

前瞻基礎建設計畫

114 年度執行進度及績效報告

綠能發配電智慧管理與效能提升技 術發展計畫(5/5)

核能安全委員會

114 年 12 月

目次

壹、特別預算及進度執行情形.....	1
一、計畫期程：110/01/01~114/12/31	1
二、特別預算執行情形（截至 114 年 12 月底）.....	1
三、進度執行情形（截至 114 年 12 月底）.....	2
貳、重要執行成果及里程碑達成情形.....	3
參、總體績效目標達成情形、年度績效目標達成情形.....	27
一、工作指標	27
二、效益指標	31
肆、重大落後計畫之落後原因及因應對策.....	33
伍、經濟效益.....	34
一、可量化之經濟效益	34
二、不可量化之經濟效益	34
陸、檢討與建議.....	36

壹、特別預算及進度執行情形

一、計畫期程：110/01/01~114/12/31

二、特別預算執行情形（截至 114 年 12 月底）

經費單位：千元

期別	年度	法定特別預算 (A)	分配數 (B)	實現數 (C)	支用比 (%) (C/B)	已執行應 付未付數 (D)	節餘數 (E)	預付數 (F)	執行數 (G)=(C+ D+E+F)	執行率 (%) (G/B)	達成率 (%) (G/A)	是否尚有 保留款待 執行
1	106	000,000	同(A)	000,000	00.00	000,000	000,000	000,000	000,000	00.00	同執行率	是/否
	107		同(A)								同執行率	
	總計		同(A)								同執行率	
2	108		同(A)								同執行率	是/否
	109		同(A)								同執行率	
	總計		同(A)								同執行率	
3	110	210,000	同(A)	209,99 8.421	100	0	1.579	0	210,000	100	同執行率	否
	111	210,000	同(A)	209,98 0.65	99.99	0	19.35	0	210,000	100	同執行率	
	總計	420,000	同(A)	419,97 9.071	100	0	20.929	0	420,000	100	同執行率	
4	112	114,420	同(A)	114,32 4.711	99.92	0	94.885	0	114,420	100	同執行率	否
	113	114,425	同(A)	114,42 1.42	100	0	3.984	0	114,425	100	同執行率	
	總計	228,845	同(A)	228,74 6.131	99.96	0	98.869	0	228,845	100	同執行率	
5	114	75,000	同(A)	69,766.3 85	93.02	0	228.61 5	0	69,995	93.33	同執行率	是
	總計	75,000	同(A)	69,766.3 85	93.02	0	228.61 5	0	69,995	93.33	同執行率	

三、進度執行情形（截至 114 年 12 月底）

單位：%

	預定進度 (A)	實際進度 (B)	進度比較 (B)-(A)
年累計（114年）	100.00	98.00	-2.00
總累計（計畫首年至114年）	100.00	99.80	-0.20

貳、重要執行成果及里程碑達成情形

一、重要執行成果

本計畫分三個子項計畫(一)本土化配電網路管理與地理空間資訊應用(二)微電網與配電網共模調控技術開發(三)變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術」，相關計畫執行成果，將分別依計畫 OKR 目標(如表 1)描述：

表 1 計畫 OKR 目標

計畫目標	預期關鍵成果
O1 建立動態保護決策與行動裝置通報系統，並開發降低配電中性線電流達 20% 技術，減少配電保護動作所造成饋線跳脫。	<p>O1KR1：開發電網主幹線三相配置平台，以使配電中性線電流降低達 20%，進而減少配電保護動作造成之饋線跳脫情事。</p> <p>O1KR2：開發配電饋線動態保護決策平台，使饋線轉換後維持保護協調時距達 0.2 秒以上，以正確隔離故障。</p> <p>O1KR3：開發行動裝置通報系統，於接收異常訊號之 10 秒內完成資訊標示，加速故障排除，並參考饋線調度系統及其現場巡檢作業，提出優化建議。</p>
O2 應用即時模擬系統，於場域進行實證；完成 MW 級微電網各種備轉輔助服務系統整合、功率調節系統功率輸出，可秒級提供電網輔助服務，成功執行電力輔助服務，並完成微電網多電源協調控制系統建置，使再生能源發電占比達 100%，邁向能源轉型。	<p>O2KR1：研擬區域配電網控制策略，並應用即時模擬系統於微電網場域進行控制策略實證。</p> <p>O2KR2：完成 MW 級微電網各種備轉輔助服務系統整合，可秒級提供電網輔助服務，並成功執行電力輔助服務 1 次。</p> <p>O2KR3：開發微電網多電源協調控制技術，當綠能充足時協調柴油機零輸出，並關閉柴油機，使再生能源發電占比達 100%，邁向能源轉型。</p>
O3 發展損傷診斷系統之訊息回饋與增強學習機制，完成預知維護資產管理整合平台開發，應用於 1 處實際場域。	<p>O3KR1：利用訊息回饋與增強學習機制，精進損傷診斷系統，提高設備 2 種 PD 型態故障辨識率 5% 以上，並實際應用於 1 處變電所。</p> <p>O3KR2：完成變電所預知維護資產管理整合平台開發，建構資產知識資料庫及維修保養決策引擎，進行 2 種設備的壽命管理，並實際應用於 1 處變電所。</p>

(一) 本土化配電網路管理與地理空間資訊應用

1. O1KR1：開發電網主幹線三相配置平台，以使配電中性線電流降低達 20%，進而減少配電保護動作造成之饋線跳脫情事。

為達到降低中性線電流之目標，本計畫採「各相輪調」的方式進行饋線負載變壓器及再生能源發電裝置調相模擬，以將原先接於主幹線某一相上的變壓器抽接至另一相，而該空出的主幹線併接點輪調至其他相別，進而確保調相後的負載相序和調相前相同，如圖 1 所示。圖 2 為本計畫完成之三相相別配置策略流程其中，調相策略採用元啟發式演算法 (Metaheuristic Algorithms)，以針對主幹線上的併接點進行分析。分析過程中，先針對三相不平衡、損失、中性線電流等指標分別設定權重，將其作為演算法最佳化目標函式，再依據饋線結構與變壓器配置進行負載相別調整，及針對再生能源發電裝置進行相位最佳化，並藉由迭代執行上述操作至找出適合的三相配置方案，以確保配電系統整體相位平衡與供電穩定。圖 3 以網頁化方式開發之電網主幹線三相配置平台，運用前述策略流程與邏輯程式，自動判斷主幹線高壓用戶位置及進行相別調整，於模擬策略實施後，中性線電流降幅達 29%，減少引發保護動作發生，提高電網整體穩定度。

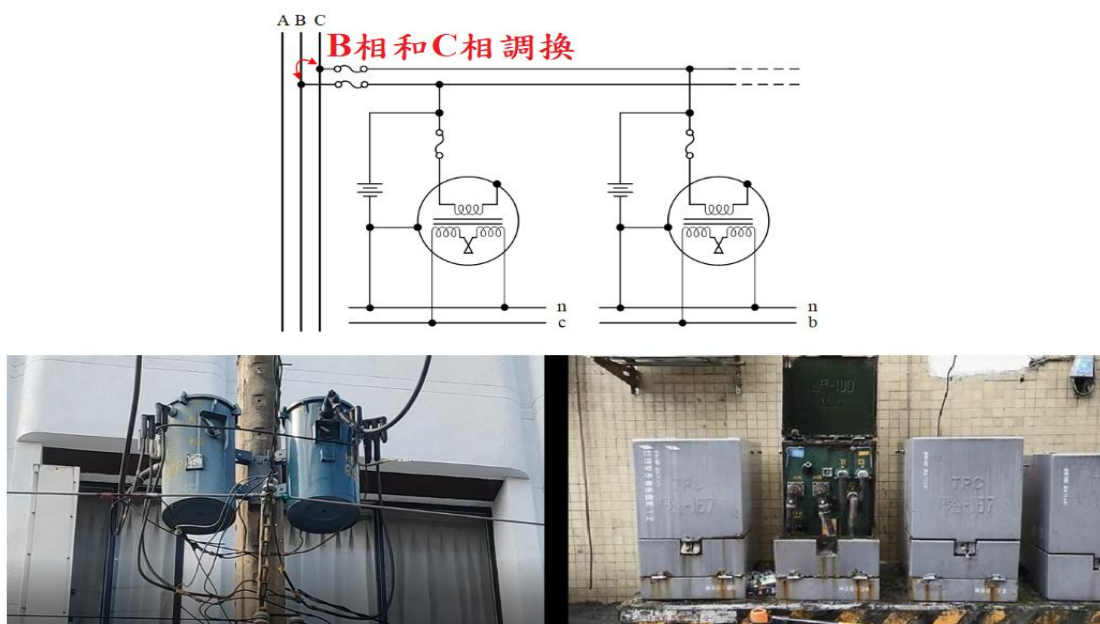


圖 1、三相變壓器及接線示意圖

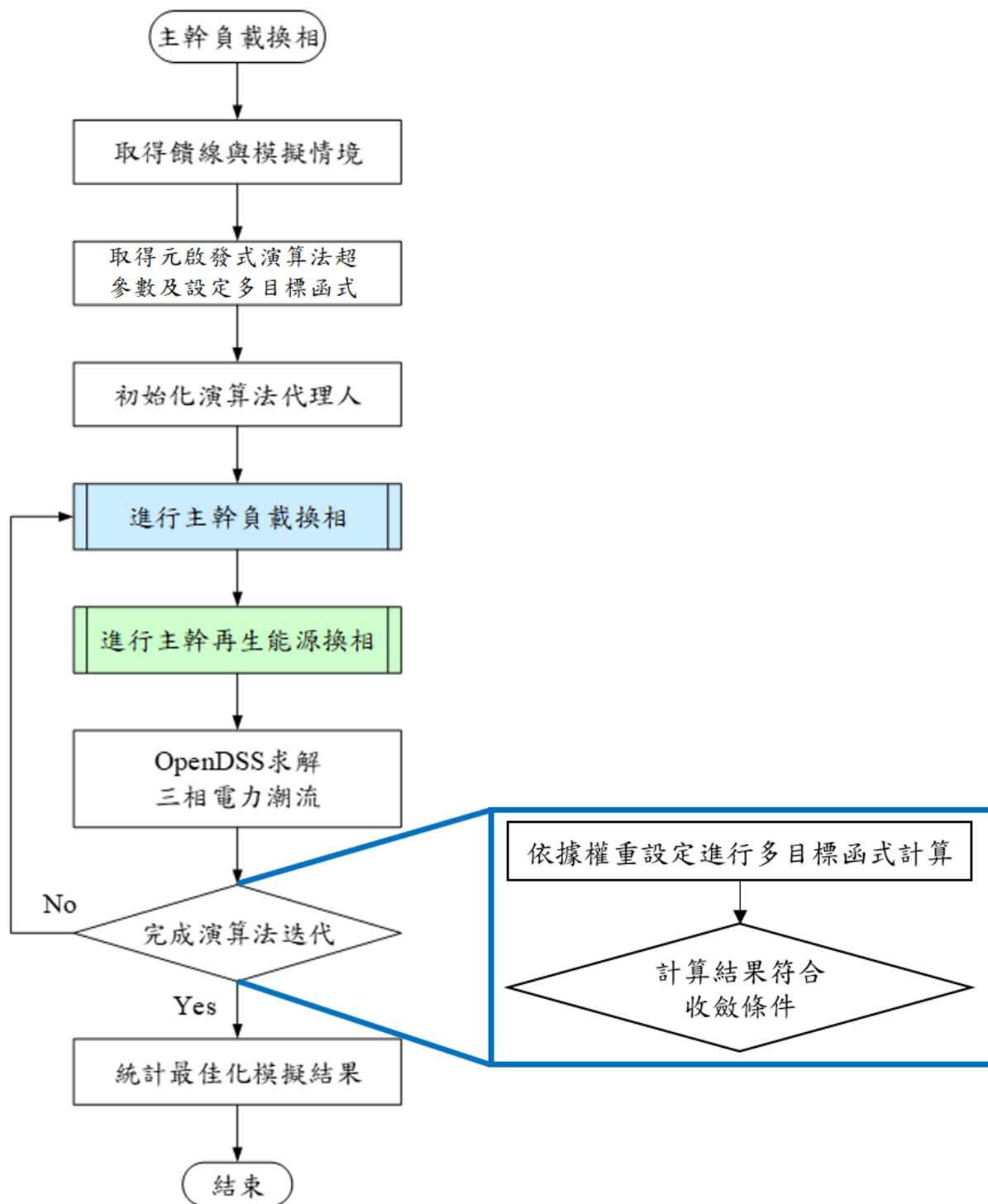


圖 2、饋線相位切換流程圖

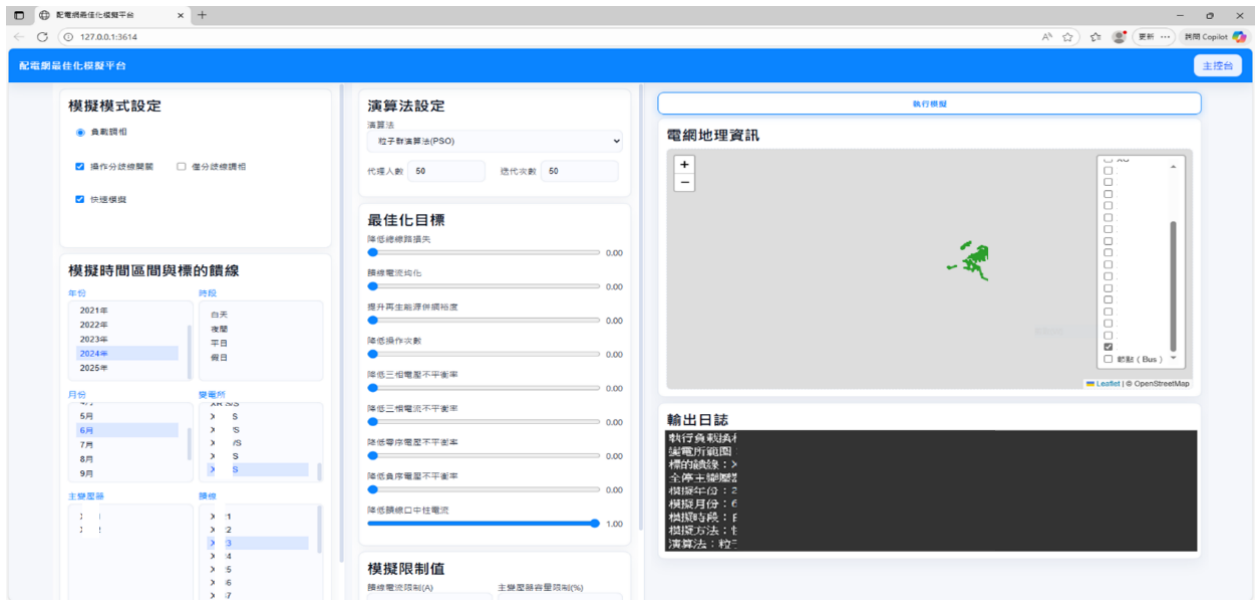


圖 3、電網主幹線三相配置平台

2. O1KR2：開發配電饋線動態保護決策平台，使饋線轉換後維持保護協調時距達 0.2 秒以上，以正確隔離故障。

本計畫開發配電饋線動態保護決策平台，具彈性模擬區域電網儲能系統短路故障電流功能，並可動態調整保護設備參數，以因應饋線是否考量儲能系統併網之短路故障電流對保護協調之影響。

本計畫完成配電線路之主幹線、分歧線單線圖之建置，完成儲能系統短路故障電流模擬功能之開發，可於饋線單線圖新增儲能系統，進行併/離網模擬分析，透過儲能設備提升區域電網饋線調度能力及供電韌性分析。

另整合饋線之保護設備參數，完成饋線保護協調分析及保護曲線繪製功能之開發，並將實際饋線運轉數據、分散式電源及儲能系統架構與參數整合至地理圖資系統，建立完整的配電饋線動態保護決策平台，協助台電計算饋線轉供後的故障電流，並分析饋線上各具保護設備間之保護協調時距是否符合規範。

使用者透過決策平台模擬輸入儲能系統規格與容量，程式會轉換為儲能設備模型，計算儲能系統故障電流值，並將故障點標示在饋線單線圖上，如圖 4 所示。當電網實施轉供時，本系統能找出保護協調時距不足之設備，讀取饋線調度系統之保護電驛參數，自動提出保護設備參數修正建議值，使保護協調時距達 0.2 秒以上使保護設備能有充足的時間作動以正確隔離故障。同時藉由圖資系統快速得知故障位置，縮短復電時間。



儲能系統資訊	
變電所	<input checked="" type="checkbox"/>
饋線	<input checked="" type="checkbox"/>
設備連接點	<input checked="" type="checkbox"/>
高壓導線型式	3 (儲能)
高壓導線長度(kM)	3
變壓器一次側電壓(kV)	11
變壓器二次側電壓(kV)	0.
變壓器容量(kVA)	36

變壓器阻抗值(%)	4
變壓器阻抗比值	3.3
變壓器連接方式	delta wye
電力轉換器容量(kVA)	3600
電力轉換器故障電流量(A)	7558.04
電力轉換器故障電流角度	55.89
儲能設備容量(kVA)	3612

饋線名稱	變壓器容量(kVA)	儲能設備容量(kW)	電網連接狀態
X 1	3850	3600	併網 <input checked="" type="checkbox"/>
X 2	3850	3600	離網 <input type="checkbox"/>
X 3	3850	3600	離網 <input type="checkbox"/>

系統自動計算

圖 4、開發儲能系統故障電流功能及併/離網模擬分析

3. O1KR3：開發行動裝置通報系統，於接收異常訊號之 10 秒內完成資訊標示，加速故障排除，並參考饋線調度系統及其現場巡檢作業，提出優化建議。

完成配電設備資訊存取方法，可依據配電設備類型動態調整擷取內容，並建置資料分類模組以進行分類與彙整。建立設備定位與可視化呈現介面，依不同配電設備類型之資訊，動態調整為三維可視化或文字之顯示介面，並結合地圖功能，依巡檢設備之座標進行地理資訊搜尋與配電設備資訊呈現，如圖 5。完成配電設備空間資訊顯示技術，建立配電設備三維空間資訊之樹狀結構搜尋方法，有效降低搜尋深度並提升搜尋效率，如圖 6，提升行動裝置三維資訊顯示效率並有效辨識設備，加速故障排除，並結合資訊存取與顯示技術，建立配電設備現場巡檢作業行動裝置通報系統，有助運用三維資訊優化巡檢，再結合配電保護設備檢測系統開發，運用不同饋線設備的回傳訊息，自訂分析時間範圍並進行多檔案跨月份資料分析，進行如 FTU AC/DC 電源異常、通訊狀態異常等 9 種類型檢測並匯出報表，可據此提出巡檢建議方案，優化調度巡檢作業，如圖 7。

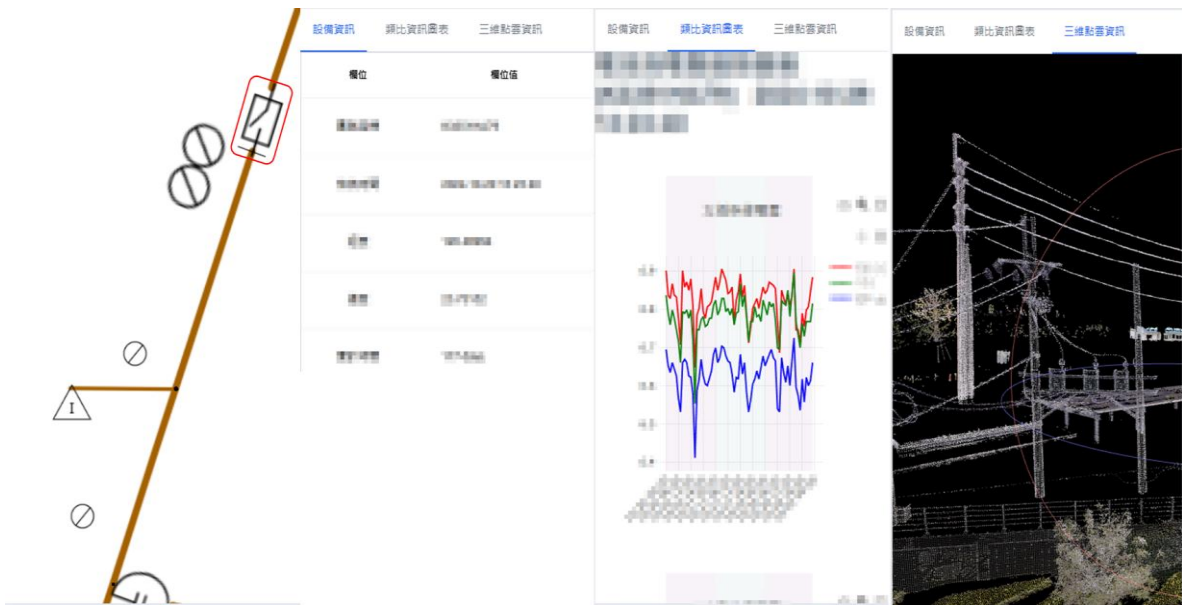


圖 5、配電設備資訊呈現介面

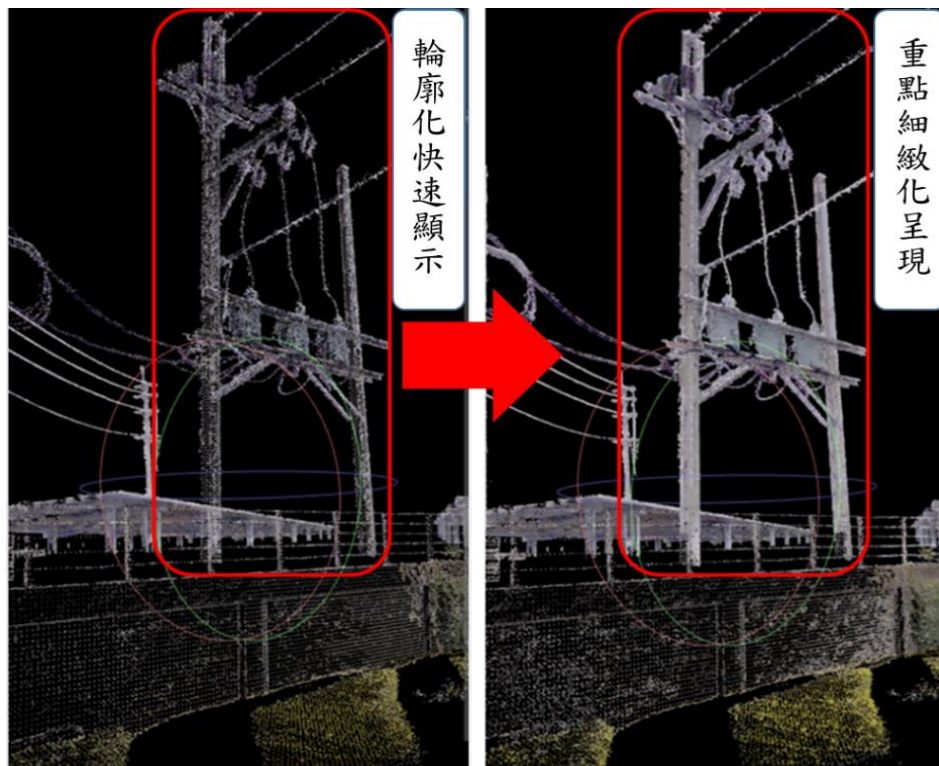


圖 6、配電設備三維資訊輪廓化及細緻化呈現



圖 7、配電設備行動裝置通報與配電保護設備檢測系統

(二) 微電網與配電網共模調控技術開發

1. O2KR1：研擬區域配電網控制策略，並應用即時模擬系統於微電網場域進行控制策略實證。

完成區域電網模型建置與實功率控制策略研擬(如圖 8)，其中區域電網模型包含饋線、太陽光電、儲能系統、負載，以及市電等效模型，並模擬負載變動時，應用即時模擬系統測試動態調控儲能系統輸出，以穩定饋線口功率變動率。

規劃本院微電網場域控制策略之測試架構，自動擷取本院微電網場域併接點功率，計算平滑區域電網功率變動之補償量，並整合 250kVA 儲能系統、100kW 太陽光電、及 60kW 負載於本院微電網場域實測(如圖 9)，圖中綠色曲線表示 100kW 太陽光電輸出功率，紅色曲線表示微電網負載消耗功率，於時間 14:24:45 (時:分:秒)前，由於負載消耗功率大於太陽光電輸出功率，且儲能 SoC 於上下限範圍內，此時調控 250kVA 儲能輸出功率，以維持併接點功率趨近於 0kW；另在下午時間 14:24:45 以後，由於太陽光電輸出功率大於負載消耗功率，故調控儲能吸收多餘的太陽光電功率，藉由儲能機組的功率補償，控制微電網併接點功率變動介於 2.7kW 至 -4kW 之間，具平滑微電網併接點功率變動之效益，減緩配電系統受太陽光電發電變動之衝擊。

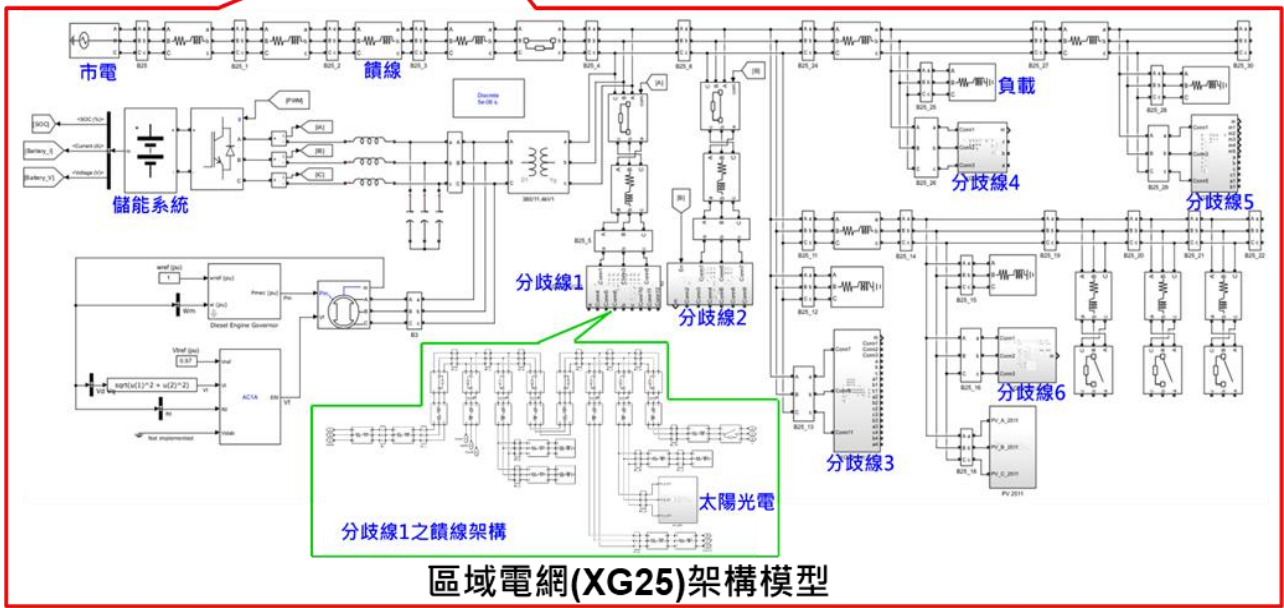
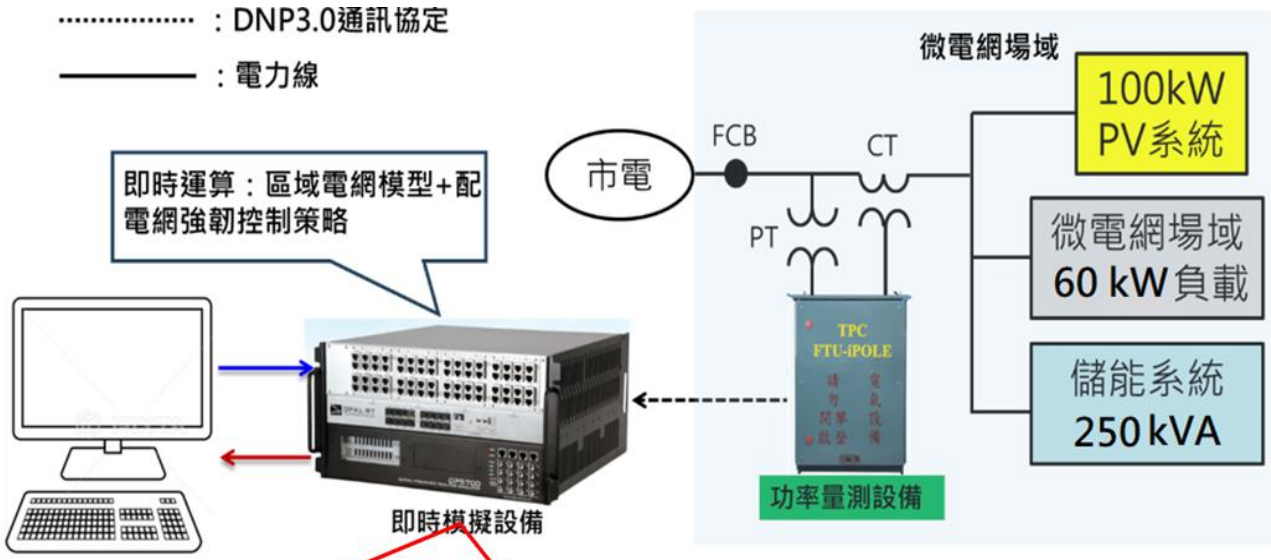


圖 8、區域電網模型

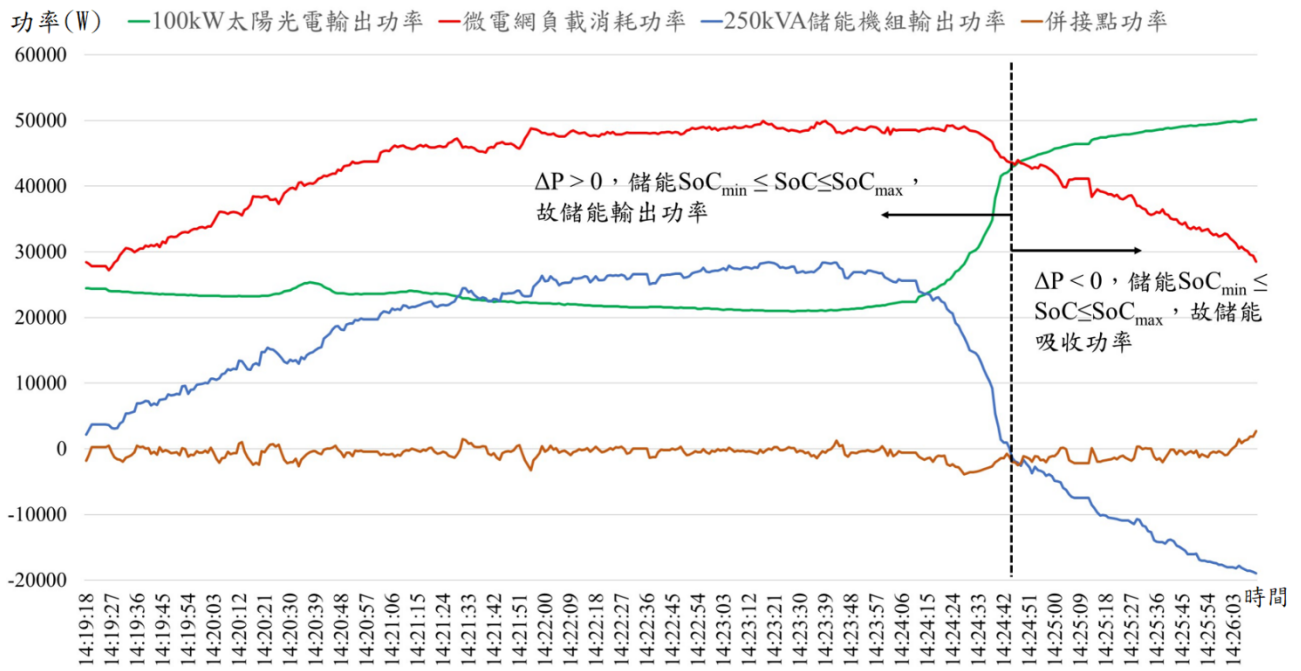


圖 9、於微電網場域進行控制策略實證之結果

2. O2KR2：完成 MW 級微電網各種備轉輔助服務系統整合，可秒級提供電網輔助服務，並成功執行電力輔助服務 1 次。

參考台電電力交易平台動態調頻(dReg0.25)曲線，完成 MW 級微電網動態調頻控制策略研擬(圖 10)，以微渦輪機、柴油發電機作為基載輸出，輔以儲能系統依據市電頻率變動，進行比例功率動態調控，聚合 PV、儲能系統及柴油機等發電功率，以利執行微電網動態頻率電力輔助服務；完成 MW 級微電網電力輔助服務平台(圖 11)整合建置，包含動態調頻、靜態調頻、即時、補充備轉功能項目，可調控微電網各分散式電源發電輸出。

完成頻率偵測顯示介面建置(圖 12)，可即時監測電網當前、中心及指令頻率，並建立 IEC61850 通訊協定，可傳送/接收電力交易平台之動態調頻類比輸入(AI)、類比輸出(AO)、數位輸入(DI)、數位輸出(DO)等訊號，並與電力交易平台完成通訊能力測試；整合柴油機 200kW、太陽能 100kW、及儲能系統 750kW，實測當市電頻率低於 59.75Hz 時，調控微電網 1MW 功率輸出，以及電網頻率於 $60\pm 0.25\text{Hz}$ 變動區間，每 1 秒調控微電網功率輸出(圖 13)，以因應電網頻率波動時，協助電網穩定，另完成 MW 級微電網各種備轉輔助服務系統整合，可秒級提供電網輔助服務，成功執行電力輔助服務共 8 次(包含即時備轉 3 次、補充備轉 3 次及調頻 2 次)。(圖 14)

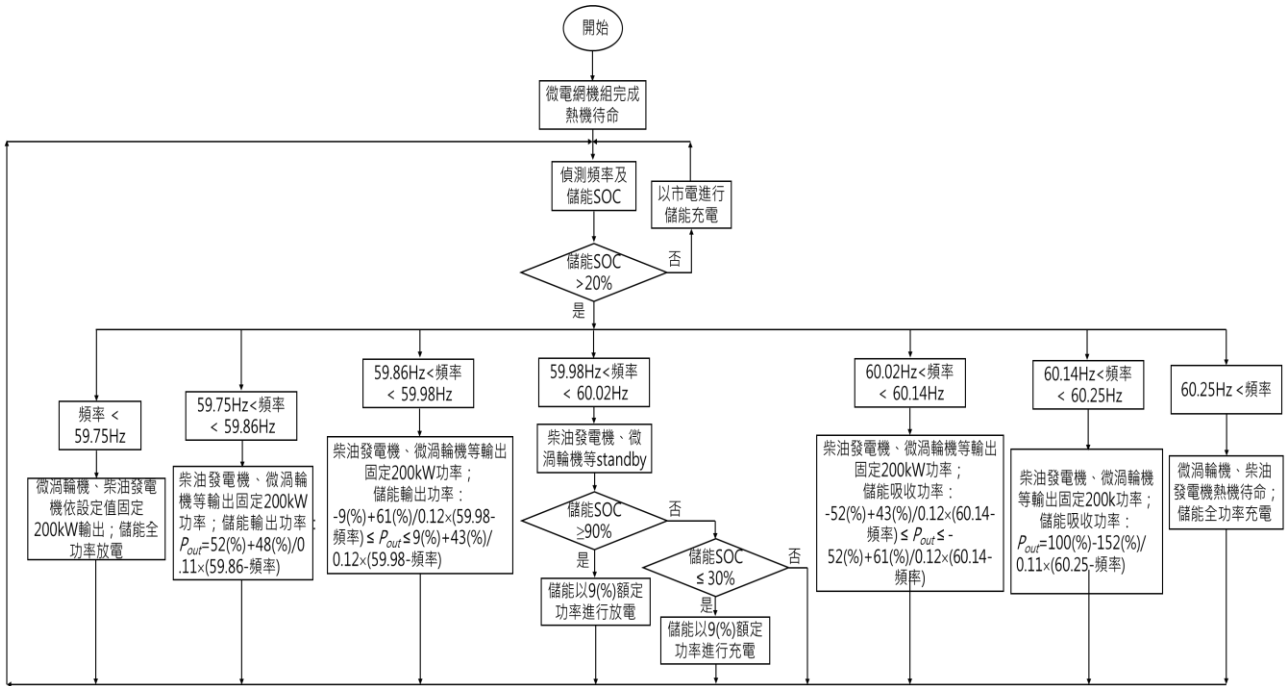


圖 10、微電網動態調頻控制策略



圖 11、動態調頻輔助服務平台

通訊測試結果

測試時間 : 2025-07-04T13:51:28
 合格交易者編號 : 02717206
 合格交易者名稱 : 國家原子能科技研究院
 報價代碼 : 1
 報價代碼名稱 : AS001-DR-02
 測試用報價代碼 : 90001
 資源編號 : 1
 資源名稱 : 需量反應一
 服務類型 : dReg調頻備轉
 交易中心參與測試人員 :
 合格交易者參與測試人員 :
 備註 :

測試類別 : 新報價代碼測試
 整體測試結果 : 通過

本次測試項目：

測試項目名稱	測試時間(秒)	測試內容	測試結果	是否通過
履行服務結束	2025-07-04T13:47:25	取得運轉上傳1000筆資料	取得 1 筆資料	通過
接獲頻率基準值移動指令回報	2025-07-04T13:48:54	取得運轉上傳1000筆資料	取得 2 筆資料	通過
頻率基準值移動指令	2025-07-04T14:04:27	下達指令	指令成功	通過
履行服務開始	2025-07-04T13:47:24	取得運轉上傳1000筆資料	取得 1 筆資料	通過
運轉資訊上傳(報價代碼電力數據)	2025-07-04T13:29:56	取得運轉上傳1000筆資料	取得資料共 1000 筆,資料缺值率 0.0 %	通過
運轉資訊上傳(資源電力數據)	2025-07-04T13:29:51	取得運轉上傳1000筆資料	取得資料共 1000 筆,資料缺值率 0.0 %	通過

TP_AS_JEC61850_TPSim_DRE

DI/DO/AO
AI報價代碼
AI交易資源
CONNECTED

合格交易者代碼G

報價代碼G

輔助服務商品G

代碼	時間	測試內容
-1670	2025/7/6 下午 05:22:31	第1秒總實功率(kW)/時間
-1672	2025/7/6 下午 05:22:32	第2秒總實功率(kW)/時間
-1673	2025/7/6 下午 05:22:33	第3秒總實功率(kW)/時間
-1680	2025/7/6 下午 05:22:34	第4秒總實功率(kW)/時間
-1696	2025/7/6 下午 05:22:35	第5秒總實功率(kW)/時間
-1684	2025/7/6 下午 05:22:36	第6秒總實功率(kW)/時間
-1687	2025/7/6 下午 05:22:37	第7秒總實功率(kW)/時間
-1686	2025/7/6 下午 05:22:38	第8秒總實功率(kW)/時間
-1683	2025/7/6 下午 05:22:39	第9秒總實功率(kW)/時間
-1663	2025/7/6 下午 05:22:40	第10秒總實功率(kW)/時間

累積發電量(kWh)

累積用電量(kWh)

執行率計算時間

執行率(%)

報價代碼
輔助服務商品
資源代碼

圖 12、頻率偵測顯示介面

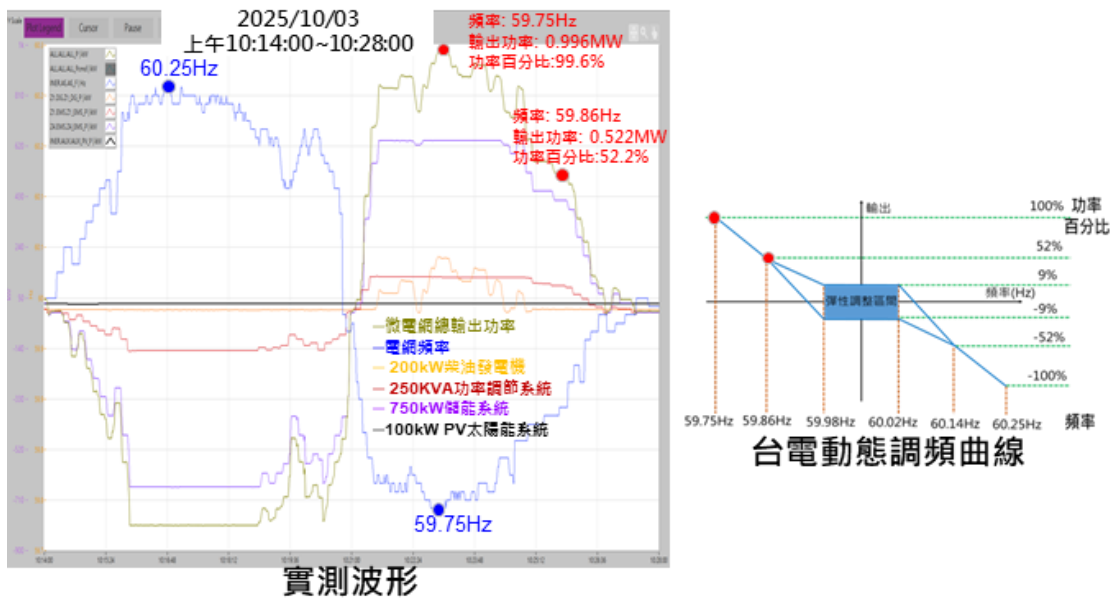


圖 13、微電網執行電力輔助服務測試結果

能力測試結果

測試時間 : 2023-03-28T11:12:14

合格交易者編號 : 02717206
 合格交易者名稱 : 行政院原子能委員會核能研究所
 報價代碼 : 1
 報價代碼名稱 : AS001-DR-02
 測試用報價代碼 :
 資源編號 : 1
 資源名稱 : 需量反應
 測試容量(MW) : 1.0

交易中心參與測試人員 :
 合格交易者參與測試人員 :
 備註 : 3/23 上午調度

服務類型 : 即時備轉
 整體測試結果 : 通過

本次測試項目 :

測試項目名稱	開始測試時間	測試時間(分)	資料數	測試結果	是否通過
下達啟動指令				CEL(KW) = -2211.106	通過
反應時間測試結果	2023-03-23T10:03	80	87	反應時間(分) = 2	通過
服務品質測試結果	2023-03-23T10:13	80	87	平均執行率(%) = 103.08	通過

能力測試結果

測試時間 : 2023-09-25T16:25:13

合格交易者編號 : 02717206
 合格交易者名稱 : 行政院原子能委員會核能研究所
 報價代碼 : 1
 報價代碼名稱 : AS001-DR-02
 測試用報價代碼 :
 資源編號 : 1,3
 資源名稱 : 報價代碼群組測試
 測試容量(MW) : 1.0

交易中心參與測試人員 :
 合格交易者參與測試人員 :
 備註 :

服務類型 : 補充備轉
 整體測試結果 : 通過

本次測試項目 :

測試項目名稱	開始測試時間	測試時間(分)	資料數	測試結果	是否通過
下達啟動指令				CEL(KW) = -6442.785	通過
反應時間測試結果	2023-09-18T14:10	180	187	反應時間(分) = 28	通過
服務品質測試結果	2023-09-18T14:40	180	187	平均執行率(%) = 123.2	通過

能力測試結果

測試時間 : 2024-09-25T09:20:18

合格交易者編號 : 02717206
合格交易者名稱 : 國家原子能科技研究院
報價代碼 : 1
報價代碼名稱 : AS001-DR-02
測試用報價代碼 :
資源編號 :
資源名稱 :
測試容量(MW) : 1.0

交易中心參與測試人員 :
合格交易者參與測試人員 :
備註 :

服務類型 : 調頻備轉(靜態)
整體測試結果 : 通過

本次測試項目：

測試項目名稱	開始測試時間	測試時間(秒)	資料數	SESPM(%)	是否通過
步階輸出輸入測試	2024-09-18T09:19:01	600	601	107.49	通過
頻率掃描測試	2024-09-18T09:33:40	61	62	112.54	通過
持續能力測試	2024-09-18T10:36:40	1920	1921	132.21	通過
線上測試	2024-09-23T11:00	10800	10800	平均SESPM 100 (*S: 100) 最低波動值 100 (*S: 100)	通過

圖 14、微電網執行電力輔助服務輸出

3. O2KR3：開發微電網多電源協調控制技術，當綠能充足時協調柴油機零輸出，並關閉柴油機，使再生能源發電占比達 100%，邁向能源轉型，並推廣應用功率調節系統一件，及相關技服/技轉案 1 件金額達 100 萬。

分析國內外之微電網多電源協調控制技術，包含利用多代理人強化學習的方式，降低微電網之發電成本與碳排放，以及兩階段隨機運算作法來調控微電網發電，可有效節省發電成本及維持微電網穩定性。蒐集分析本院太陽能系統發電特性、負載用電、及功率調節系統發電特性等資料、及相關設備之規格參數，於電力系統模擬軟體建立模型，並研擬功率調節系統發電控制策略如圖 15，模擬當關閉柴油機後，功率調節系統偵測到電壓、頻率異常，並發出旗標，成功轉變為孤島模式。

完成本院微電網 100kW PV 系統建置及多電源協調控制技術輸出實測，如圖 16，以本院 048 館舍作為用電負載，於上午 8 時 53 分 14 秒時，PV 發電量充足，此時調控柴油機零輸出並關閉柴油機，其再生能源供應負載用電占比達 100%，並持續實測達 9 小時；另推廣應用微電網與功率調節系統相關技術簽訂技術服務案 1 件，技服金額為 430 萬元。

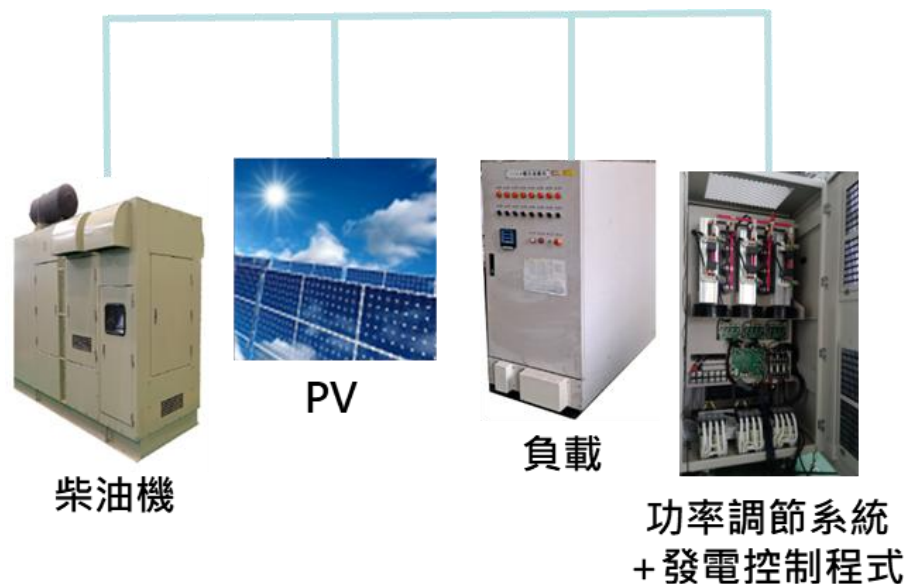


圖 15、功率調節系統發電控制策略

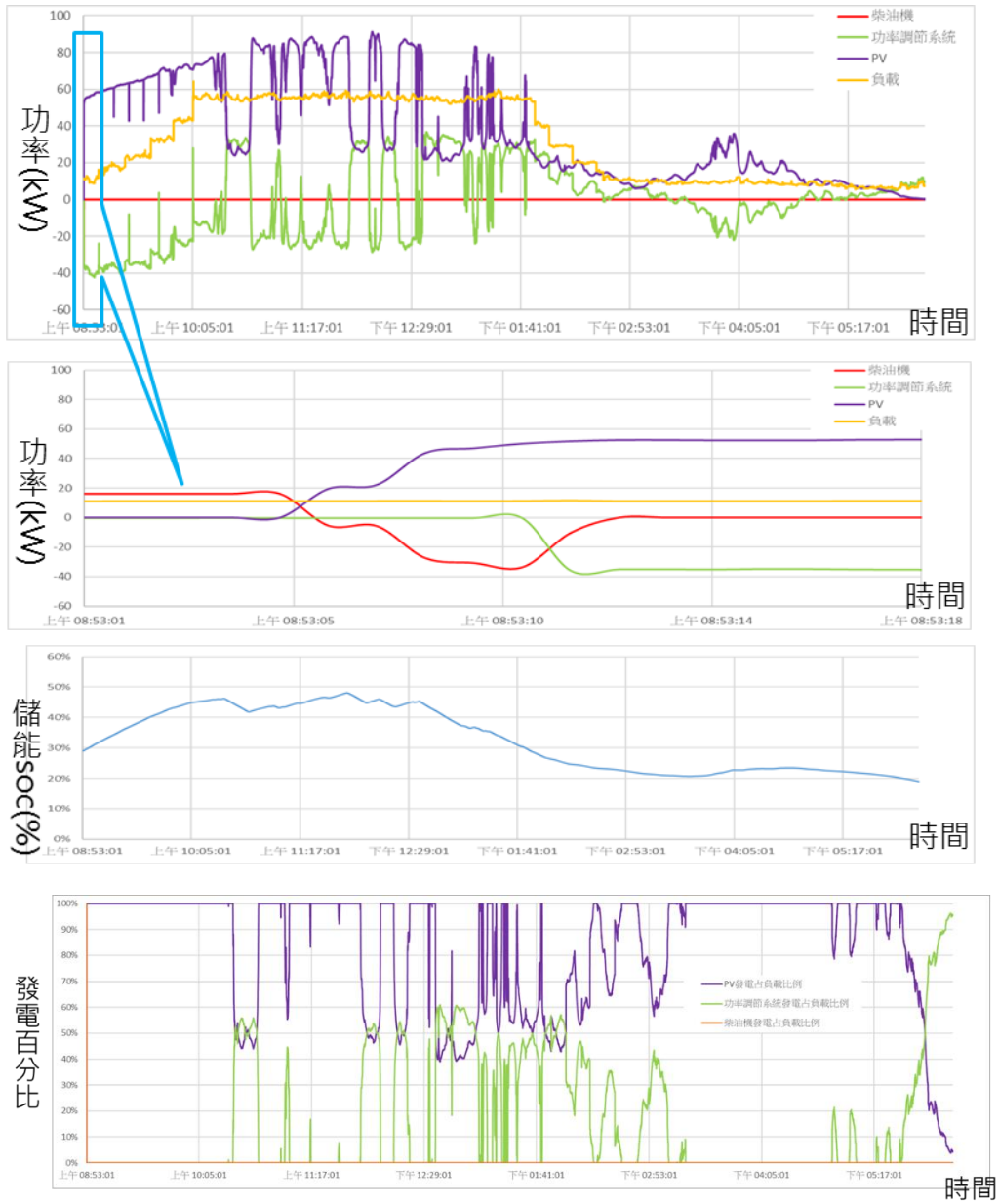


圖 16、多電源整合輸出實測

(三)變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術

1. O3KR1:利用訊息回饋與增強學習機制，精進損傷診斷系統，提高設備 2 種 PD 型態故障辨識率 5%以上，並實際應用於 1 處變電所。

本計畫建構局部放電 (Partial Discharge, PD) 的完整研發流程，從資料取得、圖形化、特徵萃取到類型辨識，且以可落地操作的軟體程式為產出目標。收集 2282 筆局部放電資料，開發局部放電相位譜圖產製程式及轉檔程式，完成局部放電異常類型(包含電暈放電、內部放電、表面放電及浮動電極放電共四種)辨識程式開發與訓練調校，使辨識率高於商用軟體 23%，如圖 17 所示。並應用於台電某變電所 2 號主變壓器局部放電診斷，結果與該變壓器實際運轉情形相符且為正常，如圖 18 所示。

已完成譜圖特徵值產製程式，透過演算法自動擷取 PD 譜圖中的主要特徵，例如放電強度分布、頻域取樣特徵、相位分佈特性等，使原始波形得以被轉換為規格化、可供模型直接使用的特徵資料。在辨識邏輯方面，本團隊同步評估支援向量機 (Support Vector Machine, SVM) 與卷積神經網路 (Convolutional Neural Network, CNN) 兩種辨識模型做為局部放電類型辨識程式開發。於 NVIDIA T4 GPU 環境下，SVM 模型所需參數數量約為 204 個，模型訓練時間約為 10 秒，執行辨識時間少於 1 秒；CNN 模型的輸入直接是一張 PD 譜圖，共包含 12,830,212 畫素，完整訓練時間約為 186 秒，執行辨識時間亦少於 1 秒。在模型效能方面，經過優化辨識演算法，透過分析模型特性、調整特徵權重與最佳化分類架構，使辨識率有效提升 23%，此提升幅度在 PD 類型辨識領域相當具意義，顯示本計畫實作辨識演算法的有效性。

為推動成果落地使用，已完成演算法模組與預知維護資產管理平台的整合，並應用於台電某變電所資料，透過實際場域驗證，使平台能將局部放電辨識功能與資產健康狀態分析互相串接，提高現場維運人員於決策判斷的效率與準確性。

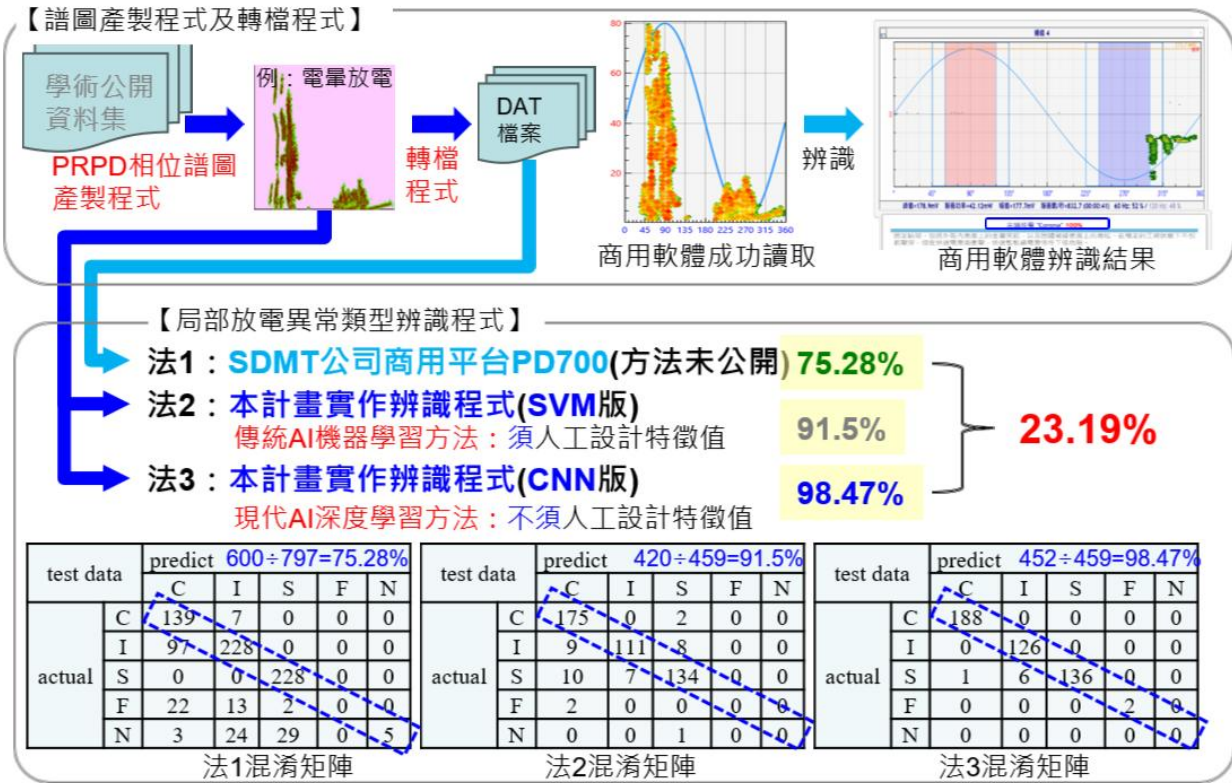


圖 17、局部放電異常類型辨識程式之辨識率高於商用軟體 23%

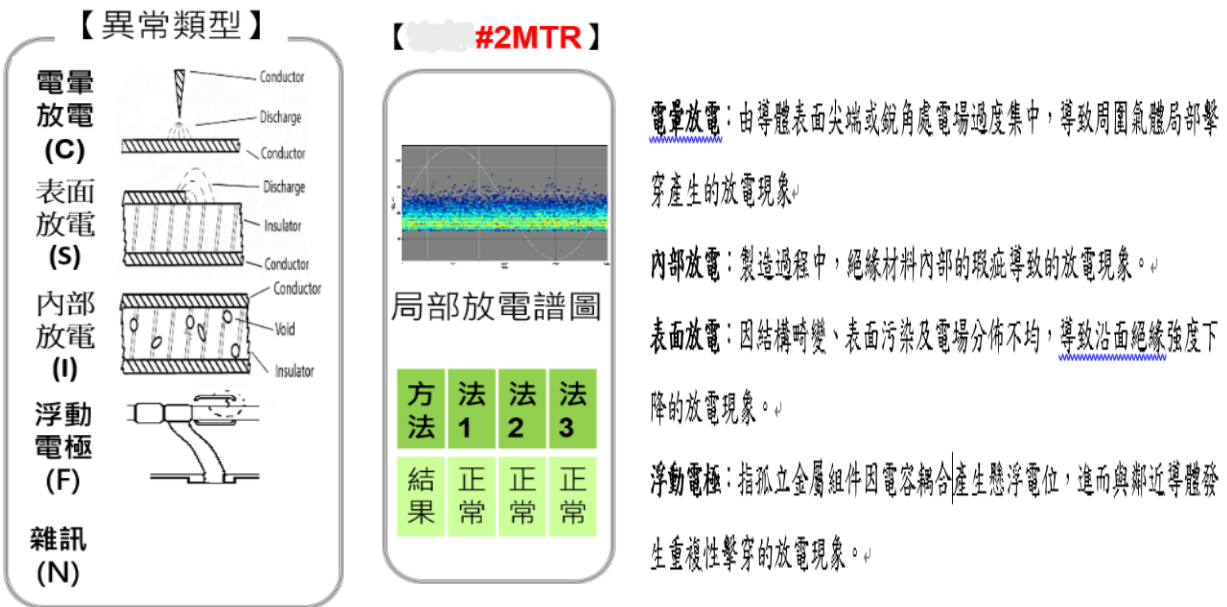


圖 18、應用於台電某變電所 2 號主變壓器

2. O3KR2:完成變電所預知維護資產管理整合平台開發，建構資產知識資料庫及維修保養決策引擎，進行 2 種設備的壽命管理，並實際應用於 1 處變電所，及相關技服/技轉案 1 件金額達 100 萬。

本計畫已完成整合局部放電類型辨識程式至預知維護資產管理平台，並實際應用於台電某變電所進行油中氣體、油/線溫、局部放電等即時監測及狀態評估，如圖 19 及圖 20 所示。

本計畫開發之變電所預知維護資產管理整合平台，涵蓋變壓器與斷路器 2 種電力關鍵設備，目標在於建構一套兼具資料整合、異常分析、診斷建議與預知維護功能的整合式平台，且使其能與前述 O3KR1 的 PD 辨識成果結合，成為具備實務應用價值的電力資產管理工具。

在規劃階段，已完成資料來源架構、診斷流程、健康指標定義及呈現方式的設計，亦針對斷路器局部放電特性進行資料與分析邏輯建置，考量其與變壓器於放電類型、量測特徵及劣化行為的差異，因此獨立規劃不須人工設計特徵值的深度學習模式 AI 分析流程，且確保模型判斷邏輯符合設備物理特性。在整合規劃層面，成功建立平台中的分析功能與資料串接框架，其內容包括設備健康度計算架構、警示門檻設計、維護紀錄與歷史資料串接流程等，使平台具備完整的長期監測與設備壽命評估功能。

本計畫完成資產知識資料庫建置，內容涵蓋各類電力設備的常見異常模式、環境影響因子、維修策略、放電特性、故障案例與診斷分析方法，提供平台判斷時所需的背景知識，使決策結果具備可追溯性與專業性。本平台之維修保養決策引擎能依據設備特性、運轉條件與歷史紀錄，自動給出維護建議。例如：警示狀況分類、異常根因分析、維修優先順序建議、保養週期調整等。此功能的建置大幅提升平台的決策輔助能力，是形成預知維護架構的重要里程碑。此外，本平台具備統一資料介面、分析模組串接、使用者操作介面 (UI) 與資產儀表板 (Dashboard)，並成功整合局部放電類型辨識程式，使 PD 診斷資訊得以即時呈現於平台中，形成完整的「預知維護資產管理平台」。另應用電力分析與變壓器相關技術簽訂技術移轉案 1 件，金額為 100 萬元。



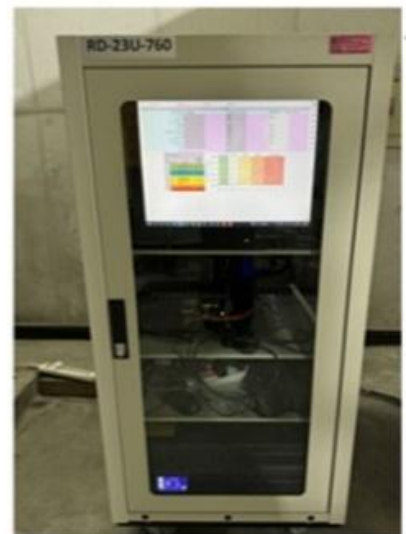
圖 19、預知維護資產管理整合平台



(a) 斷路器局部放電量測



(b) 電力傳輸設備局部放電量測



(c) 資產管理平台

圖 20、應用於台電某變電所

二、里程碑達成情形

(一)本土化配電網路管理與地理空間資訊應用

完成電網主幹線三相配置平台開發，以使配電中性線電流降低達 20%，進而減少配電保護動作造成之饋線跳脫情事；完成配電饋線動態保護決策平台開發，使保護設備可正確隔離故障；完成配電現場巡檢作業之行動裝置通報系統，優化饋線調度系統，及加速配電故障排除。

(二)微電網與配電網共模調控技術開發

完成區域配電網控制策略，並應用即時模擬系統模擬負載變動時，於微電網場域驗證該控制策略可動態調控儲能系統輸出，穩定饋線口功率變動率，減緩配電系統受太陽光電發電變動之衝擊。完成 MW 級微電網動態調頻控制策略研擬與輔助服務平台建置，整合各分散式電源，當市電頻率低於 59.75Hz 時，秒級調控微電網 1MW 功率輸出，成功執行動態調頻電力輔助服務 1 次，以因應電網頻率波動時，協助電網穩定。完成微電網多電源協調控制技術開發，當綠能充足時協調柴油機零輸出，並關閉柴油機，其再生能源供電占比達 100%，且持續實測達 9 小時。

(三)變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術

完成局部放電異常類型辨識之 CNN 模型開發與訓練調校，可精準辨識電暈放電、內部放電、表面放電及浮動電極放電，整體辨識率達 98.47%，較商用軟體提升 23%，並以台電某變電所 2 號主變壓器為標的進行局部放電診斷，結果與實際運轉情形相符；完成資產知識資料庫建置與變壓器及電力傳輸設備之維修保養決策引擎開發，並整合局部放電辨識模組，使原資產管理平台升級為預知維護資產管理平台，同時完成壽命管理功能修正，並應用於台電某變電所 2 號主變壓器局部放電診斷，診斷結果與設備實際運轉情形一致。

參、總體績效目標達成情形、年度績效目標達成情形

一、工作指標

項次	指標項目	單位	【計畫全期】 總目標值	【累計至114年】		【114年當年】	
				目標值	實際值	目標值	實際值
1	本土化配電網路管理與地理空間資訊應用平臺之電力潮流計算、狀態估測、三相配置、配電轉供、保護決策等功能開發與整合	件/ 功能數	5	4	14	1	3
2	協調微電網系統之超級電容、鋰電池、微渦輪機、及柴油機等分散式電源之功率分配，並以秒級提供配電網輔助服務	件/ 整合分散式電源	4	3	4	1	1
3	電動運具、充換電站、多元儲能、以及智慧監控及充換電排程管理展示平臺等設備建置及功能開發	件/ 整合設備數	4	3	10	1	2
4	電力變壓器之局部放電異常類型辨識功能開發	%/ 辨識率	95	95	98.47	95	98.47

(一)114 年度工作指標辦理情形

1. 本土化配電網路管理與地理空間資訊應用：整合本土化配電網路管理與地理空間資訊應用平台，完成電網主幹線三相配置平台、配電饋線動態保護決策平台及行動裝置通報系統等 3 件應用功能開發。
2. 微電網與配電網共模調控技術開發：完成區域配電網控制策略研擬，並應用即時模擬系統於微電網場域進行實證；完成 MW 級微電網各種備轉輔助服務系統整合，可秒級提供電網輔助服務，並成功執行電力輔助服務 1 次；完成微電網多電源協調控制技術開發，使再生

能源發電占比達 100%。

3. 電動運具智慧充換電儲能電站技術發展：本工作項目已提前於 111 年度完成，故 112 年調整為「變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術」，另擬訂項次 4 工作指標。
4. 完成電力變壓器損傷診斷及資產管理程式，及局部放電異常類型辨識之 CNN 模型開發與訓練調校，可精準辨識電暈放電、內部放電、表面放電及浮動電極放電，整體辨識率達 98.47%，並以台電某變電所 2 號主變壓器為標的進行局部放電診斷，結果與實際運轉情形相符。。

(二)113 年度工作指標辦理情形

1. 本土化配電網路管理與地理空間資訊應用：整合本土化配電網路管理與地理空間資訊應用平台，完成饋線三相相別調整策略邏輯程式、電驛參數動態決策平台及配電地理空間資訊行動顯示平台等 3 件應用功能開發。
2. 微電網與配電網共模調控技術開發：已於 113 年完成 MW 微電網系統以 4 種分散式電源(包含超級電容、鋰電池、微渦輪機、及柴油機等)整合，並完成靜態調頻備轉輔助服務功能開發。
3. 電動運具智慧充換電儲能電站技術發展：本工作項目已提前於 111 年度完成，故 112 年調整為「變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術」，另擬訂項次 4 工作指標。
4. 變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術：完成電力變壓器損傷診斷及資產管理程式開發。

(三)112 年度工作指標辦理情形

1. 本土化配電網路管理與地理空間資訊應用：整合本土化配電網路管理與地理空間資訊應用平台，完成最佳化變壓器換相決策、饋線保護協調策略及饋線變壓器異常示警機制等 3 件應用功能開發。
2. 微電網與配電網共模調控技術開發：已於 111 年完成 MW 微電網系統 4 種分散式電源(包含超級電容、鋰電池、微渦輪機、及柴油機等)

整合，並完成補充備轉輔助服務功能開發。

3. 電動運具智慧充換電儲能電站技術發展：本工作項目已提前於 111 年度完成，故 112 年調整為「變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術」，另擬訂項次 4 工作指標。
4. 變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術：完成變壓器熱點溫度、油中氣體、及局部放電等 3 項損傷程度診斷模組、與變電所資產管理運維決策引擎與變電所廠區巡檢系統與輸入介面之開發。

(四)111 年度工作指標辦理情形

1. 本土化配電網路管理與地理空間資訊應用：整合本土化配電網路管理與地理空間資訊應用平台，完成饋線開關操作序列、故障電流計算、配電設備連結性追蹤技術等 3 件應用功能開發。
2. 微電網與配電網共模調控技術開發：完成微電網系統 4 種分散式電源(包含超級電容、鋰電池、微渦輪機、及柴油機等)整合，並完成即時備轉輔助服務功能開發。
3. 電動運具智慧充換電儲能電站技術發展：完成建置具備本土技術與本土料源之液流電池儲能模組及系統，並整合進以鋰電池為儲能結合太陽能及市電之電動運具充換電站實驗案場，完成一套智慧監控平台軟硬體整合控制精進，利用雙儲能之支援，增加綠電使用的多樣性，系統可自動切換供電來源，開發可對電動汽車與電動機車均可充電之 EMS，進行充換電排程管理上之彈性及功能開發，以帶動電動車市場發展，呼應國家淨零目標。

(五)110 年度工作指標辦理情形

1. 本土化配電網路管理與地理空間資訊應用：整合本土化配電網路管理與地理空間資訊應用平臺，完成配電饋線狀態估測、與配電圖面檢核技術等 2 項應用功能開發。
2. 微電網與配電網共模調控技術開發：完成混合式功率調節系統 2 種直流端電源(包含鋰電池及超級電容)交錯式切換技術建立。
3. 電動運具智慧充換電儲能電站技術發展：已建置一套智慧監控平台，

軟體於 111 年持續精進中。

二、效益指標

項次	指標項目	單位	【計畫全期】 總目標值	【累計至114年】		【114年當年】	
				目標值	實際值	目標值	實際值
1	配電饋線之調度管理	條/ 饋線數	800	800	1164	-	376
2	實際應用場域	處	2	2	2	-	-

- (一)114 年度效益指標辦理情形：本計畫完成電網主幹線三相配置平台、配電饋線動態保護決策平台及行動裝置通報系統開發，分析台電雲林區處共 376 條饋線資料，並於台電雲林區處上線試行，累積分析台電雲林及高雄區處共計 1,152 條饋線。
- (二)113 年度效益指標辦理情形：本計畫完成饋線三相相別調整策略邏輯程式、電驛參數動態決策平台、配電地理空間資訊行動顯示平台開發，分析台電雲林區處共 388 條饋線資料，並於台電雲林區處上線試行，累積分析台電雲林及高雄區處共計 1,164 條饋線。
- (三)112 年度效益指標辦理情形：本計畫完成三相功率等時性分析平台、故障電流計算、饋線變壓器異常示警機制開發，分析台電雲林區處共 355 條饋線資料，並於台電雲林區處上線試行。
- (四)111 年度效益指標辦理情形：本計畫完成饋線分段開關操作序列策略功能開發，分析台電高雄區處共 776 條饋線資料，並於台電高雄區處上線試行。
- (五)110 年度效益指標辦理情形：本計畫完成配電饋線聯絡開關最佳配置平台開發，分析台電雲林區處 23 座變電所之 341 條饋線資料，並於台電雲林區處上線試行。

三、量化成果

本計畫目標為論文 3 篇、研究報告 8 篇、專利 1 件，技轉或技服 2 件。目前執行進度皆符合預期，已完成論文 13 篇(含國際期刊 4 篇、國外會議論文 6 篇、國內會議論文 3 篇)、研究報告 20 篇、組成 5 個跨機構合作團隊、培育人才 11 位、申請專利 1 件、獲得專利 3 件、技術移轉新增

1 件、技轉簽約金、授權金及權利金入帳 1,000 千元、技術服務新增 1 件、服務金額入帳 4,290 千元。整理如下表：

項次	工作類別	114 年度	
		目標數	達成數
A	論文(篇)	3	13
B	合作團隊(計畫)養成(個)	-	5
C	培育及延攬人才(人數)	-	11
D1	研究報告(本)	8	20
G	智慧財產(申請或獲得國內外專利)(件)	1	4
J1	技轉與智財授權(件)	1	1
J1	技轉與智財授權(金額)(千元)	-	1,000
L	促成投資(件)	-	2
L	促成投資(金額)(千元)	-	6,300
S1	技術服務(含委託案及工業服務)(件)	1	1
S1	技術服務(含委託案及工業服務)(金額)(千元)	-	4,290
T	促成與學界或產業團體合作研究(件)	-	5

肆、重大落後計畫之落後原因及因應對策

※填報說明：

1. 若計畫符合以下任一條件即必填：
 - (1) 總累計進度落後幅度大於 1 個百分點。
 - (2) 年累計進度落後幅度大於 5 個百分點。
 - (3) 年累計支用比未達 90%。
 - (4) 年達成率未達 90%。
2. 若計畫不符上述條件，但個別工作項目或受補助縣市之執行情形明顯不佳，建議仍應填寫此節。

落後原因	因應對策
無	無

伍、經濟效益

一、可量化之經濟效益

114 年特別預算創造工作機會與帶動公民營企業投資

創造工作機會	帶動公民營企業投資(億元)
30	0.116

(一)創造就業機會

1. 本計畫中所有工作者所創造之工作機會為 30 人年。
2. 本計畫與國內學界合作共同培育人才 11 位，進入產學研界服務，俾利於資源整合與提升就業。

(二)帶動公民營企業投資

1. 本計畫促成台○公司投入「微電網動態電力輸出系統整合建置」之開發，共同合作研發動態調頻技術，估計投資電力產業研發金額為 2,500 千元，預估未來可推廣於台電公司及亞洲地區，產值可達 5,000 千元。
2. 本計畫促成漢○公司投入「電源供應設備之環控測試平台」之開發，共同合作 ORC 餘熱發電產品開發及系統工程服務，估計投資研發金額為 1,800 千元，估計投資生產金額為 2,000 千元。
3. 推廣應用微電網與功率調節系統相關技術，協助中○大學微電網建置，與遠○公司簽訂技術服務案 1 件，技服金額為 4,300 千元。
4. 應用電力分析與變壓器相關技術，與坤○公司簽訂技術移轉案 1 件，金額為 1,000 千元。

二、不可量化之經濟效益

(一)本土化配電網路管理與地理空間資訊應用：研究團隊開發配電饋線動態保護決策平台，可使饋線轉換後維持饋線保護協調時距，正確隔離故障；完成配電現場巡檢作業之行動裝置通報系統，於接收配電設備異常訊號後，以輪廓化降採樣技術完成異常資訊標示，優化饋線調度系統，及加速配電故障排除。

(二)微電網與配電網共模調控技術開發：開發區域電網強韌控制策略，藉由儲能機組功率補償，降低饋線口功率變動率，減緩配電系統受太陽光電

發電變動之衝擊；以 MW 級微電網整合各種分散式電源，提供動態調頻電力輔助服務，協助電網穩定，同時刺激儲能、電力電子相關產業投入市場。

- (三)變電所損傷診斷與預知維護資產管理技術：台電公司目前對大型變壓器之維護多採人工巡檢及週期性保養方式。本計畫所開發之供電變壓器狀態監測平台可廣泛適用於各型大型變壓器，能於不停電情況下執行設備狀態監測與異常預知診斷，取代人工進行即時狀態偵測與故障研判。此平台除可降低檢測過程需停電之需求及非預期停電事故發生機率外，亦有助於延長設備維護週期並節省維護人力，提升整體運維效率。

陸、檢討與建議

由於氣候變異及間歇性能源併網漸增，國內外電網事故機率大幅提升，為了因應這類的新形態挑戰，未來建議可參考既有之電網管理與復電策略，運用高壓微電網結合地理圖資重構電網聯結架構，開發空間聚合與重構復電技術、高壓淨零微電網等，更可確保電網能夠持續穩定供電並具有事故復原之韌性。