

國家原子能科技研究院
委託研究計畫研究報告
(期末報告)

輸電線路保護與電驛設定

Transmission Line Protection and Relay Configuration

計畫編號：112A018

受委託機關(構)：東南科技大學

計畫主持人：汪以仁

聯絡電話：02-86625820

E-mail address：yjwang@gae.tnu.edu.tw

國家原子能科技研究院聯絡人員：彭成俊

報告日期：112年12月21日

目 錄

目 錄.....	I
圖目錄.....	II
中文摘要.....	1
ABSTRACT.....	2
計畫緣起與目的.....	3
研究方法與過程.....	4
參考文獻.....	22

圖目錄

圖 1 測距電驛之比流器與比壓器示意圖.....	6
圖 2 測距電驛阻抗特性同心動作圖.....	7
圖 3 測距電驛阻抗特性偏心動作圖.....	8
圖 4 測距電驛應用於三端輸電線路之保護範圍示意圖[1].....	8
圖 5 多端線路的測距保護架構.....	11
圖 6 ONCOR 系統三端點輸電線阻抗圖.....	12
圖 7 三端子輸電線路系統整合再生能源單線圖.....	14
圖 8 測距電驛的欠區和越區分析結果.....	15
圖 9 系統的 A 相對地(AG)故障的網路拓撲.....	16
圖 10 適應性測距電驛設置流程[28].....	19
圖 11 三端子線路上的故障導致饋入情況.....	20

中文摘要

在 69kV 電力系統中，多端子輸電線路由於存在多個端點和支線，其測距電站保護協調的標置設置需要考慮的因素比一般的兩端子輸電線路更多，需綜合考慮線路拓撲結構、實際情況下變電所與饋線的相對位置、饋線與支線的連接方式及連接位置等因素。本研究目標針對三端以上線路的第一保護區間、第二保護區間、第三保護區間阻抗計算方法以及故障電流分佈進行研究，並基於現有測距電站標置程式，規劃多端子線路的程式流程架構，以應對未來電網結構日趨複雜和再生能源併網的需求，確保系統保護協調的適用性。

Abstract

In a 69kV power system, multi-terminal transmission lines have more factors to consider in the setting of distance relay coordination compared to conventional two-terminal transmission lines, due to the presence of multiple endpoints and branch lines. Factors such as the topology of the line, the relative positions of substations and feeders in practical situations, and the connection methods and locations of feeders and branches need to be comprehensively considered. This study aims to research the impedance calculation methods for Zone 1, Zone 2, and Zone 3, as well as the distribution of fault currents in transmission lines with more than three terminals. Additionally, based on the existing distance relay setting programs, a program flow structure for multi-terminal lines will be developed to meet the requirements of increasingly complex power grid structures and the integration of renewable energy sources, ensuring the applicability of system protection coordination.

計畫緣起與目的

在電力系統中，69kV 電力系統中的多端子輸電線路由於存在多個端點和支線，其保護協調的標置設置比一般的兩端子輸電線路更為複雜。傳統的保護方案往往基於兩端子線路的設計，無法充分考慮多端子線路的特殊性，可能導致保護系統在故障發生時無法準確判斷故障位置，進而影響保護的可靠性。多端子線路的保護電驛設置需綜合考慮多個因素。線路的拓撲結構對於保護電驛設置具有重要影響，不同的拓撲結構可能需要不同的保護方案。其次，考慮實際情況下變電所與饋線的相對位置，以及饋線與支線的連接方式及連接位置，這些因素也會對保護電驛設置產生影響。同時，隨著電力系統的發展，未來電網結構將趨於更加複雜，再生能源的大規模併網增加了新的變數，因此針對多端子線路保護電驛設置方式與標置系統程式之優化係相當重要的議題。

保護電驛在電力系統中的一種保護裝置，可偵測電力系統之異常狀況並隔離故障。台灣輸電線保護電驛以差流電驛為主保護、測距電驛為後衛保護，測距電驛標置數值之正確性將影響隔離故障速度與停電範圍，攸關輸電網路系統供電安全與品質，對電網韌性之強化扮演至關重要的角色。因此，本研究計畫目標係基於現行電驛標置系統，研究三端子(含)以上之保護設定原理，針對 69kV 電力系統多端子輸電線路保護電驛之設置方式與其限制進行研析；此外，本研究擬針對現有輸電線路測距電驛標置程式規劃多端子線路程式流程架構擴充方法，並規劃與國家原子能科技研究院開發程式介接之 API 功能與架構。

研究方法與過程

本研究進行的方法分為三階段，規劃如下：

階段一：

本研究將蒐集研析國內外期刊、會議論文、相關研究報告和技術報告，彙整多端子線路連接型態蒐集研究電驛設定相關方法。透過整理國內外的案例與相關研究文獻，掌握目前主流多端子測距電驛設置方法，評估最適合台電 69kV 輸電系統之方法。

階段二：

測距保護電驛第一區間(Zone 1)線段為瞬時跳脫保護；第二區間(Zone 2)線段為延時跳脫保護；第三區間(Zone 3)線段亦為延時跳脫保護。Zone 1 設定為本線段瞬時跳脫，為避免測距電驛誤動作，須考慮線路常數之量測與計算誤差及比流器、比壓器等儀器之精準度，通常考慮本線段線路相間阻抗之 80%~85% 且為瞬時動作，餘度為 15%~20% 之阻抗值。Zone 2 保護是本線段長度加第二線段最短之 50%，且為延時 20 週波動作；Zone 3 保護是本線段長度加第二線段最長再加第三線段最短之 25%，且為延時 30 週波動作。輸電線發生故障時，若 Zone 1 之測距電驛未瞬時動作跳脫，則 Zone 2 及 Zone 3 之測距電驛會延遲跳脫斷路器，此時 Zone 2 及 Zone 3 之保護為 Zone 1 之後衛保護，同時也是斷路器之 Zone 2 及 Zone 3 之後衛保護，以達雙重保護之目的。以上係雙端輸電線路之設置原則，各個保護區間視在阻抗之計算係相當重要的課題。

因此，針對三端或多端線路案例，本研究將根據其拓撲結構與故障電流分佈之影響，評估三端子(含)以上的線路保護設定方案，包

含 Zone 1、Zone 2、Zone 3 阻抗計算方法以及相關限制條件。此階段亦將考慮末端特殊接線情況，擬採用適應性方法確立電驛保護區域。

階段三：

本研究將配合既有之測距電驛標置程式，參考國原院提供之變數定義、函式區塊與運算流程，提出針對多端子案例進程式擴充之相關規劃。本研究擬利用 RESTful API 介接既有程式，確保系統資料之間的低耦合性，並大幅增加後端 API 的可維護性與彈性。

文獻探討

針對期中報告，本研究執行階段一的成果係彙整國內外的案例與相關研究，文獻回顧資料如下。

首先，針對測距保護電驛之原理，其係利用輸電線發生故障時，故障電壓(V)與故障電流(I)分別經由比壓器(Potential Transformer, PT)與比流器(Current Transformer, CT)將一次故障電壓與故障電流降為測距電驛能夠偵測之低故障電壓與故障電流，再經由所偵測之故障電壓(V_f)除以故障電流(I_f)之比值算出故障時之二次阻抗值以快速偵測故障，如圖 1 所示[1]。

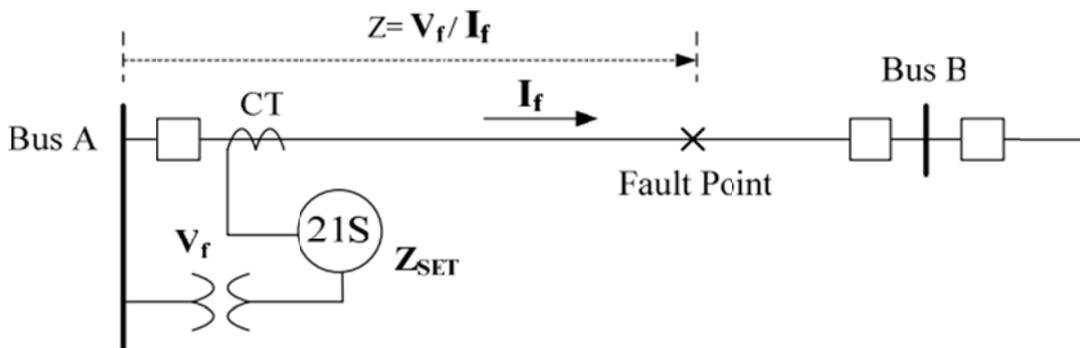


圖 1 測距電驛之比流器與比壓器示意圖

測距電驛依輸電網路之輸電線阻抗值核算各保護區間之預設二次阻抗值，當輸電網路於測距電驛之保護區間內發生故障時，測距電驛偵測出故障二次阻抗值小於該區間之預設二次阻抗值，測距電驛即快速動作，跳脫斷路器以隔離故障，如故障二次阻抗值小於測距電驛之預設二次阻抗值(Z_{SET})，則符合測距電驛之動作條件；反之，如故障二次阻抗值大於測距電驛之預設二次阻抗值(Z_{SET})，則不符合

測距電驛之動作條件。

測距電驛之動作阻抗特性圖(R-X Diagram)在測距電驛之設定與動態模擬為重要參考工具，如圖 2 所示[1]，三個同心圓分別為測距電驛之第一保護區間、第二保護區間與第三保護區間範圍，為了達到測距電驛迅速正確判斷故障點方向，需增加一方向性元件對故障範圍作正反方向的區隔，另以近於輸電線之阻抗角設為最大力矩方向，使輸電線故障時，測距電驛能更快速動作跳脫斷路器以隔離故障。測距電驛阻抗特性圖經改良後延伸許多種類，例如偏心圓如圖 3 所示，另有姆歐型圓、多邊型動作區間等，以達最好的保護功能。

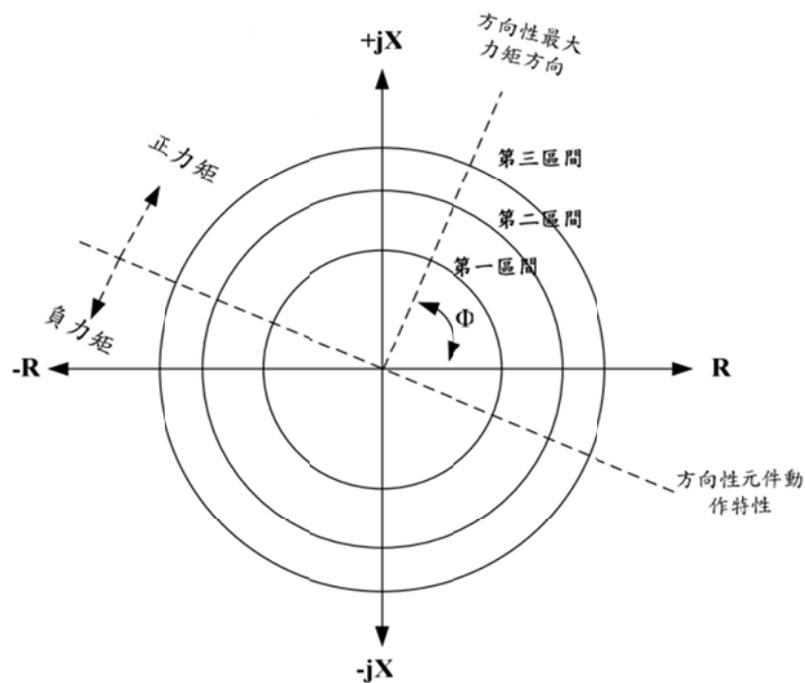


圖 2 測距電驛阻抗特性同心動作圖

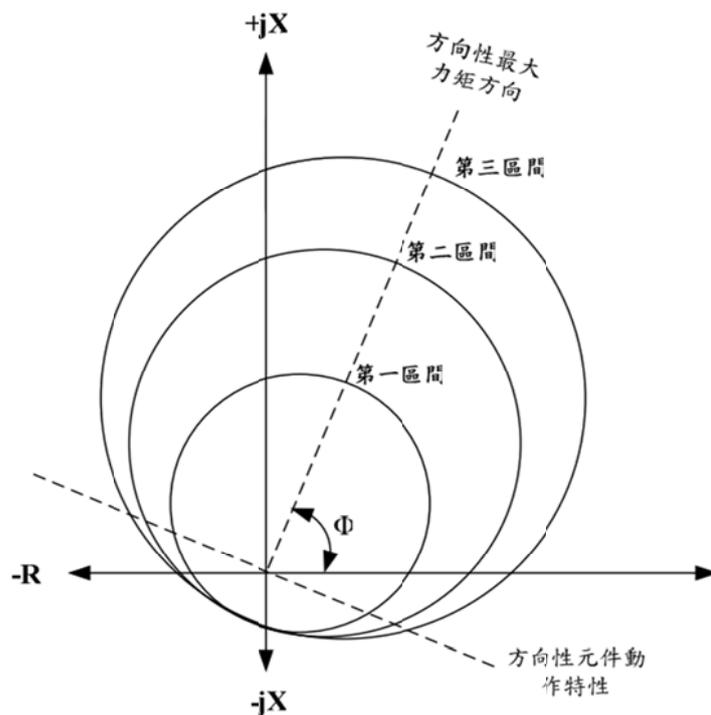


圖 3 測距電驛阻抗特性偏心動作圖

測距電驛在應用上所保護的範圍成為保護區間，一般設定為三區間保護。圖 4 為三區間(Zone 1、Zone 2、Zone 3)式的測距電驛應用於三端輸電線路之保護範圍示意圖，各區間的設定說明如下：

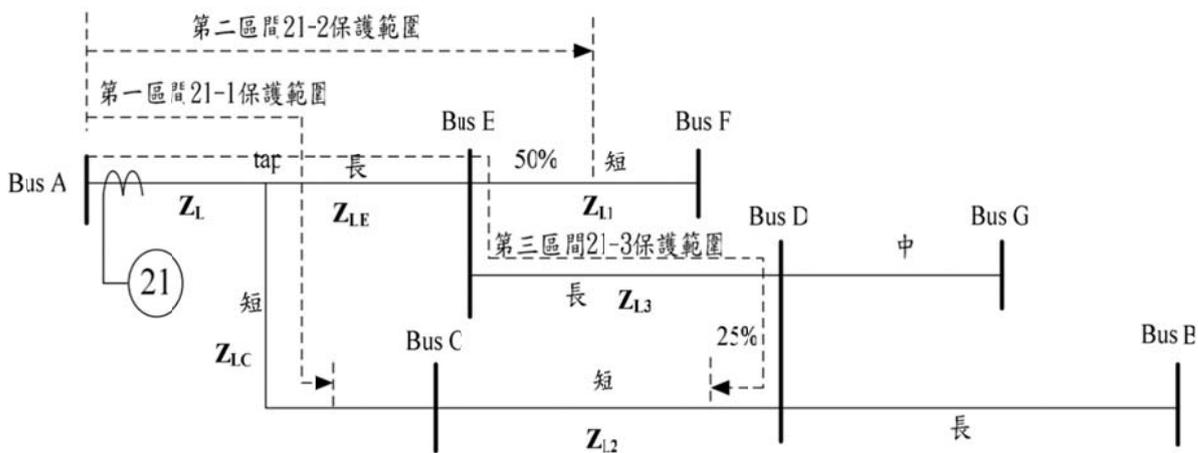


圖 4 測距電驛應用於三端輸電線路之保護範圍示意圖[1]

(1) 第一區間測距元件之設定範圍

由於為三端輸電線，故其第一區間之設定範圍必須涵蓋本線段兩條分歧線，亦即 tap-C 及 tap-E，為避免第一區間之設定範圍超過本線段之阻抗值，故須選擇二條分歧線中阻抗值較小的 tap-C 分歧線，然後將 A-tap 之 Z_L 與 tap-C 之 Z_{LC} 兩段分歧線之阻抗值相加後乘以 80%。時間延時設定 T_1 設定為延時 0 週波動作。

(2) 第二區間測距元件之設定涵蓋兩段輸電線的範圍

第一段線為三端輸電線，故其第一區間之設定範圍必須涵蓋本線段兩條分歧線阻抗值，為能涵蓋本線段所有遠方匯流排，故須選擇二條分歧線中阻抗值較大之 tap-E 分歧線，並將 A-tap 之 Z_L 與 tap-E 之 Z_{LE} 兩段分歧線之阻抗值相加後乘以 100%。第二段線選擇第一段線遠端匯流排所有相連輸電線中，最短的 E-F 輸電線之 Z_{LI} 阻抗的 50%。時間延時設定 T_2 設定為延時 20 週波動作。

(3) 第三區間測距元件之設定涵蓋三段輸電線的範圍

第一段線與第二區間測距元件相同；第二段線為選擇第一段線遠端匯流排所有相連輸電線中，最長輸電線 E~D 之 Z_{L3} 阻抗的 100%；第三段線為選擇第二段線遠端匯流排所有相連輸電線中，最短的輸電線之 D~C 之 Z_{L2} 阻抗的 25%。時間延時設定 T_3 設定為延時 30 週波動作。

在國內相關研究方面，台電公司及學術界皆投入相當多人力在電力系統故障分析驗證與電驛標置設定上，期望達到輸電線路最佳保護區間設定 [2]-[7]。其中，台電同仁撰寫了 69kV 二次系統過電流電驛保護協調實務，說明主變壓器保護電驛標置原則與線路保護

電驛標置原則，具備實務面的參考價值。在國外方面，最佳化測距保護電驛標置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，可參考文獻[8]-[24]所彙整電驛標置技術方法。

近年由於再生能源大量增加，輸電線路的分歧併接情況增加，大幅增加保護協調之複雜性，針對多端子線路架構與視在阻抗計算方式，有許多新的議題和研究成果。文獻[25]基於標準 IEEE C37.113、IEEE 242、IEEE 738 和 ANSI C84.1，提出了標準化的多端子測距電驛設定之基準，考量故障電流饋入(Infeed)與饋出(Outfeed)效應，並將線路分類為短、中或長線路，選擇最佳的設定方案(PUTT、POTT、Weak Infeed 和 Echo 邏輯)與通訊方式。文獻[26]則針對多端子線路提出透過代理人技術調整測距電驛設定之適應性，透過中介軟體的溝通，確保在各種操作條件下的正確效能。

文獻[27]針對 T 型輸電線路(如圖 5 所示)提出了一種用於多端傳輸線路的測距保護架構，此架構加入 T 型電路三端點間的通訊連接，匯流排 A 的電驛的 Zone 1 檢測到故障，從而電驛立即跳脫斷路器。跳脫訊號被發送給匯流排 B 和匯流排 C 的所有其他電驛。另一方面，在 Zone 1 之外的故障(如 F2)中，匯流排 A 的電驛檢測到 Zone 2 故障。相應的電驛向匯流排 B 和匯流排 C 的其他兩個電驛發送狀態訊號。如果匯流排 B 的電驛在其 Zone 2 中檢測到故障，並且存在來自匯流排 A 的狀態訊號，該訊號指示電驛在其本地 Zone 2 中檢測到故障，則匯流排 B 的電驛將啟斷 R2 斷路器。跳脫訊號被發送給其他兩個電驛，即匯流排 A 和匯流排 C 的電驛。如果匯流排 B 和匯流排 C 的兩個電驛都未在其本地 Zone 2 中檢測到故障，則表示故障不在受保護的線路範圍內。本文獻以埃及 66 kV 輸電線，使用 Matlab Simulink

建立模型，針對不同情境進行案例討論，模擬結果顯示了所提出的測距電驛架構的有效性。此架構是以分歧點為界，將 T 型線路視為三條輸電線，針對各條輸電線路分別進行 Zone 1 與 Zone 2 輸電線保護。

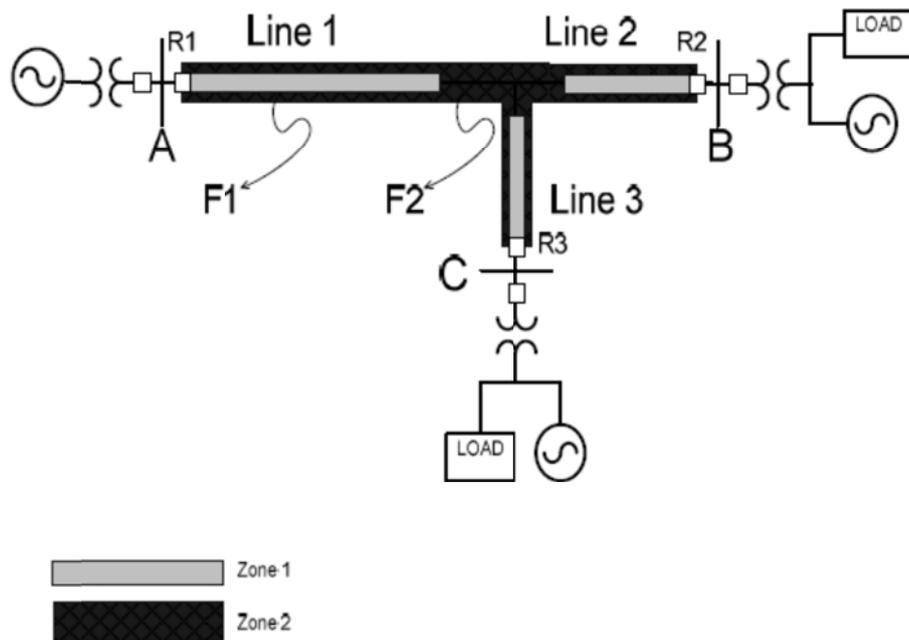


圖 5 多端線路的測距保護架構

文獻[28]針對三端點輸電線保護在應用上須注意事項進行討論，包含在分歧點故障電流饋入與饋出產生之效應、允許越區傳訊跳脫 (Permissive Overreaching Transfer Trip, POTT) 系統可能存在可靠性問題、方向比較閉鎖 (Directional Comparison Blocking, DCB) 系統面臨著安全性和可靠性挑戰。本文獻考慮了 Oncor Electric Delivery 電力系統中的三端線。顯示不同的拓撲架構和事故情況會影響故障電流饋入和饋出程度，需仔細選擇保護元件設定和方向元件極化量 (Polarizing Quantity)。

Oncor 電力公司的輸電線路包括一個 345 kV 的大容量電力系統主幹線和一個 138 kV 的負載供電系統，還有一些 69 kV 的線路。138 kV 的輸電線路主要由兩端線路組成，但有一部分是三端線路，為考量變電站斷路器位置、土地和權利等方面的限制所配置。Oncor 電力系統的輸電線路採用餘裕的微處理器保護電驛，138 kV 和 345 kV 的線路主要使用 DCB 架構實現通訊輔助的載波保護(Pilot Protection)，另一小部分是 POTT 架構和線路電流差動保護。其載波保護系統通訊媒介主要使用電力線載波(Power Line Carrier, PLC)和直接光纖。138 kV 三端線路位於達拉斯-沃斯堡都會區，該線路使用 DCB 架構載波保護，如圖 6 所示，該線路連接在 A 匯流排、B 匯流排和 C 匯流排之間。

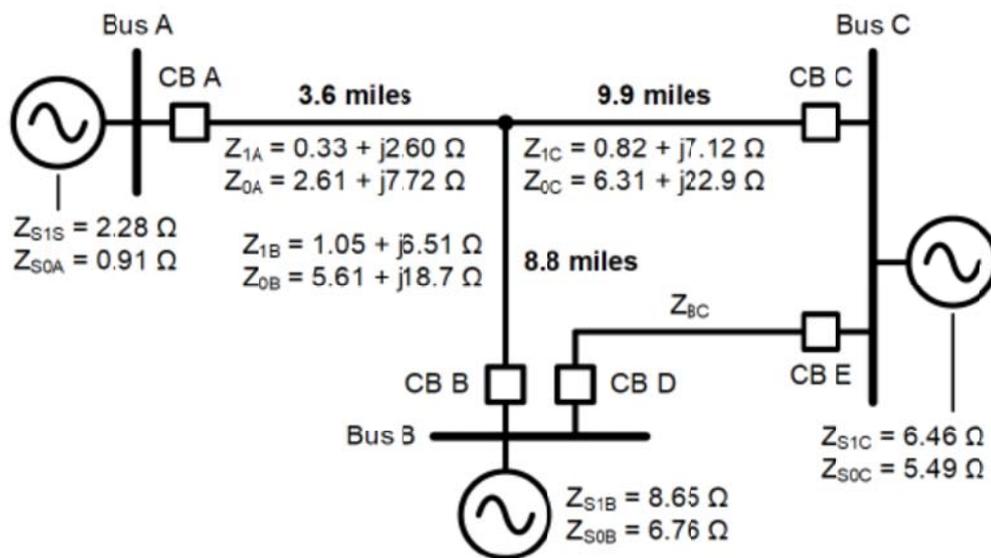


圖 6 ONCOR 系統三端點輸電線阻抗圖

該文獻提出在三端子或多端子輸電線路相較於雙端輸電線路之保護策略設定上之差異性：

- (1) 由於分歧點故障電流饋入，越區(Overreach)測距區域需要更大的電驛測距值設置，而欠區(Underreach)測距區域需要更短的電驛測距值設置。
- (2) 分歧點故障電流饋出效應和弱端點的存在需要在正向和反向方向元件過電流界線值和測距元件測距值之間需要更大的保護協調裕度，以實現適當的載波架構安全性。
- (3) 分歧點故障電流饋出效應和弱點的存在可能降低載波架構的可靠性。為解決這個問題，可以考慮採用直接欠區傳訊轉移跳脫保護(Direct Under-reaching Transfer Tripping, DUTT)與允許欠區傳訊轉移跳脫系統(Permissive Underreach Transfer Trip System, PUTT)系統。
- (4) 雙端輸電線路中的電流反向邏輯解決了相鄰線路上外部故障的順序清除問題。對於三端線路，由於分歧點故障電流饋出情況，此邏輯可能用於內部故障。如果電流反向邏輯啟動，故障清除時間可能會額外延遲約 8 或 9 個週期；如果存在額外的斷路器故障情況，故障清除時間則可能與測距電驛 Zone 2 後備保護延遲時間相近。
- (5) 盡量僅使用一極化量來進行接地方向元件的設置。其一考量因素為負序網路相對於零序網路的強度，以降低序網路拓撲(Sequence Network)之間的方向性不一致和分歧點故障電流饋出效應相關問題。

當變電站連接到再生能源，由於發電量變化和變流器控制操作，欠區問題將更加顯著。文獻[29]提出了一種適應性測距電驛設置方式，在故障前獲取遠端數據並計算故障距離，以解決饋入電流之變動對

於測距電驛決策性能造成之挑戰。該文獻運用 PSCAD/EMTDC 中模擬了一個 400 kV 的三端子輸電線路系統，其包含了一 300 MW 的太陽光電案場併連到 P 匯流排上，測距電驛的 Zone 1 設定如圖 7 所示。此系統運用了 DUTT，通過低頻寬通訊通道確保任何電驛在 Zone 1 區域內發現故障時及時產生跳脫訊號。

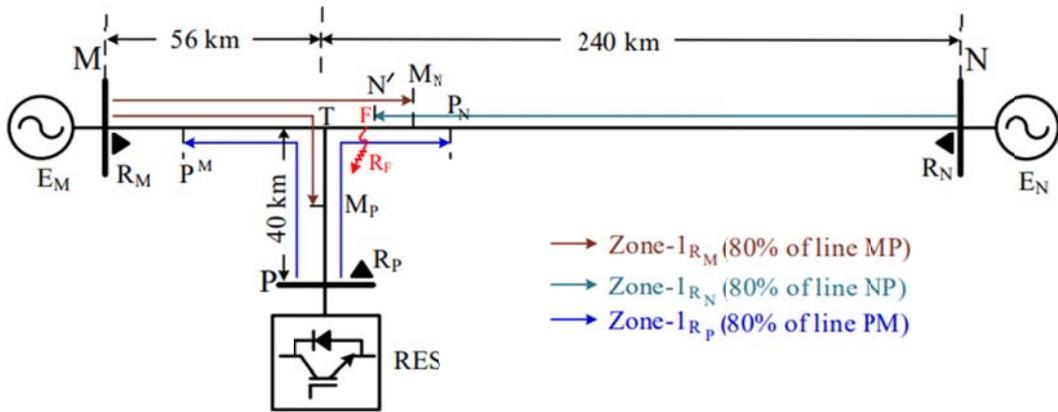


圖 7 三端子輸電線路系統整合再生能源單線圖

對於位於 F(鄰近 N')的故障，由匯流排 P 上的測距電驛 R_p 計算的視在阻抗如下所示：

$$Z_{app}^P = \frac{V_P^R}{I_P^R} = Z_{PF} + \left(\frac{I_M^R}{I_P^R} \right) Z_{TF} + \left(\frac{I_F}{I_P^R} \right) R_F \quad (1)$$

其中， V^R 和 I^R 分別為電驛測量的電壓和電流，且可能會隨故障類型而變化。下標中的 M、N 和 P 代表相應的匯流排。 I_F 為通過 R_F 的電流。因此， Z_{app}^P 中包含了一個額外的 $\left(\left(\frac{I_M^R}{I_P^R} \right) Z_{TF} + \left(\frac{I_F}{I_P^R} \right) R_F \right)$ ，取決於變流器操作影響 I_P^R 的相位角，這可能導致電驛 R_p 在固定的 Zone 1 設置時出現欠區或越區的問題。重疊區域 $N'P_N$ ，即電驛 R_p 和 R_N 的 Zone

1 之間的重疊區域，須確保 DUTT 正確運行，該區域可以根據式(2)進行計算。

$$Z_{N'P_N} = 0.8Z_{PM} - (Z_{PT} + Z_{TN'}) \quad (2)$$

若在 N'(從匯流排 N)之外的地方發生故障，根據式(1)中的欠區阻抗變大到超過 $Z_{N'P_N}$ ，或者由於嚴重越區，電驛 R_P 無法在其固定的 Zone 1 設置內檢測到故障，則 DUTT 可能失敗。為驗證相關限制，此研究在匯流排 N 的距離為 225 公里處創建了 A 相對地(AG)和 B 相對 C 相對地(BCG)的故障，使用不同的故障電阻，且考量了歐盟(EU)和北美(NA)電網規範，在故障期間優先考慮無功功率輸入。這些故障超出了電驛 R_N 的 Zone 1，而圖 8 結果所示， R_P 計算的視在阻抗也超出了 Zone 1 的邊界。

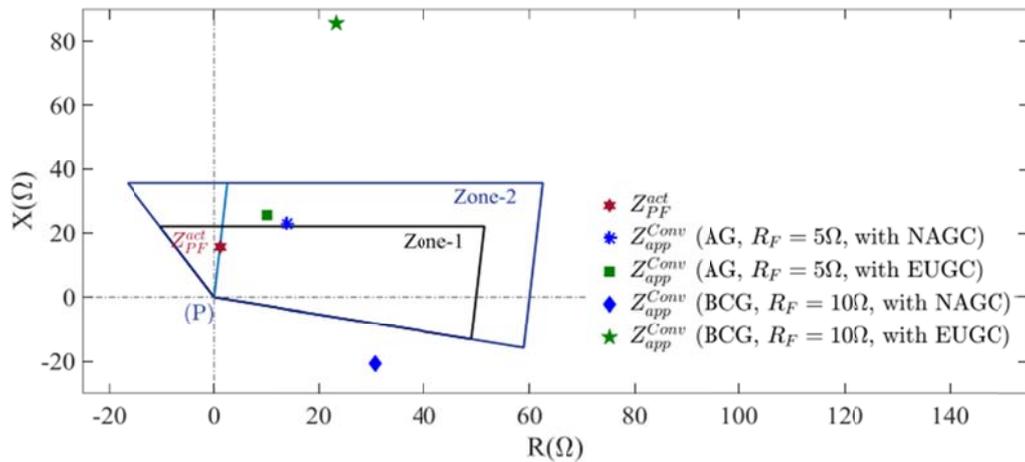


圖 8 測距電驛的欠區和越區分析結果

因應此侷限，文獻提出一保護策略加以克服，說明如下。首先針對連接太陽能電源的變流器，其通常被建模為併聯於高阻抗的依

賴電流源，可被轉換為具有串聯阻抗(Z_{SP1})的等效電壓源(E_P)， Z_{SP1} 會隨著太陽輻射、電廠狀態和控制操作的變化而改變。基於此電壓源模型，圖 9 呈現了對 F 處的 A 相對地(AG)故障，其他兩個電壓源的正序模型則採用串聯連接的電壓源(E_M 和 E_N)及其內部阻抗(Z_{SM1} 和 Z_{SN1})表示。太陽能電源具前饋補償可在不對稱故障期間亦生成平衡的電流，因此太陽能電源的負序電路以開路表示。

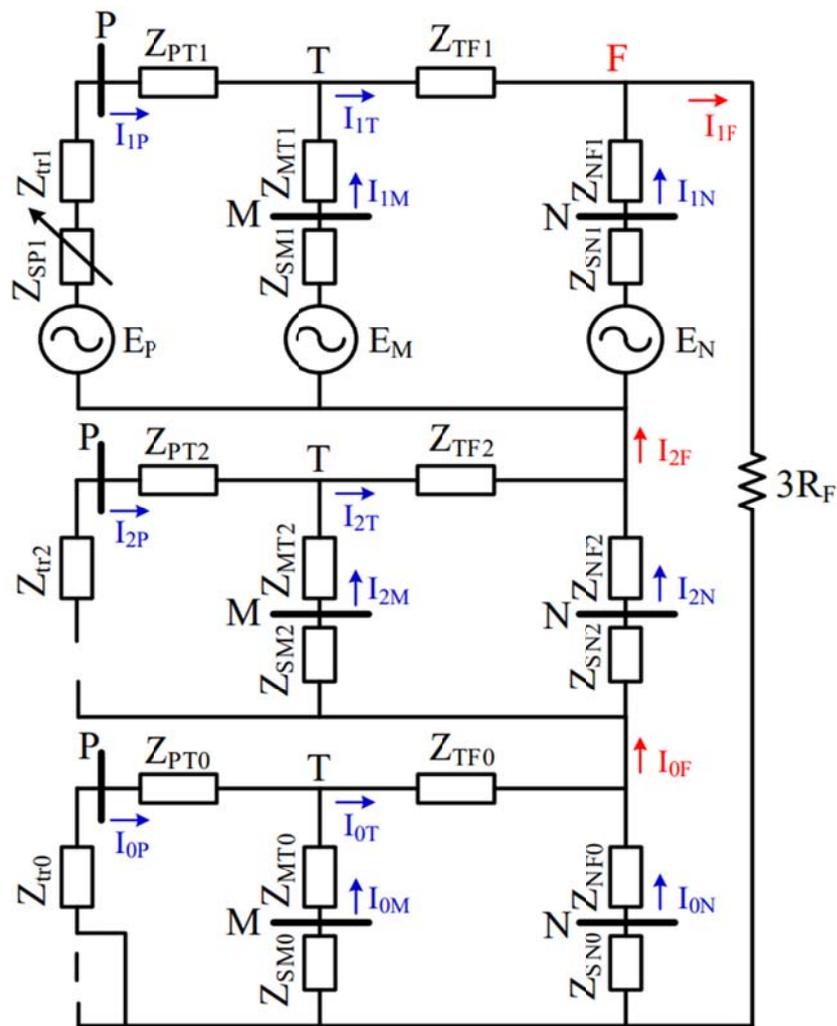


圖 9 系統的 A 相對地(AG)故障的網路拓撲

如同式(1)所示，在 T 處計算的視在阻抗可以表示為式(3)：

$$\frac{|V_T^R|}{|I_T^R|} e^{j(\theta_V - \theta_I)} = |Z_{TF1}| e^{j\theta_{1L}} + \frac{|I_F|}{|I_T^R|} e^{j(\varphi - \theta_I)} R_F. \quad (3)$$

其中， θ_V 和 θ_I 分別是 V_T^R 和 I_T^R 的相角，而 θ_{1L} 和 φ 分別代表線路阻抗和故障路徑電流的相角，式(3)可改寫為式(4)：

$$\frac{|V_T^R|}{|I_T^R|} e^{j(\theta_V - \varphi)} = |Z_{TF1}| e^{j(\theta_{1L} - \varphi + \theta_I)} + \frac{|I_F|}{|I_T^R|} R_F. \quad (4)$$

將等號兩邊分離虛部，可將式(4)改寫為式(5)：

$$\frac{|V_T^R|}{|I_T^R|} \sin(\theta_V - \varphi) = |Z_{TF1}| \sin(\theta_{1L} - \varphi + \theta_I). \quad (5)$$

從式(5)中獲得 $|Z_{TF1}|$ ，如式(6)所示。

$$|Z_{TF1}| = \frac{\frac{|V_T^R|}{|I_T^R|} \sin(\theta_V - \varphi)}{\sin(\theta_{1L} - \varphi + \theta_I)}. \quad (6)$$

對於 A 相對地(AG)故障， V^R 和 I^R 可以分別替換為 V_A 和 $(I_A + K_0 I_0)$ 。

其中， $K_0 = \left(\frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{Z_{1L}}\right)$ 為零序補償因數。因此，在 T 處的 V^R 和 I^R 如式(7)所示。

$$\begin{aligned} V_T^R &= V_{AT} = V_{1T} + V_{2T} + V_{0T} \\ I_T^R &= I_{AT} + K_0 I_{0T} = I_{1T} + I_{2T} + (1 + K_0) I_{0T} \end{aligned} \quad (7)$$

應用壓降原理，可以得到如下的 V_T^R 表示式：

$$V_T^R = (V_{1P} - I_{1P} Z_{PT1}) + V_{2P} + (V_{0P} - I_{0P} Z_{PT0}). \quad (8)$$

Z_{SM1} 可透過故障前在 M 處進行多次電壓和電流測量來計算， Z_{SM2} 和

Z_{SM0} 可在先前的不平衡故障情況下進行計算。即使考慮斷路器狀態和系統阻抗數據，這些阻抗可在 M 處計算並隨時更新。

I_T^R 是來自匯流排 M 和 P 的故障電流貢獻。因此，式(7)中的 I_T^R 可以改寫為式(9)：

$$I_T^R = (I_{1M} + I_{1P}) + I_{2M} + (1 + K_0)(I_{0M} + I_{0P}) \quad (9)$$

E_M 運用 Z_{SM1} 計算並更新，內部電壓和序阻抗在故障前被傳遞到匯流排 P，在 T 處應用式(8)所計算的序電壓以計算從匯流排 M 流出的序電流，如式(10)所示：

$$I_{1M} = \frac{(E_M - V_{1P} + I_{1P}Z_{PT1})}{(Z_{SM1} + Z_{MT1})} \quad (10)$$

$$I_{2M} = \frac{-V_{2P}}{(Z_{SM2} + Z_{MT2})}, I_{0M} = \frac{(Z_{PT0} + Z_{tr0})I_{0P}}{(Z_{SM0} + Z_{MT0})}$$

對於 A 相對地(AG)故障， $I_{1F} = I_{2F} = I_{0F}$ ；而再生能源通常經由 dY_g 變壓器連接到電網，保持了零序網絡的均質性(Homogeneity)，因此， φ 可由式(11)獲得：

$$\varphi = \arg(I_{0F}) = \arg(I_{0P}) \quad (11)$$

針對其他類型的故障， φ 可使用相應的序網絡拓撲加以推導。獲得 φ 後將可計算 $|Z_{TF1}|$ ，因此，故障位置至 T 點之距離可透過將 $|Z_{TF1}|$ 除以單位線路阻抗大小計算而得。基於上述推導，適應性測距電驛方案的步驟如圖 10 所示。內部電壓和等效源阻抗是使用故障前的電壓和電流量測以及可用的系統阻抗數據在饋入端進行估算，估算的數據透過通訊通道在故障前傳遞到連接再生能源的變電站；在檢測和分類之後，檢查故障是否在測距電驛點 T 處，另外，對於連接再生能

源之匯流排與饋入匯流排，故障是否在 T 點內。對於兩個匯流排都超出 T 點的故障點，使用式(8)至式(10)計算 V_T^R 和 I_T^R 。根據故障類型計算 V_T^R 和 I_T^R 和 ϕ ，接著從 T 點計算故障線段的阻抗($|Z_{TF1}|$)。最後，根據從電驛匯流排到故障點之阻抗($|Z_{PT1}| + |Z_{TF1}|$)進行決策。

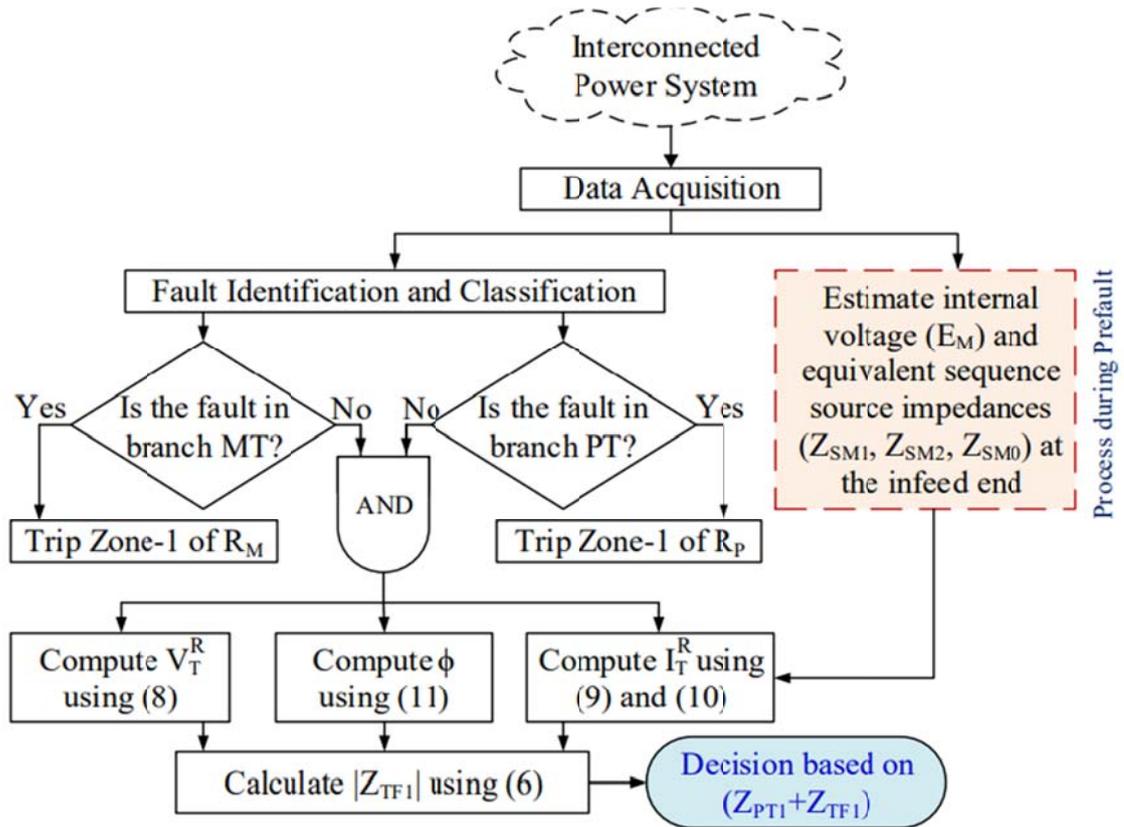


圖 10 適應性測距電驛設置流程[28]

根據文獻[30]，三端子或多端子輸電線路對於測距電驛最常出現的挑戰是饋入(Infeed)與饋出(Outfeed)效應問題。參考圖 11，如果測距電驛位於端點 A，電流從端點 C 流向分歧點並流向沿著線路到達 F2 處的故障(位於 90%的朝向端點 B 的線路上)，由於端點 C 處的額外電流源，將影響端點 A 處的測距電驛如何測量到故障的電壓降和另一端的故障電流，導致電驛阻抗測量將偏高於實際阻抗。因此，

如果在匯流排 A 處的電驛被設置為到達匯流排 B 的實際線路阻抗的 80%，那麼電驛將容易產出失準的量測結果，而導致不會在其設置的保護區域內跳脫，因該電驛檢測和測量了較高的視在阻抗，超出了其設置的保護區域。在此情況下，為了達到所需的 80% 覆蓋範圍以保持所需的即時保護區域，測距電驛必須被設置得比原線路阻抗更高。

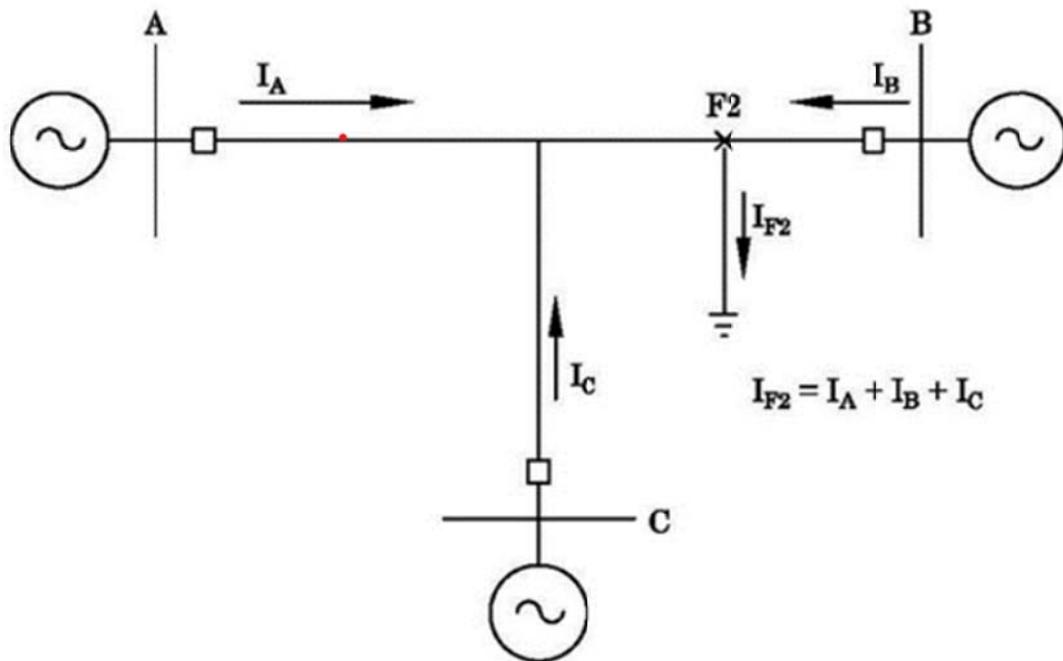


圖 11 三端子線路上的故障導致饋入情況

相反地，如果電流進入端點 C 則會產生饋出效應，測距電驛 A 會量測到較小的阻抗，並可能導致測距電驛在超出其預期的 80% 線路阻抗範圍內對故障進行跳脫。通過使用故障模型，可以估計饋出條件，縮短測距電驛的觸及距離，以補償端點 A 處電驛所看到的較低的視在阻抗。在三端子或多端子輸線路情況下，饋入效應是主要常見的問題，因此測距電驛的設置必須高於雙端線路所需的設置。

測距電驛設置的阻抗越高，觸及距離越遠，在重載情況下啟動的風險會升高，將限制線路的負載能力。此問題可透過負載遮擋(Load Blinder)或負載侵入(Load Encroachment)方式進行遮罩或閉鎖測距電驛以防止誤跳脫。

參考文獻

- [1] 鍾彰榮，過電流與測距電驛於輸電網路保護協調之研究，博士論文，國立臺北科技大學電機工程系所，民國 98 年。
- [2] 吳清章，數位式保護電驛標置技術，行政院及所屬各機關出國報告，台灣電力公司，民國 95 年 9 月。
- [3] 許文興，混合 345 kV 架空與地下電力電纜傳輸線數位測距保護之研究，台灣科技大學碩士論文，民國 94 年 6 月。
- [4] 臺灣電力公司供電處網站 <http://www.taipower.com.tw>，345 kV 系統輸電線保護測距電驛標置原則。
- [5] 許文興，輸電線保護與一次配電變電所新設之保護運用與電驛標置規劃，電機技師雙月刊，第 107 期，31-49 頁，民國 93 年 10 月。
- [6] 許文興、楊明達、張源吉，69kV 輸電系統保護電驛標置與協調，電機月刊，第 165 期，146-163 頁，民國 93 年 9 月。
- [7] 林裕梁，輸電線 Zone 2 測距保護之電腦輔助計算與標置，台灣科技大學碩士論文，民國 96 年 6 月。
- [8] 林沛吟，台電輸電線路故障定位平台之設計，碩士論文，國立臺灣大學電機工程學研究所，民國 99 年。
- [9] K. H. Tseng, W. S. Kao, and J. R. Lin, "Load model on distance relay settings," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 4, pp. 1140-1146, 2003.
- [10] Y. Liao and S. Elangovan, "Digital distance relaying algorithm for first zone protection for parallel transmission lines," IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., vol. 145, no. 5, pp. 531-536, 1998.
- [11] S. S. Tarlochan, David S. B. David, M. P. Ricardo, and S. S.

- Mohindar, "A new approach for calculating zone 2 setting of distance relays and its use in an adaptive protection system," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 70-77, 2004.
- [12]K. W. Leung, "Computer aided setting calculation for distance zone 2 and zone 3 protection," IEE International Conference on Advances in Power System Control Operation and Management, pp. 152-157, 1991.
- [13]P. F. McGuire, D. M. Macgregor, R. W. Patterson, A. T. Giuliante, and G. R. Holt, "Automated setting of relays for transmission line pilot protection," CIGRE, B5 202, 2004.
- [14]K. El Arroudi, G. Joós, D. T. McGillis, and R. Brearley, "Comprehensive transmission distance protection settings using an intelligent-based analysis of events and consequences," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 3, pp. 1817-1824, Jul 2005.
- [15]T. H. Q. Minh and A. V. Shmoilov, "Using the criterion of technical efficiency for set up of line distance relay protection," Strategic Technology (IFOST) IFOST), 2011 6th International Forum on, vol. 1, pp. 512-516, Aug 2011.
- [16]V. Leitloff, X. Bourgeat, and G. Duboc, "Setting constraints for distance protection on underground lines Developments in Power System Protection," 2001, Seventh International Conference on (IEE), pp. 467-470, 2001.
- [17]V. Sellwood, U. Klapper, M. Kruger, and S. Kaiser, "A new technique for setting distance protection and fault location by measurement of transmission line system impedance characteristics," ACDC 2006, pp. 197-199, 28-31 Mar 2006.
- [18]B. Stedall, P. Moore, A. Johns, J. Goody, and M. Burt, "An

- investigation into the use of adaptive setting techniques for improved distance backup protection,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 2, pp. 757-762, Apr 1996.
- [19] A. F. Bin Abidin and A. Mohamed, “Adaptive settings of distance protection to prevent maloperation under severe voltage fluctuation,” System Engineering and Technology (ICSET) 2011, pp. 162-165, 27-28 Jun 2011.
- [20] H. H. El Tamaly and A. H. M. El Sayed, “A new technique for setting calculation of digital distance relays,” Power Systems Conference MEPCON 2006 Eleventh International Middle East, vol. 1, pp. 135-139, 19-21 Dec. 2006.
- [21] A. N. Sarwade, P. K. Katti, and J. G. Ghodekar, “Adaptive solutions for distance relay settings,” IPEC, 2010 Conference Proceedings, pp. 493-498, 27-29 Oct. 2010.
- [22] J. L. Blackburn, Protective Relaying: Principle and Application, 2nd edition, Marcel Dekker Inc., 1998.
- [23] W. A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, Marcel Dekker Inc., Florida, 1994.
- [24] K.-H. Tseng, W.-S. Kao, and J.-R. Lin, “Load model on distance relay settings,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 4, pp. 1140-1146, 2003.
- [25] B. Yoxianny, L. Perez, P. Jimenez and J. Castro, “Standardization of Benchmarks for Distance Relay Setting in Multi-Terminals Transmission Lines. Case: PDVSA 69kV System,” 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Caracas, Venezuela, pp. 1-8, 2006.
- [26] D. V. Coury, J. S. Thorp, K. M. Hopkinson and K. P. Birman, “Agent technology applied to adaptive relay setting for multi-terminal lines,”

- 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134), vol. 2,pp. 1196-1201, 2000.
- [27]A. Y. Abdelaziz, M. Abdel Rahman, M. S. Moussa, “Distance Protection for Multi-terminal Transmission Lines,” 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2011.
- [28]R. Jimerson, A. Hulen, R. Chowdhury, N. Karnik, and B. Matta, “Application Considerations for Protecting Three-Terminal Transmission Lines,” 74th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, 2021.
- [29]S. Paladhi, Q. Hong and C. D. Booth, “Adaptive distance protection for multi-terminal lines connecting converter-interfaced renewable energy sources,” 16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022), Newcastle, UK, pp. 31-35, 2022.
- [30]Southwest Power Pool, System Protection and Control Advisory Group, Issues Associated with Multi-Terminal Transmission Lines Whitepaper, 2022.