

行政院原子能委員會  
委託研究計畫研究報告

具故障忍受能力之分散型發電系統研究

**Study of Distributed Generation Systems  
with Fault Ride-Through Capability**

計畫編號：1052001INER017

受委託機關(構)：南臺科技大學電機工程學系

計畫主持人：許振廷 博士

聯絡電話：06-2533131-3326

E-mail address：cthsu@stust.edu.tw

協同主持人：陳朝順 博士、林嘉宏 博士、辜德典 博士

研究期程：中華民國 105 年 2 月至 105 年 12 月

研究經費：新臺幣捌拾參萬元

核研所聯絡人員：林世維

報告日期：中華民國一〇五年十一月十五日

## 目錄

中文摘要.....	1
英文摘要.....	2
壹、計畫緣由與目的.....	3
貳、研究方法與過程.....	11
一、微電網.....	11
(一)含分散式能源之配電系統規劃.....	12
(二)微電網的結構和特性.....	14
(三)微電網的控制、管理與監督.....	24
(四)核研所微電網.....	34
二、核研所微電網之台電高壓雙饋線故障情境分析.....	38
三、分散式電源之故障忍受曲線研究.....	39
四、配電微電網之高壓雙饋線暫態模擬分析.....	40
(一) 儲能與太陽光發電系統參數.....	44
(二) 微電網之卸載測試.....	47
五、微電網高壓與低壓配電微電網之保護協調.....	50
(一) 高壓 GCB11 與低壓 SS 保護電驛設定.....	50

(二) 高壓 GCB11 與低壓 SS 保護電驛保護協調.....	51
六、建立核研所路竹 MW 級太陽能發電場之即時資訊顯示 .....	52
參、主要發現與結論.....	56
一、台電高壓雙饋線故障情境分析 .....	56
(一) 台電變電所架構.....	56
(二) 故障情境分析 .....	57
二、配電微電網之高壓雙饋線暫態模擬分析 .....	59
(一) 台電瑞源變電所 OQ38 電源案例分析 .....	59
(二) 台電佳安與松樹變電所 4E-1 電源案例分析.....	73
三、微電網高壓與低壓配電微電網之保護協調.....	76
(一) 核研所微型電網高壓與低壓保護電驛設定.....	77
(二) 近端故障電壓擾動模擬案例分析.....	79
(三) 遠端故障頻率擾動模擬案例分析.....	96
四、核研所路竹太陽能發電場之即時資訊顯示與監控測試 .....	99
五、結論.....	106
肆、參考文獻.....	107

## 中文摘要

智慧型電網的正常運作須利用先進的感測系統、通訊系統與控制技術，才可確保電力系統能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶，其中之分散式發電系統若具有高故障忍受能力，可於系統故障期間，對電網提供更有效能之輔助。本計畫以核研所微電網為研究對象，首先收集與分析供電至配電微電網之台電高壓雙饋線故障情境，接著研究不同型式分散式電源之故障忍受曲線，然後進行考慮分散式電源故障忍受曲線與各種外部故障情境之配電微電網暫態模擬分析。除了執行包括電力公司、分散式電源、電池儲能系統與負載之暫態模擬分析外，亦進行必要的卸載，據此設計出高壓與低壓配電微電網之解聯電驛與保護協調，以確保微電網內重要負載的供電可靠度。此外，本計畫亦進行核研所路竹百萬瓦級太陽光發電系統的研究，並建立此一太陽光發電場之即時資訊顯示，可將其每秒的電壓、頻率、實功與虛功顯示於電腦主站。本計畫的執行除了可以實現配電微電網的有效運轉外，更可提高再生能源併網的滲透率，對節能減碳有極大的助益。

關鍵字: 智慧型電網、分散式發電系統、故障忍受能力、暫態模擬分析

## **Abstract**

The smart grid has to adopt the advanced sensing systems, communication systems and control technology to ensure it can provide more efficient, economic and security of electricity to users. It would be very helpful to the utility for grid support if the distributed generation (DG) systems with high fault ride-through (FRT) capability. This project selects the micro grid of the Institute of Nuclear Energy Research (INER) for study. This project collects and analyzes the fault scenarios of the 11.4kV power source 4E-1 and distribution feeder OQ38 which connected to the INER micro grid. In addition, it is also necessary to investigate the fault characteristic of DG likes photovoltaic generation system and wind power system. After that, this project performs the transient stability analysis considering various external fault scenarios with considering DG and battery energy storage system characteristic. According to the simulation results, the protective relays settings and load shedding scheme are therefore determined to ensure the electric power reliability of critical load. By the way, this project also installs a supervisory data acquisition system in the Lu-Chu micro grid of INER. The electric power signals likes voltage, frequency, active and reactive power are collected and displayed on the main frame computer. It is concluded that the implementation of this project can extend the effectiveness of the micro grid and improve the penetration of renewable energy grid.

**Keywords:** Smart Grid, Distributed Generation System, Fault Ride-Through Capability, Transient Stability Analysis

## 壹、計畫緣由與目的

台灣是個島國，地狹人稠且自產能源匱乏，大部份石化原料像石油、煤及天然氣皆需仰賴進口，不僅原料成本較貴且易受國際市場波動影響及控制，近年來石化原料價格變化劇烈，更造成國家與電力公司重大的負擔。此外，由於台灣經濟的快速發展，造成用電量亦大幅成長，尤其每年夏天之尖峰負載用電常會導致台電系統發電量不足而造成限電的危機。另一方面，因為國人環保意識的抬頭，台電在興建一般大型集中式火力電廠往往遭受到民眾激烈的抗爭，甚至輸、配電變電所與架空鐵塔的興建亦因民眾抗議與路權因素而延後或停止。此外，核能電廠使用放射性化學物質鈾為燃料，由於一般民眾對核災的恐懼與後續核廢料的處理問題皆有相當的疑惑，尤其在日本福島核能電廠發生嚴重的事故後，政府已決定在核四完工運轉後，不再興建核能電廠，且現有核電廠不再延役的策略。

為解決此一問題，目前包含台灣在內的世界各國政府正在大力推廣再生能源(renewable energy)的發電系統，以降低對石化能源的依賴並減緩其對地球的環境衝擊。這其中包含以風力(wind power)、太陽能(solar energy)、生質能(biomass energy)、小型水力(small hydro power)、地熱(geothermal power)及海浪(wave power)等不同發電模式[1]，這些系統的使用能源通常有取之不盡、用之不竭的優點，而且無有害廢氣的產生，是種極為乾淨的能源，對整體環境的衝擊亦最小。而其中之風力與太陽能，更是我國政府未來將大力推廣之主要再生能源發電項目。不同於傳統之大型集中式發電

機組，這些再生能源發電可稱為分散式發電(distributed generation, DG)系統[2]，圖 1.1 為含不同型式 DG 之電力系統架構圖。因為 DG 較一般之大型發電廠更靠近負載，所以可減少電力公司之輸電損失，若經適當的控制則可改善電力品質與供電可靠度，當 DG 裝置容量與數目增加至一定程度，相信對尖峰負載需求的供電能力有極大的幫助，如此將可大幅降低電力公司對發電廠及輸、配電網路的增建壓力。除此之外，更能因此而減少石化能源的使用，降低空氣污染的程度，有效的節能減碳，相信對國家整體能源的規劃會有莫大的助益。

然而，分散式電源的併聯亦會對電力系統造成影響，其衝擊程度會隨併聯之容量、種類和位置而有所不同，併聯不當會降低配電系統電力穩定性與可靠度，嚴重時可能危及公共安全並損害用戶用電器具及電業電力設備。例如 DG 會改變故障電流的大小與方向，引起保護電驛的誤動作與增加保護協調的困難性，所增加的短路容量與故障電流亦可能造成台電或用戶的斷路器與線路因容量不足而失效或過載，除了會造成電力系統停電的範圍擴大與時間延長外，甚至會使得設備損壞。部份經由靜態電力轉換器與台電系統併聯的 DG，有可能產生諧波(harmonic)的污染。又例如當電力公司維修或發生故障時，DG 若未跟著切離，則可能會出現由 DG 供應饋線其他用戶負載的情形發生，即所謂的孤島(islanding)運轉，若未經適當的規劃與控制，則此孤島系統不良的電力品質極可能造成許多設備的損壞，亦有可能因饋線自動復閉器動作而造成嚴重的損壞，或者工作維修人員以為已停電而進行操作而危害生命安全，對電力公司故障清除後的併聯動作亦是一大難題，目前應儘量避免此

一狀況的發生[3]。目前可使用的解聯電驛有高低壓電驛(59/27)、高低頻電驛(81H/81L)、頻率變化率電驛(81R)、瞬時過電壓電驛(59I)等被動型偵測法，亦可使用主動型偵測法，例如在 DG 輸出處加入一微量之小擾動，系統正常時不會造成任何影響，當外部故障時，此小擾動卻可引起頻率或電壓的劇烈變化。而亦可使用遠端通訊偵測法，使用聯鎖裝置使 DG 之斷路器與饋線之斷路器同時跳脫(transfer trip)，快速的復閉約在斷路器跳脫後 15-20 週期動作，因此上述各種孤島偵測方法亦應確保在饋線自動復閉前動作，或者修改自動復閉器的動作時間，使得 DG 能順利的完成解聯[4]。

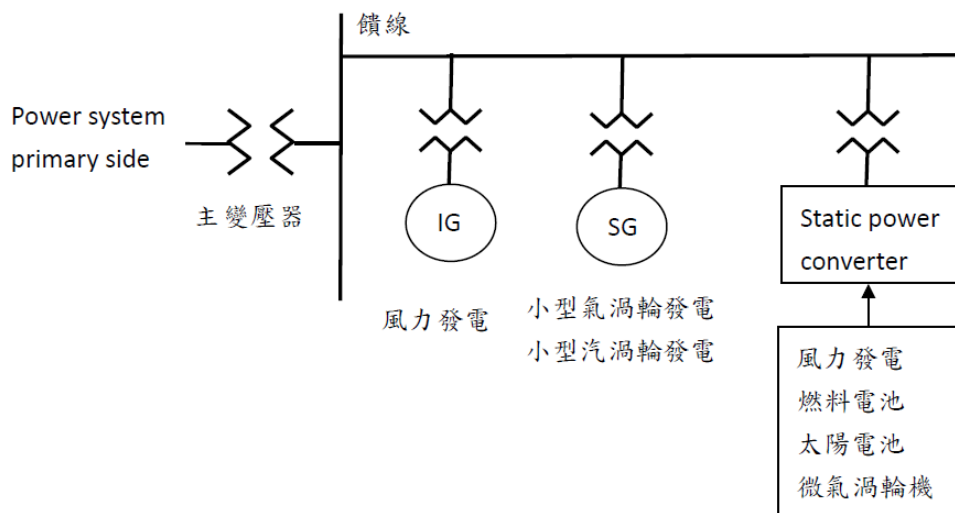


圖 1.1 不同型式 DG 併接至配電饋線架構圖

當系統發生擾動或故障時，會造成電壓驟降(sag)，電力公司在電壓驟降期間希望併網的 DG 仍能維持正常運轉，以提供電網應付此一擾動現象，此即 DG 之故障忍受能力(fault ride-through; FRT)。然而，對發電業者而言，為了顧及 DG 之安全性，在必要時須將 DG 切離系統，因此各種不同型式 DG 對於電壓驟降的忍受能力就



成了一項重要課題。台電在再生能源發電系統併聯技術要點[5]亦規定，風力發電併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(low voltage ride-through; LVRT)，當電力系統故障造成責任分界點電壓驟降時，風力發電設備必須能夠持續運轉，圖 1.2 所示為不同國家對風力發電機建議之電壓驟降忍受能力曲線圖[6]。太陽光電部分，台電公司目前並沒有訂定 LVRT 相關規範，但有許多國內外研究使用太陽光電換流器來改善電壓驟降，亦是相當值得注意。

國內外分散式電源正快速發展且併入電力系統之種類、型態及容量漸多，除了須思考因應各類分散式電源併入配電系統之衝擊外，更應研究如何運用不同分散式電源，降低其負面影響並轉化為正面助益，以提昇配電系統更佳之供電品質及供電可靠度。例如可考慮將 DG 納入配電中心做實、虛功率之調度，而非只限制其在尖離峰的功率因數變化，反而可有效利用其快速、連續與較大範圍的虛功變化特性來控制饋線電壓變化，使其電壓大小可維持在正常供電範圍內，又可使饋線損失降至最低。另外，近年來由於科技的快速發展，客戶普遍大量使用更為精密的電子控制設備，這些設備對電力品質及供電可靠度要求甚高，若能克服上述孤島運轉的許多問題，則電力孤島運轉將可大幅減少用戶的停電次數與時間。如上所述，為達到此一目的，國、內外電業正積極推動智慧型電網(smart grid)的研究，希望可利用先進的感測系統、通訊系統與控制技術[7]，以確保電力系統能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶。為了達成此一目標，智慧型電網需要下列相關技術的配合，就 DG 方面包括：分散式發電機組與電力系統的併聯、分散式儲能(distributed storage; DS)裝置的整合及系統相互支援運轉技術；就電

力網路的管理方面包括：即時監視、輸配電自動化、需量反應(demand response)、市場管理及通訊網路(communication networks)等技術；就用戶電力管理方面包括：智慧型電錶基礎設施(automatic metering infrastructure, AMI)、智慧型建築/設備(smart buildings/equipment)及智慧型裝置(smart appliances)等技術。有了這些技術與設備，智慧型電網即具有自癒的能力(self healing)，可在用戶供電品質受影響之前發現並解決問題；經由即時測量結果與快速的通訊技術，進行先進集中式的診斷與控制，在電力系統受干擾後，直接對負載、DG與DS設備採取動作，以決定微電網(micro grid)的範圍，並維持其供電穩定(允許孤島運轉)，以利微電網的資源獲得最佳的利用；智慧型電網可自行調整保護設備設定，以適合變更後的系統架構。圖 1.3 所示為一典型之微電網架構圖[8,9]，此微電網可由電力與能源管理系統(power and energy management systems, PMS/EMS)集中管理 DG、熱能、負載與儲能設備，PMS/EMS 會根據即時管理的模組接收到現在與預測的負載量、發電量與市場資訊，分別適切地執行電力潮流、功率輸出、電力公司電力消耗量、可調度資源及可控制負載的控制，正確分配此微電網運轉期間之熱能與電能，以維持此微電網的正常運轉。

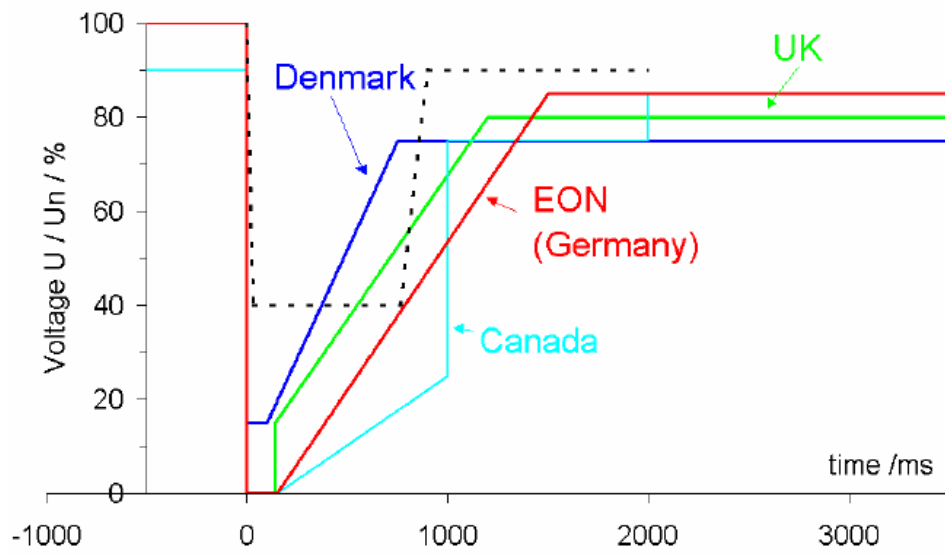


圖 1.2 不同國家風機 LVRT 曲線圖

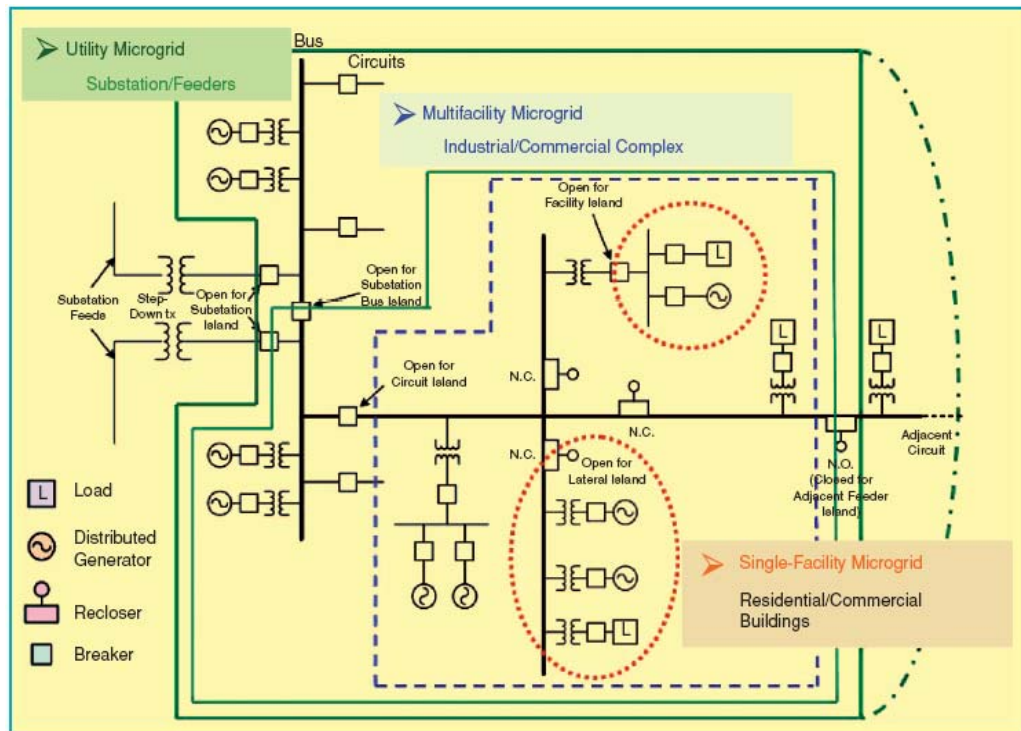


圖 1.3 典型微電網架構圖

為提升供電系統之效能，並達到節能減碳之目標，世界各國莫不積極投入智慧型電網之研究，希望能整合電力系統之發電、輸電、配電與用戶於系統發生故障事故時，能藉由智慧化之偵測與自動控制，避免大停電而達成自我痊癒之目標。同時亦積極鼓勵用戶之參與度，包括分散式發電及需量反應負載控制，達成資產利用最佳化、運轉效率化。因此智慧型電網將應用先進之資訊及自動化科技於電力系統電能之生產與消費。由於未來之智慧型電網除傳統集中式之大型發電外，亦將包含各種不同之分散型發電，如風力發電與太陽光電等。由於此種發電係利用自然能源，其發電量將隨風力、太陽能變化而不易控制。由於電力消費者亦同時可能為電力生產者，造成電力潮流方向之變動，為達成電力系統之穩定，必須藉由需量反應之用戶端負載控制，使用戶端之負載配合系統發電量而作調整，因此電力系統之運轉將更依賴系統即時資料之收集與運算。另一方面，對有先進偵測、通訊與控制技術的智慧型電網而言，是可執行含 DG 之微電網自主運轉，以提高饋線重要敏感性負載之供電可靠度。但是大部份的 DG 並未執行電壓控制與頻率控制，若欲維持微電網供電的穩定，可在適當的位置加入適當容量的儲能設備，例如電池儲能系統(battery energy storage, BES)等。

核研所微電網目前的外部供電一路來自台電 OQ38 饋線，另一迴路由所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓的 4E-1，二電源目前為互鎖狀態[10]。為確保微電網供電品質與提高供電可靠度，有必要探討核研所微電網採用台電 OQ38 與 4E-1 雙電源時，所產生的相關問題。收集與分析供電至配電微電網之台電高壓雙饋線故障情境，研究不同型式分散式電源

(太陽光電系統與風力發電系統)之故障忍受曲線。為了使配電微電網可順利解聯的自主孤島運轉，需要進行考慮分散式電源故障忍受曲線與各種外部故障情境之配電微電網暫態模擬分析。除了執行包括電力公司、分散式電源、電池儲能系統與負載之暫態模擬分析外，亦將進行必要的卸載，據此設計出高壓與低壓配電微電網之解聯電驛與保護協調，以確保微電網內重要負載的供電可靠度。此外，本計畫亦進行核研所路竹百萬瓦級太陽光發電系統的研究，並建立此一太陽光發電場之即時資訊顯示，可將其每秒的電壓、頻率、實功與虛功顯示於電腦主站。

## 貳、研究方法與過程

### 一、微電網

隨著經濟的發展，民眾對電力的需求越來越大，而傳統電力設備投資集中在火力、水力、核能等大型集中式電源以及遠距離超高壓輸電線路的建設上，因此形成了以大機組、大電網和高電壓為主要特徵的集中式單一供電系統，目前，全世界90%的電力負載是由這種單一的大電網供電的。但是隨著民眾對供電品質和安全可靠度的要求越來越高，大型電網也逐漸突顯出其脆弱的一面。

另一方面，隨著現今社會對能源需求的增加，可供利用的煤炭、石油等石化能源越來越少，而且諸如煤炭、石油、核能等在發電過程中都會對環境造成嚴重污染。環境問題以及能源危機已成為當今世界的兩大難題，在越來越關注生態環境的保護以及能源的可持續發展下，為保護環境，避免能源危機，開發再生能源成了新興的研究課題。

石化能源的日益枯竭，環境的變遷，大型電網自身的缺陷以及全球電力市場化改革的進行，促使分散式電源(Distributed Generation, DG)成為電力系統中新的研究話題。分散式電源，一般指分佈在電力負載附近，容量在數 kW 至數 MW 之間的環保節能的發電裝置。經由小型熱-能結合(combined heat and power, CHP)設備，使用戶有機會利用區域內初級燃料發電轉換產生之廢熱能。DG 通常利用引擎發電機(engine generators)、氣渦輪機(gas turbines)、微渦輪機(micro-turbines,)及燃料電池(fuel

cells)發電。小型 kW 等級之 CHP 目前正逐漸地發展中，而這些應用系統結合太陽光電模組(solar photovoltaic, PV)、小型風機(wind power)、小型再生能源(renewables)如生質能、熱與電力儲存設備(heat and electricity storage)及可控負載(controllable loads)等，預期在未來電力供應將扮演極重要之角色，這些相關的技術統稱為分散能量資源(distributed energy resources, DER)[8,9]。

雖然應用 DER 可降低傳統系統擴建的需求性，然而控制數量龐大的 DER，卻衍生另外一個新挑戰，即如何安全地、有效率地運轉及監控整個網路。此挑戰一部份可藉微型電網(microgrids)加以克服，微型電網本質上藉由更分散化的方式協調各 DER，因此可降低網路的控制負擔，並允許 DER 提供其最大效益。微型電網可以安全地、有效率地運轉於其區域配電網路中，亦有能力獨立孤島(islanding)運轉。微型電網之設計及運轉需要新的科技與技術，另一方面擁有多數 DER 的配電系統則需要相當可觀的運轉控制能力。

#### (一) 含分散式能源之配電系統規劃

表 2.1 比較傳統配電系統、非集中式的能源系統以及微電網的規劃方法之間的主要區別[9]。傳統電網的規劃方法是以集中化發電及經由被動的配電網路傳輸到終端用戶加以設計，在這個架構裡的所有客戶均經由同一個配電變電所供電，故其電力品質幾乎相同。雖然目前的配電系統層級容許小規模 DER 的整合併入，然而整體的佔比率仍被限制而容量較低，以防止對系統的操作協調和傳統控制設備的動作產生不利影響，因此目前一般 DER 並不能提供電網調節功能，包

括電壓調整、無效功率控制及頻率的穩定。

配電網路操作員(DNOs)主要的關切是在具有高 DER 佔比率之主電網電力品質會不會因此被影響。另一方面，分散式能源的運轉主要依存在主電網的發電和電壓/頻率的調節，因此一旦失去了主電網的連結，基本上，DER 並無法傳送此時所急需之任何電力輸出。

表2.1 配電系統、非集中式的能源系統以及微電網的規劃方法

table 1. Distribution system planning approaches.			
	Past	Present	Future
Planning	Conventional Approach	Decentralized Energy Systems	Microgrids
Generation Integration	Centralized On-site, backup generation	Decentralized Low/medium penetration DER	Decentralized Medium/high penetration DER
Load	No differentiation	Load classification based on power quality requirements and controls (e.g., critical/noncritical, controllable/uncontrollable load)	
Distribution Network	Supplied from substation/passive network	Semi-active network	Active network/bi-directional power exchanges
Contingency Management	Frequency-based load shedding, forced power outage	Load shedding, disconnect DER	Islanding and autonomous operation, emergency DRM, power sharing

在目前的規劃和工程環境下，為了平衡發電與負載，通常採用的偶發狀況處置方式是採用卸載與強迫停電，來管理因上游饋線故障、高壓線路斷聯或者一個大型發電廠停機所引起的電力不足。即使一個大小適當的地區電源可用來供電部分用戶並防止分區輪流停電，但因配電系統的操作方式，以及 DNOs 和獨立發電廠(IPP)二者間的控制缺乏協調，故並不允許部份系統作單獨運轉。

而未來微電網的方法(1)基於同區域 DER 和負載設置地點的協調，促進了一個高效率的能源配送及供應系統，(2)提供一個依據客戶技術喜好與電力品質需求，而具有服務差異性之安全且可靠的電力供應架構，(3)在斷電或能源危機期間，



一個具備足夠的發電容量和平衡的電源，可以脫離主電網而獨立運轉之能量輸配結構。微電網同時利用三套的資源，達到電力平衡和能量管理目的，包括可調度的 DER 控制、需量反應管理(DRM)及與主電網間的電力交換控制。藉由微電網的結構重組電力網路，可以幫助大規模 DER 互聯至中/低壓的配電系統，且提供了一個充分利用 DER 效益的機制。系統化的微電網設計是提供 DER 規劃、大規模的配置及微電網獨立運轉的有效途徑。

## (二) 微電網的結構和特性

一個微電網可以包括部份中/低壓配電系統及由單一或多個 DER 供應的群聚負載。從運轉的角度來看，一個微電網可以經由責任分界點(PCC)連接到其餘區域的電力能源系統運轉，而且在與電網連結和獨立電網(isolated grid, IG)兩種模式狀態完善地轉變。連結至主電網的微電網運作與控制可以在電網依賴(grid dependent, GD)模式或電網獨立(grid independent, GI)模式之間轉換，端視微電網與主電網系統間的電力交換和相互作用而定。

微電網正常時，以經由變電站變壓器與電力公司系統連接之併聯模式運轉。不過，當微電網在 PCC 點與電力公司解聯而形成孤島系統後，它也被期待能繼續運轉提供足夠的發電量、控制和操作策略，至少可供電給部份的負載。現今的電力系統在實務上並不允許微電網在偶發事故後維持孤島運轉和自動地再同步併聯，這主要是基於人員和設備安全的考量。但是，許多 DER 單元基本上有必要在孤島運轉與電網併

聯二種模式間做運作變化，並且使此二種模式能順暢地轉換（亦即孤島和同步運轉的暫態現象），以利微電網的資源獲得最佳的利用。

根據 DER 單元與微電網連接的界面，可將其分成二個部分群組。第一個部分包括了經由旋轉機械與微電網互聯的傳統或旋轉設備；第二個部分則由電子耦合設備組成，其使用電力電子轉換器提供與主系統間的連結媒介。做為大部份型式 DG 和 DS 單元的連結介面，此電力電子轉換器的控制概念、策略和特性與傳統旋轉機械有顯著的差異。因此，微電網的控制策略和動態特性與傳統電力系統有明顯的不同，特別是在獨立的(autonomous)運轉模式之下。相較於一個在運轉和控制均完善的互聯電力系統而言，微電網未來的控制與電力/能源管理策略主要取決於所採用的 DER 技術、負載需求和期望的運轉方案。

## 1. 微電網的種類

依據其應用、業者結構及微電網所服務的負載類型，表 2.2 提供了一個微電網可能的架構與特性的分類[9]。表 2.2 所介紹的三種類型分別為電力公司的微電網、單一或多個設施的工業/商業用微電網，和遠端的微電網。圖 1.3 所示為一個可以在部份的配電變電所實現之典型微電網架構，其可供應變電所的工業、商業及住宅用戶。

表2.2 微電網可能的架構與特性的分類

table 2. Microgrid architecture.					
	Utility Microgrids		Industrial/Commercial Microgrids		Remote Microgrids
	Urban Networks	Rural Feeders	Multifacility	Single Facility	
Application	Downtown areas	Planned islanding	Industrial parks, university campus, and shopping centers	A commercial or residential building	Remote communities and geographical islands
Main Drivers	Outage management, RES integration		Power quality enhancement, reliability and energy efficiency		Electrification of remote areas and reduction in fuel consumption
Benefits	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GHG reduction</li> <li>• Supply mix</li> <li>• Congestion management</li> <li>• Upgrade deferral</li> <li>• Ancillary services</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Premium power quality</li> <li>• Service differentiation (reliability levels)</li> <li>• CHP integration</li> <li>• Demand response management</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Supply availability</li> <li>• RES integration</li> <li>• GHG reduction</li> <li>• DRM</li> </ul>
Operating modes: Grid dependent (GD), grid independent and autonomous operation (GI), isolated Grid (IG)	GD, GI, IG		GD, GI, IG		IG
Transition to GI and IG Mode	Accidental	Faults (on adjacent feeders or substation)	Main grid failure, power quality issues		—
	Prescheduled	Maintenance	Energy price (peak time), utility maintenance		—

### (1) 電力公司的微電網

微電網可以由 DNO 所管理的一個配電變電所之部分或全部饋線組成。一個電力公司的微電網利用靠近於負載中心的大數量 DER，可以滿足區域性負載成長及配電饋線和高壓傳輸網路的擁塞管理。在電力公司的層級，小水力發電、中型風力/光伏發電(PV)及生質能發電等為一些可供選擇的再生能源，並搭配低污染的氣渦輪發電機，來提供適當的混合發電量。一個電力公司的微電網在高壓饋線和變電所預定的維修期間，可以藉由協調的方式，與主電網解聯。微電網依規劃的孤島運轉可防止負載供應的中斷及斷電時間的延長。一個電力公司的微電網也可以提供輔助服務，包括區域性的無效功率供應和優質的電力品質。有些 DER 技術可以提供可調度的無效功率，以補償

區域性負載及維持電壓大小分佈(voltage profile)。

## (2)商業和工業的微電網

商業和工業電力用戶通常被定義為重要和敏感的負載階級，並要求較高的電力品質和可靠度。一個重要負載不能容許短暫的斷電及並要求較高的電力品質。一個微電網可以用來服務一個多樣商業或工業設施的負載需求，例如一個大學校區、一個購物中心或一個工業設施。由分散式控制和自動化所支援的微電網，其先進的電力管理策略可防止瞬間斷電，並藉由限制主電網及鄰近用戶之影響而改善電力品質。

微電網可依用戶的負載分類及服務差異性，定義出可靠度和電力品質層級。微電網的負載分類及需量反應控制概念，也有助於尖峰削減(peak shaving)及在電網隔離獨立模式運轉期間之發電與需求管理。一個商業或工業用微電網，在市電供應之電力品質不符合負載要求，且可能使微電網之電力品質惡化時，可將其獨立形成孤島運轉。一個商業或工業用微電網，亦可規劃成獨立電網模式操作，例如，當能源價格高時，於電力公司尖峰時期能源價格攀高時，減少由主電網提供的電力。

微電網也可供應一個小型多重設施住宅用戶，例如，位於市區或郊外的一個併棟住宅或高/低層共同管理公寓。如果使用多個 DER 單元，這個住宅用的微電網可依據客戶用電供應需求，提供一個便利且可靠的能源輸送系統。對住宅及商業建築應用而言，太陽能 PV 發電和微型

氣渦輪 CHP 發電是較有吸引力的小規模 DER 技術。PV 能源可整合於建築結構中，建築業主可由白天尖峰負載及太陽能發電之優良相關性而獲利。裝置於個別公寓或辦公室，低噪音且模組化的小規模微型氣渦輪 DER，提供了可靠且可控制的熱電聯產能源，其電力和熱能可滿足局部負載需求，並達成較高的整體效率。

### (3) 偏遠地區的微電網

根據偏遠地區地理的特性和資源的可獲得性，各種類型的電源例如小水力、風力機、太陽 PV 和低污染的氣渦輪機能源都是可被使用的。遠端微電網設計的一個主要差別，是其電源規模必須足以供應所有負載，並具有適當的備載容量以作為偶發事故的管理。此外，分散的負載和微電網內最小和最大負載間的大差異，使得 DER 的技術選用、規模大小及座落地點等，成為一項具有挑戰性的任務。為達到短期和長期偏遠地區的微電網的能源/電力平衡，並克服因間歇性發電及變動性負載所造成之電力波動，通常可建議採行下述的方法：

- 在多重規模尺寸的電源中，以先進的功率分配和機組調度排程，依負載的變化來選取適當 DER 組合。
- 最佳尺寸能量儲存單元的使用
- 負載的優先化和先進化控制

偏遠地區微電網的設計方法，提供了一個自我修復的系統，並具有充分的緊急供電能力，以達到供電可用性與可靠度合理的水平。值得注意，在獨立的電網或經由一個

背對背電力電子與主電網連接的微電網，其電網電壓的特性可以完全不同於主電網，它可能是可提供不同電力品質、頻率或直流電壓的配電網路。

## 2. 微電網的 DER 單元

DG 和 DS 這二種設備通常係經由中壓或低壓等級引接至主微電網中。圖 2.1 所示為一個由能源來源、連結介面和在連接點(point of connection, PC)開關設備所組成的 DG 單元。傳統的 DG(例如，由往復運動的引擎所驅動的同步發電機，或是由定速度風力機所驅動的感應發電機)其旋轉機械：

- 可將能源轉換為電力。
- 亦可作為能源與微電網之間的介面。

對一個以電子設備耦合連接的 DG 而言，其連接的電力轉換器：

- 可提供另一層次的轉換和控制；例如電壓和頻率控制。
- 可作為 DG 與微電網間的連結介面。

由能源側輸入至 DG 介面電力轉換器之電力，可以是固定或可變頻率的交流電，亦可為直流電。圖 2.1 亦可代表一個 DS 的架構[9]，只要用儲存媒介物(storage medium)取代圖中的能源來源。表 2.3 分別描述 DG 與 DS 廣泛使用的能源與儲存媒介物的典型介面架構及電力潮流控制方法[9]。值得注意的是，除了上述二種 DG 與 DS 的基本類型外，一個 DER 單元也可是混合類型，例如，同時包括能源轉換單元

和儲存媒介二者。混合型 DER 與主微電網的介面，通常是經由一個可執行雙向交流/直流及直流/直流變換的轉換器。

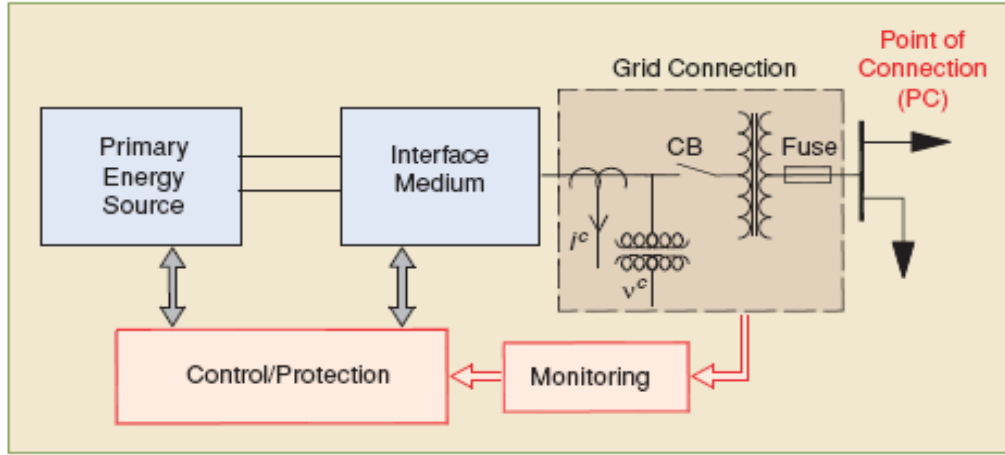


圖2.1 DG單元的方塊表示圖

表2.3 DG與DS使用的能源與能量儲存設備介面及電力潮流控制方法

table 1. Interface media for DER units.			
	Primary Energy Source (PES)	Interface/Inversion	Power Flow Control
Conventional DG	Reciprocating engines	Synchronous generator	AVR and Governor control (+P, ±Q)
	small hydro		
	Fixed-speed wind turbine	Induction generator	Stall or pitch control of turbine (+P, -Q)
Nonconventional DG	Variable-speed wind turbine	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	Turbine speed and dc Link voltage controls (+P, ±Q)
	Microturbine		
	Solar PV Fuel cell	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	MPPT and dc link Voltage controls (+P, ±Q)
Long-Term Storage (DS)	Battery storage	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	State-of-charge and/or output Voltage/frequency controls (±P/±Q)
Short-Term Storage (DS)	Super capacitor	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	State-of-charge (±P, ±Q)
	Flywheel	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	Speed control (±P, ±Q)

就電力潮流控制而言，DG 可以是一個可受調度 (dispatchable)，也可以是不受調度的設備。一個可受調度 DG 的輸出功率，可經由監控系統提供的設定值來執行外部的控制，此可受調度 DG 可以是動作快速或是響應緩慢的設備。圖 2.2 為一個使用往複式引擎可受調度之 DG 架構圖 [9]，此往複式引擎 DG 通常配備有調速器 (governor) 來執行

速度控制和燃料調整，自動電壓調整器(AVR)則控制同步發電機的內電壓。根據調度的策略，可經由調速器和自動電壓調整器控制 DG 的實功率與虛功率輸出。

相反地，一個無法接受調度的 DG，其輸出功率通常控制在其主要能源於最佳運轉狀況。例如，為了從風力得到最大可能的電力，一個不受調度的風機通常是以最大功率追蹤的概念做控制，因此風機的輸出功率會根據風力的大小而變化。使用再生能源的 DG 通常是不受調度的設備單元。為了讓再生能源型式的 DG 在所有可行的條件下均有最大的輸出功率，通常使用最大功率追蹤點(MPPT)的控制策略來傳送最大的功率。

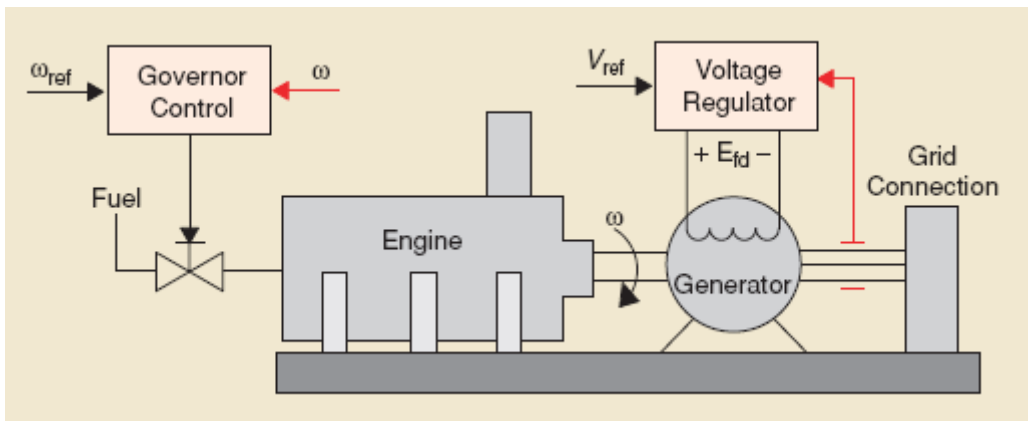


圖2.2 往復引擎發電機式的DG設備

圖 2.3 顯示三種常見經由電子介面 DER 的架構圖[9]。圖 2.3(a)為一個不受調度的光伏(PV)型式 DG，此 PV 陣列經由一電力轉換器與主微電網互聯。此轉換器是由一個 dc-dc 轉換器和一個 dc-ac 轉換器所組成的一個 dc-dc-ac 系統。圖 2.3(a)的架構也能表示能源來源具有可受調度特性的 DG 單元，例如一個燃料電池或電池儲能，則亦構成一電子式耦



合的組合。

圖 2.3(b)所示為一經電子式連接的混合式 DER 單元，其中的轉換器系統是由兩個並聯的 dc-dc 轉換器和一個 dc-ac 轉換器所組成。雖然圖中 PV 陣列為一無法接受調度的電源，但可控制轉換器系統於此單元的輸出端提供一個可受調度的電力。圖 2.3(b)也意味著一個基於無法調度的風力 DG 單元，也可以被轉換成一個可受調度的混合式 DER 單元。

圖 2.3(c)顯示一經電子式連接的發電機組 DG 單元，此 DG 單元增加了一組電容性的能量儲存單元，而發電機組是一動作緩慢的可受調度 DG 單元，經由一 ac-dc-ac 的轉換器系統與主微電網併聯。電容性的儲存單元以一 dc-dc 轉換器為介面與 ac-dc-ac 轉換器系統於直流鏈(dc link)相互連接，並於此動作緩慢的發電機組啟動或加減速期間，提供短時間的電力潮流需求。

電子式連接 DER 單元有一顯著的特性，即透過介面轉換器可使其具有快速的動態響應能力；另一個特點是介面轉換器可限制 DER 單元對短路電流的貢獻量至其額定電流的 200% 以下，實際上亦即可防止提供故障電流。相較於傳統的 DG 單元，在微電網的暫態期間，因電子式連接的 DG 單元並不具有任何慣量，本質上無維持微電網頻率之傾向；不過，轉換器的快速控制也能被利用來協助頻率的調整。圖 2.3 之轉換器介面的另一個特性是，它可提供能源來源及配電系統間某種程度的電力隔離，也因此相較於傳統

DG 單元，在兩個子系統之間的動態交互作用通常是較不那麼劇烈。

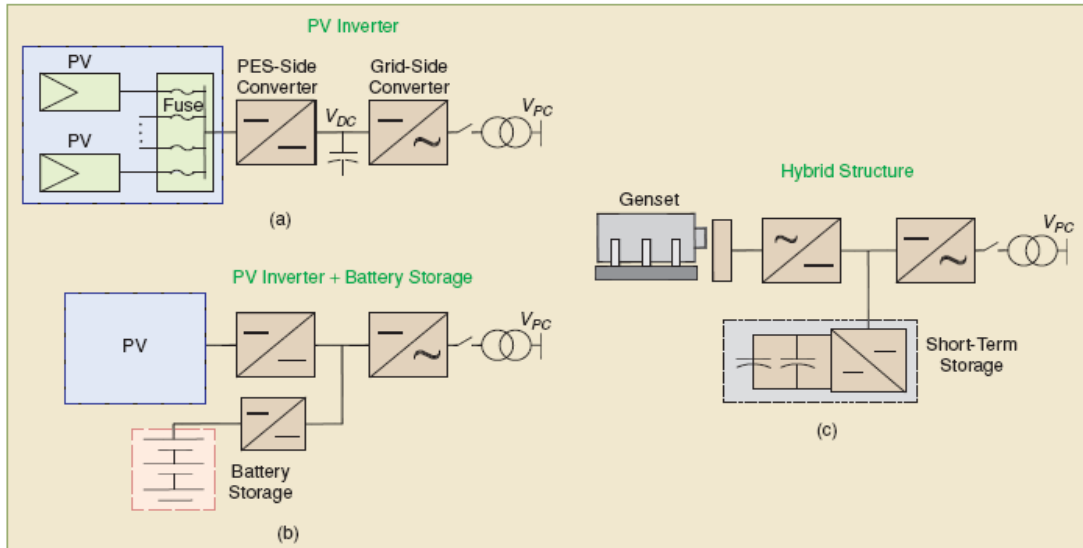


圖2.3 電子耦合式DER單元的一般架構 (a)無法調度的DG；(b)及(c)可調度的DG和DS

### 3. 微電網的負載

在與市電併聯的模式下，電力公司的配電系統通常可視為一個鬆弛(slack)匯流排，其可供應/吸收任何微電網產生的電力差異以維持淨電力的平衡。在微電網架構下，基於運轉策略或者契約規定，如果淨輸入/輸出電力有嚴格的限制，則卸載或發電機跳脫也是一種可能選擇。

在獨立運轉的模式下，為了維持電力的平衡，並且使微電網的電壓/角度穩定，採取卸載或跳脫發電機通常是必要的。因此，運轉策略必須保證微電網內的重要關鍵性負載可享有服務優先權。再者，微電網的運轉應該能提供相關功能，例如用戶服務差異性、特殊負載的電力品質提升和事先指定負載類別的可靠度改善。減少尖峰負載與降低

大範圍負載變動的控制，也能被運用來使 DS 單元和可調度 DG 單元的額定容量達到最佳化。

實際上，部分非敏感性(non-sensitive)的負載可被視為可控制負載，並且加入需量反應(demand response)控制策略，以降低尖峰負載及使負載變動曲線(load profile)較為平順，或者當在某些特定期間有多餘的電能(例如間歇性的 DG 單元)可利用時，安排負載用電。非敏感性且無法控制的負載則為卸載的首要對象，卸載與需量反應通常透過微電網的能源管理控制器(energy management controller)來執行與監督。

### (三) 微電網的控制、管理與監督

#### 1. 微電網 DER 的控制

在微電網內，DER 單元控制策略的選擇是基於被要求的功能和可能的運轉方案。DER 單元的控制也由其與系統和其他 DER 單元間的相互作用特性來決定，DER 單元的主要控制功能是電壓和頻率控制及實/虛功率控制。表 2.4 提供一個 DER 單元主要控制功能的一般的歸類[9]，表中將控制策略分成電網追隨 (grid-following) 與獨立電網形成 (grid-forming) 二種控制模式。

上述分類更進一步分成非交互式(noninteractive)和交互式電網控制策略。當不需要在連接點(PC)直接控制電壓和頻率時，可採用電網追隨法。再者，如果一 DER 單元的電力輸出控制是與其它單元或負載無關的話，它即形成一個非交互式電網策略，例如一個以最大功率追蹤控制的太陽光

伏系統。而交互式電網控制策略乃是基於指定的實/虛功率設定值為其輸入指令，此設定值由電力調度策略或者是負載或饋線實/虛功率補償而定。在沒有電力公司網路連接的情況下，對一個可受調度單元的電壓和頻率控制而言，應採非交互式與電網形成的控制方式，DER 單元會試圖在獨立的微電網中，提供平衡的功率，同時調節電壓並且穩定頻率。如果有兩個或更多個 DG 單元共同分擔負載需求，並且同時對微電網內的負載變化作出反應，則可採用經由改變 DER 單元電壓和頻率的交互式控制策略。

表2.4 DER單元主要控制功能的分類

table 2. Classification of control strategies for electronically coupled DER units.		
	Grid-Following Controls	Grid-Forming Controls
Noninteractive Control Methods	Power export (with/without MPPT)	Voltage and frequency control
Interactive Control Methods	Power dispatch Real and reactive power support	Load sharing (droop control)

### (1) 電網追隨(grid-following)：功率輸出控制

在不超出微電網所決定的電壓和頻率限制下，電網追隨之功率輸出控制策略經常用在控制 DER 單元的輸出功率。如果連接介面是一電壓源轉換器(VSC)，可使用電流控制策略來決定此 VSC 脈寬調變(PWM)的參考電壓波形。藉由追蹤分界點的電壓波形，此參考信號也與微電網的頻率同步。此控制策略可以在一個同步的”dq0” 框架下實現，並指定轉換器輸出電流的 d 軸分量與 q 軸分量分別對應到輸出的實功率與虛功率，圖 2.4 為一個”dq0” 框架控制器的方塊圖。

圖 2.4 顯示一個 VSC 的 d 軸和 q 軸電流分量乃經由一”abc”至”dq0”的轉換而取出[9]，再與由外部功率或電壓控制迴路所指定的參考信號做比較；此一誤差信號會提供給 dq 電流控制方塊，以決定參考電壓  $V_d$  和  $V_q$ ；最後，經過一個”dq0”至”abc”的轉換，即可確定 PWM 信號產生器的三相參考信號。詳細的內部和外部控制方塊架構，依控制模式和能源的類型而變。類似的電流控制方法也可用於以 abc 為參考的框架下，例如一個不平衡的系統。

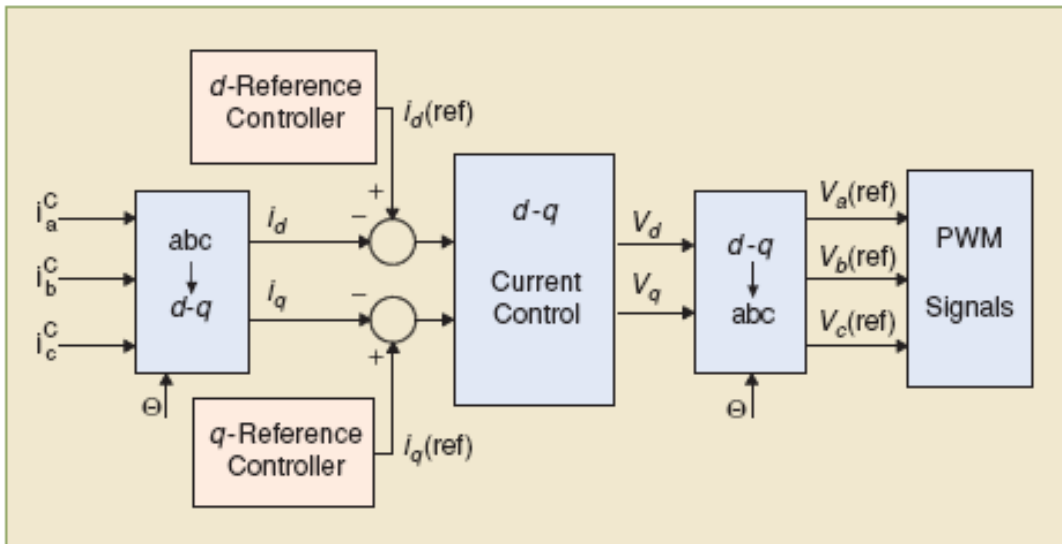


圖2.4 以電壓源轉換器為介面DER的d-q軸電流控制架構

圖 2.5 顯示一個基於功率輸出策略的控制方塊圖，此策略用一個 dc 鏈的電壓控制器和一個虛功率控制器分別取代圖 2.4 中的 d 軸和 q 軸參考控制器。從再生能源提供的輸入功率被饋引至 dc 鏈，使其電壓提升，此時電壓控制器會對此電壓升起作用，經由對 d 軸變頻器電流設定一適當的值，來平衡 dc 鏈流入和流出的功率大小。

圖 2.5 中的虛功率控制器設定了轉換器電流 q 軸分量的參考值[9]，如果需要功率因數為 1 的狀況，那麼此虛功參考值(Qref)即設為 0。圖中也顯示更詳細的 d-q 電流控制架構，包括兩個給 d 軸和 q 軸電流控制的比例積分(PI)控制器、電壓前饋項(feed-forward terms)和交叉耦合消除項(cross-coupling elimination terms)。經由”dq”至”abc”的轉換後，電流控制器的輸出即可形成 PWM 信號產生器的參考電壓。此電流控制策略其中的一個主要特性是，在微電網故障期間，其本質上具有限制轉換器輸出電流的能力，也因此提供了轉換器的過電流保護，並可減少對故障電流的貢獻量。

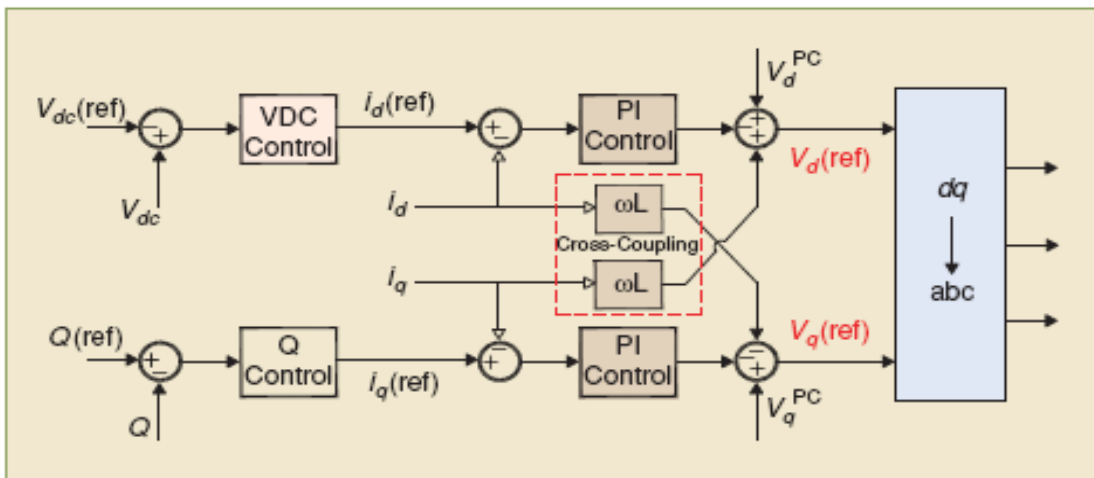


圖2.5 Grid-following功率輸出控制圖

## (2) 功率調度與實/虛功率的維持

功率調度和實/虛功率控制策略通常用於可受調度 DER 單元的輸出功率控制上，為此須事先選定實功率調度和虛功率補償的參考值，其控制的架構理念與圖 2.5 非常相似，主要的差別在於用來產生參考值的方法。圖 2.6 顯示一基於事先選定設定值的 DER 單元之實/虛功率控制

方塊圖[9]，其中  $P(\text{ref})$ 和  $Q(\text{ref})$ 為其實/虛功率設定值，而  $P_{\text{out}}$  和  $Q_{\text{out}}$  為從量測此單元的輸出電壓和電流所計算得來的實/虛功率輸出。

$P(\text{ref})$ 和  $Q(\text{ref})$ 可由一電力管理監督系統設定，或者由一事先選定的功率曲線(power profile)局部計算而得，以使此 DER 單元的實/虛功率輸出達最佳化。其他常使用的方法是基於補償區域性負載的變動、尖峰負載削減和使饋線的電力潮流變動更平坦等。兩種具體的虛功率補償事例乃基於此單元在連接點的電壓調整和功率因數補償。

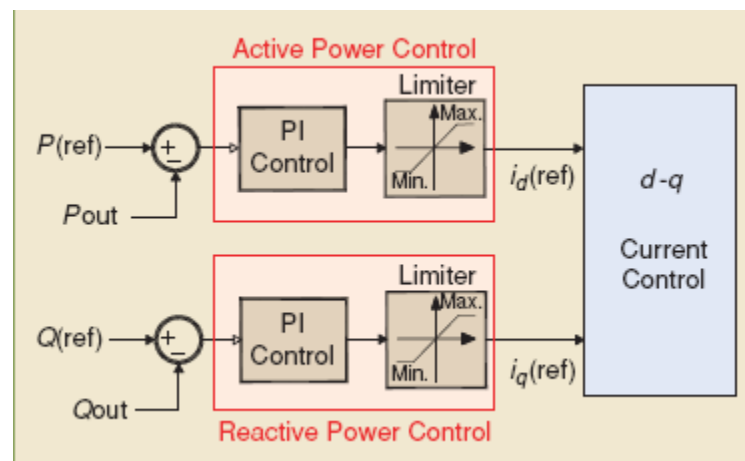


圖 2.6 實功率和虛功率控制圖

### (3) 獨立電網形成(grid-forming)控制

獨立電網形成控制策略，乃是模仿一個在獨立微電網中搖擺電源(swing source)的特性。在微電網內的一個電網形成單元，可以被指定來調整 PCC 點的電壓並且設定系統頻率，惟此單元容量要夠大，並且有足夠的備載容量來支持功率的平衡。如果有兩個或更多個 DER 單元積極地參與此微電網的穩定運轉和電壓調節，則通常使用頻率低

垂(frequency droop)和電壓低垂(voltage droop)兩種控制策略來分擔實功率和虛功率成分的調節。在這種情況下，此微電網的電壓和頻率會在可接受範圍內偏離其額定值，而此偏離值視負載大小和頻率下降特性而定。

圖 2.7 顯示頻率低垂(f-P)和電壓低垂(V-Q)的關係特性[9]，每一條曲線可依其斜率( $k_{fP}$  或者  $k_{vQ}$ )而訂定，並且存在一個代表額定頻率( $f_0, P_0$ )或是標稱電壓( $V_0, Q_0$ )的基準點。這些低垂係數(droop coefficients)和基準點可經由一回復過程(restoration process)加以控制，以動態地調整 DER 單元的操作運轉點。此乃藉由動態地改變電力分配(power-sharing)水平，來達到取得新的頻率和電壓的設定值，而此回復作用(restoration action)通常是非常緩慢的，並且也可能被一獨立微電網於再次併聯於市電期間使用。

圖 2.8 顯示一個低垂控制策略的方塊圖[9]，控制器的輸入是在當地量測的頻率偏差量和 DER 單元端的電壓偏差量，如果 DER 單元有不同的容量，則每一個下降特性的斜率是依其額定容量比例來設定，以防止發生過載現象。

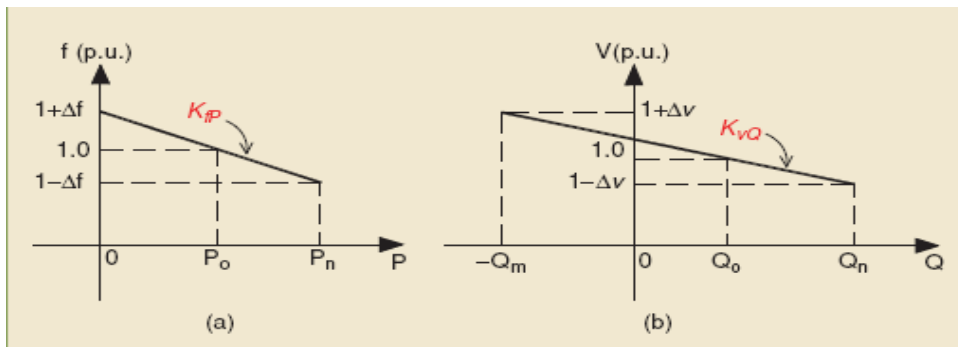


圖2.7 在多個DER單元間的負載分配特性 (a)  $f$ - $P$  droop (b)  $v$ - $Q$  droop



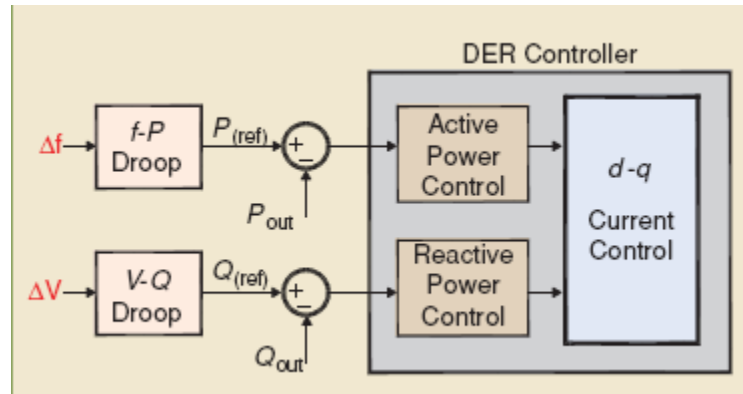


圖2.8 低垂控制策略

## 2. 電力與能源管理

一個擁有超過兩個以上 DER 單元的微電網，需要一個電力管理策略(PMS)以及一個能源管理策略(EMS)來達成健全的運轉，特別是在運轉於獨立模式時。與傳統的電力系統相比較，微電網 PMS/ EMS 的快速響應是更為關鍵重要的。其原因有

- 存在多個、小型的 DER 單元，其電力容量與特性有著明顯的差異。
- 當在獨立運轉時，可能沒有大型具優勢的電源，也就是缺乏無限匯流排。
- 若供應不足時，DER 單元的快速響應，可能會對電壓/角度的穩定造成不好的影響。

接著說明一個微電網 PMS/EMS 的資訊/數據流向和功能，其中即時管理的模組接收到現在與預測的負載量和發電量及市場資訊，分別適切地執行電力潮流、功率輸出、電力公司電力消耗量、可調度資源及可控制負載的控制。

PMS/EMS 決定 DER 單元的實功率/虛功率分擔

- 各 DER 單元間可適當的分擔實功率/虛功率。
- 可對微電網的擾動和暫態現象做出適當地回應。
- 可決定各 DER 單元的功率設定值，使得微電網的功率平衡和頻率恢復。

- 如果有需要的話，可使微電網與主電網再同步併聯。

在與電力公司互聯的模式裡，這些 DER 單元提供了事先預定的功率。例如，從電力公司輸入最小的功率(peak shaving)，並且每一個單元被控制成為一個 PQ-bus 或是 PV-bus。因此主電網是被預期去補償在微電網內實、虛功率供應與需求之間的差異。不過，在一個獨立的運轉模式，所有單元的輸出功率必須滿足微電網的總負載需求，否則，此微電網必須經歷一卸載過程，使得發電量與負載需求可以相匹配。另外，為了使微電網動態(例如孤島的暫態現象)的影響降至最低，以及抑制功率和頻率的振盪，迅速和有彈性的實、虛功率控制策略是需要的。PMS/EMS 應該可提供短期的電力平衡和長期的能源管理這二項要求。

短期的功率平衡可包括：

- 提供負載追隨 (load-following) 能力、電壓調整和頻率控制，此乃基於在 DER 單元間的實功率分配或以卸載來消除功率的不匹配。

- 在暫態及隨後的期間，提供可接受的動態響應及電壓/頻率之回復。

- 提供可符合關鍵敏感性負載的電力品質條件。
- 提供在主系統復電後的再同步併聯。

長期的能量管理可包括：

- 在重新排程可調度 DER 單元的運轉點時，提供一適當程度的備轉容量，此運轉點的選擇乃基於最佳化的過程，可 (1)控制與主電網間的淨輸入/輸出功率 (2)使功率損失最小 (3)使再生能源輸出最大功率 (4)使基於燃料為單元的發電成本最小。
- 考量每個 DER 單元特殊的需求與限制，包括了單元的型式、發電的成本，分散式能源來源的時間性、維修週期和環境相關的影響。
- 提供需量反應管理(load profile 控制)以及在微電網暫態期間被切離的非敏感性負載的復電，例如對一孤島事件隨後的卸載需求做出反應。

### 3. 微電網的監督控制

一個微電網透過它的控制系統，必須維持全部或者部分以下的功能:電能的供給、能源市場的參與、關鍵負載事先訂定的服務品質、停電後的全黑啟動、其它輔助服務等。此一目標可藉由集中式或者分散式的監控系統來完成，此監控系統包括如圖 2.9 所示的三個階層[9]。

- 配電網路操作員(DNO)或市場操作員(MO)。
- 微電網中央控制器(MCC)。
- 每一 DER 單元和負載相關聯的區域在地控制器(LC)。

DNO 是因應存在著超過一個微電網的區域而設立的。另外，一個或更多個 MO 會對每個特定區域的市場功能負責。這兩個實體並不隸屬於微電網，而是主電網的代表。

在 DNO/MO 和微電網之間的主要介面是 MCC，MCC 承擔著不同的任務角色，從微電網價值的最大化到各個 LC 間的協調。

LC 控制微電網內的 DER 單元和可控制負載，根據控制的方法，每一 LC 可能有某種程度的智慧。在集中式操作時，每個 LC 從所對應的 MCC 接收設定值；而在分散式的操作時，每一 LC 可在地自行決策。當然，無論任何操作模式，某些決策僅止於區域性的，例如一個 LC 不需要由 MCC 下指令去執行電壓控制。對一集中式操作而言，在電網互聯的模式下，LCs 會遵循 MCC 的命令，並且對下面兩件事有自主權：

- 執行 DER 單元電力交換的區域最佳化。
- 隨著轉換至孤島運轉模式時，可切換至快速的負載跟隨方法。

根據 DER 的出價策略和高層次的最佳化過程，MCC 提供運轉設定值給 DER 單元，並且決定是否供應或控制較次等級的負載。對一分散式操作，控制決策由這些 DER 的 LC 來完成(例如滿足負載需求的功率最佳化，及依據市場價格使輸送至主電網的功率達最大化)。再者，LCs 必須保證由他們所控制的負載可以安全和順利的運轉。

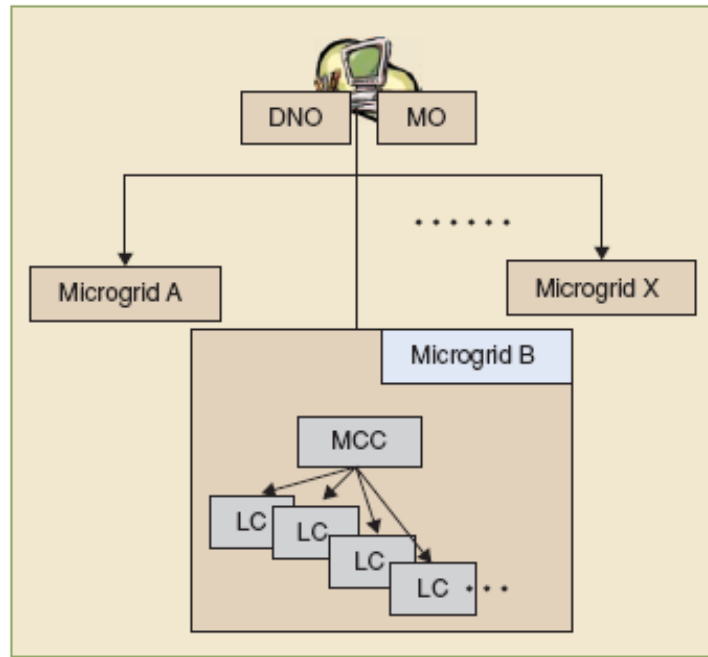


圖2.9 一個微電網的監控架構圖

#### (四) 核研所微電網

核能研究所(Institute of Nuclear Energy Research, INER)於早期2003年投入再生能源領域研發及建置，包括100 kW高聚光型太陽能發電系統(High Concentration Photovoltaic, HCPV)，其中有14座5 kW及21座1.5 kW之太陽能板；垂直式風力機2 kW兩台；水平式25 kW及150 kW永磁同步風力發電機系統，皆與市電併聯運轉發電，並持續開發kW級固態氧化物燃料電池(SOFC)及600 kW風力發電系統。基於這些研究設施與基礎規模，於2010年在所內建置百kW級再生能源園區自主式(Autonomous)低壓380 V微型電網示範系統及其資通訊控制系統，如圖2.10所示{11-12}，現階段已完成五座30 kW負載箱及電能管理控制系統建置，除了可做單相控制之外，亦可模擬所內部份負載用電特性，如電阻性、電感性、整流性及大型馬達啟動之空調負載。此外已將21座1.5

kW 之 HCPV 併入此微型電網試驗場進行測試。另外於 2011 年建置 65 kW 微氣渦輪機作為微電網之備用電源，並且應用核研所已開發鋰鐵磷電池之儲能系統進行微型電網功率控制補償，朝分散式發電與智慧型電網技術發展方向進行。其中發展分散式能源電力控制與管理技術包括：(1)自主式微型電網系統動態模擬與負載分析技術建立(2)智慧型分散式感測與電力控制技術(3)微型電網專用之分散式發電(DG)電力電子設備研發(4)儲能系統、備載控制與直流供電(5)系統測試情境研究及相關經濟與產業效益分析。為能有效達成再生能源滲透率為 20%之目標，針對自主式微型電網系統動態模擬與負載分析技術方面，建立各類型電源動態及暫態模型，包括太陽能發電 HCPV、永磁同步風機發電等，分析整體系統的動態與暫態響應，進一步設計電力控制與管理系統[13-16]。

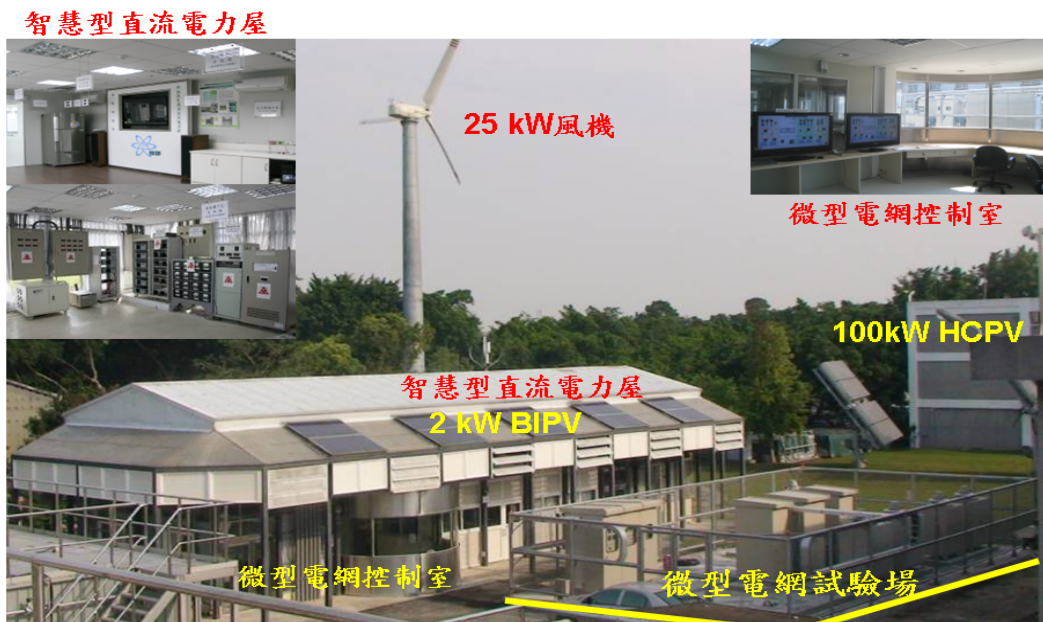


圖 2.10 核研所微型電網試驗場

核研所之電力系統由台電佳安與松樹變電站以二迴路 69 kV 電源供應，經所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓，供應全所負載用電約 8 MW，圖 2.11 所示為其電力系統架構圖[17]。其中再生能源園區位於 4E-1 區域，目前裝有 25kW 與 150 kW 水平風力機及兩部 2 kW 垂直風力機，此外還裝置 21 座 1.5 kW 及 14 座 5 kW 之 HCPV 在屋頂及地面，其輸出電力皆與市電併聯發電，該區域主要供電範圍包含生質能實驗室、直流電展示館及辦公室等。依據再生能源建置地點分佈，將 4E-1 區域規劃為三個子區域供電系統，包括 Zone 1、Zone 2 及 Zone 3，並且形成串並聯之架構，分別供電給 039 館、072 館及 048 館負載。為了進行分散式電力系統之研究，核研所在此區域建置一個百 kW 級三相四線式 380 V 微型電網試驗場測試平台，包括 11.4 kV/380 V、500 kVA 之配電變壓器、6 組 30 kVar 之 LC 濾波器及其自動功率因數調整控制器、微電網與市電併聯用之靜態開關(Static Switch, SS)、五座 30 kW 負載箱及其電能管理控制系統，以模擬三個區域系統負載。其中完成 Zone 1 之微型電網建置，包括兩座 380 V 之 30 kW 負載箱，用來模擬 48 館之負載用電，150 kVA、380 V/208 V 之負載變壓器供不同電壓等級負載用電，及再生能源發電併聯之 150 kVA、380 V/380 V 變壓器。另外 21 座 1.5 kW 太陽能板經併網型變流器(grid-tie inverter)與微型電網併聯供電，由三台單相變流器將太陽能板產生直流電轉為三相 R、S、T 之 380 V /220 V 交流電源，由於此變流器無法提供虛功率補償，且於市電斷電情況下無法將

HCPV 產生電力輸入至微型電網，為能順利進行微型電網孤島運轉，將加入額定為 480 V、容量為 65 kW 之微氣渦輪機作為微型電網孤島運轉之備用電源，經由雙模控制器(Dual Mode System Controller, DMSC)使渦輪機可運轉於併網及孤島模式，當市電端 U 有電情況下，渦輪發電機可透過雙模控制器，自動將無熔絲開關同步閉合與市電併聯供電，因而運轉在併網模式；當 U 端電壓下降或斷電情況下，為了保護發電機，先將微渦輪機熱停機後，且打開無熔絲開關，雙模控制器才改為孤島控制模式，約幾秒鐘後再將微渦輪機啟動發電，如此將會產生全黑啟動現象，造成微型電網之負載供電短暫斷電。由於再生能源產生的電力變動大且具有間歇不確定性，為了提升再生能源併網之滲透率，使微型電網於併網情況下具有功率調整功能，並且可由併網運轉無縫切換為孤島運轉，現在系統有裝置儲能設備來控制微電網電壓，並維持微電網之供需平衡。



## 二、核研所微電網之台電高壓雙饋線故障情境分析

為提升微電網系統之供電可靠度，核研所微電網目前除了在正常供電與台電瑞源變電所之 OQ38 饋線(11.4 kV) 併接外，另保有由台電佳安與松樹變電站以二迴路 69 kV 電源供應，經所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓的備用迴路，如圖 2.11 所示[17]。微電網目前有 OQ38 與 4E-1 二迴路電源可進行轉供切換，主要供電迴路為 OQ38 饋線，當 OQ38 電源失效時，可於 1 分鐘內自動切換至 4E-1 電源，並當 OQ38 電源恢復時，自動切換為 OQ38。因為要進行配電微電網之高壓雙饋線暫態模擬分析，首先須收集台電 OQ38 饋線、佳安變電所與松樹變電所連接至核研所中二變電站饋線以往曾經發生過之故障實例，此外，亦須收集這幾個變電站的設計架構(台電瑞源、佳安、松樹與核研所中二變電站)，進行探討，以決定台電高壓雙饋線可能的故障情境。

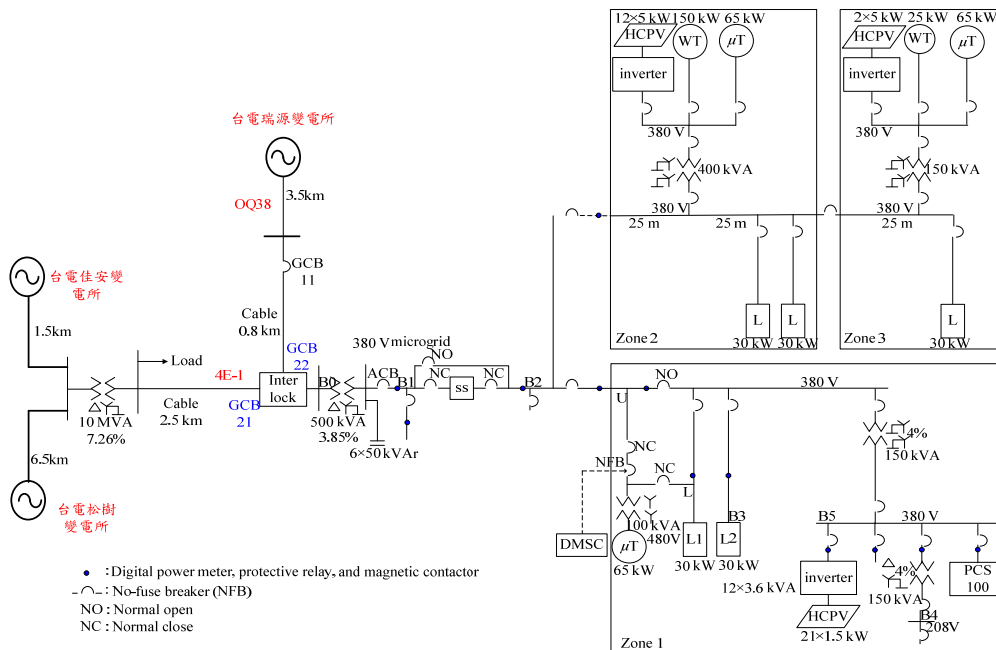


圖 2.11 INER 微型電網系統架構

### 三、分散式電源之故障忍受曲線研究

當系統發生擾動或故障時，會造成電壓驟降(sag)，電力公司在電壓驟降期間希望併網的 DG 仍能維持正常運轉，以提供電網應付此一擾動現象，此即 DG 之故障忍受能力(fault ride-through; FRT)。然而，對發電業者而言，為了顧及 DG 之安全性，在必要時須將 DG 切離系統，因此各種不同型式 DG 對於電壓驟降的忍受能力就成了一項重要課題。台電在再生能源發電系統併聯技術要點亦規定，風力發電併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(low voltage ride-through; LVRT)，當電力系統故障造成責任分界點電壓驟降時，風力發電設備必須能夠持續運轉，其 LVRT 運轉曲線如圖 2.12 所示[5]，本研究亦將使用此圖作為核研所風機之 LVRT 曲線。此外，本計劃引用 P1547 所提出之低電壓保護曲線作為 PV 之 LVRT 曲線，圖 2.13 為太陽光電保護曲線圖[18]。

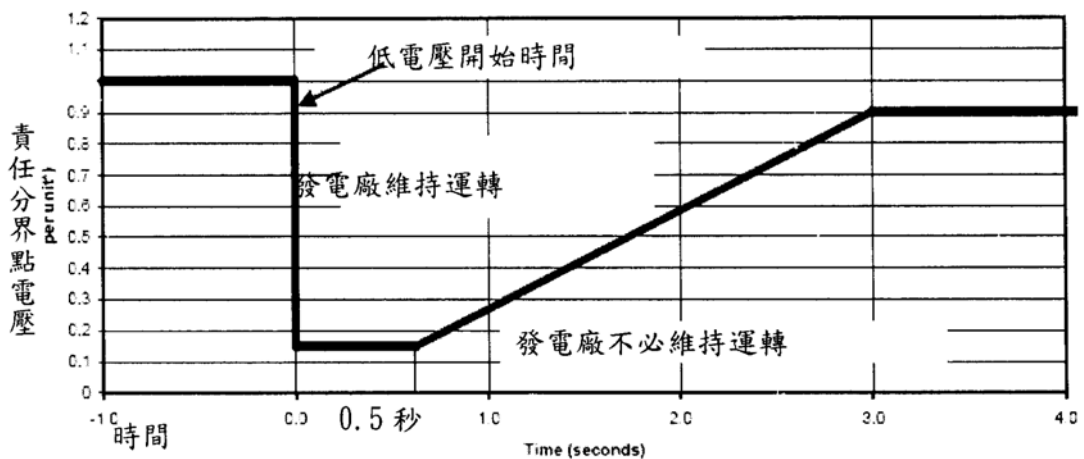


圖 2.12 風機與太陽光發電 LVRT 曲線

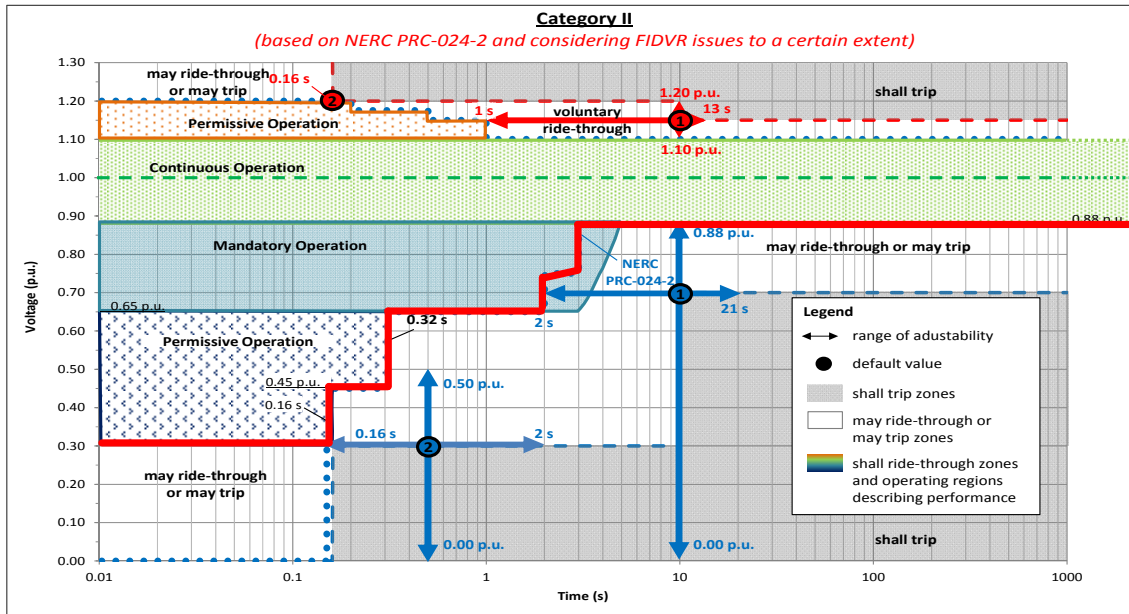


圖 2.13 太陽光發電 LVRT 曲線

#### 四、配電微電網之高壓雙饋線暫態模擬分析

核研所微電網目前以 OQ38 與 4E-1 雙電源互鎖供電，此外，微電網內之分散式電源與儲能系統亦可於喪失外部電源時，進行自主性供電，以維持微電網獨立運轉，本計畫將依據上述台電高壓雙饋線可能的故障情境，執行此一包括 OQ38、4E-1 與分散式電源之微電網暫態分析，同時考慮所內太陽光電與風力發電機等分散式電源之故障忍受能力。

核研所微電網目前分成三個供電區域 Zone 1，Zone 2 及 Zone 3，其中 Zone 1 與 Zone 2 拼接，Zone 2 與 Zone 3 串接，其中 Zone 1 由 21 座 1.5 kW HCPV 與一座 20 kW 多晶矽太陽能模組供電，Zone 2 由 12 座 5 kW 之 HCPV 與一台 25kW 風機供電，Zone 3 則由剩餘兩座 5 kW HCPV、一台 150 kW 水平式風力機供電，而且在每一供電區域裝設 65 kW 微氣渦輪機作為微電網於孤島運轉之主要電源，以及確保微電網供電穩定。在微電網

Zone 1 有一套 ABB 之 PCS100，容量為 100kVA 與 60kWh，另外，Zone2 為台達電 PCS100 容量為 125kVA 與 90kWh 之儲能系統，除了可調節風機及太陽光電輸出電力之外，亦可維持微電網之供電電壓，以及提供微電網於市電併網與孤島切換進行充放電，用以達到微電網瞬間發電與負載能量平衡控制。微電網透過靜態開關(SS)經由變壓器升壓至 11.4kV，然後經由新設高壓配電站與台電併聯，此處採用 Schneider Electric 的 Sepam<sup>TM</sup> Series 40 電驛，用以跳脫 GCB11 進行各種電力異常的保護。此外，低壓處的靜態開關亦可作為微電網與市電併接的分界點，使用功率元件閘流體開關 SCR 組成，切換速度快，並且使用年限較長，目前靜態開關可監控市電電壓、頻率和電流的訊號，當市電正常情況下，靜態開關能夠雙向導通；而且當市電發生異常或中斷時，亦能夠快速偵測與打開，將微電網與市電切離，使微電網進入孤島運轉模式，以確保分散式電源及負載皆能正常運轉。

接著執行微電網與高壓環狀饋線連接之暫態模擬分析，並設計卸載策略，據此進行高壓 GCB11 與低壓 SS 之解聯/併聯保護設計，以確保微電網內之重要負載可維持穩定的供電。使用的暫態模擬程式為 PSS/E 軟體[19]，整個進行的方法與步驟如圖 2.14 所示，茲詳述如下：

步驟 1：建立研究系統單線圖。建立包含微電網內部架構與外部高壓環路饋線的研究單線圖。

步驟 2：建立各電力元件之數學模型與參數。研究微電網內各種分散式電源與儲能系統如太陽光電系統、風力發電系統、

微渦輪機與電池儲能系統的運轉特性，並建立正確的動態數學模型與參數。另外，加入不同型式 DG 與 DS 的 FRT 能力曲線，以確保其不會在嚴重擾動事件中跳脫。

步驟3：負載潮流分析。設定微電網可能的運轉模式，如最大與最小的發電量與負載量，然後執行負載潮流分析，以獲得系統初始運轉狀況。

步驟4：解聯條件設定。設定高壓 GCB11 與低壓 SS 之解聯保護設定，包括頻率與電壓，當系統頻率與電壓達到設定值時，即作動 GCB11 或 SS，進行後續微電網的獨立自主運轉。

步驟5：卸載策略制定。當微電網獨立自主運轉時，若內部分散式電源與儲能系統無法負擔過多的負載時，系統將會崩潰，造成全停電。所以需制定合適的卸載策略，使系統發電與負載可達到平衡。

步驟6：電力異常事件暫態模擬。接著執行外部電源異常時之暫態穩定度分析，可考慮遠端故障導致系統頻率緩跌或近端饋線發生故障造成系統頻率迅速下的事件，亦須加入不同電壓降的故障事件。配合步驟4的解聯條件與步驟的卸載策略，模擬獨立運轉的微電網能否穩定的運轉，若無法達成穩定運轉，則需再回去步驟4，重新設計解聯條件與卸載策略。若可達成穩定運轉，則判斷是否已經完成所有故障事例分析，若尚有其他故障事例，則需再回去步驟3。

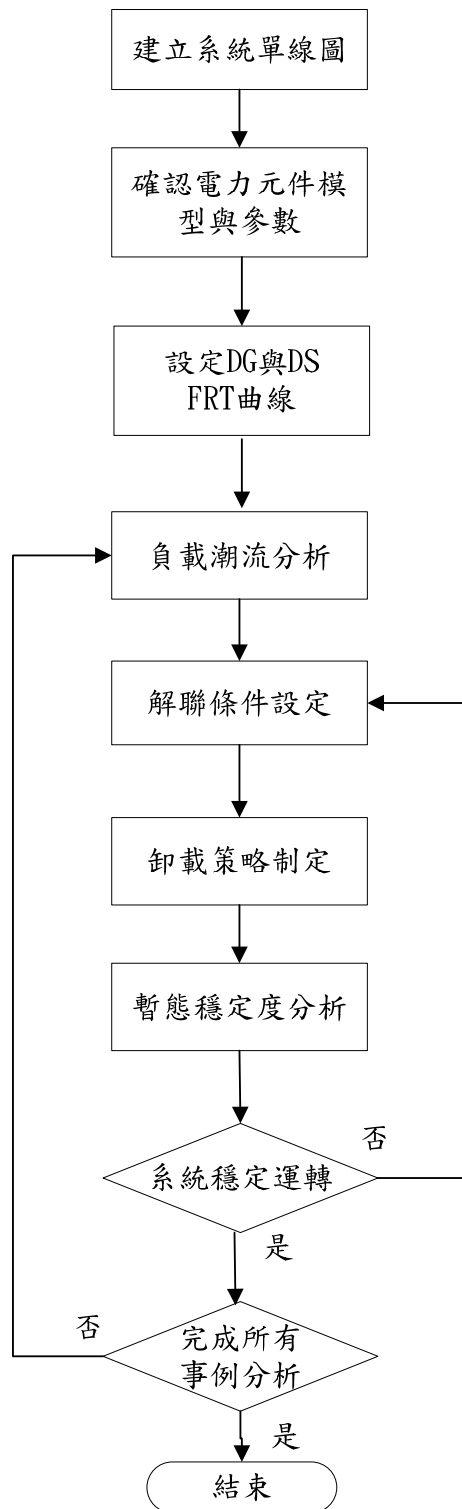


圖 2.14 暫態模擬分析流程圖

(一) 儲能與太陽光發電系統參數

1. 儲能系統模型與參數

表 2.5 為用於核研所微電網 Zone 1 之電池儲能系統基本參數，電池為離離子，容量 60kWh，轉換器容量 100kW[15]。

表 2.5 儲能系統基本參數

電池類型	鋰離子電池
功率	100kW
總電量	60kWH
電池組額定容量	63AH (標稱 60AH)
工作電壓	696V
上限電壓	812V
下限電壓	609V
持續最大充電電流	100A
峰值充電電流	300A( 10S), 250A( 30S) 安全電壓範圍內
持續最大放電電流	250A
峰值放電電流	450A( 10S), 350A( 30S) 安全電壓範圍內
充電溫度	0°C - 45°C
放電溫度	-20°C - 60°C
儲存溫度	0°C - 30°C

此電池儲能系統具有模仿同步發電機運轉的能力，因此在進行系統模擬分析時，將採用 PSS/E 內建之同步發電機當作電池儲能系統，其數學模型為 GENSAL，表 2.6 為儲能系統發電機控制系統參數[19]。

表 2.6 儲能系統發電機參數

$T'_{do}$	$T''_{do}$	$T'_{qo}$	H	D	$X_d$	$X_q$	$X'_d$	$X''_d$	$X_l$
1.7	0.03	0.11	1	20	3.2	2.79	0.21	0.315	0.9

微電網解聯後，電池儲能系統負責穩定電壓的功能，類似同步發電機的激磁系統，控制發電機的磁場電流，以控制發電機的端電壓。儲能發電機激磁系統採固態無刷式激磁系統，激磁機使用 PSS/E 內部 SCR<sub>X</sub> 數學模型，表 2.7 為儲能系統激磁機控制系統參數，圖 2.15 為儲能系統激磁機控制系統模型[19]。

表 2.7 儲能系統電壓控制系統參數

Ta/Tb	Tb	K	Te	EMIN	EMAX	CSWITCH	rc/rfd
1	0.1	100	0.01	-10	10	1	0

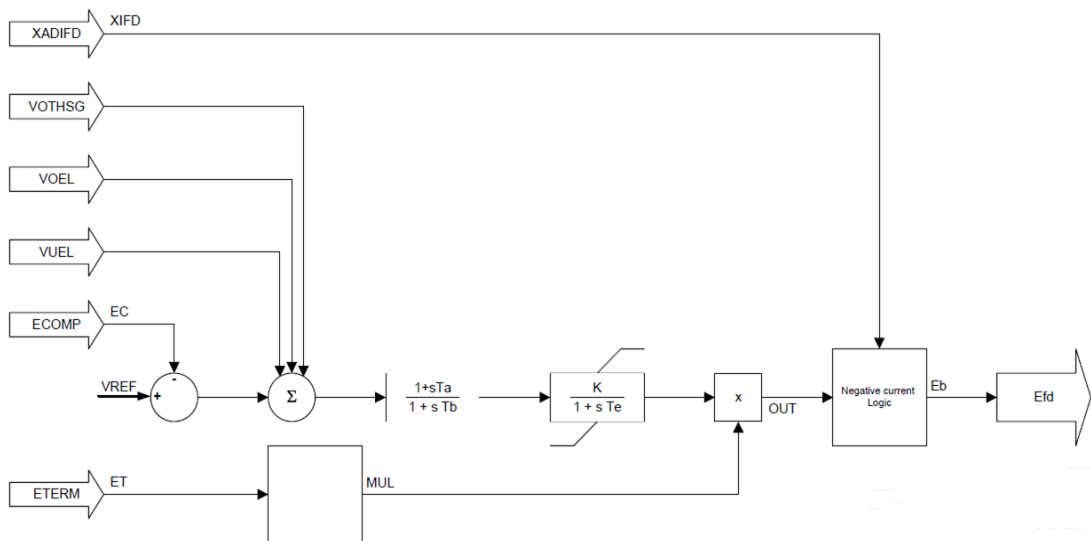


圖 2.15 儲能系統電壓控制系統模型

微電網解聯後，電池儲能系統負責穩定頻率的功能，類似同步發電機的調速系統，需要藉由調速機控制及調整原動機，才能有效控制發電機之出力，達到系統中實功率供需之平衡。調速系統使用 PSS/E 內部 DEGOV 數學模型，表 2.8 為儲能系統調速機控制系統參數，圖 2.16 為儲能系統調速機控制系統模型[19]。



表 2.8 儲能系統頻率控制系統參數

T <sub>1</sub> (sec)	T <sub>2</sub> (sec)	T <sub>3</sub> (sec)	K	T <sub>4</sub> (sec)	T <sub>5</sub> (sec)	T <sub>6</sub> (sec)	T <sub>D</sub> (sec)	T <sub>max</sub>	T <sub>min</sub>
0	0	0	120	0	0	0	0.001	1	0

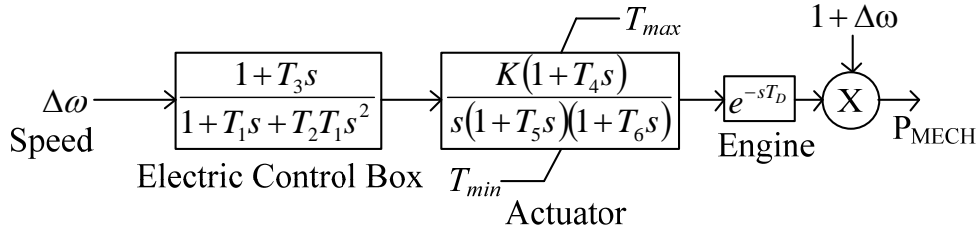


圖 2.16 儲能系統調速機控制系統模型

## 2. 太陽光電系統模型與參數

本研究使用 PSS/E 程式內建 PVGU1 模型作為太陽光發電控制系統模型，表 2.9 為太陽光發電控制系統模型及參數 [19]。

表 2.9 太陽光發電控制系統模型及參數

模型方塊圖	PVGU1		
PV參數	TIqCmd	0.0200	TIqCmd, Converter time constant for IQcmd, second
	TIpCmd	0.0200	TIpCmd, Converter time constant for IPcmd, second
	VLVPL1	0.4000	VLVPL1, Low voltage power logic (LVPL) voltage 1, pu
	VLVPL2	0.9000	VLVPL2, LVPL voltage 2, pu
	GLVPL gain	1.1100	GLVPL gain
	VHVR CR	1.2000	VHVR CR, High voltage reactive current (HVRC) logic voltage, pu

	CURHVRCR	2.0000	CURHVRCR, max. reactive current at VHVCRCR, pu
	Rip_LVPL	2.0000	Rip_LVPL, Rate of LVACR active current change
	T_LVPL	0.0200	T_LVPL, voltage sensor for LVACR time constants
	PVEU1		
PV 參 數	Tfv	0.15	Tfv - V-regulator filter
	Kpv	18	Kpv - V-regulator proportional gain
	Kiv	5	Kiv - V-regulator integrator gain
	Kpp	0.05	Kpp - T-regulator proportional gain
	Kip	0.1	Kip - T-regulator integrator gain
	Kf	0	Kf - Rate feedback gain
	Tf	0.08	Tf - Rate feedback time constant
	QMX	0	QMX - V-regulator max limit
	QMN	0	QMN - V-regulator min limit
	IPMAX	1.1	IPMAX - Max active current limit
	TRV	0	TRV - V-sensor
	dPMX	0.5	dPMX - Max limit in power PI controller (pu)
	dPMN	-0.5	dPMN - Min limit in power PI controller (pu)
	T_POWER	0.05	T_POWER - Power filter time constant
	KQi	0.1	KQi - MVAR/Volt gain
	VMINCL	0.9	VMINCL
	VMAXCL	1.1	VMAXCL
	KVi	120	KVi - Volt/MVAR gain
	Tv	0.05	Tv - Lag time constant in WindVar controller
	TP	0.05	TP - Pelec filter in fast PF controller
ImaxTD	1.7	ImaxTD - Converter current limit	
Iphl	1.11	Iphl - Hard active current limit	
Iqhl	1.11	Iqhl - Hard reactive current limit	
PMAX	0.05	PMAX of PV plant	
	PANELU1		
PV 參 數	P200	0.2	P200, PDCmax at 200 W/m2, pu
	P400	0.4	P400, PDCmax at 400 W/m2, pu
	P600	0.6	P600, PDCmax at 600 W/m2, pu
	P800	0.8	P800, PDCmax at 800 W/m2, pu
	P1000	1.0	P1000, PDCmax at 1000 W/m2, pu

## (二) 微電網之卸載測試

核研所微電網曾經進行與台電解聯測試，考慮微電網有、無進行卸載的暫態響應。圖 2.17 為由市電併聯運轉為孤島時，微電網的暫態響應[14]，解聯後，獨立系統的負載量遠大於發電量，由於沒有卸載而儲能系統又反應不及，自主運

轉的微電網頻率將持續下降，將導致 PV 跳脫，造成微電網全  
 停電。圖 2.18 為由市電併聯轉為孤島時，有進行卸載之暫態  
 響應結果[14]，經由卸載與儲能系統的控制，自主運轉的微電  
 網電壓與頻率皆在可接受範圍，重要負載得以維持。

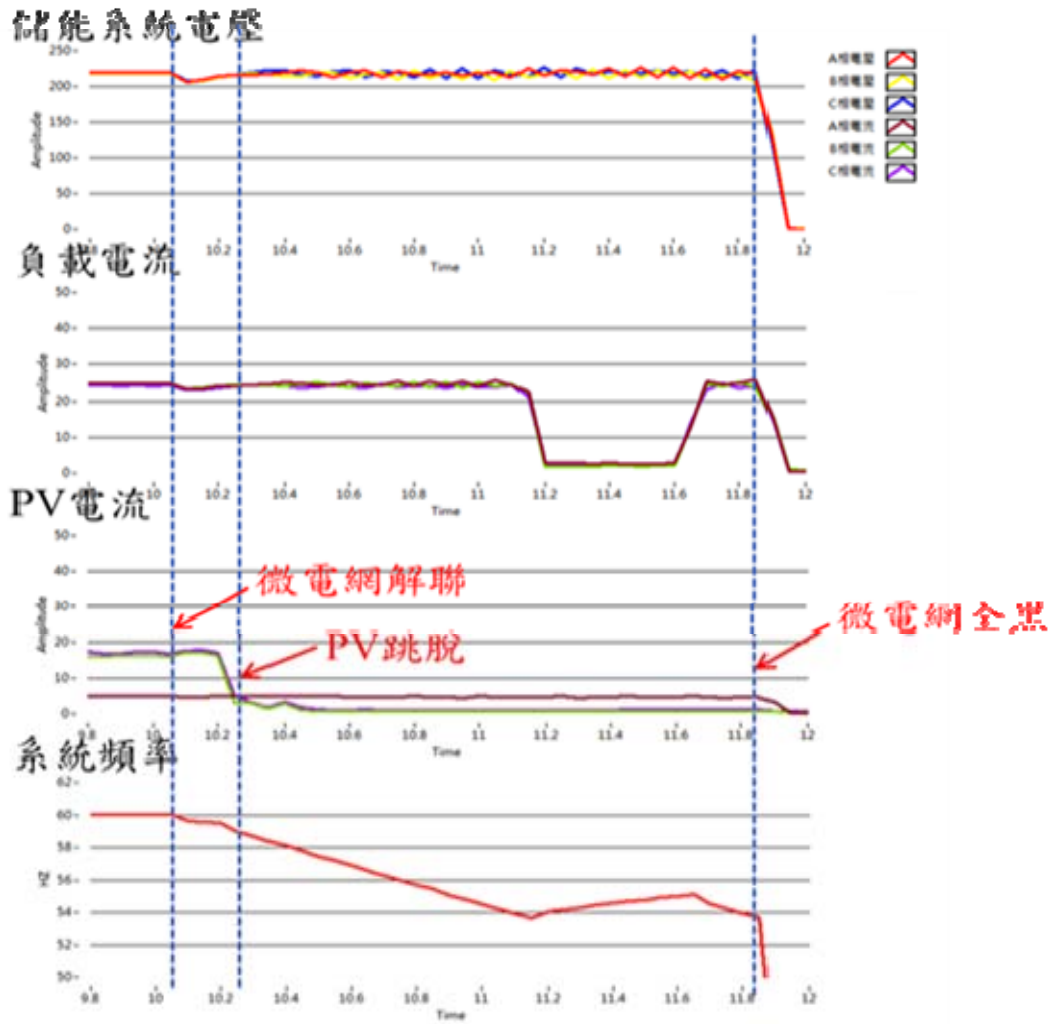


圖 2.17 沒有執行卸載之微電網響應波形

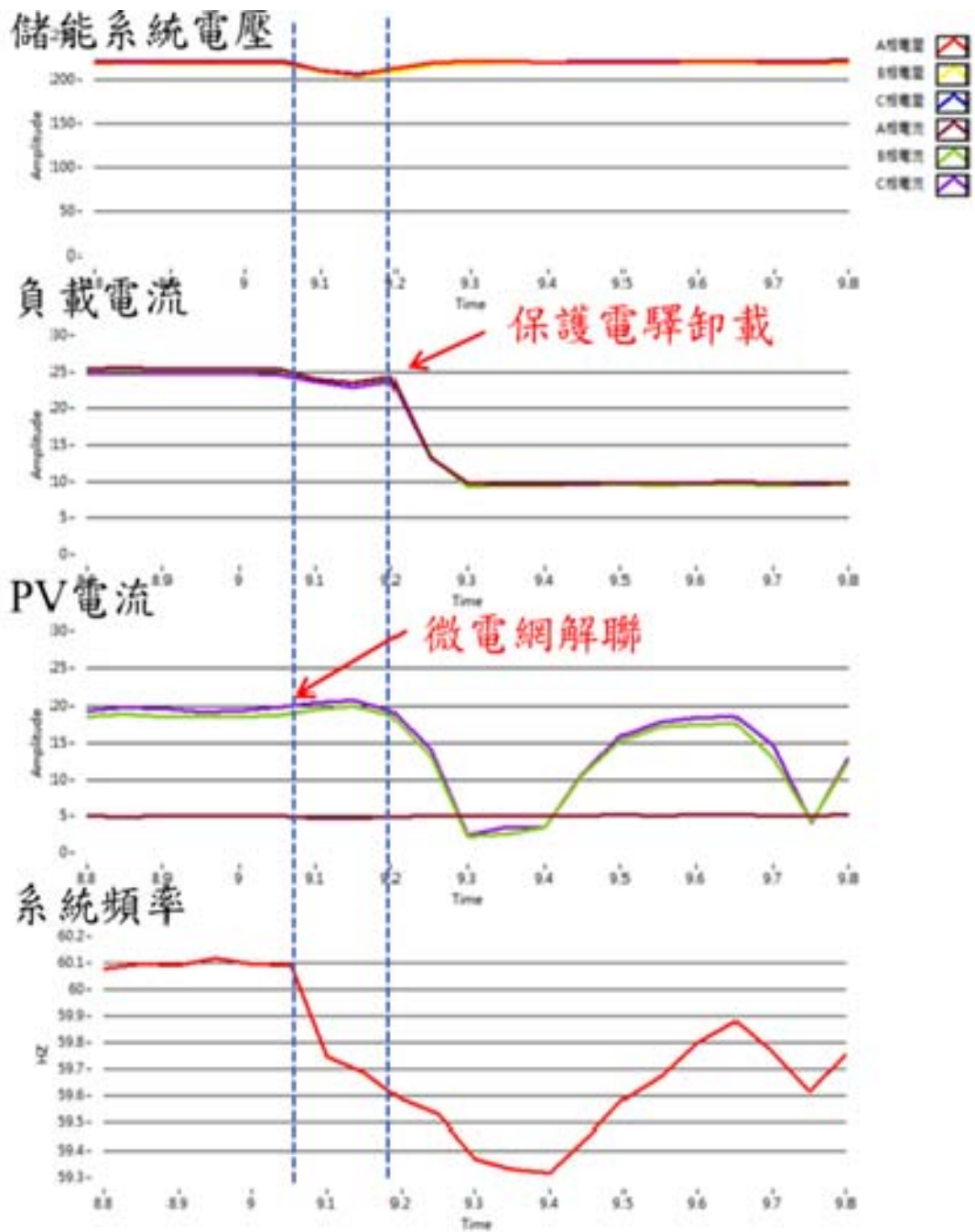


圖 2.18 有執行卸載之微電網響應波形

## 五、微電網高壓與低壓配電微電網之保護協調

經由上述微電網與高壓環狀饋線之暫態模擬分析，據此可以進行高壓 GCB11 與低壓 SS 之解聯/併聯保護設計，以確保微電網內之重要負載可維持穩定的供電。依據「再生能源發電系統併聯技術要點」，規定發電設備併接於高壓系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具備有 50/51、50N/51N、67/67N、27、59/59V0、32 等保護電驛，並應與台電公司之系統保護設備協調，以下將說明核研所微電網責任分界點的保護電驛設定與協調。

### (一) 高壓 GCB11 與低壓 SS 保護電驛設定

核研所微電網責任分界點採用 Schneider Electric 的 Sepam<sup>TM</sup> Series 40 保護電驛，用以跳脫 GCB11，低壓 SS 亦有類似的保護電驛可做設定。

#### 1. 27 及 59 電壓電驛

其可保護用電及發電設備不受過高或過低電壓而損壞。微電網在外線故障或供電中斷時，責任分界點電壓降低，低電壓電驛可動作使責任分界點斷路器跳脫。部分 27 及 59 電驛具有反時特性，電壓離標準電壓愈遠，電驛動作時間愈快，也可設定為定時動作，可依個別用戶運轉需要作設定。

#### 2. 過流電驛

微電網內部線路發生三相短路或單相接地故障時，責任分界點斷路器可由 50/51、50N/51N 過流電驛動作而跳脫以隔離故障，此電驛之作動須考慮上游及下游保護設備協

調。相間/接地方向性過電流電驛(67/67N)保護外部線路發生三相短路或單相接地故障，其設定方式與 51/51N 電驛相同，但須計算所內各式發電系統所提供之故障電流，以供後續設定。

### 3. 頻率電驛(81)

當外部系統發生嚴重擾動導致頻率上升或下降時，若微電網太慢切離系統，有可能造成 DG 或 DS 設備跳脫，導致獨立系統崩潰。此外，電力公司不希望系統內之 DG 太快切離，使得系統故障狀況加劇，例如台電於再生能源發電系統併聯技術要點中規定：發電機組高頻電驛跳脫設定值不得低於 61Hz，低頻電驛跳脫設定值不得高於 58Hz。

這些電驛的設定除了要考慮所內 DG 與 DS 的設定外，亦要加入電力公司的規範，最後，經由各種可能故障情境之暫態模擬分析，決定高壓 GCB11 與低壓 SS 保護電驛設定。

#### (二) 高壓 GCB11 與低壓 SS 保護電驛保護協調

核研所微電網目前直接併聯至台電瑞源變電所的 OQ38 饋線，台電饋線斷路器(FCB)需與分歧線路保護熔絲 PF-125E 或 NX40A 適當協調，核研所微電網責任分界點使用 GCB 作為保護(GCB11)，內部尚有 2 個 GCB(GCB22 與 GCB31)，圖 2.19 為此案例之保護協調設備。此外，當微電網併接至 4E-1 線路時，微電網之 GCB22 與 GCB31 保護電驛則須與 GCB21 之電驛進行協調，將使用傳統之過電流電驛方法，繪製各熔絲與過電流電驛的動作曲線，據此選擇合適的設定。

此外，高壓 GCB11 與低壓 SS 的電壓電驛協調將依據暫態

穩定度分析的結果，檢視外部故障時的電壓大小，配合 DG 與 DS 的電壓保護設定，據此建立高壓 GCB11 與低壓 SS 的電壓電驛協調。再者，頻率電驛並不須要進行協調，只要配合 DG 與 DS 的頻率保護設定，由暫態穩定度分析的結果即可設定。

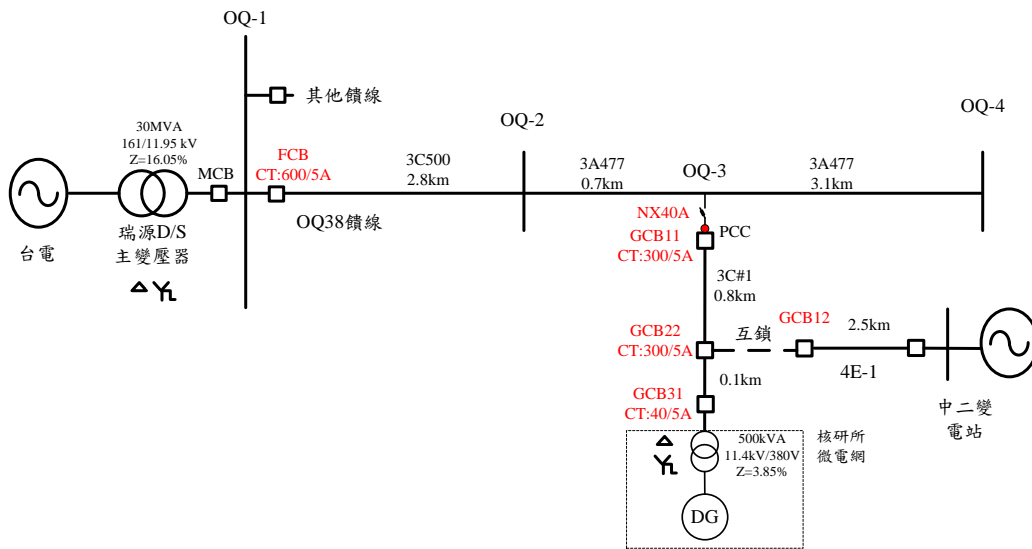


圖 2.19 保護協調設備

## 六、建立核研所路竹 MW 級太陽能發電場之即時資訊顯示

核研所於路竹裝設 1005kWp 太陽能發電系統，併接至台電路園 D/S 變電所 11.4kV 系統之 MZ #47 饋線，詳細併接單線圖如圖 2.20 所示[17]，圖 2.21 所示為由台電 DPIS 程式所擷取之路園 MZ47 饋線地理圖。本計畫將建立此一太陽能發電場之即時資訊(秒級)，並將包括電壓、頻率、實功與虛功的即時資訊顯示於台電高雄區處之電腦主站。

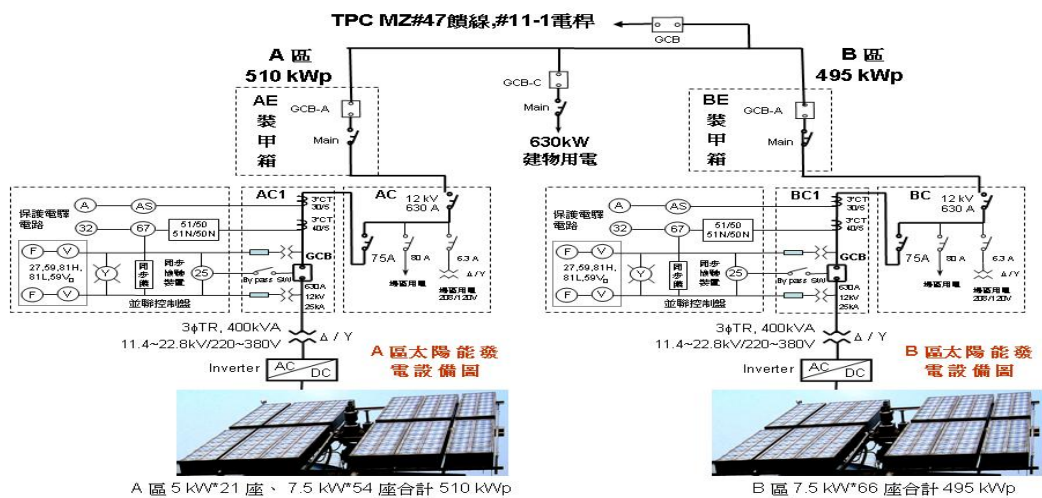


圖 2.20 核研所路竹 MW 級太陽能發電場引接系統圖



圖 2.21 路園MZ47饋線地理圖

為有效對 DG 發電系統之智慧變流器進行控制，可藉由智慧變流器開道器做為媒介對所述之換流器進行虛功及實功控制。本計畫提出一套再生能源管理系統，該系統整合 PV 業者開道器，先透過 RS-485 以 ModBus 或 JBus 通訊格式收集現場智慧



換流器運轉資料，同時也收集所裝設之補助設備，如集合式數位電表、日照器與溫度計等即時資訊，由資料收集及系統遙控模組進行資訊統整，再透過 RS-485 或 RJ-45 通訊介面，介接至通訊轉換器，該轉換器能轉換 ModBus 或 JBus 為 DNP 3.0 通訊格式，並透過表三依序對應資料至指定暫存器位置，以供後端主站進行資料收集與遠端監控之目的。

由於裝設 PV 再生能源發電系統之案場都位於較偏遠之地方，因此無法透過非對稱數位式用戶線路(Asymmetric Digital Subscriber Line, ADSL)進行通訊，為解決此一問題，本計畫所提出之 REMS 系統運用 4G 行動數據網路進行資料傳輸，透過 RJ-45 介面與 4G 數據機進行連線，即可透過台電專屬 MDVPN 網路進行通訊。為避免通訊迴路遭有心人士駭入，本計畫應用中華電信所提供之 MDVPN 網路做私有網域佈建，該網域除已註冊之用戶身份模組(Subscriber Identity Module, SIM)卡片能登入使用外，其餘則會被排除在外，可提高整體系統之資安安全性。當所有資訊要回報至後台 REMS 主機時，會先經過資料集中器再一次統整 PV 案場運轉資料，透過前置資料處理可有效降低 REMS 主機之工作負載量，隨後再透過 RJ-45 介面以傳輸控制/網路協定(Transmission Control Protocol/Internet Protocol, TCP/IP)傳遞訊息至 REMS 主機，並將資料儲存於資料庫中。其中為有效劃分責任區域，該系統以 4G 數據機作為分界點，其 MDVPN 網路與資料集中器由台電負載運轉維護，而 PV 案場開道器則由 PV 業者進行維護，當現場資料無法傳遞時兩者皆會進行系統檢查，並針對各自問題進行修復，以達到 REMS 功能與目的。其

REMS 系統架構，如圖 2.22 所示[20]。

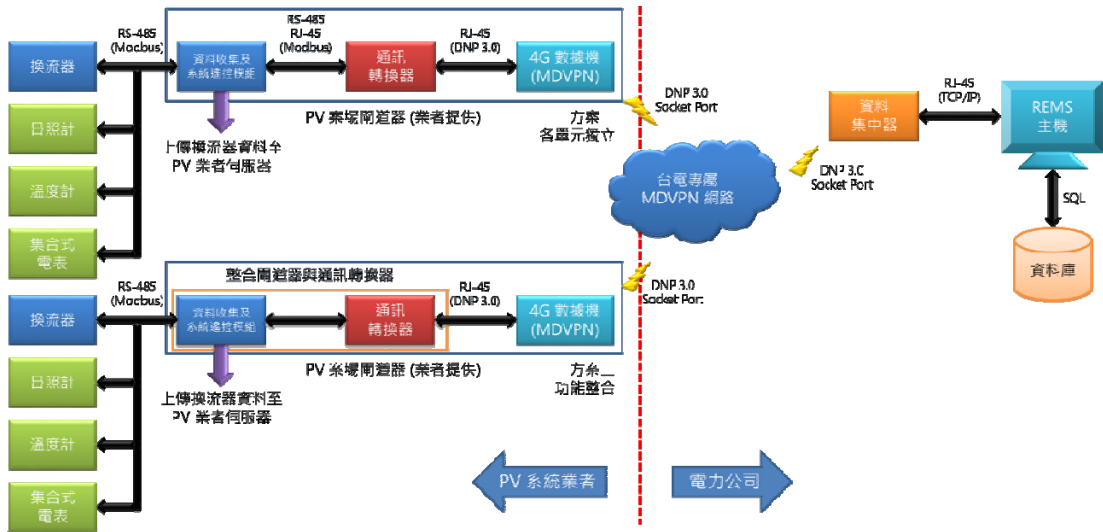


圖 2.22 再生能源管理系統架構

## 參、主要發現與結論

### 一、台電高壓雙饋線故障情境分析

#### (一) 台電變電所架構

考量投資成本及變電所供電可靠度，台電公司變電所 345kV 系統採用 1-1/2 匯流排，69kV/161kV 系統採雙匯流排架構，22/11kV 配電級系統之匯流排則採單匯流排結構，其將同一配電主變二次側引接至二獨立匯流排，不同主變間再以連絡(Tie)斷路器互連，達到互相轉供支援電力功能。其中之配電變電所(Distribution substations, D/S)採用 161/23.9kV 或 161/23.9-11.95kV 三相容量 30MVA 或 60MVA 附有載分接頭切換器之單繞組(Single winding)、雙繞組(Dual winding)主變壓器，每所三到四組，高壓側採用雙匯流排單斷路器方式，低壓側採雙主斷路器分段單匯流排，變壓器間加裝連絡斷路器方式。

依據上述說明，瑞源 D/S 低壓側採雙主斷路器分段單匯流排，其架構如圖 3.1 所示[5]，有 2 個雙繞組與 1 個單繞組變壓器。佳安與松樹 P/S 採用雙匯流排架構，如圖 3.2 所示[5]。

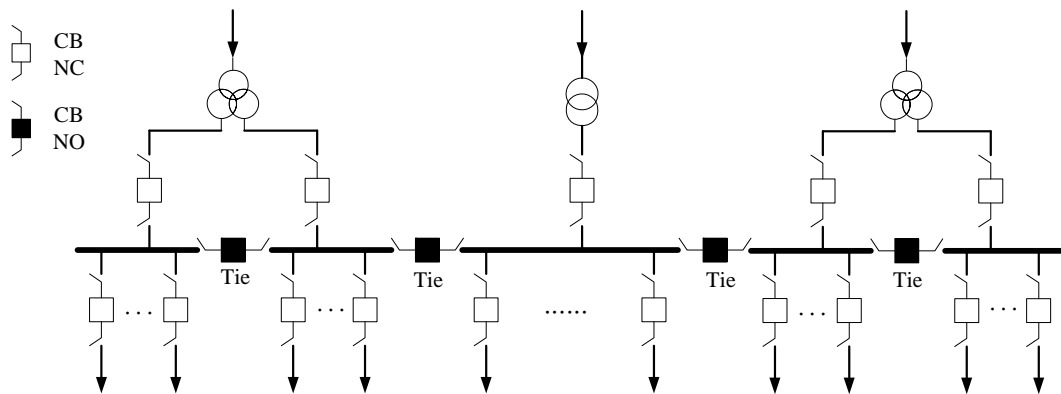


圖3.1 分段單匯流排(2D+1S含連絡斷路器)

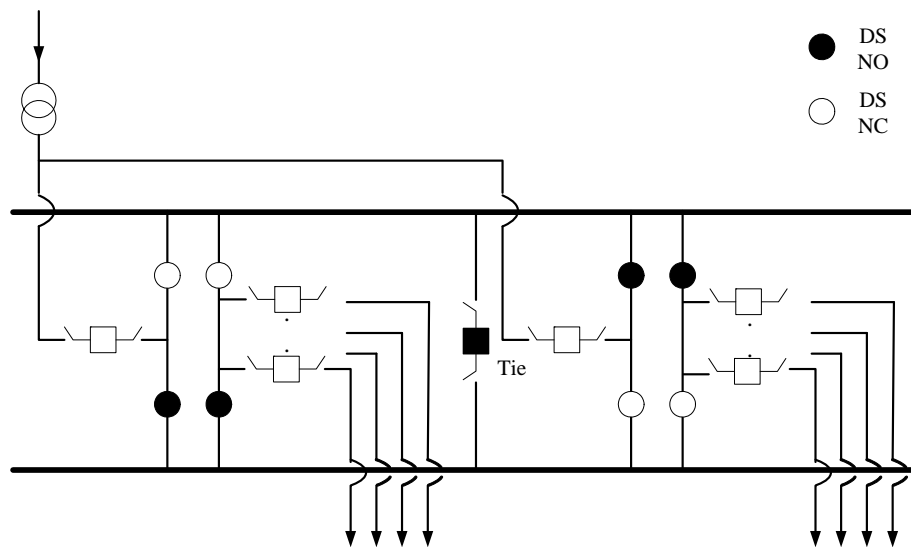


圖3.2 雙匯流排單斷路器

## (二) 故障情境分析

故障情境的建立可由電力系統網路架構分析與過往曾經發生過之故障事例而得。圖 3.3 為台電曾經發生過電網南北解聯的頻率響應曲線[5]，北部系統因為負載較大，有南電北送的現象，南北電網解聯後，系統頻率會下降。台電的故障情境將區分成遠端與近端故障狀況，遠端故障以頻率下降為主要考量，近端故障則以電壓降為主。微電網併網有 OQ38 與 4E-1 二種方式，配合微電網內不同的負載量、PV 與風機發電量及儲能系統設定，所建立之故障情境分析表 3.1 所示。

表3.1 故障情境事例

情境	台電故障狀況	微電網併網狀況	微電網初始運轉狀況
1	近端變電所故障 嚴重電壓降	OQ38	不同負載量、PV發電量 與電池除能容量
2	近端變電所故障 嚴重電壓降	4E-1	
3	近端變電所故障 輕微電壓降	OQ38	
4	近端變電所故障 輕微電壓降	4E-1	
5	遠端系統故障 較大頻率下降率	OQ38	
6	遠端系統故障 較大頻率下降率	4E-1	
7	遠端系統故障 較小頻率下降率	OQ38	
8	遠端系統故障 較小頻率下降率	4E-1	

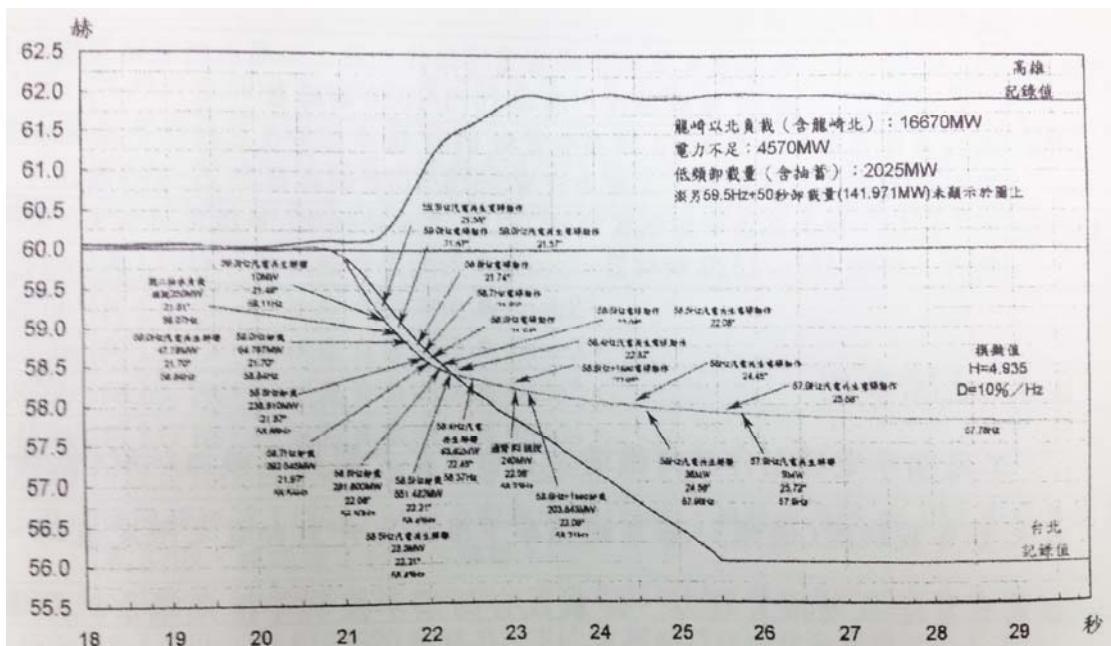


圖3.3 台電故障事件頻率響應曲線

## 二、配電微電網之高壓雙饋線暫態模擬分析

本章節將執行核研所微型電網之暫態模擬分析，當系統發生故障時，據此進行解聯/併聯保護設計，並設計卸載策略，以確保微電網內之重要負載可維持穩定的供電。為了提升微電網系統之供電可靠度，微電網目前有 OQ38 與 4E-1 二迴路電源可進行轉供切換，主要供電迴路為 OQ38 饋線，當 OQ38 電源失效時，可於在有限時間內自動切換至 4E-1 電源，並當 OQ38 電源恢復時，自動切換為 OQ38。

### (一) 台電瑞源變電所 OQ38 電源案例分析

當瑞源變電所 OQ38 外部電源發生故障時，立即清除故障，與台電解聯，並設計不同分析情境以及卸載策略。圖 3.4 為單一 OQ38 電源與核研所微型電網架構圖，圖 3.5 為瑞源變電所單一 OQ38 電源使用模擬程式 PSS/E 之穩態模擬分析圖。以下模擬在 OQ38 饋線附近發生短路故障，導致微電網電壓驟降，共有七個案例。案例一探討儲能發電機不同慣量(H)的影響、案例二探討儲能發電機不同初始值的影響、案例三探討儲能發電機不同增益(K)的影響、案例四探討不同 PV 發電初始值的影響、案例五探討不同故障電壓大小的影響、案例六探討不同故障持續時間的影響、案例七探討有無執行卸載的影響。

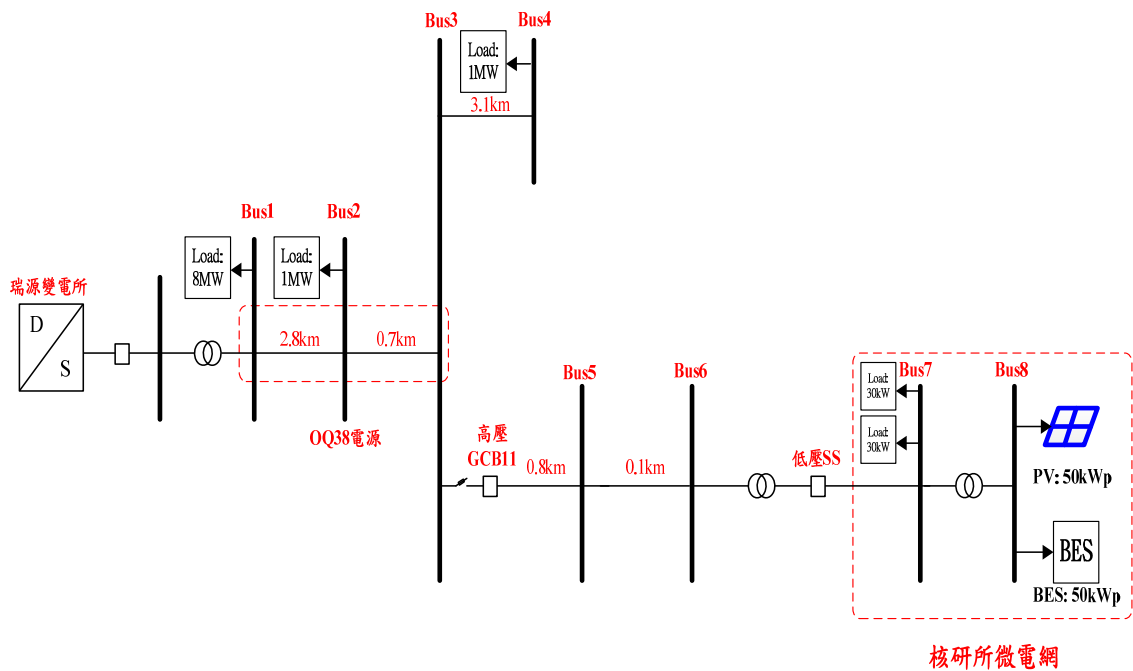


圖3.4 OQ38電源與核研所微型電網架構圖

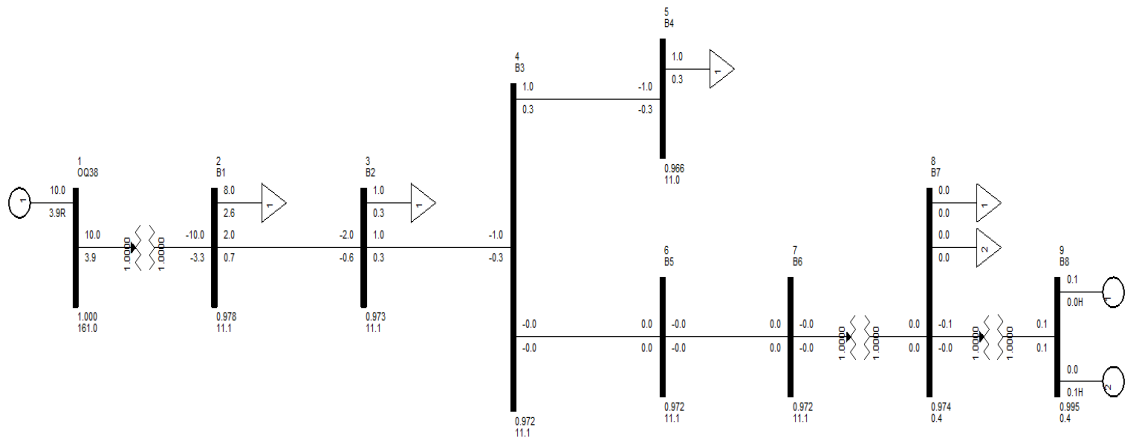


圖3.5 OQ38電源穩態模擬分析圖

### 1. 案例一：慣量(H)不同的情境

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 50 kW(照度 1000W/m<sup>2</sup>)、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 100 kVA，H 在 0.5、1、2 與 3 四種不同的情境，微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，2.1 秒故障清除，與台電解聯，

圖 3.6 為此事例的頻率響應波形圖。根據模擬的結果，在不同 H 下，H 值大者頻率震盪較久，反之，H 值小者頻率震盪較快。H=0.5 的頻率雖恢復穩定快，但故障時，下降的振幅比 H=1 時大，本研究將採用 H=1 作為後續的模擬參數。

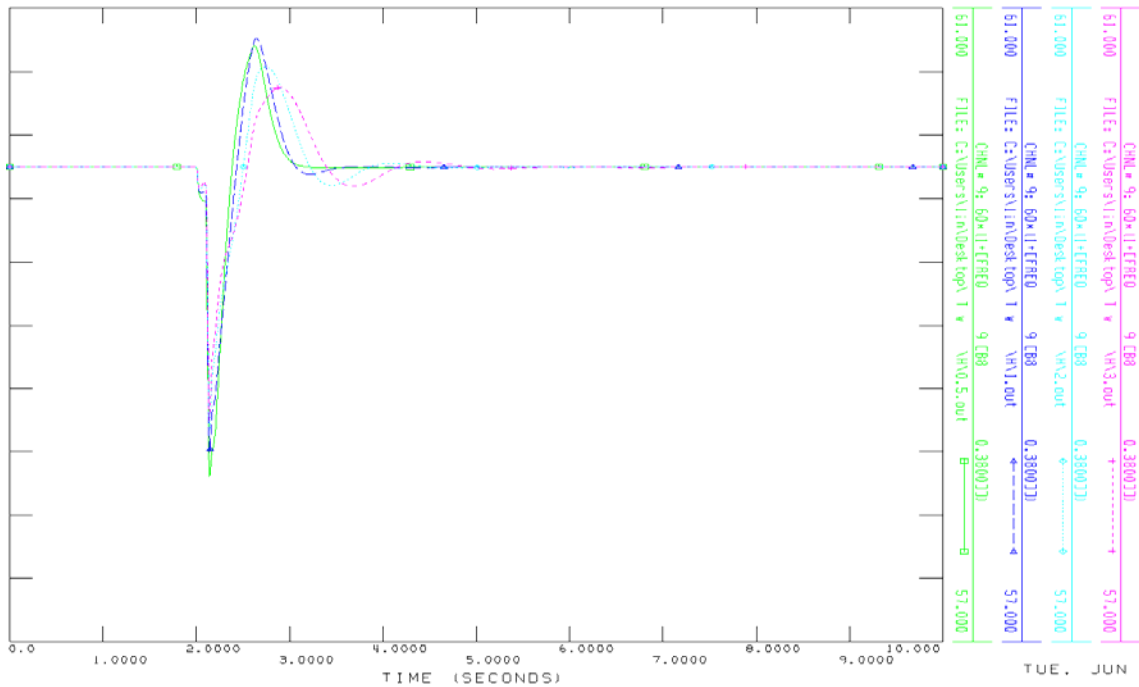


圖 3.6 案例一頻率響應波形圖

## 2. 案例二：儲能系統初始值不同的情境

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 50kW、儲能系統初始值 0 kW，電池儲能容量 100 kVA；另一情境 PV 發電 40kW、儲能系統初始值 10kW。微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，2.1 秒故障清除，與台電解聯。圖 3.7 為儲能初始值不同的頻率波型圖。根據模擬的結果，同樣微電網輸入功率為 10 kW，但儲能初始值為 0 kW 的頻率振



幅較大，而儲能初始值為 10 kW 的頻率振幅較小。

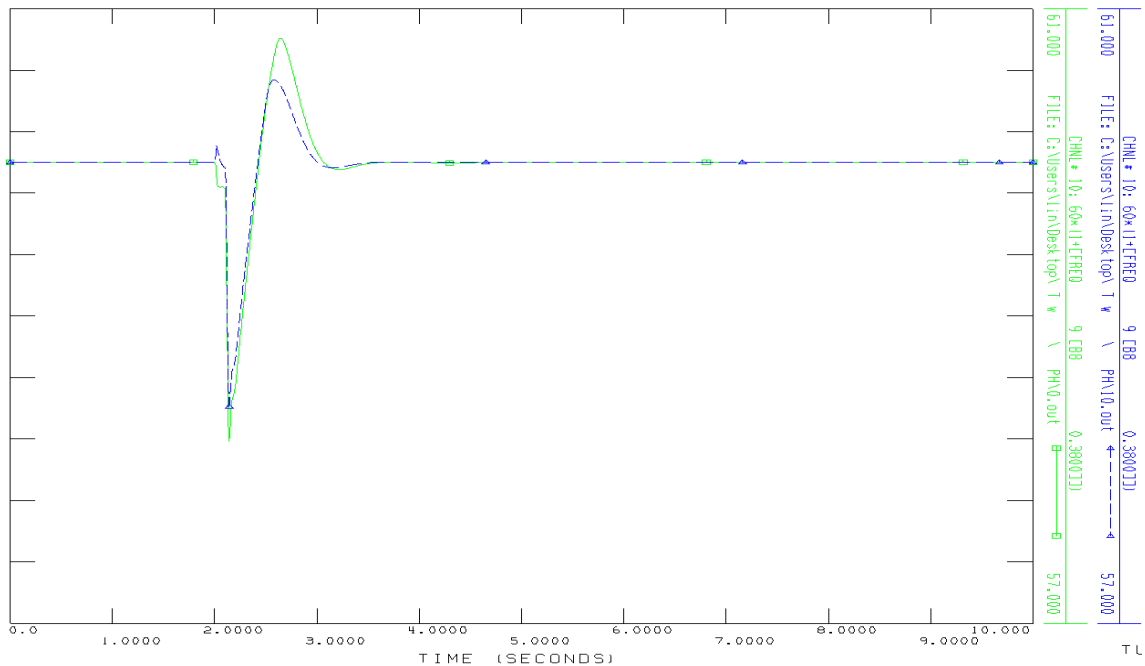


圖 3.7 案例二頻率響應波形圖

### 3. 案例三:增益(K)不同的情境

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 50 kW(照度 1000W/m<sup>2</sup>)、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 100 kVA，微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，2.1 秒故障清除，與台電解聯。假設 K 在 60、120 與 180 不同的情境，分析其故障及跳脫後電池儲能系統功率的響應。圖 3.8 為增益不同的頻率波形圖，圖 3.9 為增益不同的儲能系統功率波形圖。根據模擬結果，解聯後儲能開始發電，最後維持 10 kW，K 值大者則儲能功率輸出的振幅大，但恢復穩定久，K 值小者則儲能功率輸出的振幅小，但恢復穩定快，本計畫後續採用增益 120 作為模擬參數。

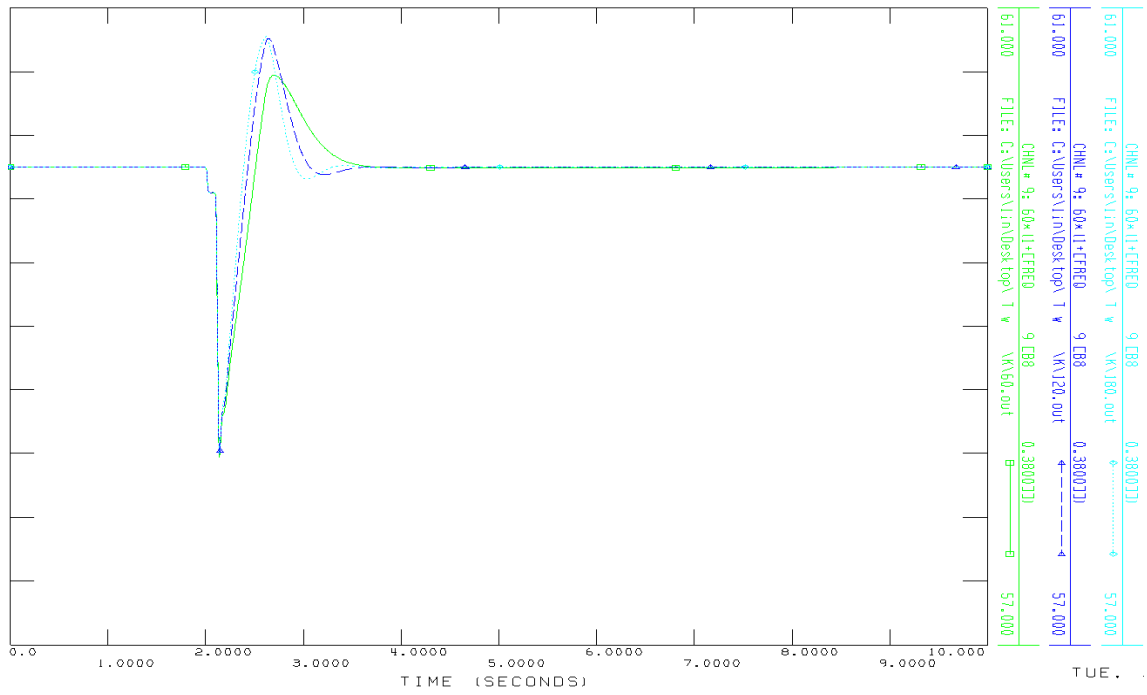


圖 3.8 案例三頻率波形圖

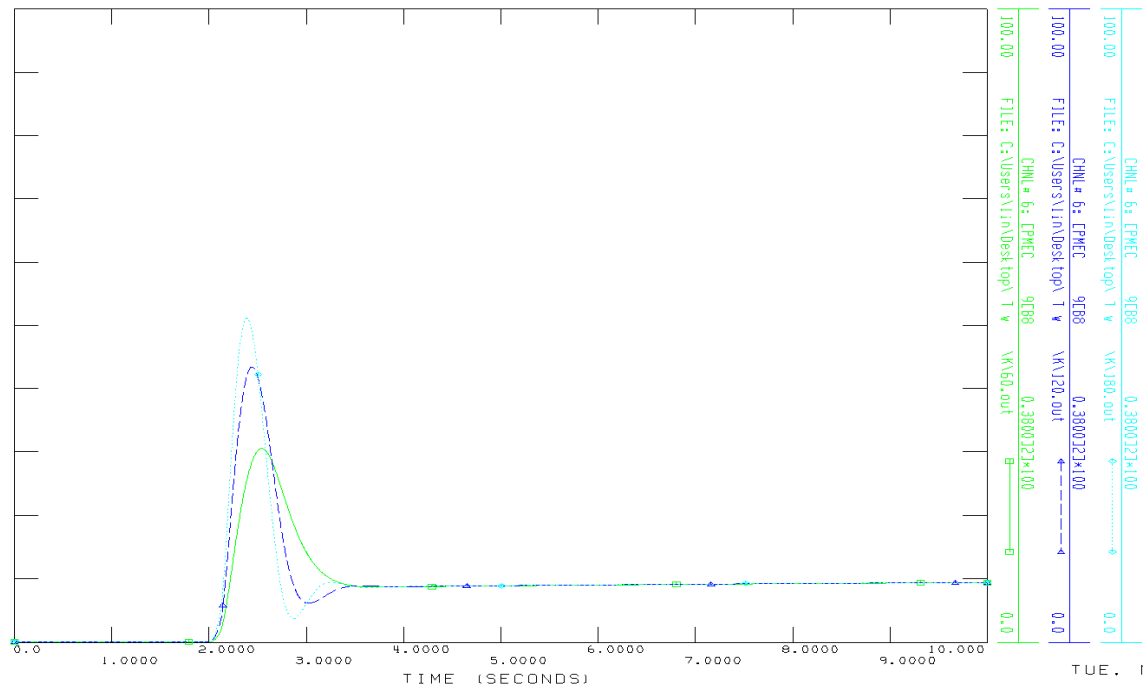


圖 3.9 案例三儲能系統功率波形圖

#### 4. 案例四:PV 發電初始值不同的情境

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電初始值不同(50 kW 與 0 kW)、電池儲能初始放電量 0 kW、電池儲能容量 100 kVA，微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，2.1 秒故障清除，與台電解聯。圖 3.10 為 PV 光電初始值不同的頻率波形圖，圖 3.11 為 PV 光電初始值不同的儲能系統功率波形圖。根據模擬的結果，頻率部分，PV 光電為 50 kW 的振幅比 0 kW 大，儲能發電部分，PV 光電初始值為 50 kW 時，儲能發電從 0 kW 上升至 10 kW，PV 光電為 0 kW 時，儲能發電從 0 kW 上升至 60 kW。

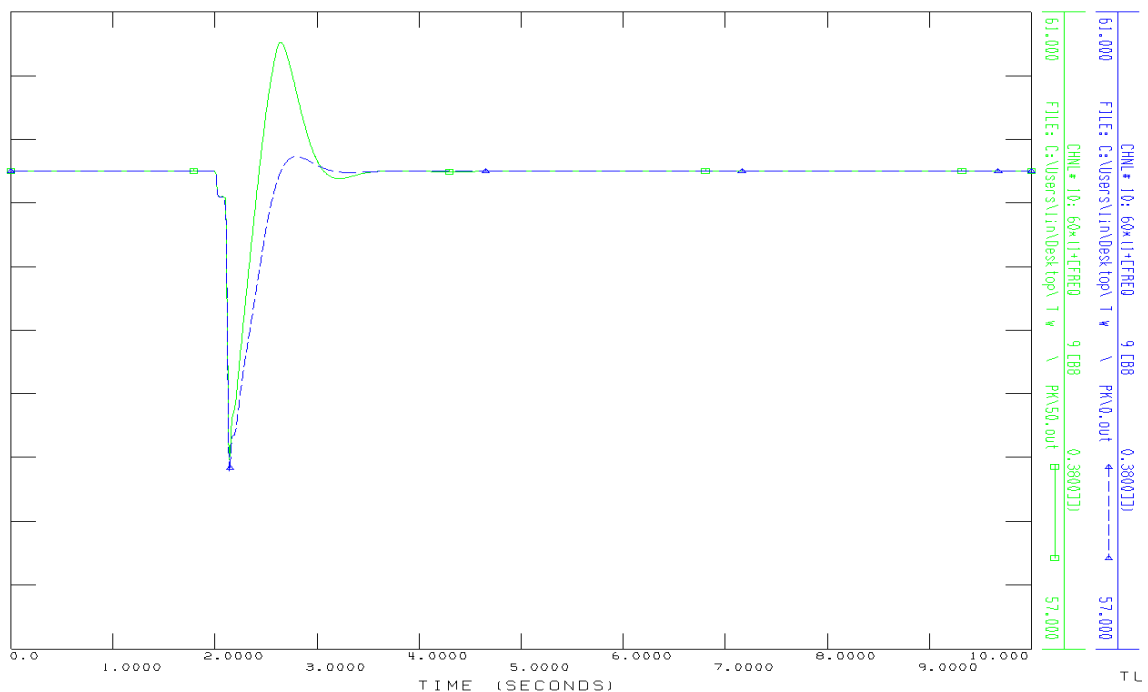


圖 3.10 案例四的頻率波形圖

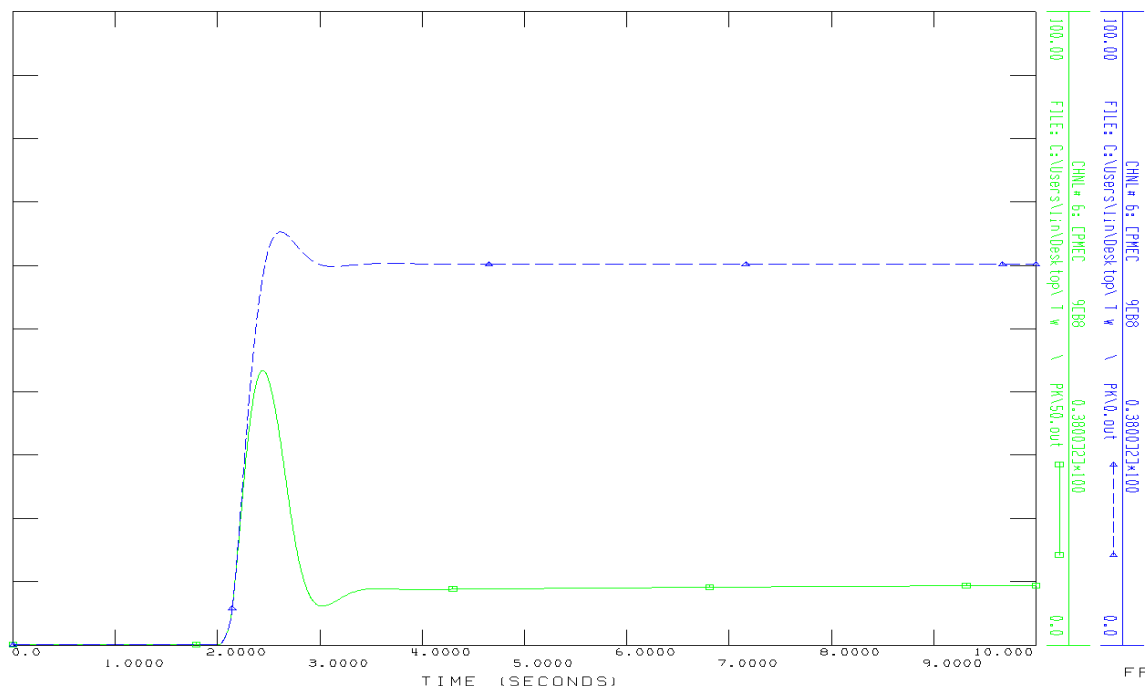


圖 3.11 案例四的儲能系統功率波形圖

#### 5. 案例五:不同的故障電壓大小

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 50 kW(照度  $1000\text{W}/\text{m}^2$ )、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 100 kVA，微電網在 2 秒時 Bus3 發生不同程度的接地故障，導致故障電壓大小分別為 0.81pu、0.3pu 與 0pu，然後在 2.1 秒故障清除與台電解聯。圖 3.12-3.14 分別為故障電壓 0.81p.u.的電壓、頻率與儲能系統功率波形圖，圖 3.15-3.17 分別為故障電壓 0.31p.u.的電壓、頻率與儲能系統功率波形圖，圖 3.18-3.20 分別為故障電壓 0p.u.的電壓、頻率與儲能系統功率波形圖。根據模擬的結果可知，故障電壓降幅愈大，則頻率及儲能輸出功率的振幅較大；故障電壓降幅愈小，則頻率及儲能輸出功率的振幅較小。

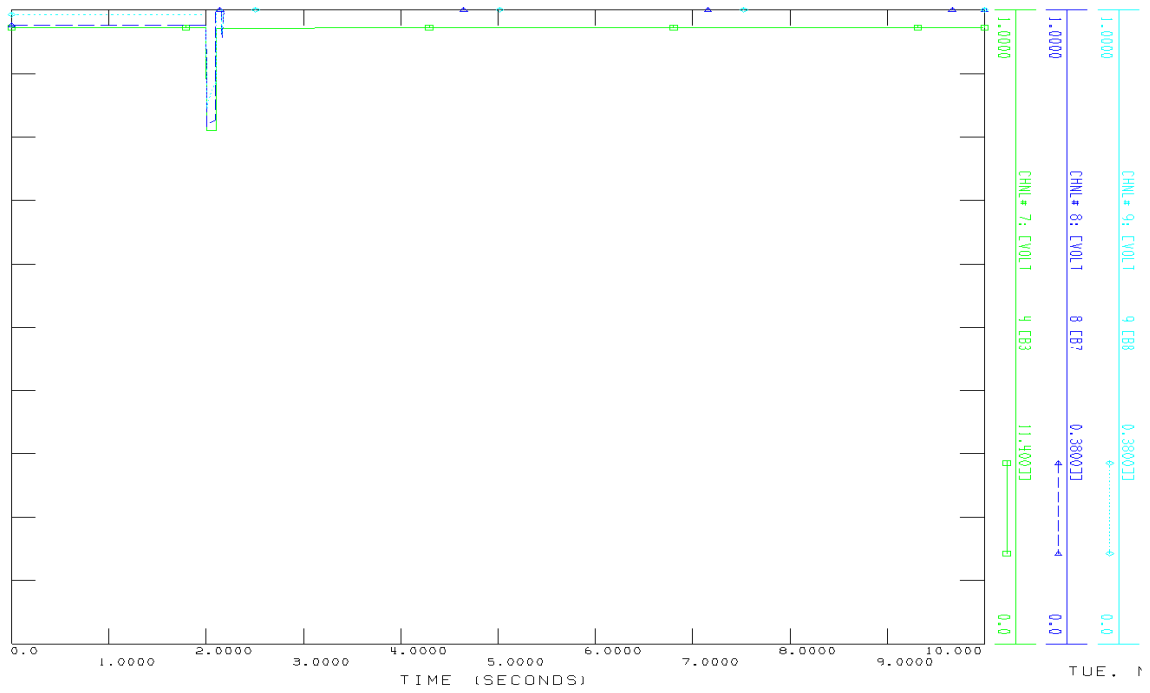


圖 3.12 案例五故障電壓為 0.81p.u.的電壓波形圖

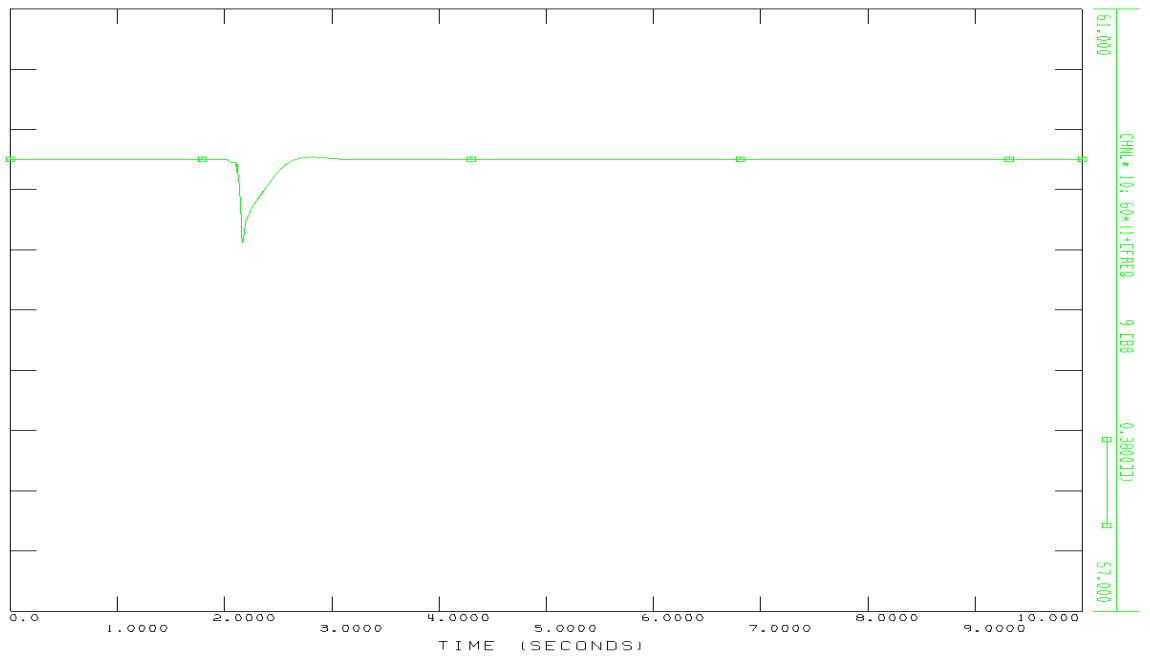


圖 3.13 案例五故障電壓為 0.81p.u.的頻率波形圖

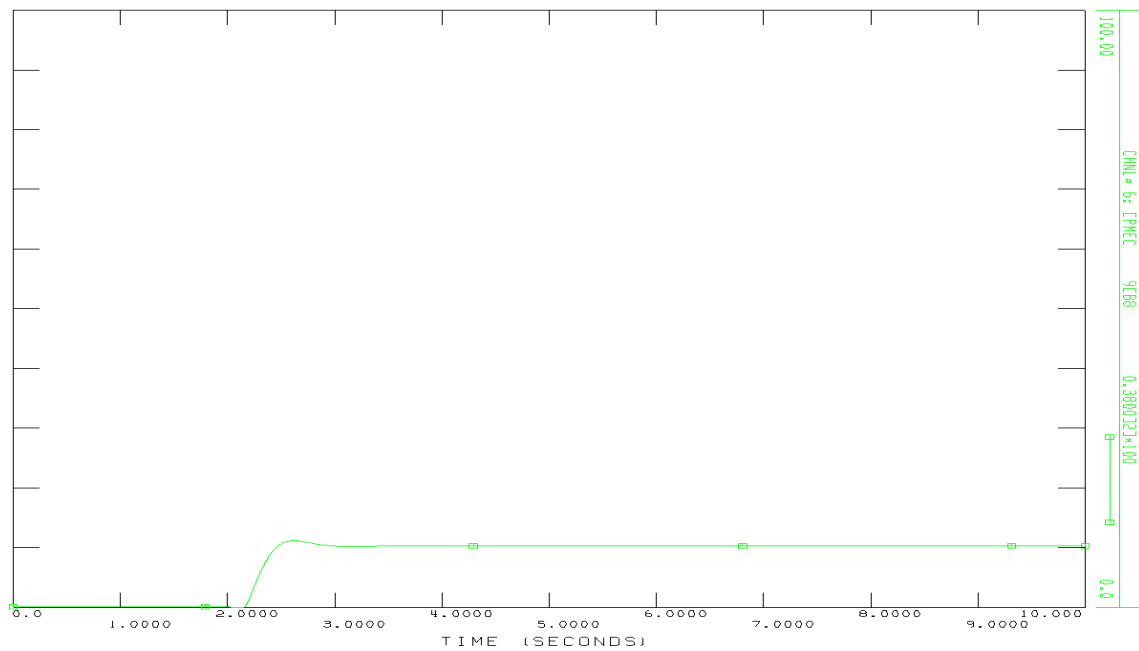


圖 3.14 案例五故障電壓為 0.81p.u.的儲能系統功率波形圖

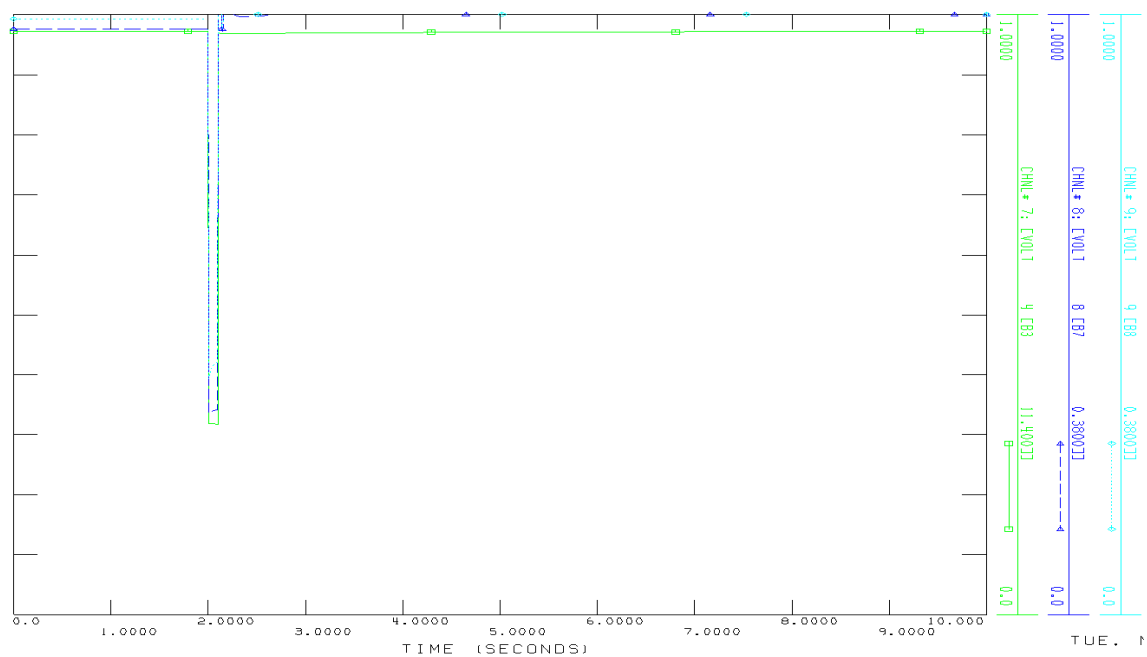


圖 3.15 案例五故障電壓為 0.31p.u.的電壓波形圖

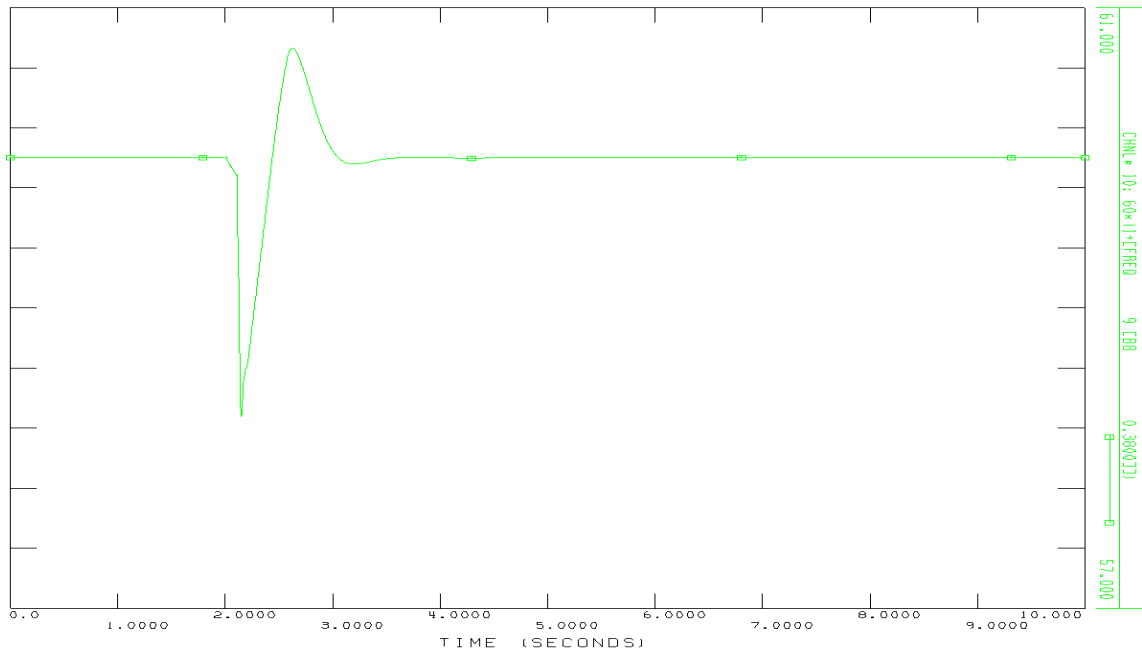


圖 3.16 案例五故障電壓為 0.31p.u.的頻率波形圖

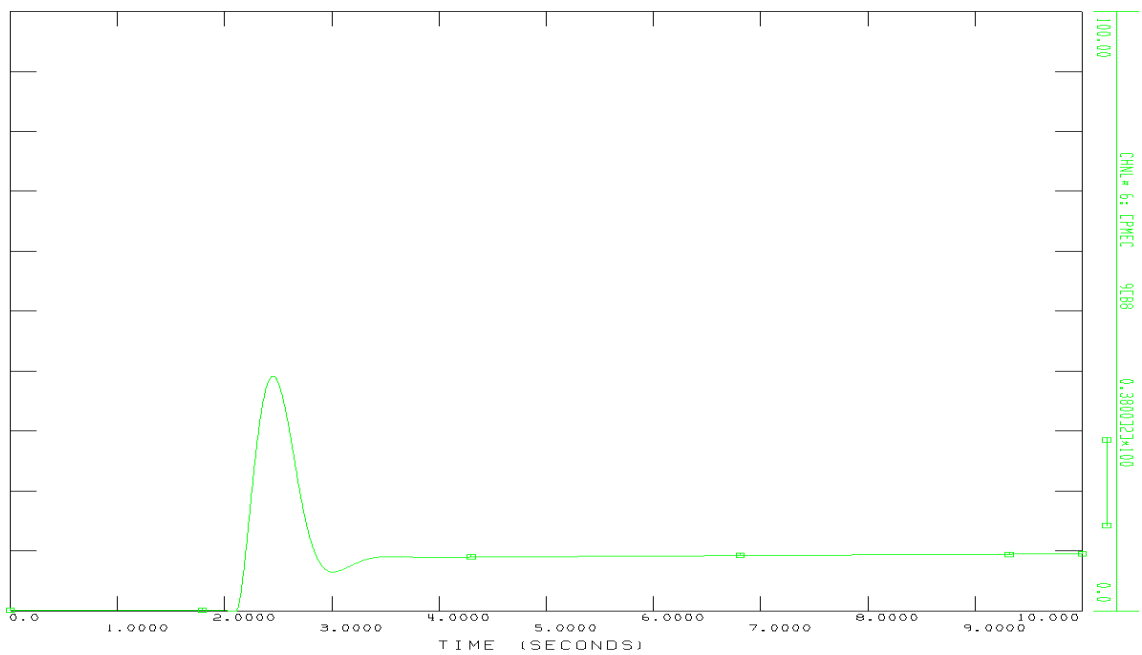


圖 3.17 案例五故障電壓為 0.31p.u.的儲能系統功率波形圖

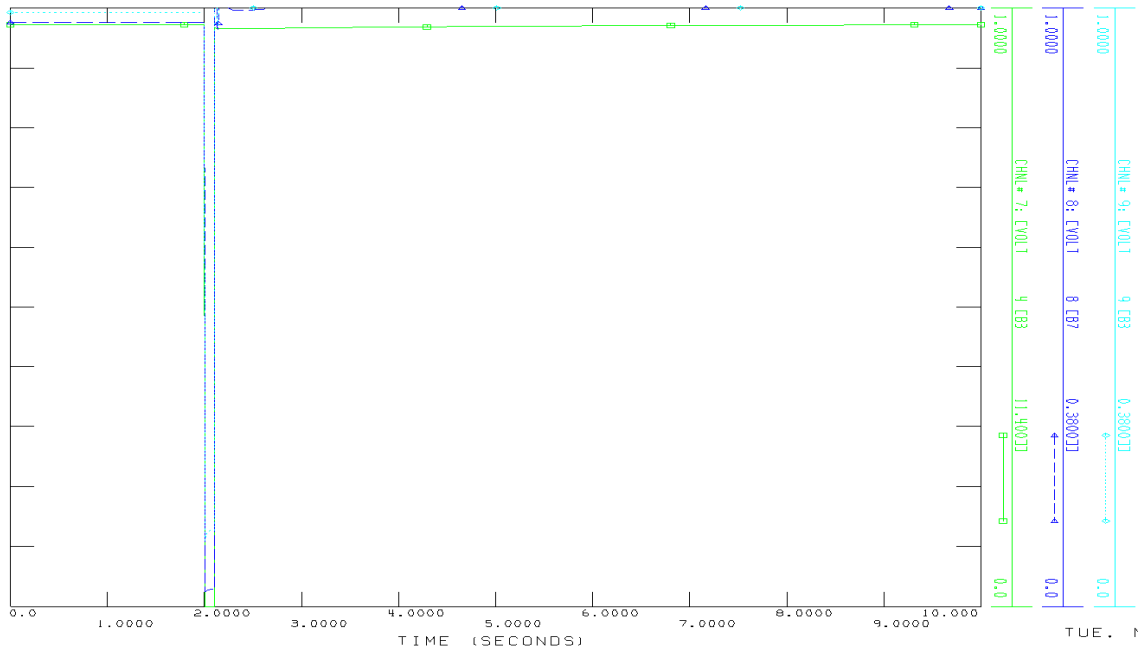


圖 3.18 案例五故障電壓為 0p.u.的電壓波形圖

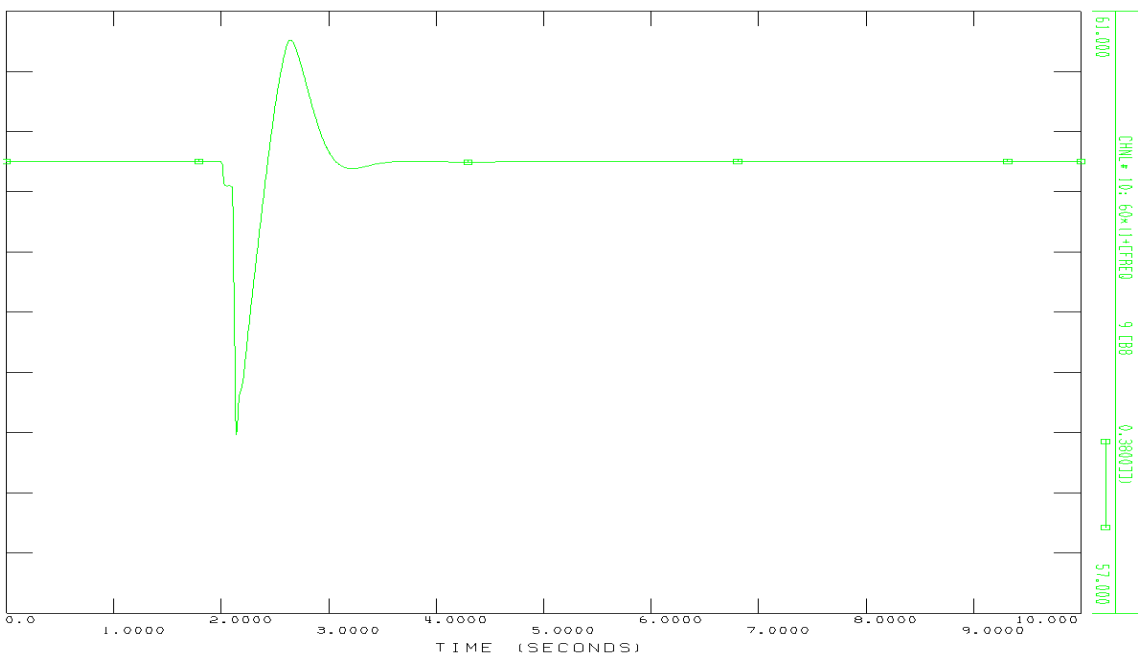


圖 3.19 案例五故障電壓為 0p.u.的頻率波形圖



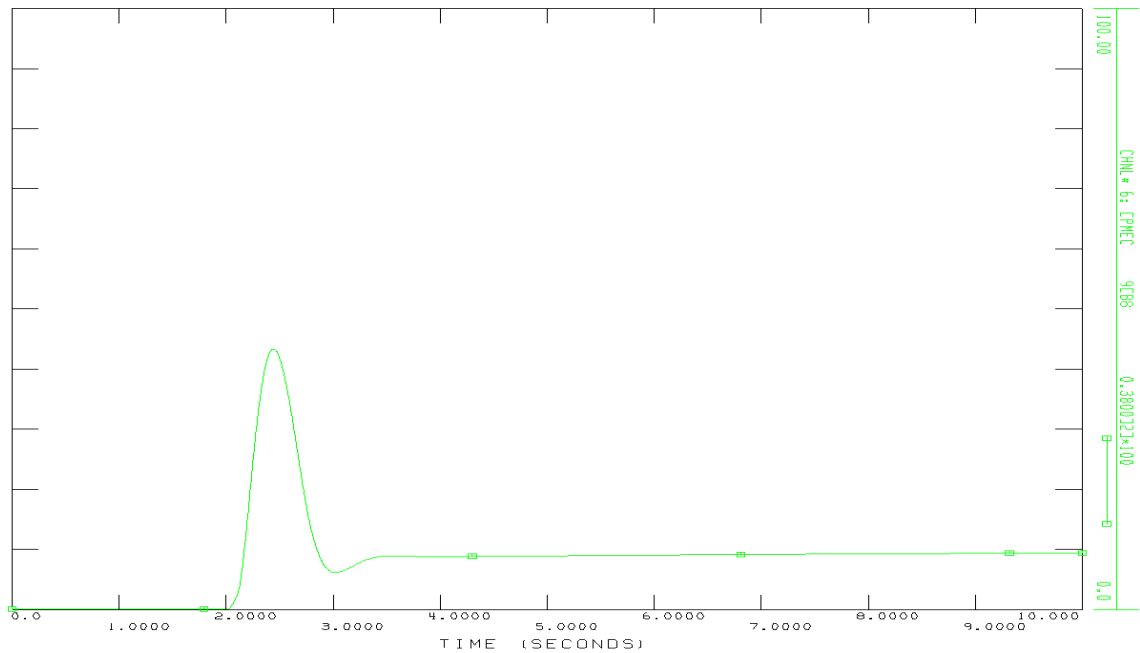


圖 3.20 案例五故障電壓為 0p.u.的儲能系統功率波形圖

#### 6. 案例六:不同故障持續時間

假設微電網負載 60 kW、PV 發電 50 kW、電池儲能初始放電量 10 kW，電池儲能容量 100 kVA，微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，分別在 2.1、2.2 與 2.3 秒時，清除故障與台電解聯。圖 3.21 為此案例的頻率波形圖。根據模擬的結果，故障時間持續愈久，頻率恢復穩定的時間愈久，故障時間持續較少，頻率恢復穩定的時間較快。

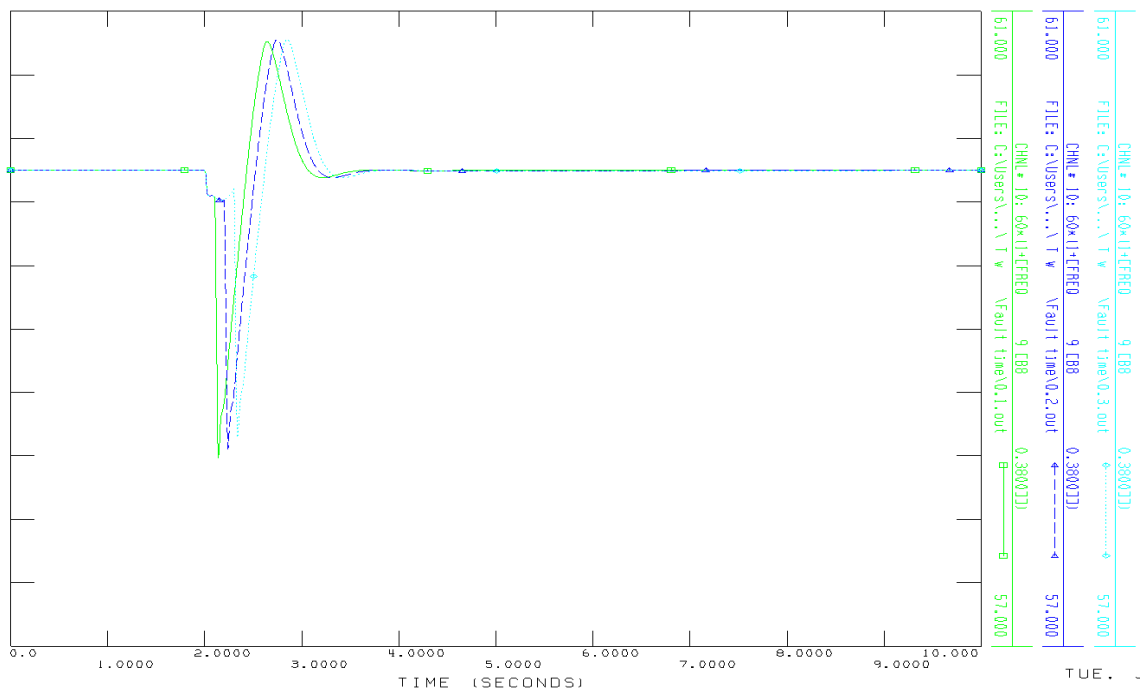


圖 3.21 案例六的頻率波形圖

### 7. 案例七:有無考慮卸載

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 10 kW、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 40 kVA，微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，2.1 秒故障清除，與台電解聯，進行沒有卸載與卸載 20kW 的模擬分析。圖 3.22 為無卸載的頻率波形圖，圖 3.23 為卸載 20 kW 的頻率波形圖。根據模擬的結果，微電網的負載量大於發電量，因無卸載而導致儲能系統反應不及，微電網頻率持續下降，造成微電網全停電。然而，經由 20kW 卸載與儲能系統的控制，微電網電壓與頻率皆在可接受範圍，重要負載得以維持。

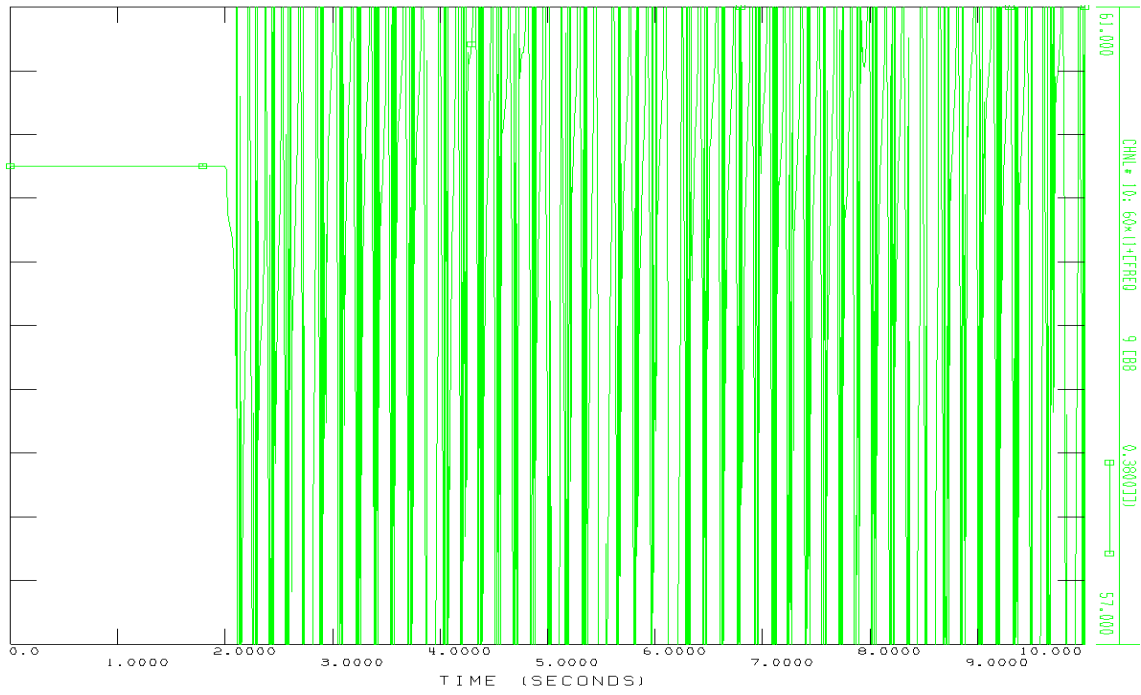


圖 3.22 案例七無卸載的頻率波形圖

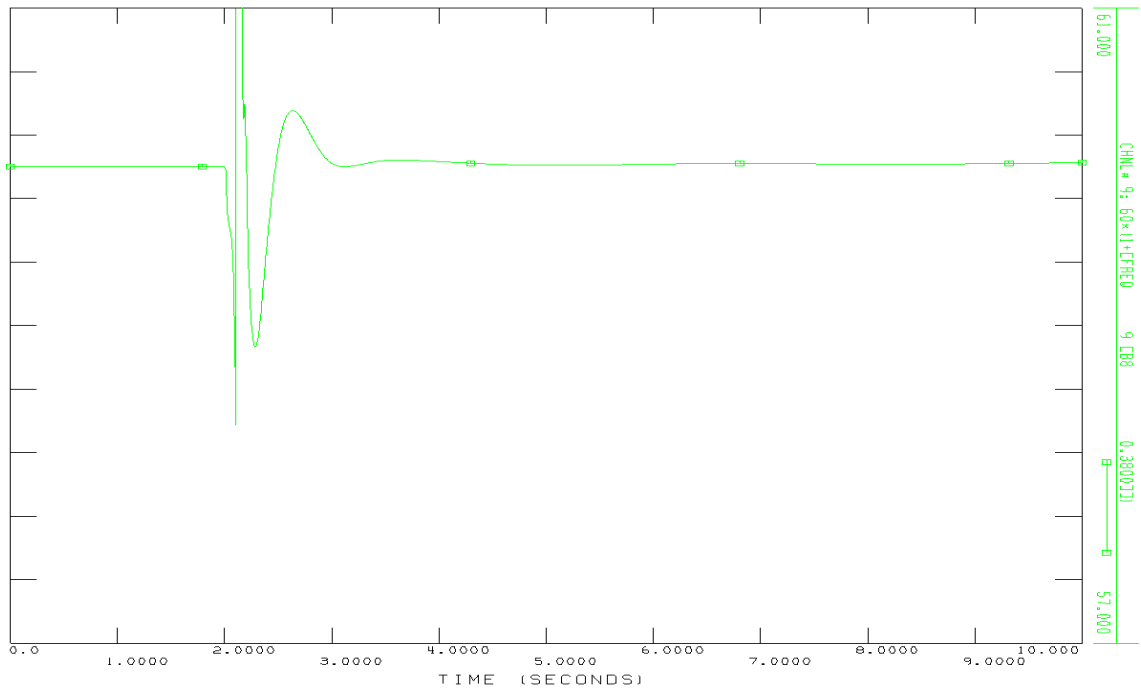


圖 3.23 案例七有卸載的頻率波形圖

## (二) 台電佳安與松樹變電所 4E-1 電源案例分析

當微電網由佳安與松樹變電所至中二變電站的 4E-1 電源供電時，外部電源發生故障時，立即清除故障，與台電解聯，並設計不同分析情境以及卸載策略。圖 3.24 為佳安與松樹變電所 4E-1 電源與核研所微型電網架構圖，圖 3.25 為佳安與松樹變電所 4E-1 電源於 PSS/E 之穩態模擬分析圖。由於在近端發生短路故障，導致微電網電壓驟降的情境，其分析結果與在模擬 OQ38 饋線附近發生短路故障類似，不再贅述。本節將著重在遠端台電系統發生故障，導致系統頻率出現下降的模擬案例分析。

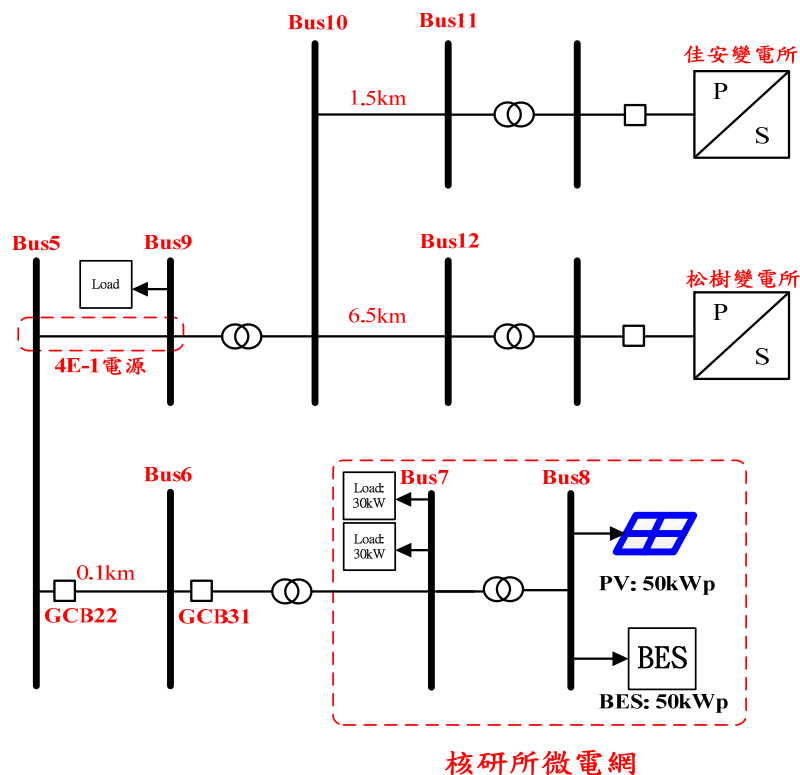


圖 3.24 佳安與松樹變電所與核研所微型電網架構圖

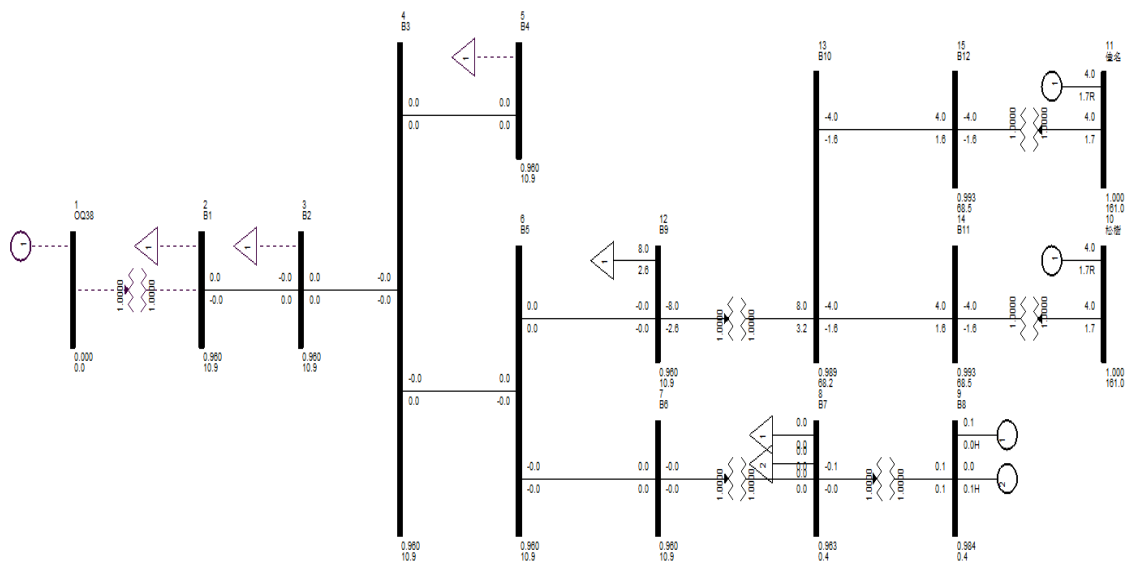


圖 3.25 佳安與松樹變電所 4E-1 電源之穩態模擬分析圖

### 1. 案例八：不同頻率下降率

假設微電網負載不同(50 kW 與 60 kW)、PV 發電 50 kW(照度  $1000\text{W}/\text{m}^2$ )、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 100 kVA，台電出現嚴重頻率下跌，頻率下降率分別為  $1\text{Hz}/\text{sec}$  與  $4.45\text{Hz}/\text{sec}$ ，當頻率下降至 58Hz，再經 0.1 秒延遲時間，微電網與台電解聯，單獨運轉，分析其頻率是否維持在 57Hz 以上。

圖 3.26 為頻率下降率  $1\text{Hz}/\text{sec}$  之微電網頻率響應曲線，根據模擬的結果，系統頻率在約 3.95 秒下降至 58Hz，在 4.05 秒與台電解聯，最低頻率約 57.9 Hz，解聯後之系統頻率隨即快速回升。綠色曲線(負載 50 kW)因解聯瞬間潮流為 0，故頻率回復較快，藍色曲線(負載 60 kW)因解聯瞬間潮流為 10kW，須由儲能系統彌補不足的功率，故頻率回復較慢。圖 3.27 為頻率下降率  $4.45\text{Hz}/\text{sec}$  之微電網頻率響應曲

線，系統頻率在約 2.45 秒下降至 58Hz，在 2.55 秒與台電解聯，最低頻率約 57.2 Hz。兩種頻率下降率情境，微電網頻率皆可維持在 57Hz 以上。

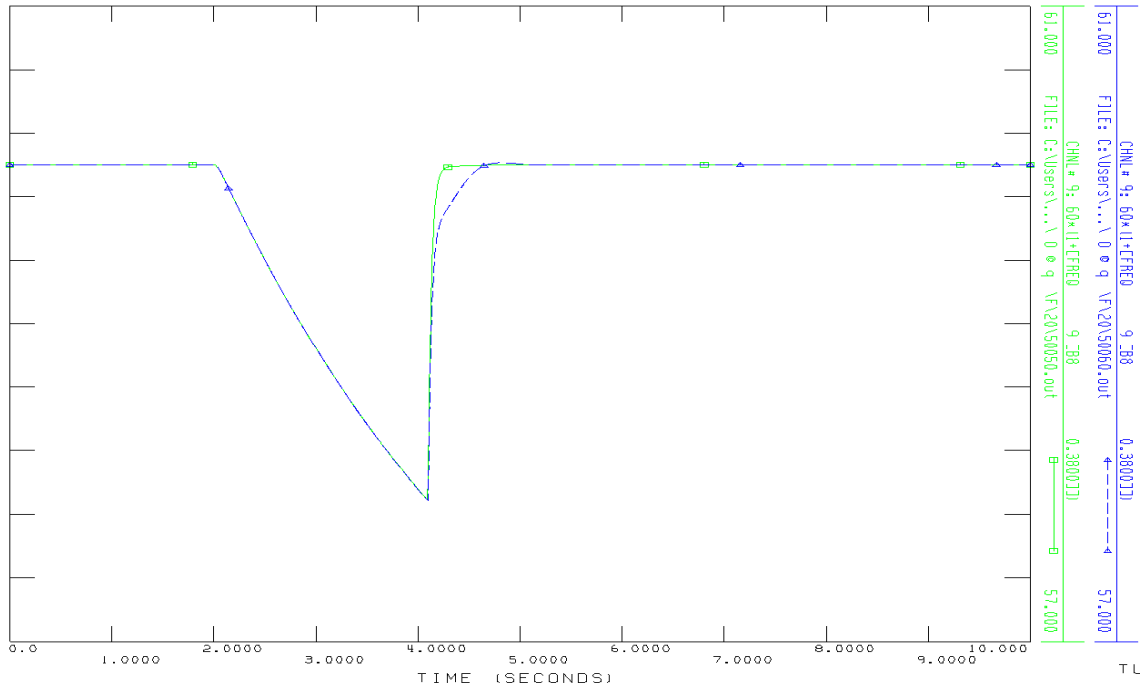


圖3.26 案例八頻率下降率為1Hz/sec之微電網頻率波形圖

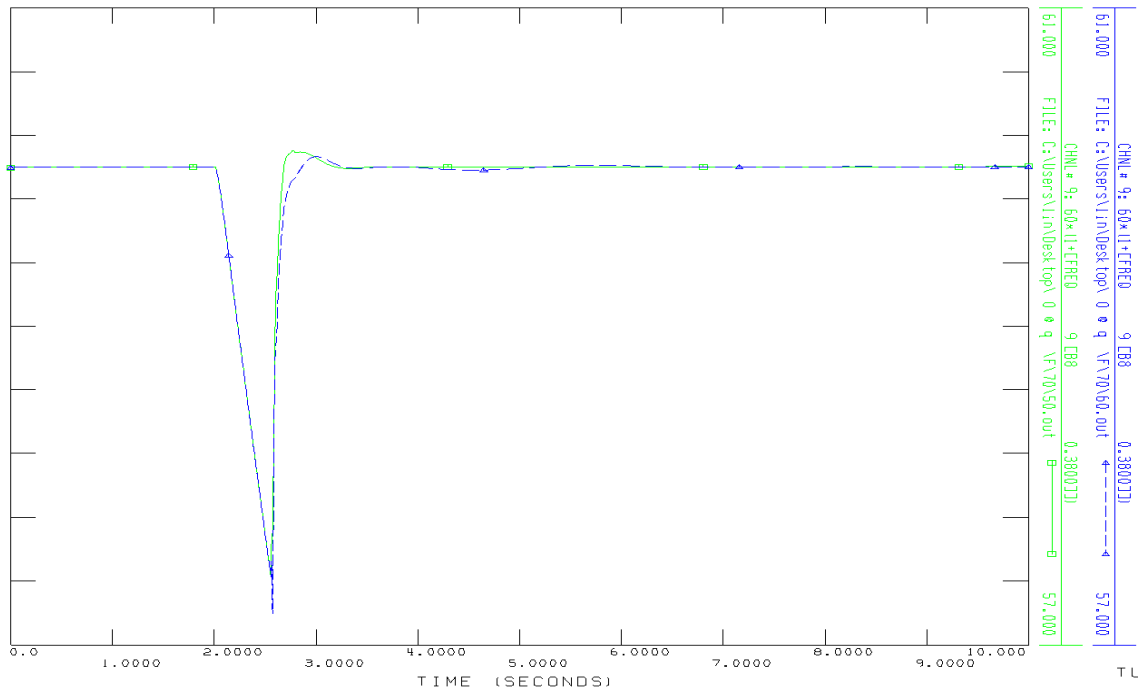


圖3.27 案例八頻率下降率為4.45Hz/sec之微電網頻率波形圖

### 三、微電網高壓與低壓配電微電網之保護協調

經上章節核研所微型電網與高壓雙饋線之故障事例分析，據此可以進行高壓與低壓SS之解聯/併聯保護設計，台電所提出風機之低電壓持續運轉能力，當風機端電壓降低至0.15p.u.時，風力發電機必須持續0.5s與電網併聯，若電壓降至0.9p.u.，則風力發電機必須維持正常發電而不跳機，當風機端電壓降低於此低電壓容忍曲線，風機才可切離電網，因此根據風力發電機之LVRT即可定義其對於電壓驟降的忍受能力，如圖2.12所示。至於太陽光電部分，台電公司目前並沒有訂定LVRT相關規範，但本研究將使用P1547所提出之太陽光電低電壓保護曲線，如圖2.13所示。據此進行模擬分析微電網對於低電壓持續運轉能力。

### (一) 核研所微型電網高壓與低壓保護電驛設定

根據圖 2.19 保護協調設備，模擬近端故障電壓擾動於微電網併接點案例分析，接著在依據台電所提出風機之低電壓持續運轉能力的電壓範圍以及 P1547 所提出的太陽光電之低電壓持續運轉的電壓範圍，是否皆符合在低電壓保護範圍內，圖 3.28 為核研所微型電網低電壓保護架構圖，圖 3.29 為高壓 GCB11 電壓曲線圖，圖 3.30 為低壓 SS 電壓曲線圖。本章節將模擬三個高壓 GCB11 不同範圍內的電壓，首先是範圍 0.25p.u.以下，微電網在 2 秒時 BUS3 發生故障，0.1 秒故障時間，在 2.1 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯，高壓 GCB11 於 2.1 秒跳脫時，低壓 SS 先於 2 秒瞬跳。第二範圍是 0.25~0.5p.u.內，微電網在 2 秒時 BUS3 發生故障，0.2 秒故障時間，在 2.2 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯，高壓 GCB11 於 2.2 秒跳脫時，低壓 SS 先於 2.1 秒跳脫。最後範圍是 0.5~0.85p.u.內，微電網在 2 秒時 BUS3 發生故障，0.3 秒故障時間，在 2.3 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯，高壓 GCB11 於 2.3 秒跳脫時，低壓 SS 先於 2.2 秒跳脫，以上三個範圍的電壓，模擬風機及太陽光電電壓皆會在低電壓保護範圍內。

頻率電驛部分，模擬遠端故障頻率擾動模擬案例分析，微電網於 2 秒與佳安變電所解聯，分析其頻率解聯後，下降至 58Hz 所需時間，並計算出頻率下降率。接著在依下降至 58Hz 的時間加上 0.1 秒延遲時間，微電網再與松樹變電所解聯，而頻率必須維持在 57Hz 以上，以確保微電網持續運轉。



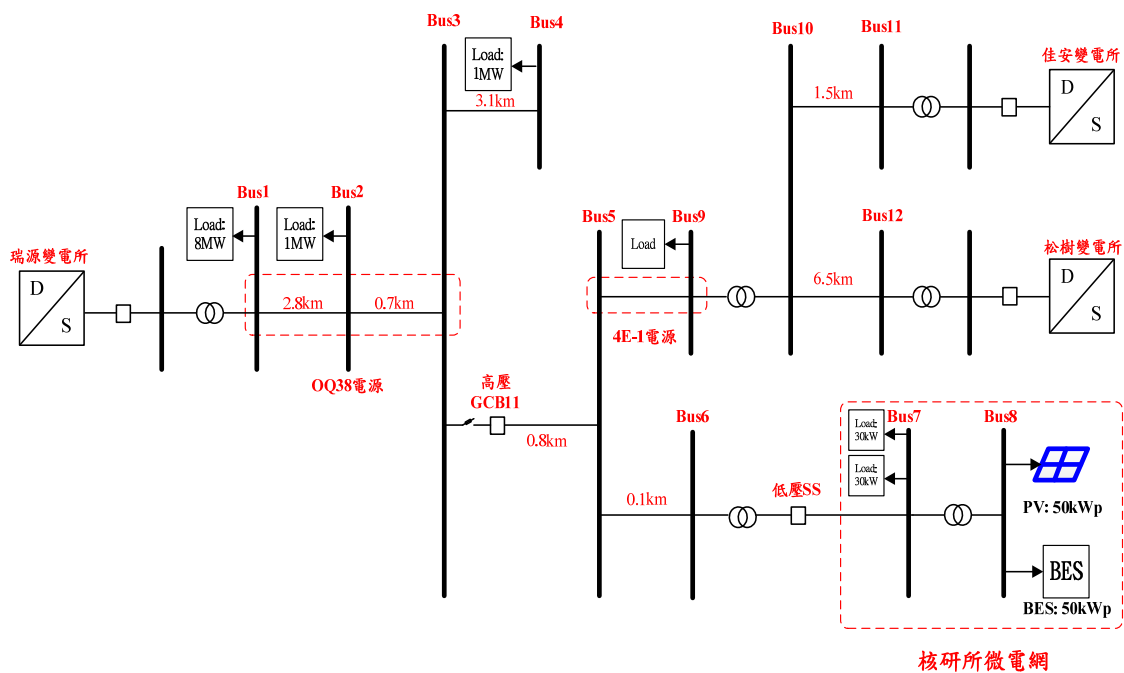


圖 3.28 核研所微型電網低電壓保護架構圖

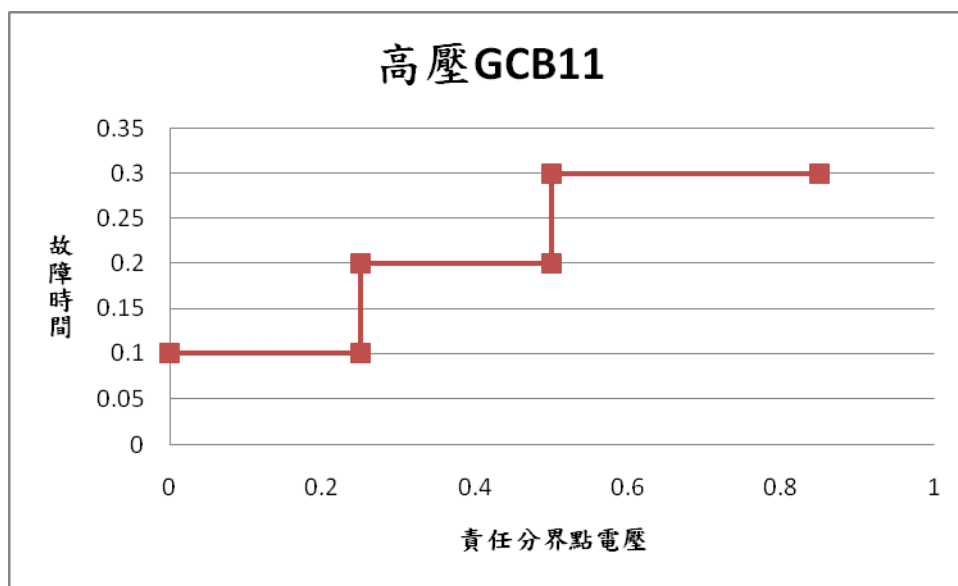


圖 3.29 高壓 GCB11 電壓曲線圖

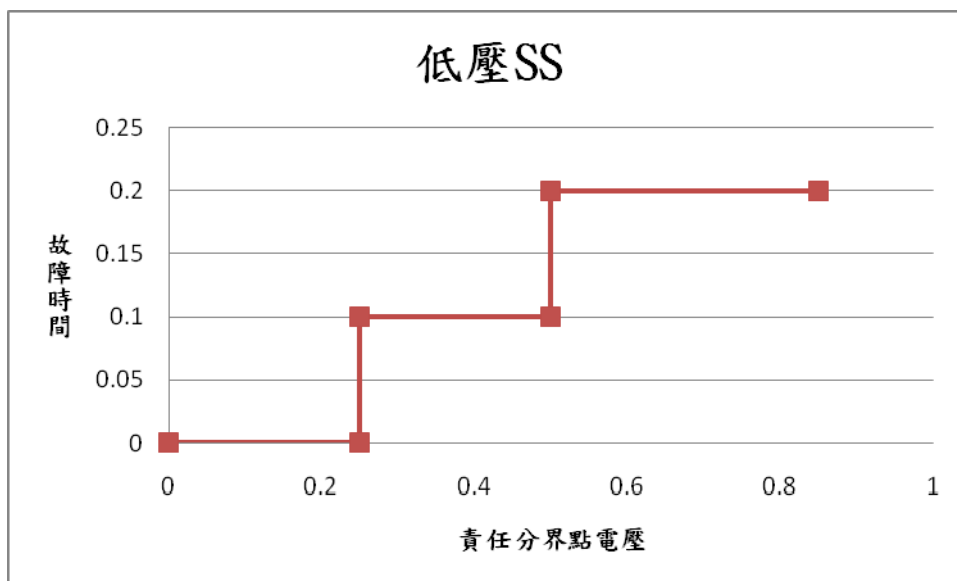


圖 3.30 低壓 SS 電壓曲線圖

## (二) 近端故障電壓擾動模擬案例分析

### 1. 案例九

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電不同 (0 與 50 kW)、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 100 kVA，高壓 GCB11 電壓為 0.23p.u.，微電網在 2 秒時高壓 Bus3 發生故障，在 2.1 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯。此案例模擬高壓 GCB11 電壓為 0.23p.u.時，再根據風機與太陽光電之 LVRT 運轉範圍，分析風電電壓和太陽光電電壓是否皆在保護範圍內以及頻率與儲能輸出功率的響應。

圖 3.31 為電壓波形圖，圖 3.32 為 PV 初始值不同的頻率波形圖，圖 3.33 為 PV 初始值不同的儲能功率波形圖。根據模擬的結果，微電網在 2 秒故障，而電壓 1p.u.下降至 0.23p.u.，此時可得知低壓為 0.25p.u.以及微電網場內電壓為 0.31p.u.，而微電網場內電壓則符合在風機電壓及太陽光電

電壓低電壓保護範圍內，至於頻率則會下降至 58.128Hz，儲能輸出功率為 0 kW，在 2.1 秒故障清除跳脫後，電壓會恢復到 1p.u.，頻率則是上升至 60.8Hz，而頻率震盪至 3.5 秒後恢復穩定，儲能輸出功率為 60 kW 以及 10 kW。由圖可知，PV 初始值的不同，兩者電壓值皆相同，而 PV 發電 50 kW 頻率振幅大小比 0 kW 大但恢復穩定慢。當 PV 發電 50 kW 時，儲能發電 10 kW，PV 發電為 0 kW 時，儲能發電 60 kW。

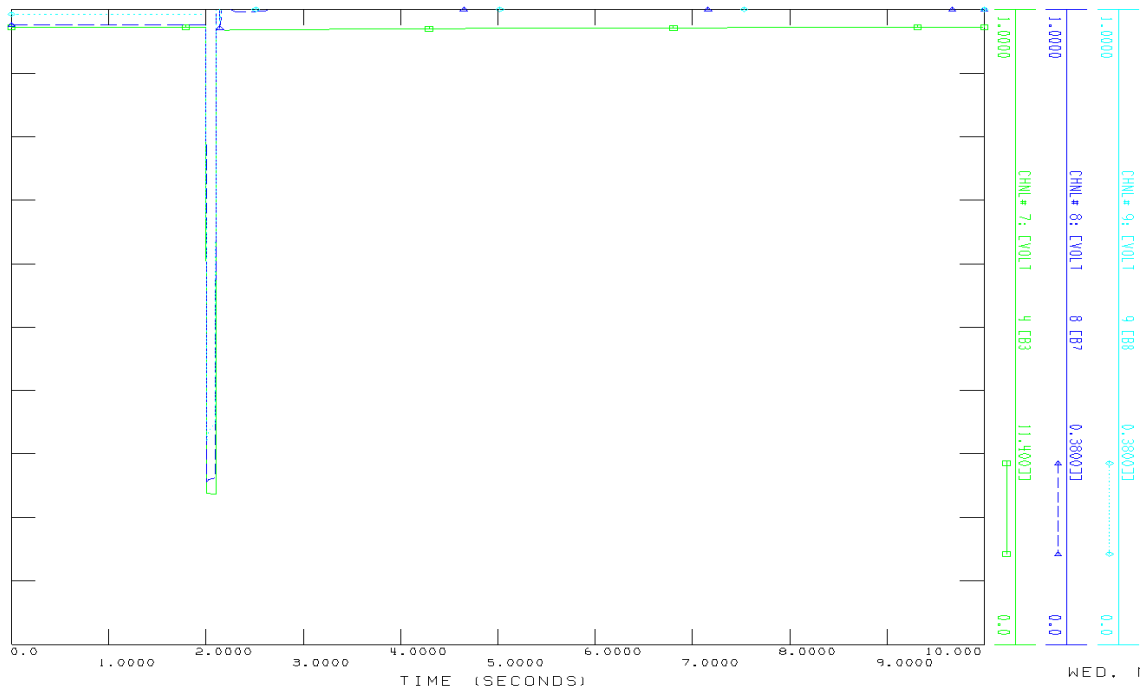


圖 3.31 案例九高壓 GCB11、低壓 SS 以及微電網場內電壓波形圖

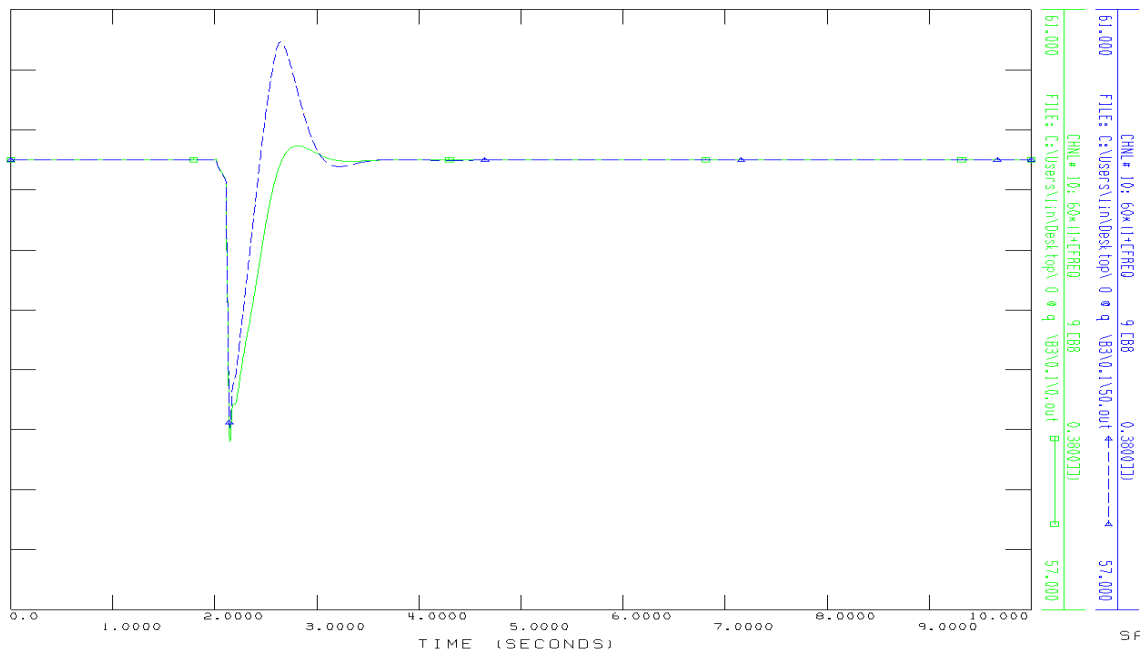


圖 3.32 案例九 PV 初始值不同的頻率波形圖

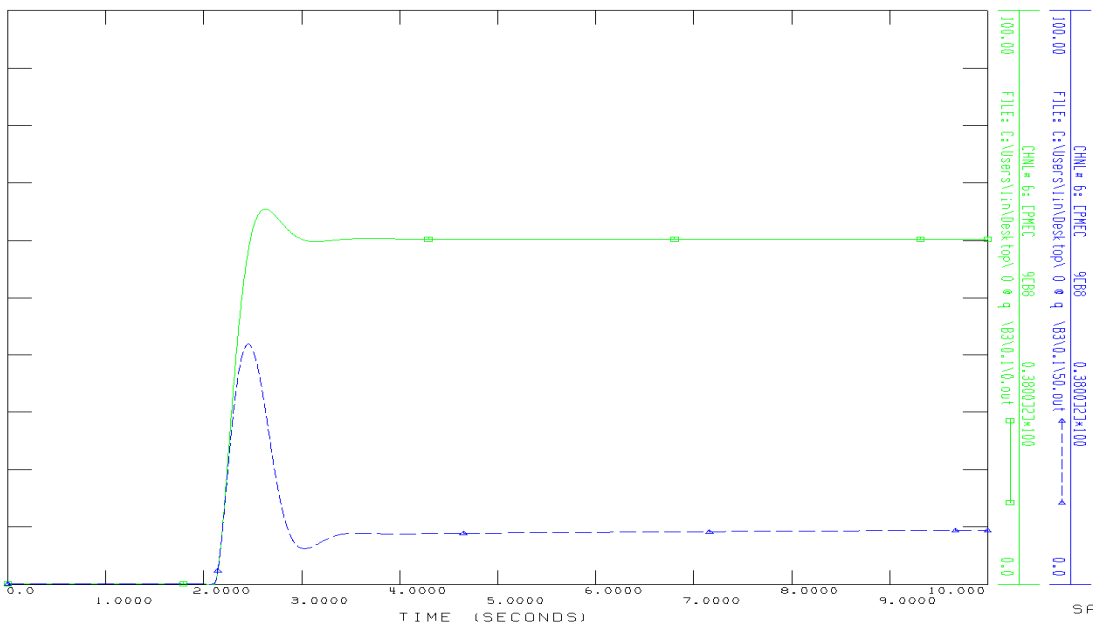


圖 3.33 案例九 PV 初始值不同的儲能功率波形圖

## 2. 案例十

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電不同 (0 與 50 kW)、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量

100 kVA，高壓 GCB11 電壓為 0.31p.u.，微電網在 2 秒時高壓 Bus3 發生故障，在 2.2 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯。此案例模擬高壓 GCB11 電壓為 0.31p.u.時，得知微電網併接點電壓，再根據風機與太陽光電之 LVRT 運轉範圍，模擬頻率與儲能輸出功率的響應。

圖 3.34 為電壓波形圖，圖 3.35 為頻率波形圖，圖 3.36 為儲能功率波形圖。根據模擬的結果，微電網在 2 秒故障，電壓下降至 0.31p.u.，此時可得知低壓為 0.33p.u.以及微電網場內電壓為 0.39p.u.，而微電網場內電壓則符合在風機電壓及太陽光電電壓低電壓保護範圍內。頻率則會下降至 58.128Hz，儲能輸出功率為 0 kW，在 2.2 秒故障清除跳脫後，電壓會恢復到 1p.u.，頻率則是上升至 60.8Hz，而頻率震盪至 3.5 秒後恢復穩定，儲能輸出功率為 60 kW 以及 10 kW。由圖可知，PV 初始值的不同，兩者電壓值皆相同，而 PV 發電 50 kW 頻率振幅大小比 0 kW 大但恢復穩定慢。當 PV 發電 50 kW 時，儲能發電 10 kW，PV 發電為 0 kW 時，儲能發電 60 kW。

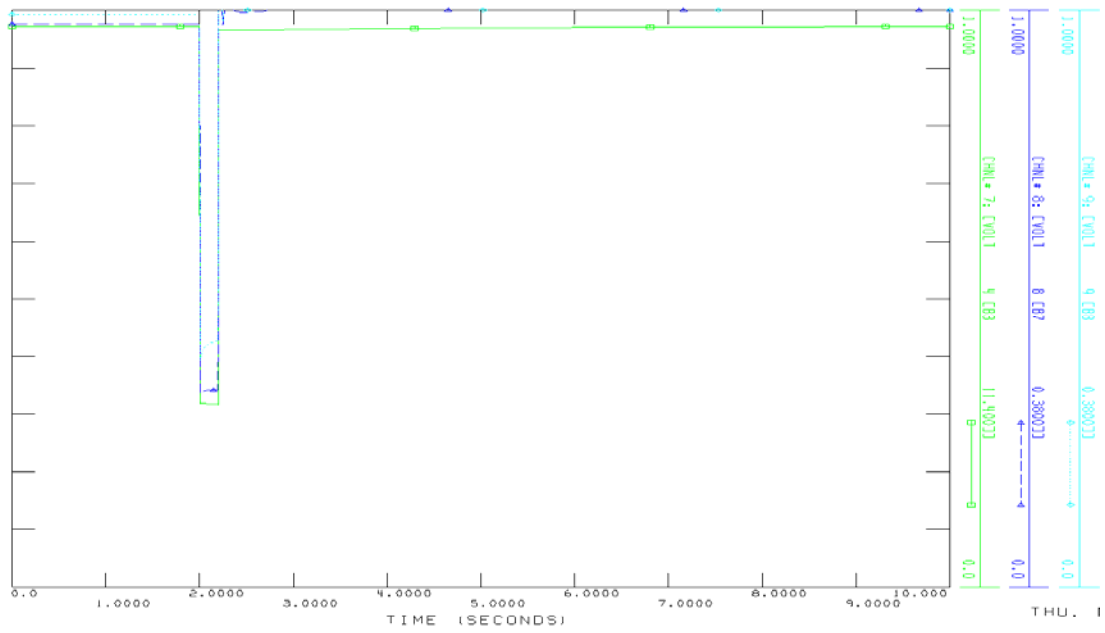


圖3.34 案例十高壓GCB11、低壓SS以及微電網場內電壓波形圖

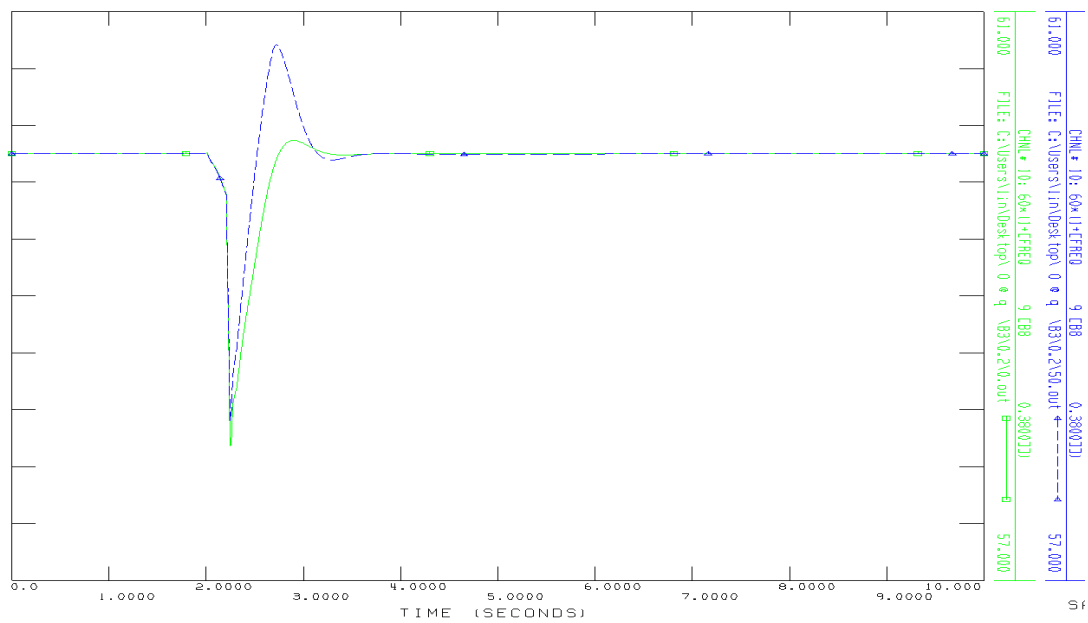


圖 3.35 案例十 PV 初始值不同的頻率波形圖

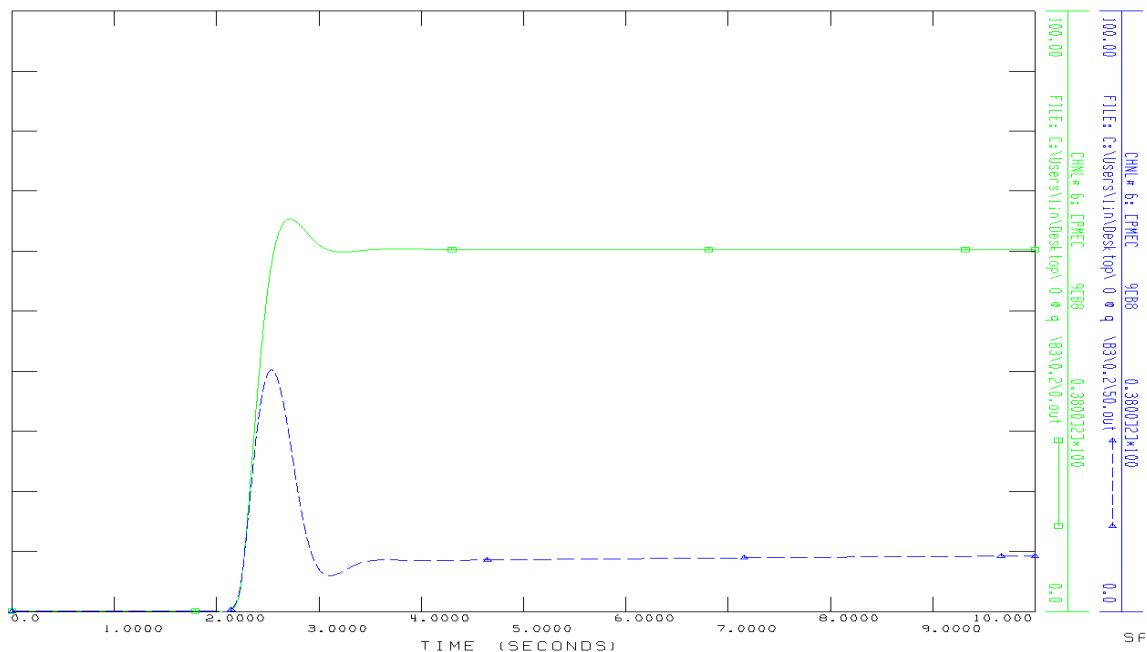


圖3.36 案例十PV初始值不同的儲能功率波形圖

### 3. 案例十一

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電不同 (0 與 50 kW)、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 100 kVA，高壓 GCB11 電壓為 0.84p.u.，微電網在 2 秒時高壓 Bus3 發生故障，在 2.3 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯。此案例模擬高壓 GCB11 電壓為 0.84p.u.時，得知微電網併接點電壓，再根據風機與太陽光電之 LVRT 運轉範圍，模擬頻率與儲能輸出功率的響應。

圖 3.37 為電壓波形圖，圖 3.38 為頻率波形圖，圖 3.39 為儲能功率波形圖。根據模擬的結果，微電網在 2 秒故障，而電壓 1p.u. 下降至 0.84p.u.，此時可得知低壓為 0.85p.u. 以及微電網場內電壓為 0.87p.u.，而微電網場內電壓則符合在風機電壓及太陽光電電壓低電壓保護範圍內，至於頻率則會下降至 58.128Hz，儲能輸出功率為 0 kW，在 2.3 秒故障清除

跳脫後，電壓會恢復到 1p.u.，頻率則是上升至 60.8Hz，而頻率震盪至 3.5 秒後恢復穩定，儲能輸出功率為 60 kW 以及 10 kW。由圖可知，PV 初始值的不同，兩者電壓值皆相同，而 PV 發電 50 kW 頻率振幅大小比 0 kW 小但恢復穩定快。當 PV 發電 50 kW 時，儲能發電 10 kW，PV 發電為 0 kW 時，儲能發電 60 kW。

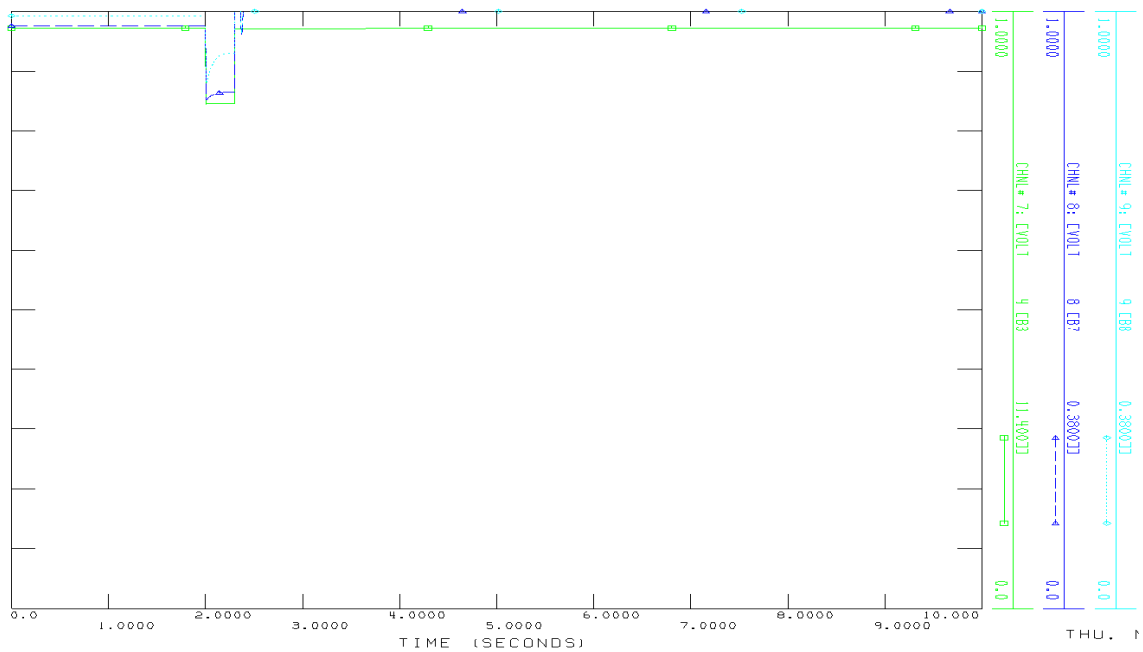


圖3.37 案例十一高壓GCB11、低壓SS以及微電網場內電壓波形圖



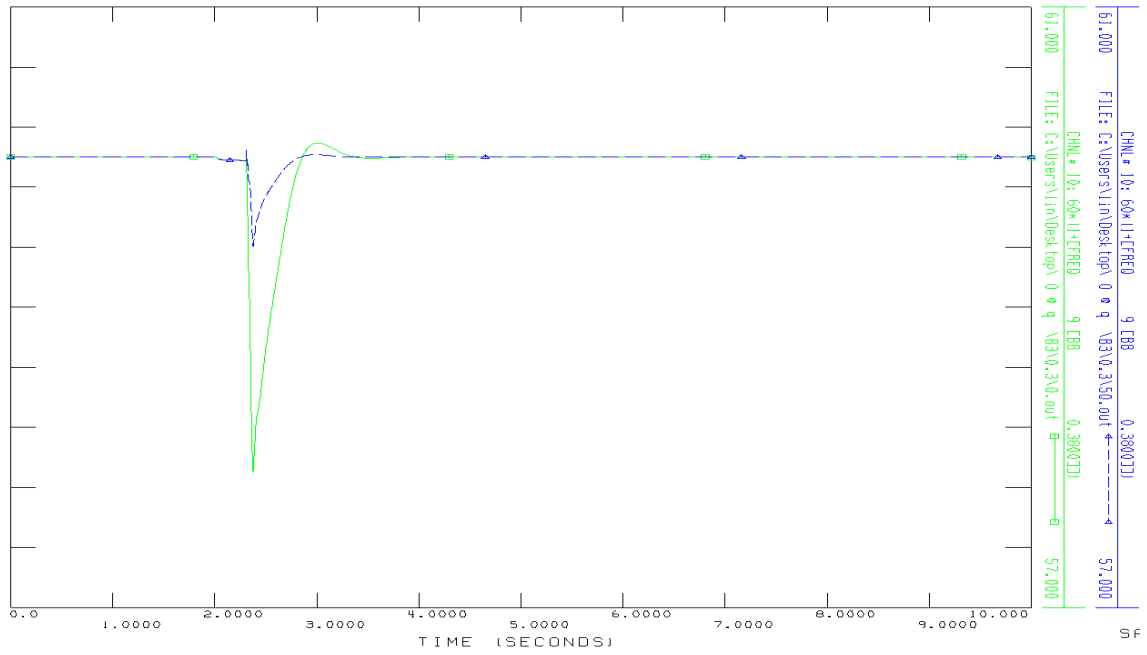


圖 3.38 案例十一 PV 初始值不同的頻率波形圖

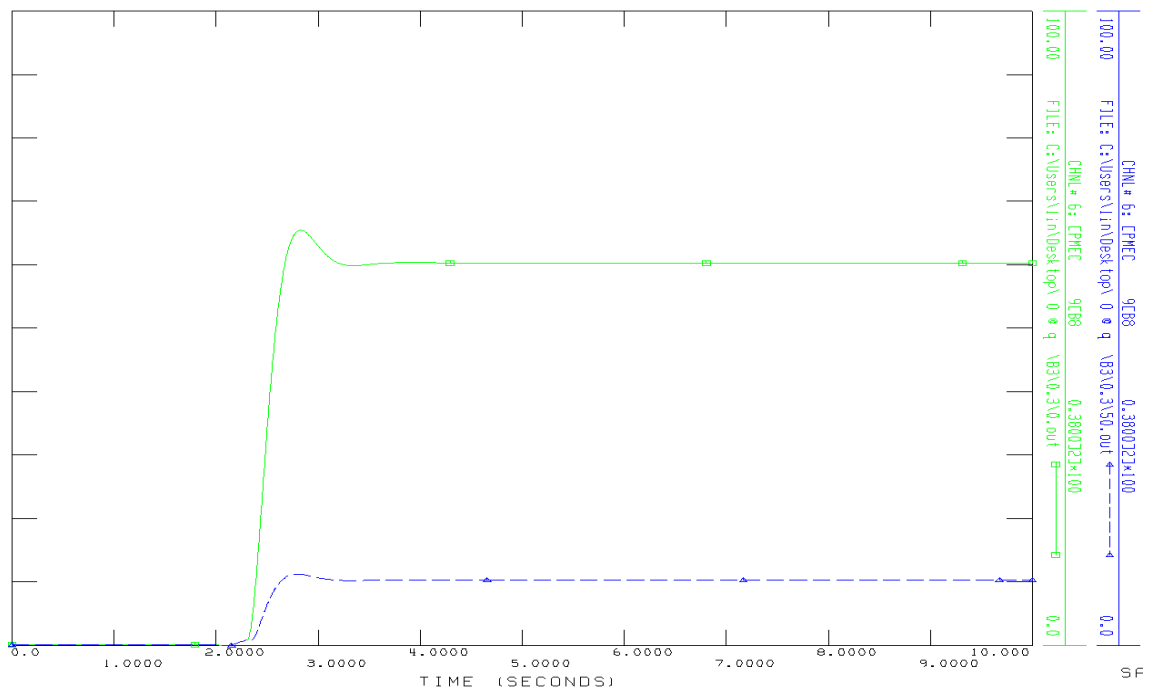


圖3.39 案例十一PV初始值不同的儲能功率波形圖

#### 4. 案例十二

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 10 kW、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 40 kVA，

高壓 GCB11 電壓為 0.23p.u.，微電網在 2 秒時 Bus3 發生故障，在 2.1 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯，進行有無卸載。

圖 3.40 為有無卸載 20 kW 之高壓 GCB11 電壓波形圖，圖 3.41 為有無卸載 20 kW 之微電網場內電壓波形圖，圖 3.42 為有無卸載 20 kW 之頻率波形圖，圖 3.43 為有無卸載 20 kW 之儲能功率波形圖。根據模擬的結果，微電網在 2 秒故障，高壓 GCB11 電壓 1p.u. 下降至 0.23p.u.，此時可得知微電網場內電壓下降至 0.27p.u.，而微電網場內電壓則符合在風機電壓及太陽光電電壓低電壓保護範圍內。由於高壓 GCB11 還未受到故障電流的影響，在 2.1 秒故障清除跳脫後，無卸載的電壓會恢復到 1p.u.，頻率則是上升至 60Hz 而恢復穩定，至於微電網場內電壓負載量大於發電量，因無卸載而導致電壓持續震盪，微電網頻率持續上升下降，儲能輸出功率則呈現震盪。假如卸載 20 kW 後，高壓 GCB11 電壓及微電網場內電壓會恢復到 1p.u.，微電網頻率則是上升至 60Hz 而恢復穩定，儲能輸出功率受調速機影響發電至 75 kW。由以上可得知微電網的負載量大於發電量，因無卸載而儲能系統反應不及，微電網頻率持續下降，造成微電網全停電，經由卸載與儲能系統的控制，微電網場內電壓符合在風機與太陽光電低電壓保護範圍內，而頻率也在可維持在 57Hz 範圍內，重要負載得以維持。

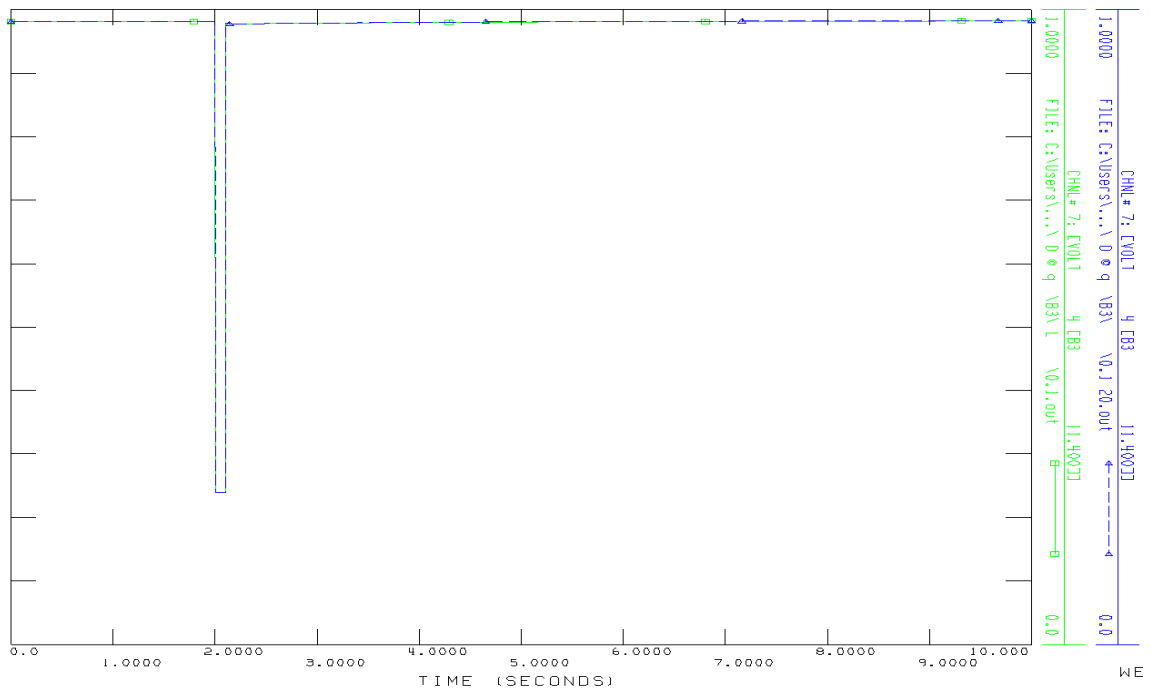


圖3.40 案例十二有無卸載之高壓GCB11電壓波形圖

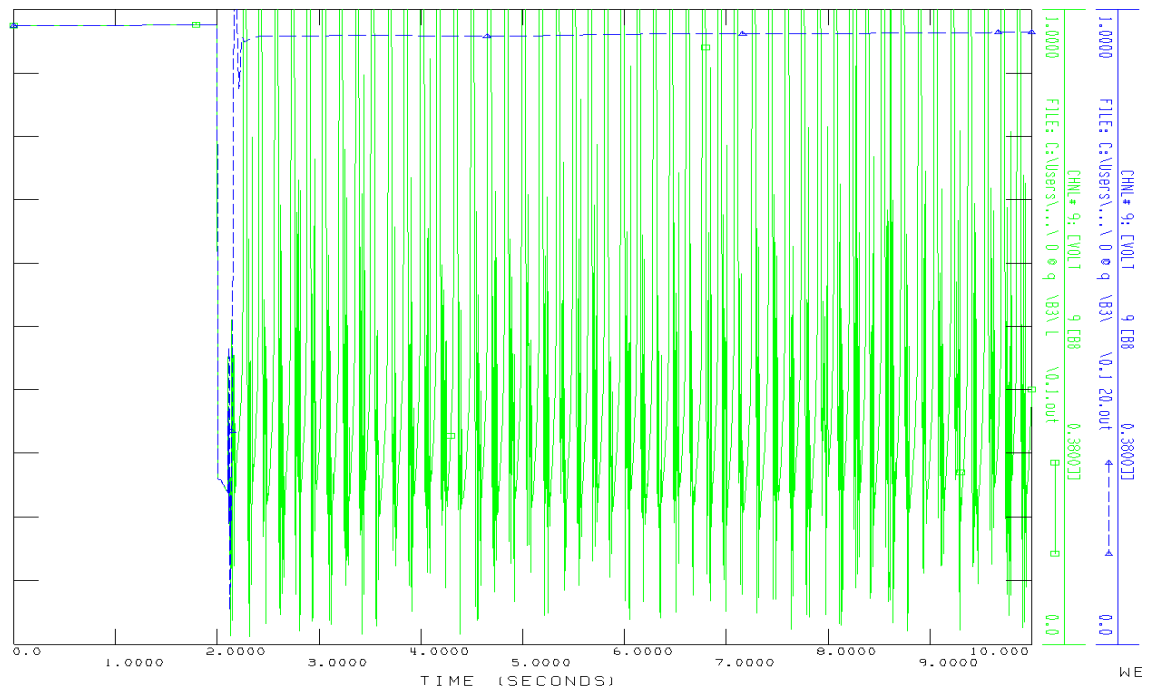


圖3.41 案例十二有無卸載之微電網電壓波形圖

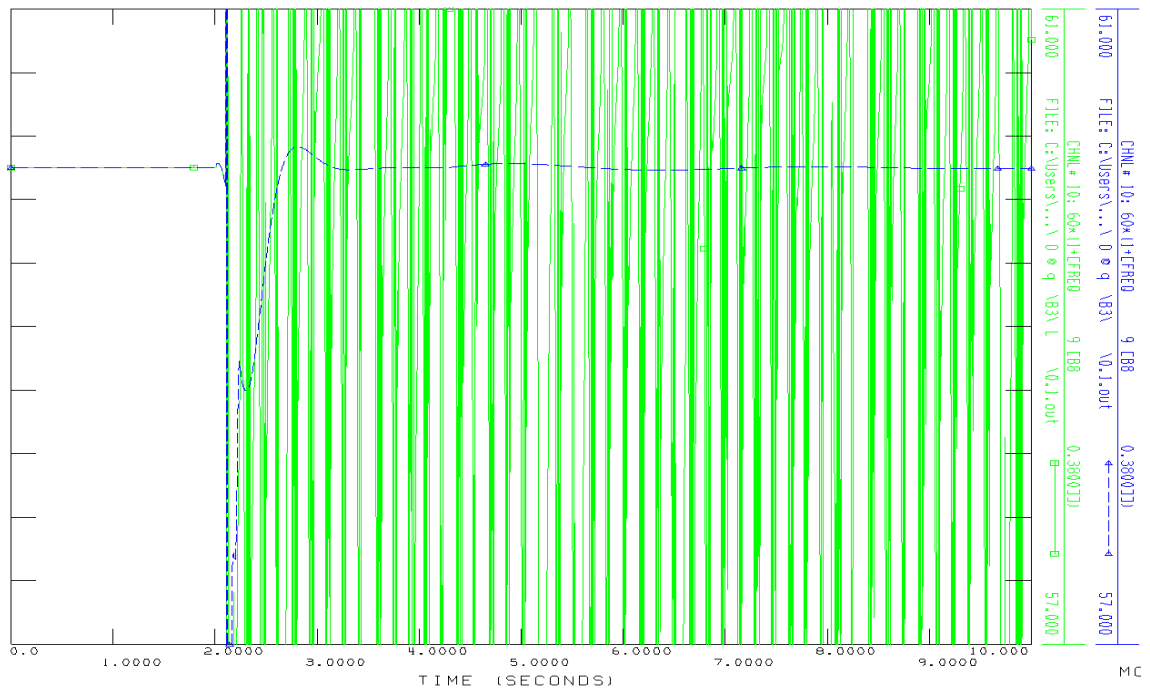


圖3.42 案例十二有無卸載之頻率波形圖

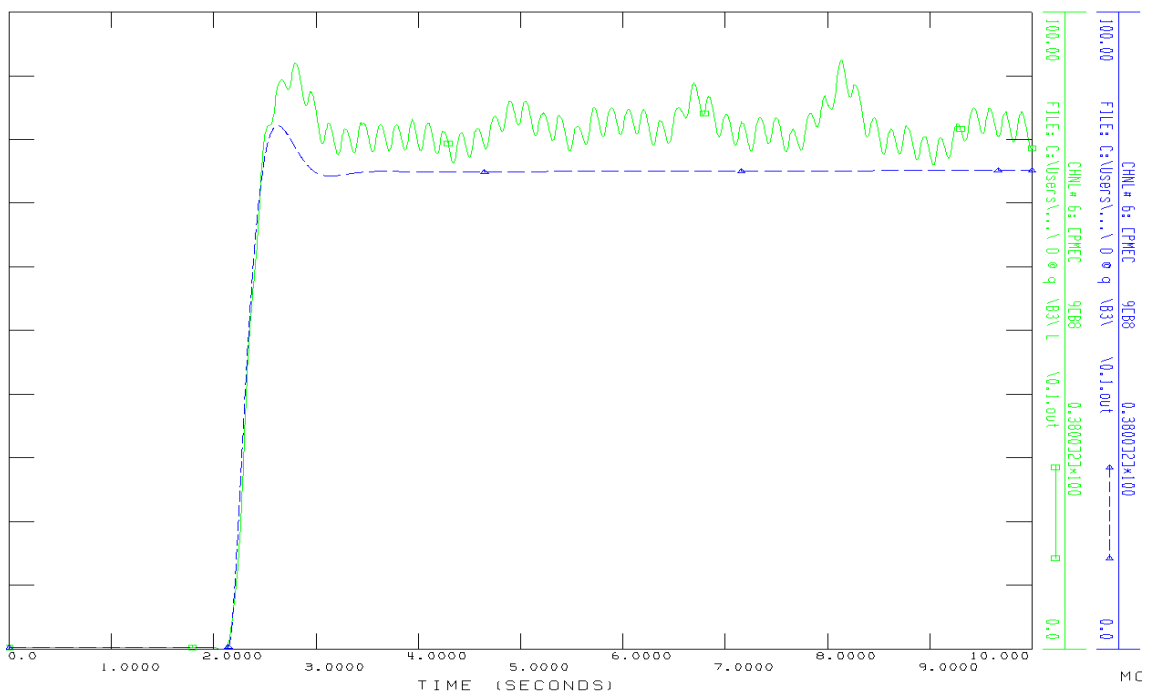


圖3.43 案例十二有無卸載之儲能功率波形圖

## 5. 案例十三

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 10 kW、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 40 kVA，高壓 GCB11 電壓為 0.31p.u.，微電網在 2 秒時高壓 Bus3 發生故障，在 2.2 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯，進行有、無卸載(卸載 20 kW)。

圖 3.44 為有無卸載之高壓 GCB11 電壓波形圖，圖 3.45 為有無卸載之微電網電壓波形圖，圖 3.46 為有無卸載之頻率波形圖，圖 3.47 為有無卸載之儲能功率波形圖。根據模擬的結果，微電網在 2 秒故障，高壓 GCB11 電壓 1p.u.下降至 0.31p.u.，此時可得知微電網場內電壓下降至 0.33p.u.，而微電網場內電壓則符合在風機電壓及太陽光電電壓低電壓保護範圍內。由於高壓 GCB11 還未受到故障電流的影響，在 2.2 秒故障清除跳脫後，無卸載的電壓會恢復到 1p.u.，頻率則是上升至 60Hz 而恢復穩定，至於微電網場內電壓負載量大於發電量，因無卸載而導致電壓持續震盪，微電網頻率持續上升下降。假如卸載 20 kW 後，高壓 GCB11 電壓及微電網場內電壓會恢復到 1p.u.，微電網頻率則是上升至 60Hz 而恢復穩定，儲能輸出功率受調速機影響發電至 75 kW。由以上可得知微電網的負載量大於發電量，因無卸載而儲能系統反應不及，微電網頻率持續下降，造成微電網全停電，經由卸載與儲能系統的控制，微電網場內電壓符合在風機與太陽光電低電壓保護範圍內，而頻率也在可維持在 57Hz 範圍內，重要負載得以維持。

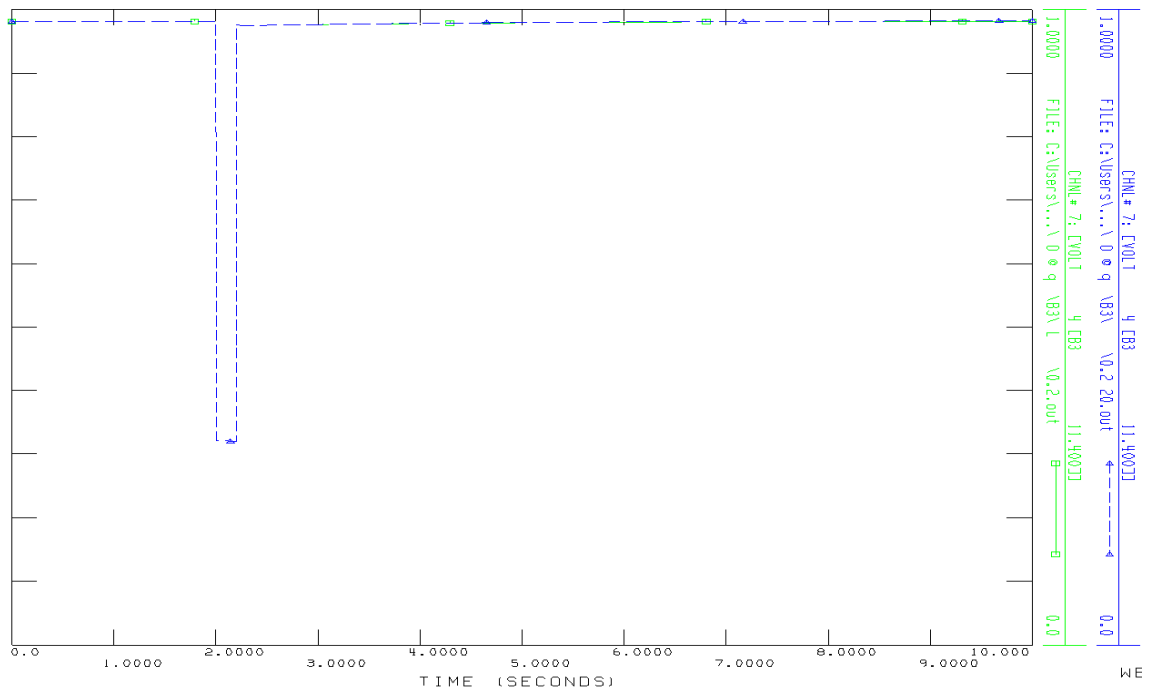


圖 3.44 案例十三有無卸載之高壓 GCB11 電壓波形圖

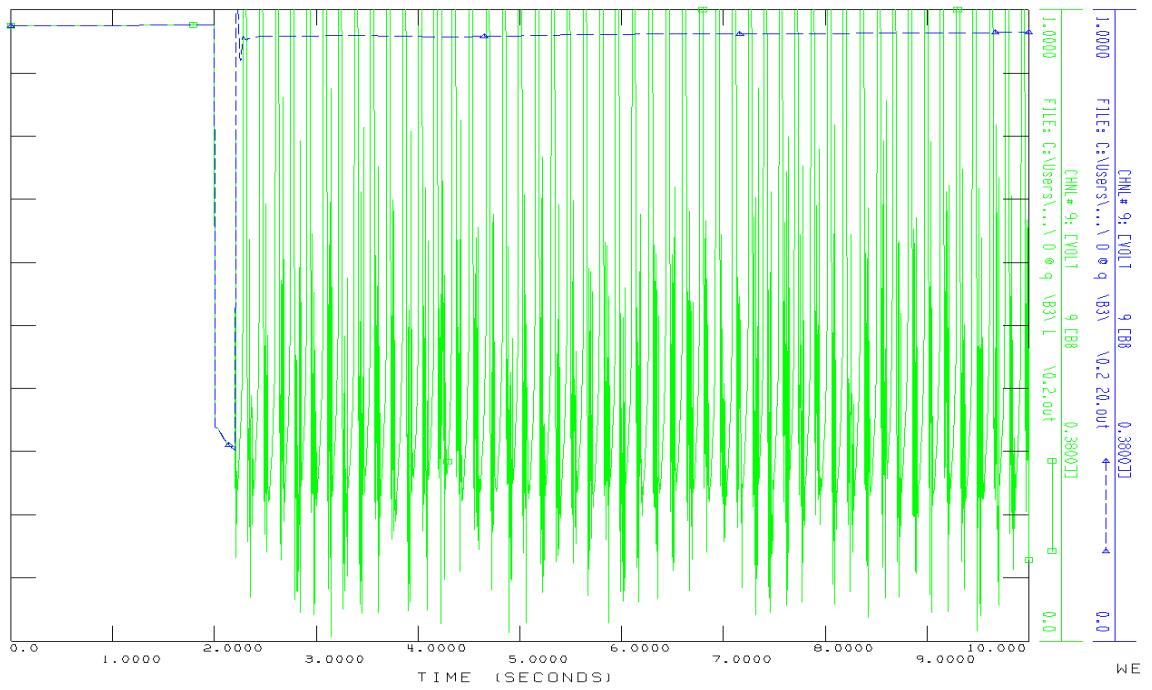


圖3.45 案例十三有無卸載之微電網內電壓波形圖

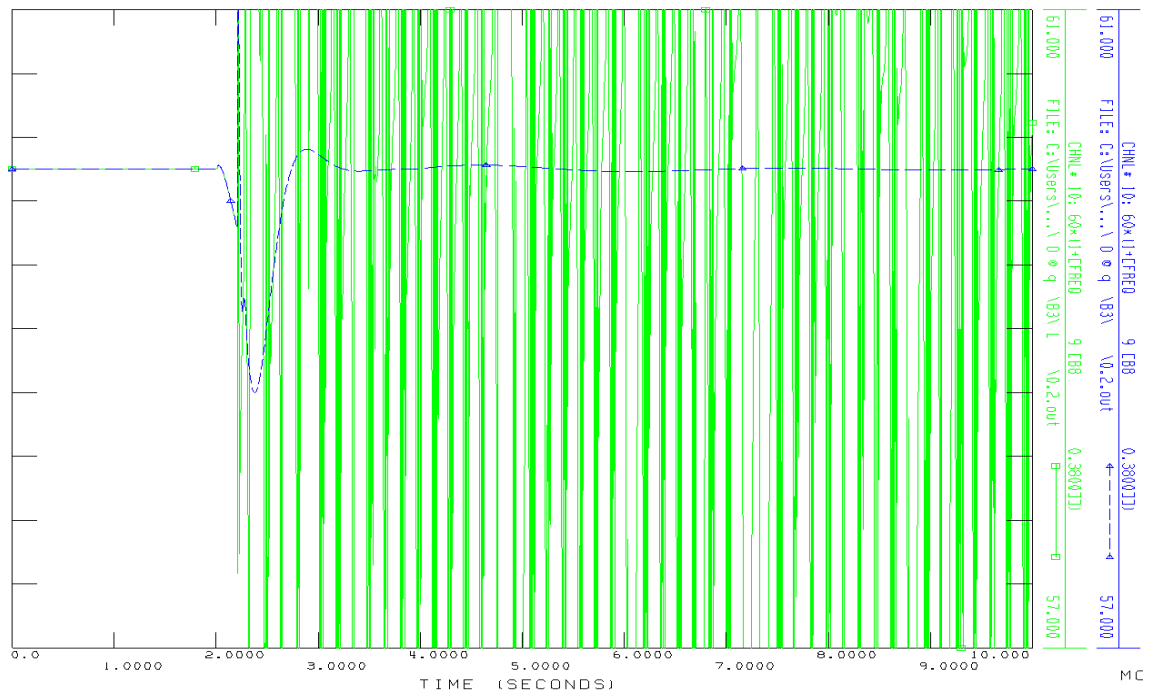


圖3.46 案例十三有無卸載之頻率波形圖

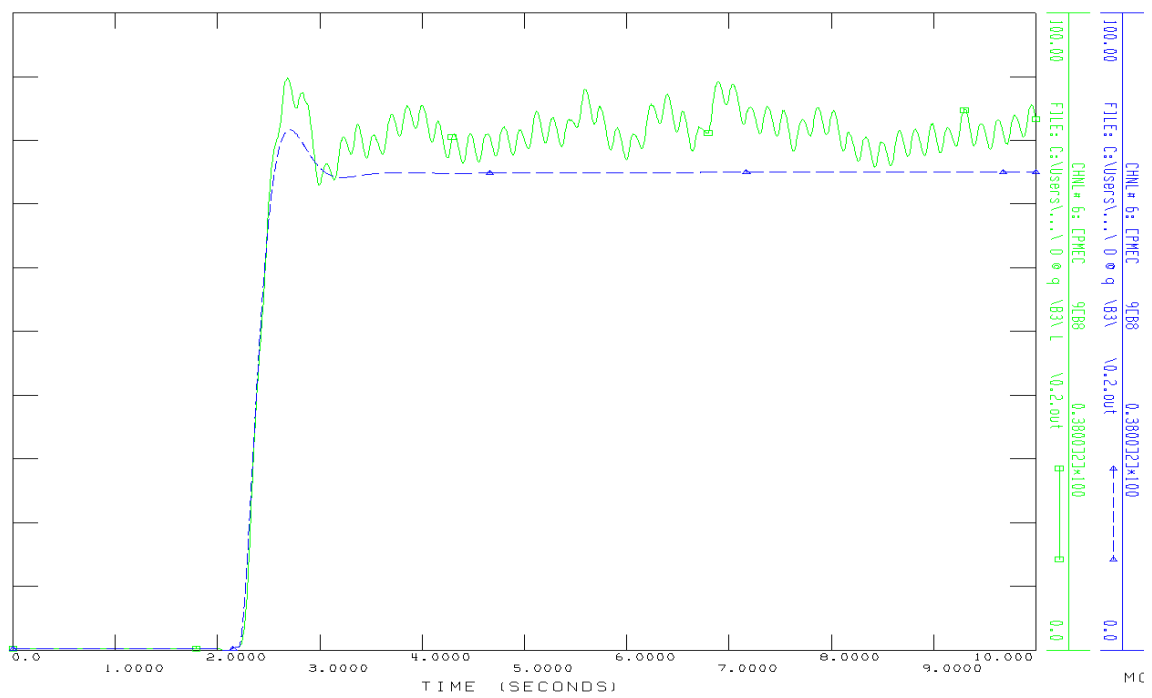


圖3.47 案例十三有無卸載之儲能功率波形圖

## 6. 案例十四

假設微電網負載 60 kW(2 組每個 30 kW)、PV 發電 10 kW、電池儲能初始放電量 0 kW，電池儲能容量 40 kVA，高壓 GCB11 電壓為 0.84p.u.，微電網在 2 秒時高壓 Bus3 發生故障，在 2.3 秒故障清除，與台電 OQ38 解聯，進行有無卸載。

圖 3.48 為有無卸載 20 kW 之高壓 GCB11 電壓波形圖，圖 3.49 為有無卸載 20 kW 之微電網電壓波形圖，圖 3.50 為有無卸載 20 kW 之頻率波形圖，圖 3.51 為有無卸載 20 kW 之儲能功率波形圖。根據模擬的結果，微電網在 2 秒故障，高壓 GCB11 電壓 1p.u. 下降至 0.84p.u.，此時可得知微電網場內電壓下降至 0.86p.u.，而微電網場內電壓則符合在風機電壓及太陽光電電壓低電壓保護範圍內。由於高壓 GCB11 還未受到故障電流的影響，在 2.1 秒故障清除跳脫後，無卸載的電壓會恢復到 1p.u.，頻率則是上升至 60Hz，至於微電網場內電壓負載量大於發電量，因無卸載而導致電壓持續震盪，微電網頻率持續上升下降。假如卸載 20 kW 後，高壓 GCB11 電壓及微電網場內電壓會恢復到 1p.u.，微電網頻率則是上升至 60Hz 而恢復穩定，儲能輸出功率受調速機影響發電至 75 kW。由以上可得知微電網的負載量大於發電量，因無卸載而儲能系統反應不及，微電網頻率持續下降，造成微電網全停電，經由卸載與儲能系統的控制，微電網場內電壓符合在風機與太陽光電低電壓保護範圍內，而頻率也在可維持在 57Hz 範圍內，重要負載得以維持。



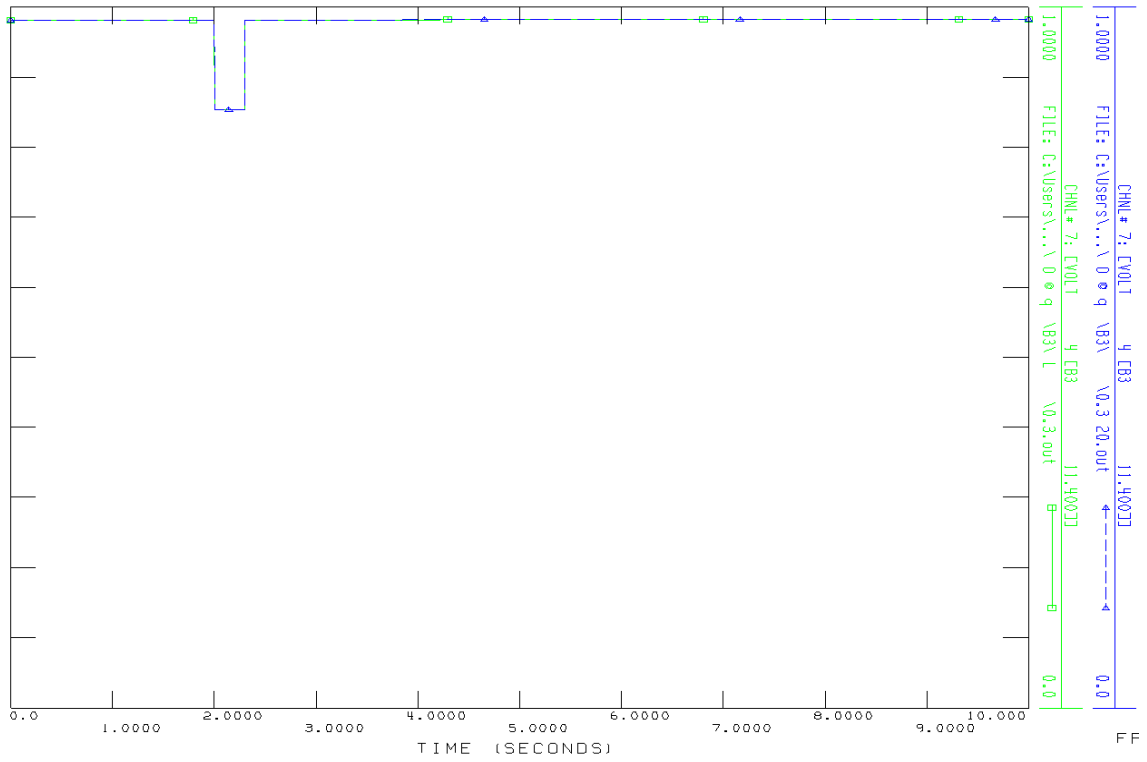


圖3.48 案例十四有無卸載之高壓GCB11電壓波形圖

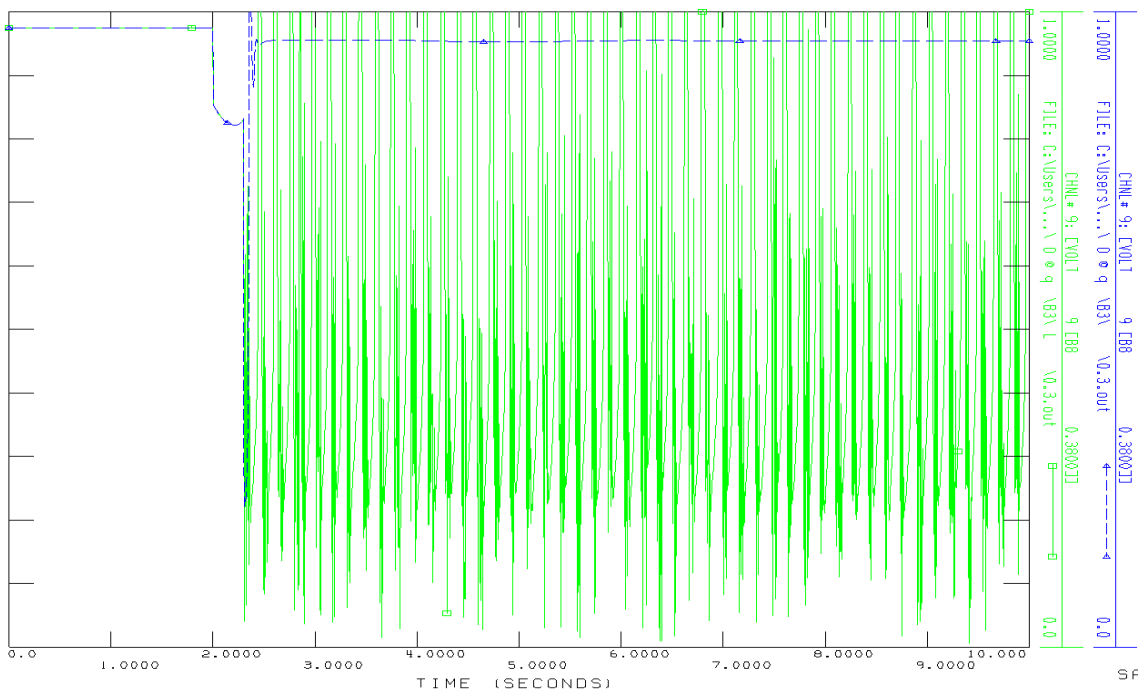


圖3.49 案例十四有無卸載之微電網電壓波形圖

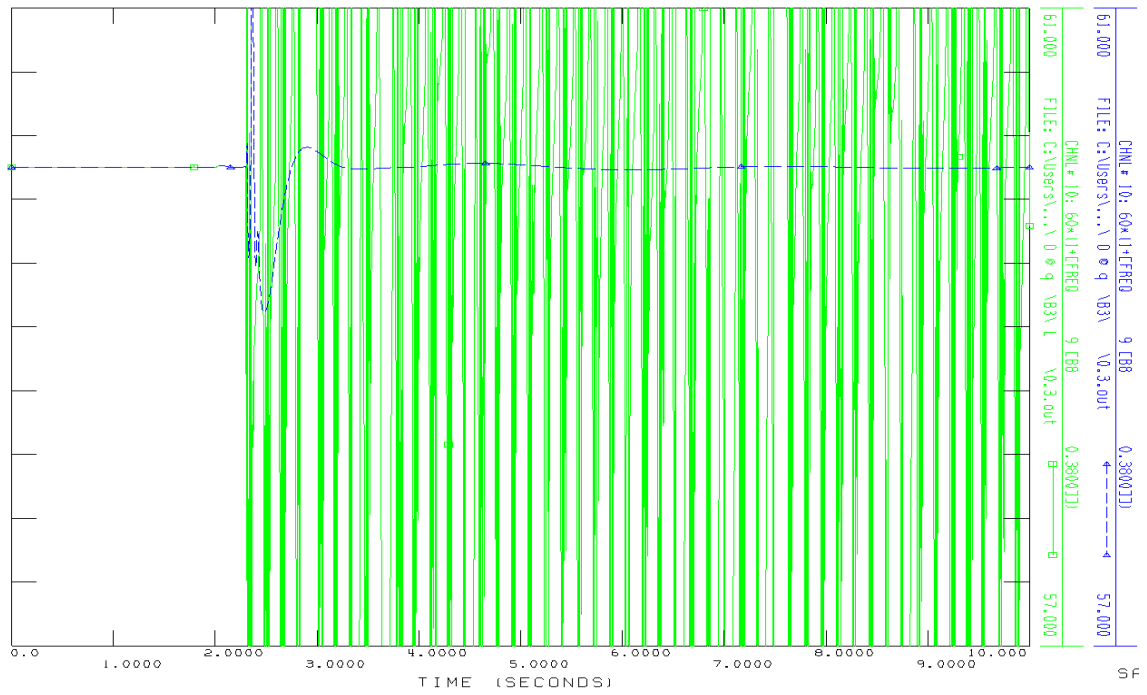


圖3.50 案例十四有無卸載之頻率波形圖

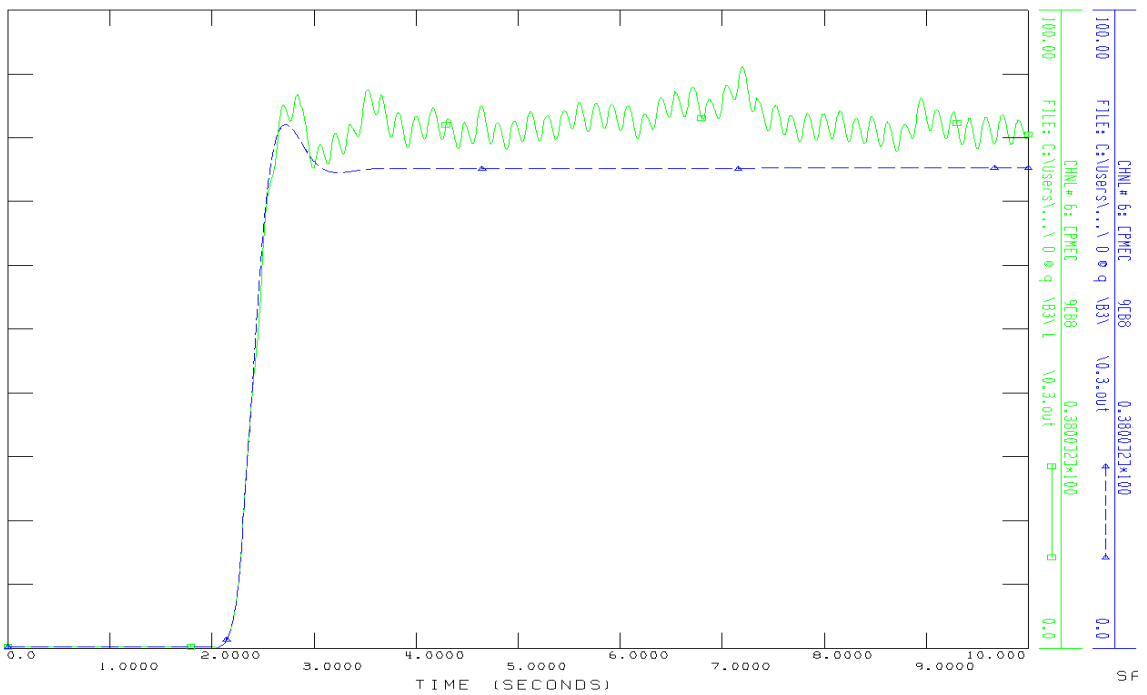


圖3.51 案例十四有無卸載之儲能功率波形圖

### (三) 遠端故障頻率擾動模擬案例分析

#### 1. 案例十五

假設微電網負載不同(50與60kW)、PV發電50kW(照度 $1000\text{W}/\text{m}^2$ )、電池儲能初始放電量0kW，電池儲能容量100kVA，在松樹變電所在2秒時，與佳安變電所解聯，經頻率下降至58Hz所花時間，得知頻率下降率，加上0.1秒延遲時間，微電網再與松樹變電所解聯，根據微電網所設定不同負載，分析其頻率是否維持在57Hz以上。

圖 3.52 為微電網不同負載之頻率響應曲線，下降率為 $1(\text{Hz}/\text{sec})$ ，圖 3.53 為此案例之儲能輸出功率；圖 3.54 為微電網不同負載之頻率響應曲線，頻率下降率為 $4.45(\text{Hz}/\text{sec})$ ，圖 3.55 為頻率下降率 $4.45(\text{Hz}/\text{sec})$ 之儲能輸出功率。根據模擬的結果，微電網在2秒故障，下降率為 $1(\text{Hz}/\text{sec})$ 的頻率下降至57.786Hz，而下降率為 $4.45(\text{Hz}/\text{sec})$ 的頻率下降至57.256Hz，在2.1秒故障清除跳脫後，兩者頻率分別為4.7秒及3.5秒上升至60Hz，頻率震盪至4.9秒及5.2秒恢復穩定，此時可得知兩者頻率皆可維持在57Hz以上。由圖可知微電網負載為50kW比60kW恢復穩定快，而頻率下降率為 $1(\text{Hz}/\text{sec})$ 比下降率為 $4.45(\text{Hz}/\text{sec})$ 傾斜程度緩，恢復穩定快。

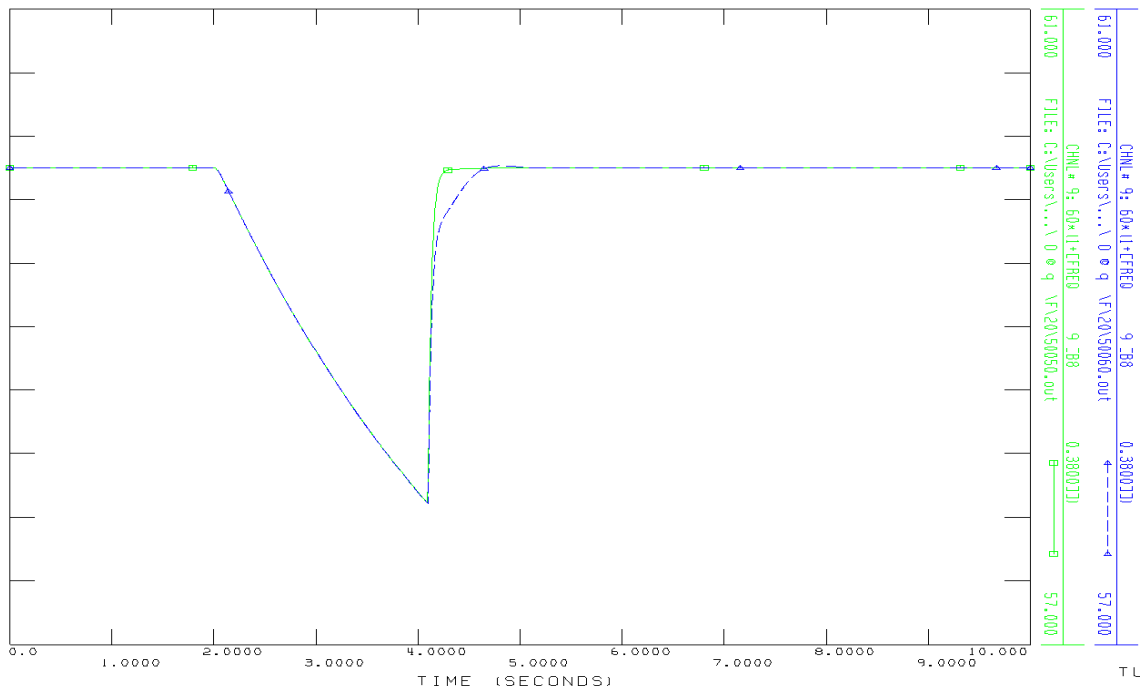


圖 3.52 案例十五頻率緩慢下降之頻率波形圖

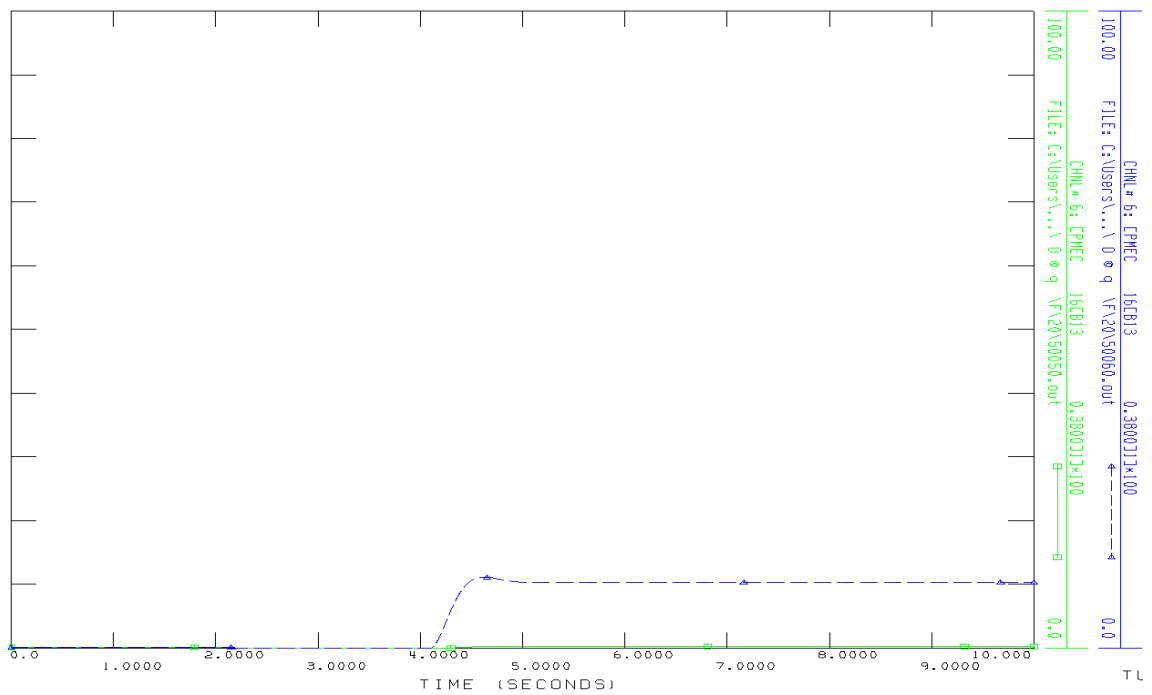


圖 3.53 案例十五頻率緩慢下降之儲能輸出功率

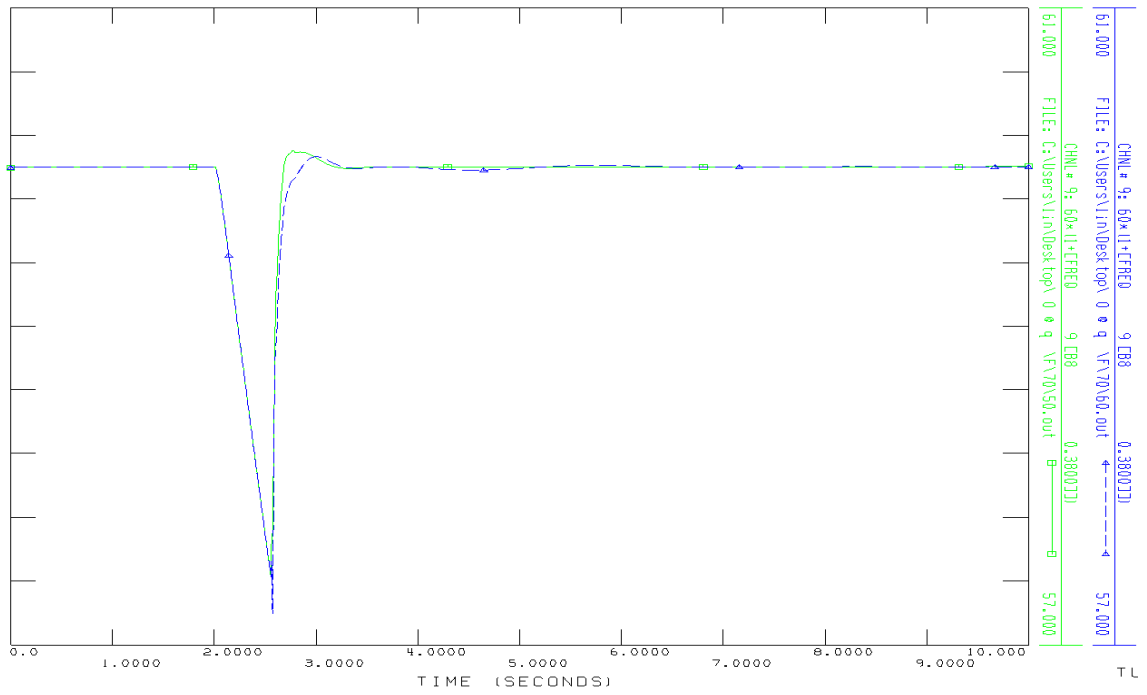


圖3.54 案例十五頻率快速下降之頻率波形圖

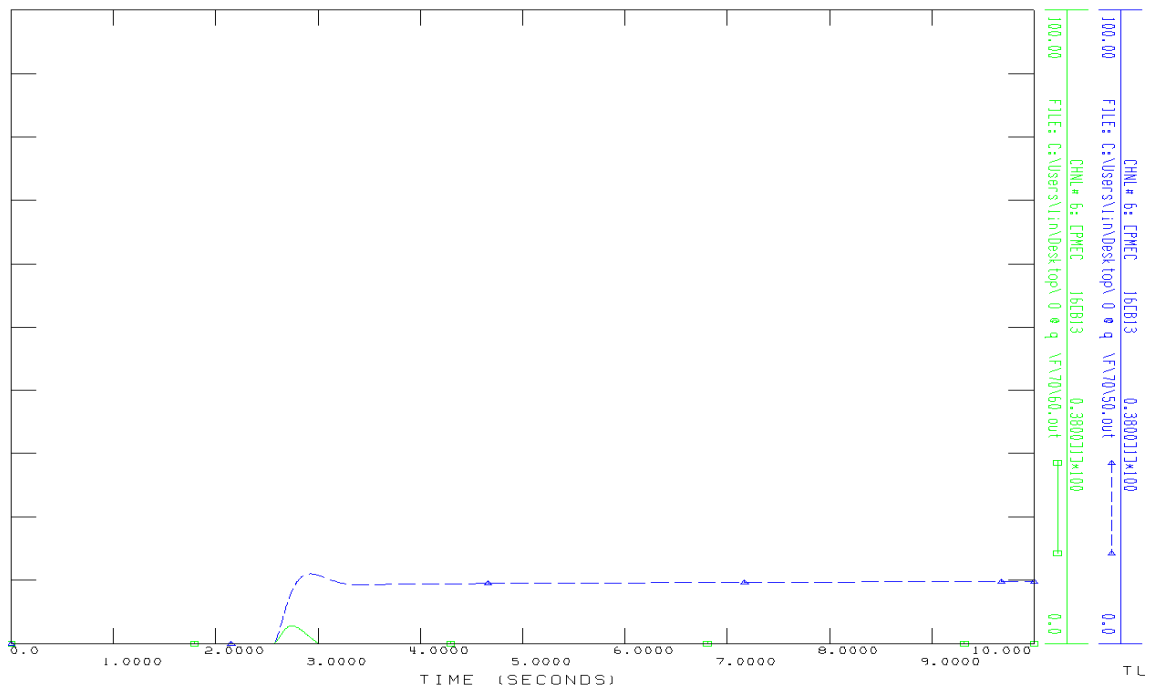


圖 3.55 頻率快速下降之儲能輸出功率

#### 四、核研所路竹太陽能發電場之即時資訊顯示與監控測試

核研所於路竹裝設 1005kWp 太陽能發電系統，併接至台電路園 D/S 變電所 11.4kV 系統之 MZ #47 饋線，圖 3.56 為核研所路竹太陽能發電場電路架構圖，本計畫建立此一太陽能發電場之即時資訊(秒級)，並將包括電壓、頻率、實功與虛功的即時資訊顯示於台電高雄區處之電腦主站，圖 3.57 為台電高雄區處監控主機顯示畫面，於畫面左側已將核研所微電網相關資訊建立於圖資中。

為有效對 DG 發電系統之智慧變流器進行控制，可藉由智慧變流器開道器做為媒介對所述之換流器進行虛功及實功控制。接著於路竹微電網進行 PV 變流器的控制測試，圖 3.58 為試驗時之監控量測位置圖，於低壓與高壓各有監測點。圖 3.59 為控制 PV 變流器時，於 PV 變流器端之三相電壓、功因與實虛功率波形，在 10:14 至 11:42 間，做功因由-0.8 至 0.8 的控制，電壓會依調整而變化；在 13:41 至 14:18 間，做實功率在 0 至 20kW 的變動，電壓亦會依調整而變化。接著微電網進行功因控制，圖 3.60 為責任分界點(PCC)之電壓、功因與實虛功率波形，在 10:42:32 時，將功因由-0.85 調整至-0.99，虛功率由-52kvar 調整至-4kvar，同時電壓由 11.554kV 上升至 11.574kV。最後對微電網進行實功率控制，圖 3.61 為 PCC 之電壓與實虛功率波形，在 14:14:53 時，將實功率輸出由 315kW 調整至 118kW，電壓由 11.65kV 最一下降至 11.553kV。

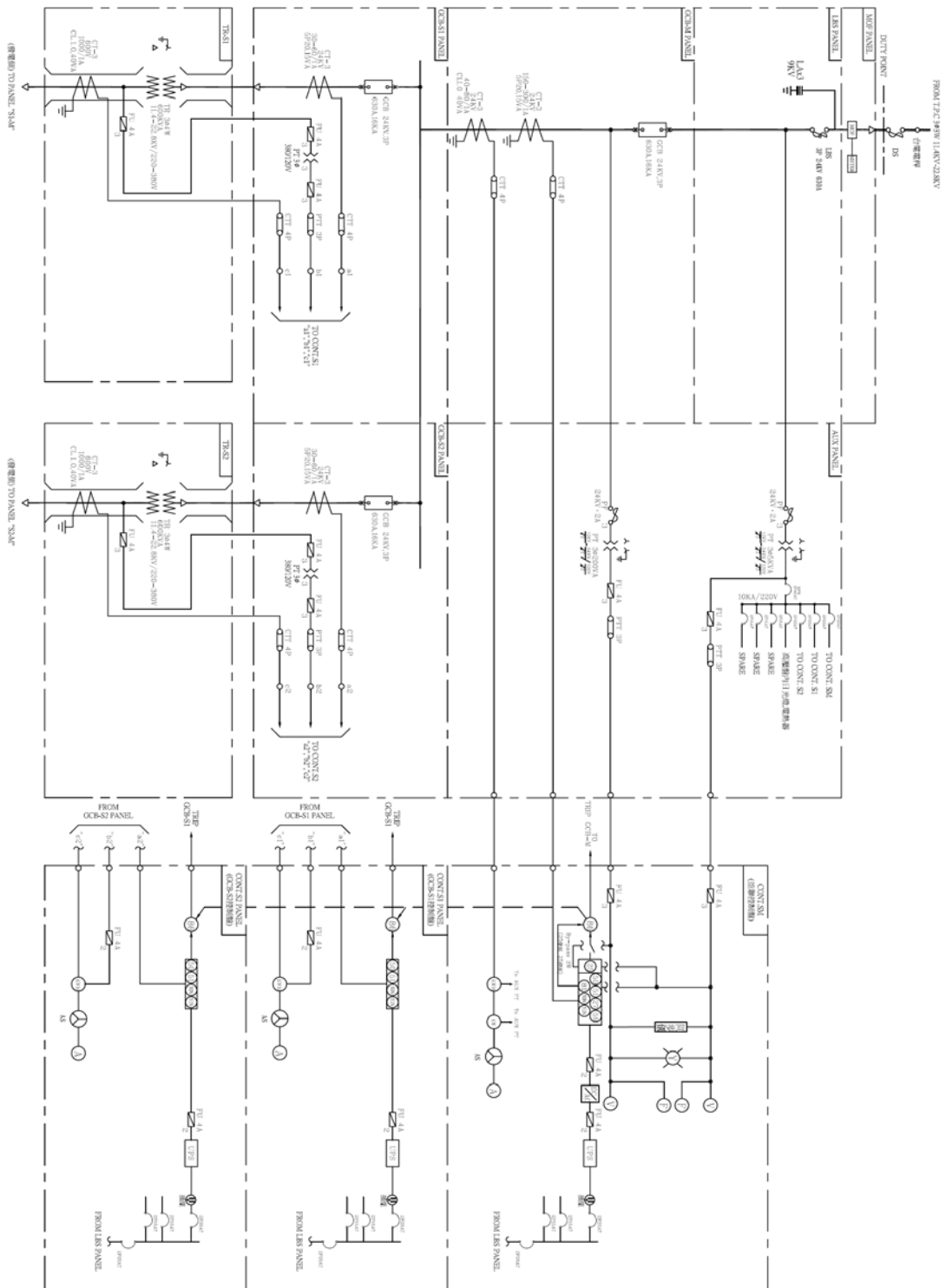


圖 3.56 核研所路竹太陽能發電場電路架構圖

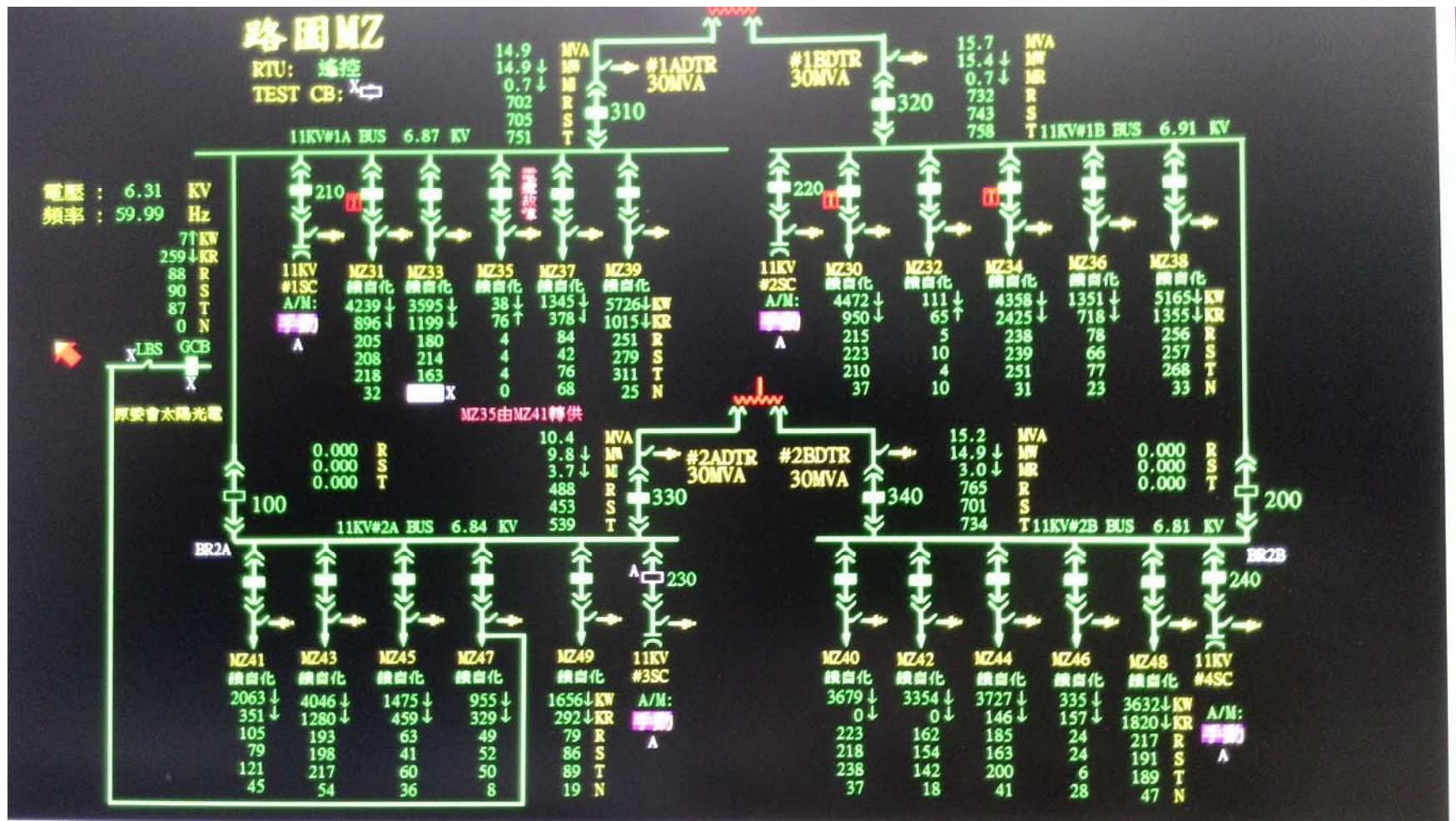


圖 3.57 台電高雄區處監控主機顯示畫面



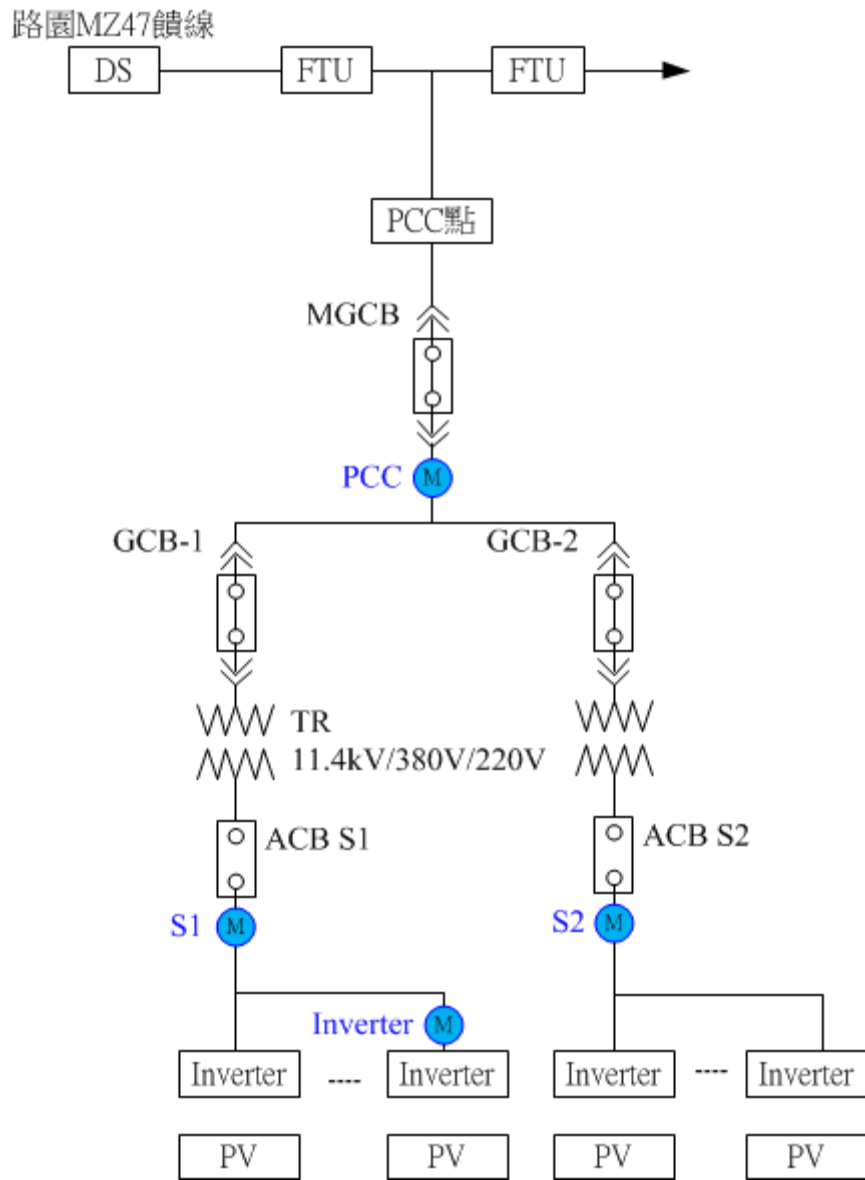


圖 3.58 核研所路竹太陽能發電場監控量測點

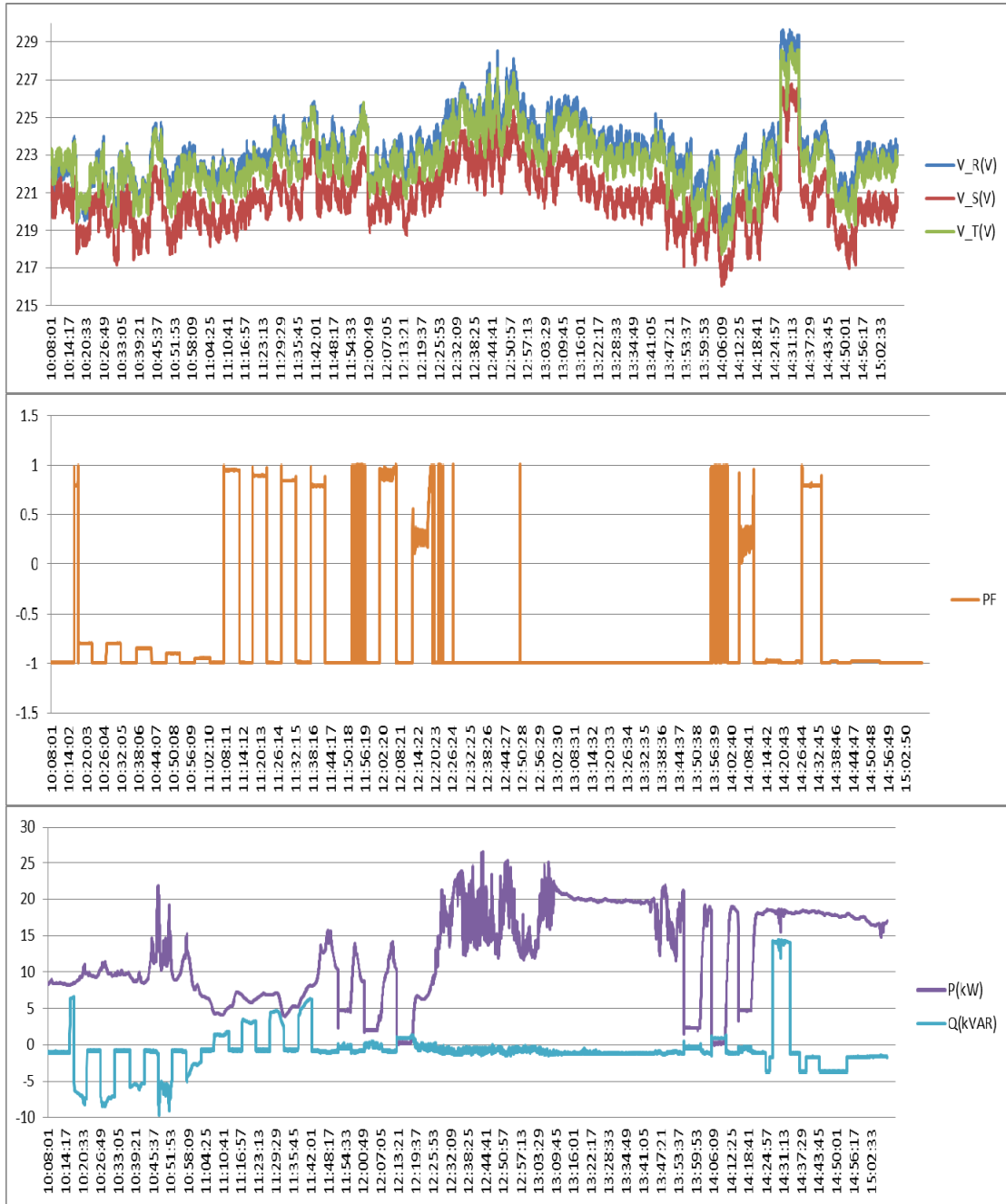


圖 3.59 PV 變流器端之(a)三相電壓(b)功因(c)實虛功率波形

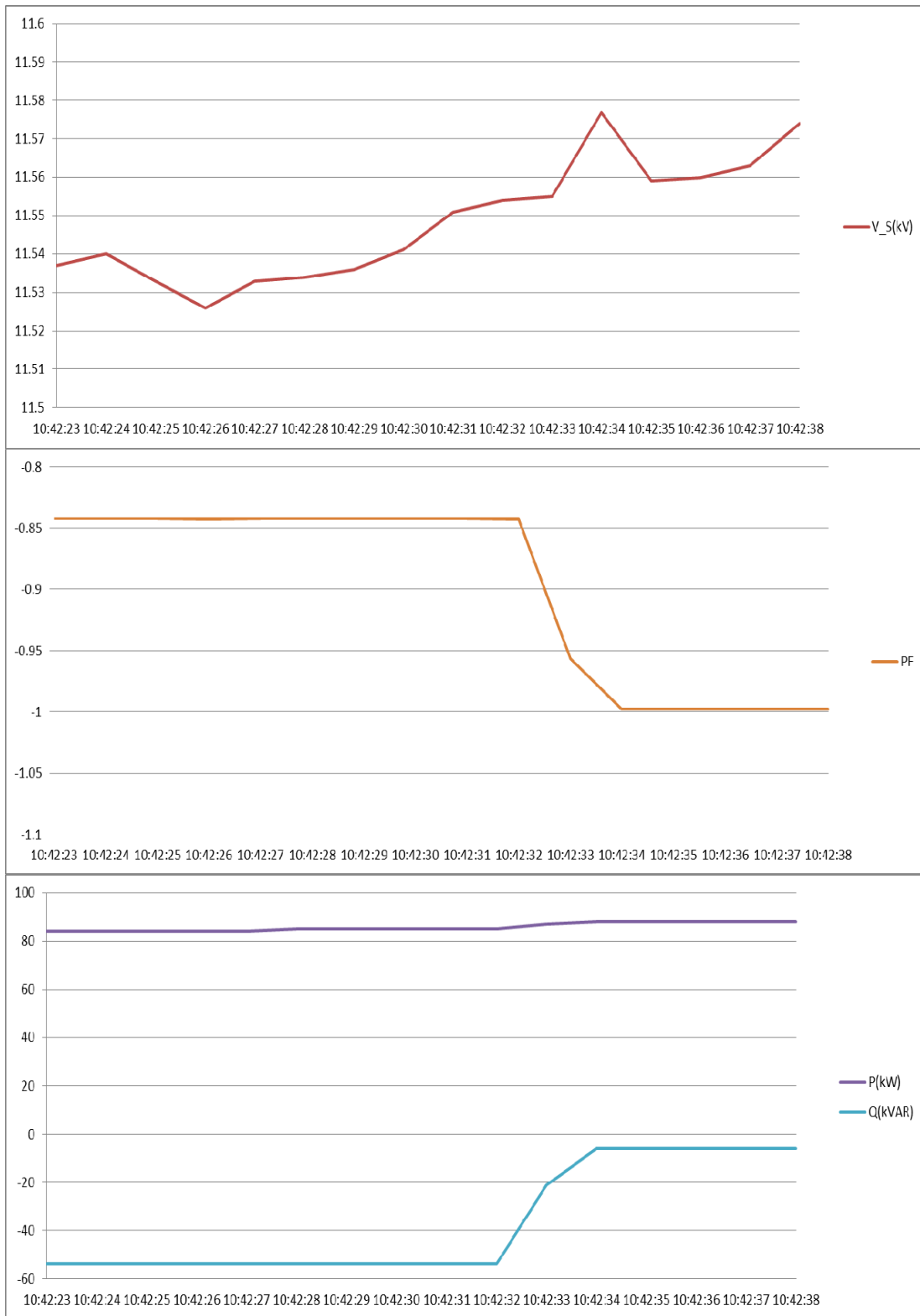


圖 3.60 執行功因控制之 PCC(a)電壓(b)功因(c)實虛功率波形

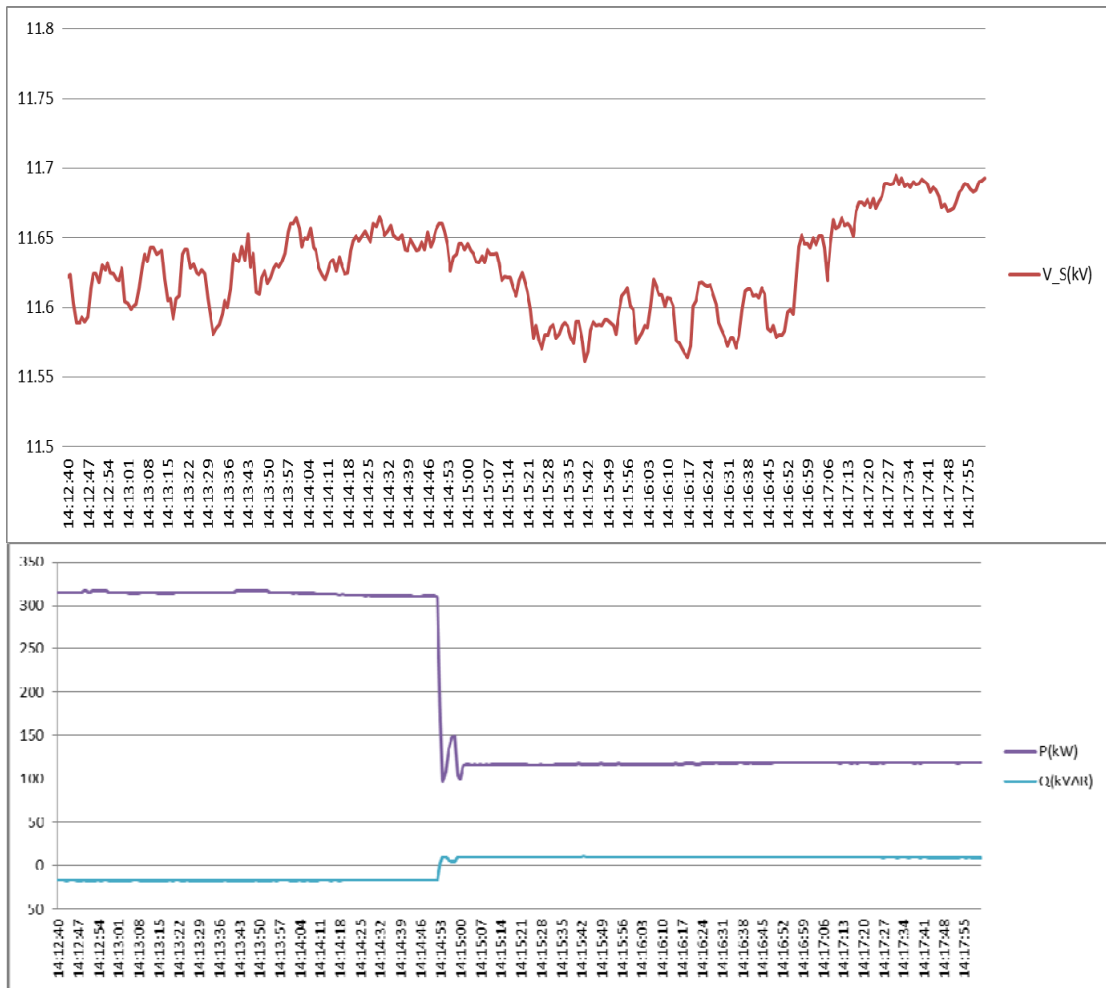


圖 3.61 執行實功率控制之 PCC(a)電壓(b)實虛功率波形

## 五、結論

本計畫以核研所微電網為研究對象，首先研究 OQ38 與 4E-1 雙饋線可能的故障情境，接著使用 IEEE P1547 所提出之低電壓保護曲線做為 PV 之故障忍受曲線，然後使用 PSS/E 程式進行不同故障情境之穩態與暫態模擬分析，檢視系統電壓、頻率與儲能實功輸出的響應曲線，配合卸載的作動，據此設定出可應用於微電網之高壓與低壓解聯電驛與保護協調，以確保解聯後的獨立系統能夠穩定的運轉。此外，本計畫亦建立核研所路竹太陽能發電場之電壓、頻率、實功與虛功的即時顯示資訊於台電高雄區處之電腦主站。更進一步對其智慧變流器進行虛功及實功控制，結果符合預期。

#### 肆、參考文獻

1. 經濟部能源委員會網站, <http://www.moeaec.gov.tw/>。
2. J. Driesen and F. Katiraei, "Design for Distributed Energy Resources", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 30-40, May, 2008.
3. R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.
4. P. Mahat, Z. Chen and B. B. Jensen, "Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation", Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April, pp. 2742-2748, 2008.
5. 台電公司網站, <http://www.taipower.com.tw/>。
6. J. V. Milanovic, H. Ali and M. T. Aung, "Influence of Distributed Wind Generation and Load Composition on Voltage Sags", IET Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 1, No. 1, pp. 13-22, 2007.
7. Matt Wakefield, Smart Grid Demonstrations, EPRI report 2010.
8. S. M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a Smart Grid", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41, Sep., 2007.
9. B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou and N. Hatziargyriou, "Microgrids Management", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 40-53, May, 2008.
10. 張永瑞, 李奕德, 林世維, 許振廷, 陳朝順, 林嘉宏, 謝維霖, "應用智慧型控制技術於核研所微電網之研究", 中華民國第 34 屆電力工程研討會, 中華民國 102 年 12 月 6-7 日, 台中市, 勤益科技大學。

11. 李奕德, 蘇懷哲, 詹振旻, 孫士文, 張永瑞, "微電網儲能系統與柴油發電機主從切換技術之試驗", 中華民國第 36 屆電力工程研討會, 中華民國 104 年 12 月 12-13 日, 桃園市, 中原大學.
12. 許家豪, 孫士文, 詹振旻, 李奕德, 張永瑞, "具高佔比再生能源之獨立型微電網協調控制", 中華民國第 36 屆電力工程研討會, 中華民國 104 年 12 月 12-13 日, 桃園市, 中原大學.
13. 余承育, 張文恭, 徐立遠, 張永瑞, 李奕德, "交流微電網之建模、控制策略與即時模擬", 中華民國第 36 屆電力工程研討會, 中華民國 104 年 12 月 12-13 日, 桃園市, 中原大學.
14. 趙韋翔, 連畊宇, 陳士麟, 張永瑞, 李奕德, "多區域微電網保護系統設計", 中華民國第 36 屆電力工程研討會, 中華民國 104 年 12 月 12-13 日, 桃園市, 中原大學.
15. 張永瑞, 李奕德, "核能研究所微型電網技術發展現況", 電機月刊, 第 260 期, 第 168-183 頁, 2012 年 8 月.
16. Y. D. Lee, Y. R. Chang, C. M. Chan and Y. H. Ho, "Preliminary Implementation of Microgrid with Photovoltaic and Microturbine for Stand Alone Operation", 2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Las Vegas, NV, Oct. 2012.
17. 李奕德, 林世維, 張永瑞, 許振廷, 陳朝順, "核研所微電網併網衝擊分析之研究", 中華民國第 33 屆電力工程研討會, 中華民國 101 年 12 月 7-8 日, 台北市, 台北科技大學.
18. IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2013.
19. PSS/ETM 30 Program Operation Manual, Power Technologies Inc., Shaw Group of Technologies, 2004.

20. 陳朝順, "澎湖智慧電網技術展示計畫", 國科會計畫, 中華民國 105 年。