

161kV 科學園區用戶環路系統線路後衛保護 採過流或測距保護電驛之優劣

電驛標置課長 簡文通
標二股長 鍾彰榮

一、前言

提供科學園區高科技用戶優質電力不僅關係到國家經濟成長，也是台電責無旁貸的工作；故近年台電投資大量人力及物力以環路方式供電，期待能提升園區供電品質。惟 0410 竹科事故衍生出環路方式供電之後衛保護問題。目前台電 161kV 科學園區均以單環串接多家用戶(有達六家用戶之多)的供電方式本文特以適中之 161kV 南科單環串接三家用戶之四個匯流排之實際技術條件[1]作過流電驛與測距電驛之優劣性比較模擬研究，俾供科學園區管理局參考。

現運用 ASPEN 商用軟體與台電 161kV 南科單環串接三家用戶之四個匯流排系統之實例，區分兩階段作過流電驛與測距電驛之優劣性比較模擬研究：

1. 以南科單環串接三家用戶之四個匯流排系統，現行測距電驛與相間及接地過流電驛標置於每一段保護協調遠近端故障時，測距電驛與過流電驛始動時間及保護協調曲線圖，來逐一模擬檢討及分析。
2. 將南科單環串接三家用戶之四個匯流排系統現行之測距電驛與相間及接地過流電驛均改為測距電驛保護來模擬檢討及分析。

綜合 1、2項檢討及分析之結果，為

配合與台電 161kV 輸電系統之後衛均採三區間式測距電驛達到良好保護保護協調與縮短 161kV 科學園區環路用戶線故障清除時間及供電可靠度，建議 161kV 科學園區環路用戶線之後衛採測距電驛保護為佳。

二、模擬研究

(一)南科單環四個匯流排系統(實際技術條件)：

南科單環係由 A→B→C→D→A 等四個匯流排形成單環系統，在模擬實例之前先介紹四個匯流排單環系統的條件：

1. 在四個匯流排單環系統內具有三種不同廠牌型式的相間及接地方向性過流保護電驛(67/67N)：

a. 用戶 B(C/S)之相間及接地方向性過流保護電驛(67/67N) 廠牌及型式：

67：M/G 公司之 sepam2000 數位式方向性過流保護電驛(67)。

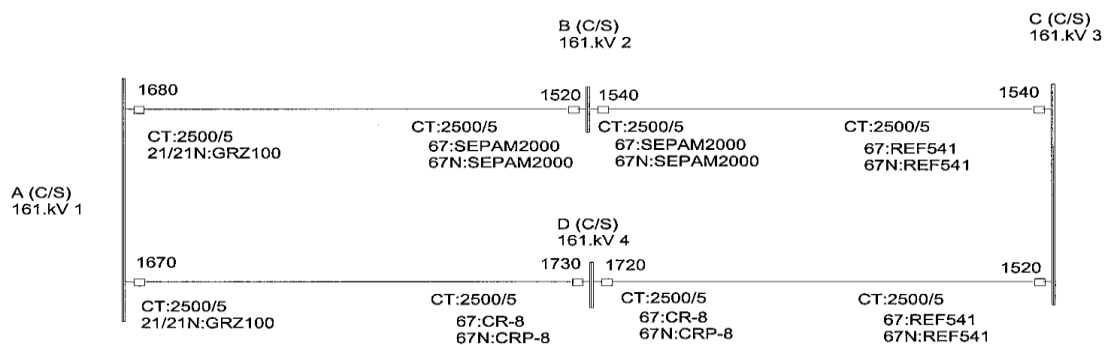
67N：M/G 公司之 sepam2000 數位式方向性過流保護電驛(67N)。

b. 用戶 C(C/S)之相間及接地方向性過流保護電驛(67/67N) 廠牌及型式：

- 67：ABB 公司之 REF541 數位式方向性過流保護電驛 (67)。
- 67N：ABB 公司之 REF541 數位式方向性過流保護電驛 (67N)。
- c. 用戶 D(C/S)之相間及接地方向性過流保護電驛(67/67N) 廠牌及型式：
 - 67：ABB 公司之 CR-8 電磁型方向性過流保護電驛(67)。
 - 67N：ABB 公司之 CRP-8 電磁型方向性過流保護電驛 (67N)。
- d. 台電 A 變電所端之保護電驛廠牌及型式：
 - 21：TOSIBA 公司之 GRZ100 數位式測距保護電驛

21N：TOSIBA 公司之 GRZ100 數位式測距保護電驛 (21N)。

以上南科單環系統具有三種不同廠牌及型號之方向性過流保護電驛，其相互之正常反時型特性曲線斜率均不同，可能於上下游動作特性曲線小倍數電流範圍交叉，形成上游方向性過流保護電驛比下游方向性過流保護電驛先跳，造成下游匯流排全停電的情況，須運用 ASPEN 商用軟體檢視及調整。另於台電 A(D/S)變電所端則採用定時型數位式測距保護電驛與下游用戶(C/S)自備變電所端之正常反時型方向性過流保護電驛在上下游作保護協調上，實有困難相關細節分別於本項模擬一一檢討。



圖一 南科單環四個匯流排系統圖

表一 南科單環四個匯流排單環系統匯流排相關資料表

匯 流 排			
編號	名稱	電壓	系統常數 Ω PU 值
1	A	161kV	$Z1=0.0+j2.5943$ $Z0=0.0+j3.3000$ $Z1=0.0+j0.010$ $Z0=0.0+j0.01277$

2	B	161kV	/
3	C	161kV	
4	D	161kV	

表二 南科單環四個匯流排單環系統線路相關資料表

線路名稱	安全電流	送電端		受電端		正相序阻抗 (pu 值)	零相序阻抗 (pu 值)
		CB 編號	CT 比 電驛型式	CB 編號	CT 比 電驛型式		
A~B	2000A	1680	2500/5 21/21N: GRZ100	1520	2500/5 67:sepam2000 67N: sepam2000	0.0250+j0.2980 0.0001+j0.0011	0.2560+j0.5350 0.0010+j0.0021
B~C	2000A	1540	2500/5 67:sepam2000 67N: sepam2000	1540	2500/5 67:REF541 67N:REF541	0.0240+j0.2770 0.0001+j0.0011	0.2370+j0.4960 0.0009+j0.0019
C~D	2000A	1520	2500/5 67:REF541 67N:REF541	1720	2500/5 67:CR-8 67N:CRP-8	0.0320+j0.0310 0.0001+j0.0001	0.1050+j0.0900 0.0004+j0.0003
D~A	2000A	1730	2500/5 67:CR-8 67N:CRP-8	1670	2500/5 21/21N: GRZ100	0.0400+j0.2580 0.0002+j0.0010	0.1920+j0.2090 0.0007+j0.0008

(二) 技術條件檢討與分析:

依實際技術條件分析:

- A (D/S)端裝設 21:GRZ100 測距電驛係為數位型三區間式(定時型)測距電驛保護範圍如下:

(1) 相間標置部分:

第一區間標置 =

第一段線路阻抗 $\times 85\%$ (若第一段線路阻抗 ≥ 2 歐姆)第一段線路阻抗 $\times 80\%$ (若第一段線路阻抗 < 2 歐姆)

第二區間標置 =

第一段線路阻抗 + 第二段最小線路阻抗 $\times 50\%$

第二區間後衛延時 = 20 週波

第三區間標置 =

第一段線路阻抗 + 第二段最大線路阻抗 + 第三段最小線路阻抗 $\times 25\%$

第三區間後衛延時 = 30 週波

(2) 接地標置部分:

第一區間標置 =

第一段線路阻抗 $\times 75\%$ (若第一段線路阻抗 ≥ 2 歐姆)第一段線路阻抗 $\times 60\%$ (若第一段線路阻抗 < 2 歐姆)

第二區間標置 =

第一段線路阻抗 + 第二段最小線路阻抗 $\times 50\%$

第二區間後衛延時 = 20 週波

第三區間標置 =

第一段線路阻抗 + 第二段最大線路阻抗 + 第三段最小線路阻抗 $\times 25\%$

第三區間後衛延時 = 30 週波

註: 如故障點落於第一區間時, 測距電驛則瞬時始動跳脫相關斷路器排除故障; 如故障點落於第二區間時, 測距電驛則延時 20 週波後, 始動跳脫相關斷路器排除故障; 如故障點落於第三區間時, 測距電驛則延時 30 週波後, 始動

跳脫相關斷路器排除故障。

2. B(C/S)、C(C/S)、D(C/S)等用戶自備變電所出口:均裝設方向性過流保護電驛，其始動時間與故障電流關係依 ANSI 標準[2]如下:

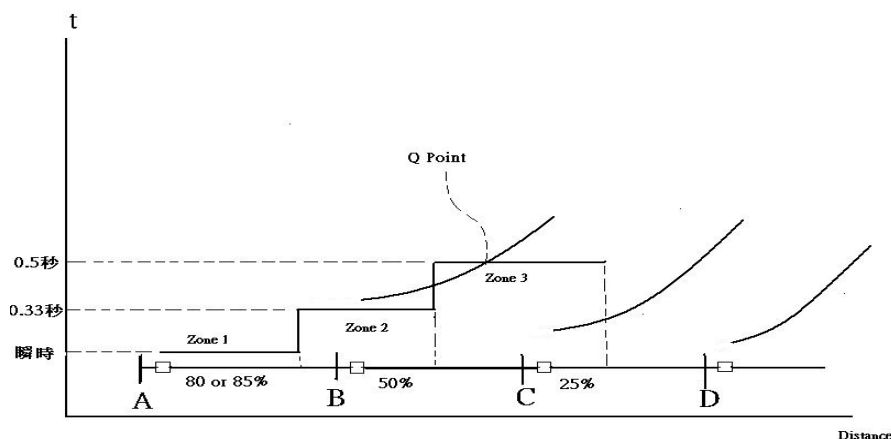
$$t = \frac{0.14 \times L}{(M^{0.02} - 1)} \dots\dots\dots (1)$$

t: 過流保護電驛始動時間

L: 過流保護電驛時間標置(LeveL)

M: 過流保護電驛故障電流倍數

(I_f/I_n)

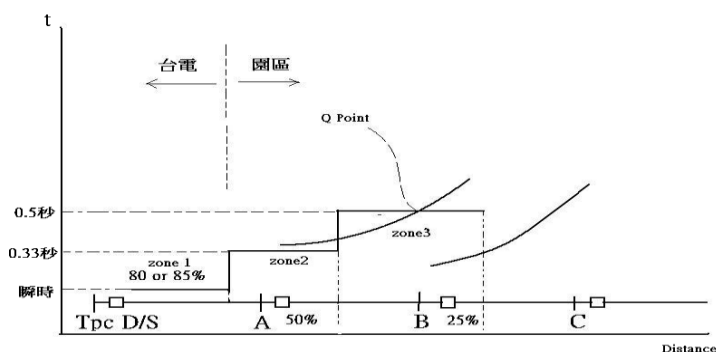


圖二 南科單環系統後衛保護電驛時間與距離之關係圖

- A. 在南科單環系統 B(C/S)(C 出口端)之 67/67N 電驛必須逐段與 C(C/S)及 D(C/S)等出口端之 67/67N 電驛作保護協調，往往 B(C/S)之 67/67N 電驛之最快的始動時間會超過 0.33 秒(約 20 週波)，若於 B(C/S)與 B ~ C 線 50%範圍間故障，則於台電 A(D/S) (B 出口端)之 21/21N 電驛第二區間將先行於 0.33 秒(約 20 週波)始動跳脫斷路器，有造成 B(C/S)全停之虞。
- B. 若於 B ~ C 線 50%與 Q 點範圍間故障，B(C/S)之 67/67N 電驛可正常始動排除範圍內故障。
- C. 若於 Q 點與 C ~ D 線 25%範圍間故障，則於台電 A(D/S) (B 出口端)之 21/21N 電驛第三區間將先行於 0.5 秒(30 週波)始動跳脫斷路器，有造成 B(C/S)全停之虞。

- D. 前 A、與 C、項所述即為測距電驛與過流保護電驛在保護協調上之盲點。
3. 台電與南科單環系統後衛保護電驛時間與距離之關係圖:如於台電 A(D/S)(B 出口端)裝設 67/67N 電驛。

目前台電 161kV 輸電網路之後衛保護均採數位型三區間式(定時型)測距電驛，如於台電 A(D/S)(B 出口端)裝設 67/67N 電驛亦會造成若干保護協調上之盲點相關細節詳圖三。



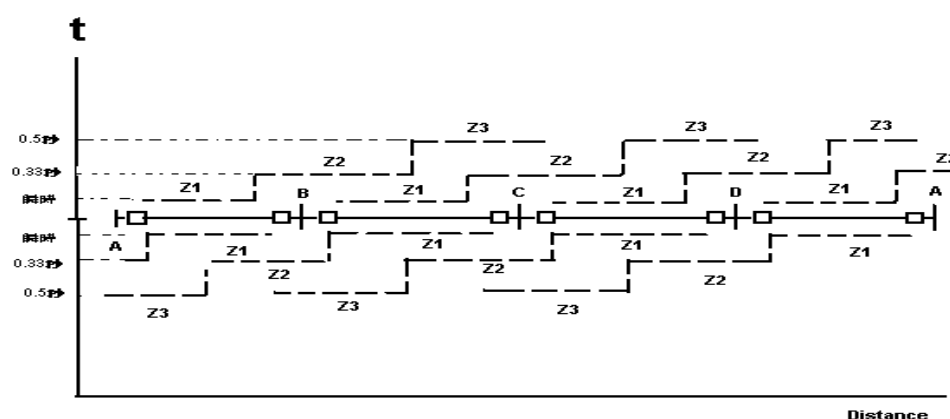
圖三 南科單環系統後衛保護電驛時間與距離之關係圖

- A. 在南科單環系統台電 A(D/S)(B 出口端)之 67/67N 電驛必須逐段與 B(C/S) 及 C(C/S) 等出口端之 67/67N 電驛作保護協調，往往 A(D/S) 之 67/67N 電驛之最快的始動時間會超過 0.33 秒(約 20 週波)，若於 A(D/S) 與 A ~ B 線 50% 範圍間故障，會引起台電 Tpc (D/S 或 P/S) (A 出口端) 之 21/21N 電驛第二區間將先行於 0.33 秒(約 20 週波)始動多跳之虞。
- B. 若於 A ~ B 線 50% 與 Q 點範圍間故障，A(D/S) 之 67/67N 電驛可正常始動排除範圍內故障。
- C. 若於 Q 點與 B 匯流排範圍間故障，會引起台電 Tpc (D/S 或 P/S) (A 出口端) 之 21/21N 電驛第三區間將先行於 0.5 秒(30 週波)始動多跳之虞。
- D. 前 A、與 C、項所述即為測距電驛與過流保護電驛在保護協調上之盲點。
4. 如在南科單環系統輸電線後衛均採數位型三區間式測距電驛保護之檢討與分析: 南科單環系統各匯流排出口之測距電驛保護範圍詳如圖四:
- A. 南科單環系統每段輸電線兩端測距電驛之第一區間於輸電線中間均有 40% ~ 70% 重疊保護範圍，若於此範圍發生故障則輸電線兩端測距電驛之第一區間會瞬時始動快速排除故障線路。

B. 南科單環系統每段輸電線測距電驛之第一區間於輸電線未重疊 30% ~ 60%之保護範圍，若於此範圍發生故障時，較靠近故障點之匯流排出口端測距電驛之第一區間會先瞬時始動跳脫該端斷路器，輸電線另一端測距電驛之第二區間則於延時

20 週波後始動跳脫該端斷路器，排除故障線路。

C. 依 A.與 B.兩項檢討及分析結果，南科單環系統每段輸電線均可於 20 週波內排除故障線路而每段輸電線均有延時 30 週波始之第三區間作重疊後衛保護。



圖四 南科單環系統採數位型三區間式測距電驛保護範圍示意圖

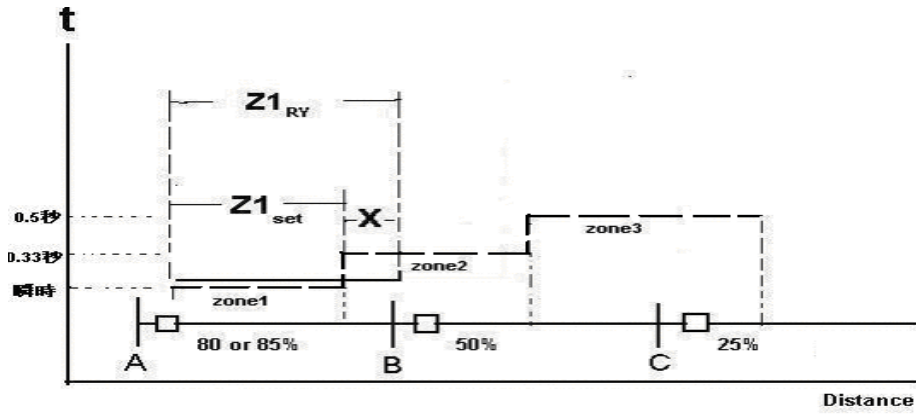
註: Z1:本線段線路阻抗×80%或 85% (瞬時始動)

Z2:第一段線路阻抗+第二段線路阻抗×50%(延時 20 週波始動)

Z3:第一段線路阻抗+第二段線路阻抗+第三段線路阻抗×25%(延時 30 週波始動)

5. 由於科學園區均使用地下電纜，用戶與用戶自備變電所間之用戶線長度亦甚短，且地下電纜線路常數一般也比架空線路線路常數小的許多。往往測距電驛第一區

間標置值很小甚至小於測距電驛最低使用範圍值，造成測距電驛第一區間以最低使用範圍值設定時，仍超過測距電驛第一區間合理標置值甚多，相關細節如圖五:



圖五 南科單環系統採數位型式測距電驛第一區間保護範圍示意圖

- 註: $Z1_{RY}$: 測距電驛最低使用範圍值。
 $Z1_{set}$: 測距電驛第一區間合理標置值。
 X : 最低使用範圍值與第一區間合理標置值之差距。

- A. 由於第一區間合理標置值 Z_{1set} 比測距電驛最低使用範圍值 Z_{1RY} 小，故測距電驛第一區間標置僅設定於最低使用範圍值 Z_{1RY} 值，依圖第一區間標置將超過合理標置值 Z_{1set} 有 X 大小差距範圍，因測距電驛第一區間為瞬時始動區間，故於 X 差距範圍內則會造成測距電驛有多跳之虞。
- B. 為避免造成測距電驛有多跳之虞，一般必須犧牲測距電驛第一區間之瞬時始動功能，將測距電驛第一區間始動時間延遲 10 週波以避開因瞬時始動而多跳之虞。
- C. 依 IEEE Std C37.113-1999[3] 文獻對於短距離輸電線測距電驛第一區間之標置精確度及始動速度均會受到 $SIR=Z_s/Z_r$ 比值影響。依 ABB REL512 AN-60L-00 技術資料[4]， SIR 比值應小於 10 以下為宜。以 B、項情況即會遭遇 SIR 比值過大的情況。
- D. 前 A、與 C、項所述即為測距電驛在短距離輸電線運用上之盲點。
6. 由 3.1 ~ 3.4 等四項檢討與分析結果之優劣比較如下：
- A. 由於過流保護電驛之始動時間與故障電流大小成對數反比關係，故於故障電流小時過流保護電驛之始動時間就長。
- B. 在 SIR 比值小於 10 的條件下，測距電驛第一區間於保護範圍內發生線路故障時，可於瞬間始動跳脫本身匯流排線路出口端斷路器，另於第二、三區間保護範圍內發生線路故障時，亦分別於 20、30 週波始動跳脫本身匯流排線路出口端斷路器保護。
- C. 由於 161kV 輸電系統故障電流遠比 69kV 輸電系統故障電流大，故障清除時間也較為嚴苛，台電 161kV 輸電系統之後衛均採三區間式測距電驛保護保護。
- D. 為與台電 161kV 輸電系統之後衛三區間式測距電驛達到良好的保護協調與大幅縮短 161kV 科學園區用戶線故障清除時間的條件下，以採三區間式測距電驛為優。
- E. 在保護電驛價錢方面作比較，三區間式測距電驛遠比過流電驛貴十倍以上，且在幅射狀輸電網路以過流電驛保護亦無需裝設 PT 設備。
- (三) 依南科單環四個匯流排系統實例模擬計算：
1. 模擬預設條件：
- A. 由於 161kV 輸電系統故障電流遠比 69kV 輸電系統故障電流大，故障清除時間也力求快速的原則下，在方向性過流保護電驛容許的技術範圍內，將相間及接地方向性過流保護電驛上下游作保護協調時距(CTI)以 12 週波來計算。
- B. 依表一、二實際技術資料來模擬計算南科單環四個匯流排系統測距電驛與方向性過流保護

電驛間之保護協調與分析。

- C. 依表一、二實際技術資料來模擬計算南科單環四個匯流排系統完全改為測距電驛之保護協調與分析。
2. 模擬計算南科單環四個匯流排系統測距電驛與方向性過流保護電驛間之保護協調與分析：

A. A→B→C→D 方向之測距電驛與相間方向性過流保護電驛之保護協調與分析[4,5]:

- a. 運用 ASPEN 商用軟體整理出 A→B→C→D 方向相間方向性過流保護電驛標置及電驛始動時間，結果詳如表三：

表三 南科單環 A→B→C→D 方向之相間方向性過流保護電驛標置及始動時間表

變電所出口端	CT 匝比	電驛標置	三相短路故障電流		動作時間	
			近端	遠端	近端	遠端
A #1680 TO B	2500/5	21:GRZ100: Z1:1~2 週波 Z2: 20 週波 Z3: 30 週波	35834A	21926A	(定時) 1~2 或 20 週波	(定時) 20 或 30 週波
B#1520 TO C	2500/5	67:sepam2000: 5/0.39	21926A	11383A	25 週波	36 週波
C#1520 TO D	2500/5	67:REF541: 5/0.26	11383A	10024A	24 週波	26 週波
D#1730 TO A	2500/5	67:CR-8:5/0.5	10024A	0A	14 週波	

b. 台電 A(D/S)#1680 之 21:

GRZ100 標置範圍:

第一區間標置 =

A ~ B 用戶線×80%

第二區間標置 =

A ~ B 用戶線 + B ~ C 用戶線×50%

第二區間後衛延時=20 週波

第三區間標置 =

A ~ B 用戶線 + B ~ C 用戶線 + C ~ D 用戶線×25%

第三區間後衛延時= 30 週波

c. 依 a.與 b.兩項標置範圍與始動時間檢討之比較:

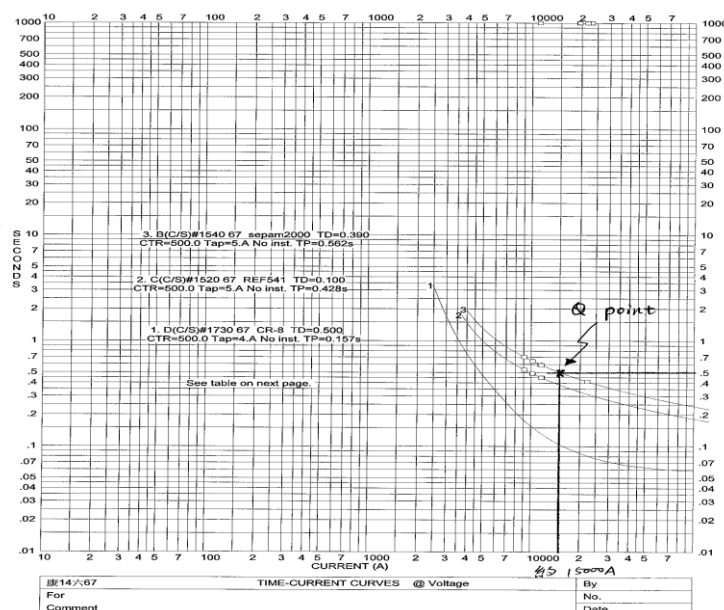
(a)如於 B(C/S)匯流排出口至 B ~ C 用戶線×50% 間發生

故障時，B(C/S)匯流排出口之 67:sepam2000 最少需 25 週波始動，而 A(D/S)#1680 之 21: GRZ100 第二區間已於 20 週波先行始動，跳脫 A(D/S)#1680 斷路器，有導致 B(C/S)匯流排全停之虞。

(b)運用 ASPEN 商用軟體繪出 A→B→C→D 相間方向性過流保護電驛上下游保護協調曲線知，Q point(詳本文(二)之 3 項)約位於 B ~ C 用戶線約三相短路故障電流 15000A 位置(詳圖六)。

- (c) 如於 B ~ C 用戶線×50% 點至 Q point 間發生故障時，B(C/S)匯流排出口之 67:sepam2000 可正常於 30 週波以內始動跳脫 B(C/S)#1520 斷路器排除故障。
- (d) 如於 Q point 至 C 匯流排

間發生故障時，B(C/S)匯流排出口之 67:sepam2000 最少需 30 週波始動，而 A(D/S)#1680 之 21:GRZ 100 第三區間已於 30 週波先行始動，跳脫 A(D/S) #1680 斷路器，有導致 B(C/S)匯流排全停之虞。



圖六 A→B→C→D 相間方向性過流保護電驛上下游保護協調曲線圖

- B. A→B→C→D 方向之測距電驛與接地方向性過流保護電驛之保護協調與分析:
- a. 運用 ASPEN 商用軟體整理出 A→B→C→D 接地方向性過流保護電驛標置及電驛始動時間，結果詳如下表:

表四 南科單環 A→B→C→D 方向之接地方向性過流保護電驛標置及動作時間表

變電所出口端	CT 匝比	電驛標置	單相接地故障電流		動作時間	
			近端	遠端	近端	遠端
A #1680 TOB	2500/5	21N:GRZ100:Z1:1~2 週波 Z2: 20 週波 Z3: 30 週波	32811A	18735A	(定時) 1~2 或 20 週波	(定時) 20 或 30 週波
B#1520 TOC	2500/5	67N:sepam2000:1/0.51	18735A	8321A	19 週波	25 週波

C#1520 TO D	2500/5	67N:REF541:1/0.26	8321A	5658A	13 週波	16 週波
D#1730 TO A	2500/5	67N:CRP-8:0.5/0.5	5658A	0A	4 週波	————

b. 台電 A(D/S)#1680 之 21N:
GRZ100 標置範圍:

第一區間標置 =

A ~ B 用戶線×60%

第二區間標置 =

A ~ B 用戶線 + B ~ C 用戶
線×50%

第二區間後衛延時= 20 週波

第三區間標置 =

A ~ B 用戶線 + B ~ C 用戶
線 + C ~ D 用戶線×25%

第三區間後衛延時= 30 週波

c. 依 a.與 b.兩項標置範圍與始
動時間檢討之比較:

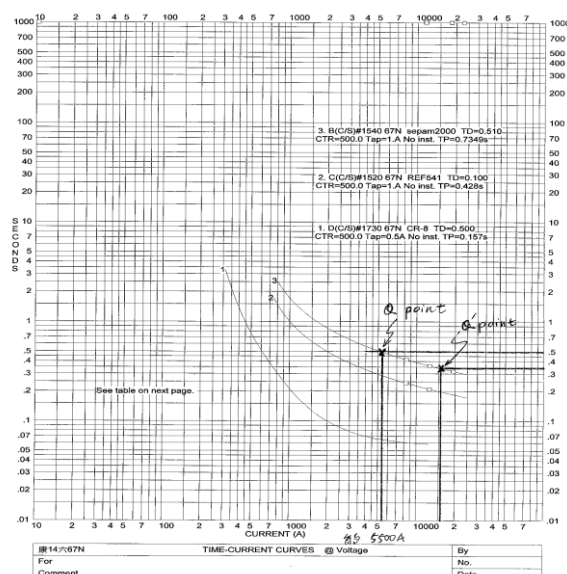
(a)運用 ASPEN 商用軟體繪
出 A→B→C→D 接地方向
性過流保護電驛上下游保
護協調曲線知，Q point 及
Q' point 約分別位於 B ~
C 用戶線約單相接地故障
電流 5500A 及 11000A 位
置(詳圖七)。

(b)如於 B(C/S)匯流排出口至

Q' point 間發生故障時，
B(C/S)匯流排出口之 67N:
sepam2000 可正常於 20 週
波以內始動跳脫
B(C/S)#1520 斷路器排除
故障。

(c)如於 Q' point 至 B ~ C 用
戶線×50% 間發生故障
時，B(C/S)匯流排出口之
67N:sepam2000 最少需 20
週波始動，而 A(D/S)
#1680 之 21: GRZ100 第二
區間已於 20 週波先行始
動，跳脫 A(D/S)#1680 斷
路器，有導致 B(C/S)匯流
排全停之虞。

由 B ~ C 用戶線×50% 至
Q point 間發生故障時，
B(C/S) 匯流排出口之
67N:sepam2000 可正常於 30
週波以內始動跳脫
B(C/S)#1520 斷路器排除故
障。



圖七 A→B→C→D 接地方向性過流保護電驛上下游保護協調曲線圖

C. A→D→C→B 方向之測距電驛與相間方向性過流保護電驛之保護協調與分析:

a. 運用 ASPEN 商用軟體整理

出 A→D→C→B 方向相間方向性過流保護電驛標置及電驛始動時間，結果詳如下表:

表五 南科單環 A→D→C→B 方向之相間方向性過流保護電驛標置及動作時間表

變電所出口端	CT 匝比	電驛標置	三相短路故障電流		動作時間	
			近端	遠端	近端	遠端
A #1670 TO D	2500/5	21:GRZ100: Z1:1~2 週波 Z2: 20 週波 Z3: 30 週波	35834A	23473A	(定時) 1~2 或 20 週波	(定時) 20 或 30 週波
D#1720 TO C	2500/5	67: CR-8:5/2.25	23473A	22056A	31 週波	33 週波
C#1540 TO B	2500/5	67:REF541: 5/0.23	22056A	11422A	19 週波	21 週波
B#1520 TO A	2500/5	67:sepam2000:5/0.1	11422A	0A	9 週波	——

b. 台電 A(D/S)#1670 之 21:GRZ

100 標置範圍:

第一區間標置 =

A ~ D 用戶線×80%

第二區間標置 =

A ~ D 用戶線 + D ~ C 用戶線×50%

第二區間後衛延時=20 週波

第三區間標置 =

A ~ D 用戶線 + D ~ C 用戶線 + C ~ B 用戶線×25%

第三區間後衛延時=30 週波

c. 依 a.與 b.兩項標置範圍與始動時間檢討之比較:

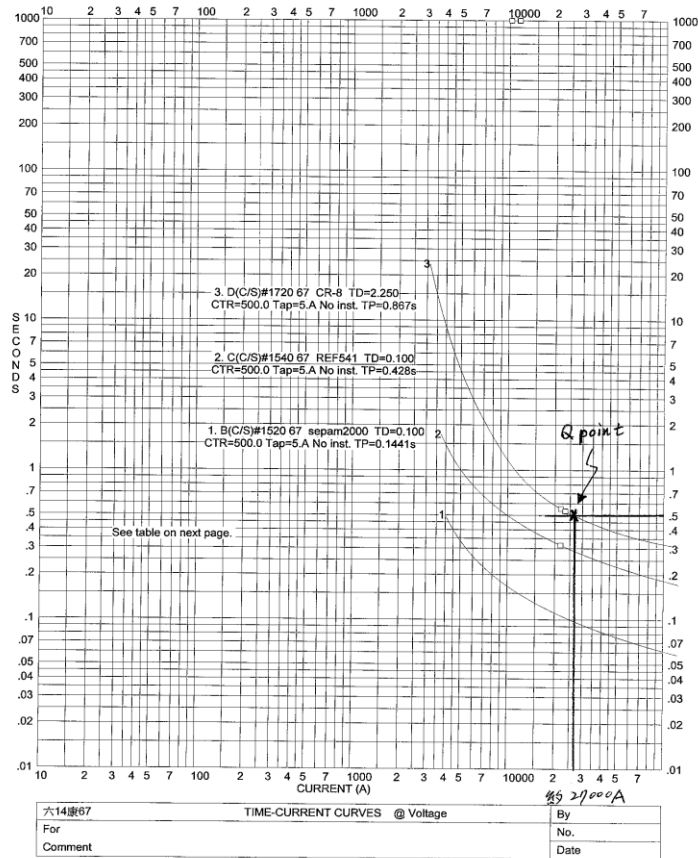
(a)運用 ASPEN 商用軟體繪出 A→D→C→B 相間方向性過流保護電驛上下游保護協調曲線知，Q point 約位於 A ~ D 用戶線約三相短路故障電流 27000A

位置(詳圖八)。

(b)如於 D(C/S)匯流排出口至 D ~ C 用戶線×50% 間發生故障時，D(C/S)匯流排出口之 67:CR-8 最少需 31 週波始動，而 A(D/S) #1680 之 21:GRZ 100 第二區間已於 20 週波先行始動，跳脫 A(D/S)#1670 斷路器，有導致 D(C/S)匯流排全停之虞。

(c)如於 D ~ C 用戶線×50% 點至匯流排間發生故障時，D(C/S)匯流排出口之 67:CR-8 最少需 31 週波始動，而 A(D/S)#1670 之 21:GRZ100 第三區間已於 30 週波先行始動，跳脫 A(D/S)#1670 斷路器，有導致 D(C/S)匯流排全停之

虞。



圖八 A→D→C→B 相間方向性過流保護電驛上下游保護協調曲線圖

D. A→D→C→B 方向之測距電驛
與接地方向性過流保護電驛之
保護協調與分析：
a. 運用 ASPEN 商用軟體整理

出 A→D→C→B 方向接地方
向性過流保護電驛標置及電
驛始動時間，結果詳如表六：

表六 南科單環 A→D→C→B 方向之接地方向性過流保護電驛標置及動作時間表

變電所出口端	CT 匝比	電驛標置	三相短路故障電流		動作時間	
			近端	遠端	近端	遠端
A #1670 TO D	2500/5	21N:GRZ100: Z1: 1~2 週波 Z2: 20 週波 Z3: 30 週波	32811A	25330A	(定時) 1~2 或 20 週波	(定時) 20 或 30 週波
D#1720 TO C	2500/5	67N:CRP-8:1/2.5	25330A	22565A	25 週波	26 週波
C#1540 TO B	2500/5	67N:REF541: 1/0.12	22565A	11603A	13 週波	16 週波

B#1520 TO A	2500/5	67N:sepam2000:0.5/0.1	11603A	0A	4 週波	——
----------------	--------	-----------------------	--------	----	------	----

b. 台電 A(D/S)#1670 之 21N:

GRZ100 標置範圍:

第一區間標置 =

A ~ D 用戶線×60%

第二區間標置 =

A ~ D 用戶線 + D ~ C 用戶線×50%

第二區間後衛延時=20 週波

第三區間標置 =

A ~ D 用戶線 + D ~ C 用戶線 + C ~ B 用戶線×25%

第三區間後衛延時=30 週波

c. 依 a.與 b.兩項標置範圍與始動時間檢討之比較:

(a)運用 ASPEN 商用軟體繪

出 A→D→C→B 相間方向

性過流保護電驛上下游保

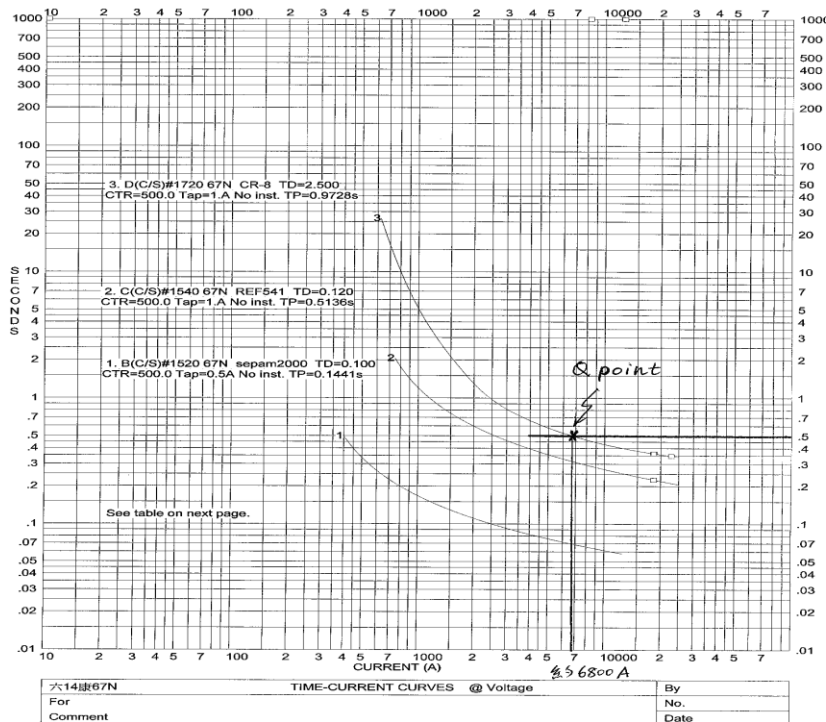
護協調曲線知, Q point 約

位於 B ~ A 用戶線約三相

短路故障電流 6800A 位置 (詳圖九)。

(b)如於 B(C/S)匯流排出口至 D ~ C 用戶線×50% 間發生故障時, B(C/S)匯流排出口之 67:CRP-8 最少需 25 週波始動, 而 A(D/S) #1680 之 21:GRZ100 第二區間已於 20 週波先行始動, 跳脫 A(D/S)#1670 斷路器, 有導致 B(C/S)匯流排全停之虞。

(c)如於 D ~ C 用戶線×50% 點至 C 匯流排間發生故障時, D(C/S)匯流排出口之 67:CRP-8 可正常於 30 週波以內始動跳脫 D(C/S)#1540 斷路器排除故障。



圖九 A→D→C→B 接地方向性過流保護電驛上下游保護協調曲線圖

3. 模擬計算南科單環四個匯流排系統完全改為測距電驛之保護協調與分析:

- A. 依南科單環四個匯流排系統實際南科(E/S)系統常數及用戶線之線路常數等資料計算南科單環系統各匯流排之三單相故障電流分佈如表七:

表七 南科單環系統三單相故障電流分佈一覽表

故障電流流向	A→B→C→D		A→D→C→B	
	三相短路	單相接地	三相短路	單相接地
A(D/S)	35834A	32811A	35834A	32811A
B(C/S)	21926A	18735A	11422A	11603A
C(C/S)	11383A	8321A	22056A	22565A
D(C/S)	10024A	5658A	23473A	25330A

註: a.A→B→C→D 方向: 三相短路故障電流大小約在 10024A ~ 35834A 範圍。

單相接地故障電流大小約在 5658A ~ 32811A 範圍。

b.A→D→C→B 方向: 三相短路故障電流大小約在 11422A ~ 35834A 範圍。

單相接地故障電流大小約在 11603A ~ 32811A 範圍。

- B. 依本文(二)之 1-(1)項測距電驛保護範圍計算 Toshiba GRZ100 之第一、二、三區間標置結果詳如表八及表九:

由於南科單環系統輸電線均採地下電纜，且匯流排間距

離也均甚短(0.2 ~ 1.9 公里)，造成測距電驛標置值均在 1 歐姆以下，故第一區間標置之 SIR 比值大小相形重要，Toshiba GRZ100 標置詳表八、九。

表八 南科單環系統輸電線採 Toshiba GRZ100 保護之相間標置一覽表

變電所名稱	斷路器編號	CT 匝比	21:第一區間 標置(瞬時)	21:第二區間 標置(20 週波)	21:第三區間 標置(30 週波)
A(D/S)	#1670	2500/5	0.07	0.1	0.13
	#1680	2500/5	0.1	0.18	0.23
B(C/S)	#1520	2500/5	0.1	0.18	0.47
	#1540	2500/5	0.08	0.11	0.14
C(C/S)	#1520	2500/5	0.01	0.06	0.14
	#1540	2500/5	0.08	0.16	0.25
D(C/S)	#1720	2500/5	0.01	0.06	0.15
	#1730	2500/5	0.07	0.15	0.44

- 註: 1.表內 21:第一區間標置均甚小在 0.01 ~ 0.1 歐姆之間。
 2.表內 21:第二區間標置均甚小在 0.06 ~ 0.18 歐姆之間。
 3.表內 21:第三區間標置均甚小在 0.13 ~ 0.44 歐姆之間。

表九 南科單環系統輸電線採 Toshiba GRZ100 保護之接地標置一覽表

變電所名稱	斷路器編號	CT 匝比	補償係數 1+K	21N:第一區間 標置(瞬時)	21N:第二區間 標置(20 週波)	21N:第三區 間標置(30 週波)
A(D/S)	#1670	2500/5	1.204	0.08(0.07)	0.14(0.1)	0.16(0.13)
	#1680	2500/5	1.369	0.14(0.1)	0.22(0.18)	0.31(0.23)
B(C/S)	#1520	2500/5	1.369	0.14(0.1)	0.22(0.18)	0.64(0.47)
	#1540	2500/5	1.366	0.08(0.07)	0.15(0.11)	0.19(0.14)
C(C/S)	#1520	2500/5	1.703	0.02(0.01)	0.1(0.06)	0.19(0.14)
	#1540	2500/5	1.366	0.08(0.07)	0.22(0.16)	0.34(0.25)
D(C/S)	#1720	2500/5	1.703	0.02(0.01)	0.1(0.06)	0.26(0.15)
	#1730	2500/5	1.204	0.08(0.07)	0.18(0.15)	0.53(0.44)

- 註: 1.表內 21N:第一區間標置均甚小在 0.02 ~ 0.14 歐姆之間。
 2.表內 21N:第二區間標置均甚小在 0.1 ~ 0.22 歐姆之間。
 3.表內 21:第三區間標置均甚小在 0.16 ~ 0.53 歐姆之間。

C. 分別依南科單環系統各匯流排
 出口之測距電驛第一區間之相
 間及接地標置與各匯流排之相

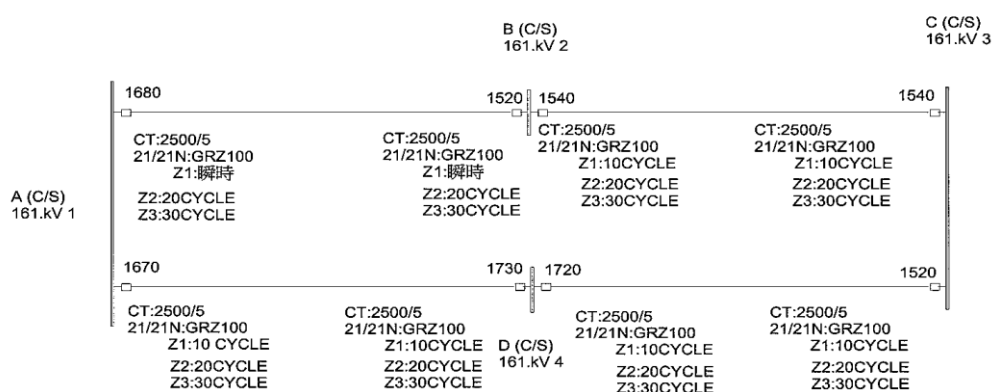
間及接地系統阻抗相除，得到
 各匯流排出口之測距電驛第一
 區間之 SIR 比值整理如表十：

表十 南科單環系統輸電線測距電驛第一區間之 SIR 比值一覽表

項目名稱	第一區間標置		系統阻抗		SIR 比值	
	相 間	接地(K)	相 間	接 地	相 間	接 地
A#1670	0.209	0.189 (0.204)	2.594	8.499	12.4	45.0
A#1680	0.290	0.297 (0.369)	2.594	8.499	8.9	28.6
B#1520	0.290	0.297 (0.369)	2.787	9.192	9.6	31.6
B#1540	0.220	0.225 (0.366)	2.787	9.192	12.7	40.9
C#1520	0.032	0.041 (0.703)	2.780	9.028	86.9	220.2
C#1540	0.220	0.225 (0.366)	2.780	9.028	12.6	40.1
D#1720	0.032	0.041 (0.703)	2.775	8.999	86.7	219.5
D#1730	0.209	0.189 (0.204)	2.775	8.999	13.3	47.6

依表內數據除了 A(D/S)#1680 與 B(C/S)#1520 等端之第一區間之 SIR 比值分別為 8.9 及 9.6 符合在「ABB REL512 AN-60L-00 技術資料」，建議 SIR 比值應小於 10 以

下」之技術條件，其餘各端之 SIR 比值均大 10 以上，為避免測距電驛第一區間因 SIR 比值過大而誤動作，故建議將該端之第一區間元件始動時間延時 10 週波詳圖十。



圖十 南科單環系統測距電驛第一 ~ 三區間始動時間圖

D. 依圖十南科單環系統測距電驛第一 ~ 三區間始動時間圖知:

- a. A(D/S) ~ B(C/S)線兩端測距電驛之第一區間於輸電線中間均有 40% ~ 70% 重疊保護範圍，若於此範圍發生故障則輸電線兩端測距電驛之第一區間會瞬時始動快速排除故障線路；另於輸電線未重疊 30% ~ 60% 之保護範圍，若於此範圍發生故障時，較靠近故障點之匯流排出口端測距電驛之第一區間會先瞬時始動跳脫該端斷路器，輸電線另一端測距電驛之第二區間則於延時 20 週波後始動跳脫該端斷路器，排除故障線路。

- b. 除了 A(D/S) ~ B(C/S)線外，南科單環系統其餘用戶線兩端測距電驛之第一區間於輸電線中間均有 40% ~ 70% 重疊保護範圍，若於此範圍發生故障則輸電線兩端測距電驛之第一區間於 10 週波排除故障線路；另於輸電線未重疊 30% ~ 60% 之保護範圍，若於此範圍發生故障時，較靠近故障點之匯流排出口端測距電驛之第一區間會先瞬時始動跳脫該端斷路器，輸電線另一端測距電驛之第二區間則於延時 20 週波後始動跳脫該端斷路器，排除故障線路。

- c. 依 a. 與 b. 兩項檢討及分析結

果，南科單環系統每段輸電線均可於 20 週波內排除故障線路而每段輸電線均有延時 30 週波始之第三區間作重疊後衛保護。

四、結論

- (一) 161kV 輸電系統故障電流遠比 69kV 輸電系統故障電流大，相形系統穩定度及供電品質之要求也比較高，故障清除時間也力求嚴苛及快速。
- (二) 如將現行 161kV 南科單環系統用戶線後衛保護之測距電驛與相間及接地過流電驛，完全改為測距電驛保護，在合理的 SIR 比值(10 以下)的條件下，可使 161kV 南科單環系統之故障清除時間大幅縮短到 10 ~ 30 週波。
- (三) 目前台電 161kV 輸電網路之後衛保護均採數位型三區間式(定時型)測距電驛，如將 161kV 南科單環系統用戶線後衛保護，完全改為測距電驛保護可與台電 161kV 輸電網路之後衛保護，達到最佳的保護協調。

(四) 依前三項結論 161kV 南科單環系統用戶線後衛保護完全改為測距電驛，可提高穩定度、大幅縮短故障清除時間與台電 161kV 輸電網路之後衛保護達到最佳的保護協調。應可將類似 0410 竹科事件發生的機率降至最低。

五、參考文獻

1. 台電公司內部資料，2005。
2. ABB Co. User's Manual and Technical Description "SPCJ4D29 Combined Overcurrent and Earth-Fault Relay Module" 97-01-30 pp18
3. IEEE Std C377.113-1999 "IEEE Guide for Protection Relay Application To Transmission Line"。
4. ABB REL 512 AN-60L-00 ABB Application Note "Substation Automation and Protection Division" 03-21-2003
5. P. M. Anderson "POWER SYSTEM PROTECTION", Power Math Associates, Inc. 1999 pp250~253. 412~413.