

電力系統穩定度與控制 — 子計畫五：

以同步相量量測單元為基礎之輸電線適應型保護電驛之研製

計畫編號: NSC 90-2213-E-149-002-

計畫主持人: 江昭皚 助理教授 國立台灣大學 生物產業機電工程學系

計畫執行期間: 90/8/1~91/7/31

計畫參與人員: 楊昇穎 國立台灣大學 生物產業機電工程學系

范恒康 光武技術學院 電機系

蔡志輝 國立台北科技大學 電機系

摘要- 本計畫主要提出以同步相量量測器為基礎之換位與無換位型雙迴路輸電線之保護技術。本技術乃利用線路之分佈式模型與線路兩端之同步電壓及電流相量量測來完成。利用特徵值/特徵向量理論，吾人可將線路間之互耦合效應予以解耦，由此可推得故障偵測及定位指標。藉由此二指標之相互配合，可以正確地辨別內部與外部故障。利用線上線路參數評估，本技術可以對電力系統之故障有更正確之響應。基於通盤考量可靠性、安全性與響應效能，本計畫利用統計與最佳化觀念精巧地選擇故障偵測指標的臨界值設定。本計畫亦探討比流器、比壓器與通信通道性能對此項保護技術的影響。經由 EMTP 大量之模擬測試，針對可靠性與安全性而言，本技術可有優越及快速之動作，結果亦顯示本保護技術幾乎不受各種電力系統及故障狀態之影響。

Abstract-- This project proposes a PMU-based protection scheme for both transposed and untransposed parallel transmission lines. The development of the scheme is based on the distributed line model and the synchronized voltage and current phasor measurements at both ends of lines. By means of eigenvalue/eigenvector theory to decouple the mutual coupling effects between parallel lines, the fault detection and location indices are derived. The two proposed indices are used in coordination such that the internal and external fault events can be distinguished correctly. By on-line estimating the line parameters, the proposed scheme will respond more accurately to power system faults. Based on the concepts of statistics and optimization, an elaborate and subtle threshold setting set of the proposed fault detection/location indices is selected under equally taking the reliability, security and speed of the relaying scheme into consideration. The effects of the performance of CT, CVT, and communication channel on the designed relay are also included. Extensive simulation results using EMTP have verified that the proposed protection system responds well and fast with regard to dependability and security. The results show that the performance of the proposed scheme is almost independent of various system and fault conditions.

關鍵詞— 數位保護，同步相量量測器，全球衛星定位系統，平行雙迴路輸電線。

I. 簡介

由於路權難以取得，因此平行雙迴路之輸電線經常出現於超高壓等級之電力系統中，此時其線路保護技術便相形重要。一般其常用測距電驛來加以保護，但由於線路互耦合效應、故障電阻及遠端饋入電流... 等因素之影響，因此經常造成測距電驛誤動作之現象

[1]-[4]。為了改善此缺點，因此有些方法已被提出，以改善測距電驛之性能[2]-[4]，但其依舊有許多假設，例如 A. G. Jongepier 等人[2]利用類神經網路來估測電力系統之狀態，以計算出較適當之跳脫決策命令，其使測距電驛能對電力系統狀態之變化有較佳之響應，但其忽略故障電阻之影響。因此，測距電驛對於故障位置估測之準確性依舊不佳，所以欠區間/過區間之誤動作現象仍然沒有解決。而 Y. Liao 等人[4]則發展了一新型保護演算法，其可不受故障電阻、遠端饋入電流及電源阻抗之影響，但其忽略線路充電電容之影響，因此仍然無法精確求得故障之位置。

為了系統穩定度之考量，當線路發生故障時，必須儘速予以隔離，因此需要高速保護電驛之技術，因此有人提出以行進波或微分方程式為基礎之保護方式[5]-[6]。但以行進波為基礎之技術，很難正確地判定第一個到達波是否落於其保護區間或來自於系統中其它區域[5]。

近年來，以電腦為基礎之量測、保護與控制系統，已逐漸普遍地成為變電所之特點[7]-[9]，同時 IEEE 也已制定了同步相量之標準[10]，為因應此一趨勢，最近有許多以雙端同步量測為基礎之輸電線保護技術發表於國際期刊[11]-[14]，這些技術可以克服傳統單端法所產生之問題。基於此一基礎，本文針對換位型與無換位型兩種平行雙迴路輸電線架構，發展出以同步相量量測為基礎之保護電驛技術，文中將描述系統之完整架構，並輔以 EMTP 之模擬結果，來驗證所提保護電驛技術之性能。

II. 保護電驛指標之推導與說明

A. 單路型輸電線之故障偵測/定位指標

吾人已針對單路輸電線發展一以同步相量量測為基礎之故障偵測/定位指標[13]-[14]，其利用 Clarke 轉換來將線路做解耦，假設線路總長為 L，最後可解得故障位置為：

$$D_i = \frac{\ln\{[A(i) - C(i)]/[E(i) - B(i)]\}}{2\Gamma(i,i)L} = \frac{\ln[N(i)/M(i)]}{2\Gamma(i,i)L} \quad i = 1, 2, 3 \quad (1)$$

其中 $\Gamma(i, i)$ 表示傳播常數矩陣，而 $A(i)$, $B(i)$, $C(i)$ 及 $E(i)$ 可以下式來表示：

$$A(i) = \frac{1}{2} [V_{Rm}(i) - Z_C(i, i) I_{Rm}(i)] \quad (2-1)$$

$$B(i) = \frac{1}{2} [V_{Rm}(i) + Z_C(i, i) I_{Rm}(i)] \quad (2-2)$$

$$C(i) = \frac{1}{2} \exp[\Gamma(i, i) L] [V_{Sm}(i) - Z_C(i, i) I_{Sm}(i)] \quad (2-3)$$

$$E(i) = \frac{1}{2} \exp[-\Gamma(i, i) L] [V_{Sm}(i) + Z_C(i, i) I_{Sm}(i)] \quad (2-4)$$

另外，

$$\begin{cases} N(i) = A(i) - C(i) \\ M(i) = E(i) - B(i) \end{cases} \quad (3)$$

其中 $Z_C(i, i)$ 為突波阻抗矩陣，而 V_{Rm} , V_{Sm} , I_{Rm} , I_{Sm} 分別表示受電端及送電端之模態電壓及電流相量。

1) 故障偵測

於未故障前， $|M|$ 將等於零值，一但發生故障時，其將以極大之斜率爬升。考量實際量測及數值計算之誤差，吾人只要設定一臨界值，即可偵測故障之發生。指標 $|N|$ 依舊有相同之特性，本文只採用 $|M|$ 來做故障之偵測。值得注意的是，無論線路發生內部或外部故障，此指標均可快速地偵測故障之發生。

2) 故障定位

當線路內部發生故障時，指標 $|D|$ 將快速地收斂至 0 到 1 之間，其所指示之數值即為精確之故障位置。反之，當發生外部故障時，則指標 $|D|$ 將呈現隨機之振盪值，無法收斂至 0 到 1 之間。因此，吾人藉由設定一計數器與臨界值，判定指標 $|D|$ 是否落於 0 到 1 之區間，同時其是否呈現收斂之行為，即可分辨內、外部故障。

B. 平行雙迴路輸電線

上述之單路輸電線保護電驛技術，可輕易地應用於雙回線之保護。吾人利用 PMU 取得線路兩端之三相電壓與兩迴路之六相電流，如上小節所述，對於有換位之三相輸電線，其利用 Clarke 轉換，來將線路解耦合。而當雙迴路輸電線有換位時，則吾人可用下列之矩陣來做解耦合之動作[15]:

$$[T] = \frac{1}{\sqrt{6}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & \sqrt{3} & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & \sqrt{3} & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & -2 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & -\sqrt{3} & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & -\sqrt{3} & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & -2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

同理可推得如同(1)式之故障偵測指標。與單路輸電線不同處，在於此時出現六個模態之故障偵測指標。依據不同故障型態，其可偵測故障之能力亦不同，彙整

如表 1 所示，其中*號代表於不同故障型態時，可用於偵測故障之模態。以 a 相故障為例，若故障發生於線路 1，則模態 1~ 4 可偵測故障，亦即故障指標值將大於臨界設定值，而模態 5~ 6 不可偵測故障，亦即故障指標值將小於臨界設定值。同理，由故障定位指標之收斂特性，及其是否收斂至 0 到 1 之間，吾人即可判別內外部故障。但至此，吾人只能偵測故障，與判斷故障是屬於內部或外部故障。藉由表 1 之模態 3~ 6，吾人即可進一步辨別故障所發生之線路，若模態 3 或 4 可偵測故障，而模態 5 和 6 不可偵測故障，則為線路 1 發生故障，依此類推。

為了施工方便，雙迴路輸電線通常不換位，此時(4)式便無法將線路解耦合，但吾人依究可利用特徵值/特徵相量之觀念，依據線路參數求出一個可將線路解耦合之矩陣，故線路依舊可被解耦合[15]。同理，對此無換位之雙迴路輸電線，吾人可推得六個模態之故障偵測及定位指標，並應用於內、外部故障之判別，但此時這六個指標將不再具有表 1 之特性，亦即其可偵測故障之模態是隨機的，其有可能六個模態均可使用，故此時便無法完成故障線路判別之工作。幸運地，可用模態乃由轉換矩陣來決定，若將(4)式用來對無換位型線路做解耦合之動作

表 1 不同故障型態時，故障偵測指標之可用模態表

Line Fault Type	Circuit 1						Circuit 2					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
ag	*	*	*	*			*	*			*	*
bg	*	*	*	*			*	*			*	*
cg	*	*		*			*	*				*
absg	*	*	*	*			*	*			*	*
bcs	*	*	*	*			*	*			*	*
casg	*	*	*	*			*	*			*	*
abcs			*	*							*	*
abs			*	*							*	*
bcs			*	*							*	*
cas			*	*							*	*

Letters 'a', 'b', and 'c' represent phase-a, phase-b, and phase-c, respectively.
Letters 'g' and 's' represent 'ground fault' and 'short fault', respectively.

，則其依舊具有表 1 之特性。吾人只要判斷故障定位指標是否收斂，即可決定哪些是可用模態，此時吾人便可判斷故障之線路。

總而言之，對於無換位之雙迴路輸電線，吾人先用可做線路解耦合之矩陣，求出故障偵測指標，完成故障偵測與內、外部故障之判別，而後用(4)來做輔助轉換之工作，再搭配(4)與表 1，完成故障線路判別之工作。

C. 線上線路參數評估

由於環境之變化、時間及溫度...等因素之影響，將產生線路參數變動之問題，如此將造成故障偵測與定位指標計算不準確。為了克服此一問題，吾人發展了一項利用同步相量量測為基礎之線上線路參數評估技術，其觀念為利用線路兩端之電壓及電流相量來反推線路參數。經由推導吾人可得下列方程式：

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T & U \\ V & W \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中 T, U, V 及 W 為非線性之矩陣，其乃由輸電線路參數所構成。

由上式可知，吾人可利用最小平方差法做數值疊代，即可求出線路之正確參數值，如此即可確保本文所提之保護電驛之性能。

III. 系統架構及功能描述

A. 系統架構

圖 1 展示本文所提以 PMU 為基礎之雙迴路保護電亦系統架構圖，分別於輸電線兩端之變電所加裝同步相量量測器，將量測所得之同步電壓及電流相量，透過通訊波道傳送至中央監控中心，再經由所設計演算法之運算判斷，即可判定線路是否發生故障，其完整之運算流程於下小節有完整之描述。

B. 運作流程

保護電驛演算法之計算流程敘述如下：

1. 中央監控中心先接收來自線路兩端之同步量測資料。
2. 將量測資料經由模態轉換將線路做解耦合。
3. 利用(1)到(3)式，求出故障偵測指標|M|及故障定位指標|D|。
4. 利用線上線路參數評估演算法，於未故障前先定期修正線路之參數值，以提高指標計算之正確性，進而確保所提保護電驛之性能。
5. 判定指標|M|之數值是否大於臨界值，若是則可斷定故障之發生。此時，再進一步判斷指標|D|是否收斂至 0 到 1 之間，若是則可斷定其為內部故障。
6. 此時，再經由故障線路鑑別之邏輯，判別出雙迴路中，實際發生故障之線路。
7. 最後發出斷路器跳脫信號，將故障線路予以隔離，並顯示故障之位置，供修護人員排除故障之用。

IV. 模擬結果

為了驗證本文所提演算法之性能，本文採用電磁暫態模擬軟體 EMTP 來做故障模擬測試。

A. 模擬系統建置

圖 2 為本文模擬時所建構之輸電系統單線圖。

- (1) 戴維寧等效：系統兩端用戴維寧等效電路來加以取代，電源阻抗用電阻-電感模型來等效，兩端之電源相角差為 20 度。
- (2) 線路模型：線路採用分佈式參數模型，其中線路 T3 及 T4 為換位型線路，用以檢驗外部故障之性能，而 T1 及 T2 則為欲保護之雙迴路輸電線，其

參數乃採 EMTP 之 LINE CONSTANTS 副程式 [16]，並依據台電之鐵塔架構計算所得。

B. 故障偵測及定位指標之性能驗證

經由 EMTP 大量之模擬測試，圖 3 顯示本文所提之指標對於內部故障有優越之性能，其不受故障電阻、故障型態、故障位置與線路架構之影響。

C. 內部故障跳脫決策時間之評估

經由模擬結果顯示，本保護電驛技術之平均跳脫決策時間低於半週波，以下展示無換位型線路，且故障發生於線路 T1 之性能。表 2 為評估不同故障型態及故障位置之影響，表 3 為不同故障電阻下，電驛之跳脫決策時間，而表 4 則為不同故障投入角下，電驛之時間響應統計表，由這些結果顯示，本保護電驛於各種不同之系統及故障狀態下均有優越之性能。

D. CT 及 CVT 之影響評估

為了測量量測轉換器對本保護電驛之影響，本文於模擬時，加入了 CT 及 CVT 之模型。

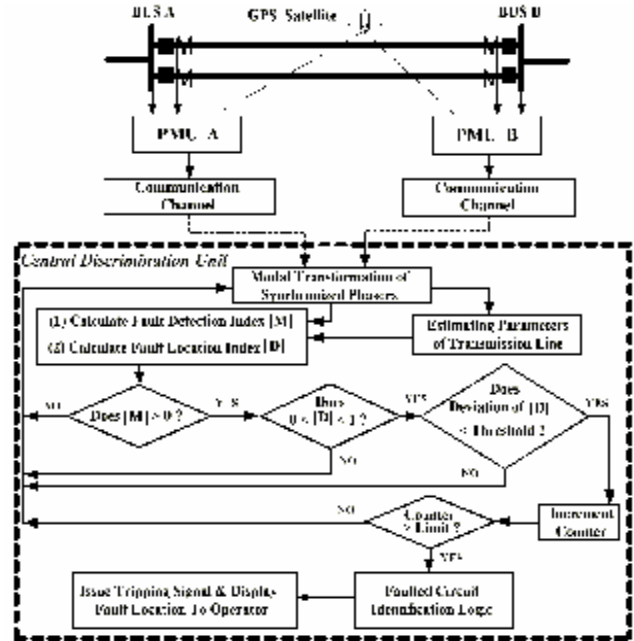


圖 1. 本文所提以 PMU 為基礎之保護電驛系統架構圖

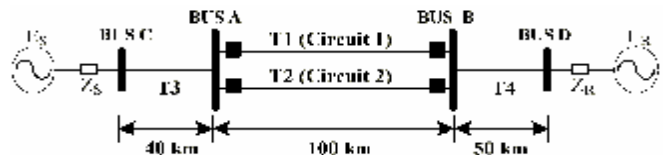


圖 2. 模擬系統之單線圖

1) CT 飽和之影響

於 T1 之 50km 處，模擬一個三相短路故障，藉由改變 CT 二次側之負擔，圖 4 顯示 CT 飽和時之電流波形，而圖 5-(a)及(b)展示此時之故障偵測及定位指標之響應

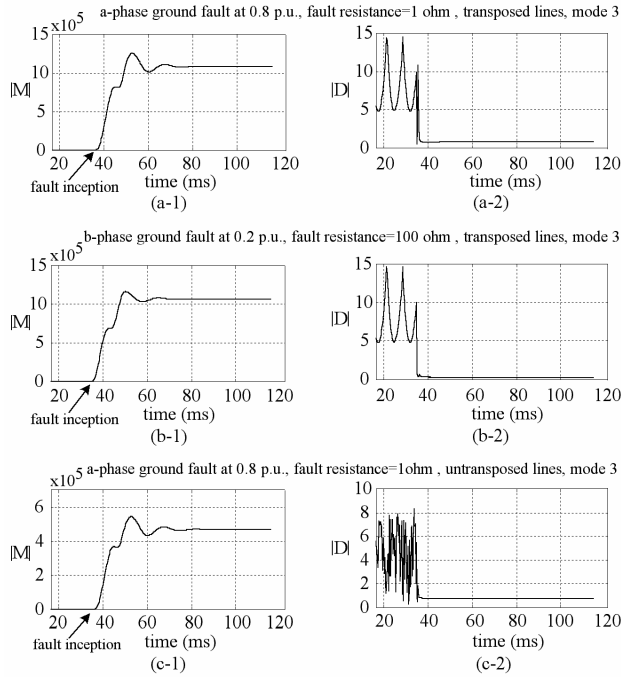


圖 3. 故障發生於線路 T1 時，故障偵測指標與定位指標之響應圖

圖，雖然 CT 飽和，使得電流波形失真，但故障定位指標一究可快速地收斂至 0 到 1 之間。因此，CT 飽和並不會對本保護電驛技術造成嚴重之影響。

2) CVT 暫態效應

圖 6 展示一'A'相接地故障之電壓波形圖，其故障投入角為零度，而故障發生於離匯流排 B 的 95km 處。由圖可知，由於 CVT 之暫態效應，因此一次與二次電壓波形並不會相同，而是有一暫態延遲之現象。圖 7-(a)及(b)展示此時之故障偵測指標與定位指標響應圖。由圖可知，CVT 之暫態效應，只對故障定位指標造成輕微之影響，其依舊快速地收斂至區間[0,1]。因此，本保護電驛技術依舊可正確地動作。

3) 外部故障之性能評估

為了證明於外部故障時，本技術可正確地動作。因此，吾人於線路 T3 及 T4 模擬了 120 個故障測試，結果顯示本技術均可正確地判定其為外部故障。圖 8-(a)及(b) 展示外部故障時，故障偵測及定位指標之典型響應圖，由圖可知，外部故障時，故障偵測指標|M|確實可快速地爬升而超過臨界值，而定位指標|D|雖然會落入(0, 1)區間，但經由收斂性與計數器之輔助，本電驛技術並不會造成誤動作。

V. 討論

A. 通信通道性能的影響

通信通道對保護性能的影響對設計超高壓傳輸線

表 2 於不同故障型態及位置下之電驛跳脫決策時間統計表

Fault Locations	Fault Types			
	a-g	b-c-g	c-a-s	a-b-c-g
0.01 (p.u.)	9.64 (ms)	7.81 (ms)	8.85 (ms)	7.29 (ms)
0.05 (p.u.)	7.55 (ms)	8.33 (ms)	5.21 (ms)	7.81 (ms)
0.1 (p.u.)	7.55 (ms)	6.77 (ms)	5.21 (ms)	6.77 (ms)
0.2 (p.u.)	7.81 (ms)	5.21 (ms)	8.85 (ms)	5.73 (ms)
0.3 (p.u.)	7.55 (ms)	4.17 (ms)	4.17 (ms)	4.17 (ms)
0.4 (p.u.)	7.55 (ms)	4.17 (ms)	4.17 (ms)	4.17 (ms)
0.5 (p.u.)	7.29 (ms)	3.65 (ms)	4.17 (ms)	3.65 (ms)
0.6 (p.u.)	7.29 (ms)	4.17 (ms)	5.21 (ms)	4.69 (ms)
0.7 (p.u.)	7.03 (ms)	4.69 (ms)	5.21 (ms)	4.17 (ms)
0.8 (p.u.)	7.03 (ms)	4.17 (ms)	4.17 (ms)	4.17 (ms)
0.9 (p.u.)	6.77 (ms)	4.17 (ms)	4.69 (ms)	4.17 (ms)
0.95 (p.u.)	6.51 (ms)	3.65 (ms)	3.65 (ms)	3.65 (ms)
Average	7.46 (ms)	5.08 (ms)	5.30 (ms)	5.04 (ms)
Standard Deviation	0.78 (ms)	1.63 (ms)	1.74 (ms)	1.48 (ms)

表 3 於不同故障電阻下之電驛跳脫決策時間統計表

Fault Types	Fault Resistance			
	1(W)	10(W)	100(W)	1k(W)
c-g	2.86 (ms)	2.86 (ms)	3.13 (ms)	10.94 (ms)
b-c-g	5.21 (ms)	5.21 (ms)	5.21 (ms)	5.21 (ms)
a-b-c-g	5.73 (ms)	5.73 (ms)	5.73 (ms)	5.73 (ms)

表 4 於不同故障投入角下之電驛跳脫決策時間統計表

Fault Types	Fault Inception Angle			
	0 (degree)	90 (degrees)	180 (degrees)	270 (degrees)
a-g	6.51 (ms)	6.77 (ms)	6.51 (ms)	6.77 (ms)
c-a-s	3.65 (ms)	5.21 (ms)	4.17 (ms)	5.21 (ms)
a-b-c-g	3.65 (ms)	5.47 (ms)	3.39 (ms)	5.47 (ms)

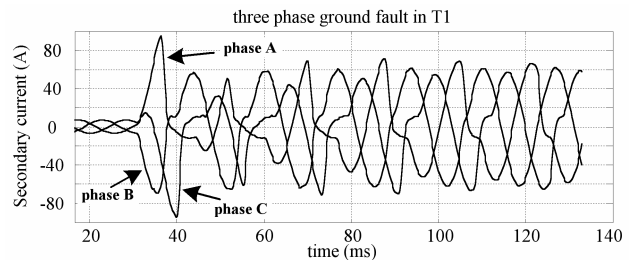


圖 4. CT 飽和時之三相電流波形

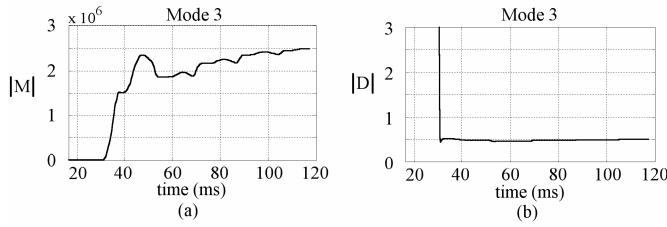


圖 5. CT 飽和時之故障偵測及定位指標響應圖

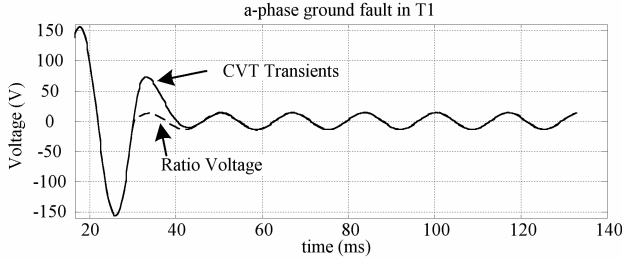


圖 6. CVT 暫態時之'A'相電壓響應圖

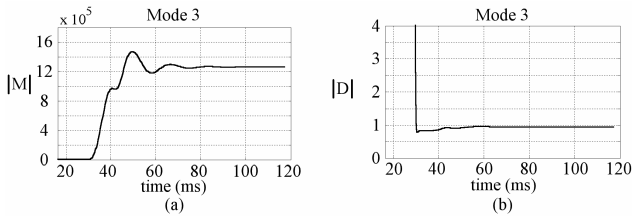


圖 7. CVT 暫態時之故障偵測及定位指標響應圖

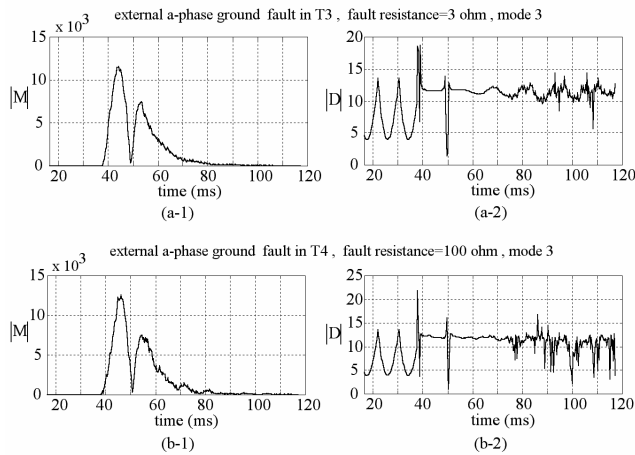


圖 8. 外部故障時，指標 |M|及|D|之響應圖

保護電驛而言，這是一個重要且值得研究的課題。事實上，資料傳輸延遲的影響取決於許多因素，包括選擇的通信媒體(方法)、協定等。透過高速通信通道，相量測量單元所測量即時的量可傳給中央鑑別單元。在[10]中已討論了同步資料傳送的格式。有幾種通訊媒體可用於傳送 PMU 的測量資料，例如微波網路、電力載線，光纖等。其中，以光纖通信網路而言，便可進行高可靠度且低錯誤率的點對點大量資料(約 M bit/sec 等級)傳送任務 [7-8], [17]。若有適當的通信協定，通訊通道對保護電驛之可靠性和安全性的影響可

減到最小。本計畫所研發之保護電驛而言，總傳送相量資料(每一部 PMU 測量保護傳輸線迴路的一個匯流排)的資料框架可謹慎地將每筆傳輸資料編碼成 48bytes。考慮一個 100 k bit/sec 的通道，需花費： $48 \text{ bytes} / 100 \text{ k bit/sec} = 3.84 \text{ msec}$ (忽視通訊通道的傳輸延遲時間，因為通常其為常數。)去發送每個資料框架。若使用光纖通道，延遲時間將會更明顯降低。因

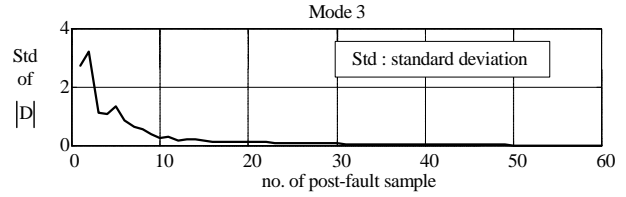


圖 9 故障後每一取樣步驟的故障定位指標之標準差值

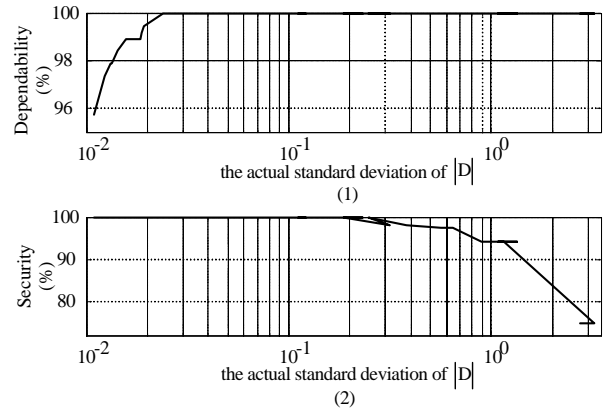


圖 10. 不同故障定位指標閾值設定時的可靠度與安全性

此，可完成高速資料傳輸工作。對所提的保護電驛跳脫決定時間僅會延遲幾毫秒的時間。

B. 指標閾值設定的選取

本計畫採用統計方法事先決定指標|D|的閾值。首先，我們大量模擬所有可能發生的故障事故。然後，收集故障後指標|D|的資料，並對這些資料做抽樣以計算每個故障後，故障定位指標的標準誤差。在此，關於故障定位指標|D|的真實值，應該注意的是所收集的資料已經表成誤差量的形式。圖 9 顯示了部分|D|的標準誤差量。一般而言，保護電驛的可靠性和安全性間有折衷點。我們使用不同定位指標的標準誤差做為定位指標的閾值設定點，以檢查電驛之可靠性和安全性的折衷點。如果內部故障偵測時間超過 2/3 個週期，我們便將之視為是錯誤判別。此結果分別用圖 10-(1)和(2)表示。在顯示的圖中可清楚地觀察到在可靠性和安全性之間具有重疊的部分。在此重疊部分中，|D|的標準誤差位於(0.2416, 0.0237)之間。如此，我們可以在這個區間任意選擇 D_{th} 形式以完成更高性能的可靠性和安全性。對於換位型雙迴路輸電線而言，其 D_{th} 的設

定值為 $D_{th,mode3} = 0.0291$ 和 $D_{th,mode4} = 0.0295$ 。利用這些閾值設定，經由模擬驗證發現本計畫所設計的保護電驛具有極佳的性能。

VI. 結論

本文提出以同步相量量測為基礎之新型雙迴路輸電線保護電驛技術。文中描述了適用於換位型與無換位型線路之故障偵測及定位指標之推導。藉由此二指標之相互配合，即可完成故障偵測與內外外部故障判別之工作。此外，本計畫亦利用模態指標可用性之不同，發展出一項適用於雙迴線故障線路鑑別之技術。本技術輔以線上線路參數評估之技巧，可以進一步確保本電驛技術之性能。

經由大量之 EMTP 故障模擬測試，驗證本技術於各種之系統及故障狀態下均有優越之保護電驛性能，其可提供高速與可靠之輸電線路保護，平均之跳脫決策時間低於半週波。對於各種外部故障，本技術均可正確地判別。為了考量實際之特性，本文於模擬時，更加入了 CT 及 CVT 之模型，模擬結果亦顯示，本項線路保護電驛技術，於 CT 飽和及 CVT 暫態之情形下，依舊可正確無誤地動作。基於通訊科技及數位信號處理技術之進步，本文所發展之新型線路保護技術是相當可行的。目前國際電驛知名大廠，例如：ABB、SEL、ALSTOM，均致力於發展以 PMU 為基礎之電力系統保護技術。因此，未來應用 PMU 來做線路保護是指日可待的。

VII. 參考文獻

- [1] M. M. Eissa and O. P. Malik, "A New Digital Directional Transverse Differential Current Protection Technique", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 11, no. 3, July 1996, pp. 1285-1291.
- [2] A. G. Jongepier and L. van der Sluis, "Adaptive Distance Protection of Double-Circuit Lines using Artificial Neural Networks", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 12, no. 1, January 1997, pp. 97-105.
- [3] P. G. McLaren, I. Fernando, H. Liu, E. Dirks and G. W. Swift, "Enhanced Double Circuit Line Protection", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 12, no. 3, July 1997, pp. 1100-1108.
- [4] Y. Liao and S. Elangovan, "Digital Distance Relaying Algorithm for First-Zone Protection for Parallel Transmission Lines", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distri.*, vol. 145, no. 5, September 1998, pp. 531-536.
- [5] M. H. J. Bollen, "Traveling-wave-based protection of double-circuit lines", *IEE Proceedings-C*, vol. 140, no. 1, January 1993, pp. 37-47.
- [6] M. Akke and J. S. Thorp, "Some Improvements In the Three-Phase Differential Equation Algorithm for Fast Transmission Line Protection", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, January 1998, pp. 66-72.
- [7] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, John Wiley & Sons, New York, 1988.
- [8] Power Engineering Education Committee and the Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, "Advancements in Microprocessor Based Protection and Communication", *IEEE Tutorial Course*, 1997.
- [9] Working Group H-7 of the Relaying Channels Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee, "Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, January 1994, pp. 442-452.
- [10] Working Group H-8 of Relay Communications Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, January 1998, pp. 73-77.

- [11] M. Kezunović and B. Peruničić, "Automated Transmission Line Fault Analysis Using Synchronized Sampling at Two Ends", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, no. 1, February 1996, pp. 441-447.
- [12] H. Y. Li, E. P. Southern, P. A. Crossley, S. Potts, S. D. A. Pickering, B. R. J. Counce and G. C. Weller, "A New Type of Differential Feeder Protection Relay Using the Global Positioning System for Data Synchronization", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 12, no. 3, July 1997, pp. 1090-1097.
- [13] J. A. Jiang, J. Z. Yang, Y. H. Lin, C. W. Liu, and J. C. Ma, "An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines, Part I: Theory and Algorithms", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15, no. 2, April 2000, pp. 486-493.
- [14] J. A. Jiang, Y. H. Lin, J. Z. Yang, T. M. Too, C. W. Liu, "An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines, Part II: PMU Implementation and Performance Evaluation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15, no. 4, October 2000, pp. 1136-1146.
- [15] H. W. Dommel, "EMTP Theory Book", 2nd. Edition, *Microtran Power System Analysis Corporation*, Vancouver, British Columbia, May 1992.
- [16] "Alternative Transient Program Rule Book", Vol. 1 & 2, X. U. Leuven Center, July 1987.
- [17] The Fiber Optics Relay Channels Working Group of the IEEE Power System Relaying Committee, "Fiber Optic Channels for Protective Relaying", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, January 1989, pp. 165-176.