



# 台電工程月刊

MONTHLY JOURNAL OF TAIPOWER'S ENGINEERING  
 第819期 105年11月號 Vol.819 November 2016

## 需求面負載管理創新做法 專輯

|                                       |            |       |
|---------------------------------------|------------|-------|
| 智慧電網架構下住商能源需求面管理之成本效益分析.....          | 許志義 等..... | (1)   |
| 結合能源管理與自動需量反應之智慧園區需求面管理實例.....        | 張作帆 等..... | (24)  |
| 校園需量反應策略與浮動電價實現.....                  | 謝瑞廷 等..... | (40)  |
| 考慮景氣與氣候之高壓用戶行業別售電量與系統尖載迴歸模型建立與預測..... | 卓明遠 等..... | (52)  |
| 自動需量反應應用於空調冰水主機降載之研究.....             | 陳文瑞 等..... | (62)  |
| 供電瓶頸地區需量反應措施之研究.....                  | 張文奇 等..... | (75)  |
| 高壓用戶AMI及氣溫資料於台電需量反應分析.....            | 林素真.....   | (90)  |
| 需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計.....             | 楊新全 等..... | (106) |
| e化需量競價措施與需量競價平台設計.....                | 唐文祥 等..... | (121) |
| Aggregator之國際商業模式分析.....              | 施 恩 等..... | (137) |
| 用戶群代表導入所需之法制建設.....                   | 邱馨萱 等..... | (152) |

誠信      關懷      服務      成長  
 Integrity      Caring      Service      Growth



台灣電力公司編印



# 台電工程月刊

第 819 期  
中華民國 37 年 9 月創刊  
中華民國 105 年 11 月出版

## 【出版宗旨】

1. 介紹最新電力科技
2. 鼓勵從業人員發表實務經驗論文
3. 推廣研究成果之應用，提昇電力技術水準

【發行人】：鍾炳利  
【主任委員】：蒯光陸  
【總編輯】：林正義  
【副總編輯】：陳以彥  
【外文編輯委員】：林宗賢  
【財務委員】：張兆瓊  
【編輯委員】：吳有基 吳明勳 徐真明 郭政謙 王金墩 呂天泰 沈宗華  
吳瑞賢 何錦洪 林蒼喬 花敬翰 涂秀錦 侯明亮 洪紹平  
范振理 曾重富 楊金石 蒲冠志 廖鴻徹 蔡世育 劉建勳  
劉至瑄 鄭錦榮 鍾年勉 鍾輝乾  
【顧問】：王振勇 王耀庭 李清雲 李清課 吳士襄 陳永享 陳慰慈  
郭天合 黃凱旋 張武侯 蔡顯修 顏德忠 簡福添 蕭勝任  
【執行編輯】：詹凱婷  
【發行所】：台灣電力公司綜合研究所（100台北市中正區羅斯福路4段198號）  
【展售門市】：國家書店松山門市（104台北市松江路209號1樓，02-2518-0207）  
五南文化廣場台中總店（400台中市中山路6號，04-2226-0330）

---

【訂價】：全年 12 期 1200/1080/1440 元（紙本 / 電子 / 紙本 + 電子）  
學生經校方證明，全年 12 期 360/360/480 元（紙本 / 電子 / 紙本 + 電子）  
（國外郵資及手續費另加）  
【帳號】：58115464909990（台灣銀行公館分行）  
【戶名】：台灣電力股份有限公司  
【投稿及訂閱地址】：100 台北市中正區羅斯福路 4 段 198 號  
電話：(02)2360-1095 電子郵件：d53106@taipower.com.tw  
【排版印刷公司】：九易數碼科技印刷有限公司  
220 新北市板橋區府中路 175 號 1 樓 電話：(02)2966-0816

台北郵局許可證台北字第 2723 號

中華郵政台北誌第 544 號執照登記為雜誌交寄

# 智慧電網架構下住商能源需求面管理之成本效益分析

Cost and Benefit Analysis of Residential and Commercial Energy Demand-side Management  
under the Framework of Smart Grid

許志義\*  
Hsu, Jyh-Yih

張晉嘉\*\*  
Jhang, Jinn-Jia

陳文瑞\*\*\*  
Chen, Wen-Ruei

王仁志\*\*\*  
Wang, Jen-Chih

## 摘 要

智慧電網(Smart Grid)具有訊息透明、電力控制、電價選擇、降低停電、電網更新此五項特性，並建構先進讀表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure, AMI)，同時要建立各種節能管理創新商業模式，前者讓用戶可透過智慧電表(Smart Meter)與電能資訊管理系統(Energy Information Management Systems, EIMS)，了解本身用電情形，後者包括與整合商(Aggregator)簽約，運用其能源管理專業調節用電。整合商可整合眾多小用戶(住宅用戶與小型商業用戶)成為虛擬大用戶，配合電力公司需量反應(Demand Response, DR)方案，於電力供給緊澀時段，抑低用戶部分家電設備進行降載，甚至啟用分散式發電系統(Distributed Generation System)與儲能系統(Energy Storage System)以增加能源使用效率。

為達成以上之目的，本文採用參與者檢定(Participant Cost Test, PCT)之研究模型，評估該方案實施於住宅部門、小型商業部門與整合商觀點之行政者檢定(Program Administrator Test, PAC)之益本比(Benefit Cost Ratio, BCR)，分別檢定四種住宅部門不同的模擬情境和小型商業部門採用熱泵熱水系統。

研究結果發現，「參與者檢定-模擬情境二」、「參與者檢定-模擬情境 三」、「參與者檢定-商業部門採用熱泵系統」三者皆通過檢定，其他則未通過檢定。透過敏感度分析可得知，藉由關鍵參數之改變，將使部分檢定結果由未通過轉為通過。再者，住宅用戶敏感度分析下「參與者檢定-模擬情境一」中，將電價優惠折扣由每度 8 元增加為 10 元，將使淨現值由負轉正、益本比由小於 1 轉為大於 1。

若透過整合商提供專業能源管理系統服務，以達成參與需量反應之最低門檻，此一商業模式應考慮需與多少住宅用戶數或與多少家民宿業者進行簽約，方跨越成本效益之最低值，結果得出需有 10,000 戶住宅部門或 1,000 家民宿業者，才讓整合商至少有市場誘因持續提供能源管理服務。

值得注意的，上述情境皆基於本論文設定之模擬條件，當條件放寬或另行設定時，很可能模擬情境之結果，會有所不同。

## Abstract

Smart grid is an emerging technology of the electric power industry and drawing public interest in advanced countries. At this stage, many countries (including Taiwan) are

\*國立中興大學資訊管理學系暨應用經濟學系

\*\*國立中興大學應用經濟學系研究所

\*\*\*財團法人資訊工業策進會

constructing advanced metering infrastructure (AMI) and introducing a variety of innovative energy management business models. Electricity customers are able to comprehend their energy usage information via use of smart meters and energy management service. Aggregators could integrate many small electricity customers (residential or small commercial sectors) into a virtually large-scale customer. With the power companies' demand response (DR) programs, when the power system is in short supply, aggregators would respond by interrupting power supply to part of the Appliance devices of electricity customers in the form of load-shedding, and even Apply a distributed generation system and energy storage system to enhance energy use efficiency. It can be expected that the power supply aggregator will play a key role in energy management innovation. For Taiwan at this stage, it is also a very timely research issues.

In order to achieve the above purposes, this paper uses the participant cost test (PCT) and program administrator test (PAC) to evaluate of cost and benefit that may arise from the implementation of programs in the residential or small commercial sector and aggregator in an ex-ante assumption. The study is designed to test four simulation scenarios for the residential sector. In the case of small commercial sector, we assume that heat-pump systems are adopted.

To achieve demand response goal, aggregators need to consider how many residential users or "Bed and Breakfast Operators" are needed to be integrated to meet their operational economic goal . The simulation results show that at least ten thousands residential users or one thousand Bed and Breakfast Operators are needed to make an operational break-even so that the aggregators will have market incentives to provide their professional energy management systems and services.

It is worth noting that the above simulation scenarios are based on the assumed setting of the study. When conditions or settings change, the results will probably change as well.

**關鍵詞(Key Words)：**智慧電網(Smart Grid)、住商部門(Residential and Commercial Sectors)、整合商(Aggregator)、能源管理(Energy Management)、成本效益分析(Cost-benefit Analysis)。

## 壹、前言

經濟的發展與工業的不斷進步，帶動電力的需求也隨之升高，伴隨而來的是持續的環境汙染。然而，隨著民眾環保意識的提升以及 2005 年 2 月 16 日《京都議定書》的生效，使得電力的需求面管理(Demand-Side Management, DSM)日益獲得重視。尤其巴黎協議(Paris Agreement)由 195 國於 2015 年 12 月 12 日簽署之後，更突

顯能源節約之重要性。

需求面管理是指電力用戶參與需求面管理方案，以減少用戶本身用電負載需求量或移轉部份尖峰用電至離峰時段，改變能源消費需求型態之做法。許志義與黃國暉(2010)<sup>[1]</sup>指出，依管理目標，需求面管理可區分為能源節約(Energy Conservation)與負載管理(Load Management)兩大項。節約能源是指透過改變電能使用型態或方式，達到減少電能需求之目的；而負載管理則被歸為需量反應之一環，是指透過改善用戶的負載

型態，縮短尖離峰用電差距，以提高能源使用效率。

智慧電網是先進國家電業發展趨勢，現階段許多國家(包括台灣)均陸續建構先進讀表基礎建設，同時推出各種節能管理創新商業模式。其內容主要係用戶可透過智慧電表與電能資訊管理系統，了解本身用電情形，並與整合商(Aggregator)簽約，運用其能源管理專業調節用電。整合商可整合眾多住商部門的小用戶成為虛擬大用戶，配合電力公司需量反應方案，於電力供給緊澀時段時，中斷用戶部分用電設備進行降載，甚至啟用已建置之分散式發電系統(Distributed Generation System)以彌補電力中斷時所需電力。由此可知，整合商扮演節能管理創新模式之關鍵角色。研究推動整合商之新興電力需量管理與節能模式，對於台灣現階段來說，是很具有啟發性的研究議題<sup>[2]</sup>。

我國為推動未來智慧電網建置，經濟部針對其基礎設施所研擬之「智慧型電表基礎建設推動方案」已經於 2010 年 6 月底獲得行政院核定，正式啟動我國先進電表基礎建設佈建計畫。同時先進讀表基礎設計畫亦已納入「綠色能源產業旭昇方案」中能源資通訊產業項目，將以建立自主先進讀表基礎建設系統技術為目標。台電公司已於 2012 年佈建 1 萬戶，針對技術可行性進行驗證，並評估時間電價、需量反應及成本效益，作為後續擴大佈建之參考。有關成本效益方面，依據研究，先進讀表基礎建設可有效降低尖峰負載、節約用電量與減少二氧化碳排放，為目前促進節能減碳較為有效的具體措施。先進讀表基礎建設亦可減少抄錶人力、竊電損失及需求面管理，故推動先進讀表基礎建設對於國家、電業、民眾與產業(整合商)界均有正面效益，可謂「四贏」之政策。

需求面管理政策的推行，是否可達成上述的「四贏」局面？關鍵在於成本效益分析。準此，本研究利用成本效益檢定法中的參與者檢定(PCT)與行政者檢定(Administrator Cost Test,

ACT)，在此檢定下觀察個別住戶及小型商業情境下，本研究之需量反應方案，是否適用於國內住商部門，且估算結果可供相關單位於實施計畫前參考，檢視計畫是否有需調整之情況，在當前需量反應方案逐漸受重視之際，需針對其可能帶來之效益與成本做一事前估算，以了解政策實施後可能產生之影響，並探討當整合商加入市場時，如何才能使其有意願持續提供專業能源管理服務，決定於須與多少住戶或與多少小型商業用戶簽約。

本研究假設在先進讀表基礎建設的架構之下，住戶與商業部門皆安裝智慧電表，透過成本效益檢定，評估下列不同情境下的需量反應方案是否適用。住宅用戶之四種情境包括：情境一：智慧電表 + 需量反應方案；情境二：情境一 + 電能資訊管理系統(智慧插座)；情境三：情境二 + 再生能源系統(太陽能面板)；情境四：情境三 + 儲能系統(電動車)。至於小型商業用戶之情境則包括：智慧電表 + 需量反應方案 + 熱泵系統。

本文研究對象是針對國內一般住宅用戶與商業模式，旨在設計與規劃先進讀表基礎建設架構下，抑低尖峰負載之需量反應模式是否適用於國內一般住宅用戶及商業模式。本研究首先蒐集台電公司需量反應方案相關資料，瞭解其運作方式及原理後，進行基本假設，將此方案予以簡化以便進行分析，再透過整合商配合參加需量反應。接著利用成本效益檢定法中的參與者檢定，在參與住戶及商業兩種情境下，檢定此一特定需量反應方案，是否適用於國內一般住宅用戶及商業模式。

本文以下接著探討相關文獻、研究方法與模型建立、實證分析之結果與政策意涵、最後為結論與建議。

## 貳、文獻探討

以下將按智慧電網與先進讀表基礎建設、需量反應、智慧電能管理系統、成本效益檢定、熱

泵經濟效益，針對這些相關文獻，加以陳述。

### 一、智慧電網與先進讀表基礎建設

許志義(2012)<sup>[3]</sup>該文指出需量反應制度上需仰賴雙向溝通之自動讀錶系統(Automatic-Meter Reading, AMR)，以進行用戶基準負載(Customer Baseline Load, CBL)計算、即時抑低需量及購售電價等資訊傳遞，以便在供電緊急時透過自由市場競標機制，促使用戶立即配合降載。隨著資訊科技成本快速下降，結合智慧電表與「即時、雙向」之節能資訊管理系統，已在先進國家蔚為風潮。電力消費者能透過先進讀表及通信技術，有效管理其電能使用與支出費用。此制度提供了消費者賦權(Empowerment)，讓消費者可自行決定是否要在居家範圍內裝設電能資訊管理系統、分散式電源或參與需量反應方案，自由選擇自己需要的電能產品與服務，增加消費者參與電力需求面管理方案之可行性與自由意願。換言之，藉由智慧電表，將為傳統需求面管理模式帶來結構性的突破，轉型為「智慧化」之需求面管理商業模式創新之典範。

Black & Veatch(2012)<sup>[4]</sup>認為智慧電網的效益包括：更好的供電品質和可靠度、改善顧客服務

和降低耗電量等。然而，管制機構和消費者對新技術發展的認知落差，造成目前消費者對智慧電網缺乏興趣與認識，成為智慧電網投資主要障礙。

根據美國智慧電網消費協會(Smart Grid Consumer Collaborative, SGCC)<sup>[5]</sup>2012年利用深度訪談方式之歸納，智慧電網至少具有以下五項特性：訊息透明、電力控制、電價選擇、降低停電、電網更新。

### 二、需量反應

當前，歐美先進國家電力需求面管理方案多以「需量反應」為主要推動措施，作為抑低尖峰負載的核心策略。需量反應主要可分類為「獎勵基礎(Incentive-based)」與「價格基礎(Price-based)」兩種方向<sup>[6]</sup>，如表 1 所示。價格基礎係指藉由特定時段電價的高低，提供用戶當下是否用電的依據，是一種「以價制量」的策略。獎勵基礎則是藉由提供電力使用者電價優惠或減免等獎勵，讓消費者在利益追逐驅使下，自發性的降低或移轉尖峰時段用電，使電力公司順利抑低用電的目標。

表 1 需量反應方案之架構

|                               |                       |  |
|-------------------------------|-----------------------|--|
| 需量反應<br>(Demand Response, DR) | 價格基礎(Price-based)     | 時間電價(Time of Use, TOU)                                     |
|                               |                       | 即時電價(Real-time Price, RTP)                                 |
|                               |                       | 關鍵尖峰電價(Critical-peak Pricing, CPP)                         |
|                               | 獎勵基礎(Incentive-based) | 容量市場方案/輔助服務市場方案(Capacity Market Program/AS Market Program) |
|                               |                       | 需量競標/買回方案(Demand Bidding/Buyback)                          |
|                               |                       | 緊急需量反應方案(Emergency DR Program)                             |
|                               |                       | 可停電力/可限負載方案<br>(Interruptible/Curtailable Load Service)    |
|                               |                       | 直接控制方案(Direct Load Control Program)                        |

資料來源：本研究自行整理

Stefan Feuerriegel, Dirk Neumann(2013)<sup>[8]</sup>「量測需量反應對於電力零售商的財務影響」，由於為了收集發電間歇性資源例如：風力、太陽能，電力的供給數量將存在無法預期的浮動。電力零售端有時可讓需求與變動供給達成平衡，藉由調整電力需求的時間。這項必要的基礎建設技術例如：先進讀表基礎建設配合需量反應並執行之。然而，經濟的規模和未來的影響是較少被得知的，故需藉由實際量化財務影響進一步提供給未來方案設定的方向。為了達成此目標，假設最適化的問題藉由極小化電力零售商的採購成本已掌握需量反應的操作。分析水平的數據得出的結果：成本的變異可減少 7.74%；尖峰成本下降 14.35%；而零售商的花費金額可減少 3.52%。

### 三、智慧電能管理系統

廖桓暉(2013)<sup>[9]</sup>利用成本效益分析，評估當住宅用戶在先進電表基礎建設架構下，參與台電公司需量反應方案之結果。評估的角度是從參與台電需量反應方案之「用戶」及「整體社會」之兩種不同觀點，分別加以檢定。估算結果可供相關單位於實施計畫前參考，檢視計畫是否有需調整之情況，在當前需量反應方案逐漸受重視之際，需針對其可能帶來之效益與成本做一事前估算，以了解政策實施後可能產生之影響。

陳束弘、林政廷(2008)<sup>[10]</sup>藉由蒐集家電設備之用電資訊，並加以分析，可幫助家庭用戶了解家電設備之用電情況，提升家庭用戶節約能源的動機。日本在政府的贊助下，已完成多處智慧家庭節能資訊管理系統的開發與測試，包括廣島市、關西地區、關東地區、北海道等地。依據測試結果顯示，透過控管改變冷暖氣的運轉模式，可降低冷暖氣約 13%至 30%的電能消耗。

綜合上述先進讀表基礎建設與智慧電網、需量反應、智慧電能管理系統之相關文獻，本研究歸納整理以下：

先進讀表基礎建設是實施需量反應之基本要件，用戶可藉由使用先進讀表有效使用電力進

一步減少電費帳單，更進一步可決定是否需裝設「即時、雙向」電能資訊管理系統、分散式電源參與需量反應方案，將為傳統電力需求面管理模式帶來結構性的突破，轉型為「智慧化」之需求面管理商業模式創新之典範。以美國為例，2012年全美國各種需量反應方案總計抑低尖峰負載容量達 72GW 以上，抑低美國整體電力系統尖峰負載比例約為 8.4%，成效相當顯著。觀察台灣在 AMI 逐漸佈建完成並落實後，搭配本研究研擬之節能管理新興商業模式，預期將產生顯著節能效益。

### 四、成本效益檢定

一般而言，有關能源需求面管理方案分析之經濟評估，是以「California Standard Practice Manual, Economic Analysis of Demand Side Management Programs and Projects(October, 2001)」<sup>[11]</sup>為藍本，亦即藉由該實務手冊所設計之成本效益分析作為其參考依據。基本上，成本效益分析是一種經濟分析方法，常用以評估某一項公共投資計畫是否符合經濟效率之要求；亦即，從社會是一個整體(Society as a Whole)的觀點來考慮、比較、分析所有與該計畫相關的成本和效益。另外，亦可從政府預算分配與運用之觀點，藉由成本效益分析提供一般民眾瞭解政府是否把每一分錢花在刀口上，以回應對納稅義務人所肩負的公共責任(Accountability)。

成本效益模型的評估層級，可以小至一個措施(Measure)、計畫(Project)，大至一個方案(Program)或方案組合(Portfolio)。在成本效益分析時，有幾個面向值得注意。首先，成本效益分析所表達的是「平均」的概念，假設某需量反應方案的益本比為 1，代表該方案在部分參與者的評量結果低於 1，而其他參與者則高於 1，此意味著在衡量時，需量反應方案執行時，不同時間、不同空間客觀環境條件的各項特徵會顯著影響其評估結果，在不同產業(甚至是在相同產業下的不同個體)其結果皆可能有所差異<sup>[12]</sup>。

朱圃漢(2011)<sup>[13]</sup>利用成本效益分析中的「參與者檢定」及「總資源成本檢定」，評估以熱泵此種再生能源替代住宅熱水系統之成本與效益，計算各種替代方案之淨現值(NPV)與益本比(BCR)，分析熱泵系統於台灣住宅部門之適用性。由「參與者檢定」之結果顯示，所有替代方案之益本比均大於 1.1；折現回收期最長達 11.3 年，最短僅 3.2 年。若模擬政府補助 18,000 位用戶(等同於當時補助太陽能熱水器的用戶數)採用熱泵系統，則「總資源成本檢定」之結果中，所有替代方案之益本比介乎 1 至 1.73 之間；折現回收期最長達 14.9 年，最短僅 5.4 年；住宅部門以熱泵替代現有電能、LPG 瓦斯、NG 瓦斯熱水系統至少可降低碳排放量每年 2,707 公噸。三種替代類別中以電能熱水系統替代方案益本比最高(介乎 1.55 至 1.73)；LPG 瓦斯替代方案之益本比居次(介乎 1.19 至 1.28)；NG 瓦斯替代方案益本比最低(介乎 1.0 至 1.06)。若考量熱泵系統市場滲透率，以熱泵取代 NG 瓦斯熱水系統之市佔率達 5%、20%、50%時，台灣整體社會的淨現值分別為 251 百萬元、1,006 百萬元與 2,514 百萬元，且每年可減少碳排放量 27,169 公噸、108,675 公噸以及 271,687 公噸。

許志義、黃國暉(2010)<sup>[11]</sup>該文指出成本效益分析雖然表達出如何有效率地使用需量反應方案的每一分預算，卻無法告訴我們總成本與總效益到底產生多大程度的資源節約。若存在兩個需量反應方案，其中一個方案益本比遠高於一，另一方案僅略高於一，並不代表後者潛在的總金額節約將低於前者。通常一個好的需量反應方案應該著重在「能節省多少能源」的絕對數值，因此，必要時應採用「潛在節約總金額」排序，以決定最佳方案，而非單獨視成本效益分析所代表的「平均概念」獲致的結果來決定是否核准該項需量反應方案。

## 五、熱泵經濟效益

王輔仁等(2010)<sup>[14]</sup>針對北部某大學之宿舍電

熱水器替換為熱泵加熱系統之實例，依照宿舍熱水使用的實際情形，以及現場量測之結果進行評估。該研究以符合經濟效益為考量，比較電熱水系統與熱泵加熱系統能源使用量及能源花費。評估結果發現以熱泵熱水系統取代電熱之後，每季約可節省 32 萬元的電費，節能率達 72.53%，然而該研究在成本的計算上未考量設置熱泵系統的初始成本及維護成本，無法體現整體投資的實際效益。

王輔仁等(2009)<sup>[15]</sup>以中部某醫學中心熱水系統的最佳化案例，探討如何提升既有熱水鍋爐的運作效率，並將其轉作備援系統。以水對水熱泵系統搭配熱水儲槽為主，與舊有熱水鍋爐並聯而成恆溫熱水系統。透過實測系統的能源消耗並且搭配評估系統之能效係數以測試熱泵熱水系統的運作效率。該研究分析熱泵的替代結果每年可節省 119 萬的能源費用，抑制二氧化碳的排放量 162 公噸。

## 參、研究方法與模型建立

有關電力需求面管理方案之成本效益模型，及其檢定方法，先進國家自 1980 年代以來，即逐步衍生出一套具獨特性、一致性、實用性的完整架構與具體做法，與一般經濟學所慣用之傳統模型有所出入<sup>[1]</sup>。尤其是各種不同分析角度的切入點，其主要原因在公用事業具選擇價值(Option Value)之外部經濟效益，涉及層面不同於一般產業，在當前節能減碳之國際浪潮下，有其特有的時空意義。

### 一、成本效益檢定模型

通常，進行成本效益檢定(CBA)的第一步是測量分析目標的成本項與效益項。其中，成本項有相關設備之工程及會計數據一般均可資參採，較無爭議。至於，效益項則涉及能源節約的丈量與貨幣化的轉換。由於效益項相對欠缺可計數之數據與市場價格(如環境財之價格化)，因

此，對能源效率方案此類需求面管理措施而言，其效益評估的關鍵即在於能源節約效果的測量貨幣化。

電力需求面管理方案 CBA 的第二步驟，在於透過方案參與者、能源公用事業、整體社會等各利害關係人的不同觀點進行影響評估，亦即利用前述第一步驟獲得之能源節約量數據資料，針對某一措施方案的規劃、設計及評估，加以分析，俾做成最佳決策。

CBA 包括以下四種檢定：參與者檢定、電力用戶影響檢定(Ratepayer Impact Measure Test, RIM)、總資源成本檢定(Total Resource Cost Test, TRC)以及公用事業成本檢定(Utility Cost Test, UCT)，每一種檢定皆代表不同的觀點及解釋。但相同的是，這些檢定都必須要估算該 DSM 方案於整個影響生命週期的現值，包括總成本現值與總效益現值<sup>[1]</sup>。

參與者檢定係用以衡量電力用戶在參與 DSM 方案後的「可計數」效益與成本，效益項包括：用戶帳單金額的減少，方案執行部門所給予的獎勵，各級政府所給予的租稅折抵；成本項包括：因參與該方案所引發的支出，以及用戶電費帳單的增額。值得注意的，本檢定並無法真正衡量 DSM 方案對電力用戶的全部效益與成本，而僅能就「可計數」的成本與效益加以估算。由於部分電力用戶決定是否參與某一 DSM 方案，並非完全基於有形的成本或效益，例如消費者因參與該方案所顯現的正面環保形象(屬效益面)，或電力用戶內部成員(如企業股東、經營階層、以及員工)是否參與該方案所產生的意見分歧摩擦或爭執(屬成本面)，均未能在此模型中予以考慮。

本檢定的結果通常以三種方式表達：一、總方案的淨現值(Net Present Value, NPV)；二、平均每位參與者的 NPV；三、益本比。若 DSM 方案之淨現值大於零，或益本比大於一，可視為該方案對參與者而言是有利的。

本研究研擬之節能管理商業模式，如表 2

所示。針對四種情境進行成本效益分析，首先對「基本情境」(即僅安裝智慧電表)進行成本效益分析。基本情境係指在台電公司未實行住商部門適用之需量反應方案下，用戶安裝智慧電表後，藉由整合商之整合多家小用戶，達到台電公司需量反應計畫所要求契約容量之「虛擬大用戶」，參與需量反應方案。

## 二、需量反應方案

本研究以「台灣電力股份有限公司需量反應計畫實施要點」<sup>[16]</sup>為參考依據，提出本研究所模擬之需量反應電價方案，如表 3 所示。

本研究需量反應方案與廖桓暉(2013)<sup>[9]</sup>不同之處有：一、由於電能使用的資訊即時流通便更加方便，故可使抑低契約容量由 500kW 降低至 100kW 以上。二、為了使參與者提高參與需量反應之獎勵，故使基本電費扣減標準由 20 元提高為 25 元。

## 肆、實證分析之結果與政策意涵

本研究事先針對住宅及商業用戶進行「參與者檢定(PCT)」。由於整合商扮演節能管理創新之關鍵角色，因此有必要從整合商觀點評估成本效益與淨現值，以確認整合商也具有成本效益之可行性。

### 一、住宅部門模擬情境之成本效益分析

相關計算公式列如下所示：

$$NPV_p = B_p - C_p \quad (1)$$

$$BCR_p = \frac{B_p}{C_p} \quad (2)$$

$$B_p = \sum_{t=1}^N \frac{BR_t + TC_t + INC_t}{(1+d)^{t-1}} + \sum_{t=1}^N \frac{AB_{at} + PAC_{at}}{(1+d)^{t-1}} \quad (3)$$

$$C_p = \sum_{t=1}^N \frac{PC_t + BI_t}{(1+d)^{t-1}} \quad (4)$$

表 2 本研究模擬之情境

|     | 可安裝之軟硬體系統                     | 內容  | 需量反應執行方式 | 用戶承擔違約風險 | 用戶獲得電費節約與獎勵金額比例 |
|-----|-------------------------------|---|----------|----------|-----------------|
| 情境一 | 智慧電表+需量反應方案                   | 參與需量反應方案之基本配備。  | 手動       | 中        | 中               |
| 情境二 | A+電能資訊管理系統(智慧插座)              | 控制之電器產品也須更換為智慧型電器,或加裝智能控制器,增加手動執行需量反應的方便性。                        | 手動       | 低        | 低               |
| 情境三 | B+再生能源發電系統(太陽能面板)             | 用戶可於屋頂建置太陽能面板,除可提供本身使用,太陽能面板所產生的電,可回補因執行需量反應所缺少的電,當有剩餘的電,可售予台電公司。 | 全自動      | 相對低      | 相對低             |
| 情境四 | C+儲能系統(兩款電動車: Tesla 和 Nissan) | 儲存再生能源產生之電力,提高住宅用戶供電穩定性,如電動車或儲能電池。                                | 全自動      | 極低       | 極低              |

資料來源：本研究自行整理

表 3 本文模擬之需量反應電價方案

| 項目     | 內容   |      |                |     |               |     |
|--------|--|------|----------------|-----|---------------|-----|
| 可選用對象  | 經由整合商整合低壓用戶達經常契約容量 100kW 以上者   |      |                |     |               |     |
| 抑低用電時間 | 1. 當台電公司面臨系統需要時,經由整合商通知用戶抑低用電<br>2. 每次執行時需抑低的時間為: 2 小時或 4 小時,此二選項供用戶選擇<br>3. 以日為單位,每日視為抑低用電 1 次<br>4. 在抑低用電的前 15 分鐘、30 分鐘、或前一小時需通知抑低用電,此三選項供用戶選擇 |      |                |     |               |     |
| 抑低用電次數 | 夏月(六~九月電費月份): 4 個月期間每月 4 次<br>非夏月(十~翌年五月電費月份): 8 個月期間每月 4 次  |      |                |     |               |     |
| 電費優惠   | 依選擇通知方式不同按下列標準扣減電費:  |      |                |     |               |     |
|        |  | 費用優惠 | 基本電費扣減標準(元/千瓦) |     | 流動電費扣減標準(元/度) |     |
|        | 通知方式   |      | 夏月             | 非夏月 | 夏月            | 非夏月 |
|        | 前 15 分鐘通知者   | 25   | 25             | 8   | 8             |     |
|        | 前 30 分鐘通知者   | 25   | 25             | 6   | 6             |     |
|        | 前 1 小時通知者  | 25   | 25             | 4   | 4             |     |

資料來源：本研究整理自台電公司之「台灣電力股份有限公司需量反應計畫實施要點」<sup>[16]</sup>

NPV<sub>p</sub>為參與者之淨現值; BCR<sub>p</sub>為參與者之益本比; B<sub>p</sub>為參與者之效益總現值; C<sub>p</sub>為參與者之成本總現值; d 為折現率; BR<sub>t</sub>為第t年用戶電

費帳單減少之金額; BI<sub>t</sub>為第t年用戶電費帳單增加之金額; TC<sub>t</sub>為第t年之稅額扣抵; INC<sub>t</sub>為公用事業第t年給予參與者之獎勵金; PC<sub>t</sub>為第t年之用

戶參與成本，包括：含稅之初始資本成本(Capital Costs)、燃料等運轉維護成本、最終移除成本(扣除剩餘殘值)、用戶參與該方案所需付出時間的交易成本； $AB_{at}$ 為參與者因參與該方案而節省之第t年迴避帳單費用； $PAC_{at}$ 為參與者因參與該方案而節省之第t年迴避成本。

(一) 用戶參與者透過整合商，直接參加住宅部門需量反應電價方案，四種情境下之成本效益分析

進行參與者檢定前，首先需確定採用的基準方案，如表 4 所示。

表 4 住宅部門需量反應模擬方案

|                |  |
|----------------|--|
| 進行分析之對象        | 經由整合商(Aggregator)整合低壓用戶達經常契約容量 100kW 以上者 |
| 執行期間           | 全年電費月份                                   |
| 抑低用電時間         | 全年每月皆 4 次、每次 2 小時                        |
| 整合商與用戶簽訂抑低契約容量 | 1kW                                      |
| 通知方式           | 15 分鐘前                                   |
| 基本電費扣減標準       | 25/(元/每千瓦/每月)                            |
| 流動電費扣減標準       | 8(元/每度/每月)                               |

#### 1. 模擬情境一：住宅用戶先進讀表基礎建設+需量反應方案

在模擬情境一之中，因為無設備的投入，因此只計算第一年的益本比與淨現值。

$BR_t$ 為第t年用戶電費帳單減少之金額。在此情境中，用戶因執行需量反應方案所抑低之用電量為每年 96 度，夏月抑低 32 度(每度 4.39 元)，非夏月抑低 64 度(每度 2.68 元)。其估算基礎係根據本研究進行期間(2014 年下半年)，當時根據台電公司 2013 年 10 月 1 日起實施之電價表<sup>[17]</sup>。該年度台灣住宅用戶所採用之電價為累進式，並且分成夏月及非夏月。根據台電網站公告，該年度台灣住宅用戶夏月每月用戶平均電費為 1223.25 元，平均每戶用電量為 358.75 度，根據累進電價凡每戶用電量介乎 331 度至 500 度之間，每度電為 4.39 元；同理，非夏月每月用戶平均電費為 731.75 元，平均每戶用電量為 255.875 度，根據累進電價凡每戶用電量介乎 121 度至 330 度之間平均每度電價為 2.68 元。

$$BR_t = 32 \times 4.39 + 64 \times 2.68 = 312$$

$INC_t$ 為整合商第t年給予參與者之獎勵金。夏月、非夏月中，基本電費扣減標準皆為 25 元(每 kW 每月)，全年共 12 個月，流動電費扣減標準皆為每度 8 元。

$$INC_t = 96 \times 8 + 12 \times 25 = 1,068$$

$PC_t$ 為第t年之用戶參與成本。此情境中，用戶參與成本即為缺電成本，為每度新台幣 15.9 元(根據楊豐碩等(2011)<sup>[18]</sup>，台灣住宅用戶之平均缺電成本每度為新台幣 15.9 元)。這是因為用戶參與需量反應方案，抑低需求負載而產生生活不便的無形成本。

$$PC_t = 96 \times 15.9 = 1,526$$

計算結果呈現如表 5。

此情境之檢定結果：淨現值為-146 元、益本比 0.90，電費帳單金額的減少( $BR_t$ )以及台電公司給予的電費折扣

( $INC_t$ )之效益無法彌補因暫時關閉家中電器所產生的用戶缺電成本,故無法通過成本效益檢定。與廖桓暉(2013)<sup>[9]</sup>得出的檢定結果同樣皆為未通過成本效

益檢定,表示政策下所提高的基本電費扣減標準仍無法彌補缺電成本所帶來的不方便性。

表 5 模擬情境一之參與者檢定估算結果

|           | 效益                  |        |         |           |            | 成本     |        |
|-----------|---------------------|--------|---------|-----------|------------|--------|--------|
|           | $BR_t$              | $TC_t$ | $INC_t$ | $AB_{at}$ | $PAC_{at}$ | $PC_t$ | $BI_t$ |
| 期初現值(t=1) | 312                 | 0      | 1,068   | 0         | 0          | 1,526  | 0      |
| 總計        | 1,380               |        |         |           |            | 1,526  |        |
| 檢定結果      | 淨現值-146(元), 益本比0.90 |        |         |           |            |        |        |

資料來源：本研究估算整理

2. 模擬情境二：住宅用戶先進讀表基礎建設+需量反應方案+電能資訊管理系統

在此情境下住宅用戶除了方案一之外,尚安裝智慧電能資訊管理系統。目前智慧能源管理系統已有商業化之產品問世,例如 FamilyAsyst AiPlug 是 2014 年台灣市面上第一個智慧電力管家。AiPlug 智慧插座將 WiFi、電器與插座結合,提高居家安全。利用遠端遙控,自行設定省電定時器或待機家用電器聯網的時代, AiPlug 使得住戶居家更智慧,透過與手機 APP 結合,用戶可隨時隨地掌握家中用電資訊,因應行程調整定時,甚至可透過 APP 直接遠端調控,關閉或啟動家中電器。此外, AiPlug 擁有「全球獨家遠端授權管理」功能,可讓用戶將 AiPlug 授權給位在任何地點親友使用,也能協助關懷親人生活或管理居家用電與安全。

將 AiPlug 智慧插座納入考量後,固定資產成本按市價消費者購買金額為 3,000 元(1,800 元插座費+1,200 元訊號強波器)。根據 AiPlug 官方網站資訊顯示,藉由 AiPlug 智慧電力管家系統估算小套房用常見電器(桌上型電腦、液晶螢幕、小型電視、組合音響、熱水瓶),每日待機電力消耗量為 804 瓦特,使用智慧插座後將可每日節省度數為 0.4 度,每年可節省電費 733.65 元,假設設備生命壽年為 20 年。

根據以上估算數據,評估參與者檢定之結果如下:淨現值 29,719 元,益本比 10.91。可見此一情境下的用戶參與者具有很高的淨效益與益本比,主要原因係該項設備成本很小,電費節省之效益相對而言顯得升高,若智慧插座的生命壽年少於 20 年,則益本比將隨之下降。計算結果如表 6。

表 6 模擬情境二之參與者檢定估算結果

|                  | 效益                     |        |         |           |            | 成本     |        |
|------------------|------------------------|--------|---------|-----------|------------|--------|--------|
|                  | $BR_t$                 | $TC_t$ | $INC_t$ | $AB_{at}$ | $PAC_{at}$ | $PC_t$ | $BI_t$ |
| 期初現值(t=1)        | 312                    | 0      | 1,068   | 734       | 0          | 3,000  | 0      |
| 期現總值(t=1,...,20) | 4,829                  | 0      | 16,530  | 11,360    | 0          | 3,000  | 0      |
| 總計               | 32,719                 |        |         |           |            | 3,000  |        |
| 檢定結果             | 淨現值29,719(元), 益本比10.91 |        |         |           |            |        |        |

資料來源：本研究估算整理

由於廖桓暉(2013)<sup>[9]</sup>並未考量加入電能資訊管理系統(智慧插座)的技術,而智慧插座也是在近一兩年才開始推行,故為本研究考量加入的因素。

### 3. 模擬情境三：住宅用戶先進讀表基礎建設+需量反應方案+電能資訊管理系統+再生能源系統

在此情境下住宅用戶除了方案二之外,尚安裝再生能源系統。若與市電併聯維持穩定供電,則4峰瓦(kWp)即可供一住宅用戶所需。目前併聯型系統1峰瓦設置成本約新台幣10萬元。每日發電量為台灣2014年太陽光電系統於各縣市之每日平均發電量<sup>1</sup>之平均值,一天約3度。系統耐用年限20年以上。以下為本文對於一般家庭住宅安裝太陽光電系統之假設：

- (1) 安裝4峰瓦之併聯型太陽能發電系統,設置成本為40萬元；
- (2) 在參與需量反應方案事件發生時,將每日發電量用於暫時關閉之電器；
- (3) 剩餘電力全數回售予台電。

本研究假設用戶屋頂皆具備足夠之設置面積,暫不考慮住宅用戶可能發生裝設面積不足夠之情況,以便後續進行敏感度分析,並擬定用戶之太陽光電系統為屋頂型且設置完工於104年1月1日至104年6月30日間,收購費率為6.8633(元/度)<sup>2</sup>,每日平均發電量為3度。因此一般家庭住宅之太陽光電系統每日發電量約為12度。用戶將太陽光電系統所生產之電能,回補因需量反應方案所關閉之電器負載缺口,剩餘

電能全數售予台電。

$INC_t$ 為台電公司第 $t$ 年給予參與者之獎勵金。此處將獎勵金與售電收入一起計算。住宅用戶於一年中,參與48次(日)需量反應,每次參與時皆售電10度/日,未參與需量反應時則售電予台電公司,總計12度/日,扣除48日後,共317日。

$$INC_t = (48 \times 10 + 317 \times 12) \times 6.8633 + 1068 = 30,470.3722 \approx 30,470$$

$PAC_{at}$ 為參與者第 $t$ 年之迴避成本。此情境中,透過太陽光電系統所產生之電力,回補因執行需量反應而暫時關閉之家電負載缺口,因此迴避掉原先因執行需量反應所造成之用戶缺電成本。此效益即為用戶之缺電成本。

$$PAC_{at} = 96 \times 15.9 = 1,526.4 \approx 1,526$$

$PC_t$ 為第 $t$ 年之用戶參與成本。即為此情境加入之太陽光電系統。1峰瓦設置成本約新台幣10萬元。

$$PC_t = 4 \times 100,000 + 3,000 = 403,000$$

由表7可得知,模擬情境三中淨現值為108,396元、益本比為1.27。由於太陽光電系統之造價逐年下降,在20年的使用年限中,售電收入之折現總值可回收期初投入之太陽光電系統。在其它情況不變下,只要4峰瓦之太陽光電系統成本不超過本檢定之效益值,則在20年的使用年限中,此模擬情境即可通過成本效益檢定。

<sup>1</sup> 太陽光電資訊網, <http://solarpv.itri.org.tw/memb/main.aspx>, 2014

<sup>2</sup> 經濟部能源局網站, <http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/home/Home.aspx>, 2014

表 7 模擬情境三之參與者檢定估算結果

|                      | 效益                    |        |         |           |            | 成本      |        |
|----------------------|-----------------------|--------|---------|-----------|------------|---------|--------|
|                      | $BR_t$                | $TC_t$ | $INC_t$ | $AB_{at}$ | $PAC_{at}$ | $PC_t$  | $BI_t$ |
| 期初現值(t=1)            | 312                   | 0      | 30,470  | 734       | 1,526      | 403,000 | 0      |
| 期現總值<br>(t=1,...,20) | 4,829                 | 0      | 471,589 | 11,360    | 23,618     | 403,000 | 0      |
| 總計                   |                       |        | 511,396 |           |            | 403,000 |        |
| 檢定結果                 | 淨現值108,396(元)，益本比1.27 |        |         |           |            |         |        |

資料來源：本研究估算整理

與廖桓暉(2013)<sup>[9]</sup>研究的成本效益檢定結果皆有通過成本效益檢定，其中較大的差別為：在台電公司所給予的參與獎勵金上，因為太陽能躉售電費相較於前年約少了 2 元，經過折現後的效益值及淨現值皆會下降。

4. 模擬情境四：住宅用戶先進讀表基礎建設+需量反應方案+電能資訊管理系統+再生能源系統+電動車儲能系統

在此情境下住宅用戶除了方案三之外，尚安裝電動車儲能系統。在電動車儲能系統部分，電動車能否吸引一般民眾購買：價格、續航力、電池容量等都是其關鍵因素。Nissan 在 2015 年將推出 Nissan Leaf 的更新款，提升最大

續航力，以及在售價方面更接近一般客群，提升消費者的購買獎勵；而 Tesla 在歐美算是熱銷的車款。本文便以入門款 Nissan Leaf-S 及 Tesla-S 為電動車之估算基礎，進行日系及歐美系車款的成本效益分析。

由表 8 可得知，Nissan Leaf-S 售價不足百萬，最大續航力為 220 公里，一般來說，200 公里以滿足台灣通勤族每日行駛里程。TESLA-S 售價雖高出 Nissan Leaf-S 三至四倍，可從電池容量及最大里程數發掘其定價的原由，可藉由修改設備的模式來吸引台灣市場消費者的青睞。

表 8 Tesla 與 Nissan Leaf-S 售價、續航力、電池規格

|           | Tesla Model-S | Nissan Leaf-S |
|-----------|---------------|---------------|
| 售價(NT\$)  | 2,230,000     | 650,000       |
| 最大續航力(km) | 330           | 220           |
| 電池容量(kWh) | 60            | 24            |
| 電池類型      | 鋰離子電池         | 鋰離子電池         |

資料來源：TESLA 官網、Nissan 全球官網，本研究自行整理，2014

$AB_{at}$  為參與者第  $t$  年之迴避帳單費用。根據交通部的統計資料，台灣自用小客車以通勤族為主要用途者，平均全年行駛里程為 12,842 公里<sup>3</sup>。若以油耗量 10km/l 計算，一年消耗油量為 1,284

公升，相當於新台幣 42,372 元<sup>4</sup>。

$$AB_{at} = 1284 \times 33.0 + 734 = 43,106$$

$PC_t$  為第  $t$  年之用戶參與成本。此項為智慧插座系統、太陽光電系統購入成

<sup>3</sup> 交通部網站，統計提要分析-「99 年自用小客車使用狀況及調查報告」。

<sup>4</sup> 2014/10/8 中油公告價格，95 無鉛汽油每公升價格為 33.0 元。

本，及電動車購入成本之總和。Tesla-S 售價為 2,230,000 元，Nissan Leaf-S 售價為 650,000 元。

Tesla-S 第 $t$ 年之用戶參與成本：

$$PC_t = 3,000 + 400,000 + 2,230,000 = 2,633,000$$

Nissan Leaf-S 第 $t$ 年之用戶參與成本：

$$PC_t = 3,000 + 400,000 + 650,000 = 1,053,000$$

$BI_t$ 為第 $t$ 年用戶電費帳單增額。此項目即為住宅用戶使用電動車所產生之充電費用。Tesla-S 最大續航力為 330 公里(Nissan Leaf-S 為 220)。而平均全年行駛里程為 12,842 公里，因此電動車每年充電次數約為 39 次(Nissan Leaf-S 為 58 次)，每次充電皆耗費 60 度(Nissan Leaf-S 為 24 度)。充電費用來自夏月與非夏月，因無法明確區分其充電消耗度數有多少度來自夏月或非夏月，因此採用加權平均計算。

Tesla-S 第 $t$ 年用戶電費帳單增額：

$$BI_t = \left(39 \times 60 \times 4.39 \times \frac{1}{3}\right) + \left(39 \times 60 \times 2.68 \times \frac{2}{3}\right) = 7,605$$

Nissan Leaf-S 第 $t$ 年用戶電費帳單增額：

$$BI_t = \left(58 \times 24 \times 4.39 \times \frac{1}{3}\right) + \left(58 \times 24 \times 2.68 \times \frac{2}{3}\right) = 4,524$$

由表 9 和 10 得知，此情境呈現 Tesla 未通過檢定，而 Nissan Leaf 則通過檢定。此情境無法通過成本效益檢定，本研究認為關鍵點有兩個。一是因

為購買 Tesla 之用戶，無法攤平電動車的購置成本。二是目前台灣政府尚未制定出有利的電動車補助政策，因而無法提高此檢定公式中之效益。若政府能提供有利之補助額度，將有可能通過成本效益檢定。

與廖桓暉(2013)<sup>[9]</sup>的研究在日系車款的結果並不相同，由於技術的進步日系車款在本年度 2015 年的售價相較於 2013 年以降低約 20 萬元，故能通過成本效益檢定，而美系車款在本研究未通過檢定。

一般而言，整合商可能比國營事業的台電公司，較具有民間組織或中小企業之組織靈活與彈性，可以做到量身定做、差異化的服務。然而，市場可行性評估的重點應該考量整合商行政者檢定，是否能夠具市場利基，能夠讓整合商發揮創新管理的商業模式。

根據先進國家整合商之發展經驗，節能資訊管理系統的核心功能來自於虛擬資訊平台的功能發揮與運作，這種資訊財(Information Goods)的特質是軟體開發成本高，但邊際消費者增加整合商之變動成本接近於零。一旦整合商找到關鍵數量(Critical Mass)的顧客群之後，若能爆量增加額外的客戶，其獲利倍增的現象稱為需求面規模經濟(Demand-side Economy of Scale)。

## (二) 整合商模擬情境之成本效益分析

針對整合商參與需量反應方案模擬情境，進行成本效益分析。整合住宅需量反應方案如表 11 所示。

夏月、非夏月中，基本電費扣減標準皆為 25 元(每 kW 每月)，流動電費扣減標準皆為每度 10 元，整合商從流動電費扣減標準獲得的台電供給價格差距為 2 元，即為獲利來源。

表 9 模擬情境四之參與者檢定估算結果(Tesla)

|           | 效益                     |        |         |           |            | 成本        |         |
|-----------|------------------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|---------|
|           | $BR_t$                 | $TC_t$ | $INC_t$ | $AB_{at}$ | $PAC_{at}$ | $PC_t$    | $BI_t$  |
| 期初現值(t=1) | 312                    | 0      | 30,470  | 43,106    | 1,526      | 2,633,000 | 7,605   |
| 期現總值      | 4,829                  | 0      | 471,589 | 667,158   | 23,618     | 2,633,000 | 117,704 |
| 總計        | 1,167,194              |        |         |           |            | 2,750,704 |         |
| 檢定結果      | 淨現值-1,583,510元，益本比0.42 |        |         |           |            |           |         |

資料來源：本研究估算整理

表 10 模擬情境四之參與者檢定估算結果(Nissan Leaf)

|      | 效益                 |        |         |           |            | 成本        |        |
|------|--------------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|--------|
|      | $BR_t$             | $TC_t$ | $INC_t$ | $AB_{at}$ | $PAC_{at}$ | $PC_t$    | $BI_t$ |
| 期初現值 | 312                | 0      | 30,470  | 43,106    | 1,526      | 1,053,000 | 4,524  |
| 期現總值 | 4,829              | 0      | 471,589 | 667,158   | 23,618     | 1,053,000 | 70,019 |
| 總計   | 1,167,194          |        |         |           |            | 1,123,019 |        |
| 檢定結果 | 淨現值44,175元，益本比1.04 |        |         |           |            |           |        |

資料來源：本研究估算整理

表 11 整合住宅需量反應方案

|                |  |
|----------------|--|
| 進行分析之對象        | 由整合商(Aggregator)整合住宅用戶達經常契約容量500kW 以上者 |
| 執行期間           | 全年電費月份                                 |
| 抑低用電時間         | 全年每月皆4次、每次2小時                          |
| 整合商與用戶簽訂抑低契約容量 | 1kW                                    |
| 通知方式           | 15分鐘前                                  |
| 基本電費扣減標準       | 25/(元/每千瓦/每月)                          |
| 流動電費扣減標準       | 10(元/每度/每月)                            |
| 住宅戶數           | 5,000家                                 |

資料來源：本研究整理

$$INC_t = 480,000 \times 2 + 12 \times 25 \times 5,000 = 2,460,000$$

此外，整合商參與成本( $PC_t$ )為需量反應電力服務平台(App、伺服器主機與辦公設備估計為 50 萬元)、人事費用成本(工資給定為每人 50,000 元，現場需由三名專業控管人員進行需量反應電力控制和二位行銷需量反應合約的業務人員)、工作場所的租金(50 坪的租金約 50,000 元)。

$$PC_t = 500,000 + 50,000 \times 5 \times 12 + 50,000 \times 12 = 4,100,000$$

若參與需量反應方案之戶數增加為 10,000 戶或 15,000 戶，根據一般資訊管理 App 應用程

式之複製成本(亦即邊際成本)應該接近於 0，或等於 0。因為電腦程式一旦設計並撰寫完成，該程式可任意複製其數量，透過網路傳輸與下載，並不會增加程式設計或撰寫的增額成本。至於雲端伺服器，其租用成本在本研究住宅用戶平均用電量小，且參與需量反應方案所抑低負載之容量極為有限(每戶僅 1kW)之情況下，可合理假設 5,000 家戶數、10,000 家戶數、15,000 家戶數所需之伺服器費用，並無不同。再者，由於 App 應用程式會自動與下載 App 之用戶透過網路平台簽訂合約(正如同一般 App 程式下載之前，使用者皆必須同意 App 使用條款之後，方能下載，等同於簽訂供需雙方契約)。在此情況下，人事費用與工作場所的租金，應該也不會額外增加。準此而論，其計算結果如表 12 與表 13。

表 12 整合商模擬情境之行政者檢定估算結果

|                      | 效益                      |        |            |           |            | 成本         |
|----------------------|-------------------------|--------|------------|-----------|------------|------------|
|                      | $BR_t$                  | $TC_t$ | $INC_t$    | $AB_{at}$ | $PAC_{at}$ | $PC_t$     |
| 期初現值(t=1)            | 0                       | 0      | 2,460,000  | 0         | 0          | 4,100,000  |
| 期現總值<br>(t=1,...,20) | 0                       | 0      | 38,073,786 | 0         | 0          | 55,717,736 |
| 總計                   |                         |        | 38,073,786 |           |            | 55,717,736 |
| 檢定結果                 | 淨現值-17,643,950元，益本比0.68 |        |            |           |            |            |

資料來源：本研究估算整理

表 13 行政者檢定之住宅戶數敏感度分析

| 住宅戶數    | 淨現值           | 益本比  |
|---------|---------------|------|
| 5,000家  | -17,643,950 元 | 0.68 |
| 10,000家 | 20,429,836 元  | 1.37 |
| 15,000家 | 54,403,622 元  | 1.91 |

資料來源：本研究估算整理

## 二、住宅部門替代方案之敏感度分析

本研究提出四種替代方案用以比較，當基準方案之關鍵參數改變時，對參與者檢定的淨現值、益本比造成何種影響。四種替代方案如下：

- (一) 替代方案一：調整流動電費扣減標準，由 8(元/每度/每月)提高為 10(元/每度/每月)、12(元/每度/每月)。
- (二) 替代方案二：調整抑低瓦數，由 1kW 提高為 3kW、5kW。
- (三) 替代方案三：調整太陽光電系統容量大小，由 4kWp 提高為 6kWp、8kWp。
- (四) 替代方案四：調整兩款式電動車之售價，Tesla 車款由 223 萬元降低為 200 萬元、180 萬元，而 Nissan 車款由 65 萬元調降為 50 萬元、40 萬元。

敏感度分析結果如表 14 和 15 所示。藉由替代方案一調升電費優惠折扣在四種情境中都能提高效益，故可知價格策略會直接反映在效益項上。替代方案二抑低瓦數只在情境一帶來效益面負向的影響，由於情境一中當所需抑低的瓦數增加時，住宅用戶面對的缺電成本會增加，故效益項

會逐漸遞減，而另外三種情境由於有電能資訊管理系統、太陽能面板、電動車儲能系統，可有效地迴避缺電成本。替代方案三提高太陽光電系統容量大小在情境三淨現值也會上升；而益本比則呈小幅度下降，故可知售電收入可回收太陽光電系統之購入成本，隨著太陽光電系統容量提升，可產生之電力遂跟著增加，售電收入也因而提高，且都能在 20 年的期限中回收期初投入成本。替代方案四隨 Nissan 車款販售價格下降而效益都能提高，主要是由調整電動車之售價時將可直接降低各自情境之用戶參與成本；則 Tesla 販售價格雖然調降兩次，但效益也無法回收電動車成本。

## 三、小型商業用戶引進節能系統之成本效益分析

相關計算公式列如下所示：

$$NPV_p = B_p - C_p \quad (5)$$

$$BCR_p = \frac{B_p}{C_p} \quad (6)$$

$$DP_p = \text{Min } j, \text{ s.t. } B_j > C_j \quad (7)$$

$$B_p = \sum_{t=1}^N \frac{EBR_t + TC_t + INC_t + AB_{at} + PAC_{at}}{(1+d)^{t-1}} \quad (8)$$

$$C_p = \sum_{t=1}^N \frac{PC_t + EBI_t}{(1+d)^{t-1}} \quad (9)$$

表 14 參與者檢定敏感度分析之淨現值 單位：元

|                  |       | 模擬情境一  | 模擬情境二  | 模擬情境三   | 模擬情境四(T)   | 模擬情境四(N) |
|------------------|-------|--------|--------|---------|------------|----------|
| 電價優惠折扣           | 每度8元  | -146   | 29,719 | 108,396 | -1,583,510 | 44,175   |
|                  | 每度10元 | 46     | 32,690 | 127,897 | -1,564,009 | 63,676   |
|                  | 每度12元 | 238    | 35,662 | 130,869 | -1,561,037 | 66,648   |
| 抑低瓦數             | 1kW   | -146   | 29,719 | 108,396 | -1,583,510 | 44,175   |
|                  | 3kW   | -1,039 | 63,149 | 164,749 | -1,527,157 | 100,528  |
|                  | 5kW   | -1,932 | 96,579 | 221,116 | -1,470,790 | 156,895  |
| 太陽光電系統容量         | 4kWp  |        |        | 108,396 | -1,583,510 | 44,175   |
|                  | 6kWp  |        |        | 185,777 | -1,506,129 | 121,556  |
|                  | 8kWp  |        |        | 263,143 | -1,228,763 | 198,922  |
| 電動車之販售價格(Tesla)  | 223萬元 |        |        |         | -1,583,510 |          |
|                  | 200萬元 |        |        |         | -1,353,510 |          |
|                  | 180萬元 |        |        |         | -1,153,510 |          |
| 電動車之販售價格(Nissan) | 65萬元  |        |        |         |            | 44,175   |
|                  | 50萬元  |        |        |         |            | 194,175  |
|                  | 40萬元  |        |        |         |            | 294,175  |

資料來源：本研究估算整理

表 15 參與者檢定敏感度分析之益本比

|                  |         | 模擬情境一 | 模擬情境二 | 模擬情境三 | 模擬情境四(T) | 模擬情境四(N) |
|------------------|---------|-------|-------|-------|----------|----------|
| 電價優惠折扣           | 每度8元    | 0.90  | 10.91 | 1.27  | 0.42     | 1.04     |
|                  | 每度10元   | 1.03  | 11.9  | 1.31  | 0.42     | 1.05     |
|                  | 每度12元   | 1.16  | 13.8  | 1.32  | 0.42     | 1.06     |
| 抑低kW數            | 1kW(基準) | 0.90  | 10.91 | 1.27  | 0.42     | 1.04     |
|                  | 3kW     | 0.77  | 22.05 | 1.41  | 0.44     | 1.09     |
|                  | 5kW     | 0.75  | 33.19 | 1.55  | 0.46     | 1.14     |
| 太陽光電系統容量         | 4kWp    |       |       | 1.27  | 0.42     | 1.04     |
|                  | 6kWp    |       |       | 1.40  | 0.52     | 1.08     |
|                  | 8kWp    |       |       | 1.39  | 0.62     | 1.11     |
| 電動車之販售價格(Tesla)  | 223萬元   |       |       |       | 0.42     |          |
|                  | 200萬元   |       |       |       | 0.50     |          |
|                  | 180萬元   |       |       |       | 0.55     |          |
| 電動車之販售價格(Nissan) | 65萬元    |       |       |       |          | 1.04     |
|                  | 50萬元    |       |       |       |          | 1.21     |
|                  | 40萬元    |       |       |       |          | 1.35     |

資料來源：本研究估算整理

$NPV_P$  為全體裝設民宿之總淨現值； $BCR_P$  為民宿之益本比； $DP_P$  折現回收期； $B_j$  為民宿至第  $j$  年之累積效益現值； $C_j$  為民宿至第  $j$  年之累積成本現值； $B_P$  為民宿的效益總現值； $C_P$  為民宿的成本總

現值； $d$  為折現率； $EBR_t$  為民宿採用熱泵而節省第  $t$  年之能源帳單費用； $PAC_{at}$  為民宿採用熱泵而節省之第  $t$  年迴避成本； $INC_t$  為民宿第  $t$  年所能獲得之政府獎勵金； $TC_t$  為民宿第  $t$  年可獲得之租稅

扣抵； $PC_t$ 為第 $t$ 年民宿的參與成本，包括：初始熱泵設備成本、維護成本、最終移除成本； $EBI_t$ 為民宿採用熱泵而增加第 $t$ 年之電費帳單費用。

#### (一) 小型商業用戶採用熱泵系統之成本效益分析

本研究以民宿業者採用熱泵系統，並參與需量反應電價方案作為實證案例。選用民宿熱泵系統為案例的原因在於，熱泵系統在歐美與日本均被視為再生能源，而且比瓦斯熱水器相對安全，比燃油熱水器相對環保，比電熱水器相對節能，更是最適合做為需量反應方案標的設備(Targeted Equipment)。因此，台灣目前許多飯店、旅館、民宿業者，甚至學校學生宿舍或游泳池加熱系統，均採用熱泵系統。

本研究假設民宿業者為了供應熱水服務顧客，採用相對安全與環保的熱泵系統

為例，參與方案後的「可計數」效益與成本。以本研究的熱泵系統應用為例，民宿採用熱泵熱水系統的效益包括：能源費用帳單金額的減少，同樣效能產生熱的替代品之設置成本，還有政府獎勵政策的補貼金額。而民宿業者的成本則有：設置熱泵系統的支出(包括設備費、安裝費、維護費、最終移除之成本)以及電費帳單的增額。

參與者檢定中民宿裝設熱泵熱水器替代傳統熱水設備，以民宿 50 人的規模用水量以每日 5,000 公升熱水用量作為計算標準，參與者檢定中所需各熱水設備相關資料以及檢定參數之設定如表 16。小型商業部門之需量反應方案如表 17。

此一情境模擬之過程與步驟，與前述情境相同，限於篇幅，不再贅述。其計算結果如表 18。

表 16 商業部門參與者檢定之參數比較

| 資料項目        | 電能熱水器     | 熱泵熱水器                          | 備註                    |
|-------------|-----------|--------------------------------|-----------------------|
| 初始投入成本      | 150,000 元 | 250,000 元                      | 參考熱水器市價及熱泵協會提供資訊      |
| 維護成本佔設備價格比例 | 3%        | 3%                             | 參考熱泵協會提供資訊所估算         |
| 設備使用年限      | 10 年      | 10 年                           | 參考國外文獻及消防署建議之瓦斯熱水器使用限 |
| 設備期末殘值      | 360 元     | 1,500 元                        | 設定為設備成本 3%            |
| 政府補助獎勵      | 0 元       | 10,000 元                       | 設定政府補助熱泵設備成本之 20%     |
| 能源單價        | 3.29元/每度  | 3.76元/每度(夏月)；<br>3.02元/每度(非夏月) | 電價係參考台電公司電價表          |
| 平均折現率       | 2.88%     | 2.88%                          | 折現率採用五大銀行平均基本利率       |
| 平均能源使用量     | 120度/日    | 30度/日                          | 熱泵協會提供資訊              |

資料來源：中央銀行網站(2011)<sup>[19]</sup>、台電公司網站(2011)<sup>[20]</sup>、本研究整理

表 17 小型商業部門需量反應方案

|                |                                   |
|----------------|-----------------------------------|
| 進行分析之對象        | 經由整合商整合至少500家民宿業者達經常契約容量 500kW以上者 |
| 執行期間           | 全年電費月份                            |
| 抑低用電時間         | 全年每月皆4次、每次2小時                     |
| 整合商與用戶簽訂抑低契約容量 | 1kW                               |
| 通知方式           | 15分鐘前                             |
| 基本電費扣減標準       | 100/(元/每千瓦/每月)                    |
| 流動電費扣減標準       | 8(元/每度/每月)                        |
| 民宿家數           | 500家                              |

資料來源：本研究整理

表 18 商業部門之參與者檢定估算結果

|                   | 效益                      |        |            |            | 成本          |            |
|-------------------|-------------------------|--------|------------|------------|-------------|------------|
|                   | $EBR_t$                 | $TC_t$ | $INC_t$    | $PAC_{at}$ | $PC_t$      | $EBI_t$    |
| 期初現值 (t=1)        | 264,110                 | 0      | 7,446,800  | 763,200    | 125,000,000 | 3,750,000  |
| 期現總值 (t=1,...,10) | 2,332,055               | 0      | 65,754,220 | 6,738,951  | 125,000,000 | 33,111,984 |
| 總計                | 74,825,226              |        |            |            | 158,111,984 |            |
| 檢定結果              | 淨現值-83,286,758元，益本比0.47 |        |            |            |             |            |

資料來源：本研究估算整理

結果並未通過成本效益檢定，由於無法攤平熱泵購置成本和維護成本之和，需視民宿業者規模大小安裝熱泵容量大小的

不同，檢定結果會變動。  
 (二) 整合商模擬情境之成本效益分析  
 此情境之需量反應方案如表 19。

表 19 整合民宿需量反應方案

|                |                                   |
|----------------|-----------------------------------|
| 進行分析之對象        | 經由整合商整合至少500家民宿業者達經常契約容量500kW 以上者 |
| 執行期間           | 全年電費月份                            |
| 抑低用電時間         | 全年每月皆4次、每次2小時                     |
| 整合商與用戶簽訂抑低契約容量 | 1kW                               |
| 通知方式           | 15分鐘前                             |
| 基本電費扣減標準       | 100/(元/每千瓦/每月)                    |
| 流動電費扣減標準       | 10(元/每度/每月)                       |
| 民宿家數           | 500家                              |

資料來源：本研究整理

夏月、非夏月中，基本電費扣減標準皆為 100 元(每 kW 每月)，流動電費扣減標準皆為每度 10 元，整合商從流動電費扣減標準獲得的台電供給價格差距為 2 元，即為獲利來源。

整合商參與成本為終端電力服務平台 (App、伺服器主機、辦公設備)、人事費用成本、工作場所的租金(50 坪的租金約 50,000 元)。

$$INC_t = 48,000 \times 2 + 18,000 \times 100 = 1,896,000$$

$$PC_t = 500,000 + 50,000 \times 5 \times 12 + 50,000 \times 12 = 4,100,000$$

計算結果如表 20 與表 21。

表 20 商業部門之行政者檢定估算結果

|                   | 效益                      |        |            |            | 成本         |         |
|-------------------|-------------------------|--------|------------|------------|------------|---------|
|                   | $EBR_t$                 | $TC_t$ | $INC_t$    | $PAC_{at}$ | $PC_t$     | $EBI_t$ |
| 期初現值 (t=1)        | 0                       | 0      | 1,896,000  | 0          | 4,100,000  | 0       |
| 期現總值 (t=1,...,10) | 0                       | 0      | 16,741,419 | 0          | 32,287,505 | 0       |
| 總計                | 16,741,419              |        |            |            | 32,287,505 |         |
| 檢定結果              | 淨現值-15,546,086元，益本比0.52 |        |            |            |            |         |

資料來源：本研究整理

表 21 行政者檢定之民宿家數敏感度分析

| 民宿家數   | 淨現值           | 益本比  |
|--------|---------------|------|
| 500家   | -15,546,086 元 | 0.52 |
| 1,000家 | 1,195,334 元   | 1.04 |
| 1,500家 | 17,936,753 元  | 1.56 |

資料來源：本研究整理

#### 四、小型商業用戶替代方案之敏感度分析

本研究透過敏感度分析表現在各種不同的

背景假設下，民宿裝設熱泵熱水系統之成本效益以及對整體社會之影響。商業部門替代方案之敏感度分析項目內容說明如表 22 所示。

表 22 商業部門替代方案之敏感度分析項目內容說明

|     | 內容         | 說明                                |
|-----|------------|-----------------------------------|
| 項目一 | 政府補助調整金額變動 | 考量10,000元、25,000元、30,000元三種不同補貼金額 |
| 項目二 | 熱泵機組設備成本變動 | 分析設備成本降低為原成本之95%、70%              |
| 項目三 | 折現率變動      | 分析1%、3%、5%不同折現率下對民宿的投資意願的影響       |

資料來源：本研究整理

##### (一) 項目一 政府補助調整

熱泵系統的期初投入成本約為電能熱水器的兩倍左右，高額的期初成本經常成為消費者卻步的主要原因。從表 23 得知，

藉由調整政府補助熱泵系統的金額，成本項固定不變而效益項則隨補助金額增加成正向關係，故益本比隨補助金額增加也隨之變大，至補助 30,000 元時通過檢定。

表 23 各種政府補助額度下民宿業者之淨現值與益本比

|        | 補助10,000元   | 補助25,000元   | 補助30,000元   |
|--------|-------------|-------------|-------------|
| 方案實施效益 | 74,825,226  | 138,728,707 | 160,803,363 |
| 方案實施成本 | 158,111,984 | 158,111,984 | 158,111,984 |
| 淨現值    | -83,286,758 | -19,383,277 | 2,691,379   |
| 益本比    | 0.47        | 0.88        | 1.02        |

資料來源：本研究估算整理

##### (二) 項目二 熱泵機組設備成本變動

敏感度分析假設熱泵系統因量產或技術革新等因素，導致熱泵系統設備成本降低，並分析當熱泵系統之設備成本降低至現行水準的

90%、75%對於民宿業者及整體社會之影響。從表 24 得知，隨著技術進步熱泵成本逐漸遞減的情況下，效益項固定不變而成本則隨技術進步逐漸下降，故益本比隨技術進步逐漸增加。

表 24 熱泵機組設備成本變動民宿業者之淨現值與益本比

|        | 降低至75%      | 降低至90%      | 原成本         |
|--------|-------------|-------------|-------------|
| 方案實施效益 | 74,825,226  | 74,825,226  | 74,825,226  |
| 方案實施成本 | 110,678,389 | 142,300,786 | 158,111,984 |
| 淨現值    | -35,853,163 | -67,475,560 | -83,286,758 |
| 益本比    | 0.68        | 0.53        | 0.47        |

資料來源：本研究估算整理

### (三) 項目三 折現率分析

折現率(Discount Rate)高低依照通貨膨脹率及利率等指標進行調整，因此容易隨經濟情勢變動而產生變化，影響民宿業者安裝熱泵系統之成本。本研究設定折現

率 $d=1\%$ 、 $2.88\%$ 、 $5\%$ 等不同程度進行分析。從表 25 得知，藉由調整(下降/增加)折現率的數值，發現總效益與總成本皆隨折現率的提升而逐漸下降，故折現率越小益本比越高。

表 25 折現率調整民宿業者之淨現值與益本比

|        | 調降至1%       | 維持在2.88%    | 調升至5%       |
|--------|-------------|-------------|-------------|
| 方案實施效益 | 81,063,486  | 74,825,226  | 68,706,573  |
| 方案實施成本 | 160,872,566 | 158,111,984 | 155,404,331 |
| 淨現值    | -79,809,080 | -83,286,758 | -86,697,758 |
| 益本比    | 0.50        | 0.47        | 0.44        |

資料來源：本研究估算整理

## 伍、結論與建議

### 一、結論

住宅用戶之四種模擬情境結論：(一)模擬情境一：因台電公司所給予之流動電費扣減標準較低，致使情境一無法通過成本效益檢定。若能將其由基準方案提升為每度新台幣 10 元，將可提升淨現值與益本比，即可通過參與者檢定，提升獎勵吸引民眾參與此需量反應方案。(二)模擬情境二：此情境益本比為四種模擬情境下最高的。民眾宜將長時間不使用的電器主電源開關或插頭拔掉，以減少電費支出，藉由智慧插座遠端控制啟動或關閉電器，且智慧插座的成本並不高，回收年限相對縮短許多。(三)模擬情境三：此情境採用能源局公告之再生能源電能躉售費率，每度新台幣 6.8633 元，至多 10 年即可回收其固定成本。而本檢定中設定期限為 20 年，不但可回收期初之固定成本，也可視為投資創造的收益。太陽能所生產之電力，不僅可售予台電，更可在執行需量反應因停電無法使用的電器提供其電能，減少其不方便性，節省住戶之缺電成本每度新台幣 15.9 元，價值相對於售予台電高出兩倍多，達較好之檢定結果。(四)模擬情境四：此情

境 Tesla 模擬結果並無通過成本效益檢定，最主要的因素為其售價高出許多，且目前並無相關補貼方案、稅收減免政策等；Nissan Leaf-S 則有通過成本效益檢定。電動車尚無法在短時間內普及，但若政府決心提倡環保，鼓勵民眾購買電動車，可提早制定相關政策法規，給予適當價格補貼以提高民眾購買意願。

根據上述住宅用戶模擬情境之結果，情境二是最具有效益的選項，分析其背後原因在於相對於其他三種情境其硬體設備成本幾乎為零，只需透過 App 就可在需量反應事件發生時，加以配合台電公司或整合商抑低負載，情境三和情境四較情境二不具效益，由於情境三和情境四所需購入的太陽能面板和電動車的固定成本相對於智慧插座價格相對較高，故雖通過成本效益檢定，但較不具效益；情境一之總效益無法彌補因暫時關閉家中電器所產生的用戶缺電成本，故無法通過成本效益檢定。在此情況下，用戶為依序要做的就是具有良好的自制能力與回應性：記得開啟或關閉並需執行 48 天；缺點有可能會面臨違約的風險，可能會改變益本比的分析結果。

住宅用戶四種敏感度分析之結論分析：藉由調升電費優惠折扣在四種情境中都能提高效益，故可知價格策略會直接反映在效益項上。抑低趺數只在情境一帶來效益面負向的影響，由於

情境一中當所需抑低的瓦數增加時，住宅用戶面對的缺電成本會增加，故效益項會逐漸遞減，而另外三種情境由於有電能資訊管理系統、太陽能面板、電動車儲能系統，可有效地迴避缺電成本。太陽光電系統容量的提升，在情境三和情境四中皆增加益本比，藉由太陽光電系統容量的提升可進一步解決缺電成本的問題，且可售予台電公司更多的電。電動車之販售價格的調降，在情境四中皆增加益本比，藉由調降售價，可讓住宅用戶的購入成本下降，進而提高益本比。

民宿業者敏感度分析之結論分析：政府補助調整金額增加，使民宿業者購入熱泵的成本下降，在補助金額達 30,000 元時通過成本效益檢定，相較於熱泵機組設備成本下降和折現率調整皆無通過成本效益檢定，可知政府補助調整金額增加是最為關鍵參數。

整合商敏感度分析和規模經濟意涵：若透過整合商(Aggregator)提供專業能源管理系統服務，以達成參與需量反應之最低門檻，此一商業模式應考慮需與多少住宅用戶數或與多少家民宿業者進行簽約，方跨越成本效益之最低值，結果得出需有 10,000 戶住宅部門或 1,000 家民宿業者，才讓整合商至少有市場誘因持續提供能源管理服務。

## 二、研究貢獻

本研究針對住宅部門、小型商業部門和整合商提供專業能源管理服務需量反應計畫做一模擬檢定，「事前」評估住宅部門、商業部門和整合商在參與此計畫後，所產生之效益與成本，並估算出淨現值與益本比。此結果可供相關單位於實施計畫前參考，例如：住宅用戶考量其參與需量反應所帶來的效益(如：可降低電費帳單費用)以及如何進一步提升其效益(增加太陽能面板的設置容量)、小型商業部門考量裝設熱泵系統是否符合其效益以及該安裝多少容量的熱泵系統、整合商考量需與多少用戶簽約或需要簽約多少抑低量以符合其效益，並考量計畫是否有需調整的

情況。在當前需量反應方案受重視之際，事前估算其可能面對的效益與成本，以了解政策實施後可能產生之影響，此即本研究之主要貢獻。

其次，除需量反應計畫外，另將分散式供電系統納入本研究中，並以四種模擬情境分析住宅用戶，以及民宿業者採用熱泵系統。本研究之結論亦可提供電動車業者在電池容量的設計上，考量其所設定的目標市場，以及政策的制定者考量對電動車進行補貼政策，再者對台電業者也須考量其電價補貼是否需做調整，以配合政策，增加電動車的市場普及率。

再者，加入整合商提供專業能源管理系統服務，可藉由提升價格獎勵，強化時間電價、季節電價、可停電力措施的實施與民眾溝通，推動用電資訊透明化，以便及時反映供需現況並彈性應變，並訂定改善的期程，提升尖峰日之降低尖峰實際執行率，分別考量與住宅用戶或與商業部門進行簽約以達成需量反應之目標，並考量至少需與多少用戶進行簽約，以期能讓整合商有意願提供管理能源服務。

若能成功透過本研究整合商運作之節能商業模式，相關利害關係人均可獲得市場上之利基(Niche)。其中，用戶節約電費支出並獲得獎勵金，整合商從中抽取某比例做為利潤並增加工作機會，電力公司也藉此減緩新建電廠以滿足尖峰負載的壓力。對於整體社會而言，除抑低住商部門用電量外，透過再生能源供電系統普及，以「綠色電力」取代「灰色電力」，優化能源整體供給結構，減緩電源開發對環境造成之衝擊，此可謂用戶、整合商、電力公司、整體社會「四贏」。

## 三、未來研究建議

本研究之研究方法採用參與者檢定與行政者檢定，對象分別為住宅用戶與商業部門，後續研究可針對不同對象、整體社會和電力公司，並以參與者檢定為基礎選用不同的檢定方法，例如：電力用戶影響檢定、總資源成本檢定、公用事業成本檢定等。

本研究是以需量反應獎勵基礎的直接控制方案進行模擬分析，後續研究可針對獎勵基礎的其他方案進行分析，或進而針對價格基礎進行分析。

伴隨環境議題日益重視，故可考量在各種情境下對於抑低碳排放量的總體社會效益，進行對於碳排放量的敏感度分析。

## 陸、誌謝

本文作者感謝科技部「智慧電網架構下之住商節能管理創新商業模式研究」(編號 NSC 103-ET-E-005-002-ET)之經費支持，始得完成此研究，惟文中若有任何疏誤，應由作者自負文責。

## 柒、參考文獻

- [1] 許志義、黃國暉，「台灣能源需求面管理成本效益分析之應用」，能源經濟學術研討會，台灣台北，2010年10月。
- [2] 許志義、楊蕙玟、張晉嘉，「智慧電網架構下之住商節能管理創新商業模式研究」，行政院科技部，2014年。
- [3] 許志義，「我國電力需求面管理之探討」，能源及電力業的挑戰與機會論壇(四)，中技社主辦，台灣台北，2012年4月。
- [4] Black and Veatch Company, "Electric Utility Industry Undergoing Structural Evolution," June 2012, [Online]. Available: <http://bv.com/home/news/news-releases/black-veatch-report-electric-utility-industry-undergoing-structural-evolution>.
- [5] Smart Grid Consumer Collaborative, "5 Ways to Sell Smart Grid to Consumers," June 2012, [Online]. Available: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/5-ways-consumers-will-embrace-smart-grid>.
- [6] FERC, "Assessment of Demand Response and Advanced Metering: Staff Report," December 2012, [Online]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf>.
- [7] 林聖揚，「住宅部門需量反應方案對台電成本效益之影響分析」，碩士論文，國立中興大學應用經濟學系，2013年。
- [8] S. Feuerriegel and D. Neumann, "Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers," *Energy Policy*, vol. 65, pp. 359–368, February 2014.
- [9] 廖桓暉，「台灣住宅部門需量反應方案與分散式供電系統之整合研究」，碩士論文，國立中興大學應用經濟學系，2013年。
- [10] 陳東弘、林政廷，「智慧型家庭能源管理系統之建構」，第七屆離島資訊技術與應用研討會，台灣澎湖，2008年5月。
- [11] State of California, "California Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-Side Management Programs and Projects," October 2001.
- [12] Katrina Pielli, "Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, and Emerging Issues for Policy-Makers," a resource of The National Action Plan for Energy Efficiency, US Environment Protection Agency, Energy and Environmental Economics, U.S., November 2008.
- [13] 朱圃漢，「台灣住宅部門熱泵系統之成本效益分析」，碩士論文，國立政治大學經濟學系，2011年。
- [14] 王輔仁、郭清山、蔡明樺、邱文志，「運用熱泵熱水系統取代電熱加熱系統之性能測與驗證分析」，中華冷凍空調，第40期，第25-33頁，2010年4月。
- [15] 王輔仁、賴錦傳、賴健文，「醫院熱水系統之耗能改善分析」，冷凍空調技師季刊，第5卷，第1期，第8-19頁，2009年3月。
- [16] 台灣電力公司，「需量反應計畫實施要點」，瀏覽日期：2010年4月：[http://www.taipower.com.tw/TaipowerWeb/upload/files/26/rules\\_item\\_01\\_990505.pdf](http://www.taipower.com.tw/TaipowerWeb/upload/files/26/rules_item_01_990505.pdf).
- [17] 台灣電力公司，「台電公司102年10月1日起實施電價表」，瀏覽日期：2014年1月：[http://www.taipower.com.tw/UpFile/userfiles/file/1021001%E5%96%AE%E5%BC%B5%E9%9B%BB%E5%83%B9%E8%A1%A8\(%E4%B8%AD%E6%96%87\).pdf](http://www.taipower.com.tw/UpFile/userfiles/file/1021001%E5%96%AE%E5%BC%B5%E9%9B%BB%E5%83%B9%E8%A1%A8(%E4%B8%AD%E6%96%87).pdf)

[18] 楊豐碩、陳士麟、林師模、許志義、陳詩豪、歐陽利姝、盧豐彰、何玉麗、林章平、許世哲、施雅慧、林啟明、洪育民、陳隆武，「缺電成本之調查研究」，台電工程月刊，第 754 期，第 55-75 頁，2011 年。

[19] 中央銀行網站，瀏覽日期：2011 年 6 月：  
<http://www.cbc.gov.tw/mp.asp?mp=1>.

[20] 台電公司網站，瀏覽日期：2011 年 6 月：  
<http://www.taipower.com.tw/>.

### 台電工程月刊徵稿啟事



\* 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。

\* 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095    ✉ [u117212@taipower.com.tw](mailto:u117212@taipower.com.tw)

# 結合能源管理與自動需量反應之智慧園區需求面管理實例

The Smart Campus Demand Side Management System that Integrated with Energy Management and Automated Demand Response System

張作帆\*  
Chang, Tso-Fan

王金墩\*  
Wang, Chin-Tun

陳佳祥\*  
Chen, Chia-Hsiang

陳文瑞\*\*  
Chen, Wen-Ruei

吳建明\*\*  
Wu, Chien-Ming

林志慶\*\*\*  
Lin, Chih-Ching

## 摘要

為倡導節約能源應用與服務，台電公司綜合研究所於 103 年即於樹林研究所區第一試驗大樓建置建築能源管理系統(Building Energy Management System, BEMS)與自動需量反應系統(Automated Demand Response, ADR)兩個系統，進行需求面管理資訊技術試驗，取得初步成效。接著於 104 年進行擴充，納入樹林所區十二個建築物的能源監控，建立更完全的「智慧園區需求面管理系統」，即時監測各用電責任區域的用電量，並計算即時可抑低額度以進行負載管理調度；除平時可協調不同用電責任區域，達到所區用電不超過契約容量之目的，更可於電力系統負載尖峰時段，參與正式需量競價措施，作為整個電力調度的一部分。下文將探討樹林所區智慧園區需求面管理建置與試驗效益。

## Abstract

To promote energy saving, in 2014, TaiPower Research Institute developed the Building Energy Management System and Automated Demand Response system at First Experiment Building of Shulin Campus to offer Demand Side Management service and achieved a good performance. Furthermore, in 2015, Demand Side Management System was expanded to include all twelve buildings of the campus to provide a complete campus-wide energy management service. The new system monitored real time power consumption of the different load regions, and calculated the immediate dispatchable demand. The system will coordinate the demand consumption between the three groups to keep the total campus demand consumption below Contract Capacity, and also can prepare the Shulin to participate Taipower Demand Bidding program to reduce the power load in case of power system events. This article will explain the Smart Campus Demand Side Management System experiment and benefit.

**關鍵詞(Key Words)：**自動需量反應(Automated Demand Response)、OpenADR (Open Automated Demand Response)、能源管理系統(Energy Management System)、需求面管理(Demand Side Management)、負載管理(Load Management)。

\*台灣電力公司綜合研究所

\*\*財團法人資訊工業策進會

\*\*\*健格科技股份有限公司

## 壹、前言

在 2000 年美國加州電力危機及 2003 年美東大停電事件後，美國政府啟動一系列智慧電網計畫<sup>[1]</sup>，以改善自 1950 年代開始建置運轉之老舊電網，使之更穩定可靠。在智慧電網計畫中，有兩個優先項目，一是智慧電表系統導入，使電力公司能掌握更即時用戶端用電資訊及電網末端供電品質；另一即是自動需量反應系統建立與服務推動，供電端透過資通訊系統協商用戶端，於指定日期指定時段減少約定需量，將過去被動誘導用戶配合，轉變為主動協商用戶需量降載，使電力公司在供給調度上，具有更好輔助工具，也帶動自動需量反應新興能源服務產業。

自動需量反應是近年來越來越受重視的電力公司負載管理服務，屬於需求面管理的一端。而需求面管理的另一端即是能源效率提升，並且已經行之有年，諸如包括電氣設備用電效率之提升，用電行為之改變、以及能源管理系統的導入，都屬於需求面管理的範疇。台電公司基於推動節能減碳的理念，積極扮演國內節能減碳領頭羊的角色，率先於台電自身場域進行需求面管理之示範與建置，本文章將介紹於台電綜合研究樹林所區所建置之智慧園區需求面管理系統的實際案例，探討可卸載設備之規劃、即時用電及可卸載額度計算、以及卸載效益之量測等等。藉由此實際建置需求面管理之經驗，做為未來擴大推動之參考依據。

## 貳、所區負載管理及用電屬型

### 一、綜研所樹林所區負載管理

台電綜研所樹林所區屬於一個研究園區，所區內的建築物可分為兩大類：行政性質之辦公大樓及研究性質之工廠建築。辦公大樓內之主要空

間包括一般辦公室及小型實驗室，主要設備為冰水主機、分離式空調、照明、插座等，其中，冰水主機與分離式空調是負載較大的設備，也是較適當的卸載標的。

工廠建築雖然也有冰水主機、分離式空調、照明、插座等設備，但是主要的負載來源是實驗用之各式機械裝置，然而這些機械裝置並沒有固定的使用時段，因此雖然仍然可以於負載尖峰時段對冰水主機與分離式空調進行降載，但是整體之負載額度仍然難以掌握。

在本計畫中，將樹林所區總共分為三個負載管理群組，分別是辦公大樓、工廠、以及第一試驗大樓三個群組。第一試驗大樓的 EMS 及 ADR 系統因是在本計畫前建置的，因此獨自成為一個負載管理單位；辦公大樓群組包括第二試驗大樓、特高壓副樓、低壓大電流實驗室、低碳大樓、及材料大樓；工廠群組包括能源噴焊大樓、鋁工二房、鋁工三房、鋁工四房、鋁工五房、及鋁工六房。

### 二、綜研所樹林所區用電屬性

台電綜合研究所樹林所區簽訂之經常契約容量為 2,200 kW，包括所區內各大樓的總用電需量。因缺乏分區的用電量測，無法掌握各大樓各自的用電量與用電趨勢，因此雖然用電超約時有所聞，但是無法有足夠的資訊來計算最適合的契約容量。

圖 1 是 7 月 5 日下午兩點 50 分的所區即時用電比例圓餅線，包括第一試驗大樓、第二試驗大樓、特高壓副樓、能源噴焊大樓、材料大樓、低壓大電流、低碳大樓、及鋁工房(五棟鋁工房)等大樓的即時用電需量。另外，圓餅圖下也顯示了樹林所區即時總用電需量，以及樹林所區的契約容量兩個資訊。

樹林所區之建築可分為辦公大樓及工廠大樓兩種，辦公大樓的典型用電曲線，如圖 2 第一試驗大樓一日之用電曲線所示，為典型的辦公室空間，用電集中於上午 7:30 到下午 4:30，負載尖

峰時段及負載量比較固定。而圖 2 中另顯示的能源噴焊大樓一日用電曲線圖。能源噴焊大樓是屬於工廠建築，每天的用電時段並不固定，因此每天用電尖峰負載時間及尖峰負載量都不固定，對於實施負載管理而言，具有挑戰性。能源噴焊大樓一日用電圖中有三個尖峰，顯示工廠建築的負載並沒有任何規律性。



圖 1 2016/7/5 樹林所區即時用電圖餅圖

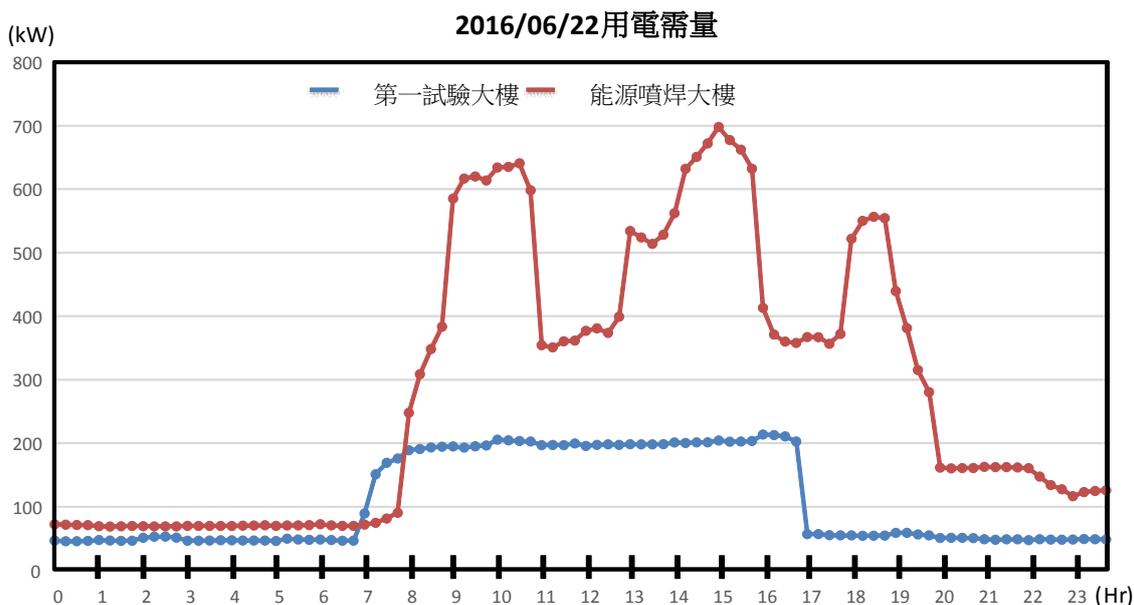


圖 2 辦公大樓與工廠建築典型一日用電曲線圖

### 三、樹林所區各大樓可抑低負載設備盤點

本計畫針對樹林所區內各建築進行能源管理系統與自動需量反應系統建置，成為一個可配合台電負載調度需求之區域，平時透過能源管理系統維持所區內各大樓運作之正常作業，而在收到台電之需量反應事件配合通知時，再透過自動需量反應系統對所區內各建築的用電設備進行彈性調度。經過本計畫盤點後，各建築的可卸載設備如下：

#### (一) 第一試驗大樓：

1. 冰水主機四台：裝置容量共約 240kW
2. 分離式冷氣 45 部：裝置容量共約 60kW

#### 3. 照明共 109 迴路：裝置容量共約 18kW

#### (二) 第二試驗大樓：

1. 冰水主機兩台：裝置容量共約 220kW
2. 分離式冷氣 4 部：裝置容量共約 8kW

#### (三) 特高壓副樓：

冰水主機 1 台：裝置容量共約 60kW

#### (四) 低壓大電流大樓：

冰水主機 1 台：裝置容量共約 20kW

#### (五) 低碳大樓：

分離式冷氣 10 台：裝置容量共約 20kW

#### (六) 能源噴焊大樓：

分離式冷氣 51 台：裝置容量共約 100kW

能源噴焊大樓另有 11 台 10RT 之箱型冷氣，

平時維持在正常用電模式，而在電力公司需量反應事件配合時段，所有箱型冷氣都會先配合執行卸載，能源噴焊大樓因任務需求，需維持工作環境於一定溫度，因此在環境溫度達到 28°C 時，這些箱型冷氣會即刻恢復正常用電模式，以確保維持工作環境溫度品質。

表 1 為樹林所區可抑低潛在額度盤點，可抑低潛在額度為 372kW，約佔所區契約容量之 17%(所區契約容量為 2,200kW)。

表 1 樹林所區可抑低潛在額度

| 可停電力設備  | 受控設備裝置容量 | 受控設備經常需量 | 最低需量  | 可抑低潛在額度 |
|---------|----------|----------|-------|---------|
| 第一試驗大樓  | 318 kW   | 198 kW   | 90 kW | 108 kW  |
| 第二試驗大樓  | 228 kW   | 114 kW   | 0 kW  | 114 kW  |
| 特高壓副樓   | 60 kW    | 60 kW    | 0 kW  | 60 kW   |
| 低壓大電流大樓 | 20 kW    | 20 kW    | 0 kW  | 20 kW   |
| 低碳大樓    | 20 kW    | 20 kW    | 0 kW  | 20 kW   |
| 能源噴焊大樓  | 100 kW   | 50 kW    | 0 kW  | 50 kW   |
| 合計      | 746 kW   | 462 kW   | 90 kW | 372 kW  |

### 參、系統架構

如上所述，樹林所區依負載管理權責規劃為三個負載群組，每一個負載群組都建置有一個 OpenADR 2.0 VEN，向上透過台電內部網路與公館所區負載管理研究室的 OpenADR 2.0b VTN 伺服器連結以溝通 OpenADR 事件訊息；向下則與樹林所區能源管理系統連結，將 OpenADR 事件傳達給能源管理系統。圖 3 是所區自動需量反應系統架構之負載群組劃分。

本計畫之智慧園區需求面管理由智慧能源管理系統與自動需量反應系統兩大系統共同分工合作，一方面透過智慧能源管理系統來監控所區內所有建築日常的能源使用，掌握即時用電需量及累積歷史用電資料，做為擬訂持續提升能源使用效率規劃的基礎；另一方面也透過自動需量反應系統在平日統籌調配所區的總需量使用，避免超約罰款，而在電力公司發布需量競價通知時，進一步可對所區內各建築進行需量反應事件自動卸載管理之目的。以下分別說明智慧能源管

理系統及自動需量反應系統的詳細功能。

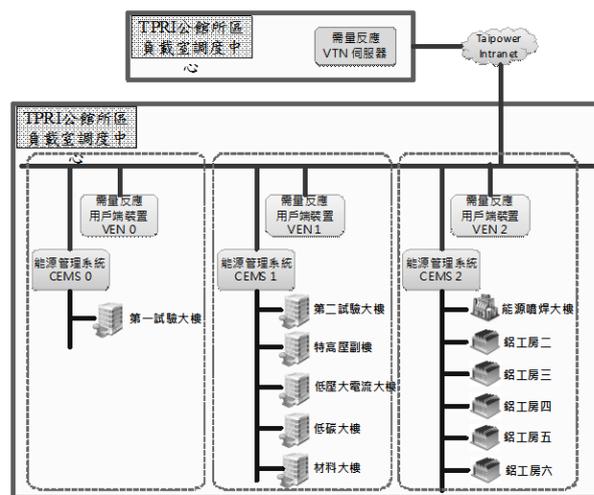


圖 3 台電樹林所區自動需量反應系統架構

### 一、智慧能源管理系統

智慧能源管理系統是需求面管理應用的核心系統，負責執行三個重要的工作：即時用電量測、設備啟停控制、以及能源使用可視化。即時用電量測是實施能源管理，乃至於需求面管理的第一步；從能源效率提升角度而言，掌握了各建築物主要設備的電力使用量，才能進一步了解設備使用者的用電模式與行為，從而改變設備使用流程或使用者用電的習慣，尋找節能改善空間；從需量反應或負載管理的角度而言，透過對用戶端耗電量的盤點，可區分負載類型為「可中斷負載類型」或「不可中斷負載類型」，而「可中斷負載類型」又可分為「用電時段可移轉類型」或是「卸載後不需使用負載類型」。舉例來說，工廠、公司或住宅的保全系統為「不可中斷負載類型」之用電設備，而充電設備、部分工廠製程或家用洗衣機為「用電時段可移轉類型」之用電設備，辦公室及非製程用之空調則為「卸載後不需使用負載類型」之用電設備。

如圖 4 所示，本建置實例之智慧能源管理系統提供五方面資訊，分別是「即時用電資訊」、「歷史用電查詢」、「即時環境資訊」、「需量反應」、及「設備管理」等資訊。各資訊介面所規劃顯示的內容如下：



圖 4 智慧能源管理系統介面

(一) 「即時用電資訊」資訊介面

「即時用電資訊」資訊介面提供能源管理員觀察所區各建築物主要用電設備之即時總用電需量，點選下拉式選單後，可進一步選擇「所區用電資訊」、「樹林所區總用電需量」、「辦公大樓用電資訊」及「工廠用電需量」四個資訊介面，圖 4 中也呈現了「即時用電資訊」資訊介面下拉選單

的四個選單項目。

「所區用電資訊」資訊介面(圖 4)呈現了所區的即時總用電需量、各建築物的即時用電需量、最近一次之需量反應事件資訊、需量反應記錄、環境溫溼度、及所區各建築物可卸載量等資訊。

圖 5 中顯示了「樹林所區總用電需量」資訊介面的顯示介面，以曲線圖顯示當日所區總用電需量，辦公大樓總用電需量、工廠總用電需量、及預測曲線，此預測曲線是取前五日用電平均來計算能源基線 (Customer Baseline Load, CBL)，可作為電力用戶評估當日用電量多寡的一個參考。「辦公大樓用電量」以曲線圖顯示當日所區內六棟辦公大樓之用電需量；「工廠用電需量」以曲線圖顯示當日所區內能源噴焊大樓及鋁工房二~鋁工房六之用電需量。



圖 5 「樹林所區總用電需量」資訊介面

(二) 「歷史用電查詢」資訊介面

「歷史用電查詢」資訊介面，如圖 6 所示，提供能源管理員觀察所區各建築物主要用電設備之歷史用電需量，點選下拉式選單後，可進一步選擇「樹林所區歷史用電需量」、「辦公大樓歷史用電資訊」、「工廠歷史用電需量」及「歷史用電度數查詢」四個資訊介面。「樹林所區歷史用電需量」資訊介面提供使用者以日或月為單位，查詢樹林所區的總用電需量，以一日為單位之查詢會顯示當日每分鐘的平均用電需量數值，或以一個月為單位之查詢會顯示當月每小時的平均用電需量數值。



圖 6 「樹林所區歷史用電需量」資訊介面

「辦公大樓歷史用電需量」資訊介面提供使用者以日或月為單位，查詢樹林所區辦公大樓的總用電需量，或是各棟辦公大樓的總用電需量，甚至可以進一步查詢每棟辦公大樓之下的重要設備的用電需量。以一日為單位之查詢會顯示當日每刻鐘(15 分鐘)的平均用電需量數值，而以一個月為單位之查詢會顯示當月每小時的平均用電需量數值。同樣的，「工廠歷史用電需量」資訊介面會呈現所有工廠建築的總用電需量，或是各棟工廠建築的總用電需量，甚至可以進一步查詢每棟工廠建築之下的重要設備的用電需量。

「歷史用電度數查詢」資訊介面提供使用者以日或月為單位，查詢樹林所區的總用電度數，或是各棟建築的總用電度數。以一日為單位之查詢會顯示當日每刻鐘(15 分鐘)的用電度數，而以一個月為單位之查詢會顯示當月每日的用電度數。

(三) 「即時環境查詢」資訊介面

「即時環境查詢」資訊介面提供能源管理員觀察所區各建築物的環境溫濕度品質，並且也提供冰水主機及落地箱型空調的 EER 數值，資訊介面上之下拉式選單進一步提供「即時環境查詢」及「環境報表查詢」兩個資訊介面。

本案例於第二試驗大樓、特高壓副樓、低壓大電流實驗室、低碳大樓、及能源噴焊大樓內安裝溫溼度量測計，監控建築物內的即時環境品質，並顯示於「即時環境查詢」資訊介面上，如圖 7 所示。圖 7 上除了環境溫溼度外，也可以看到冰水主機及落地箱型空調的 EER 數值，供能源管理者瞭解這兩類空調機之機器效率。另外，「環境報表查詢」資訊介面提供使用者以日或月為單位，查詢第二試驗大樓、特高壓副樓、低壓大電流實驗室、低碳大樓、及能源噴焊大樓的環境溫溼度數值。以一日為單位之查詢會顯示當日每刻鐘(15 分鐘)的溫溼度數值，而以一個月為單位之查詢會顯示當月每日的溫溼度數值。

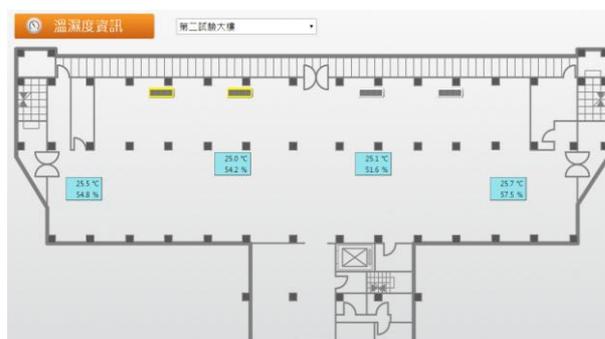


圖 7 「即時環境查詢」資訊介面

(四) 「需量反應」資訊介面

「需量反應」資訊介面提供能源管理員觀察執行過的需量反應事件的卸載效益，點選下拉式選單後，可進一步選擇「需量反應效益分析」、「需量反應事件查詢」、「需量反應卸載設定」、及「需量預測日期篩選」四個資訊介面。

「需量反應效益分析」資訊介面顯示樹林所區上次執行卸載事件的各項資訊(卸載事件開始時間、卸載事件結束時間、各參與卸載大樓之卸載量)，及自此系統建置好開始，所有需量反應事件的統計資訊(卸載次數、累積卸載度數、平均卸載需量、最高卸載需量、最低卸載需量)，如圖 8 所示。



圖 8 「需量反應效益分析」資訊介面

「需量反應事件查詢」資訊介面顯示「上次、本次、下次」三個卸載需量反應事件的相關資訊，包括起始時間、結束時間、預計卸載量、實際卸載量、卸載時間長度等資訊，如圖 9 所示。



圖 9 「需量反應事件查詢」資訊介面

「上次」事件為最近一次已經執行過的需量反應事件，「本次」事件為現在正在執行的需量反應事件，「下次」事件為 EMS 已經收到 ADR 用戶端裝置 VEN 的需量反應事件通知，但事件開始時間還未到的事件。「需量反應事件查詢」資訊界面並提供「歷史事件查詢」，使用者只要選擇查詢的「起始日期」及「結束日期」，即可查詢期間內的事件資。

「需量反應卸載設定」資訊介面提供能源管理者設定在用電抑低事件期間，以 VEN 為範圍，有哪些設備是可以被卸載的，例如，圖 10 中顯示，在下次卸載時段，VEN1 範圍下可以被卸載的設備有能源噴焊大樓二樓的第 10 號、第 5 號、第 26 號、第 14 號分離式冷氣，以及三樓的第 40 號分離式冷氣。而 VEN2 範圍下可以被卸載的設備有低壓大樓一樓的冰水主機，及第二試驗大樓一樓的兩台冰水主機。在「需量反應卸載設定」資訊介面被挑選的這些設備，在用電抑低事件時段，將視卸載量需求，輪流被卸載，以達到各大樓公平卸載的目標。



圖 10 「需量反應卸載設定」資訊介面

每次卸載需量反應事件是否卸載成功，以及達到多少用電抑低量，都是透過「實際用電量」與「基準用電量」比較的

結果。「實際用電量」是卸載事件時段，樹林所區量測到的實際用電需量；而「基準用電量」則是樹林所區在卸載事件日前幾天(例如，前五天)的用電量的平均值，目的即在以接近卸載事件日的前幾日來模擬樹林所區在卸載事件當日應有的用電量。因此，用來計算「基準用電量」的前幾日不包括周末、例假日、以及卸載事件日，其中周末及例假日可事先即記載於能源管理系統中排除，而卸載事件日則無法事先排除，本系統亦提供「需量預測日期篩選」，允許能源管理者一個可以標示排除不列入計算「基準用電量」的日子。

(五) 「設備管理」資訊介面

「設備管理」資訊介面提供能源管理員得知所區各建築物主要用電設備之即時啟用狀態，點選下拉式選單後，可進一步選擇「設備操作平面圖」及「設備通訊查詢」兩個資訊介面。

「設備操作平面圖」資訊介面可以顯示主要用電設備的各項參數(如圖 11)。點選「設備操作平面圖」上顯示的任一個設備，會出現一個視窗進一步顯示該設備的即時運轉參數，如圖 12 所示，介面上顯示了冰水主機的耗電量(kW)、進水溫(°C)、出水溫(°C)、EER 等操作參數，也顯示了電源、警報、水溫過低等警示。



圖 11 「設備操作平面圖」資訊介面



圖 12 「設備即時運轉參數」資訊介面

二、自動需量反應系統

在本實際案例中所建置之自動需量反應系統是採用美國 OpenADR Alliance<sup>[2]</sup>所制定的 OpenADR 2.0b<sup>[3]</sup>自動需量反應規格，也是目前國際上唯一的自動需量反應產業標準，已經被許多國家所採用，包括美國、歐洲、日本、韓國等國家，也已經被國際電工委員會 (International Electrotechnical Commission, IEC) 公告進行公開審閱中<sup>[4]</sup>，未來有機會成為 IEC 產業標準的一環。OpenADR 的應用架構如圖 13 所示。

OpenADR 規範了電力負載調度端(例如電力公司或未來的需量反應聚合商)與用電端之間的需量反應事件傳輸資料格式與通訊協定；電力負載調度端建置 OpenADR VTN(Virtual Top Node)來扮演發送事件的伺服器，而用戶端需具備 OpenADR VEN(Virtual End Node)來接收與解析從 VTN 制定的需量反應事件。

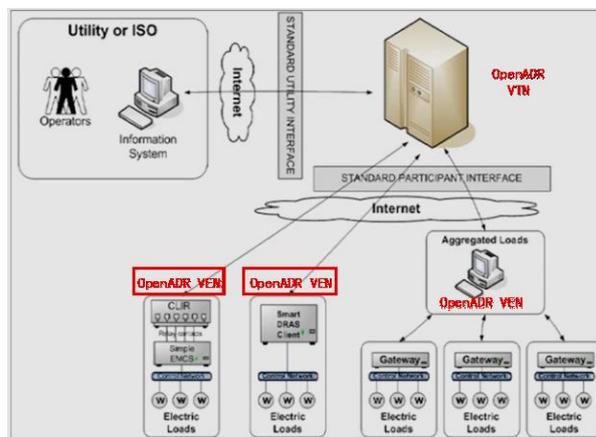


圖 13 OpenADR 標準規格應用架構

樹林所區在本案中模擬為一個具有三個負載抑低能力的獨立區域，分別為第一試驗大樓、辦公大樓、與工廠，每個區域各自有一個 VEN。自動需量反應事件由公館所區 VTN 發出，經由台電內部網路，送達樹林所區三個獨立負載區域的 VEN，以執行卸載事件。

本案例之 OpenADR VTN 是由資策會所開發，完全符合 OpenADR 2.0b VTN PULL/PUSH 標準規格，並已經獲得 OpenADR Alliance 認證。而三個 VEN 中，位於第一試驗大樓的 VEN 是由成功大學楊宏澤教授團隊所開發，完全符合 OpenADR 2.0a VEN PULL 標準規格，同樣也已經獲得 OpenADR Alliance 認證，而辦公大樓與工廠的兩個 VEN，則為資策會所開發，完全符合 OpenADR 2.0b VEN PULL/PUSH 標準規格，也已經獲得 OpenADR Alliance 認證。因此在本實例中也驗證了由不同團隊所研發之 OpenADR 產品可以毫無阻礙的溝通自動需量反應事件訊息，也實證了 OpenADR 2.0b VTN 可以同時與 OpenADR 2.0a VEN 與 OpenADR 2.0b VEN 進行自動需量反應事件通訊。

本建置案 VTN 採用資策會研發之 SAVE 系統為 OpenADR 平台，符合 OpenADR 2.0b VTN 規格，而由於本案例之 VEN 包括 OpenADR 2.0a 及 2.0b 兩種規格，因此 VTN 再產生事件時，也會產生相對應的不同規格的事件。

本建置案例中針對能源管理者及樹林所區的電力使用者的需求，分別開發了供能源管理使用者發送事件的「需量反應聚合操作介面」，以及供樹林所區所有電力使用者可瀏覽的「即時資訊看板(Dashboard)」，以及可於手機上即時了解所區用電資訊的「即時行動用電資訊 APP」。以下將說明本建置案 OpenADR 運作相關介面：

(一) 需量反應聚合操作介面

為了讓事件管理員可以聚焦於事件發送時所需要聚焦的設定，因此本建置案開發「需量反應聚合操作介面」，如圖 14 所示。「需量反應聚合操作介面」為當日型

(Day-Of)自動需量反應事件發送介面，樹林所區因有參加台電的需量競價措施，當樹林所區能源管理能源收到台電公司的需量競價通知後，可於「需量反應聚合操作介面」設定分配需量競價得標之負載抑低量給樹林所區三個 VEN，公館所區的 VTN 於收到「需量反應聚合操作介面」對各 VEN 的負載抑低量設定資訊後，公館所區 VTN 會發送 OpenADR 2.0a 規格事件給第一試驗大樓之 VEN，另外會發送 OpenADR 2.0b 規格事件給辦公大樓及工廠。

能源管理員除了可於介面上設定事件「起始時間」及事件「執行時間長度」外，還可以指定每個 VEN 於事件執行期間每 30 分鐘為單位的卸載額度。第一試驗大樓因是建置 OpenADR 2.0a 規格，因此事件以高、中、低表示卸載額度，辦公大樓及工廠為 OpenADR 2.0b 規格，因此可以直接指定以 kW 為單位的卸載額度。此外，在事件執行期間，所區之總卸載額度須維持在一個定額之總額度，但是在本建置案中，為維持不同負載管理區域之卸載額度彈性調度，因此以每 30 分鐘為單位，能源管理者可以給予不同負載管理單位不同的卸載額度之設定，也可以讓負載抑低分配在樹林所區各大樓間更公平的分配。



圖 14 需量反應聚合操作介面

(二) 即時資訊看板

本建置案於樹林所區內四棟大樓公共區域共建置了四個「即時資訊看板 (Dashboard)」，以即時提供有關所區及各大

樓之重要用電即時資訊。圖 15 為建置於低壓大電流和特高壓副樓即時資訊看板之資訊看板內容。

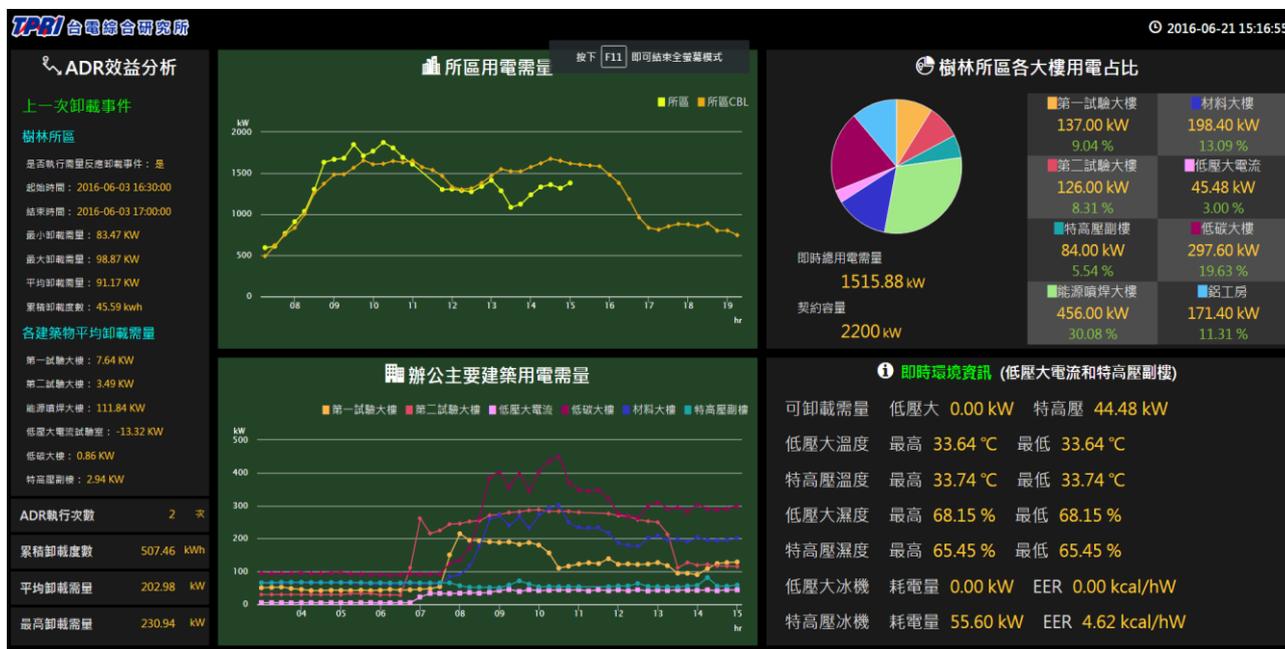


圖 15 低壓大電流和特高壓副樓即時資訊看板

每個資訊看板都劃分為五個資訊區塊，由左至右，由上至下分別是「ADR 效益分析」、「所區用電需量」、「辦公主要建築用電需量」、「樹林所區各大樓用電占比」、以及「即時環境資訊」。其中，位於看板中間下方的「辦公主要建築用電需量」資訊區塊，在能源噴焊大樓的資訊看板上呈現的是「工廠主要建築用電需量」，而四棟大樓各自的資訊看板上之左下方的「即時環境資訊」資訊區塊，將呈現各自大樓的主要設備即時用電及即時環境溫溼度資訊。看板上各資訊區塊進一步說明如下：

1. 「ADR 效益分析」資訊區塊中顯示上一次卸載事件的執行時間及效益資訊，包括以每 15 分鐘為計算單位之最大/最小卸載需量、此次事件期間的平均卸載需量、此次事件期間的累積卸載度數、以及各建築物於此次卸載事件的平均卸載需量等資

訊。另外，此區塊也提供了自系統建立後之已執行卸載次數、累積總卸載度數、平均卸載需量、及最高平均卸載需量等四個統計資訊。

2. 「所區用電需量」資訊區塊中以曲線圖呈現最近八個小時內之樹林所區整體總用電曲線，並且也繪出最近八個小時開始的 12 個小時的樹林所區能源基線供使用者參考。
3. 「辦公主要建築用電需量」資訊區塊中以曲線圖呈現最近八個小時內，樹林所區各辦公類型大樓的用電曲線，包括第一試驗大樓、第二試驗大樓、低壓大電流大樓、低壓大樓、材料大樓、及特高壓副樓等大樓。
4. 「樹林所區各大樓用電占比」資訊區塊中以圓餅圖呈現樹林所區各大樓的用電比例，並且列出即時用電需量之數據，便於

使用者可以一眼了解每一棟主要建築的用電占比。

5. 「即時環境資訊」資訊區塊中呈現了主要用電設備，包括每台冰水主機之即時用電、以大樓為單位的落地箱型空調之即時總用電與分離式空調得即時總用電資訊，另外也會呈現室內量測到的最高及最低溫度與濕度。此一資訊區塊的內容僅顯示該棟大樓的資訊，因此在每一棟大樓的資訊看板呈現的內容都不同。

資訊看板平時呈現即時用電資訊供所有使用者了解用電狀況，而在有 ADR 事件時，則會顯示事件執行之相關資訊。

當 VEN 收到由 VTN 發送的 ADR 事件後，資訊看板系統將會依此一 ADR 事件是否快要開始的資訊來變換資訊看板的顯示內容。

當 ADR 事件狀態進入「即將執行 (near)」時，資訊看板左上側會顯示事件即將執行卸載之倒數計時(圖 16)，並會顯示此次事件之相關資訊，包括事件執行起始時間、事件執行起始時間、卸載事件等級、所需卸載需量、計畫卸載需量等。另外，看板下方中間會輪播此棟大樓各樓層設備在此次事件中，將會被卸載的設備。

當「即將執行」階段的倒數歸零後，樹林所區即依各 VEN 被分配之卸載額度，由 EMS 開始執行設備卸載，此時資訊看板左上側會顯示「執行卸載事件剩餘時間」倒數計時(圖 17)，並會顯示此次事件之相關資訊，包括所需卸載需量、計畫卸載需量、即時卸載需量、即時最大卸載需量、以及即時最小卸載需量等資訊。其中，卸載需量之計算以每 15 分鐘為單位，以符合台電智慧電表之用電時間區段。若需量反應事件為兩個小時，則會包含八個 15 分鐘區間，資訊看板將會呈現這些 15 分鐘區間的最大卸載需量、以及最小卸載需量。

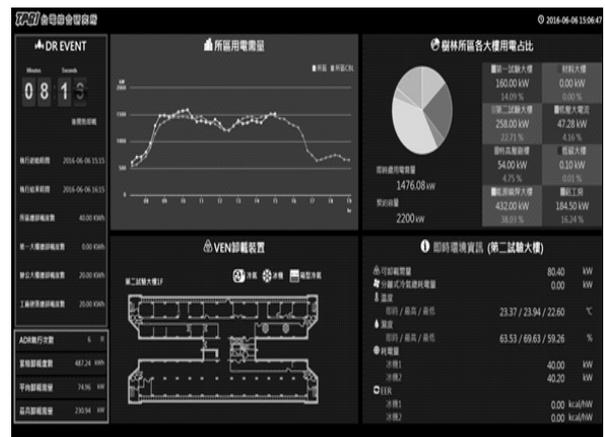


圖 17 進入「事件執行」階段之資訊看板內容

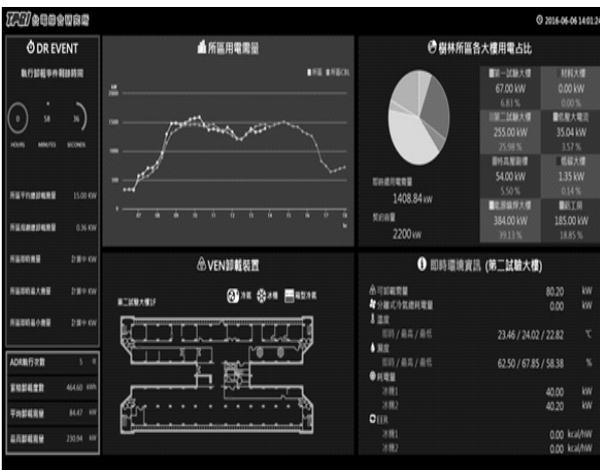


圖 16 進入「即將執行」階段之資訊看板內容

### (三) 即時行動用電資訊 APP

為提供樹林所區之能源管理者和所有電力使用者可以隨時隨地了解本案所建置的各大樓總用電量和主要設備用電資訊，本案中也研發了「即時行動用電資訊 APP」。圖 18 為 APP 的主介面，介面上提供了「樹林所區」、「第一試驗大樓」、「第二試驗大樓」、「能噴/鋁工房」、「特高壓/大電流」、「材料/低碳」六個選項，除了「樹林所區」是呈現所區整體的用電資訊外，其餘五個都是呈現單一大樓或兩棟大樓聚合的資訊，說明如下。



圖 18 即時行動用電資訊 APP

1. 「樹林所區」介面

「樹林所區」介面群組提供整個樹林所區各大樓及所區總用電之資訊，分為「辦公大樓總用電需量」、「工廠總用電需量」、「用電佔比」、「最近 ADR 事件」、「ADR 效益分析」與「CBL 分析圖」六個介面(圖 19)。



圖 19 APP 之「樹林所區」介面

「辦公大樓總用電需量」、「工廠總用電需量」以曲線圖來分別顯示各辦公大樓及各工廠建築當日上班開始每 15 分鐘的用電需量，讓使用者可以了解當日各大樓的用電變化(圖 20)。

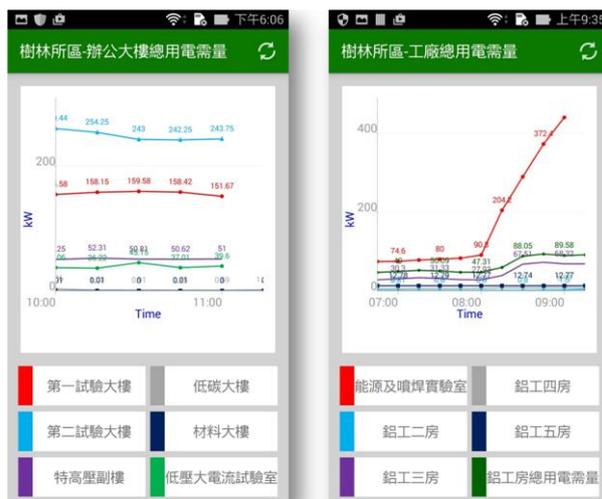


圖 20 各辦公大樓及工廠當日用電曲線圖

「用電占比」介面(圖 21)上以圓餅圖呈現樹林所區八棟主要大樓的用電占比，包括，第一試驗大樓、第二試驗大樓、能源及噴焊實驗室、特高壓副樓、低碳大樓、材料大樓、鋁工房、以及低壓大電流試驗室等，並且列出即時用電需量之數據，便於使用者了解每一棟主要建築的用電比例。

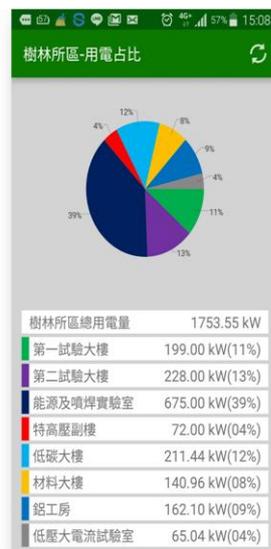


圖 21 樹林所區各建築用電占比

「最近 ADR 事件」與「ADR 效益分析」兩個介面都是在呈現樹林所區自本案建置完成後，曾經執行過的 ADR 事

件的統計資訊與卸載效益分析，包括樹林所區已執行卸載次數、樹林所區累積總卸載度數、樹林所區平均及最高卸載量等，另外還有各建築物的平均卸載需量，提供能源管理者對於各建築物的卸載能力的參考，如圖 22 所示。



圖 22 樹林所區已執行 ADR 事件之統計資訊

「CBL 分析圖」介面以曲線圖顯示最近 12 個小時內，所區的總用電量和所區的能源基線(CBL)兩條曲線。能源基線是以所區過去五天的分時用電量平均而成，代表當日的「應用電量」，因此這兩條曲線相比，可以代表當日的用電是否比預期來的高，對於能源管理者而言，提早知道用電趨勢變化，才能提早掌握用電。

## 2. 各建築大樓用電資訊介面

如上所述，「即時行動用電資訊 APP」主介面，的六個選項中，除了「樹林所區」外，其餘五個選項呈現單一大樓或兩棟大樓聚合的資訊，這節中以「第二試驗大樓」介面為例說明。圖 23 是「第二試驗大樓」介面，其內有三個選項，分別是「即時用電資訊」、「用電需量」、及「環境溫濕度」。

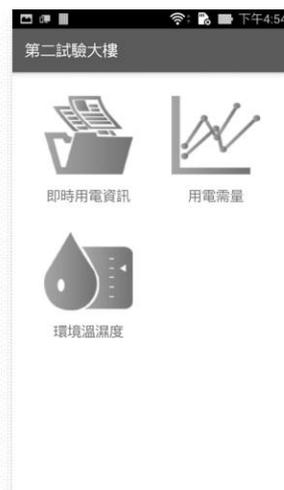


圖 23 「第二試驗大樓」用電資訊介面

「即時用電資訊」介面如圖 24 所示，顯示了第二試驗大樓主要用電設備的即時用電需量，包括兩台冰水主機各自的即時用電需量及 EER 值，另外也顯示了第二試驗大樓所有分離式空調的總用電需量，供能源管理者了解各主要設備的用電需求，做為未來節能規劃的參考。



圖 24 第二試驗大樓「即時用電需量」介面

「用電需量」介面(圖 25)以曲線圖呈現第二試驗大樓最近 12 個小時內之分時用電需量，供能源管理者了解大樓的用電變化。



圖 25 第二試驗大樓「用電需量」介面

「環境溫濕度」介面(圖 26)顯示第二試驗大樓內溫濕環境品質的數值，包括目前溫溼度與溫溼度分布範圍。溫溼度分布範圍代表能源管理系統在第二試驗大樓所部署的眾多溫溼度感測器中所量測到的最大/小溫度及最高/低濕度的數值，而目前溫溼度則是所有量測溫溼度值的平均值。藉由量測環境溫溼度值可了解建築物配合 ADR 事件進行卸載而對空調降載時，對環境品質的影響，這將成為能為管理者設計卸載策略的重要參考。



圖 26 第二試驗大樓「環境溫濕度」介面

## 肆、需量競價措施執行

樹林所區今年加入需量競價措施<sup>[5]</sup>，自六月起多次競標成功，配合措施進行用電抑低動作。所區能源管理員在收到競價得標前一日 (Day-ahead) 通知後，會進行隔日的卸載排程，於「需量反應聚合操作介面」上分配各 VEN 的卸載額度，圖 27 是 8 月 1 日需量競價措施卸載需量；反應事件排程，卸載時段為 13:00 到 15:00，共兩小時。



圖 27 8 月 1 日需量競價措施卸載需量反應事件排程

其中，第一試驗大樓 VEN 設定為「低等級」卸載，額度為 26.08kW，辦公大樓 VEN 設定之卸載額度為 180kW，工廠建築 VEN 設定之卸載額度為 30kW，所區整體卸載額度即為三個 VEN 卸載額度總和，約為 236.08kW。

圖 28 為 8 月 1 日 15:38 之「資訊看板」內容，由中間上方之「所區用電需量」區域可以看出樹林所區之總用電需量在接近 13:00 前即開始抑低用電，一直到 15:00 後才結束抑低用電，因此負載曲線(Load Curve) 在 13:00 到 15:00 之間形成一個向下凹的卸載區間。

因需量競價措施之用電抑低效益為計算基準用電容量，以及實際用電負載曲線在事件期間的最高需量，而基準用電容量即為樹林所區 8 月

1 日能源基線(CBL)在事件期間的最高需量。因此從圖 29「所區用電需量」區域，可以看到基準電容量為能源基線(CBL)在 14:15 分的需量值，約為 1745.868kW，而實際用電負載曲線在事件期間的最高需量在 14:45 分，需量值約為 1486.253 kW(圖 30)，兩者之間的差值約為 259kW，即為樹林所區參與此次需量競價之用電抑低量。

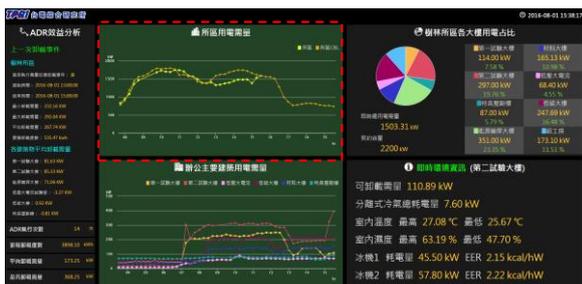


圖 28 資訊看板顯示 8 月 1 日需量反應事件執行



圖 29 8 月 1 日需量競價時段之基準用電容量



圖 30 8 月 1 日需量競價時段之實際用電容量

表 2 顯示樹林所區在 2016 年 6 月~8 月六次參與需量競價事件的資訊，包括日期、事件時段、規劃卸載量、CBL 用電容量、實際用電容量、

實際卸載量、及卸載比率。

表 2 6 月~8 月六次參與需量競價事件紀錄

| 日期   | 事件時段      | 規劃卸載量  | CBL 用電容量 | 實際用電容量  | 實際卸載量  | 卸載比率  |
|------|-----------|--------|----------|---------|--------|-------|
| 6/21 | 1315~1515 | 202 kW | 1675 kW  | 1383 kW | 292 kW | 17.4% |
| 7/19 | 1330~1530 | 191 kW | 1658 kW  | 1358 kW | 300 kW | 18.1% |
| 7/28 | 1300~1500 | 220 kW | 1746 kW  | 1399 kW | 346 kW | 19.8% |
| 7/29 | 1300~1500 | 160 kW | 1746 kW  | 1410 kW | 335 kW | 19.2% |
| 8/1  | 1300~1500 | 236 kW | 1746 kW  | 1486 kW | 259 kW | 14.8% |
| 8/15 | 1300~1500 | 125 kW | 1757 kW  | 1529 kW | 227 kW | 13.0% |

### 伍、結論與建議

我國正在朝向非核家園的目標邁進，在綠能發電占比逐漸增加的情況下，穩定電力供需平衡的各種措施與技術導入更為重要。近年來由於資通訊技術發展，國外電業先進國家正逐步推動各種多樣化、創新化之需求面管理服務。本建置案之緣由為台電公司基於節能減碳之理念，率先導入 ADR 於實際工作空間，使得本公司同仁能實地體驗 DR 實施期間用戶端所面對的感受，對於用戶具有宣誓力行之效應，有助於需量反應方案的推動與溝通。

本計畫以樹林所區各大樓建築物為場域，建置 CEMS 園區能源管理系統，搭配 OpenADR2.0b 自動需量反應系統，經實證可在指定時段抑低指定需量，抑低率在 20% 左右。台電公司約有數千棟建築，如在尖峰時段抑低 20%，平時節電 10%，其累積效益將十分顯著，公司將可成為綠色企業中節電亮點。後續將擴大本建置案之推動範圍，推廣至本公司其他營業區處，導入能源管理聚合商(Aggregator)的理念，目標設定為 10% 節費率，預估每年節省 220 萬元，未來將樹林所區推動經驗為基礎，累積公司未來自由化/民營化之 ESCO & Aggregator 運作經驗。

### 陸、誌謝

自動需量反應橫跨許多專業領域，必須群策

群力才有機會建立國家級自動需量反應制度，本建置案在經濟部技術處，國家型能源計畫<sup>[6]</sup>智慧電網與讀表主軸專案計畫協助下，透過研發技術交流、推廣合作、產業聯盟的支持，逐步將我國自動需量反應體制建立起來，期能成為未來節能減碳亮點應用。

## 柒、參考文獻

- [1] 經濟部能源局，「國際智慧電網發展策略與現況」，能源報導—封面故事，2010年12月。
- [2] OpenADR Alliance, [Online]. Available: <http://www.openadr.org>.
- [3] OpenADR Alliance, “OpenADR 2.0 Profile Specification A Profile,” Specification, July 2010.
- [4] IEC, “IEC PAS 62746-10-1:2014,” Feb. 2014, [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/7570>.
- [5] 台灣電力股份有限公司，需量競價措施，2016年7月，<http://www.taipower.com.tw>。
- [6] 科技部，第二期國家型能源計畫智慧電網主軸中心，<http://www.nepii.tw/>。

### 台電工程月刊徵稿啟事

\* 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。

\* 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095 ✉ [u117212@taipower.com.tw](mailto:u117212@taipower.com.tw)

# 校園需量反應策略與浮動電價實現

Demand Response of College and Implementation of Dynamic Price

謝瑞廷\*

Hsieh, Jui-Ting

邱偉育\*

Chiu, Wei-Yu

魏榮宗\*\*

Wai, Rong-Jong

陳文瑞\*\*\*

Chen, Wen-Ruei

吳建明\*\*\*

Wu, Chien-Ming

## 摘要

近年來智慧電網越來越受到關注，希望透過發展智慧電網來減少對石化燃料的依賴，進而達到節能減碳的效益。在發展智慧電網時，可結合需量反應策略，達到抑制高峰用電與維持電網穩定度之效果。然而，校園需量反應策略與一般住戶的需量反應策略不同，主要因為學校機關較難改變作息和用電習慣。因此，除了利用常見之校園需量反應策略來減少高峰時段之用電量外，擁有智慧電網架構之學校還可實施浮動電價機制，透過需使用者付費之電器設備改變用電模式。雖然目前台灣尚未實行浮動電價，但在蒐集與分析校園的用電資料後，將可設計出讓損失降至最小之浮動電價機制，甚至讓校園用電者在有效調整用電模式後，可因此節省開銷。設計出之浮動電價也可與智慧裝置和電腦連結，供使用者即時獲取目前電價與其他公開之電力資訊。

## Abstract

In recent years, more and more researchers and government have been focusing on developing smart grids. By constructing smart grid, power system can not only decrease the dependence on fossil fuels, but also reduce energy consumption and carbon emissions. Besides, peak demand could be reduced by combining the smart grid framework with demand response strategies. In general, demand response strategies are quite different in residential and campus power users. It is difficult for campus power users to change their behavior or energy consumption profiles. To reduce peak demand, universities with smart grid infrastructures can apply dynamic pricing to electronics used by individuals. While a dynamic pricing scheme has not been used yet in Taiwan, the dynamic pricing under investigation aims to minimize the cost and save energy if campus power users can adjust their energy consumption profiles. In the proposed scheme, dynamic pricing information should further connect with intelligent devices and computers so that users can access real-time power prices and related information.

**關鍵詞(Key Words)：**需量反應(Demand Response)、負載轉移(Load Shifting)、用電規劃(Energy Consumption Scheduling)。

\*元智大學電機系

\*\*台灣科技大學電子系

\*\*\*財團法人資訊工業策進會

## 壹、前言

近年來環保意識抬頭，綠色能源開發逐漸被各國所重視，如何減少對全球暖化影響劇烈之二氧化碳氣體排放成為目前極重要的課題。在美國歐巴馬宣布振興經濟方案中<sup>[1]-[2]</sup>納入智慧電網(Smart Grid)計畫後，引起世界各國對智慧電網關注，希望透過發展智慧電網來減少對石化燃料依賴，進而達到節能減碳與減緩全球暖化之效益。由於各國對於電力輸送所面臨之情形與課題不同，故智慧電網此概念無統一之定義，但根據美國對智慧電網之定義，可將智慧電網視為應具備下列 7 大特性<sup>[3]-[5]</sup>：

- 一、智慧電網需提供比以往輸配電系統更高之穩定性，須建立完整感測網路具自動錯誤偵測並將故障排除與復電之功能，具備自愈能力行為，並提升智慧電網穩定性與可靠度。
- 二、不同於以往用戶單方面接受電力公司制定之固定時間電價，智慧電網需能透過清楚及透明化之資訊，提高用戶與電網之互動性。
- 三、為蒐集各戶明確之用電資訊，電力公司與用戶端之網路連線成為不可或缺的功能之一。為此，智慧電網必須具備抵禦各式網路惡意攻擊之能力，提供可靠之安全性。
- 四、隨著全球人口持續擴張，用電量勢必逐漸增加，維持與改善電力品質為智慧電網之努力目標。在新一代之電力系統中，智慧電網須提供符合新世代用電模式之良好電力品質。
- 五、現今多注重於再生能源之開發與永續發展，智慧電網應具備適應與整合不同種類電力來源之能力，並在儲能設備上有進一步的提升，使電網效能獲得大幅度的提高。
- 六、智慧電網所具備之可市場交易機制，除了用戶向電力公司購買電力使用之情形外，也可將電力視為價格隨時間波動之物如黃金、石油等。電力公司或用戶可透過買賣獲得利益。
- 七、智慧電網須具電網資產優化之功能，使電力

公司在營運效率上與傳統電網相比有顯著提升。

雖然美國對於智慧電網有初步之定義，但在建構與推動智慧電網的工作上需投入相當龐大的資金，若想在校園建構較完整之智慧電網架構將有一定的難度。此外，在校園建構智慧電網後，後續設備之維護與升級的費用也將是一筆龐大的開銷。雖然在智慧電網的架構底下，可更有效率的使用能源，進而減少用電的花費，但所節省之校園用電花費與投入之金額比較之下，可能會有非常大的差距。通常一般的大專院校可能無法擁有如此龐大之預算來完成智慧電網之建設。

因此，若以智慧電網之概念套用與結合至校園，勢必要調整建構與推動智慧電網之方向。針對不同大專院校的特性，設計相對應的策略。希望可將成本降至最低並得到最顯著之改善效果，讓智慧電網的概念與架構推廣至全台之大專院校。

當建構出智慧電網架構之後，為了以更有效率的方式用電與提升電網穩定性和安全性。發電端基於智慧電網之特性可設計需量反應策略<sup>[6]-[10]</sup>，需量反應策略主要可分為兩種，第一種為利用電價高低引導用電者轉移高峰用電，第二種為提供誘因鼓勵用電者以更有效率的方式用電。

提供誘因鼓勵用電者以更有效率的方式用電策略中，以發電端直接對用戶進行用電量控制(Direct Load Control)為較常見的方式。此種方式從 1980 年即開始被研究與使用<sup>[11]</sup>，此種需量反應策略通常只探討如何抑制高峰用電量或減少用電花費而已。到了近幾年，許多學者持續對直接用電量控制的方式進行研究與提供相關的技巧與演算法<sup>[12]-[14]</sup>。但此種方式缺乏考慮使用者的隱私與用電舒適度<sup>[15]-[16]</sup>，若要應用在校園需量反應策略中，較不容易被學生所接受。

在利用電價高低引導用電者轉移高峰用電的方法中，常見的電價模型有：浮動電價(Real Time Pricing)、前一天公布之電價(Day-ahead Pricing)、分時電價(Time-of-use Pricing)、臨界峰

值電價(Critical-peak Pricing)。以下對於不同之電價模型進行簡介：

### 一、浮動電價

浮動電價具有每小時即時根據用電需量進行電價調整的功能，因此電價調動上具有彈性並可設計出符合市場機制之電價，進而有效率的抑制高峰用電<sup>[17]-[21]</sup>。但缺點在於若要讓使用者有效的轉移高峰用電，使用者需常常注意到發電端所公布之即時電價。

### 二、前一天公布之電價

此種電價模型優點在於發電端提早公布隔天一整天之電價，使用者在得知電價後可提早做出用電規劃，可有效提升用電效率與轉移高峰用電<sup>[22]</sup>。但缺點在於若預測的隔日電價有誤，將有可能造成用電需量過高進而讓電網不穩定的情形。

### 三、分時電價

分時電價為台灣目前的電價收費制度，依據不同的季節與時段，分別制定固定的電價。優點在於使用者不需常常調整用電習慣，較容易適應與熟悉每個時段之電價收取方式<sup>[23][24]</sup>。不過缺點為分時電價無法針對某些日期特定的高峰用電時段提高電價，因而無法較有效的抑制某些時段的高峰用電量。

### 四、臨界峰值電價

臨界峰值電價類似於分時電價，不同的地方在於高電價時段之電價比分時電價之高電價時段收取費用較高，而其它時段則比分時電價之其他時段收取費用要來得低<sup>[25][26]</sup>。同樣的優點為使用者不需常常調整用電習慣，不過使用者在用電規畫上需特別避開高電價時段以避免增加過多的用電支出。缺點則為無法較有效的抑制某些時

段的高峰用電量。

考慮到電價制定的彈性與有效的抑制高峰用電，校園需量反應策略上將選擇與浮動電價作結合。

在建構智慧電網的時空背景下，台灣大專院校一直以來對節能減碳這方面的課題相當關注，持續朝最有效運用有限資源的方向前進。以北部某大專院校為例，該校在校園電力系統方面不斷建設與智慧電網相關之軟硬體設備來升級校園舊有電力系統。目前已完成較完整之校園電力監控系統架設，該校園可視為一微型智慧電網並可透過系統所蒐集之全校用電資料進行研究與分析。在建構出微型智慧電網架構後，此大專院校將有機會實現校園需量反應與浮動電價策略。接下來的章節，將以該校為研究背景，探討校園需量反應策略與實現浮動電價之相關議題。

## 貳、校園需量反應策略

需量反應為使用者對於電力公司提供之電價或誘因，改變原有之用電行為與模式<sup>[27]-[30]</sup>，在尖峰用電時刻進行負載轉移(Load Shifting)。使用者除了可減少電費支出外，電力公司由於尖峰負載降低，可降低發電成本與減輕發電壓力，進而提供獎勵金回饋使用者。

高峰用電量越高代表電力系統須有高負載能力，同時意謂發電成本必須提高。雖然學校並非電力公司，高峰用電對於學校而言，成本提高可視為支付台電較高的費用，但學校屬於高壓用戶，除支付實際用電量之電費外，仍須考慮與台電簽訂契約容量的超約罰金。從圖 1 可看出該校用電最低離峰用電需量與訂定之契約容量有段差距。為了有效運用所訂定之契約容量和避免繳交超約費用，降低高峰用電量可使學校用電費用有效降低。

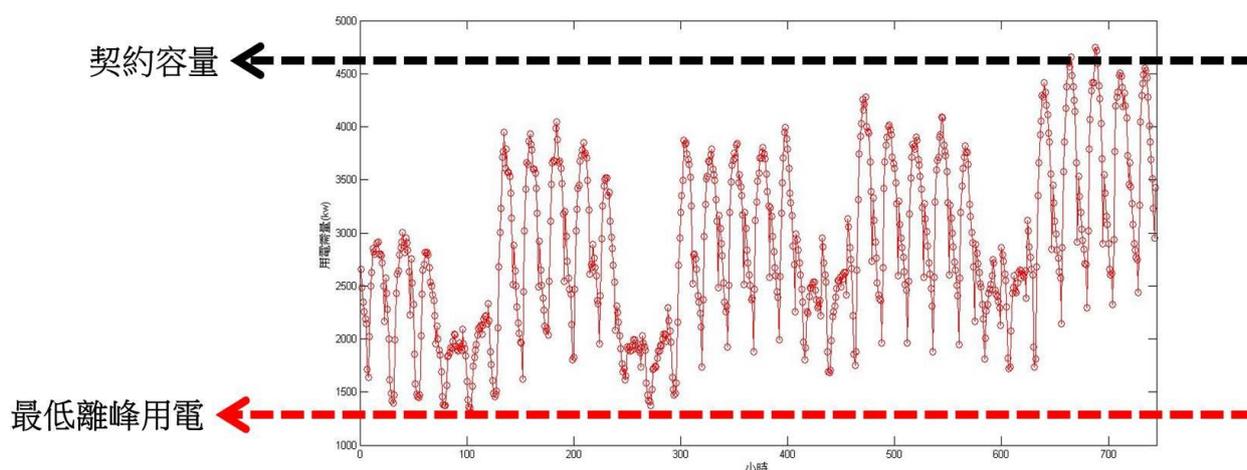


圖 1 契約容量與全校用電需量比較圖

學校有別於一般家庭用戶，需量反應策略較為不同，由於上課中教室與辦公室無法套用一般的需量反應策略，如改變作息和用電習慣來因應高電價時段，因此校園需量反應策略可調整為針對以下四種設備之方式<sup>[31]</sup>：

### 一、燈光照明設備

在一般校園中燈光照明系統之用電量約佔總用電量 26%，若將舊有的燈光照明系統全數汰換成新式燈泡將可省下 30% 至 50% 的照明用電量。除了利用汰換燈泡來降低用電量外，在開關增設感應器(Sensor)偵測是否有人在教室或走廊或簡單的定時關閉裝置，將可更有效的降低燈光照明之用電量。同樣的概念可套用至電腦教室中的電腦與螢幕，上完課後主機或螢幕沒關，常造成不必要的用電量增加與浪費。因此，同樣可增設感應器定時開關來減少用電量與浪費。

### 二、通風系統

雖然通風系統如廁所與地下室中負責抽風之系統只佔總用電量的 7%，但若有效率的升級和利用通風系統，不只可降低通風系統的用電量，同時能降低室內環境溫度進而減少空調設備之用電量。另一方面，透過建築外牆與屋頂粉刷可增加陽光反射之油漆顏色，或室內增設窗簾與

其他可減少陽光直射入室內之方法，同樣可降低室內環境溫度。將這些方法與通風系統搭配後，降低室內環境溫度之效果將更為明顯。

### 三、空調系統

空調系統佔總用電量超過 50%，可視為校園主要之用電量，因此對於空調系統之需量反應策略顯得更加的重要。較常見的方式為將較舊的空調設備汰換成效率較高之系統或在用電高峰時段進行智慧型卸載，另外使用儲冰式空調讓系統在離峰時段製冰並將冷能儲存，在空調系統運轉時釋放，可大幅減少尖峰時段空調系統之用電量。

### 四、其他設備

其他設備如辦公室設備、餐廳烹煮或冰箱等所需用電之設備，將可汰換成較新型之設備來提高用電效率，透過提高用電效率，可使整體用電量降低，進而達到抑制高峰用電之效果。

以上四項為校園常見之需量反應策略，由於北部某大專院校已建構出微型智慧電網，使得此大專院校之校園需量反應策略多了浮動電價策略可使用，因此該校園內可針對使用者付費的用電設施使用浮動電價的收費標準，進而減少校園在尖峰時刻的用電。在下一章將針對校園內浮動

電價之應用與施行進行探討。

### 參、浮動電價之設計與應用場景

本文所介紹之具有智慧微電網之大專院校宿舍冷氣為使用者付費，學生須購買儲值冷氣卡來啟動冷氣。經過分析此校園電力監控系統之歷

史資料後可得圖 2 與圖 3，兩者分別為全校每小時總用電需量與宿舍每小時用電需量，從圖中可得知雖然宿舍總用電量大約只佔了全校總用電量的三分之一，不過兩者的變化曲線與高峰用電時段卻是非常相似的。因此可利用虛擬浮動電價使學生用電的時間分布特性稍作改變，進而降低全校之高峰用電。

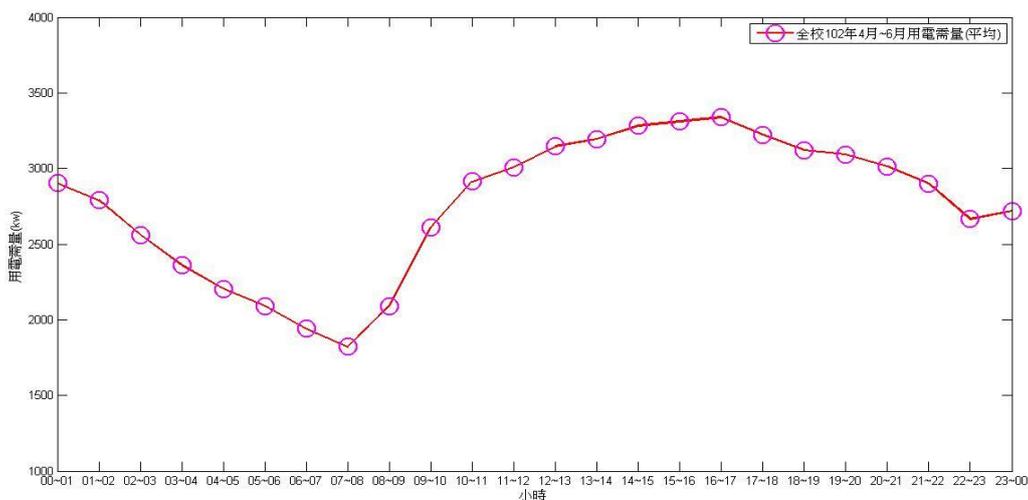


圖 2 102 年 4 月~6 月全校單日平均用電需量

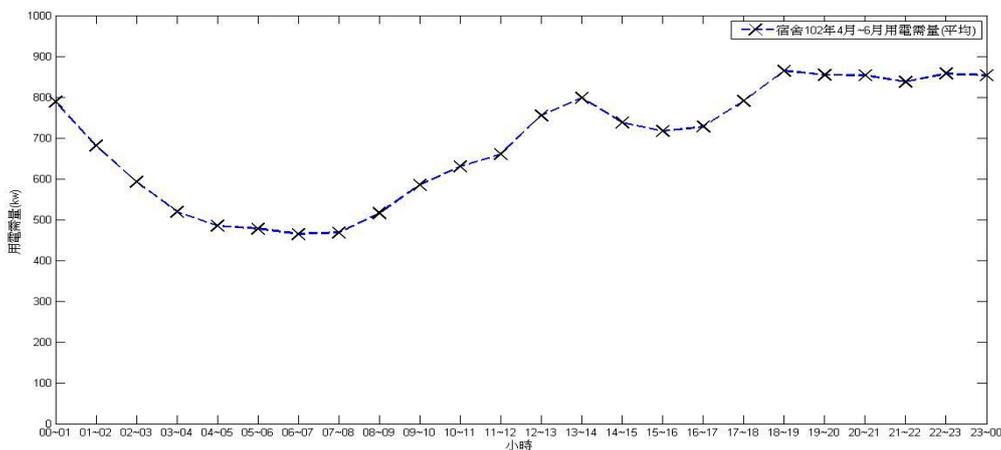


圖 3 102 年 4 月~6 月宿舍單日平均用電需量

由於目前台灣尚未推行浮動電價機制，僅以固定的時段電價來收費。學校若執行浮動電價機制，需設計出符合市場機制供需平衡之虛擬浮動電價。此電價雖不同於真實台電電價，但會使學

生在實行虛擬浮動電價情況下，高峰用電降到最小，甚至在有效調整用電模式後，可因此節省開銷。

為了使設計出之虛擬浮動電價達到降低高

峰用電量之效果，本研究首先需先預測未來每小時之全校用電量。自動回歸模型(Autoregressive Model)為常見之短期用電量預測(Short-term Load Forecasting)之方法，由於其所需資料量較少，使用相關係數(Correlation Coefficient)較高之資料，即可有效的預測未來之用電量。自動回歸預測用電量模型可表示成如下<sup>[32]</sup>

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nm} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \\ \vdots \\ r_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

其中  $y$  為一小時的全校歷史用電量， $a$  為用來預測之相關資料。 $x$  為此預測模型之決策變數(Decision Variables)， $r$  為誤差。由計算出之  $x$  可用來預測未來一小時的全校用電量  $\hat{y}$ 。因此，全校預測用電量  $\hat{y}$  可表示成<sup>[7]</sup>

$$\hat{y} = \hat{a}_1 x_1 + \hat{a}_2 x_2 + \cdots + \hat{a}_n x_n \quad (2)$$

其中  $\hat{a}_i$  為用來預測未來一小時的全校用電量  $\hat{y}$  之相關資料，較常用之預測一小時用電量相關資料有前一小時用電量、前一天同一時段用電量、前一週同一時段用電量、下一小時預測溫度與濕度。選擇資料的方式可由分析出之相關係數大小來決定，使用與每小時用電量相關度較高之資料可較有效的進行預測。 $x$  則由(1)中得出，方法為先選擇用來預測的歷史用電資料  $y_1, y_2 \dots y_n$  與相對應之預測資料  $a_{11}, a_{12} \dots a_{nm}$  建構多項式，計算出相對應的解後作為預測之係數。

一般大專院校較為在意之支出為契約容量超約之罰金，不希望用電量超過契約容量。因此，可先將學校簽訂之契約容量進行分段，再利用預測出之未來一小時全校用電量  $\hat{y}$ ，得出相對應之電價  $p$ 。 $p$  之定義可表示如下

$$p(\hat{y}) = \begin{cases} p_1 & \text{if } \hat{y} \leq c_1 \\ p_2 & \text{if } c_1 \leq \hat{y} \leq c_2 \\ \vdots & \vdots \\ p_m & \text{if } \hat{y} \geq c_{m-1} \end{cases} \quad (3)$$

其中  $p$  的制定方向為使學生在實行虛擬浮動電價後，在總用電量相近的情況下，比原電費所增加的支出降到最小， $p_m \geq p_{m-1} \geq \cdots p_2 \geq p_1$ 。 $c_i$  為校方區分之電價區段數所對應出以契約容量分段之用電量。舉例來說，若契約容量為 3000 瓩，區分之電價段數為 3 段，則  $c_1$  為 1000 瓩、 $c_2$  為 2000 瓩。

設計出之虛擬浮動電價可與智慧裝置和電腦連結，如設計網頁或手機 App 供使用者即時獲取目前電價與其他公開之電力資訊。利用即時的浮動電價資訊，可更有效的引導使用者進行負載轉移與降低尖峰用電量<sup>[33]</sup>。負載轉移機制<sup>[34]-[41]</sup>與如何透過個人智慧系統降低尖峰用電，其場景簡介如下：

經過全校用電歷史資料分析，可發現宿舍一天用電高峰時段在中午吃飯時間與下午五點下課後，這時可將負載轉移的概念套用至宿舍用電。卡機電價將與設計出之虛擬浮動電價同步，在用電高峰時段，學生藉由 App 得知目前電價，為了節省支出，將調整用電模式(例如：使用洗衣機時段延後至離峰用電時段、將冷氣溫度調高等等)與增加校園公共資源使用意願，全校高峰用電將可因此降低。此外學生可獲得未來 24 小時之預測電價資訊，有了完全透明之電價資訊後，提早做出用電規劃，不僅用電舒適度不會漸少，也會減少支出，而全校高峰用電也可因此降低。

## 肆、浮動電價實作與討論

目前該大專院校已完成部分宿舍區電表汰換，並在中央控制端建立與新電表之連線，施行虛擬浮動電價之所需軟硬體已建置完成。硬體方面，使用的電表與卡機為具 RS485 連線功能之產

品；軟體方面，手機 App 之浮動電價功能與電表中控端介面程式已完成，App 可顯示目前最新電價和其他生活相關資訊供使用者參考如圖 4 所示，如氣象資訊與公車預估到站時間，藉此提升 App 之使用率。此外，App 也提供未來 24 小時

之預測電價如圖 5 所示，可讓使用者提早做出用電規畫，提升用電效率。而電表中控介面程式可每小時根據最新電價更改卡機之電價與儲存各電表之用電度數。



圖 4 App 即時電價畫面



圖 5 App 預測電價畫面

在尚未取得學生同意之前，電價計費方式依舊使用原有之兩段式電價。現階段以蒐集虛擬浮動電價實行前用電資料為主，將蒐集之資料建立基準以利將來實施虛擬浮動電價後用電模式改變之分析。從目前已蒐集之全校用電量中，針對全校用電量較高的 5 月份進行相關係數之分析，相關係數(CC)之定義如下<sup>[42]</sup>

$$CC = \frac{24 \times \sum_{h=1}^{24} l_h \times c_h - \sum_{h=1}^{24} l_h \times \sum_{h=1}^{24} c_h}{\sqrt{24 \times \sum_{h=1}^{24} (l_h)^2 - (\sum_{h=1}^{24} l_h)^2} \sqrt{24 \times \sum_{h=1}^{24} (c_h)^2 - (\sum_{h=1}^{24} c_h)^2}}$$

其中  $l$  為每小時之全校用電量， $c$  為全校用電量分析相關度之資料， $h$  為時間，本研究以一天為基準， $h \in \{1, 2, \dots, 24\}$ 。分析出之與每小時全校

用電量相關之相關係數如表 1 所示，儘管溫度與濕度與每小時全校用電量相關度較低，但在自動回歸模型使用時依舊有調整與修正預測用電量之效果。

雖然該校已經與宿舍各樓層之幹部與幾位學生代表開過座談會說明虛擬浮動電價之好處與未來實行方向，但為避免學生反彈，還是須與將參與虛擬浮動電價之所有學生進行說明與座談後，方可進行宿舍區小規模測試。目前只預測在施行虛擬浮動電價後學生用電改變之情形，根據國外的研究與國外實際施行結果，可預測高電價讓使用者在用電高峰時段時減少大約 5% 左右之用電量。學生若能夠針對電價高低而有效的調整用電模式除了可因此省下一筆開銷外，學校在高峰用電降低後，用電超過契約容量情形將可減少，進而減少超約罰款之費用。

表 1 全校用電量之相關係數

|               |         |
|---------------|---------|
| 前一小時全校用電量     | 0.9103  |
| 前一天同一小時之全校用電量 | 0.8506  |
| 前一週同一小時之全校用電量 | 0.8576  |
| 氣溫            | 0.3633  |
| 濕度            | -0.2558 |

本研究使用全校歷史用電資料來預測在使用浮動電價後的用電情形，並選擇校園用電量相對較高的 5 月份來模擬，圖 6、圖 7 為 102 年 5 月的全校與宿舍之每小時用電。根據參考文獻[43]的結果，需量反應策略可讓學生在用電高峰時段降低約 5% 至 10% 的用電量。在本研究的場景中，該校所訂定的契約容量為 4600 瓩，因此，本研究將需量高於 4000 瓩時視為用電高峰時

段，在該時段利用高電價來抑制學生之用電量。在模擬結果中，可發現若宿舍區之用電在用電高峰時段減少 5% 至 10%，可讓全校用電量在用電高峰時段平均減少近 80 瓩之用電需量，圖 8 為使用浮動電價前後每小時高峰用電量比較。從表 2 的比較中可發現，用電高峰減少後超約的時段由 6 個減為 2 個，若該校將契約容量下修 50 瓩，超約的情況也將從 9 個時段減為 5 個時段。以經常契約夏月(6 月 1 日至 9 月 31 日)每瓩每月 223.60 元與非夏月每瓩每月 166.90 元計算，一年將可省下約 11 萬元之電費。因此實施虛擬浮動電價對於學校與學生來說都能達到省錢、節省成本之效果。

表 2 102 年 5 月全校每小時用電需量超約情形比較

|                              | 使用浮動電價前<br>之每小時用電需量 | 使用浮動電價後<br>之每小時用電需量 |
|------------------------------|---------------------|---------------------|
| 需量大於 4600 瓩<br>(原訂定之契約容量)之時段 | 6 個                 | 2 個                 |
| 需量大於 4550 瓩之時段               | 9 個                 | 5 個                 |

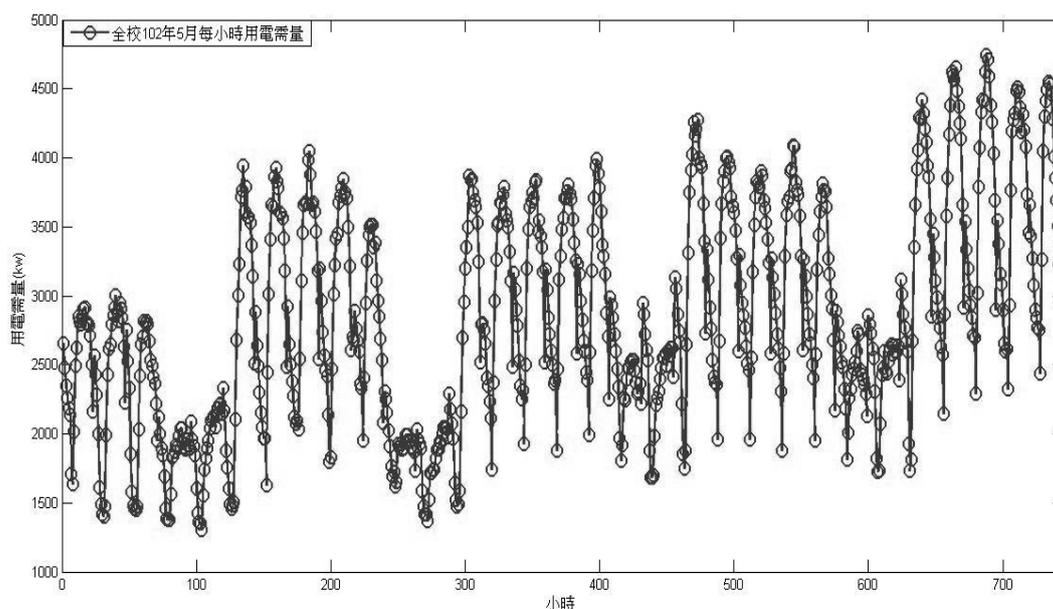


圖 6 102 年 5 月全校每小時用電需量。

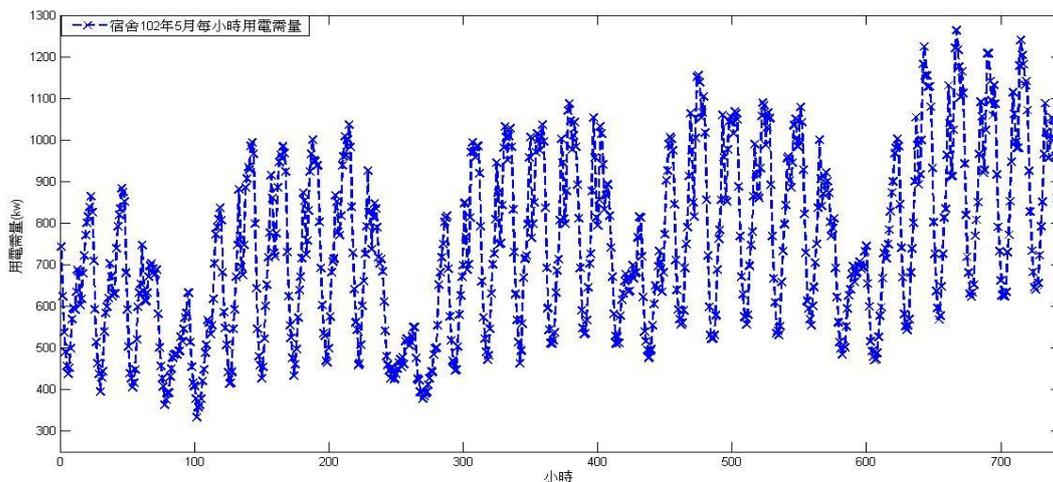


圖 7 102 年 5 月宿舍每小時用電需量

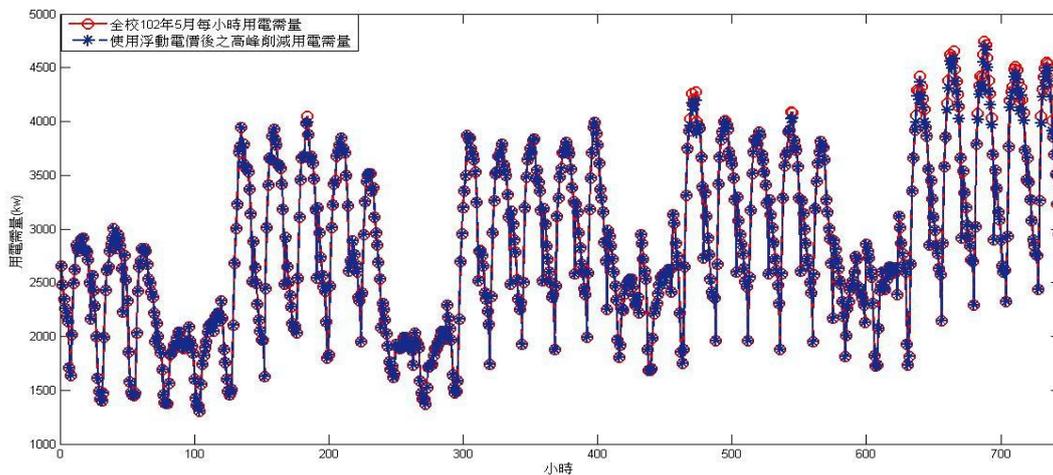


圖 8 使用浮動電價前後每小時高峰用電量之比較

### 伍、結論

本研究中利用校園內既有的智慧電網架構結合需量反應策略來抑制高峰用電量。學校不同於一般使用者，上課中教室與辦公室無法改變使用時間來因應高電價時段。經由分析可發現宿舍區之用電高峰時段與校園總用電量高峰時段非常相近，若可有效的抑制宿舍區之高峰用電量，校園總高峰用電量也將隨之減少。本文使用自動回歸模型來預測未來一小時用電量並制訂相對應之電價，在分析不同資訊與未來用電量的相關

係數後，發現未來一小時的用電量與前一小時之用電量有相當高的關係。利用這項關鍵因素可有效提升近似度達 80% 以上。在校園總高峰用電量降低後，利用過去資料推估，超約情形將可降低 67%。未來若實施虛擬浮動電價之成效極佳，可將成果推廣與做為未來全台實施浮動電價前之參考。學校方可視為發電廠而學生用電為一般使用者，在使用浮動電價後高峰用電降低，發電廠因此減少發電成本，而使用者根據電價調整用電模式也可節省支出，實施浮動電價後對於電廠與使用者可創造雙贏的局面。

## 陸、誌謝

目前台灣智慧電網仍處於發展中的狀態，需各領域的人才共同努力。蒙科技部(補助編號：102-3113-P-155-001)與元智大學大數據與數位匯流中心對於相關研究的補助與支持。此外，透過與財團法人資訊工業策進會智慧網通系統研究所的技術交流，在智慧電網架構的建立上，逐步有了雛形，期待加速未來台灣智慧電網的發展。

## 柒、參考文獻

- [1] State of WV, "Obama Administration Announces Availability of \$3.9 Billion to Invest in Smart Grid Technologies and Electric Transmission Infrastructure," Accessed on Jun. 20, 2016, [Online]. Available: [http://www.recovery.wv.gov/news/Pages/ObamaAdministrationAnnouncesAvailabilityof\\$39BilliontoInvestinSmartGridTechnologiesandElectricTransmissionInfrastructure.aspx](http://www.recovery.wv.gov/news/Pages/ObamaAdministrationAnnouncesAvailabilityof$39BilliontoInvestinSmartGridTechnologiesandElectricTransmissionInfrastructure.aspx).
- [2] Wikipedia, "American Recovery and Reinvestment Act of 2009," Accessed on Jun. 20, 2016, [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/American\\_Recovery\\_and\\_Reinvestment\\_Act\\_of\\_2009](https://en.wikipedia.org/wiki/American_Recovery_and_Reinvestment_Act_of_2009).
- [3] T. F. Garrity, "Getting smart," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 6, no. 2, pp. 38–45, Mar. 2008.
- [4] E. Santacana, G. Rackliffe, L. Tang, and X. Feng, "Getting smart," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 2, pp. 41–48, Mar. 2010.
- [5] FierceMarkets, "Smart Grid News Grid Modernization and the Smart Grid," Accessed on Jun. 20, 2016, [Online]. Available: <http://www.smartgridnews.com>.
- [6] B. Chakrabarti, D. Bullen, C. Edwards and C. Callaghan, "Demand response in the New Zealand Electricity market," in *Proc. Transmission and Distribution Conf. and Exposition*, Orlando, FL, USA, May. 2012, pp. 1-7.
- [7] Y. Ozturk, P. Jha, S. Kumar and G. Lee, "A personalized home energy management system for residential demand response," in *Proc. Power Eng., Energy and Elect. Drives*, Istanbul, Turkey, May. 2013, pp. 1241-1246.
- [8] N. Yu, T. Wei and Q. Zhu, "From passive demand response to proactive demand participation," in *Proc. IEEE Conf. Autom. Sci. and Eng.*, Gothenburg, Sweden, Aug. 2015, pp. 1300-1306.
- [9] F. Kong and X. Liu, "Distributed deadline and renewable aware electric vehicle demand response in the smart grid," in *Proc. IEEE Real-Time Syst. Symp.*, San Antonio, TX, USA, Dec. 2015, pp. 23-32.
- [10] S. Li and D. Zhang, "Developing smart and real-time demand response mechanism for residential energy consumers," in *Proc. Power Syst. Conf.*, Clemson, SC, USA, Mar. 2013, pp. 1-5.
- [11] B. Hastings, "Ten years of operating experience with a remote controlled water heater load management system at Detroit Edison," *IEEE Trans. Power Apparatus and Syst.*, no. 4, pp. 1437-1441, Jul. 1980.
- [12] T. Logenthiran, D. Srinivasan, and T. Shun, "Demand side management in smart grid using heuristic optimization," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1244-1252, Jun. 2012.
- [13] S. Lee, S. Kim, and S. Kim, "Demand side management with air conditioner loads based on the queuing system model," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 661-668, May. 2011.
- [14] A. Sepulveda, L. Paull, W. Morsi, H. Li, C. Diduch, and L. Chang, "A novel demand side management program using water heaters and particle swarm optimization," in *Proc. IEEE Elect. Power and Energy Conf.*, Halifax, Canada, Aug. 2010, pp. 1-5.
- [15] M. Babar, T. P. Imthias Ahamed, A. Shah, E. A. Al-Ammar and N. H. Malik, "Novel algorithm for aggregated demand response strategy for smart distribution network," in *Proc. Elect. Power and Energy Convers. Syst.*, Istanbul, Turkey, Oct. 2013, pp. 1-5.
- [16] D. Callaway, "Can smaller loads be profitably engaged in power system services?" in *Proc.*

- IEEE Power and Energy Soc. General Meeting*, San Diego, CA, USA, Jul. 2011, pp. 1-3.
- [17] H. Li, Q. Zhu, X. Zhou and J. Han, "Dynamic pricing of duopoly through pricing game based on price discrimination," in *Proc. Comput. Sci. and Optimization*, Beijing, China, Jul. 2014, pp. 621-625.
- [18] H. Xu and B. Li, "Dynamic cloud pricing for revenue maximization," *IEEE Trans. Cloud Comput.*, vol. 1, no. 2, pp. 158-171, Nov. 2013.
- [19] W. Li, P. Svärd, J. Tordsson and E. Elmroth, "Cost-optimal cloud service placement under dynamic pricing schemes," in *Proc. Utility and Cloud Comput.*, Dresden, Germany, Dec. 2013, pp. 187-194.
- [20] W. Han, "A dynamic pricing algorithm by Bayesian Q-learning," in *Proc. Comput. Modeling and Simulation*, Sanya, China, Jan. 2010, pp. 515-519.
- [21] X. Liang, X. Li, R. Lu, X. Lin and X. Shen, "UDP: Usage-based dynamic pricing with privacy preservation for smart grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 141-150, Mar. 2013.
- [22] M. R. Rao, J. Kuri and T. Prabhakar, "Towards optimal load management with day ahead pricing," in *Proc. Commun. Syst. and Networks*, Bangalore, Indian, Jan. 2015, pp. 1-8.
- [23] S. Zhao and Z. Ming, "Modeling demand response under time-of-use pricing," in *Proc. Power Syst. Technol.*, Chengdu, China, Oct. 2014, pp. 1948-1955.
- [24] M. A. R. Muzmar, M. P. Abdullah, M. Y. Hassan and F. Hussin, "Time of Use pricing for residential customers case of Malaysia," in *Proc. IEEE Student Conf. Res. and Develop.*, Kuala Lumpur, Malaysia, Dec. 2015, pp. 589-593.
- [25] X. Zhang, "Optimal scheduling of critical peak pricing considering wind commitment," *IEEE Trans. Sustainable Energy.*, vol. 5, no. 2, pp. 637-645, Apr. 2014.
- [26] A. Q. Cui, B. X. Wang, C. C. Liu and D. F. Hou, "Decision model of critical peak pricing coordinating wind power generation," in *Proc. Int. Conf. Clean Elect. Power*, Taormina, Italy, Jun. 2015, pp. 775-779.
- [27] W.-Y. Chiu, H. Sun and H. V. Poor, "Demand-side energy storage system management in smart grid," in *Proc. IEEE Conf. Smart Grid Commun.*, Tainan, Taiwan, Nov. 2012, pp. 73-78.
- [28] W.-Y. Chiu, H. Sun and H. V. Poor, "Energy Imbalance Management Using a Robust Pricing Scheme," *IEEE Tran. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 896-904, Jun. 2013.
- [29] W.-Y. Chiu, "A multiobjective approach to resource management in smart grid," in *Proc. Int. Conf. Control, Autom. and Inform. Sci.*, Gwangju, Korea, Dec. 2014, pp. 182-187.
- [30] W.-Y. Chiu, H. Sun and H. V. Poor, "An  $H^\infty$  design for dynamic pricing in the smart grid," in *Proc. Asian Control Conf.*, Kota Kinabalu, Malaysia, Jun. 2015, pp. 1-6.
- [31] Energy Star, "Facility Type: K-12 Schools," Accessed on Jun. 20, 2016, [Online]. Available: [https://www.energystar.gov/ia/business/EPA\\_BU\\_M\\_CH10\\_Schools.pdf](https://www.energystar.gov/ia/business/EPA_BU_M_CH10_Schools.pdf).
- [32] H. Patel, M. Pandya and M. Aware, "Short term load forecasting of Indian system using linear regression and artificial neural network," in *Proc. Nirma University Int. Conf. Eng.*, Ahmedabad, India, Nov. 2015, pp. 1-5.
- [33] Y.-W. Chen and W.-Y. Chiu, "A framework for a consumer-end energy management system in smart grid," in *Proc. Global Conf. Consumer Electron.*, Osaka, Japan, Oct. 2015, pp. 101-103.
- [34] K. Pollhammer, F. Kupzog, T. Gamauf, and M. Kremen, "Modeling of demand side shifting potentials for smart power grids," in *Proc. AFRICON*, Livingstone, Zambia, Sep. 2011, pp. 1-5.
- [35] M. C. Vlot, J. D. Knigge and J. G. Slootweg, "Economical regulation power through load shifting with smart energy appliances," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1705-1712, Sep. 2013.
- [36] G. Bao, C. Lu, Z. Yuan, and Z. Lu, "Battery energy storage system load shifting control based on real time load forecast and dynamic programming," in *Proc. IEEE Conf. Autom. Sci.*

- and Eng., Seoul, Korea, Aug. 2012, pp.815–820.
- [37] S. A. Pourmousavi, S. N. Patrick ; M. H. Nehrir, “Real-time demand response through aggregate electric water heaters for load shifting and balancing wind generation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 769-778, Mar. 2014.
- [38] M. Kleingeld, J. C. Vosloo, and J. A. Swanepoel, “The effect of peak load shift to off-peak periods on pumping systems,” in *Proc. Ind. and Commercial Use of Energy*, Cape Town, South Africa, Aug. 2011, pp. 82–87.
- [39] S. L. Koh and Y. S. Lim, “Evaluating the economic benefits of peak load shifting for building owners and grid operator,” in *Proc. Int. Conf. Smart Grid and Clean Energy Technol.*, Offenburg, Germany, Oct. 2015, pp. 30–34.
- [40] Di Giorgio, L. Pimpinella, and F. Liberati, “A model predictive control approach to the load shifting problem in a household equipped with an energy storage unit,” in *Proc. Mediterranean Conf. Control and Autom.*, Barcelona, Spain, Jul. 2012, pp. 1491–1498.
- [41] B. Y. Sang, B. Yang, P. L. Zeng and X. H. Xu, “Coordinated control method of distributed energy storage system for peak load shifting of distribution network,” in *Proc. 2014 China Int. Conf. Electricity Distribution*, Shenzhen, China, Sep. 2014, pp. 525–527.
- [42] W. V. Nicholson, “Object detection by correlation coefficients using azimuthally averaged reference projections,” *IEEE Trans. Biomed. Eng.*, vol. 51, no. 11, pp. 2006–2012, Nov. 2004.
- [43] S. A. Azad, A. M T Oo and M. F. Islam, “A low complexity residential demand response strategy using binary particle swarm optimization,” in *Proc. Australasian Universities Power Eng. Conf.*, Bali, Indonesia, Sep. 2012, pp. 1–6.

### 台電工程月刊徵稿啟事

✿ 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。

✿ 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095 ✉ u117212@taipower.com.tw

# 考慮景氣與氣候之高壓用戶行業別售電量 與系統尖載迴歸模型建立與預測

The Establishment and Prediction of Regression Models of Energy Sales and System Peak Loading by Considering Prosperity and Climate for High Voltage Customer

卓明遠\*

Cho, Ming-Yuan

張文曜\*\*

Chang, Wen-Yao

吳易翰\*

Wu, Yi-Hang

徐正峰\*

Hsu, Cheng-Feng

黃佳文\*

Huang, Chia-Wen

陳建男\*

Chen, Chien-Nan

黃信益\*

Huang, Hsin-Yi

## 摘要

本文應用複迴歸分析方法來建立考慮景氣、溫度和雨量之迴歸行業別用戶負載模型，並研究預測未來售電量與夏季尖峰負載量之可行性。本文中首先採用最小平方方法技巧推導出考量景氣指標與溫度之 34 個行業別售電及總售電量的迴歸預測模型；其次，應用 AMI 高壓用戶需量資料和系統 24 小時全日發電量來推估夏季尖峰負載量。以上研究資料分析工具藉由 EViews 軟體來實現，以驗證本論文之研究架構可行性。經由本文發現尖峰預測利用高壓需量資料與系統 24 小時發電量混搭，平均誤差在 $\pm 0.87\%$ 。而售電量的預測部份其誤差也在平均誤差也在 $\pm 3\%$ ，未來可供電力公司研究參考。

## Abstract

This thesis uses complex regression analysis method to establish customer's load regression models, which takes into account economic indicators, temperature and rainfall. Furthermore, the proposed models are used to study the feasibility of forecasting the future energy sales and summer peak load demand. At first, this study uses the method of least-squares to derive regression models in forecasting energy sales among 34 various sectors in combination with consideration of economic conditions and temperature.

Besides, the AMI high voltage customer demand data and the 24-hour system generating capacity are adopted to forecast summer peak load. The above-mentioned data analysis is conducted using EViews Software, and the feasibility of the research framework has been verified. The study indicates that with the combination of the high voltage demand data and the 24-hour system generating capacity during the peak load period, the average forecast error is  $\pm 0.87\%$ , while the average forecast error in the majority of its energy sales forecasting model is  $\pm 3\%$ . This result can serve as a good reference for the power company.

**關鍵詞(Key Words)：**複迴歸(Complex Regression)、最小平方方法(Least-squares Techniques)、先進讀表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure (AMI))、溫度敏感度分析(Temperature Sensitivity Analysis)。

\*國立高雄應用科技大學

\*\*台灣電力公司綜合研究所

## 壹、緒論

能源種類中電力是各國的次級能源，必須由(水力、煤、天然氣、石油及核能)來轉換。目前的科技仍無法大量且有效的儲存電力，故而電力公司必須要根據負載需求來決定電力發電量，並且推估各行業的用電量模型進行負載預測。電力公司可藉由負載預測的結果，掌握用戶端的需量進行需量競價，發揮負載預測的最大效益。參考國內外負載預測與溫度敏感度分析，如文獻<sup>[1]</sup>探討台電配電系統中期負載預測模式，分別應用最小平方方法與模糊理論建立負載預測模式，並且以台電區處作為中期負載預測之測試區域。文獻<sup>[2]</sup>推導出售電量推估機制。考慮溫度經濟數據等做其相關性分析，找出影響負載變化的主要因素，最後推導出參數彼此間之迴歸關係，研究其負載特性。文獻<sup>[3]</sup>收集各變電所歷年尖峰負載資料，並利用時間序列負載預測模式，推估未來尖峰負載。其研究結果可提供區處日負載組成及模型，分析各類型用戶對系統尖峰之貢獻度。

綜合以上文獻之觀點，本文提出以複迴歸模型將各行業別售電量與總售電量進行模型推估，並且評選較佳的模型進行售電量預測。由於售電量預測之平均誤差在可接受範圍內，同理於AMI高壓用戶需量與系統24小時發電量資料推估夏季尖峰負載，探討AMI高壓用戶需量資料之應用。

### 一、研究目標

- (一) 各行業別依據評選出較佳的預測模型進行售電量預測
- (二) 總售電量依據評選出較佳的預測模型進行售電量預測
- (三) 應用AMI高壓用戶用電資料與系統24小時發電資料預測夏季尖峰負載
- (四) 探討AMI未來加值服務

## 二、預期成效

- (一) 建立台電行業別之售電量迴歸模型
- (二) 建立台電總用電量之售電量迴歸模型
- (三) 依據九大經濟數據指標與溫度預測行業別售電量與總售電量。
- (四) 應用AMI高壓用戶用電資料與系統24小時發電資料預測夏季尖峰負載

## 貳、迴歸分析理論基礎概述

本文應用複迴歸分析法建立迴歸模型，並搭配最小平方方法進行負載預測。其複迴歸方程式一般表示如公式(1)：

$$Y_i = \alpha + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \dots + \beta_k X_{ki} + \varepsilon_i \quad (1)$$

其中式中： $Y_i$ 為現有實際值， $X_{1i}, \dots, X_{ki}$ 為自變數，共有k個，其中 $\alpha$ 為截距， $\beta_1, \dots, \beta_k$ 為偏迴歸係數(Partial Regression Coefficient)簡稱為迴歸係數<sup>[4]</sup>。當我們針對應變數與自變數的數值資料帶入後，便可求出迴歸式，而迴歸式中的迴歸係數是利用『最小平方方法』<sup>[4]</sup>為準則來求得。設複迴歸方程式的估計式為公式(2)：

$$\hat{Y}_i = \hat{\alpha} + \hat{\beta}_1 X_{1i} + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \dots + \hat{\beta}_k X_{ki} + \varepsilon_i \quad (2)$$

其中式中： $\hat{Y}_i$ 為方程式依據自變數與迴歸係數預測出的值， $\hat{\alpha}$ 為迴歸建模後之截距， $\hat{\beta}_1, \dots, \hat{\beta}_k$ 為迴歸建模後之迴歸係數。迴歸係數求得可由實際值 $Y_i$ 與估計值 $\hat{Y}_i$ 差的平方和表為：

$$SSE = \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \hat{Y}_i \right)^2 = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 \quad (3)$$

其中 $\varepsilon_i$ 為樣本殘差項，即 $\varepsilon_i = Y_i - \hat{Y}_i$ 。使得SSE最小的估計式即為普通最小平方估計式(OLSE)，並對其分別對 $\hat{\alpha}$ 、 $\hat{\beta}_j$ 做偏微分使結果為

零，最後解聯立方程式得  $\hat{\alpha}$ 、 $\hat{\beta}_1$ 。依據上述方法求得迴歸模型並帶入迴歸分析自變數之預測值，因此可求得負載之預測值。

### 參、負載預測之研究步驟

本文研究步驟如圖 1 所示，詳細說明如下：

- 一、收集並研讀國內外相關研究資料<sup>[5]</sup>，了解國內目前負載預測與敏感度相關研究，本論文運用台電 34 個行業別售電量資料、台電總售電量資料、九項經濟數據指標和溫度進行複迴歸，求得各行業別售電量和台電總電量之售電模型並且預測。
- 二、匯入 AMI 高壓用戶用電資料與系統 24 小時發電資料，以複迴歸分析之最小平方方法建立預測模型預測夏季尖峰負載。

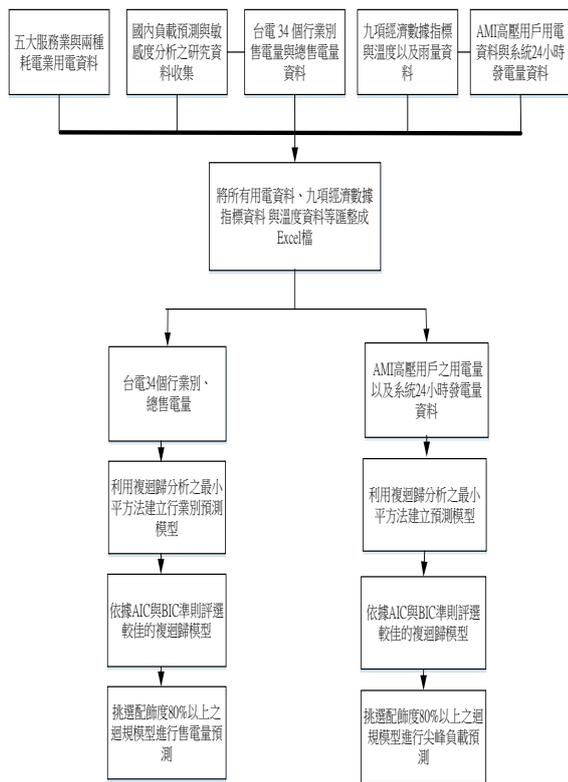


圖 1 研究步驟流程圖

### 肆、行業別售電量之複迴歸模型建模

本文以應變數與兩個以上的自變數進行複迴歸分析，其模型建立所選用的應變數以台電 34 行業別售電量<sup>[6]</sup>，自變數為九大經濟數據指標與溫度。其中 34 行業別以台電公告為參考，其自變數如下表 1 所示。以上資料來源為台電公司、行政院統計總處、中央氣象局。

表 1 行業別建模自變數選用說明

| 代碼              | 說明         | 單位             |
|-----------------|------------|----------------|
| X <sub>1</sub>  | 工業生產指數     | Index:2011=100 |
| X <sub>2</sub>  | 外銷訂單量指數    | Index:2011=100 |
| X <sub>3</sub>  | 景氣領先指標綜合指數 | 點              |
| X <sub>4</sub>  | 景氣對策信號(分數) | 分              |
| X <sub>5</sub>  | 製造業存貨指數    | Index:2011=100 |
| X <sub>6</sub>  | 製造業銷售指數    | Index:2011=100 |
| X <sub>7</sub>  | 失業率        | %              |
| X <sub>8</sub>  | 加班工時       | 小時             |
| X <sub>9</sub>  | 受僱人數       | 百萬人            |
| X <sub>10</sub> | 溫度         | °C             |

依據本文研究步驟推導出之迴歸模型最佳之行業別迴歸模型如表 2 所示，選取配適度最高的行業機械設備製造修配業為舉例，其迴歸模型實際驗證結果為預測值與實際值差異不大，殘差值<sup>[7][8]</sup>在合理範圍內，穩定且無急遽變化，迴歸模型最大適配度良好接近 92%，可作為預測該行業別售電量之參考模型，如圖 2 所示。

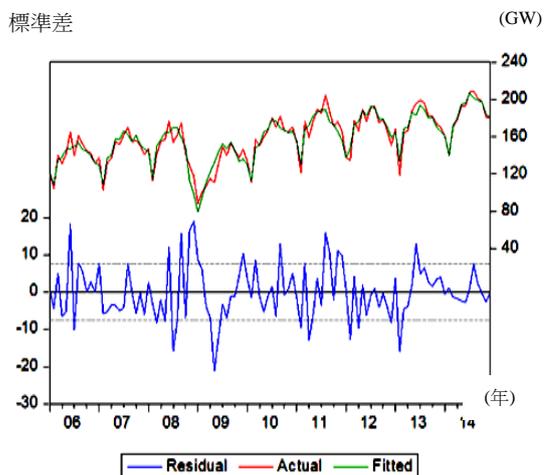


圖 2 機械設備製造修配業行業迴歸模型配適度曲線圖

表 2 行業別較具解釋能力之自變數組合表

| 代號              | 應變數說明<br>(售電量) | 配適度 | 自變數組合  |
|-----------------|----------------|-----|--|
| Y <sub>14</sub> | 橡膠製品製造業        | 80% | X <sub>1</sub> X <sub>4</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub> |
| Y <sub>15</sub> | 塑膠製品製造業        | 84% | X <sub>7</sub> X <sub>10</sub>                               |
| Y <sub>17</sub> | 非金屬礦物製品製造業     | 80% | X <sub>3</sub> X <sub>6</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub> |
| Y <sub>20</sub> | 金屬製品製造業        | 87% | X <sub>1</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub>                |
| Y <sub>21</sub> | 機械設備製造修配業      | 92% | X <sub>1</sub> X <sub>4</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub> |
| Y <sub>22</sub> | 電子製造業行業別       | 88% | X <sub>1</sub> X <sub>9</sub> X <sub>10</sub> X <sub>4</sub> |
| Y <sub>24</sub> | 運輸工具製造修配業      | 81% | X <sub>1</sub> X <sub>3</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub> |
| Y <sub>25</sub> | 其他工業製品製造業      | 81% | X <sub>4</sub> X <sub>6</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub> |
| Y <sub>28</sub> | 批發、零售及餐飲業      | 81% | X <sub>2</sub> X <sub>3</sub> X <sub>7</sub> X <sub>10</sub> |
| Y <sub>30</sub> | 金融和保險及不動產業     | 85% | X <sub>10</sub> X <sub>2</sub> X <sub>3</sub> X <sub>9</sub> |
| Y <sub>31</sub> | 工商服務業          | 81% | X <sub>10</sub> X <sub>9</sub> X <sub>3</sub> X <sub>5</sub> |
| Y <sub>32</sub> | 社會及個人服務業       | 85% | X <sub>10</sub> X <sub>6</sub> X <sub>9</sub>                |
| Y <sub>33</sub> | 公共行政業行業別       | 81% | X <sub>1</sub> X <sub>3</sub> X <sub>5</sub> X <sub>10</sub> |

電子製造業行業、金屬製品製造業行業、金融和保險及不動產業、社會及個人服務業行業之配適度高達 85% 以上。以電子製造業行業為例，將行業別售電量進行複迴歸分析並做樣本內預測，預測值與實際值差異尚可，殘差值在合理範圍內，迴歸模型最大適配度良好接近 88%，可作為預測該行業別售電量之參考模型。結果如圖 3 所示。

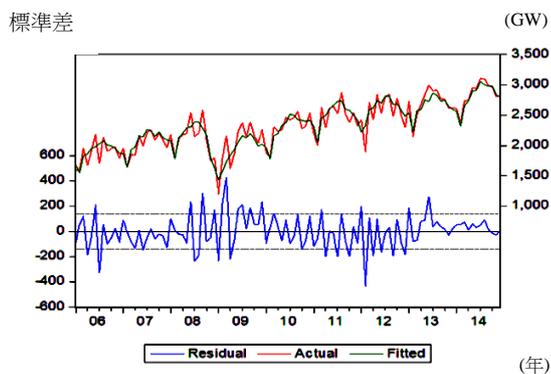


圖 3 電子製造業行業迴歸模型配適度曲線圖

其他工業製品製造業行業、工商服務業行業、公共行政業行業別售電量之複最大配適度達 80% 以上。以其他工業製品製造業行業為例，將行業別售電量進行複迴歸分析並做樣本內預測，預測值與實際值差異尚可，殘差值在合理範圍內，迴歸模型最大適配度良好接近 81%，可作為預測該行業別售電量之參考模型。結果如圖 4 所示。

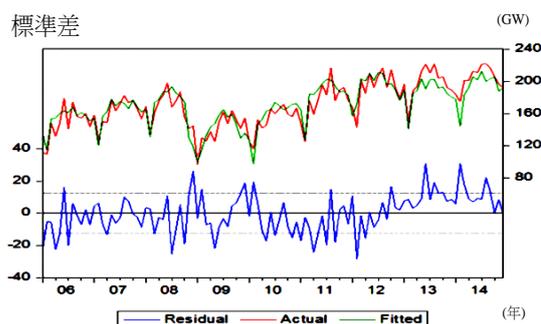


圖 4 其他工業製品製造業行業迴歸模型配適度曲線圖

### 伍、總售電量之複迴歸模型建模

本文以應變數台電總售電量(TWh)，同行業別建模所選用自變數。表 3 為推導迴歸模型，可將自變數之預測值代入，求得未來售電量供電力公司參考。以上資料來源為台電公司、行政院統計總處、中央氣象局。

表 3 總售電量建立之迴歸模型

| 售電量總類 | 自變數  | 迴歸模型   |
|-------|--|--|
| 總售電量  | X <sub>10</sub> X <sub>2</sub><br>X <sub>9</sub> | $Y = 1295.72670641$ $+ 277.162013338 * X_{10}$ $+ 49.4461804541 * X_2$ $+ 0.000525404829755 * X_9$ |

實證結果顯示，預測值與實際值差異不大，殘差值在合理範圍內，穩定且無急遽變化，迴歸模型最大適配度良好接近 80%，可作為預測總售電量之參考模型，如圖 5 所示。

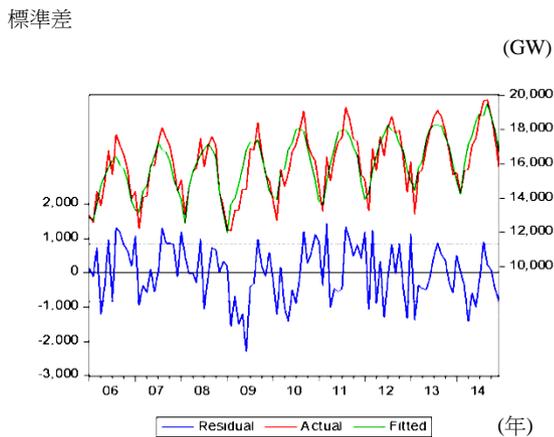


圖 5 總售電量迴歸模型配適度

## 陸、行業別售電量及總售電量預測

### 一、行業別售電量預測結果

表 4 為本文選配適度佳模型舉例，預測 2015 整年度售電量。將誤差加總並除以總筆數得平均誤差為  $\pm 3\%$ ，由此可知實際值與預測誤差不大，驗證迴歸模型之可行性供電力公司參考。

表 4 2015 年預測售電量與實際售電量差異比較表

| 機械設備製造修配業 | 台電實際售電量  | 預測值      | 誤差%      |
|-----------|----------|----------|----------|
| 1月        | 180.3055 | 174.4736 | 3.234445 |
| 2月        | 133.3753 | 145.8986 | -9.38957 |
| 3月        | 178.8797 | 186.9345 | -4.5029  |
| 4月        | 176.7138 | 186.959  | -5.79765 |
| 5月        | 191.0349 | 192.827  | -0.93814 |
| 6月        | 194.7261 | 200.4591 | -2.94411 |
| 7月        | 211.7418 | 204.642  | 3.353068 |
| 8月        | 193.7257 | 192.8662 | 0.44366  |
| 9月        | 186.6605 | 188.8271 | -1.16075 |
| 10月       | 184.9863 | 189.8225 | -2.61438 |
| 11月       | 172.5507 | 180.3146 | -4.49949 |
| 12月       | 172.807  | 176.9324 | -2.38731 |
| 平均誤差(%)   |          | -2.268   |          |

### 二、總售電量預測結果

表 5 為依據總售電量迴歸模型預測 2015 整年度之總售電量。將誤差加總並除以總筆數得平均誤差為  $\pm 3\%$ 。

表 5 2015 年預測與實際售電量差異比較表

| 時間     | 台電實際總售電量  | 總售電量預測值   | 誤差%    |
|--------|-----------|-----------|--------|
| 1月     | 15930.386 | 15746.031 | 1.157  |
| 2月     | 13833.854 | 14622.614 | -5.70  |
| 3月     | 15982.186 | 16468.255 | -3.041 |
| 4月     | 16035.56  | 17265.974 | -7.673 |
| 5月     | 17259.582 | 17849.142 | -3.42  |
| 6月     | 17596.702 | 18684.989 | -6.185 |
| 7月     | 19728.41  | 18928.660 | 4.054  |
| 8月     | 19531.714 | 18523.398 | 5.162  |
| 9月     | 18767.494 | 19290.039 | -2.784 |
| 10月    | 18300.347 | 19026.665 | -3.969 |
| 11月    | 17300.188 | 18321.158 | -5.902 |
| 12月    | 16224.842 | 16840.474 | -3.794 |
| 平均誤(%) |           | -2.67     |        |

預測結果顯示，總售電量預測與行業別售電量預測皆佳，可能因為總售電量變化跟經濟指標數據與溫度關連性密切<sup>[9][10][11]</sup>，當迴歸建模並預測可得不錯的結果。更進一步，未來以滾動式預測下一年，如此可以預測未來 10 年行業別與總售電量，供電力公司參考。

## 柒、多方資料來源推估尖峰負載

在不考慮線損下發電量等於負載需量，應用溫度、雨量數據資料分別針對台電 AMI 高壓用戶用電量與系統 24 小時發電量資料研究其關聯性，再利用複迴歸分析建立較具解釋能力之模型，最後推估出台電夏季尖峰負載預測值。

### 一、推估尖峰負載自變數定義

本文以應變數系統 24 小時發電量與兩個以上的自變數進行複迴歸分析，其模型建立所選用的自變數，如下表 6 所示。

表 6 推估尖峰負載分析使用自變數說明

|                            |                 |       |
|----------------------------|-----------------|-------|
| $y_{10} \sim y_{16}$       | 台電系統10~16時發電量   | (MWh) |
| $Hy_{10} \sim Hy_{16}$     | 預測10~16時高壓需量    | (MWh) |
| $Ly_{10} \sim Ly_{16}$     | 預測10~16時低壓需量    | (MWh) |
| $NEWY_{10} \sim NEWY_{16}$ | 預測10~16時台電系統發電量 | (MWh) |
| $Y_{10} \sim Y_{16}$       | 預測10~16時台電系統發電量 | (MWh) |
| $T_9 \sim T_{16}$          | 全台9~16時之平均溫度    | °C    |
| $R_9 \sim R_{15}$          | 全台9~15時之平均雨量    | 毫米    |

## 二、應用用電資料推估台電尖峰負載

### (一) 應用系統 24 小時發電資料推估夏季尖峰負載

利用溫度、雨量數據資料與台電系統 24 小時發電量資料推估尖峰負載，藉由複迴歸分析建立較具解釋能力之模型，推估出台電夏季尖峰負載預測值，其規劃流程圖如圖 6 所示。

研究步驟：

1. 將台電系統 24 小時發電資料彙整出資料區間為 2012~2014 年的發電資料。
2. 將台電系統 24 小時發電資料、雨量以及溫度做關聯性分析，利用複迴歸分析建立較具解釋能力之模型。
3. 利用本論文提出之迴歸模型預測夏月尖峰負載預測值求出。
4. 比對該期之實際值後，如果實際值在預測值誤差範圍內，此模型即符合預測需求，藉此評選出配適度較適合的模型。

由表 7 得知系統 24 小時發電量資料推估 2015 年夏季尖峰時段迴歸模型結果。迴歸模型配適度(R-squared)達到 0.6，可知系統 24 小時發電量資料與溫度以及雨量皆有顯著關聯性。表 8 為應用系統 24 小時發電量資料迴歸模型統整表。

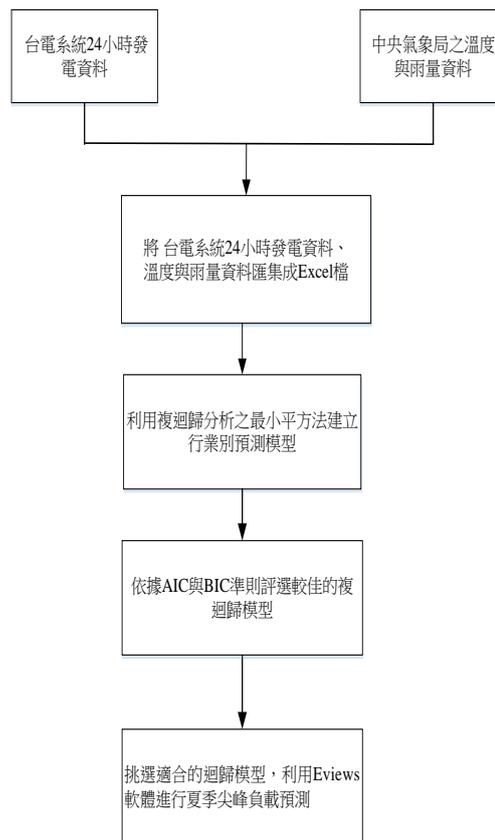


圖 6 應用系統 24 小時發電資料推估夏季尖峰負載流程圖

表 7 應用系統 24 小時發電資料迴歸模型結果

| 預測時間 | R-squared (判定係數) | AIC    | BIC    | F檢定值   | P值 |
|------|------------------|--------|--------|--------|----|
| 10   | 0.645203         | 16.308 | 16.371 | 127.9  | 0  |
| 11   | 0.633272         | 16.489 | 16.551 | 121.45 | 0  |
| 12   | 0.659361         | 16.610 | 16.673 | 136.14 | 0  |
| 13   | 0.641805         | 16.756 | 16.819 | 126.02 | 0  |
| 14   | 0.638133         | 16.710 | 16.773 | 124.03 | 0  |
| 15   | 0.600571         | 16.671 | 16.718 | 159.38 | 0  |
| 16   | 0.581440         | 16.533 | 16.595 | 97.7   | 0  |

### (二) 應用 AMI 高壓用戶用電資料推估夏季尖峰負載

利用溫度、雨量數據資料與 AMI 高壓用戶用電資料推估尖峰負載，藉由複迴歸分析建立較具解釋能力之模型，推估出台電年度尖峰負載預測值，其規劃流程圖如圖 7 所示。

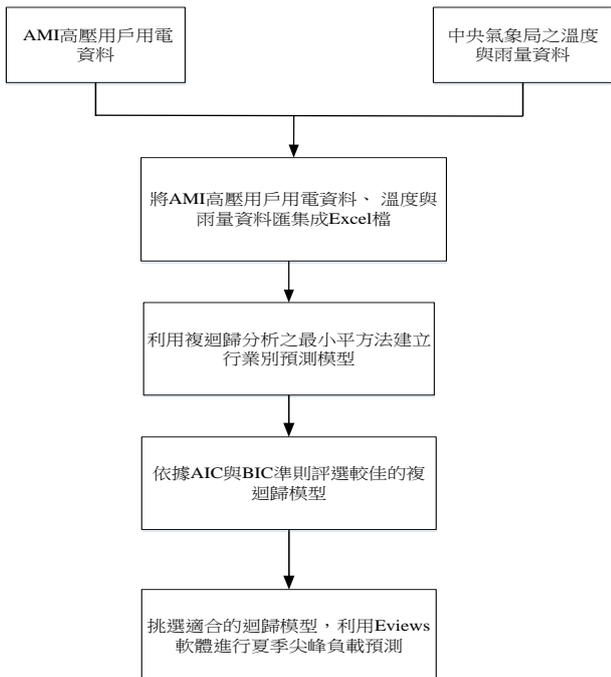


圖 7 AMI 高壓用戶用電資料推估夏季尖峰負載流程圖

表 8 系統 24 小時發電資料迴歸模型統整表

| 預測時間 | 自變數組合   | 迴歸模型   |
|------|---|--|
| 10   | T <sub>9</sub> T <sub>10</sub> R <sub>9</sub>   | $NEWY_{10} = 6551.91619043 + 499.156384658 * T_9 + 269.695832956 * T_{10} + 241.76271867 * R_9$        |
| 11   | T <sub>10</sub> T <sub>11</sub> R <sub>10</sub> | $NEWY_{11} = 7367.16938859 + 568.803736212 * T_{10} + 186.166825734 * T_{11} + 183.013703684 * R_{10}$ |
| 12   | T <sub>11</sub> T <sub>12</sub> R <sub>11</sub> | $NEWY_{12} = 3612.81600484 + 593.523381606 * T_{11} + 237.0289662 * T_{12} + 173.907389771 * R_{11}$   |
| 13   | T <sub>12</sub> T <sub>13</sub> R <sub>12</sub> | $NEWY_{13} = 4053.94100362 + 548.01722581 * T_{12} + 317.403968523 * T_{13} + 230.376843153 * R_{12}$  |
| 14   | T <sub>13</sub> T <sub>14</sub> R <sub>13</sub> | $NEWY_{14} = 5277.37821675 + 634.740534538 * T_{13} + 199.437479727 * T_{14} + 207.291291638 * R_{13}$ |
| 15   | T <sub>14</sub> R <sub>14</sub>                 | $NEWY_{15} = 8890.04404814 + 717.417971438 * T_{14} + 124.209097599 * R_{14}$                          |
| 16   | T <sub>15</sub> T <sub>16</sub> R <sub>15</sub> | $NEWY_{16} = 10332.7598866 + 297.204078021 * T_{15} + 380.001297117 * T_{16} + 112.836477065 * R_{15}$ |

研究步驟：

1. 將 AMI 高壓用戶用電資料彙整出資料區間為 2013~2014 年的發電資料。
2. 將 AMI 高壓用戶用電資料、雨量以及溫度做關聯性分析，利用複迴歸分析建立較具解釋能力之模型。
3. 利用迴歸模型預測年度之夏月尖峰負載預測值求出。
4. 比對該期之實際值後，如果實際值在預測值誤差範圍內，此模型即符合預測需求，藉此獲得配適度較適合的模型。

得知 AMI 高壓用戶用電資料推估 2015 年夏季尖峰時段迴歸模型結果。本論文建立之迴歸模型配適度(R-squared)很低，可知 AMI 高壓用戶用電資料與溫度以及雨量皆無顯著關聯性，由此可知應用 AMI 高壓用戶用電資料搭配雨量與溫度預測結果是不可接受的範圍。使用 AMI 高壓用戶用電資料無法利用溫度與雨量建迴歸模型<sup>[12][13]</sup>，也無法預測系統發電量推估尖峰負載，如表 9 及表 10 所示。

表 9 AMI 高壓用戶用電資料迴歸模型結果

| 預測時間 | R-squared (判定係數) | AIC   | BIC   | F檢定值  | P值 |
|------|------------------|-------|-------|-------|----|
| 10   | 0.08             | 29.94 | 29.98 | 12.59 | 0  |
| 11   | 0.08             | 29.93 | 29.97 | 13.23 | 0  |
| 12   | 0.096            | 29.88 | 29.92 | 15.04 | 0  |
| 13   | 0.07             | 29.91 | 29.95 | 10.96 | 0  |
| 14   | 0.11             | 29.88 | 29.92 | 17.4  | 0  |
| 15   | 0.10             | 29.86 | 29.91 | 16.3  | 0  |
| 16   | 0.07             | 29.86 | 29.9  | 12.7  | 0  |

表 10 AMI 高壓用戶用電資料迴歸模型統整表

| 預測時間 | 自變數組合    | 迴歸模型   |
|------|----------|--|
| 10   | $T_9$    | $Hy_{10} = 11903355.2662 + 146057.35742 * T_9$     |
| 11   | $T_{10}$ | $Hy_{11} = 12173511.8386 + 137556.912551 * T_{10}$ |
| 12   | $T_{11}$ | $Hy_{12} = 11219799.0794 + 140689.954762 * T_{11}$ |
| 13   | $T_{12}$ | $Hy_{13} = 12588651.3424 + 121791.890365 * T_{12}$ |
| 14   | $T_{13}$ | $Hy_{14} = 11719040.1853 + 152930.211119 * T_{13}$ |
| 15   | $T_{14}$ | $Hy_{15} = 11985077.7579 + 142851.365374 * T_{14}$ |
| 16   | $T_{15}$ | $Hy_{16} = 12414885.0474 + 120250.322987 * T_{15}$ |

(三) 應用 AMI 用電資料與系統 24 小時發電量推估夏季尖峰負載

利用溫度、雨量數據資料、AMI 用電資料與台電公司系統 24 小時發電資料推估尖峰負載，藉由複迴歸分析建立較具解釋能力之模型，推估出台電年度尖峰負載預測值，其規劃流程圖如圖 8 所示。

研究步驟：

1. 將台電系統 24 小時發電資料與 AMI 用電資料彙整出資料區間為 2013~2014 年的發電資料。
2. 模擬匯入 AMI 高壓用戶用電資料與系統 24 小時發電量扣除 AMI 高壓用戶用電資料之低壓用電資料，進行雨量以及溫度做關聯性分析，利用複迴歸分析建立較具解釋能力之模型。
3. 利用本論文迴歸模型預測年度之夏月尖峰負載預測值求出。
4. 比對該期之實際值後，如果實際值在預測值誤差範圍內，此模型即符合預測需求，藉此選出配適度較合的模型。

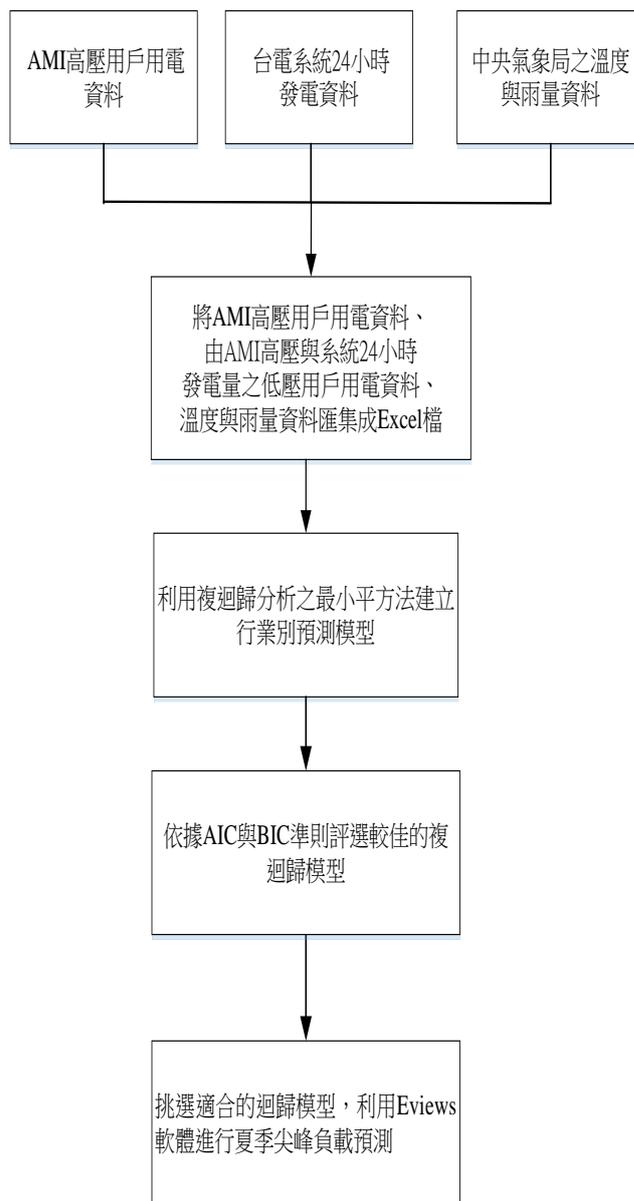


圖 8 應用 AMI 用電資料與系統 24 小時發電量推估夏季尖峰負載流程圖

系統 24 小時發電量扣除 AMI 高壓用戶用電資料之低壓用電資料預測值相加得到高低壓用電量，進行雨量以及溫度做關聯性分析並建立低壓迴歸模型，其結果如表 11 所示。表 12 為低壓用戶用電資料之迴歸模型統整表。

表 11 低壓用戶用電資料之迴歸模型結果

| 預測時間 | R-squared (判定係數) | AIC    | BIC    | F檢定值   | P值 |
|------|------------------|--------|--------|--------|----|
| 10   | 0.627385         | 15.694 | 15.775 | 81.942 | 0  |
| 11   | 0.632131         | 15.849 | 15.929 | 83.627 | 0  |
| 12   | 0.656416         | 16.06  | 16.14  | 92.977 | 0  |
| 13   | 0.684327         | 16.125 | 16.225 | 78.584 | 0  |
| 14   | 0.656356         | 16.15  | 16.25  | 69.237 | 0  |
| 15   | 0.597276         | 16.144 | 16.224 | 72.177 | 0  |
| 16   | 0.545503         | 16.016 | 16.096 | 58.411 | 0  |

表 12 低壓用戶用電資料之迴歸模型統整表

| 預測時間 | 自變數組合                    | 迴歸模型   |
|------|--------------------------|--|
| 10   | T8<br>T9<br>R9           | $L_{y10} = -3578.18482282 + 363.284939283 * T8 + 228.936488112 * T9 + 165.380400797 * R9$                          |
| 11   | T9<br>T10<br>R9          | $L_{y11} = -3711.39300491 + 378.658542458 * T9 + 222.632000616 * T10 + 208.675587054 * R9$                         |
| 12   | T10<br>T11<br>R8         | $L_{y12} = -6127.6814471 + 436.499592047 * T10 + 220.128241008 * T11 + 166.265155251 * R8$                         |
| 13   | T11<br>T12<br>R11<br>R10 | $L_{y13} = -8210.71273388 + 402.049367072 * T11 + 337.773045125 * T12 + 379.055280973 * R11 + 158.106335896 * R10$ |
| 14   | T12<br>T13<br>R13<br>R12 | $L_{y14} = -6623.50748347 + 433.130523506 * T12 + 257.390321028 * T13 + 284.011686842 * R13 + 156.144048386 * R12$ |
| 15   | T14<br>T13<br>R13        | $L_{y15} = -3799.92063224 + 220.129334494 * T14 + 380.250668206 * T13 + 287.136809428 * R13$                       |
| 16   | T14<br>T15<br>R15        | $L_{y16} = 233.532472858 + 247.042764118 * T14 + 231.81165204 * T15 + 87.8134024315 * R15$                         |

三、尖峰預測結果

圖 9 為高壓需量資料預測尖峰負載其平均誤差為±48%。若以 AMI 高壓用戶用電資料與系統 24 小時發電量預測全系統夏季尖峰負載系統端用電量，其平均誤差為±0.87%，如圖 10 所示。

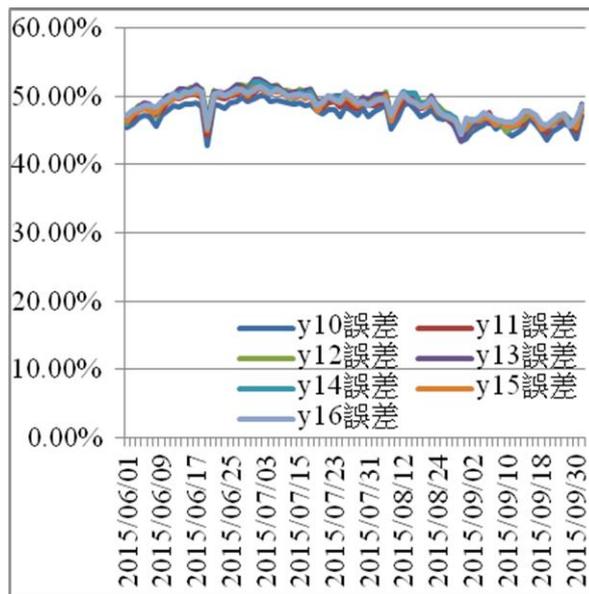


圖 9 預測 2015 夏季尖載誤差範圍曲線圖

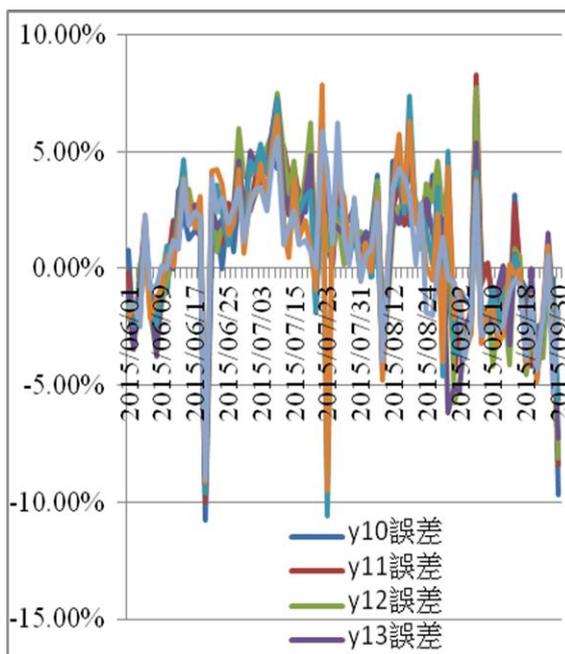


圖 10 預測 2015 夏季尖載誤差範圍曲線圖

以上各種可能進行尖峰負載預測，統整這三種方法將其分時誤差加總除以資料筆數得平均誤差如下表 13 所示。預測尖峰負載結果以 AMI 高壓預測+低壓預測方法預測平均誤差最小，但是此方法仍然以系統 24 小時發電量資料組合才能推估尖峰負載預測。

表 13 推估尖峰負載平均誤差(%)

| 資料                | y <sub>10</sub> | y <sub>11</sub> | y <sub>12</sub> | y <sub>13</sub> | y <sub>14</sub> | y <sub>15</sub> | y <sub>16</sub> |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 高壓預測<br>+<br>低壓預測 | 0.86            | 0.87            | 0.82            | 0.70            | 0.64            | 0.64            | 0.58            |
| AMI高壓預測           | 47.2            | 48.2            | 48.8            | 48.8            | 48.7            | 48.4            | 47.2            |

## 捌、結論與未來研究方向

### 一、結論

本文應用複迴歸分析建模與最小平方法進行預測售電量與夏季尖峰負載，並藉由預測售電量驗證最小平方法預測模式的準確性，再改以AMI高壓用戶用電資料與系統24小時發電量預測全系統夏季尖峰負載系統端用電量。研究結果顯示，應用AMI高壓用戶用電量與系統24小時發電量混合推估夏季尖峰負載其平均誤差為 $\pm 0.87\%$ 。若是單獨以AMI高壓用戶用電量預測尖峰負載平均誤差高達48%。因此提出推估尖峰負載迴歸模型需要高壓用戶需量資料、系統24小時發電量資料、溫度、雨量，則可預測未來夏季尖峰負載需量供電力公司參考。

### 二、未來研究方向

(一) 將本論文之預測尖峰負載若以分區方式進行負載預測可望使負載預測更加精準。未來AMI高低壓用戶資料都可再依據本論文提出複迴歸分析建模與最小平方法預測尖峰負載，並再加上滾動式預測，則可以進行中期(10年)負載預測，供電力公司參考。

(二) 全球重視再生能源，未來應該考慮結合依據本論文的推估方法之短期負載預測結果與再生能源成長，強化既有之預測方式，分析台灣各區10年後，尖峰負載量與尖峰時段是否轉移，探討再生能源對尖峰負載是否達成轉移尖峰的效果。

## 玖、參考文獻

- [1] 卓明遠、林律安，「配電系統中期負載預測之研究」，碩士論文，高雄應用科技大學，2008年。
- [2] 黃鍾慶、徐瑞祥，「行業別售電量預測網路服務系統建置研究」，碩士論文，高雄應用科技大學，2006年。
- [3] 陳朝順、陳志強，「考慮負載組成系統可靠度變電所容量擴充規劃」，碩士論文，中山大學，2003年。
- [4] 謝宇，迴歸分析第一板，台北市五南圖書出版有限公司，2013年。
- [5] 陳家榮、施勵行、賴正文，「負載預測方法及制度之規劃研究」，台灣電力公司與國立成功大學建教合作案，1993年。
- [6] 「AMI架構下各類用電負載特性調查與分析研究」，台電公司，2015年。
- [7] 楊浩彥、郭迺鋒、林政勳，第一版實用財經計量方法：EViews之應用，台北市雙葉書廊，2013年。
- [8] 張紘炬、張山盛，「台灣地區電力尖峰負載預測理論模型及其應用」，中國統計學報，第25卷，第12期，第12490-12517頁，1987年。
- [9] 易丹輝，數據分析與EViews應用，北京市中國人民大學出版社，第一版，2008年。
- [10] 黃宗煌、楊正光，「因應不確定性因素情境下電力負載預測之研究完成報告」，台電公司，2014年。
- [11] hourly electric load by multiple linear regression with interactions, IEEE PES General Meeting, QuantaTechnology, LLC, Raleigh, 2010.
- [12] 林子傑、巫俊霖，「負載用電與氣候資訊相關性之研究完成報告」，台電公司，2009年。
- [13] 李政峰、籃宏偉，「區域電力負載與氣候相關性研究-多元線性迴歸模型」，碩士在職班論文，高雄應用科技大學，2001年。

# 自動需量反應應用於空調冰水主機降載之研究

Implementation and Investigation of Automated Demand Response  
on A/C Chiller Load Shedding

陳文瑞\*  
Chen, Wen-Reui

吳建明\*  
Wu, Chien-Ming

嚴嘉鑫\*  
Yen, Chia-Shin

王仁志\*  
Wang, Jen-Chih

陳建翔\*  
Chen, Chien-Hsiang

張文奇\*\*  
Chang, Wen-Chi

蔡森洲\*\*  
Tsai, Sen-Chou

蘇嬛嬛\*\*  
Su, Hsuan-Hsuan

王金墩\*\*  
Wang, Chin-Tun

## 摘要

台灣地處亞熱帶地區，夏季期間外氣溫度及濕度高導致空調主機用電量高，依據相關研究顯示，空調用電量在夏季尖峰負載占比約 30%~40%。亦有研究指出夏季尖峰時段下午 1 至 2 時，溫度升高 1°C 時系統負載量將提高約 600 MW，由此顯示空調係造成系統夏季尖峰負載之主因。本文將說明以 OpenADR 標準規格為基礎建置之空調自動需量反應系統，藉由簡化人工作業以增加抑低夏季空調負載。並以北部系統壅塞地區為例說明系統的架構、建置概況及執行空調自動需量反應的成效。

## Abstract

Since Taiwan is located in subtropical zone, its hot weather with high humidity in summer leads to massive power consumption for running air conditioners in order to keep people comfortable indoors. Research shows that air conditioning accounts for about 30% to 40% of overall power consumption during summer peaks. Researches also reveals that, during 1PM to 2PM on a summer day, the increase of 1°C in temperature would increase the overall system power load by 600 MW. Therefore, it is obvious that A/C system is a significant part of power loading in summer. In this article, we will describe the implementation of an OpenADR-based A/C system, which provide ADR services with the aim of reducing power consumption of chillers in customers. The system will relieve ADR administrators of their routine work in communicating with many customers to reduce the summer A/C load. We will explain the implementation of our ADR system and the experience in executing ADR services for customers. This study focuses on the analysis of the customers in the northern part of Taiwan, which is known as a heavily congested power transmission area.

**關鍵詞(Key Words)：**需量反應(Demand Response)、開放性自動需量反應(Open Automated Demand Response)、空調主機(Air Conditioners)。

\*財團法人資訊工業策進會智慧網通系統研究所

\*\*台灣電力公司綜合研究所

## 壹、前言

台灣地處亞熱帶地區，夏季期間外氣溫度及濕度高導致空調裝置用電量高，依據相關研究顯示，空調用電量在夏季尖峰負載占比約 30%~40%。亦有研究指出夏季尖峰時段下午 1 至 2 時，溫度升高 1°C 時系統負載量將提高約 600 MW，由此顯示空調係造成系統夏季尖峰負載之主因。本文的目的為探討自動需量反應服務應用在空調主機負載所能帶來的負載管理效益，並評估其可行性。

由於系統尖峰負載逐年成長，地區性的發展日益增加以及大型建案頻推，地區性用電負載呈現大幅成長趨勢，而電源開發遭遇甚大阻力，特別是北部地區用電需求量極大於用電供給量，若發生突發事故則可能導致輸變電設備超載，影響地區供電可靠，此區域即造成所謂的供電瓶頸區域。

為解決電力系統即將面對的電力供需不平衡問題，本文將針對短期供電壅塞問題，於北部供電瓶頸區域尋找約 70 台大小型空調主機作為負載管理標的並探討降載控制方法。在此同時，本文將以 OpenADR 標準規格為基礎建置一套空調自動需量反應系統平台，執行用戶端空調自動需量反應試行措施，建立驗證空調自動需量反應績效評估方法，並於建置與試行期間蒐集空調自動需量反應實務面問題及解決方法。

以下將說明空調自動需量反應系統的架構、建置方法及過程、事件的試行方法以及效益評估。

## 貳、自動需量反應系統的架構

空調自動需量反應系統平台架構圖如圖 1 所示，主要可分為平台端系統與用戶端裝置等，本系統乃以資策會經過 OpenADR 聯盟驗證過之監控端 SAVE<sup>[1]</sup> (Smart And Valid Energy)與用戶端

MIT<sup>[2]</sup> (Multi-interactive Terminal)為基礎，根據系統平台需求加以延伸修改進而建置之系統。其中，SAVE 為符合 OpenADR 2.0 VTN 角色規範之平台；MIT 為符合 OpenADR 2.0 VEN 角色規範之設備；SAVE 與 MIT 均通過 OpenADR Alliance OpenADR 2.0a 及 OpenADR 2.0b 之認證且皆支援 Push Mode 與 Pull Mode。而本文所建置之自動需量反應平台，亦維持完全相容於 OpenADR 2.0 之規範。

### 一、平台端系統

平台端系統主要可以分成核心、通訊、Web 與資料庫等四個模組伺服器，其示意圖如圖 1 所示，以下分別說明其功能。

#### (一) 核心模組伺服器：

核心模組為本平台端系統最重要的模組，負責維持整個平台的運作，包含了維護需量反應事件狀態、發送簡訊或電子郵件通知、Push Mode 排程與執行、計算基準用電容量(Custom Base Load, CBL)……等。

#### (二) 通訊模組：

通訊模組負責用戶端裝置定期連線回平台端查詢需量反應事件及維護用戶端裝置的連線狀態，以供操作人員參考。

#### (三) Web 模組：

本模組則提供操作人員友善的瀏覽器操作介面用以發佈需量反應事件及提供用戶查詢資料。

#### (四) 資料庫模組：

為避免資料遺失或損毀，為兩台叢集鏡像運作。因應當用戶數量增加時，可能同時間會有大量用戶端裝置連線或用戶登入查詢資料，可能會造成平台端系統處理效能之瓶頸與資料庫存取之效率，平台端系統亦可根據實際需求，擴充伺服器及資料庫的叢集架構，其架構圖如圖 2 所示。

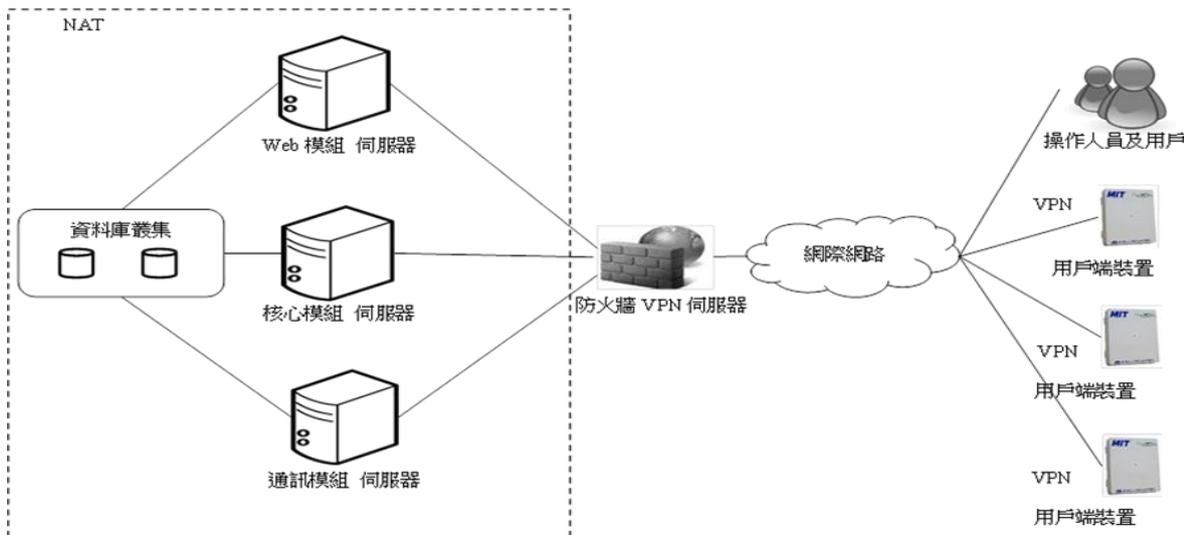


圖 1 自動需量反應平台系統架構

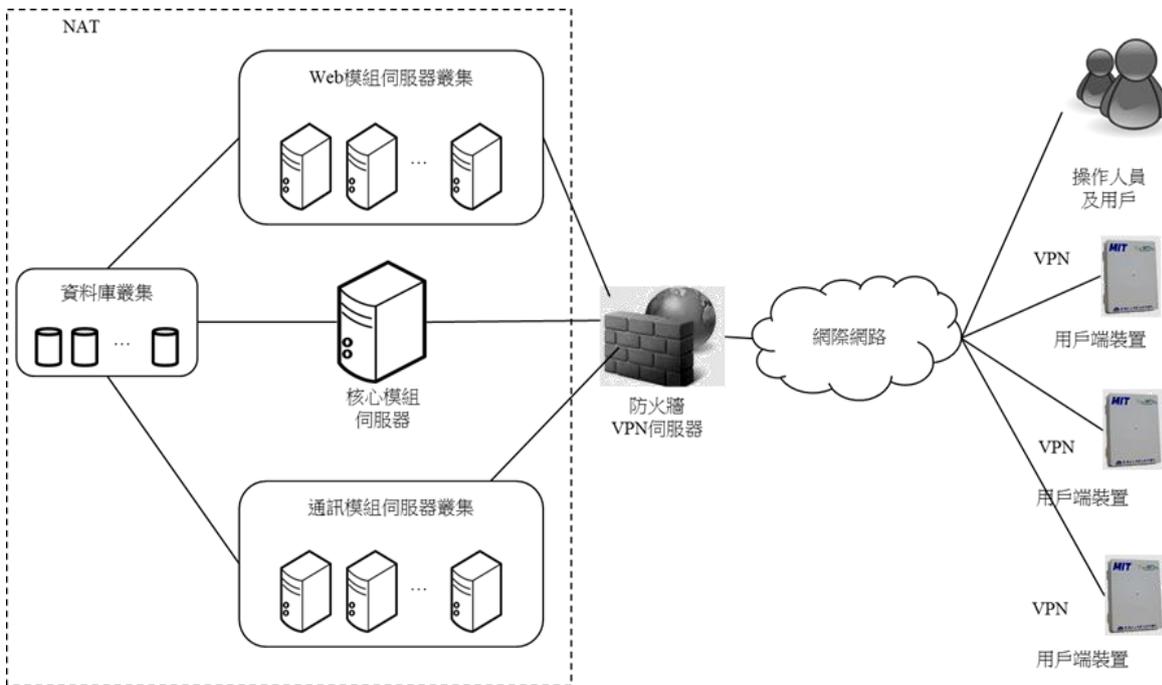


圖 2 自動需量反應平台叢集架構延伸

## 二、用戶端裝置

自動需量反應用戶端裝置部分，包含了 OpenADR VEN 載體以及實體的控制介面，VEN 載體為 ARM 處理器以 Linux 作業系統為基礎的工業級微電腦。搭配周邊網路介面以及可程式控制器(Programmable Logic Controller, PLC)。基於以簡易安裝原則，將用戶端所需之配備，除電表

外其餘均配置於箱體內整合為一箱體(以下簡稱 VEN 控制箱)，兼具防水、防塵(IP65)、抗震(IEC 60068-2-64 )等功能。電源可為 110~240VAC 或 12~48VDC 以適應現場各式電源供應。用戶端裝置外型示意圖如圖 3 所示，用戶端箱體面板有指示燈讓使用者了解是否有待執行卸載事件，亦提供按鈕操作選擇是否參與降載事件。

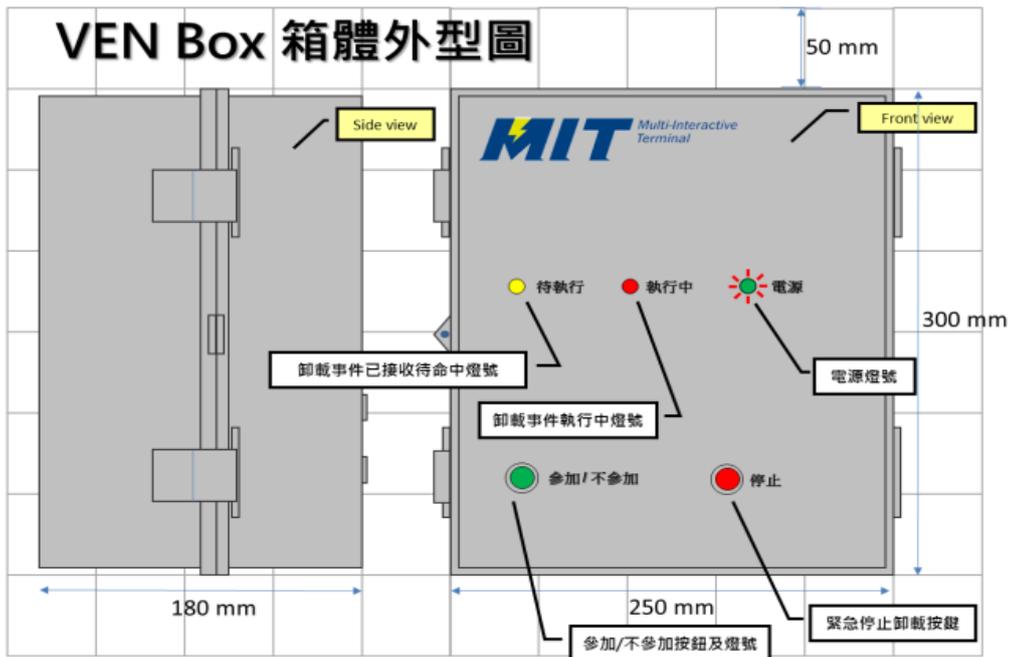


圖 3 自動需量反應用戶端裝置外型示意圖

用戶端控制介面為因應現場控制標的(空調主機)的多樣性設計了多種樣態，其用戶端裝置內裝示意圖如圖 4 所示，基本配備即包括了乾接點輸出(250V Dry Contact Output)、串列通訊協定標準 Modbus-RTU (RS-485 埠)、Modbus-TCP (10/100M RJ-45 埠)以及 EICF (Energy Information &

Communication Framework Spec. 10/100M RJ-45) 等控制介面。網際網路通訊方面 VEN 載體提供 RJ45 網路接頭，若遇佈建實體網路線困難的現場，VEN 載體亦支援 3/4G、Wi-Fi (IEEE 802.11 a/b/g/n/ac)等網路擴充介面。

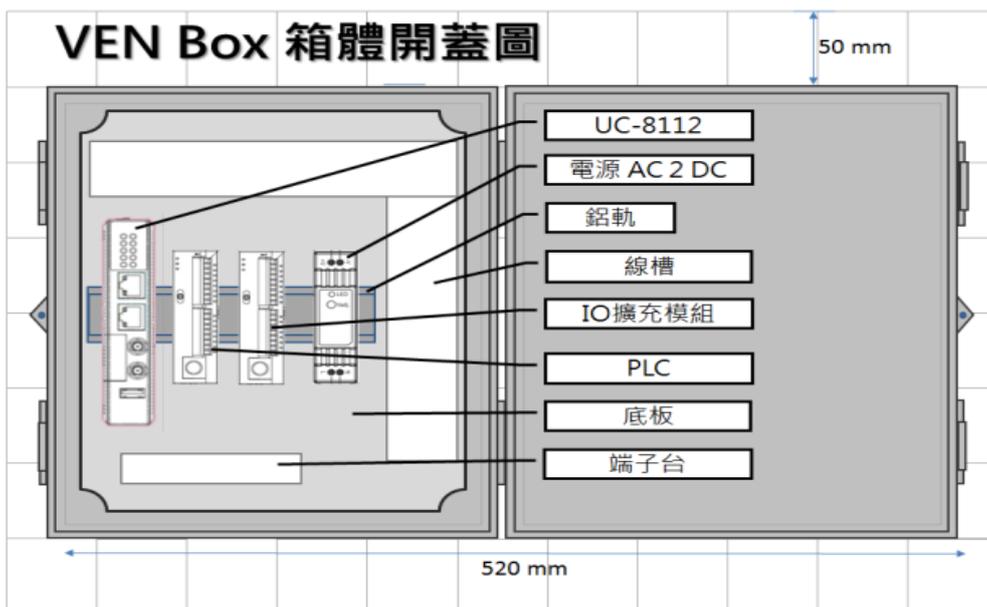


圖 4 自動需量反應用戶端裝置內裝示意圖

## 參、建置方法及過程

本文針對短期供電壅塞問題，於國內北部供電瓶頸區域尋找約 70 台大小型空調主機為負載管理標的，受控用戶涵蓋於台北市內湖區、松山區、中山區、桃園市、新竹縣市及金門縣。受控用戶行業別涵蓋廣泛，包含了學校(大學)的教學大樓與體育館、廠辦合一的大樓、辦公大樓、廠房、大賣場、飯店、行政中心等各式建築等二十餘處。空調主機的冷凍能力自 10 冷凍噸(RT)至 1290 冷凍噸不等。主機的廠牌包括國外廠牌開利(Carrier)、全恩(TRANE)、約克(YORK)、麥克維爾(McQuay)、頓漢布希(Dunham Bush)、大金(DAIKIN)及新晃(SINKO)以及國內廠牌含大同、東元、天基、中興電機、國祥及鑫國等。主機形式亦包括離心式、螺旋式、往復式及渦捲式。

用戶的空調主機的控制手法、空調系統電力的配置、通訊線路都有很大的差異性，在設備與線材備料前與工班前往現場勘並與用戶協調溝通最重要的前置工作。且即使已經進行過場勘與溝通，在實際施工時依然有很大的機會變更工程的內容或系統架構，故設備在設計時留有調整與擴充的彈性十分重要。空調自動需量反應的現場設備主要包含了用戶場域能源管理系統、網際網路通訊、VEN 控制箱與電表等部分。以下從這三大部分探討安裝的問題與方法。

### 一、用戶場域能源管理系統類型

由於用戶所裝置空調主機之機齡、廠牌、型式均不盡相同，故其控制模式與整合模式均有所差異，所以 VEN 控制箱與空調控制端銜接的方式是本文較大的挑戰。經分類後，本文將空調主機控制及管理模式分為以下幾種模式：

#### (一) 半自動控制模式：

用戶因空調系統的操作方法無法自動化，在本文中便採取半自動的模式，也就是降載事件發送到 VEN 控制箱之後，降載

的動作則交給用戶端的操作人員手動控制執行降載。用戶無法提供給 VEN 控制箱自動控制的原因大致分成以下幾類。第一類是用戶的空調主機原本就是只有手動操作，礙於改裝經費高昂與空調主機的(老舊)保固問題，本研究無法改裝空調主機控制點。第二類是用戶有中控系統，但因為機組安全與責任問題也傾向採用間接自動控制。第三類是用戶有中控系統但控制邏輯與流程複雜並需要人員介入決策。例如儲冰式空調系統接收前一日的需量反應事件通知時，其儲冰時機、儲冰量、融冰時機等都需要重新設定與排程，尚無法將其標準化與自動化。

#### (二) 全自動控制模式：

本文可直接經由 VEN 控制箱控制空調負載的用戶，如圖 5 所示，依自動控制的通訊界面可分為以下三種，第一種是乾接點介面控制，第二種是 EICF (Energy Information and Communication Framework) 介面控制，第三種是 Modbus 介面控制。以下依現場實況為例說明。

##### 1. 乾接點

透過乾接點訊號告知現場進行降載，不論是控制器、圖控(SCADA)、能源管理系統(EMS)或是建築自動化中控系統(BAS)都可以藉由這種方式溝通。

在本文中運用這種方式的現場是○○○大學的三棟建築物、伊○○瑞大樓、及新○市政府。圖 6 為本文 VEN 控制箱內之控制介面端子台，右側四個接點(框內)即為降載乾接點輸出，分別為 COM、High、Middle、Low，可定義為高、中、低三個降載等級。本文 VEN 控制箱的乾接點接至現場原有控制點，原空調系統整合商需要改寫控制邏輯，定義降載時的操作流程，在控制點接收到訊號時控制空調主機。

## 2. EICF 介面

VEN 控制箱可透過 EICF 的資料交換介面與現場的中控系統或 EMS 傳遞資訊，EICF 是利用 XML(Extensible Markup Language) 形式定義的資料格式<sup>[3]</sup>。實體之接線上需要乙太網路連接，其架構示意圖如圖 5 所示。在本計畫中運用 EICF 整合方式的現場是中○區行政中心。本計畫 VEN 控制箱透過乙太網

路與中控電腦連接以控制空調。

## 3. Modbus 介面

Modbus 介面銜接示意圖如圖 5 所示。在本文中採用這種方式的現場是台○市政府及全○購物中心。台○市政府安裝之 VEN 控制箱採用 Modbus-TCP 協定接入台○市政府冰水主機圖控，全○購物中心則採用 Modbus-UDP 銜接空調主機控制箱。

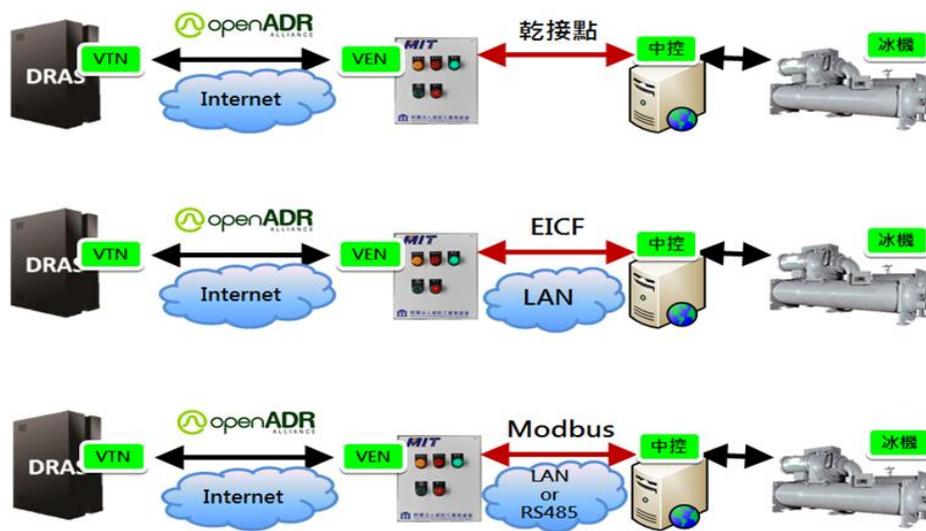


圖 5 自動需量反應空調主機控制介面示意

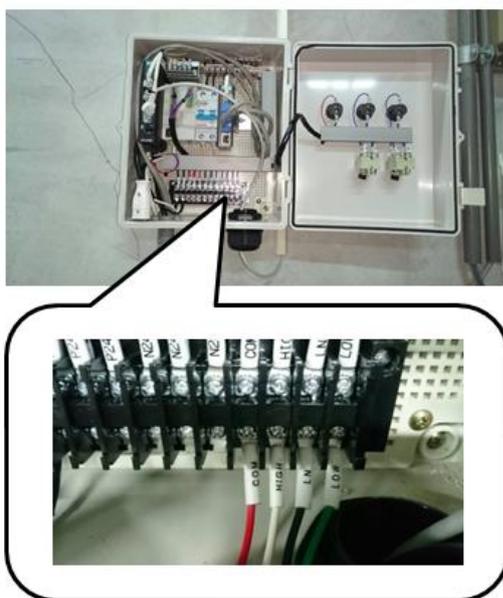


圖 6 透過乾接點介面之控制介面現場接線

## 二、網際網路通訊

在 VEN 控制箱與網際網路通訊部分，本研究約半數的用戶願意提供網際網路供 VEN 上網，但部分用戶則無法提供。可以提供的用戶如學校或辦公大樓，因其本身功能性質，網際網路交換器接點本來便配置的密度較高，IP 的管理完整，無論在線路的佈建及網點的取得相對容易。但像是大賣場則是原本就沒有密度較高的網路佈點，或是像行政中心與網路安全要求嚴格的廠房、辦公大樓無法提供上網的接點。或是有提供上網但有較嚴格的網路控管，例如鎖 IP、限制 TCP 服務埠或須提供確切的 service 以供用戶的網路防火牆控管，因本研究的 VTN 為固定 IP 且

VPN service 等都符合用戶安全需求。

用戶若無法提供網點便需要尋求其他上網方式。本研究採用兩種方式上網。

#### (一) 有線網路

第一種方式是經用戶同意申請有線網路即 ADSL。這種方式的優點為網路品質較可靠，上網的成本較低，目前一般低速的 ADSL 如下載 2M 上傳 64K 的頻寬即可滿足本研究中通訊的需求，每月通訊成本約新台幣兩百多元。但缺點是若電信機房與 VEN 控制箱之間的距離較遠，不但佈線工程成本高、通訊品質變差，用戶對於佈線工程的意願與配合度也是困難點。由於佈線工程需要配合現場需求，要求不高的地點如辦公室佈線可以走牆腳、輕鋼架、既有線槽或架高地板內，牆面上採用線槽或壓條修飾即可。但在要求較高的電力機房或是空調主機機房則會要求全程採用 PVC 管或是 EMT 管以符合法規(消防)。甚至管線要穿過牆面時需要銑孔工程並填塞防火泥等工程都會讓工程的時間、成本與難度提高很多。

#### (二) 無線網路

第二種方式是採用無線上網即 3G 上網，這種方式的優點是安裝成本低、工時短、用戶配合意願高。缺點是通訊品質較不易掌握、設備成本高、通訊成本高且 3G SIM 卡有遭竊的風險。採用 3G 上網的方式在 VEN 控制箱中需要安裝 3G 模組及天線等組件並申辦 3G SIM 卡，目前一般 3G 不限量(吃到飽)方案月費約新台幣四百多元不等。在場勘時也必須確定 VEN 控制箱位置並量測該位置(各家 ISP)的 3G 訊號品質。即便如此 3G 訊號還是會因為天候、環境屏蔽、同頻段干擾或是同基地台用戶數而影響傳輸品質。用戶現場與後台主機間網際網路通訊皆透過虛擬私人網路(Virtual Private Network, VPN)進行加密以

確保資料安全。

### 三、VEN 控制箱與電表

在 VEN 控制箱的安裝部分，為了適應各式不同的安裝環境，VEN 控制箱在設計時已經考量到現場的落塵、潮濕、高溫、無線訊號以及震動等因素而製造出適應環境的塑料控制箱，其示意圖如圖 7 所示。用戶傾向將 VEN 控制箱設置在幾個區域包括中控機房、電力機房或空調主機機房。設置在這幾個區域用戶較便於監管，控制箱被外人操作或遭竊、破壞的機率也較低。



圖 7 安裝於中控機房的 VEN 控制器

VEN 控制箱的佈線包含電源、網際網路線、電表網路線以及控制線。網際網路佈線在前段已探討。電源線的部分則需注意避免接到會斷電的電源如照明用電或一般辦公室分插座。電表網路線由 VEN 控制箱內的集線器(Switch Hub)接出，一般施工皆採用隔離六類線(Cat-6)，可以避免線長較長時的訊號衰減。原則上網路線超過八十米的時候網路通訊品質就會受到影響，便需要評估是否在線路中加設中繼器(Repeater)，在本研究中有案場採用六類無隔離線(Cat-6 UTP)可長達 120 米以上穩定傳輸而不需要中繼器，但此為個案，

僅供參考。

本研究實施量測的電表為三相多功能記憶型數位錶。可量測單相、三相三線及三相四線等形式迴路用電，其示意圖如圖 8 所示。量測的參數包含三相電壓(V)、三相電流(I)、頻率(f)、功因(Pf)、功率(kW)及度數(kWh)等、準確度為誤差小於 1%。表體裝置於金屬材質電箱，工作電壓與參考電壓均設置保險絲或無熔絲開關作為保護。



圖 8 安裝於箱內之三相記憶型多功能數位電表

記憶型電表以每分鐘一筆的頻率記錄量測資料，可記錄三個月以上。電表亦備有 RJ45 埠並提供 Web based API，可透過乙太網路對電表讀取電力量測紀錄。電表亦支援網路校時協定 (NTP)，確保讀表記錄內時間戳(Timestamp)的準確性。

本研究所有場域的電表皆透過網路將量測資料讀回後台讀表主機以利各案場需量反應事件的量測與驗證(M&V)。

#### 肆、需量反應執行方案及效益評估

本章節將說明空調自動需量反應執行方案、空調降載方式及效益評估。

#### 一、需量反應執行方案

為測試自動需量反應系統的各项功能與用戶執行降載能力，本文參照台電「需量反應負載管理措施」<sup>[4]</sup> 當中的兩種形式進行測試。一為經濟型需量競價措施，一為臨時性減少用電措施緊急通知型。用戶除可了解自動需量反應系統的各项功能外，另可藉由事件測試了解所屬空調系統的可降載能力。

以下簡單介紹這兩種方式。

##### (一) 經濟型需量競價措施：

經濟型需量競價措施之主要內容簡述如下：

1. 抑低契約容量不得低於 50 瓩。
2. 施行期間為每年 5 月 1 日至 12 月 31 日。
3. 抑低用電時數每次 2 小時或 4 小時，每月抑低時數不超過 28 小時。
4. 用戶於申請時提出每度抑低用電之報價，每度不得高於 10 元。報價可於抑低用電前一日 11 時前變更。
5. 台電於抑低用電前一日 18 時前通知用戶抑低用電。
6. 抑低容量的計算方式

(1) 基準用電容量(CBL)：依當次執行抑低用電日前 5 日(執行抑低用電日、離峰日、週六、週日等除外)每日相同抑低用電時段之最高需量(15 分鐘平均)之平均值。

(2) 實際抑低用電：基準用電容量扣除抑低用電時段最高需量之差額計算，未達抑低契約容量者按 0 計算。

7. 流動電費扣減=實際抑低容量×執行抑低時數×抑低用電每度報價

##### (二) 臨時性減少用電措施緊急通知型：

臨時性減少用電措施緊急通知型之主要內容簡述如下：

1. 經常性契約容量 500 瓩以上用戶適用，但選用三段式尖峰時間可變動時間電價用

- 戶不適用。
2. 施行期間為每年 6 月 1 日至次年 5 月 31 日。
  3. 用戶得選擇抑低用電 30 分鐘前、1 小時前、2 小時前或前一日下午 4 時前之通知方式抑低用電。
  4. 抑低用電次數夏季(6~9 月)4 個月期間每月不低於 1 次,非夏季(10 月~翌年 5 月)8 個月期間至少 2 次。
  5. 最低抑低契約容量 經常契約容量 5,000 瓩以下部分之 20%,經常契約容量 5,001 瓩以上部分之 10%。
  6. 基準用電容量:(1)依通知前 2 小時之最高需量(15 分鐘平均)計算。(2)前一日下午 4 時前通知者,依抑低用電前一日(執行抑低用電日、離峰日、週六、週日等除外)下午 1 時至 3 時之最高需量計算。
  7. 實際抑低容量:基準用電容量-抑低用電期間最高需量,如為負值按 0 計算。

## 二、空調主機降載方式及效益分析

本研究試驗對象包含辦公大樓、廠辦大樓、旅館、購物中心、大型賣場。受控用戶之空調皆為提供冷房舒適度而非工業生產恆溫環境或機房冷卻使用。現場空調主機廠牌、型式、控制方式與管理方式各有不同,所以控制方式與效果也不同。本文基於建置成本設計抑低負載方式<sup>[5]</sup>,以下依據現場特性、控制方式與效果一一陳述。

### (一) 冰水主機負載限制法

當現場時常只有一台冰水主機運轉時,為避免直接關閉空調主機造成現場室內溫溼度變化太大的影響。故採用冰水主機負載限制法是有效的方法,此方法之條件是現場空調主機有提供負載限制的操作方式。較傳統的負載限制方法是透過螺旋式空調冰水主機滑塊(Slider)之控制電磁閥的控制點來限制負載<sup>[6]</sup>,也有採用空調主機變頻器降頻或是離心式空調冰水主機的

葉片轉速設定調降來達到負載限制的效果。



圖 9 有段式的負載控制點電磁閥

圖 9 為螺旋式冰水主機壓縮機上有段式的負載控制點電磁閥(可限制負載在滿載的 75%、50%及 25%)。

一般控制主機負載限制時會避免將負載限制設定太低以避免空調主機效能太差。另外若空調主機沒有在滿載操作的狀態,降載的效果也會較差或降載失敗。以下是僅一台螺旋式冰水主機的降載操作實例。

圖 10 為新○市政府冷凍能力 100 冷凍噸螺旋式冰水主機的歷時負載曲線圖。橫軸為時間(hr)縱軸為負載(kW)。該主機在上午 08:00 開啟後穩定的在滿載 60kW 的狀態下運作,當日的自動需量反應負載抑低時段設定在下午 14:00 至 16:00,降載時 VEN 端直接控制滑塊電磁閥開關,將負載限制到 75%。負載約可在一分鐘內降至 42kW 左右。在 16:00 復歸時負載回復 60kW,該現場於 17:30 工作結束關閉主

機。經計算，依經濟型需量競價措施量測方式 CBL 為 60kW，負載抑低量驗證為

18kW。本方法適用於緊急型事件，以緊急型措施量測驗證之抑低量亦為 18kW。

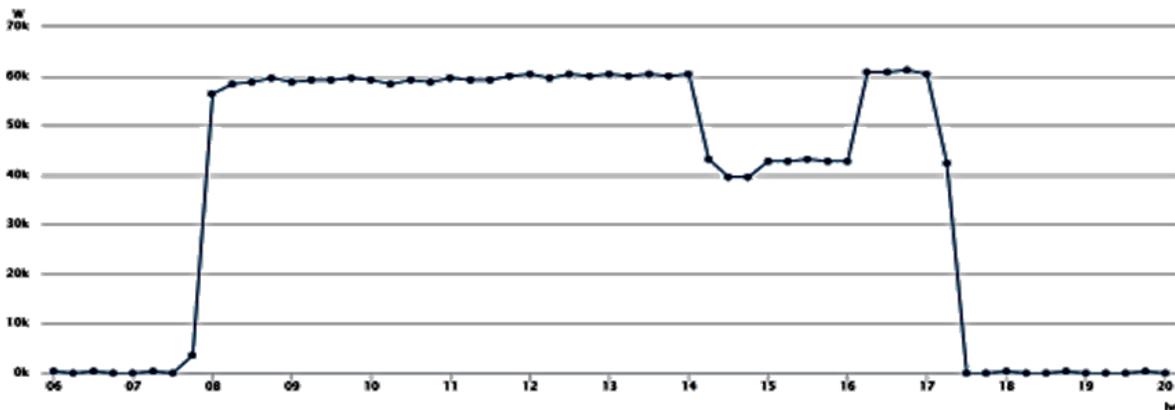


圖 10 冰水主機負載限制控制法負載曲線

## (二) 空調主機部分關閉法

當現場空調系統有兩台以上空調主機(或壓縮機)運轉，而且使用同一冰水迴路時可採用關閉部分空調主機(壓縮機)的方法來實施負載抑低<sup>[7]</sup>。本研究的受控用戶現場多數對空調的操作還是直接的開啟或關閉。以下案例為風○爺購物中心，現場有四台雙螺旋式壓縮機空調主機。四台冰水主機共用一個冰水迴路。四台空調主機的總冷卻能力為 1500 冷凍噸。

如圖 11，該現場為一大型賣場，冷房區域涵蓋兩個建築物，上午 09:00 後陸續啟動冰水主機，在接近正午時逐漸穩定運

轉在 450kW 的負載。當日的自動需量反應負載抑低時段設定在下午 14:00 至 16:00，關閉部分空調主機後負載降到約 280kW。復歸時再度開啟空調主機負載有衝高到約 520kW，這是因為關閉空調壓縮機後冷媒釋壓並回溫，所以再啟動時又需要耗費電能將熱量排除。這種狀況有可能在復歸時造成現場用電超約。一般解決方法是錯開多台空調主機復歸的時間。經計算，當日的需量反應之效益為  $450\text{kW}-280\text{kW}=170\text{kW}$  的降載能力，依經濟型需量競價措施此現場之 CBL 為 510kW，抑低時段實際需量最大值 277kW，負載抑低量 233kW。

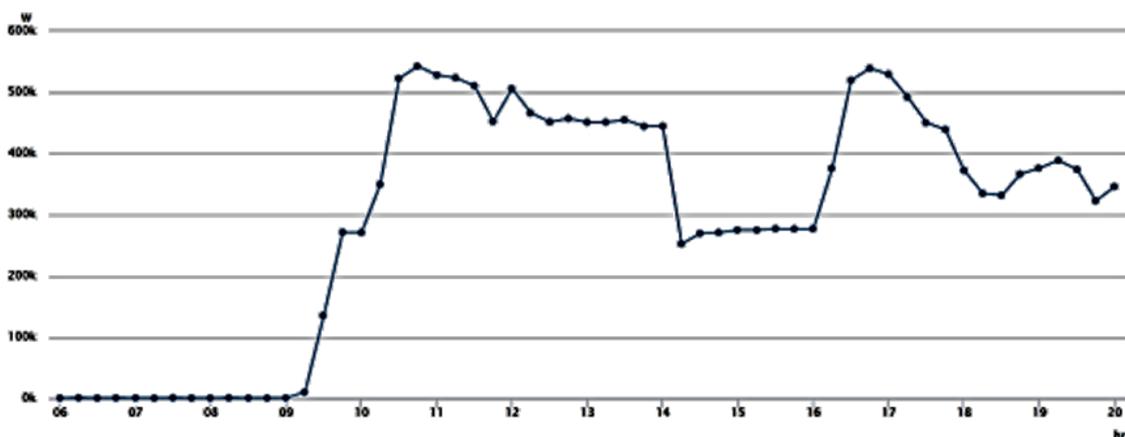


圖 11 空調主機部分關閉法負載曲線

### (三) 空調系統參數調整法

大型建物的中央空調系統通常會用中控系統整合以利有效率的監控，需量的抑低也可以透過中控系統上的參數設定來完成。以下案例是伊○○瑞大樓，為一棟廠辦合一的大樓，有四台螺旋式空調主機的需量抑低狀況。四台冰水主機當中兩台是雙壓縮機，兩台是單壓縮機，都共用一個冰水迴路。四台空調主機的總冷卻能力為 530 噸，其空調負載曲線如圖 12 所示。

四台空調主機可透過圖控統一控制。冰水回水溫度平時是設定在 13°C，也就是當回水溫度低於 13°C 時冰水主機會停止製冷。本研究採用空調系統參數調整法，在需要抑低需量時將冰水回水的溫度設定調高。當日的自動需量反應負載抑低時段

設定在下午 14:00 至 16:00，案例中在接近正午時約運轉在 220kW 的負載，在 14:00 時 VEN 透過案場中控介面將冰水回水溫度調到 13.5°C，負載便降至約 180kW。

所以概估在這個案場可以透過調高冰水回水溫度 0.5°C 達成降低 40kW 的效果。除了冰水回水溫度設定外，調整冰水出水溫度也可達到類似的效果，但要考量現場狀況例如負載降低的反應時間、復歸時負載衝高是否會造成契約容量的超約、整個冰水迴路復歸後待冷卻的大量熱量導致系統不能及時回復冷房條件等等問題。以此現場依經濟型需量反應措施計算方式 CBL 為 232kW，抑低時段實際需量最大值 194kW，負載抑低量 38kW。

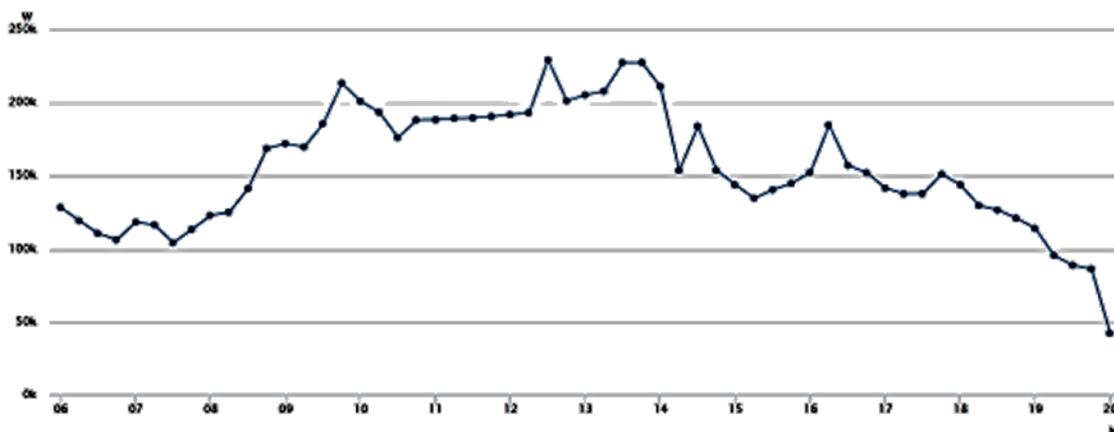


圖 12 空調系統參數調整法負載曲線

### (四) 儲冰式空調系統轉移負載法

在本研究的試行案場中有少數建築物的中央空調是採用儲冰式的中央空調系統。利用電價較低的夜間製冰，白天再融冰供冷。其優點是除了可使用較低的電力單價時段用電來節省用電成本之外，也不用承擔較高的契約容量費用。本研究中採用儲冰式空調系統轉移負載法的案場為宏○大樓，共有三台螺旋式(滷)冰水機，總

冷凍能力為 990 冷凍噸。

本案場為一辦公大樓。平時夜間使用冰機製冰並儲存於儲冰槽，日間同時對儲冰槽進行融冰與冰機製冰來供冷，其負載曲線如圖 13 所示。本案例需量反應事件當日的自動需量反應負載抑低時段設定在下午 14:00 至 16:00，在接近正午時約運轉在 280kW 左右的負載。在 14:00 時將全部冰(滷)水主機關閉，此時負載為 0kW，僅靠

儲冰槽融冰供冷。故在此案例可提供 280kW 的需量抑低能力。此現場依經濟型需量反應措施計算方式 CBL 為 390kW，抑低時段實際需量最大值 3kW，負載抑低量

387kW。在復歸時因為滷水迴路還是低溫的狀態，所以也不易發生復歸時負載衝高的狀況。儲冰式空調系統是本研究中降載潛力與裝置容量比例最高的系統。

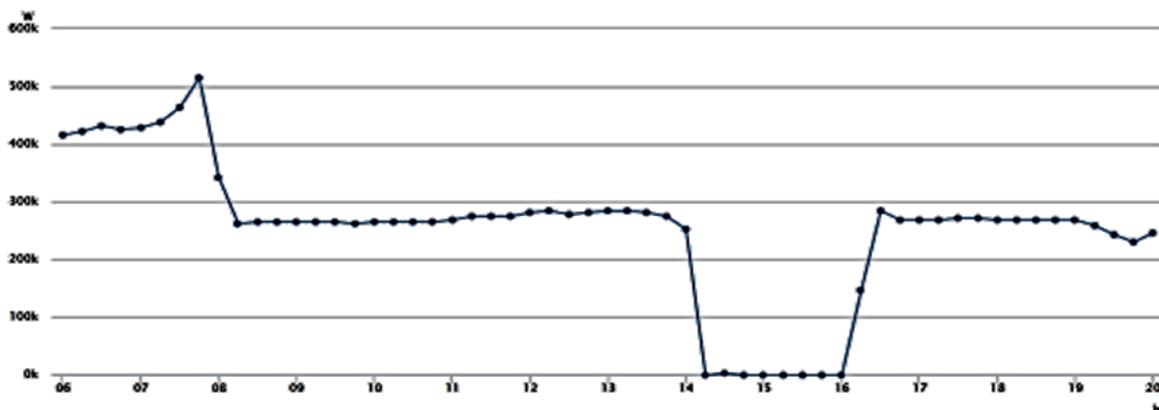


圖 13 儲冰式空調系統轉移負載法負載曲線

前述四種方法為本研究中來自現場建議、廠商技術與文獻最為普遍的四種方式。依現場系統的設計與規模可以延伸或組合，並不侷限在本研究採用的方法。由於本研究因空調主機負載佔比較大所以僅針對空調主機勾掛電表進行量測與驗證，空調主機之外的子系統皆不探討，如冷卻水系統(水塔、水泵、變頻器)、儲冰系統(儲冰槽、滷水泵)、冰水系統(冰水泵、分泵、變頻器)以及空氣側(空調箱、恆溫器、風扇)等。但實務上空調主機與各子系統皆可連動，一旦主機降載，子系統亦可連帶降載，提供更多的需量抑低空間。

## 伍、結論

本研究之空調自動需量反應技術旨在探討一個大量、快速反應、可驗證以及效益明顯的需量反應解決方案之可行性。經由本研究的實務施作與試行，綜觀技術層面的各項條件，國內已具備完整技術可施行空調自動需量反應措施。以下簡述各項技術條件之成熟度。

在目前資通訊技術的成熟度下，自動需量反應技術可以迅速且大量的下達需量反應事件。本研究所建置之自動需量反應平台架構可在 15 秒內將事件發送至所有 VEN 控制箱。而研究中所操作之空調主機的負載抑低控制的反應時間(自 VEN 下達控制訊號至冰水主機負載降至穩定點)短則於 1~2 秒內完成，最長約 2~3 分鐘完成，視空調系統特性而定。本研究二十餘高壓用戶在試行當中同時執行單一自動需量反應降載事件可有效抑低總量約 1.2MW 持續兩個小時(採用需量競價措施經濟型計算方式)。

在負載抑低的驗證方面，目前國內高壓用戶已佈建 AMI (Advanced Metering Infrastructure) 自動讀表架構，現行的需量反應相關措施也已經有基準用電量的計算公式作為需量反應驗證與回饋用戶的計價基準。

在負載抑低效益方面，本研究試行案場之中央空調冰水主機負載的效益以負載抑低量與裝置容量的比例計算。唯亞熱帶氣候之因素，空調在五月至九月間較具有降載空間。在夏季外氣溫度 35°C 以上，一般負載抑低量可達裝置容量的 10%~20%，例如建物內總數 100 冷凍噸的空調主

機，概估其裝置容量為 75kW，其負載抑低的能力可達 7.5kW~15kW 以上。

這裡要強調的是裝置容量與該裝置的實際經常性負載不同，以本研究案例以夏季而言，單一案場冰水主機實際負載大約只有總裝置容量的 20%~70%，這是因為國內空調系統常有超量設計(Over Design)或是機組輪替設計的因素。由於造成空調主機負載差異的條件複雜，耗能量測的準確度、案場用途、空調排程、外氣溫度變化、冷房熱源變化、空調設定參數與稼動等都會造成負載特性的差異。用電戶很難提出客觀的空調經常性負載基準來評估空調的負載抑低量，所以本研究採用裝置容量為基準，作為未來評估用戶負載抑低能力之用。

### 陸、參考文獻

- [1] OpenADR Alliance, 2.0b VTN Certification, August, 2016., [Online]. Available: <http://products.openadr.org/product/institute-for-information-industry-mit-multi-interactive-terminal-2/>.
- [2] OpenADR Alliance, 2.0b VEN Certification, August, 2016., [Online]. Available: <http://products.openadr.org/product/institute-for-information-industry-mit-multi-interactive-terminal-2/>.
- [3] Energy Information Communication Framework v1.3 Specification (能源資訊通訊資料交換技術規範 v1.3), August, 2016., [Online]. Available: <https://goo.gl/d775JS>.
- [4] 台灣電力公司，需量反應負載管理措施，[http://www.taipower.com.tw/content/q\\_service/q\\_service02.aspx?PType=2](http://www.taipower.com.tw/content/q_service/q_service02.aspx?PType=2).
- [5] J. Chen, F.N. Lee, A.M. Breipohl, and R. Adapa, "Scheduling Direct Load Control to Minimize System Operation Cost," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.10, no.4, pp. 1994-2000, November, 1995.
- [6] Bitzer et al., "Capacity Control of Screw Compressors: Speed or Slider Control," July, 2016.
- [7] 盧浩仁，「需量反應中卸載最佳化之設計」，碩士論文，國立台北科技大學自動化科技研究所，2005 年 7 月。

### 台電工程月刊徵稿啟事

- \* 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。
- \* 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095    ✉ u117212@taipower.com.tw

# 供電瓶頸地區需量反應措施之研究

A Study of Demand Response Designed for Power Supply Congestion Area

張文奇\*  
Chang, Wen-Chi

林素真\*  
Lin, Su-Chen

蔡森洲\*  
Tsai, Sen-Chou

蘇嬛嬛\*  
Su, Hsuan-Hsuan

施恩\*\*  
Shih, En

古文潔\*\*  
Ku, Wen-Chien

## 摘要

台電過去推動許多需量反應方案，而這些方案主要是考量系統負載之系統級需量反應方案。然而，在面臨地方民眾對電力設施新增的不歡迎，台電輸配電線路改善無法如期完成，導致供電瓶頸的問題逐漸惡化，因此，對於地區級需量反應方案的需求也越來越高。

本研究透過文獻蒐集整理，規劃地區級需量反應方案設計流程，並設計兩種不同型態之地區級需量反應方案，最後結合實際案例操作，設計汐止 E/S 適用之地區級需量反應方案，提出此設計流程之可操作性。

## Abstract

Taiwan Power has implemented many demand response programs, and most of this programs aim to solve the problems of the power system as a whole. However, most of local people increasingly dislike construction of new power supply facilities located in neighboring areas, resulting in power transmission congestion and supply shortage in some areas, and making the need for implementation of local demand response increasingly urgent.

The purpose of this study is to formulate a standard process for designing local demand response programs for specific areas. Generally, demand response programs can be classified into two different types: Prevention DR Program and Emergency DR Program. In the last chapter of the study, Hsichih E/S is selected as a case study to show the feasibility of this process.

**關鍵詞(Key Words)：**需量反應 (Demand Response)、供電瓶頸地區(Congestion Area)、避免成本 (Avoided Cost)。

## 壹、前言

供電瓶頸地區主要是指輸配電設施已經滿載運轉，面臨某一設施故障(N-1 事件)時，停限電機率大增的地區。要改善此種地區性的供電可

靠度無法透過增加區域外的電源供給，而須從輸配電設施改善或地區內的需量反應來進行。輸配電設施改善目前仍責由台電公司進行，然面臨地方民眾對電力設施新增的不歡迎，使得輸配電設施的改善無法如期完成，此時就需靠需量反應方案來協助降低限電的機率。

\*台灣電力公司綜合研究所

\*\*財團法人台灣經濟研究院

然而，此類型需量反應需求僅發生在特定地區中，而台電目前之需量反應方案主要是考量系統負載之系統級需量反應方案，尚未有針對瓶頸地區之地區級需量反應方案。本文透過文獻蒐集整理，規劃地區級需量反應方案設計流程，最後結合實際案例操作，設計汐止 E/S 之地區級需量反應方案。

## 貳、研究內容

### 一、需量反應概述

需量反應是需求端管理中非常重要的方法，其目的在以電價上的差異、財務上的誘因、環境條件或可靠度信號告知於電力最終消費者，使其降低某特定時段的用電負載，或是將用電需求移轉至其他時段，以達到舒緩供電瓶頸、減少高能量成本的機組運轉，或是達成在無需分區輪流供電的情況下，遞延興建新電廠的投資之效益。

根據美國 FERC(2006)報告<sup>[1]</sup>，需量反應可以從電力系統規劃與運轉的特性，以及負載改變是如何被引發而加以分類，共可分為價格基礎制的需量反應(Price-based DR)與誘因基礎制的需量反應(Incentive-based DR)兩大類。誘因基礎制的需量反應是透過使用機會成本的概念，當使用者願意改變用電行為則給予相對應之誘因，以促使用戶自主性降載。其方案共有直接控制、可停電力/可限負載方案、需量競標/買回方案、緊急需量反應方案、容量市場方案、輔助服務方案等幾種。當電力供給與需求即將失衡時，透過差別取價之方式，透過提供動態價格訊號(Dynamic Pricing)，使具有需求彈性之用戶改變用電行為，是有效平衡動態供給與需求行為的解決方案，此類型方案可統稱為價格基礎制方案。

由於不同需量反應方案對於電業而言有不同的操作特性，以直接控制方案來說，由於直接控制係用戶授權電業直接進行用戶端負載管

理，因此電業在電力的調度來說可以很快速掌控即時的降載，然而，如可停電力或是緊急型需量反應方案需要前幾小時通知，對於電業來說就必須當日事前做好經濟調度的排程控管。當然，如需量競標或即時電價等事前通知方案就必須要有更充足的電源調度規劃。

台灣電力公司推動需量反應措施已逾 30 年，對於均衡系統負載之管理方式，均有計畫並且不斷改進，表 1 為目前我國推動需量反應的成效。2015 年台電導入需量競價方案，與其他負載管理方案結合，對於夏季尖峰負載有相當大的助益。然而，在盤點台電目前推動之需量反應方案，主要仍以解決系統供電不足的需量反應方案為主，並沒有針對供電瓶頸推行之需量反應方案。在輸配電線路建置屢遭阻礙，使得供電瓶頸越來越嚴重的情況下，研擬地區級需量反應方案已是刻不遲緩。

### 二、需量反應方案設計要素

#### (一) 供電瓶頸地區概述

台灣地區造成供電瓶頸的主要原因除了系統端的變電所及饋線老舊或增建不足所引起的因素外；在需求方面則是因為工業區或住宅區的單一時段用電量大引起的系統超載，如北市區或桃園區等；另外，外在環境因素，如屏東或花蓮地區等的地形狹長或台中的幅員廣大等地理因素引起的線路難以建置等也是引起供電瓶頸的原因。

李丹妮<sup>[2]</sup>指出用來判斷是否為供電瓶頸的標準可透過衡量變電所系統可靠度，即「主變可靠容量」，是指變電所內一台變壓器故障時，得由其所內正式健全之變壓器轉供而能維持正常供電的容量。假設超高壓變電所(E/S)停用一台，其餘過載超過百分之十以上、或是輸電線停用一迴線，其他線路過載超過百分之二十三以上的話，這種情況下就會造成區域性的大停

電，此時就可以透過需量反應或是採取自動卸載的運轉方式，來確保地區的供電安全。

## (二) 系統級需量反應與地區級需量反應差異

我國現行需量反應方案基本上均為符合系統需求之需量反應方案，系統級需量反應方案在設計時，係以整體系統的需求進行設計，因此在方案上多數為針對系統之中特定的時間點進行需量反應事件，其

用戶通知時間也視機組調度排程而有所不同。

現階段台電不僅面臨系統級需量反應的需求，在不同供電瓶頸地區也有需量反應之需求產生。地區級需量反應方案係為解決供電瓶頸地區之問題，因此在方案設計上，會考量各地區供電瓶頸造成情況，與系統級需量反應方案之目的不同，其差異性如表 2 所示。

表 1 我國需量反應方案推動情形

| 負載管理措施          | 實施對象   | 2015 年執行成效   |
|-----------------|--|--|
| 時間電價            | <ul style="list-style-type: none"> <li>低壓用戶得選用</li> <li>高壓以上用戶強制採用</li> </ul>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>122013 戶用戶選用</li> <li>抑低尖峰負載 3763MW</li> </ul>                          |
| 季節電價            | <ul style="list-style-type: none"> <li>夏月電費較高，非夏月電費較低，引導用戶於夏月期間盡量節省用電</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>1345 萬戶選用</li> <li>抑低夏月平均負載 4450MW</li> </ul>                           |
| 儲冷式空調系統離峰用電優惠措施 | <ul style="list-style-type: none"> <li>具儲冷式空調系統用戶選用</li> </ul>                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>317 戶用戶選用</li> <li>參與容量為 287,182HP</li> </ul>                           |
| 空調冷氣週期性暫停用電優惠措施 | 具大型空調系統用戶選用  | <ul style="list-style-type: none"> <li>125 戶用戶選用</li> <li>參與容量為 27,887 冷凍噸</li> </ul>                          |
| 用戶配合減少用電優惠措施    | 限定一定規模契約容量用戶選用   | <ul style="list-style-type: none"> <li>1,283 戶選用</li> <li>參與需量為 1,636MW</li> <li>夏季尖峰有 671MW 負載抑低效果</li> </ul> |
| 需量競價            | 限定一定規模契約容量用戶選用   | <ul style="list-style-type: none"> <li>161 戶選用</li> <li>參與需量為 103MW</li> <li>夏季尖峰有 17MW 負載抑低效果</li> </ul>      |

資料來源：台電負載管理年報提供(2015)

表 2 系統級與地區級需量反應方案目的比較表

| 方案   | 系統級需量反應方案     | 地區級需量反應方案      |
|------|---------------|----------------|
| 解決問題 | 解決電源不足、調度困難等  | 區域輸配電線路造成之供電瓶頸 |
| 啟動時間 | 系統尖峰發生之時間大多固定 | 各區域發生之原因與時間皆不同 |
| 適用對象 | 適用全台用戶        | 僅適用該區域之用戶      |

EnerNOC(2012)的報告<sup>[3]</sup>指出，需量反應方案的設計考量是依據電業系統所需以及終端使用者之間的平衡，設計考量因素有七大要素如表 3 所示，分別為方案回饋、績效評估、反應時間、需量時段、觸發方式、處罰機制與方案執行，參考需量反應方案設計之要素，以下分別簡述說明：

1. 方案回饋：由於地區級需量反應方案主要是為解決輸配電線路發生 N-1 之緊急情

形時，導致即使電力充足而導致電力壅塞情形，因此主要方案迴避之成本在於降低輸配電線路之投資成本；而系統級需量反應方案主要是考量電源開發不足或是燃料成本過高，因此主要迴避成本在於發電端之投資成本。然而，若地區級需量反應方案的需量時段與系統級恰好相同，則其效益亦包含發電端的迴避成本。另外，方案回饋部分與方案亦有相當大的關聯，地

區級需量反應方案為因應緊急情形，因此方案設計上用戶可反應時間較短，相對亦須提供較大之誘因。

2. 績效評估：地區級與系統級需量反應方案的績效評估主要原則一致，差異在於方案不同會影響到不同的基準線設定方式。
3. 反應時間：系統級需量反應方案目前設計時段與反應時間以台電整體系統以及電廠情形為考量，而目前設計方案亦以高壓用戶為主，因此用戶反應時間可視電廠調度採日前或當日方案；然而，地區級需量反應方案需視該供電瓶頸地區所發生之需量時段與長度，並參考該瓶頸地區高低壓用戶分布情形，提出不同的配套方案。如該地區用戶型態多為住宅用戶，可考量

以用戶群代表方式推廣，導入自動需量反應技術；倘若工商業用戶較多，則可進一步分析用戶型態了解目標用戶族群進行推廣，了解不同用戶可接受的反應時間。

4. 需量時段：不同地區的用戶型態不同，進而會影響到供電瓶頸發生之原因，其發生的時間也有所不同。以系統級需量反應為例，通常系統方案需求多數發生在上午 11 點至 12 點，以及下午 1 點到 5 點。然而，倘若一供電瓶頸地區的住宅用戶比重較多，則其發生供電瓶頸的時間可能就為傍晚，因此系統級之需量反應方案便無法解決此地區之問題。因此在啟動時間部分需要先針對目標變電站負載進行整理，以了解不同區域的啟動時間設計。

表 3 需量反應方案設計要素

|                                 | 系統級需量反應方案                            | 地區級需量反應方案                                    |
|---------------------------------|--------------------------------------|--|
| 方案回饋(Program Compensation)      | 以電源端的迴避成本為主                          | 以輸配電線路的迴避成本為主                                |
| 績效評估(Performance Measurement)   | 基準線設立原則差異不大，主要在於不同方案需設定不同基準線評估方式     |  |
| 反應時間(Resource Response Time )   | 主要以高壓用戶為主，方案反應時間可視電廠調度採日前或當日方案       | 需視該供電瓶頸地區高低壓用戶分布與用電負載情形，進一步了解目標族群            |
| 需量時段(Resource Availability)     | 系統尖峰主要發生於平日 11 時至 17 時               | 由於不同地區的用戶負載型態不同，需要針對該地區用戶資料進行分析              |
| 觸發方式(Dispatch Triggers)         | 備轉容量率、電廠發電溫度、氣溫等                     | 主要以電網突發事件為主                                  |
| 處罰機制(Non-performance Penalties) | 視不同方案及需求而定，懲罰機制較容易使用戶努力配合，但會降低用戶參與意願 | 由於方案為當日通知方案，為確保用戶可保證提供容量，則建議可納入處罰方案，但相對誘因須提升 |
| 方案執行(Program Administration)    | 主要以電業執行為主，逐漸納入第三方                    | 需視該地區用戶型態，若低壓用戶較多，則以第三方為首要                   |

5. 觸發方式：如同前述，系統級需量反應方案係為解決發電端部分的問題，因此觸發方式係以備轉容量率、電廠發電溫度、氣溫等因素做為啟動；而地區級需量反應方案主要係為解決 N-1 之突發事件，因此啟動方式明顯不同。
6. 處罰機制：系統級需量反應方案視不同方

案及需求而定，懲罰機制較容易使用戶努力配合，但會降低用戶參與意願；地區級需量反應方案則由於方案為當日通知方案，為確保用戶可保證提供容量，則建議可納入處罰方案，但相對誘因須提升。

7. 方案執行：系統級需量反應方案所面對的主用戶為高壓以上用戶，因此以電業執行

為主較為適合，但可逐漸導入第三方機制；地區級需量反應方案則視該地區用戶型態，若高壓用戶較多，則可維持以電業為主，但若是以低壓用戶分布較廣，則導入第三方機制則較為適合。

### (三) 地區級需量反應方案目的與類型

國際上需量反應方案的設計方法，其誘因回饋方式大致上可分為兩種類型，第一類型方案為單純能量回饋之方案，即視用戶實際配合情形給予每度能量回饋，但無另外支付固定容量回饋之方案；第二類型方案為固定期間支付容量回饋，且依用戶配合降載另外給予能量回饋。此兩類型方案背後代表著不同的避免成本意義，以下分別介紹：

1. 第一類型方案是將配合降載之用戶配合卸載之用電量視為向 IPP 電廠購電，因此在誘因設計時，會如同 IPP 之每度售電價格，並會同時考量電廠建設之固定成本與燃料成本，即把固定成本(容量成本)攤提至電能成本中，在固定成本攤提的設定中，評估一年之中會被調度多少小時是相當重要的因子，透過準確的評估一年或一個月內會被調度的次數，方能合理將固定成本攤提至電能成本中。
2. 第二類型的方案則是視為電力公司自己擁有電廠，或是至容量市場中購電，因此誘因同時包含電廠的容量成本與能量成本部分。在誘因設計時，則是合理反映電廠之避免容量成本(包含輸配電線路成本)，另外在配合降載時給予邊際燃料成本之補償。

綜上，本文後續將設計兩種類型之地區級需量反應方案，包括預防型地區級需量反應方案(以前日通知為主)，即上述之第一類型方案，用戶配合降載，視用戶降載情形給予每度電費補償，並無搭配罰則。

另外緊急型地區級需量反應方案(以當日通知，前 1~2 小時通知為主)，由於屬於較最危急之情形，因此需量反應的穩定與可靠度相當重要，在設計時誘因將會較預防型方案高，將會同時給予容量費與能量費用，相對的伴隨未達成卸載效果之懲罰機制。

### (四) 需量反應方案回饋(誘因)設計

確定地區級需量反應方案的類型與執行目的後，接著將進行方案回饋設計，此部分為需量反應是否成功最重要的關鍵。需量反應方案運作的原理係當電力供給緊澀時，電力公司即可通知選用需量反應之用戶，於特定時段內依雙方事前約定自行減少用電量。理論上，用戶會選擇參加需量反應方案並進而配合降低負載使用，是因為用戶預期可獲得的電價優惠大於缺電帶來的損失。

## 三、地區級需量反應方案的設計

地區級需量反應方案係為解決供電瓶頸地區之問題，因此在方案設計上，會考量各地區供電瓶頸造成情況，與系統級需量反應方案之目的不同，以下將針對地區級需量反應方案的設計流程圖做一說明，地區級需量反應方案的設計流程圖如圖 1 所示，其內容說明如下：

### (一) 判斷是否為供電瓶頸地區

供電瓶頸地區乃指電力系統之輸電線路或主變壓器因發生事故(如 N-1)而導致其他線路或主變壓器超過額定容量 10% 以上以至於某區域呈現供需失衡現象，此區域即為供電瓶頸區域。供電瓶頸地區供電情形基本上分為輸電線路壅塞以及主變壓器超載等兩種情形。電力公司每年定期依照系統、工程進度及相關參數進行電力潮流運算，此結果可估計哪些區域因輸配電設備興建不易或者工程進度落後原因導致形成供電瓶頸現象，如果以主變壓器為例

若主變壓器最大負載佔此變壓器額定容量的 80% 以上時，此時就有供電不足疑慮，於是就需要啟動增加主變壓器數量或者啟動其他負載管理措施以降低其負載率。

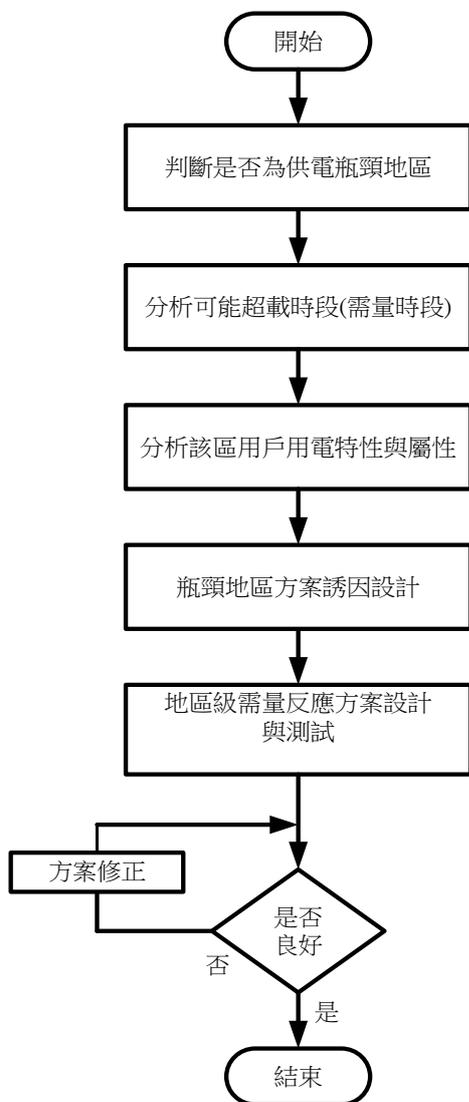


圖 1 地區級需量反應方案的設計流程圖

台灣地區造成供電瓶頸的主要原因除了系統端的變電所及饋線老舊或增建不足所引起的因素外；在需求方面則是因為工業區或住宅區的單一時段用電量大引起的系統超載，如北市區或桃園區等；另外，外在環境因素，如屏東或花蓮地區等的地形狹長或台中的幅員廣大等地理因素引起的線路難以建置等也是引起供電瓶頸的原因。

(二) 分析超載需量時段

分析該區域前 1%(87 或 80 小時)之每小時負載，主要目的為了解該區域產生尖峰負載時段，如此可得知如果執行需量反應方案的時間長度。

(三) 分析用電用戶特性

分析該瓶頸地區用戶資料，統計該地區高壓用戶與低壓用戶之分布比例。並整理該瓶頸地區高壓用戶 AMI 資料，其主要目的在於分析該區域之負載組成並了解高壓用戶用電占瓶頸地區尖峰時段之貢獻度，最後依據分析結果決定目標族群。結果說明如下：

1. 若高壓用戶占比較大且高壓用戶用電占該區尖峰用電較高，且需量時段與系統一致，設計地區級需量反應方案外，亦可考慮推廣台電現有之負載管理方案。
2. 若高壓用戶占比較大且高壓用戶用電占該區尖峰用電較高，且需量時段與系統不一致，則以地區級需量反應方案推動為主。
3. 若供電瓶頸地區低壓用戶占比較大且低壓用戶用電占該區尖峰用電較高，可考慮設計適合第三方集結低壓用戶電力地區級需量反應方案。

(四) 方案誘因設計

地區級需量反應方案之設計按照設計步驟執行外，如何計算方案的合理誘因則為設計步驟中重要的核心部分。需量反應方案運作的原理係當電力供給緊澀時，電力公司即可通知選用需量反應之用戶，於特定時段內依雙方事前約定自行減少用電量。理論上，用戶會選擇參加需量反應方案並進而配合降低負載使用，是因為用戶預期可獲得的電價優惠大於缺電帶來的損失，即：

$$R > OC \quad (1)$$

因

$$OC = C \times Q \times N \times H \quad (2)$$

可得：

$$R > C \times Q \times N \times H \quad (3)$$

其中，

R：電力公司提供的電費年優惠

OC：用戶年缺電成本或損失

C：單位缺電成本(元/度)

Q：缺電容量(瓩)

N：年缺電次數

H：每次缺電持續小時

將公式(3)兩邊各除於缺電容量 Q，則得到以下結果：

$$R/Q = D > C * N * H \quad (4)$$

$$E_{dic} = D / (N * H) > C \quad (5)$$

其中，

D：單位電費優惠(元/瓩)

$E_{dic}$ ：電費優惠(元/瓩)

公式(5)所呈現的含意為電力公司提供的缺電補償或電費優惠( $E_{dic}$ )，必須高於用戶的缺電成本 C，用戶參與需量反應方案意願才會提高。前述需量反應優惠之下限，僅考慮「量」的屬性，並未考量到「質」的屬性即缺電成本的內在屬性，換言之，在 Q、N、H 的不同組合下，即使 Q、N、H 經乘除運算的量是等值的，C 也會有所不同。

依據台電公司委託中經院之研究(1991)<sup>[4]</sup>以及委託台經院之研究(2010)<sup>[5]</sup>，缺電比率、缺電次數與缺電持續時間等因素都會影響到缺電成本。探究其原因，廠商在關閉生產製程所需動力時，係先停影響較輕微的機械設備(缺電成本低)，再停影響較重大的部分(缺電成本高)，使得缺電成本隨缺電比率之增加而提

高。再者，隨著停限電頻率及持續時間升高，廠商將積極因應，產程調整的可能性及必要性隨之增加，進而降低了缺電損失，使得缺電成本隨抑低次數增加、持續時間拉長而降低。簡言之，電費優惠之設定，除考慮缺電成本、年缺電次數及缺電持續時間的相乘值大小外，亦須考量不同抑低方式(即 Q、N、H 的各種組合)對缺電成本的影響。

就整體經濟效益的觀點而言，用戶邊際缺電成本(指最低缺電成本的用戶)等於電業邊際發電成本時，社會總成本最小，因此用戶停止用電獲得的電費優惠  $D/(N * H)$ ，至多不應高於電業邊際發電成本，否則電力公司自行投資電廠將較為有利；實務上電費優惠可以電力公司的避免成本為上限，即電力公司若不向其他電廠(需量反應用戶可視做虛擬電廠)購電，而必須自行發電之增額成本  $C_{inc}$ ：

$$C_{inc} < D/(N * H) \leq A(\text{避免成本})$$

$$C_{inc} * N * H < D \leq A * N * H$$

上式意謂需量反應措施之每瓩年電費優惠，應高於選用用戶之年缺電成本，但應不高於電力公司之避免成本。前述避免成本可進一步區分為容量避免成本及能量避免成本，當電力公司的備用容量率未達到規定的標準，必須開發電源以避免缺電、限電時，若有需量反應用戶空出的電力可供運用，將使備用容量率增加，而暫緩發電機組之新建，故電力公司將節省此部分之容量，而減少了設備投資成本，此時電力公司應將容量及能量避免成本回饋給需量反應用戶，即電費優惠 D 應包含容量避免成本。

若是備用容量率已達標準，電力公司原本就無意增建電廠，此時雖有電力資

源，但並無電源開發之效益，惟電力公司為應付尖峰負載，仍須啟用能夠快速啟動而燃料成本昂貴的氣渦輪機組，此時需量反應用戶空出的電力即可用來抑低尖峰負載，減少尖載機組之運轉，而節省了運轉成本，故仍應將能量避免成本回饋給需量反應用戶，惟不包括容量避免成本。

以下說明誘因計算之相關參數及順序：

1. 計算關聯係數：

為了探討供電瓶頸地區負載曲線與系統負載曲線之關係，首先蒐集該瓶頸地區變電所 8760 小時負載與台電系統 8760 小時負載資料，接著，進行相關係數檢定，計算兩者之間之關聯係數，此關聯係數可了解供電瓶頸地區尖峰負載時段是否與系統尖峰負載時段一樣，如果此關聯係數為 1 則表示瓶頸地區尖峰

負載時段是否與系統尖峰負載時段一樣，係數越小表示兩者時段重疊部分越少。

2. 計算能量避免成本：

- (1) 蒐集整理系統 8760 小時負載資料，並將負載資料由高至低排序，統計系統前 1% 小時(87 或 80 小時)主要尖峰時段分布，以了解系統最尖峰發生時段。
- (2) 整理系統前 1% 小時之邊際發電成本資料，並計算台電前 1% 時段平均燃料成本，作為能量之避免成本。
- (3) 上述能量避免成本乘於關聯係數所得之值即為該區域能量避免成本。

3. 計算容量避免成本

地區級容量避免成本之計算步驟如表 4 所示，其內容說明如下：

表 4 地區級容量避免成本之計算步驟

| 步驟                                | 計算公式  |
|-----------------------------------|---|
| 1. 設定避免成本(新設電廠每瓩建置成本)             | 實績值[1]  |
| 2. 將避免成本年均化(包含營運維護成本)             | $(WACC \times [1]) / (1 - (1 + WACC)^{-N}) + \text{每年營運維護成本}$ |
| 3. 扣除實體電廠輔助服務效益                   | $[2] - \text{實體電廠每kW之輔助服務效益}$                                 |
| 4. 扣除需量反應實際可調度程度(EnerNOC設定75%可靠度) | $[3] \times 75\%$   |
| 5. 需量反應可減少線損與備用容量效益               | $[4] \times (1 + \text{線損率}) \times (1 + \text{備用容量率})$       |
| 6. 乘上負載關聯係數                       | $[5] \times \text{關聯係數}$                                      |

(1) 整理台電新設電廠之每瓩建置成本資料，作為容量避免成本，此部分應以邊際容量成本為主，即以緊急時啟動之調度機組，通常具有低建置成本但高燃料成本之特性。

(2) 將上述容量避免成本均化為年投資成本，假設電廠生命週期設定為 N 年，均化年投資成本需考量電業的資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)，透過以下均化公式(6)即可求出均化年投資成本，隨後加計固定營

運與維護費用。

均化年投資成本之計算公式為：

$$AV_{ic} = \frac{(WACC \times AGCC)}{(1 - (1 + WACC)^{-N})} \quad (6)$$

其中，

AV<sub>ic</sub>：均化年投資成本

AGCC：發電容量避免成本

( Avoided Generation Capacity Cost)

N：電廠生命週期

(3) 通常實體電廠具有提供輔助服務之效

益，因此須扣除實體電廠可帶來之輔助服務效益。

- (4) 考量需量反應實際可調度程度，即需量反應並非如同實體電廠可隨時起停，若此需量反應評估有 D% 之執行率(可靠度)，則上述避免成本需乘上 \*D%。
- (5) 由於需量反應直接減少負載需求將可以避免線損率，電廠亦無需準備備用容量，因此上述避免成本需再乘上(1+線損率)，以及(1+備用容量率)。
- (6) 上述容量避免成本乘上關聯係數後方為該區域容量避免成本。

#### 4. 計算輸配電線路避免成本

地區級輸配電線路避免成本之計算步驟如表 5 所示，其內容說明如下

- (1) 整理台電新設輸配電線路之每瓩建置成本資料，作為輸配電線路避免成本。
- (2) 將上述容量避免成本均化為年投資成本，假設輸配電線路生命週期設定為 N 年，均化年投資成本需考量電業的資金成本率，透過以下均化公式(6)即可

求出均化年投資成本，隨後加計固定營運與維護費用。

- (3) 系統級需量反應執行主要目的在於替代電廠避免成本，然而，透過需量反應減少用戶需求，亦可避免輸配電線路之建置成本，然而，由於輸配電線路建置並非完全視用戶之需求，通常會建置額外之輸配電線路容量，以避免發生突發事件而導致無法輸配電，因此需求減少並非可完全替代輸配電線路避免成本。依統計數據，台電總輸配電線路容量約為總發電容量之 2 倍，因此換算用戶減少 1kW 之需求約可減少 0.5kW 之輸配電線路投資，即 50% 之輸配電線路避免成本折扣率，即避免成本\*(1-50%)。然而，地區級需量反應主要降低替代該區輸配電線路之投資，但輸配電線路建置之效益並非完全可由需量反應替代，因此設定較系統級需量反應方案低之折扣率，設定為 25%，即上述避免成本需乘上 (1-25%)。

表 5 地區級輸配電線路避免成本之計算步驟

| 步驟                           | 計算公式   |
|------------------------------|--|
| 1. 設定避免成本<br>(新設輸配電線路每瓩建置成本) | 實績值[1]   |
| 2. 將避免成本年均化<br>(包含營運維護成本)    | $(WACC \times [1]) / (1 - (1 + WACC)^{-均化年限})$<br>+ 每年營運維護成本 |
| 3. 乘上需量反應可避免輸配電線路建置比率        | [2] x (1-DR避免成本折扣率)  |

#### (五) 地區級需量反應方案設計

地區級需量反應方案設計基本上分為前日型方案(預防型方案)與當日型方案(緊急型方案)，先決定該地區之需量反應方案並依據負載資料設計需量反應之誘因。

1. 合併容量避免成本。將容量年避免成本計算結果加上輸配電線路年避免成本。
2. 依方案屬性設計需量反應方案之每月固

定容量回饋或每度能量回饋。

- (1) 當日通知型(緊急型)，將容量年避免成本計算結果加上輸配電線路年避免成本後，除以 12 為每月固定容量回饋，並搭配每度能量避免成本。
- (2) 前日通知型(預防型)，將容量年避免成本計算結果加上輸配電線路年避免成本後，除以 12 為每月避免成本，再除

以該月預計緊急尖峰小時 H。最後，由於預防型方案無懲罰，因此在方案的卸載可靠度較無保證，需再乘上容量回饋折扣率方為最終每度回饋結果。

以上簡述說明地區級需量反應方案設計之基本流程，由於不同區域之相關係數均有所不同，所以實際設計的參數則會有所差異。

### 參、案例分析

本文將以台電系統汐止超高壓變電所與民權配電變電所轄區下為例，依照上述設計流程進行地區級需量反應方案設計說明：

#### 一、供電瓶頸地區判斷

汐止超高壓變電所的供電範圍主要為基隆市、汐止區、南港區、松山區，其相關變電所包括松山 P/S、民權 D/S、西湖 D/S、大直 D/S、敦化 D/S、榮星 D/S、民生 D/S、中崙 D/S 及長春

D/S。

汐止超高壓變電所是連接超高壓(345kV)輸電系統及供電給大台北都會區的極重要變電所，其一側為 345kV 系統受電自核一、核二廠並連接至深美超高壓變電所，而二次側為 161kV 系統分別送電至民權等變電所，再由這些變電所送電至台北市及新北市負載中心的變電所，諸如西湖、大直、民生與榮星等變電所，故汐止 E/S 堪稱大台北都會區的供電樞紐，一旦發生事故影響範圍很大，例如目前台北市松山、內湖、南港及中山等地區電力係由汐止超高壓變電所(E/S)透過 161 仟伏汐止~民權線二回線引供。目前該瓶頸地區的主要變電所的負載量都超過 80% 以上(如表 6 所示)。根據台電的網站資料顯示，若其中一回線發生事故，另一回線將嚴重過載，可能造成電力設備受損及公共危險，超載部份須緊急對該地區用戶採取停限電措施處置，而今年夏季即面臨上述停限電風險，已規劃 3.5 萬瓩用電量於緊急事故下不預警停電(約影響 1.7 萬戶用電，其影響逐年遞增)。

表 6 汐止 E/S 變電所相連的變電所負載資料

| 變電所名   | 所在地    | 供電範圍       | 主變裝置容量 | 主變可靠容量 | 前一年主變最大負載 | 發生時間                      | 前一年主變電最大負載/主變可靠容量 |
|--------|--------|------------|--------|--------|-----------|---------------------------|-------------------|
| 汐止 E/S | 新北市汐止區 | 基隆市、汐止區、南港 | 2500   | 2000   | 1964.4    | 2014/7/21<br>下午 14 時      | 98%               |
| 松山 P/S | 台北市    | 內湖區、松山區    | 400    | 200    | 199.5     | 2014/8/15<br>下午 14 時      | 100%              |
| 民權 D/S | 台北市    | 內湖區、松山區    | 180    | 120    | 123.1     | 2014/7/7<br>上午 11 時       | 103%              |
| 西湖 D/S | 台北市    | 內湖區        | 180    | 120    | 123.4     | 2014/8/4<br>上午 11 時       | 103%              |
| 大直 D/S | 台北市    | 大直區、內湖區    | 180    | 120    | 54.3      | 2014/7/17<br>下午 13 時      | 45%               |
| 敦化 D/S | 台北市    | 松山區        | 120    | 60     | 77.3      | 2014/7/14<br>下午 12、13 時   | 129%              |
| 榮星 D/S | 台北市    | 中山區        | 180    | 120    | 97        | 2014/7/10、7/14<br>下午 13 時 | 81%               |
| 民生 D/S | 台北市    | 松山區        | 180    | 120    | 109.6     | 2014/7/7<br>下午 13 時       | 91%               |
| 長春 D/S | 台北市    | 中山區        | 180    | 120    | 114.9     | 2014/7/7<br>下午 12 時       | 96%               |

資料來源：台電提供，103 年 7、8 月實際負載資料

## 二、供電瓶頸地區需量時段分析

利用變電所負載資料，分析該變電所負載分布，以了解變電所需量反應需求時段，以及可能需要需量長度。以汐止 E/S 為例，如圖 2 所示，11 時至 13 時已經有負載超過 1800MW(90%)警戒線，但負載主要高峰為 13 時至 17 時。所需抑低負載需求為 200MW(2000MW-1800MW)。

需量反應方案啟動時間部份主要與該地區用戶型態有關，根據國外文獻的整理，倘若該地區用戶型態多為住宅用戶，則提前一小時或是 30 分鐘等較緊急通知的方案則不可行(除非搭配直接控制)；倘若工商業用戶較多，則也需視公司型態進行不同通知時間設定。

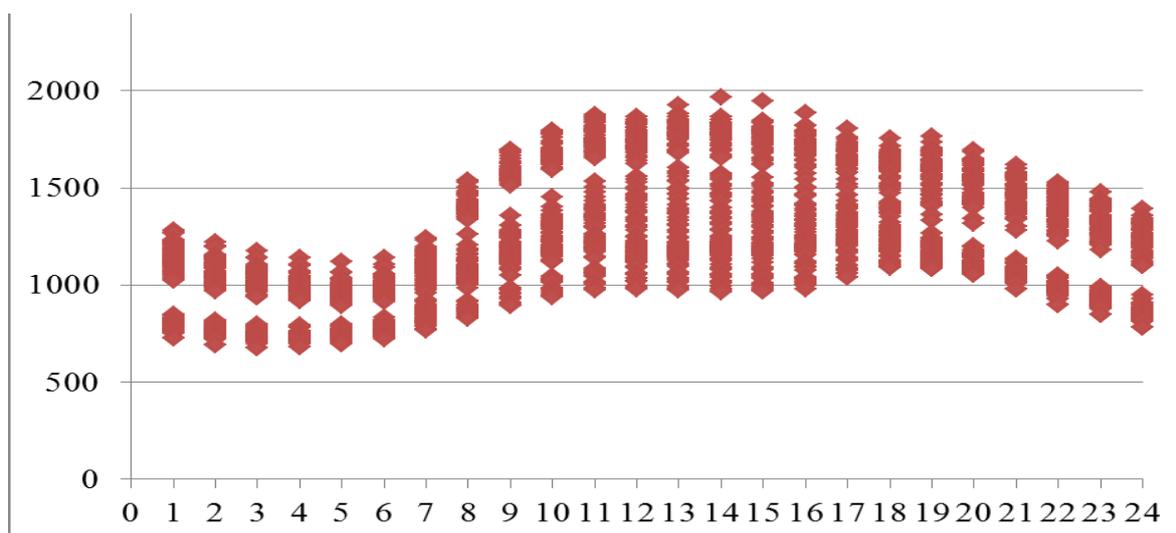


圖 2 汐止超高壓變電所負載分布

## 三、供電瓶頸地區用戶負載特性分析

此節在於探討供電瓶頸之發生原因，並整理目前台電面臨供電瓶頸現象之地區，接著透過汐止地區的供電瓶頸區域進行個案探討，進行 100kW 以上用戶的問卷調查，以了解這些目標用戶的用電特性以及關鍵耗能設備為何，以及其是否可配合進行需量反應方案，最後問卷之結果可作為區域級需量反應之設計與檢討。

分析結果如表 7 所示，其結果可以觀察，西湖、長春、民生及民權等變電所在高壓用戶部分占比較高，可做為執行需量反應方案之重要參考資訊。

表 7 汐止 E/S 變電所高壓用戶分布-高壓以上用戶用電占比

| 變電所 | 變電所可靠容量(MW) | 變電所容量(MW) | 平日高壓以上用戶用電占比 | 假日高壓以上用戶用電占比 | 附註          |
|-----|-------------|-----------|--------------|--------------|-------------|
| 大直  | 120         | 180       | 11.9%~19.8%  | 11.1%~15.6%  | 高壓用戶用電占比低   |
| 民生  | 120         | 180       | 32.5%~44.0%  | 33.3%~40.9%  |             |
| 民權  | 120         | 180       | 31.0%~42.8%  | 36.2%~43.6%  | 高壓用電在離峰比例較高 |
| 西湖  | 120         | 180       | 37.4%~60.8%  | 42.2%~60.2%  | 高壓用電在離峰比例較高 |
| 長春  | 120         | 180       | 30.4%~46.9%  | 29.7%~42.9%  |             |
| 敦化  | 60          | 120       | 33.9%~40.9%  | 33.6%~39.8%  |             |
| 榮星  | 120         | 180       | 29.7%~40.7%  | 29.3%~40.0%  |             |

資料來源：台電提供之 103 年 7、8 月饋線用電資料與 103 年 7、8 月高壓 AMI 資料

表 8 系統負載與變電所負載相關係數

|       | 系統負載     | 變電所負載 |
|-------|----------|-------|
| 系統負載  | 1        |       |
| 變電所負載 | 0.817185 | 1     |

#### 四、供電瓶頸地區負載相關係數統計

本文取得台電 101 年 8760 小時所有負載資料以及邊際燃料成本資料，並取得汐止變電所之負載資料。系統負載與變電所負載之關聯性很高，表示該變電所負載型態與系統類似，本文進一步針對兩者負載進行相關係數分析，其相關係數之結果為 0.8172(表 8)，表示兩者負載有約 82% 相似。

#### 五、供電瓶頸地區能量回饋計算

本文進一步整理 101 年台電 8760 小時邊際燃料成本機組與其平均燃料成本，並進一步將其負載由高至低排序，並篩選負載最高的前 80 小時所使用之機組。在系統緊急尖峰時邊際燃料成本機組主要為大林#3 與大林#4，平均邊際燃料平均為 6.9 元，透過先前分析了解供電瓶頸地區與系統之負載相關係數約為 0.8172，因此在能量成本部分其避免成本則約為  $6.9 \times 0.8172 = 5.64$  元/kWh。

#### 六、供電瓶頸地區容量回饋計算

本文參考 102 年台電建置低壓 AMI 前期布建系統技術顧問、驗證及成本效益評估報告<sup>[6]</sup>中，對於台電興建電廠與輸配電線路之參數設定，進一步計算需量反應可帶來之容量避免成本。相關資料如下：

- (一) 台電新設電廠單位成本 (kW)：NTD 29,830/kW，為避免之中載燃氣機組(通宵複循環)投資成本。
- (二) 台電新設輸電工程與設備費用單位成本 (kW)：NTD 10,384/kW，近 5 年投資總額 1414 億元，興建變電所容量 13620MVA，平均每

MW 花費 1038 萬元。

- (三) 台電新設配電工程與設備費用單位成本 (kW)：NTD 14,877/kW，近 5 年投資總額 622 億元，興建變電所容量 4180MVA，平均每 MW 花費 1488 萬元。

參考上述資料，由於該饋線負載與系統負載之相關係數為 0.8172，表示該饋線之需量反應雖可降低一部分系統尖載，但在新設電廠的避免成本需設定相對應權重。

均化年投資成本考量電業的資金成本率(WACC)，均化年投資成本計算公式如公式(6)。其中，WACC 部分本文之折現率係參考 100 年度台電公司電源開發計畫投資效益最適化研究完成報告中，對於燃煤、燃氣、再生能源(水力)、再生能源(風力)等不同發電來源之資金成本率，分別為 2.63%、2.51%、3.85%、2.65%，本文取四值之算術平均 2.91% 作為台電資金成本率。

首先，將 29,830/kW 的新設電廠投資成本帶入公式 (6)，其計算值為  $(29,830 \times 2.91\%) / (1 - (1 + 2.91\%)^{-20})$ ，經計算，均化後約為 1,988/kW-年，另外加計固定營運與維護費用，參考 EnerNOC(2015)<sup>[7]</sup>設定每年固定營運與維護費為 150/kW-年，則均化年投資成本合計約 2138/kW-年(1,988+150kW-年)。

其次，通常實體電廠具有提供輔助服務之效益，因此須扣除實體電廠可帶來之輔助服務效益，參考台電實際以邊際機組與避免機組之能量成本差額計算，結果約為 361/kW-年，因此調整後為 1,777/kW-年。

考量需量反應實際可調度程度，即需量反應並非如同實體電廠可隨時起停，EnerNOC 報告中此參數設定為 75% 需量反應可靠度，然而我國需量反應尚不成熟，因此此部分設定略低於國外標準，此處調整權數係以現行方案之回饋基礎反推，約 66%，即  $1777 \times 0.66 = 1,172/\text{kW}\cdot\text{年}$ 。

由於需量反應直接減少負載需求將可以避免線損率(台電以發電至高壓線損率 2.89%)，電廠亦無需準備備用容量(我國目前備用容量率為 15%)，因此上述避免成本需再乘上  $(1+2.89\%)$  以及  $(1+15\%)$ ，即  $1,172 \times 1.289 \times 1.15 = 1,387.75/\text{kW}\cdot\text{年}$ 。最後再乘以關聯係數 0.8172 即可得全年電廠避免成本約為 1,133.3 元/kW-年。計算步驟如下：

1. 設定避免成本(新設電廠每瓩建置成本)：  
29,830kW。
2. 將避免成本年均化(包含營運維護成本)：  
帶入公式(6)，經計算為  $(29,830 \times 2.91\%) / (1 - (1 + 2.91\%)^{-20}) + 150 = 2,138/\text{kW}\cdot\text{年}$ 。
3. 扣除實體電廠輔助服務效益： $2138 / \text{kW}\cdot\text{年} - 361 / \text{kW}\cdot\text{年} = 1,777 / \text{kW}\cdot\text{年}$ 。
4. 扣除需量反應實際可調度程度： $1,777 / \text{kW}\cdot\text{年} \times 66\% = 1,172/\text{kW}\cdot\text{年}$ 。
5. 需量反應可減少線損與備用容量效益：  
 $1,172/\text{kW}\cdot\text{年} \times (1 + 2.89\%) \times (1 + 15\%) = 1,387.75/\text{kW}\cdot\text{年}$ 。
6. 乘上負載關聯係數： $1,387.75/\text{kW}\cdot\text{年} \times 0.8172 = 1,133.3 / \text{kW}\cdot\text{年}$ 。

接著輸配電線路部分由於是針對該變電所進行之需量反應方案設計，因此可 100% 反映其避免成本。在設定輸配電線路之生命週期為 20 年情況下，可換算其年均化成本為 1,684 元/kW-年。

地區級需量反應主要在替代輸配電線路避免成本，然輸配電設備投資之成本動因未必均係因應系統尖載需要，而係因應

其他時間如半尖峰及離峰用電需要、區域供電壅塞、分散式電源等，故須視輸配電設備投資由系統尖載驅動之程度給予 DR 避免成本權數調整，此處參考發電容量避免成本調整權數介於 50%~100% 之間，取其下限 50% 訂之。假設為 50% 避免成本折扣率，即上述  $1697 \times (1-50\%) = 842/\text{kW}\cdot\text{年}$ 。計算步驟如下：

1. 設定避免成本(新設輸配電線路每瓩建置成本)：  
 $10,384/\text{kW} + 14,877/\text{kW} = 25,261/\text{kW}$ 。
2. 將避免成本年均化： $(25,261 \times 2.91\%) / (1 - (1 + 2.91\%)^{-20}) = 1,684 / \text{kW}\cdot\text{年}$ 。
3. 乘上需量反應可避免輸配電線路建置比率： $1,684 / \text{kW}\cdot\text{年} \times (1-50\%) = 842 / \text{kW}\cdot\text{年}$ 。

綜上針對地區設計之需量反應方案之避免成本合計約為 1,975 元/kW-年  $(1,133+842\text{kW}\cdot\text{年})$ ，意即若用戶在參與地區級需量反應方案確保可以穩定提供 1kW 之卸載量，對於台電而言，每年將可減少 1,975 元之投入成本，進一步換算，其每個月避免成本約為 165 元。通常來說，需量反應方案會設定僅於平日執行，因此用戶實際預備容量之天數並非全月 30 日，因此每個月避免成本可再依週一至週五佔全月比例調整，即  $165 \times 22/30 = 115$  元。

## 七、需量反應方案設計

首先，預防性質之需量反應方案類似於目前台電推出之經濟型需量競價方案，用戶可自由參加，且方案並無懲罰機制，主要是透過誘因鼓勵用戶在系統可能出現危機時提早準備卸載。但相對的，由於對於電力公司而言並非是可靠的容量來源，因此在避免成本上，其容量回饋將給予折扣，參考過去執行研究之成果，無懲罰機制大約可靠度為 50%。

其誘因計算方式為能量避免成本 5.64 元/kWh，加上容量避免成本(115 元/kW 除以每月啟

動最高小時數 20 小時，並乘上容量回饋可靠度 50%，即 $(115/20 \times 0.5 = 2.875 \text{ 元/kWh})$ ，合計為每度 8.5 元/度。

緊急型地區級需量反應方案則是類似於可

靠型需量競價方案。用戶參與此方案時需配合快速電力卸載，其誘因包含容量回饋部分，但亦有懲罰機制，方案設計詳如表 9 所示。

表 9 汐止 E/S 變電所之地區級需量反應方案設計

| 方案           | 預防型地區級需量反應方案  | 緊急型地區級需量反應方案  |
|--------------|---|---|
| 對象           | ≥100 瓩(特)高壓用戶；經測試許可之用戶群代表                             | ≥100 瓩(特)高壓用戶；經測試許可之用戶群代表                             |
| 啟動條件         | 若該變電站隔日負載預測結果超過臨界值即啟動                                 | 若該變電站隔日負載預測結果超過臨界值即啟動，且發生 N-1 事件；每月有一次可無視條件執行         |
| 通知方式         | 前一日通知(下午 18:00 前)                                     | 當日通知(前 1 小時)，若參加當日型方案須經台電測試                           |
| 抑低用電期間       | 6 至 9 月電費月份平日 13:00-17:00 用戶可選擇每次抑低 2 小時或 4 小時        | 全年平日 13:00-17:00 每次抑低 4 小時；每年不超過 80 小時                |
| 最低抑低容量       | 每次事件至少可抑低 50kW，可透過用戶群代表集結電力                           | 每次事件至少可抑低 50kW，可透過用戶群代表集結電力                           |
| 基準用電容量 (CBL) | 約定日之前 10 日(執行日及例假日除外)同時段之用電，取中間用電量大小之 6 天平均；可選擇搭配調整機制 | 約定日之前 10 日(執行日及例假日除外)同時段之用電，取中間用電量大小之 6 天平均；可選擇搭配調整機制 |
| 獲得電費扣減條件     | 實際抑低容量 >最低抑低容量  | 實際抑低容量 >最低抑低容量  |
| 電費扣減         | 能量回饋 8.5 元/kWh  | 容量回饋每月 115 元/kW<br>能量回饋 5.64 元/kWh                    |
| 懲罰機制         | 無懲罰機制   | 該月無固定回饋金，且懲罰簽約 kW*未配合小時數<br>*邊際發電成本 8.64 元/kWh        |

### 肆、結論

本研究蒐集國外需量反應方案的設計要素與避免成本之理論，建立我國不同變電所條件下可適用之地區級需量反應方案設計流程。並將地區級需量反應方案區分為預防型與緊急型兩種不同類型方案。

預防型需量反應方案對於用戶而言彈性較大，用戶可選擇 2 小時或 4 小時方案，且前日收到通知較有時間進行用電管理，且觸發條件較寬鬆，因此較常會觸發事件，缺點為誘因相對緊急型低。

緊急型需量反應方案對於用戶而言可獲得穩定收入來源，且由於條件相對嚴苛，因此不會常有事件發生。但用戶參與後由於有懲罰條款，

且通知時間較臨時，因此需評估後再行選擇。最後透過實際數據進行汐止 E/S 的需量反應方案設計，表示此流程確實具可操作性。

### 伍、參考文獻

- [1] FERC, "Assessment of Demand Response and Advanced Metering," Federal Energy Regulatory Commission Staff Report, FERC Docket AD-06-2-000, Aug. 2006.
- [2] 李丹妮, 「健全輸變電系統 台電供電才確保」, 新台灣新聞周刊, 第 599 期, 2007 年。
- [3] EnerNOC, "Designing a Successful Commercial and Industrial Demand Response Program," 2012.
- [4] 中華經濟研究院, 「台灣地區分級電價之研究」, 台灣電力公司, 1991 年。
- [5] 台灣經濟研究院, 「缺電成本之調查研究」, 台

灣電力公司，2010年。

- [6] 徐士堅,施雅慧等,「台電公司電源開發計畫投資效益最適化研究」,台電公司研究報告,2010年。

- [7] Ryan Hledik, M.S., and Ahmad Faruqui, Ph.D., “Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies, and Applications,” The Brattle Group, 2015.

### 台電工程月刊徵稿啟事

- \* 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。
- \* 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095    ✉ u117212@taipower.com.tw

# 高壓用戶 AMI 及氣溫資料於台電需量反應分析

High Voltage AMI and Temperature Data to Review Taipower's Demand Response

林素真\*

Lin, Su-Chen

(103~104 年度研究計畫論文之一)

## 摘要

隨著資訊通訊技術(ICT)發展，台電建置了高壓用戶先進讀表系統(AMI)，建立龐大用戶資料庫，大量資料如何分析以協助資料應用加值，因而回收鉅額 AMI 投資，是眾人所引頸期待。本文以民國 102 年橫斷面及縱斷面的用戶資料，從大量數據的蒐整及統計中，檢視用戶需量反應措施(DR)，找出各類用戶對系統的用電比例、不同季節每日用電差異、每小時氣溫負載相關性，推論形成系統尖峰的空調負載行為，提供台電需量反應決策參考。

## Abstract

With the Information and Communication Technology (ICT) development, Taipower has established a high-voltage Advanced Metering Infrastructure (AMI) and related database. How to effectively use the big data to increase its value, is increasingly a public concern. This article utilizes monthly billing and AMI data as the basis to review the existing demand response measures that helps identify the specific types of users against the system power ratio, the daily consumption difference in seasons, hourly temperature load correlations, and air conditioning load behavior. This study result could provide a reference for decision making of demand response measures.

**關鍵詞(Key Words)：**需量反應(Demand Response)、大數據(Big Data)、先進讀表系統(Advanced Metering Infrastructure)、新開票計費系統(New Billing System)、統計分析 (Statistical Analysis)。

## 壹、緒論

需量反應(DR)被視為可以抑減系統尖峰用電減緩電源開源，而且可以供應電力系統彈性調度的需求。台電自民國 76 年起實施誘因需量反應，已有近 2 千戶參與，預期未來的電力系統，亟需仰賴更有效率的需量反應措施，以推持電力供需的平衡。

短期影響電力負載型態最主要因素是生活作息(工作日與上下班時間固定)與氣溫，以氣溫與負載的關係性作為量測不同類別用戶的用電模式，並檢測各 DR 方案參與用戶用電型態的變化。利用台電用戶已結構化的用電資料，結合氣象局北、中、及南部的逐時氣溫記錄，以氣溫負載判定係數，檢測各電價區隔用戶的全年用電、夏日及非夏日逐時用電可能的空調負載，協助台電公司做相關的決策。

\*台灣電力公司綜合研究所

## 貳、需量反應與 AMI

### 一、DR 方案與供電規劃調度

各類電價與電力系統的規劃管理及運轉調度的關係(詳圖 1)，美國聯邦能源管理委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)視 DR 為與發電廠相同，是一項資源，把電價分為價格 DR 及誘因 DR，各 DR 方案可與供給端資源相呼應，與電力系統各長中短或極短時程的供給規劃、排程、調度密切相關，DR 是在不同時程可執行或啟動反應的資源。

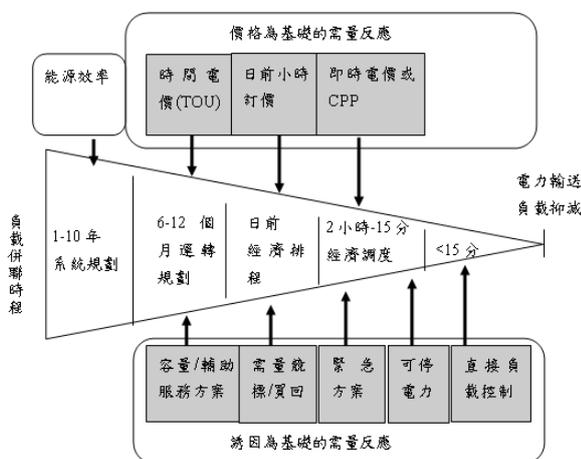


圖 1 DOE 按併聯時程 DR 分類<sup>[1]</sup>

「直接控制」在 DR 中，被認為是反應時程最短的方案，通常形成電力系統尖峰主要用電設備的空調，是直接控制主要的對象。空調需量反應(Aircondition System DR, AC DR)與發電端資源的差別，先進已自由化電業證實，供調度的 AC DR 在系統供電缺少或批發市場電價飆漲時，提供緊急調度，操作時間短，功能類似供電的熱機備轉。AC DR 與熱機備轉供電機組二相比較，具有不需燃料成本、不污染環境、不需其他發輸變配電設備設施的優點。另一特點，因參與用戶的空調系統眾多，與單一或少數的發電機組比較，調度失敗的機率相對較少。

若技術及電力調度規則改變配合，需求端資源是可加入供電系統輔助服務行列。電力市場已

自由化的德國為例，2006 年根據能源法成立備用電力共同網路採購平台，2008 至 2010 年 4 家輸電調度中心 TSO(the German Transmission System Operator)逐步互聯合作，並把備用電力市場開放給需求端資源，對有意願的投標者，經過一定的審核程序，允許小型投標人，如電力消費者的可控制負載，經過一定的程序審核能參與供應<sup>[2]</sup>投標，參與用戶配合 TSO 通知，於 15 分鐘內啟動執行，是備用電力 Minute Reserve(MR)資源之一。

### 二、美國 AMI 佈建與 DR 方案

先進電力系統利用資訊通訊技術(ICT)提昇管理效率，紛紛佈建先進電表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure, AMI)以獲得用戶足夠用電資訊，供用戶和電業做即時有效的相關決策。在已經電業自由化市場可作為各供電商之間、供電商及用戶之間的交易結算。DR 方案內容配合電力系統經濟或可靠性調度需求，納入不同的設計元素，若屬於 1 個小時或半小時內即時反應的卸載方案，需要精細的衡量尺度，譬如每 15 分鐘的需量資料記錄，建立 AMI 以更有效率執行 DR 措施，以圖 1 為例，DR 反應時程愈短需要 ICT 頻寬與處理速度的及時程度愈高。

#### (一) 美國住宅與工商用戶 AMI 統計

2012 年全美國電業住宅、商業、工業、運輸(戶數極小)四大類用戶 EIA 的調查統計<sup>[3]</sup>。全美單向通訊(AMR)與雙向通訊(AMI)自動讀表系統，小規模用電的住宅用戶佈建率最高達 61%，與台灣佈建對象不同，工商業用戶僅達 47%(表 1)。

表 1 美國 AMI 系統佈建統計<sup>[3]</sup>

| 2012 年 | 住宅          | 商業         | 工業      | 運輸   |
|--------|-------------|------------|---------|------|
| AMR    | 43,455,437  | 4,691,018  | 185,862 | 125  |
| AMI    | 38,524,639  | 4,461,350  | 179,159 | 35   |
| 零售(戶)  | 135,014,453 | 19,346,175 | 783,696 | 118  |
|        | 61%         | 47%        | 47%     | 136% |

資料來源：本研究整理自美國 DOE EIA。

註：已自由化，零售戶來源電業含綜合，或發、輸、配、售、ISO(Independent System Operator)、可停電力供應商。

任一 DR 方案是電業的一項產品，如何設計包裝命名，各電業有不同的創新。空調為例，全美國電業 DR 方案，以用戶、及「空調」為對象分類，約 20%的方案是針對空調，空調 DR 實施對象 35%為工商用戶，住宅用戶空調相關方案則多達 200 個。其中，空調需量反應名稱約有 300 個。

空調有關的 DR 方案有 312 個，最多的是直接控制方案 201 個，次為時間電價案 49 個、19 個可停電力、10 個緊急型需量反應、9 個極尖峰電價(CPP)、8 個 Load As a Capacity Resource、4 個其他含控制的 CPP、4 個反應系統尖峰輸電費、2 個 BUY-BACK、1 個即時電價、1 個尖峰補貼等<sup>[4]</sup>。

(二) 例舉美國 AMI 佈建與 DR 方案特性

以氣候或環境與台電較相似的電業，檢視電力公司如何應用 AMI 技術於 DR，以供台電公司參考。例如：佛羅里達電力照明公司(FPL)、新墨西哥電力公司(PNM)、太平洋瓦斯與電力公司(PG&E)、及南加州愛迪生公司(SCE)等 AMI 不是實施 AC DR 的必要條件，PNM 為例，未建置 AMI 仍有 AC DR Power Saver 計畫，針對工商及住宅的中央空調，裝設控制設備，於夏季尖峰時段依系統要求執行循環啓停控制。綜合各列舉電業的空調 DR 方案特性，在 2012 年 AMI 佈建各類用戶進度，如表 2：

1. 供系統調度，AC DR 方案設計為供系統調度的方案。如 PG&E，2012 年商業用戶有 6 千戶參與加 SmartAC 但 0 調度；住宅有 15 萬戶參加，系統調度 11 天。FPL 工商用戶 27 千戶參與，啟動 4 天；住宅 80 萬戶參與啟動執行 27 天。
2. 用戶只獲得獎勵參與的電費扣減，參與 AC DR 相關方案的用戶，除了 SCE 和台電一樣，採參與壓縮機冷凍噸計算，多數

僅在簽約加入及在執行的當年獲得一筆約 50 美元的電費扣減。

3. 不限參與對象，工商或住宅，但需由電力公司或電力公司委託由第三方驗證審核決定用戶是否可參與。
4. 可自由退出，參與的 AC DR 用戶可以自由退出調度，但在一年內不能再參與。
5. 大多數 AC DR 屬直接控制的方案，除了少數的電業，直接控制方案沒有限制只有空調設備能夠參與，只要能配合降載，經電業裝置控制設施即可參與。
6. 用戶的所有空調設備都需一起參與 DR。

表 2 美國電業 AMI 系統佈建統計

| 電業   | 2012 年      | 住宅        | 商業      | 工業     |
|------|-------------|-----------|---------|--------|
| FPL  | 4,576,420 戶 | 4,052,174 | 515,502 | 8,743  |
|      | 戶數%         | 88.5%     | 11.3%   | 0.2%   |
|      | 年用電度%       | 52.3%     | 44.7%   | 3.0%   |
| PNM  | AMI+AMR 戶%  | 98.7%     | 65.4%   | 53.7%  |
|      | 505,570 戶   | 449,652   | 55,664  | 254    |
|      | 戶數%         | 88.9%     | 11.0%   | 0.1%   |
| PG&E | 年用電度%       | 35.4%     | 45.8%   | 18.9%  |
|      | AMI 戶%      | -         | -       | -      |
|      | 5,241,778 戶 | 4,599,078 | 641,663 | 1,037  |
| SCE  | 戶數%         | 87.74%    | 12.24%  | 0.02%  |
|      | 年用電度%       | 40.0%     | 46.3%   | 13.7%  |
|      | AMI 戶%      | 88.5%     | 66.3%   | 116.8% |
| SCE  | 4,910,742 戶 | 4305586   | 572,457 | 32,698 |
|      | 戶數%         | 87.68%    | 11.66%  | 0.67%  |
|      | 年用電度%       | 40.3%     | 49.1%   | 10.5%  |
|      | AMI 戶%      | 79.2%     | 73.5%   | 40.3%  |
|      | AMI+AMR 戶%  | 79.4%     | 73.6%   | 40.6%  |

資料來源：本文整理自美國 DOE 的 EIA。

參、時間電價用電與氣溫資料分析

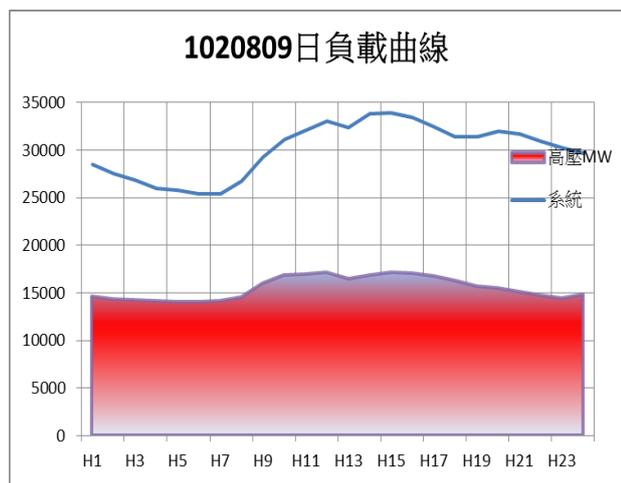
按前文的定義，時間電價(TOU)是屬價格 DR，台電自民國 68 年起實施，其效益評估有一套評估模式。本文利用 AMI 的需量資料檢討台電各項 DR 方案，含空調有關的 DR 措施。取樣台電高壓 AMI 系統的 6 個工作日：1020109、1020313、1020529、1020626、1020809、1021113，

進行類別用戶在不同時間、季節與氣溫下的用電分析。

### 一、AMI 用戶占系統尖峰日負載約一半

102 年系統尖峰日，高壓(高壓以上統稱)AMI 用戶資料收集率 97%，在系統最高的時點下午 3 點，對系統的貢獻度 49.5%，亦即 AMI 每 15 分鐘的負載資料，僅解釋電力系統用戶負載特性的 2 分之 1。冬天系統尖峰發生在下午 6 時，AMI 用戶有資料戶占系統的 44.5% (如圖 2、圖 3)。

利用高壓 AMI 的資料對形成尖峰系統的解釋力有限，各類用戶對系統的尖峰貢獻仍需進行用戶負載研究。



資料來源：參考文獻<sup>[4]</sup>

註：本文以下圖表資料來源除另有標示，未標示均來自[4]及本文製造

圖 2 系統與高壓 102 年尖峰日日負載曲線

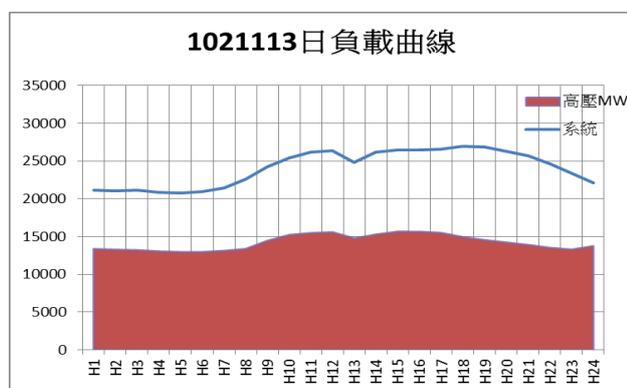


圖 3 系統與高壓冬天工作日日負載曲線

### 二、工作日夏月/非夏月空調需求差異

夏月，系統尖峰日 8 月 9 日「每小時」系統負載與氣溫變化如表 3，判定係數 0.76。高壓 2 萬多戶每個時點負載(MW)，判定係數 0.91，整體大用戶夏季用電每小時負載受氣溫變化影響顯著。

非夏月工作日，全系統的每小時用電與氣溫的相關性低，而高壓用戶的負載氣溫相關性更低，別為 0.04、0.02，詳如表 4。

表 3 高壓 AMI 系統尖峰日每時氣溫負載

| 1020809 | 系統     | 高壓 AMI |            |       |
|---------|--------|--------|------------|-------|
|         |        | MW     | 戶(資料率 97%) | 系統貢獻  |
| H1      | 28,448 | 14,571 | 23,946     | 48.8% |
| H2      | 27,516 | 14,348 | 23,941     | 47.9% |
| H3      | 26,815 | 14,231 | 23,935     | 46.9% |
| H4      | 26,004 | 14,165 | 23,934     | 45.5% |
| H5      | 25,771 | 14,022 | 23,940     | 45.6% |
| H6      | 25,361 | 13,999 | 23,942     | 44.8% |
| H7      | 25,355 | 14,117 | 23,944     | 44.3% |
| H8      | 26,724 | 14,476 | 23,939     | 45.8% |
| H9      | 29,285 | 15,932 | 23,885     | 45.6% |
| H10     | 31,108 | 16,824 | 23,888     | 45.9% |
| H11     | 32,023 | 16,918 | 23,881     | 47.2% |
| H12     | 33,072 | 17,120 | 23,883     | 48.2% |
| H13     | 32,315 | 16,430 | 23,879     | 49.2% |
| H14     | 33,820 | 16,822 | 23,884     | 50.3% |
| H15     | 33,957 | 17,134 | 23,881     | 49.5% |
| H16     | 33,383 | 16,998 | 23,883     | 49.1% |
| H17     | 32,451 | 16,701 | 23,881     | 48.5% |
| H18     | 31,346 | 16,217 | 23,887     | 48.3% |
| H19     | 31,440 | 15,726 | 23,880     | 50.0% |
| H20     | 31,989 | 15,459 | 23,885     | 51.7% |
| H21     | 31,666 | 15,088 | 23,887     | 52.4% |
| H22     | 30,897 | 14,758 | 23,886     | 52.2% |
| H23     | 30,184 | 14,467 | 23,951     | 52.1% |
| H24     | 29,652 | 14,789 | 23,956     | 50.1% |
| 氣溫 rsq  | 0.76   | 0.91   | ---        | ---   |

### 三、2 段與 3 段式 TOU 用電型態及規模差異大

台電 102 年電價，高壓用戶及低壓經常契約 100kw 以上，一律適用時間電價(TOU)。高壓以上用戶依用電特性，可以自由選擇較划算的 2 段式或 3 段式 TOU。用戶選用計費方式後，以 1 年為一計算週期，1 年內不得申請改變計費方式。

表 4 高壓 AMI 非夏月工作日每時氣溫負載

| 1021113 | 系統     | 高壓 AMI |            |       |
|---------|--------|--------|------------|-------|
|         |        | MW     | 戶(資料率 97%) | 系統貢獻  |
| H1      | 21,111 | 13,351 | 23,889     | 36.8% |
| H2      | 21,045 | 13,260 | 23,883     | 37.0% |
| H3      | 21,155 | 13,197 | 23,883     | 37.6% |
| H4      | 20,889 | 13,037 | 23,879     | 37.6% |
| H5      | 20,739 | 12,951 | 23,887     | 37.6% |
| H6      | 20,970 | 12,954 | 23,883     | 38.2% |
| H7      | 21,415 | 13,111 | 23,890     | 38.8% |
| H8      | 22,565 | 13,358 | 23,899     | 40.8% |
| H9      | 24,247 | 14,437 | 23,843     | 40.5% |
| H10     | 25,430 | 15,209 | 23,841     | 40.2% |
| H11     | 26,192 | 15,467 | 23,836     | 40.9% |
| H12     | 26,378 | 15,572 | 23,837     | 41.0% |
| H13     | 24,784 | 14,750 | 23,841     | 40.5% |
| H14     | 26,179 | 15,274 | 23,842     | 41.7% |
| H15     | 26,450 | 15,648 | 23,841     | 40.8% |
| H16     | 26,464 | 15,636 | 23,842     | 40.9% |
| H17     | 26,553 | 15,486 | 23,851     | 41.7% |
| H18     | 26,898 | 14,921 | 23,854     | 44.5% |
| H19     | 26,877 | 14,531 | 23,847     | 45.9% |
| H20     | 26,240 | 14,212 | 23,843     | 45.8% |
| H21     | 25,641 | 13,891 | 23,837     | 45.8% |
| H22     | 24,655 | 13,508 | 23,837     | 45.2% |
| H23     | 23,396 | 13,277 | 23,896     | 43.3% |
| H24     | 22,144 | 13,730 | 23,891     | 38.0% |
| 氣溫 rsq  | 0.04   | 0.02   | -          | -     |

TOU 反映每日尖離峰時段及季節性電力供電成本的變動，於 1 年或半年前訂定方案內容。在併聯時程(如圖 1)中，屬中長程的價格基礎的需量反應方案，是不可調度、非事件性的 DR 資源。相對於電力系統規劃調度屬「容量與運轉規劃階段」；在自由化電力市場中，對映為「容量與能源期貨契約市場」。

TOU 屬中長程非事件型的 DR 資源，其方案設計與執行成效的評估，若以短天期的基準負載(CBL)如前 10 或前 20 天的資料計算並不適當。

(一) 高壓二段式 TOU 季節、日夜差異大

102 年 7 月有 18,695 戶 2 段 TOU 用戶經常契約計 8,723Mw，平均每戶 467kw 其日用電特性：

1. 2 段 TOU 高壓用戶空調需求顯著，夏季明顯高於非夏季。每月用電氣溫相關係數 0.65(表 8)，時間刻度縮小到每小時，發現

每小時的負載與每小時的氣溫呈正相關，系統尖峰日判斷係數 rsq 達 0.93。

2. 作息用電時間固定，全年不同季節的工作日作息，集中在上午 8 點至下午 6 點的系統尖峰時段，如圖 4。

3. 以同樣資料收集率及同類群的夏天與冬天的差距，找出夏季空調的比例，如表 5，尖峰時段平均占夏季尖峰日的 10~17%、離峰時段約占 7~9%。

全部高壓用戶及系統日負載模型比較(如圖 5)，二段式 TOU 用戶空調需求明顯，用電高度集中在系統尖峰時段。

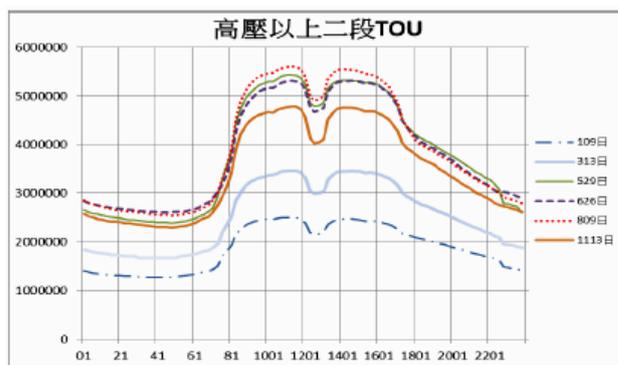


圖 4 高壓 2 段 TOU 四季工作日日負載曲線

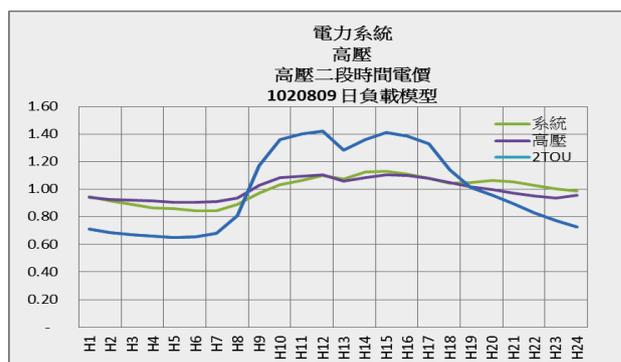


圖 5 高壓、2 段 TOU 與系統工作日日負載模型

(二) 高壓三段式 TOU 季節差異大

台電 3 段式 TOU 電價，是將一天 24 小時分為三個時段：尖峰、半尖峰及、離峰，尖峰於夏月 6~9 月的 10~12 時、及 13~17 時；離峰為每日 22:30 至次日 7:30，及假日全天。高壓 3 段式 TOU 用戶，

102 年 7 月用戶數達 5,855 戶，平均每戶 2,678kw，日用電特性：

表 5 2 段式 TOU 夏冬用電差距

| 時點  | 2TOU 夏冬差距 |       |
|-----|-----------|-------|
| H1  | 275,324   | 9.9%  |
| H2  | 253,934   | 9.5%  |
| H3  | 247,952   | 9.4%  |
| H4  | 254,656   | 9.8%  |
| H5  | 249,610   | 9.8%  |
| H6  | 238,367   | 9.3%  |
| H7  | 229,329   | 8.6%  |
| H8  | 318,839   | 10.1% |
| H9  | 625,110   | 13.6% |
| H10 | 771,804   | 14.4% |
| H11 | 809,565   | 14.7% |
| H12 | 824,169   | 14.7% |
| H13 | 862,117   | 17.1% |
| H14 | 832,455   | 15.6% |
| H15 | 784,225   | 14.2% |
| H16 | 761,824   | 14.0% |
| H17 | 680,711   | 13.0% |
| H18 | 465,797   | 10.4% |
| H19 | 283,419   | 7.1%  |
| H20 | 282,276   | 7.5%  |
| H21 | 279,464   | 8.0%  |
| H22 | 264,331   | 8.1%  |
| H23 | 241,854   | 8.0%  |
| H24 | 183,650   | 6.4%  |

- 3 段式 TOU 用戶於一天 24 小時負載需求變化不明顯；但是，季節間有差異(表 6)，夏季高於非夏季，尖峰時段差距約夏天負載的 5~7%、半尖峰時段約 5~8%、離峰時段約 6~8%。
- 用電作息時間固定，全年工作日的作息型態，各季相同多屬 24 小時用電，且每日系統離峰時段用電高於尖峰時段(圖 6)。夏月(6~9 月)每小時氣溫負載相關係數呈負向，氣溫愈高用電愈少；春秋季節非夏月每小時氣溫負載相關係數為正向。
- 負載資料標準化後，系統及高壓用戶的比較，如圖 7，3 段 TOU 用戶系統尖峰日 24 小時用電平均，尖峰時段明顯低於系統負載，日負載率高，負載管理效果佳。

表 6 3 段式 TOU 夏冬用電差距

| 時點  | 3TOU 夏冬差距 |      |
|-----|-----------|------|
| H1  | 944,634   | 8.0% |
| H2  | 833,661   | 7.1% |
| H3  | 785,927   | 6.8% |
| H4  | 873,035   | 7.5% |
| H5  | 821,568   | 7.2% |
| H6  | 806,683   | 7.1% |
| H7  | 776,991   | 6.8% |
| H8  | 798,948   | 7.1% |
| H9  | 869,748   | 7.7% |
| H10 | 842,351   | 7.3% |
| H11 | 641,735   | 5.6% |
| H12 | 723,629   | 6.3% |
| H13 | 817,855   | 7.2% |
| H14 | 715,185   | 6.2% |
| H15 | 701,633   | 6.1% |
| H16 | 600,477   | 5.2% |
| H17 | 534,630   | 4.7% |
| H18 | 830,236   | 7.1% |
| H19 | 911,644   | 7.8% |
| H20 | 964,159   | 8.2% |
| H21 | 917,629   | 7.9% |
| H22 | 984,955   | 8.6% |
| H23 | 948,006   | 8.3% |
| H24 | 874,854   | 7.3% |

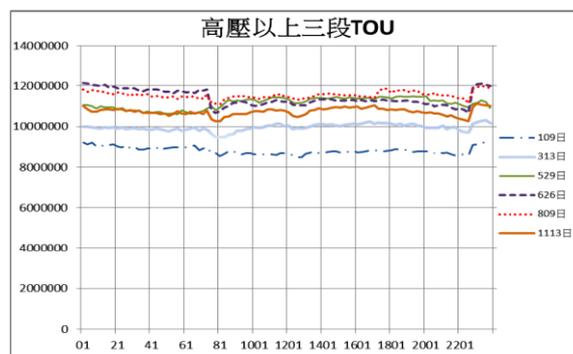


圖 6 高壓 3 段式 TOU 四季工作日日負載曲線

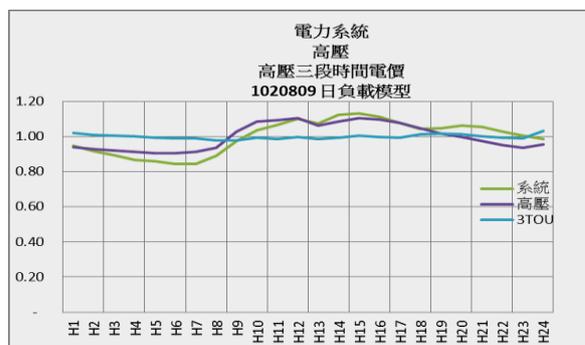


圖 7 高壓、3 段 TOU 與系統工作日日負載模型

(三) 2 段式與 3 段式 TOU 用電比較

1. 用電規模上，3 段式 TOU 用戶的用電容量總合佔絕大多數(如圖 8)。

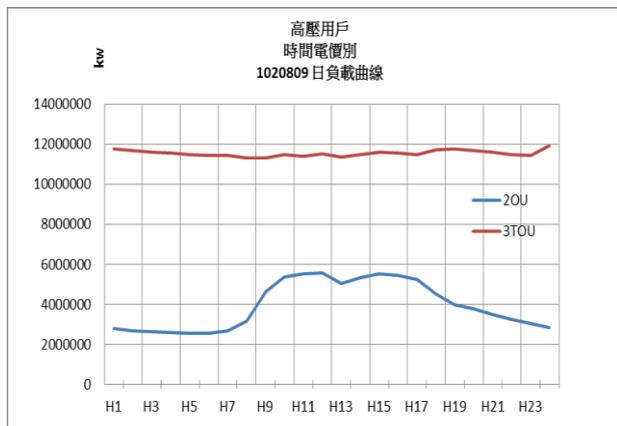


圖 8 高壓 TOU 尖峰日日負載曲線

2. 高壓以上用戶可以選按自己最有利的 2 段或 3 段 TOU 電價；整體觀察，2 段式與 3 段式 TOU 用電型態迥異，如圖 9，資料標準化負載模型的比較，突顯不同時間電價別在 1 天 24 小時內用電型態的差異。

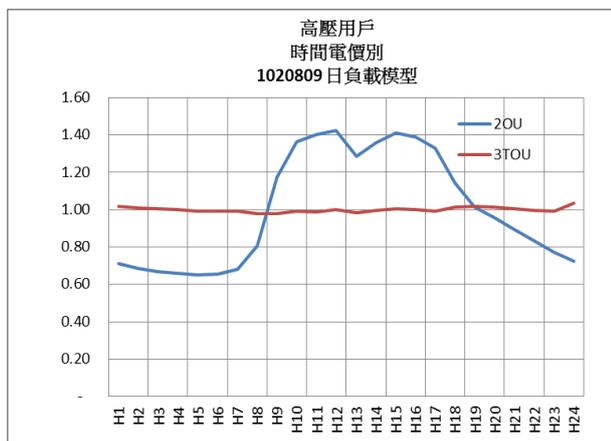


圖 9 高壓 TOU 尖峰日日負載模型

3. 2 段式 TOU 用戶氣溫敏感度高於 3 段式用戶，北、中、南區的氣溫資料分析有些差異(表 7)。高壓用戶遍及各地溫度差異大，以未區別用戶位置的總合計算，中部判定係數 rsq 較高。

表 7 高壓 TOU 負載與區域別溫度相關性

| 高壓以上    |      | 北區   | 中區   | 南區   |
|---------|------|------|------|------|
| 1020809 | 2TOU | 0.92 | 0.93 | 0.91 |
|         | 3TOU | 0.04 | 0.06 | 0.09 |
| 1020626 | 2TOU | 0.95 | 0.95 | 0.88 |
|         | 3TOU | 0.51 | 0.37 | 0.47 |
| 1021113 | 2TOU | 0.03 | 0.73 | 0.78 |
|         | 3TOU | 0.04 | 0.02 | 0.01 |

4. 每月與每時負載與氣溫資料的差異，大時間尺度(每月)無法看出氣溫與負載的相關性(表 8)。透過 AMI 可取得用戶小時間尺度資料，縮小時間刻度為每小時的分析結果，高壓類、參與 DR 類、二段 TOU 類於夏季系統尖峰日，每小時氣溫與負載判定係數高度相關，且參與 DR 類用戶呈高度負相關；高壓以上沒有參與 DR 用戶的空調負載大，將是空調 DR 的潛力用戶。

表 8 氣溫負載 rsq 各類及各尺度比較

| 項目(102 年) |       | 月全年  | 時 8.09 | 時 11.13 |       |
|-----------|-------|------|--------|---------|-------|
| 系統        | Mw    | 0.95 | 0.76   | 0.04    |       |
|           | Mwh   | 0.69 | -      |         |       |
| 高壓        | 高壓合計  | 0.48 | 0.91   | 0.02    |       |
|           | 學校    | 0.57 | 0.96   | 0.68    |       |
|           | 計臨 DR | 0.06 | 0.88*  |         |       |
|           | DR    | 0.06 | 0.85*  | 0.48    |       |
|           | NDR   | 0.56 | 0.92   | 0.3     |       |
|           | 2TOU  | 合計   | 0.65   | 0.93    | 0.73  |
|           |       | DR   | 0.58   | 0.89    | 0.83  |
|           |       | NDR  | 0.66   | 0.93    | 0.72  |
|           | 3TOU  | 合計   | 0.38   | 0.06*   | 0.13  |
|           |       | DR   | 0.02   | 0.86*   | 0.59* |
| NDR       |       | 0.5  | 0.85   | 0.6     |       |

註：\*的皮耳森積差相關係數為負值

肆、台電誘因 DR 分析

台電 102 年之誘因 DR 方案，偏重在不提供

調度的非事件型 DR 方案，非事件型誘因 DR 主要有用戶計畫性減少用電措施(一)~(四)、儲冷空調離峰用電 6 折、空調週期性暫停用電等，各方案與電力系統規劃運轉的關聯性如圖 10。各方案抑低內容設計含誘因價格等，用戶參加簽約於 1 年訂定，在預先規畫的日期及時段內，確實執行時可獲取基本電費折扣之誘因補償，用戶違約並無罰則。

非事件型 DR 方案，按時程上，相互對映於自由化市場的容量方案，至於方案內容是否切符電力系統的需求，抑賴電力中長期的供需預測、及容量與運轉規劃的能力而訂。

事件型誘因 DR，如圖 10 配合不同的時程，如前一天、前 4 小時至前 15 分鐘通知，提供電力系統需要時供緊急啟動調度，民國 102 年有臨減一(2 小時前)、臨減二(2 小時、4 小時、前一天 16 點前)、臨減三(2 小時前)、及需量反應(15 分、30 分、或 1 小時前)，惟僅有需量反應(15 分、30 分、或 1 小時前)有確實執行。因未取得詳細資料本文不列入。

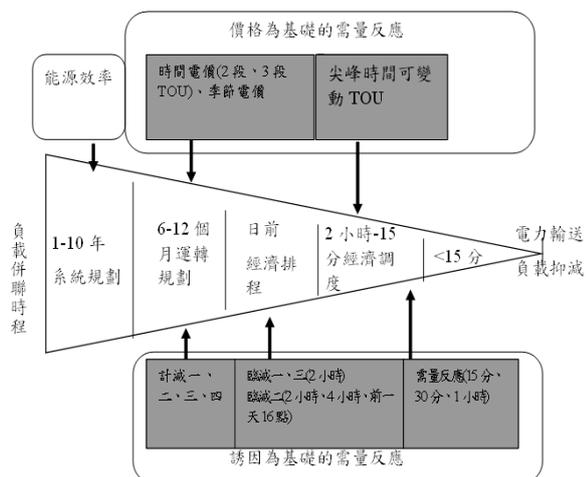


圖 10 台電 DR 與電力系統規劃與運轉

### 一、高壓誘因 DR 執行效果佳

前述電力使用與氣溫高低具有高度的相關性，以相同的分析方式，高壓用戶在有 AMI 資

料情況下，檢視各項誘因 DR 的執行效果。本文所分析各項誘因 DR 措施屬非事件性，且用戶多屬常年性參與，執行效果以相同用電負載特性族群，參與/非參與的負載進行比較分析。

#### (一) 氣溫愈高負載愈低

全部高壓合計、計減/臨減 DR 用戶、大規模用戶、大規模計減/臨減 DR 用戶，於夏季系統尖峰日，每小時氣溫與負載分析，都呈高度相關(表 9)。

民 104 年前「經常契約容量 500kw」是台電設計誘因 DR，計減或臨減方案適用範圍的門檻。民 102 年高壓 500Kw 以上參與計減或臨減有 AMI 資料用戶 662 戶，系統尖峰日每小時的負載與氣溫(北部)皮耳森積差相關係數計算，值為-0.94，溫度愈高負載愈低，對系統抑低尖峰有顯著的效果。計減/臨減 DR 方案執行期間屬夏季尖峰也是高氣溫時段，參與計減/臨減 DR 為高度負相關，可推論執行效果佳。同時，高壓沒有參與計減/臨減用戶群的空調負載大，是空調 DR 的潛力用戶。

表 9 高壓 AMI 資料率、氣溫負載關係

| 1020809       | 資料戶數  | 總戶    | 資料率 | 氣溫 RSQ | 氣溫 ρ  |
|---------------|-------|-------|-----|--------|-------|
| 高壓            | 23915 | 24620 | 97% | 0.91   | 0.95  |
| 誘因 DR         | 1337  | 1365  | 98% | 0.85   | -0.92 |
| 計減或臨減         | 1066  | 1080  | 99% | 0.88   | -0.94 |
| 500Kw 以上      | 8807  | 9018  | 98% | 0.88   | 0.94  |
| 500Kw 以上計減或臨減 | 662   | 670   | 99% | 0.89   | -0.94 |

#### (二) 計減二方案執行成效最顯著

系統尖峰日，各方案的日負載曲線如圖 11，計減二系統尖峰時段用電較離峰顯著減少；按尖峰時點的用電容量規模大小排序：儲冷優惠空調分表(AC\_B)、計劃性減少用電四(計四)、計劃性減少用電二(計二)、計劃性減少用電一(計一)、計劃性減

少用電三(計三)、臨時性減少用電二(臨二)、空調暫停用電(AC cycling)、儲冷優惠單獨設戶(AC\_A)。

資料標準化後，系統尖峰日各誘因 DR 的日負載模型如圖 12，為比較各措施抑減尖載的效果，尖峰時點的用電高低由小而大排序：計劃性減少用電二(計二)、計劃性減少用電三(計三)、計劃性減少用電一(計一)、計劃性減少用電四(計四)、儲冷優惠空調分表(AC\_B)、儲冷優惠單獨設戶(AC\_A)、臨時性減少用電二(臨二)、空調暫停用電(AC cycling)。

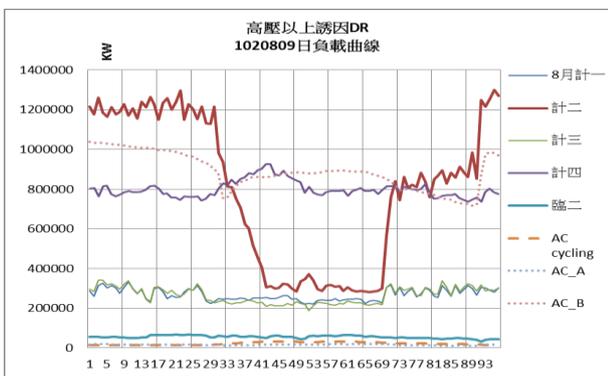


圖 11 各誘因 DR 系統尖峰日負載曲線

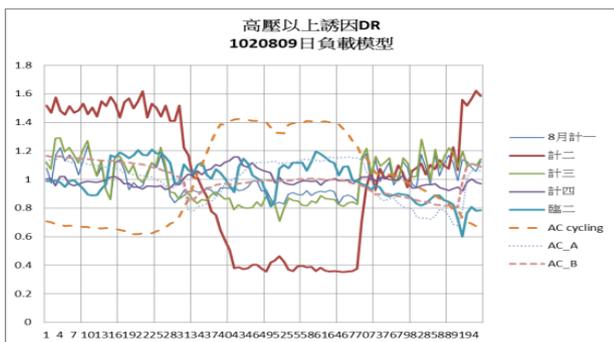


圖 12 各誘因 DR 系統尖峰日負載模型

(三) 參與容量在系統尖峰日比例小

整理自台電網頁、高壓 AMI、NBS、參與名單。每月計費的 NBS，高壓參與誘因 DR 合計 1,365 戶，參與率 5.5%。扣除空調相關 DR，計減與臨減 DR 的參與率 4.4%，範圍限至經常契約 500kw 以上參與

率 7.4%。從電力系統尖峰日負載曲線觀察，高壓 AMI 資料顯示(圖 13)，參與 DR 有資料用戶對系統的負載容量比例小。

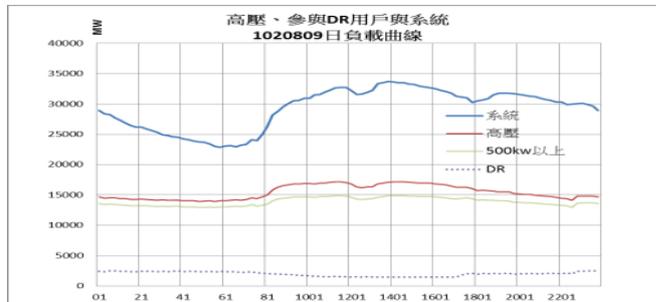


圖 13 系統尖峰日負載曲線

二、誘因 DR 執行成效 TOU 別差異大

消費電力較多用戶，會投注較多的心力在管理用電，因此，高壓用電規模大的用戶，選用三段式時間電價及誘因 DR 參與意願較高。

(一) 三段 TOU 群參與容量規模大

誘因 DR 中以三段 TOU 用戶 447 戶，平均每戶經常契約 8,862kw 高於三段 TOU 合計的 2,678kw；二段式 TOU 用戶 918 戶，平均每戶經常契約 736kw 高於二段 TOU 合計的 467kw。誘因 DR 之 TOU 別，系統尖峰日負載曲線如圖 14，三段 tou 用電規模明顯大於二段式 TOU。

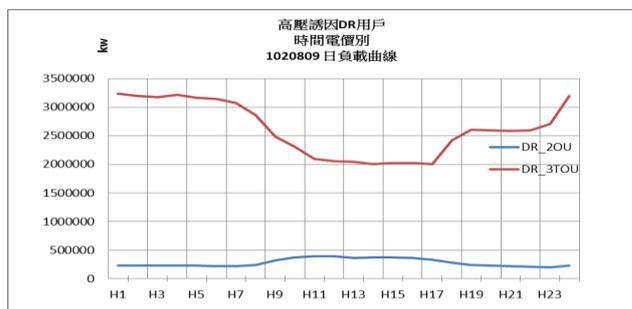


圖 14 高壓誘因 DR 尖峰日負載曲線

(二) 移轉尖峰效果、幅度及時段不同

用戶在執行誘因 DR 後，用電型態改變，因時間電價別有顯著不同，如圖 15。

二段式/三段式 TOU 用戶都有移轉效果，包括抑減尖峰容量，還減少尖峰、半尖峰時段的能量至離峰使用。惟移轉的時段與幅度不同如圖 16、圖 17。二段式 TOU 用戶，轉移下午 1 時至晚上 22 時時段用電至離峰時段使用(圖 16)。三段 TOU 移轉 8 時至 5 時用電時段至離峰時段使用，詳如圖 17。

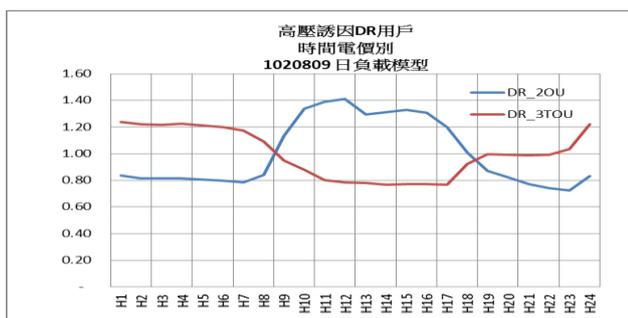


圖 15 誘因 DR 用戶 TOU 別日負載模型

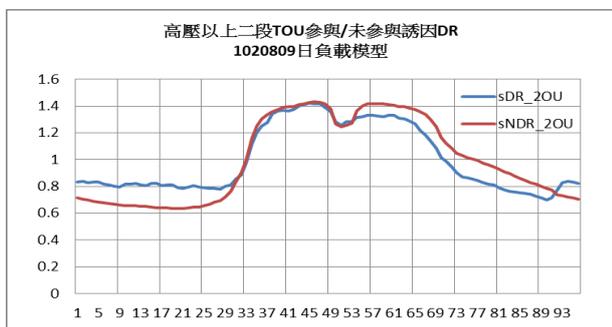


圖 16 二段 TOU 參與/未參與 誘因 DR 日負載模型

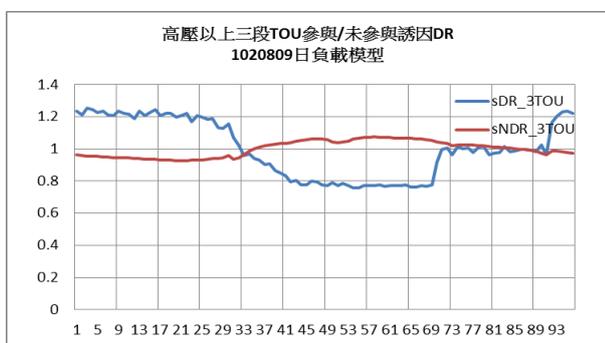


圖 17 三段 TOU 參與/未參與 誘因 DR 日負載模型

### 三、各季節用電型態類似、規模不同

參與誘因 DR 二段 TOU 或三段 TOU，在各

季節共同特性：

- (一) 在四季的日負載模型類似，四季中工作日作息固定。誘因 DR 啟動執行期間多在夏月尖峰時段，但是，參與誘因 DR 用戶執行上，做了長期、全年性的調整用電(圖 18、19)。
- (二) 參與誘因 DR 且三段 TOU 用戶(圖 19)，全年含夏月的尖峰及半尖時段用電抑低顯著，執行 DR 效果佳。未參與誘因 DR 且三段 TOU 用戶(圖 20)，四季的用電型態類似，夏季用電高於非夏月，有空調負載需求具有推行 DR 的潛力。

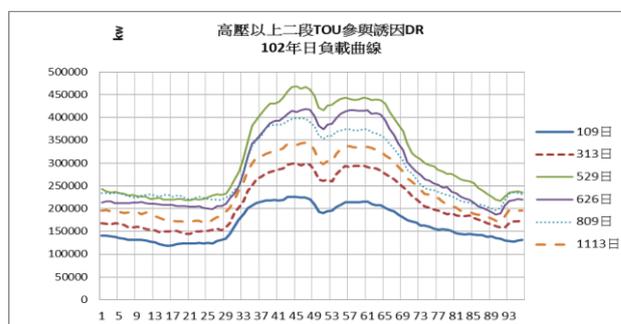


圖 18 二段 TOU 參與誘因 DR 日負載曲線

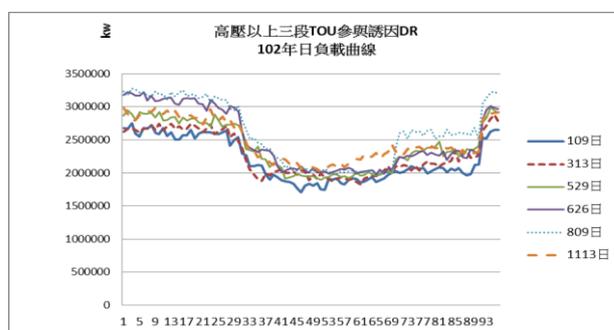


圖 19 高壓三段 TOU 參與誘因 DR 日負載曲線

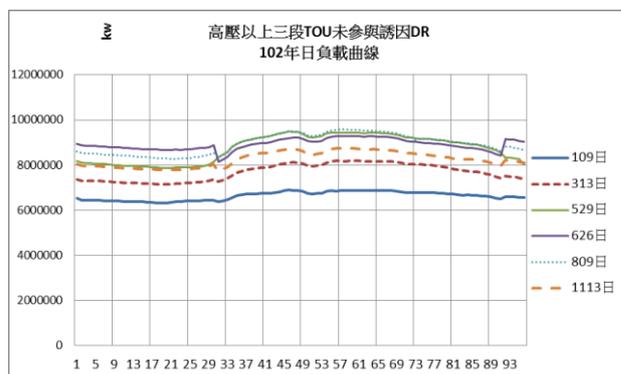


圖 20 三段 TOU 未參與誘因 DR 日負載曲線

### 四、各項誘因 DR 措施分析

從用戶服務資料倉儲取得的誘因 DR 參與名單有限，民國 102 年 8 月計費開票戶數中，有參與誘因式 DR 用戶計 1365 戶，其中 126 戶多重選用 2 項或 3 項計減或臨減措施(不符合電價表的規定)。受限於 NBS 資料庫內容，無適當的欄位，且參與尖峰可變動時間電價及臨減四的用戶名

單因未取得，沒有列入本文的分析。

以大數據概念整理約 300Mbyte 的數據量，為突顯視覺化供理解，比較分析台電各誘因 DR 措施執行效果，用戶按 TOU 別進行參與與非參與目標用戶區隔，於系統尖峰日的日負載模型比較，按執行效果大小以框線粗細表示，詳表 10。

表 10 誘因 DR 時間電價別比較

| 誘因 DR        | 系統尖峰日<br>日負載曲線 | 參與和目標非參與群日負載模型比較 |         |
|--------------|----------------|------------------|---------|
|              |                | 2 段 TOU          | 3 段 TOU |
| 空調週期性<br>暫停  |                |                  |         |
| 儲冷空調優<br>惠設戶 |                |                  |         |
| 儲冷空調優<br>惠分表 |                |                  |         |
| 計減一          |                |                  |         |
| 計減二          |                |                  |         |
| 計減三          |                |                  |         |
| 計減四          |                |                  |         |
| 臨減二          |                |                  |         |

(一) 空調週期性暫停

民國 80 年分區輪流限電次數達 14 次，且預測後續幾年備載容量率偏低，空調 DR 包括儲冷空調離峰用電價格優惠、中央空調主機暫停措施當年開始實施。方案啟動執行期間事先約定，參與中央空調週期性暫停用戶沒有提供電力系統或區域調度中心調度功能。

以資料最完整的 NBS，102 年每月用電資料，高壓參與空調調暫停用電按時間電價別的氣溫負載判定係數，沒有抑減效果。

1.2 段 TOU 日負載型態無抑減效果

以 AMI 資料，方案目標群之未參與「非生產性質」二段 TOU 用戶類比較，不具抑減的效果(表 10)。

2.3 段 TOU 負載型態略有抑減效果

日負載模型中，三段 TOU 參與用戶與未參與「非生產性質」比較，參與用戶用電 11 點至晚上 10 點略少，或有執行週期性暫停用電的成效的可能(表 10)。

(二) 儲冷式空調離峰優惠措施

儲冷式空調離峰用電度數 6 折優惠措施，102 年已參與用戶，依 NBS 每月計費資料，每月用電度數與氣溫的相關係數，相關性顯著(圖 21)，並未節省用電，甚至比一般空調系統更耗能量。再與電力系統比較，儲冷優惠措施於夏月沒有節省能量的效果。是否有抑減尖峰時段的容量效果，需有更精細如 AMI 資料分析。

儲冷 AC DR 用戶按 TOU、契約大小別及學校比較，除學校外，參與用戶的氣溫負載 rsq 值較大，氣溫愈高月用電度數愈高。但是，大規模學校(經常契約 500kw 以上)約 19 戶，比未參加學校的負載管理效果好，與一般暑假未用電的認知相違背，卻是值得推廣的目標用戶(表 11)。

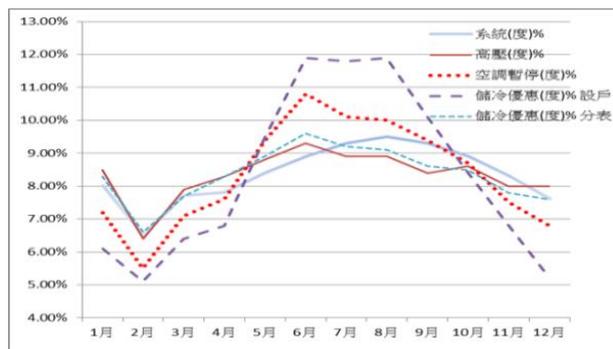


圖 21 高壓 AC DR 月用電度數占比與系統比較

表 11 高壓參與/非參與儲冷式空調離峰優惠用電規模與 TOU 別

| 102 年   | 經常契約大於 500kw |      |             | 經常契約小於 500kw |      |      |
|---------|--------------|------|-------------|--------------|------|------|
|         | 2TOU         | 3TOU | 學校          | 2TOU         | 3TOU | 學校   |
| 參與戶     | 103          | 96   | 19          | 28           | 6    | 1    |
| 參與 rsq  | 0.89         | 0.67 | <u>0.40</u> | 0.95         | 0.96 | 0.38 |
| 未參與 rsq | 0.64         | 0.51 | 0.61        | 0.63         | 0.69 | 0.37 |

1. 儲冷優惠單獨設戶優惠措施

儲冷空調系統可以單獨設戶(個別的電號)以獲得離峰度數折扣的優惠，高壓以上 28 戶、及低壓 19 戶，在 102 年各月用電中，全年用電集中在 6~9 夏月，全年各月都有用電，冬季用電(12 月~2 月)每月用電度數占全年的 4~6%，申請用戶只供應空調系統使用，可推論裝設中央空調用戶全年都有空氣調節的用電需求。

圖 21 月用電 NBS 資料占比分析沒有節省用電能量的效果。惟若以 AMI 資料可看出，儲冷 AC DR 方案具有移轉尖峰容量使用的效果：

(1) 二段 TOU 有抑減效果

二段 TOU 有 21 戶經常契約平均 928kW，AMI 有資料戶 12 戶；與未參與的日負載模型比較，具有抑減尖峰容量至離峰使用的效果。再限縮至目標群之非生產類日負載模型比較，有

移轉尖峰至離峰使用的效果(詳表 10)。

(2) 三段 TOU 有抑減效果

三段 TOU 用戶用電規模較大,有 7 戶經常契約平均 1,836kW,AMI 有資料戶 4 戶,詳表 10,具有移轉尖峰的執行成效。

2. 儲冷優惠空調分表

儲冷空調系統可以依空調分表計算離峰用電優惠,高壓以上有 207 戶。

二段 TOU 有 112 戶經常契約平均 1,333kW,AMI 有資料戶 70 戶;三段 TOU 用戶用電規模較大,有 95 戶經常契約平均 7,228kW,AMI 有資料戶 68 戶;二段 TOU 或三段 TOU 類與未參與誘因 DR 非生產類日負載模型比較,有移轉尖峰至離峰使用的效果(表 10)。

(三) 計減一

經契 500kW 以上之生產性質用電,每年 4 月至 11 月,每月抑低 4 日,每週抑低 1 日,每日抑低 7 小時(10~17、週一~週五),得單月選用。

NBS 中參與用戶 242 戶因不能重覆選用計減措施,予剔除 56 戶重覆部份。8 月總計參與 186 戶;系統尖峰月二段 TOU 有 110 戶、經常契約平均 1,134kW;三段 TOU 有 76 戶、經常契約平均 8,084kW,月用電度數的氣溫負載相關性低,rsq 為 0.15;非夏月用電度數高於夏月的用電度數。

1. 二段 TOU 有移轉成效

目標用戶日負載模型比較,經契 500kW 以上生產性質用電,二段式 TOU 日負載模型,用戶集中用電在系統尖峰時段(約早上 8 點至下午 5 點)。二段 TOU 參與用戶於早上 11 點起減少用電,抑減尖峰容量並移轉 10 點至晚上 10 的用電量至離峰使用(表 10)。

2. 三段 TOU 移轉效果比二段佳

三段 tou 用戶參與用戶規模大,抑

減尖峰時至離峰使用較明顯。與未參與 500kW 以上生產用電群比較,執行負載管理成效佳,自早上 7 點至 17 點降低用電,抑低尖峰容量並移轉尖峰時段能量至離峰使用(表 10)。

(四) 計減二

經契 500kW 以上之用電,每年 5 月 11 日至 9 月,每日抑低 6 小時(10~12、13~17,週一~週五),得單月選用。

參與用戶 145 戶,月用電度數的氣溫負載相關性低,rsq 為 0.17;非夏月用電度數高於夏月的用電度數。

1. 二段 TOU 群大量移轉尖峰容量與能量

二段 TOU 有 36 戶、經常契約平均 1,455kW,AMI 有資料戶 35 戶。比較未參與目標群 500kW 以上高壓二段 TOU 用戶,日負載模型顯示,集中用電在系統尖峰時段。參與用戶上午 10 點至下午 5 點,大量減少用電容量與能量,移轉至離峰時段使用(表 10)。

2. 三段 TOU 移尖峰成效顯著

三段 TOU 有 109 戶、經常契約平均 15,708kw,AMI 有資料戶 108 戶。參與用戶執行負載管理成效佳,自早上 8 點至 17 點降低用電,大量抑低尖峰容量並移轉尖峰時段能量至離峰使用(表 10)。

(五) 計減三

經契 500kW 以上或學校,每年夏月(6~9)每月抑低 8 日,每日低 7 小時(10~17)星期二至星期五,得單月選用。參與用戶 97 戶(學校有 7 戶選用),以 NBS 月用電度數的氣溫負載判定係數觀察,rsq 為 0.001,用電不受外氣溫度的影響,參與用戶主要用電在非夏月,負載管理季節性執行成效顯著。

1. 二段 TOU 沒有執行成效

二段 TOU 有 56 戶、經常契約平均 1,054kW,AMI 有資料戶 55 戶。目標用

戶群比較，高壓二段 TOU 參與計減三用戶，與經契 500kW 以上未參與誘因 DR 比較，並無執行抑減效果(表 10)。

學校可以參與計減三，高壓 7 戶採用二段 TOU。在暑假白天中仍大量用電，學校參與未參與比較，看不出執行 DR 的成果(圖 22)。

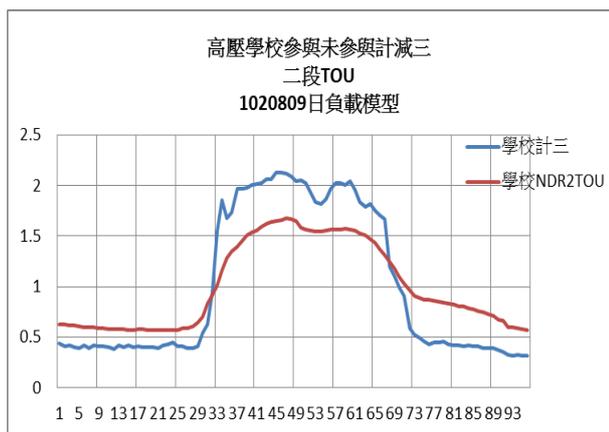


圖 22 高壓學校計減三日負載模型

### 2. 三段 TOU 別有移轉尖峰效果

高壓三段 TOU 參與計減三用戶，有 41 戶、經常契約平均 9,534kW，AMI 有資料戶 40 戶。與經契 500kW 以上未參與誘因 DR 比較，執行移轉尖峰效果佳，自早上 8 點到下午 17 點，減少容量使用並移轉至半尖峰及離峰使用(表 10)。

#### (六) 計減四

經契 500kW 以上或學校，每年 7 月至 8 月，每日抑低 1 或 2 小時(1:30~2:30 或 1:00~3:00，週一~週五)。可選 1 個月或 2 個月，得單月選用。

參與用戶 697 戶，以 NBS 月用電度數的氣溫負載判定係數觀察，rsq 為 0.22。學校參與多，夏月用電少，學校有 600 戶。

#### 1. 二段 TOU 群沒有執行效果

二段 TOU 有 562 戶、經常契約平均 461kW，AMI 有資料戶 554 戶。目標用戶群與未參與目標群比較，並無執行抑

減效果(表 10)。

#### 2. 三段 TOU 群下午尖峰時段稍有抑減

三段 TOU 有 135 戶、經常契約平均 7,534kW，AMI 有資料戶 132 戶。參與用戶與經契 500kW 以上三段 TOU 未參與誘因 DR 比較，有些微移轉尖峰效果，自中午 12 點到下午 17 點，減少容量及能量使用(表 10)。

#### 3. 大型學校及按 tou 別有執行 DR 成效

學校按經常契約是否大於 500kW 劃分，用電規模大的學校暑假集中用電在尖峰時段，參與 DR 大規模學校執行效果佳，抑減白天尖峰時段的用電(圖 23)。

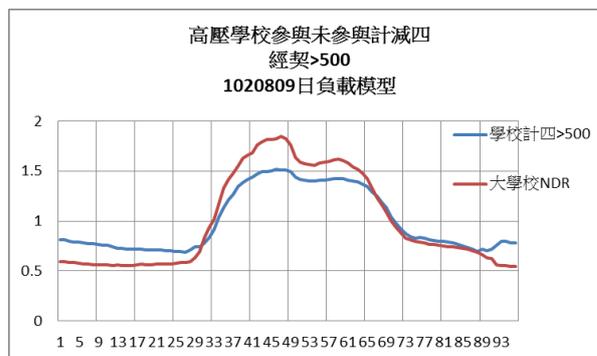


圖 23 高壓大規模學校計減四參與/未參與日負載模型

以時間電價別區隔，選擇二段或三段時間電價且參與計減四學校，都見些微的效果(圖 24、25)。亦即高壓以上學校在暑假期間白天仍有用電，整體上，參與計減措施者，仍有執行抑減尖峰的效果，是值得繼續推廣的目標群。

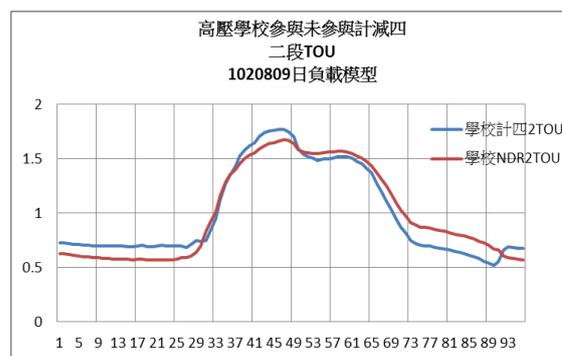


圖 24 高壓學校計減四參與/未參與日負載模型

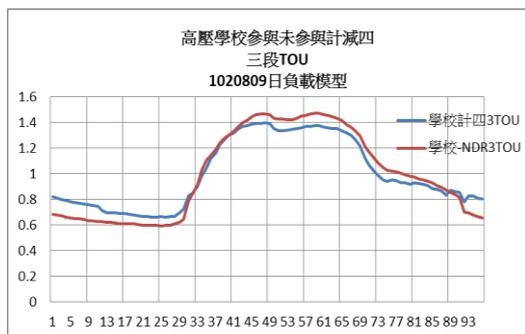


圖 25 高壓學校計減四參與/未參與日負載模型

(七) 臨減二

經契 500kW 以上之用電，限制用電前 2 小時、4 小時或前一天下午 4 時前通知，每次抑低時間不低於 4 小時，全年不超過 250 小時。

參與的用戶 27 戶，充分利用非夏月的電力，月用電度數的氣溫負載相關性低，rsq 為 0.01。

1. 二段 TOU 沒有參與成效

二段 TOU 有 21 戶、經常契約平均 1,923kW，AMI 有資料戶 21 戶。

目標用戶群比較，系統已多年未啟動執行臨時減少用電二，且參與用戶少，無法看出臨減二措施的參與執行效果。

2. 三段 TOU 有參與的成效

三段 TOU 有 6 戶、經常契約平均 11,578kW，AMI 有資料戶 6 戶。三段 TOU 用戶已依據有利條件作電價方案最佳選擇，具有管理電力的意識與意願，雖然電力公司沒有啟動臨時減少用電措施，於系統尖峰時段仍減少用電(表 10)。

伍、結論與建議

本文利用已結構化的相關資料，以氣溫與負載的關係性及資料正規化作為量測不同類別用戶的用電模式，並檢測用戶參與執行各 DR 方案後用電型態的變化。以台電各 DR 方案為主題

的整合分析，本文可以協助需量反應措施設計改善、行銷推廣、及後續 DR 成本效益評估相關決策的形成。

一、台灣各類用戶用電受氣溫影響顯著，整體誘因 DR 執行效果佳

- (一) 「每小時」的時間刻度，總合高壓用戶於夏季系統尖峰日，每小時氣溫與負載判定係數高度相關。高壓以上用戶的空調負載大，是空調 DR 的潛力用戶。
- (二) 每小時的負載與氣溫相關電價分析，高壓 2 段式 TOU 群作息固定而空調需求大；高壓 3 段式 TOU 群 24 小時用電平均負載率高、夏冬用電差距大也有空調負載需求。
- (三) 大用戶參與誘因 DR 群，氣溫與用電呈高度負相關，負載管理執行成效佳、且全年用電型態固定。
- (四) 計減 DR 執行抑減尖峰到離峰使用成效佳，尤其「計減二」最顯著，用戶群中三段 TOU、大規模類，執行成效較好，提未來推廣 DR 的最優先群。
- (五) 空調直接相關誘因 DR，含週期性暫停用電及儲冷空調離峰優惠方案，執行抑減尖峰效果不顯著，建議配合 ICT 如自動需量反應 (ADR) 進展，修改方案內容。

二、跨系統資料整合，提高大數據綜效

台電 1 千多萬戶用戶的抄表計費資訊，概分為三類 NBS，每個資料庫的欄位內容不一，各用戶抄表計費期間不一致，本文資料來自用戶服務資料倉儲的 NBS 計算，與企劃處統計年報、業務處營業月報數據不完全一致，現有結構化用戶資料庫欄位的管理機制有待改進。

所蒐集每小時北、中、南氣溫，電力系統每小時負載、每一 AMI 用戶(約 2 萬 4 千戶)的每 15 分鐘負載資料，全年用戶(約 36.5 萬戶)每月用電計費 NBS 資料及用戶參與 DR 名單，約 300M 位元資料量，以人工及 Excel 工具整合，分析用戶

空調負載行為，因相關資料欄位未經標準化，且歷年來未善加應用而多未整理、又缺乏適當統計工具，事倍公半、曠日費時。

資料需儲存得下、能夠及時看得到、讓人看得懂、最重要的要能夠用得出來的，才能形成為智慧。本公司擁有 1 千多萬戶的用戶，各單位已經蒐集建置大量的供電、及用戶數據資料及資料庫。若能夠經適當的管理及運用，將可以開發大數據的價值。

### 三、用戶負載特性研究並例行性 DR 分析

高壓以上用戶資料，全年用電度數占全系統的 61.1%；系統尖峰月用電，系統貢獻度 57.5%；於系統尖峰時段，系統貢獻度降為 49.5%。

AMI 現在已佈建在全部高壓以上用戶、及 1 萬多低壓用戶，戶數占比不及全台電的 0.3%。AMI 用戶資料於尖峰時段，對系統的解釋度約只占 50%。

配合現行台電 AMI 佈建規劃時程，有必要進行用戶負載研究(Load Research)，瞭解沒有 AMI 的 50%之各類用戶用電行為，供成本分攤、電價或需量反應措施設計、電價方案評估、需量及能量預測、輸電及配電預測規劃、用戶行銷管理等的依據。

本文從時間(月、小時、15 分)及空間(各用戶分類)角度分析，可發現尺度愈細愈清楚用戶用電行為特性。且資料愈使用，資料的質量愈趨正確。建議每年或每季針對用戶的用電特性、DR 參與執行記錄，系統性的分析用戶執行 DR 的用電行為，提供相關單位決策，例如異常用電可能名單，可供區營業處重點查核與推廣。

## 陸、參考文獻

- [1] U.S. DOE, “Benefits of Demand Response in electricity markets and recommendations for achieving them,” 2006.
- [2] 林素真,「全球暖化下電業用戶端節能減碳之策

略與評估研究」，民國 101 年。

- [3] The U.S. Energy Information Administration, [Online]. Available: <http://www.eia.gov/>.
- [4] 林素真、張文奇,「空調冷氣需量反應措施之研究」，民國 104 年。

# 需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計

The Outcome and Cost-benefit Analysis of the Implementation of Demand Response Programs

楊新全\*  
Yang, Shin-Chuan

劉凱銘\*\*  
Liu, Kai-Ming

戴台平\*\*\*  
Day, Tai-Pyng

賈方霽\*  
Jia, Fang-Pei

## 摘要

需量反應作為調節電力供需不可或缺的組成部分，用戶針對減少用電措施的價格信號或激勵機制做出回應，合理調整自己的用電行為，將大大提高電力市場的運行效率。但要準確評估需量反應帶來的效益，還需要對這些效益進行定量表達。目前台電已完成全國高壓用戶智慧電表系統之建置，並已計畫陸續推廣至及低壓用戶，已可掌握全台 60% 的用電量。因此需要開發新系統來改變績效統計方式、減少人工作業、並加強圖形化功能及進行績效評估。

隨著 ICT 技術進步及國際需量反應措施之進展，台電公司需量反應措施將進行大幅修訂，為配合未來新方案之修正，需加強資料蒐集分析與成效評估功能。

## Abstract

Demand Response is a key component in a system designed to regulate and balance the demand and supply of electricity. The electric users may reduce the power usage based on the dynamic pricing of power or other incentives. The adjustment of electricity users' consumption behavior to reduce the need of electricity at peak hours will greatly improve the market efficiency of the electricity. In order to accurately assess the benefits of Demand Response, quantitative information needs to be gathered and analyzed. So far, Taiwan Power Company has installed intelligent electricity meters for all high voltage customers, and has planned to install such meters for lower voltage users, such that we can keep track of at least 60% of power consumption more accurately. A new system needs to be developed to analyze the performance of power consumption and to reduce unnecessary manual operations. Additional visual presentations and performance assessment function of power consumption will be added or enhanced.

With the advancement of Information Communications Technology (ICT) and rapid implementation of Demand Response (DR) programs internationally in recent years, Taiwan Power Company's Demand Response Program is going to be modified substantially. In according with the new program for the future, a new Demand Response Program information system with enhanced statistic function in data gathering, analysis, and performance evaluation should be developed.

\*台灣電力公司綜合研究所

\*\*台灣電力公司配售電事業部業務處

\*\*\*環域科技股份有限公司

**關鍵詞(Key Words)：**用戶基準線(Customer Baseline)、需量反應(Demand Response)、線上分析處理(On-line Analytical Processing, OLAP)、效益分析(Cost-benefit Analysis)、萃取-轉置-載入(Extract Transform Load, ETL)。

## 壹、前言

研究指出，需量反應與 AMI 的應用可有效降低尖峰負載。目前台電已完成全國高壓用戶智慧電表系統建置，並已計畫陸續推廣至低壓用戶，已可掌握全台 60% 的用電量。但是需要有效的需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計來幫忙衡量與評估管理需量反應措施方案。目前台電公司之減少用電措施系統已使用多年，未與 AMI 資料庫連結，致各項統計資料之匯入需經由人工操作耗時費力，且亦無法統計新措施績效所採用之基準線(Baseline)計算資料。目前各區處於每月開票前一個工作日下午五點後，必須回饋開票系統各減少用電措施參與用戶的執行情形。然因未與 AMI 系統進行資料之自動介接，故需要人工逐筆檢視參與用戶於執行期間的用電需量情況，耗時費力。

另外，該系統也未與新電費核算開票系統(以下簡稱 NBS)資料介接，致用戶基本資料未能及時更新。用戶異動資料(如新增用戶)以及經常契約容量等變更，未與 NBS 進行資料交換，必須在減少用電措施系統重複登打，不僅造成人力負擔亦容易衍生資料的不一致。

目前台電公司已針對現行的減少用電措施進行全面檢討，並訂定出新的方案，需量的檢視將不復以往的相對容易，因需量基準線計算的導入，已無法人工檢視得出，必須由系統支援。因此必須重新設計需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計，除改善與 AMI 資料庫及新電費核算開票系統的自動介接外，也需要能進行更為精準的成效評估功能設計與視覺化的圖像式展現。

基於上述背景及隨著資訊技術的進步，加上

借鏡國際需量反應措施之進展，需要有效的需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計來改變績效統計方式、減少人工作業、加強圖形化功能及進行更為有效的績效評估。

### 一、研究目標

本研究之研究目標為配合業務處需量反應措施方案修訂(含新增需量競價措施)需求，建立有效的需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計，並能與 NBS 及 AMI 資料介接，自動匯入如基準需量及扣減電費等相關資料。其中需要建立每月需量反應措施用戶之選用明細與執行情形資料庫，產出關聯式圖表，並能進行績效評估分析。

### 二、研究之預期效益

需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計，若能與 NBS 及 AMI 資料建立起自動連結，不但可進行基準線績效統計，並可減少區處人工作業時間及錯誤率。其績效評估之功能，使績效評估成果能做為新方案訂定、檢討之參考。圖形化功能亦使績效評估更易於瞭解。

## 貳、文獻與建置方法論

近年來，許多國家對需量反應進行廣泛的研究與實施，例如，美國大約有 8% 的美國用戶參加需量反應方案，需量反應資源總共達到了 41GW，約占 5.8% 系統尖峰負載，而 AMI 的普及率達到了 4.7%<sup>[1]</sup>。預計到 2019 年，如果美國所有電力使用者都採用動態電價和 AMI 技術，需量反應資源可以達到 188GW，約占尖峰負載的 20%<sup>[2]</sup>。

Benjamin 建立了一種兼顧發電成本與用戶

利益的綜合資源規劃模型，並應用此模型說明需求端資源的合理利用除了能夠降低生產成本還有其他多個方面的功用。長期來看，不同類型的需量反應方案可能會產生不同的效益，適應於不同的用戶<sup>[3]</sup>。

The Brattle Group 對 PJM 電力市場中需量反應方案的效益進行了量化評估，表明在尖峰負載時段 0.9% 的負載減少，就會帶來很大的效益，減少負載時段的電價會降低 5-8%，一年能夠為用戶節省 \$5,700 萬-\$18,200 萬的電費支出<sup>[4]</sup>。

AMI(Advanced Metering Infrastructure)是一個用來衡量、收集、儲存、分析和運用用戶用電資訊的系統。2006 年，美國聯邦能源管理委員會定義了 AMI 的觀念，並對 AMI 的經濟效益、社會效益及其在需量反應技術支援方面的作用做出了評估<sup>[5]</sup>，其後美國能源技術實驗室、美國電力科學研究院分別對 AMI 的典型結構、關鍵技術、發展方向進行研究<sup>[6]</sup>。

智慧電表是 AMI 的基礎單元和核心設備，AMI 透過智慧電表和配電中心之間建立安全網路架構，從而實現電力公司和用戶之間的雙向衡量<sup>[7]</sup>，智慧電表已經在世界各國得到推廣應用。

智慧電表是一種可程式設計的電表，其主要功能包括：提供 15 分鐘時間段雙向電能衡量功能，對異常用電事件記錄並報告；檢測用戶電能品質；實現電力公司與用戶之間彈性可靠的雙向衡量通信等。AMI 採用固定的雙向通信網路能夠每天多次讀取智慧電表，並能把電表資訊即時地從電表傳到資料中心。在用戶方面，智慧用電管理系統可同時將耗能情況傳遞給用戶和電力公司，透過分析 AMI 資料可實現智慧的節能方案。在配電中心，利用 AMI 資料可幫助最佳化電網運行，降低成本以提升用戶服務<sup>[8]</sup>。

本研究範圍涵蓋之資訊系統議題甚多，涉及之業務範圍很廣，所需之資訊相關技能與研究方法甚多<sup>[9]</sup>，包括下列技能：資訊策略規劃、Zachman 架構<sup>[10]</sup>、業務流程整合、資訊模型<sup>[11]</sup>、

過程模型、介面模型、資料倉儲<sup>[12]</sup>等。

## 參、研究重點、執行工作

### 一、研究重點

- (一) 建立有效的需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計，提供業務承辦人員進行業務管理。
- (二) 與外部相關系統進行資料之有效介接與交換，提高執行成果及效益分析與統計之作業效率。
- (三) 建置多維度統計分析功能，以因應彈性統計報表製作需求。
- (四) 進行 104 年度新方案的執行成果分析，提供後續方案修訂之參考。
- (五) 進行 104 年度新方案的執行效益分析，提供決策參考之依據。

### 二、執行工作

能否有效達成目標，在執行過程中，需要和台電公司相關業務主管人員，以及「需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計」主要之使用群（總處及各區處）有密切的溝通與合作，才能掌握真正的需求。

104 年度推出之新的減少用電措施，導入了基準用電容量(Customer Baseline, CBL)的概念，並以此做為計算是否符合折扣給與的基準。表 1 說明了 104 年推出之各項減少用電措施方案之 CBL 計算原則以及其與實際抑低容量間之關係。

## 肆、現行需量反應措施作業流程與改善建議

### 一、現行需量反應措施作業流程

現行需量反應措施相關作業流程如圖 1 所示。

表 1 各方案之基準用電容量及實際抑低容量

| 104 年需量反應負載管理措施 | 基準用電容量及實際抑低容量  |
|-----------------|--|
| 1.計畫性減少用電措施(一)  | 基準用電容量(CBL)：每一約定日之前五日(執行日及例假日除外)上午 10 時至下午 5 時之用電平均需量，與經常契約容量取小值。<br>實際抑低容量=基準用電容量-約定日上午 10 時至下午 5 時實際用電平均需量，如為負值按 0 計算。   |
| 2.計畫性減少用電措施(二)  | 基準用電容量(CBL)：抑低電費月份前 10 日(非屬抑低電費月份，例假日除外)上午 10 時至 12 時，下午 1 時至 5 時之用電平均需量，乘以負載調整因子後，與經常契約容量取小值。<br>前述負載調整因子=抑低電費月份星期一至星期五(離峰日除外)上午 8 時至 10 時之用電平均需量/抑低電費月份前 10 日(非屬抑低電費月份，例假日除外)同時段之用電平均需量。<br>抑低電費月份為 7 月者(抑低用電期間為 6 月 15 日至 6 月 30 日)，基準用電容量則以 6 月 14 日往前推 10 日(例假日除外)計算。<br>實際抑低容量=基準用電容量-抑低用電期間實際用電平均需量，如為負值按 0 計算。 |
| 3.計畫性減少用電措施(三)  | 基準用電容量(CBL)：抑低用電電費月份星期一至星期五(離峰日除外)上午 10 時至 12 時，下午 3 時至 5 時之用電平均需量，與經常契約容量取小值。<br>實際抑低容量=基準用電容量-抑低用電期間實際用電平均需量，如為負值按 0 計算。   |
| 4.臨時性減少用電措施(一)  | 基準用電容量(CBL)：通知前 2 小時之用電最高需量或經常契約容量兩者之較小值。<br>實際抑低容量=基準用電容量-限電期間用電最高需量，如為負值則按 0 計算。   |
| 5.臨時性減少用電措施(二)  | 基準用電容量(CBL)：抑低用電通知前 2 小時之用電最高需量或經常契約容量兩者之較小值。<br>實際抑低容量=基準用電容量-抑低用電期間之最高需量，如為負值則按 0 計算。  |
| 6.需量競價措施        | 基準用電容量(CBL)：依當次執行抑低用電日前 5 日(執行抑低用電日及例假日除外)每日相同抑低用電時段之最高需量(15 分鐘平均)之平均值計算，惟超出經常契約容量時，按經常契約容量計算。<br>實際抑低容量：以基準用電容量扣除抑低用電時段最高需量之差額計算，未達最低抑低契約容量者則按 0 計算。  |

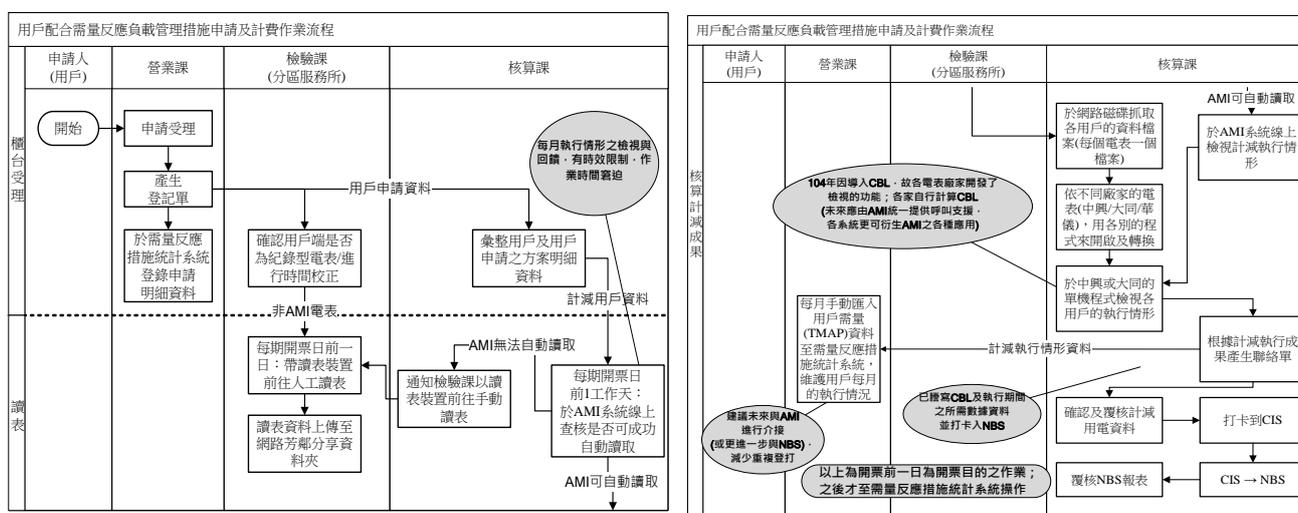


圖 1 現行需量反應措施相關作業流程

## 二、改善建議

- (一) 由 AMI 系統提供線上函數呼叫，支援各式需量資料之取得，供需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計所需之 CBL 及其他所需需量資料之計算。
- (二) 尚無法自動取得 AMI 資料而前往手動讀表之用戶，建議將其讀回之需量資料上載至 AMI 系統，以完備 AMI 系統所有用戶之需量資料。

## 伍、需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計

### 一、『需量反應措施統計系統』功能簡介

『需量反應措施統計系統』系統架構如圖 2 所示，涵蓋以下幾項主要功能。

- (一) 減少用電措施：用戶基本資料維護、用戶選用方案維護、用戶執行情形維護、執行可輸入月份、開放區處自選 CBL 維護、排除 CBL 維護、用戶方案查詢等功能。

- (二) 用戶推廣：用戶推廣維護、推廣情形追蹤表列印等功能。
- (三) 系統公告管理：系統公告資料之管理功能。
- (四) 基礎資料維護：離峰日、夏月資料、指定尖峰日、基本電費契約單價、行業別大類、行業別中類、行業別、變電所、饋線別、區營業處別、契約用電別、縣市別、DSM 方案等的維護功能。
- (五) 目標及維度表：目標值維護、抑低尖峰負載申請容量年統計表、抑低尖峰負載申請容量月統計表等功能。
- (六) 效益分析：機組維護、機組燃料成本維護、機組小時供電量維護、流動電費電價表維護、效益分析、需量競價效益分析等功能。
- (七) AMI：查詢用戶是否於系統中存在有 AMI 負載需量資料，並提供日負載曲線的檢視。
- (八) 報表功能：各式相關統計報表。
- (九) 系統權限管理：使用者帳號及權限之管理功能。
- (十) 系統選單管理：系統選單之管理功能。



圖 2 『需量反應措施統計系統』系統架構圖

圖 3 展示的是『需量反應措施統計系統』用戶基本資料維護的功能畫面；圖 4 展示的是『需量反應措施統計系統』用戶執行情形維護之功能的畫面(以計畫二為例)；此二功能為區處相關業務管理人員最常使用的功能。



圖 3 『需量反應措施統計系統』用戶基本資料維護功能畫面



圖 4 『需量反應措施統計系統』用戶執行情形維護功能畫面(計畫二)

## 二、ETL 維度資料萃取設計

除了制式化的表報外，亦建置了 OLAP 操作提供使用者自行產製多維度的彈性報表及圖表。圖 5 及圖 6 為定期自動之 ETL 作業將日常交

易型之資料萃取至多維度表格的圖式(區分為舊方案及新方案)兩類，因新舊方案設計的內容不同，維度與事實資料有不同的設計。



圖 5 104 年前及 104 年舊方案之 ETL 作業



圖 6 104 年新方案之 ETL 作業

## 三、Cube 設計

Cube 是一個包含維度與量值的多維度結構。使用 SQL Server 提供的 Business Intelligence Development Studio 工具來進行 Cube 設計。在 Cube 設計上必須針對新、舊方案進行不同的設計。以下僅列出 104 年新方案之 cube 結構供參(如圖 7 及圖 8)。



(一) NBS 系統

1. NBS 每日異動檔: 當有用戶新增或用戶資料異動時; 透過系統排程將每日異動交換檔內容寫入資料庫後, 透過程式進行本系統用戶基本資料異動。

交換用戶之基本資料, 如電號、用戶名、用電地址、契約容量資訊、表號、組別、電表倍數、行業別、段別、契約種類等欄位。

2. NBS 計費完畢之當月扣減電費金額: NBS 提供資料庫 View 供本系統擷取每月之實際電費扣減金額。

(二) 需量競價平台系統

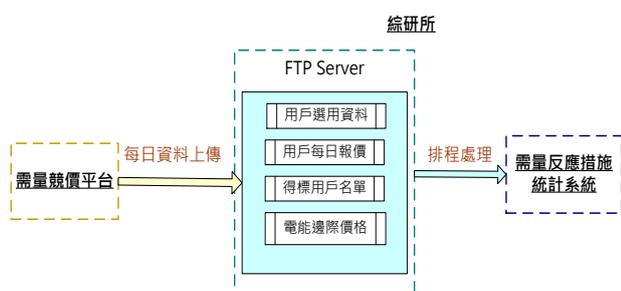


圖 11 『需量競價平台』系統資料交換圖

『需量競價平台』系統目前暫以檔案的方式進行資料交換, 如圖 11 所示。

目前定義之交換資料有用戶選用、用戶每日報價、得標用戶名單、電能邊際價格等四類資料。

1. 用戶選用資料

電號、年、月、抑低契約容量、選用方案、執行時數、初始報價。

2. 用戶每日報價資料

電號、報價日期、報價金額。

3. 得標用戶名單

電號、得標日期、抑低開始時間、抑低結束時間。

4. 電能邊際價格

開標日期、該日期 13:00~17:00 間每 15 分鐘燃料成本之平均值。

陸、執行成果及方案修訂

一、執行成果

104 年新方案執行後, 進行了成果統計, 各方案之參加戶數、簽訂與實際抑低容量統計如表 4~5、表 7~表 9 所示。

表 4 計畫一執行成果表

| 方案   |      | 7 月       |           | 8 月       |           |
|------|------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 計畫一  |      | 戶數        | 簽訂抑低容量    | 戶數        | 簽訂抑低容量    |
|      | 參加情形 | 178       | 437,138   | 224       | 449,701   |
|      |      | 戶數        | 實際抑低容量    | 戶數        | 實際抑低容量    |
|      | 執行情形 | 178       | 1,486,509 | 222       | 1,699,795 |
| 達標情形 | 63   | 1,099,865 | 112       | 1,524,354 |           |

計畫一之實際抑低容量為約定日 8 天之實際抑低容量加總; 實際抑低容量=CBL 減去約定日 10 時到 17 時的用電平均需量。7 月份的執行率達標(執行率>=60%)的用戶總數為 63 戶, 總抑低量為 1,099,865 瓦; 其中執行率在 60~79%間的有 27 戶、80~100%間的有 14 戶、100%以上的有 22 戶。

表 5 計畫二執行成果表

| 方案   |      | 6 月     |         | 7 月     |         |
|------|------|---------|---------|---------|---------|
| 計畫二  |      | 戶數      | 簽訂抑低容量  | 戶數      | 簽訂抑低容量  |
|      | 參加情形 | 6       | 3,800   | 96      | 696,573 |
|      |      | 戶數      | 實際抑低容量  | 戶數      | 實際抑低容量  |
|      | 執行情形 | 6       | 49      | 96      | 520,553 |
| 達標情形 | 0    | 0       | 16      | 494,722 |         |
| 方案   |      | 8 月     |         | 9 月     |         |
| 計畫二  |      | 戶數      | 簽訂抑低容量  | 戶數      | 簽訂抑低容量  |
|      | 參加情形 | 95      | 670,242 | 100     | 705,687 |
|      |      | 戶數      | 實際抑低容量  | 戶數      | 實際抑低容量  |
|      | 執行情形 | 95      | 537,221 | 100     | 551,969 |
| 達標情形 | 19   | 530,012 | 23      | 543,545 |         |

計畫二之實際抑低容量為當月實際抑低容量；實際抑低容量=CBL 減去當月 10 時到 12 時及 13 時到 15 時的用電平均需量。以 7 月為例，參加戶數有 96 戶，僅 16 戶用戶達標。執行率 60~79%的有 3 戶、80~100%的有 4 戶、100%以上的有 9 戶。

在計畫二達標的用戶中，觀察到有些用戶的 AF 值偏高，結果其 CBL 的取值為其經常契約容量，似有操弄 CBL 之嫌。本研究佐證了 4 戶操弄 AF 值用戶之負載曲線，提供業務處方案修訂的參考。

從這四家公司的需量資料統計分析，在 6 月份 8:00~10:00am 的 AF 值統計分析如表 6 所示。

表 6 AF 值統計分析表

| 公司   | 6 月份 AF 取值之 10 日 AM8:00~10:00 平均需量 | 6 月份其他工作日 AM8:00~10:00 平均需量值 | AF 值  |
|------|------------------------------------|------------------------------|-------|
| W 鋼鐵 | 782.88                             | 16,545.60                    | 30.73 |
| X 鋼鐵 | 12,122.88                          | 28,800.80                    | 6.82  |
| Y 鋼鐵 | 170.40                             | 750.60                       | 4.67  |
| Z 鋼鐵 | 2,821.44                           | 14,741.00                    | 17.60 |

從表 6 可看出，這四家公司 6 月份工作日的同一時段(早上 8 點到 10 點)，CBL 取值的 10 日與其他日相比，為取得較高的 AF 值，有很明顯降低用電的現象。

表 7 計畫三執行成果表

| 方案  | 7 月  |        | 8 月     |        |         |
|-----|------|--------|---------|--------|---------|
|     | 戶數   | 簽訂抑低容量 | 戶數      | 簽訂抑低容量 |         |
| 計畫三 | 參加情形 | 728    | 290,465 | 789    | 306,209 |
|     |      | 戶數     | 實際抑低容量  | 戶數     | 實際抑低容量  |
|     | 執行情形 | 728    | 20,133  | 789    | 20,640  |
|     | 達標情形 | 0      | 0       | 2      | 274     |

計畫三之實際抑低容量為當月實際抑低容量；實際抑低容量=CBL 減去當月 13 時到 15 時

的用電平均需量。7, 8 二月份參加計畫性減少用電方案三的用戶各有 728 及 789 戶，然 7 月無人達標，8 月僅 2 戶達標。本方案為原舊方案的計畫性減少用電方案四，參加用戶亦多為學校用戶，然因新方案訂定了達標的門檻，故執行率達標的用戶僅為 8 月的 2 個用戶。其中一戶為學校機構，另一戶為 F 企業。

表 8 需量競價執行成果表

| 方案   | 5 月  |        | 6 月    |        | 7 月    |        |        |
|------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|      | 戶數   | 簽訂抑低容量 | 戶數     | 簽訂抑低容量 | 戶數     | 簽訂抑低容量 |        |
| 需量競價 | 參加情形 | 2      | 1,060  | 6      | 2,410  | 41     | 29,050 |
|      |      | 戶數     | 實際抑低容量 | 戶數     | 實際抑低容量 | 戶數     | 實際抑低容量 |
|      | 執行情形 | 2      | 1,880  | 3      | 344    | 41     | 37,710 |
|      | 達標情形 | 1      | 1,880  | 2      | 303    | 23     | 37,424 |

| 方案   | 8 月  |        | 9 月    |        | 10 月    |        |        |
|------|------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
|      | 戶數   | 簽訂抑低容量 | 戶數     | 簽訂抑低容量 | 戶數      | 簽訂抑低容量 |        |
| 需量競價 | 參加情形 | 161    | 76,088 | 102    | 103,270 | 121    | 83,470 |
|      |      | 戶數     | 實際抑低容量 | 戶數     | 實際抑低容量  | 戶數     | 實際抑低容量 |
|      | 執行情形 | 0      | 0      | 0      | 0       | 13     | 16,528 |
|      | 達標情形 | 0      | 0      | 0      | 0       | 4      | 16,474 |

需量競價方案之實際抑低容量為抑低日抑低量加總(五月份為 5/19,5/29、六月份為 6/18,6/30、七月份為 7/1,7/2,7/3、十月份為 10/6)；實際抑低量=CBL 減去抑低時間之最高需量。

表 9 臨時二執行成果表

| 方案  | 6月   |         | 7月                   |         |                      |         |                     |
|-----|------|---------|----------------------|---------|----------------------|---------|---------------------|
| 臨時二 | 參加情形 | 戶數<br>3 | 簽訂<br>抑低容量<br>10,440 | 戶數<br>2 | 簽訂<br>抑低容量<br>8,440  |         |                     |
|     | 執行情形 | 戶數<br>3 | 實際<br>抑低容量<br>77,691 | 戶數<br>2 | 實際<br>抑低容量<br>33,274 |         |                     |
|     | 達標情形 | 3       | 77,691               | 2       | 33,274               |         |                     |
|     |      |         |                      |         |                      |         |                     |
| 方案  | 8月   |         | 9月                   |         | 10月                  |         |                     |
| 臨時二 | 參加情形 | 戶數<br>2 | 簽訂<br>抑低容量<br>8,440  | 戶數<br>2 | 簽訂<br>抑低容量<br>8,440  | 戶數<br>2 | 簽訂<br>抑低容量<br>8,440 |
|     | 執行情形 | 戶數<br>2 | 實際<br>抑低容量<br>9,652  | 戶數<br>2 | 實際<br>抑低容量<br>10,362 | 戶數<br>2 | 實際<br>抑低容量<br>8,335 |
|     | 達標情形 | 2       | 9,652                | 2       | 10,362               | 1       | 7,978               |
|     |      |         |                      |         |                      |         |                     |

臨時一方案在 104 年沒有執行。臨時二之實際抑低容量為抑低日之實際抑低容量的加總，故高於簽訂之抑低容量(六月份為 6/17, 6/18, 6/22, 6/23, 6/25, 6/26, 6/29, 6/30; 七月份為 7/1, 7/2, 7/3, 7/7; 八月份為 8/26, 8/28; 九月份為 9/18; 十月份為 10/5, 10/6); 實際抑低容量=CBL 減去抑低時間之最高需量。

## 二、105 年方案修訂

根據 104 年執行成果的檢討，業務處於 105 年進行了減少用電措施方案的修訂如表 10 所示，並於 105 年 3 月頒訂實施。

需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計，在方案設計的各项因子上，已盡可能的設計為可調整的參數(如方案名稱、實施月份、CBL 的取值日數、執行時間等等)。

圖 12 為各方案最低抑低容量要求的維護功能(可設定多個分段的要求);圖 13 為各方案 CBL 計算時間的設定維護畫面;圖 14 為各方案每日

之執行時間的維護功能(可設定一天內的多個時段);圖 15 為各方案的可選月份(實施月份)設計為可維護的參數;圖 16 為各方案 CBL 折扣率的設定維護畫面。

表 10 105 年需量反應負載管理措施修訂

| 方案名稱<br>設計項目 | 計畫性減少用電措施  |  |  | 臨時性減少用電措施             |                  | 需量報價措施 |                              |
|--------------|--|--|--|-----------------------|------------------|--------|------------------------------|
|              | 月減8日型<br>(原計畫性一)   | 日減6時型<br>(原計畫性二)   | 日減2時型<br>(原計畫性三)   | 限電回籠型<br>(原臨時性一)      | 緊急通知型<br>(原臨時性二) | 經濟型    | 可靠型                          |
| 適用對象         | X  | X  | X  | X                     | X                |        | X                            |
| 系統因應作法       | 維持不變   |  |  |                       |                  |        |                              |
| 抑低用電期間       | 原：7月至8月用電月份<br>新：6月至9月用電月份                               | 原：6月15日至9月用電月份<br>新：6月至9月用電月份                            | 原：7月至8月用電月份<br>新：6月至9月用電月份                               | X                     | X                |        | 原：5月至10月用電月份<br>新：5月至12月用電月份 |
| 系統因應作法       | 原即設計為系統參數  |  |  |                       |                  |        |                              |
| 最低抑低契約容量     | 原：經常契約容量5000瓩以下之40%，5001瓩以上之25%<br>新：經常契約容量之25%，但不得低於50瓩 | 原：經常契約容量5000瓩以下之40%，5001瓩以上之25%<br>新：經常契約容量之25%，但不得低於50瓩 | 原：經常契約容量5000瓩以下之40%，5001瓩以上之25%<br>新：經常契約容量之25%，但不得低於50瓩 | 原：無限制<br>新：經常契約容量之15% | X                |        | X                            |
| 系統因應作法       | 原即設計為系統參數  |  |  |                       |                  |        |                              |

| 方案名稱<br>設計項目 | 計畫性減少用電措施        |  |                  | 臨時性減少用電措施                                       |   | 需量報價措施 |  |
|--------------|------------------|--|------------------|---|---|--------|--|
|              | 月減8日型<br>(原計畫性一) | 日減6時型<br>(原計畫性二)   | 日減2時型<br>(原計畫性三) | 限電回籠型<br>(原臨時性一)                                | 緊急通知型<br>(原臨時性二)  | 經濟型    | 可靠型  |
| 基準用電容量(CBL)  | X                | 原：前10日上午10-12時，下午1-5時用電需量之平均值*AF<br>新：前10日上午10-12時，下午1-5時用電需量之平均值+AF<br>負載因子(AF)計算方式將由原來的B/A修正為B-A | X                | 原：通知前2小時最高需量或經常契約容量兩者取小值<br>新：通知前5日抑低時段最高需量之平均值 | 原：通知前2小時最高需量或經常契約容量兩者取小值<br>新：通知前2小時最高需量，若通知時間為前一日下午4時前則取前一日下午1時至3時最高需量 |        | 原：執行前5日抑低時段最高需量之平均值<br>新：執行前5日抑低時段最高需量之平均值 |
| 系統因應作法       | 修改系統邏輯           |  |                  |   |   |        |  |
| 電費扣減         | X                | 原：抑低電月份為7月者，扣減比率以50%調整<br>新：抑低電月份為7月者，無需調整。  | X                | X   | 原：執行月份最高扣減40元，未執行月份20元<br>新：執行月份最高扣減60元，未執行月份30元                        | X      | 原：執行月份每點最高扣減40元<br>新：執行月份每點最高扣減60元         |
| 系統因應作法       | 修改系統邏輯           |  |                  |   |   |        |  |
| 加計電費         | X                | X  | X                | X   |   | X      | 可調整用戶若未執行則不予基本電費折扣                         |
| 系統因應作法       | 修改系統邏輯           |  |                  |   |   |        |  |



圖 12 各方案最低抑低容量要求設定



圖 13 各方案之 CBL 計算時間的設定



圖 14 各方案每日的執行時間設定



圖 15 各方案可選月份設定



圖 16 各方案之 CBL 折扣率的設定

### 柒、成本效益分析

除建置減少用電措施用戶選用、執行情形維護及各式統計表報外，在各年度減少用電措施方案執行完畢後，則可以透過需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計功能進行該年度之效益分析，得出各項統計資訊。

因 104 年度所推出的方案跨了新、舊兩個減少用電措施，新方案雖然可在需量反應措施統計

系統中進行管理，然舊方案資料在『月報統計系統』中，新舊方案設計內容不同、資料結構不同，故 104 年度負載管理措施方案之效益分析無法於本系統中完整檢視。105 年度則可完整檢視，然未來若方案修訂幅度過大，則將需視情況修訂。

進行效益分析之前，需要幾項前置功能，有 1.機組維護、2.機組燃料成本維護、3.機組小時供電量匯入、4.機組維修維護、5.流動電費電價表維護。

#### 一、機組維護

說明：維護每個年度效益分析所使用到的機組(目前使用的是燃油及燃氣機組)

- (一) 輸入(維護)的資料主要有機組別、機組類型、電廠名稱、裝置容量及淨尖峰能力。
- (二) 其中「機組別」及「淨尖峰能力」為關鍵資料；「機組別」的名稱必須與調度處提供之每小時供電量匯入檔內之機組名稱一致。
- (三) 淨尖峰能力則是在計算機組發電量餘裕補足時所必須。

#### 二、機組燃料成本維護

說明：維護每個機組每月的燃料成本

- (一) 各機組燃料成本由會計處提供，為 Excel 檔。
- (二) 一個月一張工作表。
- (三) 必須將該年度用到的機組成本逐月一一輸入至系統中。
- (四) 找到機組後，必須點選其成本儲存格，於上方檢視其成本資料後，輸入至系統，取小數點後四位數(第 5 位數採 4 捨 5 入)。
- (五) 必須一一點選，會計處提供之 Excel 檔，成本資料顯示在表格上顯示的是小數點後 2 位數。

#### 三、機組小時供電量匯入

說明：將調度處提供之各機組每小時發電量資料匯入至系統中：

- (一) 各機組每日每小時的供電量(發電量)資料由

調度處所提供，為 Excel 檔。

- (二) 透過效益分析功能下之機組小時供電量匯入子功能，系統可將所需機組之每日、每小時供電量載入系統；

#### 四、機組維修維護

說明：根據調度處提供之維修案件清單，維護各小時時段處於維修狀態的機組：

- (一) 調度處提供之維修案件清單原始檔為 Excel 檔。
- (二) 首先，需人工逐一檢視，針對減少用電方案實施月份，挑出該年度使用到之機組。
- (三) 再檢視實績開始時間及實績結束時間後，至系統中勾選處於維修狀態的時段。
- (四) 開始時間若已過 00 分，該時段則不認定維修(如為 13:15，則 13 小時段不認定維修)。
- (五) 結束時間若為 00 分之後，則該時段認定維修(如為 16:05，則 16 小時段認定維修)。

#### 五、流動電費電價表維護

說明：若公司電價表有新的修定，則需維護一份新公佈之電價表：

- (一) 電價表為計算電費扣減金額所必須，故需詳細維護妥當。
- (二) 年度、月份設定為新電價表啟用年月；系統將保留每次電價表版本，折扣計算時，自動使用適用之對的電價表。
- (三) 查詢時輸入任一年、月，系統將顯示出該年、月適用的電價表資料。

## 捌、結論與建議

### 一、結論

- (一) 具體提供方案修訂之成果分析

在 104 年 11 月時，即將 104 年度各方案的執行成果加以統計，並提出幾點重要觀察提供予業務單位，供其進行方案修訂

的佐證參考。業務單位於 105 年初提出了新方案的修訂，並於 105 年 3 月公告實施。

- (二) 建置自動化之成本效益分析功能

往年每個年度的減少用電方案執行完畢後之成本效益分析，皆由業務處提出委託研究服務，由綜研所協助進行成本效益分析研究。此效益分析需要會計處及供電處提供所需之燃料成本及供電量等相關資料，才得以完整地彙整及統計。

目前已將此效益分析的統計作業建置成自動化的功能，透過前置作業的準備(機組淨尖峰能力、燃料成本、供電量、維修紀錄等等)，即可從日常維護的資料中，自動產生成本效益分析表。

未來除非減少用電方案有大幅度的修訂，或成本效益分析的統計邏輯有所修訂，需量反應措施方案執行成果及效益分析與統計功能，可支援日常減少用電措施的管理，以及各式統計表報、圖表的產製和年終成本效益分析資訊的提供。

### 二、建議

- (一) 與 AMI 系統自動介接

建議由 AMI 系統統一提供函數呼叫，提供外部各相關系統所需之用戶需量相關資訊。如此各系統除了可達到資料的一致性外，更可大大提升各項作業效率，甚而有機會改變為更合理、更理想與更有效率的作業流程。

建議未來 AMI 系統以 Web-Service 方式提供各系統函數呼叫；將建議之交換方式、時機以及目前所需之幾項函數詳細說明如下。

1. 資料交換方式及時機說明



(1) 交換方式：透過建立之 Web Service 進行交換資料之傳遞

A. Web Service 提供者：AMI 系統

B. Client 用戶端：各外部系統，如需量反應措施統計系統

(2) 交換時機：資料交換時機由用戶端呼叫 Web Service，以確保資料傳送之正確性

2. Web Service 規格說明

(1) 函式一(表 11、12)：取得當日特定時段的需量資料：傳入參數取得該用戶特定時段的當日需量平均值、最大值、總計、筆數資料。

表 11 函式一傳入參數說明表

| 項次 | 傳遞參數 | 形態     | 說明             |
|----|------|--------|----------------|
| 1  | 用戶電號 | string |                |
| 2  | 需量日期 | string | 西元年 YYYY/MM/DD |
| 3  | 開始時間 | string | hhmm           |
| 4  | 結束時間 | string | hhmm           |

表 12 函式一 XML 內容說明表

| 回傳內容說明                |                          |      |           |
|-----------------------|--------------------------|------|-----------|
| 序號                    | 屬性                       | 中文名稱 | 型態        |
| 1                     | < Cal_Day> Cal_Day當日需量資料 |      |           |
| 1.1                   | RtnCode                  | 回傳代碼 | Char(3)   |
| 1.2                   | RtnMsg                   | 回傳訊息 | Char(50)  |
| 成功：0<br>失敗：“-”+“錯誤說明” |                          |      |           |
| 1.3                   | CustID                   | 用戶電號 | Char (11) |
| 1.4                   | DAvg                     | 平均值  | NUMBER    |
| 1.5                   | DMax                     | 最大值  | NUMBER    |
| 1.6                   | DSum                     | 總計   | NUMBER    |
| 1.7                   | DCount                   | 筆數   | NUMBER    |

(2) 函式二(表 13、14)：取得當月特定時段的需量資料：傳入參數取得該用戶特定時段的當月需量平均值、最大值、總計、筆數資料。注意：需排除例假日、及國定假日

表 13 函式二傳入參數說明表

| 項次 | 傳遞參數 | 形態     | 說明          |
|----|------|--------|-------------|
| 1  | 用戶電號 | string |             |
| 2  | 需量月份 | string | 西元年 YYYY/MM |
| 3  | 開始時間 | string | hhmm        |
| 4  | 結束時間 | string | hhmm        |

表 14 函式二 XML 內容說明表

| 回傳內容說明                |                          |      |           |
|-----------------------|--------------------------|------|-----------|
| 序號                    | 屬性                       | 中文名稱 | 型態        |
| 1                     | < Cal_Mon> Cal_Mon當月需量資料 |      |           |
| 1.1                   | RtnCode                  | 回傳代碼 | Char(3)   |
| 1.2                   | RtnMsg                   | 回傳訊息 | Char(50)  |
| 成功：0<br>失敗：“-”+“錯誤說明” |                          |      |           |
| 1.3                   | CustID                   | 用戶電號 | Char (11) |
| 1.4                   | MAvg                     | 平均值  | NUMBER    |
| 1.5                   | MMax                     | 最大值  | NUMBER    |
| 1.6                   | MSum                     | 總計   | NUMBER    |
| 1.7                   | MCount                   | 筆數   | NUMBER    |

(3) 函式三(表 15、16)：取得當日的需量資料：傳入參數取得該用戶當日每 15 分鐘需量資料。

表 15 函式三傳入參數說明表

| 項次 | 傳遞參數 | 形態     | 說明             |
|----|------|--------|----------------|
| 1  | 用戶電號 | string |                |
| 2  | 需量日期 | string | 西元年 YYYY/MM/DD |

表 16 函式三 XML 內容說明表

| 回傳內容說明                |   |         |           |
|-----------------------|---|---------|-----------|
| 序號                    | 屬性  | 中文名稱    | 型態        |
| 1                     | < Load_Profile_Day> LoadProfile_Day當日需量資料 |         |           |
| 1.1                   | RtnCode                                   | 回傳代碼    | Char(3)   |
| 1.2                   | RtnMsg                                    | 回傳訊息    | Char(50)  |
| 成功：0<br>失敗：“-”+“錯誤說明” |   |         |           |
| 1.3                   | CustID                                    | 用戶電號    | Char (11) |
| 1.4                   | MH0                                       | 0015需量值 | NUMBER    |
| 1.5                   | MH1                                       | 0030需量值 | NUMBER    |
| 1.6                   | MH2                                       | 0045需量值 | NUMBER    |
| 1.7                   | MH3                                       | 0100需量值 | NUMBER    |
| 1.8                   | MH4                                       | 0115需量值 | NUMBER    |
| 1.9                   | MH5                                       | 0130需量值 | NUMBER    |
| ...                   | .....                                     | .....   | .....     |
| 1.95                  | MH91                                      | 2300需量值 | NUMBER    |
| 1.96                  | MH92                                      | 2315需量值 | NUMBER    |
| 1.97                  | MH93                                      | 2330需量值 | NUMBER    |
| 1.98                  | MH94                                      | 2345需量值 | NUMBER    |
| 1.99                  | MH95                                      | 2400需量值 | NUMBER    |

## (二) 與 NBS 系統介接之改善建議

目前與 NBS 是單向的資料介接，介接的是用戶基本資料以及每個月 NBS 開票後的實際扣減金額。

然從使用者的角度來看，NBS 開票前要維護用戶的執行情況，此項作業與「需量反應措施統計系統」中需要維護的用戶執行情形十分相似；僅有些細部資料，104 年前的舊方案區處同仁毋須提供予 NBS，例如舊的計畫一及計畫三方案，不需逐一輸入每日的執行情況予 NBS。

現今 104 年新的方案導入 CBL 後，現況應有許多的改變。建議可與 NBS 系統一同檢討，是否由其將所需資料全數納入，再交換予「需量反應措施統計系統」，如此將可大大減少區處同仁兩方作業，重覆輸入的問題。

## (三) 成本效益分析前置需求資訊的改善建議

### 1. 燃料成本

系統進行成本效益分析所需之燃料成本資料，目前由會計處提供 Excel 檔案，由人工檢視後，再手動鍵入系統。建議未來可提供結構性的檔案由系統進行匯入，以避免人為操作。

### 2. 機組維修紀錄

系統進行成本效益分析所需之供電量資料，已由供電處提供結構性的 Excel 檔，透過「需量反應措施統計系統」提供的匯入功能進行匯入。但是機組維修紀錄則為不具結構性的工作紀錄說明，機組是否處於維修狀態、維修的時段(開始日期時間，以及結束的日期時間等)等的認定，十分困難。

建議未來亦可委請調度處將處於維修狀態的機組資料(該小時無法補足至發電淨尖峰能力者)提供結構性的電子檔，供系統載入，如此不僅可避免認定的錯誤，亦提高了工作的效率。

## 玖、參考文獻

- [1] Federal Energy Regulatory Commission, "Assessment of demand response and advanced metering: 2008 staff report," Dec. 2008.
- [2] Federal Energy Regulatory Commission, "A national assessment of demand response potential: staff report," Jun. 2009.
- [3] B. F. Hobbs, H. B. Rouse and D. T. Hoog, "Measuring the Economic Value of Demand-side and Supply Resources in Integrated Resource Planning Models," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 8, no. 3, pp. 979-987, 1993.
- [4] The Brattle Group, "Quantifying Demand Response Benefits in PJM," 2007, [online]. Available: [http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/917/original/Quantifying\\_Demand\\_Response\\_Benefits\\_in\\_PJM\\_Jan\\_29\\_2007.pdf?1379343092](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/917/original/Quantifying_Demand_Response_Benefits_in_PJM_Jan_29_2007.pdf?1379343092).
- [5] Federal Energy Regulatory Commission, "Assessment of demand response and advanced metering: 2006 staff report," Mar. 2010, [online]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>.
- [6] Electric Power Research Institute, "Advanced metering infrastructure (AMI)," Mar. 2010, [online]. Available: <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>.
- [7] Li Wei-xuan and Wang Xin-yi, "The Research of AMR in Smart Meter," in *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2010, pp. 1-4.
- [8] K. Samarakoon and J. Ekanayake, "Demand side primary frequency response support through smart meter control," in *2009 Proceedings of the 44th International Universities Power Engineering Conference(UPEC)*, 2009, pp. 1-5.
- [9] 季延平、郭鴻志，系統分析與設計，台北市：華泰書局，1995 年，第 357-387 頁。
- [10] Zachman International, "The Zachman Framework Evolution," Apr. 2009, [online].

Available:

<https://www.zachman.com/ea-articles-reference/54-the-zachman-framework-evolution>.

- [11] P. Atzeni, W. Chu, H. Lu, S. Zhou and T. W. Ling, "Conceptual Modeling - ER 2004," in *23rd*

*International Conference on Conceptual Modeling*, 2004.

- [12] R. Kimball, and M. Ross, *The Data Warehouse Toolkit*, 3rd ed., Wiley, 2013.

### 台電工程月刊徵稿啟事



- \* 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。
- \* 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095    ✉ u117212@taipower.com.tw

# e 化需量競價措施與需量競價平台設計

## Electronic of the Demand Bidding Program and Introductions of the Demand Bidding Platform

唐文祥\*  
Tang, Wen-Shiang

張文曜\*\*  
Chang, Wen-Yao

林育任\*  
Lin, Yu-Jen

張綺倩\*  
Chang, Chi-Chien

### 摘要

台電公司為降低尖峰用電的系統負載壓力，於去(104)年提出需量競價措施方案。該方案第一年上線實施，很多措施都得仰賴人工的方式處理，造成需量競價措施參與人數不多，變動報價亦只能一星期變更一次。且台電相關人員須依據用戶的報價情況，透過填表的方式提報模擬發電機組之等效標單；最後得標用戶也必須透過區處人員以傳真的方式通知得標明細等等。今(105)年透過建置需量競價平台以協助台電公司推行自動化需量競價服務，針對參與用戶的功能包含管理參與用戶；執行用戶每日線上變更報價；以簡訊或 E-mail 等方式通知得標用戶之抑低用電時段與容量等功能。另外，需量競價平台介接調度處之日前市場模擬競價平台，並在特定的時間將用戶的報價情況虛擬成六部等效機組，並提報這六部機組發電能力之等效標單，以利於與台電其他機組在日前市場模擬競價平台中進行比價，最後日前市場模擬競價平台將會將競價的結果回傳給需量競價平台，平台會競價結果與用戶的報價決定出得標名單。此部分都是自動化完成，不需要人為的介入。

### Abstract

Last year, Tai-Power launched a demand side bidding program designed to reduce power requirement during the peak periods in summer. It is found that under the bidding program implemented for the first time last year, most of the bidding was done by the Tai-power employees and a lot of documents had to be processed by hands of Tai-power employees. The process require that the employees fill up the six equivalent bidding tables, depending on the bidding information of the participants, which are then simulated as virtual power generators. Meanwhile, the participants could only change the bidding once a week, and would be informed of their bidding result by the faxes from Taipower. Starting from this year, Tai-power implemented an electronic demand bidding platform, in which the bidding is processed automatically. The advantages of using this platform include: the Tai-power staff could manage the participants through the platform; participants could change the bidding information any time; the bidding results would be sent to the winners by short-text and e-mail which will tell them about at what time and by how much they should reduce the load. Moreover, this platform can generates the six equivalent bidding tables automatically according to the bidding information of the participants, and chooses the winners depending on the bidding results

\*財團法人工業技術研究院

\*\*台灣電力公司綜合研究所

which are generated by Department of System Operations of Tai-power.

**關鍵詞(Key Words)：**需量反應(Demand Response)、需量競價措施(Demand Bidding Program, DBP)、需量競價平台(Demand Bidding Platform)。

## 壹、前言

需量競價是一種新型的誘因基礎需量反應方案，旨在激勵大型用戶參與投標，表達他們在某一價格下願意抑低的負載數值，或在願意抑低一定負載下所期望的價格。這些項目可以在躉售市場價格上行的時候提供一個誘導需求端做出回應的途徑。

需量競價項目通常是由電力調度中心(ISO)運營，有兩種主要形式：

第一種是將需量競價直接整合到日前(Day-ahead)市場。如在 NYISO 的日前需量反應方案，消費者可以競標一個價格和抑低負載量的組合，如果在審核過後消費者的投標被選中，那麼他第二天就必須按要求抑低相應負載，否則就須接受懲罰。

第二種形式下需求端是作為一個價格接受者，不需要透過投標程序，如果在其接到電力調度中心的通知後抑低了負載，那麼他將能按當時的市場價格獲得報酬。這種形式的典型代表就是新英格蘭州 ISO 運營的即時價格反應方案。

需量競價專案也可以由電力公司來執行，有些電力公司是作為需量反應資源的用戶群代表(agggregator)，通過簽訂雙邊合約，將中小用戶的反應需量能力集合起來，再參與到 ISO 需量競價方案；另外有些供電公司則是直接為滿足自己的資源需要而執行這樣的需量競價方案。

對於工商用電戶而言，電力公司可以提供四種訂價方式<sup>[1]</sup>：

一、以批發現貨市場價格固定比例提供給用戶，比例多寡由各家電力公司決定。部份電力公司希望能涵蓋管理費用及盈餘。

二、電力公司以批發現貨市場價格某變動比例作為購回之價格，比例多寡取決於系統與市場條件。

三、與用戶事先簽訂固定卸載量及收購價格，如同加州 SCE 及 PG&E 規定每度電 0.5 美元的優惠獎勵。

四、用戶在電力公司公告收購費率之上限內，自行決定卸載電力售出價格。

台電公司於去(104)年提出需量競價措施方案就是採用上述最後一項的作法，規定收購費率的上限(10 元/度)，由(高壓)用戶自行報價，但只能每周變更一次報價。另外，因為是第一年實施，許多的措施必須透過區處人員、總處人員的手動處理，包含填寫等效標單、決定得標名單、通知得標用戶等等。為了提升需量競價措施的參與人數與聚集量，台電希望可以透過 e 化需量競價措施，達到此目的，且減少人力的支出。接下來將分別介紹需量競價措施 e 化程序和需量競價平台的功能。

## 貳、需量競價措施 e 化

因應需量競價平台的建置，需量競價措施的運作流程如下圖 1，其中需量競價平台會將參與用戶的競價與抑低契約容量模擬成兩個發電機組，並產生等效標單傳送給調度處的日前市場模擬競價平台，以與台電的其他發電機組進行競價。當調度處公告需量競價平台成功競價的得標量、電能邊際價格，該平台將產生得標名單，並立即通知區營業處、調度中心和得標用戶之得標訊息與該進行抑低用電時段。

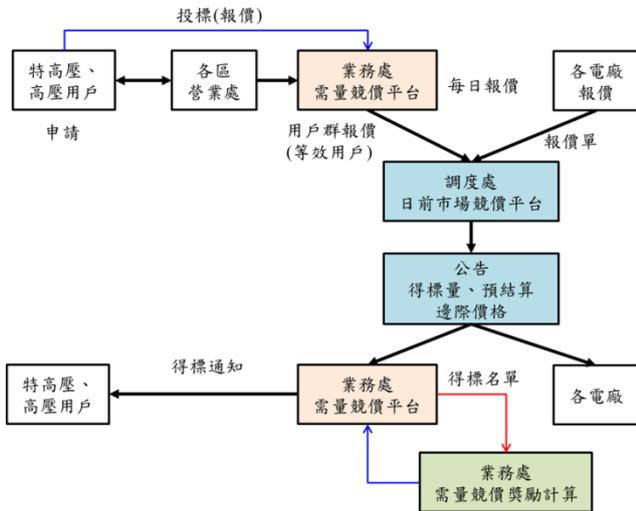


圖 1 需量競價措施運作流程

## 參、需量競價平台

需量競價平台是為了需量競價措施 e 化所建置之平台，其功能至少包含以下幾項的功能：

- 一、支援區營業處人員管理參與用戶；
- 二、支援參與用戶進行線上報價功能，且可每日變更報價；
- 三、依據用戶每日報價結果，產生等效標單，並傳送給調度處的前日市場模擬競價平台；
- 四、從調度處的前日市場模擬競價平台取得競價結果，並產生得標名單
- 五、支援區營業處/調度中心人員通知得標用戶；
- 六、支援需量競價措施效益分析；
- 七、支援報表產生與輸出。

以下將從網路架構、系統架構與網站排版設計介紹該需量競價平台。

### 一、需量競價平台網路架構

因為考慮需量競價平台建置之初，為了因應系統運作需求進行系統功能微調或新增，因此該平台初時將建置在台電外網區域。而該平台因為需要與調度處的前日市場模擬競價平台進行資料交換，根據台電的資安需求，必須在台電的 DMZ 區安裝一個 Data Exchanger 以負責需量競價平台和日前市場模擬競價平台間的資料交換

功能。另外，為了區營業處人員加速新增參與用戶作業，Data Exchanger 亦須負責需量競價平台和綜研所之 Server 間的資料交換，交換的資料為參與用戶的基本資料。圖 2 是需量競價平台之網路架構，其中需量競價平台位於台電外部網路，網址是 dbp.taipower-ami.com.tw；Data Exchanger 位於台電 DMZ 區，對外 IP 是 60.251.X.X，而對內 IP 則是 10.21.X.X；調度處的前日市場競價模擬平台則是位於台電內部網路，其 IP 是 10.5.X.X。

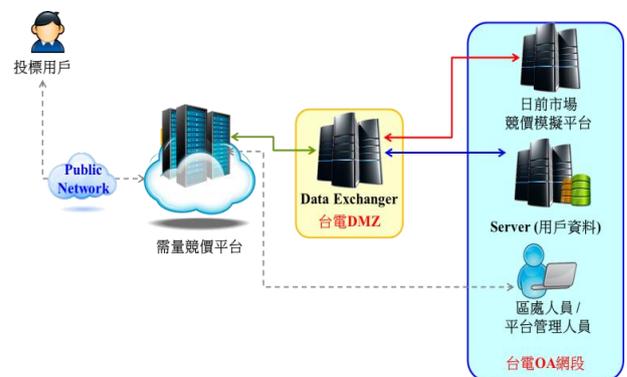


圖 2 需量競價平台網路架構

接下來將以使用案例說明各系統平台間的資料交換方式，使用案例包含有傳遞等效標單、取得競價結果、平台間的網路狀態監控等。而這些使用案例都是由 Data Exchanger 主動發起執行。

- (一) 傳遞等效標單：每一非假日的上午 11:15，Data Exchanger 會先主動向需量競價平台索取至少包含未來兩個非假日間的等效標單，假日的等效標單其值皆為 0。Data Exchanger 取得等效標單之後將傳遞給日前市場競價模擬平台。因日前市場競價模擬平台目前無法主動回報是否接收到等效標單，所以 Data Exchanger 傳遞標單之後，隔一段時間之後會以 MySQL View 的方式從日前市場競價模擬平台取得之前所傳遞的等效標單，並比對資料，確保等效標單安全並正確的傳遞給日前市場競價模擬平台。該使

用案例的流程如圖 3 所示。其中，等效標單用為表現一個發電機組之發電成本與可行的發電量等資訊。



- 平日上午11點10分傳遞等效標單:
1. 連線需量競價平台資料庫
  2. 以MySQL view的方式取得等效標單
  3. 透過Http post將等效標單給日前市場競價模擬平台
  4. 連線日前市場競價模擬平台資料庫
  5. 以MySQL view的方式取得等效標單
  6. DataExchanger比對資料，將結果寫入需量競價平台資料庫

圖 3 傳遞等效標單運作流程

(二) 取得競價結果：每一非假日的上午 16:15，Data Exchanger 會先主動向日前市場競價模擬平台索取最新的競價結果與電能邊際價格，而所謂的競價結果指的是各等效標單的得標抑低用電容量，平台會再依據競價結果和電能邊際價格決定得標名單。該使用案例的流程如圖 4 所示。



- 平日下午四點十五分取得競標結果:
1. 連線日前市場競價模擬平台資料庫
  2. 以MySQL view的方式取得競標結果、邊際機組價格
  3. DataExchanger將資料寫入需量競價平台資料庫

圖 4 取得競價結果運作流程

(三) 平台間的網路狀態監控：每一非假日整點，Data Exchanger 會先主動向日前市場競價模擬平台索取前一日之競價結果，並將結果儲存到需量競價平台。如果 Data Exchanger 可以順利取得資料，表示需量競價平台、Data Exchanger、日前市場競價模擬平台三者間的網路是通順的且各平台也正常運作。如果 Data Exchanger 無法成功從日前市場競價模

擬平台取得資料，或是 Data Exchanger 無法將結果儲存到需量競價平台，需量競價平台將會發布簡訊通知管理者，可能是網路或平台發生故障，需緊急處理!! 該使用案例的流程如圖 5 所示。



- 定期(每小時分鐘)檢查網路狀態:
1. 連線日前市場競價模擬平台資料庫
  2. 以MySQL view的方式取得前一日之等效標單資料(某一筆)
  3. DataExchanger將結果寫入需量競價平台資料庫

圖 5 平台間的網路狀態監控運作流程

需量競價平台針對需量競價措施，每一工作日上午十一點十五分需量競價平台會依據用戶的報價現況產生等效標單，並傳遞給日前市場競價模擬平台。該日下午四點十五分，DataExchanger 從日前市場競價模擬平台取得競價結果、電能邊際價格等資訊再傳遞給需量競價平台，該日下午四點三十分，需量競價平台將產生得標名單，並以簡訊與 e-mail 通知得標用戶與相關台電人員。為了確認當日需量競價措施執行到哪一階段，我們設計五種的狀態指示，以辨別處理的進度，五種狀態指示分別為：

- (一) 起始狀態(0)：每工作日凌晨零點十五分初始下一工作日之需量競價狀態，後續產生等效標單時，會以狀態 0 的日期當作目標日期。例如，5/27 (五) 00:15 會初始 5/30(一)的狀態，而 5/27 11:15 會產生 5/30 的等效標單。此狀態指示由需量競價平台自動產生。
- (二) 產生等效標單(1)：每工作日上午十一點十分時，需量競價平台會先取得狀態為 0 的日期 D，再產生包含日期 D 的連續兩個工作日之間所有日期之等效標單，如果兩個日期間包含假日，則假日之等效標單其值均為 0。例如，5/27(五)11:10 時平台搜尋到狀態為 0 之日期為 5/30(一)，則平台就會產生 5/30(一)

和 5/31(二)之等效標單，需量競價平台產生等效標單之後，才會將需量競價措施的狀態從 0 變更為 1。

(三) 已傳送標單(200)：每工作日上午十一點十五分時，Data Exchanger 會從需量競價平台取得等效標單並傳送給日前市場競價模擬平台，成功傳送後，Data Exchanger 會將需量競價措施的狀態從 1 變更為 200。

(四) 取得競價結果(400)：每工作日下午四點十五分時，Data Exchanger 會從日前市場競價模擬平台取得競價結果與電能邊際價格等效標單並傳送給需量競價平台，成功傳送後，Data Exchanger 會將需量競價措施的狀態從 200 變更為 400。

(五) 產生得標名單(500)：每工作日下午四點三十分時，需量競價平台會依據競價結果與電能邊際價格產生得標名單，並將需量競價措施的狀態從 400 變更為 500。

五種狀態的流程圖如圖 6 所示。另外，需量競價平台亦設計平台狀態監控 Agent，如果在特定的時段，需量競價措施之狀態指示錯誤，需量

競價平台將會傳送簡訊通知管理者，以進行緊急處理。例如：在平日中午十二點時，需量競價措施之狀態指示應該停留在” 200”，如果監控 Agent 檢查該狀態數值不是” 200”，則就會發布簡訊通知管理者進行處理。



圖 6 需量競價措施執行狀態流程

## 二、需量競價平台系統架構

此節將介紹需量競價平台之系統架構，並說明包含哪些功能模組，該模組各自負責那些事項，系統架構圖可見下圖 7。

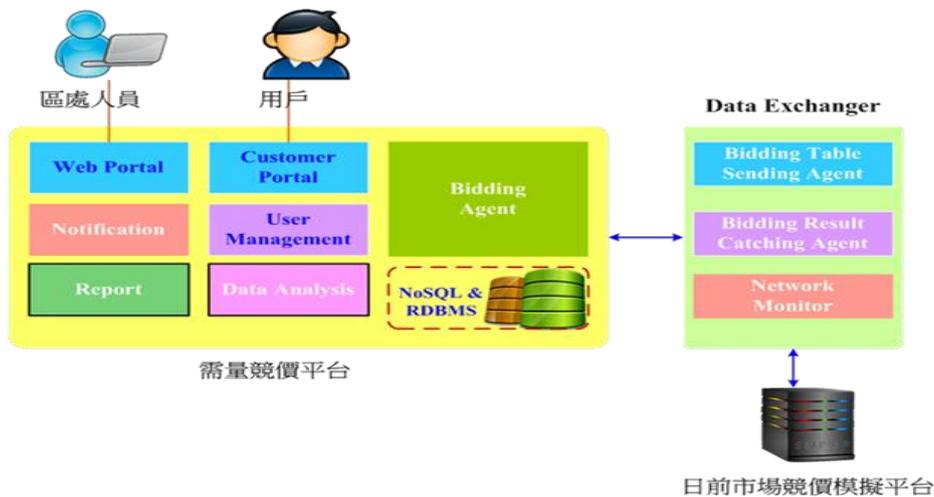


圖 7 需量競價平台之系統架構

需量競價平台之軟體模組種類與功能包含以下幾項：

(一) Web Portal：需量競價平台使用者介面之登

入首頁，該頁面鑲嵌台電需量競價措施簡介網路影片(<https://youtu.be/WCH0CUTqoCc>)、台電當前用電資訊、需量競價措施簡介資

料下載、一般用戶網站操作說明資料下載、顯示平台/台電工作人員聯絡資訊、顯示近期活動資訊等等。

(二) **Customer Portal**：需量競價平台使用者之人機介面。用戶登入時，平台會檢查用戶登入所使用的帳密和認證碼是否正確，如果錯誤將停留在登入頁面；反之，平台會依據登入用戶之帳號類別導向到對應的網站頁面，以利進行各類業務操作。目前用戶分類總共有四種，分別為一般(參與)用戶、區處人員、調度中心、Super User。

(三) **Bidding Agent**：

1. 支援線上報價：該軟體模組可以支援用戶每日線上變更報價、顯示每日之報價資訊、顯示得標日期等功能。
2. 等效標單演算法：依據平台所有用戶的報價情況，產生六張等效標單。該演算法將於下一章節介紹。
3. 得標名單演算法：依據日前市場競價模擬平台所提供之競價結果和電能邊際價格，產生得標名單。得標名單該演算法將於下一章節介紹。

(四) **Notification**：

1. 得標名單通知：一旦競價結果(得標名單)出爐，該軟體模組會立刻通知各得標用戶之得標資訊、抑低用電時段，亦會通知區營業處、調度中心和 super user 最新的總得標戶數與抑低用電契約容量總計。
2. **Data Exchanger** 狀態監控：當平台發現 **Data Exchanger** 故障或網路不通，會立刻發布簡訊通知管理者以進行緊急處理。
3. 需量競價措施狀態監控：該軟體模組亦會進行平台運作狀態監控，如果發現平台狀態不對，亦會立刻發布簡訊通知管理者以進行緊急處理。

(五) **User Management**：該模組可管理該平台使用者。目前平台使用者共分為四種類別，分別為參與用戶、區營業處人員、調度中心人

員、Super user 等。

(六) **Report**：依據平台運作需求或台電需求產生適當的報表資料，此軟體模組正在建構中，建構期間將會與台電相關人員討論。

(七) **Data Analysis**：該軟體模組負責分析需量競價措施的效益，包含參與用戶與總體的部分。此軟體模組正在建構中，建構期間將會與台電相關人員討論。

**Data Exchanger** 之軟體模組種類與功能包含以下幾項：

(一) **Bidding Table Sending Agent**：該軟體模組負責從需量競價平台取得等效標單，再傳送給日前市場競價模擬平台，並將需量競價措施的狀態從 1 變更為 200。

(二) **Bidding Result Catching Agent**：該軟體模組負責從日前市場競價模擬平台取得競價結果與電能邊際價格，再傳送給需量競價平台，並將需量競價措施的狀態從 200 變更為 400。

(三) **Network Monitor**：該軟體模組負責監控需量競價平台、**Data Exchanger**、日前市場競價模擬平台三者間的網路是否通順且各平台是否正常運作。

### 三、等效標單、得標名單產生演算法

目前台電透過日前市場競價模擬平台的競價結果，決定要調用那些發電機組以支援負載需求。因此，每一發電機組必須填寫等效標單以利進行競價，每張等效標單包含六個 stage 的(發電)報價(單位：MW/h)、對應之累計發電量(單位：MW)，以及該機組之最大發電量(單位：MW)等訊息。針對需量競價措施，台電也將採用類似的模式，也就是將所有用戶的報價與抑低用電契約容量模擬成六部發電機組，其中抑低時數 2 小時的用戶們模擬成三部發電機組，而抑低時數 4 小時的用戶們模擬成剩下的三部發電機組。因為需量競價措施實施時段只有從 13:00~17:00，因此需量競價措施所模擬的發電機組其等效標單只有

在 13:00~17:00 的時段有值，其餘皆為 0，其他的等效標單規範如下：

- (一) 每一工作日產生連續兩個非假日間的所有日期之等效標單，如：5/12(四)需產生 5/13(五)，5/14(六)，5/15(日)，5/16(一)等四天之等效標單，其中 5/14(六)，5/15(日)等效標單之內容皆為 0。
- (二) 每一等效標單需有 96 個時段，其中非 13:00~17:00 的時段，其值皆為 0。
- (三) 依抑低時數分為兩大組等效標單，分別為抑低時數 2 小時和抑低時數四小時，而每一組等效標單又再細分三張等效標單，如抑低時數 2 小時的用戶，依據用戶的報價，產生 BD\_DR#1~BD\_DR#3 三張等效標單；抑低時數 4 小時的用戶，依據用戶的報價，產生

BD\_DR#4~BD\_DR#6 三張等效標單。

(四) 排除已累計得標達 28 小時的用戶報價。

1. 等效標單演算法：

演算法流程如圖 8 所示，首先將取得得標時數未滿 28 小時之所有用戶在事件日(Event-Day)當月份當日之報價資料及當月份之對應抑低用電契約容量，並依照抑低時數區分成兩大類，分別為抑低 2 小時 DA-2 和抑低 4 小時 DA-4。之後依序針對每一類產生三張等效標單，以下將以抑低 2 小時之用戶報價資料和抑低用電契約容量為例，分步驟說明如何產生 BD\_DR#1~BD\_DR#3 三張等效標單等三張標單：

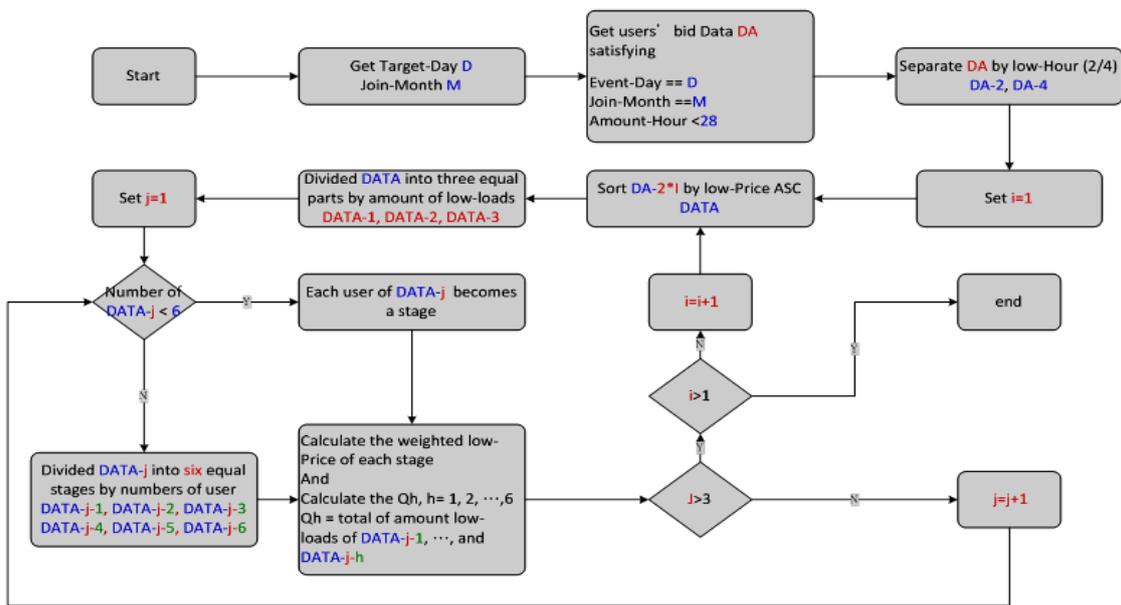


圖 8 等效標單演算法流程圖

- (1) 按照用戶的報價從小到大排列。
- (2) 依此前述排列方式，區分成三個群組(群組 2-1、群組 2-2、群組 2-3)，各群組的抑低用電契約容量總和差不多，也就是大約為抑低 2 小時用戶之抑低用電契約容量總和的三分之一。
- (3) 每個群組依用戶數等分為六個 stage：

- A. 每個 stage 內的用戶加權報價放大 1000 倍，即為該 stage 的報價(單位：MW/h)。
- B. 從該群組排列為第一個的抑低用電契約容量累計到該 stage 的最後一個人之總和再縮小 1000 倍，即為該 stage 的可行發電量(單位：MW)。

C.上述最大值即為該等效標單(機組)的最大發電量(單位：MW)。

D.如果群組內的人數少於 6 個人，則最後的 stage 其對應之值為 0。

依據抑低 4 小時的用戶報價現況，產生等效標單 BD\_DR#4~BD\_DR#6 等三張等效標單的方式與上述方式相同。

2. 得標名單演算法：

Data Exchanger 從調度處日前市場競價模擬平台取得的競價結果只要有三種資訊，分別為 BD\_DR#1~BD\_DR#6 各個等效標單(模擬發電機組)的得標量與需要取用的時間、電能邊際價格。其中，BD\_DR#1 等效標單(虛擬發電機組)之得標量  $K(MW)$  指的是調度處依據負載需求與發電成本，決定從 BD\_DR#1 之虛

擬發電機組取得  $K MW$  的虛擬電量，並且註明該電力被取用的時段。基本上，BD\_DR#1~BD\_DR#3 的取用時段介於 13:00~17:00 間連續兩個小時之時段，BD\_DR#4~BD\_DR#6 的取用時段一定從 13:00 到 17:00。

演算法流程如圖 9 所示，首先分別取得事件日(Event-Day)之最大電能邊際價格  $P$ 、各等效標單之得標量、取用起始與結束時間等資訊，以 BD\_DR#1 為例，其得標量為  $q_1$ ，取用起始時間  $s_1$ ，與結束時間  $e_1$ 。接下來，將分成參與抑低時數 2 小時之用戶和參與抑低時數 4 小時之用戶，分別說明如何產出得標名單，其步驟如下。

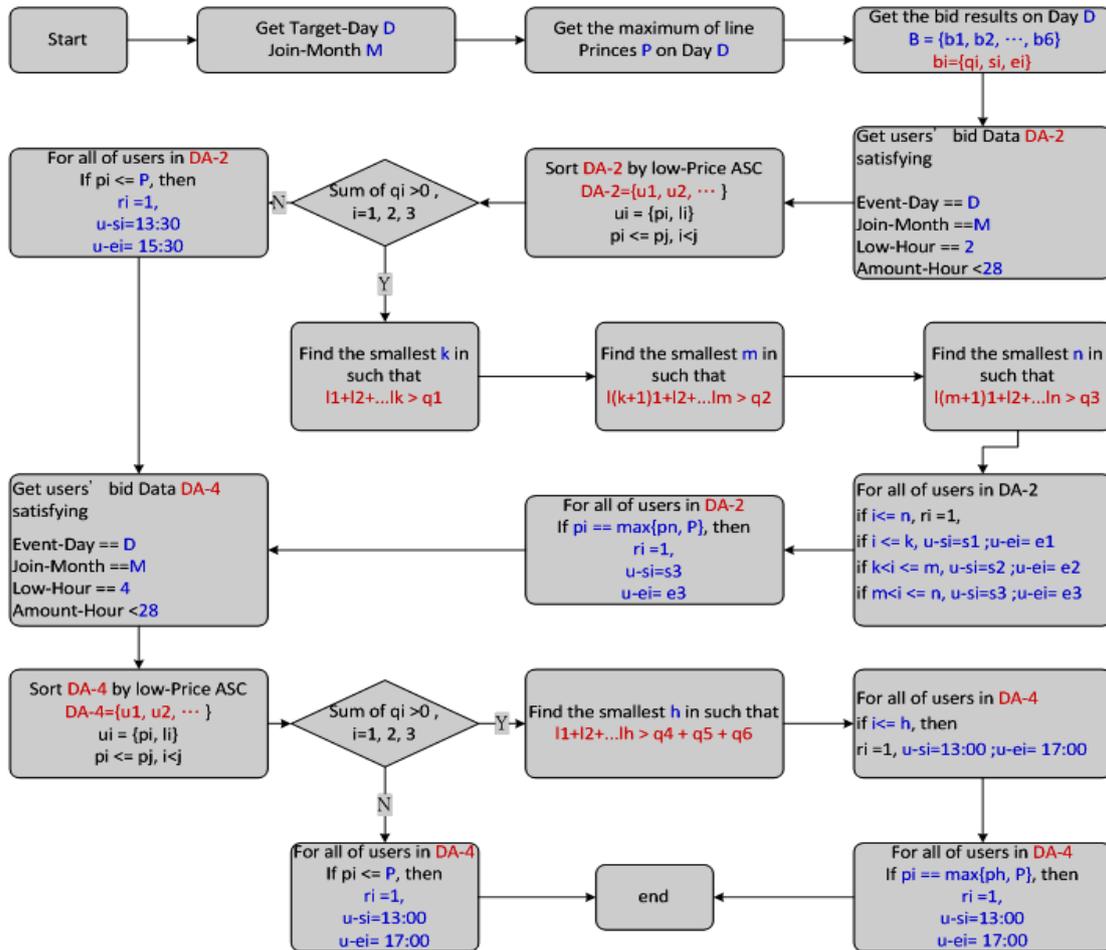


圖 9 得標名單演算法流程圖

### 3. 參與抑低時數 2 小時之用戶得標名單產生演算法：

處理參與抑低時數 2 小時之用戶，取得該月份之得標時數尚未達 28 小時之用戶事件日當日報價與該月份之抑低用電契約容量，並且依據報價從小排到大。以下將以抑低 2 小時之用戶報價資料和抑低用電契約容量為例，分步驟說明如何產生 BD\_DR#1~BD\_DR#3 三張等效標單等三張標單：

- (1) 取得該月份之得標時數尚未達 28 小時之用戶事件日當日報價與該月份之抑低用電契約容量，並依據報價從小排到大：  
 $DA-2 = \{u_1, u_2, \dots\}, u_i = [p_i, l_i], p_i \leq p_j$ ,  
 if  $i < j$ ，其中  $p_i$  為  $i$ th 用戶的報價資訊，  
 $l_i$  為  $i$ th 的抑低用電契約容量。
- (2) 加總  $q_1+q_2+q_3$ ，並判斷該值是否大於 0：  
 $q_1+q_2+q_3 \leq 0$ ，執行步驟 3  
 $q_1+q_2+q_3 > 0$ ，執行步驟 4
- (3) 只要用戶之報價值小於  $P$ ，則該用戶即得標，且執行時段為 13:30~15:30，執行步驟 8。
- (4) 找出最小的  $k$  使得  $\sum_{i=1}^k l_i \geq q_1$ ，則  $u_1 \sim u_k$  用戶皆得標，且執行時段為  $s_1 \sim e_1$ ，執行步驟 5。
- (5) 找出最小的  $m$  使得  $\sum_{i=k+1}^m l_i \geq q_2$ ，則  $u_{(k+1)} \sim u_m$  用戶皆得標，且執行時段為  $s_2 \sim e_2$ ，執行步驟 6。
- (6) 找出最小的  $n$  使得  $\sum_{i=m+1}^n l_i \geq q_3$ ，則  $u_{(m+1)} \sim u_n$  用戶皆得標，且執行時段為  $s_3 \sim e_3$ ，執行步驟 7。
- (7) 只要用戶之報價值小於  $p_n$  和  $P$  兩者中的最大值，則該用戶即得標，且執行時段為  $s_3 \sim e_3$ ，執行步驟 8。

(8) 得標名單產生完畢。

### 4. 參與抑低時數 4 小時之用戶得標名單產生演算法：

處理參與抑低時數 4 小時之用戶，取得該月份之得標時數尚未達 28 小時之用戶事件日當日報價與該月份之抑低用電契約容量，並且依據報價從小排到大。以下將以抑低 4 小時之用戶報價資料和抑低用電契約容量為例，分步驟說明如何產生 BD\_DR#4~BD\_DR#6 三張等效標單等三張標單：

- (1) 取得該月份之得標時數尚未達 28 小時之用戶事件日當日報價與該月份之抑低用電契約容量，並依據報價從小排到大：  
 $DA-4 = \{u_1, u_2, \dots\}, u_i = [p_i, l_i], p_i \leq p_j$ ,  
 if  $i < j$ ，其中  $p_i$  為  $i$ th 用戶的報價資訊，  
 $l_i$  為  $i$ th 的抑低用電契約容量。
- (2) 加總  $q_4+q_5+q_6$ ，並判斷該值是否大於 0：  
 A.  $q_4+q_5+q_6 \leq 0$ ，執行步驟 3  
 B.  $q_4+q_5+q_6 > 0$ ，執行步驟 4
- (3) 只要用戶之報價值小於  $P$ ，則該用戶即得標，且執行時段為 13:00~17:00，執行步驟 6。
- (4) 找出最小的  $k$  使得  $\sum_{i=1}^k l_i \geq q_4+q_5+q_6$ ，則  $u_1 \sim u_k$  用戶皆得標，且執行時段皆為 13:00~17:00，執行步驟 6。
- (5) 只要用戶之報價值小於  $p_k$  和  $P$  兩者中的最大值，則該用戶即得標，且執行時段為 13:00~17:00，執行步驟 6
- (6) 得標名單產生完畢。

## 四、需量競價平台網站排版設計

此章節將介紹需量競價平台的人機操作介面，接下來將以一般(參與)用戶和區處人員的身分，簡介平台針對此兩個用戶目前所提供的功能。  
 (一) 一般用戶：

需量競價平台目前提供給一般(參與)用戶最主要的功能是可以執行線上報價、得標訊息提示、基本資料和需量競價措施選用資料提示。以下分別介紹每個功能及操作頁面：

1. 登入頁面：首先一般(參與)用戶如果是第一次登入平台時，以自己的電號當作是當入的帳號，並且輸入從區處人員所取得的一次性密碼及驗證碼，輸入正確後，該頁面會將用戶導向到密碼變更之頁面，變更密碼之後一般用戶才可以進行平台的操作。此頁面將依據用戶輸入的帳號，依據此帳號屬於的用戶類別進行操作頁面導向，以利進行各項業務操作。另外，此頁面鑲嵌一個需量競價措施 youtube 影片，簡介需量競價措施；並提供兩個文件下載，分別是需量競價措施簡介和需量競價平台操作手冊。此頁面如圖 10 所示。



圖 10 需量競價平台登入頁面

2. 個人首頁：該頁面提供用戶參與需量競價措施的月份提示、該月份目前已經得標的次數及小時數(依據需量競價措施規範，用戶單一電號之單月得標小時數之上限為 28 小時)、最新消息、最新得標之抑低用電時段、最近一次得標事件之變更報價截止時間提醒、最新得標事件之扣減(獎勵)金額預算。另外，平台在此頁面將用戶的歷史報價和台電的五日平均電能邊際價格進行比較，讓用戶可以清楚兩者的

走向與差距。原則上，只要用戶的報價比台電的電能邊際價格低，就可得標，此頁面如圖 11 所示。



圖 11 需量競價平台個人首頁

3. 競標報價：提供用戶進行線上報價，報價的部分主要是以月曆的方式呈現，並在月曆上用灰色、綠色、紅色分別表示已截止報價、可變更報價、變更中報價等狀態。用戶可於可變更報價之日子選擇，選擇後該日子區塊會變成紅色，而用戶可在該頁面之右上角顯示選擇日期的右邊方塊填入欲報價之價格。如果該價格只是針對選擇之日期，則可點選『確認當次報價』；若是，要將該報價預設為之後的價格，則可點選『確認當次報價 設為日後預設值』。該頁面右下角亦提供歷史近五日平均電能邊際價格資訊參考，此頁面如圖 12 所示。



圖 12 競標報價頁面

4. 基本資料：該頁面呈現參與用戶的基本資料、聯絡人資料和參與需量競價措施之選

用資料。透過登入之密碼、此頁面，用戶可以變更密碼與聯絡人資訊。

## (二) 區處人員：

需量競價平台提供區營業處人員的主要功能是管理參與用戶、得標名單查詢、基本資料等功能。

1. 得標名單查詢：該頁面呈現最新區處人員所在區處之最新得標名單，名單欄位包含得標用戶目前已累計的得標小時數、抑低用電契約容量、抑低用電執行時段、該用戶之聯絡資訊等，並且提供得標名單 CSV 下載及高壓用戶得標通知單列印。得標通知單自動匯入得標用戶的相關資料，包含傳真號碼。區處人員下載後，可以直接傳真給用戶。(註：今(105)年需量競價措施同時採三種方式通知得標用戶，包含簡訊、E-mail 和傳真，其中平台自動以前兩種方式通知用戶，後傳真則需要區處人員處理)

2. 競標用戶管理：

(1) 用戶管理：該頁面首先呈現的是該區處轄下參與需量競價措施之參與用戶名單，除了電號、戶名外，亦呈現每一用戶最新登入平台之時間。另外，區處人員可以透過此頁面新增用戶或是點選『詳細資料』按鈕對該用戶進行相關資訊修改，包含變更『一次性密碼』，如圖 13~15。最後，透過『得標資訊』可以查詢該用戶之歷史得標訊息，包含得標日期、報價與時段等。此頁面有限制某一區處人員只可以查詢、新增或修改該區處轄下的用電用戶。

(2) 資訊下載：方便區處人員掌握轄下各月份參與用戶名單，因此平台在此頁面提供該區處之用戶選用資料 CSV 下載。另外，為了利於區處之核算科員進行得標用戶效益計算，亦提供該區處之歷史得標用戶明細 CSV 下載，如圖 16。

競標用戶管理-台南區營業處

依電號新增/查詢:   **可直接輸入電號查詢**

Show 10 entries Search:

| 電號          | 公司名稱       | 下月抑低平均報價 (度/元) | 最後登入時間              | 用戶資料                                | 歷史得標資訊                              |
|-------------|------------|----------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 10020392008 | [REDACTED] | 8.5            | 2016-05-09 11:03:32 | <input type="button" value="詳細資料"/> | <input type="button" value="得標資訊"/> |
| 10024116103 | [REDACTED] | 6              | 2016-08-09 14:13:53 | <input type="button" value="詳細資料"/> | <input type="button" value="得標資訊"/> |
| [REDACTED]  | [REDACTED] | 8              | 2016-07-03 13:48:39 | <input type="button" value="詳細資料"/> | <input type="button" value="得標資訊"/> |

**只顯示自己區處的參與用戶名單**

圖 13 競標用戶管理之查詢功能

依電號查詢/新增:

**用戶資訊**

該用戶【0122231111- [REDACTED] 尚未參與需量競價措施

圖 14 競標用戶管理之新增功能



圖 15 競標用戶管理之新增用戶頁面



圖 16 競標用戶管理頁面

#### 肆、需量競價平台運轉報告及需量競價措施效益分析

需量競價平台從今(105)年四月底開始正式上線，到目前為止已經運轉三個多月，以下將就

此三個月的運作情況進行分析。

表 1 為今(105)年 5 月~7 月參與用戶的選用明細，包含選用經濟型且每次抑低用電 2 小時或 4 小時、可靠型並每次抑低用電 2 小時或 4 小時、透過平台變更報價之用戶數。目前，針對需量反應措施，一個高壓電號即為一個用戶。舉例來

說，如果某一家公司向台電申請三個高壓電號，且此三個電號同時參與需量競價措施，則台電會將此公司當作是三個用戶參與需量競價措施。從表一中，可以看到大部分的用戶還是選用比較沒有罰則的經濟型，其中選擇抑低用電時數 2 小時的用戶占多數，不過所聚集的抑低用電契約容量

還是抑低用電 4 小時的比較多。而參與的用戶數也逐月遞增，透過需量競價平台變更報價的用戶數亦然。另外，觀察 5 月~7 月透過平台變更報價之報價異動之變異數前三名，可以看出這些用戶確實有參考平台所提供之台電當日之備載容量資訊及近五日平均電能邊際價格，圖 17~19。

表 1 105 年 5 月~7 月需量競價措施用戶選用資料統計

| 參與方案              | 契約抑低時數 | 五月          |              | 六月          |              | 七月          |              |
|-------------------|--------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
|                   |        | 戶數          | 契約容量數        | 戶數          | 契約容量數        | 戶數          | 契約容量數        |
| 經濟型               | 2 小時   | 227         | 116,284 (kW) | 364         | 260,555 (kW) | 399         | 233,000 (kW) |
|                   | 4 小時   | 175         | 333,610 (kW) | 227         | 230,411 (kW) | 272         | 291,250 (kW) |
| 可靠型               | 2 小時   | 2           | 27,110 (kW)  | 1           | 200 (kW)     | 1           | 200 (kW)     |
|                   | 4 小時   | 6           | 4,500 (kW)   | 2           | 210 (kW)     | 6           | 5,660 (kW)   |
| 合計                |        | 410         | 481,504 (kW) | 594         | 491,376 (kW) | 678         | 530,110 (kW) |
| 曾進行投標價格變更(每月獨立統計) |        | 112 (27.3%) | -            | 209 (35.2%) | -            | 261 (38.5%) | -            |

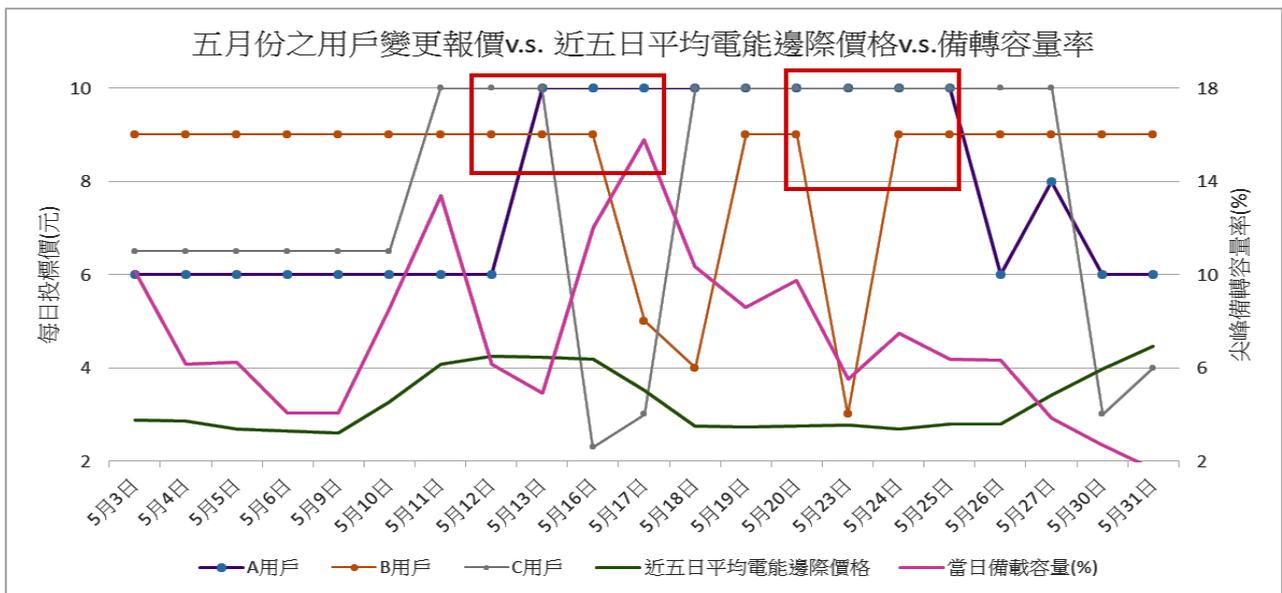


圖 17 五月份用份變更報價與近五日平均電能邊際價格、備載容量比較

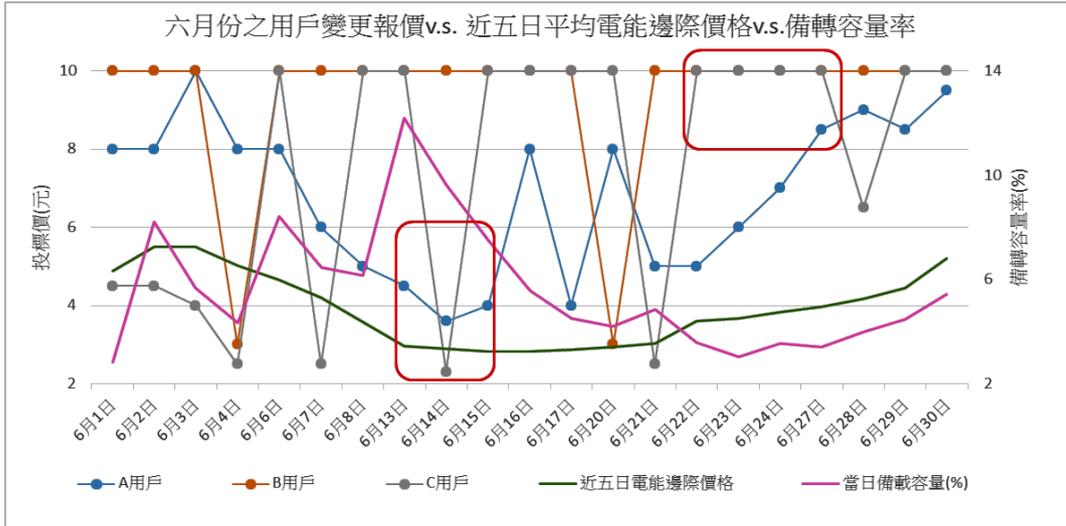


圖 18 六月份月份變更報價與近五日平均電能邊際價格、備載容量比較

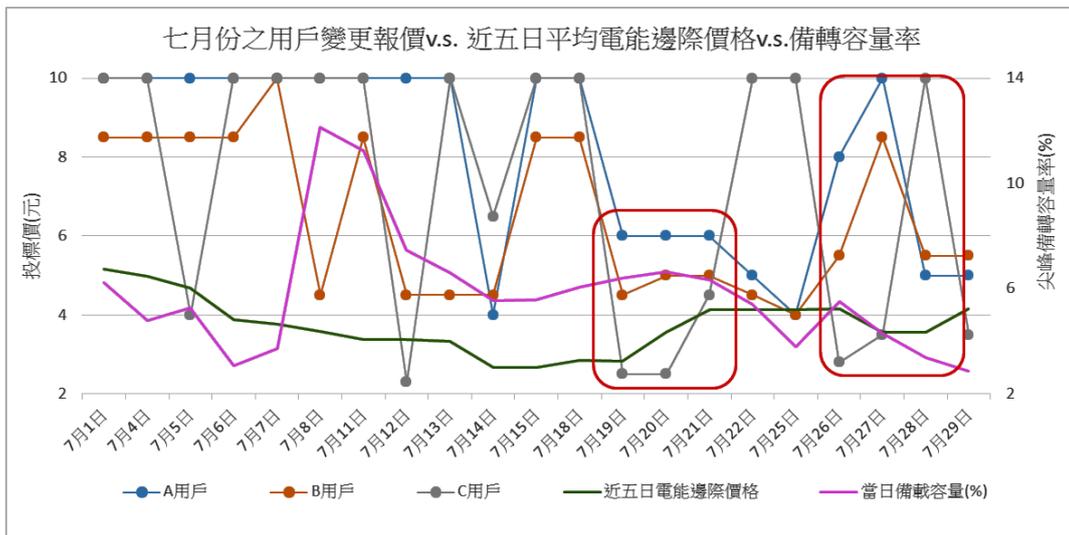


圖 19 七月份月份變更報價與近五日平均電能邊際價格、備載容量比較

目前用戶報價時從需量競價平台的登入頁面可以取得當日的備載容量，及從登入後的個人首頁取得近五日平均之電能邊際價格。需量競價措施之得標用戶是參與日前市場競價，若得標將於抑低用電事件日之前一天下午六點前被通知。因此，用戶所參考的前兩者資訊與實際都會有一天的誤差，其中近五日平均電能邊際價格也是取包含當日之往前推算五日的電能邊際價格平均。

從圖 17 中可以看出當備載容量從高轉低的時候，大部分近五日平均電能邊際價格也慢慢爬

升，在 5/12~5/16 備載容量只剩下將近 4%，而在此時期三個用戶都紛紛提高他們的報價。圖 18 和圖 19 分別為六七月份之表現也差不多。不過，也些時候用戶為了可以得標，反而在備載容量高的時候低報價。

圖 20 為五月到七月之需量競價措施整體效益分析，其中，效益的計算為抑低用電實績總和除以抑低用電契約容量總計。抑低用電契約容量總計指的是累計所有執行需量競價措施日期之得標用戶的抑低用電契約容量；抑低用電實績總和也是採用相同的模式，累計所有執行需量競價

措施日期之得標用戶的抑低用電實績。

圖 20 也顯示邁入夏季的時段，因為氣候而造成的冷氣用電負載大增而導致尖峰用電吃緊，參與用戶實際執行抑低用電的情況也大打折扣。所以五月份有較佳高的執行效益近七成左右 (70.5%)，但是六七月份就降下來了，分別只有 34.9% 和 52.9%。雖然六月份之執行效益最低，只有 34.9%，但是所聚集的抑低用電實績反而是三個月中最大的。不過，此三個月的抑低用電實績其實相差不大，整個月分都有達到 1000 MW 以上的抑低量與抑低用電契約容量。

圖 21 再進一步觀察五月到七月的效益分

析。首先，觀察藍色的長條圖，可以發現選用經濟型用戶的抑低用電實績總和都低於抑低用電契約容量總計，執行效益都沒有超過 100% (橘色線)，最低只有 34.8% 而最高才 68.4%。但是，反觀選用可靠型的用戶，其抑低用電實績總和都比抑低用電契約容量總計多，最多甚至達到有 221.1%。造成這樣的現象，有可能是可靠型的用戶因為執行沒達 100% 會有罰則的關係，所以如果得標其執行率都可以達到 100% 以上。不過目前選用經濟型之用戶還是占大多數，未來應考慮如何增加誘因以增加可靠型之用戶，這樣就有可能透過需量競價措施來取得相對穩定的備載容量。

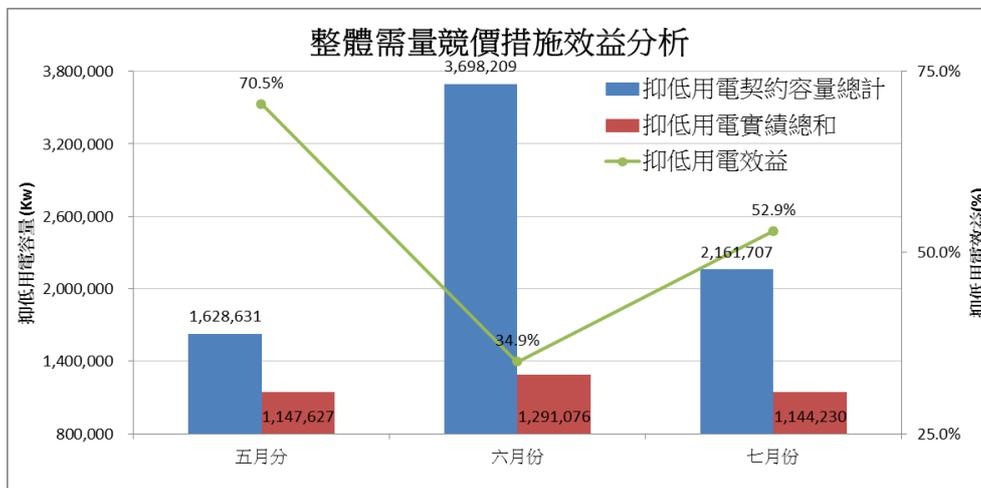


圖 20 五~七月份之需量競價措施整體效益分析

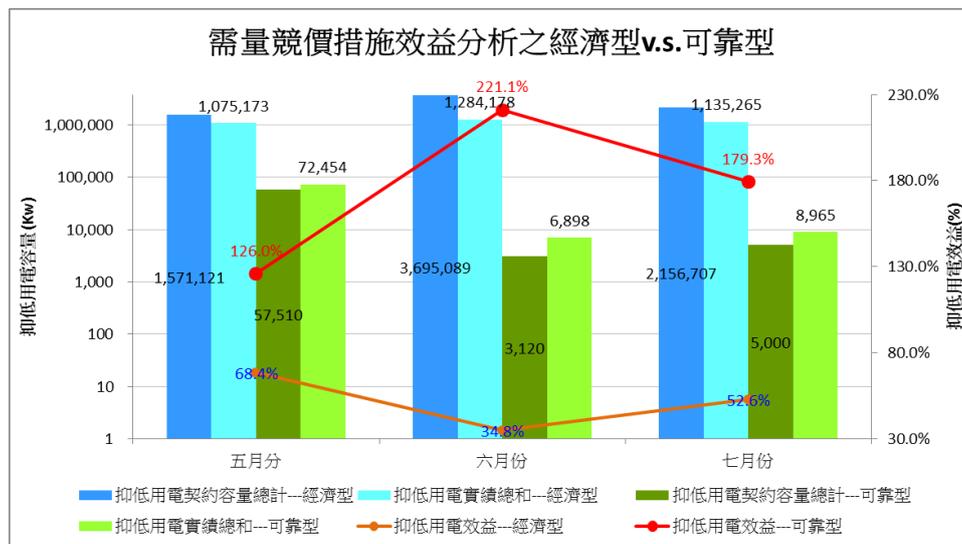


圖 21 五~七月份之需量競價措施效益分析---經濟型 v.s. 可靠型

## 伍、結論與建議

需量競價平台自今(105)年四月底正式上線，藉由需量競價措施 e 化，目前區處人員可以透過平台管理參與用戶，並且取得部分的報表資料加速統計參與人數、抑低用電契約容量、抑低用電事件之轄下得標總人數資訊，並且透過三種方式通知得標用戶以進行抑低用電，提高尖峰負載抑低成效。另外，調度處也可以很方便的調度需量競價之需量，截至七月底，五到七月調度處調用需量競價之需量達到 58 天，相較於去年大幅成長，且目前當日最大的抑低用電實績將近

400MW 左右。未來將介接台電 NBS 系統，用戶將可以透過需量競價平台查看自己的歷史效益，而台電總處人員更容易地評估需量競價措施之效益或其他相關分析報告。本需量競價平台及內部各項功能與呈現方式將隨台電與研究團隊針對使用狀況與策略進行調整修訂。

## 陸、參考文獻

- [1] 張建隆，「我國需量反應潛能調查模擬分析之研究」，北台學報第 28 期，2005 年。

### 台電工程月刊徵稿啟事

- \* 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。
- \* 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

☎ (02)2360-1095 ✉ u117212@taipower.com.tw

# Aggregator 之國際商業模式分析

Analysis of the Business Models for Aggregator

唐文祥\*  
Tang, Wen-Shiang

施恩\*\*  
Shih, En

## 摘要

根據歐美實施需量反應經驗，為解決參與需量反應用戶的各種困難，紛紛導入用戶群代表制度。對於電力公司而言，推動 Aggregator，除可減少人力投入於尋找用戶、諮詢外，亦可避免介入用戶端設備的建置、維修與故障糾紛處理等問題。本論文首先研析國外需量反應 Aggregator 商業模式案例與推行的必要條件，包含技術面、法規面。再評估商業模式於我國執行之可行性並提出適當的建議。

## Abstract

According to the experience of demand response in USA or Europe, market aggregators are introduced to solve various problems for the consumers who participate in the demand response programs. Aggregators could help utilities reduce the manpower in looking for customers to participate in the demand response programs which suit them. The functions of the aggregators include avoiding implementation and maintenance of the related system or devices on the customer side. In this report, we first analyze the business model of the aggregator in foreign countries and study the necessary conditions including relevant technologies and regulations of each corresponding business model. Finally, we will conduct analysis to realize the distinctions in business models of the aggregators in Taiwan and foreign countries, and then provide some suggestions to help solve the problems of the distinctions.

**關鍵詞(Key Words)：**用戶群代表(Aggregator)、需量反應(Demand Response, DR)、需求面管理(Demand-side Management)。

## 壹、前言

近年來，許多已開發和開發中的國家都積極推動需求面管理(Demand-Side Management, DSM)以均衡電力系統負載、減少不必要之電能消耗並進一步提高發電設施利用率，故需求面管理與供給面電源開發具同等重要之地位。

需量反應(Demand Response, DR)為電業自

由化後電力需求面管理重要措施之一。所謂「需量反應」是指用戶為反應一些信息(如價格或緊急事件通知)，用戶將負載(或電力需求)回售給系統，或是指有能力抑低消費的電力用戶，當躉售市場每小時電價飆漲時抑低消費，而使價格下降；或當獨立調度機構因緊急情況，要求電力用戶卸載或抑低負載時，電力用戶予以配合卸載或降低消費，以避免遭遇到實施分區輪流停電之需要。由於建立需量反應不需要透過大量補貼政

\*財團法人工業技術研究院

\*\*財團法人台灣經濟研究院

策，或投入大額資源進行公共建設即可以推行，故透過發展需量反應來調節電力供需，被歐美國家視為目前最符合成本效益的策略。美國自 2005 年開始實施需量反應，2010 年需量反應措施平均抑低全美國尖峰負載 8-11%，而歐洲實施需量反應之尖峰負載平均下降 6-13%，頗具成效。

根據國外實施需量反應經驗，為了解決用戶參與需量反應時遇到的各種困難(例如缺少資金、要求高貼現率、缺少訊息等)，促進需量反應大規模推廣，當前各國政府在推動政策、法制與市場革新上，除推動市場誘因與獎勵機制外，並積極推動「用戶群代表(Aggregator)」制度，以聚集眾多用戶達成規模經濟。

所謂的用戶群代表，係指一營利或非營利之團體。無論是政府單位、民間機構、企業或社區，凡願意從事電力仲介或經紀者，即可代表所屬之分支單位、公司或一群用戶與電力供應商議定電價，其角色類似於「聚少成多」的電力批購。用戶群代表的力量就如同一座虛擬電廠，用戶群代表與其集成之電力用戶簽約，並以用戶群代表名義參與電力零售商需量反應措施或各類時間電價方案，再與電力零售商做價格談判，在整個電力市場結構中扮演電力使用者與生產者間仲介的角色。

在電力零售市場中去推動用戶群代表的概念，其對國內節能的影響在於能夠提高現有住宅與小型商業用戶的功能，刺激其競爭力，以落實真正的電力自由化，進而降低電價、改善電業體質，而不再是大型工業或商業用戶能夠受惠，或是依靠行政命令訂定電價上限或降價幅度。對供電商而言，用戶群代表的概念可減少大量的作業成本(如教育用戶、吸引用戶轉換供電商等費用)，方便對小型電力用戶市場進行管理。惟從各國電力市場實際運作經驗看來，此制度的理想仍受到相當多的挑戰，如美國住宅用戶較工商用戶的推廣成效不佳、很少有用戶群代表業者願意提供住宅與小型商業用戶競爭費率選擇，同時，也會受到國情環境的不同，在訂定的參與條件與限

制條件會有不同的發展。

發展用戶群代表(Aggregator)，已成為當前國際推廣電力需求端管理的重要策略，而商業模式的創新更是掌握 Aggregator 模式能否成功之關鍵。為了找出適合我國環境的商業模式，以實現節能目標，同時創造新產業商機，乃有參考借鏡國外推動經驗之需要。

## 貳、導入用戶群代表的優點

根據國際上需量反應推動之經驗，透過 Aggregator 可以有效提高需量反應之執行成效。藉由 Aggregator 與不同類型用戶進行簽約，並透過資通訊技術(ICT)整合簽約用戶需量，可確保在電力公司在調度需量期間提供穩定、即時的電力卸載量。Aggregator 的優點如下：

### 一、提供更可靠的電力卸載量：

由於 Aggregator 專業即從事需量反應並以此為主要收益來源，會比一般 DR 用戶投入更多資源如資通訊技術、客製化節能措施，以確保需量反應的質(可靠度)與量達到電力公司的要求。

### 二、小用戶也可以參與 DR：

基於成本效益考量(80/20 法則)，傳統需量反應的推動係以大用戶或高壓以上用戶為主，一般用戶並無管道或缺乏能力參與需量反應。Aggregator 的功能則可協助小用戶提升卸載能力，並藉由匯集方式形成虛擬的大用戶參與電力公司的需量反應方案，如圖 1。

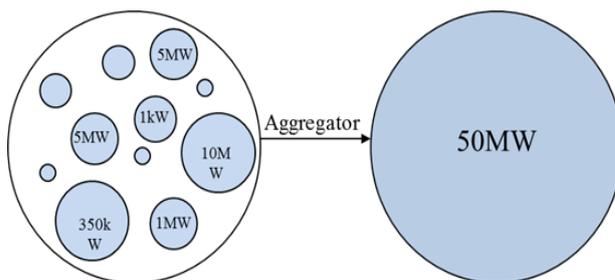


圖 1 用戶群代表(Aggregator)用戶負載聚集之概念

### 三、組合用戶負載提供多樣化卸載模式：

Aggregator 可組合不同降載特性的用戶，例如僅能短時間大量降載的用戶、可長時間少量降載的用戶等，藉由組合方式突破個別卸載限制，進而滿足各種需量反應措施的降載要求，甚至提供輔助服務，並使原受自身降載限制無法參與電力公司 DR 方案的用戶可間接參與，有助擴大需量反應的滲透率，如圖 2。

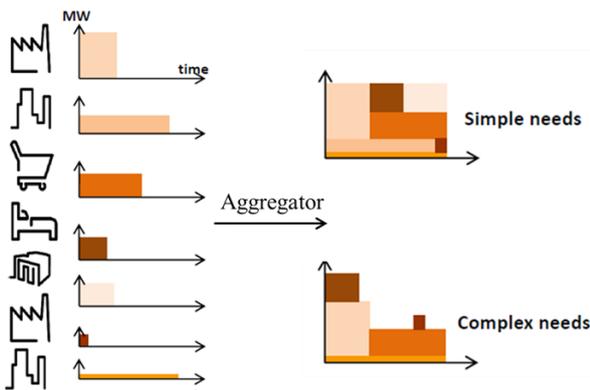


圖 2 用戶群代表(Aggregator)集結不同用戶類型負載概念

### 四、分散需量反應違約風險：

用戶直接參與電力公司 DR 方案並無法保證每次都可以配合而有違約風險；相對而言，參與 Aggregator DR 方案不僅門檻較低，不能配合也沒有違約罰則，因此提高參與意願。另一方面，Aggregator 則因旗下參與戶數及容量具一定規模，倘其中有部分用戶無法配合，則可透過調度其他用戶補足卸載能力，而達到分散違約風險的目的，如圖 3。

### 五、促進需量反應多元化、客製化與智慧化：

Aggregator 一般會結合能源服務公司(ESCO)產業或聘請不同產業專家，深入不同產業用戶之用电特性發展客製化及多元化之節能方案，並運用資通訊技術即時掌握負載型態進行智慧化管理如 AutoDR、FEMS 等，可有效協助用戶降低

負載、提高參與意願。

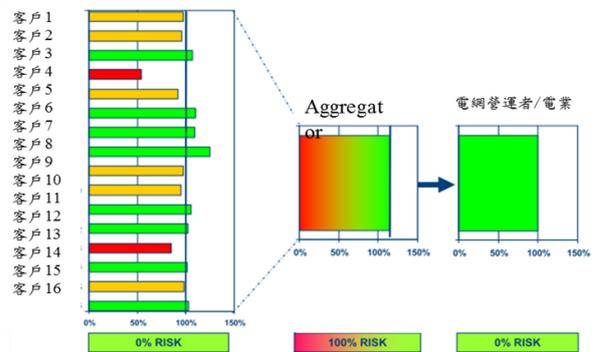


圖 3 風險管理：需量反應組合管理

## 參、Aggregator 國際案例研析

以下將分別介紹研析之五個國際需量反應 Aggregator 商業模式案例，包含美國 EnerNoC, Comverge, Constellation Energy 和 Energy Curtailment Specialists 與日本 ENERES 等公司。

### 一、EnerNoC

EnerNoC 是為商業、工業、電網營運與電力公司等客戶提供智慧能源管理軟體與服務的最大供應商之一<sup>[1,2]</sup>。該公司所提供的服務類型主要為需量反應服務，並透過提供需求反應服務來達到電力供需平衡。而該公司所提供之能源管理服務可有效的節能並提供能源使用效率。另外，該公司亦提供電力供給端(如電力公司)的能源管理諮詢服務，可依據電力公司的需求，規劃設計合適的自動化需量反應系統或需量反應方案，以達到電力公司的需求<sup>[3,4]</sup>。以下將介紹 EnerNoC 所提供服務之實際案例：

#### (一) EnerNOC Provides Key Demand Response Resources to Southern California Edison:

EnerNoC 與美國南加州愛迪生電力公司簽訂降載契約，透過自行制定需量反應方案與招募參與用戶以達到契約降載量。該需量反應方案為一年性方案，需量反應執行期間為平日上午 11 點到下午 7 點，需

量反應執行前三小內通知用戶，用戶在需量反應執行期間進行手動降載，或經由 EnerNoC 的網路操作中心，透過遠端控制的方式進行自動化降載，降載時段為連續一到四小時<sup>[3]</sup>。

## (二) Innovative Community College Reduces Energy Use by Participating in EnerNoC Demand Response:

加州 Sequoias 社區大學透過 EnerNoC，在校園內適當位置裝設智慧電表，並且針對公共區域的照明與空調裝設遠端的控制設備，希望可在滿足學生與員工的舒適度情況下達到節能的效果。該社區大學的節能方式為在較溫暖的季節中，若遇到需量反應降載需求時，該社區大學會透過調節走廊照明與提高公共區域的空調溫度四度的方式達到需量反應降載之目的。而透過此方式，加州 Sequoias 社區大學每年可獲得 10,000 到 12,000 美金左右的節能減碳收入<sup>[4]</sup>。

## (三) EnerNoC Demand Resource™ Engages Hundreds of Agricultural Customers and Exceeds Reduction Goals:

美國堪薩斯州的 Midwest Energy 電力公司為了因應持續增加的負載需求與有限的成本效益，希望可以透過 EnerNoC 規劃設計需量反應方案與執行該方案的系統，達到尖峰削減的目的。EnerNoC 提出農業需量反應方案，該方案執行的時間為六到八月間周一到周六之非假日，執行時段為下午 2 點到 9 點，需量反應方案執行前兩小時透過電話、簡訊、e-mail 通知用戶，方案執行時間 EnerNoC 會透過遠端控制的方式，按照用戶期望的時間點（需在下午 2 點到 5 點間），關閉用戶的灌溉水泵達四小時，其中用戶端的灌溉水泵需安裝 EnerNoC 的遠端控制裝置。透過該方案每年可降低 10.4MW<sup>[5]</sup>。

## 二、Comverge

Comverge 提供全方位的智慧能源管理方案，協助電力公司、電網運營商、商業和工業用戶透過優化能源使用方式，達到降低成本與滿足監管要求。該公司有 30 年協助用戶實現需求端有效管理的經驗，佈建超過 5.5 億個能源管理設備，招募超過一百萬住宅用戶參與電力市場之需求反應方案，並服務過成千上萬的商業及工業客戶。另外，Comverge 在需量反應的成效與經驗，致使有些電力公司也會向該公司諮詢需量反應相關的建議，以達到電力公司尖峰削減或提高電力成本之目的<sup>[6]</sup>。以下將介紹 EnerNoC 所提供服務之實際案例：

### (一) 智慧空調控制：

在康乃狄克州，Comverge 住宅或小型用戶參與空調直接負載控制之需量反應方案，並在參與用戶之空調設備中加裝智慧型電能管理系統，以配合電力公司要求降載。每用戶一年可獲得 100 美元參與需量方案的電價優惠。當緊急狀況發生時（如電壓低於標準值的 95%），Comverge 就會啟動需量反應裝置以進行需量降載。

### (二) Demand Response Pilot Delivers 15,260 MWh of Load Reduction in Seven Months:

Eskom 是南非的一家電力公司，由於該公司所負責之範圍的電力需求增長快速，且因電力基礎建設老化以及興建新電廠的推延，該區域電力的備載容量非常吃緊。因此，Eskom 希望可透過進行可應用於商業與工業的需量反應電力市場試點計畫，驗證需量反應效益以及減緩電網的壓力。Comverge 根據 30 多年的需量反應經驗，協助 Eskom 規劃設計合適的電力市場規則，並擔任 Market aggregator 的角色，負責創造與管理電力市場中的需量反應資源，並透過 Comverge 的 IntelliSource 軟體平台與其他相關設備，負責需量反應電

力市場運作，包含參與用戶註冊、需量反應方案執行、需量反應資源管理等功能；Comverge 也透過 load curtailment service provider (CSP) 的角色，負責招募與管理可提供需量降載的中大型商業與工業用戶相關的需量反應方案，在尖峰時段提供需量降載，同時亦導入 Comverge 所開發之相關的直接負載控制設備或用戶用電之監控設備<sup>[7]</sup>。

### 三、Constellation Energy:

Constellation Energy 是提供家庭與企業之電力、天然氣、再生能源與能源管理服務與設備之供應商。該公司提供整合性的能源解決方案，協助用戶策略性的購買與管理能源，並提高能源的使用效率，解決方案包含採購電力與天然氣、供應再生能源與，需求端管理服務或方案。該公司以電力零售商的角色度提供兩種需量反應方案，用戶可以根據自己的需求參與其中之一，不管用戶參與哪一種方案都可以透過 Constellation Energy 所提供的 web portal 了解自己詳細的電力使用資訊，Constellation Energy 希望可以透過此方式引起用戶進行自發性的節能措施<sup>[8]</sup>。另外，Constellation Energy 所供應之電力來源有兩種，電力市場與再生能源。兩種需量反應方案分別為：

(一) Fixed Price Solutions:

參與該方案用戶的電價費率是固定，該費率是經由 Constellation Energy 依據參與用戶歷史的用電資訊所制定出。

(二) Index Plus Block Solutions:

參與該方案用戶的電價費率不是固定的，該方案有點類似台電的契約容量的概念，也就是說參與用戶可以事先設定每個時段採用固定費率的電量，若該時段的電力使用量超過設定之電量，超過的電量部分之電價費率則是依據電力市場的價格。針對參與該方案的用戶，Constellation Energy 會提供電力市場電價資訊供用戶參考，並且分析用戶的歷史資訊，預測用戶各時段的用電

量，供用戶購買電力之參考。

### 四、Energy Curtailment Specialists (ECS):

Energy Curtailment Specialists (ECS) 公司是北美最大的私人需量反應供應商，並擴大到整個北美電力市場。ECS 協助電力公司與系統營運商制定需量反應方案模型，並透過招募參與需量反應方案用戶，達到節能減碳或尖峰削減之成效。目前 ECS 擁有成千上萬的用戶，並管理超過 2000 MW 的需量反應資源<sup>[9]</sup>。ECS 所提供的需量反應方案為整年性方案，方案執行時間為非假日中午十二點到下午五點，方案執行前一日的下午三點前會通知用戶，在需量反應執行期間，用戶須連續降載四個小時。參與用戶若在執行期間未進行降載並不會受到處罰，相反的若是用戶每次都有降載且達到契約內容所約定之降載量，ECS 還會給予用戶所謂的”紅利獎金”。ECS 希望透過此方式吸引用戶可以在尖峰時執行降載之行為。ECS 會在參與用戶端免費安裝一個智慧電表，該電表會詳細地記錄用戶的用電資訊，並顯示該資訊給用戶，協助用戶進行能源管理<sup>[10]</sup>。

### 五、ENERES:

ENERES 為日本的公司，該公司參與多家日本電力公司的需量反應實證計畫，主要協助(高壓)用戶直接參與電力公司所規畫之需量反應方案，透過 ENERES 所開發之設備，自動化進行的需量反應降載或空調直接負載控制，並提供用戶用電可視化，協助用戶進行節能管理<sup>[11]</sup>。另外，該公司最近推出一業務”電力採購代理業務”，該公司除了導入所開發之 BEMS 系統以外，會依據參與用戶的歷史用電資訊與用電需求，降低從電力公司所採購之電力，不足之部分可透過再生能源提供或以 BEMS 的能源管理技術來降低需量<sup>[12]</sup>。

以上所研析之五個國際 Aggregator 商業模式案例，從中可以發現，Aggregator 的商業模式從基本的招募參與會員，透過自訂的需量反應方案

與提供用戶端之相關設備達到契約降載量，演進到可協助電力公司，依據該電力公司需求，制定合適的需量反應方案與系統，從電力公司之需量反應參加者的角色變成制定者的角色。另外，需量反應資源也從原有的用戶降載的虛擬電力，增加再生能源的真實電力。

### 肆、Aggregator 國際商業模式分析

從五個國際 Aggregator 商業模式案例，可將 Aggregator 的商業模式歸內為四大類型七種商業模式，如圖 4。

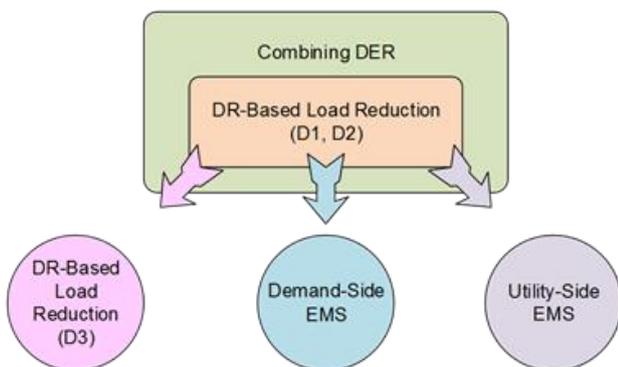


圖 4 Aggregator 商業模式類型

以下將分別介紹四大類之 Aggregator 商業模式：

#### 一、需量反應型負載降低 (DR-Based Load Reduction)：

該類型 Aggregator 的獲利來源，大都是透過用戶的需量降載，而用戶之需量降載可以直接賣給電力公司或是經過電力市場競價的結果而取得獲利。

參考美國推行多年經驗，逐漸發展成形電力公司與第三方合作模式，透過與代理商(Agent)或用戶群代表(Aggregator)異業結盟，廣佈推廣通路，代理商或用戶群代表，除必需具有對用戶端招商通路，也要具備輔導用戶規劃能源管理制

度，找出潛在需量反應額度(Potential Demand Response Capability)，擁有用戶端能源管理系統，並將用戶端能源管理系統與電力公司之自動需量反應系統整合，容許電力公司經由第三方用戶端能源管理系統，間接控制被歸類於「潛在需量反應額度」之設備。該類型的 Aggregator 的商業模式又可細分為三種類型：

#### (一) Type I: User ↔ Aggregator ↔ Utility

此類是最典型的 Aggregator 商業模式，Aggregator 與電力公司簽訂降載契約，並透過自行制定需量反應方案與招募會員，當電力公司需要時會通知 Aggregator 進行降載行為，而 Aggregator 則透過與招募會員所約定之需量反應方案內容，從用戶端取的需量降載，以聚沙成塔的方式，達到降載契約所約定之降載量。

該類型的獲利來源來自於與電力公司所簽訂之降載契約的獎勵規範。此類型的 Aggregator 須依據區域用戶的用電習慣，提出合適的需量反應方案並提供相關的設備，以爭取用戶參與，雙邊契約長度對電業與 Aggregator 的影響可見表 1。另外，為了給予參與用戶之需量降載獎勵，Aggregator 須有能力證明用戶在需量反應執行日的降載資訊或執行資訊，並且保護用戶的隱私權。

簡單來說，此商業模式即 Aggregator 與電力公司或 ISO 簽訂雙邊合約(Bilateral Power Purchase Agreement, PPA)，如採 IPP、RFP(採購案)或研究計畫等模式，電力公司或 ISO 擁有決定 DR 價量的主導權，代表國家為日本。或是開放 Aggregator 參與電業之需量反應方案，在符合方案條件下，Aggregator 可自由決定 DR 的量進入市場，代表國家/電業為韓國、愛爾蘭、澳洲、PG&E。

表 1 雙邊契約長度對電業與用戶群代表之影響

| 契約長度 | 電業/調度中心  | 用戶群代表   |
|------|--|---|
| 短期   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 建立更具有競爭性的用戶群代表市場環境</li> <li>➢ 減少對於單一用戶群代表之依賴</li> <li>➢ 契約可以更具不同議題或是更新的資料進行調整</li> <li>➢ 更有誘因避免用戶群代表意外的行為</li> <li>➢ 當沒有需求時更容易終止契約</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 減少過度依賴電業或調度中心的風險</li> <li>➢ 契約可以更具不同議題或是更新的資料進行調整</li> <li>➢ 當契約內容過度偏離時較容易終止</li> </ul>  |
| 長期   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 有助於長期運轉規劃</li> <li>➢ 對於電業/調度中心可以有較高程度的穩定性</li> <li>➢ 互相依賴可能有助於用戶群代表遵從契約規範</li> <li>➢ 較少的重複協商有助於減少交易成本</li> </ul>                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 有電業/調度中心的保障，將提高用戶群代表投標的可能性</li> <li>➢ 減少市場風險</li> <li>➢ 減少與其他用戶群代表的競爭</li> <li>➢ 較少的重複協商有助於減少交易成本</li> <li>➢ 固定成本的分擔可以更活化</li> </ul> |

## (二) Type II: User ⇔ Aggregator ⇔ Market

此類的 Aggregator 須自行制定需量反應方案與招募用戶，將用戶的降載量形成一虛擬電廠至市場投標，透過電力市場的競爭結果取得獲利。通常該 Aggregator 須在電力市場取得會員的身分，才可以參與電力市場競標，此類的 Aggregator 同時具備有電力零售商的資格，可直接參與電力市場競標活動。另外，為了給予參與用戶之需量降載獎勵，Aggregator 須有能力證明用戶在需量反應執行日的降載資訊或執行資訊，並且保護用戶的隱私權。

國外可推動此模式，是因為由於電業市場已經自由化之緣故，且大多有相關市場可以取得負電力或彈性電力需求，故公用事業直接向市場購買，會比跟 Aggregator 個別簽訂合約，更有彈性與便利。在此模式下，若套用於目前台灣上較為不易，因目前台灣尚未開放自由化電力市場，所以也暫時無法透過 Aggregator 進行電力市場交易。

直接進入容量市場競價 (Capacity Auction)，主要推行於自由化國家，在此情況下，Aggregator 可自行視能力決定於市場投標之 DR 價量，自主權較高，代表國家/電業為 PJM、ERCOT、紐約、英國。

## (三) Type III: Aggregator ⇔ User ⇔ Utility

此類型的 Aggregator 會依據用戶的歷史用電資訊與用電需求，從電力公司目前現行之需量反應方案中，選出較適合客戶參與的方案建議，並且提供相關的需量反應設備，如遠端空調控制設備、遠端電力中斷設備或能源管理系統等設備，協助用戶進行需量反應降載。此類 Aggregator 的獲利來源主要是用戶的諮詢費，設備租金或販賣之獲利。擔任此類的 Aggregator 應具備能源管理相關的實務經驗與能力，並且可開發或擁有能源管理相關的設備或系統。

Aggregator 在此模式之下，其並不扮演所謂出售「其所收集到的大量彈性電力服務」，其商業模式並非從此一過程當中獲利，故其僅有與用戶之間發生聯繫。用戶之所以願意主動尋求 Aggregator 協助之因，在於其希望透過加入公用事業之相關 DR 方案減少電費支出，但由於專業知識之侷限，故必須由 Aggregator，居於 ESCO 之角色，提供專業服務諮詢，包括：進行節能診斷諮詢、協助選擇電力公司不同之 DR 方案、相關 DR 執行所必須之設備租賃或販售等。而此模式下的 User、Utility 和 Aggregator 間的優缺點分析如表 2 所示。

在此模式下，若套用於目前台灣電業的情境下，用戶與台電之間，用戶在執行相關方案時，或許可以向台電公司請求協助，或自行找 Aggregator，租賃或購買相關設備，Aggregator 與用戶之間，用戶比較居於主動，而 Aggregator 比較偏向被動。而用戶之所以較為主動之原因，乃是希望積極參與電力公司之 DR 方案，但卻

因欠缺能力而需要尋求 Aggregator 之協助，故此一商業模式，可允許在目前法規下，目前市面上有很多這一類的能源服務公司存在，但如何增加用戶「主動」尋求 Aggregator 協助之誘因？這一商業模式，需要進一步制訂相關補助方案。

表 2 Aggregator ↔ User ↔ Utility 模式下之 User、Utility 和 Aggregator 間的優缺點分析

| 對象         | 優點   | 缺點  |
|------------|--|---|
| Utility    | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 現行電業環境可立即執行</li> <li>➢ 減少佈建控制設備成本，並避免設備損壞問題</li> <li>➢ 提高單一用戶需量反應穩定性</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 仍需花費人力與資源推動 DR 措施</li> <li>➢ 若措施無罰則機制，需承擔未達卸載目標之風險</li> <li>➢ 無法擴大需量反應潛力量</li> </ul> |
| User       | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 獲取 DR 措施獎勵金</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 需花費成本，購買/租賃 DR 設備</li> <li>➢ 若措施有罰則機制，則需承擔罰則風險</li> </ul>                            |
| Aggregator | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 技術與資本規模門檻較低</li> <li>➢ 可與現行 ESCO 業務結合一併推動</li> </ul>                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 獲利較低</li> <li>➢ 技術門檻較低，容易取代</li> </ul>   |

**二、需求端能源管理 (Demand Side Energy Management System (EMS)) :**

該類型的 Aggregator 為” DR-Based Load Reduction” 的延伸，通常 Aggregator 招募會員時，為了計算用戶的降載效益與提高用戶降載的意願，通常會提供免費的用戶用電可視化之服務，用戶可從該服務知道自己詳細的用電習慣與耗能情況行為。如果用戶為了提高自己的節電效益，通常第一選擇會諮詢 Aggregator 相關的能源管理措施，而該類型的 Aggregator 的產生就由此而來。而該類型 Aggregator 的獲利來源與前者類似，主要都是透過客戶的諮詢費或能源管理相關設備租任或販賣。擔任該類型的 Aggregator 也應該具備能源管理相關的實務經驗與能力，並且可開發或擁有能源管理相關的設備或系統。

**三、公用事業端能源管理 (Utility-Side Energy Management System (EMS)) :**

此類型的 Aggregator 也可以算是” DR-

Based Load Reduction” 的延伸，以 EnerNoC 與 Comverge 為例，因為此兩家公司從事 Aggregator 的業務多年，經驗豐富以外，依據各客戶的需求制訂合適的需量反應方案，並設計開發有效的相關需量反應系統與控制設備，以聚沙成塔的方式從參與用戶取得可觀的需量反應資源。而近年來，因為各電力公司之設備老化、電力需求增加、增建新電廠不易的情況下，紛紛希望可以透過需量反應達到尖峰削減的目的，造成需量反應的需求增加。因此，像 EnerNoC 與 Comverge 這樣有悠久經驗與良好成效的 Aggregator 成為電力公司第一的諮詢對象。像 Comverge 就協助多家電力公司制定合適的需量反應方案與系統，並且擔任其中之一的 Aggregator 負責招募會員參與既定之需量反應方案，透過提供用戶端之合適的設備以取得需量反應資源，達到電力公司之尖峰削減之目的。而該類型 Aggregator 的獲利來源主要為電力公司的諮詢費用，以及需量反應系統與相關設備的租任或販賣所得。擔任該類型的 Aggregator 應具備在需量反應領域有相當的成

績，具有多年需量反應相關實務經驗，並且擁有可開發或已開發之需量反應系統與相關設備之能力或設備。

#### 四、結合 DER 參與需量反應 (Combining Distributed Energy Resource(DER))：

此類型的 Aggregator 也是”DR-Based Load Reduction”的延伸，傳統的 Aggregator 的”虛擬”電力來源主要為參與用戶的需量降載，而此類型的 Aggregator 則是透過分散式能源或再生能源提供”真實”的電力，也就是以”真實電力”取代”虛擬電力”。而該類型 Aggregator 的獲利方式與 **Type I** 和 **Type II** 類似以外，亦可透過再

生能源獎勵、分散式能源或再生能源之電力收入等。依據販賣電力資源的對象不同，此類型的 Aggregator 又可細分為 Aggregator↔Market 和 Aggregator↔User 兩種。而擔任該類型之 Aggregator 應具有跟 **Type I** 或 **Type II** 的能力外，還須具備有裝設再生能源發電設備之能力與資格，如太陽能發電設備。

五個國際 Aggregator 商業模式案例與四類 Aggregator 商業模式之關係，如表 3 所示，其中 EnerNoC 和 Comverge 可提供 Utility-Side EMS 類的 Aggregator 服務，而 Constellation Energy 和 ENERES 則可提供 Combining DER 之服務。

表 3 五個國際 Aggregator 商業模式案例與四大類 Aggregator 之關係

| 服務類型             | 服務種類                            | Aggregator 獲利方式  | 代表公司                               |
|------------------|---------------------------------|--|------------------------------------|
| 需量反應型<br>負載降低    | User↔<br>Aggregator↔<br>Utility | 與電力公司簽訂 DR 降載合約  | EnerNoC、Comverge、CE、ECS、<br>ENERES |
|                  | User↔<br>Aggregator↔<br>Market  | 自由市場 DR 降載額競價結果  | EnerNoC、Comverge、ENERES            |
|                  | Aggregator↔<br>User↔<br>Utility | DR 諮詢費用、DR 設備販售或<br>租賃                                 | EnerNoC、Comverge                   |
| 需求端能源<br>管理      | Aggregator↔<br>User             | 節能技術與方法諮詢費用、<br>節能設備販售或租賃                              | EnerNoC、Comverge、CE、ECS、<br>ENERES |
| 公用事業端<br>能源管理    | Aggregator↔<br>Utility          | DR 策略、方案與系統功能等諮詢<br>費、自動化 DR 系統建置費、用戶<br>端之 DR 設備販售或租賃 | EnerNoC、Comverge                   |
| 結合 DER<br>參與需量反應 | User↔Aggregator<br>↔Market      | 政府再生能源獎勵、<br>自由市場競價結果                                  | CE                                 |
|                  | User↔Aggregator<br>↔Utility     | 政府再生能源獎勵、<br>餘電/躉售收購契約、再生能源<br>設備設備、與電力公司簽訂 DR<br>降載合約 | CE、ENERES                          |

#### 伍、台灣現階段導入用戶群代表應用面臨之問題

##### 一、制度運作有法規面疑慮

根據電業法第 2 條、第 9 條、及經濟部(83)經能字第 001104 號函釋：電業經營方式可分為「發電」、「輸電」、「配電」及「綜合電業」等四種供給電能類型。DR Aggregator 之運作模式，其本身並不從事「供給電能」等業務行為，而係以「能源資通訊」技術進行「電力管理」與「能

源管理系統應用」等行為。故在台灣的用戶群代表，並不屬於電業。現行電業法架構下，並無明確確定義售電業或用戶群代表之角色定位，故以法理角度言之，由民間成立用戶群代表提供需量反應服務，雖無違法，但也無具體之法理依據。且由哪些民營業者提供用戶群代表相關服務？其營業之權利義務為何？迄今尚無相關主管機關核准。

我國電力法規雖然並沒有明文限制用戶群代表，但因為電業法第三條「本法所稱電業權，謂經中央主管機關核准，在一定區域內之電業專營權的專營權。」；換言之，Aggregator 在電力法規因無明確經紀或仲介角色定義或運作規範，在觸法疑慮下，電力公司及業者多裹足不前，而停留在觀望、研究階段。

## 二、金錢流需符合採購法規定

國際上 Aggregator 參與電力公司需量反應方案之回饋係直接給予(轉帳)現金，與我國目前採電費折扣之回饋方式不同，因此若開放 Aggregator 參與需量反應方案，一則 Aggregator 僅扮演仲介角色，本身無(足夠)電費可供扣減，二則直接給予現金回饋涉及國營事業規避採購法問題。除非，Aggregator 同意台電給予用戶電費扣減，Aggregator 再與用戶拆帳之 ESCO 模式，惟此商業模式與國際作法不同，除易造成 Aggregator 與用戶兩造對績效認定及拆帳之爭議外，並將衍生總合降載回饋如何公平分攤個別電費扣減(罰則亦同)之問題，造成台電仍須面對全部參與用戶，管理成本、難度均高。

## 三、缺乏認證及管理機制

Aggregator 仍需具備一定之能力資格，並非任一團體均可作為 Aggregator，國際上針對 Aggregator 均有一套完整的資格認證、績效驗證等程序，如訂定資本額限制以確保 Aggregator 違約時有足額資金可罰款，另外如通訊技術之限制等，多數國家主要以 TSO 或 ISO 作為認證單位，而我國目前無此認證程序，因此亦需有相關單位

建立相關程序。此外，電氣承裝業既受政府訂定辦法管理，Aggregator 是否比照辦理，亦需主管機關進一步研議必要性。

## 陸、推動用戶群代表之法規面建議

因應前述的情境分析，短期在我國電業法尚未明確定義的前提下，透過簽訂 PPA 與 Aggregator 進行 DR 容量之採購係為較可行之方向。中期則待主管機關修正電業法或訂定相關條文後，採制定專屬需量反應方案方式吸引 Aggregator 進入市場。長期在電業自由化後，我國 TSO 或 ISO 可直接允許 Aggregator 進入電力躉售市場競價。以下將分別分析短期不同執行作法。

### 一、簽訂雙邊合約之作法

在電業法及相關法規完備前，台電可採與 Aggregator 簽訂雙邊合約之模式合作，如 IPP 模式、RFP 模式及委託研究模式，各模式比較說明如下表 4。

委託研究與雙邊契約不同的是，在簽訂雙邊契約前，需對 Aggregator 做好定義或是認證，但委託研究則可以以純粹研究的方式，設定好投標廠商的資格即可，不須直接對 Aggregator 進行認證。以台電的角度，行委託研究案最為簡便，彈性也較大。

### 二、用戶群代表參與台電推動之需量反應方案模式

用戶群代表參與台電的需量反應措施有兩種方式，分別為 Type I (User ⇔ Aggregator ⇔ Utility) 和 Type III (Aggregator ⇔ User ⇔ Utility)，此兩種方式目前可能面臨的法規問題與優缺點之分析，如表 5。另外，對於台電公司的營業規則修正方面，建議台電公司給予 Aggregator 之授權，使 Aggregator 可與用戶透過簽約進行需量競價或相關需量反應措施，並將電力賣回給台電公司。

表 4 不同雙邊合約作法整理

| 模式    | 行政命令(經濟部)   | 台電自行設立要點   | 採購 DR 勞務模式   | 試驗計畫模式  |
|-------|---|--|--|---|
| 內容    | 經濟部以行政命令方式提供法源依據，台電進而設置要點開放 Aggregator 與電業簽定容量合約  | 台電自行設置要點，開放 Aggregator 與電業簽定容量合約   | 台電依據採購法，直接向 Aggregator 「採購」需量反應勞務服務  | 台電依據採購法，透過委託研究方式試行 Aggregator 機制  |
| 運作模式  | 經濟部以行政命令方式提供法源依據，台電依循行政命令設置開放要點，使 Aggregator 業者得以集結用戶需量。Aggregator 形同虛擬電廠與電業簽訂容量(負電力)合約   | 台電自行設置開放要點，使 Aggregator 業者得以集結用戶需量。Aggregator 形同虛擬電廠與電業簽訂容量(負電力)合約   | <ul style="list-style-type: none"> <li>電業在採購法架構下，透過公開招標方式，與得標之 Aggregator 簽訂採購合約，採購標的為容量。</li> <li>其採購建議以 100MW 為一單位，分批採購。相關採購條件或上限另定之。</li> </ul> | 電業透過公開招標的方式，提出 Aggregator 試驗之委託研究案，建議採限制性招標，規範投標廠商資格。   |
| 流程    | MOEA → 行政命令 → 台電 → 設置要點 → 合約[類似 IPP]  | 台電 → 設置要點 → 合約[類似再生能源收購]   | 台電 → 巨額採購報部 → 採購 → 勞務委託 → Aggregator 競標  | 台電 → 巨額採購報部 → 採購 → 得標廠商執行試驗計劃   |
| 法規問題  | 無   | 沒有經過主管機關解釋，台電自行設置要點進行採購，可能有違反相關規定之風險   | (採購法)2000 萬以上巨額採購，需提出審核  | (採購法)2000 萬以上巨額採購，需提出審核   |
| DR 規模 | 一致  | 一致   | 一致   | 一致  |
| 契約關係  | 依行政命令，台電與 Aggregator 簽定購售電合約  | 依台電設置要點，台電與 Aggregator 簽定購售電合約   | 依採購法，台電與 Aggregator 簽訂採購需量或服務之合約   | 依採購法，台電執行委託研究，研究內容較不受限制，彈性較大  |
| 金錢流   | 區分容量費率(定期定額)與能量費率(依事件執行)支付，電業直接支付契約費用給 Aggregator，再由 Aggregator 支付用戶抑低用電回饋  | 區分容量費率(定期定額)與能量費率(依事件執行)支付，電業直接支付契約費用給 Aggregator，再由 Aggregator 支付用戶抑低用電回饋                                   | 僅採購金額(含容量費率與能量費率)，電業分期支付採購費用給 Aggregator，再由 Aggregator 支付用戶抑低用電回饋  | 僅研究經費(含容量費率與能量費率)，電業分期支付研究費用給 Aggregator，再由 Aggregator 支付用戶抑低用電回饋   |
| 優點    | <ul style="list-style-type: none"> <li>由經濟部給予明確法源依據，有利於後續推動</li> <li>明確的政策支持，業者風險降低，增加其長期投資意願</li> <li>主管機關可以掌控推動時程，有利於長期發展。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>台電公司可以掌控推動時程</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>國際多採此方式</li> <li>參考過去 AMI 布建計畫，籌措經費後報部許可即可執行</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>示範研究方式彈性較高</li> <li>現有機制即可實施，可立即推動</li> <li>參考過去 AMI 布建計畫，籌措經費後報部許可即可執行</li> <li>可透過此機制先導試驗，建立相關經驗，提供未來修法建議</li> </ul> |
| 缺點    | <ul style="list-style-type: none"> <li>作業時程不易由台電公司掌握</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>自行訂定要點恐無法源依據，可能有違反相關規定之風險</li> <li>無明確的政策支持，業者風險較高，不利於長期投資</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>受採購法規範，需透過審核機制</li> <li>可能有排他性，若由少數業者得標，不利培育相關產業</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>受採購法規範，需透過審核機制</li> <li>由於採委託研究形式，相同採購量下，其總經費需求可能較高</li> <li>計畫後續管理維護較複雜</li> </ul>                                    |

表 5 用戶群代表參與台電推動之需量反應方案模式

|      | 直接參加 DR 方案  | 間接參加 DR 方案(ESCO 模式)  |
|------|---|--|
| 摘要   | 新增或修正台電需量反應方案，使用戶群代表具有資格直接參加方案  | 大用戶參與台電需量反應方案，用戶群代表提供用戶相關服務，與用戶拆帳  |
| 過往案例 | 無   | 無  |
| 法規問題 | 金錢流恐涉及採購法問題   | 無  |
| 優點   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 直接給予需量反應 Aggregator 法源</li> <li>➢ 無排他性</li> <li>➢ 誘因明確</li> </ul>                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 維持現有獎勵回饋模式，衝擊較低</li> <li>➢ 無排他性</li> <li>➢ 無法規問題</li> </ul>   |
| 缺點   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 需修正電業法，或由主管機關制訂要點</li> <li>➢ 需建立用戶群代表認證/註冊機制</li> <li>➢ 需修正獎勵回饋方式(目前為電費折抵非另外發放獎勵)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 後端自行拆帳，雙方較無保障</li> <li>➢ 台電難以獲得保證抑低量，因其對 Aggregator 無懲罰機制</li> <li>➢ 台電仍須面對全部用戶，管理難度高</li> <li>➢ 用戶需量組合(Portfolio)受限</li> </ul> |

### 三、用戶群代表之管理機制與法規建議、營業規則修正建議

#### (一) 國外導入用戶群代表之管理機制、法規之介紹

於完全自由化之國家中，國外在導入需量反應型用戶群代表，一般大多提及者，多著重在國外在電力公司之 DR 方案中，有將用戶群代表之角色納入，故同意用戶群代表之參與資格。如加州 SDG&E 公司在需量競標方案 (SCHEDULE CBP CAPACITY BIDDING PROGRAM) 中 Qualifying Customer 項下的(a)子項即明文提到用戶群代表，並提出用戶應指定一位用戶群代表參與需量競標方案，且若用戶欲更換該指定，應在最短期間屆至時方能為之<sup>[13]</sup>。

但實際上法制之安排不止於此。外國在導入用戶群代表，其實有更「全面」的法制建設。毋寧公用事業之 DR 方案本身，只是一個中游的的機制。上游，有電業自由化法制、以及相關的用戶群代表進入市場的執照機制；下游，則有用戶群代

表與電力公司在方案下之相關安排。或者，甚至，電力公司是透過採購 (RFP) 的方式，規範與用戶群代表之間的進一步關係。完整的法制關係，如表 6 所示：

表 6 法制關係

|    |               |
|----|---------------|
| 上游 | 電業法(電力市場、自由化) |
|    | 用戶群代表之許可制度    |
| 中游 | 電力公司之需量反應方案   |
| 下游 | 勞務委託契約        |

以上例子，為完全開放電力市場後，導入需量反應型用戶群代表所需之法制建設。至於部分開放電力市場者，則相對比較單純。例如，韓國方面，目前只有開放批發電力市場，而居於零售電力市場參與者，究竟如何取得參與資格？韓國於 2014 年，修改電業法，承認用戶群代表參與之角色。該次修法係允許了私人企業進入過去由韓國電力公司 (Korea Electric Power Corporation, KEPCO) 與韓電力交易所 (Korea Power Exchange, KPX) 寡占之市場。豐富電力市場之供電端。

#### (二) 台灣管制電業模式下，導入用戶群代表所需之管理機制、法規介紹

從法規完善面的觀點，若要導入用戶

群代表，最妥善的方式，當然是透過修改電業法（引入電業自由化）、建立用戶群代表執照機制、電力公司方案、加上合約之上中下游全套管理機制。然而，目前短期內，則在現行法之下，並非全然無可能性，本研究僅在此，提出可能之短中長程措施。主要可以分類為：

1. 短期：RFP 模式、過去再生能源發電導入之路徑、過去引入 IPP 路徑
2. 中長期：修改電業法之路徑。

RFP 及仿照再生能源發展條例通過前之導入再生能源發電模式下，在電力自由化之國家，原則上只存在需量反應方案，且在資格上，肯定用戶群代表的參與資格。原則上用戶群代表之獲利，即係透過電力市場之價差，與其集結用戶之成效。惟在台灣，因為尚未電業自由化，故在需量反應方案中，目前僅有「用戶」可以因為參與方案之電價折扣而獲利；而用戶群代表無法在此當中直接獲利。特別是沒有誘因「集結越多用戶」。

在適法性考量之下，為了引進第三人，協助推動相關需量競價之措施。若欲強化其適法性，必須讓此一第三人，與「直接」因「電能（電價回饋/電價回饋以外之獲利）」脫勾。也因此，系爭第三人，若是基於協助電業或用戶，而能夠實施需量競價之服務而間接獲利，則適法性較高。類似例子如：

1. 第三人係由用戶或台電或政府提供經費，讓其輔導或協助用戶，強化並輔導參與需量競價之能力。
2. 由台電或政府提供相關經費，委託第三人，由第三人負責「蒐集與集結」更多可能加入需量競價之潛在用戶。如此有助於擴大參與需量競價制度之用戶群基礎。（當然在此一服務之提供過程，可以以第三人集結之用戶數量（背後也有代表一定

數量之彈性電力數量），而提供績效為基礎之服務費。但該服務費本身，必須與第三人因（正負）電力買賣而直接獲利本身脫勾。

此時在電業法修正前從 Type III 到 Type I 之導入，誘因部分係可分為降載回饋（從「誘因低之管制獎勵」→誘因較高之「市場競價」）以及用戶集結服務之回饋（此處之重點係如何發展出適度誘因，獎勵 aggregator 之貢獻？）；而在管制部分則以透過政府採購合約，計畫競標來管理。而目前除針對用戶集結服務之回饋之外，另外兩者皆有現存方案可循。

至於在在電業法修正前從 Type I 到（弱化版之）Type II 之導入，誘因部分則同樣包含降載回饋（從「誘因低之管制獎勵」→誘因較高之「市場競價」）以及用戶集結服務之回饋（此處之重點係如何仿照無法源授權下之再生能源收購機制發展出適當機制，公開採購「負電力」）；而在管制部分則以轉由前述「臺灣電力公司負電能收購作業要點」針對 Aggregator 之資格進行規範與管理動作。

針對用戶集結服務之回饋部分，未來可能之發展包含有在採購面：仿照 2009 再生能源發展條例公布前台灣電力公司再生能源電能收購作業要點--公告函(95 年 1 月 6 日)之模式，頒佈「臺灣電力公司負電能收購作業要點」，明訂收購金額作為誘因（管制費率之誘因模式）；以及在合約面：仿照 2009 再生能源發展條例公布前再生能源發電系統電能購售契約之模式，頒佈「負電能購售契約」。至於在管制部分，未來則可發展制訂與頒佈「臺灣電力公司負電能收購作業要點」及相關合約管理機制。

仿效 IPP 導入之方式，透過經濟部頒佈相關要點，導入零售市場之用戶群代表。關於 IPP 模式在現行法下之可行性分

析而言，主要之疑慮係以在電業法層次，首先，在此管制市場模式下，「用戶以外之第三人」，並不具備「直接」參與電力市場之資格。其參與管制電力市場之資格，必須透過『法律』之特別賦予。且現行電業法第 2 條對於電業之定義，未涵蓋「容量」提供者。且過去「開放發電業作業要點」、「第三、四階段開放民間設立發電廠方案」也皆係開放發電業為主，「容量」提供者未來透過相同方式適用上之疑慮。根本解決此一疑慮之做法自以修改電業法、制訂，售電業與用戶群代表管理規則為根本之道，惟短期而言似仍能夠比照過去「開放發電業作業要點」之作法，透過制訂如用戶群代表開放要點之方式加以解決。

## 柒、結論與建議

本論文研析美國、歐洲、日本等三個國家共五個 Aggregator 公司的商業模式，並歸納整理出四大類型七種商業模式，其中需求端能源管理與公用事業端能源管理可於臺灣現行法規下實施，而另兩個商業模式需量反應型負載降低與結合 DER 參與需量反應則可能須有部分法規的解套才有可能合法實施。

本文也針對『台灣現階段導入用戶群代表應用面臨之問題』進行探討。主要的問題有三，一者是 Aggregator 在電力法規因無明確經紀或仲介角色定義或運作規範，在觸法疑慮下，電力公司及業者多裹足不前，而停留在觀望、研究階段；二者是目前台電透過電費扣減的方式給予參與需量反應獎，如果採取直接發放獎金將涉及國營事業規避採購法問題；最後則是國內缺乏 Aggregator 的認證機制與管制單位。

最後，本文也提出推動用戶群代表之法規面的建議，期許可以協助解套以順利通行用戶群代表制度，其中建議包含短中長期三種。短期建議是透過簽訂 PPA 與 Aggregator 進行 DR 容量之採

購；中期則待主管機關修正電業法或訂定相關條文後，採制定專屬需量反應方案方式吸引 Aggregator 進入市場；長期則建議是在電業自由化後，我國 TSO 或 ISO 可直接允許 Aggregator 進入電力躉售市場競價。

## 捌、誌謝

本研究承蒙能源局計畫「智慧節能控制與整合技術開發計畫」(契約編號：105-E0214)的經費支持，謹此誌謝。

## 玖、參考文獻

- [1] Kuo, Iris., "Use less power at peak, and pay less? Everyone's jumping in," 2016.9.6, [online]. Available: <http://venturebeat.com/2016/10/29/demand-response-gets-crowded-and-primed-for-deals>.
- [2] EnerNoC "EnerNoc anual report," 2011.
- [3] EnerNoC, "EnerNOC Provides Key Demand Response Resources to Southern California Edison," 2016.09.06, [online]. Available: <http://www.enernoc.com/our-resources/case-studies/enernoc-provides-key-demand-response-resources-to-southern-california-edison>.
- [4] EnerNoC, "Innovative community college reduces energy use by participating in EnerNOC demand response," 2016.9.6, [online]. Available: <http://www.enernoc.com/our-resources/case-studies/college-of-the-sequoias-delivers-an-education-in-smarter-energy-use>.
- [5] EnerNoC, "EnerNOC Demand Resource™ engages hundreds of agricultural customers and exceeds reduction goals," 2016.9.6, [online]. Available: <http://www.enernoc.com/our-resources/case-studies/547-midwest-energy-grows-new-energy-supply-with-enernoc-agricultural-demand-response>.
- [6] Comverge, "The leading provider of intelligent energy management solutions," 2016.9.6, [online]. Available: <http://www.comverge.com/About>.

- [7] Comverge, “Demand Response Pilot Delivers 15,260 MWh of Load Reduction in Seven Months,” 2016.9.6, [online]. Available: <http://www.comverge.com/Comverge/media/pdf/Case%20Studies/Eskom-Case-Study.pdf>.
- [8] Constellation Energy, 2016.9.6, [online]. Available: <http://www.constellation.com/pages/default.aspx>.
- [9] Energy Curtailment Specialists, 2016.9.06, [online]. Available: <http://www.ecsgrid.com/about-ecs>.
- [10] Jussi I., Corentin E., Seppo K., “DER Aggregator Business: the Finnish Case,” VTT Technical Research Centre, 2016.9.6, [online]. Available: [http://www.ece.hut.fi/enete/DER\\_Aggregator\\_Business\\_Finnish\\_Case.pdf](http://www.ece.hut.fi/enete/DER_Aggregator_Business_Finnish_Case.pdf).
- [11] ENERES, “Demand Response,” 2016.9.6, [online]. Available: [http://www.eneres.jp/service/demand\\_response.html](http://www.eneres.jp/service/demand_response.html).
- [12] ENERES, “電力代理購入サービス,” 2016/09/06, [online]. Available: <http://www.eneres.jp/purpose/select.html>.
- [13] San Diego Gas & Electric Company, “CAPACITY BIDDING PROGRAM SCHEDULE CBP Sheet 1,” 2016.

### 台電工程月刊徵稿啟事

-  ✿ 為使本刊物之內容更臻完善，歡迎有關火（水）力發電、核能發電、再生能源、輸變電、配電、電力系統、能源與環境、化學與材料、資訊與電腦、工程技術及其他等相關論著、技術經驗及譯者踴躍投稿，以饗讀者。
- ✿ 投稿相關事宜，若有任何疑問，請聯絡我們，謝謝您！

 (02)2360-1095  u117212@taipower.com.tw

# 用戶群代表導入所需之法制建設

Legal Infrastructure for Introducing the Aggregator Mechanism into Taiwan

邱馨莹\*  
Chiou, Shin-Shiuan

高銘志\*  
Gao, Anton Ming-Zhi

## 摘要

面對台灣非核家園及積極推動再生能源等新政府之能源政策方向之局勢，近年來因氣候變遷極端氣候之挑戰，如何從電力供需兩方面之措施，雙管齊下維持電力供應穩定，更是未來幾年的重點方向。其中，用戶群代表(Aggregator)提供可調度之負電力與虛擬電廠之角色，可以避免從供給端電源開發之員竟與相關經濟成本之疑慮，而成為近年來諸多國家在電業自由化導入之後電力市場之重要角色。

本文將探討在我國管制電業情況，非自由化市場下，導入用戶群代表之適法性。並參考我國過去導入獨立發電業(IPP)、與再生能源發展條例通過前導入再生能源發電設備之模式，提供我國未來導入用戶群代表之短中長程之建議。

## Abstract

Faced with the government's new energy policy of nuclear-free homeland, an aggressive target of renewable energy development, and the issue of dealing with climate change, the power industry in Taiwan have to undertake challenging work to ensure the electricity supply through efforts on both the supply side and demand side in the coming years. Since aggregators can provide dispatchable negative electricity and serve as virtual power plants, they have increasingly played an important role in the liberalized electricity market around the world.

The main purpose of this article is to discuss the feasibility and legal viability of introducing aggregators into the regulated power market of Taiwan. With lessons as reference learned from introducing IPPs and renewable energy in the past, this article proposes a three-stage legislative plan (short-term, middle term and long term) to introduce the aggregator in Taiwan.

**關鍵詞(Key Words)：**用戶群代表(Aggregator)、需量反應(Demand Respond)、電業自由化(Electricity Liberalization)。

## 壹、前言

尖峰用電的系統滿載問題於我國存在已久，特別是每逢夏季用電尖峰時期，更是不斷對電力系統造成衝擊；同時，在廢核、核電封存與

全球之能源氣候危機浪潮下，持續增設核電廠、火力電廠恐將逐漸困難。則在面對此一困境之下，需量反應措施係世界各國面臨此問題所傾向選擇的解決措施，而台電公司過去係相繼推出之用戶配合減少用電優惠措施、需量競標等亦之。惟若進一步觀察國外實施需量反應措施，係可發

\*國立清華大學科技法律研究所

現其多半可見用戶群代表之角色穿梭其中，且可發現透過用戶群代表居中集結用戶參與需量反應方案更能夠使得需量反應機制被發揮的淋漓盡致，進而對於尖峰用電系統滿載問題提供有效之解決之道。我國目前在需量反應機制實施的同時，雖然尚未有用戶群代表機制之輔助，然若參考國外之經驗，用戶群代表機制之引進似顯得勢在必行，惟用戶群代表機制對於我國尚屬陌生，且用戶群代表機制之引入更涉及與現行法規範之相容性討論，故本文以下將從用戶群代表機制之介紹著手，並觀察國外導入用戶群代表機制之管理機制與法規介紹，並進一步分析我國導入用戶群代表所需之法制建設。

## 貳、用戶群代表涉及之商業模式概述與導入所需之法制

### 一、用戶群代表之廣義商業模式(表 1)

用戶群代表之角色，係介於電力公司與終端用戶之間，負責集結用戶，參與電力公司所提出之方案；使得電力公司從中獲得所需之降載容量，同時，用戶亦可從中獲得相關優惠與獲利。其可能之廣義商業模式包括有：需量反應型負載降低(DR-based Load Reduction)；需求端能源管理(Demand-side EMS)；公用事業端能源管理(Utility-side EMS)；結合 DER 參與需量反應(Combining DER)。

具體而言，針對世界主要五大用戶群代表業者(包括：美國之 EnerNoC、德國之 Converge、美國之 ECS、CD、以及日本之 ENERES 等)，係可將用戶群代表之廣義商業模式歸納為如下表所示之主要之商業模式與衍伸之業務型態。

表 1 用戶群代表之廣義商業模式類型

| 主要之商業模式       | 商業模式類型與市場參與者                          | 用戶群代表獲利方式                                     |
|---------------|---------------------------------------|---|
| 需量反應型負載降低     | Type I: User ⇔ Aggregator ⇔ Utility   | 與電力公司簽訂 DR 降載合約                               |
|               | Type II: User ⇔ Aggregator ⇔ Market   | 自由市場 DR 降載額競價結果                               |
|               | Type III: Aggregator ⇔ User ⇔ Utility | DR 諮詢費用、DR 設備販售或租賃                            |
| 需求端能源管理       | Type IV: Aggregator ⇔ User            | 節能技術與方法諮詢費用、節能設備販售或租賃                         |
| 公用事業端能源管理     | Type V: Aggregator ⇔ Utility          | DR 策略方案與系統功能等諮詢費、自動化 DR 系統建置費、用戶端之 DR 設備販售或租賃 |
| 結合 DER 參與需量反應 | Type VI: User ⇔ Aggregator ⇔ Market   | 政府再生能源獎勵、自由市場競價結果                             |
|               | Type VII: User ⇔ Aggregator ⇔ Utility | 政府再生能源獎勵、餘電/躉售收購契約、再生能源設備設備、與電力公司簽訂 DR 降載合約   |

以第一種主要之商業模式，需量反應型負載降低型而言，其係可再進一步細分為三種不同的商業模式類型。在其中第一種商業模式類型(下稱 Type I)中，用戶群代表主動與用戶遊說，簽訂 DR 方案或合約，而用戶之所以會願意簽署，主要原因乃在於，用戶可由此一過程當中獲利，如用戶降載之獎勵；而用戶群代表可以獲利之主因，在於：無償或租賃相關用戶之需量反應型負載降低相關設備、可以向用戶推銷節能諮詢服務

之機會、其因協助電力公司降載之獲利。

用戶群代表與電力公司間，則是降載合約。用戶群代表可因協助電力公司促進用戶之降載，而取得獲利。而對電力公司來說，主要好處是，不用直接接洽用戶之麻煩，且該降載對於系統安全與可靠度有助益，避免電源開發等助益。

此一模式乃國際能源總署發現，世界各國用戶群代表之兩個主要商業模式之一。世界主要之用戶群代表業者均有此項業務。

至於第二種商業模式類型(下稱 Type II)則是少了電力公司之角色，而多了市場因素。此一機制之主因，與美國公用事業在取得相關降載服務或彈性電力需求時，由於電業市場已經自由化之緣故，且大多有相關市場可以取得負電力或彈性電力需求，故公用事業直接向市場購買，會比跟用戶群代表個別簽訂合約，更有彈性與便利。

也因此，在此方案下，必須存在諸多法制先行，特別是自由化之電力市場。包含電業自由化之立法，使得電業自由化；且設立獨立電力調度中心或 ISO 之類似組織；並允許此類市場交易之存在。除此之外，似亦必須在電業法或相關電力調度中心或調度規範中，允許此類業者之參與，並待配許可制度。

第三種商業模式類型(下稱 Type III)其與前述兩模式之主要差別，在於用戶群代表在此模式之下，其並不扮演所謂出售「其所收集到的大量彈性電力服務」(給無論是 Type I 之電力公司；或 Type II 之市場)之角色，其商業模式並非從此一過程當中獲利，故其僅有與用戶之間發生聯繫。

用戶之所以願意主動尋求用戶群代表協助之因，在於其希望透過加入電力公司之相關 DR 方案減少電費支出，但由於專業知識之侷限，故必須由用戶群代表，居於 ESCO 之角色，提供專業服務諮詢，包括：進行節能診斷諮詢、協助選擇電力公司不同之 DR 方案、相關 DR 執行所必須之設備租賃或販售等。

在此模式下，用戶執行降載所產生之利益(特別是較低電價或獎勵等)，主要由用戶享有；用戶群代表基本上並無法享受。

而第二種主要之商業模式，需求端能源管理(下稱 Type IV)，則是目前最普遍之商業模式。用戶選擇此模式之主要目的為能源管理。和其與 Type III，看起來相當類似，唯一之不同，乃在系爭方案中，用戶之主要目的在節能或能源管理，雖然節能後，有助於節省電費等，但未必和 DR 方案直接有關；相反地，在前者 Type III 之主要

目的，是為了執行 DR 方案而尋求用戶群代表之協助。此時用戶群代表之角色，相當於能源服務公司 ESCO。

在第三種主要之商業模式，公用事業端能源管理(下稱 Type V)，用戶群代表之角色，相當於 ESCO，只是此時，並非協助用戶端，而是協助公用事業或電力公司，規劃相關需量反應之方案，相當類似電力公司之顧問公司。此時其所主要服務之客戶群，為電力公司與公用事業。包括向公用事業推銷相關服務或協助規劃相關方案等。

至於在第四種主要之商業模式，結合 DER 參與需量反應，其與前述三種主要之商業模式之差異在於前述幾種模式，用戶群代表之角色相對偏向需求面管理之角色，而不從事發電業務。但在此一模式下，用戶群代表會積極或部分參與發電業務，特別是再生能源發電。此一模式乍看之下，和需量反應型負載降低 Type I、II 有點類似，特別是在關係上。但實際上在需量反應型負載降低 Type I、II 下，用戶群代表所銷售至市場、用戶或電力公司者，並非電力，而是「彈性電力之服務」。故此一商業模式亦可如第一種主要之商業模式一般，依照其是否將「彈性電力之服務」銷售至市場分為兩種不同之商業模式類型(分別為 Type VI、Type VII)。

## 二、需量反應型用戶群代表(表 2)

需量反應型負載降低(即前述之第一種主要之商業模式)近來廣受討論，其係可再進一步細分為三種不同的商業模式類型。其中關於用戶群代表可能之獲利模式分別為：與電力公司簽訂需量反應降載合約、從自由市場需量反應降載額競價結果以及收取需量反應相關之諮詢費用、需量反應相關設備販售或租賃等。下表即係用戶群代表在需量反應型負載降低之商業模式中可能之獲利模式與其居於電力供應鏈上何處之說明。

在這三種不同的商業模式型態中，Type III 其與前述兩模式之主要差別，在於用戶群代表在

此模式之下，其並不扮演所謂出售「其所收集到的大量彈性電力服務」之角色，其商業模式並非從此一過程當中獲利，故其僅有與用戶之間發生聯繫。用戶之所以願意主動尋求用戶群代表協助之因，在於其希望透過加入電力公司之相關 DR

方案減少電費支出，但由於專業知識之侷限，故必須由用戶群代表，居於 ESCO 之角色，提供專業服務諮詢，包括：進行節能診斷諮詢、協助選擇電力公司不同之 DR 方案、相關 DR 執行所必須之設備租賃或販售等。

表 2 用戶群代表在需量反應型負載降低模式下之獲利模式

|           |                                       |                    |
|-----------|---------------------------------------|--------------------|
| 需量反應型負載降低 | Type I: User ⇔ Aggregator ⇔ Utility   | 與電力公司簽訂 DR 降載合約    |
|           | Type II: User ⇔ Aggregator ⇔ Market   | 自由市場 DR 降載額競價結果    |
|           | Type III: Aggregator ⇔ User ⇔ Utility | DR 諮詢費用、DR 設備販售或租賃 |

而所謂之需量競標 (Demand Response Bidding) 則係屬於需量反應型負載降低之一種型態。其係屬於一種誘因基礎需量反應方案，目的在於激勵大型用戶參與投標，表達他們在某一價格下願意抑低的負載數值，或在願意抑低一定負載下所期望的價格。並透過用戶群代表居中整合，使得電力公司獲得穩定之降載容量。由於 Type III 較接近 ESCO 之商業模式，與需量競標商業模式之引進與分析之討論關聯性較少，故接下來之討論將更聚焦於 Type I、II 之討論。

從用戶群代表之獲利方式的角度切入，在 Type I 型態之下，用戶群代表因與電力公司簽訂需量反應降載合約而獲利，具體而言，用戶群代表一來主動與用戶遊說，簽訂 DR 方案或合約，二來其亦將分別與電力公司與大型用戶簽約，在其與電力公司的合約上，係規範了包含其有集結用戶、代表用戶參與需量競標活動並針對此項活動對用戶全權負責等義務。而電力公司則應基於所約定之降載容量，對用戶群代表為給付。而在用戶與用戶群代表的部份，則主要係用戶須授權用戶群代表代理其參與需量競標活動、接收相關資訊以及為相關之行為。同時，用戶更需透向電力公司表示同意電力公司釋出其相關資訊予用戶群代表。

至於 Type II 與 Type I 最大之差別則在於則是少了電力公司之角色，而多了市場因素。形成

此一機制之關鍵因素係為電業市場已經自由化，且大多有相關市場可以取得負電力或彈性電力需求，使得公用事業直接向市場購買，會比跟用戶群代表個別簽訂合約，更有彈性與便利。故由於 Type II 之操作模式係以電業自由化之引進為一大前提，則考量我國目前仍採管制電業制度，短期內係以 Type I 之操作模式相較於 Type II 將更加可行。

### 三、國外導入用戶群代表之管理機制與法規介紹

#### (一) 完全自由化之國家

國外在導入需量反應型用戶群代表，一般大多提及者，多著重在國外在電力公司之 DR 方案中，有將用戶群代表之角色納入，故同意用戶群代表之參與資格。如加州 SDG&E 公司在需量競標方案 (SCHEDULE CBP CAPACITY BIDDING PROGRAM) 中 Qualifying Customer 項下的 (a) 子項即明文提到用戶群代表，並提出用戶應指定一位用戶群代表參與需量競標方案，且若用戶欲更換該指定，應在最短期間屆至時方能為之<sup>[1]</sup>。

但實際上法制之安排不止於此。外國在導入用戶群代表，其實有更「全面」的法制建設。毋寧公用事業之 DR 方案本身，只是一個中游的的機制。上游，有電

業自由化法制、以及相關的用戶群代表進入市場的執照機制；下游，則有用戶群代表與電力公司在方案下之相關安排。或者，甚至，電力公司是透過採購(RFP)的方式，規範與用戶群代表之間的進一步關係。完整的法制關係，可以呈現如表 3 所示：

表 3 上下游法制關係

|    |            |
|----|------------|
| 上游 | 電業法(自由化)   |
|    | 用戶群代表之許可制度 |
| 中游 | 電力公司之方案    |
| 下游 | 契約安排       |

資料來源：本研究整理

## (二) 部分自由化之國家

以上例子，為完全開放電力市場後，導入需量反應型用戶群代表所需之法制建設。至於部分開放電力市場者，則相對比較單純。例如，韓國方面，目前只有開放批發電力市場，而居於零售電力市場參與者，究竟如何取得參與資格？韓國於二零一四年，修改電業法，承認用戶群代表參與之角色。該次修法係允許了私人企業進入過去由韓國電力公司(Korea Electric Power Corporation, KEPCO)與韓電力交易所(Korea Power Exchange, KPX)寡占之市場。豐富電力市場之供電端<sup>[2]</sup>。

## 參、我國導入用戶群代表之管理機制與法規分析

### 一、我國當前「用戶」參與需量競價制度之適法性分析

需量競價型之用戶群代表，無非是需要有需量競價方案後，取得參與之資格後，方可進入市場。我國目前雖已經頒佈需量競價方案，但尚未引入用戶群代表。

就需量鏡架措施而言，台電於 2015 年 5 月 6 日，正式上路實施需量競價措施<sup>[3]</sup>；該措施成效良好，故今年修正後，頒佈新版<sup>[4]</sup>。該措施之作法，「讓用戶就其願意減少之用電量自訂回售價格，與其他參與用戶及台電發電機組相互競價，得標後若確實減少用電，就可獲得電價折扣」<sup>[5]</sup>。但必須注意，該方案，並未開放給用戶以外之第三人參與之資格。

但此一制度之前提問題，也涉及該需量競價方案，到底在台灣管制電業之電業法下，到底有無適法性之疑慮，為有待解決之前提問題。

首先，在討論過程，相當重要的，便是涉及回饋機制之安排。從美國之作法可以發現，係可發現關於回饋機制的約有以下幾種安排之模式：

- 一、電價表。如：即時電價。在此模式下，用戶本身可因時間電價，而是用相關費率，而可以得到如在離峰階段使用電力之相對低廉之電價。
- 二、電價回饋。如：直接負載控制等。在此模式下，用戶可因配合電力公司降載，而可以在電價上取得之優惠。
- 三、電價以外之回饋：如，在加州 PG&E 之方案下容量競價方案(Capacity Bidding Program)，用戶可選擇前一日或當日通知，依用戶承諾可抑低之負載量給予每個月固定回饋之金額。此外，另有如用戶或用戶以外之第三人(如：用戶群代表)可將其降載，至市場銷售所得之獲利報酬。此種自由操作模式，多是在電業自由化較為發達之州，方採行此類機制。

由於我國目前尚未電業自由化，故長久以來，台灣之需求面管理機制，多採取電價表或電價回饋之機制為之。此一作法之適法性，主要立基於電業法之規範。而電業法內，也對於以「電價」做為政策工具，有諸多額外規範。如降低電價之措施與增加電價之措施。

而台電在過去三十年間，也主要透過電價表與電價折扣，做為推動下列負載管理之方案：

- 一、季節電價
- 二、時間電價
- 三、儲冷式空調系統離峰用電優惠措施
- 四、空調冷氣週期性暫停用電優惠措施
- 五、用戶配合減少用電優惠措施
- 六、需量反應計畫

需量競價措施，基本上也是採取電價回饋之作法，乍看之下，似乎遵循向來之作法，似乎無

須擔憂適法性之問題，但何以仍有適法性之疑慮？本研究認為，主要是此一作法與向來作法，在操作面上，有細膩之不同，故引發此一疑慮。

也因為需量競價機制，與我國傳統負載管理管理措施有上述諸多之不同點(表 4)，特別是自由市場精神之導入，也引發是否有違反目前「非自由化版本」電業法之隱憂。

表 4 需量競價制度與我國其他負載管理作法之比較

|      | 需量競價   | 我國其他負載管理作法   |
|------|--|--|
| 相同之處 | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 電價回饋</li> <li>● 鼓勵用戶在特定時間減少用電</li> <li>● 以用戶自行操作為主</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 電價表 或電價回饋</li> <li>● 鼓勵用戶在特定時間減少用電</li> <li>● 以用戶自行操作為主</li> </ul>                  |
| 相異之處 | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 回饋金額以用戶競價決定(依用戶報價扣減電費)</li> <li>● 回饋金額浮動</li> <li>● 有自由市場之精神</li> <li>● 目前以用戶參與為主；但未來期待引入用戶以外之第三方參與。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 回饋金額，乃事先決定。</li> <li>● 回饋金額固定</li> <li>● 仍舊是管制市場之思考</li> <li>● 以用戶本身參與為主</li> </ul> |

(資料來源：本研究整理)

## 二、我國導入「用戶群代表」之適法性分析：需量競價可否擴及第三人？

### (一) 管制合約

管制市場電業結構下，實際上針對價格之機制，必須經過一主管機關核可之動作。畢竟在管制合約模式之下，電力公司索取之各種費率，均需經過政府(或獨立管制機關)之核可。主要的背後考量，是基於管制合約(Regulatory Compact)之考量。在管制合約下，電業收取之費率，必須足以確保電力公司有一定之獲利，以換取其提供電力之穩定供應與可靠度；而政府與民眾，則可以確保電力公司提供穩定與持續之電力供應之要求。而政府在費率決定過程，為了確保電業之獲利，會採取所謂之成本費率加成法(Cost Plus)，以確保電業收入之穩定性。也因此，在此觀點之下，似乎偏向比較接受，政府事先核定之費率。

若是採取浮動之費率或電費折扣，則恐怕有不穩定之可能性。這有違背既有管制合約之精神。

在此論點之下，除了向客戶收取之費率本身之重要性外，也強調，電業在推動相關費率折扣，也需要經過政府或獨立能源管制機關之嚴格把關。這也可以看到美國相關公用事業在推動各項與費率折扣相關之需量反應措施前，都有經過各州公用事業管制委員會之把關動作。

當然，針對此點，可以進一步探究，這樣的把關對象，是否僅有固定費率折扣本身，或者，浮動費率折扣之方案，也可以納入。若可以擴張到後者，則目前台電需量競價制度之作法之適法性較高；相反，若採取固定費率折扣之作法，則恐怕目前作法有適法性之疑慮。

### (二) 參與對象：用戶或用戶以外之第三人

在管制電業模式尚未自由化之模式

下，在電力市場之角色相當單純，主要以用戶與電力公用事業間，構成所謂之管制電力市場。或許，在整體供應鏈上，一用戶所得電力之上游與中下游可能有多家電力公司，但並不因此而讓此一市場成為自由化市場，畢竟各電力公司，有其專營區域(Franchised Area)，不同電力公司之間，並不存在所謂之競爭關係。而所有參與電力市場之參與者，也都是所謂特許事業，並不能任意進出市場。

也因此，在此管制市場模式下，「用戶以外之第三人」，並不具備「直接」參與電力市場之資格。其參與管制電力市場之資格，必須透過『法律』之特別賦予。最具代表性之例子，便是各國在自由化「前」所引進之獨立發電廠(IPP)或再生能源發電之模式，通常是有特別法律之肯定，賦予其參與『發』電市場之資格。如美國在一九七八年公用事業管制政策法(PURPA of 1978)之下，賦予合格設施(QF)，如汽電共生、再生能源發電，參與發電市場之資格。(在此觀點下，過去台灣在沒有任何特別立法，就引進 IPP 模式，恐怕會有適法性疑義；同樣地，2003 年台電公司以內部辦法，引進再生能源發電設備，也有類似疑義；但再生能源發展條例之後之再生能源發電設施之發展，則符合管制市場下引進發電市場新參與者之模式)在自由化『前』，以特別法開放新市場參與者，也大多以「發電市場」鬆綁為主，幾乎沒有先開放售電市場之先例。

也因此，在管制電業模式下，用戶以外之第三人，多以「間接方式」參與電力市場之運作。如能源服務公司(ESCO)提供能源技術服務，協助用戶加入需量反應或相關負載管理方案。而用戶因此而可享受到電價折扣之優惠後，將其利益，與 ESCO 共享。亦即，ESCO 並非直接與電力公司

發生任何交易或合約關係，真正與電力公司有存在能源合約關係者，乃用戶。ESCO 僅是處於間接之角色也，ESCO 並非零售電力合約之直接參與者。

以此觀察台灣既有需量競價模式之發展，則目前以用戶為電價折扣對象之需量競價制度<sup>[6]</sup>，實際上並不涉及第三人之引進，故適法性上，應無疑義。而於目前模式下，第三人係基於協助用戶符合需量競價方案而提供相關之能源技術服務，故第三人與台電之間，並無任何零售電力合約關係；第三人僅間接因電價折扣，而導致用戶願意尋求其協助，而間接獲利。但未來若考慮將需量競價制度之參與者，擴及第三人時，則恐怕會引發適法性之疑義。

## 肆、我國管制電業模式下，導入用戶群代表所需之管理機制、法規之介紹

從法規完善面的觀點，若要導入用戶群代表，最妥善的方式，當然是仿照外國，修改電業法(引入電業自由化)、建立用戶群代表執照機制、電力公司方案、加上合約之上中下游全套管理機制。然而，目前短期間內，則在現行法之下，並非全然無可能性，本研究僅在此，提出可能之短中長程措施。主要可以分類為：

- 一、短期：RFP 模式、過去再生能源發電導入之路徑、過去引入 IPP 路徑
- 二、中長期：修改電業法之路徑。

而當前面臨之主要阻礙係用戶群代表無法直接參與台電之需量競價措施<sup>[7]</sup>；除此之外，電業法、電業登記規則以及台電之 DR 方案及契約管理亦產生相關法規障礙。包含電業法係尚未自由化，且尚未引入零售競爭；電業登記規則並無用戶群代表之執照與許可機制，且即 2015 年行政院版修正草案，也並未有 aggregator 之角色，只有售電業；而台電之 DR 方案及契約管理則是並無用戶群代表之參與資格，且迄今並無以 RFP

採購用戶群代表服務，同時，亦無台電與用戶群代表間之合約範本。

經濟部為了引進 IPP，在開放批發電力市場之過程中，其實並未修法。相關之措施可以整理如表 5-7。

也因此，若仿照此一模式，要導入零售市場之用戶群代表，似乎經濟部也可以自行為之。

一、經濟部頒佈相關要點加以推動：IPP 導入之模式

表 5 相關措施分析表(一)

|  |
|--|
| <p>要點、方案？</p> <p>83.9.3 經濟部公布「開放發電業作業要點」，</p> <p>84.1.1 及 84.8.25 分別頒佈第一階段及第二階段開放發電業之「設立發電廠申請須知」。</p> <p>88.1.21 經濟部公告「<u>現階段(第三階段)開放民間設立發電廠方案</u>」。</p> <p>95.06.06 經濟部公告「<u>第四階段開放民間設立發電廠方案</u>」。</p> <p>併聯：發電業電廠併聯技術要點. 22. 汽電共生併聯技術要點. 23. 小水力併聯技術要點.....</p> <p>合約</p> <p>民營電廠與台電公司購售電合約</p> <p>電業法之依據？</p> <p>電業登記規則？</p> <p>台電 營業規則。。。。</p> |
|--|

表 6 相關措施分析表(二)

|   |
|---|
| <p>要點</p> <p>仿照 83.9.3 經濟部公布「開放發電業作業要點」→頒佈「開放用戶群代表作業要點」、</p> <p>合約</p> <p>仿照：用戶群代表與台電公司購售電服務合約</p> <p>電業登記規則</p> <p>仿照：IPP 開放與再生能源電業開放模式→修改電業登記規則，明訂發電業、用戶群代表？及執照之申請程序。</p> <p>台電</p> <p>無須修改營業規則。要修改營業規則，是因為售電業導入的關係，但 Aggregator 似乎不需要。</p> |
|---|

表 7 各種導入模式涉及規範分析

|                        | IPP 模式(獨立參與電力市場運作模式)  | RFP(政府採購容量服務之模式)   |
|------------------------|---|--|
| 可行性分析<br>(目前法規下之容許性分析) | <p>1. 電業法：<br/>a. 在此管制市場模式下，「用戶以外之第三人」，並不具備「直接」參與電力市場之資格。其參與管制電力市場之資格，必須透過『法律』之特別賦予。<br/>b. 現行電業法第 2 條對於電業之定義，未涵蓋「容量」提供者。<br/>→過去「開放發電業作業要點」、「第三、四階段開放民間設立發電廠方案」也皆係開放發電業為主，「容量」提供者未來透過相同方式適用上之疑慮。</p> | <p>1. 電業法：既有電業法下，台電身為獨佔電業，理應負擔「供電義務」。故電業法內，賦予電業合法可以調控之能力，似乎僅有「電價表」之價格機制。<br/>而 IPP 或汽電共生、再生能源之導入，均有法規之根據。<br/>故，若以 RFP，將電業之「備載容量義務」轉嫁第三人負擔，則似乎並無任何法令依據可以為之。<br/>2. 政府採購法：是否屬於§22I 得限制招標者？<br/>以容量服務之發包模式，恐怕是政府採購法操作中，相當特殊之處，恐怕需詢問公共工程會是否可以為之。<br/>若僅有一家得標廠商，則是否可以達成採購目的？<br/>3. 營業規則，是否允許容量服務委外辦理？</p> |
| 主要問題                   | <p>1. 必須導入電業自由化，修正電業法<br/>2. 用戶群代表資格之認證</p>   | <p>1. 既有電業法之容許性<br/>2. 營業規則？<br/>3. 政府採購法之可行性</p>  |
| 處理方式                   | <p>長期建議<br/>1. 修改電業法<br/>2. 制訂，售電業與用戶群代表管理規則短期建議<br/>3. 制訂用戶群代表開放要點？</p>  | <p>修改電業法，允許供電義務主委外修改營業規則，容量服務之委外辦理詢問公共工程會，有關容量服務採購之可行性</p>   |

關於 IPP 模式在現行法下之可行性分析而言，主要之疑慮係以在電業法層次，首先，在此管制市場模式下，「用戶以外之第三人」，並不具備「直接」參與電力市場之資格。其參與管制電力市場之資格，必須透過『法律』之特別賦予。且現行電業法第 2 條對於電業之定義，未涵蓋「容量」提供者。且過去「開放發電業作業要點」、「第三、四階段開放民間設立發電廠方案」也皆係開放發電業為主，「容量」提供者未來透過相同方式適用上之疑慮。根本解決此一疑慮之做法自以修改電業法、制訂，售電業與用戶群代表管理規則為根本之道，惟短期而言似仍能夠比照過去「開放發電業作業要點」之作法，透過制訂如用戶群代表開放要點之方式加以解決。

## 二、以台電內部自主採購規則鬆綁：RFP 模式與仿再生能源發展條例通過前導入再生能源發電之模式

在電力自由化之國家，原則上只存在需量反應方案。且在資格上，肯定用戶群代表的參與資格。且原則上用戶群代表之獲利，即係透過電力市場之價差，與其集結用戶之成效。惟在台灣，因為尚未電業自由化，故在需量反應方案中，目前僅有「用戶」可以因為參與方案之電價折扣而獲利；而用戶群代表無法在此當中直接獲利。特別是沒有誘因「集結越多用戶」。

在適法性考量之下，為了引進第三人，協助推動相關需量競價之措施。若欲強化其適法性，必須讓此一第三人，與「直接」因「電能(電價回

饋/電價回饋以外之獲利)」脫勾。也因此，系爭第三人，若是基於協助電業或用戶，而能夠實施需量競價之服務，而間接獲利，則適法性較高。類似例子如：

- 一、第三人係由用戶或台電或政府提供經費，讓其輔導或協助用戶，強化並輔導參與需量競價之能力。
- 二、由台電或政府提供相關經費，委託第三人，由第三人負責「蒐集與集結」更多可能加入需量競價之潛在用戶。如此有助於擴大參與需量競價制度之用戶群基礎。(當然在此一服務之提供過程，可以以第三人集結之用戶數量(背後也有代表一定數量之彈性電力數量)，而提供績效為基礎之服務費。但該服務費本身，必須與第三人因(正負)電力買賣而直接獲利本身脫勾。

此時在電業法修正前從 Type III 到 Type I 之導入，誘因部分係可分為降載回饋(從「誘因低之管制獎勵」→誘因較高之「市場競價」)以及用戶集結服務之回饋(此處之重點係如何發展出適度誘因，獎勵 Aggregator 之貢獻?)；而在管制部分則以透過政府採購合約，計畫競標來管理。而目前除針對用戶集結服務之回饋之外，另外兩者皆有現存方案可循。

至於在在電業法修正前從 Type I 到(弱化版之)Type II 之導入，誘因部分則同樣包含降載回饋(從「誘因低之管制獎勵」→誘因較高之「市場競價」)以及用戶集結服務之回饋(此處之重點係如何仿照無法源授權下之再生能源收購機制發展出適當機制，公開採購「負電力」)；而在管制部分則以轉由前述「臺灣電力公司負電能收購作業要點」針對 aggregator 之資格進行規範與管理動作。

針對用戶集結服務之回饋部分，未來可能之發展包含有在採購面：仿照 2009 再生能源發展條例公布前台灣電力公司再生能源電能收購作業要點--公告函(95 年 1 月 6 日)之模式，頒佈「臺灣電力公司負電能收購作業要點」，明訂收購金

額作為誘因(管制費率之誘因模式)；以及在合約面：仿照 2009 再生能源發展條例公布前再生能源發電系統電能購售契約之模式，頒佈「負電能購售契約」。至於在管制部分，未來則可發展制訂與頒佈「臺灣電力公司負電能收購作業要點」及相關合約管理機制。

由於售電業在我國電業法下之地位：過去之見解，主要認為我國當前電業法，已經允許售電業之存在；但似乎在近來之新版電業法修正草案，也推翻此一看法，改獨立承認售電業之存在。故與售電業相當密切之用戶群代表，顯然也必須要電業自由化後方可完整導入。而在電業法修正通過前，若要導入用戶群代表，則關鍵點在於：「其並不是直接因為賣電、降載而獲利」，而是需要因為其提供之「服務」而受到獎勵。(因為從電價折扣獲利，在自由化前，只能說是用戶的權利，用戶以外之第三人，無法享有)

由此觀點，在短期間內，可行之方案，似乎便是目前如工研院以自有相關科研經費，協助全家等之公司，協助其加入需量競價方案之試驗等。特別是似可針對台灣之情況下，額外設計所謂「負電力」之機制。而關於負電力收購作業要點之構想，便是讓有能力集結更多參與用戶群代表之「服務」(並非電費折扣)得到獎勵。這也讓市場，可以有，「直接參與需量反應方案之用戶」以及「提供集合用戶服務之用戶群代表」兩種。而後者可進一步視其集結之規模，而給予一定程度之獎勵。

而其可能之作法，係可參考「委辦計畫」或者「示範獎勵補助」之方式。亦即，由用戶群代表業者提出計畫，提供其願意輔導多少業者，加入需量反應方案，以及其在輔導過程當中，可能需要之費用等提出申請。而台電也可以在要點中，明訂不同「集結量」可給予之補貼。這也可以給予其誘因，收集到更多之用戶。

除此之外，誘因更高的方式，便是讓「其可享受到輔導加入需量反應方案之用戶之實際降載之貢獻當中得到回饋」。亦即讓其獲利與實際

降載量之間，產生連結關係。這也可以有助於讓用戶群代表，協助用戶採取更有效率的需量反應方案。

### 三、中長程：修法

故針對如何使用戶群代表自電力公司方面獲取降載容量之相對報酬，若承認我國現行 IPP 合法的話，則可以制定相關要點，使得台電得以直接向用戶群代表為給付；同時對於戶群代表，亦必須透過某種認證與管理制度加以管理。此項認證制度係可透過政府或台電為之。至於長期而言，仍應大幅修正電業法，達成全面自由化之局面。

而針對在電業法修正後從弱化版之 TYPEII 到(強化版之)Type II 之導入，在誘因部分亦可分為降載回饋(從「誘因低之管制獎勵」→誘因較高之「市場競價」)與用戶集結服務之回饋(從「誘因低之管制獎勵」→誘因較高之「市場競價」)，此部分係電業法修正草案通過後，自然達成；在管制部分，將前述「臺灣電力公司負電能收購作業要點」，在新電業法，透過售電業之管理，將其「用戶群代表管理規則」，在當中針對用戶群代表之資格等，進行詳細之規範。這部分則尚待發展，未來可發展者包含制訂用戶群代表管理規

則與將前述「負電能購售契約」進行因應新情勢之調整與修改。

### 四、用戶群代表合約之研究

至於針對用戶群代表與電力公司之合約研究部分，主要則係參考美國加州 PG&E 關於需量競標方案下與用戶群代表之合約(Agreement for Aggregators Participating in the Capacity Bidding Program)、SCE 關於需量競標方案下與用戶群代表之合約(Capacity Bidding Program Aggregator Agreement)、以及關於時間電價可停電力與用戶群代表之合約(Time-of-use Base Interruptible Program Aggregator Agreement)與 SDG&E 之需量競標方案(Schedule Cbp Capacity Bidding Program)加以分析為主。

#### (一) 整體：四方關係之架構

關於電力公司與用戶群代表之合約，雖看似僅涉及電力公司與用戶群代表雙方之間之關係，惟進一步觀察卻發現，該合約並非僅涉及電力公司與用戶群代表兩者，其中更包含有公權力的角色、用戶與電力公司、用戶與用戶群代表之關係等。其所創造之各方角色之間之關係可具體描述如圖 1。

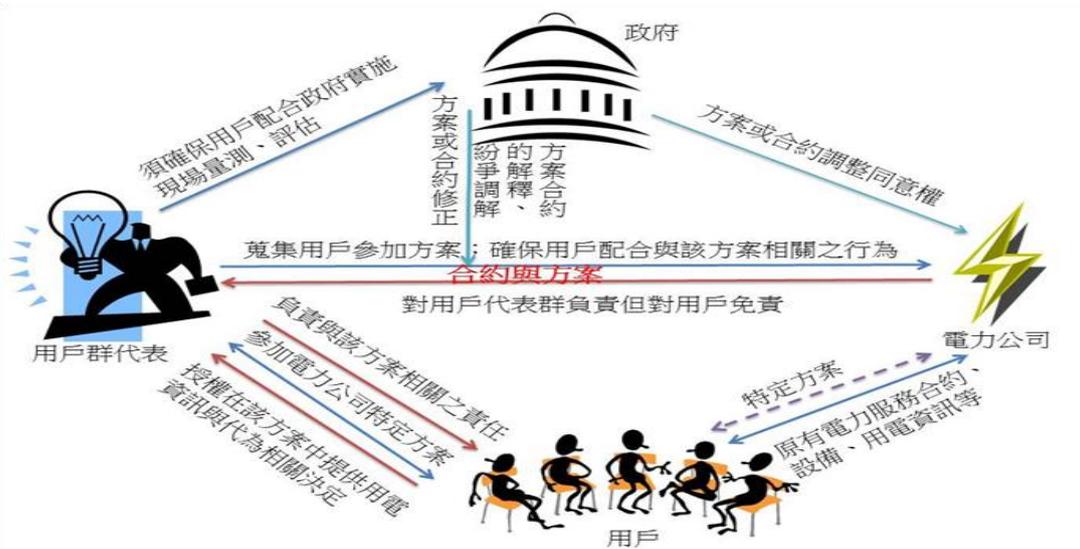


圖 1 用戶群代表參與之電力市場關係圖

形成此一現象之原因係由於電力市場參與者主要仍係以電力公司與用戶為核心，用戶群代表之加入亦僅係扮演著電力公司與用戶間媒介性質之角色，故真實之方案參與、特殊設備裝設或降載行為等仍須用戶加以執行。故這也使得用戶群代表欲完整發揮功效勢必需要用戶大量之代理行為的授權；同時，用戶群代表亦需要大量之用戶資訊以利其商業模式之進行，而關於此議題，雖然用戶係作為資料主體，惟資料之控制者卻為電力公司，故在此情況之下，電力公司亦需要取得用戶大量之授權，方得以將用戶之資訊提供給用戶群代表。又需量反應之各項方案，往往並非僅係單純之私法契約，而係受到主管機關之高度監理，故需量競標方案亦有此特性。這也使得在電力公司與用戶群代表之合約中亦有關於政府角色介入之規範。

## (二) 核心關係：用戶群代表與電力公司之間

首先，本合約主要係締結於電力公司與用戶群代表之間，故電力公司與用戶群代表之權利義務歸屬即為本約之核心議題。其主要包含有電力公司對於用戶群代表之義務以及用戶群代表對於電力公司之義務等。

前者如電力公司應支付適格之用戶群代表參與方案之費用、電力公司提供用戶之用電資訊等。具體而言，如 PG&E、SCE 均規範電力公司應支付適格之用戶群代表參與方案之費用，且其應於每個施行月結束後 60 日內，以寄送估價單與支票的方式給付；SCE 亦規範有電力公司將免費提供兩次必要之用電資訊，若超過則得索取處理費。

後者更可分為用戶群代表因其自身與對於與客戶相關事項對於電力公司所負之義務兩類。此部分較為特別者係包含用戶群代表應全權向客戶負責，包含用戶群代

表應提供用戶關於需量反應方案之諮詢與疑難解答以及電力公司對於用戶因需量反應所造成之任何損害均不負責等；且用戶群代表應以特定書面形式(用戶增減表)使用戶參與需量反應方案。如 PG&E 之條款規範有用戶之增加或減少，用戶群代表應以用戶增減表通知電力公司。更甚至有關於用戶群代表之資格規範者，如 SCE 係規範用戶群代表應提交本合約以利參與方案，本合約待電力公司執行始生效力。用戶群代表應符合所列之信用資格。

## (三) 不是一般的私法契約：政府之介入角色

而關於需量反應之各項方案，往往並非僅係單純之私法契約，其中政府之角色多半有一定程度之介入。故需量競標方案下亦同。這也使得在電力公司與用戶群代表之合約中亦有關於政府角色介入之規範。

此部分主要以規範雙方應同意主管機關人員之相關需量反應方案(schedule)之權力、調整相關需量反應方案之權力、到場測量、改善方案之權力，且用戶群代表應確保用戶加以配合；以及主管機關對本契約之整體性之介入權力。以此三電公司之四份合約而言，此處所指之「主管機關」係指加州公用事業委員會(California Public Utilities Commission, CPUC)。

而其中 SCE 更進一步規範有主管機關有對於方案之廣泛權力：解釋、增加、調整、紛爭解決；「終止」方案權以及負責紛爭之調處。

## (四) 一併間接處理與用戶之關係

### 1. 用戶群代表與用戶

至於針對用戶與用戶群代表之間的規範，則是相對在電力公司與用戶群代表之合約中著墨較少之部分，其主要以用戶應具備特定資格而言，包含已裝設特定設備等，以及如 PG&E、SED&G 皆

規範用戶需透過用戶群代表才能夠參加各種需量反應方案。

## 2. 用戶與電力公司

而在用戶與電力公司之間的規範部分，主要則係再次重申電力公司原則上不用對用戶負責，且用戶了解電力公司將會提供用戶群代表用戶之用電與電表資訊等。如 PG&E 與 SCE 接規範電力公司無監督用戶群代表之責任；或 PG&E 與 SCE 規範有用戶了解用戶群代表非電力公司之代理人，電力公司不因任何用戶群代表執行本合約或未能遵守電力公司之價目表所致之相關損害而向用戶負責。

## 伍、結論

需量反應係藉由需求面管理的手段，使電力用戶藉由參與電力公司之需量反應方案，減少本身用電負載需求或移轉部份尖峰用電至離峰用電時段，以獲取電價優惠誘因，進而改變電力消費需求型態之作法。而用戶可藉由參與需量反應措施而轉移用電，進而達到降低尖峰用電、均衡尖離峰負載、提高使用效率等效果，且其亦可以降低機組調度不足等問題發生。

而用戶群代表機制則係需量反應機制之重要輔助措施，透過用戶群代表從事電力經紀或仲介，藉由與不同類型用戶進行簽約，並透過資通訊技術整合簽約用戶的需量，以用戶群代表的身分參與電力公司推行之需量反應方案，在需量調度的其間確保提供穩定的需量。國外電力公司由於主要用戶為住宅用戶，因此較早即衍生出用戶群代表之概念，透過集結小用戶形成一定的容量後再參與方案，對於電力公司維護上有較大的益處。

惟依我國目前之電業環境由於電業由於尚未自由化，在用戶群代表部分一直存有爭議，本文即係進一步分析我國導入用戶群代表所需之

法治建設，從法規完善面的觀點，若要導入用戶群代表，短期間內，若欲在現行法之下尋求相容之空間，則係可透過短期以 RFP 模式、過去再生能源發電導入之路徑、過去引入 IPP 路徑加以導入。並可針對台灣之情況下，額外設計所謂「負電力」之機制，讓有能力集結更多參與用戶群代表之「服務」（並非電費折扣）得到獎勵。亦即讓用戶群代表獲利與實際降載量之間，產生連結關係。

惟長遠之計仍係仿照外國，修改電業法（引入電業自由化）、建立用戶群代表執照機制、電力公司方案、加上合約之上中下游全套管理機制，方屬根本解決之道。

## 陸、參考文獻

- [1] SCHEDULE CBP CAPACITY BIDDING PROGRAM, SDG&E, Sheet 2, 2016.5.26. [Online]. Available: <https://www.sdge.com/sites/default/files/documents/762666168/Capacity%20Bidding%20Program%20Tariff%2007032014.pdf?nid=1376>.
- [2] Grzegorz Borowik, Computational Intelligence and Efficiency in Engineering Systems, 2014.
- [3] 台灣電力公司，「需量競價措施」，<http://www.taipower.com.tw/UpFile/userfiles/file/%E9%9B%BB%E5%8A%9B%E7%94%9F%E6%B4%BB%E9%A4%A8/%E9%9C%80%E9%87%8F%E7%AB%B6%E5%83%B9%E6%8E%AA%E6%96%BD.pdf>.
- [4] 台灣電力公司，「需量競價措施」，民國 105 年 3 月 31 日，[http://www.taipower.com.tw/UpFile/userfiles/file/3.2%E9%9C%80%E9%87%8F%E7%AB%B6%E5%83%B9%E6%8E%AA%E6%96%BDDM\\_105.03.31.pdf](http://www.taipower.com.tw/UpFile/userfiles/file/3.2%E9%9C%80%E9%87%8F%E7%AB%B6%E5%83%B9%E6%8E%AA%E6%96%BDDM_105.03.31.pdf).
- [5] 台灣電力公司，「為降低尖峰負載台電推需量競價措施」，2015 年 5 月 7 日，<http://www.taipower.com.tw/content/news/news01-1.aspx?id=419>.

# 徵稿簡則

- 一、本刊歡迎電力工程相關之論述、譯述、經驗談及特約稿等。
- 二、來稿需簡潔明瞭、字數以不超過2萬字為原則(含圖、表，惟圖表篇幅以不超過全文20%為原則)，並請附書面稿件乙份及微軟Word建檔之光碟片乙份。
- 三、來稿格式及章節編號等請依照所附之「稿件撰寫範例」撰寫。
- 四、文責自負；作者應簽署「台電工程月刊申請投稿暨著作財產權讓與聲明書」；譯稿請附原文及著作權人書面同意書。(列名作者至多以4位為原則，其他協同參與者加註於文後)
- 五、文章一經採用著作財產權即屬本刊所屬之台灣電力股份有限公司所有，文章發表後酌致稿酬。
- 六、除另有聲明外，本刊對來稿有刪改權；無論刊登與否，恕不退稿。

# 稿件撰寫範例

## 促進台電公司學習型組織與網路化教學推廣導入之研究

A Study of Improvement of Learning Culture and Promotion of E-Learning in Taipower

楊世雄 \*  
Yang, Shyh-Shyong

楊中旗 \*\*  
Yang, George

蘇文華 \*\*\*  
Su, Wally

( 年度研究計畫論文 )

### 摘要

||.....(300 字以內扼要說明目的、方法、結果與結論).....||

### Abstract

||.....||

\* 台灣電力公司綜合研究所

\*\* 育基數位科技公司

\*\*\* 勝典科技公司

**關鍵詞(Key Words)：**(3~7個)學習型組織(Learning Organization)、數位學習(E-Learning)、網路學習平台(E-Learning Platform)、學習內容管理系統(Learning Content Management System)、學習元件(Learning Object)。

### 壹、前言

#### 貳、(章節請按下列順序編排)

- 一、.....
- 二、.....
- (一).....
- 1.....
- (1).....
- A.....
- (A).....
- a.....
- (a).....

### 伍、誌謝

\*本篇其他協同參與者：OOO、OOO、OOO

### 陸、參考文獻

- 圖書：請依作者姓名、書名、版次、出版地、出版者、出版年、起訖頁數順序書寫。
- 期刊：請依作者姓名、論文篇名、期刊名稱、卷或期號、起訖頁數、出版年順序書寫。
- 註 1：數字用語：請依「公文書橫式書寫數字使用原則」，具一般數字意義者以阿拉伯數字表示。
- 註 2：請提供稿費受款人及聯絡人姓名、通訊地址、電話號碼。
- 註 3：請於文中適當位置，標註相關參考文獻編號並以[ ]上標表示。

台電內部網頁：<http://10.52.200.200/w/>本所刊物/台電工程月刊

台電外部網頁：<http://www.taipower.com.tw/>電力生活館/台電圖書/台電工程月刊

## Special Issue: Innovative Practices for Demand-side Load Management

- Cost and Benefit Analysis of Residential and Commercial Energy Demand-side Management under the Framework of Smart Grid.....Hsu, Jyh-Yih et al.....(1)
- The Smart Campus Demand Side Management System that Integrated with Energy Management and Automated Demand Response System.....Chang, Tso-Fan et al.....(24)
- Demand Response of College and Implementation of Dynamic Price.....Hsieh, Jui-Ting et al.....(40)
- The Establishment and Prediction of Regression Models of Energy Sales and System Peak Loading by Considering Prosperity and Climate for High Voltage Customer.....Cho, Ming-Yuan et al.....(52)
- Implementation and Investigation of Automated Demand Response on A/C Chiller Load Shedding.....Chen, Wen-Reui et al.....(62)
- A Study of Demand Response Designed for Power Supply Congestion Area....Chang, Wen-Chi et al.....(75)
- High Voltage AMI and Temperature Data to Review Taipower's Demand Response.....Lin, Su-Chen.....(90)
- The Outcome and Cost-benefit Analysis of the Implementation of Demand Response Programs.....Yang, Shin-Chuan et al.....(106)
- Electronic of the Demand Bidding Program and Introductions of the Demand Bidding Platform.....Tang, Wen-Shiang et al.....(121)
- Analysis of the Business Models for Aggregator.....Shih, En et al.....(137)
- Legal Infrastructure for Introducing the Aggregator Mechanism into Taiwan....Chiou, Shin-Shiuan et al.....(152)

ISSN 0494-5468



GPN : 2003700005  
定價：新台幣100元