

行政院原子能委員會核能研究所
委託研究案 (期末報告)

混合能源協調分配及補償策略研究
Study on Coordinated Energy Distribution and
Compensation Strategy

計畫編號：111A013

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：陳彥輔

報告日期：111 年 12 月 5 日

目錄

中文摘要.....	2
英文摘要.....	3
壹、計畫緣起與研究動機	4
一、計畫背景	4
二、計畫目的	5
三、計畫重要性	6
四、國內外文獻回顧	7
貳、研究方法與過程	11
一、微電網系統建模與控制方法設計	11
二、應用於即時備轉服務模擬分析之緊急支援策略設計	17
(一)、參與即時備轉服務之發電資源	17
(二)、即時備轉服務之執行要求	18
(三)、即時備轉服務之緊急支援策略	19
三、應用於補充備轉服務模擬分析之緊急支援策略設計	20
(一)、參與補充備轉服務之發電資源	20
(二)、補充備轉服務之執行要求	22
(三)、補充備轉服務之之緊急支援策略	23
參、主要發現與結論	26
一、具緊急資源策略之即時備轉模擬分析	26
二、具緊急資源策略之補充備轉模擬分析	34
三、論文發表產出	42
四、結論	43
肆、參考文獻.....	44

中文摘要

面對大量再生能源併入電網，再生能源其間歇性嚴重影響電力即時之供需平衡穩定性，故為了確保電力系統之穩定與安全，電網需要仰賴微電網與儲能系統等新能源設施技術之發展，從而提供電網輔助服務功能。目前可以透過台電的電力交易平台使各界人士做為提供者參與輔助服務，而參與者如何透過該市場交易機制確保自身利益最大益也是一門重大學問。本計畫以核研所微電網系統及其相關能源設備作為研究對象，將參考台電智慧調度與發電，建置 MW 級微電網能源協調分配模擬系統，用於與即時及補充備轉輔助服務運行相關模擬分析研究。該計畫主要研究內容為分析微電網執行即時備轉期間分散式電源可能發生之故障情境，並設計緊急支援策略協助輔助服務運行，以及分析微電網執行補充備轉期間分散式電源可能發生之故障情境，並設計緊急支援策略。

英文摘要

The penetration of the renewable energy has been increased around the world. It may cause various system impacts, 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 focused on the investigation of using INER microgrid system and its new added energy resources to participate in reserve-type ancillary services. The main tasks of this work include (i) to establish the modelling and control technology of the INER microgrid system and its critical energy resources; and then to establish a simulation environment for INER microgrid system model to provide auxiliary services simulation with the implementations of various emergency strategies; (ii) to design the emergency support strategy for INER microgrid participate in supplementary reserve.

壹、計畫緣起與研究動機

一、計畫背景

隨著全球人口及工業發展快速成長與發展，全球發電量也因應需求逐漸增加，而台灣目前主要仰賴燃煤與燃氣等化石燃料之發電設施進行發電，其發電約佔台電年總發電量之八成，雖然傳統化石燃料發電穩定性高，但化石燃料有限，隨著其蘊藏量的減少價格不斷抬升，且發電過程易對環境造成破壞，例如：地球暖化、空氣汙染等。隨著面臨能源危機及環保意識抬頭，各國開始推動能源轉型。能源轉型指的是化石燃料之生產與消耗系統逐漸向零碳的過程，其目標就是減少二氧化碳排放、減緩能源使用對環境之傷害。以我國而言，由於台灣為海島型獨立能源供應系統且高度依賴能源進口，故近年來積極推動以綠能為主之低碳能源轉型，積極發展對環境友善且溫室氣體排放低的再生能源，從而降低對化石燃料的依賴性並提升環境永續性，而我國設定 2025 年達成天然氣 50%、煤 30%及再生能源 20%之階段目標。

然而再生能源設施具有間歇性易受環境影響，舉如太陽能、風能等發電受日夜、天氣與季節等變化，使得再生能源發電之電能具有較高變動性，若一定規模之再生能源併入配電饋線時，因其發電之不穩定及不易預測性，將使得電力系統穩定度、機組排程與調度運轉面臨全新挑戰。比如，當再生能源因環境變化使發電量急遽下降，嚴重時可能觸發低頻電驛動作，倘若電力系統保護協調機制不夠完善，就可能導致系統面臨考驗，所以為保持電力系統穩定性與可靠性，則需要輔助服務來維持電力系統運行或當緊急事故時快速幫助電力系統恢復正常，輔助服務是電力系統運作中不可或缺的項目，其服務項目從調頻服務、備轉服務、電壓調控、全黑啟動等。台電現階段正朝智慧

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，電力公司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

傳統電網發生事故時，通常由傳統火力機組與水力機組提供輔助服務，由於傳統火力機組發電成本較低所以目前仍為輔助服務的主要來源。現今基於綠電先行原則，再生能源發電優先於傳統火力發電，使傳統火力機組整體併聯數量下降，卻也讓火力機組所能提供輔助服務數量減少，此外再生能源占比將逐年上升，首先會影響整體電力系統的慣量下降，導致系統頻率響應能力變差，在該情況下若發生跳機事故將更容易衝擊整個電力系統的穩定性，其次是虛功電力來源不足，將導致系統電壓不穩定，再者是由於台灣再生能源主要是太陽能發電所組成，故日落後必須要彌補大量太陽能發電的損失，需要提供能夠多次啟停且反應快速的發電資源。台電設立電力交易平台來開放輔助服務市場，使民間的電力設備資源可以參與提供輔助服務，以應對未來輔助服務來源不足的窘境。如上所述，因應目前國內台電輔助服務開放競標交易，本計畫擬以核研所之微電網系統及其相關能源設備為研究對象，探討微電網系統參與輔助服務之應用，並將針對執行即時與補充輔助服務而遭遇故障問題時，設計相關緊急支援策略，使微電網系統能在故障期間不受故障影響，維持應有之輔助服務運行表現。

三、計畫重要性

電網基礎建設是國家電力供應的核心更是國家發展的經濟命脈，電力系統可能會因種種原因而中斷，如天然災害、網路攻擊、人為疏失或設備老舊等原因，而我國近年停電事件像是 2017 年因為天然氣管線操作不當且當天備轉容量不足所導致的八一五大停電，還有 2021 年因為人員誤操作導致故障而跳機的五一三停電及因為用電上升及水情不佳造成的五一七停電。面對上述各種可能停電潛在的問題，電力系統可以透過增加電網韌性去應對，韌性代表預測、準備及適應條件變化，並抵擋、回應與迅速回復的能力，若想提升電網韌性可以透過三種途徑分別是堅固性、資源豐富性及恢復性[1]，像是提升電網設備從而防止在緊急事件中受到損害(堅固性)、或是準備足夠且多種資源(資源豐富性)、抑或是擬定停電後快速恢復供電計畫(恢復性)等方式，而備轉容量則是屬於資源豐富性的方式去提供電網韌性。

電力系統營運不單要考慮突發的電力中斷因素，也要考量隨著再生能源之裝置容量逐漸增加而帶出的穩定度和電力品質問題，所以為維持輸配電完整性就需要輔助服務，目前台電公司的輔助服務市場分成雙邊契約與市場競價兩種，雙邊契約缺乏透明度，且價格通常長時間固定；而市場競價不但公開透明，價格也會因市場機制而合理，賣方能自由決定是否要參與並進行報價。

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，而國內目前應用之輔助服務，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

電力市場商品類型大致可以分成電能、容量及輔助服務，電能用來滿足負載需求、容量則是用於吸引發電投資、而輔助服務則管理電網安全穩定運行。系統操作者為維持短期的供需電力平衡，須要準備不同功能的輔助服務，以防在意外事故發生時，甚至於整體或部分電力系統故障時，透過輔助服務使系統回復正常運轉[2]。台電目前輔助服務可分成兩種方式從外界取得，第一種為雙邊合約，台電與供應商簽定購電合約，像是儲能自動調頻備轉輔助服務[3]、快速反應資源備轉輔助服務[4]、非傳統機組參與即時備轉輔助服務等方式；第二種為日前競價，是透過日前電力交易市場取得輔助服務，並在相關輔助服務推動方案與交易試行平台操作下，使儲能設備業者、用戶自備發電設備者與需量反應參與者一齊投入輔助服務，並透過該平台給與頻率控制和備轉容量建立競爭性電力輔助服務市場，使價格由市場競爭決定。

底下針對相關輔助服務技術進行文獻回顧。在傳統配電饋線中，系統供需不平衡將導致頻率變化，而造成供需不平衡因素大部分是發電機組跳脫、輸電饋線故障、負載變動等問題。現今隨著再生能源併入系統，因此配電饋線也因為再生能源間歇性增加許多不確定因素，使得排程、系統控制、調度服務更加困難，文獻[5]以泰國電力市場為例，其介紹再生能源對即時備轉和電力系統運行成本的影響，以可再生能源發電波動劇烈的情境進行模擬，發現隨著再生能源裝置容量越高，電力系統為穩定即時供需平衡及避免故障，其所需要的即時備轉服務量及運行成本越多。關於電力系統的頻率控制可分成三種級別：初級控制、次級控制及三級控制。初級控制(Primary Control)為三者中 fastest 反應的控制，一旦頻率開始變化，此時發電機的調速控制器快速啟用，從而減緩並停止頻率的快速變化，目的是消除發電與用電間的

不平衡；次級控制(Secondary Control)又被稱為負載頻率控制(Load Frequency Control, LFC)，該功能用於重建發電功率與系統負載之間的平衡，而又可細分成自動發電控制(AGC)、自動頻率控制(AFC)及緊急發電控制(EGC)三種，AGC 具經濟調度、頻率控制及監控備轉容量等功能；AFC 依據當前系統頻率狀態來判定發電機所需輸出功率；EGC 則應用於系統發生緊急事故時，立即啟動輸出變化範圍大且反應快速的機組如水力、燃氣機組，避免頻率誤差增加[6-9]。除利用發電機輸出功率調控來達到供需平衡外，也可透過改變負載的方式，如卸載或需求管理。當電力系統之供需極度不平衡時，可能會導致頻率嚴重異常，此時電力系統則會採取低頻卸載(Under Frequency Load Shedding, UFLS)快速且持續地卸除部分的負載直到頻率回穩，然而這將會導致部分用電戶停電，故減載是電力公司平衡供需的最後手段，是一種關閉少部分用戶而保全剩餘整體電力系統的方法。而需求管理像是需量反應，根據美國能源局之定義需量反應是用戶用電量從正常消費模式的變化，以響應時間電價，或是在電價格高昂或系統可靠度受威脅時降低電量，而用戶可透過需量反應降低用電成本或增加獎勵收益。彈性負載不僅數量眾多且具快速的響應能力，具有潛力可作需量反應之方式進行利用，在文獻[10]中則集中管理大量彈性負載(Flexible Load)如空調，促使彈性負載能與發電機一同參與即時備轉並最佳化控制策略，使彈性負載的實際輸出與調度指令相匹配，從而達成整體效益的最佳化。文獻[11]則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以調控發電系統的輸出能力和自動負載轉移，該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。文獻[12]則是針對風力發電滲透率高之電力系統提出最佳化策略，其綜合

利用傳統發電機、風力發電機和需求響應之資源來執行即時備轉，該策略不單考慮各資源機組物理及運轉限制，更要確保能提供即時備轉容量，而該文獻結果顯示其有效地提高電力系統的經濟性，並為未來參與即時備轉的業者帶來相當參考價值。在文獻[13]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。

近年各國由於間歇性能源的容量快速擴增，從而為電力市場帶來許多電力控制服務的需求，而電力營運商須滿足電力系統需求並維持合理的成本，而參與者則是需要考量參與輔助服務的資源能回收成本並獲取相當利潤。而電力產品的定價則取決於該國電力系統架構與制度，其電力市場定價模式大致分成兩種差異性價格和統一定價，差異性價格又稱為投標作為定價(Pay-As-Bid Pricing)，該價格將依據賣方投標價格決定收益；統一定價又稱為系統邊際價格(System Marginal Price, SMP)，也就是所有參與者都為統一市場結清價格[2]。目前台灣電力市場的即時備轉輔助服務就是統一定價並參考北美電力市場的基於節點的統一定價方法(Nodal Based Uniform Price Auction Method)去執行，該市場操作者將依所有賣方之容量投標價格從低至高開始採購，直到滿足電力系統的需求，並由最後得標者之價格作為結清價格，該機制又稱為 PAC(Pay-As-Clear)，文獻[14]提及兩種價格的差異，透過多智能體(Multi-Agent)方式及 Q-Learning 算法作為發電業出價模擬，從而比對兩種結清價格體制。文獻[15]針對聚合多種分散式能源的聚合商提出不同分散式能源其最佳組合與投標策略，其描述之分散

式能源包含儲能、電動車、柴油發電機、需量反應，該模擬結果顯示其策略的有效性並妥善利用資源特性，促使不同類型分散式能源能參與並競價不同輔助服務。國外發電業有多篇論文都在討論如何發電業參與供應電能與輔助服務兩者同時競價的討論，並各自提出策略尋找最佳經濟參與方式，在文獻[16]中該文作者提出電能與儲備的組合優化策略，使發電業找到參與電能與備轉的容量比例，從而有效地利用發電資源，最小化機會成本。文獻[17]則針對即時備轉提出變量猜測的發電企業戰略行為模型，預先考慮競爭企業反應並最大化自身利益，該策略優點是不需考慮公司內部之實際成本真實，便可以反應出真實電力市場之行為。而文獻[18]則是以發電業角度以最大化利潤開發日前競價策略，假設其他投標人信息已知或根據歷史數據進行估計，而後透過進化規劃(evolutionary programming)方式來解決燃料成本、啟動成本、發電限制和機組上下時間限制的問題，最終目的是得到 24 小時日前能源和備轉市場發電業者的投標參數。文獻[19]研究發電企業作為日前能源和監管市場價格製訂者的投標策略，並提出發電企業以系統運營商最小化供電成本為前提的策略性投標，實現利潤最大化的兩級招標策略模型。其戰略投標模型通過 Karush-Kuhn-Tucker 條件轉化為計算上易於處理的混合整數線性規劃問題，後再由成熟的商業求解器得解。文獻[20]在信息不完整之統一價格拍賣市場下，提出收益最大化的競標策略，假設投標不確定性之概率合理，透過隨機規劃技術對其他競爭參與者競標進行評估，面對多不確定性集合下之結清價格，該策略提出較強健的最佳化模擬，使決策者價格接近最後之結清價格。

貳、研究方法與過程

一、微電網系統建模與控制方法設計

本計畫延續核研所 110 年度委託計畫「微電網多電源協調與智慧控制技術研究」進行微電網參與輔助服務之議題研究，相關計畫模型由 110 年度計畫所開發之建模技術繼續進行沿用與進一步設計。本計畫執行上以 Matlab/Simulink 軟體進行 INER 微電網系統模型建構，研究採用之原始 INER 微電網系統架構如圖 1 所示，該系統模型由市電網、負載、鋰離子電池儲能、搭配超級電容之混合式儲能、柴油發電機組、微型渦輪機組、太陽能發電系統、計算模組、監控模組、電能管理模組與相關控制策略模型所組成；對應圖 1 之系統模型如圖 2 所示。該模型之建立開發將作為計畫後續發展輔助服務模擬功能之基礎，由此模型延伸應用於即時與補充備轉服務之緊急操作策略開發、系統功因問題探討及與模擬測試分析。模型中，電能管理模組代表微電網控制中心(Micro-Grid Control Center, MGCC)，其會依據當前微電網內部資訊及設計之相關輔助服務能源管理策略，對各發電機、儲能設備與太陽能進行控制；而計算模組會透過微電網內部各設施之量測資訊來計算實/虛功率、功率因數等重要資料，並將該類資料傳送至微電網控制中心作為能源管理策略判斷之依據；監測系統模組用於作為模擬環境中的資料監控平台，可呈現模擬期間微電網內部各設備之資訊與輔助服務動作狀況。

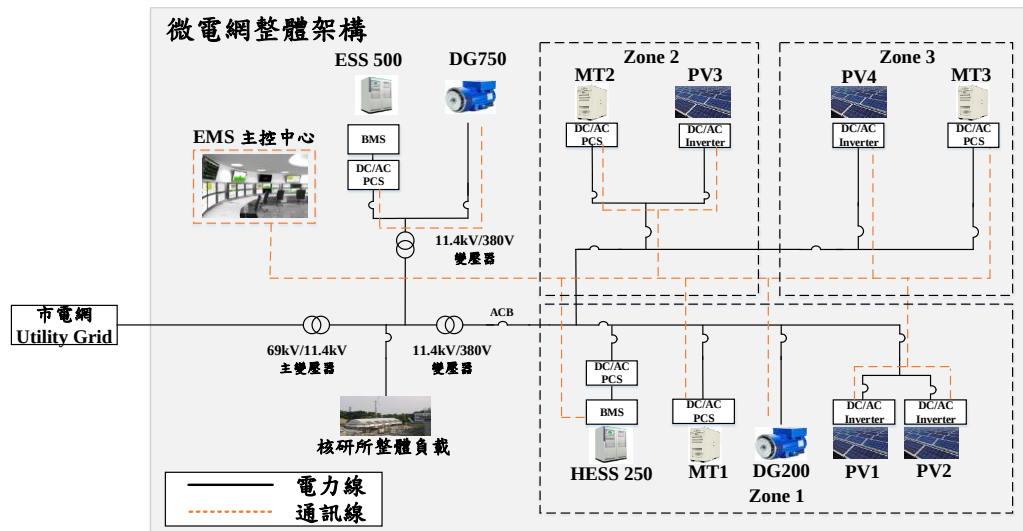


圖 1:INER 微電網系統架構

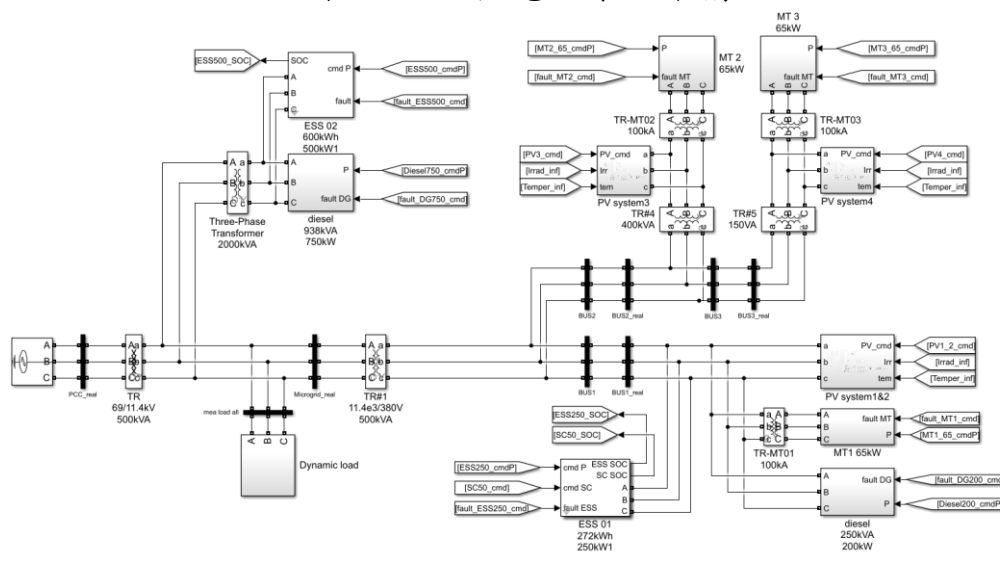


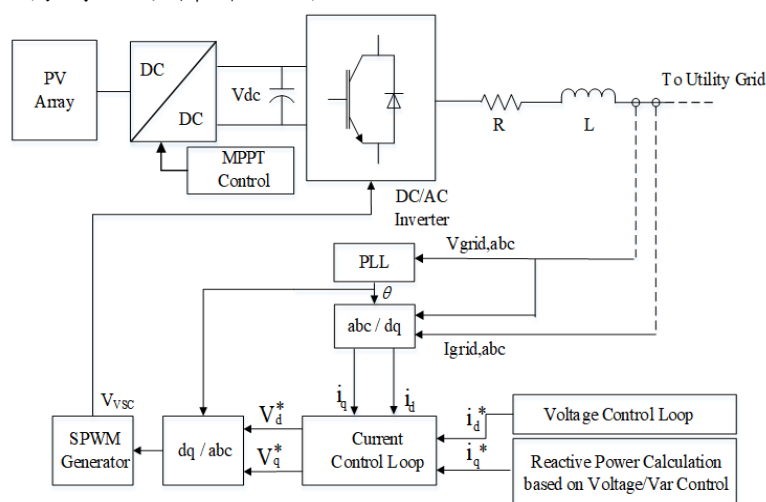
圖 2:INER 微電網系統模型

微電網系統中所使用之相關組件模型如下簡述：

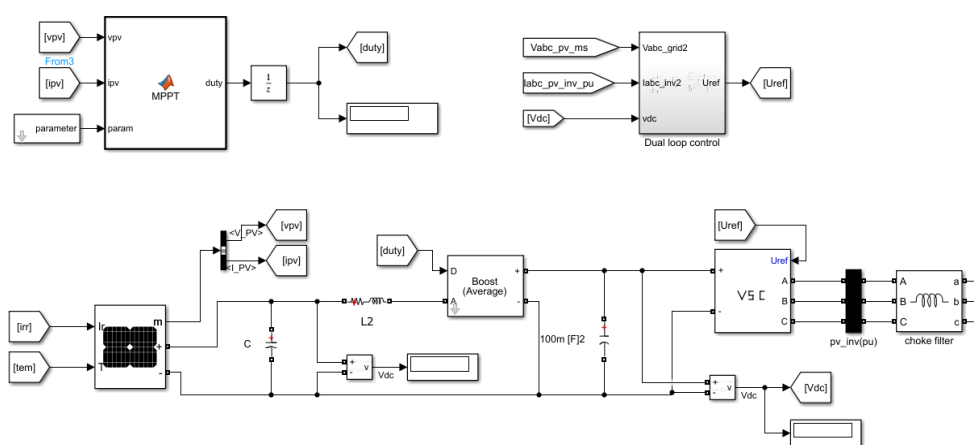
➤ 太陽能發電系統

本計畫採用具雙級式轉換結構之太陽能發電系統建模。前級轉換器為直流/直流昇壓轉換器(DC/DC Boost Converter)，而後級則為直流/交流變流器(DC/AC Inverter)。昇壓轉換器會直接連接太陽能陣列，依據最大功率點追蹤(Maximum Power Point Tracking, MPPT)控制直流轉換器的開關訊號，從而調整太陽能陣列輸出電壓來追蹤太陽能陣列輸出之最大功率。而變流器連接於直流昇壓器後，其搭配雙迴路控

制後，除控制輸入端之直流鏈電壓，同時可將直流電轉換成交流電，並再經濾波器率波後與市電進行併網連接，太陽能發電系統模型如圖 3 所示；在併網運轉下，該模型會執行實/虛功率控制來維持系統之功率潮流平衡，而該建構之太陽能發電系統模型，將用於後續以太陽能參與輔助服務時之分析評估利用。



(a) 太陽能發電系統架構



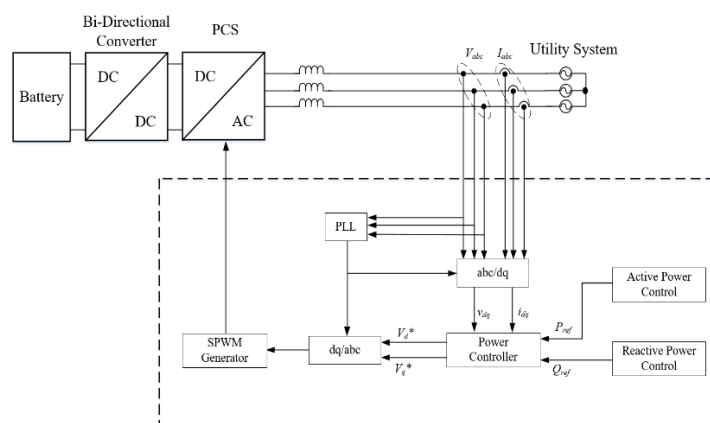
(b) 太陽能發電系統模型

圖 3: 太陽能發電系統

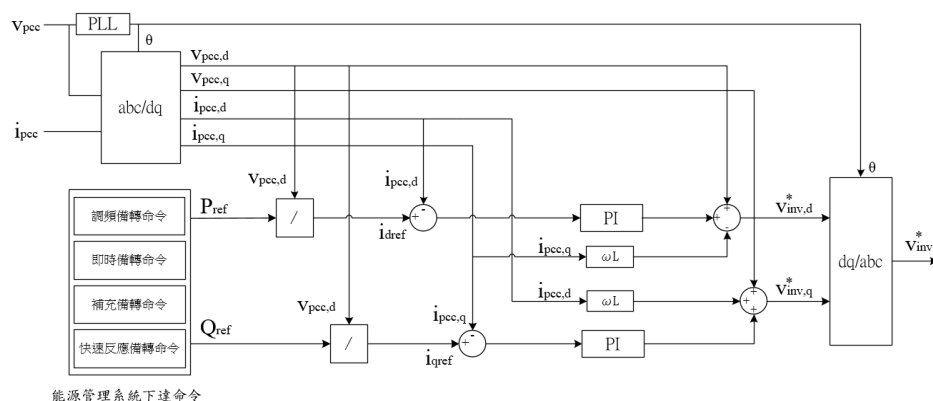
➤ 儲能系統

本計畫之模擬系統中共包含兩組儲能系統，分別是鋰離子儲能系統以及搭配超級電容的鋰離子儲能系統(即稱為混合儲能系統)，兩者結構皆採用雙級式結構進行建模。鋰離子儲能系統模型如圖 4 所示，其系統架構主要包含鋰離子電池、雙向直流/直流轉換器、直流/交流

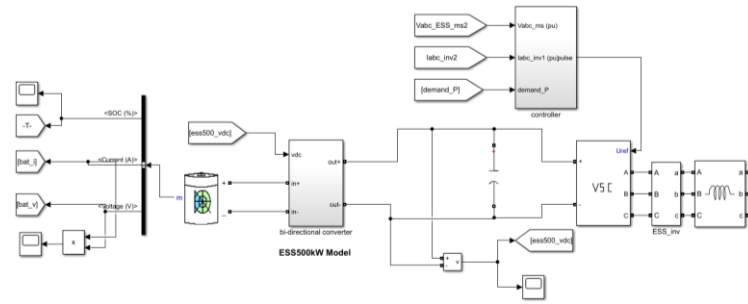
變流器與相關控制。鋰離子電池以數學方程式建模，用於呈現電池正負的氧化還原反應與內部儲存的化學能轉為電能進行輸出，也可透過吸收電能轉換成化學能進行儲存；雙向直流/直流轉換器直接連接儲能電池是該雙級式中的前級轉換器，其目的在於提升並穩定後級轉換器輸入端之直流側電壓；後級直流/交流變流器搭配實/虛功控制來控制儲能輸出/入之實/虛功率，所輸出之交流電能同樣乃是經過圈濾波器濾波輸出後再併接至市電網中。混合儲能系統模組如圖 5 所示，其架構類似於鋰離子儲能系統，稍有差異處在於其變流器之直流側電壓端額外連接有超級電容與雙向直流/直流轉換器，該雙向直流/直流轉換器負責控制超級電容之輸出/入功率，從而協助鋰離子儲能系統運作。儲能系統模型將用於後續即時與補充備轉輔助服務之相關模擬分析之中。



(a) 儲能系統架構

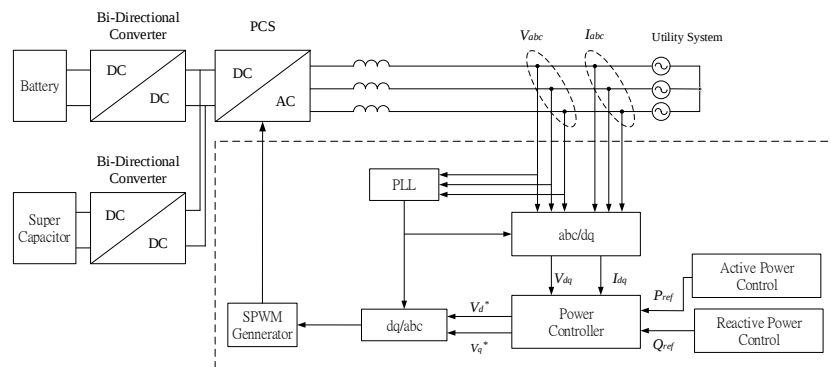


(b) 儲能系統控制

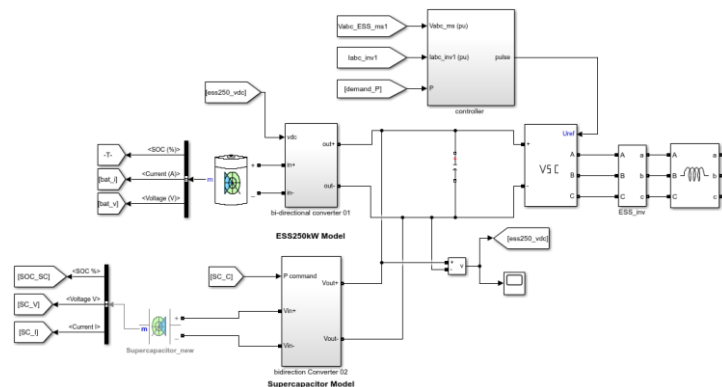


(c) 儲能系統模型

圖 4: 鋰離子儲能系統



(a) 混合式儲能系統架構



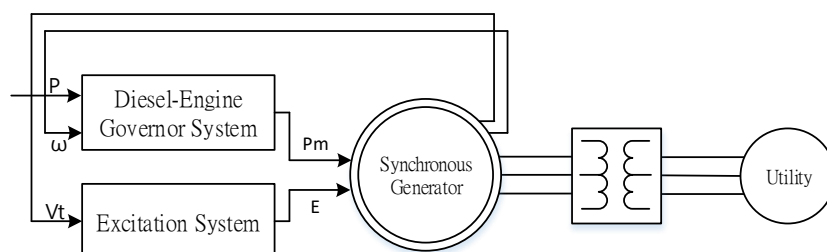
(b) 混合儲能模型

圖 5: 混合儲能系統

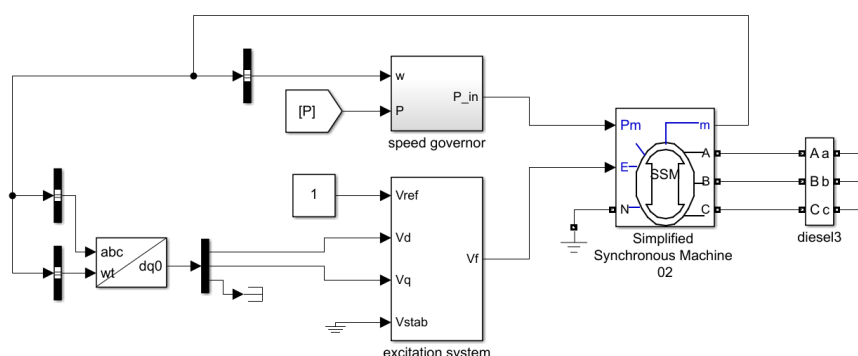
➤ 柴油發電機

柴油發電機模型由柴油引擎調速系統、激磁系統和同步發電機所組成，整體柴油發電機模型如圖 6 所示。柴油引擎通常配有調速器輔以控制，柴油引擎會透過燃燒柴油提供機械能至同步發電機輸出電能，而其調速器透過偵測轉速差來改變柴油供應閥門，使同步發電機轉速

達到穩態，而激磁系統主要是調控同步發電機之激磁電流，藉此保護同步發電機來避免其運作超出限制。本計畫中係以參與需量反應之方式來執行即時/補充備轉輔助服務，當中柴油機模型將扮演主要能源設施之角色來執行這些輔助服務。



(a) 柴油發電機架構



(b) 柴油發電機模型

圖 6: 柴油發電機

➤ 微型渦輪機

本計畫的微型渦輪機模型是由直流電壓源、電路等效模組與變流器所組成，如圖 7 所示，微型渦輪機的功率輸出乃透過實/虛功控制所獲得，而實/虛功率控制之實功參考值是透過微型渦輪機的電路等效模組來決定，該電路等效模組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。微型渦輪機模型後續可作為在系統發生緊急狀況時，以新增調度資源的角色來提供緊急之輔助電力用途。

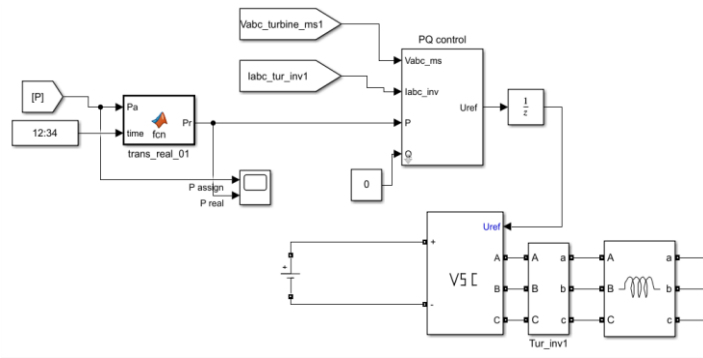


圖 7:微型渦輪機模型

二、應用於即時備轉服務模擬分析之緊急支援策略設計

(一)、參與即時備轉服務之發電資源

本計畫在利用微電網參與即時備轉輔助服務之研究中，設計由微電網系統內之發電資源以圖 8 需量反應方式來參與服務，主要參與資源包含既有儲能、新建儲能、既有柴油、新建柴油及數台微型渦輪機。欲觀察微電網系統在故障期間加入緊急支援策略來執行即時備轉服務之模擬分析採用圖 9 模型設計；當中，負載是採用動態負載模型並匯入某日期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 1 所示。

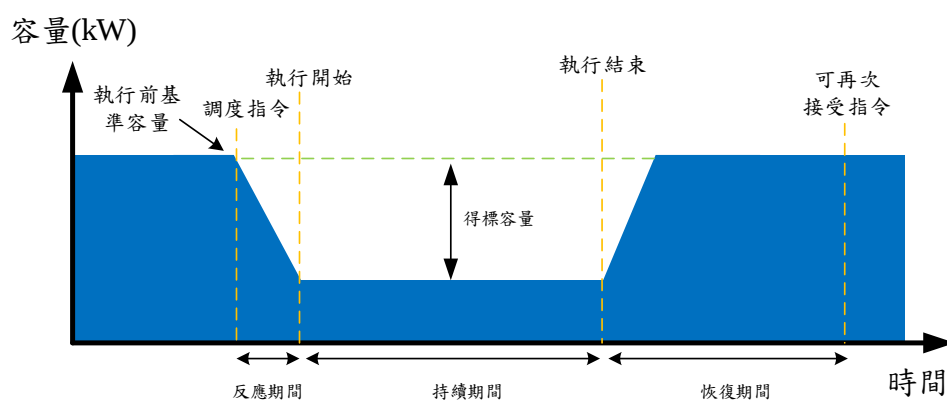


圖 8:以需量反應方式參與即時備轉

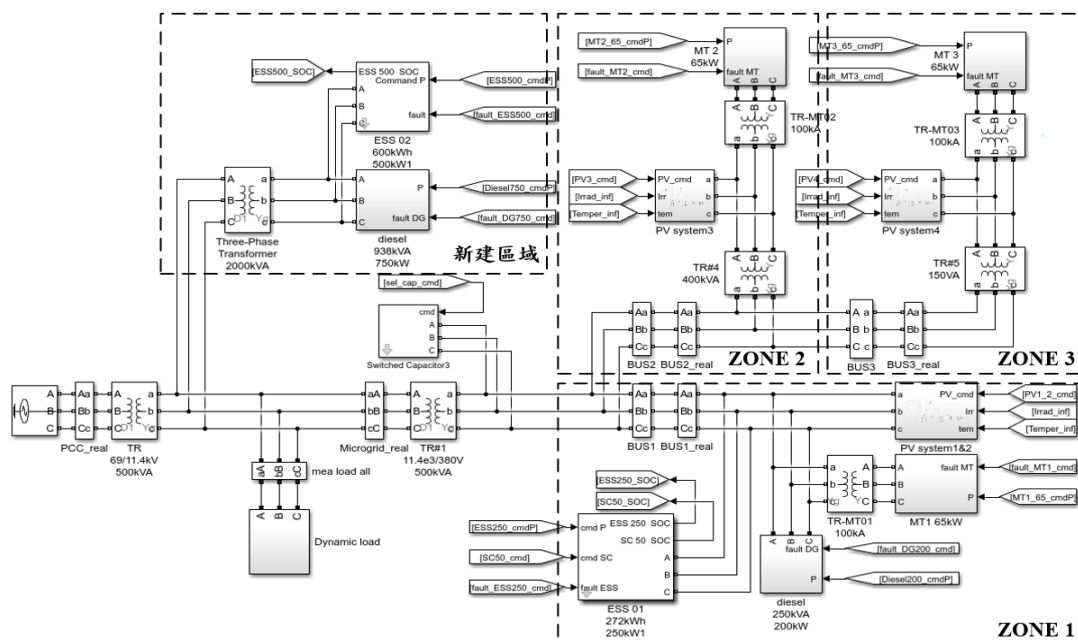


表 1:即時備轉模擬所使用之設備參數

(二)、即時備轉服務之執行要求

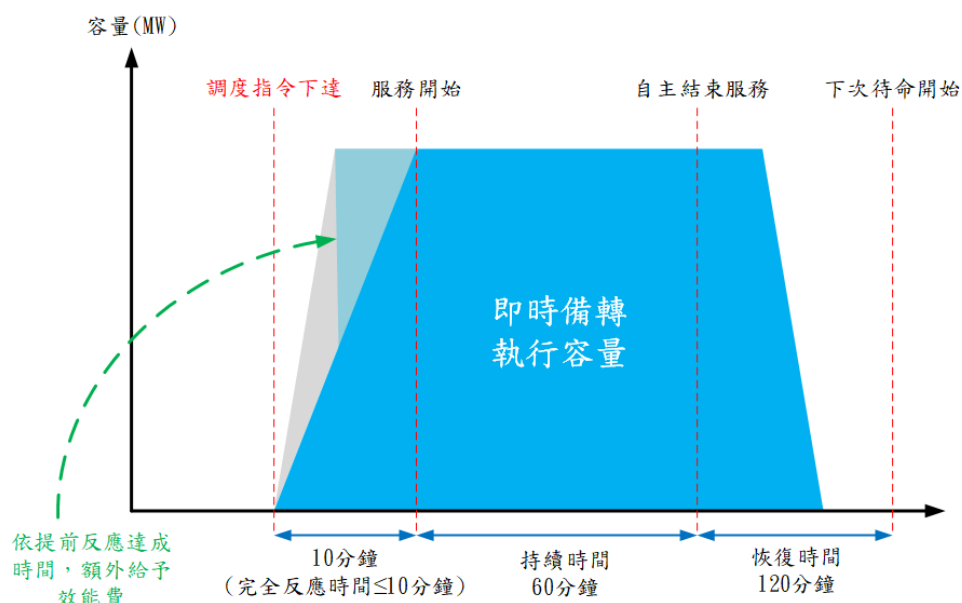


圖 10:即時備轉技術能力要求

表 2:即時備轉技術規格

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

(三)、即時備轉服務之緊急支援策略

本計畫執行重點其一乃是在系統執行正常時即備轉服務的能源管理策略中加入緊急支援策略，使其考量機組/儲能設備發生故障之情境，在緊急策略操作下，可維持需求之輔助服務電力輸出，所設計具緊急支援策略之即時備轉策略如圖 11 流程所示。根據流程，當微電網控制中心接獲台電調度指令時，其接獲調度當下會從當前可用的發電機與儲能設備判定須開啟之發電機組；然而，故障除了調度前就發現外，有可能會於執行服務期間遭遇臨時故障，故在即時備轉的執行期間(包含反應與持續期間)須隨時偵測各發電機與儲能電量資訊來判斷是否有機組故障發生，一旦發現發電機或儲能故障則立刻尋求可用且待命中的發電機來彌補不足之發電量。在本計畫所設計之策略

中保有以儲能電量判定是否需要加開/關閉機組的策略流程，其若估計儲能電量不足以支撐到服務結束時，會啟動其餘可用發電機使得以減少儲能輸出負擔；反之，若估計儲能電量在服務結束後呈現過多時，會關閉多餘發電機從而減少額外的發電機燃料使用。而判定儲能輸出則是由當前微電網整體所需輸出功率減去全部發電機輸出功率進行計算。最後，當系統完成即時備轉執行後，儲能將進入電量回復狀態，重新進行充電，以備下一次調度之發生。

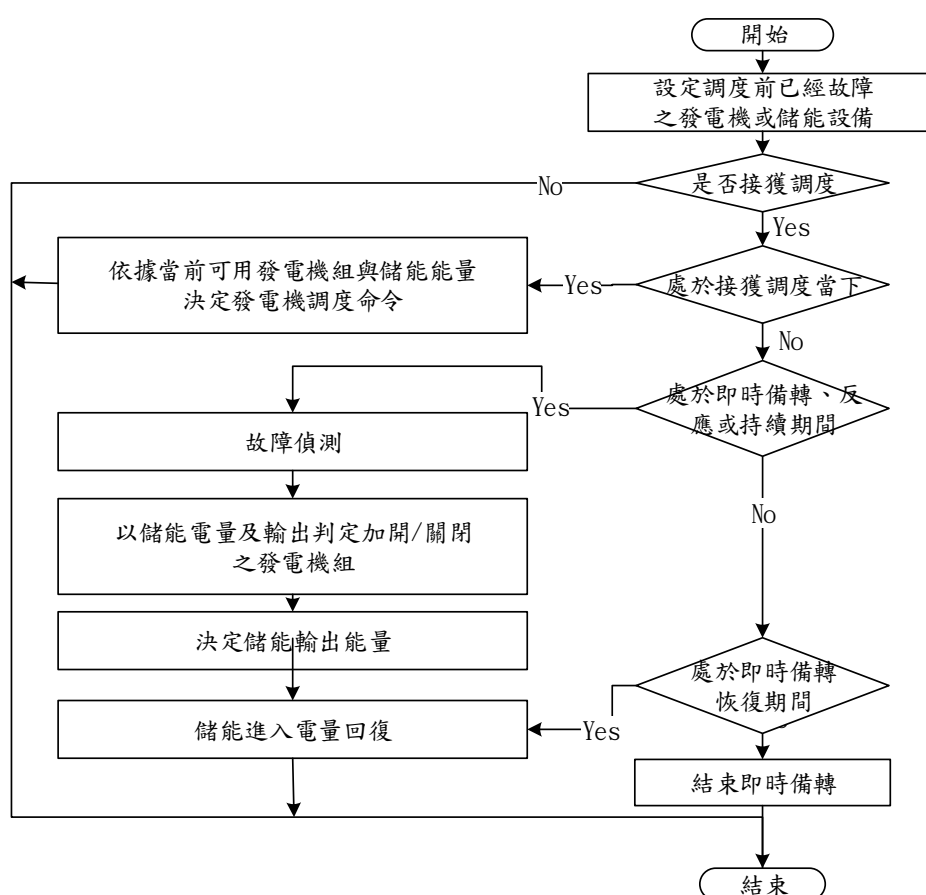


圖 11:加入緊急支援策略之即時備轉操作流程

三、應用於補充備轉服務模擬分析之緊急支援策略設計

(一)、參與補充備轉服務之發電資源

在補充備轉輔助模擬設計上，係使用既有儲能、新建儲能、既有柴油、新建柴油及數台微型渦輪機依據圖 12 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 13 所示；當中，負載是採用動態負載模型並匯入某日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 3 所示。

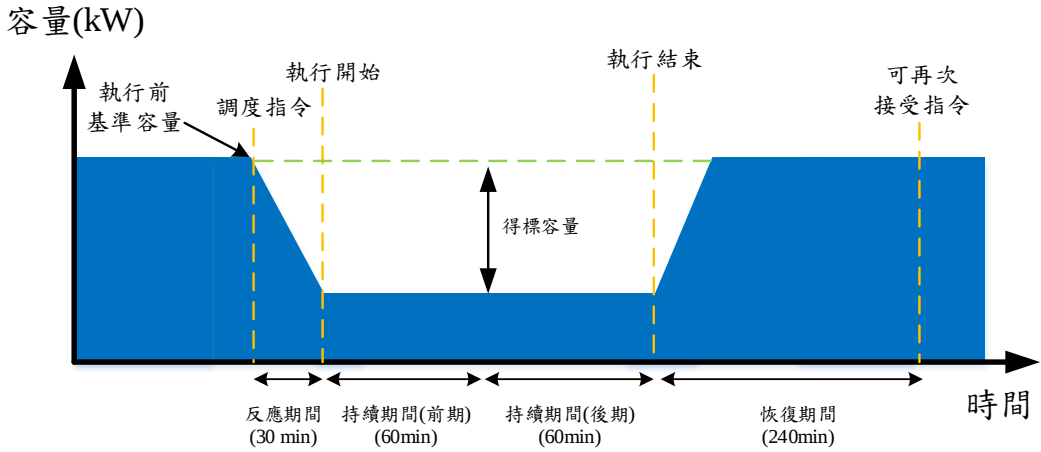


圖 12:以需量反應方式參與補充備轉

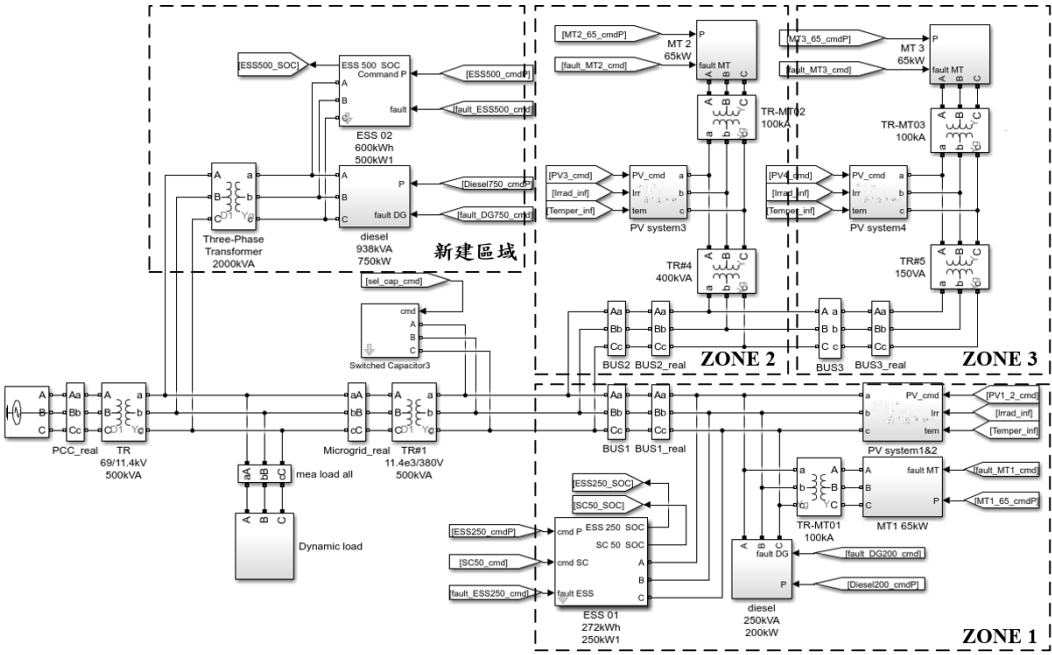


圖 13:補充備轉於緊急策略操作時之模型

表 3: 補充備轉模擬所使用之設備參數

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

(二)、補充備轉服務之執行要求

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 14 為補充備轉輔助服務所需具備能力要求，表 4 為補充備轉輔助服務技術規格。

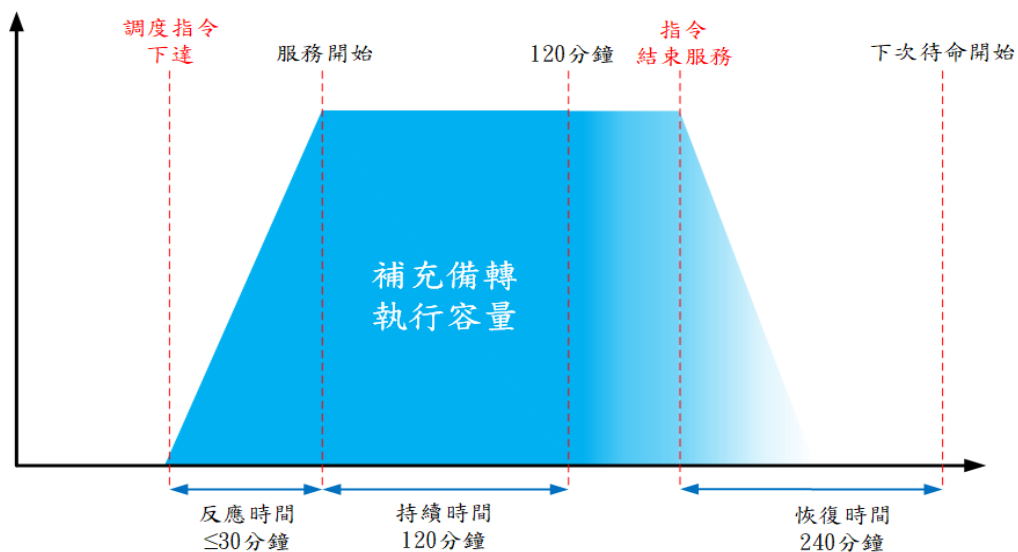


圖 14:補充備轉技術能力要求

表 4:補充備轉技術規格

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

(三)、補充備轉服務之之緊急支援策略

本計畫所設計之補充備轉緊急策略操作流程如圖 15 所示。該策略設計是參照圖 14 需量反應方式參與補充備轉運轉所進行設計，相較於即時備轉服務，補充備轉將持續時間延長至 2 小時。圖 15 流程中，當未接獲調度命令時，會讓儲能系統進行電量恢復，亦即調度前如儲能電量偏低，便讓儲能進行充電。反之，在接獲調度命令當下，系統將依據當前可用發電機組與儲能設備來判定發電機命令。在執行期間(包含反應與持續期間)，控制中心在各期間會透過偵測臨時故障功能，來決定在不同時期發生不同設備故障時所應啟動之緊急支援機組，讓補充備轉服務得以維持進行不受影響。在所設計之緊急策略中，當發電設備發生臨時故障時，系統會命令待命中的發電機組來進行支援，並由控制中根據當前故障情況決定須加開或關閉之發電機組。於持續期間第一小時，會先以「維持儲能電量」之原則讓發電機先進行支援，以避免儲能在持續時間前期就將電能耗盡，同時會先依據微電網系統內負載變化狀況決定是否再投入儲能運轉支援。於持續期間第二小時，係以「減少發電機燃料消耗」為準則來設計緊急策略並作為發電機動作之命令判斷，亦即此段期間會先以儲能來進行緊急運轉支援，當儲能不足應付時，再依據儲能剩餘電量之評估來決定發電機開啟程度。最後在恢復期間，控制中心會依恢復期間結束時間點之建議電量對儲能進行充電以備下一次之服務執行。

由圖 14 能力要求得知，補充備轉服務有著須持續兩小時的執行時間，無論在任何時間點，當發生大容量發資源故障之情況下，均會導致輔助服務之平均執行率低於台電要求。為讓補充備轉服務得以在大容量發電資源故障下仍能順利達成服務之運行，本計畫以提升微電網發電資源之方式來改善此問題。參考前述故障案例情境，發電資源的容量提升以「失去多少機組，即提升/新增大於該失去容量之發電量」

原則進行設計，因此在實際模擬分析上，微電網發電資源的容量提升是採新增三台微型渦輪機以及提升既有儲能容量為之方式進行，以用於應對補充備轉服務之執行。新增之微渦輪機部分，參考 Capstone 微渦輪機規格，新加入三部 200 kW 機組，選用此容量之原因在於相較於既有的 65 kW 機組，當需要彌補較大容量發電缺口時，可不必開啟太多台機組；反之，需彌補的發電量較小時，不會因增設過大之機組而失去調度彈性。既設儲能部分，設計將原 250 kW 之儲能提升至 750 kW，而儲存電量則從 272 kWh 提升至約莫 900 kWh。由於新增發電資源之故，模擬時微電網系統之模型改採圖 16 之設計，相關參與資源之參數如表 5 所示。

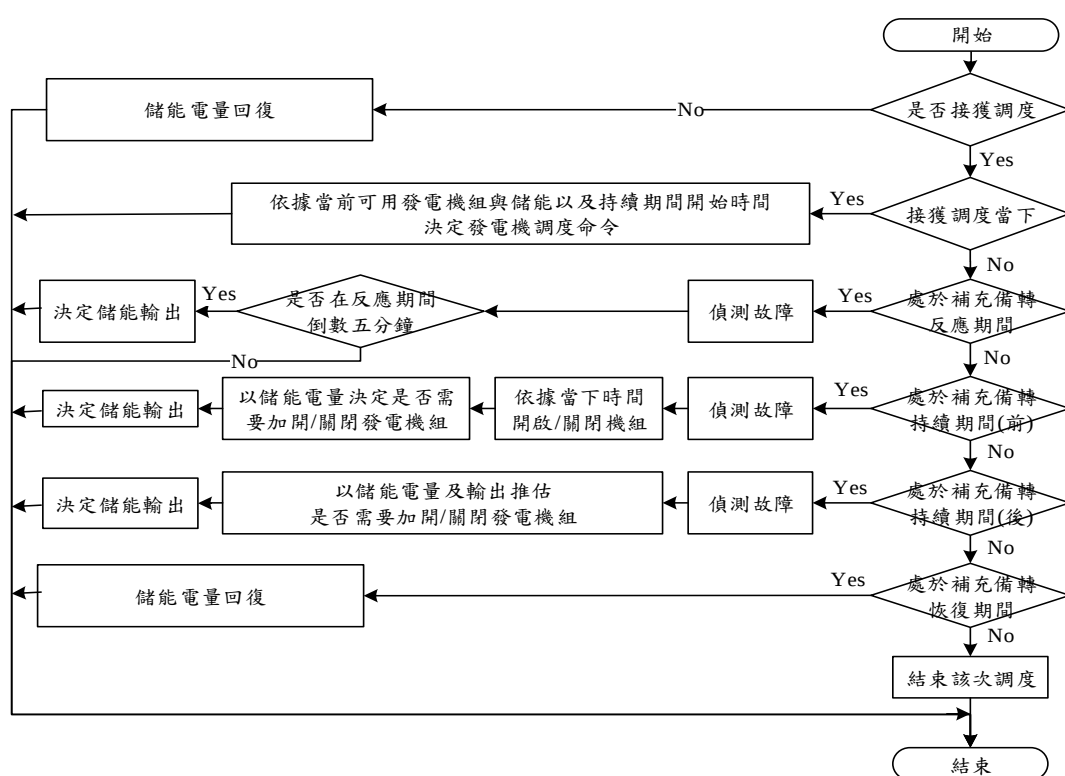


圖 15:加入緊急支援策略之補充備轉操作流程

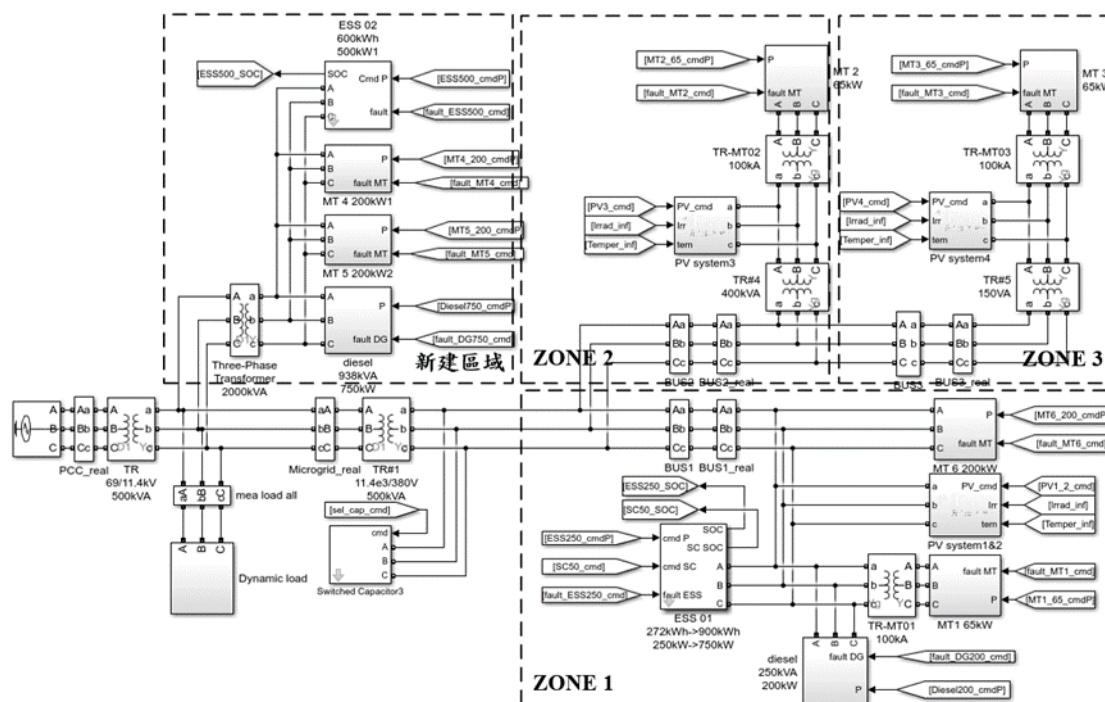


圖 16:容量提升之核研所微電網模擬架構

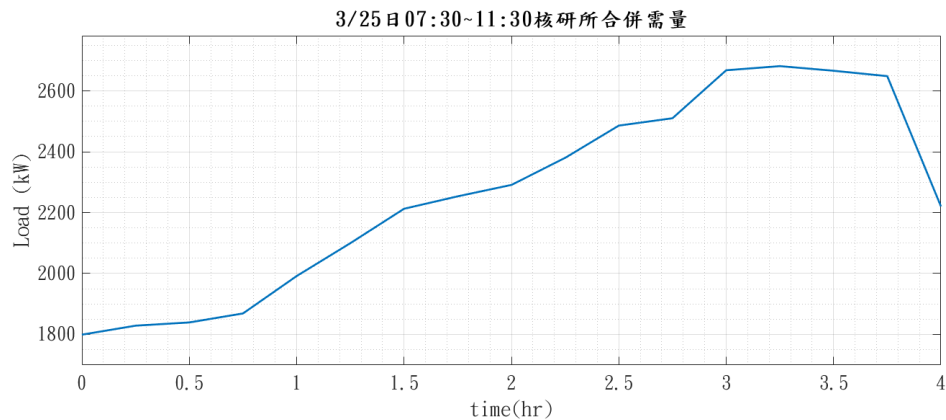
表 5:容量提升之核研所微電網模擬所使用之設備

分散式能源	設備代號	輸出功率/(容量)	區域
主柴油發電機(主柴油)	DG750	750 kW	新建區域
副柴油發電機(副柴油)	DG200	200 kW	Zone 1
電池儲能系統(主儲能)	ESS500	500 kW/600 kWh	新建區域
混和儲能系統(副儲能)	HESS750	750 kW/900 kWh (模擬提升容量)	Zone 1
微型渦輪機#1	MT#1	65 kW	Zone 1
微型渦輪機#2	MT#2	65 kW	Zone 2
微型渦輪機#3	MT#3	65 kW	Zone 3
微型渦輪機#4	MT#4	200 kW (模擬新增容量)	新建區域
微型渦輪機#5	MT#5	200 kW (模擬新增容量)	新建區域
微型渦輪機#6	MT#6	200 kW (模擬新增容量)	Zone 1
負載模型	消耗功率		所處區域
整體動態負載	依負載歷史資料 (1,300 ~ 2,700 kW)		69/11.4 kV 變壓器後

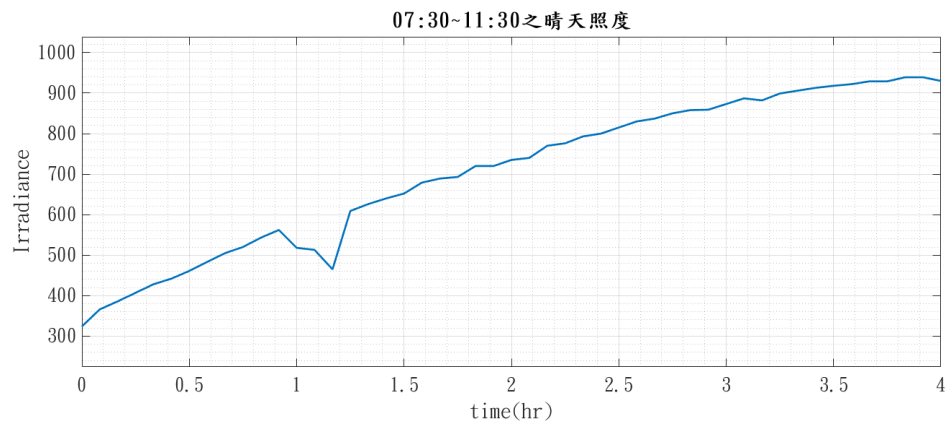
參、主要發現與結論

一、具緊急資源策略之即時備轉模擬分析

底下模擬時之電路採圖 9 架構與表 1 參數，負載與日照採圖 17 資料進行分析。



(a) 負載電量



(a) 日照

圖 17:核研所 3/25 日上午 7 點半至 11 點半資料

先觀察副儲能於執行期間發生故障之狀況；假設於 8 點 20 分時接獲台電調度指令，執行 1 MW 需量反應。模擬期間核研所各設備輸出功率與命令功率如圖 18 所示，微電網控制中心於 8 點 20 分接獲調度後，以「發電機為主，儲能為輔」之原則啟用兩台柴油發電機，並令兩儲能協助服務，如圖 19 所示，主柴油與副柴油發電機各自花費 6.138 與 5.988 分鐘才達功率命令的 95 %，於 8 點 42 分以及 8 點 55

分推估當前儲能電量不足，啟用 1 號及 2 號微型渦輪機來降低儲能輸出負擔，模擬情境設定於 9 點時副儲能發生故障，輸出功率快速驟降至零，而微電網控制中心於 9 點 3 分確認副儲能故障後，啟用 3 號微型渦輪機協助服務，最後於 9 點 30 分結束服務後進入恢復期間，而如圖 20 所示該期間將關閉所有發電機並令主儲能系統進行充電。模擬期間儲能電量的變化如圖 21。

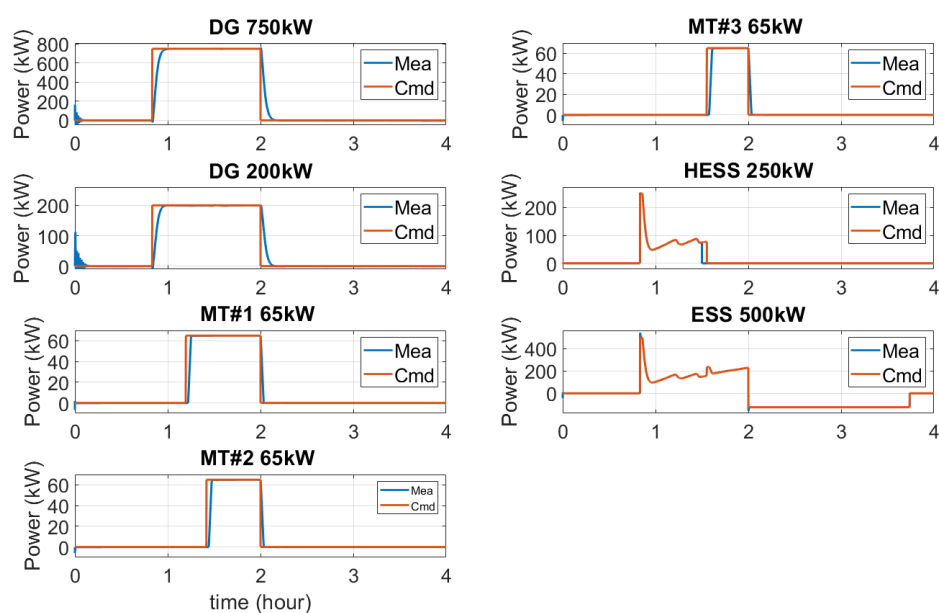


圖 18:核研所各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

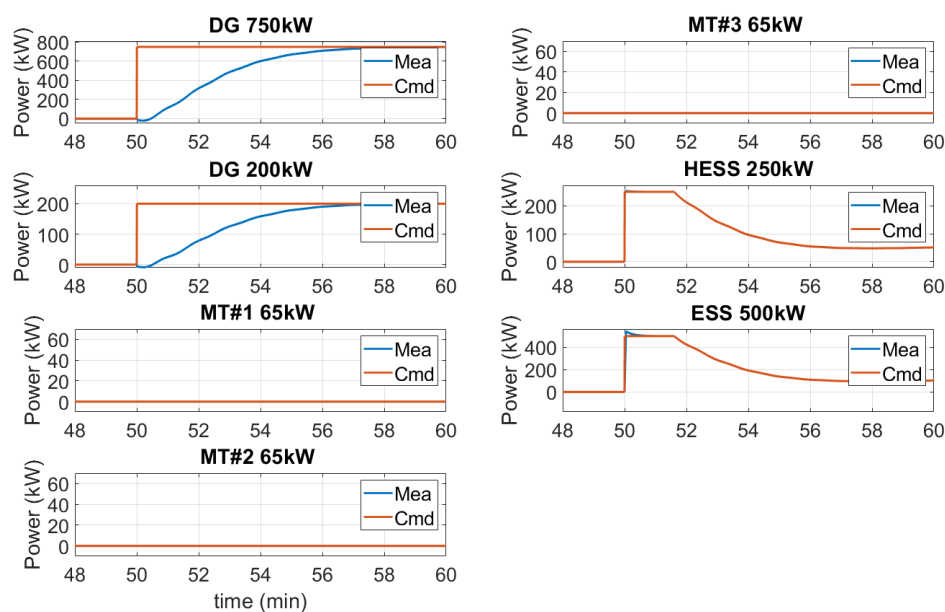


圖 19:接獲調度後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

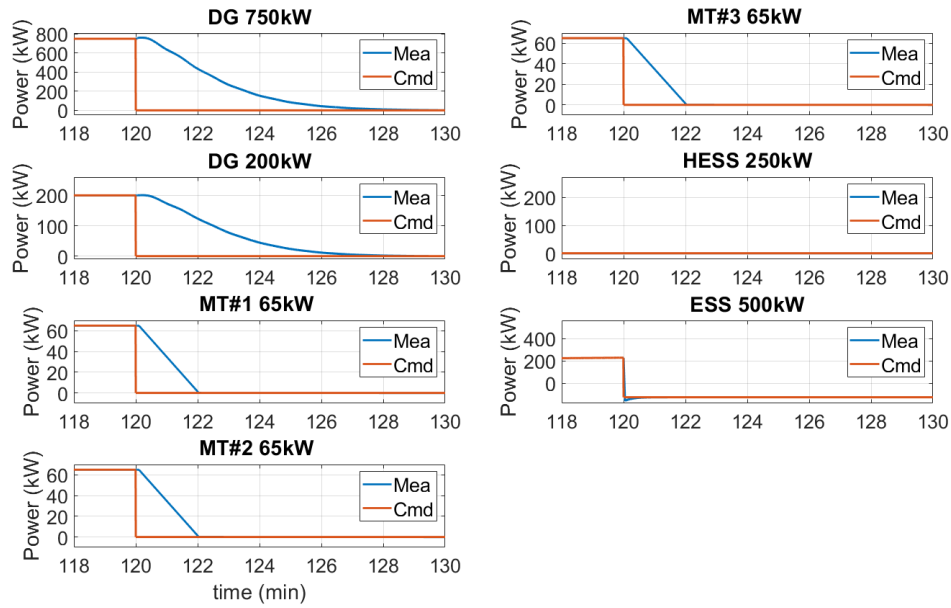


圖 20:服務執行後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

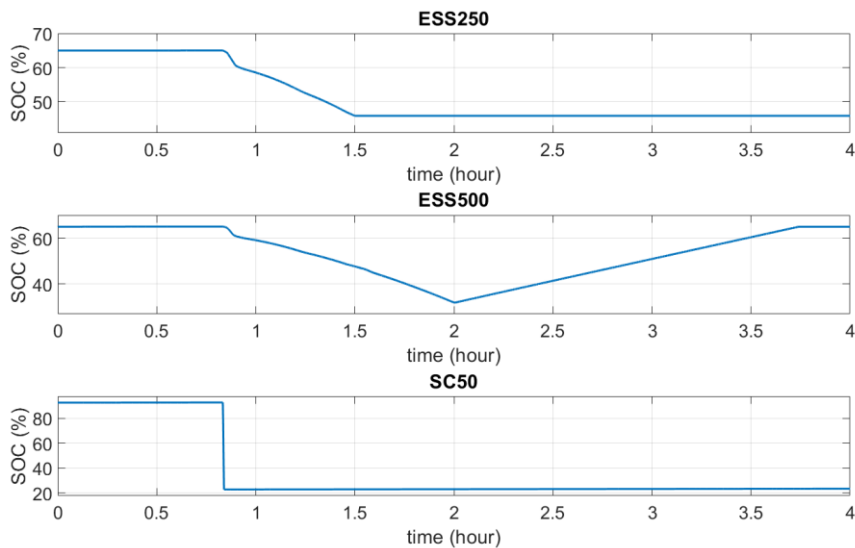


圖 21:核研所儲能設備電量變化圖

核研所總輸出功率如圖 22 所示，在微電網內部負載(紅線)持續上升的情況下，需量反應的執行期間主要是以用戶側發電機與儲能設備資源的發電(黃線)來抑低市電流入微電網功率(藍線)至基準用電容量以下之 1 MW，持續期間各類總輸出功率數值如表 16 所示，而根據即時備轉執行率之規則計算每分鐘執行率如圖 23 所示，而平均執行率經計算為良好的 100 %。

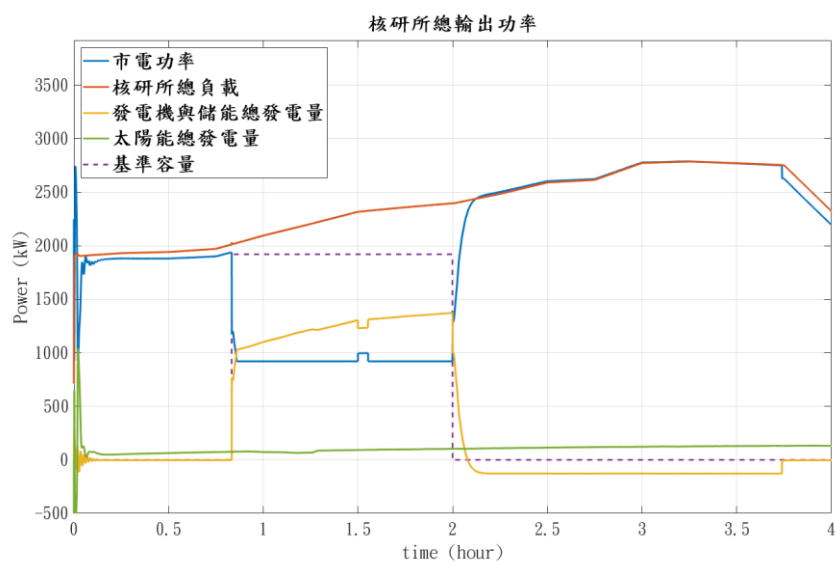


圖 22:核研所總輸出功率圖

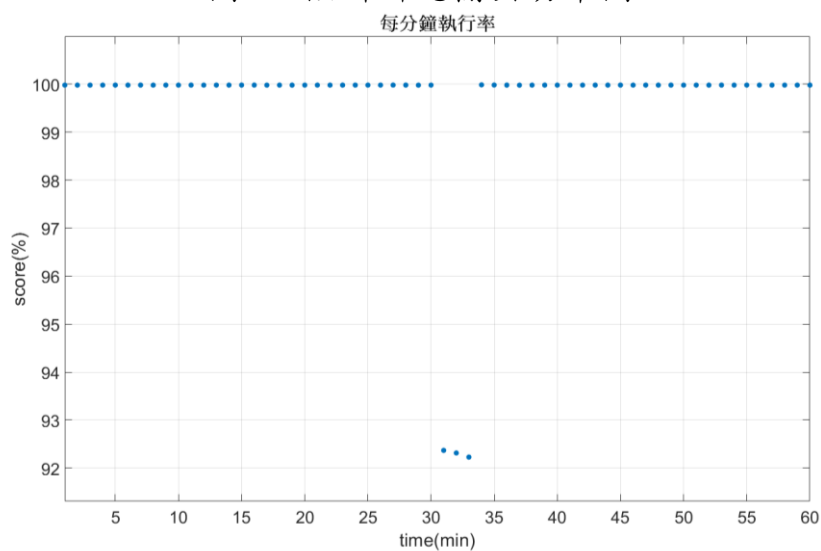


圖 23:即時備轉持續期間之每分鐘執行率

表 16:即時備轉持續期間之功率輸出

模擬時間	市電功率 (kW)	總發電量 (kW)	太陽能 (kW)	整體負載 (kW)	基準容量 (kW)
01:00	920.903	1101.045	73.486	2095.433	1920.699
01:10	920.899	1181.158	65.742	2167.799	
01:20	920.9	1233.606	87.64	2242.146	
01:30	920.901	1305.46	91.946	2318.307	
01:40	920.899	1328.246	96.974	2346.119	
01:50	920.899	1351.334	100.149	2372.382	
02:00	920.897	1373.244	103.395	2397.536	

緊接觀察主柴油於執行期間發生故障之狀況；假設於 8 點 20 分時接獲台電調度指令，執行 1 MW 需量反應。模擬期間核研所各設備輸出功率與命令功率如圖 24 所示，微電網控制中心於 8 點 20 分接獲調度後，以「發電機為主，儲能為輔」之原則啟用兩台柴油發電機，並令兩儲能協助服務，如圖 25 所示，主柴油與副柴油發電機各自花費 6.138 與 5.988 分鐘才達功率命令的 95 %，於 8 點 42 分以及 8 點 55 分推估當前儲能電量不足，啟用 1 號及 2 號微型渦輪機來降低儲能輸出負擔，模擬情境設定於 9 點時主柴油發電機發生故障，然而在微電網控制中心確認主柴油發生故障前，儲能電量因快速消耗，所以又於 9 點 3 分啟用 3 號微型渦輪機降低儲能輸出負擔，而微電網控制中心在 9 點 5 分確認主柴油故障後，因當前微電網內部可用發電機皆已開啟，而沒有再加開發電機資源減低儲能負擔，最後於 9 點 30 分結束服務後進入恢復期間，而如圖 26 所示該期間將關閉所有發電機並令兩儲能系統進行充電。模擬期間儲能電量的變化如圖 27。

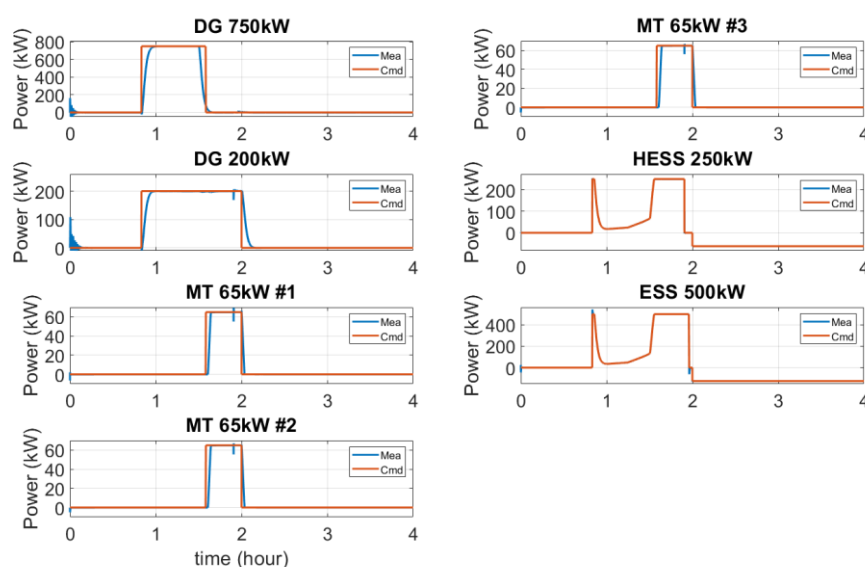


圖 24:核研所各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

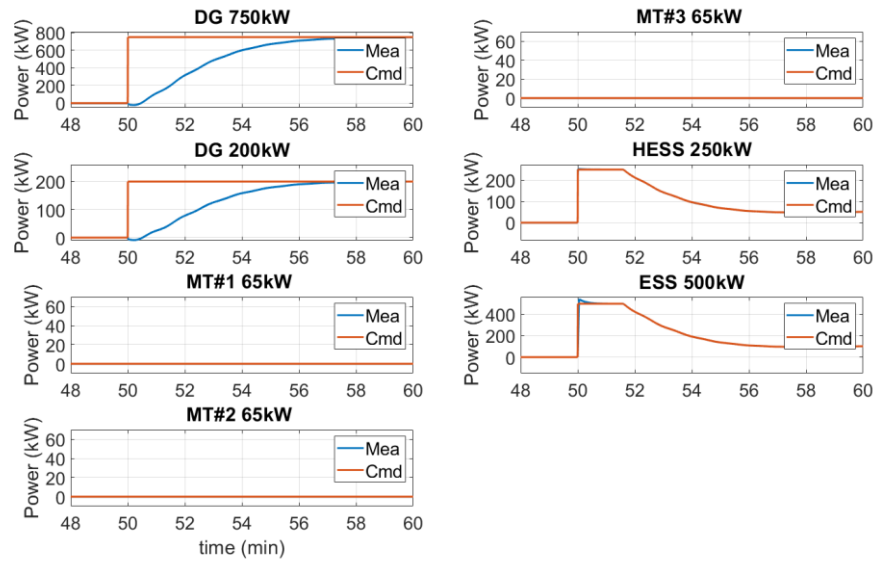


圖 25:接獲調度後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

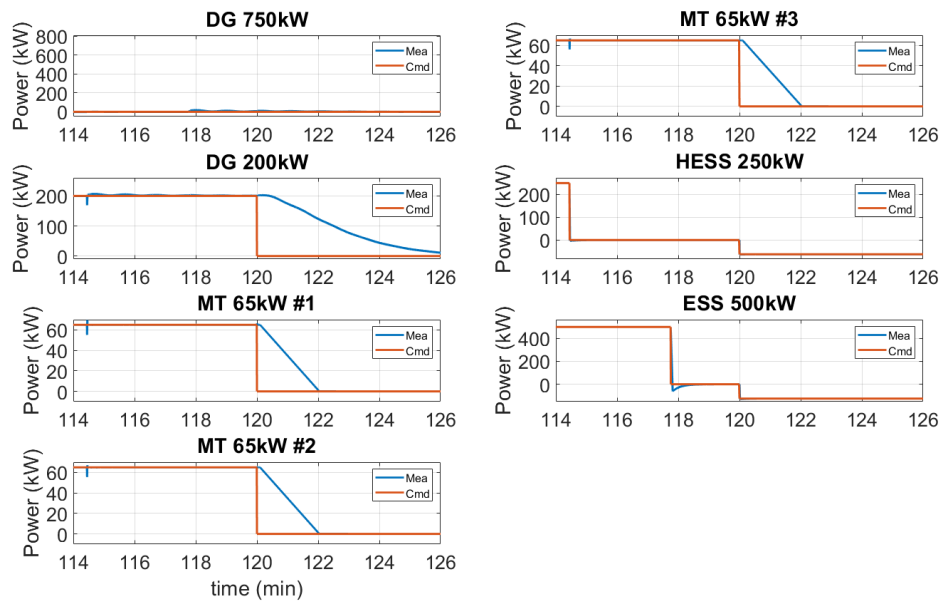


圖 26:服務執行後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

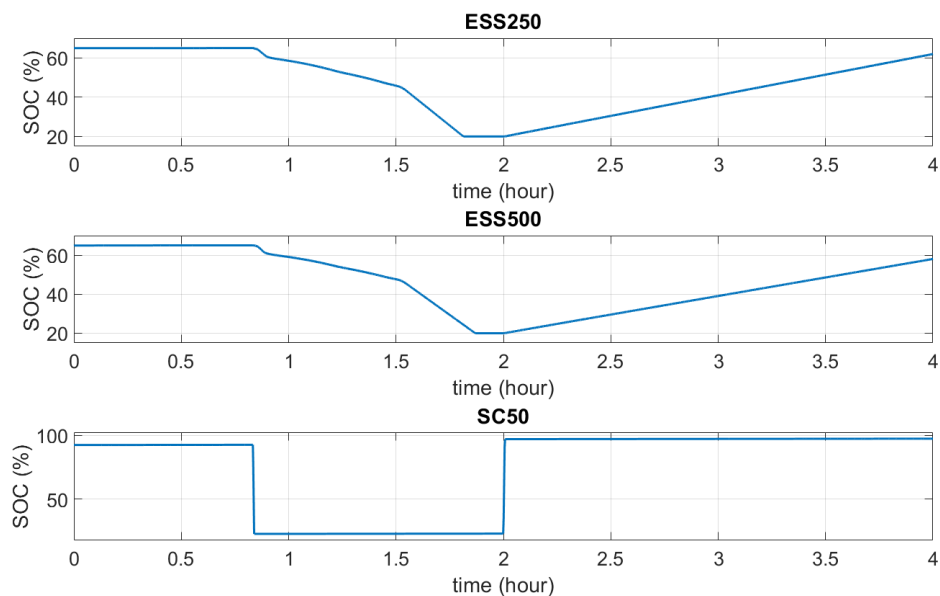


圖 27:核研所儲能設備電量變化圖

核研所總輸出功率如圖 28 所示，在微電網內部負載(紅線)持續上升的情況下，需量反應的執行期間主要是以用戶側發電機與儲能設備資源的發電(黃線)來抑低市電流入微電網功率(藍線)至基準用電容量以下之 1 MW，持續期間各類總輸出功率數值如表 17 所示，而根據即時備轉執行率之規則計算每分鐘執行率如圖 29 所示，而平均執行率經計算為 80 %。

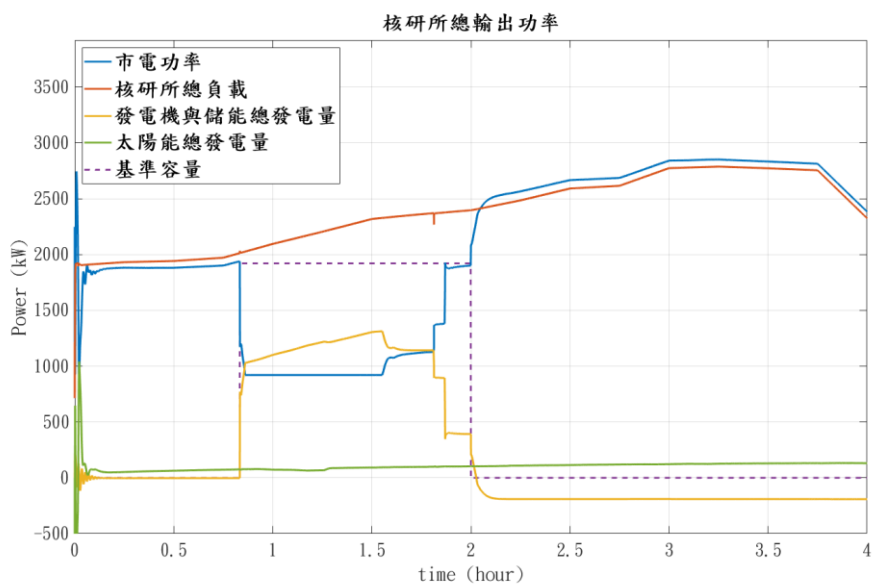


圖 28:核研所總輸出功率圖

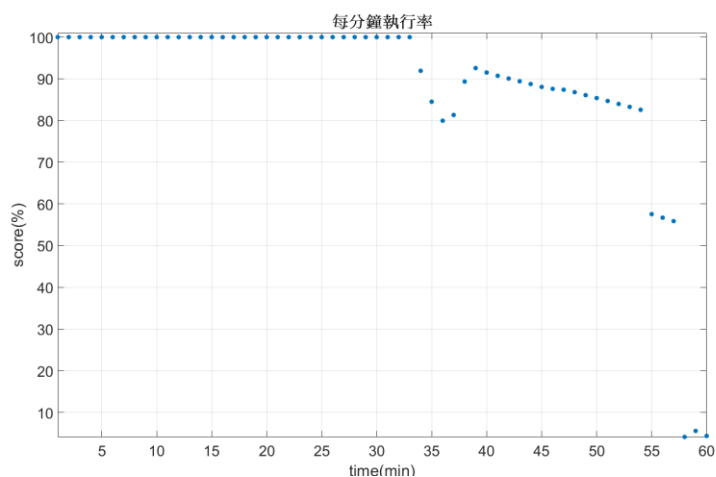


圖 29:即時備轉持續期間之每分鐘執行率

表 17:即時備轉持續期間之功率輸出

模擬時間	市電功率 (kW)	總發電量 (kW)	太陽能 (kW)	整體負載 (kW)	基準容量 (kW)
01:00	920.903	1101.045	73.486	2095.433	1920.699
01:10	920.899	1181.158	65.742	2167.799	
01:20	920.9	1233.606	87.64	2242.146	
01:30	920.901	1305.46	91.946	2318.307	
01:40	1106.511	1144.093	96.91	2347.514	
01:50	1373.855	898.936	98.801	2371.592	
02:00	1901.396	392.144	103.479	2397.018	

執行期間設備故障之發現；在負載上升情境中，當設備於持續期間臨時發生故障時，微電網控制中心透過能源管理策略協調剩餘非故障發電資源，盡量抑低市電功率至基準用電容量以下 1 MW。將案例模擬結果整理後可得表 18，從該表可知若要執行服務品質測試，應盡量避免副儲能以外之設備於服務執行期間發生臨時故障之情況，才能通過服務品質測試的要求；而若只是平日執行服務，從模擬結果可知，當主柴油發電機發生故障或是兩儲能系統於服務執行期間同時發生故障時，會因平均執行率不佳，使得小時收益受到打折或歸零。

表 18:執行期間設備故障情境執行表現整理

模擬情境	平均執行率(%)	服務品質指標	服務品質測試-合格條件	
			各分鐘執行率 > 90 %	平均執行率 > 95 %
副儲能故障	100	1	O	O
主柴油故障	80	0	X	X

二、具緊急資源策略之補充備轉模擬分析

底下模擬時之電路採圖 13 與 16 架構以及表 3 與表 5 參數，負載與日照採圖 17 資料進行分析。先觀察副儲能於執行期間發生故障之狀況；假設於 7 點 30 分時接獲台電調度指令，執行 1 MW 需量反應。模擬期間核研所各設備輸出功率與命令功率如圖 30 所示，微電網控制中心於 7 點 30 分接獲調度後，以「發電機為主，儲能為輔」之原則啟用兩台柴油發電機和三台微型渦輪機，並令兩儲能協助服務，如圖 31 所示，主柴油與副柴油發電機各自花費約莫 6.3 與 6.348 分鐘才達功率命令的 95 %，而三台微型渦輪機反應時間皆約莫為 3.282 分鐘，模擬情境設定於 8 點 30 分時副儲能發生故障，輸出功率快速驟降至零，而微電網控制中心確認副儲能故障後，因當前微電網內部可用發電機皆已開啟，無法再加開發電機資源減低儲能負擔，最後於 10 點結束服務後進入恢復期間，如圖 32 所示，該期間將關閉所有發電機並令主儲能系統進行充電。模擬期間儲能電量的變化如圖 33，由於剩餘儲能可用電量不足，故在持續期間的最後便耗盡電量而無法輸出功率協助執行服務。

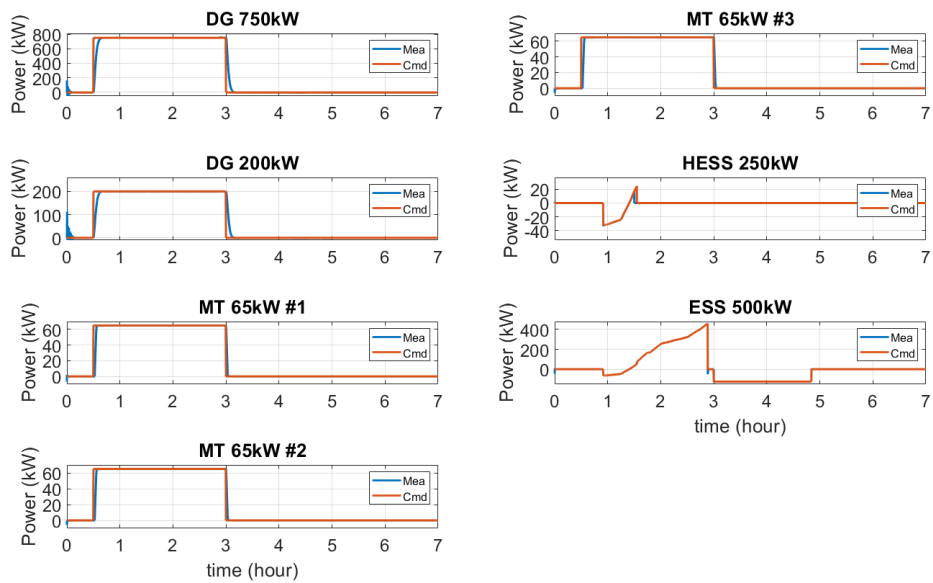


圖 30:核研所各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

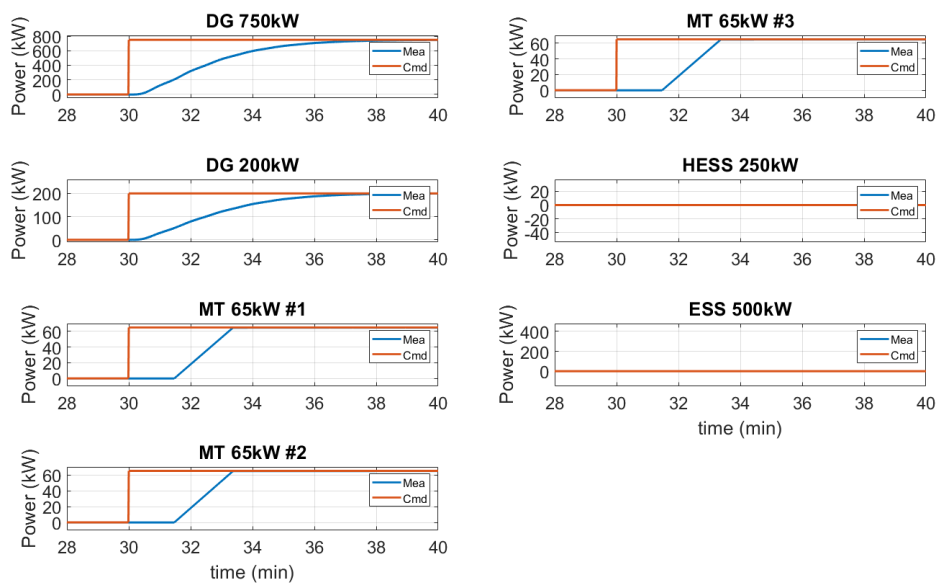


圖 31:接獲調度後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

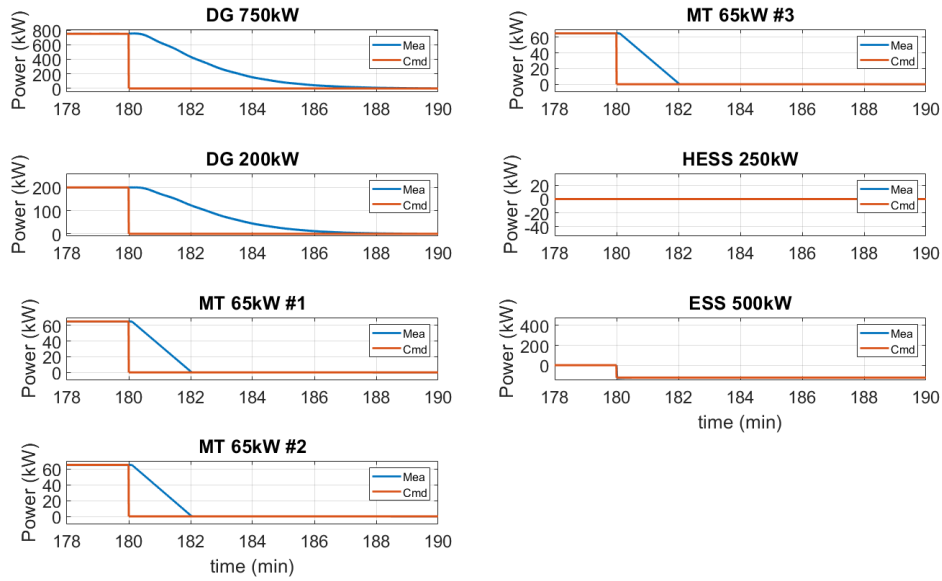


圖 32:服務執行後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

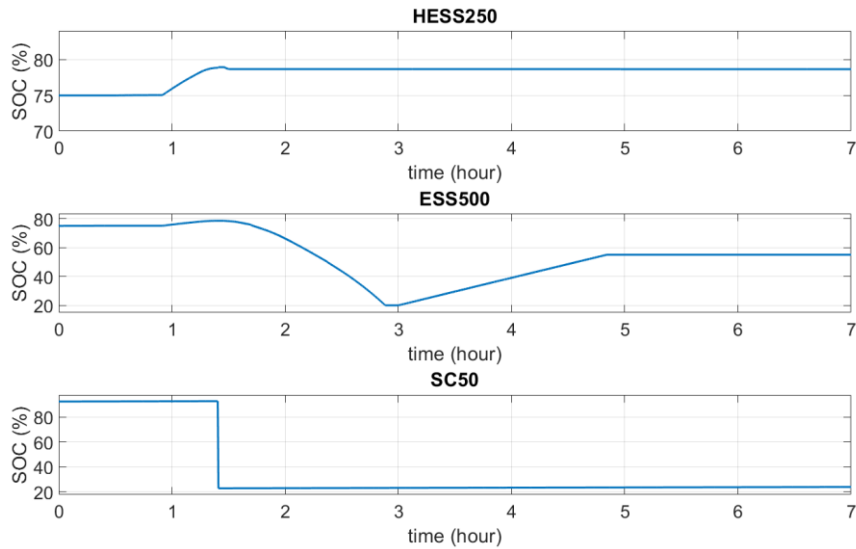


圖 33:核研所儲能設備電量變化圖

核研所總輸出功率如圖 34 所示，在微電網內部負載(紅線)持續上升的情況下，需量反應的執行期間主要是以用戶側發電機與儲能設備資源的發電(黃線)來抑低市電流入微電網功率(藍線)至基準用電容量以下之 1 MW，持續期間各類總輸出功率數值如表 19 所示，而根據補充備轉執行率之規則計算每分鐘執行率如圖 35 所示，而平均執行率經計算為良好的 97 %。由以上分析結果顯示，在緊急策略操作

下，當副儲能在補充備轉執行期間發生故障，系統仍可透過其他發電設施之支援完成補充備轉運轉服務。

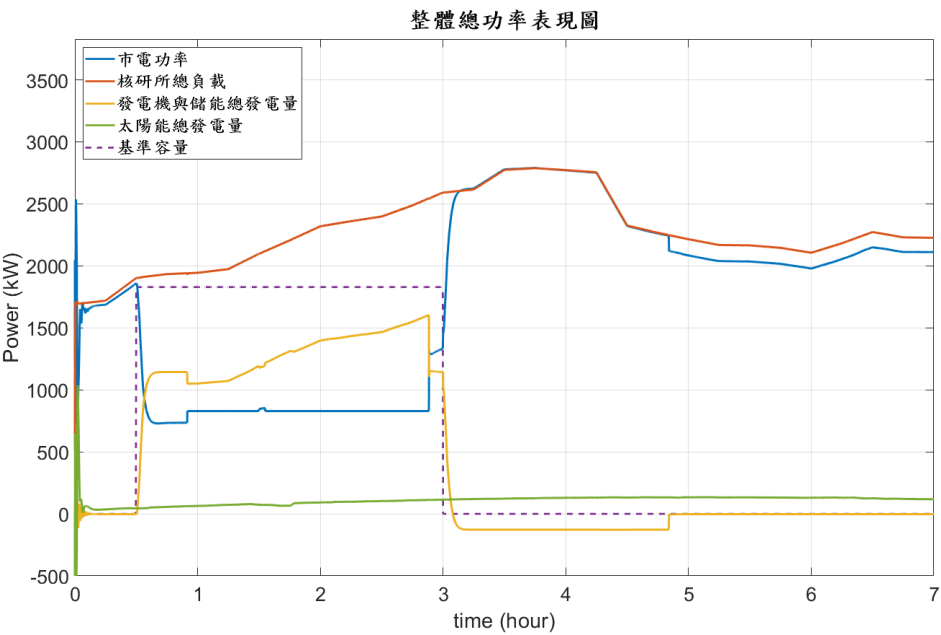


圖 34:核研所總輸出功率圖

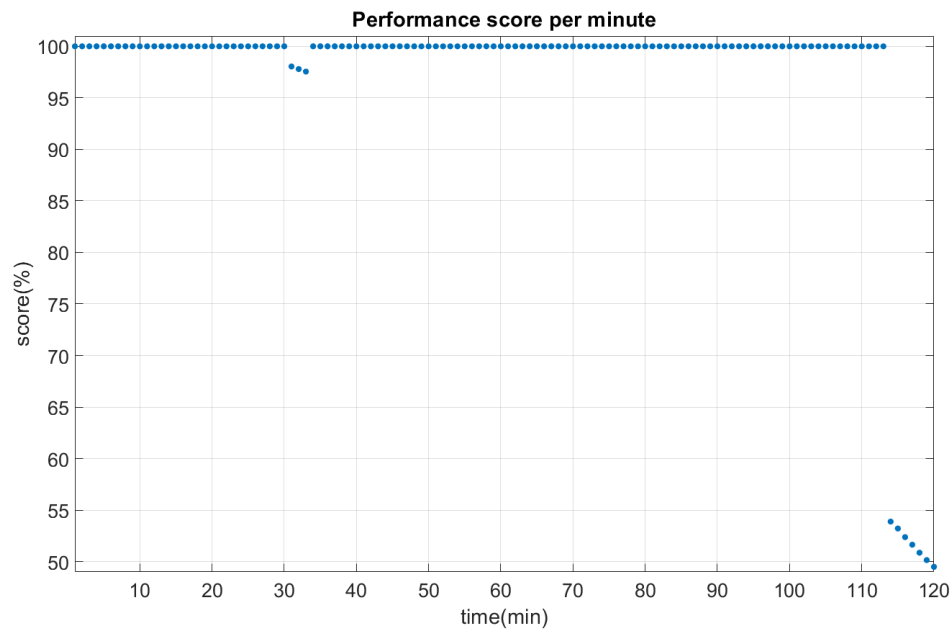


圖 35:補充備轉持續期間之每分鐘執行率

表 19:補充備轉持續期間之功率輸出

模擬時間	市電功率 (kW)	總發電量 (kW)	太陽能 (kW)	整體負載 (kW)	基準容量 (kW)
01:00	828.991	1050.823	63.995	1943.809	1828.793
01:10	828.994	1065.094	69.509	1963.597	

01:20	828.994	1110.863	74.754	2014.611	
01:30	828.994	1194.583	73.392	2096.969	
01:40	828.994	1274.42	65.759	2169.173	
01:50	828.994	1326.839	87.445	2243.278	
02:00	828.993	1398.286	91.725	2319.004	
02:10	828.994	1420.394	97.065	2346.453	
02:20	828.994	1444.724	98.986	2372.704	
02:30	828.992	1465.616	103.262	2397.871	
02:40	828.994	1522.441	105.935	2457.37	
02:50	828.994	1582.764	110.898	2522.656	
03:00	1333.711	1143.867	114.586	2592.163	

緊接觀察主柴油機於執行期間發生故障之狀況；假設於 7 點 30 分時接獲台電調度指令，執行 1 MW 需量反應。模擬期間核研所各設備輸出功率與命令功率如圖 36 所示，微電網控制中心於 7 點 30 分接獲調度後，以「發電機為主，儲能為輔」之原則啟用兩台柴油發電機及三台微型渦輪機，並令兩儲能協助服務，如圖 37 所示，主柴油與副柴油發電機各自約莫花費 6.3 與 6.348 分鐘才達功率命令的 95%，而三台微型渦輪機反應時間皆約莫為 3.282 分鐘，模擬情境設定於 8 點 30 分時主柴油發生故障，使輸出功率漸漸下降至零，而微電網控制中心於 8 點 35 分確認主柴油故障後，因當前微電網內部可用發電機皆已開啟，無法再加開發電機資源減低儲能負擔，最後於 10 點結束服務後進入恢復期間，如圖 38 所示，該期間將關閉所有發電機並令兩儲能系統進行充電。模擬期間儲能電量的變化如圖 39，從圖可知儲能電量在持續期間的中後期便耗盡至 20%。

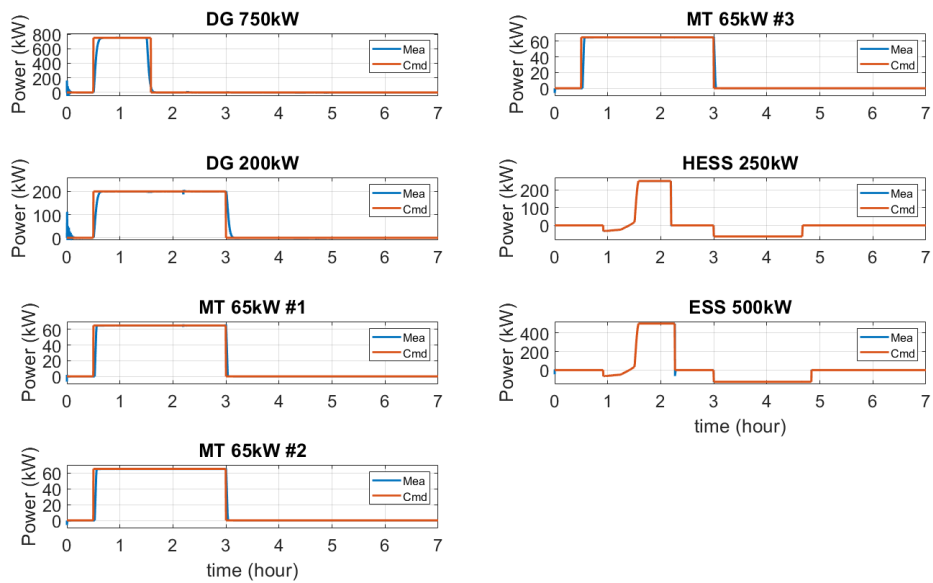


圖 36:核研所各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

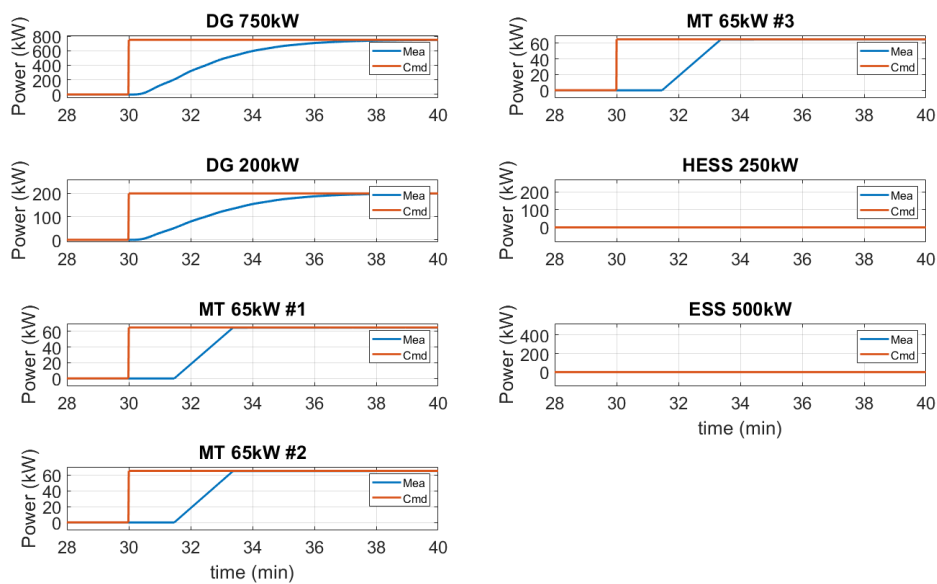


圖 37:接獲調度後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

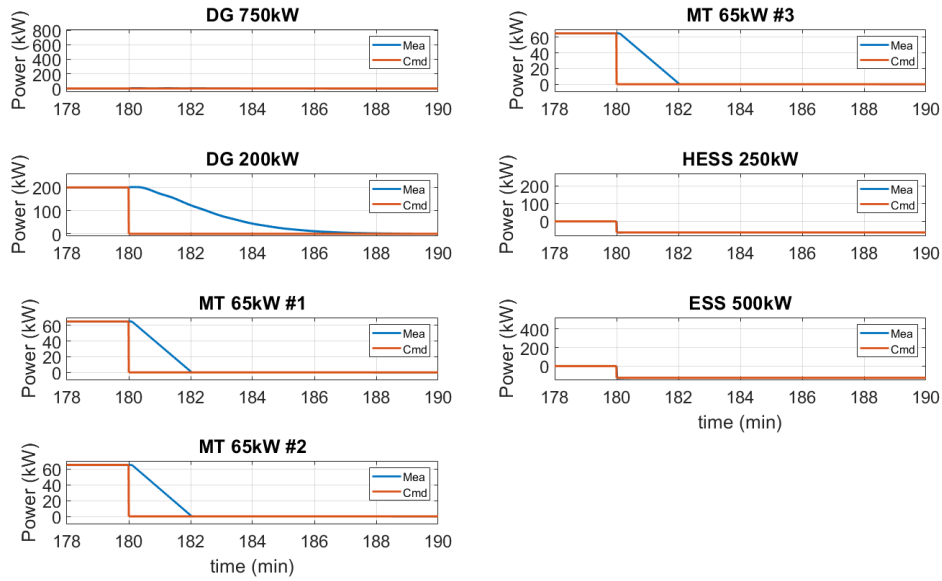


圖 38:服務執行後各設備輸出功率(Mea)與功率命令(Cmd)圖

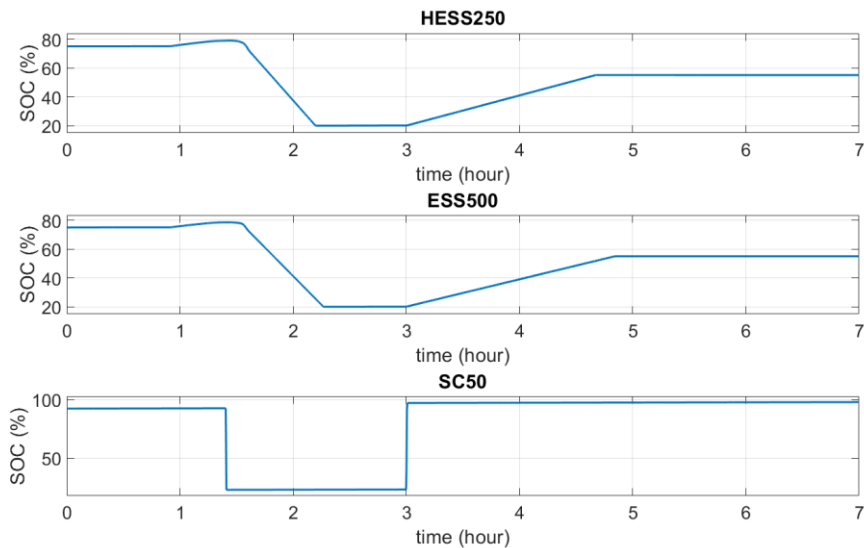


圖 39:核研所儲能設備電量變化圖

核研所總輸出功率如圖 40 所示，在微電網內部負載(紅線)持續上升的情況下，需量反應的執行期間主要是以用戶側發電機與儲能設備資源的發電(黃線)來抑低市電流入微電網功率(藍線)至基準用電容量以下之 1 MW，持續期間各類總輸出功率數值如表 20 所示，而根據補充備轉執行率之規則計算每分鐘執行率如圖 41 所示，平均執行率經計算僅為 50%，需要進一步進行新增發電設施參與運轉之評估，

以在執行期間主柴油機故障不影響補充備轉之執行。

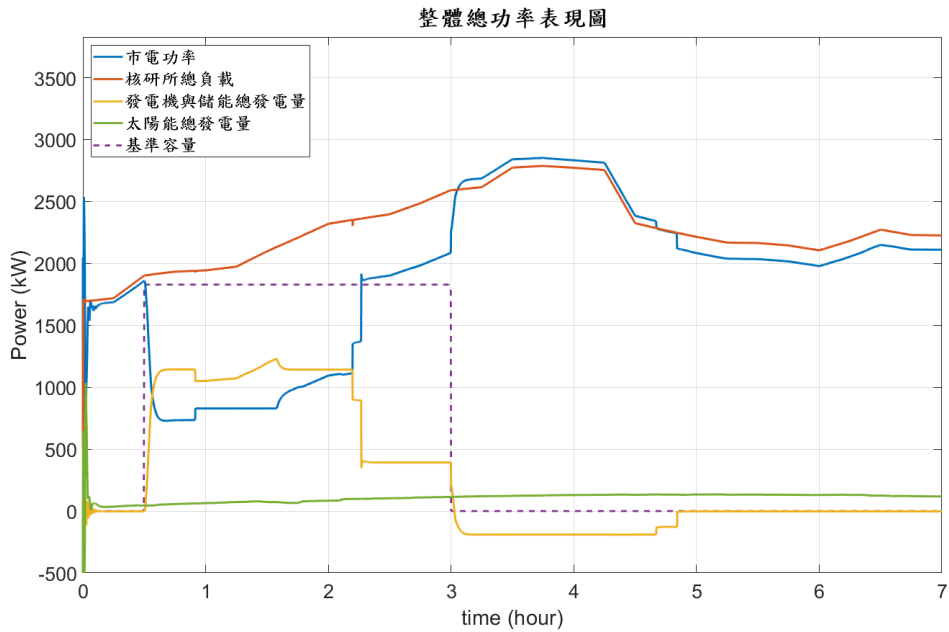


圖 40:核研所總輸出功率圖

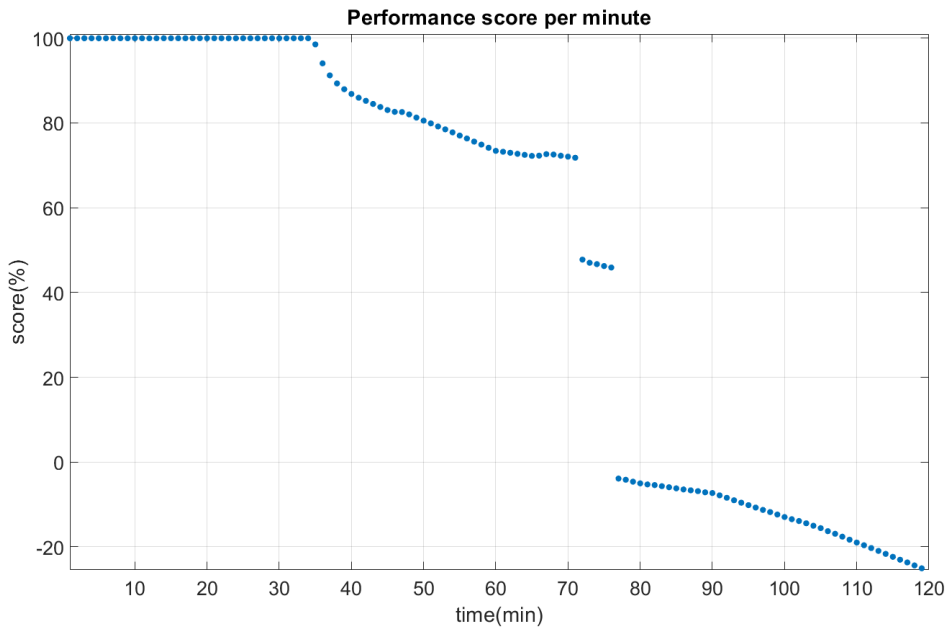


圖 41:補充備轉持續期間之每分鐘執行率

表 20:補充備轉持續期間之功率輸出

模擬時間	市電功率 (kW)	總發電量 (kW)	太陽能 (kW)	整體負載 (kW)	基準容量 (kW)
01:00	828.991	1050.823	63.995	1943.809	1828.793
01:10	828.994	1065.094	69.509	1963.597	
01:20	828.994	1110.863	74.754	2014.611	

01:30	828.994	1194.583	73.392	2096.969	
01:40	960.414	1144.408	65.753	2170.575	
01:50	1023.253	1142.066	79.202	2244.521	
02:00	1094.537	1142.159	83.345	2320.041	
02:10	1108.24	1141.951	97.344	2347.536	
02:20	1878.897	393.794	99.202	2371.893	
02:30	1901.739	392.042	103.24	2397.02	
02:40	1958.28	392.13	105.977	2456.387	
02:50	2018.538	392.153	110.838	2521.529	
03:00	2085.775	392.142	114.581	2592.497	

執行期間設備故障之結論發現；在負載上升情境中，當設備於執行期間臨時發生故障時，微電網控制中心透過能源管理策略協調剩餘非故障發電資源，盡量抑低市電功率至基準用電容量以下 1 MW。案例模擬結果整理如表 21 所示，從表可知若要執行服務品質測試，必須確保核研所內部設備皆能夠正常運行，才能通過服務品質測試的要求；而若是平日執行服務，應避免副儲能以外設備發生故障，才能避免微電網控制中心在接獲調度後因服務執行不良，而使收益打折、歸零或遭受 240 小時之罰款。由於主柴油發電機為服務的主力能源，所以當主柴油發電機在持續期間便發生故障時，將會影響整體服務期間的執行表現，使得平均執行率不佳而遭受 24 小時的罰款。

表 21:執行期間設備故障情境執行表現整理

模擬情境	平均執行率(%)	服務品質指標	服務品質測試-合格條件	
			各分鐘執行率 > 80 %	平均執行率 > 95 %
副儲能故障	97	1	X	O
主柴油故障	50	-24	X	X

三、論文發表產出

- Yu-Jen Liu, Wei-Chung Fu, Cheng-I Chen, Yih-Der Lee, Chin-Chan Cheng, and Yen-Fu Chen, “A Hybrid Approach for Low-Voltage AC Series Arc Fault Detection,” *Energies*, 16(3), Jan. 2023.

- Yu-Jen Liu, Cheng-Yu Lee, Wei-Ming Liu, Yih-Der Lee, Chin-Chan Cheng, and Yen-Fu Chen, “Optimization-based stochastic analysis method for the assessment of PV hosting capacity,” in *Proc. IEEE International Conference on Applied System Innovation (ICASI)*, Nantou, Taiwan, May 2022.
- Yu-Jen Liu, Cheng-Yu Lee, Po-Yu Hou, Yih-Der Lee, Chin-Chan Cheng, and Yen-Fu Chen, “A comparative analysis of LSTM and BiLSTM network-based methods in PV power prediction,” in *Proc. IET International Conference on Engineering Technologies and Applications (IET ICETA)*, Changhua, Taiwan, Oct. 2022.
- 劉偉名、劉祐任、李奕德、鄭金展、陳彥輔、施湘芸，以微電網資源參與台電即時備轉服務之模擬分析，第43屆中華民國電力工程研討會，台中，2022年12月1-2日。

四、結論

本計畫「混合能源協調分配及補償策略研究」，旨在建立利用核研所微電網系統參與即時與補充輔助服務之緊急支援策略設計。結去年度與今年度計畫成果，本研究已於 MATLAB/Simulink 環境完成所有實現緊急策略時所需之各種系統與分散式電源模型及其控制，所有已建構模型均可投入利用微電網系統運轉參與台電輔助服務之模擬分析研究。在緊急支援策略開發上，本研究主要以增開發電機組並以儲能為輔之運行方式作為設計原則，並利用在調度前、於反應期間與於執行期間三時段分別發生不同儲能裝置與不同發電機組故障之情境來驗證所提出策略之有效性，其無論在即時或補充備轉服務之模擬案例中均獲得有效之支援運行表現，讓微電網系統不因遭遇故障事件導致中斷輔助服務之運行。此外，在補充備轉模擬分析部分，亦加入提升微電網發電資源容量之設計，在最嚴重之主柴油機發生故障的情境案例下，從模擬結果可看出新增其他發電機組與提高既有儲能容量在此部分所帶來之效益，其可作為實際微電網系統未來進行設備升級或擴增之參考。綜合上述，本年度計畫所有工作項目與預計成果產

出均按規劃時程達成，期望本研究所開發之相關技術未來能有機會實現於真實系統場域，以為國內先進電網與能源技術之發展帶來貢獻。

肆、參考文獻

- [1] 趙文衡，國際電網韌性發展趨勢對我國能源合作的啟示，台灣經濟研究院。
- [2] 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>
- [3] 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。
- [4] 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。
- [5] C. Klansupar and S. Chaitusaney, “Impact Analysis of Renewable Energy Generation System on Spinning Reserve and Operating Cost,” *2018 15th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, pp. 301-304, 2018.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.

- [9] 李泓希，獨立系統頻控效能指標計算之頻率誤差控制目標研擬，國立中山大學電機工程研究所，2010。
- [10] Yaping Li, Ping Ju, Taiyou Yong, Jianguo Yao, Shengchun Yang and Wenbo Mao, “A distributed strategy for flexible load as Spinning Reserves in power system,” *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-4, 2015.
- [11] 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.
- [12] Z. Yu, Z. Song, Y. Hu and H. Feng, “An Optimal Scheduling Strategy of Spinning Reserve Considering Coordination Between Source and Load for Power System,” *2021 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*, 2021, pp. 719-724.
- [13] 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 (TENSYP)*, pp. 687-691, 2019.
- [14] G. Xiong, S. Okuma and H. Fujita, “Multi-agent based experiments on uniform price and pay-as-bid electricity auction markets,” in *Proc. of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, vol. 1, pp. 72-76, 2004..
- [15] G. Wang, X. Ge, K. Li, P. Tao, P. Ren and F. Wang, “Optimal Portfolio and Bidding Strategy for DER Aggregators Participating in Various Ancillary Services Transactions,” *The 10th Renewable Power*

Generation Conference (RPG 2021), pp. 469-475, 2021.

- [16] P. Sőrés, D. Raisz and D. Divényi, “Day-ahead market design enabling co-optimized reserve procurement in Europe,” *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, pp. 1-6, 2014.
- [17] X. Jia, M. Zhou and G. Li, “Study on Conjectural Variation Based Bidding Strategy in Spinning Reserve Markets,” *2006 International Conference on Power System Technology*, pp. 1-5, 2006.
- [18] P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, and J. Hasegawa, “New bidding strategy formulation for day-ahead energy and reserve markets based on evolutionary programming,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 157-167, 2005.
- [19] X. Yu et al., “Bidding Strategy for Power Generation Enterprises as Price Makers in Day-ahead Energy and Regulation Markets,” *2021 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 739-742, 2021.
- [20] B. Fanzeres, S. Ahmed, and A. Street, “Robust strategic bidding in auction-based markets,” *European Journal of Operational Research*, vol. 272, no. 3, pp. 1158-1172, 2019.