

特高壓輸電系統保護電驛標置與協調應用

台電供電處 許文興

一、前言

電力系統保護電驛是一種能檢出故障的電氣設備，經由取樣於 CT、PT 之電流電壓及其相關設備之訊息來研判預先設定之動作狀態，由控制回路之接點閉合而動作。所以保護電驛是當有設備事故發生時，可以快速檢出故障訊號，適時清除故障，隔離事故區域，避免危害系統設備，縮小故障範圍不使故障區域再度擴大及減少人員傷亡。電驛設備或週邊通信不良時，保護電驛會自我診斷而發出警報信號，使相關人員注意並提高應變措施。因此，在電力系統故障中，保護電驛猶如人體免疫系統，是確保電力系統安全穩定運轉之最重要設備，所以保護電驛在電力系統運用中扮演相當的地位，不可或缺電驛『保護功能』角色。如何將保護電驛的功能發揮得淋漓盡致，那要看是否妥善規劃及定期維護校驗，其中規劃作業能提昇供電品質層面的就是保護電驛『標置與協調』了。

二、電力系統裝設保護電驛的必要性

1. 提昇電力品質

- (1) 電力系統應用是為滿足供電與安全。
- (2) 穩定可靠的電壓與頻率。
- (3) 提升供電連續性。

2. 避免電力系統事故擴大範圍

- (1) 外界因素：

- a. 天然災害：雷霧、颱風、水災、地震、火災等。
- b. 自然災害：鳥獸、蛇蟲、樹木、飛行物等。

(2) 人為因素。

(3) 設備因素：絕緣劣化、零件鬆脫、蝕化。

3. 全方位及全天候監測無法預測事故發生：

全方位及全天候監測電力系統發生事故，使受影響之停電範圍及停電時間與設備損壞可以縮小到最低程度。

三、保護電驛之目的與任務

1. 保護電驛之目的：

- (1) 事故或設備故障時，能快速從電力系統中隔離，確保健全系統部分持續正常供電運轉。
- (2) 快速跳脫降低設備燒損程度及其維修時間。
- (3) 降低事故影響程度。
- (4) 快速跳脫減低人員傷亡。
- (5) 防止事故範圍再擴大。
- (6) 確保電力系統供電連貫性。

2. 保護電驛之任務

- (1) 系統正常時：監測系統是否發生故障。
- (2) 系統故障時：確認故障業已存在，保護電驛此時應立即啟動保護元件，動作跳脫斷路器隔離故障，同時發出警報訊號。

四、保護協調規劃所需之參數資料

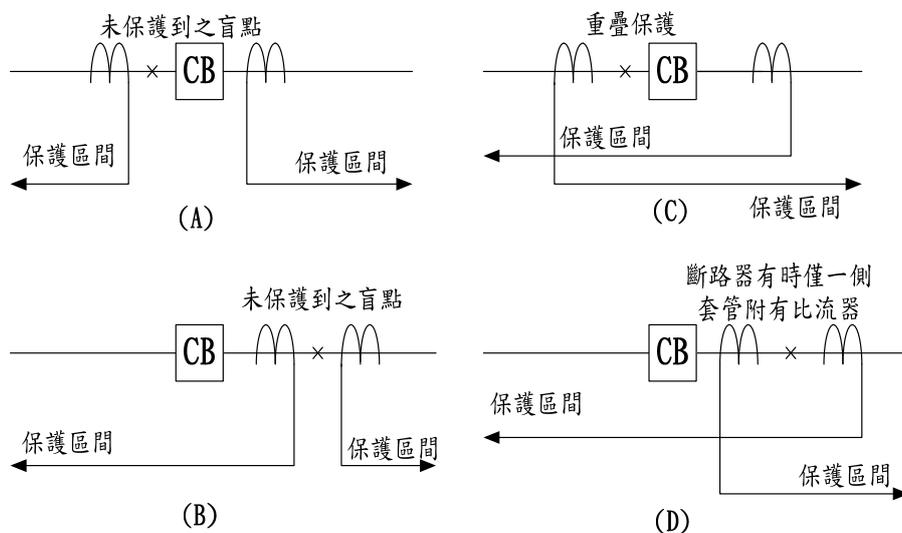
1. 電力系統單線圖。
2. 保護電驛型式、廠牌。
3. CT、PT 變比、型式、廠牌、安裝位置及接線方法。
4. 故障電流。
5. 安全負載電流。

6. 電力設備之阻抗。

五、保護電驛設計區間與範圍

1. 保護電驛設計區間

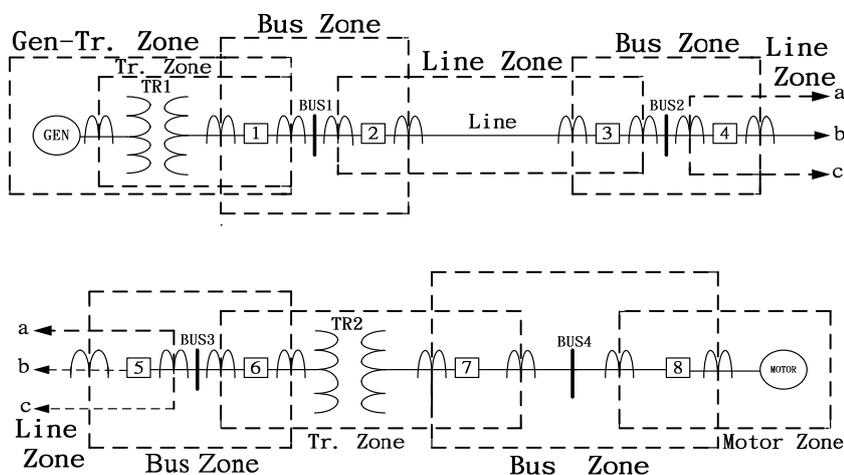
- (1) 避免保護盲點如圖一之(A)、(B)所示。
- (2) 保護區間需相互重疊如圖一之(C)、(D)所示。



圖一 比流器保護區間圖

2. 保護電驛設計範圍

保護範圍一般是以 CT 位置之安排為之，如圖二所示。



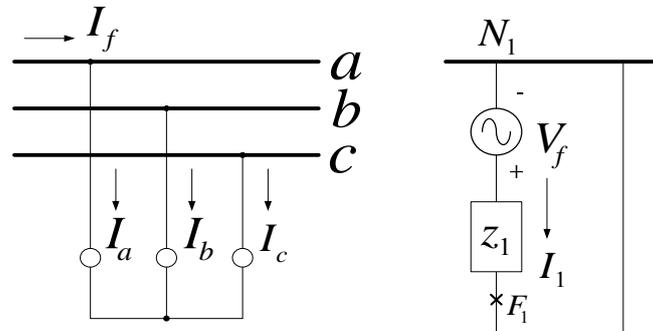
圖二 電力系統保護電驛範圍圖

六、故障電流模擬計算

輸電線系統在計算保護電驛標置與協調的過程中，計算故障電流是最基本一項

工作。故障電流之計算，除應具備完整相關資料外，以下是扼要計算演算公式，如圖三、四所示。

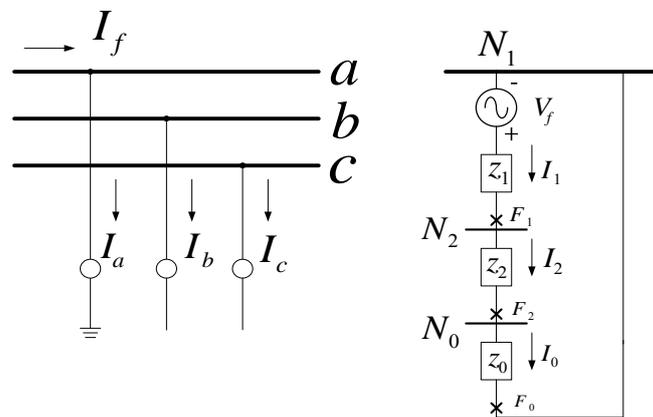
1. 三相短路故障(3-phase faults)



圖三 三相短路故障序網路圖

$$\text{三相短路故障電流 } I_1 = I_{3\phi f} = \frac{V_f}{Z_1}$$

2. 一相接地故障(phase-A-to-ground faults)



圖四 一相接地故障序網路圖

$$\text{一相接地故障電流 } I_{1\phi f} = I_1 + I_2 + I_0 = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Z_1 : 等效正相序阻抗

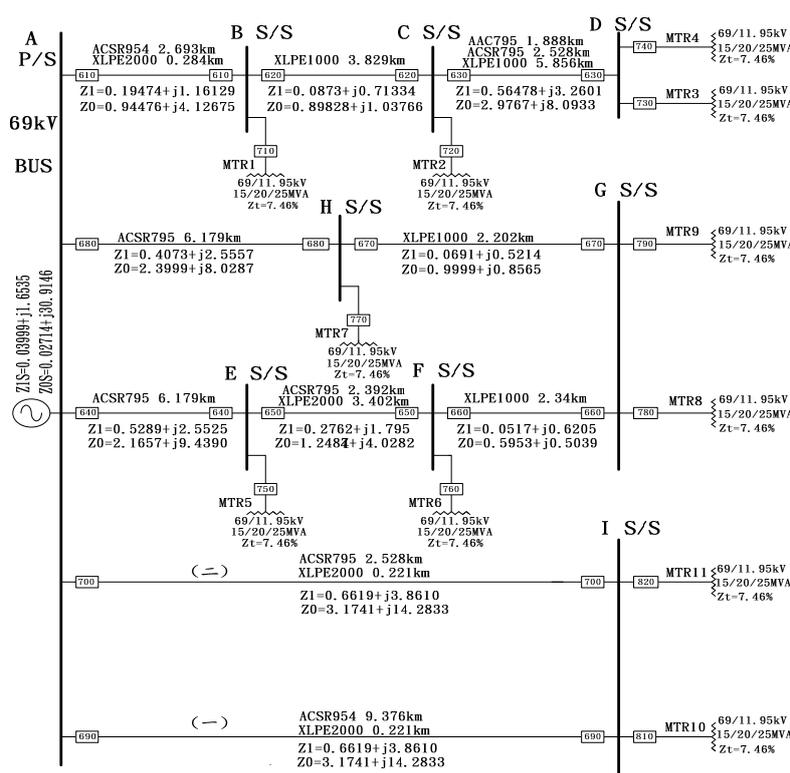
Z_2 : 等效負相序阻抗

Z_0 : 等效零相序阻抗

七、輸電線線路常數計算

輸電線線路常數是經量測計算而得，提供輸電系統變電所與變電所間之正確資料供保護電驛偵測線路、設備故障時所用，也就是線路常數是用來計算保護電驛之標置設定用及故障電流計算，所以線路

常數需要量測正確，不能有感應電流或電壓太大之值而產生量測不正確，這樣發生故障時，對保護電驛確保能發揮應有功能正確動作，適時隔離故障範圍，不因線路常數計算誤差而影響到保護電驛偵測故障動作的準確性。輸電線 69kV 線路常數相關阻抗圖，如圖五所示。

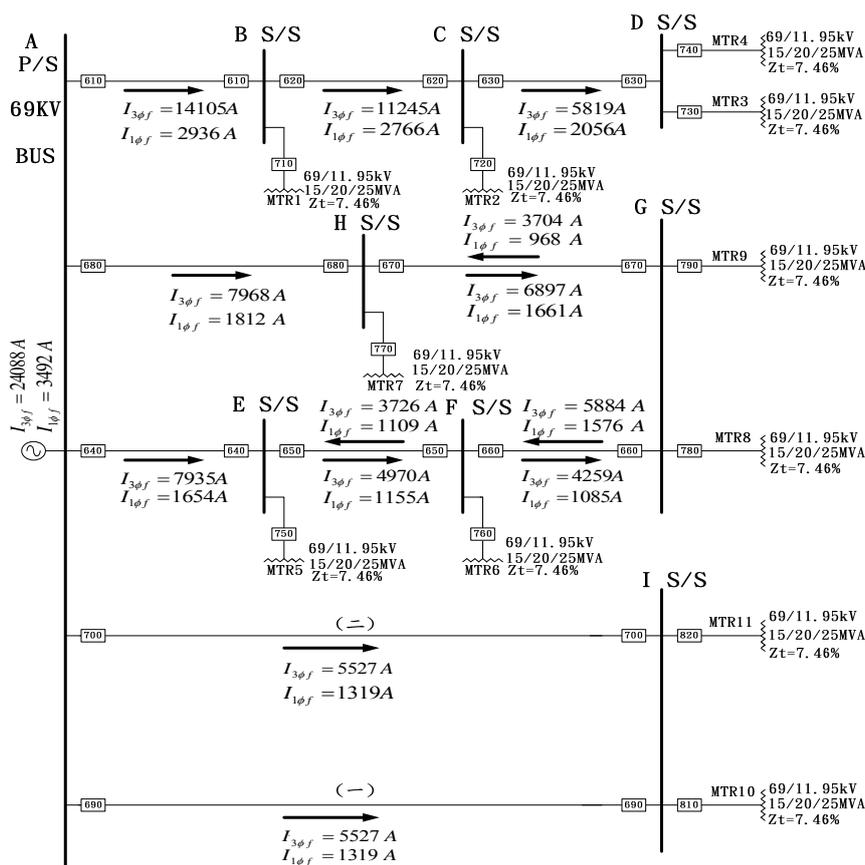


圖五 輸電線 69kV 線路常數阻抗圖

八、輸電線系統保護電驛架構

1. 放射狀保護方式：放射狀線路故障時，故障電流都會大於負載電流，同時不會有反饋故障電流的問題。因此每一區段以過電流電驛與接地過電流電驛保護為主，電源出口端另以測距電驛保護出口線段，以期故障時能快速跳脫。

2. 環路保護方式：環路故障時，每一區段內故障均有兩方向故障電流流入故障點，若裝設無方向元件之過電流電驛可能會導致誤動作，所以在環路系統保護應使用方向性過電流電驛為後衛保護，避免誤動作，另以副線電驛差流保護為主保護。
3. 平行線保護方式與環路保護方式相同。



圖七 故障電流分佈圖

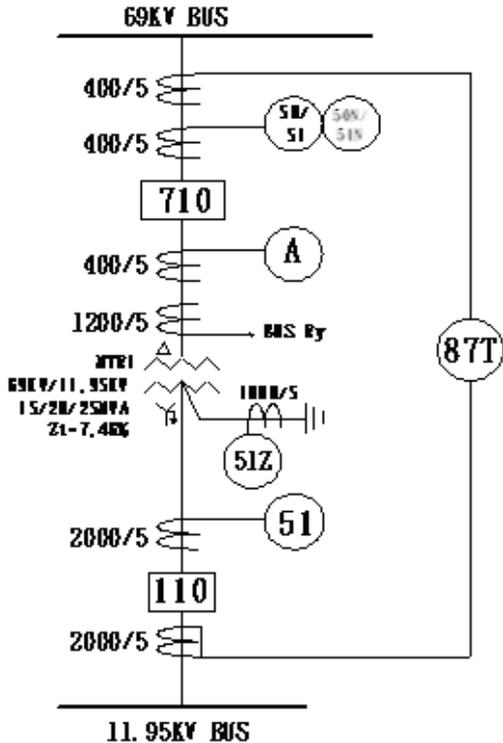
十一、保護電驛標置原則

1. 主變壓器二次側三相短路故障時，一次側保護電驛必須在 0.5 秒內清除故障。
2. 依據 ANSI/IEEE Std 242-1986 文獻建議，線路保護在協調時間間距為 0.2 秒~0.5 秒間，一般使用協調時間間距取 0.3 秒為原則。
3. 電壓電驛使用之 GPT 應接自於匯流排上。
4. 主變壓器容量在 10MVA (含) 以上者，應裝設差動電驛 (87T)；接於 161KV (含) 以上者，亦應裝設高速差動保護電驛。
5. 主變壓器二次側若為中性點接地時，該中性點應裝設接地過流保護電驛 (51Z)。
6. 匯流排 (345KV、161KV 或 69KV GIS 者) 應裝設高速匯流排保護電驛 (87B)，其快速清除故障時間在 6 週波以內。
7. 因供電技術需要或系統需求，須採用兩套主保護電驛 (快速) 及後衛保護電驛系統者。
8. 特高壓用戶設計時，所選用保護電驛用之 CT，若最大故障電流超過 CT 二次側額定電流 20 倍時，應依其實際負擔檢討準確度在 10% 以內。

十二、主變壓器保護電驛標置設計

(一) 主變一次側保護電驛設計

例如：下圖為主變壓器本體之電驛保護接線方式主變壓器容量：25MVA 裝設於 69/11.95KV BUS 側各組電驛 CT 變比如下列圖示：



圖八 主變壓器電驛保護圖

(二) 主變一次側過電流電驛之計算

1. 主變一次側滿載電流

$$I_{FL1} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 69KV} = 209.19A ;$$

如考量 CT 安全裕度(margin)為 50%時，則

$$209.19 * 1.5 = 313.8A$$

因此 CT Ratio 選用 400/5

2. 主變二次側滿載電流

$$I_{FL2} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 11.95KV} = 1207.19A$$

$$1207.19A * 1.5 = 1811.8A$$

CT Ratio 選用 2000/5

3. 50/51：過電流電驛(附瞬時元件)標置計算

$$51 \text{ 電驛 } T_{ap} = \frac{\text{滿載電流}}{\text{CT Ratio}} = \frac{209.19A}{400/5} = 2.61A$$

$$2.61 * (1.25 \sim 1.5 \text{ 倍}) = 3.92$$

51 電驛 T_{ap} 選用 4

4. 故障電流計算

$$Z'_{PS} = \frac{(69KV)^2}{15MVA} = 316\Omega$$

$$Z_{base} = \frac{(69KV)^2}{100MVA} = 47.6\Omega$$

$$Z_{(PU)} = \frac{Z_{ps'}}{Z_{base}} = \frac{316}{47.6} = 6.64 pu$$

$$Z_{PS} = 6.64 * 7.46\% = 0.495 pu$$

$$I_{base} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 69KV} = 836.7A$$

$$I_{3\phi f} = \frac{1}{Z_{PS}} * I_{base} = 1690A$$

5. 51 電驛 Level 計算

$$\frac{I_{3\phi f}}{\text{CT Ratio}} = \frac{1690}{400/5} = 5.3 \text{ 倍}$$

查電驛特性曲線 SPAJ140C (ABB)，0.5 秒內動作。

51 電驛：Level=0.1

6、50：過電流瞬時電驛計算

$$50 = \frac{\text{滿載電流}}{\text{CT Ratio}} \text{ 的 } 10 \sim 15 \text{ 倍} =$$

$$\frac{209.19A}{400/5} * (10 \sim 15 \text{ 倍}) = 35A$$

50 電驛選用 35A

(三) 主變差動電驛(87T)標置計算

1. 使用電驛 CA (ABB)。

2. 額定電流計算：

$$I_{FL1} = 209.19A, I_{FL2} = 1207.88A。$$

3. 計算電驛側電流與高低壓側比值：

$$I_H = \frac{209.19}{400/5} = 2.6148A$$

$$I_L = \frac{1207.88 * \sqrt{3}}{2000/5} = 5.229A$$

$$\frac{I_L}{I_H} = \frac{5.229}{2.6148} = 1.9997A$$

4. 選取電驛分接頭：

$$\frac{T_L}{T_H} = \frac{10}{5} = 2$$

使用 CA (ABB) : Tap 範圍：5、6、7、8、9、10

主變一次側 (高壓側) Tap 選用 5, $T_H = 5$

主變二次側 (低壓側) Tap 選用 10, $T_L = 10$

87T 電驛：CA (ABB) 標置：5/10, Lever=1.0

5. 電流匹配誤差計算 (Mismatch)：

係指確保所選用的電驛分接頭值備有足夠的安全裕度；也就是說是否能夠達到減低流經動作線圈之不平衡電流，以確保其不產生誤動作發生。

$$M = \left| \left[\left(\frac{I_L}{I_H} \right) - \left(\frac{T_L}{T_H} \right) \right] / S \right| * 100\%$$

I_H, I_L ：是由高、低壓側輸入電驛之電流。

T_H, T_L ：是高、低壓側電驛之分接頭設定值。

S：選擇 I_L/I_H 與 T_L/T_H 兩者較低者。

$$M\% = \left[\left(\frac{2.0 - 1.9997}{1.9997} \right) \right] * 100\%$$

$$= 0.015\% \quad (M\% + \text{有載接頭切換器}\% = 35\% \text{內合理})$$

表一 最高可容許電流匹配誤差率

電驛型式	靈敏度%	M%+有載接頭切換器%
CA	50	35
HU,HU-1,HU-4,BDD	30	15
HU,HU-1,HU-4,BDD	35	20
CA-26,RADSB	---	10

十三、放射狀保護協調運用與計算

1. 輻射 (放射) 狀之保護協調運用

(1) 故障點在 CB6 內側，保護協調動作如圖九所示。

A. 主保護電驛：Ry3 優先跳脫。

B. 後衛保護電驛：Ry2, 次之跳脫，Ry1 最後跳脫。

(2) 故障點在 CB4 與 CB5 之間，保護協調動作如圖九所示。

A. 主保護電驛：Ry2 優先跳脫。

B. 後衛保護電驛：Ry1 次之跳脫。

(3) 後衛保護電驛動作協調時間為主保護電驛動作時間加 0.3 秒。

$$\text{即 } T_{Ry2} = T_{Ry3} + 0.3 \text{ 秒}$$

$$T_{Ry1} = T_{Ry2} + 0.3 \text{ 秒}$$

2. 放射狀之保護協調計算

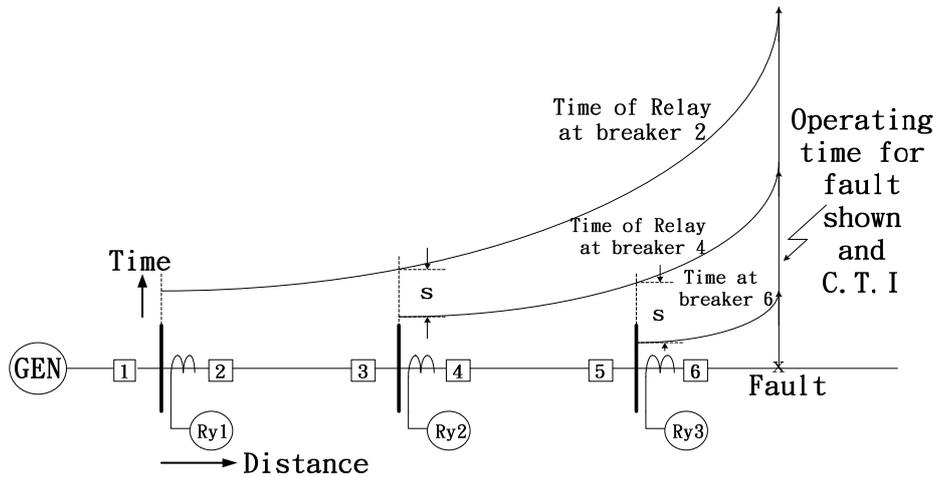
(1) 主變壓器一次側 51Ry 標置計算

主變二次側發生三相短路故障時，流經一次側之短路故障電流，應在 0.5 秒(30 週波)內動作。

$$Z_{1S} = \frac{I_{base}}{I_{3\phi f}} = \frac{836.7}{5819} = 0.1438 pu$$

$$Z_{Tr} = \frac{100 MVA}{15 MVA} \quad 7.46\% = 0.4973 pu$$

$$I_{3\phi f(Tr)} = \frac{1}{0.4973 + 0.1438} \quad 836.7 = 1305A$$



圖九 正常反時型過電流電驛協調時間動作曲線圖

51: $\frac{1305}{400/5} \div 4 = 4.1$ 倍，0.5 秒（30 週波）內動作，L=0.1

$$51: SPAJ140C(ABB) = \frac{T}{L} = \frac{4}{0.1}$$

(2) D S/S #730 或 #740 Fault，CT Ratio=400/5 動作時間

$$51: \frac{5819}{400/5} \div 4 = 18$$

Lever=0.1

51: SPAJ140C: 0.25 秒
(15 週波)

Lever: 0.05

51N: SPAJ140C: 0.15 秒
(9 週波)

(3) D S/S #630，CT Ratio=600/5 標置計算

D S/S #630 變流比大小計算：

$$\frac{(25 + 25)MVA}{\sqrt{3} * 69KV} * 1.5 = 628A, CT Ratio=600/5$$

$$51, T_{ap} = \frac{628}{600/5} = 5.2A, 51, T_{ap} = 5.0$$

$$51: \frac{5819}{600/5} \div 5 = 9.7$$

15 週波+18 週波
=33 週波(0.55 秒)

Lever=0.18

9 週波+18 週波

=27 週波(0.45 秒)

Lever=0.19

(4) C S/S #630 與 D S/S #630 Fault 均造成 D S/S 全停電，故 C S/S #630 設定與 D S/S #630 設定可相同，CT Ratio=600/5

$$51: SPAJ140C: \frac{T}{L} = \frac{5}{0.18},$$

$$51N: SPAJ140C: \frac{T}{L} = \frac{0.5}{0.19},$$

(5) C S/S #630 Fault，CT Ratio=600/5 動作時間

$$51: \frac{11245}{600/5} \div 5 = 18.7$$

Lever=0.18

51: SPAJ140C: 0.43 秒
(26 週波)

Lever: 0.19

51N: SPAJ140C: 0.45 秒
(27 週波)

(6) C S/S #620，CT Ratio=1000/5 標置計算

C S/S #620 變流比大小計算：

$$\frac{(25 + 25 + 25)MVA}{\sqrt{3} * 69KV} * 1.5 = 941A,$$

CT Ratio=1000/5

$$51, T_{ap} = \frac{941}{1000/5} = 4.7A, 51, T_{ap} = 5.0$$

$$51: \frac{11245}{1000/5} \div 5 = 11\text{倍} \quad 51N: \frac{2766}{1000/5} \div 0.5 = 28\text{倍}$$

$$26\text{週波}+18\text{週波} \quad 27\text{週波}+18\text{週波}$$

$$=44\text{週波}(0.73\text{秒}) \quad =45\text{週波}(0.75\text{秒})$$

$$\text{Lever}=0.25 \quad \text{Lever}=0.32$$

(7) B S/S #620 與 C S/S #620 Fault 均造成 C S/S, D S/S 全停電, 故 B S/S #620 設定與 D S/S #620 設定可相同, CT Ratio=1000/5

$$51:\text{SPAJ140C}: \frac{T}{L} = \frac{5}{0.25},$$

$$51N:\text{SPAJ140C}: \frac{T}{L} = \frac{0.5}{0.32},$$

(8) B S/S #620 Fault, CT Ratio=1000/5 動作時間

$$51: \frac{14105}{1000/5} \div 5 = 14\text{倍} \quad 51N: \frac{2936}{1000/5} \div 0.5 = 29\text{倍}$$

$$\text{Lever}=0.25 \quad \text{Lever}:0.32$$

$$51:\text{SPAJ140C}:0.65\text{秒} \quad 51N:\text{SPAJ140C}:0.75\text{秒}$$

$$(39\text{週波}) \quad (45\text{週波})$$

(9) B S/S #610, CT Ratio=1200/5 標置計算

B S/S #610 變流比大小計算:

$$\frac{(25 + 25 + 25 + 25)MVA}{\sqrt{3} * 69KV} * 1.5 = 1255A,$$

$$\text{CT Ratio}=1200/5$$

$$51, T_{ap} = \frac{1255}{1200/5} = 5.2A, \quad 51, T_{ap} = 5.0$$

$$51: \frac{14105}{1200/5} \div 5 = 12\text{倍} \quad 51N: \frac{2936}{1200/5} \div 1.0 = 12\text{倍}$$

$$39\text{週波}+18\text{週波} \quad 45\text{週波}+18\text{週波}$$

$$=57\text{週波}(0.95\text{秒}) \quad =63\text{週波}(1.05\text{秒})$$

$$\text{Lever}=0.33 \quad \text{Lever}=0.35$$

(10) A P/S #610 與 B S/S #610 Fault 均造成 C S/S, D S/S 全停電,

故 A P/S #610 設定與 D S/S #610 設定可相同, CT Ratio=1200/5

$$51:\text{SPAJ140C}: \frac{T}{L} = \frac{5}{0.33},$$

$$51N:\text{SPAJ140C}: \frac{T}{L} = \frac{1.0}{0.35},$$

(11) 為使本線段能快速清除故障, A P/S #610 輸電線故障保護, 使用 50+21 來保護本線段之快速跳脫, 50+21 電驛標置計算。

(1) 50:CHC12A=

$$\frac{25MVA}{\sqrt{3}} \frac{4}{69KV} \div \frac{1200}{5} \quad 1.5 = 5.2A$$

$$50, T_{ap} = 5.0$$

(2) 21:CEY51A(GE), 阻抗範圍:

$$0.2 \sim 8\Omega,$$

$$\text{分接頭}: 0.375/0.75/1.5$$

$$Z_{set} = (0.1947 + j1.1613) * \frac{240}{600}$$

$$*80\% = 0.377 \angle 80^\circ \Omega$$

$$Z_{RY} = \frac{0.377}{\cos(80^\circ - 60^\circ)} = 0.401 \Omega$$

21:CEY51A 設定: $Z_{min} = 0.375$,

$$\%T_{ap} = \frac{Z_{min}}{Z_{RY}} = \frac{0.375}{0.401} = 94\%$$

十四、環路保護協調運用與計算

1. 環路之保護協調運用

(1) 環路系統發生故障點在 Fault 1 時, 動作時序如圖十三

A. 主保護電驛: BUS 至 BUS1 線段, 85 Ry 優先快速動作, CB1、CB2 優先跳脫, 其餘線段 85 Ry 不動作。

B. 後衛保護電驛：待主保護電驛 85 Ry 未動作，後衛保護電驛 67/67N Ry 次之動作。

a. 電驛跳脫順序：CB1，CB2，CB4，CB6，CB8，CB10。

b. 電驛不跳脫順序：CB3，CB5，CB7，CB9。

(2) 環路系統發生故障點在 Fault 2 時，動作時序如圖十三

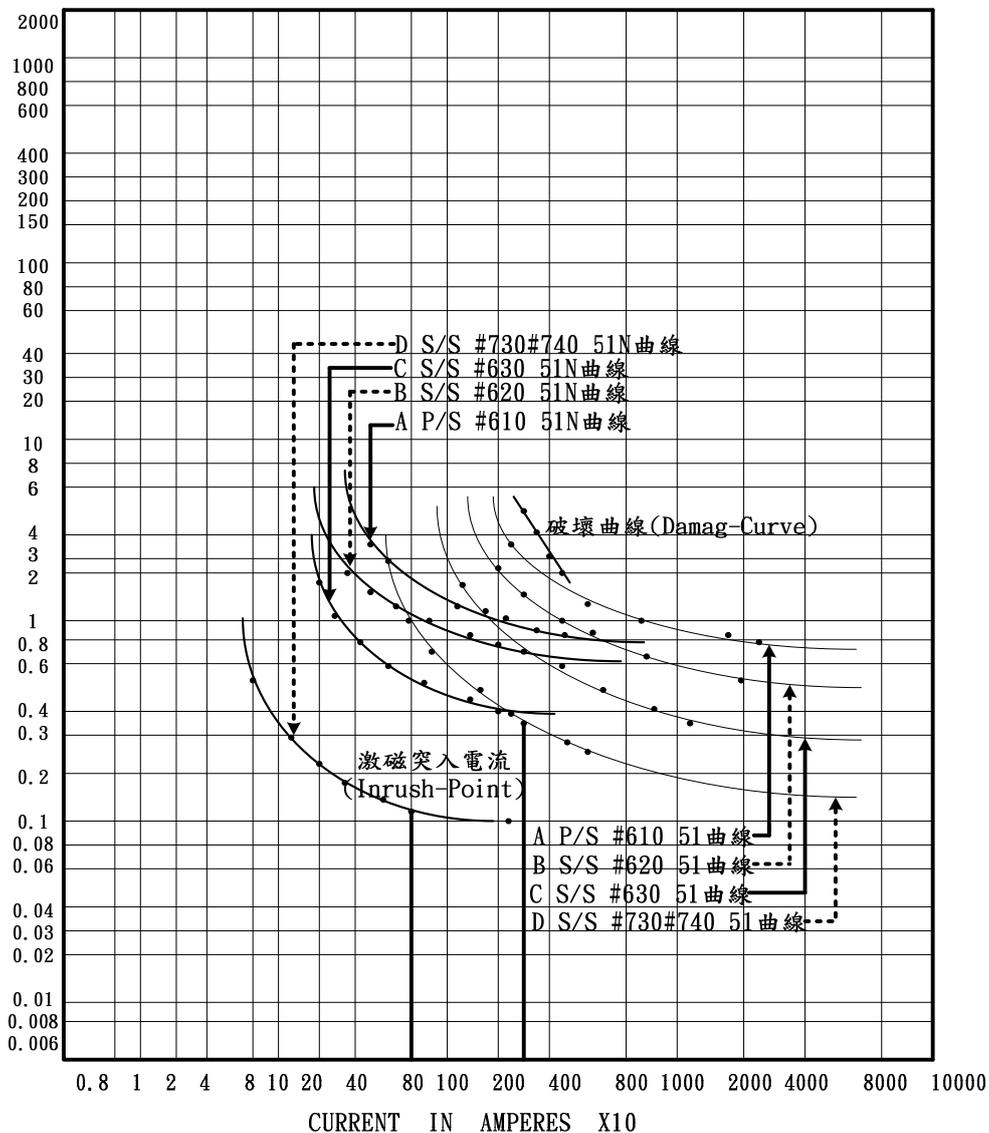
A. 主保護電驛：BUS 至 BUS4 線

段，85 Ry 優先快速動作，CB9、CB10 優先跳脫，其餘線段 85 Ry 不動作。

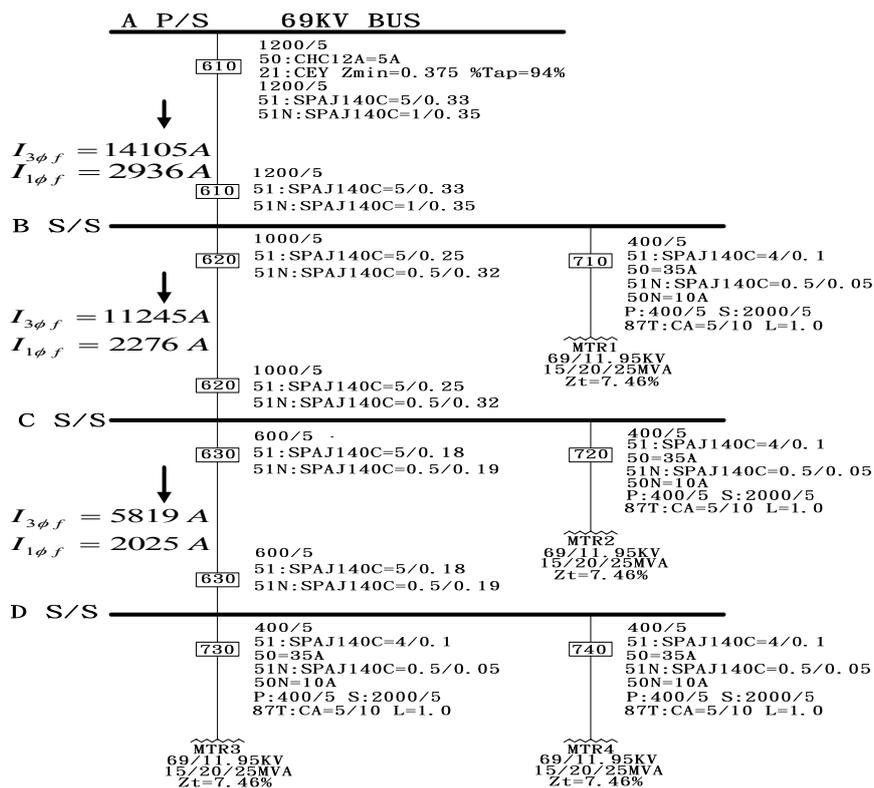
B. 後衛保護電驛：待主保護電驛 85 Ry 未動作，後衛保護電驛 67/67N Ry 次之動作。

a. 電驛跳脫順序：CB10，CB9，CB7，CB5，CB3，CB1。

b. 電驛不跳脫順序：CB8，CB6，CB4，CB2。



圖十 放射狀標置協調曲線圖



圖十一 放射狀保護協調標置設定圖

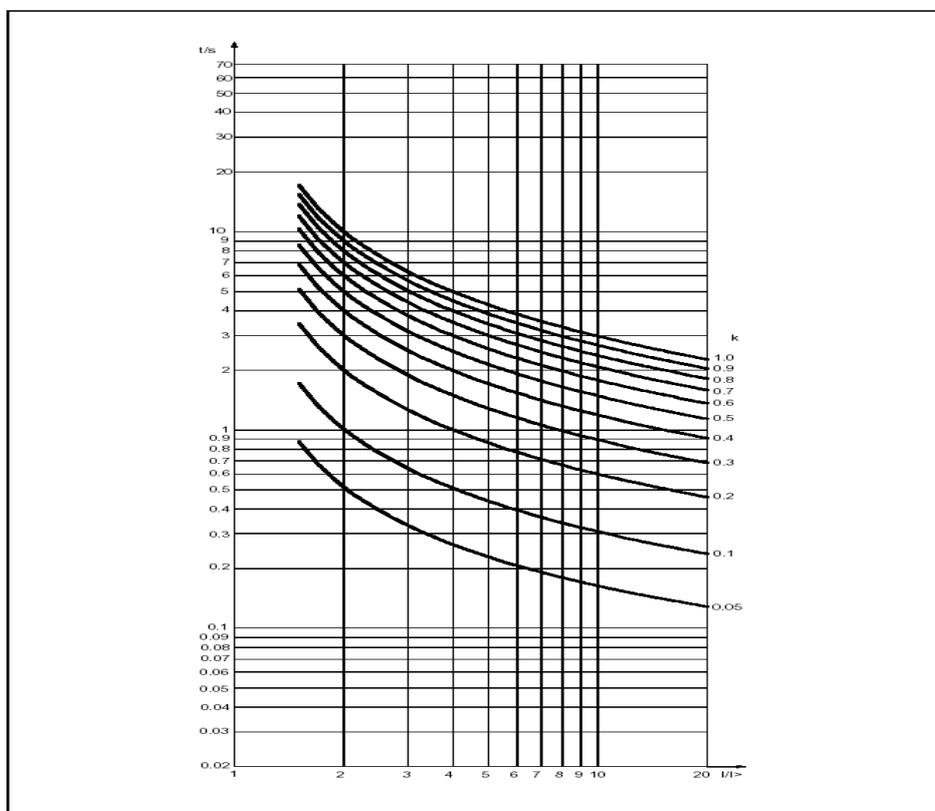
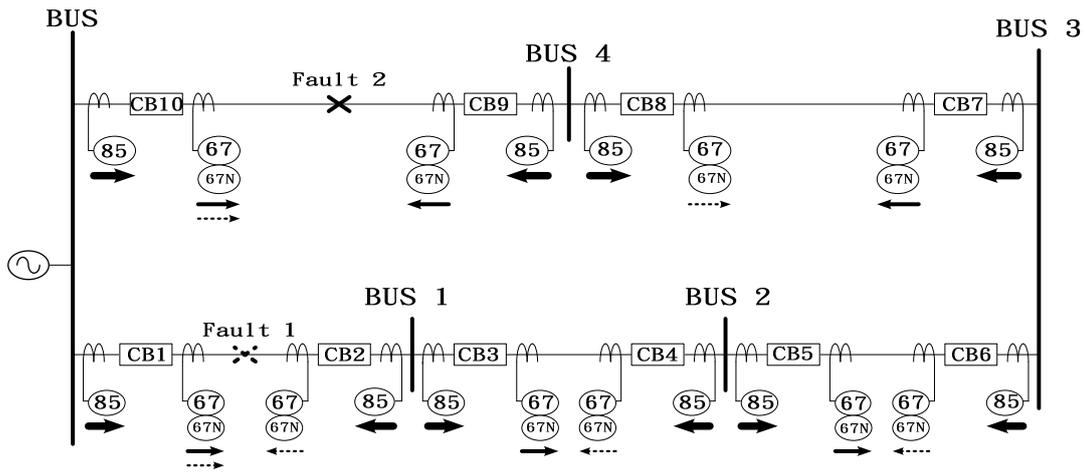


Fig. 5. Normal inverse-time characteristics of the overcurrent and earth-fault unit SPCJ 4D29.

圖十二 SPAJ140C(ABB)特性曲線圖



圖十三 環路系統保護電驛動作協調順序圖

2. 環路 1、環路 2 之計算方式與前放射狀之保護協調計算方式相同，在這裡不再重覆討論，其結果如圖十四、十五、十六 所示。

3. 環路主保護 85：HCB-1 標置計算

(1) 85：HCB-1 標置原則

A. $I_{3\phi} \geq T \geq 1.25I_L \Rightarrow T_{ap} R_1$ 選用 C 或

$0.5I_{3\phi} \geq T \geq 0.62I_L \Rightarrow T_{ap} R_1$ 選用 B

B. $T_{ap} R_1$ 選用 A 或 B 時：

$I_{1\phi g} \geq 0.2T \Rightarrow T_{ap} R_0$ 選用 G 或

$I_{1\phi g} \geq 0.1T \Rightarrow T_{ap} R_0$ 選用 H

C. $T_{ap} R_1$ 選用 C 時：

$I_{1\phi g} \geq 0.25T \Rightarrow T_{ap} R_0$ 選用 G 或

$I_{1\phi g} \geq 0.12T \Rightarrow T_{ap} R_0$ 選用 H

註： I_L ：比流器二次側最大負載電流。

T_{ap} ：保護電驛分接頭。

$I_{3\phi}$ ：輸電線內部三相短路故障總電流除以比流器比值。

$I_{1\phi g}$ ：輸電線內部單相接地故障總電流除以比流器比值。

(2) 85：HCB-1 標置計算(G S/S~H S/S，Fault 1)

$$\text{最大負載電流} = \frac{25}{\sqrt{3}} \frac{3MVA}{69KV} = 627.6A$$

$$\text{變流比大小} = 627.6 * 1.5 = 941.4A，$$

$$CT \text{ Ratio} = 1200/5$$

$$I_L = \frac{627.6}{\frac{1200}{5}} = 2.615A$$

$$I_{3\phi} = \frac{7421 + 3921}{2} \cdot \frac{1}{\frac{1200}{5}} = 23.63A$$

$$I_{1\phi g} = \frac{1748 + 1009}{2} \cdot \frac{1}{\frac{1200}{5}} = 5.744A$$

$T_{ap} R_1$ 選用 C

$$I_{3\phi} \geq T \geq 1.25I_L \Rightarrow T_{ap} R_1 \text{ 選用 C}$$

$$23.63 \geq T \geq 1.25 \cdot 2.615 = 3.27A$$

故 $T = 5$

$$T_{ap} R_1 \text{ 選用 C 時：} I_{1\phi g} \geq 0.25T$$

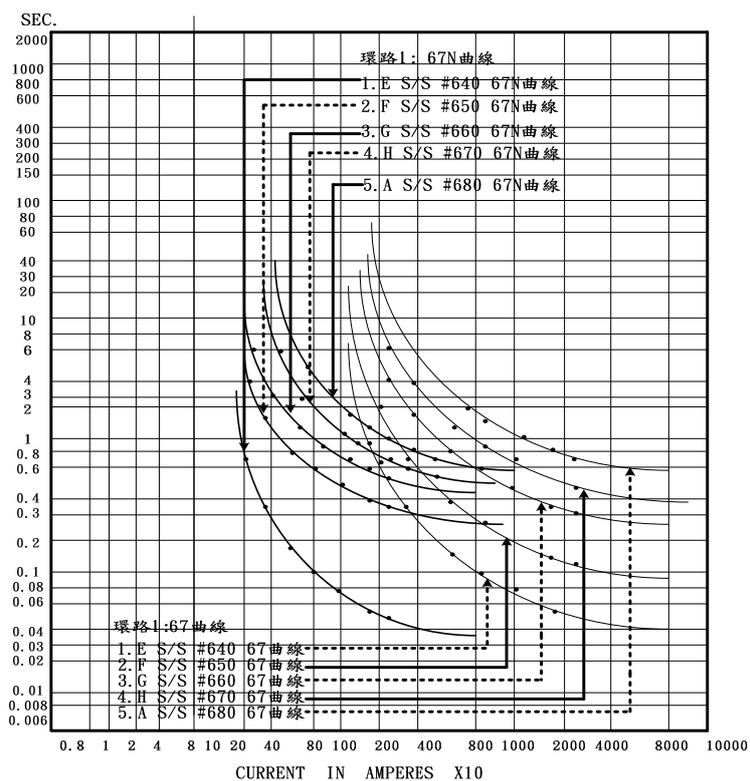
$$5.744 \geq 0.25 \cdot 5 = 1.25$$

故 $T_{ap} R_0$ 選用 G

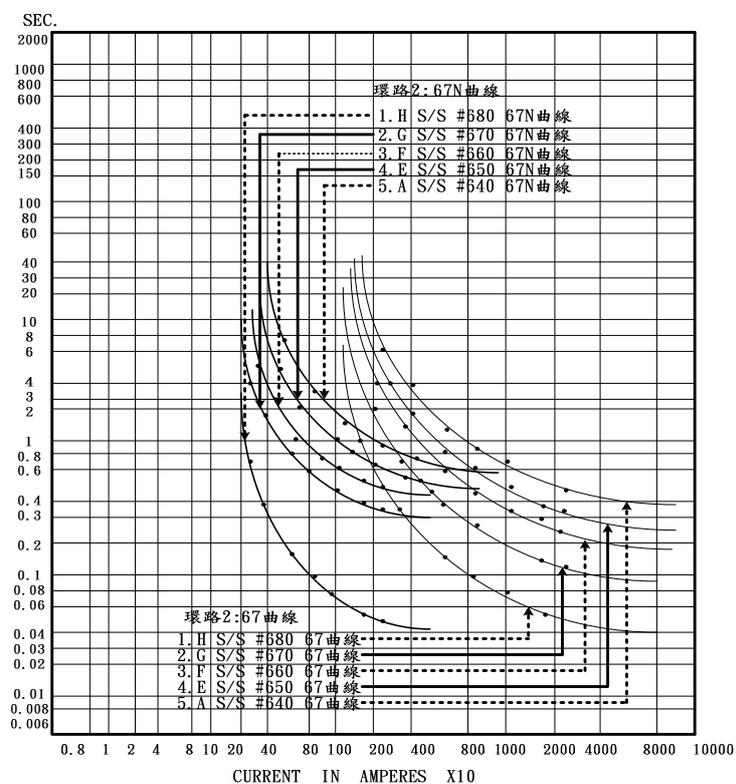
輸電線主保護電驛設定：

85:HCB-1(ABB)設定=5/C/G

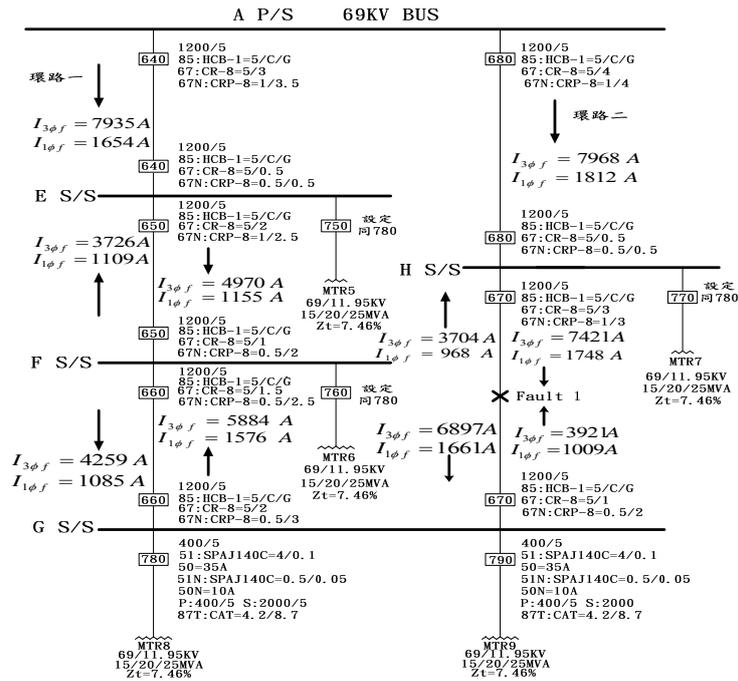
同理，其他各段輸電線標置設定相同。



圖十四 環路 1 標置協調曲線圖



圖十五 環路 2 標置協調曲線圖

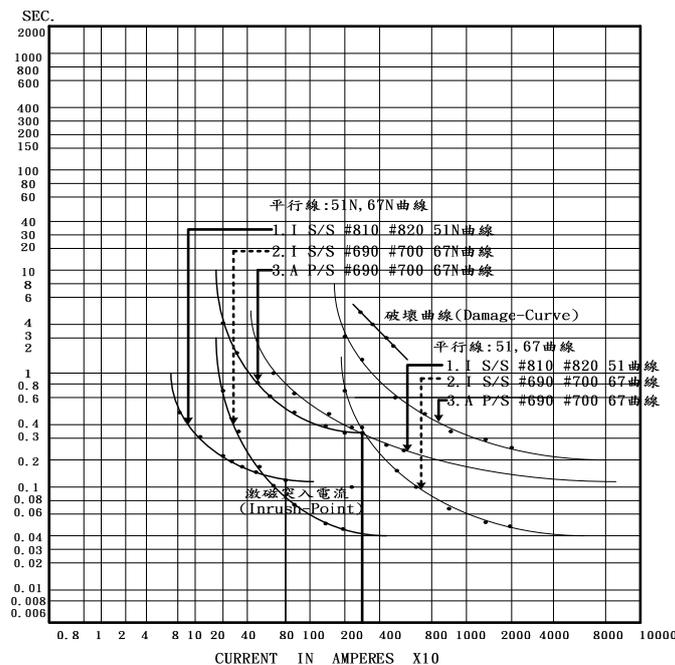


圖十六 環路式保護協調標置設定圖

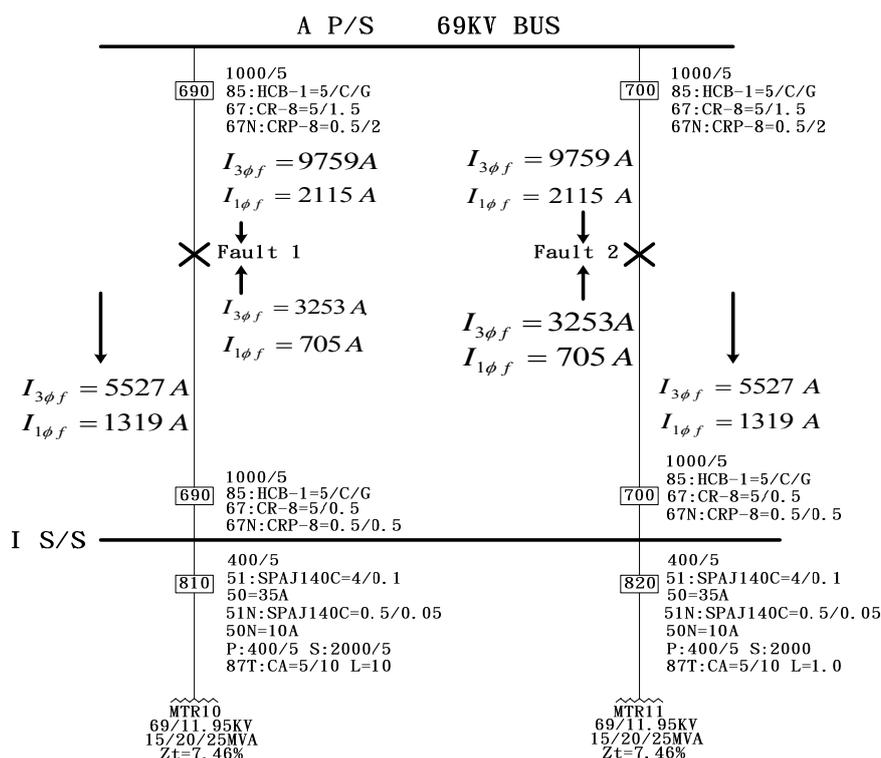
十五、平行線式保護協調運用

1. 平行式之保護協調運用與環路式相同，在這裡不再重覆討論。

2. 平行式之保護協調之計算方式與前環路式相同，這裡不再重覆計算，其結果如圖十七、十八所示。



圖十七 平行線式標置協調曲線圖



圖十八 平行線式保護協調標置設定圖

十六、結論

電驛標置與協調對電力系統或設備故障所產生之電壓驟降、故障電流之驟增與故障類型及短路容量息息相關，為使保護的區域電驛快速跳脫，清除故障，除需蒐集正確之相關資料外，對標置協調計算原則應瞭解與熟練。

電力系統輻射狀之保護較易流於不確定因素而影響用戶用電可靠度，通常很少被採納，除非因故無法取得合理協調。平行線式之保護供電可靠度較好，係因其中若一回輸電線故障，亦不致影響用戶供電。環路供電系統是比較可靠穩定的供電，任一輸電線故障不影響用戶，但其缺點是可能因多段造成後衛保護的協調時間拉長，如兩線段相距較短時，對測距電驛保護設定尤其困難，但副線電驛差流保

護恰可克服測距電驛的不適能百分之百的標置保護。

『電驛標置與協調』攸關供電系統的穩定度與可靠度，對電力品質的提昇是密不可分，如何將供電系統確保供電品質無慮，除有宏觀的遠景規劃、設計、定期校驗與嚴謹的保護協調搭配才能發揮得盡善盡美。

十七、參考資料

- [1] 李宏任，實用保護電驛，全華科技圖書公書，民國 88 年。
- [2] J.L.Blackburn . "Applied Protective Relaying" .
- [3] IEEE, "Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems" .