

台電東部特殊保護系統簡介

台電供電處電驛技術組 蔡隆田、謝永信

一、前言

電力系統防衛中的第一道防線是由保護電驛偵測出故障設備並進行快速隔離，第二道防線則是由特殊保護系統(Special Protection System / System Protection Scheme, SPS)又稱矯正措施體系(Remedial Action Scheme, RAS)所構成，對預先考慮到發生機率較低但會導致穩定度問題的偶發性多重故障進行檢測、判斷和實施控制，確保多重故障後的安全穩定運轉。利用預先設計之矯正控制動作來維持系統穩定，使系統能承受較大的運轉風險，當 SPS 偵測到電力系統發生異常狀況或偶發事故會導致電力系統趨向於不穩定時，採取事先決定之矯正動作，迅速跳脫或投入必要之電力設備(如發電機、負載、線路、變壓器、電容器、電抗器等)，避免系統穩定度破壞，以提升系統之防衛能力。

特殊保護系統架構如圖 1 所示，主要由三大部分組成：輸入資料、決策體系、行動措施。輸入資料主要用於電力設備狀態偵測、物理量大小的量測及傳送；決策體系則根據系統輸入資料，當符合預設條件時，執行預先規劃之相關矯正措施；而行動措施係利用通訊及控制系統達成相關矯正措施。

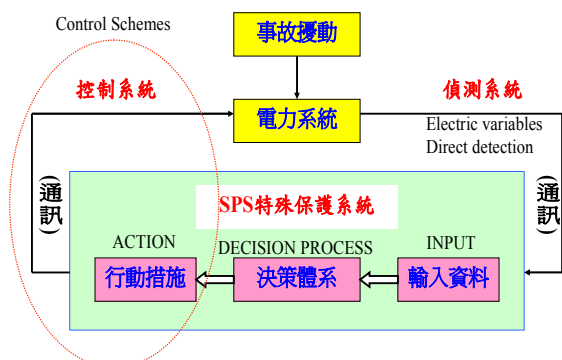


圖 1 特殊保護系統架構

台灣本島為一狹長地形島嶼，東西部的聯絡受到中央山脈阻隔，東部地區(花蓮及台東)本身僅有少數小型水力電廠，區域負載集中在花蓮市，主要電力供應由 345kV 明潭~鳳林及觀二~鳳林二回線(又稱新東西線)及南部 161kV 大武~楓港二回線供電，新東西線全長約 72.4 公里，鐵塔 196 座，當發生 345kV N-2 事故後，東部電力僅由 161kV 電源線路由楓港 P/S 經大武 D/S、台東 P/S、鹿野 D/S、池上 D/S、東城 D/S、玉里 D/S 由南往北長途輸送，依台電調度處分析結果東部系統會有暫態穩定度及電壓穩定度問題，因此建置東部特殊保護系統並採用第一階段快速卸載(解決暫態穩定度問題)及第二階段中速虛功補償控制(解決電壓穩定度問題)等矯正措施以解決東部系統不穩定問題，當 SPS 偵測到觀二、明潭~鳳林二回線發生 N-2 事故後，根據當時東部系統之淨負載量決定卸載量，並於 SPS 動作後第 5 秒及 15 秒時，偵測花蓮電壓是否過高及台東電壓是否過低，以決定是否投切電抗器或電容器。

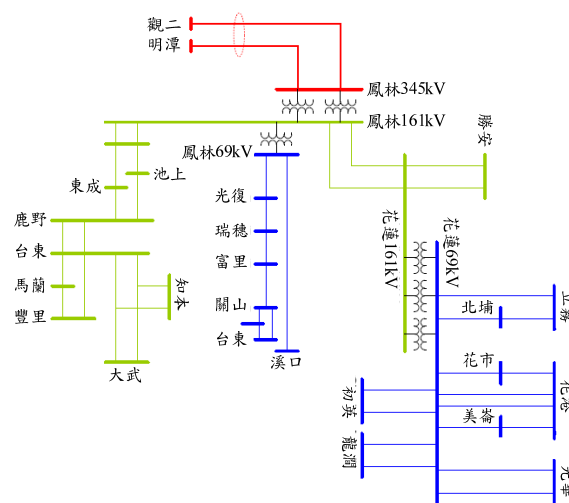


圖 2 東部輸電系統圖(SPS 監控部份)

本篇文章首先針對東部特殊保護系統做簡單介紹，含系統架構、增進系統可靠度之作法、通信方式及東部 SPS 動作時間要求，接著說明決策表及動作原理，最後提出結論。

二、東部特殊保護系統

1. 系統架構

東部特殊保護系統架構如圖 3 所示，可分為台北及高雄中央調度中心、東部 SPS(鳳林)主站決策系統、監視站及監控站等四大部分，各部分功能如下：

- (1) 台北及高雄中央調度中心：負責監視 SPS 狀態(含各類警報、動作訊息、歷史紀錄)，並可下達閉鎖指令將 SPS 閉鎖，除此之外並提供電能管理系統(EMS)傳送回來之電力系統資訊及電力設備運轉狀態供 SPS 決策使用。
- (2) 東部 SPS(鳳林)主站決策系統：包括雙重三模組決策控制器(Triple module redundant controller, TMR)、同步相量器、圖控操作工作站、工程維護工作站、資料庫伺服器、GPS(Global Position System)全球衛星定位系統校時信號接收設備、雷射印表機及網路通信設備等，負責蒐集各監視站、監控站及中央調度中心電能管理系統(EMS)傳送回來之電力系統資訊及電力設備運轉狀態，並即時運算查找決策表，當偵測到發生符合決策表情境之事故時，立即送出控制命令到各監控站，由各監控站執行各受控斷路器之跳脫或投入控制。

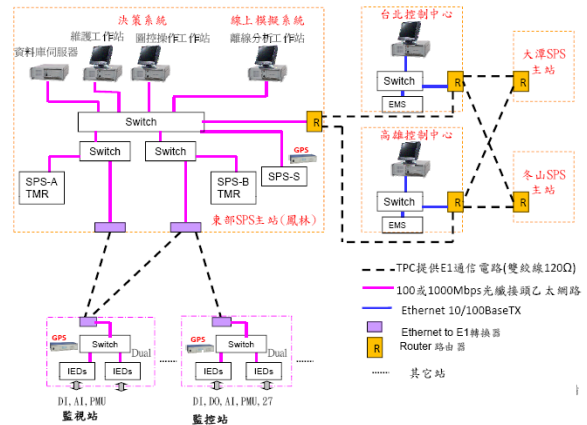


圖 3 東部特殊保護系統架構

- (3) 監視站：負責監視系統狀態並傳回主站決策系統。
- (4) 監控站：除監視系統狀態並傳回主站決策系統之外，並接收來自主站決策系統之斷路器之跳脫或投入訊號，控制負載或電力設備之投切。

2. 增進系統可靠度之作法

(1) 使用雙重三模組架構

為同時兼顧系統之可靠度與可用度，SPS 之決策系統採雙重三模組(Triple Modular Redundancy, 簡稱 TMR)架構設計，其決策輸出設計方式採用 3 選 2 之安全概念，在一套三模組決策系統中使用 3 具完全相同之決策控制器平行運轉，每個決策控制器均獨立執行資訊蒐集、運算與決策表判斷演算，決策監視控制器則針對這 3 具決策控制器之演算結果進行監視，必須 2 具以上決策控制器作出相同的決策表控制命令動作判斷，決策控制器才能將控制命令輸出下達給各監控站。因此這 3 具決策控制器中任 1 具故障或產生錯誤之演算結果並不會造成控制命令誤輸出。使用兩套完全相同的三模組決策系統達成雙重化配置，因此任何 1 套決策系統故障或維修停用時，另 1 套決策系統仍可維持正常運轉，每套三模組決策系統均能由雙重化配置之監視站及監控站蒐集資訊，控制

命令均能下達到雙重化配置之監控站去執行斷路器控制。

(2) 使用雙重化 IED 配置

為確保 SPS 之可靠度，監視站及監控站所使用之 IED 為雙重化配置之設計，各監

視站對其主站使用 2 個 E1 電路(除了龍澗對鳳林使用 1 個 E1 電路)，因此當任一監視站或監控站之 IED 內任一元件損壞時須發出異常警報傳送回主站決策系統但不會影響 SPS 功能。

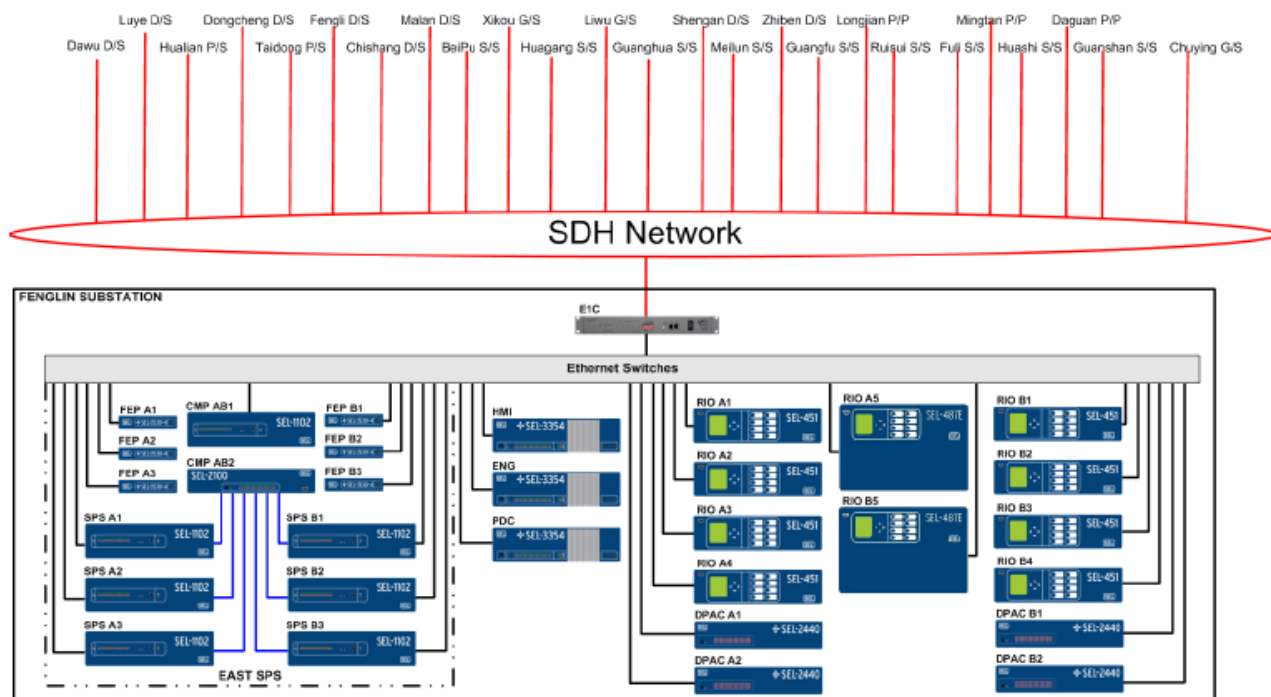


圖 4 東部 SPS 系統通信架構

(3) 線路啟斷偵測

當斷路器(CB)停用，線路隔離開關(DS)開啟，CB 可能會作 CLOSE/OPEN 操作，此時 52B 已不是可靠的 CB 送電指標，因此需另外設計線路停用之判斷機制以避免 SPS 誤判。以觀二~鳳林線為例，下列任何一項條件成立時，即判斷線路啟斷：

- (i) 斷路器之 52B 接點閉合及低電流元件動作
- (ii) 線路隔離開關之 89B 接點閉合及低電流元件動作

3. 通信方式

東部 SPS 通訊架構如圖 4 所示，主站決策系統使用雙重乙太網路(Redundant Ethernet)架構，當任何一個通訊裝置或通訊線路出現異常時，不影響系統整體運作。主站決策系統與各監視站及監控站之

間使用 E1 網路，並以 IEC61850 GOOSE 為通訊協定，各站均有轉換器將乙太網路訊號轉為 E1 訊號傳送至 E1 網路，如圖 5 所示，ENS1(SEL-2730M)為乙太網路交換器，而 EIC 則為乙太網路至 E1 網路之轉換器。台北及高雄中央調度中心亦可經由 E1 網路讀取 SPS 系統狀態，並可做簡單之系統操作，例如使用及閉鎖東部 SPS。

為增進系統可靠度，主站決策系統之雙重三模組決策控制器亦使用 2 台決策監視控制器達到雙重化(Redundant)之目的，如圖 6 所示，SPS A1、SPS A2 及 SPS A3 為第一套三模組控制器，SPS B1、SPS B2 及 SPS B3 則為第二套三模組控制器，CMP AB1 為第一台決策監視控制器，CMP AB2 為第二台決策監視控制器，第一台決策監視控制器 CMP AB1 與第一套及第二套三

模組控制器之間使用乙太網路通信，第二台決策監視控制器 CMP AB2 與第一套及第二套三模組控制器之間則使用串列 (Mirrored Bit Channels) 通信，CMP AB1 與 CMP AB2 相互之間亦使用串列 (Mirrored Bit Channels) 通信。

正常情況下，第一套及第二套三模組控制器平行運算，即所有監視站、監測站所量測到的訊號及經由 EMS 系統所獲取之系統狀態資訊均同時進入第一套及第二套三模組控制器，兩套三模組控制器分別獨立運算，並將運算結果傳至同一台決策

控制器，同一時間只會有一台決策控制器運作，由決策控制器進行 3 選 2 的機制，以決定 SPS 是否執行警戒 (Arming) 或送出跳脫 (Trip) 訊號，若 CMP AB1 與 CMP AB2 之間的串列通信中斷，或 CMP AB1 經由串列通訊發送故障信號給 CMP AB2 時，此時系統自動由 CMP AB1 切換至 CMP AB2 運算，故主站決策系統任一設備異常或任一條通信線路異常，均不影響 SPS 系統運作。

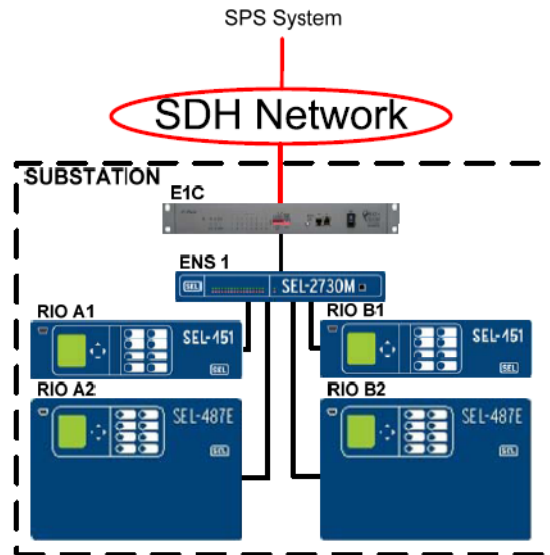


圖 5 監控站及監視站之通訊架構

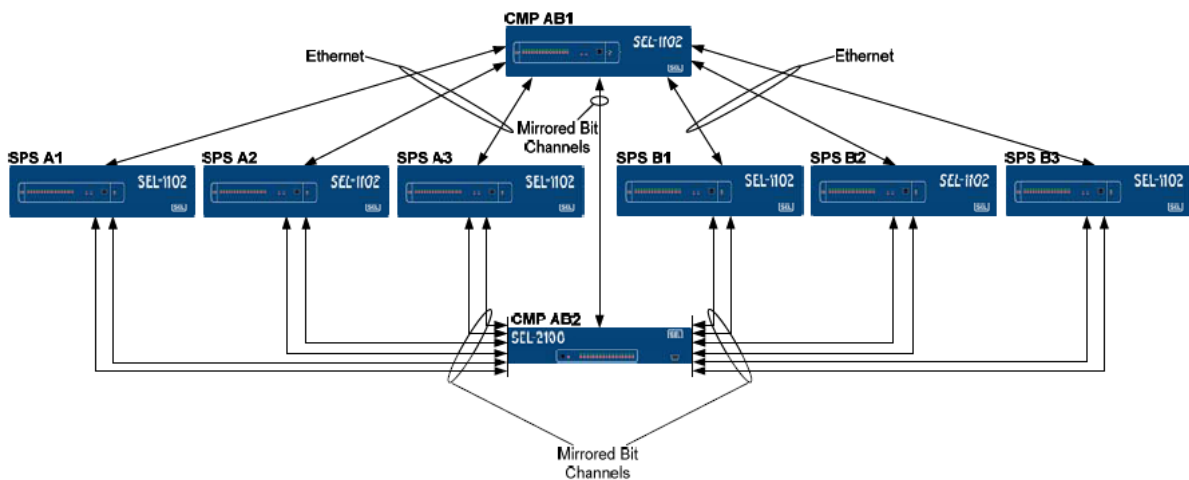


圖 6 雙重三模組決策控制器通信架構

4. 東部 SPS 動作時間要求

東部 SPS 動作時間要求如圖 7 所示，事事故跳脫偵測後 150ms(毫秒)內輸出矯正控制命令，而斷路器跳脫約 50~83ms，斷路器投入約 100ms，因此總計可以在 250ms 內完成矯正控制動作。

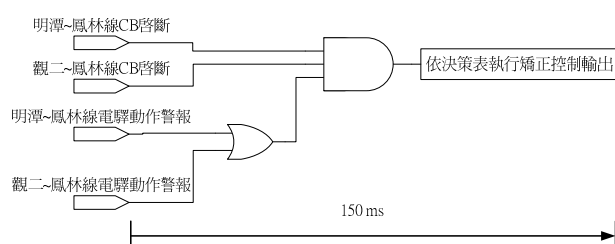


圖 7 東部 SPS 動作時間

三、決策表及動作原理

東部 SPS 量測 345kV 觀二、明潭~鳳林二回線及 161kV 大武~楓港二回線流入東部之負載量、監視 345kV 二回線啟斷狀態、讀取電驛偵測到之 345kV 線路故障型態及監視東部系統電容器/電抗器之斷路器投切狀態。當 345kV 發生 N-2 事故之後，SPS 於 150 ms 內發出卸載命令，以確保東部系統穩定，卸載量則根據事故當時之負載潮流量及預先設定之決策表來決定，SPS 並於卸載命令送出後第 5 秒及第 15 秒偵測花蓮 P/S 及台東 P/S 之 161kV 電壓，並可經由預先規劃之電容器或電抗器投切來控制東部系統電壓並維持穩定。

事故後是否暫態穩定與事故類型息息相關，一般而言，相間短路事故或三相短路事故的嚴重電力擾動比較有機會導致暫態不穩定。因此，SPS 必須偵測事故類別，持續蒐集以下二項系統動態：

- SPS 判斷線路已啟斷(定義如前所述)
- SPS 接收到來自線路電驛所送出之故障類型

在此需特別注意的是東部 SPS 執行

快速卸載之條件為 345kV 線路發生 N-2 事故，考慮 SPS 判斷線路已啟斷但未收到來自電驛送出故障類型的情況下，此時雖然東部系統無暫態穩定度問題，但仍有電壓穩定度問題須解決，依決策表分析單位之設計，仍需執行第一階段快速卸載以及第二階段依花蓮 P/S 及台東 P/S 電壓偵測條件執行後續相關電容器/電抗器投切控制，以維持東部系統電壓穩定。

1. 警戒(Arming)

依決策表分析單位之設計，當 N-2 事故時東部 SPS 若因負載低而不需執行第一階段快速卸載，仍需執行第二階段依花蓮 P/S 及台東 P/S 電壓偵測條件執行後續相關電容器/電抗器投切控制，因此東部 SPS 必須經常警戒。

當東部 SPS 符合下列任一種條件時，SPS 即進入警戒狀態：

- 345kV 明潭、觀二~鳳林二回線發生 N-1 狀態，即二回線之間有其中一回線開啟。
- 東部淨負載量高於(或等於)目前決策表之最低警戒門檻值。東部淨負載定義如下：
東部淨負載=明潭、觀二~鳳林二回線+大武~楓港二回線送入東部有效電力總和
- 東部淨負載量高於 SPS 所設定之警戒值。

2. 跳脫(Trip)

東部 SPS 根據系統尖峰及非尖峰時刻使用不同之決策表，SPS 透過 ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) 連線接收來自 EMS 之電力系統運轉資訊，當明潭及觀二共計 10 部抽蓄機組中若有任何一部機組處於抽水運轉狀態(-100MW)時，即定義為非尖峰時段，使用非尖峰決策表如表 1 所示，其它時段則使

用尖峰決策表如表 2 所示。

當 N-2 故事發生後，SPS 根據表 1 或表 2 以決定是否執行卸載或電抗器切離等動作，若需執行卸載，卸載量計算如下式所示：

卸載量=東部淨負載-決策表警戒門檻值
舉例：若於尖峰時段東部淨負載為 410MW 時發生 N-2 事故，則根據表 2 需執行卸載動作，卸載量為 410MW-380MW=30MW。

卸載時 SPS 將讀取各卸載站目前之負載量，並依卸載優先順序表執行卸載動作，卸載優先順序表如表 3 所示，優先順序”1”表示最高優先權，以此類推，若無法取得該卸載站之即時資訊，則跳過該站並依卸載優先順序表繼續往下一卸載站卸載，直至實際卸載總量大於(或等於)SPS 所計算出之卸載量為止。

若 N-2 事故後，SPS 需執行電抗器切離動作，則依據表 4 電抗器切離優先順序表依序切離電抗器，若該設備未使用中，或無法取得該設備即時資訊，則跳過該設備並依電抗器切離優先順序表切離下一個電抗器，直至實際切離量大於(或等於)80MVAR 為止。

表 1 非尖峰決策表

警戒門檻 MW (東部淨負載)	SPS N-2 動作	
	卸載	跳脫電抗器
430	✓	✓
220		✓

表 2 尖峰決策表

警戒門檻 MW (東部淨負載)	SPS N-2 動作	
	卸載	跳脫電抗器
380	✓	

表 3 卸載優先順序表

(本表未包含所有卸載站)

優先順序	卸載站	斷路器
1	北埔 S/S	750、760、 770、810、820
2	光復 S/S	750、760
	瑞穗 S/S	750、760、810
	富里 S/S	750、760、 810、820
3	初英 G/S	750
	溪口 G/S	690
4	立霧 G/S	690
5	花蓮 P/S	690、1780
6	鳳林 E/S	1750、1760
	花港 S/S	760、810
7	光華 S/S	760、770、810
8	勝安 D/S	1750、1760
9	美崙 S/S	760、770、810
10	花港 S/S	750

表 4 電抗器切離優先順序表

優先順序	變電所	斷路器
1	台東 P/S 80MVAR	1950
2	池上 D/S 80MVAR	1950
3	鳳林 E/S 40MVAR	510
	台東 P/S 40MVAR	1960
4	鳳林 E/S 40MVAR	520
	台東 P/S 40MVAR	1960
5	鳳林 E/S 40MVAR	510
	鳳林 E/S 40MVAR	520

3. 過電壓/低電壓監視

當發生 N-2 事故且 SPS 於 150ms 之內送出卸載命令之後，SPS 將啟動二段時間延遲電壓偵測機制，二段時間延遲分別為第一段 5 秒及第二段 15 秒，二段時間延遲均為 SPS 發出卸載命令後開始計算，經過所設定之第一段延遲時間後，偵測花蓮 P/S 及台東 P/S 電壓持續 2 秒鐘，並判斷電壓

是否落於所設定之電壓範圍內，判斷機制如圖 8 及圖 9 所示，若電壓不在所設定的電壓範圍內，則依表 5 及表 6 之過電壓/低電壓之電容器/電抗器投切優先順序表進行電容器/電抗器之投切，每次僅投切一段，並於第二段延遲時間過後再次偵測花蓮 P/S 及台東 P/S 電壓持續 2 秒鐘，若仍不在設定範圍內，則再次依據表 5 及表 6 進行電容器/電抗器投切。

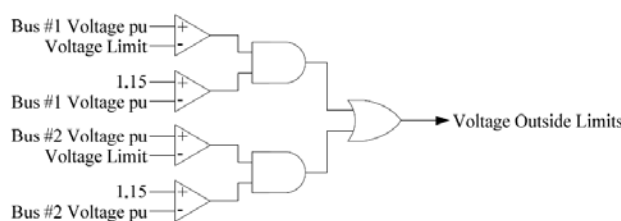


圖 8 花蓮 P/S 161kV 過電壓偵測邏輯

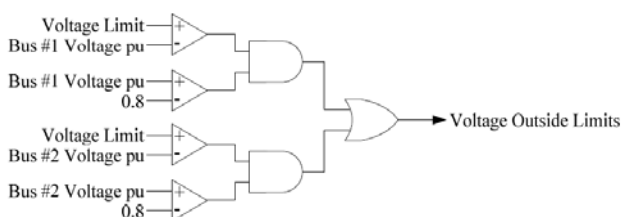


圖 9 台東 P/S 161kV 低電壓偵測邏輯

表 5 台東 P/S161kV 低電壓動作時，電容器/電抗器投切優先順序表

優先順序	變電所	斷路器
1	切離台東 P/S 40MVAR 電抗器	1960
2	切離鳳林 E/S 40MVAR 電抗器	510
3	切離鳳林 E/S 40MVAR 電抗器	520
4	投入台東 P/S 42MVAR 電容器	1910
5	投入台東 P/S 42MVAR 電容器	1920
6	投入台東 P/S 21.6MVAR 電容器	840
7	投入鳳林 E/S 21.6MVAR 電容器	1910
8	投入鳳林 E/S 21.6MVAR 電容器	1920

表 6 花蓮 P/S161kV 過電壓動作時，電容器/電抗器投切優先順序表

優先順序	變電所	斷路器
1	投入鳳林 E/S 40MVAR 電抗器	510
2	投入鳳林 E/S 40MVAR 電抗器	520
3	投入台東 P/S 40MVAR 電抗器	1960
4	切離花蓮 P/S 14.4MVAR 電容器	820
5	切離美崙等 S/C 43.2MVAR	810、820
6	切離花蓮 P/S 28.78MVAR 電容器	810
7	切離花蓮 P/S 21.6MVAR 電容器	830
8	切離鳳林 E/S 21.6MVAR 電容器	1910 或 1920

四、結論

特殊保護系統為廣域之電力系統保護機制，可針對預先假想之系統極端偶發事件採取必要措施，以維持系統穩定度。

東部特殊保護系統於 345kV 明潭、觀二~鳳林二回線發生 N-2 事故時可避免東部系統發生暫態不穩定及電壓穩定度問題。本系統在決策主機及主站網路、監控站設備、監視站設備及監視站對主站之通訊線路均使用雙重化(Redundant)設計，可避免因單一設備或通訊線路故障時造成系統無法運作，提高特殊保護系統之可靠性；此外，主站決策系統採用 3 選 2 機制以降低 SPS 由於運算錯誤而導致誤動作的可能性，提高 SPS 之安全性。

一般防止電壓崩潰的技術及方法如下：

1. 使用串聯和並聯電容器。
2. 使用 SVC、STACOM 等虛功調節設備。
3. 發電機的控制，足夠的遲相運轉能力。
4. OLTC 的控制，在電壓持續降低時，應當停止上調變壓器低壓側

OLTC 的分接頭，而採用手動切負載的方法來恢復電壓。

5. 使用低電壓卸載。

東部系統遠離台電大系統，故電壓隨有效、無效電力負載、水力電廠出力、電抗器及電容器投入量等變化極大，故電壓調整極為困難，需待鳳林及台東的動態虛功補償設備 STATCOM 完成後才能有效解決此問題。

經系統分析電壓穩定度問題，如果決定採取低電壓卸載方法後，則進一步檢討出需求地點、動作設定值(低電壓值、延時、卸載量)等完整方案，最後再據以進行設計安裝。

五、參考資料

- [1] 台灣電力公司輸電系統特殊保護設備設置作業要點。
- [2] 「東部、大潭及冬山特殊保護系統」購案規範及設計審查資料。
- [3] 蔡隆田, "復閉與特殊保護系統之間的應用研究", 中華民國第三十三屆電力工程研討會論文集, 民國 101 年。
- [4] 謝鎮安, "特殊保護系統之可靠度分析", 國立中山大學電機工程學系碩士論文, 民國 94 年 6 月。