

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

配電網即時模擬及其調度策略研究

Real-Time Simulation and Power-Regulation Strategy of
Distribution Grid

計畫編號：110A010

受委託機關(構)：國立中央大學電機工程學系

計畫主持人：陳正一

聯絡電話：03-4227151 轉 34526

E-mail address：cichen@ee.ncu.edu.tw

協同主持人：談光雄

研究期程：中華民國 110 年 3 月至 110 年 12 月

研究經費：新臺幣 95 萬元

核研所聯絡人員：劉力源、賴佳平

報告日期：110 年 12 月 3 日

目 錄

目 錄	I
中文摘要	1
英文摘要	2
壹、計畫緣起與目的	4
貳、研究方法與過程	10
1. 分析國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例	10
2. 建立含再生能源之配電網即時模擬模型	13
3. 提出配電系統對多個分散式能源系統之協調調度策略	22
4. 參考國際配電系統擾動與故障情境，提出配電系統調度命令格式	26
5. 利用即時模擬方式開發配電管理系統之輔助調控策略	46
參、主要發現與結論	51
肆、參考文獻	53

中文摘要

由於再生能源與微電網建置之增加，使得穩定電力控制、能源最佳管理、互聯電網電力調度等議題逐漸受到重視。當大量的再生能源併入配電網後衍生之電壓變動問題將影響區域電網之供電穩定性與安全，此乃自然能之間歇特性導致再生能源發電設施之輸出電力產生變動以及系統中能源設施失衡的安裝設置所造成。不當的能源配置與電力調度策略會造成互聯電網系統在傳輸的過程中額外的損失，而控制響應性能不足的電力調控易形成微電網跳脫或減短電力設備的使用壽命。因此，提升系統控制時抗電力品質干擾能力及最佳化能源管理與調度，已逐漸成為電力公司與用戶間所關心的議題。本計畫主要目標為(1)建立含再生能源之配電網即時模擬模型；(2)提出配電系統對多個分散式能源系統之協調調度策略；(3)分析國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例；(4)參考國際上配電系統擾動與故障情境，提出配電系統之調度命令格式；(5)利用即時模擬方式開發配電管理系統之輔助調控策略。此外，本計畫將依據核能所微電網系統為基礎，建立相關配電網模型，並透過即時模擬系統探討分散式電源在不同運作模式與情境之調控策略以維護微電網系統之穩定性。

Abstract

Due to the widespread use of renewable energy and microgrids, the issues associated with stable power control, optimal energy management, power dispatch of interconnected microgrids have been of great concerns. With the large amount of renewable energy integrated into the distribution grid, various voltage problems affect the system stability and safety may be caused. This is due to the intermittent characteristics of natural energy which causes the output power variation on the renewable energy facilities and unbalanced installations of renewable power generations. The unsuitable energy arrangement and power dispatch strategy may introduce the additional power loss for the interconnected microgrids, and the insufficient performance of control response would easily lead to the tripping of microgrid and reduce the usage life of the power system equipments. Therefore, improving the robustness to power quality in system control and optimization of energy management and dispatch has become an important issue for both utilities and customers. The main objective of this project is to (1) build up the real-time simulation model for the distribution system with the renewable energy, (2) propose the power-regulation strategy for multiple distributed generations in the distribution system, (3) analyze

the international case studies for regulation reserve, spinning reserve, and supplemental reserve, (4) propose the dispatch commands for the distribution system by considering the system disturbances and faults, (5) develop the regulation control strategy with real-time simulation. Besides, the microgrid system of the institute of Nuclear Energy Research (INER) is adopted to establish the simulation models. Based on this system, the regulation and transfer strategy of the distributed generators in different operating modes would be discussed to maintain the stability of the microgrid system.

壹、計畫緣起與目的

過去大多數國家在固定區域建設大型發電廠如火力發電廠、核能發電廠以及水力發電廠等，所採用的發電型式稱為集中式發電。而建立一個完善的電力輸送網路所開發的大型發電、輸電及供電系統，必須花費相當多的人力與金錢。不僅如此，為了安全考量，集中式大型發電廠往往建造於偏遠地區與用戶端距離遙遠，因而必須藉助輸、變電系統提高電壓，透過電力線輸送、變壓供給用戶端使用，所以電力公司必須承擔傳輸電力過程中大量能量之損失及設備機組的維護。然而大型發電廠一旦發生故障，勢必將造成整體電網的穩定度降低，更可能演變成無預警的大規模停電；另外隨著都會區及工業區的負載集中、電力需求急速成長，而變電所尋址及興建卻變得相當困難，時常遭遇民眾抗爭，造成集中式電源無法輸送到電力需求端，地區性供電面臨瓶頸。因此世界各國紛紛開發新的能源供應環境，其中以分散式電源(Distributed Generation, DG)系統最能解決集中式發電所產生的問題[1], [2]。

隨著再生能源使用率逐漸上升，為了整合分散式發電系統，學者提出了微電網應用的概念。分散式發電和微電網因其在再生能源應用中的靈活功率控制能力而日益受到關注，如：提供虛功補償、調節頻率變化、增加系統備轉容量等，以提高電網的穩定度與安全、提升再生能源的比例、減少能源成本與損耗、降低碳排放等，因此國內外產學研紛紛積極投入微電網研究。微電網主要由分散式能源、儲能設備、功率調節系統、靜態開關等組合而成，透過靜態開關連接，一般情況下微電網與市電併聯運轉，而當市電或微電網內部發生故障時則斷開兩者連接，使微電網進入孤島模式運轉，當故

障原因修復後則重新與市電連接運轉。而再生能源為一具有不確定性的間歇性能源，系統內也具有不可預測的負載變動，儲能設備作為微電網可控部分，透過量測電源端與負載端之電壓振幅、相位、頻率的變化，控制儲能設備的充放電，以穩定微電網在孤島及併網模式間的運行。但是再生能源的分散式發電系統需要併上配電網，因此大量的再生能源發電系統併入配電網將造成電壓及頻率變動的問題，影響配電網穩定度，所以需要有所規範，對於責任分界點兩側的電壓、相角、頻率規定在誤差範圍內。在台電再生能源併聯技術要點中規定應具備低電壓持續運轉能力(Low Voltage Ride Through, LVRT)，如圖 1 所示。當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，發電設備於責任分界點電壓高於圖 1 中之實線，應持續運轉，電壓低至 0 p.u.時，應持續運轉 0.15 秒。再生能源發電系統於責任分界點電壓驟降時，該再生能源發電系統能夠持續併網不解聯，甚至向該電網提供足夠的虛功以支撐電網電壓，直到電網電壓恢復正常，若電壓驟降超過規定之時間，則可以解聯進入孤島模式。

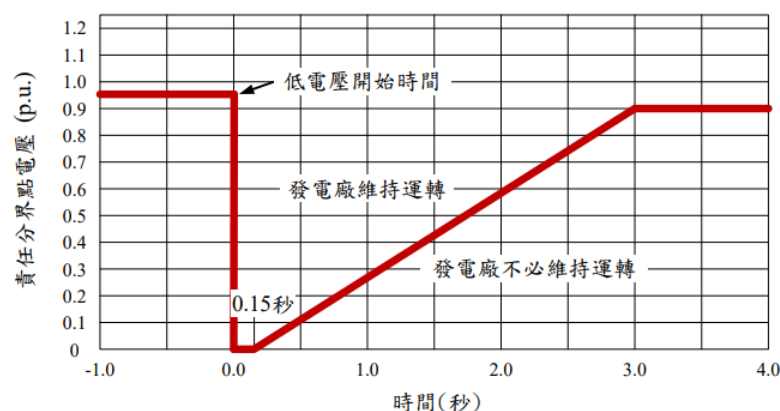


圖 1、台電低電壓持續運轉規範曲線

在微電網的發展下，電力調度的需求也逐漸地提高，對於微電

網的發展方向不再侷限於提高再生能源的系統滲透率，而是更加全面地提升節能效益，以達成永續發展之目標。這時如何運用配電網中多微電網的電力調度技術，便成為未來分散式系統發展與微電網商轉之應用關鍵，因此發展高效率電力調度技術讓多個微電網間能互相溝通與輸送電力為當前重點研究方向。

大部分能用於微電網的分散式電源並不適合直接併接到市電上，還需要利用功率開關元件所建構之轉換器當作介面(dc/ac or ac/dc/ac)，而變流器的控制方法是微電網主要的核心問題，其中最為常見的控制法則區分如下[3], [4]：(1)下降控制法(Droop-Based Method)與(2)主從控制法(Master-Slave Method)。下降控制法的來源是從同步發電機功率平衡的特性而來[5], [6]，當同步發電機的輸入功率與輸出功率不平衡時，它的輸出實功率會使得轉子的轉速改變進而造成頻率的變動；同樣地當輸出虛功率變動將會造成電壓振幅改變。然而，實際因為系統上線路輸出阻抗的不確定性以及忽略負載的特性，採用下降控制的各分散式電源不能夠準確地提供功率[7]。此外，下降控制也不適合被應用在負載是非線性的狀況下，因為其會忽略失真電流[7]。主、從控制的主要目的是確保微電網內的分散式電源其輸出追隨其實、虛功率命令或電壓、頻率命令[8], [9]；換句話說，微電網控制主機分散式電源被視為主控制單元(Master)在併網操作下輸出實、虛功率；當電網偵測到市電發生異常時，分散式電源必須與市電切離，因此控制方法將會從併網模式切換到孤島模式，此時微電網控制主機將從原本的實、虛功控制切換成電壓、頻率控制，負責穩定微電網內的電壓與頻率；而其餘電網內的分散式電源不管是在併網或孤島模式下，皆被視為是從屬部分(Slave)並

且當成電流源做實、虛功率控制。主、從控制的優點是低風險、技術上容易實現[7], [8]，但是主要的 Master 本身必須要夠穩定。另外以系統層級來看，微電網大多數採用分級控制[7]-[8](Hierarchical Control)，分級控制模式通常會有一個中央或本地控制器負責收集各分散式電源電壓、電流、頻率及負載需求等相關訊息，並且依據現況預測及調節各分散式電源之輸出與負載卸除等。

儲能系統部分在文獻[9]中，提到儲能系統在微型電網中扮演的角色，其能儲存多餘的再生能源電量，例如風力發電、太陽能，並於意外事故發生時提供足夠的實功率，所以併網時將採用外迴路實虛功控制將電能傳送電網，在電網恢復正常後重新充電。儲能系統在電網負載離峰時可從電網獲取電能來進行充電，在電網負載尖峰時刻改為發電方式運轉，向電網傳送電能，避免高成本的尖峰發電。

目前太陽能發電系統中較為普遍且常用的有以下三種：單晶矽、多晶矽與非晶矽太陽能發電系統。三種太陽能發電系統各有其優缺點，適用場合也不同。由太陽能發電系統的光電轉換原理，可以得知其發電的特性曲線為一非線性曲線，會受到日照強度、溫度、元件老化、材料等因素影響。在不同的工作環境下，為了發揮最高的發電效率，必須加入最大功率點追蹤(MPPT)的控制方法。最大功率點追蹤在許多文獻中均有相關探討，常見的有(1)擾動觀察法與爬山法[9], [10]；(2) 增量電導法；(3)模糊邏輯控制法，而太陽能發電系統必須根據現場工作環境因素來選擇最適當的最大功率追蹤法。

當高占比再生能源整合至配電網時，所引發之饋線電壓變動一直是相當常見之問題，而尋求適當的改善措施與技術來維持系統之

電壓穩定也一直是系統運轉人員所致力之工作。近年來，除傳統安裝固定式切換電容器組與調整變電站內之電壓器分接頭之方式之外，對於含有再生能源之配電系統另一較常採用之饋線電壓控制方法，乃利用再生能源內之變流器裝置所提供之虛功控制來控制併接點上之電壓。而許多變流器之虛功控制主要係以維持單位功因或以固定虛功率設定作為虛功控制目標。然而，實際併接點上的電壓控制能力會受限於所使用變流器的額定視在功率，此可根據變流器之能力曲線決定。某些情況下，為能在超出額定實功率範圍下進行電壓控制，變流器可使用過容量運轉方式[11]。面對配電網中裝設之再生能源安裝容量急遽增加，上述傳統變流器之功率調整功能已無法應付各種因發電或負載變動所帶來之電壓控制需求，使得現行許多配電系統運轉饋線仍會利用安裝在饋線上之其他電壓調整設備或虛功補償裝置，來進行含有再生能源設施時之饋線電壓調整作業，例如使用變壓器有載分接頭切換(On Load Tap Changer, OLTC)等。然而傳統的饋線電壓控制方式通常不具有協調功能，因此遇到大量再生能源併網時，設備的作動將接連受到影響。例如，當出現逆送電力潮流運轉狀況時，再生能源所產生之電能會逆流回到變電站端，此時將迫使 OLTC 之電壓調整器操作於逆向模式，而由於變電站端之電壓通常高於下游再生能源端，使得 OLTC 必須增加其二次側分接頭數量或切換次數來維持電壓穩定，此舉也連帶造成設備運轉維護之負擔。因此，對傳統電壓控制設備提出具協調控制之策略方法或採用其他先進的饋線控技術，是目前配電系統規劃研究上之趨勢。

目前有許多和再生能源用變流器相關國際標準之制訂，開始對變流器之功能進行要求，例如 California Rule 21 規定[12]、IEEE 1547

系列標準[13]與 UL 1741-SA 標準[14]等，使得傳統變流器裝置得以演變成智慧變流器，並提供諸如饋線電壓控制等更多電網控制功能。除此之外，儲能系統之應用亦是另一項重要之電網技術發展，憑藉其充放電控制設計，同樣可達到參與電網控制與服務之能力。

由於再生能源與微電網建置之增加，使得穩定電力控制、能源最佳管理、互聯電網電力調度等議題逐漸受到重視。當大量的再生能源併入配電網後衍生之電壓變動問題將影響區域電網之供電穩定性與安全，此乃自然能之間歇特性導致再生能源發電設施之輸出電力產生變動以及系統中能源設施失衡的安裝設置所造成。不當的能源配置與電力調度策略會造成互聯電網系統在傳輸的過程中額外的損失，而控制響應性能不足的電力調控易形成微電網跳脫或減短電力設備的使用壽命。因此，提升系統控制時抗電力品質干擾能力及最佳化能源管理與調度，已逐漸成為電力公司與用戶間所關心的議題。本計畫主要目標為(1)建立含再生能源之配電網即時模擬模型；(2)提出配電系統對多個分散式能源系統之協調調度策略；(3)分析國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例；(4)參考國際上配電系統擾動與故障情境，提出配電系統之調度命令格式；(5)利用即時模擬方式開發配電管理系統之輔助調控策略。此外，本計畫將依據核能所微電網系統為基礎，建立相關配電網模型，並透過即時模擬系統探討分散式電源在不同運作模式與情境之調控策略以維護微電網系統之穩定性。

貳、研究方法與過程

核能研究所先期投入微電網、再生能源建置與研發，於 2010 年完成國內首座百瓩級自主式微電網試驗場的建置。於 2014 年實際併接台電龍潭 OQ38 高壓配電網饋線，可於 20 公里外接受台電區處調度指令，進行微電網負載需量卸載、解聯與併聯，以及完成配電層級儲能系統的平滑控制、穩壓調控及調頻功能開發及實測。於 2015 年完成連續 100 小時孤島運轉測試，與台電解聯並透過微電網電能管理系統的排程與運轉控制技術可保持長時間孤島運轉。於 2018 年完成保護技術開發，偵測與隔離微電網外部故障，並使微電網轉為孤島運轉與低頻卸載。而現階段將應用微電網技術及整合本土產業技術，於 2019 年開發先進配電管理系統關鍵技術，開發微電網與配電網功率調節系統之協調控制技術以及即時調度技術，以提升協助配電系統之微電網與再生能源的即時調度能力。本計畫主要針對核能研究所微電網與配電網間之電力調度策略進行研究，並透過即時模擬系統驗證計畫所開發之策略可行性。以下根據各項工作項目進行詳細說明。

1. 分析國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例

為維持電力供應安全與可靠、確保電力系統穩定、維持電力品質及因應偶發事故，公用售電業向輸配電業購買輔助服務之支出，主要含調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量、全黑啟動及其他(如調整電壓)等服務。其中調頻服務主要因應用電負載量之即時變化性，供電與用電必須隨時保持動態平衡；此備轉容量須於 3 分鐘內反應，且須持續 15 分鐘以上。提供調頻備轉容量之設備需具

備自動發電控制 AGC(Automatic Generation Control)或自動頻率控制 AFC(Automatic Frequency Control)能力。而即時備轉服務為因應機組偶發事故後，造成系統電能之暫時性短缺，準備其容量可於短時間內補充系統短缺之電能。即時備轉容量需持續至少 1 小時。例如 2008 年 2 月 26 日，德州電力可靠度委員會為因應負載及風力發電預測失準，負載增加超乎預期及正好碰上機組跳機導致系統頻率下降，立即啟動緊急電力削減計劃，歷時約 3 小時讓系統恢復正常供電。在補充備轉服務方面，為因應系統偶發事故後補充電能短缺，其容量可使電力調度單位重新調整各項備轉容量佈署，恢復系統正常供電能力，以因應系統下次之偶發事故，補充備轉容量須持續至少 2~4 小時。因此，本計畫將分析國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例，以規劃核能研究所微電網參與輔助服務之策略。

輔助服務是屬於一種短時間的備轉容量，在電力系統的穩定上用於即時的電力調度。在不同的電力市場，由於電源結構、電網結構、負載分布和負載特性的不同，需要的輔助服務種類和數量也不同。在非自由化的市場中，由該調度單位所屬之電業發電機組提供，或由調度單位向可提供輔助服務的業者簽訂雙邊合約，其成本通常隱含在電能價格裡，若是開放電能轉供的區域，則是向轉供的客戶收取相關費用；在自由化電力市場中，頻率控制和備轉容量是建立競爭性電力輔助服務市場之重要因素，其價格是由市場競爭決定的，而無效功率與全黑啟動服務方面則依據系統調節與控制需求而決定是否納入系統中。合理的電力輔助服務價格對於電力市場發展是否健康長遠、電網安全是否穩定健全都有重要的意義。

依據所蒐集到之國際輔助服務之反應速度，歸納如表 1 所示

[15]。而隨著台灣電力公司於 110 年 7 月進行電力交易平台開始試營運，率先導入日前輔助服務交易，台灣目前輔助服務的運作模式如表 2 所示。

表 1、國際應用調頻、即時與補充備轉容量方式[15]

備轉容量反應時間	新加坡	愛爾蘭	比利時	美國
調頻備轉	8 秒	5~15 秒	~30 秒	5 秒
即時備轉	30 秒	15~90 秒	30 秒~15 分鐘	10 分鐘
補充備轉	10 分鐘	(1)90 秒~5 分鐘 (2)5~20 分鐘	15 分鐘	30 分鐘

表 2、台灣電力公司輔助服務運作模式[16]

分類	調頻備轉		即時備轉	補充備轉
	dReg	sReg		
目的	因應供電機組跳機、系統負載突增、系統供需預測誤差		因應供電機組跳機、系統負載突增、系統供需預測誤差而衍生之系統供電容量差異	因應系統發生事故失去電源時之事故處理
反應時間	~秒	~1 分鐘	~10 分鐘	~30 分鐘
持續時間	15 分鐘以上	30 分鐘以上	1 小時以上	2~4 小時以上
需求容量	±1300 MW		1000 MW	1000 MW
資源	儲能系統、發電機組 (AGC)		儲能系統、需量反應、自用發電設備、發電機組	需量反應、自用發電設備、發電機組
註：dReg 為動態調頻輔助服務、sReg 為靜態調頻輔助服務。				

表 1 中國際應用調頻、即時與補充備轉容量方式，主要是因應供電機組跳機、系統負載突增、系統供需預測誤差、因應系統發生事故失去電源時之事故處理，技術文獻中並無載明如表 2 台灣電力公司所述及之應用情境，僅提及透過儲能系統、需量反應、發電機組達成不同響應速度之供需平衡需求。由上述表中資訊可知，因台

灣與美國的反應時間規範相同，國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例可參考美國的運轉方式。不過台灣系統與國際運轉方式差異不大，甚至在調頻輔助服務項目規範更詳細，分為 dReg0.25、dReg0.5、sReg，分別進行系統頻率偏移 0.25 Hz、0.5 Hz 情況下的動態調頻與靜態調頻，而台灣電力公司於 110 年 8 月 19 日啟用基準頻率調整，目的為因應電力系統執行不同頻率的運轉操作，新增「接受調度中心指令，調整系統頻率變動輸出或輸入功率曲線基準值」的技術功能需求。此外，未來更規劃新增增強型動態調頻備轉(Enhancement dynamic Regulation, E-dReg)服務，該操作方式以 dReg0.5 為基礎加上尖離峰移轉功能構成的服務，適用對象為併網型儲能，合格交易者需要根據系統頻率以及 E-dReg 充放電指令提供不超過交易容量的 dReg0.5 操作容量與 E-dReg 充放電容量加總。目的為因應 16:00–19:00 系統電能移轉需求，為該時段之能源短缺提供支援，預計 111 年實施。而目前台灣電力輔助服務主要進行實功率與頻率之調節控制，未來亦將新增虛功率控制。

2. 建立含再生能源之配電網即時模擬模型

配電網中之微電網是將分散式電源與鄰近負載端組成新的微型電網，其中包含兩種運轉模式，一是正常情況下，微電網與市電併聯運轉，稱為併網模式；另一是當檢測出微電網外部發生故障或電力品質不符合要求時，微電網將即時與市電解聯並獨立運轉，稱為孤島運轉模式。在微電網系統中最重要之議題為功率分配亦即電能管理，在併網模式運作時，市電與微電網內各分散式電源將一起負責

負載所需功率並達到供需平衡，而當在孤島運轉模式時，由於微電網已與市電脫離，微電網內分散式電源將適時改變輸出功率或者利用負載卸除，以符合負載供需平衡；另外，在併網模式運作時，微電網系統的電壓與頻率皆完全由市電所箝制，而當市電發生異常脫離進入孤島運轉模式時，由於供需的不平衡，將導致微電網系統的電壓與頻率造成波動，嚴重的話將導致微電網系統無法運作而崩潰。因此，目前在微電網系統分散式電源控制部分，主要的控制法則有：(1)定功率控制法(PQ Control)、(2)電壓、頻率控制法(V/f Control)。定功率控制法為各分散式電源依已預先設定之實、虛功率命令來輸出功率；電壓、頻率控制法主要是控制及穩定系統電壓與頻率，而忽略分散式電源功率之改變輸出。另外，以系統層級亦可區分為下列控制模式：(1)主、從控制(Master-Slaver Control)、(2)分級控制(Hierarchical Control)。主、從控制模式最主要是當微電網孤島運轉時，將其中一個分散式電源由原先定功率控制法轉換成電壓、頻率控制法，而其他分散式電源則仍然維持定功率控制；分級控制模式通常會有一個中央控制器負責收集各分散式電源電壓、電流、頻率及負載需求等相關訊息，並且依據現況預測及調節各分散式電源之輸出與負載卸除等。另一方面，實功-頻率、虛功-電壓的下降控制方法，使分散式發電在不需通訊的情況實現輸出功率調節。

(a) 定功率控制

採用定功率控制的主要目的是使分散式電源在併網時，輸出指定的實功率與虛功率，控制方塊圖如圖 2 所示，按照預先設定的實、虛功命令做輸出，實功率命令 P_m^* 與實功率 P_m 比較及虛功率命令 Q_m^* 與虛功率 Q_m 比較後，經過 PI 控制器產生 q 軸命令電流 i_q^* 與 d 軸命令電流 i_d^* ，與變流器輸出 i_q 、 i_d 電流比較後經過 PI 控制器再利用鎖相迴路偵測市電網路所得相角 θ_e 經由二相同步旋轉座標軸對三相固定座標轉換後，產生三相電壓命令 u_{coma} 、 u_{comb} 、 u_{comc} 與三角波做比較後，得到開關控制訊號，利用功率開關元件達到控制實功率與虛功率的目的。

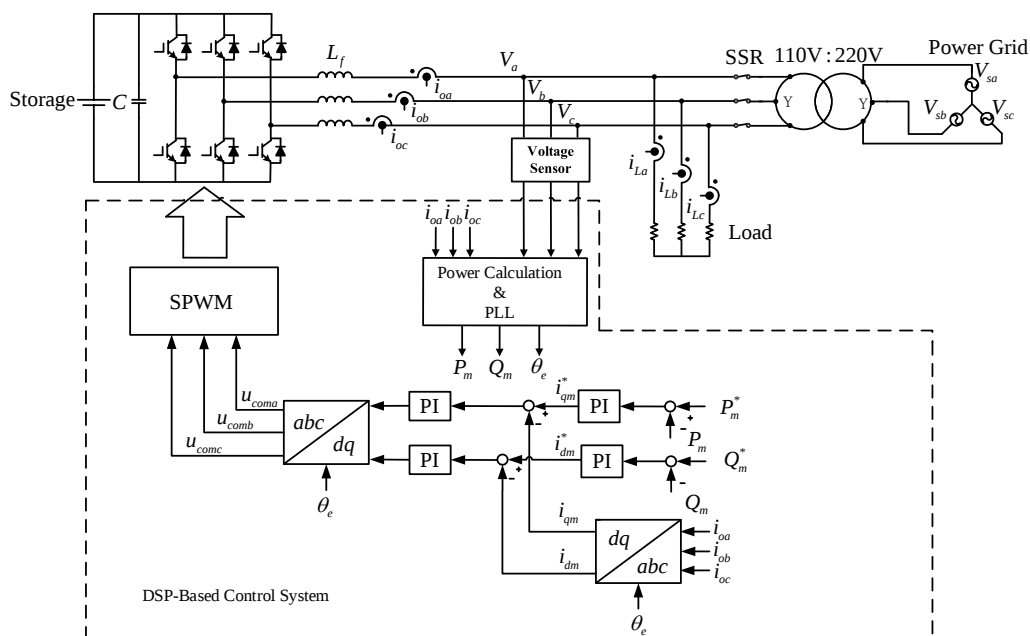


圖 2、定功率控制架構圖

(b) 電壓頻率控制

當市電發生異常時，微電網利用靜態開關與市電脫離，形成孤島運轉模式，當微電網進入孤島運轉時，分散式電源由原先實、虛功率控制立即切換至電壓與頻率控制，以負責維持微電網系統的電壓及頻率，控制架構如圖 3 所示，其中原先 θ_e 為偵測市電網路產生之相角，因微電網系統已進入孤島運轉，故此新相角 θ_e^* 將由頻率命

令 f^* 轉換而成之相角取代，電壓命令 V^* 與輸出電壓 V 比較後，經過 PI 控制器產生命令電流 i_q^* ，而頻率命令 f^* 與頻率 f 比較後，經過 PI 控制器產生命令電流 i_d^* ，與變流器輸出 i_q 、 i_d 電流比較後經過 PI 控制器再利用 θ_e^* 經由二相同步旋轉座標軸對三相固定座標轉換後，產生三相電壓命令 u_{coma} 、 u_{comb} 、 u_{comc} 與三角波做比較後，得到開關控制訊號，利用功率開關元件達到控制電壓與頻率的目的。

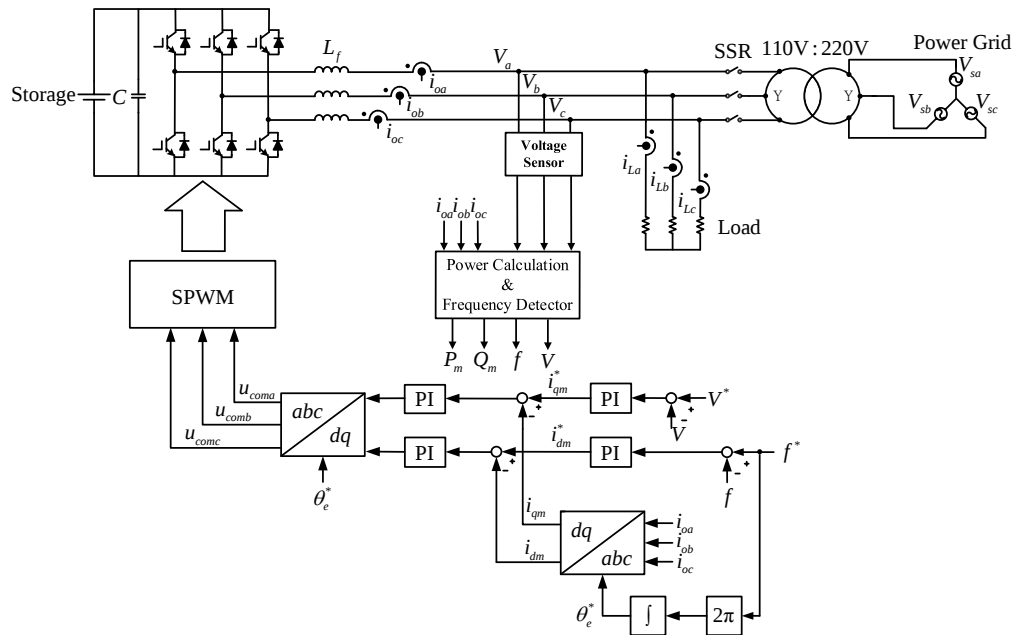


圖 3、電壓頻率控制架構圖

因此本計畫依據核能研究所之微電網系統進行輔助服務即時模擬，該系統之單線圖如圖 4 所示。依據台灣電力公司所述及之輔助服務應用情境，本計畫規劃三種情境案例進行模擬：

情境 1-於 5 秒時供電機組跳機，系統轉孤島輔助服務啟動(儲能充電->放電)

情境 2-於 5 秒時負載突增，輔助服務啟動(儲能增加放電)

情境 3-於 5 秒時供電機組跳機，系統轉孤島，因儲能容量評估不足，於 7 秒時執行需量反應，進行部分卸載

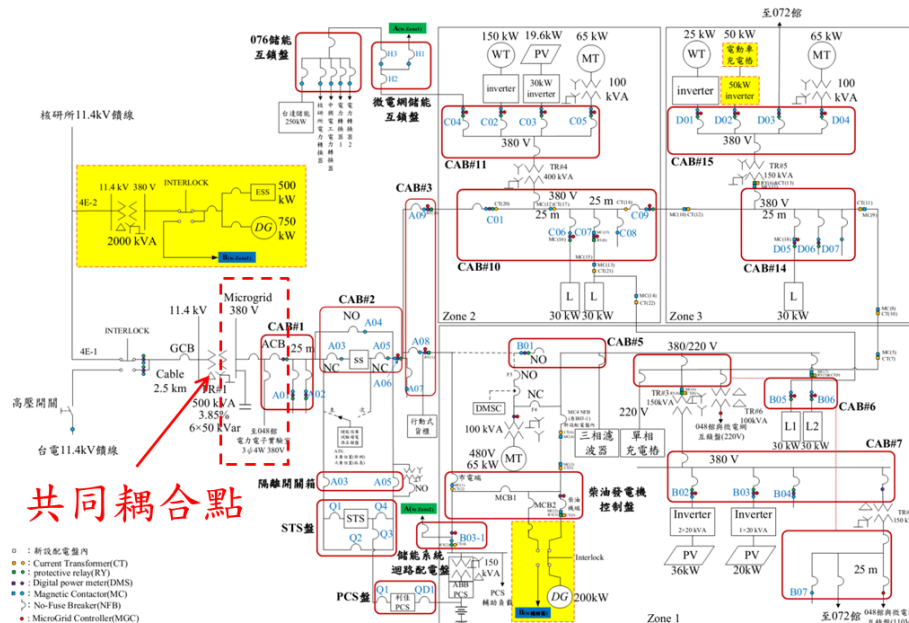


圖 4、核能研究所微電網系統單線圖

情境 1：

圖 5-8 分別為市電及儲能系統電壓、電流、實功、虛功、共同耦合點頻率及電壓有效值。由結果可知，於 5 秒時供電機組跳機，微電網系統從併網模式轉換為孤島模式，輔助服務啟動使得儲能系統從充電模式切換為放電模式。

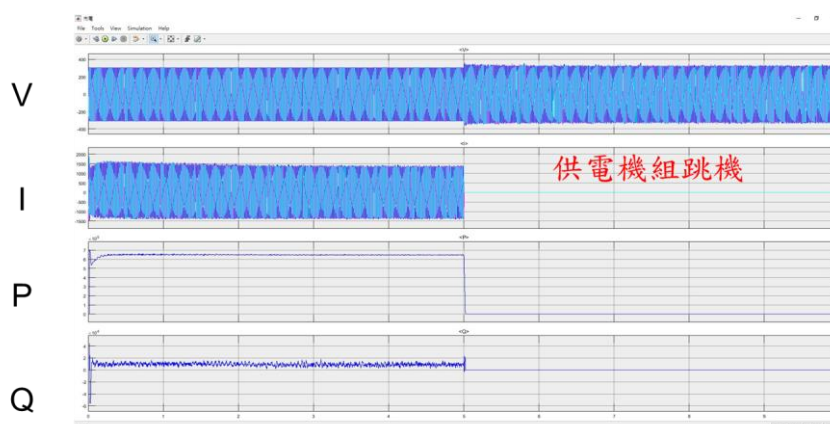


圖 5、情境 1 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 500 A、實功每格 100 kW、虛功每格 20 kVar)

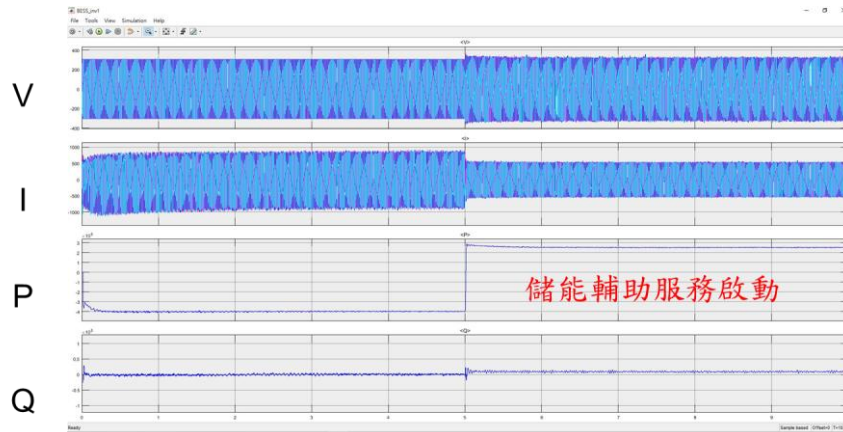


圖 6、情境 1 儲能系統端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 500 A、實功每格 100 kW、虛功每格 50 kVar)

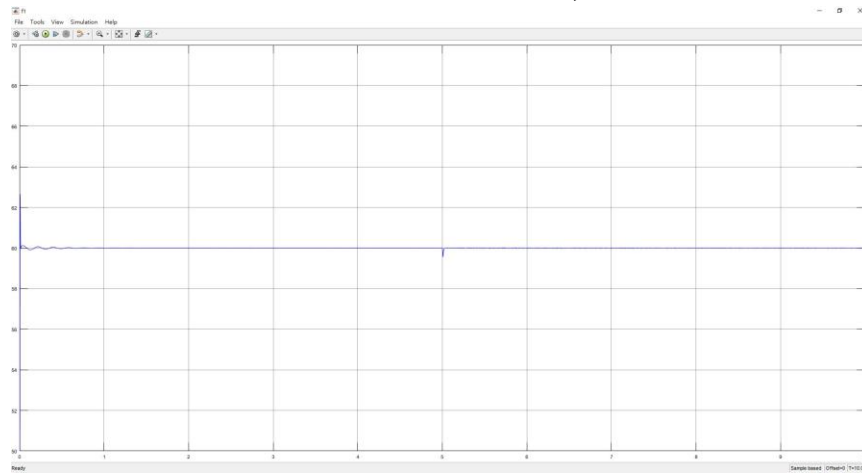


圖 7、情境 1 共同耦合點頻率(橫座標：每格 1 秒、縱座標：每格 2 Hz、標稱值 60 Hz)

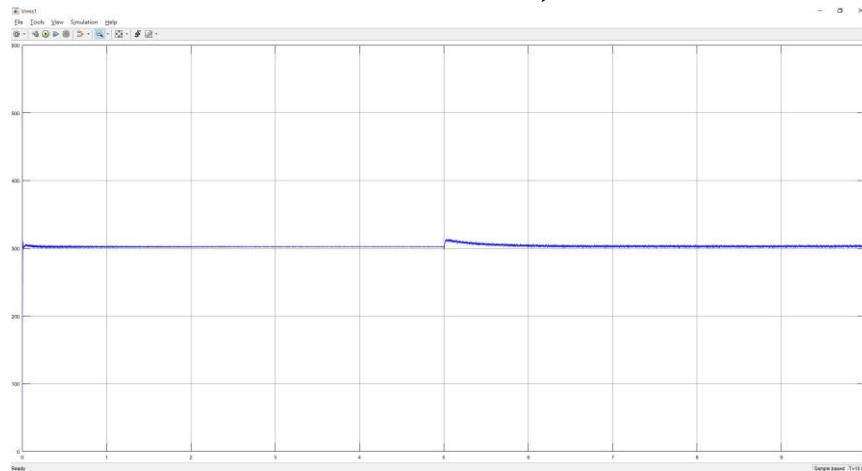


圖 8、情境 1 共同耦合點電壓有效值(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V)

情境 2：

圖 9-12 分別為市電及儲能系統電壓、電流、實功、虛功、共同耦合點頻率及電壓有效值。由結果可知，於 5 秒時負載突增，微電網系統輔助服務啟動使得儲能系統增加放電量。

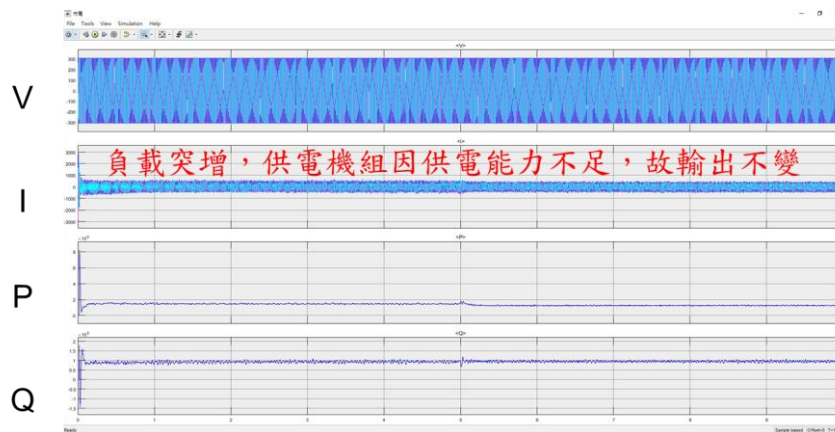


圖 9、情境 2 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 1000 A、實功每格 200 kW、虛功每格 50 kVar)

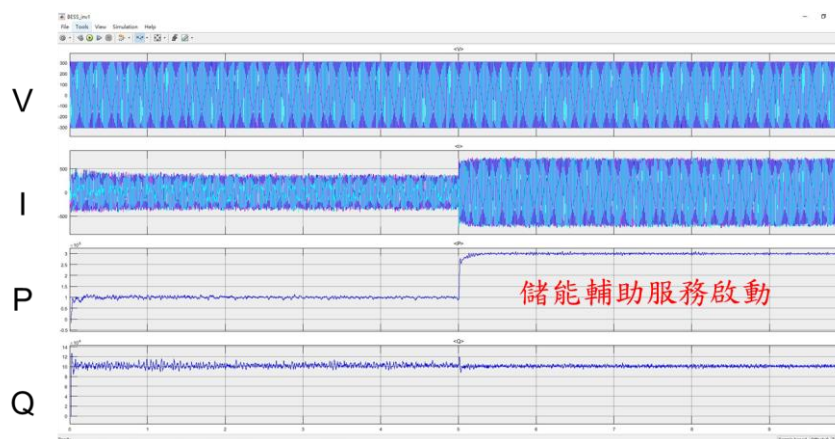


圖 10、情境 2 儲能系統端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 500 A、實功每格 50 kW、虛功每格 20 kVar)



圖 11、情境 2 共同耦合點頻率(橫座標：每格 1 秒、縱座標：每格 2 Hz、標稱值 60 Hz)

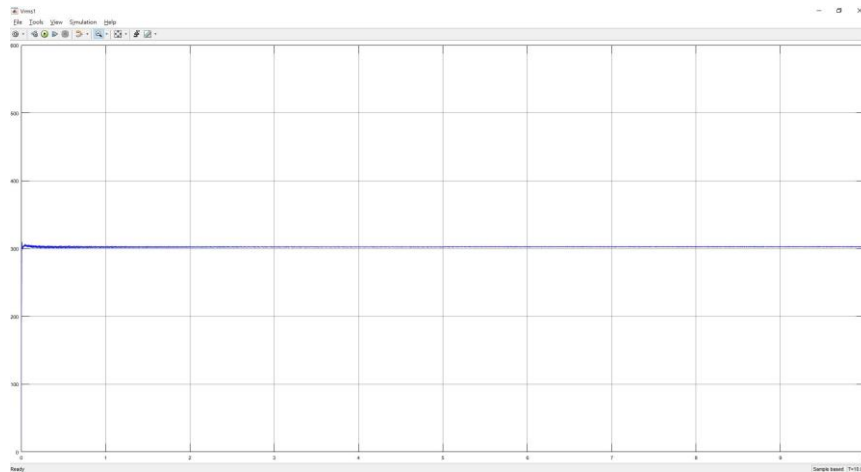


圖 12、情境 2 共同耦合點電壓有效值(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V)

情境 3：

圖 13-16 分別為市電及儲能系統電壓、電流、實功、虛功、共同耦合點頻率及電壓有效值。由結果可知，於 5 秒時供電機組跳機，微電網系統從併網模式轉換為孤島模式，輔助服務啟動使得儲能系統從充電模式切換為放電模式，但因儲能容量不足，於 7 秒時執行需量反應，進行部分卸載。

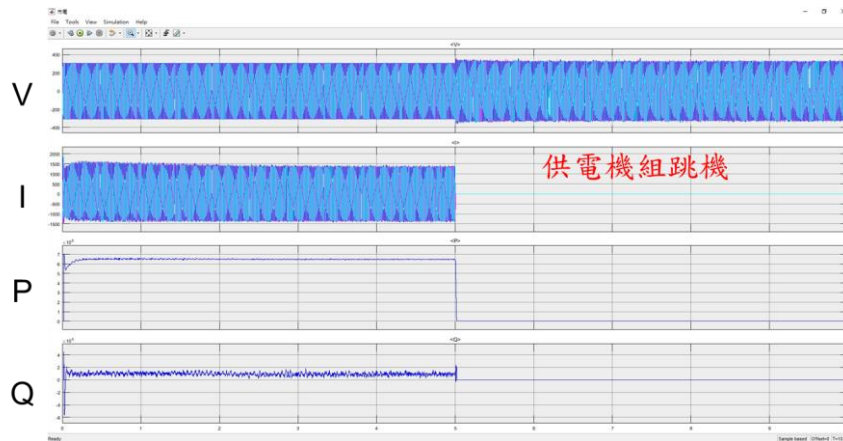


圖 13、情境 3 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 500 A、實功每格 100 kW、虛功每格 20 kVar)

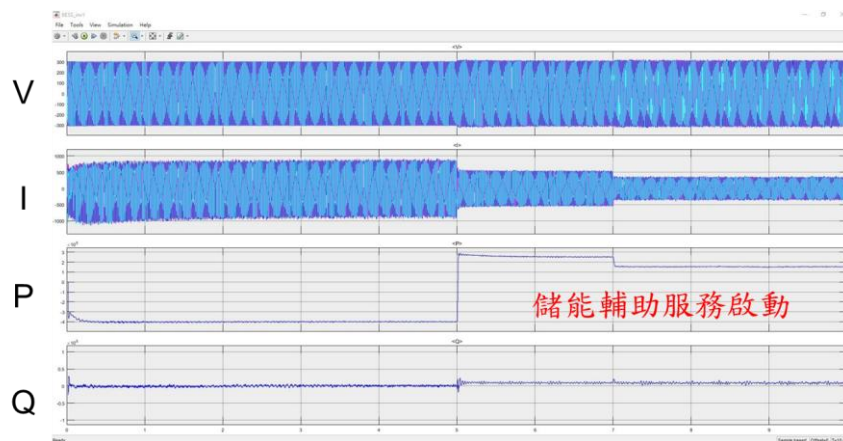


圖 14、情境 3 儲能系統端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 500 A、實功每格 100 kW、虛功每格 50 kVar)



圖 15、情境 3 共同耦合點頻率(橫座標：每格 1 秒、縱座標：每格 2 Hz、標稱值 60 Hz)

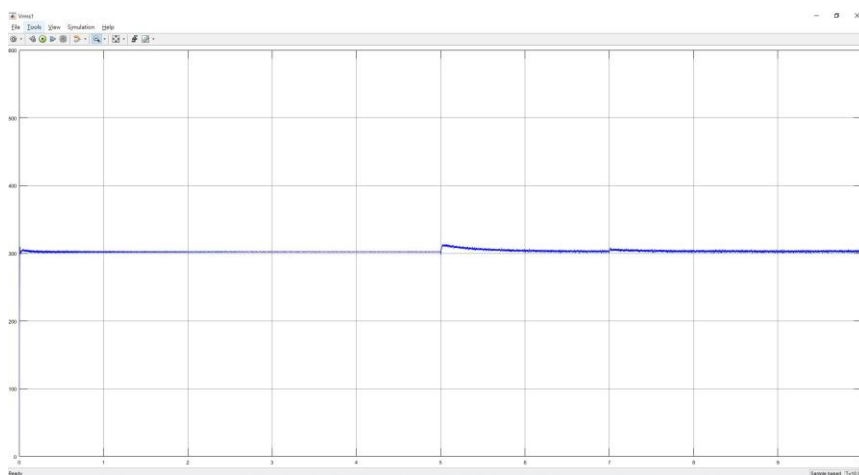


圖 16、情境 3 共同耦合點電壓有效值(橫座標：每格 1 秒、縱座標：電壓每格 100 V)

由模擬結果可知，儲能系統皆能達成調頻、即時與補充備轉輔助服務之反應要求；持續時間取決於儲能容量，因此無呈現於模擬結果。對照新加坡、愛爾蘭、比利時、美國等國之規範，本研究之控制架構與策略皆符合需求。此外，對照我國台電輔助服務之規範，本研究之控制架構與策略亦符合需求。共同耦合點之電壓與頻率在事件發生後，皆能快速回復至系統標稱值，維持系統穩定性。

3. 提出配電系統對多個分散式能源系統之協調調度策略

為了提升能源使用效率，主要需透過微電網之第二層控制或能源管理系統來保持微電網的運轉可靠度及穩定性。在孤島模式的運行下，系統只能依靠微電網自身的儲能和再生能源提供電力，若無有效的電力調度方式，可能導致儲能能源用盡或再生能源產量過多導致棄電，因此微電網能源管理的導入將可在創能、儲能、耗能間進行電力調度，使再生能源的使用效率提高，並達到延長整體系統運作時間、運轉成本經濟化等目標。由表 1 與表 2 之資訊可知，台灣所訂立儲能系統輔助服務之項目較為詳細，因此本計畫針對最為嚴格之 dReg0.25 調頻備轉輔助服務進行模擬分析。dReg0.25 調頻備轉輔助服務之系統頻率、操作功率對照情形如表 3 所示，而調度曲線則如圖 17-19 所示。本模擬案例微電網架構及自動頻率控制模式操作流程如圖 20 所示。

表 3、dReg0.25 調頻備轉輔助服務系統頻率、操作功率對照表[16]

	系統頻率	對應符號	操作功率	對應符號
dReg 0.25	59.75 Hz	A _F	100%	A _P
	59.86 Hz	B _F	52%	B _P
	59.98 Hz	D _F	9% ~ -9%	E _P /F _P
	60.02 Hz	F _F	-9% ~ 9%	F _P /E _P
	60.14 Hz	G _F	-52%	G _P
	60.25 Hz	H _F	-100%	H _P

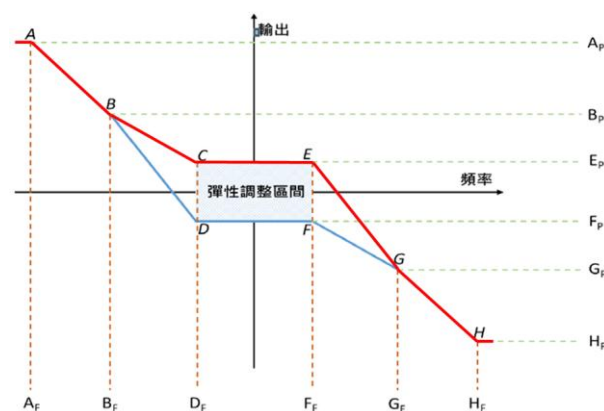


圖 17、dReg0.25 放電最大化調度曲線[16]

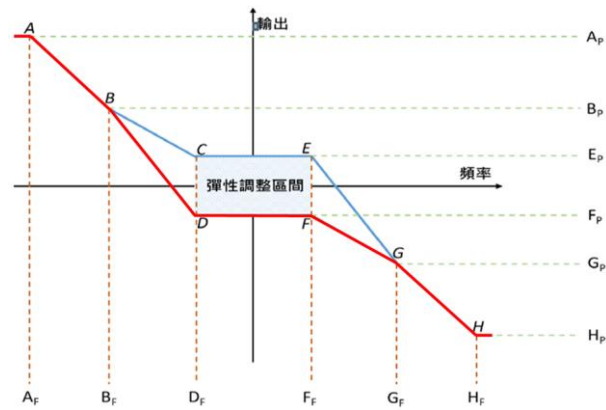


圖 18、dReg0.25 充電最大化調度曲線[16]

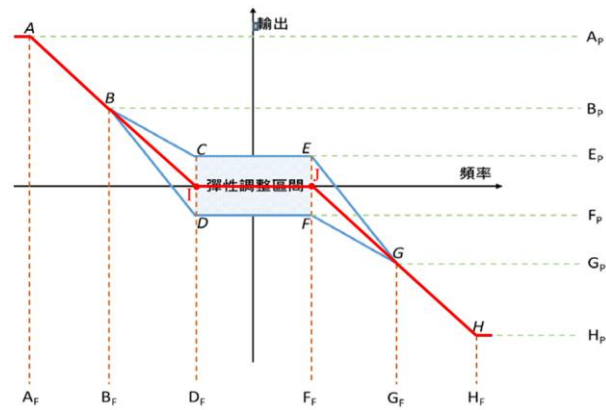


圖 19、dReg0.25 最小吞吐量調度曲線[16]

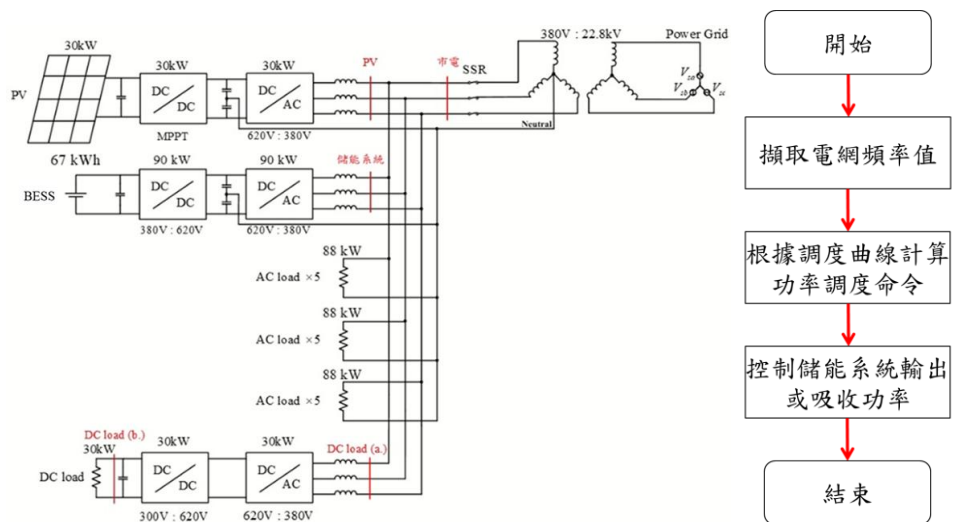
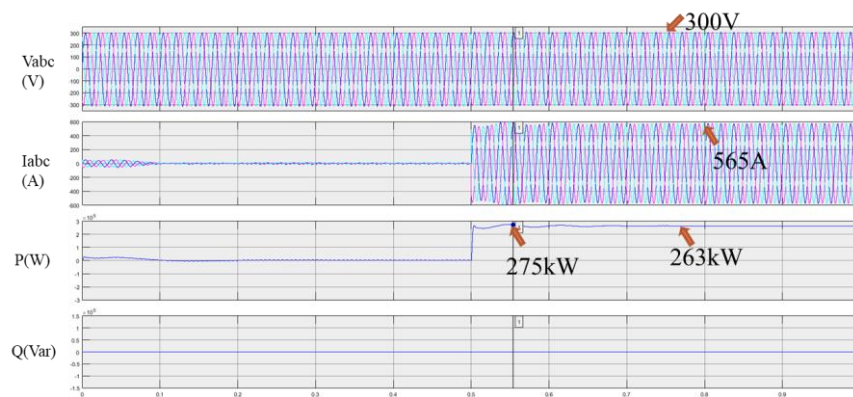
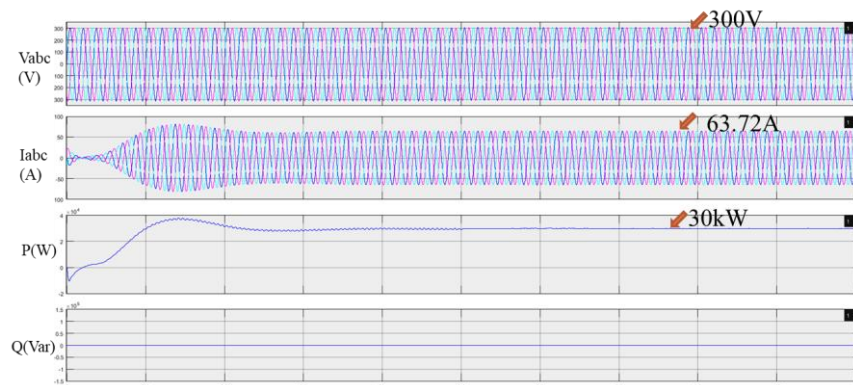


圖 20、dReg0.25 模擬案例微電網架構及自動頻率控制操作流程

在本模擬案例中，儲能系統輸出最大功率為 30 kW，太陽能系統固定輸出 30 kW。0 秒至 0.5 秒時，負載為 30 kW，儲能系統不輸出實功，0.5 秒後負載上升至 294 kW(AC load 每相增加 88 kW)，系統頻率下降至 59.82 Hz，而此時儲能系統則根據自動頻率控制調度曲線輸出功率，最後使系統頻率回復至 60 Hz，此時市電提供 263 kW、太陽能提供 30 kW、儲能系統提供 1 kW。本模擬案例之市電資訊、太陽能系統資訊、系統頻率及儲能系統資訊如圖 21 所示。由結果可知，微電網之電力協調調度主要依據系統頻率值之變動情況，進行閉迴路即時控制，因此無論太陽能發電功率及負載輕重載條件如何，儲能系統在執行調頻輔助服務命令時，僅由系統頻率值決定控制命令。

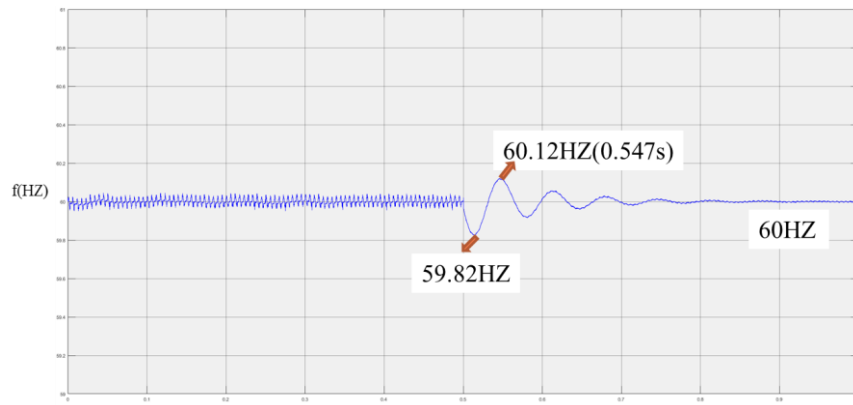


(a) (橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 200 A、實功每格 100 kW、虛功每格 50 kVar)

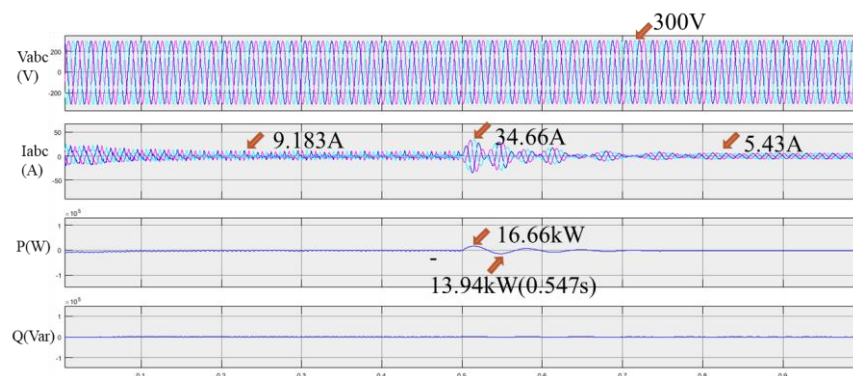


(b) (橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 50 A、實功每格 100 kW、虛功每格 50 kVar)

實功每格 20 kW、虛功每格 50 kVar)



(c) (橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：每格 0.2 Hz)



(d) (橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 50 A、
實功每格 100 kW、虛功每格 100 kVar)

圖 21、dReg0.25 模擬案例中(a)市電資訊、(b)太陽能系統資訊、(c)
系統頻率、(d)儲能系統資訊

4. 參考國際配電系統擾動與故障情境，提出配電系統調度命令格式

由表 1 與表 2 之資訊可知，台灣所訂立儲能系統輔助服務之項目較為詳細，因此本計畫依據台電電力交易平台所採用之 IEC 61850 標準架構及輔助服務所需之調度命令格式，進行配電系統故障時之輔助服務模擬分析。

由於分散式能源資訊繁多，在整合時常面臨諸多挑戰，如：

1. 建置案場分散，佈建量大，系統管理困難
2. 設備廠牌不一，供應商不一，建置方式沒有標準化
 - (1) 大多採用 Modbus(點表)等非能源專用協議
 - (2) 建置廠商對電力通訊標準陌生
 - (3) 沒有依照標準建模方式，整合困難
3. 控制中心資通架構以傳統方式建構
4. 資料互通性不足，導致整合困難
5. 跨網域，跨網路整合，資料安全性考量及認證困難

因此台灣電力公司近年來採用 IEC TC 57 (Technical Committee 57)所建議之 IEC 61850 智慧電網資訊標準，建構台灣電力系統之能源管理系統，如圖 22 所示。

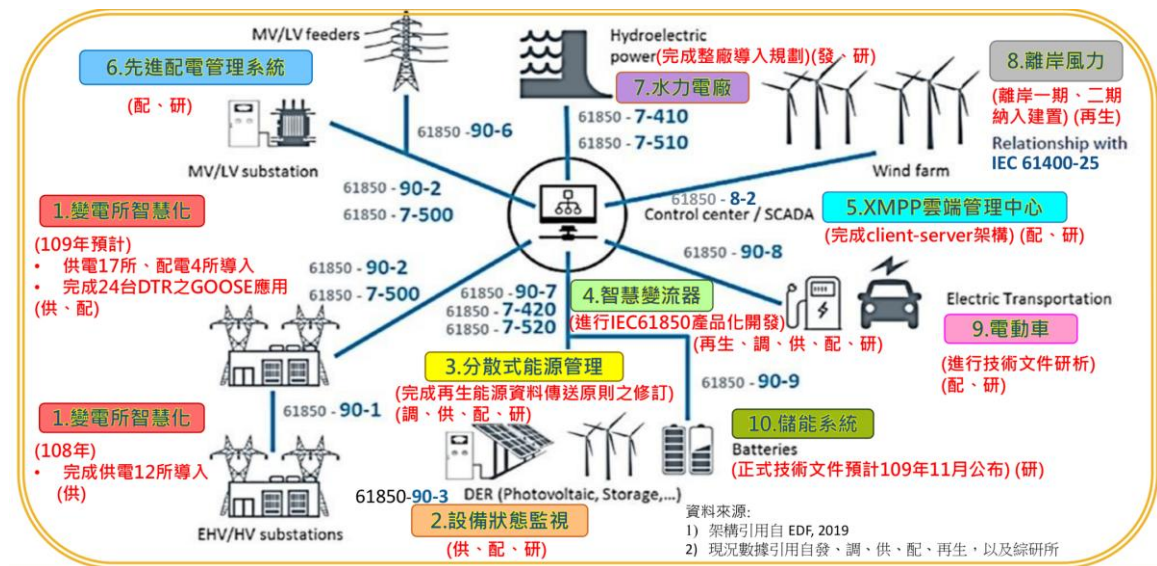


圖 22、台電 IEC 61850 資訊標準導入情況

在進行輔助服務前，台電規範具儲能系統之合格交易者與電力交易平台須先建立 VPN (Virtual Private Network) 通道進行通訊交換，目前可行之 IPSec (Internet Protocol Security) VPN 設備僅有 FortiGate 60E。建立網際網路安全協定通道之架構如圖 23 所示。

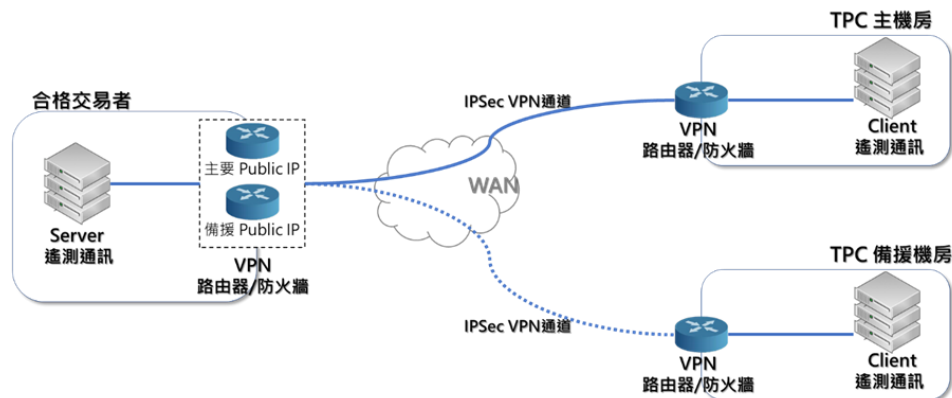


圖 23、建立網際網路安全協定通道之架構[16]

依據 IEC 61850 標準之調度通訊架構，須建立冗餘網路通道，以避免主要網路通道(Switch 1)故障時，微電網內部之 IED (Intelligent Electronic Device)裝置仍有備用之通訊通道可傳遞控制命令與資訊，如圖 24 所示。

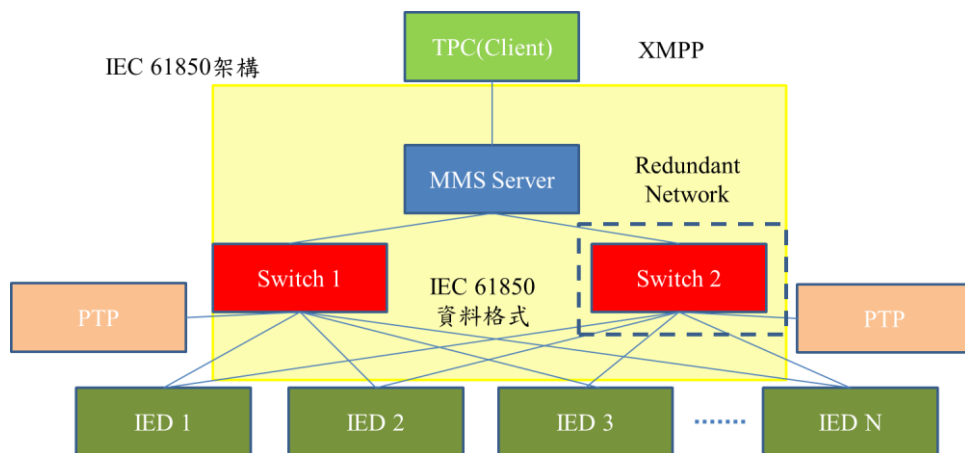


圖 24、IEC 61850 調度通訊架構

註：Precision Time Protocol (PTP)、Manufacturing Message Specification (MMS) 資訊傳遞系統的國際標準，用於在聯網設備或計算機應用程序之間傳輸即時過程數據和監控信息、可延伸訊息與存在協定(Extensible Messaging and Presence Protocol, XMPP)。然而目前產業界之系統架構主要為如圖 25 之傳統調度通訊架構，該架構下無法直接存取 IED 設備資訊，且設備間無法互相溝通，當網路服務

異常亦將影響控制性能。目前此架構下，若參與輔助服務之合格交易者當日無法履行送電量時，將於規約期間內達成目標，以避免履約罰則。

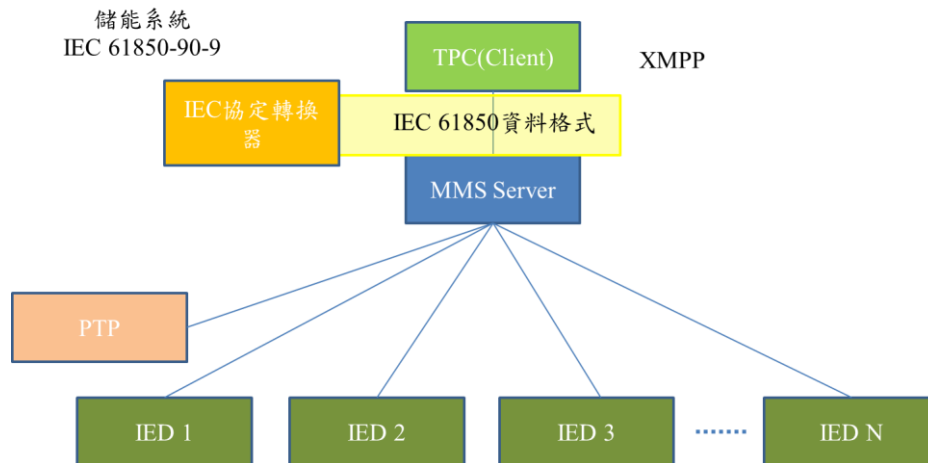


圖 25、目前傳統調度通訊架構

本計畫主要依據圖 25 之傳統調度通訊架構進行輔助服務調度命令格式說明，以資料流動方向與類型，微電網儲能系統之能源管理伺服器傳遞至台電端之數位及類比資料稱 DI (Digital Input)及 AI (Analog Input)數據；台電端傳遞至微電網儲能系統之數位及類比資料稱 DO (Digital Output)及 AO (Analog Output)數據。而與台電電力交易平台之連線通訊，其中考量電力數據資料(AI)內容較為複雜，故目前電力數據資料(AI)可選擇採用檔案傳輸方式上傳，其餘 DI、DO、AO 資料皆僅能選擇採用 IEC 61850 MMS 方式。若採用 File Transfer 方式上傳之 AI 數據格式，依輔助服務種類不同分別可羅列如圖 26-28，其中虛功率控制將於未來啟用。

電力數據資料	欄位名稱	資料型態	備註
瞬時 R 相電壓	MMXU.PhV.phsA.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01kV，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 S 相電壓	MMXU.PhV.phsB.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01kV，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 T 相電壓	MMXU.PhV.phsC.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01kV，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 R 相電流	MMXU.A.phsA.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01A，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 S 相電流	MMXU.A.phsB.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01A，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 T 相電流	MMXU.A.phsC.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01A，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時系統頻率	MMXU.Hz.mag.i	string	● 單位為 0.01Hz，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時輸出/入總實功率	MMXU.TotW.mag.i	string	● 單位為 0.01kW，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時總虛功率	MMXU.TotVAr.mag.i	string	● 單位為 0.01kVar，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時總功率因數	MMXU.TotPF.mag.i	string	● 單位為 0.01，此欄位須乘上 100 倍再上傳
儲能系統瞬時剩餘電量 SOC	ZBAT.InBatV.mag.i	string	● 單位為 0.01%，此欄位須乘上 100 倍再上傳
儲能系統狀態	ZBAT.BatSt.stVal	string	● 此欄位值為 0: 無異常，1: 異常
提供該秒資料時間點	GGIO.AnIn2.t	string	● 時區為 UTC ● 時間戳記格式為 yyyy-MM-dd HH:mm:ss.000
備註：			
1. 須乘上 100 倍之電力數據資料，乘上倍率前之原數值小數點後三位以後，以無條件捨去方式處理			

圖 26、dReg 及 E-dReg 之 AI 資料格式說明[16]

電力數據資料	欄位名稱	資料型態	備註
瞬時 R 相電壓	MMXU.PhV.phsA.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01kV，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 S 相電壓	MMXU.PhV.phsB.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01kV，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 T 相電壓	MMXU.PhV.phsC.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01kV，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 R 相電流	MMXU.A.phsA.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01A，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 S 相電流	MMXU.A.phsB.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01A，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時 T 相電流	MMXU.A.phsC.cVal.mag.i	string	● 單位為 0.01A，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時系統頻率	MMXU.Hz.mag.i	string	● 單位為 0.01Hz，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時輸出/入總實功率	MMXU.TotW.mag.i	string	● 單位為 0.01kW，此欄位須乘上 100 倍再上傳
儲能系統瞬時剩餘電量 SOC	ZBAT.InBatV.mag.i	string	● 單位為 0.01%，此欄位須乘上 100 倍再上傳
儲能系統/發電設備狀態 用戶狀態	ZBAT.BatSt.stVal	string	● 此欄位值為 0: 無異常，1: 異常
提供該秒資料時間點	GGIO.AnIn2.t	string	● 時區為 UTC ● 時間戳記格式為 yyyy-MM-dd HH:mm:ss.000
備註：			
1. 須乘上 100 倍之電力數據資料，乘上倍率前之原數值小數點後三位以後，以無條件捨去方式處理			

圖 27、sReg 之 AI 資料格式說明[16]

電力數據資料	欄位名稱	資料型態	備註
瞬時輸出/入總實功率	MMXU.TotW.mag.i	string	● 此欄位單位為 0.01kW，此欄位須乘上 100 倍再上傳
瞬時累計輸出/發電電能量	MMTR.SupWh.actVal	string	● 此欄位單位為 0.01kWh，此欄位須乘上 100 倍再上傳 ● 格式為 int64 ● 若交易資源為需量反應者，此欄位為 0 ● 若為自用發電設備者，此欄位填寫「輔助服務及備用容量交易平台管理規範及作業程序」附件五自用發電設備交易資源態樣中，M1 交易表計對電網送電之電能累計量
瞬時累計輸入/用電電能量	MMTR.DmdWh.actVal	string	● 此欄位單位為 0.01kWh，此欄位須乘上 100 倍再上傳 ● 格式為 int64 ● 若交易資源為儲能或發電機，此欄位為 0 ● 若為自用發電設備者，此欄位填寫「電力交易平台管理規範及作業程序」附件五自用發電設備交易資源態樣中，M1 交易表計之電能使用累計量
儲能系統瞬時剩餘電量 SOC/ 自用發電設備 M2 交易表計總實功率	ZBAT.InBatV.mag.i	string	● 若交易資源為儲能設備，則此欄位之單位為 0.01%，此欄位須乘上 100 倍再上傳 ● 若交易資源為自用發電設備者，此欄位填寫「電力交易平台管理規範及作業程序」附件五自用發電設備交易資源態樣中，M2 交易表計之總實功率，單位為 0.01kW，亦即總實功率須乘上 100 倍再上傳
儲能系統/發電設備狀態 用戶狀態	ZBAT.BatSt.stVal	string	● 此欄位值為 0: 無異常，1: 異常
提供該分鐘資料時間點	GGIO.AnIn2.t	string	● 時區為 UTC ● 時間戳記格式為 yyyy-MM-dd HH:mm:00.000
備註：			
1. 須乘上 100 倍之電力數據資料，乘上倍率前之原數值小數點後三位以後，以無條件捨去方式處理			

圖 28、即時備轉與補充備轉之 AI 資料格式說明[16]

依據輔助服務類型對應之 DI、DO、AO 資料格式則分別如圖

29-31 所示。

輔助服務商品	回覆項目	說明
dReg	履行服務開始	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時開始當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務開始，並將該報價代碼之履行服務結束點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 14:00:00，合格交易者應於 01:00:00 發送履行服務開始。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務開始
	履行服務結束	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時結束前 1 秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務將結束，並將該報價代碼之履行服務開始點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 14:00:00，合格交易者應於 13:59:59 發送將履行服務結束。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務結束
	回報接獲頻率基準值移動指令	● 合格交易者應於接獲調度台下達頻率移動命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知調度台該報價代碼接獲頻率移動指令回報，並於 2.5 秒後將該點位復歸為 0。 ● 例如：若接獲調度台頻率移動命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送頻率移動指令接獲回報。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：頻率移動指令接獲回報
E-dReg	履行服務開始	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時開始當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務開始，並將該報價代碼之履行服務結束點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 14:00:00，合格交易者應於 01:00:00 發送履行服務開始。

		● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務開始
	履行服務結束	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時結束前 1 秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務將結束，並將該報價代碼之履行服務開始點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 14:00:00，合格交易者應於 13:59:59 發送將履行服務結束。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務結束
	回報接獲頻率基準值移動指令	● 合格交易者應於接獲調度台下達頻率移動命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知調度台該報價代碼接獲頻率移動指令回報，並於 2.5 秒後將該點位復歸為 0。 ● 例如：若接獲調度台頻率移動命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送頻率移動指令接獲回報。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：頻率移動指令接獲回報
	回報接獲充電/放電指令	● 合格交易者應於接獲調度台下達充電/放電命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知調度台該報價代碼接獲頻率移動指令回報，並於 2.5 秒後將該點位復歸為 0。 ● 例如：若接獲調度台充電/放電命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送充電/放電指令接獲回報。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：充電/放電指令接獲回報
sReg	履行服務開始	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時開始當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務開始，並將該報價代碼之履行服務結束點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 14:00:00，合格交易者應於 01:00:00 發送履行服務開始。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務開始

即時備轉	履行服務結束	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時結束前 1 秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務將結束，並將該報價代碼之履行服務開始點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 14:00:00，合格交易者應於 13:59:59 發送將履行服務結束。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務結束
	回報接獲頻率基準值移動指令	● 合格交易者應於接獲調度台下達頻率移動命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知調度台該報價代碼接獲頻率移動指令回報，並於 2.5 秒後將該點位復歸為 0。 ● 例如：若接獲調度台頻率移動命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送頻率移動指令接獲回報。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：頻率移動指令接獲回報
	履行待命服務開始	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時開始當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務開始，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 02:00:00，合格交易者應於 01:00:00 發送履行服務開始。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務開始
	履行待命服務結束	● 合格交易者應於該次(連續)得標小時結束前 1 秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務將結束，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若得標時間為 01:00:00 至 02:00:00，合格交易者應於 01:59:59 發送將履行服務結束。 ● 此欄位值為 0：無回覆；1：履行服務結束
	回報接獲執行指令	● 合格交易者應於接獲平台調度命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼接獲執行指令回報，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 ● 例如：若接獲平台調度命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送執行指

		- 令接獲回報。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：執行指令接獲回報
	回報接獲結束指令	- 合格交易者應於接獲平台調度命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼接獲結束指令回報，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：若接獲平台結束調度命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送結束指令接獲回報。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：結束指令接獲回報
	回報執行結束	- 合格交易者當達指令服務結束時間(相關說明請見 3.2.4)當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼結束當次調度服務，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：若服務結束時間(相關說明請見 3.2.4)為 02:00:00，合格交易者應於 02:00:00 發送執行結束回報。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：執行結束回報
補充備轉	履行待命服務開始	- 合格交易者應於該次(連續)得標小時開始當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務開始，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：若得標時間為 01:00:00 至 03:00:00，合格交易者應於 01:00:00 發送履行服務開始。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：履行服務開始
	履行待命服務結束	- 合格交易者應於該次(連續)得標小時結束前 1 秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼履行服務將結束，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：若得標時間為 01:00:00 至 03:00:00，合格交易者應於 02:59:59 發送將履行服務結束。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：履行服務結束

	回報接獲執行指令	- 合格交易者應於接獲平台調度命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼接獲執行指令回報，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：若接獲平台調度命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送執行指令接獲回報。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：執行指令接獲回報
	回報接獲結束指令	- 合格交易者應於接獲平台調度命令當秒鐘，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼接獲結束指令回報，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：若接獲平台結束調度命令時間為 01:30:00，合格交易者應於 01:30:00 發送結束指令接獲回報。 - 此欄位值為 0：無回覆，1：結束指令接獲回報
	回報執行結束	- 合格交易者當達指令服務結束時間(相關說明請見 3.2.4)時，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼結束當次調度服務，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：服務結束時間(相關說明請見 3.2.4)為 03:00:00，合格交易者可於 03:00:00 發送執行結束回報。 - 合格交易者當達指令服務結束時間(相關說明請見 3.2.4)而仍可持續提供服務者，可逕行持續執行至平台下達結束指令，即行結束當次服務，發送此回覆項目(點位)，將此項目(點位)狀態值設定為 1，用以告知平台該報價代碼結束當次調度服務，並將該報價代碼之其他回覆項目點位復歸，即狀態值設定為 0。 - 例如：服務結束時間(相關說明請見 3.2.4)為 03:00:00，平台下達結束指令時間為 04:00:00，合格交易者應於 04:00:00 發送執行結束回報 - 此欄位值為 0：無回覆，1：執行結束回報

圖 29、依據輔助服務類型對應之 DI 資料格式說明[16]

輔助服務商品	指令項目	說明
dReg	頻率基準值移動指令	- 調度台下達頻率基準值移動指令予報價代碼，報價代碼需接續回覆接獲頻率基準值移動指令(相關說明請見 3.2.1)。 - 調度台發送此指令時，亦將同時通知該報價代碼指令頻率移動目標值、指令頻率移動開始時間，報價代碼接獲此指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：頻率基準值移動指令
E-dReg	頻率基準值移動指令	- 調度台下達頻率基準值移動指令予報價代碼，報價代碼需接續回覆接獲頻率基準值移動指令(相關說明請見 3.2.1)。 - 調度台發送此指令時，亦將同時通知該報價代碼指令頻率移動目標值、指令頻率移動開始時間，報價代碼接獲此指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：頻率基準值移動指令
	充電/放電指令	- 調度台下達充電/放電指令予報價代碼，報價代碼需接續回覆接獲充電/放電指令(相關說明請見 3.2.1)。 - 調度台發送此指令時，亦將同時通知該報價代碼電能充/放指令容量、電能充/放開始時間，報價代碼接獲此指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：電能充/放指令
sReg	頻率基準值移動指令	- 調度台下達頻率基準值移動指令予報價代碼，報價代碼需接續回覆接獲頻率基準值移動指令(相關說明請見 3.2.1)。 - 調度台發送此指令時，亦將同時通知該報價代碼頻率基準值移動指令發出時間、指令頻率移動目標值、指令頻率移動開始時間，報價代碼接獲此指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：頻率基準值移動指令

	用電量不足	- 若交易資源態樣為需量反應，平台於非事件執行期間，將持續偵測該報價代碼之加總總功率，若加總總功率低於投標容量，平台將發送此通知予該報價代碼。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：用電量不足
即時備轉	用電量不足 SOC 準備量不足 機組剩餘可用量不足	- 平台於非調度執行期間，將持續偵測該報價代碼之交易資源準備量，當交易資源之用電量不足(需量反應態樣)、SOC 準備量不足(併網型儲能態樣)、機組剩餘可用量不足(發電機組或自用發電設備態樣)時，平台將發送此通知予該報價代碼。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：用電量不足/SOC 準備量不足/機組剩餘可用量不足，每分鐘偵測及發佈
	啟動指令	- 當電力系統因事故而有即時備轉輔助服務需求時，平台將發送此調度指令予報價代碼，以啟動即時備轉服務，報價代碼需接續回覆執行指令接獲回報(相關說明請見 3.2.1)。 - 平台發送此調度指令時，亦將同時通知該報價代碼啟動指令發出時間、指令服務開始時間、指令服務結束時間及指令執行容量，報價代碼接獲此啟動指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：啟動指令
	結束指令	- 平台得發送此調度指令結束該次調度執行事件，報價代碼需接續回覆結束指令接獲回報(相關說明請見 3.2.1)。 - 平台得發送此調度指令結束該次調度執行事件，亦將同時通知該報價代碼結束指令發出時間及服務結束時間，報價代碼接獲此結束指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：結束指令
補充備轉	用電量不足 SOC 準備量不足 機組剩餘可用量不足	- 平台於非調度執行期間，將持續偵測該報價代碼之交易資源準備量，當交易資源之用電量不足(需量反應態樣)、SOC 準備量不足(併網型儲能態樣)、機組剩餘可用量不足(發電機組或自用發電設備態樣)時，平台將發送此通知予該報價代碼。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：用電量不足/SOC 準備量不足/機組剩餘可用量不足，每分鐘偵測及發佈

		用電量不足，每分鐘偵測及發佈
	啟動指令	- 當電力系統因事故而有補充備轉輔助服務需求時，平台將發送此調度指令予報價代碼，以啟動補充備轉服務，報價代碼需接續回覆執行指令接獲回報(相關說明請見 3.2.1)。 - 平台發送此調度指令時，亦將同時通知該報價代碼啟動指令發出時間、指令服務開始時間、指令服務結束時間及指令執行容量，報價代碼接獲此啟動指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：啟動指令
	結束指令	- 平台得發送此調度指令結束該次調度執行事件，報價代碼需接續回覆結束指令接獲回報(相關說明請見 3.2.1)。 - 平台得發送此調度指令結束該次調度執行事件，亦將同時通知該報價代碼結束指令發出時間及服務結束時間，報價代碼接獲此結束指令時，應至 AO(接收平台通知功能)取得相關資訊(相關說明請見 3.2.4)。 - 此欄位值為 0：未發出指令，1：結束指令

圖 30、依據輔助服務類型對應之 DO 資料格式說明[16]

輔助服務商品	指令項目	說明	備註
dReg	指令頻率移動目標值	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之頻率移動目標值。	- 單位為 0.01Hz - 乘上 100 倍後發送指令
	指令頻率移動開始時間 (Unix Timestamp-H)	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之開始時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	指令頻率移動開始時間 (Unix Timestamp-L)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
E-dReg	指令頻率移動目標值	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之頻率移動目標值。	- 單位為 0.01Hz - 乘上 100 倍後發送指令
	指令頻率移動開始時間 (Unix Timestamp-H)	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之開始時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	指令頻率移動開始時間 (Unix Timestamp-L)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元

	電能充/放指令容量	調度台於 充電/放電指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次電能充電/放電指令之充/放電容量。	- 單位為 0.01MW - 乘上 100 倍後發送指令
	電能充/放開始時間 (Unix Timestamp-H)	調度台於 充電/放電指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次電能充/放電指令之開始時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	電能充/放開始時間 (Unix Timestamp-L)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
sReg	指令頻率移動目標值	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之頻率移動目標值。	- 單位為 0.01Hz - 乘上 100 倍後發送指令
	指令頻率移動開始時間 (Unix Timestamp-H)	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之開始時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	指令頻率移動開始時間 (Unix Timestamp-L)	調度台於 頻率基準值移動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次頻率基準值移動之開始時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
即時備轉	啟動指令發出時間 (Unix Timestamp-H)	平台於 啟動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知開始此次調度事件之通知時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	啟動指令發出時間 (Unix Timestamp-L)	平台於 啟動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次調度事件之執行開始時間，此時間即為正式計算執行率之起始時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	指令服務開始時間 (Unix Timestamp-H)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	指令服務開始時間 (Unix Timestamp-L)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	指令執行容量	平台於 啟動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次調度事件之執行容量。	- 單位為 0.01MW - 乘上 100 倍後發送指令
	結束指令發出時間 (Unix Timestamp-H)	平台於 結束指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知結束此次調度事件之通知時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	結束指令發出時間 (Unix Timestamp-L)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	指令服務結束時間 (Unix Timestamp-H)	平台於 啟動指令 或 結束指令 (相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次調度事件之執行結束時間，此時間即為結束計算執行率之時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
補充備轉	指令服務結束時間 (Unix Timestamp-L)	平台於 啟動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送前，將透過此點位預先告知開始此次調度事件之通知時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	啟動指令發出時間 (Unix Timestamp-H)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	啟動指令發出時間 (Unix Timestamp-L)	平台於 啟動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送前，將透過此點位預先告知此次調度事件之執行時間(正式計算費用之時間)。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	指令服務開始時間 (Unix Timestamp-H)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	指令服務開始時間 (Unix Timestamp-L)		- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	指令執行容量	平台於 啟動指令 (相關說明請見 3.2.2)發送前，將透過此點位預先告知此次調度事件之執行容量。	- 單位為 0.01MW - 乘上 100 倍後發送指令
	結束指令發出時間 (Unix Timestamp-H)	平台於 結束指令 (相關說明請見 3.2.2)發送前，將透過此點位預先告知結束此次調度事件之通知時間。	- 時間為 UTC - 時間最小單位為秒 - 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元

	結束指令發出時間 (Unix Timestamp-L)		● 時間為 UTC ● 時間最小單位為秒 ● 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元
	指令服務結束時間 (Unix Timestamp-H)	平台於啟動指令或結束指令(相關說明請見 3.2.2)發送時，將透過此點位告知此次調度事件之執行結束時間，此時間即為結束計算執行率之時間。	● 時間為 UTC ● 時間最小單位為秒 ● 格式為 Unix Timestamp 64bit 高位元
	指令服務結束時間 (Unix Timestamp-L)		● 時間為 UTC ● 時間最小單位為秒 ● 格式為 Unix Timestamp 64bit 低位元

圖 31、依據輔助服務類型對應之 AO 資料格式說明[16]

依據上述輔助服務調度所需傳遞之資料，本計畫針對儲能系統故障時之輔助服務進行模擬分析。各模擬情境與結果如下：

情境 4：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 0.2 秒後發生三相接地故障持續 0.5 秒，總模擬時間 1 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 32-33 所示。

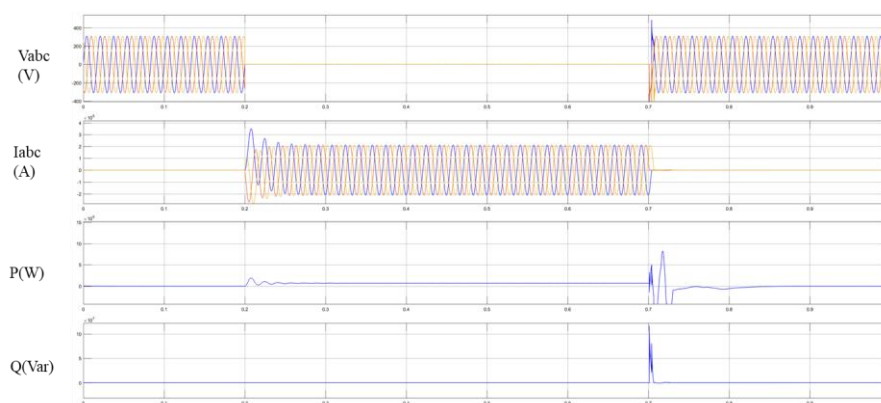


圖 32、情境 4 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、虛功每格 50 MVar)

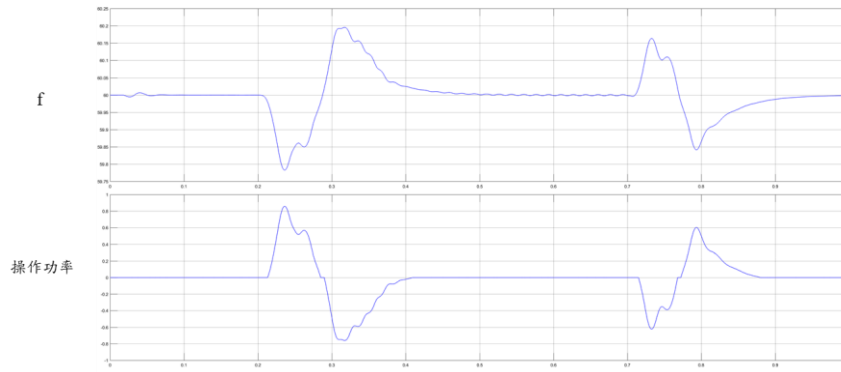


圖 33、情境 4 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 5：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 1 秒後發生三相接地故障持續 3 秒，總模擬時間 5 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 34-35 所示。

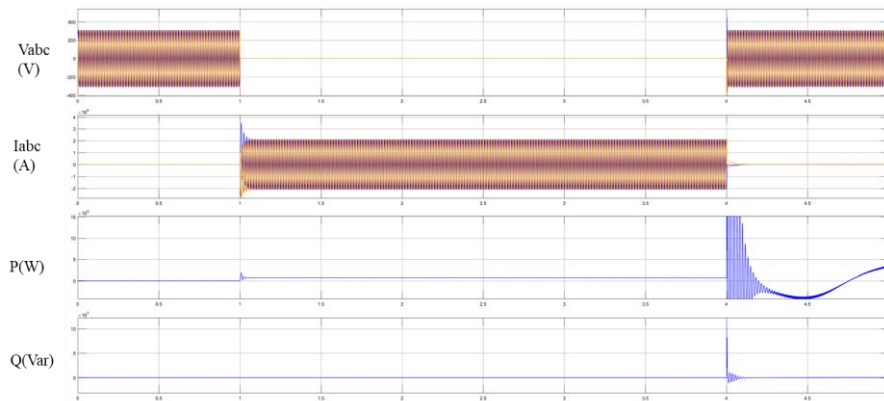


圖 34、情境 5 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、虛功每格 50 MVar)

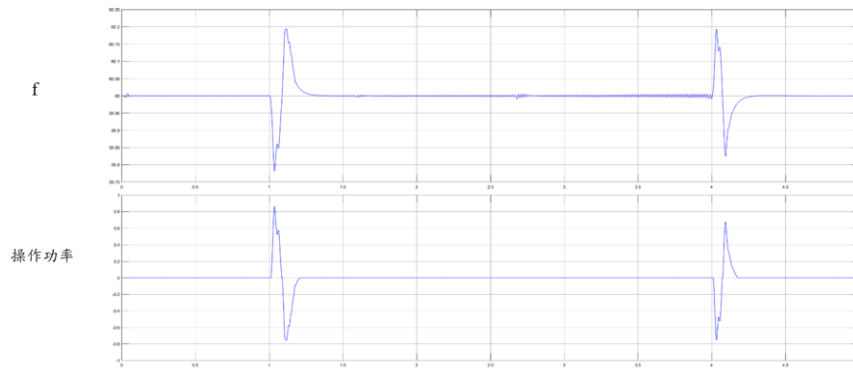


圖 35、情境 5 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 6：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 0.2 秒後發生單相接
地故障持續 0.5 秒，總模擬時間 1 秒，其共同耦合點之市電端電壓、
電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 36-37
所示。

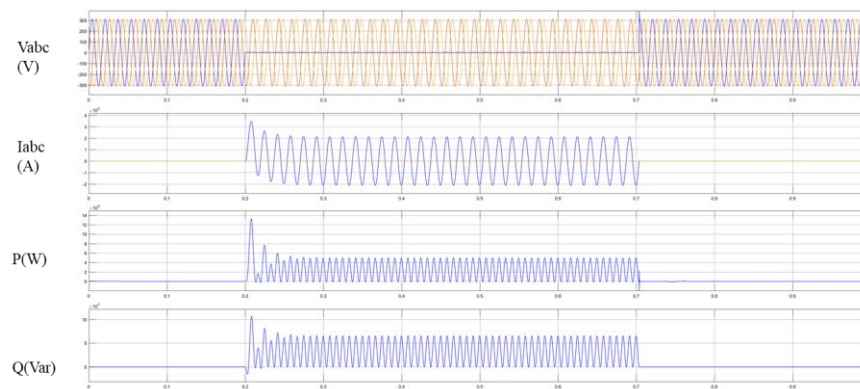


圖 36、情境 6 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、
縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 100 kA、實功每格 200 kW、虛
功每格 50 MVar)

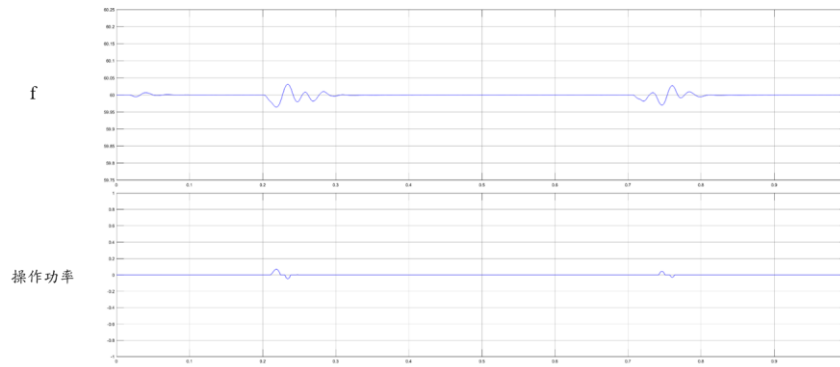


圖 37、情境 6 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 7：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 1 秒後發生單相接地故障持續 3 秒，總模擬時間 5 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 38-39 所示。

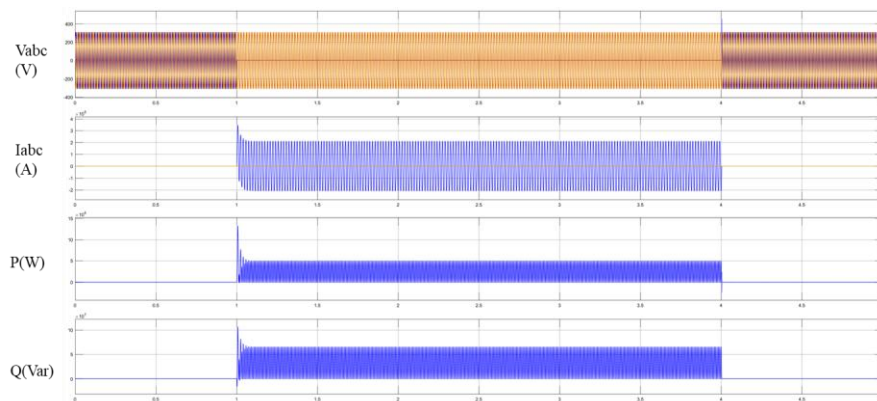


圖 38、情境 7 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、虛功每格 50 MVar)

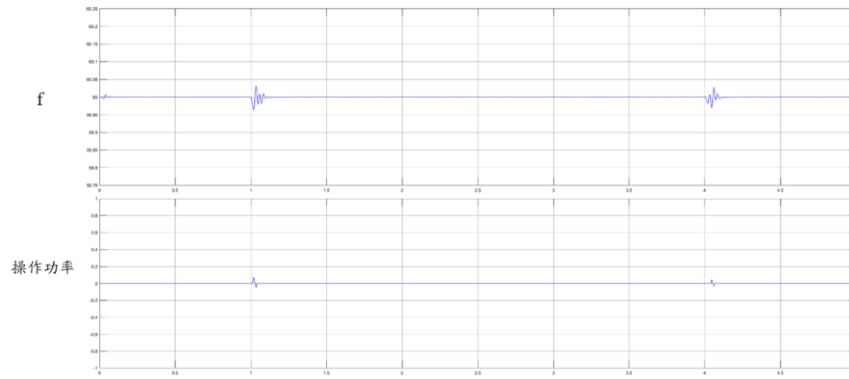


圖 38、情境 7 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 8：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 0.2 秒後發生雙相接地故障持續 0.5 秒，總模擬時間 1 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 39-40 所示。

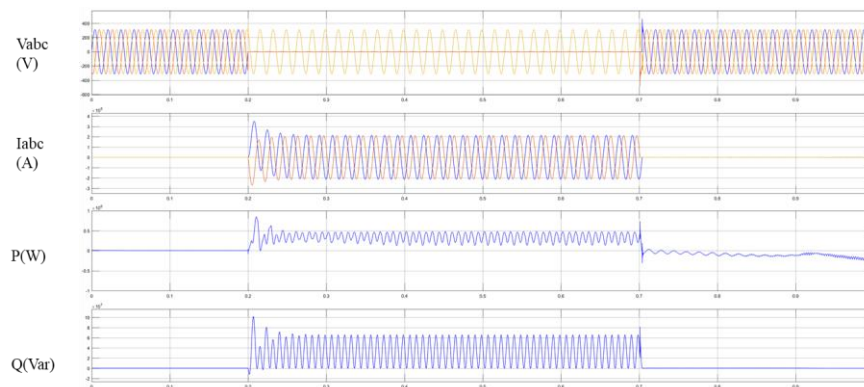


圖 39、情境 8 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、虛功每格 20 MVar)

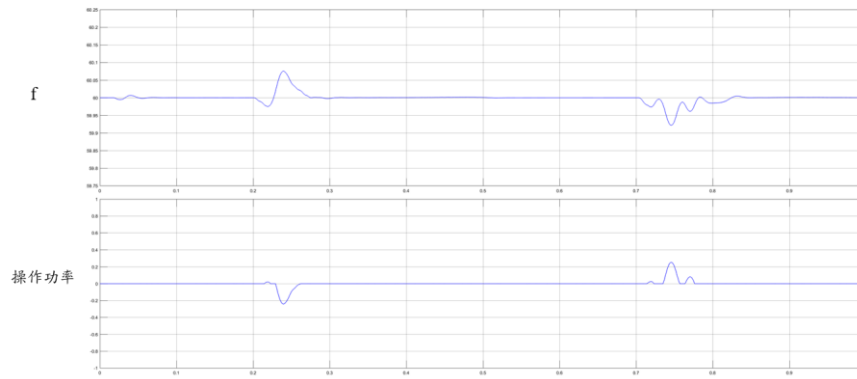


圖 40、情境 8 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 9：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 1 秒後發生雙相接地故障持續 3 秒，總模擬時間 5 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 41-42 所示。

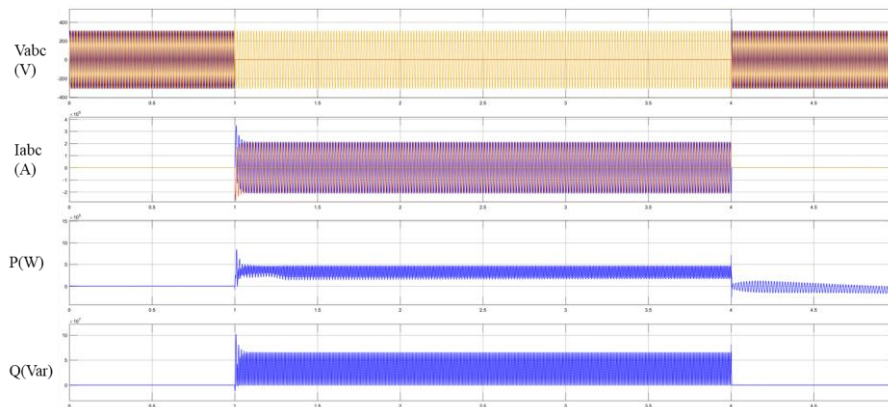


圖 41、情境 9 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、虛功每格 50 MVar)

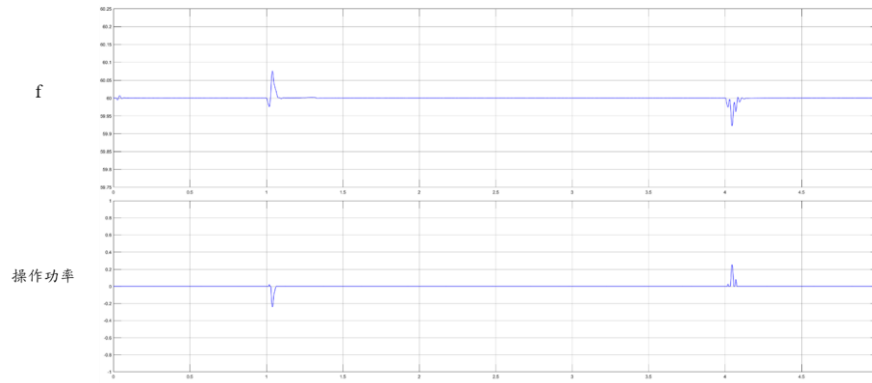


圖 42、情境 9 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 10：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 0.2 秒後發生線間故障持續 0.5 秒，總模擬時間 1 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 43-44 所示。

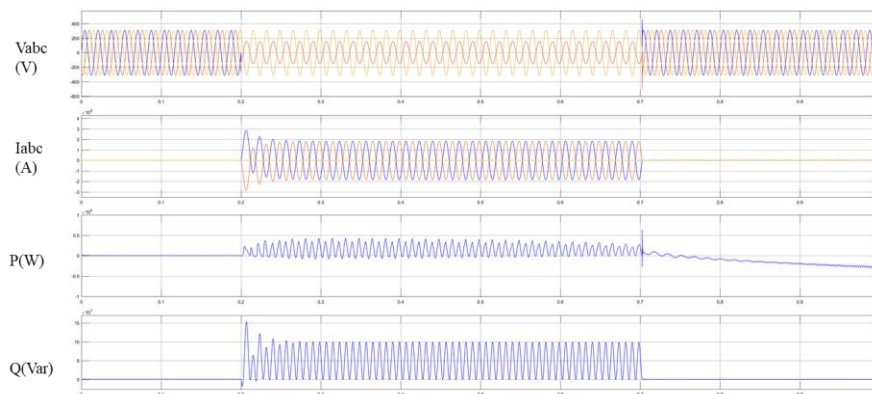


圖 43、情境 10 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、
虛功每格 50 MVar)

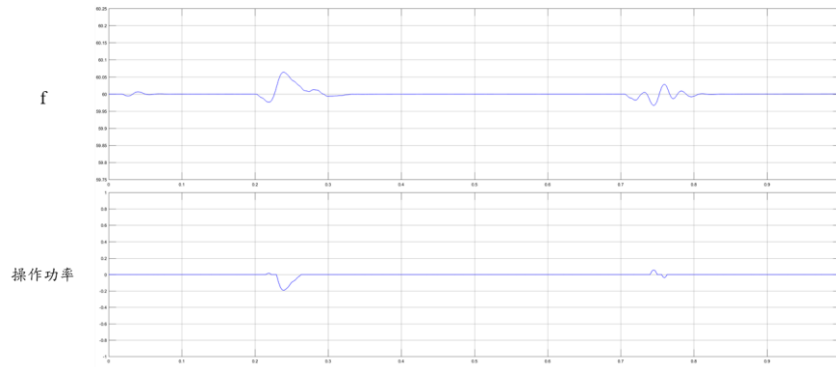


圖 44、情境 10 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 11：

本情境模擬一微電網系統(20 kW 負載)，於 1 秒後發生線間故障持續 3 秒，總模擬時間 5 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及儲能系統操作功率比率則如圖 45-46 所示。

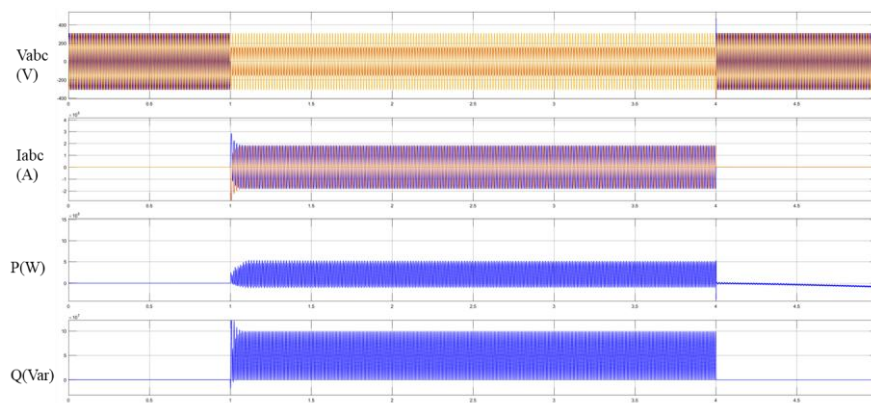


圖 45、情境 11 市電端電壓、電流、實功與虛功(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：電壓每格 200 V、電流每格 100 kA、實功每格 500 kW、虛功每格 50 MVar)

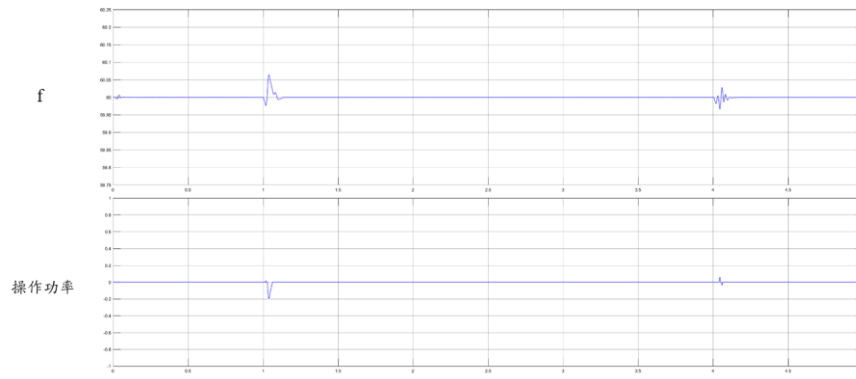


圖 46、情境 11 系統頻率及儲能系統操作功率比率(橫座標：每格 0.1 秒、縱座標：頻率每格 0.05 Hz、操作功率比率每格 0.2)

情境 12：

本情境模擬核能研究所微電網系統(包含三個區域，其中僅區域 1 及 2 裝設有儲能系統，其 Simulink 模型如圖 47 所示)，於 1 秒後發生單相接地故障持續 3 秒，總模擬時間 5 秒，其共同耦合點之市電端電壓、電流、實功、虛功、系統頻率及各儲能系統輸出功率則如圖 48-50 所示。

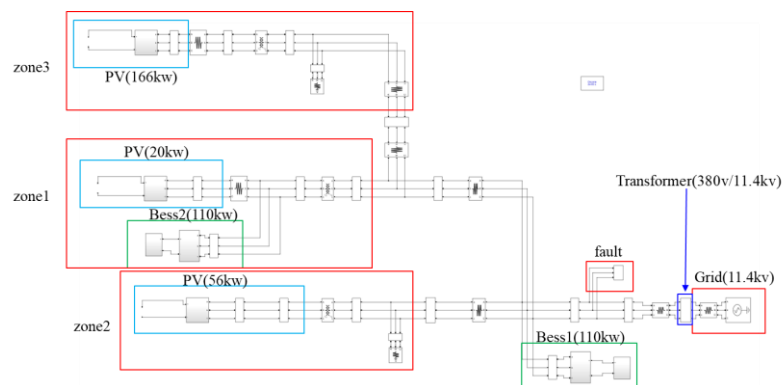
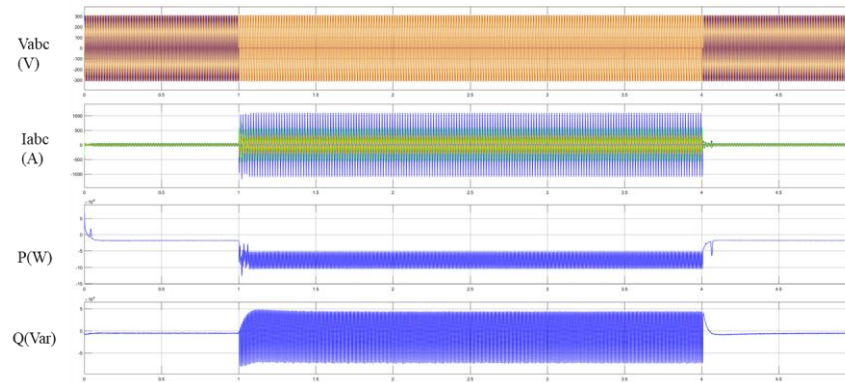
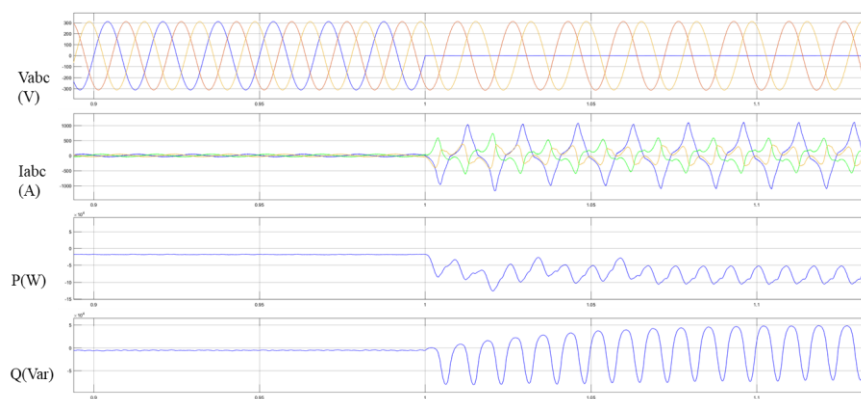


圖 47、核能研究所微電網系統 Simulink 模型



(a)(橫座標：每格 0.5 秒)



(b)(橫座標：每格 0.05 秒)

圖 48、情境 12 市電端電壓、電流、實功與虛功(a)5 秒區間圖、(b)0.25 秒區間圖(縱座標：電壓每格 100 V、電流每格 500 A、實功每格 50 kW、虛功每格 50 kVar)

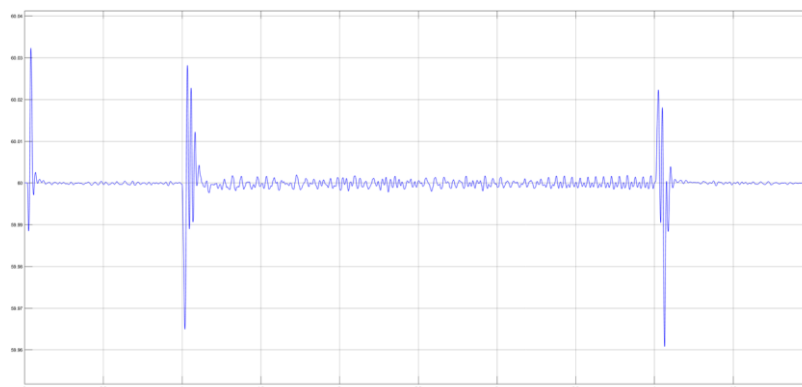
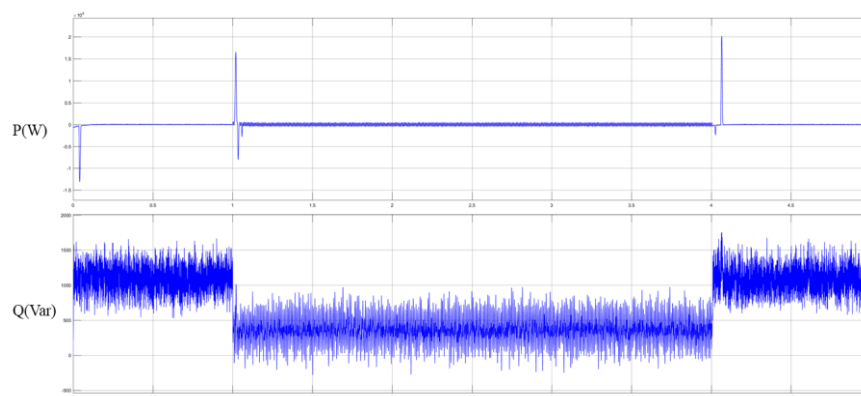
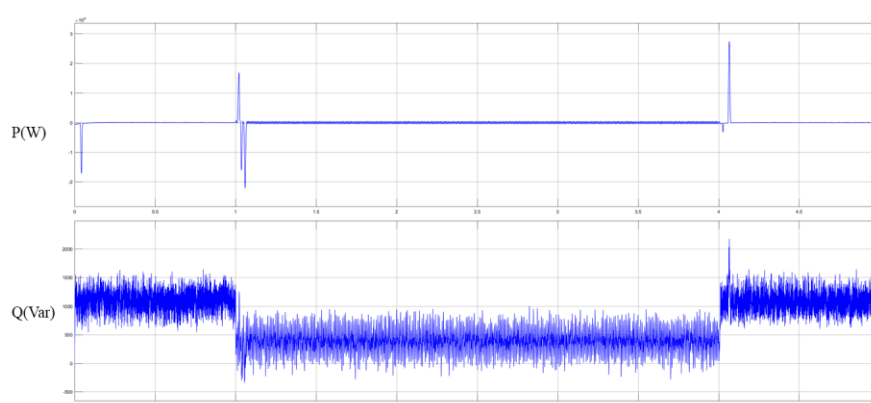


圖 49、情境 12 系統頻率(橫座標：每格 0.5 秒、縱座標：頻率每格 0.01 Hz)



(a)(縱座標：實功每格 5 kW、虛功每格 500 Var)



(b)(縱座標：實功每格 10 kW、虛功每格 500 Var)

圖 50、情境 12 儲能系統輸出功率(a)區域 1 儲能系統輸出、(b)區域 2 儲能系統輸出(橫座標：每格 0.5 秒)

由上述模擬結果可知，當共同耦合點於 1 秒發生故障時，若儲能系統操作於輔助服務模式且共同耦合點之保護開關尚未跳脫時，各類型故障對於微電網儲能系統而言皆視為系統發生需進行調頻輔助服務之重載情況，因此無論短時或是長時故障情況下儲能系統皆能在本計畫所規劃之控制策略下進行調頻輔助服務，將系統頻率穩定至標稱值 60 Hz。而在核能研究所多區域微電網的環境下，由於各儲能系統間需互相協調充放電功率以調節系統頻率，因此會有在系統頻率標稱值附近震盪之情況，此行為可依據微電網系統運轉狀況進行儲能系統電能轉換器控制參數調整即可減少震盪幅度。

5. 利用即時模擬方式開發配電管理系統之輔助調控策略

關於微電網併入配電網之併網保護規範，主要有

(a) IEEE 929: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems [17]

對於 IEEE 929 規範之重點有兩部分，第一為電力品質，第二為安全與保護裝置。在電力品質部分包含電壓正常範圍、頻率正常範圍、電壓驟降、諧波限制與功率因數的探討，另外在安全與保護裝置部分包含電壓變動、頻率變動、孤島運轉保護。

(1) 電力品質

1. 電壓正常操作範圍為標準電壓的 88% ~ 110%；
2. 在關於電壓閃爍方面，任何電壓驟降的情形在換流器連結至市電系統與客戶端之共同耦合點，不應超過 IEEE 929 規範所制定的最大限制條件；
3. 頻率正常操作範圍為 59.3Hz ~ 60.5Hz。

(2) 安全與保護規範

1. 不正常市電狀況之影響

以市電端與客戶端的共同耦合點為量測點，當電壓與頻率超過正常電壓的最大範圍限制時，即判斷為故障發生，並立即

啟用保護電驛將分散式發電系統與市電端解聯。

2. 孤島運轉保護

由於孤島運轉之情形必須靠市電併聯之換流器偵測。當換流器偵測到孤島運轉條件時，換流器將會適時中斷系統與負載的供電。借由上述之頻率與電壓正常操作範圍來降低孤島運轉發生的可能。

3. 市電重新連結

當市電發生中斷，欲重新恢復供電時，分散式發電系統需在 5 分鐘後恢復供電。

(b) IEEE 1547: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces [18]

(1) 電壓測試保護條件

對於 IEEE 1547 電壓部份，需利用其併網電壓之有效值作為偵測判斷條件，當電壓於表 4 所制定之範圍時，系統需於所對應之電壓情況在所制定之最大偵測時間內需停止輸出功率，其中所制定之最大偵測時間長度為當市電端之不正常情形開始至系統停止輸出功率至市電端間之時間長，而電壓百分比意指相較於正常操作值之電壓值。

表 4、IEEE 1547 制定之電壓偵測規範表

電壓範圍(%)	最大偵測時間(s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0.16

(2) 頻率保護測試條件

當系統頻率於表 5 所制定之範圍時，系統需於所對應之電壓情況在所制定之最大偵測時間內需停止輸出功率，以 30 kW 為分界，其最大之偵測時間有所不同，當系統大於 30 kW 時，頻率範圍操作點又分為固定與可調整之兩種不同條件，詳細之規範範圍於表 5 所示，其最大偵測時間定義與電壓偵測條件相同。

表 5、IEEE 1547 制定之頻率偵測規範表

功率大小	頻率範圍(Hz)	最大偵測時間(s)
$\leq 30kW$	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
$> 30kW$	> 60.5	0.16
	$< \{59.8 \sim 57\}$	0.16~300
	< 57	0.16

由上述保護規範可知，微電網在配電網中進行輔助調控服務時，若系統發生故障，為了保持逆變器與市電的連接，一旦電網電壓降至圖 1 之規定門檻值以下時，就必須啟動低電壓持續運轉控制。在低電壓持續運轉控制算法中，對市電狀況的響應方式如下：

- a. 如果電網電壓低於額定電網電壓的 30%，則必須檢查這種情況是否連續存在至少 150 毫秒，以操作防孤島步驟；否則它將保持在併網模式。

b. 如果電網電壓高於額定電網電壓的 90%，則系統將繼續以併網模式運行。

c. 如果電網電壓在額定電網電壓的 30%到 90%之間，則必須從曲線中找出允許的時間並確定其在該區域內的運行。

依據上述說明，本計畫所規劃的低電壓持續運轉控制算法流程如圖 51 所示。系統首先檢查孤島狀況，如果發生孤島，系統將與市電解聯。如果沒有發生孤島，系統將檢查電壓，當市電電壓超過額定電網電壓的 90%，則系統將繼續以併網模式運行。如果市電電壓降低至額定電網電壓的 0%，則系統將等待 0.15 秒，然後進入孤島模式。若市電電壓在額定電網電壓的 0%到 90%之間，則系統先等待後檢查條件，如果滿足規範條件，則系統將繼續以併網模式運行；否則，系統將進入孤島模式，孤島模式下系統持續等待，直到市電電壓再次變為可用，然後與市電重新同步。

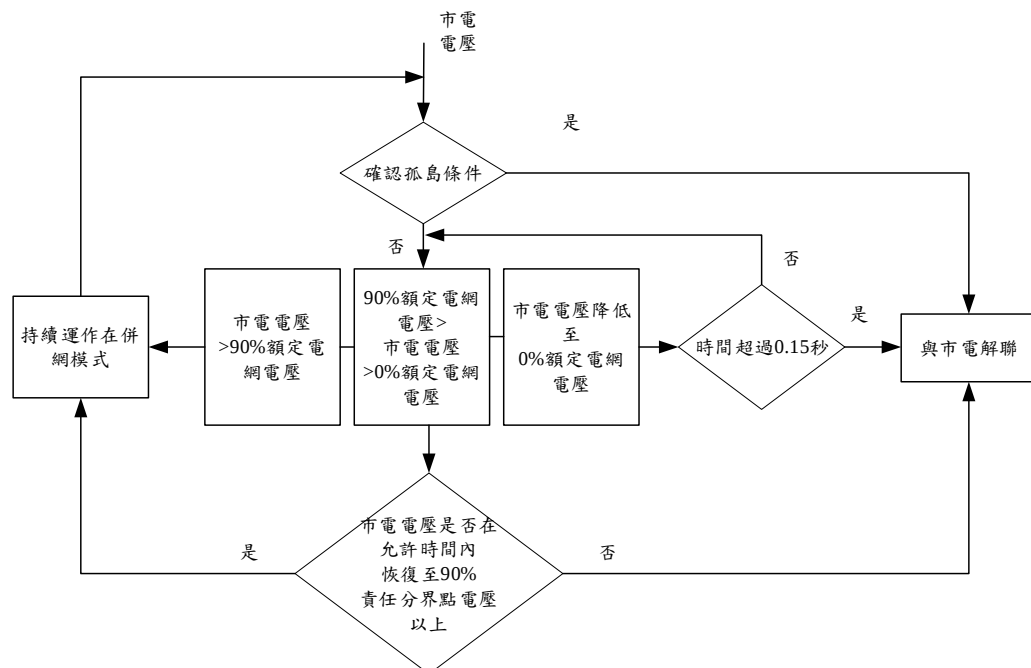


圖 51、低電壓持續運轉控制判斷流程圖

因此，對照故障情境下之微電網輔助服務控制策略及相關模擬結果，一旦共同耦合點發生故障，若在保護開關跳脫之安全值內微電網欲對電力系統提供輔助服務，則需先進行低電壓持續運轉控制以維持系統併網模式，期間輔助服務將無法運行，然而該控制模式之操作時間將依據故障種類及微電網系統儲能狀態而有所不同。因此儲能系統之控制程序建議如圖 52 所示。由圖 52 可知，初始儲能系統於併網模式下進行定功率控制，一旦市電發生系統頻率變動或遠端系統異常時，由於系統頻率發生偏移，儲能系統將依據輔助服務命令進行電力調控。若微電網系統共同耦合點發生故障，便要依據微系統保護機制決定儲能系統是否持續提供輔助服務，若系統要持續進行輔助服務，則須先進行儲能系統低電壓持續運轉控制程序，確保系統電壓回復至持續運轉值後再進行輔助服務；若無法維持低電壓持續運轉條件，則微電網便須依據保護開關之設定，進行系統狀態切換至孤島模式，停止提供儲能系統輔助服務。

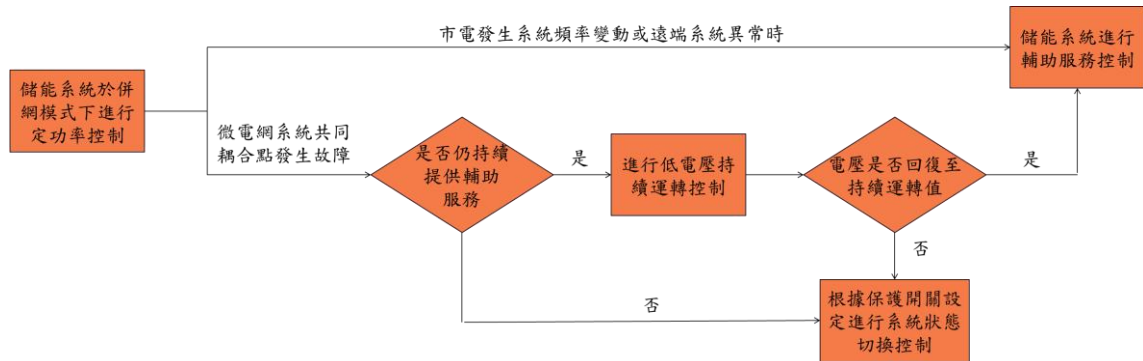


圖 52、本計畫所建議之儲能系統輔助服務控制程序

參、主要發現與結論

本計畫已完成依據核能研究所微電網系統進行輔助服務控制模擬，分別達成之目標有(1)建立含再生能源之配電網即時模擬模型；(2)提出配電系統對多個分散式能源系統之協調調度策略；(3)分析國際上應用調頻、即時與補充備轉容量的適用案例；(4)參考國際上配電系統擾動與故障情境，提出配電系統之調度命令格式；(5)利用即時模擬方式開發配電管理系統之輔助調控策略。由分析及模擬結果可以發現，台灣目前所規劃之輔助服務運作模式相較於國際操作策略差異不大，且在調頻輔助方面規劃更多詳細的操作方案，該因素與台灣電力系統規模較小易受系統擾動而頻率變動有關。原本儲能系統於微電網之功能為調節並提供備援電力，當遠離共同耦合點之系統故障發生時，微電網之儲能系統可順暢地接受電力系統調度依據系統頻率進行輔助服務。然而當共同耦合點發生故障時，輔助服務是否需持續提供則需依據系統保護協調機制及低電壓持續運轉之能力，進行本計畫所建議之圖 52 控制程序，不過由於故障發生於共同耦合點，低電壓持續運轉控制期間無法提供輔助服務，基本上該時程往往已超出調節頻率的黃金時間，基於保護微電網系統之觀點，系統保護協調機制將會及時跳脫市電，則該情況下輔助服務將直接失效。因此本計畫所提出之輔助服務控制程序應於遠離共同耦合點之系統故障發生時才具有系統調節意義，於共同耦合點發生故障時應優先保護微電網而跳脫市電。

目前研究成果，已投稿國際期刊論文及國際研討會論文各一篇。

1. Kuang-Hsiung Tan, Faa-Jeng Lin, Tzu-Yu Tseng, Meng-Yang Li and Yih-Der Lee, “Virtual Synchronous Generator Using Intelligent

- Controller for Virtual Inertia Estimation ,” *Electronics*, submitted, 2021.
2. Kuang-Hsiung Tan, Yih-Der Lee, “Intelligent Control APF for Compensation of Harmonic Current,” *Proceedings of 2021 International Symposium on Intelligent Signal Processing and Communication Systems (ISPACS)*, November 16-19, 2021, Hualien, Taiwan.

肆、參考文獻

- [1] 張永瑞、姜政綸、李奕德，「微電網發展前景及技術剖析」，臺灣能源期刊，第二卷第三期，第 259-278 頁，中華民國 104 年 9 月。
- [2] 談光雄，「微電網之運轉與智慧型控制」，國防大學理工學院國防科學研究所，博士論文，民國 102 年。
- [3] B. Zhao, X. Zhang and J. Chen, "Integrated Microgrid Laboratory System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2175-2185, Nov. 2012.
- [4] M. Chamana and S. B. Bayne, "Modeling and control of directly connected and inverter interfaced sources in a microgrid," *2011 North American Power Symposium*, Boston, MA, 2011, pp. 1-7.
- [5] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107-1115, July 2007.
- [6] Y. Li and Y. W. Li, "Decoupled power control for an inverter based low voltage microgrid in autonomous operation," *2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference*, Wuhan, 2009, pp. 2490-2496.
- [7] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014.
- [8] Y. Han, K. Zhang, H. Li, E. A. A. Coelho and J. M. Guerrero, "MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 8, pp. 6488-6508, Aug. 2018.
- [9] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of

- Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Std. 1547-2018.
- [10] I. J. Balaguer and F. Z. Peng, “Control for grid-connected and intentional islanding operations of distributed power generation,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, 2011.
 - [11] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, “Distributed voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulator,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 182-192, Jan. 2014.
 - [12] Rule 21 Interconnection, California Public Utilities Commission, Available online: <https://www.cpuc.ca.gov/Rule21/>
 - [13] IEEE P2030 Working Group, Available online: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/2030/2030_index.html
 - [14] UL 1741-SA Std., Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources, 2010.
 - [15] 楊豐碩、卓金和、陸臺根、于席正、許立翰、黃琮葆，「國外輔助服務之探討」，台電工程月刊第 841 期，第 17-46 頁，中華民國 107 年 9 月。
 - [16] <https://etp.taipower.com.tw/>
 - [17] IEEE 929-2000 - IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, 2000.
 - [18] IEEE 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, 2018.