

# 以同行為基礎的暫態控制器最佳位置選定之新方法

王孟輝 陳鴻誠

國立勤益工商專科學校電機科

## 摘 要

暫態穩定度控制之目的，在於針對電力系統中即將失去同步的機組，迅速採取有效的控制措施，以避免系統失去穩定。電力系統暫態穩定度控制問題除需設計一可靠的控制器外，控制器最佳位置之選定，亦是一件相當重要的課題。本論文中將發展一套控制器最佳位置選定的方法，首先提出一種新的全域擾動法，以觀察每部發電機受擾動後之振盪模式。在新的全域擾動法中，發電機之擾動量，除以各發電機慣性常數為比例基準外，亦考慮發電機運轉點之影響程度，以克服傳統方法中，因運轉點差異所形成之非均等擾動。其次，提出以速度差為基礎的同行機組辨識(coherency identification)準則，並以每一部機組之速度差為輸入圖樣，發展以可適性共振理論(adaptive resonance theory, 簡稱ART)網路實現K-平均演算法之同行機組辨識方法，將多機電力系統分解成數個次系統(subsystems)，以分析各機組間的影響程度。並以此作為選定控制器最佳位置之參考依據，以減少冗長的搜尋時間。此外，因本文所提之同行機組辨識法僅需每部機組的速度資料，故可適用於不同動態特性的發電機，使其在電力系統動態等效分析上深具應用價值。

為評估本文所提方法之實用性，本研究以兩個多機系統：34部機組的臺電系統及10部機組的新英格蘭系統為模擬測試之對象。經由一系列的模擬和驗證後，其結果令人相當滿意。

關鍵字：暫態穩定度，類神經網路，K-均值演算法

## A Novel Coherency-Based Identification Approach of the Optimum Sites for Transient Controller

### ABSTRACT

The size and complexity of modern power system have placed increase emphasis on the development of effective control schemes to enhance transient stability. In this paper, a new coherency-based identification approach of the optimum sites for controller is proposed. First, a new equal-disturbance method is presented to observe the dynamic models of each generator, and a frequency measure of coherency is devised to recognize coherent groups. Incorporating with the frequency measure, the rotor speeds at three selected instants in time are used as the patterns for ANN classification. Then, an adaptive resonance theory (ART) neural network, implementation of k-means algorithms is employed for clustering the generators into different coherent groups. Following the decomposed situations of power system, a global performance is suggested to find optimum sites of controller.

To verify the effectiveness of the proposed method, a systematic analysis are conducted on two different power systems, the 10-machine New England system and 34-machine Taipower system, with rather encouraging results.

Keywords: transient stability, neural network, k-means algorithms

## 1. 導 論

暫態穩定度控制的問題，除需設計一個有效的控制器外，另一項研究重點，是選擇控制器裝設的最佳位置。由於在實際的電力系統中，發電機的動態行為會透過傳輸線相互影響，故會產生不同的振盪模式。此外，基於經濟考量，無法每一部發電機均能裝設控制器。故在有限的控制器數量下，如何選定控制器最佳的裝設位置，便成為電力系統規劃時一項相當重要的課題。

適當的選定控制器之位置，除可發揮各個控制器最佳的性能外，亦可間接減少控制器裝設之數量。反之，則可能會因控制間的互動關係，使系統產生較差的動態響應。有關控制器位置選定的研究，在暫態穩定度控制方面，到目前為止，仍無重大的進展，大部分的文獻，均以單機或每一部機組均安裝控制器的方式模擬，但這顯然不符合實際系統之狀況。而在動態穩定度控制方面，有關電力系統穩定器(PSS)位置的選定方法，已有相當多的論文可供參考[1-4]。一般的作法是先將系統動態方程式線性化，再以線性理論分析系統中，較脆弱的特徵值和特徵向量，以作為穩定器位置選定之參考。文獻上的模擬結果證明，這些方法確能有效改善電力系統的動態穩定度。

唯這種作法並不適合應用於非線性的暫態穩定控制的問題，其主要困難為：

- (1) 暫態控制屬非線性的控制問題，並不適合線性化處理與分析。
- (2) 暫態控制器加入前和加入後，系統的特徵值和特徵向量的形式並不完全一致。
- (3) 隨著系統模式階數的增加，特徵值和特徵向量的求解越來越困難。
- (4) 基本上特徵值求解，僅對某一運轉點作線性化分析，故所選定的最佳位置，只能視為局部最佳化的解，並非全域最佳解。

基於上述之因素，本文中將提出一種新型暫態穩定度控制的位置選定方法。首先，提出一種改良的步級全域擾動方法，激發電力系統中各種可能的振盪模式。其次，提出一種以可適性共振理論(ART)類神經網路為基礎之同行機組辨法，以各發電機擾動清除前及清除後的速度為辨識之圖樣，將多機組電力系統分解成數組次系統[5-8]，以找出各機組之間的影响程度，作為選定最佳控制器位置之依據。如此可大幅減少全域搜尋的空間及冗長的計算時間。此外，提出之同行機組辨識法僅需每部發電機的速度資料，可適用於任何模式之電力系統動態等效分析。

為評估本方法之實用性，本研究以臺電系統和新英格蘭系統為模擬之對象。模擬結果顯示，本文所提之方法，在實際應用時深具發展潛力。

## 2. 新的同行機組辨識法

在分析大型電力系統時，為了降低模型的階數，以增加計算速度，通常會把擾動較小的機組，或稱外部系統(external system)[9-15]，化成一個或數個等效機組。要把外部系統化成等效機組的方法之一，即是辨識同行機組(coherent generators)[11-14]。所謂同行機組，是指兩部或兩部以上的發電機，在遭受擾動後，具有相似的動態行為。同行機組的形成，通常與擾動

形式和系統本質上的振盪頻率有密切的關係。兩部機組若為同行機組，表示兩者之間有較緊密的互動關係。換言之，同行機組彼此動態行為的影響程度，將較其他機組之影響程度為高[16]。因此，本文將利用這種特性，發展一種以同行機組為基礎的控制器最佳位置選定方法。

## 2.1 同行機組的辨識準則

同行機組之意義是表示兩部發電機具有相同的動態軌跡。兩部機組若符合下式，則稱為同行機組[13,14]：

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) \in [D_{ij} - \varepsilon, D_{ij} + \varepsilon] \text{ for } 0 \leq t \leq t_{max} \quad (1)$$

式中 $\delta_i(t)$ 和 $\delta_j(t)$ 為第 $i$ 部和第 $j$ 部發電機轉子角度。而 $D_{ij}$ 為一特定平移常數，其值和兩機組轉子初始運轉角度有關。而 $\varepsilon$ 為容忍偏差量，其大小取決於須等效的精確程度。式中 $t_{max}$ 為研究的最大時間範圍，若一群發電機彼此之間符合(1)式，則稱為同行機組。若一對機組能滿足(1)式且使 $\varepsilon$ 等於0，則這對機組稱為完全同行(perfectly coherent)。例如：圖1中顯然 $G_1$ 和 $G_2$ 為同行機組，因其在0至2秒之間具有相同的振盪軌跡；相反地， $G_1$ 和 $G_3$ 則不是一對同行機組。因此要驗證同行機組，似乎並非一件困難的事，只要能計算每一部發電機任何時刻轉子之軌跡，並利用(1)式比較分析，即可找出系統的同行機組。但從實用的觀點而言，言種對每部機組軌跡積分和相互比較的辨方法，是一件相當耗時的工作；尤其，當系統模型的階數增加，或分析大型電力系統時，更是一件不符合經濟效益的分析方法。

近年來已有不少論文提出以發電機的某些特性或參數，直接辨識同行機組的方法，其中較著名的有：

- (1) 使用發電機慣性常數、加速度及網路導納值等三項參數[11]，作為辨同行機組的樣本。這種辨方法業經證實[17,14]，在某些狀況下之結果並不可靠。
- (2) 使用故障前穩定平衡點及故障後不穩定平衡點(unstable equilibrium point, 簡稱UEP)[12]，這種方法最大的問題計算UEP時需耗費相當多的計算時間，有時甚至無法收斂。

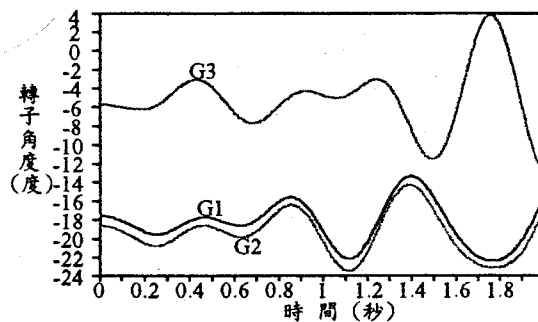


圖1 同行機組之振盪軌跡

- (3) 利用系統的線性模型[2]，快速計算發電機之軌跡。這種方法能節省相當多的計算時間，但對於非線性的暫態問題，其誤差仍然很大。

- (4) 使用故障前和故障後轉子角度，以及各機組之近似不穩定平衡點 (approximate unstable equilibrium points, 簡稱 AUEP)[13,14]。但在某些狀況下，AUEP 和實際 UEP 上的角度有很大的差異 [18]，故其辨識結果有相當大的誤差。

綜合上述之方法，雖已證實能辨識部份的同行機組，但由於其樣本的取得，均憑直覺或經驗法則，故在實際應用時並不可靠。在本章節中，一種新的同行機組辨識準則將被提出。其主要的理論基礎，可由(1)式推導得到。首先，修正(1)式可得到另一種以角度為基礎的同行機組辨識準則：

$$|\delta_{ij}(t + \Delta) - \delta_{ij}(t)| \leq \varepsilon \quad (2)$$

式中  $\varepsilon$  表示容忍誤差。若  $\Delta t$  為一小單位的時間增量時，兩部機組的角度可用線性關係求得：

$$\delta_i(t + \Delta t) = \delta_i(t) + \omega_i(t)\Delta t \quad (3)$$

$$\delta_j(t + \Delta t) = \delta_j(t) + \omega_j(t)\Delta t \quad (4)$$

式中  $\omega_i(t)$  和  $\omega_j(t)$  為第  $i$  部和第  $j$  部發電機組的角速度。若將(3)式減掉(4)式得：

$$\delta_{ij}(t + \Delta t) - \delta_{ij}(t) = (\omega_i(t) - \omega_j(t))\Delta t \quad (5)$$

比較(2)式和(5)式，若取樣間隔  $\Delta t$  為一定值，則新的判斷準則可用下式表示：

$$|\omega_i(t) - \omega_j(t)| \leq \rho \quad (6)$$

式中  $\rho$  為一小的容忍偏差值。因此，若兩部發電機組，在任一研究週期內的速度樣本均符合(6)式，則這對發電機可視為同行機組。換言之，在任一時間內，若兩部發電機具有相似之速度，則這段時間內，其行為可視為同行機組。比較(1)式和(6)式得知，(1)式是以比較發電機搖擺軌跡（角度）為辨識準則。而本文所提之新方法，是以發電機搖擺軌跡之趨勢為辨識準則，故從物理的觀點兩者是相通的。但在實際應用時，本文所提的新辨準則且有下列之優點：

- (1) 由於速度可視為轉子角度搖擺軌跡之趨勢。因此，應用於同行辨識時，可減少辨識樣本資料。
- (2) 每一部發電機轉子速度差在擾動初始點  $t = 0$  時，一定是在零。因此，在作辨識計算時，可減少處理初始點的計算時間。相反的，若使用(1)式，可能需先計算  $D_{ij}$  的值，而且每一對機組的  $D_{ij}$  會隨運轉點更改，故需增加額外的計算負擔。
- (3) 本文所提出之方法較易使用類神經網路辨識，因其圖樣不須作額外的處理，即可直接輸入類神經網路。

## 2.2 應用類神經網路之辨識法

本節將提出利用類神經網路的同行機組辨識法。圖樣辨識和分類是類神經網路最擅長的工作之一。此外，電力系統中每部發電機的動態行為，可用特定的參數代表其特徵，而同行機組

辨識的問題可視為一種圖樣辨識和分類的問題。基於上述之因素，本文將結合類神經網路的優點，發展出一種新同行機組辨識法，其方法說明如下：

### 2.2.1 發電機特徵之選擇

圖樣辨識的首要工作是選擇適當的特徵(features)。若特徵選的過少或不適當，會使辨識結果發生錯誤。相反地，若選的太多，可能會使辨識時間過長或無法收斂。由於本文研究之對象為電力系統暫態穩定度的問題，其目的是使受擾動的機組能迅速回復穩定或保持同步速度運轉。因此，在本文中使用的三個時間點的速度代表每一部發電機之辨識特徵，其定義如下：

- a.  $\bar{\omega}_i(t_c)$ ：在擾動清除瞬間的速度。
- b.  $\bar{\omega}_i(t_c + 0.2)$ ：擾動清除後0.2秒的速度。
- c.  $\bar{\omega}_i(t_c + 0.4)$ ：擾動清除後0.4秒的速度。

選擇這些特徵的主要理由是，因兩部在三個瞬間具有相同的速度，則這兩部發電機極其可能具有平行的振盪軌跡，亦即可視為同行機組。由於每部發電機在擾動前的速度差必為零，故各發電機的特徵均有相同的起始點，不需要作平移計算，即可直接當作辨識的圖樣。另外，在實際的電力系統中，故障的時間不可能太長，否則系統會失去穩定，而在這麼短的時間內，發電機加速度之變化量不大，因此，a項就足以代表整個故障期間的動態行為。發電機在擾動清除後，其動態行為變化較激烈，故擾動清除後的特徵，需使用b和c項的特徵，才能確保辨識之正確性。經模擬證實，目前選定的三個特徵，足以確保同行機組行為至擾動後1.5秒左右的範圍。在應用上，若需研究較長的動態範圍，或得到較正確的結果，可酌量增加特徵的數量，對整個方法並無太大的影響。通常電力系統振盪頻率約為0.25HZ到2HZ之間[7]，故本文中選用0.2秒作為特徵的取樣時間，經模擬測試證實得到令人滿意的辨識結果。

### 2.2.2 類神經網路之架構

類神經網路已被證實是一種極佳的分類器[19-21]。而在這些已發展的模型中，可適性共振理論(adaptive resonance theory, 簡稱ART)類神經網路在解決圖樣辨識的問題時，具有快速穩定和即時處理的能力[21]。因此，本文選用ART網路為辨同行機組的工具。圖2為本文所使用的ART網路之架構。其結構包括輸入層和輸出層。由於在本研究中，每一部發電機的特徵僅用三個速度資料組成。因此，ART網路的輸入層使用三個神經元。輸入圖樣的影像(image)經由神經鍵和權重送至輸出層。輸出層是一個最大輸出網路(或稱MAXNET)[22]。輸出層的神經元會回授本身的信號增強自己，而送出一個相對的信號去抑制其他神經元，透過網路內部的競爭，輸出層就能決定輸入層的最佳分類。每次送入一個輸入圖樣後，輸出層中競爭勝利的神經元才有輸出信號，以指示這個輸入圖樣的組別。當分類的結果決定後，輸入圖樣的影像會新調整屬於這一組的權重，以期下一個最相似的圖樣輸入時，能在經過同組別的神經鍵後，使這一組的神經元輸出能得到最大激發信號，及抑制其他神經元的能力。舉例來說：若第J個輸入圖樣和K組的權重最相似時，K組的權重( $B_{k1}, B_{k2}, B_{k3}$ )就會和第J個輸入圖樣產生共振，使K個神經

元上得到最清晰（或最大激發信號）的影像，以使K個輸出神經元具有最大的激發信號及抑制其他神經元的能力。最後，輸出神經元經競爭後，K個神經元就會輸出信號，以指示第J個圖樣屬於K組。當第J個圖樣加入K組後，K組的權重須重新調整，以得到新的組權重中心。重複上述的辨識方式，直到所有的圖樣均已輸入，且辨識結果穩定後，最佳分類的程序才結束。

### 2.2.3 辨識演算法

整個辨識的演算法是使用傳統圖形辨識法中的K-平均值演算法(K-means algorithm)的原理[23]。這種K-平均值演算法之主要目的，是希望每個同組群之圖樣和組群中心點間的差距平方和達到最小值。這種演算法已被包氏(Pao)證實可使ART網路實現，並成功運用於暫態穩定度分析上[24]。在本文中將利用的原理，作電力系統同行機組的辨識。整個演算法之計算流程如下：

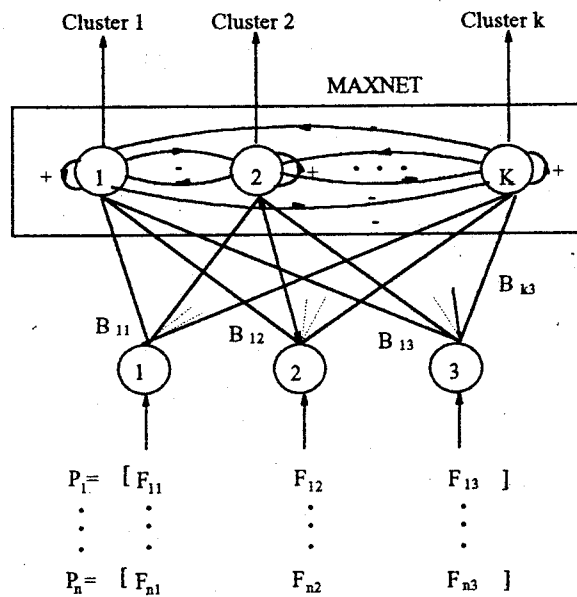


圖2 用典型的ART網路[21]

步驟1：輸入電力系統資料，擾動或故障狀況，及研究機組(study system)即，不須等效的機組。

步驟2：計算擾動前、中、後的導納降階矩陣。

步驟3：計算每一部須等效機組的圖樣。在本中使用三點速度如下：

$$P_i = (F_{i1}, F_{i2}, F_{i3} \text{ for } i = 1, 2, \dots, n_e) \quad (7)$$

$$F_{i1} = \omega_i(t_c)$$

$$F_{i2} = \omega_i(t_c + 0.2)$$

$$F_{i3} = \omega_i(t_c + 0.4)$$

式中

$n_e$  : 外部機組之數量

$P_i$  : 第  $i$  個機組之圖樣

$F_{im}$  : 為  $P_i$  的第  $m$  個特徵

注意圖樣的計算，可用泰勒展開式 [13]，也可用積分發電機軌跡方式獲得。

步驟 4 : 產生第一個類別之圖樣，

$$K = 1$$

$$N_k = 1$$

$$C_k = P_1 \implies (B_{11}, B_{12}, B_{13}) = (F_{11}, F_{12}, F_{13}) \quad (8)$$

式中

$K$  : 目前組別之總數

$N_k$  : 屬於  $C_k$  的圖樣數

$C_k$  : 第  $K$  個組別的權重中心

$B_{km}$  : 為  $C_k$  的第  $m$  個特徵值

步驟 5 : 從第二個圖樣開始輸入，設  $i=2$ ，

步驟 6 : 輸入第  $i$  個圖樣  $P_i = (F_{i1}, F_{i2}, F_{i3})$ ，並計算  $P_i$  和已存在類別圖樣之歐基里德距離 (Euclidean distance, 簡稱 ED) 如下式：

$$ED_j = \sqrt{\sum_{m=1}^3 (F_{im} - B_{jm})^2} \quad \text{for } j = 1, 2, \dots, k \quad (9)$$

步驟 7 : 找出最小的歐基里德距離，如下所示：

$$EP_p = \min(ED_j) \quad \text{for } j = 1, 2, \dots, k \quad (10)$$

步驟 8 : 若 ED 大於警戒值 (vigilance parameter, 簡稱 VP)，則產生一個新的類別如下所示：

$$K = K + 1$$

$$C_k = P_i \implies (B_{k1}, B_{k2}, B_{k3}) = (F_{i1}, F_{i2}, F_{i3}) \quad (11)$$

$$N_k = 1$$

否則

圖樣  $P_i = (F_{i1}, F_{i2}, F_{i3})$  屬於第  $P$  個組別，重新調整第  $P$  個組別的權重值如下所示：

$$B_{pm}^{new} = \frac{N_p}{N_p+1} B_{pm}^{old} + \frac{1}{N_p+1} F_{im} \quad \text{for } m = 1, 2, 3 \quad (12)$$

$$N_p = N_p + 1$$

步驟 9 : 若  $P_i$  從 “O” 組 (原本的組別) 變到 “K” 組 (新的組別)，則 “O” 組別之權重中心須以下式調整：



$$N_0 = N_0 - 1$$

$$B_{om}^{new} = \frac{N_0+1}{N_0} B_{om}^{old} - \frac{1}{N_0} F_{im} \quad \text{for } m = 1, 2, 3 \quad (13)$$

步驟10：重複步驟6至9直到所有的圖樣均和所有的組別比較過。

步驟11：重複步驟5至10，直到整個分類工作均已穩定才停止。

從整個分類流程可知，分類鬆緊度由預先設定的警戒值(VP)控制。通常警戒值定的越大，表示分類的狀況越粗略，故可得到較少的類別，相反地，警戒值定的越小，表示分類的狀況越精細，可得到較多的類別。因此，警戒值的設定需依所分類的要求而定。此外整個分類程序並非只比較一次，而是重複比較和疊代直至穩定為止。由ART網路已證實可以絕對收斂。而從本文在各系統中模擬結果，亦證實能在2至4次疊代即可收斂。

### 3. 最佳控制器位置選定之方法

本節中將提出以同行機組為基礎的最佳控制器位置選定方法。在實際電力系統中，基於經濟考量，不可能每部發電機均裝置一部控制器。因此，若在數量一定的控制器下，找出控制器最佳設定位置，便成為電力系統規劃時相當重要的一項工作。由於暫態控制器裝設的目的是希望電力系統在各種擾動下，均能使電力系統得到最佳的穩定效果。因此，要得到最佳的控制器設置位置，嚴格來說，應模擬各種可能的擾動、運轉及安裝狀況，才能決定最佳的裝設位置。但要完成上述的模擬問題，以目前的計算機功能而言，可能要花費很長一段時間，甚至可能無法得到答案。因為在實際的電力系統中，擾動的地點或狀況，以及電力系統運轉狀況隨時在變，如何去掌握這些狀況，仍是一件相當困難的問題。因此，必須另尋解決之道。首先，從暫態穩定度的分析上可知，當電力系統遭受擾動後，系統的每一部發電機均會受到擾動，發電機的振盪狀況依擾動源距離遠近而不同。因此，若要模擬各種不同的故障狀況，可讓每一部發電機受到一均等的擾動狀況，其目的是希望在均等的機會下，儘可能的把系統中各種類型的振盪模式顯現出來，以模擬各種擾動狀況下系統之動態行為。因此，本文中我們讓每一部發電機遭受一種均等的步階擾動，或讓每一部發電機產生均等的輸入機械功率變量，其計算如下：

$$\Delta P_{mi} = \frac{M_i}{M_{max}} \left(1 - \frac{\theta_i}{\theta_{max}}\right) \quad (14)$$

$$M_{max} = \max(M_i)$$

$$\theta_{max} = \max(\theta_i)$$

使用(14)式之理由是， $M_i$ 為每部發電機的慣性常數。因此，慣性常數較大的機組其容量必較大，故需輸入較大的擾動，才能顯現其振盪狀況。另外， $\theta_i$ 為發電機初時運轉角度，角度越大之機組表示其初始的位能較高，故只需較小之擾動就可得到相當之振盪模式；反之，初始角度較小的機組，須加入較大的機械功率變量，使其能達到相當的擾動。因此，本文所提出之均等擾動法，除考量發電機慣性常數之影響外，亦包括發電機初始運轉點的影響，故可適用於不同運轉點下之分析。當每一部發電機均加入(14)式的均等擾動狀況後，就能觀測整個系統的擾動模式，及判斷各機組間在各種擾動下的互動關係。接著利用第2節所發展的同機組辨識法，將整個電力系統分解成數個次系統或同行機群，以縮小整個搜尋的空間。由於同行機群中，

每一部發電機有相同的振盪狀況，且機組間的關係較其他機組密切。因此，同一機群內設置的控制器，其對機群內其他機組的控制效應，必將比機群外的機組為大，故每一同行機群若安裝一部控制器，將是經濟因素考量下之最佳選擇，這種狀況已在電力系統穩定器控制上得到證實[16]。故在本文中，亦以每一同行機群裝設一部控制器的方式，進行最佳控制器位置選定之規劃工作。

剩下的問題是在同一同行機群中，控制器應裝在那一部發電機上，才能得到全域的最佳性能？暫態穩定度控制的問題是希望所有的機組在擾動後，能儘速回復穩定。因此，定義全域如下：

$$J_G = \int_0^{t_f} \sum_{i=1}^n \bar{\omega}_i^2 dt \quad (15)$$

式中 $n$ 為發電機總數量， $J_G$ 的物理意義為所有速度差平方的累積量。當 $J_G$ 越小時，表示系統中各部發電機軌跡振幅較小，也代表控制器選定的位置越佳。最後，整個控制器最佳位置選定的方法，可簡化為下列之計算流程：

- 步驟1：輸入電力系統資料，及控制器設置數量 $m$ 。
- 步驟2：計算網路故障前導納降階矩陣。
- 步驟3：依(14)式計算每一部發電機的步級擾動量，將每一部機組之擾動量加入系中模擬。
- 步驟4：利用第2節同行機組辨識法，將電力系統分解成 $m$ 個次系統。
- 步驟5：每一個次系統設置一部控制器。
- 步驟6：利用(15)式為性能指標，逐一模擬每一種組合，以搜尋控制器最佳擺設位置。

經本文模擬結果證實，上述之步驟能大量節省計算的時間。例如，若要在 $n$ 部發電機的電力系統中裝置 $m$ 部控制器。則整個搜尋的狀態為：

$$N_c = \binom{n}{m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} \quad (16)$$

而以本文所提之方法其搜尋空間則僅為

$$N_c = \prod_{i=1}^m G_i = G_1 \cdot G_2 \cdot \dots \cdot G_m \quad (17)$$

式中 $G_i$ 為等 $i$ 個次系統的發電機組數量。

## 4. 實例分析與結果討論

同行機組的辨識法及控制器最佳位置選定方法已在第2及第3節中詳細討論。本節中將使用這些方法，作實例分析和驗證。整個模擬結果分兩部份，第一部份，以臺電系統和新英格蘭系統為模擬之對象，驗證本文所提之同行機組辨識法，並和其他傳統方法比較，以評估其準確性和實用性。第二部份，模擬以同行機組為基礎的最佳位置選定方法，並以臺電系統為規劃之對象。

### 4.1 測試狀況

為驗證本文所提的同行機組辨識法，每一部機組以七階系統模擬 [18]，電力系統的擾動狀況，均假設為三相短路故障，其發生的位置包括發電機匯流排 (GB) 和負載匯流排 (LB)。故障的時間假設為 0.2 秒。整個同行機組辨識的觀察期為 0 至 2 秒之間，以符合暫態穩定度分析之需要。為評估辨識之準確性，使用下面的誤差統計方法：

$$\bar{\varepsilon} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varepsilon_i$$

$$\varepsilon_{max} = \max(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n) \quad (18)$$

式中  $n$  為比較之樣本總數， $\varepsilon_i$  為兩機組在第  $i$  個樣本的角度差減初始角度差之絕對值，或稱絕對角度偏差。 $\bar{\varepsilon}$  和  $\varepsilon_{max}$  為整個觀察期間的平均及最大的角度偏差。在本文中統計資料的取樣時間為 0.01 秒，因此，每一發電機共有 200 個統計樣本。另定義在同一警戒值 (VP) 下，所有同行機群的最大平均和最大角度之偏差為：

$$\bar{\varepsilon}_{gmax} = \max(\bar{\varepsilon}_1, \bar{\varepsilon}_2, \dots, \bar{\varepsilon}_k)$$

$$\varepsilon_{gmax} = \max(\varepsilon_{1max}, \varepsilon_{2max}, \dots, \varepsilon_{kmax}) \quad (19)$$

式中  $\bar{\varepsilon}_j$  和  $\varepsilon_{jmax}$  第  $j$  個同行機群的平均和最大角度偏差，而  $k$  為所有同行機群的數量。

## 4.2 測試系統

在驗證同行機組辨識法時，本文分別使用新英格蘭系統和臺電系統為模擬對象。新英格蘭系統為一常被用於模擬的測試系統，其單線圖如圖 3 所示，該系統包括 10 部發電機、39 個匯流排及 46 條傳輸線組成 [25]。系統中 G10 是北美和加拿大互聯系統的等效機組，其容量及慣性常數比其他機組大很多。故 G10 不列入同行機組辨識之對象，因其本身已是一部等效機組，另外，本研究使用之臺電系統資料是以 1986 年 8 月間尖峰負載時之數據，當時整個系統由 191 個匯流排，34 部發電機和 234 條傳輸線構成。其系統單線圖如圖 4 所示。圖中已把臺電系統概分為北、中、南三個區域，故障前各網路的電壓約在 0.95 至 1.03pu 之間。

## 4.3 同行機組辨識結果

### 4.3.1 新英格蘭系統模擬結果之一

假設一三相短路故障發生在新英格蘭系統的 # 29 匯流排上，故障歷時 0.2 秒後，連接 # 26 匯流排上的傳輸線跳脫。在本故障中，G9 接近故障點為一研究系統，故不列入同行機組辨識。表 1 為選用角度圖樣和速度圖樣之辨識結果。表中可清楚看出同行機群的最大平均和最大角度偏差會隨著警戒值 VP 增加而變大。因此，在應用時可依所需之角度偏差量，決定合適警戒值。表 2 為選用角度及速度為輸入圖樣時的分析比較表。

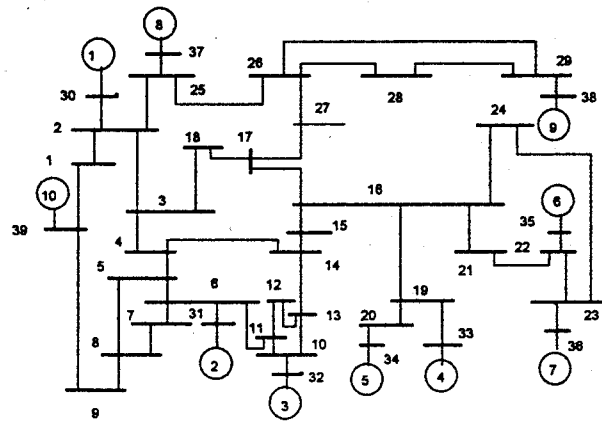


圖 3 新英格蘭測試系統

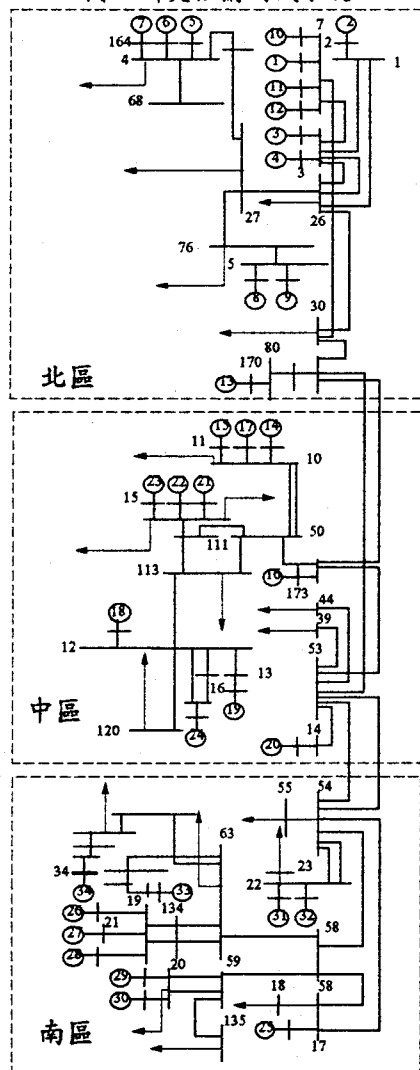


圖 4 台電系統單線圖

表1 使用不同輸入圖樣時之辨識結果

輸入圖樣	警戒值	同行機群	$\bar{\epsilon}_{gmax}$ (度)	$\epsilon_{gmax}$ (度)
角 度	0.03	(6,7)	0.4	0.7
	0.05	(6,7)(2,3)	0.6	1.4
	0.07	(4,6,7)(2,3)	1.7	5.7
	0.1	(4,5,6,7)(2,3)	3.9	14.3
	0.12	(4,5,6,7)(1,2,3)	4.7	16.4
	0.14	(1-8)	6.4	33.5
速 度	0.2	(6,7)	0.4	0.7
	0.4	(6,7)(2,3)	0.6	1.4
	0.5	(4,6,7)(2,3)	1.7	5.7
	0.6	(2,3,4,6,7)	3.4	10.5
	1.0	(1-7)	5.8	33.5
	2.4	(1-8)	6.4	33.5

表2 輸入圖樣及特徵數量對辨識結果之影響

$t_{max}$ (秒)	特徵數量	同行機組	歐基里德距離(ED)		$\bar{\epsilon}$	$\epsilon_{max}$
			角度(度)	速度(徑/秒)		
0.6	2	(6,3)	6.3	0.47	4.0	8.5
0.6	2	(6,5)	2.7	0.18	1.3	2.5
2.0	3	(6,3)	10.3	0.48	4.0	8.5
2.0	3	(6,5)	3.4	0.80	6.6	14

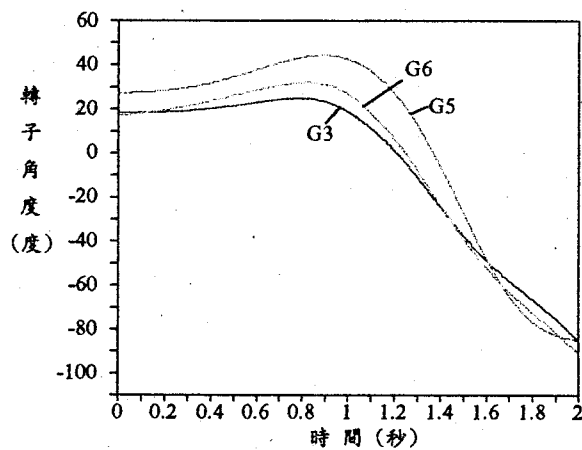


圖5 新英格蘭系統在 # 29 匯流排發生故障時部份發電機組之響應

表中亦比較使用兩個特徵（在0.2秒及0.4秒取樣）和三個特徵值（在0.2秒、0.4秒及0.6秒取樣）時的辨識結果。為了比較這兩種特徵的辨識結果，圖5為G3，G5和G6發電機的動態反應狀況。從圖5和表2的結果可瞭解，當觀察期在 $[0,0.6]$ 秒時，(G5,G6)同行的程度比(G3,G6)來得緊密。相反地，當觀察期在(0,2)秒時，兩組行機組的同行程度剛好相反。表2中可知，若以角度為輸入圖樣，選用二個或三個特徵，可正確在最後取樣(0.6秒)的時間內，得到正確的同行機組。但當觀察期超過最後的取樣時間時，使用角度為辨識圖樣的方法，已無法得到正確的結果。因此，若要得到正確的結果，需增加圖樣取樣的數量到觀察期為止。相反地，若使用本文所提出的以速度為圖樣時，儘使用三個特徵資料就可正確預測較長的觀察期。其主要的原因在於本文所提的方法是使用軌跡之趨勢為輸入圖樣，故可用較少的特徵量就可得到正確的辨識結果。

#### 4.3.2 新英格蘭系統模擬結果之二

假設在新英格蘭系統的#25匯流排發生三相短路故障，歷經0.6秒後故障排除。此時G8發電機可視為研究系統。圖6為這項故障發生時，系統中部份機組在0至2秒的動態響應。從圖中可清楚看出系統顯然已不穩定，整個系統已分成三個同行的次系統。由於故障時間較長，若用積分軌跡的方式（或稱step-by-step法）計算得所需的輸入圖樣，可需花費相當多的時間。因此，在本文中建議使用泰勒展開式的方法[13]，求解輸入圖樣，亦可得到令人滿意的結果。表中可清楚看出，雖然泰勒展開式應用於較長的故障期時，可能會有較大的誤差，表中顯示G2和G3的軌跡幾何誤差高達2.1和2.0（徑/秒）。但使用積分法和泰勒展開式所計算的ED之誤差僅1%。換言之，本文所提的方法可間接降低泰勒展開式所引起的誤差。因此，在實際應用時，如欲使用泰勒展開式計算圖樣，以節省整個計算時間時，使用速度圖樣，可降低其誤差。

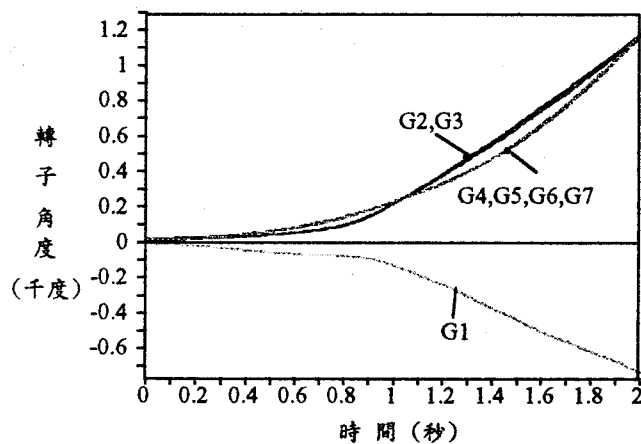


圖6 新英格蘭系統在#25匯流發生故障時之部份發電機響應

表3 使用積分法及泰勒展開式求解圖樣之比較

發電機 號碼	積分法			泰勒展開式法			誤差 <i>PD</i>
	$\omega_i(0.6)$	$\omega_i(0.8)$	$\omega_i(1.0)$	$\omega_i^*(0.6)$	$\omega_i^*(0.8)$	$\omega_i^*(1.0)$	
G2	6.0	11.8	20.7	5.6	9.8	20.2	2.1
G3	6.3	11.8	19.9	5.9	9.9	19.4	2.0
	$ED = 0.85$			$ED^* = 0.86$			0.01

$$ED = \sqrt{\sum_{n=1}^3 (\omega_i(t_n) - \omega_i(t_{n-1}))^2} \quad PD = \sqrt{\sum_{n=1}^3 (\omega_i^*(t_n) - \omega_i(t_n))^2}$$

#### 4.3.3 臺電系統模擬結果之一

設三相短路故障發生在臺電系統的#17匯流排，歷經0.2秒後，連接#17和#18匯流排的傳輸線跳脫。本例中G25可視為研究系統。圖7為不同的警戒值及所得到的同行機群數的關係曲線。圖(7)a顯示當VP為0時，因無任何一對機組的ED能小於或等於零，每一機組均獨立成為個別的機組。因此，外部系統中共有33部機組。隨著VP的增加，同行機組的要求條件也越寬鬆，同行機群內的發電機組數量亦隨之增加。相對外部等效機組之數量也越來越少。另外，所有的辨識過程均約在2-4次的疊代中已收斂，足見本文所提出的方法能快速穩定。圖7(b)為VP=0.9時，從第1次疊代至等3次收斂時，各組別上發電機數量之變化狀況，圖中顯示分類程序在第3次疊代時已穩定。表4為不同選用不同警戒值時及其對應之同行機群，從表中可知若VP選在0.4時，可確保最大平均角度偏差在5度之內。圖8為表中部份同行機組的動態曲線，從圖中可清楚看出不同的VP值及其所形成的同行機組狀況。

#### 4.3.4 臺電系統模擬結果之二

假設一三相短路故障發生在匯流排#22，歷經0.2秒後，連接#22及#23匯流排之傳輸線跳脫。在本例中發電機G31和G32為研究系統，不列入同行辨識的機組。圖9為利用時域模擬的部份發電機動態曲線。圖11為各發電機三個特徵的分佈狀況，及在VP=0.4時所形成的同行機組。比較圖9和圖10可證實本文所提之方法可完全正確的辨識結果。值得一提的是，(G21-G23)三部發電機均連在同一匯流排，且具有相同的慣性常數，若依參考資料[10,11]的方法，(21-23)均為同行機組，但從圖10中可看出G22並未和G21及G23同行，這說明傳統中使用電氣距離及慣性常數為圖樣的方法並不可靠。類似之情形亦發生在G26-G30的機組上。

表4 臺電系統在不同的警戒值時之同行機組

警戒值	同行機群	$\bar{E}_{gmax}$ (度)	$E_{gmax}$ (度)
0.1	(1,7,10,11,12)(3,4)(21,23)	0.1	0.5
0.2	(1,3,4,7,10)(2,6)(8,9) (21-23)(26,27,30)(28,29)	0.6	1.5
0.3	(1,3,4,7,12)(2,6)(15,17)(5,21- 23)(26,27,30)(28,29)	1.2	2.0
0.4	(1,3,4,7,12)(2,6)(15,17)(5,21- 23)(26,27,30)(28,29)(32,34)	4.5	5.5

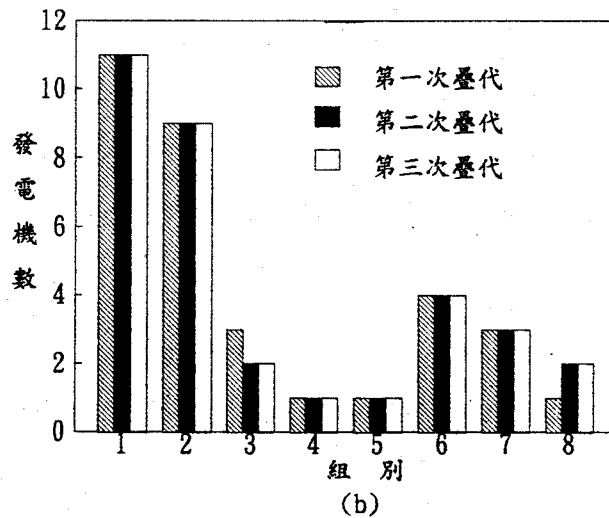
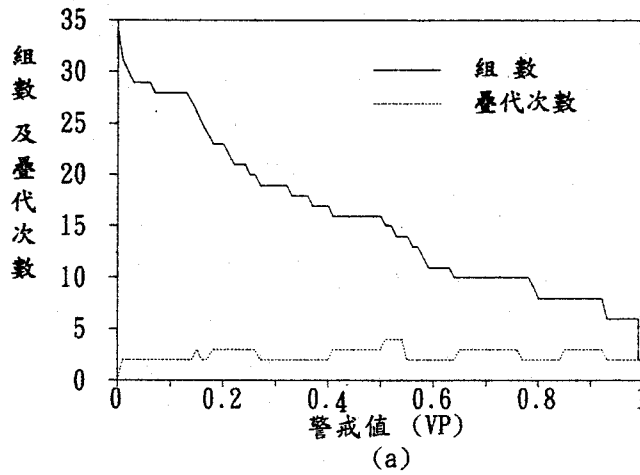


圖7 不同的警戒值下所得到的同行機群數及疊代次數的關係曲線



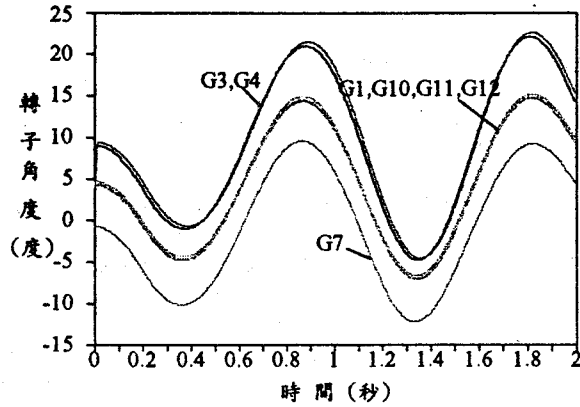
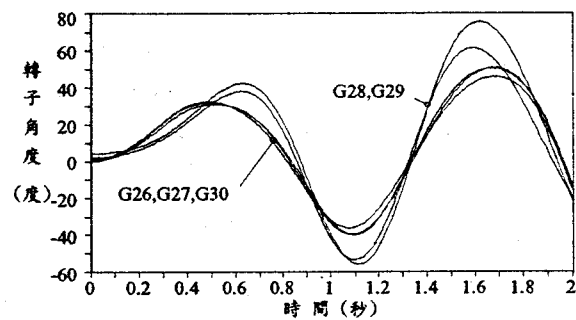
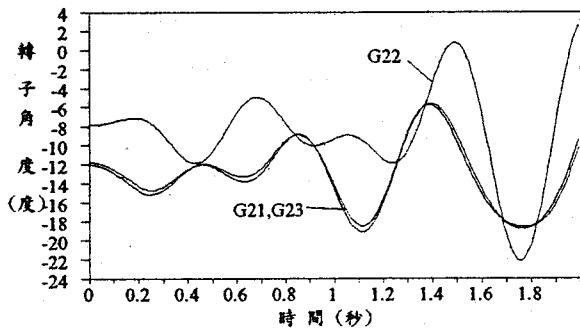


圖8 臺電系統 # 17 匯流排故障時之部份同行機組



(a)



(b)

圖9 臺電系統 # 22 匯流排故障時之部份同行機組

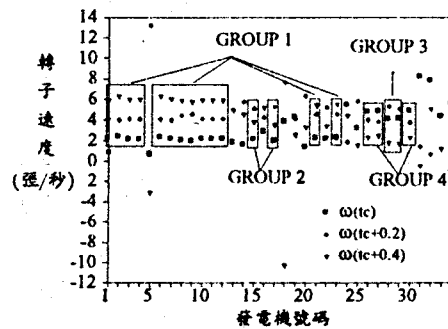


圖10 臺電系統 # 22 匯流排故障時之機組特徵分佈

#### 4.3.5 最佳位置選定之模擬結果

為驗證本文所提之最佳控制器位置選定法，本文以臺電系統為模擬之對象。為了觀察系統在遭受各種擾動下的動態行為，每一部發電機均增加(14)式的步級擾動，每部被控制的機組均加入一類神經模糊控制器控制[25]。由於一般系統的臨界清除時間約在0.1-0.4秒之間，故本文的擾動時間設在0.2秒。每一部發電機加入步級擾動量後，就可利用第3節發展的同行機組辨識

法，將電力系統分解成所需要的次系統數量。次系統的數量依所需裝設的控制器數量而定，圖 11 為本文任意選定  $VP=1,2,4$  時，所形成的同行機群或次系統。圖中顯示其所對應的次系統數量分別為 17, 7 和 5 個。圖中警戒值 ( $VP$ ) 越小的次系統組合的機組，表示機組之間有較緊密的互動關係。換言之，同行機組之間動態行為的影響程度，將較其他機組之影響程度為高。

為驗證同行機組之間之影響程度，假設臺電系統第 # 50 匯流排發生三相短路故障，並在 0.1 秒後故障清除。此時，中區的發電機  $G14$  至  $G25$  為較接近擾動源的機組。圖 12 為臺電系統僅在發電機  $G17$  或僅在發電機  $G23$  裝上控制器時，對發電機  $G15$  動態之影響程度。從圖 11 中可發現發電機  $G17$  和  $G15$  在  $VP=4$  時仍然分別屬於不同之同行機組。從圖 12 中可清楚看出顯然當發電機  $G17$  裝上控制器時，對發電機  $G15$  的動態響應具有較大抑制效果。換言之，在同行機群內裝設一部控制器將可有效的抑制同群機組之動態響應。因此，本文將利用這種特性，發展一種以同行機組為基礎的最佳控制器位置選定方法。

假設在有限的控制數量下，每一次系統以設置一部控制器為原則。其最佳之控制器位置可利用第 3 節之方法逐一搜尋各種不同的組合及其對應之全域性能指標，值得注意的是本文所提之方法已大量降低搜尋狀態。例如以設計 17 部控制器為例，在未使用本文之方法時，整個搜尋組合依 (16) 式計算為  $2.3 \times 10^9$  個，若以臺電系統為例，模擬一種組合以 VAX-6440 計算機計算為 40 秒，則搜尋整個狀態約花 3 千年的時間，顯然是不可實際的。相反地，本文所提方法的組合狀態依 (17) 式計算為 768 個，僅須花費約 8 小時即可搜尋完畢，得到滿意的解。表 5 為設置 5 部控制器時，各種組合下之全域性能指標比較表。表中包括任意選定之組合（以 @ 號表示）及本文方法中逐一搜尋之部份結果。其中，可清楚找出 “\*” 號之組合，為利用本文之方法所選定的最佳控制器位置，其具有最低的全域性能指標，其他任意組合的全域性能指標顯然都高於最佳控制器位置的組合。表 6 為臺電系統以 5 部、7 部及 17 部控制器規劃，及利用本文第 3 節之方法時，逐一搜尋後所選定之最佳控制器位置。從表中可看出系統之全域性能並非和控制器數量成比例，故在規劃控制器之位置時，須作成本效益評估，以得到較合理之投資報酬率。

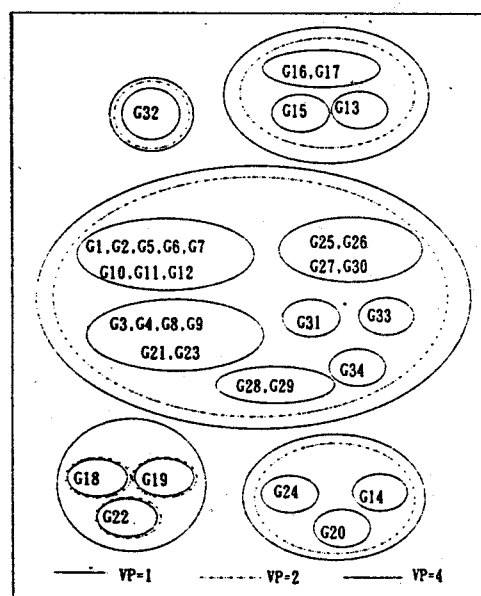


圖 11 臺電系統在不同的警戒值下所形成的次系統

表5 臺電系統5部控制機組時各種組合下全域性能指標部份比較表

控制機組號碼	性能指標
@ 1 2 3 4 5	357.01
32 19 20 15 34	283.25
32 19 20 16 1	278.31
@ 33 19 24 16 2	388.00
@ 32 17 20 16 3	293.75
@ 31 19 20 16 4	302.44
@ 30 15 20 18 5	287.81
32 19 20 16 6	278.59
32 19 20 16 7	271.94
32 19 20 16 8	268.15
@ 29 19 20 17 1	281.47
32 19 20 17 2	667.78
@ 28 19 20 17 3	366.03
32 19 20 17 4	353.00
32 19 20 17 5	368.89
32 19 20 17 6	387.20
@ 27 19 20 17 11	587.53
32 14 20 17 12	568.43
@ 26 19 20 17 21	481.00
32 19 20 17 22	377.79
@ 25 19 27 17 23	382.21
32 19 20 17 25	385.52
32 19 24 16 21	264.20
32 19 24 16 22	259.40
* 32 19 24 16 23	255.02
32 19 24 16 25	256.61
32 19 24 16 26	257.53

表6 臺電系統在各種控制器數量之最佳控制器位置

VP	控制機組數	控制機組之最佳組合	全域性能指標
4	5	G16,G19,G24,G32,G23	255.0
2	7	G16,G19,G24,G32,G23,G18,G22	227.5
1	17	G16,G19,G24,G32,G23,G18,G22,G31,G33, G34,G13,G15,G14,G20,G28,G30,G10	211.2

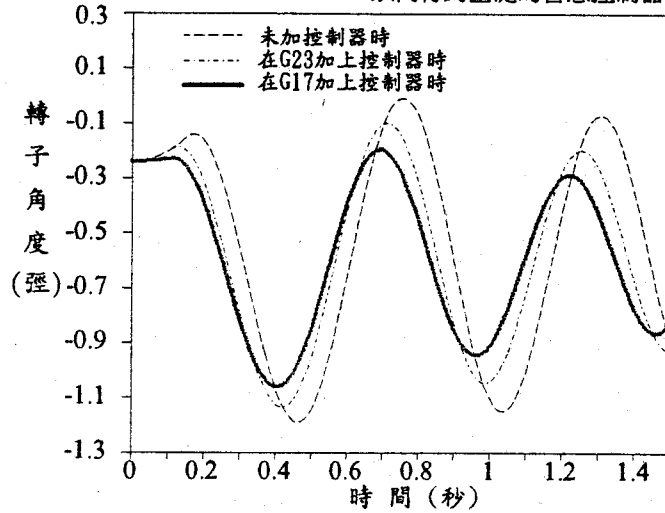
## 結 論

本論文已詳細探討同行機組的辨識準則，並提出一種以速度差為基礎的同行辨識準則。利用這項新的辨識準則，本研究也發展一種利用可適性共振理論類神經網路和實現K-平均演算法的同行機組辨識法。其次，提出一種全新的步級擾動方法，以模擬電力系統全域擾動狀況，並以所發展的同行辨識法，依據每部發電機振盪模式，將電力系統分解成所需的次系統，以作為選定控制器最佳位置之依據。最後，以臺電系統和新英格蘭驗證本章所提方法之實用性。本研究之重要成果如下：

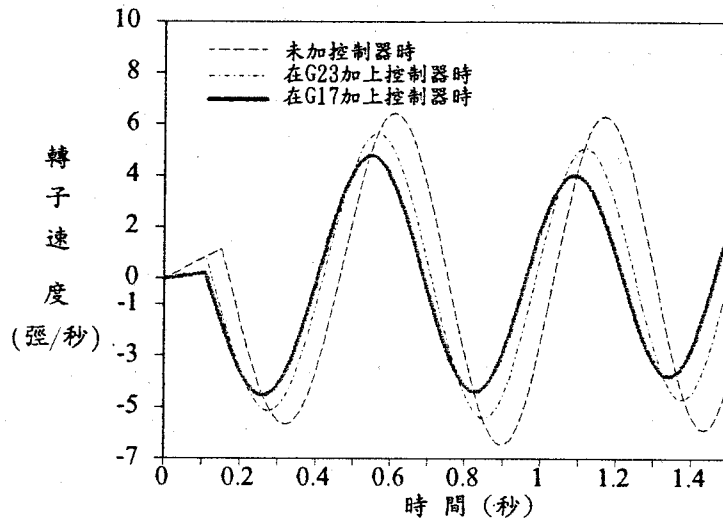
- (1) 本文所提出之同行機組辨識準則，可減少圖樣之數量，及補償利用泰勒展開式近似求解時，發電機軌跡計算之誤差。
- (2) 本文以發電機速度為圖樣之同行機組辨識法，其辨識結果較傳統以慣性常數及電氣距離為圖樣之方法 [10,11] 可靠。
- (3) 基於類神經網路平行處理之優點，本文所提之方法可應用於即時電力系統動態等效 (dynamic equivalent) 分析。
- (4) 基於類神經網路平行處理之優點，本文所提之方法可應用於即時電力系統動態等 (dynamic equivalent) 分析。
- (5) 本文提出之全域均等擾動法，除考慮發電機之影響程度外，亦考慮發電機初始運轉點之影響，以克服文獻 [16] 中，因發電機運轉點之差異所形成之非均等擾動。
- (6) 同行機組間的振盪軌跡較相似，其具有較緊密的互動關係。換言之，同行機組之間的控制效應，將較其他機組之影響程度為高。
- (7) 本文所提之控制最佳位置選定之方法，可大量降低搜尋之狀態及計算時間。

## 參考文獻

- [1] C. M. Lim and S. Elangovan, "Design of Stabilizers in Multimachine Power Systems," IEE Proc., Pt. C, Vol. 132, pp.146-153 (1985).
- [2] R. J. Fleming, M. A. Mohan and K. Parvatisam, "Selection of Parameters of Stabilizers in Multimachine Power Systems," IEEE Trans., Vol. PAS-100, pp. 2329-2333 (1981).
- [3] S. Lefebvre, "Tuning of Stabilizers in Multimachine Power Systems," IEEE Trans., Vol. PAS-102, pp. 290-299 (1983).
- [4] Sivakumar, A. M. Sharaf and H. G. Hamed, "Coordinated Tuning of Power System Stabilizer in Multimachine Power Systems," Int. J. of Electric Power Systems Research, Vol. 8, pp. 275-284 (1985).
- [5] A. Chang, and M. M. Adibi, "Power System Dynamic Equivalents," IEEE Trans., Vol. PAS-89, pp.1737-1744 (1970).



(a)



(b)

圖12 新發電機G15於發電機G17及G23設置控制器時之動態響應：  
(a)發電機G15之轉子角度曲線，(b)發電機G15之轉子速度曲線

- [6] F. F. Wu, and N. Narasimhamurthi, "Coherency Identification for Power System Dynamic Equivalents," IEEE Trans., Vol. CAS-30, No.3, pp.140-147(1983).
- [7] R. Podmore, "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents," IEEE Trans., Vol. PAS-97, No.4, pp. 1344-1354 (1978).
- [8] G. Troullinos, and J. Dorsey, "Coherency and Model Reduction :State Space Point of View," IEEE Trans., Vol. PWR-4, No.4, pp.988-992 (1989).
- [9] J. H. Chow, J. R. Winkelman, M. A. Pai, and P. W. Sauer, "Singular Perturbation Analysis of Large-Scale Power System," Int. J. of Electric Power and Energy System, Vol. 12, No.2, pp.117-126 (1990).
- [10] M. A. Pai, and R. P. Adgaonkar, "Electromechanical Distance Measure for Decomposition of Power System," Int. J. of Electric Power and Energy System, Vol. 6, No.4, pp.249-254 (1984).
- [11] S. T. Y. Lee, and F. C. Schweppe, "Distance Measure and Coherency Recognition for Transient

- Stability Equivalents, " IEEE Trans., Vol. PAS-92, pp.1550-1557 (1973).
- [12] B. D. Spalding, H. Yee, and D. B. Goudie, "Coherency Recognition for Transient Stability Studies Using Singular Points, " IEEE Trans., Vol. PAS-96, No.4, pp.1368-1375 (1977).
- [13] M. H. Haque, and A. H. M. A. Rahim, "An Efficient Method of Identifying Coherent Generator Using Taylor Series Expansion, "IEEE Trans., Vol. PRWS-3, No.3, pp.1112-1118 (1988).
- [14] M. H. Haque, and A. H. M. A. Rahim, "Identification of Coherent Generators Using Energy Function," IEE Proc., Vol. 137, Pt. C, No. 4, pp. 255-260 (1990).
- [15] M. Djukanovic, D. J. Sobajic, and Y. H. Pao, "Artificial Neural Network Based Identification of Dynamic Equivalents," Int. J. of Electric Power Systems Research, Vol. 24, pp.39-48 (1992).
- [16] T. Hiyama, "Coherency-Based Identification of Optimum Site for Stabiliser Applications," IEE Proc. C, Vol. 130, No.2, pp. 71-74 (1983).
- [17] M. H. Wang and H. C. Chang, "Novel Clustering Method for Coherency Identification Using an Artificial Neural Network, "presented at IEEE/PES 1994 Winter Meeting, and will Appear in IEEE Trans. on Power System.
- [18] M. A. Pai, Energy Function Analysis for Power System Stability, Kluwer Academic Publisher, Boston (1989).
- [19] D. E. Rumelhart, G. E. Hinton, and R. J. Williams, "Learning Internal Representations by Error Propagation," In Parallel Distributed Processing, Cambridge, MA: MIT Press, Vol. 1, pp. 318-362 (1986).
- [20] T. Kohonen, "Self-Organized Formation of Topologically Correct Feature Maps," Biological Cybernetics, Vol. 43, pp.56-59 (1982).
- [21] G. A. Carpenter and S. Grossberg, "ART2, Stable Self-Organization of Pattern Recognition Codes for Analog Input Patterns," Proceedings of the First International Conference on Neural Networks, San Diego, IEEE, Vol, II, pp. 727-736 (1987).
- [22] R. P. Lippmann, B. Gold, and M. L. Malpass, "A Comparison of Hamming and Hopfield Neural Nets for Pattern Classification," MIT Lincoln Lab. Tech. Report. TR-769 (1988).
- [23] R. O. Duda, and P. E. Hart, Pattern Classification and Scene Analysis, Wiley, New York (1973).
- [24] Y. H. Pao, D. J. Sobajic, "Autonomous Feature Discovery for Critical Clearing Time Assessment," Symposium on Expert System Applications to Power System, Stockholm, Sweden (1988).
- [25] M. A. M. Hasten, O. P. Malik, and G. S. Hope, "A Fuzzy Logic Based Stabilizer for a Synchronous Machine," IEEE Trans., Vol. EC-6, No.3, pp. 407-413 (1991).
- [26] H. C. Chang and M. H. Wang, "Application of Neural Fuzzy Approach to Transient Stability Control of Power System," Proce. of the 13th Symposium on Electrical Power Engineering, pp. 739-745 (1992).