

# 因應我國再生能源政策之儲能系統需求評估

陳中舜<sup>1</sup> 張耀仁<sup>2\*</sup> 卓金和<sup>3</sup>

## 摘要

本研究運用Python結合PuLP求解模組編譯與運跑我國電力系統整合資源規劃模型的最佳化運算程式，該模型為混合整數線性規劃技術之應用，並涵蓋我國電力系統中全部的現有發電機組(廠)，可用於求解我國至2050年的最適電力供需策略，以及各種新發電機組的最佳建置排程規劃。因應我國未來將投入大量間歇性再生能源之情勢，電力系統勢必須要提供足夠的電力輔助服務，儲能系統是電力系統相當重要的輔助服務技術。因此，本研究將運用整合資源規劃模型先完成我國至2025年的再生能源最適發展策略研擬，再評估電力系統達成再生能源政策時的儲能系統需求量。本研究分別設計電網儲能、太陽光電儲能系統、陸域風力儲能系統、離岸風力儲能系統等四種技術供模型選擇，研究結果顯示各類儲能系統至2025年的累積需求量分別約為145 MW、895 MW、87 MW及885 MW，而全部儲能系統累計將須建置2,012 MW。新增之太陽光電、陸域風力及離岸風力若須搭配儲能進行供電，電力市場將會減少陸域風力發電機組的投資，再生能源於2025年的發電配比相對無須搭配儲能系統將會減少2%；導致2025年燃煤發電配比將會增加2%；2025年的售電成本將會增加5.4%；電力碳排放係數將增加2.6%。本研究最後建議政府相關單位應儘快評估再生能源發展對於電價的衝擊影響，並提出因應的策略，以及重新檢視我國的電力減碳目標推估是否過於樂觀。

**關鍵詞：**整合資源規劃，混合整數線性規劃，輔助服務，再生能源，儲能系統

## 1. 前言

為促進我國能源與環境的能夠永續發展，政府目前積極推動能源轉型的工程，希望在2025年可以達成燃氣50%、燃煤27%、再生能源20%及其它發電類別3%的電力供應配比目標，並達成非核家園政策。即使我國在2018年底通過了「以核養綠」的公投案，但因當前政府對非核家園政策的立場相當堅定，2025年無核能可用將成為既定的事實。再生能源發展主軸為太陽光電與離岸風力，並設定2025年分

別達成20 GW與5.7 GW的裝置容量目標，以太陽光電支援夏季尖峰的電力需求；離岸風力取代冬季的燃煤發電。政府也積極擴建天然氣接收站，期望我國2025年天然氣供應能力可達2,620萬噸，滿足當年50%燃氣發電占比的天然氣需求量(經濟部，2019c)。最後，希望透過以上政策目標降低我國2020年的電力碳排放係數至0.492公斤/度；及2025年電力碳排放係數至0.394公斤/度(經濟部，2018)。

為了讓電力系統對再生能源有更強的接納能力，提高電力供應的品質與可靠度，電力系

<sup>1</sup>中華經濟研究院 助理研究員

<sup>2</sup>中興大學 環境工程學博士

<sup>3</sup>台灣電力公司綜合研究所 專員

\*通訊作者電話: 0912-825316, E-mail: [kjlonkjl@gmail.com](mailto:kjlonkjl@gmail.com)

收到日期: 2019年08月26日

修正日期: 2019年10月23日

接受日期: 2019年10月29日

統必須準備足夠的輔助服務機組。儲能是電力市場中相當重要電力輔助服務技術，適合擔任電力系統中調頻備轉(Regulation Reserve)與反應備轉(Responsive Reserve)的角色，可有效控制再生能源間歇性導致電力系統頻率驟升驟降的問題(吳進忠，2019)。國外案例證實儲能是具備該項能力的輔助服務技術，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Loy Yang發電廠多次跳脫，Tesla儲能系統即時參與調頻，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的電力系統免於崩潰，該事件證實儲能的反應時間與調頻能力皆優於系統中其它的調頻機組，且可提升電力系統營運的安全性(曾輝等，2019)。

國內對於20%再生能源發電占比須多少量的儲能系統輔助尚是未定之論，有待國內各界提出具體的建議，儲能的需求程度將依它在電力系統中所扮演角色而有所異。若從電力供應備援的角度來看，電力系統因可優先調度燃氣機組、抽蓄水力或需量反應因應機組故障跳脫或再生能源預測不準確之備援需求，此情況相對不須要大量的儲能。但若從強化再生能源接納能力角度來看，為了使再生能源(風力與光電)出力更加平滑(降低間歇性影響)，並減少產生棄風棄光的情況，則必須倚靠儲能進行輔助服務。本研究欲探討的儲能議題即為強化電力系統對於間歇性再生能源的接納能力，但受於研究工具限制，本研究目前只從能量轉移的角度推估未來大量投入再生能源後，電力系統對於儲能的需求量。

本研究運用整合資源規劃(Integrated Resource Planning, IRP)模型，進行我國再生能源與儲能發展的情境分析，IRP模型為本研究協助台電公司綜合研究所建置的中長期電力供需規劃模型，該模型為運用開放程式語言Python編譯之混合整數線性規劃模型，整合我國電力系統的各種現有發電機組，再根據電力

負載預測資料，可求解我國至2050年的最小成本電力供需策略，以及各種新發電機組(含儲能)的最適建置排程。IRP模型開發至今已進行實際的應用，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之影響，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。陳中舜等(2019)運用IRP模型規劃我國推動能源轉型之新機組投入排程，並分析逐年售電成本、電力碳排放係數、天然氣消費量及備用容量率之變動，最後分析我國能轉型政策逐年的碳排放減量成本。

本研究目標為評估我國若於2025年達成再生能源目標，且同時須強化電力系統對間歇性再生能源的接納能力，電力系統須增建多少儲能系統?IRP模型的目標函數是電力系統營運最小成本，但目前儲能的成本遠高於其它發電技術，若沒有針對儲能設定發展目標或驅動的限制條件，模型最佳化過程並不會採用儲能技術。設定的驅動機制則須符合強化電網對再生能源接納能力的宗旨，因此針對風力發電與太陽光電間歇性供電的特性，分別設定「負載追隨」與「延後入夜」兩項驅動儲能系統投入的限制條件，限制未來新增風力發電與太陽光電須結合儲能，提升供電的彈性與可調度性。負載追隨機制將使結合儲能之風力發電機組供電能力可隨需求負載進行調節；延後入夜機制則可使結合儲能之太陽光電具入夜後可進行短暫供電的能力。

本研究為延續卓金和等(2018)與陳中舜等(2019)研究之IRP模型，擴充與細緻化模型的儲能架構，再生能源部分別設計「陸域風力儲能」、「太陽光電儲能」及「離岸風力儲能」技術，分別用於儲存陸域風力、太陽光電、離岸風力，且須滿足「負載追隨」或「延後入夜」的機制下進行供電。另外，針對電網設計電網儲能的選項，用於儲存電網剩餘電力，且營運須滿足「負載追隨」機制。本研究設計再生能源政策與再生能源政策+儲能兩情境，並

運用IRP模型分析我國未來至2025年達成再生能源發展目標且再生能源要具有彈性調度能力的同時，電力系統逐年須投入多少儲能的裝置容量，以及分析新增儲能系統的營運模式。再透過兩情境評估電力系統若強迫發展儲能，對於新發電機組投入排程、電力配比、售電成本及電力碳排放的影響。

## 2. 文獻回顧

國內外已有不少從事電力整合資源規劃的相關研究，多以數學規劃方法論(例如：線性規劃、整數規劃、動態規劃等)，進行電力供需最佳化模型的建置與應用。Hobbs (1995)提出電力整合資源規劃研究的最佳化模型架構，在此之後，國內外相繼有研究開始從事電力整合資源規劃的相關研究。國內研究部分，王京明(1997)曾以線性規劃建置我國電力部門成本最小化的經濟技術模型，評估課徵碳稅與能源稅對我國電力部門碳排放的減量成效。柯鄺等(2012)則以多目標規劃模型模擬我國本島電力供需規劃，模型以電力系統成本與碳排放同時達到相對最小化為目標函數，評估各種減碳情境的經濟效益。洪紹平與張四立(2016)也曾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，具備彈性的電力供需調節與調度能力。何叔憶等(2013)運用工研院TIMES模型<sup>1</sup>評估節能政策對我國住宅與服務業耗能設備的節能成效。郭瑾瑋等(2015)同樣運用工研院TIMES能源工程模型結合未來年電力負載預測資料，評估我國節能減碳政策推動對各部門電力負載的影響。黃郁青等(2017)運用核能研究TIMES模型評估電動車與電網級儲能對於我國電力系統的影響。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。

國外研究部分，Mai *et al.* (2013)替美國再生能源實驗室(NREL)建置電力整合資源規劃模型，以最小成本目標函數求解最佳的電力供需策略，該模型考量各類發電機組併網機制、發電機組的啟動與停機限制、儲能的儲電與放電機制，且時間區間劃分較細緻，可分析電力系統逐日或逐時的營運規劃。Zheng *et al.* (2014)提出中國的電力系統整合資源策略規劃模型，該模型特點為導入智慧電網與效能電廠架構，評估電力需求端節電技術投入對於電力系統之影響。Li *et al.* (2016)運用模糊數學規劃方法，從能源、經濟及環境的多目標層面，評估以天然氣為燃料的冷卻、熱與電(combined cooling heating and power)供應系統設計與營運的最佳化策略。Zhang *et al.* (2016)運用混合整數非線性規劃建立電力供應與傳輸的優化模型，模型中納入需量反應對於系統營運的影響，並分析電力系統新發電機組與輸電設備的擴建排程。Quashie *et al.* (2018)運用多目標最佳化模型分析加拿大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電網發展策略。Abdin and Zio (2018)則運用最佳化模型分析法國電網不同再生能源滲透情境對於未來10年電網的營運影響。

過去國內雖有不少研究運用模型針對我國電力系統進行分析，但大多屬靜態最佳化模型的應用，少有研究從事中長期電力供需規劃。目前只有工研院與核研所的TIMES模型研究團隊持續進行我國中長期能源供需規劃，但TIMES模型屬於區域及國家層級的能源供需規劃模型，對於電力系統(電力部門)架構設計皆不夠細緻，較難反應電力系統特性。國內目前也鮮少有從事儲能需求的研究，我國再生能源政策將來是否會面臨供電不穩定，儲能將扮演關鍵的角色。每個國家或區域的電力統規模與特性皆不相同，而國外研究關心的議題較廣，包括：電力調度規劃、效能電廠、熱電供應、

<sup>1</sup> TIMES模型是The Integrated MARKAL-EFOM System的縮寫，該模型為MARKAL (MARKet ALlocation)與EFOM (Energy Flow Optimization Model)兩模型之結合體。



需量反應、微電網或再生能源發展對於電網影響。本研究模型因屬中長期電力供需規劃模型，無法從事電力調度與微型電網相關議題的研究，以及我國對於熱能的需求相對較低。因此，本研究將著重補強過去國內研究的不足，並納入國外較受關切的電力議題，建置我國的電力供需最適化模型，分析我國再生能源政策的最適發展路徑，以及評估政策推動對於電力系統的影響。

### 3. 整合資源規劃模型

本研究運用IRP模型評估我國未來因應再生能源發展之儲能需求量，IRP模型為整合電力供給與需求端技術的動態混合整數線性規劃模型，可用於求解我國電力系統未來至2050年的最小成本電力供需策略。該模型運用開放程式語言Python結合PuLP最佳化求解工具進行運算程式編譯，並運用Microsoft Excel-VBA設計模型使用者操作介面與運算所需之參數資料庫，構成電力供需規劃的決策支援工具。IRP模型的維護成本低，人性化使用者介面可讓不熟悉程式語言與模型建置的使用者更容易地進行操作。

#### 3.1 模型架構

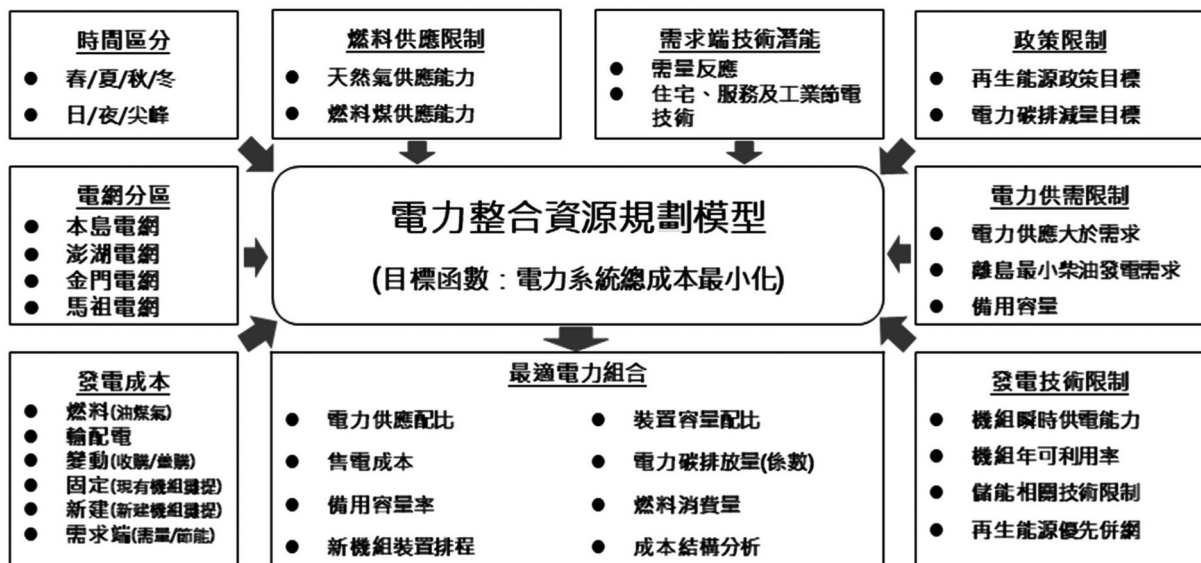


圖1 IRP模型架構(本研究繪製)

IRP模型架構如圖1所示，本研究將模型全年劃分為春夏秋冬四季，再將每季節劃分成日、夜及尖峰三時段，共劃分成12個時間區間。考量我國電網的現況，將電力系統劃分成本島、澎湖、金門及馬祖四個獨立電網，各電網須各自達成供需平衡。發電成本包含：燃料成本、輸配電成本、變動運維成本、現有機組固定運維成本、新建機組的建置成本攤提及需求端節電與需量反應成本，目標函數由以上成本項目加總之最小化。限制條件包含電力供需限制、發電技術限制、燃料供應限制、政策限制及需求端技術潛能限制。

#### 3.2 數學模式

##### 3.2.1 目標函數

IRP模型以電力系統每年營運總成本最小化為目標函數，如式(1)所示，為每年的輸配電總成本、燃料消費總成本、變動運維總成本、現有機組固定總成本、新發電機組建置的總攤提成本及需求端節電投入總成本之總和。

$$\begin{aligned} \text{MINIMIZE\_TOT\_TRAN\_CT}_i + \text{TOT\_FUEL\_} \\ \text{CT}_i + \text{TOT\_VOM\_CT}_i + \text{TOT\_CAP\_CT}_i + \\ \text{TOT\_EPP\_CT}_i \end{aligned} \quad (1)$$

其中， $TOT\_TRAN\_CT_t$  為  $t$  年的輸配電總成本(NT\$/Yr)； $TOT\_FUEL\_CT_t$  為  $t$  年的燃料消費總成本(NT\$/Yr)； $TOT\_VOM\_CT_t$  為  $t$  年的變動運維總成本(NT\$/Yr)； $TOT\_CAP\_CT_t$  為  $t$  年的新發電機組建置成本攤提總和(NT\$/Yr)； $TOT\_EPP\_CT_t$  為  $t$  年的節電技術投入總成本(NT\$/Yr)。

### 輸配電年總成本

輸配電年總成本由每座發電機組的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。

$$TOT\_TRAN\_CT_t = \sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * TRAN\_CT_{kt} \quad \forall_t \quad (2)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為發電機組  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $TS_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段的時間長度(hr)； $TRAN\_CT_{kt}$  為發電機組  $k$  於  $t$  年之單位輸配電成本(NT\$/MWh)。

### 燃料消費年總成本

燃料消費年總成本由使用燃料之發電機組  $k(k \in F)$  之發電量乘上單位燃料消耗係數與燃料成本之總和，如式(3)所示。

$$TOT\_FUEL\_CT_t = \sum_i \sum_j \sum_{k \in F} GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * FU\_CON_{kt} * FU\_CT_{kt} \quad \forall_t \quad (3)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為須要使用燃料的發電機組  $k(k \in F)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $FU\_CON_{kt}$  為須要使用燃料的發電機組  $k(k \in F)$  於  $t$  年之燃料消耗係數(燃油與柴油：L/kWh、燃煤：kg/kWh、燃氣：CUM/ kWh)； $FU\_CT_{kt}$  為  $k$  燃料於  $t$  年之燃料成本(燃油與柴油：NT\$/L、燃料煤：NT\$/kg、天然氣：NT\$/CUM)； $F$  代表須要使用燃料(油、煤、氣及核能)之發電機組。

### 變動運維年總成本

變動運維年總成本由各發電機組發電量乘上單位變動運維成本之總和，如式(4)所示。

$$TOT\_VOM\_COST_t = \sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * VOM\_CT_{kt} \quad (4)$$

其中， $VOM\_CT_{kt}$  為發電機組  $k$  於  $t$  年之單位變動運維成本(NT\$/MWh)。

### 新機組每年建置成本攤提總和

新機組每年建置成本攤提總和由新建發電機組( $k \in N$ )的容量乘上每年攤提折舊的建置成本之總和，如式(5)所示。因本研究無法取得電廠除役的殘值資料，發電廠是個結構複雜的設施，本研究非實際從事建廠規劃，難以估算電廠除役時的殘值。再者，考量傳統電廠營運期設定皆高達20~40年，規劃時所估算的殘值，至電廠除役時，是否還有如此的價值都是高度的不確定性，因此模型進行成本攤提暫不考慮殘值。

$$TOT\_CAP\_COST_t = \sum_i \sum_{k \in N} \frac{(CAP_{k(t-1)} + CAP_{ikt} + N_{ikt} * FNCAP_k) * CAP\_CT_k}{YRS\_DEPREC_k} \quad \forall_t \quad (5)$$

其中， $CAP_{k(t-1)}$  為新發電機組  $k(k \in N)$  於  $t-1$  年之累積新建裝置容量(MW)； $CAP_{ikt}$  為新發電機組  $k(k \in N)$  於  $t$  年  $i$  季之投入裝置容量變數(MW)； $CAP\_CT_{kt}$  為新發電機組  $k(k \in N)$  於  $t$  年的建置成本(NT\$/MW)； $N_{ikt}$  為新發電機組  $k$  (燃煤與燃氣)於  $t$  年  $i$  季之機組新增數量變數； $FNCAP_k$  為新發電機組  $k$  (燃煤與燃氣)之固定新增容量(MW)； $YRS\_DEPREC_k$  為新發電機組  $k(k \in N)$  建置成本攤提年數(Year)； $N$  代表新建置的發電機組。

### 需求端每年的節電總成本

需求端每年的節電總成本由各節電技術( $l \in EPP$ )每年節電量乘上單位節電成本之總和，如式(6)所示。

$$TOT\_EPP\_COST_t = \sum_i \sum_j \sum_{l \in EPP} EPP_{ijlt} * TS_{ijt} * EPP\_CT_{lt} \quad \forall_t \quad (6)$$

其中， $EPP_{ijlt}$  為節電技術  $l$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之節

電量變數(MW)； $EPP\_CT_{it}$  為節電技術  $l$  ( $l \in EPP$ ) 於  $t$  年之單位節電成本(NT\$/MWh)； $EPP$  代表節電技術。

### 現有機組固定年總成本(不列入目標函數)

現有機組固定年總成本由現有發電機組( $k \in E$ )容量乘上單位固定成本之總和，如式(7)所示。現有機組固定成本為每年固定，該項成本不列入目標函數，不參與模型最佳化程序，但會計入系統總成本。

$$TOT\_FOM\_COST_t = \sum_{k \in E} CAP_{ikt} * FOM\_CT_{kt} \quad (7)$$

其中， $TOT\_FOM\_COST_t$  為  $t$  年的總固定成本(NT\$/Yr)； $CAP_{ikt}$  為現有發電機組  $k$  ( $k \in E$ ) 於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $FOM\_CT_{kt}$  為發電機組  $k$  ( $k \in E$ ) 於  $t$  年之單位固定成本(NT\$/MW-Yr)； $E$  代表現有發電機組。

### 3.2.2 限制條件

模型須在設定的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、保證購電時數、再生能源優先併網、儲能(含抽蓄水力)充放電效率、新建機組發展潛能上限、燃料供應上限、備用容量率目標、離島柴油發電最小需求量、電力碳排放限制、政策目標限制、需求端可節電潛等限制。各項限制式詳述如下：

### 電力供應大於需求

電力的總供應扣除線路損失須大於等於電力需求、抽蓄儲電及儲能儲電之總和再減掉節電技術之節電量。模型中本島、澎湖、金門與馬祖設定為獨立電網，因此須獨立地滿足各自區域的電力需求，本島電網限制式如式(8)，而澎湖、金門與馬祖電網限制如式(9)所示。

$$\sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * (1 - LOSS) \geq DEM_{ijt} + PSH\_STO_{ijt} + STO\_STO_{ijt} - \sum_k EPP_{ijkt} * TS_{ijt} \quad \forall_{ijt} \quad (8)$$

$$\sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * (1 - LOSS) \geq DEM_{ijt} \quad \forall_{ijt} \quad (9)$$

其中， $LOSS$  為線路損失率(%)； $DEM_{ijt}$  為  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之電力需求(MWh)； $PSH\_STO_{ijt}$  為抽蓄水力機組於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之儲電量變數(MWh)； $STO\_STO_{ijt}$  為儲能機組於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之儲電量變數(MWh)； $EPP_{ijkt}$  為節電技術  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之節電量變數(MW)。

### 機組供電能力

發電機組(不含風力與太陽光電)  $k$  於  $i$  季  $j$  時段之平均負載須小於等於各機組最大供電能力，如式(10)所示，而儲能機組的最大可儲電量須小於等於機組的容量乘以時間長度，如式(11)所示。各機組年發電量需小於等於發電機組(不含風力與太陽光電)  $k$  的裝置容量乘上機組年可利用率與8,760小時，如式(12)所示。儲能機組計算年可利用率限制須同時考量儲放電的操作時間，如式(13)所示。

$$GEN_{ijkt} \leq CAP_{ikt} * MAXSF_{kt} \quad \forall_{ijk(k \in Wind \& PV)t} \quad (10)$$

$$STO_{ijkt} \leq CAP_{ikt} * TS_{ijt} \quad \forall_{ijk(k \in STO)t} \quad (11)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \leq CAP_{ikt} * AF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in Wind \& PV)t} \quad (12)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} + STO_{ijkt} \leq CAP_{ikt} * AF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in STO)t} \quad (13)$$

其中， $CAP_{ikt}$  為發電機組  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $MAXSF_{kt}$  為發電機組  $k$  於  $t$  年之瞬時最大供電能力係數； $AF_{kt}$  為發電機組  $k$  於  $t$  年之年可利用率。

現有民營燃煤或燃氣發電機組( $k \in IPP$ )之年發電量須大於等於該機組裝置容量乘上年保證購電率與8,760小時，如式(14)所示。

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq CAP_{ikt} * IPPMINAF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in IPP)t} \quad (14)$$



其中， $GEN_{ijkt}$  為現有民營燃煤或燃氣複循環發電機組  $k(k \in IPP)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $CAP_{ikt}$  為現有民營燃煤或燃氣複循環發電機組  $k(k \in IPP)$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $IPPMINSF_{kt}$  為現有民營燃煤或燃氣複循環發電機組  $k(k \in IPP)$  於  $t$  年之保證最小購電比率(%)； $IPP$  代表民營發電機組(廠)。

模型設定風力( $k \in WIND$ )與太陽光電( $k \in PV$ )發電機組所發之電可優先併網，也就是風力與太陽光電機組  $k$  於  $i$  季  $j$  時間區間之平均負載加上由儲能儲電量等於風力與太陽光電機組  $k$  於  $i$  季之裝置容量乘以風力與太陽光電機組  $k$  於  $i$  季  $j$  時段的容量因數，如式(15)所示。

$$GEN_{ijkt} + STO_{ijkt} = CAP_{ikt} * CF_{ijkt} \quad \forall k(k \in WIND \& PV)_t \quad (15)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為風力與太陽光電發電機組  $k(k \in WIND \& PV)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $STO_{ijkt}$  為搭配儲能之風力與太陽光電機組  $k(k \in WINDSTO \& PVSTO)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之儲電量變數(MW)； $CAP_{ikt}$  為風力與太陽光電發電機組  $k$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $CF_{ikt}$  為風力與太陽光電發電機組  $k(k \in WIND \& PV)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之容量因數。

新建燃煤、燃煤CCS(二氧化碳捕獲與封存, Carbon Capture and Storage, CCS)或燃氣複循環機組除須滿足式(10)與式(12)外，另設定新建機組每年供電量必須大於等於新投入機組裝置容量乘上年最小供電比例，如式(16)所示。此限制是為了防止模型興建新發電機組，但卻出現利用率低的情況，新建發電機組的效率理應優於現有發電機組，應該優先被用於發電。

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq NCAP_{ikt} * NCAPMINAF_{kt} * 8,760 \quad \forall k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)_t \quad (16)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為新投入發電機組  $k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $NCAP_{ikt}$  為新投入發電機組  $k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)；

$NCAPMINSF_{kt}$  為新投入發電機組  $k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)$  於  $t$  年之最小供電率(模型設定為60%)； $N$ 代表新投入發電機組； $USC$ 代表超超臨界燃煤發電機組； $CCS$ 代表具碳捕獲功能之燃煤發電機組； $NGCC$ 代表燃氣複循環發電機組。

## 新機組發展潛能

模型中每年各新機組( $k \in N$ )建置的累積容量必須小於等於當年最大可建置潛能，如式(17)及(18)所示，其中，式(18)只適用於新建置的燃煤、燃煤CCS及燃氣發電機組。

$$\sum_{t=StartYr}^{t-1} NCAP_{kt} + \sum_i NCAP_{ikt} \leq POT_{kt} \quad \forall ik(k \in N)_t \quad (17)$$

$$\sum_{t=StartYr}^{t-1} NCAP_{kt} + \sum_i FNCAP_{kt} * N_{ikt} \leq POT_{kt} \quad \forall k(k \in N \& USC, CCS, NGCC)_t \quad (18)$$

其中， $POT_{kt}$  為新建發電機組  $k$  於  $t$  年之可新增裝置容量上限(MW)； $StartYr$  為模型分析的起始年。

## 離島柴油發電最小需求

本島中的離島(例如：蘭嶼鄉、綠島鄉及琉球鄉)目前只有柴油機組可進行供電，但這三區域實際上又與本島電網不相連，為確保這些三個區域有足夠柴油發電供應，特限制三個區域的柴油發電機組每個時間區間都必須進行供電，如式(19)所示。

$$GEN_{ijkt} \geq CAP_{ikt} * DSLMINSF_{kt} \quad \forall ik(k \in DSL)_t \quad (19)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為離島(蘭嶼鄉、綠島鄉及琉球鄉)柴油發電機組  $k(k \in DSL)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $CAP_{ikt}$  為離島(蘭嶼鄉、綠島鄉及琉球鄉)柴油發電機組  $k(k \in DSL)$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $DSLMINSF_{kt}$  為  $t$  年柴油機組最小供電比例(模型設定50%)。

## 抽蓄水力與儲能機組運作機制與效率

抽蓄水力之發電量須等於抽蓄水力蓄電

量乘上充放電效率係數，同時限定抽蓄水力的發電量須來自它的蓄電量。另外，設定抽蓄水力當季的儲電須在當季被用於發電，所以分別設定抽蓄水力春夏秋冬各自達成儲電與放電平衡，如式(20)所示。考量抽蓄水力為穩定電力供需之備轉機組，模型設定抽蓄水力機組每年需最小額度的出力，否則抽蓄水力發電會因成本較高(充電+放電成本)而較難被模型選用，如式(21)所示。

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j PSH\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(j \in SP, SM, AU \text{ or } WN) k(k \in PSH)t} \quad (20)$$

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq CAP_{ikt} * PSHMINSF_{kt} * 8,760 \quad \forall_{k(k \in PSH)t} \quad (21)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為抽蓄水力機組  $k(k \in PSH)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $RTE_{kt}$  為抽蓄水力  $k(k \in PSH)$  於  $t$  年之充放電效率係數(%)； $CAP_{ikt}$  為抽蓄水力機組  $k(k \in PSH)$  於  $t$  年  $i$  季之裝置容量(MW)； $PSHMINSF_{kt}$  為抽蓄水力  $k$  於  $t$  年之年最小發電時數比例(模型設定：10%)。

另外，儲能系統每季也須滿足充放電平衡，並且設定每季所儲存之電力須在該季用於發電，限制條件設定如式(22)所示。

$$\sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} = \sum_j STO\_STO_{ijkt} * RTE_{kt} \quad \forall_{i(j \in SP, SM, AU \text{ or } WN) k(k \in STO)t} \quad (22)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為儲能機組  $k(k \in STO)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $RTE_{kt}$  為儲能機組  $k(k \in STO)$  於  $t$  年之充放電效率係數(模型設定：81%)。

## 需求端節電技術潛能限制

模型中各種節電技術投入時，每年可節省電量須小於等於當年最大可節電潛能，如(23)所示。

$$\sum_i \sum_j EPP_{ijlt} * TS_{ijt} \leq EPP\_POT_{lt} \quad \forall_{k(l \in EPP)t} \quad (23)$$

其中， $EPP\_POT_{lt}$  為節電技術  $l$  於  $t$  年之最大可

節電量上限(MWh)。

## 燃料供應上限

模型中燃料煤( $k \in COA$ )與天然氣( $k \in NG \& NGCC$ )每年消費量須小於等於當年之最大可供應量，如式(24)所示。

$$\sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * FU\_CON_{kt} \leq MAX\_FUEL\_SUP_{kt} \quad \forall_{k(k \in COA, NG \text{ or } NGCC)t} \quad (24)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為燃煤或燃氣發電機組  $k(k \in COA \& NG \& NGCC)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $MAX\_FUEL\_SUP_{kt}$  為燃料(燃料煤或天然氣)  $k$  於  $t$  年之最大可供應量(kg或CUM)。

## 備用容量率限制

電力系統中所有機組之淨尖峰能力總和扣除尖峰負載再除以尖峰負載需大於等於設定之備用容量率目標，如式(25)所示。

$$\frac{(\sum_k CAP_{ijkt} * NPC_k) - LOAD_{pk}}{LOAD_{pk}} \geq RES\_MAR_t \quad \forall_{i(i \in SM)j(j \in pk)kt} \quad (25)$$

其中， $NPC_k$  為發電機組  $k$  之淨尖峰出力能力； $LOAD_{pk}$  為  $t$  年之尖峰負載(MW)； $RES\_MAR_t$  為  $t$  年之備用容量率設定目標(%)。

## 電力碳排放限制

電力碳排放量與電力碳排放係數必須小於等於設定之標準，分別如(26)與式(27)所示。

$$\sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * HEAT_k * EMI_k \leq EMI\_STD_t \quad \forall_{ijk(k \in Fuel)t} \quad (26)$$

$$\sum_i \sum_j \sum_k GEN_{ijkt} * TS_{ijt} * HEAT_k * EMI_k \leq TOT\_SUP_t * EMICOEF\_STD_t \quad \forall_{ijk(k \in Fuel)t} \quad (27)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為須要使用燃料的發電機組  $k(k \in Fuel)$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $HEAT_k$  為發電機組  $k(k \in Fuel)$  所用燃料熱值(kcal/L或kcal/kg)； $EMI_k$  為發電機組  $k(k \in Fuel)$  所用燃料



之碳排放係數(kg/kcal)； $TOT\_SUP_t$  為  $t$  年總發電量變數(MWh)； $EMI\_STD_t$  為  $t$  年允許之電力碳排放量(ton/Yr)； $EMICOEF\_STD_t$  為  $t$  年允許之電力排放係數(kg/kWh)。

## 政策目標

根據政府再生能源發展目標，各再生能源技術當年發電量、裝置容量或特定發電技術占比目標之限制式分別如式(28)、式(29)及式(30)所示。

$$\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt} \geq GEN\_TAR_{kt} \quad \forall k(k \in REN)_t \quad (28)$$

$$CAP_{kt} + TOTNCAP_{kt} \geq CAP\_TAR_{kt} \quad \forall k(k \in REN)_t \quad (29)$$

$$\frac{\sum_i \sum_j GEN_{ijkt} * TS_{ijt}}{TAR_t} \geq \frac{TOT\_SUP_t * GEN\_RAT\_TAR_t}{TAR_t} \quad \forall k(k \in REN)_t \quad (30)$$

其中， $GEN_{ijkt}$  為再生能源或特定發電機組  $k$  於  $t$  年  $i$  季  $j$  時段之平均負載變數(MW)； $GEN\_TAR_{kt}$  為個別再生能源或特定發電機組  $k$  於  $t$  年之發電量目標(MWh)； $CAP_{k(k \in E)_t}$  為現有再生能源或特定發電機組  $k$  於  $t$  年之總裝置容量目標(MW)； $TOTNCAP_{kt}$  為新建的再生能源或特定發電機組  $k$  於  $t$  年之累積總裝置容量； $CAP\_TAR_{kt}$  為各種再生能源或特定發電機組  $k$  於  $t$  年之裝置容量目標(MW)； $GEN\_RAT\_TAR_t$  為特定發電機組  $k$  於  $t$  年之發電比例目標(%)。

### 3.2.3 模型參數設定

IRP模型運算所需參數的規模相當龐大，大部分參數直接採用台電公司實績數據或以歷史數據進行推估，其中部分的參數資料因涉及敏感，目前尚不宜逐筆公開。因此，該節將只針對重要的參數進行設定與假設邏輯的說明，涉及敏感的資料則以簡化的方式進行呈現。各類參數詳的細設定與假設說明如下：

## 時間區間設定

模型將全年8,760個小時劃分成12個時間區間，每年3~5月間設定為春季；6~8月間設定為夏季；9~11月間設定為秋季；12~2月間設定為冬季。以台電公司最新類別小時發電量資料，進行各時間區間小時數的統計，將每季太陽光電可供電的時數設定為當季日間的總時數；太陽光電當季無法供電之小時數設定為當季夜間總時數，此設定可反應太陽光電夜間無法供電的特性，但可能與真實當季的晝夜時數會有所差異，該設定也可反應風力發電在各季節與日夜的供電差異，讓再生能源間歇性供電特性可適度反應在模型裡。每季皆設定有1小時為尖峰負載，反應機組容量能否滿足每季的尖峰負載，並計算規劃案備用容量率，與台電公司制定尖離峰時刻用於區分電價的功能是不同的。

## 輸配電成本

輸配電成本參數運用經濟部公告之「108年輸配電業各項費率方案」之資料，參數設定如表1所示。公告之輸配電成本方案包含輔助服務、電力調度、轉供輸電及轉供配電4項費率，目前傳統發電機組所發之電力須涵蓋這四項費率，但再生能源輸配電費率可選擇的組合相對較複雜，模型假設再生能源皆以併網直供方式

表1 模型輸配電成本參數設定

項目	輸配電成本(元/度)
燃油發電	0.8242
柴油發電	0.8242
燃煤發電	0.8890
燃氣發電	0.6173
核能發電	0.3585
抽蓄水力	0.3585
再生能源_不排碳	0.0291
再生能源_排碳	0.2044
氣電共生	0.8890

資料來源：經濟部，2019a。

進行電力傳輸，因此再生能源輸配電費率只須

涵蓋輔助服務與電力調度費用。因此，再生能源輸配電成本相對其他傳統火力低許多，導致再生能源在成本效益上可能會超越某些傳統火力發電機組，模型為最小成本目標函數，該參數設定將可能成為發電技術在模型中競爭的關鍵影響因素。

## 燃料成本

模型須要使用燃料的發電機組為燃油、柴油、燃煤、燃氣及核能發電，燃料成本的參數推估如表2所示，此為台電公司107年之推估值與參考電業年報的資料。核燃料假設未來年的成本參數為固定值，其餘燃料成本推估則皆為逐年正成長。燃料價格若逐年正成長，將使部分傳統發電機組未來年的成本會增加，將會影響其在模型最小目標函數下的競爭結果。

## 發電機組技術與成本參數

發電機組所需參數包含機組的燃料消耗係數、變動運維成本、固定成本(新建成本)、機組瞬時供電能力(再生能源容量因數)、年利用率(機組每年最小調度時數比例)等，如表3所示，同時該表也陳列模型中所有的發電機組類別。只有現有與新建火力機組考量燃料消耗係數，現有火力機組使用台電公司「107年統計年報」各機組燃料消耗率最新統計資料進行參數設定，新建機組燃料消耗率則以現有機組燃料消耗率最小值代替。現有機組變動運維成本與固定成本採用台電公司各機組成本之統計

資料，台電公司新建機組變動運維成本以現有機組平均值代替，台電公司的新建機組考慮逐年建置成本攤提。現有民營電廠不考慮固定成本，直接以收購價格設定為變動運維成本，躉購制度之民營再生能源發電廠直接以政府最新躉購價格設定變動運維成本。現有生質能(焚化廠)只考慮變動運維成本，並以每廠每年售予台電的平均價格作為變動運維成本，新設生質能直以躉購價格作為變動運維成本。模型儲能變動運維成本參考LAZARD (2018)的均化成本資料，LAZARD以設置容量100 MW/400 MWh為基準計算儲能的均化成本。

傳統火力機組之瞬時供電能力以機組的淨尖峰能力進行設定，但尖峰時段則允許機組可進行全額出力。現有太陽光電與風力之容量因數參數運用107年各機組容量因數實績值，新建太陽光電或風力機組被劃分成興建於北、中或南三種技術類別，北中南各自的容量因數以各自區域內現有機組平均值取代。現有與新建發電機組的年利用率採用過去5年的實績值平均值進行設定，但太陽光電、陸域風力及離岸風力因屬於間歇性的供電技術，且模型設定這三種電力為優先併網，此三種發電機組將不設定年利用率限制，而現有與新建生質能的年利用率以各廠最新營運實績進行定。

模型參數實際的運用並非如表3如此簡化，表中許多參數以區間形式呈現，主要原因為原始參數規模龐大與資料涉及敏感，不易也不宜逐筆呈現。以臺中火力電廠為例，模型將

表2 燃料成本參數設定

年度	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
天然氣(NT\$/CUM)*	9.89	11.52	11.43	11.91	12.34	12.64	12.96	13.24
燃料油(NT\$/L)*	12.40	14.66	14.27	15.08	15.63	16.48	17.26	17.77
柴油(NT\$/L)*	19.39	23.28	22.64	23.47	24.21	24.72	25.27	25.75
燃料煤(NT\$/kg)*	2.57	3.04	3.04	2.93	2.97	3.00	3.04	3.07
核燃料(NT\$/kWh)**	357.60	357.60	357.60	357.60	357.60	357.60	357.60	357.60

\*台電公司，2018a。

\*\*台電公司，2018b。

表3 發電機組參數設定

發電機組 (k)	燃料消耗係數* [L, CUM or kg / MWh]	變動運維成本** (躉購價格) [NT\$/MWh]	固定成本** (新建成本) [10 <sup>3</sup> NT\$/MW]	供電能力***** (容量因數)[%]	年可利用效率* (最小調度比 率)[%]
現有燃油機組	232~291	47~973	87~16,263	96	91
現有柴油機組	257~369	693~2,509	34~271,422	96	90
現有燃煤機組	358~407	24~312	18~2,652	94	91
現有燃煤機組 (民營)	360	2017	-	94	91(51)
現有燃氣機組	195~233	11~186	45~4,611	98	89
現有燃氣機組 (民營)	181	3,409	-	98	89(49~57)
現有核能機組	-	118~269	279~1,396	94	91
現有水力機組	-	53~1,873	179~732,033	40~87	21/85
現有抽蓄機組	-	90~129	325~872	92	21
現有陸域風力	-	260~1,767	1,036~12,142	(3~66)	-
現有太陽光電	-	1,000	9,735	(4~50)	-
現有離岸風力	-	(5,516) ***	-	(26~49)	-
現有陸域風力 (民營)	-	2,000~2,821	-	(11~66)	-
現有太陽光電 (民營)	-	5,359	-	(23~64)	-
現有生質能 (焚化廠)	-	1,687~2,922*****	-	73	76*****
汽電共生	263	1,896	-	31	11
新設燃油機組	260	1,371	7,610****	96	91
新設柴油機組	257	380	7,610****	96	90
新設燃煤機組	359	44	950,770****	94	91
新設燃氣機組	198	72	39,959****	98	89
新設陸域風力	-	(2,528) ***	-	(13~66)	-
新設太陽光電	-	(4,360) ***	-	(22~64)	-
新設離岸風力	-	(5,516) ***	-	(26~49)	-
新設生質能	-	(3,894) ***	-	73	76*****
新設地熱	-	(5,196) ***	-	80	85
新設儲能	-	9,000*****	-	92	80

\*台電公司，2018c。

\*\*台電公司，2018d。

\*\*\*經濟部，2019b。

\*\*\*\*International Energy Agency, 2015.

\*\*\*\*\*台電公司，2019。

\*\*\*\*\*環保署，2019年。

\*\*\*\*\*LAZARD, 2018.



該廠劃分成10座機組，而每座機發電機組皆有各自的燃料消耗率、變動運維成本、固定成本、供電能力及年可利用率參數，其它每座傳統火力電廠亦同。區間值則是代表這些現有發電機組個別所用參數的最小值與最大值，也就是這些機組所使用的參數皆不同，但值皆會落於這個區間之內。另以陸域風力的容量因數參數(3%~66%)為例，代表模型中有某個陸域風力發電廠某個時間區間的平均容量因數實績值是3%，以及某個陸域風力發電廠某個時間區間的平均容量因數實績值是66%，而模型中所有陸域風力發電廠的容量因數設定皆不同，但都會落於這個區間之內。

## 新建機組發展上限

模型中新增的各種新發電技術須設定潛能上限，否則新建機組可能會出現大量且不合理的增建現象。其中，燃油、柴油、燃煤及燃氣複循環的新增機組潛能參考台電公司最新電源開發方案之機組新建排程，其中，執行中發電計畫的機組裝置容量將於目標年被強迫加入系統營運，而規劃中的機組容量視為未來可新建的潛能。再生能源則參考工研院「臺灣2050」推估潛能資料作為發展的上限。但工研院推估潛能資料為5年1期的推估值，本研究模型是逐年規劃的動態模型，因此再採用內插方式取得逐年的再生能源發展潛能推估值，如表4所示。模型若無另設機組發展的限制條件，每年各種新再生能源機組的可新增裝置容量將小於等於

每年可新增裝置容量潛能，因此本研究進行再生能源政策的模擬時，必須將新建機組發展限制條件解除，否則模型將很容易產生無解的情況。

## 碳排放相關參數

模型碳排放只計算燃油發電、柴油發電、燃煤發電、燃氣發電、生質能及汽電共生之碳排放，其餘發電機組則不計碳排放，計算如式(24)，模型以燃料的熱值與碳排放係數進行電力的碳排放計算，如表5所示。模型的汽電共生機組只計入每度電的收購成本，並無涵蓋燃料成本，也無設定明確的燃料使用類別，所以暫假設汽電共生使用的燃料為燃料煤。

表5 燃料熱值與碳排放係數

燃料類別	熱值*	碳排放係數** (kg/TJ)
燃料油	9,600(kcal/L)	77,400
柴油	8,400(kcal/L)	74,100
燃料煤	5,700(kcal/kg)	94,600
天然氣	9,000(kcal/CUM)	56,100
廢棄物	2,000(kcal/kg)	91,700

\*能源局，2019。

\*\*能源局，2018。

## 電力需求

模型電力需求參數採用台電公司107年長期負載預測之全國需電量，模型應用上將未來年全國需電量預測按各區域用電量比例劃分成

表4 再生能源發展潛能參數設定(單位：MW)

年度	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
陸域風力	557	1,114	1,671	1,823	1,975	2,126	2,278	2,430
離岸風力	282	564	846	1,506	2,166	2,826	3,486	4,146
太陽光電	2,570	5,139	7,709	10,279	12,848	15,418	17,987	20,557
生質能	814	814	814	922	1,030	1,138	1,246	1,354
地熱	12	23	35	84	133	182	231	280
儲能	143	287	430	430	430	430	430	430

資料來源：工研院，2013。

臺灣本島、澎湖、金門及馬祖之需電量。運用台電公司107年類別小時發電量資料計算各時間區間之用電量比例，再依此比例將各區域需電量分配至各區域各時間區間的需電量。鑒於區域電力需求參數龐大，本研究暫只呈現全國各時間區之電力需求量參數，如表6所示。離島與外島的電力需求占比相對極低，以及未考慮其環境的特殊性，因此離島與外島未來年的電力需求參數推估可能會有些許誤差。

## 節電技術與需量反應

本研究參考國內朱証達等(2014)提出之減碳潛能與成本研究成果，設定模型未來年的節電潛能與成本，節電技術分別納入住宅、服務及工業部門中與節電關聯性較大之節能減碳技術共15項。住宅部門包括：提升空調設備效率、置換LED(發光二極體，Light-emitting diode，LED)燈泡、置換LED燈管、提升冰箱效率及提升開飲機與電熱水瓶效率。服務部門包括：提升空調設備效率、提升既有建築物隔熱、置換LED燈泡、置換LED燈管及提升開飲機與電熱水瓶效率。工業部門包括：電子業空壓機效能提升、鋼鐵業空壓機效能提升、化材

業空壓機效能提升、紡織業空壓機效能提升及金屬業空壓機效能提升。因需求端節電技術潛能與成本資料龐大，本研究在此將只說明不提供實際的參數資料。另外，需量反應成本設定8.93元/度；可調用潛能為1,039 MW。模型暫設定需量反應潛能參數為定值，因模型除了緊急啟動柴油與儲能機組外，需量反應的成本皆比模型中任何發電機組高，因此非到電力供應嚴重吃緊的情況，模型不會啟動需量反應進行電力需求抑低。

## 3.2.4 模型假設與限制

模型無法完全模擬真實且複雜系統，以及相關參數資料取得上的限制，因此模型須進行簡化與假設，以下將彙整模型的相關假設，以利於讀者可以更容易理解該模型。

1. 再生能源假設皆以併網直供進行輸配電，因此輸配電成本採用併網直供的費率，只計輔助服務與電力調度費。其中，風力與太陽光電不可調度電力設定優先併網，即電網須接納任何時間區間兩類發電機組所發出的電力。
2. 燃料成本參數預測為逐年正成長，不考慮突

表6 全國電力需求量參數設定(單位：MWh)

年度	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
春季日間	32,324,658	32,863,402	33,387,586	33,897,209	34,406,832	34,887,333	35,367,835	35,833,776
春季夜間	21,312,961	21,668,177	22,013,793	22,349,808	22,685,823	23,002,637	23,319,452	23,626,665
春季尖峰	30,124	30,626	31,115	31,590	32,065	32,513	32,960	33,395
夏季日間	37,608,496	38,235,304	38,845,172	39,438,098	40,031,025	40,590,070	41,149,116	41,691,220
夏季夜間	25,531,151	25,956,671	26,370,689	26,773,207	27,175,725	27,555,243	27,934,760	28,302,776
夏季尖峰	36,819	37,392	37,947	38,466	38,972	39,460	39,944	40,425
秋季日間	30,304,367	30,809,439	31,300,862	31,778,633	32,256,405	32,706,875	33,157,345	33,594,165
秋季夜間	26,019,573	26,453,233	26,875,172	27,285,390	27,695,609	28,082,386	28,469,164	28,844,221
秋季尖峰	31,297	31,819	32,327	32,820	33,313	33,779	34,244	34,695
冬季日間	26,663,402	27,107,792	27,540,172	27,960,541	28,380,910	28,777,258	29,173,606	29,557,943
冬季夜間	22,112,197	22,480,734	22,839,310	23,187,926	23,536,541	23,865,236	24,193,931	24,512,665
冬季尖峰	26,996	27,446	27,884	28,309	28,735	29,136	29,538	29,927

資料來源：台電公司，2018e。

發性國際情勢影響或再生能源發展對於化石燃料價格抑低的效果，核燃料未來年的成本假設為定值。

3. 為了使綠島、蘭嶼及琉球等離島可確實獲得供電，因此假設這三個離島的柴油發電機組在每個時間區間皆須有一定比例的出力。
4. 因無法取得汽電共生燃料使用的比例，所以假設汽電共生全部以燃料煤為燃料，以此進行汽電共生的碳排放量計算。
5. 本島、澎湖、金門及馬祖未來年的電力需求以全國電力需求推估，依照最新的各區域用電占比將全國需電量劃分至各區域，且假設未來年比例皆相同。
6. 因目前尚無得知未來台電公司未來能否簽到更多需量反應的合約，因此未來年需量反應可調度量及收購成本假設為定值。
7. 本研究因無法獲得機組除役的殘值資料，因此無法計算電廠除役時的殘值比例，因此本研究假設新建電廠未來除役的殘值為零。

#### 4. 儲能需求驅動機制

本研究從能量轉移的層次推估未來儲能系統需求量，而非真正從調度或調頻的層面評估儲能需求量。IRP模型因以電力系統營運最小成本為目標函數，成本較高的儲能難以被模型選用。因此，模型中必須加入合理的儲能系統驅動機制，模型方能有機會投入儲能系統。我國未來投入大量的風力與太陽光電皆屬間歇

性發電機組，若能與儲能結合進行供電，可降低其間歇性供電對電力系統的影響，與再生能源結合之儲能電池假設使用全球市佔率最高的鋰電池，但不設定何種型號或廠牌，相關參數設定皆採用鋰電池相關的技術參數。電網營運仍須要倚靠儲能系統提供輔助服務，所以設定部分新設儲能將專為電網提供服務，為符合再生能源發展目標，電網儲能設定使用氫燃料電池。模型設定的儲能類型分別為陸域儲能、光電儲能、離岸儲能及電網儲能(氫燃料電池)，各類儲能說明如表7所示。

為了讓新增電網儲能、陸域風力及離岸風力與太陽光電可分別符合「負載追隨」與「延遲入夜」的運作機制，模型中須加驅動投入儲能的限制條件。電網儲能須符合負載追隨限制條件如式(31)所示；陸域風力與離岸風力須符合負載追隨的限制條件如式(32)所示；太陽光電須符合延遲入夜的限制條件如式(33)所示。

$$\frac{GEN_{ij(j \in D)k(k \in STO)_t} * TS_{ij(j \in D)_t}}{GEN_{ij(j \in N)k(k \in STO)_t} * TS_{ij(j \in N)_t}} = \frac{DEM_{ij(j \in D)_t}}{DEM_{ij(j \in N)_t}} \quad \forall_{it} \quad (31)$$

$$\frac{(GEN_{ij(j \in D)k(k \in WIND)_t} + GEN_{ij(j \in D)k(k \in WINDSTO)_t}) * TS_{ij(j \in D)_t}}{(GEN_{ij(j \in N)k(k \in WIND)_t} + GEN_{ij(j \in N)k(k \in WINDSTO)_t}) * TS_{ij(j \in N)_t}} = \frac{DEM_{ij(j \in D)_t}}{DEM_{ij(j \in N)_t}} \quad \forall_{it} \quad (32)$$

$$GEN_{ij(j \in N)k(k \in PV)_t} \geq CAP_{ik(k \in PV)_t} * CF\_LHD_k \quad \forall_{it} \quad (33)$$

其中， $CF\_LHD_k$  為太陽光電入夜前一個小時之

表7 模型各儲能技術差異說明(本研究整理)

技術類型	供電對象	儲電來源	運作(驅動)條件
電網儲能 (氫燃料電池)	電力需求端	電網多餘電力	負載追隨：電網儲能機組每季的日夜供電比例須符合電力需求的日夜比例。
光電儲能 (鋰電池)	電力需求端	太陽光電發電	延遲入夜：光電儲能可在入夜後，至少可有1個小時的時間，能以入夜前一個小的供電能力進行供電。
陸域儲能 (鋰電池)	電力需求端	陸域風力發電	負載追隨：陸域儲能必須能讓陸域風力每季的日夜供電比例符合電力需求的日夜比例。
離岸儲能 (鋰電池)	電力需求端	離岸風力發電	負載追隨：離岸儲能必須能讓離岸風力每季的日夜供電比例符合電力需求的日夜比例。



容量因數(%)。

## 5. 情境分析

### 5.1 情境設計

本研究設計兩情境評估我國再生能源政策之儲能系統需求，以及評估我國再生能源發展若須搭配儲能時，對於整體電力系統影響為何？兩情境說明如表8所示，分別為再生能源政策情境與再生能源政策+儲能情境。本研究分析的時程從2019至2025年，並設定2025當年達成非核家園目標；備用容量率目標達15%；再生能源發電占比目標達20%；燃氣發電占比目標達50%；各項再生能源須達到政府訂定的裝置容量與發電量目標。兩情境的主要差異為再生能源政策+儲能情境設定電網儲能、陸域風力及離岸風力發電須符合負載追隨的限制條件；太陽光電供電須能滿足延後入夜的限制條件，即再生能源政策+儲能情境會使模型啟動限制式(31)、(32)及(33)。

### 5.2 情境分析結果

本研究將運用IRP模型評估我國2025年若達成再生能源發展目標，電力系統須新增多少儲能的裝置容量及如何規劃新機組建置的最適化排程，並分析新增儲能系統的儲放電運作模式。本研究另分析再生能源結合儲能對於電力系統的影響，例如：電力供應配比、售電成本及電力碳排放係數的影響。

#### 5.2.1 儲能系統新建排程

兩情境之新儲能機組建置排程如圖2所示，再生能源政策情境因只須要滿足政策發展目標，儲能的投入裝置量只須同時滿足政策制定之氫燃料電池發電量大於500,000 MWh與裝置容量大於60 MW之政策目標，因此再生能源政策情境至2025年之儲能累積新建裝置容量只需145 MW的電網儲能(氫燃料電池)。再生能源政策+儲能情境因要求新投入之陸域風力、離岸風力及電網儲能之供電行為須符合負載追隨特性，而太陽光電之供電型態須符合延後入夜特性。因此，電網儲能、光電儲能、陸域儲能及離岸儲能至2025年累積新建裝置容量分別需要145 MW、895 MW、87 MW及885 MW，儲能總需求量共約為2,012 MW。

表8 情境設計與差異說明

限制條件	再生能源政策情境	再生能源政策+儲能情境
分析目標年	2025年	2025年
核能政策	2025年非核家園	2025年非核家園
備用容量率目標	15%	15%
再生能源發電占比目標	20%	20%
燃氣發電占比目標	50%	50%
再生能源裝置容量目標*	太陽光電：20 GW/25,600 GWh 陸域風力：1.2 GW/2,800 GWh 離岸風力：5.74 GW/207,000 GWh 地熱發電：0.2 GW/1,300 GWh 生質能：0.81 GW/4,300 GWh 氫燃料電池：0.06 GW/500 GWh	太陽光電：20 GW/25,600 GWh 陸域風力：1.2 GW/2,800 GWh 離岸風力：5.74 GW/207,000 GWh 地熱發電：0.2 GW/1,300 GWh 生質能：0.81 GW/4,300 GWh 氫燃料電池：0.06 GW/500 GWh
儲能驅動機制設定	電網儲能：無 陸域風力：無 太陽光電：無 離岸風力：無	電網儲能：負載追隨 陸域風力：負載追隨 太陽光電：延遲入夜 離岸風力：負載追隨

\*經濟部，2019c。

再生 能源 政策	電網儲能	23	35		29		29	29
	光電儲能							
	陸域儲能							
	離岸儲能							
	儲能總量	23	35		29		29	29
情境	技術	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
再生 能源 政策 + 儲能	電網儲能	23	35		29		29	29
	光電儲能	100	109	113	127	140	153	153
	陸域儲能	32	14	9	9	8	7	8
	離岸儲能	19	131	262	11	59	146	257
	儲能總量	174	289	385	177	207	336	447

圖2 儲能系統需求量與新建排程(單位：MW/Yr) (本研究繪製)

### 5.2.2 儲能系統營運模式

新建儲能的儲放電模式如圖3所示，陸域儲能在春夏兩季運作型態為日間儲電與夜間放電，因春夏兩季陸域風力日間發電量大於夜間發電量，同時日間發電量大於追隨日間負載比例所需的供電量，因此陸域風力透過儲能將日間小部分發電量移轉移至夜間使用。秋冬兩季則因夜晚風力增強且電力需求降低，陸域風力須透過儲能將夜間過剩的發電量轉移至日間使用。

用，尤其冬季日夜的電量轉移最多，透過陸域儲能可以降低陸域風力冬季日夜的電力供應與負載間的差異。光電儲能主要功能是将日間太陽光發電量轉移至傍晚使用(延後入夜)，希望降低太陽光電在剛入夜時無法供電而產生鴨子曲線的風險，提供備援機組升載的緩衝時間。離岸儲能營運模式除了夏季是日間儲電夜間放電外，其餘季節皆是夜間儲電日間放電，冬天夜間離岸風力發電量特別高且電力需求相對又較低，導致夜間離岸風力會產生大量的剩餘電

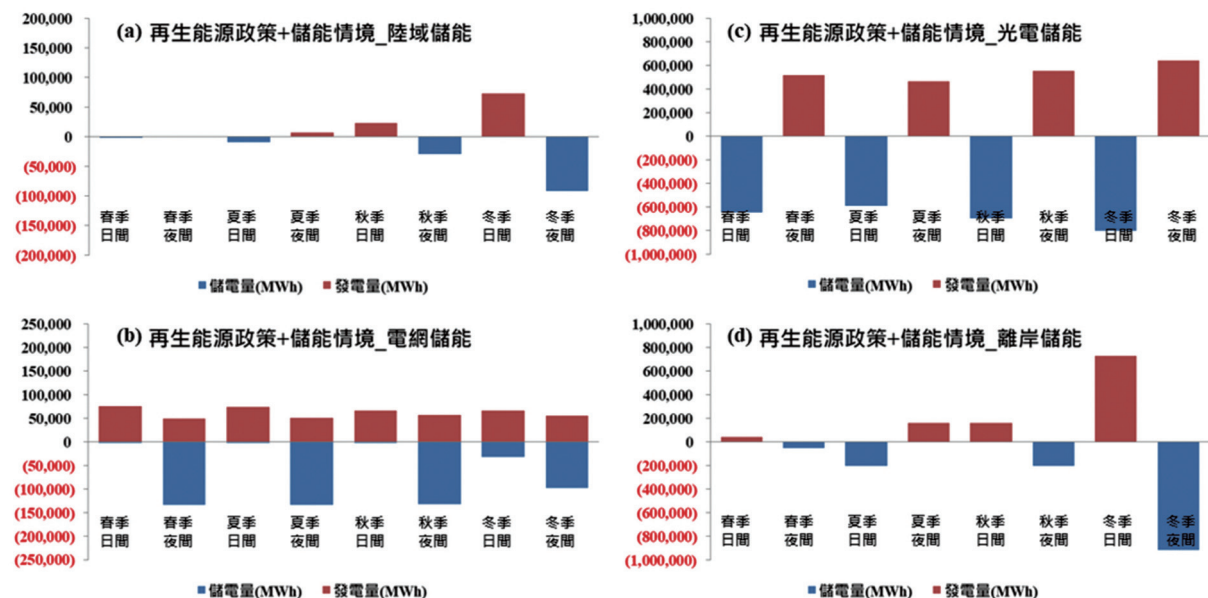


圖3 儲能系統營運模式(本研究繪製)

力，透過離岸儲能將大量的離岸風力剩餘發電量由夜間轉移至日間使用。電網儲能(氫燃料電池)因為須滿足負載追隨的條件，春夏秋三季皆是在夜間進行儲電，日夜皆會進行放電，而冬季則是日夜皆會進行儲電與放電，電網儲能所儲存的是電力系統剩餘電力，操作上又須符合負載追隨特性，與目前傳統抽蓄水力夜間儲電日間放電的模式略有差異。

### 5.2.3 新增發電機組投入排程

兩情境之再生能源裝置容量皆須滿足目前政府所訂的目標值，每年須新增的裝置容量如圖4所示。若要求新增的風力發電與太陽光電須分別滿足負載追隨與延後入夜的特性，只會影響陸域風力未來新增的裝置容量，其餘新發電機組在兩情境之新增裝置量相同且排程皆相似。陸域風力若不須符合負載追隨機制，電力系統最小成本前提下，至2025年將會累積新增2,780 MW，若要求陸域風力須滿足負載追隨，至2025年只會累積新增169 MW。因為陸域風力未來年的成本相較燃煤發電的成本低，因此不須加裝儲能時，模型會大量裝置成本相對較低的陸域風力來滿足電力需求，並不是要滿足再生能源的政策目標，但若陸域風力須加裝儲能時，發電成本會高於燃煤發電，此時模型不

會過度裝置新的陸域風力機組，只須滿足政策目標即可。兩情境至2025年的燃氣複循環、離岸風力、太陽光電、生質能及地熱的新增裝置容量，分別累計新增約3,000 MW、5,357 MW、17,207 MW、185 MW及192 MW。

### 5.2.4 電力配比

兩情未來至2025年的電力配比分析如圖5所示，若要求風力與太陽光電須結合儲能系統進行供電，相對參考情境將會減少新建陸域風力機組，因結合儲能之陸域風力單位發電成本將大幅提高，迫使模型選擇成本相對較低的發電機組進行供電，因而間接影響未來的電力供應配比。以2025年為例，若無要求風力發電模式須滿足負載追隨機制時(無結合儲能系統進行供電)，以模型最小成本目標的前提，電力系統將會大量建置與使用陸域風力，當年再生能源的供電占比可達到23%，其中，陸域風力供應占比為4%，此時燃煤發電的占比為25%。但若要求風力發電模式須滿足負載追隨時(結合儲能系統進行供電)，因電力系統最小成本目標前提，將會減少新增與使用陸域風力，2025年再生能源的供電占比降低至21%，其中，風力發電供電占比將只剩2%，此時燃煤發電占比會增加至27%。因此，儲能會使陸域風力的發電成

再生 能源 政策	燃氣機組	2,000		1,000				
	陸域風力	765	600			212	601	602
	離岸風力	67	795	1,645		345	895	1,611
	太陽光電	1,930	2,099	2,186	2,436	2,686	2,936	2,936
	生質能	124	19	6	7	4	11	12
	地熱	56	113			5		18
情境	技術	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
再生 能源 政策 + 儲能	燃氣機組	2,000		1,000				
	陸域風力	127	16	12	9	1	2	2
	離岸風力	67	795	1,645	20	326	895	1,611
	太陽光電	1,930	2,099	2,186	2,436	2,686	2,936	2,936
	生質能	124	19	6	7	4	11	12
	地熱	23	35		29		29	29

圖4 新發電機組投入裝置容量與排程(單位：MW/Yr) (本研究繪製)



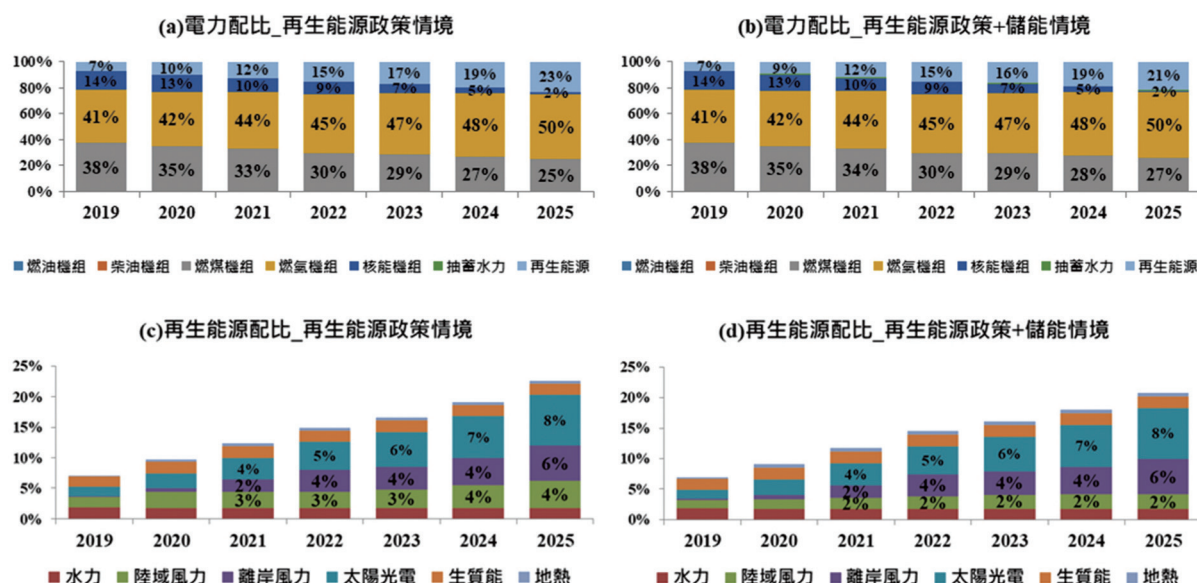


圖5 電力配比分析(本研究繪製)

本變得比燃煤發電高。在成本最小前提下的技術競爭，導入儲能系統將使陸域風力與燃煤發電成為相互替代的關係。儲能對於太陽光電與離岸風力的發展是沒有影響的，主要是這兩種發電技術不論是否加裝儲能，2025年皆須要滿足政策目標，兩情境2025年都至少投入相同數量的太陽光電與離岸風力裝置容量。

### 5.2.5 售電成本

未來不論新增的風力發電與太陽光電是否搭配儲能系統進行供電，售電成本皆逐年呈現增加的趨勢，如圖6所示，原因除了再生能源佔比逐年增加外，燃氣發電占比逐年增加也是導致售電成本逐年增加的因素，燃料成本則是導致未來燃氣發電成本逐年增加的因素。我國若於2025年達成再生能源目標(能源轉型)，當年

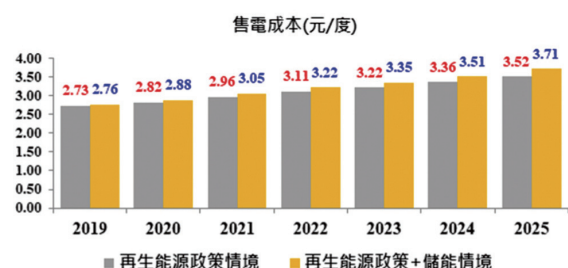


圖6 售電成本分析(本研究繪製)

的售電成本相較2019年將增加29%，但若要求新增風力發電與太陽光電須結合儲能系統進行供電時，2025年的售電成本相較2019年將增加34%，而2025年風力發電與太陽光電若須搭配儲能進行供電，電力系統的售電成本將會比沒有搭配儲能增加5.4%。

### 5.2.6 電力碳排放係數

我國於2025年若達成再生能源的發展目標，當年的電力碳排放係數將比2019年約減少14%，但若新建風力發電與太陽光電須搭配儲能系統進行供電，其2025年的電力碳排放係數相對2019年將只會減少11%。以2025年為例，若新投入的風力發電與太陽光電須搭配儲能系統進行供電，其電力碳排放係數相對不搭配儲能會增加約2.6%。原因為陸域風力若搭配儲能系統，將使整體陸域風力發電成本增加，電力系統成本最小化考量下，電力系統會減少新增與使用陸域風力，因而須增加燃煤發電的供應，使電力碳排放增加。兩情境結果顯示：未來年的電力碳排放係數雖逐年遞減，但仍無法達成目前訂定2025年電力碳排放係數0.394公斤/度的目標(圖7)。

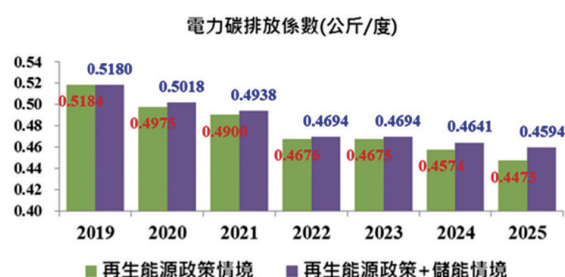


圖7 電力碳排放分析(本研究繪製)

## 6. 結論與建議

本研究運用IRP模型完成我國未來至2025年因應再生能源政策且可維持電力系統供電更穩定的儲能系統需求評估，而新建之風力發電與太陽光電若結合儲能系統進行供電，兩者的供電模式須符合「負載追隨」與「延後入夜」的特性。模型分析結果建議電網儲能、光電儲能、陸域儲能及離岸儲能至2025年須分別累積投入145 MW、895 MW、87 MW及885 MW，儲能系統總需求為2,012 MW。若要求新增風力發電與太陽光電須搭配儲能進行供電，在電力系統成本最小化前提下，電力系統將會減少新增與使用陸域風力發電機組，間接使2025年的再生能源發電配比減少2%，而燃煤發電配比則須增加2%。導入儲能系統對於電力系統的代價則是2025年的售電成本將會增加約5.4%；電力碳排放係數將會增加約2.6%。

我國若2025年達成再生能源政策目標，電力系統的發電成本將會大幅增加，若須要再導入儲能系統會使發電成本的增幅更大，政府相關單位應評估電價上漲對於我國經濟發展可能產生的影響，並儘快提出因應策略。大量投入再生能源雖可逐年降低我國電力碳排放，但是仍與政府2025年所預測的目標有所差距，因此降低電力碳排放無法只依靠電力供應端的減碳技術，也應加強需求端的節能減碳。若要加速我國儲能系統的發展，未來可規範大型的風力與太陽光電發電廠若要加入電力交易市場，電力供應模式必須可被電力系統進行調度，為了符合可調度的條件，發電業者勢必須加裝儲能

系統，這對發電業者也可產生額外的效益，儲能系統不但可以參與輔助服務市場的交易，也可以降低業者本身棄風棄電的風險。

## 參考文獻

- 工研院，2013。臺灣2050能源供需情境模擬器模型建置與應用說明，工研院，臺灣新竹。
- 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。
- 台電公司，2018a。107年長期燃料價格預測，台電公司，臺灣臺北。
- 台電公司，2018b。105年電業年報，台電公司，臺灣臺北。
- 台電公司，2018c。107年統計年報，台電公司，臺灣臺北。
- 台電公司，2018d。107年機組成本統計資料。
- 台電公司，2018e。107年長期負載預測之全國需電量(107-121年長期負載預測中案)，台電公司，台灣台北。
- 台電公司，2019。備用容量之說明，台灣電力公司網站。
- 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。
- 何叔憶、郭瑾瑋、周桂蘭與劉子衍，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。
- 吳進忠，2019。維持臺灣供電穩定所需之備載容量及數量計算原則，準備合理的電力備轉容量配合經濟發展論壇，臺灣臺北。
- 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。
- 能源局，2018。我國燃料燃燒二氧化碳排放統計與分析，經濟部能源局，臺灣臺北。
- 能源局，2019。能源統計月報(能源產品單位熱值表)，經濟部能源局，臺灣臺北。
- 郭瑾瑋、周裕豐、洪明龍與劉子衡，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。
- 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。
- 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。
- 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。
- 經濟部，2018。能源部門溫室氣體排放管制行動方案(草案)，經濟部，臺灣臺北。
- 經濟部，2019a。108年輸配電業各項費率方案，經濟部，臺灣臺北。
- 經濟部，2019b。108年再生能源電能躉購費率，經濟部，臺灣臺北。
- 經濟部，2019c。因應公投結果能源政策評估檢討專案報告，立法院第9屆第7會期經濟委員會第3次會議，臺灣臺北。
- 環保署，垃圾焚化廠操作及營運情形，環境資源資料庫，2019年。
- 韓佳佑、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. and 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.
- International Energy Agency, 2015. Projected Costs of Generating Electricity 2015.
- LAZARD, 2018. Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 4.0.
- Li, Miao, Hailin Mu, Nan Li and 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 Eureky, Natalie Bodington, Anthony Lopez and 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.
- Quashie, Mike, Chris Marnay, François Bouffard and JoósGéza, 2018. Optimal planning of microgrid power and operating reserve capacity, *Applied Energy*, vol.210, pp.1229-1236.
- Zhang, Ning, Zhaoguang Hu, Cecilia Springer and 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 and 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.

# Evaluation of Electrical Energy Storage Requirements for Renewable Energy Policy in Taiwan

Chen Jong-Shun<sup>1</sup>   Chang Yao-Jen<sup>2\*</sup>   Cho Chin-Ho<sup>3</sup>

## ABSTRACT

This study compiled and run a computer program of the Integrated Resource Planning (IRP) model by the *Python* with *PuLP* solver. Mathematical functions of the IRP model was constructed by mixed integer linear programming. It covers all existing power generators or plants in Taiwan's power system. Users can use the IRP model to solve the optimal power supply and demand strategy and generation expansion scheme to 2050. The power system has to provide sufficient electrical energy storages (ESS) as ancillary service in response to deploy numerous intermittent renewable energy generators in the future. This paper employed the IRP model to project the optimal expansion strategy for renewable energy and requirements for ESS from base year to 2025. This study designed four ESS technologies, including storages form power grid, PV power plants, onshore wind power plants and offshore wind power plants. The results showed that power system has to respectively deploy 145 MW of ESS for power grid, 895 MW of ESS for PV power plants, 87 MW of ESS for onshore wind power plants and 885 MW of ESS for offshore wind power plants before 2025, and total ESS requirements are nearly 2,012 MW. The electricity market will decrease the investments to new onshore wind generators in the future. Therefore, power system will cut back 2% of renewable energy but increase 2% of coal-fired electricity, and thus the power cost and carbon emission coefficient will respectively increase 5.4% and 2.6% in 2025. Finally, this study suggests that our government authority has to assess the influence of deployments of renewable energy to the power price and propose effective response strategies as soon as possible. In addition, current decarbonization targets for the power sector may be too optimistic and have to be revised.

**Keywords:** Integrated Resource Planning, Mixed Integer Linear Programming, Renewable Energy, Ancillary Service, Electrical Energy Storage.

---

<sup>1</sup> Assistant Researcher, Chung-Hua Institution for Economic Research.

<sup>2</sup> Ph.D. (Environmental Engineering), National Chung Hsing University.

<sup>3</sup> Planner, Taiwan Power Research Institute, Taiwan Power Company.

\* Corresponding Author, Phone: +886-912-825316, E-mail: [kjlonkjl@gmail.com](mailto:kjlonkjl@gmail.com)

Received Date: August 26, 2019

Revised Date: October 23, 2019

Accepted Date: October 29, 2019