼鄉村平均風速較高的家戶設置小型風力發電設備。
- (3) 可提供工業區廠商稅賦減免以提高廠商之安裝意願。
- (4) 持續投入提高發電效率（降低起動風速）、降低噪音等方向之 R&D，以加強在人口稠密地區的開發潛力。
- (5) 國內產業鏈相對較陸域及離岸完整，且出口具競爭力，但然仍需持續投入 R&D，維持國際競爭力。

## 五、 風力發電 3E 效益分析：GEMEET 模型應用

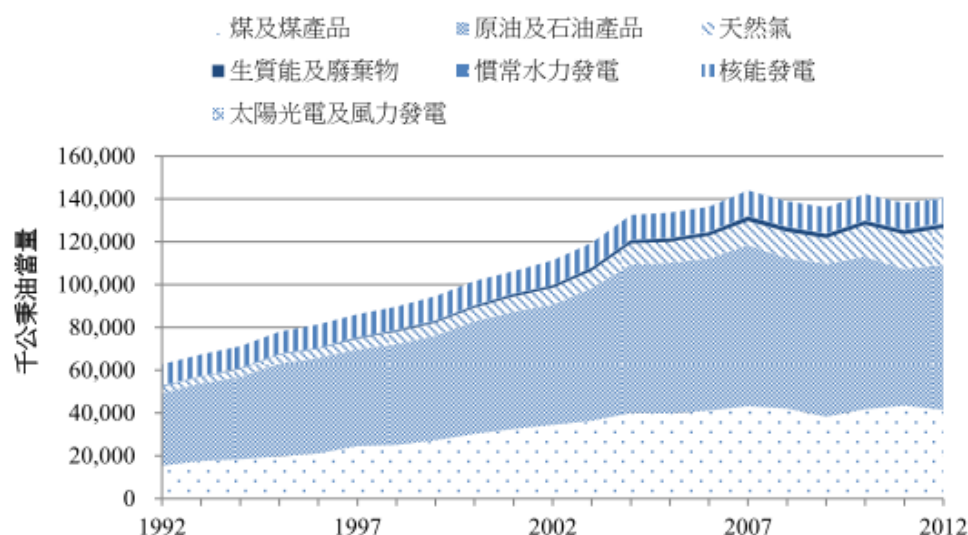
### (一) 前言

從發展再生能源的角度來看，以目前成本較其他傳統化石燃料發電還要高的情況下，勢必要對再生能源投入更多的人力與資金，才能使其在市場上更具有競爭力。而再生能源的發展主要有三個階段(Lee and Shih, 2010)：研發與示範 (R&D and demonstration)、市場發展 (market development) 與長期發展 (long-term development)。在再生能源發展之初期階段，高成本的特性會阻礙其產業技術進步的推展 (Burtraw and Krupnick, 2012)。所以為了要消除再生能源這樣的發展障礙與不確定性，研發的投入為其技術進步主要之驅動力。

而為了要達到政策所設定之再生能源目標，政府相關的發展政策與誘因對於再生能源之發展扮演著重要的角色 (Bao *et al.*, 2011)，其中可透過直接對這些再生能源之研發投資來促進其發展。但除此之外，同時也要有一些政策誘因或機制來推廣再生能源的使用，而目前躉購費率機制 (feed-in tariff；FIT) 為推廣再生能源使用中最為有效之方法 (Solangi *et al.*, 2011; Lipp, 2012; Wang and Cheng, 2012)，同時在國際間也廣泛地被作為再生能源發電推廣政策工具 (Muñoz *et al.*, 2007; Schmalensee, 2011; Alagappan *et al.*, 2011; Couture *et al.*, 2011; Wang and Cheng, 2012)。躉購費率主要為一吸引再生能源投資之補貼機制，透過購電者與售電者之間的契約，保證在契約期間以某一固定價格收購售電者以某種再生能源所發出來的電，Ayoub and Yuji (2013) 指出這樣的機制對於投資者的保障，使其在大多數的國家實行相當成功。

而最有名的例子即為德國與西班牙 (Del Río Gonzalez and Gual., 2007; Klessmann *et al.*, 2008)，事實上，德國早在 1991 年時就施行了固定電力回購費率 (fixed FIT) 政策，而西班牙在 1998 年時實施溢價電力回購政策 (feed-in premium scheme)，就再生能源發電裝置的推廣效率來看，不論是德國或是西班牙，躉購費率政策都成功的推廣了風力發電的發展。而其他原先

採用再生能源配額制度<sup>11</sup> (renewable portfolio standard; RPS)的國家像是英國、美國、澳洲與日本等，也紛紛開始引進躉購費率機制來刺激再生能源的發展 (Wang and Cheng, 2012)。



資料來源：能源局（2013）

圖 35 台灣歷年能源供給

台灣自產能源相當匱乏，根據台灣歷年能源供給（圖 35），得知台灣在經濟發展的過程中相當依賴進口化石能源。一旦面對國際能源供應或價格的衝擊，不僅經濟活動將面臨嚴峻的考驗，國家安全也倍受威脅，所以不論就能源自主性或能源多元性來看，發展再生能源是目前刻不容緩的任務。所以在 2009 年，政府三讀通過「再生能源發展條例」及開始推動「綠色能源產業旭升方案」，自 2009 至 2012 年間合計挹注 373.89 億元，並期望綠色能源產值可由 2008 年的 1603 億元（占製造業 1.2%）提高至 1 兆 1580 億元（占製造業 6.6%），其中包含 4500 億元與 1680 億元的太陽光電與風力發電產業，來提高台灣再生能源產業在國際市場上的利基。

<sup>11</sup>RPS 主要規範電力公司必須要有一定的發電比例來自再生能源

表 38 台灣重要再生能源裝置容量與推廣目標

	2005	2012	推廣目標					
			2015	2020	2025	2030	2040	2050
水力發電	1909.7	2081.3	2,052	2,112	2,502	2,502	2502	2502
陸域風力發電	23.9	571.0	866	1200	1200	1200	1200	1200
離岸風力發電	-	-	15	600	1800	3000	5200	6200
太陽光電	1	222.5	420	1,020	2,500	3,100	4000	5000
生質能與廢棄物發電	715.6	740.4	871	954	1,400	1,400	1400	1400
合計	2,605.2	3,615.2	4,224	5,886	9,402	11,202	14,302	16,302

資料來源：2005 及 2012 年裝置容量資料取自經濟部能源局「能源統計月報」；2015 至 2030 之推動目標數據來自能源局召開之「經濟部能源研究會報」2011 年第一次會議「能源科技研究發展方向」簡報。至於其他再生能源請參見表 4。

除此之外，政府立法制定再生能源電能躉購價格，主要目的在於保障投資回收，提升業者設置的意願，其固定電價的制度適合再生能源發展初期階段，以較優惠的價格提供投資人設置誘因，期望能達成未來年度的再生能源的推廣目標(參表 38)。目前我國的再生能源電價躉購費率根據經濟部(2012)「經能字第 10104607910 號」，其公式如下：

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費用}}{\text{年售電量}},$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{折現率} \times (1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}} - 1},$$

$$\text{年運轉維護費用} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費用占期初設置成本比例}。$$

上述的計算方法主要是利用發電的長期平均成本的概念，且一旦業者與投資人簽約後，未來躉購年間，便需以簽定之固定費率向投資人收購。目前台灣政策上有進行補貼的再生能源發電技術主要可以區分為五大類，分別為風力、太陽光電、川流水力、地熱能、生質能及廢棄物。按上述計算方式，過去「再生能源電能躉購費率審定會」所決議之各發電技術躉購費率可整理如下表 39：

表 39 台灣歷年各發電技術電力躉購費率

項目		2010	2011	2012	2013
太陽光電	1~10 kW	11.1883	10.3185	9.2510	8.1836
	10~100 kW	12.9722	9.1799	8.3259	7.3297
	100~500 kW		8.8241	7.9701	6.9027
	≥ 500 kW		7.9701	7.1873	5.9776
	地面型	11.1190	7.3297	6.7604	5.6218
風力發電	1~10 kW	7.2714	7.3562	7.3562	7.3562
	≥ 10 kW	2.3834	2.6138	2.5971	2.6258
	離岸風力發電	4.1982	5.5626	5.5626	5.5626

資料來源：取自各年度「再生能源電能躉購費率審定會」之資料

雖然政府推動再生能源的美意廣受投資人支持，然而政策施行的結果卻也可能為政府帶來極大的困擾，如西班牙於 2007 年起大幅度提高太陽光電電能躉購費率，導致太陽光電業者大量申設，累積裝置容量由 2006 年的 141MW 暴增至 2007 年的 500MW，大幅超越其預計於 2010 年達到 400MW 裝置容量的目標 (Salas and Olias, 2009)，然而在缺乏配套措施的情況下，由於躉購費率提高，加上裝置容量激增，使得電力事業成本大幅提高，對其電價、經濟發展、政府預算等均造成相當大的衝擊。因此，躉購費率的設定及其制度設計，必須格外審慎。此外，隨著再生能源產業的發展與技術進步，將使再生能源發電裝置的設置成本及運維費用下降，倘若此一躉購費率維持不變，在未來再生能源成本下降，且裝置容量激增的情況下，將對政府造成相當龐大的財政負擔。

雖然 R&D 投資與執行躉購費率機制對於推廣再生能源來說皆為相當有效的手段與方法，但是這兩者之間似乎存在著一相互抵換 (trade-offs) 之關係。對於政府來說，不管是設定再生能源發展目標，或是訂定 FIT 對再生能源業者進行補貼，都會對再生能源投資及研發投入有激勵的作用，而技術持續研發將可以有效降低再生能源發電的成本，進而使 FIT 有調降的空間。所以從這樣的關係來看，在正常的研發投資與未來可能的 FIT 軌跡下，政府的推廣目標是否可以達成？而其之間的最適組合又為何？政策制定者在做相關政策之研擬時皆必須將這些問題考慮進去。

若從經濟體系一般均衡的角度，我們可由圖 36 約略說明實施躉購費率制度與 R&D 投資對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。

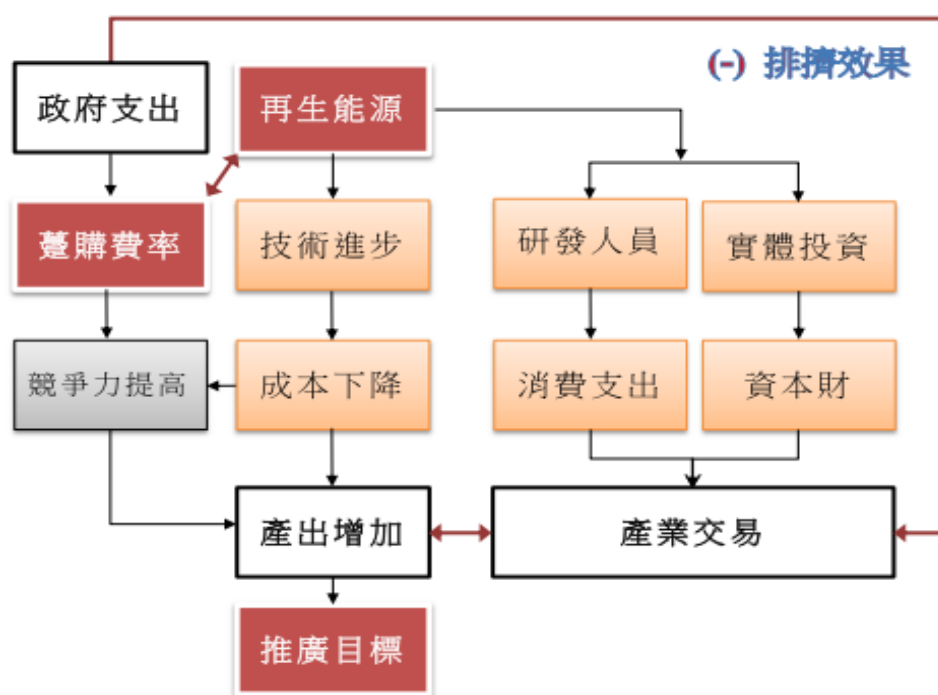


圖 36 躉購費率、R&D 投資與推廣目標間之關係

有鑑於此，本研究的目的主要有幾個方向。第一，在未來可能的躉購費率路徑與 R&D 投資下，再生能源是否可以達成推廣目標？若無法達成目標，那麼還需要多少額外的 R&D 投資才有辦法？第二，在達成目標的情況

下，探討躉購費率與 R&D 投資之間的抵換關係與其最適組合。第三，從經濟、環境與福利等角度，來觀察實施躉購費率與 R&D 投資對於整個經濟體系的淨效益。為達到上述目的，本文利用一個動態可計算一般均衡（computable general equilibrium；CGE）模型進行分析。本文第一節介紹前言與台灣目前的能源狀況與所現行的躉購費率政策。第二節則說明本文所採用的分析工具，第三節針對本文分析工具中的資料做說明，第四節則利用分析工具評估政策目標的達成可能性與相關效益分析，最後於第五節整理本文分析結果並提出相關之政策建議。

## （二）研究方法

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。

本研究所採用之動態可計算一般均衡模型 **GEMEET**（**G**eneral **E**quilibrium **M**odel for **E**nergy **E**conomic and **T**echnology Analysis），以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<sup>12</sup>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

---

<sup>12</sup>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。

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 37），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。

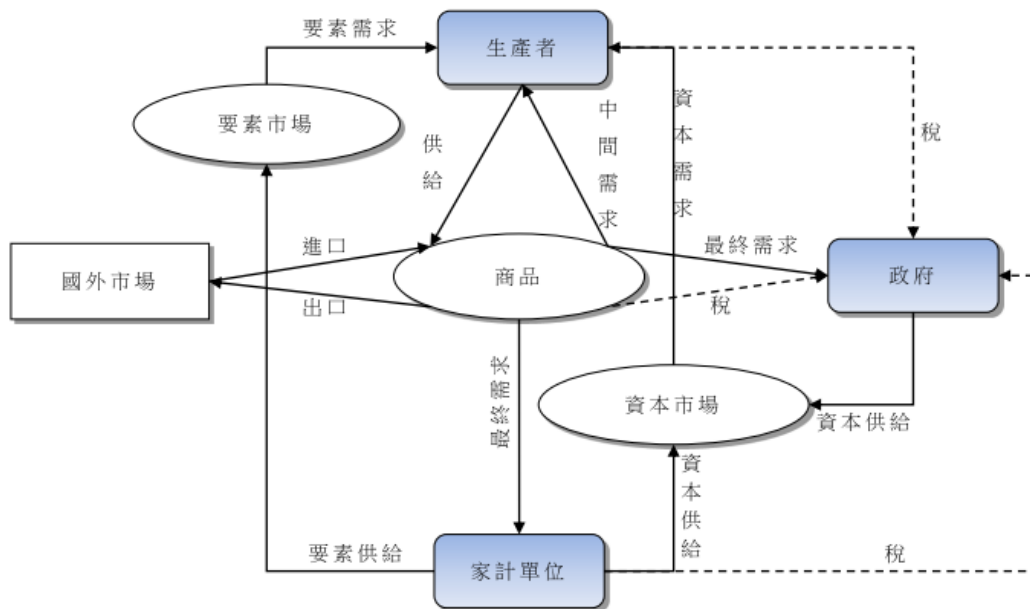


圖 37 模型基本架構

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 38 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（ $\sigma$ ）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 38 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。

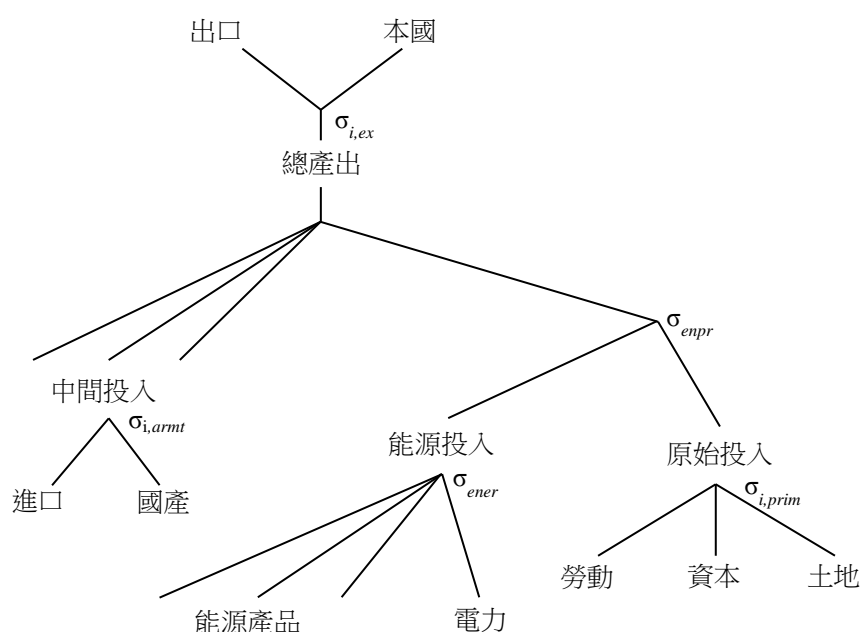


圖 38 模型內生產巢式結構

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 39 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 40 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。

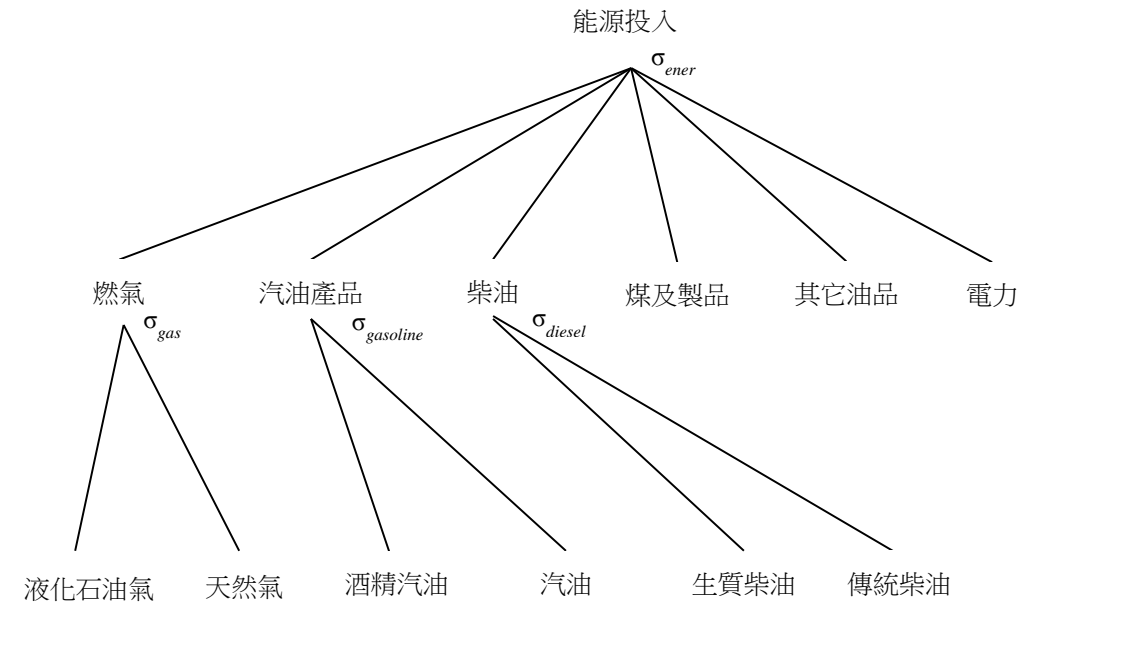


圖 39 模型內能源投入結構

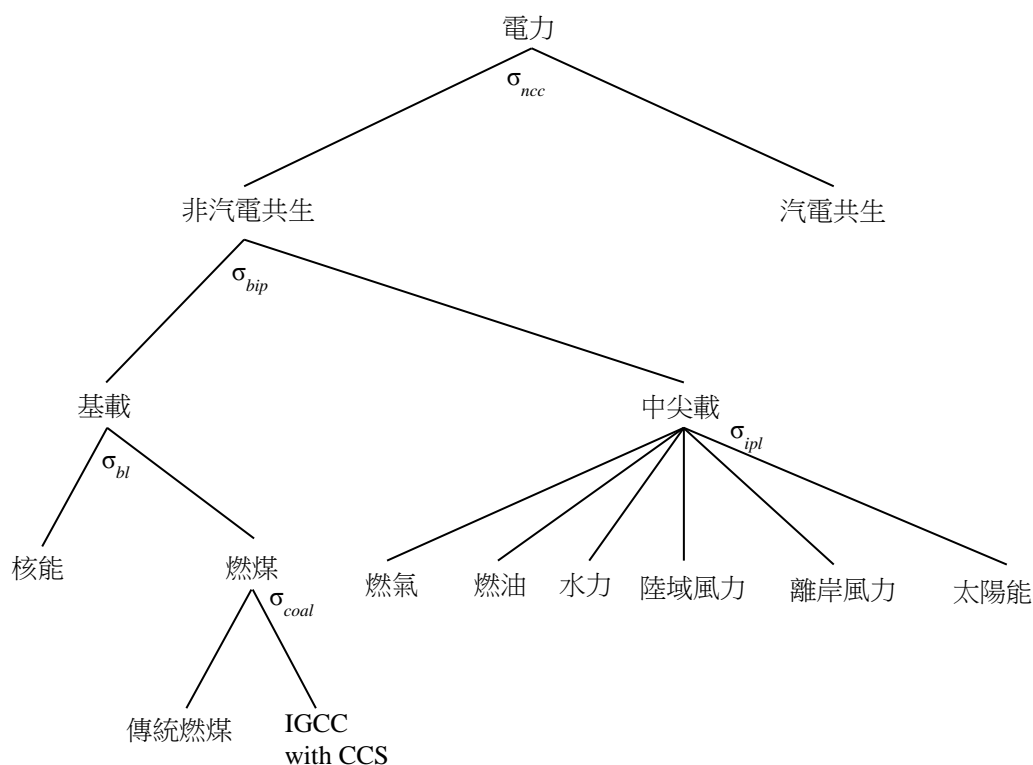


圖 40 模型內電力投入結構

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。

### (三) 資料處理

在 GEMEET 模型中所採用的資料，必須包含產業的生產投入結構，此外亦需包含產品的分配結構，而投入產出表便符合這樣的資料需求，所以在 GEMEET 模型中，產業關聯表為其最核心且重要之資料來源。而產業關聯表中（圖 41）詳盡的陳述經濟體系中各個產業的生產投入與產品分配情況，以矩陣的形式表列，矩陣的縱行顯示出各產業部門的投入結構及最終需求結構，矩陣的橫列則列出各商品的分配情形。產業關聯表除了顯示出投入與產出的實質關係，另外也隱含了當年度的生產技術。產業關聯之縱向加總為總投入，或稱總產出，亦即中間投入+原始投入=國內總產出；橫向加總則為總需求，亦即中間需求+最終需求=總需求。另外，國內所銷售的商品不止國產品，還包含進口品，因此總供給=國內總產出+進口。為滿足經濟體系的供需均衡，因此總供給必然等於總需求。

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

圖 41 產業關聯表結構

而在本研究中，我們欲透過模型的結果來針對再生能源產業做相關之分析。然而，在原先主計處公布的產業關聯表架構下，並未將這些相關再生能源產業與發電技術分解出來，所以我們以主計處所編製的 2006 年 52 部門投

入產出表為基礎，同時整合其他相關外部資料，經過部門整併與資料調整，編製成一 83 部門的投入產出表。其中包含詳細的能源礦產(原油、天然氣、煤及煤製品)、石油煉製品(汽油、柴油、航空用油、燃料油、煤油、潤滑油、輕油、煉油氣、瀝青)、新能源及再生能源設備及零組件製造業 (矽晶太陽光電零組件、HCPV 零組件、生質柴油、纖維酒精、酒精汽油、纖維酒精設備製造、矽晶元太陽光電發電設備、高聚光發電設備、陸域風力發電設備、離岸風力發電設備、CCS 設備製造)，以及發電技術部門 (火力燃油、燃氣、燃煤發電、核能發電、水力發電、太陽光電發電、HCPV 發電、陸域風力發電、離岸風力發電、IGCC 發電 with CCS)等之部門設定，如表 40 GEMEET 模型內產業部門設定所示。

**表 40 GEMEET 模型內產業部門設定**

序	產業名稱	序	產業名稱	序	產業名稱	序	產業名稱
01.	農產	22.	汽油	43.	生質柴油	64.	HCPV 發電
02.	畜產	23.	柴油	44.	纖維酒精	65.	陸域風力發電
03.	林產	24.	航空用油	45.	酒精汽油	66.	離岸風力發電
04.	漁產	25.	燃料油	46.	纖維酒精設備製造	67.	IGCC 發電 with CCS
05.	原油	26.	煤油	47.	矽晶元太陽光電發電設備	68.	汽電共生
06.	天然氣	27.	潤滑油	48.	高聚光發電設備	69.	燃氣
07.	煤及煤製品	28.	輕油(石油腦)	49.	陸域風力發電設備	70.	自來水
08.	其他礦產	29.	煉油氣	50.	離岸風力發電設備	71.	運輸倉儲
09.	加工食品	30.	瀝青	51.	CCS 設備製造	72.	通信服務
10.	飲料	31.	其他煉製品	52.	電機及其他電器	73.	商品買賣
11.	菸	32.	非金屬礦物製品	53.	運輸工具	74.	金融保險服務
12.	紡織品	33.	鋼鐵	54.	其他製品	75.	不動產服務
13.	成衣及服飾品	34.	其他金屬	55.	房屋工程	76.	餐飲及旅館服務
14.	皮革及其製品	35.	金屬製品	56.	公共及其他工程	77.	資訊服務

15.	木材及其製品	36.	機械	57.	輸配電業	78.	其他工商服務
16.	紙、紙製品及印刷出版	37.	家用電器產品	58.	火力燃油發電	79.	公共行政服務
17.	化工原料	38.	資訊產品	59.	火力燃氣發電	80.	教育服務
18.	人造纖維	39.	通信器材	60.	火力燃煤發電	81.	醫療服務
19.	塑膠	40.	電子零組件	61.	核能發電	82.	傳播及娛樂文化服務
20.	塑、橡膠製品	41.	矽晶太陽光電零組件	62.	水力發電	83.	其他服務
21.	其他化學製品	42.	HCPV 零組件	63.	太陽光電		

然而由於主計處所公佈的資料結構與模型中所用的資料結構仍有些許差異，圖 42 GEMEET 模型資料結構即為本模型所需的資料結構。在欄 1 中顯示的是生產活動，又可再區分為 I 個產業部門，每個部門在生產時的中間投入包含 C 個產品部門，而每一種產品投入依其來源又可區分為進口品及國產品兩個來源，因此，生產活動的中間投入 V1BAS 矩陣為一  $C \times I \times S$  的矩陣；除了中間投入結構之外，另包含稅賦資料 (V1TAX)，亦為  $C \times I \times S$  的矩陣；在初級投入的部份，則可區分勞動、資本、土地及其他成本等。在商品分配的部份，除了投入到各產業作為中間商品之外，另外亦分配到固定資本形成 (V2BAS)、家計單位 (V3BAS)、出口 (V4BAS)、政府部門 (V5BAS)，以及最後的存貨變動。最後，由於商品來源又區分為國產與進口，其中進口商品需付擔進口稅，因此另有一  $C \times 1$  的進口稅向量資料。

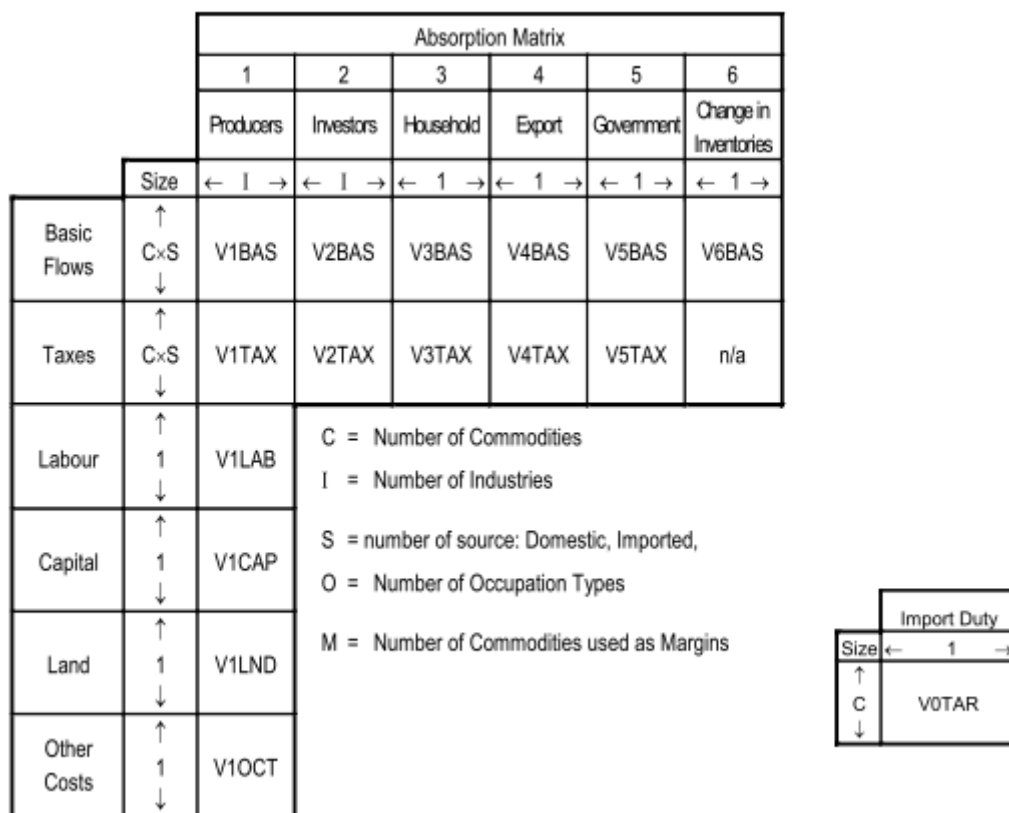


圖 42 GEMEET 模型資料結構

#### (四) 結果與討論

GEMEET 模型為一動態可計算一般均衡模型，主要以 2006 的產業關聯表為基期，透過歷史模擬校準至 2012 年，而從 2013 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、陸域風力發電與離岸風力發電。而模擬情境主要可分為基準情境與政策情境。政策情境主要搭配未來再生能源的躉購費率與 R&D 投資做模擬，而不管採用那一種政策或補貼措施，其資金來源皆為政府，最後再透過不同的指標來比較不同情境之間的效益。

##### 1. 模型情境設定

##### ☉ 基準情境

在基準情境中，針對再生能源的部分我們假設無任何政策誘因機制來促

進其發展，換句話說，也就是對再生能源沒有任何躉購費率機制或是 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商轉的時間目前排定於 2014 年及 2015 年各一部商轉，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：由於台灣水力發電之河川有限，且也已幾乎開發待盡，所以在未來年裡發電量並不會有太大幅之增加，而模型內我們將水力發電之設定為外生變數，設定值為每年成長 1%。
- C. 未來人口成長率：依照經建會人口中推計的資料假設。
- D. 未來國際能源價格：依照美國能源資訊局（EIA）所估計之結果來做設定。
- E. 未來平均年投資率：假設未來每年投資成長率為過去（1981-2012）的平均 4.52%。

## ➡ 政策情境

- 一、 **FIT\_Only**：假設政府為推廣再生能源的發展，因此針對陸域風力發電、離岸風力發電及太陽光電之電能只給予躉購費率之補貼，而之後每年躉購費率的制定則是依造未來各再生能源可能的成本下降率作調整。在太陽光電部分，我們參考 IEA(2010)估計在 2020、2030 以及 2050 年的太陽光電電力系統價格，分別為 1800 美元/kWp、1200 美元/kWp 及 800 美元/kWp，並以此計算出每年的成本下降率。而陸域與離岸風力發電也同時參考 IEA(2009)預測從 2010 年至 2050 年間，分別會有 23%與 38%的成本下降，以此來調整未來風力發電的躉購費率。圖 43 為模型中所設定未來再生能源的躉購費率。

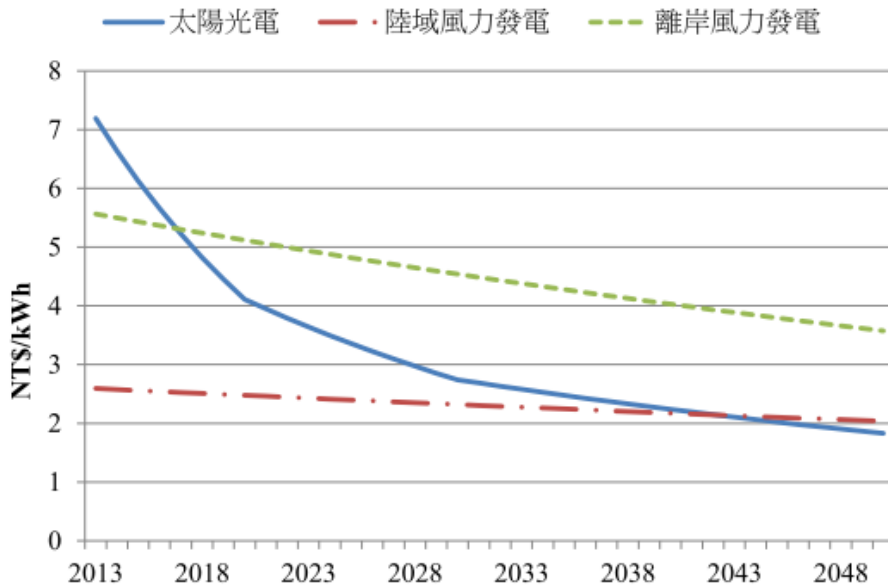
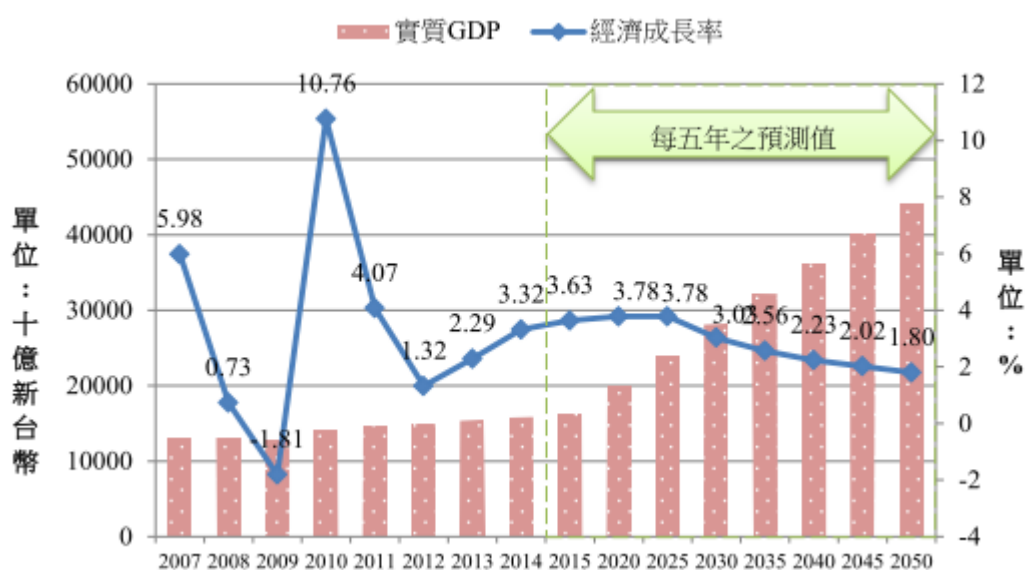


圖 43 再生能源躉購費率設定

- 二、 **R&D\_Only**：在本情境中，我們假設政府對於再生能源之發展策略只有投入在 R&D 投資上，而未來每年的 R&D 投資成長率主要是依據過去 1999 年至 2012 年全體產業的平均 R&D 投資成長率（6.67%）來作設定。
- 三、 **FIT&RD\_Norm.**：在實際經濟運作的狀況中，政府並不會只採單一政策或策略發展再生能源產業，所以在此情境中，我們模擬同時有情境一的躉購費率的誘因機制與情境二的 R&D 投資的政策補貼情況下，觀察再生能源之裝置容量是否可以有效達到政策所設定之發展目標。
- 四、 **FIT&RD\_Targ.**：在前一模擬情境中，也許某些再生能源在特定年度已達到推廣目標，在針對未達成推廣目標的年度或再生能源，我們特別在本情境分析到底還需要多少 R&D 投資才能刺激這些再生能源達到政府之目標。
- 五、 **FIT&RD\_WindOff.**：在本情境中，我們以離岸風力發電為觀察對象，分別調整躉購費率 30%，同時觀察在不同費率的情況下分別需要提高或是降低多少的 R&D 投資才可達成推廣目標。最後分析這兩種政策之間的關係。

## 2. 模擬結果

**基準情境：**圖 44 為經濟成長率與實質 GDP 的時間數列趨勢，在歷史模擬中（2007~2012），由於皆是已實現之情況，所以在模型裡我們將經濟成長率設定為外生變數，而設定值則是依據行政院主計處所公布之每年經濟成長率。由圖 44 可知在 2008 年金融風暴下，實質經濟成長率僅有約 0.73% 左右，一直延續到 2009 年的 -1.81%。而隔一年由於景氣回升，且前期的數值偏低，所以導致 2010 年的經濟成長率高達 10.76%。由於 2011 年有許多國際事件如福島核災與歐債危機等，對高度倚賴出口的台灣來說，可說有相當的負面影響。故我國 2011 年的經濟成長率下降至 4.07%，接著一直到 2012 年的 1.32%。至於未來年模擬（2013~2050）方面，我們外生設定許多變數並透過模型求解機制解出經濟成長率。由結果可觀察 2025 年之後的經濟成長率開始下降，主要與未來核能除役及人口成長之設定有關，2025 年後人口減少導致勞動力也跟著下降，但實際的情況下人口減少不一定會導致勞動力減少，可以透過外勞的引進來維持整體經濟體系之勞動力，但目前模型中無考慮到外勞引進這個因素。而模型內所解出之經濟成長率到 2050 年將收斂至 1.8% 左右。至於實質 GDP 在 2007 年約為 13 兆新台幣，到了 2050 年為 44 兆新台幣左右。



**圖 44 基準情境經濟成長率與實質 GDP**

除了經濟成長率外，本模型可利用二氧化碳排放量來反映環境方面之議題，而圖 45 則是模型所求解出台灣的二氧化碳排放量。在歷史年（2007~2012）中由於 2009 年經濟呈現負成長，所以我們可以觀察到二氧化碳排放量在該

年中是呈現減少之狀態，而到了 2010 年景氣回升時，排放量又為增加。而到了未來年（2013~2050）以後，經濟的正成長導致能源使用量增加，故二氧化碳排放量也是呈現成長的趨勢，但是隨著經濟成長率越來越低，二氧化碳排放量成長的幅度也越來越小，直到 2050 年達到 537 百萬公噸。

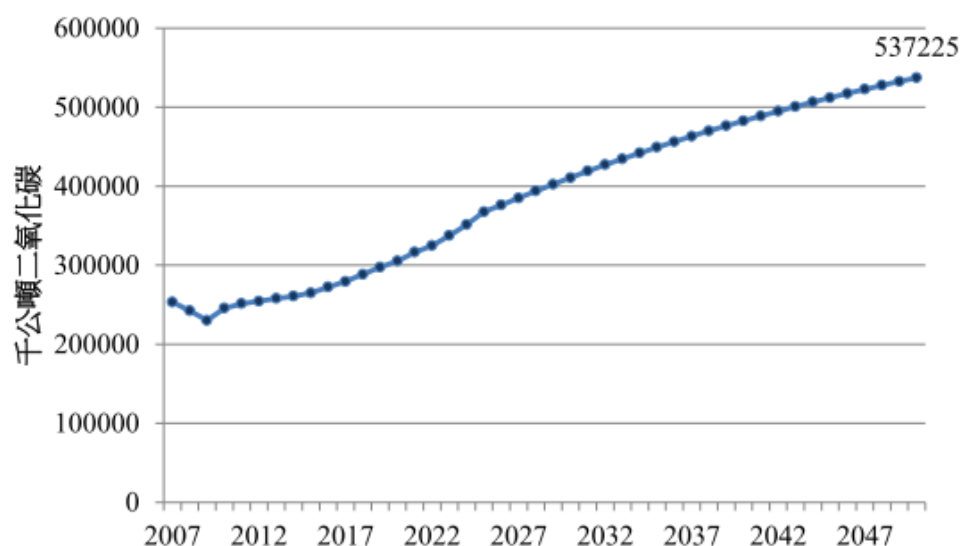


圖 45 基準情境二氧化碳排放量

最後，圖 46 的發電配比可以發現，隨著核電廠的除役，雖然汽電共生的比例將逐漸提高，然而因核電廠除役所需的發電量將大部份由燃煤及燃油取代，主要乃是因為在模擬期間，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來決定其使用量，而煤與原油的價格上漲幅度相較於天然氣還要低，所以自然會以燃煤及燃油發電來做取代。也使用的因此使得燃煤發電成本降低所致。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，並占總再生能源發電之大宗。第二種為新能源技術，其中包含了太陽能與風力發電這兩種發電技術。由於我國地理環境條件之因素，所能開發水力發電之河川有限，且也已幾乎開發待盡，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。至於新能源技術，礙於在基準情境裡我們並沒有對這些新能源技術做額外政策誘因的設定，而是讓其自然成長，所以在如此高成本的發電技術下，透過本模型內價格機制調整的結果下，增加的幅度並沒有超過其他傳統發電技術的幅度，導致整個再生能源的配比逐漸呈現下降的趨勢。

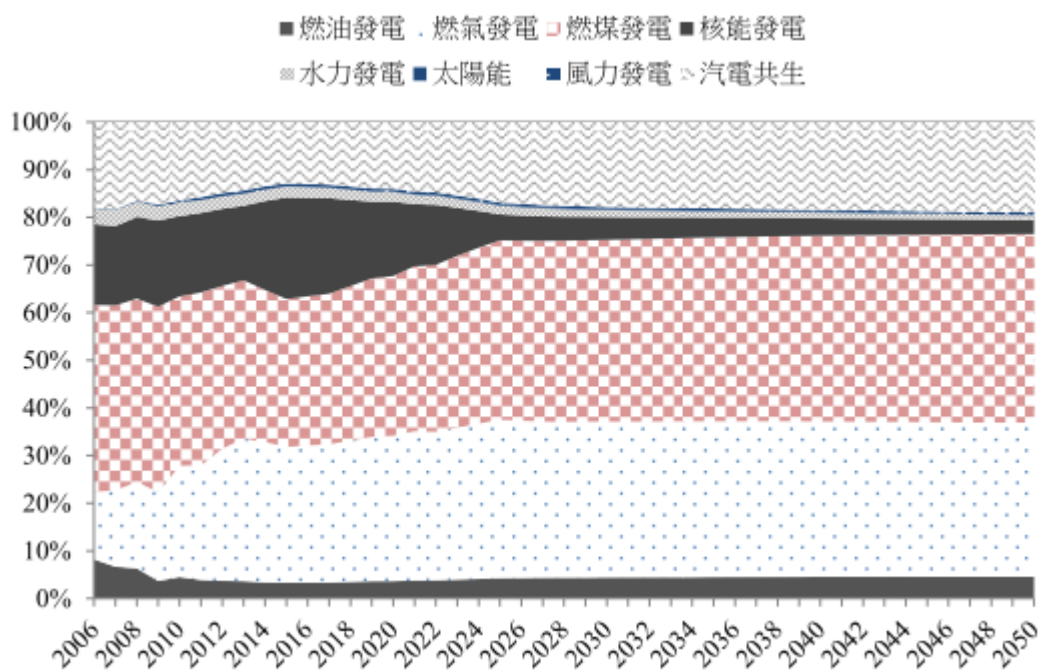


圖 46 基準情境發電配比

如果就產值之產業結構（圖 47）來看，未來還是以工業的結構占大宗，且維持一穩定的比例約在 50% 左右，但如果就附加價值（圖 48）來說，那麼雖然還是以服務業為主，但是依照未來的趨勢來看，其占比逐漸縮小，到 2050 年約占 68%。而能源結構（圖 49）在未來依然還是以電力為主。

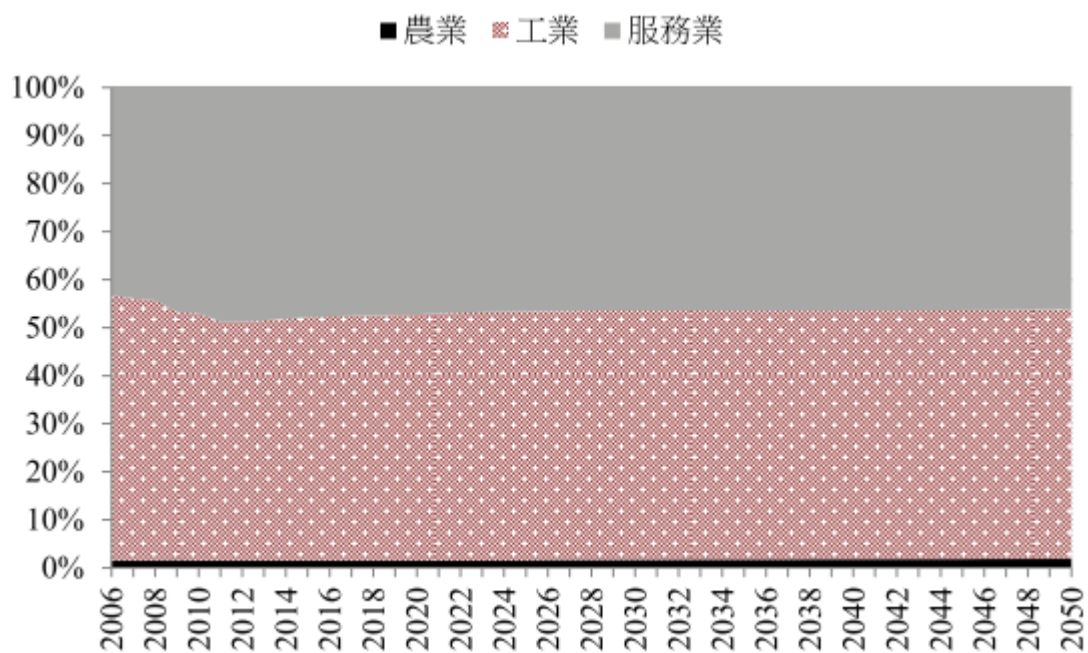


圖 47 基準情境產業結構-產值

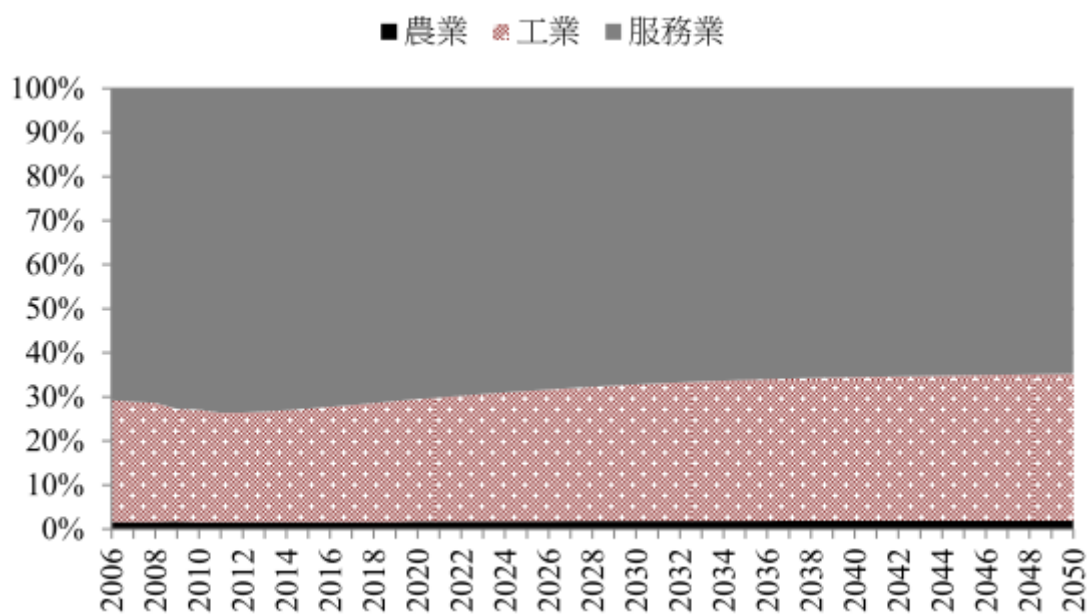


圖 48 基準情境產業結構-附加價值

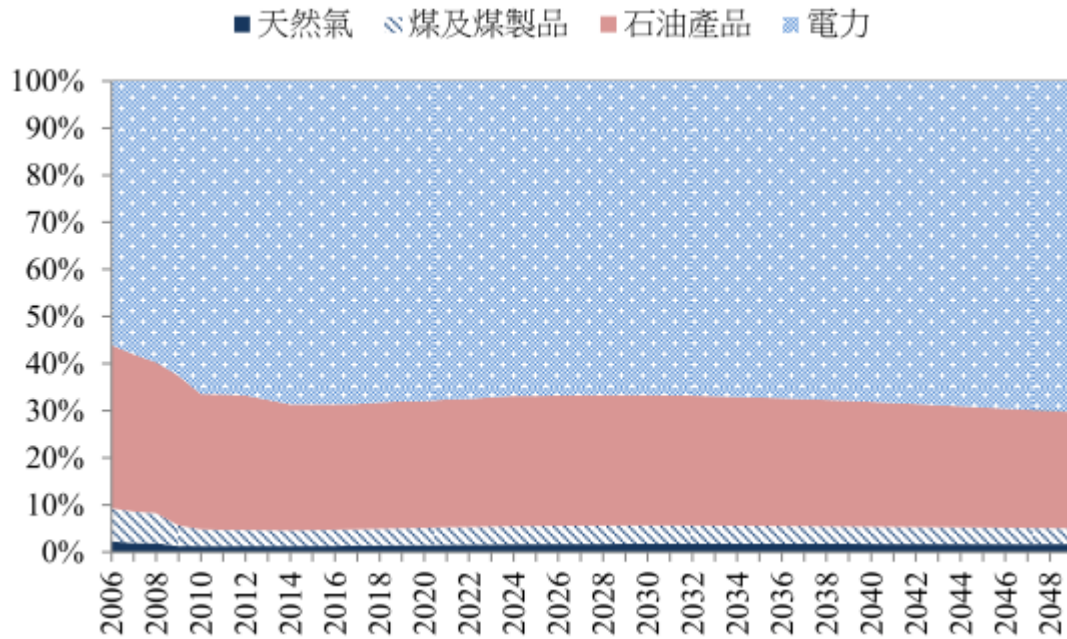


圖 49 基準情境能源結構

**FIT\_Only:** 首先我們評估政府只實施再生能源電力躉購費率對是否可讓再生能源達到推廣目標。圖 50 為各再生能源模型求解與推廣目標結果的比較，由結果可知，單純躉購費率的誘因對吸引業者投資再生能源的能力有限，以致於各再生能源皆無法達到推廣目標，尤其離岸風力發電，主要因為離岸風力發電相較於其他再生能源為較新的發電技術，而在過去完全無裝置量的情況下，不論在技術或是成本上對於投資者來說是一大障礙，而且在本情境中所設定之躉購費率在未來會隨著我們所假設的成本下降率而跟著降低，所以靠這樣的費率政策對於離岸風力發電來說較無明顯的幫助。而如果我們將離岸風力發電未來的費率固定在 2013 年的水準，可由圖 51 的結果觀察到裝置量相較於未來下降的費率情況要高許多，代表對於離岸風力發電來說，必須要以固定的費率才有足夠的誘因而吸引投資者來申裝。反觀陸域風力發電，雖然躉購費率單獨也無法使其達到推廣目標，但由於技術較為成熟，且過去已經有些許裝置量，所以自然地可以吸引到一些投資者，而最後結果距離發展目標不遠。如果就整體發電配比（圖 52）來觀察，再生能源除了水力發電以外其他的占比皆不高，整個經濟體系還是以燃煤發電為大宗，燃氣與燃油發電維持一定的比例，而核能發電主要受到政策因素所決定，在機組陸續除役的情況下占比自然越來越低。而就發電特性（圖 53）來看，基載電力在未來發電占比的比例則越來越高。

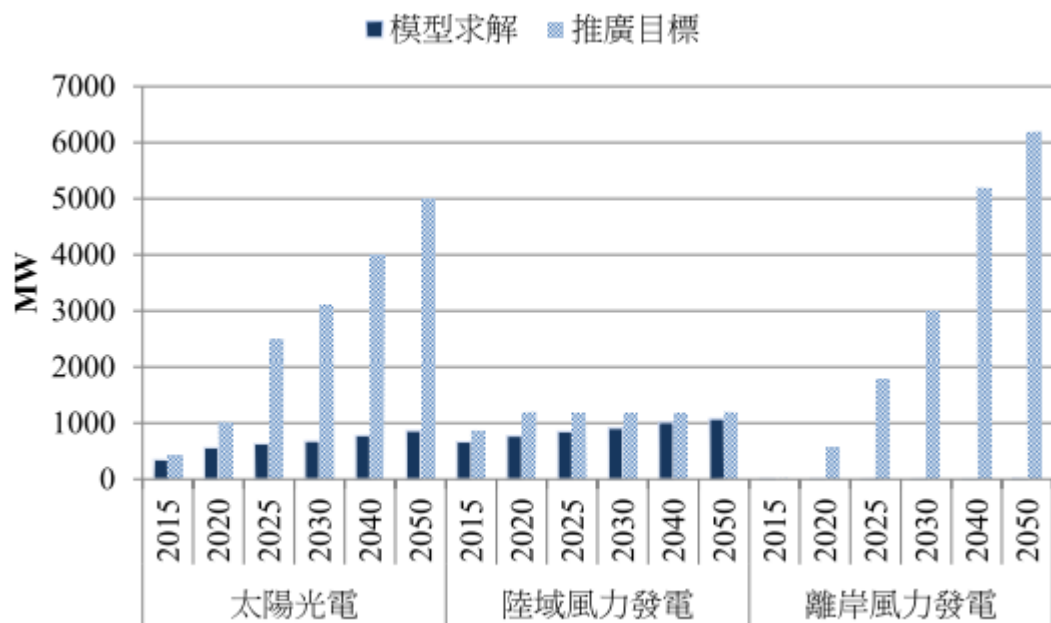


圖 50 FIT\_Only 情境之再生能源裝置容量與發展目標

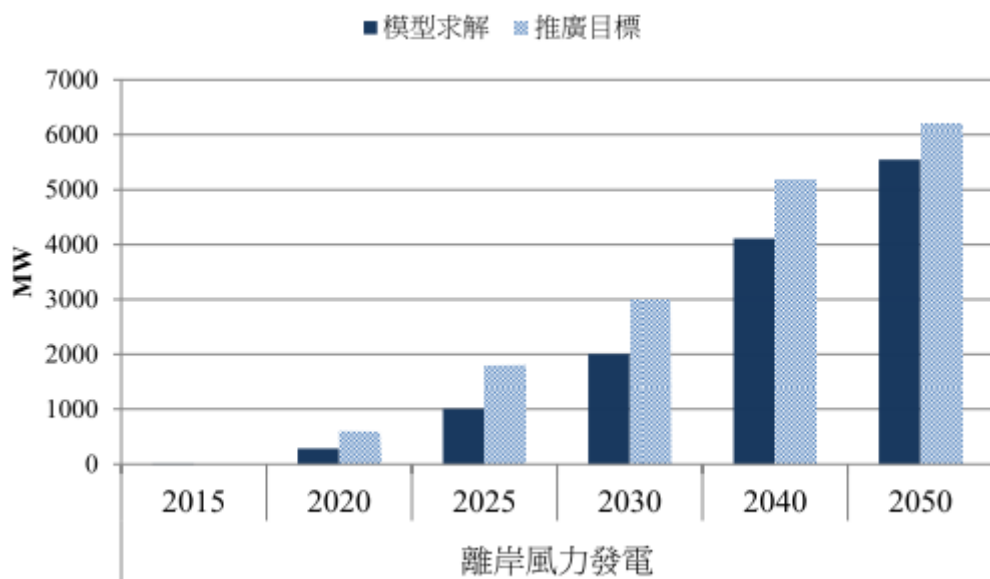


圖 51 FIT\_Only 情境之離岸風力發電固定躉購費率下裝置容量與發展目標

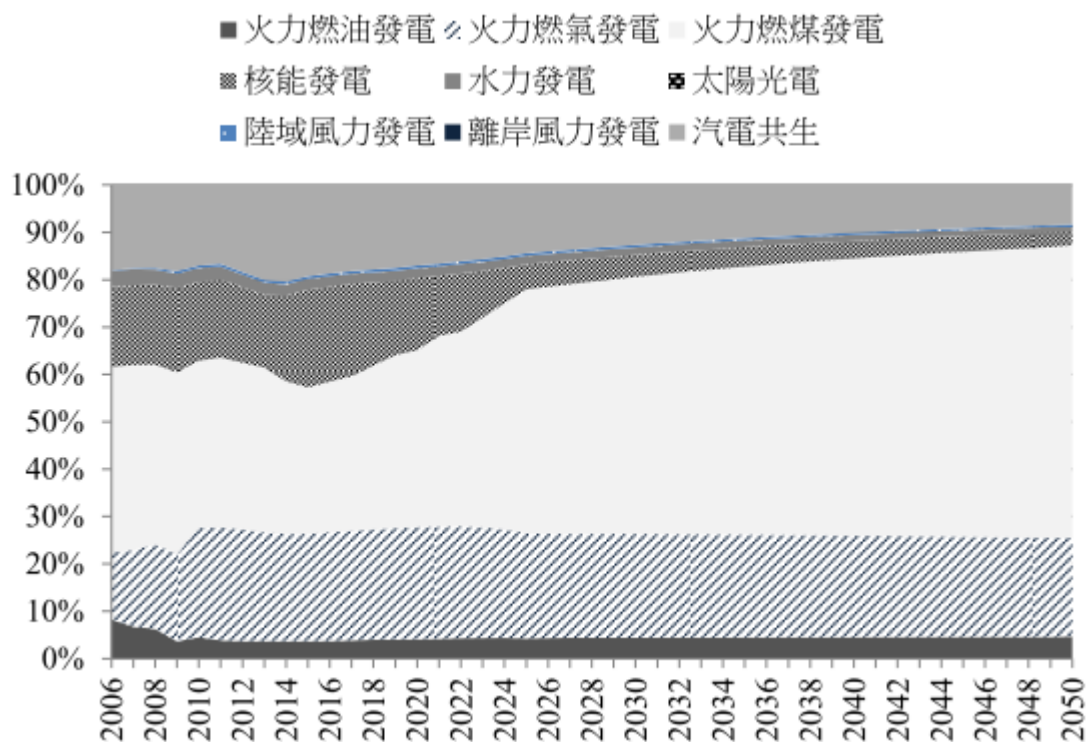


圖 52 FIT\_Only 情境之發電配比

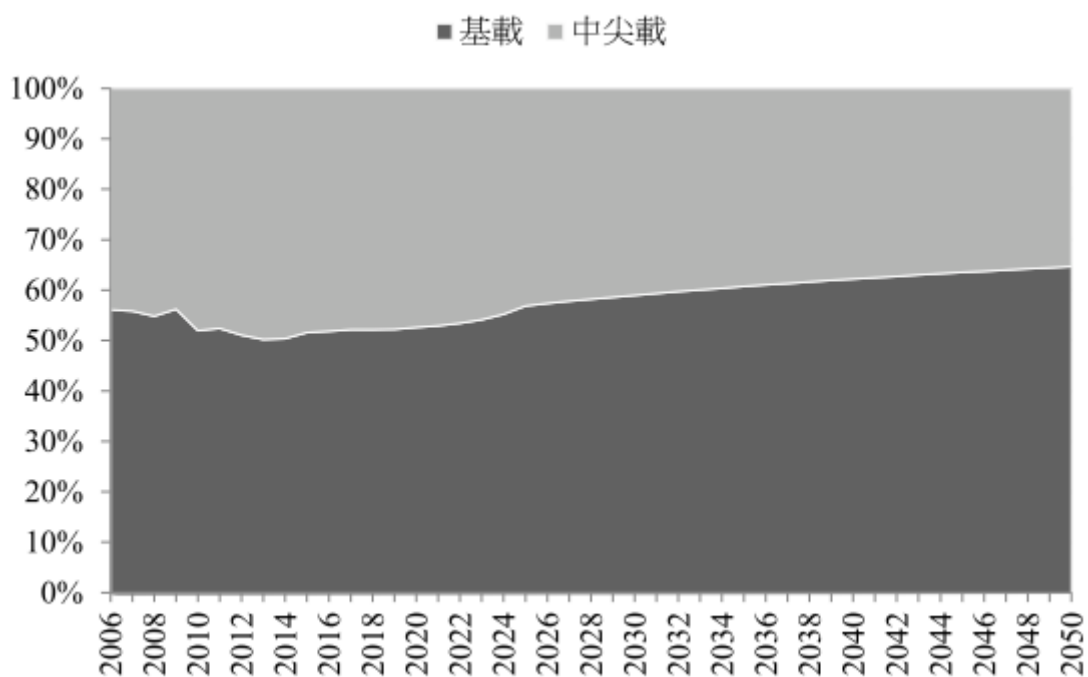


圖 53FIT\_Only 情境之基載與中尖載發電配比

**R&D\_Only**：如果政府只有 R&D 投資這個政策工具來發展再生能源的話，如圖 54 所示，本情境各年度的再生能源裝置量相較於單純只有躉購費率的情境皆較為高。主要因為研發創新可透過 R&D 投資對不論是產業或發電技術產生技術進步的效應，進而促使再生能源發生成本下降的現象，而這時則可誘使更多的再生能源使用量，以加快再生能源的發展。所以從結果可得知，對技術較成熟且成本較低的陸域風力發電來說，單靠 R&D 投資就可使其在 2025 年達到政府所訂定之上限目標，而太陽光電也可達成 2015 年的推廣目標，雖然太陽光電其餘年度與離岸風力發電還是無法達成目標。而本情境的發電配比中（圖 55），燃煤在未來年度所增加的占比相較於上一情境較慢，所以圖 56 基載電力的占比在未來也維持得較平穩。

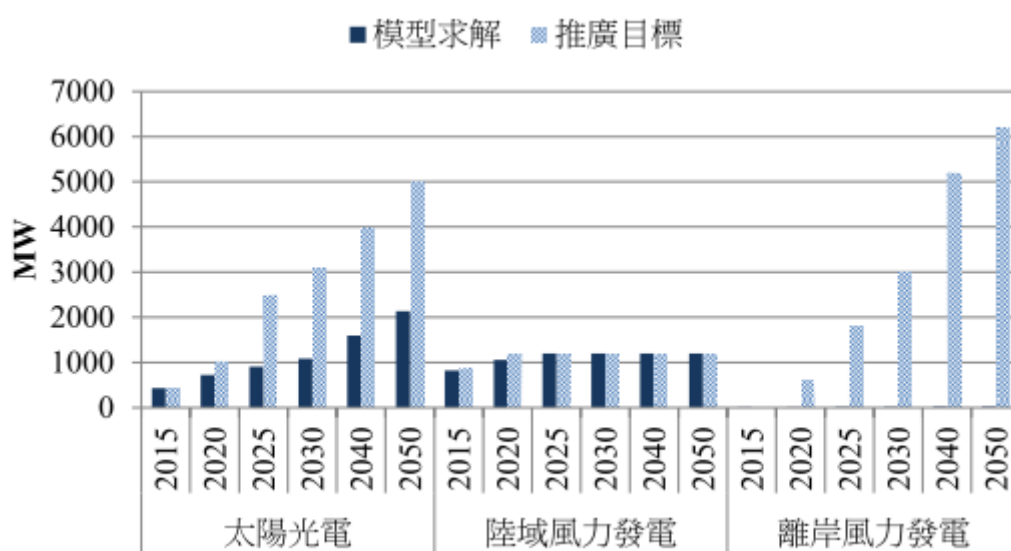


圖 54 R&D\_Only 情境之再生能源裝置容量與發展目標

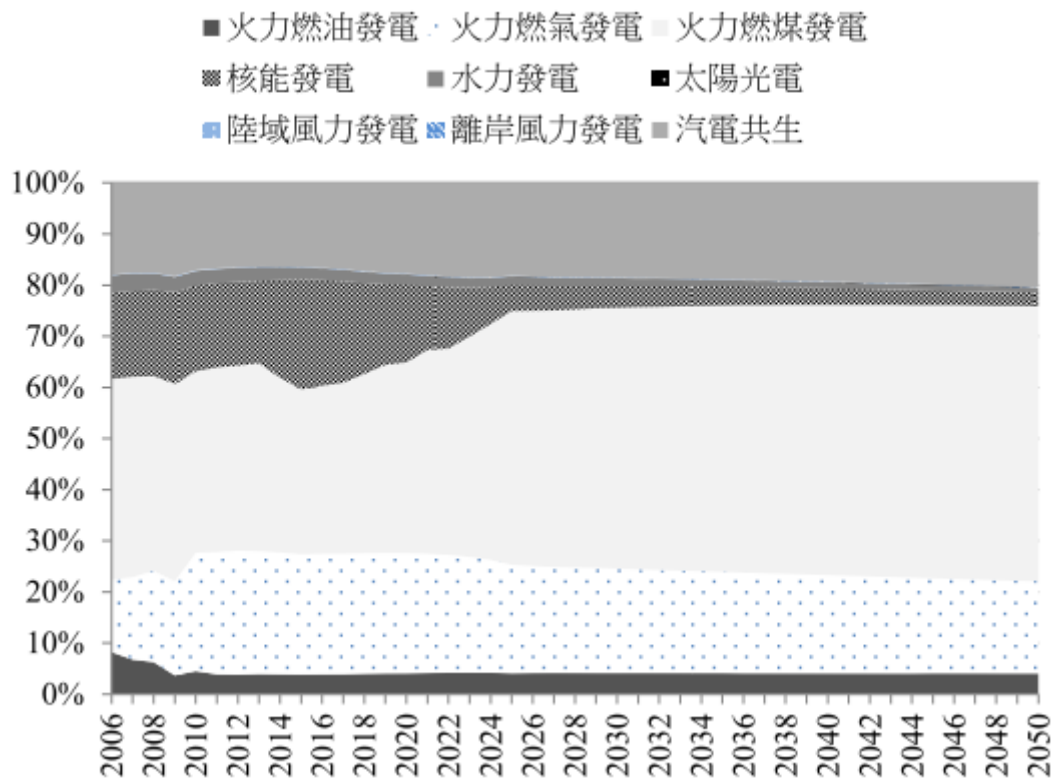


圖 55R&D\_Only 情境之發電配比

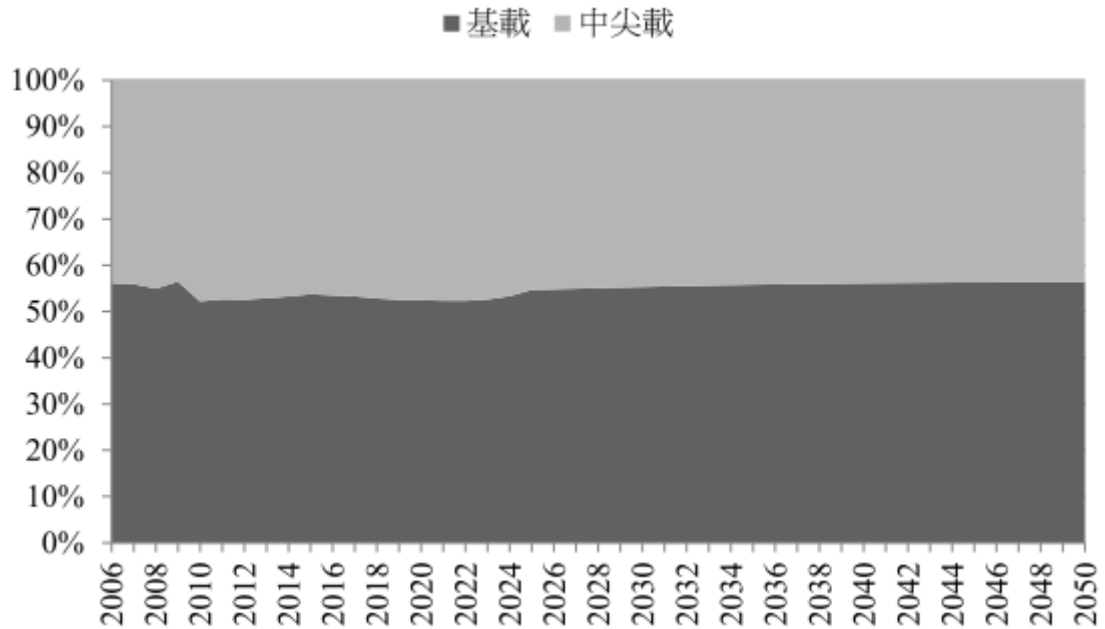


圖 56R&D\_Only 情境之基載與中尖載發電配比

**FIT&RD\_Norm.**：在實際經濟運作的狀況中，並不會像前兩個情境一樣只靠單一政策來發展再生能源產業，所以在此情境中，延續前兩個情境的設定，我們模擬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，觀察再生能源之裝置容量是否可以有效達到政策所設定之發展目標。圖 57 為模擬出之結果，在躉購費率與 R&D 投資這兩個政策的交互運用下，陸域風力發電即可在各個年度達到推廣目標，而太陽光電甚至在 2020 年以前還超過推廣目標，但在之後則稍微低於目標量。這顯示著，如果政府維持可能的躉購費率與正常的 R&D 投資下，對於陸域風力發電目標量之規劃為合理的，但在太陽光電方面，可在前期稍微提高目標量，而中後期應降低目標規劃量才為合理。相較於前兩項較成熟之再生能源技術，離岸風力發電離推廣量還有一大段差距，顯示一般性的再生能源政策對於離岸風力發電的發展有限，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。所以我們另外針對離岸風力發電，提供固定躉購費率且正常的 R&D 投資率之誘因，發現其離目標的差距相當小（圖 58），在後期甚至有高過目標的情況。而發電配比（圖 59）在未來還是以燃煤為主，所以基載電力（圖 60）在未來是呈上升的趨勢。

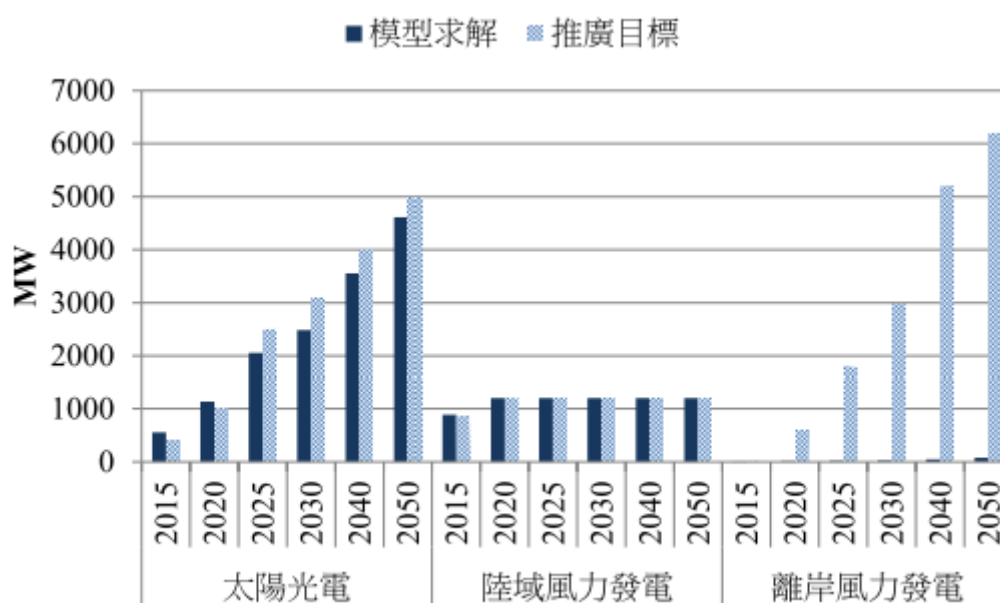


圖 57 FIT&RD\_Norm. 情境之再生能源裝置容量與發展目標

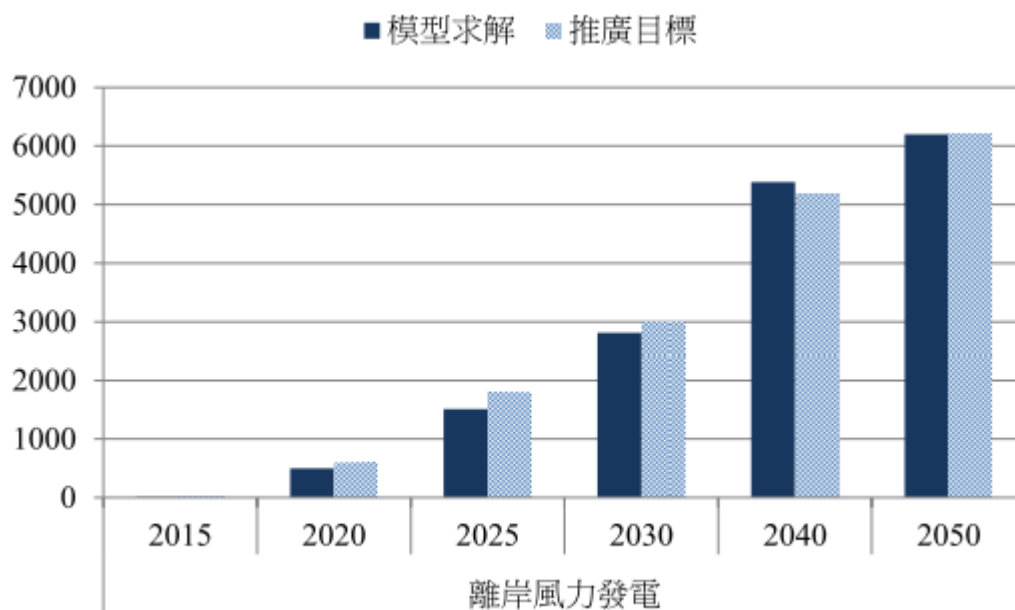


圖 58FIT&RD\_Norm.情境之離岸風力發電固定躉購費率下裝置容量與發展目標

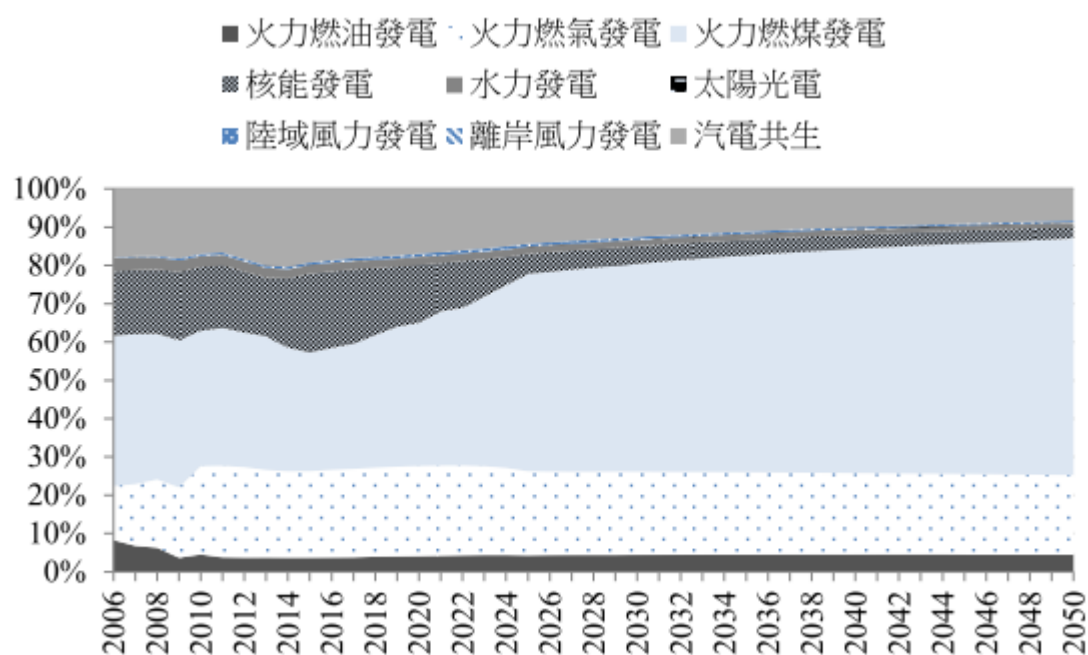


圖 59FIT&RD\_Norm.情境之發電配比

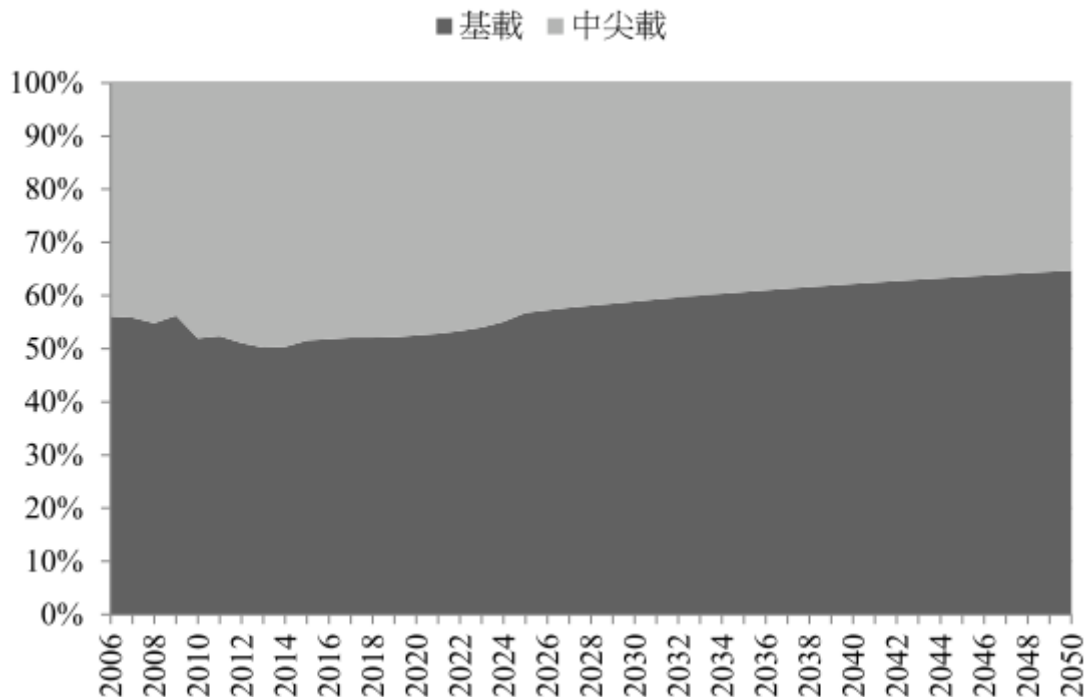


圖 60FIT&RD\_Norm.情境之基載與中尖載發電配比

**FIT&RD\_Targ.**：在上一個模擬中，由於太陽光電與離岸風力發電尚未達到推廣目標，所以在此情境中，我們假設 R&D 投資為政府在政策上可以控制的措施與手段，而為了達到目標，政府到底還需要投資多少 R&D 在這些再生能源上？表 41 為模擬試算後的結果，表內的數字代表該期間的年平均 R&D 投資成長率，由於太陽光電在 2020 年之後即離目標有一小段差距，所以在 2021-2030 這段期間勢必要提高 R&D 投資。而離岸風力發電在前期則是要投入更多的 R&D 來扶植其產業成長，在經過產業的學習效果與研發創新之後，到了中後期當整個產業已趨於成熟時，相較於正常的 R&D 投資成長率（6.67%），政府可慢慢地減少對其 R&D 之挹注，來讓國內的再生能源裝置量達到目標。從發電配比（圖 61）的結果可以觀察到，在達到推廣目標時，離岸風力發電在所有再生能源中占比最高，最高時在所有發電配比的 2.82%。而這樣的結果雖然替代掉部分中尖載電力（圖 62），但整個電力還是以基載為主，且未來也是有上升的趨勢。

表 41 FIT&RD\_Targ.情境下各期間 R&D 年投資成長率

單位: %	2013-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2040	2041-2050
太陽光電	6.67	6.67	8.41	7.32	5.13	0.90
離岸風力發電	45.20	52.24	11.12	5.05	3.01	0.96

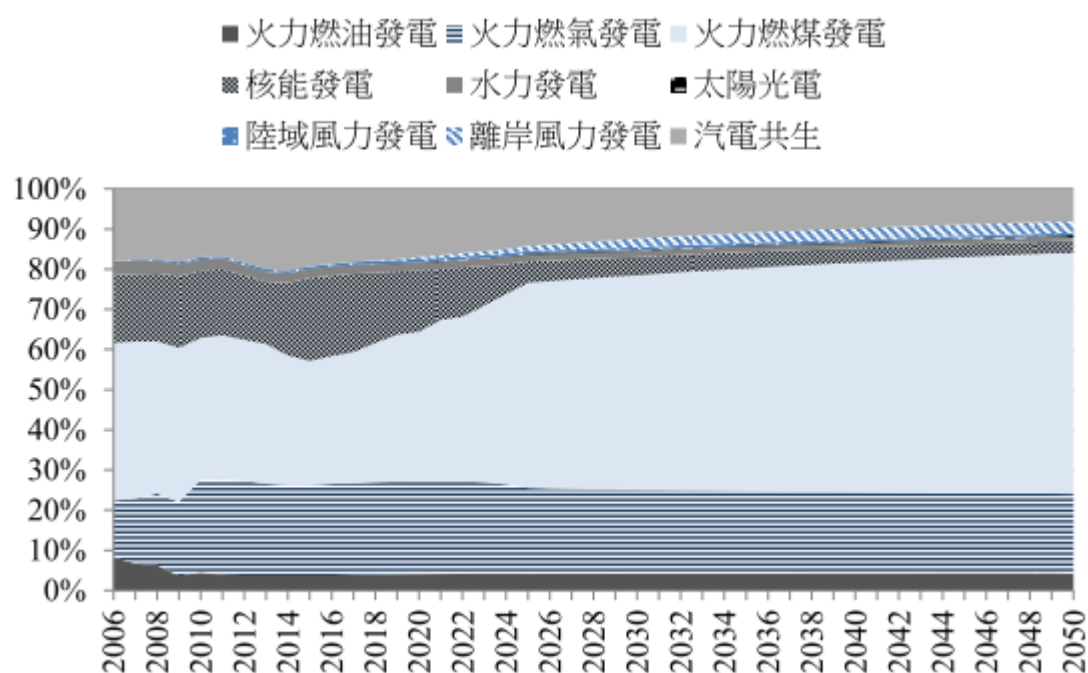


圖 61 FIT&RD\_Targ.情境之發電配比

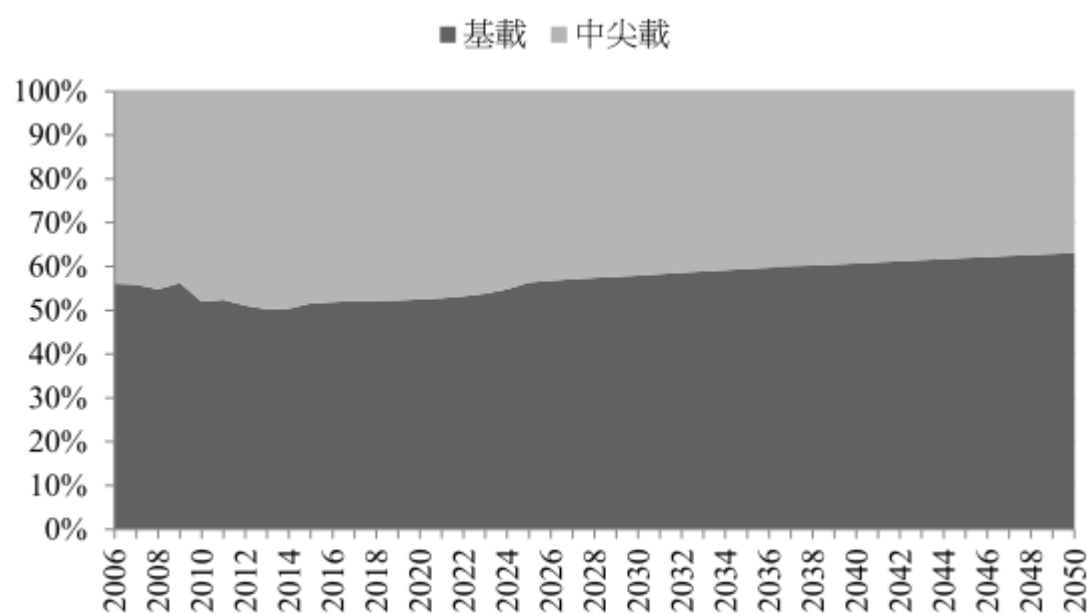


圖 62 FIT&RD\_Targ.情境之基載與中尖載發電配比

**FIT&RD\_WindOff.**：在此情境中，我們主要針對離岸風力發電作探討，而政府真正可以控制的政策工具為對再生能源之躉購費率與 R&D 投資，故我們將離岸風力發電的躉購費率較前述的情境分別調高與調降 30%，同時在達到政策目標的情況下，觀察各個期間的平均 R&D 投資成長率。圖 63 為模擬後的結果，而圖上每一條線反映著在該年度達到推廣目標後，躉購費率與 R&D 投資成長率之間的關係，由圖中可觀察出，幾乎每一條線都呈現負斜率的狀況，這代表著當躉購費率調降時，代表政府給予再生能源業者的補貼及誘因也跟著減少，再生能源的發展自然也受到相當程度的限制，但如果要在達成政策推廣目標的情況下，勢必要提高對再生能源的 R&D 投資，來加快產業研發能力及提高競爭力，以促使其發展成長。相反地，如果提高躉購費率，表示誘因增加，會吸引更多的業者投入再生能源市場，進而縮小與推廣目標量的差距，此時可能可以減少對 R&D 之投資而使其達到目標量。所以雖然研發投資與執行躉購費率機制對於推廣再生能源來說皆為相當有效的手段與方法，但是這兩者之間似乎存在著一相互抵換之關係。

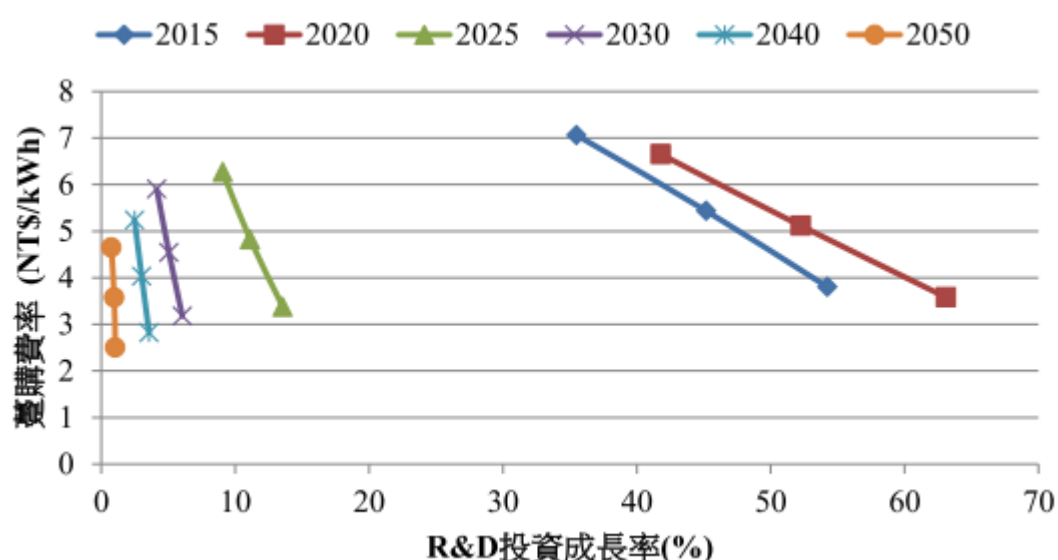


圖 63 離岸風力發電在達到目標下躉購費率與 R&D 投資之間之關係

最後我們從不同的角度與指標來則針對各個情境的結果做效益評估。如果就經濟效益來看（圖 64），在各個再生能源達到推廣目標的情況下的實質 GDP 增加最多，其中又以離岸風力發電調降 30% 的躉購費率情境（FIT&RD\_WindOff(FIT-30%)）最高，主要是因為調降 30% 躉購費率時，同時必須要提高 R&D 投資才能使其達到推廣目標，這樣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，而經濟效益將會提高。同樣的從社會福利面（EV）觀察也有相同的結果（圖 65）。但如果從環境面來看，只有研發投資時的減碳效益最差，主要因為在該情境下再生能源的量不高且皆未達推廣目標，但是所投資的 R&D 帶動了相關產業的發展，促使整個經濟體系的二氧化碳排放量反而增加。而在再生能源達到目標的情境下在前中期有減碳的效益，但在後期對整個經濟體反而有增加排放量的現象。

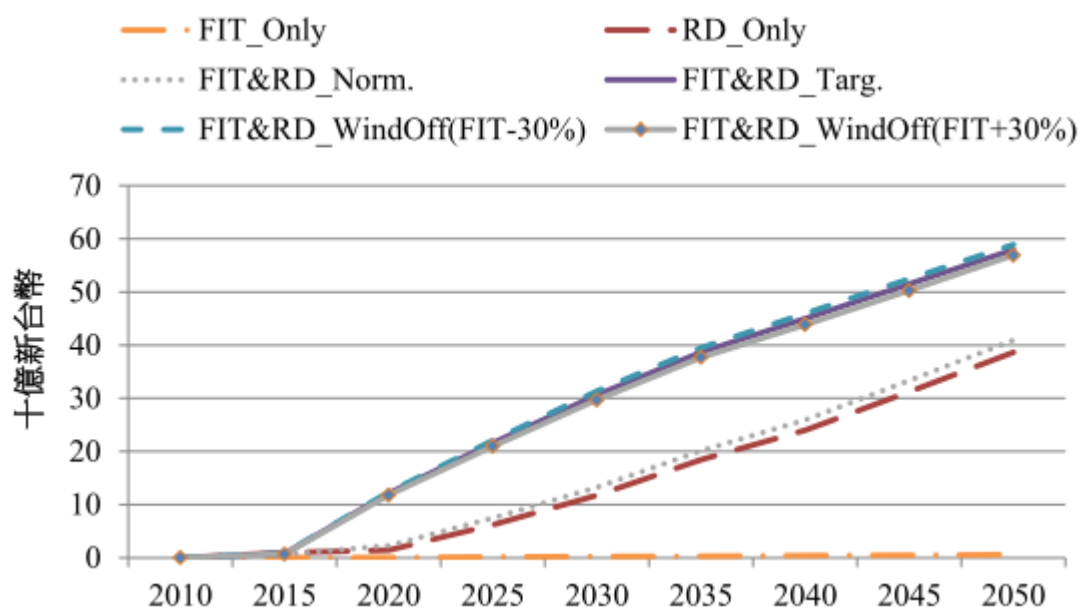


圖 64 各情境相較於基準情境之實質 GDP 變動率

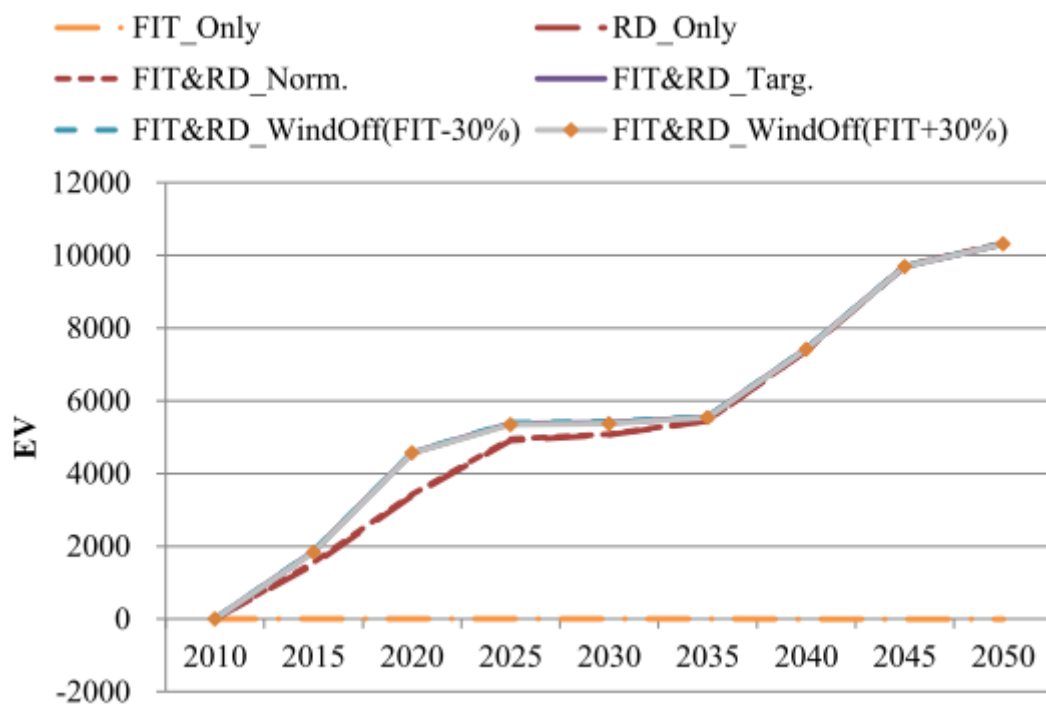


圖 65 各情境相較於基準情境之福利變動率

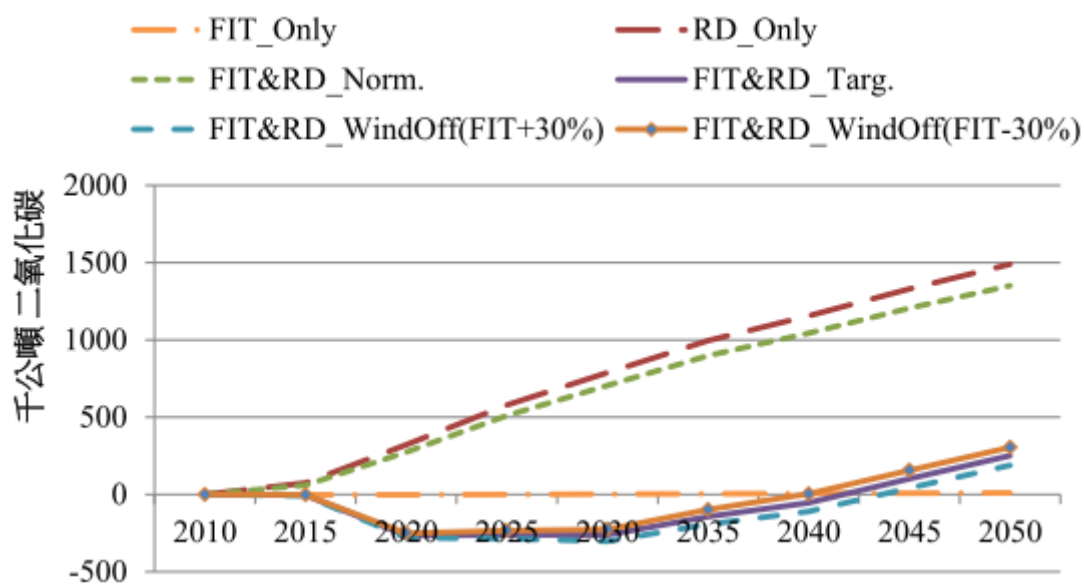


圖 66 各情境相較於基準情境之二氧化碳變動率

## (五) 結論與政策建議

隨著國際間推動躉購費率而成功推廣再生能源利用的案例不斷增加，台灣為鼓勵再生能源發電的利用，在 2009 亦開始嘗試推行躉購費率政策，除此之外，再生能源技術的發展，就如同一般產業技術或是產品的發展歷程，總是會經歷初期研發（R&D）投入高、產品成本高、市場需求少等不利產業發展的階段。所以在這樣的情況下，政府要如何搭配相關誘因機制與政策，來刺激再生能源之發展以達到所設定之目標為一相當重要的議題。

有鑑於此，本文利用一動態可計算一般均衡模型，透過相關情境設定，分析在未來可能的躉購費率路徑與 R&D 投資下，政府所設定之再生能源推廣目標之可行性，同時也觀察躉購費率與 R&D 投資這兩種政策工具在達到推廣目標下之間的關係。最後則從經濟、環境與福利等角度，來檢視這些政策工具對於整個經濟體系的淨效益。結果顯示，如果躉購費率隨著未來成本下降而跟著調降時，單靠躉購費率這樣的誘因政策可能較難讓再生能源達到目標，必需及早加入 R&D 投資，加速成本下降的速度，且早期有越多的 R&D 資本累積，之後可帶來更多的效益。除此之外，對離岸風力發電技術來說，主要因為離岸風力發電相較於其他再生能源為較新的發電技術，不論在技術或是成本上對於投資者來說是一大障礙，所以在這樣的情況下，政府如果將未來離岸風力發電的費率固定在某一水準，則大大的提高了投資誘因，結果距目標量僅有一小段差距。

研發投資與執行躉購費率機制對於推廣再生能源來說皆為相當有效的手段與方法，從執行政策的角度來說，當躉購費率調降時，代表政府給予再生能源業者的補貼及誘因也跟著減少，在達成政策推廣目標的情況下，勢必要提高對再生能源的 R&D 投資來加快產業研發能力及提高競爭力。相反地，如果提高躉購費率，表示誘因增加，同時吸引更多的業者投入再生能源市場，此時以較少之 R&D 之投資即可達到推廣目標量。

從不同的指標來觀察這兩種政策的淨效益來看，R&D 投資所帶來的經濟效益與福利效益相較於躉購費率政策還要高，主因 R&D 除了為技術進步的驅動力之外，同時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，而經濟與福利效益將會提高，但也因其帶動之產業發展較高，所以減碳之效益也相對較差。

## 六、 GEMEET 模型驗證與確認

### (一) 模型架構

本年度計畫首要工作為驗證及確認 (V&V)，所謂 V&V 是指驗證 (Verification) 與確認 (Validation)，驗證—do the thing right 是前期的活動，強調開發出來的東西是否符合當初所設計的需求，強調一致性，堅持並遵守標準；確認—do the right thing 是後期的活動，強調做出來的東西是對的，是符合使用者需求的。驗證與確認相比，確認是較重要的，因為能夠滿足組織目標及使用者需求的模型才成功的模型。由於 GEMEET 模型同時考慮了經濟、環境、能源等三個面向，因此模型較為複雜，而為了評估 3E 相關政策議題，這樣一個大型的模型中包含了許多的參數設定與假設，各個細節環環相扣，牽一髮而動全身，這樣一個複雜的 CGE 模型要如何進行確認與驗證？

由於模型的建立費力耗時，為確保模型在後續分析上是可用的，因此有必要針對模型進行驗證及確認。但在進行驗證與確認前，必須先釐清所需驗證及確認的項目及步驟。圖 67 顯示的是 GEMEET 模型的 V&V 示意圖，模型乃是根據真實世界的運作系統予以簡化，並設計各種的政策機制而建立。為確保模型可供委託單位用於後續政策議題分析，因此模型驗證的首要工作在於檢驗模型功能是否符合原先委託單位預期；其次，為確保模型運作的可信度，因此有必要針對模型中的資料及相關參數檢驗。當模型驗證程序完成後，接著便進行模型確認的步驟，模型確認步驟中，相當重要的一點便是運算結果與歷史趨勢的一致性，以及對未來趨勢預估的合理性。

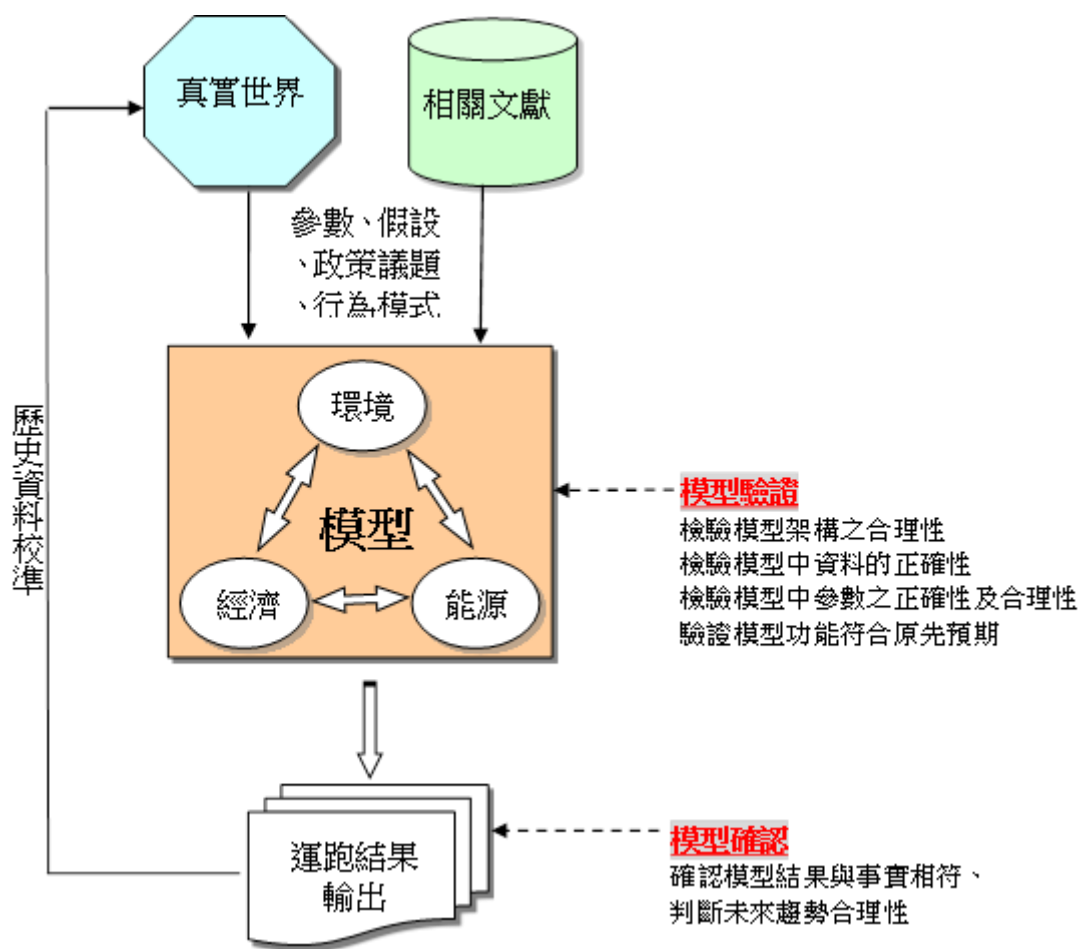


圖 67 模型驗證及確認示意圖

至於驗證的架構如圖 68 所示，而驗證的整體程序所需要檢驗的部分可以分為四個部分：

**檢驗模型架構是否合宜：**模型主要是針對特定的真實世界體系予以簡化，保留其中的主要運作架構，並利用數學方程式加以建構，而簡化後的模型與真實世界難免有些許差距，然而這樣的簡化是否合宜，能否充份表現分析議題的關鍵核心。而整個模型架構中，大致可分為基本架構與特殊模型架構。基本架構中涵蓋了大多數模型都具有之結構，像是生產、消費與投資架構。而特殊模型架構依造各個不同模型之特色則有所不同，在 GEMEET 模型中，像是能源與電力、科技政策與再生能源技術、躉購費率機以及動態機制等都是 GEMEET 模型中的特殊模型架構。故在此部分我們將針對上述所提之各個模型架構逐一做檢視與探討。

**檢驗模型中資料的正確性：**資料的正確性決定了模擬結果的可信度，而

模型中最為關鍵且重要的資料為產業關聯表，所以我們在此部分關心的是模型中所使用之產業關聯表是否是最新發布？產業部門之分類是否恰當？如果有新增產業部門的話，這些新增產業的資料庫是否正確，若台灣無真實產業資料可資比對，那麼與國際間的產業情況相比又如何？因此，此一步驟主要乃藉由技術分析步驟中所蒐集到的資料，重新檢視模型資料庫中新增產業投入、分配結構的正確性。

**檢驗模型中參數的正確性：**模型中利用數學方程式來描繪各單位的行為模式，其間包含許多參數，大致上可分為彈性、BAU 參數以及歷史校準設定值。彈性在模型中扮演著價格對於使用量之敏感度，所以其在生產、貿易與消費等其他行為中扮演著相當重要之角色。BAU 參數則是在基本情境中的一般性設定，通常包含了家庭或人口成長趨勢、就業、總要素生產力、國際能源價格以及相關政策或是技術設定。歷史校準是為了讓模型在歷史年所解出之重要變數能與實際已發生狀況符合而做設定。而以上參數除了歷史校準設定是參照官方所公布之資料以外。彈性與 BAU 參數有一部份我們可藉由歷史資料估計而得，而無法取得歷史資料的部份則可參考國外相關資料設定，若無歷史資料可供估計，亦無相關資料以資對照，那麼可由相近產業作為對照基礎，而後於確認步驟中進行敏感度分析，以了解參數設定誤差對運跑結果的敏感度。

**檢驗模型功能是否符合委託單位需求：**模型的建置通常是為了特定議題的分析，當然模型並非只能針對單一議題分析，但每一個議題的分析都需要在模型中個別設定，使得 GEMEET 模型可分析的議題具有多樣性。在此部分我們將檢視歷年委託單位之需求制訂，並檢討實際模型之作法是否符合委託單位需求。

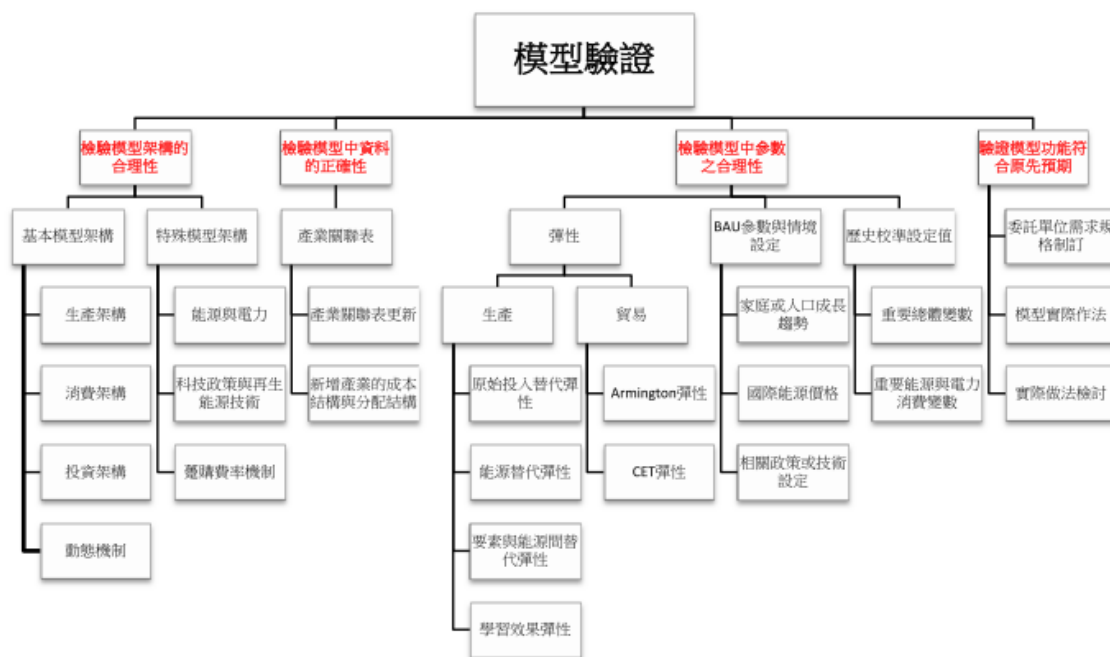


圖 68 模型驗證架構圖

## (二) 驗證內容

核能研究所為一核能及新能源技術研發機構，關心新能源產業發展所帶來之經濟及環境效益，也關心核能政策的影響及新能源科技政策的影響，更希望探索再生能源政策中之各種補貼政策及誘因政策的效果及可能之公平性；此外，並希望在氣候變遷之政策評估及影響分析上扮演一定的角色。

新能源及再生能源發展的時間短，因此相關的資料相當缺乏，很多需要仰賴研發之技術單位專家提供仍處於實驗或試驗性運轉的資料，無法完全反映目前或未來實際的狀況是可以預期的，不過，逐步改善資料的品質仍有機會使模型臻於完美，而有了一個初期的模型也才會提供討論及交流的平台，讓各方專家提供寶貴的修正建議，使模型有機會更趨完善。

實際上本單位已在 100 年度時針對模型中一部分的項目做過相關的驗證，所以今年度只針對先前不足或是需要做特定修正的項目作驗證，而不再逐一驗證模型中每個項目。另外我們也把過去驗證的情況與頻率整理為表 42 驗證說明以便檢視。

表 42 驗證說明

驗證架構	驗證範圍	驗證項目	更新頻率	更新年度	過去更新內容	說明
檢驗模型架構的合理性	基本模型架構	生產架構	五年	100 年度	全面檢視並且檢討基本模型架構	此部分為 CGE 模型之基本架構，GEMEET 模型在這部分主要依據澳洲 COPS 所研發的 ORANI-RD 模型為基礎來做設計
		消費架構				
		投資架構				
		動態機制				
	特殊模型架構	能源與電力	三年	101、102 年度	101 年度: 在電力架構中建立一 CCS 與燃煤發電之巢式結構，其目的可讓 CCS 的發展直接替代燃煤發電以符合實務狀況	由於能源與電力在實際運作的情況中有其它之考量，所以模型在設計這部分的時候希望能盡量顯現出能源或電力間的技術特徵。而如果模型中納入新發電技術或能源，則必需再重新做更新檢視
					102 年度: 在電力架構中區分基載與中尖載電力，同時保有 CCS 與燃煤發電之間的巢式結構關係	
		科技政策與再生能源政策	五年	100 年度	檢視並且檢討特殊模型架構之機制	對新能源及再生能源技術而言，其產業的擴張將可以透過 R&D 投入的增加，也可以透過一些政策直接(如躉購費率)或間接的誘發而產生。而整個機制則是透過相關經濟理論或實務狀況建立於模型內
		躉購費率機制				
檢驗模型中資料的正確性	產業關聯表	產業關聯表更新	兩至三年	99 年度	99 年度: 將產業關聯表由原本 93 年度更新至 95 年度	產業關聯表為模型中最核心且最重要的資料來源，所以有必要維持此部分資料的更新，而更新的頻率則是依照主計處產業關聯表的公布周期而定，大約兩至三

						年會公布新的產業關聯表
		新增產業的成本結構與產出分配結構		100、102、103 年度	<u>100 年度</u> : 全面檢視所新拆解出來之新能源產業，並更新調整相關新能源產業之成本與分配結構 <u>102 年度</u> : 檢視並更新模型中 CCS 發電產業之成本結構 <u>103 年度</u> : 在模型中新增離岸風力發電設備業	在原先主計處公布的產業關聯表產業分類下，有時候並未將我們所關心之產業區分出來，所以必須基於現有最新之產業關聯表下，整合其他相關外部資料，將所關心之產業從既有的產業關聯表中擴充解析出來，並定期檢視所新增產業的成本與分配結構是否需更新
檢驗模型中參數之合理性	彈性	原始投入替代彈性	三至五年	100 年度	<u>100 年度</u> : 全面檢視相關彈性設定值	理論上如果有各產業各個相關投入的數量與價格資料即可進行彈性之估計，但實際上這類的資料難以取得，所以此彈性值我們主要參考過去文獻或是相關模型的假設來做設定
		能源替代彈性		98、102 年度	<u>98 年度</u> : 利用歷史年 1989-2006 年間之資料進行計量估計	此部分的彈性值是利用過去各產業的國產與進口品之價格與數量來做自行估計，但並非所有產業所估計之結果皆合理，如果遇有估計結果不合理之產業，則以產業平均彈性來假設之
		要素與能源間替代彈性			<u>102 年度</u> : 基於相同之方法，將歷史年資料更新至最新年度，再進行估計	
		Armington 國產與進口替代彈性	不定期更新	100 年度	<u>100 年度</u> : 全面檢視學習彈性所參考之文獻設定值是否過舊，同時更新彈性設定值	學習效果彈性可以針對所有產業來做設定，但目前在 GEMEET 模型裡主要只有針對新能源產業做設定，由於新能源產業目前屬於成
		CET 彈性				

					長較快之產業，故產業特性的變化較大，所以必須不定期參考相關文獻來更新彈性設定值
BAU 未來年參數與情境設定	家庭或人口成長趨勢	兩年	101 年度	101 年度: 更新人口成長趨勢	此部分主要是配合行政院經濟建設委員會的人口推計報告來做設定，該報告兩年會做一次更新修改
	國際能源價格	每年	100、101、102 年度	100、101、102 年度: 每年度定期依據 EIA 最新之能源價格預測來更新模型資料	能源對於產業來說為一重要之投入，所以國際能源價格在模型中對各產業之投入成本扮演著重要的角色。而相關政策與技術的設定也會反映總體經濟或是產業在未來路徑的變化上。而由於這些設定在每年不同的經濟情況下會有變動，所以必須持續每年更新這類相關設定
	相關政策或技術設定			100 年度: 模型內設定再生能源發展目標以探討相關議題	
				101 年度: 引進 CCS 在未來年的發展目標，以利作效益評估分析之用	
				102 年度: 設定離岸風力發電發展目標，可分析離岸風力發電的經濟效益評估	
歷史校準設定值	重要總體變數	每年	100、101、102 年度		歷史校準主要是將一些重要的變數，在歷史年設定外生且為實績值，一方面在檢視歷史年這些重要的變數時不會有與實績值不一致的現象產生。另一方面也讓歷史年的整體經濟結構更貼近實際之情況。所以每年持續更新相關變數是有必要的
	重要能源與電力消費變數			100、101、102 年度: 每年度定期依據主計總處、能源局及其他相關單位來更新模型資料	

驗證模型功能符合原先預期	歷年計劃案規格與成果	委託單位需求規格制定	三年	100 年度	100 年度: 列出 96-99 年度各年度計劃案之主要目標及應對做法，並逐年做檢討	經濟模型的建置通常是為了特定議題的分析，雖然模型並非只能針對單一議題分析，但若要能使模型可探討的議題多樣化，那麼每一個議題的分析都需要在模型中個別設計相關機制，編製資料及參數設定，這樣才能使得 GEMEET 模型可分析的議題具有多樣性。因此，必須定期探討模型過去幾年計畫執行期間所進行的修改，是否符合使用單位的需求
		模型實際做法				
		實際作法檢討				

而在上述驗證的架構下，我們針對每個架構都設計了一個驗證的標準流程，來驗證 GEMEET 模型內各個部分，只要逐步依照流程圖內的步驟檢視模型內的各項目，即可了解到模型哪些部分尚需要做更新或修正，來確保模型的一致性，另外這樣的流程與步驟也可提供給相關單位針對不同的模型來做一整體之檢視。而以下則是針對各個驗證流程做詳細介紹與說明。

## 1. 檢驗模型架構的合理性

首先，一般在建置模型時，通常模型內的整體架構可以分為基本與特殊模型架構，基本模型架構主要反映一般模型必要的部分，以一經濟模型來說，生產、消費與投資等為模型中不可或缺的機制。而特殊架構則是反映模型的特點，所以不同議題導向的模型也會有不同的特殊架構，而目前本計畫案所建置之 GEMEET 模型主要有以下特點：

- (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) 考量能源政策中的誘因或補貼政策，針對租稅及補貼有特殊的處理
- (6) 考量環境政策的施行，設計課徵碳稅或能源稅，以及直接進行總量管制之機制
- (7) 事先考量將來與能源工程模型整合的策略，擬定合理的部門分類

所以在以上考量下，如圖 69 檢驗模型架構的合理性流程圖所示，我們先將這部分的檢驗範圍作界定，而根據 GEMEET 模型內的架構，我們所檢驗的範圍包含生產、消費、投資、動態機制、能源與電力、科技政策與再生能源技術與躉購費率機制。接著針對這些架構作全面性的探討，如果不符合經濟理論或是實際經濟體系運作的狀況，則必須再針對相關的模型架構重新設計，如果符合的話，那麼就算完成這一部分的驗證。

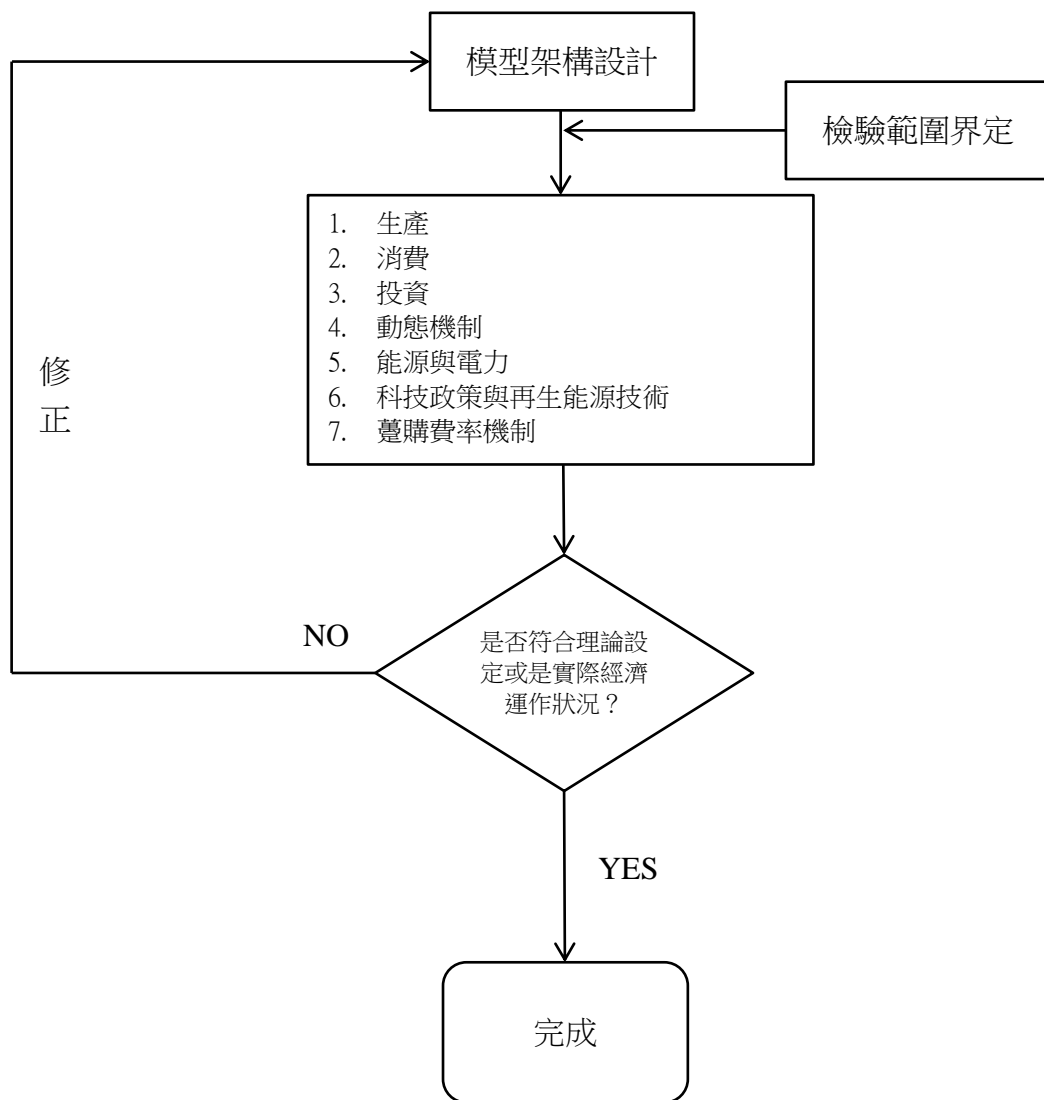


圖 69 檢驗模型架構的合理性流程圖

而在上述的流程下，GEMEET 模型的能源與電力結構可能需要做修正與更新，圖 70 為 GEMEET 模型的電力結構，模型內的電力主要是由非汽電共生與汽電共生這兩種不同特性的電力加總而成，而非汽電共生則包含了目前經濟體系所有的發電技術，其中 IGCC+CCS 與傳統燃煤發電替代完之後，再與其他發電技術替代後之發電做替代。

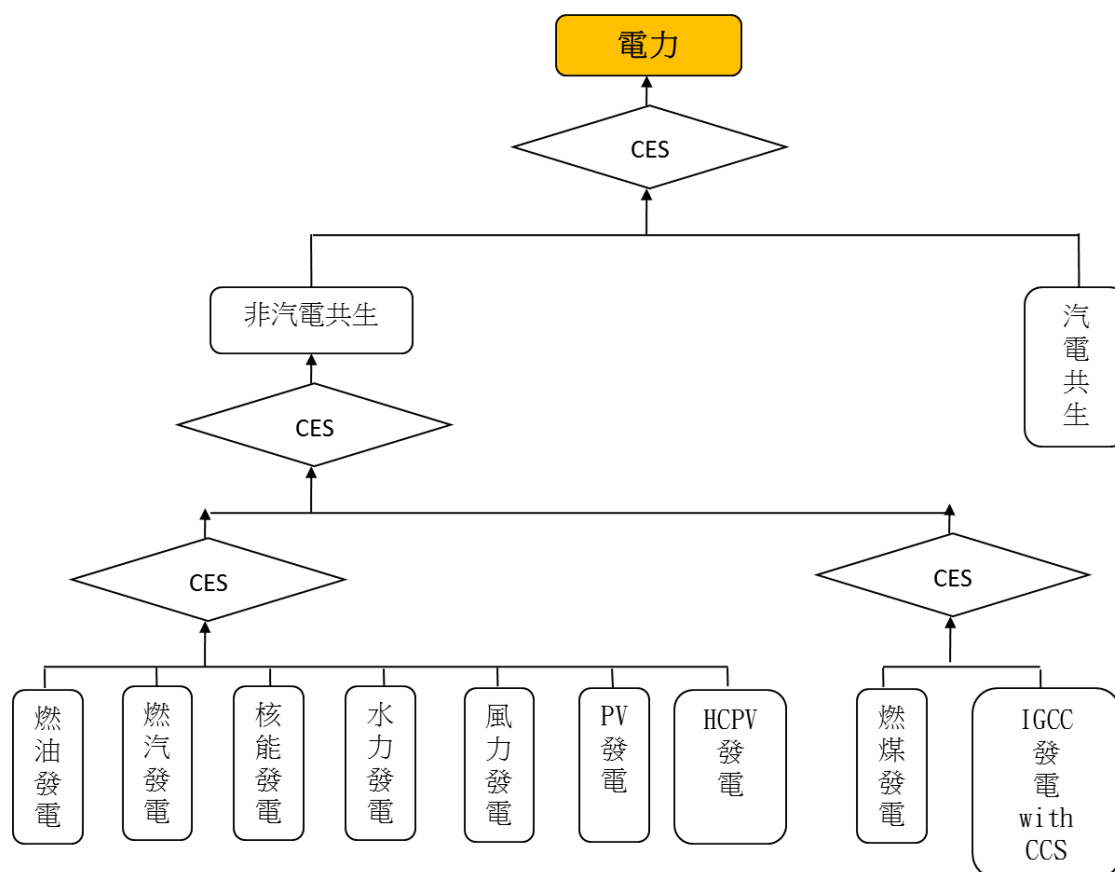


圖 70 GEMEET 模型原先電力結構

但是在實際電力的運作情況下，不同發電特性的發電技術應該依據其特性而有所區別，例如基載、中載與尖載電力，但在原先的電力結構中無法看到這些特性的區別。另外實務上 IGCC+CCS 與燃煤發電替代後，應該是直接與其他各個發電技術作替代。最後，由於今年度計畫重點在分析離岸、陸域大型與中小型風力發電技術，所以在發電結構中也要將這些發電技術區分出來。所以在以上的考量下，我們將發電結構修改與更新如圖 71 所示，在非汽電共生方的發電技術方面，我們依據不同的發電特性將發電技術區分為基載與中尖載發電，並把 IGCC+CCS 與燃煤發電替代後之發電直接與其他基載發電作替代。另外我們也把離岸風力發電與陸域大型風力發電給區分出來，唯獨陸域中小型風力發電並未包含在模型之發電結構內，主要因為陸域中小型風力發電成本資料難以取得，且大多數中小型風力發電機並未並聯至電網，且裝置量也較少，所以在模型中我們就不考慮陸域中小型風力發電技術。

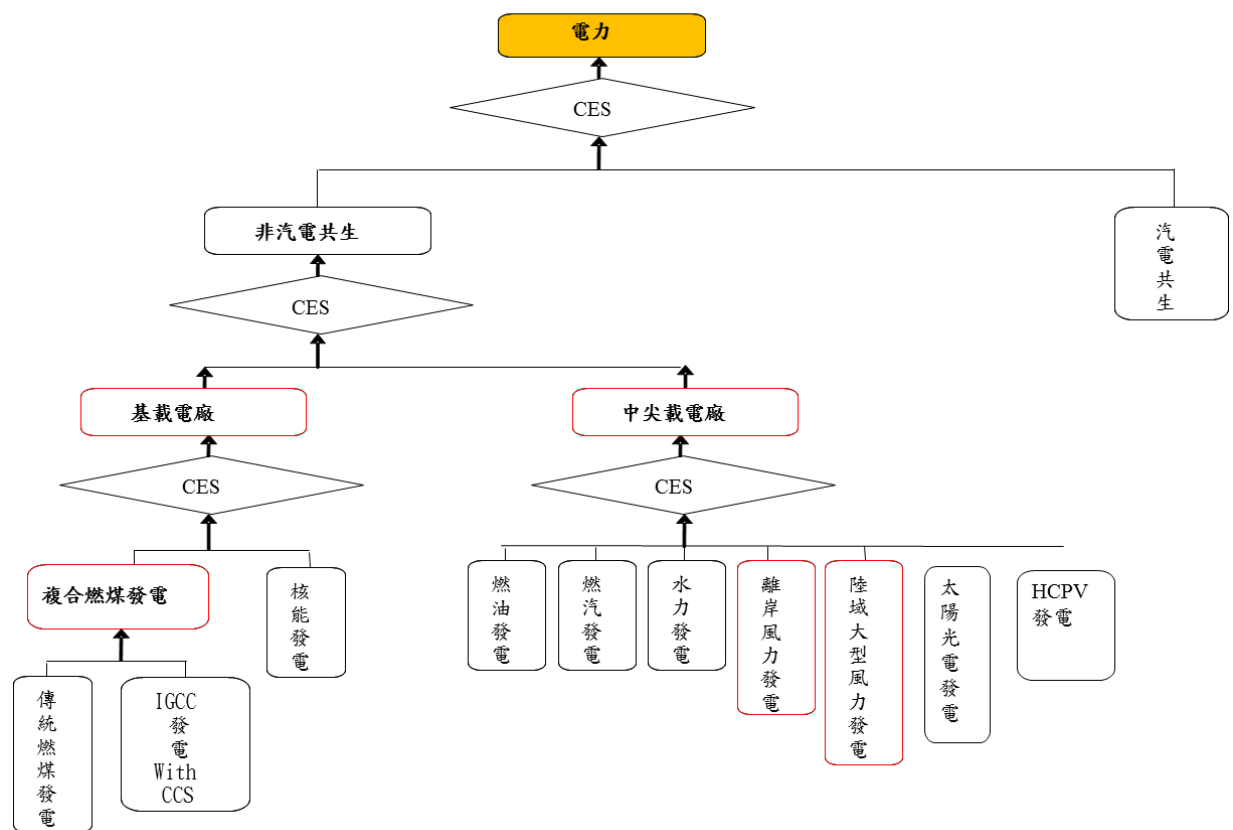


圖 71 GEMEET 模型修正後電力結構

## 2. 檢驗模型中資料的正確性

圖 72 為檢驗模型中資料正確性之步驟，第一步首先要確定模型內的資料需求，而在 GEMEET 模型中，產業關聯表為其最核心且重要之資料來源，接著第二步則是要在原先主計處公布的產業關聯表架構下，研究在這樣的資料下是否符合我們的研究需求，而在本計畫案中，我們欲透過模型的結果來觀察新能源產業未來的發展、成本效益評估、再生能源等相關重要議題。但是，主計處所公布的資料並未將這些相關新能源產業與再生能源發電技術分解出來，所以我們必須基於現有主計處最新公布 95 年之產業關聯表下，整合其他相關外部資料，將這些我們所關心產業與發電技術從既有的產業關聯表中擴充解析出來，而第三步則是針對這些外部資料做一檢視，來判斷所分解出來之產業是否合理，而判斷的準則為這些外部資料的依據為何？是否是從過去研究報告或是文獻整理而來，或是透過專家意見、廠商與研究單位之

訪談而得，如果以上相關的資料都無法取得時，那麼就既有資料的修正方式是否合理?這些皆為判定所拆解之產業合理性之準則。

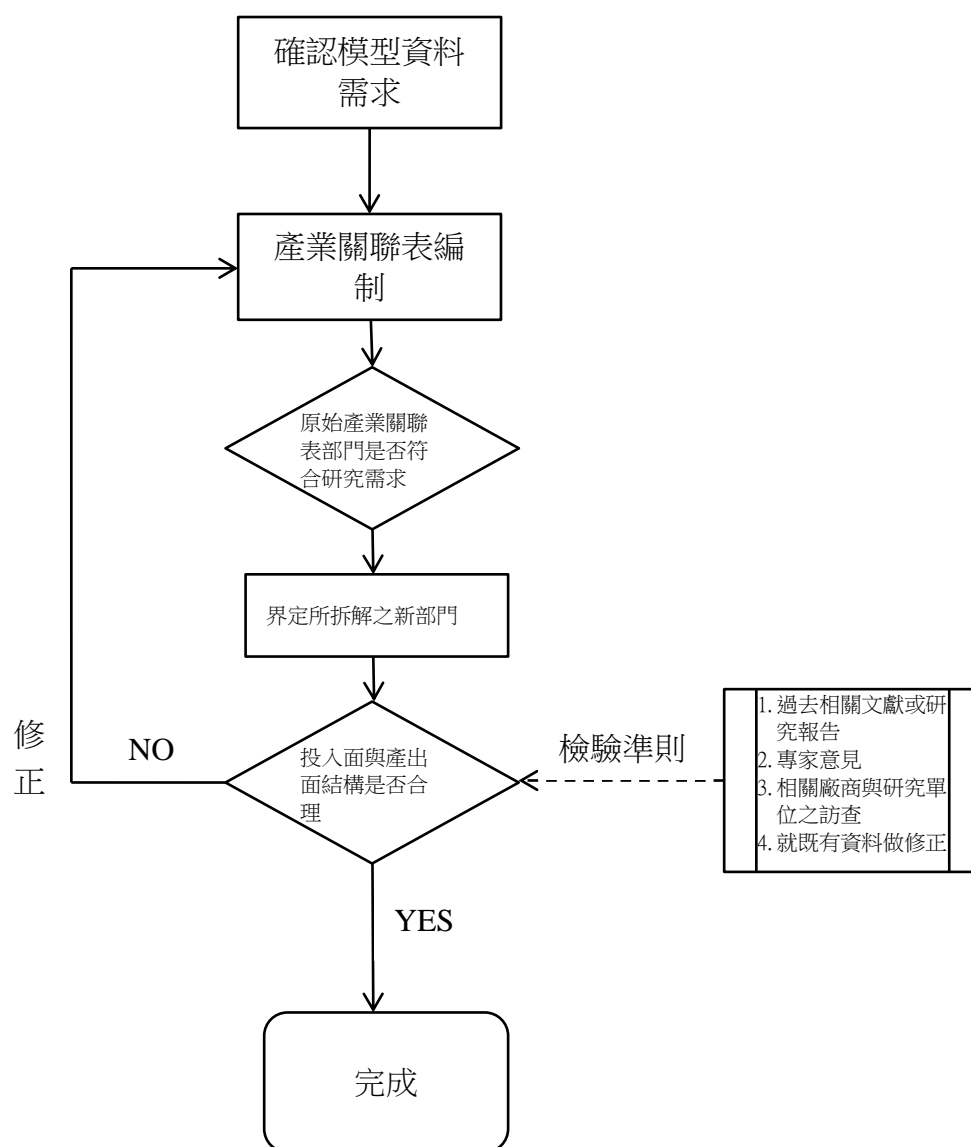


圖 72 檢驗模型中資料的正確性流程圖

而在過去已針對 GEMEET 模型內相關新能源產業與發電技術做過全面性之檢視，但由於今年度計畫重點在分析離岸、陸域大型與中小型風力發電技術，在前一節的模型架構中已把離岸風力發電在電力架構中區分出來，所以我們必須檢視所拆解出離岸風力發電產業之成本項目是否合理。表 43 為模型內離岸風力發電之成本資料，第一欄為離岸風機的成本項目，而第二欄

則是各個成本項目與模型內產業關聯表之產業對照，而剩下兩欄則是成本占比。而成本項目之資料來源則是取自 IEK(2011)報告內相關成本占比資料。

**表 43 離岸風力發電成本投入結構**

成本項目	產業別	投資成本占比(%)	風力機成本占比(%)
風力機		33	
葉片	人造纖維		27
塔架	公共及其他工程		21
齒輪箱	機械		12
發電機	電機及其他電器		18
電力轉換器			4
機艙	人造纖維		4
控制系統	資訊產品		3
軸承	金屬製品		3
其他	其他製品		8
海事工程	運輸倉儲	20	
專案開發與管理	專業、科學與技術服務	28	
電網併聯	輸配電業	15	
電力設備	電力設備	4	
合計		100	100

資料來源：IEK (2011/07)

### 3. 檢驗模型中參數之合理性

除了前述資料的編制之外，在模型中尚需設定許多外生變數以及參數數值，而這些變數與參數值在整個模型的模擬過重中扮演相當重要的角色，故本節將針對模型中各個變數與參數值檢驗之步驟做說明。

由圖 73 可知，不同的參數有不同的檢驗標準，而模型內的參數大致上可以分為三種，第一種是彈性，實際在模型中，由於 CES 函數被廣泛的運用，在函數內包含了關鍵的設定參數—替代彈性，故彈性的決定往往在模型的設定中扮演相當重要的角色，當替代彈性愈大，代表兩者間的替代性愈高，反之則越小。所以由此可知彈性設定的依據是相當重要的。一般來說，彈性的設定依據有兩種，第一種是自行估計，第二種是根據過去的文獻做設定。如果是自行估計的話，還要考慮到在估計過程中所使用到的歷史資料是否過舊？是否需要更新？而如果是根據過去的文獻做設定的話，同樣地也要注意所引用文獻之時間性，以及產業部門對應是否恰當？

第二種參數為歷史校準參數。在模型中，我們稱已實現或是過去的年度為歷史年（2006-2012），之後則為未來年（2013-2050）。為了讓模型在歷史年所解出之重要變數能與實際已發生狀況符合，一般來說這些重要的變數會被設定為外生且參照官方所公布之資料，我們稱之作歷史校準。所以這部分的設定通常都會參照過去之實績值。

而最後一種參數為 BAU 與情境設定之參數，這類的參數在模型內包含了家庭或人口成長趨勢、國際能源價格與相關政策或技術設定。通常這類的參數主要是依據未來可能之情況或政策做設定，所以設定的準則通常為相關研究機構或文獻估算或未來已經確定的政策。如果皆無以上的資料可做參考的話，那麼也要檢視自行所估算的結果是否合理。

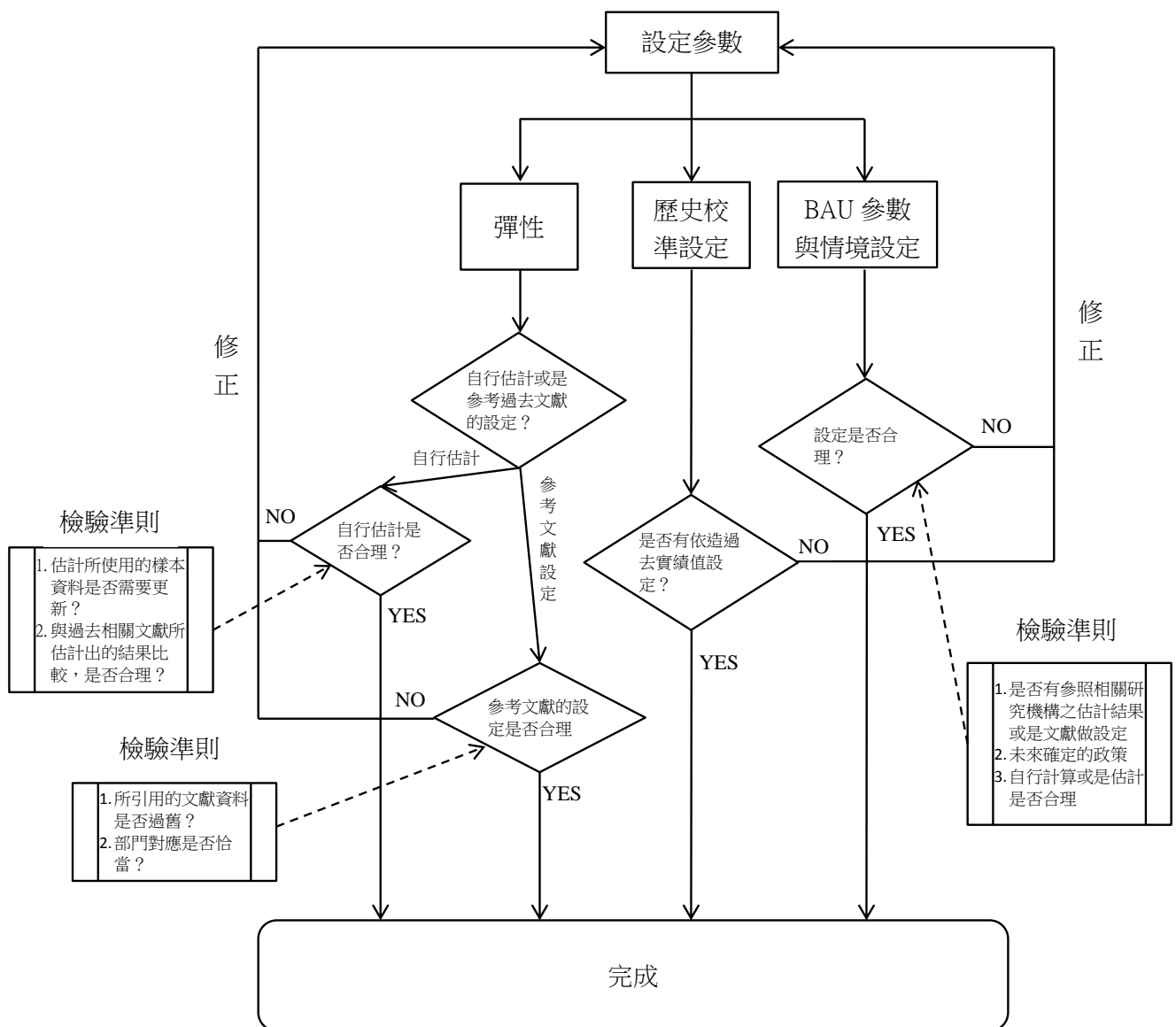


圖 73 檢驗模型中參數之合理性流程圖

由於每年度之計畫皆有針對模型內的歷史校準設定值、BAU 參數與情境設定做檢視，所以在此部分將延續最新之設定。除此之外 Armington 彈性的部分為本團隊自行估計，而先前估計所使用歷史資料期間為 1989-2006，這樣的歷史資料似乎過舊，所以在此部分我們將更新歷史年之資料在重新做估計。

#### 4. 檢驗模型功能符合原先預期

經濟模型的建置通常是為了特定議題的分析，雖然模型並非只能針對單一議題分析，但若要能使模型可探討的議題多樣化，那麼每一個議題的分析都需要在模型中個別設計相關機制，編製資料及參數設定，這樣才能使得 GEMEET 模型可分析的議題具有多樣性。因此，透過此部分之流程（圖 74）可知，若模型實際上不符合委託單位之需求時，則需加以修正以符合標準。在過去幾年裡，GEMEET 模型歷經多次產業部門檢討、資料編製、模型結構調整，以及特定議題機制設定計等步驟。雖然 GEMEET 模型可探討種 3E 相關議題，亦曾測試與能源工程模型之整合，然而這樣一個曠日費時設計的模型，若無法符合使用單位的需求，也稱不上一個好模型。而過去已針對 96-99 年度計畫的需求規格與應對做法做一檢討，故在此處我們將針對 100-102 年度的部分做檢視，如表 44 所示。

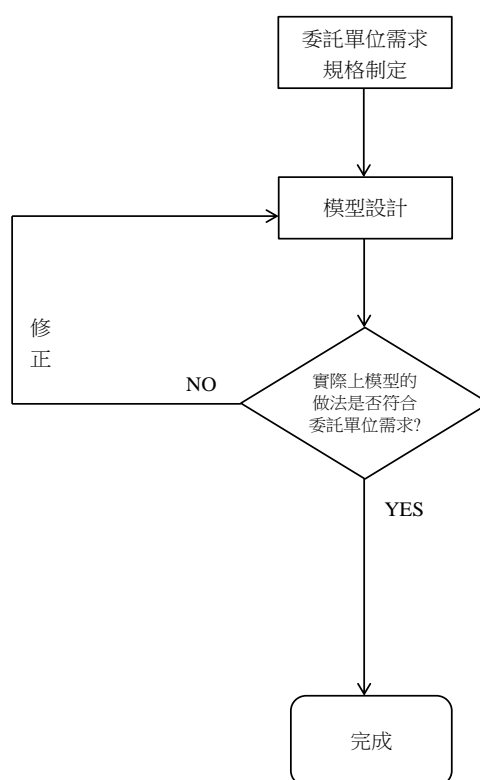


圖 74 檢驗模型功能符合原先預期流程圖

表 44 各年度計畫目標、應對作法及檢討與建議

年度	計畫名稱	計畫中模型發展之主要目標	應對作法	檢討
100	太陽光電及生質酒精產業之技術經濟及成本效益評估	為了確認模型的可用性，本年度的目標首要將在模型的驗證與確認（Verification and Validation），除了驗證GEMEET模型是否符合委託單位需求，並確認模擬結果的正確性利用建置完成之模型及整合架構，進行相關議題之模擬分析，提供委託單位參考。	將驗證與確認這兩部分區分成許多不同的子項目，同時針對部份項目做檢驗 利用所建置好的模型進行相關議題分析，其中包含「研發投資、躉購費率與再生能源之發展」與「再生能源發展與能源安全—以台灣為例」，共兩個議題分析。	並無全面性的針對所有項目做驗證與確認，且無一明確的標準流程
101	再生能源產業之技術經濟及成本效益評估	以GEMEET為基礎，搭配各種技術經濟評估方法，針對生質酒精產業及碳捕捉與封存（CCS）技術，蒐集製程技術資料以更新模型之基準資料利用建置完成之模型及整合架構，進行相關議題之模擬分析，提供委託單位參考。	將模型內CCS的成本與相關參數設定之資料，與國外文獻做一比較並進行調整。接著針對未來可能的CCS裝置目標，進行經濟效益評估模擬與CCS相關之議題，其中包含「CCS與能源安全」共一個議題分析。	CCS在實務中應該是先與與燃煤替代加總成一複合燃煤發電，接著再直接與其他各個發電技術作替代
102	台灣發展風力發電之技術經濟分析與3E效益評估	延續100年度模型的驗證與確認（Verification and Validation）內容，本年度將重新針對模型做檢驗，並建立一明確的標準以利委託單位檢驗其他模型 針對風力發電進行成本效益及經濟影響評估	對於V&V要有明確的架構、步驟、範圍。未來完成以上內容後，將提供一完整之技術報告，以方便貴單位用所規範的標準來檢驗其他模型。 在模型內將風力發電拆解為不同發電技術部門，包含離岸風力、陸域大型風力以及陸域中小型風力發電技術。	

## 七、台灣發展智慧電網之技術經濟分析

### (一) 緣起與目的

由於全球性氣候變遷及日本福島核災事件，迫使各國政府思考其能源政策之永續發展可能性。在這樣的背景下，以風力、太陽光電等再生能源發電替代傳統能源發電，顯然成為各國進行電力建設的重要課題。只是，再生能源發電之不穩定特性，加上傳統電網（electrical grid）並沒有儲電設計，突顯出再生能源電要併入傳統電網在實務上有一定困難。於是，各先進國家紛紛進行現行電網之升級計畫，我國政府亦試圖展開「智慧電網」的技術開發與建置。

台灣電力公司（後簡稱「台電」）從 2007 年開始，發展智慧電網，希望將過去單向輸送的電力，改為可區域交換式，降低能源消耗、提升能源使用效率。而目前台電於 2012 年開始布建高壓智慧電表，期望能監控 2.3 萬的工業用電大戶，及能隨時調配電力。至於其餘電網設置，預計 2030 年完成，也設定 2008 年開始，連續 8 年，每年提高能源效率 2% 以上，使能源密集度在 2015 年較 2005 年，下降 20% 以上，在 2025 年下降 50% 以上。這些都顯示「智慧電網」已經被認為是近期可以節提高能源效率的重要項目。

一直以來，台灣的能源消費有 9 成以上來自進口，能源自主性相當低。以及，台灣過度依賴單一發電方式（火力發電），如今須更全面性的思考能源使用效率，及分散能源使用種類，才能提供更穩定的發電組合。所以，2000 年以來積極鼓勵興建再生能源發電機組，惟再生能源存在著地形、成本以及環境的阻力。經濟部能源局今（2013）年的預算中，再生能源推廣就編列了 15 億 700 萬元，較上年度 8 億 2500 萬元，增加約 8 成。補貼多用於民間投資，若再生能源發電成本能在電力市場與傳統能源競爭時，政府才不再補貼。

## (二) 智慧電網現況與展望

截至 101 年 6 月底，台灣再生能源發電，累計裝置容量達到 357.34 萬瓩，年發電量約 93 億度，只占能源總發電量 463 億度的 4%，經濟部能源局預估 10 年內再生能源，將會超過總發電量的 10%，但是綜觀各種再生能源發電方式，卻存在發電量不穩和成本過高的阻力，甚至風機發展，還遭到部分民眾抗爭，而台電則是從 2007 年開始，發展智慧電網，希望將過去單向輸送的電力，改為可區域交換式，減少能源消耗。

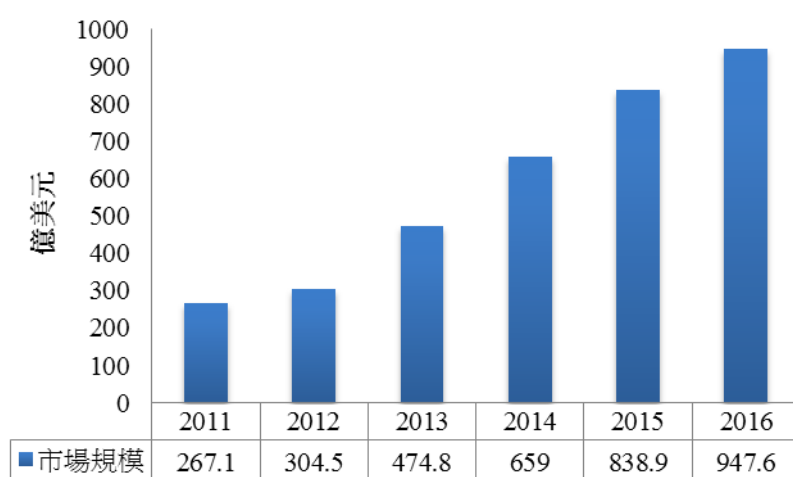
### 1. 全球智慧電網產業現況與展望

不同於傳統發電技術，新能源發電受制於許多地理天然環境條件，所以在新能源發電目標的規劃上需要考慮到其他自然環境以及技術層面之因素。尤其，傳統電力網路在擷取再生能源電能時，容易受到天候影響導致供電不穩定，甚至在電力傳送過程中，會造成約六成的能源損耗，這造成用電效率不彰，因此微型電網在地擷取、在地使用的讓供電較穩定特性，以及可開發更多新興能源應用等特色，使得各國重視智慧電網的布建。

智慧電網是整合發電、輸電、配電及用戶端的現代化電力網路，可降低消費端的用電量及提升其能源使用效率，近年各國均納入節能減碳主要政策中。美國、歐盟、日本、韓國、中國大陸均積極推出建置智慧電網相關政策。根據工研院 IEK 的調查，2011 年全球智慧電網市場規模約 267 億元，Frost & Sullivan 的預估至 2016 年將全球望成長至 1000 億美元左右。此外，根據美國市場調查公司 SBI 的調查，美國 2009 年智慧電網相關產業市場約 60 億美元，預估至 2014 年將達 170 億美元。

2012 年智慧電網市場成長將略為趨緩，市場規模達 304.5 億美元，相較於 2011 年成長 14%。智慧電網屬於民生基礎設施，建置驅動力來自於各國政府預算支持，因此，當地政府是否有意願及具備充足預算來推動智慧電網計畫，對是否能形成產業將造成重要影響。由於近年來，全球經濟復甦腳步緩慢，許多國家財政陸續曝露危機，企業對各項投資縮減，這些會對各國政府的推動計劃有所阻礙。所以，反應 2012 年全球經濟表現不

佳的問題，歐美等重要國家不得不放緩智慧電網建設腳步，必須延遲智慧電網部分計畫撥款或延緩計畫。這是促成 2012 年市場成長略為趨緩的主因。幸運的是，2012 年中國大陸與日本政府仍持續加速推動智慧電網建設，成為智慧電網市場需求成長性最高的兩大市場。所以，亞太市場是 2012 年智慧電網市場成長主要動能。



資料來源: Frost & Sullivan (2011); 工研院 IEK (2012/12)

圖 75 全球智慧電網市場規模預估

各國為減少化石能源的依賴、積極促進再生能源發展、鼓勵節約能源及提高能源效率，因此必須改變傳統電網架構，推動電力基礎建設升級，各國開始制定新能源政策以及推動智慧電網建設之相關法規，因而產生智慧電網市場需求。主要國家，例如：歐盟 (EU Smart Grid)、美國 (Intelligrid, GridWise, Modern Grid Initiative)、日本 (Intelligent, Interactive and Integrated Power System) 為了未來分散型能源大量加入做準備，提出了智慧電網的架構。這些領導國家認為未來的電力潮流有別於傳統電網，將會更加複雜，唯有更強健與更具智慧的電網方能滿足未來社會的多元期望。未來電網勢必要滿足智慧電網三大需求為：(1) 供電可靠度與供電品質的保證，(2) 納入再生能源電能以減緩氣候變遷影響，以及 (3) 提高用電效率與營運績效。

全球主要國家近年來智慧電網推動政策顯示各國政府對智慧電網新領域的重視 (如表 45 及表 46 所示)。歐盟 2005 年推動「智慧電網技術

平台 (European Smart Grid Technology Platform, ETP SmartGrids)」，並制訂 2020 年以後發展與推廣智慧電網的願景；美國依據「美國復甦與再投資法案 (American Recovery and Reinvestment Act; ARRA)」推動智慧電網相關投資補助、測試及人才培育專案；日本推動「離島智慧電網計畫」與智慧收費及智慧住宅計畫；韓國制訂「國家智慧電網路線圖」，並支持國內企業籌組智慧電網測試聯盟，在濟州島推動示範與測試計畫；中國大陸將「智慧能源網」納入「十二五」計畫，並積極擬定智慧電網發展規劃綱要、關鍵技術研究框架，以及相關技術標準。

**表 45 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；建立需量反應機制、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 AMI 計畫	共 8 州立法推動 AMI 建置。
	府 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。
日本	需量反應 (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。
	2009 年「離島智慧電網計	在沖繩偏遠離島推動示範計畫，並評估在更大範

	畫」	園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 年堅強智能電網發展策略	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能電網。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、智能應用體系、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。

來源：清華大學能源產業科技策略研究中心（2012/07）

表 46 智慧電網相關補助政策

補助方式	內容
提供研發或示範計畫投資補助	美國智慧電網投資獎勵計畫（Smart Grid Investment Grant program）與示範計畫投資補助（Smart Grid Demonstration Program），共約 45 億美元。  德國 E-Energy 計畫智慧電網技術研發補助，德國聯邦經濟與技術部（BMWi）補助 6,000 萬歐元。  日本經產省補助進行橫濱市、豐田市、關西文化學術研究都市（京都府）、北九州市及東北 8 個地區智慧電網實證計畫。
補助智慧電網相關產品使用	日本經產省 2012 年投入 2,324 億日圓補助金，補助設置 HEMS/BEMS、家用太陽能、節電設備、儲能電池等相關產品。

來源：美國 ARRA 智慧電網計畫網站；日本經產省（2011/11）

## 2. 台灣智慧電網產業現況與展望

我國能源政策之重要發展方向為動節能減碳及提高再生能源占比，以達成永續發展，政府於是將智慧電網列入「國家節能減碳總計畫」標竿計畫之一，主要致力推動智慧電表基礎建設、規劃智慧電網及智慧電力服務。期望透過智慧電網得以有效納入再生能源電能，及提升電力系統運行及控制效率。行政院已於 2010 年 6 月 23 日核定「智慧型電表基礎建設推動方案」，進行智慧電表的測試與示範計畫，形成推動智慧電網之開端。為建構我國智慧電網建設，經濟部能源局於 2011 年 8 月 3 日成立「智慧電網總體規劃小組」。

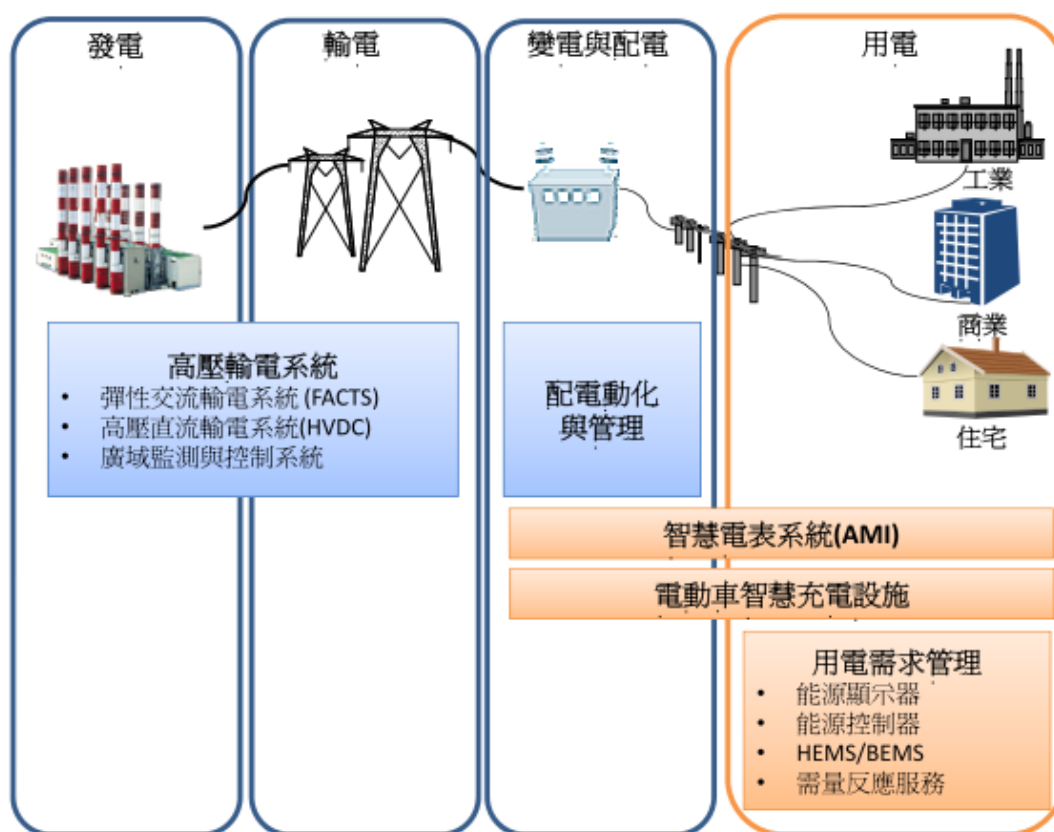
表 47 台灣 2010 年智慧型電網產品內、外銷金額

	上市	未上市	全體
內銷合計	107.27 億	1.48 億	108.74 億
外銷合計	11.48 億	5.26 億	16.74 億
合計	118.75 億	6.74 億	125.49 億

單位：新台幣

資料來源：台灣智慧型電網產業協會整理

根據 IEK（2012）定義智慧電網產業涵蓋範疇，應包含所有可提升電力系統運行效率與可靠度的智慧化技術。依據電力系統發電、輸電、變配電與用電四大環節，以應用領域進行分類，將智慧電網產業分為高壓輸電系統、配電自動化與管理、智慧電表基礎建設（Advanced Metering Infrastructure；AMI）、電動車智慧充電系統、用電需求面管理（Demand Side Management）五大次產業，如圖 76 所示。



來源：IEK（2012/12）

圖 76 智慧電網產業範疇

### (三) 文獻回顧

依據國際能源總署（International Energy Agency；IEA）定義，智慧電網（Smart Grid）是使用雙向數位化科技與其他先進技術，對來自所有電力供應端的電力輸送進行監測以及管理，並滿足終端用戶不同電力需求

的電力網絡。智慧電網可協調所有電力供電端、電網運營商、終端用戶和電力市場所有利害關係人的需求和能力，以盡可能實現系統中各部分的達到電力資源的最佳配置，使成本和環境影響最小化，使系統可靠性、彈性和穩定性最大化。

在建置智慧電網時，重要的是智慧型電錶基礎建設取代傳統計費電錶是否能提高整體能源績效，朱榮貴（2011）發現智慧型電錶基礎建設的績效顯著地高於傳統計費電錶。他曾就法規、技術、經濟及企業社會責任四個構面，發現建置智慧型電錶基礎建設取代傳統計費電錶之關鍵績效指標而言，重要的構面依序為經濟、技術、法規及企業社會責任。

**表 48 智慧電網研究方向**

研究方向	方法	文獻
產業研究/ 可行性研究	層級分析法（Analytic Hierarchy Process; AHP）	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。  李睿騰（2012），智慧電錶系統基礎建設之可行性評估研究。
	PEST 分析、鑽石模型分析、SWOT 分析、五力分析	李信璋（2009），我國智慧型電表基礎建設產業發展策略之研究。
	小樣本專家問卷	張登傑（2010），AMI 基礎建設產業之策略研究。
建置規劃		謝榮道（2009），台電公司先進讀表基礎建設與控制中心之通訊網路探討。  蔡侑宗（2010），先進讀表基礎建設通訊系統之設計與實作。
技術類		[電表] 賴政男（2011），智慧型電表開發與校正，台北市：國立臺北科技大學。  [偵測] 陳建宇（2012），利用先進讀表基礎建設資料偵測竊電。  [申請專利中] 徐明煜（2012），In-Home Display Authentication Protocols in AMI System。
電能最適組合	線性規劃（GAMS）	Chen et al. (2013), Economic analysis and optimal energy management models for microgrid systems: A case study in Taiwan.

電能管理方案	假說研究（問卷）	許志義、林子揚、顏海倫（2012），住宅部門智慧電能管理方案分析與政策意涵。
消費者認知	訪談	Mah et al. (2012), Consumer perceptions of smart grid development: Results of a Hong Kong survey and policy implications.  Krishnamurti et al. (2012), Preparing for smart grid technologies: A behavioral decision research approach to understanding consumer expectations about smart meters. (mental model)  Kaufmann et al. (2013), Customer value of smart metering: Explorative evidence from a choice-based conjoint study in Switzerland. (cluster analysis).
成本分析	個案研究	Dalton et al. (2009), Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel.  劉躍新等（2010），智慧電網成本效益分析及測算模型研究。（以中國大陸某省為例）

有趣的是，李睿騰（2012）亦對智慧電錶系統基礎建設之可行性評估研究，獲得了稍微不同的成果。他主要考量的構面包含技術、經濟法規及企業社會責任等三個構面，並發現建置智慧型電錶基礎建設取代傳統計費電錶之關鍵績效指標重要性依序為技術、企業社會責任、經濟法規。主要差異反映在朱榮貴（2011）與李睿騰（2012）所考量的構面有些許不同。

李信璋（2009）利用 PEST 分析、鑽石模型分析、SWOT 分析五力分析智慧型電錶基礎建設產業發展策略。他建議需讓建置期有調整的空間，並有跨部會的政策主導者整合相關政策，持續進行效益評估工作，支持電價結構調整，訂定界面標準，輔導業者策略聯盟或整合，進行民眾教育工作等。而產業發展方面建議業者要積極參與能源局規劃及台電公司建置工作，發展自主技術，進行策略聯盟及整併工作，確認上游供應商品質，利用國內網通業銷售管道並能降低勞力資本。張登傑（2010）則以無母數統計方法以進行小樣本專家問卷之推論探討 AMI 基礎建設產業之策略。

國內文獻除了探討智慧電錶的產業發展策略外，還有黃佳文（2010）透過問卷調查探究 AMI 參與意願調查與入口網站規劃對電錶的建置規

劃；謝榮道（2009）探討台電公司先進讀表基礎建設與控制中心之通訊網路；蔡侑宗（2010）對先進讀表基礎建設通訊系統之設計與實作；賴政男（2011）進行智慧型電表開發與校正之研究；陳建宇（2012）討論利用先進讀表基礎建設資料如何偵測竊電；徐明煜（2012）研發電錶的驗證通訊協定技術。從過去的智慧電網研究方向（如表 48 所示）得知，目前多偏重智慧電錶的策略發展、建置規劃、相關技術為主，顯見智慧電錶在智慧電網中的重要性。

#### （四）研究架構與研究方法

智慧電網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，故基於投資的考量，有必要依據電網示範計畫所獲得的實際數據，來評估智慧電網發展的成本效益。因此，歐盟聯合研究中心（Joint Research Centre, JRC）分析了歐洲過去及現在正在進行的智慧電網示範計畫的成果，提出全面性的成本效益分析（cost-benefit analysis, CBA）評估架構，並選定葡萄牙 InovGrid 計畫作為參考實例以調整相關內容，於 2012 年初公布「智慧電網計畫的成本效益分析指導原則（Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects，以下簡稱「智慧電網 CBA 指導原則」）」。

這是第一次具體的將 CBA 使用在智慧電網的實際案例評估之上，「智慧電網 CBA 指導原則」是為協助使用者分析不同地區的考量因素，以瞭解利益與成本，並分析關鍵要素，包括計畫的規模大小（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）、計畫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。「智慧電網 CBA 指導原則」是在提供建議，依據電力研究機構（Electric Power Research Institute, EPRI）的研究框架，逐步地提供了評估架構，作為分析考量時的核對清單。由於納入了地區性因素的考量，因此分析的結果最終將取決於各計畫的開發者及

相關決策者的專業判斷。

「智慧電網 CBA 指導原則」提供一完整的分析架構，惟我國智慧電網尚在萌芽階段，受限於相關技術經濟資訊缺乏，也許待未來資訊較完整後，得按照此指導原則進行具體深入的評估。本研究僅就所蒐集到的資訊進行探討。如同歐盟聯合研究中心所述，電網建設多涉及地區性因素的考量，除了蒐集相關文獻與數據外，相當依重專業判斷，才能正確的界定智慧電網範疇、成本項目與效益項目。而我國智慧電網尚未成形，未來一定有其不確定性，智慧電網又民生基礎設施，故應對不確定性因素進行敏感性分析，找出關鍵因素。最後應致力於減少關鍵因素的不確定性，降低智慧電網的營運風險。研究流程如圖 77 所示。

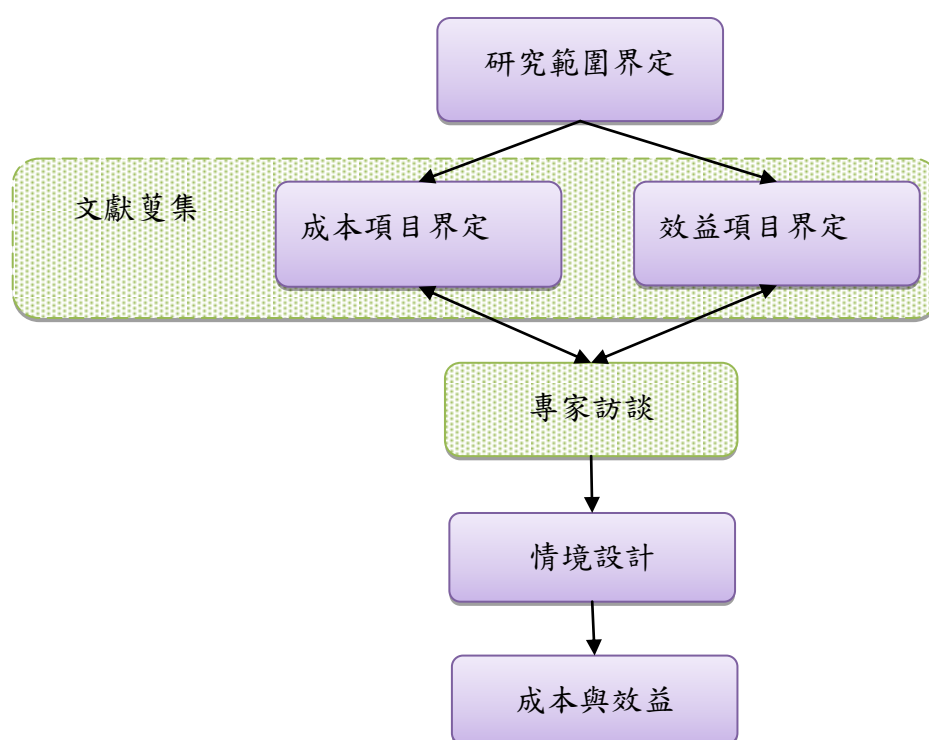


圖 77 智慧電網研究流程

### (五) 智慧電網之成本效益

傳統電網屬集中式發電，單向送電、單向通訊、缺乏用戶端資訊，以

歷史經驗來運轉，而智慧電網則包括集中與分散式（再生能源）發電，多方向送電、多方向通訊，以及將需求整合於系統中。即時性運轉、融合再生能源加上資通訊科技（ICT）係未來智慧電網基本架構，也就是未來發電方式將會是多元的。

智慧電網為整合發電、輸電、配電及用戶的先進電網系統，其兼具自動化及資訊化的優勢，具備自我監視、診斷及修復等功能，提供具高可靠度（Reliability）、高品質（Quality）、高效率（Efficiency）及潔淨（Clean）的電力使用效益。並提供用戶各種用電資訊與選擇，使得用戶能更有智慧的運用能源及降低碳足跡，同時最佳化基礎建設，確保系統多功能、強健與可靠。

台灣與英國、美國智慧電網之成本與效益評估呈現於表 49。表 49 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，得知主要國家普遍認為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。以英國為例，英國規劃 2020 電網願景並提出智慧電網路徑圖，後續 OFGEM（Office of Gas and Electricity Markets）更提供 5 億英鎊，協助推動智慧電網示範計畫。表 50 及表 51 分別列出英國 2011~2030 年 AMI 建置成本預估及各部門效益估算。從成本效益項目中，可發現智慧電網建構包括用戶、能源供應商、輸電網公司、發電公司及國家等角色。目前，台灣的能源供應、輸電網與發電主要廠商均為台電公司，似乎比較單純。但台灣未來若要朝向電力自由化邁進，是否會讓智慧電網的建構難度提高。也就是說，執政當局可能要重新評估資通訊術的標準建置、利益關係者（哪些人的成本及利益應納入考慮）及預期對社會經濟的衝擊等可能受影響層面。

表 49 台灣與主要國家智慧電網之成本與效益評估

	英國	美國	台灣
來源	National Audit Office (2011/6); IEK (2011)	EPRI (2010, 2011); FERC (2009)	能源局 (2012)
安裝規模	2017 年完成換裝智慧電表與智慧瓦斯表共 5,300 萬具	141 百萬具電表 (全部安裝 14,099 萬具)	1200 萬戶智慧型電表系統建置 (第一階段為 600 萬戶)
系統壽命	20 年 (2011-2030)	20 年	20 年 (2011-2030)
假設	3.5% Constant price in 2009	Discount rate: from 4.5% to 1.5%. Constant price in 2010	
成本	11,331 百萬英鎊	3,380-4,760 億美元	1,399 億新台幣
效益	18,649 百萬英鎊	12,940-20,280 億美元	
B/C	1.65	2.8-6.0	
成本項目	智慧表初始成本 智慧表安裝成本 通訊系統運行與維護費 資訊技術 通訊系統建設 能源 智慧表運行與維護費 讀取未安裝智慧表之無效率成本 產業建構成本 行銷成本 將不符合標準的表進行升級 舊表處置成本	Transmission and substations Distribution Consumer	智慧發電與調度 智慧輸電 智慧配電 智慧用戶 智慧電網產業 智慧電網環境建構
效益項目	用戶效益:減少能源支出 微型發電 能源供應商效益:迴避人工抄表成本、減少客戶查詢成本、減少客戶服務費用、減少債務處理成本、迴避預付表成本、遠端斷/復電、減少竊電損失、減少客戶轉換成本 輸電網公司效益:減少線路損失、搭時間電價平滑尖離峰延、遲配網投資之迴避成本、減少停電損失、減少故障修復營運成本、更有效的訂定投資決策、迴避電壓抱怨調查成本、減少停電通知成本 發電公司效益:搭配時間電價平滑尖離峰、降低發電成本、搭配時間電價平滑尖離峰、延遲電廠建置之迴避成本 國家效益:減少 CO2 排放、減少能源使用降低歐盟排、放交易成本、搭配時間電價平滑尖離峰、減少 CO2 排放降低歐盟排、放交易	Productivity Safety Environment Capacity Cost Quality Quality of Life Security Reliability	供電穩定效益:減少全國停電時間、降低線路損失、改善供電瓶頸、變電所智慧化 減碳效益 提高綠能使用 產業效益

表 50 英國 2011~2030 年 AMI 建置成本預估

項目 (單位：百萬英鎊)	住宅 用戶	占住宅 用戶總 成本	非住宅 用戶	占非住宅 用戶總 成本	小計	占比
智慧表初始成本	4,005	37.2%	265	46.2%	4,270	37.7%
智慧表安裝成本	1,596	14.8%	96	16.7%	1,692	14.9%
通訊系統運行與維護費	1,314	12.2%	93	16.2%	1,407	12.4%
資訊技術	1,026	9.5%	0	0.0%	1,026	9.1%
通訊系統建設	792	7.4%	58	10.1%	850	7.5%
能源	731	6.8%	28	4.9%	759	6.7%
智慧表運行與維護費	692	6.4%	39	6.8%	731	6.5%
讀取未安裝智慧表之無效率 成本	238	2.2%	-8	-1.4%	230	2.0%
產業建構成本	198	1.8%	0	0.0%	198	1.7%
行銷成本	85	0.8%	0	0.0%	85	0.8%
將不符合標準的表進行升級	65	0.6%	0	0.0%	65	0.6%
舊表處置成本	15	0.1%	3	0.5%	18	0.2%
合計	10,757	100%	574	100%	11,331	100%

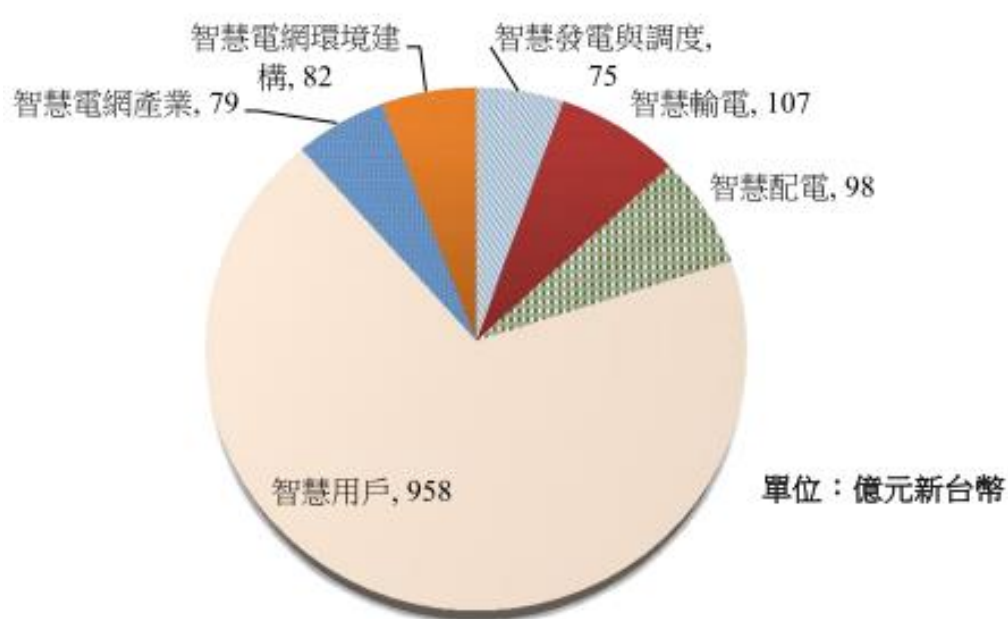
資料來源：National Audit Office (2011/6); IEK (2011)

表 51 英國 2011~2030 年 AMI 建置各部門效益分析

項目 (單位：百萬英鎊)	住宅用戶	占住宅用 AMI 總效 益%	非住宅 用戶	占非住宅 用用 AMI 總效益%	小計	占比
減少能源支出	4,598	29.1%	1,622	57.5%	6,220	33.4%
微型發電	36	0.2%	7	0.2%	43	0.2%
用戶效益	4,635	29.3%	1,629	57.7%	6,264	33.6%
迴避人工抄表成本	3,178	20.1%	248	8.8%	3,426	18.4%
減少客戶查詢成本	1,053	6.7%	51	1.8%	1,104	5.9%
減少客戶服務費用	183	1.2%	9	0.3%	192	1.0%
減少債務處理成本	1,075	6.8%	51	1.8%	1,126	6.0%
迴避預付表成本	991	6.3%	0	0.0%	991	5.3%
遠端斷/復電	244	1.5%	7	0.2%	251	1.3%
減少竊電損失	327	2.1%	0	0.0%	237	1.3%
減少客戶轉換成本	1,606	10.1%	80	2.8%	1,686	9.0%
能源供應商效益	8,567	54.1%	446	15.8%	9,013	48.3%
減少線路損失	438	2.8%	90	3.2%	528	2.8%
搭配時間電價平滑尖離峰延 遲配網投資之迴避成本	29	0.2%	1	0.0%	30	0.2%
減少停電損失	46	0.3%	19	0.7%	65	0.3%
減少故障修復營運成本	86	0.5%	35	1.2%	121	0.6%
更有效的訂定投資決策	115	0.7%	0	0.0%	115	0.6%
迴避電壓抱怨調查成本	43	0.3%	12	0.4%	55	0.3%
減少停電通知成本	21	0.1%	9	0.3%	30	0.2%
輸電網公司效益	780	4.9%	165	5.8%	945	5.1%
搭配時間電價平滑尖離峰 降低發電成本	121	0.8%	27	1.0%	148	0.8%
搭配時間電價平滑尖離峰 延遲電廠建置之迴避成本	653	4.1%	20	0.7%	673	3.6%
發電公司效益	774	4.9%	47	1.7%	821	4.4%
減少 CO2 排放	654	4.1%	434	15.4%	1,088	5.8%
減少能源使用降低歐盟排 放交易成本	371	2.3%	84	3.0%	455	2.4%
搭配時間電價平滑尖離峰 減少 CO2 排放降低歐盟排 放交易成本	47	0.3%	17	0.6%	64	0.3%
國家效益	1,072	6.8%	535	19.0%	1,607	8.6%
總效益	15,827	100%	2,822	100%	18,649	100%

資料來源：National Audit Office (2011/6); IEK (2011)

能源局（2012）在智慧電網總體規劃方案中，評估台灣建置智慧電網的總成本須花費 1399 億新台幣，包含六大項目，智慧發電與調度為 75 億新台幣，智慧輸電為 107 億新台幣，智慧配電約 98 億新台幣，智慧用戶共 958 億新台幣，智慧電網產業為 79 億新台幣，智慧電網環境建構計 82 億新台幣，如圖 78 所示。由於台灣目前的能源供應商、輸電網公司及發電公司都是由台電公司扮演，所以，智慧電網的建置效益主要是確保穩定供電、促進節能減碳、提高綠能使用及引領低碳產業等，如表 52 所示。



資料來源：能源局（2012）

圖 78 台灣智慧電網建置計劃的預計投入成本

表 52 台灣智慧電網建置計劃的預期效益

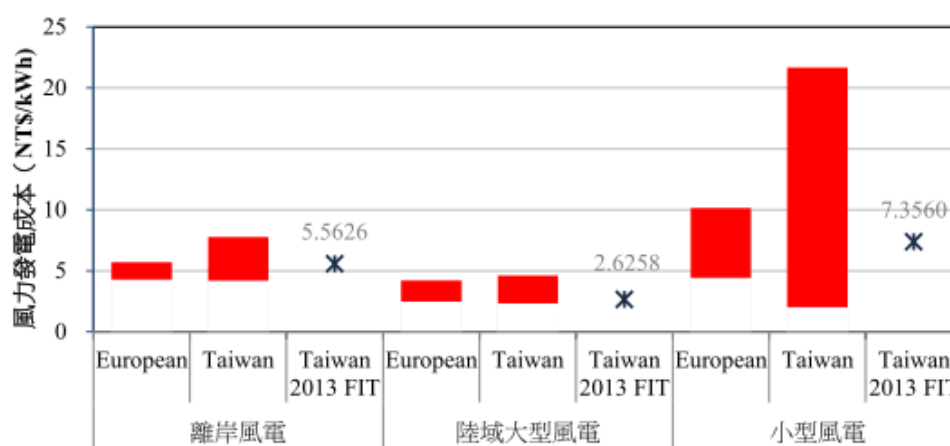
內涵	
確保穩定供電	
減少全國停電時間	2011-2030 年減少停電時間累計達約 123 萬小時
降低線路損失	2011-2030 年累計減少線路損失電量約 113 億度
改善供電瓶頸	於 2015 年、2020 年及 2030 年分別解決 20%、40%及 80%之供電瓶頸
變電所智慧化	2030 年完成全數變電所智慧化
促進節能減碳	預計 2015 年、2020 年、2030 年可分別減少二氧化碳排放 11.78 百萬噸、35.99 百萬噸、114.71 百萬噸
提高綠能使用	預計 2015 年、2020 年、2030 年再生能源可併接容量占全系統裝置容量達 15%、20%、30%。
引領低碳產業	預計 2015 年、2020 年、2030 年可創造智慧電網產業產值新臺幣 1,000 億元、3,000 億元、7,000 億元(預估全球市占率約 10%)。

資料來源：能源局（2012）

## 參、 主要發現與結論

### (一) 台灣風電之成本效益

本研究的評估方法，主要以分析個別技術成本效益的技術經濟評估為主，結合國內外常用於 3E 政策影響評估的經濟模型，兼顧個別技術發展策略，以及總體經濟與環境影響。在成本效益評估中，是從系統開發商與政策制定者的視角來看，主想探討國內風電應用市場建立特定規模的可行性。比如說，開發商想要知道風場投資是否有利可圖？若無，躉購費率機制是否有足夠的激勵誘因？另一方面，政府想知道政府規劃的裝置容量目標是否可以順利達成？是否需要更多研發投入加速成本下降？至於風電應用規模的發展能創造風力發電製造業的產值、對其他相關產業的衍生效益、對總體經濟的貢獻、社會福利因再生能源發展的變動情況、躉購費率政策與再生能源技術投資的抵換關係，成本效益分析則無法回答，需要透過包含產業互動關係的 GEMEET 模型來解答。



資料來源：歐洲成本取自 IRENA (2012)；台灣成本為本研究估計；FIT 費率來自能源局 (2012)。

圖 79 台灣與歐洲風力發電成本

本文以技術經濟分析探討我國未來的風力發電開發潛力，評估躉購費率政策之適當性，分別估算了離岸風電、陸域大型風電、小型風電的發電成本，如圖 79 所示，藉以評估我國與他國風電技術發展的成本競爭力。

在圖 79 中，台灣的離岸風電的發電成本在 4.103~7.7663 NT\$/kWh 之間，陸域大型風電發電成本介於 2.269~4.6043NT\$/kWh，小型風電的發電成本區間為 1.933~21.678NT\$/kWh。其中，陸域大型風電的裝置目標量只到 1,200MW，也就是說，在圖中僅放置陸域風場相對優良區域的風力機組之發電成本；另外，由於小型風機機型較小，可設置區域相當廣泛，所以圖 79 一并顯示風能資源欠佳區域的小型風電發電成本。從技術經濟分析結果可得到以下具體結論：

- 財務誘因政策效果：現行離岸風電躉購費率對離岸風場開發商具有投資吸引力，但現行陸域風電躉購費率對陸域風場開發商來說，激勵效果不彰（參圖 79）。
- 須謹慎評估風場風能：研究顯示陸域風場的容量因數（介於 31.7% 與 15.6% 之間）大都低於能源局援用參數（27.4%），政府若要持續擴增陸域風機，建議適當修正容量因數。
- 關鍵成本因素：
  - ⊗ 運維成本為離岸風力發電的核心成本項目，運維費用充滿不確定性，將主導實際發電成本，為離岸政策目標量實現的關鍵。
  - ⊗ 折現率為陸域風力發電的核心成本項目，由於所有運維作業皆在陸地，運維成本的風險相對離岸較低，資金融通壓力反而成為開發商關注焦點。
  - ⊗ 技術進步（成本下降）是推動離岸與陸域風力技術之關鍵。
- 風場設置建議：依風場優良次序來建議，離岸風力發電的設置位址順序為澎湖、雲林、彰化與苗栗；陸域風力發電容量風場設置位址順序：恆春、新竹、大園。但實務上，陸域優良風場大多面臨土地取得困難，因此，目前以彰化的風力機組裝置量居冠。
- 目前政策規劃量——離岸有 3,000MW，陸域計 1,200MW——尚屬適當開發範圍，雖然其發電成本的經濟競爭力仍有待提升。
- 小型風力機組因機身小設置容易，但由於設置高度通常不高導致其容量因數也偏低，這將會我國小型風機大規模發展之主要障礙。

而根據本研究 3E 模型評估的結果，預估若離岸與陸域風力發電技術

按現階段規劃的目標發展，包含帶動上游產業，以及替代其他發電技術的影響下，

- 2020 年相較於 BAU 可增加 479 億 GDP，2030 年相對於 BAU 可增加 1,021 億 GDP，2040 年相對 BAU 可增加 1,360 億 GDP，累計至 2040 年 GDP 累計共增加 2 兆 2,874 億。
- 2030 年時約年減 1.87 百萬噸 CO<sub>2</sub>，至 2040 年時約可年減 2.65 百萬噸 CO<sub>2</sub>，累計至 2040 年，發展離岸風電至推廣目標量所累積之總減碳量為 40.85 百萬噸 CO<sub>2</sub>。
- 2020 年的就業人數較 BAU 累計增加 10.86 萬人次，2030 年累計就業人數較 BAU 增加 23.1 萬人次。結果顯示 2030 年之後產業趨於成熟，由於生產力持續提升（技術進步效果），已不再需要額外人力投入，之後就業人數不會明顯增加，表示既有人力能夠滿足後續年度的產能需求。

從政策是否具有有效性的角度來看，當躉購費率隨著未來成本下降而跟著調降時，單靠躉購費率這樣的誘因政策將難達到再生能源目標，必需及早加入 R&D 投資，加速成本下降的速度，且早期有越多的 R&D 資本累積，之後可帶來更多的產業效益。除此之外，對離岸風力發電技術來說，主要因為離岸風力發電相較於其他再生能源為較新的發電技術，不論在技術或是成本上對於投資者來說是一大障礙，所以在這樣的情況下，政府如果將未來離岸風力發電的費率固定在某一水準，則可大幅度的提高了投資誘因。

## (二) 台灣風電之優劣勢評估

圖 79 中，除了本研究估算的發電成本，亦呈現歐洲離岸風電技術的發電成本。與之相比，我國離岸風力機的發電成本與歐洲的 4.2~5.7NT\$/kWh (IRENA,2012) 相近；我國運維占發電成本的占比也與歐洲相近，本研究估計我國運維成本約為發電成本 25% 左右，歐洲運維成本則約為發電成本 19~26% (IRENA,2012)；至於我國離岸風力發電容量因數略低於歐美，我國離岸容量因數 26.16%~49.52% (離岸水深至 20 公尺處)，

歐洲離岸容量因數 40%~50%（離岸水深至 50 公尺處）。

與歐洲陸域大型風電技術相比，我國陸域大型風電的發電成本與歐洲的 1.8~4.2NT\$/kWh（IRENA,2012）相近；我國運維占發電成本的占比則較歐洲高，本研究估計我國運維成本約為發電成本 25%左右，歐洲運維成本則約為發電成本 7~18%（IRENA,2012）；至於我國陸域大型風電發電容量因數低於歐美，我國離岸容量因數 15.6%~31.70%，歐洲離岸容量因數 20%~45%。

上述成本比較結果顯示，我國離岸區域擁有不輸於歐洲的優良風場，台灣四面環海，將來可藉由風力機追求狹小國土難以實現的「規模經濟」。只是要注意的是，目前全球並沒有在颱風頻繁海域設置風機的先例，更別提台灣海峽地質條件不佳（有地震及淤泥），若未來營運實績顯示運維費用過高，離岸風力發電的成本競爭力則會被大打折扣。若至於陸域大型風力機組的成本競爭力則顯得劣於歐洲風場，這主要是因為在地小人稠的台灣要找到同時滿足良好風況及廣闊用地這兩個條件的區域，相當不容易。除了經濟因素的障礙，尚有其他非經濟因素障礙，如下所示。

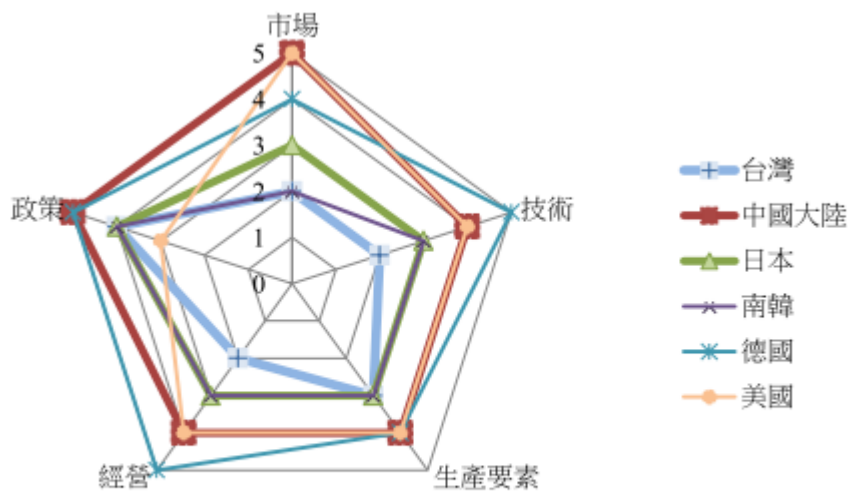
離岸風場建置阻礙：

- 零組件移動距離問題。
- 港口設備問題：要有港口，及設置零組件保管及組裝空間。主要設備的製造場所如果是分散的，會造成陸上或海上移動距離要全面推動海上風力發電業務的發展，必須在施工場所附近確保可統籌保管零組件、還能進行組裝的港口。
- 漁業捕撈海域問題。
- 環境評估問題：自然公園、港灣海域。
- 景觀保護問題（海岸 10 公里內）。
- 風力機系統設置問題及氣候問題（颱風/海嘯）。

陸域風場建置阻礙：

- 噪音和低頻聲波問題：居民抗爭，如：苑裡反風車行動。
- 野生動物保護問題：飛行中的野鳥撞上旋轉的風力機。
- 大片土地取得困難問題。

另外，IEK 今年曾對(2013/05)台灣風電產業的國際競爭力進行評比。與中國大陸、日本、南韓、德國及美國等國家進行比較(參圖 80)，得知台灣在市場、技術、生產要素、經營與政策等五項構面中，僅有政策構面略優於風電產業政策有爭議的美國，其他在市場、技術、生產要素及經營等四項構面中都敬陪末座，顯示在國際競爭環境中，我國風力發電產業處於發展劣勢。



資料來源：IEK(2013/05)

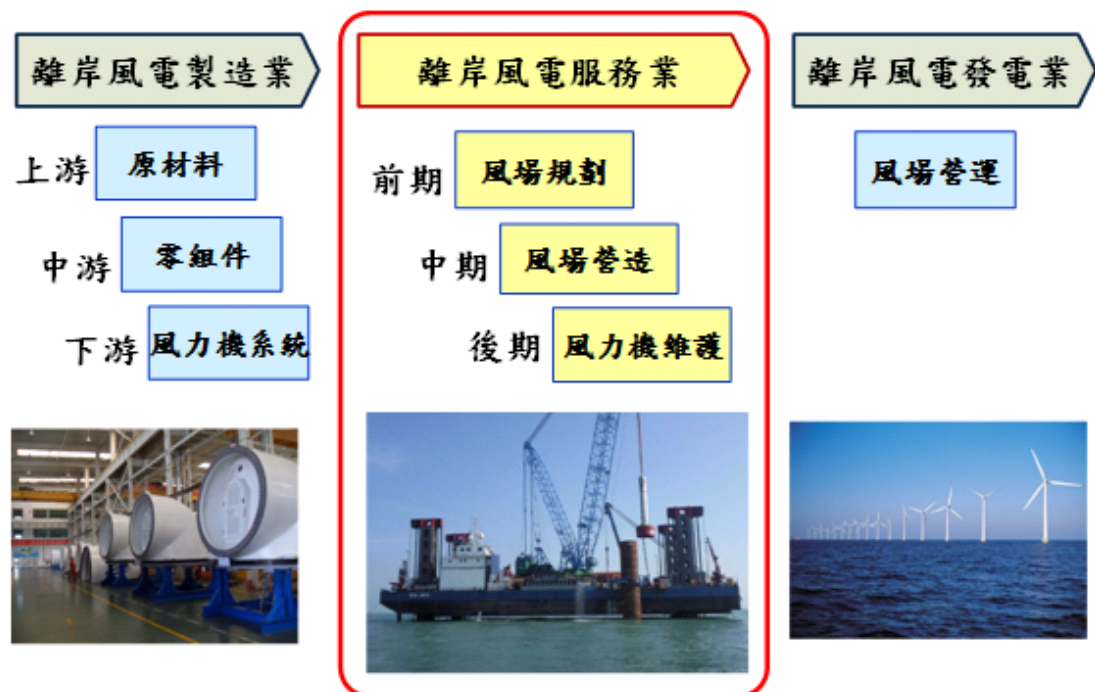
圖 80 台灣與主要國家風電產業競爭力

### (三) 台灣風電之技術發展與產業化策略

#### ☉ 台灣離岸風力發電產業

離岸風力發電產業主要可分三大類：離岸風電製造業、離岸風電服務業與離岸風電發電業(如圖 81 所示)。離岸風電製造業的部分由上至下游包

括原材料、零組件以及風力機系統的製造；離岸風電發電業則是在離岸風場興建完畢後，將電力售出進行風場的營運；離岸風電服務業則是承上啟下，進行風場規劃、風場營造以及風場建設完畢後的風力機維護工作。



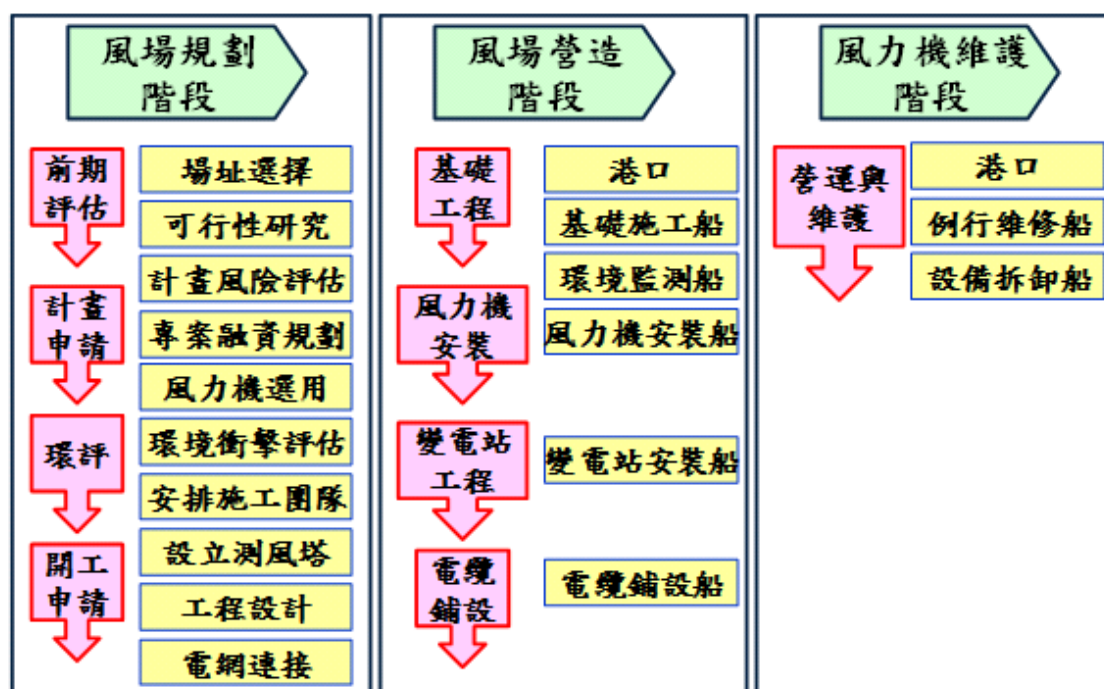
資料來源：工研院 IEK(2012/09)

圖 81 離岸風力發電產業定義與範疇

將離岸風電服務業三階段分別展開，各階段工作如圖 82 所示。風場規劃階段通常需耗費最多的時間，包括前期風能資源與場址的評估、計畫申請、環境評估、融資規劃、工程設計等，項目繁雜且需要多的領域的專業知識。在風場營造與風力機維護階段，主要與施工事宜相關。

發展離岸風電服務業之條件包括市場、產業、政策、支援環境等層面，其中以足夠的市場規模為發展的首要條件。我國已訂出未來離岸風電發展藍圖，將於 2015 年完成首座離岸風場，2030 年完成 3,000MW 離岸風力機組的設置。由於離岸風電服務業具有相當濃厚的在地特性，根據技術經濟分析結果，亦得知運維成本為離岸風力的核心成本項目，將主導實際發電成本，為政策目標量可否實現的關鍵。所以，發展離岸風電運維服務業可作為我國未來重要的工作。目前我國在離岸風電運維服務業的產業能量尚未建立，可透過由我國離岸風場開發的機會，逐步建立起離岸風電運維服

務業，帶動我國另一波產業發展契機。



資料來源：工研院 IEK(2012/09)

圖 82 離岸風力發電服務業工作項目

以及，離岸風電工程有兩大類要素，一要在離岸風電安裝各階段為需要各式施工船隊，二則需要專業港埠與相關零配件之製造、系統組裝，以及維修等後勤支援之基地。亦可藉由我國離岸風場開發的機會，**完善建設港口基礎設施，及設置零組件保管及組裝空間**。發展離岸風電產業的其他策略有：

- 強化國際技術合作：未來如果面對全球減碳壓力，各國開始大力發展與利用再生能源，目前我國離岸風場皆向國外採購設備，台灣本土風電業者未能在離岸風電產業占有一席之地。未來要改善此況，建議可在採購合約中，與國外廠商簽定技術合作協議，以扶植國內相關鍵零組件產業，對外切入其供應鍊體系，對內提高產品自製率。
- 強化技術研發：除了與國際技術合作外，基於我國的優良機電製造工程技術，加速結合產官學界的相關研發能量，及早進行研發，透過研發資本的累積，可創造愈大的效益，加速產業發展。另外，

化我國海域之氣候地形複雜性質為助力，推動及建立離岸風電建置及運維之技術能量，前進中國大陸與全球市場。

- 儲能技術研發：由於我國目前規劃之離岸風場容量因數約為26.16%至49.52%間，可見風力發電技術存在再生能源供電不穩定特性。因此，風力發電技術之發展必須配合儲能技術，才能讓風力發電之商業化實現奠定基石。。
- 運維人才培育：各國離岸風電維修市場大多以當地廠商擁有競爭優勢，所以除了關鍵零組件外，我國可積極發展運維市場。研究成果亦顯示離岸風電運維費用的不確定過高，所以發展運維技術以及培育運維人才，能增加我國離岸風電之成本競爭力。
- 加強與居民、漁民之溝通：為減少民眾抗爭，可參照德國作法，提供回饋金予民眾，又或是讓民眾入股。
- 跨部會協調機制：風場開發申設流程涉及內政、財政、國防、交通及環保等各相關部會業務。

## ㊟ 台灣陸域大型風力發電產業

台灣目前設置風力發電設備導入廠商包括台電、台塑重工和天隆紙業等企業，因為風力發電的機電系統複雜以及其設備設置過於龐大和技術不純熟，過去基於運轉安全的考量，多從德國及丹麥進口風力發電設備，為了推廣風力發電產業，在經濟部 and 工業局的大力促成之下，成立了「台灣風能協會」，協助國內風力發電風場的籌備設置、建造和營運的交流管道。

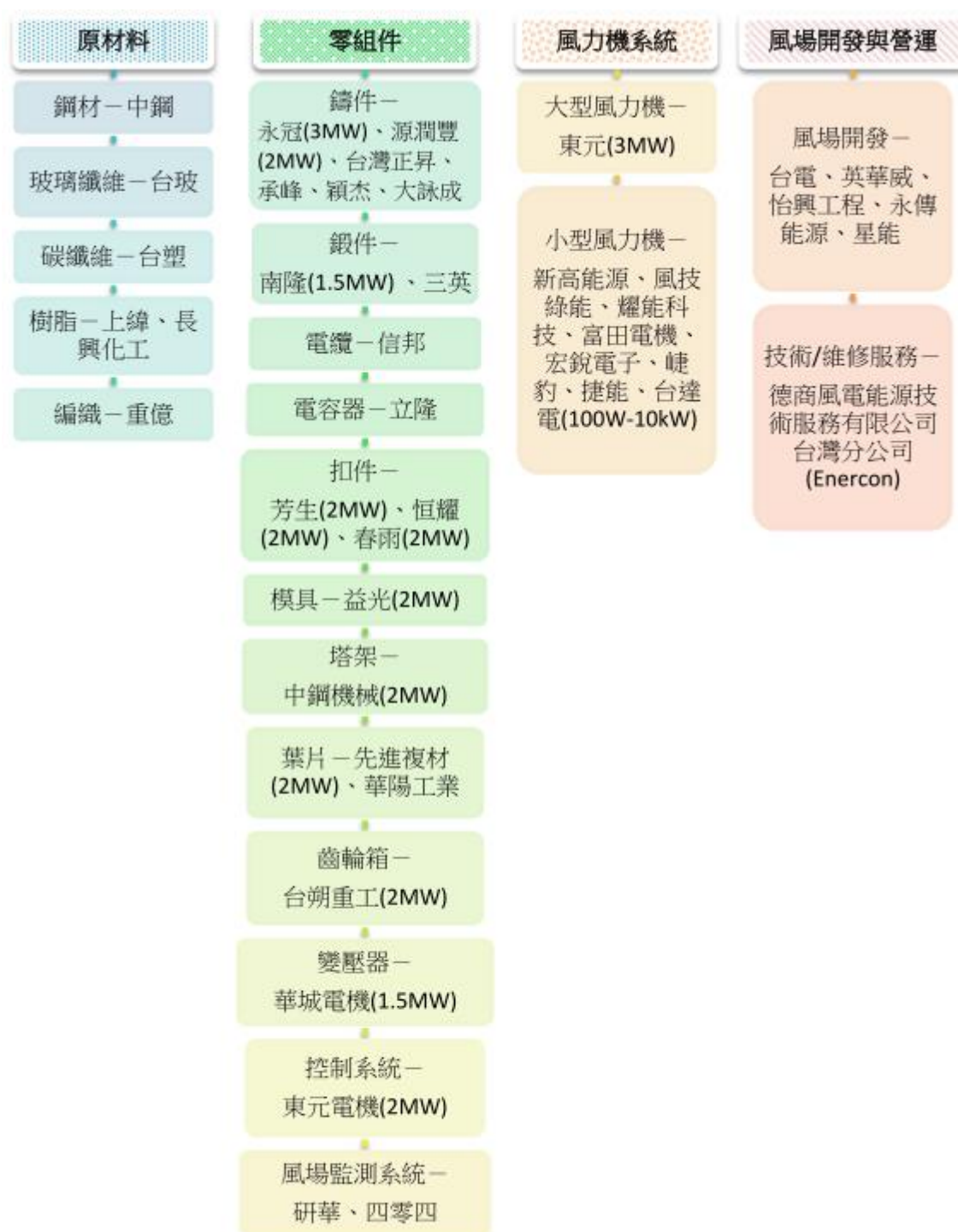
為了更進一步推動風力發電的再生能源產業，滿足國內風力發電設備零件維修和供應的自主能力，整合了國內產業資源，金屬中心和台塑、大同、東元電機、中興電工等60餘家風力發電產業相關業者共同籌備了「風力發電設備產業聯誼會」。此聯誼會針對齒輪箱、發電機、葉片等元件的產品標準和驗證機制，規劃了技術交流，協助業者們成立本土化的風力發電設備元件供應鏈，在推行者金屬中心的協助下，東元負責風力發電機、力鋼生產塔架、金風擔任增速齒輪的研發及系統整合等，在此聯盟中各研發廠商各有專長，完美的各司其職。

整體來看，台灣目前在風力發電機產業有相當完整的供應鏈，風力發電相關產業的廠商分佈，如圖 83 所示。只是，產業供應鏈的形成，並不代表我國生產的風力機在國際具有成本競爭力。要改良提升製程效率與發電效率，須要經驗累積與規模經濟。因此，國內應用市場是一良好試金石，故政府希望以躉購費率機制擴展國內應用市場。

而從技術經濟分析的結果來看，發展國用應用裝置量達到目標量尚有一定難度，這是因為現行躉購費率的設算條件是在台灣擁有足夠的優良風場下。因此，若要政府打算加速推動陸域風力電產業能發展足夠的市場規模，最直接的辦法為重新評估後續風場優良程度，**適度提高陸域躉購費率**，其他相關的發展策略有：

- 容量因數參數應適當的下修：現今能源局採用的容量因數為 27.4%，研究成果闡述政策目標量之容量因數約介於 31.7% 與 15.6% 之間，這訴說了政府評估的容量因數應屬於優良風場。未來要持續擴建風場，將須考慮次級風場，因而適當下修容量因數是必要的。
- 強化國際技術合作：在向國外採購設備時，與國外廠商簽定技術合作，以扶植國內相關鍵零組件產業，對外切入其供應鍊體系，對內提高產品自製率。
- 強化技術研發：加速結合產官學界的相關研發能量，愈早進行研發，透過研發資本的累積，可創造愈大的效益，加速產業發展。
- 儲能技術研發：研究成果闡述政策目標量之容量因數約介於 31.7% 與 15.6% 之間，可見陸域大型風電技術之供電不穩定特性更勝於離岸風電技術。因此，風力發電技術之發展必須配合儲能技術，才能讓風力發電之商業化實現奠定基石。
- 運維人才培育：運維費用的不確定過高，須提高自行運維能力。
- 陸上運輸管道建設：解決零組件移動距離問題。
- 加強居民溝通：為減少民眾抗爭，可參照德國作法，提供回饋金予民眾，又或是讓民眾入股。

- 跨部會協調機制：風場開發申設流程涉及內政、財政、國防、交通及環保等各相關部會業務。



資料來源：工研院 IEK

圖 83 台灣風力發電機相關產業分佈

#### 肆、 參考文獻

1. Armington, P. S. (1970), "Adjustment of Trade Balances: Some Experiments with a Model of Trade among Many Countries," IMF Staff Papers, 17, 488-523.
2. Arndt, C (1996), "An Introduction to Systematic Sensitivity Analysis via Gaussian Quadrature," GTAP Technical paper No. 2, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
3. Beckman, J.F. and T.W. Hertel (2010), "Validating Energy-Oriented CGE Models," GTAP Working Paper No. 54.
4. Chen, F., Lu, S.M., Tseng, K.T., Lee, S.C., Wang, E., (2010), "Assessment of renewable energy reserves in Taiwan," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 2511-2528.
5. Chen, Yen-Haw, Lu, Su-Ying, Chang, Yung-Ruei, Lee, Ta-Tung, & Hu, Ming-Che. (2013), "Economic analysis and optimal energy management models for microgrid systems: A case study in Taiwan," *Applied Energy*, 103, 145-154.
6. Dalton, G. J., Lockington, D. A., & Baldock, T. E. (2009). Feasibility Analysis of Renewable Energy Supply Options for a Grid-Connected Large Hotel. *Renewable Energy*, 34(4), 955-964.
7. del Río, P., & Gual, M. A. (2007), "An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain," *Energy Policy*, 35(2), 994-1012.
8. EIA (2011), *International Energy Outlook 2011*, Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.
9. Gass, S.I. (1983), "Decision-Aiding Models: Validation, Assessment, and Related Issues for Policy Analysis," *Operations Research*, 31(4):603–31.
10. Gehlhar, M. (1997), "Historical Analysis of Growth and Trade Patterns in the Pacific Rim: An Evaluation of the GTAP Framework," In T.W. Hertel, ed. *Global Trade Analysis: Modeling and Applications*, Cambridge MA: Cambridge University Press.
11. GWEC, 2013a. *Global wind energy outlook 2012*. Global Wind Energy Commission (GWEC), Belgium.

12. GWEC, 2013b. *Global Wind Statistics 2012*. Global Wind Energy Commission (GWEC), Belgium.
13. Hertel, T.W., J.J. Reimer, and E. Valenzuela (2005), “Incorporating Commodity Stockholding into a General Equilibrium Model of the Global Economy,” *Economic Modelling*, 22(4):646–64.
14. IEA (2009), *Technology Roadmap-Solar*.
15. IEA (2010), *Technology Roadmap-Windpower*.
16. Kaiser, M.J., Snyder, B., (2012a), “Offshore wind capital cost estimation in the U.S. Outer Continental Shelf—A reference class approach,” *Marine Policy*, 36, 1112-1122.
17. Kaiser, M.J., Snyder, B.F., (2012b). *Offshore wind energy cost modeling: Installation and decommissioning*. Springer London, London, p. 235.
18. Kaufmann, Simon, Künzel, Karoline, & Looock, Moritz. (2013), “Customer value of smart metering: Explorative evidence from a choice-based conjoint study in Switzerland,” *Energy Policy*, 53, 229-239.
19. Kehoe, T.J., C. Polo, and F. Sancho (1995), “An Evaluation of the Performance of an Applied General Equilibrium Model of the Spanish Economy,” *Economic Theory*, 6:115–41.
20. Khan, S.A., Rehman, S., (2013), “Iterative non-deterministic algorithms in on-shore wind farm design: A brief survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 370-384.
21. Klessmann, C., C. Nebe, and K. Burges (2008), “Pros and Cons of Exposing Renewables to Electricity Market Risks: A Comparison of The Market Integration Approaches in Germany, Spain, and The UK,” *Energy Policy*, 36, 3646-3661.
22. Krishnamurti, Tamar, Schwartz, Daniel, Davis, Alexander, Fischhoff, Baruch, de Bruin, Wändi Bruine, Lave, Lester, & Wang, Jack. (2012), “Preparing for smart grid technologies: A behavioral decision research approach to understanding consumer expectations about smart meters,” *Energy Policy*, 41(0), 790-797.

23. Mah, Daphne Ngar-yin, van der Vleuten, Johannes Marinus, Hills, Peter, & Tao, Julia. (2012), "Consumer perceptions of smart grid development: Results of a Hong Kong survey and policy implications," *Energy Policy*, 49, 204-216.
24. Madariaga, A., Martín, J.L., Zamora, I., Martínez de Alegría, I., Ceballos, S., (2013), "Technological trends in electric topologies for offshore wind power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 32-44.
25. Pearson, K., and C. Arndt (2000), "Implementing Systematic Sensitivity Analysis Using GEMPACK," GTAP Technical paper No. 3, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
26. Pinar Pérez, J.M., García Márquez, F.P., Tobias, A., Papaelias, M., (2013), "Wind turbine reliability analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 463-472.
27. Purohit, I., Purohit, P., (2010), "Techno-economic evaluation of concentrating solar power generation in India," *Energy Policy*, 38, 3015-3029.
28. Rabiee, A., Khorramdel, H., Aghaei, J., (2013), "A review of energy storage systems in microgrids with wind turbines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 316-326.
29. Shaahid, S.M., Al-Hadhrami, L.M., Rahman, M.K., (2013), "Economic feasibility of development of wind power plants in coastal locations of Saudi Arabia – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 589-597.
30. Shafiullah, G.M., M.T. Oo, A., Shawkat Ali, A.B.M., Wolfs, P., (2013), "Potential challenges of integrating large-scale wind energy into the power grid—A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 306-321.
31. Valenzuela, E., T.W. Hertel, R. Keeney, and J. Reimer (2007), "Assessing Global Computable General Equilibrium Model Validity Using Agricultural Price Volatility," *American Journal of Agricultural Economics*, 89(2), 383-397.
32. 工業技術研究院 (2013), 千架海陸風力機風力資訊整合平台。

33. 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。
34. 吳俊寬 (2011)，離岸風機海底基樁設計之研究，工程科學及海洋工程學研究所。台北市：臺灣大學。
35. 吳繼平 (2007)，應用類神經網路及基因演算法預測風速與風力發電量，電機工程研究所。中壢市：中原大學。
36. 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。
37. 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。
38. 李遠光 (2012)，風力發電機組投資成本效益評估研究，電機工程研究所。高雄市：正修科技大學。
39. 汪禹塵 (2011)，廠房類建築屋頂結合導風板裝設小型風力發電之成本效益分析，土木與防災研究所。台北：國立臺北科技大學。
40. 洪智仁 (2008)，台電公司風力發電之成本分析，管理學院碩士在職專班經營管理組。臺北市：國立交通大學。
41. 徐明煜 (2012)，In-Home Display Authentication Protocols in AMI System。未出版碩士論文，新竹市：國立清華大學
42. 能源局 (2012)，「再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數」聽證會會議紀錄。
43. 張登傑 (2010)，AMI 基礎建設產業之策略研究。未出版碩士論文，新竹市：國立交通大學。
44. 曹佑任 (2011)，中大型風力發電機傳動控制系統模擬分析之研究，工程科學及海洋工程學研究所。台北市：臺灣大學。
45. 莊智強 (2007)，台灣地區風力發電量計算及經濟評估之資料庫系統設計，工程科學及海洋工程學研究所。台北市：臺灣大學。
46. 莊智媚 (2008)，台灣離岸風力發電之績效及風險評估，經濟學系。宜蘭縣：佛光大學。
47. 許志義、林子揚、顏海倫. (2012)，住宅部門智慧電能管理方案分析與政策意涵。碳經濟，第 27 期，頁 30-40。

48. 郭世勳 (2008)，台灣地區離岸式風力發電成本效益分析，自然資源與環境管理研究所。國立臺北大學 新北市。
49. 陳一成 (2007)，台灣風場評估及風力機可用性分析-以台中風力發電廠為例，機械工程學系所。台中市：中興大學。
50. 陳明煌 (2010)，台灣推廣設置小型風力發電機之個案研究與效益評估，自然資源與環境管理研究所在職專班。新北市：國立臺北大學。
51. 陳建宇 (2012)，利用先進讀表基礎建設資料偵測竊電。未出版碩士論文，台北市：大同大學。
52. 陳清嚴 (2008)，風力發電機功率輸出模式之建立與應用，電機工程系。台北市：國立臺灣科技大學。
53. 傅傳剛 (2011)，以數值模擬方式評估小型風力發電機於都市區域之架設區位—以台南市安平區為例，都市計劃學系碩博士班。台南市：國立成功大學。
54. 曾志福 (2005)，再生能源併聯要點對風力發電之影響探討，電機工程系所。台北市：國立臺北科技大學。
55. 黃于瑄 (2011)，尾翼造型對小型風機發電效能之差異，電資研究所。澎湖縣：國立澎湖科技大學。
56. 葉泰和 (2009)，風力發電機容量因數分析與風場經濟效益評估，電機工程學系碩博士班。台南市：國立成功大學。
57. 趙自偉 (2012)，以 ARMA 及 GM(1, 1)模型預測風力發電量之研究，環境工程與管理系碩士班。台中市：朝陽科技大學。
58. 劉躍新等 (2010)，智慧電網成本效益分析及測算模型研究。(以中國大陸某省為例)
59. 蔡志威 (2006)，風力發電效能評估參數之探討，生物環境系統工程學研究所。台北市：臺灣大學。
60. 蔡侑宗 (2010)，先進讀表基礎建設通訊系統之設計與實作。未出版碩士論文，台南市：國立成功大學。
61. 蔡漢隆 (2004)，風力發電之電力品質量測與分析，電機工程系碩士班。台北市：國立台北科技大學。

62. 鄧再彬 (2008)，區域性太陽能及風力發電之評估研究， 機電工程學系博碩專班。新北市：華梵大學。
63. 賴政男 (2011)，智慧型電表開發與校正。未出版碩士論文，台北市：國立臺北科技大學。
64. 戴德炫 (2010)，綠色能源之風力發電機成本效益評估研究:以春風發電機示範系統為例，工學院碩士在職專班永續環境科技組。新竹市：國立交通大學，。
65. 謝榮道 (2009)，台電公司先進讀表基礎建設與控制中心之通訊網路探討。未出版碩士論文，台北市：國立台北科技大學。
66. 顏嘉良 (2008)，台灣風力發電推廣策略及效益評估之研究， 電機工程學系。彰化縣：國立彰化師範大學。

## 期中審查暨專家座談會會議記錄

會議名稱	「台灣發展風力發電之技術經濟分析與 3E 效益評估」期中審查暨專家座談會		
時間	2013/06/27	地點	核能研究所
出席者	黃金城計畫副主持人、葛復光分組長、蘇煒年分組長、張永瑞分組長、許志義教授、楊浩彥教授、陳啟明經理、卓金和、柴蕙質、袁正達、孫廷瑞、曾盟峰、林師模特聘教授、林晉勗助理教授、溫珮伶、馮君強		
內容	<p><b>陳啟明經理：</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 頁 22，科技術政策與再生能源技術，是否有區分民間廠商、電網開發商等。</li> <li>2. 頁 60，建議離岸風場可考量水深 20 公尺以上，此為近期合理開發區域。</li> <li>3. 頁 62，離岸風力機建議考量單支 6MW 以上，此為 2015 年後趨勢。</li> <li>4. 頁 63，期初投資成本建議詢問英華威、台電等取得市場價格。</li> <li>5. 頁 65，關於離岸風場，建議加入基礎製造成本、塔架施工成本之敏感度分析。</li> </ol> <p><b>許志義教授：</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 智慧電網目前仍屬概念技術，實務上可行的研究範圍，建議為智慧電表。</li> <li>2. 頁 77-79，風機架設高度會很大影響發電成本，建議增加分析構面。</li> <li>3. 建議可利用超級電腦模擬高頻率風速資料，建置符合實務的風能資訊。</li> </ol> <p><b>楊浩彥教授：</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 報告中提及驗證與校準要符合單位預期，請說明單位預期。</li> <li>2. 報告中提及驗證與校準參數之合理性，請說明合理性的標準。</li> <li>3. 在 CGE 模型中，不確定性如何呈現？新部門（如：風力發電產業）是如何產生？技術如何調整？</li> <li>4. 小型風機應用拔靴複製法，然參數給定不同會有不同結果，是否有考慮。</li> </ol> <p><b>張永瑞分組長：</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 頁 64，請說明供給曲線。</li> <li>2. 關於智慧電網，提供幾項建議：</li> </ol>		

✧ 頁 87，應是參照智慧電網總體規劃方案，目前能源局已更新資訊，預計安裝 600 萬戶智慧電表系統建置，並打算建置完十萬戶後進行成本效益評估。

✧ 頁 89，英國的智慧電網成本項目只有電表部分，若以台電情況來看，台電僅可免除抄表成本。

✧ 頁 90，智慧電網效益項目建議：有尖峰備載容量降低效益(可減少備載容量投資)、線路與變壓器規格可下降，尖峰用電成本可降低(如：尖峰時會用燃料價格高的 LNG 發電)。

**蘇煒年分組長：**

1. 目前 FIT 對風能產業是否具有回收效益？
2. 安裝小風機多為國內風機製造廠商，建議詢價取得成本資訊。
3. 目前大陸為我國小風機產業最大競爭對手，建議可以對照評估。

**葛復光分組長：**

1. 頁 22，此圖建議以表呈現。
2. 頁 47，此圖建議逐年呈現，以利理解。
3. 智慧電網資料雖然缺乏，請中原團隊能於今年完成 1-3 項工作。

**林師模教授回應：**

謝謝各位委員寶貴建議。

在此先向委員說明本計劃案的模型建置目標，乃是建立一個 top-down 的經濟模型，結合 bottom-up 技術特徵。冀望結合新能源技術特徵，主要探討能源政策的經濟效果，故此計劃案是以建置經濟模型為主，技術經濟為輔助。

為探討能源政策，此模型有考量科技政策機制，政策機制會對再生能源技術產生影響，會帶動研發投資導致成本下降，成本下降亦會影響 FIT 費率。所以，在模型中科技政策機制與 FIT 機制有連結(hard link)。經濟模型對技術發展描述有其限制，此模型能表達的是總的 capacity 和價格變動率。例如：政策情境模擬後能呈現小型/中大型/離岸風電的裝置容量。

**林晉勗助理教授回應：**

風力發電成本參數雖然主要參考能源局數據，但本研究亦考量其他成本數據，例如：風機距離，容量因素等。故計算出來的發電成本，並不會是能源局的 FIT 費率。

供給曲線(頁 64)的概念，是假設全台灣陸域可設置潛力都建置風力機，之後按照每支風力機的發電成本由低至高排序。假設現今的 FIT 費率是 2 元/度，高於 2 元/度的就不會有廠商願意架設。

小型風機風速高頻資料(10 分鐘/秒)可向中央氣象局購買，但所需資料索費不貲，且資料量也過大，沒有相對應的設備可以處理，本計劃案有執行上的困難。

模型與參數的合理與正確性，主要是歷史校準，其次為文獻比較。

拔靴複製法是歷史抽樣模擬。

如陳經理所說，離岸風力機未來發展趨勢，單支風力機 capacity 會增加(3.6→5→6MW)，成本會下降，在技術經濟分析中，可以考量如何設計，但這會增加分析的困難度，本團隊會審慎思考可行性。

**黃金城計畫副主持人：**

謝謝各位專家委員的參與，提供許多寶貴建議，讓今日會議圓滿結束。

# 期末審查會議記錄

會議名稱	「台灣發展風力發電之技術經濟分析與 3E 效益評估」期末審查		
時間	2013/10/30	地點	核能研究所
出席者	核研所機械系統計畫黃金城計畫副主持人、核研所機械系統計畫風機技術分組蘇煒年分組長、核研所核儀組智網分組林世維博士 葛復光副研究員、卓金和、袁正達、孫廷瑞、林師模特聘教授、林晉勗助理教授、溫珮伶、馮君強		
內容	審查建議與回覆如下表所示。		
審查意見		回覆	
<b>蘇煒年分組長：</b>			
1.風力機組設置常引起農民、漁民抗爭，國外(如德國)作法是提供回饋金、或將農民、漁民變成合作夥伴。是否可將之納入中討論。		目前計畫未考慮回饋金或農漁民抗爭等非經濟因素，而此寶貴建議可成為未來研究方向。	
2.從報告中可知運維費的重要性，目前是以期初投資的固定比例去換算，可否考慮下三種情境的效益：(1)外國負責運維，零件從國外進口；(2)本國負責運維，零件從國外進口；(3)本國負責運維，零件由本國製造。研究何種方案對台灣是最有效益的。		尋找最適的運維成本將是一項值得深入討論的議題，因須設定最適的評估架構，並思考成本計算方式。所以，若時程不允許，可作後續研究。	
3.模型中未來的 R&D 設定依據為何？依據政府對風力發電的 R&D 投資是否可以針對細部產業，以方便觀察出風力產業鏈中投資哪一個部分最有效？		目前未來年的 R&D 投資主要是根據過去 1999 年至 2012 年全體產業的平均 R&D 投資成長率（6.67%）來作設定。目前模型內並無針對風力發電相關細部產業做細分，如要細分相關風力發電產業則需要搭配更多詳細資料，未來可朝這方向努力。	
<b>林世維博士：</b>			
請補充智慧電網的參考文獻。		謝謝指教，後續補充之。	
<b>黃金城計畫副主持人：</b>			
1.研究中是以特定風力機組設算，然風力機單位成本會隨風力機規模(rated power)增加而降低，未來趨勢為離岸大型化，請問研究中有無考慮其他容量大小的風機。		風力機成本與風機類型有密切關係，因無法取得廠商建置的實際數據，目前成本數據來自能源局之合格機型，未來風力機成本下降影響則須透過敏感性分析得到。本研究取得階段性成果供大眾參考。重要的是所建立的經濟分析架構，若有實際數據即可重新設算。	

2.業者常質疑官方數據，請問運維成本風險納入討論的可行性。	風場投資涉及龐大金額投入，風險研究是相當受到重視的，由於本計劃的研究目的屬於總體性經濟面的探討，故未對風險問題進行深入探討。在報告中，我們會嘗試用運維成本、折現率等因素來進行討論。
3.模型的 V&V 是否有基準(Benchmark)的模型來做比較？	目前經濟模型在這部分較難有基準模型來參考，主因為各單位所作之模型都有其不同之處，所以較難找到一基準來做參考。
<p><b>核研所研究團隊：</b></p> <p>1.書面報告 P53 提及敏感度分析範圍設定，一般工程經濟分析上多設定上下限為敏感度分析的參數範圍，然而運維成本、資金成本率皆設定比基準情境高之參數值，與過去工程經濟分析上的評估基礎較不一致，懇請補充說明此設定之考量。</p>	<p>情境設計乃依據躉購費率審定會議業者對運維比例與資金成本率參數的修正建議，本研究於第五章第三節處補強說明，詳細說明請參修正後報告內容，以下簡單說明：</p> <p>運維成本比例：根據英國能源及氣候變化部(DECC)主張海域上的風險遠高於陸域，離岸風場的合理運維比例會介於 5~7%。又考慮我國海域處於地震帶上且多颱風氣候，我國運維比例增加的可能性很高。所以，在敏感性分析當中，運維比例會增加到 5%及 7%的情境，比基準情境 3%增加 <b>2~4 個百分點</b>。</p> <p>資金成本率：躉購費率審定會中，廠商反應現有水準（5.25%）並不利於廠商融資，台灣新能源產業促進協會、台灣風力發電產業協會分別主張資金成本率要 6.5%、8% 以上才有投資誘因，故本研究分別測試當運維比例設定為 6.5%及 8%，比基準情境 5.25%增加 <b>1.25 至 2.75 個百分點</b>。</p>
2.書面報告 P55 提及基礎情境與參考情境評估結果差異甚大，是否參考情境為較合理之設定值？若為合理，是否建議目前躉購費率之參數設定值有調整空間？	<p>在技術經濟分析中，是參考工研院風能圖去模擬每座風力機組的容量因數，所以才能繪製出一條供給曲線。其中，當離岸風力機組的容量因數與能源局假設（年可發電時數為 3200 小時）相同時，其發電成本與躉購費率相同為每度電 5.5626 元。由此可知，現行能源局公布的離岸風電躉購費率是以相對低的容量因數做計算，其用意在於提高投資誘因、降低財務不確定性，鼓勵廠商投入風電應用市場。</p> <p>本研究嘗試討論考慮運維成本遞增和發電</p>

	量遞減之可能情況，設計了參考情境供大眾檢視，至於參考情境是否為合理設定值則須待我國風場實績驗證。
3.書面報告 P58 提及許多參數變化，對離岸風力經濟效益的影響，然離岸風力的經濟效益亦會受其替代方案之燃料價格上漲而提升，關於此部分本研究是否有納入？	替代方案之燃料價格上漲，會反應在替代方案的發電成本上，從而影響離岸風電的成本競爭力。本研究建置的供給曲線為一邊際成本線，故當替代方案的發電成本上升後，可直接觀察其對離岸風電的影響（裝置容量可增加多少）。以及，燃料價格上漲對發電成本的影響程度須另行分析。因此，本研究就不再額外對燃料價格進行敏感性分析。
4.書面報告 P64 提及的產業政策建議之依據為何？懇請補充說明。	謝謝建議，於文中補強說明。
5.書面報告中尚未明確界定本計畫離岸風力、陸域風力之成本與效益評估範疇，此與過去研究之成本效益範疇之差異為何？懇請補充說明。	報告中對離岸風力與陸域評估範疇置於第貳部份第四章成本效益指標小節，乃參照過去研究技術經濟研究的成本效益範疇。
6.書面報告 P65 提及相較於德國盧爾，台灣的風能潛力仍有發展空間，然而盧爾區風能潛力開發是否適當？風力屬於變動式再生能源 (Variable Renewable Energy)，若併入中央電網可能需要提升供電風險，風力發電的潛力應與該國電網中彈性資源相關(如可調度機組、儲能設施)，因此若單以土地面積做為是否有發展潛能之標準是否合理？懇請補充說明。	謝謝建議，於文中補強說明。
7.書面報告中提及之替代方案，考量汽力燃油、汽力燃氣機組，然風力根據台電之定義為準基載機組(主要考量其發電時段與基載電力較為吻合)，而汽力燃油、汽力燃氣為中載基組，懇請協助說明選擇此替代方案之準則為何？	報告中納入台電現有所有發電機組成本，目的在於提供廣泛性的風力發電技術之市場競爭力比較。故研究中並未侷限於汽力燃油、汽力燃氣，亦包含燃煤機組之比較。

8.書面報告 P107 提及小型風力可降低電力公司的尖峰負載需求，然而風力發電在我國尖峰用電時段能輸出之貢獻有限，台電對於其尖峰因子只設定為 6%(太陽光電為 20%)，因此風力發電能減緩我國尖峰負載需求應相當有限。懇請補充說明。	謝謝指教，將建議修正說明。
9.書面報告中提及之產業化建議策略較為缺乏(第九章)，是否可以一項質化策略工具(如 SWOT 分析)作為評估架構，以強化策略建議之論述。	謝謝建議，後續補充之。
10.本年度計畫提及之 CGE 模型驗證與確認之過程，懇請補充說明模型實際操作過程，並放入附件中，供核研所內部參考，如彈性設定值、產業結構之合理性、成本拆解。	謝謝建議，後續補充之。
11.書面報告 P87 中 BAU 的 GDP 成長率在 2025 之後為何呈現下降之趨勢？	這種現象主要與未來核能除役及人口成長之設定有關，2025 年後人口減少導致勞動力也跟著下降，但實際的情況下人口減少不一定會導致勞動力減少，主要的原因是可以引進外勞，但目前模型中無考慮到外勞引進這個因素，所以才會有這一結果產生。
12.在發展離岸風力的就業效益方面，未來雖然有技術進步等其他相關因素導致就業效益減少，但理論上應該要考慮到國外市場，也就是做 R&D 目的是要搶國外市場，請針對這部分做說明。	這部分與人口也有關係，因為未來人口減少，導致勞動力不足，所以就業的效益也相當有限。另外生產力提升也會導致就業人口的減少，當產業技術越來越先進到一個階段後，就業人口數可能反而會減少。最後跟是否有開拓國外市場也有關，目前國內離岸風力發電可能還是以進口為主，較無能力出口，如果未來以國外市場為主，那就業人口也許會上升，但目前模型在國外市場的設定較為僵固，如要針對這部分的設定做調整，則須要針對基準資料做重新編製，以反映國外市場的增加。且能源局規劃目標到 2040 年之後增加率是減少的，在國內需求減少且國外需求沒有太大的變動情況下，就業之效益自然也就減少。

13.未來設置離岸風力發電越到後面其條件可能越差，例如距離越來越遠或是水深越來越深，這些因素會導致成本上升，請問模型裡是否有考慮到這些因素？	風場的條件對於成本可能有相當程度的影響，但目前模型尚無考慮此部分，如要將這部分的因素加入到模型裡，可能需要針對模型做相當程度的修改，可將此列入未來研究方向。
14.GEMEET 模型的結果是否可以與技術經濟的結果相互搭配？	技術經濟主要是在未來 FIT 固定的情況下做分析，但 CGE 針對未來 FIT 固定及下降的情況皆有做分析，當未來 FIT 固定的情況下兩者結果是相似的。
15.發展離岸風力的環境效益也就是 CO <sub>2</sub> 排放量在未來有上升的現象，與一般直覺或其他研究報告之結果較不同，請針對這部分做說明。	如果經濟還在成長的情況下，CO <sub>2</sub> 排放量是有可能增加的，雖然發展離岸風力可抵銷掉部分的排放量，但是淨排放量還是有可能會增加。
16.本年度計畫在 CGE 模型當中有很大技術創新在於「將電力結構拆解成基載與中尖載替代機制」，然此一設定後，對於政策評估結果是否更為合理、更符合實際現況，懇請補充說明之。	由於考慮到實際上電廠之運作特性，例如基載電力之間替代性較低，而中尖載電力之間替代性高，基載與中尖載之間替代性可能更低。基於這些考量，本年度計畫將模型內的電力結構做這樣的區分，以更符合實際電力運作之情況。
17.書面報告 p.57 圖 19 顯示影響最大因素應是運維成本，有效控制運維成本才不會使裝置容量大幅減少。	是，運維成本的不確定性將影響廠商投資意願。
18.書面報告 p.129 R&D 投資金額是否會進一步影響技術進步率？若有此機制請多加說明。	模型中有二因子學習曲線的機制，其中包含累積產量與累積 R&D 存量皆會透過學習曲線的機制來影響單位成本，此部分已在報告中作補充。
19.書面報告 P.150 提及「…2030 年之後產業趨於成熟，由於生產力持續提升，已不在需要額外人力投入，之後就業人數不會明顯增加…」，此評估結果是否意謂者 2030 年以後風力發電能夠帶動就業增加之效果亦相當有限？	由於 2030 年之後產業趨於成熟，在生產力持續提升（技術進步效果），同時出口並未有特別增加的情況下，國內裝置量逐漸減少，代表已不再需要額外人力投入，之後就業人數則不會明顯增加，甚至有減少的現象。
20.陸域風力供給曲線中，考慮的風力機組設置範圍過廣，因當其風電成本過高時，對政府、廠商皆不具投資誘因，建議重設置範圍。	謝謝建議，將依能源局主張陸域合理設置容量(1,200MW)進行修正。

21. 謝謝中原團隊的努力，今年成果相當豐富，建議成果須與實務面緊密結合，並小心的提出具體的結論與建議。例如：風場建議位址為設算結果，然實務上卻不相同，是否有次佳選擇建議；報告指出小型風機以設備補貼為主，惟可能發生棄電風險，是否可提出配套措施等。

謝謝肯定，依建議修正。