行政院原子能委員會核能研究所

委託研究案 (期末報告)

微電網多電源協調與智慧控制技術研究 Study on Multi-Energy Coordination and Smart Control Technology in Microgrid

計畫編號:NL1100247 受委託機關(構):國立中正大學 計畫主持人:劉祐任 聯絡電話:05-2720411 Ext.33225 E-mail address: azenliu@ccu.edu.tw 核研所聯絡人員:鄭金展

報告日期: 110年12月24日

中文摘要	3
英文摘要	4
計畫參與人員與所屬單位	5
壹、計畫緣起與研究動機	6
一、計畫背景	6
二、計畫目的	7
三、計畫重要性	9
四、國內外文獻回顧	9
貳、研究方法與過程	
一、微電網系統與關鍵組件建模	
(一)、電池儲能系統建模	
(二)、超級電容建模	
(三)、柴油發電機建模	
(四)、微型渦輪機建模	
(五)、靜態/動態負載建模	
二、台電公司輔助服務項目與執行能力要求	
(一)、輔助服務之交易項目	
(二)、輔助服務執行能力要求	
(三)、輔助服務執行能力測試說明	
(三)、輔助服務計費價格說明	
三、執行輔助服務之系統建模與電能管理策略開發	47
(一)、微電網系統與分散式電源建模	47
(二)、調頻備轉輔助服務能源管理策略	
(二)、即時備轉輔助服務	
(三)、補充備轉輔助服務	
(四)、快速反應備轉輔助服務	60
參、主要發現與結論	
一、調頻備轉輔助服務案例模擬分析	
(一)、動態調頻備轉模擬	
(二)、靜態調頻備轉模擬	
二、即時備轉輔助服務案例模擬分析	
(一)、即時備轉模擬	
三、補充備轉輔助服務案例模擬分析	
(一)、補充備轉模擬	72
四、快速反應備轉案例分析	75

(一)、卸載參與快速反應備轉	76
(二)、儲能配合卸載參與快速反應備轉	77
五、協助於核研所微電網場域進行實地測試	80
六、結論與後續工作	83
肆、参考文獻	85

中文摘要

再生能源發電系統在各個國家之電力系統中已逐漸提高其設置 占比,當再生能源大量的併入配電系統後產生之衝擊問題將影響區域 電網之供電安全與穩定性,這是由於自然能的間歇性所引起再生能源 發電設施之輸出功率產生變化以及系統中能源設施失衡的安裝設置 所造成。例如電,力供需不平衡所造成頻率不穩定,其嚴重度亦受到 能源設施所併接饋線的再生能源安裝容量、負載需求而有所異。此外, 隨著電網技術持續地發展,許多有別於已往的電網運轉功能被期待能 於未來先進電網中予以實現;例如,電氣參數之監控與自主性調控、 供需能量之管理分配以及事故診斷預測與系統自癒修復等。因此,未 來電網若要在維持持系統穩定運轉下,提供這些新穎之運轉服務,將 仰賴於透過微電網與儲能系統等新能源設施技術之發展,來提供電網 進行輔助服務功能。本計畫以核研所微電網系統及其規劃新設之能源 裝置作為研究對象,進行微電網系統多能源運轉協調與輔助服務功能 開發之模擬研究。計畫主要研究內容包含(i)建立微電網系統與相關關 鍵能源設施建模技術,用於模擬分析環境建構;(ii)於模擬環境下發展 以微電網提供快速反應、調頻與及時/補充備轉輔助服務之模擬功能; (iii)微電網能源分配管理控制開發,以在協調控制機制下執行輔助服 務功能;(iv)進行微電網內分散式電源執行輔助服務時之反應與持續 時間分析探討等;並期望透過本計畫研究之開發成果,建立智慧化控 制技術來協助國內先進電網與再生能源技術之發展。

英文摘要

The proportion of the renewable energy generation system has been increased in various countries' power systems, with a large amount of green/ renewable energies integrated into the electric distribution system it may cause various voltage problems, and then further affects the system stability and safety. This is due to the intermittent characteristics of natural energies which cause the output power variation on the renewable energy facilities and unbalanced installations of green/ renewable power generations. For example, the frequency instability which is caused by unbalanced power supply and demand. The severity also varies by the renewable energy installation capacity and load demand of the parallel feeder of the energy facility. Therefore, functions such as energy storage equipment and demand response can assist to stabilize the power supply. This project is expected to Nuclear Research Institute demonstration microgrid and new energy facility installation, which is a MW-level microgrid system to provide auxiliary service function system as research objectives. This project aims to investigate the power flow analysis technology based on INER microgrid system that be formed as virtual distribution system. The main tasks of this work include (i) to establish the modelling technology of the distribution system and critical energy facilities in system for simulation and power flow analysis; (ii)to stablish a simulation environment for microgrid to provide auxiliary service functions for scenario analysis and method verification. (iii)to develop an energy distribution management system, which is used to perform auxiliary service functions and the supply and demand balance of the system.

計畫參與人員與所屬單位

- 劉祐任 中正大學電機系 助理教授 (主持人)
- 張文恭 中正大學電機系 講座教授 (研究員)
- 楊世丞 中正大學電機系 碩士生
- 李政傑 中正大學電機系 碩士生
- 劉偉名 中正大學電機系 碩士生
- 李承侑 中正大學電機系 碩士生
- 吳佳和 中正大學電機系 碩士生
- 孫培皓 中正大學電機系 碩士生
- 侯柏羽 中正大學電機系 碩士生
- 李佳安 中正大學電機系 碩士生

壹、計畫緣起與研究動機

一、計畫背景

安全、穩定與經濟為電力系統運轉主要且基本之要求, 隨著經濟 發展對於電力需求與日俱增以及多元新能源技術之導入,使得電力系 統之運行與需求正面臨巨大變化。國內主要仰賴的電力發電來源一直 是以傳統化石燃料發電設施(火力發電)為主,火力發電發電量約佔台 電系統總發電量八成,而隨著人口增長以及經濟迅速成長,在工業、 商業、住戶等方面對於電力能源之需求量也日益增長;因此,在過往 电力公司经常需要藉由提升传统化石燃料性發電量以满足日益漸增 的用電需求。化石燃料性發電在產生電力後所伴隨生產的排放物導致 環境污染、溫室效應等問題產生,在現今國際各國之間環保意識受到 各界所重視以及政策的鼓勵之下,朝往能源轉型的方向前進,開始投 入於再生能源的開發及建造,逐漸取代傳統化石燃料發電。再生能源 具有能源自主、永續利用、低碳排放等優點,台灣發電能源主要依賴 傳統化石燃料發電,而石油、天然氣、煤等燃料皆需要仰賴進口,因 此發展再生能源可降低對傳統化石燃料能源的依賴,並且對環境產生 污染較小以及提高環境永續性。再生能源中如太陽能、風能發電,具 較易獲得、汙染低的能源產生以及國家制定之政策與獎勵的推動下, 讓太陽能、風能發電系統在未來規劃電力系統當中,將於參與系統服 務以及能源供給之任務上扮演重要角色。

具有發電之間歇特性的再生能源設施易受季節氣候影響,舉如太 陽能、風能等發電系統之輸出亦會受日夜、天氣與季節等變化影響, 使得由再生能源發電產生之電能在遇到環境等因素變化時會具有較 高之變動性。當併入一定規模之再生能源發電系統於既設配電系統饋 線時,將對系統產生出不同形式之衝擊以及影響系統規劃問題。再生 能源具有不穩定及不易預測之特性,使得影響系統之穩定度以及發電

機組之排程和調度運轉模式成為一大挑戰。若再生能源受環境等因數 變化影響下使發電量巨幅下降時,嚴重時可能導致系統頻率驟降而接 連觸發低頻電驛動作,亦或是當系統發生故障時,饋線故障電流將較 以往未含再生能源設施時之系統出現多樣變化,其將影響保護裝置之 動作與設定,在失準的保護協調機制下,恐讓系統的可靠度與安全受 到考驗。再者,台電公司現階段正朝智慧調度與發電之技術發展,有 別於傳統電網的集中式運轉管理,未來台電網絡在具規模性之再生能 源與分散式電源加入後,將可於多樣的調度操作下,讓系統更彈性地 於達到某種電網所需功能之條件下運轉,並強化電業與其他能源系統 業者間之操作相互性,達到國內智慧電網發展目的。有鑒於此,當下 電力公司之系統面臨大量再生能源安裝規劃以及電網結構與功能大 幅變革下,應及早尋求能有效抑制各種系統衝擊之運轉策略以及發展 進階且智慧化之電力系統運轉控制方式。

二、計畫目的

於過往當電網系統中有突發變化時,主要透過中央調度中心集中 統一發佈調度命令,並經由調度傳統大型發電機組輔助系統頻率控制 並維持電網穩定。由於再生能源發電設備併網優先順序大於傳統發電 機組,面對配電系統裝設之再生能源佔比快速增加下,使得傳統發電 機組發電占比逐漸降低,加上再生能源發電具有間歇性與不易預測的 特性,勢必會對電網穩定、電力品質造成衝擊[1]。再生能源發電設備 的輸出功率容易受到天氣影響而改變,在再生能源發電預測上相較於 傳統發電機組會具有更大的誤差,因此電力系統中需要能夠快速啟動 的機組來調節此誤差,維持整體系統的電力供需平衡。如太陽能發電 設備安裝容量達到一定規模後,電網中需要足夠的快速啟停或可改變 出力較大之發電機組來因應調節日升/日落與雲層擾動時太陽能發電

性較大的燃氣機組與配合再生能源發電特性之抽蓄水力機組排程來 達成,因此傳統發電機組需適時調整以維持提供至系統電能以及排程 規劃以達系統供需平衡。而在傳統發電機組追隨負載變化能力逐漸下 降時,傳統調度/排程方法已無法有效應付各種因再生能源發電與負 載快速變動下所帶來的供需不平衡及頻率不穩定等控制需求。除了使 用響應時間較快速之傳統發電機組,結合氣象資訊加強再生能源預測 準確性以降低調度誤差,以及建置區域性資源整合系統,如透過能源 管理系統(Energy Management System, EMS)經由再生能源發電預測、 負載需量預測,以及即時的監測區域中再生能源發電、負載等資訊, 進行即時的調控可有助於舒緩再生能源對系統衝擊以及系統調度上 的壓力,上述方法其目的都是將再生能源對系統的變動影響降到最 小,同時保持再生能源最大發電量。透過具有彈性的機組調度排程、 更具強韌度的能源管理系統,以達成電力系統供電穩定平衡的目標。 而在目前之電網技術發展下,透過發展與建構微電網系統來實現上述 新穎之運轉調度需求,已是世界各國正積極推動之先進電網技術之

綜合上述,為因應國內電力系統技術追求朝向先進電網發展之勢,本計畫擬以核研所之微電網系統及其規劃新設之相關能源設備為研究對象,進行以微電網系統技術之利用來提供配電網多種輔助服務功能之模擬應用研究,研究重點包含微電網模擬環境建構、以相關能源設備提供各種輔助服功能之控制開發、建立微電網內相關能源設備執行輔助服務時之能量管理策略與進行輔助服務響應時間之探討分析。最後將依據實際微電網場域之設備建置狀況,協助進行功能模擬測試。

三、計畫重要性

再生能源與先進電網技術為目前各國家所重視發展;隨著再生能 源之裝置容量逐漸增加並併入饋線中,潛在的穩定度問題和電力品質 危害讓未來配電系統運轉規劃充滿著挑戰。但受惠於再生能源併網規 範及各式新能源技術被逐漸引入電網系統,搭配著既有發電設施的傳 統排程/調度方法與對負載進行需求管理,舒緩了系統運轉之面臨問 題。然而伴隨再生能源發電之安裝占比持續提高以及電網操控方式一 再變革,如何能讓電網能在安全與穩定供電下維持運轉乃是一項重要 課題。近年來,由於國內再生能源裝置量大幅提升以及電業朝向綠電 先行之自由化市場方向發展,台電公司提出許多可由非傳統能源機組 來共同參與之電力系統運轉輔助服務需求,例如有調頻備轉服務、快 速負載資源響應服務以及即時/補充備轉服務等,並設立有相關交易 試行平台給包含發電業、自用發電設備設置者、需量反應提供者以及 與其他供給角色合作的儲能系統擁有者來參與電力市場交易,在多元 的系統調度操作下來以維持國內未來的電網穩定。然而,各式輔助服 務技術之發展於國際間仍然是相當新穎之議題,且各國所對應發展之 技術通常與其國家電網結構及運轉操作息息相關,而輔助服務應用在 國內目前的電業推行下,現階段同樣也是在尋求適當的進行方式。呼 應國電業朝先進電網技術發展之勢,本計畫研究之內容將有助於國內 以微電網方式提供輔助服務之技術發展推動,期望透過各規劃工作項 目之研究開發,提出可供電國內電業或其他能源系統業者/單位有價 值之系統運行參考。

四、國內外文獻回顧

依據國內目前現況,近年來為確保電力系統之供電穩定與安全, 輸配電業應提供相對應輔助服務。輔助服務是屬於一種短時間的備轉

容量,在電網系統上應用於即時的電力穩定,而電力交易市場中面對 不同電網架構、電源結構、負載特性和負載分布下,系統所需的輔助 服務類型和數量也不同。目前台電公司規劃有儲能自動頻率控制 (Automatic Frequency Control, AFC)調頻輔助服務資源[2]、快速反應 負載資源(Fast Response Resource, FRR)輔助服務、非傳統機組參與即 時備轉輔助服務[3]三種輔助服務方案,並在相關輔助服務推動方案 與交易試行平台的操作帶動下,促使儲能設備業者、用戶自備發電設 備者與需量反應參與者等非傳統發電機組資源投入電網,使致共同維 持國內電網系統之穩定運轉[4]。儲能自動頻率控制輔助服務係以儲 能具有之快速充/放電特性,在依據電力系統之頻率波動下,以儲能設 備動態調整充/放電策略維持系統頻率穩定,適合應用於具高占比之 再生能源系統,經由大型儲能設備協助系統頻率穩定,此方法於國際 之間已有許多實行案例,除了穩定頻率之外也有用於緊急供應於突發 事故之案例,如2019年英國發生停電事故[5],其緊急啟動容量約在 472 MW 之大型儲能輸出功率至電網系統,減緩系統頻率下降。快速 反應負載資源為因應偶發事故系統頻率快速下降,執行提升系統頻率 之輔助服務資源,當面對系統頻率低於頻率限制時,經由快速切離用 戶負載以避免系統頻率持續下降[6]。因應各項非傳統發電機組資源 參與輔助服務方案,台電規劃推出「輔助服務及備用容量交易試行平 台」,在自由化電力市場中,頻率控制和備轉容量建立競爭性電力輔 助服務市場,其價格是由市場競爭決定的[7]。未來透過試行平台運 行,使民間設備資源得以共同投入至系統當中,如自用發電設備設置 者、需量反應參與者以及儲能設備擁有者,利用交易平台市場機制相 互競價,提供穩定電力市場所需之輔助服務。多項資源提供各項輔助 服務,可協助大量再生能源併網時有效抑制其可能之衝擊與影響,並 確保系統電壓與頻率的穩定以及系統中供需平衡。

依據文獻檢索,以下主要針對含再生能源之配電系統需量調度、 頻率控制等技術進行回顧。傳統配電饋線中,影響頻率變化的不確定 因素大部分是因為發電機組跳脫、輸電饋線故障、負載變動等問題, 在系統供需不平衡的情況下使頻率因此受到波動。隨著再生能源逐漸 併入系統中,再生能源發電機組的輸出功率受地域和氣候等因素的影 響更明顯,使得配電饋線中的不確定因素增多,而相較於一般負載變 化,再生能源發電機組出力的變化更是頻繁,使得含有大規模且具高 占比再生能源併入的配電饋線其調度控制問題變得更為複雜。許多控 制、調節與改善之方法因此被提出利用,而在目前電網系統的需量調 度、頻率控制方法有傳統大型機組排程/調度控制、負載調度與規劃排 程。以電力系統的頻率控制機制主要可分為兩階層控制,第一層為初 級控制(Primary Control)是將運轉中的發電機經由調速機系統調整轉 速以改變輸出功率,並依據所設定之下垂速度控制(Speed Droop)與不 動帶範圍(Dead Band)進行調整設備出力,使系統達到供需平衡,而當 使用初級控制調整未能如期將頻率調整回頻率限制範圍內,則啟動第 二層次級控制(Secondary Control)的負載頻率控制(Load Frequency Control, LFC)將重新建立系統負載功率與發電機之輸出功率之間平 衡關係,改變發電機之機械功率之輸入以提高轉子角度,進而可達到 調變系統頻率。負載頻率控制又可細分成自動發電控制(AGC)、自動 頻率控制(AFC)、緊急發電控制(EGC)三種功能,AGC 功能包含經濟 調度、頻率控制及監控備轉容量等功能;AFC 功能又可分為定頻率與 廠偏差出力控制模式,依據當前系統狀態所選擇;EGC 功能應用於當 系統發生緊急事故時,則立即啟動此功能、停用其他控制模式,緊急 啟用輸出變化範圍較大且反應速度較快之機組如水力機組、燃氣機 組,以防止頻率誤差繼續增大[8]-[10]。除了調變發電機組之輸出功率 進行供需平衡以維持系統穩定,亦會對於負載進行卸載、需求管理等

控制。電力系統供電不足以負擔負載時,會導致系統頻率的衰減,如 果不採取措施恢復電網的供需平衡,嚴重時系統可能在短時間內崩 清,因此低頻卸載(Under-Frequency Load Shedding, UFLS)是電力公 司的一種常見做法,此種方法可以防止因負載與發電之間失衡後引起 的頻率下降。UFLS 的主要目標是在系統頻率達到低於允許值時逐漸 减少部分負載,在文獻[11]中對頻率異常處置做了研究,使用小規模 等效系統的頻率響應作為大型電力系統的頻率響應模擬,限制低頻偏 移的深度及頻率過衝(Overshoot),並透過優化負載卸載程序可有效提 高系統頻率恢復率。文獻[12]提出一種用於自適應低頻卸載的擾動幅 度估計的兩階層控制方法,第一階層控制透過應用牛頓型演算法(非 線性非遞歸估計器)估計出頻率及頻率變化率,第二階層控制計算出 干擾幅度大小,並經由兩階層控制所計算出估算量應用於系統動作評 估,並探討頻率響應對應於擾動位置的敏感性,由結論顯示此方法在 緊急情況下可更有效率運行低頻卸載。文獻[13]建立一個小型分佈式 再生能源發電系統模型,並提出需量反應策略用以調控發電系統的輸 出能力和自動負載轉移,結論顯示分佈式發電系統可以提高傳統電網 的靈活性及效率,同時降低能源成本及填補電力缺口,針對用戶的需 量反應策略可以有效減少負載峰值需求及總能耗,進而提高整體電網 效率。在文獻[14]中描述具有低慣性的混合電力系統(含再生能源、柴 油發電機、儲能系統及負載)容易由於擾動而導致較大的頻率偏移,提 出一需求側管理策略來控制混合電力系統之頻率,將系統功率和頻率 都視為需量反應的輸入,使用具備基因演算法和花授粉演算法的 PID 控制器可有效分析對系統動態響應,提升了混合電力系統需量反應策 略的有效性,在減少頻率偏差控制上有顯著效果。文獻[15]中為需量 反應策略設計了一個混合的階層式控制框架:(i)對單一需量反應設備 的考量了最短停機時間;(ii)確定各個需量反應設備的頻率界線,使需

量反應設備像發電機一樣在頻率控制中提供下降特性,使頻率恢復相 對平穩;(iii)提出總體控制參數,優化需量反應的恢復率及次級頻率 控制的積分增益,使頻率偏差最小化,避免頻率過衝與減少恢復階段 的頻率震盪。文獻[16]提出一種於使用調度住宅用戶負載參與需量反 應的方法,傳統需量反應僅在大型工業或商業綜合用戶負載中進行削 減負載峰值,而住宅用戶未被納入考量與開發,因此具有很大的潛力, 並搭配微處理器實際硬體應用提出具經濟效益的解決方案,實施自動 需量反應以及直接負載控制,以使住宅用戶具備充分利用其未開發的 潛力。

而近年來受惠於資訊、通訊以及電力電子的技術,因此相關應用 方法相繼被提出,如儲能設備參與調頻服務、電能管理系統、使用電 力交易平台讓非傳統發電設備資源參與輔助服務等功能。在儲能系統 應用方面,再生能源安裝容量逐漸增長之下,使用傳統燃氣、水力機 組出力調度無法有效跟上再生能源的快速變化,而儲能系統本身具有 快速響應之特性加上電池技術增長與成本的降低,因此將儲能系統投 入於電網進行輔助電網之技術也被提出與應用,如文獻[17]提出由儲 能系統和發電機組成混合系統的頻率調節控制策略,對於儲能系統 SOC 狀態以及發電機組的調節功率進行控制與排程規劃,其中 ESS 和發電機分別處理高頻負載快速波動和低頻變化,由模擬驗證顯示此 控制策略有助於加強發電機 AGC 指令響應,同時將儲能系統 SOC 狀 態保持在合理範圍內。文獻[18]提出一種計算和應用頻率下降(Droop) 的方法,其中使用頻率變化率(Rate of Change of Frequency, RoCoF)改 善儲能系統之暫態響應,此方法根據當前系統條件估算適當的下垂係 數,由結果顯示 ESS 使用此方法可以有效減緩因發電機突然跳脫的 突發事件,並可有效降低 RoCoF 以及提高頻率最低點,從而提升頻 率穩定性。文獻[19]開發一種新方法用於研究儲能系統進行頻率響

應,利用即時模擬器以及搭配功率硬體迴圈進行控制策略與可行性驗 證,並比較使用不同不感帶寬之寬曲線(±0.05 Hz)與窄曲線(±0.015 Hz) 進行頻率調控測試,而結果顯示響應時間皆可於頻率偏差一秒內完 成,並且發現在使用窄曲線在技術上更具挑戰性,可能所需要之儲能 設備容量為使用寬曲線之四倍。而能源管理系統藉助了資訊、通信設 備、保護裝置等,為系統提供了即時數據蒐集、開闢狀態檢測以及遠 端控制平台,並搭配多種控制功能,如最佳化電力潮流、發電與負載 預測、狀態評估、系統能源與負載調度與排程等,許多 EMS 應用功 能相繼被提出與實現。文獻[20]使用微電網能源管理系統實施需量反 應於負載管理,提出一工業用戶負載參與緊急需量反應的智慧負載管 理演算法,並納入時間電價、人力成本、工廠成本等直接與間接成本, 其調度方法考量經濟效益當工業用戶負載運行時間從緊急需量反應 轉移至非尖峰負載時間皆需符合最佳經濟成本,最後使用 MATLAB 模擬與驗證所提出之考量時間電價等成本與緊急需量反應之方法可 行性。文獻[21]使用內部搜索演算法於能源管理系統進行最佳化能源 管理以及微電網控制法,達到最大程度減少運行成本並同時滿足系統 中負載調度需求,其中控制分為三階層控制分別為能源管理系統控制 層、監督控制層以及當地控制層,能源管理系統控制層依據經濟成本 分析為微電網所包含之能源、儲能設備、負載和市電網之間提供最佳 調度功率潮流並對各項設備進行排程規劃。電能管理系統除了可應用 於微電網系統當中,更可擴展到家庭用戶中所使用的家電與分散式能 源進行調度評估與成本最佳化,如文獻[22]提出一用於三相不平衡低 壓配電網中家庭能源管理系統之最佳化演算法,傳統的家庭能源管理 系統最佳化方法僅考慮智慧家電與分散式能源的有效功率調度,該文 提出之最佳化演算法考慮三個不同面向:(1)家用電器與分散式能源的 有效功率與無效功率之調度,使系統中達到最佳供需平衡;(ii)具有相

依負載模型的實際三相不平衡低壓配電網;(iii)在家庭中使用有載分 接頭變壓器以及太陽能系統與儲能系統之智慧型變流器進行搭配控 制,之後在低壓配電網路中測試提出之使用混合整數線性規劃表述的 家庭能源管理系統優化演算法,透過有效功率、無效功率、三相電壓 振幅與電費總額驗證該方法的性能。

貳、研究方法與過程

一、微電網系統與關鍵組件建模

為實現本計畫可利用微電網系統來參與提供多項輔助服務之模 擬功能開發目標,計畫首要執行任務即是建立微電網系統與其關鍵運 轉組件和控制方法之建模技術。本計畫所研究之微電網系統架構如圖 1所示,其主要包含儲能系統、超級電容、柴油發電機組、微型渦輪 機與負載等設備;底下針對各項主要運轉設備之建模技術進行說明。



圖 1:本計畫所研究之微電網系統架構

(一)、電池儲能系統建模

因應再生能源間歇性問題,儲能系統在微電網中扮演著十分重要 的角色,當再生能源能量充足時對電池充電,並於再生能源供電不足 時適時補上缺少之功率,將其間歇性問題之影響降至最低,而微電網 中能量的儲存以及釋放需要適當的調整,以保持功率平衡與能應付不 時之需。本計畫採用之電池儲能系統建模架構如圖2所示,為2-stage 結構,電池組連接雙向直流轉換器,其主要負責充放電控制與穩定直 流鏈電壓。儲能電池之充放電操作模式為,當電池進行放電時雙向直 流轉換器操作於升壓模式以符合儲能變流器(Power Conversion System, PCS)工作電壓區間,反之進行充電時則操作於降壓模式,使 從 PCS 過來之電能降壓至電池工作電壓區間。在併網運轉控制上, 由儲能 PCS 負責操控並自市電端獲取同步參考,如同太陽能發電系 統運轉與併網模式,儲能系統亦透過同步參考軸鎖相迴路與實/虛功 控制等策略達成併網運轉功能。



圖 2: 電池儲能系統模型架構

儲能系統中,電池乃提供能量之重要源頭組件;儲能電池依據所 組成化學元素之不同有著各種型式,例如鎳氫電池、鈉硫電池、鋰電 池與鉛酸電池等,每種類型之電池有各自的優缺點,必須就其特性找 到適合的儲能應用。一般儲能電池模型主要有三種類型,分別為實驗 型、電化學型與電子電路型。實驗型與電化學型並不適合呈現於電池 充電狀態下估計目的元件之響應上,然而電子電路模型對於呈現電池 之電子反應則是相當合適。最簡單電池模型為與內阻串聯之理想電壓 源模型,然而這種模型並無法考量到電池充電狀態特性。本計畫採用 Shepherd 所提出之電池模型[23], Shepherd 建立出一個方程式根據電 池端電壓、開路電壓、內阻與放電電流來描述電池之電化學特性,因 此其模型適用於反應放電和充電電池響應。如圖 3 所示,由於電池之 充放電特性,其模型同樣有著放電與充電兩種組合,圖 4 為電池模型 示意圖,以鋰離子電池為例,其模型中所代表之充/放電電壓方程式分 別如式(1)與式(2)所示;最終,儲能電池以控制電壓源型式呈現其工作 特性。



圖 3:儲能電池基本特性



圖 4:儲能電池放電模型

$$V_{batt} = E_0 - R_i - K \frac{Q}{Q - it} (it + i^*) + Aexp(-B \cdot it)$$
(1)

$$V_{batt} = E_0 - R_i - K \frac{Q}{it - 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + Aexp(-B \cdot it)$$
(2)

其中

 V_{batt} :電池電壓 (V) E_0 :電池常數電壓 (V) K:極化常數(V/(Ah))或者極化電阻 (Ω) Q:電池容量 (Ah) $it = \int idt$:真實電池充電 (Ah) A:指數區域大小 (V) B:指數區域常數反轉 (Ah)⁻¹ R:內電阻 (Ω) i:電池電流 (A)

i^{*}: 濾波器電流 (A)

在併網運轉下,儲能系統常見的控制方法與其他分散式電源相同,經常是採用實/虛功控制(PQ control),其目的在於當系統處於併網 模式時,能讓各個分散式電源與儲能按照預定的功率進行輸出或根據 其特性輸出最大功率,以及維持與市電和負載間之供需平衡。PQ control 主要利用交直軸轉換把三相電量轉成交直軸成分以方便作控 制,利用基於 dq 軸轉換之同步旋轉座標軸下交直軸上的實功率和虛 功率可由式(3)所示,也可將其改寫成式(4)。

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}$$
(3)
$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) \\ Q = \frac{3}{2} (V_q i_d + V_d i_q) \end{cases}$$
(4)

鎮相迴路可用於固定 d 軸上變流器輸出電壓,並確保 dq 座標軸 之旋轉速度ω根與電網交流電壓頻率ω₀一致,使得V_q將為零並可經由 簡化如式(5)可得出參考電流訊號i_{dref}和i_{qref},與變流器輸出電流比 較後經比例積分控制器與v_{pcc,dq}和i_{dq}作運算並轉至三相座標得出參 考電壓v_{inv},最後經由脈寬調變產生器產生變流器開關訊號。儲能系 統中除了 PQ control 之設計外,本計畫搭配各種輔助服務所需之動作 響應曲線,在控制上加入了能夠實現各項輔助服務模擬功能之操作策 略,以實現由儲能系統操作來提供調頻服務及接受能源管理系統之命 令進行相關備轉服務之運轉設計,儲能系統之控制示意圖如圖 5 所 示。

$$\begin{cases} i_{dref} = \frac{P_{ref}}{V_d} \\ i_{qref} = -\frac{Q_{ref}}{V_d} \end{cases}$$
(5)



圖 5:儲能系統控制架構

(二)、超級電容建模

如圖 6 所示,由儲能電池組與超級電容構成混合式儲能。在過去,超級電容可被視為純電容器代替,原因是任意系統都可以在足夠 小的情況下有效地線性化,且純電容器在法拉第過程通常比雙層電容 具有更高的非線性水平,故通過使用純電容器來表示超級電容模型是 可以接受的。然而實際上,超級電容器中的電極與電解質界面中存在 顯著的背景非線性,故在近年的研究中已有利用非線性與擴散動力學 對超級電容的特性行為進行解釋,其是透過電化學方式量測非線性電 化學阻抗譜(Non-Linear Electro-chemical Impedance Spectroscopy, NLEIS)方式作為非線性建模基礎[24][25]。



圖 6:混合儲能系統模型架構

在超級電容非線性建模技術中,Helmholtz 模型將超級電容等效為 平行板電容器[24][25],其電容關係式如式6,而該模型的缺點在於C_d 為一固定常數,然而現實中其C_d不會是固定的常數。

$$C_{\rm H} = \frac{\varepsilon \varepsilon_0 A}{d} \tag{6}$$

其中:

ε:介值的介電常數

ε₀:真空的介電常數

A:為平行板面積 (m²)

d:為平行板之間的距離 (m)

而 Gouy-Chapman 模型涉及溶液中的電荷擴散層概念[24][25],將溶 液細分為與電極平行且厚度極小的多個薄片,越靠近電極電荷濃度越 高,而越遠則會發現電荷濃度逐漸降低,其模型依統計力學的方式及 複雜功式計算,其電容關係式如式7。

$$C_{G-C} = \left(\frac{2\varepsilon\varepsilon_0 e^2 C_K N_A}{kT}\right)^{\frac{1}{2}} \cosh(\frac{e\psi}{2kT})$$
(7)

其中

ε:介值的介電常數

ε₀:真空的介電常數

- e:電子電荷 (C)
- C_K : 陽離子濃度
- ψ:帶電電極表面相對電位
- k:波茲曼常數
- T:開爾文溫度 (K)

本計畫則是採用 Stern 模型[24][25],其是透過結合 Helmholtz 超級電 容模型與 Gouy-Chapman 模型進行探討,該模型可以更好反應電極表 面的真實特性,該模型電容值如式 8 所示,是將前兩個等效電容進行 串聯,從而更好地呈現超級電容之特性,其電荷及輸出電壓方程表示 為式 9 及式 10;圖 7 為超級電容模型示意圖,其如同儲能電池模型, 最終係以控制電壓源方式來呈現輸出特性。

$$\frac{1}{C_{d1}} = \frac{1}{C_H} + \frac{1}{C_{G-C}}$$
(8)

其中

C_{dl}: 超級電容之電容值 (F)

 C_H : Gouy-Chapman 模型估計電容值 (F)

 C_{G-C} : Gouy-Chapman 模行估計電容值 (F)



圖 7:超級電容放電模型

$$Q_{\rm T} = \int i_{SC} dt \tag{9}$$

$$V_{SC} = \frac{N_s Q_T d}{N_p N_e \varepsilon \varepsilon_0 A_i} + \frac{2N_e N_s RT}{F} \operatorname{arsinh}\left(\frac{Q_T}{N_P N_e^2 A_i \sqrt{8RT \varepsilon \varepsilon_0 c}}\right) - R_{SC} - i_{SC} \quad (10)$$

其中

- A_i : 電極和電解質之間的界面面積 (m^2)
- c:摩爾濃度 (mol/m³)
- F:法拉第常數 (m)
- isc:超級電容電流 (A)
- V_{SC}:超級電容電壓 (V)
- R_{SC}:總阻力 (ohms)
- Ne:電極層數
- N_p:並聯超級電容器的數量
- N_s:串聯超級電容器的數量

Q_T: 電荷 (C)

- R:理想氣體常數
- d:分子半徑
- T:開爾文溫度 (K)
- ε:材料的介電常數
- ε₀:真空的介電常數

(三)、柴油發電機建模

柴油發電機由柴油引擎提供機械能至同步發電機輸出電能,並保持額定轉速以產生恆定頻率,圖8為柴油發電機架構。柴油引擎模型由速度控制器、致動器、引擎及飛輪等部件組成。速度控制器在發電機轉速偏離額定轉速時,調速機偵測轉速差而改變閥門,調整引擎輸出使轉速達到穩態,圖9為柴油引擎調速系統架構圖。



圖 8:柴油發電機架構



將同步發電機的數學模型簡化後,經過帕克轉換得到同步發電機 的等效方程式,其中忽略定子繞組暫態,因為定子暫態變化速度相較 於轉子暫態快。以凸極同步發電機為例,轉子具有三個繞組,d軸上 的計算包括磁場繞組極阻尼繞組,表示d軸上的暫態極次暫態特性, q軸則僅考慮阻尼繞組。同步發電機端電壓向量由式(11)、式(12)及式 (13)求得,定子d軸次暫態電壓與定子q軸次暫態電壓可由式(14)及 式(15)求出,定子q軸暫態電壓如式(16)所示,式(17)則為電磁轉矩方 程式。

$$V_t = V_d + jV_q \tag{11}$$

$$V_d = E_d^{"} - R_s I_d + X_q^{"} I_q$$
(12)

$$V_q = E_q^{"} - R_s I_q + X_d^{"} I_d$$
(13)

其中

 $R_s:$ 阻尼電阻(單位:p.u.) $I_d:$ 轉子繞組 d 軸電流(單位:p.u.) $I_q:$ 轉子繞組 q 軸電流(單位:p.u.) $X_d^{"}:$ d 軸次暫態電抗(單位:p.u.) $X_q^{"}:$ q 軸次暫態電抗(單位:p.u.) $E_d^{"}:$ 定子 d 軸次暫態電壓(單位:p.u.) $E_q^{"}:$ 定子 q 軸次暫態電壓(單位:p.u.)

$$E_{d}^{"} = \frac{X_{q} - X_{q}^{"}}{1 + \tau_{qo}^{"} s} I_{q}$$
(14)

$$E_{q}^{"} = \frac{1}{1 + \tau_{do}^{"}s} E_{q}^{\prime} - \frac{\left(X_{d}^{\prime} - X_{d}^{"}\right)}{1 + \tau_{do}^{"}s} I_{d}$$
(15)

$$E'_{q} = \frac{1}{\left(\frac{X_{d} - X_{d}^{'}}{X_{d}^{'} - X_{d}^{''}}\right) + \tau_{do}^{'}s} E_{fd} + \frac{\left(\frac{X_{d} - X_{d}^{'}}{X_{d}^{'} - X_{d}^{''}}\right)}{\left(\frac{X_{d} - X_{d}^{''}}{X_{d}^{'} - X_{d}^{''}}\right) + \tau_{do}^{'}s} E_{q}^{''}$$
(16)

$$T_{sg} = E_d^{"}I_d + E_q^{"}I_q - (X_d^{"} - X_q^{"})I_dI_q$$
(17)

其中

 X_d :d 軸同步電抗(單位:p.u.) X_q :q 軸同步電抗(單位:p.u.) X'_d :d 軸暫態電抗(單位:p.u.) X'_q :q 軸暫態電抗(單位:p.u.) E_{fd} :激磁機場電壓(單位:p.u.) E'_{d} :定子 d 軸暫態電壓(單位:p.u.) E'_{q} :定子 q 軸暫態電壓(單位:p.u.) τ'_{do} :開路暫態時間常數 τ'_{do} :d 軸開路次暫態時間常數 τ'_{ao} :q 軸開路次暫態時間常數

激磁系統主要功能為同步發電機的激磁電流調節控制,並保護同步發電機避免激磁系統和其他設備超出能力限制。系統由激磁系統穩 定電路、負載補償器、電壓轉換器、放大器及自激式直流激磁機,圖 10為同步發電機激磁控制系統功能方塊圖。



圖 10:同步發電機激磁控制系統功能方塊圖

(四)、微型渦輪機建模

在本計畫中, 微型渦輪機主要是參考美國的電力可靠性技術解 決方案聯盟(CERTS)的顧問報告作為建模依據[26], 該報告主要內容 在於探討 Capstone C30 (30 kW)等微型渦輪發電機在不同條件下之測 試,本計畫透過該報告內容之應用來模擬微電網系統中之 65 kW 微 型渦輪機模型的啟動與關閉表現。在渦輪機之功率爬升與下降速度 上,參考表 1 至表 3 的 Capstone C30 運行規格,進行參考設定。

目前狀態	過渡至下一狀態之時間	說明
機組關機	14:58:12	機組尚未啟動
渦輪機旋轉	14:58:15	功率輸出至直流鏈,渦輪轉速達 25,000 rpm
等待	14:58:36	穩定微型渦輪機
加入燃料	14:58:47	燃燒燃料及點火使轉速上升至 45,000 rpm
機組暖機	14:59:40	微型渦輪機進行暖機
功率爬升	15:00:16	功率上升至满載輸出
機組完成開啟	-	機組正式運行

表 1: Capstone 30kW 機組關閉到運行時間表現

表 2:Capstone 30kW 機組運行到關閉時間表現

目前狀態	過渡至下一狀態之時間	說明
機組運行	14:46:09	機組正式運行
跳閘	14:46:15	機組跳閘,輸出功率開始下降
關閉燃料	14:46:30	關閉給微型渦輪機的燃料,並完成功率斜降
機組冷卻	14:56:21	以 45,000 之轉速慢慢冷卻機組
下降轉速	14:56:35	渦輪機轉速下降至零
關閉	14:56:46	直流鏈和交流功率輸入為零
機組完成關閉	-	機組進入停止

表 3:Capstone 30kW 機組整體運行時間表現

開始負載	結束負載	改變百分比	轉換所需時間	轉換功率速度
Full	0	100	50 秒	1.7
0	Full	100	49 秒	1.6

在本計畫中, 微型渦輪機的模型是由直流電壓源、電路等效模組 與變流器所組成, 如圖 11。微型渦輪機的實/虛功輸出同樣是由實/虛 功控制負責, 而實/虛功控制前端的實功參考值乃透過微型渦輪機的 電路等效模組來決定, 而微型渦輪機模型之運轉與功率表現如圖 12 所示; 本計畫中, 模擬所採用的微型渦輪機開關機運作時間表現則是 參考前述表 1 至表 3, 以表 4 及表 5 之設定進行假設利用。



圖 11:同步發電機激磁控制系統功能方塊圖



圖 12:微型渦輪機運作示意圖

目前狀態	說明	所需時間
機組關機	機組尚未啟動	
渦輪機旋轉	功率輸出至直流鏈,渦輪轉速達 25,000 rpm	
等待	穩定微型渦輪機	88 秒
加入燃料	燃燒燃料及點火使轉速上升至 45,000 rpm	
機組暖機	微型渦輪機進行暖機	
功率爬升	功率上升至满載輸出	114 44
機組完成開啟	機組正式運行	114 7/2

表 4:模擬核研所 65 kW 微型渦輪機關閉到運行時間表現

表 5:模擬核研所 65 kW 微型渦輪機運行到關閉時間表現

目前狀態	說明	所需時間
機組運行	機組正式運行	6 th
跳閘	機組跳閘,輸出功率開始下降	0 7少
關閉燃料	關閉給微型渦輪機的燃料,並完成功率斜降	116 秒
機組冷卻	以 45,000 之轉速慢慢冷卻機組	
下降轉速	渦輪機轉速下降至零	(1(1)
關閉	直流鏈和交流功率輸入為零	010 校
機組完成關閉	機組停止	

(五)、靜態/動態負載建模

通常電力系統模擬時,可利用一電壓源串聯電阻性與電感性阻抗 之方式來描述市電源。在電源為平衡之狀態下,其各相電壓振幅與頻 率均相同,相位則各相差 120°角,倘若欲模擬非理想電源,可調整電 壓振幅、頻率或相角來產生不平衡電源狀態,亦或在電源中加入其他 頻率成份量之訊號,模擬電源各種失真之狀態,有時市電源模型中亦 會將變壓器加入,用來呈現電源升降壓轉換之事實。進行電力系統模擬時,需要適切的數學模型來描述系統中的動態響應,而負載在電力 系統中的不確定性甚高,在不同的區域與不同的時間點下,電力系統 負載對於電壓、頻率、所消耗的有效功率與無效功率等經常呈現著非 線性且時變的性質,因此使用適當的負載模型可以提升電力系統模擬 的精準度,以驗證與規劃系統操作的可靠度與有效性。

於本計畫中,負載模型主要可分為靜態負載模型和動態負載模型 兩類,在進行調頻備轉模擬時中將採用到靜態負載模型,而於即時/補 充備轉與快速反應備轉模擬時則會採用到兩種負載模型。動態負載模 型為考慮時間性的時間序列負載用電資料,其可以式(18)與(19)表示 之,操作上(18)式之實功率係以外部資料讀取讀取方式,以核研所的 實測用電需量作為輸入。

$$P(s) = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p} \left(\frac{1 + T_{p_1}S}{1 + T_{p_2}S}\right)$$
(18)

$$Q(s) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q} \left(\frac{1 + T_{q_1}S}{1 + T_{q_2}S}\right)$$
(19)

其中

Vo:初始系統電壓

P0:初始系統電壓下的初始負載有效功率

Q0:初始系統電壓下的初始負載無效功率

V:系統電壓

P: 系統電壓下的負載有效功率

Q:系統電壓下的負載無效功率

n_p,n_q:負載特性指數

 T_p, T_q :控制實功、虛功動態時間常數

而靜態負載模型於本計畫中係以為非時變的阻抗模型表示之,用於模

擬圖 1 中之三相負載,其可以式(20)與(21)表示之。

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0}\right) + p_3 \right]$$
(20)

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0}\right) + q_3 \right]$$
(21)

其中

Vo:初始系統電壓

- P0:初始系統電壓下的初始負載有效功率
- Q0:初始系統電壓下的初始負載無效功率

V:系統電壓

- P:系統電壓下的負載有效功率
- Q:系統電壓下的負載無效功率
- p1.q1:定阻抗負載成分
- p2.q2:定電流負載成分
- *p*₃,*q*₃:定功率負載成分
- $p_1 + p_2 + p_3 = 1$
- $q_1 + q_2 + q_3 = 1$

二、台電公司輔助服務項目與執行能力要求

(一)、輔助服務之交易項目

快速反應備轉、調頻備轉、即時備轉以及補充備轉為現行台電公司所進行之四大輔助服務項目,其相關時間要求與可投入參與服務之 資源如表6所示。各項輔助服務中,快速反應備轉輔助服務用於因應 系統頻率發生變化,以需量反應參與方式來快速切離負載,避免頻率 持續下降;調頻備轉輔助服務可分成動態調頻備轉(dReg)與靜態調頻 備轉(sReg),用於因應供電機組跳脫以及系統負載突增等因素所造成 之頻率變動,其需要以具有較快反應時間之設備來輔助頻率調整;即 時備轉輔助服務其同樣用於因應供電機組跳脫與系統負載突增等因 素所衍生之系統供電容量差異導致之頻率變動問題,而與調頻備轉輔 助服務比較,雖然即時備轉不需較快速之反應時間,但所需提供的持 續時間會較長,經常必須大於一小時;補充備轉輔助服務則用於因應 發生事故而導致失去電源時之事故處理,參與此項輔助服務之資源同 樣需具備較長的持續時間。

	/				
		日前輔助服務市場項目			
項目	快速反應備轉	調頻備轉	即吐供捕	计大供抽	
		dReg sReg	叩听俯ゃ	佣 允 佣 耹	
反應時間	毫秒~秒	~秒	~10分鐘	~30 分鐘	
持續時間	15 分鐘以上	15 分鐘以上	1小時以上	2小時以上	
雪求情谙	因應再生能源高	變動性所導致之	因雇再生的	西止此沥亩嬵私导	
	瞬時發電變化	及系統偶發事故	口心行工肥你问交别里		
	■調速機反應	■發電機組 ■白動發雪妳制			
目前取得資	■抽蓄水力低頻	日 新 張 电 王 啊 (Automatic	發電機組	發電機組	
源	跳脫 ■ 自 載 知 除	Generation			
	天 我可你	Control, AGC)			
新增來源	快速反應負載 資源(Fast Response Resource, FRR)	 儲能系統 自動頻率控制 (Automatic Frequency Control, AFC) 	 儲能系統 需量反應 自用發電 設備 	 ●自用發電設備 ●需量反應 	

表 6:台電公司輔助服務項目分類

目前各種類資源參與輔助服務市場之項目[27],如表7所示。快速反應備轉在資源的要求上較為嚴格,僅以需量反應抑低負載方式提供,且目前不屬於日前競價輔助服務,只能夠過採購機制與供應商簽 定購電合約;調頻備轉輔助服務需要較快時間反應,調頻備轉輔助服 務當中dReg類別反應時間需於一秒內達成,因此僅建議透過儲能系 統來參與此項服務,而 sReg類別反應時間需於一分鐘內達成,因此 除儲能系統之外,尚可以需量反應資源來加入此項服務當中;即時備 轉輔助服務反應時間則需在 10 秒鐘時間內反應完成,因此除儲能與 需量反應方式之外,亦可以自用發電設備或非國營發電業方式參與調 度;而補充備轉輔助服務對比於即時備轉,目前係不開放利用併網型 儲能系統來參與此項服務。

衣 小 龙 硪 石 页 頁 亦 多 兴 口 肘 補 助 瓜 扬 中 勿 之 页 口						
次匹		快速反	調頻備轉		即吃供補	计大供插
	貝尔	應備轉	dReg	sReg	叶听角特	相加相特
非[國營發電業	×	×	×	0	0
自)	用發電設備	×	×	×	0	0
壶旦	抑低負載	0				
希里 石座	用户侧發电機	×	×	0	0	0
及應	用户侧储能	×				
1	諸能系統	×	0	0	0	×

表 7:建議各項資源參與日前輔助服務市場之項目

(二)、輔助服務執行能力要求

1. 快速反應備轉輔助服務

快速反應備轉為單相系統頻率提升能力之輔助服務資源,須主動 偵測系統頻率,當系統頻率過低時,則須於1.2秒之反應時間內快速 切離用戶負載,並在完成卸載後持續30分鐘,並在服務持續期間記 錄卸載容量作為後續執行率之計算,而在卸載結束後須於210分鐘之 復歸時間內恢復至原待命容量,期間系統若再次遭遇低頻觸發條件 時,參與資源不須啟動直到復歸時間結束,圖13為其快速反應備轉 之執行示意圖,表8為快速反應備轉輔助服務技術規格。



圖 13:快速反應備轉技術能力要求

規格項目	需具備規格要求
調度事件啟動方式	系統頻率 ≤59.7
完全反應時間	≤1.2 秒
持續時間	30 分鐘
復歸時間	210 分鐘

表 8:快速反應備轉技術規格

2. 動態調頻備轉輔助服務

調頻備轉輔助服務中分為動態調頻備轉(dReg)與靜態調頻備轉 (sReg);其中,動態調頻備轉需具備主動偵測電力系統之頻率,不須 接受調度中心調度命令,主動依據偵測頻率之變動相對應dReg曲線 設置進行動態調整反應,並且當偵測到系統頻率超出所設置彈性調整 區間之時,須於1秒內反應完成。圖14為動態調頻備轉(dReg)曲線 設置,表9為dReg頻率/操作功率對照表。



圖 14:動態調頻備轉(dReg)曲線設置

	系統頻率	对應符號	操作功率	對應符號
	59.50 Hz	A_F	100%	A_P
	59.75 Hz	<i>B_F</i> 48%		B_P
dDaa	59.98 Hz	D_F	9% ~ -9%	E_P/F_P
dReg	60.02 Hz	F_F	-9% ~ 9%	F_P/E_P
	60.25 Hz	G_F	-48%	G_P
	60.50 Hz	H_F	-100%	H _P

表 9: dReg 頻率/功率對照表

3. 靜態調頻備轉輔助服務

靜態調頻備轉(sReg)同樣需具備主動偵測電力系統之頻率,且不 須接受調度中心調度指令,以依據所偵測頻率變動進行調整,並且需 於1秒鐘內反應以及於10秒鐘內達到100%輸出功率,圖15為sReg 曲線設置,表 10 為 sReg 頻率/操作功率對照表。當偵測到系統頻率 低於 59.88 Hz 時,需於反應時間限制內輸出至最大功率 100%,而當 系統頻率調整回至 59.98 Hz 則調整輸出功率為 0%,系統頻率大於 60 Hz 則為彈性調整區間,可於限制區間中對儲能系統進行充電。



圖 15:靜態調頻備轉(sReg)曲線設置

	系統頻率	對應符號	操作功率	對應符號
sReg	59.88 Hz	C _F	100%	B _P
	59.98 Hz	D _F	0%	-
	60.00 Hz	-	0% ~ -9%	E _P
	60.25 Hz	F _F	0% ~ 100%	F _P

表 10: sReg 頻率/功率對照表

4. 即時備轉輔助服務

即時備轉輔助服務需於調度指令下達後之反應時間 10 分鐘內達成 100%約定容量之輸出,於調度指令下達後的 10 分鐘起供應服務, 並在持續 60 分鐘執行後自主結束輔助服務,之後具有 120 分鐘之恢 復時間,如圖 16 為即時備轉輔助服務所需具備能力要求,表 11 為即 時備轉輔助服務技術規格。


圖 16:即時備轉技術能力要求

規格項目	需具備規格要求
調度事件啟動方式	指令啟動
完全反應時間	≤10分鐘
持續時間	60分鐘
恢復時間	120 分鐘

表 11:即時備轉技術規格

5. 補充備轉輔助服務

補充備轉輔助服務需具備接獲調度中心調度事件啟動指令後,在 30 分鐘內達到 100%約定容量輸出,且以約定容量輸出需持續 120 分 鐘,於啟動服務開始 120 分鐘後自主結束或由調度中心指令結束,恢 復時間為 240 分鐘。圖 17 為補充備轉輔助服務所需具備能力要求, 表 12 為補充備轉輔助服務技術規格。



圖 17:補充備轉技術能力要求

規格項目	需具備規格要求
調度事件啟動方式	指令啟動
完全反應時間	≤30分鐘
持續時間	≥120 分鐘
恢復時間	240 分鐘

表 12:補充備轉技術規格

(三)、輔助服務執行能力測試說明

1. 快速反應備轉之測試

關於快速反應備轉之卸載成效評估是依據先前在持續輸出期間 所記錄之卸載容量作為執行率的計算,其卸載容量的公式計算如式 (22),基準用電容量為事件啟動前5分鐘之需量平均值,而執行率的 計算如式(23)所示,其計算之執行率數值須四捨五入至整數位,而執 行率若高於115%則均以115%作為計算。快速反應備轉之卸載設備 須於完成後向電機技師公會申請查核,並取得核發之通過證明文件後 才能向台電申請服務能力測試,而台電的測試要求主要由通訊功能測 試與卸載能力測試所組成,通訊功能測試之目的是確保指定資料均能 夠確實回傳,而卸載能力測試之目的為確保得標廠商執行服務的能 力,如表13所示。

測試項目	測試要求	能力測試說明	
通訊功能 測試	遙測功能:應具備每分鐘,主 動回傳台電資料與狀態 1 次 之能力。	確保指定資料皆確實回傳	
	遙測通訊協定為HTTPS,而資 料傳輸格式採 XML。		
		1. 確保得標廠商之執行服務的	
卸載能力 測試		能力。	
	執行率≧ 95%	2. 须符合快速調頻備轉的基本	
		規格要求。	
		3. 每一聚合用戶皆須測試。	

表 13:快速反應備轉功能測試要求[28]

2. 日前競價型輔助服務之測試

而對於調頻備轉、即時備轉及補充備轉之能力測試將分成通訊能 力測試及執行能力測試,執行能力測試之前須先通過電力交易平台之 通訊能力測試。關於這三者的通訊能力測試[29],其流程皆如圖 18 所 示。合格交易者應依照合格交易平台之遙測通訊規則並通過通訊能力 測試。而為了能夠提供遙測通訊之能力,須先建立具有網際網路安全 協定(Internet Protocol Security, IPsec)之虛擬私有網路(Virtual Private Network, VPN)通道,接著依據 IEC 61850 與 DNP 3.0 傳輸格式完成 通訊協定準備並完成資源通訊能力測試後才能執行通訊內容測試,而 通訊內容測試分為資源運轉資訊上傳測試、指令測試、通知測試及回 覆測試四個項目。



圖 18:通訊能力測試流程

另一方面,調頻備轉、即時備轉及補充備轉之執行能力測試是依 據電力交易平台的輔助服務執行能力測試說明文件[30]所訂定的。關 於具備自動頻率控制之動態調頻備轉,雖然動態調頻依技術規格之要 求可分成 dReg0.5 及 dReg0.25,但兩項規格之執行能力測試皆相同,唯 測試參數有差異,其執行能力測試共有四項,分別是步階輸出/入測 試、頻率掃描測試、額定全功率輸出/入測試及線上測試。

動態調頻備轉的步階輸出/入測試是用於測試dReg之資源是否可於 1 秒內反應頻率變化所需對應之輸出/入功率控制,其步階輸出輸

入測試之頻率時序圖如圖 19,其根據 t 秒之頻率與 t+1 秒之輸出功率 計算 SBSPM (Second By Second Performance Measurement),如式(24)。 而調頻操作曲線則如圖 20 所示,並取其測試之總程序 1,080 秒所有 SBSPM 之平均值作為 SPM (Service Performance Measurement),並以 SPM 不低於 95%作為該測試通過與否之判定依據。



圖 19:步階輸出/入測試之頻率時序圖



圖 20:動態調頻頻率-功率操作曲線

動態調頻備轉的頻率掃描測試是用於測試參與 dReg 之資源於頻 率連續變化下,其輸出/輸入功率是否確實操作於頻率-功率曲線圖之 範圍,頻率掃描測試共分為頻率由高至低掃描及頻率由低至高掃描兩 種方式,如圖 21 所示;而在測試期間,以各秒之 SBSPM 均不低於 90 %及其 SBSPM 之總平均值不低於 95 %作為該測試通過與否之判 定依據。



圖 21: dReg 頻率掃描之頻率時序圖

至於額定全功率輸出/入測試,其是用於確定參與dReg之資源是 否具備額定全輸出/入持續執行達15分鐘以上之能力,如圖22所示; 並以每秒之 SBSPM 均不低於100%作為該測試通過與否之判定依 據。



圖 22:額定全功率輸出/入測試之頻率時序圖

最後,線上測試是用於驗證 dReg 資源面對電網實際頻率時之輸 出變化,共執行 3 個小時,前兩小時依據實際電力系統頻率進行操 作,而最後一小時在追隨實際電力系統頻率時,由交易平台調整頻率基準值,確認其資源之輸出能力是否能夠正常運行,當每小時之平均 SBSPM 值不低於 95%時視為通過線上測試。

靜態調頻備轉部分,其執行能力測試共分分為啟動與結束步階測 試、頻率掃描測試、持續能力測試及線上測試四項。啟動與結束步階 測試如圖 23 所示,受測資源於測試項目程序起始後第 10 秒起,至各 測試項目程序結束止,以t 秒頻率值與t+1 秒之輸出功率值對應表 14 計算每秒鐘之 SBSPM,其中各程序執行期間的 SBSPM 平均值均須 為 100%,方視為通過該測試。



圖 23:啟動與結束步階測試之頻率時序圖 表 14:啟動與結束步階輸出測試程序參數表

训计程序	sReg		
测试柱子	測試頻率(Hz)	功率範圍	
F00	60.00	0 % ~ -9 %	
F01	59.96	0 %	
F02	59.92	0 %	
F03	59.88	100 %	
F04	59.84	100 %	
F05	59.92	100 %	
F06	59.88	100 %	
F07	59.96	100 %	

F08	59.92	100%
F09	59.98	100 % ~ 0 %
F10	59.80	100 %
F11	59.70	100 %
F12	59.60	100 %
F13	59.98	100 % ~ 0 %

靜態調頻備轉的頻率掃描測試,其頻率從基準值 60 Hz 下降至頻 率最低值 59.7 Hz 再回升至基準值,如圖 24 所示。若當 t 秒時觸發啟 動頻率,則自 t+10 秒起至頻率達結束回復頻率之期間,各秒鐘之輸 出功率百分比若能維持 100%,則判定為通過頻率掃描測試。



圖 24:頻率掃描測試之頻率時序圖

靜態調頻備轉的持續能力測試,如圖 25 所示,其目的是檢驗 sReg 之資源是否具備輸出 100 %功率並持續 15 分鐘以上之能力。當 t 秒 時觸發啟動頻率,則自 t+10 秒起至頻率達結束回復頻率之期間,各 秒鐘之輸出功率百分比若能不低於 100%,則可判定為通過持續能力 測試。



圖 25:額定全功率輸出測試之頻率時序圖

最後,靜態調頻備轉的線上測試,由參與 sReg 資源所設置之頻 率偵測設備取得電力系統實際頻率,並進行 3 小時的線上測試,前兩 小時依據實際電力系統頻率進行操作,而最後一小時在追隨實際電力 系統頻率時,由交易平台調整頻率基準值,確認其資源之輸出能力是 否仍夠正常運行。而根據其 sReg 技術規格要求其每小時執行實績計 算如式(25),以每小時執行實績均不低於 95%作為線上測試通過與否 之判定依據。

每小時 執行實績 = {1.在t秒觸發執行頻率,計算自t+10秒後至結束頻率 期間平均執行率。 2.若該小時未達啟動頻率則以100%計算 (執行時間少於10秒則不列入計算且該小時若多次執行則 取該小時最低值作為該小時之執行實績)

即時備轉與補充備轉的執行能力測試可分成反應時間測試與服務品質測試。反應時間測試目的在於測試資源在反應時間內是否能執行100%反應容量,其受測資源之輸出功率讀值與下達前輸出功率讀 值(基準容量)差值若不低於資源申請容量則判定為通過反應時間測 試。而服務品質測試是接續反應時間測試後,用來測試資源在指定持 續時間內能否保持輸出 100%申請容量,該測驗的合格判定是依據每 分鐘執行率,其計算如式(26)。在即時備轉中以每分鐘執行率均不低 於 90%且其總平均值不低於 95%作為通過服務品質測試之依據;而 在補充備轉中,以每分鐘執行率均不低於 80%且其總平均值不低於 95%作為通過服務品質測試之依據。

每分鐘執行率 =
$$\left| \frac{P_{Telemetry}^t - P_{BL}}{P_{Apply}} \right| \times 100\%$$
 (26)

(三)、輔助服務計費價格說明

備轉輔助服務依不同的取得方式使其計費亦有所不同,取得方式 目前大致可分為兩種,第一種為雙邊合約方式,透過採購機制與台電 簽訂購電合約,如快速反應負載資源(FRR)輔助服務、儲能自動頻率 控制(AFC)調頻輔助服務資源;第二種為日前電力交易市場的日前競 價資源,而目前僅有調頻備轉、即時備轉及補充備轉可參與。輔助服 務的收益影響因素與其收益公式如表 15 與 16 整理。

45

輔助	服務項目	容量報價	電能報價	容量費	電能費	效能費	服務品質 指標
快速 (FRF	反應備轉 R 採購案)	決標價格	固定電能 單價	Ο	Ο	Х	罰則扣減
	調頻備轉	需報價 後競價	無電能費	Ο	X	Ο	0
日前 電力 市場	即時備轉	需報價 後競價	依日前市 場電能邊 際價格	О	О	О	0
	補充備轉	需報價 後競價	需報價	Ο	Ο	Х	0

表 15:輔助服務收益影響統整表

表 16:日前輔助服務收益公式統整表

	雙邊契約採購案				
快					
速					
反	$\begin{pmatrix} \left(\hat{\mathbf{x}} \stackrel{\text{\tiny deg}}{=} \right) & , 115\% \ge \frac{1}{2} \text{ for } x \ge 95\% \\ \begin{pmatrix} (\hat{\mathbf{x}} \stackrel{\text{\tiny deg}}{=} \right) & (1 + \hat{\mathbf{x}} \stackrel{\text{\tiny deg}}{=} \left(1 + \hat{\mathbf{x}} \stackrel{\text{\tiny deg}}{=} \right) & , 115\% \ge \frac{1}{2} \text{ for } x \ge 95\% \\ \end{pmatrix}$				
應	李結具 = { (谷重買 _季 + 電能買 _季) - (1 - 該 李 取 低 現 行 平) × 谷重買 _季 × 200% , 95% ≥ 現行 平 ≥ 60 % (
備	$\left(\left(\Delta \Xi \eta_{\pm} + \upsilon \mathcal{R} \eta_{\pm}\right) \Delta \Xi \eta_{\pm} + 20070 + 100700 + 10070 + 10070 + 10070 + 10070 + 10070 + 10070 + 10070 + $				
轉					
	日前輔助服務市場				
調					
頻					
備	日結具價金 = $\sum_{h} (容童 g_{h} + 效能 g_{h}) \times 服務品質指標_{h}$				
轉					
即					
時					
備	日結算價金 = $\sum_{h} (容童 賫_{h} + 效能賫_{h}) \times 服務品質指標_{h} + 電能質$				
轉					
補					
充	口让您俩人 冗 許目進 ,而在口纸下面 ,而任准				
備	日 結 昇 頃 金 = Δ_h 谷 重 買 $_h$ × 服 榜 品 買 指 標 $_h$ + 電 能 買				
轉					

三、執行輔助服務之系統建模與電能管理策略開發

(一)、微電網系統與分散式電源建模

本計畫之所有模型開發、控制方法設計與模擬案例分析均建構於 MATLAB/Simulink 環境,在圖1之系統架構下,對應調頻備轉、即時 備轉、補充備轉及快速反應備轉不同之輔助服務,建立對應之分散式 電源模型與電能管理策略來實現各項輔助服務模擬功能。依據圖1之 系統架構,本計畫建立圖26之完整系統模型,其主要包含微電網系 統模組、電能管理模組、計算模組及監測模組四部分,各項模組功能 如下所述。



圖 26:微電網系統 MATLAB/Simulink 整體模型

1. 微電網系統模組

圖 27 為本計畫依據圖 1 架構所建立之完整微電網系統模組,其 乃參考實際核研所微電網系統饋線所組成,主要將投入輔助服務運轉 之分散式電源包含混合式儲能系統、電池儲能系統、柴油發電機、微 型渦輪機等,各項設備之規格如表 17 所示,此系統係由電力公司以 11.4 kV 進行供電後,再經由三相變壓器轉換至 380 V 後供至微電網 內用電。所有分散式電源與負載等之模型係採用前述「一、微電網系 統與分散式電源建模」章節所提及之建模方法。



圖 27:微電網系統模組

設置新舊	分散式電源	輸出功率		
新設	柴油發電機	750 kW		
新設	電池儲能系統	500 kW / 600kWh		
既設	柴油發電機	200 kW		
既設	混合式儲能系統	250 kW / 272kWh		
既設	微型渦輪機#1	65 kW		
既設	微型渦輪機#2	65 kW		
既設	微型渦輪機#3	65 kW		

表 17:微電網內分散式電源設備之規格

2. 電能管理模組

電能管理模組屬於微電網控制中心之一部份,主要負責決策及對 微電網內各分散式電源設備分布輔助服務控制命令。微電網內各設備 之狀態及資訊將在量測後回傳至控制中心,作為控制中處理各項輔助 服務需求來操作分散式電源運行之依據。在本計畫中,電能管理模組 內包含了實現動態調頻備轉、靜態調頻備轉、即時備轉、補充備轉及 快速反應備轉五項輔助服務之演算策略,其模型如圖 28 至 31 所示。





freq01



圖 29:即時備轉電能管理模塊



[demand_sig]



[Diesel250_cmdP] Pcmd DG

圖 30:補充備轉電能管理模塊



圖 31:快速反應備轉電能管理模塊

3. 計算模組

圖 32 為計算模組之模型,負責量測各發電機、儲能設備及饋線 之電壓、電流,從而計算整體系統、發電機、儲能設備與負載之實虛 功率等資訊,並將資訊與設備狀態回傳至控制中心作為控制策略之決 策依據。



圖 32:計算模組

4. 監測模組

圖 33 為監測模組模型,其主要作為模擬執行之監控平台,用於 觀察模擬結果之數據與輸出波型。此模組包含系統中柴油發電機、微 型渦輪機、儲能系統、系統與負載功率以及系統頻率等輸出之數據資 量以及波型。



圖 33:監測模組

(二)、調頻備轉輔助服務能源管理策略

1. 參與資源

本計畫在調頻備轉輔助服務的模擬功能開發中,依據表 6 與表 7 所述之參與資源,係以使用既有儲能及新建儲能兩項來達成調頻備轉 功能,因調頻備轉是以所投入資源能連續掛載於系統中之方式來參 與,因此在可提供的輔助服務容量上直接以兩套儲能系統總最大輸出 功率 750 kW 作為設定。所設定之 750 kW 功率為實際微電網系統目 前所擁有之最大儲能供應能力,其雖略小於法規規定至少以 1 MW 能 量來參與輔助服務,但就執行模擬研究之角度來觀察,目前使用之750 kW 設定仍能有效呈現出利用儲能來參與調頻備轉之運轉特性。執行 調頻備轉模擬之微電網系統模組如圖 34 所示,相關儲能系統與負載 參數如表 18 所示。



圖 34:應用於執行調頻備轉模擬之微電網系統模組

分散式電源	所處區域	最大輸出功率	儲能容量
新建儲能	PCC	500 kW	600 kWh
既有儲能	Zone 1	250 kW	272 kWh
負載	所處區域	消耗功率	
靜態負載	PCC	2,600 kW	
負載1	Zone 1	30 kW	
負載2	Zone 2	90 kW	
負載3	Zone 3	30 kW	

表 18:對應圖 34 系統架構之使用設備參數

2. 動態調頻策略說明

動態調頻備轉的控制策略在本計畫中設計於微電網系統模型之 能源管理模組中。對應圖 14 之 dReg 曲線設置與表 9 之參數,本計畫 提出圖 35 之策略流程來操作與命令儲能系統執行對應之功率輸出, 以實現動態調頻備轉之執行。圖 35 之策略中,首先判斷儲能系統電 量是否正常,當儲能電量屬於正常時,依據所偵測之頻率判斷儲能應 輸出之功率,當儲能處於死區(59.88Hz≦頻率≦60.02Hz)時,則進入 彈性充放電策略,其中當儲能電量大於80%時,代表儲能電量足夠, 儲能進行微放電使儲能電量保持彈性利用範圍,而當儲能電量小於60 %時,儲能進行微充電確保電量處於正常使用範圍。而當儲能電量處 於異常(電量≦20%或電量≧90%)時進入電量重建,電量重建目的在 於當儲能電量達至上下限值時,以恢復儲能電量至正常電量範圍(40 %≦電量≦80%)為優先考量,並依據當下系統頻率判斷當下是否能 對儲能進行充/放電,若不能則儲能不動作,若能則進行充/放電,儲 能電量進入正常電量範圍後則結束電量重建。



圖 35:動態調頻備轉之能源管理策略

3. 靜態調頻策略說明

靜態調頻備轉的控制策略則是對應於圖 15 之 sReg 曲線設置與 表 10 之參數,本計畫提出圖 36 之策略流程來操作與命令儲能系統執 行對應之功率輸出,以實現靜態調頻備轉之執行。圖 36 中,當儲能 電量屬於正常時,依據所偵測之頻率判斷儲能應輸出之功率,當系統 頻率<59.88 Hz 時,儲能以 100%功率進行輸出直到頻率回復至 59.98 Hz 時停止輸出,而當系統頻率>60 Hz 時,則進入彈性充電策略,由 於靜態調頻屬於單向放電式服務,故只要儲能電量小於 90 %時則進 行微充電使儲能電量維持飽滿。同樣,當儲能電量處於異常(電量 \leq 20 %)時,進入電量重建模式,若頻率<60Hz 則儲能不動作,若頻率 \geq 60Hz 對儲能電量進行充電,直到儲能電量恢復至正常範圍(電量 \geq 40 %)才結束電量重建。



圖 36:靜態調頻備轉之能源管理策略

(二)、即時備轉輔助服務

1. 參與資源

本計畫在即時備轉輔助服務的模擬功能開發中,微電網系統的主 要參與資源包含既有儲能、新建儲能、既有柴油、新建柴油及三台微 型渦輪機,其以圖 37 之需量反應方式參與運轉。執行即時備轉模擬 之微電網系統模組如圖 38 所示;當中,負載是採用動態負載模型並 匯入核研所歷史負載資料做為模擬使用,其他相關參與資源之參數如 表 19 所示。



圖 37:以需量反應方式參與即時備轉



圖 38:應用即時備轉時核研所模擬架構

分散式電源	所處區域	最大輸出功率	儲能容量
新建儲能	PCC	500 kW	600 kWh
既有儲能	Zone 1	250 kW	272 kWh
發電機	所處區域	最大輸	出功率
既有柴油發電機	Zone 1	200 kW	
新建柴油發電機	PCC	750 kW	
微型渦輪機#1	Zone 1	65 kW	
微型渦輪機#2	Zone 2	65 kW	
微型渦輪機#3	Zone 3	65 kW	
負載模型	所處區域	消耗功率	
動態負載	PCC	匯入核研所歷史負載數據	

表 19:應用即時備轉時核研所使用之設備

2. 即時備轉策略說明

在即時備轉操作上,本計畫所提出用於即時備轉模擬之策略如圖 39所示,當微電網控制中心在接獲調度指令當下,微電網控制中心會 依據先前競標之申請容量判定所需要開啟之發電機組數並對這些機 組下達命令,而機組啟動的優先順序則是根據機組的輸出功率與持續 發電能力設定。而在即時備轉之反應或持續期間,會透過儲能當前電 量去判定是否需要加開/關閉發電機組,從而確保儲能設備電量能夠 維持正常運行到持續期間結束,同時也會避免儲能儲電量儲存過多之 情況。



圖 39:即時備轉之能源管理策略

(三)、補充備轉輔助服務

1. 參與資源

在補充備轉輔模擬設計上,係使用既有儲能、新建儲能、既有柴 油、新建柴油及三台微型渦輪機依據圖 40 之需量反應方式來參與。 執行補充備轉模擬之微電網系統模組如圖 41 所示;當中,負載是採 用動態負載模型並匯入核研所歷史負載資料做為模擬使用,其他相關 參與資源之參數如表 20 所示。





圖 40:以需量反應方式參與補充備轉



圖 41:應用補充備轉時核研所模擬架構

分散式電源	所處區域	最大輸出功率	儲能容量		
新建儲能	PCC	500 kW	600 kWh		
既有儲能	Zone 1	250 kW	272 kWh		
發電機	所處區域	最大輸	出功率		
既有柴油發電機	Zone 1	200	kW		
新建柴油發電機	PCC	750 kW			
微型渦輪機#1	Zone 1	65 kW			
微型渦輪機#2	Zone 2	65 kW			
微型渦輪機#3	Zone 3	65 kW		65 kW	
負載模型	所處區域	消耗功率			
動態負載	PCC	匯入核研所歷史負載數據			

表 20:應用補充備轉時核研所使用之設備

2. 補充備轉策略說明

補充備轉控制策略如圖 42 所示,由於是設計以需量反應的方式 參與補充備轉輔助服務,其總發電量不僅要達成申請容量之要求,更 要能應對核研所的負載變化進行供電,面對這長達2小時以上的負載 變化,發電機組發電總功率可能會面臨不足之情況,進而增加儲能系 統在服務結束前會有電量耗盡的風險,故在該策略中引入時間概念去 因應核研所負載變化下所帶來之難題。

圖 42 中,在待命期間,微電網控制中心接收儲能當前電量資訊 並依據當前時間找出建議儲能電量範圍;而後,下達指令給儲能系統 進行充/放電促使儲能回復至當下時間點所建議電量。在反應期間,由 於不同時間點核研所負載變化不同,微電網控制中心將依服務正式執 行之時間點來決定該次服務所需之啟動機組;而在持續期間(前期), 則是依當下時間來決定所需啟動/關閉之機組。此外,還會透過當前儲 能電量狀態判定核研所微電網是否需要加開/關閉機組,當儲能電量 偏低則加開發電機減緩儲能負擔,而當儲能電量偏高則關閉發電機增 加儲能輸出負擔。 在持續期間(後期),以不過度開啟機組與避免儲 能電量過多為考量,微電網控制中心根據當前儲能電量及各機組與設 備輸出資訊,持續判斷所需要發電機組開啟/關閉之機組。在恢復期間 時,關閉各發電機機組並命令儲能充/放電至恢復期間結束時間點之 儲能建議電量,當恢復期間結束則回到待命期間。



圖 42:補充備轉之能源管理策略

(四)、快速反應備轉輔助服務

1. 參與資源

在快速反應備轉輔助服務中,其目前僅允許透過卸載方式進行來 參與服務,因此本計畫設定利用儲能以圖 43 之需量反應方式進行模 擬設計,而本項服務模擬時之系統架構與參與資源如圖 44 與表 24 所 示。負載模型採用動態負載方式,並以核研所 2021 年的歷史負載資 料作為輸入,另模擬所套用之頻率亦是於 2021 年 5 月所量測之頻率 資料。



圖 43:以需量反應方式參與快速反應備轉



圖 44:應用快速反應備轉時之核研所模擬架構

分散式電源	所處區域		最大輸出功率	儲能容量	
新建儲能	PCC	500kW	600kWh		
既有儲能	Zone 1	250kW	272kWh		
負載模型	所處區域		消耗功率		
靜態負載	PCC		2,600	KW	
負載1	Zone 1		30 H	ζW	
負載2	Zone 2		90 KW		
負載3	Zone 3		3 Zone 3 30 KW		ζW

表 21:應用快速反應備轉時核研所使用之設備

2. 快速反應備轉策略說明

在快速反應備轉模擬中,其能源管理策略如圖 45 所示。首先會 由微電網控制中心接收饋線量測之頻率,當量測頻率達啟動頻率門檻 時,則微電網立即進行快速反應備轉輔助服務,微電網控制中心將依 據卸載容量決定儲能之輸出量,並傳達命令給儲能系統進行輸出,而 其反應時間不可超過 1+0.2 秒(容許彈性)的反應時間且儲能輸出須達 30 分鐘的持續期間,而在持續期間結束後,則進入 240 分鐘的賦歸 期間,此時將停止卸載並恢復儲能電量,而賦歸時間結束後則回到待 命狀態。



圖 45:快速反應備轉之能源管理策略

參、主要發現與結論

一、調頻備轉輔助服務案例模擬分析

(一)、動態調頻備轉模擬

本案例利用 2021 年 5 月 1 日當天之頻率資料作為動態調頻備轉 模擬之測試,觀察在當天之頻率變化下,依據前述「三、執行輔助服 務之系統建模與電能管理策略開發」章節所提及之調頻備轉參與資源 與使用對應之能源管理策略,來驗證微電網系統提供動態調頻備轉之 能力。此處案例以 dReg0.5 之技術規格來執行, 2021 年 5 月 1 日整天 之頻率資料如圖 46 所示,模擬時擷取下午 2 點 30 分至 5 點 30 分之 三小時時間進行模擬,該時間範圍之頻率變化如圖 47 所示。



圖 47:2021 年 5 月 1 日下午 2 點 30 分至 5 點 30 分之頻率資料

參與本項輔助服務設備為表 17 之儲能系統,其是全時段掛載於 系統中,當微電網控制中心接受到圖 47 之頻率資料後,將根據圖 35 之動態調頻策略,傳輸命令控制儲能系統進行輸出。在圖 47 時段之 頻率變化下,經由模擬所獲得各儲能系統之能輸出功率與 SOC 電量 如圖 48 及圖 49 所示(ESS250 代表既有儲能,ESS500 代表新建儲能), 其可觀察出在不同之頻率變化程度下,兩套儲能系統皆持續提供充/ 放電能力來達到動態輔助服務之執行要求。



圖 48:既有 250 kW 儲能輸出功率與電量表現



圖 49:新建 500 kW 儲能輸出功率與電量表現

統計圖 47之頻率變化,從表 22 中可看出當日頻率大多位於 59.75 至 60.25 Hz 之間,模擬所獲得之頻率與儲能輸出關係圖如圖 50 所示 (ESS250 代表既有儲能, ESS500 代表新建儲能),從中可清楚看見所 有儲能操作點皆位於動態調頻備轉之操作曲線範圍內,並依據式(24) 日前輔助服務市場之能力測試程序中的每秒執行率 SBSPM 進行計 算,如圖 51 所示,其 3 小時時間內的 SBSPM(每秒一筆,共 10,800 筆)皆為 100%,而其每小時的平均執行率 SPM 亦皆為 100%,符合規 格要求。

农 22.28时 积风的 尚 门 奉伊 双十 州 溪 色 尚							
頻率 區間 (Hz)	$f \leq 59.5$	59.50 < f ≦59.75	59.75 < f < 59.98	59.98 <i>≦f</i> <i>≦</i> 60.02	60.02 < f < 60.25	60.25 <i>≦f</i> < 60.50	$f \ge 60.5$
總計 數量	0	0	3539	2713	4548	0	0

表 22:總計模擬時間內每秒頻率所處區間







圖 51:既有與新建儲能 SBSPM 之分數表現

(二)、靜態調頻備轉模擬

本案例利用與動態調頻備轉模擬相同之頻率資料作為靜態調頻 備轉模擬之測試,觀察在當天之頻率變化下,依據前述「三、執行輔 助服務之系統建模與電能管理策略開發」章節所提及之調頻備轉參與 資源與使用對應之能源管理策略,來驗證微電網系統提供靜態調頻備 轉之能力,此處案例以 sReg 之技術規格來執行,參與資源同樣為表 17 既有與新增儲能系統。當微電網控制中心接受到圖 47 之頻率資料 後,將根據圖 36 之靜態調頻策略,傳輸命令控制儲能系統進行輸出。 在圖 47 時段之頻率變化下,經由模擬所獲得各儲能系統之能輸出功 率與 SOC 電量如圖 52 及圖 53 所示,其可觀察出在不同之頻率變化 程度下,兩套儲能系統皆持續提供充/放電能力來達到動態輔助服務 之執行要求。



依據靜態調頻備轉規則對儲能的表現進行執行率計算,結果如表 23 與 24,其中靜態調頻備轉每次觸發至少要超過 10 秒才會計算執行 率,而每小時平均執行率則是取該小時所有啟動之最低執行率作為該 小時之執行率,如表 25,從中得知兩套儲能參與靜態調頻服務期間之 執行亦可符合規定。

第幾小時	第幾次觸發	總秒數 (s)	平均執行率 (%)	
1	1	121	99.8	
	2	28	99.81	
2	3	29	99.81	
	4	26	99.81	
	5	16	99.81	
	6	32	99.81	
2	7	23	99.81	
3	8	33	99.81	
	9	20	99.81	
	10	89	99.8	

表 23:既有儲能之靜態調頻觸發及執行表現

表 24:新建儲能之靜態調頻觸發及執行表現

第幾小時	第幾次觸發	總秒數(s)	平均執行率 (%)	
1	1	121	100	
	2	28	100.06	
2	3	29	100.06	
	4	26	100.06	
	5	16	100.07	
	6	32	100.05	
2	7	23	100.06	
3	8	33	100.05	
	9	20	100.07	
	10	89	100.01	

每小時執行率	ESS250 (%)	ESS500 (%)
1	100	100
2	100	100
3	100	100

表 25:既有儲能與新建儲能之每小時執行率

二、即時備轉輔助服務案例模擬分析

在即時備轉模擬案例分析中,係以圖 37 透過需量反應參與方式 來進行,模擬中所參與之資源包含既有儲能、新建儲能、既有柴油、 新建柴油及三台微型渦輪機,其規格如表 19 所述。在本案例中,係 採用圖 39 由本計畫所提出之控制策略;負載情境部份,分別考慮負 載具有急遽上升與急遽下降之時段作為模擬分析利用。

(一)、即時備轉模擬

負載急遽上升之情境,選擇 2021 年 3 月 25 日核研所負載資料中 上午 6 點至 10 點時段之負載作為模擬利用,如圖 54 與圖 55 所示。 模擬時,假設在 6 點 50 分時接收到台電公司之即時備轉調度命令, 需要執行 1 MW 之即時備轉服務。各參與服務之機組輸出功率如圖 56 所示(DG200:既有柴油機、DG750:新建柴油機 MT65#1 至 3:既有三 台為渦輪機、ESS250:既有儲能、ESS500::新建儲能)。執行即時備轉 服務下之系統整體功率表現如圖 57 所示,約花費 1.5 分鐘達成調度 反應,爾後持續超過 1 小時約以 1 MW 功率進行輸出,持續輸出之期 間,擷取幾個時間點之功率數據進行評估,如表 26 所示,因是以需 量反應方式參與服務,在基準容量扣除市電功率後確實可獲得約 1 MW 之服務參與能量。兩套儲能系統之 SOC 電量從初始設定之 55 % 分別降至 25 %~30%之間,如圖 58 所示。即時備轉的執行表現可根 據式(27)進行計算,求出每分鐘之執行率,模擬中所獲得之執行率如 圖 59 所示,其均達到須大於 90 %之要求且各分鐘執行率平均值高於 95%。

67





















圖 59:即時備轉運轉期間之每分鐘執行率

描版時間	市電功率	整體負載	總發電量	基準容量
採採时间	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)
01:00	601	1591	989	
01:10	601	1609	1007	
01:20	601	1679	1077	
01:30	601	1802	1200	1601
01:40	601	1822	1220	
01:50	601	1835	1233	
02:00	601	1843	1241	

表 26:核研所即時備轉執行期間之功率輸出

三、補充備轉輔助服務案例模擬分析

本計畫係模擬透過圖 40 以需量反應的方式來參與補充備轉,模 擬中所參與之資源包含既有儲能、新建儲能、既有柴油、新建柴油及 三台微型渦輪機,其規格如表 20 所述。而由於補充備轉持續時間較 長之因素,核研所整體負載相對執行前基準容量差距可能會相當嚴 重,故該策略將補充備轉輔助服務中的持續期間 120 分鐘分成前期與 後期兩部分,並分配不同的執行運作目標。持續期間前期注重的是如 何在保持儲能電量穩定下執行補充備轉,而持續期間後期注重的是如 何以最少發電機的方式完成補充備轉。而在該案例分析中,將會同樣 帶入負載資料做為模擬利用;同時,由於所設計之控制策略中具有時 間之概念,因此亦將負載依據其變化進行分期,如圖 60 所示。執行 上,根據不同的時間來決定開關機組的命令、儲能電量狀態的評估以 及儲能電量回復建議值。模擬時,將全天分成上午、中午以及下午三 個負載時段進行各別測試。



圖 60:核研所 2021 年 3 月 25 日負載分期
(一)、補充備轉模擬

在上午時段之模擬中,選擇上午5點50分至下午13點50分之 時間情境進行分析,模擬總長時間為8小時,時間情境之負載如圖61 所示。各參與服務之機組輸出功率如圖 62 所示。在本模擬中為因應 系統在白天上午時段負載用電上升期間可能遭遇服務調度之可能性, 儲能設備已於夜間進行充電使其初始電量為較高之 75 %。該模擬假 設於上午6點20分接收到台電之補充備轉調度命令,從而執行1MW 之補充備轉服務,由於正式執行服務時間點(上午6點50分)之負載 變動較為穩定,故負載狀態定義為穩定期,在該反應期間由新設與既 有的柴油機及兩套儲能設備進行輸出,且在初期時由儲能設備以高功 率輸出以彌補發電機組初期輸出功率之不足並隨發電機組輸出功率 漸漸上升而降低其輸出功率。接著,於上午7點時負載狀態更新為上 升期(前),預期負載將急遽上升,提前加入三台微渦輪機進行發電, 避免後期面臨儲能電量乾涸之情境,而在該次模擬中儲能電量降至30 %~40%之間,如圖 63 所示。而 8 點 50 分後則關閉所有發電機組並 對儲能設備進行充電,使電量回復至55%。而在12點50分後,系 統回到待命狀態直至結束模擬。



圖 61:上午時段之情境負載



圖 62:核研所各機組輸出功率



圖 63:核研所儲能設備電量變化圖

整體執行補充備轉服務下之系統整體功率表現如圖 64 所示,約 花費 1.5 分鐘達成調度反應,爾後亦有持續超過 2 小時約以 1 MW 執 行服務。在持續輸出期間, 擷取幾個時間點之功率數據進行評估,如 表 27 所示,因是以需量反應方式參與服務,在基準容量扣除市電功 率後確實可獲得約1 MW 之服務參與能量。而本模擬案例之補充備轉 的執行表現如圖 65 所示,其均達到須不大於 80%之要求且各分鐘執 行率平均值高於 95%。



圖 64:核研所總輸出功率圖

05:50~13:50				
模擬時間	市電功率(kW)	整體負載(kW)	總發電量(kW)	基準容量(kW)
01:00	561	1600	1039	
01:10	561	1600	1039	
01:20	561	1628	1067	
01:30	561	1682	1120	
01:40	561	1770	1209	
01:50	561	1822	1260	
02:00	561	1837	1276	1561
02:10	561	1848	1287	
02:20	561	1874	1313	
02:30	561	1915	1354	
02:40	561	1994	1433	
02:50	561	2071	1509	1
03:00	561	2143	1582	1

表 27: 核研所補充備轉正式執行期間之功率輸出



圖 65:補充備轉運轉期間之每分鐘執行率

四、快速反應備轉案例分析

在快速反應備轉模擬案例分析中,係以圖 43 透過需量反應參與 方式來進行,其規格如表 24 所述。本案例利用 2021 年 5 月 18 日當 天之頻率資料作為模擬之測試如圖 66,並依據前述「三、執行輔助服 務之系統建模與電能管理策略開發」章節所提及之快速反應備轉參與 資源與使用對應之能源管理策略,來驗證微電網系統提供動態調頻備 轉之能力。負載情境部份,則套用 3 月 2 日核研所合併需量數據作為 模擬分析利用如圖 67 所示。



圖 66:截取 14 點 30 至 15 點 30 分之頻率資料



圖 67:核研所 3 月 2 日當天負載量

(一)、卸載參與快速反應備轉

在該案例中以1,000kw 卸載來參與快速反應備轉之資源,機組參 與輸出表現如圖 68。而整體執行快速反應備轉服務下之系統整體功 率表現如圖 69 所示,其於 7.5166 分鐘當下偵測系統頻率達啟動頻率 (59.7Hz),從而觸發 1,000kW 固定卸載,其卸載反應時間為 0.9960 秒 其小於 1+0.2 秒(彈性時間)之要求,接著於 37.5333 秒後結束快速反 應備轉,進入賦歸時間結束卸載。而其該次執行率為 94.97%,四捨五 入後為 95%,其執行率不小於 95%故不需進行容量費用扣減。



圖 68:參與快速反應備轉各機組參與輸出



圖 69:核研所總輸出功率圖

(二)、儲能配合卸載參與快速反應備轉

在該案例中以 500kw 卸載及兩套儲能來參與快速反應備轉,雖依 目前採購案規定僅能夠以卸載方式參與,但以執行模擬研究之角度進 行研究,其各機組參與輸出表現如圖 70。其儲能功率輸出表現如圖 71所示,其中 ESS250+SC50 代表超級電容與既有儲能輸出功率,由 於超級電容與既有儲能連接同一變流器故需一齊觀察,ESS500 則代 表新設儲能輸出功率。其儲能電量與超級電容電量如圖 72 所示。而 整體執行快速反應備轉服務下之系統整體功率表現如圖 73 所示,其 於 7.5166 分鐘當下偵測系統頻率達啟動頻率(59.7Hz),從而觸發 1,000kW 固定卸載,其卸載反應時間為 0.9960 秒其小於 1+0.2 秒(彈 性時間)之要求,接著於 37.5333 秒後結束快速反應備轉,進入賦歸時 間結束卸載。而其該次執行率為 99.91,四捨五入後為 100%,代表該 方式透過只卸載 500 kW 與配合核研所內儲能設備進行需量反應操作 後成功執行了快速反應備轉。



圖 70:參與快速反應備轉各機組參與輸出



圖 71:既有與新建儲能輸出功率



圖 72:核研所儲能設備電量變化圖



圖 73:核研所總輸出功率圖

五、協助於核研所微電網場域進行實地測試

核研所於 2021 年 12 月 7 日協同設備廠商對其微電網系統之能 源管理系統及相關新增設備進行運轉測試,本計畫亦於當天派員前往 協助實地測試之進行。核研所微電網系統之能源管理系統分成兩系統 進行管理,包含電力調度系統與微電網 EMS 調度系統,如圖 75 所 示。電力調度系統擔任主控單元亦是未來預計用於接收台電公司調度 命令之角色,其負責傳送操作指令給既有微電網系統、新增柴油機與 新增儲能系統,同時具備監控功能。在既有微電網系統端,其透過微 電網 EMS 調度系統來接受電力調度系統之命令,並據此命令進一步 對微電網系統內之既有之分散式電源進行操控,而其同樣也具有微電 網內部設施之監控功能。



圖 74:12 月 7 日計畫執行人員協助進行實地運轉測試



(a) 電力調度系統



(b) 微電網 EMS 調度系統圖 75:核研所微電網調度系統

12月7日當日之實地測試主要為新增柴油發電機之運轉測試以 及進行即時備轉運行測試。新增柴油發電機容量為750kW,如圖76 所示,其運轉測試目的在於驗證新建柴油發電機在併網模式下是否有 能力以750kW功率連續運轉2小時以上。執行新增柴油機運轉測試 時,起初系統功率因數有下降之情況,但在經過調整修復後,讓系統 功因回復至正常範圍,並順利啟動柴油機運行,從上午10點持續運 行至超過下午12點,圖77為從電力調度系統所擷取之運轉結果,包 含持續時間與輸出功率均達到期望之運行條件。



圖 76:新增 750 kW 柴油發電機



圖 77:新增 750 kW 柴油發電機運轉測試結果

而即時備轉測試則是用來驗證核研所微電網系統是否有能力以 需量反應方式參與1MW容量之即時備轉服務。測試當日,考量維護 微電網內既有能源設備之安全性,選擇以新舊兩台柴油發電機及新建 儲能設備來參與即時備轉。廠商所提供之能源管理策略是在反應期間, 讓儲能固定提供250kW輸出功率,而新舊兩部柴油發電機同步運轉 並慢慢輸出至750kW(以約莫30秒鐘至1分鐘時間可達到95%之輸 出方式調整),待柴油發電機穩定後,儲能除持續提供250kW輸出之 外,同時會追隨核研所內部負載進行供電,致使核研所系統整體能夠 以需量反應方式提供1MW之即時備轉輔助服務。本項測試約莫於下 午14點進行,並於15點10分結束,觀察圖78核研所系統之總盤功 率實測結果,包含持續時間與需量反應容量均達到期望之運行條件



圖 78:12 月 7 日之核研所系統總盤實功記錄

六、結論與後續工作

本計畫「微電網多電源協調與智慧控制技術研究」,旨在建立利 用核研所微電網系統參與各項輔助服務之模擬功能與運轉策略開發。 計畫之執行已完成微電網系統中用於參與輔助服務之資源建模包含 柴油發電機、儲能系統、具超級電容之混合式儲能系統、微型渦輪機、 靜/動態負載等。針對各項輔助服務項目,本計畫亦對應完成相關能源 管理策略之開發,且將相關流程演算法以程式化方式實現於 Matlab/Simulink環境,作為實現調頻備轉、即時備轉、補充備轉與快 速反應備轉模擬功能之用途。本計畫所建立之各項輔助服務模擬功 能,在搭配實際系統負載與頻率資料以及台電相關法規之要求下,利 用各式情境之測試與分析獲得了良好之執行驗證。

除基本輔助服務模擬功能之達成外,本計畫所建立之相關策略, 亦以實際系統所會遭遇之狀況進行細部思考並加入額外之功能設計; 例如,在調頻備轉中,儲能系統不單僅執行調頻備轉服務,當面臨較 劇烈之頻率變動且儲能電量處於偏低或異常時,則可透過本計畫所提 出調頻備轉能源管理策略中的電量重建來幫助儲能系統回復到正常 電量狀態。又例如在補充備轉中,由於補充備轉持續時間為即時備轉 之兩倍,故其更有機會面對到種種的負載變動狀況,而本計劃在補充 備轉的能源管理策略中代入時間概念來決定開關發電機組,從而利用 有限資源來達成補充備轉之要求。綜合上述,本計畫所開發之輔助服 務模擬環境將合適於提供給微電網系統管理者,作為相關能源管理策 略開發時之測試驗證利用。

在現行之微電網系統中,因既有系統中之能源設施容量不易再變 更,且部分設備之輸出能力在多年運轉後有下降之虞,加上新增設施 尚未全面化,因此整體微電網可利用來參與輔助服務之資源容量勢必 受到限制,而較無法在多種資源間彈性變化調度。未來可持續升級既 有系統容量與大幅擴增各式發電資源,待系統可投入輔助服務之資源 更為多樣後,相關能源管理之設計便可加入運轉最佳化之設計。

肆、参考文獻

- [1] 吳進忠、鄭宇軒,大量再生能源併網的衝擊與電力調度因應策略, MAR 2020 工程,2020 年。
- [2] 台灣電力公司,儲能自動頻率控制(AFC)調頻輔助服務採購規範, 台灣電力公司,2020年。
- [3] 台灣電力公司,非傳統機組參與即時備轉輔助服務暫行機制,台 灣電力公司,2019年。
- [4] 吳進忠,非傳統發電資源參與台灣電力輔助服務市場的機會與
 展望(1),台灣電力企業聯合會,Available:
 http://www.tepa108.org.tw/EpaperHtm/20201031164812.htm
- [5] ESO final technical report. Available: https://www.nationalgrideso.com/information-about-great-britainsenergy-system-and-electricity-system-operator-eso
- [6] 駱明麟,儲能自動頻率控制(AFC)之儲能系統規劃,台灣電力公司, 2020年。
- [7] 台灣電力公司,輔助服務交易平台公開說明會,Available: https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/news/News.aspx?kind=1& menu_id=40&news_id=90174
- [8] N. Jaleeli, L. S. VanSlyck, D. N. Ewart, L. H. Fink and A. G. Hoffmann, "Understanding Automatic Generation Control," *IEEE Transactions* on Power Systems, vol. 7, no. 3, pp. 1106-1122, 1992.
- [9] G. Gross and J. W. Lee, "Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criteria," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 8, pp. 59, 2001.
- [10]K. P. Singh, S. Majhi, and D. P. Kothari, "Load frequency control of realistic power system with multi-source power generation,"

ELSEVIER International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 42, no. 1, pp. 462-433, 2012.

- [11]D. W. Smaha, C. R. Rowland and J. W. Pope, "Coordination of Load Conservation with Turbine-generator Underfrequency Protection," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 3, pp. 1137-1150, 1980.
- [12] Vladimir V. Terzija, "Adaptive Underfrequency Load Shedding Base on the Magnitude of the Disturbance Estimation," *IEEE Transactions* on Power Systems, vol. 21, no.3, 2006.
- [13]Zunnurain and M. N. I. Maruf, "Automated demand response strategies using home energy management system in a res-based smart grid," *International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, pp. 664-668, 2017.
- [14]S. Ranjan, D. C. Das and N. Sinha, "Dynamic Frequency Analysis of Hybrid Micro Grid through Electric Water Heater under Demand Response Scheme," *IEEE Region 10 Symposium (TENSYMP)*, pp. 687-691, 2019.
- [15]Y. Q. Bao, Y. Li, Y. Y. Hong and B. Wang, "Design of a hybrid hierarchical demand response control scheme for the frequency control," *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 15, pp. 2303-2310, 2015.
- [16]D. Mak and D. H. Choi, "Smart Home Energy Management in Unbalanced Active Distribution Networks Considering Reactive Power Dispatch and Voltage Control," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 711-723, 2016.
- [17]X. Pan, H. Xu, C. Liu, and J. Song, "Energy storage system control

strategy in frequency regulation," *IEEE International Conference on Automation Science and Engineering*, pp. 664-669, 2019.

- [18]M. Yoon, J. Lee, S. Song, Y. Yoo, G. Jang, S.Jung and S. Hwang, "Utilization of Energy Storage System for Frequency Regulation in Large-Scale Transmission System," *Energy*, vol. 12, no. 20, 2019.
- [19]D. M. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. F. Lyons, Y. S. Lim and P. C. Taylor, "Frequency response services designed for energy storage," *Applied Energy*, vol. 203, pp. 115-127, 2020.
- [20] V. Bhoasle, P. Hadawale, A. Borole and N. Kinhekar, "Automated demand response for residential consumers," *National Power Systems Conference (NPSC)*, pp. 1-6, February, 2017.
- [21]H. J. Cha, J. Y. Choi and D. J. Won, "Smart load management in demand response using microgrid EMS," *IEEE International Energy Conference*, pp. 833-837, 2014.
- [22]E. H. Mohamed, A. G. Hossam, E. S. Gaber and E. A. Ibrahim, "Control and EMS of Grid-Connected Microgrid with Economical Analysis," *Energies*, vol. 11, no. 1, November, 2018.
- [23]O. Tremblay and L. A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *Electrical Engineering Department*, May, 2009.
- [24]N. Xu and J. Riley, "Nonlinear analysis of a classical system: The double-layer capacitor," *Electrochemistry Communications*, vol. 13, pp. 1077-1081, 2011.
- [25]A. J. Bard and L. R. Faulkner, *Electrochemical Methods Fundamentals* and Applications (2th ed.), USA: John Wiley & Sons, Inc.
- [26]Robert J. Yinger, Edison Rosemead. "Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators during Load Changes,"

Consortium for Electric Reliability Tenchnology Solution, July, 2001.

[27]台灣電力公司,電力交易市場訓練課程系列-輔助服務概論, Available:

https://etp.taipower.com.tw/web/download/%E8%BC%94%E5%8A %A9%E6%9C%8D%E5%8B%99%E6%A6%82%E8%AB%96.pdf

- [28]台灣電力公司,快速反應負載資源(FRR)輔助服務採購案-徵詢興趣書。
- [29]台灣電力公司,電力交易平台公告事項 3-1:通訊能力測試說明 文件。
- [30]台灣電力公司,電力交易平台公告事項 3-2: 輔助服務執行能力測 試說明文件