

國立臺灣大學電機資訊學院電機工程學研究所

碩士論文

Graduate Institute of Electrical Engineering

College of Electrical Engineering and Computer Science

National Taiwan University

Master Thesis

台電輸電線路故障定位平台之設計

A Design of Taiwan Power Transmission Line

Fault Location Platform

研究生:林沛吟

Pei-Yin Lin

指導教授:劉志文 博士

Advisor: Chih-Wen Liu, Ph.D.

中華民國 99 年 7 月

July, 2010

國立臺灣大學電機資訊學院電機工程學研究所

碩士論文

Graduate Institute of Electrical Engineering

College of Electrical Engineering and Computer Science

Nation Taiwan University

Master Thesis

台電輸電線路故障定位平台之設計

A Design of Taiwan Power Transmission Line

Fault Location Platform

研究生:林沛吟

Pei-Yin Lin

指導教授:劉志文 博士

Advisor: Chih-Wen Liu, Ph.D.

中華民國 99 年 7 月

July, 2010

國立臺灣大學
電機工程學研究所

台電輸電線路故障定位平台之設計



林沛吟 撰
88學年度

致謝

本論文得以順利完成，首先要感謝誠摯感謝指導教授劉志文博士在學術研究上悉心地指導，老師開明自由的研究風格及嚴格謹慎的治學態度，讓學生可以在研究的過程中盡情探索卻不畏懼迷失方向，使我得以一窺學術殿堂之一隅，知曉其博大精深。此外，感謝老師給予學生參與台電公司產學合作計畫的機會，使學生在參與計畫執行之過程中，確立了本論文之研究方向及基礎。恩師對學生的鼓勵與幫助，在此獻上無盡的感謝。

感謝口試委員黃世杰教授、張文恭教授及盧展南教授，百忙之中不辭遠行為學生舉行口試，並給予本論文諸多詳細寶貴的意見，使本論文更加完善。

感謝台電先進廖清榮博士、劉建勳先生及張家熙先生，在與台電產學合作計畫結束之後，仍持續提供學生相關資料以進行分析及研究，並針對本論文研究成果之應用方面提供許多意見，使本論文之研究結果更具實用性及便利性。

感謝計畫案合作團隊俞齊山教授、楊俊哲教授及林子喬學長陪學生一路走來的指導及協助，讓本論文從最初近乎空白的研究雛形，在經過一次又一次的討論、模擬、測試及調整中逐漸茁壯，使我得以踩在前人的肩膀上，將理論化為實務應用，造福大眾。

感謝電力組陳德玉教授、許源裕教授及陳耀銘教授對於學生在研究所兩年來課業方面的指導與鼓勵，使學生獲益良多。亦要感謝一婷學姐、夥伴竺君、228和 252 實驗室之學長學弟們以及電力組眾多學長學弟，在我徬徨時給予我許多意見及鼓勵，在我無助時給予我適時的幫助與安慰，在此一併表達由衷的謝意。

最後，感謝父母一路上的支持，以及昔日同窗、樂團好友們的陪伴，讓我在研究所的兩年裡過得幸福且充實。謹以此論文獻給你們。

摘要

本論文針對台灣電力公司 161kV 輸電線路中諸多地下電纜與架空線路混合、多種架空（電纜）線徑組成之線路或三端線路架構等，介紹利用台電 161kV 已架設的數位電驛原始波形資料，進行故障定位準確度提升技術的研究，以改善目前數位保護電驛在事故時無法準確得出故障距離之問題。

本文介紹一新型濾波演算法以計算故障訊號的基頻成分，經由結合視窗濾波器與離散傅立葉轉換來增強此演算法對雜訊及諧波之抵抗力。本文並分別針對雙端點與三端點的複合輸電線，介紹其故障定位演算法及故障型態與相位判別演算法。另外，本文針對非同步量測訊號介紹一同步校準方法，用以改善故障定位的準確性，亦針對實際量測存在的非理想成分介紹一權重修正因子，藉此將故障定位位置趨向較穩定的正確解。

以上之研究成果，皆由 161kV 輸電線故障定位平台實現。利用此 161kV 輸電線路故障定位平台，在台電 161kV 輸電線路發生故障時，巡修人員可將事故紀錄檔輸入至此平台以檢視故障波形、確認線路參數並進行故障定位計算。故障定位之計算結果將以圖形化方式顯示，使巡修人員能馬上得知輸電線故障之參考位置，將有助於大幅縮減故障排除與復電時間。本平台除了利用模擬系統驗證所介紹之演算法的可行性，亦代入台電系統實際量測結果以驗證演算法的實用性。

關鍵詞：161kV 輸電線路、數位電驛、濾波演算法、複合輸電線路、故障定位演算法、非同步量測校準、故障定位平台。

ABSTRACT

Because of the influence of compound and three-terminal power transmission lines in 161kV transmission line system of Taipower Company, the theme of this thesis aims at providing the following algorithms and methods in order to raise the accuracy of fault location.

By the combination of FIR window filter and discrete Fourier transform, we propose a new type of filtering algorithm in order to accurate estimated fundamental component of fault signals. We also propose a modified fault phase classification method and two different fault location algorithms to deal with two-terminal and three-terminal compound lines faults, respectively. Moreover, we introduce an unsynchronized angle correction method and a weighting correction method to enhance the performance of the proposed fault location algorithms.

All of the above research efforts have been implemented on a 161kV transmission line fault location platform. When a fault occurred in a 161kV transmission line system, maintenance engineers can easily input the fault record files into this platform to verify the waveform of fault signals, to check the parameters of transmission lines, and to execute the fault location program. The computational result of faults location would be shown by a diagram to help maintenance engineers figure out the fault location. This platform has been verified by not only simulator generated fault data but also field measurements to show the practicality of this platform.

Key Words : 161kV Transmission Line 、 Digital Relays 、 Filtering Algorithm 、 Compound Transmission Line 、 Fault Location Algorithm 、 Asynchronous Measurement Calibration 、 Fault Location Platform.

目錄

摘要.....	I
ABSTRACT.....	II
目錄.....	III
表目錄.....	VII
圖目錄.....	VIII
第一章 緒論.....	1
1-1 研究背景	1
1-2 研究目標	1
1-3 文獻回顧討論	1
1-4 各章摘要	2
第二章 故障訊號數位濾波技術	4
2-1 前言	4
2-2 文獻回顧	4
2-2-1 直流偏移成分	5
2-2-2 諧波成分	8
2-2-3 比流器飽和	8
2-3 新型數位濾波演算法	9
2-4 故障訊號基頻相量計算策略	12
2-5 模擬訊號測試	17
2-6 小結	19

第三章 雙端複合輸型電線路之故障定位演算法及 MATLAB/SIMULINK 模擬驗證	20
3-1 前言	20
3-2 2-區段複合輸電線的故障定位演算法	20
3-3 2-區段演算法模擬結果與分析	25
3-4 n-區段複合型輸電線的故障定位演算法	31
3-5 n-區段複合輸電線演算法模擬結果與分析	33
3-6 兩端非同步量測時間校準演算法	39
3-6-1 相量的定義與非同步量測的影響	40
3-6-2 非同步量測的時間校準方法	42
3-7 兩端非同步量測校準演算法的測試驗證	45
3-8 權重式移動視窗故障定位校正演算法	48
3-8-1 移動式視窗基本原理	49
3-8-2 權重式移動視窗非同步角及定位校準	50
3-9 權重式移動視窗演算法的實例驗證	51
3-10 小結	53
第四章 三端複合型輸電線路之故障定位演算法及其 MATLAB/SIMULINK 模擬驗證	54
4-1 前言	54
4-2 系統架構與功能描述	54

4-3 純三端型輸電線路的故障定位演算法	57
4-4 三端3-區段複合輸電線路的故障定位演算法	64
4-5 三端n-區段複合輸電線路的故障定位演算法	67
4-6 純三端及三端複合線路演算法的模擬結果與分析	72
4-6-1 純三端型輸電線路故障定位技術測試	72
4-6-2 三端3-區段複合輸電線路故障定位技術測試	77
4-6-3 三端n-區複合線路故障定位技術測試	82
4-7 三端非同步量測時間校準演算法	87
4-8 三端非同步量測時間校準演算法模擬驗證	88
4-9 小結	93
第五章 三相換位輸電線故障型態及故障相判別	95
5-1 前言	95
5-2 基本理論	95
5-3 故障相判斷之改良	98
5-4 案例測試	101
5-5 小結	104
第六章 161kV 輸電線路事故測距技術平台	105
6-1 前言	105
6-2 161V輸電線路事故測距技術平台程式架構	105
6-3 故障定位平台操作注意事項	106

6-3-1 161kV輸電線參數檔案格式	106
6-3-2 各區供電處站名資料檔案	106
6-4 故障定位平台操作方法與步驟	108
6-5 小結	115
第七章 結論與未來研究方向	116
7-1 結論	116
7-2 未來研究方向	117
參考文獻.....	118
附錄 A 161kV 故障定位平台之參數檔案格式.....	121
附錄 B 電力系統暫態檔案標準格式.....	122

表目錄

表 3-1、台電所附之「嘉民—斗工」某兩段線路參數.....	25
表 3-2、整理後之圖 3-5 模擬系統參數.....	26
表 3-3、台電所附之「嘉民—斗工」完整線路參數.....	34
表 3-4、4-區段複合輸電線之模擬系統參數.....	35
表 3-5、雙端存在-22.5 度非同步角的疊代結果.....	46
表 3-6、雙端存在-460 度非同步角的疊代結果.....	47
表 3-7、兩端非同步校準演算法統計驗證.....	48
表 4-1、故障線段判斷邏輯及純三端線路故障位置選擇表.....	64
表 4-2、台電提供之 161 kV 南湖-通霄-苗栗線路參數.....	73
表 4-3、整理後之南湖-通霄-苗栗模擬系統參數.....	73
表 4-4、三端 3-區段複合線路之輸電線參數表.....	77
表 4-5、台電提供之 161 kV 龍潭-梅湖-六家紅線線路參數.....	83
表 4-6、整理後之龍潭-梅湖-六家紅線模擬系統參數.....	84
表 4-7、台東-太麻-知本線路模擬系統參數.....	89
表 4-8、三端非同步校準演算法統計驗證.....	93
表 5-1、不同轉換基準下之可用模態真值表.....	97
表 5-2、兩相接地故障模態故障偵測指標比較表.....	99
表 5-3、簡化後之兩相接地故障模態故障偵測指標比較表.....	100

圖目錄

圖 2-1、電阻串聯電感之類比電路.....	6
圖 2-2、嘉民故障前量測資料之 FFT 計算結果.....	8
圖 2-3、計算基頻相量之策略.....	13
圖 2-4、模擬產生故障訊號之 Matlab/Simulink 模型.....	17
圖 2-5、在 B1,B2 端量測之故障電壓波形.....	18
圖 2-6、在 B1,B2 端量測之故障電流波形.....	18
圖 2-7、B1 端故障電流濾除基本波及諧波成分後之波形	19
圖 2-8、B1 端故障電流之基頻振幅計算結果	19
圖 3-1、2-區段複合輸電線保護架構.....	20
圖 3-2、2-區段複合輸電線定位演算法之架構.....	22
圖 3-3、假設故障發生在 L1 的訊號估算	23
圖 3-4、假設故障發生在 L1 的訊號估算	24
圖 3-5、以 MATLAB/SIMULINK 建立的複合輸電線模型.....	26
圖 3-6、Case 1 模擬之故障電流與電壓波形	28
圖 3-7、Case 1 模擬所得之故障定位結果	29
圖 3-8、Case 2 模擬之故障電流與電壓波形	30
圖 3-9、Case 2 模擬所得之故障定位結果	31
圖 3-10、n-區段複合輸電線保護架構.....	31
圖 3-11、以 MATLAB/SIMULINK 建立的 4-區段複合輸電線模型 ..	34
圖 3-12、Case 3 模擬之故障電流與電壓波形	36
圖 3-13、Case 3 模擬所得之故障定位結果	37
圖 3-14、Case 4 模擬之故障電流與電壓波形	38
圖 3-15、Case 4 模擬所得之故障定位結果	39
圖 3-16、相量的定義	40

圖 3-17、非同步量測角的產生	40
圖 3-18、雙端複合輸電線路事故圖	41
圖 3-19、雙端同步量測時距 Bus S 0.3 p.u. 事故定位	41
圖 3-20、雙端存在 5 度非同步角時距 Bus S 0.3 p.u. 事故定位	41
圖 3-21、雙端存在 22.5 度非同步角時距 Bus S 0.3 p.u. 事故定位	42
圖 3-22、雙端同步量測下定位指標 D_S 、 D_R 的虛部變化	43
圖 3-23、在 22.5 度非同步角時定位指標 D_S 、 D_R 的虛部變化	43
圖 3-24、 $0 \sim 2\pi$ 非同步角之間定位指標的虛部含有兩個零交越點	44
圖 3-25、依虛部兩個零交越點所對應的實部選定正確解	44
圖 3-26、Modified Secant Iteration Method 演算法流程如圖	45
圖 3-27、松樹龍潭 970706 事故之故障相電流濾波結果	49
圖 3-28、移動式視窗示意圖	49
圖 3-29、權重式移動視窗故障定位校正演算法流程圖	51
圖 3-30、頂湖青溪系統單線圖	51
圖 3-31、未加入權重式移動視窗演算法的故障定位結果	52
圖 3-32、加入權重式移動視窗演算法的故障定位結果	53
圖 4-1、純三端型輸電線之故障定位系統流程圖	56
圖 4-2、三端複合線徑型輸電線之故障定位系統流程圖	57
圖 4-3、純三端型輸電線之示意圖(故障發生於 LR 線段)	58
圖 4-4、三端型線路簡化後之等效雙端型輸電線示意圖	59
圖 4-5、純三端型輸電線之示意圖(故障發生於 LS 線段)	62
圖 4-6、純三端型輸電線之示意圖(故障發生於 LT 線段)	63
圖 4-7、三端複合線徑型輸電線之示意圖(故障發生於 LR 線段)	67
圖 4-8、三端複合型線路簡化後之等效雙端型線路示意圖(故障發生於 LS 線段)	67

圖 4-9、三端型 n-區段複合型輸電線.....	68
圖 4-10、三端 n-區段複合型輸電線演算法流程圖.....	71
圖 4-11、南湖-通霄-苗栗 161kV 輸電系統單線圖	72
圖 4-12、南湖-通霄-苗栗系統，B 相接地故障時之故障定位技術響應圖 (故障發生於 LR).....	74
圖 4-13、南湖-通霄-苗栗系統，AB 相雙線接地故障時之故障定位技術響應圖 (故障發生於 LS).....	75
圖 4-14、南湖-通霄-苗栗系統，三相高阻抗接地故障時之故障定位技術響應圖 (故障發生於 LT).....	76
圖 4-15、三端 3-區段複合線路之測試架構圖.....	77
圖 4-16、三端 3-區段複合線路 A 相接地故障之故障定位技術響應圖 (故障發生於 LR).....	78
圖 4-17、三端 3-區段複合線路 AC 相線間短路故障之故障定位技術響應圖 (故障發生於 LS).....	80
圖 4-18、三端 3-區段複合線路 AC 相雙線接地故障之故障定位技術響應圖 (故障發生於 LT).....	81
圖 4-19、台電『龍潭-梅湖-六家紅線』三端 6-區段複合型輸電線 SIMULINK 模型	82
圖 4-20、龍潭-梅湖-六家紅線，A 相接地故障時之定位響應圖(故障發生於 LS 之#2~#38 區間).....	85
圖 4-21、龍潭-梅湖-六家紅線，三相接地故障時之定位響應圖(故障發生於 LS 之#1~#2 區間).....	86
圖 4-22、同步量測之故障前三端子線路搭接點(P 點)電壓角度相同	87
圖 4-23、三端非同步量測時間校準演算法流程圖.....	87
圖 4-24、台東-太麻-知本 6 區段線路模型	89

圖 4-25、同步量測時三端電壓在 P 點的相量大小與角度.....	90
圖 4-26、S 端與 T 端各別存在 -22.5 deg 與 22.5 deg 非同步角	91
圖 4-27、S 端與 T 端各別存在 340.3 deg 與 59.6 deg 非同步角.....	92
圖 5-1、三相換位型輸電線示意圖	95
圖 5-2、故障分類及故障相選擇演算法	97
圖 5-3、故障分類及故障相選擇演算法之邏輯方塊圖	98
圖 5-4、改良之故障分類及故障相選擇演算法	100
圖 5-5、改良之故障分類及故障相選擇演算法之邏輯方塊圖	101
圖 5-6、台電嘉民斗工紅線輸電線模擬圖	101
圖 5-7、輸電線路內部 BC 相接地故障時響應結果.....	102
圖 5-8、輸電線路內部 AB 相接地故障之模態響應結果	103
圖 5-9、輸電線路內部 CA 相接地故障之模態響應結果	104
圖 6-1、161V 輸電線路事故測距技術平台程式架構.....	105
圖 6-2、161kV 輸電線參數檔案	106
圖 6-3、各區站名檔案畫面	107
圖 6-4、台北供電區處站名資料檔案畫面	107
圖 6-5、開啟故障定位平台程式畫面	108
圖 6-6、選擇雙端複合線路畫面	108
圖 6-7、選擇供電區畫面	109
圖 6-8、選擇站名畫面	109
圖 6-9、選擇事故檔案畫面	110
圖 6-10、顯示參數畫面	110
圖 6-11、選擇三端區名及站名畫面(一)	111
圖 6-12、選擇三端區名及站名畫面(二)	111
圖 6-13、選擇三端事故檔案畫面	112

圖 6-14、選擇三端中點檔案畫面	112
圖 6-15、三端線路參數畫面	113
圖 6-16、檢視波形畫面	113
圖 6-17、Matlab 程式計算執行畫面	114
圖 6-18、顯示結果畫面	114
圖 6-19、故障定位圖示畫面	115
圖 A-1、參數檔案格式範例	121



第一章 緒論

1-1 研究背景

台電公司 161kV 系統輸電線路保護電驛於民國 96 年底完成更換，達到全面數位化之目標。然而，161kV 輸電線路數位保護電驛內建之故障點定位功能，只對於 161kV 兩端單一線徑之輸電線故障時，可較準確測得故障距離。除此之外，因受限於 161kV 輸電線路諸多為地下電纜與架空線路混合、多種架空（電纜）線徑所組成之線路或三端子線路架構等，數位保護電驛在事故時並無法由內建的演算法準確得出故障距離。因此，如何正確測得故障距離，縮短線路維護人員巡查 161kV 輸電線路之故障位置與復電時間，成為重要且急需解決的問題。

1-2 研究目標

針對 161kV 輸電線路故障時，利用數位電驛之故障測距功能，利用 Matlab 程式建構與模擬最佳模型與相關修正公式及演算法，以即時並準確地計算出故障距離，提供現場巡修人員之參考，大幅縮短故障排除與復電時間。對於復電成功之線路，亦可採取預防性之維護，避免持續性故障之發生，進一步增進系統之供電可靠度。

1-3 文獻回顧討論

超高壓線路是電力傳輸的命脈，所以故障定位一直是一個重要的課題，尤其是多端線路及複合線路的複雜性，一般的故障定位演算法無法應付此一問題。隨著電腦科技的進步，已經有很多的數位故障定位演算法被介紹[1-15]。但是其中大多只有探討單一未分支線路的故障定位，一部份提到三端的線路的故障定位法[11]。對於三端線路以上的故障定位更是少數[17]。

在國內方面，台電公司、各大學都有相當人力、物力投入電力系統故障定位技術研發。在學術界方面，比較大規模之相關研究計畫為國科會多年期專題計畫「應用同步相量於多端輸電線故障定位研究」。該計畫介紹一使用同步量測訊號適用於多端線路的故障定位法則，該法則計算簡單無需複雜的疊代，模擬的結果

顯示有可靠的準確度，不受故障型式、故障電阻和故障位置等影響。此外，台電公司綜研所及供電處亦對於數位電驛之故障定位誤差修正模型之建立有深入探討[16]

在國外方面，電力系統故障定位技術研發一直是各電力公司、各大學及研究機構所重視之研究課題。但研究成果大半是學理上探討或國外電力系統特性分析，甚少針對台電系統做分析。但國外文獻[1-9]所彙整故障定位分析方法，卻有助於本論文之研究。

1-4 各章摘要

第一章：研究背景、研究目的、文獻探討、各章摘要。

第二章：故障訊號數位濾波技術。

近年來，由於數位電驛的安全可靠、精準快速及滿足多用途目標，使得數位電驛逐漸取代傳統電驛。以保護的立場來看，數位電驛與傳統電驛判斷動作與否的原理相同，不同的是處理量測的電壓、電流的過程。數位電驛是將電壓、電流取樣後數位化得到量測值，再將量測值由內部的演算法進行運算，最後依據其計算結果決定輸出的動作，因此，內部演算法的優劣將直接影響電驛是否能正確迅速的動作。

由於電驛的設計均需要使用基本波頻率、振幅及相角作為判斷的依據，因此如何準確的計算出這些數據是相當重要的，尤其是當傳輸線有故障發生時，故障電流內所含之非基本波成分會影響基頻相量的估測，導致數位電驛容易因而誤動作。本章將針對故障訊號數位濾波技術進行比較與實例分析，並介紹新型的故障訊號數位濾波演算法。

第三章：雙端複合輸型電線路之故障定位演算法及 MATLAB/SIMULINK 模擬驗證。

隨著電力需求的日益增加以及都市化的普及，輸電線的架構也日趨多樣，其中又以 161kV 等級的供電系統最為複雜。當輸電線進入市區之後，大多會以地下化的方式鋪設，如此即為複合型輸電線。在以往台電曾經針對傳統的架空型

161kV 輸電系統安裝測距電驛以維持供電安全，然而隨著複合輸電線的加入，以往所安裝之電驛演算法將無法提供正確的測距結果。有鑑於此，本章乃針對複合型輸電線，以同步量測為基礎發展新型的定位演算法。

第四章：三端複合型輸電線路之故障定位演算法及其 MATLAB/SIMULINK 模擬驗證。

本章將分別說明純三端及三端複合線徑型輸電線路之故障定位演算法。本章利用線路三端之同步電壓與電流相量，搭配分佈式線路模型，推導出用於三端型線路保護電驛之故障偵測器及故障定位器等。對於純三端型輸電線路之故障定位功能，採用兩個故障定位副程式之計算值相互搭配、比較，而後本文將推導出故障線路分枝鑑別器，由此可決定線路實際故障位置；對於三端複合線徑型輸電線路之故障定位功能，採用純三端型輸電線路之故障定位演算法以及雙端複合線徑型線路故障定位演算法相互搭配、比較，由此可決定三端複合線徑型線路實際故障位置。

第五章：三相換位輸電線故障型態及故障相判別。

目前台電所架設之輸電線多為三相換位型輸電線，因此本章將針對三相換位型輸電線介紹故障偵測指標之理論推導，並於文中說明故障型態判別演算法。推導過程係利用輸電線之微分方程式以及節點電壓定理，透過數學運算，求出故障定位指標。再利用不同轉換基準的變換，得出三組共九個故障型態判別指標，並加上邏輯閘之判斷器，以達到故障型態及故障相判別的目的。

第六章：161kV 輸電線路事故測距技術平台。

因為電腦技術的進步和現代化，利用電腦來處理資料的方便性日益增加。本輸電線路事故測距技術平台，便是利用以上網路及電腦資訊處理的技術，以 Borland C++ Builder 以及 Matlab 建構一個視窗化動態分析圖資功能的介面平台。

第七章：結論與未來研究方向。

第二章 故障訊號數位濾波技術

2-1 前言

在電力系統中，傳輸線是發電廠與使用者間重要的連結，由於傳輸線暴露在外且分佈範圍廣闊，故其故障機率也遠高於電力系統中其他設備，當故障發生時，電驛可以將故障隔離，以避免受影響的區域擴大並縮小被停電的範圍，為了安全、經濟及電力品質等的考量，使用電驛於傳輸線上進行保護是必需的。近年來，由於數位電驛的安全可靠、精準快速以及滿足多用途目標，使得數位電驛逐漸取代傳統電驛。以保護的立場來看，數位電驛與傳統電驛判斷動作與否的原理相同，不同的是處理量測的電壓、電流的過程，數位電驛是將電壓、電流取樣後數位化得到量測值，再將量測值由內部的演算法進行運算，最後依據其計算結果決定輸出的動作，因此，內部演算法的優劣將直接影響電驛是否能正確迅速的動作。

由於電驛的設計均需要使用基本波頻率、振幅及相角作為判斷的依據，因此如何準確的計算出這些數據是相當重要的，尤其是當傳輸線有故障發生時，故障電流內所含之非基本波成分會影響基頻相量的估測，導致數位電驛容易因而誤動作。本章將針對故障訊號數位濾波技術進行比較與實例分析，並介紹新型的故障訊號數位濾波演算法。

2-2 文獻回顧

使用離散傅立葉轉換(Discrete Fourier Transform, DFT)於數位電驛中求取基頻相量是最常用的方法，可是卻非常不適合使用於測距電驛當中，因為傳輸線發生故障時，故障電流內均會伴隨直流偏移(decaying DC component)成分，若使用離散傅立葉轉換求取基頻相量必需等待直流偏移衰減消失後，才能準確計算出電壓、電流之相量以供測距電驛使用。然而這是不合理的狀況，因為測距電驛的設計就是當輸電線發生故障後 3 至 4 個週期(cycle)內，就必須動作使斷路器跳脫，把故障之線路切除，如此一來，根本無法得到直流偏移衰減消失後的資料，不但無法正確迅速的切除保護區間內的故障，也無法進行正確的故障定位。因此，如

何正確計算出故障訊號的基頻相量已經成為研究重點之一[1-5]。

基本上，如何正確計算出故障訊號的基頻相量可分成兩種不同的類型，若是應用於故障跳脫，則重點為是否能快速收斂於保護區間內，以判斷是否要斷路器跳脫，因此計算時間及取樣資料量是其考慮重點，通常還需要考慮故障偵測。若是應用於故障定位，則重點是精確的基頻相量，因為基頻相量微小的誤差將導致數公里的故障定位誤差，至於計算時間及使用的取樣資料量就不是考慮的重點了。由於本文的目的在於故障定位，因此本節的文獻回顧也將針對應用於故障定位的相關故障訊號數位濾波演算法進行回顧。

簡單來說，要從故障訊號中求出精確的基頻相量有二個需要處理的地方，一是處理基本波以外的成分，最主要是直流偏移成分，至於諧波及雜訊的干擾也是需要考慮的。二是處理比流器飽和的影響，由於故障電流中大量的直流偏移成分容易造成比流器的飽和，而導致二次側的電流波形失真，為了求得精確的基頻相量，如何減少波形失真的影響也是需要處理的重點。

2-2-1 直流偏移成分

由於直流偏移是造成基頻相量估測誤差的最主要成分，因此已經有許多演算法被提出來解決這個問題。簡單來說，這些方法可以區分為三類，一是假設直流衰減成分的衰減時間常數為已知，二是假設系統頻率為已知(60Hz 或 50Hz)，三是衰減時間常數及系統頻率均未知。

A. 衰減時間常數為已知

例如由 Benomouyal 所介紹的數位 mimic 濾波器[1]，一般來說，當計算弦波的演算法使用了 mimic 數位濾波器時，可以有效去除或減少直流衰減成分的影響。然而，這種方法的前提是要預先估測出時間常數 τ ，也就是直流衰減成分的衰減常數為已知。mimic 數位濾波器考慮的電路如圖 2-1。

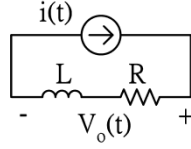


圖 2-1、電阻串聯電感之類比電路

若電流源為一衰減直流，且初始振幅值為 1，則可得到

$$i(t) = e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2.1)$$

所以，根據圖 2-1 可以寫出

$$v_o(t) = Ri(t) + L \frac{d}{dt} i(t) \quad (2.2)$$

經由 Laplace 轉換後可得

$$V_o(s) = (R + sL)I(s) = L \frac{s + R/L}{s + 1/\tau} \quad (2.3)$$

所以只要 $L/R = \tau$ ，則 $v_o(t) = u(t)/L$ ，就可以將直流衰減給濾除。將(2.2)以離散的方式實現如(2.4)，假設訊號的取樣間隔固定為 (Δt) ，則經由取樣後所產生之數列為 $\{x(k)\}$ ，而 $\{\tilde{x}(k)\}$ 為濾除直流衰減後的數列。

$$\tilde{x}(k) = Rx(k+1) + \frac{L}{\Delta t} [x(k+1) - x(k)] \quad (2.4)$$

然而實際上，mimic 數位濾波器在故障訊號中無法完全的濾除直流衰減，這是因為(2.4)只是(2.2)的近似式。將(2.4)加以整理，同時根據[1]，乘上 K 常數使其振幅增益在 60Hz 時為 1，可得下式：

$$\tilde{x}(k) = K \left[\left(1 + \frac{R\Delta t}{L}\right)x(k+1) - x(k) \right] \quad (2.5)$$

其中

$$K^2 = \frac{1}{[(1 + \tau) - \tau \cos(\frac{120\pi}{F_{sample}})]^2 + [\tau \sin(\frac{120\pi}{F_{sample}})]^2} \quad (2.6)$$

F_{sample} 為取樣頻率。

大致來講，假設時間常數已知的演算法優點為實現容易，只要故障訊號的時間常數與預估值接近，就有不錯的濾除直流衰減的效果。然而，缺點為假設已知

時間常數是不太合理的事情，因為時間常數會隨著天氣的狀況、故障的種類、接地的阻抗不同而有所不同，所以只要時間常數估測不準，抑制直流衰減的效果將大打折扣。

B. 系統頻率為已知

這類方法以離散傅立葉轉換 [2-4] 為基礎，以估算衰減直流成分的直流大小及衰減時間常數兩個未知數為目標，由於離散傅立葉轉換被大量使用於數位電驛上，所以藉由改善離散傅立葉轉換，以使其可應用於故障訊號上，也是常見的方法之一。這類型的方法最大的特點就是假設系統頻率為 60Hz(或 50Hz)，以符合離散傅立葉轉換的要求，其推導步驟如下：假設取樣後故障訊號為 $\{x(k)\}$ ，訊號經過離散傅立葉轉換後為 $\{\hat{x}(k)\}$ ，先將基頻部分去除，剩下直流衰減部份為 $\{\hat{x}_d(k)\}$ ，再求出適當的增益值 K ，然後 $\hat{x}_1(k) = \hat{x}(k) - K\hat{x}_d(k)$ ，就可以將直流衰減去除。如此處理過後的訊號 $\{\hat{x}_1(k)\}$ 就可以計算出基頻的相量。

以離散傅立葉轉換為基礎且設定系統頻率為 60Hz 的優點在於可以不必考慮整數諧波成分，而且對雜訊有不錯的抵抗力。但是缺點為系統頻率並非一直在 60Hz，實際上，系統頻率一直隨發電與負載間平衡的狀況在變動，雖然系統頻率的偏移的範圍較小，這樣的假設是比衰減時間常數已知較可接受。但這些誤差量將在計算時誤判為直流衰減的成分，而造成計算的錯誤。

C. 衰減時間常數及系統頻率均未知

這類方法同時求取基頻相量及直流衰減成分[5-7]，其中包括最小平方差法、Prony 法及 SDFT 法，這類方法的特點是實際計算系統頻率及衰減常數，所以不受系統頻率偏移的影響，也不須預估直流偏移的衰減常數，但是因為求解的變數較多，所以容易受到雜訊的干擾。表面上看來這類方法最為合理，沒有假設已知的部分，但實際上這類方法在計算時，均假設基本波成分與直流衰減成分存在，因此若是高阻抗接地或是故障的導入角很小，將導致直流衰減成分很快消失，則這類方法將遭遇無法收斂或奇異矩陣(singular matrix)以致無法正確計算，因此需要使用判斷式來切換演算法計算的變數，以避免直流衰減成分消失後造成計算發

散的問題。

2-2-2 諧波成分

諧波成分影響基頻相量的計算可分成兩部分說明，一是混疊效應(aliasing)，這是數位電驛在取樣過程中的誤差來源之一，假設數位電驛的取樣頻率為 480Hz 且系統存在 7 次諧波，則根據耐奎斯特(Nyquist)定理，耐奎斯特頻限(Nyquist limit)為 240Hz 而且 7 次諧波成分將混疊至基頻成分，一旦混疊效應發生後，以目前的數位訊號處理技術是無法將其分開的，所以必須在取樣前就加以處理，常用的方法之一就是使用類比低通濾波器，如此可以將高頻的諧波成分予以濾除。二是演算法本身的架構，雖然低通濾波器可以濾除高頻的諧波成分，但是還是會有低通濾波器截止頻率以內之諧波成分存在，以 97 年 7 月 5 日嘉民-斗工所發生之傳輸線故障之量測紀錄為例，圖一為嘉民故障前的量測資料進行 FFT 的計算結果，可以看出仍然有 5,7 次諧波成分的存在，因此演算法是否有考量諧波成分的存在也將會影響其求取基頻相量的準確性。

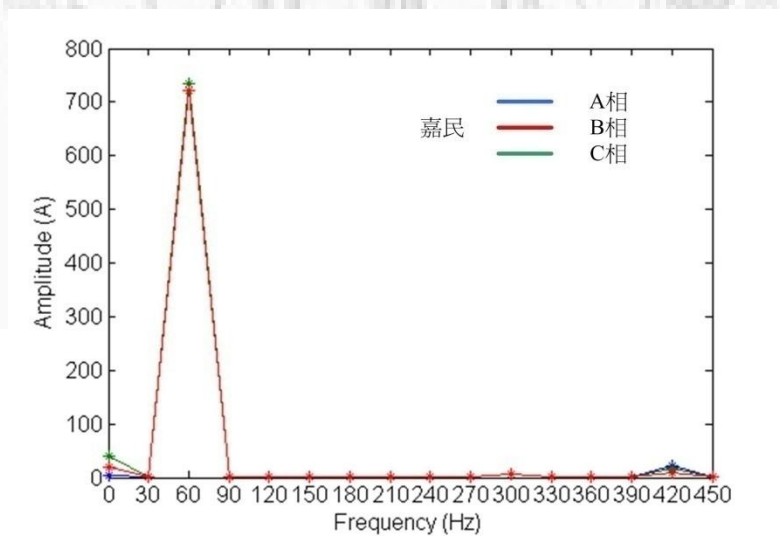


圖 2-2、嘉民故障前量測資料之 FFT 計算結果

2-2-3 比流器飽和

比流器飽和問題主要是因鐵芯的非線性激磁曲線所引起，為解決比流器飽和

問題，主要是由改善鐵芯方面著手，目前的方法主要有：1.使用氣隙式比流器，根據[8,9]指出使用剩磁量很小的氣隙式鐵芯可改善磁飽和問題，但除了電流比誤差及相角誤差較嚴重外，其剩磁的衰減速率遠較一般鐵芯慢，因此容易造成電驛的誤動作。2.利用非磁性材料如線性耦合器（Linear Coupler）來替代鐵芯，所以不受磁飽和所影響。3.使用光磁效應比流器（Magneto-Optical Current Transformer, MOCT），其主要組成配件為一塊精密打磨的光學玻璃，稱為法拉第探測器或旋轉器（Faraday Sensor or Rotator），利用電流流經導體所產生之磁場改變光束的角度而測知電流的大小，由於 MOCT 不使用鐵芯，所以也沒有磁飽和的問題。但是線性耦合器與光磁效應比流器的價格比一般比流器貴了許多，所以還無法普及使用。至於使用演算法進行比流器飽和偵測與飽和電流補償，過去已有許多文獻介紹，如[10]利用比流器於飽和開始時電流會突然改變之事實，並假設電流會降為零以偵測比流器飽和，但此方法對於已經使用低通濾波器防止混疊效應（Anti-aliasing）或是飽和後電流沒有突然降為零之情況，其偵測上存在許多困難。而[11]利用精準的比流器激磁曲線，亦可偵測比流器飽和的發生，但如何得到精準的比流器激磁曲線是其困難點，[12]則計算二次側電流的誤差平均值與變異數以偵測比流器飽和的發生。[13]則使用阻抗量測的方式以偵測比流器飽和。[14]則利用最小誤差平方法（Least Squares Error, LSE）與泰勒級數（Taylor Series）展開式以計算電流參數，並對二次側電流做補償。不過，由於比流器飽和在目前的量測資料中較少發生，故在本文中暫不考慮。

2-3 新型數位濾波演算法(Smart Discrete Fourier Transform, SDFT)

根據上一節的文獻回顧可以知道：在求解故障訊號的基頻相量中，最先也最重要的是—求解出基頻頻率及衰減時間常數。因此 mimic 數位濾波器先假設衰減常數為已知，然後求解基頻頻率，但是時間常數的變化範圍較大，所以這個假設較不合理。至於離散傅立葉轉換為基礎之演算法則是先假設基頻頻率已知為 60Hz(或 50Hz)，然後求解衰減時間常數，由於系統頻率變化的範圍為 $\pm 0.5\text{Hz}$ 內，所以較為合理；但是系統頻率的誤差將影響到求解基頻相量的準確度。至於同時

求解基頻頻率及衰減常數兩個未知數的方法，是最符合實際的狀況，然而只適合用於發生故障後且直流衰減成分仍然存在的訊號；因為，若是直流衰減成分已消除，則在求解時將遭遇維度不足的問題。此外，諧波成分的影響也是需要加以考慮，所以在這一節中，將先推導所介紹的演算法，而下一節則是介紹使用此演算法於計算故障訊號基頻相量的策略。

首先，所考慮的訊號波形型式如下：

$$x(t) = \sum_{i=1}^p X_i e^{\alpha_i t} \cos(2\pi f_i t + \phi_i) \quad (2.7)$$

其中 X_i ：訊號中第 i 個弦波的振幅

α_i ：訊號中第 i 個弦波的衰減率

f_i ：訊號中第 i 個弦波的頻率

ϕ_i ：訊號中第 i 個弦波的角度

假設該訊號的取樣間隔固定為 (Δt) ，則經由取樣後所產生之數列為 $\{x(k)\}$

$$x(k) = \sum_{i=1}^p X_i e^{\alpha_i k \Delta t} \cos(2\pi f_i k \Delta t + \phi_i) \quad (2.8)$$

已知：

$$\cos \theta = \frac{e^{j\theta} + e^{-j\theta}}{2} \quad (2.9)$$

所以 $x(k)$ 可以被表示成

$$x(k) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^p e^{\alpha_i k \Delta t} (X_i e^{j\phi_i} e^{2\pi f_i k \Delta t} + X_i e^{-j\phi_i} e^{-2\pi f_i k \Delta t}) \quad (2.10)$$

為了進一步的推導，定義下列變數：

$$A_i = \frac{X_i}{2} e^{j\phi_i} \quad (2.11)$$

$$a_i = e^{j2\pi f_i \Delta t} \quad (2.12)$$

$$b_i = e^{\alpha_i \Delta t} \quad (2.13)$$

$$z_i = \text{Re}(a_i) \quad (2.14)$$

則(2.10)可以被表示成

$$x(k) = \sum_{i=1}^p b_i^k (A_i a_i^k + \bar{A}_i a_i^{-k}) \quad (2.15)$$

經過化簡後，可以得到以下的關係

$$\sum_{k=1}^{2p+1} C_k x(k) = 0 \quad (2.16)$$

$$C = \{ \{b_1, -2z_1, b_1^{-1}\} * \{b_2, -2z_2, b_2^{-1}\} * \dots * \{b_{p-1}, -2z_{p-1}, b_{p-1}^{-1}\} * \{b_p, -2z_p, b_p^{-1}\} \} \quad (2.17)$$

其中 * 代表迴旋積分(convolution)。根據(2.16)及(2.17)，可以得到兩個重要的結論：一、若不知道訊號各成分的參數，可以利用(2.16)加上最小平方差法來求出參數。二、若訊號各成分的參數已知，則利用(2.16)及(2.17)，可將其當成濾波器來濾除已知的成分。

至於振幅及相角的估測牽涉到視窗濾波器的使用，故在此一併介紹。假設一視窗濾波器可將訊號中成分 i 以外的成分濾除且視窗大小為 M，則經過視窗濾波後的數列可用下列式子表示：

$$\tilde{x}_i(k) = \sum_{n=0}^{M-1} W_i(n) x(k+n) \quad (2.18)$$

再將(2.18)展開可得

$$\tilde{x}_i(k) = A_i b_i^k a_i^k \sum_{n=0}^{M-1} W_i(n) b_i^n a_i^n + A_i^* b_i^k a_i^{-k} \sum_{n=0}^{M-1} W_i(n) b_i^n a_i^{-n} \quad (2.19)$$

定義

$$\tilde{A}_i = A_i \sum_{n=0}^{M-1} W_i(n) b_i^n a_i^n \quad (2.20)$$

所以，(2.19)可以被表示成

$$\tilde{x}_i(k) = \tilde{A}_i b_i^k a_i^k + \bar{\tilde{A}}_i b_i^k a_i^{-k} \quad (2.21)$$

經過化簡後，可以得到計算振幅與相角的式子如下：

$$A_1 = \frac{\tilde{x}(k+1) b_1^{-1} a_1 - \tilde{x}(k)}{(a_1^2 - 1) \times \text{WCF}_1} \quad (2.22)$$

其中，定義視窗修正因子(Window correction factor, WCF)如下：

$$\text{WCF}_i = \sum_{n=0}^{M-1} W_i(n) b_i^n a_i^n \quad (2.23)$$

由以上的推導可知，將此演算法與視窗濾波器相結合，不但可以濾除雜訊與使用者所不想求解的訊號成分外，更可使用”視窗修正因子(WCF)”來消除使用視窗濾波器時所產生的振幅及相角變化。

除了實數的視窗濾波器外，複數的視窗濾波器如離散傅立葉轉換也可以與此演算法相結合，其功能可以濾除整數諧波(基本波頻率無偏移狀況下)。令經過視窗大小為 N 之離散傅立葉轉換後的數列可用下列式子表示：

$$\hat{x}_i(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(k+n) e^{-j \frac{2\pi n}{N}} \quad (2.24)$$

其計算振幅與相角的式子如下：

$$A_i = \frac{\hat{x}_i(k+1) b_i^{-1} a_i - \hat{x}_i(k)}{(a_i^2 - 1) \times \text{FCF}_i} \quad (2.25)$$

其中，定義傅立葉修正因子(Fourier correction factor, FCF)如下：

$$\text{FCF}_i = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} b_i^n a_i^n e^{-j \frac{2\pi n}{N}} \quad (2.26)$$

2-4 故障訊號基頻相量計算策略

上一節中介紹了新型演算法。在這一節中將根據上一節的介紹，以及測距電驛包含故障前(約 4 週波)及故障後的故障訊號紀錄，介紹一個策略來計算傳輸線故障訊號中基頻成分。這個策略概敘如下：

步驟 1：將訊號區分成故障前與故障後的訊號。

步驟 2：利用故障發生前的訊號，計算出訊號的系統頻率及相量，並進行諧波分析以決定是否考慮諧波成分。

步驟 3：故障發生後，假設 5 週波內系統頻率不變，因此可以使用故障前的頻率，再利用(2.16)及(2.17)結合視窗濾波器將故障後訊號中的基頻、諧波及雜訊濾除。

步驟 4：因為剩下的訊號主要為直流衰減成分，所以可以準確估測出時間常數。

步驟 5：重新使用故障後訊號的資料將直流衰減成分、諧波及雜訊濾除。如此，剩下的訊號為基頻成分。

步驟 6：利用(2.16)計算基頻成分的相量，並使用視窗修正因子將步驟 5 中使用的濾波器影響消除。

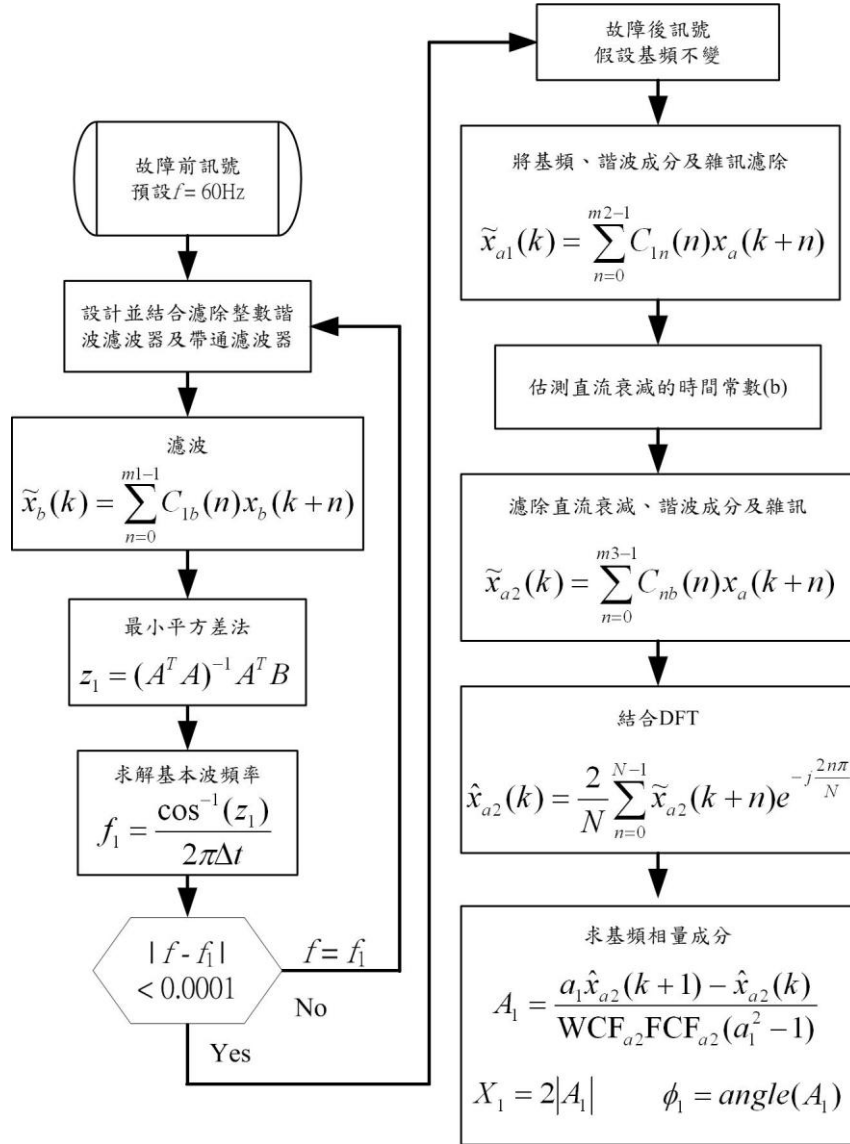


圖 2-3、計算基頻相量之策略

以上整個過程如圖 2-3 表示。這個策略的優點有三：一、.假設故障後(約 5 個週波內)的基頻頻率不變，這比改善離散傅立葉轉換演算法設定基頻為 60Hz 合理。二、在步驟 4 中可以準確估測出時間常數，免除了 mimic 數位濾波器需要猜測時間常數。三、由於濾除了故障訊號中的直流衰減成份，所以在計算基頻成分的相量時就不會遭遇計算基頻頻率及衰減常數時維度不足的問題。

圖 2-3 內所用的計算式子如下，由於故障訊號紀錄分成故障前與故障後，因此分開介紹如下：

故障前

首先，假設在傳輸線發生故障之前，其訊號的成分包括基本波、諧波及雜訊，經取樣間隔固定為 (Δt) 取樣後，得到數列 $\{x_b(k)\}$ 可表示如下：

$$x_b(k) = \sum_{i=1}^m X_i \cos(2\pi f_i k \Delta t + \phi_i) + noise \quad (2.27)$$

其中 X_i ：訊號中第 i 次諧波的振幅

f_i ：訊號中第 i 次諧波的頻率

ϕ_i ：訊號中第 i 次諧波的角度

預設基頻為 $f_1 = 60\text{Hz}$ ，根據測距電驛之取樣頻率及類比低通濾波器之截止頻率決定濾除整數諧波之階數(m)，並與減少雜訊影響之低通視窗濾波器結合為：

$$C_{lb} = \{[1, -2z_2, 1] * \dots * [1, -2z_m, 1] * W_b\} \quad (2.28)$$

其中

$$z_i = \text{Re}(a_i) = \cos(2\pi f_i \Delta t) \quad (2.29)$$

若整個視窗濾波器大小為 $m1$ ，則經過濾波器的訊號為

$$\tilde{x}_b(k) = \sum_{n=0}^{m1-1} C_{lb}(n) x_b(k+n) \quad (2.30)$$

在濾波過後，主要的成分為基本波，為進一步增加估測頻率的準確性，使用最小平方差法求取 z_1 如下：

$$\begin{bmatrix} 2\tilde{x}_b(2) \\ 2\tilde{x}_b(3) \\ \vdots \\ 2\tilde{x}_b(L-1) \end{bmatrix} [z_1] = \begin{bmatrix} \tilde{x}_b(1) + \tilde{x}_b(3) \\ \tilde{x}_b(2) + \tilde{x}_b(4) \\ \vdots \\ \tilde{x}_b(L-2) + \tilde{x}_b(L) \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

將上式簡單表示成

$$\mathbf{A}z_1 = \mathbf{B} \quad (2.32)$$

則

$$z_1 = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{B} \quad (2.33)$$

$$f_1 = \frac{\cos^{-1}(z_1)}{2\pi\Delta t} \quad (2.34)$$

由於基頻求出後，整數倍諧波的頻率就為已知，接下來根據基頻設計各次諧波所需之濾波器。

故障後

接著假設在傳輸線發生故障之後，其訊號的成分包括基本波、諧波、直流偏移及雜訊，經取樣間隔固定為 (Δt) 取樣後，得到數列 $\{x_a(k)\}$ 可表示如下：

$$x_a(t) = \sum_{i=1}^m X_i \cos(2\pi f_i k \Delta t + \phi_i) + X_e e^{\alpha k \Delta t} + noise \quad (2.35)$$

其中 X_i ：訊號中第 i 次諧波的振幅

f_i ：訊號中第 i 次諧波的頻率

ϕ_i ：訊號中第 i 次諧波的角度

X_e ：訊號中直流偏移的大小

α ：訊號中直流偏移的衰減常數

藉由故障前訊號取得之系統頻率，可以設計濾除基本波、諧波成分之濾波器並與減少雜訊影響之低通視窗濾波器結合為：

$$C_{1n} = \{ \{1, -2z_1, 1\} * \dots * \{1, -2z_m, 1\} * W_b \} \quad (2.36)$$

若整個視窗濾波器大小為 $m2$ ，則經過濾波器的訊號為

$$\tilde{x}_{a1}(k) = \sum_{n=0}^{m2-1} C_{1n}(n) x_a(k+n) \quad (2.37)$$

在此，先定義參數：

$$b = e^{\alpha \Delta t} \quad (2.38)$$

在濾波過後，主要的成分為直流偏移，為進一步增加估測衰減時間常數的準確性，使用最小平方差法求取 b 如下：

$$b = \frac{\sum_{k=1}^{L-1} \tilde{x}_{a1}(k) \tilde{x}_{a1}(k+1)}{\sum_{k=1}^{L-1} \tilde{x}_{a1}^2(k)} \quad (2.39)$$

根據(2.38)的定義，可以求得衰減常數如下：

$$\alpha = \frac{\ln(b)}{\Delta t} \quad (2.40)$$

如此一來，就可以利用(2.16)及(2.17)將直流偏移、諧波成分確實濾除，視窗濾波器的設計如下：

$$C_{nb} = \{ \{b, -1\} * \{1, -2z_2, 1\} * \dots * \{1, -2z_m, 1\} * W_b \} \quad (2.41)$$

若整個視窗濾波器大小為 $m3$ ，則經過濾波器的訊號為

$$\tilde{x}_{a2}(k) = \sum_{n=0}^{m3-1} C_{nb}(n) x_a(k+n) \quad (2.42)$$

由於濾波完後的主要訊號是基本波，加上系統頻率已知，在這裡應該就可以開始求取基頻相量，可是為了使故障定位更加精準，盡可能利用每一點取樣值是有其必要的，因此結合離散傅立葉轉換以提升求取基頻相量的準確度，將濾波過後的訊號經過離散傅立葉轉換如下：

$$\hat{x}_{a2}(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \tilde{x}_{a2}(k+n) e^{-j \frac{2\pi n}{N}} \quad (2.43)$$

然後求取基頻相量

$$A_1 = \frac{a_1 \hat{x}_{a2}(k+1) - \hat{x}_{a2}(k)}{WCF_{a2} FCF_{a2} (a_1^2 - 1)} \quad (2.44)$$

$$X_1 = 2|A_1| \quad (2.45)$$

$$\phi_1 = \text{angle}(A_1) \quad (2.46)$$

其中

$$WCF_{a2} = \sum_{n=0}^{m3-1} C_{nb}(n) b^n a_1^n \quad (2.47)$$

$$FCF_{a2} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} b^n a_1^n e^{-j \frac{2\pi n}{N}} \quad (2.48)$$

2-5 模擬訊號測試

為了測試本論文所使用之演算法及策略，第一個測試的案例為 Matlab/Simulink 建立的分佈式參數傳輸線模型(如圖 2-4 所示)來產生故障訊號，其兩端之電壓、電流訊號分別如圖 2-5 及圖 2-6 所示。系統頻率為 60Hz，量測之取樣頻率為 1920Hz，故障發生於 0.1 秒，而整個模擬於 0.2 秒結束，在故障發生前的量測訊號共有 6 個週波(192 個取樣點)，使用 B1 端的電流訊號進行計算，用於計算故障前基頻頻率所使用的視窗大小為 191 個取樣點(濾除整數諧波濾波器使用 33 點、低通濾波器為 32 點，其餘均給最小平方差法使用，以提高精確度)，計算出的系統頻率為 60Hz。故障發生後，利用故障前的頻率來濾除故障後的基頻及諧波成分，則濾波後的訊號主要為直流衰減成分如圖 2-7 所示，估測出衰減時間常數為 0.0075，此結果與根據模擬線路所計算出之結果非常接近。

$$\tau = \frac{(5.4e-3 + 0.5e-3 * 40) \parallel (5.4e-3 + 0.5e-3 * 10)}{(1e-4 * 40) \parallel (1e-4 * 10) + 1} = 0.0074 \quad (2.49)$$

然後，濾除直流衰減成分、諧波及雜訊，用來計算故障後基頻相量所使用的視窗大小為 99 個取樣點(濾除直流衰減成分使用 2 點、整數諧波濾波器使用 33 點、低通濾波器為 32 點，並加上 DFT 使用 32 點)約 3 個週波的取樣資料，最後故障後振幅的計算結果如圖 2-8 所示。

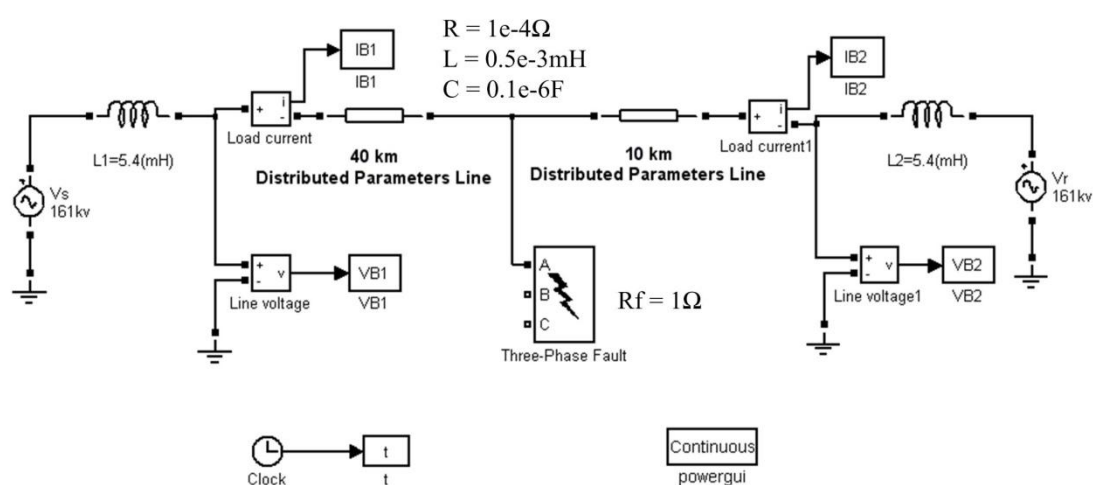


圖 2-4、模擬產生故障訊號之 Matlab/Simulink 模型

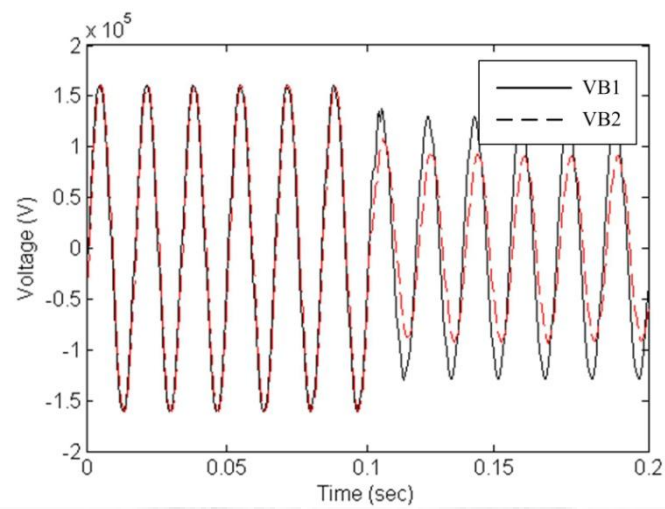


圖 2-5、在 B1,B2 端量測之故障電壓波形

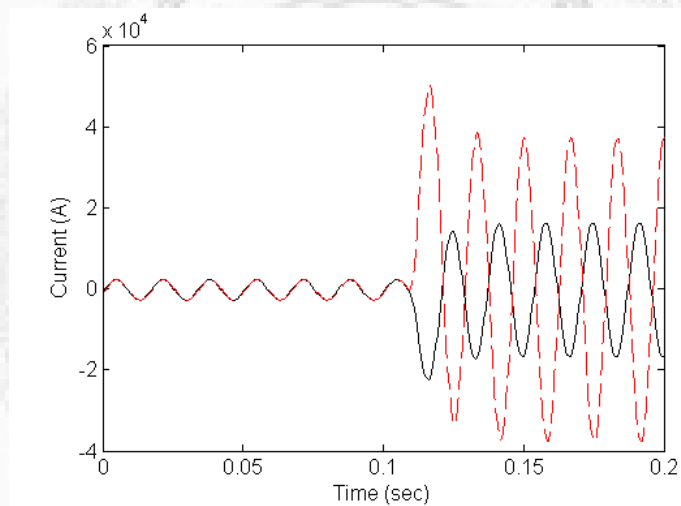


圖 2-6、在 B1,B2 端量測之故障電流波形

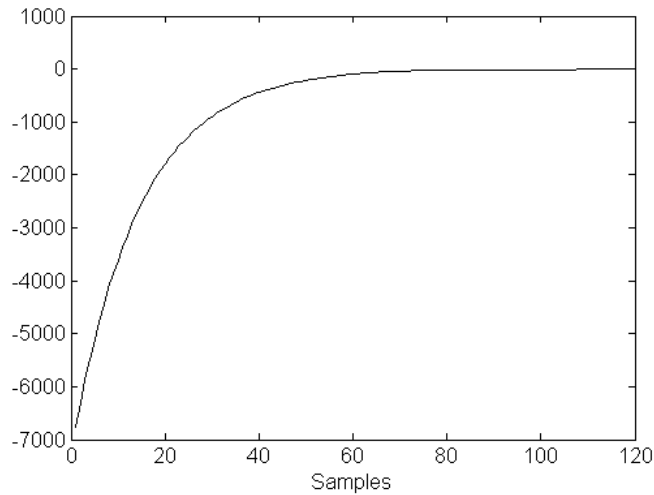


圖 2-7、B1 端故障電流濾除基本波及諧波成分後之波形

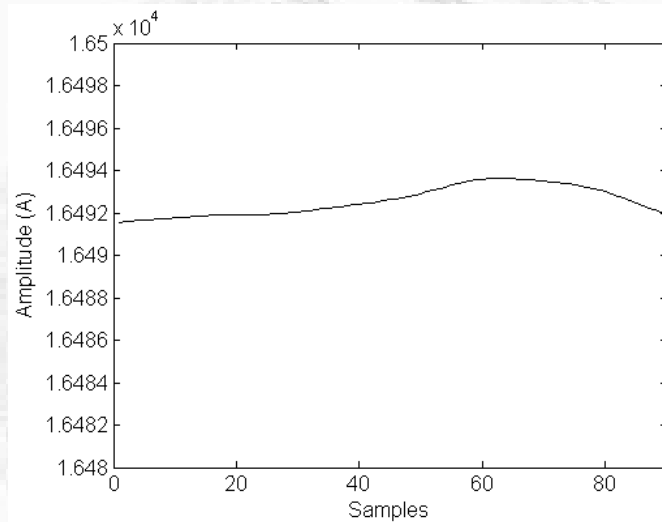


圖 2-8、B1 端故障電流之基頻振幅計算結果

2-6 小結

本章介紹一新演算法以及利用此新演算法來計算傳輸線故障訊號中基頻成分的策略。此演算法不但計算出故障訊號中的基頻相量，還可以轉變成數位濾波器來濾除弦波或直流衰減成分。此外，本文也結合視窗濾波器與離散傅立葉轉換來增強其對雜訊及諧波之抵抗力，並介紹修正因子來修正結合後所造成之相量變化。同時更進一步介紹使用此演算法之策略，使此演算法在合理的假設下，得到最適當的發揮。

第三章 雙端複合輸型電線路之故障定位演算法 及MATLAB/SIMULINK模擬驗證

3-1 前言

隨著電力需求的日益增加以及都市化的普及，台電系統輸電線的架構也日趨多樣，其中又以 161kV 等級的供電系統最為複雜。當輸電線進入市區之後，大多會以地下化的方式鋪設，如此即為複合型輸電線。圖 3-1 顯示基本的 2-區段複合輸電線，其中在 Bus S 端的 W_S 為地下電纜，Bus R 端的 W_R 為傳統的架空輸電線。在以往台電曾經針對傳統的架空型 161kV 輸電系統安裝測距電驛以維持供電安全，然而隨著複合輸電線的加入，以往所安裝之電驛演算法將無法提供正確的測距結果。有鑑於此，本章乃針對複合型輸電線，介紹一新型的位演算法。

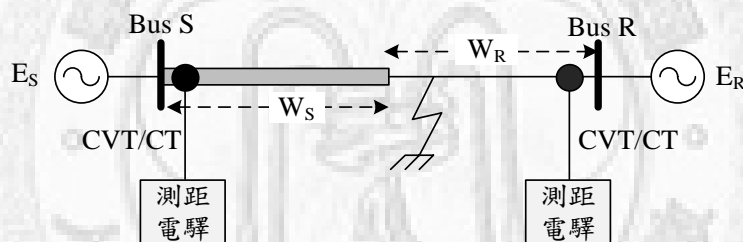


圖 3-1、2-區段複合輸電線保護架構

3-2 2-區段複合輸電線的故障定位演算法

在介紹雙端複合輸電線的故障定位演算法之前，先介紹三項假設，以方便以下的討論：

1. 忽略比流器(Current Transformer, CT)匝比誤差與飽和時的波形失真量測誤差。
2. 忽略電容型比壓器(Capacitive Voltage Transformer, CVT)的匝比誤差與 LC 振盪暫態量測誤差。
3. 假設 Bus R 與 Bus S 兩端的量測已完成同步量測的時間校準。

基於以上的三項假設，即可以專注於演算法的驗證。為進行定位演算法之推

導，本文採用對稱成分演算法進行網路解耦。選用對稱成分的優點，在於計算過程的變數可以與傳統電力系統分析之中的故障種類判定，以及故障定位方程式相結合。

參考電力系統對於分佈參數輸電線的電壓電流方程式，由 Bus R 端算起 x (公里) 處的電壓與電流之間的關係式可以利用以下的偏微分方程表式：

$$\begin{aligned}\frac{\partial v(t)}{\partial x(t)} &= Ri(t) + L \frac{\partial i(t)}{\partial t} \\ \frac{\partial i(t)}{\partial x(t)} &= Gv(t) + C \frac{\partial v(t)}{\partial t}\end{aligned}\quad (3.1)$$

其中 $v(t)$ 與 $i(t)$ 都是 (3×1) 的向量，其內含為即時量測值經過離散傅立葉轉換所得到的基頻相量； R 、 L 、 G 與 C 則都是 (3×3) 完全轉置的傳輸線線路參數矩陣，其表示式如下：

$$L = \begin{bmatrix} L_s & L_M & L_M \\ L_M & L_s & L_M \\ L_M & L_M & L_s \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

在弦波穩態的條件之下，(3.1)式可以重寫如下：

$$\begin{aligned}\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial x} &= \mathbf{Z}\mathbf{I} \\ \frac{\partial \mathbf{I}}{\partial x} &= \mathbf{Y}\mathbf{V}\end{aligned}\quad (3.3)$$

其中 $\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j\omega\mathbf{L}$ 且 $\mathbf{Y} = \mathbf{G} + j\omega\mathbf{C}$ 。為了將以上三相變數解耦，本文採用對稱成分轉換法，其計算式如下：

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

其中下標 0, 1, 與 2 表示對稱成分之中的零序、正序與負序成分。而對稱成分

轉換的矩陣如下所示：

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

其中 $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ 。將(3.4)式與(3.5)式代入(3.3)式之中可以得到以下之序網路方程式：

$$\begin{aligned} \frac{\partial V_{012}}{\partial x} &= Z_{012} I_{012} \\ \frac{\partial I_{012}}{\partial x} &= Y_{012} V_{012} \end{aligned} \quad (3.7)$$

其中 Z_{012} 與 Y_{012} 分別是序阻抗矩陣與序導納矩陣。 Z_{012} 與 Y_{012} 都是對角矩陣，而 Z_{012} 與 Y_{012} 的對角線元素則分別是 (Z_0, Z_1, Z_2) 與 (Y_0, Y_1, Y_2) 。所以(3.7)式所表示的是三個被解耦的序網路子系統，其解可以表示如下：

$$\begin{aligned} V_m &= A_m \exp(\gamma_m x) + B_m \exp(-\gamma_m x) \\ I_m &= [A_m \exp(\gamma_m x) + B_m \exp(-\gamma_m x)] / Z_{cm} \end{aligned} \quad (3.8)$$

其中，下標 m 表示 0, 1 and 2 的序網路變數， $Z_{cm} = \sqrt{Z_m / Y_m}$ 表示傳輸線的特徵阻抗，而 $\gamma_m = \sqrt{Z_m Y_m}$ 代表傳輸線的傳輸常數。同時，常數 A_m 與 B_m 可以由傳輸線兩端所量測得到的電壓與電流做為邊界條件計算得到。

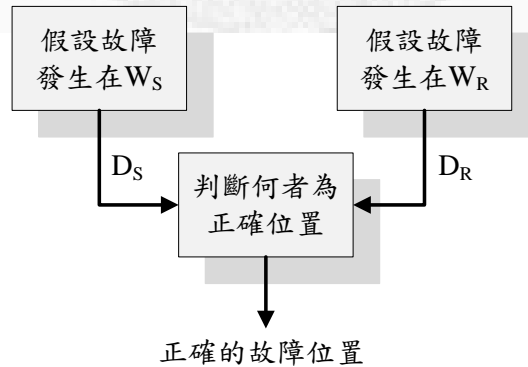


圖 3-2、2-區段複合輸電線定位演算法之架構

利用圖 3-2 簡單的說明此定位演算法。首先，假設故障發生在地下線段(W_S)

並對該系統進行定位計算得到 D_S ；之後，假設故障發生在架空線段(W_R)並對該系統進行定計算得到 D_R ；最後，經由判定法則決定 D_S 與 D_R 何者為正確的結果。

以下分別說明針對各單元所設計的演算法，

假設故障發生在 W_S 線段

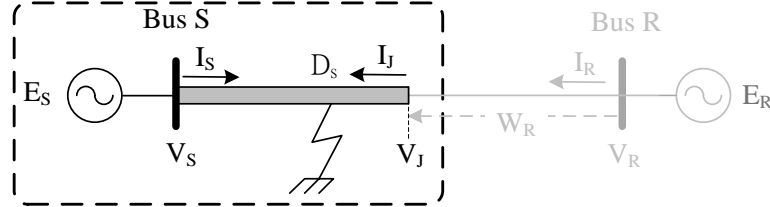


圖 3-3、假設故障發生在 $L1$ 的訊號估算

首先假設故障發生在 W_S 線段。由於 W_R 線段沒有故障，因此兩線段交接處之電壓與電流(V_J 與 I_J)可以經由 Bus R 之邊界條件，並配合(3-8)式，由 Bus R 端朝交接處計算得到如下：

$$V_J = \frac{V_R + Z_{CR} I_R}{2} \exp(\gamma_R W_R) + \frac{V_R - Z_{CR} I_R}{2} \exp(-\gamma_R W_R) \quad (3.9)$$

$$I_J = \frac{1}{Z_{CR}} \left[\frac{V_R + Z_{CR} I_R}{2} \exp(\gamma_R W_R) - \frac{V_R - Z_{CR} I_R}{2} \exp(-\gamma_R W_R) \right] \quad (3.10)$$

在以上方程式之中，省略序網路變數的下標($m=0,1,2$)，所有含有下標 R 的線數均代表 W_R 線段的變數。之後，可將(V_S, I_S)與(V_J, I_J)與其之間的 W_S 線段視為一雙端量測的同步相量量測之故障定位問題。

依據雙端量測的同步相量量測演算法，可以推導出以下的參數 M_S 與 N_S ，以及利用該參數得到的定位計算結果 D_S ：

$$M_S = \frac{V_S + Z_{CS} I_S}{2} \exp(\gamma_S W_S) - \frac{V_J - Z_{CS} I_J}{2} \quad (3.11)$$

$$N_S = \frac{V_J + Z_{CS} I_J}{2} - \frac{V_S - Z_{CS} I_S}{2} \exp(-\gamma_S W_S) \quad (3.12)$$

$$D_S = \frac{\log(M_S / N_S)}{2\gamma_S W_S} \quad (3.13)$$

假設故障發生在 W_R 線段

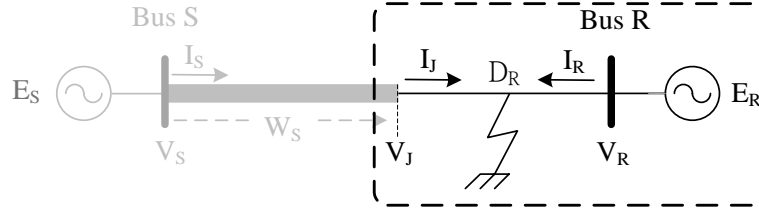


圖 3-4、假設故障發生在 L1 的訊號估算

之後假設故障發生在 W_R 線段。同樣的由於 W_S 線段沒有故障，因此兩線段交接處之電壓與電流(V_J 與 I_J)可以經由 Bus S 之邊界條件，並配合(3-8)式由 Bus S 端朝交接處計算得到如下：

$$V_J = \frac{V_S + Z_{CS}I_S}{2} \exp(\gamma_S W_S) + \frac{V_S - Z_{CS}I_S}{2} \exp(-\gamma_S W_S) \quad (3.14)$$

$$I_J = \frac{1}{Z_{CS}} \left[\frac{V_S + Z_{CS}I_S}{2} \exp(\gamma_S W_S) - \frac{V_S - Z_{CS}I_S}{2} \exp(-\gamma_S W_S) \right] \quad (3.15)$$

在以上方程式之中，僅以下標 S 表示 W_R 線段的變數。之後同樣將(V_R, I_R)與(V_J, I_J)與其之間的 W_R 線段視為一雙端量測的同步相量量測之故障定位問題。以下為推導出的參數 M_R 與 N_R ，以及利用該參數得到的定位計算結果 D_R ：

$$M_R = \frac{V_R + Z_{CR}I_R}{2} \exp(\gamma_R W_R) - \frac{V_J - Z_{CR}I_J}{2} \quad (3.16)$$

$$N_R = \frac{V_J + Z_{CR}I_J}{2} - \frac{V_R - Z_{CR}I_R}{2} \exp(-\gamma_R W_R) \quad (3.17)$$

$$D_R = \frac{\log(M_R / N_R)}{2\gamma_R W_R} \quad (3.18)$$

判斷法則

目前為止，成功得到兩個定位結果 D_S 與 D_R ，其中只有一個代表正確的故障位置，適當的判斷可減少台電巡線員的工作量。以下是雙解的判定法則：如果 D_S 或 D_R 之中有一項的答案介於 0 與 1 之間，代表此解合理，故選用此為正確解。

If $D_S > 1$ or $D_S < 0$ Then

$D = D_R$

If $D_R > 1$ or $D_R < 0$ Then

$D = D_S$

EndIf

3-3 2-區段演算法模擬結果與分析

以 MATLAB/SIMULINK 建立複合輸電線模型

本文採用 MATLAB/SIMULINK 為演算法發展平台，以建立複合輸電線的測試系統。利用台電「嘉民—斗工」之間複合輸電線的部分系統參數建立此一模擬系統，表 3-1 所示為台電所附之線路參數，由於表 3-1 中的參數與一般模擬所定義之參數不同，因此在模擬時，必需將表 3-1 中的參數經過整理之後才可以使用。圖 3-5 為所建立之 MATLAB/SIMULINK 模擬系統，其中 L1、L2 輸電線代表線段一，而 L3、L4 則代表線段二。此外，由於系統雙端的穩態戴維寧等效電路參數並未詳細量測，因此在建模時假設雙端的電壓相量穩態時角度差 20 度，並以該參數為基礎建立其它相量參數。相關參數整理於表 3-2 之中。

表 3-1、台電所附之「嘉民—斗工」某兩段線路參數

系統電壓：161kV		系統頻率：60Hz	
系統容量：439.48MVA			
線路一：線長 = 6.556 公里			
正序阻抗：R1=0.2472(Ω)	X1=2.2140(Ω)	B1=32.124(u/ Ω)	
零序阻抗：R0=1.6239(Ω)	X0=6.6386(Ω)	B0=17.609(u/ Ω)	
線路二：線長 = 26.136 公里			
正序阻抗：R1=1.2990(Ω)	X1=8.8444(Ω)	B1=128.20(u/ Ω)	
零序阻抗：R0=9.9212(Ω)	X0=31.0156(Ω)	B0=69.760(u/ Ω)	

表 3-2、整理後之圖 3-5 模擬系統參數

系統電壓：161kV		系統頻率：60Hz	
發電機參數：			
$E_S=1.0 \angle 0^\circ \text{ pu}$		$E_R=1.0 \angle -20^\circ \text{ pu}$	
$Z_{S1}=j3.514 (\Omega)$		$Z_{R1}=j3.514 (\Omega)$	
$Z_{S0}=j3.514 (\Omega)$		$Z_{R0}=j3.514 (\Omega)$	
線路一：線長 = 6.556km			
正序阻抗：R1=0.0377(Ω/km)	L1=0.896(mH/km)	C1=0.013(uF/km)	
零序阻抗：R0=0.2477(Ω/km)	L0=2.686(mH/km)	C0=0.007(uF/km)	
線路二：線長 = 26.136km			
正序阻抗：R1=0.0497(Ω/km)	L1=0.898(mH/km)	C1=0.013(uF/km)	
零序阻抗：R0=0.3796(Ω/km)	L0=3.148(mH/km)	C0=0.007(uF/km)	
訊號處理：			
反混疊濾波：二階 Butterworth 低通濾波(360Hz 截止頻率)			
取樣頻率：1920Hz			
濾波演算法：SDFT			

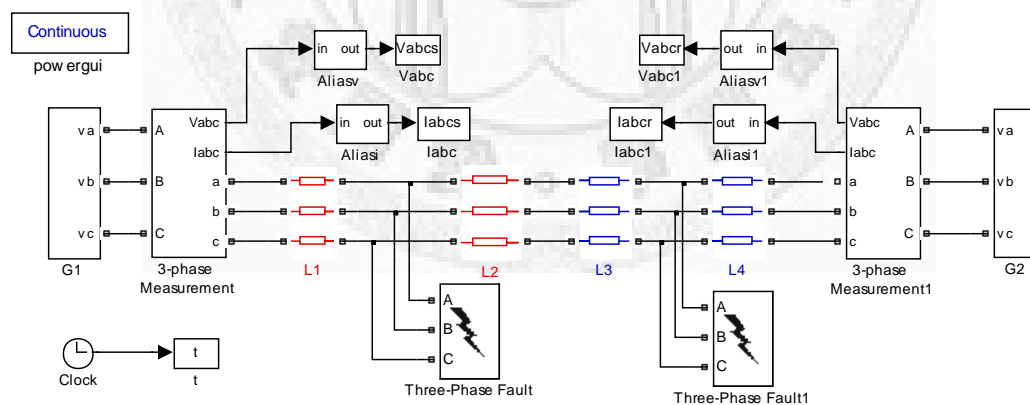


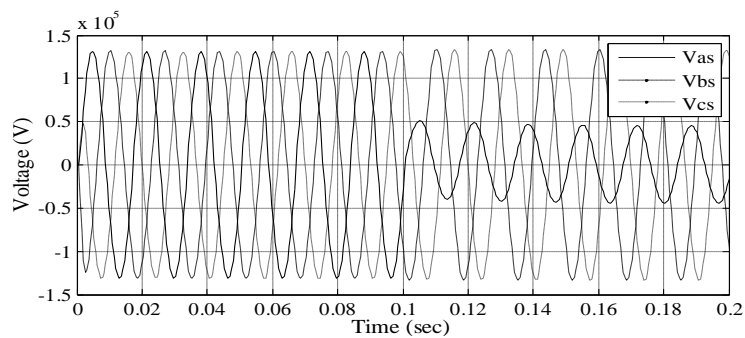
圖 3-5、以 MATLAB/SIMULINK 建立的複合輸電線模型

故障電壓與電流分別經過截止頻率設定在 360Hz 的反混疊低通濾波器濾波之後，再以每週取樣 32 點的方式模擬台電所架設之電驛的訊號處理方式。取樣後之故障量測資料，利用本文所發展之 SDFT 以移除其中的衰減直流成分，並求得故障量測之中的基頻相量成分。以下將利用不同種類的故障以及不同的故障位置分別驗證以上所介紹之演算法的正確性。

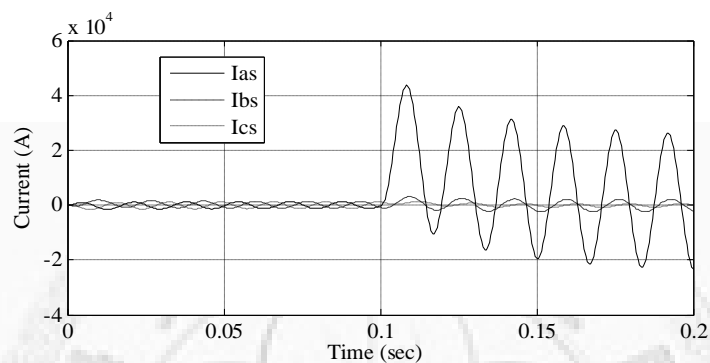
案例測試

(1) 案例一：假設故障發生在線段一

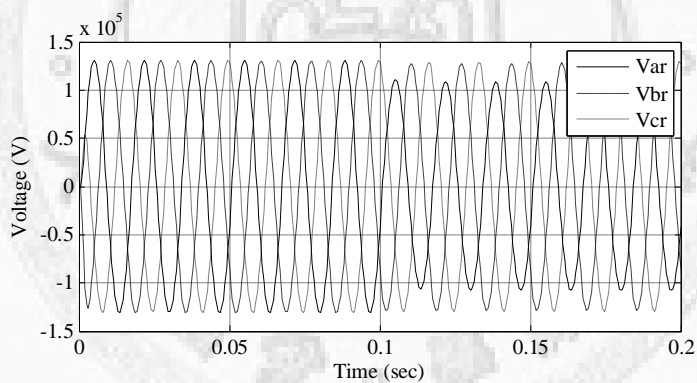
假設一 A 相接地線路故障發生在距離 Bus S 端 3 公里處，故障型態為純電阻故障，故障電阻為 0.1 歐姆。圖 3-6 所示分別為量測於 Bus S 與 Bus R 兩端之電壓與電流波形。由於故障位置發生在 Bus S 附近，因此 Bus S 所量測之故障電壓較小，而故障電流較大。此外，故障電流之中很明顯的都含有大量的衰減直流成分。



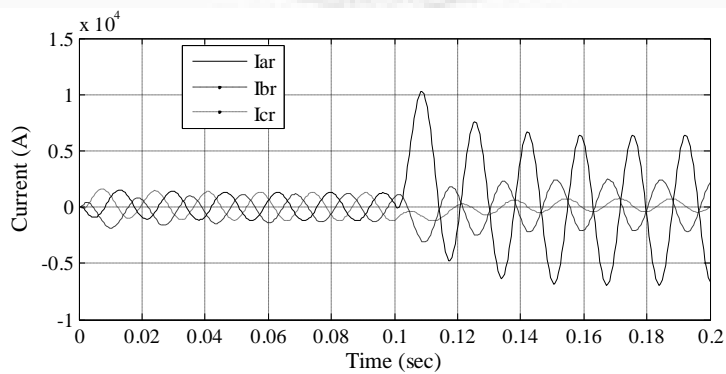
在 Bus S 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus S 端量測之故障電流波形



在 Bus R 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus R 端量測之故障電流波形

圖 3-6、Case 1 模擬之故障電流與電壓波形

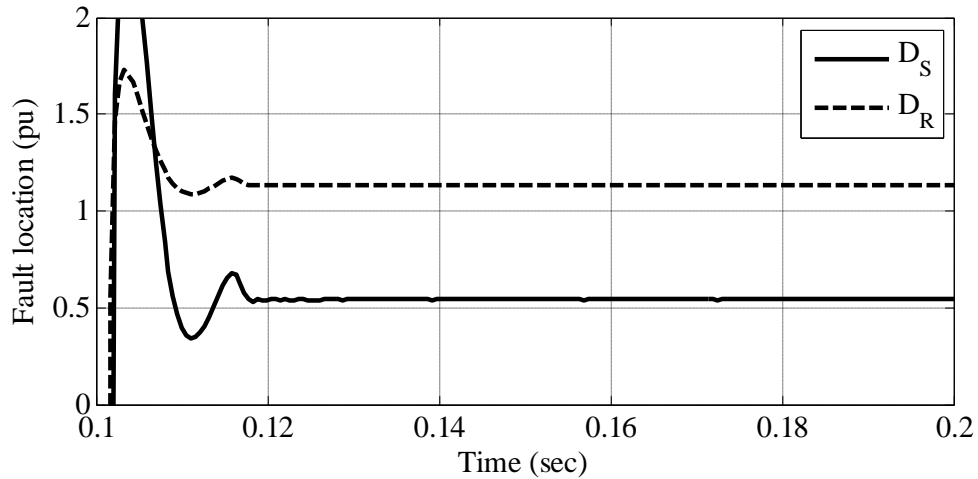
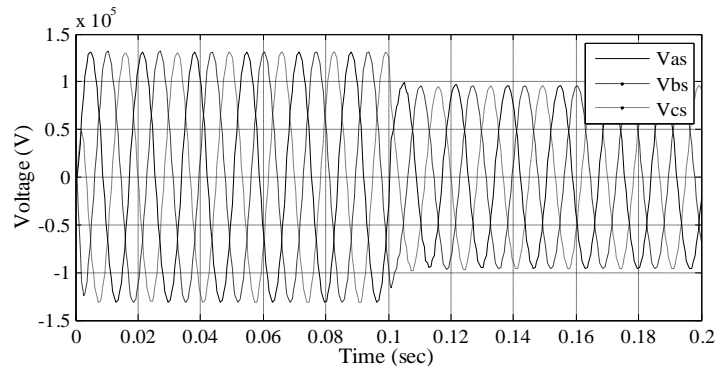


圖 3-7、Case 1 模擬所得之故障定位結果

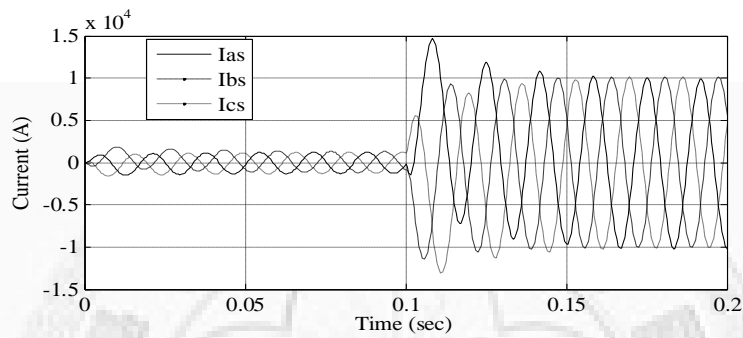
圖 3-7 所示，是利用本章所介紹之演算法分別針對線路一與線路二進行故障定位所得到的定位結果。其結果分別為 $D_S = 0.5421$ (p.u.) 與 $D_R = 1.1350$ (p.u.)。由於 D_S 介於 $[0,1]$ 之內，所以可知故障發生在線路一之內。其故障位置距 Bus S 端為 $0.5421 \times 6.556 = 3$ 公里。由此結果可知，本章所介紹之演算法確實可以處理複合輸電線的雙端故障定位問題。

(2) 案例二：假設故障發生在線段二

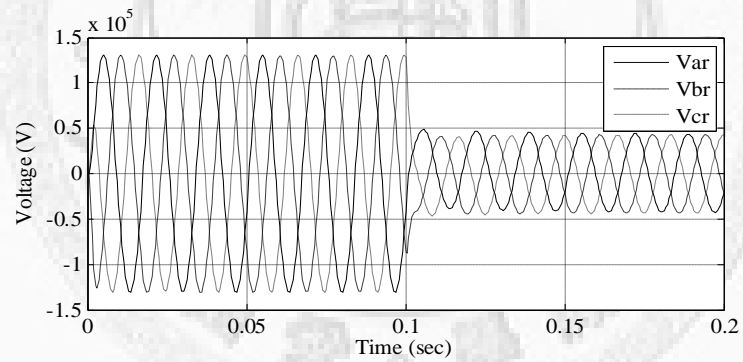
假設一三相短路故障發生在距離 Bus R 端 4.9 公里處，故障型態為純電阻故障，故障電阻為 0.1 歐姆。圖 3-8 所示分別為量測於 Bus S 與 Bus R 兩端之電壓與電流波形。由於故障位置發生在 Bus R 附近，因此 Bus R 所量測之故障電壓較小，而故障電流較大。此外，故障電流之中很明顯的都含有大量的衰減直流成分。



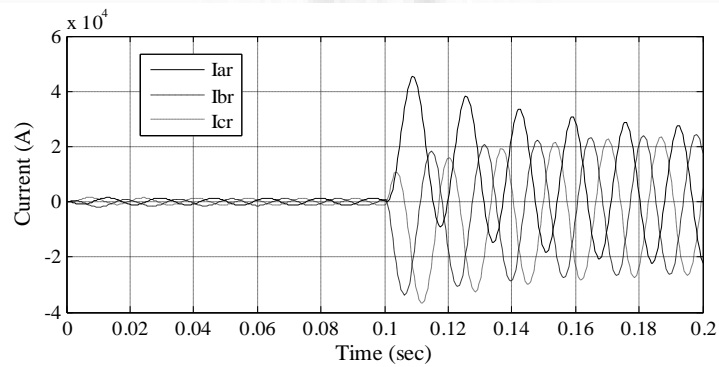
在 Bus S 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus S 端量測之故障電流波形



在 Bus R 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus R 端量測之故障電流波形

圖 3-8、Case 2 模擬之故障電流與電壓波形

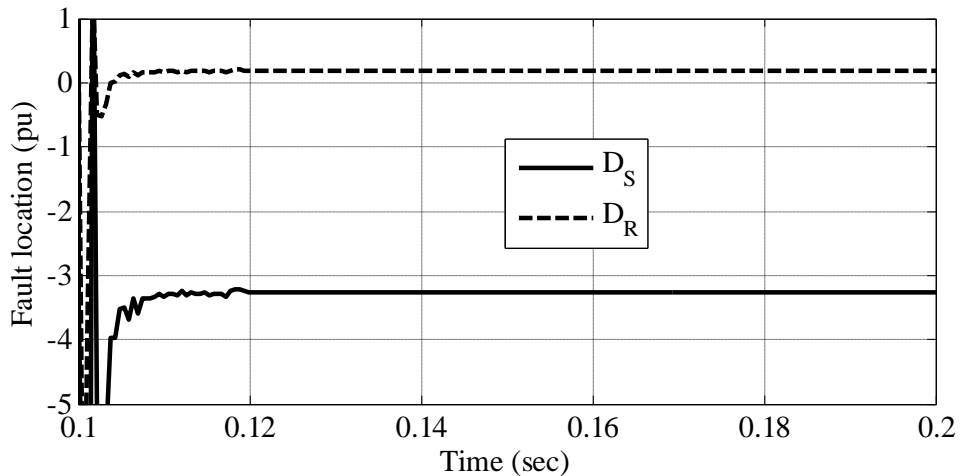


圖 3-9、Case 2 模擬所得之故障定位結果

圖 3-9 所示，是利用本章所介紹之演算法分別針對線路一與線路二進行故障定位所得到的定位結果。其結果分別為 $D_S = -3.26$ (p.u.) 與 $D_R = 0.1871$ (p.u.)。由於 D_R 介於 $[0,1]$ 之內，所以可知故障發生在線路二之內。其故障位置距 Bus R 端為 $0.1871 \times 26.136 = 4.9$ 公里。由此結果可知，本章所介紹之演算法確實可行。

3-4 n-區段複合型輸電線的故障定位演算法

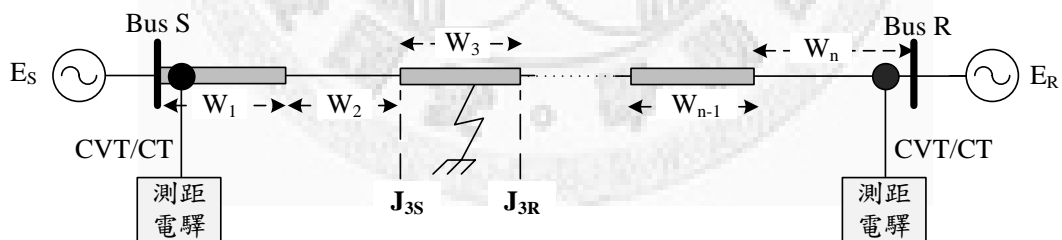


圖 3-10、n-區段複合輸電線保護架構

在實際的台電 161kV 輸電系統之中，複合輸電線的架構往往會比之前所討論的架構更為複雜。圖 3-10 所示為 n-區段複合輸電線，因為台電只有在匯流排端架設電驛與量測系統，所以形成了此一複雜的保護系統。由於只有兩端架設量測裝置，因此必需以整個複合系統兩端的量測結果，推估複合系統之中某兩端沒

有架設量測裝置的線段之定位結果。

對於 n-區段複合輸電線的故障定位，可將 3-2 節所介紹之演算法加以延伸而得到。對於 3-10 圖的輸電線，可以將其依不同的線路參數而區分為 $W_1, W_2, W_3, \dots, W_{n-1}, W_n$ 等 n-區段線路。之後，分別假設故障發生在各段線路，並解出 $D_1, D_2, D_3, \dots, D_{n-1}, D_n$ 等 n 個故障位置。最後，再利用類似 3-2 節的判斷法則決定何者為正確的故障位置。

以下以第 W_3 線路為例，說明的演算法。首先利用(3-8)式，由 Bus S 端朝向 J_{3S} 端重複的計算，可得到 J_{3S} 端的電壓與電流如下：

$$V_{J2} = \frac{V_S + Z_{C(W1)} I_S}{2} \exp(\gamma_{W1} W_1) + \frac{V_S - Z_{C(W1)} I_S}{2} \exp(-\gamma_{W1} W_1) \quad (3.19)$$

$$I_{J2} = \frac{1}{Z_{C(W1)}} \left[\frac{V_S + Z_{C(W1)} I_S}{2} \exp(\gamma_{W1} W_1) - \frac{V_S - Z_{C(W1)} I_S}{2} \exp(-\gamma_{W1} W_1) \right] \quad (3.20)$$

$$V_{J3S} = \frac{V_{J2} + Z_{C(W2)} I_{J2}}{2} \exp(\gamma_{W2} W_2) + \frac{V_{J2} - Z_{C(W2)} I_{J2}}{2} \exp(-\gamma_{W2} W_2) \quad (3.21)$$

$$I_{J3S} = \frac{1}{Z_{C(W2)}} \left[\frac{V_{J2} + Z_{C(W2)} I_{J2}}{2} \exp(\gamma_{W2} W_2) - \frac{V_{J2} - Z_{C(W2)} I_{J2}}{2} \exp(-\gamma_{W2} W_2) \right] \quad (3.22)$$

之後同樣利用(3-8)式，由 Bus R 端朝向 J_{3R} 端重複的計算，可得到計算 J_{3R} 端電壓與電流的方程式如下：

$$V_{J(n-1)} = \frac{V_R + Z_{C(Wn)} I_R}{2} \exp(\gamma_{Wn} W_n) + \frac{V_R - Z_{C(Wn)} I_R}{2} \exp(-\gamma_{Wn} W_n) \quad (3.23)$$

$$I_{J(n-1)} = \frac{1}{Z_{C(Wn)}} \left[\frac{V_R + Z_{C(Wn)} I_R}{2} \exp(\gamma_{Wn} W_n) - \frac{V_R - Z_{C(Wn)} I_R}{2} \exp(-\gamma_{Wn} W_n) \right] \quad (3.24)$$

...

$$V_{J3R} = \frac{V_{J4} + Z_{C(W4)} I_{J4}}{2} \exp(\gamma_{W4} W_4) + \frac{V_{J4} - Z_{C(W4)} I_{J4}}{2} \exp(-\gamma_{W4} W_4) \quad (3.25)$$

$$I_{J3R} = \frac{1}{Z_{C(W4)}} \left[\frac{V_{J4} + Z_{C(W4)} I_{J4}}{2} \exp(\gamma_{W4} W_4) - \frac{V_{J4} - Z_{C(W4)} I_{J4}}{2} \exp(-\gamma_{W4} W_4) \right] \quad (3.26)$$

在以上方程式之中，省略序網路變數的下標(m=0,1,2)，所有下標 W_i 代表第

W_i ($i=1, 2, \dots, n$) 線數中的變數。之後，可將 (V_{J3S}, I_{J3S}) 與 (V_{J3R}, I_{J3R}) 與其之間的 W_3 線段視為一雙端量測的同步相量量測之故障定位問題。可以推導出以下的參數 M_S 與 N_S ，以及利用該參數得到的定位計算結果 D_{W3} ：

$$M_{W3} = \frac{V_{J3S} + Z_{C(W3)} I_{J3S}}{2} \exp(\gamma_{W3} W_3) - \frac{V_{J3R} - Z_{C(W3)} I_{J3R}}{2} \quad (3.27)$$

$$N_{W3} = \frac{V_{J3R} + Z_{C(W3)} I_{J3R}}{2} - \frac{V_{J3S} - Z_{C(W3)} I_{J3S}}{2} \exp(-\gamma_{W3} W_3) \quad (3.28)$$

$$D_{W3} = \frac{\log(M_{W3} / N_{W3})}{2\gamma_{W3} W_3} \quad (3.29)$$

之後可以重複的利用以上的演算法，即可得到所有的故障位置 $D_1, D_2, D_3, \dots, D_{n-1}, D_n$ 等結果。在以上的 n 個結果之中，只有一個位置會介於區間 $[0,1]$ 之內。而該位置即為正確的故障位置。

3-5 n-區段複合輸電線演算法模擬結果與分析

在本節之中，利用台電「嘉民—斗工」之間複合輸電線的完整系統參數建立此一模擬系統。表 3-3 所示為台電所附之線路參數，很明顯的這是一條 4-區段的複合輸電線路。同樣由於其中的參數與一般模擬所定義之參數不同，因此在模擬時，必需將表 3-3 中的參數經過整理之後才可以使用。此外，由於系統雙端的穩態戴維寧等效電路參數並未詳細量測，因此在建模時假設雙端的電壓相量穩態時角度差 20 度，並以該參數為基建立其它相量參數。相關參數整理於表 3-4 之中。

表 3-3、台電所附之「嘉民一斗工」完整線路參數

系統電壓：161kV		系統頻率：60Hz	
系統容量：439.48MVA			
線路一：線長 = 6.556 公里			
正序阻抗：R1=0.2472(Ω)	X1=2.2140(Ω)	B1=32.124(u/ Ω)	
零序阻抗：R0=1.6239(Ω)	X0=6.6386(Ω)	B0=17.609(u/ Ω)	
線路二：線長 = 26.136 公里			
正序阻抗：R1=1.2990(Ω)	X1=8.8444(Ω)	B1=128.20(u/ Ω)	
零序阻抗：R0=9.9212(Ω)	X0=31.0156(Ω)	B0=69.760(u/ Ω)	
線路三：線長 = 5.945 公里			
正序阻抗：R1=0.2241(Ω)	X1=2.0076(Ω)	B1=29.131(u/ Ω)	
零序阻抗：R0=1.4726(Ω)	X0=6.0199(Ω)	B0=15.968(u/ Ω)	
線路四：線長 = 0.75 公里			
正序阻抗：R1=0.0110(Ω)	X1=0.0784(Ω)	B1=126.12(u/ Ω)	
零序阻抗：R0=0.0302(Ω)	X0=0.0443(Ω)	B0=0.0000(u/ Ω)	

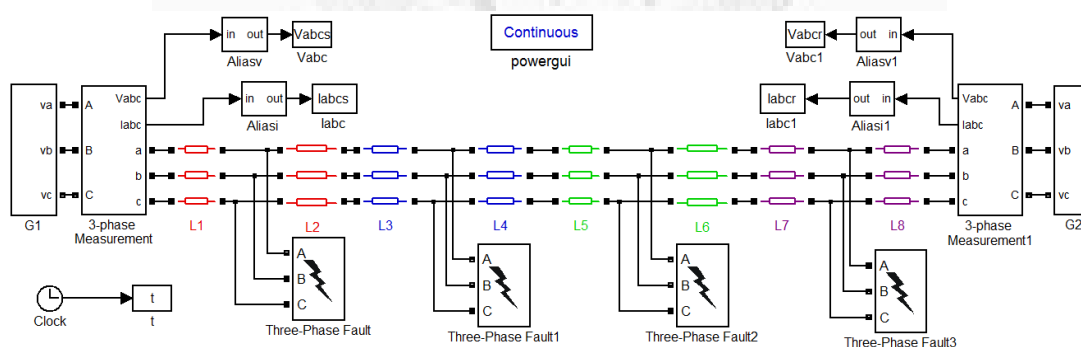


圖 3-11、以 MATLAB/SIMULINK 建立的 4-區段複合輸電線模型

圖 3-11 為所建立之 MATLAB/SIMULINK 模擬系統，其中 L1、L2 輸電線代

表線段一、L3、L4 輸電線代表線段二、L5、L6 輸電線代表線段三、而 L7、L8 輸電則代表線段四。

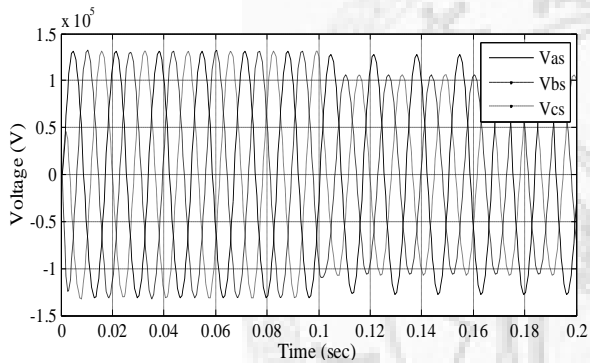
表 3-4、4-區段複合輸電線之模擬系統參數

系統電壓：161kV		系統頻率：60Hz	
發電機參數：			
$E_S=1.0 \angle 0^\circ \text{ pu}$		$E_R=1.0 \angle -20^\circ \text{ pu}$	
$Z_{S1}=j3.514 (\Omega)$		$Z_{R1}= j3.514 (\Omega)$	
$Z_{S0}=j3.514 (\Omega)$		$Z_{R0}= j3.514 (\Omega)$	
線路一：線長 = 6.556km			
正序阻抗： $R1=0.0377(\Omega/\text{km})$		$L1=0.896(\text{mH}/\text{km})$	$C1=0.013(\mu\text{F}/\text{km})$
零序阻抗： $R0=0.2477(\Omega/\text{km})$		$L0=2.686(\text{mH}/\text{km})$	$C0=0.007(\mu\text{F}/\text{km})$
線路二：線長 = 26.136km			
正序阻抗： $R1=0.0497(\Omega/\text{km})$		$L1=0.898(\text{mH}/\text{km})$	$C1=0.013(\mu\text{F}/\text{km})$
零序阻抗： $R0=0.3796(\Omega/\text{km})$		$L0=3.148(\text{mH}/\text{km})$	$C0=0.007(\mu\text{F}/\text{km})$
線路三：線長 = 5.945km			
正序阻抗： $R1=0.0377(\Omega/\text{km})$		$L1=0.896(\text{mH}/\text{km})$	$C1=0.013(\mu\text{F}/\text{km})$
零序阻抗： $R0=0.2477(\Omega/\text{km})$		$L0=2.690(\text{mH}/\text{km})$	$C0=0.007(\mu\text{F}/\text{km})$
線路四：線長 = 0.75km			
正序阻抗： $R1=0.0147(\Omega/\text{km})$		$L1=0.277(\text{mH}/\text{km})$	$C1=0.446(\mu\text{F}/\text{km})$
零序阻抗： $R0=0.0403(\Omega/\text{km})$		$L0=0.157(\text{mH}/\text{km})$	$C0=0.000(\mu\text{F}/\text{km})$
訊號處理：			
反混疊濾波：二階 Butterworth 低通濾波(360Hz 截止頻率)			
取樣頻率：1920Hz			
濾波演算法：SDFT			

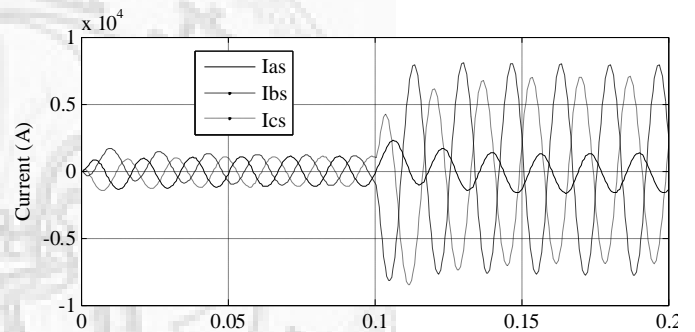
案例測試

(1) 案例三：假設故障發生在線段三

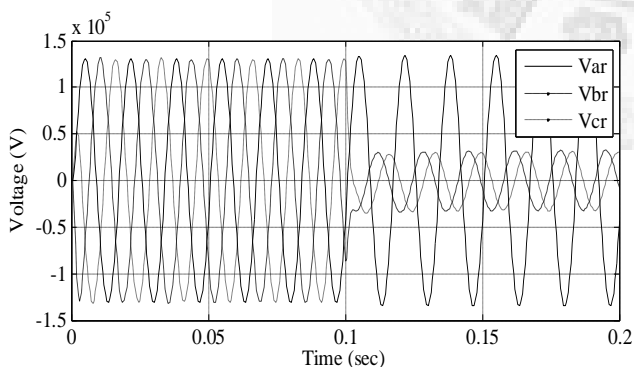
假設一 B-C 相間短路故障發生在線段三，且距離該線段右側端 2 公里處，故障型態為純電阻故障，故障電阻為 0.01 歐姆。圖 3-12 所示分別為量測於 Bus S 與 Bus R 兩端之電壓與電流波形。由於此為一 4-區段複合線的定位問題，因此必需逐步由輸電線的兩端，利用雙端量測資料朝向假設的故障區段進行故障定位的計算。



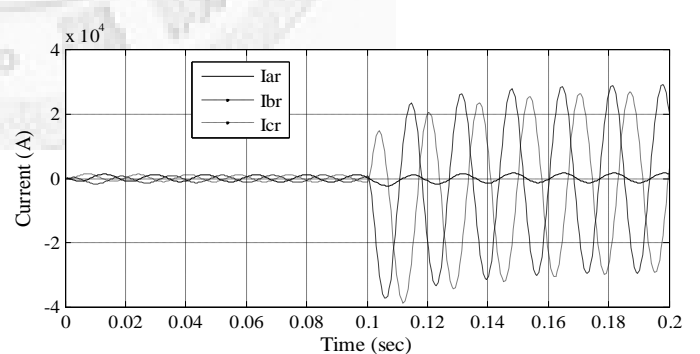
在 Bus S 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus S 端量測之故障電流波形



在 Bus R 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus R 端量測之故障電流波形

圖 3-12、Case 3 模擬之故障電流與電壓波形

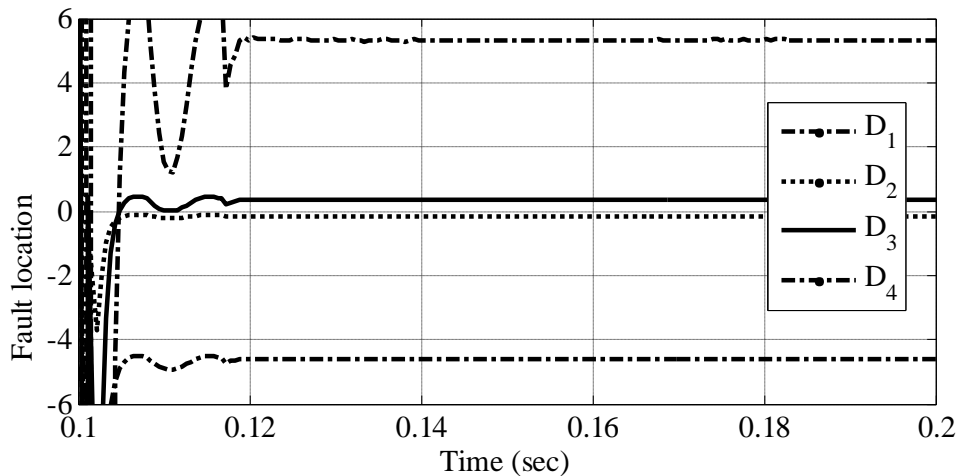
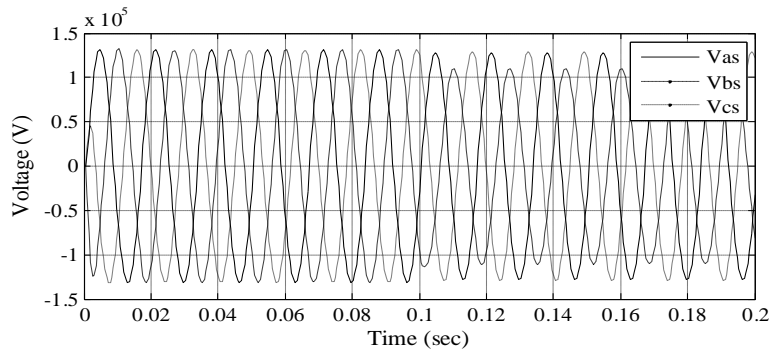


圖 3-13、Case 3 模擬所得之故障定位結果

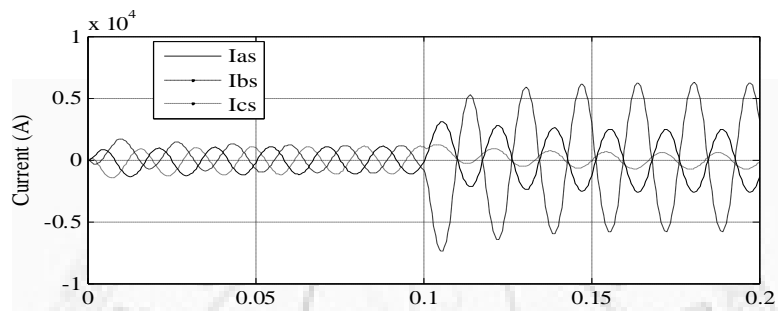
圖 3-13 所示，是利用本章介紹之演算法分別針對各線段進行故障定位所得到的定位結果。其結果分別為 $D_1 = -4.612$ (p.u.)、 $D_2 = -0.15$ (p.u.)、 $D_3 = 0.3366$ (p.u.) 與 $D_4 = 5.326$ (p.u.)。由於只有 D_3 介於 $[0,1]$ 之內，所以可知故障發生在線段三之內。其故障位置距線段三右端 $0.3366 \times 5.945 = 2.0011$ 公里，與實際的 2 公里相比較，定位的百分比誤差約為 0.055%。由此結果可知，本章所介紹之演算法在 4-區段複合線路之定位問題依然可行。

(2) 案例四：假設故障發生在線段四

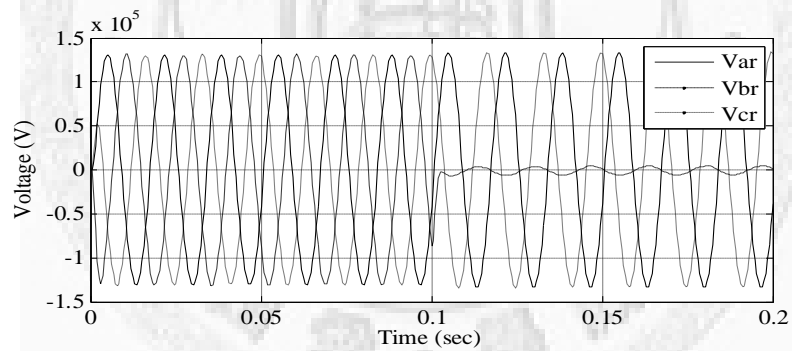
假設一 B 相接故障發生在線段四，且距離該線段右側之匯流排(Bus R)僅 0.3 公里處，故障型態為純電阻故障，故障電阻為 0.01 歐姆。圖 3-14 所示分別為量測於 Bus S 與 Bus R 兩端之電壓與電流波形。



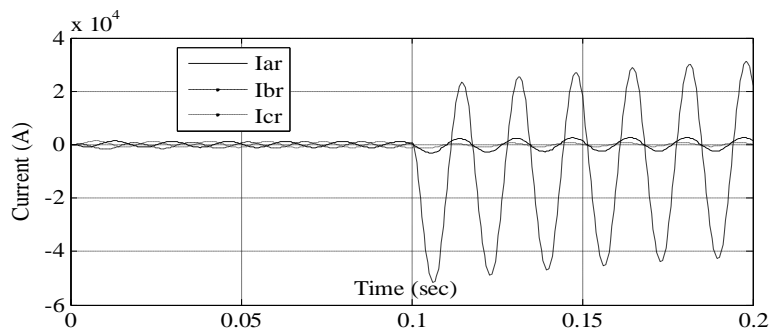
在 Bus S 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus S 端量測之故障電流波形



在 Bus R 端量測之故障電壓(相電壓)波形



在 Bus R 端量測之故障電流波形

圖 3-14、Case 4 模擬之故障電流與電壓波形

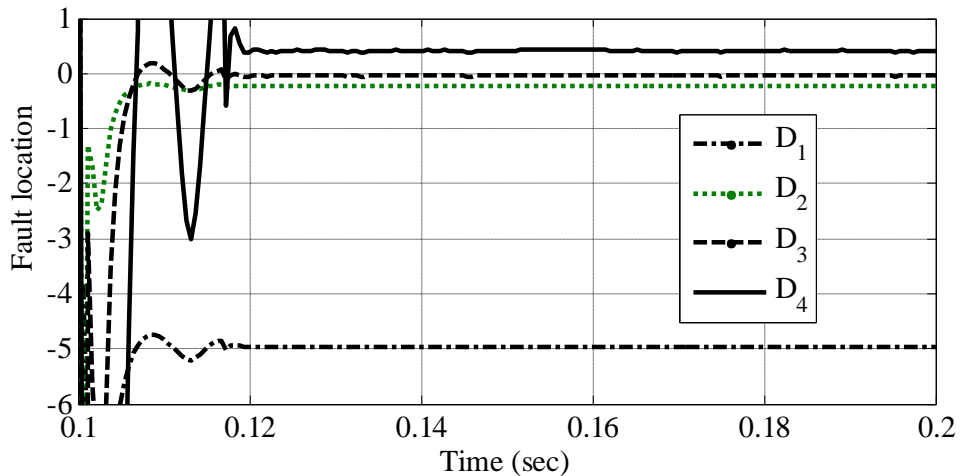


圖 3-15、Case 4 模擬所得之故障定位結果

圖 3-15 所示，是利用本章所介紹之演算法分別針對各線段進行故障定位所得到的定位結果，分別為 $D_1 = -4.96$ (p.u.)、 $D_2 = -0.236$ (p.u.)、 $D_3 = -0.0468$ (p.u.) 與 $D_4 = 0.3967$ (p.u.)。由於只有 D_4 介於 $[0,1]$ 之內，所以可知故障發生在線段四之內。其故障位置距 Bus R 端為 $0.3967 \times 0.75 = 0.2975$ 公里，百分比誤差約為 0.83%。由此結果可知，本章所介紹之演算法在 4 區段複合線路之定位問題依然可行。

3-6 兩端非同步量測時間校準演算法

對於使用兩端或三端匯流排資訊來進行故障定位的演算方法，當事故發生時各匯流排端電壓電流信號的同步量測極為重要。在本節以前所討論的故障定位分析皆為考慮兩端的電驛資料取得是在已完成同步量測的情形之下，然而在實際的線路中，各匯流端所安裝的保護電驛各自獨立運作，可能由於各電驛本身預設的判斷條件、不同廠牌型號電驛的事故偵測能力等各種因素造成在事故發生當時各匯流排端電驛動作的時間點不一致，而產生所謂非同步量測的問題。針對上述的實際問題，本文將介紹一套非同步信號的時間校準演算法以解決兩端匯流排資料非同步取得的問題。

3-6-1 相量的定義與非同步量測的影響

圖 3-16 為一般弦波(如電壓或電流)時域波形轉換成相量的對照圖。假設波形大小有效值為 X_m ，而在時域下波形相對於時間參考點($t=0$)有一角度 Φ ，因此圖 3-16 中波形的時域量測值可表示如下式：

$$X_m(\sqrt{2}) \times \cos(\omega t + \Phi) \quad (3.30)$$

將此時域值轉換成相量大小與角度的表示式如下：

$$X_m \angle \Phi \quad (3.31)$$

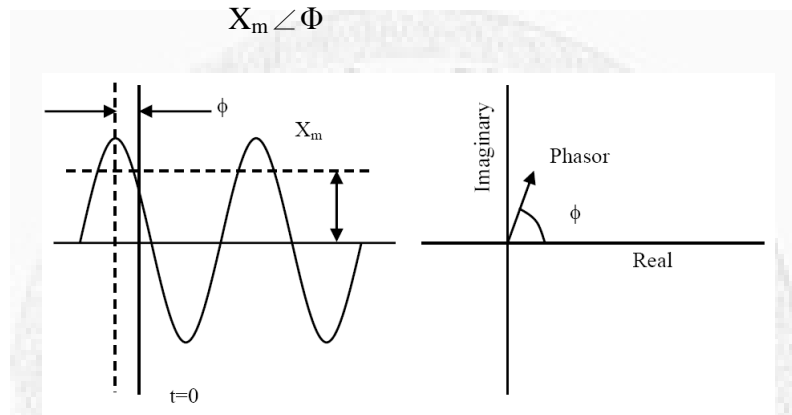


圖 3-16、相量的定義

假設此弦波有兩個不同的量測位置起始點 $n=0$ 和 $n=1$ ，如圖 3-17 所示，此即代表波形非同步的量測。在 $n=0$ 時量測所得到的相量為圖中之 phasor 1，其角度為 Φ ；在 $n=1$ 時量測所得到的相量為 phasor 2，其角度為 $\Phi + \theta$ ，因此非同步的量測會造成一個量測角度 θ 的誤差，此 θ 角稱為量測的非同步角。當事故發生時若兩端電驛所量測的電壓電流波形存在此非同步角，則會造成故障定位的誤差。

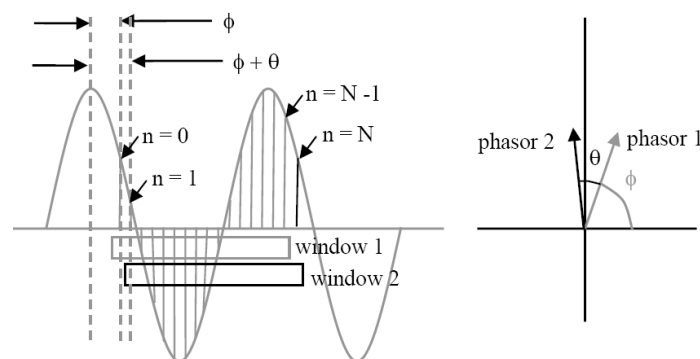


圖 3-17、非同步量測角的產生

考慮圖 3-18 之雙端複合輸電線路，假設距 Bus S 0.3 標么(p.u.)位置發生一故障。首先假設雙端量測為同步，正確的故障位置 $D_S = 0.3$ p.u.可依 3-2 節所述的演算法而得到，如圖 3-19 所示。

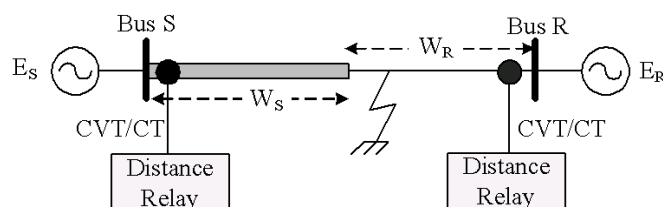


圖 3-18、雙端複合輸電線路事故圖

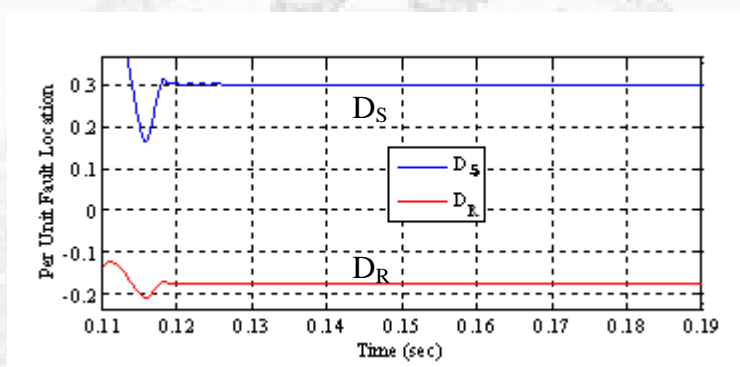


圖 3-19、雙端同步量測時距 Bus S 0.3 p.u.事故定位

接著假設雙端匯流排存在 5 度非同步角，同樣依照前述演算法計算故障位置，則由圖 3-20 可發現故障位置 D_S 位已經有一些誤差產生，而非正確收斂在 0.3 p.u。

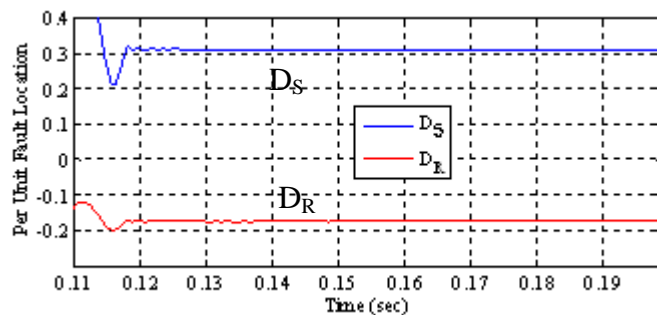


圖 3-20、雙端存在 5 度非同步角時距 Bus S 0.3 p.u.事故定位

若雙端匯流排存在 22.5 度非同步角，則由圖 3-21 可發現故障位置 D_L 答案由原來的 0.3 p.u. 變成為 0.5 p.u. 左右，定位結果很明顯已不正確。

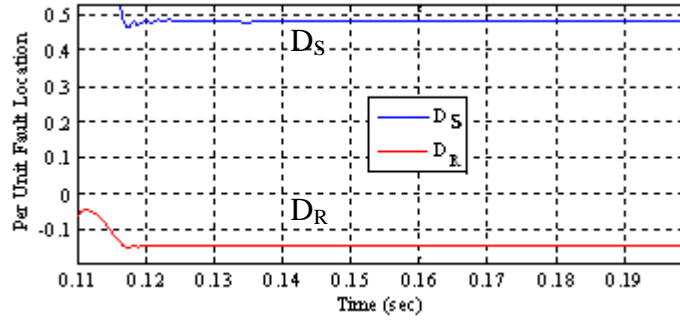


圖 3-21、雙端存在 22.5 度非同步角時距 Bus S 0.3 p.u. 事故定位

3-6-2 非同步量測的時間校準方法

在 3-2 節及 3-4 節中所推演的故障定位指標 D ，如(3-13)式之 D_S ，因為已經假設是在兩端同步量測情況下所計算得到，此時 D 的虛部會為 0，因此 D 的大小值或實部值即為正確答案。依照實際的狀況可將(3-13)式改寫為：

$$D_S = \text{abs} \left(\frac{\log(M_S / N_S)}{2\gamma_S W_S} \right) \quad (3.32)$$

或

$$D_S = \text{real} \left(\frac{\log(M_S / N_S)}{2\gamma_S W_S} \right) \quad (3.33)$$

考慮圖 3-18 之距 Bus S 0.3 p.u. 故障的事件，在同步量測的條件下故障定位指標 D_S 的虛部收斂至 0 附近，如圖 3-22 所示，且由圖 3-19 可知 D_R 並不是正確的故障區段(其值並沒有在 [0,1] 之間)，所以其虛部值並不會為零。注意在同步量測情況之下，只有正確故障區段之定位指標 D 的虛部會為 0，反之則否。

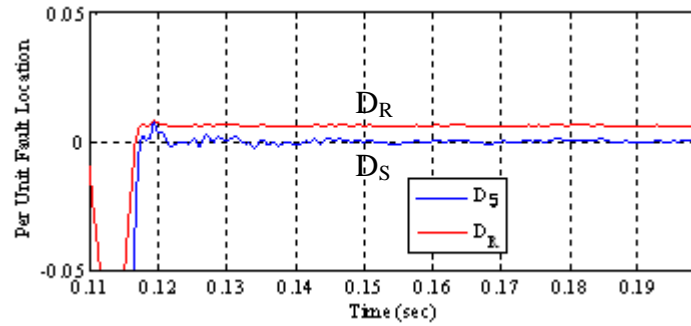


圖 3-22、雙端同步量測下定位指標 D_S 、 D_R 的虛部變化

考慮同一事件中兩端存在 22.5 度非同步角的情形。故障定位指標 D_S 的虛部則不再收斂至 0 附近，如圖 3-23 所示。因此可以判定當正確故障區段的定位指標 D 之虛部不為零時，表示兩端存在一非同步角，而如果把 D 之虛部修正為零，則表示兩端資料已修正到同步。

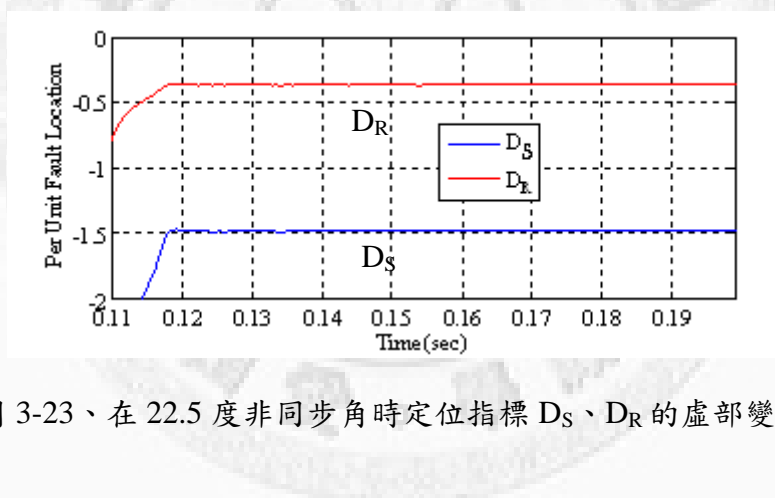


圖 3-23、在 22.5 度非同步角時定位指標 D_S 、 D_R 的虛部變化

觀察 $0 \sim 2\pi$ rad 的非同步角對照指標 D_S 、 D_R 的虛部變化可知，除了非同步角在 0 rad(即同步)之外，因為定位計算含有正弦(sine)與餘弦(cosine)函數，所以 D_S 虛部含有兩個零交越點，如圖 3-24 所示。因此可知當 D_S 虛部為 0 時，兩端不一定是同步。此時可依虛部兩個零交越點所對應的實部是否介於 $[0,1]$ 而選定正確解，圖 3-25 表示 D_S 實部只有在第一個零交越點(0 rad)時才會收斂在 $[0,1]$ 之間，也就是說只有在兩端同步的情況下， D_S 實部才會介於 $[0,1]$ 之間。

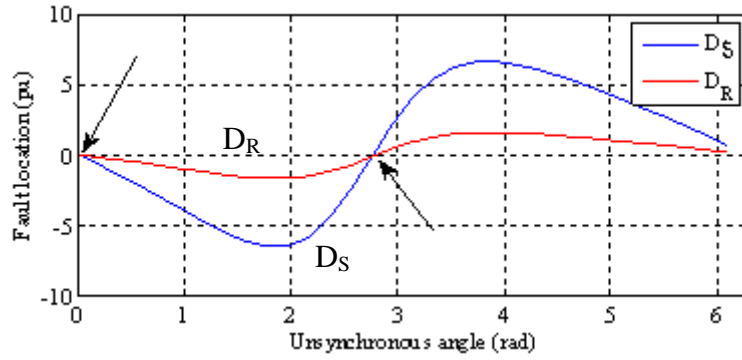


圖 3-24、 $0 \sim 2\pi$ 非同步角之間定位指標的虛部含有兩個零交越點

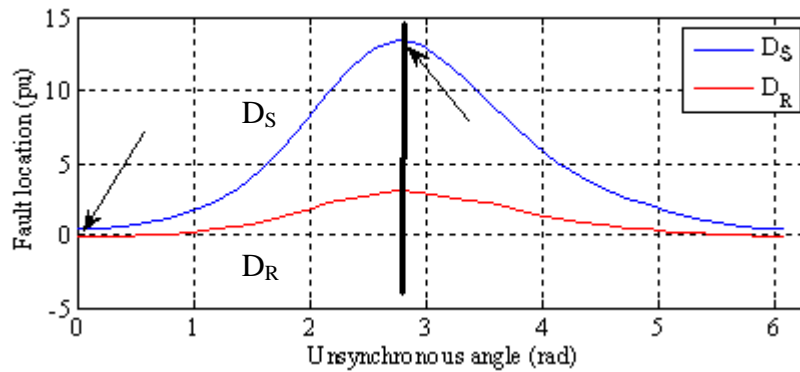


圖 3-25、依虛部兩個零交越點所對應的實部選定正確解

從以上的討論可以知道若能將故障定位指標 D 之虛部修正到 0 並且結合 D 之實部判斷，則可將兩端匯流排量測時間校準到同步並找出正確的故障位置。為此本文介紹一套稱為改良式正割疊代演算法(Modified Secant Iteration Method)之可行的非同步信號校準方法以解決兩端資料非同步取得的問題。

此演算法依據傳統單變數方程式的正割演算法(Secant Algorithm)修正而來，主要方法是將故障定位方程式的虛部成為一修正角 θ 的函數，進而利用疊代方法求出能使故障定位指標 D 的虛部收斂到趨近於 0 之非同步校準角，其演算法流程如圖 3-26 所示。

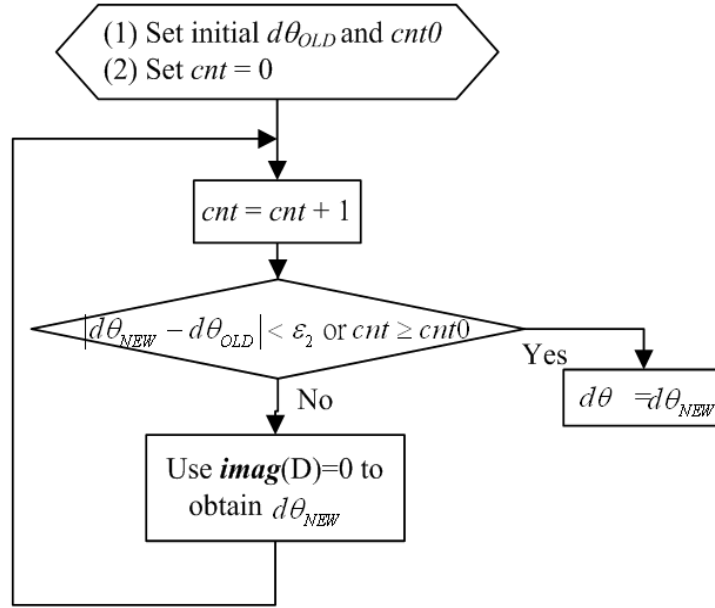


圖 3-26、Modified Secant Iteration Method 演算法流程如圖

目標函數可表示成：

$$f_R(d\theta) = \text{imag}(D_R(d\theta)) = 0 \quad (3.34)$$

其中 $d\theta$ 代表讓故障定位指標 D 的虛部修正到 0 的校準角變化。疊代修正式可表示成：

$$d\theta_{NEW} = d\theta_{OLD} - f(d\theta_{OLD}) \times \frac{\delta}{f(d\theta_{OLD} + \delta) - f(d\theta_{OLD})} \quad (3.35)$$

根據上述定位指標的虛部會有兩個零交越點的探討，(3.35)方程式須選用兩個疊代初始校準角 $d\theta$ 和 $d\theta + \pi$ ，以防止發散以及減少疊代次數。

3-7 兩端非同步量測校準演算法的測試驗證

以下將利用不同的非同步角案例來驗證以上所介紹之演算法的正確性。

案例測試

案例一：假設雙端存在-22.5 度的非同步角

■設定疊代初始角 $d\theta_{old}=0^\circ$ ， $\delta=0.00005$ ，

■收斂條件 $\varepsilon = \text{abs}(d\theta_{new}-d\theta_{old}) \leq 0.0001$

疊代後的結果如表 3-5 所示，從表中可以觀察出在經過 3 次疊代後即可求出正確的非同步角。

表 3-5、雙端存在-22.5 度非同步角的疊代結果

疊代次數	正確角度 (rad)
0	0
1	-0.3784
2	-0.3927
3	-0.3927

其中得到的正確角度-0.3927 為徑度(rad)，經過角度換算即為假設的非同步角度：

$$-0.3927(\text{rad}) \times \frac{180}{\pi} = -22.5^\circ \quad (3.36)$$

案例二：假設雙端存在-460 度的非同步角

■設定疊代初始角 $d\theta_{old}=180^\circ$ ， $\delta=0.00005$ ，

■收斂條件 $\varepsilon = \text{abs}(d\theta_{new}-d\theta_{old}) \leq 0.0001$

疊代之後的結果如表 3-6 所示，從表中可以觀察出在經過 3 次疊代後即可求出正確的非同步角。

表 3-6、雙端存在-460 度非同步角的疊代結果

疊代次數	正確角度 (rad)
0	3.1416
1	4.7070
2	4.5405
3	4.5379

其中得到的正確角度 4.5379 為徑度(rad)，經過角度換算即為假設的非同步角度：

$$4.5379(rad) \times \frac{180}{\pi} = 260^\circ = -460^\circ + 720^\circ \quad (3.37)$$

統計驗證

為驗證本演算法的可行性與誤差率，進行了大量的模擬並同時考慮以下各種不同情況的條件，並將結果統計於表 3-7 之中。

■考慮不同故障位置 (p.u.)

0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9

■考慮不同故障電阻(Ω)

0.1、1、5、10

■考慮不同故障型態

ABC 三相短路、B-C 相間、A 相接地

■考慮不同非同步角 (rad)

0.7854, 1.5708, 2.3562, 3.1416, 3.9270, 4.7124, 5.4978

最後由表 3-7 所統計出的平均誤差=0.0241%，最大誤差=0.1948%。

表 3-7、兩端非同步校準演算法統計驗證

Fault location (p.u.)	Unsynchronized angle (rad)						
	0.7854	1.5708	2.3562	3.1416	3.9270	4.7124	5.4978
0.1	Ave = 0.0138% Max = 0.0455%	Ave = 0.0134% Max = 0.0437%	Ave = 0.0097% Max = 0.0464%	Ave = 0.0940% Max = 0.0436%	Ave = 0.0138% Max = 0.0455%	Ave = 0.0138% Max = 0.0437%	Ave = 0.0115% Max = 0.0464%
0.2	Ave = 0.0193% Max = 0.0885%	Ave = 0.0216% Max = 0.0986%	Ave = 0.0204% Max = 0.0857%	Ave = 0.0198% Max = 0.0885%	Ave = 0.0193% Max = 0.0885%	Ave = 0.0215% Max = 0.0986%	Ave = 0.0208% Max = 0.0857%
0.3	Ave = 0.0305% Max = 0.1148%	Ave = 0.0290% Max = 0.1052%	Ave = 0.0386% Max = 0.1154%	Ave = 0.0306% Max = 0.1155%	Ave = 0.0303% Max = 0.1148%	Ave = 0.0290% Max = 0.1052%	Ave = 0.0388% Max = 0.1154%
0.4	Ave = 0.0162% Max = 0.0485%	Ave = 0.0167% Max = 0.0484%	Ave = 0.0206% Max = 0.0478%	Ave = 0.0170% Max = 0.0478%	Ave = 0.0162% Max = 0.0485%	Ave = 0.0157% Max = 0.0484%	Ave = 0.0206% Max = 0.0478%
0.5	Ave = 0.0158% Max = 0.0737%	Ave = 0.0146% Max = 0.0818%	Ave = 0.0156% Max = 0.0817%	Ave = 0.0135% Max = 0.0805%	Ave = 0.0158% Max = 0.0737%	Ave = 0.0152% Max = 0.0818%	Ave = 0.0159% Max = 0.0817%
0.6	Ave = 0.0314% Max = 0.1483%	Ave = 0.0329% Max = 0.1518%	Ave = 0.0327% Max = 0.1523%	Ave = 0.0297% Max = 0.1505%	Ave = 0.0314% Max = 0.1483%	Ave = 0.0327% Max = 0.1528%	Ave = 0.0327% Max = 0.1523%
0.7	Ave = 0.0446% Max = 0.1900%	Ave = 0.0459% Max = 0.1899%	Ave = 0.0463% Max = 0.1948%	Ave = 0.0439% Max = 0.1910%	Ave = 0.0440% Max = 0.1910%	Ave = 0.0447% Max = 0.1899%	Ave = 0.0463% Max = 0.1948%
0.8	Ave = 0.0312% Max = 0.1177%	Ave = 0.0294% Max = 0.1083%	Ave = 0.0322% Max = 0.1107%	Ave = 0.0311% Max = 0.1177%	Ave = 0.0321% Max = 0.1177%	Ave = 0.0301% Max = 0.1083%	Ave = 0.0322% Max = 0.1107%
0.9	Ave = 0.0090% Max = 0.0400%	Ave = 0.0136% Max = 0.0630%	Ave = 0.0108% Max = 0.0401%	Ave = 0.0102% Max = 0.0400%	Ave = 0.0104% Max = 0.0400%	Ave = 0.0136% Max = 0.0630%	Ave = 0.0108% Max = 0.0401%

3-8 權重式移動視窗故障定位校正演算法

在許多實際案例的波形分析中可以發現並非所有電驛記錄的電壓電流波形都相當穩定，所以濾波取得的相量也並非都能夠快速收斂在一變動相當小的穩態值。如圖 3-27 所示，此為「970706 松樹龍潭一路」實際的 C 相故障電流濾波結果。其上圖為故障相之時域電流值，下圖為分別採用三種濾波方式(Mimic Filter+DFT、FCDFT、SDFT)取得之相量大小。從下圖可以觀察到不論採用哪一種濾波計算方式所得到的相量都並不能夠很快的收斂到穩態值，而造成此現象的原因可能在於故障電流並非單純之正弦波信號+指數衰減成分。在這樣的條件下所計算的故障定位距離誤差自然會隨著提高。為解決這種實際的現象，本文利用故障定位校正演算法來解決此問題，爾後所提及的兩端或三端故障定位實例分析都會搭配此演算法，而從許多的實例分析中也驗證了此演算法的可行性。

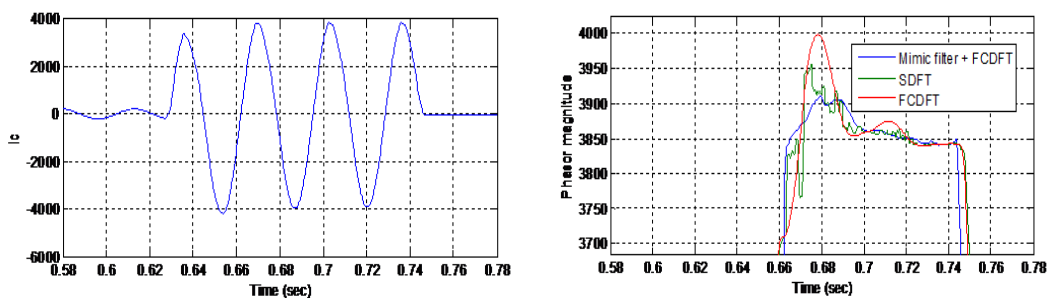


圖 3-27、松樹龍潭 970706 事故之故障相電流濾波結果

3-8-1 移動式視窗基本原理

發現若取原始電壓電流波形相量所有的資料來進行分析，其不僅數值計算量相當大，且所得數值分析結果也較粗糙，自然定位誤差率也跟著提昇。因此本論文介紹如圖 3-28 所示之移動式視窗的觀念，將原始的相量以移動式的小視窗進行分析，其每次加入一點新資料，並去除一點舊資料，利用此種計算方式，則運算量將大幅減少，且配合演算法的運用將有助於提昇估算基頻相量、非同步角取得、定位指標計算等準確性。

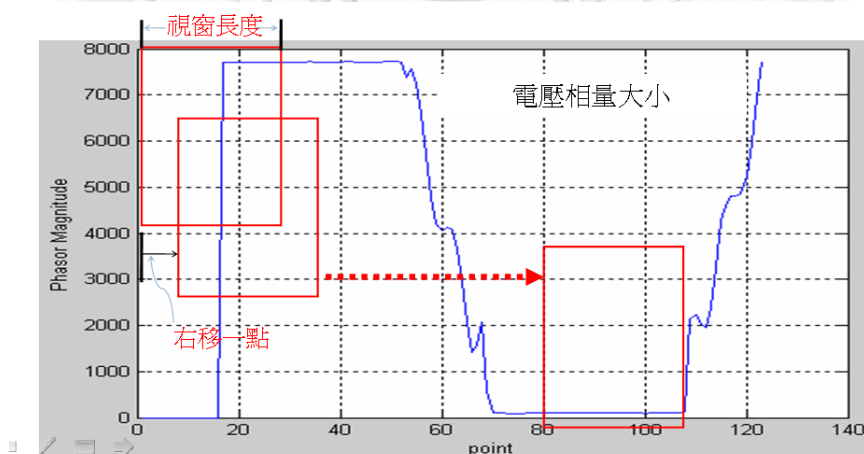


圖 3-28、移動式視窗示意圖

而在資料視窗長度之選擇方面，必須配合濾波方法所需的資料點數及每個視窗在故障計算後所需平均的定位點數而定。如採用 Mimic+DFT 濾波式計算相量，

則至少需 1 週波取樣點數+1 點才能取得 1 個相量點，再加上比如需要 10 點的相量來進行平均，則此視窗長度=1 週波取樣點數+10 點；同理，如使用本論文發展出來的 SDFT 濾波演算法（詳見第二章介紹），則至少需 1 週波取樣點數+2 點才能取得 1 個相量點，再加上比如需要 10 點的相量來進行平均，則此視窗長度=1 週波取樣點數+11 點資料長度。總之若需要平均的相量點數愈多，則資料視窗長度就愈大，如此計算平均的精確度較佳，但反應時間相對變慢。因此資料視窗之大小選擇，將影響上述平均值之準確度及視窗運算速度。

3-8-2 權重式移動視窗非同步角及定位校準

此演算法的計算流程如圖 3-29 所示，首先利用移動式視窗的觀念將各端故障電壓電流相量切成好幾個小區塊，以提高數據分析的解析度。接著利用 3-7 節所提及之演算法計算出每個小視窗的兩端非同步角 $s_1, s_2, s_3, \dots, s_N$ 。其中 N 代表視窗數量。再將這些非同步角代入平均修正式：

$$G_2=(s_1+s_2)/2, G_3=(s_1+s_2+s_3)/3... \\ G_k=(s_1+s_2+\dots+s_k)/k, \quad k=1,2,\dots,N. \quad (3.38)$$

其中 G_2, G_3, \dots, G_k 代表平均修正角。接下來將 G_2, G_3, \dots 代入前一視窗求故障位置的實部 R_1, R_2, \dots ，最後將 R_1, R_2, \dots 代入：

$$D_k = [(p^{k-1})R_1 + (p^{k-2})R_2 + \dots + (p^0)R_k] / [(p^{k-1}) + (p^{k-2}) + \dots + (p^0)] \\ , k=1,2,\dots, \quad (3.39)$$

其中 D_k 是的目標函數，即每個移動視窗修正後故障定位距離。而 p 是介於(0,1)之間的權重值，將 p 代入(3.39)式中而且當 k 值較大時不難發現在 R_1, R_2 等較前面視窗的故障定位距離所佔的權重較輕，這是因為 R_1, R_2 等等為故障發生當時波形還比較不穩定的前幾個視窗所求出之距離。

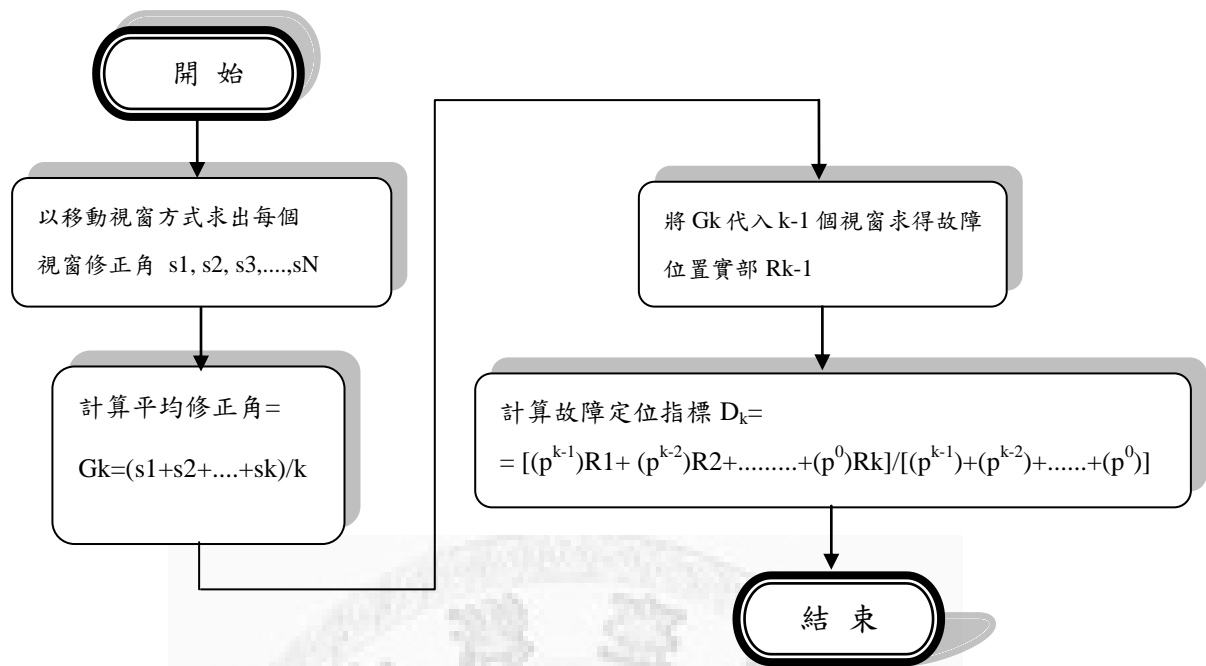


圖 3-29、權重式移動視窗故障定位校正演算法流程圖

3-9 權重式移動視窗演算法的實例驗證

以頂湖青溪 980404 事故為例，此為雙端兩區段複合線路，各區段長度如圖 3-30 所示，線路總長=6.797km。兩端 GE 電驛資訊所提供的故障距離如下：

■ 頂湖端—6.9km 及 5.6km(有提供兩次跳脫事故檔案)。

■ 青溪端—0km。

由台電提供的實際故障點在青溪出口端 197 公尺處(位於圖 3-30 之 Lms2 區段)。

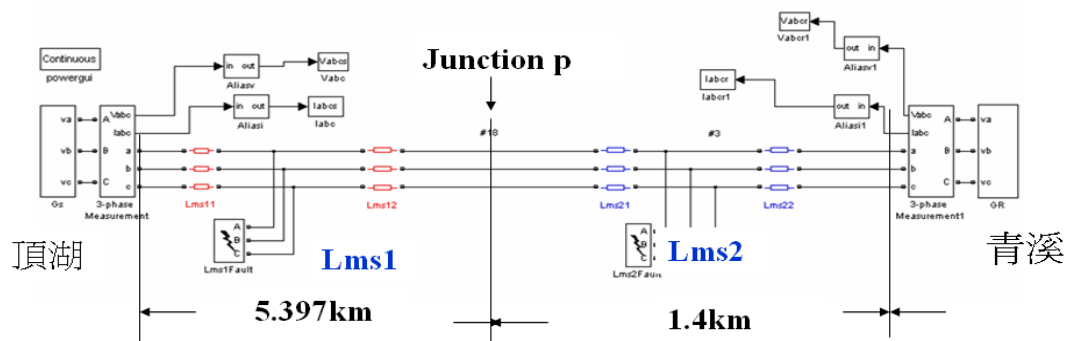


圖 3-30、頂湖青溪系統單線圖

圖 3-31 為未考慮權重式移動視窗演算法的故障定位分析結果。圖 3-31 之上圖為故障定位指標 D_1 和 D_2 的實部，下圖則為 D_1 和 D_2 的虛部。對照本章前幾節所介紹的非同步時間校準及故障定位演算法之後不難發現 D_2 的實部收斂在 $[0,1]$ 之間，所以故障是發生在 Lms2 區段，且平均故障位置為距離青溪端 173.56 公尺。與實際巡線結果誤差 $197-173.56=23.44$ 公尺，誤差率 $=0.345\%$ 。這個答案已經很接近實際巡線結果，但是可以觀察出此圖之中不論是 D_2 的實部還是虛部都並非收斂的很穩定，在這樣的情況下取 D_2 的平均結果後誤差自然會比較大。

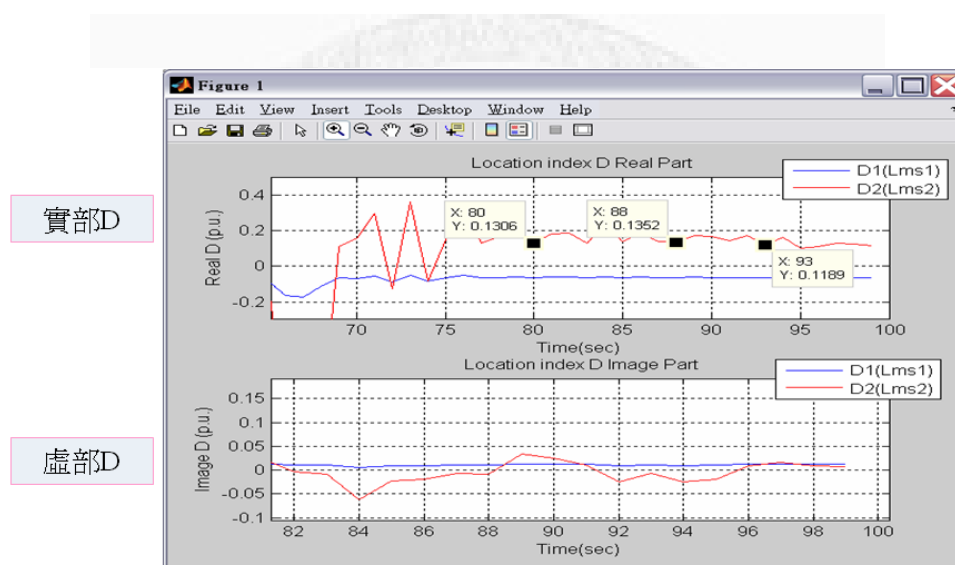


圖 3-31、未加入權重式移動視窗演算法的故障定位結果

接下來圖 3-32 則為加入權重式移動視窗演算法後的故障定位分析結果。由上而下的子圖依序為故障定位指標 D_1 和 D_2 的實部、 D_1 和 D_2 的虛部，以及距青溪端的實際定位距離。從圖中不難發現在經過權重式移動視窗演算法的非同步角及定位校正後，定位指標的收斂情況的確穩定了許多。在數據的分析上面，定位結果為距青溪端 195.29 公尺，與實際巡線結果誤差 $197-195.29=1.71$ 公尺，誤差率 $=0.0252\%$ 。比較圖 3-31 的分析結果可發現在加入定位校正後更接近實際巡線距離。而在以程式實現演算法的同時也加入了一個機制，程式會去判斷收斂後的穩態值，如定位收斂後又發散掉，則程式會自動去除不合理的發散數據，不會將之列入權重的計算範圍。而造成此定位指標收斂後又會發散的原因很多，取 \ln

對數之數值分析方法可能是原因之一、故障後嘗試復閉的暫態過程波形也是原因之一等等…

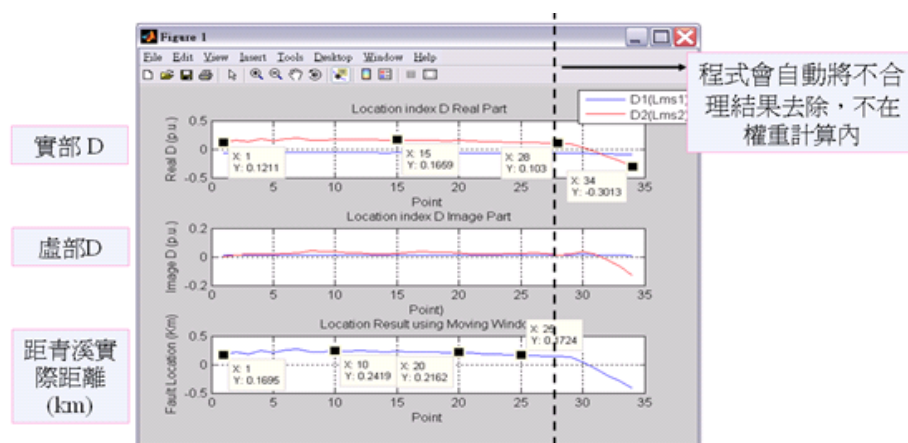


圖 3-32、加入權重式移動視窗演算法的故障定位結果

3-10 小結

在本章之中，介紹了適用於台電 161kV 複合輸電線的雙端故障定位演算法，亦可應用於 345kV 複合輸電線的雙端故障定位。由於複合輸電線含有數段參數不同的線段，因此必需針對各段輸電線分別計算可能的故障位置。之後，再利用本章所介紹的判斷法則以判斷何者為正確的故障位置。由模擬測試結果可知，本章所介紹之演算法確實可以處理 n-區段複合輸電線的故障定位問題。

第四章 三端複合型輸電線路之故障定位演算法 及其MATLAB/SIMULINK模擬驗證

4-1 前言

本章將分別說明純三端型及三端複合線徑型輸電線路之數位故障定位技術，其基本原理源自於第二、三章之故障訊號數位濾波技術及雙端複合線徑線路故障定位技術，此處利用線路三端之同步電壓、電流相量，搭配分佈式線路模型，推導出用於三端型線路保護電驛之故障偵測器及故障定位器等。對於純三端型輸電線路之故障定位功能，採用兩個副程式之計算值相互搭配、比較，而後本文將推導出故障線路分枝鑑別器，由此可決定線路實際故障位置；對於三端複合線徑型輸電線路之故障定位功能，採用純三端型輸電線路之故障定位演算法以及雙端複合線徑型線路故障定位演算法相互搭配、比較，由此可決定三端複合線徑型線路實際故障位置。

故障定位系統之架構將於文中描述，本文以 MATLAB/SIMULINK^R 做了大量故障模擬測試，文中將說明所提技術之典型響應範例，由模擬結果顯示，本文之技術提供優越之保護電驛與故障定位性能。

4-2 系統架構與功能描述

本文所介紹之 161kV 輸電線故障定位系統架構包含純三端型輸電線路及三端複合線徑型輸電線路。圖 4-1 為本文所提及之純三端型輸電線路故障定位系統流程圖，其主要保護演算法運作流程描述如下：

步驟 1: 藉由 S、R、T 三端電驛之實際同步電壓、電流等時域資料量測，取得爾後線路各端電驛執行故障定位演算法運算及故障判斷之參數依據。

步驟 2: 對於換位型線路而言，利用 Clarke 轉換將電壓、電流及輸電線參數資料做模態解耦合轉換；對於無換位型線路而言，則利用特徵值/特徵向量理論，做

模態解耦合轉換之工作。

步驟 3: 將解耦合轉換(解耦合成 $0, \alpha, \beta$ 模態)後之同步電壓、電流等資料，利用第二章所提及之 SDFT(Smart Discrete Fourier Transform)方法進行濾波及基頻相量計算工作，將時域波形資料轉換至頻域相量資料，以簡化故障定位演算法之運算複雜度。

步驟 4: 採用故障定位演算法之副程式 1 計算出模態故障偵測指標 $|M_{lm}|$ 。當有任何 $|M_{lm}|$ 之值大於臨界設定值 Th 時，則可判定線路發生故障。此處故障偵測指標 $|M_{lm}|$ 之公式，於 4-3 節再做推導說明。

步驟 5: 不同於雙端型輸電線故障位置的計算，由於三端型線路乃由三分枝線段所組成，因此還須判斷故障發生於哪一分枝，本文之技術先利用兩副程式，分別計算出其故障定位值，而後透過圖 4-1 之比較邏輯，便可正確判斷故障所發生之線段及真正故障位置。

圖 4-2 為本文所提及之三端複合線徑型輸電線故障定位系統流程圖，其架構類似圖 4-1，差別在於計算 D_{lm} 及 D_{2m} 所需的三端匯流排電壓、電流相量必須配合三端複合線徑不同的輸電線參數而作調整(圖 4-2 之步驟 4)，以及圖 4-1 中步驟 5 之比較邏輯器須稍作修正。如圖 4-2 中步驟 6 之比較邏輯器所示，利用副程式 1 及 2 所求得兩個故障定位指標值決定故障發生線段，再使用圖 4-2 中步驟 7 之雙端複合線徑故障定位技術決定實際故障位置。

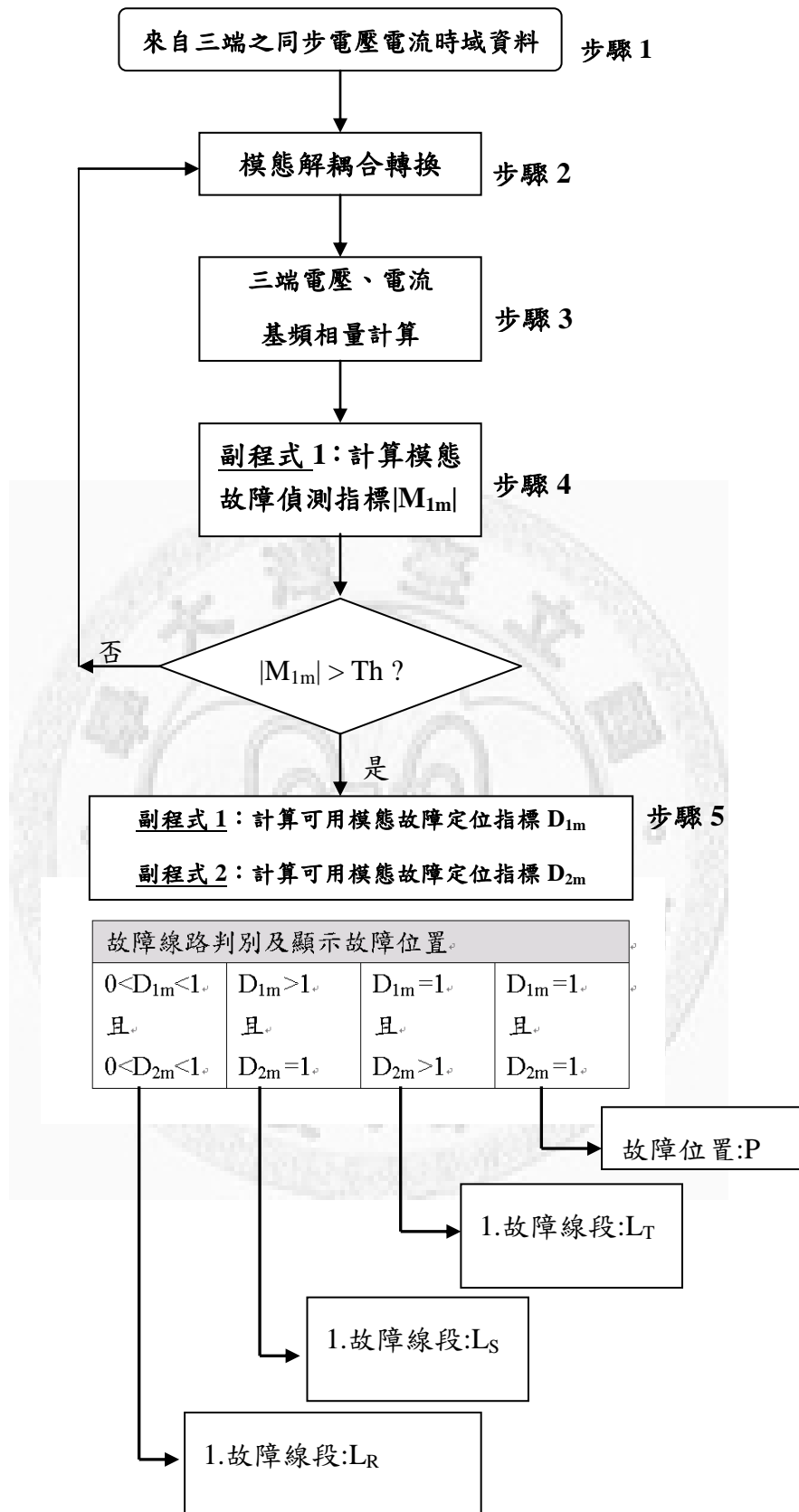


圖 4-1、純三端型輸電線之故障定位系統流程圖

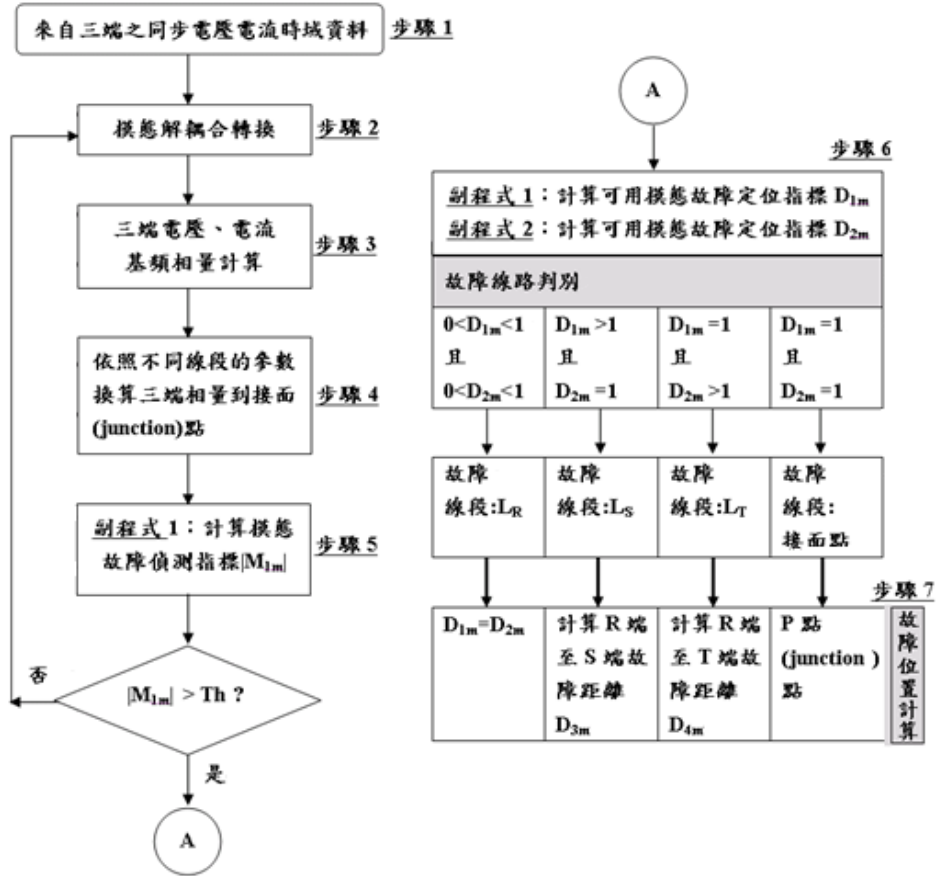


圖 4-2、三端複合線徑型輸電線之故障定位系統流程圖

4-3 純三端型輸電線路的故障定位演算法

圖 4-3 為純三端型輸電線之示意圖，將電驛放置於匯流排 S、R 及 T 等三端，因本節將著墨在故障定位演算法上，故先假設取得之三端電壓及電流值已完成同步的校正。由圖可知故障可能發生於 L_R 、 L_S 或 L_T 等三個線段，例如：假設故障發生於 L_R 線段，則 P 點之電壓 V_P 及電流 I_P 可由 S 及 T 端之量測值，搭配輸電線路方程式來求得，此時便可將三端型線路簡化為圖 4-4 所示之雙端型輸電線。利用 Clarke 轉換做解耦合為 0、 α 及 β 三個模態後，再利用第二章所提及之數位濾波技術取得三端同步電壓及電流基頻相量，則故障點模態電壓 V_{Fm} ($m=0, \alpha, \beta$)，可由下列方程式求得：

$$V_{Fm} = \frac{1}{2}(V_{Rm} + Z_{Cm}I_{Rm})e^{\Gamma_m D_{im} L_R} + \frac{1}{2}(V_{Rm} - Z_{Cm}I_{Rm})e^{-\Gamma_m D_{im} L_R} \quad (4-1)$$

$$V_{Fm} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_m L_R} (V_{Pm} + Z_{Cm} I_{Pm}) e^{\Gamma_m D_{1m} L_R} + \frac{1}{2} e^{\Gamma_m L_R} (V_{Pm} - Z_{Cm} I_{Pm}) e^{-\Gamma_m D_{1m} L_R} \quad (4-2)$$

而電流 I_{Pm} 之計算公式為:

$$\begin{aligned} I_{Pm} &= I_{Sm}'' + I_{Tm}'' \\ &= \frac{1}{2Z_{cm}} \left[(V_{Sm} + Z_{Cm} I_{Sm}) e^{-\Gamma_m L_S} - (V_{Sm} - Z_{Cm} I_{Sm}) e^{\Gamma_m L_S} \right] \\ &\quad + \frac{1}{2Z_{cm}} \left[(V_{Tm} + Z_{Cm} I_{Tm}) e^{-\Gamma_m L_T} - (V_{Tm} - Z_{Cm} I_{Tm}) e^{\Gamma_m L_T} \right] \end{aligned} \quad (4-3)$$

但電壓 V_{Pm} 則可由 S 端或 T 端之相量計算求得，其計算公式分別為:

$$V_{Pm} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_m L_S} (V_{Sm} + Z_{Cm} I_{Sm}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_m L_S} (V_{Sm} - Z_{Cm} I_{Sm}) \quad (4-4)$$

$$V_{Pm} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_m L_T} (V_{Tm} + Z_{Cm} I_{Tm}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_m L_T} (V_{Tm} - Z_{Cm} I_{Tm}) \quad (4-5)$$

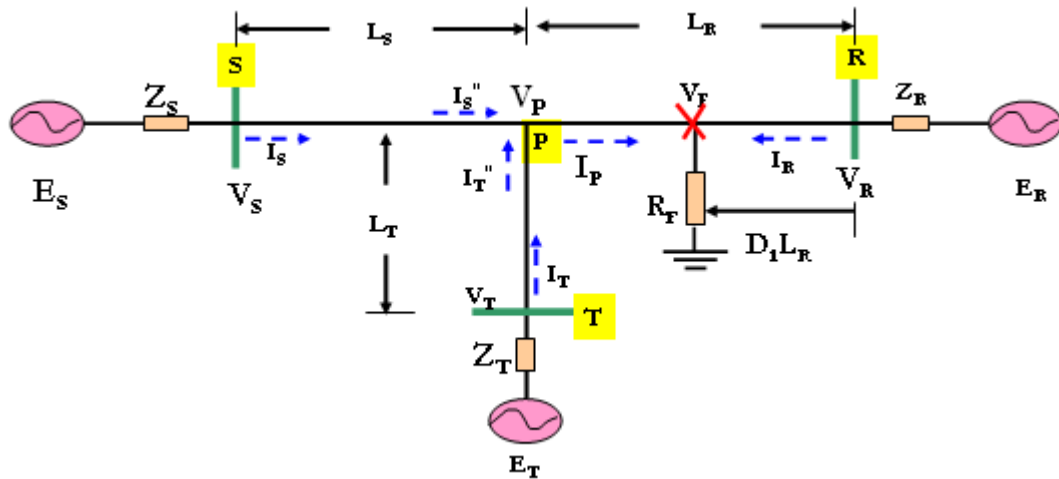


圖 4-3、純三端型輸電線之示意圖(故障發生於 LR 線段)

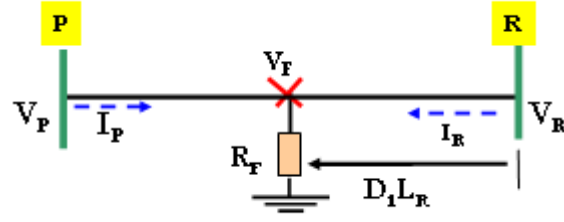


圖 4-4、三端型線路簡化後之等效雙端型輸電線示意圖

利用上述分析說明推導出用於三端型輸電線故障偵測及定位之指標公式。

(1) 故障發生於 L_R

可由下列兩個副程式來求得故障位置。

副程式 1: V_P 由 S 端之資料求得

將(4-3)及(4-4)式代入(4-2)中，而後令(4-1)式等於(4-2)式，以消除變數 V_{Fm} ，可得模態故障定位指標為：

$$D_{1m} = \frac{\ln(M_{1m} / N_{1m})}{2\Gamma_m L_R} \quad m = 0, \alpha, \beta \quad (4-6)$$

而故障偵測指標定義為：

$$M_{1m} = E_{1m} - B_{1m} \quad m = 0, \alpha, \beta \quad (4-7)$$

$$N_{1m} = A_{1m} - C_{1m} \quad (4-8)$$

其中

$$A_{1m} = \frac{1}{2}(V_{Rm} + Z_{Cm} I_{Rm}) \quad (4-9)$$

$$B_{1m} = \frac{1}{2}(V_{Rm} - Z_{Cm} I_{Rm}) \quad (4-10)$$

$$C_{1m} = \frac{1}{2}(V_{Sm} - Z_{Cm} I_{Sm})e^{-\Gamma_m(L_S+L_R)} - \frac{1}{4}(V_{Tm} + Z_{Cm} I_{Tm})e^{\Gamma_m(L_T-L_R)} + \frac{1}{4}(V_{Tm} - Z_{Cm} I_{Tm})e^{-\Gamma_m(L_T+L_R)} \quad (4-11)$$

$$E_{1m} = \frac{1}{2}(V_{Sm} + Z_{Cm} I_{Sm})e^{\Gamma_m(L_S+L_R)} + \frac{1}{4}(V_{Tm} + Z_{Cm} I_{Tm})e^{\Gamma_m(L_T+L_R)}$$

$$-\frac{1}{4}(V_{Tm} - Z_{Cm}I_{Tm})e^{-\Gamma_m(L_T-L_R)} \quad (4-12)$$

上述公式中 Γ_m 代表模態傳播常數； Z_{cm} 代表模態特性阻抗，而 V_{Rm} 、 V_{Sm} 、 V_{Tm} 、 I_{Rm} 、 I_{Sm} 及 I_{Tm} 代表線路三端之同步 m -模電壓及電流相量， L_R 、 L_S 及 L_T 則依序代表匯流排 R 端(Bus R)、匯流排 S 端(Bus S)、匯流排 T 端(Bus T)至 P 點的距離。

指標值 $|M_{1m}|$ 及 $|N_{1m}|$ ，於未故障前均等於零，本文僅採用 $|M_{1m}|$ 來做故障偵測，當其大小值超越臨界設定值(Th)，即可判斷發生故障，而可用模態之故障定位指標 D_{1m} 將會收斂至 $[0,1]$ 之區間內。

副程式 2: V_P 由 T 端之資料求得

同理，將(4-3)及(4-5)式代入(4-2)中，而後令(4-1)式等於(4-2)式，可推得模態故障定位指標為：

$$D_{2m} = \frac{\ln(M_{2m} / N_{2m})}{2\Gamma_m L_R} \quad m = 0, \alpha, \beta \quad (4-13)$$

故障偵測指標為：

$$M_{2m} = E_{2m} - B_{2m} \quad m = 0, \alpha, \beta \quad (4-14)$$

$$N_{2m} = A_{2m} - C_{2m} \quad (4-15)$$

其中

$$A_{2m} = \frac{1}{2}(V_{Rm} + Z_{Cm}I_{Rm}) \quad (4-16)$$

$$B_{2m} = \frac{1}{2}(V_{Rm} - Z_{Cm}I_{Rm}) \quad (4-17)$$

$$C_{2m} = \frac{1}{2}(V_{Tm} - Z_{Cm}I_{Tm})e^{-\Gamma_m(L_T+L_R)} - \frac{1}{4}(V_{Sm} + Z_{Cm}I_{Sm})e^{\Gamma_m(L_S-L_R)} + \frac{1}{4}(V_{Sm} - Z_{Cm}I_{Sm})e^{-\Gamma_m(L_S+L_R)} \quad (4-18)$$

$$E_{2m} = \frac{1}{2}(V_{Tm} + Z_{Cm}I_{Tm})e^{\Gamma_m(L_T+L_R)} + \frac{1}{4}(V_{Sm} + Z_{Cm}I_{Sm})e^{\Gamma_m(L_S+L_R)} - \frac{1}{4}(V_{Sm} - Z_{Cm}I_{Sm})e^{-\Gamma_m(L_S-L_R)} \quad (4-19)$$

同理， $|M_{2m}|$ 亦可完成故障偵測之工作。若故障確實發生於線段 L_R ，則故障定位指標值 D_{1m} 及 D_{2m} 將會相等且收斂至 $[0,1]$ 之區間內。

(2) 故障發生於 L_S

如圖 4-5 所示， 假設故障發生於 L_S ， 故障點電壓 V_{Fm} 可由 S 端之資料求得，其計算公式為：

$$V_{Fm} = \frac{1}{2}e^{-\Gamma_m L_S}(V_{Sm} + Z_{Cm}I_{Sm})e^{\Gamma_m(D_{1m}-1)L_R} + \frac{1}{2}e^{\Gamma_m L_S}(V_{Sm} - Z_{Cm}I_{Sm})e^{-\Gamma_m(D_{1m}-1)L_R} \\ = \frac{1}{2}e^{-\Gamma_m(L_S+L_R)}(V_{Sm} + Z_{Cm}I_{Sm})e^{\Gamma_m D_{1m}L_R} + \frac{1}{2}e^{\Gamma_m(L_S+L_R)}(V_{Sm} - Z_{Cm}I_{Sm})e^{-\Gamma_m D_{1m}L_R} \quad (4-20)$$

故障點電壓 V_{Fm} 亦可由 P 點之電壓及電流相量來求得：

$$V_{Fm} = \frac{1}{2}(V_{Pm} + Z_{Cm}I_{Pm})e^{\Gamma_m(D_{1m}-1)L_R} + \frac{1}{2}(V_{Pm} - Z_{Cm}I_{Pm})e^{-\Gamma_m(D_{1m}-1)L_R} \quad (4-21)$$

其中 V_{Pm} 及 I_{Pm} 可表示為：

$$V_{Pm} = \frac{1}{2}e^{\Gamma_m L_R}(V_{Rm} + Z_{Cm}I_{Rm}) + \frac{1}{2}e^{-\Gamma_m L_R}(V_{Rm} - Z_{Cm}I_{Rm}) \quad (4-22)$$

$$I_{Pm} = I_{Rm}'' + I_{Tm}''$$

$$= \left[\frac{1}{2Z_{Cm}}e^{\Gamma_m L_R}(V_{Rm} + Z_{Cm}I_{Rm}) - \frac{1}{2Z_{Cm}}e^{-\Gamma_m L_R}(V_{Rm} - Z_{Cm}I_{Rm}) \right] \\ + \left[\frac{1}{2Z_{Cm}}e^{-\Gamma_m L_T}(V_{Tm} + Z_{Cm}I_{Tm}) - \frac{1}{2Z_{Cm}}e^{\Gamma_m L_T}(V_{Tm} - Z_{Cm}I_{Tm}) \right] \quad (4-23)$$

同理，結合(4-20)、(4-23)式，可推得故障定位及偵測指標，此外可輕易證明其公式與(4-6)、(4-12)式相同，亦即指標 $|M_{1m}|$ 及 D_{1m} 依舊可用於偵測及定位發生

於線段 L_S 之故障，唯一不同點為，若故障發生於線段 L_S ，則 D_{1m} 會收斂至大於 1 之數值。

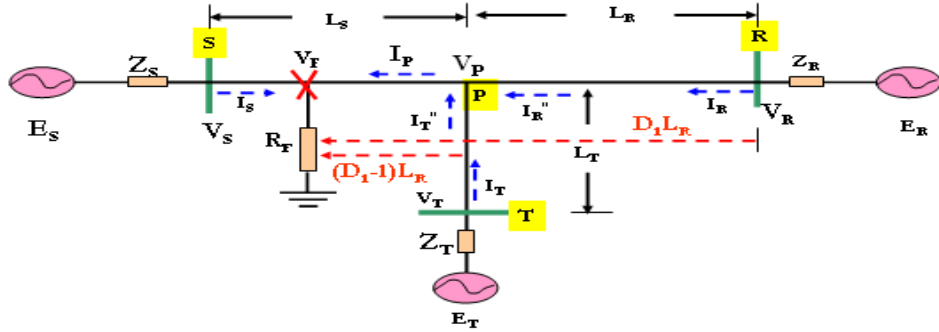


圖 4-5、純三端型輸電線之示意圖(故障發生於 L_S 線段)

如圖 4-5 所示，電壓 V_P 可分別由 R 端或 T 端之資料求得：

$$V_{Pm} = \frac{1}{2}(V_{Rm} + Z_{Cm}I_{Rm})e^{\Gamma_m L_R} + \frac{1}{2}(V_{Rm} - Z_{Cm}I_{Rm})e^{-\Gamma_m L_R} \quad (4-24)$$

$$V_{Pm} = \frac{1}{2}e^{-\Gamma_m L_T}(V_{Tm} + Z_{Cm}I_{Tm}) + \frac{1}{2}e^{\Gamma_m L_T}(V_{Tm} - Z_{Cm}I_{Tm}) \quad (4-25)$$

由上二式可得：

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2}(V_{Rm} - Z_{Cm}I_{Rm}) \\ &= \frac{1}{2}e^{\Gamma_m(L_T + L_R)}(V_{Tm} - Z_{Cm}I_{Tm}) + \frac{1}{2}e^{-\Gamma_m L_T}(V_{Tm} + Z_{Cm}I_{Tm})e^{\Gamma_m L_R} \\ & \quad - \frac{1}{2}(V_{Rm} + Z_{Cm}I_{Rm})e^{2\Gamma_m L_R} \end{aligned} \quad (4-26)$$

將(4-26)式代入(4-17)式，並結合(4-14)、(4-19)式，則可求得：

$$\frac{M_{2m}}{N_{2m}} = e^{2\Gamma_m L_R} \quad (4-27)$$

由(4-13)及(4-27)式，則故障定位指標 D_{2m} 為：

$$D_{2m} = \frac{\ln(e^{2\Gamma_m L_R})}{2\Gamma_m L_R} = 1 \quad (4-28)$$

因此當故障發生於 L_S 線段時，若用 D_{2m} 來做故障定位，則其數值將收斂至 1。

(3) 故障發生於 L_T

如圖 4-6 所示，當故障發生於 L_T 時，電壓 V_{Pm} 可以由 R 端或 S 端之資料分別求得，此時可推得類似(4-24)(4-26)式之計算式，由此得下列關係式：

$$\frac{M_{1m}}{N_{1m}} = e^{2\Gamma_m L_R} \quad (4-29)$$

由(4-6)及(4-29)式，可得定位指標 D_{1m} 之數值等於 1。

同理，亦可由 R 端及 T 端之量測資料，來求得故障位置，利用類似(4-20)、(4-23)式之技巧，可證明其公式與(4-13)、(4-19)式相同，但此時之 D_{2m} 數值將會大於 1，所以指標 D_{1m} 及 D_{2m} ，均可用於做 L_T 線段故障定位之工作。

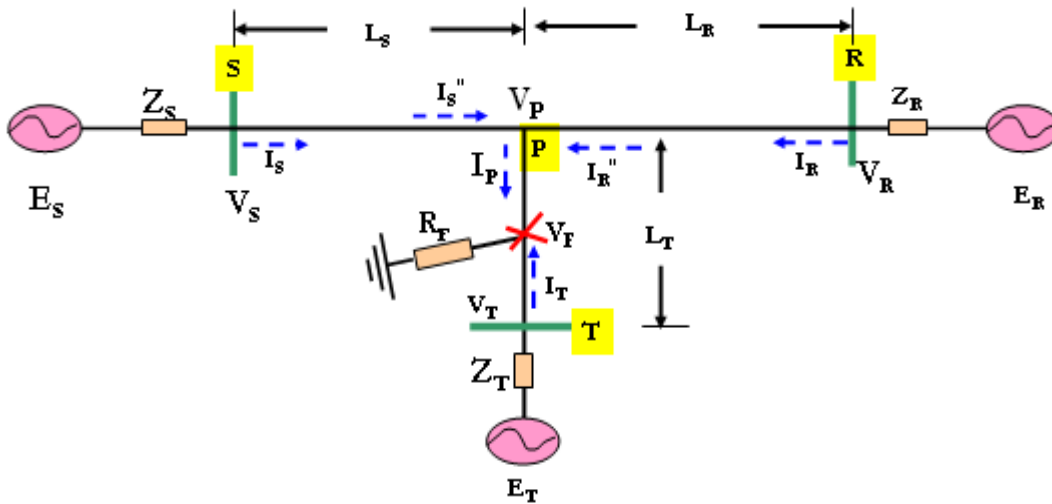


圖 4-6、純三端型輸電線之示意圖(故障發生於 L_T 線段)

綜合上述分析，無論故障發生於三端型輸電線之 L_R 、 L_S 或 L_T 線段，利用 $|M_{1m}|$ 即可完成故障偵測功能；經由 D_{1m} 及 D_{2m} 之響應數值，可進一步完成故障線段

判別及故障定位之功能，其關係式整理如表 4-1 所示。

表 4-1、故障線段判斷邏輯及純三端線路故障位置選擇表

D_{1m} 邏輯	D_{2m} 邏輯	故障發生線段	實際故障位置	參考位置
$0 < D_{1m} < 1$	$0 < D_{2m} < 1$	L_R	D_{1m} 或 D_{2m} ($D_{1m} = D_{2m}$)	匯流排 R
$D_{1m} > 1$	$D_{2m} = 1$	L_S	D_{1m}	匯流排 R
$D_{1m} = 1$	$D_{2m} > 1$	L_T	D_{2m}	匯流排 R
$D_{1m} = 1$	$D_{1m} = 1$	P 點	P 點	匯流排 R

4-4 三端 3-區段複合輸電線路的故障定位演算法

結合第三章複合線徑輸電線路及純三端型線路之故障定位技術，可再進一步推廣至三端複合線徑型輸電線路。仿照上節之方式，假設故障發生於如圖 4-7 所示之 L_R 線段，而 P 點(Junction Point，接面點)之電壓及電流，可經由 S 及 T 端之量測資料，配合線段 L_S 及 L_T 各別輸電線參數之分佈式線路模型計算求得，因此將(4-3)、(4-5)式修正為(4-30)、(4-32)式：

$$\begin{aligned}
 I_{Pm} &= I_{Sm}'' + I_{Tm}'' \\
 &= \frac{1}{2Z_{cmS}} \left[(V_{Sm} + Z_{cmS} I_{Sm}) e^{-\Gamma_{mS} L_S} - (V_{Sm} - Z_{cmS} I_{Sm}) e^{\Gamma_{mS} L_S} \right] \\
 &\quad + \frac{1}{2Z_{cmT}} \left[(V_{Tm} + Z_{cmT} I_{Tm}) e^{-\Gamma_{mT} L_T} - (V_{Tm} - Z_{cmT} I_{Tm}) e^{\Gamma_{mT} L_T} \right] \quad (4-30)
 \end{aligned}$$

$$V_{Pm} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{mS} L_S} (V_{Sm} + Z_{cmS} I_{Sm}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{mS} L_S} (V_{Sm} - Z_{cmS} I_{Sm}) \quad (4-31)$$

$$V_{Pm} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{mT} L_T} (V_{Tm} + Z_{CmT} I_{Tm}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{mT} L_T} (V_{Tm} - Z_{CmT} I_{Tm}) \quad (4-32)$$

其中 Γ_{mS} 及 Z_{CmS} 分別代表 L_S 線段之模態傳播常數及模態特性阻抗； Γ_{mT} 及 Z_{CmT} 分別代表 L_T 線段之模態傳播常數及模態特性阻抗。此時利用上節所提及之純三端線路故障定位演算法，可得到故障偵測指標 $|M_{1m}|$ 及故障定位指標 D_{1m} 及 D_{2m} 。利用 $|M_{1m}|$ 即可完成故障偵測功能；經由 D_{1m} 及 D_{2m} 之響應數值，即可完成三端複合線徑輸電線路故障線段判斷；最後再使用雙端複合線徑線路故障定位演算法，即可完成故障定位之功能。 D_{1m} 及 D_{2m} 之響應情形如下：

(1) $0 < D_{1m} < 1$ 且 $0 < D_{2m} < 1$

可由上節提及之理論及表 4-1 得知故障發生於 L_R 線段，此時故障定位指標值 D_{1m} 及 D_{2m} 將會相等，並且由雙端複合線徑線路故障定位演算法可得知為 D_{1m} 及 D_{2m} 皆為實際故障距離。

(2) $D_{1m} > 1$ 且 $D_{2m} = 1$

可由上節提及之理論及表 4-1 得知故障發生於 L_S 線段。由於各線段輸電線參數的不同，此時必須將匯流排 R 之電壓、電流量測資料，配合線段 L_R 輸電線參數計算到圖 4-7 之 P 點，則(4-24)式修正為：

$$V_{Pm} = \frac{1}{2} (V_{Rm} + Z_{CmR} I_{Rm}) e^{\Gamma_{mR} L_R} + \frac{1}{2} (V_{Rm} - Z_{CmR} I_{Rm}) e^{-\Gamma_{mR} L_R} \quad (4-33)$$

其中 Γ_{mR} 及 Z_{CmR} 分別代表 L_R 線段之模態傳播常數及模態特性阻抗。而(4-23)式之 I_{pm} 電流修正為：

$$\begin{aligned} I_{Pm} &= I_{Rm}'' + I_{Tm}'' \\ &= \frac{1}{2Z_{cmR}} \left[(V_{Rm} + Z_{CmR} I_{Rm}) e^{\Gamma_{mR} L_R} - (V_{Rm} - Z_{CmR} I_{Rm}) e^{-\Gamma_{mR} L_R} \right] \end{aligned}$$

$$+ \frac{1}{2Z_{cmT}} \left[(V_{Tm} + Z_{CmT} I_{Tm}) e^{-\Gamma_{mT} L_T} - (V_{Tm} - Z_{CmT} I_{Tm}) e^{\Gamma_{mT} L_T} \right] \quad (4-34)$$

此時系統可簡化等效成圖 4-8。因此， L_S 線段中任一點 F 之電壓可用 S 和 P 兩端的資料加以表示，如下所示：

(a) 以 P 點為受電端來表示：

$$V_{Fm} = \frac{1}{2} (V_{Pm} + Z_{CmS} I_{Pm}) e^{\Gamma_{mS} D_{3m} L_S} + \frac{1}{2} (V_{Pm} - Z_{CmS} I_{Pm}) e^{-\Gamma_{mS} D_{3m} L_S} \quad (4-35)$$

(b) 以 S 端為送電端來表示：

$$V_{Fm} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{mS} L_S} (V_{Sm} + Z_{CmS} I_{Sm}) e^{\Gamma_{mS} D_{3m} L_S} + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{mS} L_S} (V_{Sm} - Z_{CmS} I_{Sm}) e^{-\Gamma_{mS} D_{3m} L_S} \quad (4-36)$$

將(4-33)、(4-34)式代入(4-35)式，並令(4-35)式等於(4-36)式，再以匯流排 R 端為距離參考原點，則可求得模態故障定位指標為：

$$D_{3m} = \frac{\ln(M_{3m} / N_{3m})}{2\Gamma_{mS} L_R} + 1 \quad m = 0, \alpha, \beta \quad (4-37)$$

其中

$$M_{3m} = \frac{1}{2} (V_{Sm} + Z_{CmS} I_{Sm}) e^{\Gamma_{mS} L_S} - \frac{1}{2} (V_{Pm} - Z_{CmS} I_{Pm}) \quad (4-38)$$

$$N_{3m} = \frac{1}{2} (V_{Pm} + Z_{CmS} I_{Pm}) - \frac{1}{2} (V_{Sm} - Z_{CmS} I_{Sm}) e^{-\Gamma_{mS} L_S} \quad (4-39)$$

(3) $D_{1m} = 1$ 且 $D_{2m} > 1$

由上節提及之理論及表 4-1 得知故障發生於 L_T 線段。同理，可由 R 端及 T 端之量測資料，來求得故障位置。利用類似(4-33)(4-36)式之技巧，並以 R 端為距離參考原點，則可求得模態故障定位指標為：

$$D_{4m} = \frac{\ln(M_{4m} / N_{4m})}{2\Gamma_{mT} L_R} + 1 \quad m = 0, \alpha, \beta \quad (4-40)$$

其中

$$M_{4m} = \frac{1}{2}(V_{Tm} + Z_{CmT}I_{Tm})e^{\Gamma_{mT}L_T} - \frac{1}{2}(V_{Pm} - Z_{CmT}I_{Pm}) \quad (4-41)$$

$$N_{4m} = \frac{1}{2}(V_{Pm} + Z_{CmT}I_{Pm}) - \frac{1}{2}(V_{Tm} - Z_{CmT}I_{Tm})e^{-\Gamma_{mT}L_T} \quad (4-42)$$

綜合上述分析，對於三端複合線徑型輸電線之故障定位技術，只需要利用(4-30)、(4-32)式修正純三端型線路故障定位演算法之故障定位指標 D_{1m} 及 D_{2m} ，並搭配複合線徑線段不同的輸電線參數重新計算 P 點電壓電流值以取得各線徑線段故障定位指標 D_{3m} 及 D_{4m} ，則可完成故障區段的判定及實際故障位置的計算。

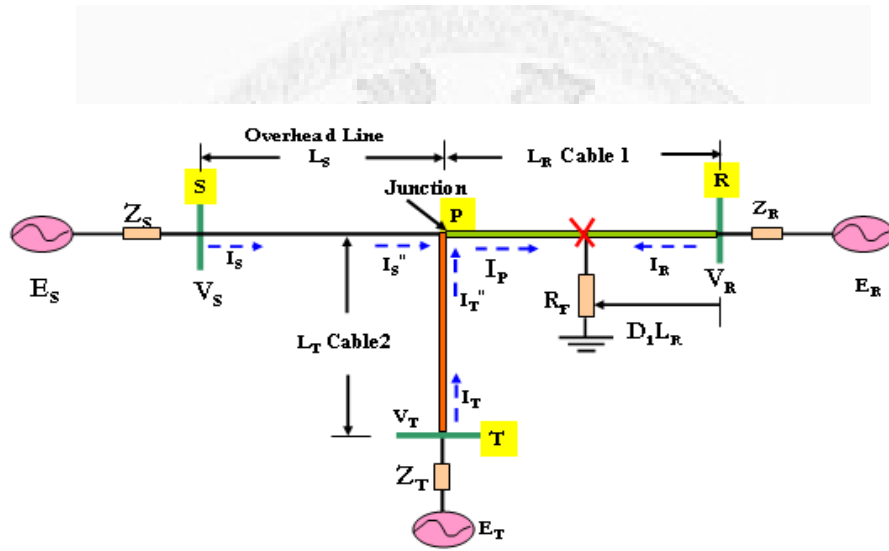


圖 4-7、三端複合線徑型輸電線之示意圖(故障發生於 LR 線段)

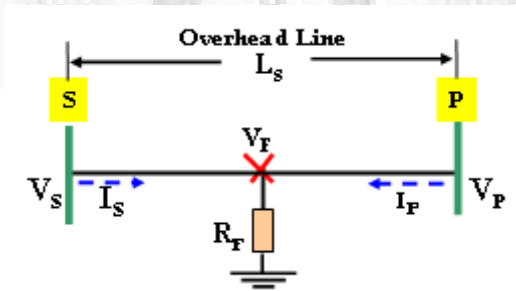


圖 4-8、三端複合型線路簡化後之等效雙端型線路示意圖(故障發生於 LS 線段)

4-5 三端 n-區段複合輸電線路的故障定位演算法

在台電實際的 161kV 輸電系統之中，通常很少會如 4-4 節所述之 3 區段複合

輸電線架構，而往往是更為複雜的 n -區段複合型線路。圖 4-9 為台電實際使用中的三端 n -區段複合型輸電線概念圖。假設 L_S 線段共有 y 個複合線徑區段， L_R 線段共有 k 個區段， L_T 線段共有 z 個區段，因此可說圖 4-9 為擁有 $n=y+k+z$ 個區段的三端複合型線路，所以不可直接使用 4-3-2 節中只擁有 3 區段的複合輸電線演算法。

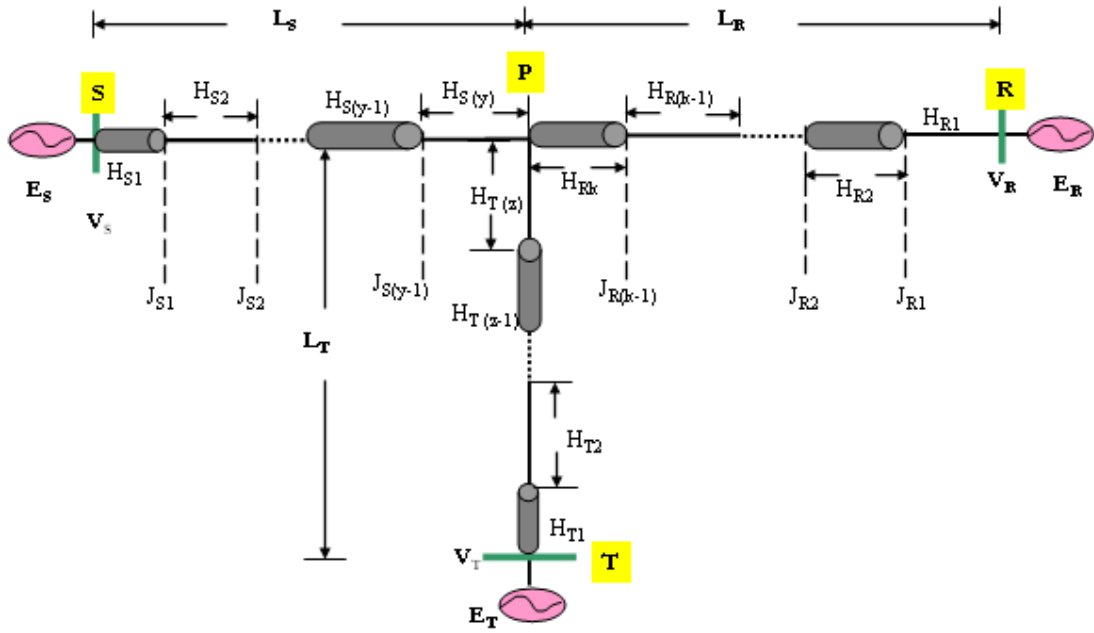


圖 4-9、三端型 n -區段複合型輸電線

對於如此複雜的三端 n -區段複合輸電線故障定位方法，本文介紹依舊可使用匯流排 S、R、T 三端量測值來完成故障定位的方法。取得三端匯流排電壓、電流後，只要將 4-4 節介紹之演算法加以延伸，即如對於圖 4-9，同樣必須先判斷故障是位於哪一線段後，再對此線段進行雙端複合故障定位演算法即可找出故障位置，與 4-4 節演算法之差別只在於三端匯流排電壓電流值須配合 n -區段複合線徑做接面點(junction point)計算。圖 4-10 為此演算法流程圖，說明如下：

步驟 1: 同 4-4 節所述，先將 Bus S、T 端量測的電壓電流相量朝向 P 點計算，因為 L_S 、 L_T 是多區段線徑組成，因此將(4-30)、(4-33)式修正如下(省略模態轉換的下標($m=0,1,2$))，並以 H_{Si} 、 H_{Ti} 代表 L_S 、 L_T 線段中第 i 個區段，而 Γ_{Hi} 及 Z_{chi} 分別代

表 H_i 區段之模態傳播常數及模態特性阻抗)：

$$V_{SJ1} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{Hs1} H_{S1}} (V_S + Z_{CHs1} I_S) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{Hs1} H_{S1}} (V_S - Z_{CHs1} I_S) \quad (4-43)$$

$$I_{SJ1} = \frac{1}{2Z_{CHs1}} [(V_S + Z_{CHs1} I_S) e^{-\Gamma_{Hs1} H_{S1}} - (V_S - Z_{CHs1} I_S) e^{\Gamma_{Hs1} H_{S1}}] \quad (4-44)$$

$$V_{SJ2} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{Hs2} H_{S2}} (V_{SJ1} + Z_{CHs2} I_{SJ1}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{Hs2} H_{S2}} (V_{SJ1} - Z_{CHs2} I_{SJ1}) \quad (4-45)$$

$$I_{SJ2} = \frac{1}{2Z_{CHs2}} [(V_{SJ1} + Z_{CHs2} I_{SJ1}) e^{-\Gamma_{Hs2} H_{S2}} - (V_{SJ1} - Z_{CHs2} I_{SJ1}) e^{\Gamma_{Hs2} H_{S2}}] \quad (4-46)$$

...

$$V_{SJi} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{Hsi} H_{Si}} (V_{SJ(i-1)} + Z_{CHsi} I_{SJ(i-1)}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{Hsi} H_{Si}} (V_{SJ(i-1)} - Z_{CHsi} I_{SJ(i-1)}) \quad (4-47)$$

$$I_{SJi} = \frac{1}{2Z_{CHsi}} [(V_{SJ(i-1)} + Z_{CHsi} I_{SJ(i-1)}) e^{-\Gamma_{Hsi} H_{Si}} - (V_{SJ(i-1)} - Z_{CHsi} I_{SJ(i-1)}) e^{\Gamma_{Hsi} H_{Si}}] \quad (4-48)$$

其中 i=1, 2, ..., y (L_S 線段共有 y 個區段)。

同理

$$V_{Tji} = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{HTi} H_{Ti}} (V_{TJ(i-1)} + Z_{CHTi} I_{TJ(i-1)}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{HTi} H_{Ti}} (V_{TJ(i-1)} - Z_{CHTi} I_{TJ(i-1)}) \quad (4-49)$$

$$I_{Tji} = \frac{1}{2Z_{CHTi}} [(V_{TJ(i-1)} + Z_{CHTi} I_{TJ(i-1)}) e^{-\Gamma_{HTi} H_{Ti}} - (V_{TJ(i-1)} - Z_{CHTi} I_{TJ(i-1)}) e^{\Gamma_{HTi} H_{Ti}}] \quad (4-50)$$

其中 i=1, 2, ..., z (L_T 線段共有 z 個區段)。

因此可得到 P 點電流及電壓：

$$I_P = I_{SJy} + I_{TJz} \quad (4-51)$$

$$V_P = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{Hsy} H_{Sy}} (V_{SJ(y-1)} + Z_{CHsy} I_{SJ(y-1)}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{Hsy} H_{Sy}} (V_{SJ(y-1)} - Z_{CHsy} I_{SJ(y-1)}) \quad (4-52)$$

$$V_P = \frac{1}{2} e^{-\Gamma_{HTz} H_{Tz}} (V_{TJ(z-1)} + Z_{CHTz} I_{TJ(z-1)}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{HTz} H_{Tz}} (V_{TJ(z-1)} - Z_{CHTz} I_{TJ(z-1)}) \quad (4-53)$$

步驟 2: 將 Bus R 端量測的電壓電流朝向圖 4-9 之 J_{R(k-1)} 點計算，因為 L_R 是多區段線徑組成，因此將 R 端電壓電流修正如下通式{省略模態轉換下標(m=0,1,2)，

並以 H_{Ri} 代表 L_R 線段中第 i 個區段， $i=1, 2, \dots, k$ (L_R 線段共有 k 個區段)}

$$\begin{aligned} V_{RJ(k-1)} &= \frac{1}{2}(V_{RJ(k-2)} + Z_{CH_R(k-1)}I_{RJ(k-2)})e^{\Gamma_{H_R(k-1)}H_R(k-1)} \\ &+ \frac{1}{2}(V_{RJ(k-2)} - Z_{CH_R(k-1)}I_{RJ(k-2)})e^{-\Gamma_{H_R(k-1)}H_R(k-1)} \end{aligned} \quad (4-54)$$

$$\begin{aligned} I_{RJ(k-1)} &= \frac{1}{2Z_{CH_R(k-1)}} \left[(V_{RJ(k-2)} + Z_{CH_R(k-1)}I_{RJ(k-2)})e^{\Gamma_{H_R(k-1)}H_R(k-1)} \right. \\ &\quad \left. - (V_{RJ(k-2)} - Z_{CH_R(k-1)}I_{RJ(k-2)})e^{-\Gamma_{H_R(k-1)}H_R(k-1)} \right] \end{aligned} \quad (4-55)$$

步驟 3: 此時利用 4-4 節所提及之純三端線路故障定位演算法計算 $J_{R(k-1)}$ 到 P 點之間(即 $H_{R(k)}$ 區段)的故障定位指標 D_1 及 D_2 。經由 D_1 及 D_2 之響應數值，即可完成三端 n -區複合線徑輸電線路故障線段判斷。

步驟 4: 經由 D_1 及 D_2 邏輯選擇情形如下：

(1) $0 < D_1 < 1$ 且 $0 < D_2 < 1$:

代表故障發生於 $H_{R(k)}$ 線段， D_1 、 D_2 即為正確故障位置解。

(2) $D_1 < 0$ 且 $D_2 < 0$:

代表故障發生於 L_R 線段，且介於 $H_{R(k-1)}$, $H_{R(k-2)} \dots, H_{R2}$, H_{R1} 區段之間，利用第三章提及之 n -區段複合輸電線的故障定位法計算故障位置 $D_{R(k-1)}$, $D_{R(k-2)} \dots, D_{R2}$, D_{R1} ，其中只有一個位置會介於區間 $[0,1]$ 之內，而其即為正確的故障位置。

(3) $D_1 > 1$ 且 $D_2 = 1$:

代表故障發生於 L_S 線段，且介於 H_{S1} , $H_{S2} \dots, H_{S(y-1)}$, $H_{S(y)}$ 區段之間，利用第三章提及之 n -區段複合輸電線的故障定位法計算故障位置 D_{S1} , $D_{S2} \dots, D_{S(y-1)}$, $D_{S(y)}$ ，其中只有一個位置會介於區間 $[0,1]$ 之內，而其即為正確的故障位置，最後再參考到 Bus R 端即為實際故障距離。

(3) $D_1 = 1$ 且 $D_2 > 1$:

同理，故障發生於 L_T 線段，且介於 $H_{T1}, H_{T2}, \dots, H_{T(z-1)}, H_{T(z)}$ 區段之間，利用第三章提及之 n -區段複合輸電線的故障定位法計算故障位置 $D_{T1}, D_{T2}, \dots, D_{T(z-1)}, D_{T(z)}$ ，其中只有一個位置會介於區間 $[0,1]$ 之內，而其即為正確的故障位置，最後再參考到 Bus R 端即為實際故障距離。

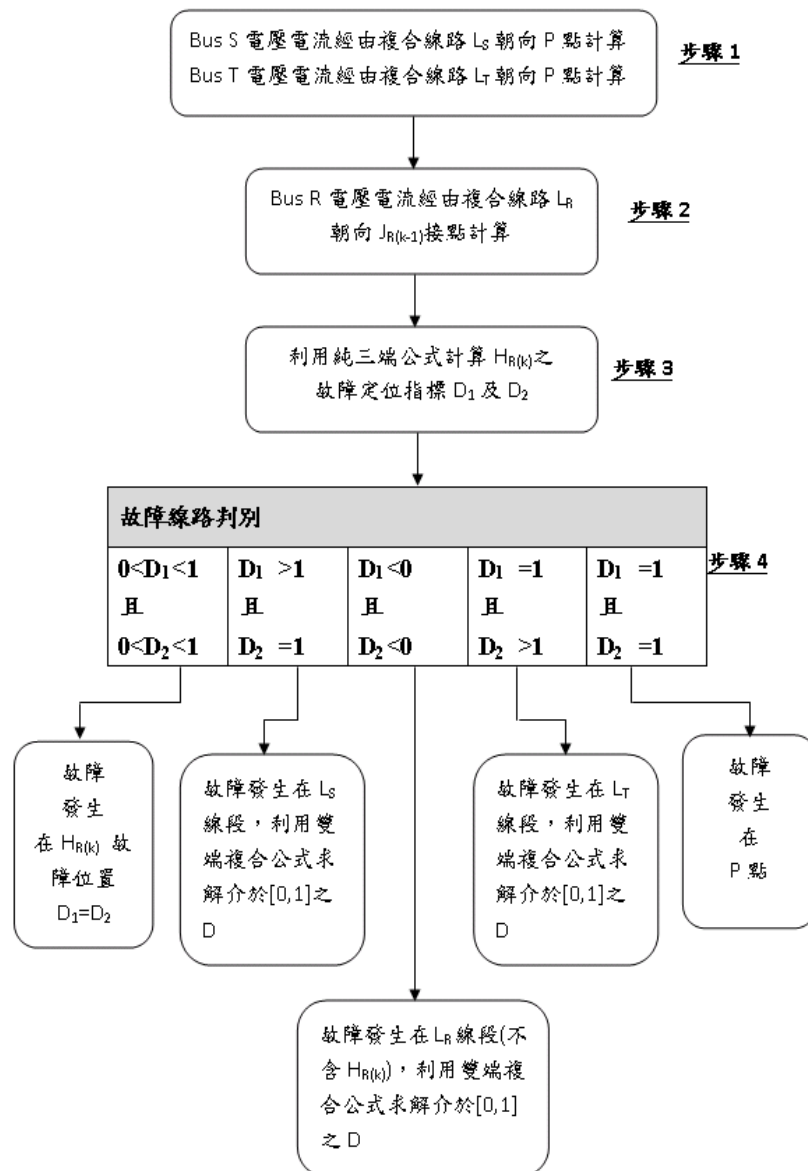


圖 4-10、三端 n -區段複合型輸電線演算法流程圖

4-6 純三端及三端複合線路演算法的模擬結果與分析

本文採用 MATLAB/SIMULINK^R 來做不同故障模擬測試，以驗證所提故障定位演算法之性能，本節分別敘述純三端型、三端複合線徑型，及三端 n-區段複合線徑型線路之故障定位技術測試結果。

4-6-1 純三端型輸電線路故障定位技術測試

圖 4-11 為台電 161 kV 『南湖-通霄-苗栗』純三端型輸電系統單線圖，其系統頻率為 60Hz，表 4-2 為台電所附之線路參數，其與本文模擬系統所需之參數定義不同，且由於電源系統穩態戴維寧等效電路參數並未量測，因此在模擬前必需將表 4-2 重新整理如表 4-3，並給予三端模擬穩態電源系統。

模擬時輸電線採用分佈式參數模型建構，電壓及電流信號還會經過高頻截止頻率為 240 Hz 之二階低通濾波器，以消除雜訊及高頻成份，信號之取樣頻率為 1920 Hz (每週取樣 32 點)，本文採用第二章所提及的 SDFT 技術來估算基頻電壓及電流相量，並且使用 alpha 模態(α -mode)做故障偵測及定位之工作，而此處用於做故障偵測之臨界設定值 $Th=50000$ 。系統總模擬時間為 200ms，而故障投入時間設於 100 ms。

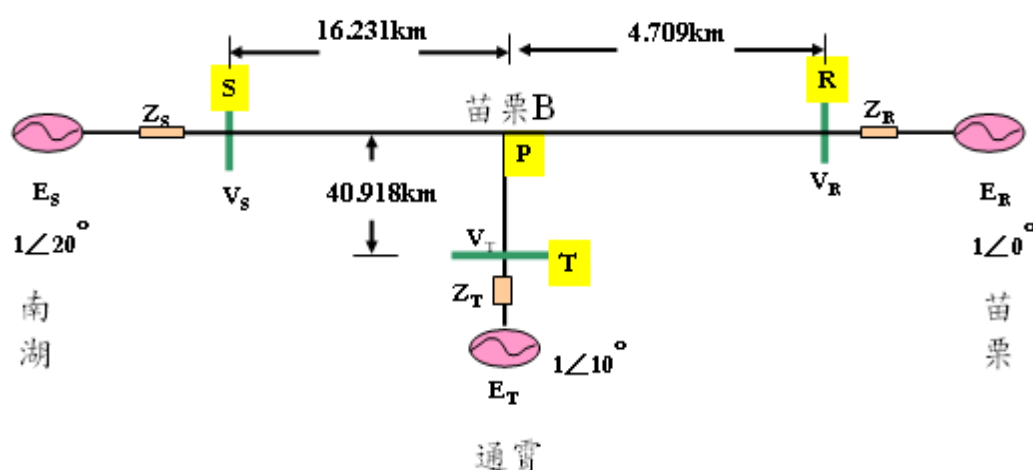


圖 4-11、南湖-通霄-苗栗 161kV 輸電系統單線圖

表 4-2、台電提供之 161 kV 南湖-通霄-苗栗線路參數

導體規範線徑：ACSR636D		
南湖-苗栗 B：線長 = 16.231 公里		
正序阻抗：R1=0.8067(Ω)	X1=5.4926(Ω)	B1= 79.615 (u/MHO)
零序阻抗：R0= 6.1613 (Ω)	X0=19.2613(Ω)	B0= 43.322(u/ MHO)
苗栗-苗栗 B：線長 = 4.709 公里		
正序阻抗：R1= 0.2340 (Ω)	X1=1.5935 (Ω)	B1=23.098 (u/ MHO)
零序阻抗：R0=1.7875(Ω)	X0=5.5882 (Ω)	B0=12.569 (u/ MHO)
通霄-苗栗 B：線長 = 40.918 公里		
正序阻抗：R1=1.9978(Ω)	X1=13.6030 (Ω)	B1=197.175 (u/ MHO)
零序阻抗：R0=15.2592(Ω)	X0=47.7030 (Ω)	B0=107.292 (u/ MHO)

表 4-3、整理後之南湖-通霄-苗栗模擬系統參數

電源戴維寧等效電路	
電壓： $E_S = 1.20(\text{pu})$, $E_R = 1.0(\text{pu})$, $E_T = 1.10(\text{pu})$	
正序阻抗：	
$Z_{S1} = 0.238j5.7132 (\Omega)$, $Z_{R1} = 0.238j6.19 (\Omega)$, $Z_{T1} = 0.238j5.95 (\Omega)$	
零序阻抗：	
$Z_{S0} = 2.738j10 (\Omega)$, $Z_{R0} = 0.833j5.118 (\Omega)$, $Z_{T0} = 1.786j7.58 (\Omega)$	
輸電線路參數：	
正序參數: $R_1 = 0.0497 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.898 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.013 (\text{u F}/\text{km})$	
零序參數: $R_0 = 0.3790 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 3.148 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.007 (\text{u F}/\text{km})$	

本文做了大量之故障模擬測試，以下舉幾個典型範例做說明。

1. 故障偵測及定位性能測試：

首先模擬一發生於 L_R 區段之 B 相接地故障，其發生於離 BUS R 端 0.4 p.u. (1.883km)處，故障接地電阻為 0.0001 歐姆。圖 4-12 為本文電驛技術之響應曲線圖，由圖 4-12(a)可知本文之技術確實可快速偵測故障，而本文之故障定位誤差評估公式為：

$$\text{error (\%)} = \text{actual location (p.u.)} / \text{calculated location (p.u.)} \times 100\% \quad (4-56)$$

故障定位計算(calculated location)之結果，乃取故障後 3~4 週之計算數值做平均所得。圖 4-12(b)為副程式 1 之定位指標收斂圖，其定位誤差為 0.01% ，而圖 4-12(c)為副程式 2 之定位指標收斂圖，其定位誤差為 0.03%，由於兩者均收斂至[0,1]之區間，因此可確定故障發生於 L_R 之區段；圖 4-12(d)即為以匯流排 R 端為參考點之實際故障定位距離收斂結果(單位：km)。

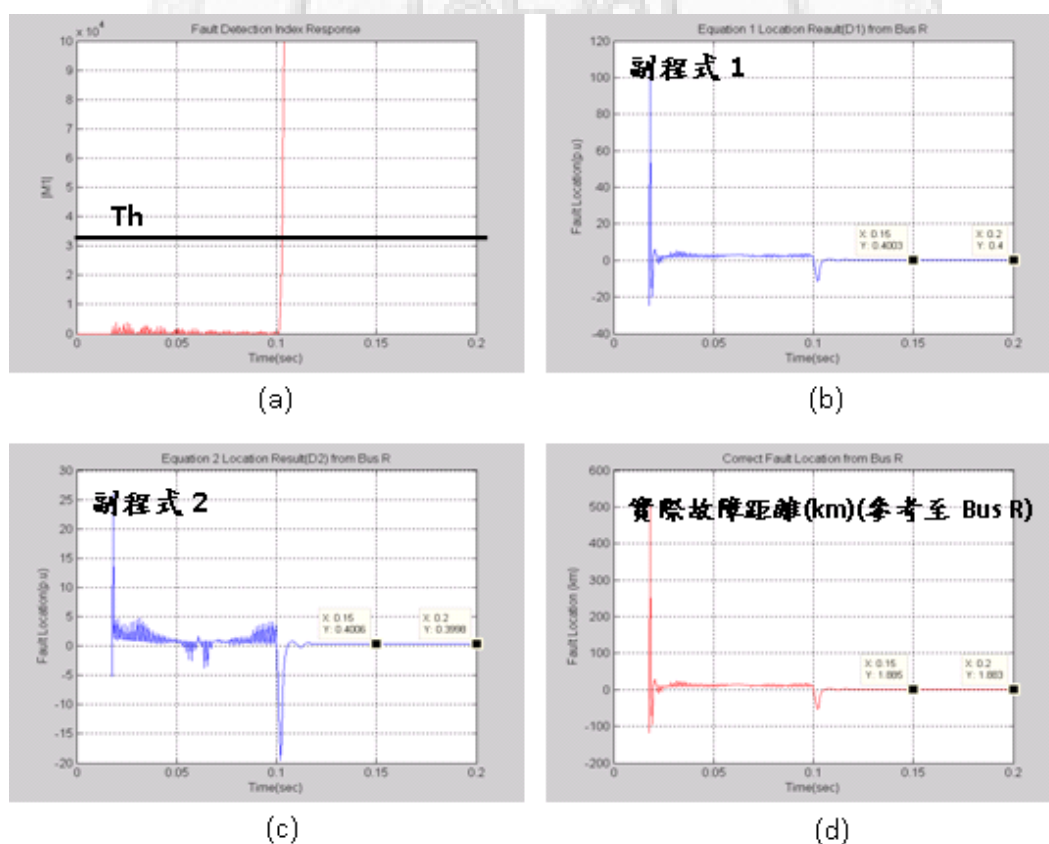


圖 4-12、南湖-通霄-苗栗系統，B 相接地故障時之故障定位技術響應圖
(故障發生於 L_R)

2. 故障區段判斷邏輯正確性測試：

圖 4-13 為 AB 相接地故障之響應圖，其故障發生於 L_S 之區段，故障位置離 S 端 12.9848 km 處，即 P 點左方 3.2462 km 處，以 R 端為參考， L_R 為 1.0 p.u.，換算得知故障位置距離 R 端 1.689 p.u. (7.9535 km) 處，故障電阻為 0.1 歐姆。由圖 4-13(a) 可知本文之技術仍可快速偵測故障；圖 4-13(b) 為 D_1 定位指標收斂圖，其定位誤差為 0.08%，圖 4-13(c) 為 D_2 定位指標收斂圖，其定位誤差為 0.01%，而由表 4-1 可判定故障確實發生於 L_S 區段；圖 4-13(d) 為以 R 端當成參考點之實際故障定位距離收斂結果。

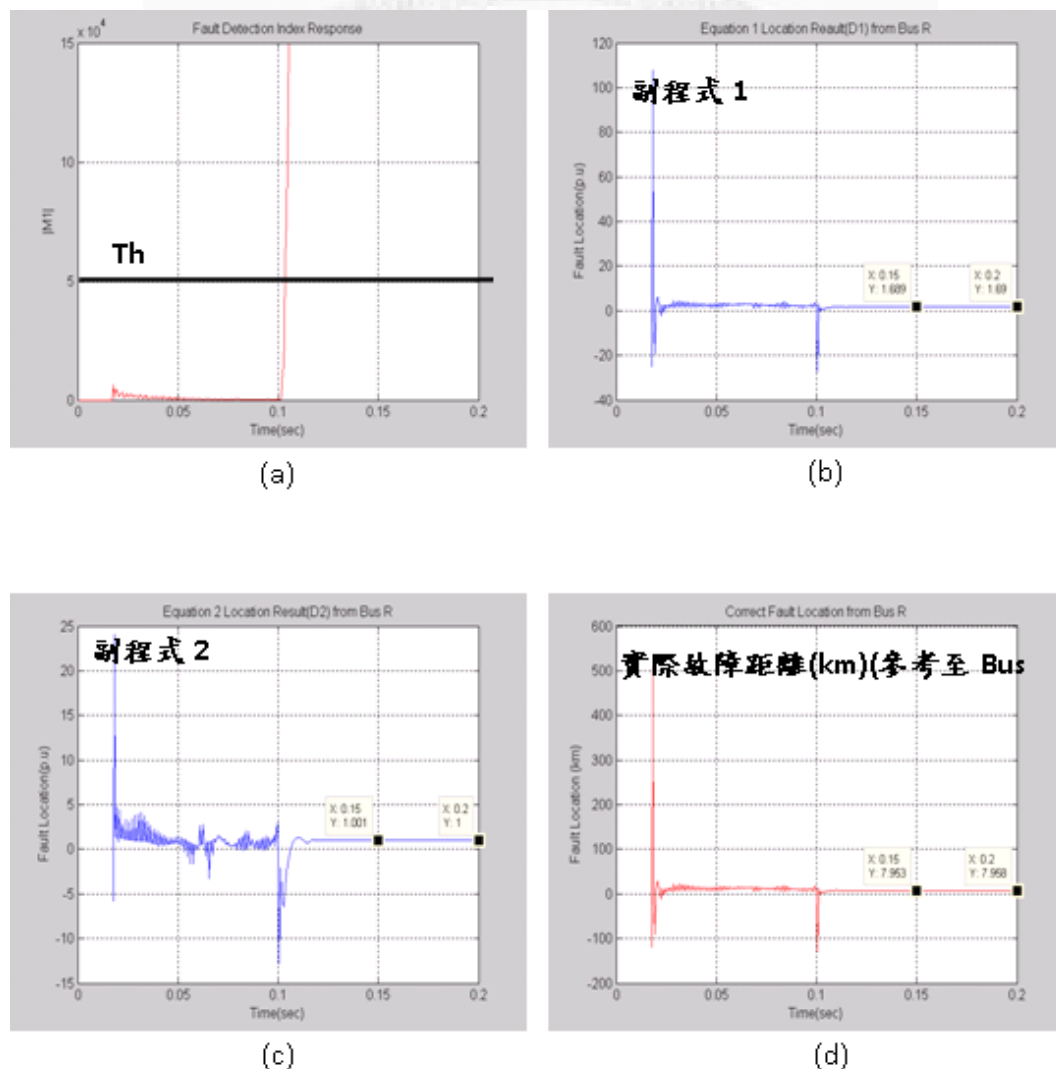


圖 4-13、南湖-通霄-苗栗系統，AB 相雙線接地故障時之故障定位技術響應圖
(故障發生於 L_S)

3．高阻抗故障之性能測試：

於 L_T 區段有一個三相接地故障，故障位置距離 T 端 32.734 km 處，即距離 R 端 2.738 p.u. (12.89 km) 處，故障電阻設為 300 歐姆。由圖 4-14(a) 可知本文之技術於高阻抗接地故障之情形下仍可快速偵測故障；圖 4-14(b) 為 D_1 定位指標收斂圖，其定位誤差為 0.03%，圖 4-14(c) 為 D_2 定位指標收斂圖，確實收斂至 2.738 p.u. 附近，而定位誤差為 0.102%，由表 4-1 可判定故障確實發生於 L_T 區段；圖 4-14(d) 為以 R 端當成參考端之實際故障定位距離收斂圖。由此可知本文之技術不受故障電阻之影響。

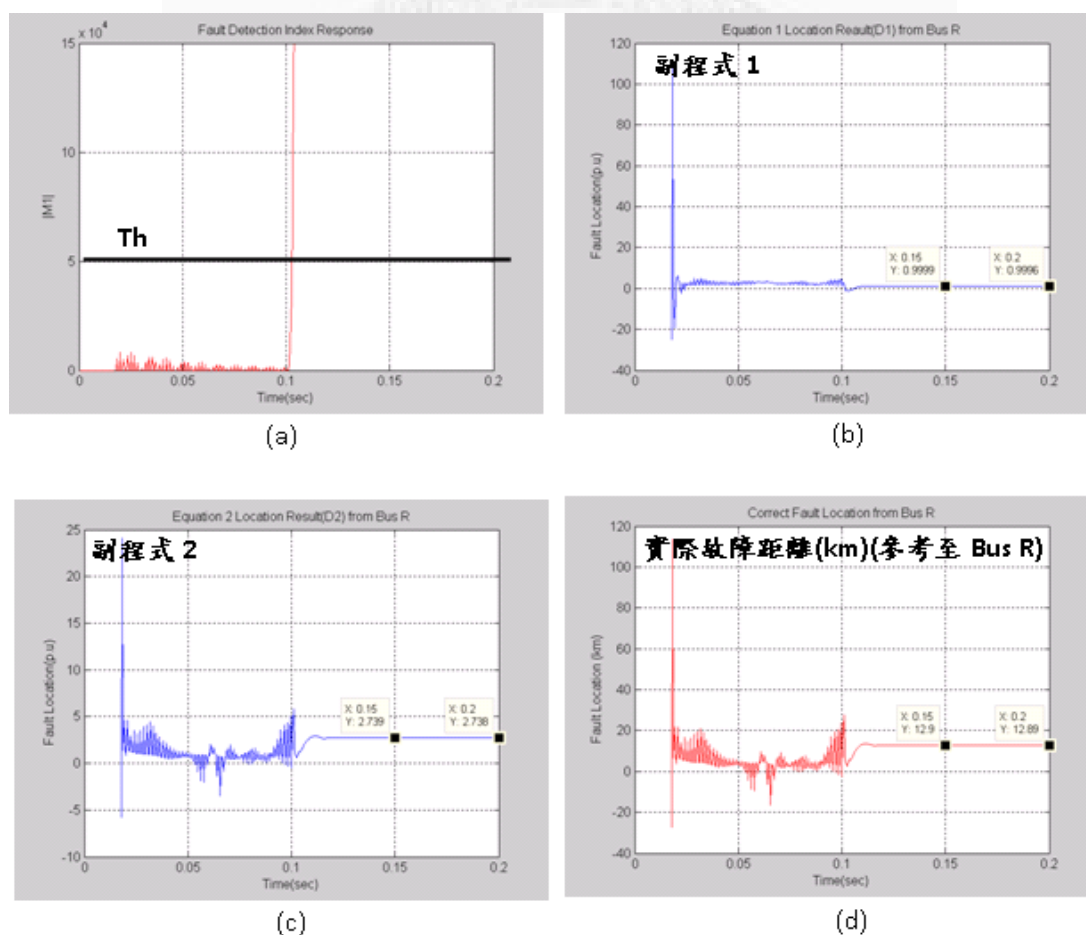


圖 4-14、南湖-通霄-苗栗系統，三相高阻抗接地故障時之故障定位技術響應圖
(故障發生於 L_T)

4-6-2 三端 3-區段複合輸電線路故障定位技術測試

本節將圖 4-11 之純三端型輸電線改為圖 4-15 之複合線徑模型，其輸電線參數整理如表 4-4 所示，其他相關系統模擬設定同 4-4-1 節所述。本文做了大量之故障模擬測試，以下舉例說明幾個典型範例。

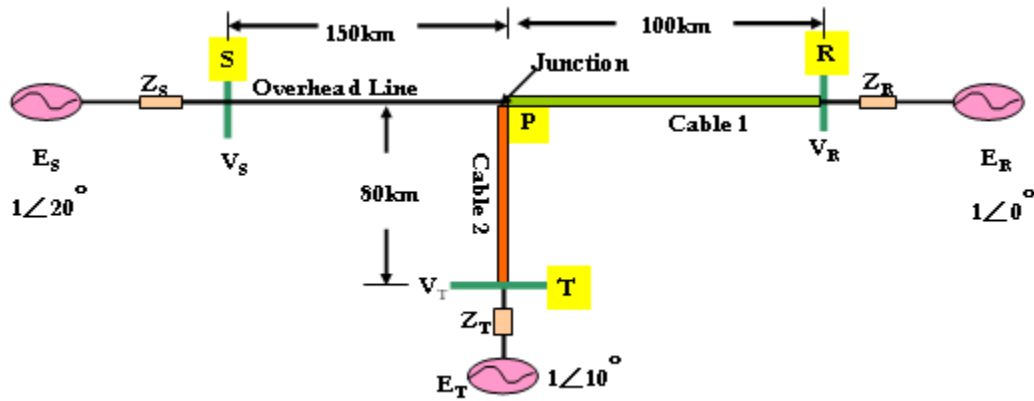


圖 4-15、三端 3-區段複合線路之測試架構圖

表 4-4、三端 3-區段複合線路之輸電線參數表

輸電線路參數	
長度: $L_S=150\text{ km}$, $L_R=100\text{ km}$, $L_T=80\text{ km}$	
L_S Overhead Line: 正序參數: $R_1=0.0321\text{ }(\Omega/\text{km})$, $L_1=0.473\text{ (mH/km)}$, $C_1=0.038\text{ (uF/km)}$ 零序參數: $R_0=0.3479\text{ }(\Omega/\text{km})$, $L_0=1.37\text{ (mH/km)}$, $C_0=0.038\text{ (uF/km)}$	
L_R Cable 1: 正序參數: $R_1=0.0214\text{ }(\Omega/\text{km})$, $L_1=0.0946\text{ (mH/km)}$, $C_1=0.076\text{ (uF/km)}$ 零序參數: $R_0=0.2319\text{ }(\Omega/\text{km})$, $L_0=1.6440\text{ (mH/km)}$, $C_0=0.076\text{ (uF/km)}$	
L_T Cable 2: 正序參數: $R_1=0.0161\text{ }(\Omega/\text{km})$, $L_1=0.3784\text{ (mH/km)}$, $C_1=0.057\text{ (uF/km)}$ 零序參數: $R_0=0.1739\text{ }(\Omega/\text{km})$, $L_0=1.096\text{ (mH/km)}$, $C_0=0.057\text{ (uF/km)}$	

1. 故障偵測及定位性能測試：

假設有一發生於 L_R 區段(Cable 1)之 A 相接地故障，其發生於離 BUS R 端 0.5 p.u. (50km)處，故障接地電阻為 1 歐姆，圖 4-16 為複合線徑故障定位技術之響應曲線圖。由圖 4-16(a)可知本文之技術於複合線路架構下仍可快速偵測故障；圖 4-16(b)為 D_1 定位指標收斂圖，確實收斂在 0.5 p.u. 附近，其定位誤差為 0.05%，而圖 4-16(c)為 D_2 定位指標收斂圖，其定位誤差為 0.03%，對照表 4-1 可知故障確實發生於 L_R 之區段；圖 4-16(d)即為以 Bus R 端為參考端之實際故障定位距離收斂圖。

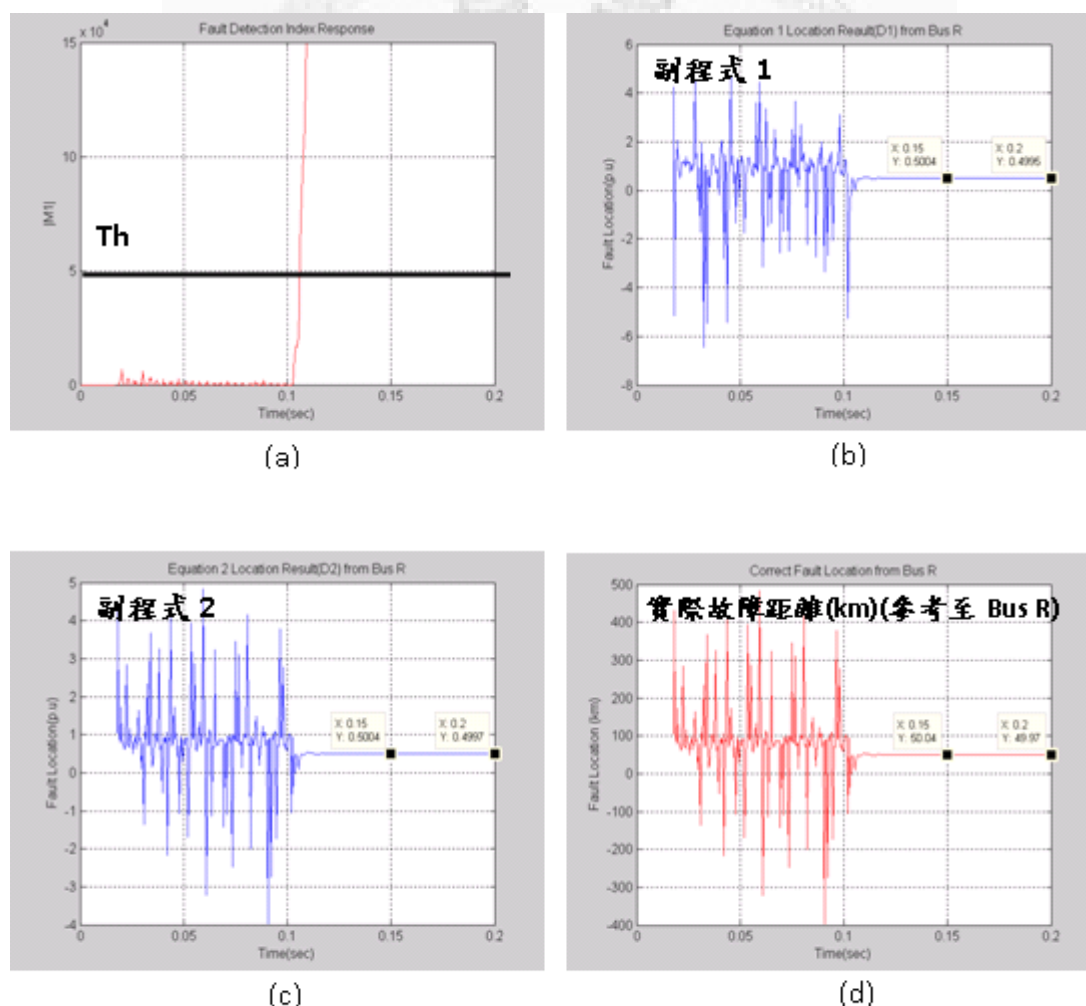


圖 4-16、三端 3-區段複合線路 A 相接地故障之故障定位技術響應圖

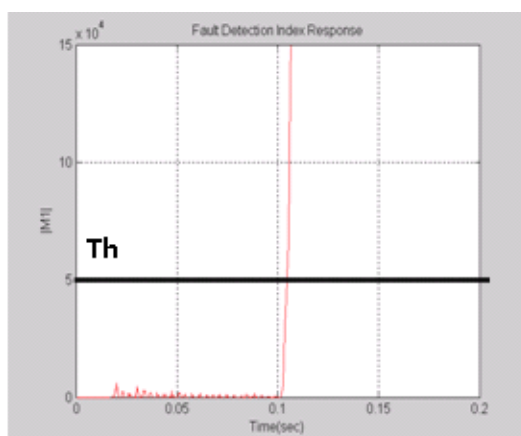
(故障發生於 L_R)

2. 故障區段判斷邏輯正確性測試：

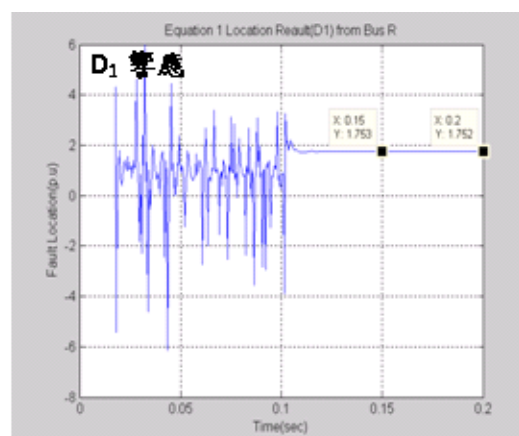
模擬 L_S 區段(Overhead Line)有一 AC 相間短路故障，故障位置離 S 端 60 km 處，即 P 點左方 90 km 處，換算得知距離 R 端 1.9 p.u. (190 km)處。由圖 4-17 (a) 可知本文對於不同線徑線路之故障位置仍可快速偵測故障；由圖 4-17 (b)可知 D_1 指標大於 1.0 p.u.，而由圖 4-17 (c)得知 D_2 指標收斂在 1.0 p.u.附近，對照表 4-1 可知故障確實於 L_S 區段；圖 4-17 (d)為 D_3 定位指標圖，其確實收斂在 1.9 p.u. 附近，定位誤差為 0.03%；圖 4-17 (e)為 D_4 定位指標圖，其收斂在 1.0 p.u. 附近，定位誤差為 0.01%；圖 4-17 (f)則是以 R 端當作參考端之實際故障定位距離收斂圖。

3. 高阻抗故障之性能測試：

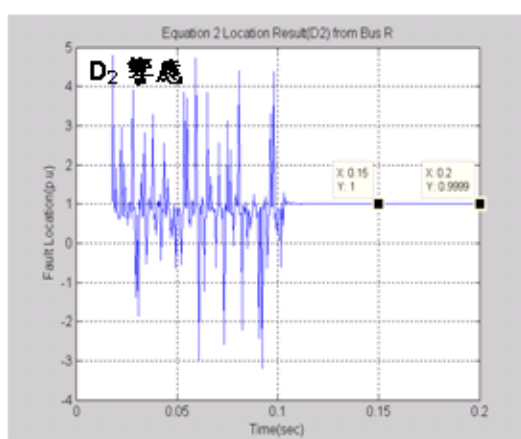
假設有一 AC 相雙線接地故障發生於 L_T 區段(Cable 2)，故障位置離 T 端 16 km 處，即 P 點下方 64 km 處，換算得知距離 R 端 1.64 p.u. (164 km)處，故障電阻假設為 300 歐姆。由圖 4-18(a)可知本文之技術仍可快速偵測故障；由圖 4-18(b)可知 D_1 指標收斂在 1.0 p.u.附近，由圖 4-18(c)可知 D_2 指標大於 1.0 p.u.，對照表 4-1 可判定故障確實發生於 L_T 區段；圖 4-18(d)為 D_3 定位指標圖，其收斂在 1.0 p.u. 附近，定位誤差為 0.01 %；圖 4-18(e)為 D_4 定位指標圖，其確實收斂在 1.64 p.u. 附近，定位誤差為 0.01%；圖 4-18(f)為以 R 端當參考點之實際故障定位距離收斂圖。由以上分析可知本文之技術不受複合線徑線路之故障電阻大小影響。



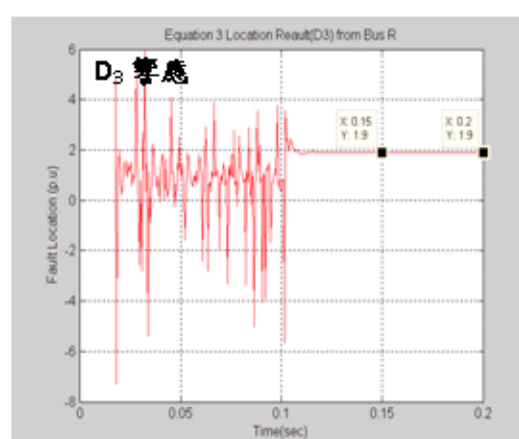
(a)



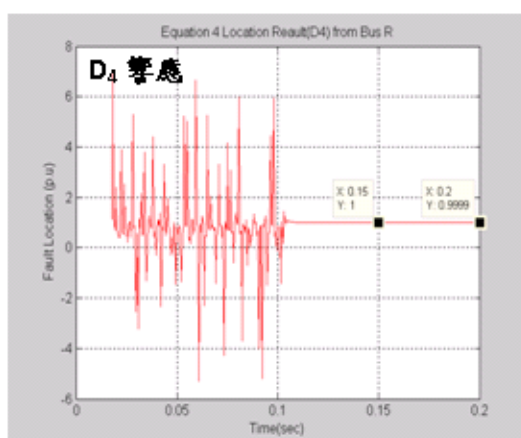
(b)



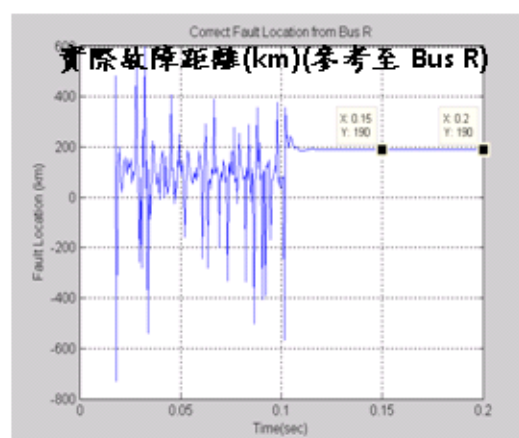
(c)



(d)



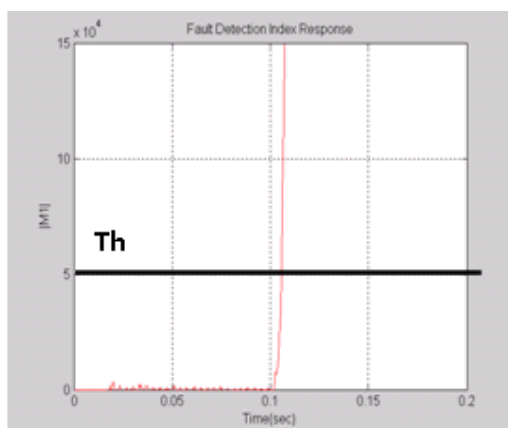
(e)



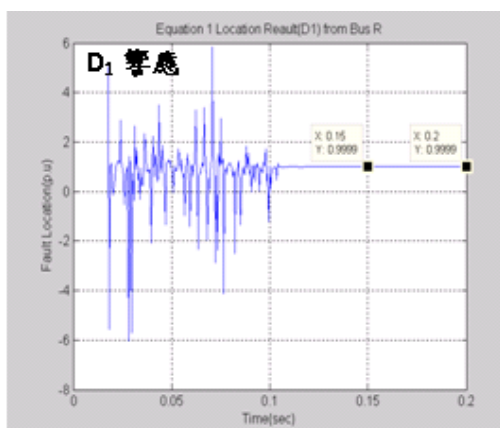
(f)

圖 4-17、三端 3-區段複合線路 AC 相線間短路故障之故障定位技術響應圖

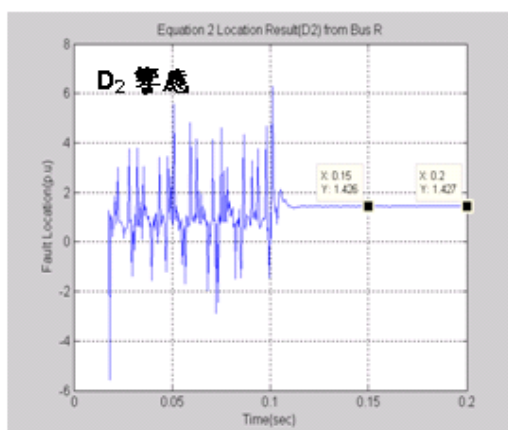
(故障發生於 LS)



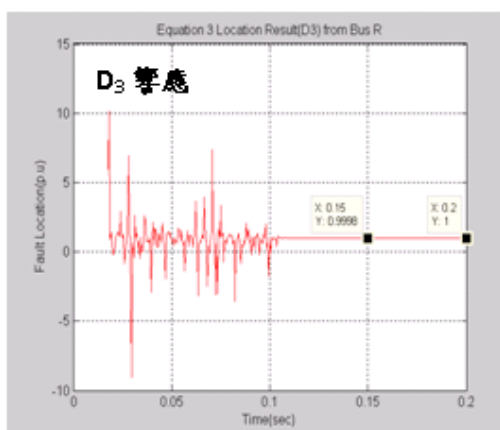
(a)



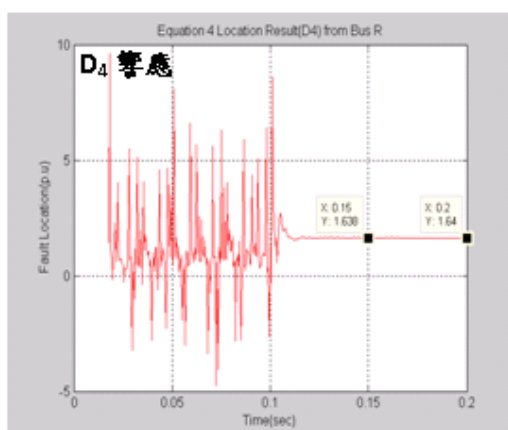
(b)



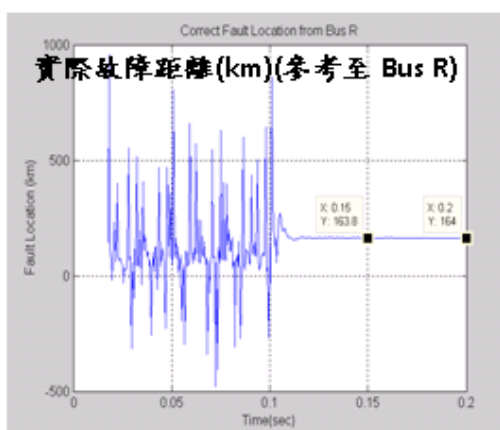
(c)



(d)



(e)



(f)

圖 4-18、三端 3-區段複合線路 AC 相雙線接地故障之故障定位技術響應圖
(故障發生於 LT)

4-6-3 三端 n-區複合線路故障定位技術測試

本文利用台電『龍潭-梅湖-六家紅線』三端 6-區段複合型輸電線建立系統模型，如圖 4-19 之 SIMULINK MODEL 所示。表 4-4 為台電所附之線路參數，其與本文模擬系統所需之參數定義不同，因此在模擬前必須將表 4-4 重新整理如表 4-5，其他相關系統模擬設定同 4-4-1 節所述。

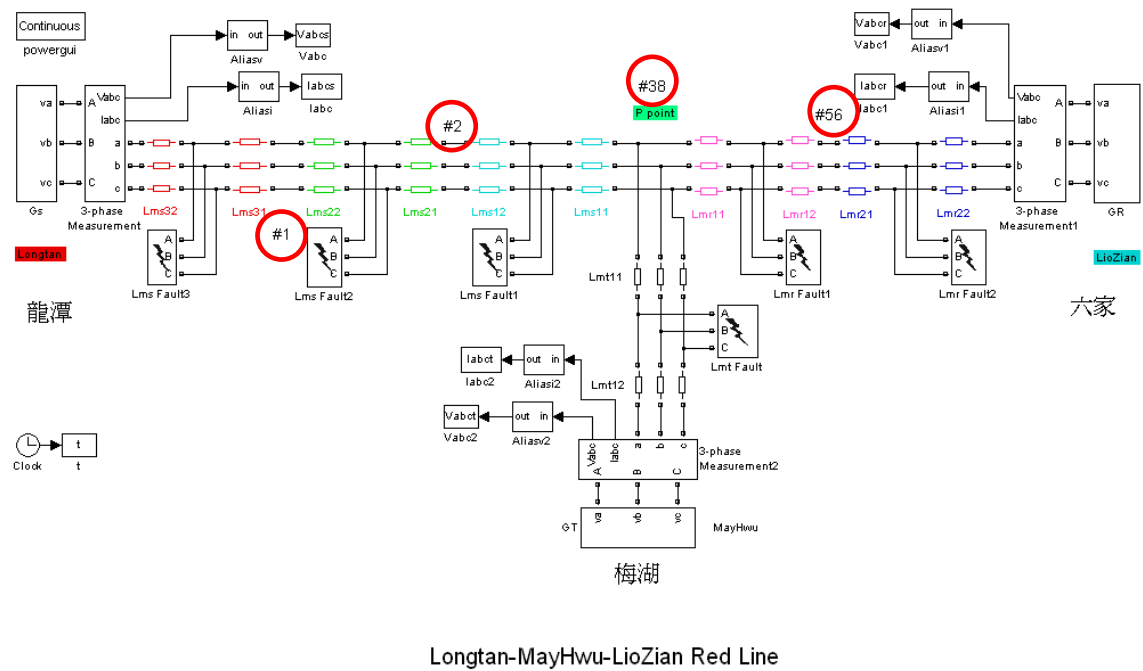


圖 4-19、台電『龍潭-梅湖-六家紅線』三端 6-區段複合型輸電線 SIMULINK 模型

表 4-5、台電提供之 161 kV 龍潭-梅湖-六家紅線線路參數

1・龍潭到 P 點線段：

龍潭-#1：線長= 0.1 公里，線徑 XLPE800

正序阻抗：R1=0.0018 (Ω) X1=0.0147 (Ω) B1= 10.651 (u/MHO)

零序阻抗：R0= 0.2940 (Ω) X0=0.1396 (Ω) B0=0.000 (u/ MHO)

#1 - #2：線長 = 0.72 公里，線徑 ACSR795D

正序阻抗：R1= 0.0271 (Ω) X1= 0.2431 (Ω) B1= 3.528 (u/ MHO)

零序阻抗：R0= 0.1783 (Ω) X0= 0.7291 (Ω) B0= 1.934 (u/ MHO)

#2- #38：線長 = 10.700 公里，線徑 ACSR636D

正序阻抗：R1= 0.5318 (Ω) X1= 3.6209 (Ω) B1= 52.485 (u/ MHO)

零序阻抗：R0= 4.0617 (Ω) X0= 12.6977 (Ω) B0= 28.559 (u/ MHO)

2・梅湖到 P 點線段：

梅湖- #38：線長= 5.850 公里，線徑 ACSR795D

正序阻抗：R1=0.2205 (Ω) X1=1.9755 (Ω) B1= 28.665 (u/MHO)

零序阻抗：R0= 1.4490 (Ω) X0=5.9237 (Ω) B0=15.713 (u/ MHO)

3・六家到 P 點線段：

六家- #56：線長= 3.780 公里，線徑 XLPE2000

正序阻抗：R1=0.0435 (Ω) X1=0.3194 (Ω) B1= 632.016 (u/MHO)

零序阻抗：R0= 0.3081 (Ω) X0=0.7836 (Ω) B0=632.016 (u/ MHO)

#56- #38：線長= 5.600 公里，線徑 ACSR795D

正序阻抗：R1= 0.2111 (Ω) X1= 1.8911 (Ω) B1= 27.440 (u/MHO)

零序阻抗：R0= 1.3871 (Ω) X0= 5.6706 (Ω) B0= 15.042 (u/ MHO)

表 4-6、整理後之龍潭-梅湖-六家紅線模擬系統參數

電源戴維寧等效電路

電壓: $E_S = 1\angle 20^\circ \text{ pu}$, $E_R = 1\angle 0^\circ \text{ pu}$, $E_T = 1\angle 10^\circ \text{ pu}$

正序阻抗:

$$Z_{S1} = 0.238 + j5.7132 (\Omega), Z_{R1} = 0.238 + j6.19 (\Omega), Z_{T1} = 0.238 + j5.95 (\Omega)$$

零序阻抗:

$$Z_{S0} = 2.738 + j10 (\Omega), Z_{R0} = 0.833 + j5.118 (\Omega), Z_{T0} = 1.786 + j7.58 (\Omega)$$

輸電線路參數

1. 龍潭到P點線段:

龍潭- #1:

正序參數: $R_1 = 0.018 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.39 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.28 (\mu\text{F}/\text{km})$

零序參數: $R_0 = 2.94 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 3.7 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.00 (\mu\text{F}/\text{km})$

#1- #2:

正序參數: $R_1 = 0.0376 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.896 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.013 (\mu\text{F}/\text{km})$

零序參數: $R_0 = 2.48 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 2.686 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.007 (\mu\text{F}/\text{km})$

#2- #38:

正序參數: $R_1 = 0.05 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.898 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.013 (\mu\text{F}/\text{km})$

零序參數: $R_0 = 0.38 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 3.148 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.007 (\mu\text{F}/\text{km})$

2. 梅湖到P點線段:

梅湖- #38:

正序參數: $R_1 = 0.038 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.896 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.013 (\mu\text{F}/\text{km})$

零序參數: $R_0 = 2.48 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 2.686 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.007 (\mu\text{F}/\text{km})$

3. 六家到P點線段:

六家- #56:

正序參數: $R_1 = 0.016 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.224 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.444 (\mu\text{F}/\text{km})$

零序參數: $R_0 = 0.815 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 0.549 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.444 (\mu\text{F}/\text{km})$

#56- #38:

正序參數: $R_1 = 0.038 (\Omega/\text{km})$, $L_1 = 0.896 (\text{mH}/\text{km})$, $C_1 = 0.013 (\mu\text{F}/\text{km})$

零序參數: $R_0 = 0.248 (\Omega/\text{km})$, $L_0 = 2.686 (\text{mH}/\text{km})$, $C_0 = 0.007 (\mu\text{F}/\text{km})$

案例一：假設故障發生在 L_S 線段#2~#38 區間

假設一 A 相接地故障發生在圖 4-19 中 L_S 線段之#2~#38 之間，距離#38 位置 0.6p.u，即 $0.6 \times 10.7 = 6.42 \text{ km}$ ，以 Bus R 端(六家端)為參考點，則故障位置距離 R 端 15.8 km，假設接地電阻 0.1 歐姆。圖 4-20 為模擬響應結果。由圖 4-20(a)得到故障定位指標 D_1 大於 1 p.u.；由圖 4-20(b)得到故障定位指標 D_2 收斂在 1 p.u 附近，由三端 n-區段複合線路演算法步驟 3~步驟 4 可知故障確實發生在 L_S 線段；由圖 4-20(c)可知#2~#38 區段之故障定位指標確實收斂在 0.6 pu 附近，定位誤差 0.061%；圖 4-20(d)則為以 Bus R 端(六家端)為參考點之實際故障定位距離收斂圖，可看出故障位置距離 R 端 15.8 km，結果與設定相同。

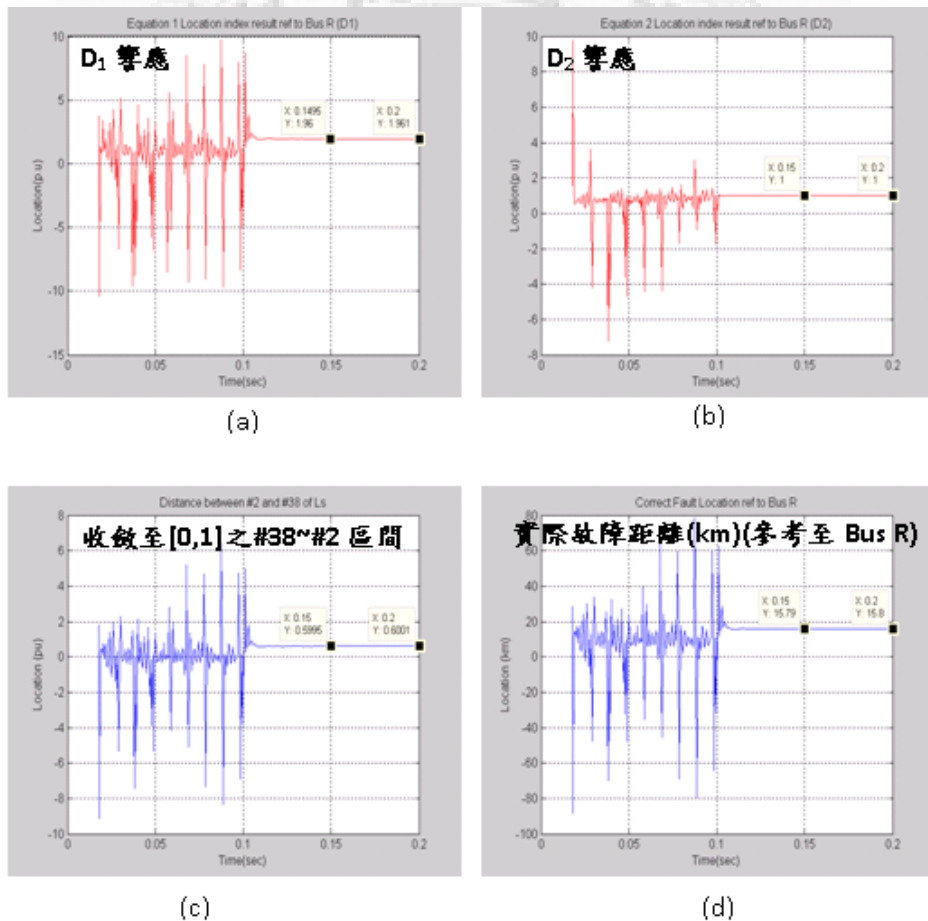


圖 4-20、龍潭-梅湖-六家紅線，A 相接地故障時之定位響應圖(故障發生於 L_S 之 #2~#38 區間)

案例二：假設故障發生在 L_S 線段#1~#2 區間

假設有一個三相接地故障發生在圖 4-19 中 L_S 線段之#1~#2 之間，距離#2 位置 0.7p.u，即 $0.7 \times 0.72 = 0.504$ km，以 Bus R 端(六家端)為參考點，則故障位置距離 R 端 20.584 km，假設接地電阻 1 歐姆。圖 4-21 為模擬響應結果。由圖 4-21(a) 得到故障定位指標 D_1 大於 1 p.u.；由圖 4-21(b) 得到故障定位指標 D_2 收斂在 1.0 p.u. 附近，由三端 n-區段複合線路演算法步驟 3~步驟 4 可判定故障確實發生在 L_S 線段；由圖 4-21(c) 可知#2~#38 區段之故障定位指標會大於 1.0 p.u.，表示故障一定是朝#2 左方往 Bus S 端方向；圖 4-20(d) 可知#1~#2 區段間的故障定位指標收斂在 $[0,1]$ ，且確實在 0.7 p.u 附近，定位誤差 0.122%，可判定故障位置確實是在#1~#2 區段之間，且距離#2 位置 0.504 km。

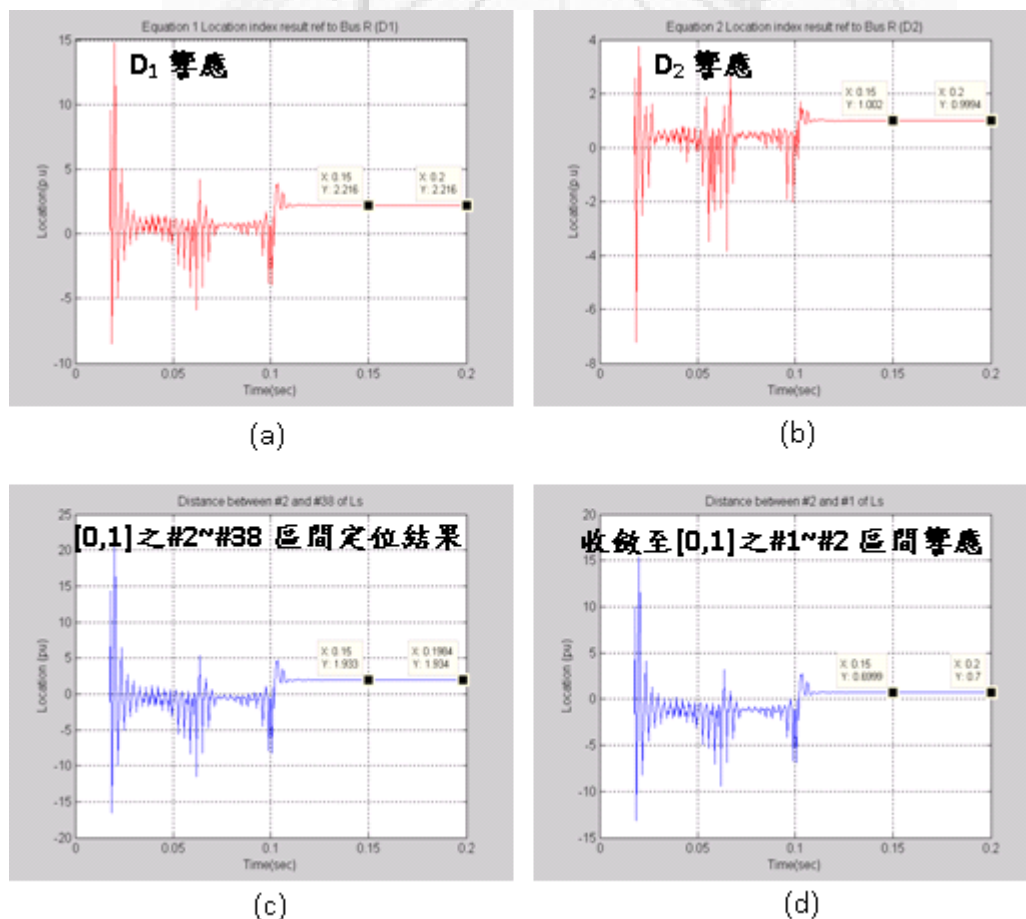


圖 4-21、龍潭-梅湖-六家紅線，三相接地故障時之定位響應圖(故障發生於 L_S 之 #1~#2 區間)

4-7 三端非同步量測時間校準演算法

在使用 GE、SEL，以及 Toshiba 等電驛分析軟體觀察 161 kV 三端線路事故的電壓電流波形時，發現不論線路上安裝的是哪一型電驛，至少都會記錄事故發生前五個週波的電壓波形，因此本論文就利用了此故障前的波形資訊發展出一套可校準三端非同步量測的演算法。

如圖 4-22 所示之三端子線路，不論從哪一端匯流排換算電壓相量到三端線路的搭接點(P 點)上，根據節點等電位法則可知其換算後電壓相量的大小都會相同，且事故發生以前如果在同步量測的情況下其電壓相量的角度也會相同。因此只要求出三端匯流排故障前電壓相量換算到搭接點的值，並比較其相對角度的變化就可得到三端非同步角，其計算流程如圖 4-23 所示。

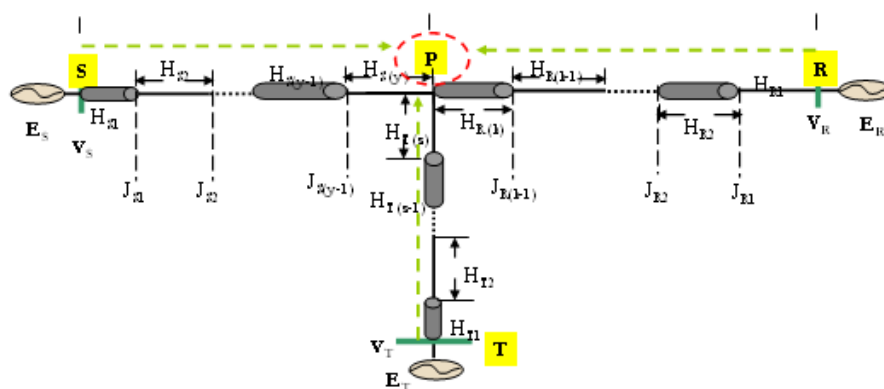


圖 4-22、同步量測之故障前三端子線路搭接點(P 點)電壓角度相同

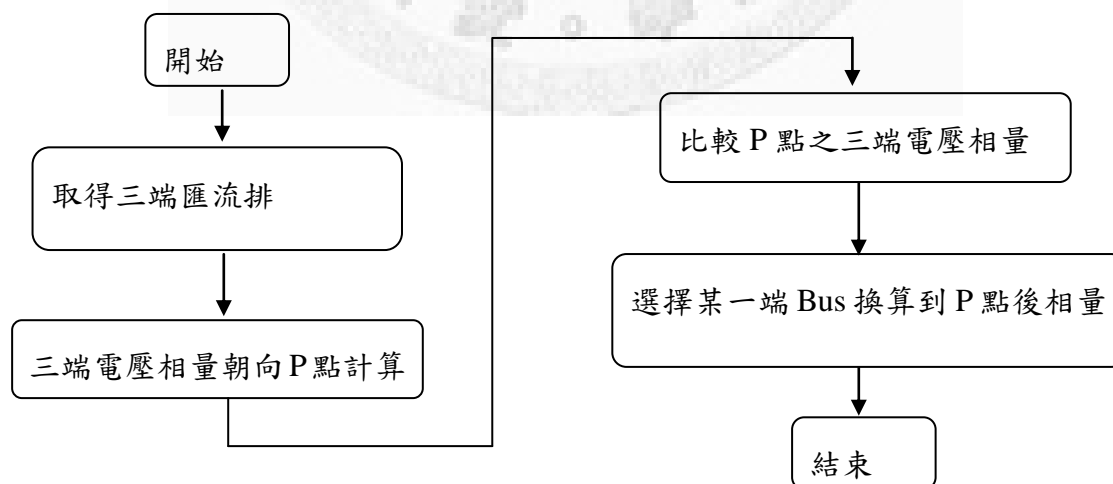


圖 4-23、三端非同步量測時間校準演算法流程圖

為了使本演算法能夠使用於純三端線路以及三端多區段複合線路，利用 4-5

節所提及的三端匯流排電壓電流值 n-區段複合線徑端點轉換公式來得到搭接點 (P 點) 的電壓相量。Bus S 與 Bus T 電壓朝向 P 點計算的結果依序為(4-52)式、(4-53)式所示。因此，可以分別取得匯流排 S 與匯流排 T 換算到 P 點的電壓相量角度 θ_{PS} 與 θ_{PT} ：

$$\theta_{PS} = \text{angle} \left[\frac{1}{2} e^{-\Gamma_{HS} H_{Sy}} (V_{SJ(y-1)} + Z_{CH_{Sy}} I_{SJ(y-1)}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{HS} H_{Sy}} (V_{SJ(y-1)} - Z_{CH_{Sy}} I_{SJ(y-1)}) \right] \quad (4-57)$$

$$\theta_{PT} = \text{angle} \left[\frac{1}{2} e^{-\Gamma_{HT} H_{Tz}} (V_{TJ(z-1)} + Z_{CH_{Tz}} I_{TJ(z-1)}) + \frac{1}{2} e^{\Gamma_{HT} H_{Tz}} (V_{TJ(z-1)} - Z_{CH_{Tz}} I_{TJ(z-1)}) \right] \quad (4-58)$$

同理，也可以將受電端 Bus R 的電壓相量朝向 P 點計算得：

$$V_{PR} = \frac{1}{2} (V_{RJ(k-1)} + Z_{CH_{Rk}} I_{RJ(k-1)}) e^{\Gamma_{HRk} H_{Rk}} + \frac{1}{2} (V_{RJ(k-1)} - Z_{CH_{Rk}} I_{RJ(k-1)}) e^{-\Gamma_{HRk} H_{Rk}} \quad (4-59)$$

其中 H_{Ri} 代表 Bus R 到搭接點線路中第 i 個區段長度， $i=1, 2, \dots, k$ ，而 k 代表 Bus R 到搭接點共有多少個區段。因此可以得到 P 點的電壓相量角度 θ_{PR} ：

$$\theta_{PR} = \text{angle} \left[\frac{1}{2} (V_{RJ(k-1)} + Z_{CH_{Rk}} I_{RJ(k-1)}) e^{\Gamma_{HRk} H_{Rk}} + \frac{1}{2} (V_{RJ(k-1)} - Z_{CH_{Rk}} I_{RJ(k-1)}) e^{-\Gamma_{HRk} H_{Rk}} \right] \quad (4-60)$$

如果選用 θ_{PS} 為參考角度，則 Bus T 與 Bus S 之間的非同步角、Bus R 與 Bus S 之間的非同步角可依序表示為：

$$d\theta_{TS} = \theta_{PT} - \theta_{PS} \quad (4-61)$$

$$d\theta_{RS} = \theta_{PR} - \theta_{PS} \quad (4-62)$$

4-8 三端非同步量測時間校準演算法模擬驗證

利用台電「台東-太麻-知本」三端 6 區段複合輸電線參數建立一模擬系統，以驗證演算法適用於多區段的複合線路。

圖 4-24 為所建立之 MATLAB/SIMULINK 模擬系統，其中輸電線參數的設

定採用台電提供之實際線路數據。此外，由於系統三端的穩態戴維寧等效電路參數並未詳細量測，因此在建立模型時以 Bus R(太麻端)為參考並假設 Bus S(台東端)的電壓相量穩態時角度差 20 度、Bus T(知本端)的電壓相量穩態時角度差 10 度，以此為基礎建立其它相量參數。相關系統參數整理於表 4-7 之中。

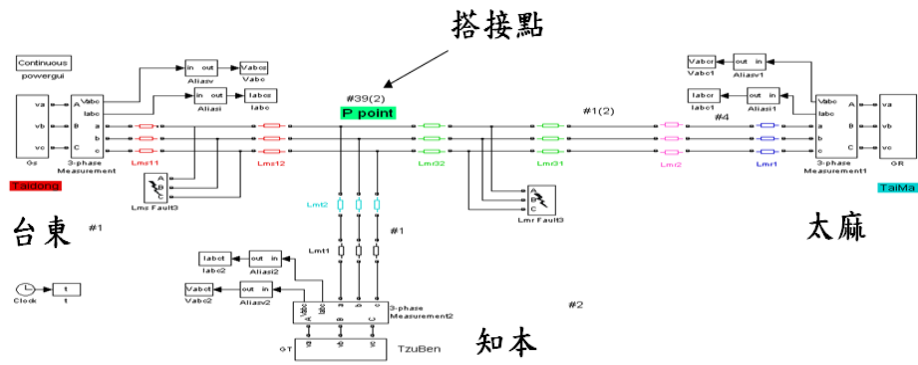


圖 4-24、台東-太麻-知本 6 區段線路模型

表 4-7、台東-太麻-知本線路模擬系統參數

系統電壓：161kV	系統頻率：60Hz
發電機參數：	
$E_S = 1.0 \angle 20^\circ \text{ pu}$ ， $E_R = 1.0 \angle 0^\circ \text{ pu}$ ， $E_T = 1.0 \angle 10^\circ \text{ pu}$	
正序阻抗：	
$Z_{S1} = 0.238 + j5.7132 (\Omega)$ ， $Z_{R1} = 0.238 + j6.19 (\Omega)$ ， $Z_{T1} = 0.238 + j5.95 (\Omega)$	
零序阻抗：	
$Z_{S0} = 2.738 + j10 (\Omega)$ ， $Z_{R0} = 0.833 + j5.118 (\Omega)$ ， $Z_{T0} = 1.786 + j7.58 (\Omega)$	
訊號處理：	
反混疊濾波：二階Butterworth低通濾波(360Hz截止頻率)	
取樣頻率：1920Hz	
濾波演算法：SDFT	

案例驗證

案例一：假設在三端匯流排同步量測

三端點電壓相量換算到搭接點(P 點)的結果如圖 4-25。圖 4-25(a)代表電壓相量大小，橫軸代表取樣點數，縱軸代表大小(V)，從圖中可觀察到於穩態時三端

電壓在 P 點的大小值皆相同；圖 4-25(b)代表相量角度(rad)，從圖中可觀察到於穩態時三端電壓相量在 P 點的角度值亦同。

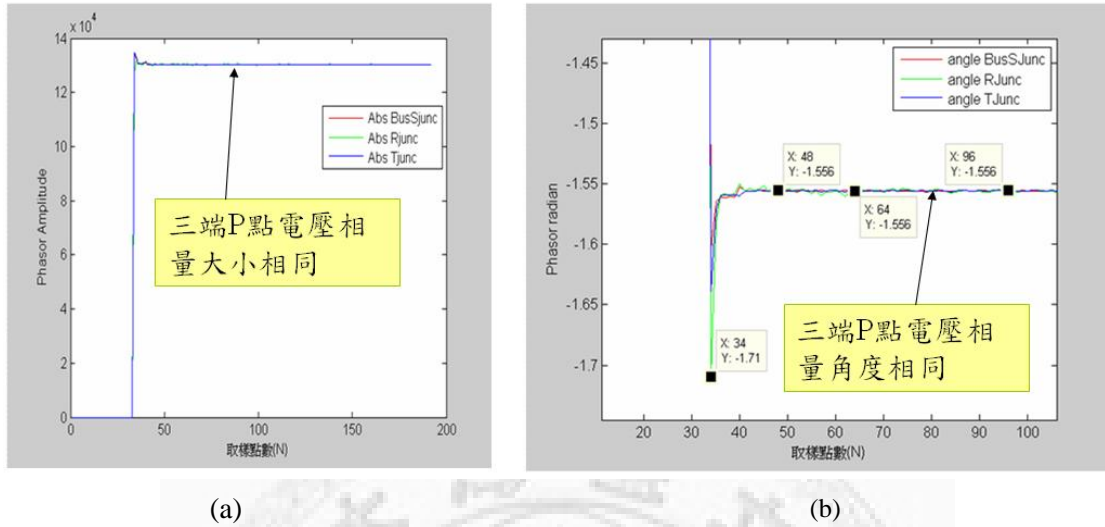


圖 4-25、同步量測時三端電壓在 P 點的相量大小與角度

案例二：以 R 端為參考，設定 S 端存在有 -22.5 deg 非同步角，T 端有 22.5 deg 非同步角

三端點電壓相量換算到搭接點(P 點)的結果如圖 4-26。圖 4-26(a)代表電壓相量大小(V)，從圖中可觀察到於穩態時即使於非同步量測的情形下三端電壓在 P 點的大小值仍然相同；圖 4-26(b)代表相量角度(rad)，名稱 Bus SJunc 表示 S 端相量在 P 點的值、Bus RJunc 表示 R 端相量在 P 點的值、Bus TJunc 表示 T 端相量在 P 點的值。從圖中可觀察到 Bus SJunc 收斂在 -1.949 rad，Bus RJunc 收斂在 -1.556 rad，因此 S 端與 R 端的之間存在的非同步角為：

$$-1.949 - (-1.556) = -0.393 \text{ (rad)} = -22.5 \text{ (deg)} \quad (4-63)$$

測試結果與假設相同。同理，Bus TJunc 收斂在 -1.163 rad，因此 T 端與 R 端的之間存在的非同步角為：

$$-1.163 - (-1.556) = 0.393 \text{ (rad)} = 22.5 \text{ (deg)} \quad (4-64)$$

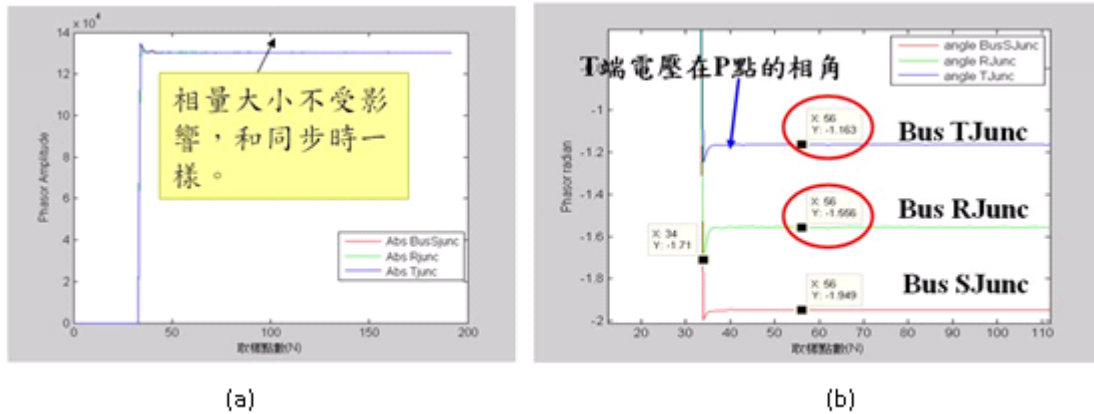


圖 4-26、S 端與 T 端各別存在 -22.5 deg 與 22.5 deg 非同步角

案例三：以 R 端為參考，設定 S 端存在有 340.3 度非同步角，T 端有 59.6 度非同步角

三端點電壓相量換算到搭接點(P 點)的結果如圖 4-27。圖 4-27(a)代表電壓相量大小(V)，如同案例二的情況，不管非同步角如何的變化，三端電壓在 P 點的大小值依舊相同；圖 4-27(b)代表相量角度(rad)，從圖中可觀察到 Bus SJunc 收斂在 -1.900 rad，Bus RJunc 收斂在 -1.556 rad，因此 S 端與 R 端的之間存在的非同步角為：

$$-1.9 - (-1.556) = -0.344 \text{ (rad)} = -19.709 \text{ (deg)} = 340.29 \text{ (deg)} \quad (4-65)$$

測試結果與假設相同。同理，Bus TJunc 收斂在 -0.5154 rad，因此 T 端與 R 端的之間存在的非同步角為：

$$-0.5154 - (-1.556) = 1.0406 \text{ (rad)} = 59.62 \text{ (deg)} \quad (4-66)$$

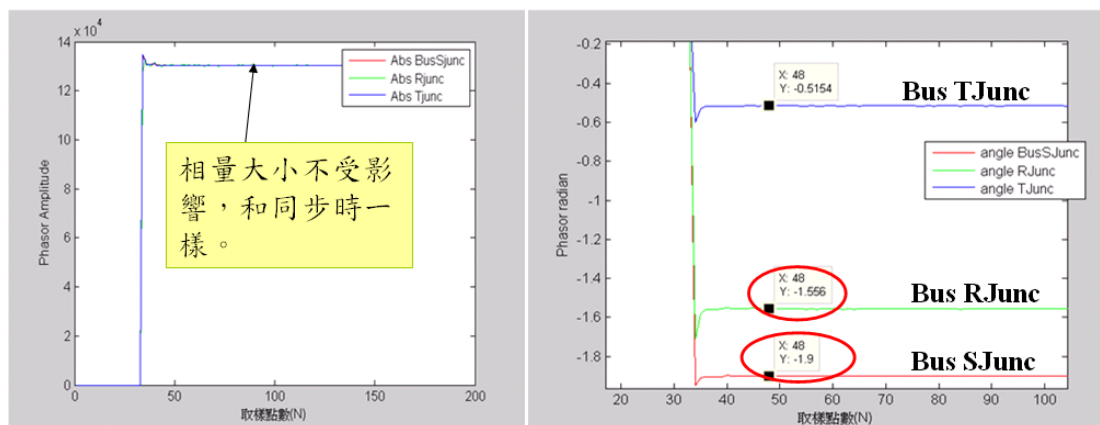


圖 4-27、S 端與 T 端各別存在 340.3 度與 59.6 度非同步角

統計驗證

為驗證本演算法的可行性與誤差率，進行了大量的模擬並同時考慮以下各種不同情況的條件，並將結果統計於表 4-8 之中。

■考慮不同複合區段數量：

純三端，三端三區段，三端六區段，三端九區段，三端十二區段

■考慮不同非同步角 (rad)，以 R 端為參考：

S 端及 T 端各別為 0.7854, 1.5708, 2.3562, 3.1416, 3.9270, 4.7124, 5.4978

表 4-8 中名稱 ErS 代表 S 端於考慮不同複合區段數量時的平均誤差，ErT 代表 T 端於考慮不同複合區段數量時的平均誤差。最後由表 4-8 所統計出 S 端的平均誤差=0.0236%，T 端的平均誤差=0.0231%。

表 4-8、三端非同步校準演算法統計驗證

<div> <div></div> <div>誤差(%)</div> </div>		T 端非同步角(rad)						
		0.7854	1.5708	2.3562	3.1416	3.9270	4.7124	5.4978
S 端 非 同 步 角 (rad)	0.7854	ErS=0.0023	ErS=0.0171	ErS=0.0214	ErS=0.0048	ErS=0.0526	ErS=0.0175	ErS=0.0052
		ErT=0.0042	ErT=0.0127	ErT=0.0051	ErT=0.0064	ErT=0.0162	ErT=0.0094	ErT=0.0147
	1.5708	ErS=0.1066	ErS=0.0087	ErS=0.0022	ErS=0.0007	ErS=0.0020	ErS=0.0265	ErS=0.0257
		ErT=0.1107	ErT=0.0128	ErT=0.0850	ErT=0.0018	ErT=0.0024	ErT=0.0263	ErT=0.0688
	2.3562	ErS=0.0221	ErS=0.0036	ErS=0.0041	ErS=0.0025	ErS=0.0192	ErS=0.0091	ErS=0.0054
		ErT=0.0657	ErT=0.0058	ErT=0.0682	ErT=0.0023	ErT=0.0153	ErT=0.0059	ErT=0.0022
	3.1416	ErS=0.0411	ErS=0.1203	ErS=0.0157	ErS=0.0088	ErS=0.0054	ErS=0.0054	ErS=0.0075
		ErT=0.0065	ErT=0.0968	ErT=0.0066	ErT=0.0054	ErT=0.0020	ErT=0.0457	ErT=0.0138
	3.9270	ErS=0.0245	ErS=0.0752	ErS=0.0112	ErS=0.0042	ErS=0.0457	ErS=0.0856	ErS=0.0600
		ErT=0.0042	ErT=0.0059	ErT=0.0253	ErT=0.0197	ErT=0.0122	ErT=0.1258	ErT=0.0211
	4.7124	ErS=0.0607	ErS=0.0004	ErS=0.0605	ErS=0.0100	ErS=0.0120	ErS=0.0025	ErS=0.0185
		ErT=0.0239	ErT=0.0076	ErT=0.0600	ErT=0.0057	ErT=0.0024	ErT=0.0289	ErT=0.0296
	5.4978	ErS=0.0017	ErS=0.0095	ErS=0.0006	ErS=0.0022	ErS=0.0619	ErS=0.0176	ErS=0.0181
		ErT=0.0029	ErT=0.0087	ErT=0.0062	ErT=0.0036	ErT=0.1029	ErT=0.0052	ErT=0.0054

4-9 小結

本章描述純三端型與三端複合線徑（包含 n-區段）型輸電線路故障定位技術，對於各端點而言，只要裝設一個電驛，其量測本地端之電壓及電流，並接收其它兩端之同步資料或非同步資料，透過本論文發展之相關演算法運算後可校準三端非同步角、得到故障偵測指標以及定位指標，即可完成故障偵測、故障線路區段判別及故障定位等工作，本文之故障定位技術可達全線段之線路故障定位，經由 MATLAB/SIMULINK^R 之大量模擬分析以及台電許多三端線路的實際事故測試，驗證此故障定位準確度相當高，整體響應性能幾乎不受各種系統及故障狀態之影響。對於純三端型故障定位演算法，只要使用 M_1 、 D_1 及 D_2 等三個指標，即可完成故障偵測及定位之工作；對於三端 n-區段複合線徑型故障定位演算法，只要再利用 D_1 及 D_2 的邏輯選擇並搭配各複合線徑不同輸電線參數的計算來產生個別線徑線段的定位指標，亦可完成複合線路故障偵測及定位之工作；而對於三

端非同步量測的問題，本論文亦介紹一個可行且不受複合線徑影響的非同步校準演算法，經過大量模擬與實例測試後，證明了其非同步校準的高精確性。無論是純三端型或三端 n -區段複合線徑型輸電線路，經由測試分析結果可知本文之技術均有不錯之性能，並由本章之敘述亦可了解採用多端量測之線路故障定位技術，是一相當可行且為主流趨勢之方法。



第五章 三相換位輸電線故障型態及故障相判別

5-1 前言

目前台電所架設之輸電線多為三相換位型輸電線，因此本章將針對三相換位型輸電線介紹故障偵測指標之理論推導，並於文中說明故障型態判別演算法。推導過程係利用輸電線之微分方程式以及節點電壓定理，透過數學運算，求出故障定位指標。再利用不同轉換基準的變換，得出三組共九個故障型態判別指標，並加上邏輯閘之判斷器，以達到故障型態及故障相判別的目的。

5-2 基本理論

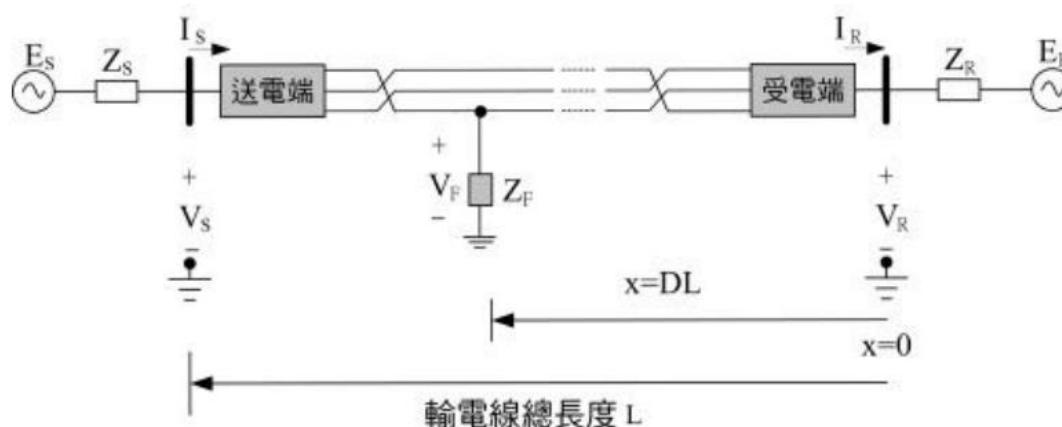


圖 5-1、三相換位型輸電線示意圖

本論文在 3-1 節中介紹了由對稱成分轉換矩陣解耦合後之序網路方程式所計算求出之故障偵測指標(3.11)、(3.16)。在本節中，因由對稱成分轉換矩陣解耦合後所求之故障偵測指標並無法提供完整之故障型態分類與故障相判別[12]，所以在此利用 Mansour 及 Swift 等人[32]提出之轉換技巧，藉由 Wedepohl、Karrenbauer 或 Clarke 轉換做三種不同之基準變換，以產生三組不同資料集，而後由此判斷故障型態及故障相。

本文利用 Clarke 轉換，使用所提之故障偵測指標 $|M_m|$ ，加上三種不同的基準轉換，本文稱之為 phase-a basis、phase-b basis 及 phase-c basis，以下利用電壓相量轉換來說明不同轉換基準意義：

$$\text{phase - a basis: } \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} V_0^a \\ V_\alpha^a \\ V_\beta^a \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$\text{phase - b basis: } \begin{bmatrix} V_b \\ V_c \\ V_a \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} V_0^b \\ V_\alpha^b \\ V_\beta^b \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

$$\text{phase - c basis: } \begin{bmatrix} V_c \\ V_a \\ V_b \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} V_0^c \\ V_\alpha^c \\ V_\beta^c \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

由上式可知，不同轉換基準之方法為利用 A、B 及 C 三相之電壓、電流信號做旋轉之動作，並利用 Clarke 矩陣將其解耦合成 zero、alpha 及 beta 模分量，再套入故障偵測指標中計算出其數值。將各種故障型態下之故障偵測指標適用真值表整理如表 5-1，其可分為四大類故障：LG、LLS、LLG 及 3LS/3LG 等，而此表之故障型態欄位中，A、B 及 C 分別代表 A 相、B 相及 C 相，L 代表線之縮寫，S 代表相間短路，G 代表接地故障。表中之真值表數值代表其對應之模態故障偵測指標是否能偵測出故障，即其值是否大於臨界設定值(Th)。以 A 相接地故障為例，除 phase-a basis beta 模態故障偵測指標 $|M_\beta^a|$ 無法偵測出故障(其值為 0)外，其餘八個指標皆可以偵測出故障(其值為 1)。

觀察表 5-1，可整理出圖 5-2 之故障分類及故障相選擇演算法，進一步可用圖 5-3 之邏輯信號方塊圖加以實現。

表 5-1、不同轉換基準下之可用模態真值表

Fault types		LG			LLS			LLG			3LS/3LG	
Basis	Fault detection index	AG	BG	CG	ABS	BCS	CAS	ABG	BCG	CAG	ABCS	ABCG
Phase a	$ M_0^a $	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0
	$ M_\alpha^a $	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
	$ M_\beta^a $	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Phase b	$ M_0^b $	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0
	$ M_\alpha^b $	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
	$ M_\beta^b $	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Phase c	$ M_0^c $	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0
	$ M_\alpha^c $	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
	$ M_\beta^c $	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

字母 A、B 和 C 分別表 A-相，B-相和 C-相，字母 G 代表接地故障，字母 S 代表相間短路故障。

0 表示故障偵測指標小於臨界設定值，亦即無法偵測出故障。

1 表示故障偵測指標大於臨界設定值，且以及大斜率爬升。

```

if  $|M_0^a|, |M_0^a|$  and  $|M_0^a| > Threshold$ 
  if  $|M_\beta^a| < Threshold$ , then AG Fault;
  elseif  $|M_\beta^b| < Threshold$ , then BG Fault;
  elseif  $|M_\beta^c| < Threshold$ , then CG Fault;
  else Double phase to ground Fault;
end
elseif  $|M_\alpha^a| > Threshold$ , then BCS Fault;
elseif  $|M_\alpha^b| > Threshold$ , then CAS Fault;
elseif  $|M_\alpha^c| > Threshold$ , then ABS Fault;
else Three - phase ground or short Fault;
end

```

圖 5-2、故障分類及故障相選擇演算法

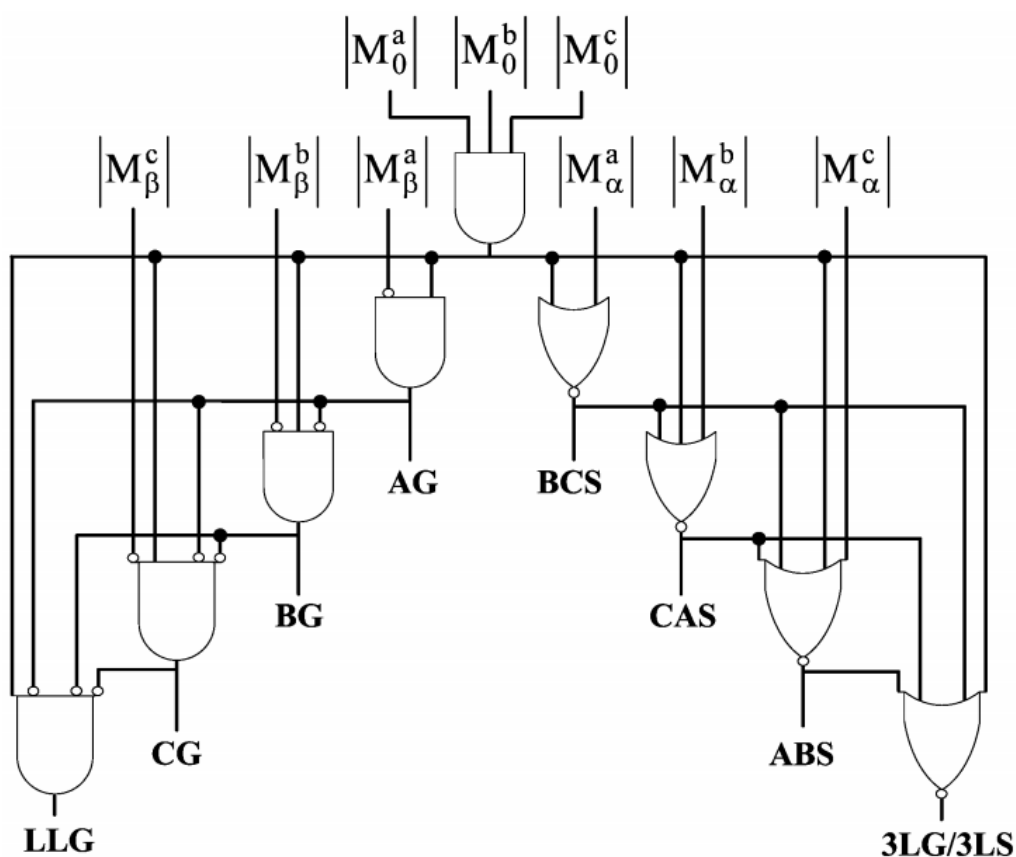


圖 5-3、故障分類及故障相選擇演算法之邏輯方塊圖

5-3 故障相判斷之改良

目前之故障偵測指標以及故障型態判別已經過大量的資料模擬及實測[33]，能可靠且快速地判斷故障型態。但是分析表 5-1 及圖 5-2 的結果發現，本判斷邏輯在判斷故障相位的部分仍有盲點，即無法辨別出兩相接地故障之故障相位。在觀察各兩相接地案例之故障後三組不同轉換基準之九個模態偵測指標並比較其大小，整理結果列於表 5-2。由表 5-2 分析得知，兩相接地故障之故障相位，可由各組模態故障偵測指標之相對大小關係來判斷故障相位。以 ABG 故障為例，phase-a 及 phase-b 中的模態指標大小關係皆是 $\alpha > 0 > \beta$ ，但在 phase-c 中的模態指標大小關係則是 $\beta > 0 > \alpha$ ，因此可由此規則判斷此內部故障之故障相位為 ABG，其餘故障相皆可由表 5-2 中之資料以此類推，即 BCG 故障中之 phase-a 模態故障偵測指標之大小關係為 $\beta > 0 > \alpha$ ，而 phase-b 即 phase-c 之模態指標大小關係為

$\alpha > 0 > \beta$ 。

表 5-2、兩相接地故障模態故障偵測指標比較表

Basis	Fault types Mode	ABG	BCG	CAG
	0	2	2	2
Phase-a	α	1	3	1
	β	3	1	3
	0	2	2	2
Phase-b	α	1	1	3
	β	3	3	1
	0	2	2	2
Phase-c	α	3	1	1
	β	1	3	3
	0	2	2	2

字母 A、B 和 C 分別表 A-相，B-相和 C-相，字母 G 代表接地故障。

表中 1,2 和 3 分別代表故障偵測指標值之大小順序，1 表最大，3 表最小。

利用以上介紹的故障相位判斷法則，已可以快速準確的判斷出兩相接地故障之故障相。但是在建立演算法及撰寫程式時，仍需要將判斷法則簡化至最簡單明瞭之判斷規則，以加速演算法及程式判斷運算之速度。因此，將表 5-2 整理化簡，可知在利用圖 5-2 之故障分類及故障相選擇演算法判斷出其為兩相接地故障之後，只需要比較各轉換基準之 α 及 β 模態故障偵測指標之大小關係即可判斷出故障相位，此判斷規則整理於表 5-3，表中之兩相接地故障定位指標若為 0 值表示其轉換基準中 β 模態指標值小於 α 模態指標值，若為 1 值則表示 β 模態指標值大於 α 模態指標值。以 CAG 故障為例，phase-a、 phase-b 及 phase-c 之兩相接地故障定位指標分別為 0、1 及 0。

表 5-3、簡化後之兩相接地故障模態故障偵測指標比較表

LLG phase index Fault Types	ABG	BCG	CAG
Phase-a	0	1	0
Phase-b	0	0	1
Phase-c	1	0	0

表中 0 代表 β 模指標值 $< \alpha$ 模指標值，1 代表 β 模指標值 $> \alpha$ 模指標值。

依此判斷規則可改良圖 5-2 之故障分類及故障相選擇演算法如圖 5-4。

```

if  $|M_0^a|, |M_0^b| \text{ and } |M_0^c| > Threshold$ 
  if  $|M_\beta^a| < Threshold$ , then AG Fault
  elseif  $|M_\beta^b| < Threshold$ , then BG Fault
  elseif  $|M_\beta^c| < Threshold$ , then CG Fault
  elseif  $|M_\beta^a| > |M_\alpha^a|$ , then BCG Fault
  elseif  $|M_\beta^b| > |M_\alpha^b|$ , then CAG Fault
  elseif  $|M_\beta^c| > |M_\alpha^c|$ , then ABG Fault
end
elseif  $|M_\alpha^a| > Threshold$ , then BCS Fault
elseif  $|M_\alpha^b| > Threshold$ , then CAS Fault
elseif  $|M_\alpha^c| > Threshold$ , then ABS Fault
else Three - phase ground or short Fault
end

```

圖 5-4、改良之故障分類及故障相選擇演算法

圖 5-2 改良之故障分類及故障相選擇演算法，進一步可將圖 5-3 之故障分類及故障相選擇演算法之邏輯方塊圖加上判斷兩相接地故障之演算法邏輯方塊圖，改良後之邏輯方塊圖如圖 5-5。

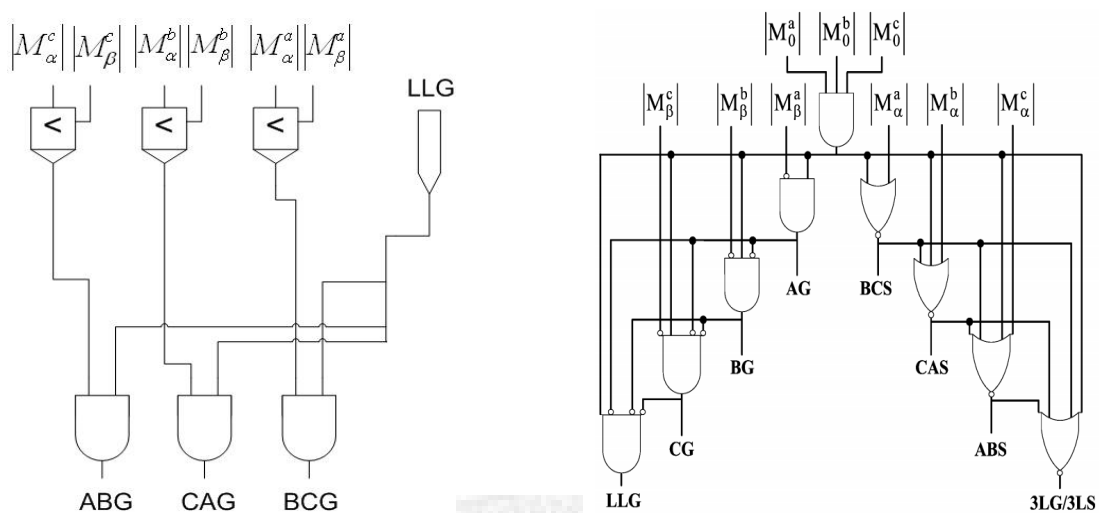


圖 5-5、改良之故障分類及故障相選擇演算法之邏輯方塊圖

5-4 案例測試

圖 5-6 為台電 161kV『嘉民-斗工紅線』雙端複合型換位型輸電線系統圖，其系統頻率為 60Hz，兩端之相角差設定為 20 度，其他所使用之參數同表 3-4。在本測試案例中，假設輸電線故障發生於內部距嘉民端 3.3642 公里處，測試之故障型態分別為 BC 相接地故障、AB 相接地故障及 CA 相接地故障，接地阻抗皆為 0.001 歐姆。

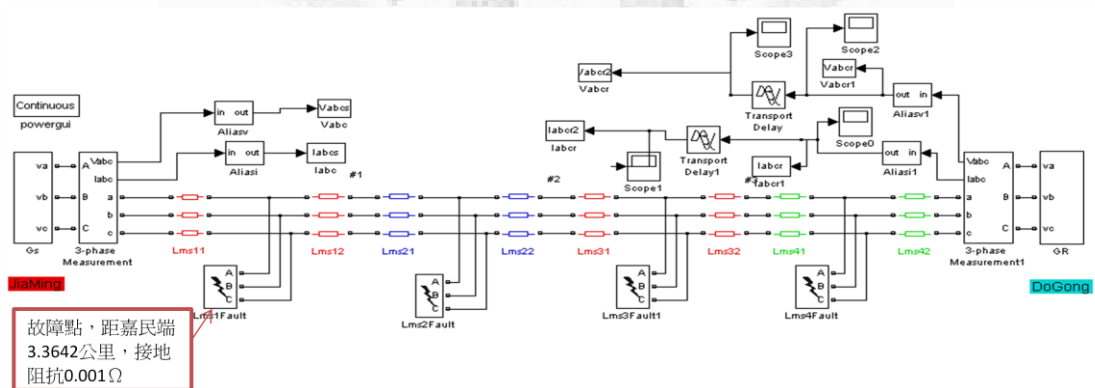


圖 5-6、台電嘉民斗工紅線輸電線模擬圖

BC 相接地故障測試

圖 5-7(a)、(b)分別為斗工端所量測之故障三相電壓及電流之波形，可清楚辨識出此故障之故障相為 BC 相。(c)、(d)及(e)分別為 phase-a、phase-b 及 phase-c 三種不同轉換基準下所計算得到之模態故障偵測指標值。觀察故障後模態偵測指標響應之穩定值並對照表 5-3，可證明此兩相接地之故障相位判斷法則在輸電線內部 BC 相接地故障之情況下可有效運作。

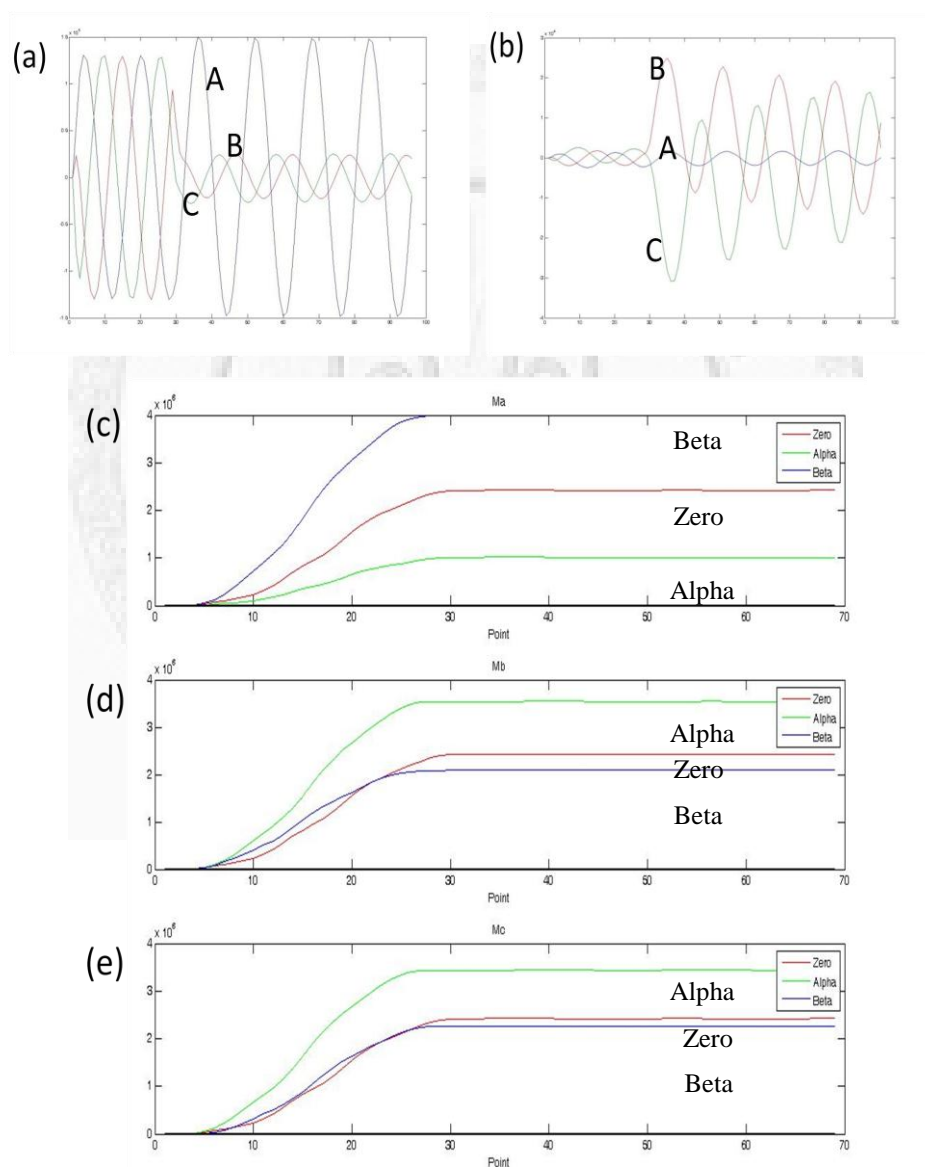


圖 5-7、輸電線路內部 BC 相接地故障時響應結果

(a)三相電壓。(b)三相電流。(c)、(d)和(e)分別為相對於 phase-'a', phase-'b'和 phase-'c' basis 之模態故障偵測指標響應結果。

AB 相接地故障測試

圖 5-8(a)、(b)及(c)分別為輸電線路內部 AB 相接地故障 phase-a、phase-b 及 phase-c 三種不同轉換基準下所計算得到之模態故障偵測指標值。觀察故障後模態偵測指標響應之穩定值並對照表 5-3，可證明此兩相接地之故障相位判斷法則在輸電線內部 AB 相接地故障之情況下亦可有效運作。

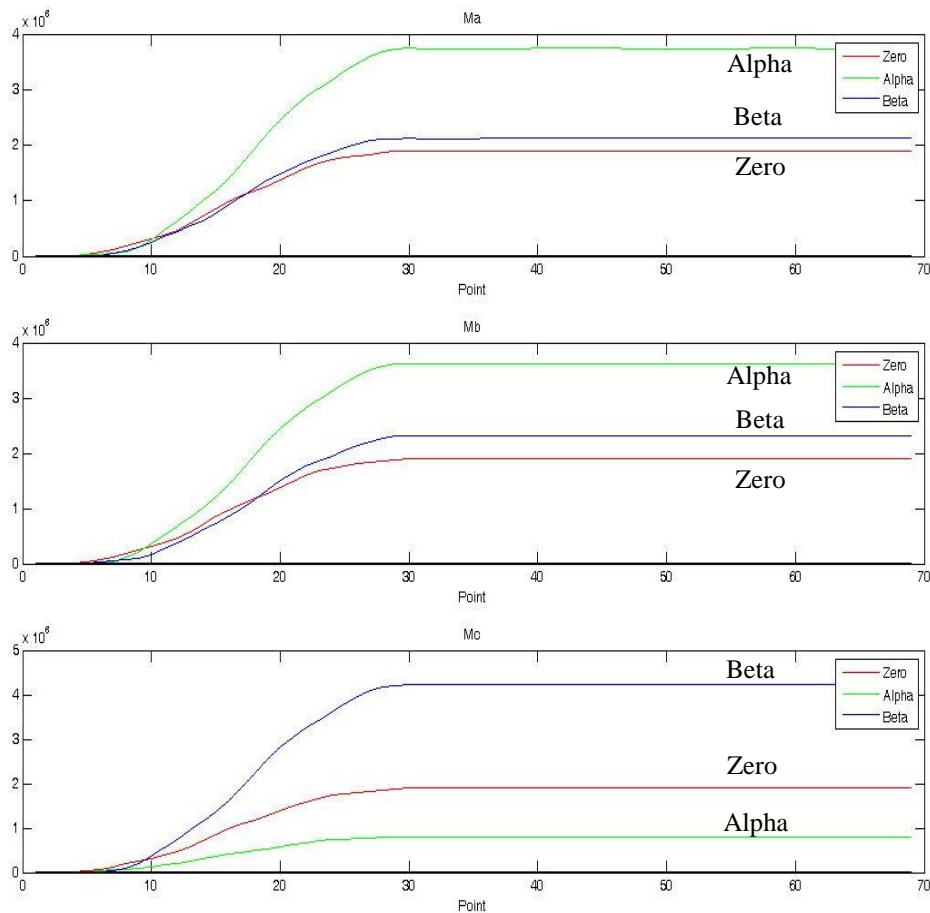


圖 5-8、輸電線路內部 AB 相接地故障之模態響應結果

(a)、(b)和(c)分別為相對於 phase-a, phase-b 和 phase-c basis 之模態故障偵測指標響應結果。

CA 相接地故障測試

圖 5-9 (a)、(b)及(c)分別為輸電線路內部 AB 相接地故障 phase-a、phase-b 及

phase-c 三種不同轉換基準下所計算得到之模態故障偵測指標值。觀察故障後模態偵測指標響應之穩定值並對照表 5-3，可證明此兩相接地之故障相位判斷法則在輸電線內部 AB 相接地故障之情況下亦可有效運作。

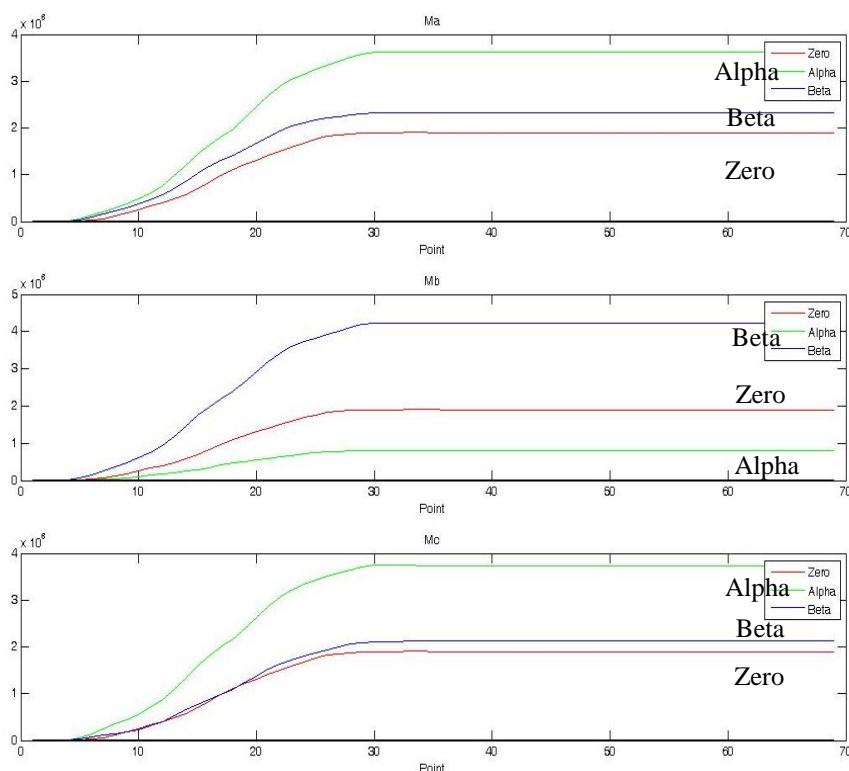


圖 5-9、輸電線路內部 CA 相接地故障之模態響應結果

(a)、(b)和(c)分別為相對於 phase-a, phase-b 和 phase-c basis 之模態故障偵測指標響應結果。

5-5 小結

本章提出改良之故障分類及故障相選擇演算法，利用 Clarke 轉換矩陣解耦合，再搭配三種不同基準的轉換，解決原先故障相選擇演算法無法判斷兩相接地故障之故障相位問題。本技術為延伸已提出之故障分類及故障相選擇演算法，因此本技術之性能亦繼承其強健、高靈敏度、可靠度及安全性等設計需求。故障相位的判斷，可以強健電驛的保護機制，以利於判斷電驛跳脫後可復閉相位，做為現場尋線維修人員之參考。未來將把此故障相位判別技術套用於多端複合輸電線，使本演算法之使用範圍更加廣泛。

第六章 161kV輸電線路事故測距技術平台

6-1 前言

因為電腦技術的進步和現代化，利用電腦來處理資料的方便性日益增加。加上數位電驛與乙太網路的運用，更使得遠端的操作者能夠方便的存取並處理輸電線路的故障紀錄資料。本輸電線路事故測距技術平台，便是利用以上網路及電腦資訊處理的技術，以 Borland C++ Builder 以及 Matlab 建構一個視窗化動態分析圖資功能的介面平台。

6-2 161V 輸電線路事故測距技術平台程式架構

本輸電線路事故測距技術平台程式介面由 Borland C++ Builder 撰寫而成，而故障定位點計算程式則由 Matlab 程式撰寫而成。程式基本架構由圖 6-1 所示。

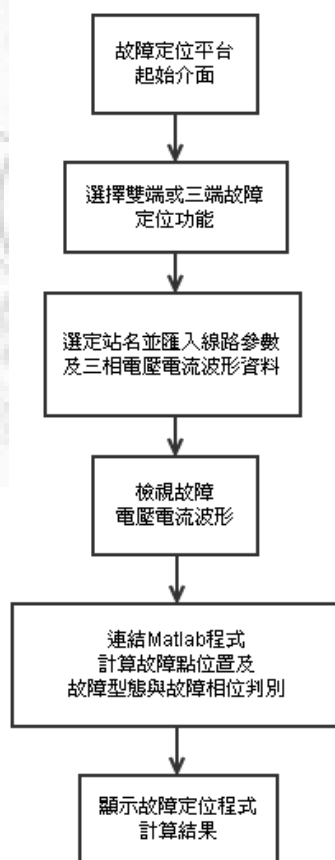


圖 6-1、161V 輸電線路事故測距技術平台程式架構

6-3 故障定位平台操作注意事項

6-3-1 161kV 輸電線參數檔案格式

本程式安裝目錄下的 161_line_const.txt 檔案，須包含線路之來去端站名、線段長度、正相阻抗及導納與零相阻抗及導納。輸電線參數為本程式計算故障發生點所需之重要資料，若有資料上的遺漏或錯誤，則本程式之計算結果將會有誤。

161_line_const.txt - 記事本

檔案(F)編輯(E)格式(O)檢視(V)說明(H)

161 KV系統線路常數表 (阻抗單位: Ω, 導納單位: μMHO, 有*者為測試值, 無*者: 架空線為計算值, 電纜為推估值) 此資料僅供 (有*者: 為供電處提供並修正其線路長度)

測試值	線路名稱	去端	導體規格	單回線長度 (KM)	回線數	單回線正相阻抗 R1 +j X1	零相阻抗 Ro +j Xo	正相導納 J B1	零相導納 J Bo	零相互耦阻抗 Rmo +j Xmo	零相互耦導納 Bmo	雙回線正相 R11	
***	第 10 頁	161 KV系統線路常數表 (阻抗單位: Ω, 導納單位: μMHO, 有*者為測試值, 無*者: 架空線為計算值, 電纜為推估值) 此資料僅供 (有*者: 為供電處提供並修正其線路長度)											
***	1	松山	敦化	OF4000MCM	2.580	1	0.0439 0.4917 0.0704 0.2007	433.543 433.543	0.0000 0.0000 0.0000	0.0000 0.0000 0.0000	0.0000		
***			TOTAL (Ω, μMHO)=	2.580	1	0.044 0.492 0.070 0.201	433.54 433.54	0.000 0.000 0.00	0.000 0.000 0.00	0.000			
***			線路容量317.34MVA (PU)=	2.580	1	0.0002 0.0019 0.0003 0.0008	0.1124 0.1124	0.0000 0.0000 0.0000	0.0000 0.0000 0.0000	0.0000			
***	2	H6A	八連(海)	XLPE2000mm ² D	0.617	1	0.0401 0.0764 0.1979 0.5045	111.106 111.106	0.1679 0.3167 0.000	0.168 0.317 0.00	0.000		
***			TOTAL (Ω, μMHO)=	0.617	1	0.040 0.076 0.198 0.505	111.11 111.11	0.168 0.317 0.00	0.168 0.317 0.00	0.000			
***			(96/04更新)線路容量537.64MVA (PU)=	0.617	1	0.0002 0.0003 0.0008 0.0019	0.0288 0.0288	0.0006 0.0012 0.0000	0.0006 0.0012 0.0000	0.0000			
***	3	H6A	南港(海)	ACSR795D	1.345	1	0.0534 0.4514 0.4972 1.5923	6.664 3.613	0.4437 1.0113 -1.469	0.444 1.011 -1.47	0.000		
***			TOTAL (Ω, μMHO)=	1.345	1	0.053 0.451 0.497 1.592	6.66 3.61	0.444 1.011 -1.47	0.444 1.011 -1.47	0.000			
***			(96/04更新)線路容量499.72MVA (PU)=	1.345	1	0.0002 0.0017 0.0019 0.0061	0.0017 0.0017 0.0009	0.0017 0.0039 -0.0004	0.0017 0.0039 -0.0004	0.0000			
***	4	H6A	H15A	ACSR795D	2.061	1	0.0818 0.6917 0.7620 2.4400	10.211 5.536	0.6799 1.5497 -2.251	0.6799 1.5497 -2.251	0.000		
***			H12	XLPE2000mm ² D	1.830	1	0.0368 0.1954 0.2866 0.8438	330.941 330.941	0.2117 0.5856 0.000	0.2117 0.5856 0.000	0.000		
***	4		週美(海)	XLPE2000mm ² D	0.115	1	0.0023 0.0123 0.0180 0.0530	20.797 20.797	0.0133 0.0368 0.000	0.0133 0.0368 0.000	0.000		
***			TOTAL (Ω, μMHO)=	4.006	1	0.121 0.899 1.067 3.337	361.95 357.27	0.905 2.172 -2.25	0.905 2.172 -2.25	0.000			
***			(96/04更新)線路容量473.50MVA (PU)=	4.006	1	0.0005 0.0035 0.0041 0.0129	0.0938 0.0926	0.0035 0.0084 -0.0006	0.0035 0.0084 -0.0006	0.0000			
***	5	南港	H6A(山)	ACSR795D	1.353	1	0.0510 0.4569 0.3351 1.3700	6.630 3.634	0.2836 0.7828 -1.477	0.284 0.783 -1.48	0.000		
***			TOTAL (Ω, μMHO)=	1.353	1	0.051 0.457 0.335 1.370	6.63 3.63	0.284 0.783 -1.48	0.284 0.783 -1.48	0.000			
***			(96/02更新)線路容量499.72MVA (PU)=	1.353	1	0.0002 0.0018 0.0013 0.0053	0.0017 0.0017 0.0009	0.0011 0.0030 -0.0004	0.0011 0.0030 -0.0004	0.0000			

圖 6-2、161kV 輸電線參數檔案

6-3-2 各區供電處站名資料檔案

本程式安裝目錄下的 stations 資料夾，分成六區供電處之站名資料。分別為台北供、新桃供、台中供、嘉南供、高屏供及花東供等六個純文字檔案。各供電處站名資料檔裡需填入欲計算之故障線路之端點站名，以便在介面平台程式中匯入站名以及線路參數資料。本供電處站名資料檔案可由使用者編輯增加或刪除資料。

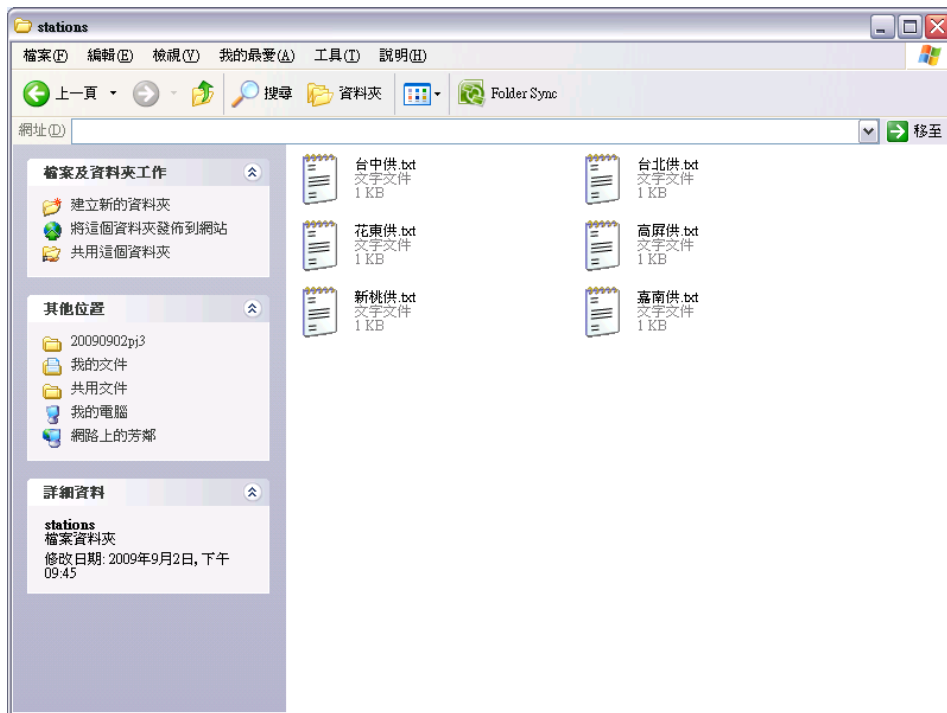


圖 6-3、各區站名檔案畫面

開啟其中的站名檔案，可以增加或是修改站名，各站名需分行隔開。

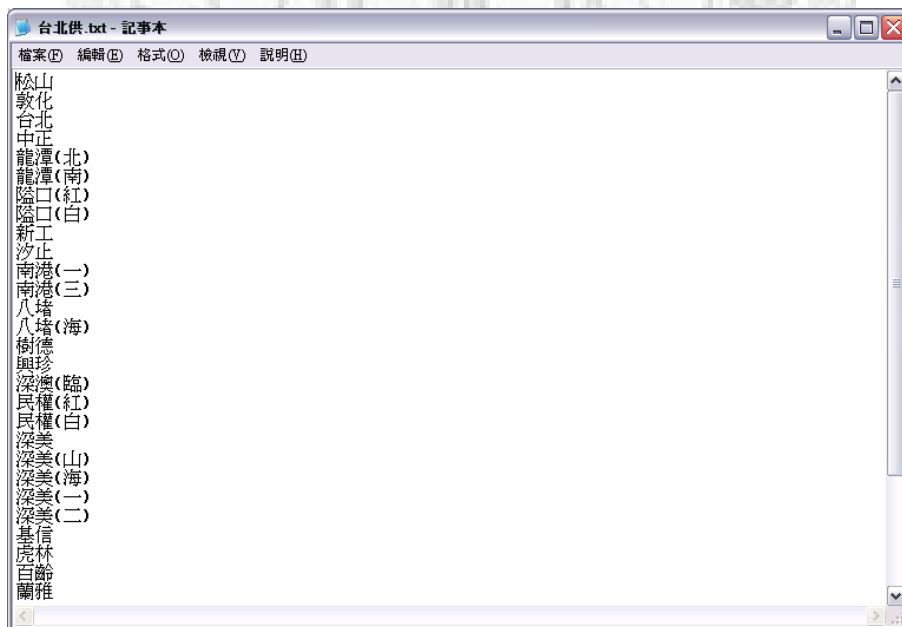


圖 6-4、台北供電區處站名資料檔案畫面

6-4 故障定位平台操作方法與步驟

步驟一：開啟故障定位平台程式



圖 6-5、開啟故障定位平台程式畫面

步驟二：資料擷取

A、選擇雙端複合線路



圖 6-6、選擇雙端複合線路畫面

1. 選擇供電區：

先選區。共有六區：台北供、新桃供、台中供、嘉南供、高屏供、花東供。



圖 6-7、選擇供電區畫面

2.再選站名

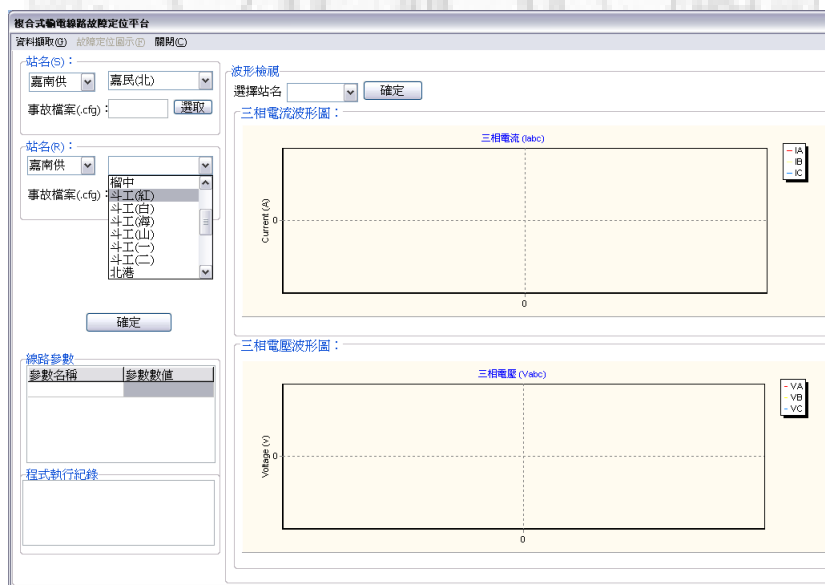


圖 6-8、選擇站名畫面

3.選擇事故檔案

選擇事故紀錄檔案的.cfg (configure file)檔，而.dat(data file)程式會自動帶入，但要注意這兩種類型的檔案的主檔名需要完全相同。以上兩種檔案格式請參照附錄。

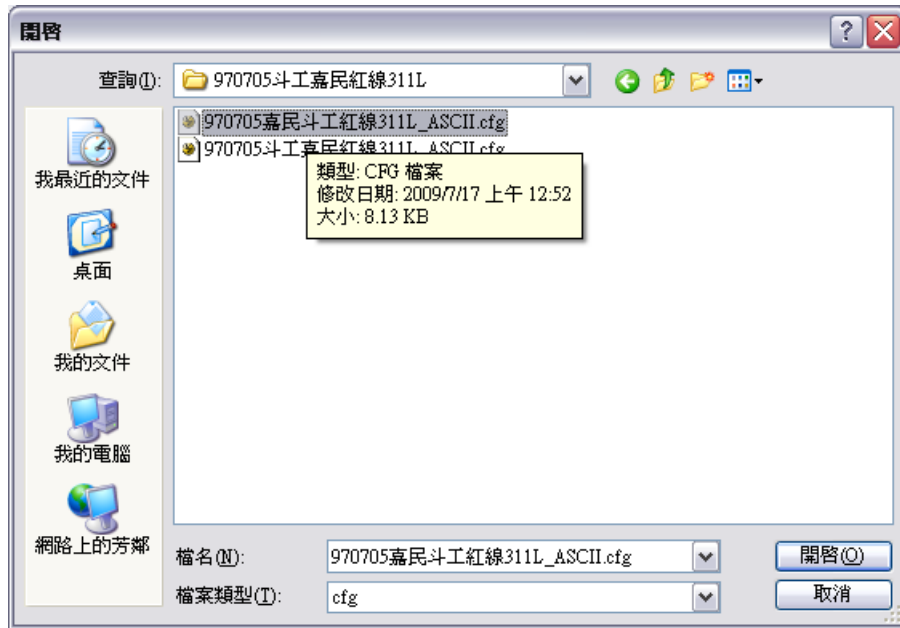


圖 6-9、選擇事故檔案畫面

4. 選好事故檔案之後，按下確定。

左下角的參數表會顯示出本段線路的所有參數。



圖 6-10、顯示參數畫面

B、三端複合線路

1.選擇區名及站名，同 A 之步驟 1、2。

圖 6-11、選擇三端區名及站名畫面(一)

2.按下確定三端站名。

圖 6-12、選擇三端區名及站名畫面(二)

2.選擇事故檔案，同步驟 A 之 3。

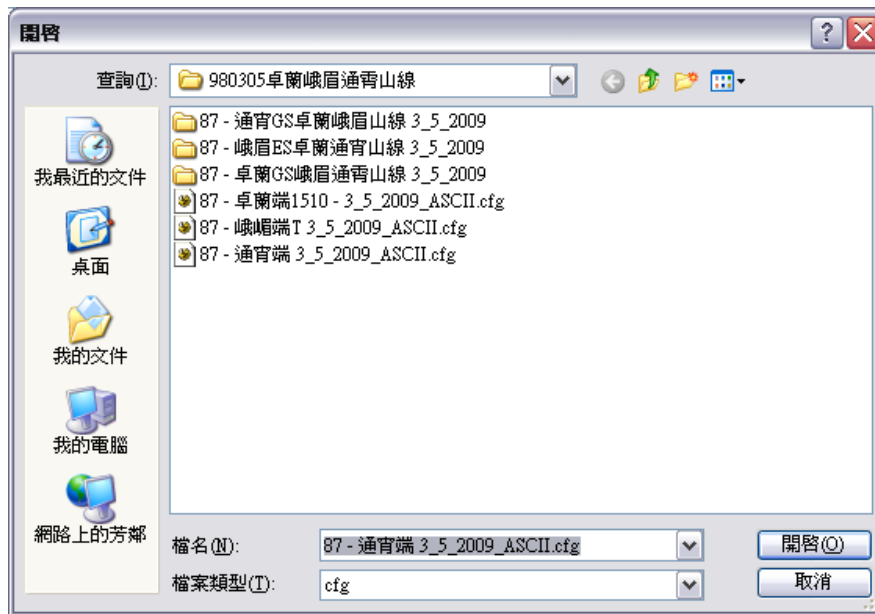


圖 6-13、選擇三端事故檔案畫面

4.選好事故檔案之後，按下確定三端站名，並選擇三端中點。

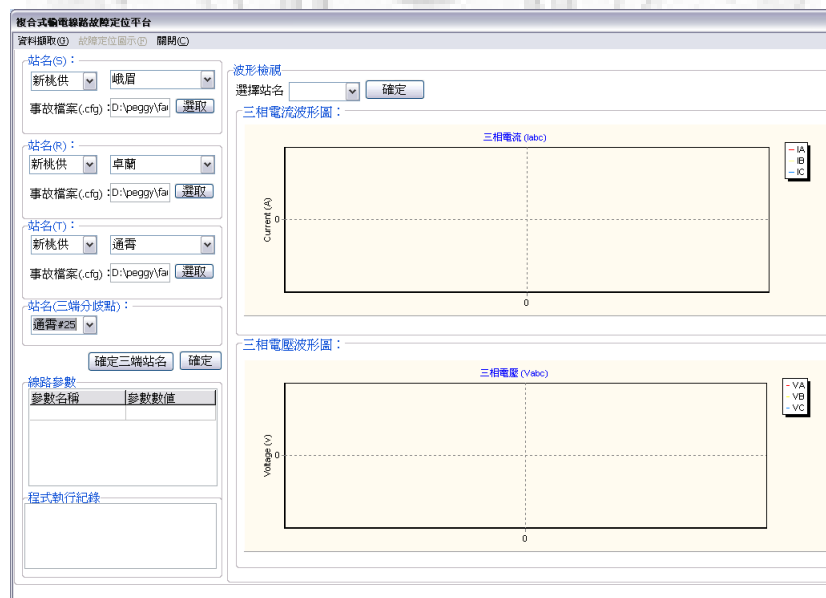


圖 6-14、選擇三端中點檔案畫面

5.選好三端中點之後，按下確定。

左下角參數表便會顯示出該三端線路之線路參數。



圖 6-15、三端線路參數畫面

步驟三：檢視波形

選擇一個站名，並檢視該端所收集到的事故資料波形。

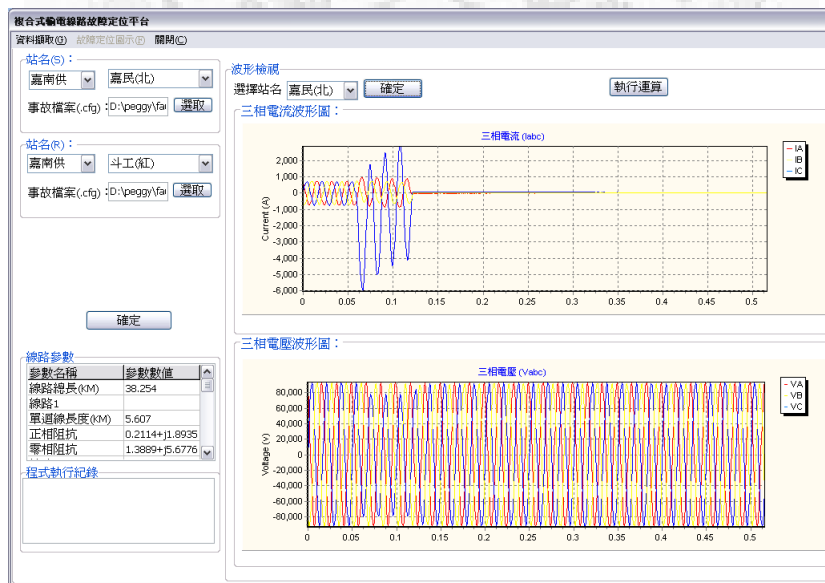


圖 6-16、檢視波形畫面

步驟四：執行運算

按下執行運算按鈕，程式會開始運算故障位置。

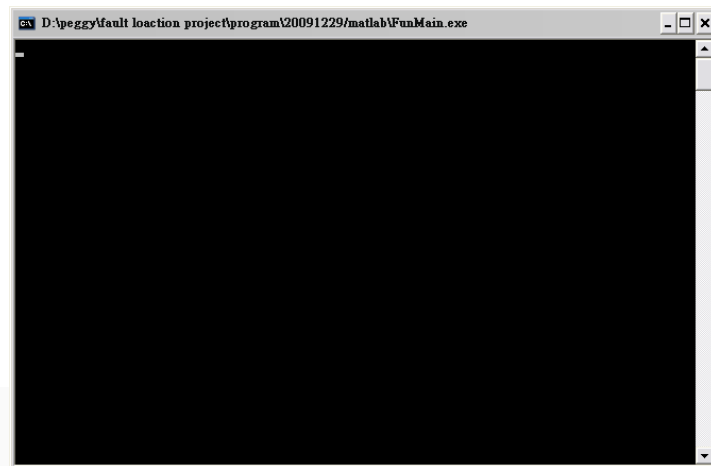


圖 6-17、Matlab 程式計算執行畫面

步驟五：顯示結果

計算完畢，按下顯示結果。故障定位結果並會顯示出來。

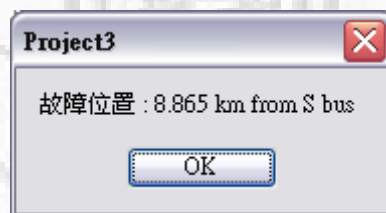


圖 6-18、顯示結果畫面

步驟六：選擇故障定位圖示

可以由圖形式介面來得知故障點即故障類別與相位。

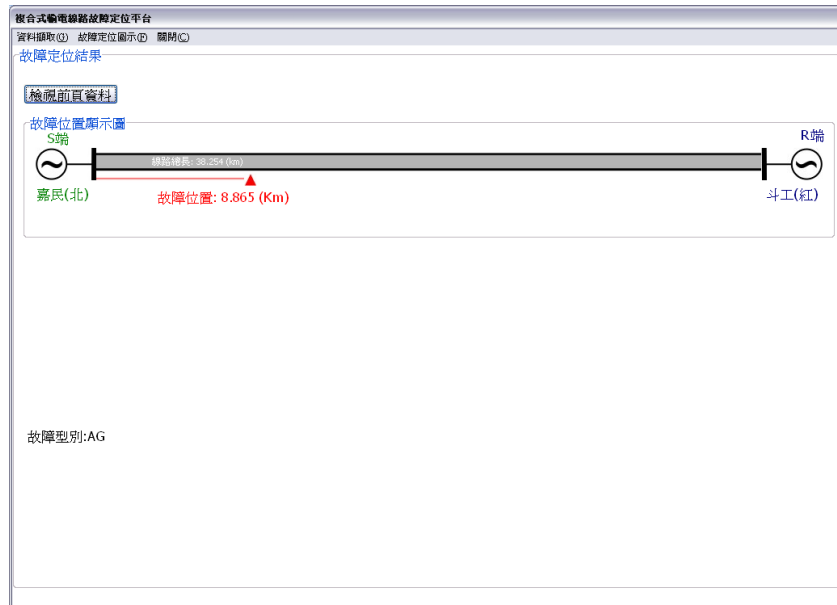


圖 6-19、故障定位圖示畫面

6-5 小結

本故障定位平台程式結合本研究報告第二到五章之雙端及三端複合線路故障定位演算法、三相換位輸電線故障型態及故障相位判別演算法，並經由大量事故資料一再的模擬測試，證實均能得到準確的故障位置。

本人機介面程式以簡單易操作的圖形化介面呈現，功能一目了然，使操作人員能夠輕鬆學習並順利運用本程式來運算輸電線故障點參考位置，提高故障位置偵測及輸電線修復之效率。

第七章 結論與未來研究方向

7-1 結論

本研究論文之能順利完成，主要應感謝台電公司先進的大力幫忙。其間除了軟體的使用，亦包含最麻煩的資料收集與分析。相較於 345kV 之超高輸電系統，台電 161kV 輸電線由於含有大量的複合線路以及三端點系統，其故障定位的問題更為複雜。而輸電線一但發生故障，161kV 輸電線亦需要電力工程師快速的維護。本文的目的在於利用台電 161kV 輸電線已架設的數位電驛進行故障定位，其成果除了能幫助電力工程師的維護工作，亦可大幅的增加台電系統的供電可靠度。

在本研究論文中，已完成下列工作：

- 熟悉台灣電力公司各電驛軟體、分析台電 161kV 輸電線參數之資料、觀察與分析台電 161kV 電驛下載之資料。
- 介紹一個新的濾波演算法以計算傳輸線故障訊號中基頻成分。本演算法不但可以計算出故障訊號中的基頻相量，亦可轉變成數位濾波器來濾除弦波或直流衰減成分。
- 結合視窗濾波器與離散傅立葉轉換來增強其對雜訊及諧波之抵抗力，並介紹修正因子來修正結合後所造成之相量變化。
- 發展適用於台電 161kV 複合輸電線的雙端故障定位演算法。針對各段輸電線分別計算可能的故障位置，再利用所介紹的判斷法以判斷何者為正確的故障位置。並可確實處理 n -區段複合輸電線的故障定位問題。
- 進行發展純三端型與三端複合線徑(包含 n -區段)型輸電線路故障定位技術，達全線段之線路故障定位，並經由軟體之大量模擬測試，驗證此定位技術的準確度高。整體響應性能幾乎不受各種系統及故障狀態之影響。
- 介紹一適用於雙端故障定位的非同步量測校準演算法，以解決台電

161kV 電驛雙端點故障定位的非同步量測問題，並利用此一演算法完成實際資料的同步校準。

- 介紹一適用於三端故障定位的非同步量測校準演算法，本演算法利用故障前的量測資料同時求得兩端量測值的校準角，以解決台電 161kV 電驛的三端點故障定位的非同步量測問題，並利用此一演算法完成實際資料的同步校準。
- 發展一改良式故障型態及故障相位演算法，改善過去之方法無法判別出兩相接地故障之故障相之缺點。
- 完成模擬與實測資料的驗證，並證明本文所介紹之演算法在實際系統的可行性。此外針對實測資料的非理想特性，本文亦介紹一權重因子法以增加故障定位的準確度。
- 完成新 161kV 線路參數的格式設定，有助於將來相關程式方便讀取線路參數資料。
- 完成測距技術平台之整合與建立，利用此故障定位平台，當台電 161kV 輸電線路發生故障時，現場巡修人員可以很方便地將事故紀錄檔輸入至此平台、檢視故障波形、確認線路參數，最後進行故障定位計算，而結果將以圖示方式顯示，使現場巡修人員可以馬上瞭解故障位置，有助於大幅縮短故障排除與復電時間。
- 本故障定位平台不只適用於台電輸電線系統，亦可運用於任何裝設有數位電驛之雙端及三端複合型輸電線系統。

7-2 未來研究方向

- 調整故障分析模型，以期望能處理更為複雜的非理想量測波形。
- 進行更多實測資料分析，以進一步確認並精進本文所介紹之演算法。
- 基於台電公司的實際使用經驗，以對本文所完成之演算法以及網頁平台進行改進。

參考文獻

- [1] D. Novosel, D. G. Hart, E. Udren, and M. M. Saha, "Fault Location Using Digital Relay Data", *IEEE Computer Applications in Power*, July 1995, pp. 45-50.
- [2] L. Eriksson, M. M. Saha, and G. D. Rockefeller, "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-End Infeed", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 2, February 1985, pp. 424-436.
- [3] A. O. Ibe and B. J. Cory, "A Traveling Wave-Based Fault Locator for Two- and Three-Terminal Networks", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 1, No. 2, April 1986, pp. 283-288.
- [4] M. Kezunovic, and B. Perunicic, "An Accurate Fault Location Algorithm Using Synchronized Sampling", *Electric Power Systems Research Journal*, Vol. 29, No. 3, May 1994, pp. 161-169.
- [5] A. A. Girgis, D. G. Hart, and W. L. Peterson, "A New Fault Location Technique for Two- and Three-Terminal Lines", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 7, No. 1, July 1992, pp. 98-107.
- [6] R. K. Aggarwal, D. V. Doury, A. T. Johns, and A. Kalam, "A Practical Approach to Accurate Fault Location on Extra High Voltage Teed Feeders", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, No. 3, July 1993, pp. 874-883.
- [7] D. Novosel, D. G. Hart, E. Udren, and J. Garitty "Unsynchronized Two-Terminal Fault Location Estimation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 130-138.
- [8] Masayuki Abe, Nobuo Otsuzuki, Tokuo Emura, and Masayasu Takeuchi, "Development of a New Fault Location System for Multi-Terminal Single Transmission Lines", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 10, No. 1, January 1995, pp. 159-168.
- [9] T. Nagasawa, M. Abe, N. Otsuzuki, T. Emura, Y. Jikihara, and M. Takeuchi, "Development of a New Fault Location Algorithm For Multi-Terminal Two Parallel Transmission Lines", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 7, No. 3, July 1992, pp. 1516-1532.
- [10] 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*, 2000.
- [11] C. S. Chen, C. W. Liu, "Fast and Accurate Fault Detection/Location Algorithms for Double-circuit/Three-Terminal Lines Using Phasor Measurement Units", *Journal of the Institute of Chinese Engineers*, 2003
- [12] J. A. Jiang, C. S. Chen, and C.W. Liu, "A New Protection Scheme for Fault

- Detection, Direction Discrimination, Classification, and Location in Transmission Lines”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.18, No.1, pp.34-42, 2003.
- [13] C.S. Chen, C.W. Liu, and J.A. Jiang, “A New Adaptive PMU Based Protection Scheme for Transposed/Untransposed Parallel Transmission Lines” *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.17, No.4, pp.395-404, 2002.
- [14] C.S. Yu, C.W. Liu, and, S.L. Yu, and J.A. Jiang, “A New PMU Based Fault Location Algorithm for Series Compensated Lines” *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.17, No.1, pp.33-46, 2002.
- [15] Y. H. Lin, C.W. Liu, and, C. S. Yu, “A New Fault Locator for Three-Terminal Transmission Line-Using Two-Terminal Synchronized Voltage and Current Phasors” *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.17, No.2, pp.452-459, 2002.
- [16] 許萬寶，劉建勳等，『數位電驛故障指示誤差修正模型之建立』，Vol. 669, May, 台電工程月刊，2004.
- [17] C.W. Liu, K.P. Lien, J.A. Jiang, C.S. Chen, “A Universal Fault Location Technique for N-Terminal ($N \geq 3$) Transmission Lines,” *IEEE Transactions. on Power Delivery*, 2008.
- [18] G. Benmouyal, “Removal of DC-Offset in Current Waveforms Using Digital Mimic Filtering,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 2, pp. 621-630, 1995.
- [19] T. S. Sidhu, X. Zhang, F. Albasri and M. S. Sachdev, “Discrete Fourier Transform based technique for Removal of Decaying DC offset from Phasor Estimates,” *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 150, No. 6, November 2003, pp. 745-752.
- [20] J. C. Gu and S. L. Yu, “Removal of DC Offset in Current and Voltage Signals Using a Novel Fourier Filter Algorithm,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, January 2000, pp. 73 – 79.
- [21] Y. Guo, M. Kezunovic, and D. Chen, “Simplified algorithms for removal of the effect of exponentially decaying DC-offset on the Fourier algorithm,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, July 2003. pp. 711 – 717.
- [22] M. S. Sachdev, and M. Nagpal, “A recursive least error squares algorithm for power system relaying and measurement applications,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, July 1991, pp. 1008 – 1051.
- [23] O. Chaari, P. Bastard, and M. Meunier, “Prony's method: an efficient tool for the analysis of earth fault currents in Petersen-coil-protected networks,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, July 1995, pp. 1234 – 1241.
- [24] J. Z. Yang, and C. W. Liu, “Complete elimination of DC offset in current signals for relaying applications,” *IEEE PES Winter Meeting 2000*, Vol. 3, January 2000, pp. 1933 – 1938.

- [25] IEEE Power System Relay Committee Report, "Gapped Core Current Transformer Characteristics and Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1732-1740.
- [26] V. Molcette, J. L. Kotny, J. P. Swan and J. F. Brudny, "Reduction of Inrush Current in Single-phase Transformer Using Virtual Air Gap Technique," *IEEE Transactions on Magnetics*, Vol. 34, No. 4, July 1998, pp.1192-1194
- [27] G. Phadke and J. S. Thorp, Computer Relaying for Power Systems, Research Studies Press Ltd., 1988, pp. 185-186.
- [28] Y. C. Kang, J. K. Park, S. H. Kang, A. T. John and R. K. Aggarwal, "An algorithm for compensation the secondary current of current transformer," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, Jan. 1997, pp. 116-124.
- [29] T. Bunyagul, P. Crossley and P. Gale, " Overcurrent protection using signals derived from saturated measurement CTs," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vancouver, BC, Canada, July, 2001.
- [30] C. F., "An impedance-based CT saturation detection algorithm for bus-bar differential protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, Oct. 2001, pp. 468–472.
- [31] J. Pan, K. Vu and Y. Hu, "An Efficient Compensation Algorithm for Current Transformer Saturation Effects," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 4, October 2004, pp. 1623-1628.
- [32] M. M. Mansour and G.W. Swift, "A Multi-Microprocessor Based Traveling Wave Relay - Theory and Realization," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 1, no. 1, January 1986, pp.272-279.

附錄A 161kV故障定位平台之參數檔案格式

1

第 17 頁

161 KV系統線路常數表 (阻抗單位: Ω , 導納單位: μ MHO, 有*者為測試值, 無*者: 架空線為計算值, (有&者: 為供電處提供並修正其線路長度)

測試值	線路名稱	去端	導體規格	單回線	回線數	單回線	正相阻抗	零相阻抗	正相導納	零相導納	零相互感	
* no.	from	to	conductor	length	(KM)	ckt	R1 + J X1	Ro + J Xo	J B1	J B0	Rno	
535	嘉義(山) ~	5	ACSR636D	2.359	1	0.1172	0.7983	0.8955	2.7994	11.571	6.296	0.7782
535			ACSR795D	5.762	1	0.2172	1.9458	1.4272	5.8346	28.234	15.477	1.2077
* 535	嘉義(南)	4	XLPE800mm ²	0.130	1	0.0177	0.0179	0.0422	0.0577	14.515	14.515	0.0044
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	8.251	1	0.352	2.762	2.365	8.692	54.32	36.29	1.990
	線路容量		439.48MVA (PU)=	8.251	1	0.0014	0.0107	0.0091	0.0335	0.0141	0.0094	0.0077
802	台東 ~	#39(一)	ACSR477S	12.170	1	1.4324	5.9852	5.4473	16.3139	41.010	25.346	4.0161
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	12.170	1	1.432	5.985	5.447	16.314	41.01	25.35	4.016
	(96/12更新)線路容量		185.16MVA (PU)=	12.170	1	0.0055	0.0231	0.0210	0.0629	0.0106	0.0066	0.0155
803	台東 ~	#39(二)	ACSR477S	12.170	1	1.4324	5.9852	5.4473	16.3139	41.010	25.346	4.0161
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	12.170	1	1.432	5.985	5.447	16.314	41.01	25.35	4.016
	(96/12更新)線路容量		185.16MVA (PU)=	12.170	1	0.0055	0.0231	0.0210	0.0629	0.0106	0.0066	0.0155
804	知本 ~	知#1	XLPE2000mm ²	1.696	1	0.0349	0.3255	0.1408	0.1747	136.228	136.228	0.0076
804		#39(一)	ACSR477S	0.282	1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.0000
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	1.978	1	0.035	0.325	0.141	0.175	136.23	136.23	0.008
	(96/12更新)線路容量		185.16MVA (PU)=	1.978	1	0.0001	0.0013	0.0005	0.0007	0.0353	0.0353	0.0000
805	知本 ~	知#1	XLPE2000mm ²	1.669	1	0.0352	0.3266	0.1432	0.1749	138.200	138.200	0.0075
805		#39(二)	ACSR477S	0.282	1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.0000
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	1.951	1	0.035	0.327	0.143	0.175	138.20	138.20	0.008
	(96/12更新)線路容量		185.16MVA (PU)=	1.951	1	0.0001	0.0013	0.0006	0.0007	0.0358	0.0358	0.0000
806	太麻 ~	太#4	PE2000mm ²	2.000	1	0.0320	0.2006	0.1412	0.3616	340.760	354.760	0.0420
806		太#1	ZTCIR210mm ²	0.512	1	0.0726	0.2540	0.1662	0.7857	1.577	0.945	0.0913
806		#39(一)	ACSR477S	13.623	1	1.6034	6.6998	6.0977	18.2616	45.907	28.373	4.4956
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	16.135	1	1.708	7.154	6.405	19.409	388.24	384.08	4.629
	(96/12更新)線路容量		185.16MVA (PU)=	16.135	1	0.0066	0.0276	0.0247	0.0749	0.1006	0.0996	0.0179
807	太麻 ~	太#4	XLPE2000mm ²	2.000	1	0.0328	0.2002	0.1336	0.4528	352.060	352.060	0.0420
807		太#1	ZTCIR210mm ²	0.512	1	0.0726	0.2540	0.1662	0.7857	1.577	0.945	0.0913
807		#39(二)	ACSR477S	13.623	1	1.6034	6.6998	6.0977	18.2616	45.907	28.373	4.4956
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	16.135	1	1.709	7.154	6.397	19.500	399.54	381.38	4.629
	(96/12更新)線路容量		185.16MVA (PU)=	16.135	1	0.0066	0.0276	0.0247	0.0752	0.1036	0.0989	0.0179
			TOTAL (Ω , μ MHO)=	1.978	1	0.035	0.325	0.141	0.175	136.23	136.23	0.008

圖 A-1、參數檔案格式範例

1. //**：註解行，加速搜尋資料用，程式讀到此記號會直接跳過該行。
2. //--：資料行，程式會從此行中找資料。
3. * 535：*與 535 一定要用空格空開，所有資料也是以空格空開以進行辨識，此外，線路參數資料前一定要有編號，如 535，程式方能判斷為三個複合線路。
4. 嘉義(山)：端點站名，一定要跟線路參數常數表相同，此外要注意不要跟~連在一起。
5. 嘉義(南)：端點站名，一定要跟線路參數常數表相同，此外要注意不要跟~連在一起，或是跟後面的線徑相連，請用空格空開。
6. 2.359：線路長度，請與線徑及回線數用空格空開。
7. |：分隔線，要注意數據與分隔線也要用空格空開。
8. TOTAL 及 (96/12 更新)：額外資料，與線路參數無關，請注意此兩行前面不可有編號，以免程式誤判為線路參數資料，可以於最前面改用//**直接跳過該行。
9. 太#4 及 太#1：中間站名，程式不會理會，程式只會抓取端點站名及三端接點站名(如#39(一))，其他部分不管。

附錄B 電力系統暫態檔案標準格式

電力系統暫態檔案標準格式 (IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems)，包含了標頭檔案(.hdr)、架構檔案(.cfg)以及資料檔案(.dat)。資料檔案有兩種類型，一為 ASCII 檔案，另一為二進位檔案，而 ASCII 檔案較易閱讀，所以本程式使用 ASCII 檔案。在本程式中，只需要架構檔案以及資料檔案即可，不需要標頭檔案。

一、架構檔案(configuration file)格式

- 1、站名以及標號
- 2、Channel 的數量和類型
- 3、Channel 的名稱, 單位和換算係數
- 4、線路頻率
- 5、取樣頻率和在此頻率下的取樣數
- 6、第一個數據值的日期和時間
- 7、觸發點的日期和時間
- 8、檔案類型

二、架構檔案範例

```
Great Oaks Substation,25<CR,LF>  ➤站名以及標號
6,4A,2D <CR,LF>  ➤Channel的數量和類型
1,Line 1 Phase A Voltage,A,,kV,200.,0.,0,4096 <CR,LF>
2,Line 2 Phase B Voltage,B,,kV,200.,0.,0,4096 <CR,LF>
3,Bus Current,A,,kA,100.,0.,0,4096 <CR,LF>
4,Line 2 Phase A Voltage,A,,kV,200.,0.,0,4096 <CR,LF>
1,Breaker #XX Open,o <CR,LF>
2,Breaker #YY Closed,o <CR,LF>
60 <CR,LF>  ➤線路頻率
2 <CR,LF>  ➤有幾種不同取樣頻率
5184,1298 <CR,LF>
2592,1400 <CR,LF> } ➤取樣頻率和在此頻率下的取樣數
06/25/88,23:12:14.089045 <CR,LF> ➤第一個數據值的日期和時間
06/25/88,23:12:19.000011 <CR,LF> ➤觸發點的日期和時間
ASCII <CR,LF>  ➤檔案類型
```

➤Channel的名稱, 單位和換算係數

三、資料檔案格式

- 1、 資料檔會被分成兩行，而每一行會被分成 $n+2$ 欄， n 為被紀錄的 Channel 數。
- 2、 第一欄紀錄取樣數.
- 3、 第二欄為資料紀錄的時間，以 μs 為單位.
- 4、 第三欄及剩下的欄位紀錄資料值，包含電壓電流還有狀態的資訊.

四、資料檔案格式範例

