

# 金門地區電力供應低碳化策略研究

卓金和<sup>1\*</sup> 洪育民<sup>2</sup> 張耀仁<sup>3</sup>

## 摘 要

本研究運用混合整數線性規劃方法論建置金門地區電力系統整合資源規劃模型，並以最小電力系統營運成本目標分析基準情境、政策減碳情境及深度減碳情境之電力供需規劃。基準情境發展至2030年時，電力系統主要電力供應為燃油機組(約占88%)，再生能源供電占比約9%，電力碳排放係數0.633公斤/度，屬於高度碳排放的電力供應組合。金門地區若要以最小營運成本達成政策減碳目標，建議2030年前至少須增建8.66 MW陸域風力、85.84 MW太陽光電及4 MW/16 MWh儲能系統。政策減碳情境將使金門地區2030年再生能源供電占比將達44.72%；電力成本相對2020年將會增加約17%；當年尖峰負載發生日約可維持約4個小時100%再生能源供電。深度減碳情境分析再生能源供電占比分別達50%、60%、70%及80%時，對電力碳排放的影響及再生能源與儲能系統的需求量。若要提升金門地區2030年再生能源供電占比達80%，建議2030年前至少須增建170 MW再生能源(150 MW太陽光電+20 MW陸域風力)及93 MW/372 MWh儲能系統，約有22.54%的再生能源須倚靠儲能系統進行供電。深度減碳情境將使2030年電力碳排放係數降至0.137公斤/度，相對基準情境約減少83%；相對政策減碳情境約減少63%，當年尖峰負載發生日約可維持約14小時100%再生能源供電。

**關鍵詞：**整合資源規劃模型，電力系統，減碳，再生能源，儲能系統

## 1. 前 言

### 1.1 研究背景

金門地區經濟發展主要倚靠觀光產業，早期因施行戰地政務政策，至今全島仍處於相對低度開發的狀態，相當適合發展成為生態旅遊島嶼。若能將電力低碳化納入發展考量，打造具特色的低碳生態島，有助於未來觀光產業發展。環保署過去曾針對金門低碳發展提出「3-2-0減碳」的願景目標，即2014年人均CO<sub>2</sub>排放

量降至3公噸；2020年降至2公噸；2030年達成零碳(碳中和)目標，而電力低碳化對以電力為主要能源消費的金門地區尤為重要。

金門地區目前主要依靠燃油機組(約占79%)輔以柴油機組(約占15%)及再生能源(約占6%)進行電力供應，金門地區因屬孤島電力系統，供電穩定相對臺灣本島更具挑戰性，現有發電機組服役已久與離峰再生能源占比高等因素，導致該區電力調度相對困難，再者，機組運轉彈性不足、配電負載過於集中、系統韌性不足等因素使電網更加脆弱，所以強化供電穩

<sup>1</sup>台灣電力公司綜合研究所電力經濟與社會研究室 研究專員

<sup>2</sup>台電公司綜研所電力經濟與社會研究室 資深研究專員

<sup>3</sup>國立中興大學環境工程學系研究所 博士

\*通訊作者電話: 02-2360-1267, E-mail: [u621502@taipower.com.tw](mailto:u621502@taipower.com.tw)

收到日期: 2021年01月11日

修正日期: 2021年04月06日

接受日期: 2021年04月22日

定已成為確保金門區民眾生活便利的首要任務。

金門地區電力系統規模小，電力供應組合相對單純，需求端大型商業或耗電設施相對也較少，大部分用戶皆屬表燈用電，適合做為我國電力低碳化的示範區。金門地區除了金酒公司外，並無大型高排放產業坐落，碳排放大戶相對較少，因此低碳島發展關鍵為電力供應轉型，金門地區目前主要依靠燃油供電，屬碳排放相對較高的發電類型，因此降低燃油與並提高再生能源，是金門地區未來實現低碳島的關鍵路徑。

受限於地理因素，金門地區再生能源發展將僅限於陸域風力與太陽光電。台電公司目前於金門擁有2座陸域風機(共4 MW)及1座太陽光電(0.528 MW)，皆設置於金門本島東北角(金沙鎮)。另外，金門地區民營電廠(Independent Power Producer, IPP)之太陽光電裝置容量約有7.6 MW，多數設置於學校、公舍或民宅屋頂。風力與太陽光電因具間歇性供電特性，對於金門電網營運已產生不確定性，尤其在風力出力高的用電離峰時段，若又要再提高再生能源滲透，電網營運將會面臨極大的挑戰。

提升再生能源滲透為金門地區邁向低碳島的關鍵路徑，但為解決再生能源間歇性所帶來的電網營運風險，除再生能源(風力與光電)須有準確的發電預測外，電網必須準備足夠的儲能用於輔助電力系統穩定供電。儲能系統有助提升電力系統對再生能源的接納能力，使再生能源(風力與光電)的出力更平滑(降低間歇性影響)，並降低用電離峰棄風棄光的機率。國外案例驗證儲能系統可快速對電廠跳脫進行救援服務，2017年12月Tesla在南澳大利亞完成100 MW/129 MWh鋰電池儲能系統建置後，適逢當年南半球遭遇入夏以來的超級高溫，導致該區Loy Yang發電廠多次跳脫，Tesla儲能系統及時參與調頻，並有效縮短電力系統頻率驟降之回復時間，成功挽救南澳大利亞電力系統免於崩潰，該事件證實儲能系統的反應時間與調頻

能力皆優於系統中其它的調頻機組(曾輝等，2019)。

電力系統整體規劃可運用整合資源規劃(Integrated Resource Planning, IRP)模型架構，並設定規劃目標(最小營運成本或電力碳排放)，進行最適電力供需策略研擬。完整的IRP模型應涵蓋供應端技術，包括：燃油發電、燃煤發電、燃氣發電、具碳捕捉與封存(Carbon Capture and Storage, CCS)之燃煤或燃氣發電及再生能源，需求端應包括：電力需求、需量反應、需量競價、效能電廠等，以及具備平衡電力供需能力的儲能系統。

## 1.2 文獻回顧

為解決電力系統複雜的決策問題，多數國家或電力事業皆已導入IRP模型，協助電力系統進行資源整合與最適營運策略規劃。例如：美國PacifiCorp電力公司2017年推動電力整合資源規劃研究，運用最小成本與風險目標，協助公司規劃未來最佳的電力供應組合(PacifiCorp, 2017)。美國國家再生能源實驗室(National Renewable Energy Laboratory, NREL)也提出IRP模型應用，以最小成本目標函求解最佳輸配電策略，該模型整合各類發電機組併網機制、發電機組啟動與停機限制、儲能儲電與放電機制，由於模型時間區間尺度較為細緻，可用於分析電力系統逐日或逐時的最適營運策略規劃(Mai *et al.*, 2013)。

IRP模型多數採用數學規劃架構進行建置，例如：線性規劃、非線性規劃、混合整數線性規劃、動態規劃、多目標規劃等，用於求解電力供需最佳化策略與分析電力相關議題或情境，例如：電力調度、虛擬電廠、多目標(能源、經濟及環境)、備用容量限制、提升再生能源滲透、課徵碳稅或能源稅、溫室氣體減量、智慧(微)電網、需求節能措施、需量反應、電動車、儲能系統、燃料替代等(Hobbs, 1995；Mai *et al.*, 2013；Zheng *et al.*, 2014；Li *et al.*, 2016；Zhang *et al.*, 2016；Quashie *et al.*, 2018；

Abdin and Zio, 2018；王京明，1997；柯鄺等，2012；洪紹平與張四立，2016；何叔憶等，2013；郭瑾璋等，2015；黃郁青等，2017；卓金和等，2018；韓佳佑與陳治均，2019；陳中舜等，2019a；陳中舜等，2019b；張耀仁，2019），文獻詳述如表1。

由於IRP應用多數以數學規劃進行模型建

置，基礎模型架構的目標函數皆以電力系統營運成本最小化進行設定，並搭配電力供應滿足需求、機組最大出力、機組年可利用率、燃料供應能力、新機組發展潛能、備用容量等限制條件。模型若涵蓋儲能系統，則須設定儲能系統儲放電運作限制。環境因素則會考慮碳排放或污染物排放限制條件，或是將環境排放設定

表1 IRP模型相關研究回顧(本研究整理)

作者	年分	內容敘述
Hobbs	1995	提出電力事業的IRP模型的概念，對於電力整合資源規劃模型架構提出建議。
Mai <i>et al.</i>	2013	以最小成本目標函數求解最佳電力供需策略，該模型時間區間劃分細緻，可用於分析電力系統逐日或逐時最適營運規劃。
Zheng <i>et al.</i>	2014	於整合資源策略規劃模型導入智慧電網與效能電廠架構，並評估需求端節電技術對於電力系統營運之影響。
Li <i>et al.</i>	2016	從能源、經濟及環境多目標層面，評估以天然氣為燃料的冷、熱電供應系統設計與最佳營運策略。
Zhang <i>et al.</i>	2016	運用混合整數非線性規劃模型建立電力供應與傳輸的優化模型，分析電力系統新發電機組與輸電設備擴建排程。
Quashie <i>et al.</i>	2018	運用多目標最佳化模型分析微型電網若要同時達到最小操作成本與最大可靠備用容量目標之發展策略。
Abdin and Zio	2018	運用最佳化模型分析電網不同再生能源滲透情境對於未來10年電網營運的影響。
王京明	1997	以線性規劃建置我國電力部門成本最小化經濟技術模型，評估課徵碳稅與能源稅對我國電力碳排放減量成效。
柯鄺等	2012	以多目標規劃模型模擬我國本島電力供需規劃，以電力系統成本與碳排放最小化為目標函數，評估減碳情境的經濟效益。
何叔憶等	2013	運用工研院TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)能源工程模型評估節能政策對我國住宅與服務業耗能設備節能成效。
郭瑾璋等	2015	運用工研院TIMES能源工程模型結合未來年電力負載預測，評估我國節能減碳政策推動對各部門電力負載的影響。
洪紹平與張四立	2016	提出以智慧電網為核心的電力系統規劃模型，該模型導入演化經濟與適應性控制理論，具備彈性電力供需調節與調度能力。
黃郁青等	2017	運用核能研究所TIMES能源工程模型評估電動車與電網級儲能對於我國電力系統的影響。
卓金和等	2018	運用IRP模型評估我國能源轉型政策對電力配比、售電成本、電力排放係數及備用容量率的影響，並運用投入產出模型評估我國能源轉型政策對於全國與縣市產業之衝擊影響。
韓佳佑與陳治均	2019	運用核能研究所TIMES模型模擬未來使用閒置的燃煤發電機組混燒生質燃料對於我國電力結構的影響。
陳中舜等	2019a &2019b	運用整合資源規劃模型完成我國至2025年的再生能源最適發展路徑分析，並評估達成再生能源政策的儲能系統需求量。
張耀仁	2019	運用混合整數線性規劃建置我國電力供需最適規劃模型，搭配未來年電力需求預測，求解未來至2030年各種新設機組的最佳投入時程與裝置容量。



成目標函數進行電力系統環境最適調度模擬。從整體電力系統規劃來看，IRP模型因可以同時考慮能源、經濟及環境層面，可用於研擬兼具成本可接受、供應穩定及環境永續的電力供需策略。

從過去相關研究來看，大部分研究皆應用於規劃國家或區域層級的電力供需策略，我國過去相關研究也皆針對臺灣本島電力系統進行策略研擬，但鮮少有文獻針對小型孤島電網(澎湖、金門、馬祖等)進行研究。因地理環境與經濟發展差異，孤島電網可選擇的電力供應技術資源相對較少，電網營運彈性相對本島電網不足，相關研究文獻較難供外島電力系統規劃之參考。因此，本研究特針對外島金門電力系統建置規劃模型，做為小型孤島最適電力供需策略示範，並分析電力低碳化情境，可供未來其他外島電網進行電力供需規劃之參考依據，並彌補過去我國對於外島電力供需策略研究之不足。

### 1.3 研究目標

本研究目的是針對金門地區未來電力供應低碳化策略進行研析，另是針對未來金門地區因應電力低碳化之儲能系統需求進行評估，儲能系統需求與營運模式將取決於電力系統中再生能源裝置容量、再生能源發電模式、需求負載等因素。因此，本研究將整合電力系統各項現有及未來具潛力的資源，以最小成本目標搭配各項限制條件，進行金門地區IRP模型建置，並分析各種電力發展情境。

詳細研究目標說明如下：

- (1) 模型建置—運用混合整數線性規劃建置具有小時分析能力的金門地區IRP模型，以系統最小營運成本為目標函數，結合電力系統中各種限制條件，用於分析未來各年度最適電力供需策略，結合簡易操作之使用者操作介面與模型參數資料庫，完成金門地區電力供需規劃之決策支援工具。
- (2) 情境分析—設計金門地區未來低碳發展情

境，包括：基準情境、政策減碳情境、深度減碳情境等。運用金門地區IRP模型分析各種發展情境未來年的最適電力供應組合、新發電機組需求、電力調度模式、電力成本、減碳成本、電力碳排放係數及儲能系統裝置容量需求與運作模式。

## 2. 模型建置

本研究運用開放原始碼(Open Source)的程式語言Python 2.7.13結合規劃求解工具PuLP-1.6.0建置金門地區IRP模型運算程式。考量模型維護、修改、延伸應用等需求，所以不採用傳統商業求解軟體進行建模與求解，因無涉及軟體版權授權問題，可節省後續模型維護成本。本研究運用Excel VBA設計使用者操作介面，透過介面，使用者可以輸入或修改模型運算所需的參數，完成運算會自動輸出運算結果報表。以上設計的考量是為讓使用者不須擁有程式開發平台即可操作模型，使用者透過電腦Microsoft Windows作業系統(64位元)與Microsoft Offices (需2007版以上)即可操作該模型，介面提供使用者友善的模型操作環境，使用者不須具備程式語言能力即可操作模型。

### 2.1 系統範疇

本研究將建置金門地區IRP模型，模型範疇如圖1所示。電力供應端包含塔山電廠(燃油機組)、夏興電廠(柴油機組)、麒麟電廠(柴油機組)、金沙風力(陸域風力)、金沙光電(台電太陽光電)及本島與列嶼鄉的民營太陽光電。民營太陽光電因為分布在金門本島與烈嶼鄉建築物屋頂，無法單獨劃分成個別的太陽光電機組別，暫將金門地區民營太陽光電劃分成本島與烈嶼鄉太陽光電兩個技術。模型中金門本島與烈嶼鄉之間為相互獨立的電力供需關係，彼此間電力供應暫無法相互支援需求。

### 2.2 模型範疇

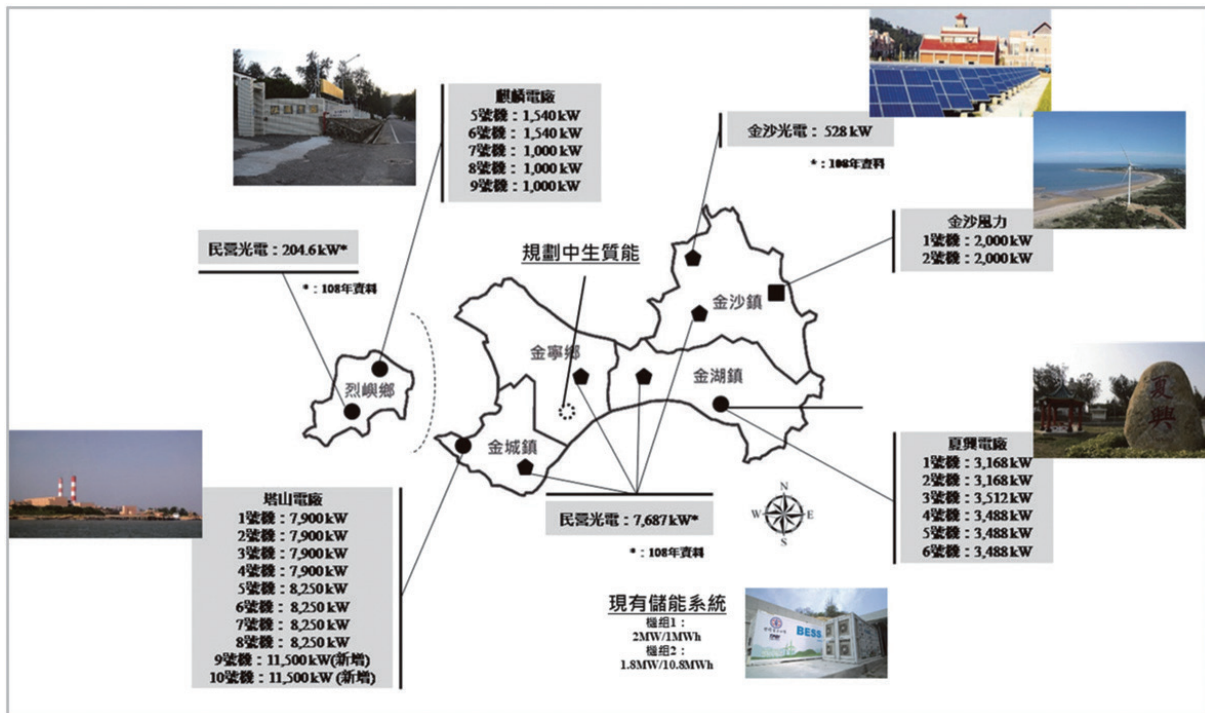


圖1 金門地區電力供應系統(本研究繪製)

金門地區IRP模型架構如圖2所示，模型設計以24小時(每日)為分析架構，電網劃分成本島與烈嶼鄉(小金門)兩個獨立電網，兩個獨立電網目前電力無法相互供應，模型將兩電網設定成獨立電力供需關係。金門地區因受地理位子影響及電網規模較小，因此不適合建置大型火力電廠(燃煤或燃氣)，傳統火力電廠選項只有燃油與柴油發電，再生能源選項也僅限於太

陽光電與陸域風力。模型目標函數為電力系統營運成本最小化，項目包含燃料成本、輸配電成本、機組變動運維成本、機組固定成本(包含新機組建置成本)及需量反應成本。模型限制條件包括：本島(烈嶼)電力供需平衡、發電機組瞬時供電能力、再生能源優先併網、儲能系統之功率調節系統(Power Control System, PCS)之功率限制、儲能系統電池儲電量、儲能系統效

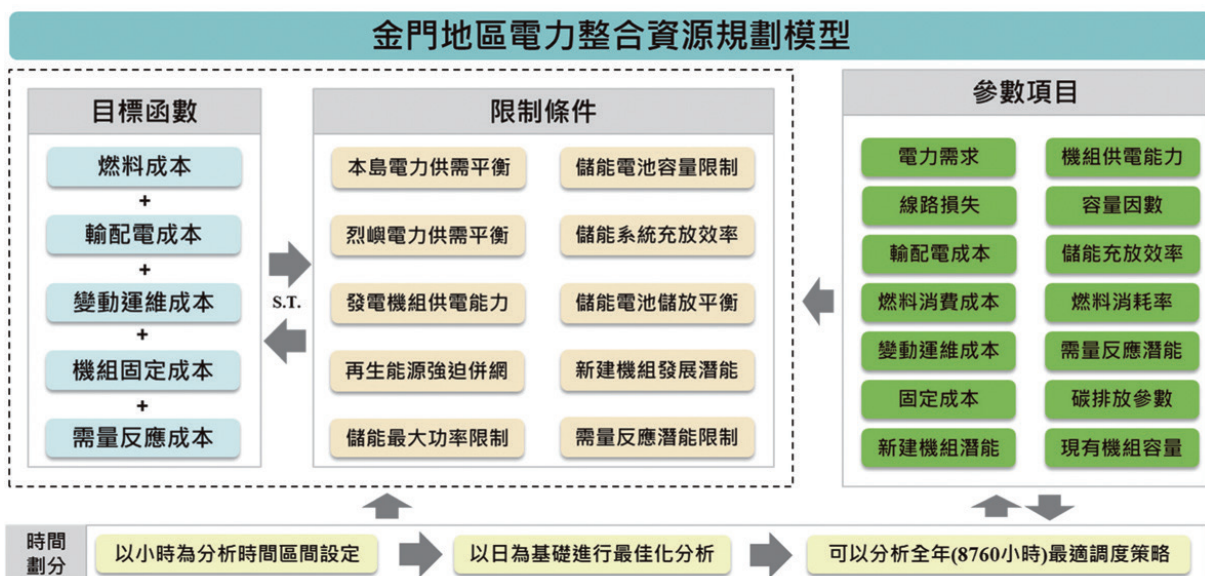


圖2 金門地區IRP模型架構(本研究繪製)

率、儲能系統電池儲放電平衡、新建機組發展潛能限制、需量反應潛能限制及電力碳排放限制。模型最佳化運算後可輸出電力供應組合、新機組裝置需求、電力成本、電力減碳成本、電力碳排放量(係數)等。

## 2.3 模型數學式

### 2.3.1 目標函數

本研究運用混合整數線性規劃(Mixed-Integer Linear Programming)建置金門地區IRP模型，IRP模型數學式包含目標函數與限制條件。目標函數為輸配電成本、燃料消費成本、機組變動運維成本、機組固定成本(含新機組建置成本)及需量反應成本之總和，如式(1)所示。該目標函數可計算全年電力系統營運成本。

$$\begin{aligned} \text{MINIMIZE} \quad & \sum_{y=\text{Start\_Year}}^{\text{End\_Year}} \sum_{d=\text{Start\_Day}}^{\text{End\_Day}} (\text{TOT\_TRAN\_} \\ & \text{CT}_{yd} + \text{TOT\_FUEL\_CT}_{yd} + \text{TOT\_VOM\_CT}_{yd} \\ & + \text{TOT\_CAP\_CT}_{yd} + \text{TOT\_EPP\_CT}_{yd}) \quad (1) \end{aligned}$$

其中，TOT\_TRAN\_CT<sub>yd</sub>為y年d日輸配電總成本(NT\$/day)；TOT\_FUEL\_CT<sub>yd</sub>為y年d日燃料消費總成本(NT\$/day)；TOT\_VOM\_CT<sub>yd</sub>為y年d日變動運維總成本(NT\$/day)；TOT\_CAP\_CT<sub>yd</sub>為y年d日新機組建置成本總和(NT\$/day)；TOT\_EPP\_CT<sub>yd</sub>為y年d日需量反應總成本(NT\$/day)；Start\_Year為模型分析起始年；End\_Year為模型分析最終年；Start\_Day為模型分析起始日；End\_Day為模型分析最終日。

#### (1) 輸配電成本

輸配電每日總成本由每座發電機組各時段發電量乘上該項發電機組單位輸配電成本的總和，如式(2)所示。

$$\text{TOT\_TRAN\_CT}_{yd} = \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^K \text{GEN}_{ydk} * \text{TRAN\_CT}_k \quad \forall_{yd} \quad (2)$$

其中，GEN<sub>ydk</sub>為發電機組k於y年d日i時之發電量變數(MW)；TRAN\_CT<sub>k</sub>為發電機組k之單位輸配電成本(NT\$/MWh)；K為發電機組。

#### (2) 燃料成本

燃料消費總成本由使用燃料之發電機組k(k∈F)各時段發電量乘上單位電力燃料消耗係數與燃料成本之總和，如式(3)所示。

$$\text{TOT\_FUEL\_CT}_{yd} = \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^{k \in F} \text{GEN}_{ydk} * \text{FU\_CON}_k * \text{FU\_CT}_k \quad \forall_{yd} \quad (3)$$

其中，FU\_CON<sub>k</sub>為發電機組k於之燃料消耗係數(L/kWh)；FU\_CT<sub>k</sub>為發電機組k之燃料成本(NT\$/L)；F代表需要燃料之發電機組。

#### (3) 變動運維成本

變動運維總成本由各發電機組各時段發電量乘上單位變動運維成本(包括：再生能源躉購成本)之總和，如式(4)所示。

$$\text{TOT\_VOM\_COST}_{yd} = \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^K \text{GEN}_{ydk} * \text{VOM\_CT}_k \quad \forall_{yd} \quad (4)$$

其中，VOM\_CT<sub>k</sub>為發電機組k之單位變動運維成本(NT\$/MWh)。

#### (4) 新機組建置成本

新機組每日新機組建置成本總和由每日新建發電機組容量需求乘上每日攤提折舊的建置成本之總和，如式(5)所示。

$$\begin{aligned} \text{TOT\_CAP\_COST}_{yd} = & [\text{NECAP}_{ydk} * \text{CAP\_CT}_k \\ & + \sum_{k \in N} (\text{NCAP}_{ydk} * \text{CAP\_CT}_k + \text{NCAP\_STO}_{ydk} \\ & * (\text{CAP\_CT}_{\text{PCS}} * \text{FNCAP}_{\text{PCS}} + \text{CAP\_CT}_{\text{BAT}} * \\ & \text{FNCAP}_{\text{BAT}}))] / [(YRS\_DEPREC_k * 365)] \quad \forall_{yd} \quad (5) \end{aligned}$$

其中，NECAP<sub>ydk</sub>為新發電機組k於y年d日前已新建裝置容量(MW)；NCAP<sub>ydk</sub>為新發電機組k(不含儲能)於y年d日新增裝置容量變數(MW)；CAP\_CT<sub>k</sub>為新發電機組k建置成本(NT\$/MW)；YRS\_DEPREC<sub>k</sub>為新發電機組k建置成本攤提年數；N代表新建置的發電機組；NCAP\_STO<sub>ydk</sub>為新儲能機組k於y年d日新建裝機組數量變數(整數變數)；CAP\_CT<sub>PCS</sub>為新儲能系統PCS建置成本(NT\$/MW)；FNCAP<sub>PCS</sub>為新儲能系統PCS固定建置容量(MW)；CAP\_CT<sub>BAT</sub>為新儲能系統



電池建置成本(NT\$/MWh)； $FNCAP_{BAT}$ 為新儲能系統電池固定建置容量(MWh)；PCS代表儲能系統之功率控制模組；BAT代表儲能系統之電池模組。模型中假新建設儲能系統單機組成為1 MW/4 MWh，電池模組假設為鋰電池。

#### (5) 需求端措施投入成本

需求端每日的節電投入總成本由各種需求端措施各時段電力需求抑低量乘節電措施單位節電成本之總和，如式(6)所示。

$$TOT\_EPP\_COST_{yd} = \sum_{i=1}^{24} \sum_{l \in EPP} EPP_{ydl} * EPP\_CT_l \quad (6)$$

其中， $EPP_{ydl}$ 為需求端措施 $l$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之電力需求抑低變數(MWh)； $EPP\_CT_l$ 為需求端措施 $l$ 之單位節電成本(NT\$/MWh)；EPP代表需求端措施。

#### (6) 現有機組固定成本

現有機組固定成本由現有發電機組每年裝置容量乘上機組單位固定成本之總和除以每年日數，如式(7)所示。現有機組固定成本為每年每日固定值，固定成本會列入總成本計算，但不會參與模型最佳化程序。

$$TOT\_FOM\_COST_{yd} = \sum_{k \in E} (CAP_{yk} * FOM\_CT_k) / 365 \quad (7)$$

其中， $CAP_{yk}$ 為現有發電機組 $k(k \in E)$ 於 $y$ 年裝置容量(MW)； $FOM\_CT_k$ 為發電機組 $k(k \in E)$ 之單位固定成本(NT\$/MW)； $E$ 代表現有發電機組。

### 2.3.2 限制條件

模型須滿足設定限制條件下進行最佳化求解，包括：電力供應大於需求、機組瞬時供電能力、再生能源優先併網、儲能系統儲放電機制與效率、新建機組發展潛能、燃料供應、需求端措施潛能等限制。

模型各項限制式數之數學式詳述如下：

#### (1) 電力供需平衡

電力每小時總供應加上儲能放電扣除線路損失須大於等於每小時電力需求及儲能系統儲

電之總和再減需求端措施之節電量，如式(8)所示。

$$(\sum_{k=1}^K GEN_{ydk} + GEN\_STO_{ydi}) * (1 - LOSS) \geq DEM_{ydi} + STO\_STO_{ydi} - \sum_{l=1}^L EPP_{ydl} \quad \forall_{ydi} \quad (8)$$

其中， $LOSS$ 為線路損失率(%)； $GEN\_STO_{ydi}$ 為儲能機組於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之發電量變數(MWh)； $DEM_{ydi}$ 為金門地區於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之電力需求量(MWh)； $STO\_STO_{ydi}$ 為儲能機組於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之儲電變數(MWh)； $EPP_{ydl}$ 為節電技術 $l$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之電力抑抵變數(MWh)。

#### (2) 機組瞬時供電能力

發電機組(不含風力與太陽光電) $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之平均負載須小於等於各機組最大供電能力乘以裝置容量，如式(9)所示。風力與太陽光電 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之平均負載需等於各機組裝置容量乘以容量因數，如式(10)所示，而該式反應再生能源優先併網機制。

$$GEN_{ydk} \leq CAP_{yk} * MAXSF_k \quad \forall_{ik(k \in Wind \& PV)} \quad (9)$$

$$GEN_{ydk} = CAP_{yk} * CF_{ydk} \quad \forall_{ik(k \in Wind \& PV)} \quad (10)$$

其中， $CAP_{yk}$ 為發電機組 $k$ 於 $y$ 年之裝置容量(MW)； $MAXSF_k$ 為發電機組 $k$ 之瞬時最大可供電係數(%)； $CF_{ydk}$ 為風力或光電 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之容量因數(%)； $Wind$ 代表風力機組； $PV$ 代表太陽光電機組。

#### (3) 儲能系統限制

儲能系統為本研究重要的技術，儲能系統包含PCS與電池兩個模組，如圖3所示。儲能系統透過PCS模組控制對電力系統的進行發電與儲電，電池模組為實際用於電力儲存，PCS與電池間充放電過程會須設定儲放電效率(Round Trip Efficiency, RTE)，模型式透過電力轉移量(例如：日間儲電夜間放電)需求推估儲能系統裝置容量需求。

儲能系統必須滿足以下各項運作限制，儲能系統功率控制系統(PCS)運作限制，即任何時段儲能系統PCS儲電加放電負載小於等於PCS

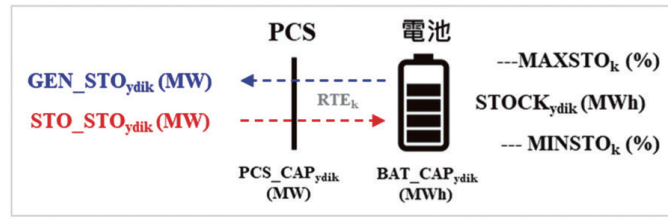


圖3 模型儲能系統設計架構運作模式(本研究繪製)

裝置容量，如式(11)所式。儲能系統儲放電效率限制，即儲能系統任何時段的發電量小於等於該時段的儲電量加電池電量剩餘量之總和乘儲放電效率，如式(12)所式。儲能系統電池儲電容量限制，即電池儲電量要可控制於儲電量的容許上下限，如式(13)與式(14)所示。

$$\text{GEN\_STO}_{ydk} + \text{STO\_STO}_{ydk} \leq \text{PCS\_CAP}_{ydk} \quad \forall_{i(i=1 \sim 24)ydk(k \in \text{PCS})} \quad (11)$$

$$\text{GEN\_STO}_{ydk} \leq (\text{STO\_STO}_{ydk} + \text{STOCK}_{y(i-1)k}) * \text{RTE}_k \quad \forall_{i(i=1 \sim 24)ydk(k \in \text{PCS})} \quad (12)$$

$$\text{GEN\_STO}_{ydk} - \text{STO\_STO}_{ydk} + \text{STOCK}_{y(i-1)k} \leq \text{BAT\_CAP}_{ydk} * \text{MAXSTO}_k \quad \forall_{i(i=1 \sim 24)ydk(k \in \text{BAT})} \quad (13)$$

$$\text{GEN\_STO}_{ydk} - \text{STO\_STO}_{ydk} + \text{STOCK}_{y(i-1)k} \geq \text{BAT\_CAP}_{ydk} * \text{MINSTO}_k \quad \forall_{i(i=1 \sim 24)ydk(k \in \text{BAT})} \quad (14)$$

其中， $\text{STO\_STO}_{ydk}$ 為儲能機組 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之儲電量變數(MW)； $\text{PCS\_CAP}_{ydk}$ 為儲能系統機組 $k$ 之PCS於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之裝置容量(MW)； $\text{STOCK}_{ydk}$ 為儲能系統電池 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之儲存量(MWh)； $\text{RTE}_k$ 為儲能系統機組電池 $k$ 之儲放電效率(%)； $\text{BAT\_CAP}_{ydk}$ 為儲能系統電池 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日 $i$ 時之容量(MWh)； $\text{MAXSTO}_k$ 為儲能系統機組電池 $k$ 之最大容許儲電比例(%)； $\text{MINSTO}_k$ 為儲能系統機組電池 $k$ 之最小儲電需求比例(%)；PCS代表儲能系統之功率控制模組；BAT代表儲能系統之電池模組。

#### (4) 新技術發展潛能

各種新技術發展不能超過當年新技術可投入最大潛能，如式(15)所式。

$$\text{NECAP}_{yd(\text{Start\_Day}-1)k} + \sum_{d=\text{Start\_Day}}^{\text{End\_Day}} \text{NCAP}_{ydk} \leq \text{POT}_{yk} \quad \forall_{k(k \in N)} \quad (15)$$

其中， $\text{NECAP}_{ydk}$ 為新發電機組 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日前已新建裝置容量(MW)； $\text{NCAP}_{ydk}$ 為新發電機組 $k$ 於 $y$ 年 $d$ 日新增裝置容量變數(MW)； $\text{POT}_{yk}$ 為新發電機組 $k$ 於 $y$ 年之可開發潛能(MW)。

#### (5) 再生能源供電占比限制

模型可以設定再生能源供電占比，如式(16)所式。

$$\sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^{K(K \in \text{REN})} \text{GEN}_{ydk} \geq \left( \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^K \text{GEN}_{ydk} \right) * \text{REN\_TAR}_{yd} \quad \forall_{yd} \quad (16)$$

其中， $\text{REN\_TAR}_{yd}$ 為再生能源於 $y$ 年 $d$ 日之占比目標(%)；REN代表再生能源機組。

#### (6) 電力碳排放係數限制

模型可以設定電力碳排放係數上限，如式(17)所式。

$$\sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^{K(K \in F)} \text{GEN}_{ydk(k \in F)} * \text{EMI\_COEF}_{k(k \in F)} \leq \left( \sum_{i=1}^{24} \sum_{k=1}^K \text{GEN}_{ydk} \right) * \text{EMI\_COEF}_{yd} \quad \forall_{yd} \quad (17)$$

其中， $\text{EMI\_COEF}_k$ 為發電機組 $k$ 之電力碳排放係數(kg/kWh)； $\text{EMI\_COEF}_{yd}$ 為 $y$ 年 $d$ 日之電力碳排放係數目標(kg/kWh)。

## 2.4 模型參數設定

模型運算所需參數共有16大項，如表2所示。模型所需參數將從公開資訊管道、台電公務統計資料或統計年報進行蒐集，但部分參數



表2 IRP模型參數需求與時間層級設定(本研究整理)

參數項目	時間尺度(參數層級)		
	固定	年度	小時
(1) 機組燃料消耗係數(燃油及柴油)	V		
(2) 機組變動運維成本(所有機組)	V		
(3) 機組固定成本(所有機組)	V		
(4) 機組供應能力(瞬時最大供應能力、容量因數等)	V		V
(5) 線路損失參數	V		
(6) 燃料成本(燃油、柴油等)		V	
(7) 燃料進口量限制(燃油、柴油等)			
(8) 電力傳輸成本		V	
(9) 需量反應參數			
(10) 碳排放係數	V		
(11) 現有機組裝置容量(柴油、燃油、風力、光電等)		V	
(12) 已規劃興建機組裝置容量(柴油、燃油、風力、光電等)		V	
(13) 技術發展潛能(再生能源發展上限、併網容量限制)		V	
(14) 儲能相關參數(成本、儲放電效率、儲電量上下限等)	V		
(15) 電力需求參數(本島及外島地區)			V
(16) 政策目標參數(再生能源、電力碳排放等)		V	

因屬台電公司管制資料，暫無法提供實際的參數數值，但仍有提供部分圖形化資訊供讀者參考，如附件。金門地區燃油與柴油發電成本皆高於陸域風力與太陽光電，無論是否設定減碳或再生能源發展限制，最小成本目標函數模型皆會優先建置大量再生能源，模型因無法考量再生能源建置的不確定性，導致模型可能會出現短時間內建置大量再生能源的不合理結果，但考量若設定嚴格的發展潛能限制，容易使模擬減碳情境會產生無解的情況。為使電力規劃較貼近實務可行，實際模型運算會對再生能源加上虛擬成本，使再生能源整體成本略高於燃油與柴油發電，而再生能源虛擬成本不會被納入電力成本計算，只是用於抑制再生能源短時間過度擴張的情況發生。

模型參數分為固定、年度及小時三個層級，參數詳述如下：

**固定層級參數**—代表模型中不論任何時間軸，參數設定皆相同的。例如：火力發電廠未來每年燃料消耗率、變動運維成本、固定

成本、瞬時最大供應能力、碳排放係數及儲能操作參數設定皆相同，發電機組類型包括：燃油機組、柴油機組、陸域風力、太陽光電等四種，相關參數設定採用台電公109年統計資料進行設定(如附件1)。

**年度層級參數**—代表參數會隨年度變化，例如：燃料成本、現有機組裝置容量及新技術發展潛能等，不同年度有不同的參數設定，燃料成本採用台電公司最新推估值(如附件2)，未來年燃料成本呈現逐年上升的趨勢，代表模型的火力機組發電成本將逐年上升。現有機組裝置容量逐年裝置容量則參考台電電源開發方案進行參數設定。

**小時層級參數**—代表參數會隨每小時變化，即全年8,760小時內，每座機組每小時的參數設定皆不同，例如：再生能源機組容量因素與電力需求。再生能源可藉此在反應間歇性特性(如附件3、附件4)，再生能源機組容量因數採用金門地區109年全年實績值進行設定。電力需求每年亦有8,760個參數設定，該參數群以金

門地區109年每小時負載占全年總負載比例乘以未來每年電力需求預測(如附件5)，進行未來逐年與逐時的電力需求設定。

本計畫採用MicroSoft Office Excel建置參數資料庫系統，運用Excel建置資料庫有利於資料彙整與計算，也便於使用者未來新增或修改參數資料。模型採用Python openpyxl工具進行參數資料庫模組讀寫功能建置，模型運算前會自動讀取預設參數，完成運算後，會自動建置Excel輸出表格，寫入預設運算結果。

3. 情境設計

本研究共設計三個情境，進行模型分析能力驗證與政策影響評估，分別為基準情境、政策減碳目標情境及深度減碳情境，如表3所示。配合政府政策目標時程，三個情境分析目標年皆設定至2030年。參考情境為本研究情境分析的比較基準，只設定1.80 MW的陸域風力新增上限與5.08 MW的太陽光電新增上限，此為根據台電公司金門地區電源開發方案進行設定，並無設定電力減碳或再生能源發展目標。

政策減碳情境以目前政府訂定的電力減碳目標為基準，即金門地區電力碳排放係數2020年小於等於0.492公斤/度；2025年小於等於0.394公斤/度；2030年小於等於0.376公斤/度。

深度減碳情境以再生能源發展驅動電力供應低碳化，以2020年為基準年，假設未來再生能源發展呈線性增長，並分析至2030年再生能源供電占比分別達到50%、60%、70%及80%，對於金門地區電力供應組合、新機組需求量、電力成本、電力碳排放及減碳成本的影響。

兩減碳情境分別針對陸域風力發展設定上限，由於金門地區海岸線多數為國家公園發展管制區域，大規模開發困難度相對較高，因此採用金門地區陸域風力最大發展潛能20 MW進行上限設定。太陽光電開發因只需足夠的土地與屋頂，發展影響因素主要為市場影響與政策干預，以及為防止分析減碳情境會有無最佳解情況發生，兩減碳情境皆不對太陽光電設定新增上限。

4. 結果與討論

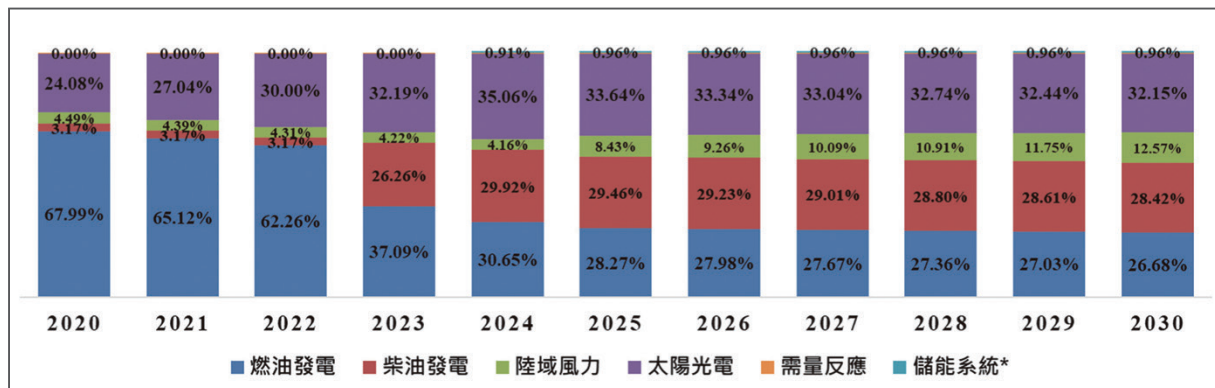
4.1 政策減碳情境

(1) 電力供應組合

符合政策減碳目標之逐年最適電力供應組合如圖4所示。燃油供電占比將由2020年的67.99%降低至2030年的26.68%；柴油發電由2020年的3.17%上升至2030年的28.42%，柴油供電逐年增加為柴油單位碳排放係數略低於燃

表3 金門地區低碳發展情境設定(本研究整理)

限制條件	基準情境	政策減碳目標情境	深度減碳情境
目標時程	2030年		
陸域風力	發展上限 1.80 MW	發展上限20 MW	
太陽光電	發展上限 5.08 MW	—	—
再生能源 發展目標	—	—	以2020年為基礎，假設未來再生能源線性遞增，2030年再生能源供電占比將分別大於等於50%、60%、70%及80%。
減量目標	—	2020年電力碳排係數 ≤ 0.492公斤/度 2025年電力碳排係數 ≤ 0.394公斤/度 2030年電力碳排係數 ≤ 0.376公斤/度	—



(\*：儲能系統供電量占總電力供應的比例)

圖4 政策減碳情境之逐年電力供應組合(本研究繪製)

油發電所致。再生能源發電量逐年擴大，陸域風力供應占比從2020年的4.49%增加至2030年的12.57%；太陽光電供電占比從2020年的24.08%增加至2030年32.15%。模擬至2030年，金門地區若要達成政策減碳目標，再生能源(風力+光電)將成為主要電力供應來源，整體再生能源占比須提升至44.72%。從2024年起，為提高電力系統再生能源滲透，約有1%的再生能源發電須藉由儲能系統進行供電。金門地區再生能源成本較燃油或柴油低，但因為風力發電受限於地理因素，無法進行大規模開發，太陽光電因夜間無法供電，要增加更多光電供電就須借助儲能，導致光電供電成本會高於燃油與柴油，因此電力系統才會選擇以部分柴油取代部分燃油發電。

## (2) 新機組裝置需求

金門地區若要達成政策減碳目標將必須

投入大量的新再生能源機組與新儲能系統，如圖5所示。太陽光電累積新增裝置容量需求須從2020年51.58 MW擴大至2030年85.84 MW，陸域風力裝置容量需求於2025年須新增4.18 MW；而累計至2030年須增加8.66 MW。金門地區至2030年，再生能源總裝置容量需求累計將高達94.5 MW。雖然金門地區已有裝置儲能系統，但為了使大量再生能源不影響金門地區電力系統調度，以及產生再生能源棄風棄電的情況，電力系統須於2024年再新增3 MW/12 MWh的儲能系統，累計至2030年須增加到4 MW/16 MWh的儲能系統裝置容量。

## (3) 電力成本分析

金門地區本以燃油為主要供電來源，發電成本略高於再生能源，投入再生能源對於電力系統成本增加的影響不大，對於成本影響較顯著反而是柴油發電量與儲能系統需求增加。單

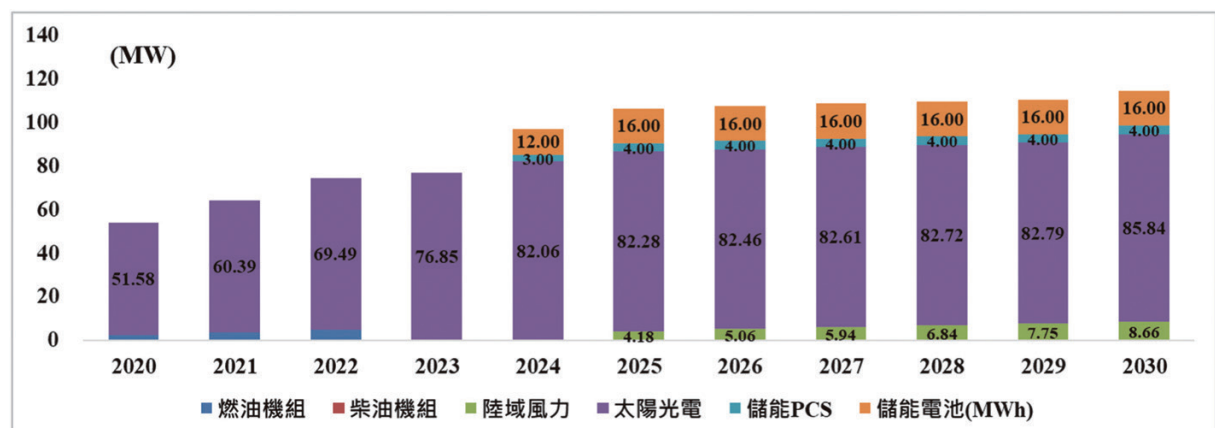


圖5 政策減碳情境之新機組逐年投入累積裝置容量(本研究繪製)



位電力成本變化趨勢將從2020年6.31元/度，增加至2024年7.46元/度，增幅主要來自柴油發電增加與新增儲能系統。後期電力成本緩降至2030年的7.40元/度，原因為再生能源大量替代原本較為昂貴的燃油發電，如圖6所示。

#### (4) 電力調度模式分析

本研究將以尖峰負載發生日敘述模型最適電力調度與儲能運作模式，金門地區2025年及2030年達成國家減碳目標之尖峰負載發生日電力調度模式如圖7所示。兩個年度尖峰負載發生日的10:00~14:00再生能源供電量將大於電力需求量，即該時段金門地區可達成100%再生能源供電的里程碑，這段時間電力系統中的傳統

機組(燃油+柴油)可降載至熱機備轉狀態。電力系統因出現再生能源供過於求的狀態，須啟動儲能系統平衡電力供需。儲能系統於該日10:00啟動進行儲電，並於11:00進行部分放電，於12:00~14:00時再進行儲電，最後於15:00~19:00時進行放電，將日間剩餘再生能源發電量全部轉移至入夜前使用完畢，為系統由再生能源轉換成傳統機組(燃油+柴油)供電提供緩衝時間。從19:00開始，系統完全由傳統機組(燃油與柴油)與陸域風力機組進行供電至隔天清晨7:00後，太陽光電機組開始升載進行供電，傳統機組(燃油+柴油)則逐步降載至熱機備載狀態。至10:00後，電力系統又可完全轉換成100%再生

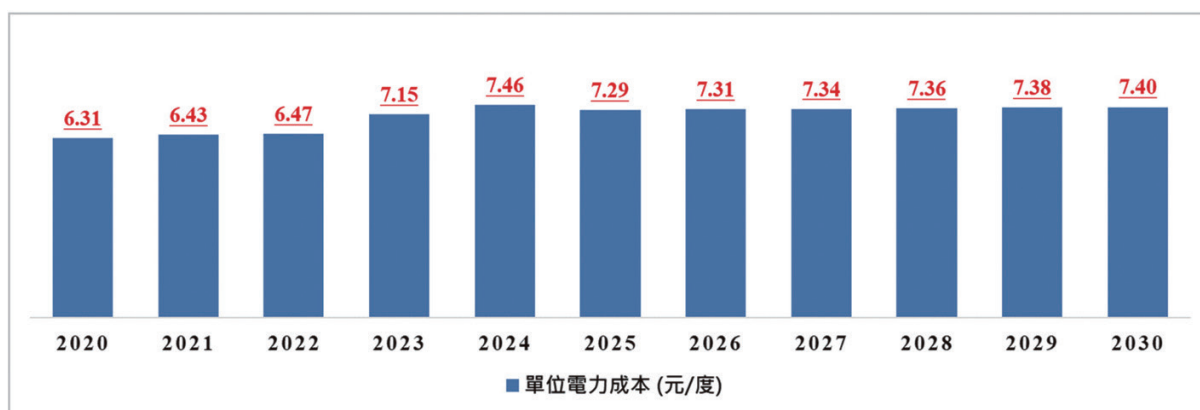


圖6 政策減碳情境之電力成本分析(本研究繪製)

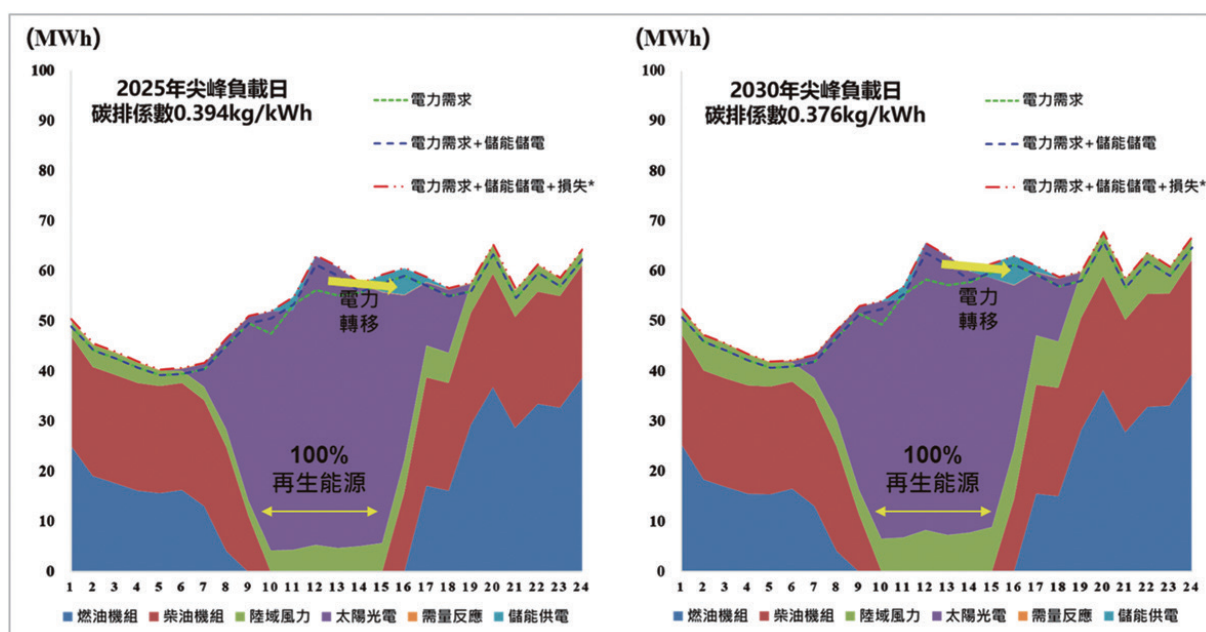


圖7 政策減碳情境之尖峰負載日電力調度模式(本研究繪製)

能源供電。儲能系統在電力調度扮演重要的角色，2025年尖峰負載發生當天約有12.24 MWh (約占當日電力需求1%)的電力須透過儲能進行供電；2030年尖峰負載發生當天約有12.72 MWh (約占當日電力需求1%)的電力須透過儲能進行供電。

#### (5) 電力減碳成本

電力減碳成本可反應推動電力供應低碳化所需付出的經濟代價，電力減碳成本計算如式(18)所示，即減碳情境與基準情境電力總成本之差值除以電力碳排放量差值。

$$ELE\_DEC\_CT = (SCE\_TOTCT_{DEC} - SCE\_TOTCT_{REF}) / (EMI_{REF} - EMI_{DEC}) \quad (18)$$

其中，ELE\_DEC\_CT為電力減碳成本(NT\$/ton)；SCE\_TOTCT\_DEC為減碳情境電力的總成本(NT\$)；SCE\_TOTCT\_REF為參考情境的電力總成本(NT\$)；EMI\_REF為參考情境的電力碳排放量(ton)；EMI\_DEC為減碳情境的電力碳排放量(ton)。

政策減碳情境未來電力減碳成本從2020年呈現負數成長至2022年，減碳成本最低點為2022年的-1,229元/噸，投入大量再生能源進行減碳反而降低電力成本，如圖8所示。2023年後減碳成本再由負轉正，減碳成本最高點為2024年的2,728元/噸，主要因為再生能源發電占比提高後，電力系統須要透過儲能系統提高再生能源接受能力，導致減碳成本急遽上升。之

後，因為燃料成本逐年上漲，使基準境電力成本逐年升高，減碳成本從2025年的1,334元/噸逐年降至2030年的-258元/噸。若從短中長期來看，短期因只投入少量再生能源進行減碳，電力系統可節省較多的成本支出。中期因須要投入儲能系統提升電力系統對再生能源的接受能力，電力系統須要支出更多的電力成本。後期因為燃料成本逐年上漲，間接使火力發電成本大幅提升，促使大量使用燃油發電的基準情境成本逐年升高，導致減碳成本計算呈現逐年降低的趨勢。

## 4.2 深度減碳情境

### (1) 電力供應組合

為了加速金門地區朝向低碳島發展，電力供應低碳化只達成政策減碳目標是不足的，電力系統須要進行深度減碳，然金門地區電力供應深度低碳化只能倚靠再生能源。因此，此節將以再生能源做為電力供應低碳化的驅動力，分析2030年達成不同再生能源供電占比目標時之最適電力供應組合，如圖9所示。以2030年尖峰負載發生日為例，金門地區若不推動任何電力低碳化政策，且再生能源發展受到限制，電力供應將以燃油發電(占比88.09%)為主，再生能源供電占比約只有8.5%，電力碳排放係數高達0.633公斤/度，屬於高度碳排放的電力供應組合。

若2030年再生能源供電占比分別提高至

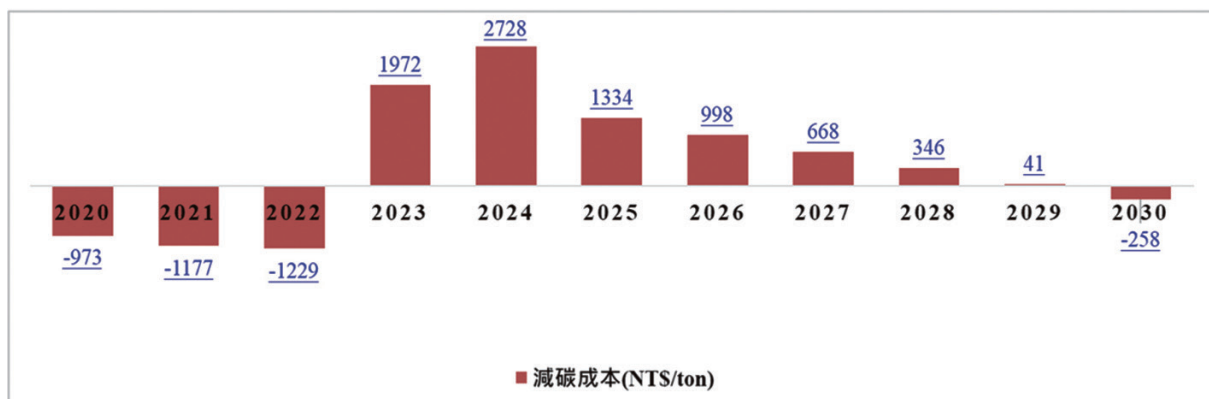
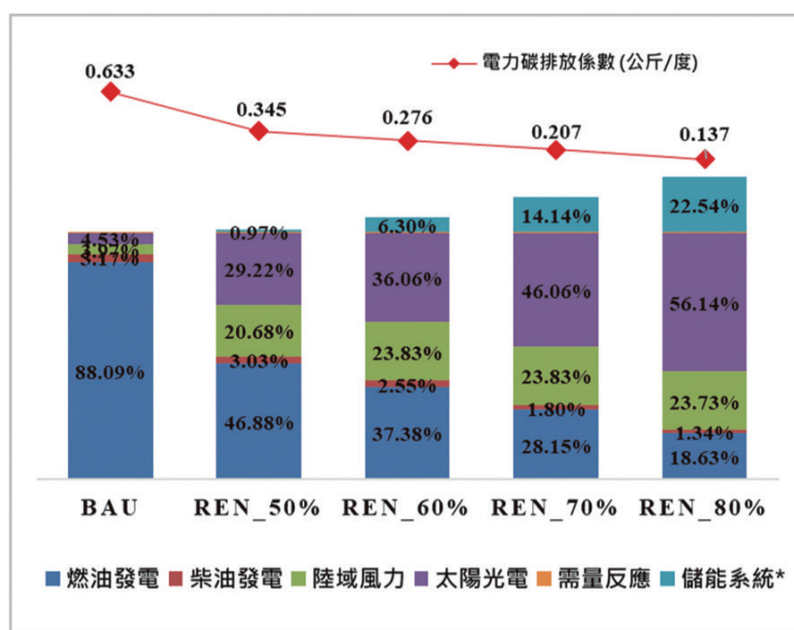


圖8 政策減碳情境之電力減碳成本(本研究繪製)



(\*：儲能系統供電量占總電力供應的比例)

圖9 深度減碳情境不同再生能源目標之2030年電力供應組合(本研究繪製)

50%、60%、70%或80%時，再生能源將逐步取代燃油發電，而電力碳排放係數也隨之降低。電力系統為提高對再生能源的接受能力，部分再生能源必須透過儲能系統進行供電，儲能系統需求將隨再生能源目標提升而增加。以再生能源供電占比目標80%為例(*REN\_80%*)，電力系統約有22.54%的電力必須依靠儲能系統輔助進行供電，電力系統方能接受如此高的再生能源滲透。若2030年達到80%再生能源供電目標

時，電力碳排放係數將降低至0.137公斤/度，相對基準情境(*BAU*) 約可減量83%的電力碳排放量。

## (2) 新機組裝置需求

隨再生能源供電比例目標增加，電力系統必須投入更多再生能源機組與儲能系統，如圖10所示。基準情境(*BAU*)因無設定再生能源供電比例目標，電力系統無新設再生能源需求。若要求50%(*REN\_50%*)的再生能源供

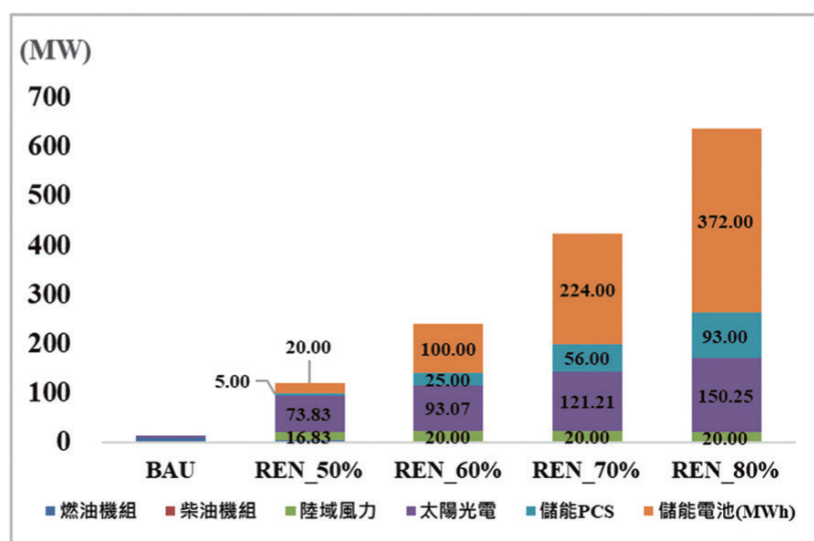


圖10 深度減碳情境之2030年新機組累積投入裝置容量(本研究繪製)



電占比時，電力系統至2030年前累計共需投入約90 MW的再生能源及5 MW/20 MWh的儲能系統。若再生能源供電占比目標達到80% (REN\_80%)，至2030年電力系統累計需投入約170 MW的再生能源，主要以太陽光電為主，以及須累計裝置93 MW/372 MWh儲能系統。

### (3) 電力成本分析

電力成本將隨著再生能源供電占比目標提高而增加，但除了80%再生能源供電目標 (REN\_80%)外，其於情境電力成本皆低於基準情境(BAU)，如圖11所示。金門地區本以燃油為主電力的供應系統，電力成本就高於再生能源(風力、光電等)，且未來年燃料成本預測會呈現逐年增加，導致基準情境(BAU)未來年的電力成本也呈現逐年升高的趨勢，因此70%比例的再生能源供電占比目標下，推動減碳的電力成本反而低於基準情境(BAU)。當模型設定達成50%的再生能源供電占比目標時，電力減碳成本為-5,178元/噸。再生能源占比提高至80%時，電力減碳成本將由負值轉為正值(966元/噸)，原因是再生能源占比目標提高後，須倚靠大量儲能系統維持電力系統對再生能源的

接受能力，以致電力系統成本增幅較大。若與政策減碳情2030年電力成本比較，深度減碳情境2030年達到50%再生能源占比因使用更多的再生能源，並降低大量柴油發電供應，因此電力成本(5.97元/度)相對2030年達成政策減碳之電力成本(7.40元/度)目標低。

### (4) 電力調度模式分析

2030年基準情境與再生能源供電占比目標達80%時，當年尖峰負載發生日之小時電力調度如圖12所示，基準情境尖峰負載發生日全日電力供應以燃油為主柴油為輔，日間08:00~16:00再生能源(風力+光電)只能供應部分電力需求。深度減碳情境再生能源供電占比目標達80%時，半夜至清晨時段(00:00~07:00)，電力系統供電主要以燃油為主，輔以陸域風力及柴油機組進行供電。日間09:00~16:00時段，再生能源供電大幅增加，這段時間內系統可100%以再生能源進行供電，即再生能源供電量遠高於電力需求量，甚至於12:00~14:00再生能源供電量是電力需求量的2倍，剩餘再生能源電力要倚靠儲能系統進行儲電，轉移至17:00~24:00進行供電。因此，全日17:00~23:00

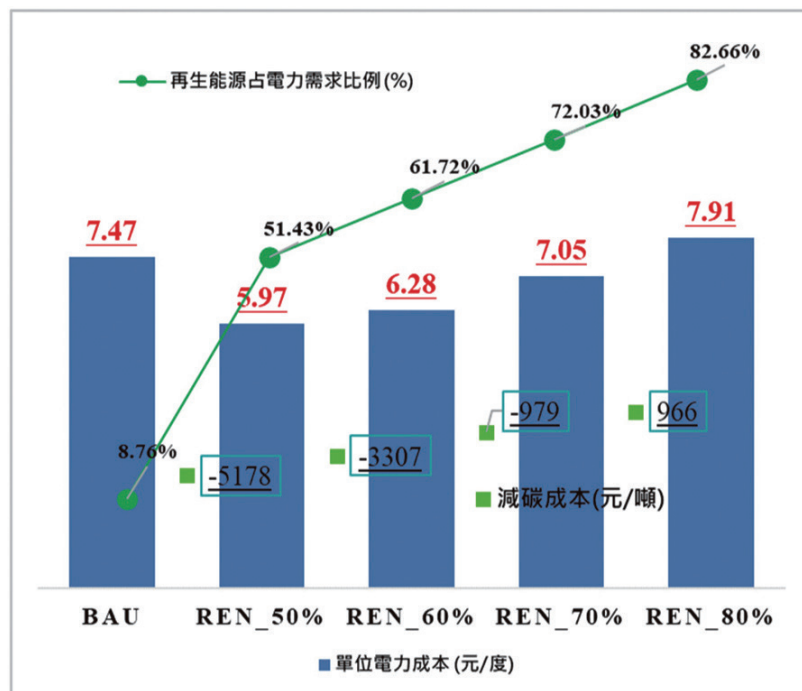


圖11 深度減碳情境之2030年電力與減碳成本分析(本研究繪製)

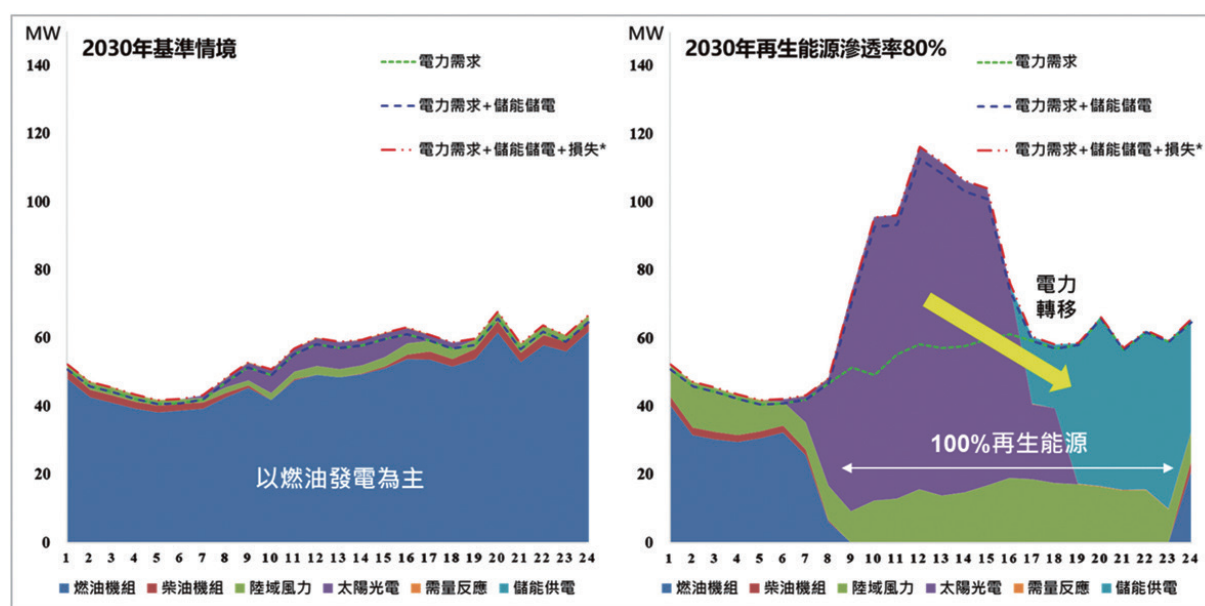


圖12 深度減碳情境之尖峰負載日電力調度模式(本研究繪製)

間電力系統即是屬於100%再生能源供電狀態，儲能系統將於23:00前放掉全部儲電量後，燃油機組必須立即升載支援。因此，在80%再生能源供電目標下，電力系統在09:00~23:00可達到100%的再生能供電的狀態。當2030年達80%之再生能源尖峰負載發生當天約有305.42 MWh (約占當日電力需求24%)的電力須透過儲能系統進行供電。

## 5. 結論與建議

本研究以混合整數線性規劃完成金門地區整合資源規劃模型建置，並完成基準、政策減碳及深度減碳情境設計與分析。本研究模型將以最小成本目標進行情境分析模擬，因此本研究分析結果都於最小成本目標前提下進行最佳化運算。基準情境設定金門地區未來再生能源發展受限前提下進行最小成本電力供需規劃，至2030年，電力系統主要電力供應為燃油發電 (約占88%)，再生能源供電占比約9%，電力碳排放係數0.633公斤/度，屬於高度碳排放的電力供應組合。該情境未來不用增設新再生能源與儲能系統。

金門地區達成電力碳排放目標前提下，

至2030年，再生能源供電占電力需求比例將達46.08%；陸域風力機組須至少增設8.66 MW；太陽光電機組須至少增設85.84 MW；儲能系統裝置容量至少須增設4 MW/16 MWh。以2020年為基準，金門地區2030年的電力成本將增加約17%。政策減碳情境2020~2030年的減碳成本呈現短期負成本、中期正成本及長期負成本的趨勢。金門地區若於2030年可完成國家減碳目標，當年尖峰負載發生日10:00~14:00 (約4個小時)電力供應系統可達成100%再生能源供電的里程碑。

當再生能源供電占比線性成長至2030年達80%時，再生能源大規模取代燃油發電，當年尖峰負載發生日，約有24%的再生能源須倚靠儲能系統進行供電，儲能系統對於金門地區提高再生能源滲透率扮演重要的角色。該電力供應組合2030年電力碳排放係數將可降至0.137公斤/度，相對基準情境碳排放約可減少83%；相對政策減碳情境約可減少63%。於2030年尖峰負載發生日，電力系統於09:00~23:00 (約14小時)可達到100%的再生能供電的狀態。欲達成此目標，建議電力系統至2030年累積至少須增設約170 MW再生能源及93 MW/372 MWh的儲能系統。

為了加速金門地區能快速增設再生能源，進而滿足政策減碳或深入低碳化目標，建議台電公司應儘快盤點金門地區可建置太陽光電之土地資源，或透過能源整合服務公司(ESCO)整合該地區建築物屋頂，加速該區民營太陽光電發電業發展。金門地區海岸線大多屬國家公園區域，若要大規模增設風力發電機組將面臨環評問題，建議應盡快啟動海岸線風力機組開發的環境影響評估。為因應未來可能大量增設再生能源，建議儘快評估現有電網是否須要新增饋線或變電站，以及評估所需儲能機組可建置的位子。因此，模型未來可納入電網架構，用於分析電力潮流，可更精確地進行電力調度規劃。

## 參考文獻

- 王京明，1997。實施碳稅或能源稅對供電部門的影響分析，經濟專論，第218刊。
- 何叔憶、郭瑾瑋、周桂蘭與劉子衙，2013。應用臺灣TIMES模型評估我國能源效率管理制度節能成效，臺灣能源期刊，第1卷第1期，第129-144頁。
- 卓金和、張耀仁、楊浩彥、陳中舜與洪紹平，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。
- 柯鄺、王鈺惠、賴正文與陳家榮，2012。臺灣電力部門供給面減碳成本之研究，臺灣經濟學會2012年年會暨第13屆全國實證經濟學研討會，臺灣桃園。
- 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，第73-127頁。
- 郭瑾瑋、周裕豐、洪明龍與劉子衙，2015。應用TIMES 能源工程模型規劃長期電力負載，台電工程月刊，第798期，第93-102頁。
- 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，第45-58頁。
- 陳中舜、張耀仁與王京明，2019。我國電力整合資源規劃模型建置與應用，台電工程月刊，第854期，第50-73頁。
- 陳中舜、張耀仁與卓金和，2019。因應我國再生能源政策之儲能系統需求評估，臺灣能源期刊，第6卷第4期，第313-334頁。
- 張耀仁，我國電力部門減碳路徑規劃與影響評估，2019年臺灣環境與資源經濟學會年會暨氣候變遷下的環境與資源轉型學術研討會，臺灣臺北。
- 曾輝、孫峰、邵寶珠、葛為春、葛延峰與許天寧，2019。澳大利亞100MW儲能運行分析及對中國的啟示，電力系統自動化，第43卷第8期，第86-92頁。
- 韓佳佑與陳治均，2019。生質燃料與煤炭混燒對我國電力結構影響研究，臺灣能源期刊，第6卷第2期，第165-183頁。
- Abdin Islam F. & Enrico Zio, 2018. An integrated framework for operational flexibility assessment in multi-period power system planning with renewable energy production, Applied Energy, vol.222, pp.898-914.
- Hobbs Benjamin, F., 1995. Optimization methods for electric utility resource planning, European Journal of Operational Research, vol.83, pp.1-20.
- Li Miao, Hailin Mu, Nan Li & Baoyu Ma, 2016. Optimal design and operation strategy for integrated evaluation of CCHP (combined cooling heating and power) system, Energy, vol.99, pp.202-220.
- Mai Trieu, Easan Drury, Kelly Eurek, Natalie Bodington, Anthony Lopez & Andrew Perry, 2013. Resource Planning Model: An Integrated Resource Planning and Dispatch Tool for Regional Electric Systems, National



- Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy.
- PacifiCorp, 2017. 2017 Integrated resource plan.
- Quashie Mike, Chris Marnay, François Bouffard & Géza Joós, 2018. Optimal planning of microgrid power and operating reserve capacity, *Applied Energy*, vol.210, pp.1229-1236.
- Zhang Ning, Zhaoguang Hu, Cecilia Springer & Yanning Li, 2016. Shen Bo, A bi-level integrated generation-transmission planning model incorporating the impacts of demand response by operation simulation, *Energy Conversion and Management*, vol.123, pp.84-89.
- Zheng Yanan, Zhaoguang Hu, Jianhui Wang & Quan Wen, 2014. IRSP (integrated resource strategic planning) with interconnected smart grids in integrating renewable energy and implementing DSM (demand side management) in China, *Energy*, vol.76, pp. 863-874.

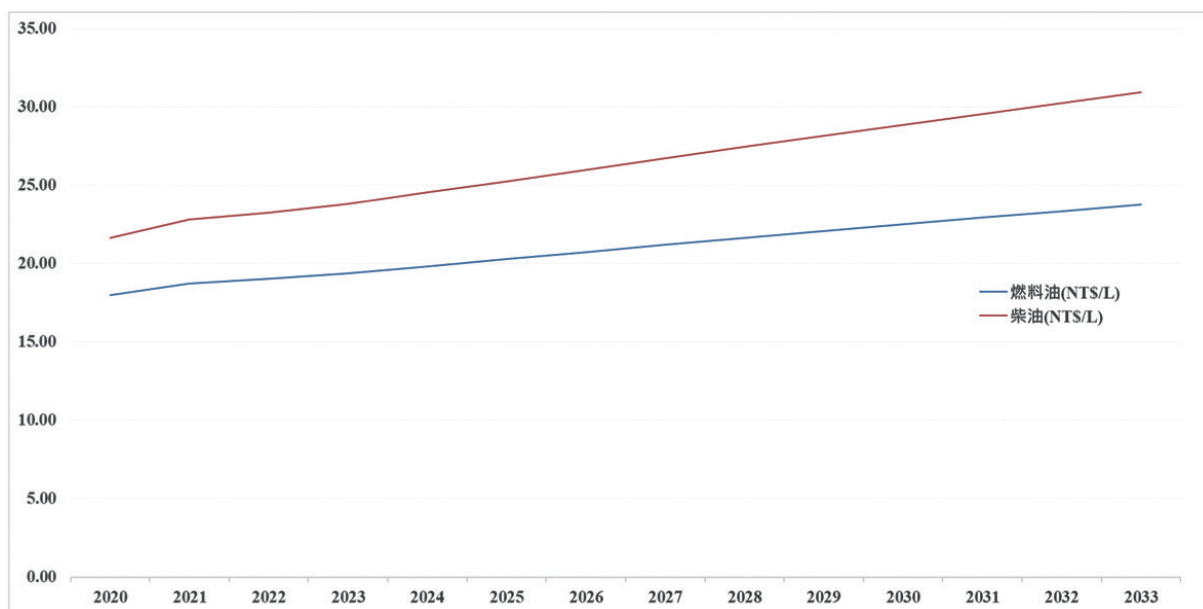
## 附 件

### 附件1：發電機組營運參數

電廠 / 機組	位置	燃料種類	裝置容量 (新設儲能預 設容量)	柴油消耗率	燃油消耗率 (儲能效率)	變動運維 成本	固定成本 (新建成本)
			(MW)	(L/MWh)	(L/MWh)	(NT\$/MWh)	(NT\$/MW)
機組A-1	本島	燃料油/柴油	7.90	0.40	219.87	1,158	862,266
機組A-2	本島	燃料油/柴油	7.90	0.40	219.87	1,158	862,266
機組A-3	本島	燃料油/柴油	7.90	0.40	219.87	1,158	862,266
機組A-4	本島	燃料油/柴油	7.90	0.40	219.87	1,158	862,266
機組A-5	本島	燃料油/柴油	8.25	6.07	226.52	2,754	1,777,938
機組A-6	本島	燃料油/柴油	8.25	6.07	226.52	2,754	1,777,938
機組A-7	本島	燃料油/柴油	8.25	6.07	226.52	2,754	1,777,938
機組A-8	本島	燃料油/柴油	8.25	6.07	226.52	2,754	1,777,938
機組A-9	本島	燃料油/柴油	11.50	3.24	223.19	1,956	1,320,102
機組A-10	本島	燃料油/柴油	11.50	3.24	223.19	1,956	1,320,102
機組B-1	本島	柴油	3.17	258.49	-	2,688	593,324
機組B-2	本島	柴油	3.17	258.49	-	2,688	593,324
機組B-3	本島	柴油	3.51	258.49	-	2,688	593,324
機組B-4	本島	柴油	3.49	258.49	-	2,688	593,324
機組B-5	本島	柴油	3.49	258.49	-	2,688	593,324
機組B-6	本島	柴油	3.49	258.49	-	2,688	593,324
機組C-1	烈嶼	柴油	1.54	268.70	-	3,376	1,168,911
機組C-2	烈嶼	柴油	1.54	268.70	-	3,376	1,168,911
機組C-3	烈嶼	柴油	1.00	268.70	-	3,376	1,168,911
機組C-4	烈嶼	柴油	1.00	268.70	-	3,376	1,168,911
機組C-5	烈嶼	柴油	1.00	268.70	-	3,376	1,168,911
再生能源1-1	本島	-	2.00	-	-	502	6,232,250
再生能源1-2	本島	-	2.00	-	-	502	62,32,250
再生能源2	本島	-	0.53	-	-	1,000	9,735,263
再生能源3	本島	-	7.67	-	-	5,713	-
再生能源4	烈嶼	-	0.21	-	-	5,713	-
新設燃油機組	本島	燃料油/柴油	-	3.24	223.19	2,754	1,320,102
新設柴油機組	本島/烈嶼	柴油	-	263.13	0.00	3,376	1,168,911
新設陸域風力	本島	-	-	-	-	502	6,232,250
新設太陽光電	本島/烈嶼	-	-	-	-	1,000	9,735,263
新設生質能	本島	-	-	-	-	3,948	
新設民營光電	本島/烈嶼	-	-	-	-	5,713	
新設儲能系統	本島/烈嶼	-	(1 MW/4 MWh)	-	86%	9,000	-

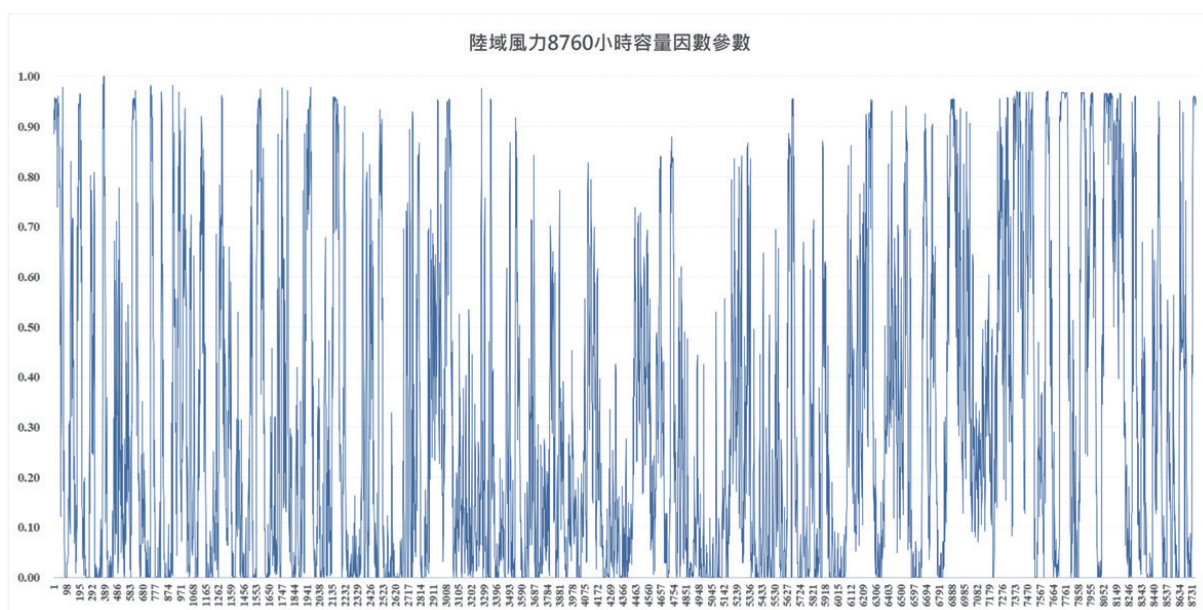
資料來源：台電公司統計推估資料

## 附件2：未來年燃料成本推估



資料來源：台電公司統計推估資料

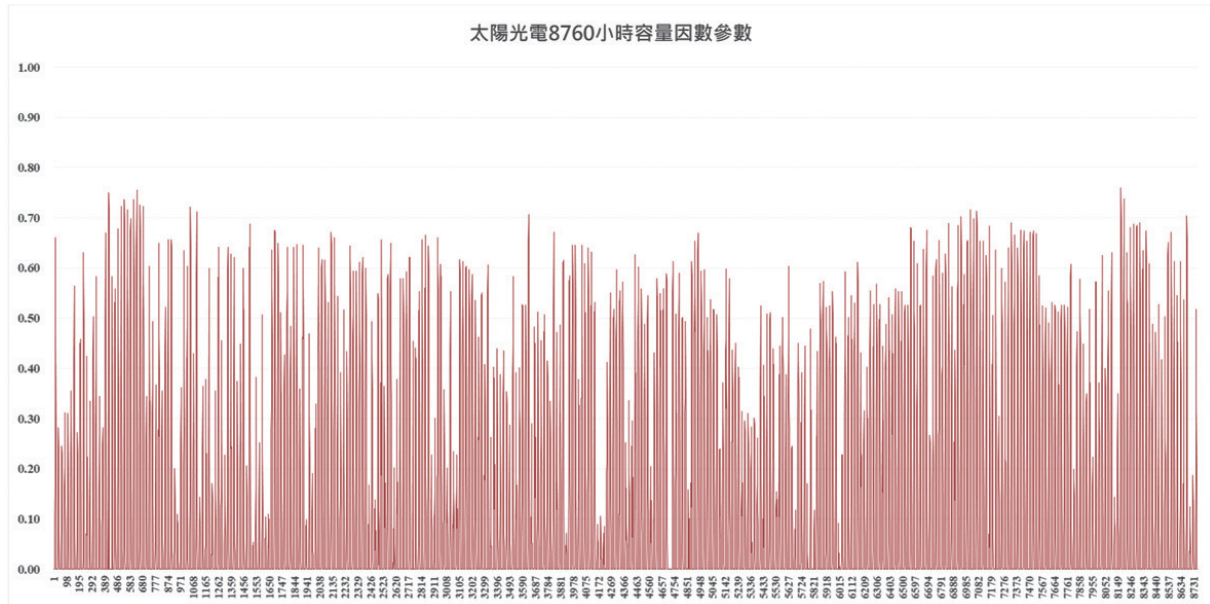
## 附件3：金門地區風力機組容量因數參數



資料來源：台電公司統計資料

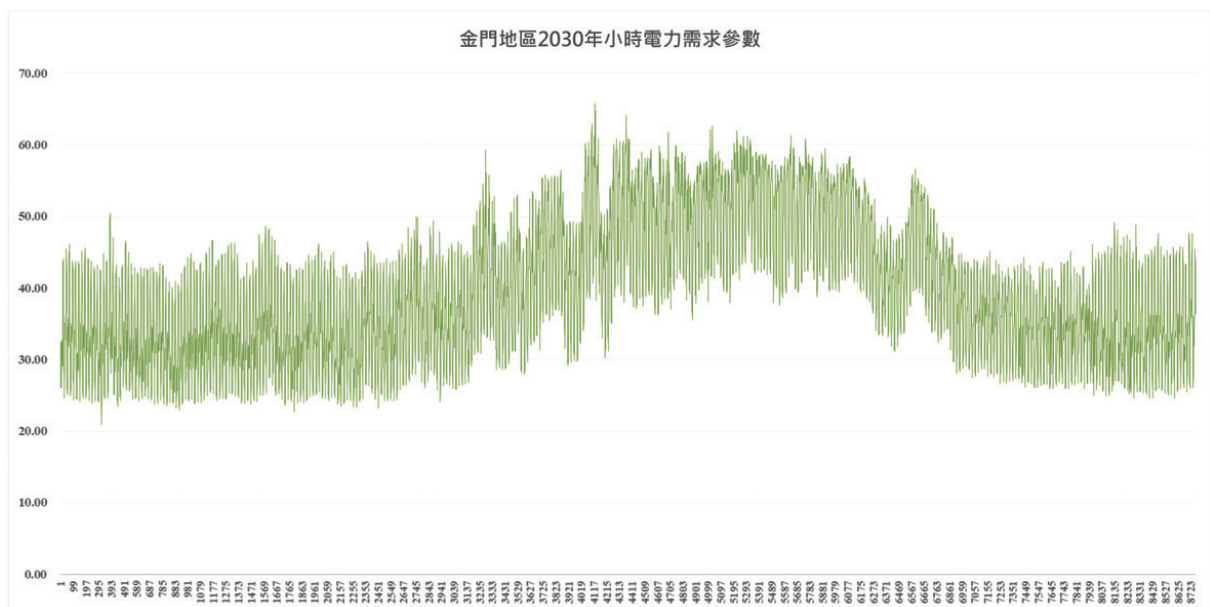


#### 附件4：金門地區太陽光電機組容量因數參數



資料來源：台電公司統計資料

#### 附件5：金門地區電力需求參數



資料來源：台電公司統計資料

# A Study on Low-carbon Power Supply Strategy in Kinmen

Chin-Ho Cho<sup>1\*</sup>   Yu-Ming Hung<sup>2</sup>   Yao-Jen Chang<sup>3</sup>

## ABSTRACT

This research employed linear programming methodology to establish an integrated resource planning model for power system in Kinmen, and analyzes Reference, Policy Decarbonization and Deep Decarbonization scenarios with the minimum power system operating cost objective. The main power supply of the power system is fuel-fired power (about 88%), renewable energy power supply accounts for about 9% and the power carbon emission coefficient is 0.633 kg/kWh for Reference Scenario in 2030. This scenario belongs to the power supply portfolio with high carbon emissions. In suppose to achieve the policy decarbonization target at the minimum cost in Kinmen, it is recommended that at least 8.66 MW of onshore wind power, 85.84 MW of PV and 4 MW/16 MWh of energy storage system be built before 2030. The Policy Decarbonization Scenario will increase renewable energy power supply in Kinmen to 44.72% of electricity demand in 2030; power cost will increase by about 17% compared with 2020. Power system can maintain 100% renewable energy supply for about four hours in peak day in 2030. Deep Decarbonization scenario analyzes the impact on power carbon emissions and capacity demand for renewable energy and energy storage system when renewable energy power supply reaches 50%, 60%, 70% and 80%, respectively. In suppose to increase renewable energy power supply in Kinmen to 80% in 2030, it is recommended that at least 170 MW of renewable energy (150 MW PV + 20 MW onshore wind) and 93 MW/372 MWh energy storage system be built before 2030, and 28% of the renewable energy generation relies on energy storage system for power supply. Deep Decarbonization scenario will reduce the power carbon emission coefficient to 0.137 kg/kWh in 2030, which are about 83% and 63% less than Reference scenario and Policy Decarbonization scenario, respectively. Deep Decarbonization scenario can maintain 100% Renewable energy supply for about 14 hours in peak day.

**Keywords:** Integrated Resource Planning, Power System, Decarbonization, Renewable Energy, Energy Storage System.

---

<sup>1</sup>Planner, Electricity Economics & Social Research Office, Taiwan Power Research Institute, Taiwan Power Company.

<sup>2</sup>Senior Planner, Electricity Economics & Social Research Office, Taiwan Power Research Institute, Taiwan Power Company.

<sup>3</sup>Ph.D, Department of Environmental Engineering, National, Chung Hsing University.

\* Corresponding Author, Phone: +886-2-2360-1267, E-mail: [u621502@taipower.com.tw](mailto:u621502@taipower.com.tw)

Received Date: January 11, 2021

Revised Date: April 6, 2021

Accepted Date: April 22, 2021