

# SEL 製保護電驛遠端存取之自動化

新桃供電區營運處電驛組 蔡信安  
110.6.28

## 壹、前言

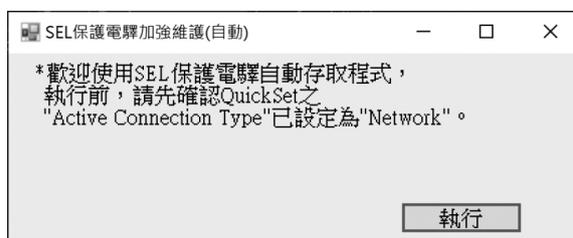
依據 107 年加強設備維護管理專案會議紀錄，電驛組針對轄區內重要設備相關之保護電驛，透過電驛用乙太網路進行每月份的遠端監控，根據電驛顯示之資料確認保護電驛是否異常。而此自動化程式所使用的免費的 C#，它是微軟推出的一種物件導向的進階程式語言。C# 是一種由 C 和 C++ 衍生出來的物件導向的程式語言，擁有類似 Visual Basic 的快速開發能力。微軟在 2000 年發布了這種語言，希望藉助這種語言來取代 Java。

目前供電系統之電驛用乙太網路係透過網際網路通訊協定第四版 (Internet Protocol version 4)(以下簡稱 IPv4) 之網路通訊協定，每具保護電驛都各自擁有獨立的網路 IP，該 IP 分別以 4 組 8 位元轉換成十進位之數字組合，並且依據供電轄區、變電所別、發電所別的不同進行分類。當透過電驛用乙太網路遠端執行 SEL 製保護電驛之連線時，首先必須要知道目標電驛之 IP 位址是否連線正常，若該保護電驛 IP 位址連線為正常，即鍵入 IP 位址於 QuickSet SEL-5030 連線視窗中的主站 IP 地址 (Host IP Address) 欄位並確認連線，連線成功後，須開啟 QuickSet SEL-5030 的終端 (Terminal) 視窗方能對保護電驛下達指令。

雖因不同型號的 SEL 製保護電驛有不同的功能，相對應的指令也不盡相同，

然而電驛自我檢查 (Relay Self-Tests) 結果、以及電壓、電流、頻率等必要指令卻是相同的，因此也大幅增加了大量作業的可行性。

當指令下達完成，電驛即顯示出所需求的電驛讀值，然而此時還需要執行將資料存取的動作以備查，此程式利用 QuickSet SEL-5030 內建的終端紀錄儲存功能 (Terminal Logging) 將終端 (Terminal) 視窗所顯示的資料儲存在 "result" 的資料夾中，並關閉不需要的視窗後繼續下一個電驛的連線。以下將逐步說明如何以程式設計實現透過乙太網路存取 SEL 製保護電驛的資料 (圖一)。



圖一 SEL 保護電驛自動存取程式

## 貳、IP 位址清單的建立與連通測試

由於台灣電力公司會依據系統的現狀定期檢討保護電驛每月加強設備維護管理之監控對象，因此保護電驛所監控之設備會依據檢討的結果調整；並且預期將來此程式可做為大量定檢之工具，因此建立一個高自由度的監控設備清單實為重要。本程式的做法為建立一個

EXCEL 清單 (如圖二)，再轉檔為 IP 列表的記事本文字檔 (如圖三) 供程式讀取。當程式開始執行，會先詢問從第幾項電驛開始檢查 (如圖四)，為避免人為輸入的錯誤，程式會先偵測所輸入的項次字元是否為數字，錯誤超過三次則程式自動退出 (如圖五)，確認項次之後，程式便會依據使用者所選擇的項次逐項存取電驛資料。

項次	線路名稱	保護電驛	IP
1	345KV 頂湖ES-仙渡一路	311L-1	172.2.91.231
2		311L-2	172.2.91.232
3		311L-3	172.2.91.233
4		311L-4	172.2.91.234
5	345KV 頂湖ES-仙渡二路	311L-1	172.2.91.235
6		311L-2	172.2.91.236
7		311L-3	172.2.91.241
8	345KV 龍潭ES-板橋山線	311C	172.2.1.240
9		311L	172.2.1.241
10	345KV 龍潭ES-板橋海線	311C	172.2.1.228
11		311L	172.2.1.230
12	69KV 頂湖ES-汴園線	311L	172.2.91.119
13		311L	172.2.91.120
14	69KV 頂湖ES-東埔線	311L	172.2.91.123
15		311L	172.2.91.124
16		311L	172.2.1.206
17	345KV 頂湖ES-核一紅線	311L-1	172.2.91.217
18		311L-2	172.2.91.218
19		311L-3	172.2.91.219
20		311L-4	172.2.91.240
21	345KV 頂湖ES-核一白線	311L-1	172.2.91.209
22		311L-2	172.2.91.210

圖二 電驛 IP 清單 (EXCEL)

iplist.txt - 記事本

檔案(F) 編輯(E) 格式(O) 檢視(V) 說明

```
172.2.91.231
172.2.91.232
172.2.91.233
172.2.91.234
172.2.91.235
172.2.91.236
172.2.91.241
172.2.1.240
```

圖三 電驛 IP 清單 (記事本)

Before Starting

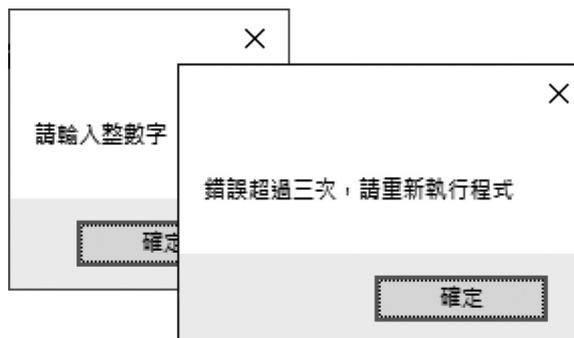
請問要從第幾項電驛開始檢查?

確定

取消

TEST

圖四 可由使用者指定檢查的起始點



圖五 程式檢測字元避免使用者輸入錯誤

當程式順利讀取指定的 IP 位址時，為了程序整體的流暢性，必須對該 IP 做網路連通的測試，以確保該電驛可正常連線。本程式透過 ping 的原理對 IP 位址發出測試用的封包，設定等待時間 5500 毫秒，若程式超過 5500 毫秒尚未接收到回傳的封包，則認定該保護電驛之 IP 位址目前為無效，並直接查詢下一組保護電驛之 IP 位址。由於上述功能皆為背景作業，因此使用者可透過最後產出之報表檢查 IP 位址失效的電驛 (如圖六)。

72.txt

73.txt

75.txt

76.txt

77.txt

78.txt

圖六 因第 74 項 IP 失效，故該報表為空

## 參、子視窗及控件

由於 QuickSet SEL-5030 非微軟官方所出產的軟體，微軟官方沒有針對該軟體提供使用者所需求的指令，因此我們無法直接透過 C# 指令「直接控制」軟體的作業。然而我們透過 Windows 介面「父視窗 (Parent window)」及子視窗

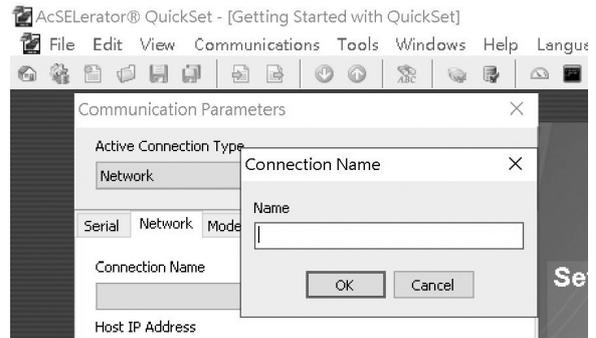
(child window) 的原理可以「間接」解決這個問題。

對於 Windows 視窗的說明：「每一個視窗都包含在另一個視窗中，這個視窗對它來說稱之為父視窗。這使視窗間形成了一個等級制度。根視窗在這個等級制度中的最頂級，它與螢幕一樣大，其他所有視窗都是它的後代。」。如圖七所示，在 Windows 的系統中，不同的視窗中間以階層的關係相互關聯，透過這樣的關係就可以透過父視窗查找到目標控件所在的子視窗。



圖七 子視窗示意圖

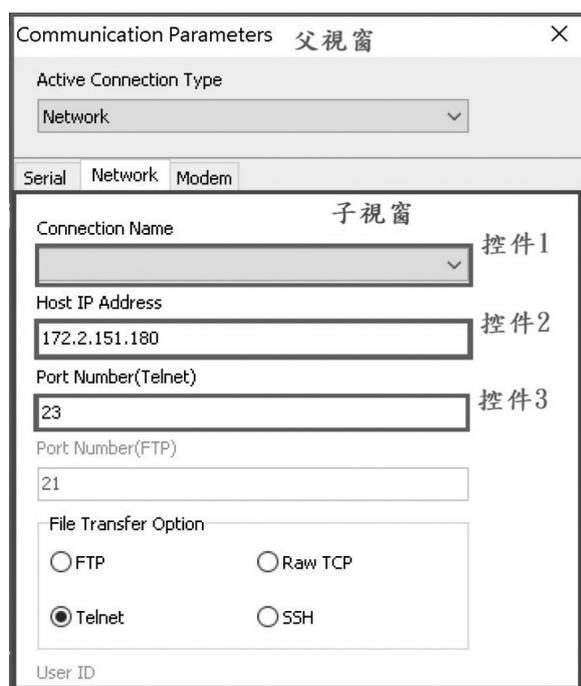
然而，找到子視窗並不代表工作已經完成，程式中最重要的就是查找 QuickSet SEL-5030 的目標控件，其中「控件」可為按鈕、下拉式工具列的選項及填寫資料的文框……等等。當程式透過「子視窗 (child window)」以及更下層的「子視窗」尋找到各項之目標控件所在的子視窗之後(如圖八)，下一步就是查詢每一項控件各自帶有的「控制代碼 (handle)」、又稱「句柄」(以下簡稱「句柄」)。



圖八 可透過父、子視窗原理查找控件

對於「控制代碼」的說明：「在程式設計中，控制代碼 (handle) 是 Windows 作業系統用來標識被應用程式所建立或使用的物件的整數。其本質相當於帶有參照計數的智慧型指標。當一個應用程式要參照其他系統(如資料庫、作業系統)所管理的記憶體塊或物件時，可以使用控制代碼。」。當程式開啟 QuickSet SEL-5030，便可以找到以 QuickSet SEL-5030 軟體為背景之父視窗，在該視窗中，所有視窗中的控件都會有幾乎各自獨立的句柄識別碼，程式執行時，必須先查詢到所有需要的控件及視窗框架所對應句柄之識別碼才能加以操控，然而，每次 QuickSet SEL-5030 軟體的重新啟動都會使得句柄重新編碼，導致程式的應用上不能直接指定句柄的編碼。所幸，控件在視窗中的次序卻不會改變，因此本程式利用視窗中控件的次序作為句柄查找的方法。如圖九所示，圖九所示之視窗為 QuickSet SEL-5030 的連線設定視窗，假如我們需要使用「控件 2」以鍵入 IP 位址，首先必須查詢到該控件的句柄。然而每次 QuickSet SEL-5030 的重新啟動都會使句柄重新編碼，因此利用該控件在該視窗控件的排序中處在第二順位的特性，查找該控件的控制代碼。查詢到該控制

代碼之後，就可以使用相對應的語法對該控件下指令，然而因為 QuickSet SEL-5030 不同的版本中控件排序或有不同，沒辦法確定所有版本之 QuickSet SEL-5030 都適用，目前經測試 6.6.1.1 版及 6.8.1.0 版皆可正常使用。



圖九 控件的次序不因軟體重啟而改變

由於程式的執行過程中可能會遇到難以預料的情形，使得程式無法正常獲取指定的控制代碼，大部分的情況是電腦不明原因的延遲、或是乙太網路不明原因的延遲，導致程序無法正常運作，本程式為避免該事故造成使用者的不便，加入了控制代碼的自我檢測機制，如圖十所示，當程式發現已經無法按照正常流程獲取指定的控件，就會開啟提醒視窗，請使用者重新開啟 QuickSet SEL-5030，並執行下一項電驛資料的存取。



圖十 控制代碼自我檢測機制

## 肆、QuickSet SEL-5030 的操作

本程式利用 SEL 製保護電驛所有型號之電驛都適用於 QuickSet SEL-5030 的特性，以 SEL 原廠提供之軟體執行電驛資料的存取，以下介紹本程式的流程圖(如圖十一)。並介紹透過該軟體所使用的指令(如表一)與操作(如表二)。

指令	功能說明
ACC	登入電驛第一層使用權限(目前登入之帳號密碼僅適用於新桃供電驛組之電驛)。
SHO	表列出電驛之基本設定。
MET	表列出搭配電驛功能所表現之基本負載讀值。
MET B	表列出電驛系統負載潮流的讀值。
STA	表列出電驛自我診斷之結果。

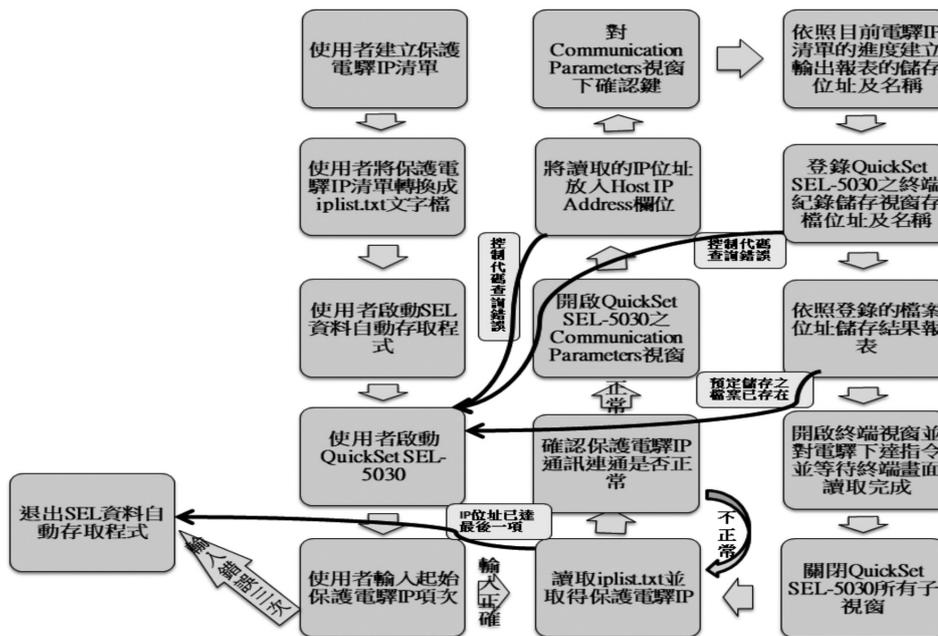
表一 QuickSet SEL-5030 指令說明

操作	功能說明
Terminal	以指令與電驛交通之介面。
Terminal Logging	將指令輸出的結果以記事本的資料格式寫入指定的檔案位置。
Communication Parameters	輸入保護電驛遠端連線參數之介面(如 IP 位址等)。

表二 QuickSet SEL-5030 操作說明

## 伍、效益評估

目前 SEL 製保護電驛以遠端連線系統執行一級定檢，須以 SEL 製專用程式 QuickSet SEL-5030 連線後擷取該軟體 HMI 圖形畫面為主，但以本開發之 SEL



圖十一 程式自動化作業流程圖

製保護電驛遠端存取之自動化程式利用 SEL 牌保護電驛內建功能終端 (Terminal) 視窗方能對保護電驛下達指令，可將作業「簡化」、甚至「自動化」。

以新桃供轄區內 BF 電驛為例，目前最大量為 SEL-351 型電驛 (含 E/S、G/S 等所別)，電驛維護員人工執行 BF 電驛一級定檢連線擷取所需之資料，若以傳統方法 SEL-5030 讀取資料一只電驛花費約 5 分鐘左右，新桃供轄區內 BF 電驛總共有 188 具 (含 E/S、G/S 等所別)，如全部同時人工執行施作一級定檢，所需時間約為 940 分鐘；反觀之使用 SEL 製保護電驛遠端存取之自動化程式一只電驛花費約 0.75 分鐘 (45 SEC) 左右，所需時間約為 141 分鐘。與原時間相較 BF 電驛一級定檢時間加快 6.67 倍，而其它如線路保護電驛 (SEL-311L、SEL-311C、SEL-421 等)、變壓器保護電驛 (SEL-387、SEL-487E 等) 及匯流排保護電驛 (SEL-487B 等) 均可運用此方式進行保護電驛一級定檢，以公司人事

成本考量下可大量降低員工之工作負擔及相關作業時程。

## 陸、結語

隨著科技的日新月異，以及人民生活品質的提升，國家與人民對於電網穩定性與可靠性的要求亦日益提升，保護電驛的重要性與關鍵性也逐漸被人所知，如今台電供電系統之保護電驛皆已數位化，因此保護電驛之電子零件是否運作正常、溫度是否過高、通訊是否異常、表計精密度是否正確、以及工作電

源等等課題成為了新的重點項目。雖然所有數位型保護電驛幾乎都可以查詢到相關的資訊，然而在設備量日漸加增、台電人力日漸困乏的今天，透過傳統人為的作業方式不可能監視數量龐大的保護電驛。因此將作業「簡化」、甚至「自動化」、還要「精確化」是電驛工作未來發展的方向。

本程式是以「簡化」、「自動化」、

「精確化」為出發點而設計，並且由於本程式是針對電驛專用軟體的操控來完成作業，因此在保護電驛之定檢、監視或其他特殊用途上都有很大的自由度，將來或可在更多的應用上為電驛工作提供嶄新的眼光。

## 柒、參考文獻

- [1] C# 程式設計入門與實務，博碩出版社，2019 版
- [2] SEL-311L-1, -7 Relay Protection and Automation System Instruction Manual, 20081022。
- [3] 維基百科  
網址：<https://zh.wikipedia.org/wiki/C#>。

# 中寮 E/S 避雷器試用 IEC 61850 線上監測系統

台中供電區營運處 賴重瑀、巫昇峯、徐榮彬

## 壹、前言

中寮 E/S(以下本所簡稱)位處南電北轉的傳輸樞紐,開關場內有超一~三路及連接至 IPP 電廠的中寮~塑化線共 22 回線。因此,避雷器大量被使用在開關場內的輸電線路上,其在戶外環境中長時間運行,因受各種應力,如濕氣入侵、承受突波頻繁、元件受損、套管外部受汙染嚴重等,造成絕緣特性能力的劣化。維護部門多以傳統的 TBM 維護方式,如停電維護量測、紅外線測溫、指針式放電計數器及洩漏電流表等方式量測。

本所自民國 94 年引進避雷器線上監測系統,系統採用 ABB Excount-II 感測器,並於本所及轄管所埔里 P/S 陸續裝設 108 具感測器,期間維護團隊與 ABB 原廠多次研討,提供使用者經驗回饋以修改軟體問題與現場實測,運轉迄今,曾於 99 年間成功發現二具避雷器絕緣劣化實績,2013 年投稿「開發建置避雷器監測資料管理系統平台」獲得亞洲電力獎<sup>[1]</sup>,期間避雷器維護工作採定期點檢(Time Based Maintenance, TBM)與半人工之狀態維護模式(Condition Based Maintenance, CBM)同時運用,導致避雷器巡視及診斷之維護工作量不減反增,經維護團隊同仁討論,於 100 年 12 月提出 CBM 維護模式試辦評估<sup>[2]</sup>,改善維護工作量。

因應 IEC61850 智慧電網之建設本所於 108 年 8 月新引進試用 Hitachi ABB

IEC 61850 Excount-III 線上避雷器監測系統。

本文針對 Hitachi ABB IEC 61850 Excount-III 新系統與 Excount-II 舊系統進行功能比較、試點安裝位置說明、系統建置過程、線上監測資料分析及監測系統運用經驗回饋。

## 貳、避雷器維護模式

(一)TBM 定期點檢模式:依供電單位變電設備維護手冊變電設備維護週期<sup>[3]</sup>及項目中就避雷器定期點檢項目規定如下:

定期點檢:(以絕緣電阻、功率因素為判斷指標)

1. 初檢第 1 年。
2. 屋外型:6 年 1 次;屋內 12 年(CG 製 3 年)。另超過 15 年維護週期縮短為 3 年。
3. CG 製避雷器於第七篇另專章規定每年需量測絕緣電阻。

(二)CBM 狀態維護模式:

(避雷器是否劣化以 IEC 60099-5 電阻性洩漏電流變化趨勢為判斷指標<sup>[4]</sup>)

1. 每季不停電情況下,維護人員攜帶接收器至感測器安裝位置,下載 Excount-II 感測器資料後上傳至電腦之半人工處理(必要時可縮短週期,如雷擊後...)。但新一代 Excount-III 無須此步驟,它可結合智慧電網

以 IEC 61850 標準通訊協定透過微波 (Microwave) 或光纖網路直接傳輸資料至遠端線上偵測系統之資料庫。監控人員可透過線上偵測系統即時監看避雷器狀態。

- 分析避雷器之總洩漏電流，由圖 1 可知氧化鋅避雷器 (簡稱 MOA)<sup>[5]</sup> 是由非線性電阻 R 和電容 C 並聯組成。其中  $I_{RMS}$  為 MOA 的總洩漏電流， $I_R$  為電阻性洩漏電流， $I_C$  為電容性電流。在正常的額定電壓下，流經避雷器的洩漏電流很小，電容性洩漏電流  $I_C$  一般為 0.5 ~ 3mA，電阻性洩漏電流  $I_R$  所占比重很小，只占總電流的 5% ~ 20%，一般為 50 ~ 200 $\mu$ A。

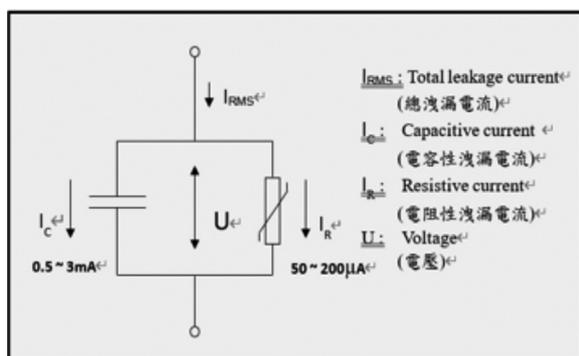


圖 1 氧化鋅避雷器等校電路圖<sup>[5]</sup>

- 分析電阻性洩漏電流，345kV 各廠牌標準 QC 值詳如表 1，如發現洩漏電流有持續變大趨勢，則輔以紅外線、LCM II 儀器量測綜合判斷，必要時再停電進行量測，如下所述。

表 1 288kV 避雷器 QC 值

廠牌 (型號) <sup>(1)</sup>	$I_{RMS}$ 總洩漏電流 <sup>(2)</sup> (Total leakage current) <sup>(2)</sup>	$I_R$ 電阻性洩漏電流 <sup>(3)</sup> (Resistive leakage current) <sup>(3)</sup>	$I_{180}$ 第三次諧波洩漏電流 <sup>(4)</sup> (Third harmonic leakage current) <sup>(4)</sup>	備註 <sup>(5)</sup>
ABB EXLI MQ288 <sup>(6)</sup>	2mA <sup>(2)</sup>	105 $\mu$ A <sup>(2)</sup>	25 $\mu$ A <sup>(2)</sup>	依原廠提供資料 <sup>(2)</sup>
TRI DELTA <sup>(7)</sup> SB288/10.3-1 <sup>(8)</sup>	2mA <sup>(2)</sup>	220 $\mu$ A <sup>(2)</sup>	30 $\mu$ A <sup>(2)</sup>	依原廠提供資料 <sup>(2)</sup>
OB <sup>(9)</sup>	2mA <sup>(2)</sup>	>200 $\mu$ A (6 個月追蹤一次) <sup>(10)</sup> >400 $\mu$ A (3 個月追蹤一次) <sup>(11)</sup> >800 $\mu$ A (送線研所得特性試驗) <sup>(12)</sup>		依 TBM-SKY Sheet 建議 <sup>(3)</sup>

- 上述之不停電診斷均顯示若該避雷器總洩漏電流  $I_{RMS}$ 、電阻性洩漏電流  $I_R$ 、第三次諧波洩漏電流  $I_{18}$  有異常，則須申請停電施行絕緣電阻、功率因數、 $U_{1mA}$ 、 $I_{0.75U_{1mA}}$  等離線量測判斷，流程詳如圖 2 所示。

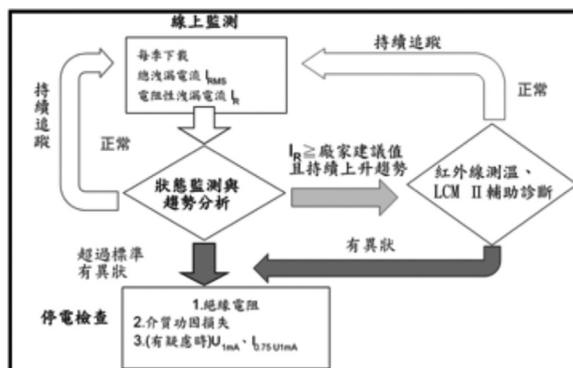


圖 2 避雷器 CBM 維護模式具體作法<sup>[2]</sup>

## 參、線上監測系統新舊功能比較說明

Hitachi ABB IEC 61850 Excount-III 為新一代感測器，改善許多 Excount-II 使用上的缺點，如確實能精簡維護人力提高維護品質及效率詳表 2。首先是架構上的差異 Excount-II 原為 9V 電池與太陽能併用，若 9V 電池損壞須由維護人員更換；太陽能則易受天氣影響。Excount-III 則可直接配線引接電源克服電源不足

的問題。其次是通訊方式，Excount-II 須由維護人員手持接收器至現場下載安裝於避雷器上儲存的感測資料，再由維護人員將資料上傳至線上資料庫進行分析既耗時又費工。Excount-III 它可結合智慧電網以 IEC 61850 標準通訊協定可選由微波 (Microwave) 或光纖網路直接傳輸資料至線上偵測系統之資料庫進行分析 [6]，維護人員無需至現場下載資料，智慧監測系統架構如圖 3 所示。且監控人員可透過避雷器線上偵測系統即時監看避雷器狀態，另可追加警報功能提醒監控人員。此兩項大方向的改變可節省人力並達到 CBM 維護模式，各項分析比較詳如表 2。

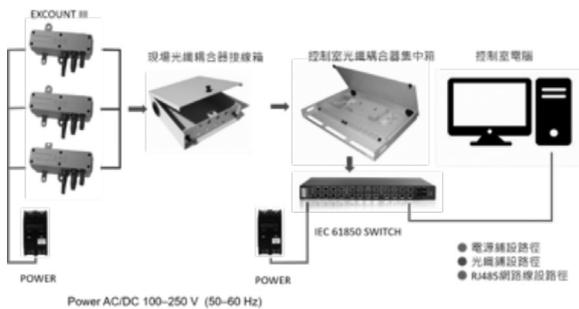


圖 3 IEC61850 智慧避雷器監測系統架構示意圖 [6]

表 2 新 / 舊型 ABB 感測器功能比較表

功能	EXCOUNT II	EXCOUNT III
1. 電源	太陽能 / 9V 電池 如電源不足會啟動自我保護，無法量測。	AC / DC 克服電源不足的問題
2. 通訊	868 / 916 MHz	IEC 61850 Ed. 2.
3. 量測方式	人員	即時自動量測
4. 資料下載	人員	自動內定每小時 (可設定取樣時間)
5. 設定告警值	YES	YES
6. 警報告知	下載後看數據	即時通知
7. 分析	下載後看數據 僅能量測當下洩漏電流數值。	即時看數據 通訊採 IEC61850，可設定多久讀取數值一次。
8. 瀏覽區間	下載後瀏覽	即時瀏覽

#### 肆、試點安裝位置說明

本所現與 Hitachi ABB 合作，由 Hitachi ABB 公司無償提供 Excount-III 新一代感測器 6 具及線上偵測系統供本所研究使用 (詳如表 3)，108 年 5 月配合大觀~中寮一路汰換避雷器時一併加裝 3 具感測器，另本所研討後決定另外 3 具感測器裝設於中寮~瀾力線；108 年 10 月裝設完畢，主因該線路為超二路屬於重要輸電線路傳輸距離遠較且易受雷擊，須確保避雷器無劣化，藉由安裝 Excount-III 感測器觀察電阻性洩漏電流趨勢檢視避雷器有無劣化情形，資料取樣時間可自行設定，目前設定資料每分鐘取樣、每小時下載一次進行追蹤，但因近期天候穩定且試點之避雷器功能均正常，故系統顯示避雷器無異狀。

表 3 新一代感測器 6 具安裝地點

項次	線路名稱	設備	避雷器	避雷器加入
			廠牌	系統時間
1	大觀~中寮一路 GCS 3640	R 相	ABB	108.05.16
		S 相	ABB	108.05.16
		T 相	ABB	108.05.16
2	中寮~瀾力線 GCS 3990	R 相	OB	102.04.26
		S 相	OB	102.04.26
		T 相	OB	102.04.26

#### 伍、系統建置過程

光纖鋪設及感測器安裝過程：如圖 4~ 圖 11 所示。

#### 陸、監測系統運用經驗回饋

Hitachi ABB IEC 61850 Excount-III 避雷器線上監測系統已經相當成熟，可

瀏覽避雷器 (IP) 資訊、各雷擊次數 (大小區間)、總洩漏電流、電阻性洩漏電流及環境溫度等資訊，如圖 12 所示。目前監測系統設定資料每分鐘取樣，可選取一段時間確認電阻性洩漏電流及總洩漏電流時間趨勢圖，如圖 13、圖 14 所示。因試運行期間僅約二年目前尚未發現避雷器劣化之現象，但整套系統操作順手且畫面相當直觀，未來若設備及建置成本大幅降低，可評估推廣納入 IEC61850 智慧電網的一環，另建議軟體可增設警示功能，供監控人員監看避雷器狀況。



圖 12 ABB IEC 61850 Excount-III 避雷器線上監測系統示意圖

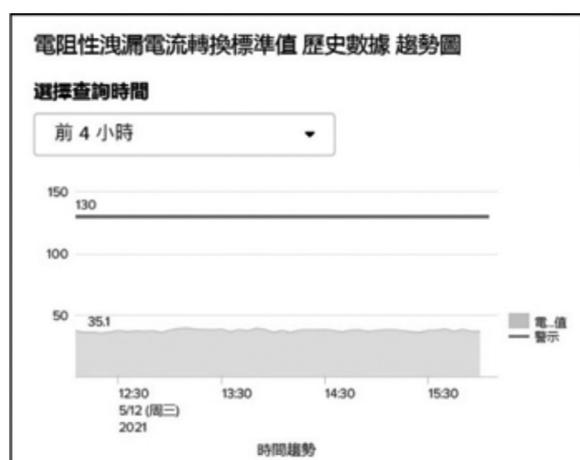


圖 13 Hitachi ABB IEC 61850 Excount-III 電阻性洩漏電流趨勢圖

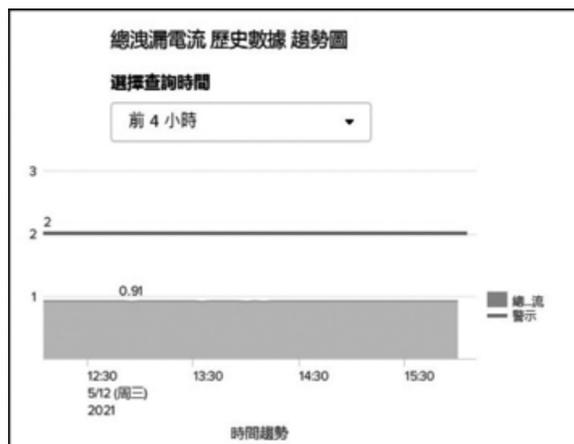


圖 14 Hitachi ABB IEC 61850 Excount-III 總洩漏電流趨勢圖

## 柒、參考文獻

- [1] 開發建置避雷器監測資料管理系統平台，2013 年。
- [2] 避雷器線上監測系統 Excount-II 之性能探討，2010 年 8 月。
- [3] 避雷器維護重點工作一覽表 (TBM-SKY Sheet)，2009 年 12 月
- [4] IEC 60099-5, Surge Arresters-Part 5: Selection and Application Recommendations, 2000.
- [5] T. Zhao , Q. Li , and J. L. Qian, - "Investigation on Digital Algorithm for On-Line Monitoring and Diagnostics of Metal Oxide Surge Arrester Based on An Accurate Model," IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 20, Issue 2, Part 1, April 2005, P.P.751-756.
- [6] Online Surge Arrester Monitor EXCOUNT-III, June 2018

# 台電新建變電所之 IEC61850 監控系統架構 探討及示範案例應用

台電公司輸變電工程處 許安迪

## 摘要

台電公司配合政府能源政策建置智慧電網，計畫將變電所從傳統式無人化變電所提升為符合 IEC 61850 標準之智慧變電所，未來新、改建變電所其監控系統將採 IEC 61850 標準架構設計變電所站控及主控系統。IEC 61850 智慧變電所 (Smart Substation) 使用智慧型電子裝置做為控制室與現場設備間監控介面，並規劃以 SCADA-HMI 人機介面取代傳統控制盤面，建置變電所內區域網路實現快速通訊的環境。

台電公司輸變電工程處係興建變電所之專責單位，自 101 年起開始導入 IEC 61850 研討與讀書會分享，歷經數十次之各項研討會、讀書會、標準圖面製定以及分工權責、設計作業規劃要點研討、訂定等；配合北、中、南區施工處各擇定福和 D/S、豐洲 D/S 及義竹 D/S (三所皆預計 109.12 為加入系統目標) 作為 IEC 61850 監控架構之示範變電所，經過各區施工處同仁的努力，義竹 D/S 及豐洲 D/S 已分別於 109.11 及 109.12 加入系統，福和 D/S 則因使照取得原因預計 110.03 加入系統。

本文將闡述 IEC 61850 監控系統架構，以及說明義竹 D/S、福和 D/S 及豐洲 D/S 三所 IEC 61850 示範變電所規模及系統架構，並說明施工中值得分享之經驗與回饋，藉此以精進採購、規範、規劃設計整合、施工及運轉各層面，提升智慧變電所送電可靠度。

## 壹、前言

台電公司因應政府推動能源轉型發展智慧電網，未來將有巨量的電網資訊於各種能源管理系統 (Energy Management System, EMS) 或調度系統中傳遞交換，在此一情境下若無統一標準的資訊模型及通信協定，統合資料將是一困難的課題。

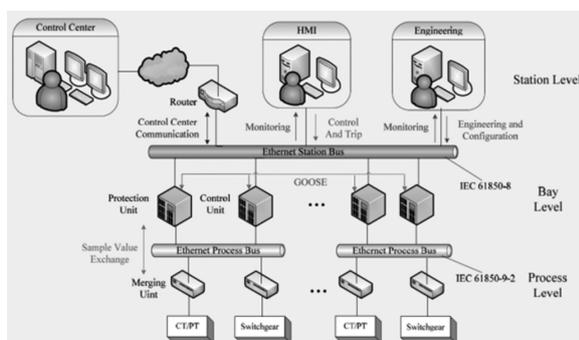
台電公司變電所之量測、控制與保護設備，由早期的傳統機械式儀表、電驛及點對點的控制電纜引接方式，逐步改為數位式儀表、智慧型電子裝置 (IED)、遠端遙控單元 (RTU)、SCADA 及串列通訊架構 (如 DNP3.0 及 RS-485)，然而各廠家皆有所屬設備之通信協定，在沒有共通的通信標準下，造成整合上的困難。為改善此一情形，國際電工委員會 (International Electrotechnical Commission, IEC) 提出 IEC 61850 「變電所通訊網路和系統」通信協定，應用於公用電力事業通信網路和系統中資訊傳遞及資料模型的標準化。由於此標準能夠完整描述與規範變電所自動化的通信標準，對變電所自動化發展具極大優勢。因為 IEC 61850 符合公共電力事業之需求，適合作為建置國內智慧電網的通信標準，智慧變電所作為智慧電網智慧輸配電中重要的一環，依 IEC 61850 標準規劃新式智慧變電所，將有利於與新的國際標準接軌，便於適應未來的應用及發展方向。

為建置智慧電網，統一變電所通信標準，台電計畫從傳統變電所提升為 IEC 61850 標準之智慧變電所。因考量國際間導入三層二網架構之經驗及技術尚未臻成熟，且三層二網架構曾經發生通信延遲及設備可靠性不佳等缺點，目前台灣本島變電所暫以「二層一網」作為規劃導入 IEC 61850 標準之主要架構，現階段先以金門鵲山及莒光變電所作為「三層二網」示範所，待金門試運轉及累積運轉經驗，經檢討及改善後再研擬台灣本島變電所導入三層二網時機。

## 貳、IEC61850 標準架構介紹

### 一、IEC 61850 三層二網監控系統架構：

IEC 61850 通訊協定將變電站自動化系統分為三個階層，分別為變電站層 (Station Level)、間隔層 (Bay Level) 及過程層 (Process Level)，如圖一所示。變電站層 (Station Level) 中主要包含變電所 SCADA、人機介面 (HMI)、資料庫及遠端通訊介面箱等設備；間隔層 (Bay Level) 則為保護、控制及監視等 IED 設備；過程層 (Process Level) 則為變電所裡的一次電氣設備，例如 CT、PT 及開關 (Switchgear) 等現場設備。

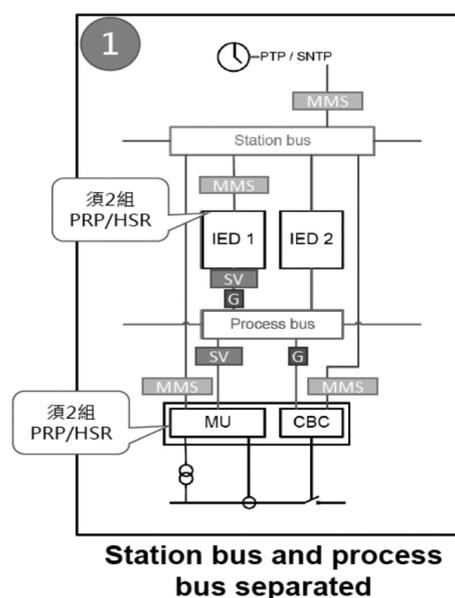


圖一 IEC61850 分層架構圖

### 二、IEC 61850-7-500 監控系統架構：

#### (一)、架構 1：

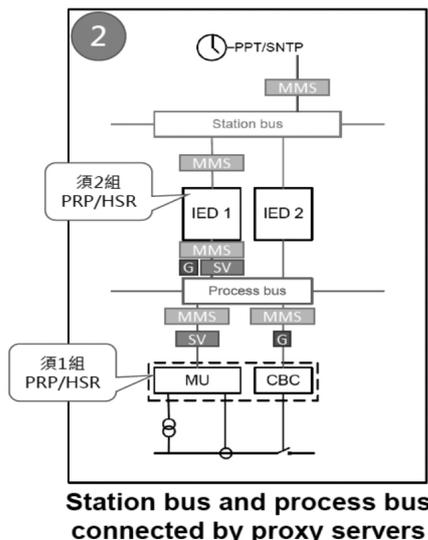
架構 1 的 Station 和 Process bus 是分開的，所以各自有獨立的 Switch，Breaker IED(含 MU 及 CBC(Circuit Breaker Controller)) 接收現場設備如 CT、PT 的資料，智慧型電子裝置不僅將現場設備的資料傳送到 Process bus 中的 Switch，同時也將現場設備的資料傳送到 Station bus 中的 Switch，由於傳送到 2 個 bus 中的 Switch，所以需要兩組 PRP/HSR。



圖二 IEC61850 監控系統架構圖架構 1

#### (二)、架構 2：

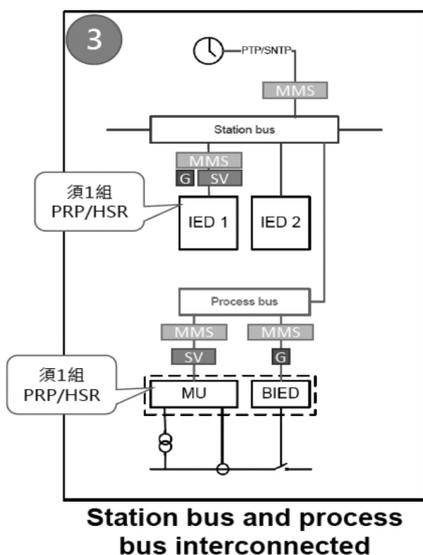
IED 除了具有 PMCC 的功能外，架構 2 上之 IED 也可做為代理伺服器，做為 Process bus 中的 Switch，蒐集 Process level 中現場設備的資料，但對於 Station bus 而言當作 Server 將資料往上傳，因此，架構 2 裡的 IED，除了需要兩組 PRP/HSR，將資料傳送到 Station bus，另需 1 組 PRP/HSR，接收 Process bus 的資料。



圖三 IEC61850 監控系統架構圖架構 2

(三)、架構 3：

架構 3 中的 Process bus 和 Station bus 相連，共用硬體的部分由於 Process bus 和 Station bus 相互連接，接收 Process bus 和 Station bus 資料，所以需要的頻寬比較大，為了解決頻寬較大的問題，可透過切換 VLAN 的技術來對 Switch 進行流量分配管理，降低對於頻寬的需求，這樣的架構下，IED 及 Breaker IED 只需 1 組 PRP/HSR 對應到 Station bus 和 Process bus。



圖四 IEC61850 監控系統架構圖架構 3

參、台電 IEC61850 監控架構介紹

一、台電 IEC 61850 監控系統架構：

經收集及搜尋國內外期刊及資料，大陸為曾經且唯一全面推廣 IEC 61850 三層二網的國家，至 2017 年 9 月止已興建了 4900 所，在建置及運轉過程中，曾經發生通信延遲影響保護即時性、設備可靠性不佳等缺點；反觀 IEC 61850 二層一網架構，係透過傳統 CT、PT 取樣，設備數量及價格也較三層二網精簡及親民，在設計及維修上也較三層二網容易，因此未來將由三層二網改為二層一網的架構將更為普遍；據知歐美等其他國家目前仍將三層二網應用做示範性質，做為實驗室驗證、效益評估…等作用。有鑑於此，考量供電可靠及穩定，並借鏡國內外經驗，台電智慧變電所初期將以導入二層一網監控架構為推動方向，如圖 5 所示，分別簡述如下：

(一)、變電站層 (Station level)：

包含監控人機介面設備 (SCADA-HMI)、通信處理單元設備 (Gateway)、時間同步主機 (PTP v2) 負責時間校時。

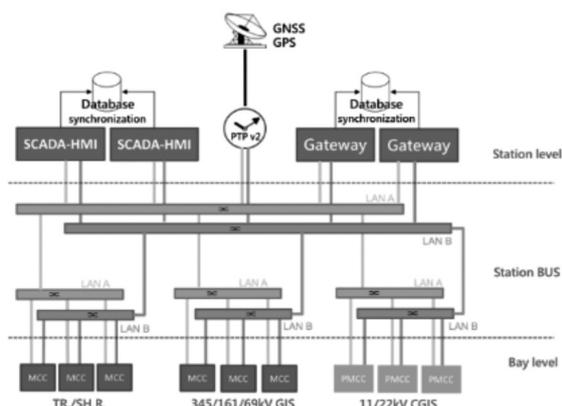
(二)、間隔層 (Bay level)：

設置保護及控制設備 (如：D.TR. 輔助盤 MCC IED、161kV G.I.S. 檔位控制模組 MCC IED、161kV 級保護電驛、23kV G.I.S. PMCC IED) 的地方，這些設備以實體硬線方式連接到間隔層。

(三)、站匯流排 (Station bus)：

為主要以 IEC 61850 網路交換器 (Switch) 及光纖纜線建構的平行備援區域網路，採 2 套獨立網路硬體架構 (LAN A 及 LAN B)，供連接變電站

層 (SCADA-HMI、Gateway) 至間隔層各 IED，而每台 IED 皆以平行備援協定 (PRP) 形式 2 個實體網路埠分別連接 Switch LAN A 及 LAN B。



圖五 台電 IEC61850 監控系統架構圖

表一 IEC61850 分層架構比較表

評估項目	三層二網	三層二網	二層一網
	(應用 ECT、EVT 進行數位化)	(應用傳統 CT、PT 結合 SAMU 進行數位化)	(沿用傳統 CT、PT)
台電公司未來可應用性	可完成變電所完整功能應用	可完成變電所完整功能應用	可完成變電所完整功能應用
電網保護電驛可靠度	1. ECT、EVT 可靠度待商確 2. 網路節點較多通訊品質不穩、壅塞	1. 網路節點較多通訊品質不穩、壅塞 2. SAMU 是電子設備較易損壞	1. 取樣可靠度及穩定度佳 2. 無通訊延遲問題
設備採購標準性	1. ECT、EVT 及其 MU 與本土設備廠家配合開發或技合意願低，採購困難 2. 國際尚未將 ECT、EVT 列入互通性測試機制	1. SAMU 與本土設備廠家配合開發或技合意願低，採購困難 2. 本公司 SAMU 互通性測試機制建置中	1. 台電公司標準及設計原則已制定 2. IED 有互通性測試機制，具備合格清單

台電公司統包變電所運維經驗	1. 需詳細網路頻寬管理 2. 規劃、維護不易	1. 需詳細網路頻寬管理 2. 規劃、維護不易	培養網路管理及故障排除能力
建置成本	1. ECT、EVT 國際上尚未普及 2. 價格非常昂貴	1. 每個 Bay 需 1~2 個以上之 SAMU 2. 建置成本為二層一網的 2 倍以上	1. 已有電控迴路設計經驗 2. 成本最低 (與三層二網比)
國際案例	1. 均作為示範所 2. 三層二網推行失敗，中國未來改回二層一網	1. 均作為示範所 2. 運轉經驗收集	1. 國際多數導入之架構 2. 厚植維護能力
其它效益	1. 改善傳統 CT、PT 鐵芯飽和 2. 提高工安 3. 節省 70% 硬線使用	節省 60% 硬線使用 (與傳統變電所比)	節省 50% 硬線使用 (與傳統變電所比)

IEC 61850 示範所採兩層一網通訊架構為主，現場設備至 IED 仍以實體硬線為主，IED 至 SCADA HMI 則是透過乙太網路來傳遞資料，且使用並行備援協定 (PRP, Parallel Redundancy Protocol) 來保證網路系統在發生 N-1 的故障情況下，網路系統仍可正常運作，並行網路備援機制之運作無需故障恢復時間 (Recovery Time)，可算是網路穩定度及可靠度極高的備援網路機制。

161kV GIS MCC IED 裝設於控制室檔位控制模組盤，負責開關設備狀態監控及保護電驛警報取樣；161kV 變壓器用 MCC IED 裝設於控制室，該設備輔助盤負責設備狀態監視；161kV GIS BPT 檔用 MCC IED 亦負責取樣變電所其它雜散點；23kV GIS 用 PMCC IED 裝設於設備控制箱開關設備監控及保護，以上設備均採用 PRP 架構連接至 Station

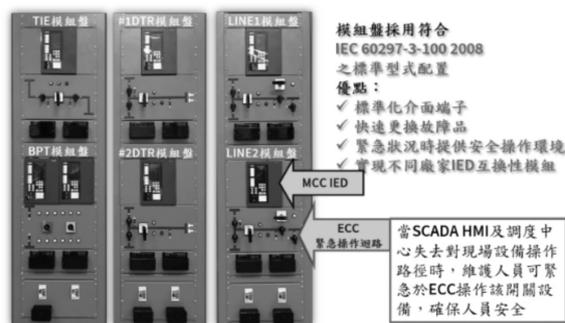
Bus，再透過網路交換器將設備訊息傳遞至 HMI。

## 二、檔位控制模組：

傳統變電所係以控制盤來對現場設備做操作，並由 RTU(Remote Terminal Unit) 負責收集變電所的現場運轉資訊(包含類比和數位資料)，由於電子通訊技術的進步，IED 功能日益強大，並擁有保護、控制、量測、通訊等功能，IED 已大量取代電力電表、控制開關、RTU 及饋線保護電驛，並以 SCADA 人機介面(HMI) 採電腦圖形化操作介面取代傳統模擬控制盤，提供變電所內一切設備運轉情形並監視、量測及控制各項電力設備。

除此之外，另規劃「檔位控制模組」，即以 MCC IED 與 ECC(緊急操作裝置) 所組成之檔位控制模組盤，檔位控制模組盤平時操作時，操作人員僅可於 SCADA 操作，當 Station Bus 網路通訊及 MCC IED 故障時，SCADA 及 ADCC 失去對現場開關設備操作時，可緊急以 ECC 於控制室操作該檔設備。

相較於使用傳統控制模擬盤與 RTU 監控系統，取消以往 RTU 之控制電纜轉接盤面、故障指示器、多功能電表等回路，節省許多的硬接線，將現場各級開關設備控制回路、監視點、警報及各電壓電流取樣、一次系統保護電驛監控及警報點全數接往各專屬之 MCC IED 模組盤之端子板，再由 IED 透過 IEC 61850 網路傳送 MMS 訊息至 SCADA-HMI 與 GATEWAY。也取消警報點亮燈顯示於故障指示器改顯示在 SCADA 圖控上。



圖六 檔位控制模組盤

IEC 61850 監控系統使用並行網路備援機制 (PRP)，取消 RTU 之轉接盤面、故障指示器、多功能電表等回路接線，改接至 IED 透過 IEC 61850 網路傳送 DI、DO、AI 等值至 SCADA-HMI 與 GATEWAY。改由 SCADA 圖控系統監視、量測及控制各項電力設備，當 SCADA 及 ADCC 失去對現場開關設備操作控制時，可改以 ECC 於控制室操作該檔設備。由以上改變提升智慧變電所供電可靠度。

## 肆、台電 IEC61850 示範所架構說明

### 一、義竹 D/S

#### (一)、緣由：

本工程係配合再生能源併網需求增設一台 60MVA D.TR 及 161kV 新營義竹二回路，並增設一套 23kV CGIS。

#### (二)、本所規模與主要大項變電器材：

1. 變壓器設備：1 台  
161kV 60/30+30MVA  
D.TR. 1 台。
2. 161kV G.I.S. 設備：5 檔  
TRx1 檔、PTx1 檔、Line x

2 檔、Tie x 1 檔。

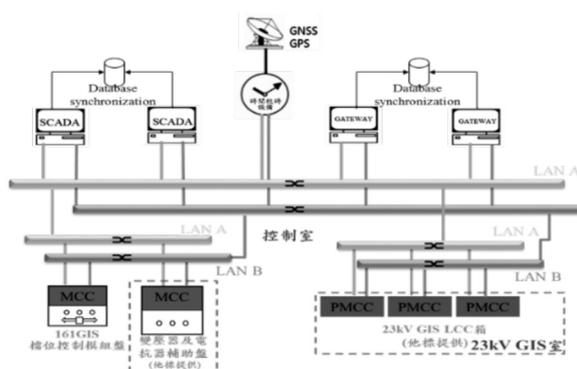
3.23kV G.I.S. 設備：23 檔

Mx2 檔、Fx10 檔、Tie x 1 檔、SCx2 檔、SSTRx2 檔、PTx 2 檔、BRx2 檔、MOFx2 檔。

4.11.95kV3000+3000kVAR：  
2 組

(三)、本所系統架構：

導入二層一網監控架構：



圖七 義竹 D/S IEC61850 監控系統架構圖

(四)、施工中值得分享之經驗及建議：

1. SCADA 系統使用者介面不符接管單位需求：

原因敘述：

SCADA 系統使用者介面呈現自由且主觀性十足，往往與接管單位之需求有異，為了使工程能夠更順利進行，故事前的討論是非常必要的，以免到了最後接管單位來測試時，還要再重新修改設計或是更改資料庫規劃，影響工期。

問題解決：

經檢討，建議於建置初期，由各區施工處邀集接管單位，討論相關介面呈現方式、取樣點等需求規劃，再由系統整合商就功能面規劃進行討論及修改。

2. 機櫃箱尺寸修改：

原因敘述：

特定條款第 5.8.2 項箱體外觀尺寸為 800\*600\*2200mm (寬\*深\*高(含底座))，Gateway 深度已達 600mm，已無多餘維修或增設其他設備空間，導致日後維修或增設其他設備之空間不足。

問題解決：

經檢討，擬修定條款機櫃箱尺寸為 H2200\*W800\*D900mm，可使箱內各設備離前後門至少 150mm。

二、豐洲 D/S

(一)、緣由：

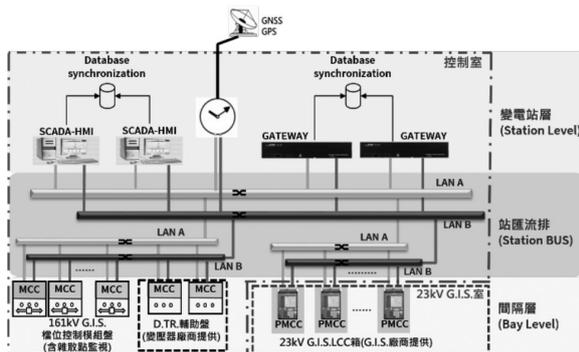
因應台中市豐原、大雅及神岡地區負載居高不下，且夏季尖載期間豐原 D/S、大雅 D/S 及神岡 S/S 利用率偏高、不利轉供，為利提供轄區內科學園區及工業區充裕用電，列 109 年第七輪變電修正計畫，豐原 D/S 加入系統後可紓解該區供電問題。

(二)、本所規模與主要大項變電器材：

1. 變壓器設備：2 台  
161kV60/30+30MVA D.TR.  
2 台。
2. 161kV G.I.S. 設備：8 檔  
TR x2 檔、PT x1 檔、Line  
x 4 檔、Tie x1 檔。
3. 23kV G.I.S. 設備：40 檔  
M x4 檔、F x20 檔、Tie x2  
檔、SC x4 檔、SSTR x2  
檔、PT x4 檔、BR x2 檔、  
MOF x2 檔。
4. 11.95kV 3000kVAR：4 組

(三)、本所系統架構：

導入二層一網監控架構：



圖八 豐洲 D/SIEC61850 監控系統架構圖

(四)、施工中值得分享之經驗及建議：

1. 變壓器輔助盤 MCC IED 備品：

原因敘述：

變壓器輔助盤盤面上除新增設 IED、光纖接續盒外，亦保留傳統盤面配置，盤面已無多餘空間放置備品 IED。

問題解決：

經檢討，變壓器用 IED 因須取樣 ULTC 位置、油溫、線溫等需求，IED 配置 AI 模組，其輸出入介面同 161kV GIS BUS PT 檔用 IED，倘若盤上 IED 故障使用，可使用上揭 GIS 備品 IED。

2. 機櫃內散熱問題：

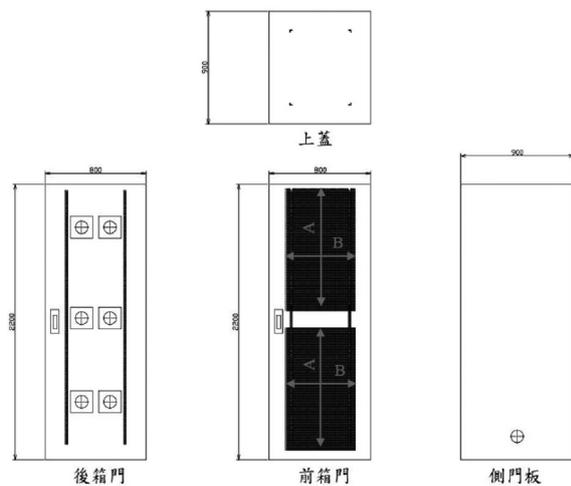
原因敘述：

特定條款第 5.8.1 項控制室交換器機櫃箱及通訊處理機櫃箱自立式前後開門，門上須附門門，箱內應配置散熱裝置條款僅要求箱門應配置散熱裝置並經送審認可，義竹及豐洲 DS 考量人員要檢視箱體設備狀態，外箱採壓克力透明視窗設計惟由於箱體前後門為進排風管道該視窗配置恐影響箱體散熱能力。

問題解決：

擬修改散熱方式，箱體前門採網孔門型式設計，箱體後門應裝設排風扇，各風扇噪音值不得大於 41dB，風扇材質須適用運轉環境 40°C 下，風扇工作電源適用 AC 220V、計算有效通風量、空機架裝設空面板，避免氣流短循環，並於機櫃內裝設溫度感測器監視運轉溫度，其感測溫度範圍至少為 0-80°C，箱體側面應設置可

拆式出線孔，側面出線孔尺寸大小應評估過箱體所需電纜及通訊線路需求。



圖九 箱體前後箱門及側門板設計

### 3.MCC 備品放置：

原因敘述：

交換器機櫃箱配置恐因變電所規模影響配置交換器數量以致無法裝備用 IED；通訊機櫃箱則因裝設 GATEWAY、防火牆、數據機、時間同步主機及 IEC 61850 訊息記錄工具等，建議將 MCC 備品放置於模組盤或空的輔助盤上。

問題解決：

161kV GIS 用 MCC IED 除 BUS PT 檔須提供 AI(Analog Input) 介面外，其餘檔所用 IED 介面都相同。擬修訂提供 2 具 IED 備品，一具介面配置等同線路檔用，另一具 AI 模組介面配置等同 BUS

PT 檔用，將 MCC 備品放置於模組盤或空的輔助盤上。

4.Gateway 的顯示器尺寸修改：

原因敘述：

通訊處理機櫃箱機架寬度為 19 吋，Gateway 的顯示器需放置於通訊處理機櫃箱內，但又受限於 19 吋機架寬度限制，若放置與 SCADA 相同規格之 27 吋顯示器，螢幕將會被機架擋住畫面，亦可能會無法放入機箱內。

問題解決：

檢討修訂設備規範 GATEWAY 為 20 吋顯示器，且顯示器底部離地高度不得小於 147.5cm。

### 三、福和 D/S

(一)、緣由：

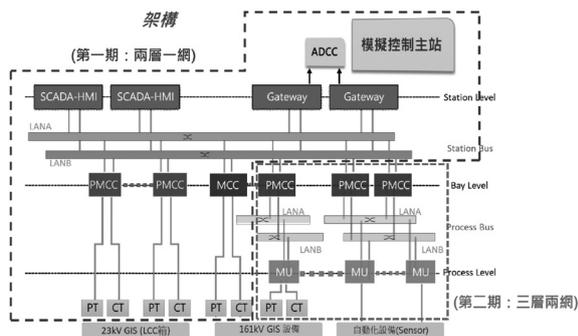
東南區內鄰近變電所臥龍 SU(72%)、建國 ZK(78%) 及西南區中正 SX(66%) 南海 ZA(62%) 目前利用率已偏高，又以建國預計 108 年利用率將高達 80% 以上，且東南區至 110 年止，新設用戶用電量超過 6000kW 以上共計 8 戶，有富邦人壽、台大癌症醫院、南山人壽、A7 大樓、空軍指揮部，將來負載調整及轉供能力勢必受影響。待福和 D/S 加入系統後，可就近供電，增加供電可靠度及變電所間之轉供能力。

(二)、本所規模與主要大項變電器材：

- 1.變壓器設備：3 台  
161kV 60/60MVA D.TR. 3 台。
- 2.電抗器設備：1 台  
161kV 80MVAR S.HR 1 台。
- 3.161kV G.I.S. 設備：14 檔  
Line x 4 檔、TR x 3 檔、Sec x 2 檔、Tie x 2 檔、PT x 2 檔、S.HR x 1 檔。
- 4.23kV G.I.S. 設備：52 檔  
M x 6 檔、F x 24 檔、Tie x3 檔、SC x 6 檔、SSTR x 2 檔、PT x 6 檔、BR x3 檔、MOF x 2 檔。

(三)、本所系統架構：

本所初期導入二層一網監控架構，由於福和 D/S 使照取得尚在努力中，預計 110.03 加入系統



圖十 福和 D/S IEC61850 監控系統架構圖

伍、建置施工、測試標準化程序

一、監控系統功能測試

IEC61850 監控系統安裝完成後必須進行 7 項功能測試：

- 1. 檔位控制模組盤體安裝完成實施

模組盤與機電設備進行回路測試。

- 2. 所有光纖、網路佈線完成後皆須經過 FLUKE DSX-5000 或同等級之纜線 / 光纖測試儀器測試合格。
- 3. 對 SCADA、通訊設備進行軟硬體檢測。
- 4. 進行各 IED 絕緣測試及電驛功能測試。
- 5. 系統功能測試：

4.1 SCADA HMI 對 IED 控制測試：在 HMI 上透過圖控軟體對 IED 進行投切控制及狀態確認。

4.2 Gateway 對 IED 的通訊測試：在 Gateway 上透過圖控軟體的 Driver 經由 IEC61850 通訊對 IED 進行通訊測試。

4.3 Gateway 對主站的通訊測試：  
a. 由本單位提供給乙方對主站的 Point List，乙方會以本單位 Point List 使用第三方軟體進行點對點測試，確認通訊及 Point List 點位無誤之後，乙方會在 Gateway 上透過圖控軟體的 Driver 建立相對應的點位。

b. 由主站向 Gateway 要取訊號，在 Gateway 上透過圖控軟體的 Driver 經 DNP3 通訊向主站發送所需要的訊號。

- 6. 各 IED 與監控系統點對點離線 (Off-Line) 測試；透過 HMI 圖控對過程層設備進行點對點測試 (包含所有 AI、DI、CO 點位)，

另外透過 HMI 及 Gateway 與遠端 AD 備援 (發展系統) 進行上述點位測試，假使測試點位有問題須更改 IED 內部邏輯設定時，則需請 IED 廠商配合修改設定，並請系統商重新整合圖控軟體後再進行點位測試。

7. 進行監控系統線上 (On-Line) 測試，且穩定性測試必須連續運轉 120 小時，且穩定度測試可靠度達 99.9% 以上並由 AD 主任在測試表格上蓋許可章，如未符合契約要求規定應延長到符合規範之要求。
8. 變電所加入系統後 3 日曆天後，系統整合商還需進行 720 小時監控設備可靠度測試，測試結束前 24 小時，所有故障均已修復，系統無當機故障發生，否則須延長測試時間。

#### 系統可靠度

$$= [( \text{測試時間} - \text{當機時間} ) / \text{測試時間}] \times 100\%$$

- 7.1 當機時間 (Downtime)：當某功能或裝置無法如規範所述正常運作，由得標廠商人員到達現場至所有功能回復所持續時間稱為 Downtime。若同時發生數個故障，須待所有故障均修理完成後，Downtime 時間才算結束。
- 7.2 暫停時間 (Hold time)：某些異常狀況導致系統無法正常運作，該異常期間可由得標廠商、本公司雙方同意後

視為 Hold time，不列入可用性計算。

## 二、建置施工測試標準化程序

IEC61850 監控架構建置流程之五大工序注意事項如下所示：

### (1). 系統廠商進場安裝確認表：

- ① 配電盤是否已安裝完成？
- ② 161/23kV GIS 及變壓器是否已安裝完成？
- ③ 電纜托架是否已安裝完成？

### (2). 系統廠商資料庫建置確認表：

- ① 變壓器輔助盤 MCC 的 ICD 檔是否已完成？
- ② 2161kV GIS MCC 的 ICD 是否已完成；23kV GIS PMCC 的 ICD 是否完成？
- ③ 依變電所轄區請營業區處提供電驛標置值是否完成？
- ④ 加入系統要求書是否提前 2 月前提出至供電區處審核？

### (3). 與接管單位協調相關確認事項：

- ① SCADA HMI 圖控系統畫面 (討論操作方式、符號顯示、顏色顯示) 確認完成？
- ② PMCC GOOSE 規劃圖確認完成？
- ③ 召開穩定度及可靠度測試研討測試事項確認完成？
- ④ 中華電信申請作業由供電區處負責，微波通訊由通訊處負責，並管控完工時程確認完成？

### (4). 自主檢查確認表：

- ① 確認所內資料庫建置是否完成？
- ② 大項設備至各盤面之控制電

纜敷設及接線是否完成？

③確認盤面操作開關設備 ON/OFF 動作是否正常？

④各區間光纖是否敷設完成？

(5). OFF/ON LINE 測試確認表：

①自主檢查是否完成？

②確認 ADCC/CDCC 資料庫建置是否完成？

③確認提供最終版本 POINT LIST 表給供電區處？

④對外通訊線路是否完成(中華電信/微波光纖)？

## 陸、結語

IEC 61850 示範所採用 IEC61850 SCADA 架構下，取代傳統 RTU，減少控制電纜的數量及人力工時，取而代之的是用光纜通訊線，MCC IED、PMCC IED 資料經由網路大量且快速傳輸至 SCADA HMI，透過人機介面電腦上的圖控區塊，即可對現場電力設備做到及時保護和監控，並透過通信處理單元設備 (Gateway) 來跟調度中心 (CDCC、ADCC) 進行遠端監控。

示範所義竹 D/S 及豐洲 D/S 分別已於 109.11 及 109.12 加入系統，福和 D/S 預計 111.03 加入系統。除此之外，由北區施工處所負責之蘇東 D/S 亦為 IEC 61850 監控系統變電所，並已於 110.4 加入系統。為了檢討示範所在推動過程中所遭遇之困難或有其他更精進之建議可供參酌，台電公司在義竹 D/S 及豐洲 D/S 完成後，彙整各相關單位所提出之回饋意見，並召開 IEC 61850 示範所總結檢討會議，隨即將檢討結果納入採購規範及配合修正設計圖面；也藉由總結

檢討結果納入福和 D/S 之採購規範，讓 IEC 61850 示範所建制更完善，也讓未來新建之智慧型變電所能更順利推動。

台電公司規劃未來各區施工處將自行施作一所 IEC61850 監控系統之變電所，從訂定規範、標準圖設計、現場佈纜佈線至軟硬體整合皆由台電公司自行規劃、建模及施作。藉由自行施作，如有發生配線相關問題，由工務段現場領班將問題反饋回設計部門，如遇軟體問題，可立即與廠商反應，藉由從中學習找到解決方式。透過自營施工加速技術之養成及熟練，培育 IEC61850 監控系統人才，以應變智慧型變電所的改變。未來規劃在福和 D/S 建置智慧變電所監控模擬訓練中心(簡稱智模中心)，供進行員工訓練及教學使用，透過密集訓練強化員工職能，培育更多對於 IEC61850 監控系統專職人材。

經收集及搜尋國內外期刊及資料，囿於國際間三層二網架構之導入經驗及成熟度尚有不足，若台電 IEC61850 架構採三層二網建置，採用電子式 ECT 和 EPT 需投入不少成本，再加上目前尚無 MU 設備相關規範，採購上有一定難度，故目前台電公司發展 IEC61850 架構初期是以兩層一網為主，亦只保留 Bay Level & Station Level 透過 Station Bus 網路層傳遞 SCADA 與 IED 間的資料訊息，並以傳統 CT 和 PT 接收現場設備類比訊號，期能設計穩定性高、安全性高、接受度高的智慧變電所監控架構。待金門 IEC 61850「三層二網」示範所完成，試運轉及累積經驗，經檢討及改善後再評估台灣本島變電所導入三層二網之可行性。

## 柒、參考文獻

- [1] 台灣電力股份有限公司 IEC61850 變電所開關場設備規範
- [2] 智慧變電所新、改建工程設計規劃作業要點。
- [3] 新改建 IEC61850 監控架構智慧變電所電控設計作業要點。
- [4] 新改建 IEC61850 監控架構智慧變電所建置流程及分工作業要點。
- [5] 輸變電工程處, 台電新一代 IEC 61850 智慧變電所監控系統設計規劃實務, 電驛協會會刊, 第 51 期, 第 1-2 頁, 2020 年。
- [6] 輸變電工程處, 採 IEC61850 監控架構之示範變電所辦理情形, 109 年度輸供電單位變電類技術研討會, 第 1-2 頁, 2020 年。
- [7] 中區施工處, 豐洲 D/S 新建工程 IEC61850 監控架構實務簡介, 變電簡訊, 第 60 期, 第 2-7 頁, 2021 年。
- [8] 南區施工處, 智慧變電所規劃設計及施工測試研析分享, 變電簡訊, 第 61 期, 第 2-3 頁、第 8-9 頁, 2021 年。

# 活用 SEL 製 SEL-311L 差動電驛內部 保護模式功能研討

新桃供電區營運處電驛組 陳俞伶  
110.7.1

## 壹、前言

因為偏遠地區及山區之電驛通訊用光纜不易鋪設，啟用光纖通訊之差流保護實際上有其困難之處，故聯想如採用前一代數位電驛主保護允許越區跳脫 (Permissive Overreach Transfer Trip, POTT) 之可能性。我們憑藉中華電信音頻級數據通道啟用電驛 POTT 功能。本次介紹 SEL-311L 型電驛啟用 POTT 之保護應用。

## 貳、SEL-311L 之 POTT 功能介紹

一、POTT 跳脫邏輯設定條件：如圖 1 說明。

(一) 電驛在 2 個條件均滿足之情況下發送允許跳脫訊號 KEY 至對方端：

1. TRCOMM 中的任何元件動作
2. ZONE3 電流反向邏輯無動作

(二) 反向電流監視元件 (Z3RB) 動作時，禁制電驛之 POTT 邏輯發送 KEY 信號及跳脫訊號。

(三) 回授收到的允許跳脫訊號至對方端。

(四) 防止在回授和測試時通道閉鎖。

(五) 提供弱電端 (WFC) 或無電源條件下的跳脫模式。

## 二、相關標置及邏輯設定

使用 SEL-311L 中的通訊通道 mirrored bits，並將通道開在 MBGA(mirrored bits 通道 A)。電驛的 POTT 功能開在 group 3，如圖 1 所示將通訊輔助跳脫之第一、二區間元件設定為正方向、第三區間元件設定為反向，若偵測到第三區間之故障電流，則執行反向閉鎖功能 (Z3RB)。相關 POTT 功能之電驛標置及跳脫邏輯設定如下：

### (一) 通訊通道 Port 3：

PROTO: MBGA 代表選擇使用 mirrored bits 通道 A
ECOMM: POTT

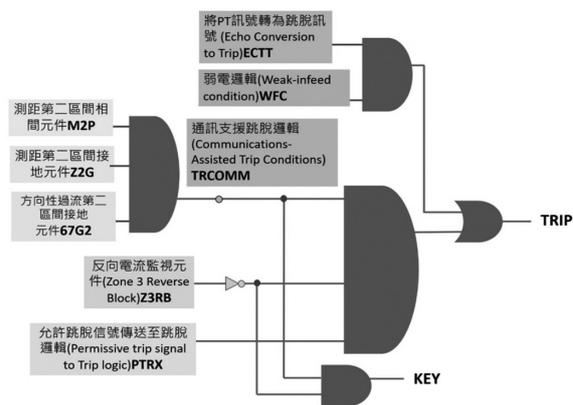


圖 1 POTT 跳脫邏輯

### (二) 跳脫邏輯設定：

若將欠壓邏輯投入設定值 ELOP 設

定為 Y1，且欠壓 LOP 邏輯動作時，POTT 之 KEY 及 Echo KEY 將被閉鎖，所有的方向過電流元件及測距元件均失效。其他跳脫邏輯設定如下：

TRCOMM 通訊支援跳脫邏輯：  
 $(M2P+Z2G+67G2T)*LT2$   
 其中 M2P 為第二區間相間測距元件、Z2G 為第二區間接地測距元件、67G2T 為方向性過流接地元件

PT1 允許跳脫信號：RMB3A

(三) 相關警報輸出設定

OUT308：  
 $(M2P+Z2G+67G2T)*LT2*PTRX$   
 代表電驛 POTT 動作跳脫警報 (85A)

OUT309：  
 $TRIP*(Z1GT+Z2GT+Z4GT+51GT)+67G2T*LT2*PTRX+(FTAG+FTBG+FTCG)*LT2$   
 代表接地元件動作警報 (GDA)

OUT310：  
 $LT2*(FTAB+FTBC+FTCA+FTABC+FTAG*FTBG+FTBG*FTCG+FTAG*FTCG)+M2P*LT2*PTRX$   
 代表相間元件動作警報 (PHA)

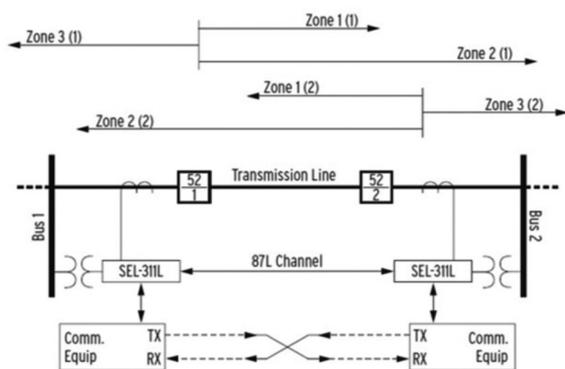


圖 2 通訊輔助跳脫示意圖

其中我們定義 RMB2A 為接收到對方端通訊信號、TMB2A 為發送通訊信號；RMB3A 為接收到對方端允許跳脫 (KEY) 信號、TMB3A 定義為發送允許跳脫 (KEY) 信號。

ROKA 為通訊通道監控點位，可由此信號判斷通訊通道是否正常，在信

號異常時通知值班主任及相關人員查修。藉由觀察 SEL-311L 人機介面中的 Targets，可判斷何種信息被觸發。

Targets									
39	51Q=0	51QT=0	51QR=1	*=0	*=0	Z2PG5=0	67QG25=0	BTX=0	
40	Z3XT=0	DSTRT=0	NSTRT=0	STOP=0	Z3RB=0	KEY=0	EKEY=0	ECTT=0	
41	PTRX=0	UBB1=0	UBB2=0	UBB=0	WFC=0	PT=0	PTRX1=0	PTRX2=0	
42	27A=0	27B=0	27C=0	59A=1	59B=1	59C=1	3P27=0	3P59=1	
43	27AB=0	27BC=0	27CA=0	59AB=0	59BC=0	59CA=0	*=0	*=0	
44	201LOG=0	202LOG=0	203LOG=0	204LOG=0	205LOG=0	206LOG=0	*=0	*=0	
45	52AA=0	52AB=0	52AC=0	*=0	MPP3=0	MABC3=0	MPP4=0	MABC4=0	
46	SPOA=0	SPOB=0	SPOC=0	SPO=0	E3PT=0	ESTUB=0	TOP=0	*=0	
47	RMB8A=0	RMB7A=0	RMB6A=0	RMB5A=0	RMB4A=0	RMB3A=0	RMB2A=1	RMB1A=0	
48	TMB8A=0	TMB7A=0	TMB6A=0	TMB5A=0	TMB4A=0	TMB3A=0	TMB2A=1	TMB1A=0	
49	RMB8B=0	RMB7B=0	RMB6B=0	RMB5B=0	RMB4B=0	RMB3B=0	RMB2B=0	RMB1B=0	
50	TMB8B=0	TMB7B=0	TMB6B=0	TMB5B=0	TMB4B=0	TMB3B=0	TMB2B=0	TMB1B=0	
51	LBOKB=0	CBADB=0	FBADB=0	ROKB=0	LBOKA=0	CBADA=0	FBADA=0	ROKA=1	
52	81D1T=0	81D2T=0	81D3T=0	81D4T=0	81D5T=0	81D6T=0	27B81=0	*=0	
53	81D1T=0	81D2T=0	81D3T=0	81D4T=0	81D5T=0	81D6T=0	87HWAL=0	87BSY=0	
54	OUT301=0	OUT302=0	OUT303=0	OUT304=1	OUT305=1	OUT306=1	OUT307=0	OUT308=0	

圖 3 SEL-311L 電驛人機介面示意圖

參、SEL-311L 之 POTT 啟用測試

以儀器測試電驛之方向性過流 (M2P、Z2G) 及測距功能 (67G2T) 是否正常以及測試通訊信號。

一、M2P 第二區間相間測距元件

使用儀器加測試電壓、電流使故障點落在線路之相間第二區間內，藉由觀察電驛內的故障波形及監測各訊號判斷 POTT 功能是否完備。以圖 3 所示所，確認通訊通道正常 (RMB3A、TMB3A、ROKA)、正確傳送允許跳脫訊號 (KEY) 並以 POTT 動作跳脫正確 (M2P、COMM)。

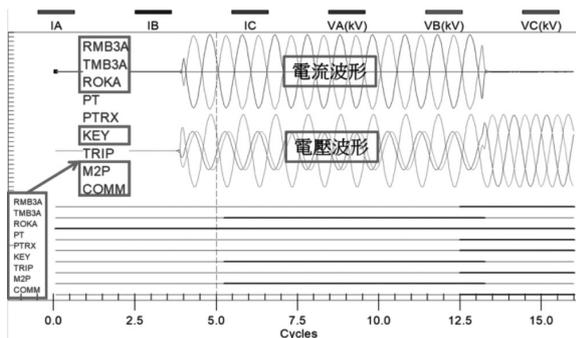


圖 4 SEL-311L 電驛 M2P 故障波形

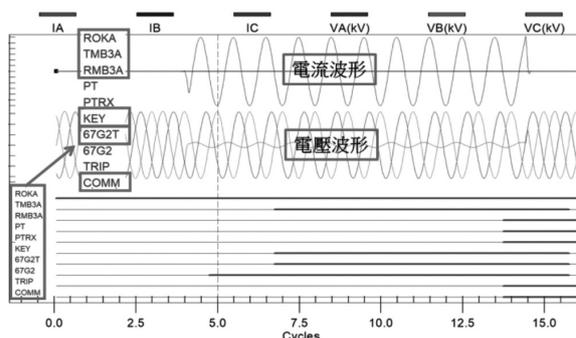


圖 6 SEL-311L 電驛 67G2T 故障波形

二、Z2G 第二區間接地測距元件

使用儀器加測試電壓、電流使故障點落在線路之接地第二區間內。以圖 4 所示，確認通訊通道正常 (RMB3A、TMB3A、ROKA)、傳送允許跳脫訊號 (KEY) 並以 POTT 動作跳脫 (Z2G、COMM)。

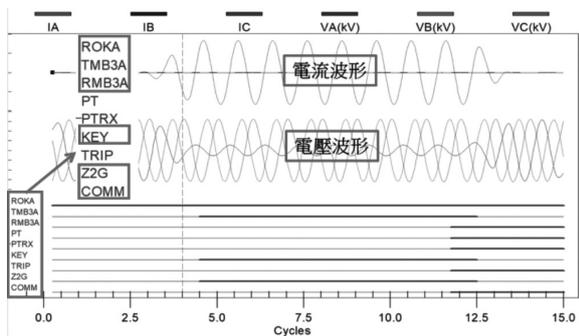


圖 5 SEL-311L 電驛 Z2G 故障波形

三、67G2T 方向性過流接地元件

使用儀器加測試電壓、電流使故障點落在線路之接地第二區間內。以圖 5 所示，確認通訊通道正常 (RMB3A、TMB3A、ROKA)、傳送允許跳脫訊號 (KEY) 並以 POTT 正確動作跳脫 (67G2T、COMM)。

肆、POTT 功能啟用前後成果說明

一、福安 S/S 榮華線事故

(一) POTT 啟用前：104 年 9 月 28 日，該事故電驛動作時間約為 40 週波 (0.67 秒)。

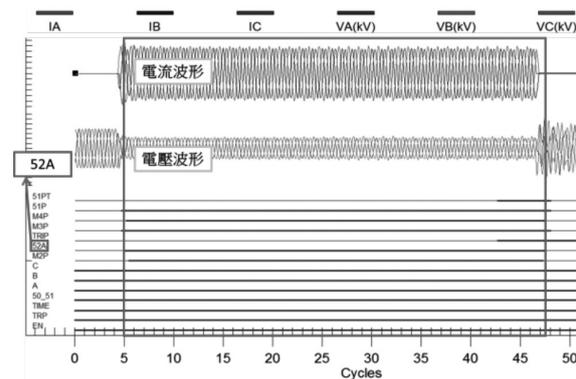


圖 7 POTT 啟用前

(二) POTT 啟用後：107 年 3 月 20 日，該事故電驛動作時間約為 9 週波 (0.15 秒)。

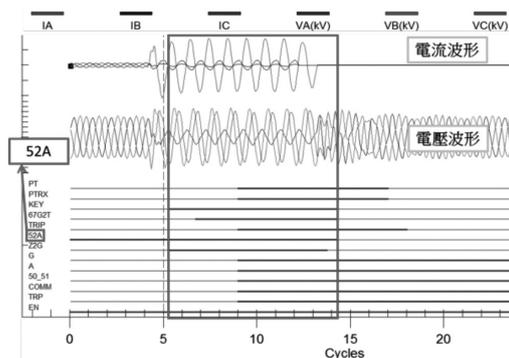


圖 8 POTT 啟用

## 二、大湳 S/S 鶯南線事故

106 年 4 月 11 日大湳 S/S 鶯南線事故，該電驛已啟用 POTT 功能。電驛動作時間約為 7.5 週波。



圖 9 大湳 S/S 鶯南線事故實際動作訊息

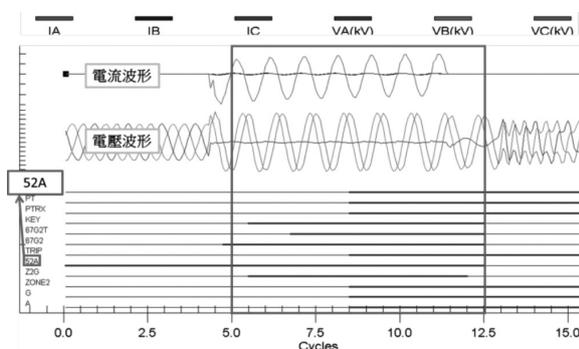


圖 10 POTT 啟用後

為求有無啟用 POTT 功能電驛動作時間的比較，我以 ASPEN 模擬軟體，模擬出 POTT 啟用前之跳脫時間。取用與該事故之相同故障相別 (A 相接地故障)、故障電流大小 (A 相接地故障電流為 2584A) 及故障距離 (0.65km) 的狀況下，電驛的動作跳脫時間為 51.6 週波 (0.86 秒)。POTT 功能啟用前比啟用後，跳脫時間多了 44.1 週波 (0.735 秒)。由此可知啟用 POTT 的好處。



圖 11 以 ASPEN 軟體模擬相同故障電流

大小及故障距離情況下之電驛動作時間。

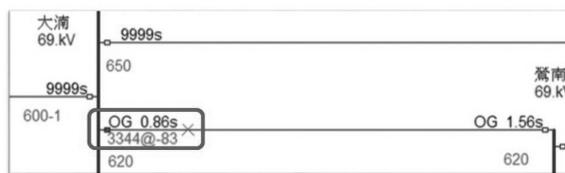


圖 12 POTT 啟用前電驛動作時間為 0.86 秒 (51.6 週波)

由這兩個例子可以發現電驛啟用 POTT 功能後對於縮短電驛動作時間有很大的改善。所以在無法啟用光纖通訊差流功能的電驛上，我們會盡力啟用線路電驛的 POTT 功能。

## 伍、結語

由於訊號交換傳遞路徑非台電提供，當訊號交換速率不好導致出現通訊故障警報時，須配合中華電信維修人員查修，查修時程非我們公司所能掌握，但線路電驛啟用 POTT 功能可大大提高線路保護，避免事故發生時電驛動作時間太長可能造成壓降損害設備之狀況，故我們選擇啟用。

## 陸、參考文獻

- [1] SEL-311L 使用手冊
- [2] 行政院國家科學委員會專題研究  
NSC91-2213-E-011-093

# 因應線路事故開發即時資訊推播系統

台電公司嘉南供電區處 賴國英  
 台電公司新桃供電區處 林明勳  
 台電公司供電處 陳揚  
 台電公司供電處 張士廷  
 台電公司供電處 黃勃睿

## 摘要

當線路事故發生時，運轉與電驛單位須透過遠端操作方式取得線路故障細節資訊，並由區域調度中心 (Area Dispatch Control Center, ADCC) 進行呈報與處理，透過線路事故即時資訊系統可顯示詳細線路事故資訊，包括故障發生時間、電壓等級、所屬線路段、故障相別與故障電流，並透過 Line 即時通訊平台進行線路故障訊息推播，減少相關人員遠端操作步驟，增加整體狀況呈報與處理速度。本系統利用網路爬蟲 (Web Crawler) 技術，將各供電區營運處電驛資訊全天無間斷上傳，透過 SQL 資料庫進行電驛資訊整合，並由 Line 即時通訊平台發布即時線路故障資訊，提高運轉調度人員、設備維護人員與電驛事故處理人員之處理效率。

## 壹、前言

保護電驛 (Protective Relay) 是電力系統保護重要的一環，保護電驛可以有效提供故障資訊，使相關人員進行故障排除動作，防止電力系統故障範圍擴大。

以往在事故發生當下，現場調度人員僅能得知保護電驛基本資訊，相關細節資訊無法在當下立即得知，包括所屬線路段、故障相別與故障電流，均需透過人工遠端連線保護電驛以取得事故資

訊，再由簡訊將資訊進行發送與呈報。在事故發生當下，運轉人員需立即處理監控系統訊息而無暇擷取相關電驛事故資訊，造成資訊延遲回報與處理，加長整體復電作業之可能性。為此，本研究之線路事故即時資訊系統將應用網路爬蟲程式與 SQL 資料庫整合，將不同廠牌之電驛資訊由各供電區營運處工作站上傳至資料庫，當線路事故發生時，可由程式自動推播線路事故資料至 Line 即時通訊平台<sup>[1]</sup>，使相關人員可快速掌握細部資訊，加快整體效率，縮短復電作業流程。

## 貳、系統架構說明

### 一、硬體架構

本系統之硬體架構如圖 1 所示，由台灣電力公司供電區營運處所屬之相關線路電驛，透過各供電區營運處之電腦工作站，經網路爬蟲程式將電驛資訊定期自動擷取，並透過乙太網路將電驛資訊上傳至供電處電腦工作站，供電處電腦工作站下載六區工作站之電驛資訊，經由實體接線至單向網路傳輸閘道器 (One-Way Box, OWB)，再將資料傳送至資料庫伺服器 (SQL Server)，最後將電驛資訊透過乙太網路發送至各相關人員之行動裝置上，達到自動推播效果。各硬體設備說明如下所列：

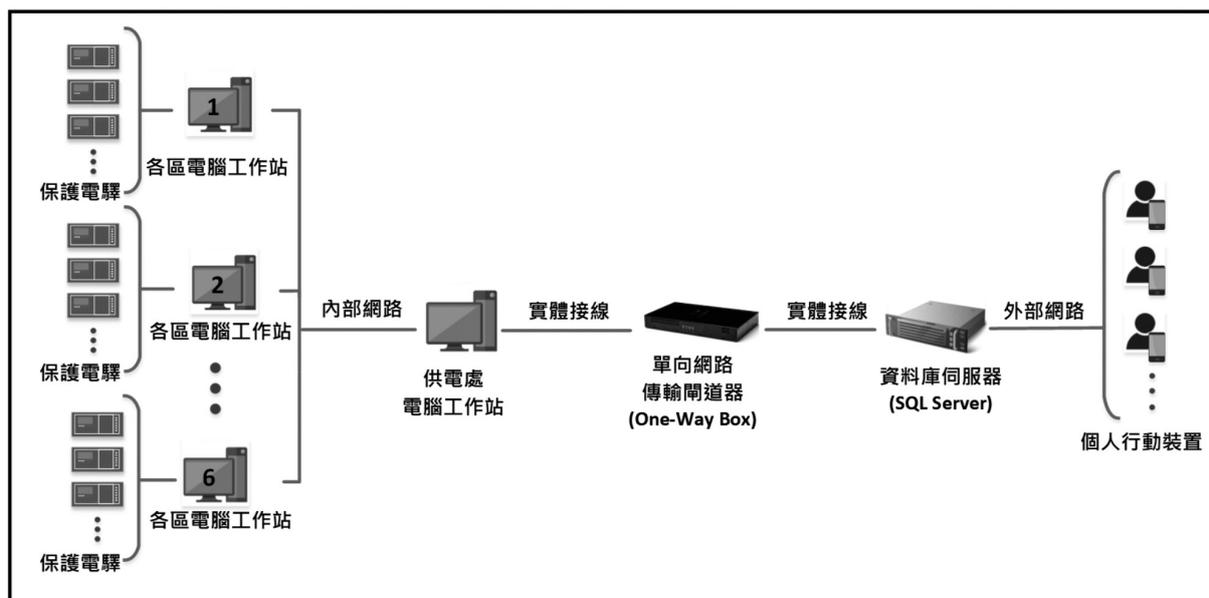


圖 1 硬體架構示意圖

#### (一) 電腦工作站

各供電區營運處均裝置一台電腦工作站，主要執行內容為上傳該供電區處之電驛資訊，包括電驛 IP 位址、產品型號與所屬線路段等，經由新舊資料的自動比對後，透過內部網路將電驛資訊上傳至供電處電腦工作站。供電處電腦工作站則負責處理六個供電區營運處資料，將資料下載並集中。

#### (二) 單向網路傳輸閘道器

近年來網路資訊安全重要性提高，為防止網路遭受侵害，並加強資訊安全性，台電資訊處提供單向網路傳輸閘道器，藉以達到傳輸安全之目的，使電驛資訊僅能透過單一方向做傳遞，確保電驛內部網路之資通安全，防止有心人士企圖竊取相關重要資料。

#### (三) 資料庫伺服器

本系統採用機架式伺服器，快速整合龐大電驛資訊，並建立 SQL 資料庫與 Go 程式語言環境，將即時事故資訊與對話回覆功能傳送至個人行動裝置。

#### (四) 個人行動裝置

由重要聯絡人透過 Line 通訊即時平台進行管理權限申請，系統管理人員便依照申請人進行權限分配，將相關重要聯絡人資料寫入資料庫伺服器，個人行動裝置即可使用本系統服務，由權限分配不同，個人行動裝置能使用之功能與通知亦不相同。

透過 Line 即時通訊平台的推播，智慧型裝置即可接收線路電驛故障警報，亦可使用警報禁制與恢復功能以及查詢最近訊息功能。

## 二、軟體架構

本系統之軟體架構如圖 2 所示，電驛資訊由電腦工作站進行網路爬蟲程式，透過電驛資訊擷取程式，擷取不同廠牌之線路電驛資料，再透過電驛資訊篩檢程式，過濾舊有電驛訊息，加入新產生之電驛訊息，維持最完整檢示文件檔，並由各區電腦工作站之內部網路傳輸至本地端電腦工作站，再由本地端電腦工作站進行電驛資訊下載程式，電驛資訊將由單向網路傳輸閘道器傳送至資

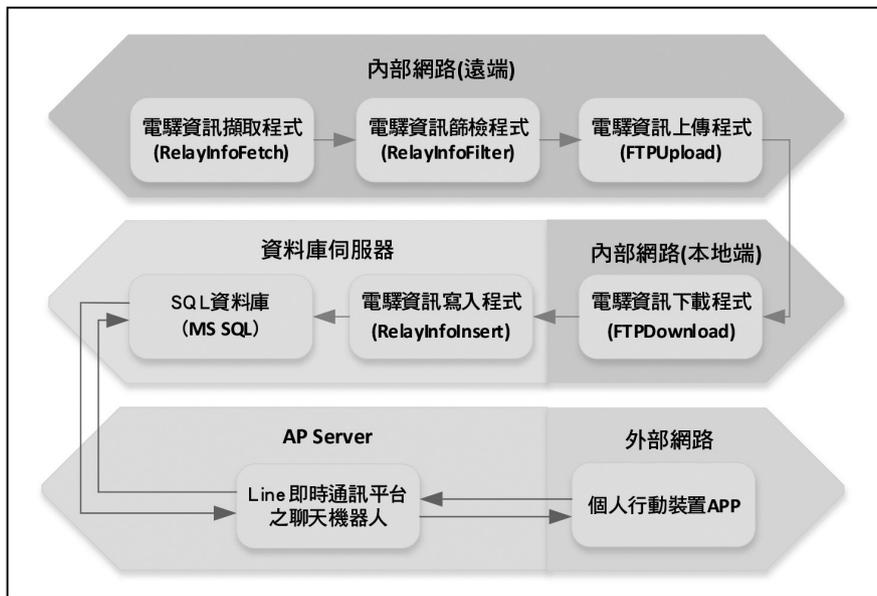


圖 2 軟體架構示意圖

料庫伺服器，資料庫伺服器將所有電驛資訊整合至 SQL 資料庫內，並透過 AP Server 連接 Line 即時通訊平台之聊天機器人，使個人行動裝置即時接收線路電驛故障訊息。為確保軟體更新之相關版本留存供未來使用，本軟體程式均透過 git for windows<sup>[2]</sup> 儲存各項系統版本程式檔。主要軟體架構說明如下列：

#### (一) 電驛資訊擷取程式 (RelayInfoFetch)

本程式以 Go Language 程式語言<sup>[3]</sup> 開發，主要功能係藉由網路爬蟲技術擷取各個線路電驛資訊，並根據不同廠牌故障顯示方式提供對應網路爬蟲程式。本程式可自動於指定時間收集並儲存於電驛內之事故資訊。目前本公司應用於輸電線路之數位電驛共有 4 種廠牌，包含 SEL(Schweitzer Engineering Laboratories)、GE(General Electric)、INGETEAAM 與 TOSHIBA。

#### (二) 電驛資訊篩檢程式 (RyInfoFilter)

本程式以 Linux Shell Script<sup>[4]</sup> 及

AWK<sup>[5]</sup> 程式語言開發而成，主要功能係過濾已收集訊息，只保留新產生事故資料。本系統以完整掃描 (Integrity Scan) 之輪詢 (Polling) 方式收集各電驛之完整事故資訊，故需藉由此程式獲得新產生事故資料，並將之儲存為本文檔 (Text File) 供後續上傳程式使用。

#### (三) 電驛資訊上傳程式 (FTPUpload)

本程式以 Linux Shell Script 開發而成，主要功能係將新產生之事故資料本文檔上傳至本地端電腦工作站。透過時間設定，自動上傳 Heartbeat 本文檔，以確認系統服務是否持續運作正常。

#### (四) 電驛資訊下載程式 (FTPDownload)：

本程式以 Linux Shell Script 開發而成，主要功能係將電驛資料下載至資料庫伺服器，並定時檢查下載功能異常，若顯示異常則表示資料傳輸出現問題，本程式亦自動傳送 LINE 訊息至系統管理員進行即時通知。

#### (五) 電驛資訊寫入程式 (RelayInfoInsert) 與 SQL 資料庫：

本程式以微軟公司結構化查詢語言服務器 (Microsoft SQL Server, MS-SQL) 中 T-SQL<sup>[6]</sup> 開發而成，主要功能係將下載之事故資料本文檔寫入 SQL 資料庫中，以便透過資料庫整合所有線路電驛資訊，同時針對聯絡人權限分配、批量電驛資訊修改與事件紀錄等功能進行使用。

#### (六) Line 即時通訊平台之聊天機器人：

本程式以 Go Language 程式語言連結 Line 即時通訊平台開發而成，主要功能分為 2 個部份，第一功能為主動發送線路事故訊息，當新產生之事故訊息寫入資料庫時，本程式會立即將事故資訊即時告知具備權限之系統維護人員與重要聯絡人，第二功能係以對話方式進行資料查詢與功能設定，可查詢過往事故資訊、使用權限申請、最近事故訊息與警報禁制等重要功能使用。

#### (七) 個人行動裝置 APP：

聯絡人透過個人行動裝置安裝 Line 即時通訊軟體程式，並加入線路事故即時資訊系統 Line ID，即可透過權限申請完成個人身分註冊，系統維護人員將依照所屬單位給予不同權限，聯絡人即可使用相關功能服務，包括線路事故通知、事件紀錄通知、警報禁制與恢復以及相關訊息查詢功能。

### 參、實際應用說明

本系統應用於台灣已普及的 LINE APP，故對使用者而言接受度較高，因為不需另行安裝專屬 APP，也不需重新再學習另一套 APP 的介面，下列將針對本系統的使用逐步說明。

#### 一、使用者權限申請

本系統於 LINE 中建置一個虛擬人（即軟體聊天機器人）的 ID：@632poown，在 LINE APP 中需先將 @632poown 加入好友，雙方才能開始對話，或掃描 QR Code 加入好友（如圖 3 所示）。



圖 3 透過 QR Code 加入好友

因事故資訊仍屬敏感資訊，相關資訊的取得需具備權限管控為宜，而非加入好友後即可取得。故本系統運用後端資料庫進行資訊權限的管理。權限的申請經由與軟體機器人的對話即可，提高整體簡便度。如圖 4 為權限申請流程。

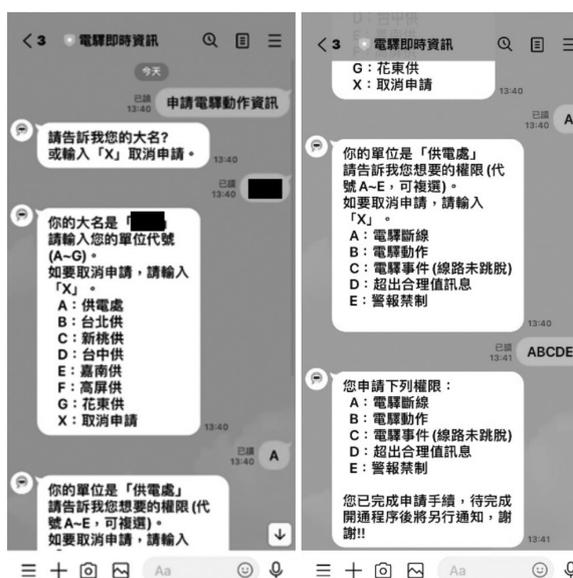


圖 4 權限申請流程

當使用者申請權限後，系統管理員將審查申請人員無誤後授與其相對應權限。權限種類可分為「電驛斷線」、「電驛動作」與「電驛事件(線路未跳脫)」、「超出合理值訊息」、「警報禁制」5種，其中「電驛斷線」及「警報禁制」權限通常授與電驛維護人員，「電驛動作」訊息的權限適用於調度運轉人員及設備巡修人員。以下針對上述五種權限進行說明：

- (一) 電驛斷線：當電驛無法遠端登入次數超過指定次數時，立即發出該電驛已斷線訊息通知相關人員處理，避免因事故發生時需遠端登入查詢事件時，才發現通訊斷線。
- (二) 電驛動作：當線路發生故障且電驛有記錄到跳脫訊號時，將發送該事故資訊至相關人員。
- (三) 電驛事件(線路未跳脫)：當電驛記錄到異常訊號時但未達跳脫條件，將發送該事件資訊至相關人員。
- (四) 超出合理值訊息：判定方式為事故發生一小時過後之推播訊息。
- (五) 警報禁制：為確保電驛於事故發生時能發揮保護功能，電驛維護人員會定期/不定期辦理電驛點檢與特性試驗，此時因試驗期間所產生的訊息應予禁制，以避免造成運轉人員及設備巡修人員的困擾。

二、電驛即時資訊系統符號說明

有關推播訊息相關圖示符號說明如下表 1 所示。

表 1 推播訊息相關圖示符號說明

	於線路事故發生時，電驛即時動作跳脫訊息。
	該線路禁制時，電驛動作跳脫訊息，即電驛定檢中電驛動作跳脫或電驛定檢工作完成未復用本系統。
	非即時線路事故電驛動作跳脫訊息，即歷史事件，或該回線電驛衛星校時 (GPS) 異常
	線路事故電驛即時動作訊息 (無跳脫)
	線路事故後之電驛動作跳脫歷史資料查詢

三、主動發送「電驛動作」即時事故訊息

當事故發生後，具有「電驛動作」權限的使用者會收到電驛動作的詳細資訊，其中包含故障發生時間、電壓等級、所屬線路段、故障相別與故障電流大小、故障距離等 (詳如圖 5 所示)。



圖 5 發送即時事故訊息

四、查詢事件訊息

透過與軟體聊天機器人對話方式查詢過往訊息，雖是透過對話，但請不要預期會如同 Siri 般能夠模擬人類的自然對話，本系統只擷取使用者所輸入的關

鍵字，再從資料庫中找尋相對應的資料。隨著本系統功能的強化，對話的種類可持續增加，常用關鍵字詳如下述，對話範例如圖 6 至圖 10 所示：

- (一)「today」、「今日」、「今天」：  
可查詢今天所發生的事件。
- (二)「yesterday」、「昨日」、「昨天」：  
可查詢昨天發生的事件。
- (三)「年-月-日」：可查詢特定日期的事件，例如「2021-05-27」。
- (四)「last」：可查詢最近的訊息，例如輸入「last 10」可查詢最近 10 筆事件資訊。
- (五)「ev」：可查詢與某個變電所或某條輸電線路有關的事件，例如「ev 墾丁」可查詢與墾丁變電所有關的事件，「ev 墾丁%恆春」，可查詢「墾丁~恆春線」的事件。



圖 6 查詢今天發生事件

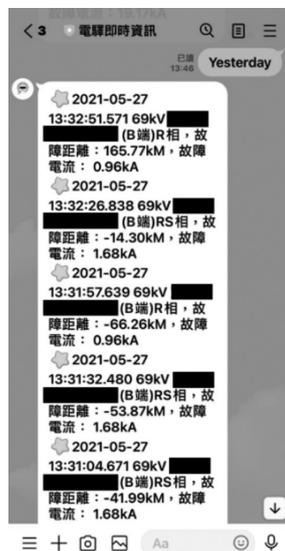


圖 7 查詢昨天發生事件

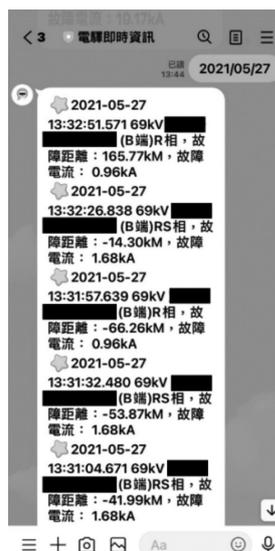


圖 8 查詢特定日期事件

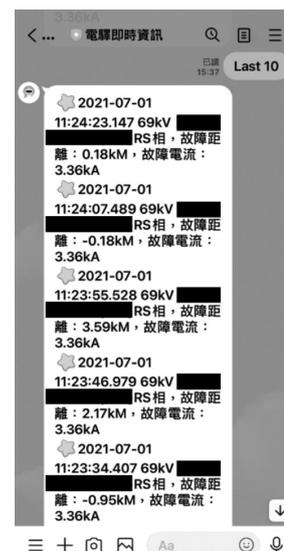


圖 9 查詢最近訊息事件

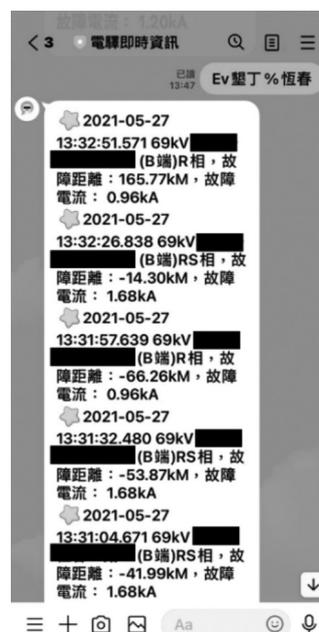


圖 10 查詢與某個變電所或某條輸電線路有關的事件

## 五、警報禁制功能

為確保電驛功能正常，電驛定檢時會產生電驛動作的訊息，該訊息不應發送給調度運轉人員及維護巡檢人員，故電驛維護人員從事電驛試驗前，應先將該電驛的警報禁制。

警報禁制可由具備該權限的人員（通常為電驛維護人員）在電驛試驗前

透過 LINE APP 設定即可，警報恢復亦同，相關警報禁制與恢復流程詳如圖 11 與圖 12。



圖 11 警報禁制流程

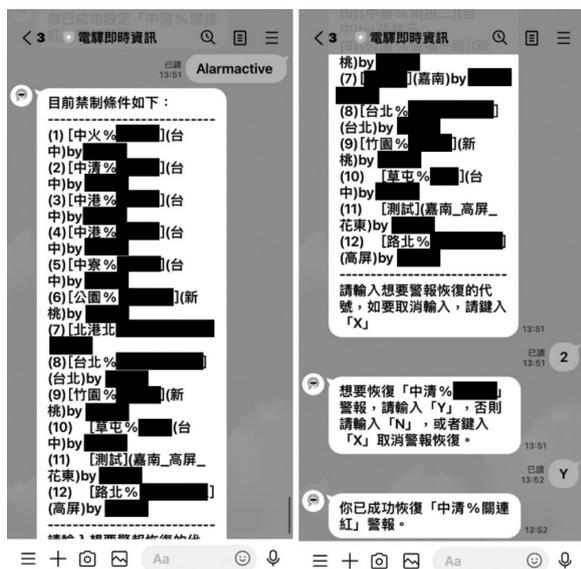


圖 12 警報恢復流程

警報禁制的變電所或輸電線，所產生的事故訊息，僅會發送給具備「警報禁制」權限的電驛維護人員，且訊息開頭會標示「NO」圖示以資區別（如圖 13 所示）；而僅具備「電驛動作」權限的運轉人員及設備巡修人員並不會收到

測試的訊息。

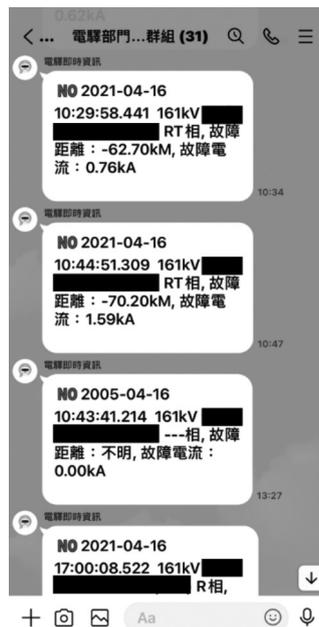


圖 13 測試訊息

### 肆、結論

本系統藉由各項程式語言，包括 Go Language、Linux Shell Script、AWK、Git for Windows 與 MS SQL，完整整合各廠牌之線路電驛資料擷取，達到自動化即時收集功能，並透過 SQL 資料庫伺服器，整合各供電區營運處線路電驛細部資料，達到結構統一化管理功能，亦採用普及率最高之 Line 即時通訊平台，以現有熟悉介面獲得電驛即時訊息，不僅取代傳統人工操作流程，同時透過聊天機器人掌握歷史事故資訊、警報禁制與最近事故訊息等功能，提升運轉人員、設備維護人員與電驛單位之事故處理效率，加快復電作業，提高供電穩定與可靠度。

## 伍、參考文獻

- [1] LINE Corporation. LINE Developers Documents. Available: <https://developers.line.me/en/>.
- [2] git for windows. Available: <https://gitforwindows.org/index.html>
- [3] Google Corporation. The Go Programming Language. Available: <https://golang.org/doc/>.
- [4] Microsoft Corporation. Bash on Ubuntu on Windows. Available: <https://msdn.microsoft.com/commandline/wsl/about>.
- [5] Free Software Foundation, Inc. The GNU Awk User's Guide. Available: <https://www.gnu.org/software/gawk/manual/gawk.html>.
- [6] Microsoft Corporation. Transact-SQL Reference (Transact-SQL) Available: [https://technet.microsoft.com/en-us/library/ms189826\(v=sql.90\).aspx](https://technet.microsoft.com/en-us/library/ms189826(v=sql.90).aspx).

# 分散式電源 (DG) 併網對保護電驛及 自動復閉的影響與因應之道

楊盛鐘

## 摘要

傳統配電網是放射狀單側電源，分散式電源 (Distributed Generation) 併入後配電網變成雙電源或多端電源的供電系統，DG 容量越大對保護電驛的影響越大電驛可能失去選擇性造成停電範圍擴大，DG 位於電驛上游故障時產生電流助增作用使得電流電驛靈敏性提升測距電驛的測量阻抗變小，DG 位於電驛下游故障時會產生電流外汲作用使得電流電驛靈敏性降低測距電驛的測量阻抗變大，DG 在饋線下游併網當上游發生短路故障時會向故障點提供反向故障電流，若 DG 容量夠大會提供較大的故障電流，因電流電驛無方向性功能可能造成誤動作，故原有的電流電驛必須加裝方向性元件；當 DG 併入位置不在電驛與故障點之間時，DG 的併入對距離保護沒有影響；當 DG 併入位置在電驛與故障點之間時，對距離保護的影響需分 DG 從匯流排併入或從線路併入，DG 併入配電網後復閉時可能復閉在永久性故障或非同步併聯，會產生很大的衝擊電流損壞電力設備影響配電網供電可靠性。本文針對 DG 容量與併入位置等因素，探討 DG 對配電網既有電流保護與距離保護及自動復閉的影響並簡略提出改善措施，同時提出改善自動復閉方式以確保故障時 DG 能夠快速與系統解聯，經同步檢定後自動併網讓 DG 穩定運轉。前述 DG 併網後之探討及精進改善措施提供淺見

希望對未來從事該領域專業人員兼具參考價值。

## 壹、前言

以前電力產業是集中式大容量發電機發電，經由超高壓輸電線路輸送電力到各級變電所降壓，再以適當電壓分送給用戶包括超高壓、高壓及低壓配電系統等，電力潮流方向固定從發電廠到電網再到用戶，隨著能源短缺與環境汙染問題日益嚴重，以及大電網集中式遠距離輸電有供電穩定性與可靠性問題。分散式發電是一種新的發電方式，所謂分散式發電是指發電量在幾千瓦到數百萬瓦的光伏發電、風力發電、燃料電池發電、微型燃氣渦輪機等，以天然氣為燃料的新型發電技術，是一種小型模組化、高效率、節能減碳、提高系統安全性與靈活性，分散安裝在用戶附近的發電單元，將傳統集中式電網與分散式電源互相結合是 21 世紀電力產業的發展趨勢如下圖 1 所示。由於 DG 容量較小一般經由配電系統併入電網，大量 DG 併入使得傳統配電系統由單電源輻射狀網絡變成多電源複雜網絡，各分路中電力潮流不再單向流動，因此 DG 的併入對整個配電網造成影響。當配電網發生短路故障時，DG 會提供故障電流因而影響故障電流的大小、方向以及持續時間，對保護電驛的特性與設定值的計算帶來困擾，造成保護電驛無法正確動作。傳統

配電系統保護電驛已經無法滿足 DG 併入後配電網的安全運轉需求，因此必須對目前基於單電源網絡而設計的保護配置與自動復閉方式進行改善來適應新的配電網，否則會造成保護電驛拒動或誤動作導致無法正確及時切除故障而使得故障範圍擴大，影響電驛的選擇性、靈敏性及電網運轉的可靠性。隨著大量 DG 併網，供電模式已經發生變化電能的生產更接近用戶，由於 DG 併入配電網將使配電系統複雜化，給運維及調度人員帶來挑戰。傳統配電網是放射狀結構並由單端電源供電，配電網的保護電驛是以此原則設計的，當 DG 併入配電網後使得配電網的結構發生變化，配電網發生故障時除了系統向故障點提供故障電流外，DG 也會對故障點提供故障電流，使得配電網的故障電流變大進而影響配電網保護電驛的正常運作，DG 併入對配電網保護電驛的影響有以下幾點：

- 一、降低電驛動作的靈敏性嚴重時可能拒動。
- 二、相鄰饋線發生故障時可能引起電驛誤動作。
- 三、影響保護電驛上下游的協調機制。
- 四、可能造成復閉電驛非同步併聯。
- 五、可能造成非計畫性孤島運轉影響系統安全與供電品質。

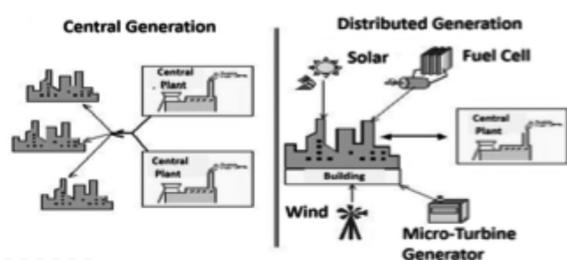


圖 1 傳統集中式電源與分散式電源<sup>[3]</sup>

## 貳、分散式電源的定義與種類

分散式電源簡稱 DG 它把大容量集中發電改為小容量 (容量在幾千瓦到幾十兆瓦)，分散安裝在負載附近可獨立輸出電能與環境相容的發電機組，具有降低環境汙染、提高能源使用率、降低線損、靈活調節供需平衡及能源多樣化等優點，廣泛定義分散式電源指的是任何安裝在用戶附近的發電設備。按照使用能源類型分散式電源可分為：石化能源分散式電源，主要有燃氣渦輪機、往複式發動機等；可再生能源分散式電源，主要有太陽能發電機、水力發電機與風力發電機等；電能儲存分散式電源，主要有燃料電池以及光伏發電，燃料電池輸出為直流電與配電網連接時需要透過逆變器將直流電轉換為交流電再併入配電網。全球電力產業由集中供電模式轉向集中與分散相互結合的供電模式，因此 DG 將成為新一代電力產業的發展趨勢，分散式電源發電量一般小於 30MW，故大都直接併入配電網或直接與用戶相連，大多數配電系統為放射狀結構，主要目的是運維的簡單性與電流保護的經濟性，當配電網中併入分散式電源後，放射狀網絡將變成遍佈電源與用戶互聯的網絡，故障電流變大及電力潮流不再單向的從變電所匯流排流向各負載，因此分散式電源併入配電網對既有的保護電驛會造成較大的影響。

## 參、分散式電源的故障電流特徵

分散式電源主要分為三種：同步發電機型 (如生物質能發電機)、非同步發電機型 (如風力發電機)、逆變 (換流器

)型(如光伏發電、儲能裝置等),配電網發生短路故障若分散式電源滲透率很低,故障電流大部分由上游電網提供,若滲透率大於10%時分散式電源會對故障電流造成較大影響,各種分散式電源在配電網故障時其故障電流特徵如下:

#### 一、同步發電機型

同步發電機型的 DG 一般直接併入低壓配電網,或經由升壓變壓器併入中壓配電網,與大型同步發電機的短路暫態過程相似,在配電網發生故障時同步發電機的故障電流,分為次暫態(0~50ms)、暫態(50ms~1s)與穩態(1s以後)三階段。同步發電機輸出的故障電流與故障位置、配電網結構及故障點的過渡電阻等因素有關,假設在併網處發生三相金屬性短路故障,同步發電機型分散式電源輸出的故障電流  $IDG$  為: $IDG = E0 / (Rs + jXs + ZT)$  式中: $ZT$  為與配電網連接升壓變壓器的阻抗; $E0$  為空載電動勢; $Xs$  為內部電抗; $Rs$  為內部電阻。

#### 二、非同步發電機型

非同步發電機型的 DG 一般直接併入低壓配電網,或經過升壓變壓器併入中壓配電網,經由配電網取得勵磁電流,如果配電網發生故障會失去勵磁電源,故經過 10 週波後其輸出的故障電流會衰減到很小,正常情況下非同步發電機的轉差率為 -5%~ -2% 近似於同步運轉,在配電網發生故障時非同步發電機的轉速可視為不變,相當於欠勵磁狀態下的同步發電機,故其等效電路等同於同步發電機。

#### 三、逆變(換流器)型

分散式電源(DG)併網對保護電驛及自動復閉的影響與因應之道

逆變型分散式電源透過逆變器與配電網連接,當配電網發生故障時逆變器的保護裝置會動作切除分散式電源,因此逆變型分散式電源對配電網故障電流的影響很小可以忽略不計。

#### 四、分散式電源故障電流特徵總結:

不同類型的分散式電源對配電網故障影響不同,同步發電機型的故障電流特徵為 500%~1000% 逐漸衰減到 200%~400%;非同步發電機型的故障電流特徵為 500%~1000% 在 10 週波內衰減到幾乎為零;逆變型分散式電源的故障電流特徵為 100%~400% 持續時間取決於逆變器的控制方式,其中以同步發電機的故障特徵最為突出具有代表性。根據 Barker<sup>[1]</sup> 對各類型分散式電源的故障電流注入能力研究如下表 1 所示,最大故障電流注入可以達到 1000%,該數值可以做為故障電流計算時的最大故障電流參考值。

表 1 各類型 DG 提供故障電流能力一覽表<sup>[1]</sup>

DG 類型	故障電流大小	故障電流特徵
同步發電機	500%~1000%	逐漸衰減到 200%~400%
感應發電機	500%~1000%	在 10 週波內衰減到幾乎為零
逆變(換流器)型	100%~400%	持續時間取決於逆變器的控制方式

### 肆、分散式電源併網對保護電驛的影響

#### 一、對電流電驛的影響及精進措施

目前配電網大多是單側電源輻射狀,這種接線方式簡單可靠便於擴充,配電網的保護電驛依此原則設計配置,

相較於高壓電網配電網的保護電驛較簡單，配電網的保護電驛有電流保護、電壓保護及距離保護等，傳統的配電網為單電源放射狀結構電力潮流單向流動，因配電網 80%~90% 的故障屬暫時性，為簡化保護配置傳統配電網的饋線採用瞬時及過電流兩段式電流保護再搭配三相一次自動復閉，瞬時電流電驛按照線路末端故障時還具備靈敏度的原則設定，故無法保護線路全長但可以瞬時動作切除故障；過電流保護不但可以保護本線路的全長，還可以發揮遠後備功能保護次級線路的全長一般延時 0.5 秒~1 秒動作；至於分歧線路則採用熔斷器保護。分散式電源併入使得配電系統從傳統的單電源輻射狀電網變為雙端或多端電源的電網，故障發生時因分散式電源對故障電流的助增及外汲作用，使得流過保護電驛的故障電流可能變大或變小，造成既有配電網電流保護出現保護範圍擴大誤動作或保護範圍縮小拒動及靈敏度降低等問題。

#### (一) 本線段保護電驛誤動作

如下圖 2 所示在饋線 CD 間併入  $DG_1$  使得饋線分成，匯流排與  $DG_1$  間為雙側電源供電， $DG_1$  以下為單側電源供電，當  $K_1$  故障時  $R_3$  電驛偵測到由  $DG_1$  流到故障點的反向故障電流，因  $R_3$  電驛無方向性功能只要  $DG_1$  容量夠大，反向故障電流可能造成  $R_3$  電驛的瞬時元件誤動作，至於  $R_1$  與  $R_2$  電驛其故障電流都由系統提供與  $DG_1$  併入前一樣，故不受  $DG_1$  併入的影響。

改善策略： $R_3$  電驛加裝方向性元件防止誤動。

#### (二) 本饋線部分電驛靈敏性降低甚至拒動，部分電驛靈敏性提升

如下圖 2 若  $DG_1$  未併入而在 BC 段併入  $DG_2$  當  $K_2$  故障時，依照選擇性原則應由  $R_2$  電驛動作切除故障，此時故障點  $K_2$  的故障電流由系統及  $DG_2$  共同提供此故障電流大於  $DG_2$  併入前，此時  $DG_2$  提供的故障電流對  $R_2$  電驛來說是外汲作用，若  $DG_2$  容量夠大將導致流過  $R_2$  電驛的電流大幅降低，造成  $R_2$  電驛的靈敏性下降甚至不動作。如果在線路末端  $K_3$  發生故障， $R_3$  電驛偵測到的故障電流與流過故障點  $K_3$  的電流大小相同，都是由系統電源及  $DG_2$  共同提供，此故障電流比  $DG_2$  併入前還大故  $R_3$  電驛的靈敏性提升。

改善策略：1. 適當降低  $R_2$  過電流電驛的設定值來提高其靈敏性，當它作為  $R_3$  電驛的遠後備保護時能夠可靠動作。2. 為  $DG$  配置防孤島運轉保護裝置，當發生非計畫性孤島運轉時能夠及時將  $DG$  與配電網解聯。

#### (三) 相鄰饋線故障反向故障電流可能造成本饋線 $R_4$ 電驛誤動作

如下圖 2 若只有  $DG_2$  併入配電網當  $K_4$  故障時， $R_4$  電驛偵測到的故障電流由系統及  $DG_2$  共同提供，此故障電流大於  $DG_2$  併入前故  $R_4$  電驛的靈敏性提升，同時  $R_1$  與  $R_2$  電驛也偵測到由  $DG_2$  提供的反向故障電流，當  $DG_2$  容量夠大時會造成  $R_1$  電驛與  $R_2$  電驛誤動作。

改善策略： $R_1$  電驛與  $R_2$  電驛加裝方向性元件防止發生誤動作。

#### (四) 部分電驛保護範圍擴大或保護範圍縮小

如下圖 2 配電網未併入  $DG$  前發生  $K_2$  故障，依保護電驛選擇性原則應由  $R_2$  電驛動作切除故障，若  $R_2$  電驛因故未動作應由其上游的遠後備電驛  $R_1$  動作來切

除故障。如果只有 DG<sub>3</sub> 併入配電網當 K<sub>2</sub> 故障時，流過 R<sub>2</sub> 電驛的故障電流隨著 DG<sub>3</sub> 容量的增加而增加，但 R<sub>1</sub> 電驛偵測到的故障電流因 DG<sub>3</sub> 電流的外汲作用而小於 DG<sub>3</sub> 併入前的電流值，造成流過 R<sub>2</sub> 電驛的故障電流隨著 DG<sub>3</sub> 容量的增加而增加，流過 R<sub>1</sub> 電驛的故障電流隨著 DG<sub>3</sub> 容量的增加而減少，使得 R<sub>2</sub> 電驛的保護範圍擴大而 R<sub>1</sub> 電驛 (R<sub>2</sub> 電驛的遠後備保護) 的保護範圍縮小。

改善策略：1. 適當降低 R<sub>1</sub> 過電流電驛的設定值來提升其靈敏性，當它作為 R<sub>2</sub> 電驛的遠後備保護時能夠可靠動作。2. 為 DG 配置防孤島運轉保護裝置，當發生非計畫性孤島運轉時能夠及時將 DG 與配電網解聯。

#### (五) DG 容量夠大造成電驛失去選擇性

如下圖 2 只有 DG<sub>3</sub> 併入配電網當 K<sub>5</sub> 故障時，依選擇性原則應由 R<sub>3</sub> 電驛動作切除故障，若 DG<sub>3</sub> 容量夠大時 R<sub>2</sub> 電驛的保護範圍可能擴大到 CD 段，由於 R<sub>2</sub> 與 R<sub>3</sub> 電驛均流過相同的故障電流故可能同時動作而失去選擇性，因此在電驛標置協調時 R<sub>2</sub> 電驛動作時間應比 R<sub>3</sub> 電驛多一個  $\Delta t$ ；R<sub>1</sub> 電驛動作時間應比 R<sub>2</sub> 電驛多一個  $\Delta t$ ，來確保上下游電驛的選擇性。(  $\Delta t=0.3$  秒 )

改善策略：1. 為滿足電驛選擇性要求必須限制 DG 容量或限制 DG 提供故障電流的能力；2. 為 DG 配置防孤島保護裝置，當發生非計畫性孤島運轉時及時將 DG 與配電網解聯。

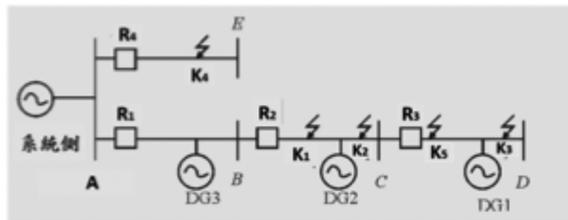


圖 2 配電網饋線中併入 DG 單線圖 [5]

因目前台灣地區配電網都是以電流保護為主，前述案例以 DG 併入饋線中來說明它對電驛的影響，接下來再舉例說明 DG 併入匯流排它對電驛的影響。如下圖 3 所示 F<sub>5</sub> 發生短路故障，在 DG 併入前電驛 4 偵測到的是系統提供的故障電流，DG 併入之後電驛 4 偵測到的故障電流除了電網提供還增加 DG 提供的助增電流，使得電驛 4 在保護範圍外 F<sub>5</sub> 短路故障時仍然偵測到較大的故障電流，導致本線路保護範圍擴大而誤動作；在 F<sub>4</sub> 發生短路故障時因 DG 併入產生電流助增作用，使得流入故障點的故障電流變大，流過電驛 4 的電流比 DG 併入前還大，且隨著 DG 容量的增加電驛 4 偵測到的電流可能大於設定值，致使電驛 4 保護範圍擴大失去選擇性而誤動作；相鄰饋線 F<sub>1</sub> 發生短路故障時 DG 經由 C 匯流排向故障點提供反向故障電流，由於電驛 3 無方向辨別功能，當相鄰線路發生三相短路故障時電驛 3 將檢測到由 DG 提供的反向故障電流，此時電驛 3 可能誤動作造成 DG 併入的正常線路無故障跳脫而供電中斷，故障點離匯流排越近故障電流越大電驛越有可能發生誤動作。下圖 3 的 F<sub>4</sub> 與 F<sub>5</sub> 故障在 DG 併入前故障電流只由電網提供，DG 併入後會和電網共同提供故障電流，使得電驛 3 偵測到的故障電流比 DG 併入前還小造成電驛靈敏性降低，隨著 DG 容量的增加

電驛 3 偵測到的故障電流會迅速變小造成電驛 3 靈敏性降低甚致無法動作。

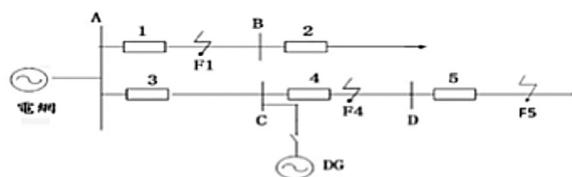


圖 3 配電網匯流排併入 DG 單線圖

## 二、對分歧線保護的影響

配電網在饋線電源端配置各類型保護電驛，至於饋線中的分歧線一般使用熔斷器 (Power Fuse) 當保護，當分歧線出現大電流時利用通過熔斷器電流所產生的熱量將熔斷器內部熔絲熔斷把故障線路切除。如下圖 4 在 DG 併入前當  $K_1$  故障時依選擇性原則應由熔斷器  $F_4$  動作將故障切除而熔斷器  $F_5$  不應動作。當分歧線併入 DG 後熔斷器保護會受影響，如下圖 4 在 CD 分歧線併入 DG 後對熔斷器保護有兩威脅。

### (一) DG 併入造成熔斷器保護失去選擇性

如下圖 4 所示 DG 併入在  $K_1$  發生故障時，系統側與 DG 都向故障點  $K_1$  提供故障電流，當故障電流夠大時熔斷器  $F_4$  與  $F_5$  可能同時熔斷而失去選擇性，正常應由熔斷器  $F_4$  熔斷來切除故障而熔斷器  $F_5$  不應熔斷，故 DG 併入後破壞熔斷器上下游之間的協調機制。

### (二) DG 併入提供反向故障電流造成正常分歧線熔斷器熔損

如下圖 4 DG 併入在  $K_1$  發生故障時，DG 經由熔斷器  $F_2$  與  $F_3$  向故障點  $K_1$  提供反向故障電流，由於熔斷器  $F_2$  與  $F_3$  不具方向辨別功能，當 DG 容量夠大時反向故障電流可能很大，導致熔斷器  $F_2$  及

$F_3$  熔損而違背保護協調原則。

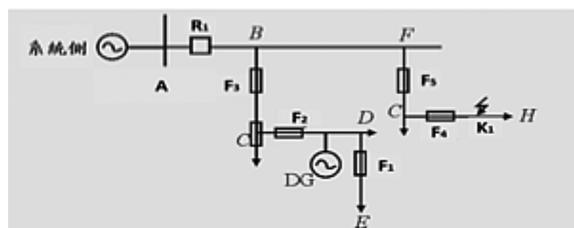


圖 4 分歧線保護配置圖<sup>[5]</sup>

## 三、對測距電驛的影響及精進措施

由於配電網運轉模式複雜多變，使得配電網既有電流保護設定困難，測距電驛相較於電流保護性能更加完備，可以滿足複雜配電網快速有選擇性切除故障的要求，且系統運轉模式改變對測距電驛影響較小，測距電驛的測量元件都具有方向性，因此適合將測距電驛應用到含分散式電源的配電網中，測距電驛測量的核心元件是阻抗電驛，阻抗電驛根據被保護線路上的電壓與電流計算出保護電驛到故障點之間的阻抗值，又稱為測距電驛的測量阻抗。因線路阻抗的大小與線路長度成正比，因此測量故障點到保護電驛的阻抗，實際上是測量故障點到保護電驛的線路距離。當故障點到保護電驛的距離近時，阻抗電驛的測量阻抗小故動作時間短；當故障點到保護電驛的距離遠時，阻抗電驛的測量阻抗大故動作時間長，這樣就可以達到有選擇性的切除故障設備。假設保護電驛的匯流排測量電壓為  $U_m$ ，匯流排流向被保護線路的測量電流為  $I_m$ ，則  $U_m$  與  $I_m$  的比值稱為測量阻抗  $Z_m$ ，即： $Z_m = U_m / I_m$ ，測距電驛的設定阻抗用  $Z_{set}$  表示，當測量阻抗  $Z_m < Z_{set}$  時電驛動作。

電流保護簡單經濟但標置協調計算、保護範圍以及靈敏性等容易受到系統運轉模式改變的影響，由於測距電驛

的測量元件都具有明確的方向性，相較於電流保護性能更加完善，故較大系統且運轉模式變化大的饋線或全電纜線路往往選擇使用測距電驛，以下分別說明 DG 從匯流排及線路併入對 距電驛的影響。

(一) DG 從匯流排併入發生  $F_1$  及  $F_2$  故障時對距電驛的影響 (如下圖 5)

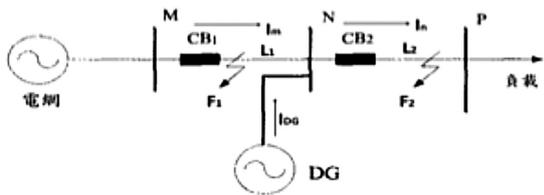


圖 5 DG 從匯流排併入對 距電驛的影響 [8]

1. 線路 MN 內部  $F_1$  發生三相短路故障， $CB_1$  電驛的測量阻抗： $Z_m = U_m / I_m = Z_{mf} I_m / I_m = Z_{mf}$  式中：

$Z_m$  為  $CB_1$  電驛的測量阻抗； $U_m$  為故障時匯流排 M 的電壓； $I_m$  為故障時線路 MN 上流過  $CB_1$  的電流； $Z_{mf}$  為匯流排 M 與故障點間線路的阻抗，因  $CB_1$  測距電驛的測量阻抗與電驛到故障點線路阻抗相同，故  $CB_1$  的測距電驛不受影響。

2. 線路 NP 內部  $F_2$  發生三相短路故障時， $CB_1$  測距電驛的測量阻抗為：

$Z_m = U_m / I_m = Z_{mn} I_m + Z_{nf} (I_m + I_{DG}) / I_m = Z_{mn} + Z_{nf} + (I_{DG} / I_m) Z_{nf} = Z_{mf} + (I_{DG} / I_m) Z_{nf}$  式中： $Z_{mn}$  為匯流排 M 與匯流排 N 之間線路的阻抗； $Z_{nf}$  為匯流排 N 與故障點之間線路的阻抗； $I_{DG}$  為 DG 流出的電流，此時  $CB_1$  電驛測得的阻抗與  $I_m$  及  $I_{DG}$  之間的相角有關，可能比線路阻抗角大也可能比線路阻抗角小，故  $CB_1$  的測距電驛受到影響。

3. 線路 NP 內部  $F_2$  發生三相短路故障  $CB_2$  測距電驛的測量阻抗為： $Z_n = U_n / I_n = Z_{nf} I_n / I_n = Z_{nf}$  式中： $Z_n$  為  $CB_2$  電驛的測量阻抗； $U_n$  為故障時匯流排 N 的電壓； $I_n$  為故障時線路 NP 流過的電流。因  $CB_2$  電驛的測量阻抗與電驛到故障點線路阻抗相同，故  $CB_2$  的測距電驛不受影響。

(二) DG 從線路併入發生  $F_1$ 、 $F_2$  及  $F_3$  故障時對測距電驛的影響 (如下圖 6)

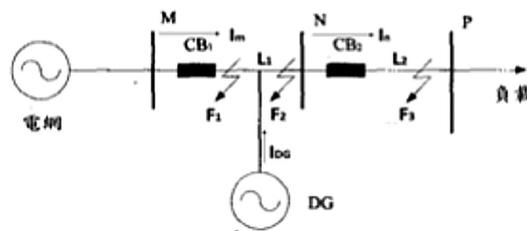


圖 6 DG 從線路併入對測距電驛的影響 [8]

1. 在線路 MN 內部  $CB_1$  電驛與 DG 之間上游  $F_1$  發生三相短路故障時， $CB_1$  測距電驛的測量阻抗

為： $Z_m = U_m / I_m = Z_{mf} I_m / I_m = Z_{mf}$  此時  $CB_1$  電驛的測量阻抗與電驛到故障點線路阻抗相同，故  $CB_1$  的測距電驛不受影響。

2. 線路 MN 內部  $CB_1$  電驛與 DG 之間下游  $F_2$  發生三相短路故障， $CB_1$  測距電驛的測量阻抗為：

$Z_m = U_m / I_m = Z_{mf} (I_m + I_{DG}) / I_m = Z_{mf} + (I_{DG} / I_m) Z_{mf}$  此時  $CB_1$  電驛測得的阻抗與  $I_m$  及  $I_{DG}$  之間的相角有關，可能比線路阻抗角大也可能比線路阻抗角小，故  $CB_1$  的測距電驛受到影響。

3. 線路 NP 內部  $F_3$  發生三相短路故障  $CB_1$  測距電驛的測量阻抗為：

$$Z_m = U_m / I_m = Z_{mn} I_m + Z_{nf} (I_m + I_{DG}) / I_m \\ = Z_{mn} + Z_{nf} + (I_{DG} / I_m) Z_{nf} = Z_{mf} + (I_{DG} / I_m) Z_{nf}$$

此時  $CB_1$  電驛測得的阻抗與  $I_m$  及  $I_{DG}$  間的相角有關，可能比線路阻抗角大也可能比線路阻角抗小，故  $CB_1$  的測距電驛受到影響。

4. 線路 NP 內部  $F_3$  發生三相短路故障  $CB_2$  測距電驛的測量阻抗為： $Z_n = U_n / I_n = Z_{nf} I_n / I_n = Z_{nf}$

此時  $CB_2$  電驛的測量阻抗與電驛到故障點線路阻抗相同，故  $CB_2$  的測距電驛不受影響。

改善策略：在 DG 出口處串聯電抗器限制其提供故障電流能力，確保測距電驛不受 DG 提供故障電流的助增或外汲作用影響。

### 三、小結

- (一) DG 併入測距 I 段保護區線路上當在 DG 併入點下游發生短路故障時，DG 提供的故障電流產生外汲作用，使得流過測距電驛的故障電流變小，導致測距 I 段的測量阻抗大於 DG 未併入前的測量阻抗，造成測距 I 段的保護範圍擴大；DG 併入測距 I 段保護區內當在 DG 併入點上游發生短路故障時，因流過電驛的故障電流只由電網提供與 DG 提供的電流無關，故測距 I 段測量阻抗不受 DG 併入的影響。

- (二) DG 併入匯流排對距 I 段的影響，當故障發生在 DG 併入點下游時因故障電流助增作用，使得流過測距電驛的故障電流

變大，導致測距 I 段的測量阻抗小於 DG 未併入前，造成測距 I 段的保護範圍縮小。

- (三) DG 對故障點提供故障電流的能力取決於 DG 到併入點的等效電抗標么值與併入點處到系統 S 的等效電抗標么值的比值即：

$$X''_{DG} + X_{T1} + X_{BE} / X_S + X_{AB}。$$

式中： $X_S$  為系統等效電抗標么值； $X''_{DG}$  為 DG 機組等效次暫態電抗標么值； $X_{T1}$  為升壓變壓器  $T_1$  等效電抗標么值； $X_{AB}$  為線路 AB 等效電抗標么值； $X_{BE}$  為線路 BE 等效電抗標么值。此比值越小 DG 向故障點提供的故障電流越大；比值越大 DG 向故障點提供的故障電流越小。

- (四) DG 併入後對故障點提供的故障電流量取決於 DG 容量大小以及故障後穩定運轉的時間，以同一故障點來說當系統的等效電抗一定時，DG 機組容量越大越不容易失穩容量越小越容易失穩；對相同容量 DG 機組而言，故障點與 DG 併入匯流排為同電壓等級時較容易失穩。

## 伍、分散式電源併網對自動復閉的影響

電力系統中架空線路發生的故障大多屬暫時性故障，為有效降低線路停電時間提高供電可靠度，因此在電力系統

中廣泛使用自動復閉裝置，發生故障時保護電驛先動作跳開斷路器，待故障點電弧熄滅介質絕緣強度恢復後，利用自動復閉裝置將跳開斷路器自動投入恢復供電，電力系統自動復閉成功率約 60% ~ 90%。發生暫時性故障時傳統放射狀配電網自動復閉運作效果良好，能夠可靠動作及時恢復供電，不會對配電系統造成任何衝擊與破壞；DG 併入後連絡線發生暫時性故障時，系統停止向故障點供電但 DG 仍然向故障點供電並提供故障電流，導致故障點電弧持續最後造成自動復閉失敗，暫時性故障會發展成永久性故障，此時帶電自動復閉容易造成復閉失敗。故障後由 DG 形成的孤島系統與電網一般無法保持同步，自動復閉動作時還可能造成非同步併聯導致電網及 DG 遭受到巨大衝擊。自動復閉的動作時間一般約 0.5 秒甚至更低，這會增加故障時 DG 的解聯難度，若增加復閉電驛動作時間則會降低供電可靠度，兩者間互為矛盾。IEEE Standar.1547 標準規定：故障情況下 DG 應停止向電網供電，孤島運轉時間不得超過 2 秒，2 秒後反孤島保護需動作並將 DG 切離，確保在自動復閉裝置動作前 DG 不再向電網供電。若故障發生在 DG 與配電網的連絡線，則可能在自動復閉動作時造成非同步併網，對配電網系統及分散式電源產生衝擊；若故障點不在 DG 與電網連絡線，分散式電源與電網仍然保持電氣聯繫，則自動復閉動作時沒有非同步併網問題，電力孤島會給自動復閉帶來下列潛在威脅：

#### (一) 非同步併聯所產生的衝擊

系統側斷路器在線路事故跳開到自動投入期間內，因喪失電網電源的 DG

可能加速或減速運轉造成電力孤島與系統側電源無法同步運轉，兩者間相角差可能在  $0^{\circ} \sim 360^{\circ}$  間的任一角度，如果在兩者相角差大時併聯稱為非同步併聯會引發很大的衝擊電流與電壓如下圖 7 所示為相角差 60 度時的衝擊電流，此衝擊電流可能造成電驛誤動作，也會對配電網內設備及 DG 設備造成傷害。

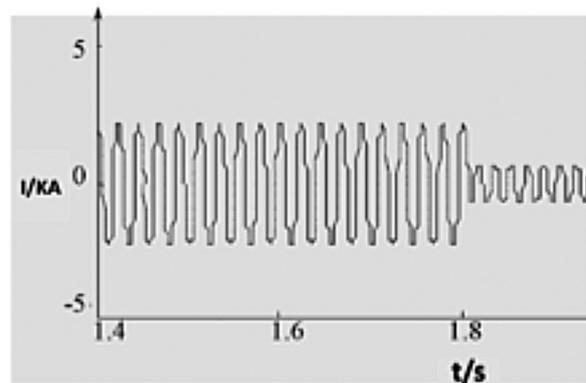


圖 7 非同步併聯的衝擊電流<sup>[5]</sup>

#### (二) 故障點電弧重燃降低自動復閉成功率

當失去系統側電源後 DG 可能對故障點持續提供故障電流，由 DG 所提供的故障電流阻礙故障點電弧的熄滅，若此時進行復閉因電網電源的作用，可能引起故障電流驟變導致故障點電弧重燃，造成絕緣擊穿導致暫時性故障變成永久性故障擴大事故。DG 併入後對自動復閉的運作造成影響，DG 側應裝設低頻及欠壓的解聯裝置，為避免非同步併聯對電網及 DG 設備的傷害，系統端自動復閉應採檢測線路無電壓而匯流排有電壓的試送端模式；DG 端自動復閉裝置應採同步檢測線路電壓與匯流排電壓的併聯端模式，因此自動復閉動作時必須考慮兩側電驛的時間配合及電源同步問題才能提高自動復閉成功率以及 DG 併網

運轉的穩定性。如下圖 8 所示在系統與 DG 之間設置檢無壓及檢同步的自動復閉裝置，PT<sub>1</sub>、PT<sub>4</sub> 分別測量 A、C 側匯流排電壓而 PT<sub>2</sub>、PT<sub>3</sub> 測量線路電壓；U < 為欠壓測量元件用來檢測線路是否無電壓；U-U 為檢測同步元件用來判定匯流排電壓與線路電壓是否同步，避免造成 DG 非同步併聯影響設備及系統安全。

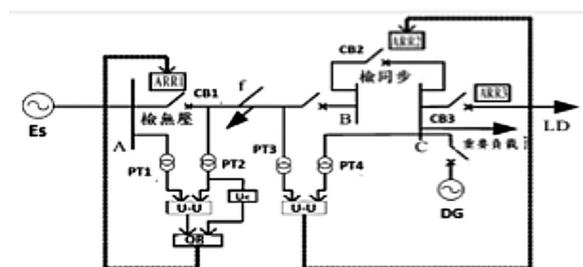


圖 8 自動復閉裝置檢無壓及檢同步圖 [8]

改善策略：1. DG 配置防孤島保護裝置當發生非計劃性孤島運行時，及時將 DG 與配電網解聯；2. 延長自動復閉時間以利 DG 與配電網解聯後再進行自動復閉。

## 陸、分散式電源的孤島運轉

孤島 (Islanding) 效應是指當 DG 與電網脫離後繼續向一部分負載供電，如下圖 9 所示當 L2 線路故障保護電驛 R2 動作將所屬斷路器跳脫切除故障，雖然 DG 與配電網隔離但仍然持續向部分負載供電形成一個獨立的電力孤島。配電網發生故障後在電力系統安全前提下應儘可能維持 DG 正常供電，若將配電網分割成數個電力孤島自行運轉可以減少停電範圍提高供電可靠度，對電網公司 DG 發電商與用戶都是有利的。電力孤島是個無法調控的電力系統會有發電與

供電無法平衡的問題，電力孤島沒有電壓與頻率控制其特性無法監控，非計劃性孤島運轉會有下列嚴重後果：

- 一、電力孤島中的電壓與頻率無法控制如果電壓與頻率超出允許範圍，會造成用戶端的電壓與頻率大幅度變動導致使用者的設備損壞。
- 二、如果負載容量大於 DG 發電容量，會造成 DG 超載運轉容易燒毀。
- 三、線路故障斷路器跳脫後應無電狀態，但因 DG 繼續供電造成故障線路仍然帶電，造成線路維修人員容易發生感電危險。
- 四、電力孤島進行併聯操作時若 DG 與配電網不同步會產生很大衝擊電流，導致該線路再次跳脫系統再次解聯，甚至損壞發電設備及配電網內相關設備。

DG 非計畫性運轉對用戶及配電設備造成嚴重傷害，因此併網的 DG 應具備反孤島保護功能，檢測孤島效應並及時與電網切離，確保故障線路能夠完全無電消除潛在的安全隱憂。

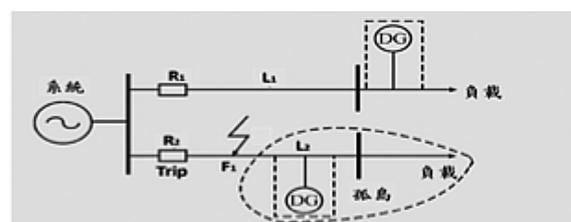


圖 9 分散式電源的孤島運轉單線圖 [6]

## 柒、分散式電源併入配電網後的新保護方式

由於 DG 併入配電網後對傳統的電流保護造成影響，故利用一種新的保護方式來改善既有保護配置，根據 DG 併入位置保護電驛的配置也稍有不同分別

說明如下：

一、單 DG 併入匯流排 C 的保護方式 (如圖 10)

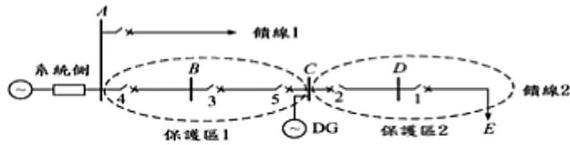


圖 10 單 DG 併網的保護方式 [4]

根據 DG 併入的位置將饋線 2 分成兩個保護區：保護區 1 在 DG 的上游由線路 AB 與 BC 組成，保護區 2 在 DG 的下游由線路 CD 與 DE 組成，在 DG 併入點的上游增設斷路器 5 及保護電驛 5，在保護區 1 內的電驛 4 與電驛 5 配置分相式電流差動保護 87L，當保護區 1 內發生故障時雙方 87L 瞬時動作跳脫斷路器 4 與 5 來隔離故障。在電驛 3 與電驛 4 配置具有方向性的過流電驛 67 及 67N，當保護區 1 內發生故障若此時 DG 的輸出電力較小或停機，可能導致電驛 5 的靈敏性不足，故應在電驛 5

用弱饋保護功能來確保無論 DG 的輸出電力如何變化電驛功能都能夠正常發揮。在電驛 4 與電驛 5 均配置自動復閉裝置，當電驛 4 動作跳脫斷路器 4 時，同時啟動電驛 4 的自動復閉功能，待設定時間到自動投入斷路器 4 讓線路重新加壓供電，因電驛 4 的自動復閉動作期間對側斷路器 5 已經跳脫且未投入，故電驛 4 的自動復閉電驛用試送端功能 (HotBusDeadLine) 確認 Bus 有電 Line 無電後自動投入斷路器 4，為確保 DG 設備安全電驛 5 的自動復閉裝置需設為併聯端。線路事故後電驛 4 的自動復閉裝置將斷路器 4 自動投入線路加壓成功後判定為暫時性故障，電驛 5 的自動復

閉裝置進行同步檢定，確認 Bus 電壓與 Line 電壓兩者相角在設定值內即自動投入斷路器 5 恢復 DG 向系統供電。如果保護區 1 內發生暫時性故障則在雙方復閉電驛自動投入斷路器後就恢復供電，如果是永久性故障則電驛 4 經由 SOTF (Switch On To Fault) 功能快速動作跳脫斷路器 4 並將自動復閉功能閉鎖。保護區 1 的電驛配置類似於配電網常用的電流瞬時 (50) 與過電流 (51) 電驛，只是利用瞬時動作的 87L 來代替 50 電驛。保護區 2 是單端電源網絡故在電驛 1 與電驛 2 分別配置相間與接地的反時性電流保護 (51/51N) 即可，至於沒有 DG 併入的饋線 1 採用傳統的電流保護方式。饋線 2 採用上述保護配置後對 DG 的併入與否都不會對原來的電流保護上下游之間的協調產生影響，即整條饋線 2 的電流保護完全可以保留原有的設定值不需要再重新計算檢討。

二、多個 DG 併入的保護方式 (如圖 11)

饋線 2 併入兩組 DG 分別在匯流排 B 與匯流排 C 將饋線 2 分為三個保護區，在保護區 1 內的電驛 4 及電驛 6 配置分相式電流差動保護 87L，在保護區 2 內的電驛 3 及電驛 5 也配置分相式電流差動保護 87L，同時將保護區 1 與保護區 2 內的電驛都改為方向性過流電驛 67 及 67N。

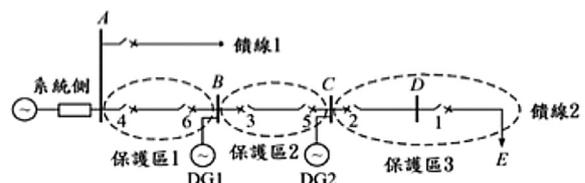


圖 11 多組 DG 併網的保護方式 [4]

三. DG 不併入匯流排的保護方式 (如圖 12)

若饋線上有 DG 不併入匯流排而併入匯流排 B 與匯流排 C 之間的 K 處，此時需要在 K 點兩側分別加裝斷路器 4 與 5 及電驛 4 與電驛 5，這時電流保護設定值需要重新計算檢討。有關反時性過流電驛的設定原則是：啟動電流按大於最大負載電流來設定，為了確保電驛之間的選擇性在最大運轉模式下，下一級線路出口故障時上一級電驛的動作時間，要比下一級電驛多一個時間差  $\Delta t$ ，來確保任何運轉模式下保護電驛的動作時間都能夠滿足選擇性要求，如圖 12 保護區 2 的 CD 間發生故障電驛 4 與電驛 1 均流過一樣的故障電流，但因故障靠近電驛 1 故應先動作跳斷路器 1，為確保選擇性此時電驛 4 的動作時間應比電驛 1 多一個時間差  $\Delta t$ ，當 DG 輸出電力變小或停機時電驛 1 與電驛 4 仍然能夠相互配合，至於保護區 1 電驛 2 的過流電驛當 DG 沒有併入發生電驛 4 出口故障時，電驛 2 的動作時間應比電驛 4 多一個時間差  $\Delta t$ ，來確保 DG 併入後電驛 2 與電驛 4 之間有選擇性，至於電驛 3 的動作時間應比電驛 2 的動作時間多一個時間差  $\Delta t$ 。

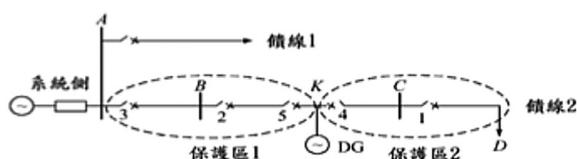


圖 12 DG 併入點不在匯流排的保護方式<sup>[4]</sup>

當保護區 1 即線路 AB 或 BK 中任一點發生故障時，電驛 3 與電驛 5 的差流電驛判定為正方向區內故障後動作，跳脫斷路器 3 與斷路器 5 切除故障，隨後電驛 3 的自動復閉裝置先檢測線路無電壓後將斷路器 3 投入，如果是暫時性

故障斷路器 3 投入成功後對側電驛 5 的自動復閉裝置經同步檢測線路電壓與匯流排電壓相角後自動投入斷路器 5 恢復整條饋線的供電，如果是永久性故障斷路器 3 投入瞬間電驛 3 的 SOTF 保護功能動作再次跳脫斷路器 3 並將自動復閉功能閉鎖。如果 DG 的輸出電量變小或停機將導致電驛 5 的靈敏性下降故應在電驛 5 啟用弱饋保護，確保弱電源側電驛能夠可靠動作。當保護區 2 即線路 KC 與 CD 間發生故障，電驛 4 配置電流瞬時保護用來保護整個保護區 2，當保護區 2 內部發生故障時先由電驛 4 的電流瞬時保護動作跳脫斷路器 4 並自動投入斷路器 4，如果是暫時性故障自動投入斷路器 4 後線路恢復供電，如果是永久性故障則由電驛 1 或電驛 4 的電流電驛依選擇性動作切除故障，由於 DG 下游的電流電驛依 DG 的最大輸出來協調，當 DG 的輸出電力變小或停機時下游發生故障後它們仍然能夠有足夠的選擇性，不受 DG 輸出電力變化的影響。當相鄰饋線 1 發生故障時，由於保護區 1 的電流電驛都裝設方向性元件，當流過電驛 2 和電驛 3 是反方向的故障電流時它們都不會誤動作。如果所有 DG 都併接在匯流排由於在 DG 上游的電流保護都加裝方向性元件，故 DG 併入不會對原來未併入時的電流電驛上下游之間的協調產生影響，可以保留原來 DG 未併入時的電流保護設定值，如果有任何 DG 未併接在匯流排時就需要對饋線上所有電流電驛設定值重新檢討。

#### 四、小結

配電網與輸電網不同有一些特徵：

1. 同一配電線路不同的線段線徑截面積可能不同，造成測量阻抗與故障點的距離不是線性關係。2. 配電線路的線損較大所以短路角較小，使得負載角與短路角差距變小。3. 配電線路沿線的負載分配不平均。4. 配電網絡有樹形分支結構，因此一個測量阻抗可能反應幾個故障點。由於配電線路有上述特徵導致距離保護應用比在輸電線路更困難，必須考慮沿配電網饋線分佈的負載分接頭與 DG 對距離保護的影響。雖然距離保護用在 DG 併入的配電網可以解決電流保護靈敏性下降問題，同時距離保護具備方向性可以防止因 DG 提供的反向故障電流所造成的誤動作，但是在 DG 併入點下游發生故障時，會產生電流外汲作用使得測距電驛保護範圍擴大，在 DG 併入點上游發生故障時，會產生電流助增作用使得測距電驛保護範圍縮小如下圖 13 所示，因此採用分相式電流差動保護 87L 來解決測距電驛保護範圍擴大或縮小問題。

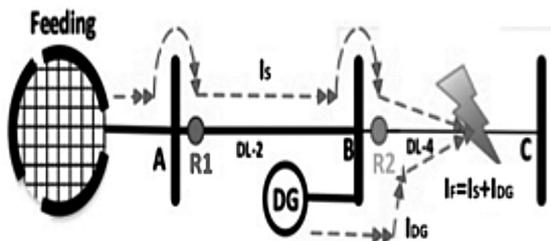


圖 13 DG 併網下游事故對上游 R1 電驛的影響<sup>[3]</sup>

## 捌、結論

各類型 DG 併網是未來發展趨勢，DG 併入傳統放射狀配電網不僅對保護電驛產生影響，同時也會引起配電網的電壓升高，國外很多專家預測當 DG 滲

透率達到一定水準後，必須放棄目前傳統的放射狀配電網改採更靈活的電網結構。傳統的電流保護已經無法滿足 DG 併網後的保護需求，須要採用新的保護方式如距離保護或方向性過電流保護等。大量 DG 併網造成保護電驛靈敏性降低甚至拒動或誤動作，因此需要對既有保護電驛改善方能適應電力系統發展的需求。目前國內外主要改善方式有：

1. 傳統的電流保護加裝方向性元件。
2. 將輸電線路成熟的保護方式應用在配電網中如距離保護等。
3. 採用能反映兩端電氣量比較的光纖分相式電流差動保護當主保護，方向性過電流保護當後備保護。DG 併入饋線當下游故障時因 DG 提供的故障電流對電源端饋線電驛產生外汲作用，使得流過電驛的故障電流變小，導致過流電驛的靈敏性降低；DG 併入變電所內匯流排當饋線下游故障時，因 DG 所提供的故障電流對電源端饋線電驛產生助增作用，使得流過電驛的故障電流變大，導致過流電驛的靈敏性提升，因此 DG 要併網應以併入變電所內匯流排為優先。

## 玖、參考文獻

- [1] BARKER P P, MELLO R W, “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part1 Radial Distribution Systems”, Power Engineering Society Summer Meeting, Piscataway, 2000.
- [2] Mohamed Talal, “The Effect of Distributed Generation on Power System Protection”, 2010.
- [3] Umair Shahzad, Salman Kahrobaee,

Sohrab Asgarpour “Protection of Distributed Generation Challenges and Solutions”, Energy and Power Engineering, 2017.

- [4] 李永麗，李盛偉，金強，“含分散式電源配電網保護方案”  
電力系統自動化，2009.
- [5] 高研，華銳，楊為，丁銀，“分布式發電對配電網保護的影響”，電網與清潔能源，2009.
- [6] 李黎，“分布式發電技術及其併網後的問題研究”，電網與清潔能源，2010.
- [7] 宮林國，王法，“分布式發電對配電網保護的影響分析及對策”，電力與能源，2013.
- [8] 魏陽，張俊芳，湯士明，“分布式電源接入對配電網距離保護和重合閘的影響研究”，現代電力，2014.