

微電網發展前景及技術剖析

張永瑞^{1*} 姜政綸² 李奕德³

摘要

微電網(Microgrid)系統為近年世界各國電力科技發展重點，微電網主要效益歸納為二：第一、由於再生能源為間歇性能源，大量的再生能源併入電網將造成電壓浮動的問題，影響區域電網供電穩定度，微電網具穩定電壓及頻率功能，可有效引入再生能源進入電網，提升區域電網再生能源之使用率；其次，微電網具有削峰填谷、尖峰用電調節(Peak Shaving)作用，可降低尖峰用電之系統設備需求規格及成本，配合時間電價制度，抑制用電行為，達到節能減碳之目的。本文除介紹微電網國際發展現況外，也逐一介紹微電網關鍵技術，包含微電網電力系統技術、能源電力電子技術、能源管理及智慧控制技術；最後介紹國內首座與台電高壓饋線併聯，並可接受台電調度及孤島運轉之龍潭微電網實證場域，以及實際運轉數據之探討。

關鍵詞：微電網、能源管理、孤島運轉、再生能源滲透率、尖峰用電調節

1. 前言

為減緩全球溫室氣體效應，再生能源的使用已是必然的趨勢，傳統電力系統為大型火力電廠集中方式發電，包含上游發電、中游輸配電，至下游用電；而新世代電力系統走向小型分散式之再生能源發電，其輸出電力可就近供應負載所需，降低輸配電路損失而達到節能減碳效益。行政院於2011年11月3日公布我國「穩健減核，逐步邁向非核家園」政策，內容包含推動「千架海陸風力機」以及推廣「陽光屋頂百萬座」等計畫(經濟部能源局，2011)。目前我國太陽能及風能發電占台電系統總發電量約1%至2%，預估2030年我國再生能源總裝置容量將達到12.5 GW，占當年度電力系統裝置容量的16.1%(經濟部能源局，2014)。但由於再生能源為間歇性能源，且具有不確定特性，若再

生能源發電併入區域電網的容量增加至某程度時，將會造成電力潮流逆送到配電系統，以及配電饋線電壓擾動等現象。雖然大部分配電系統皆有可投切式電容器組進行虛功率補償，且配電變壓器分接頭亦可進行自動電壓調整(江龍生，2005)，(崔文吉，2007)，但若大量再生能源發電發生劇烈變動，亦將影響區域電力系統供電品質與電網運轉穩定性，因此區域電網的管理及微電網技術的發展因應而生。

2. 微電網國際發展現況

美國電力公司AEP (American Electric Power)為最具前瞻卓見，並最早投入微電網科技研發的電力公司。透過1999年美國能源部DOE (Department of Energy)、美國加州能源委員會CEC (California Energy Commission)

¹原子能委員會核能研究所核能儀器組 副組長

²原子能委員會核能研究所核能儀器組 副研發師

³原子能委員會核能研究所核能儀器組 副研究員

*通訊作者, 電話: 03-4711400#6380, 6385, E-mail: raymond@iner.gov.tw

收到日期: 2015年01月22日

修正日期: 2015年04月02日

接受日期: 2015年04月21日

的贊助，以及勞倫斯柏克萊國家實驗室LBL (Lawrence Berkeley National Lab.)、桑迪亞國家實驗室SNL (Sandia National Lab.)等技術支援所組成的CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions)技術研究團隊，進行微電網技術及示範系統的建置。可整合再生能源、儲能系統與分散式能源，進行降低尖峰負載、提高電網可靠度與安全、於孤島下仍可滿足重要性負載的可靠度要求等項目，並成為世界第一個微電網技術示範場域，為後續微電網技術發展，奠定萌芽的基礎。

近年來，世界各國電力公司皆積極投資微電網技術發展。以美國來說，美國能源部提出智慧電網三大發展方向，分別為A. 微型電網符合各末端使用者需求；B. 發展高階負載軟體進行全區域負載預測；C. 配電自動化(U. S. DOE, 2015)。美國伊利諾理工大學IIT (Illinois Institute of Technology)透過高爾文電力行動計畫GEI (Galvin Electricity Initiative)和美國能源部合作，於主校區開發出完美動力系統，並與Exelon/Commonwealth Edison、S&C Electric、Endurant Energy和Integrus等公司合作，建置可提高供電穩定，降低代價高昂的停電負擔之高可靠性配電系統，並獲得能源部1,260萬美元之補助金。

2010~2014年由Sacramento Municipal Utility District於美國加州進行SmartSacramento計畫，該計畫研究項目包括：先進讀表基礎建設AMI (Advanced Metering Infrastructure)、用戶系統、用戶消費行為、電價、插電式電動車、配電自動化等研究，總預算金額達3億美元。研究內容可分為兩大方向：第一為需量反應，透過布建超過61.7萬台智慧電表、蒐集消費習慣與建立用戶系統，並進一步推動用戶參與時間電價、臨界尖峰電價、及綜合時間電價等三種電價形式。該研究成果包含用戶自動需量反應、降低尖峰負載、提高負載預測精確度、自動抄表、遠端連接/啟斷功能與停電管理等內容。第二為配電系統可靠度與效率提升，透過配電線路中

布建自動分段與恢復設備，及171條配電迴路的能源管理系統與遠端故障偵測，可使故障發生時自動且快速隔離該區域，降低中斷時間與故障範圍，以提升配電系統可靠度；其次，藉由能源管理系統調整配電系統的電容組，可提升系統的電力品質，達到效率提升與降低輸電損失。

2008~2013年Chevron Energy Solutions公司於美國加州的Santa Rita監獄進行微電網示範場域建置，用以進行大型儲能系統與再生能源的研究，總預算金額達1,228萬美元，於示範場域中包括：2 MW儲能系統、1.2 MW太陽光電、5台2.3 kW風力發電機、2台1.2 MW柴油發電機，並可藉由前端開關選擇要進行孤島運轉或市電併聯系統。該計畫預期達成的目標包括：提高電網的可靠度、效率與安全性、精進微電網技術、減少柴油的消耗達90 %等。

2008~2013年San Diego Gas & Electric公司於美國加州的聖地牙哥進行Borrego Springs微電網的建置，總預算金額達1,240萬美元，已進行分散式能源與虛功調節、饋線自動化技術、先進儲能系統、微電網停電管理系統、價格導向的負載管理等項目。該計畫預期達成的目標包括：提高微電網的穩定性、增加饋線與變電站的有效容量、作為微電網運行的示範。

2010~2013年AEP於俄亥俄州進行grid SMARTSM Demonstration Project，總預算金額達1,488萬美元，主要是於俄亥俄州進行智慧電網基礎建設與示範，示範項目包括：減少能源消耗與尖峰用電成本、降低碳排放、用戶端的需量反應、提高配電系統的效率與可靠度、儲能系統、分散式能源與再生能源等。該計畫預期達成的目標包括：降低能源成本、提高智慧電網的可靠度、減少能源的損耗、降低尖峰用電的需求、減少碳排放等。

2008~2014年由Hawaii Natural Energy Institute於夏威夷進行提高配電系統可靠度與電力品質、減少電力公司與用戶成本、及降低尖峰負載等研究議題，總預算金額達1,438萬

美元。該研究分成兩階段進行，第一階段為開發配電系統的能源管理系統架構，第二階段為將其實證於Maui島上的Wailea配電變電站中。Maui島上為200 MW的電力系統，包含72 MW風力發電機與15 MW太陽能發電，且已裝置12 MW的儲能系統，研究之主要目標是由能源管理系統進行配電饋線的調整，使島上系統於微電網架構下有效地配置傳統機組、再生能源與分散式能源的使用，達到降低15 %的尖峰負載、提高系統可靠度與電力品質、降低成本、減緩線路壅塞、及增加太陽光電裝置容量等目標。

其次，日本微電網主要由新能源及工業技術發展組織NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization)進行主導(NEDO, 2015)，其將學界與工業界一同進行研究開發，再配合政府的政策去執行。日本於2010年成立智慧社區(Smart Community)聯盟，即由日本電力公司、汽車、蓄電池、資通訊科技、重電及學校所組成。該聯盟主要目的是作為政府與民間的橋樑，共同開發智慧電網市場。而在區域實證部分，在經產省、地方政府及民間廠商的共同努力下，已擇定了橫濱市、豐田市、京都市及北九州市等4個都市進行為期5年的示範計畫。橫濱市進行4,000戶家庭能源管理系統與太陽能發電的實證；豐田市進行4,000台插電式混合電動車運行實證；京都市進行700戶需量反應實證；北九州市進行區域、建築與家庭能源管理系統的整合實證。除了於日本進行區域實證外，NEDO亦在世界各地執行微電網相關計畫，包含法國、美國與西班牙等地。

依據日本經濟產業省推動之「離島獨立型系統新能源引進實證事業」，2009年沖繩電力公司在宮古島進行微電網實證計畫。島上負載需求約50 MW，島上發電機組包括：4 MW太陽能發電、4.2 MW風力發電機、59 MW柴油發電機、15 MW氣渦輪機；亦有4.1 MW蓄電池(4 MW鈉硫電池與0.1 MW鋰離子電池)與微電網能

源管理系統。該實證計畫主要目的是測試大量再生能源併入電力系統中，發生功率變動劇烈對於系統的影響，以及驗證蓄電池對於穩定系統具有助益。實證結果已驗證三大功能，包括第一，透過蓄電池的控制，確實可使太陽能發電輸出功率更加穩定；第二，宮古島因太陽能與風力發電造成頻率變動，透過蓄電池控制，可有效將系統頻率60 Hz之變動由 ± 0.3 Hz穩定在 ± 0.15 Hz；第三，使太陽能發電能如預測般輸出功率，亦即依前一天預測太陽能輸出功率結果，透過蓄電池充放電調節，以彌補與預測間的差異量，使太陽能發電猶如柴油發電機般的穩定輸出，並可作為電力調度使用。

中國於各地正進行多起微電網建置與測試計畫。以南甌島微電網示範工程來說，其屬於863計畫的「含分散式電源的微電網關鍵技術研發」議題中，投資金額為1.5億人民幣，於島上建置10台100 kW的永磁直驅式風力發電機、660 kW的太陽能發電、4台500 kW的鋰電池儲能系統、2台500 kW的超級電容儲能系統、電動車充換電站、智慧電表，且保留1,700 kW的柴油發電系統，為一座多種分散式發電的離島微電網示範場域，經168小時運轉測試後，已於2014年9月正式投入運轉。

歐盟2007~2013年以FP 7 (Framework Programme 7)執行開發計畫(European Commission, 2014)，建構科技交流平台ETP (European Technology Platform) (ETP, 2014)，其中雅典科技大學領導團隊於Kythnos島內建置微電網測試系統；德國偏重於系統整合；法國研究方向朝向智慧電表；英國則投入較多心力在家庭應用。另外，西班牙、葡萄牙、荷蘭、義大利、丹麥皆有微電網示範計畫運行。2014年歐盟提出約700億歐元之Horizon 2020計畫，亦即2014~2020年之FP 8計畫，推動智慧城市及通訊(European Commission, 2015)。此外，韓國國網於濟州島上建置智慧電網測試區，雖在起步階段，但值得注意。

綜上所述，世界各國不同的電力公司正

進行微電網相關場域的規劃與建置，並積極發展相關技術，以提高電網的可靠度與安全、提升再生能源的比例、降低尖峰負載、減少能源成本與損耗、降低碳排放等。微電網技術的成功，將提供傳統電力公司以外之其他企業對配電系統以下電力業務經營的可能性，未來對傳統電力公司業務的減縮具有威脅性，因此，對於美國電力公司積極投入微電網研究，以保護業務經營領域及提升技術能力之前瞻卓見與作為，確實值得我國參考與借鏡。

3. 微電網關鍵技術

綜合國際上各國微電網技術之發展，筆者歸納微電網關鍵技術為三大分類，包括一、微電網電力系統技術；二、能源電力電子技術；三、能源管理及智慧控制技術；本節將就各項分類關鍵技術，逐一說明。

3.1 微電網電力系統技術

3.1.1 微電網情境與測試流程設計

在微電網設計建置初期，首先必須定義微電網未來運轉情境及所需功能。微電網屬於僅市電併聯運轉型或可解聯進行孤島運轉型，所需的技術規格並不相同，故針對微電網運轉情境，必須先進行測試步驟與測試流程設計，其中包含各組件功能、子系統功能、整合功能…等測試，簡略範例說明如下：

A. 分散式發電機組運轉功能測試

項目A1：發電機組控制模式自動切換功能

項目A2：發電機組與太陽能單獨運轉功能

項目A3：發電機組與風機單獨運轉功能

項目A4：發電機組負載追隨控制功能

B. 靜態開關功能測試

項目B1：微電網相位同步與併聯功能

項目B2：市電斷電與復電功能

項目B3：單相逆送電力功能

項目B4：微電網斷電加壓功能

C. 微電網保護功能測試

項目C1：發電端/負載端處發生三相故障偵測

項目C2：發電端/負載端處發生單相故障偵測

項目C3：各匯流排處發生單相/三相故障偵測

D. 微電網子系統偵測測試

項目D1：子系統初值電壓偵測功能

項目D2：子系統負載不平衡偵測功能

以行政院原子能委員會核能研究所(以下簡稱核研所)開發建置之龍潭微電網實證場域經驗而言，目前設計之測試流程，包含各組件、子系統及整合功能之測試流程約近200項等。

3.1.2 微電網暫態與穩態分析技術

當微電網未來運轉情境及其對應所需功能測試流程設計完成後，在進入實際建置之前，為盡可能降低非預期的事件，應先進行系統建模及暫態與穩態模擬分析，確保系統運行之可行性。此項工程模擬技術屬傳統電力工程技術，然若微電網內具有再生能源發電系統，則須依各類新式再生能源發電裝置之特性建立對應之模型，如高聚光太陽能系統、垂直軸風力發電系統、微渦輪機組、液流儲能系統模型…等，此非傳統電力系統模擬軟體所具備。

此外，傳統電力系統模擬分析技術包含A. 電力系統規劃；B. 動態模型建置；C. 電力潮流分析；D. 短路故障分析；E. 併網衝擊分析；F. 情境模擬分析；G. 暫態穩定度分析…等，然若微電網內具有大量之再生能源，由於再生能源發電之不穩定性，特別在微電網與市電解聯而孤島運轉時(Han *et al.*, 2013)，隨著發電與負載的變動，其電壓與頻率之暫態與穩態分析更為重要。故應藉由單機實際量測，進行新式分散式能源之暫態響應分析，用以建立該分散式能源模型，並完成整體微電網系統之建模，而此項模擬分析技術在微電網實際建置初期，對系統規劃及情境設計方向的判斷，扮演重要角

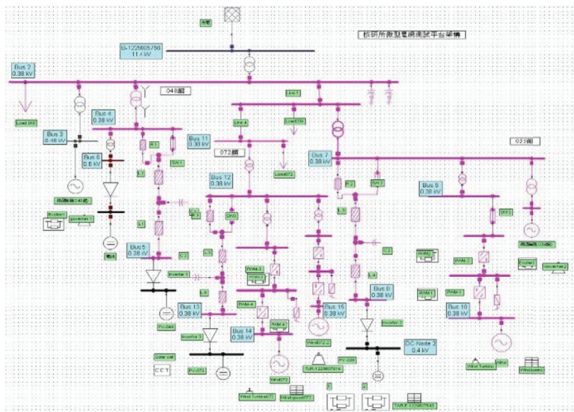
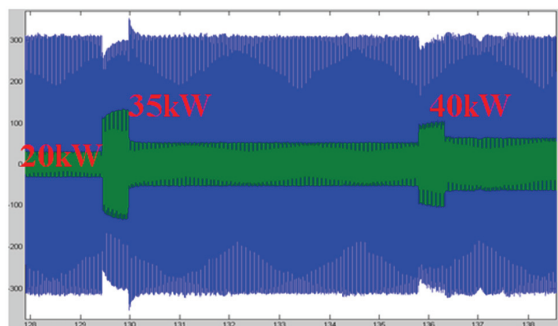
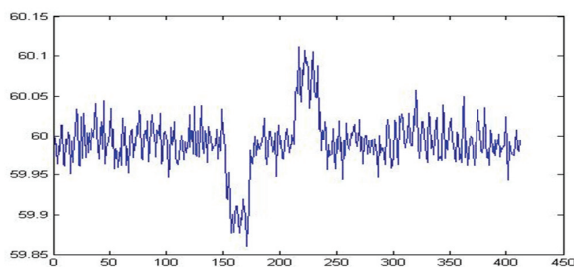


圖1 龍潭微電網實證場域之系統建模(本研究建構)



(a)



(b)

圖2 微渦輪機加載實測 (a)電壓及電流波形 (b) 頻率變動波形(本研究實測)

色。圖1為龍潭微電網實證場域之系統建模；圖2為微渦輪機加載實測波形。

3.1.3 微電網之保護協調及數位電驛應用

當微電網與市電併聯運轉時，其保護協調分析設計與傳統電力系統之分析設計方法並無太大差別，僅須考慮微電網內之發電設備如再生能源、微渦輪機組、儲能系統…等對系統發

生故障時的故障電流之貢獻與時間差，進行方向性過流電驛、前衛、後衛保護協調之設計，這與傳統電力系統之保護協調設計方法雷同。但當微電網與市電解聯進行孤島運轉時，其保護協調方法則與傳統方法大為不同(Damchi *et al.*, 2011), (Ustun *et al.*, 2012)。

當微電網於孤島運轉時，由於微電網內大部分分散式再生能源發電設備之電力轉換系統皆以電力電子設備為基礎，而非傳統同步旋轉電機發電系統，並無能量慣性輸出。當系統故障發生時，電力電子設備迅速啟動保護切離電網，致使故障電流小而不易判別，其特性近似於高阻抗故障，且再生能源不穩定之發電特性，使頻率電壓驟降現象更為明顯，如何利用高阻抗故障特性來判定系統故障或僅為發電擾動，至為重要。

此外，傳統電力系統故障電流來自市電，屬大電流且方向較為固定，然微電網孤島運轉時之故障電流來自網內的多組發電系統，且方向不固定，因此，當微電網進入孤島運轉時，保護協調須能隨多組分散式電源之發電與負載情況進行動態調整，故整合通訊及方向性電驛進行故障保護協調亦為重要的技術。

目前龍潭微電網實證場域已進行多次孤島運轉下之人工故障試驗，取得不同匯流排、發電端與負載端之故障電流、電壓、頻率等數據，利用高阻抗特性之故障電流計算演算法，配合即時發電與負載功率資訊，完成微電網保護決策系統之設計，利用新一代數位電驛之應用，建構微電網孤島運轉下的保護系統。圖3為龍潭微電網實證場域之保護監控系統架構；圖4為保護監控系統畫面。

3.1.4 微電網電力品質分析及改善技術

由於微電網內再生能源系統之電力輸出級目前大多由電力電子設備所組成，這些電力電子設備在併聯端使用大量的電容與電感，這些電容與電感若未與電網共振頻率進行調和，將

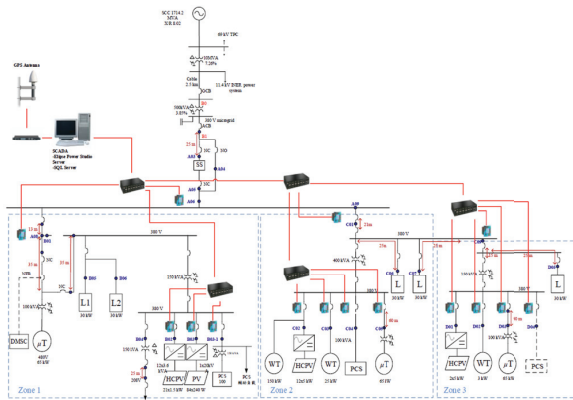


圖3 龍潭微電網實證場域保護監控系統架構 (本研究繪製)

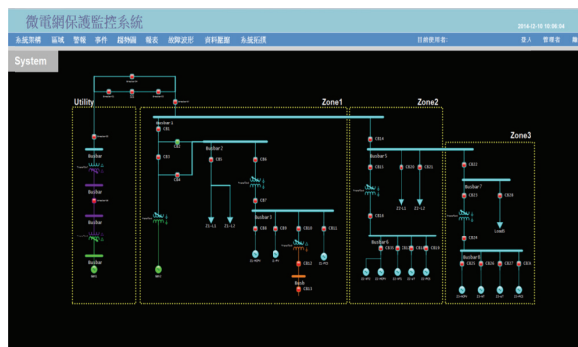


圖4 微電網保護監控系統畫面(本研究建構)

帶來諧波效應，成為電力污染源，對電網之電力品質帶來不良結果，特別在微電網孤島運轉的時候，諧波效應特別明顯，對微電網造成電壓閃爍、電壓驟降、能源使用效率不彰…等問題，甚而造成跳機與微電網全黑，因此，微電網電力品質分析及改善技術對微電網可靠運轉有密不可分的關係。

微電網電力品質分析技術含括：微電網元件諧波模型建立、微電網閃爍分析、基頻分析、諧波與間諧波分析、電壓驟升、電壓驟降、三相諧波潮流與不平衡分析、微電網併網與孤島之電力品質分析…等。而在微電網電力品質改善技術方面，可以選擇使用被動式與主動式濾波器APF (Active Power Filter)架構，分析微電網在併網或孤島運轉時所產生之諧波電流與節點電壓失真，避開微電網共振頻率，使節點電壓無明顯不平衡，且符合IEEE 519諧波規範(IEEE STD. 519-2014, 2014)，同時，有

關電力品質資料紀錄之資料庫亦須符合IEEE 1159.3規範。圖5為龍潭微電網實證場域之電網頻譜分析，可知所有電力設備均須避開383 Hz共振頻率來設計。

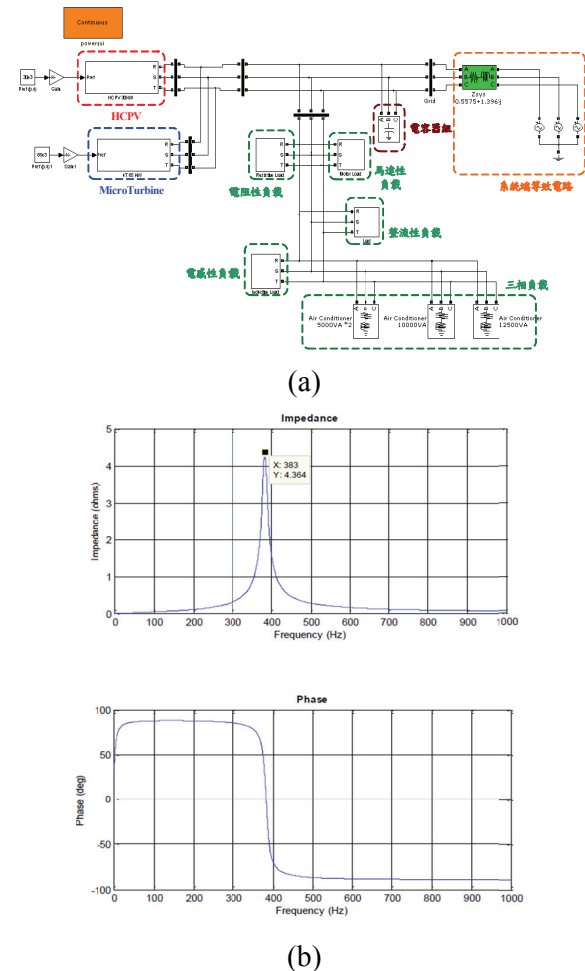


圖5 電網頻譜分析 (a)諧波模型建立 (b)系統共振頻率為383 Hz (本研究建構與分析)

3.2 能源電力電子技術

3.2.1 靜態開關設計及孤島偵測技術

靜態開關為微電網與市電連接的主要開關，一般分為傳統機械式CB (Circuit Breaker) 及電力電子開關元件如SCR (Semiconductor Controlled Rectifier)或IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)等。表1為三種開關元件之比較表。

為了切離或併網之速度，未來靜態開關以電子式開關切換為主流，功率較高的場合使

表1 三種開關元件之比較表

類別	特色
CB-based	機械式開關，速度最慢，開關壽命短，導通損失較小
SCR-based	電子式開關，速度較快，開關壽命長，導通損失較高，在關斷情況時，受限於SCR順向電流須小於截止電流，開關截止速度會大於開關導通速度。
IGBT-based	電子式開關，速度最快，開關壽命長，導通損失高

(本研究整理)

用SCR為開關元件，在功率較低的場合則使用IGBT為開關元件(Kroposki *et al.*, 2007)。美國CERTS微電網試驗廠使用SCR-based開關並整合TI-2407 DSP即時偵測電網電壓頻率，以符合IEEE 1547規範。

當市電發生故障或微電網內部發生故障時，靜態開關須立刻將微電網與市電隔離，確保系統的可靠度，因此，靜態開關須具備孤島偵測的技術。孤島偵測技術主要可分為主動式和被動式方法，主動式孤島偵測較常用有：主動頻率偏移法AFD (Active Frequency Drift)、滑動模式頻率偏移法SMS (Slip-Mode Shift)、Sandia頻率偏移法SFS (Sandia Frequency Shift)、Sandia電壓偏移法SVS (Sandia Voltage Shift)、電壓脈波擾動法(Voltage-Pulse Perturbation)、電壓關聯法(Voltage Correlation)、輸出實功/虛功擾動法、阻抗量測、鎖相迴路之反孤島偵測法及電流注入之孤島偵測法，目前以Sandia頻率整合電壓偏移法為主流。雖目前有多種方式，然根據理論仍存在無法偵測區域NDZ (Non-Detection Zone)，所有演算法重點皆為使NDZ愈小愈好(Lopes & Sun, 2006)。在規範方面，UL 1741規範孤島測試跳脫時間為2秒，目前很多主動式孤島偵測方式都很容易符合(Hernandez-Gonzalez & Iravani, 2006)。另外IEEE 1547也有類似規範，但隨著電網再生能源占比提高，要求分散式系統能具備低電壓穿越LVRT (Low Voltage Ride

Through)功能之趨勢愈來愈明顯，因此IEEE 1547併聯規範也進行修改中。

3.2.2 市電併聯/孤島運轉之平穩切換技術

當系統偵測到市電或微電網內發生故障時，靜態開關將打開，使微電網切離市電，此時微電網內會有電壓驟降或頻率飄移之暫態現象發生，致使微電網內分散式電源系統跳脫，容易造成微電網內全黑現象。為避免此類現象發生，如圖6所示架構，須由儲能系統ES (Energy Storage)提供能量，並搭配具平穩切換功能之換流器(s-Inv)，當市電併聯時，s-Inv為電流源CS (Current Source)模式，當進入孤島運轉瞬間，靜態開關SS (Static Switch)切離，s-Inv轉為電壓源VS (Voltage Source)模式，這樣的切換，必須在一至二個週波內完成，這樣才能使微電網無縫切換，不致使微電網發生全黑現象。

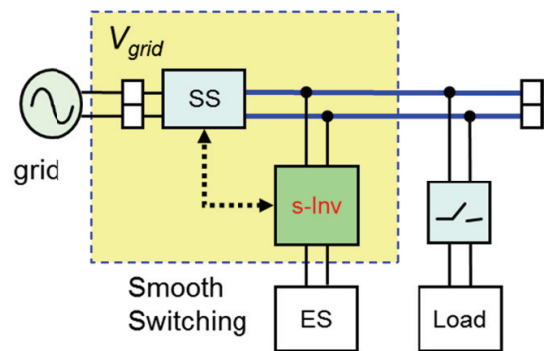


圖6 微電網具平穩切換功能之換流器應用架構 (本研究繪製)

以核研所開發之具平穩切換之換流器為例(Chang & Chang, 2011)，市電狀態偵測法則除採用傳統電壓、頻率變化偵測法外，並加入了新型的參考弦波比較法，若累計誤差大於特定數值時即視為市電異常，同時立刻發送訊號告知靜態開關進行跳脫，使微電網與市電脫離，進入孤島運轉模式，系統自身亦進行模式切換，改為電壓控制模式，以穩定微電網內電壓達成平穩模式切換之目的。圖7為核研所開發之



圖7 核研所開發之具平穩切換功能換流器(本研究拍攝)

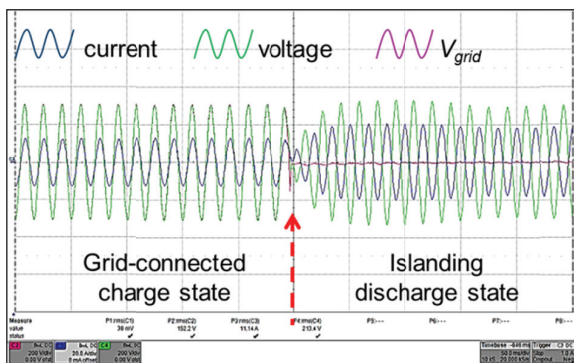


圖8 換流器實測波形，微電網轉孤島運轉後於二個週波內完成轉態(本研究實測)

具平穩切換之換流器實體照片，從圖8實測波形可以看見，當系統轉到孤島運行時，於二個週波內完成轉態。若市電電壓振幅恢復至一定範圍內，換流器進行電壓振幅、相位同步動作，當完成同步後，控制器會再做最後確認，比較市電與微電網之間的振幅與相位誤差，兩者誤差皆須小於目標值才允許靜態開關投入，使微電網併網過程所造成的衝擊降到最小。

3.2.3 儲能系統之實虛功率調節技術

儲能系統在微電網屬重要組件，市面上有許多儲能系統可以選擇，包含：鉛酸、鋰鐵磷酸、鈦液流、飛輪、空氣壓縮、金屬空氣、水庫、儲冰…等，在此我們並不討論儲能系統之細節，然就電力之實虛功率部分，卻可利用儲能系統換流器之實虛功率調節技術，增加電網的電壓及頻率的穩定與可靠，並兼具功因校正

功能，增加現有輸電設備的輸電能力、降低線路損失、提高能源利用率。

目前很多國家之大電力系統均有安裝靜態同步補償器之設備提供無效功率給電網，以改善電網之品質。然而在小型微電網內，我們可以利用儲能系統電力電子換流器之四象限實虛功率調節技術，達到相同的功效，下列為幾種儲能系統可扮演的補償方式：

A. 併聯型補償裝置，如

A1：靜態虛功補償器 SVC (Static Var Compensator)。

A2：靜態同步補償器 STATCOM (Static Synchronous Compensator)。

B. 串聯型補償裝置，如

B1：閘控串聯電容器 TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)。

B2：靜態同步串聯補償器 SSSC (Static Synchronous Series Compensator)。

C. 串併聯型補償裝置，如

C1：組合式電力潮流控制器 UPFC (Unified Power Flow Controller)。

3.2.4 下降控制技術(Droop Control)

當微電網內具再生能源發電系統時，微電網控制系統對頻率或電壓的反應須要快速，新的控制觀念是不經由傳統中央能源管理系統下達控制命令，而是在分散式電源的電力轉換系統上應用下降控制技術直接命令，以達到快速反應的效果(Guerrero *et al.*, 2004)。圖9為儲能系統之頻率/電壓下降控制的概念圖， $f_{\text{normal}}/V_{\text{normal}}$ 即為使用者設定之頻率/電壓值，而 m_p/m_Q 則為

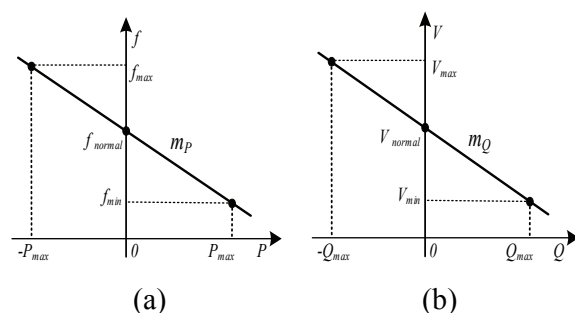
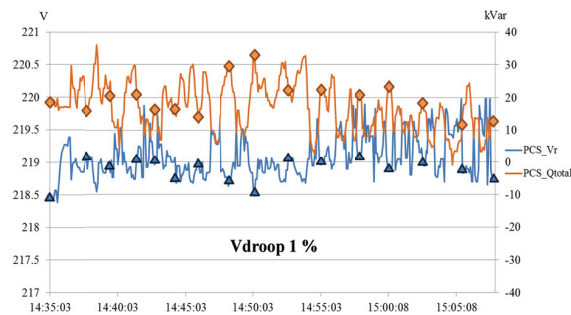


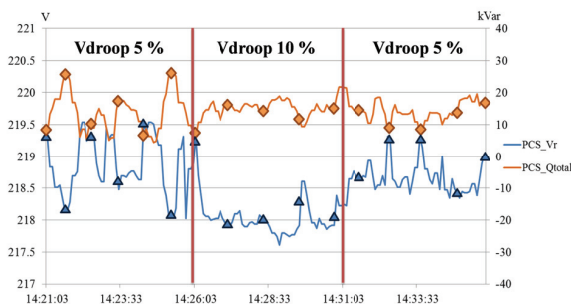
圖9 頻率與電壓下降控制概念圖(本研究繪製)

可設定之斜率，可知當目前系統頻率/電壓高於 $f_{\text{normal}}/V_{\text{normal}}$ 時，則儲能系統會吸收實功率/虛功率，以降低偏高之頻率/電壓，使其恢復至設定值；反之，當系統頻率/電壓低於 $f_{\text{normal}}/V_{\text{normal}}$ 時，則儲能系統會輸出實功率/虛功率，用以提升偏低之頻率/電壓。

以龍潭微電網實證場域為例，在市電併聯下，進行Zone 1儲能系統之不同電壓下降控制斜率的差異分析。首先將儲能系統操作於電壓/頻率(V/f)控制模式，電壓值設定為220 V，頻率值設定為60 Hz，測試不同電壓下降控制斜率(1 %、5 %及10 %)之差異，觀察儲能系統之R相電壓與三相虛功率總合，如圖10。當電壓下降控制斜率設定為1 %時，其斜率較平緩，故當電壓與設定值有些微差異時，系統以較大虛功進行補償，補償範圍約為0 kVAR~37 kVAR；當電壓下降控制斜率設定為5 %時，其斜率較陡峭些，系統以較小的虛功率進行補償，補償範圍約為4 kVAR~27 kVAR；當電壓下降控制斜率設定為10 %時，其斜率更陡峭，其虛功補償量更



(a)



(b)

圖10 不同電壓下降控制斜率之變化比較 (a) 1 % (b) 5 %及10 % (本研究實測)

小，補償範圍約為9 kVAR~20 kVAR。因此，當電壓下降控制斜率設定的越小，表示在小的電壓變動下，系統能提供較大的虛功率進行快速補償，故電壓變動時虛功率補償頻繁且震幅較大，如圖10(a)，但電壓輸出準位較接近電壓設定值，誤差較小；反之，若下降控制斜率設定較大時，虛功率補償較不頻繁，電壓輸出波形較平緩，但輸出電壓準位與設定值有較大之誤差，如圖10(b)，此乃一取舍問題，可視系統實際狀況需求而定。

然而，當微電網與市電脫離而進入孤島運轉時，若微電網內具多個分散式電源，由於其特性皆不相同，各分散式電源下降控制的斜率皆不同，如圖11。故當微電網功率工作點產生變動時，一方面要快速反應調整功率，一方面要維持同電網上頻率的一致性，故多分散式電源間的頻率下降控制技術，至為重要。目前下降控制技術以電力電子技術實現於分散式電源之換流器上，然須注意，傳統的頻率下降控制技術可能不適用於低壓側系統，此乃由於低壓側系統之距離短，線路阻抗呈現純電阻性，非傳統之電感性阻抗，故須做局部參數調整。圖12為微電網內二台分散式電源利用頻率下降控制技術進行功率調整的實際波形。

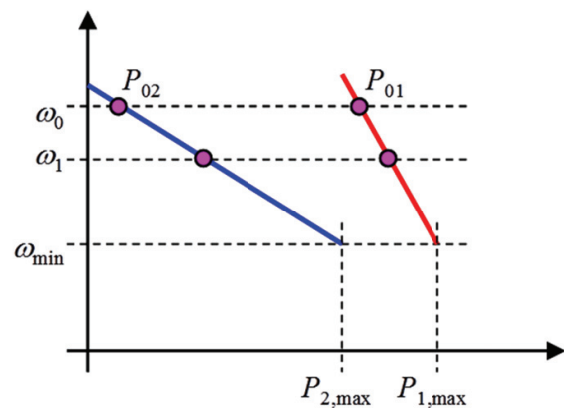


圖11 不同特性之分散式電源利用頻率下降控制，進行功率調整(本研究繪製)

3.2.5 低電壓穿越技術

由於微電網內分散式發電系統占比容量越來越高，當電力系統發生故障時或擾動時，分

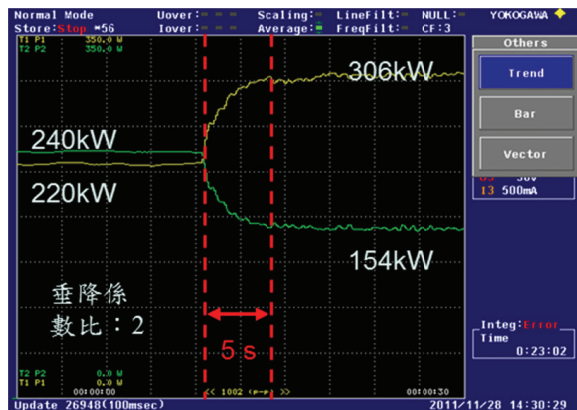


圖12 微電網內二台分散式電源利用頻率下降控制技術進行功率調整的實際波形(本研究實測)

散式發電系統之換流器與微電網的併接點，會產生電壓驟降(Voltage Sag)，一般換流器此時將會解聯，如此對整個微電網內部之電力系統造成嚴重的衝擊，甚至發生系統崩潰全黑現象。因此，各國對此種情況訂定不同的低電壓穿越規範(Conroy & Watson, 2007), (Molinas *et al.*, 2008)，規定換流器在併接點發生各種低電壓的狀況時，不僅要維持與電網併聯，也要求提供虛功率嘗試撐持電壓來穩定電力系統(Lima *et al.*, 2010)。因此，微電網之分散式發電系統之換流器具有LVRT功能，是未來很重要的研究課題。

然而LVRT的要求會與傳統分散式電源併聯電網之規範IEEE 1547有所衝突。如圖13所示，紅色線(■)為德國E.ON公司制定的LVRT規範(E.ON Netz GmbH, 2006)，當工作點位於紅線左

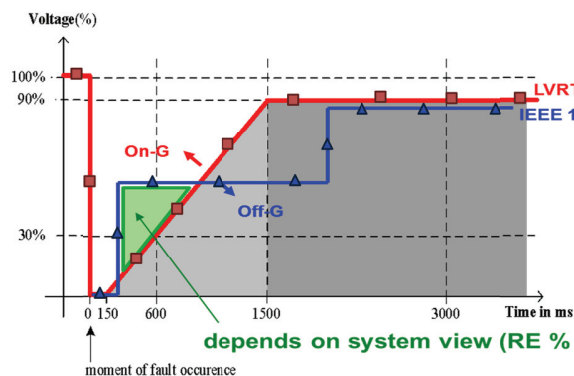


圖13 低電壓穿越的要求會與傳統分散式電源併聯電網之規範IEEE 1547有所衝突(本研究繪製)

方時，LVRT規範希望分散式電源依然與電網併聯發電；然而藍色線(▲)代表IEEE 1547規範，若工作點在藍色線右方，則希望分散式電源與電網解聯。因此，若工作點落在綠色三角形部分，則會發生規範上的矛盾，使得分散式電源不知該併聯或解聯。筆者認為這是須要動態調整，並視微電網內再生能源分散式電源的比例而定，目前IEEE 1547.8規範亦發現此問題而進行修正中。

龍潭微電網實證場域已建立具有LVRT之電力系統模擬平台能力，並根據模擬結果，加入部分具有LVRT功能之太陽能市電併聯換流器，進行虛功率注入以撐持電壓之測試。

3.3 能源管理及智慧控制技術

3.3.1 微電網三相電力潮流解析

能源管理系統乃微電網內追求發電用電自給自足平衡調度，以及發電成本經濟最佳化所需的核心系統(Kueck *et al.*, 2003)，可由多個子系統所組成。一般而言，子系統可包含最佳化電力潮流、發電及負載預測、系統狀態評估、最適化機組排程、需量反應/卸載策略、電壓/頻率/虛功率控制。

以龍潭微電網實證測試場域之能源管理系統為例，如圖14，子系統之即時三相電力潮流解析運算技術利用前瞻電力分析技術，採用ZLoop方法可於一秒內處理超過100點匯流排，

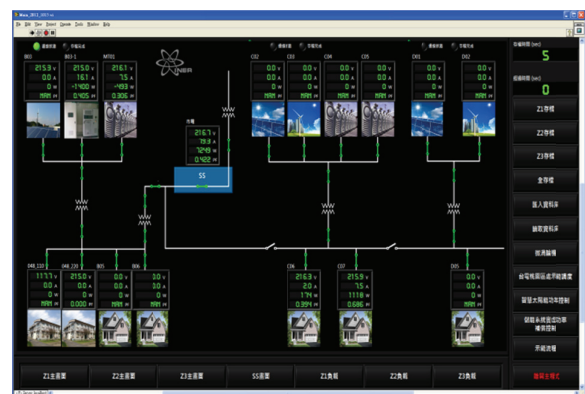


圖14 龍潭微電網實證場域之能源管理系統(本研究建構)

解決因多組分散式電源及高阻抗電抗比所造成運算矩陣發散問題，其能源調度系統之監控訊號，以及微電網併網及孤島運轉之即時三相電力潮流解析運算畫面如圖15。

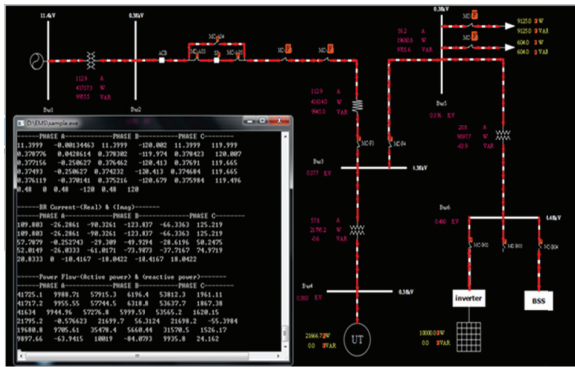


圖15 即時三相電力潮流解析運算畫面(本研究建構)

3.3.2 再生能源發電預測技術

再生能源的發電預測技術在微電網能源管理系統中扮演非常重要的角色，對於內含再生能源與儲能系統的微電網下進行最佳化調度(Choi *et al.*, 2011)，須考慮的下列幾點：A. 考慮電池的儲能狀態；B. 考慮微渦輪機及柴油機組的實際特性曲線；C. 結合再生能源與負載預測的最佳化調度；D. 可適用於併網與孤島情境。

一般而言，再生能源發電預測技術可分A. 一般採用衛星和數值天氣預報方式，雖較準確但非常昂貴；B. 利用歷史資料做預測；C. 短時預測如一天前預測；D. 極短時預測如1分鐘、5分鐘前預測，其預測誤差趨勢依天候狀況約在10-20 %。在實際應用面而言，產業需求為低成本，因此建議犧牲一些準確度，建置低成本設備才容易被產業接受。此外當前一日調度策略完成，執行到當日調度時，實際狀況可能不同或有較大的臨時性誤差，在此情況下，可以利用極短時預測方法進行即時修正，以獲得更佳的效果，這些都可以利用軟體方式解決，不須硬體之額外成本。

3.3.3 負載管理及需量反應

微電網內具有各種可調度之分散式發電設備及不同重要性之可卸載設備，為求微電網內部電力供需平衡，並穩定電壓頻率，微電網能源管理系統之負載管理LM (Load Management) 及需量反應DR (Demand Response)技術相對重要。美國聯邦法制委員會FERC (Federal Energy Regulatory Commission)主席甚至把需量反應形容為殺手級應用，因為藉著需量反應未來可望幫美國省下高達188 GW的電力，或20 %的全國尖峰能源使用量(FERC, 2008)。早從2006年2月美國能源部向國會提交的報告中，需量反應被定義為「終端用戶從正常消費模式中改變電力使用，以回應隨時間改變的電價，或在高零售市場價格或系統可靠度損害時，抑低電力使用的補助。」以最簡單的經濟學供需原理來說，需量反應就是供應方利用動態調整的計價方式，使用戶需求量降低，減少用戶的總電費，以舒緩供電壓力。

美國加州為因應2001年的電力危機，是世界上最早實施需量反應的地區。目前美、紐、澳等國均已實施，且成效良好，以美國為例，實施需量反應的機構包括CAL-ISO、NYISO、PJM、ISO-NE及ERCOT等獨立調度機構。由於各自系統的需要，提出不同的方案及誘因，實施成效卓著，以2002年為例，NYISO、PJM、及ISO-NE機構抑低尖峰負載量占系統總裝置容量百分比，分別為25 %、3.4 %及1.8 % (Neenan Associates *et al.*, 2003), (NYISO, 2003)。

在技術上，需量反應是一套資訊系統，藉著動態與即時的資訊流與電力流雙向溝通，抑低尖峰用電及改善離峰發電過剩等現象。在服務上，需量反應是一套顧客導向的制度，藉著大大小小用戶的主動監控，調整負載。因此，需量反應可視為一種虛擬電廠，以美國佛州Progress Energy Florida Inc.為例，在執行過程中就省下電力達2,000 MW，相當於四座電廠的容量(Progress Energy, 2010)。一般而言，在負載區域進行適當的管理，如在負載尖峰時段鼓勵

客戶配合抑低負載，可舒緩系統輸電壅塞的情形。此因用電尖峰時段，發電成本大幅提升，而需量反應即為提供用電端計費優惠的誘因機制，不僅可抑制用電尖峰，同時亦可藉由新的電價計費方式與電力卸載加以控制發電成本。

事實上，歐美各國因其智慧電網與自動讀表技術發展方向不同，需量反應的策略與系統技術亦有不同之解決方案。例如歐洲因各國電力公司與電廠採行的資訊化手段不同，多數提供需量反應的電力公司皆依其推動的智慧電表裝設而實施，目前尚未見標準化之措施。現階段，世界各國正積極進行智慧電表基礎建設，以歐洲為例，歐盟目前主要國家均已宣布，將建置智慧電網，並且規劃於2020年前完成80 %智慧型電表的安裝，且要求以1990年為基準，增加20 %之再生能源及減少20 %的碳排放量。我國也應根據智慧電表基礎建設進度，研商適

合我國國情之需量反應機制。

3.3.4 時間同步控制

當微電網逐漸擴大到鄉鎮時，微電網內部之分散式電源、負載、保護電驛、資料擷取及控制節點數目越來越多，此時，時間同步機制逐漸重要。現有時間同步之控制機制與設備已逐漸成熟，然決定微電網時間同步控制的主要考量仍須包含低設備成本、精準度要求誤差於1 ms以內、最少參考點布建、是否適合分散式多節點架構…等(阮於東，2006)。目前時間同步技術大致歸類如表2，利用GPS有成本及遮蔽的問題，而利用網路節點方法則須有參考點協助，若能減少參考點布建數目，則可降低整體微電網建置成本。

目前常用之最少參考點布建之演算法可利用無線網路技術(金仲達，2011)，歸類為關鍵

表2 各類時間同步技術比較

項目	精準度	說明
銫原子鐘	500萬年相差1秒	價格昂貴
GPS載波相位觀測法	< 1 ns	使用衛星軌道坐標、雙頻P1/P2電碼估測電離層延遲、地球自轉軸運動模型參數等數據，可計算出相對應GPS系統時間。
GPS衛星共同觀測法	數個ns	兩個不同地點的GPS接收機，對同一顆人造衛星進行觀測
國家時間與頻率標準實驗室提供GPS時間校正	• 國家標準時間：2 ns • BIPM：200 ns	利用時間與頻率基準，將時間追溯至國家標準時間或國際度量衡局(BIPM)
GLONASS (Global Navigation Satellite System)	數個ns	數款智慧手機已使用，如iPhone 4S、iPhone 5、Sony Xperia S
北斗衛星導航系統	100 ns	中國在CDMA及TD-SCDMA網進行試驗，中國變電站有採用GPS及北斗主備系統。
GSPS (GALILEO Satellite Positioning System)	GSPS精確度預計較GPS與GLONASS為高	歐盟一個正在建造中的衛星定位系統。2008年通過法律批准，預計於2014年開始運作，並在2019年完工
GNSS II	N. A.	整合GPS、GLONASS、GALILEO等全球定位系統
IEEE 1588	可以達到100奈秒級	最佳主時鐘算法(BMC)，動態調整各節點和連接埠時間的傳遞路線
NTP (Network Time Protocol)	LAN上與標準間差小於1毫秒，WAN上幾十毫秒	可藉由加密確認的方式來防止惡毒的協議攻擊

(本研究整理)

點部署法(CP Deployment)、關鍵點成本部署法(CP and Cost Deployment)、階度部署法(Degree Deployment)三種，這三種方法之比較如下：

- A. 所有的節點的誤差容忍度皆相同：網路節點數多時，關鍵點部署法會比其他二個方法須要新增較多的參考點。階度部署法所須檢查的連線數之時間複雜度遠少於關鍵點部署法及關鍵點成本部署法。
- B. 不同程度的誤差容忍度：若有一些節點是有時間高精準度的需求，關鍵點部署法比其他二個方法須新增更多的參考點；此外，階度部署法略優於關鍵點成本部署法。階度部署法比其他二個方法，運用較少的檢查次數，即可完成。

綜合上述，龍潭微電網實證場域使用IEEE 1588 V2版本，並以關鍵點部署法方式分析參考點布建位置，其理由為時間精度可達1 ms以內，適合分散式多節點架構，現已並存於網路架構，布建容易。

4. 龍潭微電網實證場域

為了實現及發展微電網科技及高占比再生能源之控制技術，核研所建置國家級首座百瓩級自主式(Autonomous)龍潭微電網實證場域，

提供產業、學術單位、研究機構、電力公司等進行研究與測試，並發展微電網相關核心技術，包含微電網能源電子技術、微電網電力系統技術、智慧控制與能源管理技術、電網級儲能系統與應用工程技術等四大關鍵技術。

在核研所的努力下，2014年龍潭微電網實證場域，如圖16-18，已與台電龍潭OQ38高壓饋線併接，並可接受20公里遠之台電桃園營業區處饋線調度中心下達調度指令，進行需量反應控制，為國內首座實際與台電高壓饋線併接之微電網系統。目前發電設備共470 kW包含太陽能100 kW、風力發電150 kW一座、25 kW一座、微渦輪機65 kW三座、儲能系統100 kW/60 kWh一座、250 kW/90 kWh一座。整體微電網分成三個子電網Zone 1、Zone 2及Zone 3，未來這三個子電網皆可分裂而獨立運轉。

4.1 微電網能源調度管理中心

微電網能源調度管理中心主要目標乃使微電網內部供電與用電達到平衡，並維持經濟成本最佳化。因此，微電網之電壓、頻率、實虛功率的控制相對重要，我們開發一系列利用儲能系統進行調度補償之控制程式，例如儲能系統之虛功調節補償機制，以降低來自市電的虛功，達到提升功率因數的效果，其亦能降低市

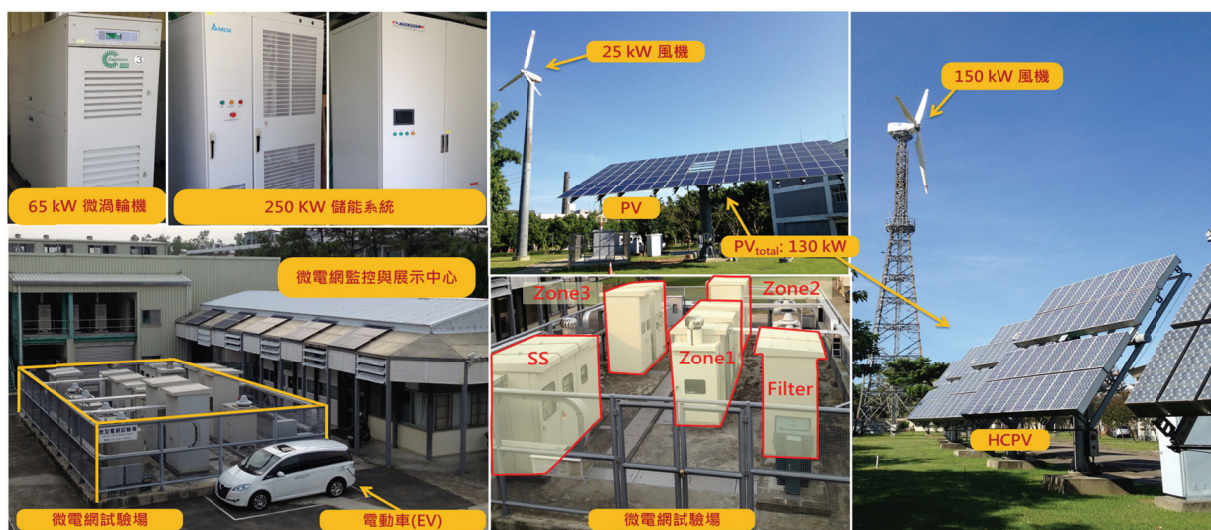


圖16 龍潭微電網實證場域實景照片(本研究拍攝)

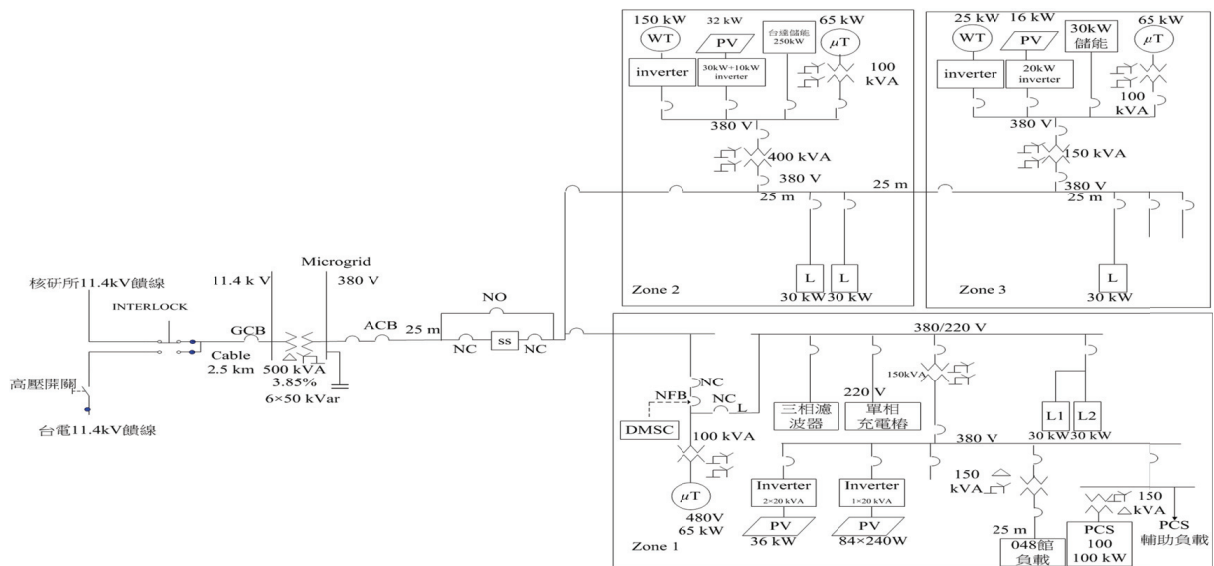


圖17 龍潭微電網實證場域單線圖(本研究繪製)



圖18 龍潭微電網實證場域與台電瑞源OQ38饋線併接(本研究繪製)

電端之視在功率，進而減少電力輸送上之線路損失。此外亦開發儲能系統之電壓下降控制技術，平穩微電網電壓，使敏感性負載操作起來更加的穩定。

目前龍潭微電網實證場域之能源調度管理系統，如圖19-22，以Labview軟體開發資料擷取功能，包括各系統節點之三相電壓、電流、頻率、功率因數、實功與虛功、儲能系統之電池SOC狀態等；而電表及通訊系統使用目前工業界常用規格，如Yokogawa PR300、Modbus TCP、TCP/IP、OPC、OLE for Process Control，以使系統可以穩定運轉，未來若前瞻



圖19 微電網能源調度管理中心照片(本研究拍攝)



圖20 微電網Zone1監控畫面(本研究建構)

之通訊設備已成熟商品化，如IEC-61850，則再進行替換強化。此外，同時開發先進能源調度演算法則，進行儲能系統之實虛功率控制，

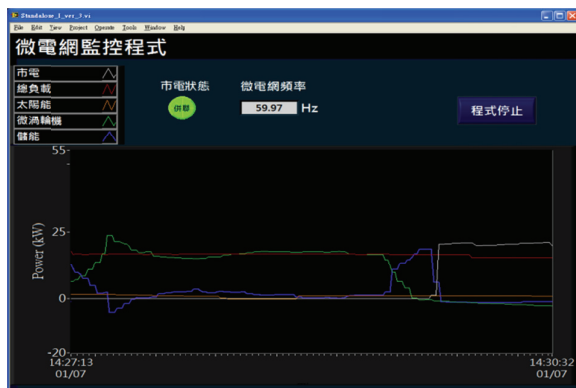


圖21 微電網Zone1功率波形動態監控畫面(本研究實測)

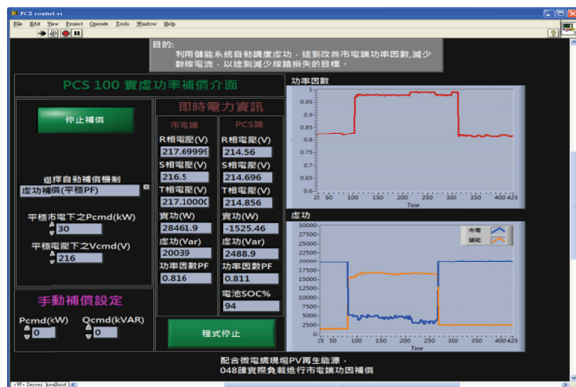


圖22 微電網Zone1功因補償控制畫面(本研究實測)

達到最適化調度功能，實測結果於後續小節說明。

4.2 市電併聯測試

4.2.1 提升功率因數之虛功調控

由於功率因數過低時會造成系統的損失，且依電業法(電業法，2014)第69條規定「用戶每月用電之平均功率因數不及80 %時，每低1 %，該月份電費應增加千分之3；超過80 %時，每超過1 %，該月份電費應減少千分之1.5。」，微電網之儲能系統具功率因數補償功能，可使功率因數維持在0.95以上，除可改善市電端電力品質，進而降低市電端電流，減少系統損失外，更可減少電費的負擔。

本測試案例以微電網之Zone 1為例，包含048館實際負載與20 kW太陽能，進行提升功率

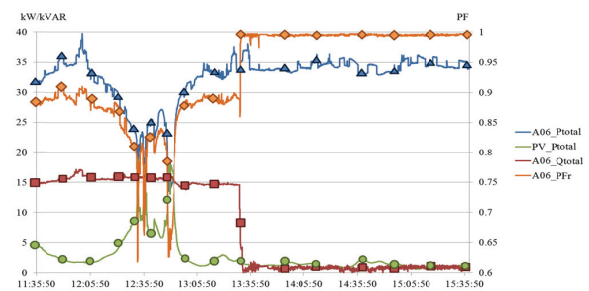


圖23 提升功率因數之虛功調控運轉測試(本研究實測)

因數達0.95以上之虛功調控運轉測試，如圖23所示，測試時間為2014年9月25日11點35分至15點35分，前半段時間從11點35分至13點30分為儲能系統未進行自動虛功調控；後半段時間從13點30分至15點35分為開啟儲能系統自動虛功調控程式，並設定功率因數為1。

當系統在前半段運轉時，市電端進入微電網及048館的總虛功量(■)約穩定為15 kVAR，當太陽能(●)有較大實功率輸出時，市電端進入微電網之實功率(▲)降低，然虛功率維持不變，使得系統功率因數變差(◆)，大部分低於0.85，最低甚至0.62。此外，測試當日12點50分後轉為陰雨天，故太陽能發電功率較低，功率因數仍處於0.85~0.9之間。當進入後半段時，進行儲能系統輸出虛功補償，降低市電端進入微電網之總虛功量，有效提升微電網系統內之功率因數接近於1，達到改善電力品質與減少系統損失之功效。

此實驗發現，未來「陽光屋頂百萬座」計畫推動時，若大量分散式再生能源發電，大量實功率進入區域電網，若此時未調節虛功率，將導致區域電網之功率因數下降，造成系統的損失，電力公司應注意此現象。

4.2.2 平穩市電功率之實功調控

在不影響負載用電的情形下，為能使從外部看進微電網之負載用電近似平穩無尖峰現象，可利用儲能系統之實功調控進行平穩市電功率，使微電網成為一平滑的負載量，達到負載移峰填谷之效益。除此之外，更可因應台電

尖峰用電時，微電網利用實功調控達到緊急降低負載之功效。

本測試案例以微電網之Zone 1為例，包含048館實際負載與20 kW太陽能，進行平穩市電功率之實功調控運轉測試，如圖24所示，測試時間為2014年9月15日12點至15點，前半段時間從12點至13點38分為儲能系統未進行自動實功調控；後半段時間從13點38分至15點為開啟儲能系統自動實功調控程式，設定控制市電功率於25 kW。

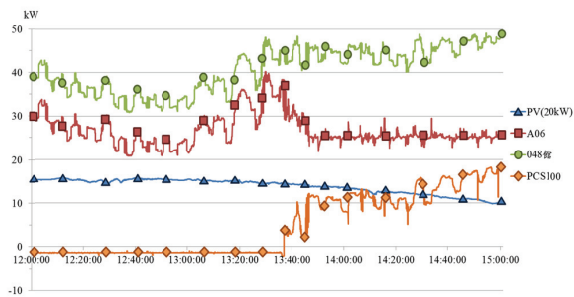


圖24 平穩市電功率之實功調控運轉測試(本研究實測)

當系統在前半段運轉時，儲能系統未進行實功調控，市電端功率(■)隨048館負載(●)與太陽能發電量(▲)於20 kW與40 kW之間變動。當進入後半段時，開啟儲能系統自動實功率調控程式，且設定市電端實功率為25 kW時，儲能系統開始輸出實功(◆)，市電端的用電量最後可平穩控制在25 kW，達到平穩市電功率之目的。

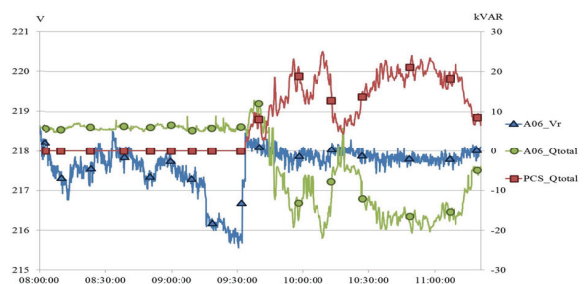
4.2.3 平穩市電電壓之虛功補償

從微電網併接龍潭OQ38高壓饋線之併接點電壓背景值量測得知，最大電壓變動率為4.91%。另經系統衝擊分析結果得知，若以470 kW的分散式發電系統併入OQ38饋線，則可能造成最大0.5488%的電壓變動，雖該變動量符合台電「再生能源發電系統併聯技術要點」的2.5%規範(台灣電力股份有限公司，2009)，但加上背景值後則可能會超過電業法規定的5%。因此，微電網內利用儲能系統進行虛功補償，可

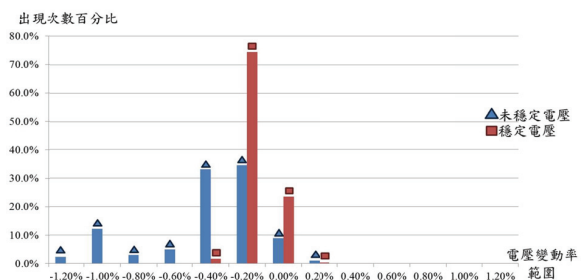
達到平穩市電電壓以及符合規範之功效。

本測試案例以048館負載連接至微電網中，進行平穩市電電壓之虛功補償運轉測試，如圖25所示，測試時間為2014年9月22日8點至11點30分，前半段時間從8點至9點33分為儲能系統未進行自動虛功補償；後半段時間從10點33分至11點30分為開啟儲能系統自動虛功補償程式，設定控制市電端電壓於218 V。

當系統在前半段運轉時，市電端虛功量(●)約為5 kVAR，而相對應的市電端電壓(▲)於215.8 V至218.5 V之間大幅度變動。當進入後半段時，電壓降至215.8 V，故啟動儲能系統輸出虛功(■)，提升市電電壓並平穩控制於218 V附近。圖25(b)為以218 V為基準，進行電壓變動之彙整，可知當未進行虛功補償時，則電壓變動分布範圍從-1.2%到0.2%之間(▲)，若進行自動虛功補償時，則電壓變動分布範圍主要集中於-0.2%到0%(■)，可明顯發現達到穩定市電電壓之功效，該功能除可避免併接點電壓變動超過電業法的規範外，亦可改善電壓閃爍的問題，並可保護敏感性較高之負載。



(a) 市電端電壓(▲)與市電端三相總虛功(●)及儲能三相總虛功(■)



(b) 未穩定電壓控制(▲)與穩定電壓控制(■)之比較

圖25 平穩市電電壓之虛功補償運轉測試(本研究實測)

4.3 獨立運轉測試

由於龍潭微電網實證場域與台電高壓饋線併聯，為測試當市電端發生異常時，微電網區域內仍能獨立運轉，維持區域內用電不中斷，以及測試高占比再生能源發電下，微電網之運轉控制能力，故進行微電網與市電解聯，使微電網瞬間由市電併聯轉為孤島運轉之測試。

2014年12月25日在台電配電處、桃園區處及台電綜合研究所見證下如圖26，由20公里外之台電桃園區處下達調度指令，進行微電網 Zone 1 獨立運轉測試。本測試案例選用之負載為048實際館舍如圖27，負載量為65 kW、太陽能裝置容量為20 kW，瞬間再生能源發電量占比可達30 %、微渦輪機組65 kW、儲能系統100 kW/60 kWh。圖28即為本測試案例實驗結



圖27 微電網實際負載048館舍(本研究拍攝)



圖26 在台電配電處、桃園區處及台電綜合研究所見證下，由20公里外之桃園區處下達解聯指令，完成微電網048館舍獨立運轉(本研究拍攝)

果，微電網由市電併聯轉成獨立運轉，048館實際負載與太陽能皆能不中斷，使用戶端與再生能源發電達到穩定運作。當微電網進入獨立運轉之轉換瞬間，微電網內部先由儲能系統進行供電，暫態處理完成後，控制權交由微渦輪機進行供電及負載追隨控制，並由能源管理系統控制儲能系統為浮充狀態，使電力輸出入接近零。這樣的做法，儲能只負責處理轉態過程，可大量減少儲能系統建置容量，降低運轉成本，以實驗數據5分鐘內完成轉態為例，儲能容量之設計應以支撐負載使用5分鐘為目標。獨立運轉期間我們刻意將太陽能跳脫，微電網能源管理系統瞬間與儲能與微渦輪機系統協調供電，並穩定運轉。最後當偵測到市電恢復，微電網控制中心將電壓及頻率控制權由微渦輪機交付儲能系統，並調整微電網內部之電壓及頻率與市電端同相位，成功將微電網併回市電。

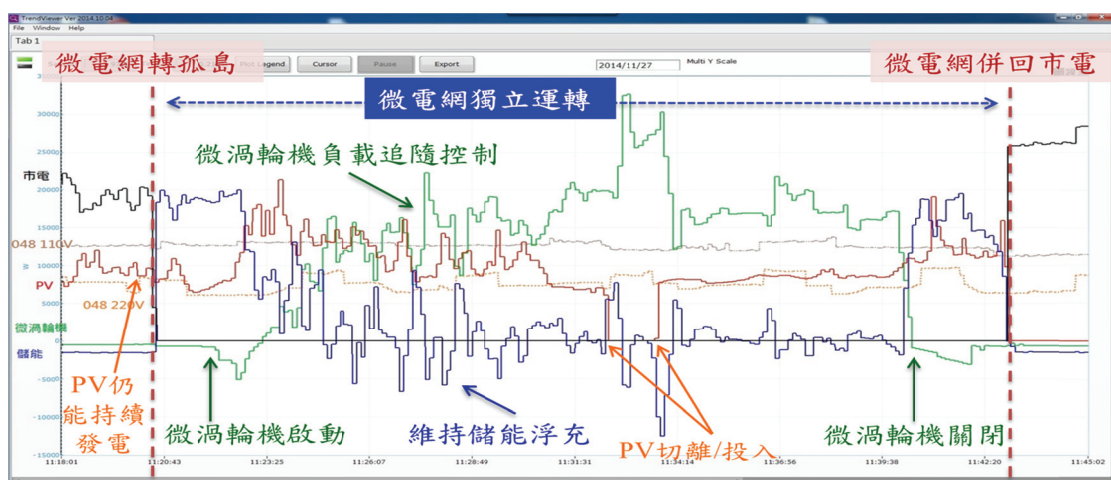


圖28 微電網內048實際館舍由市電併聯轉獨立運轉之實測波形(本研究實測)

本測試案例說明，在市電解聯獨立運轉及高占比再生能源發電下，核研所開發之微電網控制技術初期已成功使微電網穩定運轉。目前雖技術開發仍有許多改進空間且功率不大，但相信在核研所努力下，未來若併聯於高壓饋線上的每個小型高占比再生能源之微電網皆能穩定運轉，對提升整條饋線之區域電網再生能源占比、國家能源自主，以及國內產業技術升級，將有顯著成效。

5. 結 論

臺灣首座百瓩級龍潭微電網實證場域在核研所努力下，已與台電龍潭OQ38高壓饋線併接，並可接受20公里遠之台電桃園營業區處饋線調度中心下達調度指令，進行需量反應控制及解聯獨立運轉，為國內首座實際與台電高壓饋線併接之微電網系統，並提供國內學術單位進行前瞻研究之平台，其開發微電網之相關前瞻技術，已發表20餘篇國際SCI期刊；至2014年底，國內外參訪人數已達6,000人次，除提升臺灣知名度外，也提供國內產業實際練兵場域，輔導相關產業技術升級，爭取國際訂單。

展望未來，「陽光屋頂百萬座」及「千架海陸風力機」政策之實施，大量分散型再生能源將進入電網，對電網造成衝擊，微電網系統恰可發揮作用，進行削峰填谷、需量控制及調度支援輸出電力等，達到穩定區域電網之功效。此外，2016年台電將推動「廠網分工、會計分離」制度，配合浮動電價，社區微電網將更為蓬勃發展。此為國際發展趨勢，國外電力公司亦皆往此方向推動，政府應積極著手進行制度及法規面的研議，對臺灣進入次世代電力系統的國際潮流預作準備。

參考文獻

台灣電力股份有限公司(2009)，再生能源發電系統併聯技術要點。

江龍生(2005)，考慮風力發電機併網之配電饋線電壓控制研究，國立臺灣科技大學，碩士論文。

阮於東(2006)，IEEE 1588和高精度時間同步的方法，國內外機電一體化技術雜誌社。

金仲達(2011)，微電網代理人基控制與通訊協定的研究，行政院原子能委員會核能研究所委託研究計畫研究報告。

崔文吉(2007)，配電系統中考慮分散式電源併聯的電壓控制策略，國立中山大學，碩士論文。

經濟部能源局(2011)，穩健減核，逐步邁向非核家園。http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/wHandMenuFile.ashx?menu_id=1891

經濟部能源局(2014)，2014能源產業技術白皮書。

電業法(2014)。

Chang, C. W. and Chang, Y. R. (2011). Energy Storage Systems for Seamless Mode Transfer in Microgrid. IEEE PEDS Conference Proceeding, Singapore, pp. 799-802.

Choi, S., Park, S., Kang, D., Han, S. and Kim, H. (2011). A Microgrid Energy Management System for Inducing Optimal Demand Response. 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 19-24.

Conroy, J. F. and Watson, R. (2007). Low-Voltage Ride-Through of a Full Converter Wind Turbine with Permanent Magnet Generator. IET Renew. Power Gener., Vol. 1, No. 3, pp. 182-189.

Damchi, Y., Mashhadi, H. R., Sadeh, J. and Bashir, M. (2011). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in a Microgrid System Using a Hybrid Particle Swarm Optimization. International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP), Vol. 2, pp. 1135-1138.

- E.ON Netz GmbH (2006). Grid Code: High and Extra High Voltage. Bayreuth, Germany.
- European Commission (2014). Community Research and Development Information Service. http://cordis.europa.eu/technology-platforms/home_en.html.
- European Commission (2015). HORIZON 2020, The EU Framework Programme for Research and Innovation. <http://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/>
- European Technology Platform (2014). European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future. <http://www.smartgrids.eu/>
- Federal Energy Regulatory Commission (2008). FERC Report Marks Significant Progress in Demand Response, Advanced Metering.
- Guerrero, J. M., Garcia De Vicuna, L., Matas, J., Castilla, M. and Miret, J. (2004). A Wireless Controller to Enhance Dynamic Performance of Parallel Inverters in Distributed Generation Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 19, No. 5, pp. 1205-1213.
- Han, M. X., Su, X. L., Lin, S. B. and Zhao, Z. K. (2013). Transient Analysis and Control for Microgrid Stability Controller. 2013 IEEE Grenoble PowerTech, pp. 1-6.
- Hernandez-Gonzalez, G. and Iravani, R. (2006). Current Injection for Active Islanding Detection of Electronically- Interfaced Distributed Resources. *IEEE Power Delivery*, Vol. 21, No. 3, pp. 1698-1705.
- IEEE STD. 519-2014 (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- Kroposki, B., Pink, C., Lynch, J. John, V., Daniel, S. M., Benedict, E. and Vihinen, I. (2007). Development of a High-Speed Static Switch for Distributed Energy and Microgrid Applications. *Power Conversion Conference*, pp. 1418-1423.
- Kueck, J. D., Staunton, R. H., Labinvo, S. D. and Kirby, B. J. (2003). Microgrid Energy Management System. CERTS Report.
- Lima, F. K. A., Luna, A., Rodriguez, P., Watanabe, E. H., and Blaabjerg, F. (2010). Rotor Voltage Dynamics in the Doubly Fed Induction Generator During grid Faults. *IEEE Trans. on Power Electron.*, Vol. 25, No. 1, pp. 118-130.
- Lopes, L. A. C. and Sun, H. (2006). Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods. *IEEE Energy Conversion*, Vol. 21, No. 1, pp. 171-180.
- Molinas, M., Suul, J. A. and Undeland, T. (2008). Low Voltage Ride Through of Wind Farms with Cage Generators: STATCOM Versus SVC. *IEEE Trans. on Power Electron.*, Vol. 23, No. 3, pp. 1104-1117.
- Neenan Associates, Lawrence Berkeley National Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory (2003). How and Why Customers Respond to Electricity Price Variability: A Study of NYISO and NYISERDA 2002 PRL Program Performance.
- New Energy and Industrial Technology Development Organization (2015). NEDO 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構. <http://www.nedo.go.jp/>.
- NYISO, (2003). Emergency Demand Response Program Manual.
- Progress Energy (2010). Progress Energy Carolinas launches Energy Efficiency Program for Low-Income Customers, Ind. Report, Carolinas.
- U. S. Department of Energy (2015). Recovery Act Smart Grid Programs. https://www.smartgrid.gov/recovery_act.
- Ustun, T. S., Ozansoy, C. and Zayegh, A. (2012). Modeling of a Centralized Microgrid Protection System and Distributed Energy Resources According to IEC 61850-7-420. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No.3, pp. 1560-1567.

The Perspective of Microgrid Technology Development

Yung-Ruei Chang^{1*} Jheng-Lun Jiang² Yih-Der Lee³

ABSTRACT

Microgrid is currently the most promising technology, which gets the focus of national power technology development in many countries of the world. Two advantages of microgrid can be summarized. The first one is that microgrid is able to increase penetration of renewable energy into a regional grid, which means more efficient utilization of renewable energy can be achieved. The second one is to reduce carbon emission and carry out energy saving purpose due to the peak shaving technique of microgrid. This report not only describes the current research status of microgrid development around the world, but also illustrates the major core technology of a microgrid. Finally, Taiwan's first outdoor microgrid demonstration site located in Longtan District of Taoyuan City is introduced. This microgrid is the first microgrid in Taiwan which is connected to TPC's (Taipower Company) distribution feeder line and can be controlled to perform power dispatching or islanding operation by the TPC's FDCC (Feeder Dispatch Control Center) located 20-km far away.

Keywords: Microgrid, Energy Management, Islanding, Renewable Energy Penetration, Peak Shaving

¹ Deputy Director, Nuclear Instrumentation Division, Institute of Nuclear Energy Research

² Associate Developer, Nuclear Instrumentation Division, Institute of Nuclear Energy Research

³ Associate Researcher, Nuclear Instrumentation Division, Institute of Nuclear Energy Research

* Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400#6380, 6385, E-mail: raymond@iner.gov.tw

Received Date: January 22, 2015

Revised Date: April 2, 2015

Accepted Date: April 21, 2015