

國家原子能科技研究院
委託研究計畫研究報告

分散式電源之饋線電驛最佳化協調策略研究
Study of Optimal Feeder Protection Relay Coordination Strategy
with Distributed Power Generation

計畫編號：112A011

受委託機關(構)：國立高雄科技大學

計畫主持人：蘇俊連

研究期程：中華民國 112 年 3 月至 112 年 12 月

研究經費：新臺幣 59.055 萬元

國原院聯絡人員：陳宏都

報告日期：112 年 12 月 11 日

目 錄

目錄.....	I
中文摘要.....	1
英文摘要.....	3
壹、計畫緣起與目的.....	5
一、計畫緣起.....	5
二、計畫目的.....	6
貳、研究方法與過程.....	9
一、研析電力系統保護協調策略文獻.....	9
二、饋線保護電驛參數設定計算方式.....	12
三、分散式電源(DERs)併網對電驛保護協調之影響.....	16
四、饋線轉供後電驛設定策略探討.....	19
五、饋線電驛設定最佳化策略與模型.....	22
六、求解方法-改良式粒子群優化演算法.....	24
七、粒子的產生與 TMS 初始化的程序.....	31
八、粒子適合度之評估.....	33
參、主要發現與結論.....	35
一、案例測試說明.....	35
二、模擬結果與討論.....	37
三、本年度計畫結論.....	47
肆、參考文獻.....	49
附錄一、國際會議論文投稿證明.....	55
附錄二、SCI 期刊論文投稿證明.....	57

中文摘要

隨著越來越多的分散式能源 (Distributed Energy Resources, DERs) 併聯於中壓 (Medium-voltage, MV) 或低壓 (Low-voltage, LV) 的配電網 (radial distribution networks RDNs) 進行供電。這些分散式電源 (Distributed Generator, DG) 將導致電力潮流和故障電流的新分佈，進而對電力系統保護協調帶來新的挑戰。本計畫針對「分散式電源併接」與「饋線重組」兩項影響配電系統保護協調之重要因素進行整合性的研究，先行由 SCADA 與系統資料庫中取得包含網路拓撲架構、分散式電源運轉狀態與現行電驛協調設定等資料，利用電力系統分析軟體計算系統各匯流排短路電流，並依據各電驛參數進行分散式電源的加入後之保護協調分析。

本計畫提出一套考慮分散式能源併網之保護電驛協調策略，透過追蹤系統結構的连接性，將路徑線路上保護電驛之編號依序排列後形成多組的追蹤路徑集合。根據系統結構的拓撲，追蹤路徑可分為兩類：一類是主供電路徑，另一類是分支路徑。每個保護電驛的時間乘數設置 (Time Multiplier Setting, TMS) 可用於評估過電流保護電驛 (Over Current Relay, OCR) 的動作時間 (Operation Time, OT)，然後該路徑上所有保護電驛的 OT 之總和將用以評估 TMS 設置組合的適應度。因此，保護電驛保護協調問題可以建模為最小化所有主保護電驛和後衛保護電驛組合之動作時間累積總和，並將受

到協調時間間隔 (Coordination time interval, CTI) 的限制。

此外，本計畫提出了一改良式粒子群優化 (Modified Particle Swarm Optimization, MPSO) 演算法，其改良了原來 PSO 演算法的演化流程，MPSO 具有可自動調整之區域自我認知和群體運作機制 (Adaptive Self-cognition and Society Operation Scheme, ASSOS)。本法將用於求解上述之最佳化保護協調問題，計畫中將應用一 22.8kV 之配電系統，做為測試案例，此一系統中包含多個分散式電源，結果顯示所提出的 MPSO 算法成功降低了整體 OT，並減輕了 DG 加入系統後對保護協調設置的影響，測試案例中針對本計畫所提出的 MPSO 與其他元啟發式人工智慧的隨機搜尋算法進行測試與比較，以凸顯所提出之演算法具有更好的效率和性能。

關鍵詞：分散式電源、電驛保護協調、時間乘數設置、協調時間間隔、粒子群演算法

Abstract

More and more distributed energy resources (DERs) are added to the medium-voltage (MV) or low-voltage (LV) radial distribution networks (RDNs). These distributed power sources will cause the redistribution of power flow and fault current and bring new challenges to the coordination of power system protection. An adaptive protection coordination strategy is proposed in this paper. It will trace the connectivity of the system structure to determine the set of relay numbers as a tracking path. According to the topology of the system structure, the tracking path can be divided into two categories: one is the main feeder path, and the other is the branch path. The time multiplier setting (TMS) of each relay can be used to evaluate the operation time of the over-current relay (OCR), and then the operation time of the relay, which on the path will accumulate for evaluating the fitness of the TMS setting combination. Furthermore, the relay protection coordination problem can be modeled to minimize the accumulated summation of all primary and backup relay operation time (OT) subject to the coordination time interval (CTI) limitation. A modified particle swarm optimization (MPSO) algorithm with adaptive self-cognition and society operation scheme (ASSOS) was proposed and utilized to determine

TMS for each relay on the tracking path. A 16-bus test MV system with distributed generators (DGs) will be applied to test the adaptive protection coordination approach proposed in this paper, and the results show that the proposed MPSO algorithm successfully reduces the overall OT and relieves the impact on protection coordination settings after DG joins the system. The paper also tests and compares the proposed MPSO with other metaheuristic intelligence-based random search algorithms to prove that MPSO possesses better efficiency and performance.

Keywords: Distributed Generators (DGs), Relay protection coordination, Time multiplier setting (TMS), Coordination time interval (CTI), Particle Swarm Optimization (MPSO).

壹、計畫緣起與目的

一、計畫緣起

分散式電源包括各種可再生和非可再生資源，如太陽能板、風力渦輪機、柴油和微型渦輪機等，將分散式電源與傳統電力系統之整合儼然已成為現今電力系統運轉不可忽視的一項議題。儘管這些分散式電源可提供潔淨和永續的電力能源，但對於電力系統而言，這些分散式電源的整合也帶來了相當多的挑戰，尤其是在電力系統保護電驛的協調方面，就是一個值得研究的主題。電力電驛透過檢測故障電流和隔離故障，在電力系統保護方面發揮著關鍵作用，確保將系統能將電力持續供應給用戶。然而，隨著分散式電源的增加，故障電流來源的方向不一，傳統的保護電驛協調作法將面臨挑戰。

電力系統保護電驛協調是一項確保在故障條件下線路斷路器能夠有順序性地、有選擇性地跳脫，進而能保護線路與系統設備的一項技術。傳統上，保護協調主要針對集中式的發電來源，允許根據預定的層次結構依序對電驛設置進行精確調整。在這種傳統方法中，發電機通常是集中式裝置，其行為可以高度準確的方式預測。通過保護裝置的參數設置，如時間-電流特性、故障清除時間和保護協調邊界等，進而達到保護電驛間的協調，確保離故障點最近的保護電驛對故障做出反應，同時隔離它，使系統的其餘部分維持穩定供電。

分散式電源併聯發電後造成許多與傳統的保護電驛協調不同的原因分述如下：

(一)不穩定性和變異性：

此類分散式電源如太陽能 and 風能等可再生能源，具有瞬時變化和間歇性，功率輸出取決於天氣條件、時間和其他因素，使得傳統保護協調方式難以適用之。

(二)雙向電力流：

與傳統發電機不同，分散式發電機可以向電網輸送電力，也可以從電網吸取電力。這種雙向電力流在故障條件下引入了反向電力流的可能性，這可能使電驛協調策略變得複雜 [1]。此外，分散式電源多半併聯於饋線的中末端，故障發生時將可能注入的反向之故障電流。

(三)孤島運行：

在故障干擾或停電期間，分散式發電機可以在電力網路創建立獨立的供電區域稱之為“孤島”。這些孤島區域對於電驛協調構成獨特的挑戰，因為傳統設置可能導致分散式電力來源的不必要跳脫。

(四)保護協調時間尺度：

分散式電源通常在比集中式電源能在更短的時間對於電力系統的需求進行調節，能夠迅速反應電網條件的變化。電驛協調必須考慮這些快速作用的設備，同時保護免受電網故障的影響。

二、計畫目的

中低壓電力系統由變壓器、斷路器、電力熔絲及輸電線路所組成，而為維持電力系統之可靠度，上述相關設備保護必須經由適當的電路計算與協調規劃，以避免任一小事故衍生成大區域停電之情

形發生。因此各階段之保護元件，如高壓斷路器所屬電驛及低壓斷路器跳脫元件之動作時間，皆須經由電機專業人員經過縝密的計算後，使動作時間能相互協調，所謂「協調」即是確保下游側保護元件之動作時間必須快於上游側保護元件，即有足夠之協調時距(Coordination Time Interval, CTI)才能準確地隔離故障區域，使縮小事故範圍，並使其他正常區域可持續獲得穩定之電力供應。

電力系統保護協調之目的在於當設備故障、人為操作錯誤或其他外界災害因素(如地震、風災、雪災或火災)造成無預期的設備事故時，電力系統保護設備須採取必要之故障自動斷電程序，藉減少設備毀損，防止人員受到傷害，並將此斷電之範圍及時間有順序性之限制。目前高低壓設備之保護電驛大部分皆以微處理機數位化，稱之為數位電驛，其跳脫時間精準度之控制較傳統電驛更佳，因此在設計規劃階段之時間設定，需要於精確的故障電流計算及分析，當設計之系統越趨於龐大，抑或需藉助專業電腦軟體(如: ETAP 等)進行模擬分析，藉以獲得更精確、可靠之電力系統協調保護。

中低壓系統中將可能會同時存在多個分散式電源，進而組成微電網架構。在微電網供電系統中需加入可即時監控的微電網與市電的運轉狀態之饋線自動化系統，將可以有效提高配電饋線網路的安全與穩定性。如果饋線系統發生故障，必要時微電網也可以快速切換為獨立供電的模式，隔離事故區域，相對如果微電網發生系統區

域故障，也可以立即偵測並隔離故障區域，避免系統故障區域擴大。

本計畫之目的將針對分散式電源併接與饋線重組兩項影響配電系統設備保護協調之重要因素進行整合性的研究，分點說明如下：

(一)檢討測試饋線所使用之保護電驛相關參數與設定值之適用性。

(二)研究與分析分散式電源併網對保護電驛設定策略的影響，並嘗試

歸納與整理出相關的調整法則。運用所整理出之調整法則，提出系統電驛保護協調最佳化策略。

(三)研究當系統故障實施饋線轉供，新舊饋線併接後之電驛保護協調

之設定衝突狀況，嘗試歸納與整理出相關的調整法則。所整理出之調整法則，提出系統電驛保護協調最佳化策略。

(四)依所提之適應饋線架構之電驛設定最佳化策略，建立其對應模型、並進行模擬，驗證策略之可行性。

貳、研究方法與過程

一、研析電力系統保護協調策略文獻

保護協調對於電力系統而言是一個非常重要且繁複的議題，利用即時電腦數據及各種不同的演算法求解最佳保護協調問題，將變得日益重要。由於微處理機功能與電腦技術的進步，這些協調策略允許根據電網的實際運行條件進行數位式電驛設置的動態調整，將可增強電力系統的可靠性和韌性，確保保護裝置對故障作出適當反應，使其能面對可再生能源的變異性，同時最小化分散式發電機的不必要跳脫，提高電網的整體效率和穩定性。目前國內外研究中，針對本計畫之研究主題相關的文獻如參考文獻[2]提出了一個「保護協調指數」（Protection Coordination Index, PCI）作為評估當網狀配電系統包含有 DG 狀況下規劃保護協調時之有效衡量指標，其定義為保護協調時間間隔(CTI)變化時之最大 DG 穿透量，作者再應用兩階段非線性規劃（Two-phase Non-linear Programming）優化方法，透過計算來求解最佳保護協調問題。參考文獻[3-4]引入多代理人理論(Multi-agent Theory)來處理保護協調問題。在參考文獻[3]中，考慮了 DG 與電網連接的效應，並使用 Java Agent Development Framework 平台的開放軟體來調整保護協調曲線。參考文獻[4]同時考慮了 DG 併網供電與饋線重組的狀況下，透過中央控制中心之即時信號來動

態調整保護電驛之參數設置，該即時信號主要來自於系統相位測量單元（Phasor Measuring Unit, PMU）所測得的量測信號。

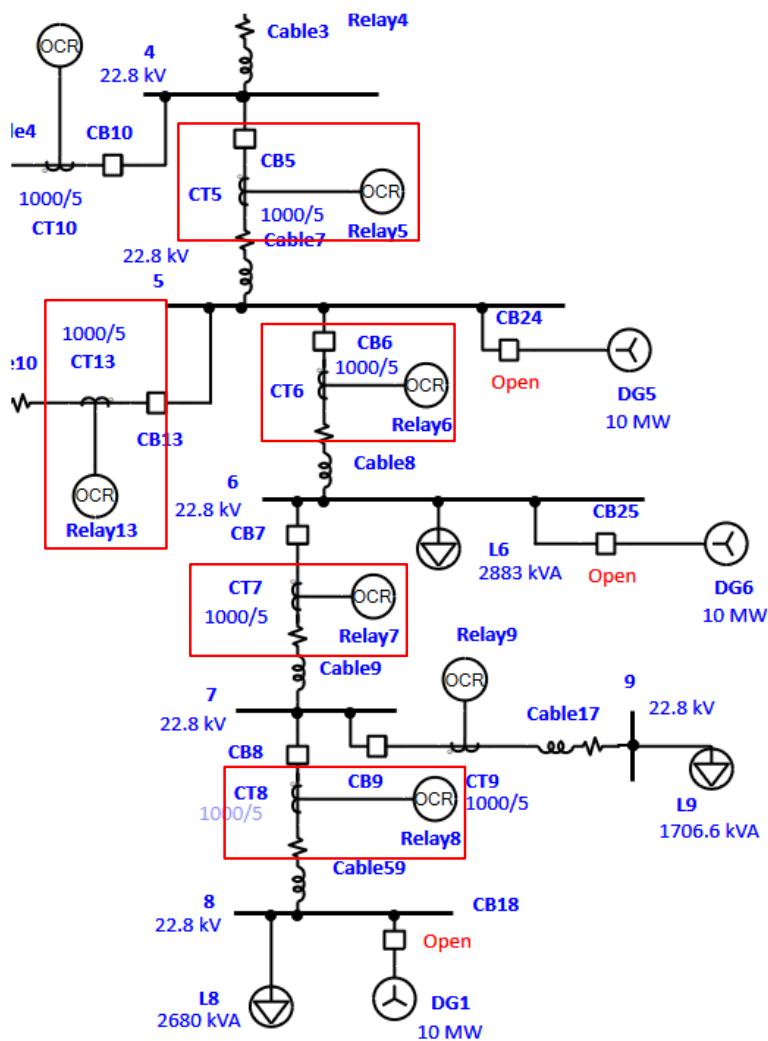
在傳統數學中，保護協調問題被視為一個最佳化系統模型，使用混合整數非線性規劃（Mixed Integer Nonlinear Programming, MINLP）和混合整數線性規劃（Mixed Integer Linear Programming, MILP）分別於文獻[5]與文獻[6]中被應用來決定 DG 併網後所造成故障電流變化的 TMS 設置。參考文獻[7]使用內點（IP）算法解決在高穿透綠色發電和網絡重組下的最佳自適應保護協調策略。文獻[8]中整理了許多基於元啟發智能(metaheuristic intelligence-based)的隨機搜索技術應用於求解自適應保護協調策略，其中使用螢火蟲優化（Firefly Optimization, FA）理論和進化規劃法（Evolutionary Programming, EP）同時考慮饋線重組、DG 併網、DG 容量規劃之最佳自適應保護協調策略。參考文獻[9]利用遺傳基因算法（Genetic Algorithm, GA）處理最大化 MV 配電網中 DG 穿透率下，不改變原始電驛保護參數之最佳 DG 放置問題。巧合的是，參考文獻[10]也處理 DG 的最佳放置問題，並使用類似的隨機優化方法來區分系統上的保護協調狀況，即電驛協調保持或協調失效的狀況下，探討 DG 設置位置和 DG 設置容量的變化。參考文獻[11]針對微電網中方向性過電流電驛（Directional Over-current Relay, DOCR）選用非標準特性(non-standard characteristic)時進行保護協調研究，其中將保護協調模

型視為一個 MINLP 問題，再利用包括粒子群優化演算法（PSO）、基因演算法（GA）、學習優化（Teaching-learning Based Optimization, TLBO）演算法和青蛙跳躍算法（shuffled frog leaping algorithm, SFLA）等四種著名的元啟發隨機演算法，用於解決最佳保護協調問題，並比較各法的優劣。參考文獻[12]提出了使用即時系統電壓和電流的量測值來建構適應性保護電驛設定機制，來克服 DG 併網後配電系統對過電流保護的影響，其中 OCR 的跳脫特性將會依據檢測系統操作狀態（連網或孤島）和故障區段來進行選擇。

參考文獻[13-16] 應用類神經網絡（Artificial Neural Networks, ANN），使用已知的訓練樣本來訓練 ANN 權重值並構建一個決策神經網絡系統。當系統狀態發生變化時(如 DG ON/OFF、線路開關或線路重組)，線路電流的變化作為 ANN 系統的輸入值，並通過網絡決策過程輸出相應的電驛設置調整值。在[13]中，提出了一種適應性距離繼電方法。多層感知機（Multi-layered Perceptron, MLP）也被稱為誤差反向傳播網路，被應用於估算實際的電力系統狀態，並在不同的電力系統條件下計算適當的跳脫阻抗。文獻[14-15]使用基於 Levenberg-Marquardt 演算法的 ANN 針對 DOCR 特性進行建模，其中訓練過的 ANN 模型可以依據 DG 的併網狀況計算出在輻射狀配電系統和環狀配電系統中，每個 DOCR 的 TMS、Relay 動作時間與始動電流設置值（Pickup Current setting, PCS）。

二、饋線保護電驛參數設定計算方式

饋線保護電驛參數設定計算方式在此以一個實際饋線之主線段簡要說明設計時的計算方式。



圖一、包含保護電驛之饋線區段示意圖

圖一所示為一個含保護電驛之饋線主幹線之部分區段，整個系統以 25kV XLPE Cable 500MCM (Max.Current 600A) 做為系統線路電纜線以 600A 之 1.25 倍做為設計時之電纜線路過載值。其保護協

調之設計流程說明如下:

1. 假設以主饋線末端開始進行設計

Relay 8: $600 \times 1.25 = 750 \text{ A}$ 因此 CT 選 1000/5

假定設計 Relay 8 之動作時間為 0.2 sec. ,

$750/1000=0.75$ (取 0.8 In) 反推 $0.8 \times 1000 = 800 \text{ A} (I_p)$, 又

假定微處理機式電驛(數位電驛)依據 IEC 60255-3 之標準曲線定義為

$$t_r = \frac{TMS \cdot \beta}{\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1}$$

可由 ETAP 求得 Bus 8 上的短路故障電流為 12.067kA(I_{sc}) , 若設定電驛為反延時性, 則 $\alpha=0.02$, $\beta=0.14$ 代入下式:

$$TMS \leq \frac{\left(\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1\right) \times t_r}{\beta} \rightarrow \frac{\left(\left(\frac{12067}{800}\right)^{0.02} - 1\right) \times 0.2}{0.14} = 0.079674 \text{ (取 } 0.08)$$

將 Time Dial(亦即 TMS)設定為 0.08 , 將 t_r 代入下式可得出實際延遲時間:

$$t_r = \frac{TMS \times \beta}{\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1} \rightarrow \frac{0.08 \times 0.14}{\left(\frac{12067}{800}\right)^{0.02} - 1} = 0.200817$$

Relay8 實際延遲時間為:0.200817sec.

2. Relay 7 之設計流程需接續於 Realy 8 , 設計如下:

設定 Relay 8 之動作時間為 0.200817. , 考慮設 CTI=0.2 sec.

故 Relay 7 之動作時間預計需大於 $t_r' = 0.200817 + 0.2 = 0.400817$

$600 \times 1.25 = 750 \text{ A}$ 因此 CT 選 1000/5

$750/1000 = 0.75$ (取 0.8 In) 反推 $0.8 \times 1000 = 800 \text{ A} (I_p)$ ，又 I_{sc} 可

由 ETAP 求得 Bus 7 上的短路故障電流為 $13.793 \text{ kA} (I_{sc})$ ，代入下

式：

$$TMS \leq \frac{\left(\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1\right) \times t_r}{\beta} \rightarrow \frac{\left(\left(\frac{13793}{800}\right)^{0.02} - 1\right) \times 0.4}{0.14} = 0.167425 (\text{取 } 0.17)$$

將 TMS 設定為 0.17，將 t_r 代入下式可得出實際延遲時間：

$$t_r = \frac{TMS \times \beta}{\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1} \rightarrow \frac{0.17 \times 0.14}{\left(\frac{13793}{800}\right)^{0.02} - 1} = 0.406152$$

Relay7 實際延遲時間為：0.406152，Relay8 的延遲時間為

0.200817 sec.，故 CTI 為

$$0.406152 - 0.200817 = 0.204851, 0.205335 \geq 0.2$$

符合 CTI 之規範與原先之設定。

3. 同理，可以依序求出 Relay 6 與 Relay 5 的設計值如下：

Relay 6: TMS=0.26; $t_r=0.611$; CTI=0.204 > 0.2

Relay 5: TMS=0.37; $t_r=0.828$; CTI=0.217 > 0.2

以此類推，可以依此方式將主幹線上所有電驛之設定值求出。

4. 再者關注圖一中 Relay 13 之設計方式，Relay 13 為主幹線之分支線路，並連接至 Bus 5，故 Relay 13 應由 Relay 5 向下設計之。

Relay5 之動作時間為 0.828 sec.，設 CTI=0.2 sec.。

故 Relay13 之動作時間預計需大於 $t_r' = 0.828362 - 0.2 = 0.628362$ sec.

$600 \times 1.25 = 750$ A 因此 CT 選 1000/5

$750/1000 = 0.75$ (取 0.8 In)

反推 $0.8 \times 1000 = 800$ A (I_p)，又 I_{sc} 可由 ETAP 求得 Bus 13 上的短路故障電流為 15.42kA，代入下式：

$$TMS \leq \frac{\left(\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1\right) \times t_r}{\beta} \rightarrow \frac{\left(\left(\frac{15420}{800}\right)^{0.02} - 1\right) \times 0.6}{0.14} = 0.261266 (\text{取 } 0.27)$$

將 TMS 設定為 0.27，將 t_r 代入下式可得出實際延遲時間：

$$t_r = \frac{TMS \times \beta}{\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^\alpha - 1} \rightarrow \frac{0.27 \times 0.14}{\left(\frac{15420}{800}\right)^{0.02} - 1} = 0.620057$$

Relay5 實際延遲時間為:0.828362，Relay13 的延遲時間

為:0.620057，

$$0.828362 - 0.620057 = 0.208305, 0.208305 \geq 0.2$$

符合 CTI 之規範與原先之設定。

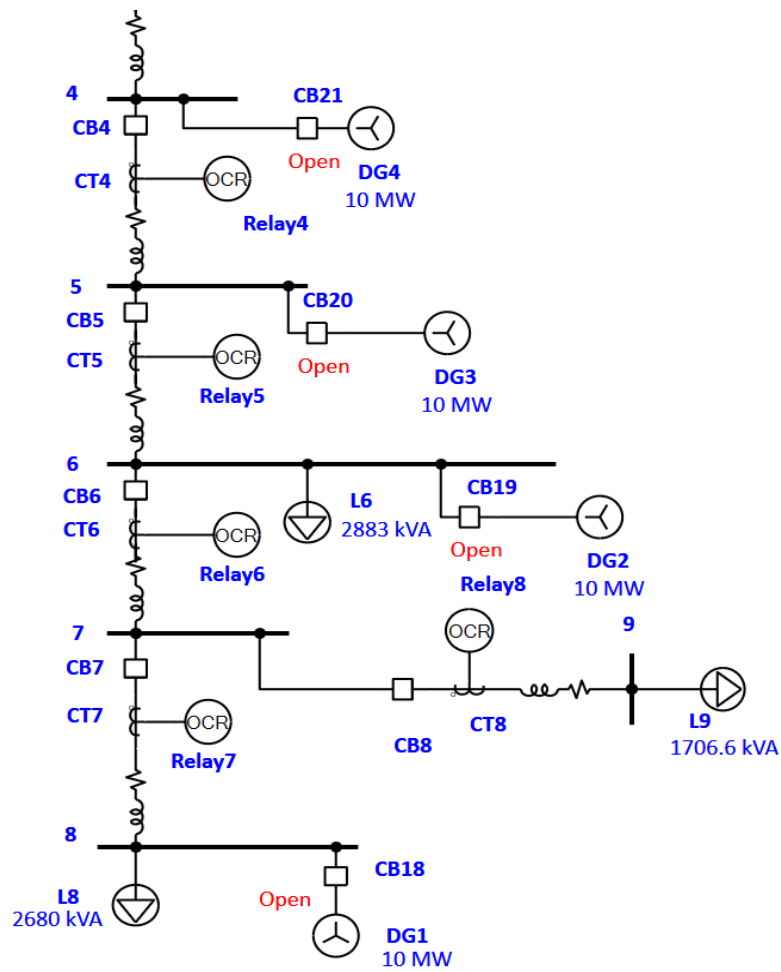
三、分散式電源(DERs)併網對電驛保護協調之影響

如前文所述，再生能源發電系統（RESs）的電力輸入可能影響配電網路（RDNs）的過電流電驛（OCR）的保護協調。圖二顯示了一個已經完整設計保護協調之饋線主幹線之部分區段，包括四個 DGs 以及五具配對有斷路器的過電流電驛。圖中斷路器 CB 18、CB 19、CB 20 和 CB 21 模擬分散式電源是否連接到電力配電系統。本計畫使用 ETAP 軟體進行模擬圖二中饋線之故障分析和 RESs 對電驛保護協調之影響分析。

假設圖二之系統根據事先的設計步驟進行保護協調計算，如表 1 所示。從表 1 中可以看出，電驛的 TMS 被設計為按值的順序排列。TMS 值越大，電驛的動作時間越長。因此，可以將具有較大 TMS 的 OCR 視為具有較小 TMS 的 OCR 的後衛保護。

表 1、RDN 的每個電驛的參數設置

線段	線段上對應之電驛	TMS	PCS (A)
4-5	Relay 4	0.37	800
5-6	Relay 5	0.26	800
6-7	Relay 6	0.17	800
7-8	Relay 7	0.08	800



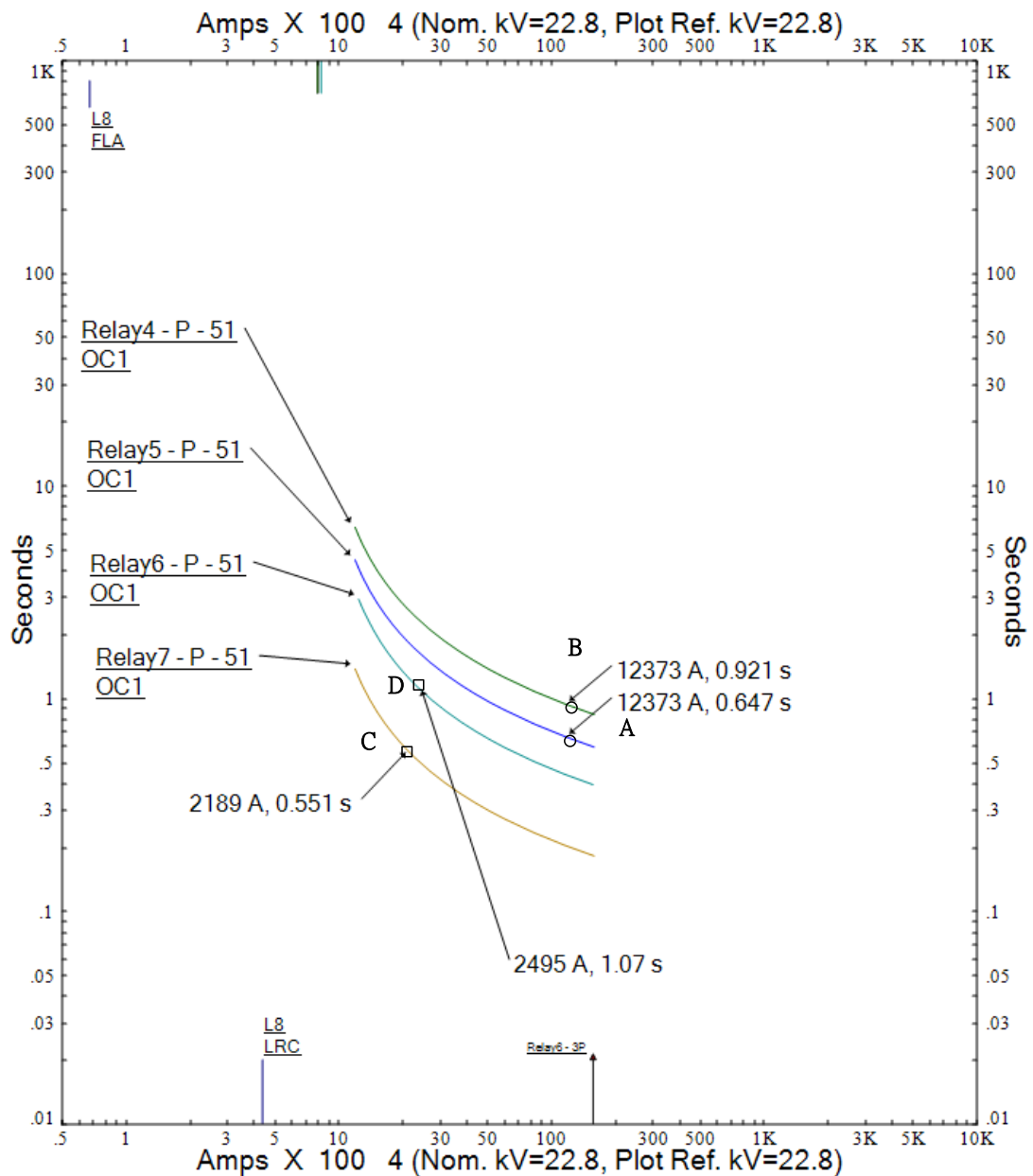
圖二、完整設計保護協調之饋線主幹線之部分區段

表 2、發生在 Bus 6 的故障時的故障電流分佈

Relay No.	無 DGs 併網之故障電流 (kA)	考慮 DG1 併網之故障電流 (kA)
4	12.373	12.373
5	12.373	12.373
6	0.792	2.495
7	0.484	2.189

表 2 顯示了在無 DG1 併網和 DG1 併網條件下，Bus 6 處的三相接地故障的故障電流分佈變化。從圖 1 中可以看出 DG1 位於饋線的

末端，表 2 顯示了流經 Relay 6 和 Relay 7 的故障電流增加的來源是位於該饋線 Bus 8 的分散式電源 DG1，由於 DG1 的併網，它將生成與電源電流相反方向的故障電流。因此，通過 Relay 6 和 Relay 7 的故障電流值將高於 DG1 未併網前的值，較高的故障電流將影響原始設計的保護協調機制。DG1 併網後於 Bus 6 處發生故障之保護協調曲線可由 ETAP 軟體模擬繪出，如圖三所示。圖中由於 Relay 4 和 Relay 5 的動作時間將不會改變，分別為 0.921 秒和 0.647 秒，如 B 點和 A 點所示。然而，當 DG1 併網後，流經 Relay 6 和 Relay 7 的故障電流值變得更高，因此 Relay 6 和 Relay 7 的動作時間可以計算為分別為 1.07 秒和 0.551 秒，如 D 點和 C 點所示。根據計算的動作時間，電驛 4~7 的動作順序將改為 Relay 7、Relay 5、Relay 4 和 Relay 6，這導致原始的保護協調失序。簡而言之，當 Bus 6 發生故障時，Relay 5 應該跳脫斷路器，但由於 DG1 併網後，實際上 Relay 7 卻先動作，這導致了保護協調的失序。



圖三、DG1 併網 Bus 6 發生故障時對保護協調的影響原因

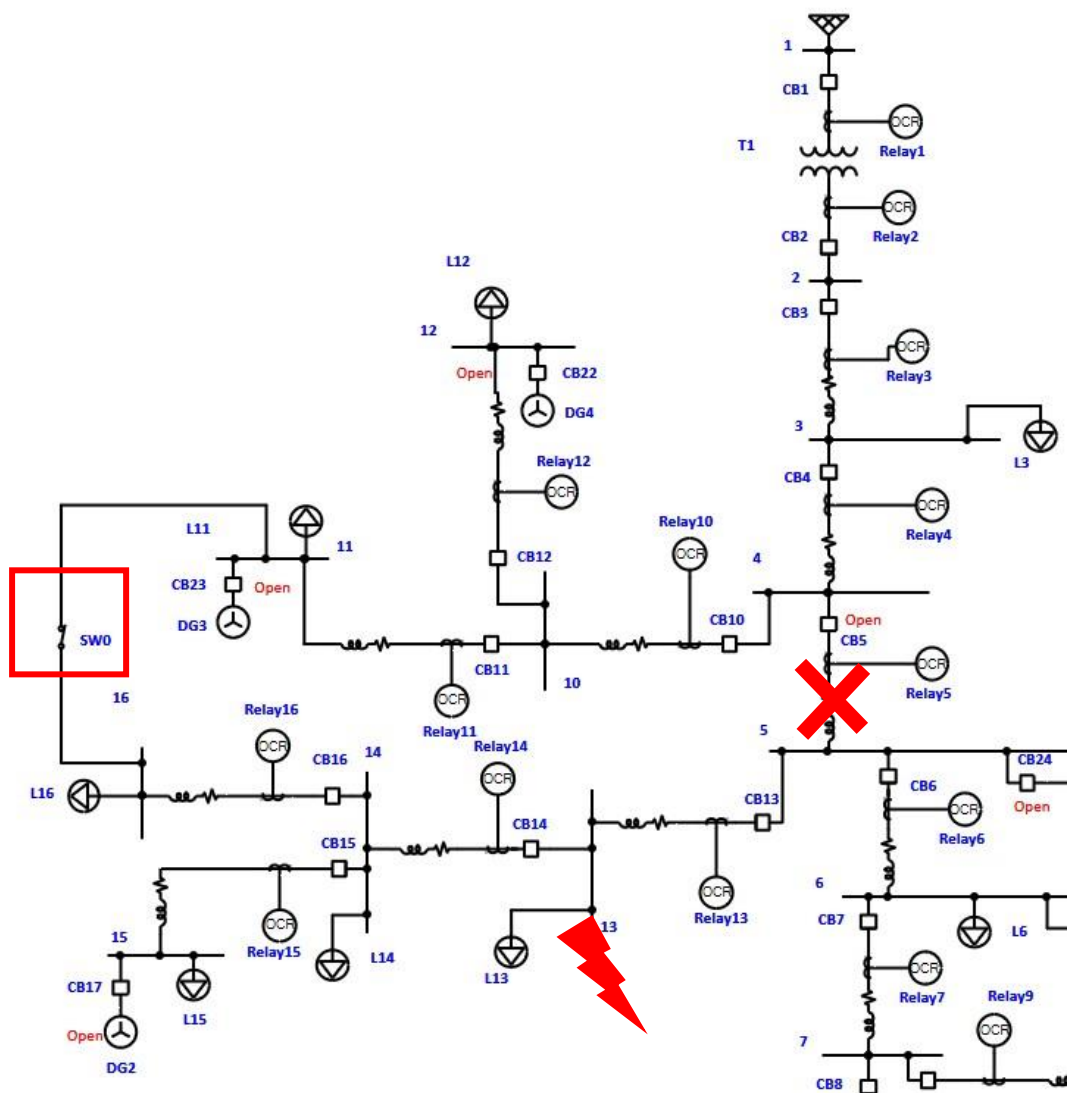
四、饋線轉供後電驛設定策略探討

配電線路末端常存在有互連開關(tie switch)，作為兩條獨立饋線電力轉供之用途。獨立饋線轉供後，被轉供饋線上既有之負載將轉由另一條饋線進行供電，被轉供饋線上既有的保護電驛參數設定值

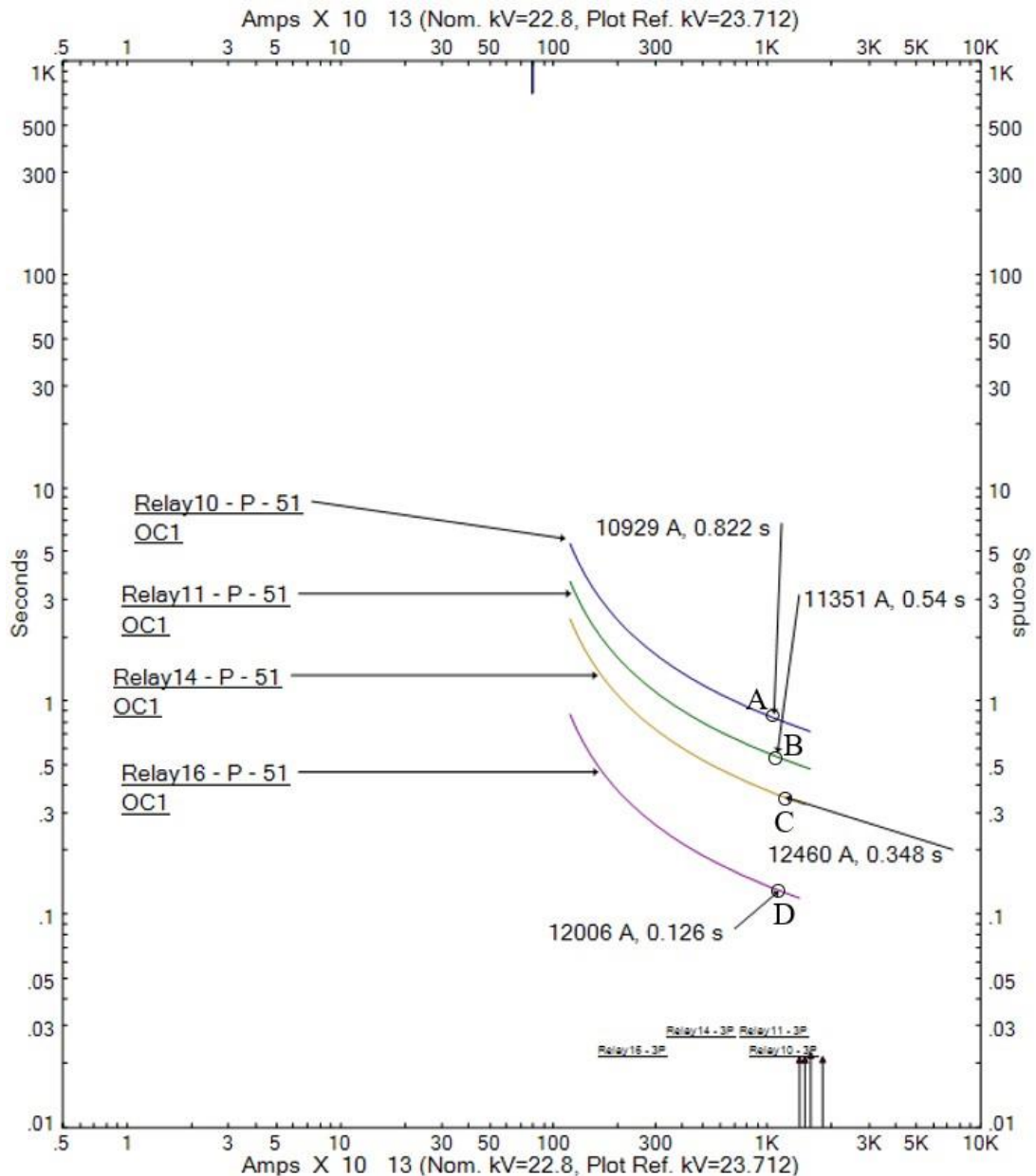
須進行適當的調整，並與供電饋線進行協調。否則，容易因故障始動電流設定值不同，一旦供電線路發生故障造成保護電驛出現錯誤動作，造成不必要的大範圍停電事故。

圖四為一個已經完整設計保護協調之配電系統部分線路示意圖，當系統於 Bus 4 ~ Bus 5 之間已因先前的故障導致 CB 5 跳脫，線路運轉人員已將 Bus 16 ~ Bus 11 之間的饋線聯絡開關(SW0)投入。若今圖四 Bus 13 再度發生故障事故，依照供電方向性來說，理應由 Relay 14 先行動作，再由 Relay 16 擔任其後為保護電驛。本計畫利用 ETAP 軟體進行分析，繪出故障點周圍電驛之保護協調曲線，如圖五所示。圖五中不難看出故障點周圍之電驛動作順序為 Relay 16(動作時間 0.126 sec.)、Relay 14(0.348 sec.)、Relay 11(0.54 sec.)、Relay 10 (0.822 sec.)，分別依序標記為 D、C、B、A 四點，由此結果得知，Relay 16 較 Relay 14 早進行跳脫動作，使得原本的保護協調機制失序。

本計畫建議設計策略為在 Tie-line 投入前，各饋線之保護電驛設計之初，應先行評估鄰近饋線可能經由 Tie-line 轉供之負載量與保護電驛個數，可先行進行模擬分析。建議個饋線末端之保護電驛動作時間設定值應予以提高，以利鄰近饋線轉供後，被轉供饋線上電驛 TMS 參數與供電線路之協調。



圖四、完整設計保護協調之配電系統部分線路



圖五、饋線轉供後保護電驛反時性動作曲線圖

五、饋線電驛設定最佳化策略與模型

本計畫中將電驛保護協調問題設定為一個最佳化問題，並以最小化所有保護電驛動作時間之總和為目標函數。電驛動作時間取決於其對於一故障電流的 PCS 和 TMS。為了獲得適當的 PCS 和 TMS

參數值，以及合理協調所有電驛動作的 CTI，將是一項具有挑戰性的任務 [18-19]。為簡化保護協調優化問題，本文將假設 PCS 已經給定並經過了相當嚴謹的設計和計算過程。最佳化電驛保護協調問題其目標函數表達為：

$$\text{Minimize } Obj_F = \sum_{k=1}^{TN} \sum_{j=1}^{FN} \sum_{i=1}^{SN} W_{i,j}^k \times TMS_i \quad (1)$$

$$W_{i,j}^k = \frac{\beta_i}{\left(\frac{If_{i,j}^k}{PCS_i} \right)^{\alpha_i} - 1} \quad (2)$$

其中

- Obj_F : 目標函數，由特定的 Relay 動作時間累計加總而得
- $W_{i,j}^k$: 第 k 個追蹤路徑中第 j 個故障發生時 Relay i 的權重參數
- i : relay 編號值
- j : 故障位置編號值
- k : 追蹤路徑編號值
- FN : 故障位置總數
- TN : 追蹤路徑總數
- SN : 追蹤路徑中 relay 總數
- TMS_i : relay i 的 TMS 設定值.
- PCS_i : relay i 的已知 PCS 設定值
- $If_{i,j}^k$: 在第 k 個追蹤路徑中第 j 個故障發生時流經 Relay i 的故障電流 i
- α_i, β_i : 第 i 個 Relay 之標準反延時型參數設定值[4]

協調時間間隔 (CTI) 是主保護電驛和後衛保護電驛之間的操作時間差。當電力系統中所有主保護電驛和後衛保護電驛的 CTI 在一個限制值或可允許的範圍值內時，表示各個保護電驛間協調良好，CTI 值通常介於 0.2 sec. ~ 0.4 sec. 之間。CTI 的評估及其限制在方程式(3)和(4)中清楚描述。然後，TMS 值的選擇將取決於所選電驛的品牌和型號，並且還存在其上限和下限的限制，如方程式(5)所示。

$$CTI_{i,j}^k = t_{i_b,j}^k - t_{i_p,j}^k \quad (3)$$

$$CTI^{min} \leq CTI_{i,j}^k \leq CTI^{max} \quad (4)$$

$$TMS^{min} \leq TMS_i^k \leq TMS^{max} \quad (5)$$

六、求解方法-改良式粒子群優化演算法

本研究提出一個改良式粒子群優化演算法(MPSO)，其具有可自動調整之區域自我認知和群體運作機制 (Adaptive Self-cognition and Society Operation Scheme, ASSOS)，說明如下：

(一) 簡易的區域自我認知和群體運作機制 (Simple Self-cognition and Society Operation Scheme, SSSOS)

在 PSO 的原始模型中，速度 v 將控制粒子運動的方向和距離，可以分為以下三種操作模式[21-23]，為了區分，這裡稱之為簡單自我認知和群體運作機制 (SSSOS)。

(1) 自我認知操作模式

$$v_i^{(g+1)} = v_i^{(g)} + C_1 \cdot rand_1 \cdot (pbest_i^{(g)} - p_i^{(g)}) \quad (6)$$

(2) 群體運作模式

$$v_i^{(g+1)} = v_i^{(g)} + C_2 \cdot rand_2 \cdot (gbest_i^{(g)} - p_i^{(g)}) \quad (7)$$

(3) 混合操作模式

$$v_i^{(g+1)} = v_i^{(g)} + C_1 \cdot rand_1 \cdot (pbest_i^{(g)} - p_i^{(g)}) + C_2 \cdot rand_2 \cdot (gbest_i^{(g)} - p_i^{(g)}) \quad (8)$$

可以使用上述方程式逐漸接近 pbest 和 gbest 來計算某個速度。
 下一次迭代的粒子位置（解空間中的搜索點）可以通過以下方程式
 進行修改：

$$p_i^{(g+1)} = p_i^{(g)} + v_i^{(g+1)} \quad (9)$$

(二) 自適應式區域自我認知和群體運作機制 (ASSOS)

在 SSSOS 中，選擇適當的自我認知和群體運作的權重因子 C_1 與 C_2 對於 PSO 來說是一個難題，且因應問題的不同則需要有不同的設定方式。本計畫提出了自適應式區域自我認知和群體運作機制，以解決的這個參數設定的困難。ASSOS 方案的具體操作如下：

(1) 程式執行時須記錄上一次疊代過程中每個粒子產生時所使用的
 操作機制。有三種操作機制：自我認知、群體運作和混合運作。

(2)按順序選擇一個粒子繼續產生下一代新粒子，根據

- (a) 如果 $\text{rand}_1 < P_1^{(g)}$ 且 $\text{rand}_2 < P_2^{(g)}$:既不執行自我認知也不執行群體運作過程；
- (b) 如果 $\text{rand}_1 \geq P_1^{(g)}$ 且 $\text{rand}_2 < P_2^{(g)}$:僅執行自我認知過程；
- (c) 如果 $\text{rand}_1 < P_1^{(g)}$ 且 $\text{rand}_2 \geq P_2^{(g)}$:僅執行群體運作過程；
- (d) 如果 $\text{rand}_1 \geq P_1^{(g)}$ 且 $\text{rand}_2 \geq P_2^{(g)}$:執行混合運作過程。

$P_1^{(g)}$:自我認知的控制參數，初始值為 $P_1^{(0)} = 0.5$ ，且 $0 \leq P_1 \leq 1$ 。

$P_2^{(g)}$:社會過程的控制參數，初始值為 $P_2^{(0)} = 0.5$ ，且 $0 \leq P_2 \leq 1$ 。

一直重複上述的過程，直到處理完所有父代粒子為止，亦將產生一批下一代新粒子群。圖六顯示了 PSO 中自我認知、群體和混合運作之間的初始關係，以相等的初始機率生成下一代粒子。如果自我認知的隨機數 (rand_1) 或社會的隨機數 (rand_2) 小於相對應的控制參數，則相關的程序將不被執行。自我認知操作在 PSO 中將比較重要，因為突變可以探索新的區域。假設搜索非常接近局部或區域最佳解，那麼在下一代中缺少關鍵的適當粒子的情況下，自我認知可能需要有較大的主導權。由於所有程序都是隨機操作的，很難預測哪一種會有比較好的表現。

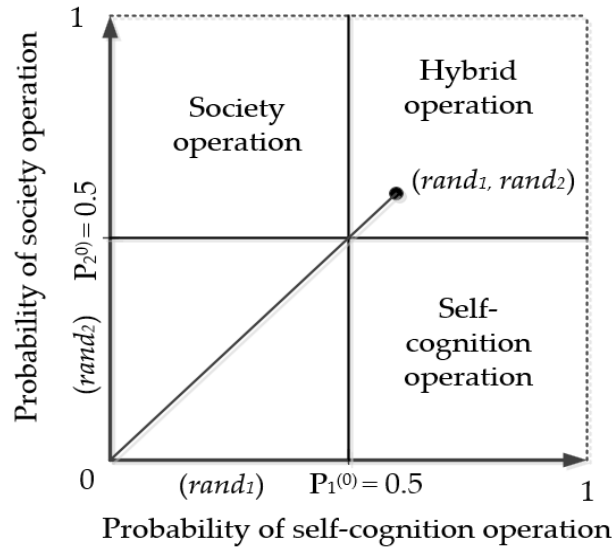
(3)依據各個粒子之適合度高低在搜索過程中可規劃一種競爭機制，如果當前最佳粒子來自混合過程，則這個過程更有可能生成下一次疊代的更好解，因此必須通過降低 $P_1^{(g)}$ 和 $P_2^{(g)}$ 來擴大機率，使混合過程的區域變得更大。

如果第 $g-1$ 代的最佳適合度大於第 g 代，即 $\text{Fitness}_{\min}^{(g-1)} > \text{Fitness}_{\min}^{(g)}$ ，並且第 g 代是來自混合過程，則兩個控制參數都將被增加。

$$P_1^{(g+1)} = P_1^{(g)} + D_1 = P_1^{(g)} + \left(\frac{K_1}{g_{max}} \right) \quad (10)$$

$$P_2^{(g+1)} = P_2^{(g)} + D_2 = P_2^{(g)} + \left(\frac{K_2}{g_{max}} \right) \quad (11)$$

K_1 和 K_2 是調節因子，一般情況下， $K_1 < K_2$ ，而 g_{max} 是最大疊代次數。



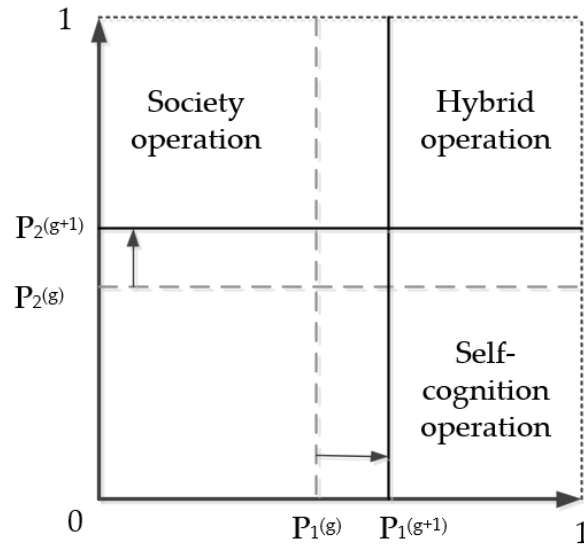
圖六、ASSOS 中自我認知、社會和混合操作的初始機率圖

圖七顯示了混合操作區域機率的降低，亦即是代表了其他兩種程序更有可能產生成更好的粒子後代。兩個控制參數必須增加以增加其他兩種程序的機率。如果第 $g-1$ 代的最佳適合度小於等於第 g 代，即 $Fitness_{min}^{(g-1)} \leq Fitness_{min}^{(g)}$ ，並且 g 代來自混合操作，則控制參數將按以下方式減小

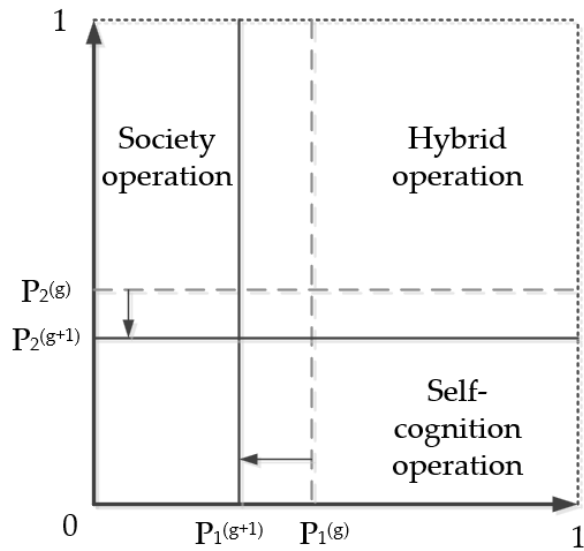
$$P_1^{(g+1)} = P_1^{(g)} - D_1 = P_1^{(g)} - \left(\frac{K_1}{g_{max}} \right) \quad (12)$$

$$P_2^{(g+1)} = P_2^{(g)} - D_2 = P_2^{(g)} - \left(\frac{K_2}{g_{max}} \right) \quad (13)$$

圖八顯示了混合操作區域機率的增加，亦即是代表了其他兩種程序的機率相對降低。



圖七、減少混合操作機率的變化

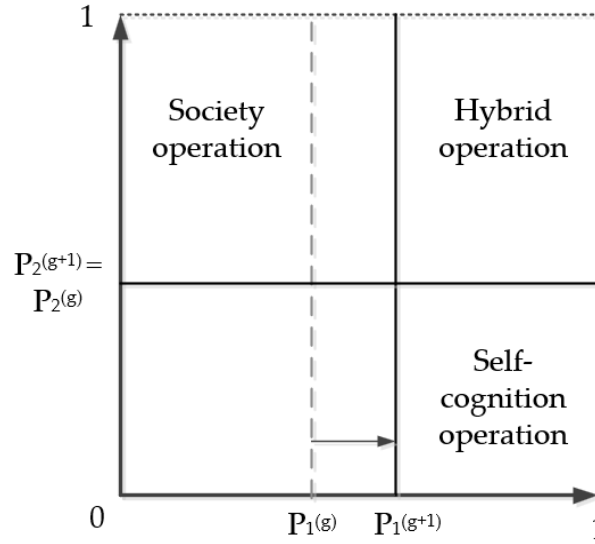


圖八、增加混合操作機率的變化

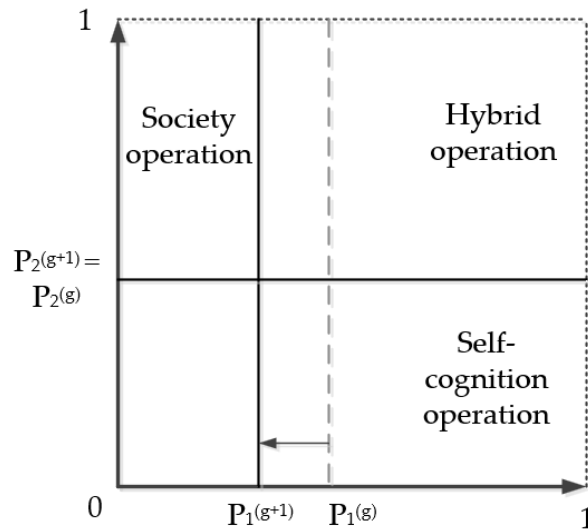
(4) 如果第 $g-1$ 代解的最佳適合度大於第 g 代，即

$Fitness_{min}^{(g-1)} > Fitness_{min}^{(g)}$ ，並且僅來自自我認知過程，則須使用式

(10) 增加控制參數 P_1 。相反地，如果 $Fitness_{min}^{(g-1)} \leq Fitness_{min}^{(g)}$ 來自自我認知，則通過使用式 (12) 減小控制參數 P_1 。在這種情況下，控制參數 P_2 固定。自我認知的概率變化如圖九和圖十所示。



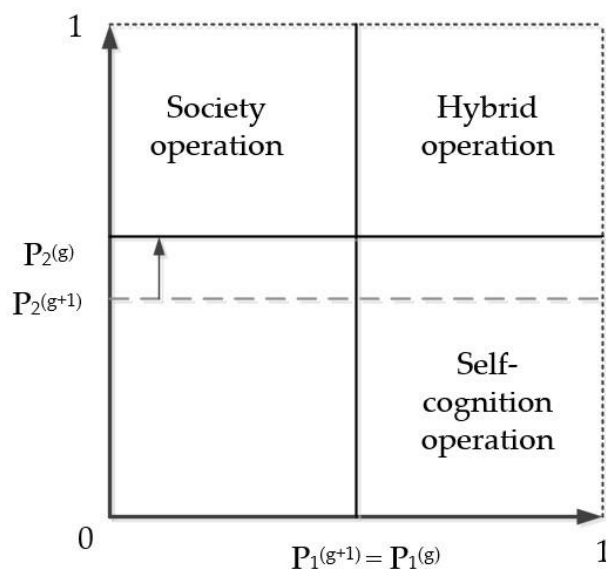
圖九、減少自我認知操作機率的變化圖



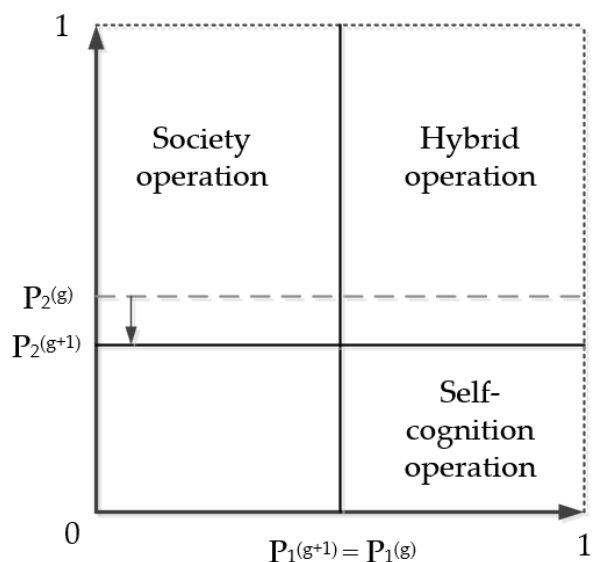
圖十、增加自我認知操作機率的變化圖

(5) 如果第 $g-1$ 代解的最佳適合度大於第 g 代，即 $Fitness_{min}^{(g-1)} > Fitness_{min}^{(g)}$ ，並且僅來自群體運作機制，則須使用式

(11) 增加控制參數 P_2 。相反地，如果 $Fitness_{min}^{(g-1)} \leq Fitness_{min}^{(g)}$ 來自群體運作機制，則通過使用式 (13) 減小控制參數 P_2 。在這種情況下，控制參數 P_1 固定。自我認知的機率變化如圖十一和圖十二所示。



圖十一、減少群體運作機率的變化



圖十二、增加群體運作機率的變化

要再次說明的是三個機制的運作都是依據 MPSO-ASSOS 求解

的過程中，前後世代粒子適合度變化來自行調整，無須費心挑選設定值的大小。

七、粒子的產生與 TMS 初始化的程序

粒子產生是 PSO 的第一個步驟，本計畫中 MPSO-ASSOS 將被用來結合非線性規劃的概念，並應用於求解每個電驛的 TMS 參數設定。首先，必須確定系統中的保護協調追蹤路徑，必須按照主電驛和後衛電驛的順序將路徑上的電驛編排，可以得到一組電驛編號之集合。例如，在圖二中可以確定兩條追蹤路徑，如 Path1: { 4 5 6 7 } 和 Path2: { 6 9 }。Path1 可以稱為主饋線，Path2 為主饋線的分支線路。

(一)主饋線上電驛的 TMS 估算

以主饋線路徑集合為例，路徑： $\{x y z\}$ ，最後的電驛編號 z 可以被選為保護協調的起點，其動作時間可以被設定為電力法規允許的最小值，如 0.2 秒。這個電驛可以被視為主要電驛，因為假定故障電流和 PCS 已經給定，然後可以使用以下方式計算其 TMS 為

$$TMS_z = t_z^k / W_{z,j}^k \quad (14)$$

其中 t_z^k 是起點電驛的預設動作時間。然後，上游(後衛)電驛 y 的 TMS (TMS_y) 將可以被估算為

$$UPB_y = \frac{t_z^k + CTI^{max}}{W_{y,j}^k} \quad (15)$$

$$LOWB_y = \frac{t_z^k + CTI^{min}}{W_{y,j}^k} \quad (16)$$

$$TMS_y = \text{random}(UPB_y, LOWB_y) \quad (17)$$

其中， UPB_y 是 TMS_y 的上限， $LOWB_y$ 是下限，當上下限值確定後，可利用式(15)將電驛 y 之 TMS_y 在上下限範圍中產生一隨機值，電驛 y 的動作時間 t_y^k 可以通過以下方式找到：

$$t_y^k = W_{y,j}^k \times TMS_y \quad (18)$$

由於電驛 x 是電驛 y 的下一個上游（備用）保護，可以根據方程式(15)~(18)之流程計算出 TMS_x ，只要這些方程中的下標 y 更改為 x 。

(二)分支線路中電驛 TMS 的估算

在設計主饋線的電驛參數之後，接下來可以估算從主饋線分支出來的分支線路上的電驛 TMS 參數。考慮在上述追蹤路徑，並假設分支路徑的集合為 $\{y w\}$ 。這個路徑意味著電驛 w 位於從電驛 y 後分支的分支線上。只要將方程式(15)和(18)中的標誌 y 更改為 w ，並估算上下限，就可以評估電驛 w 的 TMS 和動作時間。

$$UPB_w = \frac{t_y^k - CTI^{min}}{W_{w,j}^k} \quad (19)$$

$$LOWB_w = \frac{t_y^k - CTI^{max}}{W_{w,j}^k} \quad (20)$$

在估算系統中所有電驛的 TMS 設定值之後，它們可以作為可能解的組合（一個粒子），並用於在 PSO 和 MPSO-ASSOS 中計算下一代解的基礎。

八、粒子適合度之評估

每個粒子之適合度可以透過式(21)~(23)之定義求得，每個粒子之適合度與公式(1)之電驛累積運轉時間總合目標函數，以及式(4)~(5)之限制式有關。本計畫中電驛保護協調問題的適合度函數定義為

$$Fitness = \frac{1}{\rho \cdot OBJ_F + \varepsilon \cdot PUNF^{TMS} + \mu \cdot PUNF^{CTI}} \quad (21)$$

$$PUNF_i^{TMS} = \begin{cases} 0 & , \quad TMS^{min} \leq TMS_i^k \leq TMS^{max} \\ P_1 & , \quad otherwise \end{cases} \quad (22)$$

$$PUNF_i^{CTI} = \begin{cases} 0 & , \quad CTI^{min} \leq CTI_{i,j}^k \leq CTI^{max} \\ P_2 & , \quad otherwise \end{cases} \quad (23)$$

其中

$PUNF^{TMS}$: 每個粒子的所有電驛的 TMS 懲罰因子的總和。

$PUNF^{CTI}$: 每個粒子的所有電驛的 CTI 懲罰因子的總和。

ρ, ε, μ : 比例常數。

$PUNF_i^{TMS}$: 電驛 i 的 TMS 懲罰因子。

$PUNF_i^{CTI}$: 電驛 i 的 CTI 懲罰因子。

P_1 : 當 TMS 值違反邊界時，電驛 i 的 TMS 懲罰值設置
: 為大於 10^3 。

P_2 : 電驛 i 的 CTI 懲罰值也設置為大於 10^3 。

參、主要發現與結論

一、 案例測試說明

本計畫所提出的 MPSO-ASSOS 演算法將應用一個 16 Bus 之配電系統上進行模擬。測試系統的結構如圖十三所示，其具有一個主變壓器 161 kV/22.8 kV、50 MVA、採 Wye-Delta 連接，十六個負載匯流排，以及五個分散式電源的整合。主變電所包括一個。分散式發電和負載數據在表 3 和表 4 中顯示。由 MPSO-ASSOS 解決的最佳保護協調問題使用 MATLAB 2023 進程式撰寫，並應用 ETAP 軟體建構此一測試系統並進行故障電流之計算與電驛保護協調之模擬。所有程式在一台搭載 Intel Core i7-10510U 2.3 GHz CPU 和 16.0 GB RAM 的個人電腦上執行。

表 3、16Bus 系統併聯之分散式電源(DG)之數據

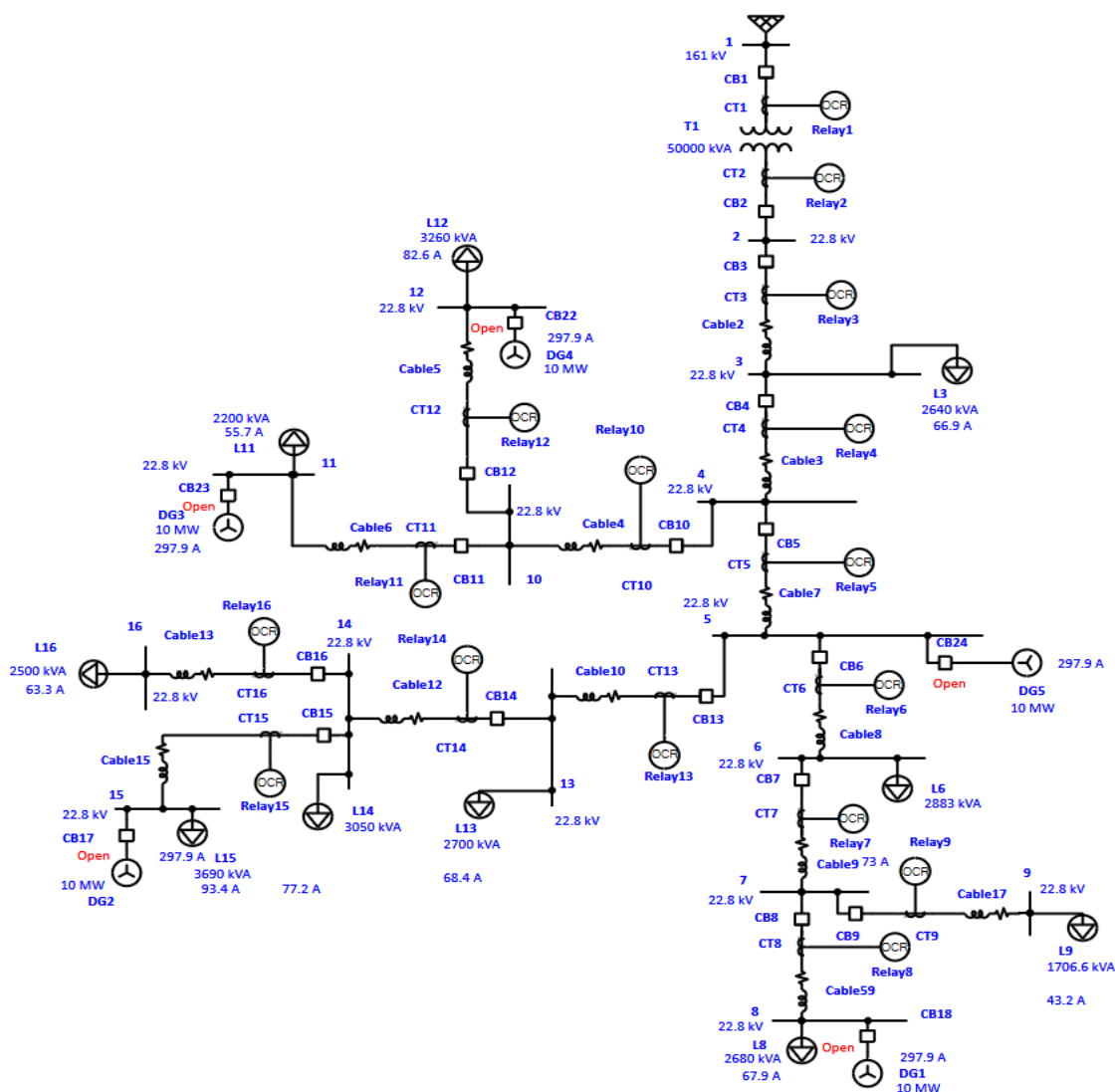
DG	Installed location bus	Installed capacity (MW)	Generation power (MW)
1	8	10	6
2	15	10	5
3	11	10	4
4	12	10	5
5	5	10	5

表 4、16Bus 系統的負載資料

Bus	Percentage of Load Type		Lumped load	
	Constant	Constant	Active	Reactive
	kVA %	Z %	power (kW)	power (kVAR)
3	100	0	2244	1391
6	100	0	2652	1130
8	0	100	2412	1168
9	0	100	1680	300
11	100	0	1870	1159
12	100	0	2771	1717
13	0	100	2295	1422
14	100	0	2592	1607
15	0	100	3395	1446
16	100	0	2125	1317
Total			24036	12657

表 5、分散式電源 (DGs) 運轉狀態

Statues (Condition)	DGs ON	DGs OFF	DGs Power Injection (MW)
1	None	1-5	0
2	1-5	None	25
3	2-5	1	19
4	1,2,3,5	4	20
5	2-4	1,5	19
6	1,3,5	2,4	15
7	1,3	2,4,5	10
8	2,5	1,3,4	10



圖十三、測試案例之 16 Bus 配電系統網路架構圖

二、模擬結果與討論

(一)協調追蹤路徑的確定

圖九所示的測試配電系統結構，可以對協調追蹤路徑進行調查和排列，如表 6 所示，該表列出了十五條追蹤路徑。除了用作估算每個電驛的 TMS 的初始解之外，每個路徑中列舉的兩個相鄰電驛還描述了主電驛和後衛電驛之間的連接關係。因此，這兩個電驛之間

的動作時間差異即為 CTI 值。

表 6、16 Bus 測試系統選用之追蹤路徑

Path	List of Relay No. (依饋線之連接性依序排列)
1	1, 2
2	1, 2, 3
3	1, 2, 3, 4
4	1, 2, 3, 4, 5
5	1, 2, 3, 4, 5, 6
6	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
7	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8
8	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9
9	4, 10
10	4, 10, 11
11	4, 10, 12
12	5, 13
13	5, 13, 14
14	14, 15
15	14, 16

(二)電驛始動時間最小化

本計畫提出的 MPSO-ASSOS 和 PSO 原始模型將應用於求解包含 DG 併聯供電的保護協調最佳化問題，這兩種方法同時應用於求解上述 16 Bus 系統保護電驛的 TMS 參數調整。根據表 6 中所列之追蹤路徑依據式(1)計算總電驛動作時間作為目標函數，並可藉以評估 PSO 中各粒子之適合度。表 8 顯示了在不同數量的 DG 集成條件下，由 PSO 和 MPSO-ASSOS 優化的最佳 TMS 設置值評估的協調跟踪路徑中電驛的總動作時間。可以從數據中發現，隨著集成 DG 數

量的增加，故障電流的分佈會發生變化。逆向故障電流使原始故障電流減小，必須向下修訂電力電驛的 TMS，縮短電力電驛的動作時間，從而減少總動作時間；反之，若故障電流使原始故障電流增加，為了保持電驛間之協調必須上調 TMS 值。下表中之結果為在不同的 DG 數量情況下執行 30 次程式後收斂解的平均值，每次進行 100 次疊代，每次使用 160,000 個粒子。很明顯，MPSO-ASSOS 具有優於 PSO 之搜索能力，可以求得較短總電驛動作時間之適當 TMS 參數組合。

表 7、在不同 DG 數量下的總電驛動作時間比較

Quantity of DGs integrated	Total DG Injection Power (MW)	PSO (sec.)	MPSO-ASSOS (sec.)
0	0	30.75	30.31
2	10	29.43	28.65
3	15/19	33.15/32.95	29.65/29.10
4	19/20	29.32/29.51	28.99/29.10
5	25	29.57	28.74

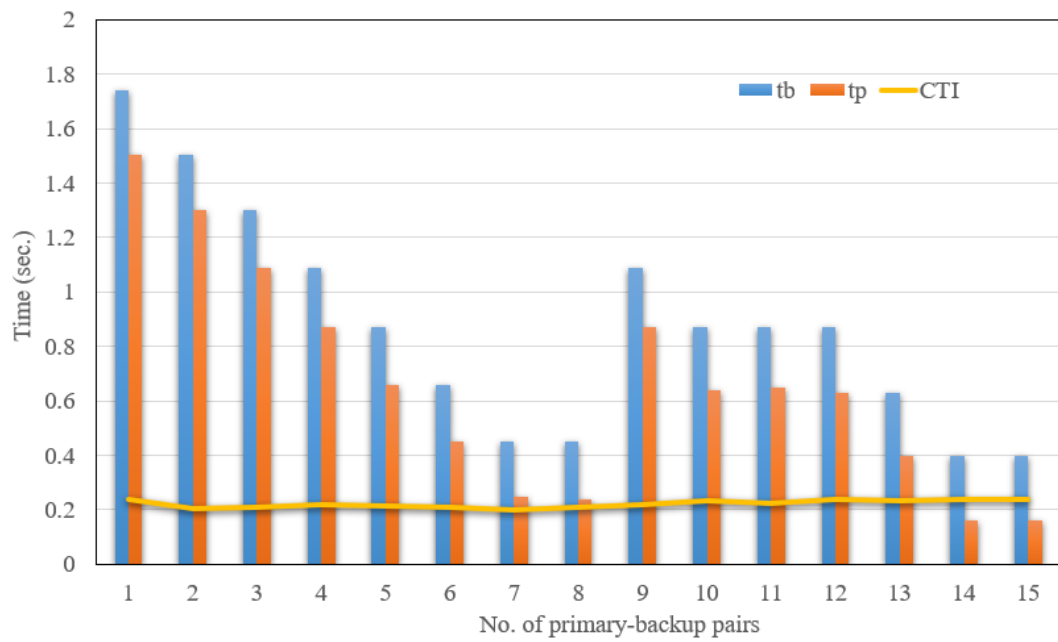
(三)最佳 TMS 設定及對應的 CTI 變化

在本研究中所有的 OCR 皆假設為數位式之電驛，正如前面提到的，每個電驛的 PCS 亦假定是預先設定值不作調整。表 8 所示為在每個不同的 DG 併聯運轉狀態下(參閱表 5 所列之併聯運轉狀態)由 MPSO-ASSOS 求解所得之 OCR 最佳 TMS 設置。

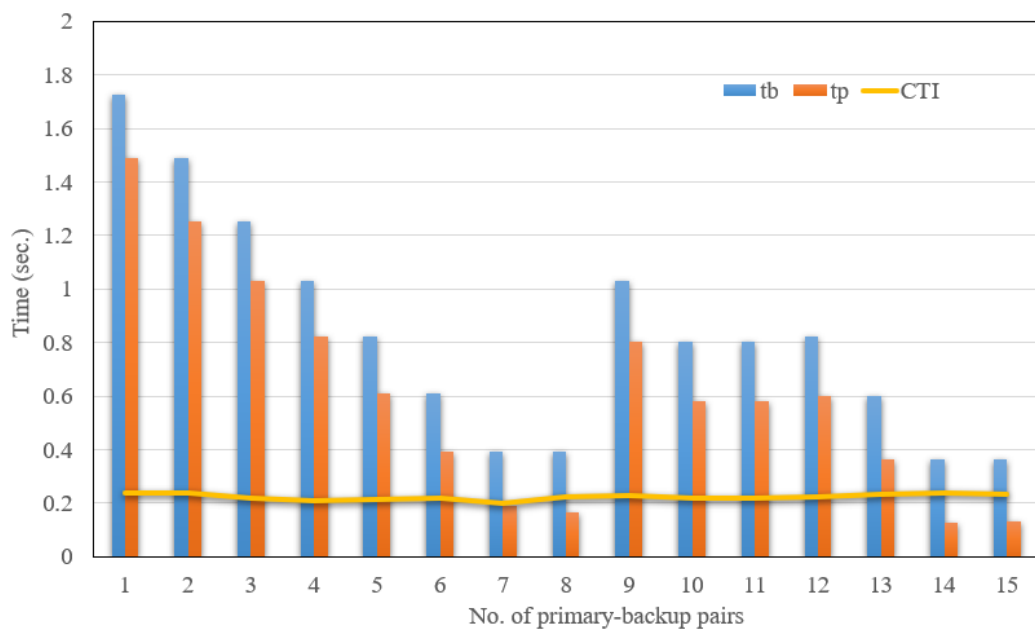
表 8、OCR 的最佳 TMS 設定

Relay	Condition				
	1	2	3	5	8
1	0.1098	0.3542	0.3219	0.3116	0.2669
2	0.5473	0.5414	0.5326	0.5708	0.5774
3	0.5856	0.5636	0.5601	0.6099	0.6244
4	0.4797	0.4539	0.4539	0.4965	0.5070
5	0.3751	0.3736	0.3769	0.4206	0.4167
6	0.2752	0.2802	0.2801	0.3181	0.3165
7	0.1918	0.1815	0.1815	0.2222	0.2222
8	0.0990	0.0817	0.0731	0.1081	0.1222
9	0.0954	0.0729	0.0703	0.1080	0.1272
10	0.3771	0.3726	0.3721	0.3538	0.4069
11	0.2697	0.2670	0.2676	0.2624	0.3086
12	0.2755	0.2696	0.2727	0.2603	0.3126
13	0.2673	0.2804	0.2857	0.2776	0.2771
14	0.1652	0.1664	0.1771	0.1716	0.1690
15	0.0667	0.0582	0.0767	0.0755	0.0694
16	0.0658	0.0591	0.0763	0.0739	0.0768

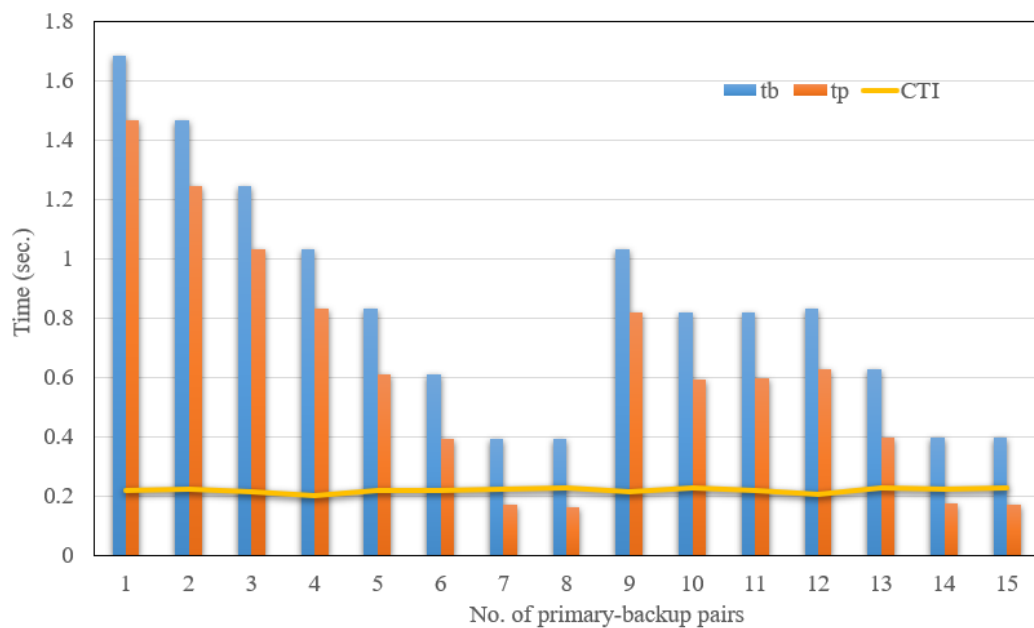
對於表 5 中提到的不同 DG 併網數量狀況下，主/後衛保護電驛對的動作時間及其 CTI 分析如圖十四~十八所示。圖中的符號 t_b 和 t_p 分別是各個故障點後衛電驛和主電驛的動作時間，而 CTI 可以透過 t_b 減去 t_p 來評估之。需要注意的是，圖十七和圖十八中主/後衛保護電驛對 9 和 12 呈現協調失序情況，其因為流經後衛保護的故障電流較大，導致 CTI 大於 0.24，其餘情況下可由各圖顯示 CTI 皆可調整介於 0.2 和 0.24 秒之間。



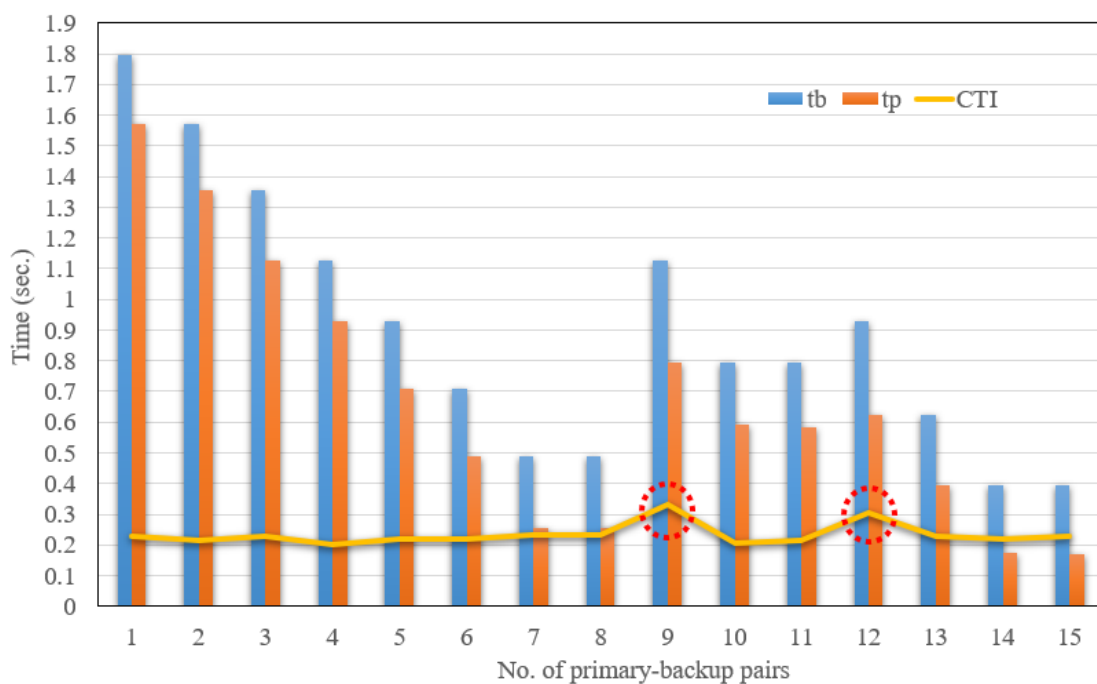
圖十四、無 DG 併網時(Condition 1)下主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



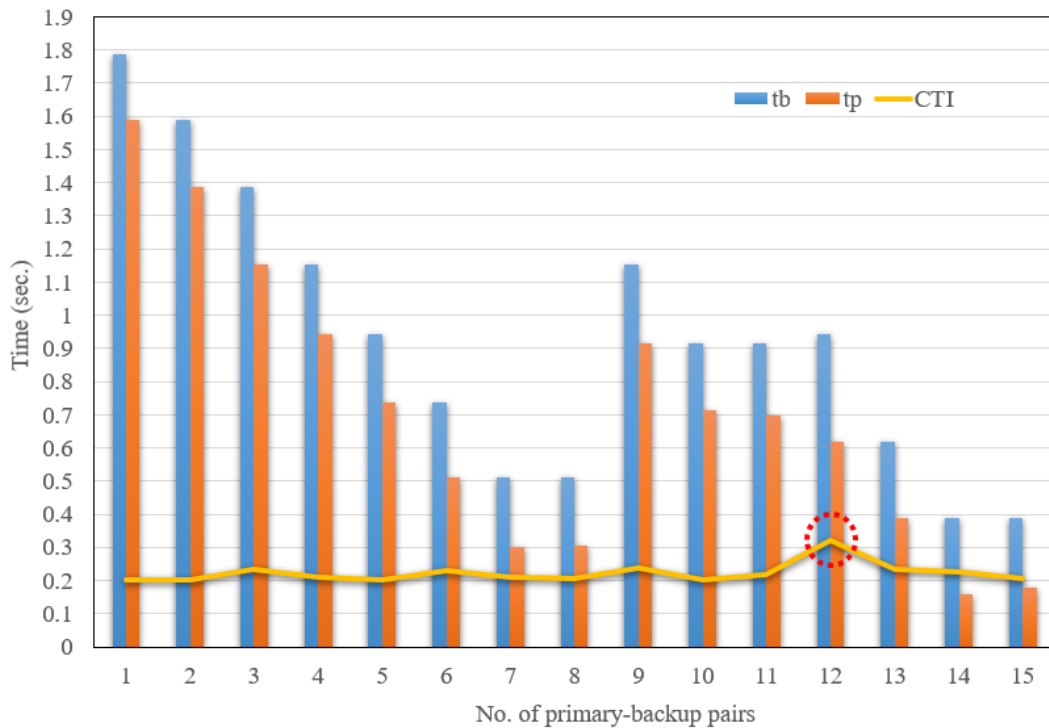
圖十五、五部 DG 併網時(Condition 2)主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



圖十六、四部 DG 併網時(Condition 3)主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



圖十七、三部 DG 併網時(Condition 5)主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



圖十八、三部 DG 併網時(Condition 8)主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖

(四)最佳 TMS 與 PCS 參數設計

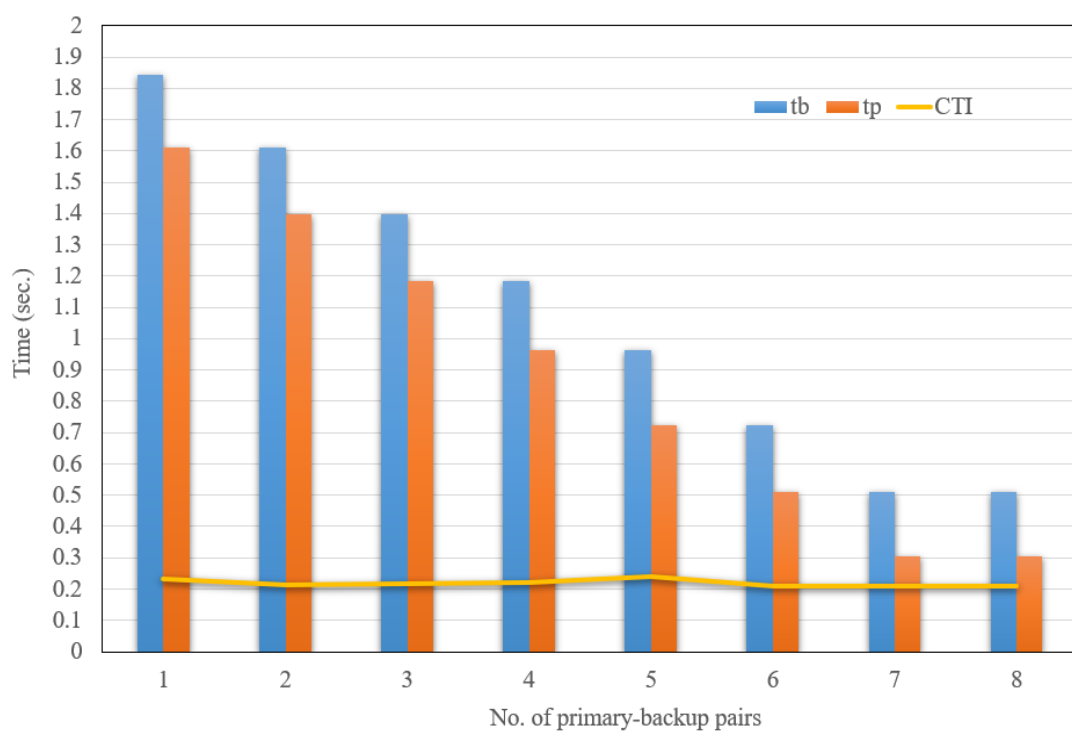
在上述 16 Bus 測試案例中，可以發現以單獨對於 TMS 參數進行最佳化時，會有少數無法完成保護協調的狀況，故本計畫續增加最佳化的參數，亦即將各個保護電驛之 PCS 參數以同時納入考慮。因此在本小節中將同時應用 MPSO-ASSOS 求解圖十三之 16 Bus 測試系統上每個保護電驛上之 TMS 與 PCS 參數，而兩個參數之間的關係請參見方程式(1)、(14)、(18)所示，在此不再贅述。為了簡化起見，在此直接針對表 5 中 Condition 2 包含有 5 部 DG 同時注入系統之狀況，總注入實功量為 25 MW，圖十三系統上所有的參數皆不變。經過 MPSO-ASSOS 求解後，可得表 9 之最佳化 TMS 與 PCS 參數值。

表 9 中不難發現此一組合的設定值將未特別標示是針對何種 Condition 的最佳解，但此一組合解將能適用在所有 DG 併網組合並考慮在系統故障發生在任何一个匯流排。

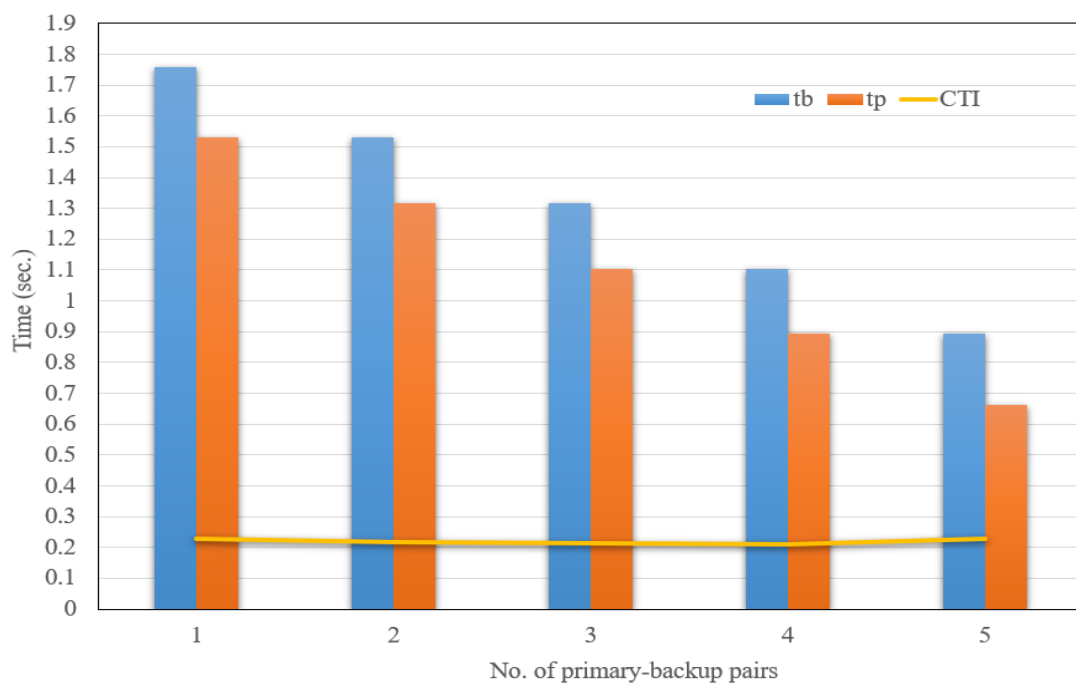
表 9、OCR 的最佳 TMS 與 PCS 設定值

Relay	TMS	PCS
1	0.59	0.05
2	0.54	0.45
3	0.49	0.95
4	0.404	1.4
5	0.347	1.35
6	0.282	1.00
7	0.194	1.20
8	0.108	1.40
9	0.067	0.80
10	0.315	1.00
11	0.210	0.80
12	0.216	1.00
13	0.23	1.05
14	0.14	1.45
15	0.05	1.80
16	0.05	1.20

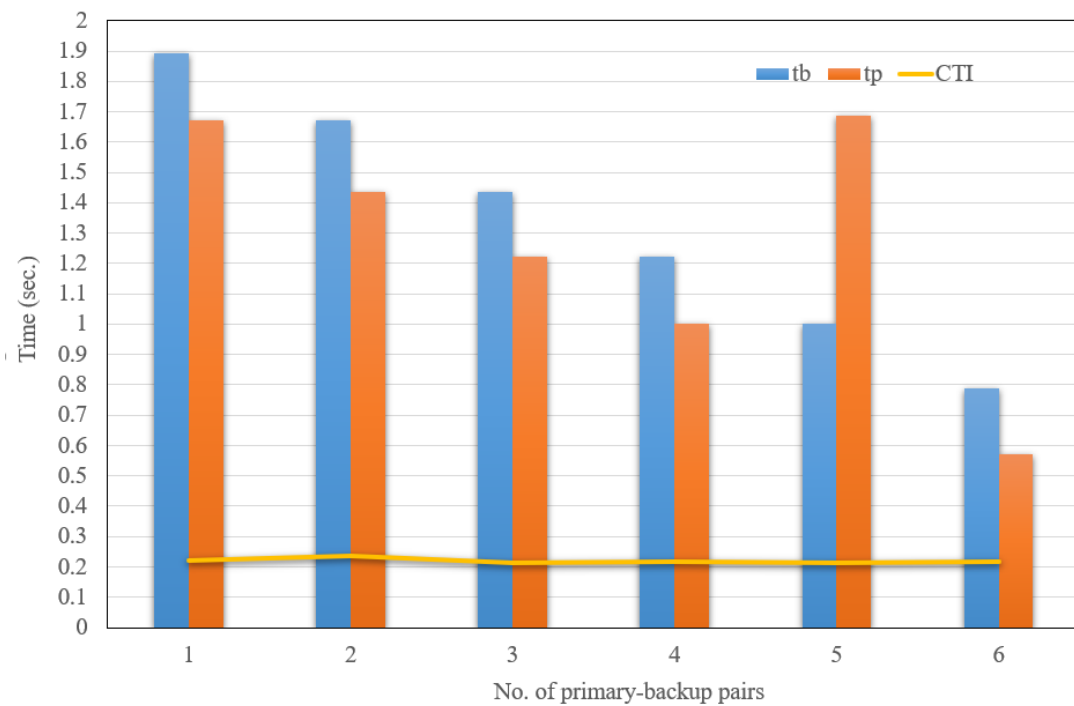
圖十九~圖二十二為五部 DG 併網狀況下僅列出分別在 Bus 8、6、14、11 發生故障下(可參考圖十三之 16 Bus 測試系統)，主/後衛保護電驛對的動作時間及其 CTI 分析做為代表，其餘的匯流排故障時皆可獲得適當的保護協調。需要注意的是，各圖中主/後衛保護電驛對皆無呈現協調失序情況，CTI 皆可介於 0.2 和 0.24 秒之間。



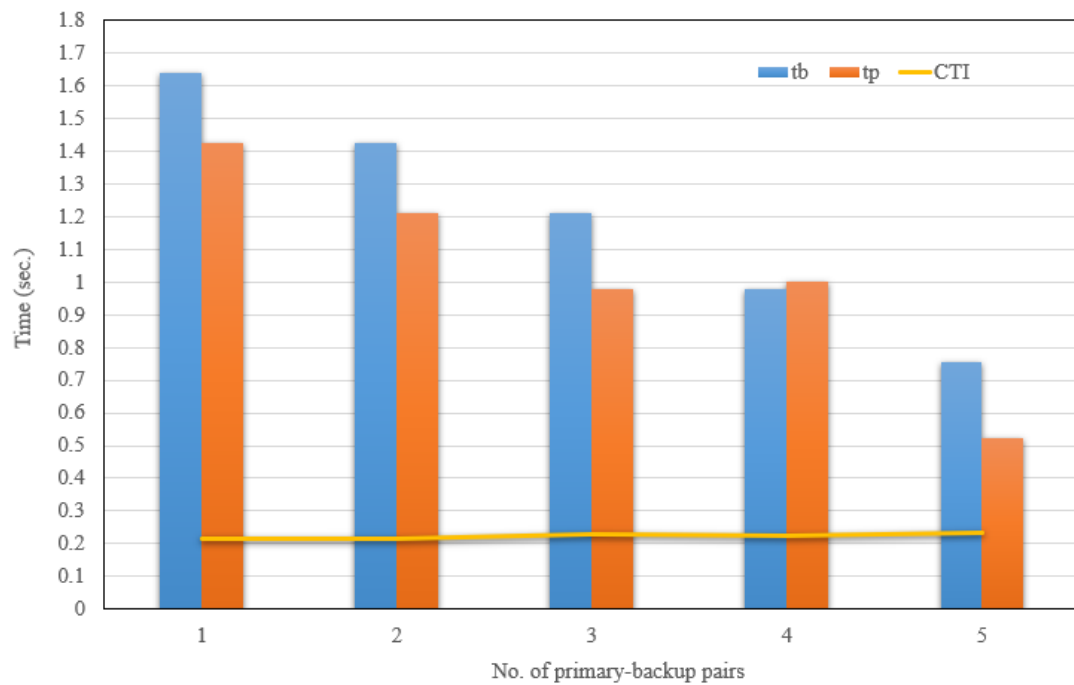
圖十九、五部 DG 併網時(Condition 2) Bus 8 發生接地故障後主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



圖二十、五部 DG 併網時(Condition 2) Bus 6 發生接地故障後主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



圖二十一、五部 DG 併網時(Condition 2) Bus 14 發生接地故障後主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖



圖二十二、五部 DG 併網時(Condition 2) Bus 11 發生接地故障後主/後衛電驛對的動作時間和 CTI 分析圖

三、本年度計畫結論

本計畫針對考慮分散式電源(DG)併網對於中壓(MV)配電系統電驛保護協調之影響議題進行研究，透過各種模擬分析，在這個基礎上將保護協調視為一最佳化問題模型，並應用元啟發式人工智慧隨機搜尋法求解最佳保護電驛協調參數設定值，本研究之貢獻簡述如下：

- 歸納出分散式電源(DG)併網導致電驛保護協調失序的原因。
- 提出了追蹤路徑的概念，將配電系統劃分為主饋線路徑和支線路徑。每個追蹤路徑集合中包含安裝在傳輸線上之電驛編號，可以最小化系統總電驛動作時間為目標，求解出每個電驛的 TMS 與計算該電驛的操作時間，以確定 TMS 設置組合的適合度。
- 提出了一種具有自適應式區域自我認知和群體運作機制的 MPSO-ASSOS 演算法，並用於求解追蹤路徑上每個電驛的 TMS，並確保 CTI 和 TMS 能符合不等式限制的約束。
- 將所提出之最佳化模型與演算法應用於實際的饋線系統中，完整測試所提出方法的可行性。模擬結果表明，所提出的 MPSO-ASSOS 降低了總體 OT，並克服了不同 DG 併網條件下對於系統電驛保護協調設置的影響。

據本計畫的測試案例中，儘管系統中仍可能存在由於固有設計特性而無法協調的情況，其解決的方式建議全面性調高系統之電驛 CTI 限制設定範圍，抑或可以將電驛之 PCS、CT 之變比選擇納入最佳化求解之參數，應可使系統保護電驛之協調具有彈性。本研究亦

建議將所有現有的機械式 OCR 都替換為數位型 OCR，透過電信或無線技術連接，使中央控制中心可以透過即時通訊的方式，調整 OCR 的最佳 TMS 設置來協調電驛。

肆、參考文獻

1. N.A. Laway, H.O. Gupta, “A method for adaptive coordination of overcurrent relays in an interconnected power system,” 1993 Fifth International Conference on Developments in Power System Protection, York, U.K., 1993.
2. Hui Wan, K. K. Li, K. P. Wong, “An adaptive multiagent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system,” IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 46, No. 5, SEPTEMBER/OCTOBER 2010, pp. 2118-2124.
3. Juan Pablo Holguin, David Celeita Rodriguez, and Gustavo Ramos, “Reverse Power Flow (RPF) Detection and Impact on Protection Coordination of Distribution Systems,” IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 56, No. 3, January 2020, pp. 2393-2401.
4. H. H. Zeineldin, Yasser Abdel-Rady I. Mohamed, Vinod Khadkikar, and V. Ravikumar Pandi, “A Protection Coordination Index for Evaluating Distributed Generation Impacts on Protection for Meshed Distribution Systems,” IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, No. 3, June 2013, pp. 1523-1532.
5. N. Isherwood, M. S. Rahman, Member, IEEE and A. M. T. Oo, “Distribution Feeder Protection and Reconfiguration using Multi-Agent Approach,” 2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Melbourne, VIC, Australia, 2017.

6. Dima Kayyali; Hatem Zeineldin; Ali Diabat; Hannah Michalska, "An Optimal Integrated Approach Considering Distribution System Reconfiguration and Protection Coordination," 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Montreal, QC, Canada, 2020.
7. Mahdi Ghotbi-Maleki, Reza Mohammadi Chabanloo, Hatem H. Zeineldin, and Seyed Mohammad Hosseini Miangafsheh, Design of Setting Group-Based Overcurrent Protection Scheme for Active Distribution Networks Using MILP," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 12, No. 2, October 2020, pp. 1185-1193.
8. Mohamad Norshahrani Abdul Rahim, Hazlie Mokhlis , Abdul Halim Abu Bakar, Mir Toufikur Rahman, Ola Badran, and Nurulafiqah Nadzirah Mansor, "Protection Coordination Toward Optimal Network Reconfiguration and DG Sizing," IEEE Access, Vol.7, 2019.
9. A.G. Jongepier, and L. van der Sluis, "Adaptive distance protection of double-circuit lines using artificial neural networks," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, Issue 1, January 1997, pp. 97-105.
10. Alexandre Musirikare, Margo Pujiantara, Anang Tjahjono, and Mauridhi Hery Purnomo, "ANN-Based Modeling of Directional Overcurrent Relay Characteristics Applied in Radial Distribution System with Distributed Generations," 2018 10th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), Bali, Indonesia, July 2018.

11. Daeng Rahmatullah, Belly Yan Dewantara, and D.P.K. Iradiratu, "Adaptive DOCR Coordination in Loop Electrical Distribution System With DG Using Artificial Neural Network LMBP," 2018 International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems (ISRITI), Yogyakarta, Indonesia, Nov. 2018.
12. Hongxia Zhan, Caisheng Wang, Yang Wang, Xiaohua Yang, Xi Zhang, Changjiang Wu, and Yihuai Chen, "Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks, " IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, No. 1, April 2015, pp. 55-56.
13. Alejandro Pedraza, David Reyes, Carlos Gomez, and Francisco Santamaria, "Optimization Methodology to Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination," IEEE Latin America Transactions, Vol. 13, No. 5 May 2015, pp. 1398 - 1406.
14. Sergio D. Saldarriaga-Zuluaga, Jesús M. López-Lezama, and Nicolás Muñoz-Galeano, "Adaptive protection coordination scheme in microgrids using directional over-current relays with non-standard characteristics." Vol. 7, No. 4, Heliyon. 2021. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, Issue 3, September 2011.
15. Pukar Mahat, Zhe Chen, Birgitte Bak-Jensen, and Claus Leth Bak, "A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems with Distributed Generation," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, Issue 3, September 2011.
16. Atul Kumar Soni, Avinash Kumar, Rakesh Kumar Panda, Abheejeet

- Mohapatra, and Sri Niwas Singh, “Adaptive Coordination of Relays in AC Microgrid Considering Operational and Topological Changes,” IEEE Systems Journal, 2022.
17. Muhammad Akmal, Faris Al-Naemi, Nusrat Iqbal, Anas Al-Tarabsheh, and Lasantha Meegahapola, “Impact of Distributed PV Generation on Relay Coordination and Power Quality,” 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019.
 18. Ming-Yuan Chiang, Shyh-Chour Huang, Te-Ching Hsiao, Tung-Sheng Zhan, and Ju-Chen Hou, “Optimal sizing and location of photovoltaic generation and energy storage systems in an unbalanced distribution system,” 2022 Energies, Vol. 15 6682.
 19. S.A.M. Javadian, R. Tamizkar, and M.-R. Haghifam, “A Protection and reconfiguration scheme for distribution networks with DG,” Proceeding of 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania.
 20. J. Kennedy, R. Eberhart, “Particle swarm optimization,” Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN'95), Perth, Australia, 1995.
 21. R. Eberhart, Y. Shi, “Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization,” Proceedings of the Congress on Evolutionary Computation (CEC2000), La Jolla, CA, USA, 2000.
 22. M.A. Abido, “Particle swarm optimization for multi-machine power system stabilizer design,” Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vancouver, BC, Canada, 2001.

23. N.A. Laway, H.O. Gupta, “A method for adaptive coordination of overcurrent relays in an interconnected power system,” 1993 Fifth International Conference on Developments in Power System Protection, York, U.K., 1993.
24. Mahamad Nabab Alam, Saikat Chakrabarti, and Vinay Kumar Tiwari, “Protection Coordination with High Penetration of Solar Power to Distribution Networks,” 2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES), Bangkok, Thailand, 2020.
25. Daeng Rahmatullah, Belly Yan Dewantara, and D.P.K. Iradiratu, “Adaptive DOCR Coordination in Loop Electrical Distribution System With DG Using Artificial Neural Network LMBP,” 2018 International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems (ISRITI), Yogyakarta, Indonesia, Nov. 2018.
26. R. Winter and B. Widrow, “MADALINE RULE II : A Training Algorithm for Neural Networks,” IEEE International Conference on Neural Networks, 1988, pp. 401 – 408.
27. M. T. Hagan, M. B. Menhaj, “Training Feedforward Networks with the Marquardt Algorithm,” IEEE Trans. on Neural Networks, 1994, pp. 989 – 993.
28. Jyh-Shing Roger Jang, Eiji Mizutani, “Levenberg-Marquardt method for ANFIS learning,” Proceedings of the Biennial Conference of the North American, Fuzzy Information Processing Society, 1996, pp. 87 – 91.
29. 羅華強, “類神經網路-MATLAB的應用”, 清蔚科技圖書, 中華

民國100年12月。

30. 黃漢汶，“應用類神經網路於電力系統卸載策略之研究”，碩士論文，國立中山大學，中華民國92年6月。
31. 劉火炎，“電力系統保護協調設計，”中興工程季刊，第 101 期，2008 年 10 月，pp. 55-64.

附錄一、國際會議論文投稿證明

已投稿之研討會如下:

2023 International Conference on Artificial Intelligence and Power Engineering (AIPE 2023). It will be held in Tokyo, Japan during 20-22 October 2023. (<http://www.aipe.org/index.html>)



2023 International Conference on Artificial Intelligence and Power Engineering (AIPE 2023)
Tokyo, Japan | 20-22 October 2023
Email: aipeconference@163.com

AIPE 2023

Tokyo, Japan

October 20-22, 2023

RECEIPT

Bill to:
National Kaohsiung University of
Science and Technology

Invoice No.	IPE20231003
Transaction ID	20230728-890003174-235255188809
Payment Date	20230728

2023 International Conference on Artificial Intelligence and Power Engineering Tokyo, Japan / October 20-22, 2023	
Description	Amount
Paper ID: RE23-135-A Paper Title: An Adaptive OCR Coordination in Distribution System with DGs Contribution Author(s): Tung-Sheng Zhan, Chun-Lien Su, Yih-Der Lee and Jheng-Lun Jiang Participant's Name: Tung-Sheng Zhan	350.00 USD
Additional Publication Charge	0.00
Other Fees	0.00
Invoice Total	350.00 USD
Total Paid	350.00 USD

2023 International Conference on Artificial Intelligence and
Power Engineering (AIPE 2023)

Notification of Acceptance

AIPE 2023

Tokyo, Japan | October 20-22, 2023

www.aipe.org

Abstract ID: RE23-135-A

Title: An Adaptive OCR Coordination in Distribution System with DGs Contribution

Dear **Tung-Sheng Zhan, Chun-Lien Su, Yih-Der Lee and Jheng-Lun Jiang,**

We are pleased to inform you that, after review, your abstract has been accepted for **Oral Presentation** by *2023 International Conference on Artificial Intelligence and Power Engineering (AIPE 2023), which will be held in Tokyo, Japan during 20-22, October 2023.*

You are sincerely invited to present your work and communicate with other distinguished participants at the conference.

For registration details, please refer to the second page of this document.

Yours sincerely,

AIPE 2023 Organizing Committees



附錄二、SCI 論文投稿證明

- 期刊論文已通過貴單位審查(112/10/4)
- 投稿至 AIMS Energy(112/10/5)



AIMS Press

[Home](#)



AIMS Energy

ISSN 2333-8334

[Contact by email](#) ✉

AIMS Energy is an international Open Access journal devoted to publishing peer-reviewed, high quality, original papers in the field of Energy technology and science. We publish the following article types: original research articles, reviews, editorials, letters, and conference reports.

Impact
Factor
1.8

Citescore
3.9

- 論文已獲 AIMS Energy 接受並於 112/11/31 刊登於 *AIMS Energy* 2023, Volume 11, Issue 6, 1278–1305.
doi: [10.3934/energy.2023058](https://doi.org/10.3934/energy.2023058)



AIMS Energy, 11(6): 1278–1305.
DOI: 10.3934/energy.2023058
Received: 05 October 2023
Revised: 21 November 2023
Accepted: 22 November 2023
Published: 30 November 2023

<http://www.aimspress.com/journal/energy>

Research article

Adaptive OCR coordination in distribution system with distributed energy resources contribution

Tung-Sheng Zhan^{1,*}, Chun-Lien Su¹, Yih-Der Lee², Jheng-Lun Jiang² and Jin-Ting Yu¹

¹ Department of Electrical Engineering, National Kaohsiung University of Science and Technology, No.415, Jiangong Rd., Sanmin Dist., Kaohsiung City 80778, Taiwan

² Department of Electrical Engineering and Information Technology, National Atomic Research Institute, No.1000, Wenhua Rd. Jiaan Village, Longtan District, Taoyuan City 32546, Taiwan

* **Correspondence:** Email: tszhan1109@nkust.edu.tw; Tel: +88673814526 ext. 15509;
Fax: +88673921073.

Abstract: More and more distributed energy resources (DERs) are being added to the medium-voltage (MV) or low-voltage (LV) radial distribution networks (RDNs). These distributed power sources will cause the redistribution of power flow and fault current, bringing new challenges to the coordination of power system protection. An adaptive protection coordination strategy is proposed in this paper. It will trace the connectivity of the system structure to determine the set of relay numbers as a tracking path. According to the topology of the system structure, the tracking path can be divided into two categories: the main feeder path and the branch path. The time multiplier setting (TMS) of each relay can be used to evaluate the operation time of the over-current relay (OCR), and the operation time of the relay can be used to evaluate the fitness of the TMS setting combination. Furthermore, the relay protection coordination problem can be modeled to minimize the accumulated summation of all primary and backup relay operation time (OT) subject to the coordination time interval (CTI) limitation. A modified particle swarm optimization (MPSO) algorithm with adaptive self-cognition and society