

我國太陽光電中長期之技術發展策略

黃郁青^{1*} 陳治均²

摘 要

近年來政府積極推動再生能源的布建，以達成2025年再生能源發電占比20%之目標，而太陽光電(Photovoltaic, PV)的建置受到地理環境與氣候因素等自然條件的限制，雖然目前政府已盤點三點一萬公頃土地建置PV電廠，實際可以興建的場址仍然相當不易選定，如何提高PV的效率以及技術選擇種類，以降低土地使用面積，並能解決PV建置面臨的挑戰，實為未來PV是否可以大規模成長的關鍵因素。有鑑於此，本研究設計參考情境及減碳情境，利用國際通用能源工程模型TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)進行分析，參考情境分析顯示，在我國中期PV暫時不具發展性，隨著國際燃料成本上揚以及PV成本下降，2035年以後PV相較於燃氣機組將更具競爭優勢，減碳情境分析顯示，2025年PV發電量已明顯增加，此時透過精準的天氣預報，可降低燃氣備用機組數量。另外，對於我國PV中長期之技術發展策略，以及PV建置可能面臨的挑戰，本文亦提出相關的建議。

關鍵詞：太陽光電，碳排放，再生能源

1. 前 言

為減緩溫室氣體的排放量，近年來已有許多國家積極發展再生能源，以PV為例，全球PV市場發展迅速，參考國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA) 2018年的推估，從2007年到2016年十年間，全球累計的裝置容量由6.1 GW成長至291 GW，自2010年起已超過40 GW，並維持每年28%以上的成長率，PV成長率快速的主要驅動力為其龐大的商機，可提供較大的經濟規模與就業機會，然而政府及業者對於再生能源規模擴大所帶來的挑戰也正要開始，由於電力系統整體發電之成本取決於可靠的發電設備成本推估，世界經濟展望(World Economic Outlook, WEO)

(IEA, 2018)年的報告指出2012-2017年PV發電成本每年平均降幅達5%，而且未來仍有相當大下降的空間，為了建置本土化的成本數據，本研究除參考國內躉購費率，亦參考不同國際報告的預測，藉以推估適合我國之成本數據，再利用TIMES模型進行決策，以評估未來技術發展情形。相較於其他電力規劃模型，電力供給端無法參考消費端用電行為的差異進行規劃，TIMES模型為Bottom-up工程模型，TIMES模型細緻化時間切分(Time slice)的優點，可以模擬消費端在日夜、尖離峰及季節用電行為的差異進行規劃，供給端也可以考量發電機組的特性進行調整，因此在探討大規模間歇性發電併網後調節的議題，能更貼近實際情形。TIMES模型1996年由國際能源總署開發至今，目前

¹行政院原子能委員會核能研究所 助理研究員

²行政院原子能委員會核能研究所 副工程師

*通訊作者電話: 03-4711400# 2554, E-mail: fred501146@iner.gov.tw

收到日期: 2019年10月02日

修正日期: 2020年04月17日

接受日期: 2020年04月21日

已被70個國家中的250個研究機構所使用，為MARKAL (MARKet and ALlocation)與EFOM (The Energy Flow Optimization Mode)模型的結合，旨在改進MARKAL不足之處，相較於MARKAL模型與其他供需規劃模型無法細緻評估每小時之供需，TIMES模型可呈現燃氣搭配儲能在日夜及尖離峰間調節情形。

國內利用能源模型探討再生能源對電力系統影響的研究，主要著重於電力配比、排放減量、減碳成本以及對電價之影響，由於再生能源本身的發電特性具有間歇性及不確定性，尤其PV在日夜間及氣候上的影響較為劇烈，然而國內尚無相關研究探討大規模PV併網後，因氣候變化造成發電量下降對電力系統的衝擊，本研究利用TIMES模型進行決策，評估不同PV技術的發展期程，同時結合下雨量資料與用電量預測，以了解其發電特性在季節、氣候與日夜的差異對於電力系統的影響，再據以提出適合我國的PV技術發展策略。本文首先在第3-5節對於TIMES模型進行參數設定，第6節對於TIMES模型量化分析結果進行說明，TIMES模型依據PV的成本及技術參數求解結果，於第7節提出對應的PV技術發展策略。另外，為了增加技術策略的多元性，除了前述TIMES模型成本最小化的特性之量化分析，對於PV建置面臨的挑戰與解決方案，在第8節亦參考引用國內相關文獻進行質化分析，使得本文提出之策略與建議更為完整。

2. 文獻回顧

本節將回顧國內外相關文獻，藉以掌握近期研究之脈動並與國際接軌。以下針對英國、美國、丹麥、工業技術研究院(以下簡稱工研院)、核能研究所(以下簡稱核研所)近期TIMES模型之研究，以及國內利用能源模型探討再生能源對電力系統影響之研究，分述如下：

2.1 TIMES模型近期研究成果

英國早期以MARKAL模型提供能源及氣候變遷部(Department of Energy and Climate Change, DECC)相關策略建議，隨著能源政策的變化，其所用的能源模型也有不同，由MARKAL演變至UKTM (UK TIMES Model)，英國TIMES模型UKTM為倫敦大學學院(University College London, UCL)主導的wholeSEM (Whole Systems Energy Modelling Consortium)團隊開發，近期DECC運用TIMES模型進行減碳目標分析，DECC 2014年在「政府間氣候變化專門委員會」宣布了相當積極的目標，希望在2028年至2032年間的CO₂排放能夠被控制在1,725百萬噸，相當於2030年的排放達到1990年總排放減量57%，此目標的訂定強化了英國在全球減排過程中的主導性(Ekins *et al.*, 2014)。

美國加州通過了全球暖化對策法(Global Warming Solutions Act, GWSA)，設定2020年之溫室氣體減排目標，為達到氣候穩定，未來溫室氣體排放量必須遠低於目前水平，2050年的排放必須低於1990年的80%，但此長期目標必須依靠各種減緩溫室氣體手段，例如：技術效率提升、利用再生能源、更先進的車輛與替代燃料等，但美國加州當時並無能源系統模型，可全面用於量化分析這些方案及其帶來的效應。有鑒於此，美國加州開發了一套整合包括能源供應(能源、燃料生產與轉換、電力生產)和能源需求(住宅、商業、運輸、工業和農業的最終需求)的綜合能源系統模型CA-TIMES (California TIMES Model)，希望可藉此了解各部門間的互動，該模型是一個優化模型，在滿足資源和技術可用性的前提，可了解各種技術和政策選擇的作用，例如：加州大學戴維斯分校交通與發展政策機構(UC Davis Institute of Transportation Studies)於2014年的研究(Yang *et al.*, 2014)，提出為滿足2050年的減排目標所需要的能源系統轉型之具體做法，希望幫助加州空氣資源委員會(California Air Resources Board, ARB)政策實行。

隨著丹麥未來規劃朝向實現碳中和發展，需要能源模型來面對能源轉型的挑戰，有鑒於此，丹麥能源署(Danish Energy Agency) 2012年開始著手與丹麥科技大學(Technical University of Denmark, DTU)及民間諮詢公司緊密合作，共同開發丹麥能源模型TIMES-DK，這是丹麥第一個能源系統模型，其中包括完整的國家能源系統，開發迄今，已涵蓋了長期的技術投資與能源稅收制度，因此任何能源稅收制度的改變對政府收益的影響，都可以通過模型計算獲得。該模型的一些主要優勢還包括模型優化之能源系統投資及運維成本，明確定義能源供需部門重要之技術，模塊化結構以及開發鏈接到其他模型的功能，例如公共財政或二氧化碳洩漏，以提高能源模型之健全性，使其得以廣泛的應用，包括探索性能源方案和政策分析(Dockweiler *et al.*, 2019)。

國內目前使用TIMES模型進行能源議題研究的單位為工研院以及核研所，工研院應用TIMES模型評估政府節電措施與抑低尖峰負載措施對電力系統尖、離峰負載與發電結構的影響(郭瑾瑋等，2015)。工研院考量火力電廠效率、污染物排放係數及電廠所在區位之污染物擴散情形等因素，利用TIMES模型建立整合人體健康衝擊評估模組，作為能源開發規劃時考量對於人體健康影響評估之參考依據(廖孟儀等，2016)。核研所對於社會經濟發展及能源服務需求推估進行設定並完成基準情境分析(陳治均等，2016)，黃郁青等(2017)再藉由TIMES模型的細緻化時間切分(Time slice)特色，探討對於大規模間歇性發電併網後，如何利用台電規劃機組搭配電網級儲能進行電力調度。

2.2 國內研究回顧

國內利用能源模型探討再生能源對電力系統影響之研究，主要著重於電力配比、排放減量、減碳成本以及電價的影響與衝擊，說明如下：

為了考量各類發電技術的碳排放成本，以提供政府決策參考。工研院建構臺灣2050能源

供需情境模擬器(Taiwan 2050 Calculator)，此工具結合工研院各前瞻能源技術與節能減碳技術團隊的專業能量，研擬能源供給及需求部門各技術之能源開發與節能減碳發展情境(朱証達等，2014)。除了工研院建立本土化的減碳成本模擬工具，梁啟源等(2015)建立考慮基、中、尖載及輔助電源特色之經濟計量模型，評估各項能源成本變動下電力配比的可能情境，研析在成本最小化條件下，我國各類發電技術之最適配比，同時考量不同碳稅課徵稅額時最適配比影響和變化。李堅明等(2015)則利用最適控制模型(optimal control model)，規劃符合世界永續發展高峰會(World Summit on Sustainable Development, WSSD)五大原則之永續電力發展的發力組合進行電力配比之估算，並提出低碳與低成本發電技術的最適化配比。洪紹平與張四立(2016)建置以智慧電網為主之整合型電力規劃模型，此模型導入演算經濟與適應性控制理論，並具備彈性之電力供需調節與調度能力。張耀仁等(2017)運用電力組合評估模型，估計2025年能源配比目標達成對於電力結構、發電成本、碳排放、天然氣供需等影響。卓金和等(2018)將全國投入產出表轉化為各縣市投入產出表，以瞭解能源轉型對各縣市實質產值、國內生產毛額、就業之影響以及電價上漲比例，並評估電價上漲所造成之衝擊。

3. TIMES模型架構介紹與技術建置

3.1 TIMES模型時間切分架構

TIMES模型時間切分的特色，使得模型在不同時間切分可呈現電力供需情形，本研究將技術的階層共分為Annual、Season以及Daynite階層，Daynite階層可再細分為尖離峰時段。由於PV發電量在晴天與雨天的差異性頗大，為了模擬下雨時PV無法出力之情形，並說明氣象預報以及發展準確預測PV發電量技術的重要性，

本研究將Season層區分為晴、雨天，參考中央氣象局對於下雨的定義，當某觀測站單日累計雨量到達0.1毫米則定義該地區為下雨，可發現中央氣象局對於下雨的定義並非全面性，而是具有區域性，因此常發生下雨時間較短或集中在少數區域，導致雨後PV總發電量仍偏高，本研究參考103年台電類別小時資料，以PV單日發電量最高值為基準(中午12~13點)，挑選容量因素較低的日期(低於當季最高值20%)，每季挑選4~6天，103年共選出20天，將其定義為「雨天」，其餘345天定義為「晴天」，為了驗證容量因素較低的日期確實為全臺普遍下雨的情形，本研究參考103年全臺29個觀測站統計資料，以103年6月至9月夏季為例，全臺29個觀測站單日累積雨量0.1毫米之平均數為12個，本研究挑選的日期全臺觀測站單日累積雨量達0.1毫米平均數為25個，顯示容量因數較低的日期確實為全臺皆普遍下雨的情形，影響較為全面性。模型依季節細分為雨天、晴天後，再

將單日區分為日間尖峰、日間離峰、夜間尖峰及夜間離峰，模型總共32個時間切分，單日用電最高值定義為「日間尖峰」，扣除日間尖峰後其餘時段用電量的平均值為「日間離峰」，夜間用電最高值定義為「夜間尖峰」，扣除夜間尖峰後其餘時段用電量的平均值為「夜間離峰」，日間離峰以及夜間離峰單日各占11小時。本研究參考台電類別小時發電資料，估算時間切分內之發電占比，如表1，再將占比設定於模型用電技術，以呈現需求端在不同時間切分用電量的變化。

在發電技術方面，目前在Daynite階層包括燃氣、燃油、風力以及太陽光電發電，其中燃氣、燃油為可調度電力，由模型內生自行調節，而風力、太陽光電為不可調度電力，必須搭配儲能調節。為了模擬風力、太陽光電在上述時間切分內的變化，TIMES定義時間切分的可用率AF¹ (Time slice specific Availability Factor)及全年可用率AFA² (Annual Availability

表1 TIMES模型用電占比(本研究彙整自台電類別小時發電量)

| | | | | | |
|----------|------|--------|----------|------|--------|
| 春季 晴天 | 日間離峰 | 10.46% | 秋季 晴天 | 日間離峰 | 11.61% |
| | 夜間離峰 | 9.46% | | 夜間離峰 | 10.48% |
| | 日間尖峰 | 1.20% | | 日間尖峰 | 1.14% |
| | 夜間尖峰 | 1.20% | | 夜間尖峰 | 1.15% |
| 夏季 晴天 | 日間離峰 | 12.63% | 冬季 晴天 | 日間離峰 | 9.73% |
| | 夜間離峰 | 12.18% | | 夜間離峰 | 8.94% |
| | 日間尖峰 | 1.40% | | 日間尖峰 | 0.90% |
| | 夜間尖峰 | 1.30% | | 夜間尖峰 | 0.96% |
| 春季 雨天 | 日間離峰 | 0.72% | 秋季 雨天 | 日間離峰 | 0.48% |
| | 夜間離峰 | 0.73% | | 夜間離峰 | 0.45% |
| | 日間尖峰 | 0.07% | | 日間尖峰 | 0.05% |
| | 夜間尖峰 | 0.08% | | 夜間尖峰 | 0.05% |
| 夏季 雨天 | 日間離峰 | 0.53% | 冬季 雨天 | 日間離峰 | 0.71% |
| | 夜間離峰 | 0.50% | | 夜間離峰 | 0.65% |
| | 日間尖峰 | 0.06% | | 日間尖峰 | 0.07% |
| | 夜間尖峰 | 0.06% | | 夜間尖峰 | 0.07% |

¹電廠的可用率AF (Availability Factor)為全特定時數內的可供電時數，TIMES模型提到的可用率與電廠定義的可用率相同，在時間切分內的可供電時數 $AF = \text{可供電時數}(\text{Time slice}) / \text{時數}(\text{Time slice}) = (\text{可供電時數}(\text{年}) \times \text{供電時數占比}(\text{Time slice})) / (\text{時數}(\text{年}) \times \text{時間占比}(\text{Time slice}))$ 。

²全年可用率AFA = 可供電時數(年)/時數(年)，因此，利用上述AF之定義，可推導AF與AFA值的關係式為： $AF = AFA \times \text{供電時數占比}(\text{Time slice}) / \text{時間占比}(\text{Time slice})$ 。

Factor)，AF與AFA的關係式，詳如備註。因國內離岸風機發電資料不足，故本文參考澎湖中屯3.5 MW陸域風力發電占比，再依照機組年發電時數之比例，放大容量因數至4 MW及6 MW風機，PV及陸域風力參考103年台電類別小時發電量，並將估算之容量因數設定為TIMES模型之可用率，以區分間歇性發電在不同時間切分的變化，其中太陽光電受到季節、晴雨天及日夜尖離峰變化的影響，詳如表2，而風力發電依台電發電資料顯示，主要受到季節的影響，因此容量因數僅依季節區隔，詳如表3。

表2 太陽光電CF值推估(本研究彙整自台電類別小時發電量)

| 時段 | | 晴天 | 雨天 |
|----|------|------|------|
| 春季 | 日間離峰 | 0.19 | 0.09 |
| | 夜間離峰 | 0 | 0 |
| | 日間尖峰 | 0.29 | 0.10 |
| | 夜間尖峰 | 0 | 0 |
| 夏季 | 日間離峰 | 0.34 | 0.11 |
| | 夜間離峰 | 0 | 0 |
| | 日間尖峰 | 0.54 | 0.14 |
| | 夜間尖峰 | 0 | 0 |
| 秋季 | 日間離峰 | 0.39 | 0.13 |
| | 夜間離峰 | 0 | 0 |
| | 日間尖峰 | 0.61 | 0.15 |
| | 夜間尖峰 | 0 | 0 |
| 冬季 | 日間離峰 | 0.21 | 0.08 |
| | 夜間離峰 | 0 | 0 |
| | 日間尖峰 | 0.38 | 0.11 |
| | 夜間尖峰 | 0 | 0 |

3.2 國內太陽光電技術的現況

太陽能電池吸收太陽光再轉化為直流電能，這個現象稱為光伏效應(photovoltaic effect)，太陽能電池共區分為四代，國內太陽能電池廠商主要為第一代太陽能電池，包括單晶矽、多晶矽等，目前市佔率最高且技術較為成熟，由於我國半導體產業相當發達，擁有

表3 陸域及離岸風機CF值推估(本研究彙整自台電類別小時發電量)

| 時段 | | 陸域風力 | 離岸風機(6 MW) ³ |
|----|------|------|-------------------------|
| 春季 | 日間離峰 | 0.27 | 0.47 |
| | 夜間離峰 | 0.27 | 0.47 |
| | 日間尖峰 | 0.27 | 0.47 |
| | 夜間尖峰 | 0.27 | 0.47 |
| 夏季 | 日間離峰 | 0.13 | 0.15 |
| | 夜間離峰 | 0.13 | 0.15 |
| | 日間尖峰 | 0.13 | 0.15 |
| | 夜間尖峰 | 0.13 | 0.15 |
| 秋季 | 日間離峰 | 0.32 | 0.59 |
| | 夜間離峰 | 0.32 | 0.59 |
| | 日間尖峰 | 0.32 | 0.59 |
| | 夜間尖峰 | 0.32 | 0.59 |
| 冬季 | 日間離峰 | 0.56 | 0.71 |
| | 夜間離峰 | 0.56 | 0.71 |
| | 日間尖峰 | 0.56 | 0.71 |
| | 夜間尖峰 | 0.56 | 0.71 |

完整半導體與面板生產供應鏈，能夠快速且積極布局太陽能電池產業，然而生產過程污染，光電板無法回收再利用為其最大的缺點。第二代太陽能電池導入薄膜技術，使得材料成本降低，例如非晶矽(Amorphous silicon, A-Si)，及碲化鎘(CdTe)等，然而製程較不穩定以及某些材料具污染性，因此國內尚未大規模生產，而第三代電池與前兩代電池差異較大，除了運用新穎的元件結構設計，來嘗試突破第一、二代太陽能電池物理限制外，也嘗試新材料的引進，如「有機物」和「化合物」等，使得製程簡化及效率提升，常見的技術包括：染料敏化太陽能電池(Dye Sensitized Solar Cell, DSSC)、有機太陽能電池(Organic Photovoltaic, OPV)、三五族材料高聚光型太陽能電池(High Concentrated Photovoltaic, HCPV)等，其中HCPV效率最高，主要材料是砷化鎵(GaAs)，透過多接面化合物半導體可吸收較寬廣之太陽

³參考模型推估結果，除示範區少部分4 MW風機，未來6 M以上離岸風機較具競爭優勢，且最新108年離岸風機躉購費率參考6M 4,200小時進行躉購，故表3以6 M離岸風機為例，估算在不同時段之CF值。

光譜能量，搭配太陽光追蹤器，使得轉換效率大幅提升，但缺點為製作成本較高及光線散射會影響效率。第四代太陽能電池使用複合薄膜材料，針對電池吸收光的薄膜做出多層結構，國內較為少見，而國外目前仍處於實驗室階段。各類太陽能電池均有優缺點，詳如表4。

3.3 我國太陽光電建置成本推估

太陽能電池國內目前以矽晶較為成熟，市占率最高，因此成本推估仍然有相當大的下降空間，國內PV的躉購費率亦以矽晶為計算基準，為了建立本土化的成本數據，本研究有關矽晶成本的推估，2020年以前參考國內躉購費率，2020年以後以108年最新躉購費率為基準，成本下降率⁴參考世界經濟展望以及弗勞恩霍夫太陽能系統研究所(Fraunhofer ISE)等國際報告的平均值進行推估。參考本文3.2節的說明，第二代薄膜技術由於製程較不穩定以及

某些材料具污染性，且推估成本下降率無法與第三代新世代太陽能電池競爭，因此TIMES模型中有關PV技術之建置，除了第一代矽晶太陽能電池，將以第三代太陽能電池為主，其中以新世代薄膜及高聚光(HCPV)成本等技術成本下降率大，相當具有發展空間。新世代薄膜(OPV、DSSC)參考戰略性能源技術計畫(Strategic Energy Technology Plan, Set-Plan)之推估，2030年較目前下降50%，2040年下降75%，目前國外薄膜PV主要使用在穿戴式電子設備，隨著製程的進步，已逐漸發展應用在建築材料，稱之為建築整合太陽光電 (Building-Integrated Photovoltaics, BIPV)，2025年以後薄膜PV主要的應用為BIPV，使用壽命約10年。高聚光(HCPV) 2017年成本採用國家再生能源實驗室(National Renewable Energy Laboratory, NREL)及世界能源理事會(World Energy Council, WEC)等國際報告之平均值，2017年以後之下

表4 國內太陽光電技術現況

| 種類 | | 模組效率 | | 系統整體造價 (USD/W) | | 國內現況與挑戰 |
|----------|--------------------------------|---------|------|-------------------|---------|--|
| | | 2017 | 2025 | 2017 | 2025 | |
| 矽晶太陽能電池 | 單、多晶矽類 | 15%~20% | >24% | 1.1~1.7 | 1.0~0.7 | <ul style="list-style-type: none"> ● 市佔率最高，且技術最為成熟 ● 必須面對中國低價競爭 ● 生產過程污染，光電板回收再利用不符成本 |
| 薄膜太陽能電池 | 銅銦鎵硒(CIGS)、碲化鎘(CdTe)、非晶矽(A-Si) | 6%~8% | >20% | 1.7~2 | 1.0~0.8 | <ul style="list-style-type: none"> ● 利用薄膜製程降低電池製造成本，但壽命短，效率低為缺點 ● CIGS製程較不穩定 ● 鎘對環境污染 |
| 新世代太陽能電池 | 染料敏化太陽能電池(DSSC)、有機太陽能電池(OPV) | 8%~10% | >18% | 1.7~2 | 0.8~0.4 | <ul style="list-style-type: none"> ● 弱光效率佳，可撓性，可應用於BIPV及電子產品 ● 低碳、低耗能生產 ● 印刷製程、模組及封裝技術仍須改進，壽命短 |
| 高聚光太陽能電池 | 三界面InGaP/GaAs/Ge高聚光型 | 35%~37% | >42% | 3~2.5 | 1.3~0.8 | <ul style="list-style-type: none"> ● 追日系統、三五族化合物(效率高) ● 廢棄物少、可單顆更換電池接受器 ● 製作成本過高以及必須降低光線散射，仍須提高追日機構之耐候性 |

資料來源：本研究彙整自ETIPs (2017)、WEC (2016)、IEA (2018)。

⁴本文估算美金兌換臺幣之匯率係參考中央銀行網站公告之銀行間收盤匯率年平均值。

降率參考NREL之推估，使用壽命約25年，有關矽晶PV、薄膜PV以及高聚光(HCPV)成本下降率推估，如圖1所示。另外，關於PV細部之成本結構，本研究參考弗勞恩霍夫太陽能系統研究所的分類，區分為模組、逆變器與系統周邊(Balance Of System, BOS)等三大類，除了模

組成本，非模組成本還包括：逆變器與系統周邊等，顯示隨著太陽能裝置量提高，非模組成本也有很大的降幅，2050年非模組成本下降達50%，與模組相當，有關PV之成本結構，如圖2所示。

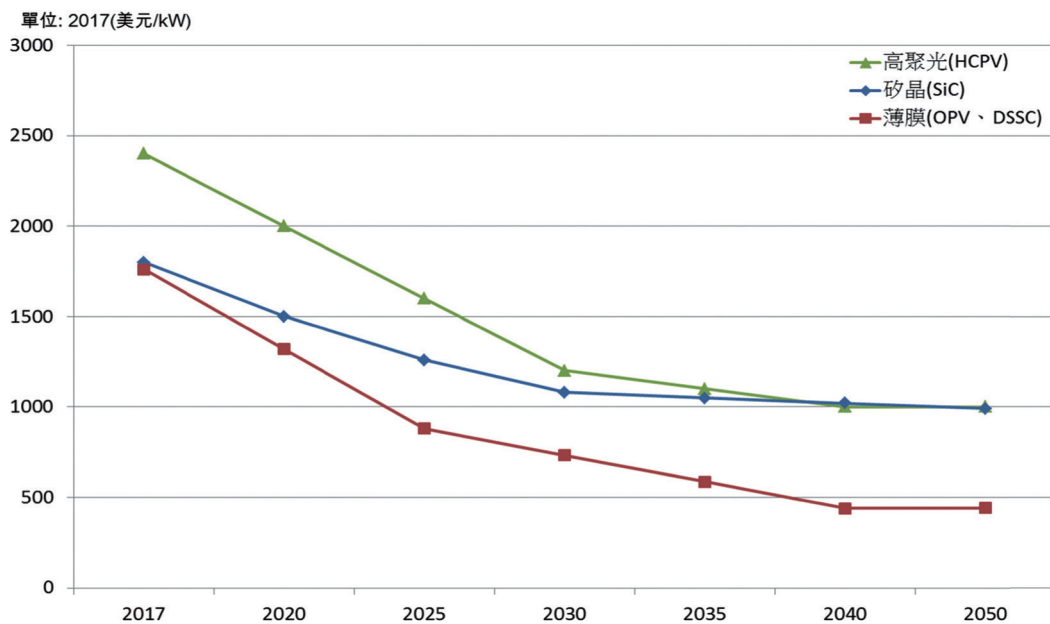


圖1 太陽光電建置成本推估

資料來源：Fraunhofer ISE (2015)、IEA (2018)、WEC (2016)、ETIPs (2017)、106-108躉購費率會議資料、NREL (2017)，本研究繪製。

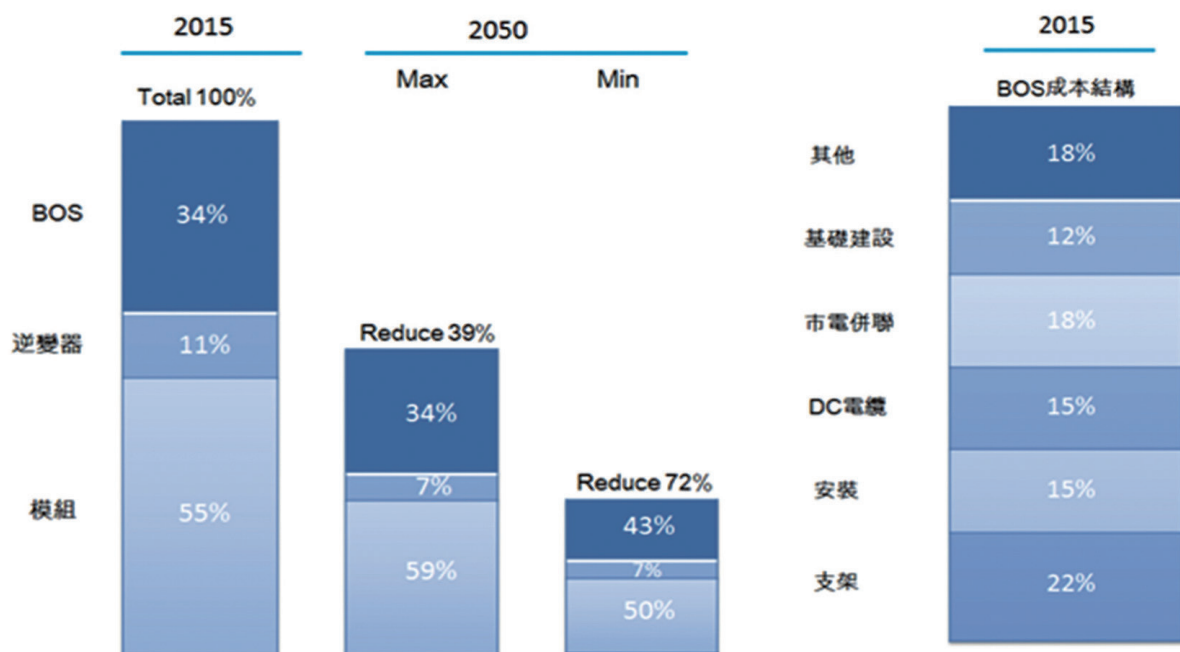


圖2 太陽光電成本結構(Fraunhofer ISE, 2015)

3.4 我國太陽光電發電量及發電成本推估

太陽光電的容量因素主要受到全年日照量、模組溫度係數以及電力轉換效率的影響，這些因素將影響到太陽光電全年的發電量，也直接影響到政府躉購費率的計算基準，政府躉購費率的計算公式與均化發電成本(Levelized Cost of Electricity, LCOE)的公式相同，除了考量太陽光電之建置成本及使用壽命，還包括：運維成本、折現率與躉購時數等因素，本研究參考我國最新108年躉購會議資料之參數，估算太陽光電的發電成本。由於太陽光電年的日照量受到太陽的緯度以及可吸收太陽光入射角度的影響而具差異，矽晶太陽能系統可以吸收各種角度之太陽光能量，高聚光(HCPV)系統僅能吸收直射日照，在臺灣的多雲氣候來說比較不利，高聚光必須藉由追日系統提高日照量，本研究為了契合政府對於太陽光電躉購費率之計算公式，無論地面型的矽晶PV及高聚光(HCPV)，或屋頂型的矽晶及薄膜，係參考政府108年躉購費率會議之太陽光電年售電量1,250小時進行估算，所推估太陽光電發電成本如表5所示。

4. TIMES模型能源服務需求推估

4.1 社會經濟發展假設

TIMES模型在建置上所考量的四類社會經濟發展主要影響因子的成長趨勢推估，詳如表6。國內生產毛額(Gross Domestic Product, GDP)是由本團隊利用CGE (Computable General Equilibrium Model)模型推估，該模型被稱為可計算一般均衡模型，CGE模型可分為單國及多國模型，單國模型以一個國家的經濟體做為分析對象，其特色可將整體經濟分成一個部門或多個部門，多國模型的特色則可考慮各國間相互貿易往來，例如政府新南向政策就可以透過多國模型進行分析，本研究推估GDP使用的工具為單國CGE模型，目前單國CGE模型已成功將我國的經濟體分為多個部門，並將能源的投入到需求部門的產出進行整體經濟評估分析。分析結果顯示國內生產毛額(GDP)成長率於未來年將呈現緩慢降低，這是邁入已開發國家普遍存在的現象。人口數成長率預測在2022年以後會開始呈現負成長(行政院國發會，2018)，此後將會持續加快人口負成長現象，同時小家庭的社會現象，連帶使家戶數成長率持續至

表5 我國太陽光電發電成本推估(單位：USD/MWh)(本研究彙整自106-108躉購費率會議資料)

| 種類 | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----|------|------|------|------|------|
| 矽晶 | 134 | 113 | 96 | 91 | 88 |
| 薄膜 | 170 | 113 | 94 | 56 | 56 |
| 高聚光 | 164 | 131 | 98 | 82 | 82 |

表6 社會經濟發展影響因子及成長率說明

| 社會經濟項目 | 成長率說明 |
|----------|---|
| 國內生產毛額 | 2018-2025平均成長率2.4%，2026-2050平均成長率1.8% |
| 人口數 | 2018-2025平均成長率-0.002%，2026-2050平均成長率-0.5% |
| 家戶數 | 2018-2025平均成長率1.08%，2026-2050平均成長率-0.3% |
| 人均國內生產毛額 | 2018-2025平均成長率2.3%，2026-2050平均成長率2.3% |

資料來源：行政院國發會(2018)、馮君強與郭春河，2019。

2031年以後才開始出現負成長現象。在人均國內生產毛額(GDP per capita, GDPP)成長率方面，雖然GDP在未來的成長率是逐漸滑落的，但同時人口數也在下降，因此GDPP成長率呈現緩慢的增長趨勢至2050年大致維持在2.3%左右，且分析表6為的數據可得知，四個主要影響因子的變動幅度在2025年前後有很大的轉變，即2018~2025年間與2025~2050年間的成長率有很明顯的差異性，大概都呈現先升後緩甚至是負成長的趨勢，而此結果也將影響後續TIMES模型整體能源服務需求的推估及BAU (Business As Usual, BAU)情境整體能源消費趨勢。

4.2 能源服務需求推估

在TIMES模型中，「能源服務需求」並非指能源需求量，而是能源供給所能滿足之「服務量」或「生產量」，例如：交通之旅運需求、鋼鐵業之生產、服務業與住宅空調、照明等。藉由各技術效率參數之設定，可反映出能源使用效率的改進及能源消耗量，而TIMES模型能源服務需求分類主要分為工業部門的鋼

鐵、石化原料、水泥、造紙、電子電機、其他工業用電、其他工業用熱等七項；運輸部門的小客車、大客車、小貨車、大貨車、機車、軌道運輸、國內貨運船舶、國內航空客運等八項；服務業部門的空調、照明、其他用電、其他用燃料等四項；住宅部門的電腦、電視、開飲機、烹調、熱水、照明、冰箱、冷氣、其他電器等九項，另尚有農業部門與非能源使用的能源服務需求共計30項，詳如表7。以下係針對各類能源服務需求的未來成長率推估加以說明：TIMES模型中未來年度的各類能源服務需求，是透過社經發展假設推估而得，主要係利用4.1節四種影響因子與能源服務需求之彈性關係加以估算求得，詳如表8，彈性值之推估乃是將上述之影響因子與能源服務需求之歷史資料利用多重指數迴歸模型加以校估後而得，其性質為價格彈性，使用者能對各能源服務需求設定個別彈性，使得能源服務需求線成為負斜率，即當供給變動時，能源服務價格改變，均衡數量也將隨之變動(郭春河等，2018)，彈性值詳如表9，將彈性值設定於TIMES提供之介

表7 能源服務需求成長趨勢(馮君強與郭春河，2019)

| 需求類別 | 需求名稱 | 2018-2025 成長率(%) | 2026-2050 成長率(%) | 需求類別 | 需求名稱 | 2018-2025 成長率(%) | 2026-2050 成長率(%) |
|------|------|---------------------|---------------------|------|-------|---------------------|---------------------|
| 工業部門 | 鋼鐵 | 2.10 | 1.22 | 服務部門 | 空調 | 1.23 | -0.90 |
| | 水泥 | | 0.13 | | 照明 | 1.23 | -0.90 |
| | 造紙 | 1.03 | 0.60 | | 其他用電 | 1.23 | -0.90 |
| | 石化原料 | 2.70 | 1.57 | | 其他用料 | 1.23 | -0.90 |
| | 電子電機 | 5.12 | 2.98 | 住宅部門 | 電腦 | -0.01 | -0.92 |
| | 其他用電 | 0.97 | 0.57 | | 電視 | 1.10 | -0.66 |
| | 其他用熱 | 0.81 | 0.47 | | 開飲機 | 1.10 | -0.66 |
| 運輸部門 | 機車 | -0.65 | -0.61 | | 烹調 | -0.01 | -0.92 |
| | 小客車 | 1.57 | -0.41 | | 熱水 | -0.01 | -0.92 |
| | 小卡車 | 1.58 | 0.96 | | 照明 | 1.10 | -0.66 |
| | 大客車 | -0.02 | -1.01 | | 冰箱 | 1.10 | -0.66 |
| | 大卡車 | 2.56 | 1.91 | | 冷氣 | 2.15 | 1.39 |
| | 鐵路 | -0.03 | -1.52 | | 其他電器 | -0.01 | 1.39 |
| | 航空客運 | 1.01 | 1.11 | 其他部門 | 農林漁牧 | 0.19 | 0.08 |
| | 貨運船舶 | 0.60 | 0.42 | | 非能源使用 | 2.13 | 1.39 |

表8 能源服務需求對應之影響因子(郭春河等，2018)

| 需求類別 | 需求名稱 | 彈性因子 | 需求類別 | 需求名稱 | 彈性因子 |
|------|------|----------|------|-------|------|
| 工業部門 | 鋼鐵 | GDP | 服務部門 | 空調 | GDP |
| | 水泥 | GDP | | 照明 | GDP |
| | 造紙 | GDP | | 其他用電 | GDP |
| | 石化原料 | GDP | | 其他用料 | GDP |
| | 電子電機 | GDP | 住宅部門 | 電腦 | 家戶數 |
| | 其他用電 | GDP | | 電視 | 家戶數 |
| | 其他用熱 | GDP | | 開飲機 | 家戶數 |
| 運輸部門 | 機車 | GDPP、家戶數 | | 烹調 | 家戶數 |
| | 小客車 | GDPP、家戶數 | | 熱水 | 家戶數 |
| | 小卡車 | GDP | | 照明 | 家戶數 |
| | 大客車 | 人口數 | | 冰箱 | 家戶數 |
| | 大卡車 | GDP | | 冷氣 | 家戶數 |
| | 鐵路 | 人口數 | | 其他電器 | 家戶數 |
| | 航空客運 | 人口數 | 其他部門 | 農林漁牧 | GDP |
| | 貨運船舶 | GDP | | 非能源使用 | GDP |

表9 需求部門彈性值對照表(郭春河等，2018)

| 需求類別 | 需求名稱 | 彈性值 | 需求類別 | 需求名稱 | 彈性值 |
|------|------|-------|------|-------|-------|
| 工業部門 | 鋼鐵 | -0.18 | 服務部門 | 空調 | -0.38 |
| | 水泥 | -0.21 | | 照明 | -0.42 |
| | 造紙 | -0.21 | | 其他用電 | -0.42 |
| | 石化原料 | -0.19 | | 其他用料 | -0.42 |
| | 電子電機 | -0.09 | 住宅部門 | 電腦 | -0.12 |
| | 其他用電 | -0.45 | | 電視 | -0.12 |
| | 其他用熱 | -0.30 | | 開飲機 | -0.12 |
| 運輸部門 | 機車 | 0.91 | | 烹調 | -0.28 |
| | 小客車 | -0.13 | | 熱水 | -0.39 |
| | 小卡車 | -0.26 | | 照明 | -0.33 |
| | 大客車 | -0.01 | | 冰箱 | -0.30 |
| | 大卡車 | -0.46 | | 冷氣 | -0.39 |
| | 鐵路 | -0.93 | | 其他電器 | -0.12 |
| | 航空客運 | 0.26 | 其他部門 | 農林漁牧 | -0.12 |
| | 貨運船舶 | -2.02 | | 非能源使用 | -0.12 |

面，TIMES模型抑低模組在滿足模型之限制式下(例如減碳目標)，進行整體服務需求抑低，彈性值負值之絕對值越大，被抑低的比例就越

高。為求能充分反映出與現況相符之彈性關係，各項能源服務需求所參照的影響因子略有不同，而利用影響因子與能源服務需求彈性所

推估之能源服務需求成長趨勢可由表7之數據得知，能源服務需求於2018~2025年間2026~2050年間的成長率有很明顯的差異性，也呼應了本節針對四個主要社會經濟發展影響因子的變動幅度將會影響整體能服務需求成長趨勢的論述，藉由2017年歷史實績的能源服務需求與表7的成長趨勢即可推估未來年的能源服務需求的變化。

5. 情境說明及限制

本節主要針對參考情境及減碳情境的設計進行說明，模型在滿足用電需求、資源供應限制及其他限制條件下，利用線性規劃方法求解，使得系統總成本達成最小化。

本研究規劃參考情境以及減碳情境，詳如表10，利用TIMES模型以最低成本決定技術發展情形。本研究有關再生能源裝置容量設定，2030年以前的參考政府規劃目標，2030年以後太陽光電及離岸風力分別參考國內相關研究的推估(張嘉諳及韓佳佑，2016；陳美蘭及胡哲

魁，2014；呂學德等，2015)，潛力上限詳如表11所示。由於儲能不發電，必須搭配其他技術，以發揮削峰填谷的作用，儲能技術發展的假設條件為抽蓄水力與化學儲能進行競爭，由模型選擇最適方案，其中新建抽蓄水力以光明水庫最具發展潛力，推估約705MW，而國內電網級化學儲能以鉛酸電池、鋰電池、鈉硫電池以及液流電池較具有發展潛力(黃郁青等，2018)。

本研究設計上仍有限制，在天氣預報方面，假設為天氣皆可預測性，因此藉由台電歷史年類別小時發電量，可估算太陽光電在晴雨天、日夜及四季的容量因數，然而當氣候瞬時變化而不可預測時，尚待其他預測方法探討，在微電網及先進資通技術方面，由於模型為供需均衡最佳化求解，已隱含技術達商業化之節能效益，然而微電網及先進資通技術細部的成本較難估算，因此暫不列入。在需量反應方面，目前僅由TIMES模型ED (Elastic Demand) 模組內生調整服務需求，對於不同區域微電網形成的需量反應與節能效益，仍待後續研究建

表10 情境設計之說明(本研究彙整)

| 情境名稱 | 參考情境 | 減碳情境 ^(註3) |
|------|---|--|
| 燃煤發電 | | 2018~2028 ^(註1) ；2028~2050 ^(註2) |
| 燃氣發電 | | 2018~2028 ^(註1) ；2028~2050 ^(註2) |
| 燃油發電 | | 燃油機組參考台電10610案(107.1修正)如期除役 |
| 再生能源 | | 2018-2050自定上限 ^(註3) |
| | 模型內生求解決定發電占比 | 達成2025年再生能源發電占比20%，裝置容量至少27 GW，燃氣發電占比50%，2025年以後模型內生求解決定發電占比。 |
| 核能發電 | | 核一停役、核二~核三無延役、核四封存 |
| 汽電共生 | 參考能源局，我國能源供需展望報告，進行2020~2050汽電共生裝置容量上限的設定 | |
| 抽蓄水力 | 既有裝置容量為2.6 GW，未來新建以光明水庫最具發展潛力，推估約750 MW | |
| 化學儲能 | 設定國內常見的化學儲能(鉛酸電池、鋰電池、鈉硫電池以及液流電池) | |
| 減碳目標 | 無目標 | 2020年(2005年碳排放量再減2%)、2025年(2005年碳排放量再減10%)、2030年(NDC)、2050年(溫減法) |

註1：2018-2028年參考台電電源開發方案10610案，並參考107年度電源規劃進行更新；有關火力發電量上限之設定，108年相較於107年至少降低1%，109年相較於107年至少降低2%。

註2：2028-2050年裝置容量之成長率參考台電2018-2028年的規劃；深澳燃煤電廠停建後，燃煤年均成長率由1.5%下修至0.8%，燃氣年均成長率為4.2%。

註3：2018-2030年參考政府目標設定上限，2030-2050太陽能、離岸風力依本計畫推估可開發上限。

表11 未來再生能源潛力上限假設

| 實績值 | | 政策目標 | | | 參考國內報告推估潛能上限 | | | |
|------|-------|-------|--------|----------|--------------|--------|--------|--------|
| MW | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| 離岸風力 | 0 | 968* | 5,730* | 10,730** | 11,250 | 12,500 | 13,750 | 15,000 |
| 太陽光電 | 842 | 6,500 | 20,000 | 20,000 | 22,504 | 25,008 | 27,512 | 30,016 |
| 陸域風力 | 647 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 |
| 水力發電 | 2,089 | 2,100 | 2,150 | 2,200 | 2,200 | 2,200 | 2,200 | 2,200 |
| 淺層地熱 | 0 | 150 | 200 | 200 | 315 | 315 | 315 | 315 |
| 生質電力 | 741 | 768 | 813 | 855 | 1,354 | 1,496 | 2,004 | 2,488 |
| 波浪發電 | 0 | 0 | 0 | 50 | 170 | 320 | 520 | 720 |
| 洋流發電 | 0 | 0 | 0 | 20 | 150 | 300 | 600 | 1,050 |

資料來源：行政院能源及減碳辦公室(2018)、全球離岸風電產業高峰會(2019)、行政院環保署(2018)，其中230 MW為示範區域，2026-2030以每年釋出1 GW、五年釋出5 GW的「區塊開發」容量。

置更細緻的分區模型，以探討各區電力供需情形。

6. 情境分析結果

本研究利用TIMES模型推估未來PV發展情形，參考情境分析結果，如圖3，顯示國內PV到了2030年發電量並無大幅增加，代表我國2030年PV之成本相較於傳統火力機組仍然偏高因此發展受限，2030年PV的裝置容量為4.3 GW，發電量約54億度，再生能源的發電量合計為176億度，全國總發電量約為2,957億度，此時PV的發電量約占再生能源31%，僅占全國發電量1.8%，顯示參考情境在無減碳壓力的前提下，PV及其他再生能源在我國中期暫不具發展性，因此也不利於儲能系統的發展，模型選擇既有2.6 GW抽蓄水力搭配燃氣機組進行調度，隨著國際燃料成本持續上揚以及PV價格持續下降，2035年PV的裝置容量將成長至10.4 GW，此時PV相較於燃氣機組更具有競爭優勢，燃氣機組全年的發電量相較於2030年略為降低，到了2050年PV裝置容量提高為18.2 GW，發電量提高為229億度，全國總發電量為3,799億度，PV發電量約占全國總發電量6%。在日負載方面，為了評估台電最新火力機組搭

配政府再生能源目標後之調度情形，以2025年日負載為例，由於PV占全國總發電量僅0.6%，夏季晴天PV的發電占比不高，因此傳統燃氣機組日間降載有限，與夏季雨天比較，PV在雨天的發電量較低，但由於雨天用電量略低於晴天，使得晴、雨天的燃氣機組出力度差異不大，代表即使天氣瞬間發生變化，由於PV發電比例不高，影響相當有限。在技術發展方面，2030年以矽晶為主，薄膜PV已逐漸在市場嶄露，代表BIPV在我國中期已具有發展性，而高聚光到了2040年以後才能逐漸發展。

減碳情境分析結果，如圖4，在達成2025年政府再生能源發電占比20%，裝置容量27 GW目標的限制條件下，2025年PV發電量達251億度，占全國總發電量9.2%，到了2050年PV發電量提高至377億度，占全國總發電量12.5%。在日負載方面，由於2025年PV占全國總發電量遠高於參考情境，導致晴雨天PV的發電量差異較大，以2025年夏季日間尖峰為例，晴天PV每小時發電量為10,847 MW，轉為雨天時降至2,802 MW，由於雨天日間尖峰用電量35,780 MW遠低於晴天(43,272 MW)，因此即使晴天突然轉為全臺雨天，燃氣出力度由19,230 MW略升為19,485 MW，代表若天氣瞬間發生變化，透過準確的天氣預報，可使得影響降到最低，

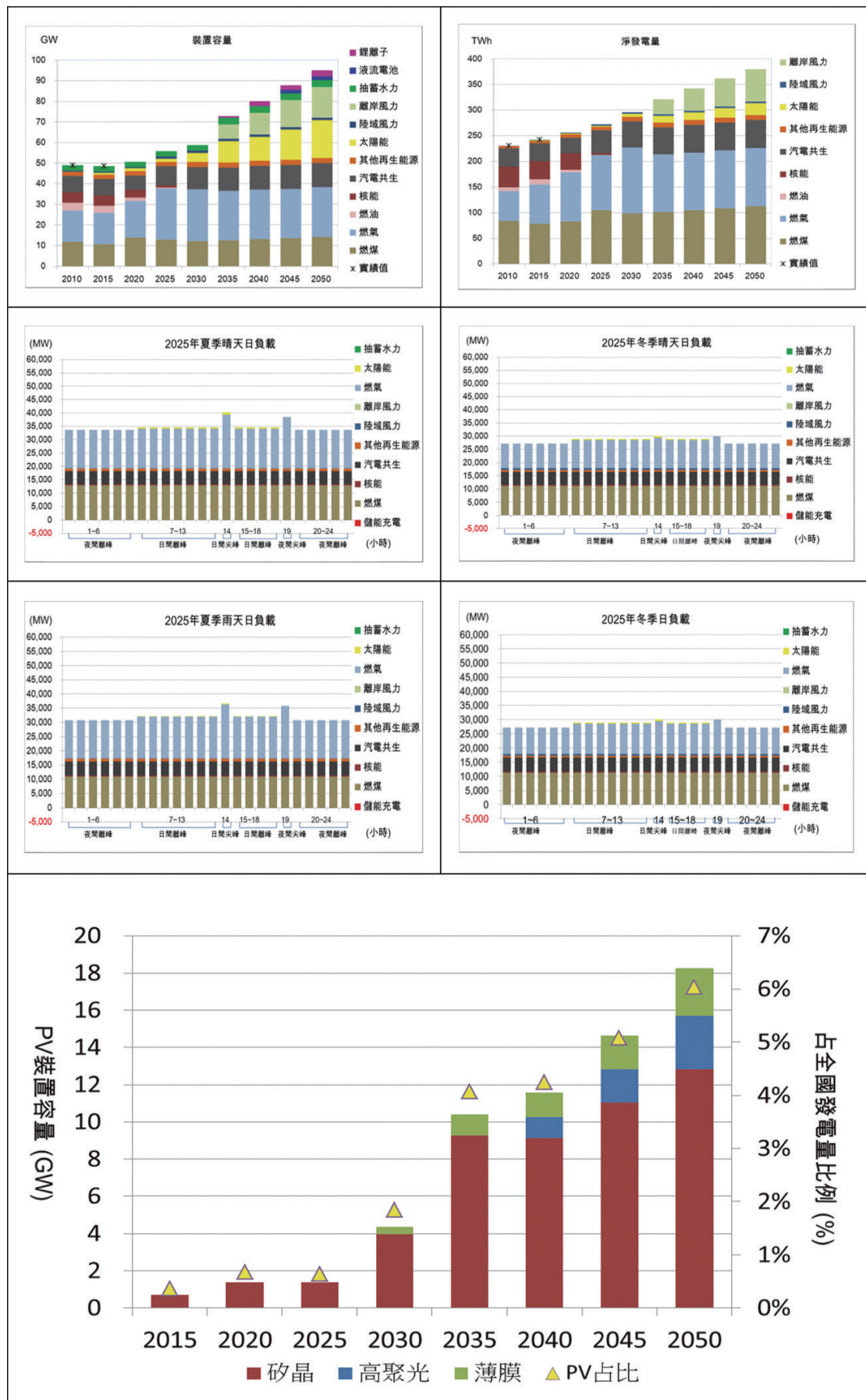


圖3 參考情境分析結果(本研究繪製)

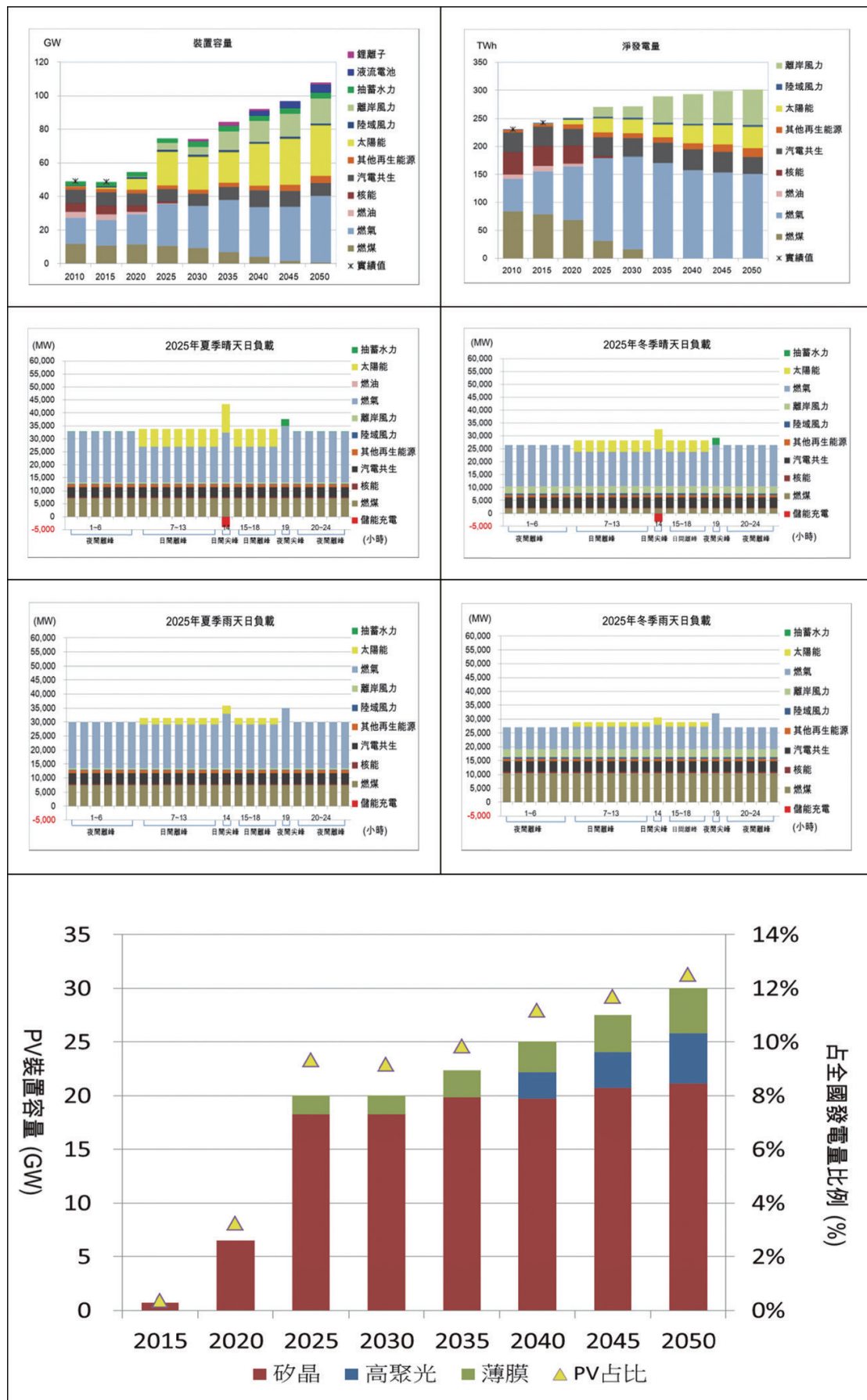


圖4 減碳情境分析結果(本研究繪製)

在準確的天氣預報下，晴天日間將有多餘的電力儲存提供給當日夜間使用，以降低燃氣機組夜間尖峰之昇載幅度，到了雨天時不需大幅增加燃氣機組進行供電或使用儲能系統預先儲存的電力，可減少儲能及備用機組的數量，達到成本最小化，這也代表準確天氣預報的重要性，若2025年發電占比達成20%以上，必須結合PV實績數據及氣象預報，發展準確的PV發電量預測技術，以降低其不確定性。在儲能技術的發展方面，2030年以後才有新增儲能系統的需求，模型2030年選擇建置705 MW抽蓄水力以及2 GW鋰電池協助電力系統進行調度。另外，在PV技術發展推估方面，薄膜PV將提前至2025年，代表在減碳壓力下2025年已適合發展BIPV，建議政府能鼓勵民眾在建築材料選擇相關的建材，可有效降低PV土地使用之面積，有助於提高我國PV整體之發電量。

7. 太陽光電技術發展策略建議

本文參考國內躉購費率以及國內外研究報告有關PV的成本及技術參數，建置TIMES模型包括：矽晶PV、薄膜PV以及高聚光(HCPV)等技術，利用TIMES模型進行決策，推估不同PV技術發展期程，以提出適合我國的技術發展策略建議，如表12所示，詳如下說明：

在矽晶PV技術方面，推估在我國中期PV

的發展，以矽晶市占率最高，但受限於場址不足的問題，建議未來建置大型太陽能電廠，必須使用模組效率較高的太陽光電模組，使得每kW所需土地面積能降低至10平方公尺以下，並提高屋頂型的建置比例，以降低土地使用面積，在氣象預報方面，由於矽晶PV建置的比例較高，建議對於實績數據與氣候預報的關聯性進行分析，發展PV發電量預測技術，以降低PV的不確定性並可增加燃氣機組調度能力。

在薄膜PV技術方面，若國內薄膜PV的成本2025年相較於2017年降低50%，模組效率提高至20%以上，減碳情境推估2025年薄膜PV將具有發展性，若能應用至建築整合太陽光電(BIPV)，可有效降低土地使用面積，並能提升我國中期以前PV發電占比。

在高聚光(HCPV)技術方面，推估高聚光在2040年將具有發展性，由於高聚光的模組效率較高，因此太陽光電模板面積較小，土地使用面積低於傳統矽晶PV，在我國中長期土地更難取得的情況下，高聚光可有效的降低土地使用面積，有助於提高PV的發電占比，因此建議國內高聚光成本在2040年能降低至每kW 1000美元以下，電池效率能提高至50%，以提升競爭力，並能有效降低土地使用面積，使得PV發電占比在中長期能持續攀升。

表12 太陽光電技術發展策略(本研究彙整自IEA, 2014)

| 太陽光電技術發展策略 | 時程 |
|--|-----------|
| 矽晶模組效率提高至20%以上，使得每kW所需土地面積能降低至10平方公尺以下。 | ~2020 |
| 結合PV實績數據及氣象預報，發展PV發電量預測技術。 | 2020-2030 |
| 薄膜PV的成本相較於2017年降低50%，模組效率提高至18%以上，能應用至BIPV；矽晶模組效率提高至24%以上。 | 2020-2030 |
| 建置光明抽蓄水力並同步發展化學儲能。 | 2030-2050 |
| 矽晶PV之系統成本相較於相較於2017年降低40%。 | 2030-2040 |
| 高聚光(HCPV)成本降低至每kW 1000美元以下，電池效率能提高至50%。 | 2030-2050 |
| 矽晶PV系統成本相較於2017年降低50% (除了模組價格，還包括逆變器及BOS成本)。 | 2040-2050 |
| 薄膜PV的成本相較於2017年降低75%。 | 2030-2050 |

8. 太陽光電建置面臨的挑戰與解決方案

雖然國內PV生產供應鏈已經相當完整，然而真正的挑戰為PV併網至電力系統的問題，由於興建PV電廠所需的土地面積較大，雖然能源局已務實盤點出三點一萬公頃土地，然而大部分可以興建的地點並非在既有的輸配電網系統上，電力基礎工程及饋線容量較為不足，相關的設施，例如：變電站、電塔和高壓電纜均為民眾排斥的鄰避設施，常受到民眾的抗議，除了廠址及饋線容量不足為首要突破的瓶頸，未來PV建置面臨的挑戰還包括：業者面臨中國低成本之單晶矽業者大舉擴產、大量PV併網之衝擊、颱風及地震等天然災害造成設備損壞、農電共生及魚電共生機制需訂定合理規範等。本節引用國內相關文獻進行質化分析，除了對於PV建置面臨的挑戰進行簡要說明，亦提出對應之解決方案，詳如表13。

9. 結論與建議

本文對於國內太陽光電建置面臨的挑戰進行說明，並提出對應的方案，亦透過TIMES模型的評估，提出適合我國的技術發展策略，分析顯示PV除了藉由效率進步與成本下降提升競爭力，隨著裝置容量的增加，建立準確的發電量預測技術也相當重要，研究結果顯示，參考情境在無減碳壓力下，在我國中期PV之成本相較於傳統火力機組仍然偏高因此發展受限，因此不利於儲能系統的發展，2035年後隨著國際燃料成本持續上揚，以及PV建置成本持續下降，PV的裝置容量也將隨之逐步提高，減碳情境分析顯示，在達成2025年政府再生能源發電占比20%，裝置容量27GW目標的限制條件下，PV的發電量已明顯增加，此時在準確的天氣預報下，晴天日間將有多餘的電力儲存提供給當日夜間使用，以降低燃氣機組夜間尖峰之昇載幅度，到了雨天時不需額外增加燃氣機組進行供電或使用儲能系統預先儲存的電力，可

表13 太陽光電建置面臨的挑戰與解決方案

| 可能障礙 | 簡要說明 | 解決方案 |
|--------|---------------------------------|---|
| 中國低價競爭 | 業者面臨中國低成本之單晶矽業者大舉擴產、低價搶單，生存不易。 | 持續進行合理的躉購費率補貼，鼓勵業者轉型，並進行產業聯盟。 |
| 饋線容量不足 | 設置地點偏遠，且一般饋線容量不足，衍生棄電。 | 偏遠地區以新設置為主，搭配現有變電站的改建，以提高整體變電所容量。 |
| 鄰避設施阻力 | 高壓電塔、變電站均為民眾排斥的鄰避設施。 | 縣府主導成立電業公司，從前端申請裝置到後續維運、相關廢棄處理能標準化。 |
| 大量併網衝擊 | 太陽光電的間歇性、不易預測性的電力調度的最大挑戰。 | 準確的發電量預測、再生能源電廠升降載率限制、儲能系統、動態監控。 |
| 場址明顯不足 | 地面型太陽光電需二點五萬公頃土地，且不易興建電塔、變電所。 | 裝設高效率模組、BIPV或屋頂型，以降低土地使用面積；與民眾、生態保育及環保團體持續溝通，以形成社會共識。 |
| 天然災害損壞 | 亞洲地區特有地震、颱風的天氣型態造成太陽能板及其支架毀損。 | 提高設計安全係數，並合理反應成本。 |
| 共生機制規範 | 初期農地未規定，後續增加遮蔽率四〇%-規定，降低業者投資意願。 | 透過建立農電共生、漁電共生示範區成功案例，訂定相關規範，也可參考美國的淨計量電價制度，以提高農漁民收益。 |

資料來源：鄭有財(2018)、吳進忠(2018)、黃孔良(2018)、雲林縣新聞處(2016)、經濟部能源局簡報(2019)，本研究彙整。

減少備用機組及儲能之裝置容量，達到成本最小化，這也代表準確天氣預報的重要性。透過本研究，提出以下建議，其中第一至第三點為利用TIMES模型分析結果而提出量化分析之建議，第四點及第五點為引用國內相關文獻而提出質化分析之建議，分述如下：

- 一、為達成我國2025年發電占比20%的目標，除了積極發展再生能源，必須結合PV實績數據及氣象預報，發展PV預測技術，以降低PV的不確定性並可增加燃氣機組調度能力。
- 二、隨著PV模組效率的提升，使用高效率模組以及建築整合太陽光電(BIPV)可以有效解決場址不足的困境，建議可適度增加高效率模組以及BIPV的躉購費率，以提高投資者的誘因。
- 三、為降低PV發電之間歇性與不確定性，需要搭配儲能系統的建置，以提高電力系統調度能力並降低併網的衝擊，目前儲能系統以抽水水力較為便宜，然而工期較長，建議盡早完成相關評估，並應同步規劃化學儲能之建置。
- 四、PV併網之設備如電塔，變電站和高壓電纜均為民眾排斥的鄰避設施，且除役後的廢棄物不易處理，建議各縣市政府可參考雲林縣政府的作法，籌設成立電業公司，從前端申請裝置到後續維運、相關廢棄處理標準化，才能縮短建置的時間與降低衝擊。
- 五、發展農電共生、漁電共生的經濟模式，可以提高地面型PV裝置容量，建議應盡快訂定相關規範，使得農漁民有所依循，也建議參考美國的淨計量電價制度，以提高農漁民收益。

誌 謝

本文承蒙科技部「再生能源之全球市場及技術策略研究」計畫經費支持，特此誌謝。惟

文中若有訛誤，當屬作者文責自負。

參考文獻

- 行政院國家發展委員會，2018。中華民國人口推估(2018至2065年)。
- 行政院環境保護署，2018。能源部門溫室氣體排放管制行動方案。
- 行政院能源及減碳辦公室，2018。我國離岸風電推動辦理情形。
- 全球風能理事會、歐洲在臺商務協會，2019。全球離岸風電產業高峰會。
- 朱証達、吳振廷、郭瑾瑋與洪明龍，2014。整合臺灣能源供需情境模擬之溫室氣體減量成本分析，臺灣能源期刊，第1卷，第5期，第551-573頁。
- 呂學德、何無忌、呂威賢、胡哲魁、陳美蘭與連永順，2015。臺灣離岸風力潛能與優選離岸區塊場址研究，工業技術研究院，頁3-6。
- 李堅明、李冠晨與葉鈞喬，2015。臺灣永續發電配比決策模式之研究－應用資產組合理論，能源簡析。
- 卓金和、楊浩彥、陳中舜、張耀仁與洪紹平，2018。我國能源轉型對電價與縣市產業之衝擊，臺灣能源期刊，第5卷，第4期，第367-393頁。
- 吳進忠，2018。再生能源併聯運轉對電力調度的挑戰與機會，台灣電力公司簡報。
- 洪紹平與張四立，2016。適應性智慧電網電力供需資源組合之動態模擬與應用，經濟研究，第52卷，第1期，73-127，臺北大學。
- 郭瑾瑋、周裕豐、洪明龍與劉子衙，2015。應用臺灣TIMES模型進行我國長期電力供需規劃，臺灣能源期刊，第2卷，第4期，頁363-382。
- 陳美蘭與胡哲魁，2014。臺灣地區風能評估與離岸風電開發潛能分析，工程論著，No.103，頁47-48。

- 陳治均、張耀仁、韓佳佑、張嘉諳與葛復光，2016。TIMES模型建置與BAU情境分析，核能研究所研究報告。
- 郭春河、袁正達、柴蕙質與葛復光，2018，運輸部門、住宅部門及服務業部門能源需求價格彈性推估，臺灣能源期刊，第5卷，第1期，頁27-45。
- 梁啟源、鄭睿合、郭博堯與郭箴誠，2015。我國最適電力配比之研究，臺灣能源期刊，第2卷，第4期，頁481-496。
- 黃孔良，2018。再生能源需要大量土地面積 臺灣是否適合發展再生能源，能源資訊平台，<http://eip.iner.gov.tw/>。
- 黃郁青、陳治均與葛復光，2017。利用TIMES模型進行我國電網級儲能分析，臺灣能源期刊，第4卷，第1期，頁45-58。
- 黃郁青、陳治均與葛復光，2018。電動車的發展對我國電網級儲能系統之影響，臺灣能源期刊，第5卷，第3期，頁1-17。
- 馮君強與郭春河，2019。能源服務需求長期預測，核研所報告。
- 傅強、朱珮芸與許義宏，2015。運輸部門能源消費趨勢及未來需求分析，交通部運輸研究所，頁51-58。
- 張耀仁、蕭子訓、胡瑋元與張嘉諳，2017。非核家園與再生能源政策對我國電力結構之影響，臺灣能源期刊，第4卷，第2期，131-144。
- 張嘉諳與韓佳佑，2016。太陽光電達20 GW之輸配電問題與建議，能源資訊平台，<http://eip.iner.gov.tw/>。
- 雲林縣新聞處網址，<http://www4.yunlin.gov.tw/information/>。
- 經濟部能源局網址，躉購費率會議資料，https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/renewable/content/ContentLink.aspx?menu_id=778。
- 經濟部能源局簡報，2019。太陽光電2年推動計畫(第二期)初步規劃。
- 鄭有財，2018。用電更有感人人都是穩定供電的推手，台電月刊，第672期，頁10-15。
- 廖孟儀、馬鴻文、李孟穎、洪明龍與李沛濠，2016。臺灣火力發電健康衝擊外部成本分析。臺灣能源期刊，第3卷第3期，頁277-292。
- Dockweiler, S., M, Gargiulo, K. Karlsson, R. Næraa & G. Venturini, 2019. TIMES-DK: technology-rich multi-sectoral optimisation model of the Danish energy system. *Energy Strategy Reviews*, 23, 13-22.
- Ekins, P., P. Dodds. & H. Daly, 2014. TIMES Energy System Models at UCL, WholeSEM/ DECC Stakeholder Workshop, UK.
- European Technology and Innovation Platform (ETIPs), 2017. Set plan PV Implementation plan, pp.6 -7.
- Fraunhofer ISE, 2015. Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende, pp. 40-46.
- International Energy Agency (IEA), 2014. Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy, OECD/IEA, Paris, France, pp.102-104.
- International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017, Abu Dhabi, pp.14-23.
- International Energy Agency (IEA), 2018. World Energy Outlook 2018, World Economic Outlook, OECD/IEA, Paris, France, pp.296-349.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017. Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology, Department of Energy, U.S., pp.12-13.
- World Energy Council (WEC), 2016. World Energy Resources Solar, London, England,

pp.37.

Yang, C., S. Yeh, K. Ramea, S. Zakerinia, D. McCollum, D. Bunch & J. Ogden, 2014. Modeling Optimal Transition Pathways

to a Low Carbon Economy in California: California TIMES (CA-TIMES) Mode, Institute of Transportation Studies.

The Strategy of Photovoltaics Technology Development in Mid- and Long-Term in Taiwan

Yu-Ching Huang^{1*} Jyh-Jun Chen²

ABSTRACT

In recent years, the government has actively promoted the deployment of renewable energy to achieve the goal of 20% renewable energy generation in 2025. However, the construction of PV is limited by natural conditions such as geographical environment and climate factors, although the government had selected 310,000 hectares of land to construction PV power plants, the actual sites that can be built are quite difficult to select. How to improve the efficiency of PV and increase different types of technology choices to reduce the land area using by PV and solving the challenges of PV will become key factors for the large-scale growth of PV. Therefore, this study designs reference case scenario and mitigation scenario, and uses internationally recognized TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) energy engineering model to propose the strategy of PV technology development. Reference case scenario shows, PV is not developed in Mid-term in Taiwan. With the increase of international fuel cost and the reduction of PV cost, PV is more competitive than gas power generation after 2035. Mitigation scenario shows that PV power generation has increased significantly in 2025. It shows that through accurate weather forecasts will reduce the reserved number of gas turbine. Besides, strategies for technical development of PV in mid- and long-term in Taiwan, and suggestions for the challenges that PV may face are also purposed in this study.

Keywords: Photovoltaics, Carbon Emission, Renewable.

¹Assistant Researcher, Institute of Nuclear Energy Research, Atomic Energy Council.

²Associate Engineer, Institute of Nuclear Energy Research, Atomic Energy Council.

* Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400#2728, E-mail: fred501146@iner.gov.tw

Received Date: October 2, 2019

Revised Date: April 17, 2020

Accepted Date: April 21, 2020