

行政院國家科學委員會專題研究計畫 成果報告

含分散式電源之配電系統運轉研究(第3年) 研究成果報告(完整版)

計畫類別：個別型
計畫編號：NSC 98-2221-E-110-076-MY3
執行期間：100年08月01日至101年07月31日
執行單位：國立中山大學電機工程學系(所)

計畫主持人：盧展南

計畫參與人員：碩士班研究生-兼任助理人員：詹傑民
碩士班研究生-兼任助理人員：廖泳棠
碩士班研究生-兼任助理人員：陳敏睿
碩士班研究生-兼任助理人員：吳東昇
碩士班研究生-兼任助理人員：張軒誌
碩士班研究生-兼任助理人員：陳育杰
碩士班研究生-兼任助理人員：陳開瑞
碩士班研究生-兼任助理人員：劉鴻儒
大專生-兼任助理人員：龔笏仙
大專生-兼任助理人員：林家榮
大專生-兼任助理人員：張家菡

報告附件：出席國際會議研究心得報告及發表論文

公開資訊：本計畫可公開查詢

中 華 民 國 101 年 08 月 28 日

中文摘要：既設的配電系統中，電力的傳送是單向地送給用戶，設計的原則是減少不必要的交互控制影響，因此網路較屬被動式的架構。分散式電源接到電網後所產生的技術挑戰包括四個層面：電壓控制、功率潮流管理，故障電流管理及電網運轉安全性。除了這些挑戰之外，分散式電源與配電系統間的交互影響必需仔細地研究。當越來越多的分散式電源連接到配電系統電網時，則需要更多分散式電源(或配電系統)的主動控制。本計畫中，我們探討分散式電源接到配電系統時，其對饋線上負載的電壓及故障電流偵測的衝擊，並研究改善措施以增加分散式電源可併網的容量。我們研究了區域性電壓控制，如有載分接頭變壓器及電壓調整器間的控制協調，同時我們也會對分散式電源特別是風機，於故障情況時之低電壓忍受能力的改善進行研究。微型電網的系統架構可以用來管理不同類型的分散式電源並提升配電系統的可靠度。未來配電自動化系統、先進電錶系統及負載管理系統的整合中，將可獲得更多的配電系統量測資訊，對整體配電系統的狀態估計會有幫助並可用於電網的調度運轉。微型電網中，分散式能源的控制方法將依據其需求的性質及所在的運轉環境而有所不同，會由分散式能源單元與系統或是與其他分散式能源設備間的互相影響所決定。在本計畫中，我們進行以直流微型電網模擬，對使用電網追隨及電網形成等兩種控制模式的動態特性加以分析，並發展維持直流微型電網電壓穩定的控制方法。本計畫以三年時間進行上述含 DG 之配電系統主動網路管理研究，整合上述的研究項目，並建立含電能儲存單元、5kW 太陽光電、3kW 燃料電池發電系統及負載之微電網。

中文關鍵詞：分散式電源，配電系統運轉，微型電網

英文摘要： Existing distribution network was designed to deliver unidirectional power flows to consumers. It was designed to require minimal control intervention, resulting in a largely passive infrastructure. The technical challenges to the connection of distributed generation (DG) lie in four main areas: voltage control, power flow management, fault current management and network security. In addition to these challenges are those associated the interactions between DG and the distribution system that require careful investigation. As more DG connects to distribution networks, the more ‘active’ controls of DG and/or network components are required. In this project, the impacts of DG on the distribution system voltage profile and fault detection are examined, and the remedial actions are investigated with an aim to increase the penetration of DG. The area based coordinated voltage control of On Load Tap Changing Transformers (OLTCs) and applications of voltage regulators are studied. The low voltage ride through capability of wind turbine with various reinforcement techniques during fault situations is also investigated. Microgrid architecture can be used to enhance distribution network reliability and manage various types of DG. With more measurements obtainable from distribution automations (DA), advanced metering infrastructure (AMI) and demand side management (DMS) systems, system states can be properly estimated and used in grid operations. Control strategies for distributed energy resource (DER) units within a microgrid are selected based on the required functions and possible operational scenarios. Controls of a DER unit are also determined by the nature of its interactions

with the system and other DER units. The main control functions for a DER unit are voltage and frequency control and/or active/reactive power controls. In this project, dynamic simulations of microgrid using grid following and grid forming modes operations will be conducted and suitable controls schemes will be developed to stabilize the voltage of a DC microgrid.

英文關鍵詞： Distributed Generation, Distribution System Operations, Microgrid

行政院國家科學委員會補助專題研究計畫 ☒ 成果報告
☐ 期中進度報告

含分散式電源之配電系統運轉研究

A Study on Operations of Distribution Systems with Distributed Generation

計畫類別：☒ 個別型計畫 ☐ 整合型計畫

計畫編號：NSC 98-2221-E-110-076-MY3

執行期間：98 年 8 月 1 日至 101 年 7 月 31 日

執行機構及系所：國立中山大學電機系

計畫主持人：盧展南

共同主持人：

計畫參與人員：蘇勝一、王志賢、黃靖智、林筱秋、林建宏、陳敏睿、陳開瑞、
陳育杰、黃士哲

成果報告類型(依經費核定清單規定繳交)：☐ 精簡報告 ☒ 完整報告

本計畫除繳交成果報告外，另須繳交以下出國心得報告：

- ☐ 赴國外出差或研習心得報告
- ☐ 赴大陸地區出差或研習心得報告
- ☒ 出席國際學術會議心得報告
- ☐ 國際合作研究計畫國外研究報告

處理方式：除列管計畫及下列情形者外，得立即公開查詢

☒ 涉及專利或其他智慧財產權，☐ 一年 ☒ 二年後可公開查詢

中 華 民 國 100 年 5 月 31 日

目錄

目錄	I
圖目錄	III
表目錄	VI
中文摘要	VII
Abstract	IX
第一章 簡介	1
第二章 分散式電源對配電饋線運轉影響分析	5
2.1 以蒙地卡羅方法模擬含分散式電源之饋線電壓分布	5
2.1.1 電壓控制策略	9
2.1.2 分散式電源對饋線電壓控制設備運轉之影響模擬	10
2.2 含同步機及感應機之配電饋線故障分析	12
2.3 分散式電源對配電系統故障偵測之影響分析	13
2.4 感應發電機之低電壓忍受能力分析	17
第三章 提高分散式電源併聯容量之電網強化策略研究	22
3.1 提昇分散式電源低電壓忍受能力研究	22
3.2 強化電壓調整設備控制策略提高分散式電源併聯容量	28
3.3 以配電饋線重組提高分散式電源併聯容量	29
3.3.1 饋線重組之限制條件	29
3.3.2 以粒子群演算法求解饋線重組問題[7]	29
3.3.3 以饋線重組提升分散式電源併聯容量之模擬分析	32
3.4 多代理人系統在含分散式電源之配電饋線運轉應用	33
3.4.1 多代理人系統簡介[16, 17]	33
3.4.2 含分散式能源之故障偵測及復電程序判斷規則[8]	37
3.4.3 故障偵測及復電調度之資料傳輸流程	40
3.5 配電系統狀態估計應用	45
3.5.1 狀態估計執行步驟	46
3.5.2 三相狀態估計錯誤資料偵測範例模擬	51
3.5.3 智慧電表量測資料在用電異常偵測之模擬	55
第四章 含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池及負載之微電網	60
4.1 直流微電網運轉模型建立	60
4.1.1 儲能式系統	60
4.1.2 太陽能光電板	65
4.1.3 質子交換膜燃料電池[40, 41]	68
4.2 併網之直流微電網動態模擬及運轉特性分析	71
4.2.1 直流微電網動態模擬	71
4.2.2 因故障事故與市電切離之直流微電網運轉模擬	74

4.3 維持穩定孤島運轉之分散式電源控制策略研究.....	76
4.3.1 直流微電網平台運轉分析.....	80
第五章 結論.....	89
參考文獻.....	91
國科會補助專題研究計畫成果報告自評表.....	94
國科會補助計畫衍生研發成果推廣資料表.....	95
國科會補助專題研究計畫項下出席國際學術會議心得報告.....	97

圖目錄

圖 2-1	電壓準位法運用於 OLTC 變壓器之示意圖[7]	5
圖 2-2	路壓降補償法運用於 OLTC 變壓器之示意圖[7]	6
圖 2-3	含住宅、工業與商用負載饋線之配電架構	7
圖 2-4	住宅、工業與商用之日負載曲線	7
圖 2-5	三種發電機輸出模式曲線	8
圖 2-6	併聯不同容量之工業饋線電壓分佈	9
圖 2-7	因應分散式電源併聯之電壓調整設備控制策略	9
圖 2-8	不同電壓控制策略所得之電壓分佈圖	10
圖 2-9	未併聯分散式電源之 VR 分接頭位置	11
圖 2-10	併聯分散式電源之 VR 分接頭位置	11
圖 2-11	PSCAD 同步機參數設定[8]	12
圖 2-12	過流旗標的產生邏輯[8]	13
圖 2-13	含分散式電源之配電饋線	13
圖 2-14	單相及三相故障模擬	14
圖 2-15	各種不同故障情況模擬流程[8]	14
圖 2-16	具負載轉供能力之配電饋線系統圖	15
圖 2-17	故障情況 1	16
圖 2-18	故障情況 2	17
圖 2-19	感應發電機穩態等效電路	18
圖 2-20	感應發電機電磁轉矩與轉子轉速關係的曲線[11]	20
圖 2-21	感應發電機轉子轉速能恢復穩定的情況[11]	21
圖 2-22	感應發電機轉子轉速無法恢復穩定的情況[11]	21
圖 3-1	轉差功率轉換發電機組架構[12]	23
圖 3-2	雙饋式感應發電機及各種提高低電壓忍受能力方法示意圖[13]	23
圖 3-3	模擬架構等效單線圖[13]	24
圖 3-4	雙饋式感應發電機故障動態響應[13]	25
圖 3-5	雙饋式感應發電機故障動態響應[13]	25
圖 3-6	雙饋式感應發電機故障動態響應[13]	26
圖 3-7	各低電壓忍受能力改善方法的忍受能力曲線[13]	27
圖 3-8	電壓控制策略三之流程[7]	28
圖 3-9	饋線重組最佳化求解流程圖[7]	32
圖 3-10	最佳解之饋線架構[7]	33
圖 3-11	智慧型代理人架構[19]	34
圖 3-12	代理人之間的訊息傳遞[20]	35
圖 3-13	代理人訊息處理的工作過程[21]	35

圖 3-14	配電架構及相對應之代理人[8].....	37
圖 3-15	系統狀態變化回報方式	41
圖 3-16	領導代理人的定義	42
圖 3-17	復電詢問流程[8].....	42
圖 3-18	應用於饋線事故處理之分散式多代理人系統[8].....	43
圖 3-19	多代理人系統處理饋線故障時序圖[8].....	44
圖 3-20	完整狀態估計之架構[28].....	46
圖 3-21	三相狀態估計(SE)程式	47
圖 3-22	狀態估計(含錯誤資料偵測與辨識)程式流程圖	48
圖 3-23	用戶資料驗證及修補之流程圖	51
圖 3-24	判斷異常用戶之流程圖	51
圖 3-25	6 個 BUS 匯流排之簡易饋線	52
圖 3-26	系統架構圖	55
圖 3-27	變電站所提供之功率與用戶總負載之比較	56
圖 3-28	各組資料母體平均之信賴區間	58
圖 3-29	匯流排 3 之商業用戶模擬結果(案例 1).....	58
圖 3-30	匯流排 11 之家庭用戶模擬結果(案例 1).....	58
圖 3-31	匯流排 3 之商業用戶模擬結果(案例 2).....	59
圖 3-32	匯流排 11 之家庭用戶模擬結果(案例 2).....	59
圖 4-1	電池種類.....	61
圖 4-2	電池在電力系統上的應用	61
圖 4-3	理想電池模型	62
圖 4-4	電池線性模型	62
圖 4-5	電池戴維寧等效模型	63
圖 4-6	MATLAB SIMPOWER SYSTEM 內建電池模組[35]	63
圖 4-7	電池放電曲線[35]	64
圖 4-8	太陽能電池光電轉換原理	65
圖 4-9	等效電路	66
圖 4-10	太陽能模組輸出 I-V 及 P-V 曲線	67
圖 4-11	太陽能光伏陣列之等效模型	68
圖 4-12	PEMFC 發電示意圖	68
圖 4-13	質子交換燃料電池等效電路	71
圖 4-14	質子交換膜及化曲線	71
圖 4-15	MATLAB 模擬及實際量測曲線	71
圖 4-16	系統架構圖	72
圖 4-17	微電網模擬架構	73
圖 4-18	當 1.5SEC 時加載之功率流動現象	73
圖 4-19	直流匯流排電壓	74

圖 4-20	微電網模擬架構	75
圖 4-21	孤島運轉模擬一	75
圖 4-22	孤島運轉模擬二	76
圖 4-23	電壓下降法[42]	77
圖 4-24	基本電路分析	78
圖 4-25	負載規劃	78
圖 4-26	防逆二極體	78
圖 4-27	直流電壓波形	79
圖 4-28	FUEL CELL 併聯 PV(500W/M2)及負載之功率輸出狀況	79
圖 4-29	直流電壓波形	80
圖 4-30	FUEL CELL 併聯 PV(1000W/M2)及負載之功率輸出狀況	80
圖 4-31	直流微電網架構	81
圖 4-32	直流電網應用測試流程	83
圖 4-33	直流電壓與三相功率曲線	84
圖 4-34	相電壓、線電流及直流匯流排電壓波形	85
圖 4-35	電池端 DAQ 卡量測記錄(電流正為充電；負為放電)	87
圖 4-36	電池系統之電池電壓及電流波形	88

表目錄

表 2-1	電壓控制設備之模擬相關資訊	8
表 2-2	併網不同分散式電源容量的整體饋線電壓品質(VQI).....	8
表 2-3	電壓控制策略	10
表 2-4	電壓調整設備日平均動作次數	12
表 2-5	避免因故障電流逆流致使過電流旗標動作之最大併聯容量[9].....	15
表 2-6	饋線重組下避免旗標因故障電流逆流而動作之最大併聯容量[9].....	16
表 3-1	風機、輸電線及併聯市電系統之參數[13].....	24
表 3-2	保護電驛設定[14].....	26
表 3-3	各架構於輕重載搭配控制方式之分散式電源最大容量值(MW)	33
表 3-7	變異數分析結果表	50
表 3-8	無錯誤資料之測量值假設	52
表 3-9	單一錯誤資料之偵測	53
表 3-10	未刪除異常資料前電壓大小與 BASE CASE 比較	54
表 3-11	刪除異常資料後電壓大小與 BASE CASE 比較	54
表 3-12	未刪除異常資料前電壓角度與 BASE CASE 比較	54
表 3-13	刪除異常資料後電壓角度與 BASE CASE 比較	55
表 3-14	變電站所提供之功率與用戶總負載之差異.....	56
表 3-15	用戶用電需量及其基準線資料.....	56
表 3-16	變異數分析之結果.....	57
表 3-17	多重比較之結果.....	57
表 3-18	各曲線之總負載需量差異(案例 1).....	59
表 3-19	各曲線之總負載需量差異(CASE 2)	59
表 4-1	太陽能模板參數	67
表 4-2	微電網架構中規格與參數	73
表 4-3	孤島運轉控制策略	77

中文摘要

既設的配電系統中，電力的傳送是單向地送給用電戶，設計的原則是減少不必要的交互控制影響，因此網路較屬被動式的架構。分散式電源接到電網後所產生的技術挑戰包括四個層面：電壓控制、功率潮流管理，故障電流管理及電網運轉安全性。除了這些挑戰之外，分散式電源與配電系統間的交互影響必需仔細地研究。當越來越多的分散式電源連接到配電系統電網時，則需要更多分散式電源(或配電系統)的主動控制。本計畫中，我們探討分散式電源接到配電系統時，其對饋線上負載的電壓及故障電流偵測的衝擊，並研究改善措施以增加分散式電源可併網的容量。我們研究了區域性電壓控制，如有載分接頭變壓器及電壓調整器間的控制協調，同時我們也會對分散式電源特別是風機，於故障情況時之低電壓忍受能力的改善進行研究。

微型電網的系統架構可以用來管理不同類型的分散式電源並提升配電系統的可靠度。未來配電自動化系統、先進電錶系統及負載管理系統的整合中，將可獲得更多的配電系統量測資訊，對整體配電系統的狀態估計會有幫助並可用於電網的調度運轉。微型電網中，分散式能源的控制方法將依據其需求的性質及所在的運轉環境而有所不同，會由分散式能源單元與系統或是與其他分散式能源設備間的互相影響所決定。在本計畫中，我們進行以直流微型電網模擬，對使用電網追隨及電網形成等兩種控制模式的動態特性加以分析，並發展維持直流微型電網電壓穩定的控制方法。

本研究對含 DG 之配電系統的運轉議題加以研討，主要完成的研究內容含：

1. 分散式電源對配電饋線運轉影響分析
 - 1.1 以蒙地卡羅方法模擬含分散式電源之饋線電壓分布
 - 1.2 因應分散式電源併聯之電壓調整設備控制策略
 - 1.3 含同步機及感應機之配電饋線故障分析
 - 1.4 分散式電源對配電系統故障偵測之影響分析
 - 1.5 感應發電機(含 Full-load Converter Wind Turbine, FCWT 及 Doubly-Fed Induction Generator, DFIG)之低電壓忍受能力分析
2. 提高分散式電源併聯容量之電網強化策略研究
 - 2.1 提昇分散式電源低電壓忍受能力研究
 - 2.2 強化電壓調整設備控制策略提高分散式電源併聯容量
 - 2.3 以配電饋線重組提高分散式電源併聯容量
 - 2.4 以配電系統主動管理提高分散式電源併聯容量
3. 以配電饋線構成之微電網的運轉策略研究
 - 3.1 與市電連接之微電網運轉模型建立
 - 3.2 多代理人系統在含分散式電源之配電饋線運轉應用
 - 3.3 利用配電自動化、自動讀表(AMI)和需求端管理(DMS)量測值及用

戶資訊系統(CIS)資料進行系統狀態估計

3.4 併網之微電網動態模擬及運轉特性分析

3.5 因故障事故與市電切離之微電網運轉模擬

3.6 維持穩定孤島運轉之分散式電源控制策略研究

3.7 建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之微電網

本計畫以三年時間進行上述含 DG 之配電系統主動網路管理研究，整合上述的研究項目，並建立含電能儲存單元、5kW 太陽光電、3kW 燃料電池發電系統及負載之微電網。

關鍵詞: 分散式電源， 配電系統運轉， 微型電網

Abstract

Existing distribution network was designed to deliver unidirectional power flows to consumers. It was designed to require minimal control intervention, resulting in a largely passive infrastructure. The technical challenges to the connection of distributed generation (DG) lie in four main areas: voltage control, power flow management, fault current management and network security. In addition to these challenges are those associated the interactions between DG and the distribution system that require careful investigation. As more DG connects to distribution networks, the more ‘active’ controls of DG and/or network components are required. In this project, the impacts of DG on the distribution system voltage profile and fault detection are examined, and the remedial actions are investigated with an aim to increase the penetration of DG. The area based coordinated voltage control of On Load Tap Changing Transformers (OLTCs) and applications of voltage regulators are studied. The low voltage ride through capability of wind turbine with various reinforcement techniques during fault situations is also investigated.

Microgrid architecture can be used to enhance distribution network reliability and manage various types of DG. With more measurements obtainable from distribution automations (DA), advanced metering infrastructure (AMI) and demand side management (DMS) systems, system states can be properly estimated and used in grid operations. Control strategies for distributed energy resource (DER) units within a microgrid are selected based on the required functions and possible operational scenarios. Controls of a DER unit are also determined by the nature of its interactions with the system and other DER units. The main control functions for a DER unit are voltage and frequency control and/or active/reactive power controls. In this project, dynamic simulations of microgrid using grid following and grid forming modes operations will be conducted and suitable controls schemes will be developed to stabilize the voltage of a DC microgrid.

Key Words: Distributed Generation, Distribution System Operations, Microgrid

第一章 簡介

節能減碳已為現今世界的風潮，位於用戶端的分散式電源(Distributed Generation, DG)的開發已成趨勢。既設配電系統線路之容量、操作、保護及故障排除等設計，多奠基於已知之單向電源電力控制系統。由於造成多電源、雙向電流、額外的接地路徑以及新的保護設計等，分散型電源將使配電系統的設計、運轉複雜化。在未採用強化措施的情況下，為滿足既設保護設備的啟斷容量、過電壓問題、系統短路容量、故障電流量等的限制，分散型電源併入既有電網的容量將受到限制。因此為鼓勵及提升分散式電源，特別是再生能源的開發，如何加強分析其對既有系統的影響、調整既有系統的設計及運轉方式以因應未來的發展就變得愈來愈重要。

分散型發電系統加入配電網路後的長期管理要項包括：

- 故障電流
- 電壓控制
- 負載潮流
- 線路損失
- 獨立運轉
- 輔助服務
- 電力品質
- 安全設施
- 網路設計
- 主動式管理

在這些議題中，網路設計與主動管理被視為是未來配電系統技術的核心[1-5]。主動網路管理系統為自動控制與管理配電網路中的分散型能源資源(Distributed Energy Resource, DER)的工具。雖然網路可靠度的改進一直是電力網路自動化的最主要的原因，然而分散型電源的加入卻是許多國家推動自動化的主要動力。最近幾年，包括電力公司、學術界與工業界等，均開始研究先進配電自動化[3-6]及智慧型電網。就短中期而言，主動網路管理系統是為了解決分散型能源加入配電系統後所產生的種種問題，就長期來看，主動式網路管理則可能讓配電網路運轉人員，將傳統的配電自動化功能與主動式網路管理中分散型能源自動化的部分加以結合，藉由功能的結合將可使主動式網路管理與配電自動化互相協調的效益變得更顯著。

分散型發電(Distributed Generator, DG)連接到配電網路後的主要技術議題包括

- 電壓控制
- 負載潮流
- 故障電流

配電系統在分散型發電加入後所需解決的電壓控制問題，包括即時電壓、電

流的量測與調整變電所的變壓器分接頭(On Load Tap Changer, OLTC)及其他虛供控制設備，希望在減少更換變壓器或是設備的情況下，來管理分散型發電所引起的電壓問題。此種解決方法的特點在於僅需加入少許的元件於既有的設備中，故可以降低投資成本。對故障電流所導致的問題，可以藉由提高斷路器容量、調整系統架構或開關的重新安排來加以管理。而對分散型發電系統所導致的電力潮流超過既有線路的可用容量問題，發電機輸出控制是一個可行的解決方法。此解決方法需要額外的配電網路自動控制，因此可以整合到配電自動化中。

近幾年來在資訊與通信技術的進步，使得分散型發電的主動式管理與網路效益改善功能有可能得以整合，但是整合的過程需研究如何將既有或是即將發展的通信及控制技術運用在配電系統。未來的配電系統運轉趨勢之一可能是需結合分散型儲能(Distributed Storage, DS)系統、先進讀表系統(Advanced Metering Infrastructure, AMI)及配合負載端管理(Demand Side Management, DMS)等系統。主動式管理系統不僅是管理一個分散型發電系統的工具，而是控制包括發電系統、儲能系統及負載端管理系統的技術。

運用遠端量測達到區域電壓控制可建構配電系統主動電壓管理。狀態估計功能(State Estimation)使用電壓與功率的量測資料，及歷史資料與網路資料等，來估計系統電壓值，這些資料可做為即時控制之用。若有估計值超出控制範圍，則藉由改變自動電壓控制電驛，以確保所有用戶的電壓維持在法定範圍內。即時的量測資料由變電所及遠端電網的發電機併聯點或電壓變化較大的匯流排測量而得。雖然即時量測資料較為昂貴，但即時量測資料可以提高狀態估計的精確性，而藉由 AMI 的建置，配合需量反應(Demand Response)控制的監測，未來將會有許多變電所、饋線及用戶端之現場量測值，可運用於狀態估計及主動電壓控制上。

目前電力公司的配電自動化系統中的 FTU(Feeder Terminal Unit)負責蒐集各迴路開關的狀態及電壓、電流並產生過電流信號等資料，控制中心可根據 FTU 回傳之過電流旗標判斷故障點位置。在開環路配電饋線，於饋線故障時，從饋線口至故障點之所有線路開關因流過大量的故障電流，並符合過電流曲線之條件而將過流旗標狀態改變，而故障點下游之 FTU 因未偵測到過電流，過流旗號狀態維持不動作。在無雙向電流流動的情況下，藉由這些旗號的狀態可以偵測出大部分的故障區段。然而模擬顯示，DG 的裝設將會影響到目前故障區段偵測的功能，欲避免於饋線自動化區域因分散型電源之裝設而影響故障區段判斷的功能，必須採用額外措施加以因應。

根據 DER 單元與電網連接的界面，可將其分成二個部分群組。第一個部分包括經由旋轉機械與微電網互聯的傳統或旋轉設備；第二個部分則由電力電子耦合設備組成，其使用電力電子轉換器提供與主系統間的連結媒介。做為大部分型式 DG 和 DS 單元的連結介面，此電力電子轉換器的控制概念、策略和特性與傳統旋轉機械有顯著的差異。因此，微電網的控制策略和動態特性與傳統電力系統有明顯的不同，特別是在獨立於市電之外的運轉模式。相較於一個在運轉和控制均完善的互聯電力系統而言，微電網未來的控制與電力/能源管理策略主要取決

於所採用的 DER 技術、負載需求和期望的運轉方案。

風力發電是除太陽能光電發電外分散式能源發電的主流，規定分散式電源的低電壓忍受度能力是在面臨電網上風力發電容量成長，所提出的一個市網併聯需求。

其是指當系統故障時，風力機有能力承受短暫的電壓驟降，使發電機保持平穩並連接在網路上，以支撐系統，防止系統事故擴大，這種能力就被稱做 Fault Ride-Through (FRT)或 Low Voltage Ride Through (LVRT)，即低電壓忍受的能力。風機必須於 90%到 110%的併接點公稱值電壓下連續運轉，且必須在當系統電壓驟降或暫態電壓升時，維持併聯於系統，這在微電網的運作下更是重要。

雖然應用分散能量資源可降低傳統系統擴建的需求性，降低系統損失提高供電可靠度及品質，然而控制數量多的 DER，卻衍生另外一個新挑戰，即如何安全地、有效率地運轉及監控整個網路。此挑戰一部分可藉由微散型電網 (Microgrids)或微網(μ -Grid)加以克服， μ -Grid 本質上藉由更分散化的方式協調各 DER，因此可降低網路的控制負擔，並允許 DER 提供其最大效益。 μ -Grid 可以安全地、有效率地運轉於其區域配電網路中，亦有能力獨立孤島運轉。 μ -Grid 之設計及運轉需要新的科技與技術，另一方面擁有多數 DER 的配電系統則需要相當可觀的運轉控制能力。

一個微電網可以包括部分中/低壓配電系統及由單一或多個 DER 供應的群聚負載。從運轉的角度來看，一個微電網可以經由責任分界點(PCC)連接到其餘區域的電力能源系統運轉，而且在與電網連結和獨立電網(Isolated Grid, IG)兩種模式狀態完善地轉變。連結至主電網的微電網運作與控制可以在電網依賴(Grid Dependent,GD)模式或電網獨立(Grid Independent, GI)模式之間轉換，端視微電網與主電網系統間的電力交換和相互作用而定。

微電網正常時，以經由變電站變壓器與電力公司系統連接之併聯模式運轉。不過，當微電網在 PCC 點與電力公司解聯而形成孤島系統後，它也被期待能繼續運轉提供足夠的發電量、控制和操作策略，至少可供電給部分的負載。現今的電力系統在實務上並不允許微電網在偶發事故後維持孤島運轉和自動地再同步併聯，這主要是基於人員和設備安全的考量。但是，許多 DER 單元基本上有必要在孤島運轉與電網併聯二種模式間做運作變化，並且使此二種模式能順暢地轉換，以利微電網的資源獲得最佳的利用。

本研究計畫對上述含 DG 之配電系統的運轉議題加以研討，主要的研究內容含：

1. 分散式電源對配電饋線運轉影響分析
 - 1.1 以蒙地卡羅方法模擬含分散式電源之饋線電壓分布
 - 1.2 因應分散式電源併聯之電壓調整設備控制策略
 - 1.3 含同步機及感應機之配電饋線故障分析
 - 1.4 分散式電源對配電系統故障偵測之影響分析
 - 1.5 感應發電機之低電壓忍受能力分析

2. 提高分散式電源併聯容量之電網強化策略研究
 - 2.1 提昇分散式電源低電壓忍受能力研究
 - 2.2 強化電壓調整設備控制策略提高分散式電源併聯容量
 - 2.3 以配電饋線重組提高分散式電源併聯容量
 - 2.4 以配電系統主動管理提高分散式電源併聯容量
 3. 配電饋線與微電網的運轉策略研究
 - 3.1 多代理人系統在含分散式電源之配電饋線運轉應用
 - 3.2 利用配電自動化、自動讀表)和需求端管理量測值及用戶資訊系統資料進行系統狀態估計
 - 3.3 與市電連接之直微電網運轉模型建立
 - 3.4 併網之直流微電網動態模擬及運轉特性分析
 - 3.5 因故障事故與市電切離之直流微電網運轉模擬
 - 3.6 維持穩定孤島運轉之分散式電源控制策略研究
 - 3.7 建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之微電網
- 本計畫已進行上述含分散式電源之配電系統主動網路管理研究，整合上述的研究項目，並建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之微電網，所建立的系統未來可供再生能源教學研究用。

第二章 分散式電源對配電饋線運轉影響分析

2.1 以蒙地卡羅方法模擬含分散式電源之饋線電壓分布

本計畫第一年先建構分散式電源併網之配電系統，模擬饋線可能的電壓分佈需考慮負載及分散式電源發電量的不確定性。我們依常態分佈取得 100 筆不同的匯流排負載量及分散式電源的發電量來進行饋線負載潮流計算，分析分散式電源的併入對系統之影響。以下先針對模擬所使用的電壓控制方法、評估指標值相關限制做些簡介，再針對不同研究項目之模擬結果做比較說明。

電力公司依照變電所饋線的實際負載情況，決定是否必要裝設控制設備調整饋線電壓，以維持較好的電壓品質。本研究之電壓調整設備所搭配的控制方法分別為在地電壓準位法和線路壓降補償法，以下為兩種控制方法的說明：

A. 在地電壓準位法(Local Voltage Level)

在地電壓準位法是利用裝置在控制設備地點之比壓器(Potential Transformer, PT)所量測之電壓值，輸入自動電壓調整電驛(90)，與預先設定的時段目標值比較後送出訊號給控制設備進行調整。圖 2-1 為電壓準位法運用於有載分接頭切換器之示意圖。

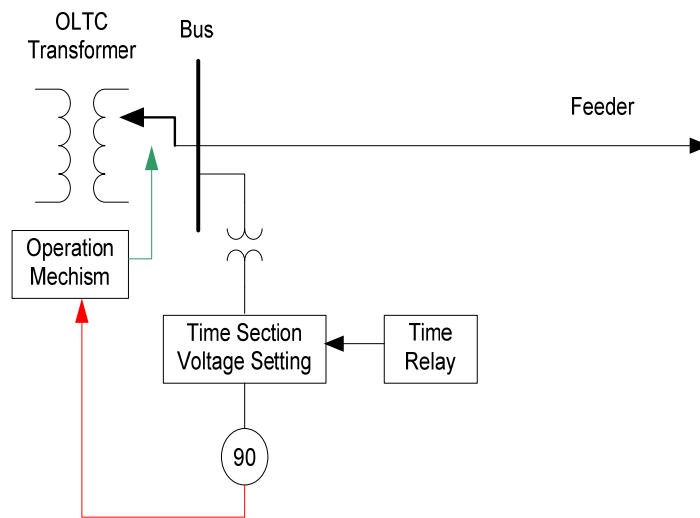


圖 2-1 電壓準位法運用於 OLTC 變壓器之示意圖[7]

B. 線路壓降補償法(Line Drop Compensation)

線路壓降補償法利用比壓器及比流器(Current Transformer, CT)量測饋線上的電壓與電流值，於饋線中設定一電壓調整點，考慮控制設備至調整點的線路阻抗，推算該點電壓值，透過電壓調整電驛(Voltage Regulating Relay, VRR) 執行電壓控制。圖 2-2 為線路壓降補償法運用於 OLTC 變壓器之示意圖，其中 R 與 X 為控制設備至電壓調整點的阻抗值。

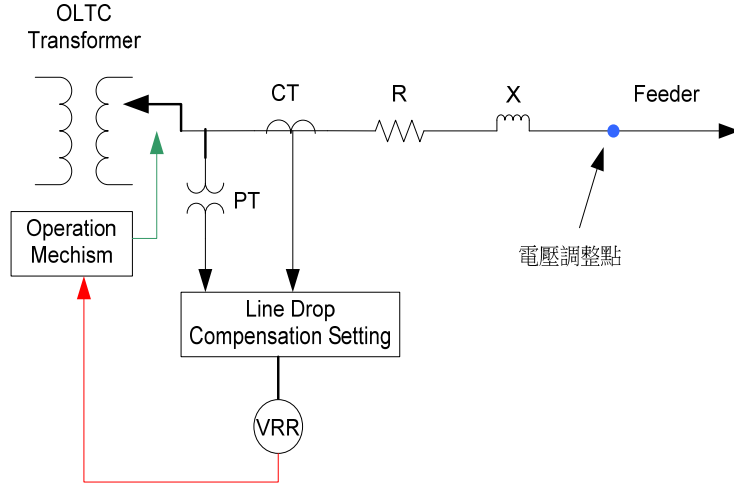


圖 2-2 路壓降補償法運用於 OLTC 變壓器之示意圖[7]

電壓品質之評估指標值

為判斷策略調整電壓能力之優劣，能透用電壓品質指標值來評估各電壓控制策略的成效，同時也能觀察分散式電源的併入對系統電壓的影響。電壓品質指標值(Voltage Quality Index, VQI)為節點電壓相對於公稱值在系統限制的供電電壓範圍之偏離程度，以式 2.1 表示：

$$VQI_i = \frac{(V_i - V_{\min}) \cdot (V_{\max} - V_i)}{(V_{\text{nom}} - V_{\min}) \cdot (V_{\max} - V_{\text{nom}})} \quad i=1,2,\dots,N_b \quad (2.1)$$

其中

V_{nom} ：公稱或中心電壓值(1 標么)

V_{\max} ：供電之上限容許電壓值

V_{\min} ：供電之下限容許電壓值

V_i ： i 節點之電壓值

N_b ：饋線節點數

本研究使用的電壓容忍範圍 $\pm 5\%$ ，表示配電系統在併含分散式電源後的饋線電壓需要維持在 0.95 至 1.05 標么，其 V_{\max} 及 V_{\min} 分別設定為 1.05 與 0.95。 VQI_i 最大值為 1，當 VQI_i 越接近 1 則表示電壓能維持為較理想電壓值，若節點電壓超出電壓容忍範圍，則 VQI_i 值為負數。饋線中如有 N 個節點電壓值，則整體系統的電壓評估指標值可用式 2.2 取得：

$$VQI = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N VQI_i \quad (2.2)$$

模擬系統之建構與參數選擇

本研究模擬使用的 19 個匯流排範例配電架構如圖 2-3 所示，其電壓調整設備個別的安裝資訊於表 2-1 顯示，而以下項目為系統相關資訊：

- ◆ 系統主變一次側短路容量為 800 MVA。
- ◆ 變壓器額定容量為 25 MVA，額定電壓為 69 kV 轉 22.8 kV，其阻抗值為 9 %。

- ◆ 匯流排間之配電用線為 3C500XP2 地下纜線，其線路阻抗值為 $0.09+j0.122 \Omega/\text{km}$ 。
- ◆ 系統共有三條饋線分別為住宅(F1 綠)、工業(F2 紅)、商業(F3 澄)型負載，不同型態負載擁有不同日負載曲線(圖 2-4)，並以常態分布取得各匯流排負載資料，再搭配日負載曲線取得各時段的負載資料。

模擬樣本以常態分布取得分散式電源功率輸出資料，功因為 1 p.u.，並搭配圖 2-5 之模式一發電曲線取得各時段的發電量。併含負載之匯流排共有 17 處，掛載的負載量平均值為 0.8 MW 及 0.496 Mvar，其匯流排間距為 1.6 km。饋線切換開關數 17 個(S1~S17)，分散式電源併入點為 13 號匯流排。

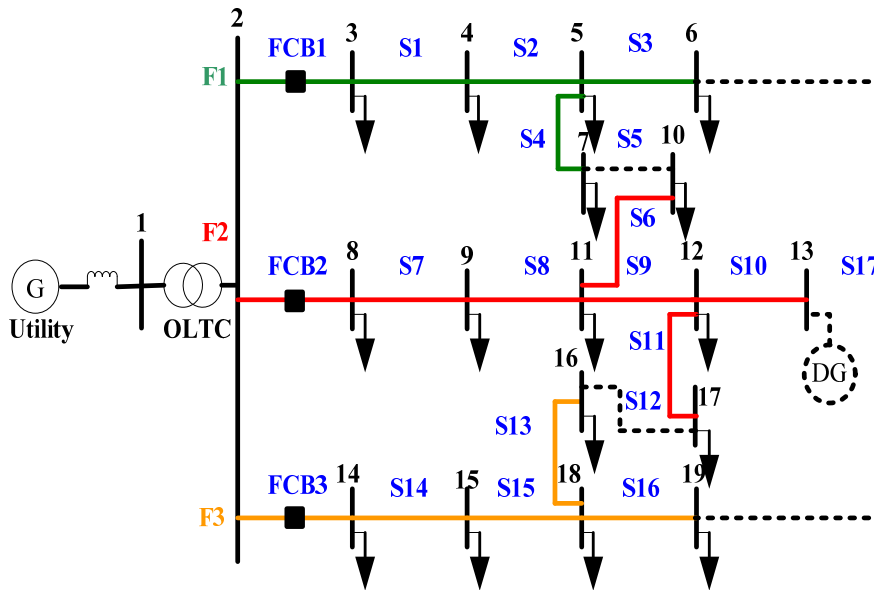


圖 2-3 含住宅、工業與商用負載饋線之配電架構

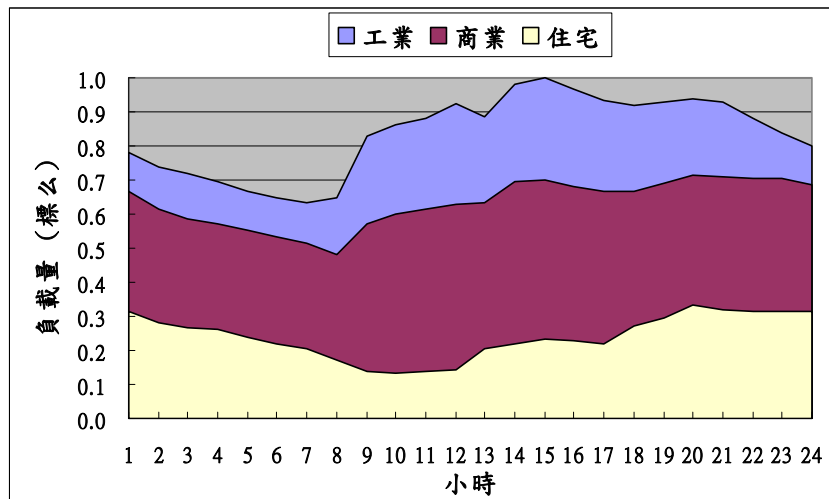


圖 2-4 住宅、工業與商用之日負載曲線

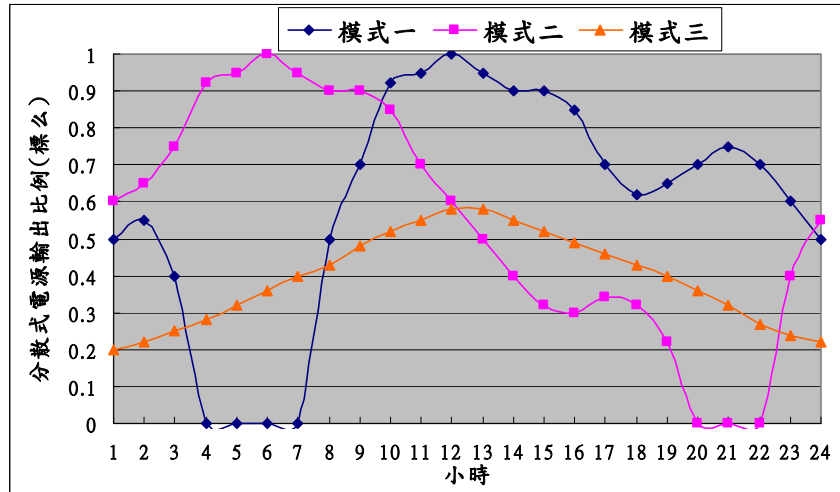


圖 2-5 三種發電機輸出模式曲線

表 2-1 電壓控制設備之模擬相關資訊

	SC	OLTC	VR
裝設地點/電壓調整參考點	N12/N12	N1 與 N2 之間/N2	N8 與 N9 之間/N13
調整或補償範圍	0 至 1.5 Mvar	0.9 至 1.1 p.u.	0.9 至 1.1 p.u.
電壓容忍範圍	0.975 至 1.025 p.u.	0.975 至 1.025 p.u.	0.975 至 1.025 p.u.

分散式電源對饋線電壓控制之影響模擬

本研究在模擬中以電壓品質指標值(VQI)來評估分散式電源併入系統前後之饋線電壓品質優劣，表 2-2 為系統在輕、重載時段併網不同分散式電源容量所得的整體系統饋線電壓品質，根據結果可知，無論是在輕或重載時段，考慮如表 2-1 使用的電壓控制策略，分散式電源的併入的確有助於提高饋線電壓品質。

表 2-2 併網不同分散式電源容量的整體饋線電壓品質(VQI)

	輕載時段	重載時段
DG 併入量 0 MW	0.9642	0.9605
DG 併入量 3 MW	0.9849	0.9638
DG 併入量 6 MW	0.9859	0.9772

圖 2-6 為系統在重載時段的工業饋線匯流排電壓分布，由上而下之三個小圖代表不同分散式電源容量(0、6、12 MW)併網運轉所得的效果。觀察模擬結果可知，併入適當容量的分散式電源能提升饋線末端(併聯點)之電壓，使饋線各匯流排電壓較接近 1 p.u.，其電壓品質指標之運算結果也較佳，而分散式電源併聯量過多會造成併聯點鄰近電壓過高而降低饋線電壓品質。

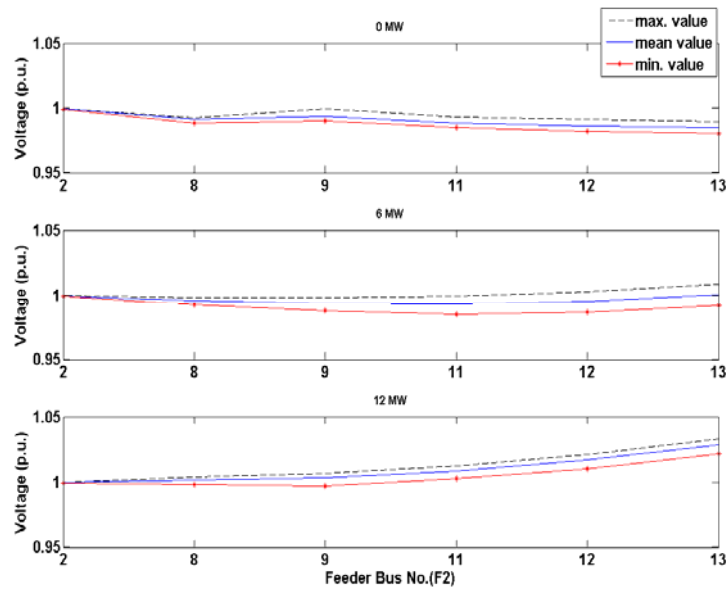


圖 2-6 併聯不同容量之工業饋線電壓分佈

利用同樣的饋線架構進行，並讓系統在饋線上無安置電壓調整設備的條件下併網不同分散式電源容量運轉，如圖 2-7 之結果可知，隨著分散式電源併聯容量增加，其電壓品質指標值之走勢會如拋物線般，代表分散式電源之容量對改善饋線電壓品質而言並非越大越好。而安置電壓調整設備之系統所描繪的線路會貌似拋物線，原因在於電壓調整設備對於不同分散式電源容量的併入所對應的調整效果不同。

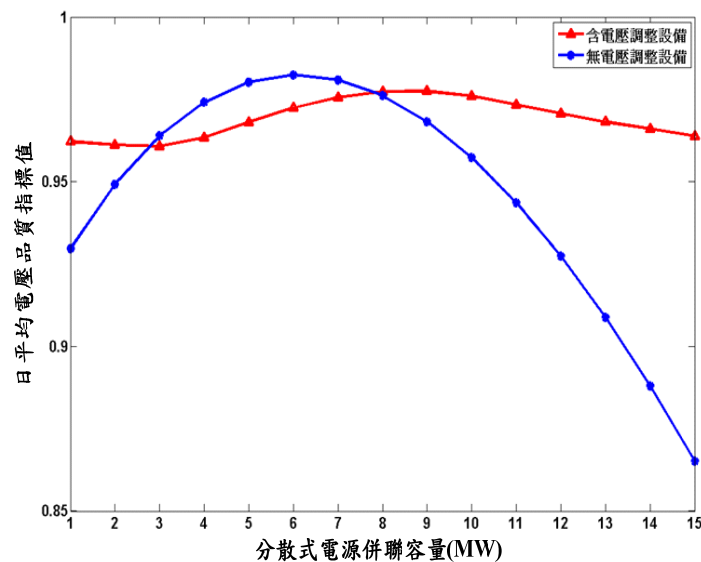


圖 2-7 因應分散式電源併聯之電壓調整設備控制策略

2.1.1 電壓控制策略

不同的控制設備可搭配不同的控制方法而組合出不一樣的電壓控制策略。在文獻[5]中有提到三種電壓控制策略的介紹，表 2-3 為各策略控制設備的動作順

序及方法，其中 VR(Voltage Regulator)為線路電壓調整器。以策略三為例，當系統執行完負載潮流，先以 SC 判斷裝設點電壓是否於容忍範圍內來進行虛功補償，接著以 LDC 法估算遠端匯流排電壓值，並利用此估算值來判斷 VR 是否變動分接頭調整電壓，最後在由 OLTC 判斷是否進行分接頭的調節。

表 2-3 電壓控制策略

控制策略	控制順序與控制方法
策略一	SC(LVL)→OLTC(LVL)
策略二	SC(LVL)→OLTC(LDC)
策略三	SC(LVL)→VR(LDC)→OLTC(LVL)

饋線上的負載量與分散式電源的輸出功率皆屬於時變值，電力公司在考量到負載及分散式電源的變動條件下，必須選取適當的電壓控制策略運用於饋線，使得系統電壓能在安全穩定下運轉。由圖 2-8 可以得知，系統運用不同電壓控制策略所得的電壓調整效果亦不同。研究結果顯示，策略三在饋線電壓品質及分散式電源最大併聯容量的表現皆為最佳策略。

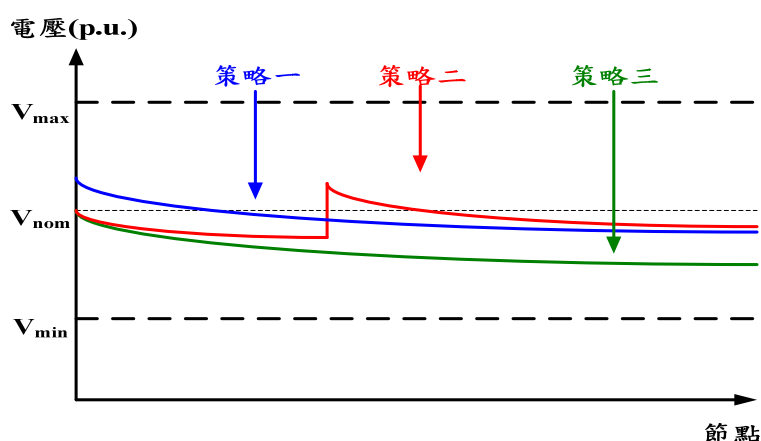


圖 2-8 不同電壓控制策略所得之電壓分佈圖

2.1.2 分散式電源對饋線電壓控制設備運轉之影響模擬

圖 2-9 及圖 2-10 分別是无分散式電源併入及分散式電源容量為 6 MW 併聯於系統的條件下，其線路電壓調整器在各時段的分接頭位置，而圖中的 4 小圖是從 100 次模擬裡隨機取出的樣本。從圖 2-9 及圖 2-10 可以明顯看出，線路電壓調整器在併聯分散式電源運轉的系統，其分接頭一日的變動頻率相較於分散式電源併聯前之系統少。這個結果顯示，安裝適當容量的分散式電源於系統中是有助於減少電壓控制設備的調整次數，相對也能延長電壓控制設備的使用壽命。

表 2-4 為系統之電壓調整設備在不同分散式電源併聯容量下，其模擬樣本數為 100 所運算出的日動作次數，其中在分散式電源併聯容量為 0、3、6 及 9 MW 所使用的電壓控制設備僅有可投切式電容器及有載分接頭切換器。設備動作紀錄的次數應當為整數值，表中出現小數值之原因在於其值是取 100 次日動作次數的

平均值。

由表 2-4 可知，可投切式電容器與有載分接頭切換器之調整次數隨著分散式電源容量的增加而降低，表示分散式電源的併入有助於改善控制設備的調整次數。當分散式併聯量從 6 MW 提升至 9 MW 以上時，有載分接頭切換器的調整次數有上升的趨勢，顯示併聯過量的分散式電源容量也會增加電壓控制設備的工作負擔。當分散式電源併聯容量達到 12 MW 時，有載分接頭切換器為避免併聯分散式電源之饋線產生過電壓問題必須降低二次側電壓，反而造成鄰近饋線會有欠電壓問題。因此系統裝設線路電壓調整器來針對併聯分散式電源之饋線調節電壓，以讓分散式電源之併聯容量能提升。

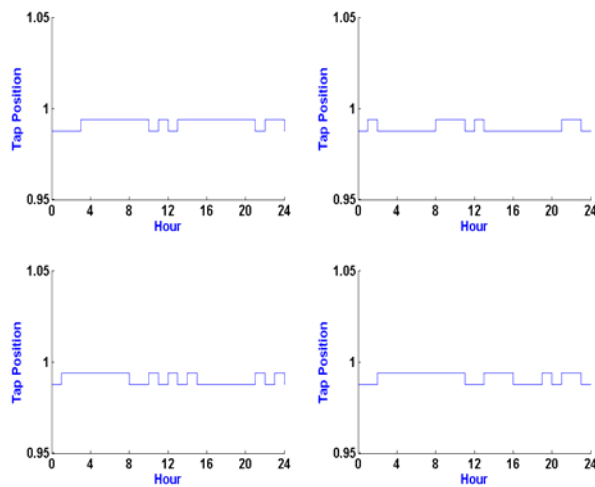


圖 2-9 未併聯分散式電源之 VR 分接頭位置

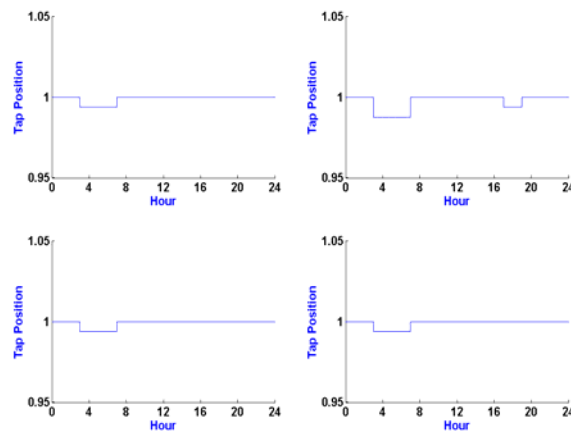


圖 2-10 併聯分散式電源之 VR 分接頭位置

表 2-4 電壓調整設備日平均動作次數

調整設備 DG 併入量	SC	VR	OLTC
0 MW	4.56		6.63
3 MW	0.14		1.98
6 MW	0.06		1.64
9 MW	0.06		2.13
12 MW	0.06	3.26	0
15 MW	0.06	6.58	0

討論

本計畫先以設備調整原理搭配控制方法所擬定的電壓管理策略運用於併含分散式電源運轉之模擬系統中，用負載潮流來模擬負載與分散式電源輸出之變動，分析分散式電源併網運轉對配電系統之衝擊，根據模擬結果可知併聯適當的分散式電源容量於系統有助於提升饋線電壓品質及降低電壓控制設備的動作次數，其中日發電曲線符合日負載曲線或者輸出較穩定者改善度較佳。

2.2 含同步機及感應機之配電饋線故障分析

本研究利用 PSCAD 套裝軟體進行饋線故障模擬，其中有關分散式電源的部份及參數如圖 2-11 所示。在 PSCAD 過電流旗標是以圖 2-12 之邏輯閘產生，由比流器量得的三相電流分別求取個別及總合電流之有效值用來判斷是否發生故障。過電流電驛根據台電 FTU 產生故障旗號的設定條件所設立，電流值持續超過限定的時間，其輸出的過流訊號會由 0 轉為 1。

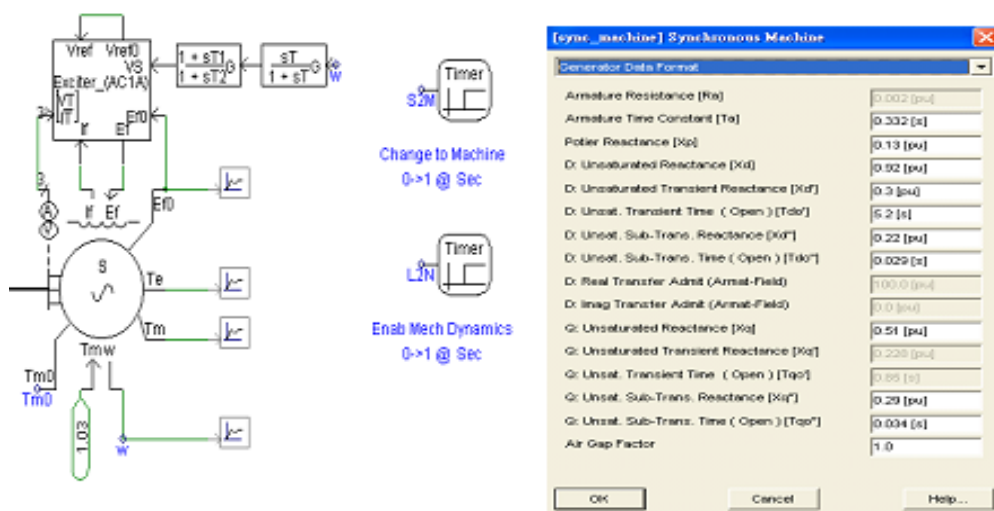


圖 2-11 PSCAD 同步機參數設定[8]

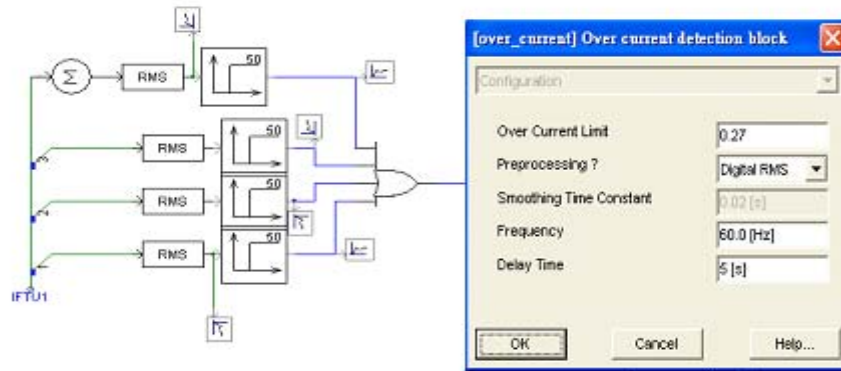


圖 2-12 過流旗標的產生邏輯[8]

2.3 分散式電源對配電系統故障偵測之影響分析

以下用圖 2-13 來說明分散式電源對故障電流的影響。圖中主變一次側之系統短路容量假設為 100MVA。主變壓器額定容量為 15MVA，額定電壓為 69/11.4kV，主變百分阻抗為 9%。饋線正序阻抗為 $0.131+j0.238\Omega/\text{km}$ ，零序阻抗 $0.393+j0.714\Omega/\text{km}$ ，饋線電容 12nF/km。四區段總負載量 2.8MVA，功率因數為 0.95。DG 為同步機其中性點直接接地。

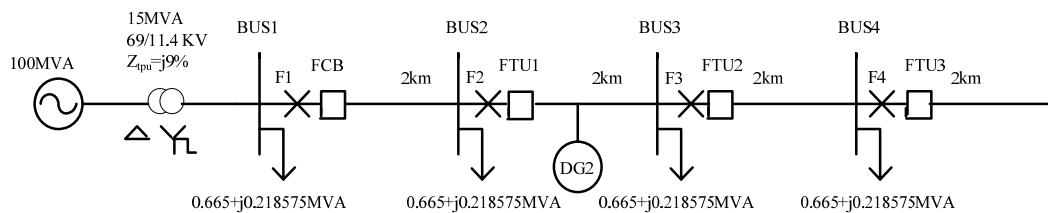


圖 2-13 含分散式電源之配電饋線

圖 2-14 為圖 2-13 中單一分散式電源 DG2 位於 4 公里處，F2 發生故障時，電流變化及電驛動作情形，類似的模擬可以用來分析各種不同的情況。圖 2-15 的流程圖是用來模擬旋轉式發電機於故障發生後對過流旗標的影響。

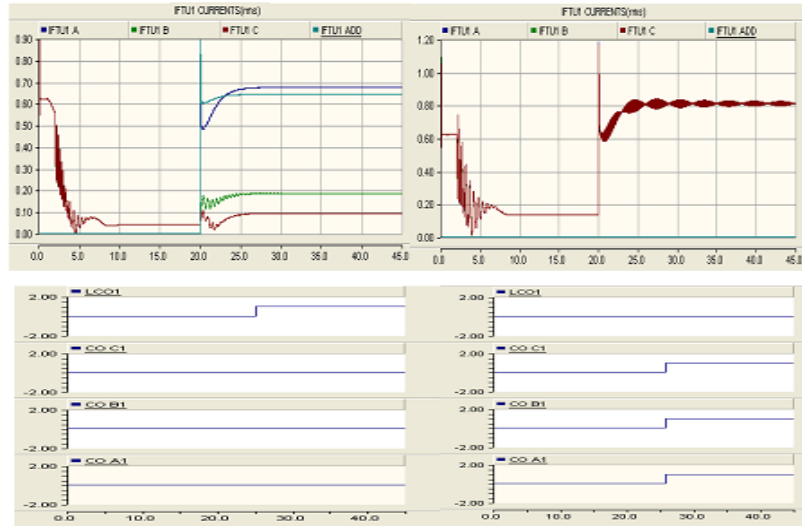


圖 2-14 單相及三相故障模擬

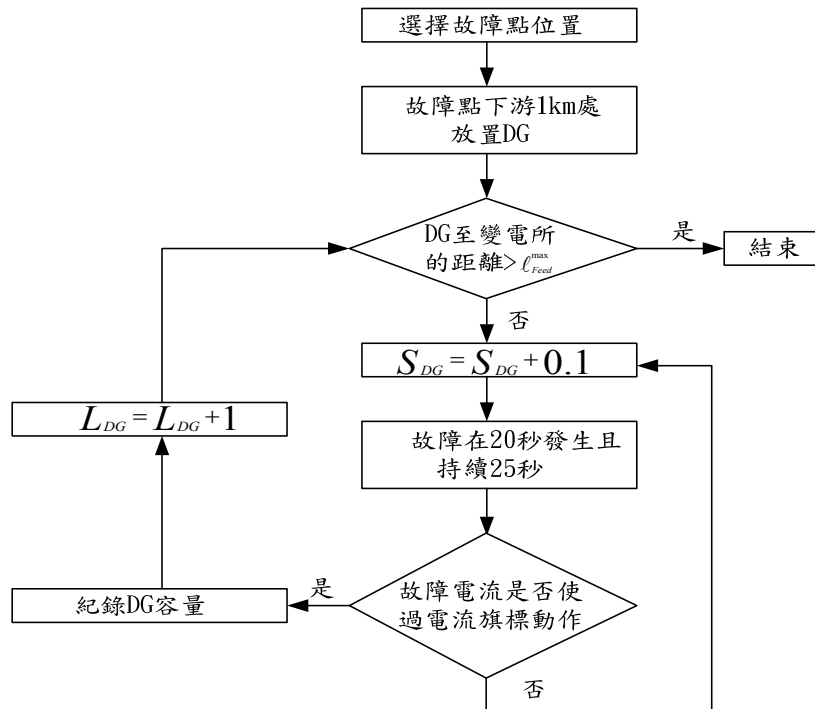


圖 2-15 各種不同故障情況模擬流程[8]

表 2-5 為模擬結果的整理，DG 的併聯容量若比表中所示之最小併量還小，就不會因過大的故障電流往變電所逆流致使過電流旗標動作而誤判故障區間。依前述高雄區處故障旗標設定條件，若無採其它改善措施，模擬結果顯示，若該自動化饋線之 DG 的容量在 0.6MVA 之下則可避免故障區間的誤判。

圖 2-16 顯示當裝有 DG 的饋線經由轉供併接到另一條饋線，當故障發生在圖中 BUS1 所在之變電所與 DG 裝設點之間，若 DG 的容量夠大時，亦可能會使故障點下游的過電流旗標動作而造成故障點位置誤判的情形，在相同模擬參數的

假設下，欲避免因故障電流逆流而致使旗標動作的最大併聯容量如表 2-6 所示。

表 2-5 避免因故障電流逆流致使過電流旗標動作之最大併聯容量[9]

F1單相故障		F2單相故障		F3單相故障		F4單相故障	
距離 (km)	容量 (MVA)	距離 (km)	容量 (MVA)	距離 (km)	容量 (MVA)	距離 (km)	容量 (MVA)
1	1.4	1		1		1	
2	1.5	2		2		2	
3	1.6	3	0.7	3		3	
4	1.8	4	0.8	4		4	
5	1.9	5	0.8	5	0.6	5	
6	2	6	0.8	6	0.7	6	
7	2.2	7	0.9	7	0.7	7	0.6
8	2.3	8	0.9	8	0.7	8	0.6
F1三相故障		F2三相故障		F3三相故障		F4三相故障	
距離 (km)	容量 (MVA)	距離 (km)	容量 (MVA)	距離 (km)	容量 (MVA)	距離 (km)	容量 (MVA)
1	3.7	1		1		1	
2	3.8	2		2		2	
3	3.8	3	3.7	3		3	
4	3.8	4	3.8	4		4	
5	3.9	5	3.8	5	3.7	5	
6	3.9	6	3.8	6	3.7	6	
7	3.9	7	3.8	7	3.8	7	3.7
8	3.9	8	3.9	8	3.8	8	3.7

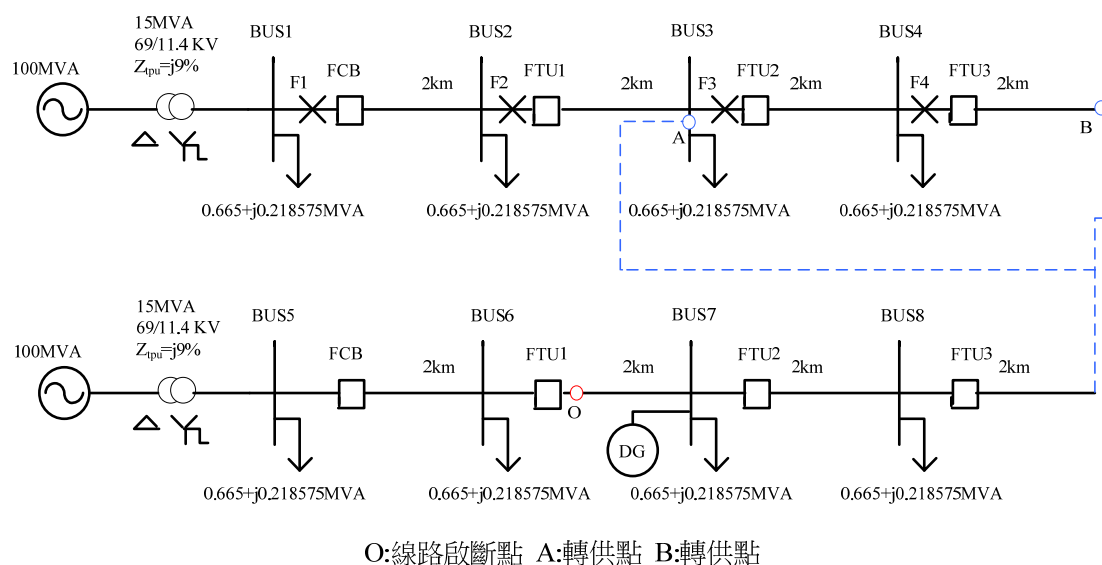


圖 2-16 具負載轉供能力之配電饋線系統圖

表 2-6 饋線重組下避免旗標因故障電流逆流而動作之最大併聯容量[9]

單相故障(轉供至A點)		三相故障(轉供至A點)	
故障點	DG容量(MVA)	故障點	DG容量(MVA)
F1	2.2	F1	4
F2	0.8	F2	3.9
F3		F3	
F4		F4	
單相故障(轉供至B點)		三相故障(轉供至B點)	
故障點	DG容量(MVA)	故障點	DG容量(MVA)
F1	3.1	F1	4.2
F2	0.9	F2	4.1
F3	0.7	F3	4
F4	0.6	F4	3.9

由上述分析結果可觀察出 DG 確實會對饋線自動化中的故障偵測造成影響，以下是幾種因 DG 的影響而可能造成故障位置誤判的情況。在圖 2-17 中，故障發生在 FTU2 與 FTU3 之間，當 DG 的容量足夠大時，DG 所提供的故障電流會大到足以使過電流旗標動作，使得 FCB、FTU1、FTU2、FTU3、FTU4 的旗標都為 1，若用前述的邏輯將誤判故障發生在 FTU4 之後。

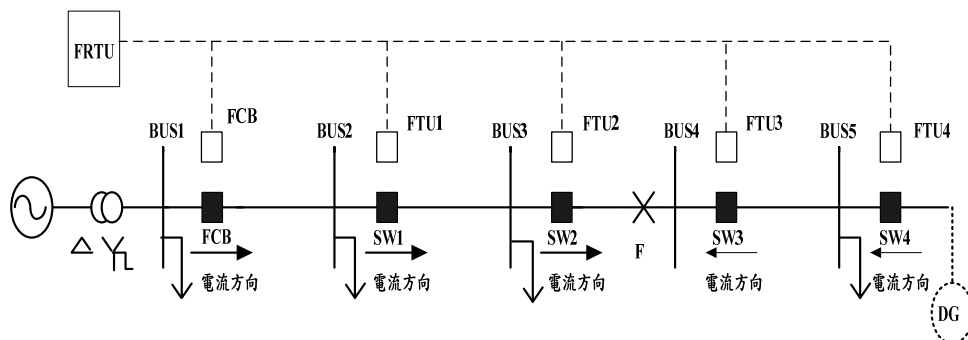


圖 2-17 故障情況 1

在圖 2-18 中，故障發生在 FTU2 與 FTU3 之間，當 DG 所提供的故障電流大到足以使過電流旗標動作，FCB、FTU1、FTU2、FTU3、FTU4、FTU5、FTU6、FTU7 的旗標將都為 1，此將無法正確判斷故障位置。

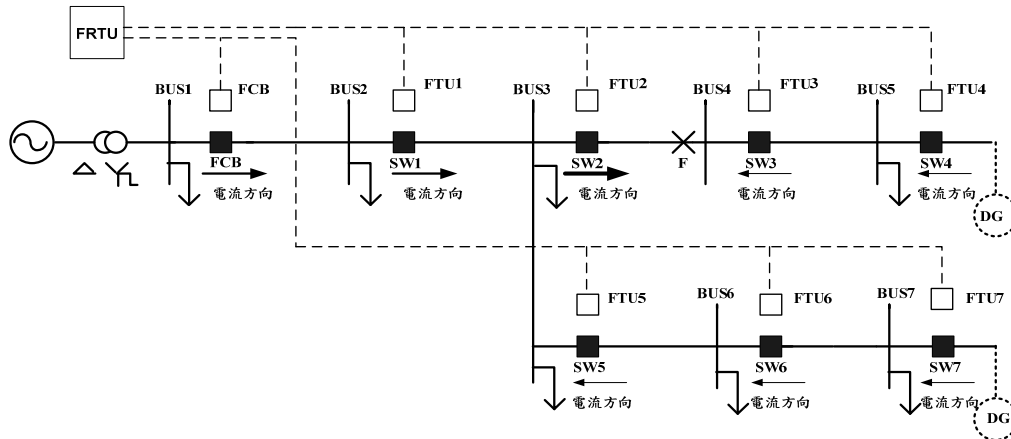


圖 2-18 故障情況 2

由上述案例顯示，DG 的裝設將會影響到饋線自動化系統中故障偵測的功能，欲避免因 DG 之裝設而影響其功能，可考慮採取以下措施[9]:

1. 消極的做法是限制 DG 的裝設容量，使 DG 在故障時無法提供足夠大的故障電流而使過電流旗標動作。
2. 於適當地點裝設 FCL(故障電流限制器)以降低 DG 提供的故障電流。
3. DG 的中性點加裝高阻抗接地，以降低單相故障產生的故障電流。
4. 調整 DG 斷路器過流跳脫時間，使故障發生時斷路器的啟斷時間小於過電流旗標動作時間，即 DG PCC 點的斷路器之電驛啟動電流等級或延遲時間比 FTU 過電流旗標小。
5. 當復閉器打開後，且在再次投入之前將所有的 DG 全部切除。
6. 每一區段裝設方向性電驛，以判斷故障電流流向找出正確的故障點。
7. 利用故障位置演算法找出故障點，首先利用線路上各節點所量測的故障電流找出可疑的故障區域，在經過計算找出正確的故障區域。
8. 僅於與 DG 裝設位置相鄰之上下游 FTU 處加裝方向性電驛，若於傳送故障旗標的同時亦傳送故障電流資訊則可據以判斷正確的故障點位置。

上述措施 1~3 項是以降低故障電流等級考量，利用額外的投資或進一步的計算 4~8 項可降低故障位置誤判的情形，正確地找出故障點位置。本研究利用電流差法與電壓電流比值法判斷正確的故障位置。

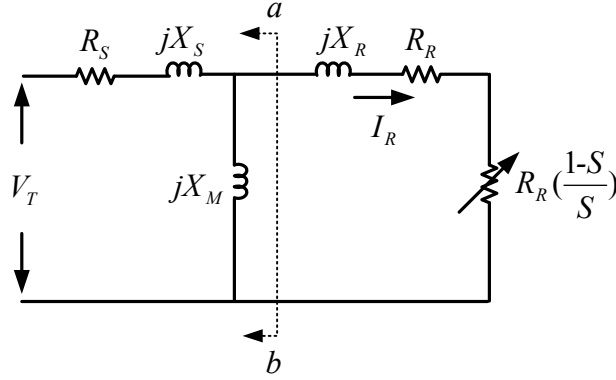
2.4 感應發電機之低電壓忍受能力分析

電網發生短路故障時，故障造成的電壓驟降會使得風力發電機的電磁轉矩減少，電磁轉矩減少代表減速的力量減少了，會使感應發電機轉子轉速增加，若故障無法在轉子達到臨界轉速前清除，則轉子轉速在故障清除後無法回復到穩定運轉。本節提出感應發電機轉子臨界轉速的分析方法[10]，是基於感應發電機在穩態時的等效電路，利用等效電路中的參數可求出電磁轉矩與轉子轉速關係曲線，此曲線與機械轉矩會有兩個相交點，就是代表轉子轉速的穩定與不穩定工作點。若此兩點之間距離越大，則代表感應機需越長的時間轉速才會達到臨界轉速，也

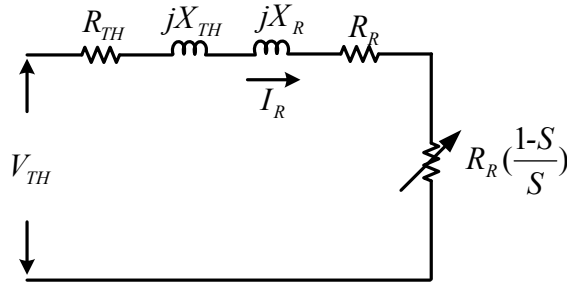
表示能忍受越長的故障持續時間。

感應發電機基本公式

為求得電磁轉矩與轉子轉速關係的曲線，感應發電機穩態時的等效電路如圖 2-19(a)所示，藉由求 a-b 端望出去的戴維寧等效電路可化簡電路如圖 2-19(b)。



(a)



(b)

圖 2-19 感應發電機穩態等效電路

圖 2-19(b)中 a-b 端望出去的戴維寧等效電壓與等效阻抗可由(2.3)·(2.4)式求得：

$$V_{TH} = \frac{Z_M}{Z_S + Z_M} V_T \quad (2.3)$$

$$Z_{TH} = \frac{Z_S \cdot Z_M}{Z_S + Z_M} = R_{TH} + jX_{TH} \quad (2.4)$$

其中 $Z_M = jX_M$ ， $Z_S = R_S + jX_S$

可知圖 2-19(b)中轉子電流：

$$I_R = \frac{|V_{TH}|}{\sqrt{(R_{TH} + R_R + R_R(\frac{1-S}{S}))^2 + (X_{TH} + X_R)^2}} \quad (2.5)$$

圖 2-19 說明感應發電機轉軸所產生的電功率為轉子電流流過轉子電阻 $(R_R(\frac{1-S}{S}))$ 上所產生的功率，如(2.6)式：

$$P_E = R_R(\frac{1-S}{S})I_R^2 \quad (2.6)$$

$$P_E = T_E \cdot \omega \quad (2.7)$$

當 $\omega \cong 1$ 時， $P_E \cong T_E$ ，所以：

$$T_E \cong R_R(\frac{1-S}{S})I_R^2 = R_R(\frac{1-S}{S}) \frac{|V_{TH}|^2}{(R_{TH} + \frac{R_R}{S})^2 + (X_{TH} + X_R)^2} \quad (2.8)$$

(2.8)式中 S 為轉差率

感應機的機械方程式：

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{2H}(T_M - T_E) \quad (2.9)$$

由(2.8)式所得的轉矩-轉差曲線，當 $T_M = T_E$ 時，可將(2.8)式移項整理成(2.10)式：

$$(R_{TH}^2 + (X_{TH} + X_R)^2 + \frac{R_R|V_{TH}|^2}{T_M})S^2 + (2R_R R_{TH} - \frac{R_R|V_{TH}|^2}{T_M})S + R_R^2 = 0 \quad (2.10)$$

$$\text{令 } a = R_{TH}^2 + (X_{TH} + X_R)^2 + \frac{R_R|V_{TH}|^2}{T_M} \text{、 } b = 2R_R R_{TH} - \frac{R_R|V_{TH}|^2}{T_M} \text{、 } c = R_R^2 \text{、 } \Delta = b^2 - 4ac$$

其中 $S = 1 - \omega$

從(2.10)式，可得到兩個解：

$$\omega_0 = 1 - \frac{b + \sqrt{\Delta}}{2a} \quad (2.11)$$

$$\omega_{crit} = 1 - \frac{b - \sqrt{\Delta}}{2a} \quad (2.12)$$

為求得感應發電機的臨界清除時間，將(2.9)式移項做積分，轉速從 ω_0 積分到 ω_{crit} ，時間從 t_0 積分到 t_{crit} ：

$$\int_{\omega_0}^{\omega_{crit}} d\omega_R = \frac{1}{2H} \int_{t_0}^{t_{crit}} (T_M - T_E) dt \quad (2.13)$$

由於故障期間電磁轉矩 $T_E = 0$ ，將此條件代入(2.13)式可得：

$$\omega_{crit} - \omega_0 = \frac{1}{2H} \cdot t_{crit} \cdot T_M \quad (2.14)$$

將(2.11)式與(2.12)式代入(2.14)式，(2.15)式即表示感應發電機的臨界清除時間表示式：

$$\begin{aligned} t_{crit} &= \frac{2H}{T_M} \frac{\sqrt{\Delta}}{a} = \frac{2H}{T_M} \frac{\sqrt{(2R_R R_{TH} - \frac{R_R V_{TH}^2}{T_M})^2 - 4(R_{TH}^2 + (X_{TH} + X_R)^2 + \frac{R_R |V_{TH}|^2}{T_M}) R_R^2}}{R_{TH}^2 + (X_{TH} + X_R)^2 + \frac{R_R |V_{TH}|^2}{T_M}} \\ &= \left(\frac{2H}{T_M} \frac{1}{R_{TH}^2 + (X_{TH} + X_R)^2 + \frac{R_R |V_{TH}|^2}{T_M}} \right) \cdot \left(\sqrt{\frac{R_R^2}{T_M^2} (-4(X_{TH} + X_R)^2 T_M^2 - 4(R_{TH} - 1)V_{TH}^2 T_M + V_{TH}^4)} \right) \end{aligned} \quad (2.15)$$

由(2.8)式可求得電磁轉矩與轉子轉速關係的曲線如圖 2-20。故障發生前，感應發電機工作在 A 點，轉速等於 ω_0 ，故障發生時，電磁轉矩 $T_E \cong 0$ ，感應發電機工作在 B 點，故障清除後感應發電機工作在 C 點，若故障在轉子到達臨界清除轉速前清除， $T_M - T_E < 0$ ，轉子轉速便可回復到穩定轉速，如圖 2-21，若故障在臨界清除轉速後清除， $T_M - T_E > 0$ ，轉子轉速則無法回復到穩定轉速，如圖 2-22。

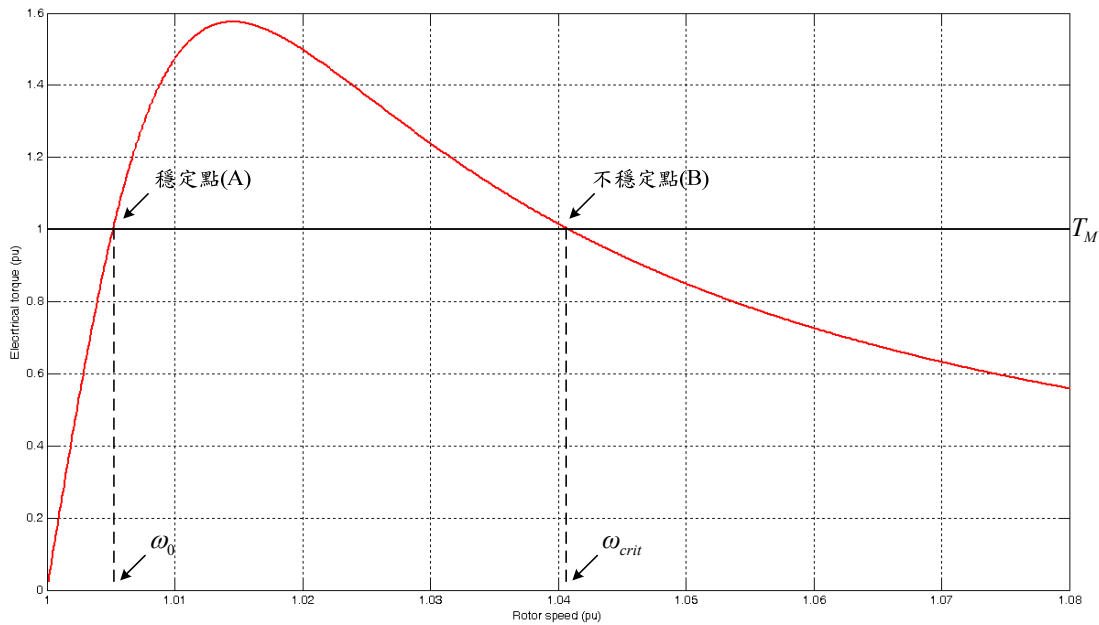


圖 2-20 感應發電機電磁轉矩與轉子轉速關係的曲線[11]

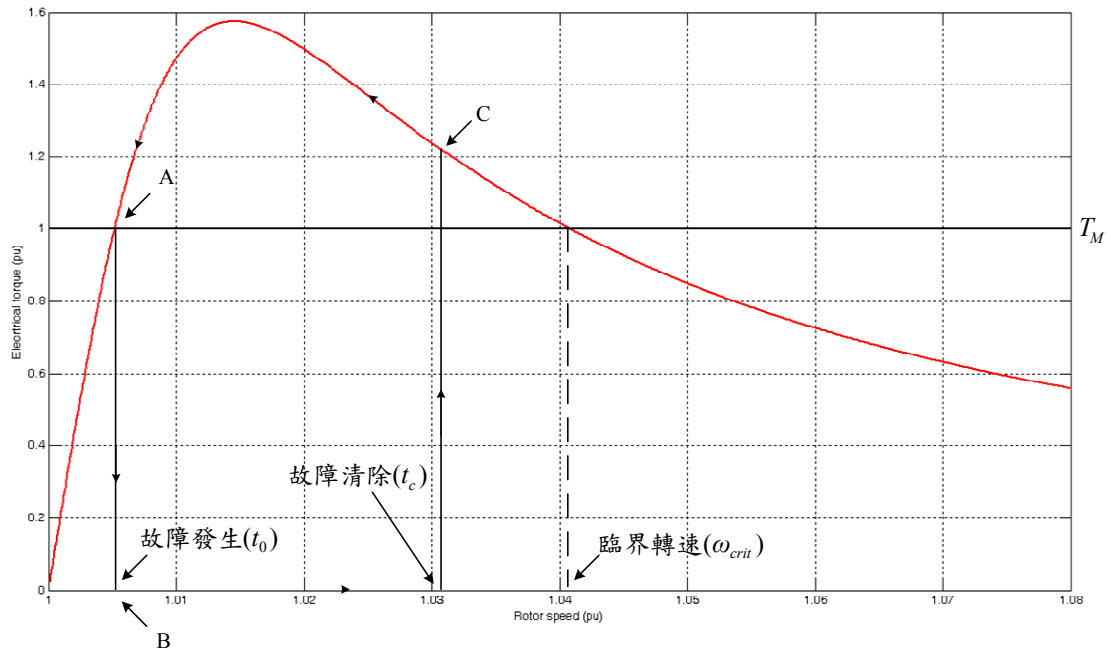


圖 2-21 感應發電機轉子轉速能恢復穩定的情況[11]

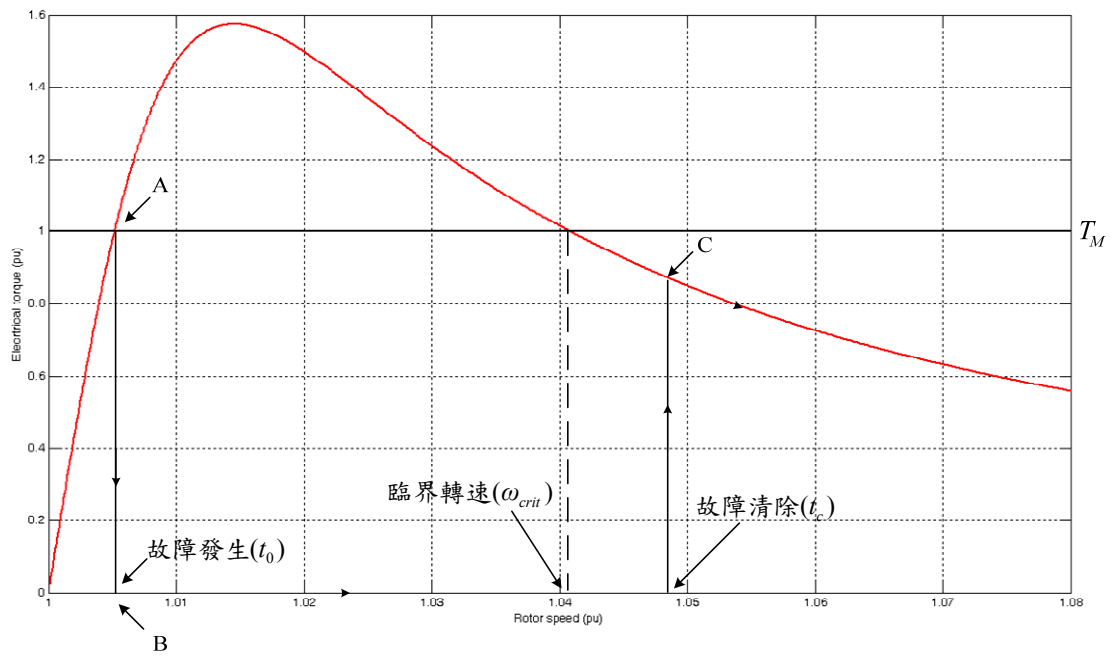


圖 2-22 感應發電機轉子轉速無法恢復穩定的情況[11]

第三章 提高分散式電源併聯容量之電網強化策略研究

3.1 提昇分散式電源低電壓忍受能力研究

相對於其他發電形式由於越來越多的風力發電機併入電網，使得風力發電站系統的總發電量日益增加，造成系統在運轉上的問題。當市電系統產生短路故障而造成風機大量跳脫，將導致系統的發電量與用電量不平衡，造成系統不穩定，若系統頻率快速下降可能導致系統崩潰。因此在世界各國的電力公司併聯準則上要求風力發電機在系統發生故障時，必須要能夠忍受低電壓狀況一段時間不可跳脫，即風力發電機低電壓忍受能力。

本研究比較雙饋式感應發電機(Doubly-Fed Induction Generator)如圖 3-1 所示，並使用不同的增進低電壓忍受能力方法，其對低電壓忍受能力的影響。比較四種改善風機低電壓忍受能力的方法，第一種為增加轉子阻抗，第二種為使用截波器(chopper)，第三種為使用消弧電路(Crowbar)，第四種為同時使用前三種方法已取其優點來改善低電壓忍受能力。各種方式示意圖如圖 3-2 所示。比較系統故障後在風機輸出端不同的壓降大小及故障時間，來觀察風機是否會因超過保護裝置設定而跳脫，繪製出各方法的低電壓忍受曲線。

提高轉子電阻之改善原理：由於故障期間過大的轉子電流將會破壞電力電子轉換器，因此利用切換開關讓額外的轉子阻抗在故障期間投入，除了可降低轉子電流的大小，並可以額外吸收由發電機輸出的實功率，讓轉子加速的速度減緩，用以度過故障造成的低電壓情況。控制設定：在正常運轉的情況下，轉子電流流往轉子側轉換器的路徑是短路的。當偵測到轉子電流超過設定的電流上限值，開關將會把電流傳遞路徑切往連接有額外轉子阻抗的路徑，藉此投入轉子阻抗，當故障清除後再將電流路徑切換回短路情況。

使用 DC-chopper 之改善原理：DC-chopper 為截波器，主要功能為對輸出波形做限制(上下限)。在增進低電壓忍受能力的應用上，截波器裝置在轉子側轉換器與電容器中間，主要目的在於限制電容器在故障期間電壓超過上限，使雙饋式感應發電機在故障期間不致於因為電容器電壓過高導致保護電驛啟動而讓風力發電機跳脫離市電。

增加 Crowbar 保護裝置之改善原理：Crowbar 保護裝置為當故障發生時，發電機轉子利用額外的電阻將轉子短路，並將轉子電路與轉子側轉換器的連結斷開，利用額外的電阻消耗由轉子側無法送往市電的實功，並且阻絕突然增加的轉子電流容易破壞電力電子轉換器，用以保護電力電子設備來度過故障低電壓的情況。

本研究使用模擬軟體 Digsilent 來建立模擬系統的架構，驗證不同的低電壓忍受能力改善方法對於雙饋式感應發電機的低電壓動態響應影響。利用發電機端點不同的接地阻抗來調整不同的系統壓降程度，再搭配不同的故障清除時間來模擬故障嚴重程度。比較各種低電壓忍受能力改善方法對於不同的故障各有何優點

來度過故障時期，並比較各方法的優缺點。Digsilent 軟體提供了許多內建模組 (build-in model)，例如 DQ 轉換控制方塊、感應發電機模組，而雙饋式感應發電機的內部控制則需要使用者自訂模組(DSL model)來建構，再經由內外層的相互關係達成控制內建模組的控制信號。

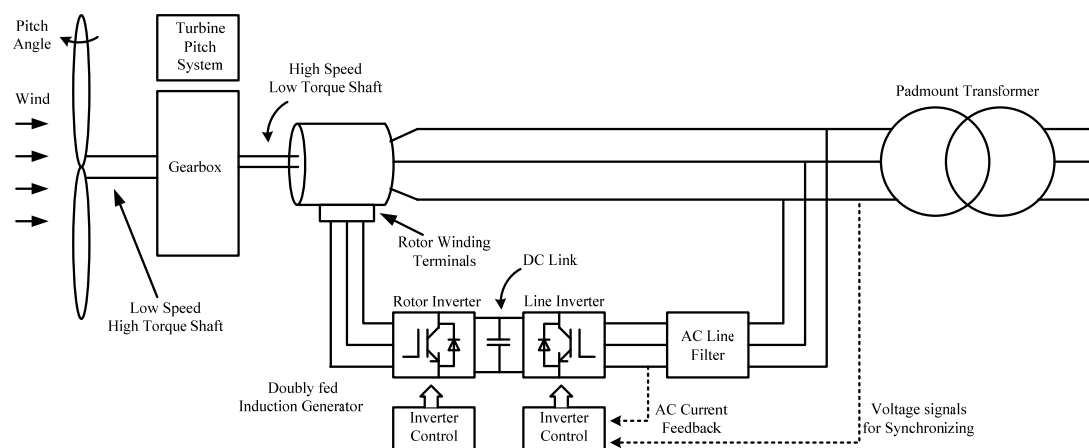


圖 3-1 轉差功率轉換發電機組架構[12]

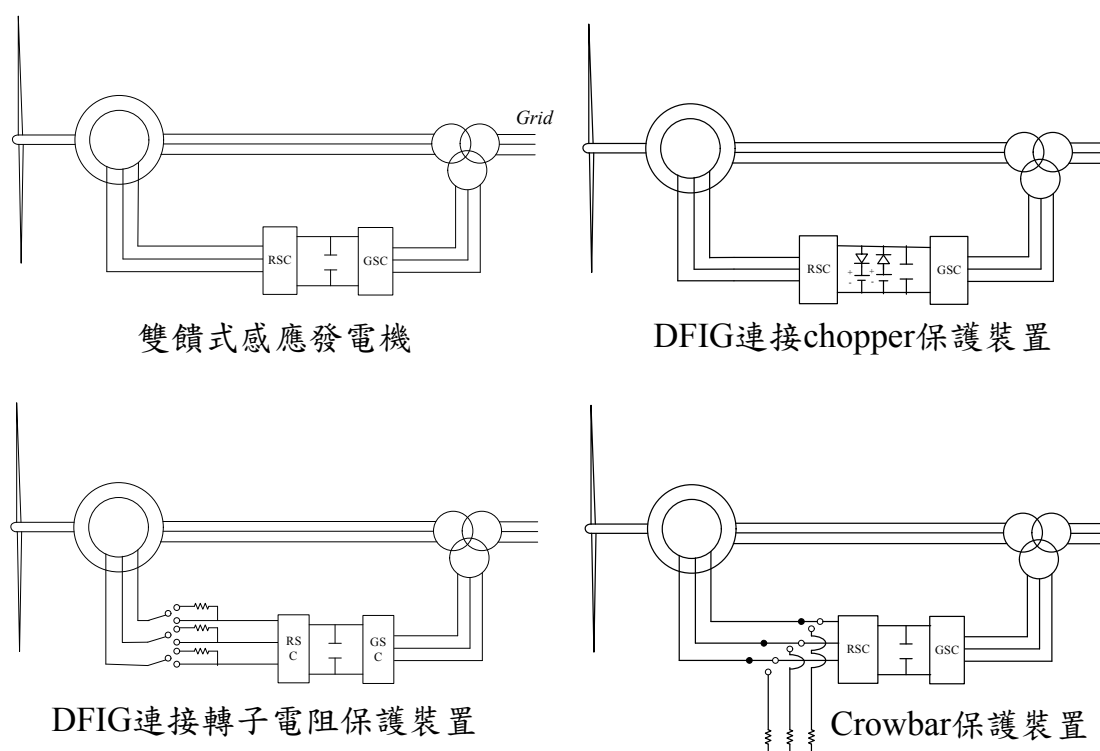


圖 3-2 雙饋式感應發電機及各種提高低電壓忍受能力方法示意圖[13]

模擬架構

風場為 200 台 1.5MW 的雙饋式感應發電機(DFIG)經由 690V/33KV 連接到集電場，由 3 公里的海底電纜(33KV)連接到台灣本島，再經由 5120MVA 的 33KV/161KV 變壓器及並行的 5km 架空電纜連結到匯流排，再經由 161KV/345KV 連接到匯流排彰濱 E(Bus2300)。匯流排端以 18340MVA、X/R=37

的等效電壓源來代表。架構如圖 3-3 所示，線路參數如表 3-1 所示。

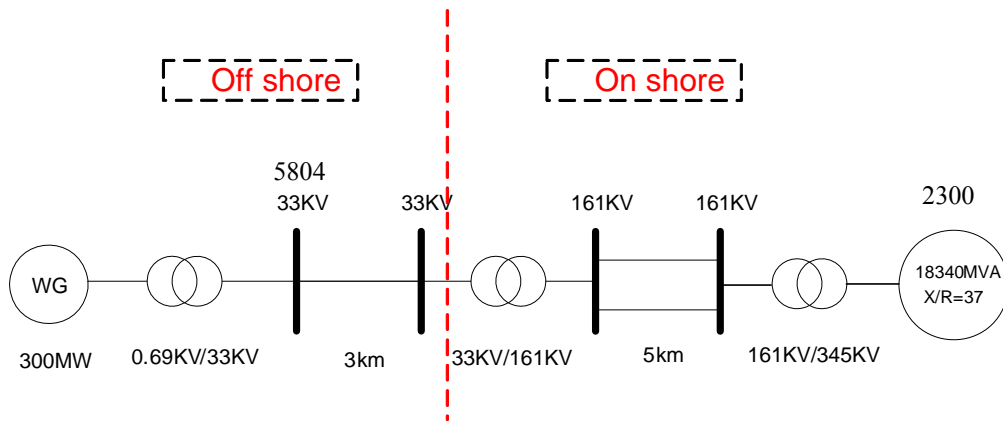


圖 3-3 模擬架構等效單線圖[13]

表 3-1 風機、輸電線及併聯市電系統之參數[13]

雙饋式感應風力發電機			
輸出功率	1.5MW	額定電壓	690 V
轉子電阻	0.01 p.u.	轉子電感	0.1 p.u.
定子電阻	0.01 p.u.	定子電感	0.1 p.u.
磁化電感	3 p.u.	轉動慣量	20kgm ²
風機變壓器	33kV /690 V	風機變壓器容量	2 MVA
額定轉速	1.2 p.u.		
33KV 線路參數			
線路長度	3km	線路阻抗	0.0906+j0.0938 Ω/km
161KV 線路參數			
線路長度	5km	線路阻抗	0.0257+j0.197 Ω/km
市電電源			
短路容量	18340MVA	X/R ratio	14.5

雙饋式感應發電機在市電發生故障期間，由於定子端直接連結到市電，定子端的電壓將會明顯下降並產生巨大的故障電流，由於定子轉子側虛擬的變壓器 (stator/rotor ratio)，定子側上故障電流將會反映到轉子側上，此過大的轉子電流將會破壞電力電子轉換器。並且此轉子電流將會對電容器快速充電，導致電容器過電壓而崩壞。模擬故障情況為 Bus_5804 直接接地故障，導致風機端點電壓為 0.03p.u.，故障發生在 0.5 秒，持續 0.25 秒於 0.75 清除故障。模擬結果如圖 3-4、圖 3-5、圖 3-6 所示。

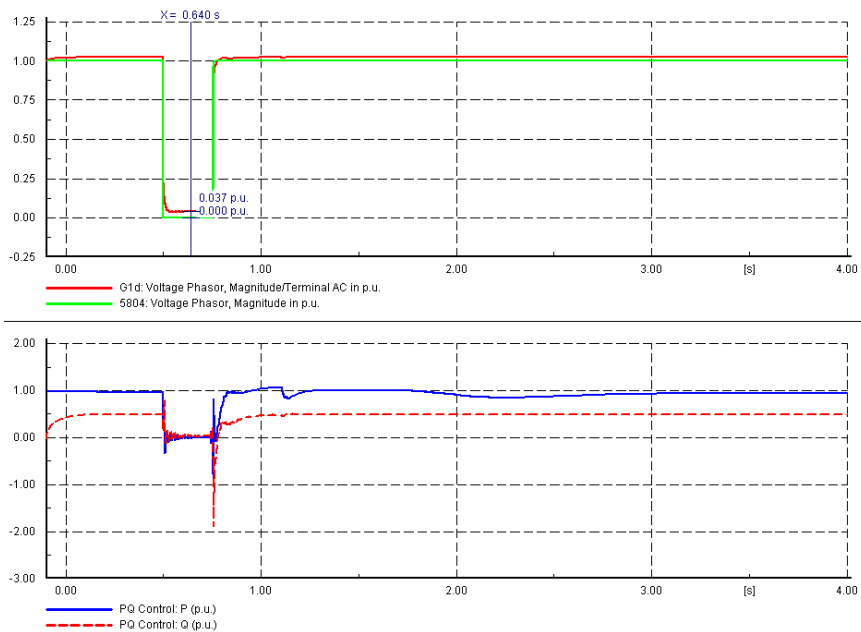


圖 3-4 雙饋式感應發電機故障動態響應[13]
(1.發電機端電壓,接地點端電壓 2.發電機輸出實虛功)

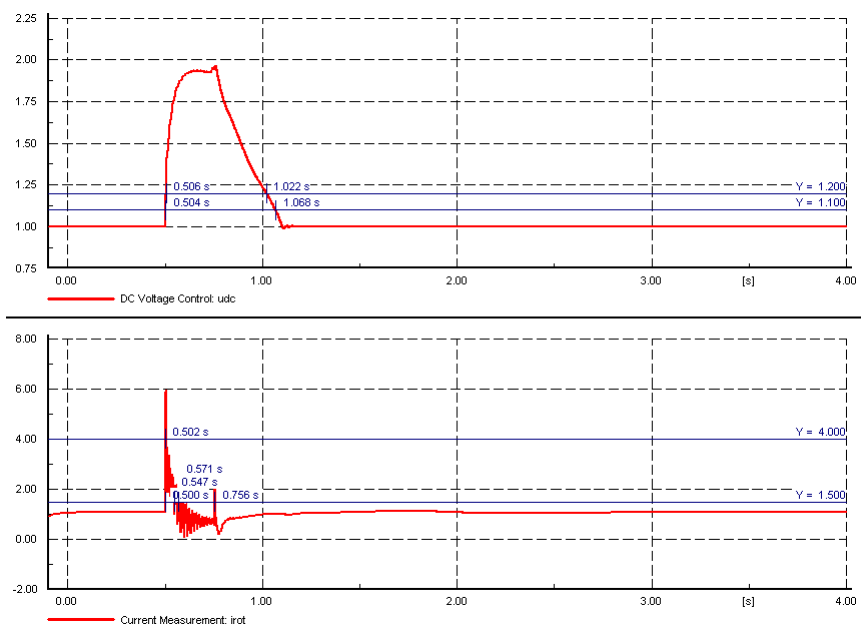


圖 3-5 雙饋式感應發電機故障動態響應[13]
(1.DC_bus 電壓 2.轉子電流)

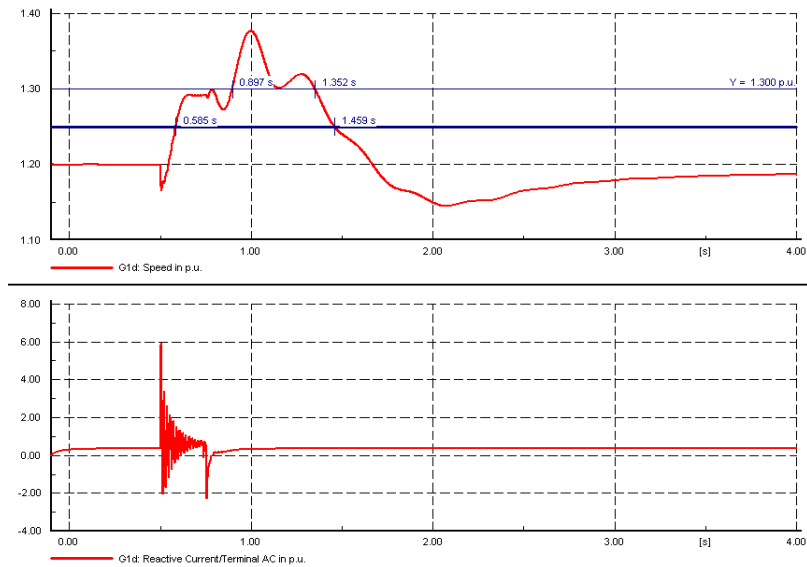


圖 3-6 雙饋式感應發電機故障動態響應[13]
(1.轉子轉速 2.虛功電流)

此模擬設定為集電場(Bus_5804)直接接地故障，故障發生在 0.5s 並持續至 0.75s。由模擬圖可知，風機端點電壓壓降至 0p.u.，在故障期間 DC_bus 電壓會升高到接近 2p.u.，以及會有一段時間轉子電流處於 1.5p.u.以上，這些都會影響到電力電子設備被破壞。另外發電機轉子轉速也在故障發生期間升高到 1.37p.u.，足以達到過轉速保護電驛的跳脫設定，以達到保護發電機的目的。因此在比較各低電壓忍受能力方法時，是以保護電驛的設定值來判定風力發電機是否能度過短路故障(表 3-2)。圖 3-4、圖 3-5、圖 3-6 也已標示保護設定，可看出當雙饋式感應發電機無任何低電壓忍受能力改善方法時，發電機將會因為 DC_bus 電壓過高、轉子電流過大、轉子轉速過高，三項觸發條件令發電機跳脫離系統，導致無法度過故障低電壓時期。

表 3-2 保護電驛設定[14]

保護電驛	額定值(p.u.)	持續時間(s)
過(欠)轉速保護設定	1.5	0
	1.3	1
	1.1	1
	0.9	0
DC_bus 電壓上下限設定	1.2	0
	1.1	0.3
	0.9	0.3
	0.8	0
過轉子電流設定	4	0
	1.5	0.3

本模擬依表 3-2 設定的保護電驛，分別畫出各低電壓忍受能力改善方法的忍受曲線，如圖 3-7 所示。

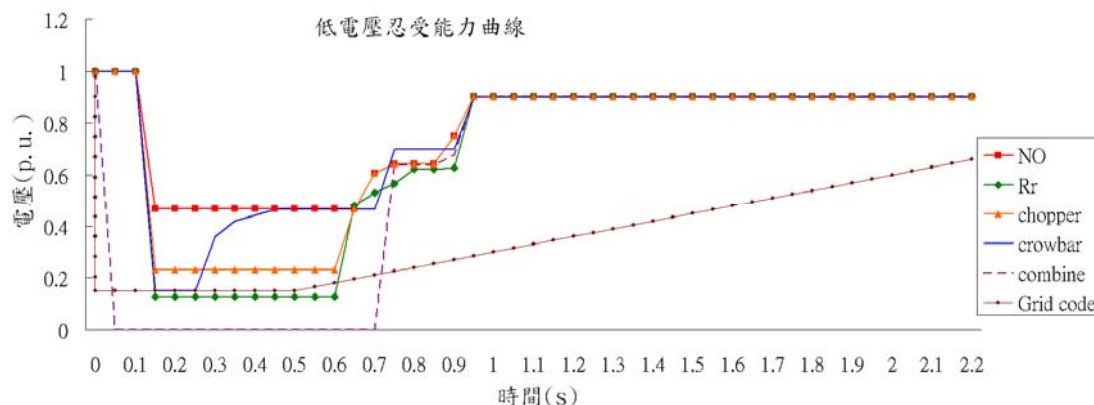


圖 3-7 各低電壓忍受能力改善方法的忍受能力曲線[13]

(NO：無使用任何方法；Rr：增加轉子阻抗；Grid code：台電公司對風力發電機忍受能力要求[15])

由圖 3-7 可以發現，當未加入任何低電壓忍受能力改善方法時，在低電壓時故障會使風機因保護電驛而跳脫。各種改善方法都能夠讓雙饋式感應發電機的低電壓忍受能力增強，尤其當同時使用三種控制方法的時候能夠在風機端點直接接地故障持續 0.7 秒不跳脫。故障的壓降程度決定 DC_bus 電驛與轉子電流的嚴重程度，而轉速與故障時間較有關係。在低電壓短持續時間時，造成風機跳脫的原因為 DC_bus 過電壓及轉子電流過高，持續的時間越長才會有轉子轉速超過上限的問題。故障發生時有額外轉子電阻設備，能夠些微的降低 DC_bus 電壓以及轉子電流，使得在壓降低到 0.1p.u.並持續 0.5 秒時，還能夠不至於跳脫。截波器則能夠完全保持 DC_bus 電壓不會有波動超過上下限，確保 DC_bus 電壓保護電驛不會觸發而導致風機跳脫，與完全無保護裝置的情況比較，在壓降為 0.3p.u.持續 0.5 秒的故障情況有更好的忍受能力。消弧電路是隔絕掉轉子側轉換器，因此也能保證 DC_bus 電驛不至於被觸發，另外也有轉子阻抗來減低轉子電流。因此能讓因為 DC_bus 電壓電驛及轉子電流保護電驛跳脫的故障情況安全度過。這些獨自使用的方法都有其缺點存在。利用增加轉子阻抗無法在電壓降至 0p.u.時保持 DC_bus 電壓與轉子電流在安全的範圍內；利用截波器無法降低轉子電流及消耗實功率來保持轉子電流與轉子轉速在額定範圍內；而利用消弧電路雖能隔絕轉子側轉換器以確保 DC_bus 電壓在額定值，但卻未必能將轉子電流壓低到安全值，並且失去控制實虛功的能力，將會吸收虛功而使風機端點電壓更為下降。使用 combine(三種方法同時使用)改善方法，除了能夠確保 DC_bus 電壓電驛不被觸發，也較能夠降低轉子電流，在極低電壓(0p.u.)也能夠不使風機跳脫。

討論

本研究模擬風場連接電力系統發生不同的低電壓情況使用各種低電壓忍受能力改善方法來模擬，以評估不同改善方法對雙饋式感應發電機忍受能力的提升

程度，觀察不同的壓降情況與持續時間對於保護電驛跳脫的影響。由模擬可以發現，故障的壓降大小影響 DC_bus 充電的峰值電壓與轉子的峰值電流，故障的持續時間影響轉子加速的情況。利用在故障期間增加轉子電阻能夠有效抑制轉子電流以及 DC_bus 電壓的上升，並對轉子轉速有正面改善的影響。截波器能夠保持 DC_bus 電壓的穩定，讓故障情況不會觸發 DC_bus 電壓過高的保護電驛，讓某些故障情況能夠安然度過。利用 Crowbar 保護裝置是為了能確保電力電子轉換器設備不會受損，且利用 Crowbar 的阻抗值降低轉子的電流，選用較大的阻值能較為有效的降低轉子電流及擁有較高的轉子臨界轉速，缺點是在當 Crowbar 移除後會有較大的震盪。綜合三種低電壓忍受能力改善方法，能夠有效的抑制轉子電流及 DC_bus 電壓上升的情況，以及在降低轉子轉速上也有正面的改善。

3.2 強化電壓調整設備控制策略提高分散式電源併聯容量

由 2.2.1 小節內容可知，不同的控制設備可搭配不同的控制方法而組合出不一樣的電壓控制策略。饋線上的負載量與分散式電源的輸出功率皆屬於時變值，電力公司在考量到負載及分散式電源的變動條件下，必須選取適當的電壓控制策略運用於饋線，使得系統電壓能在安全穩定下運轉。表 2-3 中電壓控制策略三在饋線電壓品質及分散式電源最大併聯容量的表現皆為最佳策略，其電壓控制流程圖如圖 3-8 所示。

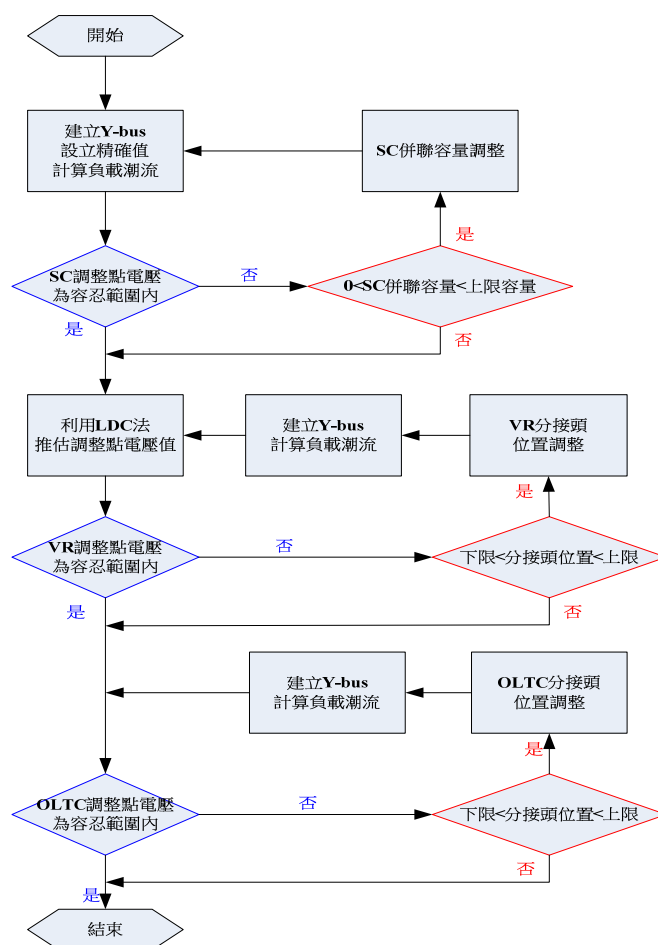


圖 3-8 電壓控制策略三之流程[7]

在 2.2.2 小節內容中，可投切式電容器與有載分接頭切換器之調整次數隨著分散式電源容量的增加而降低，表示分散式電源的併入有助於改善控制設備的調整次數。並且當增加分散式電源併聯容量時，有載分接頭切換器為避免併聯分散式電源之饋線產生過電壓問題必須降低二次側電壓，反而造成鄰近饋線會有欠電壓問題。因此系統裝設線路電壓調整器來針對併聯分散式電源之饋線調節電壓，以讓分散式電源之併聯容量能提升，由此可知適當的調整配電系統電壓控制設備，可有效增加分散式電源併入容量。3.3.3 小節內亦有一數值分析模擬案例，顯示整合電壓調整設備控制策略使得可併入配電系統的分散式電源容量較沒有搭配整合電壓調整設備控制策略為高，在配電系統負載為輕載狀況時，分散式電源併聯容量由 11.9MW 提升為 14.3MW；在配電系統負載為重載狀況時，分散式電源併聯容量由 14.4MW 提升為 23.6MW。

3.3 以配電饋線重組提高分散式電源併聯容量

3.3.1 饋線重組之限制條件

為避免電力系統在電力不穩定或不安全的狀態下運轉，饋線重組的運用必須遵守設備承受的容量及電力相關安全協定。配電系統之設備標明的安全運轉容量與對應規格皆屬於饋線重組之限制條件，我們將限制條件整理項目如下：

- ◆ 保持功率供需平衡
- ◆ 輸送功率不得超過線路額定容量
- ◆ 傳輸電流不得大於線路額定電流
- ◆ 匯流排電壓必須保持在電壓容忍範圍內
- ◆ 饋線型態必須為常開環路式饋線
- ◆ 所有負載必須有電可用
- ◆ 利用 LDC 法之控制設備至電壓參考點間的切換開關必須保持關閉狀態

饋線若含運用 LDC 法之控制設備，設備至設備間的切換開關必須保持關閉。以線路電壓調整器而言，若該調整設備是利用 LDC 法為操作準則，其線路電壓降調整器依據推估的電壓參考點電壓值做二次側分接頭的調整，以改善設備下游的饋線電壓。LDC 法推估的調整點電壓公式中，流經設備的實虛功及裝設點電壓值為重要的影響因素，若任意打開在電壓調整設備到推估點間的開關，很有可能會造成分接頭誤動作，降低整體饋線電壓品質。

3.3.2 以粒子群演算法求解饋線重組問題[7]

饋線開關非開則關，是屬於 0 與 1 的離散組合，饋線重組的過程中，若將所有開關皆列為變數，則所選取的粒子元素為整數。利用 PSO 演算法求解整數規劃問題時，由於演算式的權重因子 ω 及學習因子 c_1 與 c_2 並不一定為整數，使得演化過程常會出現包含小數點等細密的結果，使得計算結果無法運用於離散分配的例子。為使 PSO 之結果呈現整數值，只需保證在演化過程中，疊代的適應速度為整數，就能保證演化過程為整數運算。

為使 PSO 演算法適用於整數規劃，必須稍做一些限制條件。將

$c_1 \cdot rand() \cdot (pbest_i - x_{i,j}^{(t)})$ 及 $c_2 \cdot rand() \cdot (gbest - x_{i,j}^{(t)})$ 分別定義為 μ_1 及 μ_2 ，並將 $rand$ 所得值設定為 0 或 1 的隨機數。在 μ_1 部份，當 $pbest_i$ 大於 $x_{i,j}^{(t)}$ 時，則 μ_1 值為正數，介於 0 至 $c_1(pbest_i - x_{i,j}^{(t)})$ 內均勻分布的隨機數；當 $pbest_i$ 小於 $x_{i,j}^{(t)}$ 時，則 μ_1 值為負數，介於 $c_1(pbest_i - x_{i,j}^{(t)})$ 至 0 內均勻分布的隨機數。假設 μ_1 均於分布之區間為 $[\alpha_1, \beta_1]$ ，區間內包含 N 個整數，則 μ_1 按照等概率分布在 N 個整數中進行選擇即可保證 μ_1 值為整數，而 μ_2 部份則同理運用。

由於 $v_{i,j}^{(t)}$ 本身為整數，要使 $\omega \cdot v_{i,j}^{(t)}$ 部份為整數的問題便取決於權重因子 ω 。

較便捷的方法是將權重因子 ω 設為 1，或者是對 $\omega \cdot v_{i,j}^{(t)}$ 進行取整，即可確保疊代後的速度值為整數。運用整數規劃概念於 PSO 演算法之數學式可表示如下：

$$v_{i,j}^{(t+1)} = \text{int}(\omega \cdot v_{i,j}^{(t)}) + \mu_1 + \mu_2 \quad (3.1)$$

$$x_{i,j}^{(t+1)} = x_{i,j}^{(t)} + v_{i,j}^{(t+1)} \quad (3.2)$$

$\mu_1 \in [\alpha_1, \beta_1]$ 等概率分布之整數

$\mu_2 \in [\alpha_2, \beta_2]$ 等概率分布之整數

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0 & pbest_i \geq x_{i,j}^{(t)} \\ c_1 \cdot rand() \cdot (pbest_i - x_{i,j}^{(t)}) & pbest_i < x_{i,j}^{(t)} \end{cases}$$

$$\beta_1 = \begin{cases} c_1 \cdot rand() \cdot (pbest_i - x_{i,j}^{(t)}) & pbest_i \geq x_{i,j}^{(t)} \\ 0 & pbest_i < x_{i,j}^{(t)} \end{cases}$$

$$\alpha_2 = \begin{cases} 0 & gbest_i \geq x_{i,j}^{(t)} \\ c_2 \cdot rand() \cdot (gbest - x_{i,j}^{(t)}) & gbest < x_{i,j}^{(t)} \end{cases}$$

$$\beta_2 = \begin{cases} c_2 \cdot rand() \cdot (gbest - x_{i,j}^{(t)}) & gbest_i \geq x_{i,j}^{(t)} \\ 0 & gbest_i < x_{i,j}^{(t)} \end{cases}$$

將整數規劃之 PSO 演算法搭配饋線重組於模擬，能讓演化過程之粒子有效的控制在整數空間內，以快速搜尋適當的架構，其演算法的主要運作過程如下列步驟所示：

1. 輸入模擬架構之各項系統參數(線路阻抗、匯流排負載量、分散式電源併聯點及電壓調整設備等...)。
2. 在維度 D 的解集合中，隨機選取位置和速度當成初始化粒子。

3. 每粒子符合饋線限制條件(3-3-2 章節內)之架構則進行步驟 4, 否則將不符合條件之粒子重新篩選至符合限制條件。
4. 計算每個粒子之適應函數值。
 - a. 執行負載潮流及運用控制設備調整電壓。
 - b. 若各匯流排電壓及電纜電流於容忍範圍內, 則進行步驟 c, 否則進入步驟 d。
 - c. 增加分散式電源單位併聯容量(0.1 MW)並返回 a。
 - d. 紀錄分散式電源最大併聯容量。
 - 若未併聯分散式電源即讓系統電壓與電流於容忍範圍外, 則併聯容量紀錄為 0, 否則降低單位容量並紀錄該值。
5. 選取每個粒子之 *pbest*。
 - 若未經疊代, 則每個初始粒子之位置為 *pbest*。
 - 將疊代前與後之粒子做適應函數值之比較, 選擇結果較佳的位置更新 *pbest*。
6. 針對各粒子之 *pbest* 計算適應值並做比較, 選擇結果最佳的位置更新 *gbest*。
7. 根據整數規劃之 PSO 演化方程式(式 3-5 及式 3-6)對每個粒子的速度與位置進行更新。
8. 若未達到結束條件(通常為足夠好的適應值或者預設定的最大疊代次數), 則濾除不合饋線限制條件之粒子並返回步驟 4。

PSO 演算法以隨機的方式選取的饋線架構有可能不符合饋線重組所要求的限制條件而得到錯誤的適應值, 使得演算法求得的解有問題, 因此選取過程中必須先濾除不適當的解以提升運算效能及避免誤判的情形。圖 3-9 為本研究在求解最佳饋線架構以達成最大併聯容量之流程。

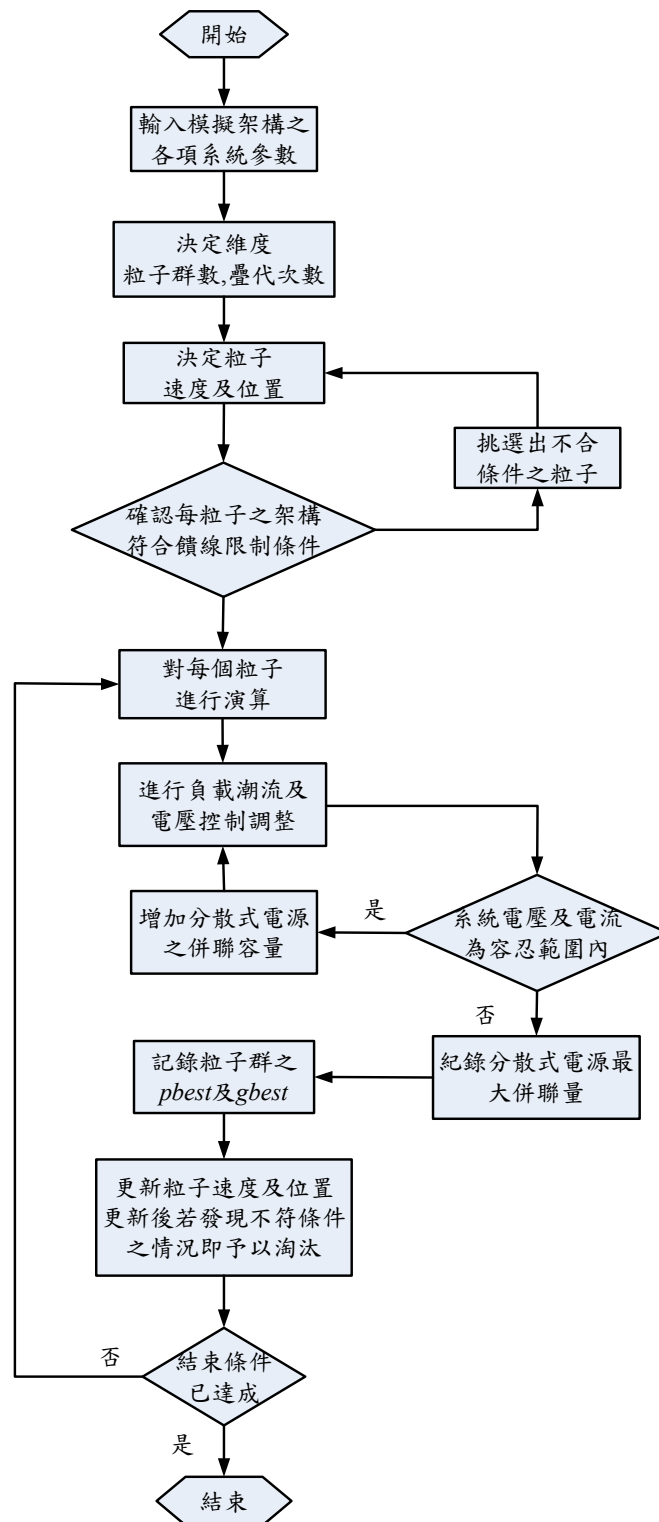


圖 3-9 饋線重組最佳化求解流程圖[7]

3.3.3 以饋線重組提升分散式電源併聯容量之模擬分析

饋線架構及各項參數條件和 2.1 小節中所描述內容相同。從表 3-3 可知，在電壓容忍範圍為 $\pm 5\%$ 且不考量電壓整合之條件下，原本架構所能併聯的分散式電源最大容量為 11.9 MW。經饋線重組所尋找出的最佳架構，其分散式電源的最大併聯容量為 15.3 MW，主要原因鄰近饋線負載轉供至併聯分散式電源的饋線，使

得併聯容量比較不容易因過電壓而受到限制，因此能提升併聯容量上限。圖 3-10 為系統整合電壓控制搭配饋線重組之最佳饋線架構，其分散式電源的最大併聯容量能達 18.7 MW，主要的差別在於將鄰近饋線負載轉供至併聯分散式電源的饋線外，還能藉由線路電壓調整器調節電壓問題，因此能提升分散式電源的最大容量。

在表 3-3 顯示系統於重載時段之分散式電源最大併聯容量受限於電纜所能承載之最大容量，因此模擬結果無法突顯出饋線重組整合電壓控制之效益。假若能提升電纜之最大承載電流，則能併聯更多分散式電源容量於系統中。

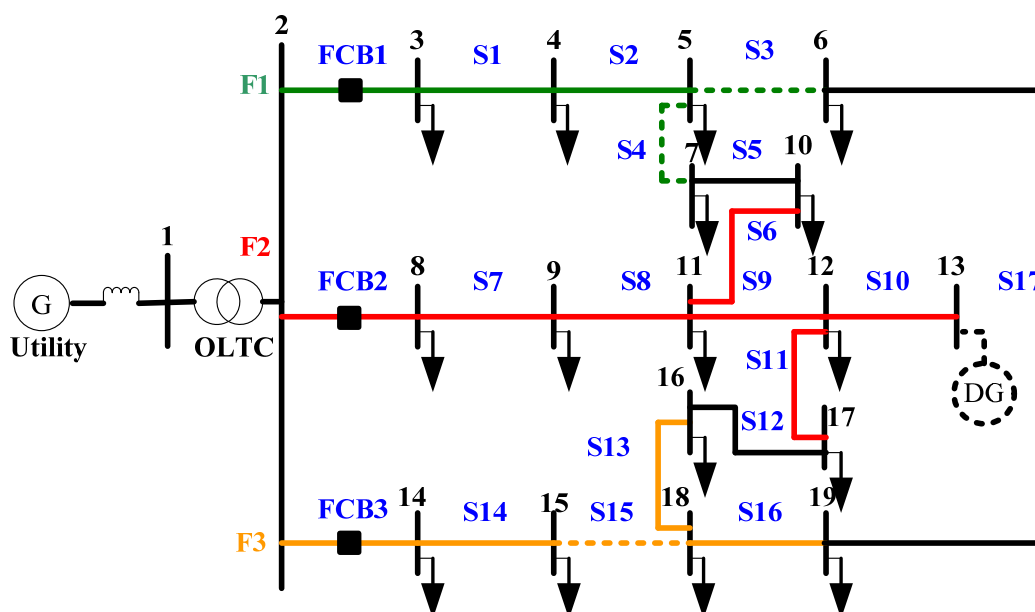


圖 3-10 最佳解之饋線架構[7]

表 3-3 各架構於輕重載搭配控制方式之分散式電源最大容量值(MW)

	輕載時段	重載時段
原始架構	11.9	14.4
饋線重組	15.3	17.7
電壓整合 (加入 VR)	14.3	23.6
饋線重組 整合電壓控制	18.7	23.6

3.4 多代理人系統在含分散式電源之配電饋線運轉應用

3.4.1 多代理人系統簡介[16, 17]

智慧型代理人(Intelligent Agent, IA)是一種具自動化機制的軟體程式，若在接受命令與可執行環境相符合時便能自動完成一些我們想要做的工作，而且能做出合適的動作以及回應，重要的是整個執行的過程不需要使用者介入。此系統已具有相當的自主能力，能夠以人類行為做溝通、處理、協調、辯論，再做出判斷，

因此稱之為智慧型代理人。代理人具有下列幾種特性[18]:

- (1)獨立性(Autonomy):代理人可以獨自運作，並且擁有控制自我行為和內部狀態的能力。
- (2)社交能力(Social ability): 代理人透過某種 Agent Communication Language (ACL)和其它代理人溝通協調。
- (3)反應(Reactivity):代理人可以察覺環境的改變，並及時做出反應。
- (4)積極代理(Pro-activeness):代理人並不是簡單地對環境改變做出反應，而是有能力主動地表現目標導向(Goal-Oriented)的行為。

由上述的觀點來看，代理人能夠自主地控制，對環境作出迅速的反應，使用一致的高層次語言，彼此溝通協調。除此，代理人也可以組成社群(Community)，沒有一個代理人是單獨運作的，因為代理人之間必須彼此溝通協調，透過互動來提供強大的能力或服務。

智慧型代理人的架構，如圖 3-11 所示，是由以下幾個部份所組成[19]:

1. User-Agent Interface：使用者(或代理人)與智慧型代理人溝通的橋樑，透過此傳遞需求給智慧型代理人。
2. Processing Engine：智慧型代理人接收到需求後，執行其所需的程式。只要是執行需求的程序，皆屬於 Processing Engine。
3. Procedure Repository：也就是上述所說的程序，儲存所需要的資料、知識、規則、定義等。
4. View：將 Processing Engine 執行完之後的結果顯示給使用者。而其結果也可輸出給另一個代理人，再依照本身的機制繼續執行下去。

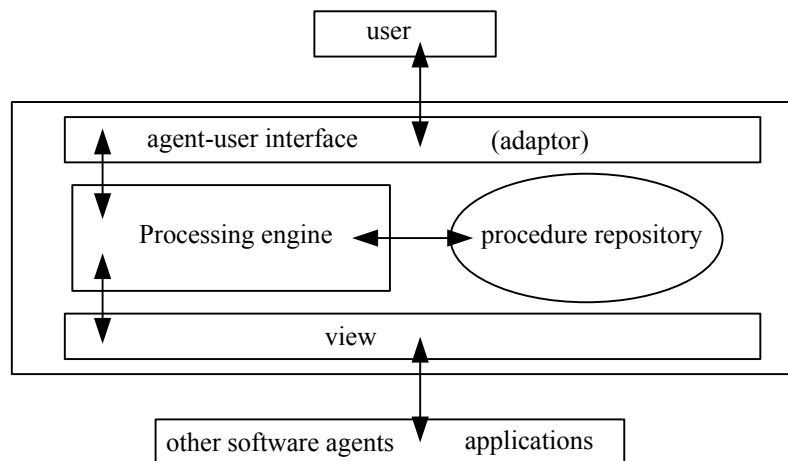


圖 3-11 智慧型代理人架構[19]

代理人間的通訊機制

JADE 代理人平台提供的一個重要特點就是通訊能力。它採用非同步訊息傳輸，每一個代理人有一個訊息佇列，JADE 運行時用它儲存由其它代理人發送的訊息。無論什麼時候只要有訊息被傳遞到佇列，接收的本體就將被告知。如圖 3-12 所示，代理人 A1 透過 JADE 平台傳送訊息給代理人 A2，A2 的訊息佇列在接受到 A1 送來的訊息時 A2 被告知有訊息傳入並處理訊息。

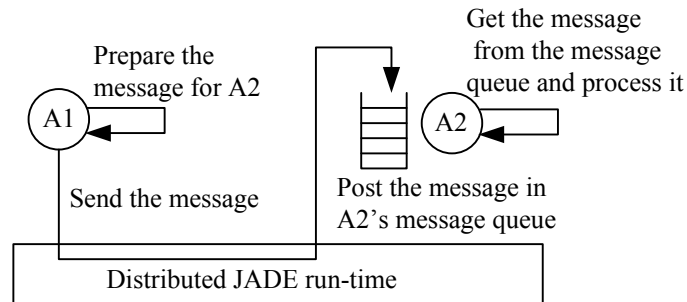


圖 3-12 代理人之間的訊息傳遞[20]

圖 3-13 描述一個通用代理人訊息處理模組，說明其實作過程。

代理人的訊息處理過程可描述為以下幾個步驟：

1. 接收自外部代理人傳送來的訊息。
2. 分析訊息的內容，確定執行模組和所需資訊。
3. 從公用資訊區提取所需資訊。
4. 在知識庫的推論引導下，執行當前任務。
5. 如果執行過程中，需要與其它代理人進行協助，則向其它代理人發送請求協助訊息。
6. 如果執行任務完成，則將資料寫入到公用資訊區中，向外部代理人發送任務完成訊息。
7. 如果任務執行失敗，則向外部代理人發送任務失敗訊息。

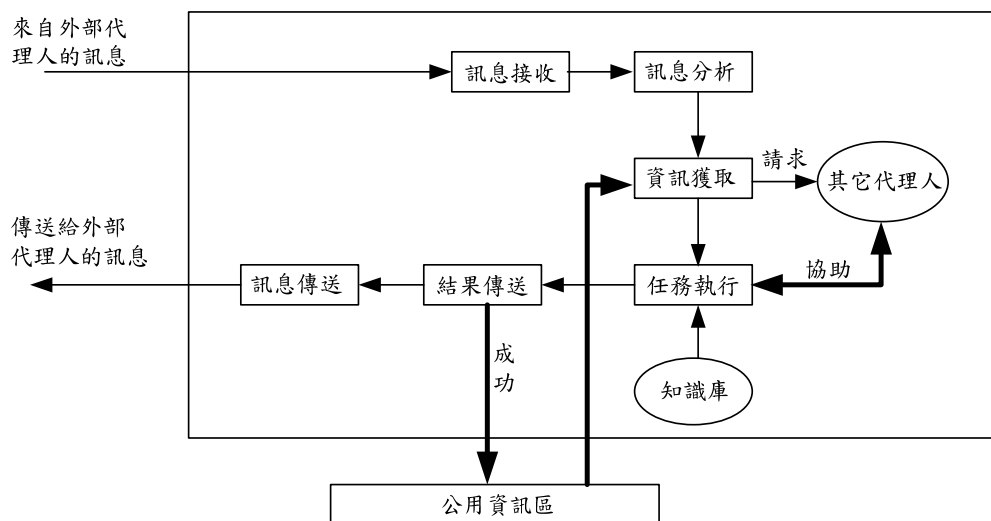


圖 3-13 代理人訊息處理的工作過程[21]

本研究將使用 FIPA 所定的規範來完成代理人之間的通訊以及管理，利用代理人的特性執行配電系統發生故障後以多代理人系統實施配電自動化系統之故障偵測、隔離與復電流程。

本研究使用的多代理人系統架構包含 FTU 代理人(FTU agent, FTUA)、FCB 代理人(FCB agent, FCBA)、MTR 代理人(MTR agent, MTRA)及 DG 代理人(DG agent, DGA)四部分，各代理人工作介紹如下：

FTU 代理人：

每一具自動化開關均有一 FTU 代理人，專責開關上資訊的監控、紀錄，視情況的改變進行開關狀態的調整。若有故障發生時則啟動復電規劃機制，維持區域的供電。一般情況則是與其它代理人(FTU 代理人或 FRTU 代理人)保持交談，對事件處理具有決策機制。

FCB 代理人：

每一條自動化饋線均有一 FCB 代理人，專責饋線出口資訊的監控、紀錄，視情況的改變進行饋線斷路器(FCB)狀態的調整。當有代理人要求訊息(例如饋線裕度等)時僅做回應資訊器，對於其他事件處理則不具有任何決策機制。

MTR 代理人：

每一具主變壓器均有一 MTR 代理人，專責主變壓器上資訊的監控、紀錄，視情況的改變進行主變壓器斷路器(MCB)狀態的調整，當有代理人要求訊息(例如主變壓器裕度等)時僅做回應資訊器。對主變壓器故障事件處理具有決策機制，對於其他事件處理則不具有任何決策機制。

DG 代理人：

每個分散式電源均有一個 DG 代理人，負責監控及記錄分散式電源資訊，只對分散式電源事件處理具有決策機制，對於其它事件處理不具有任何決策機制。

圖 3-14 呈現配電系統架構以及裝設代理人元件後其相對應位置以及代理人間的溝通。

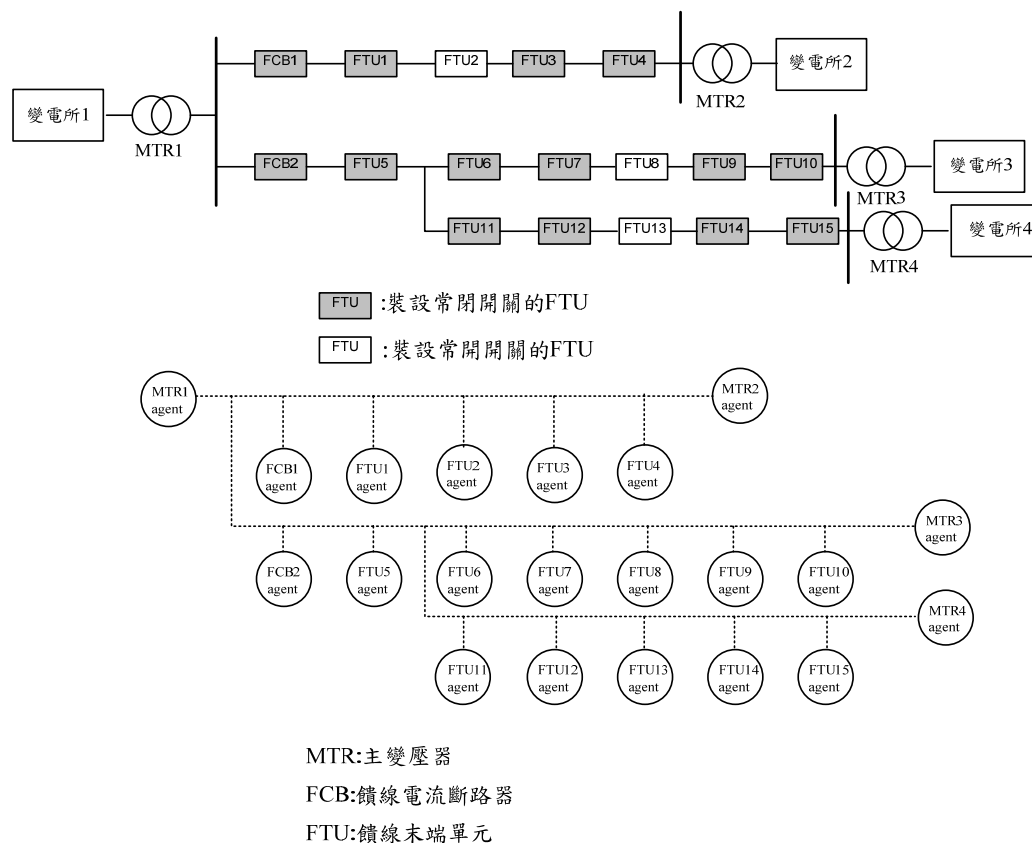


圖 3-14 配電架構及相對應之代理人[8]

在以多代理人系統進行故障偵測及隔離的過程中，首先將因流經故障電流而跳脫之 CB 的訊息傳遞給 MTR 代理人，由 MTR 代理人判斷故障是發生在哪一條饋線上，再由該條饋線往下游尋找故障區間。在判斷故障區間的過程中第 n 個 FTU 代理人將訊息傳給第 $n+1$ 個 FTU 代理人，再由本研究建議的電流差法判斷故障是否發生在第 n 個與第 $n+1$ 個代理人之間，如果是則將第 n 與 $n+1$ 個代理人所屬的自動化開關打開，如果不是則將訊息傳給下游第 $n+2$ 個代理人繼續判斷；若第 n 個 FTU 是位於最靠近分歧點上游的 FTU，則需將最靠近分歧點下游的各分支 FTU 訊息傳給第 n 個 FTU 去判斷故障是發生在分歧區或者是哪一條分支下游。

3.4.2 含分散式能源之故障偵測及復電程序判斷規則[8]

以下為本研究在整合電流差法與分散式能源於故障偵測、隔離與復電所整理出之判斷與運轉規則：

故障偵測[8]

規則 1. 檢測故障饋線

- 如果 流過最大電流的 CB 跳脫
- 則 檢測其下游 FTU 間有無分支(規則 2)
- 否則 繼續檢測故障饋線(規則 1)

規則 2. 檢測下游有無分支

- 如果 有分歧點
 則 檢測分支的旗標是否有為 1(規則 3)
 否則 檢測故障區間(1)(規則 5)
- 規則 3. 檢測分支的旗標是否有為 1
 如果 分支 FTU 有為 1
 則 檢測故障是否發生在分歧區(規則 4)
 否則 故障發生在分歧區
- 規則 4. 檢測故障是否發生在分歧區
 如果 $|I_{FTU(up)} - I_{FTU(m)}| > H$
 則 故障發生在分歧區
 否則 將 FTU(m)當作 FTU(n)檢測下游有無分支(規則 2)
- 規則 5. 檢測故障區間(1)
 如果 下一個 FTU(n+1)的旗標為 1
 則 檢測故障區間(2)(規則 6)
 否則 故障發生在 FTU(n)與 FTU(n+1)之間
- 規則 6. 檢測故障區間(2)
 如果 $I_{FTU(n+1)} > I_{FTU(n)}$
 則 將 FTU(n+1)當作 FTU(n)檢測下游有無分支(規則 2)
 否則 檢測故障區間(3)(規則 7)
- 規則 7. 檢測故障區間(3)
 如果 $|I_{FTU(n+1)} - I_{FTU(n)}| > H$
 則 故障發生在 FTU(n)與 FTU(n+1)之間
 否則 將 FTU(n+1)當作 FTU(n)檢測下游有無分支(規則 2)

復電調度[8]

- 規則 8. 檢測是否有支援饋線復電
 如果 故障點下游停電區需經由支援饋線轉供復電
 則 檢測支援饋線與該饋線主變之裕度(規則 10)
 否則 檢測有無常開開關(規則 9)
- 規則 9. 檢測有無常開開關
 如果 有常開開關
 則 投入常開開關復電
 否則 結束復電
- 規則 10. 檢測支援饋線與該饋線主變之裕度
 如果 支援饋線與該饋線主變之裕度大於停電負載

(若有多條支援饋線則選取其中裕度最大的)

則 投入常開開關復電

則 求出支援饋線所能承接之部分負載並執行切除無法
轉供之負載(規則 11)

規則 11. 求出支援饋線所能承接之部分負載並執行切除無法轉供負
載

如果 可切離負載並由支援饋線進行轉供

則 投入常開開關復電並檢測有無它條支援饋線(12)

否則 放棄復電

規則 12. 檢測有無它條支援饋線

如果 有另一條支援饋線可復電

則 檢測支援饋線與該饋線主變之裕度(規則 10)

否則 放棄復電

以分散式電源協助復電[8]

規則 13. 是否有未復電區

如果 有未復電區

則 檢測故障區下游是否有 DG(規則 14)

否則 結束復電

規則 14. 檢測故障區下游是否有 DG

如果 有 DG

則 檢視 DG 位置(規則 15)

否則 結束復電

規則 15. 檢視 DG 位置

如果 DG 在已復電區

則 DG 配合支援饋線復電(規則 16)

否則 DG 孤島運轉(規則 17)

規則 16. DG 配合支援饋線復電

如果 DG 裕度與支援饋線剩餘裕度總合大於全部或者部份
未復電區負載

則 進行 DG 復電

否則 不投入 DG 復電

規則 17. 計畫性 DG 孤島運轉

如果 DG 裕度能提供全部或者部份未復電區負載

則 DG 進行孤島運轉

否則 不投入 DG 復電

其中 FTU(n):指饋線上第 n 個 FTU

FTU(up):指最靠近分歧上游的 FTU

FTU(m):指分歧點下游流過最大故障電流的 FTU

H:門檻值

3.4.3 故障偵測及復電調度之資料傳輸流程

以下將介紹傳統的中央集中式處理方法與多代理人處理方法的資料傳輸方式，以及如何利用此兩種方式搭配電流差法執行 FDIR。

1. 集中處理系統功能及資料傳輸流程

現今一般的電力系統傳輸方式還是以中央集中式系統為主，以目前配電自動化系統的架構來看，雖然已經具備有自動化的功能，可是仍然是屬於中央集中式管理。同時，自動化的功能僅侷限於人工進行遠端監測與控制。如果需要進行自動化的決策，決策系統仍需要與配電調度中心取得聯繫，以獲取即時的資訊。這樣系統的好處是可以自單一資料源掌握住所有的訊息，但是必須要知道這些訊息的來源以及所含意義，需要撰寫相關應用程式處理之。

控制中心經由通訊設備連接到位於各變電所中的 FRTU，變電所中的每個 FRTU 再經由通訊設備連接到每一饋線上的 FTU，裝置於配電線路上的 FTU 會將線路上的開關狀態及運轉資料傳回 FRTU，FRTU 將所有收集到的 FTU 資料及變電所內 PRTU 資料一起傳回控制中心，同時控制中心下達的控制命令傳遞到 FRTU，FRTU 再將控制命令下達到 FTU 由 FTU 執行開關的投入/啟斷動作，在整個饋線自動化監控系統中 FRTU 是位於變電所中的資料收集中心，負責變電所的運轉資料及饋線線路上開關設備資料，目的在正確判斷線路故障之位置及有效縮短用戶停電時間[22]。

目前台電中央集中式處理的資料傳輸方式有兩種：

1. 狀態變化主動回報 (Unsolicited Report-by-Exception)
2. 狀態變化待輪詢回報 (Polled Report-by-Exception)

其中狀態變化主動回報的方式是當系統所監測的資料發生異動時，該 FTU 會自動回報該訊息給 FRTU(如圖 3-15(a)所示)，當 FRTU 收到異動的資料時，再將收到的異動資料主動回報給控制中心(如圖 3-15(a)所示)，其中所謂的異動資料指的是開關的變動(Event)或者是電壓/電流值超出設定的額定範圍(Change)。狀態變化待輪詢回報方式是由 FRTU 不間斷的輪詢 FTU 之 Change 及 Event 資料，FRTU 必須一一的詢問 FTU 的資料，如圖 3-15(b)所示當 FTU1 接受到 FRTU 的詢問命令後，再將訊息回傳給 FRTU，FRTU 接收 FTU1 的資料後再接著詢問下一個 FTU2。FRTU 以輪詢的方式詢問資料時，發現資料有所變動，FRTU 會馬上立即再傳給控制中心。在台電的系統中，故障資料的傳輸方式有狀態變化主動回報與狀態變化待輪詢回報兩種，當故障發生時，資料的傳輸依據該區域設置的傳輸方式而傳輸，但此兩種傳輸方式不可同時混合使用。

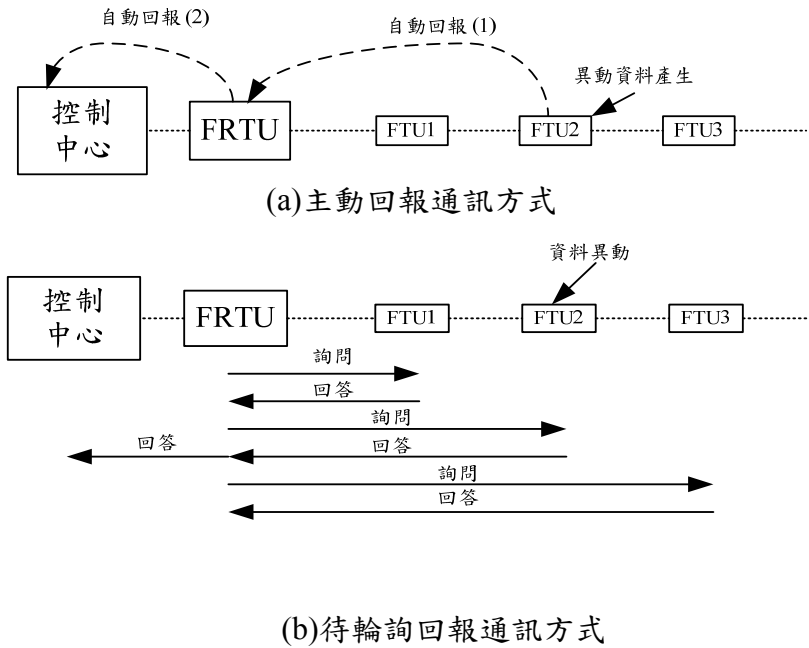


圖 3-15 系統狀態變化回報方式

2. 多代理人系統功能及資料傳輸流程

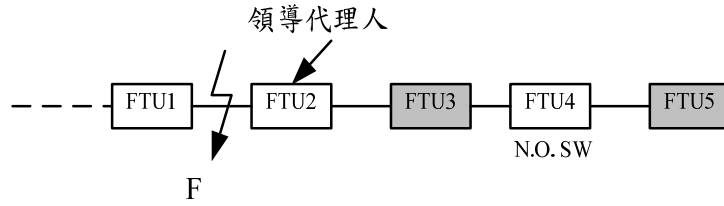
本節說明如何將多代理人系統應用在故障發生後的 FDIR 流程，首先利用本論文提出的電流差法找出故障發生地點並將之隔離，接著執行非故障區的復電。在判斷故障地點時，因流經故障電流而跳脫的 CB 會經由所屬的 FCB Agent 自動將訊息回報給 MTR Agent，再由 MTR Agent 判斷故障是發生在那一條饋線下游，再由此條饋線往下游尋找故障是發生在哪個區段。尋找故障區間的過程中第 n 個 FTU 會將訊息傳給第 $n+1$ 個 FTU 去判斷故障是否在第 n 個 FTU 與 $n+1$ 個 FTU 之間；若第 n 個 FTU 是位於最靠近分歧點上游的 FTU，則需將最靠近分歧點下游的各分支 FTU 訊息傳給第 n 個 FTU 去判斷故障是發生在分歧區或者是哪一條分支下游。當找到故障區間後便將此區間的上下游開關打開隔離故障。

3. 領導代理人[16]

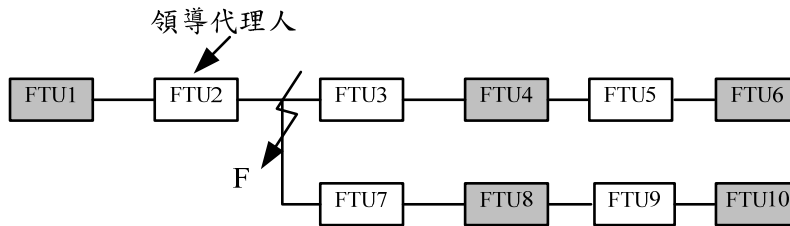
在以多代理人方式復電之前，首先需找出復電的領導代理人，而復電領導代理人的找法可分為兩種：

- 1.故障發生在非分歧區，
- 2.故障發生在分歧區。

如果故障發生在非分歧區時，則以隔離故障區的上下游 FTU 代理人中選擇靠近常開開關(轉供開關)的 FTU 代理人作為領導代理人，如圖 3-16(a)所示；若故障發生在分歧區時則以各分支的上游也就是分歧點上游靠近分歧點的 FTU 代理人作為領導代理人，如圖 3-16(b)所示。定義領導代理人主要是為了在復電流程時可以清楚的知道是以哪一個代理人來領導整個復電流程，而領導代理人也盡量定義在靠近故障區下游以節省資料傳輸的時間以及方便執行復電動作。



(a) 故障發生在非分歧區(FTU2 為領導代理人)



(b) 故障發生在分歧區(FTU2 為領導代理人)

圖 3-16 領導代理人的定義

4. 復電詢問流程[8]

定義領導代理人後，則通知故障區上游的 CB 投入，恢復上游復電，同時開始往下游尋找常開開關代理人。當找到常開開關代理人後，則命令常開開關代理人當任次領導代理人，再由次領導代理人尋找與自己相連接的支援饋線並詢問可支援的裕度，如果詢問的代理人並非 FCB 或者 MTR，則將此命令繼續往下問，直到問到 FCB 與 MTR 或是到達線路末端為止；同時也進行詢問故障點下游的停電負載量，直到詢問到隔離故障區間的開關代理人為止。以圖 3-17 所示 FTU2 當任領導代理人，FTU2 往下游尋找常開開關代理人，當找到 FTU4 為常開開關時則命令 FTU4 為次領導代理人，FTU4 代理人則往上下游尋找可支援的饋線裕度與停電負載量，當找到支援饋線代理人與停電負載量時再回報給 FTU4 知道，再由次領導代理人判斷可復電的區間，其中的支援饋線代理人包含 FCB 與 MTR 代理人。

當支援饋線與變壓器的裕度足以提供全部負載復電時，次領導代理人則通知常開開關投入以恢復故障區下游復電。當承載的饋線或變壓器有一方無法承受全部負載時，則需經由切離一些負載直到支援的饋線與變壓器可以承受為止。

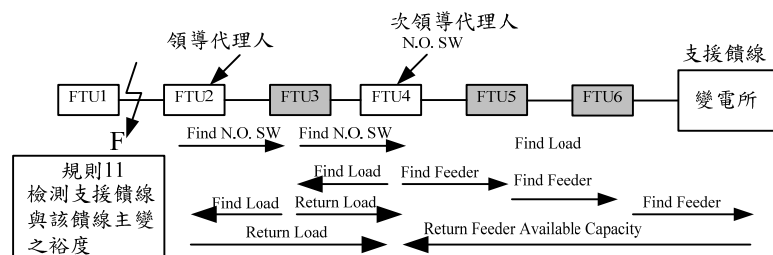


圖 3-17 復電詢問流程[8]

5. 以多代理人處理饋線事故之完整流程範例[8]

以下將以圖 3-18 為例說明如何以多代理人執行 FDIR，其中所規劃的 agent 之間是如何溝通找出故障點並將之隔離以執行復電程序，假設故障發生在 SW9 與 SW10 之間且各個支援饋線均能提供足夠的裕度復電，各代理人的動作時序圖如圖 3-19 所示及程序和規則分述如下：

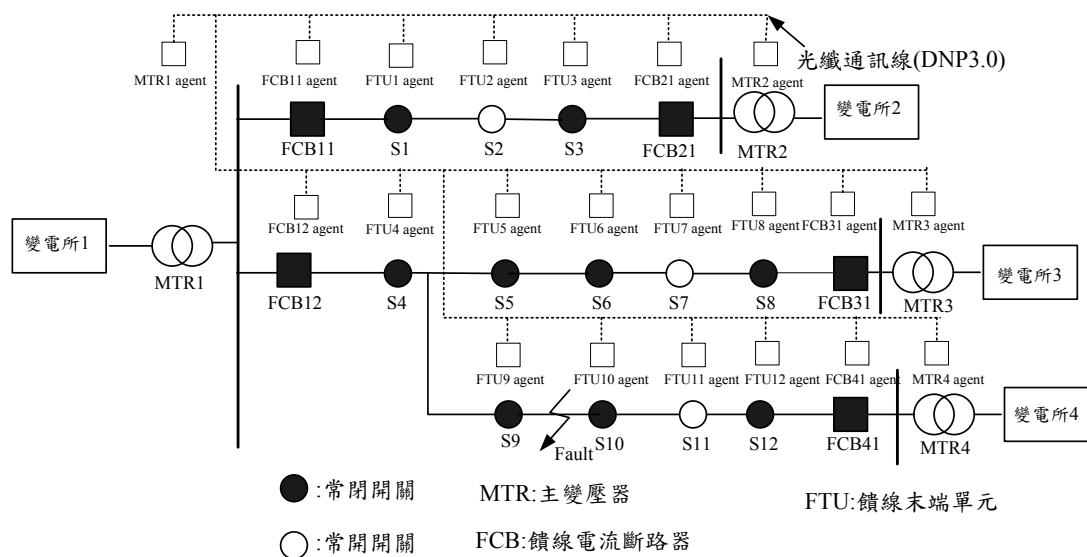
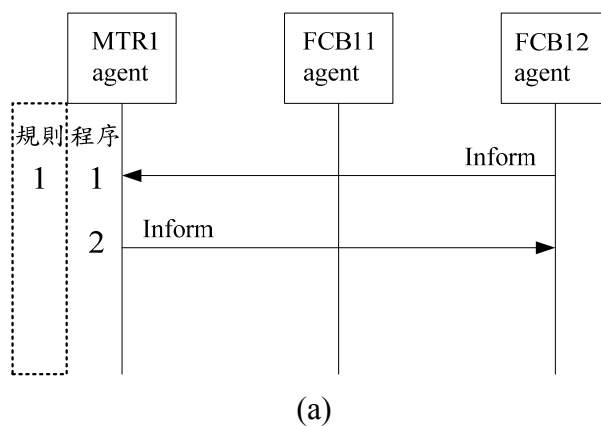
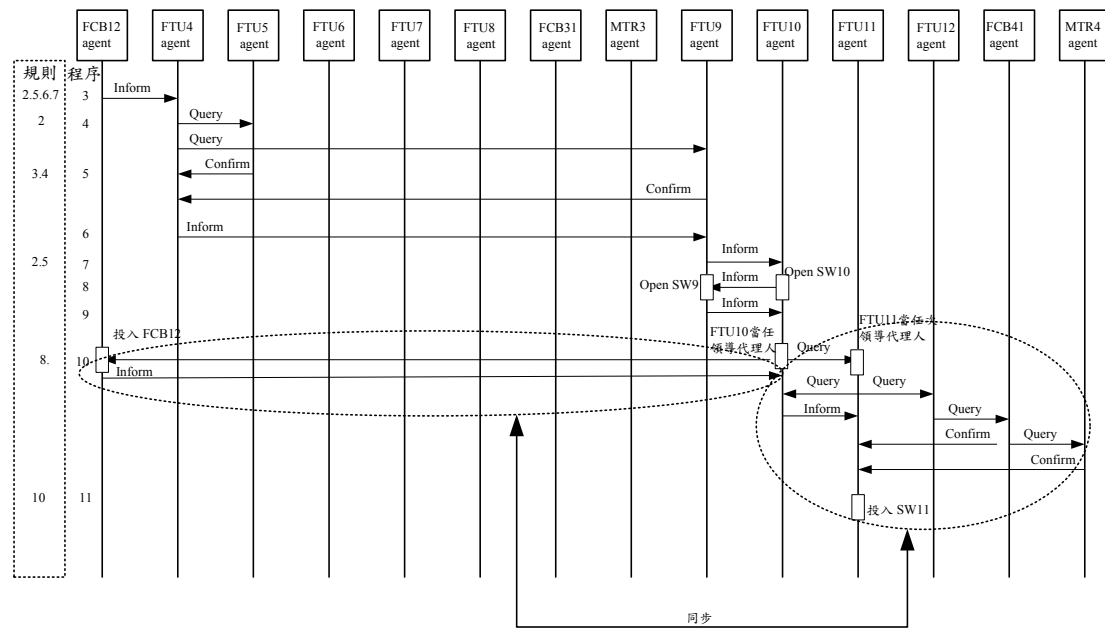


圖 3-18 應用於饋線事故處理之分散式多代理人系統[8]





(b)

圖 3-19 多代理人系統處理饋線故障時序圖[8]

程序 1

當有故障電流通過 CB 而導致 CB 被打開時，該 CB 的 agent 會自動通報所量測到的故障電流大小與旗標狀態給 MTR agent。

程序 2

經由規則 1(檢測故障饋線)判斷得知故障發生在 FCB12 的下游，將此訊通知給 FCB12，由 FCB12 往下游判斷故障區間。

程序 3

經由規則 2(檢測下游有無分支)判斷得知 FCB12 下游無分歧點，故將 FCB12 的故障電流大小與旗標狀態傳送給 FTU4 agent。
經由規則 5(檢測故障區間(1))+規則 6(檢測故障區間(2))+規則 7(檢測故障區間(3))判斷得知故障發生在 FTU4 下游。

程序 4

經由規則 2(檢測下游有無分支)判斷得知 FTU4 下游有分歧點，因此詢問分支下游 FTU5 與 FTU9 代理人。

程序 5

FTU5 與 FTU9 根據 FTU4 的詢問回答所需要回傳的資料，再經由規則 3(檢測分支的旗標是否有為 1)+規則 4(檢測故障是否發生在分歧區)判斷得知故障發生在 FTU9 下游。

程序 6

經由判斷可知故障發生在 FTU9 的下游，FTU4 則通知 FTU9 往下游尋找故障點。

程序 7

經由規則 2(檢測下游有無分支)判斷得知 FTU9 下游無分歧點，故將 FTU9 的故障電流大小與旗標狀態傳送給 FTU10 agent。經由規則 5(檢測故障區間(1))判斷得知故障發生在 FTU9 與 FTU10 之間。

程序 8

FTU10 通知 FTU9 將 SW9 打開以隔離故障。

程序 9

FTU9 通知 FTU10 以將 SW9 打開。

程序 10

經由領導代理人邏輯判斷原則命令 FTU10 為領導代理人，FTU10 命令 FCB12 投入以恢復上游負載復電。經由規則 8(檢測是否有支援饋線復電)得知有相連接之支援饋線，開始往下游尋找常開開關(FTU11)並命令 FTU11 為次領導代理人，接著詢問與常開開關相連之支援饋線裕度以及停電負載。

程序 11

當 FTU11 收集到 MTR4 與 FCB41 回傳訊息告知可提供之裕度，以及故障點下游停電的負載量後，經由規則 10(檢測支援饋線與該饋線主變之裕度)判斷有足夠的裕度支援停電負載後命令 FTU11 打開開關 SW11 完成下游復電。

3.5 配電系統狀態估計應用

為強化配電系統的效率及可靠度，配電管理系統已逐漸被用來監測及控制配電系統。配電狀態估計有助於配電管理系統執行有效的系統運轉策略及負載管理以協助改善電壓品質及復電調度，降低系統損失及網路壅塞情形。為了使系統即時狀態更準確，必須依賴於先進讀錶基礎建設系統(Advanced Metering Infrastructure, AMI)、饋線終點單元(Feeder terminal unit, FTU)及變電所之資料擷取與監控系統(Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA)，來獲得系統之即時電壓、電流、實功、虛功及開關狀態等量測資料。在取得資料後，處理這些量測資料，同時對資料進行有效管理，除可提供用戶了解用電情況外亦可提供其他電力管理資訊系統使用。由於資料往往存在著不確定性，因此在狀態估計的結果之後，必須進行錯誤資料偵測(Bad data detection, BDD)，將錯誤的資料抓到並且刪除該資料，以達到系統更正確的即時狀態。AMI 主要的功能是對用戶用電狀態進行量測及監視，包括用戶用電資料及電力品質資料，電力公司亦可依照發展願景的實際需要，利用 AMI 系統提供的資料管理及通訊能力，協助系統電壓及電力負載潮流運轉調度，並支援時間及動態電價機制，以達需量反應的功能。

在配電管理系統(DMS)中，狀態估計(SE)係指根據系統中測量儀表所測量出之匯流排之電壓值，或注入之電流，或預測之負載以及傳輸線上之電力潮流等諸多測量值，來估計系統目前最可能之狀態[23-27]；此一狀態估計問題，可以被公式化成一個加權最小平方(Weighted Least Square, WLS)的最佳化問題，並以疊代

的方法，在每一次疊代中，求解線性化的最小平方問題。為了改善估測結果之品質，可觀測性分析與狀態估計在程式中應該執行於相同之迴圈，並且在每次狀態估計之結尾，對於測量儀表須進行錯誤資料偵測(BDD)，使得估測誤差遠大於測量裝置標準差的極失真測量值於往後的疊代中不再被考慮，如圖 3-20 所示。利用狀態估計對資料一致性的檢測能力，可使配電系統各節點上的負載資料估計更為準確，進一步使得配電系統調度更有效率。

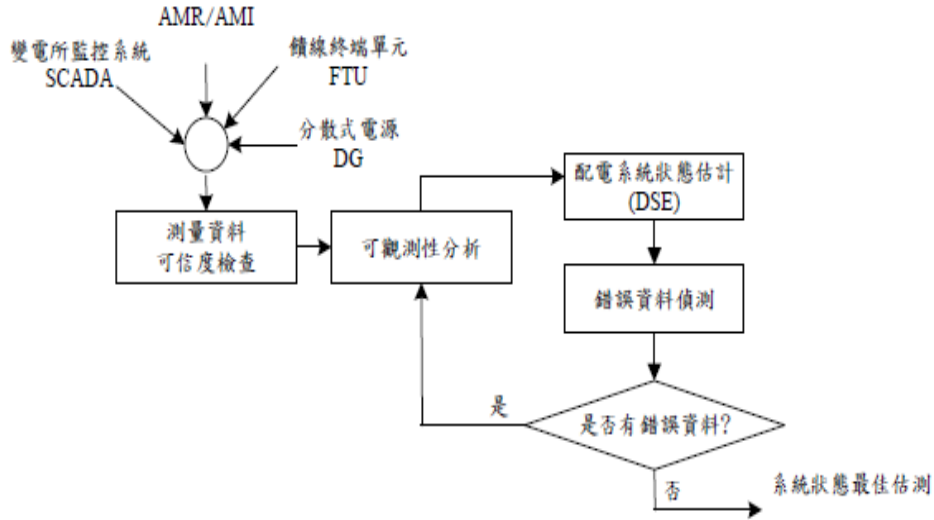


圖 3-20 完整狀態估計之架構[28]

3.5.1 狀態估計執行步驟

本研究採用的配電系統狀態估計方法如下：首先搜集 AMI 量測值，並且整理資料的型態(電壓、實功、虛功...等)，再瞭解各個變壓器和用戶之間的連結關係，建立出整體網路拓撲架構，並將 AMI 量測值做加總得到變壓器之負載，最後再設定一些參數，例：容量和電壓的基準值為 100KVA 和 11.4KV、測量值之標準差為，利用這些資料、各個節點電壓大小與線路潮流值(實功、虛功)，執行狀態估計程式，再求出饋線上各個節點的狀態，其流程如圖 3-21 所示。

當狀態估計的結果無法滿足我們對估計準確度的要求時，可能是測量值中有誤差，也可能是系統線路模型有錯誤，也可能是測量值跟線路模型都有問題，本研究在執行 WLS 狀態估計後，利用 $J(\hat{x})$ 測試檢查測量值中是否有異常資料(偵測)，若偵測到異常資料，再利用歸一化剩餘值 r^n (Normalized Residual, NR) 測試，找出異常資料所在之處(辨識)[27]。

歸一化剩餘值 r^n (NR) 計算過程如下：

首先，權重矩陣為測量值共變異之反矩陣，如式(3.3)所示

$$W = R_z^{-1} \quad (3.3)$$

而測量值估計之共變異矩陣為

$$R_{\hat{z}} = H_k G_{matrix}^{-1} H_k^T, G_{matrix}^{-1} = (H_k^T R_z^{-1} H_k)^{-1} \quad (3.4)$$

其中

R_z :測量值估計之共變異矩陣

H :賈可比矩陣

G :增益矩陣

因此測量剩餘值之共變異矩陣則為

$$R_{\hat{r}} = R_z - R_{\hat{z}} \quad (3.5)$$

其中， $R_{\hat{r}}$:測量剩餘值之共變異矩陣，所以 r^n 之定義如式(3.6)：

$$\hat{r}^n = \Delta Z / \sqrt{\text{diag}(R_{\hat{r}})} \quad (3.6)$$

其中， ΔZ :測量值減去估計值

\hat{r}^n :歸一化測量剩餘值

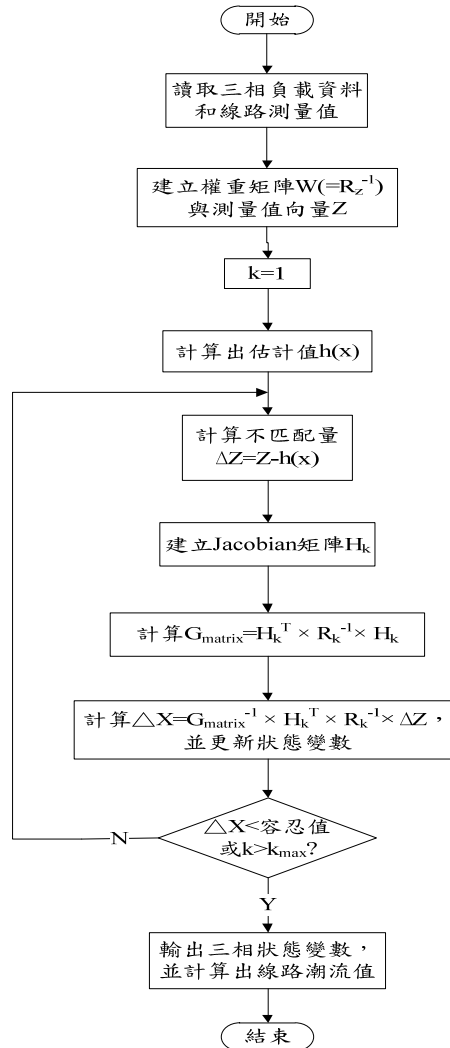


圖 3-21 三相狀態估計(SE)程式

關於狀態估計(含錯誤資料偵測與辨識)程式之流程圖，如圖 3-22 所示，簡單說明如下：

步驟 1：讀入包含網路拓樸、線路參數以及電表資料管理系統資料庫(MDMS)，其含實際與虛擬各類型測量值與其權重等資料。

步驟 2：執行三相狀態估計。

步驟 3：執行錯誤資料偵測(Bad Data Detection)，判斷性能指標(Performance Index) $J(\hat{x})$ 是否大於偵測臨限值(χ_{STAT}^2)？

步驟 4：步驟 3 若成立，表示測量值有錯誤資料之存在，接著執行錯誤資料辨識(Identification)，藉由計算規一化測量剩餘值(NR)之最大值($\max|\hat{r}_i^n|$)，以

辨識出該錯誤測量值分佈之位置，然後刪除(Remove)該測量值。

步驟 5：重覆執行步驟 2 至步驟 4，直到步驟 3 不成立（表示測量值已沒有錯誤資料之存在）。

步驟 6：輸出符合信賴水準（95%或 99%）之三相狀態估計值。

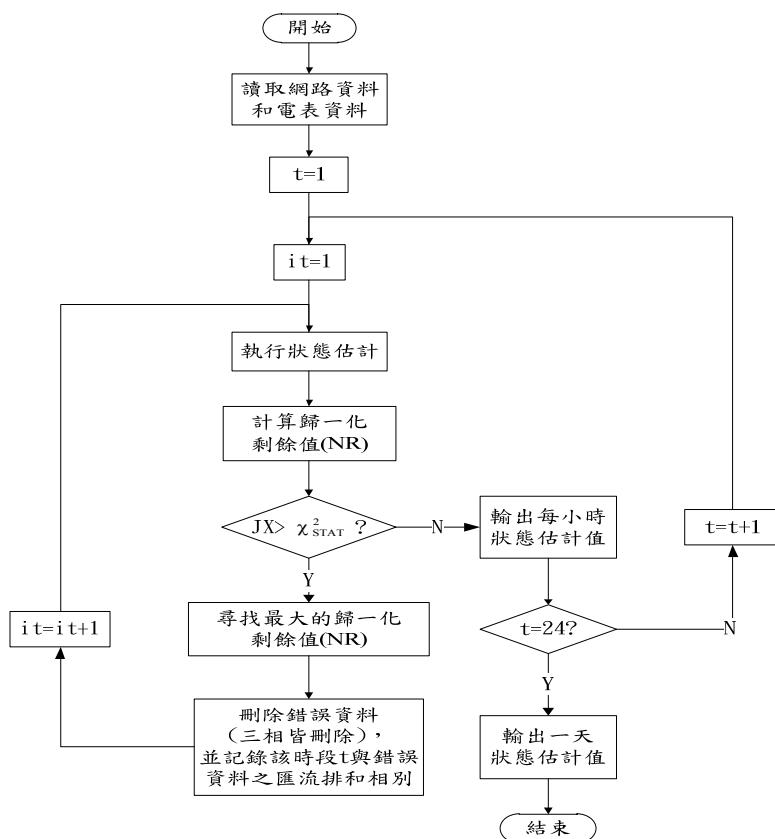


圖 3-22 狀態估計(含錯誤資料偵測與辨識)程式流程圖

用戶用電資料檢測:

根據圖 3-22 執行完一天之流程後，可得各小時匯流排之負載需量。若發現某匯流排下存在異常用戶，則必須更進一步搜尋異常用戶，並將其用電資料加以修正。圖 3-23 執行用戶資料驗證及修補，驗證方法是經由用戶負載曲線與基準線來做比較，其流程如圖 3-24；而修補的方式，必須事先判斷出有幾個異常用

戶，若只有一個異常用戶，則由注入匯流排的負載值減去其它正常用戶同時段的負載，即可推算出該異常用戶應有的負載量；若有多個異常用戶時，則以歷史基準線資料(baseline)經由比例分配方式估算出用戶的負載，藉此達到資料驗證和估計的工作。圖 3-23 描述用戶用電資料之檢測，讀取該異常匯流排下某一用戶於異常時段的 AMI 量測資料與該用戶同時段的歷史資料來進行隨機區組設計(Randomized block designs)[43]。該方法主要是在分析兩組以上的資料，而其分析的程序稱為變異數分析(Analysis of variance, ANOVA)，其分析的目的是檢測不同組資料之間是否存在差異性。在隨機區組設計中，總變異(Sum of squares total, SST)包含三種成分，分別為區組之間的變異數(Among-Group Variation, SSA)、區集之間的變異(Among-Block Variation, SSBL)、隨機誤差變異(Random Variation, SSE)，因此， $SST=SSA+SSBL+SSE$ 。

$$\text{其中， } SST = \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^r (X_{ij} - \bar{\bar{X}})^2, \bar{\bar{X}} = \frac{\sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^r X_{ij}}{rc} \quad (3.7)$$

$$SSA = r \sum_{j=1}^c (\bar{X}_{.j} - \bar{\bar{X}})^2, \bar{X}_{.j} = \frac{\sum_{i=1}^r X_{ij}}{r} \quad (3.8)$$

$$SSBL = c \sum_{i=1}^r (\bar{X}_{i.} - \bar{\bar{X}})^2, \bar{X}_{i.} = \frac{\sum_{j=1}^c X_{ij}}{c} \quad (3.9)$$

$$SSE = \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^r (X_{ij} - \bar{X}_{.j} - \bar{X}_{i.} + \bar{\bar{X}})^2 \quad (3.10)$$

其中， r 指資料的列數， c 指資料的行數， X_{ij} 代表在第 i 小時第 j 電表或基準線之匯流排需量。經變異數分析完後的結果以 ANOVA 總結的表呈現，如表 3-4，該表中的 F 統計量(F_{STAT})是伴隨著 F 分佈，且根據 $r-1$ 或 $c-1$ 的分子自由度(v_1)以及 $(r-1)(c-1)$ 的分母自由度(v_2)計算得來的，式(3.11)顯示該分佈的機率密度函數。

$$f(x) = \frac{\Gamma\left(\frac{v_1+v_2}{2}\right) \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{\frac{v_1}{2}} x^{\frac{v_1}{2}-1}}{\Gamma\left(\frac{v_1}{2}\right) \Gamma\left(\frac{v_2}{2}\right) \left(1 + \frac{v_1 x}{v_2}\right)^{\frac{v_1+v_2}{2}}} \quad (3.11)$$

其中 Γ 為 gamma 函數，表示為 $\Gamma(x) = \int_0^\infty t^{x-1} e^{-t} dt$ ， v_1 和 v_2 分別為分子和分母的自由度。 P 值代表大於 F 統計量之機率，且表示為

$$P\text{-value} = P(F > F_{STAT}) = 1 - \int_0^{F_{STAT}} f(x) dx \quad (3.12)$$

表 3-4 變異數分析結果表

來源	自由度	平方和	均方和	F 統計量	P 值
列	r-1	SSBL	$MSBL = \frac{SSBL}{r-1}$	$F_{STAT} = \frac{MSBL}{MSE}$	$P(F > F_{STAT})$
行	c-1	SSA	$MSA = \frac{SSA}{c-1}$	$F_{STAT} = \frac{MSA}{MSE}$	$P(F > F_{STAT})$
誤差	(r-1)×(c-1)	SSE	$MSE = \frac{SSE}{(r-1)(c-1)}$		
總和	rc-1	SST			

一般檢定分析過程都會事先做個假設，舉例來說，如果目前我們想探討各組資料之間是否存在差異性且顯著水準為 α ，則

虛無假設 $H_0: \mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \dots = \mu_c$

替代假設 $H_1: \text{Not all } \mu_j \text{ are equal (where } j = 1, 2, 3, \dots, c)$

其中， μ_j 為各組資料之母體平均。

再由變異數分析之結果來比較，而比較的方式有兩種：

(1) 若 $F_{STAT} > F_\alpha$ ，則拒絕 H_0 ；除此之外就不拒絕 H_0 。

(2) 若 p 值 $< \alpha$ ，則拒絕 H_0 。

其中， α 為顯著水準，一般假設為 0.05。

F_α 為臨界值(Critical Value)，查表而得。

p 值為大於 F 統計量的機率， $P(F > F_{STAT})$ 。

比較完後若拒絕了 H_0 ，即有 $(1-\alpha) \times 100\%$ 信賴說明各組之間是存在差異性。在此必須注意一點，以上的結果只能說明至少有一組之間是有差異性的，換句話說，我們還不知道哪些組之間是有差異，因此需要執行多重比較法(Multiple Comparisons)：Tukey Kramer[43]，目的是要找出哪些組之間存在差異性，而其比較的序如下：

步驟一：對每一組之樣本平均，計算 $|\bar{X}_j - \bar{X}_{j'}|$ ，其中 $j \neq j'$ 且 $j=1, 2, 3, \dots, c$ 。

步驟二：計算極端值 $= Q_\alpha \sqrt{\frac{MSE}{r}}$ ，其中 Q_α 由 c 和 $(r-1)(c-1)$ 之自由度查表得到。

步驟三：若 $|\bar{X}_j - \bar{X}_{j'}| > \text{極端值}$ ，則代表有 $(1-\alpha) \times 100\%$ 信賴信心說明各組之間存在差異性。

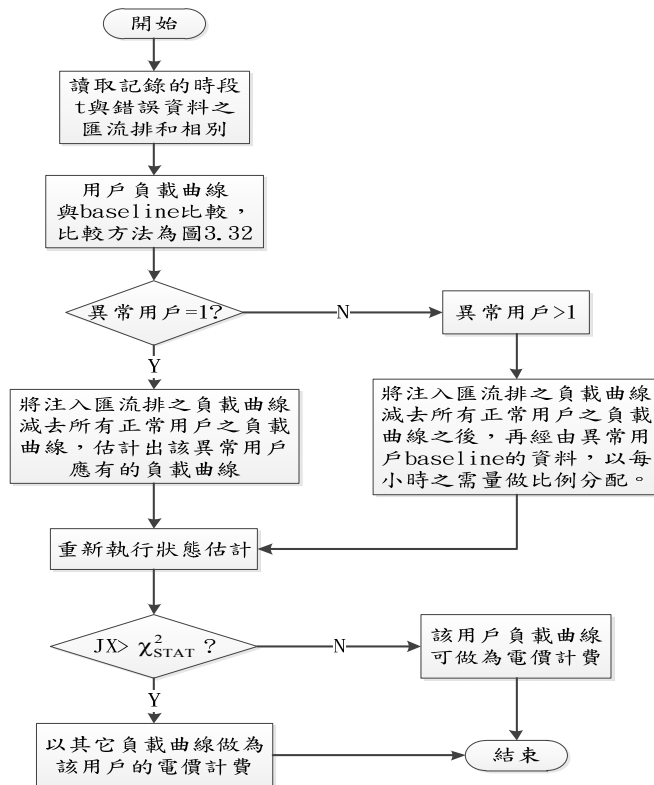


圖 3-23 用戶資料驗證及修補之流程圖

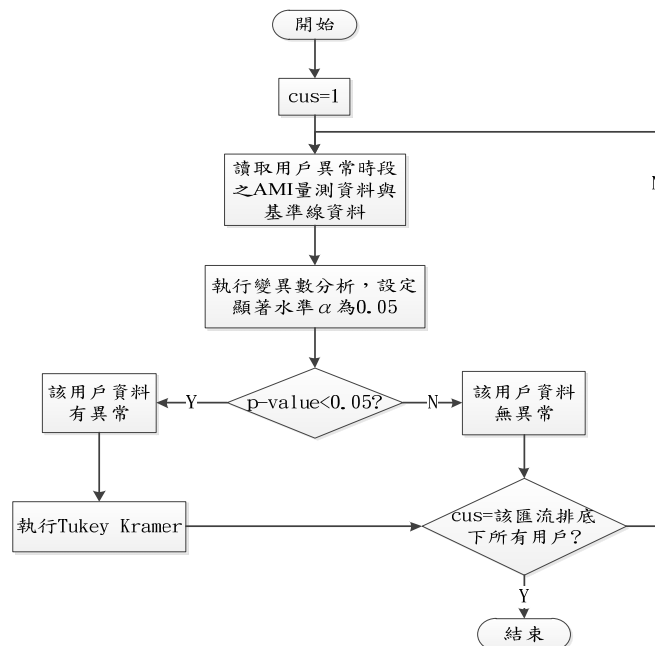


圖 3-24 判斷異常用戶之流程圖

3.5.2 三相狀態估計錯誤資料偵測範例模擬

考慮圖 3-25 所示有 6 個匯流排(bus)之簡易饋線(feeder)，除了參考匯流排之外，其餘 5 個負載匯流排均經由配電變壓器供電予其供電區域內各個用戶，並假設該饋線出口端，加入一個實/虛功潮流的量測值，其 abc 三相實功率測量值為 (4.9007, 5.4716, 5.7831) pu，其 abc 三相虛功率測量值為 (1.0572, 1.0630, 1.2252)

pu，以及 bus3 右側有饋線終點單元(FTU)來量測線路潮流值。模擬範例之容量及電壓基準值分別為 100KVA 及 11.4KV。

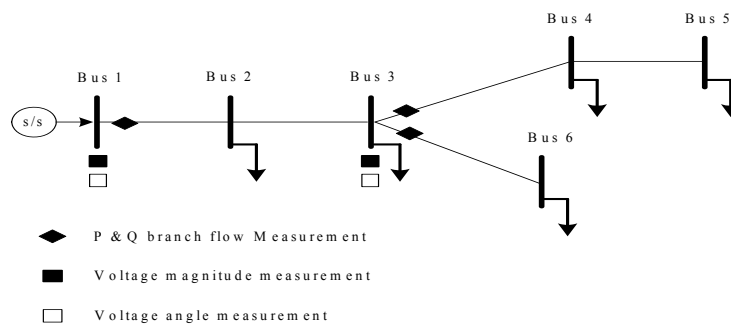


圖 3-25 6 個 bus 匯流排之簡易饋線

範例模擬(一)：

表 3-5 列出 bus 1 的電壓大小角度測量值、各節點的負載測量值、P&Q branch flow 的測量值以及錯誤資料偵測的結果 \hat{r}^n 。為了避免在偵測到異常資料，刪除異常資料後所剩的測量值數量可能會不夠，使自由度等於或小於零的情形，本例將考慮除了在 bus 1 有電壓大小及角度測量值，額外加入一些實際測量值，如下表所示。

表 3-5 無錯誤資料之測量值假設

Meas. type	Measurements (pu)			Normalized residuals (\hat{r}^n)		
	phase a	phase b	phase c	phase a	phase b	phase c
bus1_phase	0	4.18879	2.094395	0	0	0
bus2_Pinj	-1	-1.3	-1.2	0.008027	0.002836	0.107502
bus3_Pinj	-1.5	-1.4	-1.75	0.007467	0.004563	0.109487
bus4_Pinj	-0.7	-1	-1.1	0.005787	0.000701	0.107335
bus5_Pinj	-0.68	-0.54	-0.55	0.006168	0.00015	0.107148
bus6_Pinj	-0.36	-0.42	-0.3	0.011319	0.00653	0.051534
bus1-bus2_Pflow	4.9007	5.4716	5.7831	0.025618	0.004851	0.007577
bus3-bus4_Pflow	1.4377	1.6117	1.724	0.005701	0.000168	0.18183
bus3-bus6_Pflow	0.3659	0.4276	0.3036	0.018354	0.004999	0.030279
bus1-bus2_current	5.0135	5.5739	5.9115	0.030176	0.004057	0.038567
bus1_voltage	1	1	1	0	0	0
bus2_Qinj	-0.21	-0.13	-0.19	0.003581	0.009126	0.008337
bus3_Qinj	-0.26	-0.22	-0.32	0.004717	0.019378	0.015858
bus4_Qinj	-0.08	-0.17	-0.16	0.002685	0.016706	0.013093
bus5_Qinj	-0.2	-0.18	-0.13	0.002518	0.01694	0.01186
bus6_Qinj	-0.1	-0.12	-0.09	0.016536	0.010937	0.002631
bus1-bus2_Qflow	1.0572	1.063	1.2252	0.007928	0.001812	0.017501

bus3-bus4_Qflow	0.2977	0.3716	0.319	0.008049	0.007584	0.002261
bus3-bus6_Qflow	0.1016	0.1229	0.0911	0.020184	0.02431	0.013338
bus3_voltage	0.8584	0.8414	0.8356	0	0.007824	0.007061

本例之自由度為 24 (=60-36)、若以 95%為信賴水準（亦即有 5%之錯誤警報之機率），則經查 χ^2 表可得偵測臨限值 $\chi^2_{\text{STAT}} = 36.415$ ，以圖 3-22 執行狀態估計程式，由結果可求得性能指標 $J(\hat{x}) = 0.0181 < \chi^2_{\text{STAT}}$ ，表示測量值中沒有錯誤資料之存在，所以程式輸出的結果符合信賴水準 95%之三相狀態估計值[27]。

範例模擬(二)：

表 3-6 同樣列出 bus 1 的電壓大小角度測量值、各節點的負載測量值以及 P&Q branch flow 的測量值。此範例探討的除了 bus1 (Slack bus)之外的五個節點上的負載量，其中有某一個節點為異常的資料(異常資料為 bus4 之 b 相負載，由 -1.0 改成-1.5)，觀察錯誤資料偵測是否有辦法偵測並辨識異常資料，將異常資料予以刪除後，再執行三相狀態估計程式，得出饋線上各節點的狀態。

表 3-6 單一錯誤資料之偵測

Meas. type	Measurements (pu)			Normalized residuals (\hat{r}^n)		
	phase a	phase b	phase c	phase a	phase b	phase c
bus1_phase	0	4.18879	2.094395	0	0	0
bus2_Pinj	-1	-1.3	-1.2	0.820259	54.38657	3.860502
bus3_Pinj	-1.5	-1.4	-1.75	0.919875	53.56109	0.504134
bus4_Pinj	-0.7	-1.5	-1.1	0.458336	184.5981	1.209689
bus5_Pinj	-0.68	-0.54	-0.55	0.031959	184.5867	1.617615
bus6_Pinj	-0.36	-0.42	-0.3	0.118555	19.74111	0.04
bus1-bus2_Pflow	4.9007	5.4716	5.7831	0.480127	15.15018	3.367428
bus3-bus4_Pflow	1.4377	1.6117	1.724	0.094312	110.3588	2.97056
bus3-bus6_Pflow	0.3659	0.4276	0.3036	0.210671	20.71112	0.007176
bus1-bus2_current	5.0135	5.5739	5.9115	1.236433	14.16263	2.08285
bus1_voltage	1	1	1	0	0	0
bus2_Qinj	-0.21	-0.13	-0.19	3.988944	0.311089	1.200749
bus3_Qinj	-0.26	-0.22	-0.32	2.558977	4.56085	4.246072
bus4_Qinj	-0.08	-0.17	-0.16	2.603707	3.151557	2.956885
bus5_Qinj	-0.2	-0.18	-0.13	2.87768	5.492317	3.167074
bus6_Qinj	-0.1	-0.12	-0.09	0.370436	1.458496	1.086974
bus1-bus2_Qflow	1.0572	1.063	1.2252	5.231782	7.417158	8.68089
bus3-bus4_Qflow	0.2977	0.3716	0.319	4.939332	5.667375	5.09625
bus3-bus6_Qflow	0.1016	0.1229	0.0911	0.462045	1.757719	1.131681
bus3_voltage	0.8584	0.8414	0.8356	0	0.802687	0.277881

本例之自由度亦為 24 ($=60-36$)，若以 95%為信賴水準（亦即有 5%之錯誤警報之機率），則經查 χ^2 表可得偵測臨限值 $\chi_{\text{STAT}}^2 = 36.415$ ，以圖 3-22 執行狀態估計程式，由結果可求得性能指標 $J(\hat{x}) = 17043 > \chi_{\text{STAT}}^2$ ，表示測量值中有錯誤資料之存在，接著進行錯誤資料辨識，規一化測量值殘值的絕對值 $\max |\hat{r}_i^n| = 184.5981$

是所有殘值裡最大的，所以知道 bus4 之 b 相負載就是異常資料(如同先前所假設的錯誤資料位置)，然後刪除該列測量值後，自由度變為 21 ($=57-36$)、若以 95%為信賴水準，則經查表可得偵測臨限值 $\chi_{\text{STAT}}^2 = 32.671$ 。重新執行狀態估計程式，新的性能指標 $J(\hat{x}) = 0.0123 < \chi_{\text{STAT}}^2 = 32.671$ ，表示測量值已沒有錯誤資料之存在，所以程式輸出結果符合信賴水準 95%之三相狀態估計值[27]。

以下表 3-7～表 3-10 列出未刪除異常資料前(有異常資料)、刪除異常資料後(無異常資料)的饋線狀態和範例模擬一(Base case)比較。

表 3-7 未刪除異常資料前電壓大小與 Base case 比較

Bus No.	電壓大小(pu) (Base case)			電壓大小(pu) (有異常資料)		
	phase a	phase b	phase c	phase a	phase b	phase c
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	0.9381	0.9295	0.9289	0.9380	0.9293	0.9290
3	0.8584	0.8414	0.8356	0.8579	0.8401	0.8361
4	0.8308	0.8075	0.8022	0.8298	0.8037	0.8033
5	0.8159	0.7962	0.7905	0.8155	0.7966	0.7907
6	0.8447	0.8260	0.8257	0.8443	0.8256	0.8260

表 3-8 刪除異常資料後電壓大小與 Base case 比較

Bus No.	電壓大小(pu) (Base case)			電壓大小(pu) (無異常資料)		
	phase a	phase b	phase c	phase a	phase b	phase c
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	0.9381	0.9295	0.9289	0.9381	0.9295	0.9289
3	0.8584	0.8414	0.8356	0.8584	0.8414	0.8356
4	0.8308	0.8075	0.8022	0.8308	0.8075	0.8022
5	0.8159	0.7962	0.7905	0.8159	0.7962	0.7905
6	0.8447	0.8260	0.8257	0.8447	0.8260	0.8257

表 3-9 未刪除異常資料前電壓角度與 Base case 比較

Bus No.	電壓角度(degree) (Base case)			電壓角度(degree) (有異常資料)		
	phase a	phase b	phase c	phase a	phase b	phase c
1	0.0000	240.0000	120.0000	0.0000	240.0000	120.0000
2	-0.3283	239.5440	119.3265	-0.3245	239.5305	119.3367
3	-0.8822	239.1191	118.3255	-0.8553	239.0419	118.3648
4	-1.0377	238.9676	117.8501	-0.9721	238.7818	117.9124

5	-1.0959	238.9730	117.7931	-1.0831	238.9343	117.8498
6	-0.8848	239.0239	118.3171	-0.8695	238.9754	118.3579

表 3-10 刪除異常資料後電壓角度與 Base case 比較

Bus No.	電壓角度(degree) (Base case)			電壓角度(degree) (無異常資料)		
	phase a	phase b	phase c	phase a	phase b	phase c
1	0.0000	240.0000	120.0000	0.0000	240.0000	120.0000
2	-0.3283	239.5440	119.3265	-0.3283	239.5440	119.3265
3	-0.8822	239.1191	118.3255	-0.8822	239.1191	118.3256
4	-1.0377	238.9676	117.8501	-1.0377	238.9675	117.8502
5	-1.0959	238.9730	117.7931	-1.0959	238.9729	117.7932
6	-0.8848	239.0239	118.3171	-0.8848	239.0239	118.3172

3.5.3 智慧電表量測資料在用電異常偵測之模擬

本節使用修正型 IEEE 11 匯流排系統模擬負載端有非技術性損失之情況。圖 3-26 中假設匯流排 2 和匯流排 6 為四路開關，具有 SCADA 電壓及線流(實功和虛功)測量值，每個匯流排上之電壓可由 AMI 系統獲得，這些量測值可提供給狀態估計程式，藉由最大歸一化剩餘值(NR)判定異常用電位置(變壓器)，再利用多變量分析並結合各個用戶的基準線，來判斷該變壓器底下之所有用戶，最後將異常用戶之負載進行修正。

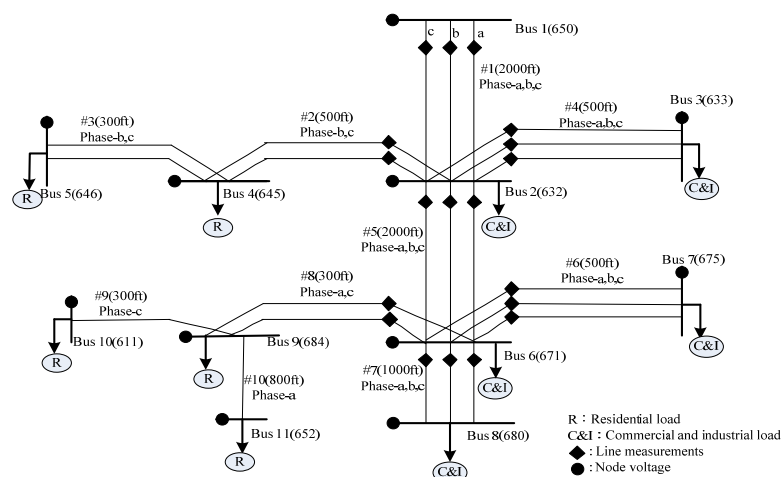


圖 3-26 系統架構圖

假設匯流排 3(c 相)之某商業用戶以及匯流排 11(a 相)之某家庭用戶的 AMI 用電量測資料異常，並假設其實際用電型態與以往相近(案例 1)。由變電所之饋線終點單元量測到該饋線的實際負載顯示於圖 3-27 (藍色線)，而圖中紅色線代表負載端由 AMI 量測到所有用戶負載之總和。在正常情況下，該兩條曲線之差異只有饋線上損失的量，但 a 相於 17 點至 24 點以及 c 相於 12 點至 19 點的值若減去饋線上損失仍會有不匹配量之存在，此為非技術性損失所造成。

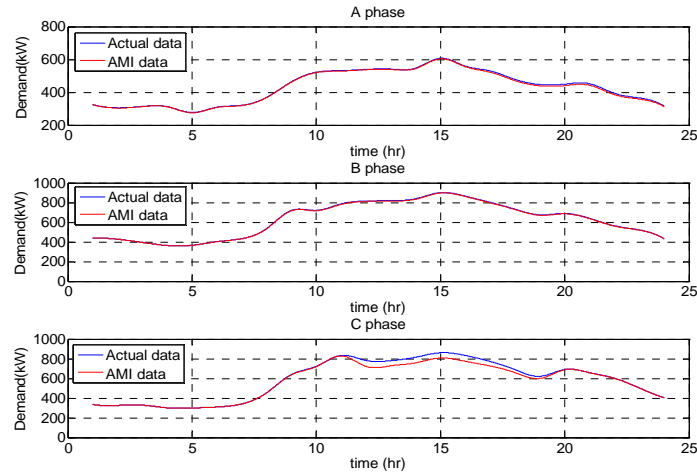


圖 3-27 變電站所提供之功率與用戶總負載之比較

表 3-11 為變電站所提供之功率與用戶總負載之差異量，該值代表技術性損失加上非技術性損失的量。從該表中可看出尖峰時段時反應出的損失比離峰時段來的大，且 a 相 17 點至 24 點之需量差異值皆大於一般尖峰時段之值，代表該異常可能含非技術性損失，同理，在 c 相中 12 點至 19 點亦有很大的不匹配量，代表有非技術性損失，如竊電等，此種情況會經由 3.5.2 節所介紹的範例，決定出具有異常用電量之位置(變壓器)。

表 3-11 變電站所提供之功率與用戶總負載之差異

	time	1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	7hr	8hr	9hr	10hr	11hr	12hr
(Case 1)	A phase	0.7520	1.0808	0.9640	1.1494	1.1586	1.3801	1.1348	1.3365	2.1222	1.1681	2.5599	1.6913
	B phase	1.1334	0.5462	0.7652	0.3539	0.3855	0.9951	0.8094	1.8217	3.6004	3.2282	4.6211	3.8011
	C phase	0.1748	0.3731	0.4193	0.5508	0.3854	0.3540	0.4843	1.1969	1.9889	2.4152	3.2470	69.2260
	time	13hr	14hr	15hr	16hr	17hr	18hr	19hr	20hr	21hr	22hr	23hr	24hr
	A phase	2.3373	2.6329	3.6738	3.4435	8.1885	7.9025	8.4741	9.4158	9.5423	9.1493	7.3242	4.7670
	B phase	3.7087	5.4217	3.7633	3.5150	5.1395	2.5437	3.7325	3.5227	2.6349	2.6930	1.9317	1.2462
	C phase	59.4596	66.1227	65.5608	56.3132	47.7205	34.5351	25.4571	2.3754	1.9225	1.4381	1.8424	0.8196

用戶用電資料檢測之模擬：

當有錯誤資料被偵測時，將針對該變壓器提供給下游端之所有用戶做檢測，檢測的方式為變異數分析。表 3-12 顯示兩種不同用戶用電資料，包含正常和異常用電需量，且只探討異常時段(12:00~19:00)，這兩組資料代表 Data set 1_A 和 Data set 1B，而基準線資料(Baseline_1w、Baseline_2w 和 Baseline_3w)分別代表最近一周(Data set 2)、二周(Data set 3)和三周(Data set 4)之用電需量的平均。

表 3-12 用戶用電需量及其基準線資料

	AMI data (normal)	AMI data (Anomalous)	Baseline_1w	Baseline_2w	Baseline_3w
12hr	21.7454	11.0789	21.6758	21.7446	21.7663
13hr	31.9015	11.5642	31.7606	31.6141	34.9612
14hr	34.4416	12.8117	34.5809	34.5289	34.7423
15hr	46.3314	13.1401	46.4825	46.4286	46.9194
16hr	39.925	12.6077	39.8502	39.8911	40.1508
17hr	33.6977	12.7068	33.6869	33.8371	33.4337
18hr	31.9708	9.208	31.9013	31.8236	31.8185
19hr	22.6297	9.7169	22.554	22.7195	22.4105
Mean	32.8304	11.6043	32.8115	32.8234	33.2753

在資料檢測之前要先給定顯著水準 α (例如: $\alpha=0.05$)，表 3-13 上部份和下部份分別顯示當用電資料正常以及異常時與其基準線資料檢定後的結果。由該表上部份可看出當用戶用電需量是正常時，其統計量 F_{STAT} (1.243)會小於臨界值 F_α (3.0725)且 p-value 會大於事先給定的顯著水準 α (0.05)，因此我們將接受虛無假設，並且有 95%信賴水準推論出該用戶之 AMI 量測資料與其基準線資料是沒有顯著差異存在；若用戶用電需量是異常時，則由下半部份之結果可知統計量 F_{STAT} (67.23)將會大於臨界值 F_α (3.0725)且 p-value 小於 0.05，此時就會拒絕虛無假設，並推論出檢定的資料之間是存在差異的。

表 3-13 變異數分析之結果

Source ^o	Sum of Squares ^o	Degree of Freedom ^o	Mean Square ^o	F_{STAT} ^o	P-value ^o	Critical Value ^o
Row ^o	1886.38 ^o	7 ^o	269.48 ^o	813.2 ^o	4.26E-24 ^o	2.4876 ^o
Column ^o	1.2357 ^o	3 ^o	0.4119 ^o	1.243 ^o	0.3193 ^o	3.0725 ^o
Error ^o	6.9591 ^o	21 ^o	0.3314 ^o	^o	^o	^o
Total ^o	1894.575 ^o	31 ^o	^o	^o	^o	^o
Row ^o	1159.16 ^o	7 ^o	165.60 ^o	12.19 ^o	3.85E-06 ^o	2.4876 ^o
Column ^o	2740.11 ^o	3 ^o	913.37 ^o	67.23 ^o	6.18E-11 ^o	3.0725 ^o
Error ^o	285.29 ^o	21 ^o	13.59 ^o	^o	^o	^o
Total ^o	4184.57 ^o	31 ^o	^o	^o	^o	^o

接下來必須進一步確認到底是哪一對資料才有差異的存在，因此將檢測的資料來執行多重比較，其結果顯示於表 3-14，該表中之平均差異(“variation in mean”)是指將表 3-12 中最後一列所計算的每行/組資料之樣本平均，計算每組的樣本平均差值，而臨界值可由 $Q_\alpha \sqrt{\frac{MSE}{r}}$ 計算得到，由表中可知 Data set 1_B-2、Data set 1_B-3 和 Data set 1_B-4 之平均差異皆大於臨界值 (5.1409)，暗示著 Data set 1_B(AMI 異常用電需量)與其它行/組資料(基準線資料)有顯著的差異。

表 3-14 多重比較之結果

Data set ^o	1_B-2 ^o	1_B-3 ^o	1_B-4 ^o	2-3 ^o	2-4 ^o	3-4 ^o
Variation in mean ^o	21.2072 ^o	21.2192 ^o	21.6711 ^o	0.0119 ^o	0.4638 ^o	0.4519 ^o
Critical value ^o	5.1409 ^o	5.1409 ^o	5.1409 ^o	5.1409 ^o	5.1409 ^o	5.1409 ^o

多重比較之結果亦可由圖 3-28 得知，該圖的列代表各行/組資料之樣本平均，行代表檢測的四行/組資料，因此圖中藍色圓圈即為第一行/組資料(AMI 異常用電需量)樣本平均(11.6043)，而該線段是指該行/組資料之信賴區間，由 $\bar{X} + t_{\alpha/2} (S/\sqrt{n})$ 計算得知，其中 \bar{X} 是樣本平均，S 是樣本標準差，n 指樣本數量， α 為顯著水準，而 $t_{\alpha/2}$ 是根據 t 分佈伴隨著 n-1 自由度且右尾機率值為 $\alpha/2$ 時所查到的臨界值。如果 α 假設為 0.05，則我們可以下一個結論，在 95%信賴水準下，該行/組資料之母體平均會落在該區間之內。從圖中可明確看出基準線資料的信賴區間彼此之間都有交集，代表著它們是沒有顯著的差異，相反地，AMI 量測資料之樣本平均明顯的小於其它基準線資料之樣本平均且其信賴區間彼此都沒

有交集，暗示著電表量測到的資料是有異常。

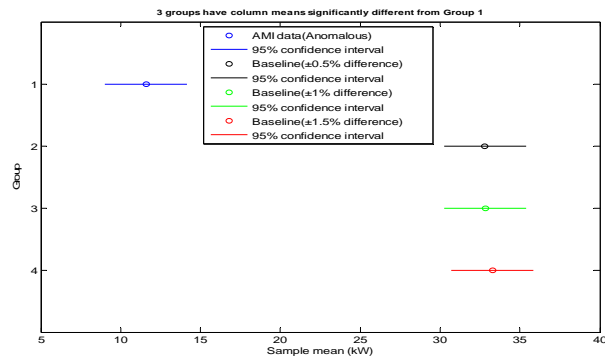


圖 3-28 各組資料母體平均之信賴區間

比較狀態估計與基準線估計之模擬:

以下模擬負載端有異常用電情況發生時，使用狀態估計或基準線(baseline)來估計該異常時段用戶之實際負載。圖 3-29、圖 3-30 中黃色曲線代表由 AMI 量測到之之負載曲線，商業用戶異常時段之 AMI 量測之用電曲線變為原來實際之四分之一，家庭用戶 AMI 量測值假設為 0；紫色曲線代表為該用戶過去一個禮拜或一個月的基準線；黑色曲線代表用戶實際的負載曲線，其中商業用戶和家庭用戶分別以其基準線曲線之隨機 10%和 5%誤差來代表；藍色曲線則是以狀態估計之程序估計出來該用戶應呈現的負載曲線。

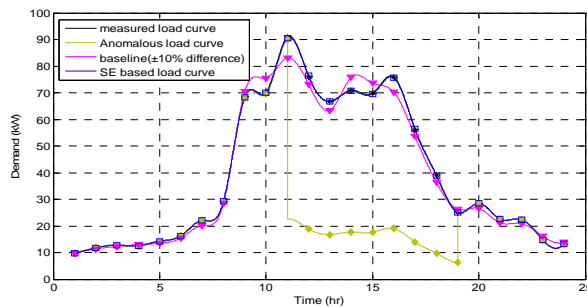


圖 3-29 匯流排 3 之商業用戶模擬結果(案例 1)

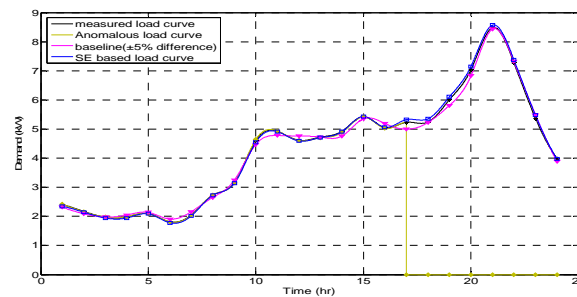


圖 3-30 匯流排 11 之家庭用戶模擬結果(案例 1)

表 3-15 顯示各個曲線與用戶實際負載曲線差異的總和，亦即計算各曲線下面積(即能量)與實際用電曲線下面積之差異。該表顯示出以狀態估計之程序來估計異常用電資料時，會比基準線來填補資料來的好。舉例來說，若將匯流排 3 之商業用戶以基準線資料來填補異常資料，則將會使電力公司少收 15.2985 度的

電費，但使用狀態估計的方法，則才少收了 1.9416 度的電費。

表 3-15 各曲線之總負載需量差異(案例 1)

用戶一天之 總能量差異 (kWh)	匯流排 3 (商業用戶)	異常曲線	基準線	狀態估計
		324.2947	15.2985	1.9416
	匯流排 11 (家庭用戶)	異常曲線	基準線	狀態估計
		44.1794	0.6037	0.3917

採用狀態估計之程序的優點，主要是在於它是藉由當時饋線上之潮流值，來判斷上下游之間是否存在不匹配量，而不是直接利用過去的資料來填補，因此其表現程度會比較佳，由以下的案例，更能確立使用狀態估計之程序的好處。案例 2 假設在匯流排 3 與匯流排 11 有異常資料發生，但用戶當日負載曲線之型態比以往增加 10% (案例 2)，如圖 3-31、圖 3-32 黃色曲線所示；紫色曲線同樣是該用戶的基準線；而黑色曲線則是分別以其基準線之 10% 和 5% 產生之後，再考慮用戶當天的負載增加了 10%，以此做為該用戶實際負載曲線；藍色曲線同樣是以狀態估計之程序估計出來該用戶應呈現的負載曲線。

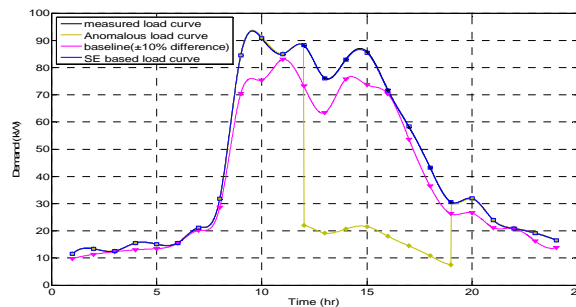


圖 3-31 匯流排 3 之商業用戶模擬結果(案例 2)

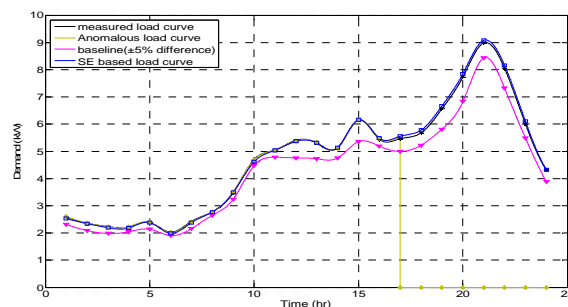


圖 3-32 匯流排 11 之家庭用戶模擬結果(案例 2)

由表 3-16 可明確得知，若該用戶當天實際用電量與以往不同，此時若仍以基準線資料來填補異常時段之資料則將會造成更大非技術損失，以匯流排 3 之商業用戶來說明，將會造成電力公司少收 120.9348 度的電費，但若採用狀態估計之程序，則只會少收取 1.1704 度的電費，如此將更凸顯出使用狀態估計的好處。

表 3-16 各曲線之總負載需量差異(Case 2)

用戶一天之 總能量差異 (kWh)	匯流排 3 (商業用戶)	異常曲線	基準線	狀態估計
		358.2314	120.9348	1.1704
	匯流排 11 (家庭用戶)	異常曲線	基準線	狀態估計
		47.9983	9.5488	0.4486

第四章 含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池及負載之微電網

4.1 直流微電網運轉模型建立

4.1.1 儲能式系統

電池是一種最為常見的電化學能儲能元件。一般典型的電池組系統是由多組的低容量的電池模組依電氣特性之需求所串、並聯而組成。其充電的行為是因電池兩端施加電動勢（potential）後造成其內部的化學反應，而累積電荷；放電行為則是相反的電化學反應，使其所累積的電荷釋放給負載。

長久以來，儲能技術的研究集中於大規模儲能技術以解決電力系統調峰問題，其中，抽水蓄能技術在世界各國均得到了應用和普及，日本的抽水蓄能容量更是達到了其總發電容量的 15%。而近 10 年來，先進電池、超級電容器、超導電磁儲能和高效率飛輪等中小規模儲能技術取得長足的進步，從而有力拓展了儲能技術的應用範圍。到目前為止，人們已經探索和開發了多種形式電能存儲方式，主要可分為電化學儲能、物理儲能和電磁儲能。電化學儲能主要有鉛酸電池、氧化還原液流電池、鈉硫電池、超級電容器、二次電池(鎳氫電池、鎳鎘電池、鋰離子電池) 等儲能形式；物理儲能方式主要有抽水蓄能、壓縮空氣儲能和飛輪儲能；電磁儲能方式包括超導儲能、超級電容儲能和高能密度電容儲能。

由於各種儲能技術在其能量密度、功率密度、反應速度和儲能系統容量規模等方面均具有不同的表現如圖 4-1，而同時電力系統也對儲能系統各方面應用提出了不同的技術要求，很少能有一種儲能技術可以完全勝任在電力系統中的各種應用，因此必須兼顧雙方需求，選擇匹配的儲能方式與電力應用如圖 4-2。

電池主要儲能直流電，當用於交流電力系統時，電源轉換介面是必要的。模組化電池與電力電子轉換器系統可提供四象限運轉（four-quadrant operation）的情況（雙極性電壓及雙向電流）。因此模組化的電池儲能系統相當適合使用於電力系統中做均載（Load Leveling）及負載頻率控制（Load Frequency Control）之應用，目前已有正在運作中之電池儲能系統使用於電力系統上，以增強交流輸電系統之運轉穩定及電力潮流控制[30, 31]。

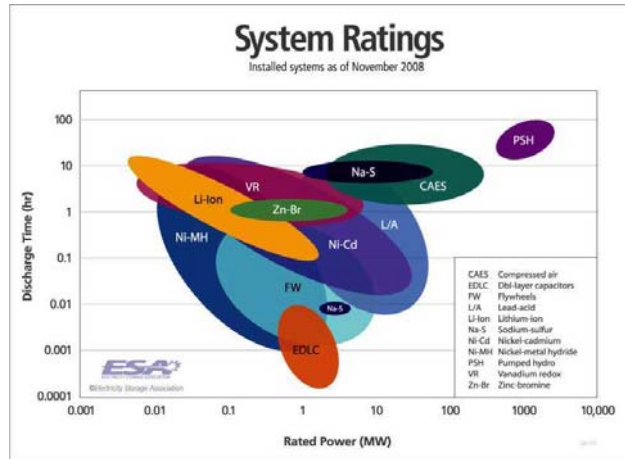


圖 4-1 電池種類

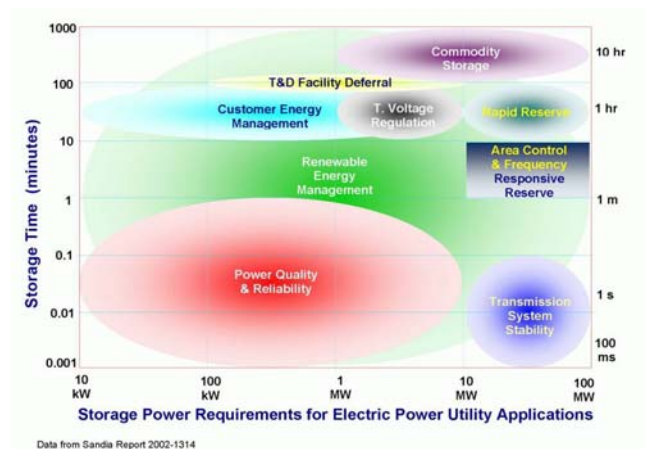


圖 4-2 電池在電力系統上的應用

電池等效電路[32]

電池模型的建立，主要是有利於電路模擬的計算與分析，一個好的模型，應具備能模擬實際狀況的能力。

一般在分析電池電特性時，通常將電池視為一理想的電壓源，也就是輸出電壓保持不變。然而電池內部化學材料特性易受多種因素的影響，使得電池並不是單純的電壓源。因此，不管是欲設計準確的電池電容量檢測方法，或是欲建構正確的電池模型，必須將電池的自放電現象、電池內電阻、因變換電流輸出狀態而變動的閉迴路電壓值、溫度的影響等因素考慮進去。

電池進行放電動作時，電池的端電壓並不會保持定值，以定電流放電為例，電池的端電壓會持續下降。當系統對於電池端電壓漂移的容忍度低時，用簡單的電池模型做電路模擬時，就無法看出真正的問題。但若使用一能完整、真實呈現電池特性的模型，就可以針對真實的問題作預先的防範。例如，可以預先在電池端電壓的兩端加上穩態電路。

目前等效模型上，有幾種電池模型較常被人們所採用，分別為理想模型、線性模型、戴維寧等效模型等模型[32, 33]。

理想模型

理想模型如圖 4-3 所示。這個模型將電池視為簡單的電壓源，電池輸出的電壓為固定值，完全忽略了電池內部的因素，並沒有反應電池的特性。 V_{bo} 為電池的開路電壓， E_{oc} 為電池的端電壓，而 E_{oc} 等於 V_{bo} 。雖然此模型為最簡單粗糙的電池模型，但卻也是多數人在電路模擬分析時所採用的模型。

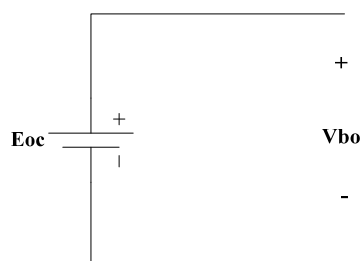


圖 4-3 理想電池模型

線性模型

線性模型如圖 4-4 所示，此模型將電池的內電阻考慮進去，而圖中開路電壓 (E_{oc}) 和電池內電阻 (R_{in}) 值皆為電池內部因素的函數。電流從電池內部流出時，經過了陽極、電解質、陰極、金屬焊接點等，所以電池內部必有內電阻存在，而在放電過程中內阻就會消耗電池的電能。考量內電阻的模型，對於真實電容量的估測，以及當輸出電流改變時，其電壓的突升、降有較好的表現。此模型中的內電阻有兩種形式：函數型電阻、固定電阻。觀察電池內阻形成的原因，因為電池在放電過程中，其內部化學反應氧化還原的狀態時時刻刻都在改變，會持續的有生成物產生，而生成物擴散速率都不盡相同，所以電池的內電阻絕非固定值，故採用函數型電阻值的表現優於固定電阻值。

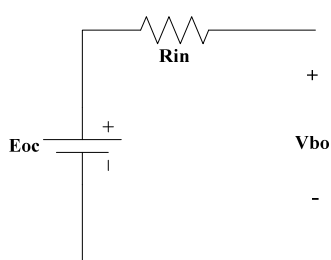


圖 4-4 電池線性模型

戴維寧等效模型

戴維寧等效模型如圖 4-5 所示，其考慮了電池充電時的動態特性，這個電池模型包括無載電壓 E_{oc} (理想電壓源)、內電阻 R_{in} ，而電阻 R_{ov} (Overvoltage resistance) 和電容 C_{ov} (Overvoltage capacitance) 並聯組態是為了表現電池等效過電壓的現象，故此模型在模擬電池充電過程會較為真實。這個模型改善了線性模型的缺點，因此較線性模型更為準確。戴維寧等效模型較優於以上兩種電池模

型，但仍未考慮電池自放電的現象，以及溫度對電池特性的影響。

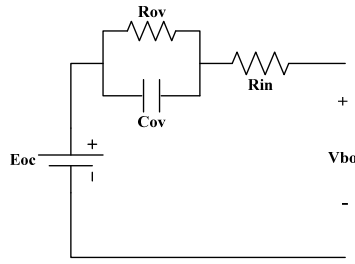


圖 4-5 電池戴維寧等效模型

電池模擬

Matlab Simpower System 內建電池的儲能模組[34, 35]，只要經由實際的參數資料設定，就可以模擬出電池的放電特性曲線。Matlab 電池塊實現了一個通用的動態模型的參數來表示各種型的電池。Matlab 提供了以下幾種電池設定：

- Lead-Acid
- Lithium-Ion
- Nickel-Cadmium
- Nickel-Metal-Hydride

Matlab 等效模型如圖 4-6：

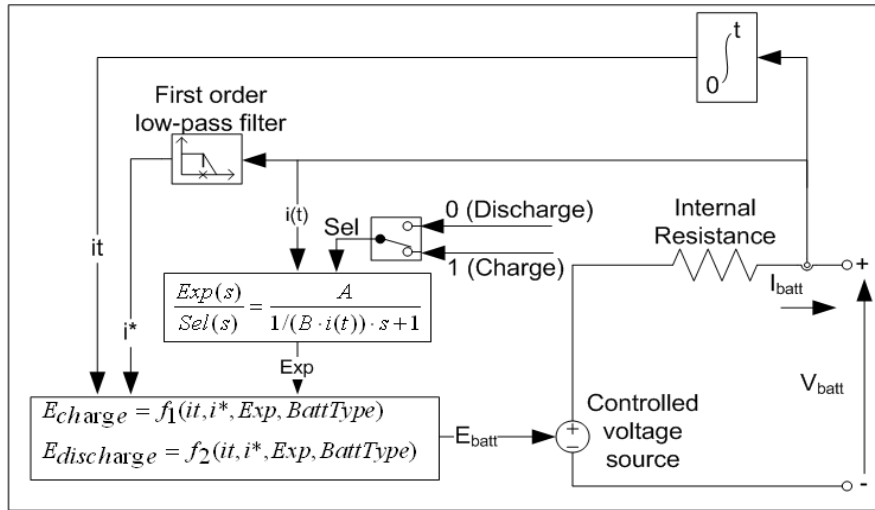


圖 4-6 Matlab Simpower System 內建電池模組[35]

以 Lithium-Ion 電池為例

Discharge Model ($i^* > 0$)

$$f_1(it, i^*, t) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot t^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (4.1)$$

Charge Model ($i^* < 0$)

$$f_2(it, i^*, t) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{it + 0.1 \cdot Q} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (4.2)$$

V_{batt} = battery voltage (V)

E_0 = battery constant voltage (V)

K = polarisation constant (V/(Ah)) or polarization resistance

Q = battery capacity (Ah)

R = internal resistance (Ω)

$it = i \int dt$ = actual battery charge (Ah)

A = exponential zone amplitude (V)

B = exponential zone time constant inverse (Ah)⁻¹

R = internal resistance (Ω)

i = battery current (A)

i^* = filtered current (A)

根據其放電特性等效電路，可以進行參數的修改，以表示特定的電池類型。
一個典型的放電曲線是由三個部分，為圖 4-7 所示：

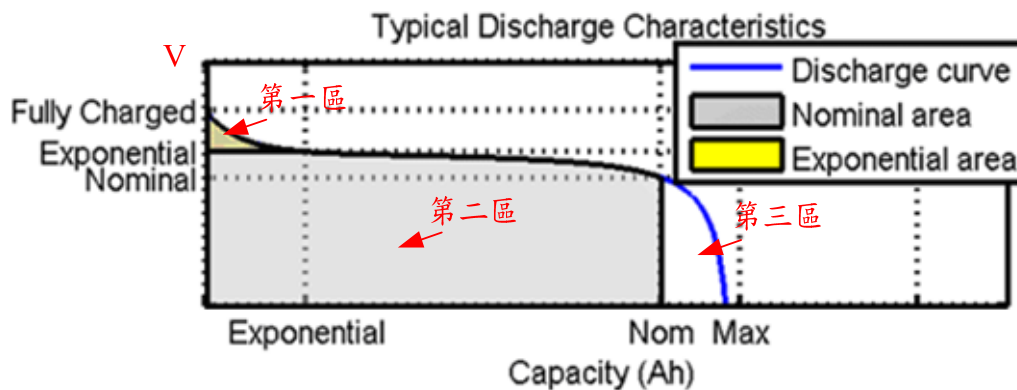


圖 4-7 電池放電曲線[35]

第一區 表示指數電壓下降區，當電池充電時根據不同的電池類型，需要重新設定指數電壓值。

第二區 表示可以從電池提取出電壓，直到電池電壓下降到低於電池標稱電壓。

第三區 此區電池電壓將會下降迅速。

Matlab 電池模型並不考慮下列因素：

- 不考慮 Peukert 係數。
- 電池溫度的影響。
- 電池自放電率。
- 沒有電池記憶效應。

4.1.2 太陽能光電板

太陽能電池是一種利用太陽光直接發電的光電半導體，它只要照到光就可由 N 型和 P 型矽上下堆疊而成的半導體材料，並藉由 PN 接面的光伏效應 (Photovoltaic effect) 來產生能量，並且根據光電半導體基本定理，入射光子的能量大於半導體能隙的能量時，此時光子就會被半導體所吸收，價帶 (Valence band) 中之電子吸收光子能量之後，被激發至傳導帶 (Conduction band)，此時電子就可以在能帶 (Band) 間任意移動而導電就可以輸出電壓及電流。所謂光伏效應是指將光源照射半導體介面後，使半導體產生之電子與電洞因界面電場作用，而互往相反方向移動，造成電荷分離之現象，如圖 4-8 所示。

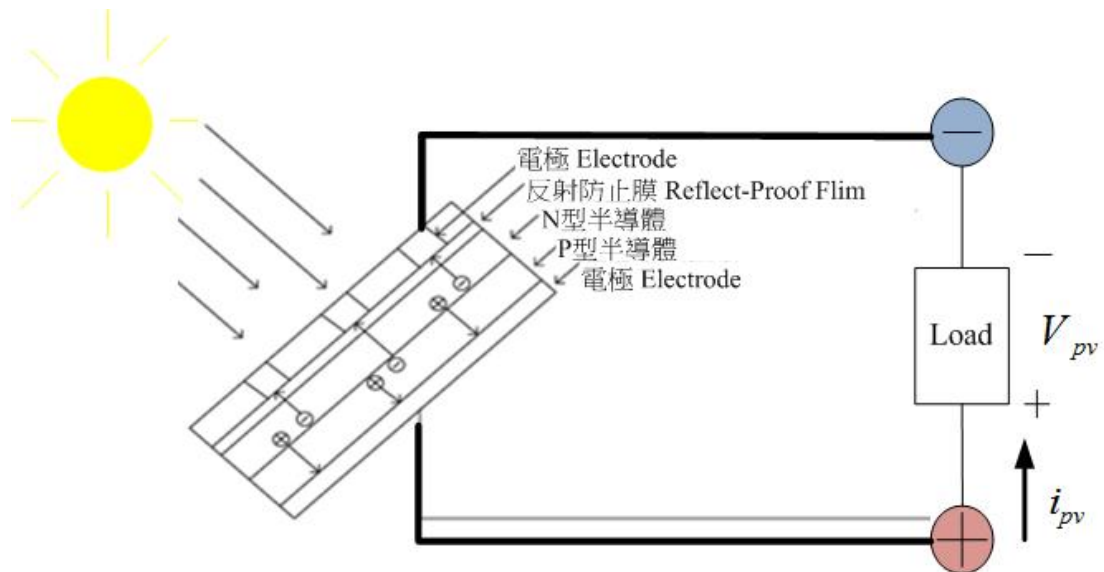


圖 4-8 太陽能電池光電轉換原理

太陽能光電板等效電路[36-39]

當太陽能電池受光子照射而產生光伏效應時，其產生之電流以一個固定電流產生器 I_{pv} 來表示，此電流正比於光照強度，而越過 PN 接面之電子流動則形成一個跨在接面上的光伏電壓差，其太陽能光電板的等效電路如圖 4-9 所示。若探究太陽能光電板的發電原理，可將太陽能光電板的輸出視為一個電流源，且太陽能光電板主要是由很多的光電二極體組成，所以理想的太陽能光電板可以將電流源並接二極體來表示。如果進一步考慮實際狀況，可以將等效電路輸出端串聯一個小電阻 R_s 來等效太陽能光電板的內阻。此外，二極體本身必定存在漏電流，如果再進一步考慮此漏電流，可並聯一個大電阻 R_p 來描述太陽能光電板持續產生一個微小的漏電流。

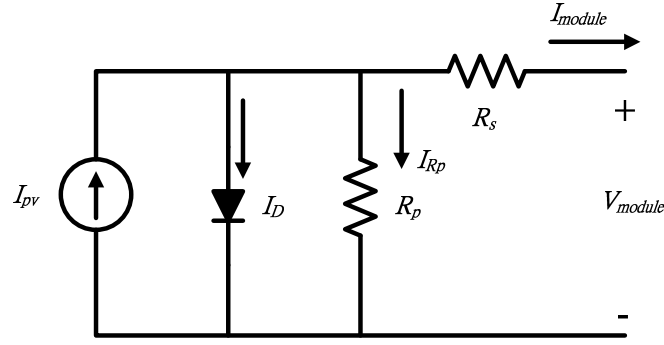


圖 4-9 等效電路

此等效電路代表了光照能量轉換之電流源、 P - N 接面效應之二極體之串聯電阻與電流損失之並聯電阻所組成。根據克希荷夫電流定律於圖 4.9 之電路可得下式：

其中 I_{module} 為太陽能模板輸出之電流， I_{PV} 為太陽光伏電流， I_D 為二極體電流， I_{Rp} 為並聯電阻之電流。二極體電流 I_D 定義如：

$$I_D = I_o \left[\exp\left(\frac{V_{module} + R_s I_{module}}{V_T A}\right) - 1 \right] \quad (4.3)$$

上式中 I_o 為二極體飽和電流， V_T 為接面熱電壓， A 為二極體理想係數（介於 1.2~1.5 之間），而式中之二極體飽和電流 I_o 可定義為

$$I_o = \frac{I_{sc,ref} + K_i \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{OC,ref} + K_v \Delta T}{V_T A}\right) - 1} \quad (4.4)$$

其中 $I_{SC,ref}$ 為標準工作環境測試下之短路電流， $V_{OC,ref}$ 為標準工作環境測試下之開路電壓， K_i 為電流溫度係數， K_v 為電壓溫度係數， ΔT 為溫度變化大小。而 V_T 可定義為

$$V_T = \frac{n_s k T}{q} \quad (4.5)$$

其中， n_s 為太陽能模板內部串聯電池單元之數量， k 為波茲曼常數 (1.38×10^{-23} J/K)， q 為一個電子的電荷量 (1.602×10^{-19} C)，而 T 為實際工作溫度。太陽光伏電流 I_{PV} 則定義如

$$I_{PV} = \frac{S}{S_{ref}} (I_{PV,ref} + K_i \Delta T) \quad (4.6)$$

式中 S_{ref} 為標準工作環境下之照度， S 為實際工作環境之照度值， $I_{PV,ref}$ 為標準工作環境下之太陽光伏電流。在標準工作環境下之 $I_{PV,ref}$ 可定義為

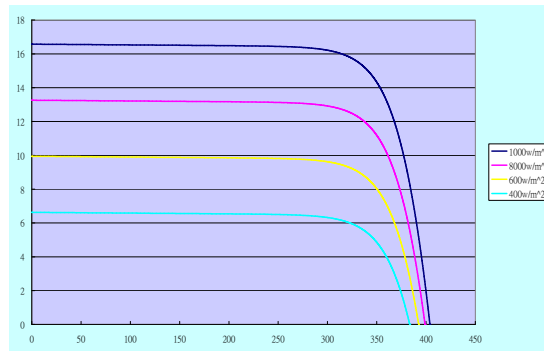
$$I_{PV,ref} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{SC,ref} \quad (4.7)$$

由上述方程式與等效電路圖，即可使用模擬軟體建構太陽能電池模組及進行特性分析，本模擬之太陽能模板數據進行模擬驗證，其參數如表 4-1 所示

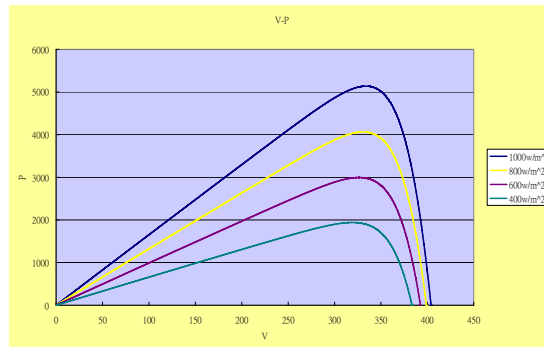
表 4-1 太陽能模板參數
(參考溫度為 25°C、參考照度為 1000 W/m²)

符號	單位	符號	單位
V_{OC}	36.74 V	V_{MAX}	30.36 V
I_{SC}	8.299 A	I_{MAX}	7.58 A
I_{PV}	8.299 A	P_{MAX}	230 W
A	1.3	n_s	60
K_V	-0.34V/K	K_i	0.08 A/K

利用 MATLAB/Simulink 模擬軟體建構之太陽能模板電路模型，為了驗證此一模型確實與實際太陽能板之特性相穩合，在固定溫度 (25°C) 下，改變工作照度 (200、400、600、800、1000W/m²) 時之太陽能模組輸出 I-V 及 P-V 曲線如圖 4-10 所示。



a. I-V



b. P-V

圖 4-10 太陽能模組輸出 I-V 及 P-V 曲線

由於單片太陽能模組輸出電壓、電流與功率均不高，因此將 N_s 個太陽能模組串聯，再將相同的 N_p 個串聯模組並聯，則可組成一大型的太陽能光伏陣列 (Photovoltaic array) 作為光伏發電之電源系統，其等效電路可由圖 4-9 擴展成圖 4-11 之模型，而其 V-I 關係式則如：

$$I_{series-panel} = N_p I_{pv} - N_p I_D \left[\exp\left(\frac{V_{series-panel} + \left(\frac{N_s}{N_p}\right) R_s I_{series-panel}}{A \times N_s V_T} \right) - 1 \right] - \left[\left(\frac{N_p}{N_s}\right) \left(\frac{V_{series-panel}}{R_p} \right) + \frac{N_p}{N_s} I_{series-panel} \right] \quad (4.8)$$

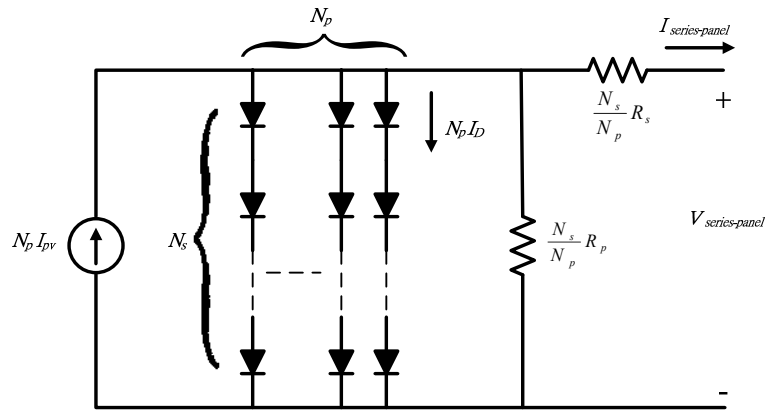


圖 4-11 太陽能光伏陣列之等效模型

4.1.3 質子交換膜燃料電池[40, 41]

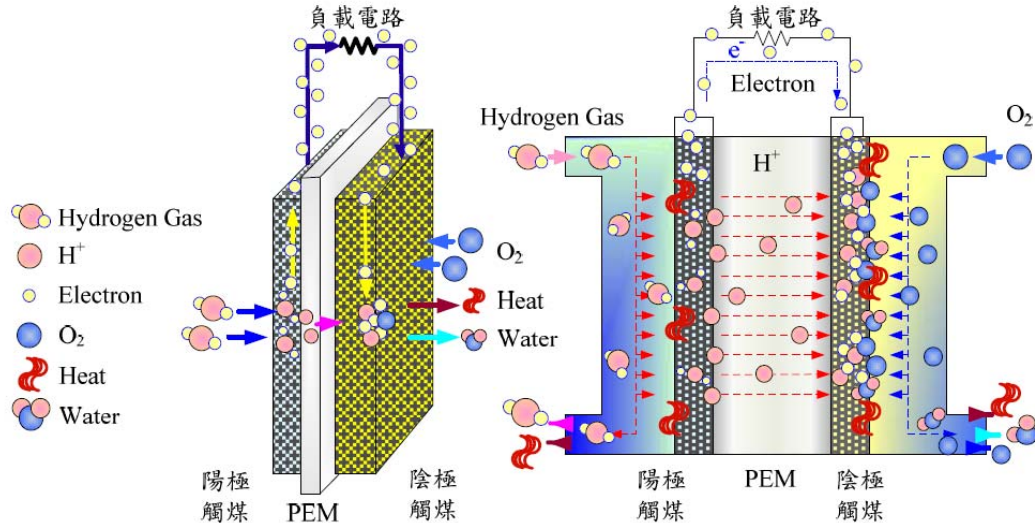


圖 4-12 PEMFC 發電示意圖

PEMFC(Proton Exchange Membrane Fuel Cell)質子交換膜燃料電池，其電解質是一種固態高分子聚合物，PEMFC 主要零組件有 PEM(proton exchange membrane)、電極、催化劑、密封用膠板及雙及流暢板等。PFMFC 和具有能導通氫離子的 PEM、電極與氣體擴散層 GDL 組合的膜電極組 MEA 為中心，兩側夾著表面具有流道以提供燃料氣體不漏氣和收集電流功能的雙極流暢板，並以密封膠片防止氣體洩漏。PEMFC 的特性除了具有乾淨於汙染，且效率高於一般的

燃料電池外，還具備接近常溫操作以及迅速啟動的特性，而且沒有電解液溢散和腐蝕問題，所以 PEMFC 非常適用於運輸動力、可攜式電力，以及家用型發電機。

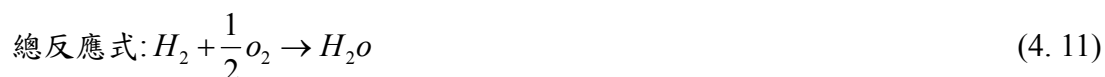
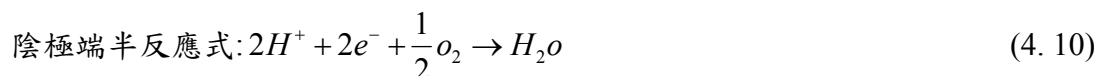
PEMFC 發電原理：

PEMFC 以質導度佳的固態高分子膜為電解質，氫氣為燃料，氧氣為氧化劑，經電化學作用結合氫氣與氧氣產生電流、水與熱。PEM 的陽極端供給氧氣，並於 PEM 及觸媒層處進行反應，氫氣分離為，氫離子與電子，氫離子經 PEM 遷移到陰極，而電子則經由外電路移到陰極；陰極端供給養氣並在陰極處將氫離子、氧氣及電子結合而形成水，電子循外電路移動即為電流，如圖 4-12 所示。PEMFC 運轉時，其性能高低是由其工作電壓與電流密度來決定。陰、陽兩極端之半反應式及總反應式如(4.9)~(4.11)式所示。

在 PEMFC 的陽極端，氫氣受觸媒的催化而降低活化能，使其解離成氫離子與電子：



氫離子通過 PEM 往陰極移動，而電子則經由外電路對外負載做功後移往陰極。陰極半反應則是氧分子、電子以及氫離子在觸媒的催化下發生還原反應而產生水：



PEMFC 數學方程式：

PEMFC 經由熱力學的關係式得其理論的可逆電壓最佳值為 1.23 V，其雖具有高效率的轉換功能，但仍會因為某些因素造成電池效率的降低，其中包括活化過電位、濃度過電位及歐姆過電位等因素。PEMFC 單電池其輸出電壓定義如(4.12)式：

$$V_{FC} = E_n - V_{act} - V_{ohmic} - V_{con} \quad (4.12)$$

其中， V_{FC} 為 PEMFC 單電池輸出電壓， E_n 為 PEMFC 可逆電壓， V_{act} 活化過電位， V_{ohmic} 為歐姆過電位，而 V_{con} 為濃度過電位。

可逆電壓 E_n

當燃料電池之能量轉化過程以熱力學上的可逆方式完成稱為可逆燃料電池(Reversible Fuel Cell)，此時在電極/電解質介面上的電極反應同樣是可逆的，又稱可逆電壓(Reversible Electrode)，而可逆電極上的電位稱為可逆電壓，基本上可逆電極反應是一種理想狀態的電極反應，即處在平衡狀態下的電化學反應，本質

上無電流通過。

活化過電位 V_{act}

電極表面剛要起動電化學反應時，依電化學反應速率，所呈現速度遲鈍的現象，其主要原因來自觸媒的吸附與脫落。

歐姆過電位 V_{ohmic}

歐姆阻抗主要來自離子在電解質內移動及電子在電極移動時的阻抗；影響電池性能的關鍵因素為 PEMFC 的內阻抗，包括離子流薄膜阻抗及電極材料內電子流之接觸阻抗等，但此過電位和活化過電位與濃度過電位相比，影響較小，其定義如(4.13)式：

$$V_{ohmic} = I \times (R_M + R_C) \quad (4.13)$$

其中， R_C 為電極材料內等效電子流接觸阻抗(Equivalent Contact Resistance Due To Electron Conduction)， R_M 為等效離子流薄膜阻抗(Equivalent Membrane Resistance Due To Proton Conduction)，且 R_M 可表示成(4.14)式：

$$R_M = \frac{\rho_M \times l}{A} \quad (4.14)$$

其中， l 為膜厚度， ρ_M 為薄膜特定電阻率(membrane specific resistivity)。

濃度過電位 V_{con}

當 PEMFC 處於高電流狀態時，一旦燃料氣體與氧化劑來不及供應，也就是在電極表面無法維持適當反應物濃度時則發生濃度過電位的情形。

燃料電池之等效電路

燃料電池的等效電路如圖 4-13 所示。圖 4-14 為燃料電池電流密度對電壓的曲線，亦稱之為極化曲線。如單純以電路學的方式描述電路，圖 4-13 可說是為了描述燃料電池端電壓所建出來的等效電路。圖 4-13 中的 E_{ernst} 為燃料電池的內電壓，為整個燃料電池電壓的來源，即為圖 4-13 的開路電壓。 R_{ohmic} 為燃料電池的內阻，用來描述端電壓會隨著負載電流變大而下降。如於圖 4-14 中則為歐姆極化區，此為斜率為 R_{ohmic} 的線性區，此時輸出電壓降的大小如式(4.15)。 R_{act} 並聯 C_{dl} 用來簡單描述圖 4-14 中，電流密度對電壓的曲線在一開始時的非線性電壓降特性。由於一般電路模擬都只模擬線性區，所以通常對於濃度極化區便無法十分正確的描述，Matlab 的模擬亦是操作在此線性區，經由上述的數學介紹將模擬與實際量測到的數值作比較如圖 4-15，證明 Matlab 模擬的模型趨勢沒有問題。

$$V_{FC} = E_{ernst} - V_{act} - V_{ohmic} - V_{con} \quad (4.15)$$

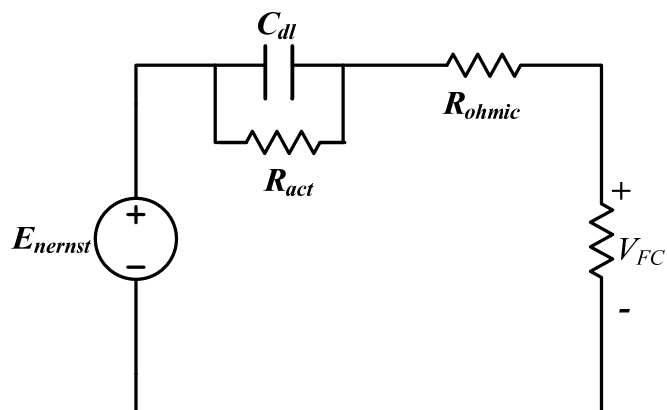


圖 4-13 質子交換燃料電池等效電路

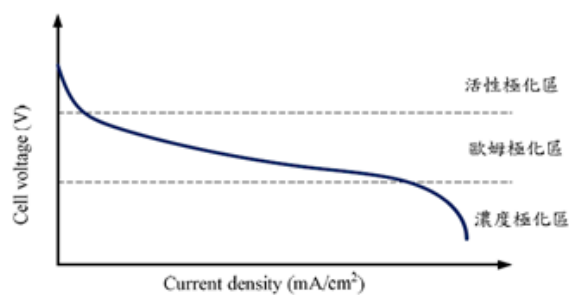


圖 4-14 質子交換膜及化曲線

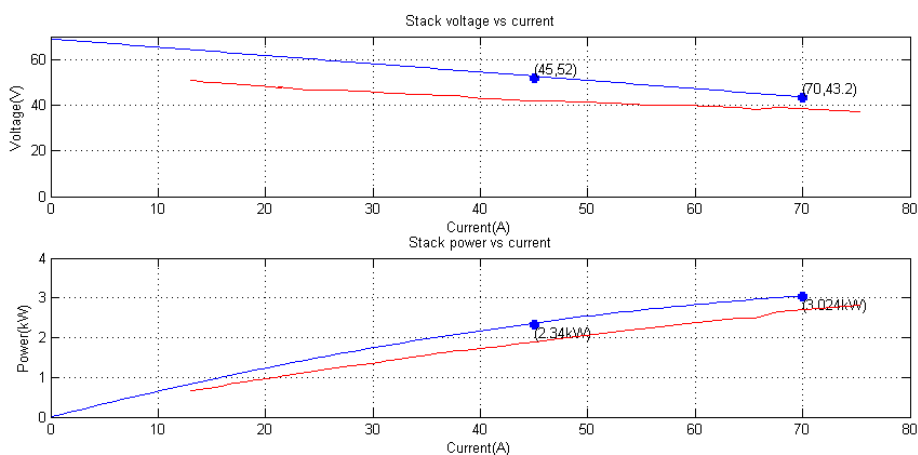


圖 4-15 Matlab 模擬及實際量測曲線

4.2 併網之直流微電網動態模擬及運轉特性分析

4.2.1 直流微電網動態模擬

一個微電網可以包括部分中/低壓配電系統及由單一或多個 DG 供應的群聚負載。從運轉的角度來看，一個微電網可以經由責任分界點(PCC)連接到其餘區域的電力能源系統運轉，而且在與電網連結和獨立電網(Isolated Grid, IG)兩種模

式狀態完善地轉變。連結至主電網的微電網運作與控制可以在電網依賴(Grid Dependent, GD)模式或電網獨立(Grid Independent, GI)模式之間轉換，而模式轉換行為將以微電網與主電網系統間的電力交換和相互作用而定。

微電網正常時，以經由變電站變壓器與電力公司系統連接之併聯模式運轉。不過，當微電網之責任分界點(PCC)與電力公司解聯而形成孤島系統後，它也被期待能繼續運轉提供足夠的發電量、控制和操作策略，至少可供電給部分的負載。本章節將會模擬及實作直流微電網在運轉時，如何控制微電網之功率及直流匯流排電壓穩定。

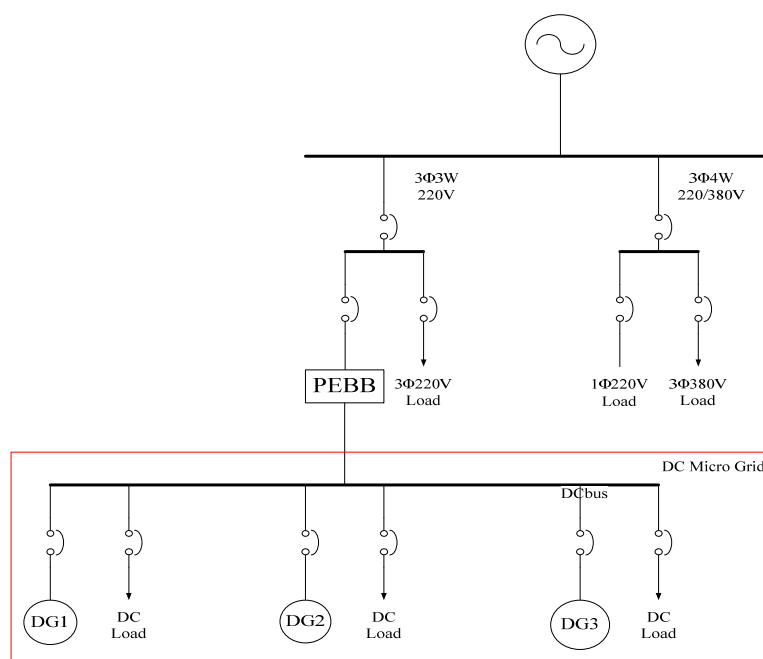


圖 4-16 系統架構圖

表 4-2 為本模擬系統及實驗上的規格一開始分別讓系統各自啟動運轉，如：三相變流器、太陽能板、燃料電池、電池系統等，啟動完成後再依序併聯運轉如圖 4-17 所示。當系統併聯運時，維持直流電壓 360V 的穩定，是經由變流器所控制，本實驗利用 Q-D 軸理論控制直流電壓穩定，將三相電壓轉換為直流電壓，當有過多實功注入直流匯流排時，會使直流電壓上升過高，因此需要利用具有雙向功率控制的方法，將多餘的功率舒緩掉或是儲存起來。本章節模擬為將多餘的功率利用雙向變流器傳入市電，若是直流匯流排有重載加入時，將會利用雙向變流器吸收市電實功，維持直流匯流排的電壓穩定，模擬架構如圖 4-17，三相端波形變化如圖 4-18，直流匯流排的電壓變化如圖 4-19。

表 4-2 微電網架構中規格與參數

作系統規格	電壓	功率	功率轉換器電壓	轉換器通訊規格	附註
太陽能光伏板	0~403V	5kW		Modbus(電表)	11 串 2 並
燃料電池系統	43~67V	3kW	0~400V	RS232	
變流器		175kW	0~400V	CAN Bus	
電池系統	200V	7Ah	0~400V	CAN Bus	12V 7AH 16 串

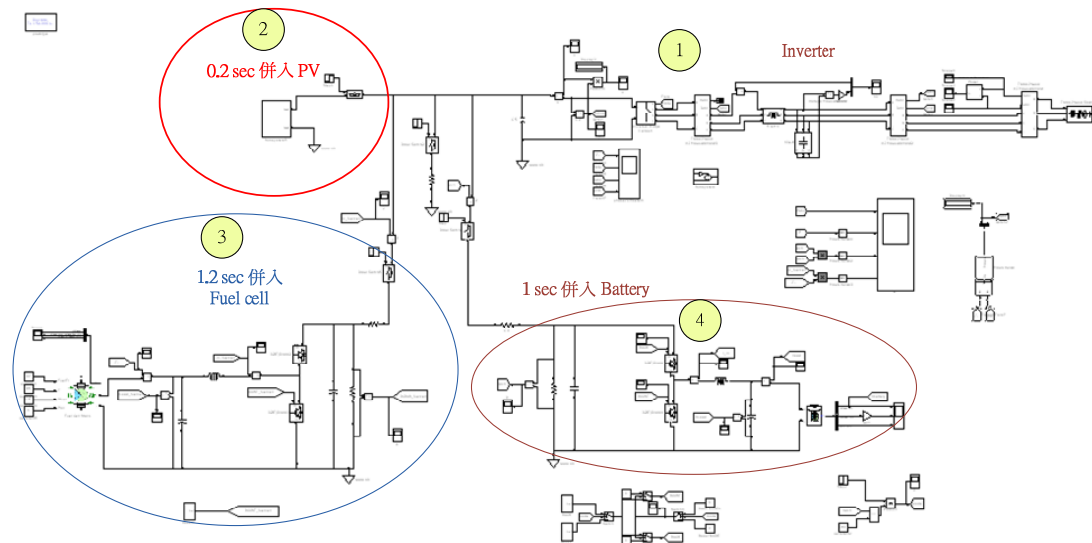


圖 4-17 微電網模擬架構

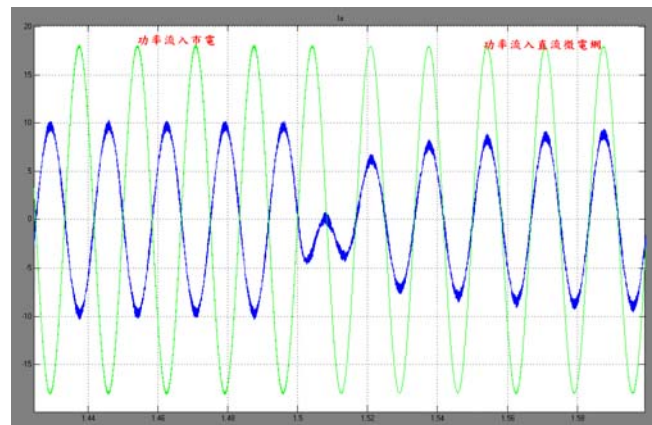


圖 4-18 當 1.5sec 時加載之功率流動現象

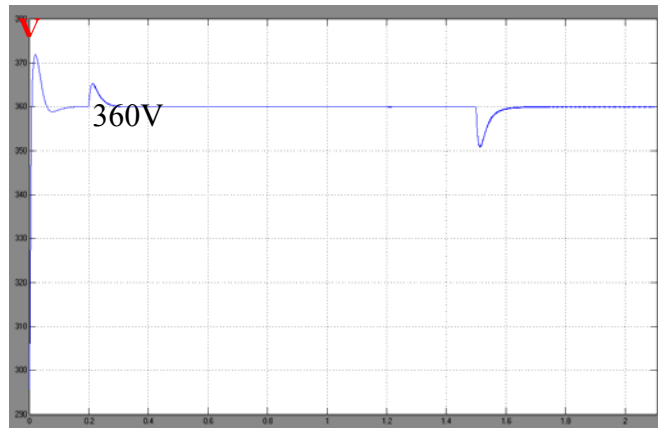


圖 4-19 直流匯流排電壓

4.2.2 因故障事故與市電切離之直流微電網運轉模擬

應用分散式電源(DG)可降低傳統系統擴建的需求性，降低系統損失提高供電可靠度及品質，然而控制數量多的 DG，卻衍生另外一個新挑戰，即如何安全地、有效率地運轉及監控整個網路。此挑戰一部分可藉由微型電網(Microgrids)或微網(μ -Grid)加以克服， μ -Grid 本質上藉由分散化的方式協調各 DG，因此可降低網路的控制負擔，並允許 DG 提供其最大效益。 μ -Grid 可以安全地、有效率地運轉區域配電網路，亦有能力獨立孤島運轉。因此當市電發生故障或中斷時，變流器將會停止運轉，此時微電網系統將會由市電併聯模式轉為孤島運轉模式，並利用控制維持區域網路間的電壓穩定。本章節將會模擬直流微電網在孤島運轉時，如何使微電網之直流匯流排電壓穩定。

在此模擬一當中 1 sec 時將變流器停止工作，而微電網由市電併聯運轉模式進入孤島運轉，我們可以發現一開始 PV 注入太陽能板之功率於直流匯流排，變流器為了控制直流匯流排的電壓穩定將多餘的功率轉入市電當中，但是當 1 sec 時市電故障對市電注入功率轉變為 0，此時直流匯流排電壓會開始上升，當儲能式系統判斷直流匯流排電壓上升至 360.5V 時，其儲能裝置開始動作為了控制直流匯流排電壓控制在 360V，開始將多餘的功率對電池充電，直到 1.5 sec 時對直流匯流排加入負載，直流匯流排開始震盪，此時電池開始放電並維持系統運轉，然而燃料電池雖然在 1.2sec 已併入系統但因為端點電壓等級與直流匯流排電壓一樣高，故在 1.65sec 啟動下降電壓控制法開始傳輸功率至直流匯流排減少電池的負擔。

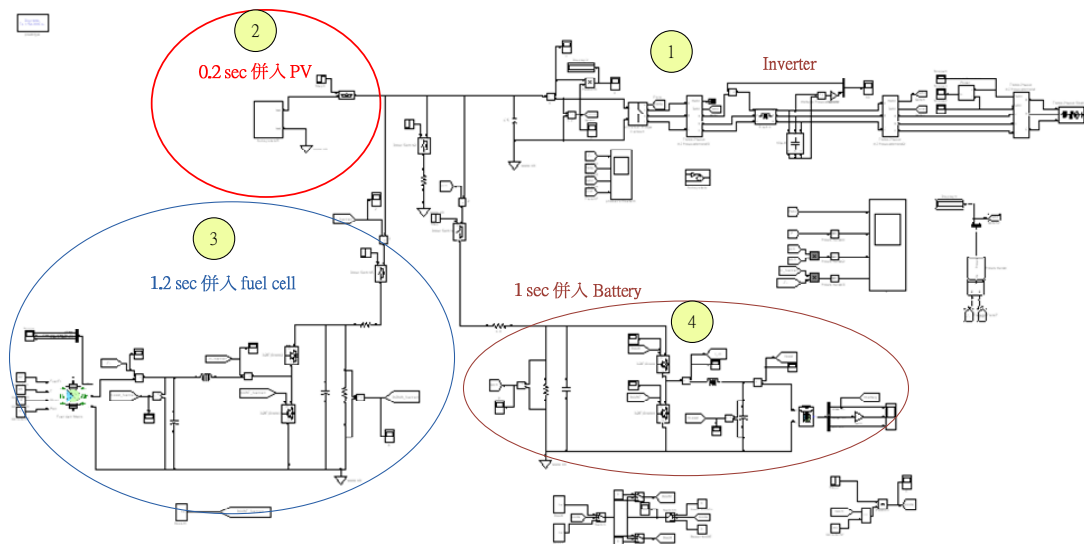


圖 4-20 微電網模擬架構

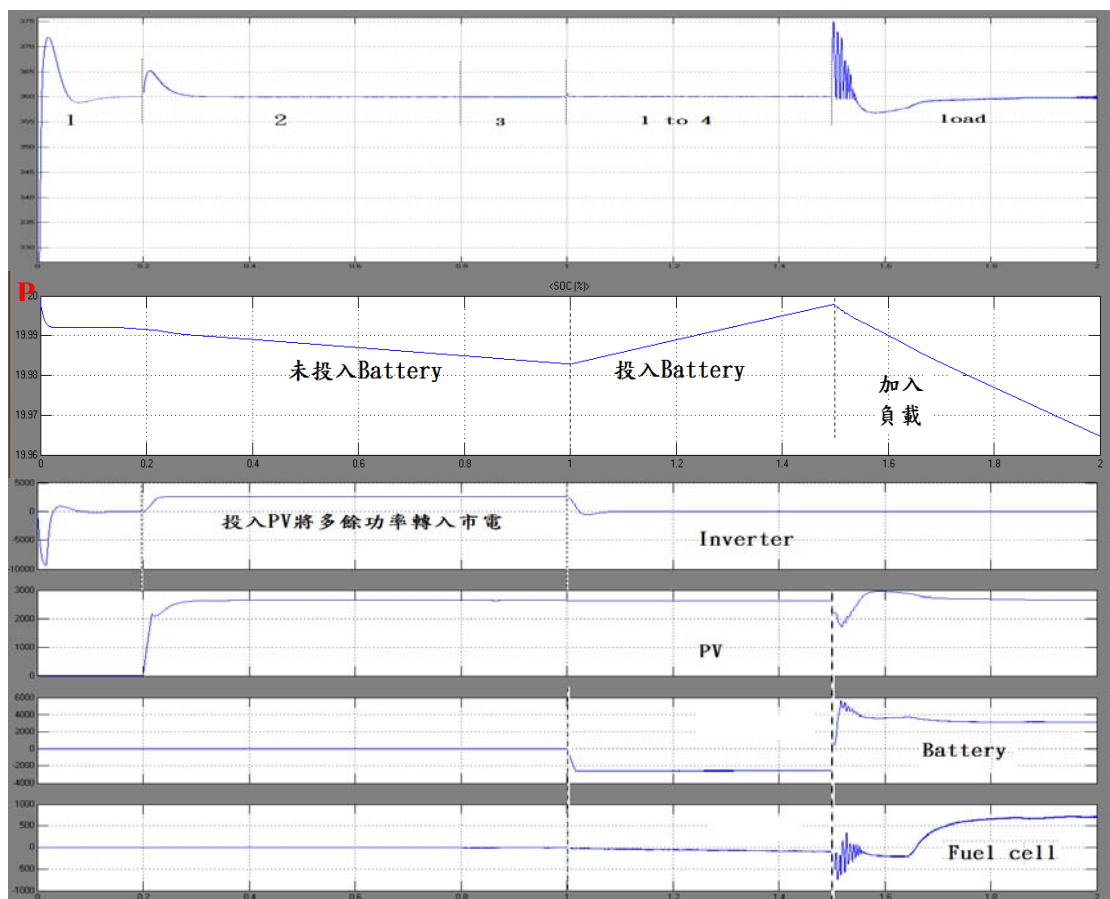


圖 4-21 孤島運轉模擬一

在此模擬二當中 1 sec 時將變流器停止工作，而微電網由市電併聯運轉模式進入孤島運轉，我們可以發現一開始 PV 注入太陽能板之功率於直流匯流排及 0.8sec 時 fuel cell 也利用電壓下降控制法[42]注入功率至直流匯流排，此時變流器為了控制直流匯流排的電壓穩定將多餘的功率轉入市電當中，但是當 1 sec 時

市電故障對市電注入功率轉變為 0，此時直流匯流排電壓會開始上升，當儲能式系統判斷直流匯流排電壓上升至 360.5V 時，其儲能裝置開始動作為了控制直流匯流排電壓控制在 360V，開始將多餘的功率對電池充電，但控制裝置需要有良好的控制設定才可以使系統完全回復至 360V，直到 1.5 sec 時對直流匯流排加入重載，直流匯流排電壓會突然下降，此時電池開始放電並維持系統運轉，但其 SOC 下降很快，故命令燃料電池系統在此時調整其輸出功率，並幫助系統運轉。

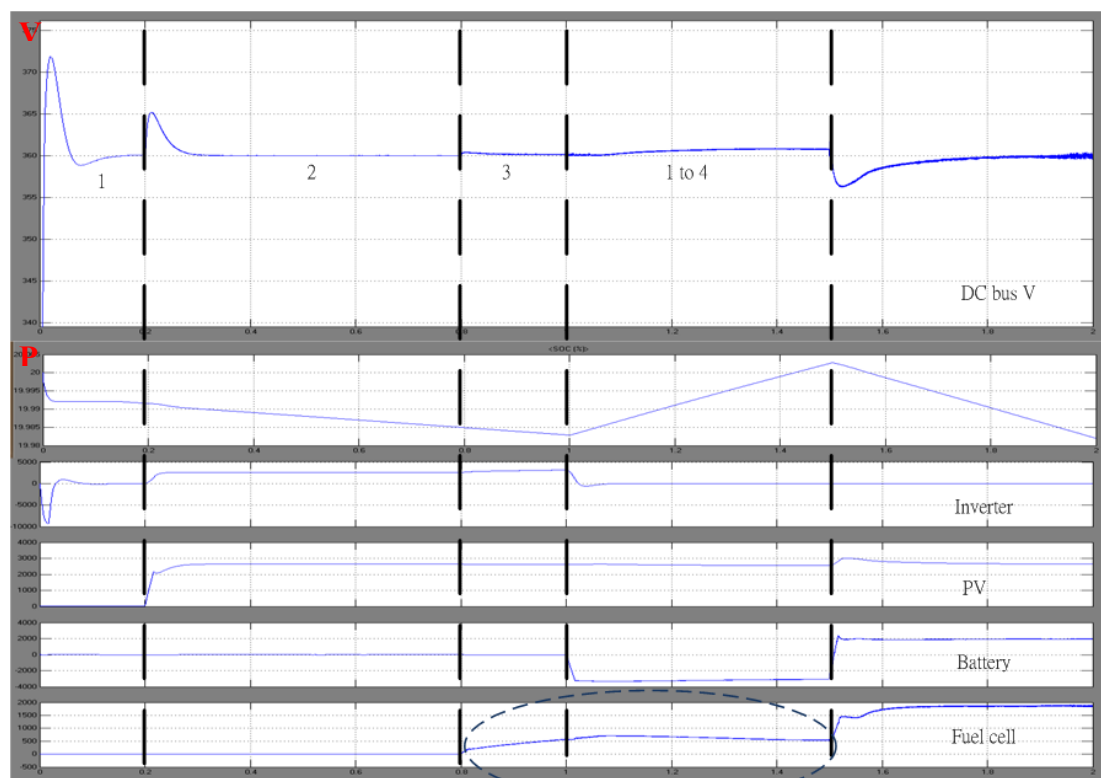


圖 4-22 孤島運轉模擬二

4.3 維持穩定孤島運轉之分散式電源控制策略研究

在孤島運轉時一定要考慮由哪一台 DG 來控制直流電壓的穩定，因為電流控制或是電流源型態的電源是無法控制其端點電壓的電壓高低，故在孤島運轉時為防止負載或是其它儀器，因直流匯流排電壓過高而燒毀的情況，故會有分散式電源控制策略上的搭配如表 4-3 所示

由表 4-3 可以發現為了使電壓控制之電源系統可以併入系統運轉，本實驗及模擬利用了電壓下降控制法，使電壓源可以併入系統運轉並降低了環流發生的機會，其電壓下降法定義是當負載電流增加時，其轉換器的輸出端會伴隨產生一電壓降。動作原理主要是利用規劃個別轉換器的虛擬輸出阻抗，藉此來達成負載電流平均分配的效果。典型的電壓下降法如圖 4-23 所示，其並聯系統的輸出特性由式(4.16)所定義。

表 4-3 孤島運轉控制策略

狀況	Battery system	PV	Fuel cell system	變流器	負載
市電中斷時	電壓控制/ 放電	電流源 併聯	電壓下降 控制	停止 工作	滿載
PV、電池系統故障及市 電中斷	停止工作	停止工 作	電壓控制	停止 工作	等於燃料電池滿載功率
Fuel cell system 故障及 市電中斷	電壓控制/ 放電	電流源 併聯	停止工作	停止 工作	負載功率須 \leq PV+Battery 功率
電池系統故障及市電 中斷	停止工作	電流源 併聯	電壓控制	停止 工作	負載功率 \leq PV+Fuel cell 功率，且 負載需要規劃
所有功率轉換器均發 生故障	停止工作	停止工 作	停止工作	停止 工作	停止供電

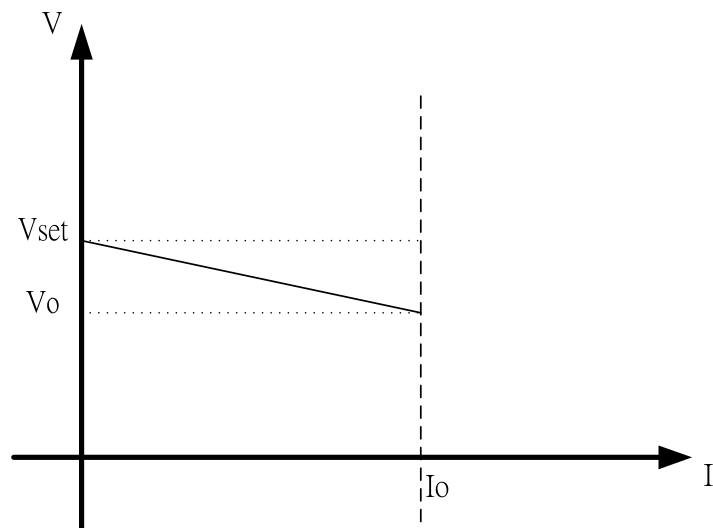


圖 4-23 電壓下降法[42]

$$V_o = V_{set} - I \times droop_{gain} \quad (4.16)$$

在上述的孤島運轉組合中，以電池系統故障及市電中斷為最難以控制的策略，因為當孤島運轉時，一個電流源並聯一個電壓源將會造成逆向電流的問題，如圖 4-24 基本電路分析所示。在此種控制狀態下有兩種方法可以防止逆電流發生：

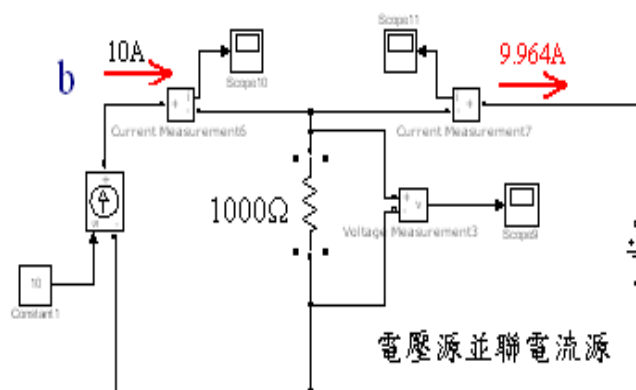


圖 4-24 基本電路分析

1. 加入一定量的負載，其負載需要經過規劃才可以與系統併聯，如圖 4-25。
2. 在系統中加入工業用或高功率二極體防止電流的回灌，如圖 4-26。

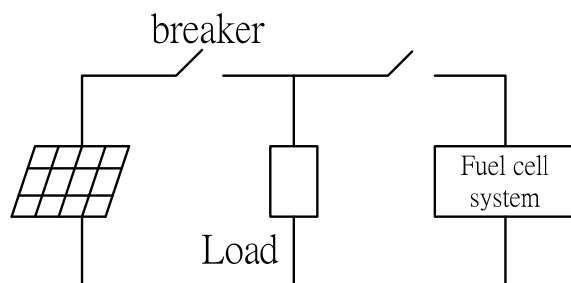


圖 4-25 負載規劃

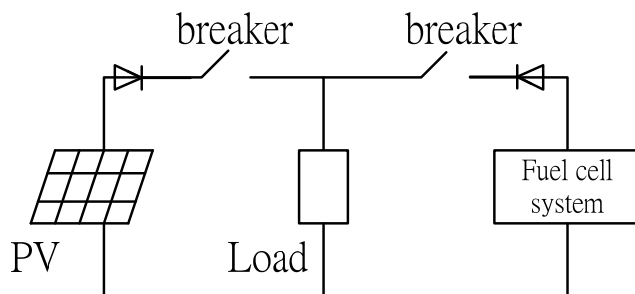


圖 4-26 防逆二極體

PV 在良好的照度下功率會有較高的輸出，而過多之功率如果沒有紓緩之路徑，則會有可能造成其它設備損毀之問題，所以 PV 在併入系統時會加入一定量的負載，其負載需要經過規劃才可以與系統併聯運行。但如果負載太輕也將會造成功率流入燃料電池轉換器，此時將會造成功率轉換器損毀，或是一開始加的負載太重，則也會導致燃料電池系統崩潰。以下將以模擬作解說，而模擬架構如圖 4-26 所示，經由模擬我們可以觀察到加入適當的負載及 DG 的功率是可以控制直流電壓穩定的，因此在規劃此種併聯運轉時，需要考慮燃料電池的輸出功率、PV 及負載三個因素如圖 4-28 的功率流動。其建議併聯順序為：燃料電池系統→負載→太陽能光伏板。

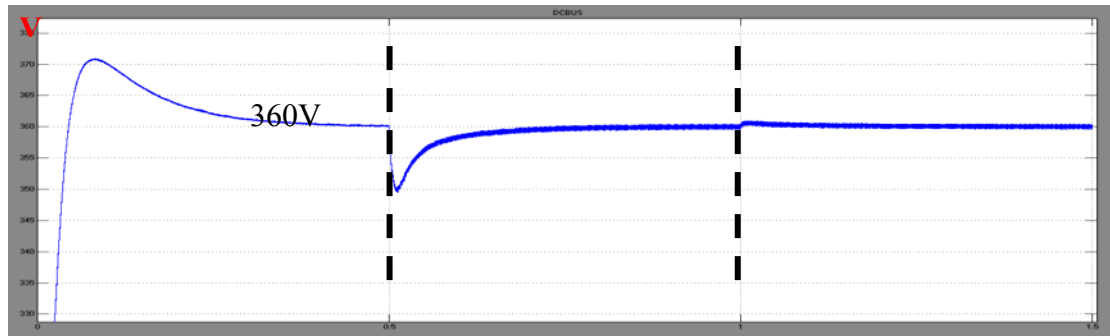


圖 4-27 直流電壓波形

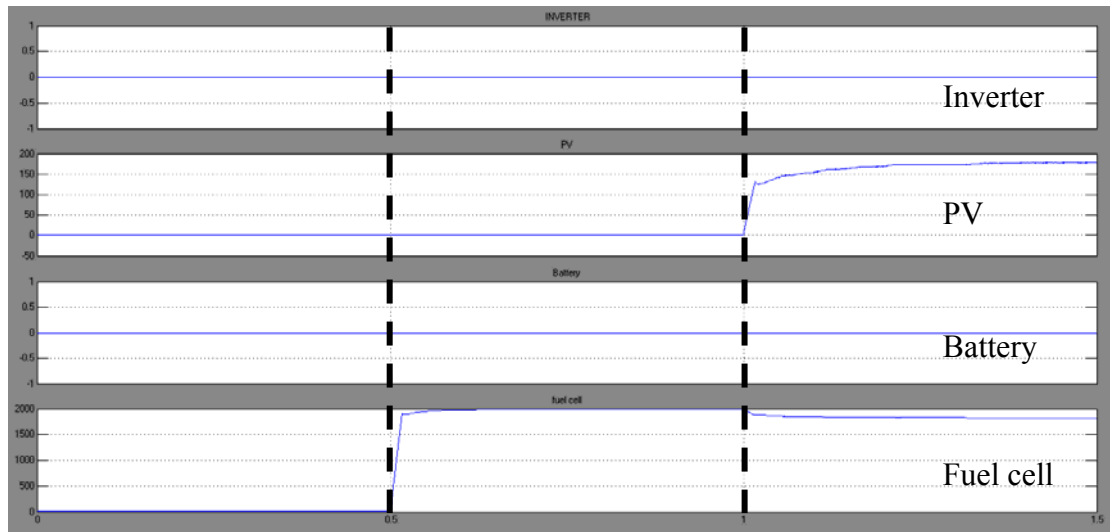


圖 4-28 fuel cell 併聯 PV(500w/m²)及負載之功率輸出狀況

系統中加入高功率二極體防止電流的回灌，此方法可以有效地將較高功率的 PV 電源併入直流匯流排時，防止其所提供的功率逆流回轉換器當中，但是此方法還是無法控制整個直流匯流排端點電壓的穩定，由圖 4-29 可以發現電壓在 1 sec 時上升至 365V，但是我們可以由圖 4-30 的功率流動中發現 PV 在照度 1000w/m² 的狀態，因 PV 輸出過多功率造成系統端點電壓提升，且影響到燃料電池輸出端電壓比系統端電壓低之狀況，此時如果沒有二極體來防止電流流入燃料電池轉換器，將會使得轉換器損毀。因此在直流微電網中規劃此種併聯運轉時，利用二極體作為防護，可以保護電源端的機器運轉，但是他還是有缺點，就是當一個電流源或電流控制源，單獨存在系統當中將會使直流電壓無法控制，因此未來我們將會將配合開關(breaker)及電驛(relay)，進行直流匯流排的保護，在系統故障時優先退出某些電源或是斷開負載，建立更加良好的機制。

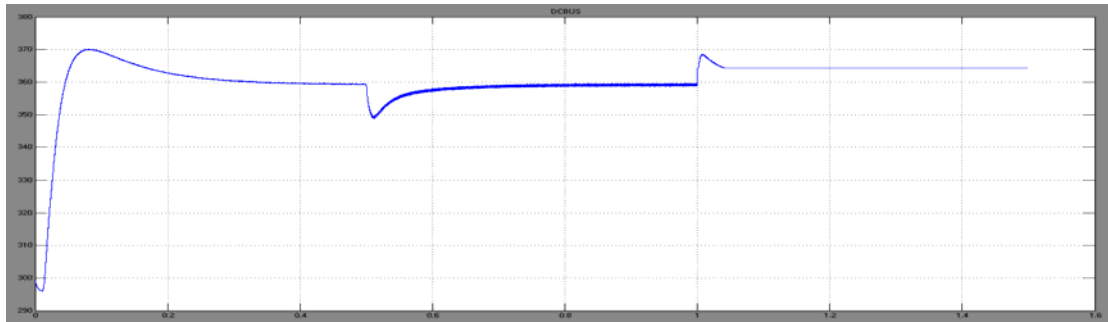


圖 4-29 直流電壓波形

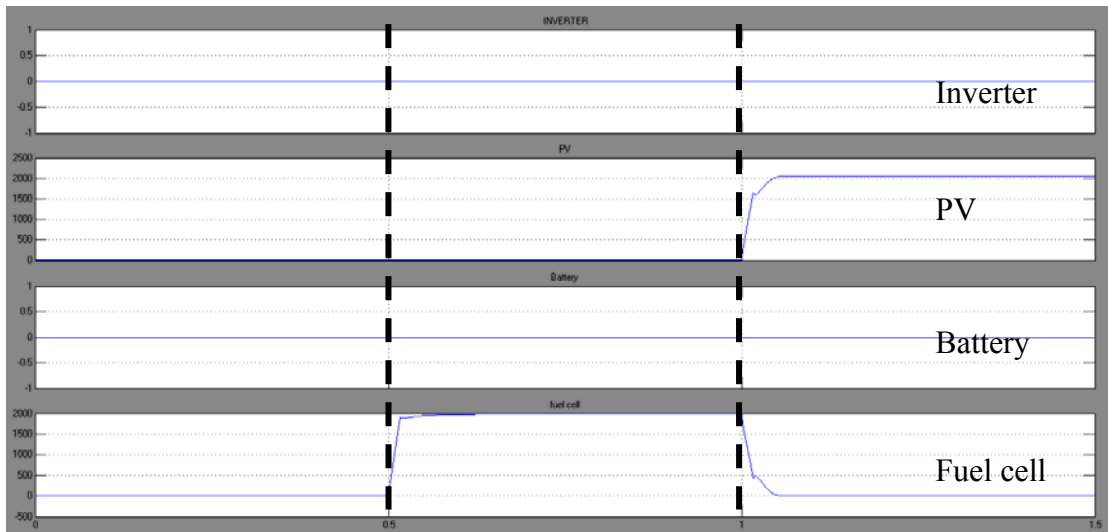


圖 4-30 fuel cell 併聯 PV(1000w/m²)及負載之功率輸出狀況

4.3.1 直流微電網平台運轉分析

直流微電網應用中，PEBB 可設計為直流轉交流之轉換器，該轉換器將直流輸入功率轉換到三相三線交流電壓，可利用對 PEBB 控制參數的回授控制，控制交流輸出電壓的大小、相位、頻率，當直流微電網中獨立負載或相關電源發生變化時，可隨系統變化穩定其輸出。另 PEBB 亦可扮演連結分散式能源如太陽能光伏板[10]、燃料電池[11]、電池及超級電容器之單獨或併聯運轉的電能轉換器，將直流電壓轉換至交流電壓。圖 4-31 為一簡單的直流微電網架構圖，直流匯流排設定為 360V，其中含太陽能光伏板、燃料電池、電阻器及直流負載。以下說明 PEBB 在直流電網併聯至市電之應用測試，包括(a)分散式能源總合足以供應微電網負載使用且將多餘能源傳回市電，(b)分散式能源不足以供應負載需求需向市電吸取能源。

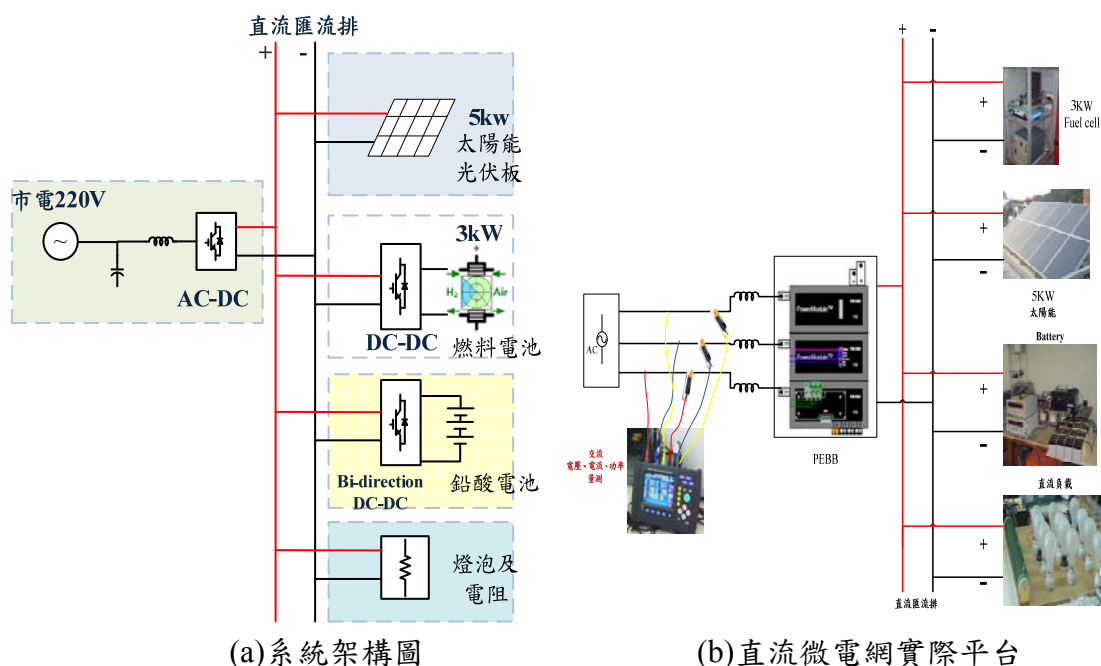


圖 4-31 直流微電網架構

圖 4-32 為本系統的測試步驟，分散式能源併入微電網時，其功率流動將以直流匯流排電壓為基準以電壓差方式達到輸出功率大小控制，因此需先確認直流匯流排端電壓是否為 360V，當分散式能源輸出電壓大於 360V 時，其輸出能源會先供應負載使用，如有多餘能量將會由轉換器轉為三相交流電壓流回市電端。相反地，分散式能源能量不足以供應負載使用時，則會向市電端吸取能源供應給直流電網上的負載使用。

首先經由轉換器參數設定可控制直流端電壓為 360V，再將流程圖搭配圖 4-33 至圖 4-35 之功率紀錄進行說明，如圖 4-34(a)可以觀察出機器啟動到直流電壓達到 360V 之狀況。接著將儲能式系統啟動併入系統中，圖 4-34(b)所示為直流端電壓與三相交流端電流變化之狀況。其中 a 相線電流與相電壓波形同相，表示目前是由市電提供功率，圖 4-33 第 2 區塊亦顯示功率確實是由市電提供且直流端電壓確實穩定在 360V。

接著將分散式能源併入系統，在無最大功率追蹤控制最大輸出功率的情況下將併入太陽光電能系統，但併入系統時需先觀察太陽光電能開路電壓是否大於直流端電壓，並利用電壓差之觀念來達到功率流動的控制。由圖 4-33 第 3 區塊與圖 4-34(c)中可以觀察到加入太陽光電能併入系統後的功率與 a 相線電流的變化，由圖 4-34(c)中觀察出電流與電壓相差 180° 故此時太陽能功率足以提供負載甚至回送功率至市電端，圖 4-33 第 3 區塊可觀察出，市電端所量測到的功率為負值。接著將直流負載(1.2kW~2kW)併入系統中，圖 4-34(d)顯示此時直流端電壓與三相交流端電流變化之狀況，以及搭配圖 4-33 第 4 區塊觀察出流入市電端之功率減少。直流匯流排電壓受負載變動的影響小，可確定直流端電壓之強壯程度。將燃料電池啟動後，確認開路電壓是否為 360V 後併入系統，而後慢慢提升

燃料電池功率輸出。圖 4-33 第 5 區塊所示為燃料電池輸出功率約為 1kW 之狀況，圖 4-34(d)與圖 4-34(e)中 a 相線電流相比較，可觀察出市電所提供功率減少且直流端電壓可穩定輸出為 360V。

最後將負載減載，並由圖 4-33 第 6 區塊觀察功率輸出狀況。如圖 4-34(f)所示，a 相線電流與相電壓波形呈現反相形式，表示目前有功率往市電流入。負載減載後，多餘之功率會經由轉換器流入市電達到系統功率平衡。圖 4-33 第 6 區塊顯示出實功率量為負值，市電系統從直流微電網獲得功率。當內部功率足夠後，命令其燃料電池系統不需要在輸出功率，故將其卸載如圖 4-33 第 7 區塊所示。我們可以發現根據圖 4-34(g)其三相端功率降至 0A 左右，不需要由市電吸取功率，亦不需要耗費燃料電池的氫氣燃料。

此時系統突然進入孤島運轉，可以經由圖 4-33 第 8 區塊三相端功率降至為 0 表示系統進入孤島運轉模式，但是由圖 4-33 第 8 區塊，可以發現直流電壓有上升至 362V 的現象，其主要原因是因為孤島運轉時，太陽能功率足以提供系統內部的負載，此時儲能式系統為了維持直流匯流排電壓穩定，會迅速的以充電模式將多餘的功率儲存起來，但是當電池趨於飽和時，直流電壓將會漸漸的上升，當直流匯流排電壓上升至 362V 時，本研究將會透過加載機制，使直流電壓可以穩定下來，此時透過電池放電穩定整個微電網的直流電壓值，如圖 4-33 第 9 區塊，同時經由圖 4-35 第 9 區塊電池資料記錄發現電池有很大的放電電流，此時放電電流有可能會導致電池過放，因此為了保護電池不要過放，故再次啟動燃料電池系統提供功率，降低電池的放電電流保護電池如圖 4-35 第 10 區塊所示。

最後當市電回復時，電池由放電模式轉回充電模式，由變流器維持整個直流匯流排的電壓值，經由圖 4-33 第 11 區域可以發現電壓回穩至 360V，此時因微電網端電壓高於燃料電池輸出電壓所以燃料電池將不提供功率，故由市電端吸收功率至直流匯流排，其圖 4-34(h)可以發現電壓與電流同步。

測試步驟

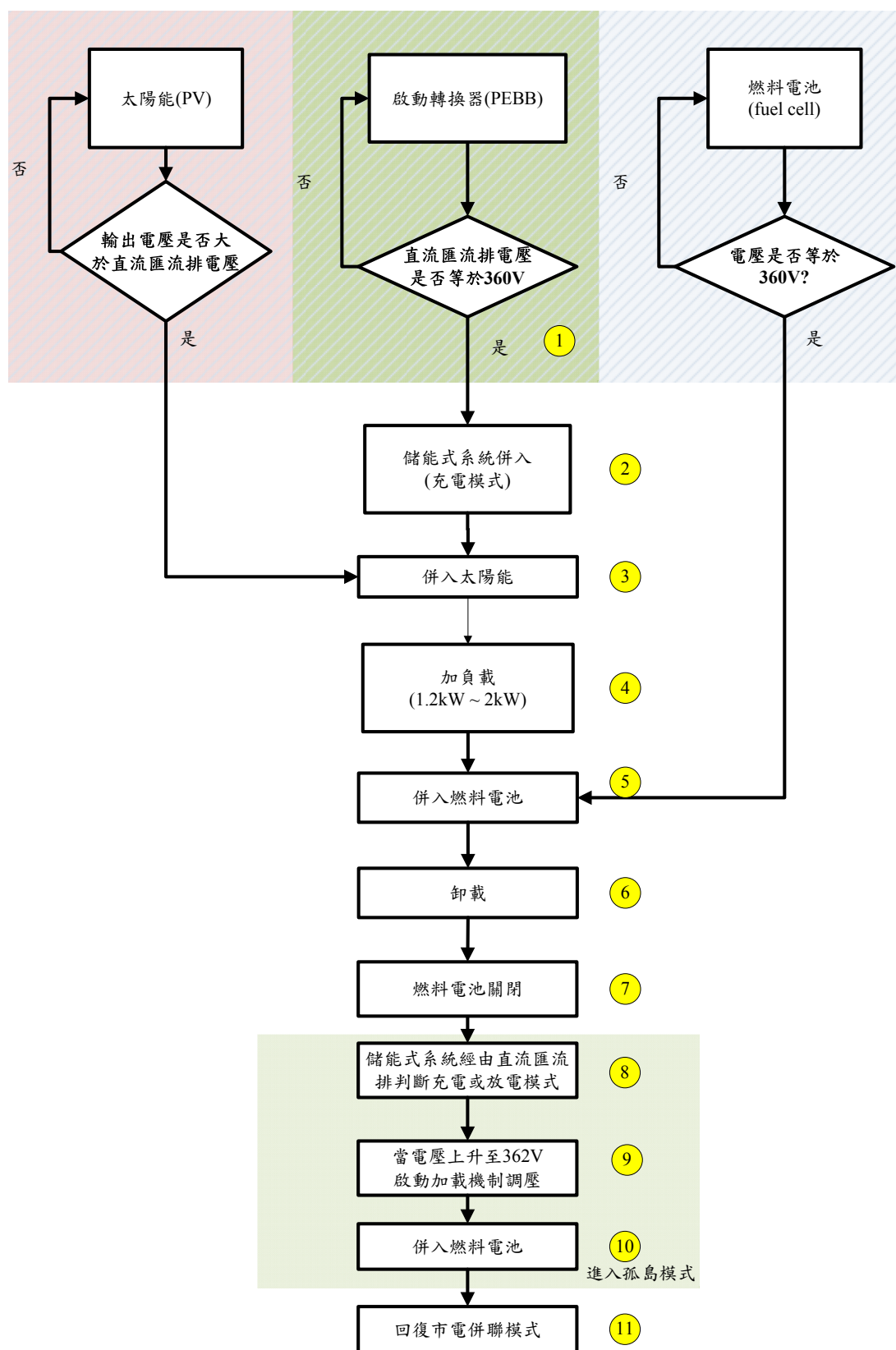


圖 4-32 直流電網應用測試流程

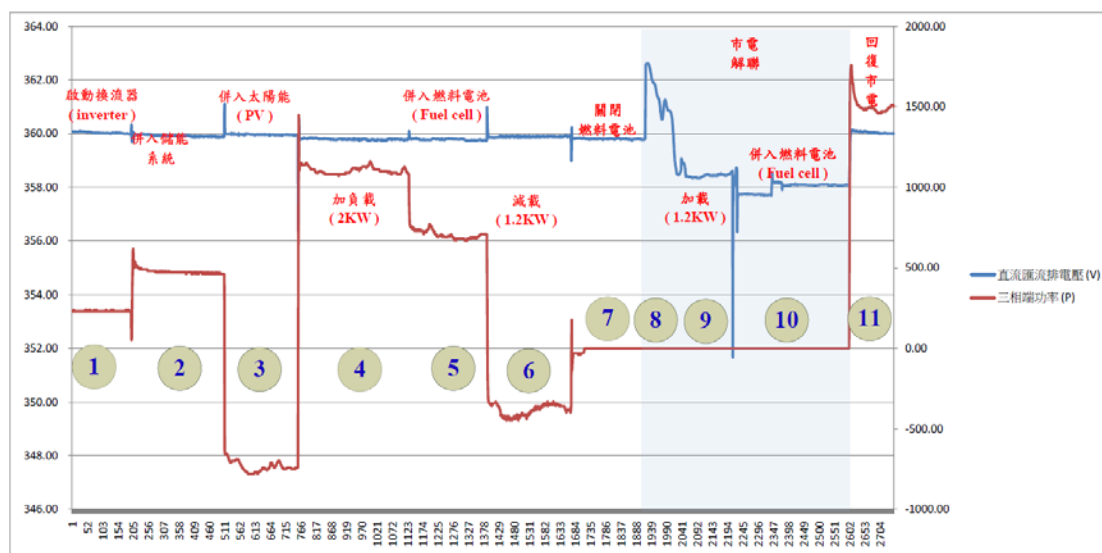
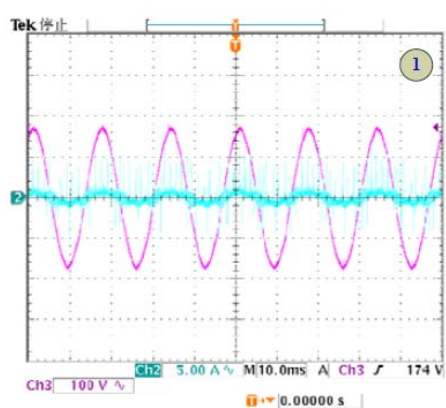
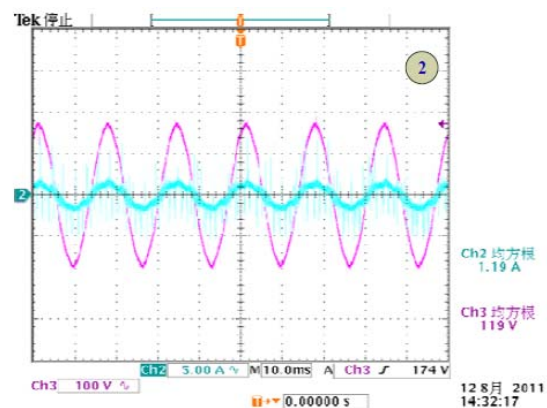


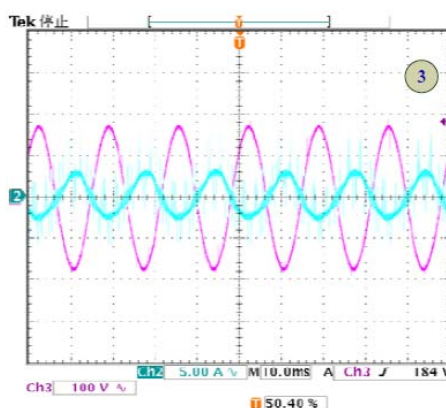
圖 4-33 直流電壓與三相功率曲線



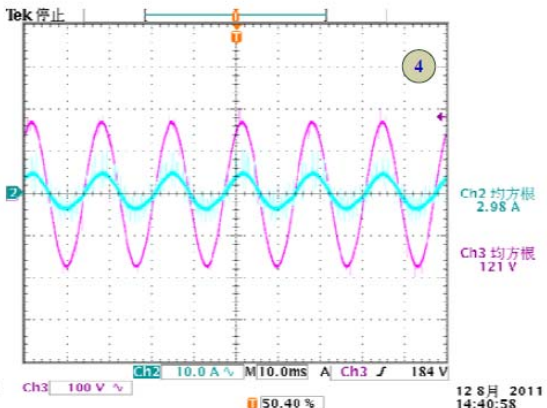
(a)



(b)



(c)



(d)

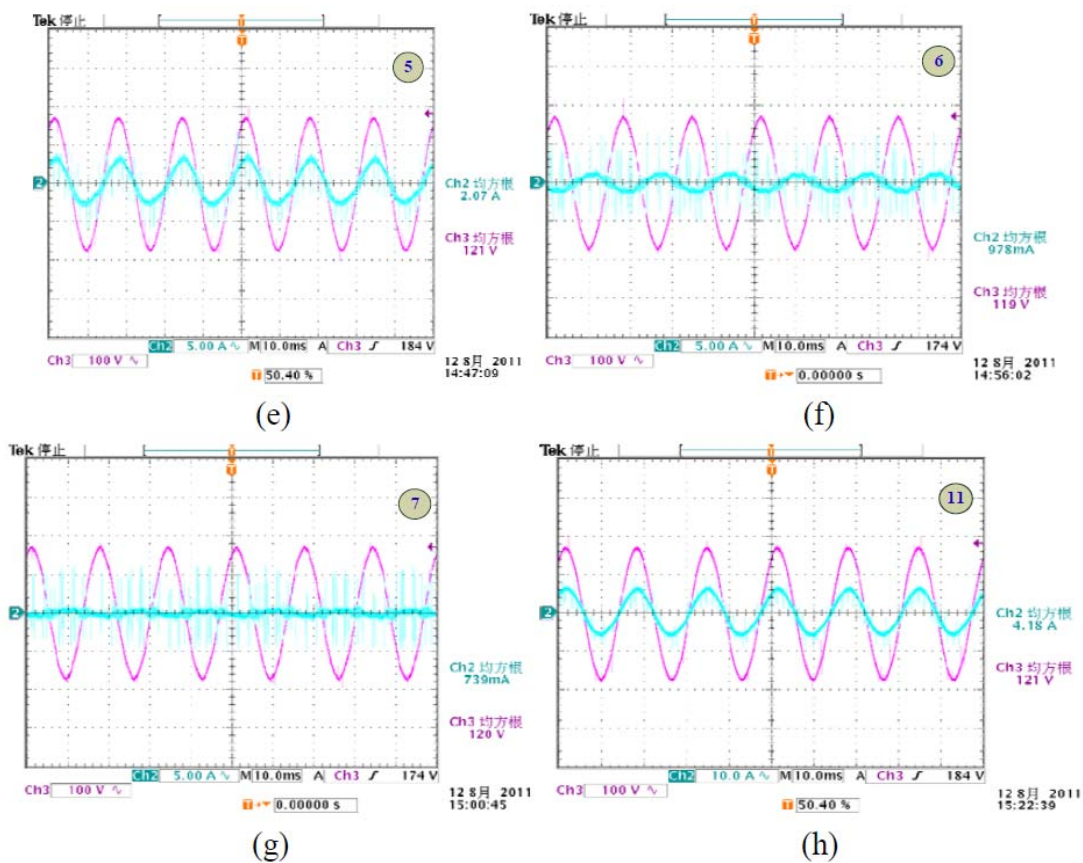
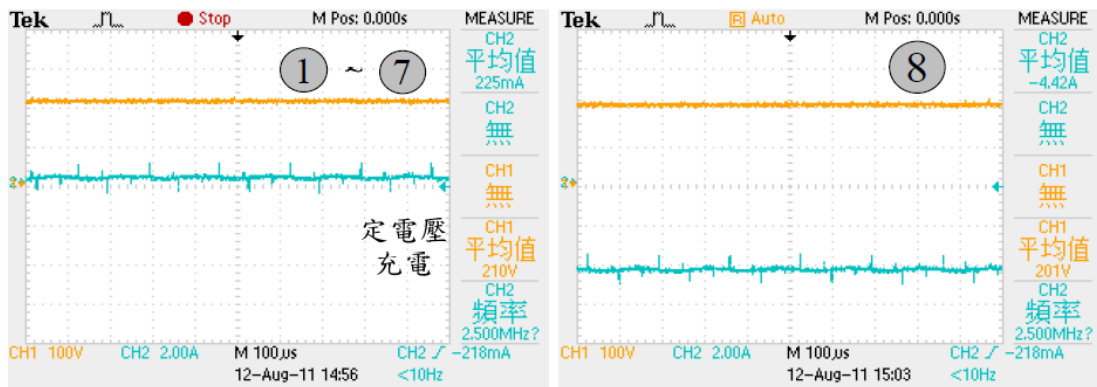


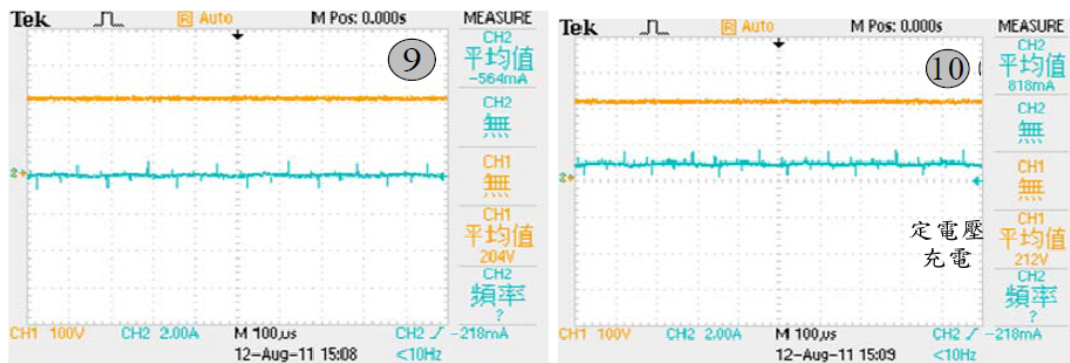
圖 4-34 相電壓、線電流及直流匯流排電壓波形

經由上述的交流端量測結果，可以與儲能式系統相互搭配觀察，在系統孤島前，其儲能系統大多會以充電模式進行浮充，保持電池的電量是充飽的狀態，因此可以經由圖 4-35 區域 1~6 都在進行充電，並配合



(a)

(b)

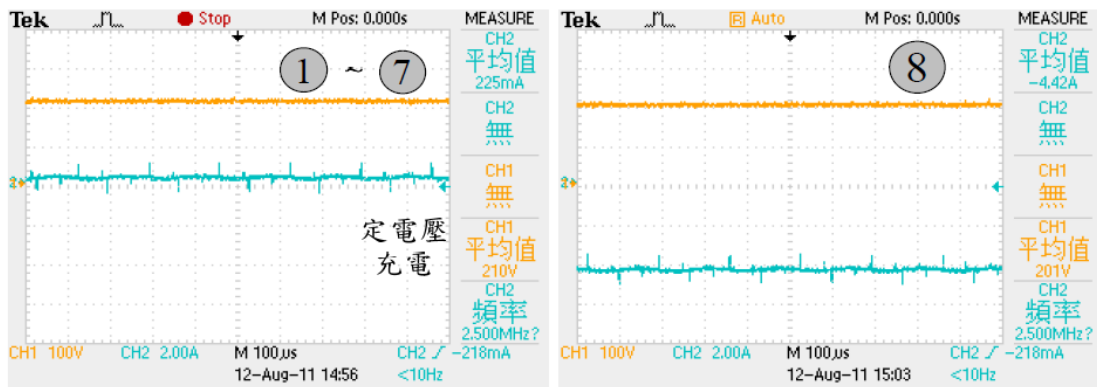


(c)

(d)

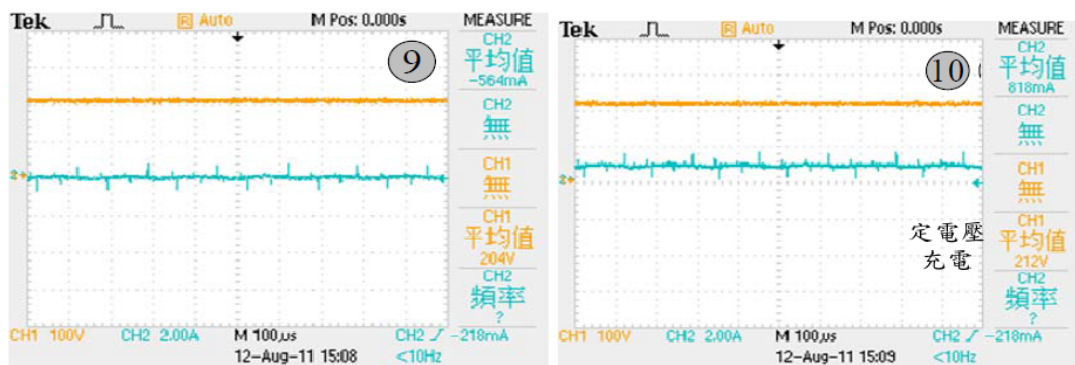
圖 4-36(a)電流波形皆在 0.2A 附近擺動，但是在進入孤島後，可以發現圖 4-35 區域 7 有電壓升高的狀態主要因為當電池已經充飽時，無法再吸收多餘的功率，因此必須要有其他的運轉機制保護直流匯流排電壓不會過高，本研究當直流匯流排電壓到達 362V 時會啟動加載機制，防止直流電壓上升過多。

因此在圖 4-35 區域 7 時，可以發現電池由充電模式(1)轉成放電模式(0)，開始放電的時候電池放電電流很大，因此加入燃料電池輔助運轉如圖 4-35 區域 8，直到市電回復後變流器重新運轉，燃料電池就退出運轉，由市電併聯轉換器提供功率控制直流匯流排電壓，此時儲能系統轉成充電模式，可由



(a)

(b)



(c)

(d)

圖 4-36(d)可以發現電能轉變為正值，開始進行充電。

本研究所使用的電池組為 12V-7Ah 16 串電池組，充電方式以定電壓充電進行充電，設定的定電壓充電值為 210V，量測上會有 1~2V 的誤差。

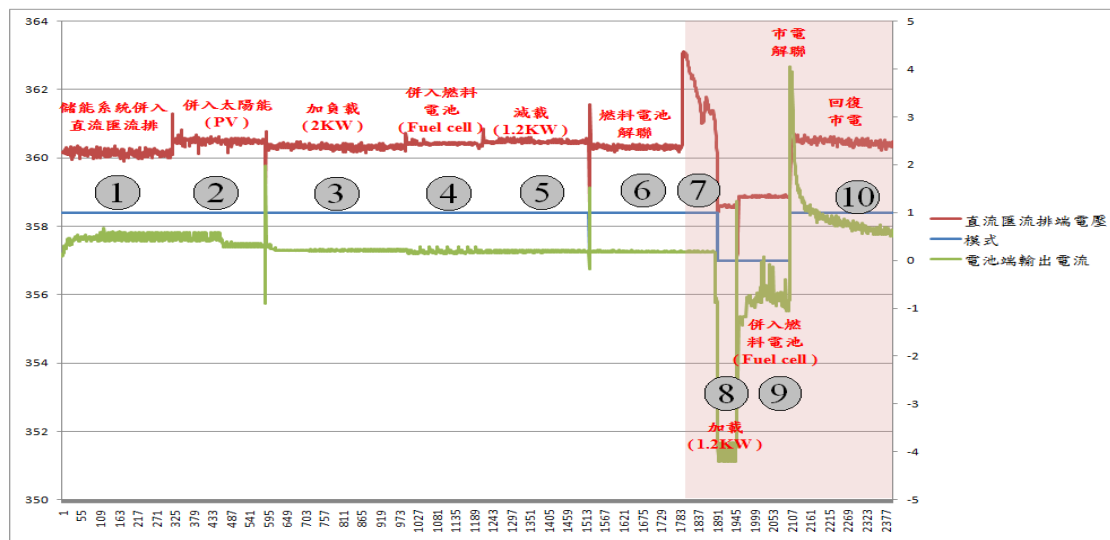
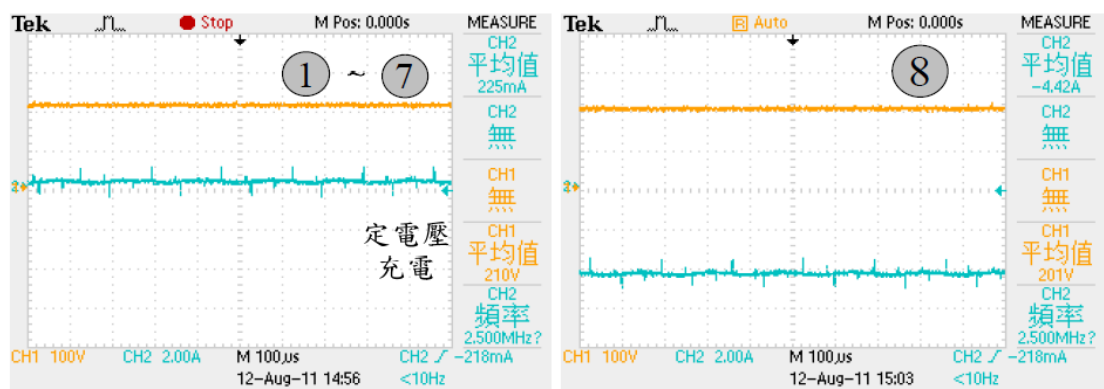
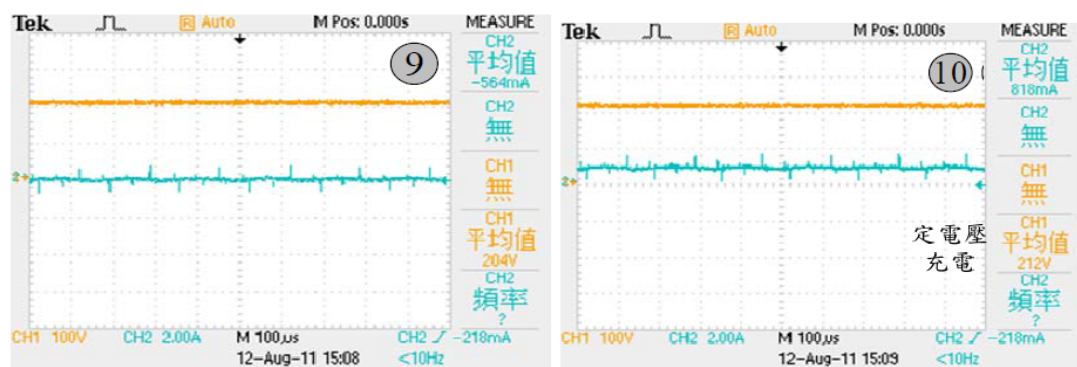


圖 4-35 電池端 DAQ 卡量測記錄(電流正為充電；負為放電)



(a)

(b)



(c)

(d)

圖 4-36 電池系統之電池電壓及電流波形

第五章 結論

本研究對含 DG 之配電系統的運轉議題加以研討，主要完成的研究內容含：

1. 分散式電源對配電饋線運轉影響分析
 - 1.1 以蒙地卡羅方法模擬含分散式電源之饋線電壓分布
 - 1.2 因應分散式電源併聯之電壓調整設備控制策略
 - 1.3 含同步機及感應機之配電饋線故障分析
 - 1.4 分散式電源對配電系統故障偵測之影響分析
 - 1.5 感應發電機(含 Full-load Converter Wind Turbine, FCWT 及 Doubly-Fed Induction Generator, DFIG)之低電壓忍受能力分析
2. 提高分散式電源併聯容量之電網強化策略研究
 - 2.1 提昇分散式電源低電壓忍受能力研究
 - 2.2 強化電壓調整設備控制策略提高分散式電源併聯容量
 - 2.3 以配電饋線重組提高分散式電源併聯容量
 - 2.4 以配電系統主動管理提高分散式電源併聯容量
3. 以配電饋線構成之微電網的運轉策略研究
 - 3.1 與市電連接之微電網運轉模型建立
 - 3.2 多代理人系統在含分散式電源之配電饋線運轉應用
 - 3.3 利用配電自動化、自動讀表(AMI)和需求端管理(DMS)量測值及用戶資訊系統(CIS)資料進行系統狀態估計
 - 3.4 併網之微電網動態模擬及運轉特性分析
 - 3.5 因故障事故與市電切離之微電網運轉模擬
 - 3.6 維持穩定孤島運轉之分散式電源控制策略研究
 - 3.7 建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之微電網

傳統配電系統以被動式方式設計，電力循單一方向流動，因此若有分散型電源連接至配電系統，將造成技術上的問題。分散型電源的併接、運轉及解聯，將會造成運轉及網路架構的改變，這會影響電壓控制、保護協調及安全的問題，未來的電網必須因應在技術上及電力市場上的改變。本研究之目地在於針對各類分散型電源以獨立或微電網方式併聯於電力系統後，可能對配電系統之影響。我們探討了分散式電源接到配電系統時，其對饋線上負載的電壓及故障電流偵測的衝擊，並探討改善措施以增加分散式電源可併網的容量。我們研究了區域性電壓控制，如有載分接頭變壓器及電壓調整器間的控制協調，同時對分散式電源特別是風機，於故障情況時之低電壓忍受能力的改善措施進行研究。

微型電網的系統架構可以用來管理不同類型的分散式電源並提升配電系統的可靠度。未來配電自動化系統、先進電表系統及負載管理系統的整合中，將可獲得更多的配電系統量測資訊，對整體配電系統的狀態估計會有幫助並可用於電

網的調度運轉。微型電網中，分散式能源的控制方法將依據其需求的性質及所在的運轉環境而有所不同，會由分散式能源單元與系統或是與其他分散式能源設備間的互相影響所決定。在本計畫中，我們進行了直流微型電網模擬，對使用電網追隨及電網形成等兩種控制模式的動態特性加以分析，並發展維持直流微型電網電壓穩定的控制方法。本計畫整合上述的研究項目，建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之直流微電網，所建立的系統未來可供再生能源教學研究用。

參考文獻

- [1] EU SmartGrids Framework “Electricity networks of future 2020 and beyond”
- [2] European SmartGrid Technology Platform, Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future, European Commission 2006.
- [3] “Advanced Distribution Automation,” EPRI 2006 Portfolio.
- [4] N. S. Markushevich, A. P. Berman, C. J. Jensen, J. C. Clemmer, “Implementation of advanced distribution automation in U.S.A. utilities,” CIRED 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. (IEE Conf. Publ No. 482) pp. 224 – 224.
- [5] G. W. Ault, C.E.T. Foote, J. R. McDonald, “UK research activities on advanced distribution automation,” Proceedings of IEEE PES General Meeting, Vol. 1, June 2005, pp. 2616 – 2619.
- [6] D. M. Staszsky, D. Craig, C. Befus, “Advanced feeder automation is here,” IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 3 (5), Sept.-Oct. 2005, pp. 56 – 63.
- [7] 蘇勝一，提高分散式電源併聯容量之饋線開關及電壓整合控制，碩士論文，國立中山大學，2009 年 7 月。
- [8] 王志賢，以多代理人系統偵測含分散式電源之配電網路故障位置，碩士論文，國立中山大學，2009 年 7 月。
- [9] 盧展南、許振廷、蘇俊連、陳朝順、鄧人豪、王耀村、許炎豐、王志賢、蘇勝一，整合分散型電源建構優質配電網之研究-完成報告，台灣電力公司與國立中山大學電機工程學系，中華民國 96 年。
- [10] M. Molinas, J. A. Suul, and T. Undeland, “Low Voltage Ride Through of Wind Farms with Cage Generators: STATCOM Versus SVC,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, May 2008, pp. 1104-1117.
- [11] 林志鵬，以靜態同步補償器與動態電壓恢復器改善風力發電機低電壓忍受能力之研究，碩士論文，國立中山大學，2010 年 2 月。
- [12] M. Behnke, A. Ellis, Y. Kazachkov, T. McCoy, E. Muljadi, W. Price and J. Sanchez-Gasca, “Development and Validation of WECC Variable Speed Wind Turbine Dynamic Models for Grid Integration Studies,” Presented at AWEA’s 2007 WindPower Conference Los Angeles, California June 2007, pp. 1-8.
- [13] 林筱秋，雙饋式感應發電機之低電壓忍受能力改善方法研究，碩士論文，國立中山大學，2010 年 9 月。
- [14] Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT, Risø-R-1400(ed.2).
- [15] 台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點，台灣電力公司，2008 年。
- [16] M. - S. Tsai, C. - K. Chan, P. Picélova and W. - C. Wu, “Development of a

- Novel Multi-Agent Based Self-Healing Distribution System,” Proceedings of Power and Energy Systems(AsiaPES 2008), April 2-4, Langkawi, Malaysia, 2008.
- [17] 蘇昭庭，應用多代理人執行配電系統故障復電，碩士論文，國立中山大學，2007 年 6 月。
 - [18] 洪承雄，應用 DAML 建立代理人社群以整合網路服務，碩士論文，國立中央大學，2003 年 6 月。
 - [19] 詹智貴，以智慧型代理人系統進行配電系統復電規劃，碩士論文，中原大學，2005 年 7 月。
 - [20] F. Bellifemine, G. Caire, D. Greenwood, “Developing Multi-Agent Systems with JADE”, John Wiley & Sons, Ltd ,2007.
 - [21] 史朝陽，普及運算下的可調適智慧型架構，碩士論文，國立台灣科技大學，2007 年 6 月。
 - [22] 趙令志，故障傳訊系統應用於配電系統故障區段偵測之研究(技術報告)，碩士論文，中原大學，2005 年 1 月。
 - [23] K. Ghosh, D. L. Lubkeman, and R. H. Jones, “Load modeling for distribution circuit state estimation,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, pp. 999-1005, April 1997.
 - [24] M. E. Baran and A. W. Kelley, “State estimation for real-time monitoring of distribution systems,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
 - [25] C. N. Lu, J. H. Teng, and W. H. E. Liu, “Distribution system state estimation,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, pp. 229–240, Feb. 1995.
 - [26] W. M. Lin and J. H. Teng, “Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing,” Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist., vol. 143, no. 1, pp. 43–48, Jan. 1996.
 - [27] A. Monticelli. State Estimation in Electric Power Systems. A Generalized Approach. Kluwer Academic Publishers, 1999.
 - [28] J. Alber, “State Estimation in PowerFactory: Algorithmic Aspects,” RTE-VT Workshop on Robust Methods for Power System State Estimation and Load Forecasting , Paris, May 29-30, 2006.
 - [29] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation Operation & Control, Willy, 1984.
 - [30] M. A. Casacca, M. R. Capobianco, and Z. M. Salameh, “Lead-acid battery storage configurations for improved available capacity,” IEEE Trans. Energy Conversion, Vol. 11, pp. 139-145, Mar. 1996.
 - [31] <http://www.electricitystorage.org/ESA/applications>
 - [32] H. L. Chan, “A new battery model for use with battery energy storage systems

- and electric vehicles power systems”, IEEE Power Engineering Society, Vol. 1, pp. 470-475, 2000.
- [33] Olivier Tremblay, Louis-A. Dessaint, “Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications,” World Electric Vehicle Journal 2009
- [34] 洪裕桓，智慧型鋰電池管理系統之研製，碩士論文，國立中山大學，2005年。
- [35] Francisco M. González-Longatt “Model of Photovoltaic Module in Matlab™,”
- [36] 朱麗，“基於 Matlab/Simulink 的太陽能電池特性模擬,”合肥工業大學電氣自動化系，安徽合肥（230009）
- [37] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG, “Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK,” Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008 WCECS 2008, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA.
- [38] 黃偕洲、葉增雄、劉承宗，“利用光伏發電系統舒緩區域用戶之電力壅塞可行性研究”， 第九屆台灣電力電子研討會，pp.1355-1359，2010年9月。
- [39] Hiren Patel and Vivek Agarwal “MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics,” IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 23, No. 1, March 2008.
- [40] 趙中興，“燃料電池基礎，”全華圖書。
- [41] J. Jia, Q. Li, Y. Wang, Y. T. Cham, and M. Han, “Modeling and Dynamic Characteristic Simulation of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell,” IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 24, No. 1, March 2009.
- [42] 侯文傑，並聯直流電源供應器自動主僕均流技術之研究，碩士論文，國立成功大學，2004年。
- [43] Mark L. Berenson, David M. Levine, and Timothy C. Krehbiel (2009). *Basic Business Statistics* (11th ed.). USA: Pearson Prentice Hall.

國科會補助專題研究計畫成果報告自評表

請就研究內容與原計畫相符程度、達成預期目標情況、研究成果之學術或應用價值（簡要敘述成果所代表之意義、價值、影響或進一步發展之可能性）、是否適合在學術期刊發表或申請專利、主要發現或其他有關價值等，作一綜合評估。

1. 請就研究內容與原計畫相符程度、達成預期目標情況作一綜合評估

■ 達成目標

☐ 未達成目標（請說明，以 100 字為限）

☐ 實驗失敗

☐ 因故實驗中斷

☐ 其他原因

說明：

2. 研究成果在學術期刊發表或申請專利等情形：

論文：■已發表 ☐未發表之文稿 ☐撰寫中 ☐無

專利：☐已獲得 ■申請中 ☐無

技轉：☐已技轉 ☐洽談中 ■無

其他：（以 100 字為限）

3. 傳統配電系統以被動式方式設計，電力循單一方向流動，因此若有分散型電源連接至配電系統，將造成技術上的問題。分散型電源的併接、運轉及解聯，將會造成運轉及網路架構的改變，這會影響電壓控制、保護協調及安全的問題，未來的電網必須因應在技術上及電力市場上的改變。本研究之目地在於針對各類分散型電源以獨立或微電網方式併聯於電力系統後，可能對配電系統之影響。我們探討了分散式電源接到配電系統時，其對饋線上負載的電壓及故障電流偵測的衝擊，並探討改善措施以增加分散式電源可併網的容量。我們研究了區域性電壓控制，如有載分接頭變壓器及電壓調整器間的控制協調，同時對分散式電源特別是風機，於故障情況時之低電壓忍受能力的改善措施進行研究。微型電網的系統架構可以用來管理不同類型的分散式電源並提升配電系統的可靠度。未來配電自動化系統、先進電表系統及負載管理系統的整合中，將可獲得更多的配電系統量測資訊，對整體配電系統的狀態估計會有幫助並可用於電網的調度運轉。微型電網中，分散式能源的控制方法將依據其需求的性質及所在的運轉環境而有所不同，會由分散式能源單元與系統或是與其他分散式能源設備間的互相影響所決定。在本計畫中，我們進行了直流微型電網模擬，其中針對電網連結及孤島兩種運作模式的動態特性加以分析，並發展維持直流微型電網電壓穩定的控制方法。本計畫整合上述的研究項目，建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之直流微電網，所建立的系統未來可供再生能源教學研究用。

國科會補助計畫衍生研發成果推廣資料表

日期：2012 年 7 月 6 日

國科會補助計畫	計畫名稱：含分散式電源之配電系統運轉研究 計畫主持人：盧展南 計畫編號：NSC 98-2221-E-110-076-MY3		
研發成果名稱	(中文) 電表資料校正方法		
	(英文) Method for Meter Data Correction		
成果歸屬機構	國立中山大學	發明人 (創作人)	盧展南;黃士哲
技術說明	<p>本發明之主要目的係提供一種電表資料校正方法，該方法可將電表記錄異常之用電負載校正為較接近用戶端實際之用電負載。為達到此目的，必須擁有用戶端即時量測資料，經由加總變壓器連結之所有用戶負載後，以及線路上量測資料，一併提供給狀態估計使用，再根據狀態估計之性能指標判定量測資料是否有異常，最後決定是否執行資料偵測錯誤程序，該程序會根據我們提供給狀態估計的資料，經由上下游關係找出真正錯誤資料位置(變壓器)，再進一部針對該變壓器連結之所有用戶一一檢測，在此檢測的方式是根據統計的變異數分析，該方法將用戶當天的負載需量與過去基準線做比較，所有用戶都比較完後再依據異常用戶數量的不同，分為兩種方式去做異常資料的修正，若只有一個異常用戶，則直接將狀態估計所估計該變壓器的負載量減去底下所有正常用戶之負載需量，若有兩個以上異常用戶，同樣減去所有正常用戶的負載需量後，再藉由異常用戶之基準線來分配剩餘的負載。</p>		
產業別	電子;資訊		
技術/產品應用範圍	電表資料管理;能源管理		
技術移轉可行性 及預期效益	提高電表資料管理系統的效能，降低非技術性損失		

註：本項研發成果若尚未申請專利，請勿揭露可申請專利之主要內容。

日期：2012 年 7 月 6 日

國科會補助計畫	計畫名稱：含分散式電源之配電系統運轉研究 計畫主持人：盧展南 計畫編號：NSC 98-2221-E-110-076-MY3		
研發成果名稱	(中文) 直流微電網之控制方法		
	(英文) A Controlling Method for DC Microgrid		
成果歸屬機構	國立中山大學	發明人 (創作人)	盧展南;林建宏
技術說明	<p>本發明建立一直流微電網模型，其中以三相電壓轉換器建立一穩定直流電壓，若系統有過多實功注入直流匯流排時，會使直流電壓上升過高，因此需要利用具有雙向功率控制的方法，將多餘的功率舒緩掉或是儲存起來。本發明將敘述如何將多餘的功率利用雙向變流器傳入市電，而若是直流匯流排有重載加入時，將會利用雙向變流器吸收市電實功，維持直流匯流排的電壓穩定，若當市電因某種因素如故障等...與系統解聯，此時維持系統穩定將由電池控制，此時如系統端有多餘之能源注入系統此時電池將轉為充電模式，如系統能源不足電池則轉為放電模式，但為保護電池不因負載過大而有過放電之現象傷害電池，此時會啟動燃料電池利用 droop 法提供能源注入系統減少對電池之傷害以及達到功率之平衡。</p>		
產業別	機電系統、配電系統		
技術/產品應用範圍	電力傳輸、電力轉換		
技術移轉可行性 及預期效益	分散式能源利用 droop 控制法提供能源注入電網，並且減少對電池之傷害及達到功率平衡能力。		

註：本項研發成果若尚未申請專利，請勿揭露可申請專利之主要內容。

國科會補助專題研究計畫項下出席國際學術會議心得報告

日期：2012 年 7 月 6 日

計畫編號	NSC 98 — 2221 — E — 110 — 076 — MY3		
計畫名稱	含分散式電源之配電系統運轉研究		
出國人員姓名	盧展南	服務機構及職稱	中山大學電機系教授
會議時間	2010 年 9 月 20 日 至 2010 年 9 月 23 日	會議地點	中國北京市
會議名稱	(中文) 關鍵基礎建設國際研討會 (英文) International CRIS Conference on Critical Infrastructures (CRIS2010)		
發表論文題目	(中文) 先進讀表基礎建設在電網運轉與規劃上的相關效益 (英文) Electricity grid operation and planning related benefits of advanced metering infrastructure		

一、與會心得:

在本計畫中，我們探討了分散式電源接到配電系統時，其對饋線上負載的電壓及故障電流偵測的衝擊，並研究改善措施以增加分散式電源可併網的容量。我們也研究了區域性電壓控制，如有載分接頭變壓器及電壓調整器間的控制協調，同時對分散式電源特別是風機，於故障情況時之低電壓忍受能力的改善措施進行研究。本計畫所發展的整體配電系統狀態估計會有幫助並可用於配電網的調度運轉。在微型電網中，分散式能源的控制方法將依據其需求的性質及所在的運轉環境而有所不同，會由分散式能源單元與系統或是與其他分散式能源設備間的互相影響所決定。在本計畫中，我們進行了直流微型電網模擬，對使用電網追隨及電網形成等兩種控制模式的動態特性加以分析，並發展維持直流微型電網電壓穩定的控制方法。本計畫已建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之微電網，所建立的系統未來可供再生能源教學研究之用。

二、攜回資料名稱及內容:

所有參與該會議的論文。

日期：2012 年 7 月 6 日

計畫 編號	NSC 98 - 2221 - E - 110 - 076 - MY3		
計畫 名稱	含分散式電源之配電系統運轉研究		
出國人員 姓名	盧展南	服務機構及 職稱	中山大學電機系教授
會議 時間	2011 年 9 月 25 日 至 2011 年 9 月 30 日	會議地點	希臘
會議 名稱	(中文) ISAP2011 (英文) ISAP2011		
發表論文 題目	(英文) Feeder Reconfiguration for Accommodating Distributed Generations Interconnection		

一、參加會議經過:

本人於 09/25/'11(Sunday)下午 5:30 到達會議地點 Hersonisos, Crete, 希臘, 09/29/'11 離開 09/'30 晚間 8:40 抵達高雄。本人參與的 Sessions 包括

Key note speech

1. "Sustainable Electric Power Systems in the 21st Century: Requirements, Challenges, and the Role of Intelligence Systems," Prabha S. Kundur
2. "Interconnection of Crete to the mainland Greece," Michalis Papadopoulos
3. "The Three Pillars of Smart Distribution realized by IEC 61850 Communications," Z. A. Styczynski
4. "Smart Grids in the Greek Islands," Aris Dimeas
5. "Contributions of Complexity Theory to the Paradigm of Sustainable Electric Utilities," Carlos Alvarez Pereira

Panel Sessions

1. Active Houses and SmartGrids
2. Integration of Evs

Paper Sessions

1. Intelligent Optimization I
2. Intelligent Optimization II
3. Demand Side Management
4. Distribution Systems

Technical Visit

1. Linoperamata Test Station.
2. Plastica Kritis Wind Park.

二、與會心得:

這些 Sessions 主要針對如何運用智慧型技術使得電力系統的運轉與規劃能

更有效。SmartGrid、Demand Side Management、Wide Area Measurement 及再生能源併網的議題在本次會議中被廣泛的討論，主要對未來電力系統結構可能有的變化及其在技術上所需的配套進行研討。電動車電能補充及再生能源特別是風力發電併聯技術及因系統擾動造成之相關問題在本次會議中亦被討論，未來風力發電的建設將持續增加，相關之系統頻率及電壓忍受能力的探討將會成為熱門的話題。本次與學生發表的論文是 “Feeder Reconfiguration for Accommodating Distributed Generations Interconnection”。

Crete 島擁有高佔比的再生能源發電，其電力系統目前正考慮與希臘本島系統進行聯結。本人參觀了一個位於 Crete 島三個發電廠之一的輸配電系統絕緣礙子的測試中心及一個有 12 MW 的風場。Crete 島的電力系統目前正考慮與希臘本島系統進行聯結。

本人為 ISAP Council 委員，亦參與下一屆 ISAP 會議地點及事宜的討論。

感謝國科會及中山大學補助本人的旅費及同意本人能參與 ISAP2011 會議，所獲得的相關資訊相信對未來的研發工作會有助益。

三、攜回資料名稱及內容：

所有參與該會議的論文。

日期：2012 年 7 月 6 日

計畫 編號	NSC 98 — 2221 — E — 110 — 076 — MY3		
計畫 名稱	含分散式電源之配電系統運轉研究		
出國人員 姓名	詹傑民	服務機構及 職稱	中山大學電機系/學生
會議 時間	2012 年 6 月 17 日 至 2012 年 6 月 20 日	會議地點	香港
會議 名稱	(中文)IEEE 第五屆電力諧波及電力品質國際會議 (英文)15th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP 2012		
發表論文 題目	(中文)含電動車充電負載之配電饋線運轉 (英文)Operation of Distribution Feeders with Electric Vehicle Charging Loads		

一、參加會議經過:

- (1) 100 年 6 月 16 日上午搭乘高雄捷運前往小港國際機場，搭乘華航 CI0947 班機，直飛香港國際機場，抵達香港完成通關手續後，隨即搭乘機場快線前往住宿旅社(金城假日酒店)辦理住房，休息並準備會議相關資料。
- (2) 100 年 6 月 18 日上午 8:30 抵達會場，在完成註冊手續後，9:00 參加大會開幕式，接者，聆聽 Mr. Alex McEachern 風趣且精闢的演講獲益良多。今日參加了許多有興趣場次的論文發表。整天下來獲益良多，多數論文不論在理論或實務上值得借鏡之處頗多。
- (3) 100 年 6 月 19 日下午，發表之論文為「Operation of Distribution Feeders with Electric Vehicle Charging Loads」，與會人士提出不同觀點並熱烈討論；除此之外，與同場次所發表之論文作者亦有良好地互動，相互切磋、交流，整個過程進行第十分順利；下午場次結束後，於當日下午起程返台，約在下午 11 時 40 分抵達高雄小港國際機場，順利完成此趟學術之旅。

二、與會心得:

此次會議論文值得參考及借鏡之處頗多，所探討之議題含蓋層面亦十分廣泛，除了電動車對電力系統之衝擊外，電力系統運轉、規劃、建置、量測、電力品質等議題都包含在內。由所發表之論文內容可知各研究領域之相關理論不斷推陳出新。多參加國際性、高水準的大型會議能共享研究成果、增進專業知識與技能、提高自身國際視野，對自己未來的研究方向助益良多。

三、攜回資料名稱及內容:

所有參與該會議的論文。

日期：2012 年 7 月 6 日

計畫 編號	NSC 98 - 2221 - E - 110 - 076 - MY3		
計畫 名稱	含分散式電源之配電系統運轉研究		
出國人員 姓名	劉鴻儒	服務機構及 職稱	中山大學電機系/學生
會議 時間	2012 年 6 月 17 日 至 2012 年 6 月 20 日	會議地點	香港
會議 名稱	(中文)IEEE 第五屆電力諧波及電力品質國際會議 (英文)15th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP 2012		
發表論文 題目	(中文)含電動車充電負載之配電饋線運轉 (英文)Operation of Distribution Feeders with Electric Vehicle Charging Loads		

一、參加會議經過:

筆者於 2012/6/16 下午由高雄小港機場出發飛往香港，同行者有同一實驗室的詹傑民學長，在會議期間參與的 Session 有 Keynote Speech、Plenary Session、Parallel Session(Customer side disturbance mitigation initiatives、Methods to study the impacts of EVs, CFLs, and other new loads)，在 6/19 下午就本次投稿論文內容進行了 15 分鐘的口頭報告，並在報告之後與台下聽眾進行討論，隨後於當天晚上搭機返回台灣

二、與會心得:

隨著智慧電網相關技術的發展，各種新型態的負載與設備將被大量的使用在現有的電力系統中，各種可能伴隨而來的問題，例如諧波干擾、電壓擾動與驟降都會影響到用戶使用電力的品質，本次研討會有來自世界各地共 197 篇的投稿論文，內容包括將雲端運算的概念運用於電力系統的狀態量測、探討新型照明器具可能造成的諧波干擾與實驗量測結果、各種新型的轉換器架構設計、含再生能源的直流微電網實驗平台介紹與量測結果、電動車充電負載對電網衝擊的分析方法等等，與會的專家學者們都相當熱烈的參與討論並提出各自的問題。

本次於會議發表的論文是 Operation Of Distribution Feeders With Electric Vehicle Charging Loads(如附件)，對未來電動車普及之後可能對電網造成的影響提出一種探討的流程，利用機率分配函數來描述電動車負載在時間與位置上的不確定性，利用配電系統負載潮流軟體(Open Dss)搭配 Matlab 軟體進行負載潮流的運算以瞭解對電網造成的影響，最後提出以饋線重組的方式來減少因為電動車負載造成的功率損失，在口頭報告中筆者簡介了模擬的整體流程與概念，並就模擬結果以及電動車目前在台灣的實際發展狀況與聽眾進行討論。

本次會議是筆者第一次參與國際性的學術會議，除了瞭解了其他國家的學者

們研究方向與採用的研究方法，也見識到其他學者們認真探討問題的精神與風範，實際上台報告對筆者是一個很大的挑戰，不論是將論文內容整理成有條理的內容進行報告或是以外語準備口頭報告都對筆者有很大的幫助，在此要感謝盧展南教授平日的指導及給與這次機會，並感謝各相關單位補助此次參加會議的旅費，相信此次參與國際會議的經驗對未來的研究會有很大助益。

三、攜回資料名稱及內容：

所有參與該會議的論文。

四、其他



圖 1. 筆者於會場拍攝照片



圖 2. 開幕典禮照片



圖 3. 筆者進行口頭報告照片



圖 4. 筆者與聽眾進行討論照片

參與 ISAP2011 會議報告

報告人：盧展南

本人於 09/25/'11(Sunday)下午 5:30 到達會議地點 Hersonisos, Crete, 希臘，
09/29/'11 離開 09/'30 晚間 8:40 抵達高雄。本人參與的 Sessions 包括

Key note speech

1. "Sustainable Electric Power Systems in the 21st Century: Requirements, Challenges, and the Role of Intelligence Systems," Prabha S. Kundur
2. "Interconnection of Crete to the mainland Greece," Michalis Papadopoulos
3. "The Three Pillars of Smart Distribution realized by IEC 61850 Communications," Z. A. Styczynski
4. "Smart Grids in the Greek Islands," Aris Dimeas
5. "Contributions of Complexity Theory to the Paradigm of Sustainable Electric Utilities," Carlos Alvarez Pereira

Panel Sessions

1. Active Houses and SmartGrids
2. Integration of Evs

Paper Sessions

1. Intelligent Optimization I
2. Intelligent Optimization II
3. Demand Side Management
4. Distribution Systems

Technical Visit

1. Linoperamata Test Station.
2. Plastica Kritis Wind Park.

這些Sessions 主要針對如何運用智慧型技術使得電力系統的運轉與規劃能更有效。SmartGrid、Demand Side Management、Wide Area Measurement及再生能源併網的議題在本次會議中被廣泛的討論，主要對未來電力系統結構可能的變化及其在技術上所需的配套進行研討。電動車電能補充及再生能源特別是風力發電併聯技術及因系統擾動造成之相關問題在本次會議中亦被討論，未來風力發電的建設將持續增加，相關之系統頻率及電壓忍受能力的探討將會成為熱門的話題。本次與學生發表的論文是 "Feeder Reconfiguration for Accommodating Distributed Generations Interconnection" (如附件)。

Crete島擁有高佔比的再生能源發電，其電力系統目前正考慮與希臘本島系統進行聯結。本人參觀了一個位於**Crete**島三個發電廠之一的輸配電系統絕緣礙子的測試中心及一個有 12 MW的風場。**Crete**島的電力系統目前正考慮與希臘本島系統進行聯結。

本人為 **ISAP Council** 委員，亦參與下一屆**ISAP**會議地點及事宜的討論。

感謝國科會及中山大學補助本人的旅費及同意本人能參與 **ISAP2011** 會議，所獲得的相關資訊相信對未來的研發工作會有助益。

Feeder Reconfiguration for Accommodating Distributed Generations Interconnection

Rung-Fang Chang, Ya-Chin Chang and Chan-Nan Lu, *Fellow, IEEE*

Abstract- Previous studies have suggested that, with proper planning, distributed generation (DG) could provide system operation and planning benefits such as reduced losses and enhanced reliability. However, the allowable DG interconnection capacity at each site of the existing network is often restricted by fault current level, voltage variation and power flow constraints. An improved feeder reconfiguration technique is proposed in this paper to maximize DG penetration in the distribution network. Tie switch locations in the network are determined based on crude load flow model and minimum voltage deviation criterion in the proposed particle swarm optimization (PSO) solution procedure to improve computational efficiency. A simplified distribution network is used to test the performance of the proposed method and compare with a basic PSO based method. Numerical results indicate that the proposed method can efficiently provide suitable feeder structure for loss reduction and accommodating higher DG integrations.

Index Terms- Distributed Generation, Feeder Reconfiguration, Particle Swarm Optimization

I. INTRODUCTION

THE number of requests for non-controllable DG interconnections in the medium and low voltage network is increasing. Several system operational benefits could be realized by DG to existing power networks, such as system losses reduction and reliability enhancement. DG operation would cause impact to the existing distribution network and the impacts vary depending on the system structure and strength at the point of common coupling (PCC). The effects of DG interconnection can be simulated by analytical methods, and according to the characteristics of individual DG output, constant power factor model, constant voltage model or variable reactive power model can be used to represent DG. In some cases, DG impact assessments are performed by using simple screening formula. These impact studies are often based on certain feeder configuration without considering time-varying effects of feeder load and DG power outputs. Such assessments could lead to optimistic or conservative results.

The allowable DG capacity is restricted by distribution network operation constraints. In certain cases, if there is no network reinforcement planned for DG integrations the maximum capacity would be restricted. In order to reduce interconnection costs, feeder reconfiguration could be considered for accommodating higher DG capacity. Based on the customer demand data provided by advanced metering infrastructure (AMI) and the distribution feeder structure, the problem of maximizing DG penetration in existing distribution network by feeder reconfiguration can be formulated as a discrete nonlinear optimization problem.

Many applications and algorithms related to feeder reconfiguration have been proposed [1-6]. To restructure primary feeders for loss reduction, a simple formula which removes the need to conduct many load flow studies, was presented in [1]. Approximate power flow and loss reduction formula with varying degree of accuracy were developed to aid the search for optimal feeder configuration [2-3]. These methods can also be applied to the load balancing problems. Using a basic current profile concept, the global optimality condition of the problem and two solution algorithms were presented in [3-4] to determine the open switch positions for loss reduction. Feeder reconfiguration was also proposed to increase the reliability of distribution network [5-6]. The impacts of DG in the distribution feeder reconfiguration were shown in [7] and a method for distribution feeder reconfiguration based on Ordinal Optimization (OO) technique was described in [8].

Previous studies have shown that through cooperation and competition among the population, PSO technique can often find good solutions for complicated problems [9-10]. This optimization approach updates the population of individuals by applying operators according to the fitness information obtained from the environment so that the individuals of the population can be expected to move towards better solution areas. In this paper, a PSO based method is used to solve a feeder reconfiguration problem aiming at improving solution efficiency for maximizing the DG penetration and reducing system loss in the distribution network.

II. PROBLEM FORMULATION

The feeder reconfiguration problem for DG integration involving the determination of DG positions, DG capacities and feeder tie switch locations is formulated as a mixed

Rung-Fang Chang is with the Electrical Engineering Department, Kao Yuan University, Kaohsiung, Taiwan.

Ya-Chin Chang is with the Electrical Engineering Department, Cheng Shiu University, Kaohsiung, Taiwan.

Chan-Nan Lu is with the Electrical Engineering Department, National Sun-Yet-Sen University, Kaohsiung, Taiwan (e-mail: cnl@ee.nsysu.edu.tw).

discrete nonlinear optimization problem that takes distribution security concerns into account. To investigate the effects of the DG installation, three different objective functions are studied:

1) *Minimization of system loss*

$$\text{Min. } P_{\text{loss}}(u) \quad (1)$$

2) *Maximization of DG installation capacity*

$$\text{Min. } 1/\sum_{i=1}^{N_d} S_{DG,i} \quad (2)$$

3) *Coordination of DG capacity and system loss*

$$\text{Min. } w_1 * (P_D / \sum_{i=1}^{N_d} S_{DG,i}) + w_2 * (P_{\text{loss}}(u) / P_{\text{loss,base}}) \quad (3)$$

The following network security constraints are included in this study [10]:

The supply limits of the transformers

$$\sum_{k \in K_{out}} S_{pk}(u) \leq S_p^{\max} \quad \forall p \in N_T \quad (4)$$

The loading limits for all feeders

$$S_{kj}(u) \leq S_{kj}^{\max} \quad \forall k \in K_{out}, j \in N_i \quad (5)$$

The node voltage limits

$$V_i^{\min} \leq V_i(u) \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in N_d \quad (6)$$

Where,

$S_{DG,i}$: The capacity for the DG at node i

$P_{\text{loss,base}}$: System loss in base case

$P_{\text{loss}}(u) = \sum_{i=1}^{N_d} r_i \frac{P_i^2(u) + Q_i^2(u)}{V_i^2(u)}$: System loss

P_D : System demand

K_{out} : The set of feeder nodes receiving power from certain transformer

N_T : The set of all substation transformers

N_d : The set of nodes

N_l : The set of branches

w_1, w_2 : Weighting factors of different objective functions

u : The control variables consist of DG capacities and their locations, and switch status

In this study, it is assume that the distribution feeders should be remained radial operation with islanding effect excluded.

III. SOLUTION METHOD

The control variables of the optimization problem described in Section II should include the number of the DG units and their locations, and the status of feeder tie switch sections. These are all discrete numbers. The total capacity of

DG installation is determined by multiplying the number of installed DG with the capacity of the DG unit adopted. This problem is solved by a PSO method. In the swarm, particle i is denoted as $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ where the variables x_{ij} for all $j \in [1, 2, 3, \dots, D]$ represent the control variables. For this problem, in the basic PSO method, the DG capacity and their locations, and feeder tie switch section are randomly selected in each iteration. After the distribution system load flow study, the particle with the best fitness (objective) value is recorded as the best position $p = p_i = (p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iD})$ so far, and the position with the best fitness among all particles is recoded as $g = p_g = (p_{g1}, p_{g2}, \dots, p_{gD})$.

In this study if the rate of position change (velocity) for particle i is denoted as $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$, the velocities of the discrete variables in the particle are updated by:

$$v_{id}^{new} = \text{Round}(K[v_{id}^{old} + c_1 * \text{randNO1} * (p_{id} - x_{id}^{old}) + c_2 * \text{randNO2} * (p_{gd} - x_{id}^{old})]) \quad (7)$$

where function $\text{Round}()$ rounds up the embraced real number to integer and K is a constriction factor calculated by:

$$K = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, \quad \varphi = c_1 + c_2 \quad \text{and} \quad \varphi > 4 \quad (8)$$

Previous study on stability and convergence of PSO has indicated that use of a constriction factor may be necessary to insure convergence of the particle swarm algorithm [11]. It shows that the properly defined constriction coefficients increase the rate of convergence; further, these coefficients can prevent explosion and induce particles to converge on local optima. The convergence characteristic of the system can be controlled by φ in (8). The value of φ must be greater than 4.0 to guarantee stability. However, as φ increases, the constriction factor K decreases and diversification is reduced, yielding slower response. Typically, when the constriction factor is used, φ is set to 4.1 (i.e. $c_1, c_2 = 2.05$) and the constant multiplier K is thus 0.729.

With the rate of position change (velocity) for particle i , v_i , particle i is updated by the following equation:

$$x_{id}(k+1) = x_{id}(k) + v_{id}(k+1) \quad \forall d \quad (9)$$

Where d is the index of the control variables, k is the number of iteration.

In the basic PSO-based solution procedure, a load flow analysis is executed in each iteration in order to verify the compliance of the security constraints and to compute the system loss. To enhance the solution efficiency, instead of using a detail load flow solution, the following crude model is used to calculate the feeder section loadings, voltage magnitudes and losses. Using the notations shown in Fig. 1,

$$S_j = S_{D(j+1)} - S_{DG(j+1)} - Q_{c(j+1)} + \sum_{k \in K_{out}} S_{(j+1)k} \quad (10)$$

$$V_{j+1} \approx V_1 - \sum_{m=1}^j (r_m \times P_m + x_m \times Q_m) \quad (11)$$

$$\text{where } P_m = \sum_{n=m+1}^{N_b} (P_{DGn} - P_{Dn})$$

$$Q_m = \sum_{n=m+1}^{N_b} (Q_{Dn} - Q_{DGn} - Q_{cn})$$

$$S_j = P_j + jQ_j$$

$$S_{D(j+1)} = P_{D(j+1)} + jQ_{D(j+1)}$$

$$S_{DG(j+1)} = P_{DG(j+1)} + jQ_{DG(j+1)}$$

Where N_b is the number of nodes in the feeder, S_j is the power flow at feeder section j , $S_{D(j+1)}$ is the load at feeder section $(j+1)$, $S_{DG(j+1)}$ is the installed DG capacity at node $(j+1)$, $Q_{c(j+1)}$ is the reactive power compensation at node $(j+1)$.

$\sum_{k \in K_m} S_{(j+1)k}$ is the sum of demands at the downstream of feeder node $(j+1)$.

Based on the crude model, the system loss can be estimated by:

$$P_{loss}(u) = \sum_{l \in N_l} (r_l \times S_l^2) \quad (12)$$

where r_l is the resistance on feeder section l

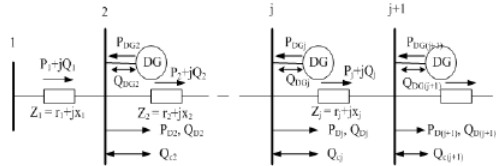


Fig. 1 Feeder section power flows and bus injections

To maintain a radial operation of the feeder and further improve the solution efficiency, in each iteration of the proposed method, a sequential search technique based on minimum voltage deviation between neighboring nodes is used to determine the best section to open for minimizing system loss. The tie switch candidate is determined through forward and backward search from the original tie switch location. In this way, the control variables involved in PSO is reduced to only the DG location and the number of DG units at the location. This approach would greatly enhance the solution performance as compared to the previous PSO methods.

A two feeder case shown in Fig. 2 is used to illustrate the minimum voltage deviation criterion proposed. In each PSO iteration, with a randomly selected DG location and capacity, (11) is used to calculate the node voltages and voltage difference across the tie switch. Then the opened section is moved forward and backward until the minimum voltage deviation across the opened section is found. It is considered as the best section to be opened from the loss minimization point of view.



Fig. 2 Tie switch location in a two feeder example

Based on the minimum voltage deviation criterion, the flow diagram of the proposed PSO-based solution method is shown in Fig. 3. Due to the use of simplified load flow model in the solution procedure, after the completion of the PSO iterations, a refinery procedure is added at the end of the solution procedure to adjust the final result. Since the number of control variables that have to be randomly selected and checked is reduced, and the detail load flow calculations are replaced by crude model, the computational efficiency of the proposed solution method is improved.

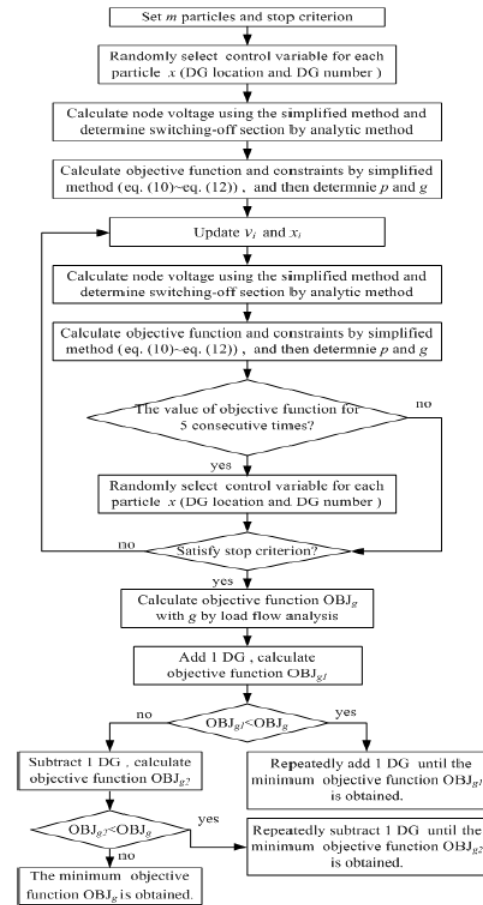


Fig. 3 The proposed PSO solution algorithm

IV. NUMERICAL RESULTS

A simple 3 feeder distribution system shown in Fig. 4 is used to test the performance of the proposed method. The original network structure has three loops consisting of feeder section sets {s2, s5, s9, s8}, {s7, s11, s14} and {s3, s4, s16, s15, s13} respectively. In order to maintain radial operation, each loop should have a normally opened section. The nominal voltage of the distribution system is 22.8 kV, the current rating of the feeder is 400 A, and the total real power demand of the system is 28.7 MW. In the base case without DG installation, the system loss is 511.43 kW. Except substation buses 1, 2 and 3, all the other nodes are candidate locations for DG installation. A DG unit is rated at 630 kW with unity power factor. DG installation is determined by multiplying the number of installed DG with the capacity of the DG unit. In the followings, test results of one DG installation location are presented. The particle number used in the PSO procedure is set to 10. Different numbers of iterations (50, 100 and 200) are tested and the parameters described in (8) are given as $c_1=2.05$, $c_2=2.05$, $\varphi=4.1$ and $K=0.729$.

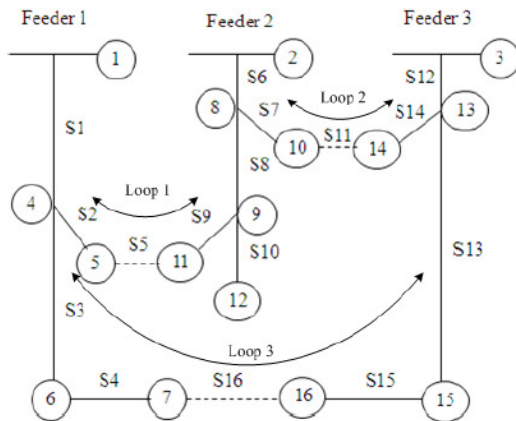


Fig. 4 Three feeder test system [1]

First, use system loss as the objective function, Fig. 5 shows the convergence trends and system losses of a test case with one DG installation that are provided by the basic PSO method and proposed PSO algorithm. It can be seen that after 25 iterations the proposed method has approached to the minimum system loss (137.46 kW), while for the basic PSO method, it seems that higher iterations are required in order to achieve better solutions.

Since PSO is one of the stochastic optimization methods, the performance of the solution would hinge on the choice of seeds of random numbers and the search strategy adopted in each implementation. In our study, the performance of the proposed PSO method is evaluated statistically. Table I shows the statistical results of 10 trials. It can be seen from Table I that, with iteration number set to 50 for the proposed method, the mean of the execution time is 1.33 sec. While the load flow analysis based basic PSO method with iteration numbers set to 50, 100 and 200 requires 0.95 sec, 1.83 sec and 3.63 sec,

respectively. If higher number of iterations is required by the basic PSO method to obtain comparable good results, the proposed method seems to outperform the basic PSO method in finding a better feeder configuration to minimize system loss by DG installation. This can be justified by the test results shown in Table II.

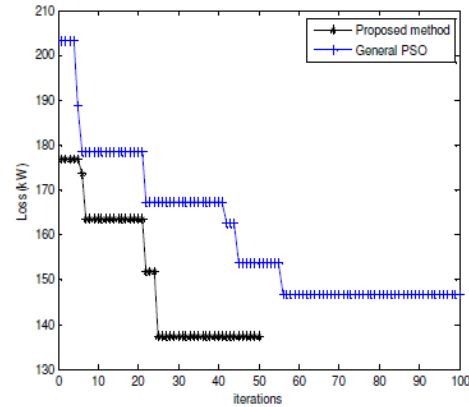


Fig. 5 Solution convergence characteristics

TABLE I
EXECUTION TIME OF DIFFERENT STOP CRITERION (10 RUNS)

	Proposed method	Basic PSO method		
	50 iterations	50 iterations	100 iterations	200 iterations
mean	1.33	0.95	1.83	3.63
Standard deviation	0.05	0.07	0.03	0.04

Table II shows the test results of using DG and feeder reconfiguration to minimize system loss in 10 trials. As can be seen that the proposed method can provide the same solution in 10 trials, and the solution suggests that node 9 is a good candidate for DG installation if system loss reduction is to be maximized. A DG installation of 16.38 MW with tie switches at sections s2, s14, s16 can reduce the system loss from 511.43 kW to 137.46 kW. The solutions obtained from the basic PSO method in 10 trials are inconsistent due to the stochastic characteristic of the PSO method. The average system loss obtained from the basic PSO method in the 10 trials is 171.90 kW.

A test on attempting to accommodate more DG units in the existing distribution system by feeder reconfiguration is also conducted. Table III shows that if only one location is planned for DG installation, then node 9 is a good location. A maximum capacity of 37.17 MW can be installed in a feeder configuration with tie switches at s8, s7 and s13. However, for this objective, the system loss would rise to 584.17 kW. This result indicates possible power flow and loss increase issues for large DG penetration. It can be seen again that the basic PSO method could not achieve consistent results in all 10 trials before the number of iterations is raised to a much higher value.

Finally, a combinatorial objective with system loss minimization and DG capacity maximization is tested. In the multi-objective function of (3), weighting factors w_1 and w_2 are set to 0.5. Table IV shows that the proposed method provides a final objective function value of 0.855 in 9 out of the 10 trials. In the optimal solution, the location for DG installation is node 9, tie switch sections are s2, s11 and s16. The total number of DG units to be installed is 37 and the system loss is 245.11 kW. On the other hand, Table IV shows that even with higher number of iterations the basic PSO method with detail load flow model did not find the optimal solution that is found by the proposed method. The basic PSO method tends to find solutions with higher DG capacity and higher system loss.

TABLE II
SOLUTIONS FOR MINIMUM SYSTEM LOSS

Runs	Proposed method						Basic PSO					
	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)
1	26	9	s2	s14	s16	137.46	27	9	s2	s14	s16	137.5
2	26	9	s2	s14	s16	137.46	19	9	s8	s14	s16	162.6
3	26	9	s2	s14	s16	137.46	21	9	s5	s7	s4	188.4
4	26	9	s2	s14	s16	137.46	30	9	s2	s14	s15	172.7
5	26	9	s2	s14	s16	137.46	21	9	s8	s7	s15	176.8
6	26	9	s2	s14	s16	137.46	20	9	s8	s7	s16	160.7
7	26	9	s2	s14	s16	137.46	26	9	s2	s14	s3	209.9
8	26	9	s2	s14	s16	137.46	27	9	s2	s14	s4	153.7
9	26	9	s2	s14	s16	137.46	21	9	s8	s7	s16	161.0
10	26	9	s2	s14	s16	137.46	26	9	s2	s14	s13	195.2
Mean	26					137.46	23.8					171.9
Std.	0					0	3.79					21.42

TABLE III
SOLUTIONS FOR MAXIMUM DG CAPACITY

Runs	Proposed method (50 iterations)						Basic PSO (100 iterations)							
	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function
1	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	55	8	s2	s14	s13	568.59	0.029
2	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	52	8	s2	s7	s15	553.82	0.031
3	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
4	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
5	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s14	s13	598.11	0.027
6	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	53	8	s2	s11	s3	597.72	0.030
7	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
8	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s14	s13	598.11	0.027
9	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s14	s13	598.11	0.027
10	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
Mean	59					584.17	0.027	57.3					585.12	0.028
Std.	0					0	0	2.83					14.61	0.002

TABLE IV
COMBINATORIAL OBJECTIVE FUNCTION WITH MINIMUM LOSS AND MAXIMUM DG CAPACITY

Runs	Proposed method (50 iterations)							Basic PSO (100 iterations)						
	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function
1	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	4	s8	s7	s15	484.55	0.929
2	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	4	s8	s7	s15	484.55	0.929
3	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	4	s8	s7	s15	484.55	0.929
4	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	46	8	s2	s14	s16	362.00	0.849
5	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	8	s2	s14	s4	436.21	0.882
6	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	38	9	s2	s14	s16	235.55	0.830
7	38	9	s2	s11	s16	262.59	0.856	39	9	s2	s7	s16	302.96	0.880
8	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	8	s2	s14	s16	419.99	0.866
9	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	34	9	s2	s7	s16	216.31	0.881
10	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	42	9	s2	s11	s16	346.39	0.881
mean	37					246.86	0.855	44.9					377.31	0.886
Std.	0					5.53	0	6.15					101.39	0.03

V. CONCLUSION

In order to increase DG interconnection in the distribution network and to reduce system loss, a feeder reconfiguration method is proposed in this paper. Respecting the system operation constraints, the problem of maximizing DG penetration by feeder switching controls is formulated as a discrete nonlinear optimization problem. Simulation results obtained from this study have demonstrated that compared to the basic PSO method, the proposed method has better performance in terms of solution quality and computational efficiency. Test results also indicate that with proper control,

DG could have positive effects on feeder voltage quality and system loss reduction, and feeder reconfiguration could increase the allowable DG integrations in the existing distribution network.

VI. ACKNOWLEDGMENTS

This study is conducted under the "Advanced Metering Infrastructure (AMI) Enhancement Project" of the Institute for Information Industry which is subsidized by the Ministry of Economy Affairs of the Republic of China. The authors gratefully acknowledge the financial supports from National Science Council and the Institute for Information Industry.

VII. REFERENCES

- [1] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin and S. S. H. Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 3 (3), pp. 1217-1223, July 1988.
- [2] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 4 (2), pp. 1401-1407, April 1989.
- [3] G. R. Darling, H.-D. Chiang and J.-C. Wang, "An efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 11 (1), pp. 511-517, Feb. 1996.
- [4] C. C. Liu, S. J. Lee, and S. S. Venkata, "Loss minimization for distribution feeders: optimality and algorithms," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. PWRD-3, pp. 1281-1289, 1989.
- [5] R. E. Brown, "Distribution reliability assessment and reconfiguration optimization," *Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exposition*, vol. 2, 2001 pp.994 - 999.
- [6] S. A. Yin and C. N. Lu, "Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 652-660, May 2009.
- [7] J. Olamaei, T. Niknam and G. Gharehpetian, "Impact of distributed generators on distribution feeder reconfiguration," *Proceedings of IEEE Lausanne Power Tech*, 2007.
- [8] F. Li, "Application of ordinal optimization for distribution system reconfiguration," *Proceedings of Power Systems Conference and Exposition*, IEEE/PES, 2009.
- [9] S. Y. Su, C. N. Lu, R. F. Chang, and G. Gutiérrez-Alcaraz, "Distributed Generation Interconnection Planning: A Wind Power Case Study," accepted, to appear in *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2011.
- [10] R. F. Chang, S. J. Chen, Y. C. Chang and C. N. Lu, "Modified Particle Swarm Optimization for Solving Distribution Feeder Reconfiguration Problem with Distributed Generation," *Proceedings of IEEE TENCON*, November 21-24 2010.
- [11] M. Clerc, "The swarm and the queen: towards a deterministic and adaptive particle swarm optimization," *Proceedings of the 1999 Congress on Evolutionary Computation*, Vol. 3, pp. 1951-1957, 1999.

Feeder Reconfiguration for Accommodating Distributed Generations Interconnection

Rung-Fang Chang, Ya-Chin Chang and Chan-Nan Lu, *Fellow, IEEE*

Abstract- Previous studies have suggested that, with proper planning, distributed generation (DG) could provide system operation and planning benefits such as reduced losses and enhanced reliability. However, the allowable DG interconnection capacity at each site of the existing network is often restricted by fault current level, voltage variation and power flow constraints. An improved feeder reconfiguration technique is proposed in this paper to maximize DG penetration in the distribution network. Tie switch locations in the network are determined based on crude load flow model and minimum voltage deviation criterion in the proposed particle swarm optimization (PSO) solution procedure to improve computational efficiency. A simplified distribution network is used to test the performance of the proposed method and compare with a basic PSO based method. Numerical results indicate that the proposed method can efficiently provide suitable feeder structure for loss reduction and accommodating higher DG integrations.

Index Terms- Distributed Generation, Feeder Reconfiguration, Particle Swarm Optimization

I. INTRODUCTION

THE number of requests for non-controllable DG interconnections in the medium and low voltage network is increasing. Several system operational benefits could be realized by DG to existing power networks, such as system losses reduction and reliability enhancement. DG operation would cause impact to the existing distribution network and the impacts vary depending on the system structure and strength at the point of common coupling (PCC). The effects of DG interconnection can be simulated by analytical methods, and according to the characteristics of individual DG output, constant power factor model, constant voltage model or variable reactive power model can be used to represent DG. In some cases, DG impact assessments are performed by using simple screening formula. These impact studies are often based on certain feeder configuration without considering time-varying effects of feeder load and DG power outputs. Such assessments could lead to optimistic or conservative results.

The allowable DG capacity is restricted by distribution network operation constraints. In certain cases, if there is no network reinforcement planned for DG integrations the maximum capacity would be restricted. In order to reduce interconnection costs, feeder reconfiguration could be considered for accommodating higher DG capacity. Based on the customer demand data provided by advanced metering infrastructure (AMI) and the distribution feeder structure, the problem of maximizing DG penetration in existing distribution network by feeder reconfiguration can be formulated as a discrete nonlinear optimization problem.

Many applications and algorithms related to feeder reconfiguration have been proposed [1-6]. To restructure primary feeders for loss reduction, a simple formula which removes the need to conduct many load flow studies, was presented in [1]. Approximate power flow and loss reduction formula with varying degree of accuracy were developed to aid the search for optimal feeder configuration [2-3]. These methods can also be applied to the load balancing problems. Using a basic current profile concept, the global optimality condition of the problem and two solution algorithms were presented in [3-4] to determine the open switch positions for loss reduction. Feeder reconfiguration was also proposed to increase the reliability of distribution network [5-6]. The impacts of DG in the distribution feeder reconfiguration were shown in [7] and a method for distribution feeder reconfiguration based on Ordinal Optimization (OO) technique was described in [8].

Previous studies have shown that through cooperation and competition among the population, PSO technique can often find good solutions for complicated problems [9-10]. This optimization approach updates the population of individuals by applying operators according to the fitness information obtained from the environment so that the individuals of the population can be expected to move towards better solution areas. In this paper, a PSO based method is used to solve a feeder reconfiguration problem aiming at improving solution efficiency for maximizing the DG penetration and reducing system loss in the distribution network.

II. PROBLEM FORMULATION

The feeder reconfiguration problem for DG integration involving the determination of DG positions, DG capacities and feeder tie switch locations is formulated as a mixed

Rung-Fang Chang is with the Electrical Engineering Department, Kao Yuan University, Kaohsiung, Taiwan.

Ya-Chin Chang is with the Electrical Engineering Department, Cheng Shiu University, Kaohsiung, Taiwan.

Chan-Nan Lu is with the Electrical Engineering Department, National Sun-Yet-Sen University, Kaohsiung, Taiwan (e-mail: cnl@ee.nsysu.edu.tw).

discrete nonlinear optimization problem that takes distribution security concerns into account. To investigate the effects of the DG installation, three different objective functions are studied:

1) *Minimization of system loss*

$$\text{Min. } P_{\text{loss}}(u) \quad (1)$$

2) *Maximization of DG installation capacity*

$$\text{Min. } 1/\sum_{i=1}^{N_d} S_{DG,i} \quad (2)$$

3) *Coordination of DG capacity and system loss*

$$\text{Min. } w_1 * (P_D / \sum_{i=1}^{N_d} S_{DG,i}) + w_2 * (P_{\text{loss}}(u) / P_{\text{loss,base}}) \quad (3)$$

The following network security constraints are included in this study [10]:

The supply limits of the transformers

$$\sum_{k \in K_{out}} S_{pk}(u) \leq S_p^{\max} \quad \forall p \in N_T \quad (4)$$

The loading limits for all feeders

$$S_{kj}(u) \leq S_{kj}^{\max} \quad \forall k \in K_{out}, j \in N_l \quad (5)$$

The node voltage limits

$$V_i^{\min} \leq V_i(u) \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in N_d \quad (6)$$

Where,

$S_{DG,i}$: The capacity for the DG at node i

$P_{\text{loss,base}}$: System loss in base case

$P_{\text{loss}}(u) = \sum_{i=1}^{N_l} r_i \frac{P_i^2(u) + Q_i^2(u)}{V_i^2(u)}$: System loss

P_D : System demand

K_{out} : The set of feeder nodes receiving power from certain transformer

N_T : The set of all substation transformers

N_d : The set of nodes

N_l : The set of branches

w_1, w_2 : Weighting factors of different objective functions

u : The control variables consist of DG capacities and their locations, and switch status

In this study, it is assume that the distribution feeders should be remained radial operation with islanding effect excluded.

III. SOLUTION METHOD

The control variables of the optimization problem described in Section II should include the number of the DG units and their locations, and the status of feeder tie switch sections. These are all discrete numbers. The total capacity of

DG installation is determined by multiplying the number of installed DG with the capacity of the DG unit adopted. This problem is solved by a PSO method. In the swarm, particle i is denoted as $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ where the variables x_{ij} for all $j \in [1, 2, 3, \dots, D]$ represent the control variables. For this problem, in the basic PSO method, the DG capacity and their locations, and feeder tie switch section are randomly selected in each iteration. After the distribution system load flow study, the particle with the best fitness (objective) value is recorded as the best position $p = p_i = (p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iD})$ so far, and the position with the best fitness among all particles is recoded as $g = p_g = (p_{g1}, p_{g2}, \dots, p_{gD})$.

In this study if the rate of position change (velocity) for particle i is denoted as $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$, the velocities of the discrete variables in the particle are updated by:

$$v_{id}^{\text{new}} = \text{Round}(K[v_{id}^{\text{old}} + c_1 * \text{randNO1} * (p_{id} - x_{id}^{\text{old}}) + c_2 * \text{randNO2} * (p_{gd} - x_{id}^{\text{old}})]) \quad (7)$$

where function $\text{Round}()$ rounds up the embraced real number to integer and K is a constriction factor calculated by:

$$K = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, \quad \varphi = c_1 + c_2 \quad \text{and} \quad \varphi > 4 \quad (8)$$

Previous study on stability and convergence of PSO has indicated that use of a constriction factor may be necessary to insure convergence of the particle swarm algorithm [11]. It shows that the properly defined constriction coefficients increase the rate of convergence; further, these coefficients can prevent explosion and induce particles to converge on local optima. The convergence characteristic of the system can be controlled by φ in (8). The value of φ must be greater than 4.0 to guarantee stability. However, as φ increases, the constriction factor K decreases and diversification is reduced, yielding slower response. Typically, when the constriction factor is used, φ is set to 4.1 (i.e. $c_1, c_2 = 2.05$) and the constant multiplier K is thus 0.729.

With the rate of position change (velocity) for particle i , v_i , particle i is updated by the following equation:

$$x_{id}(k+1) = x_{id}(k) + v_{id}(k+1) \quad \forall d \quad (9)$$

Where d is the index of the control variables, k is the number of iteration.

In the basic PSO-based solution procedure, a load flow analysis is executed in each iteration in order to verify the compliance of the security constraints and to compute the system loss. To enhance the solution efficiency, instead of using a detail load flow solution, the following crude model is used to calculate the feeder section loadings, voltage magnitudes and losses. Using the notations shown in Fig. 1,

$$S_j = S_{D(j+1)} - S_{DG(j+1)} - Q_{c(j+1)} + \sum_{k \in K_{out}} S_{(j+1)k} \quad (10)$$

$$V_{j+1} \approx V_1 - \sum_{m=1}^j (r_m \times P_m + x_m \times Q_m) \quad (11)$$

$$\text{where } P_m = \sum_{n=m+1}^{N_b} (P_{DGn} - P_{Dn})$$

$$Q_m = \sum_{n=m+1}^{N_b} (Q_{Dn} - Q_{DGn} - Q_{cn})$$

$$S_j = P_j + jQ_j$$

$$S_{D(j+1)} = P_{D(j+1)} + jQ_{D(j+1)}$$

$$S_{DG(j+1)} = P_{DG(j+1)} + jQ_{DG(j+1)}$$

Where N_b is the number of nodes in the feeder, S_j is the power flow at feeder section j , $S_{D(j+1)}$ is the load at feeder section $(j+1)$, $S_{DG(j+1)}$ is the installed DG capacity at node $(j+1)$, $Q_{c(j+1)}$ is the reactive power compensation at node $(j+1)$. $\sum_{k \in K_{out}} S_{(j+1)k}$ is the sum of demands at the downstream of feeder node $(j+1)$.

Based on the crude model, the system loss can be estimated by:

$$P_{loss}(u) = \sum_{l \in N_l} (r_l \times S_l^2) \quad (12)$$

where r_l is the resistance on feeder section l

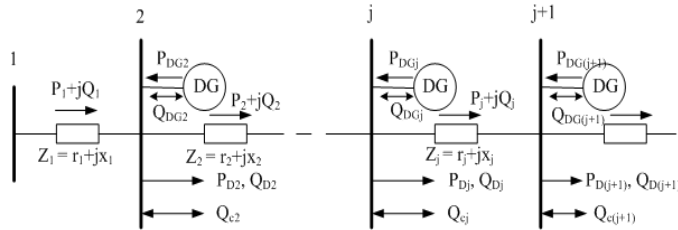


Fig. 1 Feeder section power flows and bus injections

To maintain a radial operation of the feeder and further improve the solution efficiency, in each iteration of the proposed method, a sequential search technique based on minimum voltage deviation between neighboring nodes is used to determine the best section to open for minimizing system loss. The tie switch candidate is determined through forward and backward search from the original tie switch location. In this way, the control variables involved in PSO is reduced to only the DG location and the number of DG units at the location. This approach would greatly enhance the solution performance as compared to the previous PSO methods.

A two feeder case shown in Fig. 2 is used to illustrate the minimum voltage deviation criterion proposed. In each PSO iteration, with a randomly selected DG location and capacity, (11) is used to calculate the node voltages and voltage difference across the tie switch. Then the opened section is moved forward and backward until the minimum voltage deviation across the opened section is found. It is considered as the best section to be opened from the loss minimization point of view.



Fig. 2 Tie switch location in a two feeder example

Based on the minimum voltage deviation criterion, the flow diagram of the proposed PSO-based solution method is shown in Fig. 3. Due to the use of simplified load flow model in the solution procedure, after the completion of the PSO iterations, a refinery procedure is added at the end of the solution procedure to adjust the final result. Since the number of control variables that have to be randomly selected and checked is reduced, and the detail load flow calculations are replaced by crude model, the computational efficiency of the proposed solution method is improved.

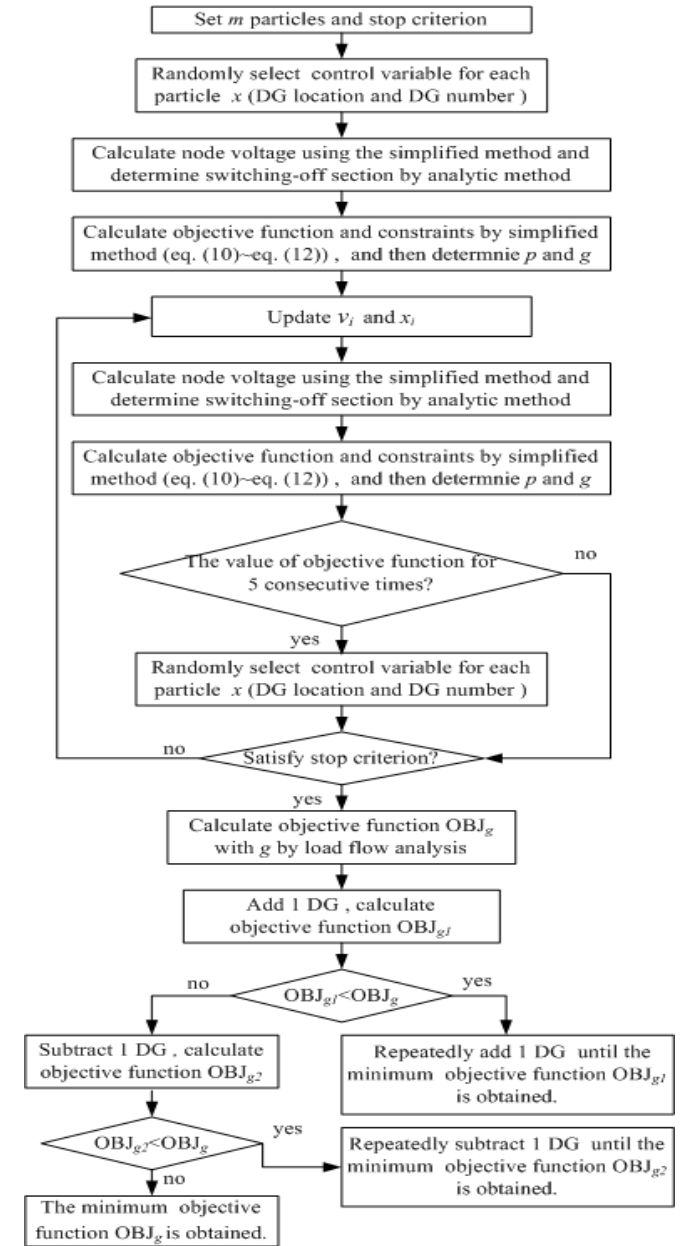


Fig. 3 The proposed PSO solution algorithm

IV. NUMERICAL RESULTS

A simple 3 feeder distribution system shown in Fig. 4 is used to test the performance of the proposed method. The original network structure has three loops consisting of feeder section sets {s2, s5, s9, s8}, {s7, s11, s14} and {s3, s4, s16, s15, s13} respectively. In order to maintain radial operation, each loop should have a normally opened section. The nominal voltage of the distribution system is 22.8 kV, the current rating of the feeder is 400 A, and the total real power demand of the system is 28.7MW. In the base case without DG installation, the system loss is 511.43 kW. Except substation buses 1, 2 and 3, all the other nodes are candidate locations for DG installation. A DG unit is rated at 630 kW with unity power factor. DG installation is determined by multiplying the number of installed DG with the capacity of the DG unit. In the followings, test results of one DG installation location are presented. The particle number used in the PSO procedure is set to 10. Different numbers of iterations (50, 100 and 200) are tested and the parameters described in (8) are given as $c_1=2.05$, $c_2=2.05$, $\phi=4.1$ and $K=0.729$.

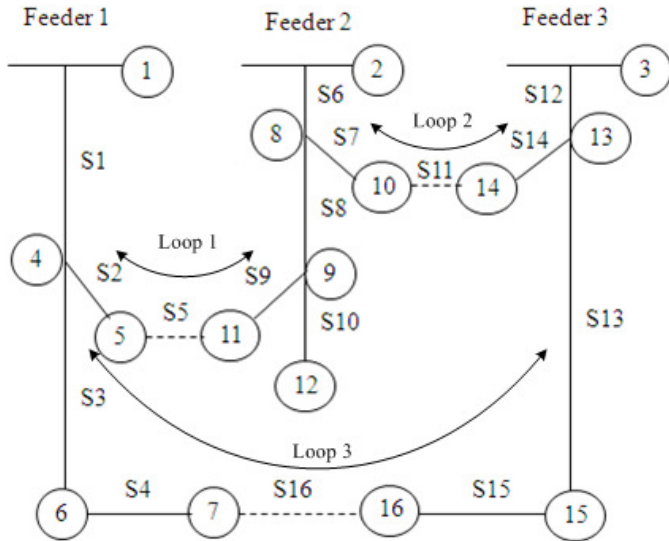


Fig. 4 Three feeder test system [1]

First, use system loss as the objective function, Fig. 5 shows the convergence trends and system losses of a test case with one DG installation that are provided by the basic PSO method and proposed PSO algorithm. It can be seen that after 25 iterations the proposed method has approached to the minimum system loss (137.46 kW), while for the basic PSO method, it seems that higher iterations are required in order to achieve better solutions.

Since PSO is one of the stochastic optimization methods, the performance of the solution would hinge on the choice of seeds of random numbers and the search strategy adopted in each implementation. In our study, the performance of the proposed PSO method is evaluated statistically. Table I shown the statistical results of 10 trials. It can be seen from Table I that, with iteration number set to 50 for the proposed method, the mean of the execution time is 1.33 sec. While the load flow analysis based basic PSO method with iteration numbers set to 50, 100 and 200 requires 0.95 sec, 1.83 sec and 3.63 sec,

respectively. If higher number of iterations is required by the basic PSO method to obtain comparable good results, the proposed method seems to outperform the basic PSO method in finding a better feeder configuration to minimize system loss by DG installation. This can be justified by the test results shown in Table II.

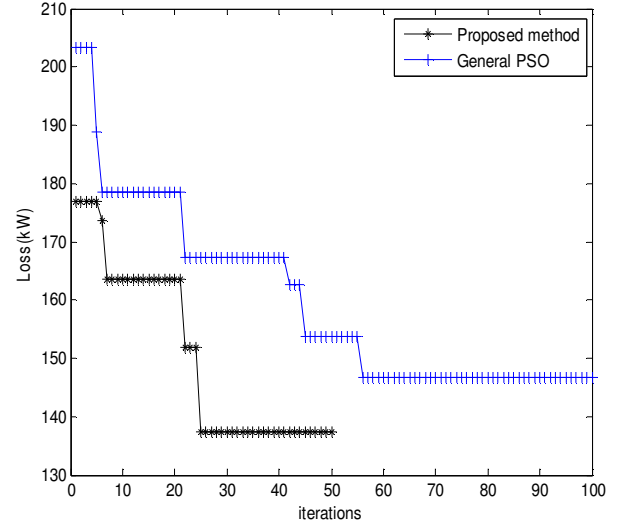


Fig. 5 Solution convergence characteristics

TABLE I
EXECUTION TIME OF DIFFERENT STOP CRITERION (10 RUNS)

	Proposed method	Basic PSO method		
	50 iterations	50 iterations	100 iterations	200 iterations
mean	1.33	0.95	1.83	3.63
Standard deviation	0.05	0.07	0.03	0.04

Table II shows the test results of using DG and feeder reconfiguration to minimize system loss in 10 trials. As can be seen that the proposed method can provide the same solution in 10 trials, and the solution suggests that node 9 is a good candidate for DG installation if system loss reduction is to be maximized. A DG installation of 16.38 MW with tie switches at sections s2, s14, s16 can reduce the system loss from 511.43 kW to 137.46 kW. The solutions obtained from the basic PSO method in 10 trials are inconsistent due to the stochastic characteristic of the PSO method. The average system loss obtained from the basic PSO method in the 10 trials is 171.90 kW.

A test on attempting to accommodate more DG units in the existing distribution system by feeder reconfiguration is also conducted. Table III shows that if only one location is planned for DG installation, then node 9 is a good location. A maximum capacity of 37.17 MW can be installed in a feeder configuration with tie switches at s8, s7 and s13. However, for this objective, the system loss would rise to 584.17 kW. This result indicates possible power flow and loss increase issues for large DG penetration. It can be seen again that the basic PSO method could not achieve consistent results in all 10 trials before the number of iterations is raised to a much higher value.

Finally, a combinatorial objective with system loss minimization and DG capacity maximization is tested. In the multi-objective function of (3), weighting factors w_1 and w_2 are set to 0.5. Table IV shows that the proposed method provides a final objective function value of 0.855 in 9 out of the 10 trials. In the optimal solution, the location for DG installation is node 9, tie switch sections are s2, s11 and s16. The total number of DG units to be installed is 37 and the system loss is 245.11 kW. On the other hand, Table IV shows that even with higher number of iterations the basic PSO method with detail load flow model did not find the optimal solution that is found by the proposed method. The basic PSO method tends to find solutions with higher DG capacity and higher system loss.

TABLE II
SOLUTIONS FOR MINIMUM SYSTEM LOSS

Runs	Proposed method						Basic PSO					
	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)
1	26	9	s2	s14	s16	137.46	27	9	s2	s14	s16	137.5
2	26	9	s2	s14	s16	137.46	19	9	s8	s14	s16	162.6
3	26	9	s2	s14	s16	137.46	21	9	s5	s7	s4	188.4
4	26	9	s2	s14	s16	137.46	30	9	s2	s14	s15	172.7
5	26	9	s2	s14	s16	137.46	21	9	s8	s7	s15	176.8
6	26	9	s2	s14	s16	137.46	20	9	s8	s7	s16	160.7
7	26	9	s2	s14	s16	137.46	26	9	s2	s14	s3	209.9
8	26	9	s2	s14	s16	137.46	27	9	s2	s14	s4	153.7
9	26	9	s2	s14	s16	137.46	21	9	s8	s7	s16	161.0
10	26	9	s2	s14	s16	137.46	26	9	s2	s14	s13	195.2
Mean	26					137.46	23.8					171.9
Std.	0					0	3.79					21.42

TABLE III
SOLUTIONS FOR MAXIMUM DG CAPACITY

Runs	Proposed method (50 iterations)							Basic PSO (100 iterations)						
	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function
1	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	55	8	s2	s14	s13	568.59	0.029
2	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	52	8	s2	s7	s15	553.82	0.031
3	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
4	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
5	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s14	s13	598.11	0.027
6	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	53	8	s2	s11	s3	597.72	0.030
7	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
8	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s14	s13	598.11	0.027
9	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s14	s13	598.11	0.027
10	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027	59	4	s8	s7	s13	584.17	0.027
Mean	59					584.17	0.027	57.3					585.12	0.028
Std.	0					0	0	2.83					14.61	0.002

TABLE IV
COMBINATORIAL OBJECTIVE FUNCTION WITH MINIMUM LOSS AND MAXIMUM DG CAPACITY

Runs	Proposed method (50 iterations)							Basic PSO (100 iterations)						
	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function	DG number	DG node	Tie switches			Loss (kW)	Objective function
1	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	4	s8	s7	s15	484.55	0.929
2	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	4	s8	s7	s15	484.55	0.929
3	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	4	s8	s7	s15	484.55	0.929
4	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	46	8	s2	s14	s16	362.00	0.849
5	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	8	s2	s14	s4	436.21	0.882
6	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	38	9	s2	s14	s16	235.55	0.830
7	38	9	s2	s11	s16	262.59	0.856	39	9	s2	s7	s16	302.96	0.880
8	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	50	8	s2	s14	s16	419.99	0.866
9	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	34	9	s2	s7	s16	216.31	0.881
10	37	9	s2	s11	s16	245.11	0.855	42	9	s2	s11	s16	346.39	0.881
mean	37					246.86	0.855	44.9					377.31	0.886
Std.	0					5.53	0	6.15					101.39	0.03

V. CONCLUSION

In order to increase DG interconnection in the distribution network and to reduce system loss, a feeder reconfiguration method is proposed in this paper. Respecting the system operation constraints, the problem of maximizing DG penetration by feeder switching controls is formulated as a discrete nonlinear optimization problem. Simulation results obtained from this study have demonstrated that compared to the basic PSO method, the proposed method has better performance in terms of solution quality and computational efficiency. Test results also indicate that with proper control,

DG could have positive effects on feeder voltage quality and system loss reduction, and feeder reconfiguration could increase the allowable DG integrations in the existing distribution network.

VI. ACKNOWLEDGMENTS

This study is conducted under the “Advanced Metering Infrastructure (AMI) Enhancement Project” of the Institute for Information Industry which is subsidized by the Ministry of Economy Affairs of the Republic of China. The authors gratefully acknowledge the financial supports from National Science Council and the Institute for Information Industry.

VII. REFERENCES

- [1] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin and S. S. H. Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 3 (3), pp. 1217-1223, July 1988.
- [2] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 4 (2), pp. 1401 -1407, April 1989.
- [3] G. R. Darling, H.-D. Chiang and J.-C. Wang, "An efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 11 (1), pp. 511 -517, Feb. 1996.
- [4] C. C. Liu, S. J. Lee, and S. S. Venkata, "Loss minimization for distribution feeders: optimality and algorithms," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. PWRD-3, pp. 1281-1289, 1989.
- [5] R. E. Brown, "Distribution reliability assessment and reconfiguration optimization," *Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exposition*, vol. 2, 2001 pp.994 - 999.
- [6] S. A. Yin and C. N. Lu, "Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 652-660, May 2009.
- [7] J. Olamaei, T. Niknam and G. Gharehpetian, "Impact of distributed generators on distribution feeder reconfiguration," *Proceedings of IEEE Lausanne Power Tech*, 2007.
- [8] F. Li, "Application of ordinal optimization for distribution system reconfiguration," *Proceedings of Power Systems Conference and Exposition*, IEEE/PES, 2009.
- [9] S. Y. Su, C. N. Lu, R. F. Chang, and G. Gutiérrez-Alcaraz, "Distributed Generation Interconnection Planning: A Wind Power Case Study," accepted, to appear in *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2011.
- [10] R. F. Chang, S. J. Chen, Y. C. Chang and C. N. Lu, "Modified Particle Swarm Optimization for Solving Distribution Feeder Reconfiguration Problem with Distributed Generation," *Proceedings of IEEE TENCON*, November 21-24 2010.
- [11] M. Clerc, "The swarm and the queen: towards a deterministic and adaptive particle swarm optimization," *Proceedings of the 1999 Congress on Evolutionary Computation*, Vol. 3, pp. 1951-1957, 1999.

國科會補助專題研究計畫項下出席國際學術會議心得報告

日期：101 年 6 月 20 日

計畫編號	NSC98-2221-E-110-076-MY3		
計畫名稱	含分散式電源之配電系統運轉研究		
出國人員 姓名	劉鴻儒	服務機構 及職稱	中山大學電機系碩士班
會議時間	101 年 6 月 17 日至 101 年 6 月 20 日	會議地點	香港
會議名稱	(中文) (英文)ICHQP2012		
發表論文 題目	(中文) (英文)Operation of Distribution Feeders with Electric Vehicle Charging Loads		

一、參加會議經過

本人於 2012/6/16 下午抵達香港參與本次會議,6/19 晚間返回台灣,在會議期間參與的 Session 有 Keynote Speech、Plenary Session、Parallel Session(Customer side disturbance mitigation initiatives、Methods to study the impacts of EVs, CFLs, and other new loads)

二、與會心得

隨著智慧電網相關技術的發展,各種新型態的負載與設備將被大量的使用在現有的電力系統中,各種可能伴隨而來的問題,例如諧波干擾、電壓擾動與驟降都會影響到用戶使用電力的品質,在各個 Session 中有來自世界各地的學者們提出了許多實驗與量測上發現的問題以及應對的解決方法,希望我們未來能以更高效率的方法使用能源。

隨著智慧電網相關技術的發展,各種新型態的負載與設備將被大量的使用在現有的電力系統中,各種可能伴隨而來的問題,例如諧波干擾、電壓擾動與驟降都會影響到用戶使用電力的品質,在各個 Session 中有來自世界各地的學者們提出了許多實驗與量測上發現的問題以及應對的解決方法,希望我們未來能以更高效率的方法使用能源。

本次於會議發表的論文是 Operation Of Distribution Feeders With Electric Vehicle Charging Loads(如附件),對未來電動車普及之後可能對電網造成的影響進行探討並提出以饋線重組的方式來減輕影響,感謝各相關單位補助此次參加會議的旅費,相信此次參與國際會議的經驗對未來的研究會有很大助益。

Operation of Distribution Feeders with Electric Vehicle Charging Loads

Chieh-Min Chan, Hung-Ru Liou and Chan-Nan Lu

Abstract—In the next decade, electric vehicles (EV) will be heading to the road in a fast speed. Utility company would have no control over the future EV charging points or stations, and no direct control over periods and frequency of EV charging that could cause great effects to the existing distribution network operations. Distribution system operation and expansion planning would become more complicated due to the high degree of uncertainty of the EV charging demand. To mitigate the problem by better utilizing the existing distribution network, feeder reconfiguration under the distribution automation framework is proposed to deal with the problem and simulation results are presented in this paper. The test results indicate that feeder reconfiguration can be exercised to match loading patterns of different types of feeders (residential, commercial and industrial) with various charging scenarios, and consequently, reduce the impacts of EV charging and optimize the use of the existing network.

Index Terms—Distribution network, Electric vehicle, feeder reconfiguration, smart grid

I. INTRODUCTION

Due to technological trends there is a high likelihood that large number of plug-in EV, will be on the roads within the next decade. Impact analyses show that great effects to the utility system can be expected even at low EV penetration levels if the load is uncontrolled [1][2]. EV in substantial numbers would create peak demand levels that typical distribution network could not handle effectively without capacity augmentation and/or peak load mitigation controls. The impacts are overloaded distribution transformers, conductor and cable, low voltage to customers and some violation of planning limits [3]–[5].

Distribution system operators (DSO) are responsible for providing the required network upgrades to supply the EV charging points. Similar to distributed generation (DG), DSO would have no control over the periods and frequency of EV charging and locations. As a result, the network operation and expansion planning problems will become more complicated due to the higher degree of uncertainty. Study results show that depending on the charging strategies, investment costs can increase up to 15% of total actual distribution network investment costs, and energy losses can increase up to 40% in off-peak hours for a scenario with 60% of total vehicles being plug-in EV [6].

In the EV impact assessment, the feeder loading and voltage deviations due to EV demands can be estimated by a distribution load flow (DLF) program. To maintain good service voltage, conventionally, distribution network volt/var controls involve regulation of voltage and reactive power by on load tap changer (OLTC), line voltage regulators (VR) and shunt capacitors (SC). Besides volt/var controls, automated feeder switches are often dispatched by system operators under normal and emergency situations in order to enhance system efficiency and reliability [7].

With the introduction of EV, more innovative monitoring, control and communication technologies should be deployed to enhance grid operation under smart grid architecture. A distribution feeder reconfiguration study under distribution automation framework is conducted in order to reduce the negative impacts of uncontrolled EV charging without network reinforcement. Simulation results are presented in this paper. Study results indicate that feeder reconfiguration can be exercised to match loading patterns of different types of feeders (residential, commercial and industrial) with various charging scenarios, and consequently, help to deal with the operation problems due to EV charging.

II. PROBLEM FORMULATION

The foundation of the EV charging impact analyses is a detailed electrical model of each distribution feeder with all components represented from the substation transformer to each distribution transformers represented by feeder nodes. The overall feeder or substation loading in response to EV charging is intrinsically dictated by the aggregate make-up of the interconnected EV and driver charging habits. The 24 hour load profiles specific to each feeder, based on metered data are modeled as the starting point and the EV charging scenario loads are randomly superimposed on these at the various EV penetration levels. EV charging will likely exhibit a large degree of temporal and spatial diversity. These diversities can be accounted for through probability density functions.

A feeder reconfiguration problem for reducing EV impact consists of the following tasks:

1. Feeder modeling: the objective of this task is to build computational models of representative feeders and verify that they match the actual loads, voltages, etc.
2. Determination of charging scenarios: this task determines when, where and how much EV load is expected.
3. Feeder load flow simulation methodology and reconfiguration analysis: this task calculates power flows incorporating 24-hr load data and EV penetration levels and using a non-traditional programming technique to determine the optimal feeder switch status throughout the

The authors are with the Department of Electrical Engineering, National Sun Yat-sen University, Kaohsiung, Taiwan (e-mail: okmqaz476@hotmail.com).

day.

A. Feeder model

A detail model would contain specific information on three-phase and single-phase primary line segments, individual transformer locations, voltage regulators, capacitor bank locations and control settings among other circuit specifics. IN this study feeder models are used to determine power flow characteristics during a 24-hour load cycle, at various penetration levels of EV. Fig. 1 shows a simplified 16 bus distribution network with three feeders representing different load (residential, commercial and industrial) types. Dash lines in the figure indicate the normally opened tie switches that would form a mesh when they are closed. Fig. 2 shows examples of 24 hour load profiles of different feeders.

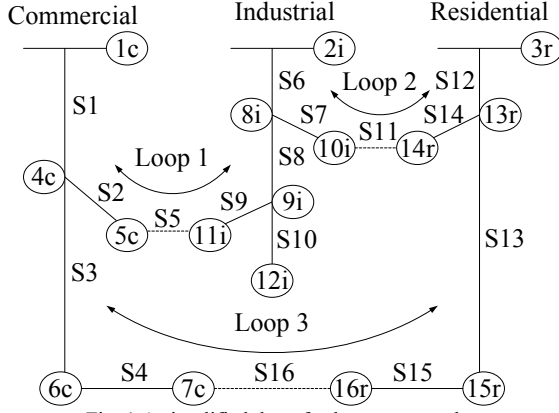


Fig. 1 A simplified three feeder test network

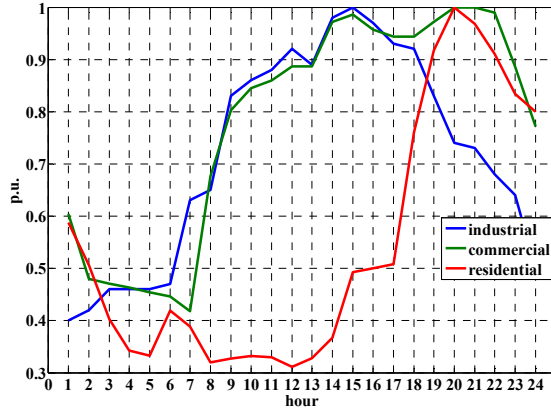


Fig. 2 Residential, commercial and industrial feeder load profiles

B. Charging scenario

In this study, various “charging scenarios” are incorporated into the models. The charging scenarios describe the most likely location for charging to take place, the level of charging that will occur and the duration of the charging. The assignment of electric vehicle load varies throughout the day. With charging electric vehicles assigned to residential, commercial and industrial area feeders, load flows are run on the feeder model to identify the impact of the added EV load to feeder voltage, transformer and feeder loading, and other electrical performance issues.

It is assumed that in the residential area, depending on the level of battery charge, charging using 120V (Level 1) typically requires 8 to 14 hours to fully charge a vehicle,

depending on the EV and battery type. Similarly, when using 240 V (Level 2), an EV can be fully charged in 4 to 6 hours. In the private and public parking areas, the charging scenarios would be different since fast charging facility will be available. In this study it is assume that 30% of the EV owners in the business area are store employees and 70% of the EV are owned by shoppers. Depending on State of Charge (SOC), different types of car owners would require different charging time. It is assumed that the store employees would charge their cars after arriving their working place while store shoppers would arrive at different time and charge their cars after park their cars. All EV in the industrial area are assumed owned by the workers. 80% EV in the residential area are used to get to their working place and the rest are used by non-working persons. Working people would charge their cars when arriving home after work, and for those do not work, their EV charging time would be randomly distributed.

In this study, SOC of each car is a stochastic variable whose value is selected by a random number generator. It is assumed that charging poles in the commercial areas use Level 3 (fast) charging, and 1.01 kW, 2.89kW and 40.4 kW are the power required to charge the car from SOC equal 0 to 80% within 20, 7 and 0.5 hours using Level 1, 2 and 3 charging level respectively. The charging efficiency is 0.95. The EV charging capacity is based on the Nissan Leaf model that has 24kWh. Fig 3 shows the flow diagram of calculating the EV load curve at each feeder node and Fig. 4 is the procedure used in this study to investigate the impact of EV charging on the distribution feeder. A simplified model and the OpenDSS package developed by EPRI are used in feeder load flow study.

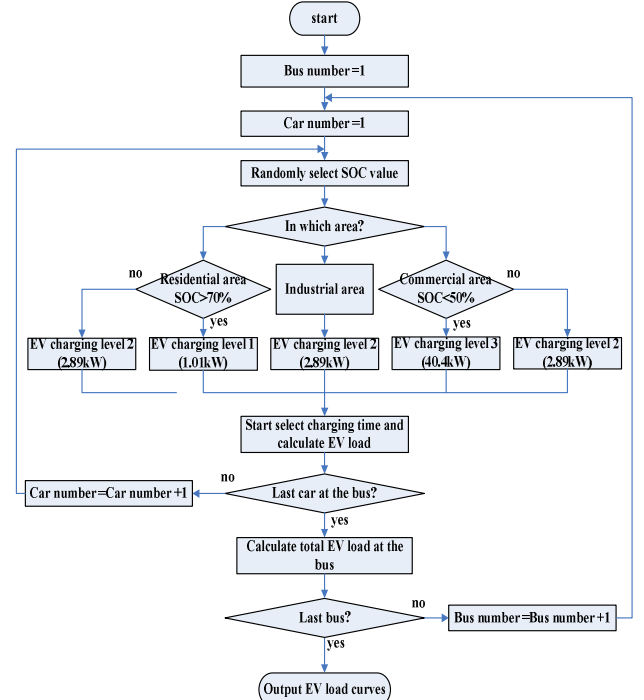


Fig. 3 Calculation of EV charging demands at each feeder bus

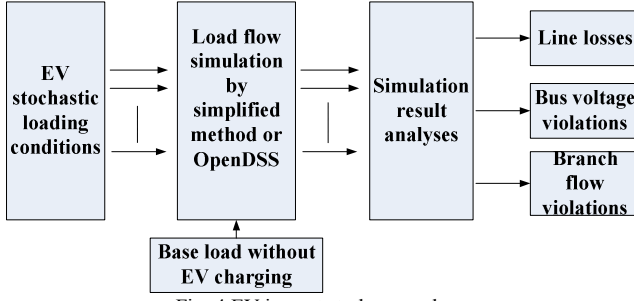


Fig. 4 EV impact study procedure.

C. Simplified load flow method

Many load flow runs will be required in the optimization procedure. In order to enhance the solution efficiency, instead of using a detail load flow solution, the following crude model is used to calculate the feeder section loadings, voltage magnitudes and losses. Using the notations shown in Fig. 5,

$$S_j = S_{D(j+1)} + S_{EV(j+1)} + \sum_{k \in K_{out}} S_{(j+1)k} \quad (1)$$

$$V_{j+1} \approx V_1 - \sum_{m=1}^j (r_m \times P_m + x_m \times Q_m) \quad (2)$$

$$\text{where } P_m = \sum_{n=m+1}^{N_b} (P_{Dn} + P_{EVn})$$

$$Q_m = \sum_{n=m+1}^{N_b} (Q_{Dn})$$

$$S_j = P_j + jQ_j$$

$$S_{D(j+1)} = P_{D(j+1)} + jQ_{D(j+1)}$$

$$S_{EV(j+1)} = P_{EV(j+1)}$$

Where N_b is the number of nodes in the feeder. S_j is the power flow at feeder section j , $S_{D(j+1)}$ is the load at feeder section $(j+1)$, $S_{EV(j+1)}$ is the EVs load at node $(j+1)$.

$\sum_{k \in K_{out}} S_{(j+1)k}$ is the sum of demands at the downstream of feeder node $(j+1)$.

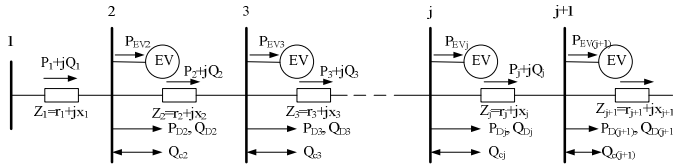


Fig. 5 Feeder section power flows and bus demands

The system loss can be estimated by:

$$P_{loss}(u) = \sum_{l \in N_l} (r_l \times S_l^2) \quad (3)$$

where r_l is the resistance on feeder section l .

According to the Law of Large Numbers, the average response for large scale aggregation of EV charging behaviors, such as substation or feeder loading, will tend toward the mean of the EV charging demand characteristics. Monte Carlo simulations can be performed to determine the mean hourly demands as seen at the substation based on an assumed set of EV penetration charging specific behaviors. Different

assumptions concerning type distributions or implemented charging controls can be simulated to determine any positive or negative impact at the substation levels.

D. Feeder Reconfiguration Problem

The mathematical formulation of the feeder reconfiguration problem used to minimize system load considering the EV loads and maintaining the system security is as follow.

$$\text{Min. } P_{loss}(u) = \sum_{h=1}^{h=24} \sum_{i=1}^{bh} (I_i^2 \times R_i) \quad (4)$$

Subject to

$$V_{\min} \leq |V_i| \leq V_{\max} \quad (5)$$

$$|I_i| \leq I_{i,\max} \quad (6)$$

Where bh is the total number of branches, u is the control variables which consist of tie switch locations. $|V_i|$ is the voltage magnitude of bus i . V_{\min}, V_{\max} are the bus minimum and maximum voltage limits. $|I_i|$ is the feeder section current magnitude, and $I_{i,\max}$ is the current rating of branch i

In this study, it is assumed that the distribution feeders should remain radial operation after feeder reconfiguration. Fig. 5 is the proposed procedure used to reduce the impact of EV charging in the distribution network.

E. Solution method

Figure 6 shows the proposed solution method. In the first step of the procedure, the load flow crude model is used and the PSO technique is adopted to determine the optimal tie switch locations at each hour. In order to verify the compliance of the network security and obtain the final optimal solution, in the second part of the solution procedure, a complete load flow model is used by moving the tie switch forward and backward and to adjust the final results.

A binary particle swarm optimization (BPSO) technique is employed to solve the discrete nonlinear optimization problem and possible uncertainties associated with volatile loads are incorporated through a stochastic simulation approach. The control variables of the optimization problem are the normally opened feeder tie switch sections. These are discrete numbers. In the swarm, particle i is denoted as $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ where the variables x_{ij} for all $j \in [1, 2, 3, \dots, D]$ represent the control variables. The locations of feeder tie switch sections are randomly selected in each iteration. After the distribution system load flow study, the particle with the best fitness (objective) value is recorded as the best position $p = p_i = (p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iD})$ so far, and the position with the best fitness among all particles is recoded as $g = p_g = (p_{g1}, p_{g2}, \dots, p_{gD})$. The rate of position change (velocity) for particle i is denoted as $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$, the velocities of the discrete variables in the particle are updated by:

$$v_{id}^{new} = \text{Round} \left(K \left[v_{id}^{old} + c_1 * \text{randNOI} * (p_{id} - x_{id}^{old}) + c_2 * \text{randNO2} * (p_{gd} - x_{id}^{old}) \right] \right) \quad (7)$$

where function $\text{Round}()$ rounds up the embraced real number to integer and K is a constriction factor calculated by:

$$K = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, \quad \varphi = c_1 + c_2 \quad \text{and} \quad \varphi > 4 \quad (8)$$

The convergence characteristic of the system can be controlled by φ in (8). In this study φ is set to 4.1 with $c_1, c_2 = 2.05$ and the constant multiplier K is thus 0.729[8].

With the rate of position change (velocity) for particle i , v_i , particle i is updated by the following equation:

$$x_{id}(k+1) = x_{id}(k) + v_{id}(k+1) \quad \forall d \quad (9)$$

Where d is the index of the control variables, k is the number of iteration.

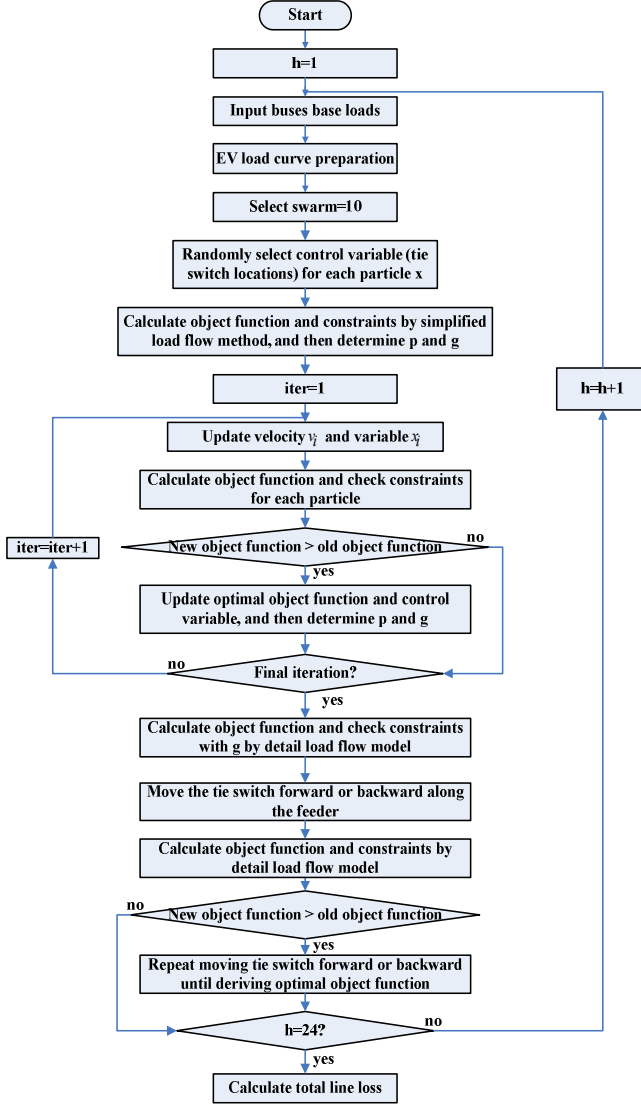


Fig. 6 Feeder reconfiguration procedure.

III. NUMERICAL RESULTS

Distribution network shown in Figure 1 is used in this paper for illustrating the results. Loads of the feeder buses without EV are shown in Table I. Table II shows the EV penetration at different areas (feeders). The assumptions described in Section II concerning the location of charging to take place, the level and power of charging that will occur and the duration of the charging are used in the test cases. For the EV load calculation, the SOC of the vehicle is randomly selected to simulation the stochastic conditions of the car

usage. The charging times of EV owned by workers in commercial, industrial and after back home are assumed to have Gaussian distributions with average start charging times of 9:00, 9:00 and 20:00 respectively. The standard deviation is assumed to be one hour. Charging times of EV used by store shoppers and non-working persons are assumed uniformly distributed from 9:00 to 24:00 and 7:00 to 17:00 respectively.

In order to study the effectiveness of using feeder reconfiguration for minimizing the impacts of EV charging and reducing system loss, cases shown in Table III are simulated. Case 1 is the base case with S5, S16 and S11 designated as tie switches. Case 2 considers using feeder reconfiguration to determine the hourly tie switch locations in order to minimize system loss based on the load data in Case 1. Case 3 and Case 5 study the impact of EV load (20% and 80% penetration respectively) based on the network configuration obtained in Case 2. Case 4 and Case 6 determine the best 24 hour tie switch locations for minimizing system loss in Case 3 and Case 5 respectively.

TABLE I FEEDER BUS PQ LOADS WITHOUT EV (UNIT : MVA)

Bus	Phase a	Phase b	Phase c
4c	1.1+0.6i	0.92+0.71i	1.13+0.4i
5c	0.93+0.75i	1.22+0.6i	0.95+0.8i
6c	0.82+0.68i	1.13+0.58i	1.2+0.57i
7c	0.95+0.82i	1+0.8i	0.92+0.73i
8i	1.5+0.7i	1.5+0.8i	1.9+1.5i
9i	1.2+0.6i	1.4+0.74i	1+0.8i
10i	1.3+0.5i	1.5+1i	1.4+0.9i
11i	1.66+0.81i	1.5+0.75i	1.49+0.53i
12i	1.45+0.52i	1.6+0.34i	1.98+0.59i
13r	0.81+0.35i	0.85+0.45i	0.8+0.31i
14r	0.8+0.55i	0.8+0.68i	0.9+0.77i
15r	1+0.59i	1.2+0.5i	1.4+0.6i
16r	1.1+0.79i	1+0.5i	1.22+0.76i

TABLE II EV PENETRATIONS AT DIFFERENT AREAS

Bus	Area	No. of cars (20% penetration)			No. of cars (80% penetration)		
4c	Commercial	100	110	90	400	440	360
5c	Commercial	90	100	110	360	400	440
6c	Commercial	110	100	90	440	400	360
7c	Commercial	90	110	100	360	440	400
8i	Industrial	135	110	122	540	440	488
9i	Industrial	119	139	128	476	556	512
10i	Industrial	128	118	126	512	472	504
11i	Industrial	130	120	115	520	480	460
12i	Industrial	125	131	132	500	524	528
13r	Residential	40	45	40	160	180	160
14r	Residential	40	40	45	160	160	180
15r	Residential	50	60	70	200	240	280
16r	Residential	55	50	60	220	200	240

TABLE III STUDY CASES

Case 1	Base case without EV load and feeder reconfiguration
Case 2	Base case with feeder reconfiguration
Case 3	Case 2 with 20% EV penetration
Case 4	Case 3 with feeder reconfiguration
Case 5	Case 2 with 80% EV penetration
Case 6	Case 5 with feeder reconfiguration

For simplicity, the feeder base load without EV charging is assumed fixed. Using the numbers of cars shown in Table

II, 100 Monte Carlo simulations are performed to determine the hourly demand as seen at the feeder buses based on the assumed set of EV penetration, charging specification and behaviors. A feeder reconfiguration process is conducted for each load condition. The average response for large scale aggregation of EV charging behaviors, such as substation or feeder loading, would tend toward the mean of the EV charging demand characteristics. Fig. 7 shows the load curves changes at buses 4c, 8i, 13r with 20% and 80% EV penetrations in one simulation. It can be seen that in the industrial feeder, the load due to EV charging starts to increase after workers arriving their working place and reaches its maximum at 10 and 11 o'clock. The additional EV loads at the business area would distributed randomly due to most of the EV arrive at different time with different SOC. In the residential feeder the increased load is mainly occurring at 8 pm after work.

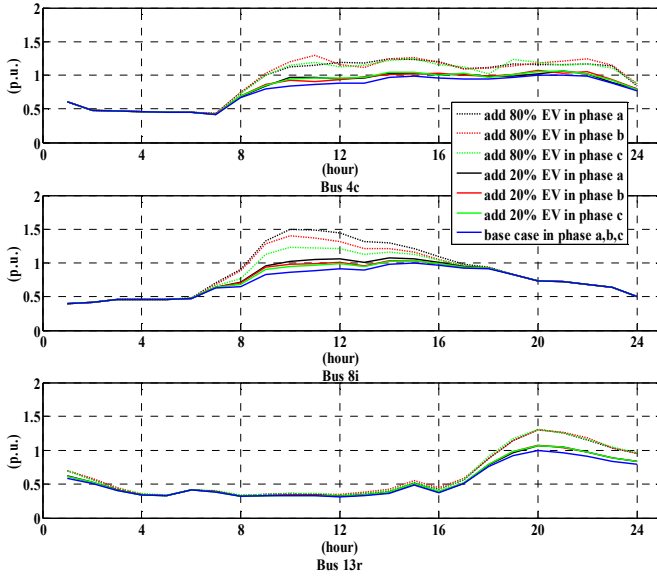


Figure 7 Sample load curves with EV charging load at buses 4c, 8i, 13r

Table IV shows the majority of tie switch set after 100 runs and Table V shows the average system losses at different hours. Fig. 8 show the profiles and voltage ranges of feeder bus phase voltages at 11:00 obtained from 100 runs of Monte Carlo simulations. Compare the result of Case 2 with that of Case 1 shown in Table IV, it can be seen that feeder reconfiguration can be used to reduce system loss in daily operations, especially during peak load hours. Due to the EV load, in the industrial feeder, the loss increases 51.3 kW at peak EV charging hour (10 am). At low (20%) EV penetration, the optimal tie switch configuration in Case 4 is the same as that in Case 2. However, when the EV penetration increases to 80%, the system loss of case without (Case 5) and with (Case 6) feeder reconfiguration would have a difference. This indicates the effectiveness of feeder reconfiguration in dealing with high EV charging problems. In Case 6 one of the tie switches, S7 is changed to S11 at 3:00 am due to the EV charging at the residential area. Tie switch adjustment also occurs at 18:00 due to residential area charging. At 11:00 to 13:00 period, due to the demand at the industrial area, the tie switches are changed from (S9, S7, S16) to (S9, S7, S4). Table V shows that when the EV penetration reaches 80%,

feeder reconfiguration can help in reducing the system loss while maintaining the voltage quality without network reinforcement. The voltage would be lower due to the high penetration of EV. After the feeder reconfiguration the voltage can be maintained within acceptable level.

TABLE IV TIE SWITCHES IN DIFFERENT CASES

Hour	Case1			Case2&Case3 &Case4&Case5			Case6		
	TS1	TS2	TS3	TS1	TS2	TS3	TS1	TS2	TS3
1	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
2	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
3	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S11	S16
4	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
5	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
6	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
7	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
8	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
9	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
10	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
11	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S4
12	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S4
13	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S4
14	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
15	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
16	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
17	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S7	S16
18	S5	S11	S16	S9	S7	S16	S9	S11	S16
19	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
20	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
21	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
22	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
23	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16
24	S5	S11	S16	S9	S11	S16	S9	S11	S16

TABLE V AVERAGE SYSTEM LOSSES (UNIT : KWH)

Hour	Case1	Case2	Case3& Case4	Case5	Case6
1	82.9	78.5	80.5	86.9	86.9
2	72.8	65.7	66.7	69.7	69.7
3	74	64.5	64.9	66.3	66.0
4	70.4	59.6	59.7	60.0	60.0
5	69.6	58.4	58.4	58.5	58.5
6	75.8	65.5	65.7	66.3	66.3
7	113.1	86.5	89.0	96.8	96.8
8	131.8	106.7	119.4	163.1	163.1
9	202.8	158.3	194.8	333.4	333.4
10	218.3	170.9	220.7	417.9	417.8
11	227.3	177.3	225.1	412.2	412.1
12	245.2	189.2	232.0	393.0	392.1
13	233.9	183.1	218.2	346.0	345.9
14	281.8	221	251.6	358.3	358.3
15	299.5	241.2	265.1	346.0	346.0
16	284	229.8	246.2	300.6	300.6
17	266.3	218.1	229.2	265.2	265.2
18	284.3	247.1	258.1	293.4	292.0
19	270.1	244.7	257.4	300.5	300.5
20	252.4	235.1	250.4	302.1	302.1
21	244.8	228.4	243.2	293.8	293.8
22	220.4	207.3	220.6	266.3	266.3
23	188.4	175.8	186.9	225.0	225.0
24	137.2	130.7	137.5	159.4	159.4
sum	4547.1	3843.4	4241.5	5680.5	5677.7

IV CONCLUSION

In this paper, EV charging scenarios are simulated to investigate the impacts of EV charging loads to the distribution network. Feeder reconfiguration operation is

proposed to mitigate the possible problems of feeder overload, low voltage and loss increase due to EV charging. Study results indicate that feeder reconfiguration can be exercised to match loading patterns of different types of feeders (residential, commercial and industrial) with various charging scenarios at different charging points. It can be used to reduce the system loss and optimize the use of the existing network for future EV charging.

Reconfiguration for Accommodating Distributed Generations,” 2011 16th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), Sept. 2011, pp. 1-6.

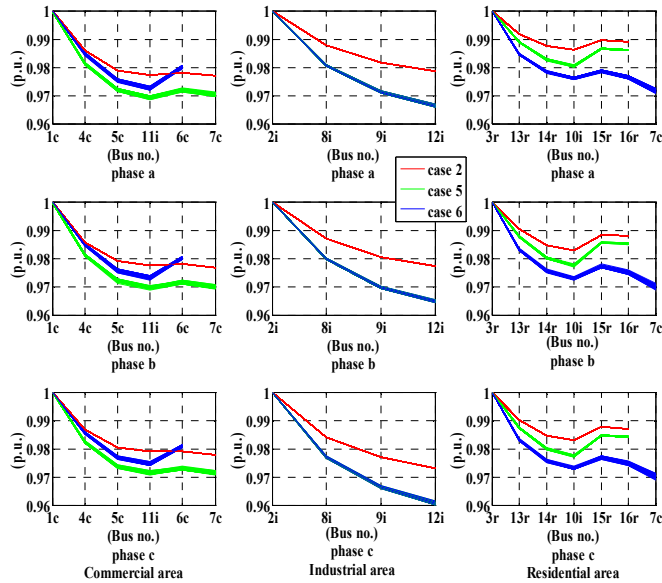


Figure 8 Profiles of feeder phase voltages at 11:00

ACKNOWLEDGEMENT

The authors gratefully acknowledge the financial supports from Taiwan Power Company and National Science Council under contracts NSC 100-3113-p-110-004 and TPC-546-4840-0001.

REFERENCES

- [1] J. Taylor, A. Maitra, M. Alexander, D. Brooks and M. Duvall, "Evaluations of Plug-in Electric Vehicle Distribution System Impacts," Proceedings of 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2010, pp. 1-6.
- [2] R. Liu, L. Dow and E. Liu, "A Survey of PEV Impacts on Electric Utilities," Proceedings of Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES, January 2011, pp. 1-8.
- [3] P. Richardson, D. Flynn, A. Keane, "Impact Assessment of Varying Penetrations of Electric Vehicles on Low Voltage Distribution Systems," Proceedings of Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, July 2010, pp. 1-6.
- [4] W. Shireen and S. Patel, "Plug-in Hybrid Electric vehicles in the smart grid environment," Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES, 2010, pp. 1-4.
- [5] L. Dow, M. Marshall, L. Xu, J. R. Agüero, H. L. Willis, "A Novel Approach for Evaluating the Impact of Electric Vehicles on the Power Distribution System," Proceedings of 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2010, pp. 1-6.
- [6] L. P. Fernández, T. G. San Román, R. Cossent, C. M. Domingo, and P. Frías, "Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, February 2011, pp. 206-213.
- [7] S. Y. Su, C. N. Lu, R. F. Chang, and G. Gutiérrez-Alcaraz, "Distributed Generation Interconnection Planning: A Wind Power Case Study," IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 2, no. 1, March 2011, pp. 181-189.
- [8] Rung-Fang Chang, Ya-Chin Chang, and Chan Nan Lu, "Feeder

國科會補助計畫衍生研發成果推廣資料表

日期:2011/12/01

國科會補助計畫	計畫名稱：含分散式電源之配電系統運轉研究		
	計畫主持人：盧展南		
	計畫編號：98-2221-E-110-076-MY3		學門領域：電力系統
研發成果名稱	(中文) 直流微電網		
	(英文) DC Microgrid		
成果歸屬機構	國立中山大學	發明人 (創作人)	盧展南, 林建宏, 陳開瑞, 陳敏睿
技術說明	(中文) 一種直流微電網之控制方法，包含：一併聯運轉程序，由一控制單元使一直流匯流排與一市電系統併聯，待一負載單元、一第一換能單元及一第二換能單元併聯該直流匯流排後，該控制單元設定一儲能單元為充電模式；一判斷程序，係由該控制單元判斷該儲能單元之電壓是否小於一第一閾值，若判斷為是，則設定該控制模式為孤島運轉模式，若判斷為否，則再進行該併聯運轉程序；及一孤島運轉程序，由該控制單元使該直流匯流排與該市電系統解聯，並控制該負載單元、該儲能單元、該第一換能單元及該第二換能單元，及設定該儲能單元為放電模式。		
	(英文) A power flow control device is adapted to be controlled to output a three-phase grid power to a grid terminal, and includes: a control circuit coupled to the grid terminal, and configured to detect voltage and current of the grid power outputted to the grid terminal and to calculate based on the voltage and current of the grid power and a set of predetermined power commands to output a set of pulse width modulated signals representing an expected output power; an inverter controlled by the set of pulse width modulated signals such that the inverter switches to converter a DC voltage into a three-phase inverter power; and a capacitor configured to endure a difference between a voltage of the inverter power and the voltage of the grid terminal to convert the inverter power into the grid power outputted to the grid terminal.		
產業別	電機及電子機械器材業；其他工業製品製造業；電力供應業		
技術/產品應用範圍	此技術預期可應用於低壓直流微電網中，將分散式能源所產生直流電直接給予用戶使用，可改善轉換器轉換損失以及降低交流端傳統配電損失，提升整體系統傳輸效率，當交流端發生事故與直流電網解聯，則直流電網可單獨運轉，提升用戶端用電之可靠度。		
技術移轉可行性及預期效益	預期可用於直流微電網控制，尤其是直流微電網應用於市電併聯運轉模式及孤島運轉模式之控制方法。		

註：本項研發成果若尚未申請專利，請勿揭露可申請專利之主要內容。

98 年度專題研究計畫研究成果彙整表

計畫主持人：盧展南			計畫編號：98-2221-E-110-076-MY3				
計畫名稱：含分散式電源之配電系統運轉研究							
成果項目			量化			單位	備註（質化說明：如數個計畫共同成果、成果列為該期刊之封面故事...等）
			實際已達成數（被接受或已發表）	預期總達成數(含實際已達成數)	本計畫實際貢獻百分比		
國內	論文著作	期刊論文	1	0	100%	篇	
		研究報告/技術報告	0	0	100%		
		研討會論文	2	0	100%		
		專書	0	0	100%		
	專利	申請中件數	1	0	100%	件	
		已獲得件數	0	0	100%		
	技術移轉	件數	0	0	100%	件	
		權利金	0	0	100%	千元	
	參與計畫人力（本國籍）	碩士生	8	0	100%	人次	
		博士生	0	0	100%		
		博士後研究員	0	0	100%		
		專任助理	0	0	100%		
國外	論文著作	期刊論文	1	0	100%	篇	
		研究報告/技術報告	0	0	100%		
		研討會論文	4	0	100%		
		專書	0	0	100%	章/本	
	專利	申請中件數	0	0	100%	件	
		已獲得件數	0	0	100%		
	技術移轉	件數	0	0	100%	件	
		權利金	0	0	100%	千元	
	參與計畫人力（外國籍）	碩士生	0	0	100%	人次	
		博士生	0	0	100%		
		博士後研究員	0	0	100%		
		專任助理	0	0	100%		

<p>其他成果</p> <p>(無法以量化表達之成果如辦理學術活動、獲得獎項、重要國際合作、研究成果國際影響力及其他協助產業技術發展之具體效益事項等，請以文字敘述填列。)</p>	協助資策會 AMI 先進功能研發
---	------------------

	成果項目	量化	名稱或內容性質簡述
科教處計畫加填項目	測驗工具(含質性與量性)	0	
	課程/模組	0	
	電腦及網路系統或工具	0	
	教材	0	
	舉辦之活動/競賽	0	
	研討會/工作坊	0	
	電子報、網站	0	
	計畫成果推廣之參與（閱聽）人數	0	

國科會補助專題研究計畫成果報告自評表

請就研究內容與原計畫相符程度、達成預期目標情況、研究成果之學術或應用價值（簡要敘述成果所代表之意義、價值、影響或進一步發展之可能性）、是否適合在學術期刊發表或申請專利、主要發現或其他有關價值等，作一綜合評估。

1. 請就研究內容與原計畫相符程度、達成預期目標情況作一綜合評估

☒ 達成目標

☐ 未達成目標（請說明，以 100 字為限）

☐ 實驗失敗

☐ 因故實驗中斷

☐ 其他原因

說明：

2. 研究成果在學術期刊發表或申請專利等情形：

論文：☒ 已發表 ☐ 未發表之文稿 ☐ 撰寫中 ☐ 無

專利：☐ 已獲得 ☒ 申請中 ☐ 無

技轉：☐ 已技轉 ☐ 洽談中 ☒ 無

其他：（以 100 字為限）

3. 請依學術成就、技術創新、社會影響等方面，評估研究成果之學術或應用價值（簡要敘述成果所代表之意義、價值、影響或進一步發展之可能性）（以 500 字為限）

傳統配電系統以被動式方式設計，電力以單一方向流動，因此若有分散型電源連接至配電系統，將造成技術上的問題。分散型電源的併接、運轉及解聯，將會造成運轉及網路架構的改變，這會影響電壓控制、保護協調及安全的問題，未來的電網必須因應在技術上及電力市場上的改變。本研究之目地在於針對各類分散型電源以獨立或微電網方式併聯於電力系統後，可能對配電系統之影響。我們探討了分散式電源接到配電系統時，其對饋線上負載的電壓及故障電流偵測的衝擊，並探討改善措施以增加分散式電源可併網的容量。我們研究了區域性電壓控制，如有載分接頭變壓器及電壓調整器間的控制協調，同時對分散式電源特別是風機，於故障情況時之低電壓忍受能力的改善措施進行研究。

微型電網的系統架構可以用來管理不同類型的分散式電源並提升配電系統的可靠度。未來配電自動化系統、先進電表系統及負載管理系統的整合中，將可獲得更多的配電系統量測資訊，對整體配電系統的狀態估計會有幫助並可用於電網的調度運轉。微型電網中，分散式能源的控制方法將依據其需求的性質及所在的運轉環境而有所不同，會由分散式能源單元與系統或是與其他分散式能源設備間的互相影響所決定。在本計畫中，我們進行了直流微型電網模擬，對使用電網追隨及電網形成等兩種控制模式的動態特性加以分析，並發展維持直流微型電網電壓穩定的控制方法。本計畫整合上述的研究項目，建立含電能儲存單元、太陽光電、燃料電池發電系統及負載之直流微電網，所建立的系統未來可供再生能源教學研究用。

