



台電工程月刊

MONTHLY JOURNAL OF TAIPOWER'S ENGINEERING
第817期 105年9月號 Vol.817 September 2016

再生能源：

虛擬電廠先進國家發展趨勢及對台灣之政策意涵.....許志義 等.....(1)

火力發電：

考量環保與經濟因素之最佳化調度模式探討--以大潭電廠為例.....林志強 等.....(30)

低壓汽機轉子葉根槽應力腐蝕概述.....吳俊樺.....(51)

能源與環境：

基於ZigBee與MDMS的智慧型電能管理系統.....歐庭嘉 等.....(57)

天然氣固態氧化物燃料電池發電暨示範實驗系統測試研究.....鄭雅堂 等.....(70)

技術與經濟評估方法於CCUS技術的應用.....張仁榮 等.....(79)

資訊與電腦：

智慧型AMI LAN通訊測試模型及雲端管理平台.....謝忠翰 等.....(91)

工程技術：

蘇拉颱風搶修經驗分享-以345kV大觀~中寮一二路#14
搶修工程為例.....石逸清 等.....(100)

偶發性事件導致匯流排電壓過高檢修及預防措施改善報告.....劉家銘 等.....(108)

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 817 期
中華民國 37 年 9 月創刊
中華民國 105 年 9 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】：王金墩
【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
陳建益 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

虛擬電廠先進國家發展趨勢及對台灣之政策意涵

Development Trend of Virtual Power Plant in Advanced Countries and Policy Implications for Taiwan

許志義*
Hsu, Jyh-Yih

陳俐妏**
Chen, Li-Wwn

黃鈺愷***
Huang, Yu-Kai

陳彥豪**
Chen, Yen-Haw

楊宏澤****
Yang, Hong-Tzer

摘 要

虛擬電廠是先進國家電力自由化市場下，隨著分散式能源資源(Distributed Energy Resource, DER)之迅速興起，而日益重要的一種電業創新服務模式。虛擬電廠整合電力需求面與供給面各種資源，藉由能源資訊管理系統(Energy Information Management Systems, EIMS)整合各分散式電源運作狀態資訊，其中大型用戶可直接進入參與市場，而小型用戶則需透過整合商(Aggregator)整合後，再至電力市場進行交易。而整合商是 DER 擁有者和電網間的媒介，掌握 DER 的狀態，也負責投遞標單給市場參與者，故虛擬電廠之職能包括在電力市場交易以及平衡交易組合(例如電網壅塞與輔助服務)，透過此一重要機制，確保電力系統之安全性與永續性。

在台灣，雖然短期內電力市場尚未自由化，上述虛擬電廠之功能與市場定位，無法立即實現。但是，未來長期能源供需規劃下，隨台灣電力市場自由化之必然趨勢，虛擬電廠之發展趨勢及其可行性分析，尤其是對於台灣配電系統線路壅塞以及輔助服務之正面效益，值得加以探討。本文目的在於彙整先進國家虛擬電廠發展趨勢，包括美國、西班牙、丹麥、日本。其次，探討台灣可行性之推動方案，最後提出相關結論與建議。

Abstract

The development of virtual power plant (VPP) is an important innovative service model in advanced countries under the electricity liberalization market. VPP integrates distributed energy resources (DER), which include distributed generation, energy storage system (ESS), and demand response (DR), distribution system connection and active and automatic demand management.

The VPP which is connected to distribution system can greatly decrease the transmission and distribution losses. However, it also involves more complicated distribution system operations. For Taiwan, it is very important to consider the model of VPP for long term national energy supply and demand planning due to the congestion issues of the grid and the

*國立中興大學應用經濟學系暨資訊管理學系

**台灣經濟研究院

***國立中興大學產業發展研究中心

****國立成功大學電機工程學系

development of ancillary services as well.

Thus, this paper is intended to study the VPP development experiences of advanced countries and the feasibility of implementing VPP in Taiwan. Also some policy implications and suggestions will be presented.

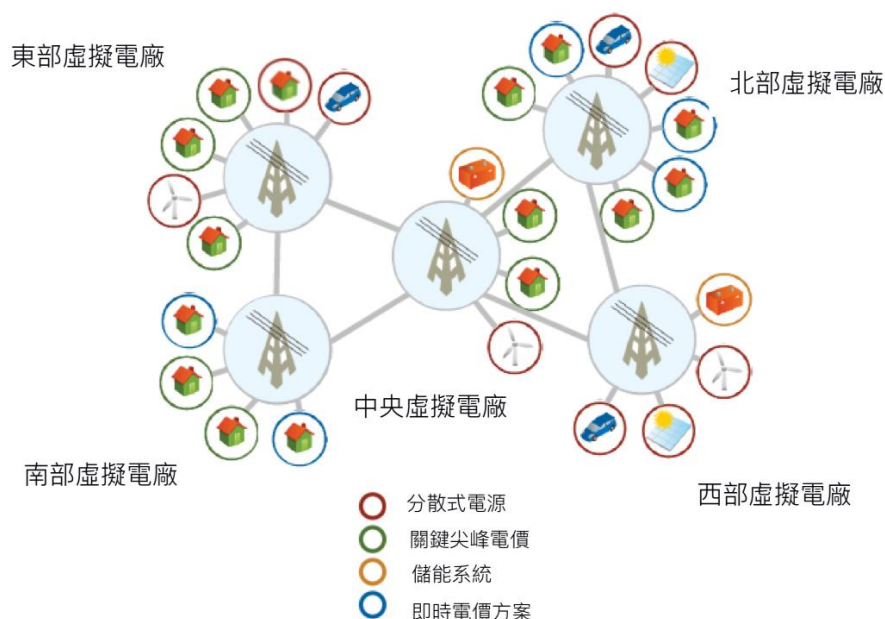
關鍵詞(Key Words)：虛擬電廠 (Virtual Power Plan)、分散式能源資源 (Distributed Energy Resources)、能源資訊通訊管理系統 (Energy Information Communication Technologies)、需量反應 (Demand Response)、儲能系統 (Energy Storage Systems)。

壹、前言

虛擬電廠(Virtual Power Plant, VPP)是先進國家近年來積極整合再生能源、電動車、需量反應之創新服務商業模式。虛擬電廠係透過中央控制資訊平台，藉由能源服務公司(ESCO)或用戶群代表(Aggregator)，能有效整合分散式再生能源發電系統，搭配用戶端之電動車或儲能系統、需量反應(Demand Response)動態電價方案，甚至智慧家電、智慧建築、智慧社區、智慧工廠、智慧城市等，形成所謂能源網際網路(Energy Internet)新型態的能源經濟體制。進一步言之，這種積少成

多、聚沙成塔，發揮螞蟻雄兵之分散式系統功能，宛如一座隱形的巨大電廠(亦稱虛擬電廠)，具有「即時同步」、「雙向互動」、「彈性負載」的電力經濟調度特質，不但能使再生能源間歇性不穩定供電之問題獲得紓解，更可有效降低傳統電力系統經年閒置的備用容量，充分利用發電設施，改善電力公司財務表現，同時減少二氧化碳排放所造成的整體社會成本。

虛擬電廠概念使電力公司得以將用戶群依特定地區或配電關聯細分為不同群體，如圖 1 所示，透過細緻的區分群體使得對特定用戶的價值有最佳的預測、資訊分析與營運決策制定^[1]。



資料來源：Aaron Zurborg(2010)

圖 1 將需量反應方案與分散式電源依特定地區或配電關聯性細分成不同群體

虛擬電廠包括四個部分：中控資訊平台、分散式再生能源發電系統、儲能系統、彈性電價機制。其中資訊平台提供關鍵電價訊號，反映影響再生能源發電的天候狀況、用戶需求強度等即時資訊，不但能緩解再生能源供電不穩的問題，同時可誘使電力用戶即時抑低負載，進而減緩興建傳統發電廠與輸配電設施的壓力^[2]。

在虛擬電廠(VPP)模式下，整合電力需求面與供給面各種資源，藉由能源資訊管理系統(Energy Information Management Systems, EIMS)整合各分散式電源(Distributed Energy Resource, DER)運作狀態資訊，其中大型用戶可直接進入參與市場，而小型用戶則需透過整合商整合後，再至電力市場進行交易。而整合商是 DER 擁有人與電網間的媒介，掌握 DER 的狀態，也負責投遞標單給市場參與人，故虛擬電廠之職能包括在電力市場交易以及平衡交易組合，透過此確保電力系統之安全與永續性。

在台灣，雖然短期內電力市場上未自由化，上述虛擬電廠之功能與市場定位，無法立即實現。但是，未來長期能源供需規劃下，隨台灣電力市場自由化之必然趨勢，虛擬電廠之發展趨勢及其可行性分析，尤其是對於台灣配電系統線路擁塞以及輔助服務之正面效益，值得加以探討。本文目的在於彙整先進國家虛擬電廠發展趨勢，包括美國、西班牙、丹麥、日本。其次，探討台灣可行性之推動方案，最後提出相關結論與建議。

貳、先進國家虛擬電廠發展趨勢

一、美國 Olympic Peninsula 案例

為有效提升能源使用效率，美國於 2004 年，即著手開發住商電能管理系統及分散式電源等相關技術，然其時智慧電網之概念未臻廣泛討論，故僅止於個別系統開發。為了因應持續上升之電力負載需求並有效結合分散式電力資源

(Distributed Energy Resource, DER)，美國能源部於 2004 年始於投入奧林匹克半島計畫(Olympic Peninsula Project)，期能藉此計畫有效整合資通訊及相關控制技術。

本計畫由美國能源部(U.S. Department of Energy)出資，並由美國西北太平洋國家實驗室(Pacific Northwest National Laboratory, PNNL)主導及管理，此外亦集結了當地的電力供應商、相關技術廠商及學者參與。電力供應商(BPA、PUD #1 of Clallam County 及 the City of Port Angeles)負責協調住宅、商業及市府機構作測試用途，而 IBM 華盛頓研究實驗室及 Invensys Controls 公司提供網路、通訊、伺服器技術支援，相關學者協助制定虛擬電力市場結構並建構自動化運算系統。

奧林匹克半島位於美國華盛頓州西北角，無論以地理環境或當地電網拓撲及特性而言，皆適合作為技術驗證場域，奧林匹克半島主要以山脈為主，居民主要沿著漫長海岸線的低海拔地區居住，在該區域幾個主要的城鎮中，規模最大的為安吉利斯港(Port Angeles)，當地雖工業化程度不高，但因人口快速成長導致每年約增加尖峰負載 20 MW。安吉利斯港主要指憑藉兩迴路源於奧林匹亞(Olympia)變電所之 230-kV 饋線供電，長距離的電力輸送可能使末端電壓過低，且冬季極端用電需求時段亦可能發生電壓不穩或甚至崩潰之情況。

鑒於上述，美國奧林匹克半島計畫旨在透過通訊技術整合該區域現有的分散式電力資源，以解決區域電力傳輸擁塞之問題。該計畫執行於 2004 至 2007 年間，於計畫開始前，主要的分散式電力資源控制系統即已完成，本計畫僅將現有的個別系統透過資通訊技術整合，分散式電力資源系統包括下列所述：

(一) 海洋科學實驗室(Marine Sciences Laboratory, MSL)：具備 BEMS 可控制空調設備並參與需量反應，另包含兩部具無線遠端控制功能之柴油發電機(175kW 及 600kW)。

(二) 112 戶俱備 HEMS 之住宅(需量反應量約 160kW)，用戶可透過網頁登入自用帳號以查看用電歷史資訊，並可更改舒適度設定參數，以改變需量反應控制。

(三) 可遠端控制微渦輪機 30kW。

(四) 可控的市政府的抽水馬達(40hp 五部)。

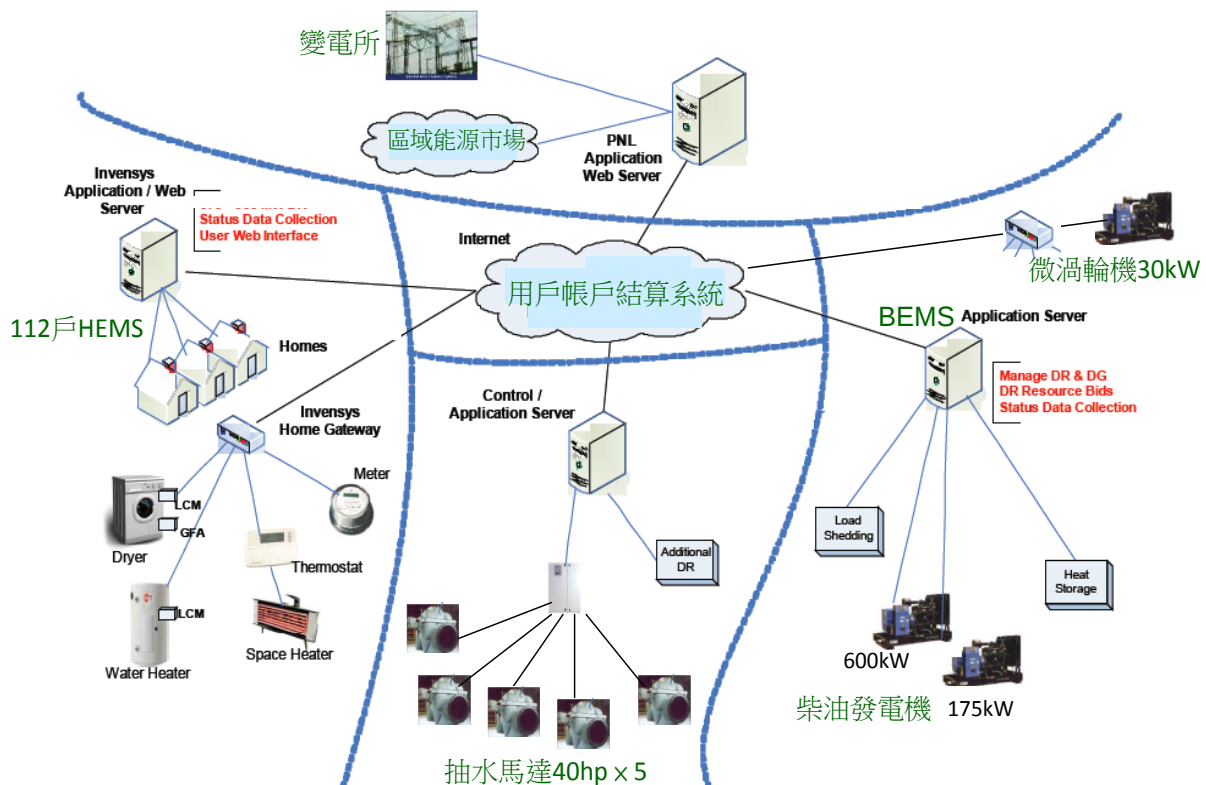
本計畫除了上述可控分散式電力資源外，亦開發一個區域電力市場平台，該平台可接收供應端及負載端投標，並透過市場機制決定該地區的邊際價格，計畫整體系統架構圖如圖 2 所示。計畫中所採用之市場機制示意圖如圖 3，交易資訊平台每 5 分鐘產生一個結清價格(Cleared Price)，並由以下步驟完成此程序：

- (一) 預測下一個 5 分鐘之負載需求量，如圖 3(a)中 B 點所示。
- (二) 接收電力供應端與需求端雙方投標，供應端投標即代表欲售之費率，而需求端投標則表示當電價高於某個值時，此需求端願意停止

用電。舉例而言，使用者可設定不可控負載之投標參數為 999(\$/kWh)，此代表當電價高達 999(\$/kWh)時，此負載才可停用(即不會停用)。

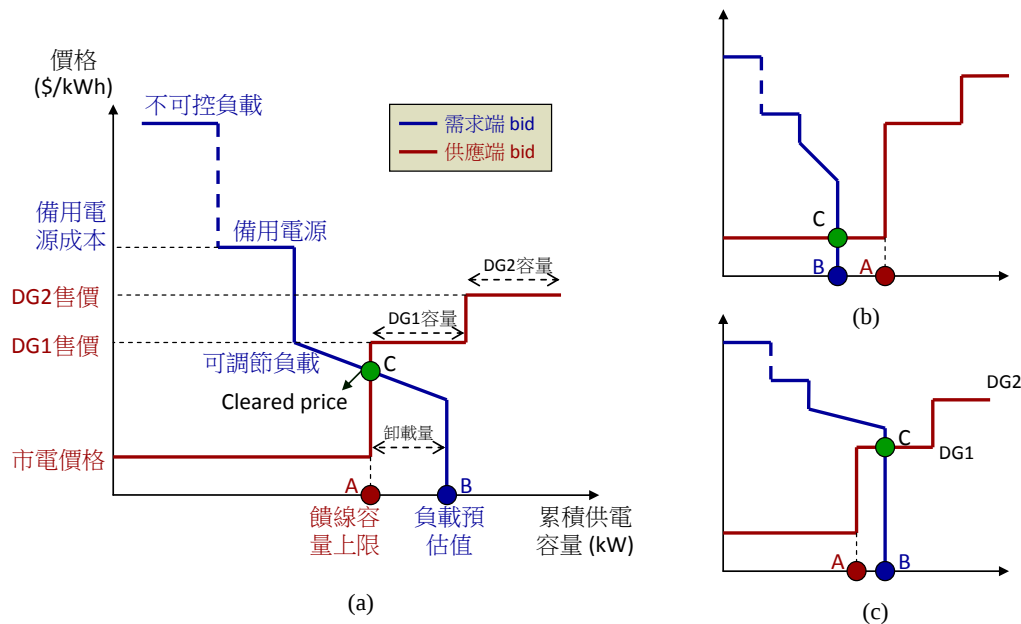
(三) 將供需雙方之投標排序，供應方投標由低至高，需求方投標由高至低。一般而言，自變電所經饋線輸送至當地之市電價格低於分散式電源之售價，因此市電將位於投標曲線的最左端。

(四) 計算供需雙方投標曲線之交點，以圖 3(a)為例，C 點對應之縱軸即為結清價格，而 C 點對應橫軸至預測負載值 B 點的距離即表示可調節負載之卸載量。當負載總需求 B 低於饋線容量 A 時，則所有需求皆由市電供應，如圖 3(b)所示；當負載總需求 B 高於饋線容量 A 且需求端投標參數較高時，可能發生如圖 3(c)之情形，此情況下將不需卸載，饋線供應不足之電力則由 DG1 提供。



資料來源：Olympic Peninsula project 研究報告

圖 2 美國奧林匹克半島計畫之系統架構



資料來源：Olympic Peninsula project 研究報告

圖 3 美國奧林匹克半島計畫之電力交易市場機制示意

二、西班牙(Alava)和英國(Woking) FENIX 案例

以下說明 FENIX (全名為 Flexible Electricity Networks to Integrate the Expected Energy Evolution)計畫的背景與目的，並說明 FENIX 的運作模式，以及進一步闡述其對台灣電力系統的意涵。

(一) FENIX 虛擬電廠計畫背景與目的

FENIX 計畫執行期間自 2005 年 10 月到 2009 年 10 月，總經費總共 1,480 萬歐元，其中 780 萬歐元由歐盟委員會 (European Commission) 資助^[3]。試驗場址分為南方案(Southern Scenario) 與北方案(Northern Scenario)，南方案在西班牙 Alava，北方案在英國 Woking。西班牙 Alava 省總人口 322,557 人，面積 2,963km²，試驗裝置容量為 420 MW，其中 150MW 是分散式電力資源 (Distributed Energy Resource, DER)。英國 Woking 是坐落在離倫敦市中心西南方 37 公里的小鎮，總人口數 62,796 人，面積 63.57 km²，每日有數以千計的人往返倫敦和

Woking。Woking 有 3MW 虛擬電廠示範容量，包括 200kW 的燃料電池。

此案例之目的在於將分散式電力資源 (Distributed Energy Resource, DER)有效整合至電力系統，並透過虛擬電廠確保電力系統之安全與永續性。具體執行作法是將資通訊科技技術 (Information Communication Technology, ICT) 裝置於 DER 與虛擬電廠，透過 ICT 整合一定數量的 DER，使各別不可預測的行為限制得以克服。此外，也修改相關法規以及設計不同契約關係，確保參與者間(DER 擁有人、整合商、電網營運者、市場營運者)的權利義務。在此案例中，整合商是 DER 擁有人 and 電網間的媒介，掌握 DER 的狀態，也負責投遞標單給市場參與人，扮演商業運轉型式的虛擬電廠 (Commercial Virtual Power Plant, CVPP)的角色。而負責電網可靠度以及供電品質的則是配電系統操作者 (Distribution System Operator, DSO)，其職能類似技術運轉型式的虛擬電廠 (Technical Virtual Power Plant, TVPP)^[4]。

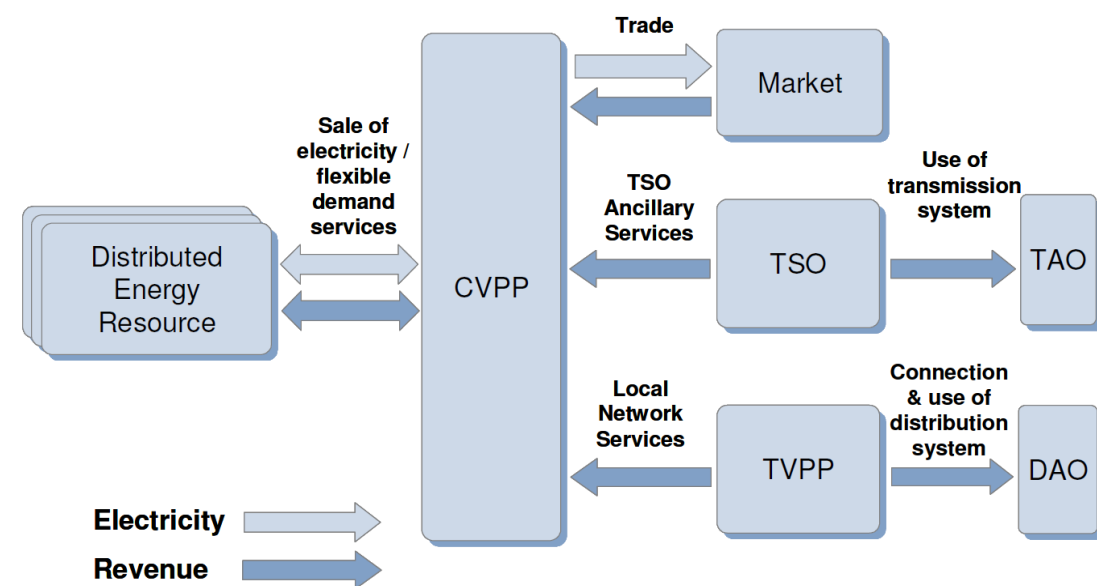
(二) 運作模式

以下將說明 FENIX 虛擬電廠的概念與架構，緊接著闡述其運作流程以及市場參與人間的互動關係，並進一步說明 FENIX 虛擬電廠中最關鍵的契約關係，即 CVPP 和 DER 間的契約關係。

1. FENIX 虛擬電廠概念與架構

FENIX 虛擬電廠架構下的市場參與人包括：市場操作者(Market Operator)、

輸電資產擁有者(Transmission Asset Owner, TAO)、輸電系統營運商(TSO)、配電資產擁有者(Distributed Asset Owner, DAO)、技術型虛擬電廠(Technical Virtual Power Plant, TVPP)、商業型虛擬電廠(Commercial Virtual Power Plant, CVPP)以及分散式電力資源(Distributed Energy Resource, DER)，如圖 4 所示^[5]。



資料來源：Dafydd et al. (2008)

圖 4 FENIX 契約關係架構

FENIX 虛擬電廠框架內有五個重要的契約組成關係，分別為：DER 和 CVPP、CVPP 和 TVPP、CVPP 和電力市場、CVPP 和 TSO、TVPP 和 DAO。

(1) DER 和 CVPP 的契約關係：相較於過去售電業者與 DER 的關係，在 FENIX 架構下 DER 和 CVPP 會更加動態且互動性也更高。因此，在契約內需載明讀取 CVPP 和 DER 間的電力潮流，以計算電力系統的使用量、要價與付款之細則。為了要即時掌握各 DER 的狀態，兩者間的通訊協定也需要被雙方

授權認定。CVPP 還需整合 DER 的標單，投遞至電力市場中，並結算計畫用電量與實際用電量的差額。此外，CVPP 要即時監控各 DER 狀態，必要時調度各機組的電力或削弱負載需求。

(2) CVPP 和 TVPP 的契約關係：此契約關係在 FENIX 契約中極為重要，乃落實 FENIX 概念的精神所在。其契約關係需交代計算系統使用量的方式、即時交易所需的通訊要求、授權讀表、要價、支付給 CVPP 因傳輸限制所產生

的額外發電成本、支付給 TVPP 電力系統使用費用、供電給 DER 的流程、DER 轉供電力給其他 CVPP 的流程。

(3) CVPP 和電力市場的契約關係：FENIX 虛擬電廠另一個潛在增加創收的管道，就是整合 DER 的電力至批發市場販售，為了要落實這樣的概念，兩者必須遵守以下契約事項的規範：標單投遞至集中調度系統所需的通訊、CVPP 電力產出讀表的授權、要價與付款方式、由中央系統調度 CVPP 之細則等。

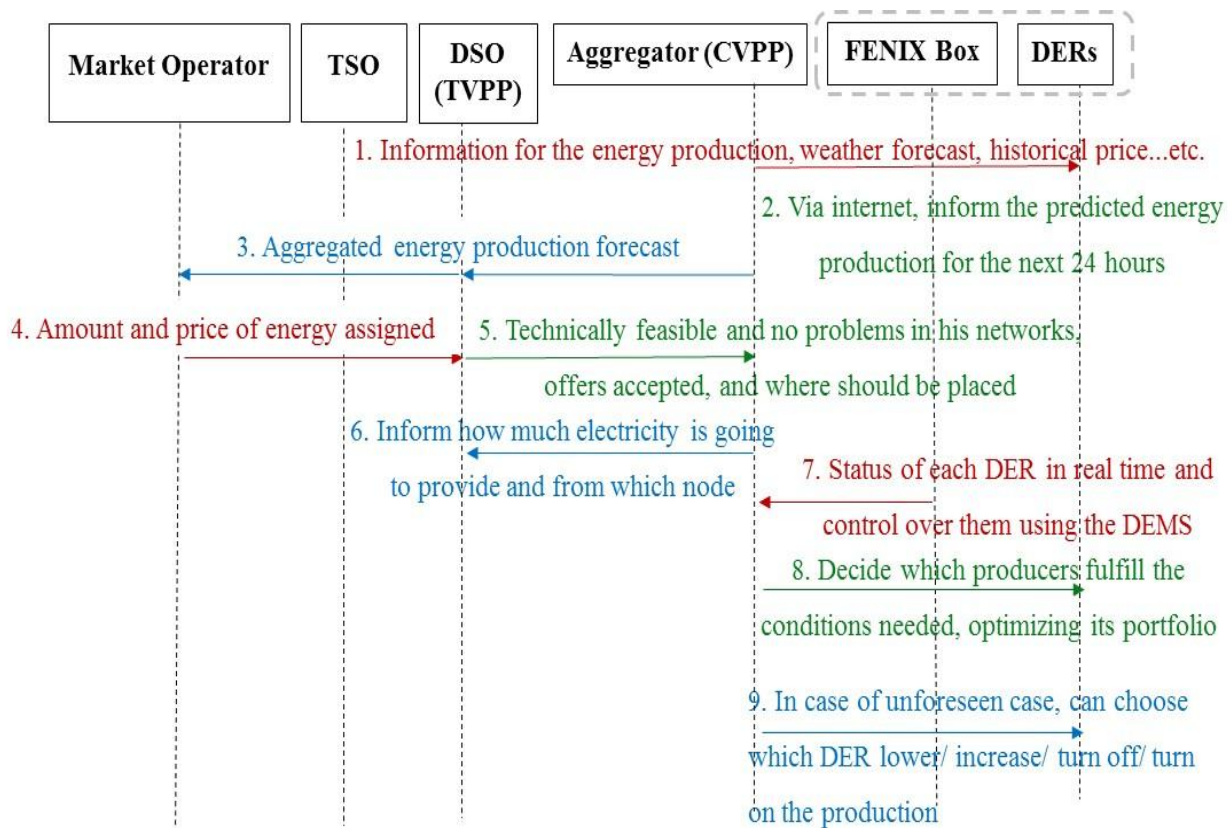
(4) CVPP 和 TSO 的契約關係：另一個 FENIX 虛擬電廠可增加收入的管道是匯集 DER 電力提供輔助服務給 TSO。所需載明的契約內容包括：CVPP 服務

提供能力的定義、CVPP 提供服務的通知方式、輔助服務的替代安排、TSO 要求 CVPP 提供服務的特定條件、電力讀取與系統測試流程、CVPP 未能履行提供輔助服務的罰則。

(5) TVPP 和 DAO 的契約關係：TVPP 主動管理部分配電網，此即必須與 DAO 建立契約關係，規範 DAO 可從 TVPP 獲得配電網建造維護成本。而契約內必須包含以下要件：給 DAO 的連結費用與系統使用費用、DAO 要價與讀表的安排。

2. FENIX 虛擬電廠運作流程與市場參與人互動關聯

FENIX 虛擬電廠運作流程如圖 5 所示，將各個步驟說明如下：



資料來源：本研究自行繪製

圖 5 FENIX 虛擬電廠運作流程與市場參與人互動關聯

- (1) 用戶群代表(亦即 CVPP)將電力產量、天氣預測、歷史電價等資訊，通知裝設 FENIX Box 的 DER。
- (2) DER 根據前一步驟 CVPP 所提供的資訊，預測 DER 於 24 小時後，自身可生產多少電力，再將可生產電力的資訊使用 FENIX Box 經由網路通知 CVPP。
- (3) CVPP 接收眾多 DER 可生產電力量資訊後，將其整合的電量匯集起來通知輸電系統操作者(亦即 TVPP)，同時也通知市場操作者。
- (4) 市場操作者根據電力系統內的電力供需情形，回傳相對應的電力價格與數量給 TVPP。
- (5) TVPP 再根據市場操作者傳遞的電力資訊，進行技術上的可行性評估，將評估結果傳送至 CVPP，並確認電力應傳送至何處。
- (6) CVPP 再將考量系統限制的可供電量，傳送給 TVPP 和 TSO，確保在此供電量仍可維持其系統可靠度。
- (7) DER 此時由分散式能源管理系統 (DEMS) 控制，將其自身即時狀態透過 FENIX Box 傳送給 CVPP。
- (8) CVPP 決定其轄下的哪些 DER 要履行系統條件的需求，並最適化其排程組合。
- (9) 同時也考量當不可預測的緊急事件發生時，哪些 DER 需要升降載以及啟/停。

3. CVPP 和 DER 的契約關係

FENIX 計劃有多種合約關係，提供新機會給 DER 擁有者得以更有效率的管理電力資源。此節闡述在 FENIX 架構下，CVPP 和不同規模大小的 DER 關係。並說明 DER 如何透過此契約關係，將電力饋入電力系統取得收益。

CVPP 和 DER 間最緊密的契約關

係，莫過於「補給溢出合約(Top-up and Spill Agreement)」，因為此合約可適用於裝置容量小於 50 kW 的發電機組。Top-up 表示當發電量不及需求負載或發電機組停機時，需匯入電力至 DER 現址之情形；Spill 表示當 DER 現址發電量高於需求負載時，可將多餘電力饋入至電網之情形。由於 DER 與電力系統間的互動更為頻繁、動態，在 FENIX 架構下，虛擬電廠扮演主動控制 DER 的角色。在這類合約規範下，DER 擁有者同意以事先約定的價格銷售電力給 CVPP，約定的價格可以是單一價格(Single Price)、季節價格 (Seasonal Time of Day (STOD) Price)、市價聯動半小時價格 (Market-linked Half-hourly Prices)。可將 DER 視為售電業者(CVPP)的客戶，DER 擁有者需根據主管機關批准的標準方法 (Standard Regulator-approved Methodology) 支付連接費用給 CVPP。連接費用與 DER 所屬位置、透過電力系統匯入/匯出的時間有關，即 DER 的位置和其特性可反映其費用價格上。現實運作可能需考量 DER 能否履約，正常情形下，在約定的時間 DER 會告知 CVPP 其履約的可行性與履約價格；另一情形，若 DER 因技術問題或其他未能預期之突發狀況，DER 必須事前通知 CVPP 其無法履行約定，使 CVPP 可事前安排補足 DER 無法提供電能的缺口。

然而，若為大型的 DER，即不適用於上述的補給溢出合約，而是要透過公開、動態的競標機制。競標機制的標單可分為出價單(Bid)與報價單(Offer)，出價單顯示減少發電量或增加負載需求時，願意出價購買電力的價格；報價單顯示增加發電量或減少負載需求時，願意報價售電的價格。不同的 DER 適用不

同價格標單。如家用微型汽電共生 (Domestic Micro CHP) 適用於以每日變動一次的靜態電價；小型風力機組依據前一日評估的發電可行性，適用於即時市場前一、兩小時的電價；暖氣/冷氣負載適用於每日限制特定小時起停的電價。

此外，除了競標機制外，各種 DER 皆可與 CVPP 成立不同契約關係，包括上述提及的補給溢出合約，尚有電力躉購合約 (Power Purchase Agreement)、遠期契約 (Forwards)、期貨 (Futures)、能源交換契約 (Power Exchanges)。以規範購買電力的條件、授權直接控制、讀表裝置與讀表授權事項，甚至未履約的罰則，皆會載明於契約內容中，進而有效管理電力系統。下節將說明上述更詳盡的契約關係與 DER 進入電力市場的途徑。

(三) FENIX 虛擬電廠對台灣電力系統之意涵

由於台灣電業法處於修法階段，可預期台灣將會朝電力批發、零售市場自由化的大方向前進。但對於修法後，台灣未來的電力市場實際環境，仍尚無定論。因此，以下依長短期闡述在台灣不同的電業環境下，FENIX 虛擬電廠經驗對台灣電力系統之意涵。

1. 短期對台灣電力系統之意涵

目前台灣電業環境，輸配電廠皆由台電公司囊括，發電市場雖有九家民營電廠，但皆以雙邊合約的形式與台電公司簽約，由台電公司統一收購在銷售電力至用戶需求端。在此情形下，若台灣在配電層級推廣裝設 DER，可以預見將會以雙邊合約為主。本研究統整 FENIX 架構下的契約關係，此提供台灣設計 DER 和台電公司間合約一個重要雛形，包括哪些 DER 可參與、DER 與誰簽約、

DER 可提供哪些輔助服務、計費方式為何等。以下根據上述問題，結合台灣現況提出相對應的建議：

(1) 可參與虛擬電廠的 DER 種類

FENIX 虛擬電廠計劃對 DER 採較廣義的認定，將可控制負載、大小型儲能、大/中/小型風力發電機組、大/中/微型 CHP、沼氣發電廠、太陽能發電等皆視為可參與虛擬電廠的 DER。除了太陽能發電因規模太小，未有提供輔助服務的義務之外，其餘 DER 在 FENIX 架構下，皆可透過雙邊合約與 CVPP 和 TVPP 簽約提供電力服務。此提供台灣思考建制虛擬電廠時，應涵蓋哪些發電機組作為參考依據。

(2) 建制虛擬電廠的重要契約關係

在 FENIX 架構下，兩個關鍵契約關係首推 DER 和 CVPP (即 Aggregator) 的契約關係，以及 CVPP (即 Aggregator) 和 TVPP (即 DSO) 的契約關係。前者在契約內需載明讀取 CVPP 和 DER 間的電力潮流，以計算電力系統的使用量、要價與付款之細則。為了要即時掌握各 DER 的狀態，兩者間的通訊協定也需要被雙方授權認定。後者契約關係需交代計算系統使用量的方式、即時交易所需的通訊要求、授權讀表、要價、支付給 CVPP 因傳輸限制所產生的額外發電成本、支付給 TVPP 電力系統使用費用、供電給 DER 的流程、DER 轉供電力給其他 CVPP 的流程。依循上述契約，可確保配電層級與輸電層級電力系統的安全穩定。

台灣當前要簽署相關契約的優勢，在於台電需同時扮演 DSO 和 Aggregator 的角色。在此情形下，台電充分掌握電力系統資訊，易於其電力系統的管理與執行。惟需注意的是，

未來部門分割後，其契約之存續與後續權責分配，應在簽約時就需考量周全。

(3) DER 扮演的功能角色

DER 除了可直接供應裝設 DER 現址(On-site)電力外，在 FENIX 架構下，還可提供電力系統第三級備轉容量、穩壓反應(FFR)、虛功補償等輔助服務。此外，當 DER 連結至配電或輸電廠的線路或設備發生緊急事件，無法正常提供電力給 DER 端用戶時，DER 也可進行孤島運轉的功能，提供緊急電力給 DER 週邊用戶使用。FENIX 計劃中 DER 的功能角色，可作為台灣處理供電瓶頸地區問題的解決方案之一。透過資通訊技術管理分散、規模小的 DER，並配合 DER 擁有者和台電公司簽署雙邊合約，載明雙方權利義務、通訊協定、讀表、計費方式等，有效整合 DER，可有助於解決台灣當前供電瓶頸地區電力系統問題。

(4) DER 提供服務的計費方式

FENIX 計劃在整合小型分散的 DER 時，CVPP (即 Aggregator)多以補給溢出合約等雙邊合約形式管理 DER，透過此類合約規範雙方的權利義務。其中 DER 提供電力服務的計費方式，可依提供服務的種類區別。提供電壓控制、功率調節等服務，可依據穩壓器的計量，訂定收費標準；備轉容量的提供，也可以制定相對應的費率表載明 DER 履約的收益與未履約的罰則。

而訂定上述 CVPP 支付給 DER 的計費方式，仍需視 CVPP 收購這些電力使用的電力層級是在 TSO 還是 DSO。若是用於 TSO 的輔助服務，其

收費方式係根據 TSO 支付給 CVPP 的報酬，CVPP 在依此報酬中的一特定比例支付給 DER，計算方式包括：固定價格、設定價格上限的浮動合約、特定比例收益計算方式。若是用於 DSO 的輔助服務，其收費方式係根據 DSO 因使用 CVPP 提供的服務，所延遲投入的資本設備投資金額，DSO 會根據此遞延投資金額之一定比例，作為支付 CVPP 的報酬，CVPP 再根據此報酬的一特定比例支付給 DER，作為 DER 提供服務的收益。此計費方式，除了可提供 DER 擁有者現階段和台電相對應部門簽署雙邊合約參考，也可作為未來 DER 擁有者和民營 Aggregator 擬定雙邊合約的依據。

2. 中長期對台灣電力系統之意涵

考量中長期台灣電業環境變化，未來將成立獨立調度中心(ISO)落實批發電力市場自由化，於售電端可望開放其他業者兼營電業。屆時，DER 除了可以透過雙邊合約進入電力系統外，也可透過遠期契約、期貨、能源交換契約等直接市場參與措施，特別是大型的 DER。小型 DER 多由 Aggregator 整合後，再至電力市場進行交易。值得留意的，DER 主要收益來源是提供電力系統平衡電力、備轉容量、穩壓反應(FFR)、虛功補償等輔助服務。當輸電電力系統發生問題，可由 CVPP(Aggregator) 提供輔助服務至 TSO；當配電電力系統發生問題，可由 TVPP 提供輔助服務至 DSO。因此，若要推廣佈設 DER，並使投資者得以獲利，規範 Aggregator 與 DER 以及 Aggregator 和 DSO 角色功能與完善相關法規，以整合分散的 DER，將是建制虛擬電廠成功與否的關鍵。

台灣在設計虛擬電廠合約時，由

FENIX 案例可知，當中存在若干重要的利害關係人合約關係，如：「用戶群代表」和「DER 擁有者」、「用戶群代表」和「輸配電公司」的契約關係。就台灣短期而言，電業尚未自由化，台電未拆分部門的情形下，台電應同時扮演「輸配電公司」以及「用戶群代表」的角色，與 DER 擁有者簽購售電合約。而中長期電業自由化後，台電將會分割成若干部門，也會有民間售電業者出現，屆時「DER 擁有者」可選擇與「綜合電業的售電部門」或「營利售電業者(用戶群代表)」簽購售電合約。

三、丹麥 Edison 電動車案例

丹麥 Edison Project 將電動車(Electric Vehicle, EV)整合進高風力發電滲透率的電力系統中，並在 Bornholm 島實作計畫概念。以下分別說明 Edison Project 的背景與目的，以及其實做虛擬電廠運作模式，並介紹高再生能源發電比例如何與電動車配合執行即時負載管理，最後藉由此案例提出對台灣電力系統與相關產業的意涵。

(一) Edison Project 背景與目的

丹麥政府制定積極的發展再生能源政策目標，計畫於 2020 年丹麥的再生能源裝置容量要占整體電力系統裝置容量的 50%。導入波動性大的再生能源至電網，無疑將會影響電網穩定性。為了克服此一挑戰，將電動車作為儲能裝置，支援高再生能源滲透率的電力系統，同時也作為永續環保的交通運輸工具。由於丹麥電動車產業發展已有多多年，對於最適電池的充放電策略以及充放電裝置的研發已涉略多年，使丹麥有完善的基礎發展一套整合電動車的電力系統方案。再加上丹麥長期推行再生能源，擁有健全的電力市場制度，有足夠的知識與經驗處理不同電力資源最適化的互動。以上優勢除了讓丹麥有理想

的條件發展上述電力系統模式外，也有足夠的商業利基，將整合電動車的標準電力系統模式，輸出技術至各國，發揮丹麥在相關領域的影響力。

為了實現發展整合電動車的標準電力系統模式，由 Edison Project 集結丹麥相關研究機構和主要產業廠商¹投入參與相關研究，發展相關概念與技術，乃至最後的試驗。Edison Project 正式執行時間從 2009 年 2 月到 2013 年 7 月，總預算 650 萬歐元，其中 440 萬歐元由 ForskEL 研究計畫²出資。而該計畫的目的為：

1. 利用電動車的的特性，結合易波動的再生能源，開發出確保永續、經濟、可靠的電力系統。
2. 建立技術平台供丹麥測試示範電動車，強化電力系統整合。
3. 利用丹麥前瞻的電動車知識，將分散式電力資源與高風力發電滲透率的電力系統有效整合運作，發展一套各國皆可適用的標準系統方案，使丹麥可向國際輸出相關技術、系統方案、知識。

為了實踐 Edison Project 目的，其具體做法是透過建置虛擬電廠，將電動車隊整合到既有的電力系統內，並有效的與再生能源配合，在系統限制以及成本最小化的考量下，規劃電動車隊的充電計畫，使電動車在電力系統中扮演主動積極的儲能裝置，此亦為本案例與其他虛擬電廠案例之差異與特點。而要落實此虛擬電廠運作模

¹ 參與 Edison Project 的研究機構有 DTU，相關產業廠商有 Danish Energy Association (Dansk Energi)、DONG Energy、IBM、SIEMENS、Bornholm 電力公司 (Østkraft Produktion)、Eurisco。

² 原文為 ForskEL-programme，計畫成立由來為 1998 年丹麥議會決定將丹麥電力部門拆分為發電業、輸電業、售電業，為了因應此產業發展，TSO 被要求須提供相關所需研究，因此成立此計畫。ForskEL-programme 的預算由丹麥氣候與能源部長(Minister for Climate and Energy)核撥。

式，電力平衡排程的規劃是此案例最重要的工作項目。準此，Edison Project 為了建構完善機制規劃電力平衡排程，將試驗研究分為三大模組，分別為：「控制各別分散式電力資源(DER)的模組」、「資料蒐集的模組」、「連結、合作、通訊的模組」。由七個子工作計畫(Work Package, WP)，將三類模組相互連結，七個子計畫的工作內容與執行單位分述如下：

(1) 工作計畫一(WP1)－電動車科技：

WP1 係由丹麥能源協會(Dansk Energi)執行，其旨在建立一個知識平台，供包括國際汽車和電池製造商在內的 Edison Project 參與夥伴共享相關知識。在 WP1 中，會調查駕駛行為，再將調查駕駛行為結果作為系統架構設計使用。此外，也會模擬電池不同充放電模式，此模擬結果對於後續系統設計和相關技術研發相當重要。

(2) 工作計畫二(WP2)－電動車系統架構設計：

WP2 係由丹麥科技大學執行，該計畫著重在根據多種情境模擬，開發電動車到電網(V2G)的系統架構，分析評估此系統架構對電網、電力市場運作的衝擊，以及政治和經濟的意涵。整合的控制機制將會被開發出來，用於在電力市場中協調風力發電、電動車隊、中央電廠。會根據分析評估結果，得出所需最適的電動車組合。最後，此工作計畫將會提出電網整合電動車系統的規定(Code)建議。

(3) 工作計畫三(WP3)－分散式整合科技發展：

WP3 係由 IBM 執行，計畫目標是發展一套智能技術系統，整合散佈在私人住宅、辦公停車場的電動車隊。最主要的挑戰在於要在低成本和

高效率的考量下，在電力系統中整合小型分散的電動車隊。WP3 將會使用 WP2 的結果，並從目前正在發展的「微型氣電共生」和「需量反應活動」所形成的虛擬電廠，在其相關技術解決方案進行此工作計畫。

(4) 工作計畫四(WP4)－集中快速充電和電池交換站設計評估：

WP4 係由 SIEMENS 執行，其目標為開發集中快速充電站以及電池交換站，探討內容包括在電力系統中，最適使用電池容量之控制方法。主要的挑戰在於如何用成本有效(Cost-effective)的方法處理電池電量以及電池與電網連結的問題。

(5) 工作計畫五(WP5)－電動車電力與資訊介面開發：

WP5 係由 Eurisco 執行，其目標是在不同操作情境架構下，開發和測試電動車電力通訊介面。

(6) 工作計畫六(WP6)－示範平台：

WP6 係由 DONG Energy 和 Bornholm 電力公司 (Østkraft Produktion) 執行，此子工作計畫目的在於先在實驗室(SYSlab)測試電動車充電控制系統和 WP4 的電池模擬結果，進而在 Bornholm 島試行電動車以及在配電網建置充電站，實際驗證 Edison Project 的概念。

(7) 工作計畫七(WP7)－計畫夥伴整合管理：

WP7 係由丹麥能源協會(Dansk Energi)執行，此工作計畫主要確保 Edison Project 能夠將計畫結果符合工作時程及進度，發表研究成果於大眾。

Edison Project 虛擬電廠具體落實試驗的地點在丹麥 Bormhole 島，該島位在波羅地海，丹麥東側，瑞典東南方，德國北方外海，全島面積

為 589.16km²，2014 年當地人口數為 40,096 人。選擇 Bornholm 島作為先期試驗廠址的原因在於，該島既有的高滲透率風力發電，與丹麥政策目標相符，加上島嶼可作為獨立電網運作的試驗標的，使 Bornholm 島成為發展整合電動車標準電力系統的理想地點^[6]。

在 Bornholm 島上有 52 組分散式發電資源 (DER)，當中的 35 組為風力發電機組 (其裝置容量共 30MW)，全島裝置容量為 135MW，尖峰負載為 55MW，其分布位置如圖所示。全島電網分為 60kV、10kV、0.4kV，與西北邊的瑞典有 60kV 電纜相連，可供傳輸島上用電所需。

(二) 運作模式

Edison Project 的主要任務為開發電動車最適化的充電技術，使電力系統更加深對電動車的需求，並將此概念實際試驗於 Bornholm 島。可看出此虛擬電廠是以電動車為核心，進而探討周遭電力系統、電力市場、用戶與電動車的互動。以下分別闡述 Bornholm 虛擬電廠概念與架構、電動車特性與駕駛行為和電力系統的結合、Bornholm 虛擬電廠運作流程。

1. Bornholm 虛擬電廠概念與架構

虛擬電廠的概念，即透過一個整合系統將部分或全部分散式電力資源控制成單一協調實體(Coordinating Entity)，使該協調時有效地與電力系統和電力市場結合運作，以克服個別分散式電力因規模太小無法參與電力市場之問題。在丹麥 Bornholm 島虛擬電廠案例中，有個核心角色稱作車隊營運商 (Fleet Operator, FO)，亦稱作 Edison 虛擬電廠 (Edison Virtual Power Plant, EVPP)，可由不同商業參與者擔任。車隊營運商可使電動車群主動有效的整合到電力系統中，並和分散在各地的電動車群互動以優化充電計畫。準此，Edison Project 中的車隊營運商首要任務就是計算各電動車的充電

計畫，以落實電動車智慧充電 (Smart Charging) 活動。此充電計畫首要考量的限制是確保有足夠電力完成事先計畫的駕駛旅程。次要的考量限制，包括：

- (1) 最小化電力成本：在最低電力價格時段進行充電
- (2) 考量電網限制：隨配電網容量限制調整充電計畫
- (3) 再生能源組成：在再生能源電力使用率低的時段充電

上述各限制形成一個多目標最適化的問題，Edison 車隊營運商在考量現行北歐電力市場 (Nordic Power System) 架構下，進行多目標規劃情境模擬，如圖 6 所示^[7]。

2. 電動車特性、駕駛行為和電力系統的結合

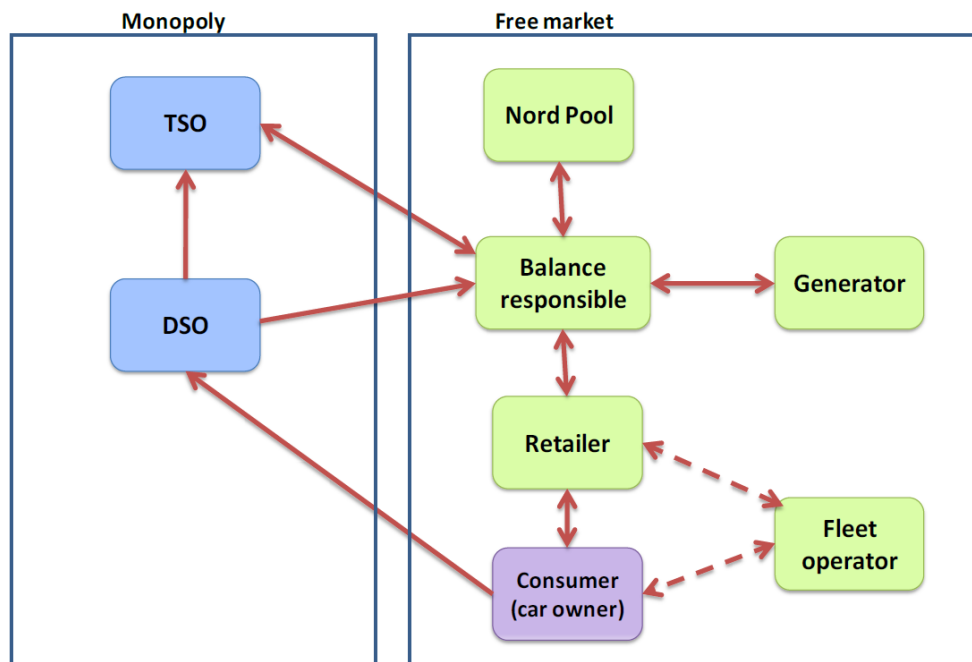
Edison Project 為了將電動車³有效整合進既有的電力系統中，對駕駛行為進行調查。調查結果顯示典型通勤用的電動車，在停駛狀態的時間一天超過 20 小時，且約莫 12 到 16 小時停駛於電動車車主的家。而電動車一天需充電 1 到 4 小時，電動車大約會在下午五點開始停在車主家，此時可由中央控制系統控制充電計畫延至晚上十一點。必要時在充電過程中，可停止充電釋放需量做為提供電網輔助服務的來源。具體的執行策略，將電動車隊視為一個彈性的電力消費群，配合適當的電價措施，在電價低時充電，也可在電價高的時候將電輸回電網，如提供輔助服務。

在 Bornholm 島實際試驗的 EVPP 架構如圖 7 所示^[8]，車隊營運商可以在電力市場根據前一日市場每小時電價交易電能產品(MWh)。在必要時，車隊營運

³ Edison Project 在 Bornholm 島總共使用 5 台 Mitsubishi iMiEV 試驗，其電池電力為 16 kWh / 58MJ，可行駛 100km 至 160km。

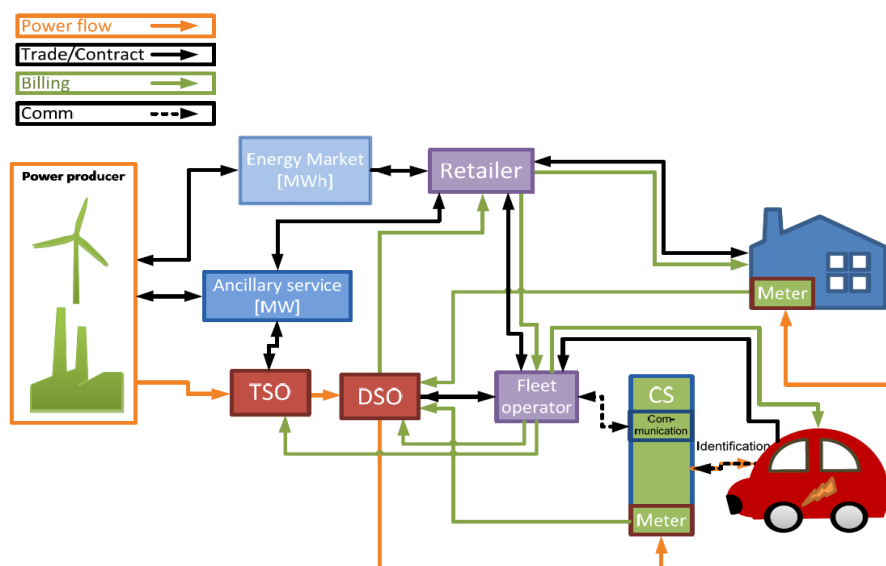
商還可與電力市場互動，事前安排容量作為升載或降載電力，提供調度電力 (Regulation Power) 等輔助服務容量產品(MW)。此虛擬電廠架構下，EVPP 在電力系統中提供電力平衡的功能，扮演

電力平衡責任方(Balancing Responsible Party, BRP)的角色，亦即此虛擬電廠的定位，係屬於較注重電網平衡職能的技術導向虛擬電廠。



資料來源：Hey et al. (2010)

圖 6 Edison Project 與北歐電力市場利害關係人之互動示意



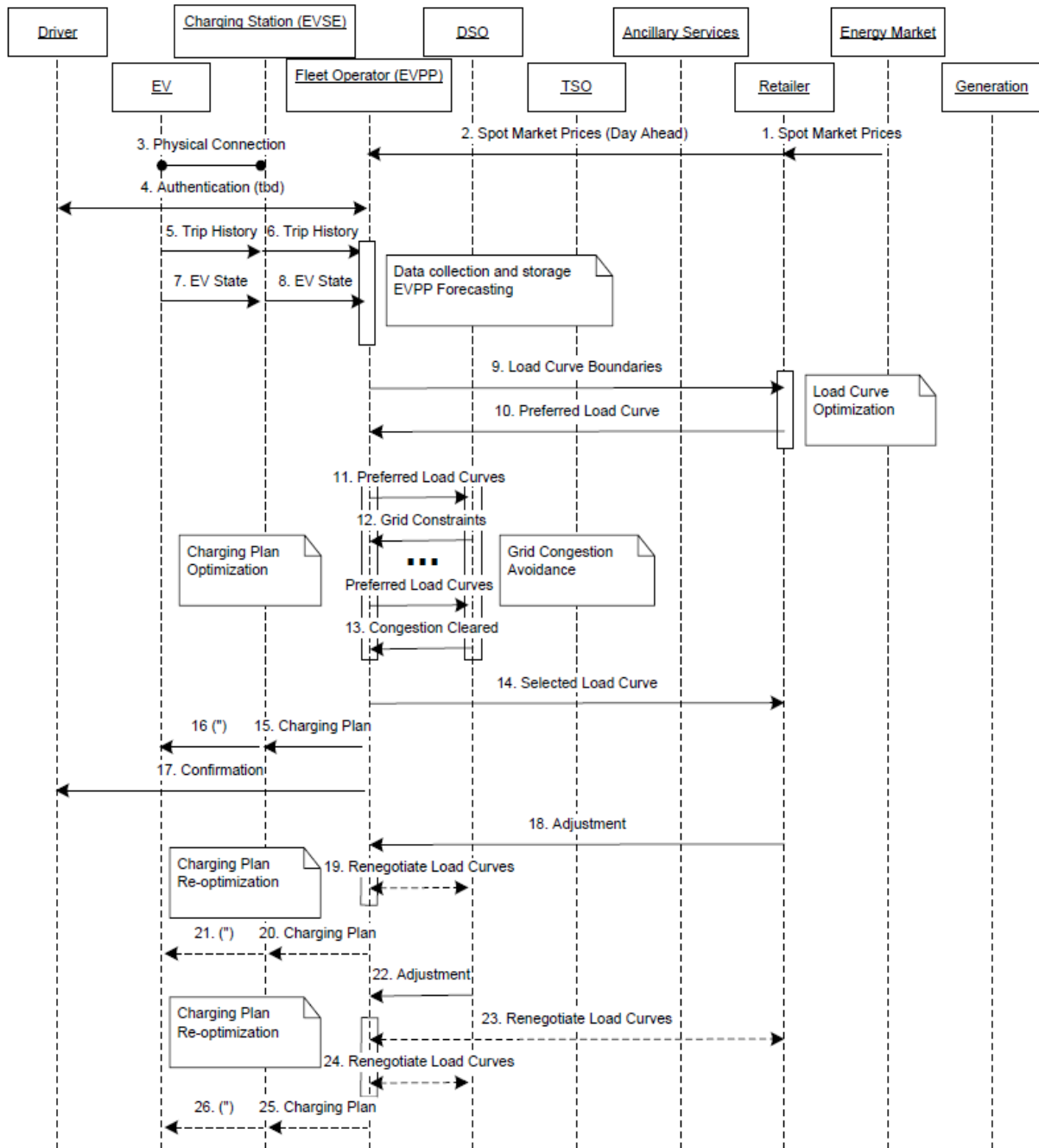
資料來源：Wu et al. (2012)

圖 7 Edison Project 整合電動車的電力系統概念

3. EVPP 市場參與人間互動流程

當電動車連結充電時，電動車會提供他們的駕駛紀錄以及車況資訊，電動車隊營運商根據這些資訊可以預測電動車群的需求，並在考量電網限制的情形下，和售電業者、配電系統營運商協調負

載曲線。充電計畫將會散佈於各充電站與電動車群，過程中也會由售電業者或配電系統營運商依據電網狀態，重新調整計算新排程。**EVPP** 排程規劃的流程以及各市場關係人之關聯如圖 8 所示^[9]。



資料來源：Gantenbein, et al. (2011)

圖 8 EVPP 排程規劃程序列關聯圖

(三) 即時負載管理與彈性電力之應用

Edison Project 為了促進更多電動車整合進既有電網，必須考量有哪些替代電力可與電動車相互配合。因此，Edison Project 探討電動車參與調度電力市場和備轉容量市場的可能，以下說明其概念。

1. EVPP 調度電力流程

必要時輸電營運商會向車隊營運商 (EVPP) 請求額外的調度電力，車隊營運商可根據其自身能力，修正電動車的充電計畫，從電動車調度電力至電網 (Vehicle to Grid, V2G)，以提供輸電營運商所需之調度電力。由 EVPP 提供調度電力的程序步驟如圖 9 所示，以下說明各流程：

- (1) 車隊營運商在特定的時間點提供特定數量的調度電力給售電業者。
- (2) 售電業者遞調度電力的標單至輔助服務市場。

此時，電動車連結電力系統，並一

如往常地接收充電計畫。

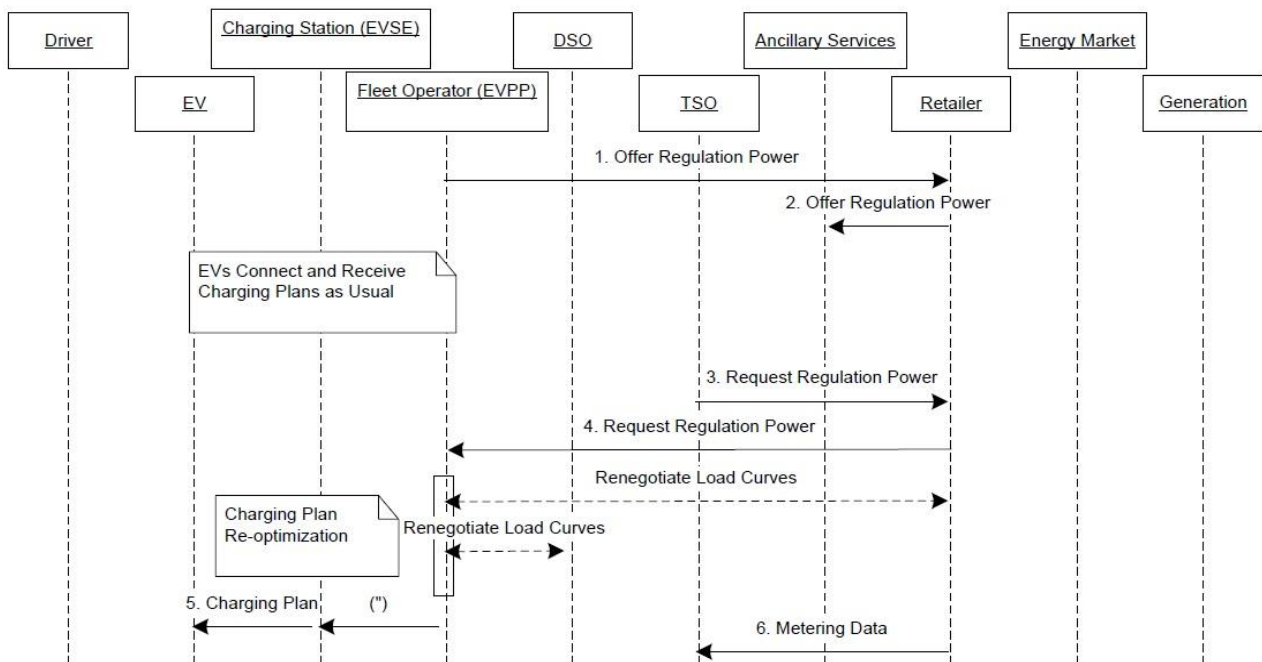
- (3) 輸電系統營運商發送調度電力請求給負責提供調度電力的售電業者。

- (4) 售電業者發送調度電力的請求給車隊營運商。

再優化充電計畫：依據調度電力的請求，車隊營運商將會計算新的充電計畫給電動車隊裡的電動車，特別是在該時段有能力提供調度電力給電網的電動車。車隊營運商可能需要在給定時間限制的情形下，與售電業者和配電業者再協調負載曲線，以完成提供非常態所需的電力需求。

- (5) 車隊營運商發送新的充電計畫給所有需配合調整的電動車群，要求電動車群在特定的時間提供電力至電網 (即 V2G)。

- (6) 售電業者將會讀表紀錄電動車供給多少電力給電網，並報告給輸電營運商。



資料來源：Gantenbein, et al. (2011)

圖 9 EVPP 調度電力流程序列關聯圖

2. 電力調度機制與彈性電力之應用

丹麥輸電營運商 (Energinet.dk) 提出 FlexPower 的概念，亦即利用「電力需求」作為穩定且低成本的調度電力資源，並應用此概念研擬如何將電動車導入參與手動備轉容量和電力調度市場。這個概念的具體作法，價格訊號會每五分鐘改變一次，並將報價發布給終端用戶。終端用戶會依據價格訊號，自行評估參與最後結算的可能。一般參與調度電力的終端用戶，皆會搭載一些電子裝置和安裝自動控制系統，接收電力公司發布的價格訊號，以執行相關裝置的控制(特別是電動車)。有別於傳統的調度電力，FlexPower 既扮演平衡責任方的角色，也根據歷史資料負責預測對電力系統的影響，並投遞標單給 Energinet.dk。

現行丹麥電力市場制度下，TSO (在此為 Energinet.dk) 可由兩種途徑發展 FlexPower：第一，是在既有的市場制度下推行，第二是由需求端自行調度的型式推行。前者的方法，平衡責任方 (售電業者) 必須集結電力資源，並遵循現階段標單以 10MW 容量為單位的規定。當標單被 TSO 啟動後，平衡責任方需傳送價格訊號給終端小型用戶，要求終端小型用戶履行 TSO 所需的調度電力要求。後者的方法，價格訊號直接由 TSO 發布給終端用戶，無須投遞標單作為最終用戶的價格訊，TSO 需負責預測終端用戶的反應。兩個方法最大的差別，前者負責預測電力需求的是平衡責任方，後者負責預測電力需求的是 TSO。由於 TSO (Energinet.dk) 可以充分掌握電力系統資料，被認為是較適合執行預測需求反應的角色。然而，隨著電力市場自由化程度的深化，預測需求反應的角色也可由其他產業的市場參與者執行，其好處

在於預測不精確的風險會與自身所屬產業的商業模式有關，若由該產業市場參與人預測需求反應，有較大的誘因與能力修正預測之準確度。此外，自行調度電力方法所面臨現實上的困難是，電力平衡責任方必須負責因 Energinet.dk 發布的價格訊號所導致的不平衡⁴，因此電力責任方無法掌控價格訊號。FlexPower 執行方式之差異整理於表 1^[10]。

表 1 FlexPower 執行方法差異

	既有市場制度 下推行的型式	需求端自行 調度的型式
標單以 10MW 容量 為單位	受限於既有容量 規定	不受限
價格訊號發布者	平衡責任方 → 終端用戶	TSO →終端用戶
負責預測電力需求	平衡責任方	TSO

資料來源：本研究歸納自 Søndergren (2011)

Edison Project 在既有的市場規則下引入 FlexPower 的概念，所有的調度機組皆可即時被測量，終端用戶的數據每日會傳送至 DSO 一次。負載平衡方 (Load Balance Responsible, LBR) 依據歷史價格資料遞交標單到電力調度市場購買所需要的電力。由於 LBR 需要和其他調度電力競價，當 TSO 觸發標單，會通知 LBR。LBR 會根據歷史電價資料，檢視什麼樣的價格訊號，會傳送給提供 FlexPower 的終端用戶，以確保滿足調度電力的需求。終端用戶會透過自動化監控系統，根據價格訊號調整他們的電力消費。若 TSO 要求發電機組升載，傳送給終端用戶的價格會高於即期價格；反之，若 TSO 要求發電機組降載，則傳送給終端用戶的價格會低於即期價格。終端用戶可自願回應價格訊號，電力消費

⁴ 在此所指的是「即期市場所購買的電量」與「用戶實際使用的電量」之差額。

資訊會每五分鐘讀取一次，所儲存的消費資料會就地儲存，並每日傳送給 DSO 一次。為確保電力品質，會至多控管五天內的電力消費資訊，並將消費資訊轉送給 LBR 和 TSO。TSO 可根據這些資料，因為掌握「事前承諾的電力量」和「實際的電力交易量」，進行不平衡電力的結算。在此既有丹麥調度電力制度下，電動車車主可以自動地根據價格訊號，參與 FlexPower 反應充電需求。

(四) Bornholm 島 EVPP 尚待解決之問題

Edison Project 共有五台電動車在 Bornholm 島試驗，在試驗過程中遇到一些實作問題，說明如下：

1. 電力量測問題：由於電動車是需求端的儲能設施，若要配合動態電價及掌握即時用電量，需安裝智慧讀表和自動控制裝置。若有效將電動車整合進既有電力系統，用戶層級的電力量測裝置需建置完備，且相關的裝置規格、通訊協定、技術相容問題、讀表授權、用戶資料保存與應用等事宜，皆需有明確的規範。
2. 即時供應輔助服務：由於 Bornholm 島為高風力發電滲透率的電力系統，若要維持全島供電可靠度以及良好的電力品質，需設計完善的輔助服務措施，除了需先建置完善前述的先進讀表基礎建設外，還必須備妥可即時出力的機組(或可即時降載的需量)，該權利義務需載明於電動車隊營運商與用戶間的契約內。
3. 基礎設施的所有權歸屬：若要大規模推行電動車，公共空間的充電站、居家車庫的充電設備、電表裝置、自動控制系統等基礎設備之所有權歸屬需界定清楚。上述基礎設施由誰投資，使用者如何從中分擔成本，需在契約關係中事先載明。
4. 電動車駕駛實用感受：目前電動車的設計對側風影響較敏感，且駕駛距離較受限，

駕駛人會因為當天有額外的旅程而改開一般的汽車。對此駕駛人必須更留意當日車程的安排，但在現實生活這樣的駕駛考量有時會帶來不便性。此外，電動車內有時不一定有足夠的電量可供應車內暖氣，此問題在溫帶國家會影響用戶使用電動車的意願。

5. 家戶充電裝置的安全考量：Edison Project 在大部分執行計畫期間，使用 230V 和 10A 的插座及插頭充電電動車皆無太大問題。但計畫期間發生一次意外電路斷路意外。有一輛電動車停駛於車庫內，因為剩餘電流的斷路器(Circuit Breaker)無法正常運作，導致無法有效斷路，使充電座與充電線有部分融化^[11]。

(五) EVPP 對台灣電力市場之意涵

由 Edison Project 可知電動車在足夠的誘因以及完善的電力系統配套措施下，可以有效地解決再生能源間歇性問題與達到負載均化的效果，丹麥的經驗值得積極推廣再生能源發電的國家借鏡。然而，這套運作模式是否可適用於台灣，仍有討論空間。以下就台灣當前電業情形以及台灣未來電業可能發展方向，闡述丹麥經驗對台灣電業的意涵：

1. 因應儲能設備高成本之配套機制：

以台灣當前現況而言，若要提升再生能源發電的供電比例，在其他基載電廠不易建設的情形下，建置可即時存電/出力的儲能設備，緩和再生能源間歇性對電力系統的衝擊，可作為因應措施之一。然而，儲能設備的建置與營運成本仍相對較高，不利發展儲能設備。準此，設計如 FlexPower 此類需量反應的機制，透過負載平衡責任方、售電業者等用戶群代表發布價格訊號給儲能設備擁有者，使儲能設備端，可根據價格訊號饋入電力到電網，藉此獲得售電報酬，

增加儲能設備營運的收益。亦即分散式儲能設備的建置，不僅可在緊急事件發生時，提供儲能設備建置場址孤島運轉所需的電力，亦可作為因應再生能源造成電力系統電壓變動、供電不穩的輔助服務供應來源；而在未發生緊急事件時，電網需要額外的電力或備轉容量，FlexPower 的機制可提供誘因，運用儲能設備較大的電力需求彈性，配合需量反應方案，減緩供電瓶頸地區尖峰供電吃緊問題。

2. 建置電力交易市場，反應電力系統實際成本：

由於北歐電力市場有建置即時電力市場，可反映各區域壅塞情形於電價上，並可透過前一日市場、盤中市場的投標撮合機制，有效率的引導哪些機組需降載或升載。此機制使壅塞地區電價增加，高電價使電力消費者減少用電，使電力供應者更有意願增加供電，亦會使在非壅塞地區的供電者輸出電力至壅塞地區，以減緩壅塞情形。此類運作模式，對於台灣所面臨的供電瓶頸地區問題，提供參考依據。從時間軸來看，短期而言，可由台電提供更多元的需量反應措施，藉此給予誘因使用戶改變用電行為，減緩電力系統供需緊澀的壓力。長期而言，除了開放售電業，以提供更創新、更有效的需量反應措施外，建置電力市場即時反應發電成本、壅塞成本、輔助服務成本，不僅有助減緩供電瓶頸地區供電壅塞問題，還有利健全電力市場發展，並創造相關專業人才之需求，活絡相關產業之發展。

3. 用戶群代表機制的建置與電動車的推廣：

電動車能否順利推廣，其售價以及充電的方便性是重要的影響因素。對此，相關法規與技術規定需及早制訂完

善，並評估電動車、需量反應、再生能源對電力系統衝擊的影響，審慎設立充電站與電池交換站。開放售電業後，零售業者、負載平衡責任方、能源服務公司(ESCO)等用戶群代表，除了掌握電力系統與消費者用電狀況外，還有較多元的通路，可做為未來電池交換站的潛在設立選擇。故要推廣電動車，除了要考量既有電力系統的影響與電動車產業的發展外，還需考量電力市場的開放程度，以及需量反應措施的誘因配套設計。

四、日本 Yokohama Smart City 案例

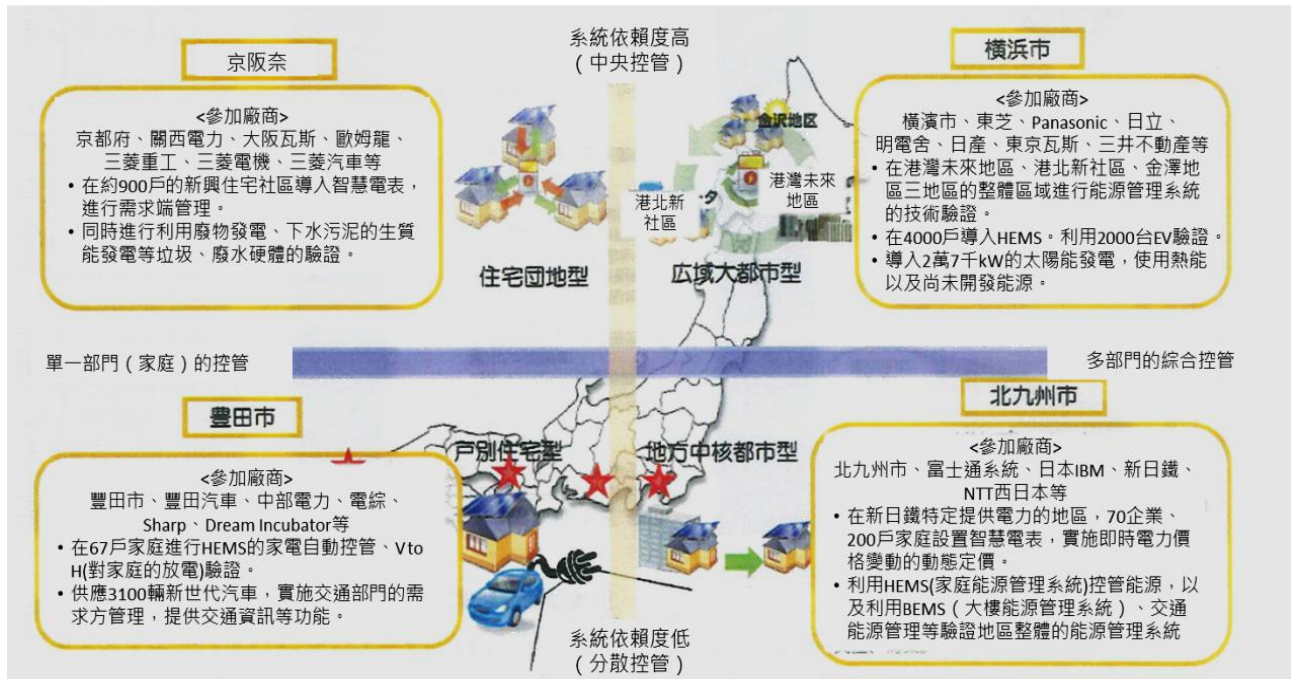
(一) YSCP 計畫背景與目的

日本因資源貧乏，在確保國家能源安全及減少二氧化碳排放的考量下，如何透過智慧電網有效利用能源、提高電力使用效率、保持電量供需平衡、保證安全穩定供電為首要任務，尤其是在 2011 年 3 月 11 日東日本大地震後更突顯其重要性。同時為健全城市經濟活動以及提升市民生活品質，經濟產業省早於 2009 年 11 月成立“次世代能源及社會系統協議會”並選定橫濱市、豐田市、京阪奈、北九州市 4 個地區進行智慧城市的相關技術、結構、商業模式等進行驗證^[12]。日本在建構智慧城市時以持續性的經濟成長、減低對環境負荷、提升市民的生活品質以及創造永續性等課題為考量，整合智慧電網、可再生能源、交通系統、資訊與通信科技等技術，使整體都市的能源構造更具效率。

日本智慧城市計畫實證時間為 2010 年至 2014 年五年，具體實證項目包含能源使用可視化，家電、熱水器的控制，電力供應者根據能源需求鼓勵使消費者進行需量反應，電動車與家庭結合之技術(Vehicle-to-Home, V2H)，蓄電系統的優化設計，電動車充電系統以及交通系

統等。藉由區域能源管理系統 (Community Energy Management System, CEMS) 之建構，實現區域內整體能源優化使用之目標。於日本經濟產業省公布 4 個智慧城市實證地區中，如圖 10 所示，依據對電網依賴度以及單複數控制分為四個區塊，上半部表示對電網依賴

度高，下半部則是對電網依賴度較低、具高獨立性；右半部為針對複數部門進行總合性的控制，左半部則為單一家庭控制。以橫濱智慧城市計畫(Yokohama Smart City Project, YSCP)為例，屬於對電網系統依賴度高、針對多部門進行綜合性控制。



資料來源：Meidensha Corporation

圖 10 次世代能源社會系統智慧城市實證地區

(二) 橫濱智慧城市計畫(圖 11)

橫濱智慧城市計畫(Yokohama Smart City Project, YSCP)於次世代能源及社會系統驗證中屬於大都市類型，其特色為對電網系統依賴度高、針對多部門進行綜合性控制，在港灣未來地區、港北新城、金澤地區等三地進行整體區域能源管理系統的技術驗證，目前已導入 4,000 戶家庭、2,000 輛電動車以及 27,000 kW 太陽能發電系統。橫濱智慧城市以強化能源安全、培育產業以及降低二氧化碳排放量為發展背景，並以開發與運用以 CEMS 為中心的區域能源管理系統，完成整合建築物能源管

理系統(Building Energy Manager System, 以下簡稱 BEMS)進行驗證各種類型的需量反應、利用 BEMS 整合大樓群的能源控管、智慧 BEMS 與智慧工廠能源管理系統(Factory Energy Management Systems, FEMS)透過活化蓄電池等方式進行設施最佳化控管、因應需量反應發展自動化家庭能源管理系統(Home Energy Management System, 以下簡稱 HEMS)、電動車(Electric Vehicle, EV)充放電回供家庭以及開發蓄電池系統等驗證事項，再透過技術普及與活用實現低碳又舒適的智慧城市^[13]。

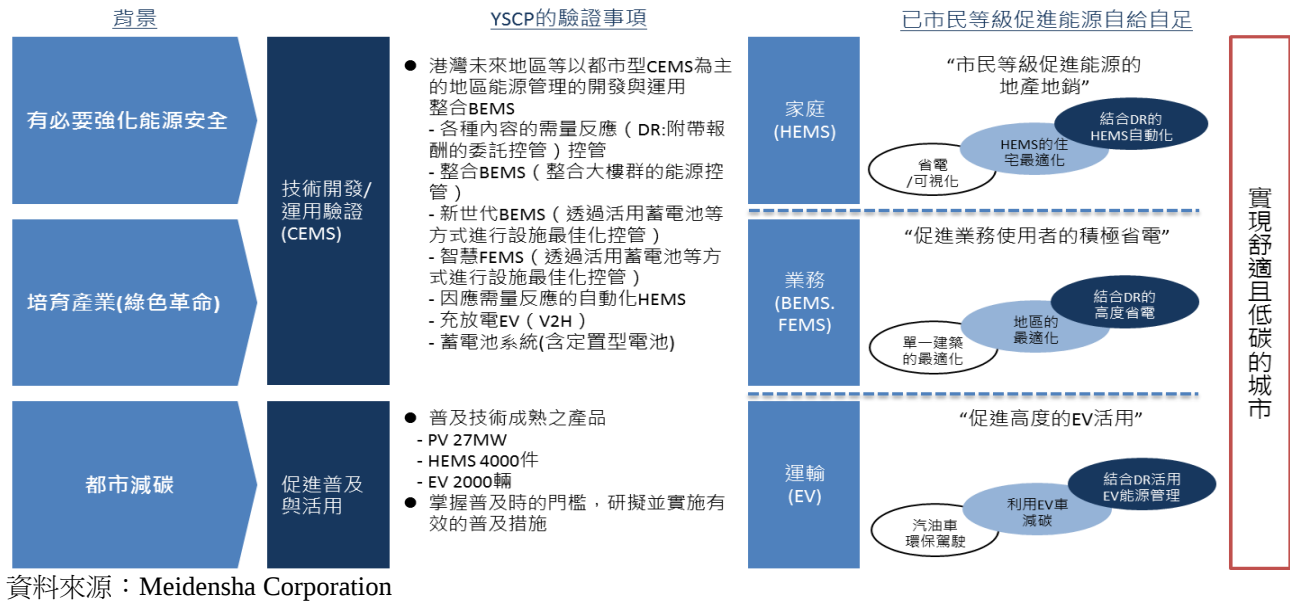
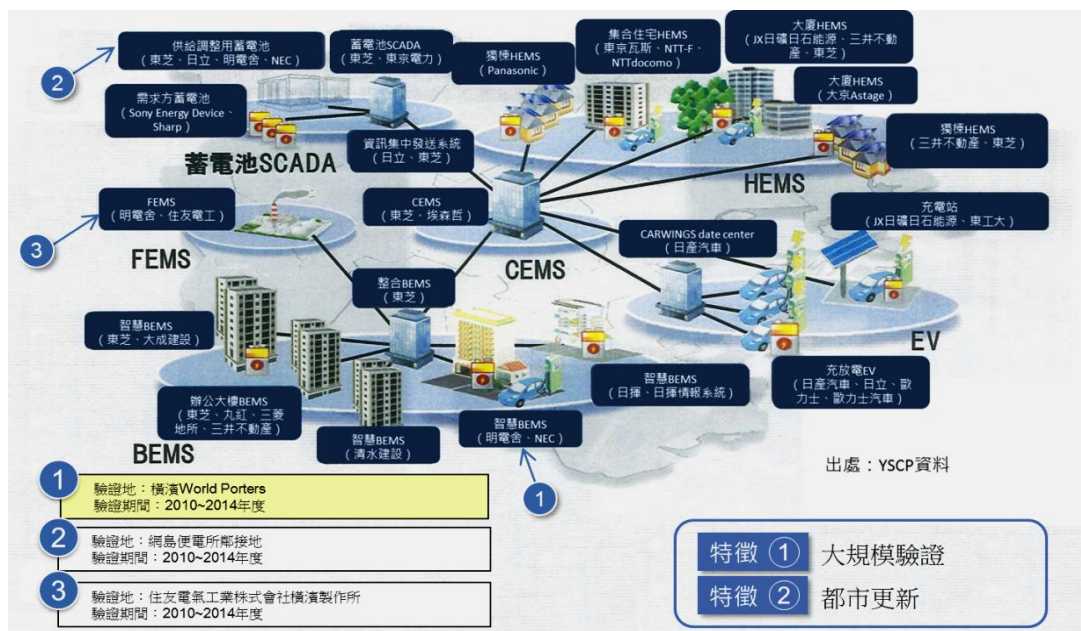


圖 11 橫濱智慧城市計畫發展方向

橫濱智慧城市整體概念是以 CEMS 為指揮中心，負責管理家庭能源系統、建築物能源管理系統、工廠能源管理系統、電動車以及蓄電池 SCADA，再由各種能源管理系統根據應用環境、功能管控能源及用電設備，例如家庭能源系統 (HEMS)、建築物能源管理系統 (BEMS) 負責控制、管理住宅、商辦大樓設備以

最佳化能源效率；工廠能源管理系統 (FEMS) 則對工廠運轉進行優化管理與控制。CEMS 可透過 EMS 群向用戶提出電力使用限制請求或要求用戶吸收產生之剩餘電力，進行需量反應實證，以較低的社會成本實現二氧化碳減排以及整體建築物能源最佳化目標，如圖 12 所示。



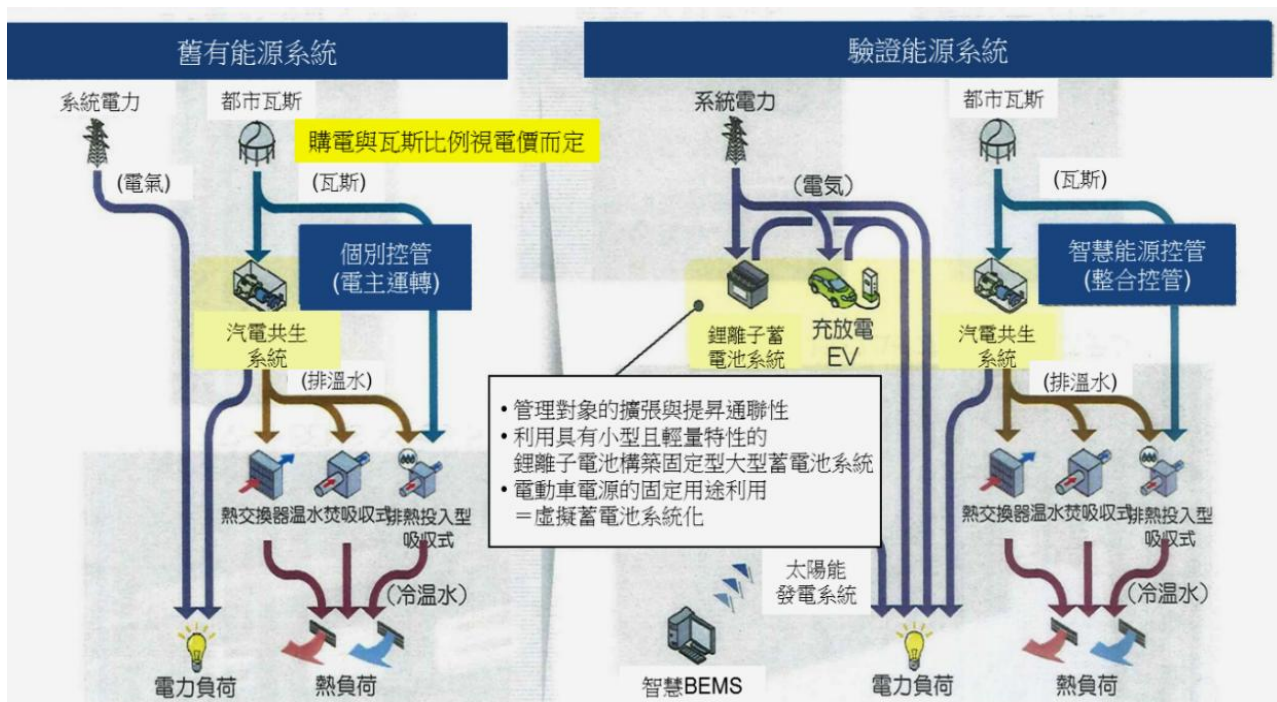
資料來源：Meidensha Corporation

圖 12 橫濱智慧城市計畫整體概念圖

(三) 橫濱 World Porters 實證案例

以橫濱 World Porters 實證的建築物能源管理系統(BEMS)為例，橫濱 World Porters 為一家具 10 年以上歷史的綜合型商場，占地面積約為 100 平方公尺，商場內有銷售店鋪、複合式電影院、辦公室、會議室等，實證時間分為建構能源系統、能源系統高度化驗證-最適化能源供給、能源系統高度化驗證-需量反應驗證、結合電動車、大樓間連線控管三階段總計四年。此實證案例有兩大特色，(1)由於新建築裝設能源管理系統相對容易，於此老舊建築裝設 BEMS 為特色之一；(2)由於實證地點為綜合型商場無法於中午時間關閉電氣設備進行節電，因此於基本電力、空調運轉的情況下進行節能試驗。

橫濱 World Porters 舊有能源系統如圖 13 左邊所示，建築物的電力供給為直接向電力公司購買電力以及向瓦斯公司購買天然氣利用汽電共生系統產生電力兩種來源，汽電共生系統在發電過程中同時產生電力與熱能，將熱能應用於空調系統。兩種電源比例視當時電價而定，假日電價較低時所有電力來源為電力公司，平日電價較高時則依據實際電費進行切換、調配。而實證的能源系統如圖 13 右邊所示，導入太陽能發電系統、鋰電池儲能系統以及電動車，新能源管理系統活用蓄電池與汽電共生系統，不同於舊有系統事先決定電力供給量後再考量空調系統，實證能源系統進行智慧能源控管時考量如何組合整體建築物之電源最具成本效益。



資料來源：Meidensha Corporation

圖 13 橫濱 World Porters 舊有能源系統及實證能源系統

橫濱 World Porters 實證案例導入設備包含 2 個組 BEMS 共有 2 部主機、4 個螢幕，一部為試運轉主機，另一部為計算主機。另有就是 27 個電力感測器、27 個遠

距離控制站、11 組熱量計、屋頂氣象觀測站，可測量日照、溫度等指標；以及 250 kWh 蓄電池系統，輸出功率為 100 kW。

橫濱 World Porters 實證概要為開發智

慧建築物能源管理系統以及大型蓄電池系統。藉由智慧建築物能源管理系統開發可預測建築物負載型態並以建築物的發電容量、蓄電容量決定是否參與需量反應。導入固定型蓄電池系統、將電動車視為虛擬儲能系統轉換電力需求，透過智慧建築物能源管理系統使建築物能源供給最佳化，而各建築物能源管理系透過共同通信標準進行大樓間連線控管。此外透過大型蓄電池系統開發可提昇 BEMS 能源管理的彈性。整體橫濱 World Porters 的驗證內容包含(1)因應 CEMS 需求參與需量反應、(2)最適化運用汽電共生系統與蓄電池系統、(3)蓄電池系統存在價值、(4)確立複數設施的能源管理方式。

(四) 橫濱智慧城市計畫需量反應種類

前面提到橫濱 World Porters 的建築物管理系統實證時間分為三個階段，而第三階段能源系統高度化驗證中有一項實證項目為需量反應驗證。現行的需量反應案例有兩種類型需量反應，一為以時間電價費率為基礎的需量反應，另一為供需調整契約，以獎勵為基礎的需量反應。第一種以時間電價費率為基礎的需量反應稱為變更電費設定型需量反應，具有兩套電費價費率。分別為時間電價(Time-of-Use, TOU)以及緊急尖峰電價(Critical Peak Pricing, CPP)，時間電價主要分為尖峰與離峰時段，用戶在離峰時段使用電力將被收取較低之費用，可達到改變用戶使用電力時間點的效果；而緊急尖峰電價則是當電力系統發生緊急情況時，事件發生時段之電價在高於其他時段，以降低用戶用電。橫濱智慧城市計畫的家庭能源管理系統是以緊急尖峰電價為架構進行實證試驗。

第二種獎勵型需量反應同樣有兩套電費價費率，一套是即時電價(Real-time Pricing, RTP)，以小時為基準，每小時之電

價都不盡相同，藉由財務面的誘因改變用戶用電習慣。除即時電價外，另一種電價費率為在指定時段吸收電力(儲能)或達成省電目標值時給予獎勵的容量契約(Capacity Commitment Program, CCP)。橫濱智慧城市計畫 BEMS 都是以獎勵型需量反應進行實證，2013 年以即時電價為基礎進行實證，用戶只要在尖峰時段進行電力節約便可獲得電價折扣。而今年則改以獎勵型的容量契約進行實證且設有節電目標，如果用戶達到節電目標便可獲得獎勵，若未達節電目標並不會有懲罰。除此之外，今年新增了競標式的容量契約，CEMS 於前一日根據天氣預報與歷史用電資料預測隔日需求電力，並於需量反應事件前一日提出容量、能量、輔助服務需求量與獎勵等訊息，開放各個 BEMS 參與競標，每 30 分鐘競標一次，由最低價者優先得標，得標價格依序增加，得標後 BEMS 則根據得標價格於指定時段提供約定的容量、能量或輔助服務。以去年案例而言，CEMS 至少在需量反應事件前一日提出要求，今年實證案例將通知時間縮短為一小時或 30 分鐘前通知。至於做為判斷是否進行需量反應事件之歷史用電資料，橫濱過去是以需量反應事件前 10 至 20 天之歷史用電資料決定，經多次試驗發現歷史資料時間長於 15 天可能因期間包含假日產生變數，最後才將歷史用電資料期間訂為 10 天。獎勵型需量反應除前述之應用模式外尚有另一模式，CEMS 不要求用戶減少電力需求使用量，而是發電量大於需求時要求用戶於指定時段內吸收多餘電力。

橫濱智慧城市計畫需量反應分為三種類型，如圖 14 所示：(1)尖峰移轉，於電價便宜、離峰時段進行儲能，並將能源移轉到尖峰負載時段，來進行蓄電池的實驗；(2)整合不同能源來源，若原建築物僅

有一台汽電共生設備運作，藉由增加汽電共生設備，使發電量與電力需求量相符；
(3)能源使用量之調整，即關閉用電設備減少用電負載，橫濱 World Porters 為綜合商

業大樓，無法調整空調必須維持一定用電量，因此於橫濱 World Porters 並無進行此類型需量反應實證試驗。

1 能源移轉

例如：活用蓄電池系統、充放電EV、蓄熱槽等變更負荷設備驅動時程表等

因應

吸收剩餘電力

管控需求

2 不同能源來源之間的整併

例如：活用汽電共生系統、複合熱源等

因應

吸收剩餘電力

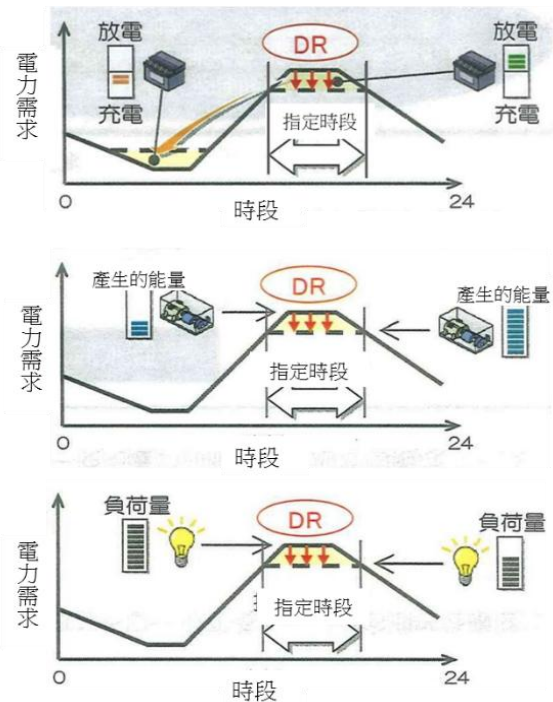
管控需求

3 能源使用量之調整

例如：操控負荷設備、緩和室內環境等

因應

管控需求



資料來源：Meidensha Corporation

圖 14 橫濱智慧城市計畫需量反應種類

參、台灣可行性探討

經研析國際間虛擬電廠案例，配合國內電力事業環境定，本計畫提出前一日獎勵型商業型虛擬電廠(CVPP)、前一日獎勵型商業型虛擬電廠(CVPP)、及技術型虛擬電廠(TVPP)等 3 種虛擬電廠商業運作機制^[14]。前一日獎勵型商業型虛擬電廠(CVPP)的商業運作機制是由電力公司於事件前一日根據預測需求電力透過配電電能管理系統(Substation-EMS)提出隔日容量、能量、輔助服務需求與獎勵等資訊後，由用戶群代表通知用戶，並詢問用戶是否參與，接著用戶端將根據隔日用電量之預測，針對電力公司所需之電量決定是否參與，且決定參與用戶根據歷史電價、能提

供之電量出價競標。用戶群代表根據電力公司提出容量、能量、輔助服務需求，由最低投標價格之用戶依序得標，並根據得標組合進行排程組成最具效率之運轉計畫，並將此運轉計畫向上提報給電力公司，其再根據此最佳運轉計畫進行排程。

一、前一日獎勵型商業型虛擬電廠(CVPP)

實際調度時電力公司將根據前一日由用戶群代表提出之最佳運轉計畫進行調度，並由用戶群代表通知參與用戶提供需量，用戶則根據前一日得標價格提供約定的容量、能量或輔助服務，最後由用戶群代表將所調度的容量、能量、輔助服務提供給電力公司。過程中以電力為交易實體，其流向是由用戶端向上提交至電力公司，現

金流的方向則相反，是由電力公司向下依據競標結果提供獎勵，如圖 15 所示。

二、前一小時獎勵型商業型虛擬電廠(CVPP)

在當日市場中的前一小時市場，商業型的虛擬電廠進行類似於前述的商業運作方式，唯時間框架不同，整體運作時間從一日縮短為一小時，如圖 16 所示。

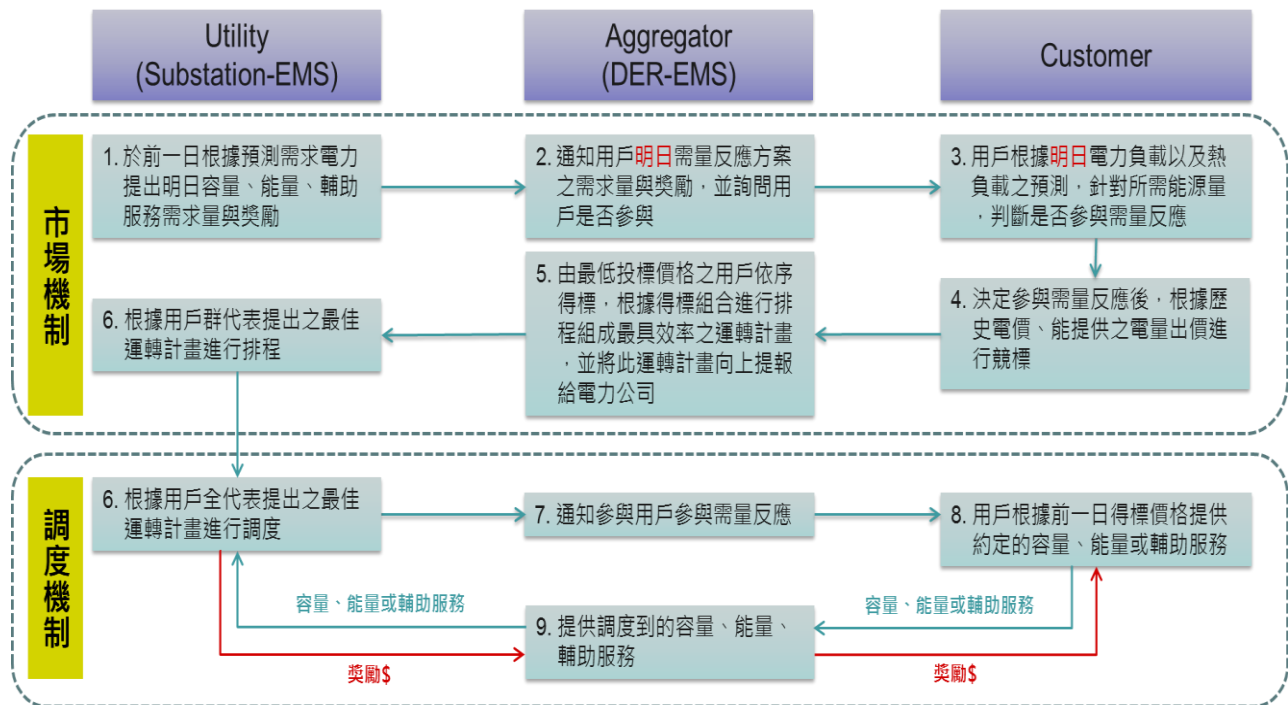


圖 15 前一日獎勵型 CVPP 商業運作機制

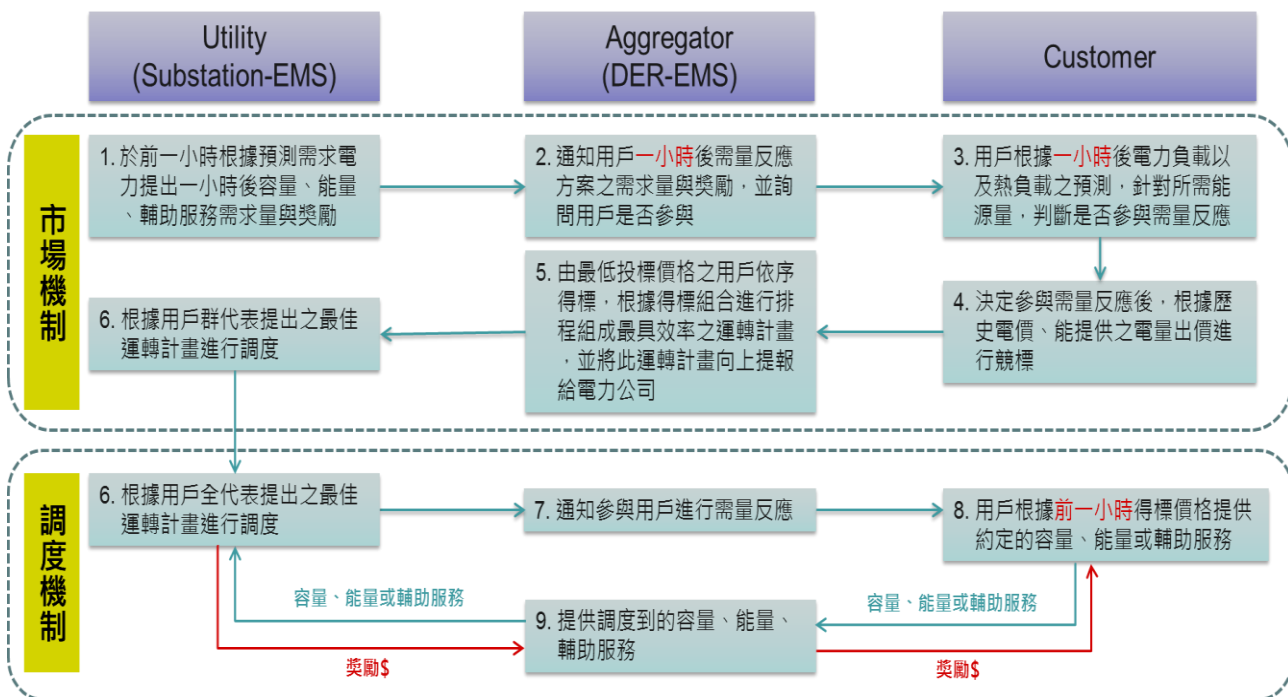


圖 16 前一小時獎勵型 CVPP 商業運作機制

三、技術型虛擬電廠(TVPP)

電力公司為避免前一日與前一小時調度之電量仍不敷使用之窘境，不敷使用的情況分為兩種，一種為用電需求大於發電量(實功不足)，另一種則為發電量足夠但缺乏傳輸電力的虛功，因此電力公司通常事先與用戶群代表簽訂即時調度容量、電力(實功/虛功)與罰則。每年由用戶群

代表與電力公司事先簽訂緊急調度之容量、電力(實功/虛功)價格。每年或每半年用戶群代表與用戶事先簽訂緊急調度時可調度之容量、電量(實功/虛功)與價格。於緊急事件發生時電力公司將直接進行調度，此時用戶需依據事前合約提供約定的容量、能量或輔助服務。過程中電力流向是由用戶端直接向電力公司提供容量、能量或輔助服務，並由電力公司向下游提出獎勵，如圖 17 所示。

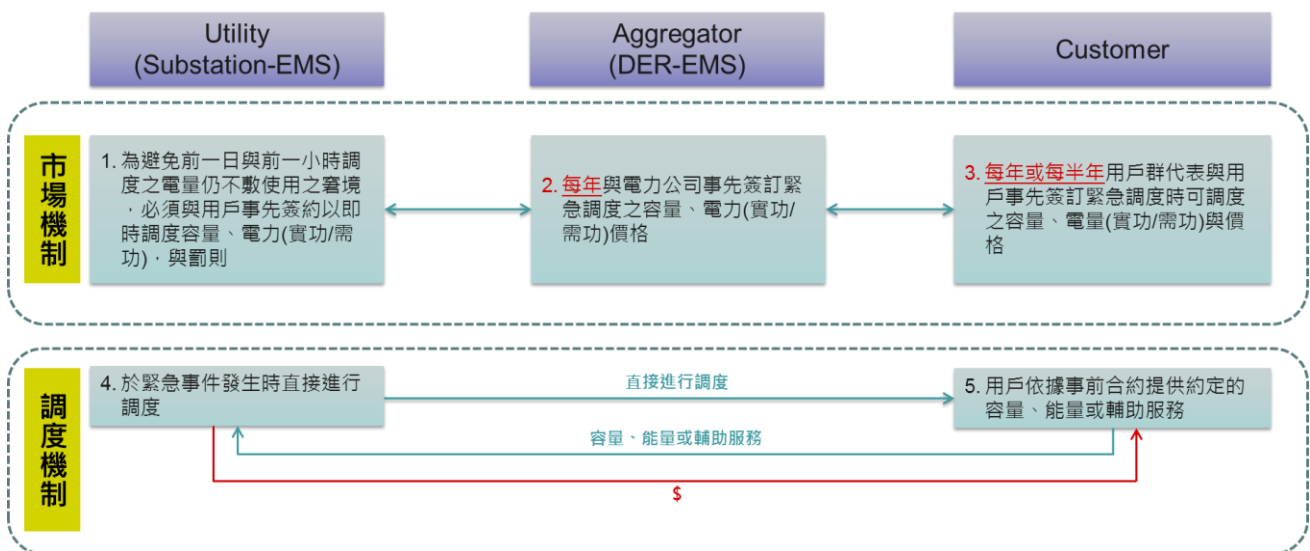


圖 17 TVPP 商業運作機制

由各先進國家推行虛擬電廠的經驗來看，導入用戶群代表於電力系統中，藉由能源資通技術(EICT) 集結個別用戶執行需量反應、時間電價等負載管理措施，達到整體節能或抑低需量之目的，已是需求面管理之重要策略。台灣當前若要推行更多元、更有效的負載管理措施，有需要參考國際經驗，引入用戶群代表機制落實之。

用戶群代表制度之概念係一營利或非營利之團體，無論是企業、機構、學校、政府單位甚至是地方自治政府等，願意從事電力經紀或仲介，代表所屬之分支單位、公司或一群用戶，與電力供應商協商議定電價，類似於電力的大宗採購。依先進國家經驗，用戶群代表可由現有的電力業者抑或是由專門進行負載控制的新廠商來擔任，若電力市場尚未自由化時，電力業者可利

用負載控制來抑制尖峰需量，配電系統操作者(Distribution System Operator, DSOs)再以配電功能進行類似用戶群代表功能之運作。另一種可能成為用戶群代表的市場參與人為擁有特定專業的第三方(Third Party)，雖其目前未與用戶端有任何直接關係，但在某些領域相關的廠商(如：電能設備管理)仍可考慮擔任用戶群代表之角色。用戶群代表一其類型可分為以下四種：零售商、能源服務公司(Energy Service Company, ESCO)、負載平衡責任方(Balancing Responsible Party, BRP)、獨立型態^[15]。

與用戶群代表合作之用戶可分為住宅用戶、商業用戶與小型工業用戶，由於大型工業用戶多為已加入需量反應方案，因此不涉及與用戶群代表的合作。住宅用戶包括連棟房屋及公寓；

商業用戶則包含購物中心與超市、學校、辦公大樓、醫院、旅館、療養院等；中小型企業用戶如汙水處理廠、冷凍庫等。隨著虛擬電廠概念的實行，用戶群代表也可與分散式發電(Distributed Generation, DG)、小型汽電共生(Micro Combined Heat and Power, Micro-CHP)、儲能(Energy Storage)等小型電力設備擁有者合作簽約，參與不同類型的負載管理方案。由於參與用戶的類型及欲控制不同類型的負載屬性有所差異，用戶群代表需依照用戶、負載屬性，提供不同的服務與契約內容。

惟台灣電力市場尚未全面自由化，是否適用用戶群代表制度推行負載管理措施，仍需進一步釐清電業法予以規範用戶群代表角色定位與業務範疇。然而，目前電業法處於修法階段，修法前後電業環境差異甚大，準此以下分為修正草案通過前後進行論述。修法後的電業法，以 103 年 2 月 11 日「行政院經濟部電業法修正草案版本」(以下簡稱「電業法修正草案」)作為探討基礎^[16]。

在現行電業法架構下，並無明確定義售電業或用戶群代表之角色定位，故以法理角度而言，交由民營公司售電並無違法但也無法理依據，且交由哪些民營公司售電？營業權利義務為何？無主管機關核准過程，此情形下推行用戶群代表不免會有所爭議。因此，現階段較無爭議又較節省行政成本的做法，可以先由台電既有部門或台電額外成立新部門掌管售電業務，推行試驗需量反應電價方案(Pilot Demand Response Pricing Program)。此做法除了較無爭議之外，台電因為本身有完整的電力系統上下游資訊，在推行售電業務時，可掌握較全面的訊息設計需量反應方案。

然而，若長期皆由台電擔任售電業或用戶群代表角色，可運用的商業模式會有所侷限，無法有效提升用戶參與負載管理方案之意願。根據前述提及用戶群代表類型可以是電力零售商型用戶群代表、電力平衡責任方型用戶群代表、能源服務公司行用戶群代表、獨立型態用戶群代表。

以台灣電業法修正草案架構下，售電業或用戶群代表可由零售商、電力平衡責任方、能源服務公司、獨立新設公司擔任，並與台電成為策略聯盟對象，由用戶群代表深入市場推動負載管理方案，有助於台電電力系統永續運作，以及延緩新電廠或新輸配電設施之興建。

肆、結論

由於台灣電力系統中尚無電力交易市場，且目前電業法沒有用戶代表群的角色，分散式發電設備僅視為自備發電機，故台灣配電等級虛擬電廠交易模式以雙邊合約為主，可能的合約簽署對象為有區域供電義務的配電公司及電業法修改後擁有用戶選擇權的高壓用戶。具有區域供電義務的配電公司會向虛擬電廠採購服務主要分為容量、能量、輔助服務。

在供電瓶頸地區，無法擴大變電所容量或配電公司因財務問題須遞延電網投資，可能向虛擬電廠採購容量及能量，或緊急情況（如壅塞）所需之輔助服務，例如於具尖離峰時段之供電瓶頸地區，利用分散式電源達到削峰效果；或於無尖離峰時段之供電瓶頸地區導入再生能源並搭配儲能系統。另外當配電公司營業區內有相當規模的再生能源依據躉購電價採購方法饋入電網，可能向虛擬電廠採購輔助服務，以解決饋線電壓變動、供電不穩定之問題。未來電業法通過後可能開放高壓用戶的用戶選擇權，高壓用戶可向配電等級的虛擬電廠購電，可能須另外支付代輸配電系統費率與配電輔助服務費用。

國外現有文獻對於 CVPP 與 TVPP 之探討，大多聚焦於輸電層級之應用，然而以台灣電力系統而言，未來所面臨較需迫切解決的問題主要為導入大量再生能源及人口密集區電力壅塞等情況，且在考量我國電力自由化程度之前提下，未來在虛擬電廠技術規劃方面，主要將應用於配電系統之中低壓側。目前國際間對於整合分散式電力資源，以解決配電系統中低壓側問題之研究尚

未臻成熟，台灣具備傲視全球的資通訊技術，未來有極佳機會可藉研發該技術取得國際市場先機。

在台灣配電系統之虛擬電廠技術規劃中，將趨向由台電所屬之單位負責執行 TVPP 之工作，以履行區域穩定供電之義務。TVPP 之資料監控系統可與現有配電自動化資訊系統進行資訊交換，以據其分析並決策配電系統所需的實、虛功率或電力服務，進而解決區域配電網路所遭遇之問題；CVPP 則可能發展為相關能源服務商，其依據台電 TVPP 之電能調度需求決策，進行分散式能源電能調度最佳化，以從而獲取利潤。

台灣未來可能因大規模導入再生能源對配電系統造成衝擊，透過 TVPP 技術發展協助配電系統營運對區域網路的即時控制，可有效解決饋線電壓變動與供電不穩問題，此即為 TVPP 的利基市場。外加國內能源價格遠低於合理價格，若 CVPP 僅於平日提供能量、容量與輔助服務可能無法獲得合理收入，為達經濟效益建議 CVPP 於平日提供能量、容量與輔助服務，並於緊急事件發生時提供緊急負載予電力公司，發揮 TVPP 功用。由於緊急負載獎勵較高，此舉將可大幅提升虛擬電廠利潤，使虛擬電廠營運利潤最大化，發展出完善虛擬電廠商業機制。

值得注意的，虛擬電廠與當前物聯網的發展趨勢完全一致，隨著此一時代潮流，與傳統電力公司併網成為大量普及的網路 2.0 電力供需型態，指日可待，亦即智慧電網、微電網之廣泛應用。

尤其電表後端(Behind the Meter)的分散式能源與集中式大規模再生能源截然不同，這是一場全球民眾參與發電的用戶賦權(Empowerment)，甚至被宣稱為基本能源權(Basic Energy Right)的全面革新。

台灣若能藉由資通訊科技之既有優勢，積極發展虛擬電廠，不但可善用台灣相對充沛的日照與風能，推廣分散式發電系統，提高在地能源自主比例，減少進口能源支出。此外，還能將

know-how 之技術及關鍵零組件外銷至東南亞地區，如有數千座島嶼的印尼與菲律賓，雖然有很豐富的陽光與風能等再生能源資源，但是仍沿用成本高昂且高污染的柴油機發電，若台灣能建立虛擬電廠自主技術向印尼、菲律賓外銷，不但可在短期內獲得利益，創造台灣更大的綠色商機，提供更多就業機會，甚至長期而言，在國際上亦能建立永續發展之良好形象，成為亞洲的丹麥、荷蘭之綠色能源大國。

伍、誌謝

本文作者感謝科技部「需量反應、分散式電源與儲能之整合應用」整合型研究計畫（編號 103-3113-E-006 -011 -、104-3113-E-006 -007 -）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。

陸、參考文獻

- [1] A. Zurborg, "Unblocking Customer Value: The Virtual Power Plant," WorldPower, 2010.
- [2] 許志義，「核四之後 虛擬電廠的角色與定位」，遠見雜誌，台北，2014 年。
- [3] J. M. Corera, "The FENIX project: Integration of Renewables and Distributed Generation in Networks through aggregation," *The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution – Part 2*, 2009 (CIRED 2009), pp.1 – 16.
- [4] L. Nikonowicz and J. Milewski, "Virtual Power Plants-General Review: Structure, Application and Optimization," *Journal of Power Technologies*, vol. 92, no. 3, pp. 135–149, 2012.
- [5] Elis Dafydd, Soor Simardeep, and Warham Tim, "FENIX Contractual Framework (D 3.2.6)," Pöyry Energy Consulting, 2008.
- [6] J. Oestergaard, "The Bornholm System - A Full-Scale Laboratory for Smart Grid Research," Centre for Electric Technology, Technical University of Denmark, 2011.

- [7] Hay et al., “WP2.3: Introducing Electric Vehicles into the Current Electricity Markets,” EDISON Deliverable D2.3, 2010.
- [8] Wu et al., “WP 2.4-2.6: EV Portfolio Management and Grid Impact Study,” EDISON Deliverable 2.4, 2.5 & 2.6, 2012.
- [9] Gantenbein et al., “WP3: Distributed Integration Technology Development,” EDISON Deliverable D3.1, 2011.
- [10] C. Sondergren, “WP 2.3: Electric Vehicles in Future Market Models,” EDISON Deliverable D2.3, 2011.
- [11] M. F. Bendtsen, and O. Holding, “WP6b: Real Life Testing of Developed Technology,” EDISON Deliverable 6B.1, 2012.
- [12] Japan Smart City Portal, 2015, [Online]. Available: <http://jscp.nepc.or.jp/en/index.shtml>.
- [13] Japan Yokohama Smart City Project, 2015, [Online]. Available: <http://jscp.nepc.or.jp/en/yokohama/index.shtml>.
- [14] 需量反應、分散式電源與儲能之整合應用，2014 年智慧電網主軸中心計畫成果發表會。
- [15] J. Ikäheimo, C. Evens, and S. Kärkkäinen, “DER Aggregator Business: the Finish Case,” Research Report VTT-R-06961-09, 2010.
- [16] 經濟部，電業法修正草案 103 年 2 月 11 日簽出版，臺北，2014 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

考量環保與經濟因素之最佳化調度模式探討 —以大潭電廠為例

Optimal Dispatch Model for Dah-Tarn Power Plant by Considering Environmental
and Economic Factors

林志強*
Lin, Chih-Chiang

張木彬**
Chang, Moo-Been

摘 要

由於氣候變遷、環保意識抬頭，電力市場的經營必須兼顧經濟與環保方能提升整體競爭力以永續經營。本文提出天然氣電廠考量經濟因素與二氧化碳及氮氧化物排放等環保因素之最佳化調度模式，由機組效率試驗數據分別建構發電燃料成本、二氧化碳排放、氮氧化物排放等數學模型，利用拉格朗日乘數法及粒子群演算法具有設定參數少及收斂速度快等特點以最佳化數學模型，分別求得最小燃料成本及最小污染排放量。研究結果顯示各機組運轉之污染排放量分析可作為氣渦輪機燃燒調校的決策參考。電力調度上除固定負載分析外，亦以實際一日負載需求驗證所提出之經濟及排放減量調度理念。運轉決策者可依據本文分析結果，視實際需求擬定運轉調度策略，以達同時兼顧經濟與環保的電力調度規劃目的。

Abstract

Due to the concern about climate change and the rise of environmental protection consciousness, the operation of electricity-generation system should take economics and environmental protection into account to achieve better overall competitiveness and sustainable management. This paper proposes an optimal dispatch model by considering fuel consumption and environmental factors, including CO₂ and NO_x emissions from a natural gas power plant. A mathematical model considering the cost of fuel, CO₂ and NO_x emissions was constructed by compiling the data collected during plant's efficiency testing. It uses Lagrange Multiplier Method and Particle Swarm Optimization, which is designed to utilize less calculation parameters and higher convergence speed, to optimize the mathematical mode and reach the goal of minimum fuel costs or minimum pollutant emissions. The results indicate that analysis of pollutants emitted from each unit can be regarded as a strategic decision parameter of gas turbine combustion tuning. In addition to fixed load analysis, the concept of minimizing fuel cost and pollutant emissions can be adopted for power dispatching by considering actual load demand. Therefore, decision makers can take the results obtained from this study and draw up the dispatching strategies while they are considering actual load demand in order to

*台灣電力公司水火力發電事業部發電處

**國立中央大學環境工程研究所

achieve the best power dispatch mode taking into account both economic and environmental factors.

關鍵詞(Key Words)：二氧化碳(CO₂)、氮氧化物(NO_x)、拉格朗日乘數法(Lagrange Multiplier Method)、粒子群演算法(Particle Swarm Optimization)、氣渦輪機(Gas Turbine)、電力調度(Power Dispatch)。

壹、前言

電力市場的產品－電力，有其獨特性，無法大量儲存且即產即銷，消費端需求多少，供應端即須提供等量之電力並維持穩定頻率的供電品質，此端賴供電系統中的發電、輸電、配電等三方面互相搭配才能達成。在發電方面，電廠除提供充足電力之外，尚須在經營績效上考量發電成本，在環境面上做到衝擊最小的污染排放方能永續經營。

台電目前為國內唯一綜合電力業者(擁有發電、輸電及配電系統)，肩負供電系統穩定與品質的重大任務。然而近年來，由於全球暖化，氣候急遽變遷、環保意識抬頭等因素，導致建置新電廠困難重重，加上廢核聲浪四起，國內電力系統供應品質及台電經營環境面臨極大挑戰。隨著電業法修法的加速推動，往後台電將不再為同時擁有發電、輸電、配電等系統的綜合電業經營者，面對諸多經營困境與挑戰，台電必須加速變革並進行組織改造方能面對各項挑戰、突破現行困境。

當電業法修正通過電業自由化後，台電將走向廠網分離。為因應此趨勢，台電正推動組織變革，成立事業部、廠網分工之會計獨立、火力電廠試行競價等政策，使收支歸屬清楚、釐清各責任界點，進而提升公司的整體競爭力。各電廠提升競爭力之方針，不外乎創造價值、降低成本，而發電廠的燃料成本占營運成本最大宗，尤其是天然氣複循環電廠，燃料成本更高達 80%以上，因此，提升營運效率首重降低燃料成本。

國內所需能源高度仰賴進口，且工業部門消耗占比高，溫室氣體總排放量從民國 79 年之 1.37 億公噸，上升至民國 101 年 2.71 億公噸二氧化碳當量，約成長 98.1%。以民國 101 年之氣體別而言，溫室氣體中最大宗為二氧化碳排放，約占 96.21%，如圖 1^[1]，對經濟發展和環境保護的衝擊漸趨嚴峻。國內隨著「溫室氣體減量及管理法」三讀通過(即我國溫室氣體排放減量目標在 2050 年必需減少至 2005 年排放量一半，約減至 1.29 億公噸)及環保署「能源稅條例」等草案推動，減碳工作勢在必行；國際上如美國歐巴馬政府於 2015 年 8 月 3 日提出的《潔淨電力法案》(Clean Power Plan, CPP)，要求全美電廠於 2030 年時，再生能源的發電比例從現今的 11% 提高到 28%，而碳排放量也需降至 2005 年水準的 32%，以徹底改變美國的能源工業。如此眾多因素都將加重發電廠的經營壓力，傳統提供穩定電力的思維已不符合世界潮流與民眾期待，發電廠在污染防治方面必須思考落實排放減量策略，以減輕對環境的影響，善盡企業的社會與環保責任。

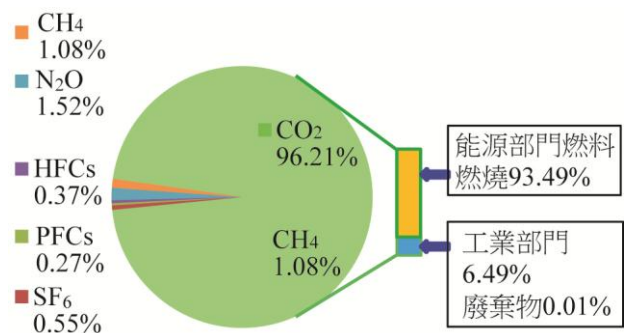


圖 1 國內溫室氣體排放量類別

大潭電廠為使用天然氣發電之複循環電

廠，燃料成本昂貴，建廠目的為提供系統之尖峰負載用電，機組容量因數設計為 35%， NO_x 年排放總量管制值為 4844 公噸。但由於近年來電源開發面臨阻礙，核能發電議題爭議不斷，以致於系統備轉容量逐年下降，民國 104 年 7 月 2 日備轉容量率更曾降低至 1.9%，已危及系統供電安全。因此，大潭電廠所扮演之角色已逐漸由尖峰負載電廠轉變成中載電廠，但受限於 NO_x 排放總量管制環評承諾而影響機組容量因數的提升，致無法對供電系統提供更充足的電力支援。爰此，若能在滿足電力系統負載需求並兼顧減量排放下，依據大潭電廠各部機組不同效率、 NO_x 及 CO_2 排放量來建構一套調整各機組最適發電量的調度模式，必能達到兼顧排放減量及經濟調度 (Reduction of Emissions and Economic Dispatch) 的目的。

當發電廠面臨內外營運與環境成本壓力時，必須尋求克服此困境並能永續經營之道，而提高發電廠之營運績效及降低污染排放則為首要與立竿見影的方法，因此本研究目的除建構大潭電廠各機組於不同負載下 NO_x 排放量及排放強度曲線，做為氣渦輪機燃燒調校決策參考與 NO_x 年排放總量管制運轉策略外，並在考量 NO_x 及 CO_2 排放減量下建構最適經濟調度模式，以提供高績效與低污染的電力。

貳、研究方法

電力系統經濟和排放減量調度模式一般區分為三部分，如圖 2 所示，即輸電網路傳輸模型、機組排程 (Unit Commitment)、和發電端整廠機組負載分配^[2]，此三部分可合成為單一個最佳化問題，但對於電力系統網路而言，此考慮層面非常廣且複雜，需整合各系統物力與人力投入研究。當然每個部分都可獨立成為一個最佳化問題，求解最佳化即是將問題建構成包含目標函數 (Objective Function) 和限制式 (Constraints) 的數學模型，並最小化目標函數，同時符合機組、環保、

輸電網路傳輸等安全限制及滿足系統電能與輔助服務的需求。

大潭電廠具有快速起停和升降載之特性，符合兼顧 AGC (Automatic Generation Control) 調度運轉與維持系統頻率變動在一可接受範圍內之功能，但正常機組起停運轉排程則須接受調度處指令，因此，積極思索在發電端僅由電廠可掌控範圍，對象為六部機組、共二十台發電機、不包含機組排程與輸電網路分配與損失的整廠負載調配之經濟及排放減量調度理念。而發電機除運轉於最大與最小負載上下限外，正常並無禁止運轉區域，因此其目標函數建構為一連續方程式。基於此，本研究採用具收斂速度快、設定參數少、快速有效的拉格朗日乘數法 (Lagrange Multiplier Method) 及粒子群演算法 (Particle Swarm Optimization, PSO)，在兼顧污染排放下分析機組最適經濟調度模式。

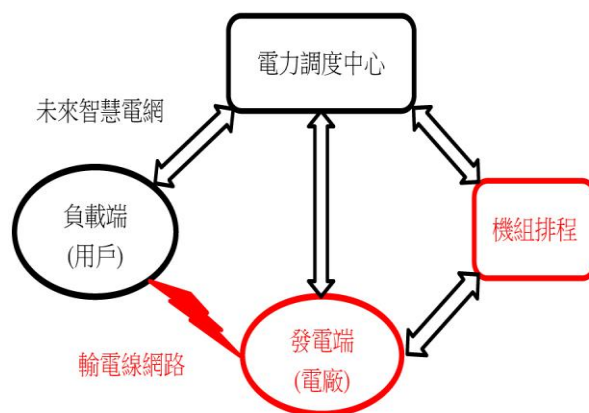


圖 2 電力系統經濟調度示意圖

研究分成兩階段，首先以效率試驗數據推導發電成本 (在此為燃料成本) 及 CO_2 和 NO_x 排放等目標函數及限制式，在滿足電力系統需求下分別以拉格朗日乘數法及粒子群演算法求解最佳發電成本及最小污染排放量。第二階段將發電成本與污染排放皆納入考量，依據發電廠不同時間及階段任務，靈活運用發電成本與空污排放量，建構最佳運轉調度策略，並以一日負載需求驗證所提出之經濟及排放減量調度理念，其中最佳化計

算皆以 Matlab 程式執行，研究方法說明如下。

一、大潭電廠機組設備介紹及 NO_x 與 CO₂ 排放量統計

(一) 機組設備介紹

大潭電廠為複循環電廠，共裝置六部機組，為三菱重工產品，其中一及二號機型式為 501F，屬三對一機組(Three on One Combined Cycle)，包含三台氣渦輪機(Gas Turbine, GT)、三座熱回收鍋爐(Heat Recovery Steam Generator, HRSG)、一台汽輪機(Steam Turbine, ST)，三~六號機型式為 501G，為二對一機組(Two on One Combined Cycle)，包含兩台 GT、兩座 HRSG、一台 ST。其裝置容量如表 1 所示，整廠裝置容量共 4384.2 MW，占民國 103 年底全系統裝置容量 41312.8 MW 之 10.62 %。

(二) 發電流程

發電流程如圖 3 所示，即空氣與燃料於氣渦輪機經擴散式與預混式燃燒器燃燒，產生高溫高壓燃氣推動氣渦輪機作功以帶動氣渦輪發電機發電，作功後之燃氣(溫度約 600℃)導入熱回收鍋爐將水加熱成過熱蒸汽以帶動汽輪發電機發電

電，作完功之蒸汽則排入冷凝器由海水間接冷凝成水，回收後再次送入熱回收鍋爐加熱完成汽水循環。

(三) NO_x 排放標準

70%負載(一及二號機：519 MW；三~六號機：507 MW)以下不得超過 40 ppm；70%負載以上不得超過 25 ppm。

表 1 大潭電廠機組裝置容量

機組別 規範	一、二號機	三~六號機
廠牌	日本三菱公司	日本三菱公司
型式	M501F	M501G
燃料別	天然氣	天然氣
機組配置	三台氣渦輪機 +一台汽輪機	二台氣渦輪機 +一台汽輪機
GT 裝置容量 (MW/台)	153.5	233.9
ST 裝置容量 (MW/台)	282.2	256.9
每部機組裝置 容量(MW)	742.7	724.7

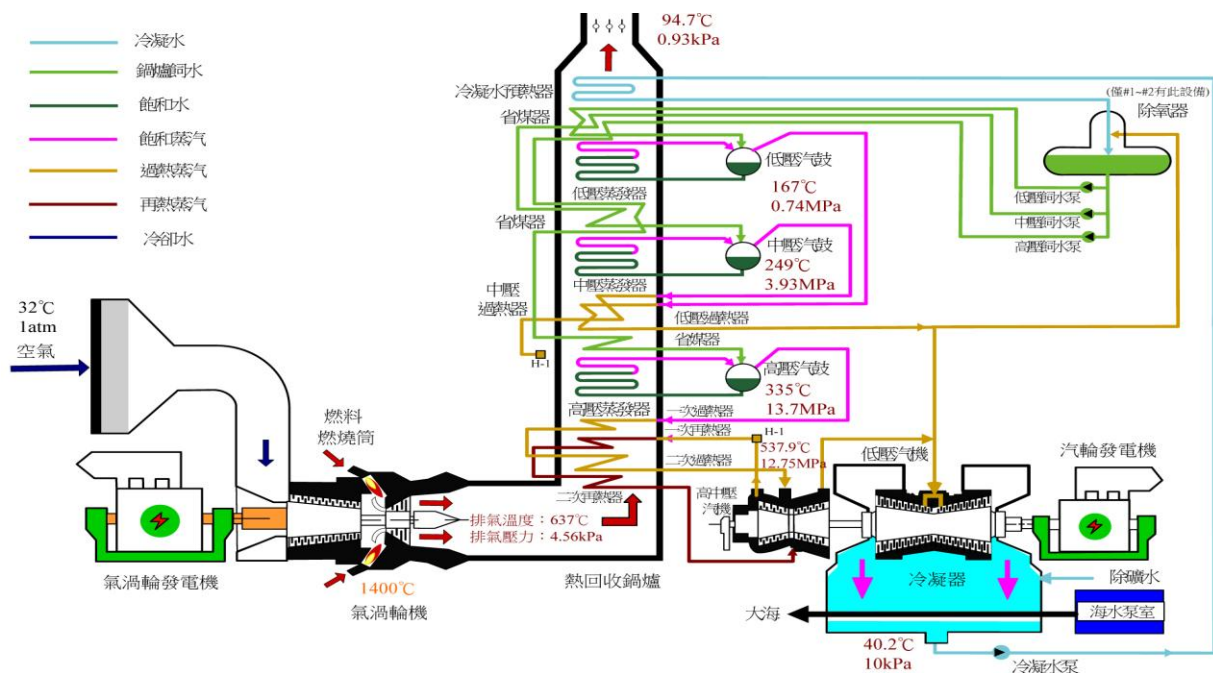


圖 3 大潭電廠一、二號機發電流程圖

(四) NO_x 排放總量管制

全年總排放量不得超過 4844 公噸。

(五) 歷年供電實績

六號機於民國 98 年 1 月商轉後供電量逐年上升，由 92.34 億度電增加至民國 103 年的 242.4 億度電，如表 2 所示。

表 2 大潭電廠歷年供電實績

年度	總供電量 (億度)	供電占比(%)	
		全公司	全系統
98 年	92.34	6.44	4.77
99 年	133.12	8.44	6.42
100 年	132.75	8.16	6.23
101 年	206.30	12.48	9.74
102 年	228.84	13.94	10.72
103 年	242.40	14.34	11.06

(六) 歷年 NO_x 與 CO₂ 排放量統計

表 3 為大潭電廠近五年 NO_x 與 CO₂ 年排放總量統計，因年發電量持續增加，NO_x 排放總量也隨之增加，至民國 102 年已接近排放總量限值 4844 公噸，因此，若不採取污染排放減量之調度措施，電廠每年至年底將因 NO_x 總量限制而停機無法發電，進而影響供電系統之穩定。

表 3 大潭電廠 NO_x 及 CO₂ 年排放總量統計

年度	NO _x 年 排放值 (公噸)	NO _x 平 均濃度 (ppm)	天然氣 用量 (萬公噸)	CO ₂ 排 放當量 (萬公噸)	容量 因素 (%)
99 年	2499	14.73	186	520.55	35.5
100 年	2306	14.59	187	520.63	35.4
101 年	4356	17.55	285	789.15	54.6
102 年	4835	17.52	316	874.07	60.8
103 年	4841	17.03	333	921.46	64.5

註：

1. 民國 101 年 8 月前因環評承諾，限制天然氣用量每年 187 萬公噸。
2. 民國 101 年 8 月 30 日通過環評變更，用氣量提升至 412 萬公噸。
3. 機組容量因素由 35% 逐年提升至 65%，致 NO_x 排放實績值逐年增加至 4841 公噸。

二、負載與污染排放量目標函數建立

(一) 發電成本目標函數建立及限制式

1. 發電量與耗熱量、熱耗率及熱效率之關係^[3]

電廠之發電成本一般包含機組維護、折舊、其他等營運費用之固定成本和變動的燃料成本，因為只有燃料費用會隨發電量而改變，因此本研究將簡化以燃料成本來代替發電成本。而每小時燃料成本則可由燃料使用量(流率)與天然氣價格乘積而得，如式(1)，

$$C_i = F_i \times P_{NG} \quad (1)$$

其中 C_i 為第 i 部機組每小時燃料成本(NT\$/h)、 F_i 為第 i 部機組天然氣流率(Sm^3/h)、 P_{NG} 為天然氣價格(NT\$/ Sm^3)。

而機組耗熱量為天然氣流率乘以天然氣熱值，如(2)式，

$$Q_i = F_i \times HV \quad (2)$$

其中 Q_i 為第 i 部機組耗熱量(kcal/h)、 F_i 為第 i 部機組天然氣流率(Sm^3/h)、 HV 為天然氣熱值(kcal/ Sm^3)，本文中 HV 代表高熱值 Higher Heating Value, HHV)。

又耗熱量 Q_i (kcal/h) 也可表示成發電量之二次多項式^{[4][5]}，如式(3)，

$$Q_i = \alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2 \quad (3)$$

其中 G_i 為第 i 部機組發電量(MWh)，而 α_i 、 β_i 、 γ_i 為第 i 部機組耗熱量之係數。

由大潭電廠五號機(2GT+ST)於民國 104 年 1 月 27 日大修後效率試驗數據，如表 4(其餘機組效率試驗數據詳見參考文獻[11])，其中將毛發電量與毛耗熱量進行迴歸分析也可證明耗熱量 Q_i 可表示為發電量 G_i 之二次多項式，如圖 4 所示，此即所謂之熱率曲線(Heat-rate Curve)，將迴歸分析後之各項係數代入式(3)可得式(4)。

$$Q_5 = \alpha_5 + \beta_5 G_5 + \gamma_5 G_5^2$$

$$= 415100000 + 578100 G_5 + 731 G_5^2$$

$$R^2 = 0.99 \quad (4)$$

式(4)中， R^2 為決定係數(Coefficient of Determination)，即用以表示該迴歸式所

配適資料的預測與解釋能力，其值介於 0 至 1 間，愈接近 1 表示該迴歸式預測解釋能力愈佳，反之，若為 0 則表示完全沒有解釋能力，而式(4)中之 $R^2=0.99$ ，表示預測解釋能力甚佳(其餘發電機運轉組合之決定係數 R^2 詳見參考文獻[11])。

表 4 大潭電廠五號機(2GT+ST)大修後效率試驗數據

Load %	平均小時毛發電量(MWh)	CO ₂ 排放量(kg/h)	NO _x 排放量(kg/h)	毛耗熱量(kcal/h)	毛熱耗率(kcal/ MWh)	毛熱效率(HHV, %)
100	764.061	333400	204.2	1,283,203,483	1679452	51.21
90	652.997	283268	126.0	1,106,092,482	1693871	50.77
75	555.355	239858	101.9	959,609,860	1727922	49.77
60	450.655	200121	93.1	825,181,213	1831071	46.97
50	382.314	176700	78.2	742,733,955	1942733	44.27

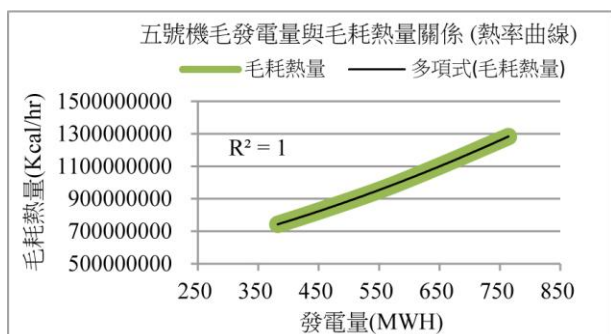


圖 4 大潭電廠五號機(2GT+ST)毛發電量與毛耗熱量關係曲線

而熱耗率 Hr_i (kcal/MWh) 為耗熱量 Q_i 除以發電量 G_i ，由式(3)可得發電量與熱耗率之關係，如式(5)所示。

$$HR_i = \frac{Q_i}{G_i} = \alpha_i G_i^{-1} + \beta_i + \gamma_i G_i \quad (5)$$

HR_i 為第 i 部機組之熱耗率(kcal/MWh)

另外熱效率 η_i (%) 為熱耗率(HR_i)之倒數，因此也可建構發電量與熱效率之關係，如式(6)所示。

$$\eta_i(\%) = \frac{860000}{HR_i} \times 100\% = \frac{860000 \times 100\%}{\alpha_i G_i^{-1} + \beta_i + \gamma_i G_i}$$

$$= \frac{86000000 G_i}{\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2} \% \quad (6)$$

其中 1 瓦(W)=1 焦耳(J)/秒，得出 1 kWh = 3.6×10^6 J，而 1 卡路里(cal) = 4.1868 J，因此 1 kWh = $(3.6 \times 10^6)/4.1868 \div 860$ kcal，1 MWh = 860000 kcal。 η_i (%) 為第 i 部機組之熱效率。

毛熱耗率及毛熱效率與毛發電量之關係曲線如圖 5 所示，當負載愈高，毛熱效率也愈高，毛熱耗率則愈低。

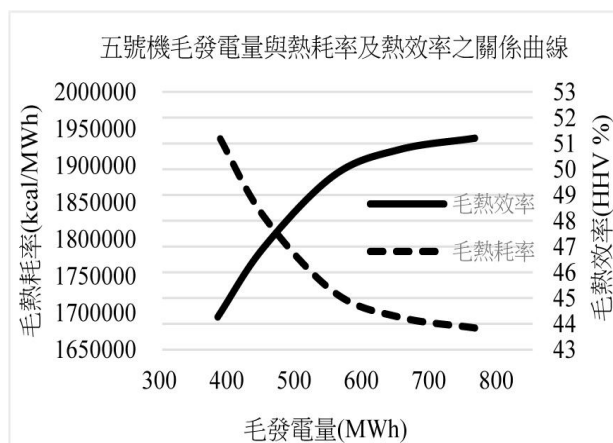


圖 5 大潭電廠五號機(2GT+ST)毛發電量與毛熱耗率及熱效率之關係曲線

2. 全廠燃料成本理論

要建構全廠最小燃料成本目標函數，需先建構各部機組之燃料成本函數，將式(2)代入式(1)可得第 i 部機組之

每小時燃料成本 C_i (NT\$/h)以耗熱量表示，即式(7)。

$$C_i = F_i \times P_{NG} = \frac{Q_i}{HV} \times P_{NG} = \frac{P_{NG}}{HV} \times Q \quad (7)$$

將式(3)代入式(7)可得第 i 部機組每小時燃料成本 C_i (NT\$/h)以發電量表示，即式(8)。

$$C_i(G_i) = \frac{P_{NG}}{HV} (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \quad (8)$$

由式(8)可得發電量與燃料成本之關係曲線，即燃料成本曲線 (Fuel-cost Curve)，如圖 6。

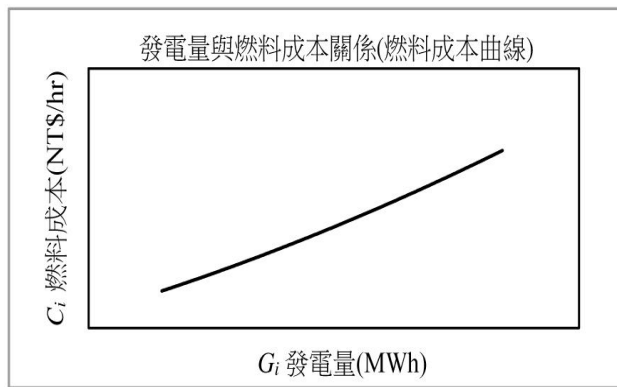


圖 6 燃料成本曲線

又式(8)對發電量 G_i 進行偏微分可得每部機之遞增成本(即邊際成本：每增加 1 MWh 所需增加的燃料成本)，即式(9)

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_i(G_i)}{\partial G_i} &= \frac{\partial}{\partial G_i} \left[\frac{P_{NG}}{HV} (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \right] \\ &= \frac{P_{NG}}{HV} (\beta_i + 2\gamma_i G_i) \end{aligned} \quad (9)$$

而全廠總燃料成本係將每部機組燃料成本加總，即式(10)

$$\begin{aligned} C_T(G_i) &= \sum_{i=1}^6 C_i(G_i) = \sum_{i=1}^6 \frac{P_{NG}}{HV} (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \\ &= \frac{P_{NG}}{HV} \times \left[\sum_{i=1}^6 (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \right] \end{aligned} \quad (10)$$

3. 全廠最小燃料成本理論

全廠總燃料成本

$$C_T(G_i) = \frac{P_{NG}}{HV} \times \left[\sum_{i=1}^6 (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \right]$$

在電力調度上有其限制條件：

(1) 系統限制：電力系統供電穩定，乃因為供需取得平衡，而全廠被調度之負載 G_{LOAD} 即等於全廠六部機組發電量加總。

(2) 每一台氣渦輪機隨進口空氣溫度有其相對應的發電量上限值，而為維持機組運轉安全也有運轉發電量下限值。

以上兩條件即為發電成本目標函數之限制式，因此，全廠運轉總燃料成本 $C_T(G_i)$ 完整之目標函數可表示為式(11)

$$C_T(G_i) = \frac{P_{NG}}{HV} \times \left[\sum_{i=1}^6 (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \right] \quad (11)$$

$$\text{subject to } \begin{cases} \sum_{i=1}^6 G_i = G_{LOAD} \\ G_{1,min} \leq G_1 \leq G_{1,max} \\ G_{2,min} \leq G_2 \leq G_{2,max} \\ G_{3,min} \leq G_3 \leq G_{3,max} \\ G_{4,min} \leq G_4 \leq G_{4,max} \\ G_{5,min} \leq G_5 \leq G_{5,max} \\ G_{6,min} \leq G_6 \leq G_{6,max} \end{cases}$$

式(11)中

$C_T(G_i)$ ：全廠總燃料成本(NT\$/hr)；

P_{NG} ：天然氣價格(NT\$/Sm³)；

HV ：天然氣熱值(kcal/Sm³)；

G_{LOAD} ：調度負載需求量(MWh)；

G_i ：第 i 部機組發電量(MWh)， $i=1, \dots, 6$ ；

$G_{i,min}$ ：第 i 部機組最小發電量(MWh)；
 $G_{i,max}$ ：第 i 部機組最大發電量(MWh)；
 α_i 、 β_i 、 γ_i ：為第 i 部機組效率試驗後發電量與耗熱量經過迴歸分析所得到二次多項式的係數。

因此，將式(11)全廠運轉總燃料成本之目標函數最小化，如式(12)，即可得全廠最小燃料成本。

$$\text{Min } C_T(G_i) = \frac{P_{NG}}{HV} \times [\sum_{i=1}^6 (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2)] \quad (12)$$

$$\text{subject to } \begin{cases} \sum_{i=1}^6 G_i = G_{LOAD} \\ G_{1,min} \leq G_1 \leq G_{1,max} \end{cases}, \quad \forall_i = 1, 2, 3, 4, 5, 6$$

(二) 二氧化碳排放模型及排放量目標函數建立

1. 二氧化碳排放模型^{[6][7]}

全球氣候異常及暖化主要因為二氧化碳過量排放，有鑑於此，聯合國世界氣象組織於 1988 年成立政府間氣候變遷小組 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)，根據 IPCC 於 2006 年發布之「國家溫室氣體清冊指南 (Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)」計算方法及排放係數等相關規範，火力發電設備 GHG(Greenhouse Gas)之 CO_2 小時排放量可以式(13)計算之，

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ 排放量(kg/h)} \\ = \text{燃料使用量} \times \text{熱值} \times (44/12) \\ \times \text{碳排放係數} \times \text{碳氧化率} \times 4.1868 \end{aligned} \quad (13)$$

其中

44/12：二氧化碳對碳原子重量比值。

4.1868：換算係數(1 cal = 4.1868 J)。

碳氧化率設為 1

碳排放係數由表 5 可得。

表 5 各種燃料燃燒之碳排放係數

燃料	碳排放係數 (based on NCVs or LHVs)
煙煤	25.8 kg C/GJ
亞煙煤	26.2 kg C/GJ
燃料油	21.1 kg C/GJ
柴油	20.2 kg C/GJ
生質柴油	19.3 kg C/GJ
天然氣	15.3 kg C/GJ

其中

NCVs：淨發熱量(Net Calorific Value, NCV)

LHVs：低位發熱量(Lower Heating Value, LHV)。

2. 二氧化碳排放量目標函數

由式(13)可知 CO_2 排放量之計算主要由：燃料使用量 $\times$ 熱值 $\times[(44/12)\times$ 碳排放係數 $\times$ 碳氧化率 $\times 4.1868]$ ，括號內之碳排放係數由表 5 可得，因此括號內四項常數可整合成碳排放因子(E_{co_2})，如式(14)所示。

$$E_{co_2} = (44/12) \times \text{碳排放係數} \times \text{碳氧化率} \times 4.1868 \quad (14)$$

將式(14)代入式(13)可得式(15)，

$$\text{CO}_2 \text{ 排放量(kg/h)} = \text{燃料使用量}(F) \times \text{熱值}(HV) \quad (15)$$

式(15)中燃料使用量在本文中為天然氣使用量，因此，天然氣使用量(F) $\times$ 熱值(HV)即為式(2)之耗熱量 $Q = F \times HV$ ，將之代入式(15)可得式(16)，

$$\text{CO}_2 \text{ 排放量(kg/h)} = E_{co_2} \times Q \quad (16)$$

由式(3)代入式(16)得式(17)

$$\text{CO}_2 \text{ 排放量(kg/h)} = E_{co_2} \times (\alpha_i + \beta_i G_i + \gamma_i G_i^2) \quad (17)$$

式(17)又可表示為式(18)

$$\text{CO}_2 = a_i + b_i G_i + c_i G_i^2 \quad (18)$$

式(18)顯示二氧化碳排放量可表示成發電量之二次多項式函數。

以大潭電廠五號機(2GT+ST)於民國 104 年 1 月 27 日大修後效率試驗數據(表 4)，將毛發電量與二氧化碳排放量進行迴歸分析，其決定係數 $R^2=0.99$ ，表示預測解釋能力甚佳(其餘發電機運轉組合之決定係數 R^2 詳見參考文獻[11])，驗證二氧化碳排放量可以發電量 G_i 之二次多項式表示，如圖 7。

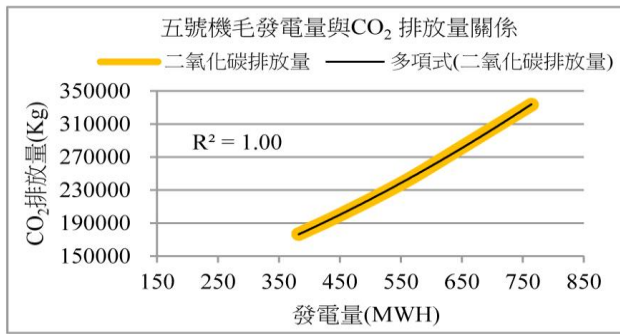


圖 7 大潭電廠五號機(2GT+ST)毛發電量與 CO_2 排放量關係曲線

大潭電廠各部機組之二氧化碳排放量數學式即為式(19)，

$$CO_{2i} = a_i + b_i G_i + c_i G_i^2 \quad (19)$$

全廠二氧化碳排放量即， $CO_{2T}(G_i)$ 即 $\sum_{i=1}^6 CO_{2i}$ ，目標函數即為式(20)所示，

$$CO_{2T}(G_i) = \sum_{i=1}^6 a_i + b_i G_i + c_i G_i^2 \quad (20)$$

$$\text{subject to } \begin{cases} \sum_{i=1}^6 G_i = G_{LOAD} \\ G_{1,min} \leq G_1 \leq G_{1,max} \\ G_{2,min} \leq G_2 \leq G_{2,max} \\ G_{3,min} \leq G_3 \leq G_{3,max} \\ G_{4,min} \leq G_4 \leq G_{4,max} \\ G_{5,min} \leq G_5 \leq G_{5,max} \\ G_{6,min} \leq G_6 \leq G_{6,max} \end{cases}$$

式(20)中

$CO_{2T}(G_i)$ ：全廠二氧化碳排放量(kg/h)；

G_i ：第 i 部機組發電量(MWh)， $i=1, \dots, 6$ ；

a_i 、 b_i 、 c_i ：為第 i 部機組效率試驗後發電量與二氧化碳排放量經過迴歸分析所得二次多項式的係數。

將式(20)全廠二氧化碳排放量之目標函數求取最小化，如式(21)，即可得全廠最小二氧化碳排放量。

$$\text{Min } CO_{2T}(G_i) = \sum_{i=1}^6 [a_i + b_i G_i + c_i G_i^2] \quad (21)$$

$$\text{subject to } \begin{cases} \sum_{i=1}^6 G_i = G_{LOAD} \\ G_{1,min} \leq G_1 \leq G_{1,max} \end{cases}, \quad \forall_i = 1, 2, 3, 4, 5, 6$$

(三) 氮氧化物排放量目標函數建立

NO_x 排放量可以發電機毛發電量的三次多項式表示^{[8][9][10]}。由大潭電廠五號機(2GT+ST)於 104 年 1 月 27 日大修後效率試驗數據(表 4)，將毛發電量與氮氧化物排放量進行迴歸分析，其決定係數 $R^2=0.99$ 表示預測解釋能力甚佳(其餘發電機運轉組合決定係數 R^2 詳見參考文獻[11])，如圖 8，驗證氮氧化物排放量可以發電量之 G_i 三次多項式表示。

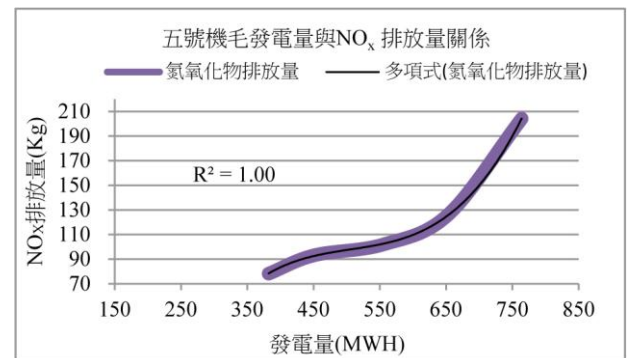


圖 8 大潭電廠五號機(2GT+ST)毛發電量與 NO_x 排放量關係曲線

大潭電廠各部機組之氮氧化物排放量數學式即式(22)，

$$NO_{xi} = w_i + x_i G_i + y_i G_i^2 + z_i G_i^3 \quad (22)$$

全廠氮氧化物排放量 $NO_{XT}(G_i)$

即 $\sum_{i=1}^6 NO_{xi}$ ，目標函數即為式(23)所示，

$$NO_{XT}(G_i) = \sum_{i=1}^6 w_i + x_i G_i + y_i G_i^2 + z_i G_i^3 \quad (23)$$

$$\text{subject to} \begin{cases} \sum_{i=1}^6 G_i = G_{LOAD} \\ G_{1,min} \leq G_1 \leq G_{1,max} \\ G_{2,min} \leq G_2 \leq G_{2,max} \\ G_{3,min} \leq G_3 \leq G_{3,max} \\ G_{4,min} \leq G_4 \leq G_{4,max} \\ G_{5,min} \leq G_5 \leq G_{5,max} \\ G_{6,min} \leq G_6 \leq G_{6,max} \end{cases}$$

式(23)中

$NO_{XT}(G_i)$ ：全廠氮氧化物排放量(kg/h)；

G_i ：第 i 部機組發電量(MWh)， $i=1, \dots, 6$ ；

w_i, x_i, y_i, z_i ：為第 i 部機組效率試驗後發電量與氮氧化物排放量經過迴歸分析所得到三次多項式的係數。

將式(23)全廠氮氧化物排放量之目標函數求取最小化，如式(24)，即得全廠最小氮氧化物排放量。

$$\text{Min } NO_{XT}(G_i) = \sum_{i=1}^6 w_i + x_i G_i + y_i G_i^2 + z_i G_i^3 \quad (24)$$

$$\text{subject to} \begin{cases} \sum_{i=1}^6 G_i = G_{LOAD} \\ G_{1,min} \leq G_1 \leq G_{1,max} \end{cases}, \quad \forall_i = 1, 2, 3, 4, 5, 6$$

參、最佳化調度模式分析與排放探討

此節先討論大潭電廠負載與污染排放強度關係，再以大修後效率試驗數據來模擬五個不同總發電量，分別計算其最小燃料成本、最小 CO_2 排放量及最小 NO_x 排放量，並以一日負載需求驗證所提出之經濟及排放減量調度理念。

一、大潭電廠負載與污染排放強度關係

負載與污染排放強度關係取自效率試驗數據，而二號機於 104 年 3 月大修結束後因電力調度問題而為未能實施效率試驗。圖 9 為各機組不同負載下 NO_x 排放強度，一號機各運轉組合之負載越低， NO_x 排放強度越高。三~六號機則在高低負載兩端 NO_x 排放強度較高，且低負載之 NO_x 排放強度較高負載高。而一號機除 GT1-1/1-2 運轉組合及 100% 負載外，其餘運轉狀況 NO_x 排放強度大致上皆較三~六號機高，其中 GT1-1 及 GT1-2 排放強度特別高，檢查效率試驗當天之氣溫、濕度與其他機組並無明顯不同。

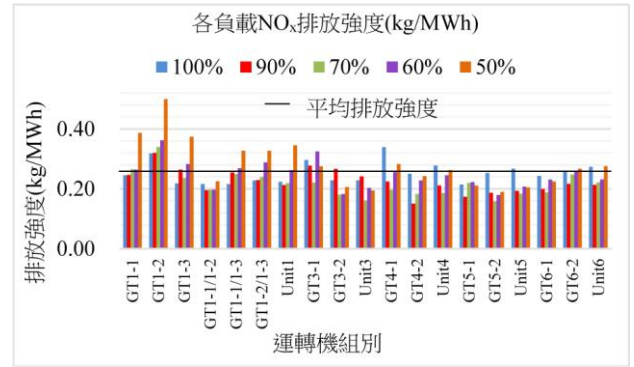


圖 9 各機組不同負載 NO_x 排放強度

圖 10 為各機組 NO_x 排放強度範圍及平均排放強度比較，一號機除 GT1-1/1-2 運轉組合外，其餘運轉狀況 NO_x 排放強度範圍較大，三~六號機除 GT3-1 及 GT4-1 外其餘運轉組合 NO_x 排放強度普遍皆較平均值低許多。其中排放強度範圍大代表 NO_x 排放強度變化大，在升降載期間須特別留意。最好的運轉組合為 GT1-1/1-2、Unit3、GT5-1，此三種運轉狀況，排放強度範圍小且較平均值低許多。在升降載及控制 NO_x 排放量方面較有利。

圖 11 為各機組不同負載下 CO_2 排放強度，一號機各運轉組合於負載越低， CO_2 排放強度越高。三~六號機則負載越低 CO_2 排放強度越高之趨勢較不明顯。而一號機除 GT1-1/1-2 運轉組合外，其餘運轉狀況 CO_2 排放強度皆較三~六號機

高，其中 GT1-2 CO₂ 排放強度較其他機組高出許多，此部分應再收集相關資料或擇期申請單獨運轉做進一步確認。



圖 10 各機組 NO_x 排放強度範圍及平均排放強度

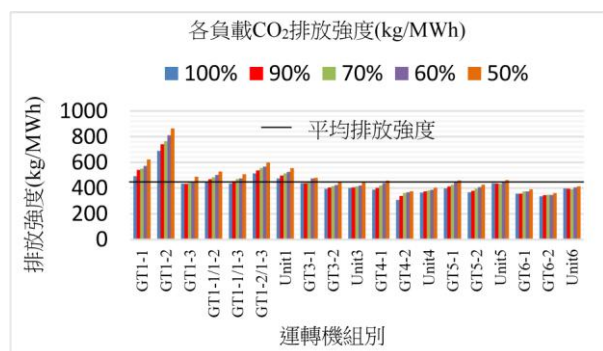


圖 11 各機組不同負載 CO₂ 排放強度

圖 12 為各機組 CO₂ 排放強度範圍及平均排放強度比較，一號機各運轉狀況 CO₂ 排放強度皆較平均值高，且 GT1-1 及 GT1-2 排放強度範圍也較大，三~六號機各 CO₂ 排放強度普遍較平均值低，排放強度範圍也較小。排放強度範圍大代表

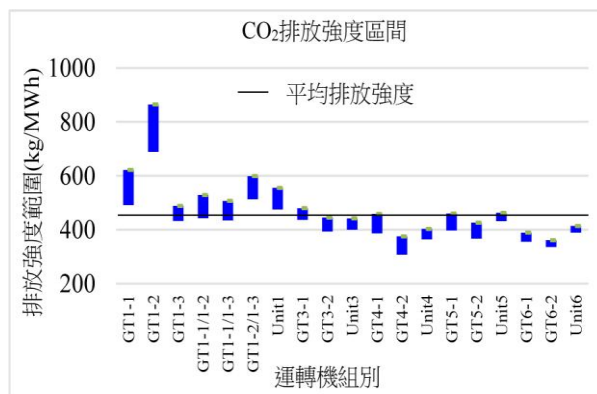


圖 12 各機組 CO₂ 排放強度範圍及平均排放強度

CO₂ 排放強度變化大。最佳者為六號機各運轉組合，排放強度範圍小且較平均值低許多。

圖 9 至圖 12 也顯示一號機之污染排放量較三~六號機多。整體上以六號機各運轉組合排放強度及範圍分布狀況較佳，至於一號機則以 GT1-1/1-2 運轉組合下 NO_x 排放強度及範圍皆較一號機其他運轉組合低很多，此結果可提供燃燒調校決策參考。當系統負載需求較低必須降載或停用機組時，在運轉策略上以效率較低或污染排放強度較高者為優先考量，如一號機或四號機。

二、整廠調度最佳化模擬分析

首先利用大修後效率試驗數據及各運轉機組之目標函數迴歸係數，以拉格朗日乘數法及粒子群演算法分別計算五個不同總發電量之最小燃料成本及相對應 CO₂ 和 NO_x 排放量，其模擬結果整理成表 6 及表 7。

表 6 不同總發電量之最小燃料成本及相對應 CO₂ 和 NO_x 排放量(以拉格朗日乘數法計算)

總發電量 MWh	一號機 MWh	三號機 MWh	四號機 MWh	五號機 MWh	六號機 MWh	全廠最小 燃料成本 (NT\$/h)	最小平均 燃料成本 (NT\$/kWh)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	NO _x 排放量 (kg/h)
3500	800.0	650.4	695.1	682.5	671.8	7821770	2.2348	1460.06	770.8
3150	630.1	605.0	643.6	636.4	634.6	7118296	2.2598	1323.45	646.3
2800	465.0	558.5	590.8	589.0	596.5	6434887	2.2982	1186.75	577.2
2400	465.0	457.8	476.5	486.5	513.9	5717960	2.3825	1041.68	514.7
2000	465.0	370.0	370.0	372.7	422.2	5080214	2.5401	903.96	488.4
G _{max}	800.0	760.0	760.0	760.0	760.0				
G _{min}	465.0	370.0	370.0	370.0	370.0				

表 7 不同總發電量之最小燃料成本及相對應 CO₂ 和 NO_x 排放(以粒子群演算法計算)

總發電量 MWh	一號機 MWh	三號機 MWh	四號機 MWh	五號機 MWh	六號機 MWh	全廠最小 燃料成本 (NT\$/h)	最小平均 燃料成本 (NT\$/kWh)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	NO _x 排放量 (kg/h)
3500	800.0	650.6	695.0	682.4	672.0	7821770	2.2348	1460.06	770.8
3150	632.1	604.7	643.2	635.9	634.1	7118297	2.2598	1323.49	645.9
2800	465.0	558.8	590.7	589.0	596.6	6434887	2.2982	1186.76	577.2
2400	465.0	457.9	476.5	486.7	513.9	5717960	2.3825	1041.69	514.7
2000	465.0	370.0	370.0	372.7	422.3	5080214	2.5401	903.96	488.4
G _{max}	800.0	760.0	760.0	760.0	760.0				
G _{min}	465.0	370.0	370.0	370.0	370.0				

由表 6 和 7 以拉格朗日乘數法及粒子群演算法計算最小燃料成本及相對應二氧化碳和氮氧化物排放量之差異，其模擬結果非常相近。

接著再以粒子群演算法計算五個不同總發電量之最小 CO₂ 排放量、最小 NO_x 排放量及相對應燃料成本，其模擬結果整理成表 8 及表 9。

表 8 不同總發電量之最小 CO₂ 排放量及相對應 NO_x 排放量和燃料成本

總發電量 MWh	一號機 MWh	三號機 MWh	四號機 MWh	五號機 MWh	六號機 MWh	最小 CO ₂ 排放量 (ton/h)	NO _x 排放量 (kg/h)	全廠 燃料成本 (NT\$/h)
3500	800.0	760.0	760.0	546.7	633.3	1448.39	801.9	7856640
3150	465.0	760.0	760.0	539.5	625.5	1307.79	743.2	7164328
2800	465.0	595.0	760.0	450.1	529.9	1175.30	663.3	6484656
2400	465.0	370.0	760.0	370.0	435.0	1035.86	599.8	5815182
2000	465.0	370.0	370.0	370.0	425.0	903.94	487.6	5080230
G _{max}	800.0	760.0	760.0	760.0	760.0			
G _{min}	465.0	370.0	370.0	370.0	370.0			

表 9 不同總發電量之最小 NO_x 排放量及相對應 CO₂ 排放量和燃料成本

總發電量 MWh	一號機 MWh	三號機 MWh	四號機 MWh	五號機 MWh	六號機 MWh	最小 NO _x 排放量 (kg/h)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	全廠 燃料成本 (NT\$/h)
3500	800.0	760.0	641.0	650.2	648.9	748.4	1459.96	7837676
3150	800.0	501.6	611.9	621.8	614.7	630.6	1329.03	7132179
2800	605.0	464.8	576.1	583.2	570.9	547.0	1193.57	6455476
2400	546.5	440.5	532.6	370.0	510.4	492.0	1044.98	5756155
2000	481.2	408.8	370.0	370.0	370.0	475.0	906.32	5094647
G _{max}	800.0	760.0	760.0	760.0	760.0			
G _{min}	465.0	370.0	370.0	370.0	370.0			

由表 7、8、9 可明確顯示當考量減少 CO₂、NO_x 排放量時，燃料成本會增加，若目的是追求最小燃料成本則 CO₂、NO_x 排放量會增加。

表 10 顯示各種最佳化運轉模式，以發電成本為考量時，由低至高排序為：燃料成本最佳化模式 < NO_x 排放量最佳化模式 < CO₂ 排放量最佳

化模式；以 CO₂ 排放量為考量時，由低至高排序為：CO₂ 排放量最佳化模式 < 燃料成本最佳化模式 < NO_x 排放量最佳化模式；以 NO_x 排放量為考量時，由低至高排序為：NO_x 排放量最佳化模式 < 燃料成本最佳化模式 < CO₂ 排放量最佳化模式。

表 10 燃料成本、CO₂ 排放量、NO_x 排放量最佳化模式統計(總發電量 3150 MWh)

最佳化模式	燃料成本 (NT\$/h)	平均燃料成本 (NT\$/kWh)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	CO ₂ 排放強度 (ton/MWh)	NO _x 排放量 (kg/h)	NO _x 排放強度 (kg/MWh)
燃料成本	7118296	2.2598	1323.45	0.4201	646.3	0.2052
CO ₂ 排放量	7164328	2.2744	1307.79	0.4152	743.2	0.2359
NO _x 排放量	7132179	2.2642	1329.03	0.4219	630.6	0.2002

三、一日負載需求最佳化結果

此節以民國 104 年 2 月 28 日大潭電廠實際接受電力調度來驗證所提出之經濟及排放減量調度理念，並於兼顧經濟與環保下，靈活運用最佳電力調度結果，提供整廠運轉決策參考。另外以民國 104 年 6 月 20 日與民國 104 年 2 月 28 日模擬結果做比較，以探討季節氣溫變化對模擬調度結果的影響。

選擇此兩天乃因 2 月份恰逢過年及多部機組申請效率試驗，且須排除機組有起停之變數及煙氣連續監測系統(CEMS)有維護和資料異常情

形，於 5 部機組效率試驗完成後開始篩選，因而篩選到 2 月 28 日。另考量夏天非上班日大潭電廠機組大部分時間皆維持固定滿載運轉，一天內可做經濟調度分析之時數不多，所以決定選取假日以避開上述狀況，而選定 6 月 20 日。

民國 104 年 2 月 28 日機組運轉上下限值及實際未最佳化運轉數據參考文獻^[11]，其中二號機大修、GT4-1 及 GT6-2 待機中。

(一) 燃料成本最佳化結果

將一日負載需求以全廠調度理念進行燃料成本最佳化處理，所得結果整理成表 11，各部機組分配負載參考文獻[11]。

表 11 民國 104 年 2 月 28 日全廠燃料成本調度最佳化模式數據

時間 (時)	調度 總發電量 (MWh)	全廠 總燃料成本 (NT\$/h)	全廠平均 燃料成本 (NT\$/kWh)	邊際價格 (NT\$/kWh)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	NO _x 排放量 (kg/h)	CO ₂ 排放強度 (ton/ MWh)	NO _x 排放強度 (kg/MWh)
0	2554.50	5802155	2.2714	1.9846	1072.21	503.0	0.4197	0.1969
1	2586.52	5865757	2.2678	1.9881	1084.74	511.5	0.4194	0.1977
2	2481.64	5657846	2.2799	1.9767	1043.54	486.7	0.4205	0.1961
3	2488.64	5671685	2.2790	1.9774	1046.31	488.1	0.4204	0.1961
4	2507.50	5708999	2.2768	1.9795	1053.74	492.0	0.4202	0.1962
5	2531.61	5756756	2.2740	1.9821	1063.23	497.4	0.4200	0.1965
6	2484.55	5663599	2.2795	1.9770	1044.69	487.3	0.4205	0.1961
7	2570.63	5834180	2.2696	1.9864	1078.53	507.2	0.4196	0.1973
8	2635.97	5964201	2.2626	1.9935	1104.01	525.5	0.4188	0.1994
9	2497.59	5689388	2.2779	1.9784	1049.84	489.9	0.4203	0.1961
10	2286.77	5275220	2.3068	1.9322	968.07	459.3	0.4233	0.2009
11	2523.92	5741517	2.2748	1.9813	1060.21	495.6	0.4201	0.1964
12	2197.97	5106208	2.3231	1.8744	937.20	435.9	0.4264	0.1983
13	2131.61	4983257	2.3378	1.8312	914.20	422.5	0.4289	0.1982
14	2131.92	4983824	2.3377	1.8314	914.31	422.5	0.4289	0.1982
15	2175.94	5065073	2.3278	1.8600	929.56	431.1	0.4272	0.1981
16	2553.75	5800666	2.2714	1.9845	1071.92	502.8	0.4197	0.1969
17	2674.17	6040432	2.2588	1.9976	1118.83	536.8	0.4184	0.2008
18	2793.34	6280285	2.2483	2.0439	1162.61	581.8	0.4162	0.2083
19	2716.29	6124669	2.2548	2.0022	1135.09	549.5	0.4179	0.2023
20	2673.87	6039832	2.2588	1.9976	1118.71	536.8	0.4184	0.2007
21	2763.83	6220253	2.2506	2.0247	1152.28	568.0	0.4169	0.2055
22	2608.86	5910198	2.2654	1.9905	1093.46	517.7	0.4191	0.1984
23	2415.01	5526383	2.2883	1.9694	1017.13	476.7	0.4212	0.1974
合計	59986.40	136712382	2.2791	1.9644	25234.44	11925.4	0.4207	0.1988

由燃料成本最佳化調度結果顯示，所產生的燃料成本較未最佳化低，平均燃料成本減少 0.0132 NT\$/kWh。累計日節省燃料費用約 79 萬元，若以此結果推算一年可節省燃料費用約二點

九億元。邊際價格(NT\$/kWh)介於 1.8312 至 2.0439 間，隨負載需求增加而上升。每小時燃料成本比較如圖 13，邊際價格與負載需求關係如圖 14 所示。

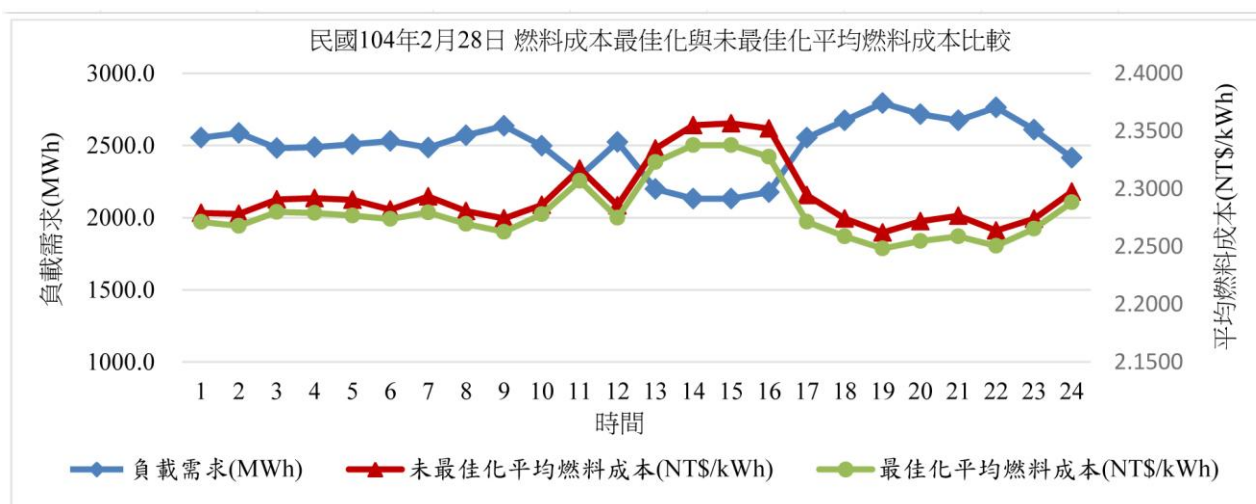


圖 13 燃料成本最佳化與未最佳化之平均燃料成本比較

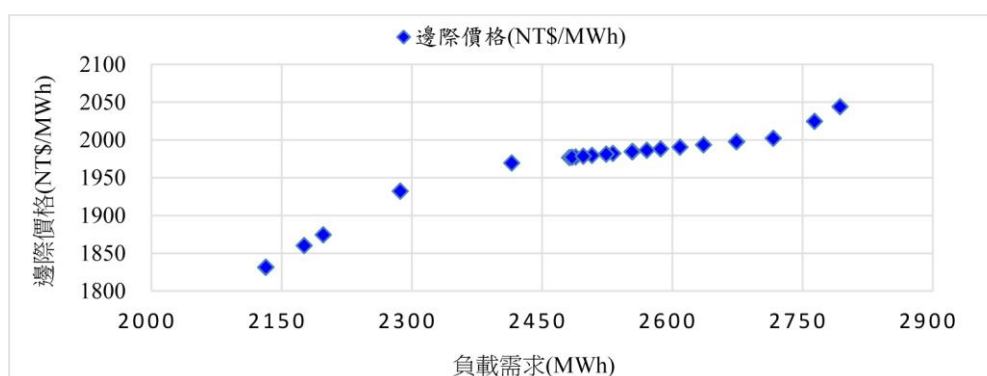


圖 14 燃料成本最佳化邊際價格與負載關係

CO₂ 日排放量較實際運轉減少 1018.3 ton、平均排放強度減少 0.0170 ton/MWh；NO_x 日排放量較實際運轉減少 171.4 kg、平均排放強度減少 0.0029 kg/MWh。而 CO₂ 排放強度除在中午 12~15 點因全廠需求負載較低，而為求最低燃料成本經調配降低一、四、六號機負載，導致排放強度較高外，其餘均較未最佳化時低，如圖 15 所示。

(二) 二氧化碳排放最佳化結果

將一日負載需求以全廠調度理念進行 CO₂ 排放最佳化處理，結果整理成表 12，各部機組分

配負載參考文獻[11]。

由 CO₂ 排放最佳化調度結果顯示，每小時排放強度均較未最佳化低，平均排放強度減少 0.0257 ton/MWh，累計日減少 1538.9 ton 排放量，若以此結果推算一年可減少 561,680 ton，每小時 CO₂ 排放強度比較如圖 16。

燃料成本較實際運轉增加 28.5 萬元、平均燃料成本增加 0.0047 NT\$/kWh；NO_x 日排放量較實際運轉增加 1378 kg，平均排放強度增加 0.027 kg/MWh，如圖 17 所示。

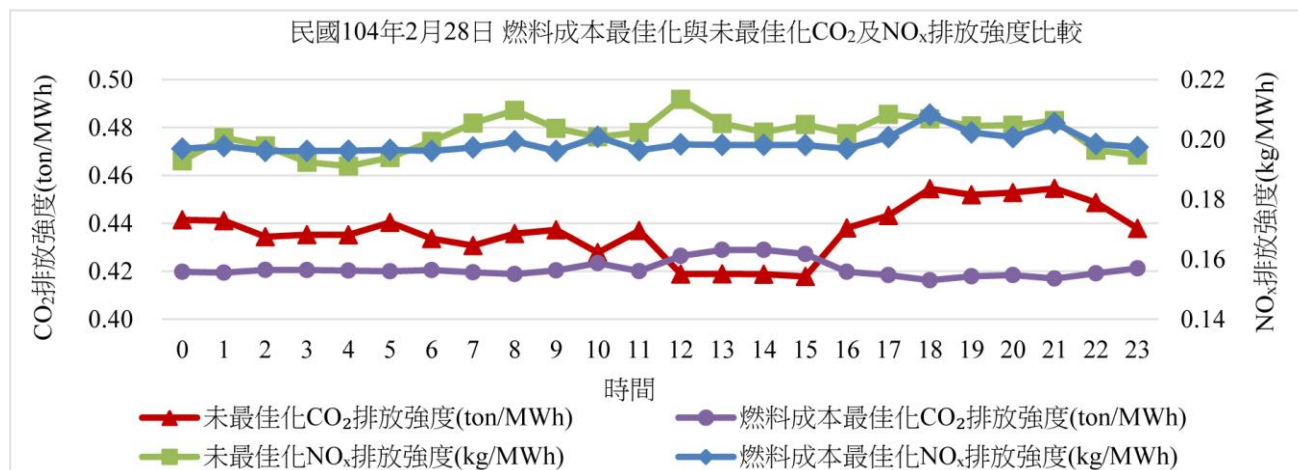
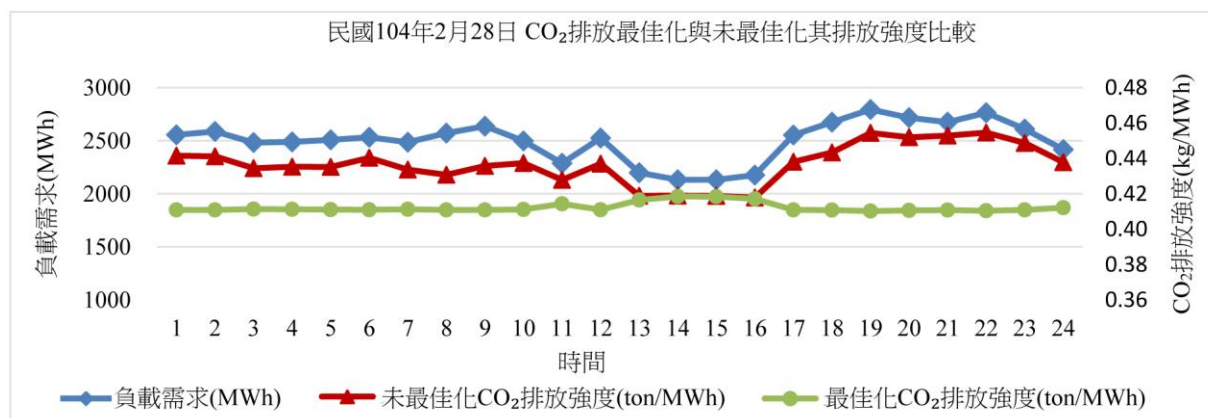
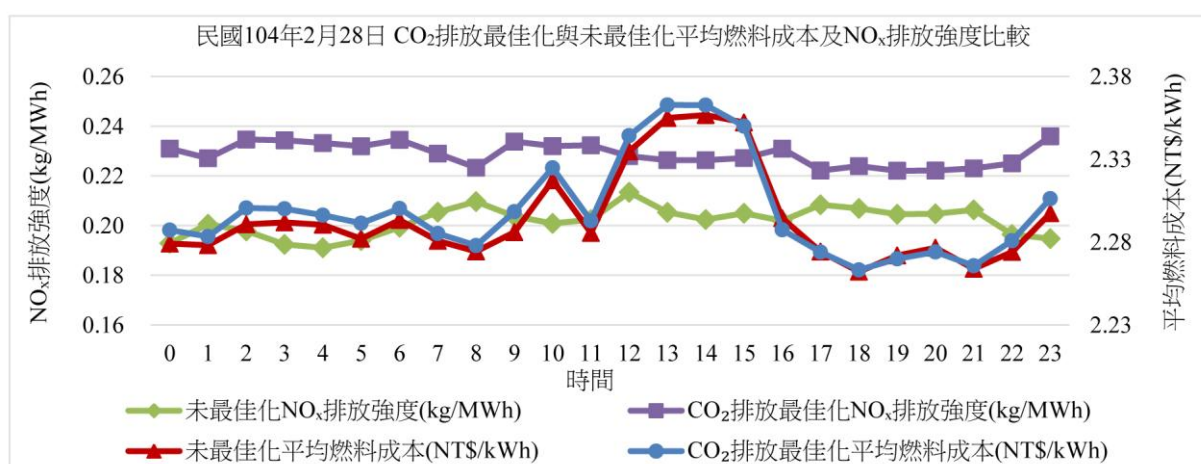


圖 15 燃料成本最佳化與未最佳化排放強度比較

表 12 民國 104 年 2 月 28 日全廠 CO₂ 排放調度最佳化模式數據

時間 (時)	調度 總發電量 (MWh)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	NO _x 排放量 (kg/h)	全廠總 燃料成本 (NT\$)	CO ₂ 排放強度 (ton/MWh)	NO _x 排放強度 (kg/MWh)	全廠平均 燃料成本 (NT\$/kWh)
0	2554.50	1049.51	590	5842822	0.4108	0.2309	2.2873
1	2586.52	1062.67	587	5905988	0.4108	0.2271	2.2834
2	2481.64	1020.60	582	5709152	0.4113	0.2347	2.3006
3	2488.64	1023.30	583	5724084	0.4112	0.2344	2.3001
4	2507.50	1030.63	585	5757845	0.4110	0.2333	2.2962
5	2531.61	1040.21	587	5800906	0.4109	0.2319	2.2914
6	2484.55	1021.72	583	5715358	0.4112	0.2346	2.3004
7	2570.63	1056.15	589	5874464	0.4109	0.2290	2.2852
8	2635.97	1082.85	589	6004503	0.4108	0.2233	2.2779
9	2497.59	1026.76	584	5740469	0.4111	0.2338	2.2984
10	2286.77	947.45	531	5316298	0.4143	0.2320	2.3248
11	2523.92	1037.13	586	5787050	0.4109	0.2323	2.2929
12	2197.97	915.35	501	5152658	0.4165	0.2279	2.3443
13	2131.61	891.87	482	5036580	0.4184	0.2263	2.3628
14	2131.92	891.98	482	5037119	0.4184	0.2263	2.3627
15	2175.94	907.51	494	5113529	0.4171	0.2272	2.3500
16	2553.75	1049.20	590	5841433	0.4108	0.2310	2.2874
17	2674.17	1098.31	594	6081001	0.4107	0.2221	2.2740
18	2793.34	1145.90	625	6321990	0.4102	0.2239	2.2632
19	2716.29	1115.25	603	6165774	0.4106	0.2221	2.2699
20	2673.87	1098.19	594	6080382	0.4107	0.2221	2.2740
21	2763.83	1134.21	616	6262006	0.4104	0.2230	2.2657
22	2608.86	1071.81	587	5950402	0.4108	0.2250	2.2808
23	2415.01	995.17	570	5569623	0.4121	0.2359	2.3063
合計	59986.40	24713.72	13716	137791438	0.4120	0.2287	2.2970

圖 16 CO₂ 排放最佳化與未最佳化其排放強度比較圖 17 CO₂ 排放最佳化與未最佳化平均燃料成本及 NO_x 排放強度比較

由圖 11 及 CO₂ 排放最佳化與未最佳化各部機組發電量可知，因一號機 CO₂ 排放強度較三~六號機高，當以 CO₂ 排放最佳化運轉時，其策略為降低一號機負載，提高三、四及六號機負載，而五號機負載則變化不大。由負載變動之情形配合效率試驗數據可知，一號機效率由約 47.6 % 降至 45.2%、三號機效率由約 50.6% 上升至 51.4%、四號機效率由約 49.8 % 上升至 50.3 %、五號機效率約略維持不變、六號機效率由約 49.6 % 上升至 50.3 %，雖然三、四及六號機效率上升，但因一號機效率大幅降低 2.4%，以致三、四及六號機節省之燃料成本無法彌補一號機所增加的燃料成本，因此造成以 CO₂ 排放最佳化運轉時燃料成本微幅上升。

(三) 氮氧化物排放最佳化結果

將一日負載需求以全廠調度理念進行 NO_x 排放最佳化處理，結果整理成表 13，各部機組分配負載參考文獻[11]。

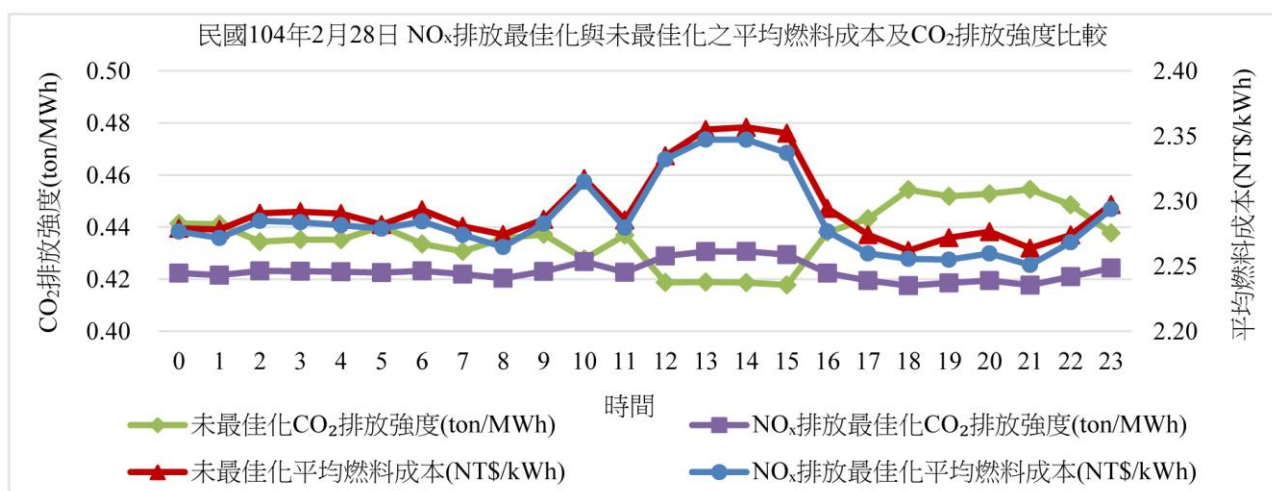
由 NO_x 排放最佳化調度結果顯示，每小時排放強度均較未最佳化時低，平均排放強度減少 0.0089 kg/MWh，累計日減少 536.7 kg 排放量，若以此結果推算一年可減少 195.9 ton，每小時 NO_x 排放強度比較如圖 18。

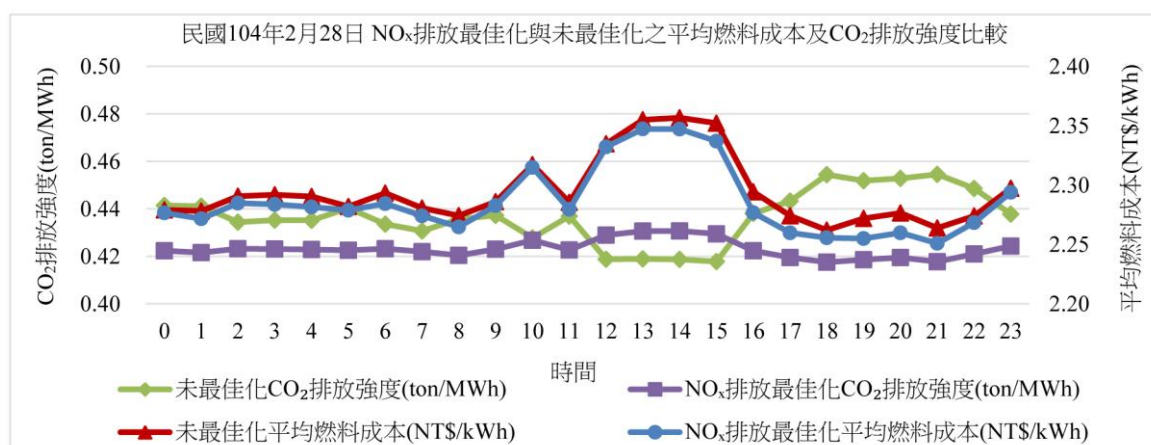
以 103 年全廠發電量 242.4 億度，產生 4841 ton NO_x 估算，減少 195.9 ton NO_x 可增加供電量約 9.81 億度，可增進系統供電之穩定性。

燃料成本較實際運轉減少 50.6 萬元，平均燃料成本減少 0.0084 NT\$/kWh；CO₂ 日排放量較實際運轉減少 888.8 ton，平均排放強度減少 0.0148 ton/MWh，如圖 19 所示。

表 13 民國 104 年 2 月 28 日全廠 NO_x 排放調度最佳化模式數據

時間 (時)	調度 總發電量 (MWh)	NO _x 排放量 (kg/h)	CO ₂ 排放量 (ton/h)	全廠總 燃料成本 (NT\$)	NO _x 排放強度 (kg/MWh)	CO ₂ 排放強度 (ton/MWh)	全廠平均 燃料成本 (NT\$/kWh)
0	2554.50	489.8	1079.01	5815675	0.1917	0.4224	2.2766
1	2586.52	499.1	1090.53	5875738	0.1930	0.4216	2.2717
2	2481.64	469.5	1050.33	5670109	0.1892	0.4232	2.2848
3	2488.64	471.5	1052.99	5683698	0.1894	0.4231	2.2839
4	2507.50	476.7	1060.34	5720971	0.1901	0.4229	2.2815
5	2531.61	483.4	1069.83	5769097	0.1910	0.4226	2.2788
6	2484.55	470.3	1051.47	5675857	0.1893	0.4232	2.2845
7	2570.63	494.3	1084.78	5845976	0.1923	0.4220	2.2741
8	2635.97	515.7	1108.13	5969869	0.1956	0.4204	2.2648
9	2497.59	473.9	1056.46	5701333	0.1898	0.4230	2.2827
10	2286.77	423.6	976.03	5293616	0.1853	0.4268	2.3149
11	2523.92	481.3	1066.82	5753778	0.1907	0.4227	2.2797
12	2197.97	409.3	942.76	5126286	0.1862	0.4289	2.3323
13	2131.61	401.3	918.00	5003607	0.1883	0.4307	2.3473
14	2131.92	401.3	918.17	5004199	0.1882	0.4307	2.3473
15	2175.94	406.4	934.52	5085320	0.1868	0.4295	2.3371
16	2553.75	489.5	1078.68	5814190	0.1917	0.4224	2.2767
17	2674.17	530.0	1121.87	6043273	0.1982	0.4195	2.2599
18	2793.34	571.6	1166.45	6300867	0.2046	0.4176	2.2557
19	2716.29	547.0	1137.11	6125320	0.2014	0.4186	2.2550
20	2673.87	529.9	1121.75	6042702	0.1982	0.4195	2.2599
21	2763.83	566.4	1154.68	6221507	0.2049	0.4178	2.2510
22	2608.86	506.3	1098.42	5918223	0.1941	0.4210	2.2685
23	2415.01	451.9	1024.70	5539972	0.1871	0.4243	2.2940
合計	59986.40	11560.1	25363.81	137001184	0.1927	0.4228	2.2839

圖 18 NO_x 排放最佳化與未最佳化其排放強度比較

圖 19 NO_x 排放最佳化與未最佳化之平均燃料成本及 CO₂ 排放強度比較

各最佳化調度之模擬結果與實際運轉數據比較整理成表 14。當以發電成本為考量時，由低至高排序為：燃料成本最佳化模式＜NO_x 排放量最佳化模式＜實際運轉數據＜CO₂ 排放量最佳化模式。

以 CO₂ 排放量為考量時，由低至高排序為：

CO₂ 排放量最佳化模式＜燃料成本最佳化模式＜NO_x 排放量最佳化模式＜實際運轉數據。

以 NO_x 排放量為考量時，由低至高排序為：NO_x 排放量最佳化模式＜燃料成本最佳化模式＜實際運轉數據＜CO₂ 排放量最佳化模式。

表 14 民國 104 年 2 月 28 日最佳化調度之模擬結果與實際運轉數據比較

	平均燃料成本(NT\$/kWh)	CO ₂ 排放強度(ton/MWh)	NO _x 排放強度(kg/MWh)
實際運轉數據	2.2923	0.4376	0.2017
燃料成本最佳化模式	2.2791	0.4207	0.1988
CO ₂ 排放量最佳化模式	2.2970	0.4120	0.2287
NO _x 排放量最佳化模式	2.2839	0.4228	0.1927

(四) 季節氣溫變化對模擬調度結果的影響

民國 104 年 6 月 20 日當天 GT1-3 待機。而二號機之前未實施效率試驗、三號機於民國 104 年 6 月初完成新燃燒器更換，因此，二、三這兩部機的目標函數迴歸係數及一、四、五、六號機之 NO_x 目標函數迴歸係數乃取 6 月份之運轉數據做迴歸分析產生，其餘之目標函數迴歸係數沿用民國 104 年 2 月 28 日之資料。各機組運轉上下限值、目標函數迴歸係數及實際運轉數據參考文獻[11]。

表 15 為民國 104 年 6 月 20 日最佳化模擬調度之數據(各部機每小時發電量及全廠燃料成本、排放強度等資料參考文獻

[11])，以平均燃料成本來看，三種最佳化模式之結果皆較實際運轉結果佳，顯示採用的燃料成本目標函數所計算出之燃料成本不受季節氣溫變化影響。

以 CO₂ 排放強度而言，三種最佳化模式結果皆較實際運轉結果高，代表採用 CO₂ 排放量目標函數計算出的 CO₂ 排放強度受季節氣溫變化所需求發電量高低影響，但由 CO₂ 排放量最佳化模式下的平均燃料成本接近燃料成本最佳化模式下的平均燃料成本來看，調度結果的 CO₂ 排放強度是最佳化的，亦即會較實際運轉排放強度 0.4064 ton/MWh 低。

再由 NO_x 排放量最佳化模式結果顯

示，當 NO_x 排放量目標函數採用夏天運轉數據做迴歸分析來產生，則最佳化模式模

擬所得之 NO_x 排放強度會低於實際運轉排放強。

表 15 民國 104 年 6 月 20 日最佳化調度之模擬結果與實際運轉數據比較

	平均燃料成本 (NT\$/kWh)	CO ₂ 排放強度 (ton/MWh)	CO ₂ 排放強度 (ton/kSm ³)	NO _x 排放強度 (kg/MWh)	NO _x 排放強度 (kg/kSm ³)
實際運轉數據	1.9175	0.4064	2.2260	0.1766	0.9672
燃料成本最佳化模式	1.9026	0.4105	2.2658	0.1767	0.9755
CO ₂ 排放量最佳化模式	1.9054	0.4091	2.2549	0.1627	0.8965
NO _x 排放量最佳化模式	1.9047	0.4108	2.2653	0.1517	0.8364

表 16 為民國 104 年 2 月 28 日與 6 月 20 日最佳化模擬調度結果比較，除顯示每 MWh 發電量之 CO₂ 及 NO_x 排放強度外，也顯示實際燃燒一仟標準立方米(kSm³)之天然氣約排放 2.23~2.37 ton 的 CO₂ 及 0.97~1.09 kg 的 NO_x。實際運轉數據顯示 6 月 20 日平均燃料成本較 2 月 28 日低，乃因天然氣價格由 12.3893 NT\$/Sm³ 降至 10.5023

NT\$/Sm³ 及 6 月 20 日平均負載較高、機組效率較高所致；CO₂ 排放強度較低則歸因於氣溫升高，致日平均負載較高使排放強度降低；NO_x 排放強度則受季節氣溫變化影響，夏季較冬季低。因此，本研究所建構之目標函數適用於任何時段之最佳化調度，而 CO₂ 和 NO_x 排放強度之最佳化模擬結果則受季節氣溫變化及負載高低影響。

表 16 民國 104 年 2 月 28 日與 6 月 20 日最佳化模擬調度結果

民國 104 年		平均 燃料成本 (NT\$/kWh)	CO ₂ 排放強度 (ton/MWh)	CO ₂ 排放強度 (ton/kSm ³)	NO _x 排放強度 (kg/MWh)	NO _x 排放強度 (kg/kSm ³)
實際 運轉數據	2 月 28 日	2.2923	0.4376	2.3653	0.2017	1.0899
	6 月 20 日	1.9175	0.4064	2.2260	0.1766	0.9672
燃料成本 最佳化模式	2 月 28 日	2.2791	0.4207	2.2868	0.1988	1.0807
	6 月 20 日	1.9026	0.4105	2.2658	0.1767	0.9755
CO ₂ 排放量 最佳化模式	2 月 28 日	2.2970	0.4120	2.2221	0.2287	1.2333
	6 月 20 日	1.9054	0.4091	2.2549	0.1627	0.8965
NO _x 排放量 最佳化模式	2 月 28 日	2.2839	0.4228	2.2937	0.1927	1.0454
	6 月 20 日	1.9047	0.4108	2.2653	0.1517	0.8364

四、與國外電廠污染排放水平比較

本節列出美國、日本天然氣電廠 CO₂ 及 NO_x 排放狀況，以作為國內天然氣複循環電廠污染排放控制參考。其中，日本天然氣電廠 2013 年的 CO₂ 排放強度為 0.4740 kg/kWh，2014 年所有電力業 NO_x 的排放強度為 0.2 g/kWh^[12]；美國新設天然氣電廠須採用最佳可行控制技術(Best Available Control Technology, BACT)或達到最低排放率 (Lowest Achievable Emission Rate,

LAER)，其 NO_x 排放濃度限制值為小於 2 ppm，CO₂ 排放強度小於 0.4536 kg/kWh^[13]。以 CO₂ 排放強度來看，大潭電廠排放強度 0.4376 kg/kWh 較美、日為低；而在 NO_x 排放方面，大潭電廠 2014 年平均排放強度 0.1957 g/kWh、平均排放濃度 17.03 ppm，其中平均排放強度接近日本所有電力業平均值，而平均排放濃度較美國新設天然氣電廠排放限值 2 ppm 高出許多，因此若加裝 NO_x 防治設備，將可大幅降低排放濃度及排放強度。

肆、結論與建議

本研究基於兼顧經濟及環保之理念，以大潭電廠實際運轉數據為基礎，除了在 NO_x 排放量上根據各機組不同排放強度建立目標函數外，並應用拉格朗日乘數法及粒子群演算法進行目標函數最小化之整廠經濟及排放減量調度，可於日後作為 NO_x 排放總量管制運轉決策參考，更因應溫室氣體減量及管理法三讀通過，可進行 CO_2 最小排放量的電力調度，所得結論與建議如下：

一、結論

- (一) 分別實施燃料成本、 NO_x 排放量、 CO_2 排放量最佳化時，對燃料成本、效率提升、 NO_x 排放量、 CO_2 排放量、增加供電量、燃料替代成本(替代同為天然氣發電之通霄電廠，以民國 104 年上半年之平均發電成本計算)等之影響如表 17 所示。

表 17 各種最佳化運轉對參數影響之結果彙整

最佳化模式項目 影響參數	最佳化模式		
	燃料成本	NO_x 排放量	CO_2 排放量
燃料成本(萬元/日) (相當效率提升%)	-79 (+0.51)	-50.6 (+0.37)	+28.5 (-0.21)
NO_x 排放量(公斤/日) (百分比%)	-171.4 (1.42)	-536.7 (4.44)	+1378 (14.37)
CO_2 排放量(公噸/日) (百分比%)	-1018.3 (3.88)	-888.8 (3.39)	-1538.9 (5.86)
供電量(億度/年)	+3.3	+9.81	-29.60
燃料替代成本 (億元/年)	0.63	1.86	-5.62

- (二) 各部機 NO_x 排放強度分析資料可作為機組燃燒調校之決策參考，以較佳的六號機及較差的一號機分別代表兩種機組型態，針對不同調校參數進行修正。
- (三) 運轉人員可根據實際需求進行經濟調度或減量排放調度，當系統負載需求較低，必須降載或停用機組時，以效率較低或污染排放

強度較高者為優先，如一號機或四號機。

- (四) 建構之目標函數適用於任何時段的最佳化調度，而 CO_2 和 NO_x 的排放強度最佳化模擬結果則受季節氣溫變化及負載高低所影響；夏季較冬季排放強度低，亦即無其他因素干擾下， CO_2 及 NO_x 排放強度隨大氣溫度及負載需求上升而略微下降。
- (五) 本公司電源調度係以全系統發電成本最小化為目標，除必須兼顧環保與經濟因數外，尚須以運轉安全為前提，故系統邊際成本與僅考慮單一電廠調度之邊際成本不同，惟皆隨系統負載需求增加而上升。誠然，單一電廠燃料成本最佳化未必是全系統最佳化，但在未來自由化市場機制下，整廠發電最佳化實為發電市場競爭重要策略之一。

二、建議

- (一) 建構正確且實用的最佳化調度模式，需有完整效率試驗數據。因此，機組於大修或定檢後需實施各種運轉組合及不同負載下的效率試驗，以取得完整之最佳化資訊。
- (二) 目前所建構的目標函數並未納入季節更替氣溫變化的考量，實際運用時可加入溫度修正項，以得到較準確的最佳化模擬結果。
- (三) 為大幅降低 NO_x 排放量，電廠應考量加裝選擇性觸媒還原系統 (Selective Catalytic Reduction, SCR)，以達到最大減量排放，進而增加機組容量因數，提高系統供電穩定性。

伍、誌謝

本文承蒙大潭電廠廠長及各長官的指導與建議，環化組陳俊丞、運轉組李唯莉、曾新嫻等同仁協助提供資料，發電處火力營運組長鄭天德及調度處曾重富組長提供寶貴意見，使本研究得以順利完成，在此特表謝忱。

陸、參考文獻

- [1] 行政院環境保護署,「溫室氣體排放統計」,104 年, <http://www.epa.gov.tw/ct.asp?xItem=10052&ctNode=31352&mp=epa>.
- [2] 胡宗豪、吳進忠、蔡金助、黃維鋼、徐琨璋,「台灣電力系統日前市場最佳化城市開發」,台電工程月刊,第 796 期,104-115 頁,民國 103 年 12 月。
- [3] 田丁財、呂明鐘、鄭天德、林坤泉、邱吉生、曾俊傑等,「電廠經濟調度之策略—以南部電廠為例」,台電工程月刊,第 794 期,27-47 頁,民國 103 年 10 月。
- [4] J. J. Grainger and W.D. Stevenson, *Power System Analyses*, 1st ed. New York: Mc-Graw Hill Science, 1994, pp. 531-585.
- [5] H. Saadat, *Power System Analyses*, 3rd ed. New York: PSA Publishing, 2010, Ch. 7.
- [6] 經濟部能源局,「我國燃料燃燒二氧化碳排放統計」,民國 100 年 6 月, <http://verity.erl.itri.org.tw/EIGIC/images/energy/knowledge/co2-trend-100.pdf>.
- [7] 台灣電力公司, 103 年度溫室氣體排放盤查及計算準則第 1 版, 民國 104 年 1 月 15 日。
- [8] P. Venkatesh and K. Y. Lee, "Multi-Objective Evolutionary Programming for Economic Emission Dispatch Problem," *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE, Pittsburgh, America, July 2008, pp. 1-8.
- [9] N. A. Rahmat, I. Musirin, A. F. Abidin, S. A. Jumaat and W. N. Wan Abdul Munim, "Solving Fuzzy Combined-Emission Dispatch by Using Differential Evolution Immunized Ant Colony Optimization Technique," *Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AECT)*, 2013 IEEE Jordan Conference on, Amman, Jordan, July 2013, pp. 1-6.
- [10] A. G. Zhang, J. H. Zhang, J. F. Shang and J. L. Qin, "Security and Economic Dispatch of Power System with Environmental Consideration," *Power & Energy Society General Meeting*, 2009. PES '09. IEEE, Calgary, Canada, July 2009, pp. 1-6.
- [11] 林志強,「天然氣發電廠最佳化調度模式探討—同時考量環保與經濟因素」,碩士論文,國立中央大學環境工程研究所,2015 年。
- [12] The Federation of Electric Power Companies of Japan (FEPC), "電氣事業のデータベース (INFOBASE)," 2015, [Online]. Available: <http://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/index.html>.
- [13] D. J. Shotts, "Greenhouse Gas BACT Trends for Simple Cycle and Combined Cycle Turbines," *A & WMA's 108th Annual Conference & Exhibition*, North Carolina, America, June 2015, pp. 1-9.

低壓汽機轉子葉根槽應力腐蝕概述

Introduction to Stress Corrosion Cracking in LP Steam Turbine Rotor

吳俊樺*
Wu, Chun-Hua

摘 要

低壓汽機轉子葉根槽應力腐蝕多發生於運轉 15 年以上機組，且多集中於聖誕樹形末三級葉根槽，一旦發生因供電所需及大修時程限制多採短期緊急處理，同時依據裂痕狀況決定下次檢修之維修策略，本文整理汽力機組之應力腐蝕狀況及處理方式。

Abstract

Stress corrosion cracking usually happens in a LP steam turbine rotor as a power unit has been operated for more than 15 years, and most of them occur in the fir-tree designed rotor grooves of the last three stages (L-0、L-1、L-2) of the turbine. Once the SCC is detected, corrective remedies, in most cases, have to be completed in a short time considering electricity demand and overhaul constraints. Accordingly, a suitable long term strategy needs to be decided carefully according to the situation of the cracks.

關鍵詞(Key Words)：應力腐蝕破裂(Stress Corrosion Cracking, SCC)、低壓汽機(LP Steam Turbine)、葉根槽(Rotor Grooves)。

壹、前言

應力腐蝕破裂(Stress Corrosion Cracking, SCC)雖有可能發生於汽機的許多位置，常發生於低壓轉子葉根槽，又常見於併聯運轉 15 年以上機組，因影響機組運轉安全且轉子製造交期長(約 20 個月)，且裂痕成長受環境因素影響難以精確預測，故發生時需先進行短期緊急處理後決定長期修護策略。

經調查 22 部汽力機組，於 82 年開始發現 L 五機 L-0 有葉根槽龜裂之情形，84 年委託綜合研究所複製膜法研判為典型之應力腐蝕破裂，此後 89 年 H 三機採取進行低壓汽機轉子葉根槽車修、103 年 S 一機安裝擋板(Baffle Plates、Air

Baffle)、104 年 S 二機以安裝他材質葉片，皆為處理此類問題。

貳、汽力機組應力腐蝕破裂

應力腐蝕破裂為拉伸應力及腐蝕環境結合效應所導致的破裂，當金屬受到拉伸應力(張應力)時，腐蝕首先自表面開始，沿著金屬的結晶格子延伸而發生龜裂，最後導致嚴重的損壞，主要影響因子可由圖 1 表示。

對於低壓汽機，轉子材料與應力強度兩部分屬原製造廠家之設計因素，電廠營運端難以改變，環境部分為乾度與蒸汽品質(Na^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 離子含量)，相較於設計因素屬較可控制之部分。

經過低壓汽機末幾級葉片之蒸汽位於汽水

*台灣電力公司水火力發電事業部發電處

兩相區(Phase Transition Zone, PTZ)，如果該蒸汽含有 10 ppb 之氯離子(Cl⁻)將有可能凝結成含有 80 ppb 之高濃度水滴，如果進入汽機葉根槽之間隙，將可能產生腐蝕坑(pit)，其深度若成長至 0.2mm 或以上則裂痕(crack)將會生成，裂痕成長的速度與應力及上述離子有關，裂痕可能是由高週波疲勞(High Cycle Fatigue, HCF)、低週波疲勞(Low Cycle Fatigue, LCF)、腐蝕疲勞(Corrosion Fatigue, CF)或是本文所述之應力腐蝕破裂(Stress Corrosion Cracking, SCC)生成;應力腐蝕裂痕成長率(Cracking Propagation Rate)可依應力強度因子(K_I)分為三階段，第一階段應力腐蝕裂痕只會在應力強度因子(K_I)超越臨界應力強度因子(K_{IC})時增生，反之影響程度不大，此時裂痕受到應力、材料之降伏強度、機組運轉溫度及蒸汽品質等諸多因素影響；第二階段裂痕成長率被視為定值且與負載及應力強度因子(K_I)無關，此時稱為『高原區』；經過穩定成長區後，應力腐蝕破裂將會轉型成低週波疲勞或高週波疲勞，此時裂痕成長會加速然後裂穿^[1]。而葉根槽應力腐蝕破裂多集中於聖誕樹形(Fir-tree Design)的汽機末三級葉片(L-0、L-1、L-2)。

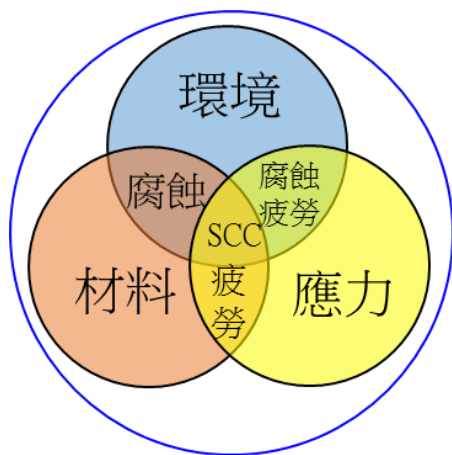


圖 1 應力腐蝕破裂影響因子

參、現有機組應力腐蝕狀況

經查 22 部汽力機組包含 G 廠家(11 部)、M 廠家(7 部)、T 廠家(2 部)、S 廠家(2 部)，其中曾

發生應力腐蝕的 5 部機組集中於 M 廠家，併聯後最快約 21 年後發生。

表 1 M 廠家汽力機組

機組	併聯日期 (民國)	運轉 年齡	發生 時間
H 一機	65	40	92 年 (約 27 年)
H 三機	68	37	89 年 (約 21 年)
S 一機	71	34	103 年 (約 32 年)
S 二機	72	33	102 年 (約 30 年)
L 三機	61	44	未發生
L 四機	62	43	未發生
L 五機	64	41	86 年 (約 22 年)

表 2 其他未發生 SCC 之汽力機組

製造 廠家	機組	併聯日期 (民國)	運轉 年齡
G 廠家 (11 部)	T 一機	79	26
	T 二機	80	25
	T 三機	80	25
	T 四機	81	24
	T 五機	84	21
	T 六機	84	21
	T 七機	85	20
	T 八機	86	19
	S 三機	74	31
	S 四機	75	30
	L 六機	83	22
T 廠家 (2 部)	T 九機	93	12
	T 十機	94	11
S 廠家 (2 部)	H 二機	66	39
	H 四機	74	31

由上述表 1、2 統計資料可得知發生低壓汽機葉根槽應力腐蝕 M 廠家之 5 部機組，其中 3 部機發生於低壓末級葉根槽(L-0)、剩餘 2 部機發生於倒數第二級(L-1)。上述 2 部機為基載滿載運轉機組，汽水兩相區位於 L-1 前發生，故應力腐

蝕破裂發生於 L-1，剩餘三部機組為調頻運轉，故兩相區隨負載不同而改變發生位置。

肆、應力腐蝕處理

應力腐蝕破裂的壞處在於雖然金屬表面通常只受到很輕微的侵蝕(pit)，但局部裂縫卻很快沿著金屬橫斷面成長傳播，超過臨界應力強度會迅速裂穿，造成機件的損害；對於聖誕樹形的葉根槽，如果不移除葉片檢查，則需採陣列型(Phase Array)超音波檢測。

當應力腐蝕破裂發生時需視裂痕狀態詳定檢修策略，每個策略選擇都與成本息息相關，裂痕磨修(Crack Grinding)、葉片移除(Blade Removal)、檔板安裝(Baffle Plate Installation)皆為短期緊急處理，銲接補修(Welding Repair)、葉根槽車修(Dropped Steeple Machining)、轉子更新(Rotor Replacement)屬長期修護策略。表面深度低於最大允許深度的裂痕通常以局部研磨方式去除，若裂痕經研磨後仍有輕微裂痕殘餘，則採取止斷孔(Shot Peening)作為應急措施待下次檢修處理，在裂痕較嚴重的情況下，則採取切除葉片留葉根保護葉根槽方式(Blade Cutting，如圖 2)，以缺少數支葉片方式或全面切除動葉片搭配安裝擋板運轉，待更換新轉子或採取葉根槽以雷射銲接檢修再生^[1]。



圖 2 切除葉片保護葉根槽

一、低壓轉子末段葉根槽車修成型

裂痕的發生位置通常決定修復的方式，低壓

轉子葉根槽車修成型修護發生於末級葉根槽(L-0)及 Bottom Land (Steeple 1，如圖 3)之瑕疵(深度約 0.5mm~0.8mm)，一方面因為裂痕若非發生在末級(L-0)進行葉根槽車修後，葉輪往下若影響蒸汽流向將影響之後的流場(如圖 4)。

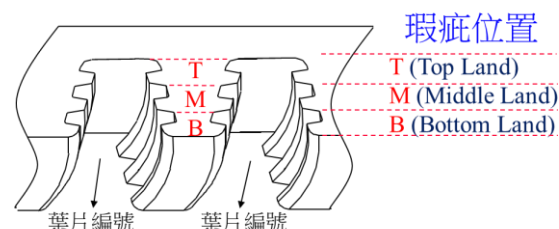


圖 3 葉根槽示意圖

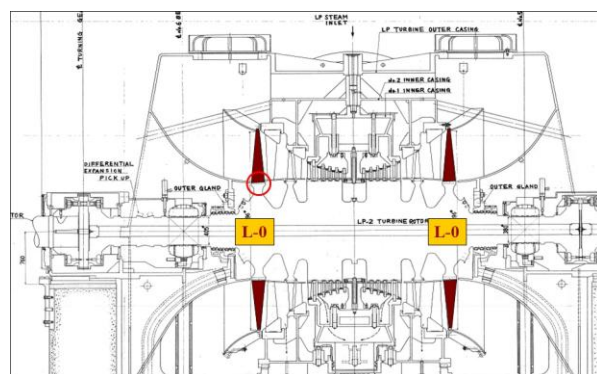


圖 4 低壓汽機末段葉片(L-0)示意圖

修護步驟大約如下：

- (一) 低壓轉子末段葉根槽外徑車修(如圖 5)
- (二) 葉根槽車修成型(如圖 6)
- (三) 動葉片葉根(Platform)車修(如圖 7)
- (四) 導流體(Flow Guide)修改(如圖 8)
- (五) 出口導錐(Gland Cone)修改(如圖 9)

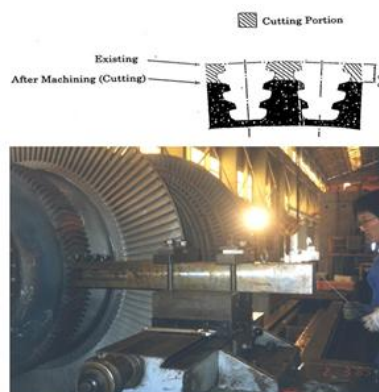


圖 5 低壓轉子末段葉根槽外徑車修

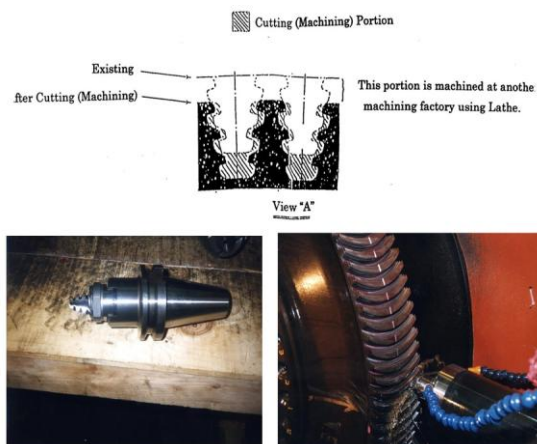


圖 6 葉根槽車修成型

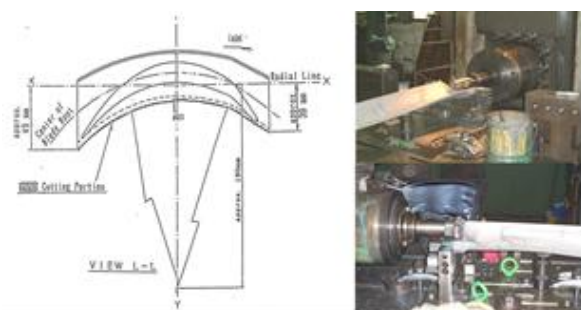


圖 7 動葉片葉根(Platform)車修

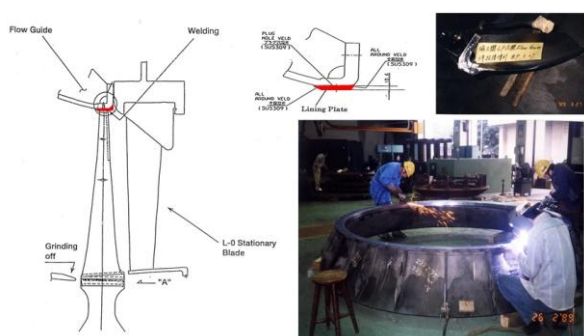


圖 8 導流體(Flow Guide)修改

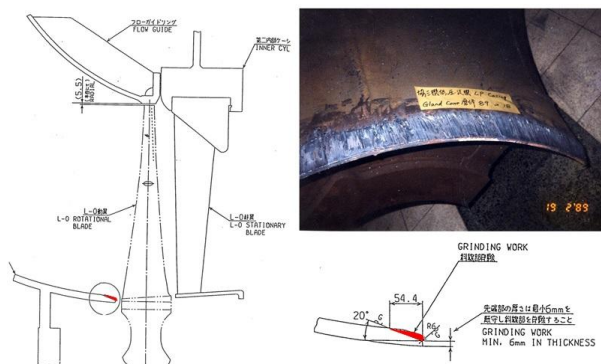


圖 9 出口導錐(Gland Cone)修改

二、安裝擋板(圖 10~13)

經過研磨過後的裂痕未達臨界深度(Critical Depth)可回裝動葉片後繼續運轉，若超過臨界深度則可切除該處動葉片留葉根以保護葉根槽方式運轉，若多處裂痕超過臨界深度，則可選擇切除該級動葉片保護葉根槽(如圖 12)，搭配安裝擋板於該級靜葉片位置(如圖 13)，因損失該級動葉片可能伴隨機組效率或負載降低。

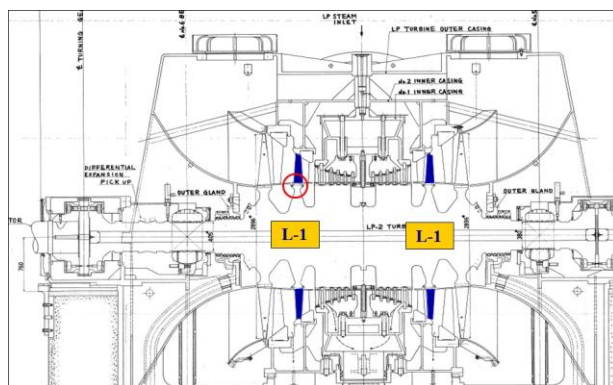


圖 10 低壓汽機倒數第二級葉片(L-1)示意圖

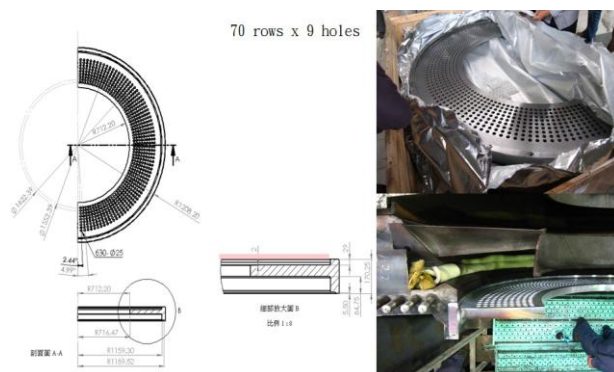


圖 11 檔板外觀

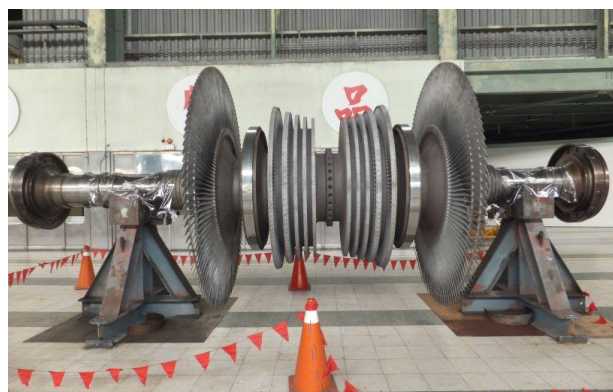


圖 12 L-1 葉片切除保護葉根槽



圖 13 安裝擋板於倒數第二級(L-1)靜葉片位置

移除倒數第二級葉片(L-1，第 6 級)並安裝擋板，可從下表計算可以得知末級葉片(L-0)出力 14.96MW (441MW)、14.59MW(425MW)小於原額定負載值出力 18.01MW (500MW)，安裝擋板同時減少負載以確保末級葉片安全(表 3)。

表 3 安裝擋板後低壓出力實際值

	500MW (LP1)		
葉片級數	1-4	5-6	7
出力(MW)	43.6	42.27	18.01
出力(%)	42	41	17
	422MW (LP1 with BP)		
葉片級數	1-4	5	7
出力(MW)	31.69	28.46	14.59
出力(%)	42	38	20
	441MW (LP1 with BP)		
葉片級數	1-4	5	7
出力(MW)	32.28	28.7	14.96
出力(%)	42	38	20

三、安裝其他材質葉片

葉根槽裂痕超過臨界應力強度因子(K_{IC})則會迅速裂穿，若能改變葉根槽裂痕的應力強度因子(K_I)則可以減緩裂紋生長，確保運轉安全，採取其他材質葉片安裝，或採取搭配較長的葉根槽及較長的葉片，皆可減緩應力影響(圖 14)。

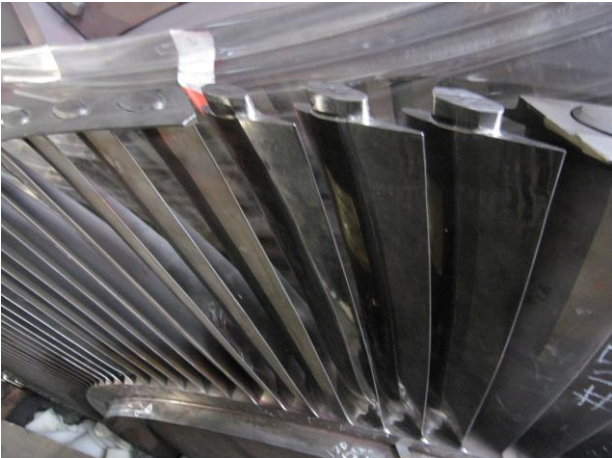


圖 14 安裝他材質葉片

伍、結論

調查 22 部汽力機組葉根槽腐蝕破裂狀況，集中發生於聖誕樹形葉根槽末兩級(L-0、L-1)之機組，其中最早發生的機組為併聯運轉後 21 年發生，較泰國電力局 (Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT)之統計結果約併聯運轉後 15 至 20 年發生為佳。雖每次裂痕狀況、電力需求與檢修工期皆不同，短期緊急處理與長期維護策略可參考檢修流程圖(如圖 15)進行合適之檢修。

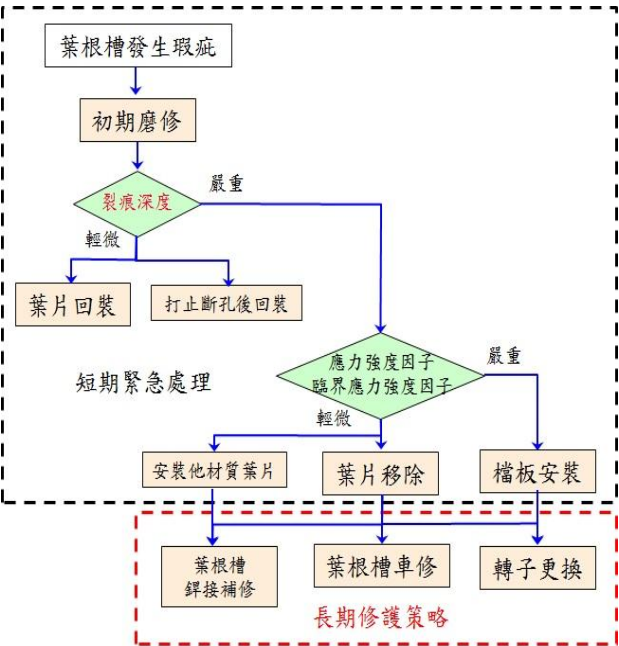


圖 15 檢修流程圖

陸、誌謝

自研討汽輪機延長開蓋週期檢修之可能性的課題開始，葉根槽應力腐蝕之維護策略即受到重視，感謝林文峰、林正宏、溫得智長官及許多汽機先進提供的寶貴資料與經驗分享，每次的檢修有賴於綜合研究所與電力修護處才能順利完成，更承蒙能源研究室鍾主任年勉、吳憲政博士、陳瑞麒博士的鼎力相助，得以培養自主檢修的能力。

柒、參考文獻

- [1] Kobchuai Wasuthalainan “Stress Corrosion Cracking on Steam Turbine Rotor Grooves: Experiences and Countermeasures from EGAT Power Plants,” Mar. 2016, [Online] Available: <http://www.energythai.com/wp-content/uploads/2009/10/wasuthalainan-kobchai.pdf>.

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

基於 ZigBee 與 MDMS 的智慧型電能管理系統

Intelligent Energy Management System Based on ZigBee Modules and MDMS

歐庭嘉*
Ou, Ting-Chia

高誌謙
Kao, Chih-Chien

陳冠宇
Chen, Guan-Yu

高逸均
Kao, Yi-Chun

摘要

本文基於無線數位化技術的趨勢，採用 ZigBee 無線感測網路(Wireless Sensor Network (WSN)技術及電表資訊管理系統(Meter Data Management System, MDMS)來實現智慧型電能管理系統(intelligent Energy Management System, iEMS)。本文採用自行開發的模組結合自行設計的電源開關模組實現特定的功能：如電燈之定時開關、電表度數、電燈開關及消耗電量過大的警報功能。本文將自行開發的 ZigBee 模組命名為 ZBee，利用複合式通訊模組結合 MDMS 負責收集電表的消耗功率，使用者可以直接利用圖控介面監看或透過連結網際網路觀看相關用電資訊，也能夠透過 ZBee 模組搭配智慧型手機來實現一個多元的應用平台，可以達到更有效率的節能成效。目前該系統已由核能研究所設計建置並測試完成，未來希望能將整套系統建置於一般工廠、學校社區及城市等，進而達到節能減碳目的。

Abstract

This study was designed to respond to a trend of using technology to create the wireless digitalized home. The authors applied ZigBee Wireless Sensor Network (WSN) technology and Meter Data Management System (MDMS) to implement an intelligent energy management system (iEMS). Each self-developed ZigBee module can integrate with self-designed power switch module to implement specific functions, such as timer switch of light, meter degrees, light switches ON/OFF and alarm of high power consumption. In this paper, the authors designed their own form of ZigBee called ZBee. MDMS is responsible for collecting meter power consumption. The user can see the information of meter via internet. By making use of ZBees and smart phones, the authors developed a multiple application platform, which can be more effective for energy conservation. The system has been set up and has proved to be a success in the Institute of Nuclear Energy Research. The proposed system is being currently planned for installation in such places as plants, campuses, cites so as to achieve energy saving and reduce carbon emissions.

關鍵詞(Key Words)：ZigBee 無線感測網路(ZigBee Wireless Sensor Network)、電表資訊管理系統(Meter Data Management System, MDMS)、智慧型電能管理系統(intelligent Energy Management System, iEMS)。

*行政院原子能委員會核能研究所

壹、前言

近年來，由於全球氣候變遷所引起的經濟民生問題，致使各國無不致力於潔淨能源的開發，以期減少溫室氣體的排放。人類的經濟活動自工業革命以來，常大量使用化石燃料，因而產生大量的二氧化碳與甲烷等氣體，由於大氣中二氧化碳等溫室氣體濃度急速增加，進而導致全球環境嚴重增溫，同時產生海平面上升及全球氣候變遷加劇的現象。再者，2011 年 3 月 11 日於日本福島的第一核電廠因地震引起海嘯等複合型災害，造成福島核電廠的一系列設備損毀、爐心熔毀、輻射釋放等災害事件的效應，致使國內的核能政策已朝向逐步減核的方向邁進，在此同時，我國也針對福島事故進行全面強化現有核電廠的複合防災能力，並建立前所未有的「斷然處置措施」，以阻絕核災的發生，核四廠也將增設防海嘯牆、圍阻體排氣過濾系統與地震隔離建築等多項設施，來強化多重防護及確保核能安全。

由於我國能源供應 99.3%來自進口能源，隨著時代及科技的進步，能源快速的消耗以及能源進口成本不斷的提升，如何有效的進行能源管理已經是我國必須要面臨的重要課題，基於國內能源資源缺乏，新能源與電源開發不易，再加上國內電力 CO₂ 排放係數高，產業結構調整不易之環境下，為配合國家節能減碳總目標之挑戰下，國內產業必須更加注重能源使用效率，以期達到節約能源，降低生產成本，提高國際競爭力。同時為達成民國 97 年政府頒布之「永續能源政策綱領」，每年提高能源效率 2%以上，因此開發智慧型的電能管理系統(Energy Management Systems, EMS)與佈建先進讀表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure, AMI)已成為未來發展的關鍵趨勢，其中 AMI 主要是由智慧型電表、集中器、通訊系統與電表資料管理系統(Meter Database Management System, MDMS)等設備與系統所組成，本文透過整合智慧電表測試平台、MDMS 與 ZigBee 通訊模組等三個子系統來建置

一智慧型電能管理系統平台(Intelligent Energy Management System, iEMS)，進行複合式通訊模組的效能分析，並增加 WiFi 訊號的雜訊干擾來進行誤碼率分析。透過 iEMS 可監控其發電與用電特性，同時應用有線與無線通訊模組來進行整合 MDMS 與 EMS 平台的智慧型監控與動態保護設定^[1-4]，以作為智慧型電能管理系統整合智慧家電之研發成果與開發技術的實際驗證。

核能研究所鑒於未來智慧電網與智慧型微電網的發展將有助於全球節能及改善電力輸送品質，因此規劃建置一再生能源智慧研究園區。該研究園區為整合應用高聚光太陽能(High Concentration Photovoltaic, HCPV)、風力發電(Wind Turbine, WT)、電池儲能系統(Battery Energy Storage System, BESS)、微渦輪發電機(Micro Turbine Generator, MTG)、太陽能板(Photovoltaic, PV)及固態氧化物燃料電池(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)等分散式電源建置規劃成一混合再生能源發電的智慧研究園區^[1-5]。近年來，我國更在能源國家型科技計畫下透過智慧電網與先進讀表主軸計畫將微電網、AMI、智慧家庭(建築)電能管理、先進配電自動化、輸電系統電力品質監控技術、廣域量測系統、電動車電能補充管理等技術以先導型計畫方式進行整合，其中又以微電網、AMI、電動車與智慧家庭之間的研發技術關係最為密切，皆可藉由電能管理系統進行監控，使電力業者可以降低發電成本，同時讓用戶端降低電力費用支出，以達到二氧化碳減排的目標。

以往許多的智慧家庭系統，大多採用電力線通訊(Power Line Communication, PLC)的方式來傳遞用電資訊。最近幾年，由於無線通訊技術開發能力的大幅成長如 ZigBee、WiFi 等，使智慧家庭系統也進一步採用 ZigBee 或與紅外線遙控器結合的方式進行控制電源插座、照明及空調。由於傳統的電力線傳輸會受限於電力線網路的佈置，而一般的 ZigBee 與紅外線遙控器結合的方式，使用者必須找到紅外線遙控器的位置或移

動至 ZigBee 節點的所在位置才能控制家電。為此本文改用 ZigBee 無線感測網路整合自行設計之電源開關模組進而實現照明與家電的遠端監控與設定保護功能整合介面，包括設備用電資訊、電燈開關及消耗電量過大的警報等功能；同時配合智慧型手機來控制家電、插座開關與照明，本文之智慧型手機採用 Android 系統做為手機的開發平台，由於 Android 的開發環境容易取得且該開發環境是免費，同時所開發的硬體應用層(Hardware Application Layer, HAL)技術可讓開發者自行保留，且自行開發的程式庫不須要公開，因此可減低開發過程與成本。

無線感測網路(Wireless Sensor Network, WSN)的發展，最早源於美國加州柏克萊大學的一項研究計劃，研究人員開發出一種體積相當小的感測器，稱為智慧灰塵(Smart Dust)^[6]。而本文主要採用 ZigBee WSN 做為硬體的監控核心，ZigBee WSN 是一種家庭無線區域網路，能取代多樣設備的單一遙控器，且具有低功耗、低成本與安全等特性，因此本文利用 ZigBee 來滿足絕大多數遠端監控和感測器網路應用的技術。同時本文透過智慧型手機強大的運算能力結合 ZigBee 無線感測網路來實現電能管理的需求。考慮 ZigBee 的低成本與智慧型手機的可攜性高，不會受到區域的限制，因此利用 ZigBee 結合 Android 系統的智慧型手機來控制任何房間的照明與家用電器。本文透過自行開發之 ZB 整合型模組(ZigBee + Bluetooth Module)結合自行設計之電源開關模組以及 WiFi 模組實現無線開關遠端控制、電表度數讀取、智慧型插座、照明智慧控制及負載電流動態保護設定等功能，以達到智慧型監控與節約能源之目的。

隨著未來室內與居家智慧控制的需求增加，其基礎通訊架構的連結即扮演著智慧控制神經網路的重要元素，因此相關網路標準的互通與整合亦是產業發展與促進永續經營的主要關鍵，目前全球主要有幾個重要的智慧家庭通訊標準，包含日本的 ECHONET (Energy Conservation

and Homecare NETwork) Lite、數位生活網路聯盟(Digital Living Network Alliance, DLNA)、中國的 e 家佳聯盟(ITopHome)，全名稱中國家庭網路標準產業聯盟)、國際電信聯盟標準化部門(ITU-T: International Telecommunication Union, Telecommunication Sector) 制定的 G.hn & G.hnem，由 HGF (Home Grid Forum) 負責推廣、以及我國由台灣智慧能源產業協會 (Taiwan Smart Energy Industry Association, TaiSEIA) 結合家電廠商齊力推動的家電通訊新標準 TaiSEIA 101 (台灣智慧家庭物聯網通訊標準)等。

ECHONET 協會於 1997 年成立，以東芝、夏普、日立、三菱電機、東京電力及松下等 6 家公司為首，並以日本家電企業為核心所組成的環保網路聯盟，制定透過電力線通訊或用無線網路方式，可遠距監控家電、保全系統、居家照護及能源設備的網路傳輸協議 Echonet Lite。目前符合 ECHONET Lite 認證之主要產品包含智慧電表、太陽能發電、燃料電池、熱水器、冷氣機、電風扇、照明、電子鎖、電動汽車與充電設施、蓄電池等。而 DLNA 則係由 Sony、Intel、Microsoft 等發起成立，目的在解決個人電腦、消費電器、行動設備的無線網路和有線網路的互聯，促使數位內容服務得以共用增長。中國的 e 家佳聯盟(ITopHome)則由海爾集團、清華同方、中國網通、上海廣電集團、春蘭集團、長城集團及上海貝嶺等七家公司發起組成，主要為使國內家用網路系統的標準和平台能有一致的標準，形成規模化的產品和市場；該聯盟以整合產業鏈形式包括電子、家電、通訊、電腦、網路運營等多領域企業來共同搭建家用網路系統平台。而台灣的 TaiSEIA 101 則由工研院綠能所主導，聯合大同、台灣松下、東元電機、聲寶、歌林、台灣日立及宏柏等家電廠商共同成立智慧家電產業研發聯盟(Smart Appliance Alliance, SAA)，2002 年命名為 SAANet，2014 年改稱 TaiSEIA 101，該標準之制定目前已涵蓋冷氣機、除濕機、電冰箱、洗衣機、乾衣機、熱泵熱水器、電視機、空氣清淨

機、微波爐、電子鍋、開飲機、烘碗機、電磁爐、全熱交換器等家電產品標準，未來將會再擴充至能源類產品包括儲能與智慧型電表等。

有鑑於能源管理系統智慧控制網路標準的發展百家爭鳴，因此本文的 PLC 有線通訊模組選用符合 ECHONET Lite 及 ITU-T G.hn & G.hnem 標準相容的產品，而自行研製的 Zigbee 無線通訊模組則依我國 TaiSEIA 101 的標準設計，其中實體層的堆疊協定與射頻(Radio Frequency, RF) 收發器採用 IEEE 802.15.4 的通訊標準，資料傳輸則採用非同步模式的 IEEE 802.11 載頻偵測標準。

本文開發的複合式通訊模組之智慧型電能管理系統，目前該 iEMS 平台已可透過 MDMS 系統，經 Ethernet 下達命令至集中器，再藉由 Zigbee/PLC 通訊模組至電表端，傳回智慧型電表內部負載之資料，並可將智慧型電表之主要資訊如 kWh 值與負載電流大小顯示於本文所開發的智慧型 EMS 平台，同時透過 ZigBee 進行無線遠端照明智慧控制的開發應用，可整合藍芽與 3G 通訊及時進行照明與家電設備的無線遠端觸控，並整合通訊模組將監控與運轉狀態顯示於圖控介面。本文所開發的智慧型 EMS 平台(iEMS)，隨著未來電能管理系統與智慧電錶的普及應用，用戶可掌握自家用電情況，進而選擇適合自家用電習慣的電價方案，不但可達到時段電價的節約能源目的，更能促進未來在智慧型 EMS 產業的永續發展。

貳、研究方法與目的

一、系統架構

本文採用 ZigBee 作為無線網路系統的控制核心，ZigBee 是一種無線網路協定^[7]，主要係由 ZigBee 聯盟依據 IEEE 802.15.4 標準規範所制定，為一種低傳輸速率、架構簡單、低消耗功率及短距離之無線網路技術，故在理想無干擾狀態

下，其傳輸距離約可達數十公尺至數百公尺以上，且 ZigBee 無線網路具備雙向訊息傳送之功能，在 IEEE802.15.4-2003 標準中，ZigBee 所定義之頻段為 900MHz 與 2.4GHz，其傳輸速率每秒可傳送 20K~250K 位元^[7-8]。同時可將網路中的設備依據其功能分為全功能設備(Full Function Device, FFD)與精簡功能設備(Reduced Function Device, RFD)，全功能設備可以完全執行其標準規範的協定，而 RFD 則是根據特定的應用需求，只執行部分的協定。由於 ZigBee 是一種新的無線傳輸標準，其網路堆疊架構可分為四層^[8]，由下往上分別為實體層(Physical (PHY) Layer)、媒體存取控制層(Medium Access Control (MAC) Layer)、網路層(Network (NWK) Layer)及應用層(Application (API) Layer)，其中應用層是由應用支援子層(Application Support Sublayer, APS)、ZigBee 裝置物件(ZigBee Device Object, ZDO)和應用框架(Application Framework, AF)所組成，而網路協定的層與層之間通過服務接點進行通訊。ZigBee 聯盟亦根據無線網路設備所負責的任務分別定義為 ZigBee 協調器(Coordinator)、ZigBee 路由器(Router)與 ZigBee 終端設備(End Device)，其中 Coordinator 與 Router 為全功能設備，End Device 可為精簡功能設備或全功能設備，在網路通訊上，精簡功能設備只能與全功能設備做傳輸，無法與其他精簡功能設備通訊，全功能設備節點則可與精簡功能設備或其他全功能設備做相互的資料傳遞。對一個 ZigBee 的網路而言，網路層負責網路機制的建立與管理，並具有自我組態與自我修復能力^[7]。前述網路層中 ZigBee 所定義的三個裝置，第一個 Coordinator 是整個網路的核心且為全功能裝置，負責網路的建立及網路位置的分配，同時協助處理應用層的綁定(Binding)，當整個網路啟動和配置完成後，協調器的功能就會退化成為一個普通的路由器。第二個 Router 亦為全功能裝置，主要負責尋找、建立及修復資料封包，並負責轉送資料封包，同時也可配置網路位置給子節點，一般情況

下，路由器應該一直處於活動狀態，不應該休眠，主要用來連結其它路由裝置或終端設備已擴展信號的傳輸範圍。最後一個是 End-Device 一般為精簡功能設備，由於沒有維護網路的基礎結構，因此可以選擇休眠或喚醒，且只能選擇加入別人已經形成的網路，可傳送資料，但不能幫忙轉送封包，一般來說 End Device 設備的記憶體需求較少^[9]。

ZigBee 無線網路主要可支援主從式或點對點方式運作，同時最多可有 256 個裝置鏈結，若透過協調器(Coordinator)則整體網路最多還可以擴充到 65536 個 ZigBee 網路節點，具有相當高的擴充性，因此逐漸成為產業共通的短距離無線通訊技術，其應用範圍相當廣闊，目前主要應用的方向仍在於家庭裝置自動化、智慧型大樓、環境安全與控制，以及個人醫療照護等功能^[10]。

一般而言 ZigBee 的網路拓樸可分為三種：星狀拓樸(Star)、網狀拓樸(Mesh)及樹狀拓樸(Tree)^[7]。本文智慧型電能管理系統整合 AMI 之無線感測網路系統架構^[11]採用網狀拓樸(Mesh)的架構；其實體架構如圖 1 所示，使用者可以透過智慧型手機經由藍芽傳輸模組將指令傳送至自行開發之 ZB 整合型模組(ZigBee + Bluetooth Module)^[12]，該整合型模組透過 Tx 及 Rx 的指令藉由無線傳輸的方式傳送至 ZigBee Coordinator，透過 ZigBee Coordinator 再將指令傳送至相對應的 ZigBee Switch Module。使用者也可以透過伺服器端藉由 RS-232 的傳輸方式對 ZigBee Coordinator 下達該指令，此時的 ZigBee Coordinator 亦會將指令傳送至相對應的 ZigBee Switch Module。本文研究之智慧型電能管理系統平台為整合 AMI 之無線感測網路系統架構，因此亦建置智慧型電表通訊測試與電表資訊管理系統(Meter Data Management System, MDMS)平台^[13]，如圖 1 所示，該系統主要由 Zigbee/PLC 電表、集中器(Concentrator)、EMS 電腦、42 吋顯示裝置以及 MDMS 頭端系統構成，用來測試智慧型電表的整體通訊功能及進行用電資訊之

分析，集中器內部包含了一個系統通訊程式(System Communication Program, SCP)以及一個電表通訊程式(Meter Communication Program, MCP)，該集中器本身的功能主要為收集智慧型電表所擷取的資料，並透過 PLC 或 Zigbee 通訊方式跟電表通訊，智慧型電表本身並不會傳送資料至集中器，必須由集中器下達命令，電表收到此命令後，再將某段時間的資料傳送給集中器；其中電表資訊管理系統 MDMS 可設定每 15 分鐘抓取每個電表的用電資訊，並透過 Ethernet 傳送至伺服器端的資料庫儲存。在開發 MDMS 通訊伺服器中主要是透過兩個應用程式介面來進行相關操作，分別為感測器規劃服務(Sensor Planning

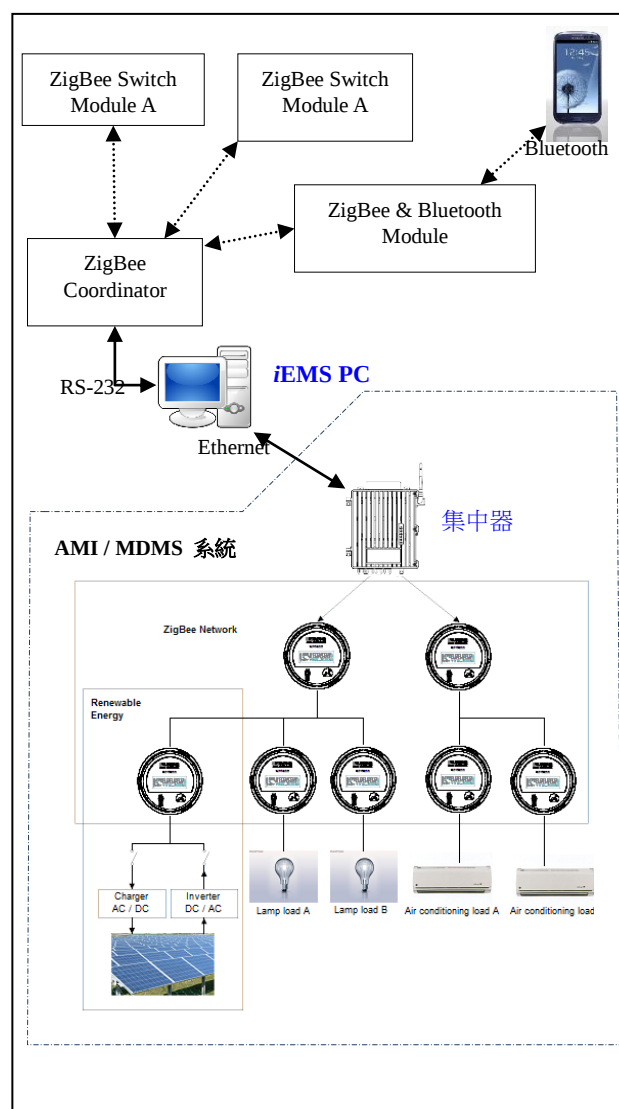


圖 1 iEMS 系統之無線感測網路架構圖

Service, SPS) 及感測器監視服務 (Sensor Observation Service, SOS)。在 SPS 介面部分，主要針對電表相關設定功能操作，包括更新時間電價、更新電表設定值、電表時間同步及需量重置等；而 SOS 介面部份，主要針對電表資料讀取及電表參數設定功能操作，包括負載紀錄、事件紀錄、即時資料顯示、即時開蓋警示以及零時零分資料顯示等功能。透過該平台，所有智慧電表的用電資訊會傳至集中器，而後集中器再將所搜集的資訊傳至後端伺服器電腦的 MDMS，再經 MDMS 軟體透過簡易的人機操作畫面供使用者查詢及分析各智慧電表的用電資訊。本文之智慧型電能管理系統平台還包含規劃一再生能源系統，利用風力或太陽能結合儲能進行混合發電，可透過雙向 Inverter 將再生能源電力輸出，換言之即該智慧型電表為雙向計量之電表，可於再生能源能量充沛時，讓使用者能夠減少電費的支出。

二、硬體架構

(一) 智慧型電表通訊測試平台

核能研究所為進行本文開發設計之 ZigBee 智慧型電能管理系統應用，因此建置智慧型電表通訊測試與電表資訊管理系統 (Meter Data Management System, MDMS) 平台，如圖 2 所示，主要由電表、集中器、iEMS PC、42 吋顯示裝置以及 MDMS 構成，該測試平台可用來測試智慧型電表的通訊功能及相當用電資訊之分析。

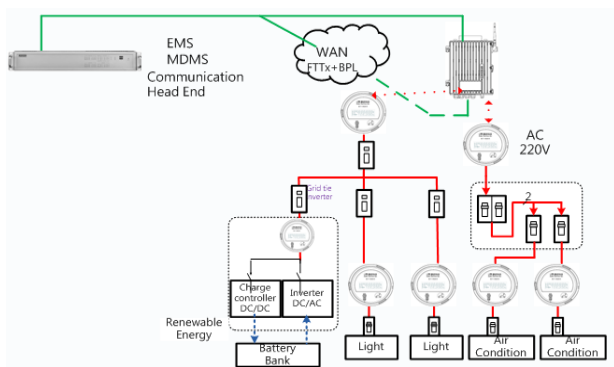


圖 2 iEMS 系統之智慧型電表通訊測試平台

圖中右上方為集中器，集中器內部包含了系統通訊程式及電表通訊程式，集中器本身的功能主要為收集電表所擷取的資料，透過電力線通訊或 Zigbee 通訊方式跟電表通訊，電表本身並不主動傳送資料至集中器，而是必須由集中器下達命令，電表於收到此命令後，將某期間段的資料傳送給集中器；圖 2 左側智慧電表群為電力線通訊模組電表；右側智慧電表群為 Zigbee 模組電表，該平台主要目的為測試各智慧電表在不同通訊模組下的通訊品質，也可比較各智慧電表在透過 Zigbee 通訊方式與其他通訊方式所搜集用電資料傳至集中器的準確性與差異性。透過該平台，所有智慧電表的用電資訊會傳至集中器，而後集中器再將所搜集的資訊傳至後端伺服器電腦的 MDMS，再經 MDMS 軟體透過簡易的人機操作畫面供使用者查詢及分析各智慧電表的用電資訊。本系統亦可透過網際網路經由 IP 與手機 3G 通訊連結，並藉由 TeamViewer 的免付費軟體觀看 PC 相關電表畫面的資訊。目前本所透過資策會的協助已完成 MDMS 相關操作介面與分析功能的開發^[13]。

智慧型電表之通訊架構如圖 3，分成電表晶片端以及通訊板端，在電表晶片端採用 8051 進行相關程式的開發，而通訊板端的部份採用進階精簡指令集機器 (Advanced RISC Machine, ARM) 作為通訊閘道。目前通訊系統架構 8051 端與 ARM 端之間的通訊採用一種 4 線同步序列資料協定的序列周邊介面 (Serial Peripheral Interface, SPI) 介面，8051 端與外部 EEPROM 之間通訊採用一種串列通訊匯流排使用多主從架構的內部整合電路 (Inter-Integrated Circuit, I²C)，用以連接低速週邊裝置^[13]。

目前的通訊架構當傳輸資訊過於龐大或電表數量過多時可能導致通訊傳輸時間

變得較長，因此未來配合集中器端及 MDMS 平台的開發管理，改由集中器直接透過 ARM 端外部備用的 EEPROM 讀取所需歷史資訊，俾利減少通訊傳輸的反應時間^[13]。

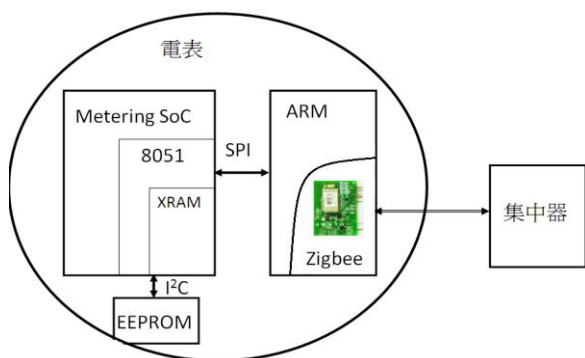


圖 3 智慧型電表 Zigbee 通訊架構圖

(二) 自行開發之 ZigBee 模組(ZBee)

1. 晶片的選擇

本文採用 CC2530F256 晶片作為系統的控制核心^[14]，並自行設計開發一個 ZigBee 模組，並將該模組命名為 ZBee，該 ZBee 模組由 6 個元件所構成，分別為 CC2530F256 晶片、SMD 電容、SMD 電感、SMD 電阻與 32MHz 以及 32.768MHz 振盪器。ZBee 模組核心晶片是採用 System-on-Chip (SOC) 技術，是目前 ZigBee 和 RF4C 標準的晶片，晶片內部分為微控制器和 RF 收發器兩大部分，此晶片的 RF 收發器採用 IEEE 802.15.4 的通訊標準。考慮 ZigBee Node 需具備低成本且小體積的特性，所以本文將天線設計在 PCB 板上，省去外接天線的負擔。

由於全向性天線可以涵蓋所有水平方向，因此該天線類型較適合運用 ZigBee 無線感測網路的收發天線，以便與其他 ZigBee 無線感測裝置通訊，並構成單點對多點網路拓樸。本文使用全向性的 Inverse F 天線，一般的天線之諧振頻率為 $\lambda/2$ ，但 Inverse F 天線的諧振頻

率為 $\lambda/4$ ，因此具備減少天線的面積的優點。本文之 ZBee 模組的 Inverse F 天線在 PCB 上的長度為 3.125 公分。Inverse F 天線模擬結構是利用 Ansoft HFSS 軟體模擬 Inverse F 天線的特性；其中心頻率大約在 2.4GHz 到 2.5GHz 間，且 Inverse F 天線的反射損耗(Return Loss, RL)均 $< -10\text{dB}$ ^[12]。

2. ZigBee 誤碼率分析

IEEE 802.15.4 在 2.4GHz 的實體層採用 OQPSK 調變，對於附加的高斯白雜訊 (additive white Gaussian noise, AWGN) 通道，其誤碼率 (bit error rate, BER) 可以經由下面式(1)來計算^[15]：

$$BER = Q\left(\sqrt{\frac{2E_b}{N_o}}\right) \quad (1)$$

E_b/N_o 是一個正規化的訊雜比 (single-to-noise ratio, SNR) 且 $Q(x)$ 是一個高斯分布的函數 Q 。

$$Q(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_x^{\infty} \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) du \quad (2)$$

ZigBee 的通訊標準把 2.4GHz 的頻段分成 16 個通道，每個通道寬度為 2MHz。WiFi 的通訊標準將 2.4GHz 的頻段分成 11 個通道，每個通道寬度為 22MHz。所以 ZigBee 與 WiFi 將有 11 個通道會重疊，因此當 ZigBee 與 WiFi 使用同一個通道時將會有相互干擾的問題產生。當 ZigBee 通道與 WiFi 通道重疊時，我們考慮將部份 WiFi 的訊號干擾以干擾功率表示。被 WiFi 干擾的 ZigBee 訊號稱為干擾雜訊比 (Single-to-interference-plus-noise ratio, SINR) 定義為：

$$SINR = \frac{P_{signal}}{P_{noise} + P_{interference}} \quad (3)$$

其中， P_{signal} 為 ZigBee 接收訊號時所需的功率； P_{noise} 為雜訊功率； $P_{interference}$ 為 ZigBee 接收訊號時接收到 WiFi 訊號的干擾功率。而 ZigBee 在 WiFi (IEEE 802.11b) 訊號的干擾下，其接收訊號時的封包錯誤率(Packet Error Rate, PER)可表示為^[15]：

$$PER = 1 - [(1 - P_b)^{N_z - T_c/b}] \times (1 - P_b^T)^{T_c/b} \quad (4)$$

其中 P_b 是 ZigBee 不受 IEEE 802.11b (WiFi) 訊號干擾下的誤碼率，而 P_b^T 係 ZigBee 在 IEEE 802.11b 訊號干擾下的誤碼率， N_z 是 ZigBee 傳輸資料封包的位元數， b 是 ZigBee 位元傳輸的期間， T_c 為資料傳輸的碰撞時間。

幾乎所有的 ZigBee 通道與無線區域網路 (Wireless Local Area Network, WLAN) 會在通道重疊的狀況而偶有干擾的現象，導致 ZigBee 的通訊性能下降。本文同時進行 ZigBee 通訊模組(ZBee)應用在智慧電網其他通訊如 WiFi 無線干擾下的相關測試與評估，同時參考文獻的技術利用“安全距離”和“安全偏移頻率”進行測試並提出干擾抑制的方案及提供有效及可靠的數據服務^[15]。

本文利用“安全距離”和“安全偏移頻率”的方法^[15]，進行理論分析軟體模擬和測量，並利用該方法可以檢測到干擾和自適應節點以切換到“安全”的通道，動態地避免掉 WiFi 的干擾及能量耗損。本文藉由透過 ZigBee 和 WiFi 的共存測試與量測。測量結果可驗證本文所提出基於 ZigBee 的智慧型電能管理系統的設計，可以有效地減輕無線干擾的影響，並提高 ZigBee 網路的性能。

(三) 整合 ZigBee 和 Bluetooth 模組(ZB Module)

1. Bluetooth

Bluetooth 是由瑞典 Ericsson 公司創造並於 1999 年與其他業界通訊開發商一同制定了該技術標準，最終將此種無線通信技術命名為 Bluetooth。該技術可使電子設備在 10~100 m 的空間範圍內建立網路連接並進行數據傳輸或者語音通話的無線通信技術，傳輸速率可達到 1Mbps，且建立連接只需要短短的 3ms，同時只要數 ms 的傳輸速度即可完成經認可的數據傳遞，因此短數據封包及低負載循環特性是 Bluetooth 的主要技術特徵。目前 Bluetooth 4.0 的網路拓撲與 ZigBee 的星形拓撲相比來得較為簡單且傳輸速率是 ZigBee 的 4 倍，再者以目前 Bluetooth 技術在手機與音頻領域的廣泛應用，未來其發展趨勢將不可限量。表 1 為整理出 Bluetooth 與 ZigBee 的技術特性分析。

表 1 Bluetooth 與 ZigBee 的技術特性

	Bluetooth	ZigBee
IEEE 通訊協定	IEEE 802.15.1	IEEE 802.15.4
無線網路類型	PAN	PAN
頻率	2.4GHZ	2.4GHZ/915MHZ/868MHZ
傳輸距離	<100 公尺	<100 公尺
傳輸速率	1Mbps	250Kbps
適用傳輸資料類型	資料, 影音	文字, 圖片
安全性	AES-128 完全加密技術	佳, 採 128 Bit AES 完全加密技術
省電性	佳	極佳
設備連接節點數量	8	256(若採用分散式位址配發則可以配置超過 65000 個節點)
穩定性	使用 24 Bit CRC 循環重複檢查機制	ZigBee 具備避免碰撞機制及可自組連網功能提高傳輸可靠性
用途	PDA, 手機, 無線滑鼠/鍵盤, 智慧式穿戴產品等	家電遙控, 門禁, 感應式網路, 無線定位系統智慧家居系統等

2. ZigBee 和 Bluetooth 的共存性

本文開發一整合 Bluetooth 與 ZigBee 技術特徵的複合式通訊模組，將 ZBee 模組與 Bluetooth 模組結合，並稱之為 ZB Node，如圖 4 所示。在智慧型手機傳送控制指令給 Bluetooth 模組後，控制指令將透過 Bluetooth 模組的 Tx 與 Rx 傳送至 CC2530F256 晶片，這方法可使智慧型手機間接的控制 ZB Node。透過電路整合設計，本文將電源開關模組整合至 ZBee 模組，並將該節點命名為 ZBee 照明節點，如圖 5 所示。它可使 ZB Node 藉由 ZigBee Coordinator 或 ZigBee Router 連接實體應用層，且 ZBee 照明節點可藉由 ZB Node 傳送控制訊號或資訊給智慧型手機及 iEMS 伺服器。

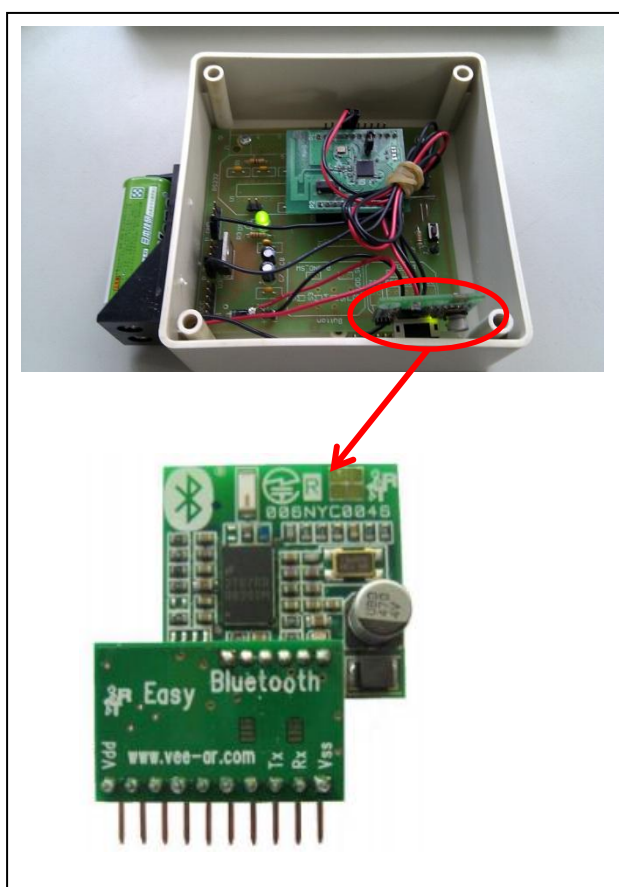


圖 4 ZB Node 實體圖



圖 5 Zbee 照明節點

另外目前智慧型手機的無線通訊雖然提供 WiFi 模塊的電子設備，本文開發的複合式通訊模組考慮到 Bluetooth 2.1+EDR 的低成本、開發時間短及功耗低的節能特性，且本文的應用為一般社區智慧住宅，因此系統採用的手機溝通介面為 Bluetooth HL-MD08A-C2，該 Bluetooth Module 的工作電壓為 3V，傳輸距離達 10 米，該傳輸距離正好可涵蓋一般性住宅內的照明與電器設備，所以使用者無論在家庭的哪一個角落，都可以用手機來連接本文開發的複合式通訊模組裝置。

(四) ZBee 照明節點

本文將系統模組的電源供電方式設計為兩種供電模式，分別是電池與市電電源模式。因為 ZigBee 裝置中的終端節點 (End-Device) 能夠使用休眠模式，所以採用電池供應的方式，如本文的 ZBee 照明節點即為 ZigBee 裝置類型中的終端節點，惟系統的 Coordinator 及 Router 並不屬於終端節點，無法使用休眠模式，必需採用市電電源供應。圖 6 為本文開發的 ZBee 利用電源開關控制照明節點電路架構示意圖，主要由 ACS758 晶片、雙模切換開關

及繼電器所組成。該 ZBee 電源開關控制節點主要運用德州儀器 (TI) 公司的 CC2530F256 晶片作為系統的控制主軸，再搭配本文開發的電源開關模組，在此稱為 ZBee 照明節點。如圖 6 所示 ZBee 照明節點採用 ACS758 晶片檢測流過節點的電流量，ACS758 晶片如圖 7 所示，係由精確、低偏移線性霍爾電路及銅製的傳導路徑所組成，可提供電流經由銅製的傳導路徑產生磁場，再透過霍爾晶片將磁場轉換成等比例的電壓訊號。ACS758 晶片將電流量的訊號傳送至 CC2530F256 晶片進行 A/D 轉換，然後再將數位資訊傳送至伺服器。

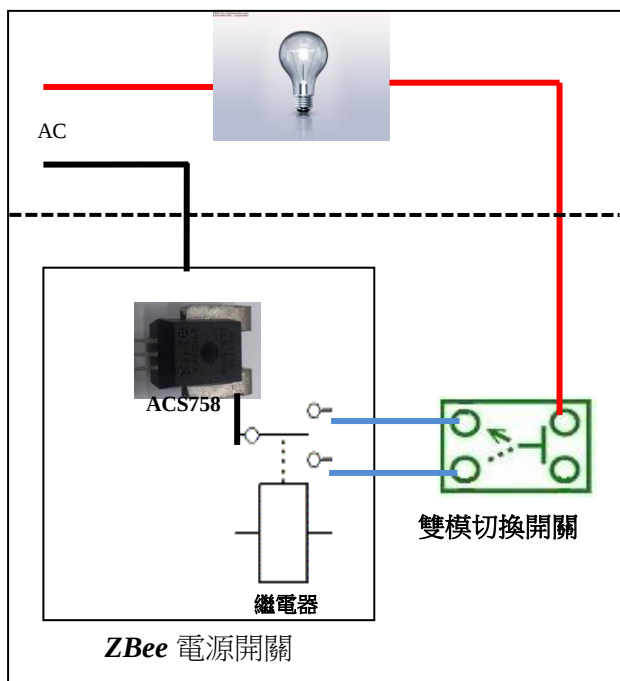


圖 6 ZBee 電源開關控制照明節點架構示意圖

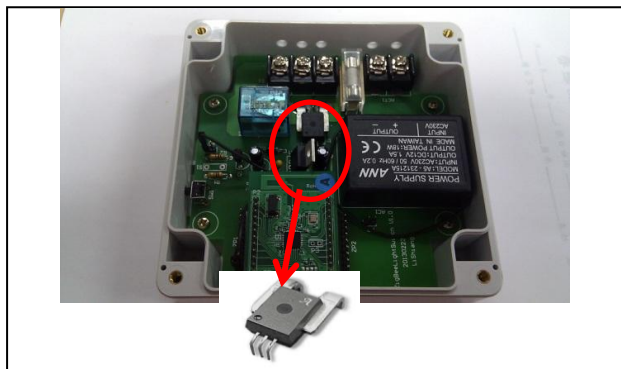


圖 7 ACS758 晶片實體圖

本文開發的控制照明節點在電路中加入雙模切換的功能，使用者不但可以運用自身的智慧型手機來進行開關電燈，也考慮到當複合式通訊模組系統故障或 ZBee 照明節點損壞時，使用者可以切換至手動模式，以手動方式進行電燈的開關切換。這使得照明設備完全不會因為通訊模組故障而使電燈無法開啟。因此使用者只需將 ZBee 照明節點與家中電燈相連接，即可進行電燈的控制，亦可透過 Bluetooth 連線智慧型手機來控制家中電燈的開關狀態，並且能夠偵測負載迴路消耗的電量，透過 ZigBee 無線感測網路回傳至智慧型手機或 iEMS 伺服器供使用者查詢，也能夠經由伺服器端設定電燈迴路開啟或關閉之時程，透過 ZBee 照明節點的無線感測網路進行電燈的開啟或關閉，也可以直接透過雙模切換開關進行一般的電燈控制。圖 8 為 ZBee 照明節點安裝完成圖。



圖 8 ZBee 照明節點安裝完成圖

三、軟體架構

(一) iEMS PC 端人機介面

本文的軟體架構採用智慧型手機及伺服器端兩種控制方式，圖 9 為 iEMS 伺服器端所使用的 LabVIEW 人機介面，使用者可以在此人機介面上控制電燈的開關，也

可以設定什麼時間需要將電燈打開或將電燈關閉的定時開關功能以及設定流過負載的最大電流量。在此人機介面上也能透過 MDMS 觀察目前流過智慧電表的電流大小及消耗電量以及電燈目前 ON/OFF 的狀態及電流保護的設定值。詳細的控制開關介面設定狀態如圖 10 所示。

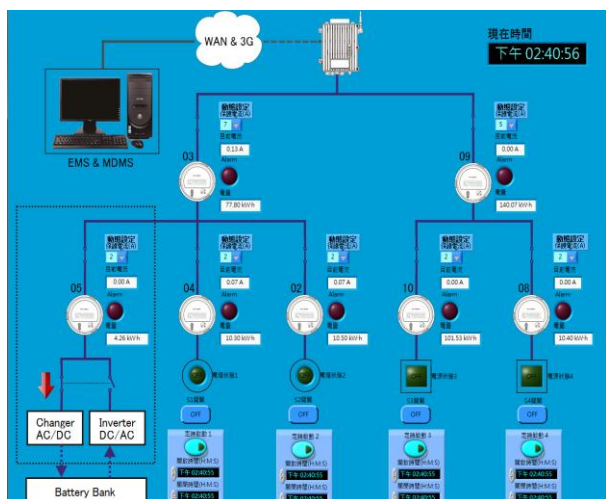


圖 9 LabVIEW 人機介面顯示

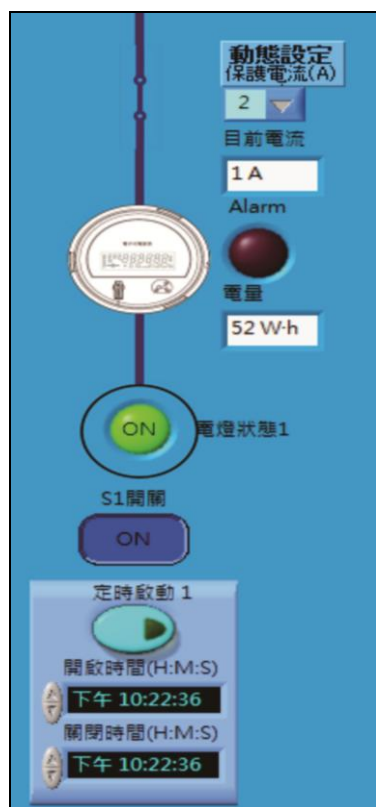


圖 10 控制開關介面設定狀態圖

(二) 智慧型手機 APP

智慧型手機 APP 軟體架構為 Android 作業系統，Android 是基於 Linux 內核的軟件平台和操作系統採用了軟件堆層 (Software Stack) 的架構，主要分為三的部分：作業系統 (Operation System)、中介軟體 (Middleware)、應用程式 (Application)，以 Java 為編譯程式語言，Android 從介面到功能。Android 架構細分為 5 層應用程式 (Application)、應用程式框架 (Application Framework)、函式庫 (Libraries)、Android 執行層 (Runtime)、Linux 核心 (Kernel)。

智慧型手機 APP 人機介面採用 Android 2.3.3 系統自行開發，透過簡顯易懂的圖形化介面可讓使用者迅速上手，並與本文所使用之 Bluetooth 模組進行配對，與 ZB Node 成功連結之後，使用者即可透過智慧型手機控制家中電燈及家電產品。如圖 11 所示，當使用者按下手機畫面上的按鈕 (SW1、SW2、SW3 或 SW4) 時，智慧型手機會將該按鈕對應的指令傳送至 Bluetooth 模組，該模組會將指令透過 Tx 及 Rx 的傳輸方式送至 ZBee 模組以無線方式傳送至 ZigBee 無線感測網路內相對應的節點進行電燈 ON/OFF 的控制。



圖 11 人性化的手機介面

參、系統展示

本文中提出了一套智慧型電能管理系統 iEMS，利用智慧型手機整合 ZigBee 無線感測網路模組(ZBee) 與 MDMS 系統，讓使用者可以很方便的遠端控制家庭中的電燈並且透過 MDMS 系統了解在整合 AMI 系統中每顆智慧電表中負載的耗電狀況，本文並設計 LabVIEW 的人機監控介面，讓使用者可以在此人機介面上直接觸控電燈的開關及顯示每顆智慧電表的流經電流及用電，也可以設定時間將電燈打開或將電燈關閉的定時開關功能以及設定流過智慧電表的最大電流量作為系統的過電流保護。圖 12 即為本文整合系統開關控制之實體圖。主要由電表、集中器、iEMS PC、42 吋顯示裝置以及 MDMS 構成，該平台可用來測試智慧型電表的整體通訊功能及相當用電資訊之分析，圖 12 中左側智慧電表群為 PLC 模組電表共四顆負責照明計量與控制，其中最左側電表為展示雙向計量型的智慧電表，即亦可計量電池儲能經由該電表所送出的電能；右側智慧電表群為 Zigbee 模組電表共三顆負責冷氣計量與控制，該展示平台主要目的為測試各智慧電表在不同通訊模組下的通訊品質，智慧電表的用電資訊會透過 Zigbee 通訊方式傳至集中器，而後集中器再將所搜集的資訊傳至 iEMS PC 的 MDMS，再透過簡易的人機介面供使用者查詢及分析各智慧電表的用電資訊，本文也比較智慧電表透過 Zigbee 通訊方式在 WiFi 無線通訊環境下，所搜集用電資料傳至集中器時的準確性與誤碼率影響。iEMS 現場展示亦包括戶內電能顯示器 (In Home Display, IHD) 與智慧型插座整合應用裝置，可連結 WiFi 無線通訊模組，讓使用者能透過智慧型手機來控制家中的電器用品，該插座結合了平行控制與量測，屬於互動式智慧型插座，可同時指定每個電源插座一個專屬 IP 位置好直接連結插座上的家電，並兼具有電力量測功能，可以顯示出目前負載的電壓、電流及功率等數據，透過 WiFi 與手機連接監控，藉此

達到節電目的。

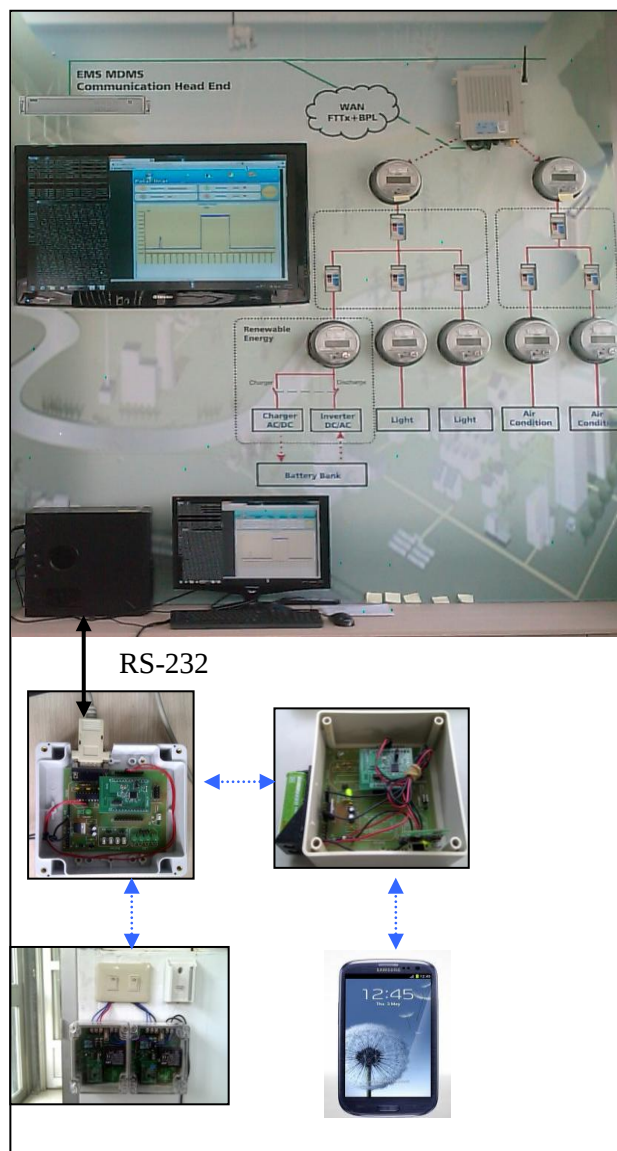


圖 12 整合系統開關控制實體圖

肆、結論

本文整合 ZBee 模組與 MDMS 平台開發，並使用 Android 2.3.3 作為手機系統介面的開發，能有效減少系統的開發成本。隨著時代的進步及能源進口成本的提高，電能管理已成先進國家之發展趨勢，透過本文之人性化介面，使用者只需透過自身的智慧型手機並按下手機介面上的開關，即可控制房間內的電燈及電源插座的狀態，並且透過 MDMS 系統讓使用者能夠了解家中電

器耗電的狀況，讓使用者能夠更有效的進行能源管理。

隨著 WiFi 普遍的應用以及目前許多 IP 分享器已經內建將有線網路轉換成 WiFi 的功能。未來系統會再將原先使用之 Bluetooth 模組改為 WiFi 模組，透過 WiFi 傳輸距離的特性，可以大幅提升系統的控制距離，且使用者可用自身 3G 上網的手機設備即可隨時控制燈具或開關，這可使本 iEMS 系統更廣泛應用於一般的樓梯燈，例如：大樓、傳統公寓、學校等公共區域。未來的大樓或學校管理員只需運用智慧型手機即可關閉無人使用的燈具與負載，藉以達到智慧節能與更有效率的電能管理。

伍、誌謝

本文承蒙行政院國家科學技術發展基金研究計畫(計畫編號：MOST 104-3111-Y-042A-055 與 NSC 101-3111-Y-042A-028)之支持，同時感謝核儀組鄭副組長與徐組長及台電審稿委員的細心校稿，俾使本報告得以更加完整，特此誌謝。

陸、參考文獻

- [1] T. C. Ou, and C. M. Hong, "Dynamic operation and control of microgrid hybrid power systems," *Energy*, vol. 66, no. 1, pp. 314-323, Mar. 2014.
- [2] T. C. Ou, "Ground fault current analysis with a direct building algorithm for microgrid distribution," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 53, pp. 867-875, Dec. 2013.
- [3] T. C. Ou, "A novel unsymmetrical faults analysis for microgrid distribution systems," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 1017-1024, Dec. 2012.
- [4] T. C. Ou, S. J. Chuang, C. M. Hong, R. C. Wu, T. P. Tsao, and C. Y. Chen, "Self-regulation Ground Faults Model for Microgrid Distribution," *ICIC Express Letters Part B: Applications*, vol. 6, no. 12, pp. 3225-3230, Dec. 2015.
- [5] C. M. Hong, T. C. Ou, and K. H. Lu, "Development of intelligent MPPT (maximum power point tracking) control for a grid-connected hybrid power generation system," *Energy*, vol. 50, no. 1, pp. 270-279, Feb. 2013.
- [6] Kris Pister, Joe Kahn, Bernhard Boser, and Steve Morris, "SMART DUST Autonomous sensing and communication in a cubic millimeter," *SMART DUST Project*, 2001.
- [7] "ZigBee Specification," ZigBee Alliance, ZigBee Document, Jan. 2008.
- [8] "Wireless Medium Access Control (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications for Low-Rate Wireless Personal Area Networks (LR-WPANs)," IEEE 802.15.4-2003, New York, Oct. 2003.
- [9] FT-6260 高功率 ZigBee Mesh 快速開發套件使用手冊，盛暘科技股份有限公司，2009 年 4 月。
- [10] J. Han, C-S Choi, and I. Lee, "More Efficient Home Energy Management System Based on ZigBee Communication and Infrared Remote Controls," *IEEE Trans. Consumer Electronics*, vol. 57, no. 1, pp. 85-89, Feb. 2011.
- [11] J. Zhou, R. Q. Hu, and Y. Qian, "Scalable Distributed Communication Architectures to Support Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid," *IEEE Trans. on Parallel and Distributed Systems*, vol. 23, no. 9, pp. 1632-1642, Sept. 2012.
- [12] T. C. Ou, C. H. Chen, J. J. Chen, and Y. S. Huang, "Intelligent Home Energy Conservation System Based On a ZigBee Module" *Monthly Journal of Taipower's Engineering*, vol. 773, pp 74-82, Jan. 2013.
- [13] 歐庭嘉、廖信凱、施順璋、徐獻星，「智慧型電表設計及測試評估」，中華民國第三十三屆電力工程研討會論文集，台灣台北，2012 年 12 月，第 252-256 頁。
- [14] A. Wheeler, "Commercial Applications of Wireless Sensor Networks Using ZigBee," *IEEE Communications Magazine*, pp. 70-77, Apr. 2007.
- [15] P. Yi, A. Iwayemi and C. Zhou, "Developing ZigBee Deployment Guideline Under WiFi Interference for Smart Grid Applications," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.2, no. 1, pp.110-120, Mar. 2011.

天然氣固態氧化物燃料電池發電 暨示範實驗系統測試研究

Experimental Demonstrations of a Solid Oxide Fuel Cell Power System

Using Natural Gas as a Fuel

鄭雅堂*	王派毅*	周儷芬*	謝炆諺*
Cheng, Ya-Tang	Wang, Pai-Yi	Chou, Li-Fen	Hsieh, Wen-Yen
吳振利**	王富田**	陳致源**	楊昇晃**
Wu, Chen-Li	Wang, Fu-Tien	Chen, Chih-Yuan	Yang, Shenh-Hoang
丁富彬**	張文昇***	黃嘉祿***	張玉清***
Ting, Fu-Pin	Chang, Wen-Sheng	Huang, Jar-Lu	Chang, Yu-Ching

摘 要

本研究建置一套以天然氣為燃料之坭級 SOFC 發電系統，擬藉由系統長時間負載運轉測試，評估 SOFC 發電系統未來在微型智慧電網中做為區域定置型發電之電力供應匹配特性。在系統升溫與負載測試部分，升溫程序共耗時約 7 小時，且 SOFC 電池組升載至 850 W，約耗時 3 小時。並在燃料利用率 72% 條件下，電池組核心溫度維持在 850~860℃ 間穩定發電運轉。而在長時間運轉測試部分，以電子式負載器(E-load)拉載未併網狀態下，負載總時間約 217.4 小時，而在可控制功率輸出之併網型逆變器(Grid-Tie Inverter)拉載狀態下，負載總時間約 144 小時。比較併網前後之發電效率差異，僅衰退約 3~4%，亦即直交流轉換效率高於 92%，此結果符合併網式逆變器轉換效率可達 90% 以上之設計目標。

Abstract

A 1kW SOFC power demo-system using natural gas as a fuel was established in this project. The warm-up testing, power loading, and operating durability were completed. The warm-up time for the stack to reach operating temperature was about 7 hours. The SOFC stack took about 3 hours to ramp-up power from 0 to 850 W. A fuel utilization efficiency of 72% was obtained when the SOFC stack was kept in a temperature range of 850~860℃. In regard to the durability test, the accumulated loading operation time was about 217.4 hours in an off-grid mode (with DC electronic load), while the accumulated loading operation time was approximately 114 hours in a grid-tied mode (with grid-tie inverter). The energy conversion efficiency of the SOFC system under the grid-tied mode was 3 ~4% less than that under the off-grid mode. In other words, the conversion efficiency of DC to AC for the system is more than 92%. Thus, it matches the design requirements of the DC-AC conversion device.

*台灣電力公司綜合研究所

**亞洲氫能股份有限公司

***工業技術研究院綠能與環境研究所

關鍵詞(Key Words)：固態氧化物燃料電池(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)、天然氣(Natural Gas)、熱箱(Hot Box)、水蒸汽重組器(Steam Reformer)、定置式發電系統(Stationary Power System)、併網型逆變器(Grid-tie Inverter)。

壹、前言

溫室氣體(Greenhouse Gas, GHG)所致的暖化效應(Greenhouse Effect)，造成全球氣候變遷已成為近年來各國關注之議題。根據「聯合國政府間氣候變遷專門委員會」(The Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)在 2014 年之氣候變遷綜合報告(Climate Change 2014 Synthesis Report)中指出，近 30 年(1983 年至 2012 年)是過去 1400 年以來北半球暖化效應最急遽的時刻。估算在 1880 年至 2012 年間全球地表與海洋表面平均溫度呈線性上升趨勢，依據統計結果年平均溫度約上升 0.85 °C。造成全球暖化主因即是過多溫室氣體排放所致。溫室氣體眾多，舉凡二氧化碳(CO₂)、甲烷(CH₄)、氧化亞氮(N₂O)、氟氯碳化物(CFCs)與臭氧(O₃)等皆屬之^[1]。

綜觀各國對於溫室氣體減排因應政策，再生能源已成為減緩溫室氣體排放之諸多技術選項之一。例如：美國 2009 年 6 月通過美國潔淨能源與安全法案(The American Clean Energy and Security Act, ACES)，訂定 2012 年至 2050 年間溫室氣體總量，以 2005 年為基準預計溫室氣體減排量需達 3%~83%目標。且未來再生能源佔美國境內發電比例自 2012 年之 6%提升至 2025 年之 25%，而聯邦亦對於再生能源進行長期電力採購契約規劃，並積極發展智慧型電力輸配網路來傳送再生能源電力。再者，歐盟部分在 2009 年 4 月由歐盟執行委員會(European Commission, EU)正式通過氣候與能源套案，明訂出三項執行指標，包含：1. 在 2020 年溫室氣體排放量，以 1990 年為基準需減量 20%；2. 再生能源於總能源使用佔比需提升至 20%；3. 能源效率約提升至 20%。在亞洲先進國家中，日本在 2007 年 9 月由

現任首相安倍晉三提出「CoolEarth 50」計畫，該計畫涵蓋發電、輸配電、運輸、工業與住商等領域。並於隔年 3 月召集相關專家學者提出「CoolEarth-創新能源技術方案」，如：高效能天然氣發電、碳捕捉與儲存與太陽能發電等多種新能源技術方案皆名列其中，預計溫室氣體減排量以 2005 年為基準，至 2020 年需減量 15%。我國則於 2015 年 7 月 1 日由總統公布「溫室氣體減量及管理法」實行，訂定長期減量目標預計在 2050 年溫室氣體排放量需回到 2005 年排放量 50%以下。因此，如何減少溫室氣體排放成為目前各國必須積極面對的環境與能源議題。觀之前述諸國溫室氣體減排政策，具綠色潔淨之再生能源技術儼然成為未來解決全球暖化的技術選項之一。

根據 2012 年國際能源總署(International Energy Agency, IEA)分析美國、歐盟、中國、日本與印度在 2010~2035 年間對於未來能源需求預估指出，在新興市場經濟的助瀾下，預估未來全球電力需求將成長 70%。其中，中國與印度具同樣能源需求趨勢變化，至 2035 年之能源仍大幅倚賴煤炭發電，但此時之再生能源發電、天然氣發電與核能發電加總所占比例已超越煤炭發電。反觀，日本與歐盟在未來能源需求變化，煤炭發電與核能發電為負成長，在再生能源、天然氣發電皆有正面成長趨勢；而美國則在煤炭發電具負成長，但再生能源、天然氣發電與核能發電皆有正面成長。因此，為符合全球溫室氣體減排與減緩氣候劇烈變化之目標，再生能源與天然氣發電已成為未來必須應用與發展之主流技術^[2]。

燃料電池熱電共生(Combined Heat and Power, CHP)系統係目前效率較高且較潔淨之天然氣發電技術。由傳統燃煤發電與熱電共生系統之能源耗損觀點比較，若兩種發電技術輸入能源

皆固定為 100%，發現使用傳統燃煤發電技術，僅有 40% 能量轉為電力輸出，其餘 60% 能量皆以廢熱之型式排放至大氣環境中；反之，使用熱電共生發電技術，若有 40% 以電力型態輸出，則另有 40% 能量以再回收利用之途徑，以熱源或冷源之型態來驅動其他能源設備，最後僅有 20% 能量以廢熱型式排放至大氣環境中。由於燃料電池熱電共生系統之發電過程僅產生水與廢熱，CO、CO₂ 或 NO_x 等具污染氣體之排放量少，因此對於區域型分散式發電與阻絕溫室氣體之產生，該系統具有更潔淨與更節能之未來發展優勢^[3]。

目前常見的各種燃料電池型式以固態氧化物燃料(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)最受重視，因其具備諸如：燃料選擇彈性、操作溫度高使得電極觸媒反應速度快、電極觸媒不需使用貴金屬使得成本降低、可不受天候因素連續運轉發電、發電應用範圍涵蓋 kW 至 MW 等級，以及高溫尾氣可熱回收再利用或二次複合發電等優勢，近年已成為定置型發電系統應用之主要候選發電技術^{[4][5]}。未來若 SOFC 發電系統應用於區域定置型或大型電廠級發電系統，則必須搭配其他更適用於大型發電之裝置方可有效提升整體系統效率。綜觀發電系統之發展演進，從 1700 年初期發電技術主要使用蒸汽引擎(Steam Engine, SE)，直至 1900 年左右開始有蒸汽渦輪機技術的加入。1980 年代開始使用天然氣之燃氣渦輪複循環(Gas Turbine Combine Cycle, GTCC)發電技術與使用煤炭氣化複循環(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)發電技術，兩者發電效率約在 40%~65% 間。而 SOFC-GT-ST 複合發電系統，若使用天然氣作為燃料源，則發電效率約為 60%~75%；若使用煤炭氣化合成氣作為燃料源，雖然發電效率較低，但亦可達 52%~62% 之水準。因此探究提高效率之關鍵在於 SOFC 系統廢熱有效回收再利用^[6]。

本研究目的為建立一套以具備內置型重組器，並以天然氣為燃料，輸出功率 1 kW 之 SOFC 發電系統。本套發電系統含有併網型逆變器，並

設計整合發電系統周邊設備(Balance of Plant, BOP)，藉由實際系統啟動、升溫與電力負載運轉測試實驗，評估以天然氣為燃料之高溫燃料電池的應用特性與未來在微型智慧電網中區域定置型發電之電力供應匹配特性。

貳、發電系統架構設計

本研究建置以天然氣為燃料之 SOFC 發電系統，其系統之組成架構簡述如圖 1 所示。系統是以天然氣(Natural Gas)作為其燃料源，藉由冷箱(Cold Box)進行流量調控，再經由熱箱(Hot Box)中之燃料轉換模組(Fuel Converting Module)，亦即天然氣蒸汽重組器(Steam Reforming, SR)將天然氣重組反應成富含氫氣、一氧化碳與二氧化碳等氣體成分之重組氣，提供給 SOFC 電池堆進行電化學反應發電。而 SOFC 電池堆所產生之直流電源(DC)，則經由能源管理系統(Energy Management System, EMS)來調控改善以確保系統運轉安全、併接電網與能源控制等系統操作因素，使系統具最佳化調整後，穩定輸出 220 V 交流電源(AC) 併接電網使用。另外，SOFC 電池組反應後所產生之高溫尾氣(OFF GAS)可再進一步熱回收，作為維持系統本體運轉溫度或其他二次發電應用需求。

本發電系統主要組件外觀如圖 1 所示，系統配置由四大裝置區塊組成，包括 SOFC 電池組本體、熱箱組、氣體與水源源供應及控制裝置，以及併網型專屬負載。再者，管路配置流程如圖 2 所示。以下按照系統各主要組件之功能特性與作動流程依序進行簡要說明：

一、SOFC 電池組本體(SOFC Stack)

本體為德國 Sunfire 公司生產發電功率為 1.3 kW 之 SOFC 電池組。該電池組為電解質支撐型(Electrolyte-supported)結構，共計由 60 片單元電池組成。電池組最大輸出電壓約為 38 V，最大輸出電流約為 34.2 A，換算單元電池每片之最大輸

出電壓約為 0.63 V。該電池組包覆於具保溫絕熱功能之腔體內，藉此達到電池組運轉時之保溫目的，外側則由金屬機櫃外殼包覆保護，並留有 4 個氣體供應之法蘭接頭(包含陽極與陰極氣體進出口)與熱箱組接合。相較於台電公司綜合研究所 103 年建置之甲醇 SOFC 電池組與熱箱組之設計規格，本次採用之 SOFC 電池組與熱箱組設計，

不須額外以耐高溫螺桿螺帽組搭配密封雲母片，與熱箱以手動對鎖方式壓合。而是直接將前述電池組 4 個氣體供應進出口與熱箱直接施以鉚接，將 SOFC 電池組與熱箱組對接鉚合，此設計優勢即可減少以人工加壓對鎖管件所可能造成之管件挫曲問題與氣體洩漏安全危害。

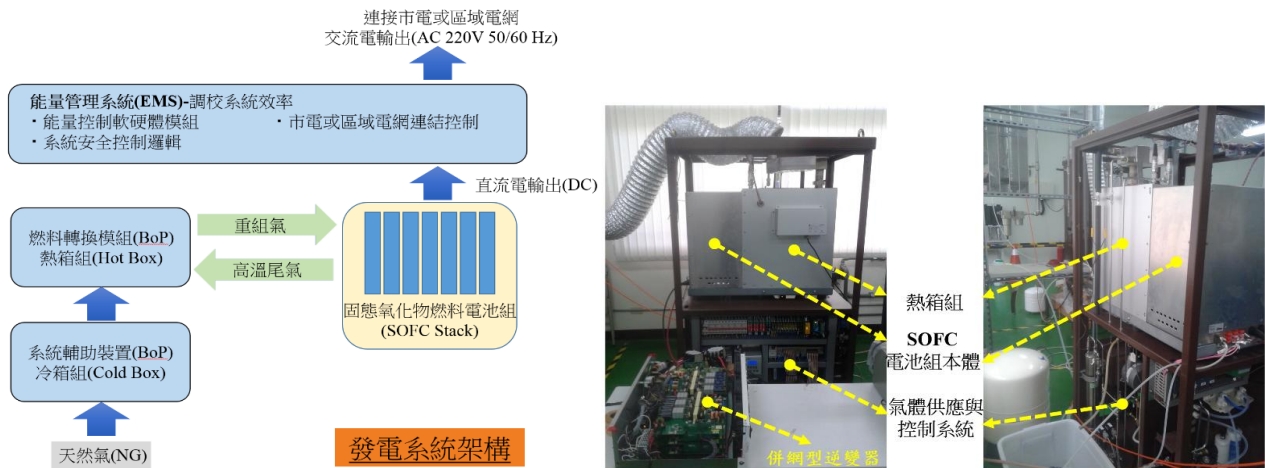


圖 1 發電系統架構設計配置與系統實體圖

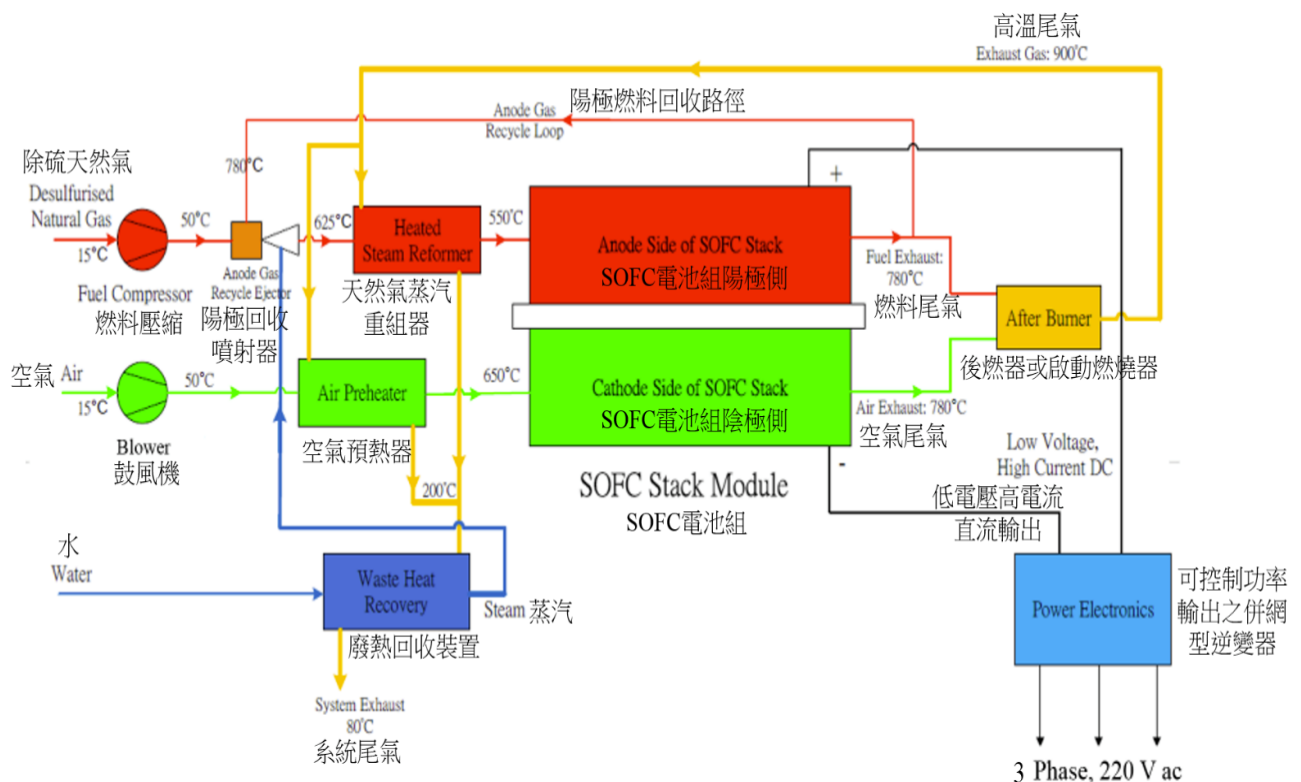
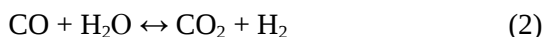


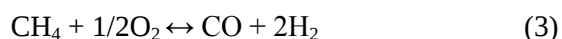
圖 2 發電系統管路配置流程圖

二、熱箱組(Hot Box)

其功用為提供 SOFC 電池組運轉時之燃料氣體與溫度環境條件，本系統熱箱主要由 1 個天然氣蒸汽重組器(Steam Reformer)【包含 1 個蒸汽產生器(Steam Generator)】、1 個空氣預熱器(Air Preheater)【即熱交換器】、1 個啟動燃燒器(Start Burner)與 1 個後燃器(After Burner)，共計五種次熱組件構成。其中，天然氣蒸汽重組器之重組反應，於高溫與低溫環境分屬於吸熱與放熱反應，反應式如下二式所示：



在式 1 中，甲烷(CH_4)與水蒸汽在 700~1100℃ 高溫環境中將反應轉換成氫氣(H_2)與一氧化碳(CO)，屬於高溫階段吸熱重組反應；而在式 2 較低溫環境中，一氧化碳則再與水蒸汽反應產生氫氣與二氧化碳(CO_2)，屬於低溫階段放熱反應。相較於其他較常見之部份氧化重組(Catalytic Partial Oxidation, CPOx)方式，反應式如下所示：



該 CPOx 重組反應僅與部分氧氣進行反應產生氫氣，亦會伴隨多餘水氣含於重組氣中。反觀，蒸汽重組反應經由上述兩階段反應過程，多餘水氣亦可再參與反應產生氫氣，重組氣中氫氣含量較多，水氣含量較少。因此，使用蒸汽重組反應所產生之重組氣作為 SOFC 電池組之陽極燃料來源，皆具有較佳的性能效果。再者，啟動燃燒器主要作用為在系統升溫階段藉管路天然氣與空氣之混燒，預熱 SOFC 電池組升溫時陽極與陰極側氣源，亦即提供陽極側天然氣重組器(內含蒸汽產生器)與陰極側空氣之預熱熱源；另外，當系統升溫完畢，進入 SOFC 電池組負載階段，則啟動燃燒器關閉，轉由後燃器將 SOFC 電池組未反應之燃料與空氣導入腔體內進行混合燃燒產

生廢熱，再經由相同管路亦提供前述三部分元件之熱源供應。最後，空氣預熱器具熱交換功用，主要功能為預熱陰極側之常溫空氣。一般系統中陰極側空氣除作為反應氣體外，亦須扮演 SOFC 電池組冷卻功用，防止電池組操作溫度於負載運轉時發生過溫運轉情形(>860℃)，通常空氣最高流量操作範圍約為 250~300 NL/min。因此，必須先藉由前述啟動燃燒器或後燃器提供熱源，再經由本空氣預熱器進行空氣加熱，將溫度提升至上述所需流量範圍。相較先前甲醇進料 SOFC 發電系統需架設 2 只電子式氣體加熱器，本系統則改用燃燒方式提供熱源，並達到熱平衡維持系統穩定運轉，藉由系統從升溫至負載過程完全不使用電子式氣體加熱器方式，達到大幅降低系統能耗之目標。

三、氣源與水源供應及控制裝置(Gas and Water Supply and Controller)：

此部分屬於系統冷箱組(Cold Box)部分，主要功能為供應系統所需之氣源與水源，及系統在運轉時所有閥組件之控制邏輯動作。系統所需使用之氣源主要有三種。其一為天然氣(甲烷， CH_4)作為 SOFC 電池組陽極側與啟動燃燒器所需之燃料來源；其二為 SOFC 電池組陽極側保護氣，該氣體成分為 5% H_2 與 95% N_2 ，主要供給系統升溫初步階段、降溫關機與緊急停機時使用；最後即為空氣，作為 SOFC 電池組陰極側燃料與啟動燃燒器混氣來源，目前空氣來源考慮到耐久性、潔淨性與空間利用度，本系統不使用常見之氣體鋼瓶或空壓機作為供氣源，而是使用內置型鼓風機(Blower)作為主要供氣裝置。再者，系統中亦需要水源供應，主要為提供 SOFC 電池組陽極側進行天然氣蒸汽重組反應時之用水來源。另外，系統與其內部所有熱組件與閥組件控制皆由可編程邏輯控制器(Programmable Logic Controller, PLC)作為兩者間之通訊橋梁，系統回饋環境參數先經由 PLC 比對目前熱組件或閥組件之實際數值，再根據回饋數值差異進一步修正熱組件或閥

組件設定目標值，使其環境參數可符合系統需求，維持系統高溫穩態運作。

以下進一步將本系統運轉流程，區分為氣源陽極側流經程序、氣源陰極側流經程序與熱回收運轉暨燃料回收再利用程序，共計三部分。系統運轉程序邏輯解說內容如下所示：

(一) 氣源陽極側流經程序：

天然氣首先經過系統除硫裝置(使用壽命約 1000 小時，可由管路後端取樣口，測定裝置內觸媒是否仍有效用)，成為去除硫份之天然氣(Desulfurized Natural Gas)再經由燃料加壓泵(Fuel Compressor)、氣體回收噴射器(Anode Recycle Ejector)將常溫天然氣、部分高溫陽極氣體與高溫蒸汽混合，再送入天然氣重組器進行蒸汽重組反應(預熱源在升溫階段由啟動燃燒器供應；負載階段由後燃器供應)，產生氫氣與一氧化碳，再通入 SOFC 電池組陽極側(Anode side of SOFC Stack)進行電化學反應產生電力輸出。再者，未參與 SOFC 電池組反應之富氫燃料則再導入後燃器(After Burner)與陰極未參與反應之空氣混合進行燃燒產生廢熱，供後續回收使用。

(二) 氣源陰極側流經程序：

經鼓風機(Blower)輸送之空氣，經由空氣預熱器(Air Preheater)進行氣體預熱(預熱源，在升溫階段由啟動燃燒器供應；負載階段由後燃器供應)，達到適宜溫度後再通入 SOFC 電池組陰極側(Cathode side of SOFC Stack)進行電化學反應產生電力輸出。另外，陰極未參與反應之空氣將與未參與 SOFC 電池組反應之富氫燃料於後燃器(After Burner)中進行混合燃燒，產生廢熱進行後續回收再利用。

(三) 熱回收運轉暨燃料回收再利用程序：

目前系統中熱回收流程，主要為後燃器廢熱先流經天然氣重組器進行預熱，之後再流經天然氣重組器之廢熱回收(Waste

Heat Recovery)裝置，將水源預熱至約 70~80℃；另外，燃料回收再利用亦即將 SOFC 電池組陽極側未反應之含氫燃料尾氣部分回流引導至氣體回收噴射器(Anode Recycle Ejector)處與去硫天然氣預混，再引入重組器進行重組反應，將氣體燃料使用率提高，亦有助於系統效率之提升，目前這部分屬於概念建置，實際結果需待未來進一步系統驗證後可加入系統運轉程序。

四、併網型逆變器(Grid-Tie Inverter)

本研究之 SOFC 發電系統須具備可併電網輸送電力功能。由於 SOFC 電池組具有電壓操作範圍較廣之特性，以本系統為例，該 SOFC 電池組電壓操作範圍約在 38 V ~ 72 V，相較一般國內外市售併網型逆變器可接受電壓操作範圍較小或僅可符合 SOFC 電池組某一操作電壓區段。再者，該逆變器對於 SOFC 電池組輸出電壓必須有主動微調功能，防止 SOFC 電池組併入電網後，電池組瞬間超過最大功率輸出範圍，造成電池組永久損壞。有鑑於前述 SOFC 電池組操作特性需求，故須額外開發適用於 SOFC 電池組電壓操作範圍之可控制功率輸出之併網型逆變器。經設計後所搭配併網型逆變器之規格，直流電壓工作範圍為 30 V ~ 72 V，最大工作電流為 40 A，可直接將 SOFC 電池組直流(DC)輸出電力轉換為 220 V 交流(AC)電力輸出，直/交流轉換效率可達 90%。

參、發電系統性能測試

一、系統升溫與負載測試

測試結果如圖 3 所示。系統從室溫升溫階段是藉啟動燃燒器提供系統升溫熱源，且為維持 SOFC 電池組核心溫度平緩升溫，可看到啟動燃燒器溫度曲線變化幅度較大，此即為利用啟動燃燒器頻繁開關來媒合 SOFC 電池組升溫曲線所

致，而從室溫升溫至 SOFC 電池組可開始拉載溫度約 730~750 °C，共耗時約 7 小時。

之後，再逐步將電池組升載至約 850W(20A/42.5V)，約耗時 3 小時。過程中可發現此時系統的熱源供應，除 SOFC 電池組在本體電化學反應時產生之反應熱外，後燃器亦已開始燃燒 SOFC 電池組所排放之陽極與陰極兩側廢氣，使得後燃器溫度隨之升高維持在約 800~850 °C 工作溫度範圍內，並搭配熱交換器持續提供系統穩定高溫運轉環境。反之，當 SOFC 電池組開始拉載之後，啟動燃燒器便開始停止熱源供應，改由前述後燃器接續供熱，由圖 3 可發現隨著

SOFC 電池組負載越高，啟動燃燒器溫度隨之下降。當經過前述 3 小時升載作業後，系統維持在 850 W 負載條件下，進行系統穩態發電測試。再者，隨著陽極側重組反應供熱與陰極側空氣加熱器預熱，兩極入口處溫度隨之上升，電池組核心溫度亦隨之增加，直至達成穩定負載狀態(850 W)，此時核心溫度維持在 850~860 °C 間。此外，後燃器溫度於電池組升載初期，由於電池組燃料利用率互有變化，使溫度呈現高低起伏的現象，當達到穩定負載狀態(850 W)時，燃料利用率約維持在 72%，後燃器溫度穩態維持在 800~850 °C 間。

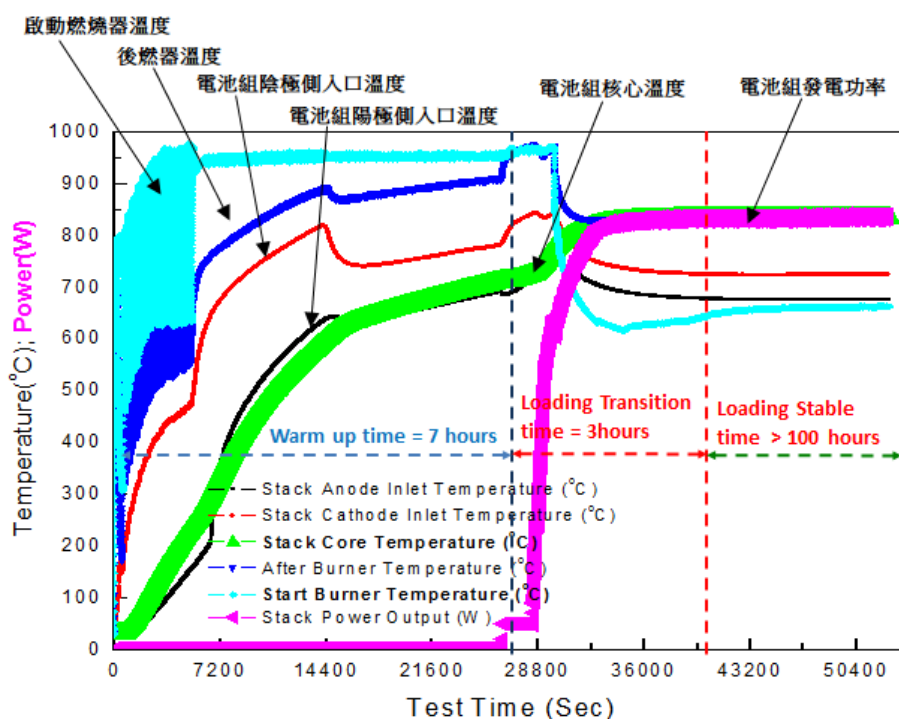


圖 3 SOFC 發電系統升溫與負載測試曲線圖

二、系統長時間運轉測試

測試結果如圖 4 所示，測試時間為 104 年 7 月 20 日至 8 月 4 日止，共負載約 360 小時。由於本系統需搭配併網型逆變器進行拉載作業，為測試該逆變器併網時之轉換效率與系統發電效率，測試內容區分為以電子式負載器(E-load)未併網拉載，與以可控制功率輸出之併網型逆變器

(Grid-Tie Inverter)併網拉載兩種環境進行比較。由測試結果顯示，系統內 SOFC 電池組燃料利用率(FU%)固定為 72%，且維持在 20 A 之負載狀態。在電子式負載器未併網拉載狀態下，負載總時間(即電池組溫度達到約 850 °C，電池組發電功率維持 850 W，連續運轉發電之總時間)約 217.4 小時，所測得之電池組電壓(Stack Voltage)變化區間約在 41.9 V ~ 42.1 V，電池組效率(Stack

$\eta\%$)變化區間約在 49.37% ~ 49.64%；反觀，在逆變器併網拉載狀態下，負載總時間約 144 小時，所測得之電池組電壓變化區間約在 41.7 V ~ 42.3V，電池組效率變化區間約在 49.13% ~ 49.85%，而併網效率(On-grid $\eta\%$)變化區間約在

45.21% ~ 45.86%。併網後效率僅衰退約 3 ~ 4%，亦即直交流轉換效率高於 92%。此結果亦符合併網式逆變器設計轉換效率可達 90%以上之目標。

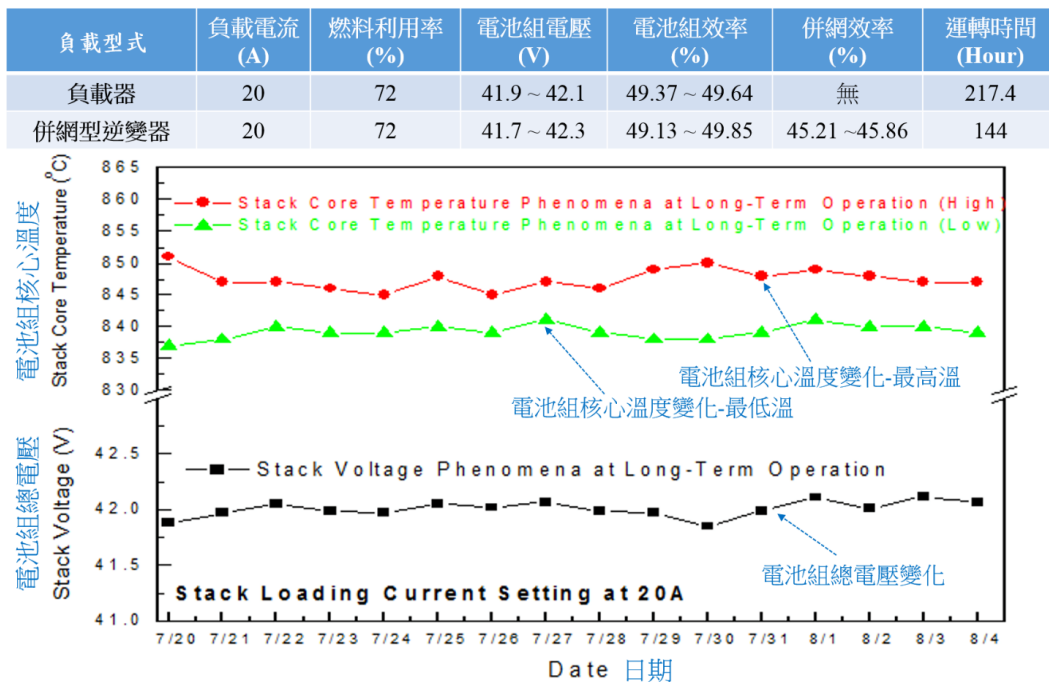


圖 4 SOFC 發電系統長時間運轉測試曲線圖

肆、結論

本研究已成功建立全台第一套以天然氣為燃料，且具內置型天然氣重組器之氫固態氧化物燃料電池示範暨實驗系統。藉由本計畫執行，持續累積研究團隊於 SOFC 發電系統技術整合能力，並透過本示範驗證平台，由實際電力負載測試與長時間運轉實驗，探討系統未來在微型智慧電網中區域定置型發電之電力供應匹配特性，藉以評估高溫燃料電池之應用特性與驗證經濟效益，提供台電公司未來推廣潔淨與再生能源技術之選項依據，以及區域定置型發電系統之規模選擇、可衍生之效益與可行性參考。

系統運轉測試方面，在系統升溫與負載測試

部分，升溫程序共耗時約 7 小時，且 SOFC 電池組升載至 850 W，約耗時 3 小時。並在燃料利用率 72%條件下，電池組核心溫度維持在 850~860 °C間穩定發電運轉。而長時間運轉測試部分，在電子式負載器未併網拉載的狀態下，負載總時間約 217.4 小時，而在逆變器併網拉載的狀態下，負載總時間約 144 小時。比較併網前後效率差異，僅衰退約 3 ~ 4%，亦即直交流轉換效率高於 92%，此一結果符合併網式逆變器設計轉換效率可達 90%以上之目標。

伍、誌謝

有鑑於全球暖化效應急遽發酵，再生能源與潔淨發電技術之建立已成為各國一致認同減緩

全球暖化之共同能源技術目標。本研究首先感謝台電公司綜合研究所各級長官悉心指導與建議，並感謝亞洲氢能公司與工研院綠能所之技術團隊人員之協助，如期整合建置完成全台第一套以管線天然氣為燃料之併網型氈級固態氧化物燃料電池示範暨實驗系統。企盼未來藉由本系統之示範運轉，獲得更多定置型發電系統於區域電網內之各種可能適用情境之運轉數據，供國內產官學領域相關技術人員參考，期能將更成熟的高溫型 SOFC 發電系統技術逐步引入國內，讓台灣在本技術領域能有更多元性之應用選擇，並提供相關產業鏈在未來技術發展方向之參考依據。

陸、參考文獻

- [1] “Climate Change 2014 Synthesis Report,” The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), pp. 2-5, 2014.
- [2] “World Energy Outlook 2012,” International Energy Agency (IEA), pp. 9, 12 November 2012.
- [3] International District Energy Association. (<http://www.districtenergy.org/what-is-chp>)
- [4] S.C. Singhal and K. Kendall, High temperature solid oxide fuel cells fundamentals, design and applications, Elsevier Inc., USA, 2003, pp.1-19.
- [5] A.B. Stambouli and E. Traversa, “Solid Oxide Fuel Cells(SOFCs): a review of an environmentally clean and efficient source of energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.6, no.5, pp.433-455, October 2002.
- [6] Yoshinori Kobayashi, Yoshimasa Ando, Tatsuo Kabata, Masanori Nishiura, Kazuo Tomida and Norihisa Mataka, “Extremely high-efficiency thermal power system - solid oxide fuel cell (SOFC) triple combined-cycle system,” *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, vol. 48, no. 3, September 2011.

技術與經濟評估方法於 CCUS 技術的應用

Techno-economic Assessment for CCUS Project

張仁榮*
Chang, Ren-Rong

林怡秀*
Lin, I-Hsiu

楊明偉**
Yang, Ming-Wei

陳曉薇**
Chen, Hsiao-Wei

(103-104 年度研究計畫論文)

摘要

本文為依據台電公司發展二氧化碳捕集、封存與再利用技術之需求，建立一套泛用型之技術與經濟評估(TEA)模組，可針對各類電廠設置 CCUS 等單元，進行整體效能評估與經濟風險不確定性分析。此模組可評估不同發展規模及不同技術選項所需之財務資源，並分析其中所涉及之技術與經濟風險，進而找出對經濟影響最大的敏感性因子。透過國際 CCUS 相關案例資訊的彙整並配合 DNV GL 的專案經驗，定義出台電公司發展 CCUS 技術各階段中所需要之決策點及相關訊息。利用模組所進行的分析結果亦與國際間專案資訊相符。此研究為國內首次將 TEA 技術應用於 CCUS 技術之評估，在目前國內碳稅機制及相關法規不明確的狀況下，此模組將提供管理者對未來執行 CCUS 之投資決策一重要的參考依據。

Abstract

The main objective of this study is to develop a generic Techno-Economic Assessment (TEA) model which could be used for various capacities of CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) project development. This TEA model will act as a decision support tool that includes all the components of the CCUS activity chain, integrating the technical and economic parameters in one dynamic model, and is designed to cover capture dependency, risk and uncertainties and will be used to assess and compare alternative development concepts particularly. It is expected to represent the most important uncertainties related to cost, schedule and performance of the whole system. In this study, the necessary decision gates and relevant criteria have been defined according to TPC's planned CCUS development roadmap. The analysis results produced by the model are in line with what was found in the literature. This is the first time that TEA methodology has been adopted in CCUS technology in Taiwan. Although the CO₂ tax scheme in Taiwan has yet to be clear, the TEA model will still provide valuable information for decision makers.

關鍵詞(Key Words)：二氧化碳捕集、再利用與封存技術(Carbon Capture , Utilization & Storage , CCUS)、二氧化碳捕集與封存技術(Carbon Capture & Storage, CCS)、技術與經濟評估模組(Techno-economic Assessment)、淨現值(Net Present Value, NPV)、投資決策(Decision for Investment)、平均發電成本(Levelized Cost of Electricity, LCOE)。

*挪威商立恩威驗證股份有限公司台灣分公司

**台灣電力公司綜合研究所

壹、前言

二氧化碳捕集與封存技術目前還是被國際能源總署(International Environmental Agency, IEA)認定為最有效大量溫室氣體(Greenhouse Gas Emissions)減量的一種手段^[1]。由於 CCS 是一種大型且複雜的投資案，其中包含了創新的技術和在整個生命週期階段的不同活動，所以在 CCS 專案開發時，必須進行包含經濟、技術、環境和社會層面的全方位考量，進而將風險和不確定性降至開發商與相關利害關係者可以接受的範圍內。為了能妥善的管理財務風險和技術不確定性，許多大型 CCS 專案都不約而同地使用一種價值鏈分析方法(Value Chain Assessment, VCA)或是技術與經濟分析方法。

一、IMPACT 專案-CO₂純度與經濟效益^[2]

IMPACT 專案是 2013 年歐盟第七架構計畫(EP7/2007-2013)下的附屬子計畫，計畫目標就是建立 CO₂ 品質需求相關規範所需的知識，包含確定 CO₂ 管線和灌注設備可以在很安全可靠的方式下進行設計、建造和操作，並長久安全的封存在地表結構內。CO₂ 純度會影響 CCS 整體系統設計與建造的成本，這個影響程度會與 CAPEX 和 OPEX 有相依關係，並進而考慮此影響對整體設施之可利用性和製程效率的改變。客製化的 CCS 分析模組可以評估一個或數個不同階段組合的影響，比較不同組合的經濟效益，進而了解 CO₂ 中不純物含量對整體經濟的影響，並可藉此定義出不同狀況下純度規格。

二、ECCO 工具-CCS 價值鏈分析^[3-4]

歐盟 CO₂ 價值鏈(European Value Chain for CO₂, ECCO)是一個共同合作的研究案，開始於 2008 年歐盟第七架構計畫下(EU's Seventh Framework Programme, FP7)。此專案之主要目的是加速在前期或未來 CCS 計畫導入以進行健全

的策略性決定。根據 Løvseth 等人的研究，ECCO 計畫之策略是在數個具啟發性專案的關鍵性評估結果中選出最具希望的 CO₂ 產鏈選項。此評估是利用該案所開發出的軟體工具來進行技術經濟分析，也就是 ECCO 工具。此 ECCO 工具可用來分析簡易和複雜的 CCS 組合。

三、CASTOR 專案-歐洲大型 CCS 專案的導入情境^[5]

歐盟所資助的 CASTOR 計畫是為了要研究若使用捕集技術將 CO₂ 進行減量後可能排放到大氣中的 CO₂ 總量。CASTOR 經濟分析工具的開發可以比較各種 CO₂ 減量策略在經濟上的影響。它是一個以 Excel 為基礎的計算模組，可以由模擬得知可能的 CO₂ 排放量，電力需求和相關成本架構等資訊。

四、其他

例如 EXPAND^[6]，也是用來計算從來源、運輸到封存場整個 CCS 生命週期的淨現值和現金流，並比較不同概念組合之效益差異；NTNU 基礎結構模型可用以說明 CO₂ 生命週期的投資狀況^[7]，並找出各種組合最佳化的淨現值；IEA GHG 主要使用於 CO₂ 和能源傳遞系統的成本與效益評估^[8]。

本文之目的用以說明 DNV GL 透過研究專案方式為台電公司量身打造了一個適合台灣現況的泛用型技術經濟分析模組，模組內同時彙整目前國際間最新 CCS 專案相關成本資訊，為國內首次將客製化的 TEA 模組用於 CCS 產業的研究，以供台電公司進行初步的決策使用。

CCS 技術包含 CO₂ 的捕集；並將捕集到的 CO₂ 壓縮成密度較高的流體，以有效率的方式運輸到封存地點。流程請見圖 1^[9]。在政府政策和資金的全力支持下，目前兩個大型工業規模的 CCS 專案已經成功地建造並營運中，包含 Sleipner 和 Snøhvit 的 CCS 專案^[10]。

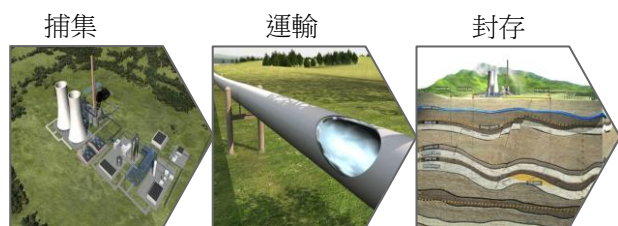


圖 1 CCS 技術主要階段示意圖^[9]

貳、CCS 技術的考量

商轉型 CCS 專案的成功，必須同時考量技術、經濟、環境及社會面向。以一個系統性且透明的方法來進行 CCS 專案可行性評估被視為必要手段，且該方法可以提供決策者進行決策所需之重要資訊。投資者將具有較佳參考依據來選擇合適的 CCS 概念選項，且政策制定者將了解不同的策略手段將如何影響 CCS 未來的發展。

一、技術成熟度(Technology Maturity Level)

CCS 價值鏈包含 CO₂ 來源(電廠或是工業來源)、CO₂ 捕集工廠、CO₂ 運輸系統和封存場址。CO₂ 的排放來源可以是燃煤或是燃氣電廠，又或是其他工業來源(水泥、鋼鐵、化工廠等)。現階段有許多技術可以進行 CO₂ 的捕集，然而除了上述的 Sleipner 和 Snøhvit 專案外，目前這些技術都只有小規模的操作經驗，並非大型商業規模運轉經驗。主要的 CO₂ 捕集技術為：燃燒後(Post-combustion)、富氧燃燒(Oxy-fuel)和燃燒前(Pre-combustion)捕集技術等。而運輸方式則取決於運輸量和距離，予以決定使用卡車、船舶或是管線方式來進行輸送。一般 CO₂ 可以封存在地下蓄水層或是廢棄的油氣儲槽，或是用於提高石油採收率技術(Enhanced Oil Recovery, EOR)，亦或是再利用程序。目前國際間對於商業運轉規模的 CCS 專案非常有限，在 CCS 價值鏈中的每個構成要素皆為專案特有，故而在選擇技術或是控制參數，例如：效率、效能等，都必須依據專案、電廠特性來妥善考量。所選取的元件或條件都會反饋到後續的 CCS 階段內。所以在特定專案適用

的技術，轉移到其他專案時還是無法直接套用，必須妥善考量工廠與專案的所有特性予以進行調整。

由於 CO₂ 捕集技術成本還有非常大的改善空間，所以目前應努力發展出更完善更有效率的 CO₂ 捕集技術來加速 CCS 技術在大型工業的應用。

二、經濟-確保 CCS 在商業上的可行性

目前為止，由於沒有強制的規範和經濟誘因，大型商業運轉專案並未普遍。政府政策和全球環境政策，特別是與環境和能源有關的發展，對於 CCS 技術的發展具有關鍵性的影響。如果可以從 CO₂ 排放量來課徵相對應的碳稅，就可使得 CCS 技術的導入可行性提高^[11]。歐洲已經透過歐洲排放貿易機制(European Emission Trading Scheme, ETS)先行導入碳稅制度^[12]，CCS 技術目前還無法成為電廠中商業化可行的原因是由於稅率還無法與投資平衡。在長期來看，碳稅的增加可以成為一定的商業誘因，但在碳稅提高之前，還是必須尋求其他可能的經濟誘因。

某些 CCS 的應用有經濟上的驅動力，使得這些應用有較高的商業可行性，像是提高石油採收率。即使在沒有碳稅制度下，由於有相對高的經濟誘因，所以也已經被廣泛的使用。但是，EOR 被導入的前提是需要有大量可隨時被取得的 CO₂ 和合適的儲存條件。

最後，除了上述的商業誘因外，我們應該回歸到最基本層面-政策規範。特別是歐洲和加拿大已經提出未來將會以每 KWh 產生的 CO₂ 排放，來課徵特定比例的碳稅。這會使得 CCS 的推行從原本的商業考量變成法律上必然施行的措施。

三、環境影響(Environmental Impacts)

二氧化碳灌注、長期封存安全與對環境可能造成的影響一直以來都是 CCS 技術發展最被關注的問題。將 CO₂ 儲存在地表下結構是為了將 CO₂ 與大氣作一個安全有效的隔離，用以降低溫

室氣體對環境造成的不良效應。 CO_2 儲存場於灌注足量的 CO_2 且進行完整評估後會予以關閉。如何在灌注階段避免瞬間大量洩漏意外的可能性，及長期監控 CO_2 封存場的洩漏與環境影響將會是 CCS 專案開發商得要審慎評估的議題，並透過完整的研究與測試結果，讓人民與政府建立足夠的信心。

四、社會 – 民眾接受度^[13]

雖然 CCS 逐漸地被視為一個用來減緩溫室效應安全且可靠的方法，相對地它也被環保團體視為是一個用來持續仰賴石化燃料發電的藉口。而且，由於很多國家並沒有 CCS 技術的相關經驗，所以大眾對於將 CO_2 封存在地底結構的概念仍然存有許多安全及環境上的疑慮。這也使得 CCS 技術是否可以真正成為一個安全且能永續減緩溫室效應方法的一大挑戰，也由於此一原因，導致許多 CCS 專案截至目前為止仍被延宕著。

不可否認的是 CCS 技術已得到國際間 CCS 政策制定者的廣泛接受，故而非官方團體和一般大眾必須接受兩個事實：

- (一) 在短時間之內，石化燃料發電還是世界能源供應的主要來源。
- (二) CCS 是目前可以用來大量減少石化燃料發電廠 CO_2 排放唯一成熟且高經濟效益的技術，也是能夠將我們的環境延續到未來的關鍵技術。

這些事實是一個提供 CCS 存在必要性相當重要的前提。然而為了讓 CCS 可以在一個安全且可靠的方式下操作，必須要求 CCS 產業公開風險管理承諾。此一要求可以藉由各相關的利害關係者與民眾間有個公開且透明的溝通程序來達到。

參、CCS 技術的 TEA 分析

為了確保本計畫所建立之 TEA 模組可產生與國際間其他 CCS 專案一致性的結果，將模組

應用於三個指定之電廠分析。模組內所使用的電廠資訊由台電公司提供，另外有關 CCS 各階段之相關技術與成本資訊則參考國際間其他案例或 DNV GL 的專案經驗值。

本案收集彙整了許多國際間 CCS 專案的相關成本數據，包含邊界條件的定義、 CO_2 捕集成本及數據分析、捕集工廠的佔地範圍、運輸與封存成本等資訊，整理如下：

一、 CO_2 捕集與壓縮及運輸前準備成本^[14-18]

有關 CO_2 捕集成本的數據，成本的正确範圍預估將可落在 +40%/-20% 和 +200%/-100%，這將與專案定義的程度有關。有關這個部分的成本數據有以下假設，此捕集價格包含捕集與壓縮至 110bar 以下的條件，離岸管線的運輸成本則是包含增壓至 200bar 和運輸成本，利用船運的成本則是在 -50°C, 7bar 條件下的壓縮和運輸費用。燃燒後 CO_2 捕集和壓縮的成本與煙道氣中不同 CO_2 含量有關。從研究發現，在捕集速率達每年 500kt 時，則 CO_2 捕集的成本就會趨於平緩。也就是說只要捕集量大於每年 500kt，則每噸的捕集成本就會趨於定值。另由於其他捕集技術的資訊有限，我們假設燃燒後技術的成本曲線與其他捕集技術相當。有關燃煤和燃氣電廠的捕集與壓縮成本會因為煙道氣內 CO_2 濃度不同價格呈現不同分佈，如圖 2：

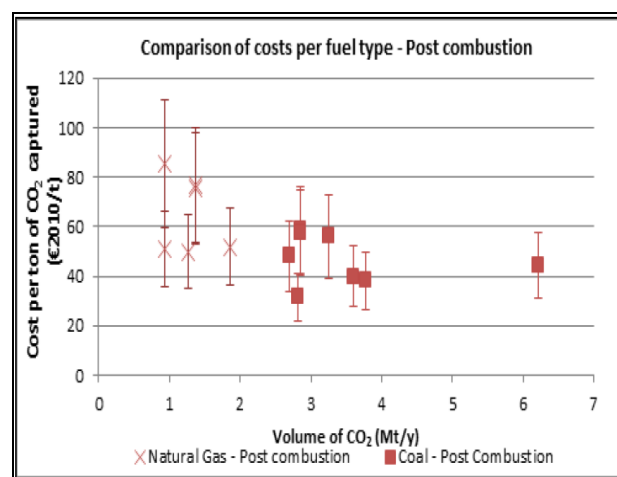


圖 2 燃煤和燃氣電廠燃燒後捕集和壓縮成本

另外不同的 CO₂ 捕集技術所需成本也迥異，如圖 3：

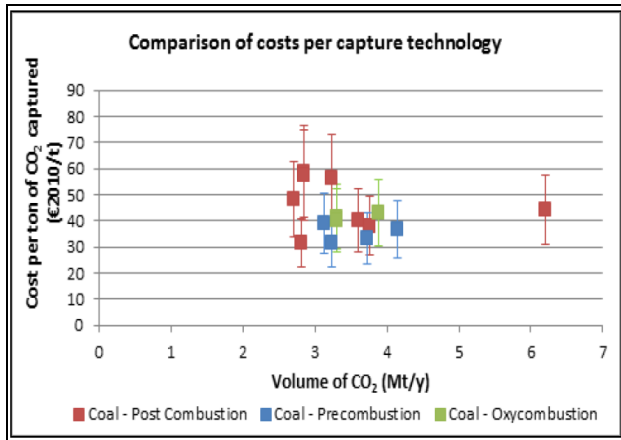


圖 3 燃煤電廠的燃燒後、燃燒前、富氧燃燒捕集和壓縮成本

與電廠相比，有關其他工業來源的 CO₂ 捕集成本研究就相對少很多，且只提供每噸 CO₂ 避免平均成本(每噸 CO₂ 避免成本遠高於捕集每噸 CO₂ 的成本)。同時也很少討論有關 CAPEX/OPEX、捕集的 CO₂ 和減量體積等資訊。圖 4 是彙整與成本有關之資訊，捕集成本包含捕集、脫水和壓縮到 110bar 的所有成本。

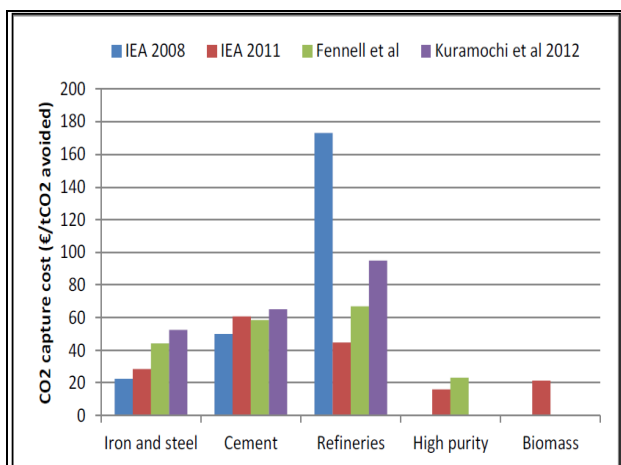


圖 4 不同工業的 CO₂ 捕集與壓縮成本

另外在煉油廠的情況下，由於有太多不同的生產單元會產生出許多不同特性的煙道氣，所以

收集到的資訊呈現很分散的情況。對於給定的體積，捕集每噸 CO₂ 的成本會與煙道氣裡面的分壓有關，當煙道氣裡的 CO₂ 分壓增加，則成本會降低。圖 5 為不同製程排放 CO₂ 的分壓分佈圖。

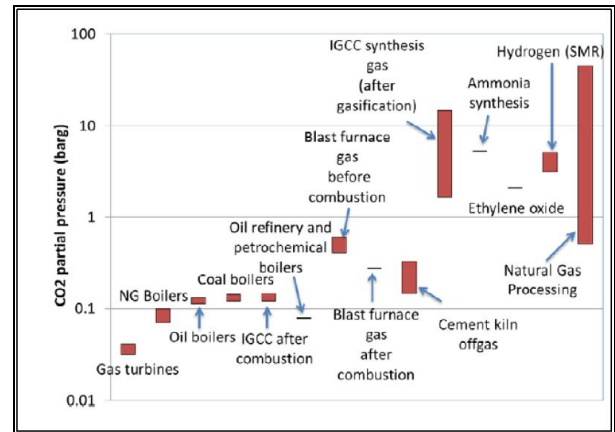


圖 5 煉油廠不同操作單元的 CO₂ 分壓分佈圖

二、CO₂ 運輸成本^[19-25]

在運輸方面的成本分析包含卡車、船舶、陸上管線和海上管線等。運輸量和距離對於運輸方式的選擇具有關鍵性的影響。有關船舶運輸成本與距離的關係如圖 6：

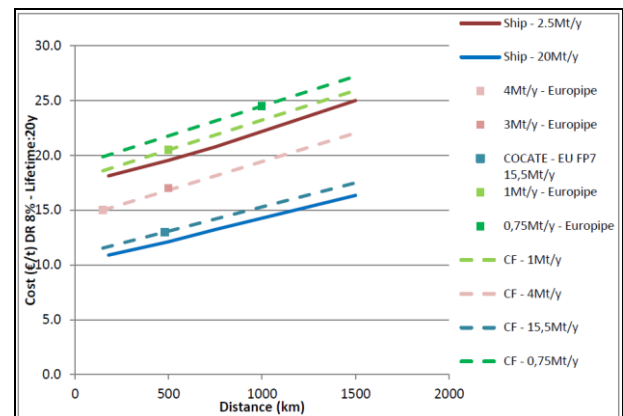


圖 6 船舶運輸的成本距離關係

至於海上管線的成本大多為 CAPEX，ZEP 成本可用來評估海上管線運輸成本，由於管線路徑的差異，海上管線投資的不確定性相對較高，如圖 7：

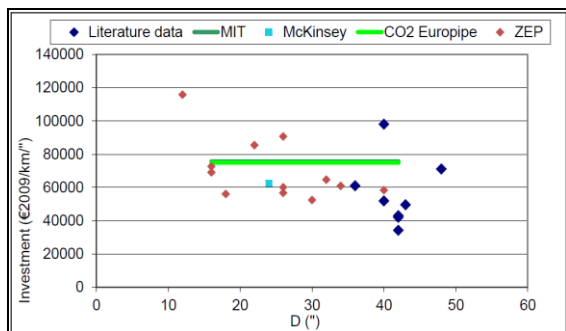


圖 7 海上管線成本資訊

從 ZEP 專案的成本資訊，可以做出一個與距離處理量和成本的相關趨勢圖。由圖中可得知管線處理量降低，則成本與距離的關係就會不明顯，利用這些資訊，可以推導出不同處理量的成本函數，並繪製圖形如圖 8：

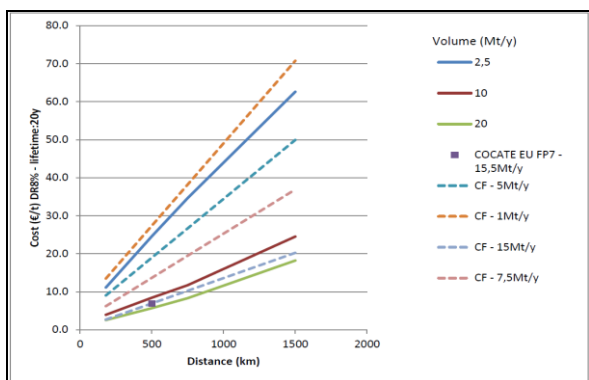


圖 8 海上管線成本關係圖

此外陸上管線的成本可以參考 EU FP7 專案 COCATE，其距離與成本的關係如圖 9。此處所言成本是一條陸上管線搭配一個升壓站之組合，對於較長的管線可能會需要超過一個以上的升壓站。

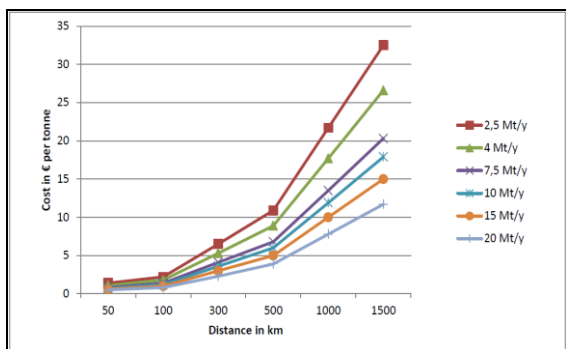
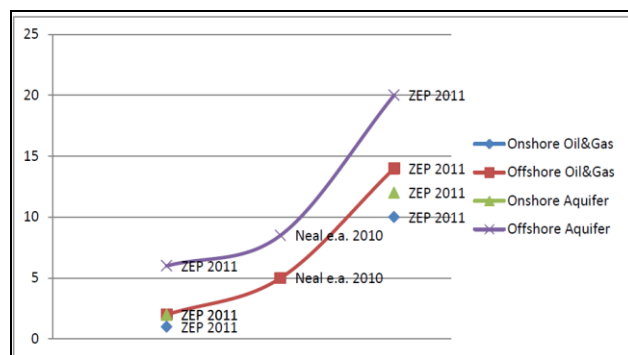


圖 9 陸上管線成本

三、CO₂ 封存成本^[26-30]

有關 CO₂ 封存成本，僅少許的研究提供數據預測成本，且這是一個相對新穎的技術，所以預估之結果會有較高的不確定性。在石油和天然氣開採時，陸上的開發會比海上的開發來得廉價，且淺海的作業會比深海作業便宜。及另外封存場的開發成本會與調查成本，會是否已有相關的地震數據有直接關係。文獻資訊彙整如圖 10：

圖 10 每噸 CO₂ 陸上和海上油/氣田或鹽水層封存成本

管理複雜的 CCS 專案，開發商必須了解專案的商業結果為何(例：淨現值)和專案的完整風險輪廓。為了建立一個技術與商業都健全的 CCS 專案，開發商需要做妥善的專案規畫，比較不同技術概念的差異並決定哪種方案會具有最佳投資結果，進而確定風險輪廓是投資商可以接受的。TEA 分析法的關鍵為可以定量風險和不確定性，並整合整個專案的商業評估。

TEA 是一個方法論和工具，可以作為提供 CCS 專案初期決策的工具，即使在具有高度不確定性和許多未知的情况下。概念選擇，概念最佳化和投資決策都是 TEA 工具可以協助的典型決策。

肆、案例分析結果

一、基礎案例結果-不考慮碳稅的情況

(一) 按照台電 CCUS 技術的發展藍圖，預計所有

案例在 2024 年可進行營運，過程中的關鍵路徑為封存場開發，且假設三個案例會使用同一個封存場。三個分析案有不同的操作年

限，但有相同的建造假設，案例 1 的專案期程如下圖 11：

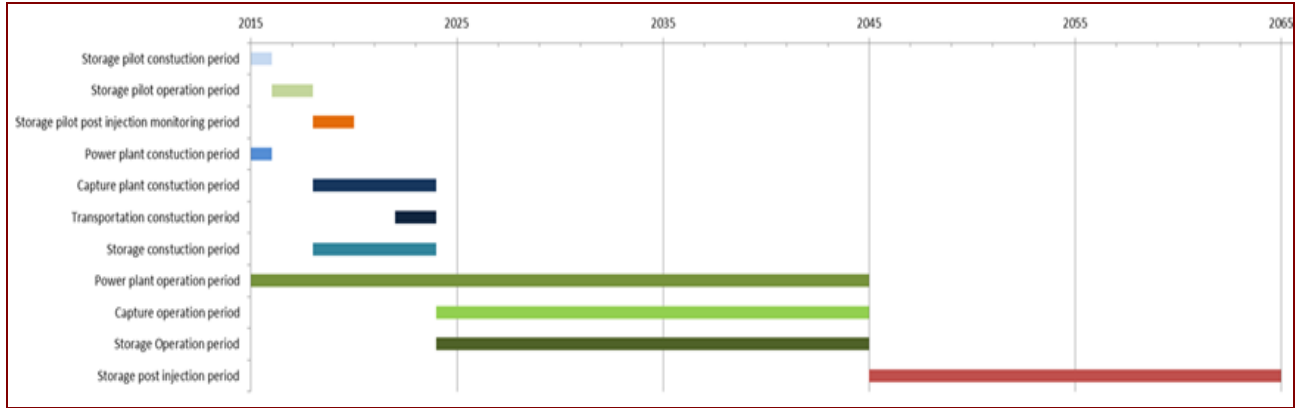


圖 11 案例 1 模擬後期程表

(二) CCS 相關成本的現值

圖 12 為三個案例的 NPV 期望值示意圖，每年 1Mt 捕集量。

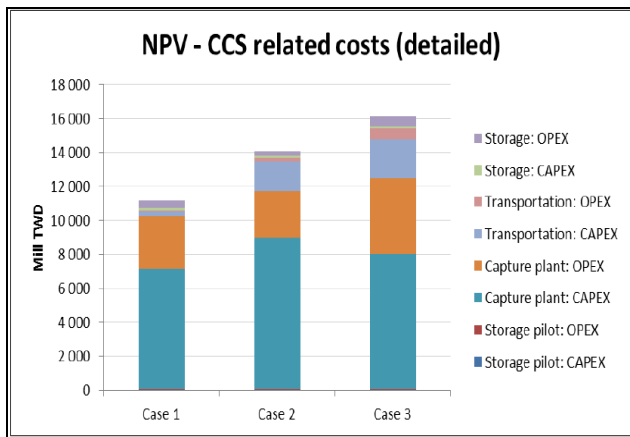


圖 12 NPV-CCS 相關成本

在圖 12 中可見，案例 2 在捕集階段的成本比案例 1 和案例 3 高出許多，這是由於煙道氣裡面的 CO₂ 分析在燃氣電廠比在燃煤電廠低很多，故而若要捕集到相同量的 CO₂ 則必須送入更多的煙道氣，甚至得使用更大的設備。另外，燃氣電廠必須只進行 62.8%的工作時間就捕集到每年 1Mt 的 CO₂。至於每個案例的現值成本可透過點選”結果”工作頁面來獲取相關資訊(表 1)。

表 1 案例 1 的現值(Present Value)

	Present value (MTWD)			
	Expected	P10	P50	P90
Storage pilot	77	77	77	78
Storage pilot CAPEX	34	33	34	34
Storage pilot OPEX	44	44	44	44
Power Plant	107 446	107 446	107 446	107 446
Power Plant CAPEX	16 450	16 450	16 450	16 450
Power Plant OPEX	90 996	90 996	90 996	90 996
Capture plant	10 189	7 814	10 057	12 783
Capture plant CAPEX	7 043	5 173	6 937	9 106
Capture plant OPEX	3 146	2 532	3 104	3 787
Transportation	342	294	340	390
Transportation CAPEX	282	235	281	328
Transportation OPEX	61	54	63	67
Storage	587	541	592	629
Storage CAPEX	117	108	116	124
Storage OPEX	471	421	485	520
Total cost without CCS (Power plant)	107 446	107 446	107 446	107 446
Power plant	107 446	107 446	107 446	107 446
CCS costs	11 196	8 815	11 063	13 808
Storage pilot	77	77	77	78
Capture plant	10 189	7 814	10 057	12 783
Transportation	342	294	340	390
Storage	587	541	592	629
CO2 tax reduction (Before-After CCS)	0	0	0	0
Total cost with CCS	118 641	116 261	118 508	121 254

在案例 1 和案例 3 中，CO₂ 捕集工廠在 CAPEX 有些許差異，是由於兩個工廠有不同的操作時間，所以有不同的處理量，分別為 32kg/s 和 40kg/s。案例 3 僅操作 80%的時間，而案例 1 則有 98.1%的操作時間。

至於 CO₂ 捕集的 OPEX，即便案例 2 年度 OPEX 的現值較高，其捕集 OPEX 佔整體 CCS

技術卻較案例 1 和案例 3 為低，此乃由於案例 2 的操作年限較其他兩例為短。

使用管徑 8 吋的管線即足夠運輸此三個案例的 CO₂ 量。案例 3 只需要一座升壓站，由於操作年限較短所以相比案例 1 有較高的 OPEX。運輸的成本與 CCS 技術其他階段成本相比僅佔相對少的比例，所以說即使案例 3 運輸階段的 OPEX 較案例 1 來的高，但是兩者 OPEX 成本仍舊相近的。

關於 CCS 相關成本淨現值的推斷方面，成本在捕集、運輸和封存階段所佔比例與預估相似。分析案例的成本差異主要來自以下原因：

1. 燃料種類
2. 每年的操作時間
3. 操作年限
4. 與封存場址的距離

可以透過觀察得知各因子如何影響 CCS 成本的主要不確定性(圖 13)，其中對成本影響最大的不確定性因子會出現在最高點，並且有最高的相依係數(接近 1)。由圖 13 可得知 CO₂ 捕集和壓縮的 CAPEX 對於成本的影響最大，況且在這些案例中由於沒有營收，關鍵路徑(封存階段)的延遲將導致淨現值的減少。

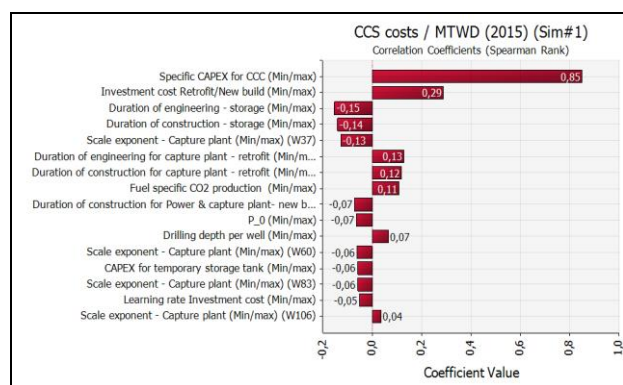


圖 13 CCS 成本的龍捲風圖-案例 1

(三) CO₂ 避免的平均成本

由於各案例的 CCS 操作年限差異頗大，所以建議比較 CO₂ 避免的平均成本，結果如圖 14：

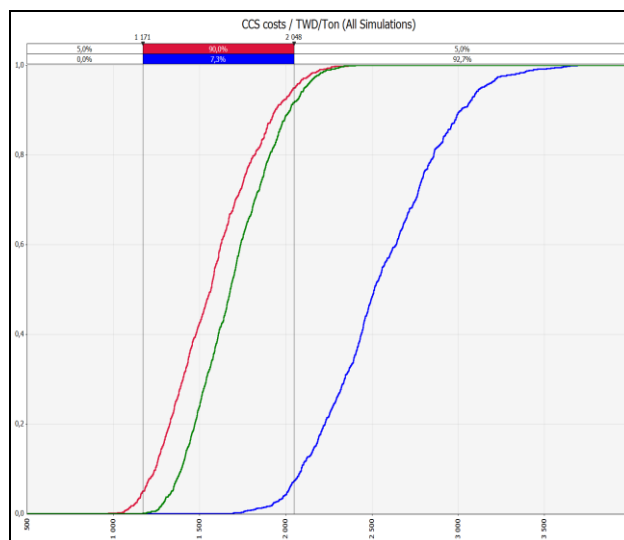


圖 14 CO₂ 避免的平均成本-案例 1(紅)、案例 2(藍)、案例 3(綠)

當只考慮 CO₂ 避免的平均成本時，由圖 14 可得知案例 1 比較具有競爭性。如果將以上分析結果與 GCCSI 最近發表的成本相比(圖 15)，此模組所產生的結果皆落在 GCCSI 發表的成本範圍內。

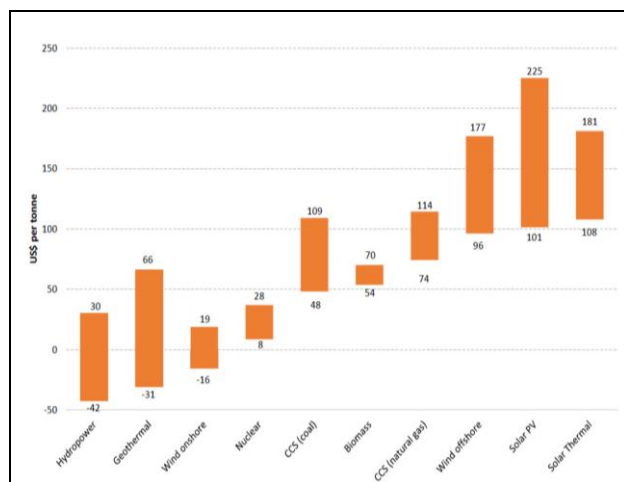


圖 15 GCCSI 2015-CO₂ 避免的平均成本(\$US)

(四) LCOE 期望值

假使沒有考量碳稅，每個案例的 LCOE 期望值將會增加 15% 左右。如圖 16 所示，LCOE 增加主要是因為 CO₂ 捕集工廠會造成電廠電力輸出減少所導致。

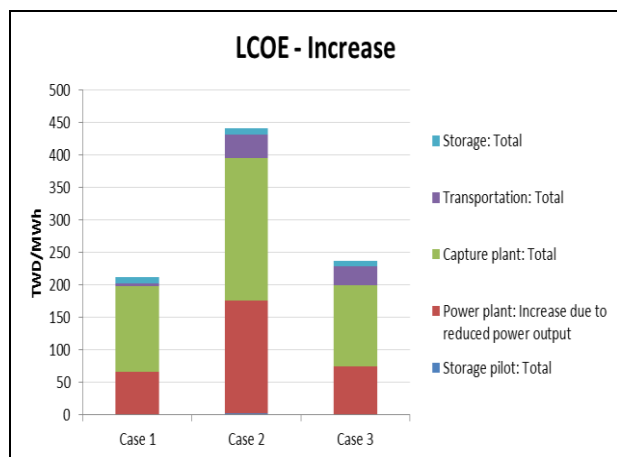


圖 16 LCOE 在 CCS 各階段的增加

除此之外，若將結果與其他研究相比，本研究中的案例 LCOE 增加較其他研究案來的相對較低。此乃由於分析案例電廠的 CO₂ 並未進行完全捕集，僅捕集了每年的 1Mt。與沒有建置 CCS 工廠相較下，假使捕集 90% 燃煤電廠每 MWh 的 CO₂ 排放，LCOE 將會增加 50%，結果與圖 17 ZEP 研究一致(ZEP, 2011)。

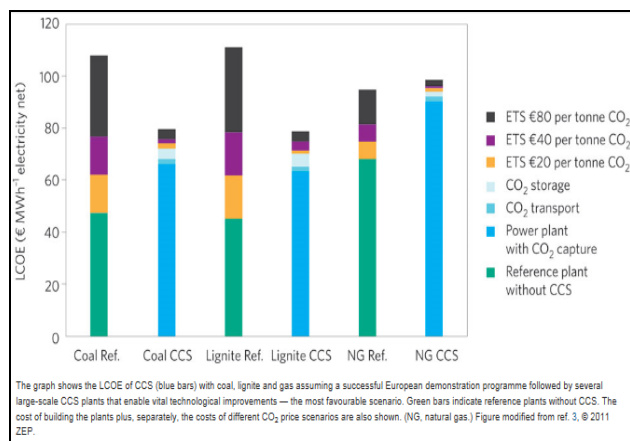


圖 17 ZEP 2011 年針對 LCOE 的研究結果

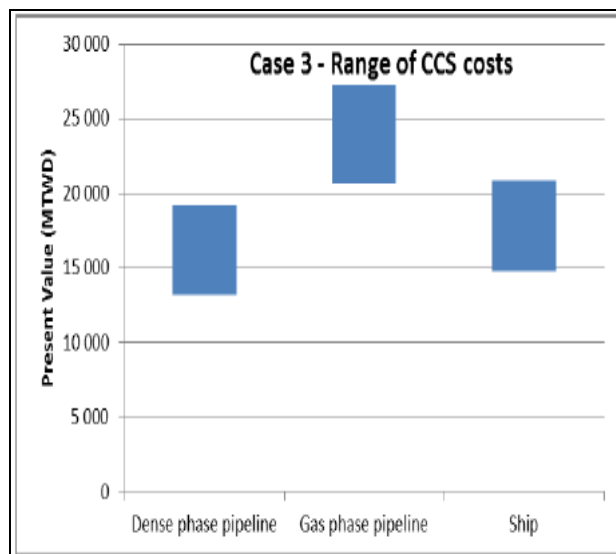
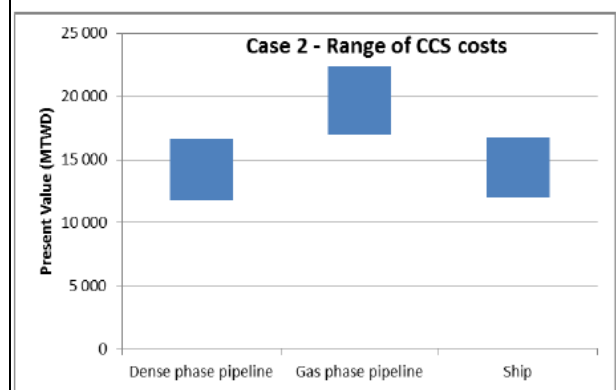
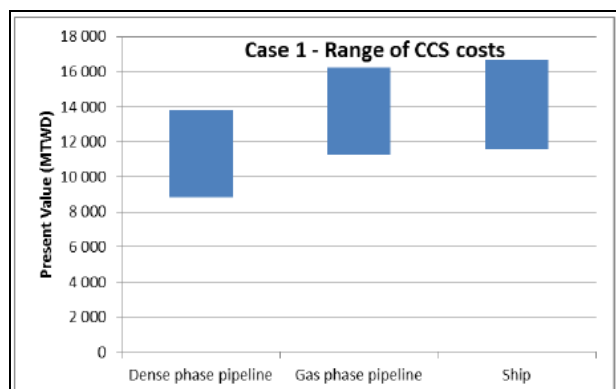


圖 18 分析案例針對不同運輸方式的成本範圍

二、運輸方式

就基礎案例而言，運輸方式為液態管線運輸。但就專案的整體淨現值而言，運輸並非主要的成本因素。即便如此，仍然須按照不同電廠的特性來選擇較合適的運輸方法。圖 18 為各案例利用模組進行模擬分析後所擷取的成本示意圖。

針對案例 1，流體管線運輸為最合適的選項。對於案例 2 和案例 3，船舶和流體運輸是具競爭性的選項，但選擇哪種運輸方式較合適，仍需考量專案剩餘壽命、流量、與封存場址的距離，並考慮周邊是否已具備足夠的基礎建設、電廠位置是否容易靠近，或是管線的用路權是否容易取得，以及封存場容量的大小等因素。

三、碳稅的敏感度

在基礎案例中並未考慮碳稅，但是為了解碳稅對成本的影響，以每噸 CO₂ 稅金 TWD 1,500 為基礎，來計算 CO₂ 稅金對 LCOE 和淨現值的影響。圖 19 為案例 1 的瀑布圖，如果導入 CO₂ 每噸 TWD1,500 元的碳稅，則將 CCS 技術導入案例 1 之結果與二氧化碳排放基線(BAU)相比，確定 CCS 技術之導入為可行的。

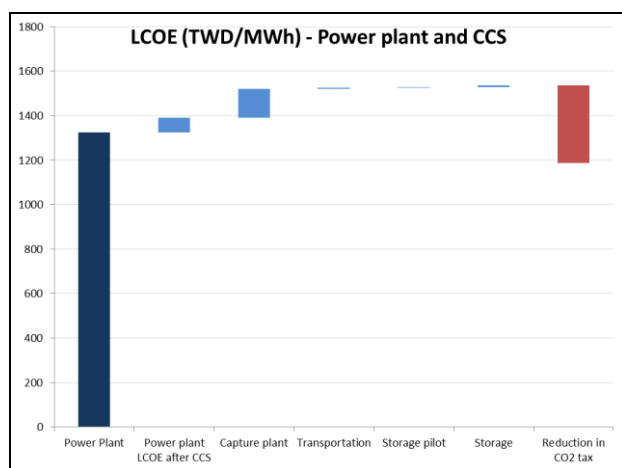
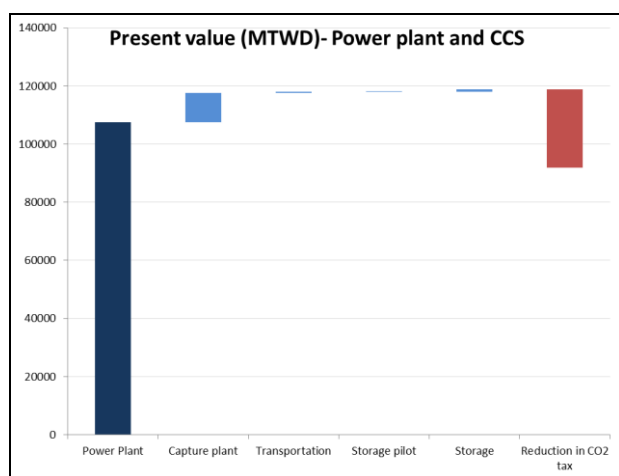


圖 19 案例 1 淨值與 LCOE –導入碳稅 TWD1,500/噸

對於案例 2 和案例 3 而言，則需要再高一點的碳稅方能使得導入 CCS 技術可行。雖然現值顯示有 CCS 比沒有 CCS 來得好，但是 LCOE 則維持在差不多的水準。案例 1 和案例 3 有最低的 LCOE(圖 20)，主要是因為工廠壽命比案例 2 來得長。

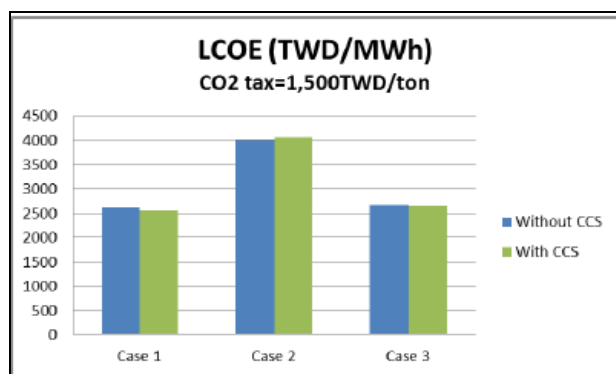
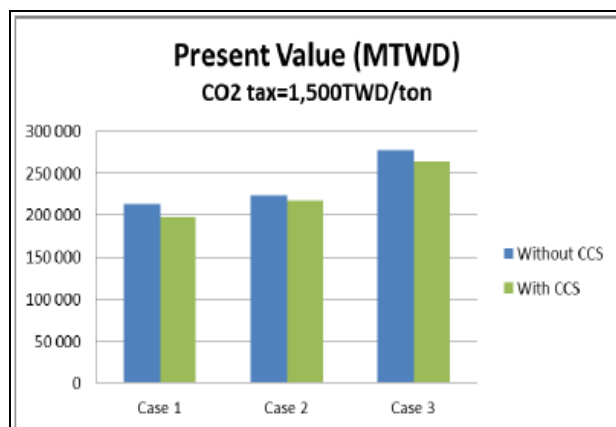


圖 20 有導入/沒有導入 CCS 技術時的現值與 LCOE

四、再利用程序

於再利用部分，分析是採用台電公司所提 30% 電廠面積為可用面積，再利用製程獨立於 CCS 各製程，由於 CO₂ 可以直接由煙道氣提供。評估的主要結果如下表 2：

表 2 案例 2 再利用分析結果

Main result:	Unit	Value
Net Present Value of Utilization	MTWD	314 537
Present value of revenue	MTWD	399 723
Present value of revenue from Biofuel	MTWD	108
Present value of revenue from Skin-care	MTWD	399 615
Present value of costs	MTWD	85 186
Present value of CAPEX	MTWD	3 475
Present value of OPEX	MTWD	81 711

這些數據來自實驗室規模，所以具有較高的不確定性。再利用計算在該模組內為一單獨的工作頁，不會影響到 CCS 其他階段的計算。再利用製程的 CO₂ 減量非常有限，落在 7,000 噸/年(案例 3)~20,000 噸/年(案例 1)。

伍、結論與建議

本研究收集國際間近年 CCUS 專案相關 TEA 技術發展概況及專案相關成本資訊外，亦配合台電公司需求發展一套量身訂做的 TEA 分析模組。以該模組為工具，配合台電公司 CCUS 發展藍圖進行指定案例的分析，透過分析結果比較各案例之間的差異性。再利用模組的敏感性分析功能，進一步了解範例的敏感性因子，透過不同參數的調整，來達到最佳化的概念選擇。歸納上述各項工作成果，可以獲得以下結論。

一、將本計畫所發展的 CCUS 技術與經濟分析模組與國際間其他評估模組比較(表 3)，主要差異如下表所示。本計畫所建立的 TPC 技術與經濟評估模組涵蓋一些其他模組未有的項目(例如管線的管徑、成本預估的不確定性...等)。

表 3 各 CCUS 技術與經濟分析評估模組比較

Name of the tool	Main focus	Number of years to complete the project	Level of technical detail	Level of economic details	Probability weighted estimation	Scale	Elements of the chain included
IMPACTS	Impurities - economic trade off	2	High	Low	No	Full scale	Transport Storage EOR
ECCO	Analyse simple and complex CCS chain	3	Low	High (Macroeconomics)	No	Full scale	Capture Transport Storage EOR
CASTOR	Source - Sink Matching	3	Low	Low	No	Full scale	Capture Transport Storage
TPC TEA	Concept comparison	1	Medium (Estimating energy penalty, pipeline diameter...)	Medium (Cost functions based on publicly available data)	Yes	Full scale Demo Pilot	Power plant Capture Transport Storage Utilisation

二、除了再利用部分，本計畫收集了許多 CCUS 全階段的成本數據並進行分析。本模組除了成本分析，亦同時考量捕集工廠可能的佔地範圍，以及不同專案地理位置的成本修正，或全球環境因素等。

三、CCUS 專案最大的挑戰是需要成功地整合電廠上游產業，以及了解開發過程可能面對的風險層級和不確定性。本研究同時提供了一個整合型 CCS 專案生命週期投資決策的方法，並彙整全球 CCUS 相關案例的決策點

與決策點資訊。DNV GL 同時根據這些專案經驗，配合目前 TPC 的發展目標與現況進行相關決策點和決策點可接受門檻值的建議。

四、由於 CCS 不管在台灣或是在國際上，都是屬於較新穎的技術，技術效能的改善或創新都存有很大的空間。另此模組為一泛用型工具，為了使模組能更貼近使用者需求，本模組保有可自由擴增的彈性。

五、在本案所提出相應於台電 CCUS 發展計畫的專案發展決策點與規劃，需於 2016 年的第 1、2 季透過整體電網整合概念，並利用該模組篩選出最合適的工廠來導入 CCS 技術。

六、為符合台電公司 CCS 技術發展期程，應於 2016 年第 2 季開始 CO₂ 捕集技術的選擇評估作業。

七、於進行 CO₂ 捕集技術的可行性評估時，須同時考量技術導入後對電廠效率的影響。在進行評估作業時，可對技術供應商所提供的技術報告進行第三方評估驗證。

陸、參考資料

- [1] IEA, "Key World Energy Statistics," IEA, Paris, 2010.
- [2] C. Eickhoff, F. Neele, M. Hammer, M. DiBiagio, C. Hofstee, M. Koenen, S. Fischer, A. Isaenko, A. Brown, and T. Kovacs, "IMPACTS: economic trade-offs for CO₂ impurity specification, " *Energy Procedia*, vol.63, pp.7379-7388, 2014.
- [3] P. E. Røkke, J.P. Jakobsen, G. Tangen, and M. J. Molnvik, "ECCO - European value chain for CO₂, " *Energy Procedia*, vol.1, pp.3893-3899, 2009.
- [4] S. W. Løvseth, and P. E. Wahl, "ECCO Tool: Analysis of CCS value chains, " *Energy Procedia*, vol.23, pp.323-332, 2012.
- [5] T. Wildenborg, P. Coussy, A. Doukelis, C. Ekstrom, G. Georgiou, S. Gkountanis, L. Kramers, M. V.D. Kuip, E. Lindeberg, O. Nordbo, S. Serbutoviez, and D. Simonsson,

- “Scenario for large-scale implementation of CCS in Europe, ” *Energy Procedia*, vol.1, pp.4265-4272, 2009.
- [6] J.P. Jakobsen, G Tangen, Ø Nordbø, and MJ Mølnvik, “Methodology for CO₂ chain analysis,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol.2, pp. 439-447, 2008.
- [7] T. Holt, E. Lindeberg, F. Vassenden, and D. Wessel-Berg, “A large-scale infrastructure model for CO₂ disposal and EOR-economic and capacity potential in the North Sea, ” *International Conference on Greenhouse Gas Technology (GHGT-7)*, 2004, pp.391-399.
- [8] Transmission of CO₂ and Energy, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Rep. PH4/6, 2002.
- [9] Det Norske Veritas, “CO₂QUALSTORE: Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO₂,” Høvik, DNV, Feb. 2010.
- [10] F. Eldevik, “Low-carbon power requires broader CCS,” *Oil & Gas Journal*, Høvik, PennWell Publishing Company, Aug. 2009.
- [11] P. Osmundsen, and M. Emhjellen, “CCS from a gas-fired power station? A commercial analysis,” *Energy Policy*, vol.38, pp.7818-7826, 2010.
- [12] Summaries of EU legislation, “Greenhouse gas emission allowance trading scheme,” Now Jun. 2011, [Online]. Available: http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l28012_en.htm.
- [13] S. Shackley, H. Waterman, P. Godfroij, D. Reiner, J. Anderson, K. Draxlbauer, and T. Flach, “Stakeholder perceptions of CO₂ capture and storage in Europe: Results from a survey,” *Energy Policy*, vol.35, pp.5091-5108, 2007.
- [14] GCCSI, Toward a Common Method of Cost Estimation for CO₂ Capture and Storage at Fossil Fuel Power Plants, 2013.
- [15] DOE/NETL-2010/1397, Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity, Revision 2a, September 2013.
- [16] DOE/NETL-341/082312, Updated Costs (June 2011 Basis) for Selected Bituminous Baseline Cases, August 2012.
- [17] ZEP, The Costs of CO₂ Capture, Post demonstration CCS in the EU, 2011.
- [18] J. Husebye, A.L. Brunsvold, S. Roussanaly, and X. Zhang, “Techno economic evaluation of amine based CO₂ capture: impact of CO₂ concentration and steam supply, ” *Energy Procedia*, vol.23, pp.381 – 390, 2012.
- [19] J. Serpa, J. Morbee, and E. Tzimas, “Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure JRC Scientific and Technical Reports,” European Commission, Institute of Energy, EUR 24731 EN – 2011.
- [20] O&G journal Databook, 2008 Edition, PennWell.
- [21] ZEP, The Costs of CO₂ Transport, Post demonstration CCS in the EU, 2011.
- [22] CO₂ Europipe, Development of large scale CCS in The North Sea via Rotterdam as CO₂-hub, 2011.
- [23] Transmission of CO₂ and energy, IEA greenhouse gas R&D programme 2002, report no. PH4/6, Woodhill Engineering consultants, 2002.
- [24] CO₂ pipeline infrastructure : an analysis of global challenges and opportunities, elementenergy / IEA – GHG, April 2010
- [25] Upgraded calculator for CO₂ pipeline systems, IEA GHG Report Number 2009/3, AMEC, March 2009.
- [26] ZEP, The costs of CO₂ Storage, Post demonstration CCS in the EU, 2011.
- [27] P. R. Neal, W. Hou, G. Allinson, and Y. Cinar, Costs of CO₂ transport and injection in Australia (SPE 133900). SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Brisbane, 2010.
- [28] BERR, Development of a CO₂ Transport and Storage Network in the North Sea, 2007
- [29] G. Heddle, H. Herzog, and M. Klett, The Economics of CO₂ Storage, MIT, Massachusetts, Rep. LFEE 2003-003 RP, 2003.
- [30] N. Wei, X. Li, R.T. Dahowski, C. Davidson, S. Liu, and T. Zha, “Economic evaluation on CO₂-EOR of onshore oil fields in China, ” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 37, pp.170–181, 2015.

智慧型 AMI LAN 通訊測試模型及雲端管理平台

Intelligent Communication Survey Model for LAN and Cloud-based Management Platform for AMI

謝忠翰*
Hsieh, Chung-Han

唐文祥**
Tang, Wen-Shiang

徐彬海**
Hsu, Ping-Hai

摘 要

台電公司目前配合政府政策積極進行先進讀表系統(AMI)建置，而通訊為 AMI 系統之基石，不同型態之用戶及饋線可使用之通訊技術及效能不盡相同。本研究將針對 AMI 中的 LAN 通訊網路進行各類型環境適用之通訊技術分析，並提出台電公司最適之智慧型電表現場通訊網路模式及架構，以利未來先進讀表系統業務之推動和智慧電表之布建。首先，依照台電公司現有低壓 AMI 通訊架構，且依不同區域、屬性(住宅/商辦…等)、建築物型態、電表盤放置方式進行有線/無線通訊技術研析，同時進行實地測試(測試電表數量需大於 10 萬戶，測試場域包括新竹以北區域、線路損失嚴重區域、供電瓶頸區域等)。再者，開發「通訊技術測試平台」，平台包括前端測試設備、記錄裝置及雲端管理平台。最後，利用機器學習技術，開發、建立適用通訊技術之預測模型。

Abstract

In accordance with the policy of government, Taiwan Power Company (TPC) has been actively deploying Advanced Metering System (AMI) in the past few years. However, the communication is the foundation of AMI, and its performance varies with site conditions and distribution networks. This project is designed to analyze and evaluate the communication technologies suitable for various sites. Furthermore, it will find out the right communication architecture for AMI for its installation on Taiwan. First, research is to be made on wired and wireless communication technologies for different kinds of areas, attributes, buildings, and meter's mounting space, and the current low-voltage AMI communication architecture in TPC. Next, the project will develop "Communication Technology Testing Platform", which includes front-end testing tools, recording tools, and back-end management system. Finally, it will develop the communication quality analysis system via Machine Learning to evaluate the performance of communication technologies.

關鍵詞(Key Words)： 智慧型電表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure)、通訊技術(Communication Technology)。

壹、前言

行政院 99 年 6 月 23 核定經濟部研擬之「智慧型電表基礎建設推動方案」，正式啟動我國 AMI 建置，台電公司配合政府政策積極投入先進

*台灣電力公司綜合研究所

**工業技術研究院

讀表系統(AMI)建置，目前正進行一萬戶的智慧型電表佈建與測試，然而在佈建與測試的過程中發現不同型態之用戶及饋線可使用之通訊技術及效能不盡相同，在缺乏一套嚴謹的現場場勘(Site Survey)程序情況下，工程人員耗費大量的時間到每個場域進行通訊技術調整，大幅降低 AMI 建置的效率。

台電公司為因應後續大規模 AMI 的建置，擬由本計畫，針對可能之 AMI 規劃建置的場域，分析、評比出各類型環境(住宅/商辦/住商混合等)適用之通訊技術，且找出台電公司最適之智慧型電表現場通訊網路模式及架構，以利未來台電公司先進讀表系統業務之推動。包含以下四項工作目標：

一、通訊技術研析及評估：

依照台電公司現有低壓 AMI 通訊架構，且依不同區域、屬性(住宅/商辦...等)、建築物型態、電表盤放置方式進行有線/無線通訊技術研析，同時進行實地測試(測試電表數量需大於 10 萬戶，測試場域包括新竹以北區域、線路損失嚴重區域、供電瓶頸區域等)。

二、「通訊技術測試平台」開發：

配合台電公司指定之通訊技術，開發「通訊技術測試平台」，平台包括前端測試設備、記錄裝置及後端管理平台。

三、成本分析：

評估各有效通訊技術建置所需設備成本、運維成本等，如需租用電信公司通訊網路，則需提供。

四、評估報告：

測試完成之資料，經整理、分析後，出具完整報告供台電公司參考，報告格式及內容需配合台電公司要求辦理。以利巡查人員隨時隨地掌握設施設備狀態與相關資訊，藉以縮短巡檢作業時間與提高作業正確性。

本研究計畫的成效包括：

- 一、建立完整 LAN&WAN 通訊測試平台與測試程序，為台電公司建立 AMI 佈建現場場勘(Site survey)標準工具及程序，提升整體 AMI 佈建的效率。
- 二、針對十萬戶 AMI 規劃建置的場域找出 LAN&WAN 適用之通訊技術及網路架構，有助於未來台電公司十萬戶的設備採購與建置。
- 三、建立 LAN&WAN 完整的場域分類。歸類各類型環境適用之通訊技術、最適之通訊網路模式及架構，並分析對應的建置設備成本與維運成本。
- 四、建立通訊品質臨界標準，釐清長期或特殊氣候對通訊品質的影響性。

貳、雲端化通訊技術測試平台及工具

一、測試平台架構

執行 Site Survey 時，需運用本計畫所開發之通訊技術測試平台完成現場環境資訊蒐集與實地測試 (PLC 測試與 RF 測試)等工作，圖 1 為通訊測試平台架構。

通訊技術測試平台共包含以下三大組件：

- (一) 前端測試工具：包含電表端與集中器端測試工具，其中電表端測試工具安裝於電表/表盤位置，包含：電表端通訊模組；集中器端測試工具安裝於配電室、配電變壓器或電桿旁，包含：集中器端通訊模組、ITRI Controller、WiFi AP 與 3-Phase PLC Coupler 等。
- (二) Site Survey APP 裝置：安裝於測試人員攜帶之手持式平板電腦 (Android)，負責電表端與集中器端現場環境資訊蒐集、實地測試流程控管與測試結果回傳等功能。
- (三) 端化平台與操作中心：安裝於後端控制中心的伺服器，結合雲端技術，負責測試任務規劃管理、測試結果蒐集與儲存、數據分析等功能。

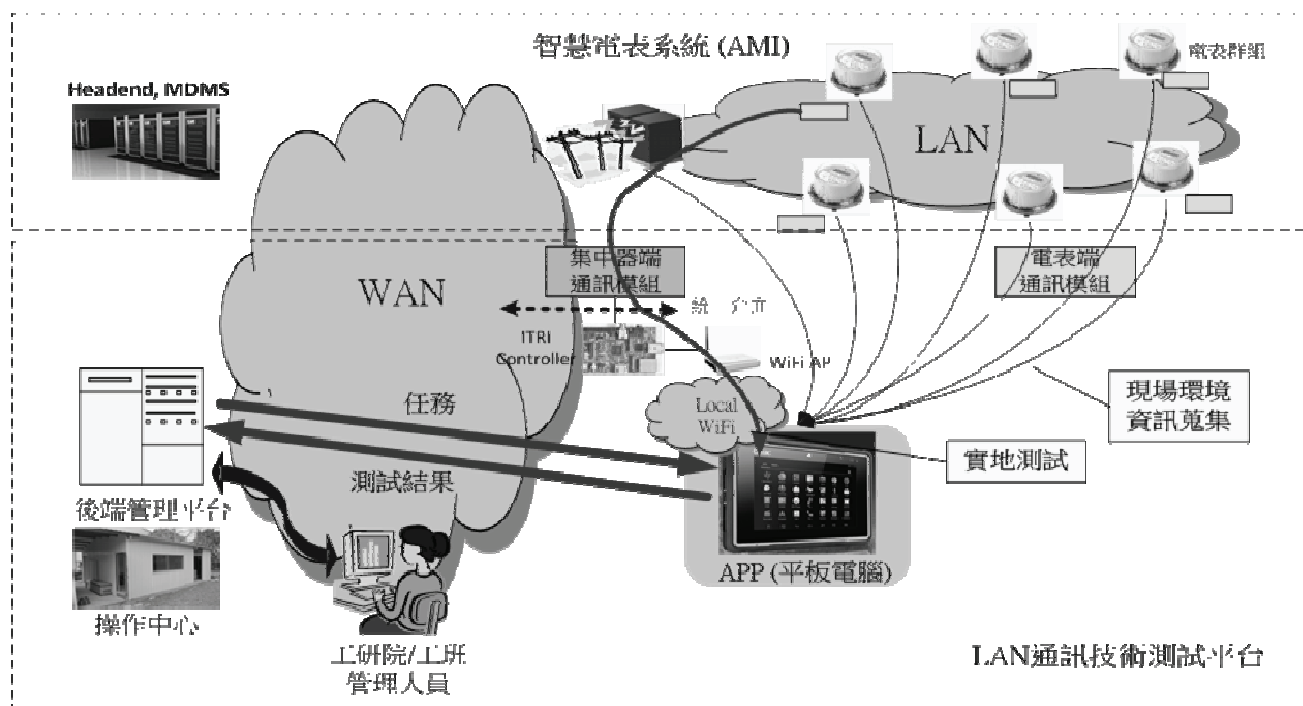


圖 1 通訊測試平台架構

二、前端測試工具

開發手持式裝置上之應用程式 APP，主要任務為輔助測試人員進行：現場環境資訊蒐集、測試流程指引、蒐集各種通訊技術測試結果、即時分析各種通訊量測參數、將資料上傳至後端伺服器。

表 1 列出 APP 現階段所支援的重要功能列表，其中「自動執行」表示 APP 會自動執行其功能，無須使用者的介入；而「離線操作」表示手持式裝置在地下室等通訊不良的區域下仍然可以正常運作的功能。圖 2 為 APP 完整的功能架構圖，也可以當成是測試流程指引或使用者操作指引。

根據 NISTIR 7943 文獻資料^[1]，參考各種 NB-PLC Standards，如：ITU-T G.9902 (G.hnem)、IEEE 1901.2、ITU-T G.9903 (G3-PLC) 與 ITU-T G.9904 (PRIME)) 的特性與技術成熟度，最後決定本研究 LAN 端網路測試的 PLC 通訊技術與通訊頻帶以 ITU-T G.9903 (G3-PLC) 國際標準及窄頻 FCC band (150K~450KHz) 為主。

本研究亦比較 IEEE 802.15.4^[2] 與 WiFi Mesh^[3] 各 RF 通訊技術標準的 Non-Licensed (2.4GHz) 頻帶支援性、Open Standard、Mesh 功能支援性、Data Rate、互通性與技術成熟度等因素後，決定 RF 通訊技術以 IEEE 802.15.4 國際標準 (2.4GHz) 為主。

另外，IEEE 802.15.4g/e 為 IEEE 802.15.4 標準之升級標準^[4,5]，主要針對公用事業發展智慧電網製訂，因此又稱為 Smart Utility Network(SUN)/WiSun。主要運行的頻段包括 868MHz(歐洲)、916MHz(美洲)、2.4GHz(全球)。目前 IEEE 已完成制定 PHY/MAC 之標準。

因為日本富士通 RF 通訊技術實體層(PHY)與媒體層(MAC)符合 IEEE 802.15.4g/e 標準，實體層使用 2.4GHz 頻段，網路層(Network Layer)採用 DFF (Depth-First Forwarding) 規格(IETF RFC 6971)，該網路層規格與目前台電低壓一萬戶 AMI WiFi 通訊技術的相同。因此，RF 通訊技術亦採用日本富士通 RF 通訊技術，符合 IEEE 802.15.4g/e 標準。

表 1 應用程式功能表

功能	說明	自動執行	離線操作
資料同步	APP 自動連上後端伺服器進行資料同步	Yes	No
APP 版本更新	自動檢查 APP 版本，並更新	Yes	No
使用者登入	使用權限控管	No	Yes
測試任務一覽	顯示測試任務，具備(1)列表顯示與(2)地圖顯示兩種	No	Yes
測試任務下載	下載欲執行的任務資料	No	No
現場環境資訊蒐集	紀錄變壓器與電表的現場環境資訊	No	Yes
PLC 通訊測試	進行三種 PLC 模組的通訊測試，量測連通率、Throughput 與 Topology	No	Yes
ZigBee 通訊測試	進行 ZigBee 通訊測試，量測連通率、Throughput 與 Topology	No	Yes
上傳測試資料	將測試資料打包上傳至後端伺服器	No	No

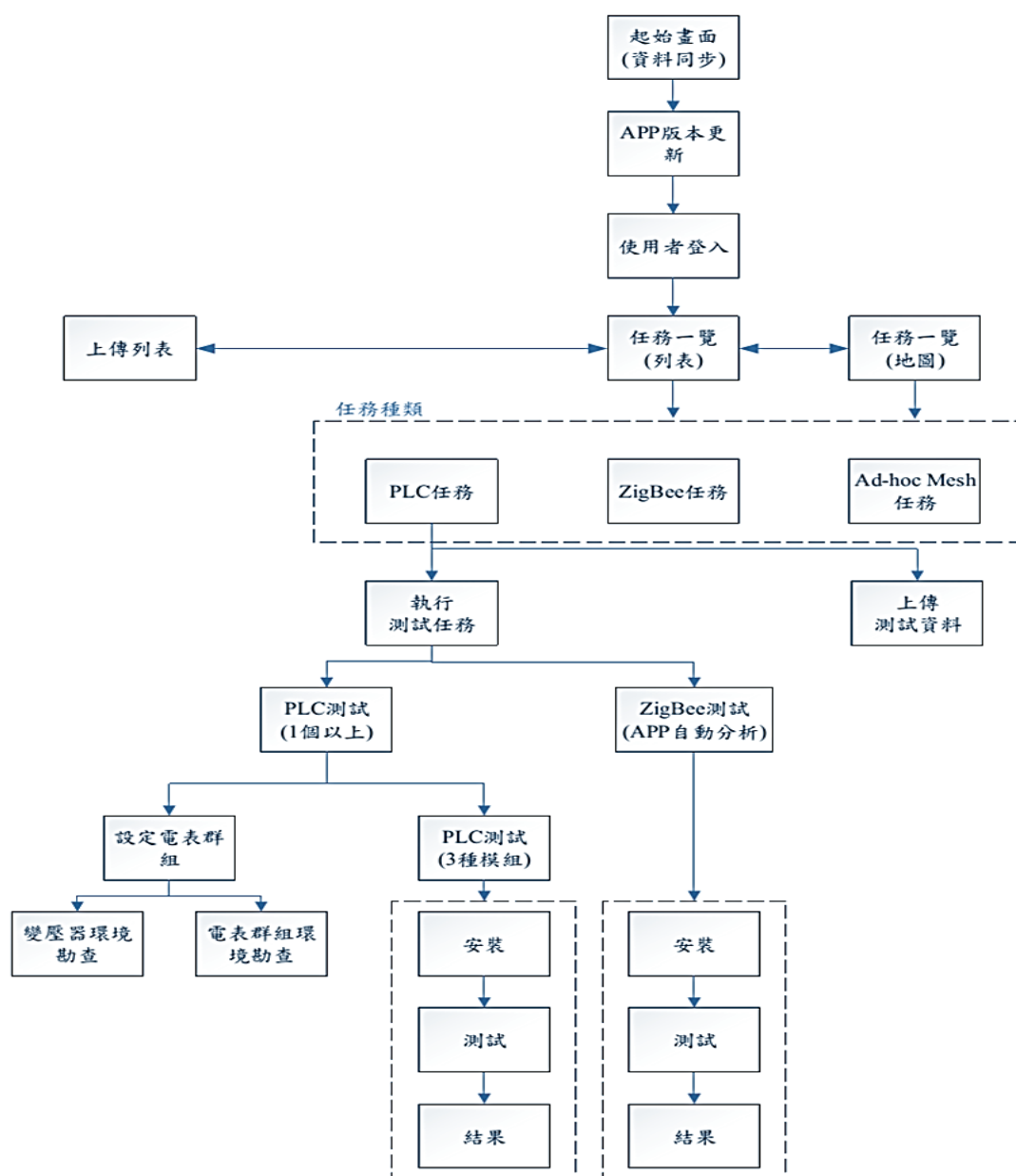


圖 2 APP 功能架構圖

三、資料同步

為了同步後端伺服器的資料，當使用者啟動 APP 之後，在起始畫面中(如圖 3)，APP 會嘗試背景執行資料同步的程序，將後端伺服器上的資料同步下載至手持式裝置。此外，考慮到不是每個測試場域都能夠連網，如地下室等通訊不良場域，當 APP 偵測到無法連網時，會自動略過資料同步步驟，使用者依然可以正常操作 APP 進行測試。其中任務列表僅同步最基本的測試場域資料，如電力座標、地址、區域標籤等。若要執行其中一個場域測試，則使用者必須先下載完整的場域資料。由於場域數量龐大，為了保持手持式裝置的執行效能，APP 會自動刪除不存在任務列表中的任務資料(如測試資料、照片等)。



圖 3 APP 起始畫面，自動背景執行資料同步

四、測試任務

登入 APP 之後，使用者首先看到任務一覽的畫面(如圖 4)，此列表列出後端伺服器中欲執行的所有測試任務，每一列為一個測試任務的基本單位。由於任務數量龐大，為了提升實用性，本列表支援分頁瀏覽功能，使用者可以選擇上方的分頁標籤，快速找到目標任務。此外，APP 亦具有圖資(GIS)輔助模式(如圖 5)，幫助使用者快速

找到自己所在位置附近的目標任務。

兼顧測試效率與測試結果的有效性，本計畫導入「電表群組」的概念，因此使用者必須先設定電表群組(如圖 6)之後才能進行後續的現場環境資訊勘查與通訊測試，包括變壓器與電表群組。



圖 4 測試任務畫面

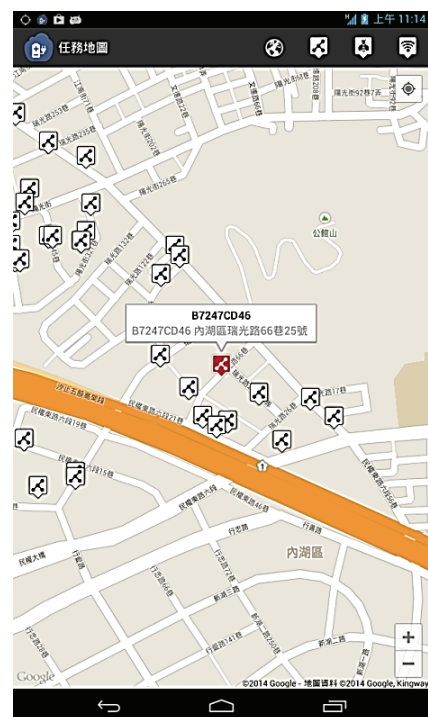


圖 5 圖資(GIS)輔助模式



圖 6 電表群組分類表

五、雲端管理平台

本計畫於綜研所內建置雲端管理平台網路架構與網路設備，如圖 7 所示，操作中心對外網路使用中華電信光世代，內網放置本計畫所使用的伺服器及 NAS 等設備，內外網路由防火牆作網路的分割，機房內備有 UPS 作為電力中斷的保護裝置，每天均會自動執行伺服器至 NAS 設備的資料備份。

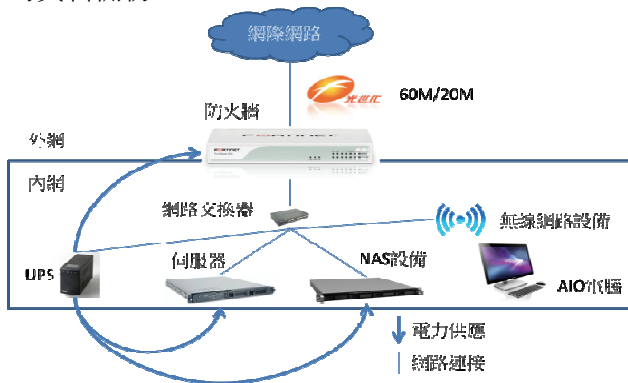


圖 7 雲端管理平台架構

管理平台負責管理電表測試前的文檔資料以及測試後的數據資料，此平台使用資料庫系統

並搭配網頁管理介面提供操作，此平台將儲存台電所提供的資訊，並負責與現場平板電腦間的通訊功能，整合所有測試相關資訊，提供測試進度及結果統計以及產出報表等，主要功能包括：測試進度管理、場域資料查詢、測試任務管理及相關統計等，如圖 8、9 所示。

參、通訊品質分析系統

通訊品質預測及估計模型主要包含三個部分—通訊品質模型的建立及預測、資料整合及成本預估。其中最主要的核心部分為通訊品質模型的建立及預測，通訊品質分析系統與後端平台目前是互相獨立的，分析系統主要是接受後台所匯出的 CSV(Comma Separated Value)檔案(由後台資料庫中的資料表轉換而來)來進行界接並做後續的資料處理。

分析系統的實作是採用 R 語言，它是一種自由軟體程式語言與操作環境，主要用於統計分析、繪圖、資料探勘，近幾年因為巨量資料分析的需求大量崛起，所以 R 語言受到很大的矚目，它在資料探勘及機器學習的社群中受到廣大的喜愛，考量資料分析的需求及未來可能的巨量資料分析的需求，本計劃決定採用 R 語言開發。預測模型依據功能主要可以分成四大模組，資料清理、資料轉換、異常偵測及機器學習模組，下面就各個模組詳細說明。

一、資料清理模組

從後台取得的資料表 CSV 檔案約有二十多個，這個模組主要是將這些資料清理乾淨並且依據其特性聚合成較大的表格，例如：台電提供的場域資料、工班場勘紀錄的場域資料及實際測試的資料都會整合成數個較大的表，以利後續的分析。資料清理主要是去除舊的/不合法的資料，處理衝突的資料，例如：標註找不到，但是卻有測試資料的電表，再來是處理 NULL 值，幫遺失值補上合理的數據。



圖 8 雲端管理平台首頁

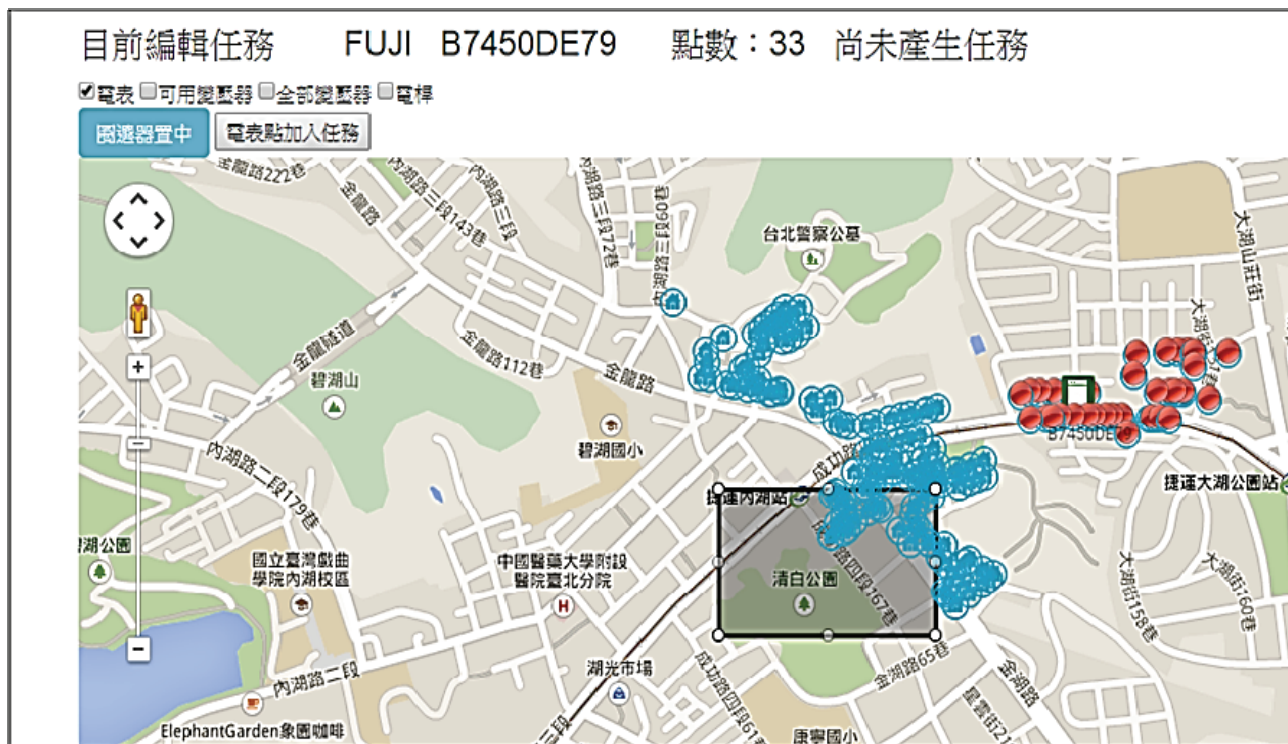


圖 9 管理平台功能

肆、結論

二、資料轉換模組

分析的場域變數主要可以分成三類，一個是台電提供的原始資料，再來是工班現場收集的場域資料，剩下的就是資料轉換模組，轉換出來的資料，可以參照下表 2。

三、異常資測模組

異常設備得到的多次連線失敗資料，可以視作是一種雜訊，如果可以去除，就可以有效提升預測的準確率，所以我們提出了一些方法來偵測異常的設備的數值，並回報工班回收處理，再回收驗證的過程中，的確有些硬體是損壞的，因此導致過多次數的連線失敗。

若有測試模組被視為異常，其相關的通訊品質資料將會被移除，不會用來建立預測的資料。最後所有後台的資料表會被整合成一個適合透過機器學習方式來分析的資料格式，也就是一個唯一的資料表，目前此資料表大約有七十多個欄位。

四、機器學習模組

機器學習模組著重在預測連通/不連通的分類演算法，其中 Random Forest 顯現顯著的效能，所以目前正在對 Random forest 的參數做最佳化，而未來也會同時預測 data rate，應該會採取預測分類及連續值同時進行再聚合的策略。架構如圖 10。

本研究建立 AMI LAN Site Survey 的標準作業程序(SOP)，完整涵蓋：

一、各式變壓器與電表環境：架空與非架空型的變壓器配電場室、室內外各式建物型態的電表場域。

二、多種 LAN 的通訊技術：G3-PLC (三種晶片)、ZigBee Pro、IEEE 802.15.4g/e 等。

三、Snapshot 與長期通訊品質量測。

本研究亦建立 End-to-End AMI LAN Site Survey 『通訊技術測試平台』，包含：

四、可攜式前端測試工具：LAN 現場通訊品質量測、通訊參數蒐集。

五、手持式 Site Survey APP 裝置：現場環境資訊蒐集、現場分析與障礙排除、自動化流程控制與指引。

六、後端管理平台：派工與測試任務管理、現場資料儲存與管理、基本資料統計、圖表式資料輸出。

七、通訊品質分析系統：通訊品質模型的建立及預測、資料整合及成本預估。

八、雲端操作中心：整合後端管理平台，建置異地備援與資訊安全防護之操作中心。

表 2 資料轉換模組參數

場域變數名稱		說明	例子
台電提供	Category	用電類型	"低壓電力",...
	Contract	契約代號	"1","11","15",...
	locationType.x	變壓器位置類型	"地上配電場","亭置式變場",...
	userNum	變壓器下電表數目	3 3 1 1 1 1 1 1 1 1 ...
	L1group	區域類型	"工業區","科學園區",...
工班場勘	backEndSwitch	表後開關	"0","1" (無、有)
	frontEndSwitch	表前開關	"0","1"
	barrier	雨遮	"0","1"
	barrierMetal	金屬雨遮	"0","1"
	metalBox	金屬表箱	"0","1"
	buildingUsageType	電表建物類型	"1","2","3","4",..(公寓、大樓、別墅等)

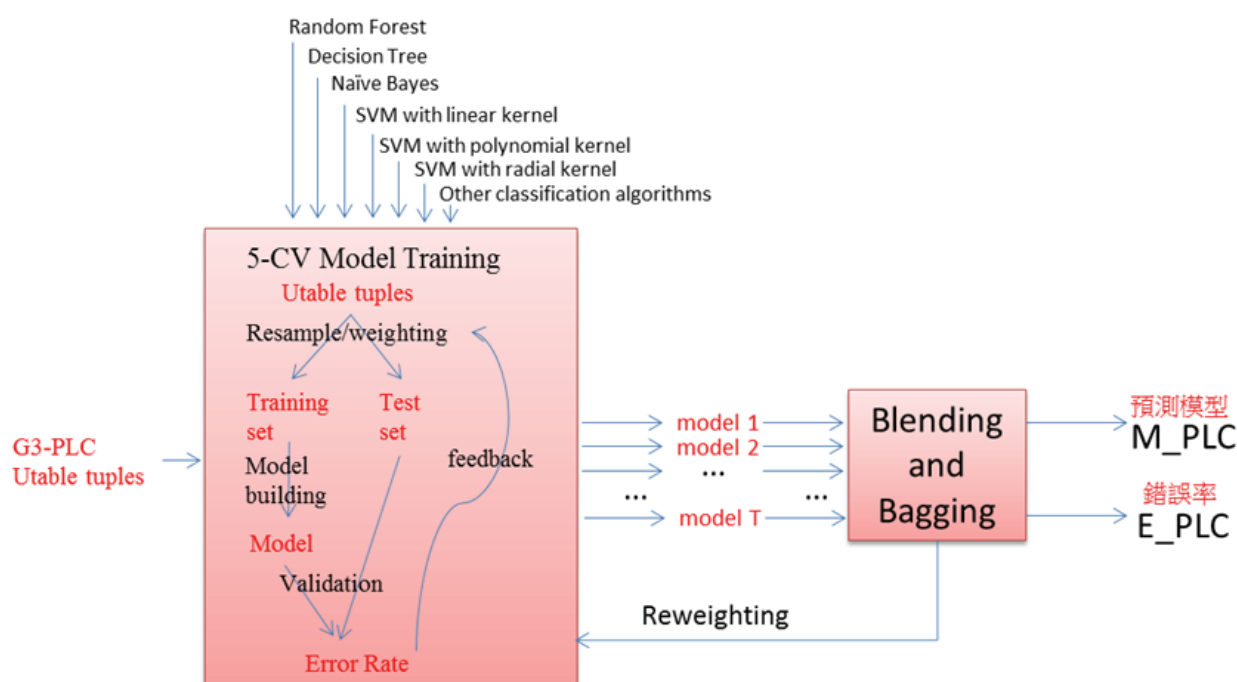


圖 10 機器學習模組架構

此外，本研究案亦透過大規模的現場測試數據，建立通訊一套 AMI 通訊品質預測模型與決策系統，然而短期測試、估計與預測都必然存在誤差，後續可依據台電 AMI 布建現況，持續回饋實際佈建後的通訊品質長期結果，如此將可有效提升系統分析決策的準確性。

Smart Metering Utility Networks," April 2012.

- [5] IEEE Standard 802.15.4e, "Part 15.4: Low-Rate Wireless Personal Area Networks (LR-WPANs) Amendment I: MAC Sublayer," February 2012.

伍、參考文獻

- [1] NISTIR 7943 Guideline for the Implementation of Coexistence for Low Frequency Narrowband Power Line Communication Standards in the Smart Grid, June 2013.
- [2] IEEE 802.15.4-2011, "Part 15.4: Low-Rate Wireless Personal Area Networks (LR-WPANs)," September 2011.
- [3] Wireless mesh network, [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Wireless_mesh_network.
- [4] IEEE Standard 802.15.4g, "Part 15.4: Low-Rate Wireless Personal Area Networks (LR-WPANs) Amendment 3: Physical Layer (PHY) Specifications for Low-Data-Rate, Wireless,

蘇拉颱風搶修經驗分享

— 以 345kV 大觀~中寮一二路 #14 搶修工程為例

The Urgent Restoration of the 14th Electric Tower in 345 kV Daguan~Zhongliao Transmission
Line 1&2 after SAOLA Typhoon

石逸清*
Shih, I-Ching

涂閔祥*
Tu, Min-Hsiang

曾俊榮*
Tseng, Chun-Jung

摘 要

本公司輸電鐵塔遍佈全台灣，其中大部分鐵塔係座落於山坡地，由於近年來，侵襲台灣本島的颱風所挾帶之降雨有日益增大趨勢，高強度降雨常導致邊坡坍滑，進而影響座落於坡地之鐵塔安全，甚至危及供電穩定，本篇為塔基旁邊坡大規模坍方之實際搶修案例及困難問題解決說明，有助日後進行類似搶修工程施工時之參考。

2012 年重創中部地區之蘇拉颱風災害轉眼已過 3 年，當時本處各部門群策群力、分工合作下於短時間內順利完成送電任務，避免災情擴大危及供電安全。為了能系統性地保存第一手勘災資料與搶修經驗，除提醒同仁記取教訓，亦是提供經驗分享及後續研究的重要資源；本案以「345kV 大觀~中寮一二路 #14 搶修工程」為例，實際紀錄當時搶修過程及創新設計概念，舉凡勘災過程、臨時搶修、地質安全評估及創新塔基設計等皆收錄其中，最終如期如質達成穩定供電任務，故本案例值得留給後輩日後細心研究及應用。

Abstract

The transmission lines of Taiwan Power Company are distributed across Taiwan island, and most of the electric towers are located in hillsides. Recently, the rainfall of typhoons attacking Taiwan increases almost every year, and the heavy rainfall often leads to landslides in the mountain. Therefore, the stability of the transmission lines is facing increasing challenges, and the power supply is also under threat. This essay presents the procedure of the power tower restoration in a large-scale mountain sliding and illustrates the thoughts of the solution. Hopefully, this case study could be used as an important reference for similar projects in the future.

The SAOLA typhoon attacked central Taiwan seriously in 2012, and our staff team restored the power supply successfully within a very short time under the cooperation of different departments. Our efforts have prevented the damage from being out of control. To provide experiences for our colleagues and preserve the information for future research, this article maintains the data of this precious experiences. As a reference, this case study on the urgent restoration of the 14th electric tower in 345 kV Daguan~Zhongliao transmission line 1&2 is focused on the record of repair process and the innovative design concepts. The

*台灣電力公司輸供電事業部台中供電區營運處

contents include the disaster survey, temporary construction, geological assessment, and innovative design of tower. Therefore, this article can serve as a good reference for younger engineers in dealing with similar situations in the future.

關鍵詞(Key Words)：搶修工程(Repair Project)、四樁十字梁基礎(Four Piles Foundation with Cross Beam)、土壤基礎(Grillage Foundation)。

壹、前言

本處轄管輸電線路多數座落於山坡地且鄰近邊坡，由於近年來，侵襲台灣本島的颱風所挾帶之降雨有日益增大趨勢，高強度降雨常導致邊坡坍塌，進而影響座落於坡地之鐵塔，甚至危及供電穩定性；本案係 101 年 8 月蘇拉颱風來襲造成既設塔基旁邊坡大規模滑動現象，為維護供電安全而緊急辦理搶修作業，並利用創新工法、如期如質完成送電任務，本案例可提供公司同仁日後線路維護作業之參考^[1]。

貳、災害現況

101 年 8 月 2 日蘇拉颱風襲台，挾帶超大豪雨，導致台灣各地淹水災情、多處山區坍方及道路中斷，本處轄管輸電線路 345kV 明潭~中寮一二路於當晚 22 時 54 分發生跳脫並且試送不良，依據氣象站資料，中寮鄉山區當日雨量達 902mm。

101 年 8 月 3 日 6 時 30 分動員人力特別巡視，因部分道路不通，致狀況不明，立即通知直昇機執行空中特別巡視；上午 8 時於台中供電區營運處本部，立即成立「緊急應變小組」分析災情確認並研擬緊急搶修計畫。

當日因颱風民航局禁航管制至上午 10 時 30 分始解禁同意飛行，約於 11 時發現 2 處事故點並通報本處「緊急應變小組」，處長指示搶修作業開始，並於每日下午 4 時定期召開進度檢討會。

8 月 4 日動員線路組、地權組、土木組及本

處技師團隊，徒步進入災區辦理線路縱斷面測量、地質調查及評估、搶修工程初步規劃及設計。

當日李專總群、供電處蕭副處長勝任、台中供林處長車遠、張副處長如松(時任)及相關部門人員亦分數次搭乘直昇機勘查線路受損情況，並於中寮超高壓開閉所成立前進指揮所，研討緊急搶修可行性方案及臨時補強措施。

經調查結果本次風災有 2 處受損嚴重的事故點，分別為：

- 一、345kV 明潭~中寮一二路 # 13 鐵塔因位於邊坡坍方範圍內，造成鐵塔倒塌無法送電。
- 二、345kV 大觀~中寮一二路 # 14 鐵塔旁邊坡發現大規模土石崩塌現象，雖然該塔持續送電中，惟隨時有倒塌疑慮。

因 345kV 明潭~中寮一二路 # 13 鐵塔已倒塌無法送電且短時間內無法修復，若 345kV 大觀~中寮一二路 # 14 再發生停電事故，將影響明潭及大觀電廠之發電輸送，其造成發電之損失預估每月達 8 億多之鉅^[2]，故 # 14 有立即搶修之必要性。

經現場勘查 345kV 大觀~中寮一二路 # 14 塔基旁邊坡大規模坍方，大片土石方裸露，鐵塔基礎岌岌可危且當時正值颱風季節，如何兼顧既有塔基安全同時辦理新塔基遷改建作業，本處面臨相當大的考驗與壓力(詳圖 1~2)。

參、緊急搶修歷程

- 一、於進度檢討會上處長指示搶修作業全面啟動，並優先施作：

(一) 設計臨時鐵塔，儘速提升供電穩定任務【線路組、土木組】。



圖 1 #14 現況(101.8.5 攝)



圖 2 #14 現況(101.8.6 攝)

- (二) 既設 #14 邊坡增設保護工程，避免二次災害【土木組】。
- (三) 全數裸露邊坡緊急覆蓋帆布及增設排水溝，避免災情擴大【南投線務段】。
- (四) 既設 #14 鐵塔增設支線補強，強化既有鐵塔安全性【南投線務段】。
- (五) 地籍資料查詢、搶修用地申請及過路權協調與取得，俾利後續搶修工程順利進行【地權組】。
- (六) 當設計部門評估塔型完成後，緊急協調備料事宜，要求鐵塔鐵構須於限期內交貨【總務組】。
- (七) 各團隊都要緊密合作及配合，不能有脫隊情形造成虛功【各組】。

(八) 搶修工作因日夜連續進行，身心承受巨大壓力，應特別注意工作安全【各組】。

二、緊急搶修大事記要^[2]：

- (一) 抵達現場、實地勘測及搶修規劃於 101 年 8 月 4 日完成。
- (二) 既設 #14 塔基周圍裸露土石方緊急覆蓋帆布於 101 年 8 月 7 日完成。
- (三) 既設 #14 鐵塔支線補強於 101 年 8 月 7 日完成。
- (四) 既設 #14 邊坡保護工程用地於 101 年 8 月 7 日取得地主同意書。
- (五) 新設 #14 臨時土壤基礎用地於 101 年 8 月 10 日清查完成。
- (六) 新設 #14 臨時土壤基礎工作單於 101 年 8 月 11 日交辦零星土木積點工程南投段承攬商施工。
- (七) 既設 #14 邊坡保護工程工作單於 101 年 8 月 17 日交辦零星土木積點工程南投段承攬商施工。
- (八) 新設 #14 臨時土壤基礎角鐵，台灣鐵塔公司預定於 101 年 8 月 18 日交貨。
- (九) 新設 #14 臨時土壤基礎於 101 年 9 月 1 日完工。
- (十) 新設 #14 鐵塔於 101 年 9 月 18 日裝塔及延架線完成，大幅提升供電穩定，緊急搶修階段性任務完成。
- (十一) 新設 #14 永久基礎於 103 年 2 月 13 日第一期主體工程完工，103 年 5 月 13 日第二期施工範圍植生復育完成，所有搶修工作順利結束。

肆、地質調查

地質調查之目的，旨在取得新設基礎設計、施工及日後使用維護期間之相關地質資料，應包括地層構造、強度性質及鄰近地形、地物、水文狀況與周圍環境等，本工程雖為分表必爭的搶修

工作但事前調查作業仍不可少。

依據中央地質調查所公告資料查詢，本工址周圍屬中新世石門層，岩性主要由厚層砂岩、頁岩、偶夾砂頁岩薄互層組成，地質年代較年輕，故岩層膠結較弱且新塔基旁邊坡有一順向坡潛勢區(詳圖 3)；由現場大規模裸露土層發現該地區岩層節理發達，現場量測出露岩層，層面位態約為 N27°E/30°E，節理有兩組，其位態分別為 N65°W/60°N 及 N36°E/57°SE。

新設基礎西側鄰近既有野溪，特別在夏季陣雨過後，上邊坡地表逕流水匯集造成溪流湍急，因本工址岩層傾向指向新設 # 14 塔基，施工中應特別注意開挖面滲水嚴重等問題。



備註：1.反白區塊為順向坡

2.⊙ 為#14 既設鐵塔基位置

3.⊕ 為#14 新設鐵塔基位置

4.—— 為既有野溪位置

圖 3 工址周圍航照影像套疊

經本組技師團隊現場勘查及資料套疊後選定塔基新址，為確保永久基礎施工順利及塔基長期穩定性，故於 101 年 9 月 7 日再邀請營建處地質組評估新設塔基用地安全性，評估摘要如下^[3]：

一、# 14 舊塔基位於山脊線西翼邊坡，且位於逆向坡上；該邊坡因受蘇拉颱風豪大雨影響，雨水滲入岩層不連續面使岩層節理解壓而發生大規模崩落，屬地質較不穩定區域 (詳圖 4)。

二、# 14 新塔基位於一順向坡潛勢範圍邊緣，經研判該順向坡影響區域為『山脊線東翼邊坡至趾部野溪止』(詳圖 5)。

三、# 14 新塔址所在邊坡坡面與岩層走向略呈直交。

四、新設塔基位置研判不受前述順向坡潛勢範圍所影響，若新設鐵塔基礎 CL 面能提高，避免邊坡土石滑落撞擊角鐵，本塔址暫無立即性危險，可供永久塔塔址使用。



圖 4 既設塔基位於逆向坡側



圖 5 新設塔基位於順向坡側

伍、新設 # 14 基礎改建說明

本工程為爭取時效性，擬於最短時間內完成線路改接作業，避免夏季暴雨造成裸露邊坡再次坍方而造成鐵塔倒塌事故，經本組技師團隊共同研擬一套有別於傳統工法之創新設計，以達成穩定供電任務。

一、# 14 臨時土壤基礎設計^[4]與施工：

鐵塔改建過程中，基礎施工花費時間占比遠大於裝塔及延架線，若能減少基礎施工工期，穩定供電任務就能快一步完成，因此選擇興建土壤基礎為搶修初期唯一選項(土壤基礎工期約 40 天，一般山區常用的單井筒十字梁基礎工期約 210 天)，至於土壤基礎的缺點如何補強^[5]，留待線路改接並且供電穩定後再研議。

14 臨時土壤基礎塔址經本處技師團隊評估，擬往 # 13 側線下遷移約 35m 辦理異地改建作業(詳圖 6)，鐵塔選用 BH48 增高 5M 改造型，塔腳為 12M，3M，3M，12M；惟該型鐵塔原設計並無土壤基礎，故規劃設計時台塔建議先以 F5 型土壤基礎改造型當作臨時基礎使用。

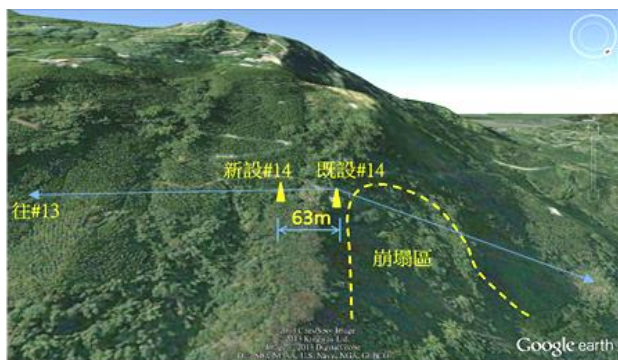


圖 6 新設 # 14 遷改建位置示意圖

考量搶修過程重型機具滾壓造成表土層嚴重擾動，加上新設 # 14 臨時土壤基礎用地現場坡度較陡且 c、d 腳基礎鄰近既有野溪，故規劃設計時特別於土壤基礎底部增設 RC 底版，底版增加之重量用於抵抗日後表土層流失的抗揚力，底板鋼筋亦採用錨定彎鉤綁紮(詳圖 7)。

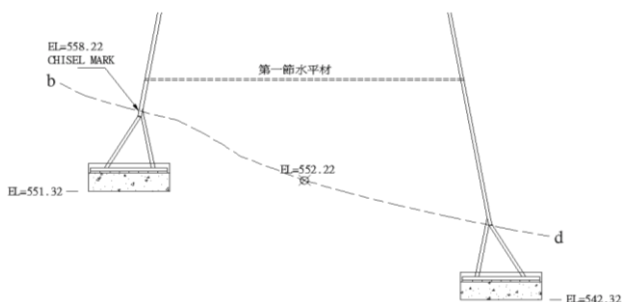


圖 7 地形剖面圖

既為搶修工程，為了爭取時效性，基樁挖孔皆以怪手施工，目前廠商機具最大挖掘深度為 6.9m，約與本案設計開挖深度相同，故增設 RC 底版並不會增加額外搶修時程，反而能提供後續永久基礎施工時該塔的穩定性。

因本工程施工過程邊坡及開挖面滲水嚴重，考量施工安全最終擋土浪板不拆除並以回填劣質混凝土方式辦理，臨時土壤基礎變成四樁基礎，基礎完工後立即裝塔及送電(詳圖 8、9)。

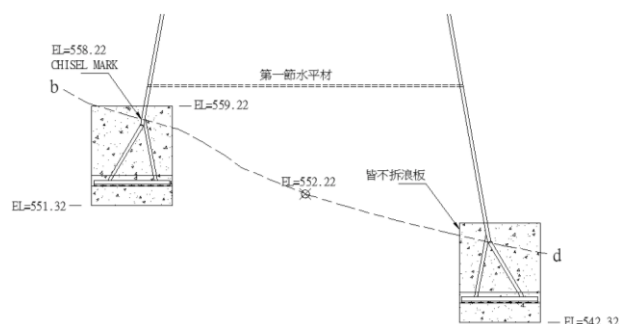


圖 8 土壤基礎示意圖



圖 9 土壤基礎完工

臨時土壤基礎施工期(含第一節水平材組裝)為 101 年 8 月 11 日~101 年 9 月 1 日，鐵塔裝塔及延架線施工期為 101 年 9 月 2 日~ 101 年 9 月 18 日，本處僅利用 35 日曆天即完成送電任務，大幅提升供電穩定，緊急搶修階段性任務完成。

二、# 14 永久基礎設計與施工：

永久基礎係於新設土壤基礎內以四樁十字

梁原地包建^[6]而成，施工期為 360 天；本案於 102 年 1 月 28 日開工並於 103 年 2 月 13 日第一期主體工程竣工(詳圖 10、11)。



圖 10 永久基礎完工

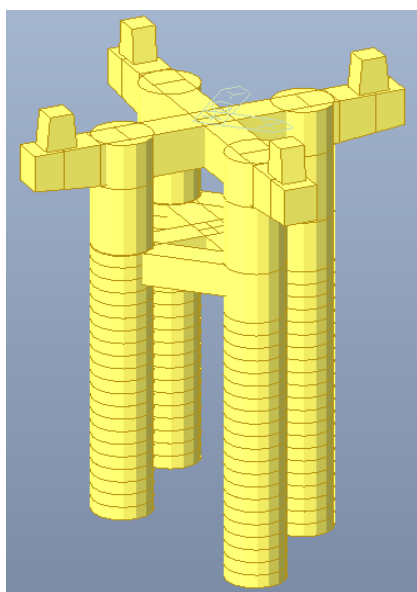


圖 11 永久基礎示意圖

新設鐵塔選用 BH48 增高 5M 改造型，並採用臨時的改造型土壤基礎，整體鐵塔除了 BH48 為標準塔外，其餘各部位皆為因應本案的特殊設計，考量前述地質條件(鄰近順向坡，鐵塔基礎 CL 面須提高)、鐵構限期交貨、搶修工程連續趕工下的施工品質等不穩定因素，決定將永久基礎小柱頂 CL 完成面定於 BH48 塔身底部節點處，並於新設小柱及大梁範圍內安裝抗揚片，擬於永久基礎施工完成後切除增高的 5M 部分及塔腳，

僅保留標準鐵塔 BH48。待上部贅餘桿件切除後，再辦理第二期工程，打除臨時土壤基礎之混凝土柱頭及後續場地整理及植生復育，完成所有搶修作業(詳圖 12、13、14)。

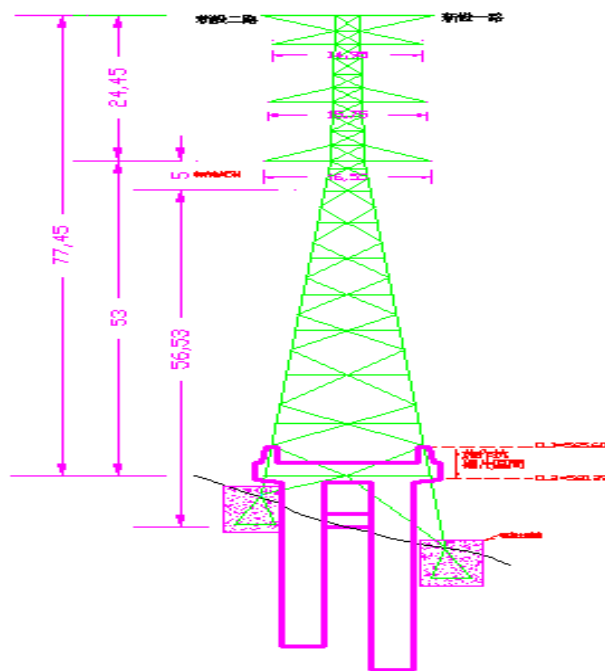


圖 12 BH48+5/3,12,12,3 鐵塔

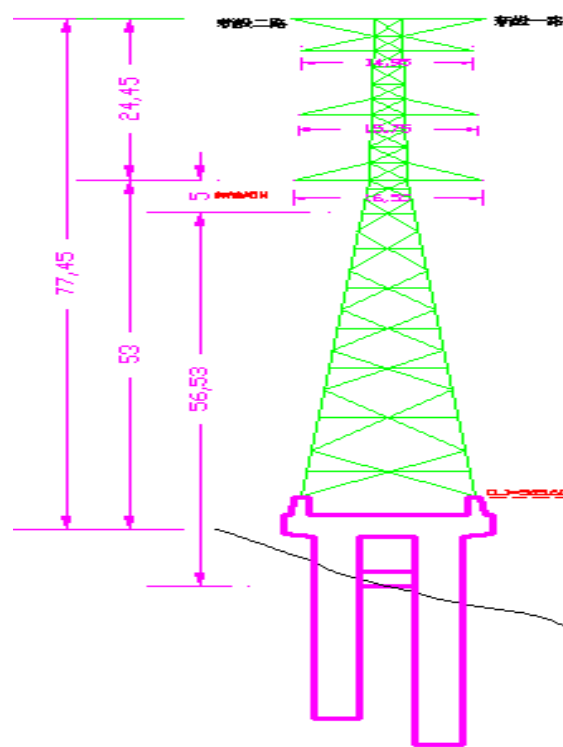


圖 13 BH48 型鐵塔(切除贅餘桿件後)



圖 14 竣工照

先有基礎再裝塔及延架線為一般人熟悉的過程，但是曠日廢時，平均一座塔基加鐵塔完工，須至少歷經 240 天以上，本案例並不適用；在考量時效性之下，緊急研議一套創新工法，先裝塔、短時間完成緊急送電、提升供電穩定性，再原地改建基礎，本工法為目前台中供電區營運處首創，且成效良好，值得推廣各區參考辦理。

三、# 14 永久基礎抗揚片檢核設計：

(一) 基礎角鐵摩擦力檢核^{[7][8]}：

由 345kV B5&BH 應力圖表可知上部鐵塔應力傳遞至基礎設定角鐵的應力值(表 1)，其中

表 1 BH 設定腳鐵應力圖

Foundation	BH 41	C	288250	299680	64790	72820	177790
		T	242910	256440	26720	34710	134650
		Hx	8300	7100	1140	1830	9010
		Hy	6970	5080	980	2090	7250
	BH 48	C	301900	318740	68330	76260	189400
		T	251100	270040	24810	32750	140800
		Hx	10260	8820	1190	1780	10840
		Hy	9170	6680	1080	2010	9400
	BH 53	C	312150	332970	71290	79180	198390
		T	256610	279530	23040	30970	145050
		Hx	10230	8810	1140	1690	10860
		Hy	9250	6750	1040	1890	9470

最大下壓力 $C=332,970 \times 1.1 \div 366,270\text{kg}$

最大上舉力 $T=279,530 \times 1.1 \div 307,490\text{kg}$

角鐵尺寸(Size of Used Member)：HL 250x25mm

表面積(Length of Surface)： $\Psi=4 \times 25=100\text{cm}^2$

埋入深(Length of Stub Angle)： $L=331\text{cm}$

可抵抗之下壓摩擦力(Bond Strength for Compression)：

$F_{bc}=10.2\Psi L=10.2 \times 100 \times 331=337,620\text{kg}$

可抵抗之上舉摩擦力(Bond Strength for Uplift)：

$F_{bu}=5.1\Psi L=5.1 \times 100 \times 331=168,810\text{kg}$

因為 $F_{bc} < C$ ， $F_{bu} < T$ ；所以要增加抗揚片。

(二) 增設抗揚片檢核：

抗揚片尺寸選擇(Size of Used Member)：

HL 200x100x20mm

抗揚片寬度(Length of Clip Angle)： $I=24.5\text{cm}$

單片承載面積(Bearing Area)：

$A_b=4tI=4 \times 2 \times 24.5=196\text{cm}^2$

抗揚片數量(NO. of Clip Angle)： $n=8$ 片

承載強度(Bearing Strength)：

$S_b=95A_b n=95 \times 196 \times 8=148,960\text{kg}$

因為 $F_{bc} + S_b=337,620+148,960=486,580\text{kg} > C$

$F_{bu} + S_b=168,810+148,960=317,770\text{kg} > T$

合格！

故，須於新設小柱及大梁範圍內安裝 4 組(8 只)抗揚片抵抗下壓及上舉力。

陸、結語

此次搶修作業在處長的指揮帶領下，有效管理及協調各部門的工作職掌，完全發揮團隊戰鬥力、激發團隊潛力，雖然時間急迫但是各作業流程銜接順利，大大提高工作效能，每一組每個承辦人員皆緊密合作，為了達成共同的目標——「穩定供電」而努力，一個團隊的強大就在此時表露無遺。

搶修工作從最初的規劃設計一直到現場執行，皆處於日夜趕工的狀態，各工作人員身心靈必定承受巨大壓力，發生錯誤的機率必定會升高，一旦發生問題造成施工延宕，所有人多日來的心血將完全被抹滅，因此如何將發生錯誤的機率降到最低，一直是本員在規劃設計時最注重的

問題，除了尋找搶修的方法外，一方面更要思考有哪些不穩定因素在其中，並且不厭其煩地一一解決，搶修作業最忌諱的也是搶快。

最後，感謝各級長官於搶修過程中對本團隊的關心及協助，也感謝每位工作夥伴不辭辛勞的付出，本工程才能如期如質完成。

柒、參考文獻

- [1] 青山工程顧問有限公司，「超二、三路中北段塔基地質安全評估計畫技術服務工作報告書」，台北，民國 101 年 5 月。
- [2] 台中供電區營運處南投線務段，「蘇拉颱風搶修進度報告」，南投，民國 101 年 9 月。
- [3] 焦中輝，「345kV 大觀－中寮一、二路#14 鐵塔新、舊塔址勘查地質報告」，營建處地質組，台北，民國 101 年 9 月。
- [4] 台灣電力公司，輸電工程作業手冊，第 1-1-8 節。
- [5] 台灣電力公司，「山坡地輸電鐵塔土壤基礎風險評估及補強策略之研究」，第一版，民國 95 年 8 月，第 145－151 頁。
- [6] 王詠生，「塔基設計電腦程式使用說明」，供電處，台北，民國 90 年 11 月。
- [7] 台灣電力公司，1981 年對日訂購 345KV 鐵塔規範及應力圖(上冊)，民國 71 年 11 月。
- [8] 台灣電力公司，輸電鐵塔新設計標準，第二次修訂版，民國 69 年 10 月，第 2-25 頁。

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

偶發性事件導致匯流排電壓過高檢修 及預防措施改善報告

A Report of Prevention and Improvement for Bus Overvoltage Caused by Incidental Events

劉家銘*
Liu, Jia-Ming

陳榮賜*
Chen, Rong-Sih

徐進輝*
Xu, Jin-Hui

摘 要

近期因某變電所 RTU 之電源轉換器故障無法正常運作，導致該所變壓器二次側匯流排監控電壓未能更新成正確的電壓值，當無效電力控制設備達到調升有載分接頭切換器條件時，持續調升匯流排電壓，造成變壓器二次側匯流排電壓過高燒損用戶設備。

針對此項弱點，該所中興製 RTU 之主機板提供一 WatchDog 監視點，當工作電源異常時會造成主機板的 CPU 無法正常運作而使該接點轉態，故應用此特性所形成之警報可用於判斷 RTU 工作電源是否有異常狀況。

此外，為避免值班人員對於新設 WatchDog 監視點警報尚未熟悉，故進一步整合 WatchDog 監視點警報、電力電表故障警報及防止 OLTC 連動三次警報等 3 項機制，當可能發生匯流排電壓異常時，能將提示訊息顯示於值班人員螢幕上，提醒值班人員注意變壓器 OLTC Tap 位置及匯流排電壓，避免造成用戶用電設備受損。

Abstract

Recently, a failure in power converter of the Remote Terminal Unit (RTU) at a substation made the monitor of secondary side bus unable to be updated to its correct power voltage. As a result, as the Reactive Power Device Control (RPDC) achieved the condition for raising the tap of On Load Tap Changer (OLTC), it continued to escalate the bus voltage and caused the secondary side voltage of the bus to be too high, damaging the user's electrical equipment.

In order to eliminate the weakness mentioned above, our supplier provides a WatchDog monitoring point on the motherboard. When the power supply is unable to function properly, it will cause the malfunction of the CPU, and lead the monitoring point to turn into the "setting state". We apply the feature as signal of alarm to judge whether the RTU power supply is normal or not.

In addition, considering that the staff on duty may not be familiar with the alarms of WatchDog monitoring point, the system is designed to integrate WatchDog monitoring point alarm, Power Meter Alarm (PMA) and 3 consecutive actions of OLTC alarm. When the alarm mentioned above is triggered, this mechanism will immediately send messages on the monitor and alert the staff to the tap of OLTC and bus voltage, leading them to take action to avoid causing damage to the user's electrical equipment.

*台灣電力公司輸供電事業部嘉南供電區營運處

關鍵詞(Key Words)：資訊末端設備(Remote Terminal Unit, RTU)、有載分接頭切換器(On Load Tap Changer, OLTC)、電力電表(Power Meter)、自動化監控與資料收集(Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA)、自動電壓調整器(Automatic Voltage Regulator, AVR)、比壓器(Potential Transformer, PT)、無效電力設備控制(Reactive Power Device Control, RPDC)。

壹、前言

本改善報告所提及變電所之資訊末端設備(Remote Terminal Unit, RTU)為中興製 Large Type DS-32 型，於 93 年 2 月加入系統，運轉至今已逾 10 年，此型 RTU 於各供電區營運處約有 40 所變電所使用。104 年 1 月 16 日該所 RTU 因電源轉換器故障，RTU 無法正常運作，導致#3 變壓器二次側匯流排監控電壓未能更新成正確的電壓值，當無效電力控制設備(Reactive Power Device Control, RPDC)達到調升有載分接頭切換器(On Load Tap Changer, OLTC)條件時，OLTC 持續調升匯流排電壓，造成變壓器二次側匯流排電壓過高燒損用戶設備。

目前本處既有電壓運轉警報方式有：匯流排電壓取樣上下限警報、電力電表故障警報(Power Meter Alarm, PMA)^[1]、虛擬 5000 CB 跳脫重故障程式^[2]及變壓器 OLTC Tap 防止連動 3 次及遠方停止連動作法(軟體設定並應用於備援系統)^[3]等方式，但無法防範這次因電源轉換器故障所導致變壓器二次側匯流排電壓過高情形，所幸中興製 RTU 之主機板提供一 WatchDog 監視點，當工作電源異常時會造成主機板的 CPU 無法正常運作而使該接點轉態，故應用此特性所形成之警報可用於判斷 RTU 工作電源是否有異常狀況。

此外，因值班人員對於新設 WatchDog 監視點警報尚未熟悉，故進一步整合 WatchDog 監視點警報、電力電表故障警報(PMA)、及加裝防止 OLTC 連動三次等 3 項機制，當可能發生匯流排電壓異常時，能將提示訊息顯示於值班人員螢幕上，提醒值班人員注意變壓器 OLTC Tap 位置及匯流排電壓，避免造成用戶用電設備受損。

貳、匯流排電壓過高檢修過程

一、異常情形描述

104 年 1 月 16 日 ADCC 值班主任通知該所 #3DTr. OLTC 異常上升達 8R 位置，執行降壓操作無相關訊息回應，隨即通知維護人員到現場處理，稍後再嘗試將#3DTr.負載改由#4DTr.代送，但投入#400 Tie CB 後，觀察不到#400 Tie 電流，故不敢冒然啟斷#3DTr.負載。當維護人員抵達時現場卻又恢復正常，未發現異常現象，為求保險起見仍聯絡中興電工技師前往現場處理。

二、RTU 無預警離線

中興電工技師抵達現場後，以軟體監看 RTU 通訊埠狀態(Port Status)，監看一段時間後發現 RTU 通訊埠狀態無預警離線，同時發現 RTU 系統#3 箱體主機板(Main Board)之 System Normal 燈號熄滅(圖 1、圖 2)，顯見確有異常情形發生。

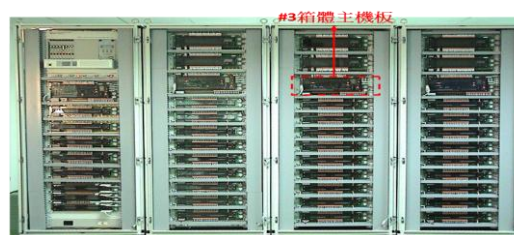


圖 1 中興製 RTU #3 箱體主機板位置

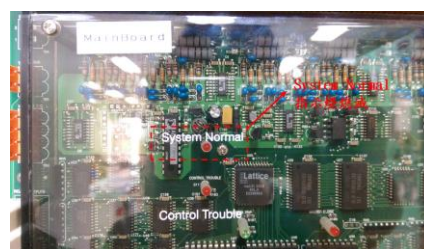


圖 2 System Normal 燈號熄滅

三、發現異常情形

中興電工技師判斷可能是電源方面的問題，打開後箱體蓋檢查發現其中一組電源轉換器外殼溫度較相鄰電源轉換器高(圖 3)，該電源轉換器係將 AC 110V 轉換成 DC 24V 工作電源，提供主機板、I/O 擴充板、Relay 模組之工作電源，異常時會使 RTU 無法正常運作^[4]，維護人員以三用電表測量其輸出直流電壓，發現相當不穩定，最低電壓僅有 17V，立即將該所平時即有準備之電源轉換器備品取出更換。



圖 3 電源轉換器位置

四、更換電源轉換器新品

更換電源轉換器新品後持續觀察一段時間未再產生異狀，證實電源轉換器損壞為此事件之根源，記錄電源轉換器之更換時間後結束查修工作(如圖 4)。

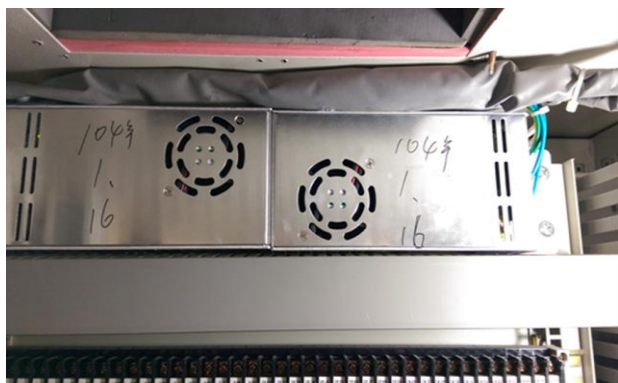


圖 4 電源轉換器更換新品並標明更換日期

參、檢討及改善對策

一、增加 RTU 監控點

- (一) 本次因中興製 RTU 的 AC 110V 轉 DC 24V 電源轉換器(MW SP-200-24)故障，造成 RTU 主機板無法正常運作，進而無法傳輸正確的電力電表數值，RTU 內部資料庫無法更新成正確的匯流排電壓取樣值，當電壓取樣值達調升 OLTC Tap 條件時，RPDC 持續調升動作造成變壓器二次側匯流排電壓過高。
- (二) 為防範類似情況再度發生，針對此弱點經與中興電工討論，發現中興製 RTU 主機板均提供 WatchDog 接點(Normal Close)，當主機板的 CPU 無法正常運作時 WatchDog 接點便會轉態(Open)，而當工作電源異常時會造成主機板的 CPU 無法正常運作，利用此特性可判斷每個 RTU 箱體工作電源是否有異常並產生 DI 警報。故新增 WatchDog 監視點警報，並定義該警報名稱為 RTUA，增加 WatchDog 監視點須修改資料庫及硬體配線，硬體配線如圖 5 所示：



圖 5 硬體配線說明

(三) 在規劃中興製 RTU 主機板提供之 WatchDog DI 警報點時須注意其規劃所在之箱體，說明如下：中興製 RTU 為分散式架構，依據本公司對中興製 RTU 特性，規劃 RTU#1 至 RTU#4 各箱有獨立資料庫，各箱之間資料互相傳遞交換，四箱資料傳至 RTU#1 及 RTU#2 集中，再各別傳至 ADCC 及備援系統，資料傳遞動線如圖 6，紅色資料傳遞路徑為 RTU#1 將本身及其他箱資料收集再將資料傳給 ADCC，藍色資料傳遞路徑為 RTU#2 將本身及其他箱資料收集再將資料傳給備援系統^[5]。

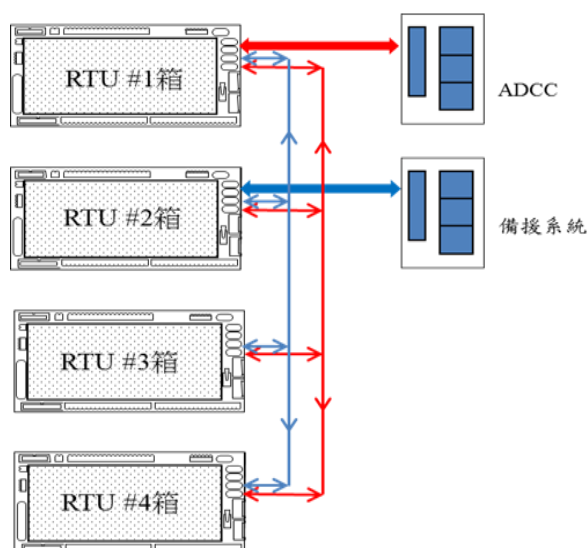


圖 6 中興製 RTU 資料傳遞動線

二、增加防制 OLTC 連動三次裝置

(一) 當發生電力電表故障警報(PMA)、中興製 RTU 主機板提供之 WatchDog 接點異常警報(RTUA)或自動電壓調整器(Automatic Voltage Regulator, AVR)不良時，皆可能造成變壓器 OLTC Tap 連續動作，導致變壓器二次側匯流排電壓過高或過低，故參考高屏供電區營運處作法，於 OLTC 控制回路中增加延時電驛及通電延遲接點之防止 OLTC 連動三次裝置^[6]，使用 T、T1 及 T2 延時電驛計時，T1 及 T2 每次延時電驛動作間隔 1 分鐘，

計算 15 分鐘內 OLTC Tap 連續動作 3 次時，產生 OLTC 動作異常警報訊息(定義該警報點為 OLTC A)，因該裝置設定 OLTC Tap 於 15 分鐘內持續動作即為異常情況，故當 T3 延時電驛動作後能切斷分接頭升或降線圈回路以防止第 4 次動作。防制 OLTC 連動三次裝置配線圖如圖 7：

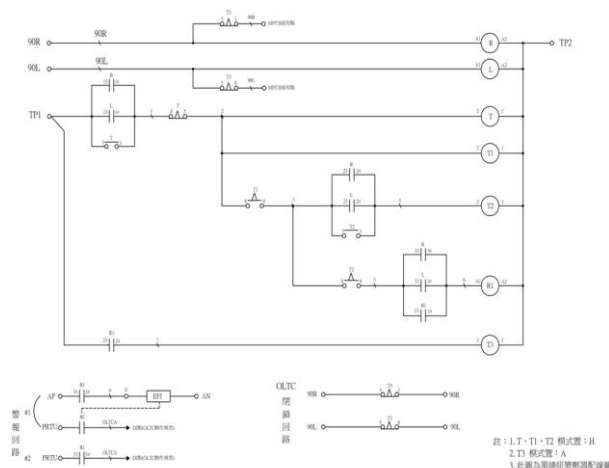


圖 7 防制 OLTC 連動三次裝置配線圖

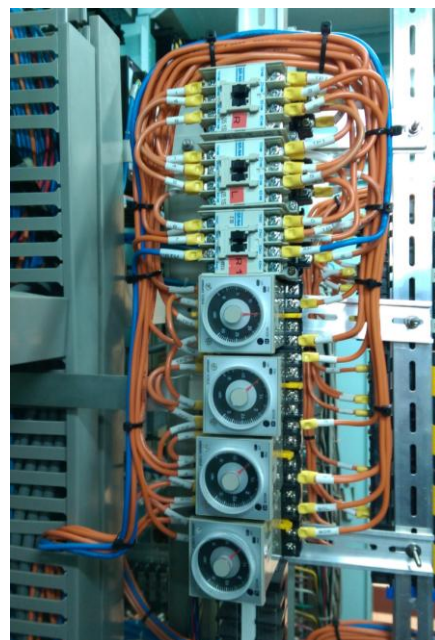


圖 8 防制 OLTC 連動三次裝置

(二) OLTC 連動三次裝置(詳圖 8)能在短時間內防止 OLTC 動作太多 Tap，但該裝置有其限制之處，以動作時序圖說明(詳圖 9)，該裝置在 OLTC Tap 第一次動作後 15 分鐘內，若再

動作兩次就會切斷控制迴路，也就是說在時序圖上的 X 這段時間內 OLTC Tap 不會再升降，故值班人員應在 X 時間內立即處理，若變壓器 OLTC 為 AVR 控制，應改為手動；若為 RPDC 控制，應先將 RPDC 閉鎖；否則 X 時間過後 OLTC 就會又再升(降)3 個 Tap，如此將失去其裝設意義。

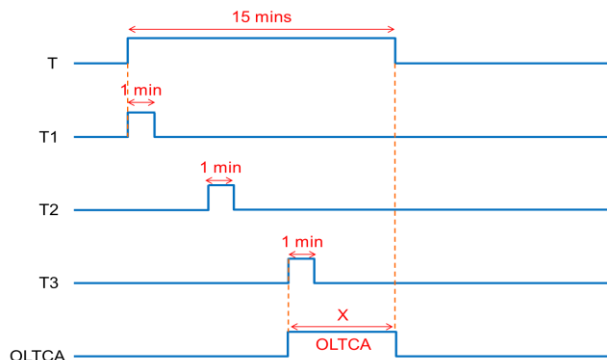


圖 9 OLTC 連動三次裝置動作時序圖

三、增設軟體併點提醒值班人員

(一) 當 PMA 產生時可能造成電壓取樣值不正確，導致匯流排電壓異常，及為避免新設置之 RTUA、OLTCA 警報值班人員尚未熟悉，故將 PMA(或類似的 PMCCA)、RTUA 及 OLTCA 等 DI 警報點利用軟體併點方式，當發生此上述三項警報時，能進一步將以下新增的警報訊息顯示於值班人員螢幕上。

PMA DI 取樣點：

GENERICDIPoint

PointName	= 仁德 DS.PMA
PointDesc	= 電力量測表計故障
AlarmPriorityName	= PRIORITY_5
DataCategoryName	= FAUNOR
AojName	= ADCS_S
RTUName	= DS041_L1
CardTypeName	= DI
FirstPointNo	= 86
NormalStateDesc	= NORMAL
GraphicDesc	= OTHER

RTUA DI 取樣點：

GENERICDIPoint

PointName	= 仁德 DS.RTUA
PointDesc	= RTU 發生異常
AlarmPriorityName	= PRIORITY_1
DataCategoryName	= ALMNOR
AojName	= ADCS_S
RTUName	= DS041_L1
CardTypeName	= CD2B
FirstPointNo	= 97
NormalStateDesc	= NORMAL
GraphicDesc	= OTHER

OLTCA DI 取樣點：

GENERICDIPoint

PointName	= 仁德 DS.OLTCA
PointDesc	= OLTC 15 分鐘內 連動 3 次
AlarmPriorityName	= PRIORITY_1
DataCategoryName	= ALMNOR
AojName	= ADCS_S
RTUName	= DS041_L1
CardTypeName	= DI
FirstPointNo	= 22
NormalStateDesc	= NORMAL
GraphicDesc	= OTHER

再將 PMA、RTUA、OLTCA 利用軟體計算點併點：

CalcDIPoint

PointName	= 仁德 DS.BUS 電壓 異常
PointDesc	= 注意 OLTC Tap 位置，並將 RPDC 閉鎖
AlarmPriorityName	= PRIORITY_1
DataCategoryName	= ALMNOR
AojName	= ADCS_S

NormalStateDesc = NORMAL

SuppressActiveAlm = N

GraphicDesc = OTHER

!

!-----

! BUS 電壓監控異常 OperandList

!-----

OperandList

PointName = 仁德 DS.BUS 電壓
異常

CalcExpressionName = STATION_FAULT_3

OperandName[1] = 仁德 DS.OLTCA

OperandName[2] = 仁德 DS.PMA

OperandName[3] = 仁德 DS.RTUA

(二) 綜上敘述，當發生 PMA、RTUA 或 OLTCA 警報時，表示二次匯流排電壓有潛在異常之危險，值班人員可依螢幕顯示之警報訊息(如表 1)判斷何種原因所造成之警報：

表 1 PMA、RTUA、OLTCA 警報所對應顯示於值班人員螢幕之訊息

警報 種類	值班人員螢幕顯示之訊息	
	訊息 1	訊息 2
PMA	電力量測表計故障	注意 OLTC Tap 位置，並將 RPDC 閉鎖
RTUA	RTU 發生異常	
OLTCA	OLTC 15 分鐘內連動 3 次	

表 1 所列之每一訊息因有 30 個字元數限制，無法將所有應注意事項顯示在值班人員螢幕上，故當螢幕出現警報訊息時，螢幕上所呈現的匯流排電壓數值可能不正確，值班人員應先察看變壓器 OLTC Tap 位置是否合理(如：對照其他同電壓匯流排之變壓器 OLTC Tap 位置)，若變壓器 OLTC 為 AVR 控制，應改為手動；若為 RPDC 控制，應先將 RPDC 閉鎖，並通知維護人員到場處理，找出異常原因前應持續注意 OLTC 位置及監控匯流排電壓，以避免匯流排電壓發生更嚴重之異常現象。

肆、建議

本次匯流排電壓過高事件是因電源轉換器故障所導致，故建議維護人員巡視時注意電源轉換器之外殼溫度及風扇是否正常，且該型電源轉換器非特殊規格，備品取得容易且成本低廉，詢問中興電工技師建議每三年更換電源轉換器新品，以確保 RTU 運作正常。

增加 WatchDog 警報點及硬體配線僅需少許費用且裝設容易，又能在設備運轉安全上多一分保障，可提供各供電區營運處有使用中興製 RTU 之場所參考。

伍、誌謝

本報告能完成，感謝資控組同仁於百忙之中抽空做資料庫修改及軟體併點等工作，也感謝龍崎 E/S 台南課同仁參與及幫忙，尤其是陳榮賜課長與陳漢章高專提供的技術指導與各種寶貴意見，在此致上最深謝意。

陸、參考文獻

- [1] 賴國英，「Power Meter 異常衍生 RPDC 電壓調整問題探討」，台灣電力公司供電處，民國 100 年 5 月。
- [2] 張明宜，「虛擬 5000 CB 跳脫以凸顯部份「重故障」之程式設計及應用」，電機工程月刊，民國 99 年 9 月。
- [3] 魏正昭，「變壓器 OLTC Tap 防止連動 3 次及遠方停止連動之研究」，嘉南供電區營運處，民國 103 年 6 月。
- [4] 黃泰偉，「中興 RTU 教育訓練教材」，中興電工股份有限公司，民國 92 年 12 月。
- [5] 台電 Large Type RTU DS-32 規劃手冊，中興電工股份有限公司，民國 92 年 9 月。
- [6] 鄭棠鈞、楊清福，「防制 PowerMeter IED AVR 異常導致電壓升高裝置」，台灣電力公司綜合研究所，101 年技術經驗彙編，民國 102 年 6 月，第 282-284 頁。

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

** 育碁數位科技公司

*** 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

MONTHLY JOURNAL OF TAIPOWER'S ENGINEERING

Vol.817 September 2016

RENEWABLE ENERGY :

Development Trend of Virtual Power Plant in Advanced Countries and
Policy Implications for Taiwan..... Hsu, Jyh-Yih et al.....(1)

FOSSIL POWER GENERATION :

Optimal Dispatch Model for Dah-Tarn Power Plant by Considering
Environmental and Economic Factors..... Lin, Chih-Chiang et al.....(30)

Introduction to Stress Corrosion Cracking in LP Steam Turbine Rotor..... Wu, Chun-Hua.....(51)

ENERGY AND ENVIRONMENT :

Intelligent Energy Management System Based on ZigBee Modules and
MDMS..... Ou, Ting-Chia et al.....(57)

Experimental Demonstrations of a Solid Oxide Fuel Cell Power System
Using Natural Gas as a Fuel..... Cheng, Ya-Tang et al.....(70)

Techno-economic Assessment for CCUS Project..... Chang, Ren-Rong et al.....(79)

INFORMATION AND COMPUTER :

Intelligent Communication Survey Model for LAN and Cloud-based
Management Platform for AMI..... Hsieh, Chung-Han et al.....(91)

ENGINEERING TECHNIQUES :

The Urgent Restoration of the 14th Electric Tower in 345 kV Daguan~Zhongliao
Transmission Line 1&2 after SAOLA Typhoon..... Shih, I-Ching et al.....(100)

A Report of Prevention and Improvement for Bus Overvoltage Caused by
Incidental Events..... Liu, Jia-Ming et al.....(108)



GPN : 2003700005
定價：新台幣100元