



## 中華民國電驛協會會刊

中華民國八十四年五月二十日創刊  
中華民國一〇八年七月一日出版

發行者：陳來進

高等顧問：李河樟 李 群 許萬寶 張重湖  
簡文通 羅隆和 官茂祥 藍宏偉

顧問：唐志明 陳勇蒼 何文瑤

法律顧問：吳仲立 游文華 賴青鵬

編輯委員會：主任委員 黃慶林  
副主任委員 李錦槍

編輯委員：白雲年 吳立成 洪世宇 洪敏捷  
周瑞年 林安志 林延修 李正芳  
李金鐘 范建誼 郭麟瑛 陳來進  
陳炳基 陳益財 許文興 許宸源  
張偉荃 黃英龍 黃惟雄 黃德華  
潘明路 謝建賢 蕭勝任  
(依照姓氏筆劃順序)

廣告組：劉昌維 林之婷

地址：台北市羅斯福路三段 244 巷  
9 弄 1 號 2 樓

E-mail : relayroc@gmail.com

服務電話：(02) 2362-3993

傳 真：(02) 2363-0860

印刷者：文山打字印刷有限公司

地址：台北市杭州南路二段 25 巷 13 號

本刊物為對內刊物、不對外發售

投稿文章、刊物不代表本會立場

※版權所有※

◎本刊物圖文非經同意不得轉載◎

## 目 錄 索 引

☆22 台電新一代 IEC 61850 智慧變電所  
監控系統設計規劃實務 -----蔡曜鎧

☆29 台電中大變電所 Local SCADA 改  
IEC 61850 架構工程介紹  
-----孫政啟、施炎福

☆38 曾文 G/S 環路保護電驛標置變更  
精進作為  
-----李坤洲、林士哲、潘建宏

☆47 儲能系統對電力系統之效益  
-----柯侑寬、周聖傑  
林揚淳、彭憲貴

☆54 比流器、比壓器二次側迴路對保護  
電驛的影響 -----楊盛鐘

☆68 離岸風力 HVAC 及 HVDC 傳輸相關  
技術探討 -----劉傳馨

☆97	會務報導		
☆98	108 年下半年度教育訓練計畫		
☆99	中華民國電驛協會獎學金辦法		
☆100	中華民國電驛協會獎學金申請表	封面	祥正電機(股)公司
☆101	中華民國電驛協會保護電驛專業 檢測團體認證規範	封底	中華民國電驛協會
☆103	保護電驛專業檢測團體技術員工作證	封面裡	艾波比(股)公司
☆104	保護電驛專業檢測團體認證申請表	封底裡	全城電業顧問有限公司
☆105	保護電驛專業檢測團體證照	1	力樺科技有限公司
☆106	保護電驛專業檢測合格團體證照	2	震儀科技(股)公司
☆107	中華民國電驛協會獎學金捐款明細	3	盈昇有限公司
☆108	中華民國電驛協會第九屆第二次 理事暨監事聯席會議紀錄	4	健格科技(股)公司
☆111	中華民國電驛協會沿革	5	勇帥電氣技術顧問(股)公司
☆112	中華民國電驛協會個人、團體入會申請書	6	亞力電機(股)公司
☆113	中華民國電驛協會永久團體會員名單	7	飛領/飛羚電機(股)公司
☆114	中華民國電驛協會團體會員名單	8	中友機電顧問(股)公司
☆116	中華民國電驛協會永久個人會員名單	9	計量企業有限公司
☆117	中華民國電驛協會個人會員名單	10	華城電機(股)公司
☆121	108 年 1 至 6 月新入會會員名單	11	大電力試驗中心
☆122	電驛協會會刊目錄總表	12	春源機電技術顧問有限公司
		13	預保科技(股)公司
		14	中華民國電機技師公會全國聯合會

## 廣 告 索 引

# 台電新一代 IEC 61850 智慧變電所監控系統 設計規劃實務

台電輸變電工程處 蔡曜鎧

## 摘要

台電公司配合政府能源政策建置智慧電網，計畫從傳統無人化變電所提升為符合 IEC 61850 標準之智慧變電所。IEC 61850 智慧變電所使用智慧型電子裝置做為控制室與現場設備間監控介面，並建置變電所內區域網路實現快速通訊的環境。為達成此一目標，需建立器材配置、監控回路、網路架構等相關規劃設計標準、現場施工程序及系統操作流程等，以利後續現場施作介面可順利銜接，變電所加入系統後，運轉維護作業可達成之安全性、一致性及便利性。

本文內容主要分享訂定本公司新建 IEC 61850 智慧變電所監控系統規劃及現場工程介面與協作分工規劃等相關作業標準實務經驗。

## 壹、前言

台電公司因應政府推動能源轉型發展智慧電網，未來將有巨量的電網資訊於各種能源管理系統(Energy Management System, EMS)或調度系統中交換傳遞，在此一情境下若無統一標準的資訊模型及通信協定，統合資料將是一困難的課題。

IEC 61850 標準是由國際電工委員會(International Electrotechnical Commission)第 57 技術委員會於 2004 年頒佈(目前發行至第 2 版)，應用於公用電力事業通信網路和系統中資訊傳遞及資料模型的標準化。IEC 61850 吸收了 IEC 60870 系列標準和 UCA 的經驗，並應用了很多先進的技術，

對智慧型電子裝置(IED)等自動化產品和變電所自動化系統(SAS)的設計進行規範。因為 IEC 61850 符合需求而被選定為建置國內智慧電網的通信標準，智慧變電所(Smart Substation)作為智慧電網智慧輸配電中重要的一環，依 IEC 61850 標準規劃新式智慧變電所，將有利於與新的國際標準接軌，便於適應未來的應用及發展方向。

本次新建智慧變電所工程導入 IEC 61850 監控架構，設計標準建置範圍如下：

- 一、智慧變電所網路架構。
- 二、智慧變電所監控設備器材配置規劃。
- 三、智慧變電所控制、保護回路設計標準。
- 四、電子式智慧裝置實體接點展開圖規劃。
- 五、智慧變電所設計樣板圖。
- 六、系統整合工程特定規範。

## 貳、建置設計標準

設計標準建立使得規劃工作時有所依循，智慧變電所新、改建工程將具一致性，設計品質易於管控，對日後運轉維護亦有極大的助益。

### 一、智慧變電所網路架構

IEC 61850 定義了智慧變電所整體網路架構為 3 levels (Station、Bay、Process) 及 2 buses (Station、Process)，由於目前 Process level 中電子式比壓器、比流器等裝置其精度及性能尚有待確認，為求穩妥，智慧變電所初期僅導入 2 levels (Station、Bay)及 1 bus (Station)，網路架構

如圖 1 所示。

(一)、Station level :

1. SCADA-HMI：為智慧變電所內站控系統，操作人員可利用該系統，透過 IEC 61850 網路對 IED 設備傳送控制命令或取得資料，變電所內各項電氣、警報等資訊可顯示於圖控介面。
2. 通信處理單元(Gateway)：由於目前本公司 CDCC、ADCC 等調度中心仍採 DNP 3.0 通信協定，因此設置通信處理單元，負責 IEC 61850 與 DNP3.0

Level 3 協定轉換、通信路由監控功能，通信處理單元接受調度中心控制命令後透過網路系統對 IED 設備傳送控制命令，並可將變電所內資料庫資料發送至調度中心。

3. 校時設備(PTP v2)：符合 IEEE Std. C37.238 要求 Power Profile 精確時間協定 (Precision Time Protocol, PTP) 之設備，主要提供 SCADA 系統各設備間時間同步使用。

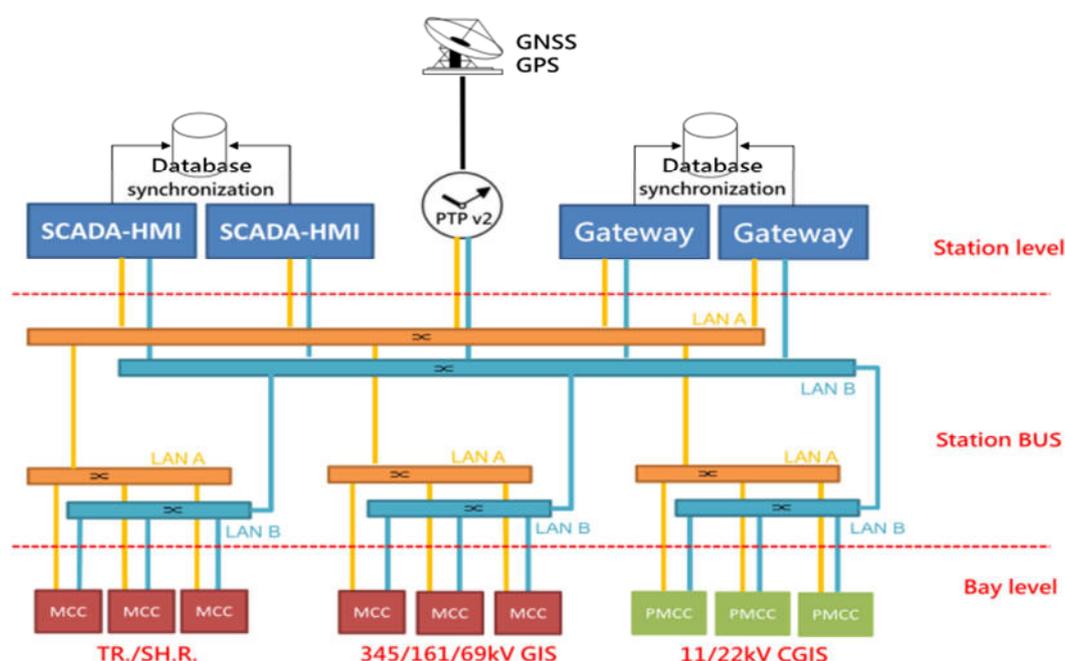


圖 1 智慧變電所網路架構圖

(二)、Bay level :

1. PMCC IED：用於 23kV 系統，負責保護、量測、控制及通信功能。
2. MCC IED：用於高壓系統電力設備，因高壓系統設備如斷路器、變壓器、電抗器等保護功能另有專設電驛負責，故採此類 IED 負責智慧監控中量測、控制及通信功能。

(三)、Station bus：以 IEC 61850 網路交換器及光纖/乙太網路建構之區域網路，規劃採支援 IEC 62439-3 第 4 款(平行備援協定：Parallel Redundancy Protocol, PRP)之工業自動化網路備援協定標準，因此每台 IED 均須分別提供至少 2 個 PRP 型式實體網路埠，引接至

網路交換器(網路交換器實體須採複連式架構規劃)。

## 二、智慧變電所監控設備器材配置規劃

智慧變電所監控設備及器材配置設計，除需考量如控制電纜佈設長度及數量極小化、符合操作運轉程序、易於點檢維護等合理性，另亦需擬定各類設備故障情境及對應之處置方式如表 1。

表 1 監控系統故障狀況情境處置表

故障情境	影響範圍	控制操作方式
對外連線斷 1 回路或 Gateway X1 故障	操作無影響	依備援規劃控制
對外連線斷 2 回路或 Gateway X2 故障	調度中心無法監控	可指令變電所以 SCADA-HMI 操作。
所內網路任一 LAN 故障	操作無影響	依備援規劃控制
所內網路 LAN A 及 LAN B 故障	調度中心、SCADA-HMI 無法監控	屬緊急狀況、可於控制室以 ECC 操作設備投入或啟斷。
所內 SCADA-HMI X1 故障	操作無影響	依備援規劃控制
所內 SCADA-HMI X2 故障	SCADA-HMI 無法監控	調度中心可監控或於控制室以 ECC 操作設備投入或啟斷。
設備 IED 故障	SCADA-HMI、調度中心皆無法對現場設備操作	屬緊急狀況、可於控制室以 ECC 操作設備投入或啟斷。

除 23kV GIS 於設備定型時已將 PMCC IED 安裝於現場控制箱外，考量設備室環境溫度較高，為增加此類電子式設備運轉穩定度，將 MCC IED 及 IEC 61850 網路交換器等設備設置於具空調的控制室內。

各 IED 及監控設備配置規劃如下所示：

(一)、各電力設備用 IED(PMCC/MCC)器材配置及裝設地點規劃如下：

1. 變壓器、電抗器：配置於設備輔助盤，安裝於控制室。

2. 69kV 以上高壓開關設備：配置於檔位控制模組，安裝於控制室。

3. 23kV 開關設備：配置於開關設備現場控制箱(LCC)

4. 變電所雜散點：配置於高壓匯流排比壓器檔位模組，安裝於控制室。

(二)、IEC 61850 網路交換機配置於控制室機櫃箱。

(三)、SCADA-HMI 配置於控制室值班桌。

(四)、通信處理單元配置於控制室機櫃箱。

(五)、考量成本效益，監控系統各式 IED 裝置並未規劃備援，因此當 IED 設備故障時，智慧變電所監控系統將失去對現場開關設備控制路徑，故需於控制室設置緊急操作回路(Emergency Control Circuit, ECC)，作為 IED 故障時緊急遠端操作現場開關使用。為有效利用控制室空間，高壓開關監控用 MCC IED 與 ECC 組成檔位控制模組並裝配成檔位控制模組盤(如附圖 2)，安裝於控制室。

## 三、智慧變電所控制、保護回路設計標準

智慧變電所一次設備(變壓器、開關設備等)控制回路以操作地點分為 1.現場設備室-現場控制箱。2.控制室-SCADA-HMI 經所內區域網路以 IED 作為操作介面、IED 故障緊急時以 ECC 不經 IED 直接透過控制電纜硬線操作。3.調度中心-透過數據專線經 Gateway 與所內區域網路以 IED 作為操作介面。

設計控制回路時，以不變動設備本體控制回路為原則，規劃控制室控制點標準

介面操作現場設備，其他設計重點如下所示：

- (一)、69kV 以上之高壓開關設備以檔位為單位，由 IED MCC 及緊急操作回路組成檔位控制模組，用於現場開關設備遠端 (REMOTE) 監控。
- (二)、智慧變電所各電氣類比量由各檔位 IED 透過網路系統傳輸，為免疊床架屋，不再設置多功能電力電表(含 23kV GIS)。
- (三)、變壓器/電抗器輔助盤原設置電子式故障指示器配合採用智慧監控系統而取消，改於輔助盤設置 MCC IED，變壓器/電抗器本體相關狀態、警報等取樣及控制輸出等，由控制電纜引接至 MCC IED，經 IED 整合成 IEC 61850 相關邏輯節點後以網路與監控系統交換訊息。
- (四)、變壓器 TAP 位置，油溫、線溫等以轉換器轉換為 4~20mA 信號值引接至變壓器 MCC IED AI 輸入模組。
- (五)、電抗器油溫、線溫等以轉換器轉換為 4~20mA 信號值引接至電抗器 MCC IED AI 輸入模組。

#### 四、電子式智慧裝置實體接點展開圖規劃

為便於管理配置各監控取量點，於接點規劃部分，依各開關檔位及電力設備分別設置 IED 引接，除變電所雜散點外，原則不同檔位設備不共用 IED。345kV、161kV 開關設備實體接線點位需求如表 2 及表 3 所示。

除 23kV GIS 系統採用 PMCC IED 外，高壓以上電力設備及系統採專設保護電驛保護相關設備，此類數位式保護電驛

監控及警報點目前仍未透過 IEC 61850 網路存取，而以控制電纜硬線引接至該開關設備監控用 MCC IED 輸出、輸入接點。

因各廠牌各型號 IED 提供之輸出輸入接點數量並不相同，器材配置時 IED 接點數量需被滿足並提供適當備用接點以利後續擴充(若選用之單具 IED 其輸出/入點數不足，可採 1 具以上 IED 或以多接點 IO-BOX 組成)。

表 2 345kV 開關設備點位需求表

	AI	DI	CO	CT	PT
LINE	0	42	15	4	3+1
TR	0	32	17	4	1+1
TIE	0	14	7	4	0
BPT	4	10	0	0	3+3

表 3 161kV 開關設備點位需求表

BAY	AI	DI	CO	CT	PT
A.TR. 2nd	0	15	7	4	3+1
D.TR	0	28	13	4	3
LINE	0	32	17	4	3+1
SH.R.	0	21	7	4	3
TIE	0	25	13	4	3
SECTION	0	18	7	4	3+1
BPT & GENERIC	2	16	0	0	3+3

#### 五、智慧變電所設計樣板圖

為使日後新、改建智慧變電所工程達一致性，建立有關變電所單線圖、控制室平面配置、檔位控制模組配置、檔位控制模組盤接線標準介面端子等樣板圖。藉由樣板圖面標準介面端子的規劃，使控制電纜規劃、相關設備採購及工程發包作業得以併行辦理，可大幅縮短電控設計時程。

檔位控制模組盤每盤可配置 2 檔位控制設備，規劃由系統整合工程製作及安裝，本公司提供檔位控制模組盤接線圖樣板圖，其中保留 IED 相關接線部分供承商自行選用經本公司實體驗證合格之 IED 設備進行裝配，以保留承商選材之彈性。

#### 六、系統整合工程

IEC 61850 標準使得監控設備具互操

作性及互換性，為了確保安裝於智慧變電所內的監控設備符合前述特性，台電公司辦理 IED 及監控系統的實體驗證。23kV GIS 設備承商、變壓器及電抗器承製廠商得於取得實體驗證合格器材設備中選擇供應之 IED 設備，使得後續系統整合得以順利進行。系統整合工程內容為建置智慧變電所網路，規劃組態連結各不同廠牌監控設備、建置資料庫及測試系統穩定性等，係智慧變電所新、改建工程中最重要的一項工作。

#### 七、現場工程介面及分工

本公司新、改建 IEC 61850 智慧變電所現場工程施作區分為三部分，分別為本公司自營作業、大項器材如電力變壓器、氣體絕緣開關設備(G.I.S.)安裝及系統整合工程。分工如下：

##### (一)、自營作業

1. 施作接地系統工程
2. 控制電纜延放及引接工作
3. 電容器組安工程
4. 所內用電設備安裝工程

##### (二)、大項器材安裝工程包含

1. 電力變壓器及其輔助盤安裝
2. 電抗器及其輔助盤安裝
3. GIS 安裝工程

##### (三)、系統整合工程

1. 檔位控制模組盤安裝
2. 整合他標供應之 IED
3. 智慧變電所網路系統建置
4. 規劃監控系統及資料庫建置
5. 系統測試

##### (四)、其他

1. 電纜托架安裝工程
2. 配電盤安裝工程

工程介面及施工流程如圖 2 所示

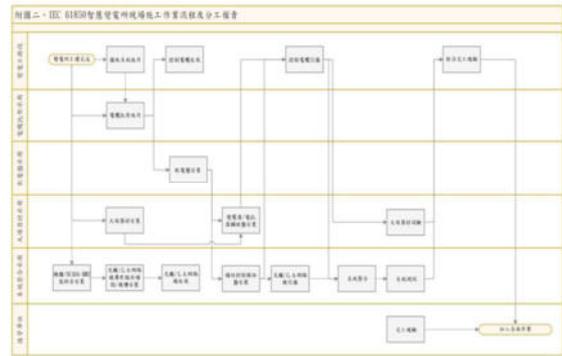


圖 2 智慧變電所現場施工流程

#### 八、設計實務-義竹 D/S 新建工程

智慧變電所監控架構導入了規劃控制回路及各系統操作介面，引入網路架構、取消傳統模擬控制盤、設置檔位控制模組盤等新設計規劃思維，並建置相關標準，為進一步實證可行性，經檢討以義竹 D/S 新建工程作為示範所，進行實務設計及相關工程發包作業。

義竹 D/S 新建工程土建部分已經完工，配合太陽光電併網加強力電網需求，初期安裝 60MVA 配電變壓器 1 具及 161kV、23kV GIS 等電力設備。

新建智慧變電所監控系統設計在配置規劃部分，需以終期系統考量空間需求，義竹 D/S 控制室內配置檔位控制模組盤、保護電驛盤、通信設備機櫃、值班桌含 SCADA-HMI 及直流分電箱等器材設備如附圖 3。變壓器輔助盤及檔位控制模組盤內含 MCC IED，以 2300mm(高)、600mm(寬)盤體組成，相關器材以符合 IEC 60297-3-100 2008 之型式 2(Type II)配置，寬度為 19 吋機架設計，兩側垂直構件 (Vertical Member) 高度為 45U(1U=4.445cm)，兩構件上各鎖孔中心距離為 465.1±1.6mm，構件上各鎖孔為面積 9.5mm<sup>2</sup> 正方孔且各孔距須，IED、光纖接續盒及各器具面板採用 M6 浮動螺帽 (Cage Nut) 及螺栓固鎖，檔位控制模組盤各單元面板獨立分離以縮短後續點檢維修汰

換時停電時程。(如圖 4 所示)

義竹 D/S 系統整合工程採發包採購辦理，工程內容包含網路建置、監控系統規劃、整合 IED 設備、資料庫建立、檔位控制模組盤製作安裝及相關測試工作等，相關工作細節需另訂工程契約特定條款規範

承商責任。

未來現場工施作時，包含系統整合承商、自營工作、大項器材安裝工程及其他工項等配合協作部分，相關工序的規劃、施工介面的銜接及配合系統測試等，都需妥善的管理。

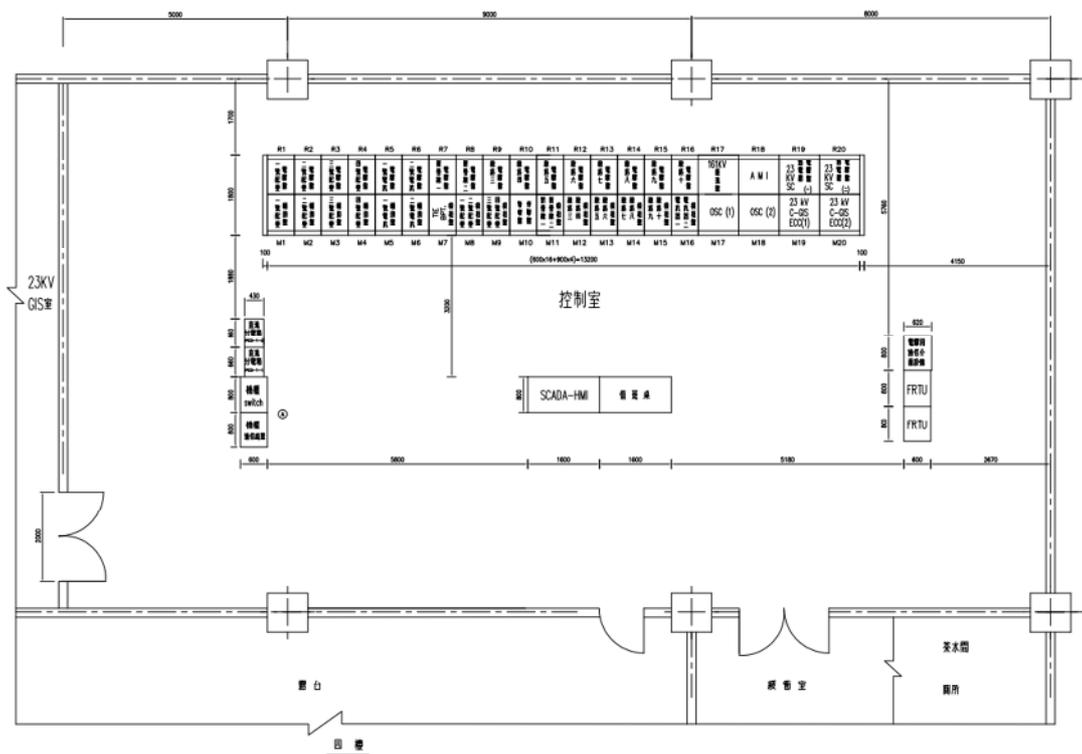


圖 3 義竹 D/S 智慧變電所控制室配置圖

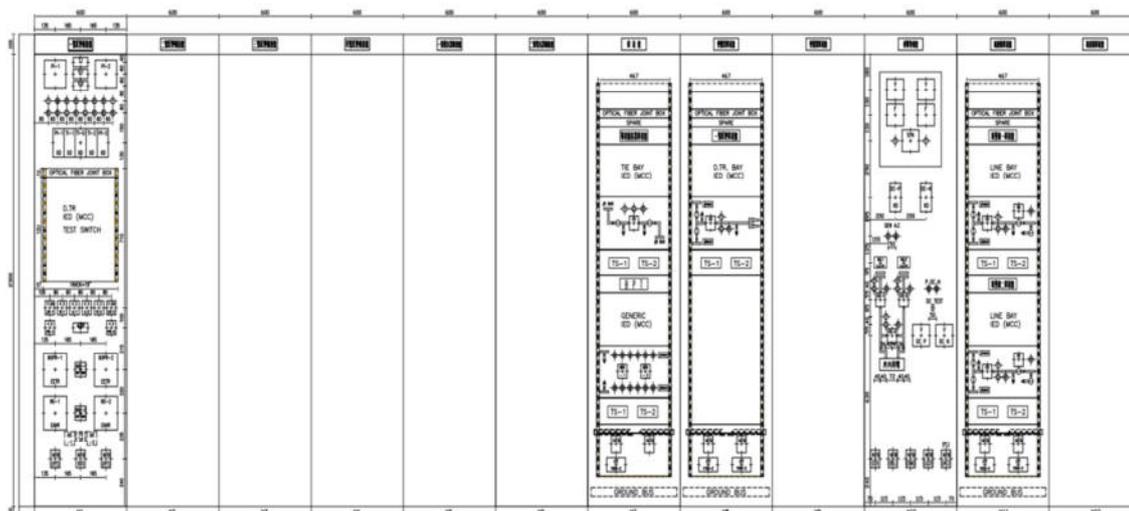


圖 4 義竹 D/S 智慧變電所檔位控制模組盤配置圖

## 參、結語及未來努力方向

目前智慧變電所受限於設備器材的成熟度，仍無法完整符合 IEC 61850 規範建議內容、僅能就現階段可行部分規劃，並配合現行變電所運轉維護習性考量，期能設計穩定性高、安全性高、接受度高的智慧變電所監控架構，本文最後茲提出建議如下，希望未來在相關配合技術下使智慧變電所監控架構更趨完善，應用更加多元。

- 一、目前輸電等級的專設保護電驛已採用數位式保護電驛，惟所提供的監控點仍採傳統控制硬線引接至 MCC IED 轉換為 IEC 61850 資料模型，建議相關保護電驛直接提供 IEC 61850 資料以網路傳送至站控系統，其優點為控制硬線極少化、MCC IED 規劃單純化及電驛資訊取得內容細緻化。
- 二、變壓器目前仍設輔助盤取得 TAP 位置、溫度等資訊並安裝開關控制 ULTC 升降及程式設定時段調整輸出等設備，建議將來設置變壓器統合管理裝置作為控制設備及介面，並符合 IEC 61850 規範以整合至監控系統。
- 三、IEC 61850 監控架構下的資料模型非再以傳統監控點對點的角度做處理，而是將資料、屬性及程序等以物件的型式包裝，在反應現場設備狀況監控數據取得可充分表現細節，不再受限硬體接點數量採合併點位處理，惟衍生出大量的資料將會收入資料庫中，因此資料庫管理及應用方面的技術應配合精進，以跟上大數據時代的腳步。

- 四、智慧變電所大量利用網路來傳送資料，不論是變電所內控制或調度中心控制，因此，網路資通安全的議題也應該被上綱上線，例如控制權限設定、防火牆規劃、人員教育及社交演練等，都應妥善處理因應。

## 肆、參考文獻

- [1] Klaus-Peter Brand and Wolfgang Wimmer , Modeling interoperable protection and control devices for substation automation according to IEC 61850
- [2] 輸工處變電技術組，從智慧型電子裝置談 IEC 61850 標準的應用，變電簡訊，第 26 期，第 6-13 頁，2012 年。
- [3] 黃冠杰,推動整合變電所設備符合 IEC 61850 互操作性成效分享，電驛協會會刊，第 48 期，第 26-333 頁，2019 年。
- [4] 行政院經濟部能源局，「智慧電網總體規劃方案核定本」，2012 年 9 月 3 日。
- [5] IEC 61850-1, “Communication networks and systems for power utility automation – Part 1 : Introduction and overview,” 2013.
- [6] IEC 61850-5, “Communication networks and systems for power utility automation – Part 5 : Communication requirements for functions and device models,” 2013.
- [7] D. Von Dollen, “Implementing the IEC 61850 Substation Automation Standard, ” Electric Power Research Institute technical update report, USA, August 2015.

# 台電中大變電所 Local SCADA 改 IEC 61850 架構工程介紹

台電新桃供電區處 孫政啟  
祥正電機公司 施炎福

## 一、前言

原中大變電所採用 AREVA PASIS 無盤化的 Local SCADA 設計，於 97 年加入供電，主要透過 IED、Gateway 與 Local SCADA 構成整所電力設備之本地監控與傳送遠方調度中心監控，Local SCADA 用於現場操作，Gateway 做為與主站的資料交換與命令操作等用途，經過 10 年運轉，相關硬體備品取得及售後技術支援已有困難。

台電於 107 年 01 月 15 日頒佈 IEC61850 變電所 / 開關場設備規範，並進行 IEC61850 之 IED 互操作性與 Local SCADA 系統整合實體驗證，有多家廠家通過驗證合格，台電新桃供電區處據此發包建置中大變電所之 IEC61850 監控系統。

本文針對中大變電所 IEC 61850 建置案，由規劃設計到現場停電施作測試之過程及心得，以及後續可能 GOOSE 的運用加以介紹。

## 二、SCADA 系統架構設計

既有系統概略敘述如下：

1. PMCC 設置於 CGIS 面板，有 #3DTR 3A、3B 繞組下游引供饋線及 #4DTR 4A、4B 繞組下游引供饋線等 4 個區間 C-GIS，不足之訊號接點引接至 C-Box 的 IED。
2. 23kV CGIS 現場設置兩箱 C-Box 盤，匯集 PMCC 光纖通訊再至控制室。
3. 設置 MCC 盤面 1 盤，監視控制 161 kV

GIS Bay；監視控制變壓器、雜散點與保護電驛 U/L 等功能 MCC 機箱 1 箱。

4. 設計 Local SCADA 與 Gateway 於控制室。

現勘後設計規劃決定：

1. 不考慮 PMCC 集中箱的設計：於 CGIS 盤面直接安裝新 PMCC 來取代 PMCC 集中箱的設計，避免 CT/PT 及控制電纜串併接，增加回路複雜度。
2. 設置新 #1MCC 機箱於控制室，作為變壓器與雜散點等用途；原 #1MCC 機箱作為轉接箱，方便纜線整理及查線，並將 DANE0400 設置於此盤，以 Lan A 光纖連線至安裝有 DANE0 Control 管理軟體的 Local SCADA Standby 電腦，可運用於 Sampled Values (SV) 值、網路封包資料和 IEC61850 Goose 分析等相關訊息擷取。
3. R16 盤設置 MCC 作為 161kV GIS Bay 監控用途，在溫控良好的控制室，確保 MCC 長期運轉的穩定。
4. Switch 採分散設計，在 23kV CGIS 原兩組 C-Box 箱不拆除，在 C-Box 箱內設置 IEC 61850 Switch 雖可設定作為 PMCC Lan A 與 Lan B 通訊網路之連通，但本案設定雙 Lan 獨立運作不連通。在控制室的既有設置的通訊處理單元箱內裝設 IEC 61850 Switch，作為 MCC/PMCC 與 Gateway、Local SCADA、GPS 等通

- 訊的橋樑。C-Box#1、C-Box#2與通訊機櫃內三大組的 IEC 61850 Switch 以 Ring 的方式組成 Lan A 與 Lan B 網路域。IEC 61850 Switch 的 PRP (Redundancy box) 功能完全不採用 (P. S. 最終架構將 Ring 功能廢除，因為 PRP 已具最優異的複聯式架構，骨幹再以 Ring 架構成環只會限制未來備品的應用，因為 Switch 之間的高速自愈 (Self Healing) 會有設備的排它性，本案採用四零四科技 Moxa 的 Switch，未來也可以用它牌符合規範的 Switch 替代)。
5. 光纖的設計理念：廢除光纖收容箱的設計，全部的盤外光纖採用鎧裝的扇形光纖設計，每條扇形光纖採用 6 芯的設計，除了供 PRP 架構的 Lan A 與 Lan B 各 2 芯使用外，並預留兩芯當備用。此設計的優點降低骨幹光纖施作(熔接)光纖頭失敗與光衰減的機率、減少檢測成本(骨幹光纖施作後的光纖導通報告的測試與施做，因為扇形光纖於工廠出廠時即附上個別的測試報告)、避免多重的光纖頭接續的轉接。好處是讓整個光纖網路的規格單一化、減少跳接點、查修容易。壞處是成本較高。
  6. PMCC 與 MCC 的 PRP：本案採用西門子 7SJ82 保護電驛，內建兩組 SFP 模組接口，本案設計以 LC 接頭與多模光纖介面。
  7. IEC 61850 Switch：PRP 架構建築成 Lan A 與 Lan B 兩個網路，以無縫的平行覆聯式通訊行之，故本案設計將 IEC 61850 Switch 分成 Lan A 與 Lan B 兩組網路，讓 IEC 61850 的 Client 系統 (Gateway 與 Local SCADA) 與 Server 元件 (PMCC/MCC) 通訊連結
  8. SEL2488 GPS 同步時間源將 IEEE1588 導入 PRP 的 Lan A 與 Lan B 網路埠口，但非採光纖而採 RJ45 介面。
  9. IEC 61850 Client 端的時間校時非採 Switch PRP 方案，而採研華電腦的 PRP 通訊卡，但因為 GPS 訊號無法與之相容，故 IEC 61850 Client 端採用 NTP 校時。
  10. 系統的電源設計，UPS 提供 220VAC 輸出電壓，其中 UPS 電池滿載備用時間須大於 60 分鐘，電池須是密閉式、免保養電池。Gateway 系統、網路交換器、時間同步設備等部分設備使用 VDC 125V，而網路交換器工作雙電源之一為 DC 24V，故在現場為 DC 125V 的變電所採用 DC125V 轉 24V 電源供應器提供網路交換器所需要之工作電源，至於監控主機、專線數據機及螢幕等設備則採用 AC 220V 電源。

### 三、IEC 61850 PRP 通信架構

依規範採用並行備援協定 (PRP) 的網路架構，當單一網路故障或網路不穩定時，能夠即時透過並行網路進行切換，透過 Station Layer 硬體設備加裝的 PRP 網路通訊卡，得到冗餘備援 (Redundant) 功能，由發送端的 PRP 網路通訊卡連接至兩個獨立且並列的區域網路，從 LAN A 和 LAN B 分別發出相同封包，發送給不同的區域網路。在接收的時候，因時間延遲的不同，接收方會先收到先達到的封包，並且將重複收

到的封包丟棄，增加可靠性，單一網路故障時，在不影響既有設備功能的情況下，維護人員便得以進行故障設備維修。

除網路的冗餘備援功能，在通訊主機/監控主機上建立了Hot-Standby切換備援模式，各自建立兩台完全相同的設備，但兩者之間並不會同時提供相同的通訊服務。作用中(Active)SCADA會與現場保護電驛進行連線，定時通過SCADA網絡將其資料庫的數值同步發送到備用SCADA。Standby SCADA則可以隨時的代替Active SCADA。而Standby SCADA並不會與IED進行連線與輪詢，但會從Active SCADA接收資料庫數值和警報訊息。當Active SCADA故障時可以接手繼續監控整所設備，參圖1。

Local SCADA端增加透過通訊埠點位判別埠口故障邏輯節點之軟體點。由於PRP架構在通訊故障時能夠快速切換至正常通道，IEC 61850在Edition2引入LCCH邏輯節點，使兩個埠口的通信作監視使用。本案除既設取點外，同樣在監控上擷取IED內LCCH1.Ch1Failure.stVal與LCCH1.Ch2Failure.stVal點位，作為當IED的PRP埠口故障時所提供的監控依據，設置GGIO的邏輯節點應用於內部一些特殊點，例如IRF點位，為當IED故障時提供給Local SCADA警報，其他如CB的投入時間、啟斷時間計算、43R/L與A/M點設計的應用。

#### 四、停電施工及測試

考慮需在既設系統與IED仍在運作下，進行停電汰換的工作，測試期間在既設系統旁設置工作桌架設新系統，進行線路和變壓器等的點對點測試，待所有的點對點測試完成後，再將既設通訊處理單元與監控主機進行汰換，本案並未設置新機箱，

而在完成測試後，將既設設備移出機箱後，再進行新系統的安裝。

為使既設系統與新系統之間無縫銜接，設計測試流程時，於調度中心端由於資料庫不允許完全一樣的資料點名稱，故會設置一個新圖控系統中大(新中大)變電所連線，舊系統改中臨(舊中大)變電所連線，首先安排161kV MCC的汰換施工與測試完成送電後，依序進行#3DTR二次側C-GIS PMCC與#4DTR二次側C-GIS PMCC的汰換施工與測試送電。施工之主要分項如下說明：

##### 1. 立盤與前置作業施工：

在Gateway/Local SCADA系統進場前，先完成原空盤面之R16/MCC1立盤與洗洞及佈放纜線與光纜的工作。

##### 2. 161kV GIS MCC測試汰換：

廠商先進行MCC的自主測試，與SCADA的Online點對點測試，並且須進行線路的25TA同步功能驗證，相關邏輯設定須符合台電161KV線路用IED同步併聯設定之規定。

##### 3. 23kV PMCC測試汰換：

在161kV線路GIS MCC申請停電接線測試完成後，再依序進行3DTR及其下游CGIS、4DTR及其下游CGIS盤面PMCC汰換。此項目所施工的內容包含了停電、CGIS盤面舊IED拆線汰換，CGIS盤面切割與開孔、CGIS盤面新IED安裝、新IED現場接線、IED保護標置設定、IED自主測試、IED點對點測試、電驛特性測試，以上項目皆須在一個星期左右完成，故須先確實的規劃出工作項目，依正確時程進行施工與測試。

##### 4. 中壓GIS通訊箱(C-BOX)拆線與網路交換器安裝：

完成所有23kV測試後，C-BOX內舊有Bay Module接線與CBA/CBF等狀態點拆除接線，將臨時擺放於旁之新SWITCH移入安裝於C-BOX內。

## 5. 監控主機與通訊處理單元安裝/後續工作：

既設舊有通訊處理單元/監控主機等設備移除，並將臨時擺放於旁之新測試完成的通訊處理單元/監控主機等設備進行上架與通訊確認，將新UPS電源設置完成與送電。

## 五、GOOSE測試及運轉策略

### (一) GOOSE驗證測試

針對Station Bus兩台Switch(01/02)進行流量分析，測試系統容量效能，內容包含以下項目：

1. GOOSE訊息模擬發佈設備，於1秒內發送1000個不同之GOOSE訊息。
2. GOOSE訊息模擬訂閱設備，成功收到1000個含時間標記之GOOSE訊息。
3. 於上述發佈及訂閱期間內，各網路交換器頻寬使用率不得超過其30%。

對下列三個區域的MOXA PT-7728 Switch進行測試：(1)23kV GIS室的#3DTR下游饋線用C-Box轉接箱；(2) 23kV GIS室的#4DTR下游饋線用C-Box轉接箱；(3) 控制室161kV MCC用。依規範將GOOSE 訊息模擬發佈設備架設於Bay Level各區域的LANA與LANB的Switch上，並將GOOSE 訊息模擬訂閱設備架設於Station Level的LANA與LANB的Switch上。確認Bay Level在同時間有大量GOOSE 訊息時，不會影響到Station Level的工作效率與網路頻寬。

三個區域的LAN A與LAN B各選一台交換機，分別與LAN A的Switch01及LAN B的Switch02對測，總共有6種組合。使用CMC-353模擬125個GOOSE發佈，並在1秒內

重複發佈8次到Bay Level的Switch上，再由連接Station Level Switch的DANE0400進行訂閱，參圖2。下列以6種測試項目之1，以Switch01與Switch03進行對測為例：

測試步驟：

1. 架設CMC353於Switch03做為GOOSE Publisher。
2. 架設DANE0400於Switch01 做為GOOSE Subscriber。
3. 架設NB(執行IEDScout)於Switch01做為GOOSE 封包記錄設備。
4. CMC353 模擬1000筆GOOSE訊號。
5. 由DANE0400接收GOOSE訊號，確認頻寬流量記錄。
6. 由IEDScout確認GOOSE封包，記錄時間戳記與數量。
7. 確認Switch流量不得超過30%。

測試結果說明：

1. 由DANE0400監測之流量峰值為314.2kB/s，GOOSE封包數量3.76kP/s，參圖3。
2. IEDScout Sniffer所記錄的GOOSE封包，包含Timestamp，解析度可達1 $\mu$ s。
3. 開啟連線Moxa PT-7728 Switch01之NB 瀏覽器(<http://10.1.100.21/>)監控頁面，確認頻寬使用率，Switch Traffic小於1%(因為不到1M)，遠低於30%，對Station頻寬與效能影響不大，符合規範，參圖4。

### (二)GOOSE運轉策略

台電總處電驛部門考量在同一Main CB下，為了避免有2條饋線同時發生故障而導致Main多跳，研擬先導型GOOSE運轉策略佈置之構想，參圖5：

Case 1：任一饋線發生故障 51/51N Pickup時，即發送此饋線51/51N pickup GOOSE信號通知其它饋線，若未收到其它饋線的51/51N pickup GOOSE通知，則會依原來的時間過流特性動作跳脫饋線CB，依保護協調特性曲線，會在Main CB動作前先跳脫，並發送此饋線51/51N Trip GOOSE通知其它饋線。

Case 2：CB42X 饋線發生故障 51/51N Pickup時，也收到其它饋線送來之51/51N Pickup GOOSE信號，即同時有兩回饋線發生故障達始動條件，此時若未佈置任何GOOSE運轉策略，Main CB可能因為通過之總和電流過大，而先動作跳脫造成多跳，擴大停電範圍；但若同時有兩回饋線發生故障時，利用各饋線PMCC互相傳送Pickup GOOSE信號給對方，在Main CB可能動作之前，CB42X饋線PMCC只需固定延時6週波（考量冷載試送之大電流而予以延時），便可送出51/51N Trip信號跳脫CB同時送出51/51N Trip GOOSE信號給其它饋線。

Case 3：考量某一饋線先故障再演變使另一饋線也故障，當收到任一饋線發生故障達動作跳脫之51/51N Trip GOOSE信號，Trip GOOSE信號將自我保持7週波，時間內若CB42X饋線發生故障達始動條件，只需固定延時1週波即加速動作跳脫，避免Main CB多跳。

以上之加速跳脫均會發出警報紀錄，

後續將待與饋線標置之權責單位討論，並待西門子電驛GOOSE邏輯撰寫完成CID檔及SCD檔，下載至即將建置於新桃供電區處的電驛測試場之主變饋線測試環境進行測試，測試邏輯周延無誤後，再至中大變電所現場申請停電測試。

## 六、PMCC/MCC IED規劃

採用西門子7SJ82保護電驛，並使用DIGSI5進行參數規劃與電驛設計，除MCC需要額外加裝AI模組外，其餘皆相同，依照中大現場設備與架構，設計以下幾種典型規劃檔。

### 1. MCC位於MCC-1機箱：

- (1) MCC\_DTR: 雜散點/變壓器TAP 位置/變壓器線溫
- (2) MCC\_AUX1: 雜散點/3DTR 油溫/DC 電源
- (3) MCC\_AUX2: 雜散點
- (4) MCC\_AUX3: 雜散點/4DTR 油溫/SHR 油溫
- (5) MCC\_AUX4: 雜散點

### 2. MCC位於R16盤：

- (1) MCC\_SHR: CB/DS/ES
- (2) MCC\_TIE: CB/DS/ES
- (3) MCC\_INC: CB/DS/ES 含25TA
- (4) MCC\_OUT: DTR CB/DS/ES
- (5) MCC\_BPT: BUS ES & CBA/CBF

### 3. PMCC位於C-GIS盤：

- (1) PMCC\_SC: CB/DS/ES ;  
Protection: 50/50N/51/51N/27/59
- (2) PMCC\_TIE: CB/DS/ES ;  
Protection: 50/50N/51/51N
- (3) PMCC\_MAIN: CB/DS/ES ;  
Protection: 50/50N/51/51N/81
- (4) PMCC\_FEEDER: CB/DS/ES ;

Protection:50/50N/51/51N/79  
/51NX

(5) PMCC\_SSTR: CB/DS/ES ;

Protection: 50/50N/51/51N

除了保護電驛的標置設定外，PMCC及MCC面板LED燈號及顏色規劃，顯示最有效的運轉資訊，可縮短巡檢所需時間，對人員助益良多；在通訊層面的規劃設計，根據IEC-61850 Ed2所定義出的LN類型進行設計，如XCBR斷路器、XSWI隔離或接地開關、CSWI開關控制、MMXU測量單元、PTOC過流保護等，皆由DIGSI5軟體配置工具進行規畫設定。透過該軟體可以輸入或輸出各種格式（ICD / IID / CID / SCD / SSD / SED）檔案，符合IEC61850-6的SCL（變電站配置描述語言）配置文件，並設計出保護電驛的IEC61850 Server Model，依照設計的Model進行點位的映射，包括MMS連線的Client/Server的配置，以及IED之間的GOOSE通訊的設定與規劃，參圖6及圖7。

## 七、設計架構優缺點檢討

架構的優點：

1. PMCC 設置於CGIS 上，不採用PMCC集中箱的設置，減少CT/PT及控制電纜的串接或併接，節省控制室空間，並依規範增設Test Switch，但選擇新PMCC時，須考量可裝設之尺寸大小。
2. IED 與SCADA系統不同廠牌，落實IEC 61850 的互通性，也減少被單一廠牌箝制之維修替換問題。

架構可改進之處：

1. 23KV CGIS室無冷氣，且Moxa IEC 61850 Switch 採無風扇設計，僅能利用機殼散熱，把多數的 IEC

61850 Switch 集中於一個C-Box櫃，運轉溫度偏高，恐將影響性能的穩定。未來若將所有的IEC 61850 Switch 集中於控制室環境，改善整體環境溫度，可更為提高可靠度。

2. 因规范要求UPS輸出為AC 220V電源，但因此將影響到所內既設UPS電源與原使用110V電源之設備，在既設UPS電源移除時，需要另外安排，故可考慮採用UPS輸出為AC 110V及220V選項增加應用彈性。

## 八、結論

1. 本案採用107年1月15日版之IEC 61850變電所/開關場設備規範規範發包，為測試加入送電的第1所變電所，符合台電現場運轉維護的需求。
2. 支援IEC 61850之不同廠牌設備如西門子IED、ABB SCADA、Moxa交換器、研華的Gateway電腦和提供IEEE1588校時之SEL2488 GPS彼此連線，以IEC 61850通訊協定交換訊息，滿足台電訂定之IEC 61850變電所規範。
3. IEC 61850 PRP架構與Client System可以運作順暢，與控制中心DNP 3.0連線亦可順暢運作，線上即時得知設備狀況，如斷路器跳脫回路監視及投入/打開之動作時間等，增進設備安全，符合智慧電網理念。
4. 台電計畫逐漸全面導入IEC 61850變電所，中大變電所成為配合此政策訂定規範而發包的第一所變電所，透過此次建置經驗檢討，作為下次規範訂定發包施工之參考，並發揮IEC 61850之效益。

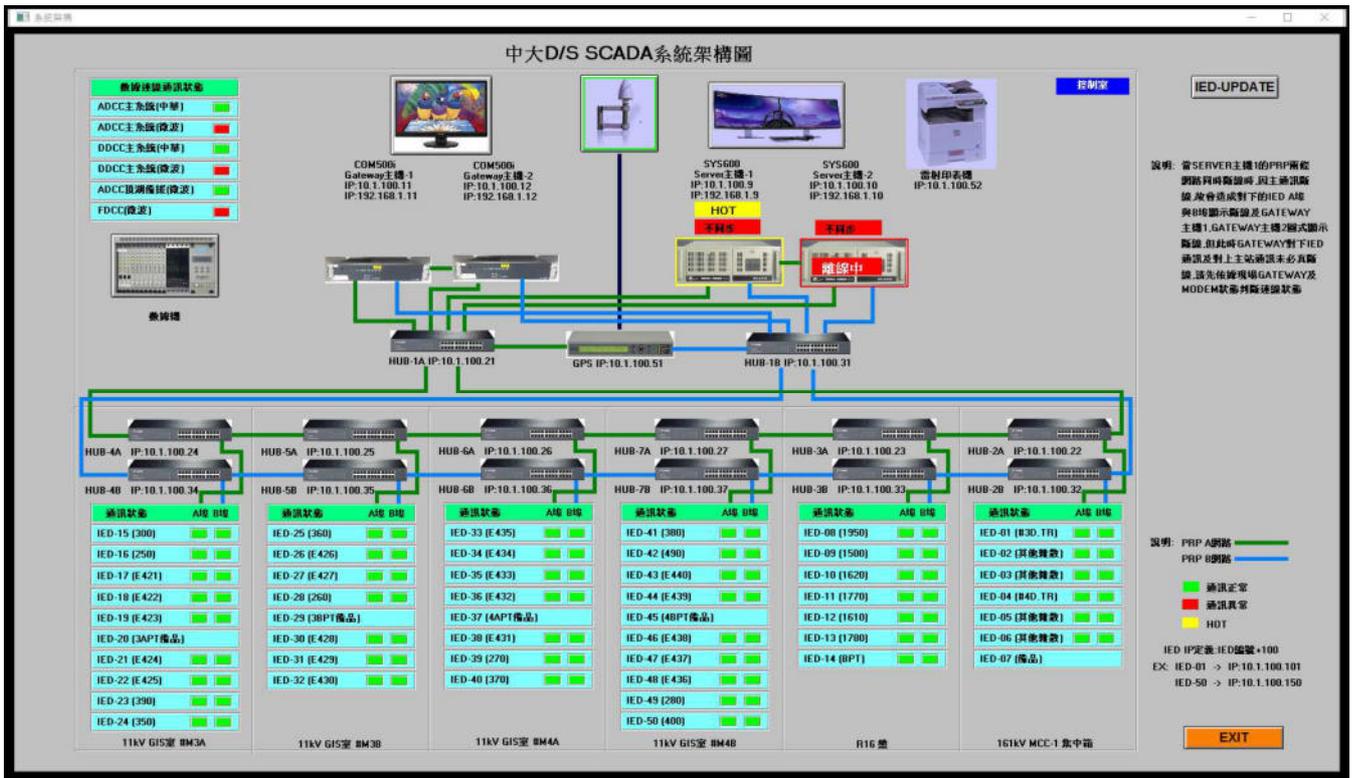


圖 1 SCADA 系統架構圖

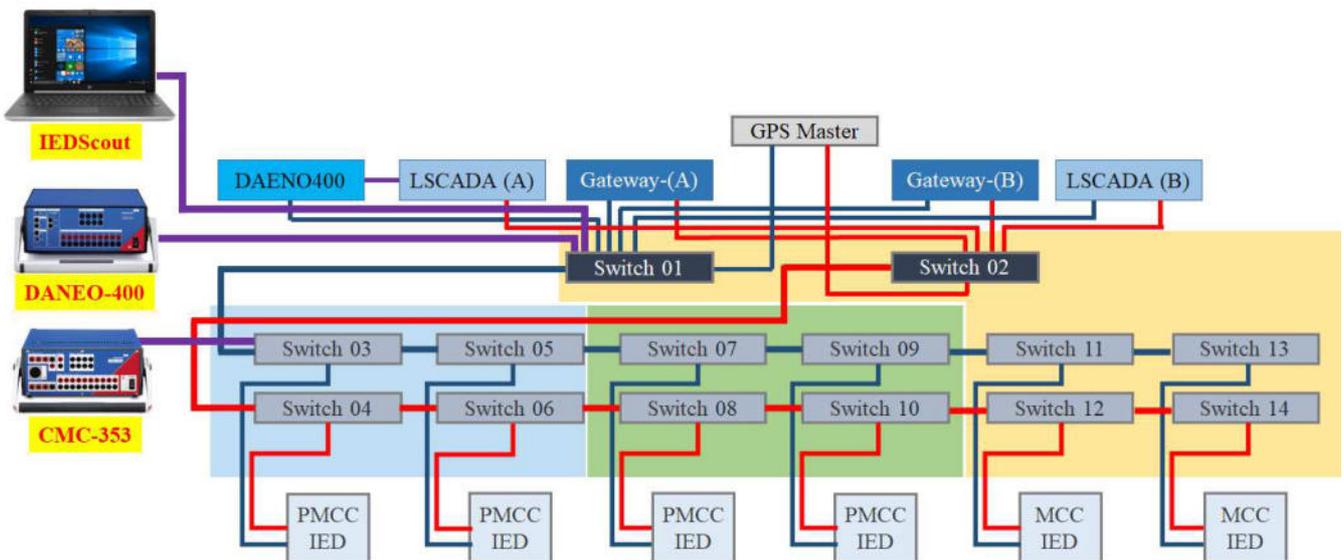


圖 2 GOOSE 測試設備連接架構

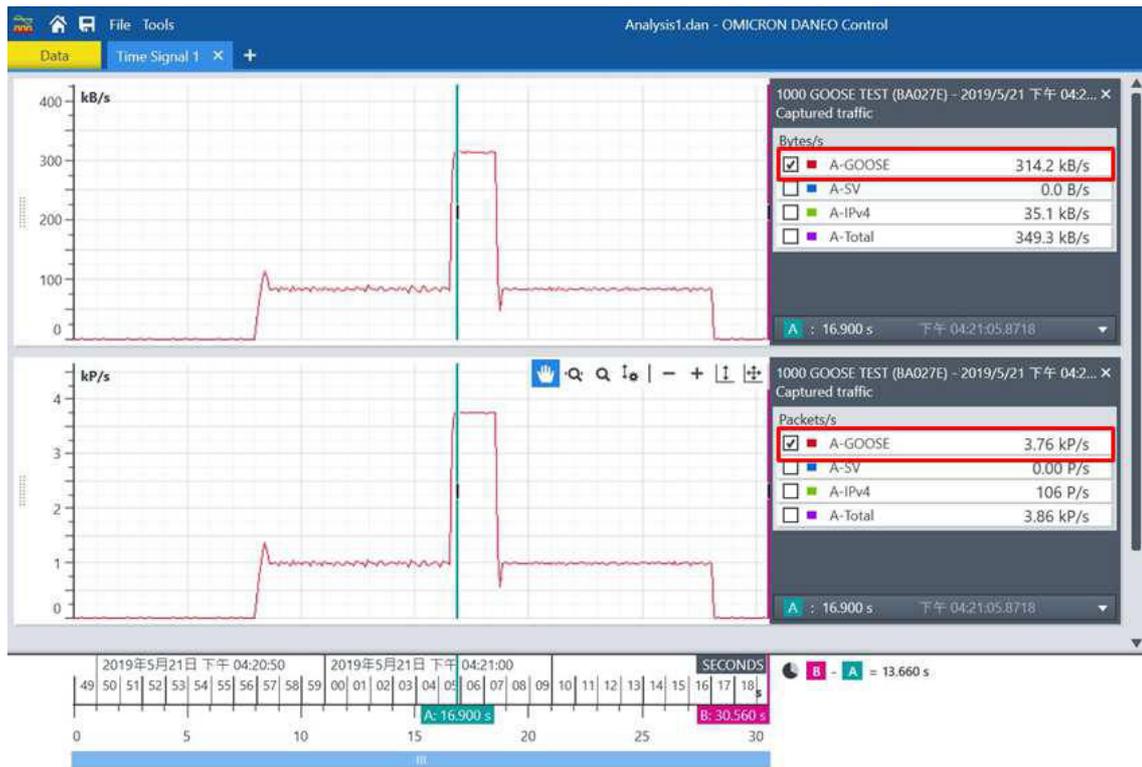


圖 3 DANEO400 監測之流量峰值

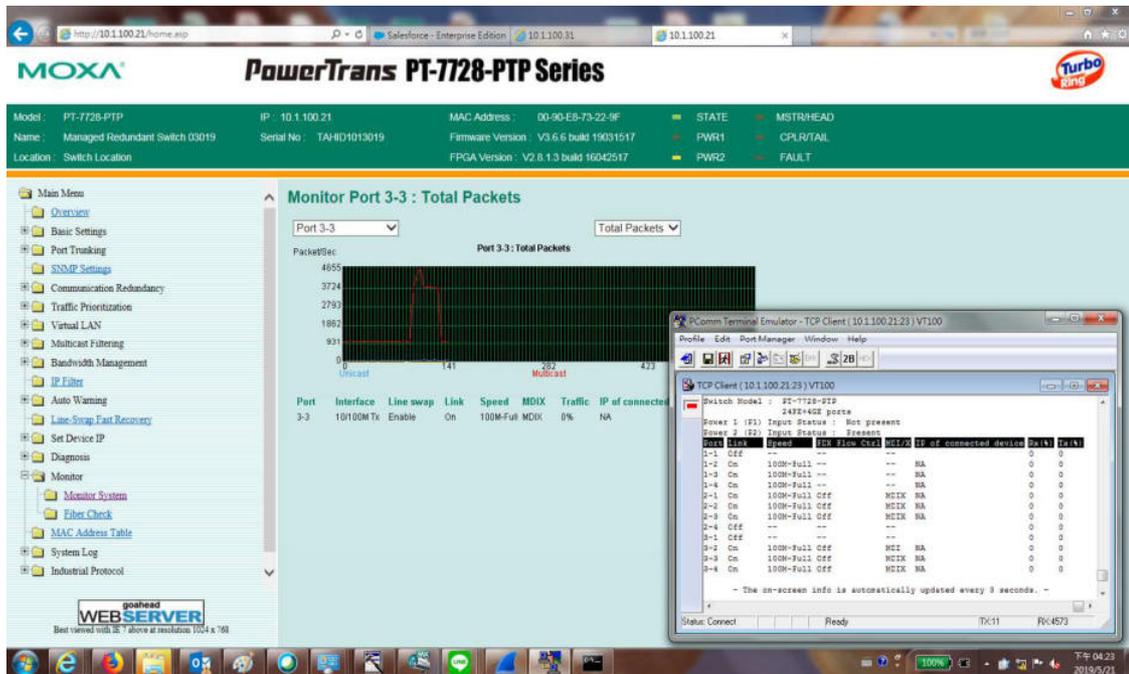


圖 4 Moxa PT-7728 Switch01 監控頁面

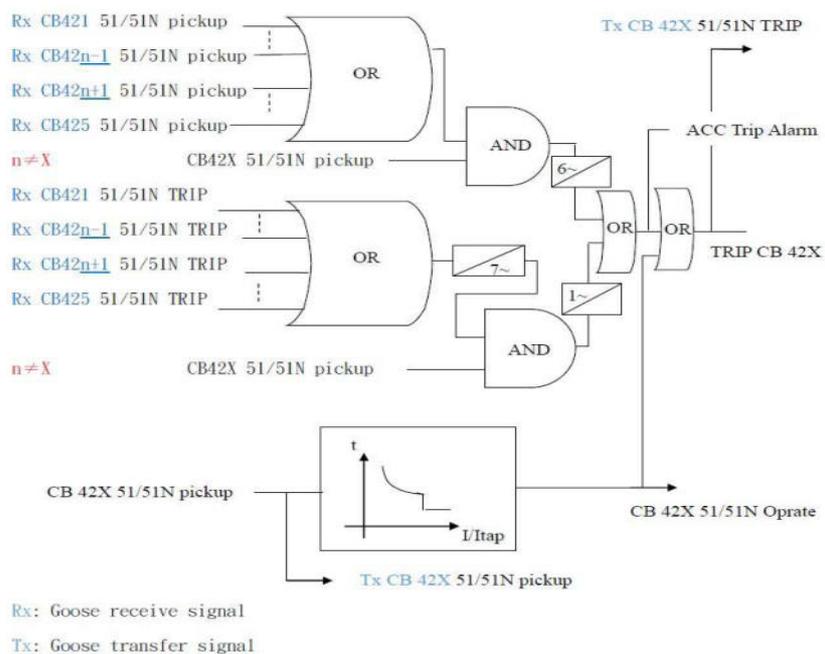


圖 5 先導型饋線 GOOSE 運轉策略

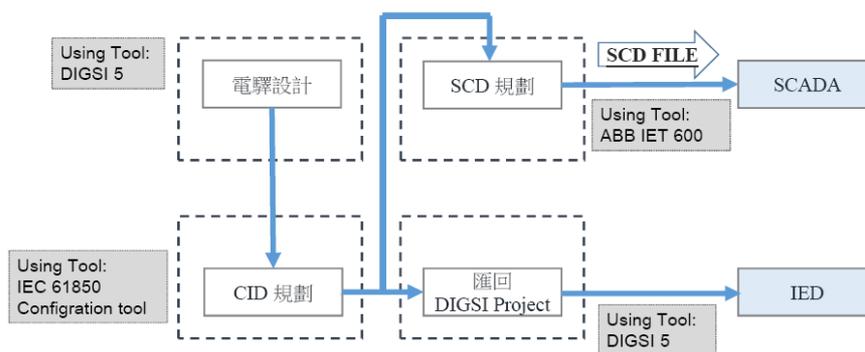


圖 6 規劃檔案工具流程圖

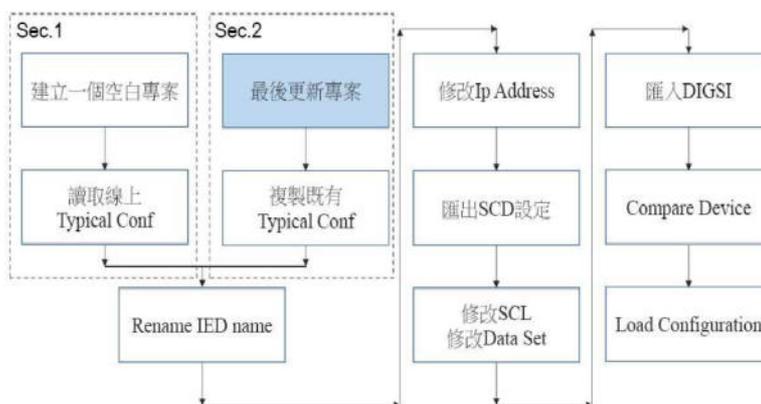


圖 7 更換 1 台新 PMCC/MCC Device 流程圖

# 曾文 G/S 環路保護電驛標置變更精進作為

嘉南供電區營運處 李坤洲 林士哲 潘建宏

## 壹、前言

保護電驛系統在進行保護標置的模擬與協調時，需要配合系統的實際狀況而適時加以調整，很少有一套標置就足以應付所有狀況，本篇案例主要探討的轄區為新營轄區，新營轄區的保護電驛系統中有座曾文發電廠，曾文發電容量約為 55MW，鄰近烏山頭發電容量約為 9.75MW，西口 12.8MVA，在故障發生時將提供具有影響力的故障電流，此轄區系統有多所位於山區的變電所，因環境因素，保護電驛的網路功能皆未開通，又需因應系統需求時常要派員現場更改標置，又因變電所地處偏遠，造成人員疲於奔命仍無法符合系統運轉及時性需求，更會有交通安全的隱憂，有鑑於此，藉由此保護電驛標置變更精進作為，可以在無網路的情況下，利用現場的資源，同步變更標置，減少保護電驛標置變更空窗期的時間，又能節省人力派遣與物力浪費，更能提升供電系統穩定度。

## 貳、新營轄區保護電驛系統的難題

本案主要探討的轄區為新營轄區，新營轄區的保護電驛系統中有座曾文發電廠，如圖 1 其容量約為 55MW，在故障發生時將提供具有影響力的故障電流，因此在進行標置保護協調時需要考慮曾文電廠有無發電、系統有無成環路，等因素來探討。

模擬分析時，是以曾文發電廠有發電，以及曾文#620 有投入，使整個系統成環路的狀況下來分析，其適用環路上電驛協調設定值為表 1 所示，然而當發生曾文發電廠不發電，又因為調度的考

量需要將曾文#620 投入，使系統成環路，此時因為少了曾文發電廠提供部分的故障電流，因此電驛標置需要重新協調，經協調後，白河 S/S、南化 S/S 以及曾文 G/S 這三所電驛標置要進行調整，其適用環路上電驛協調設定值為表 2 所示。

圖 1 新營轄區保護電驛系統圖

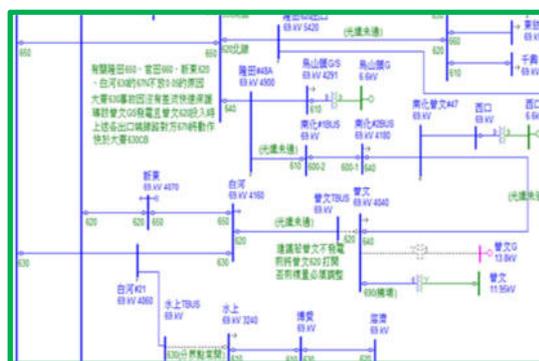


表 1 曾文 GS 發電及#620 投入保護電驛標置值表

變電所	設備名稱	斷路器	67	67N
白河 S/S	白河~曾文線	620	6/0.36	1/0.24
曾文 G/S	曾文~南化線	640	5/0.4	2/0.48
曾文 G/S	曾文~白河線	620	5/0.16	1.5/0.3
南化 S/S	Tie(600-1)	600	5/0.4	1.5/0.48
南化 S/S	南化~烏山頭 ~隆田線	610	5/0.36	1.5/0.4
南化 S/S	曾文~南化線	640	5/0.1	0.5/0.1

註：保護電驛 GROUP 1 標置設定值  
表 2 曾文 GS 不發電及#620 投入保護電驛標置值

變電所	設備名稱	斷路器	67	67N
白河 S/S	白河~曾文線	620	6/0.2	1.5/0.22
曾文 G/S	曾文~南化線	640	5/0.12	1/0.16
曾文 G/S	曾文~白河線	620	5/0.05	1.5/0.05
南化 S/S	Tie(600-1)	600	5/0.1	1/0.09
南化 S/S	南化~烏山頭 ~隆田線	610	5/0.05	1.5/0.05
南化 S/S	曾文~南化線	640	5/0.1	0.5/0.19

註：保護電驛 GROUP 2 標置設定值

然而這三所變電所，目前只有白河 S/S 的電驛網路功能有開通，其餘並未開通，當標置需要調整時，往往需要派員至現場處理，而曾文 G/S 及南化 S/S 又地處偏遠，2 組(4 人)路程的時間就要 1.5 至 2 小時，在這段時間內，若是有事故發生，可能會造成轄區的電驛多跳，導致停電範圍擴大，因此這段空窗期對系統跟人員都有一定的風險存在。

### 參、改善策略

為減少上述的風險，本案提出二個改善策略，並分析比較以及配合實際狀況，當系統發生變動時，使保護電驛標置的變更效率提升。

#### 一、啟用差流保護電驛

若是在每個設備都加裝或啟用 87 差流快速保護電驛當主保護，將可以一勞永逸，一旦系統發生變動，雖然還是需要去變更標置，但此時因為有 87 主保護，變更標置便沒有那麼急迫性。

但是在啟用 87 差流保護電驛時，需要架設光纖，而南化 S/S 路途遙遠桿數太多，而桿線強度也不足以附掛複合光纜地線 (Optical fiber composite overhead ground wire, OPGW)，曾文 G/S 雖說可租用中華電信通信頻道方式增設差流保護電驛，但因租用的通信頻道可靠度問題、租金及施工費用高，更由於保護電驛必須處在封閉的網路系統，避免遭受惡意的網路攻擊，造成保護電驛的誤動作，此方法也較不可行。

#### 二、遠端切換電驛保護群組

此法是利用數位電驛有多組保護群組的優勢，將需要調整的標置設定於另一個群組，而當系統發生變動時，只需值班人員遠端操作或請電廠的值班人員進行操作，即可調整標置。

此方法需要解決的課題為需要新增 RTU 的 CO 控制點，保護電驛內要設計一組 Input 作為保護群組更改的控制，相關圖控要調整，以及要有完善的作業程序。

綜觀上述方法，以及現場實際狀況的考量，本案採取遠端切換保護群組，來提升保護電驛標置變更之效率。

### 肆、曾文 G/S 改善方法探討與執行

本案所採用的方法為遠端切換保護群組，雖說牽扯的範圍較廣，但只要訂定完善的管控作業程序，此方法為目前最適當的方法。

在執行前，先有個初步流程圖，如圖 2，主要分成三個部分：配合現場盤面，規劃及圖面設計、申請停電並依設計圖面接線以及保護電驛內部 Logic 及 I/O 點規劃、接線完成後，再次確認保護電驛的保護功能特性及群組切換功能。本案例皆已曾文 G/S 曾文#620 曾文白河線為例，曾文 G/S 的保護電驛形式為 GE-D30，而又因為發電廠現場 24 小時都會有值班人員在，因此在設計方面，是在盤面加裝一組切換按鈕，一旦系統發生變動，標置需要作調整，屆時只需要請現場值班人員操作此按鈕，標置即可變更。下面主要探討此方法的執行過程。

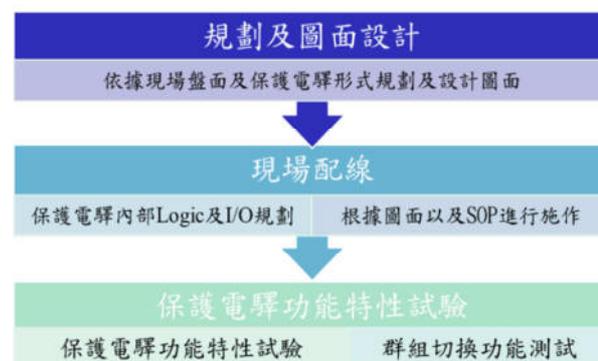


圖 2 執行流程圖

一、配合現場盤面，規劃及圖面設計

依據現場盤面狀況，設計保護群組切換按鈕到電驛的接線圖，如圖 3。相關名詞說明：G2：Group 2 in service、RSU：Red Light、RP：Relay Positive Power、G1：Group 1 in service、GSL：Green Light、RN：Relay Negative Power

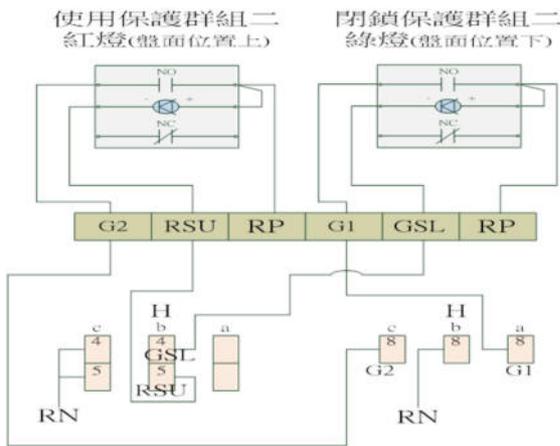


圖 3 切換按鈕圖面

二、現場盤面接線

此流程分程兩個部份，(一)啟用保護電驛的群組切換功能並規劃 I/O 點作為保護群組更改的控制，(二)根據圖面及 SOP 進行施作。

(一)啟用保護電驛的群組切換功能並規劃 I/O 點

1. 下載既有之標置邏輯檔(備查)
2. 將 Grouped Elements > Group 1 複製至 Grouped Elements > Group 2，手動執行。
3. 將 Group 2 之標置調整為「曾文不發電且曾文 620 投入」之系統保護電驛標置。
4. 參考保護電驛說明書啟用群組切換功能[1]，如圖 4、圖 5、圖 6、圖 7。

SETTING	PARAMETER
[H7A] Contact Input 1 ID	Cont Ip 1
[H7A] Contact Input 1 Debounce Time	2.0 ms
[H7A] Contact Input 1 Events	Disabled
[H7C] Contact Input 2 ID	Cont Ip 2
[H7C] Contact Input 2 Debounce Time	2.0 ms
[H7C] Contact Input 2 Events	Disabled
[H8A] Contact Input 3 ID	G1 IN SVC
[H8A] Contact Input 3 Debounce Time	2.0 ms
[H8A] Contact Input 3 Events	Enabled
[H8C] Contact Input 4 ID	G2 IN SVC
[H8C] Contact Input 4 Debounce Time	2.0 ms
[H8C] Contact Input 4 Events	Enabled

圖 4 Contact Inputs 定義 H8A 與 H8C

PARAMETER	LATCH 1
Function	Enabled
Type	Reset Dominant
Set	G1 IN SVC On(H8a)
Reset	G2 IN SVC On(H8c)
Target	Disabled
Events	Enabled

圖 5 Non-Volatile Latches 定義 LATCH 1

[H4] Contact Output 4 ID	G1 IN SVC
[H4] Contact Output 4 Operate	LATCH 1 ON
[H4] Contact Output 4 Seal-In	OFF
[H4] Contact Output 4 Events	Enabled
[H5] Contact Output 5 ID	G2 IN SVC
[H5] Contact Output 5 Operate	LATCH 1 OFF
[H5] Contact Output 5 Seal-In	OFF
[H5] Contact Output 5 Events	Enabled
[H6] Contact Output 6 ID	OSC
[H6] Contact Output 6 Operate	Trip On (VO13)
[H6] Contact Output 6 Seal-In	OFF
[H6] Contact Output 6 Events	Enabled

圖 6 Contact Outputs 定義 H4 與 H5

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Block	OFF
Group 2 Activate On	LATCH 1 OFF
Group 3 Activate On	OFF
Group 4 Activate On	OFF
Group 5 Activate On	OFF
Group 6 Activate On	OFF
Group 1 Name	G1 IN SVC
Group 2 Name	G2 IN SVC
Group 3 Name	
Group 4 Name	
Group 5 Name	
Group 6 Name	
Events	Enabled

圖 7 定義 Group 2 啟用條件

## (二) 根據圖面及 SOP 進行施作

1. 此次施作範圍為曾文#620 及 #640，在申請停電時，採輪流停電的方法，先將#620 改善完成後，再施作#640，所以我們在施作前需要先用警示帶將送電區域隔離，如圖 8。



圖 8 警示帶標示送電範圍

2. 改接之前，再次確認保護電驛後所需改接的 Input 以及 Output，圖 9 為改接前的接線，確認完畢後，即依設計圖進行接線工作，先引接一個 P 及 N 至端子台，再從端子台引接至群組切換的按鈕，保護電驛與群組切換的按鈕再依圖面接線完成後如圖 10。



圖 9 改接前的狀態



圖 10 改接完成的狀態

## (三) 保護電驛功能特性試驗

改接完成後，使用電驛測試器，進行數位保護電驛的群組一與群組二的功能特性試驗以及保護群組切換功能的測試，此數位保護電驛開啟的功能有測距保護功能以及方向性過流保護，首先保護群組一（#620 未投入的標置設定）的功能特性試驗，從功能特性試驗報告中，測距功能，如圖 11、12，過流功能，如圖 13，方向性功能，如圖 14，皆在誤差值 5% 以內[2]。

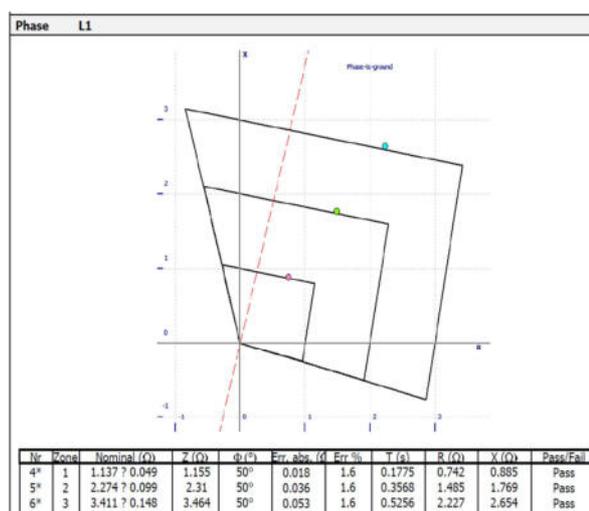


圖 11 測距功能(接地故障)

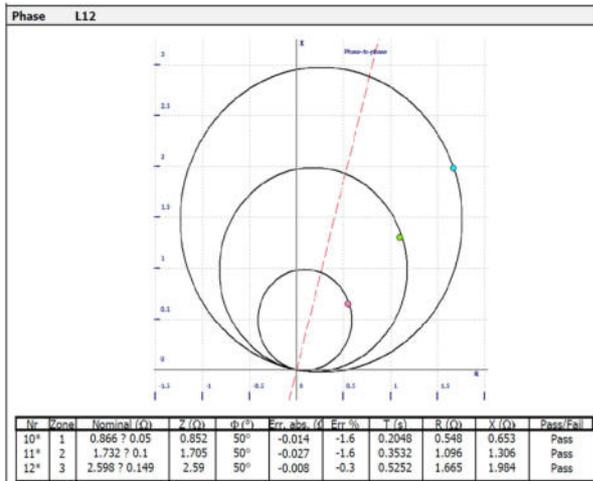


圖 12 測距功能(相間故障)

Nr	I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	Input C. 1 [s]
1	10	10	0	1.0319
2	12	12	0	0.8253
3	2	0	0	1.0280
4	3	0	0	0.6401
5	5	0	0	0.4500

圖 13 過流功能

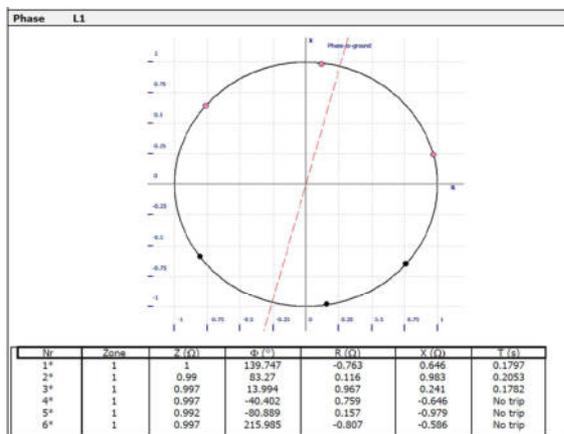


圖 14 方向性功能

切換保護群組，使數位保護電驛標置在群組二的狀態(#620 投入的標置設定)，再執行一次功能特性試驗，除了驗證電驛功能特性外，也可確認群組切換的功能，從功能特性試驗報告中，所有功能皆在誤差值 5% 以內，結果如圖 15-18。

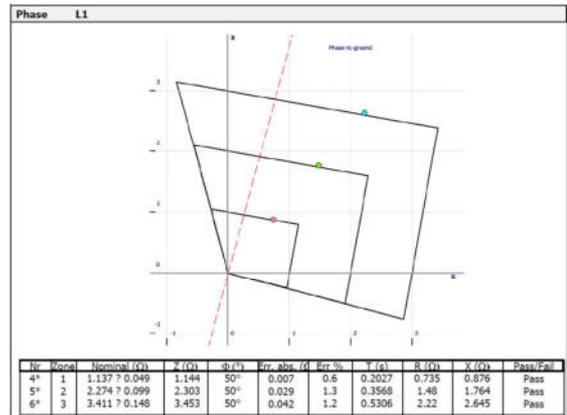


圖 15 測距功能(接地故障)

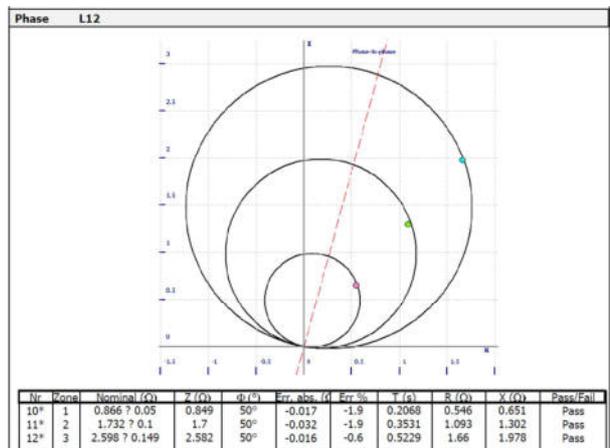


圖 16 測距功能(相間故障)

Nr	I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	Input C. 1 [s]
1	10	10	0	1.0259
2	12	12	0	0.8153
3	2	0	0	1.0280
4	3	0	0	0.6501
5	5	0	0	0.4400

圖 17 過流功能

電驛功能特性及切換保護群組功能皆確認完成後，再將保護群組切至保護群組一的功能，最後將群組切換按鈕的警示標籤貼在旁邊，如圖 19、20，提醒現場值班人員，避免人員誤操作。

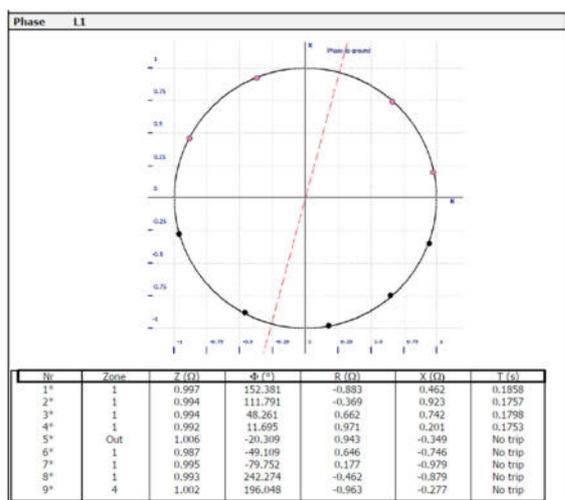


圖 18 方向性功能

### 伍、白河 S/S 與南化 S/S 改善方法探討與執行

本案的南化 S/S 以及白河 S/S 皆為無人化變電所，雖然白河 S/S 的電驛以有啟用網路，但為了使個環路標準化，因此這兩所皆以透過 RTU 的方式切換電驛保護群組。

#### 一、接線設計與邏輯規劃

如圖 21 為白河 S/S#620 電驛保護群組切換功能規劃圖。



圖 19 曾文白河線盤面完成圖

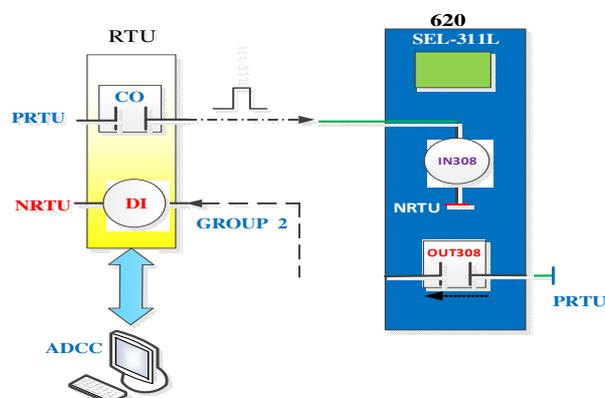


圖 21 白河 S/S#620 電驛保護群組切換功能規劃圖

因受限於白河 S/S 所內 RTU CO 與 DI 點數不足，因此我們採單點 CO 的邏輯設計方式，每按一次 CO 即作電驛群組切換，其操作流程如下：ADCC 主任經由 RTU CO 點觸發#620 電驛 IN308 線圈，使電驛由保護群組 GROUP 1 切換至保護群組 GROUP 2，此時電驛將 OUT308 接點導通（亦使 RTU DI 點被觸發），告知 ADCC 主任電驛保護已轉為 GROUP 2 狀態。

上述邏輯規劃我們可利用 SEL 電驛連線軟體 AcSelerator® QuickSet 設定電驛群組切換與 OUT308 接點導通條件，如圖 22 與圖 23 所示。



圖 20 保護群組切換功能警示標籤

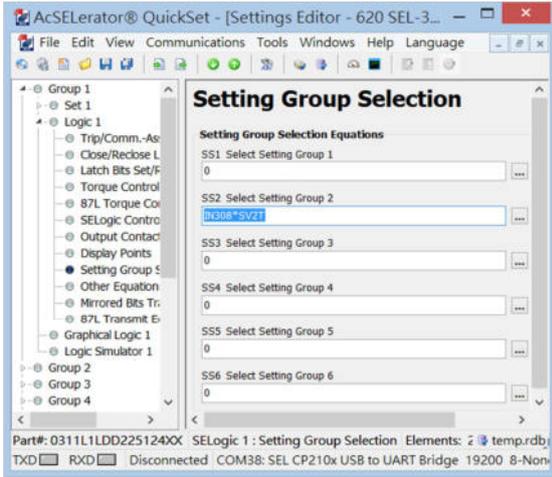


圖 22 白河 S/S#620 電驛保護群組切換邏輯規劃

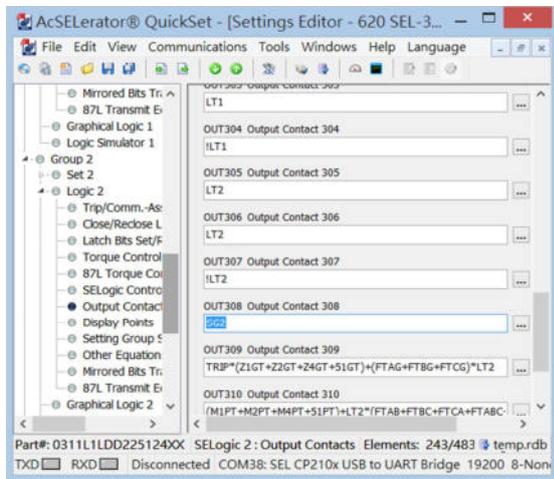


圖 23 白河 S/S#620 電驛 OUT308 接點邏輯規劃

電驛保護群組 GROUP 1 與 GROUP 2 之標置設定值如前述表 1 與表 2，其邏輯變數可由圖 25 時序圖清楚分析。

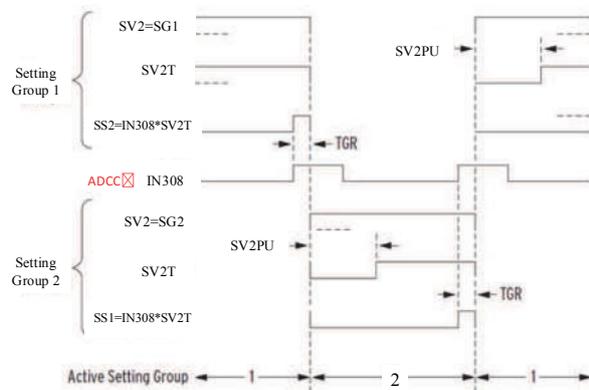


圖 24 白河 S/S#620 電驛保護群組切換時序圖

南化 S/S#600、#610 與#640 電驛保護群組切換功能規劃原理與白河 S/S#620 雷同，差別在於將這 3 顆電驛 IN308 併接與 OUT308 串接，目的在於使用單一個 CO 與 DI 點達到相同功能，如圖 25 所示。

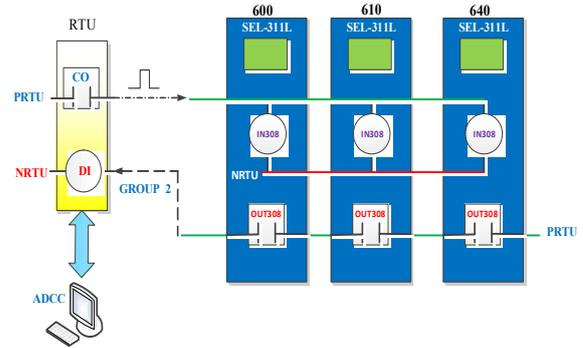


圖 25 南化 S/S 電驛保護群組切換功能規劃

## 二、測試與實現

接線完成後，首先我們使用測試儀器給予一個 pulse 觸發電驛 IN308，並由電驛 OUT308 接點為回授訊號作為計時停止條件，其實際測試結果，測試 3 次，電驛保護群組切換平均時間為 3.02 秒。

參考電驛說明書中提到當電驛切換群組時，將有短暫時間電驛是不工作的型態，但這段期間將會閉鎖 OUT 接點，直至新群組運行後，將以新群組的 OUT 接點狀態為主。雖有上述情況，但在於整體系統考量下，運用於 67/67N 後衛保護電驛而言是可接受的。

另外我們使用 ISA 測試儀器驗證 GROUP 1 與 GROUP 2 電驛功能特性合格後(參閱 4.3 節)，與 ADCC 主任 On Line TEST 由 RTU 操作電驛保護群組間切換 5 次，受控電驛皆正常轉換。如圖 26 與圖 27 為白河 S/S 與南化 S/S ADCC 圖控電驛群組切換按鈕。



圖 26 白河 S/S ADCC 圖控電驛群組  
切換畫面



圖 27 南化 S/S ADCC 圖控電驛群組  
切換畫面

### 陸、追蹤與改善

以上述改善方式運行一段時間後，我們發現曾文G/S與白河S/S皆能正常操作，惟南化S/S出現了ADCC主任無法由GROUP 1切至GROUP 2的狀態。經電驛資料下載分析後，彙整出下述異常原因與改善對策：

一、至現場發現南化S/S#600與#640電驛處於GROUP 2狀態，南化S/S#610電驛處於GROUP 1狀態，由於南化S/S電驛間OUT308採串接，因此導致ADCC主任無法收到DI點狀態。

改善方式：

為了避免SG2電驛字元暫態期間再次觸動SV2轉態，我們將邏輯變數SV2=SG2修正為SV2=SG2\*!/SG2，同時設定TGR=120

確保群組切換完成後才可允許下一次的切換。如圖 28 虛線方框處所示。

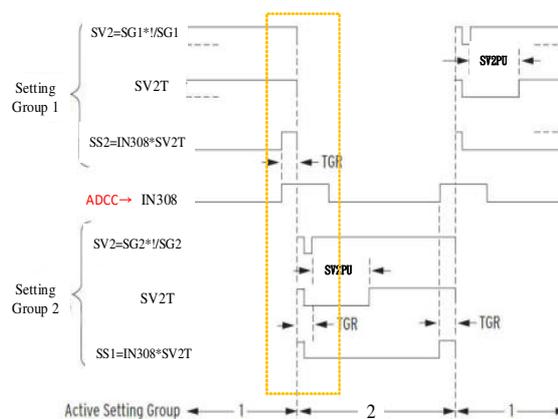


圖 28 南化 S/S#610 電驛保護群組切換  
時序圖

二、南化S/S電驛間IN308採併接，每台電驛IN308對RTU CO脈波寬度感測度不同，而南化S/S#610電驛取樣到RTU CO脈波寬度大於群組切換脈波寬度，導致南化S/S#610電驛由GROUP 1→GROUP 2→GROUP 1的轉換狀態。

改善方式：

將邏輯變數SV2PU=1修正為SV2PU=120，避免RTU CO脈波寬度大於群組切換脈波寬度，亦即ADCC主任每2秒才可執行群組之切換。

三、因採單點DI只可確認每台電驛由GROUP 1→GROUP 2時的狀態是否正常，而無法確認由GROUP 2→GROUP 1時的狀態。

改善方式：

設定GROUP 1之OUT308=SV3\*!SV4，當電驛GROUP 2→GROUP 1時，若電驛已完成切換延時5秒後OUT308接點將會閉合1秒鐘再打開，ADCC主任即可藉由SOE DI點的變化確認南化S/S#600、#610與#640電驛是否皆處於GROUP 1狀態。

針對上述我們將白河 S/S#620、南化 S/S#600、#610 與#640 電驛一併修正與改善，其完整細部邏輯設定如表 3 所示。

表 3 電驛群組切換邏輯修正比對表

Group 1 修改前	Group 1 修改後
TGR=0	TGR=10
ESV=2	ESV=4
SV2PU=1	SV2PU=120
SV2=SG1	SV2= SG1*!/ SG1
SS1=0	SS1=0
SS2=IN308*SV2T	SS2= IN308*SV2T
SS3=0	SS3=0
SS4=0	SS4=0
SS5=0	SS5=0
SS6=0	SS6=0
OUT308=0	SV3PU=300
	SV3= SG1
	SV4PU=360
	SV4= SG1
	OUT308=SV3*!SV4
Group 2 修改前	Group 2 修改後
TGR=0	TGR=10
ESV=2	ESV=2
SV2PU=1	SV2PU=120
SV2=SG2	SV2= SG2*!/ SG2
SS1=IN308*SV2T	SS1=IN308*SV2T
SS2=0	SS2=0
SS3=0	SS3=0
SS4=0	SS4=0
SS5=0	SS5=0
SS6=0	SS6=0
OUT308=SG2	OUT308=SG2

### 柒、檢討與建議：

本案例經檢討修正後，並申請停電要求進行特性試驗與跳脫試驗，驗證此精進作為有效於節省保護電驛標置變更的時間，減少電驛工作人員為變更標置疲於奔命的時間，正所謂開車速度別比快，平安到達才是帥，並將其相關經驗推廣至短期內網路或是差流電驛無法啟用的變電所，提升人員工作效率，減少交通事故的發生，藉

由此精進作為，能符合系統運轉及時性要求又能節省人力派遣與物力浪費，更能提升供電系統穩定度並兼顧交通安全。

### 捌、參考資料

- [1] GE Industrial Systems, D30 Line Distance Relay Instruction Manual, USA, 2014.
- [2] SEL-311L/SEL-311L-6 Line Current Differential Protection System And Automation Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2012.
- [3] SEL-351-5-6-7 Protection System Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2012.
- [4] 李宏任，實用保護電驛，全華科技圖書股份有限公司，台灣，2002年10月。
- [5] 台灣電力股份有限公司供電處 69kV 電驛標置原則，99年1月第6次修正。
- [6] 彭雲將，「電驛標置與協調」，保護電驛專輯，1992.06。
- [7] 陳順斌，「電力系統方向性過流與測距電驛之最佳保護協調」，國立臺灣科技大學，2000。

# 儲能系統對電力系統之效益

國立臺灣海洋大學 柯佺寬  
 國立臺灣海洋大學 周聖傑  
 國立臺灣海洋大學 林揚淳  
 昱泰機電股份公司 彭憲貴

## 摘要

儲能系統對於電網及用戶而言具有在電力系統之效益，目前市面上已具有單相及三相小容量之儲能系統用在家用戶或是社區及建築大樓等用電戶。對於結合電網調節之大型儲能系統中，大型儲能系統帶給電力公司在電力調節上具有效益，透過儲能系統之快速反應特性，儲能系統能在緊急調度上發揮作用，提用所需之能量給電網來補足供需之間之平衡點，使其系統之運轉具有穩定性之成效。對於推展再生能源之太陽能及風能中，電池儲能也可對太陽能及風能發電中具有效益。

本文將對儲能系統之電池種類特性進行說明及比較，並透過儲能系統之模擬中將最常用之鋰鐵電池應用於儲能系統之中進行模擬分析，研究當電力系統中發生市電遭遇偶發事故時，分析其儲能電池充放電特性，以及電池蓄電量、電壓、電流及對負載供電之響應圖。

關鍵詞：儲能系統、再生能源、電池儲能、鋰鐵電池。

## 壹、前言

台灣為島型電力系統，電力供應需自給自足。可靠與穩定的電力供應為經濟發展的基礎，節能減碳已成為今日能源的重要議題，提高再生能源使用比例為必然，然而風力及太陽能發電多是間歇性能源，需搭配儲能裝置以維持穩定供應並具有快速調頻及對電網之調度之功效，因此儲能系統對電網而言為發展之重點。

本文探討將儲能系統加入電力系統中，當市電中斷供電時，改由電池供電給負載使用，緊接著由發電機啟動供電，分

析當市電系統中斷供電的電池放電，觀察狀態變換前、後之負載供電情況及電壓變動情形，並探討儲能系統對負載用電之影響。

## 貳、主要內容

### 一、電池種類介紹：

市面上常見的電池種類有許多種，鉛酸電池已使用多年，本文在儲能系統之電池種類中就不再對鉛酸電池進行差異及性能說明，本文將介紹可使用在儲能系統之常見電池種類特性之蓄電池、燃料電池、空氣電池及液流電池做說明及分析其差異性。

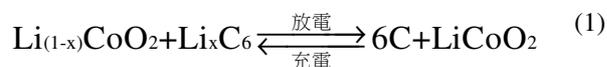
### 1. 蓄電池種類之鋰離子電池

鋰離子電池(Lithium-ion battery)是一種蓄電池種類之充電電池，主要依靠鋰離子在正極和負極之間移動作為電池功用。當電池處於放電狀態時，鋰離子會經由電解液嵌入到正極材料，同時提供外部電流，當電池處於充電狀態時，鋰離子會從正極材料中嵌出並且嵌入到負極。鋰離子電池具有能量密度高、無記憶性、高循環次數，且在不使用時只有緩慢電荷損失，具有低放電率的特性。一般常見的正極材料以鋰金屬氧化物(Lithium Metal Oxide)較多，而負極材料以碳質材料為主。以下舉例常見幾種鋰離子電池種類[1]。

### 1.1 鋰鈷電池(LiCoO<sub>2</sub>)

鋰鈷電池是最早研發並且可以重複使用的鋰離子電池，是指由正極為鋰鈷氧化物，負極為石墨所構成。它具有高能量密度、工作溫度範圍大、無記憶效應與低自放電等優點，但是對於過充放電的容忍度

較差且無法應用在大電流及高電壓等環境。近年來鈷的全球蘊藏量較以往少，因此鈷的價格較貴。因技術的進步，逐漸被其他鋰離子電池取代，充放電化學方程式如式(1)。



## 1.2 鎳酸鋰電池(LiNiO<sub>2</sub>)

鎳酸鋰電池正極材料為鎳酸鋰，負極材料為石墨，它的理論電容量較高，無過充或過放電的限制，具有良好的高溫穩定性，低自放電率，但鎳酸鋰的合成條件嚴苛，且有嚴重的安全性問題。技術上採用摻雜 Co、Mn、Al、F 等元素來提高其性能。由於提高鎳酸鋰技術研究需考慮很多參數，工作較為複雜，至今仍未大量生產製造。

## 1.3 錳酸鋰電池(LiMn<sub>2</sub>O<sub>4</sub>)

錳酸鋰電池正極材料為錳酸鋰，負極材料為石墨，它的成本低且安全性比鋰鈷電池好，但循環壽命不好，且高溫環境的循環壽命更差，高溫時甚至會出現錳離子溶出的現象，重量能量密度低且電解質相容性差。

## 1.4 磷酸鋰鐵電池(LiFePO<sub>4</sub>)

磷酸鋰鐵電池的正極材料是磷酸鋰鐵，負極材料為石墨，以其正極材料命名的磷酸鋰鐵電池，又稱為鋰鐵電池。其特色為原料價格低，且磷、鋰、鐵存在於地球的資源含量豐富，不會有供料問題。與鉛蓄電池相比，工作電壓大、電容量大、高放電功率、可快速充電且循環壽命長，在高溫與高熱環境下的穩定性高。但磷酸鋰鐵電池壓實密度較低、低溫性能較不佳，放電電壓過於平穩造成難以估計餘電量，充放電化學方程式如式(2)。



## 1.5 氧化鋰鐵電池(LiFe<sub>x</sub>M<sub>y</sub>PO<sub>z</sub>)

氧化鋰鐵電池是指採用氧化鋰鐵磷為正極材料的另一種鋰鐵電池型態。由於氧化鋰鐵電池主要是以具有缺陷性橄欖石結

構的氧化鋰鐵作為正極材料，相較一般磷酸鋰鐵的正極材料結構，製程所需要的溫度、材料成本皆相對較低且氧化鋰鐵磷穩定性較高。

## 1.6 三元電池

三元電池是指使用三元材料做為正極材料，主要有鎳鈷錳酸鋰(NCM)和鎳鈷鋁酸鋰(NCA)，石墨作為負極材料的鋰電池，與磷酸鋰鐵電池不同，三元電池電壓已達到 3.7VDC，在相同的體積或是重量下，三元電池的重量能量密度高且放電功率大。除此之外，在大倍率充電及耐低溫性能方面，三元電池都更有優勢，缺點在於循環壽命偏短，熱不穩定性較差，但可以利用加大電池容量和改善電池系統設計來加以改進。表 1 為鋰離子電池之三元電池使用鎳鈷錳酸鋰和鎳鈷鋁酸鋰材料電池之比較[2]。

鋰離子電池是可攜式電子設備中，可充電電池最普遍的類型，隨著鋰離子電池技術的進步，已逐漸突破舊有鋰電池與鉛酸電池的各種缺點，應用範圍越來越廣泛，表 2 為上述鋰離子電池種類特性比較[4]。

表 1 鋰離子電池之三元電池比較表

正極材料 <sup>□</sup>	鎳鈷錳酸鋰 <sup>□</sup>	鎳鈷鋁酸鋰 <sup>□</sup>
簡稱 <sup>□</sup>	NCM <sup>□</sup>	NCA <sup>□</sup>
工作電壓(VDC) <sup>□</sup>	3.6 <sup>□</sup>	3.7 <sup>□</sup>
振實密度 <sup>□</sup>	2.0-2.3 <sup>□</sup>	2.0-2.4 <sup>□</sup>
電容量(mAh/g) <sup>□</sup>	160~190 <sup>□</sup>	190 <sup>□</sup>
循環壽命(次) <sup>□</sup>	>1000 <sup>□</sup>	>1000 <sup>□</sup>
安全性 <sup>□</sup>	尚可 <sup>□</sup>	較差 <sup>□</sup>
成本 <sup>□</sup>	高 <sup>□</sup>	低 <sup>□</sup>
優點 <sup>□</sup>	電化學性能穩定、 循環性好 <sup>□</sup>	能量密度高、低溫 性能好 <sup>□</sup>
缺點 <sup>□</sup>	用到金屬鈷，成本 較高 <sup>□</sup>	高溫性能差、安全性 能差、生產技術門檻 高 <sup>□</sup>

表 2 各種鋰離子電池特性比較表

電池種類 項目	鋰鈷電池	鎳酸鋰電池	錳酸鋰電池	磷酸鋰鐵電池	氧化鋰鐵電池	三元鋰電池
正極材料	鈷酸鋰	鎳酸鋰	錳酸鋰	磷酸鋰鐵	氧化鋰鐵	鎳鈷錳酸鋰/鎳鈷鋁酸鋰
簡稱	LCO	LNO	LMO	LFP	LFPO	NCM/NCA
工作電壓 (VDC)	3.6~3.7	2.5~4.2	3.7	3.2~3.3	3.6	3.6~3.7
較佳的工作溫度(°C)	-20~55	-	-20~50	-20~75	-10~60	-20~55
實際電容量 (mAh/g)	140~160	190~210	120	130	137	145~180
重量能量密度(Wh/kg)	120~130	110~120	110~120	150	100~140	200
放電功率 (W/kg)	320	-	400	2000	1000	3000
循環壽命 (次)(Cycles)	800	-	800	>2000	2000	800
電池使用壽命(年)	2	-	2	5.5	5	2
應用	小電池	(無大量生產)	動力電池	動力電池、超大容量電源	電動車	小電池、小型動力電池

## 2. 燃料電池(Fuel Cell)

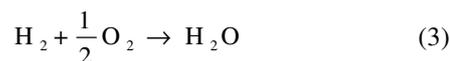
燃料電池是一種發電裝置，但不像一般一次性電池一樣用完就丟棄或回收，也不像充電電池一樣，用完可繼續充電，燃料電池是繼續添加燃料以維持其電力。燃料電池的運作原理是電池含有陰陽兩個電極，分別充滿電解液，兩個電極間則為具有滲透性的薄膜所構成。如表 3 所示，依電解質性質不同，以下分成四種類型[4][5][6]：

### 2.1 鹼性燃料電池(AFC)

鹼性燃料電池以強鹼 KOH 溶液為電解質，導電離子為 OH<sup>-</sup>，以石棉網或碳化矽作為電解液的支撐體。AFC 功率密度較高，因此所使用的燃料較嚴格，必須以純氫作為陽極燃料氣體，以純氧作為陰極氧化劑，催化劑是使用鉑、金、銀等貴重金屬或是鎳、鈷、錳等過渡金屬。

### 2.2 質子交換膜燃料電池(PEMFC)

質子交換膜燃料電池的電解質是一種固態高分子聚合物，因此又稱為高分子電解質燃料電池(PEFC)或者是固態高分子燃料電池(SPFC)。燃料電池的工作原理是以質子交換膜將電池分隔成陽極與陰極，陽極以氫氣為燃料氣體，陰極則是以空氣中的氧氣為氧化劑，電池化學反應式如式(3)。



### 2.3 磷酸燃料電池(PAFC)

PAFC 是最早商業化的燃料電池，是一種使用磷酸作為電解質的燃料電池，電極採用鉑金屬為觸媒，陰陽極發生的化學反應與 PEMFC 相同，但操作溫度較高，介於 150~200°C 之間。高溫使觸媒對碳氫燃料轉化產生的污染物較具承受力，故 PAFC 可使用天然氣、丙烷及垃圾沼氣等碳氫燃料。

### 2.4 固態氧化物型燃料電池(SOFC)

SOFC 採用在高溫下具有傳遞氧離子能力的固態氧化物為電解質，通常以天然氣、煤氣、沼氣等作為陽極燃料氣體，而以空氣中的氧氣為陰極氧化劑。如今電解質多使用的是氧化釔安定氧化鋯(YSZ)，陽極使用鎳-氧化鋯，陰極則為摻入鋁錳酸釧。與液態電解質的燃料電池相比，SOFC 免除了電解質蒸發和電池材料的腐蝕問題，因此電池壽命較長。但是與低溫燃料電池相比，SOFC 的啟動時間較長。

表 3 各燃料電池特性比較

電池種類	鹼性 (AFC)	質子交換膜 (PEMFC)	磷酸 (PAFC)	固態氧化物型 (SOFC)
電解質	氫氧化鉀	離子交換膜	磷酸	安定氧化鋯
腐蝕性	中	中	強	SOFC 免除了電解質蒸發和電池材料的腐蝕問題
操作溫度	50~150°C	60~80°C	160~210°C	900~1000°C
優點	汙染低、效率高、維護需求低	啟動快、低汙染、低噪音	低汙染、低噪音	熱電合併效率高、具內改質能力
缺點	燃料與氧化劑限制嚴格、壽命短	價格高	發電效率相對低	啟動時間長、對材料的要求嚴苛
發電效率	60~70%	43~58%	37~42%	50~65%
發電規模	300~5kW	1~250kW	1~20 萬 kW	~數 10 萬 kW
應用	太空、國防	汽車、可攜式電力、住宅電源	高品質電力、熱電合併電廠	高品質電力、熱電合併電廠、複合電廠、住家電源

### 2.5 鎂燃料電池

鎂燃料電池(Magnesium fuel cell 又稱 Magnesium semi-fuel cell)主要由陽極鎂合金，中性鹽電解質和陰極空氣(氧氣或其他氧化劑)三個部分組成。陰極氧化劑可以利用空氣或是過氧化氫等其他材料[7]，目前鎂燃料電池也多方面研究應用於儲能系統。

### 3. 鎂空氣電池

空氣電池目前應用於儲能系統之量很少，鎂空氣電池的工作原理為通過空氣中的氧氣和金屬鎂發生化學反應產生電能。電池採用鎂(Mg)做負極活性材料，以空氣中的氧氣(O<sub>2</sub>)做為正極活性材料。內部電解質一般採用鹽水，而正電極使用能氧化還原的空氣電極來還原作為活性材料的氧，如圖 1 所示。

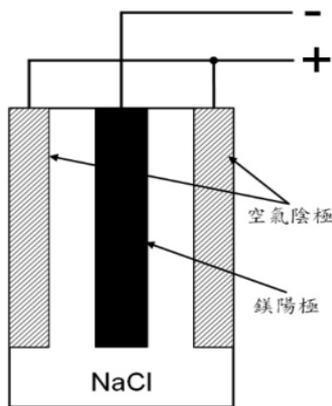
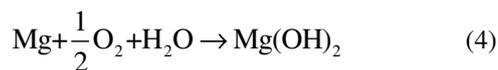


圖 1 鎂空氣燃料電池示意圖

電池反應方程式如式(d)，在負極處，鎂金屬與電解質溶液反應產生電子並且在正極端接收電子與氧和水反應產生氫氧化鎂，其電池的理論工作電壓約為 3.1VDC。



### 4. 全鈦液流電池

全鈦氧化還原液流電池(Vanadium Redox Flow Battery, VRFB)是一種以不同價態的鈦離子溶液為正負極活性物質的新型高效能環保儲能電池。與蓄電池不同處為，全鈦液流電池具有容量大、穩定性高、循環壽命長、活性物質可循環使用且無交叉污染並具有環保等優點，被廣泛應用於電網型儲能系統及大規模光電、風電轉換系統以及不間斷電源等多個領域[8]。

電池元件構造主要是由質子交換膜、碳纖維氈及雙極板所組成，其原理是利用不同價態的鈦離子溶液進行氧化還原反應以作為儲存或釋出能量。透過外接泵將正負極的反應溶液從儲液槽壓入電池堆體內，完成電化學反應以放出電能，反應後

溶液又回到儲液槽中，反應物質不斷迴圈流動，因此不斷的完成充放電過程。由於其正負極的電解液是分別儲存於電池外部，因此自放電損耗極低，其電極的結構在氧化還原過程中不會發生變化，因此壽命較一般鉛酸電池長，其電池架構如圖 2 所示[9][10]。

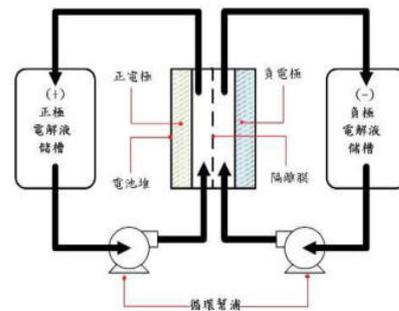
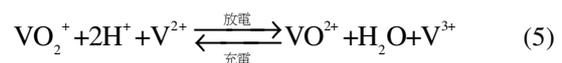


圖 2 全鈦液流電池架構示意圖

電池在放電時，正極電解液中 VO<sub>2</sub><sup>+</sup> 和負極電解液 V<sup>2+</sup> 在泵的推力下流動到電池堆的表面進行氧化還原反應釋放電能，反應後負極電解液中 V<sup>2+</sup> 被氧化為 V<sup>3+</sup>，而正極電解液中 VO<sub>2</sub><sup>+</sup> 被還原為 VO<sup>2+</sup>，而在電池充電時，發生可逆的氧化還原過程，使電解液回到放電初始狀態，電池反應化學式如式(5)。



### 參、案例分析

本文使用 Matlab 中的 Simulink 模擬儲能系統架構模型，利用鋰鐵電池作為應用在儲能系統之電池的充放電特性與負載用電情形之情境分析為主要探討分析，本文模擬系統之儲能系統可應用於家庭用戶、建築大樓、社區、醫院、學校等。本模型設計兩迴路供電，一迴路為市電端，市電電源端電壓為 220V，另一迴路為緊急發電機迴路，發電機電壓設定為 220V，頻率為 60Hz，市電與發電機為互為連鎖機制，當市電異常無法供電時由發電機啟動運轉供電，透過市電異常中發電機啟動時需要短暫時間，因此建置電池儲能馬上提供市電

異常之供電給負載三迴路之電阻性負載及電容性負載及電感性馬達迴路使用，如同不斷電系統一樣之功效，但儲能電池具有不斷電系統額外之優點效益，並可作為與市電用電量之協調使其在電費節省及電力公司之發電量中可有效之彈性調度。本文儲能電池規劃容量為 200Ah，儲能電池初始電量為 70%。

用戶電力之市電會與發電機做連鎖設置，經由自動切換開關(ATS)做市電及緊急用電之切換，本模擬系統中以建置符合實際之用戶電力系統裝置儲能設備之作法作為模擬分析，以正常市電供電中遇到偶發事故時，緊急發電機啟動，而在緊急發電機熱機啟動中為使負載供電不受影響中斷，透過電池儲能放電提供電力給負載使用直到發電機啟動運轉後，負載供電由發電機提供，同時對電池進行充電。本模擬圖 3 主要是模擬當市電於第 5 秒時發生故障時，於第 5 秒至 15 秒時由電池放電且供電給負載使用並於第 15 秒時由發電機啟動供電，由模擬中分析電池的充放電特性以及負載端電壓電流的變化使其了解電池儲能之效益，也對儲能系統中有更進一步了解。

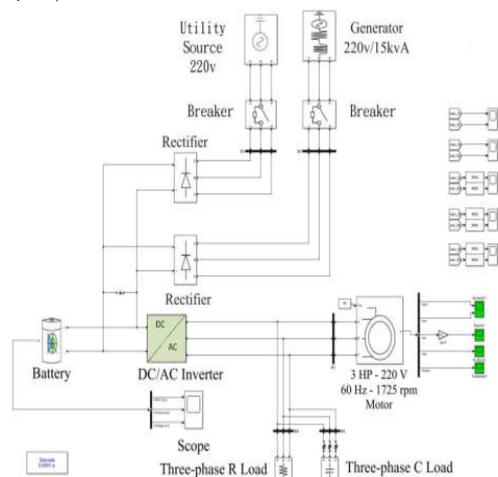


圖 3 儲能系統模擬模型架構圖

### 1. 市電端電壓及電流變化

根據圖 4 發現市電端在市電正常供電期間即 1~5 秒時電壓輸出維持在有效值 220V，電流為 120A，而到 5 秒之後切換至儲能系統輸出供電，因而市電端電壓及電流在第 5 秒輸出降至 0。

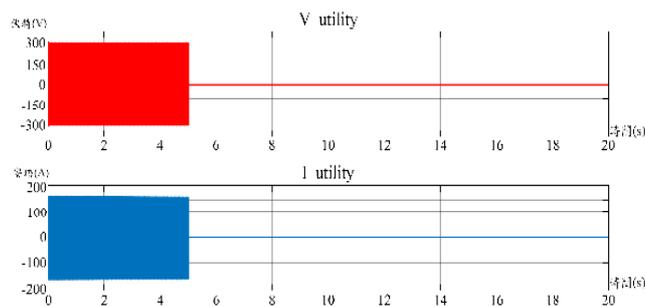


圖 4 市電端電壓電流變化圖

### 2. 發電機端電壓及電流變化

根據圖 5，在 1~5 秒時是由市電供電至負載，6~15 秒是由儲能系統供電至負載，發電機端電壓電流整體輸出為 0，直至 15 秒之後由發電機啟動後運轉並且開始供電，發電機電壓提升至有效值 220V。

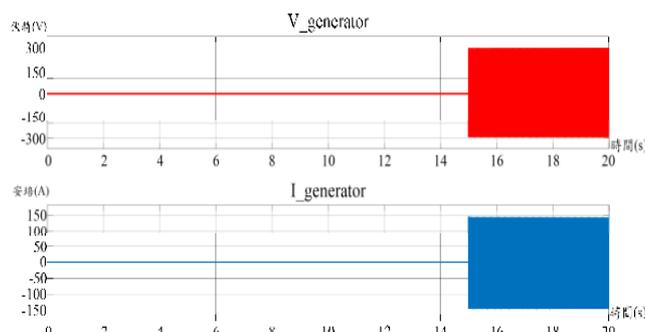


圖 5 發電機端電壓電流變化圖

### 3. 儲能系統之電池充放電量變化

根據圖 6 電池於市電非故障期間 1~5 秒電池處於充電狀態，因此電池因充電，所以電池電量從初始值 70% 上升，而其於 5~15 秒市電故障發生期間則由儲能系統之電池放電供電給負載使用，因儲能系統之電池放電提供能量給負載，因此電池在放電中電量下降。

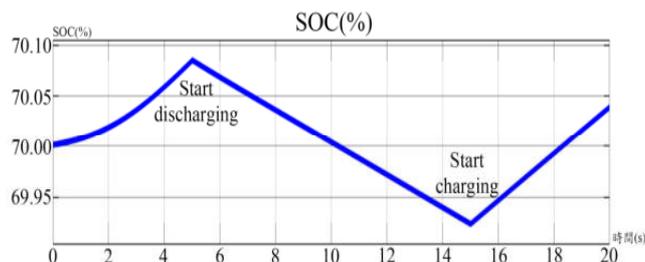


圖 6 儲能系統鋰鐵電池充放電電量變化圖

4. 儲能系統之電池充放電電流變化

根據圖 7 能看出當電池 1~5 秒進行充電，而當電池 5~15 秒進行放電，圖 7 中顯示儲能系統之電池充放電與市電及發電機供電有關。

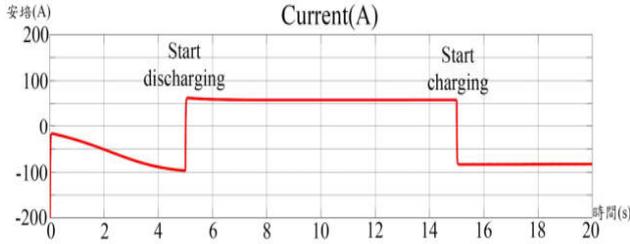


圖 7 儲能系統鋰鐵電池充放電電流變化圖

5. 儲能系統之電池充放電電壓變化

根據圖 8 可以看出當電池在 1~5 秒時進行充電時電壓，而在 5~15 秒進行放電時電壓並逐漸下降，較充電時電壓低，第 15 秒之後發電機運轉，電池停止放電開始充電。當電池電壓低於電池截止電壓時，電池就不再進行放電，因此在設計電池放電時間需考量到電池放電能量及電池放電到截止電壓之時間是否足以讓發電機完成啟動運轉以避免電池低於截止電壓時停止放電而發電機尚未完成運轉而造成負載供電中斷影響。

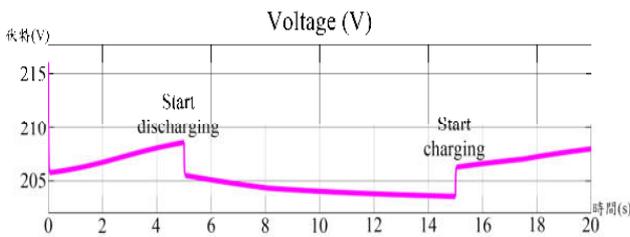


圖 8 儲能系統鋰鐵電池充放電電壓變化圖

6. 電阻性及電容性負載電壓及電流變化

根據圖 9、圖 10 顯示當第 1~5 秒時市電中斷時，第 5 秒負載的電壓電流因為電池開始放電，所以負載的電壓電流並沒有造成中斷，而其切換所產生的突波則藉由整流器濾波，因此負載端的電壓電流並沒有受到影響，而到第 15 秒之後，則是由發電機開始供電，電壓電流的變換也因經過逆變器使負載端不受到影響。

儲能系統對電力系統之效益

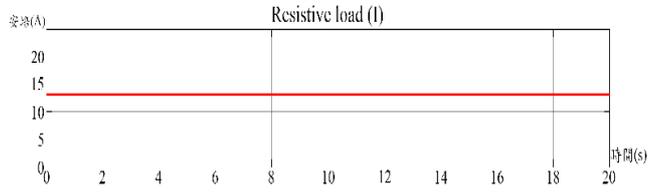
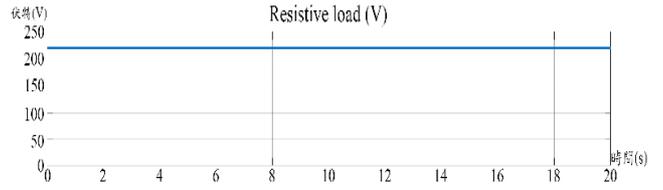


圖 9 電阻性負載電壓電流(RMS)不中斷圖

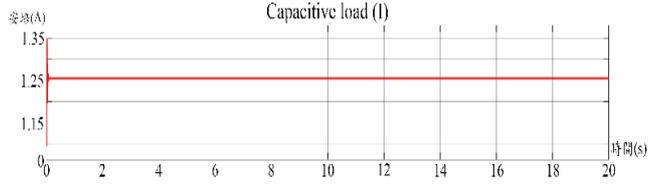
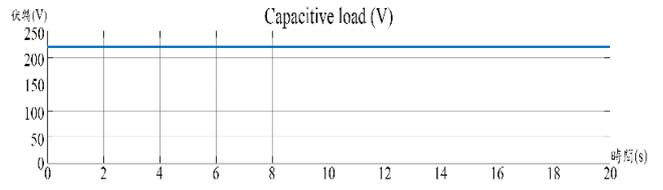


圖 10 電容性負載電壓電流(RMS)不中斷圖

7. 電感性馬達之負載電壓及電流變化

根據圖 11 顯示，由於電感性負載馬達在模擬開始第 1~3 秒時處於啟動狀態之馬達啟動電流，而至第 4 秒之後馬達逐漸回到穩態，而從電壓以及電流狀態顯示當供電電源切換時並不會對負載用電造成影響。

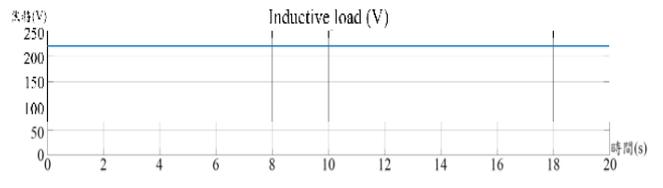


圖 11 電感性馬達負載電壓電流(RMS)不中斷圖

## 參考文獻

### 肆、結論

本文透過MATLAB作為研究工具，並模擬系統發生事故時，儲能系統充放電的現象，透過模擬市電正常與異常情況下對儲能電池之充放電，在不影響負載端之供電時，由圖6、7中可以觀察出電池內部電量、電流的變化，圖9至圖11為故障發生時有電池儲能供電時電阻性、電容性、電感性負載端的電壓及電流。經由模擬儲能系統中電池之充放電曲線在供電時有穩定的電壓與電流，並在市電發生狀況下確保負載端供電不受影響，因此建置儲能系統對負載供電有其效益，此儲能系統之電池儲能模式也是應用於再生能源中太陽能及風能之電池儲能作法。對於儲能系統而言，接下來下一篇文章可再進行探討儲能系統對電網調節及電費之效益，進一步而言，透過儲能系統中，經由儲能系統之時間及市電狀況透過儲能設備及儲能系統設置放電時間可經由儲能系統之放電時減少對市電用電，進而用戶可節省電費；此外，減少市電用電時，對電網之發電量相對就可做調節，舒緩發電瓶頸之短暫情況，此外，對於電力系統之偶發事件發生時，透過電網之儲能系統能快速提供能量補足系統所需要之能量，可避免系統頻率一直往下降。

- [1] 劉玉章、呂永方、曾育貞，電網級儲能技術研發現況與進展，台灣能源期刊，第二卷，第二期，第169-190頁，2015年。
- [2] G. Pistoia, *Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications*, Elsevier Science Ltd, 2014.
- [3] 謝錦隆、薛康琳、鐘岳霖，臺灣風力發電與液流電池系統儲電情境模擬，台灣能源期刊，第三卷，第一期，第55-78頁，2016年。
- [4] 溫武義，燃料電池技術，全華科技圖書，2004年。
- [5] 孫清華，最新可充電電池技術大全，全華科技圖書，2001年。
- [6] 黃鎮江，燃料電池，全華科技圖書，2017年。
- [7] 楊維謙，鎂燃料電池的發展與應用，電源技術，2005年。
- [8] 馬振基、謝曉峰、江仁吉，新型儲能電池-全鈦液流電池的原理與發展現況，化學，第七十卷，第三期，第237-246頁，2012年。
- [9] 王剛、陳金偉、汪雪芹，全鈦氧化還原液流電池電解液，化學進展，第二十五卷，第七期，2013年。
- [10] 左俊德、楊金石，台灣儲能技術應用及產業，2011年。

# 比流器、比壓器二次側迴路對保護電驛的影響

台北供電區營運處 楊盛鐘

## 壹、前言

電力系統中利用比流器與比壓器來取得相關電力設備在運轉時的準確二次側電流與電壓數據，供給電力系統第一道防線保護電驛使用，以確保電力系統運轉中的設備發生故障時，保護電驛能夠快速有選擇性的將故障設備自電力系統中切除，讓其他正常設備繼續運轉恢復供電品質。保護電驛是電力系統的第一道防線，保護電驛能否正確動作主要依賴於外部接入的電氣量、開關量和電驛本身的邏輯判斷，其中電氣量包括電流與電壓信號，其中電流量來自比流器而電壓量來自比壓器。屬於二次設備的保護系統其功能要正常發揮除了保護電驛外更要有精準的電流與電壓信號，因此比流器與比壓器的性能及其二次側回路接線都與保護系統的正確動作息息相關，保護電驛系統架構圖如下圖 1 所示。一般比流器與比壓器二次側迴路都利用電纜連結由室外開關場引接到控制室內的電驛盤及控制盤分佈範圍廣闊，在運轉過程中常常因為使用年限較長出現絕緣自然老化，及人為接線錯誤造成兩點接地，比壓器二次側迴路一旦出現兩點接地，當電力系統一次設備出現兩點接地故障時，在兩接地點之間會有電位差，此電位差的電壓疊加在故障電壓上會導致保護電驛因無法取得正確電壓值甚至電壓波形發生畸變，造成保護電驛的方向性元件無法正確動作，導致保護電驛不正確動作。比流器二次側迴路中出現兩點接地會有分流現象，如果二個接地點分別位於保護電驛的電流線圈兩端，由於接地點對地會構成一個

並聯迴路，造成保護電驛的電流線圈短路，流過保護電驛電流線圈的電流會大幅減少，導致過電流電驛動作時間拉長進而失去上下游協調機制導致停電範圍擴大，另外當一次設備出現兩點接地故障時，二個接地點之間的電位差會在比流器的二次側迴路中串入額外電流，使得流入保護電驛內的電流與比流器偵測到由一次側實際電流感應到二次側電流之間有很大差異，造成保護電驛誤動作引起大範圍停電威脅電網安全。

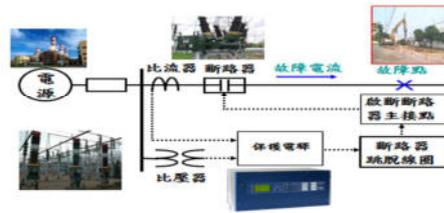


圖 1 保護電驛系統架構

## 貳、比流器 (CT Current Transformer)

輸電線路上的電流因每個負載差距很大，負載電流可能只有幾安培而故障電流卻有幾萬安培，如果要直接量測這些大小不一的電流，需要依線路電流的大小製作幾安培到幾萬安培的電流表，將造成儀表製造很大的困擾，另外直接用電氣儀表測量高壓線路上的電流，那是非常危險也不被允許。如果在線路上設置比流器將一次側大電流經過匝比轉換成二次側的小電流，就可以把線路上大大小小的電流，按照不同的比例統一轉變成大小相似的電流，只要使用一種規格的電流表，就可以測量線路上小至幾安培大至幾千安培的電流。比流器的主要作用是將大電流轉換成

適合儀表和保護電驛用的小電流，並藉由比流器將電氣儀表和保護電驛的電流迴路與高壓側帶電迴路隔離，以確保儀表與保護電驛等設備的安全，並保護在儀表或保護電驛盤工作人員的安全。在實務上一般精密度等級較高的比流器接到測量儀表(CT-2)，因精密度高的測量比流器在大電流下容易飽和，當系統故障大故障電流使儀表比流器飽和可以防止測量儀表損壞，至於保護電驛用比流器為取得故障時正確的電流波形，應避免大故障電流時飽和造成電流波形失真影響保護功能，因此在選用時應特別注意不得混用。

### 一、比流器的功用

比流器是電力系統中很重要的電氣元件之一，主要作用是將一次側的大電流經由交變磁通轉換為二次側小電流供給保護電驛、測量儀表及故障波形紀錄器等使用，目前台電公司使用中的比流器二次側額定電流均為5A，例如：銘牌上標註為500/5代表一次側如果有500A電流，轉換到二次側的電流就是5A，比流器二次側迴路必須有一點接地，防止比流器線圈絕緣被擊穿後一次側高電壓引入到二次側迴路中造成設備與人員的傷害。

### 二、比流器的構造

比流器的構造簡單類似變壓器，由相互絕緣的一次線圈與二次線圈、鐵心及框架、外殼及接線端子等組成，兩個繞組之間有絕緣可以達到與高壓線路電氣隔離的功用，比流器在運轉時一次側線圈串接在需要電流信號的設備上，因此它經常有電流通過而電流大小與被測設備的負載狀態有關和比流器的二次側負載無關。二次側線圈則串接到儀表及保護電驛的電流回路，雖然一次側電壓很高但是二次側電壓卻很低，因此在儀表或保護電驛的操作人員都

很安全。比流器一次側繞組的匝數 $N_1$ 很少一般為一匝或兩匝直接串接在電源線路，一次側負載電流 $I_1$ 流過一次繞組時產生交變磁通感應產生按照比例減少的二次側電流 $I_2$ ，比流器二次側繞組的匝數 $N_2$ 較多，一般為幾十匝甚至近百匝，因此二次側電流 $I_2$ 小於一次側電流 $I_1$ ，與儀表及保護電驛的電流線圈串聯形成閉合迴路。比流器的一次側與二次側額定電流之比稱為比流器的額定變流比 $K_e$ ， $K_e = I_{1e}/I_{2e} = N_2/N_1 = I_1/I_2$  式中 $I_{1e}$ 為一次側繞組額定電流， $I_{2e}$ 為二次側繞組額定電流，比流器在運轉時負載阻抗很小，二次側繞組接近於短路狀態相當於一個短路運轉的變壓器。

### 三、比流器的特性

為防止電網故障時巨大短路電流造成比流器飽和影響保護電驛的動作性能，需要對比流器施作伏安特性曲線試驗及10%誤差曲線又稱比流器的飽和曲線，理想的比流器是一個內阻無限大的電流源不因外加負載的大小而改變電流大小，實務上比流器只能在一定的負載範圍內保持固定的電流值，伏安特性：就是測量比流器在不同電流值時能允許承受的最大負載即10%誤差曲線，在施行伏安特性試驗時電壓應由零逐漸上升不可中途降低後再升高，避免因剩磁線關係造成伏安特性曲線轉折點下降，對於二次側是多抽頭的比流器，在做伏安特性試驗時應將其他二次側的抽頭短路。減極性比流器：如果一次側電流 $I_1$ 從極性端 $P_1$ 流入從非極性端 $P_2$ 流出，感應的二次側電流 $I_2$ 是從極性端 $S_1$ 流出從非極性端 $S_2$ 流入，換言之一次側電流由極性端流入而二次側電流由極性端流出，或一次側電流由極性端流出而二次側電流由極性端流入，亦即流入比流器一次側電流方向與二次側電流方向相反(差180度)，

依據電磁感應原理將一次側當作電源電流從極性端流入，二次側當作負載電流從極性端流出，一次側與二次側電流在鐵心中產生的磁通方向相反相量相減，這樣的比流器稱為減極性比流器，實務上大都採用減極性接線方式。比流器需要將一次側電流按照線性比例轉換到二次側，因此須要做變比試驗以確保匝比的正確性，實務上未使用的比流器需要全部短路，但有些比流器為了方便匝比的選用其二次側有數個變比不同的抽頭，只要使用其中一個抽頭其他抽頭就不能短路，目前台電公司使用的比流器為二次側 5A 減極性的匝比多抽頭式比流器。

#### 四、運轉中比流器二次側開路的後果

正常運轉時比流器二次側負擔 (Burden) 很小相當於二次側繞組短路，二次側電流所產生的磁通與一次電流產生的磁通相差 180 度產生去磁作用，使得勵磁電流變得很小鐵心中的總磁通變小，二次側繞組的感應電壓很低甚至為零。當比流器二次開路時阻抗變無限大此時二次側電流為零等於去磁作用消失，由於一次側線圈的磁通量保持不變，使得一次側電流全部轉變成勵磁電流，造成鐵心內磁通量急劇增加致使鐵心處於高度飽和狀態，這時鐵心會劇烈發熱並伴隨嗡嗡聲，加上二次側繞組的匝數很多就會在二次側繞組兩端產生很高的電壓，其電壓最大值可達 2~3KV，嚴重危害二次側迴路的絕緣甚至擊穿燒損，這時如果有人觸及二次迴路很容易造成感電傷害，由於比流器二次側開路時不僅造成鐵心中的磁通量變大導致二次側感應出高電壓，更因鐵心飽和使得磁感應強度增強，導致二次側感應出很高的電壓此高電壓可能傷及設備和人員，因此比流器在運轉中絕對不允許二次側開路。

#### 五、比流器二次側迴路兩點接地對保護電驛的影響

在比流器的二次迴路上只能一點接於地網，由於變電所或電廠內的接地網並非實際的等電位面，因而在不同的位置會出現電位差，如果比流器的二次側迴路在變電所的不同地點同時接地，地網上的電位差將導致額外電流串入二次側迴路內，有時還會造成流經電流線圈的電流有分流現象，比流器二次側兩點接地可能造成保護電驛額外引入一個外接電源，是否會產生電流取決於這兩點間的電位差以及兩接地點間的電阻值，如果有兩點接地電網之間可能存在的潛藏電流會引起保護電驛不正確動作，如下圖 2 所示由於潛藏電流  $I_X$  的存在，因此流入保護電驛的電流  $I_Y \neq I$ ，當解決多點接地後  $I_X = 0$  則  $I_Y = I$  恢復正常。一般比流器二次側電流迴路都是選擇在該四蕊電纜進入控制室第一個端子處接地，如果接入差動電驛的各個電流信號都在各自的端子接地，有可能因為地網的分流作用而影響差動保護電驛的正確動作，因此差動保護電驛的所有電流迴路一般都在差動保護電驛處一點接地。

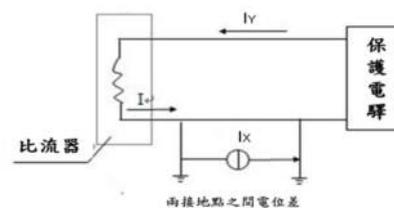


圖 2 比流器二次側迴路兩點接地產生的潛藏電流<sup>[8]</sup>

(一)、比流器二次迴路一般透過電纜連接，當接地網上出現短路電流或雷擊電流時，由於電纜遮蔽層兩點的電位不同，使得電纜遮蔽層內流過電流可能燒損電纜遮蔽層，當電纜遮蔽層內流過電流時對電纜內每條蕊線都會產生干擾。

(二)、比流器二次回路中如果在保護電驛電流線圈的兩端都有接地點，兩接地點和地網所構成的並聯回路會將電流線圈短路，使得流過電流線圈的電流大幅減少，在發生接地故障時兩接地點間將因地網流過零序電流而產生電位差，會在電流線圈中產生很大的額外電流。

前述兩種原因將使流過保護電驛電流線圈的電流與一次側故障電流經比流器轉換後的二次側實際故障電流有很大差異，這會造成保護電驛誤動作及測量錶計的錯誤。

#### 六、比流器二次側迴路兩點接地的判斷方法

爲了消除比流器二次側迴路兩點接地的隱患，將有疑慮的設備停用並在比流器一次側 A 相輸入交流電流，並在比流器二次側回路用鉤式電流錶量測 A 相及 N 相電流值，如果 A 相與 N 相電流相等則表示電流回路只有一點接地，同時也確認接地方式正確；如果 N 相電流是 A 相電流的一半則表示電流回路有兩點接地，兩接地點分別在控制室電驛盤與開關場；如果 N 相電流比 A 相電流少一小部分，則表示電流回路也有兩點接地，分別在控制室內保護電驛盤與控制盤兩點接地。例如：比流器變比爲 500/5，在一次側 A 相輸入 100A 電流，比流器二次側回路在 A 相量到 1A 同時 N 相也是 1A 則爲一點接地，如果電流二次回路 A 相爲 1A 而 N 相爲 0.5A，表示控制室與開關場間電流回路有兩點接地，如果電流二次回路 A 相爲 1.23A 而 N 相爲 0.77A，表示控制室內控制盤與保護電驛盤分別接地造成電流回路兩點接地。上述方法可以解決電力系統中電流二次側回路多點接地問題，能夠及時發現電流二次側回路的多點接地，避免因電流二次側回路多點接地

造成保護電驛誤動作或拒絕動作以確保電網運轉安全。

#### 參、比壓器(PT Potential Transformer)

比壓器的二次側電壓是監測電力設備運轉狀態的重要參數，也是電力系統保護電驛及各種安全自動裝置監測電力系統是否正常的重要指標，電壓量的準確輸入對保護電驛在電力設備異常時能夠正確動作的關鍵要素之一，比壓器的二次側或三次側回路必須有一點接地，防止比壓器一、二次側絕緣擊穿，高電壓竄入二次側或三次側回路中，以保護設備及維護人員安全，另外要考慮一、二次側分布電容對人和設備的影響，如果比壓器二次側迴路中沒有接地，則比壓器的高電壓在一次線圈及二次線圈間的電容，與二次迴路中產生的對地電容間形成一個分壓，並將此高電壓引入二次迴路中，如果比壓器二次迴路中有一點接地，則二次迴路中對地電容就是零歐姆，能夠確保設備與人員安全。正常情況下比壓器二次回路只允許一點接地，接地點應設在控制室內不得在現場接線箱內接地，比壓器二次回路只允許一點接地，若有多點接地當電力系統發生接地故障時，各個接地點之間對地電位差變大，該電位差將疊加在比壓器二次側或三次側回路上，使得比壓器二次側或三次側電壓的大小及相角發生變化，造成阻抗電驛或方向性電驛誤動或拒動。

#### 一、比壓器的功用

比壓器的主要功用是將一次側高電壓按照比例變換成較低的二次側電壓供表計或電驛使用，並將電力系統中高電壓與低電壓分隔使測量儀表及保護電驛遠離高電壓，以確保運轉人員及設備安全。以台電公司爲例目前匯流排比壓器二次側有 X、Y、Z 三個繞組，其中 X、Y 繞組的電壓採用星

形接法取相電壓 66.5V, X 繞組的電壓供保護電驛而 Y 繞組電壓供電錶使用, 至於 Z 繞組則採用 66.5V 三相串接成開口三角形, 每相頭尾相接空出頭尾兩端供 59V0 電驛使用或故障波形紀錄器零序電壓啟動用, 傳統機電型方向性電驛必須外接零序電壓及零序電流, 目前數位式電驛的方向性元件其零序電壓及零序電流都是電驛內部自己產生不需外接, 至於線路比壓器一般裝設在線路 R 相採用 115V 繞組當作復閉電驛同步檢定用。比壓器的二次側必須有一點接地以確保二次迴路不受高電壓的傷害, 二次回路接地點選在進入控制室第一點處, 由  $V_n$  引一條 2.5mm 白色線接到控制室內的接地銅排, 並嚴禁在現場比壓器端子箱內接地, 如果有多個接地點會因地網中電壓差的關係造成比壓器二次側電壓發生畸變。

## 二、比壓器的構造

比壓器類似於變壓器由鐵心、一次繞組、二次繞組、接線端子及絕緣支持物等組成, 在鐵心上裝有一次繞組和二次繞組它們之間互相絕緣, 比壓器的一次繞組匝數比較多並聯在供電系統的一次電路中, 二次繞組匝數比較少並接在高阻抗的測量儀錶及保護電驛的電壓線圈上, 比壓器的二次側迴路屬於高阻抗回路, 回路的阻抗大小取決於二次電流的大小, 當二次側負載阻抗變小時會造成二次側電流變大, 這時一次側電流會自動增大, 來保持比壓器一、二次側之間電磁的平衡關係, 正常運轉時比壓器接近空載狀態。比壓器的種類按照繞組數可分為雙繞組與三繞組, 三繞組的比壓器除了一、二次繞組外, 還有一個輔助繞組提供開三角電壓即零序電壓, 按照相數分為單相式與三相式, 單相式比壓器額定電壓比較高約 35kV 以上, 按照絕緣和冷卻方式可分為乾式、澆注式、油浸

式以及充氣式, 乾式比壓器構造簡單、無火災爆炸危險但是其絕緣能力比較低, 一般使用在 6kV 及以下的室內。澆注式比壓器結構簡單維護方便, 一般使用在低壓室內配電系統, 至於油浸式比壓器其絕緣能力良好故使用在屋外高壓系統, 充氣式比壓器多用於 SF6 全封閉開關中。目前台電公司超高壓變電所內 345kV 線路使用線路比壓器外其它等級變電所都採用匯流排比壓器, 屋外型變電所都使用油浸式單相雙繞組比壓器, 屋內型變電所則使用 SF6 單相三繞組比壓器。

## 三、比壓器二次回路斷線對保護電驛的影響

比壓器二次側回路所接的負載很多, 變電所內匯流排上各個元件的保護電驛都是, 有輸電線路保護電驛、變壓器保護電驛, 匯流排差動保護電驛等, 以及各種測量儀錶等都是該匯流排比壓器的二次側負載, 由於比壓器二次側回路異常導致接入保護電驛的電壓下降甚至降為零, 將造成保護電驛誤動作或測量儀錶發生錯誤, 如果輸電線路主保護採用以阻抗電驛為基礎的測距電驛, 一般阻抗電驛經由比壓器二次側取得系統電壓, 若比壓器斷線則二次回路的相電壓與線電壓會消失或降低, 導致阻抗電驛的測量阻抗變小造成測距電驛誤動作。目前輸電線路的數位式測距電驛在斷路器投入狀態若比壓器二次回路發生斷線時 LOP(Loss Of Potential)出現, 會自動閉鎖測距電驛功能防止測距電驛誤動作, 並發出比壓器異常警報提醒維修人員注意。利用低電壓閉鎖的相間過電流電驛主要用在變壓器及發電機的後備保護, 一般低電壓電驛經負序電壓電驛的常閉接點接在相間電壓上, 以確保低電壓閉鎖的過電流電驛在對稱的三相短路故障時可以正確動作, 並提升低電壓電驛對三相短路故

障的靈敏度，當比壓器斷線造成電壓降低時有可能導致低電壓閉鎖過電流電驛的低電壓元件動作，造成保護區外故障時低電壓閉鎖過電流電驛誤動作擴大停電範圍；目前輸電線路保護電驛在比壓器二次側回路發生斷線時都會讓復閉電驛自動閉鎖喪失復閉功能，若採用單相復閉時在發生單相臨時性故障時，將無法單相跳脫單相復閉即時恢復供電，可能造成線路欠相運轉危及電網的運轉安全。比壓器二次側回路斷線造成電壓相量發生變化，與電壓相量有關的保護功能都會受到影響，進而影響到保護電驛整體功能的發揮，比壓器三相斷線的判斷依據是三相無電壓但有電流，而單相與兩相斷線的判斷依據是負序電壓超過 8 伏特，因為發生不對稱斷線故障時會有負序電壓但無零序電壓，而單相接地故障時會有負序電壓與零序電壓。比壓器二次回路阻抗過大時會導致保護電驛得到的電壓比實際電壓小，中性點電壓偏移還會導致三相電壓不平衡而產生零序電壓，這些都會導致保護電驛誤判，比壓器二次回路阻抗過大還會影響錶計的準確性。

#### 四、運轉中比壓器二次側短路的後果

運轉中的比壓器二次側迴路不得短路，理論上比壓器或比流器都是變壓器只是參數不同，比壓器監視系統電壓變化而比流器監視系統電流變化，為何同樣是變壓器一個不能短路一個不能開路，由於比壓器的磁通是由比壓器一次側高電壓所產生的電流所建立，正常時比壓器二次側線圈阻抗  $Z_L$  很大相當於開路，因此正常時只有一次側高電壓很小的電流所產生的少量磁通，當比壓器二次側迴路短路時阻抗  $Z_L$  迅速減小到幾乎為零，相當於一次側高電壓全部轉化為很大的電流因而產生大量磁通，致使比壓器二次側迴路產生很大的短路電流，損壞二次設備甚至危及人身安

全，因此正常使用中的比壓器二次側迴路不得短路。

#### 五、比壓器二次側迴路兩點接地對保護電驛的危害

若比壓器二次側回路中有二點接地且兩接地點之間距離較遠，兩接地點所在接地網的電位可能不同，當變電所輸電線路出口發生接地故障或遭受雷擊時接地網會流過較大的故障電流，二個接地點之間會產生較大電壓差，這時引入保護電驛的電壓為比壓器二次側實際電壓再疊加這個電壓差，這種經過相量疊加後的電壓已經無法正確反應事故當時一次側的電壓大小與相角，如果電壓達到保護設定值而又未能有效閉鎖，這時反應電壓量的保護電驛可能發生誤動作，目前數位式電驛大都採用自產零序電壓方式，可能造成方向偏移致使零序功率方向元件誤判，導致方向性元件誤動作，可見比壓器二次側回路如有兩點接地將對保護電驛造成很大的危害。

#### 六、比壓器二次側迴路兩點接地的判斷方法

電力系統中對於比壓器二次迴路兩點接地的判斷方法有：錄波圖分析法及測量判斷分析法兩種，以下針對這兩種方法說明如下：

##### (一)、錄波圖分析法

下圖 3 是比壓器二次側迴路中兩點接地，在變電所輸電線路出口發生 C 相金屬性接地故障時匯流排三相電壓波形，從上而下分別為 a、b、c 這三相的電壓波形，故障前三相電壓波形都是對稱的，在故障後三相電壓波形明顯變化其中：a 相電壓明顯減小，b 相電壓顯著增大，而發生故障的 C 相電壓理論上應該驟降甚至為 0，但是從錄波圖來看故障相 C 相電壓並無明顯降低，原因是在變電所內或出口發生接

地故障時，比壓器二次側兩接地點之間流過零序電流進而產生電位差，這與零序電流同相位的電壓差疊加到相電壓上，使得三相電壓產生大小和相位變化。

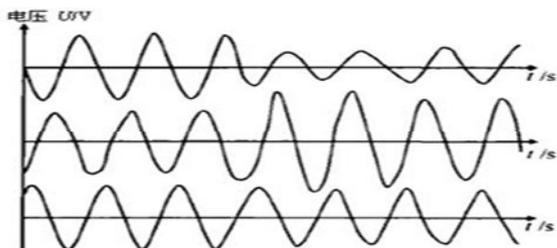


圖 3 比壓器二次側迴路兩點接地在故障時的波形<sup>[8]</sup>

### (二)、測量判斷分析法

理論上比壓器二次側迴路中三相電壓在負載平衡下  $V_n$  的接地線電壓應為 0，當  $V_n$  的接地線在控制室中一點接地時，利用鉤式電流表量取控制室內  $V_n$  接地線的電流應該是 0A 或是微小電流，如果比壓器二次迴路中有兩點接地且兩接地點之間的距離較遠時接地點內會產生較大的電流，換言之如果比壓器二次側迴路  $V_n$  在控制室外還另有其他接地點，因第二接地點與主控制室內的接地點之間會產生明顯的電位差，在此電位差作用下利用鉤式電流表量取控制室內  $V_n$  接地線的電流會遠大於 10 mA 的電流，因此若在控制室內  $V_n$  接地線量得超過 10 mA 的電流，表示比壓器在現場還有另外一點接地。

### 七、比壓器二次側迴路其他問題

(一)、比壓器接地線螺絲鬆動或壓接處銹蝕會因接觸電阻增大造成虛接，導致比壓器二次側  $V_n$  與地網間產生電壓差，該電壓差大小由各相電壓不平衡程度與接觸電阻大小決定，當這個電壓疊加到保護電驛各相電壓上，會造成各相電壓的大小和相角產生變化，造成電驛的阻抗元件和方

向性元件拒動或誤動作。

(二)、比壓器二次繞組與三次繞組的 E0 在開關場直接並接，共用一條電纜線接到控制室內，即比壓器二次迴路三相四線中的 E0 與三次迴路開口三角接線的 EE0 在端子箱並接共用一根導線，將造成三次迴路中的電流在共用的 E0 導線上產生壓降，有可能導致零序方向保護不正確動作。主要原因是目前數位式電驛其內部阻抗較小，一旦開口三角形回路的負載側發生短路，會導致使用自產 3V0 判斷方向的數位式電驛所得到的 3V0 可能與故障時實際 3V0 反向，造成正方向接地故障時保護電驛拒動，而反方向接地故障時保護電驛誤動作的後果。一般 E0 不能經無熔絲開關正常時 E0 會接地，如果 E0 保險絲熔斷將造成比壓器二次及三次迴路失去接地參考電位而有三相電壓浮動情形。

(三)、比壓器三次側開口三角電壓  $V_0$  以前主要癥結在 EE 及 EE0 誤接因而造成 67N 電驛誤動作，隨著數位式電驛不再利用開口三角電壓  $V_0$  來判斷方向，開口三角電壓  $V_0$  極性錯誤的問題逐漸被淡化，大部分變壓器及匯流排保護電驛利用開口三角電壓  $V_0$  的大小來辨別是否需要閉鎖保護功能，如果比壓器開口三角回路斷線或短路就會造成此類保護電驛拒動擴大停電範圍。目前使用數位式電驛或數位式波形紀錄器大幅降低開口三角回路的阻抗，當變電所內或出口發生接

地故障時，因零序電壓較大而開口三角回路阻抗較小，使得開口三角回路流過較大的電流，造成電壓或電流電驛的線圈過熱因而絕緣破壞發生短路，若事故持續時間較長會燒斷迴路上的線圈，使得比壓器開口三角電壓回路在該處斷線，造成比壓器三次側迴路開路。

## 肆、案例分享

### 一、比流器二次側N相(中性線)電阻太大導致線路差流保護電驛誤動作案例

以克希荷夫電流定律為基礎的分相式電流差動保護，因為動作靈敏及全線段快速保護的優異性能是目前最好保護方式，如今已被廣泛作為高壓輸電線路的主保護，然而差動保護的動作準確性和靈敏度仍然受到許多因素的影響，諸如分布電容造成的充電電流、負載電流、比流器傳變誤差及飽和，比流器二次側迴路多點接地及比流器二次側迴路斷線的影響，在國外電力系統運轉過程中發生數件比流器二次側N相(中性線)因電阻太大導致線路差流保護電驛誤動作案例，其主要特徵是當線路某相發生故障時非故障相的二次側出現波形偏向坐標軸一側的異常電流，該異常電流持續時間約為2~3周波且數值較大通常只會在線路一端出現，因此導致線路差流保護電驛誤動作，N相(中性線)阻抗過大時即使故障相電流不含非周期分量，也會在非故障相的二次側感應出異常電流如下圖4所示，而比流器磁鏈的累積是產生異常電流的主要原因。

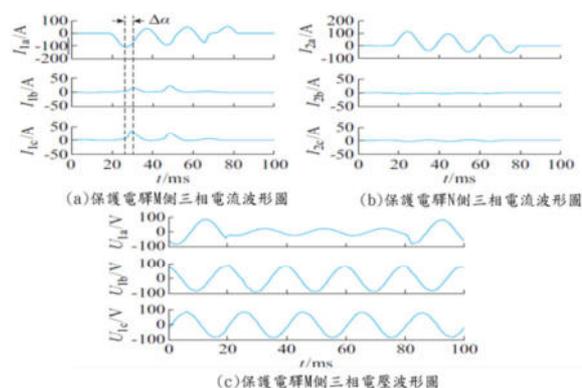


圖4 線路MN兩端三相電流與三相電壓波形圖<sup>[1]</sup>

(一)、從圖4(a)與(b)線路MN兩側保護電驛三相電流波形紀錄圖，可以看出該線路a相出現了數值很大的穿越電流，因為兩端的a相電流相差180度，上圖(c)是線路M側保護電驛三相電壓波形紀錄圖，可以看到三相電壓只有a相驟降，根據以上兩點得知線路MN在保護區間外發生a相接地故障，由上圖(a)可清楚看到在保護電驛M的b,c兩相出現波形偏向坐標軸一側的異常電流其數值小於a相，數值最大時刻比a相落後一個角度 $\Delta\alpha$ ，但在N側保護電驛的b,c相沒有出現明顯的電流波形，這個只在M側保護電驛出現的b,c相異常電流，導致線路MN兩端差電流保護電驛誤動作，根據多件同類型誤動作事故案例的波形紀錄圖，可以歸納出此類誤動作的特徵有：故障相出現數值較大的穿越電流，非故障相單側保護電驛出現偏向坐標軸一側的異常電流，此異常電流與故障相電流相位相反，持續時間約為兩周波，在實務上比流器N相(中性線)電阻變大的主

要原因有：比流器二次側電纜太長、電纜截面積太小、電纜壓接端子鬆動引起的接觸電阻變大，以及沿海高潮濕、高鹽霧地區電纜接線端子銹蝕(銅銹、銅綠)所引起的接觸電阻變大等。

(二)、事故原因分析：電力系統中保護電驛用比流器二次側回路接線圖如下圖 5 所示，圖中  $R_n$  ( $= a, b, c$ ) 為比流器三相二次側電阻主要由比流器二次側繞組電阻、二次側迴路電纜電阻、保護電驛負載阻抗與接觸電阻等； $L$  為比流器三相二次漏電感； $R_n$  和  $I_n$  分別為比流器二次側中性線電阻和電流； $U$  為比流器勵磁支路電壓； $i$  為三相二次側電流；發生單相接地故障時  $i_a$  為故障電流  $i_b$  和  $i_c$  為負載電流其數值很小，從電路上可以看出正常情況下  $i_a$  全部流過中性線如圖 5 虛線所示，當中性線有電阻  $R_n$  時  $i_a$  不再全部流過中性線，理論上會有一部分流過非故障相構成通路如圖 5 點線所示，三相比流器從磁路上看是相互獨立的，但在電路上並不獨立，有中性線電阻分量的耦合，有關異常電流的波形偏向坐標軸一側與勵磁湧流相似，勵磁湧流是變壓器空載投入後在勵磁支路兩端加上電壓，由於磁鏈無法突變感應出非周期分量的電流，當故障電流流過  $R_n$  後產生電壓降，此電壓降疊加在非故障相的比流器二次側後可能會出現類似的現象，因此產生異常電流的主要原因是磁鏈的積累，由於磁

鏈無法突變的特性與磁化曲線非線性化等因素造成電流波形異常，實務上在運轉中也有可能出現中性線斷線 ( $R_n = \infty$ ) 情形，這種情況在正常時無明顯特徵，保護區內故障時非故障相異常電流大且諧波含量小會導致非故障相保護電驛誤動作，在區外故障時不僅非故障相保護電驛可能誤動作，故障相由於比流器二次側電流傳變不正確也會發生誤動作。

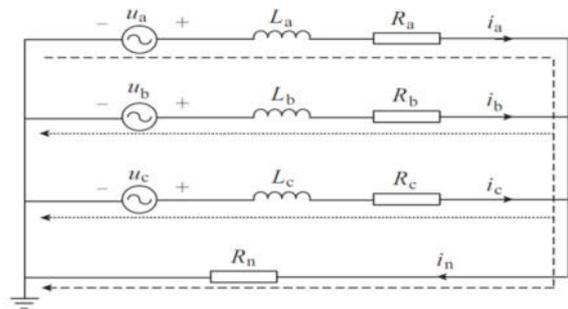


圖 5 比流器二次側回路接線圖<sup>[1]</sup>

二、比流器二次側兩點接地導致匯流排差動保護電驛誤動作案例

某變電所連外架空線路A相發生雷擊暫時性故障，由於該線路斷路器套管比流器二次側B相引接到匯流排保護電驛之電纜，受外力碰撞導致絕緣破損如圖6所示，造成比流器二次側電流回路兩點接地，在外部故障時因匯流排差動電驛流入較大差電流造成誤動作導致停電範圍擴大。

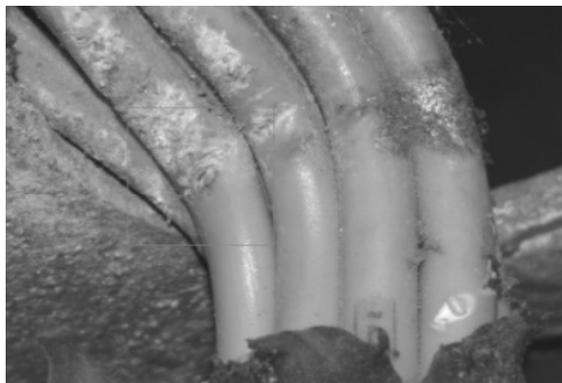


圖 6 比流器二次回路電纜破損圖<sup>[2]</sup>

電驛動作分析：一、當系統負載較重時比流器二次側電流較大，二次側地網的電阻值較比流器二次回路的電阻值大，部分負載電流從兩個接地點的二次地網中分流出 I2 如圖 7 所示，造成差動保護電驛產生差電流由於差電流超過警報設定值而發出警告信號，在本次事故前因系統正常運轉時一次設備負載較輕 B 相電流很小 I2 的分流作用不明顯，導致差動保護電驛無法即時監測出不平衡電流，因此差動保護電驛沒有提前告警未能及時將潛藏弱點排除。二、變電站的接地網(二次等電位網)並不是一個理想的等電位面，不同的接地點之間有電位差，當一次設備發生單相接地故障時，電力系統會出現很大的零序電流，在接地網上感應電壓使接地網電位差進一步擴大如圖 7 所示，U1 和 U2 的差值變大因比流器的二次側回路電阻很小， $I_1 = (U_1 - U_2) / R$  突然變大，使得比流器二次側回路產生一個很大的電流，差動保護電驛偵測到的差電流大於值定值，同時在匯流排保護區外發生 A 相接地故障，造成匯流排電壓驟降電壓閉鎖功能解除，滿足匯流排差動保護過電流低電壓的動作條件，導致匯流排差動保護電驛誤動作。本次故障是一件典型的比流器二次側回路多點接地引起匯流排差動保護電驛誤動作案例，無論匯流排保護區內故障還是保護區外故障，都無法忽略取自兩點接地回路電流的信號因而造成保護電驛誤動作，要防止類似故障發生的方法只有消除比流器二次側回路兩點接地問題。

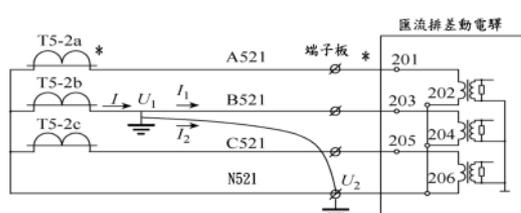


圖 7 比流器二次側回路兩點接地示意圖<sup>[2]</sup>

### 三、比流器二次側兩點接地導致變壓器差動保護電驛誤動作案例

某電廠#1 啟動變壓器大修後投入運轉前在施行取載試驗時 B 相差動電驛動作，對該變壓器差動保護電驛的電流回路進行電流值及相位量測時，發現高壓側的三相電流不平衡，#1 啟變高壓側經比流器後的三相電流分別為 A 相=0.83A；B 相=0.41A；C 相=0.83A，而#1 啟變低壓側經比流器後的三相電流分別為 A 相=0.83A；B 相=0.82A；C 相=0.83A，在#1 啟變電驛盤後將來自高壓側比流器的二次側電纜線拆開分別對地量測絕緣電阻，結果 B 相絕緣電阻值為 0MΩ 而另兩相 A、C 相的絕緣電阻均為 1000MΩ 以上，確認故障點在電驛盤端子板外到現場間的電纜線或比流器，將現場高壓側比流器的二次側接線箱內 B 相電纜拆開單獨對電纜進行絕緣量測，其絕緣電阻值為 1000MΩ 代表 B 相電纜正常故障點應該在比流器，打開高壓側比流器外蓋，發現 B 相多抽頭導線其中一條的絕緣外皮已經破皮並與外殼直接碰觸，可能是長期運轉造成導線絕緣外皮與外殼接觸磨損破皮所致如下圖 8 所示，確定故障點後將該條破皮導線包紮好後再對該比流器進行二次回路絕緣電阻量測結果都在 1000MΩ 以上，再次啟動後各保護電驛的電流值與相角都正確。本異常動作案例為高壓側比流器內二次多抽頭繞組其中一條導線外皮絕緣層磨損破皮碰到外殼而引起接地，由於#1 啟變保護電驛盤規定需要接地，造成高壓側 B 相比流器二次側回路有兩點接地，當#1 啟變大修後投入運轉時因高壓側比流器 B 相電流二次回路分流，使得流入差動保護電驛的電流減半，導致 B 相差動電驛高低壓側電流相減後還有 0.4A 的差電流大於設定值因而動作。

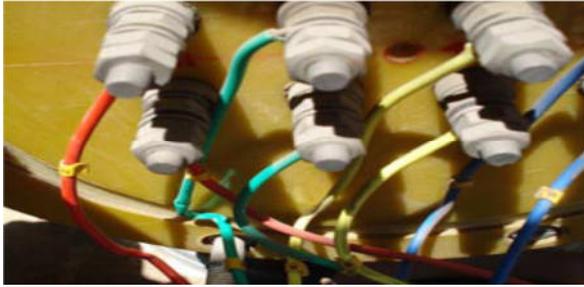


圖 8 比流器 B 相多抽頭導線破皮圖<sup>[3]</sup>

四、比流器二次側兩點接地導致線路差電流電驛誤動作案例

本案例說明某泵站110kV GIS設備檢修試驗時，為了防止比流器二次側開路造成設備損害及人員安全，工作人員將GIS設備上的比流器二次側接線端子板處全部短路並接地，試驗過程中並未出現任何異狀，但此臨時性安全措施卻造成遠端差流保護電驛的兩點接地，導致額外電流串入差流保護電驛內造成差流電驛誤動作，線路差電流保護電驛的比流器二次回路兩點接地示意圖如下圖9所示。試驗人員為了確保高壓試驗能夠含蓋整個維修設備，在操作過程中因誤投接地開關導致#1匯流排三相短路，#1匯流排電驛動作跳脫所有掛接在#1匯流排的斷路器，由於泵站與變電所之間的兩回電源線路均採用差電流保護方式，雖然泵站的#1匯流排電驛動作跳脫第一回線路理應還有第二回線路可以繼續供電，由於第二回線路的差電流電驛其電流迴路中串入額外電流，導致泵站與變電所之間的第二回線路差流電驛動作跳脫斷路器擴大停電範圍。

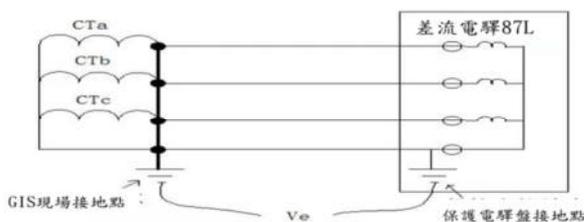


圖 9 差流電驛比流器二次側回路兩點接地示意圖<sup>[8]</sup>

由於每一回線路兩端的差流電驛由雙方的電流信號共同組成一套完整的線路差動保護，泵站測得的線路電流等於變電所測得的線路電流，當其中一端有干擾性電流流入或流出則兩端的差電流和不再為零，如果該差電流超過設定值保護電驛會動作並跳脫斷路器，如果線路差流電驛的比流器有兩點接地，將為線路差流電驛額外串入電流提供另一個電流迴路。如上圖 9 所示由於泵站內接地網電阻值很小但並非理想導體，當接地網上出現很小的電流時因電阻值較小，接地網任何兩點之間的電壓值  $V_e$  很小，這個  $V_e$  值往往不足以在不同接地點之間引起額外電流。但當接地網中流過大電流時，例如雷擊電流直接流入，以及本案例三相短路接地的短路電流都會在不同的接地點之間產生電位差，此電壓差  $V_e$  的大小與兩接地點之間的電阻與距離呈正比關係，兩接地點越遠  $V_e$  越大兩接地點越近  $V_e$  越小。根據比流器二次側的接線可以建立一個簡單的電路模型，如下圖 10 所示， $V_e$  為兩接地點之間的電壓差， $R_1$  為比流器二次側導線的電阻，電抗  $L_a$ 、 $L_b$ 、 $L_c$  為差流電驛內部阻抗，經由電路模型可知  $L_a$ 、 $L_b$ 、 $L_c$  中會有電流流過且大小相等波形相同， $L_a$ 、 $L_b$ 、 $L_c$  三分路的電流就是額外串入差流電驛的電流值。

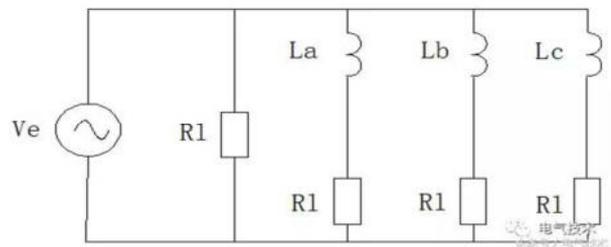


圖 10 比流器二次側兩接地點間產生電壓差的等效電路圖<sup>[8]</sup>

下圖 11 為額外串入線路差流保護電驛電流回路的三相電流，該三相電流大小相等波形一致，與圖 10 等效電路模型分析相符額外串入電流值為圖示值除以 800 約 5.8A。三相短路電流值換算到一次側單相約有 6400A 的瞬時短路電流，由於誤投接地開關的 B 相與 C 相接點比 A 相接點早兩週波導通，造成三相短路電流不平衡有部分電流流入地網，在約 2.5 週波內 B、C 兩相短路電流達 6400A，因三相短路電流不平衡故流入地網的電流約有 6400A，導致比流器兩接地點之間產生電位差，在該電位差作用下電流二次迴路內額外串入約 5.8A 的電流導致線路差電流保護電驛誤動作，雖然隨後接地開關 A 的主接點閉合，恢復成三相平衡故障因無零序的故障電流而不再向地網注入零序電流但差流電驛已經誤動作了。由於線路的分相式電流差動保護設定值為每相 5.0A 實際上串入每相的電流為 5.8A 故泵站與變電站的差流電驛同時動作跳脫變電站與泵站的斷路器，三相短路接地事故並不影響變電站到泵站第二回線路的供電，泵站應能夠由第二回線路繼續穩定供電，因為比流器二次側回路兩點接地，使得地網電流額外串入線路差流保護電驛造成誤動作使停電範圍擴大。經由上述分析可以清楚看到，當泵站第一回線路短路瞬間，在兩週波內產生與單相短路電流相等的不平衡電流，約有 6400A 流入大地，地網不同位置之間因地網電阻的存在而產生電位差，該電位差於第二回線路保護電驛的兩接地點之間產生電流，造成第二回線路的保護電驛串入額外電流，導致線路差流保護電驛誤動作而發出跳脫指令。

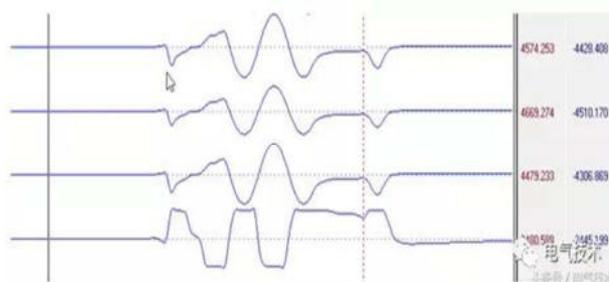


圖 11 串入保護電驛的三相電流值<sup>[8]</sup>  
(經換算後的一次側值)

### 五、比壓器二次側兩點接地導致方向電驛誤動作案例

當比壓器二次回路出現兩點甚至多點接地時，在系統發生故障時測量電壓受到干擾可能造成接地距離保護、突變量距離保護和零序方向元件等不正確動作，尤其以零序方向元件受到影響最嚴重，直接導致零序保護不正確動作，若變電所 M 匯流排如下圖 12 比壓器二次側有兩點接地，在發生故障後在二次回路將產生一個疊加電壓如下圖 13 中的  $\Delta U$  這個電壓將疊加到各相中，因此保護電驛測量到的各相電壓為故障電壓與疊加電壓之和，正常情況下 K 點或者 F 點發生單相接地故障後保護電驛的三相電壓分別為  $U_{MA}$ 、 $U_{MB}$ 、 $U_{MC}$ ，在兩點接地情況下發生相同故障時保護電驛的三相電壓分別為  $U_{MA}'$ 、 $U_{MB}'$ 、 $U_{MC}'$  其中： $U_{MA}' = U_{MA} + \Delta U$ ； $U_{MB}' = U_{MB} + \Delta U$ ； $U_{MC}' = U_{MC} + \Delta U$ ；而  $\Delta U$  的數值大小與二次回路流過的電流成正比其相位可能超前故障相電壓 100 度~120 度也可能落後於故障相電壓 60 度~80 度前一種情況零序方向元件能正確動作，後一種情況零序方向元件則可能無法正確動作。

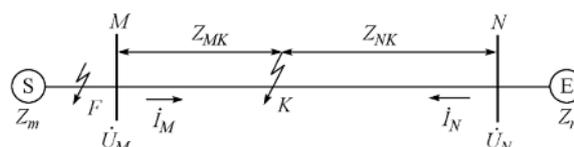


圖 12 雙回線輸電系統單線圖<sup>[5]</sup>

UMO 與 UMO' 分別為正常情況下保護電驛實際測量到的零序電壓及故障時保護電驛實際測量到的零序電壓，若故障點在反方向如 F 點則 M 側保護測量的零序電流相位如下圖 13 中  $I_{M0}$  落後  $U_{M0}$  約  $70^\circ$  只有當  $\Delta U$  很大導至於  $U_{M0}'$  落在第一象限才有可能將反方向故障誤判為正方向，A 相測量電壓也受到  $\Delta U$  的影響進入第一象限， $U_{MA}'$  與  $U_{M0}'$  之間的相位差小於  $90$  度，若故障點在正方向如圖 12 之 K 點則 M 側保護電驛測量到的零序電流相位如圖 13 中  $I_{M0}'$  超前  $U_{M0}$  約  $110$  度，若  $\Delta U$  較大零序方向同樣將出現誤判將正方向故障誤判為反方向故障。正常時兩側電源的相位差不會太大即使線路 MN 較長  $\delta$  也約在  $10$  度系統的正序阻抗角和零序阻抗角相差很小即  $\alpha$  很小，因此正常情況下應該是  $\theta < 90^\circ$ ，假設故障相電壓和零序電壓之間的相位差為  $\beta$  可以得到下列結論：

- (一)、比壓器二次回路兩點接地情況下發生單相接地故障在  $\beta < 90^\circ$  時零序方向元件會誤動作而  $\beta$  較大時零序方向元件不會誤動作。
- (二)、正常情況下發生單相接地故障送電側保護電驛測量到的  $\beta$  大於  $90^\circ$  對於受電側一般情況下保護電驛測量到的  $\beta$  也大於  $90^\circ$ ，但在高阻抗接地故障時  $\beta$  可能小於  $90^\circ$  因高阻抗接地零序電壓數值比較小，而比壓器二次側兩點接地時由於疊加分量的影響使得零序電壓數值比較大，因此根據零序電壓的大小可以區分高阻抗接地故障或是比壓器二次側有兩點接地。
- (三)、比壓器二次側回路兩點接地情況下發生單相接地故障時保護電驛測量到的零序電壓  $U_{0'}$  是接地故障引起的零序電壓  $U_0$  與由兩點接地引起的附加分量  $3\Delta U$  的疊加量  $U_{0'}$  相較於  $U_0$  其相位有較大的偏移導致利用  $U_{0'}$  來做為辨別零序方向

可能會誤判。

- (四)、系統發生單相接地故障時健全相的相間電壓不受比壓器二次側回路兩點接地影響，因為在正常情況下發生單相接地故障時健全相的相間電壓超前零序電壓  $90^\circ$  因此在兩點接地的情況下  $U_{BC'}$  也超前  $U_0$   $90$  度。

因此只要利用健全兩相的相間電壓來代替  $U_{0'}$  就可以解決單相接地故障時方向性元件誤判的問題。

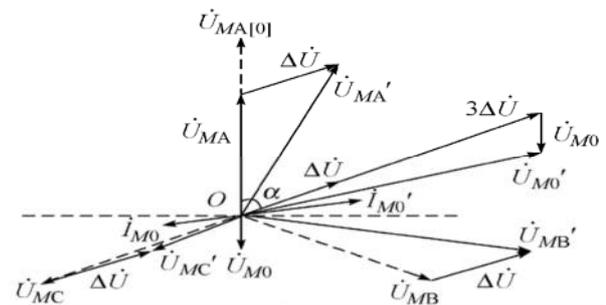


圖13 比壓器兩點接地在A相接地故障時相量圖<sup>[5]</sup>

#### 六、比壓器二次側迴路兩點接地造成電驛拒動案例分析

某一變電站出口線路發生 A、B 相間接地故障，而該出口線路的保護電驛未動作，最後由上游的遠後備電驛動作才將故障隔離但也擴大了停電範圍，經由故障時紀錄的零序電壓與零序電流波形如下圖 14 分析得知：A、B 兩相電壓均有驟降但不是 0 伏特而且零序電壓相角與正常時相比較出現了偏移現象（零序電壓落後零序電流由  $80$  度變成  $15$  度），對電壓二次迴路進行絕緣電阻量測時發現，將控制室內電壓二次迴路接地線拆除後還有其它接地點，經過檢查現場匯流排比壓器接線端子箱內有接地，導致比壓器二次迴路中出現兩點接地如下圖 15 所示，當電力系統出現接地故障後，在二次迴路兩接地點之間形成相應電位差，進而導致電壓波形出現畸變造成保護電驛的方向性元件無法正確動作最後導致保護電驛拒動。

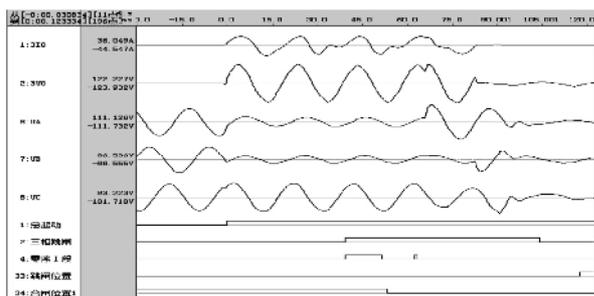


圖 14 零序電壓落後零序電流 15 度波形圖<sup>[6]</sup>

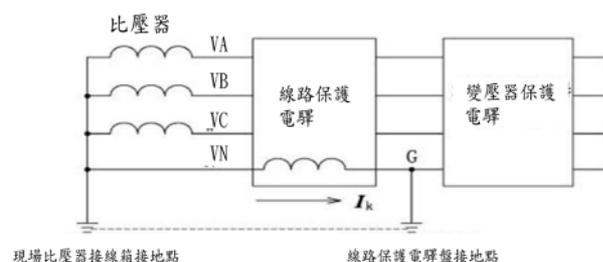


圖 15 比壓器二次側迴路兩點接地示意圖<sup>[6]</sup>

## 伍、結論

比流器及比壓器的二次回路必須且只能有一點接地，比流器二次回路一點接地既是安全接地也是工作接地，確保人身和設備的安全，比流器二次側回路一點接地也是保護電驛正確動作的基本條件，因為一個變電所內的接地網並非等電位面，因而在不同點之間會出現電位差，當電網發生接地故障或雷擊時，大的零序電流或接地電流會注入到地網中，地網各點之間會有較大的電位差，此電位差可能造成保護電驛誤動作，一般比流器四蕊電纜進入控制室內電驛盤的端子排一點接地。比壓器的一、二次側也必須有一點接地以確保二次迴路不受高電壓的傷害，比壓器的二次回路接地點應選在進入控制室內第一點處，由Vn引一條至少2.5mm白色接地線接到控制室內的接地銅排上，比壓器二次側迴路只能有一個接地點，並嚴禁在現場比壓器端子箱內接地，如果有多個接地點當電力系統發生接地故障時，各個接地點之間的地電位差變大，該電位差將疊加在比壓器二次或三次回路上，使得比壓器二次或三次電壓的大小及相角發生變化，造成阻抗

保護或方向保護電驛誤動作或拒絕動作。在比壓器二次側回路兩點接地的情況下發生單相接地故障時保護電驛測量到的零序電壓  $U_0'$  是故障引起的零序電壓  $U_0$  和由兩點接地引起的附加分量  $3\Delta U$  的疊加量，相較於  $U_0$  與  $U_0'$  後者的相位有較大的偏移以致於用  $U_0'$  來判斷零序方向可能誤判，如果在比壓器兩點接地情況下找到一個與  $U_0$  同相位的相量來替代  $U_0'$  則零序方向元件就可以對故障方向做出正確的判斷，由於系統發生單相接地故障時健全兩相的相間電壓也是越前零序電壓 90 度，故不受比壓器二次側回路兩點接地影響，因此只要利用健全兩相的相間電壓來代替  $U_0'$  就可以解決單相接地故障時方向性元件誤判問題。

## 參考文獻

- [1] 黃少鋒，陳博威，伍葉凱，「CT 中性線電阻增大對線路差動保護的影響」，電力系統自動化，第 23 期，2017。
- [2] 翟保祿，馬濤，李開鑫，「CT 二次回路兩點接地引起母差保護誤動作事故分析」，電氣技術，第 4 期，2017。
- [3] 李瑛，「CT 二次回路兩點接地故障分析處理」，中國電機工程學會年會，2009。
- [4] 陳家斌，張露紅，「繼電保護二次回路故障處理及典型實例」，中國電力出版社，2012。
- [5] 陳福鋒，魏曜，王帆，「不受 PT 二次回路兩點接地影響的零序方向元件」，電力系統自動化，2010。
- [6] 徐興發，「二次電壓中性點兩點接地引起保護誤動事故分析及處理」，電氣技術，第 5 期，2018。
- [7] 袁季修，盛和東，吳濟業，「保護用電流互感器指南」，中國電力出版社，2004。
- [8] 網路資料 - 百度文庫，(wenku.baidu.com)。

# 離岸風力 HVAC 及 HVDC 傳輸相關技術探討

台灣電力公司北區施工處 劉傳馨

## 壹、前言

由於溫室效應造成氣候變遷，為了拯救地球，世界各國紛紛致力於潔淨能源之發展，以減少CO<sub>2</sub>之排放量。由於採用煤、天然氣及石油等石化燃料發電時，約產生400~500kg CO<sub>2</sub>/MWhr，相較於風力發電則只有30kg CO<sub>2</sub>/MWhr<sup>(1)</sup>，兩者差距甚大，所以近年來先進國家皆大力推動風力發電。歐洲經濟共同體 European Economic Community (ECC) 訂定2020年風力發電總能源占比要達到12%之目標。同樣的，我國政府也致力擴展太陽能及風力發電計畫，希望2025年再生能源占比能達到20%，亦即裝置容量達27.4GW。因此本公司規劃未來15年投入4200億元發展再生能源，其中3300億元將用於離岸風力發電，目標是2025年離岸風機裝置容量達3GW(經濟部能源局108年06月19日公布之再生能源推廣目標)。

將離岸風場產生之電力傳輸至岸上變電所之方式，可分為高壓交流 High Voltage Alternating Current (HVAC) 及高壓直流 High Voltage Direct Current (HVDC) 兩種方式，各有其優缺點，採用何種方式主要取決於電力傳輸距離之遠近。

## 貳、HVAC與HVDC特性比較

雖然19世紀最早的電力系統是以直流方式將電力由發電廠傳送到負載，但在20世紀初期，因交流電可由變壓器輕易的升降電壓，達到高電壓傳輸減少線路損失之效益，故交流傳輸方式取代了直流傳輸方式。但隨著電力電子的發展，將高電壓開

流體轉換器(Thyristor Converter)技術應用到HVDC傳輸上，能夠將AC電力轉為DC電力，並傳輸到遠方後，再轉回AC電力。加上環保意識抬頭，再生能源發電大量的加入既有電網，使得近期HVDC及超高壓直流輸電(UHV DC)的發展迅速。世界上第一個±800kV UHV DC，從中國雲南省楚雄(Chuxiong)變電所，將水力電廠5GW電力傳送到人口稠密及經濟重鎮的廣東珠江三角洲，全長1,418公里，於2009年12月開始商業運轉。它是由2個額定電壓400kV 12-VALVE PULSE的轉換器串連而成<sup>(3)</sup>。

### 一、傳輸容量及距離

HVAC電纜電力傳輸容量受距離限制，HVDC電纜則不受距離限制。

(一)當AC電壓加到電纜，在導體上除了負載電流外，還會產生電容性充電電流。這種虛功率電流(Reactive Current)在一般中距離，例如40公里之電纜上，可能佔據電纜主要的電流容量，嚴重限制電纜可傳輸之實功率電流(Real Current)容量<sup>(4)</sup>。通常HVAC海底電纜產生之虛功率在33kV為100~150kvar/km、132kV為1000kvar/km、400kV為6~8Mvar/km<sup>(8)</sup>

(二)一般HVAC海底電纜在不同電壓情況下，每回路傳輸最大容量及距離限制約為600MW及35英里以下<sup>(5)</sup>。依據ESS Group研究，HVAC 60Hz 3φ 220kV 1000mm<sup>2</sup>海底電纜傳輸200MW電力時之最大距離為44.5英里，250MW時則為35英里<sup>(5)</sup>，如表1。

HVAC, 3-core, Submarine Cable, Maximum Length, 220 kV with 1,000mm <sup>2</sup> Copper Conductors - 60 Hz							
Offshore Wind Farm Power (MW)	Charging Current (60 Hz) Amps/mile	Maximum Transmission Cable Distance (mi)	Charging Current (Amps)	Reactive Power from Cable (MVar)	Real Power Current (Amps)	Total Cable Current (Amps)	Rated Cable Current (Amps)
200	14.3	44.5	636	242	525	825	825
250	14.3	35	501	191	656	825	825

表1 HVAC海底電纜每回路傳輸最大容量及距離

(三) 假設一個離岸風力發電計畫以HVAC 60Hz 3 $\phi$  220kV 1000mm<sup>2</sup>海底電纜傳輸250MW電力到100英里外之陸上變電所時，參照表1，電纜充電電流為14.3 A/英里，其虛功電流將達1430A，超過電纜的額定電流825A，所以必須分成33、33及34英里3段，而且每段中間須加裝並聯電抗器，以降低虛功電流，最後在連接之陸上變電所需裝設彈性交流輸電系統設備，如 Static Var Compensator(SVC)，以維持系統電壓及改善電網因加入風力發電而產生的不穩定現象，整個計畫系統圖如圖1<sup>(5)</sup>。相較於HVAC長距離電纜每段中間須加裝並聯電抗器，HVDC則不用。

(四) 一項稱為低頻交流系統 Low Frequency AC Transmission (LFAC)的新技術正在發展中，因為頻率越低電纜充電電流越小，所以HVAC海底電纜傳送距離可以加長，其性質類似HVDC，亦即海上風力發電以低頻傳送，上岸後再利用類似HVDC轉換器轉回60Hz。目前LFAC技

術及設備正在研發中，預計還需10年或更長的時間才可商業運轉。

(五) 如果使用HVDC電纜傳輸，除初始的充電電流外，並無連續之電容性充電電流，所以基本上只需考量電纜成本及 $I^2R$ 經濟損失，並無距離之限制。

## 二、電容性充電電流

HVDC傳輸因為少了電容性充電電流，所以電壓降及線路損失較HVAC小，而且不會像HVAC在電纜及設備間產生諧振(Resonance)<sup>(7)</sup>。

## 三、空間及線徑

傳輸相同電力，HVAC所需架空線或電纜長度、使用空間及導體線徑大於HVDC。基本上AC 3 $\phi$ 需要3條導體，DC則只需正負2條導體，如圖2之比較，因DC所需線下通道(Corridor)比AC小，故可節省空間及減少對環境之傷害，地下或海底電纜亦同。AC傳輸時，3 $\phi$ 導體之線徑及耐壓係依對地峰值(Peak)而定，但DC電壓則是固定之連續值，所以傳送相同電力，HVAC導體線徑大於HVDC。



圖1 離岸風力HVAC長距離電纜傳輸系統圖



圖2 HVAC (左圖) 與HVDC (右圖) 線下通道比較

#### 四、對系統短路容量之影響

新增線路採用HVDC比HVAC對於系統短路容量增加較少。隨著負載成長，既有電力系統通常需要再注入新的電源，此額外增加的AC電源，勢必提高既有系統之短路容量，有可能因此超過開關設備之短路電流額定值。但如果改用HVDC傳送新增之電源，一旦AC系統發生故障，HVDC的轉換器(Converter)會迅速的限制其電流不超過其額定值，因此對既有系統不會增加太多故障電流，如圖3所示。亦即HVDC具有防火牆之功能，一旦AC系統發生故障，HVDC傳輸可以防止此故障傳送到另外一個相連結之AC系統，降低傷害及損失。

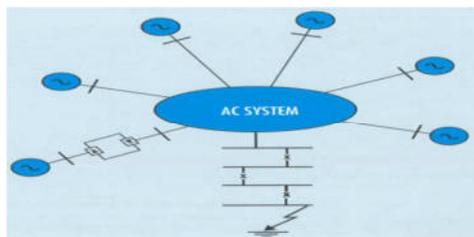


圖3 HVDC加入既有系統對短路容量之影響

#### 五、投資成本

離岸風力HVDC電力傳輸示意如圖4<sup>(5)</sup>所示，雖然比HVAC增加2個背對背(back-to-back)的轉換器變電站，需額外付出相當高的終端設備成本，但因HVDC具有上述幾項優勢，比較兩者投資成本後，可以得到損益兩平的距離(Break Even Distance)，如圖5，供評估新增之輸電系統宜採用HVDC或HVAC。GE公司計算之損益兩平距離約為架空

600~800公里及海底電纜40~70公里<sup>(4)</sup>，ABB公司則為架空600公里及海底電纜50公里，亦即在此距離之下採用HVAC成本較低，超過此距離則採用HVDC較為有利。

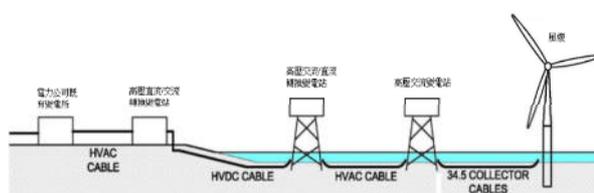


圖4 離岸風力HVDC電力傳輸示意圖

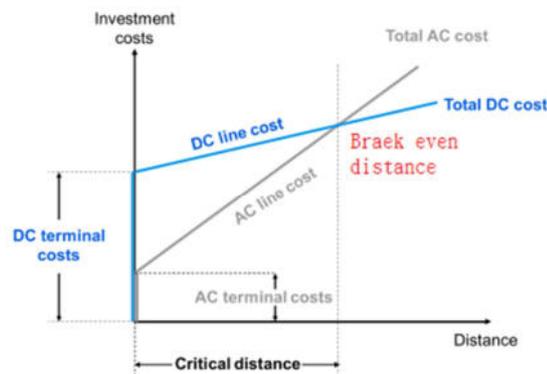


圖5 HVAC與HVDC損益兩平距離

#### 六、可控性(Controllability)

HVDC比HVAC更能精確地控制電力潮流。在AC系統中，電力像水流一樣會往阻力最小的地方流動，因此有時會造成系統的不平衡，但是HVDC允許操作員可以很精準地控制電力潮流。

#### 七、短時間過載(Short-term Overload)

AC系統設備在導通元件過熱前通常允許電流短時間超載，允許系統操作員適當調度，使系統潮流恢復正常，但是在HVDC系統中轉換器之閥(Valve)元

件升溫非常快，而且超過額定值時將無法運轉。這意味著HVDC系統暫態過載能力是受到限制的，除非在轉換器變電站額外投資以改善此現象。

## 八、電力損失(Power Loss)

AC系統架空線及電纜之電力傳輸損失約為每公里0.7~1.0%及0.3~0.6%<sup>[28]</sup>，雖然DC系統之損失相較於AC系統只有輕微地減小，但長距離輸送時則顯現DC系統電力傳輸效率較高。

## 參、HVDC架構及設備

HVDC基本架構如圖4所示，由於目前HVDC傳輸電力及電流之能力受海上轉換器變電站平台(Offshore Converter Substation Platform)規模限制，最大為1,000MW，一般就以1,000MW為一個傳輸區塊(Block)規劃，而且考量經濟規模及效益，最好就以最大之轉換器變電站及電纜容量規劃。例如，初期只有500MW容量，但將來可能擴充時，則其HVDC傳輸系統應以最終1,000MW之規模規劃，因為蓋二個500MW轉換器變電站的費用，將遠比直接蓋一個1,000MW轉換器變電站高。下圖6為以1,000MW傳輸區塊規劃之離岸風場，並以HVDC傳輸至岸上變電所之基本架構圖。

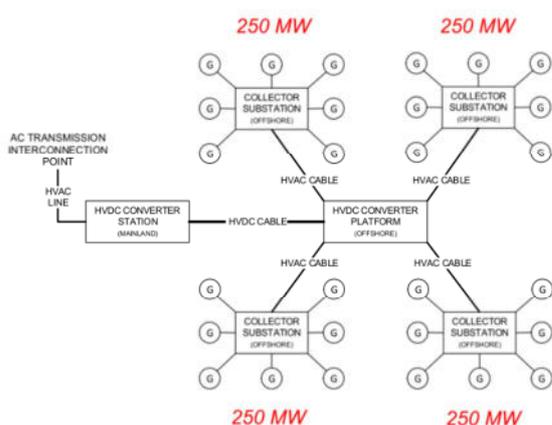


圖6 HVDC 1,000MW傳輸區塊規劃基本架構圖

圖6中，每250MW設一個AC變電站，將風機產生之電力(通常為33kV，亦有提高至66kV者)以33kV或66kV海底電纜連接至此AC變電站，再利用變壓器將電壓提升至220kV，並以海底電纜集中至離岸(Offshore)轉換器變電站，將AC 220kV電壓提升並轉換成DC  $\pm 320$  kV，再以HVDC海底電纜將電力送到陸上(Onshore)之背對背轉換器變電站，將DC電壓轉成AC，最後再以架空線路或電纜連接至既有電網之分界點。依上述架構，每個階段之設備及規格如下：

### 一、風機(Turbine)

(一)目前風機業界大多採用雙饋式感應機組(Double Fed Induction Generator, DFIG)，如圖7。主要組件為感應發電機組(Induction Generator, IG)、齒輪箱(Gearbox, GB)、背靠背式轉換器、升壓變壓器等。齒輪箱是將風力軸承轉速提升至發電機額定轉速，感應發電機輸出電能，背靠背式轉換器中電源側轉換器(Grid-Side Converter, GSC)負責維持直流匯流排電壓；轉子側轉換器(Rotor-Side Converter, RSC)負責調整轉子端激磁，並利用直交軸轉換原理控制定子端的功率輸出，升壓變壓器負責將感應發電機電壓由690V提升至33kV，再連接至電網<sup>[6]</sup>。

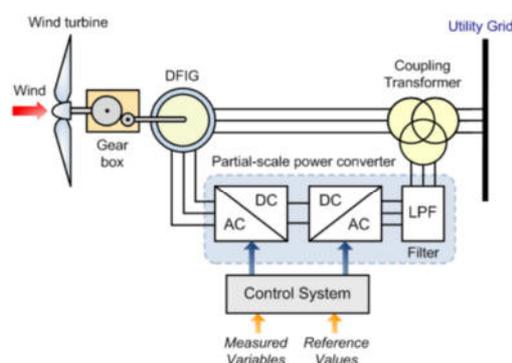


圖7 雙饋式感應機組架構示意圖<sup>[27]</sup>

(二) 風力發電機單機容量從10年前不超過3MW，增加到現在的8MW，但一般以5MW為主流。基本上離岸風機連接到AC變電站之方式可分為「放射型」(Radial)、「星型」(Star)及「開迴路型」(Open loop)三種。

1. 放射型：將多個風機(通常5~8個)串成一鏈，如圖8，屬於一種簡單、容易興建、符合經濟效益之方式，但其缺點為如果其中靠近變電站之一條中壓電纜故障，可能會造成多個風機甚至全部風機電力無法傳送。

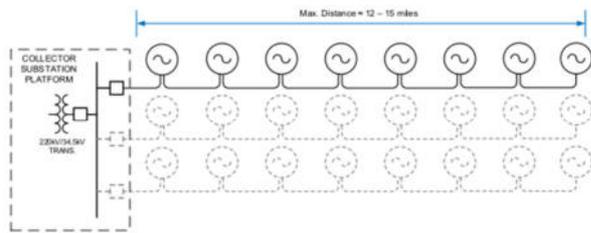


圖8 風機放射型連接

2. 星型：將多個風機連接到一個中心點，再由此以一條中壓電纜連到變電站，如圖9，設計簡單且發電效益優於前述放射型方式，但仍有部分缺點，例如連接中心點至變電站之電纜故障，將造成全部風機電力無法輸出；另外所有風機電纜及中壓開關設備皆要集中在單一位置，建造及維修都將是一種挑戰。

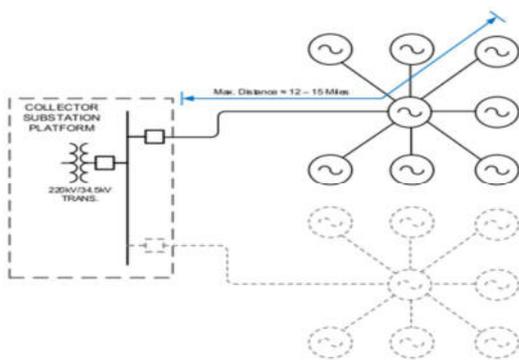


圖9 風機星型連接

3. 開迴路型：此種形式類似前面放射型，只是將每兩個迴路最後一個風機連接在一起，如圖10，優點為如果有一條電纜故障，只要將其隔離，其餘風機產生之電力仍可藉由另一迴路送到變電站。但缺點是有電纜故障時，需降低風機發電量，以避免其他電纜過載，還有考量並聯組合，每回路風機數量需減少。

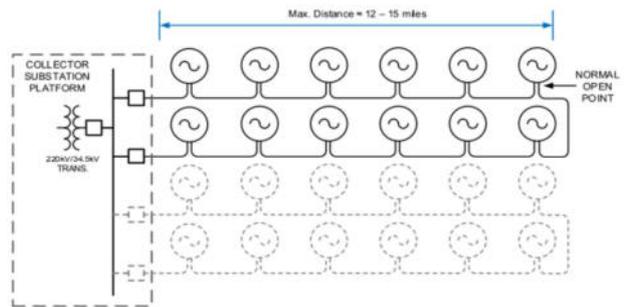


圖10 風機開迴路型連接

- (三) 風力發電機下部支撐結構，一般可分為下列四種：單樁式(Monopile)、三腳管式(Tripod)、管架式(Jacket)及重力式(Gravity)，如圖11<sup>[9]</sup>。

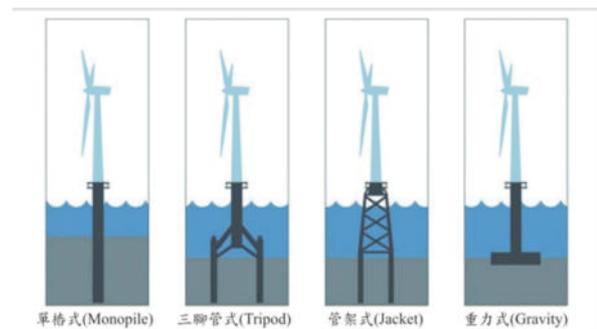


圖11 風力發電機支撐結構

## 二、海底電纜(Submarine Power Cable)

- (一) 海底電纜與一般陸地用電纜相較，因佈設環境險峻，需考量海纜抗水壓、耐佈設彎曲、高絕緣等基本特性，而且因海纜通常為長距離輸送電力，系統充電電容變大所形成之佛倫第效應(Ferranti Effect)將降低送電容量，故需妥適規劃海纜之接地系統，

以確保送電容量需求。另為提升輸電穩定性及維護便利性，海纜通常置入光纖，形成複合型海纜，如圖12，利用光纖特性進行溫度、外傷、事故及通訊等多功能偵測及運用<sup>[11]</sup>。



圖 12 海纜置入光纖形成複合型海纜

(二) 一般而言，海底電纜可分為單芯及三芯兩種，選用何種通常與電壓等級、導體規格、海纜製造及佈纜施工有關。通常三芯海底電纜用在132 kV以下，但亦有廠商使用在更高電壓，如ABB 245 kV以下皆使用三芯海底電纜，其導體線徑 $1000\text{mm}^2$ ，容量可達285MW，亦有電纜公司表示245 kV  $1200\text{mm}^2$ 可送電流950A，容量可達300MW。ABB 公司2013年於丹麥已佈設2條短距離7.5公里、420 kV及容量達1100MW之HVAC XLPE三芯海底電纜<sup>[17]</sup>。選擇使用單芯或三芯海底電纜，主要考量係電壓等級愈高傳輸重要性愈大，三芯電纜若遭外力破壞，其影響程度遠較單芯電纜嚴重。

(三) 海底電纜依絕緣材質可分為充油電纜OF (Oil-Filled Cable)、黏性浸漬紙電纜MI (Mass-impregnated Cable)及交連聚乙烯電纜XLPE等三種，分別簡介如下：

1. OF電纜：中間有一個油的通路 (Channel)，充滿高壓油，並以多層浸漬過油之牛皮紙作為主要絕

緣，如圖13，因為油通路中充滿之低黏性油需要依靠油壓供應裝置及補充油槽(Tank)，以維持電纜中之高油壓，避免油中產生氣泡，因此為了維持足夠的油在電纜中流通，OF電纜最大實用距離約只有30~60公里<sup>[10]</sup>。目前市面上，HVAC OF電纜傳輸電壓雖然可達525kV，但通常用在400~500kV，距離可達50公里；至於HVDC OF傳輸電纜電壓可達600kV，通常用在短距離傳輸<sup>[14]</sup>。雖然OF電纜之電器特性皆能符合送電容量需求，但考量維護困難，如發生絕緣油洩漏將造成海洋汙染，除影響生態外，並可能遭致漁民抗爭等因素，近年來海底電纜較少使用OF電纜。



圖13 OF電纜

2. MI電纜：和OF電纜相同，MI電纜以經加熱、抽真空並浸漬在高黏度礦物油數週之牛皮紙作為主要絕緣，如圖14，具有高絕緣特性。因為沒有油存在電纜中，所以通常定義為固態絕緣 (Solid Insulation)。此種電纜技術應用在HVDC電纜已超過60年，具有高性能及可靠度，傳輸電壓可達600 kV，容量2500MW；但因存在部份放電的問題，故並不適用於HVAC電纜。因為不需要靠外加之油壓系

統，所以理論上傳輸距離沒有限制，傳統MI電纜最高導體運轉溫度僅有55°C，新型的MI電纜則應用層疊聚合薄膜及紙(Laminated Polymeric Film and Paper)，例如聚丙烯層壓紙(Polypropylene Laminated Paper PPLP)技術改善絕緣性能，使電纜最高導體運轉溫度提升到85°C。



圖 14 MI 電纜

3. XLPE電纜：使用擠壓聚合材料作為絕緣，是一種比較新的DC電纜，如圖15，主要的絕緣材質為交連聚乙烯 Cross-Linked Polyethylene (XLPE)，應用在HVAC 及HVDC系統均超過10年，具有相當多的優點，例如：最高導體運轉溫度可達90°C，導體線徑相同時可比MI電纜傳輸更多的電能。



圖 15 XLPE 電纜<sup>[15]</sup>

XLPE電纜通常堅固且重量輕，安裝簡單而且接合快速，另外因為沒有漏油問題且可回收之性能，可避免環境汙染。由於以上優點，使得此種電纜持續快速發展，目前使用在HVAC可達 500 kV，一般使用在電壓400 kV時可達60公里、150 kV時可達100公里以上；最近ABB公司宣稱HVDC最高電壓已突破525 kV，容量2600MW<sup>[16]</sup>。但是XLPE電纜有一個主要的缺點，因為它受空間電荷(Space Charge)效應的影響，累積的空間電荷會扭曲絕緣層之電場分配，導致電纜加速老化。在極性反向(Polarity Reversal)過程中，可能引起電場大幅提升並造成絕緣破壞，所以通常XLPE電纜在HVDC系統只用在電壓源轉換器型(VSC)，不適用在電流源轉換器型(LCC)，因為VSC HVDC具有可完全控制電力潮流之特色，它在沒有改變電纜HVDC DC電壓極性情況下，允許電力潮流反向。

- (四)基本上AC與DC海底電纜包括導體、半導體遮蔽層(Semiconductor Screen)、主要絕緣層(Main Insulation)、被覆層(Sheath)、鎧甲層(Armor)及相關附屬器材(Rated Accessory)。

- (五)電纜之絕緣層由中心導體往外分為導體遮蔽層(Conductor screen)、絕緣層(Insulation)及絕緣遮蔽層(Insulation Screen)。AC電纜絕緣層之電場強度不隨運轉溫度而改變，亦即最靠近導體之導體遮蔽層電場強度最大，離導體最遠之絕緣遮蔽層最小；但DC電纜絕緣層之電場強度會隨運轉溫度產生之熱而改變，造成電場反轉(Field Inverse)現象，亦即運轉時最靠近導體之導體遮蔽層

電場強度最小，離導體最遠之絕緣遮蔽層最大。此現象表示DC電纜絕緣層之絕緣強度容易因運轉溫度升高而破壞，因此限制了HVDC電纜之傳輸容量<sup>[4]</sup>。

(六) DC電纜容易受到空間電荷效應之影響，因為累積的空間電荷會破壞絕緣加速老化，甚至產生故障，所以很多國際標準或會議要求HVDC電纜加做空間電荷效應方面的試驗。例如，國際高壓大電網會議CIGRE就建議500 kV以上HVDC電纜需加做空間電荷效應方面的試驗<sup>[10]</sup>。

(七) 為抑制或減少DC電纜受空間電荷效應之影響，其方法包括：

1. 在導體與絕緣體層間增加空間電荷抑制 (Space Charge Suppression)層，使用如聚對苯二甲酸乙二酯 (Polyethylene Terephthalate) 等空間電荷不易注入之材質。
2. 在以聚乙烯 (Polyethylene) 為主之絕緣體材質中，加入如奈米複合材料之填充物，以降低空間電荷效應之影響。
3. 製造電纜之過程中注意環境清潔及品質控制，以減少化學微粒進入電纜絕緣層中，以降低絕緣層導電率。

(八) 中壓(33/66 kV)AC海底電纜，連接離岸風機至離岸AC變電站稱為陣列電纜(Array Cable)，通常為三芯XLPE電纜，電纜內包覆多芯的光纖電纜，作為風機之通訊及控制用，通常33 kV海底電纜最多可傳輸5支7MW風機之電力，66 kV海底電纜則最多可傳輸9支7MW風機之電力，如圖16所示。

(九) 通常海纜須埋設於海床下4~6英尺，考量噴氣刨溝安裝 (Jet Plow Installing) 施工及未來故障修護需要，中壓三芯陣列電纜及高壓單芯輸出電纜(Export cable)之每條電纜通道(Corridor)寬度分別約須為海水深度之2.2倍及4.4倍<sup>[5]</sup>。

(十) 以圖6計畫為例，包括33 kV AC海底電纜(風機至離岸AC變電站)、220 kV AC海底電纜(離岸AC變電站至離岸AC/DC轉換變電站)及320 kV DC海底電纜(離岸AC/DC轉換變電站至陸上DC/AC轉換變電站)等三種海底電纜。

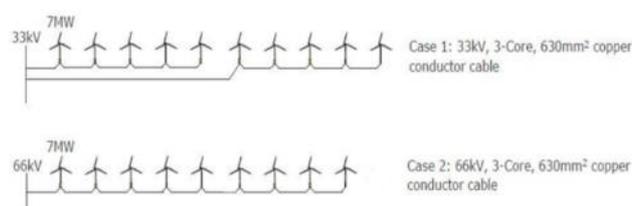
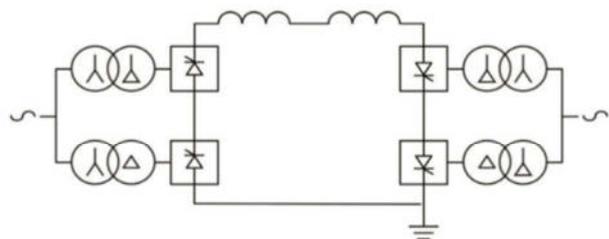


圖16 風機連接數

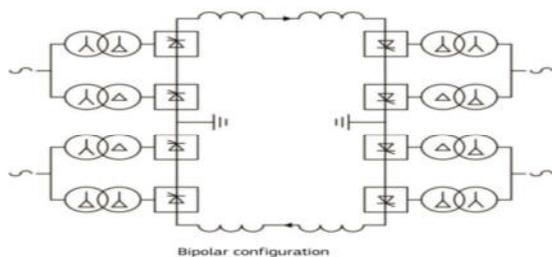
(十一) 目前世界上高壓海底電纜大部分運轉電壓為450~500 kV，HVDC海底電纜最高運轉電壓為600 kV。

(十二) HVDC系統如果操作在單極(Monopolar)模式如圖17，海底電纜需要2條電纜，一條主要電纜作為傳輸電流用，另一條作為回流路徑(Return Path)；但通常HVDC系統操作在雙極(Bipolar)模式如圖18，需要3條海底電纜，例如圖6之例子，2條主要XLPE電纜分別加壓於DC  $\pm 320$  kV，第3條電纜絕緣耐壓約30 kV，作為上述其中一條主要電纜故障時，轉換器仍需要運轉時之回流路徑，這一條回流路徑允許HVDC系統在減少50%容量下運轉。



Monopolar configuration with metallic return cable

圖17 單極(Monopolar)模式



Bipolar configuration

圖18 雙極(Bipolar)模式

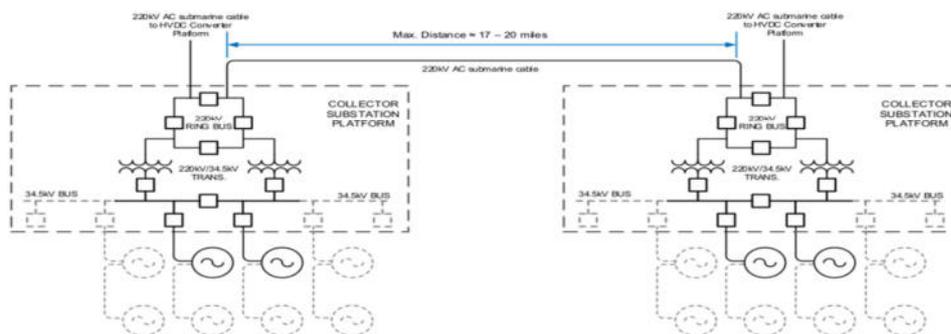


圖19 HVAC變電站單線圖

### 三、HVAC 離岸交流變電站(Offshore HVAC Substation)

(一) 離岸HVAC變電站之主要目的為收集風機迴路產生之電力，升壓後作更有效率的電力傳輸。如圖6之1000MW傳輸區塊離岸風場，需要設立數個離岸交流變電站，而其最佳位置為能將連接到風機之中壓電纜總長度，及連接到離岸AC/DC轉換變電站之高壓電纜總長度最小化。以圖6風場計畫為例，HVAC變電站單線圖如圖19，每座變電站之設備包括中壓33 kV GIS一套、高壓220 kV GIS一套、33 /220 kV變壓器2台、控制及保護設備、輔助電力設備、緊急避難設備、人員進出直升機起降平台等。

(二) 由於離岸變電站變壓器發生事故時，修復或換新變壓器需費時數個月甚至一年，如考量此時仍能維持部分電力輸出，以避免供電量不足或發電收益降低，則有必要配置2台獨立之變壓器，其中1台作為備用(Redundant)。輔助電力設備包括變壓器冷卻系統、通風、照明、空調、火災防護及通訊等設備，這些輔助設備基本上亦應考慮備用，以確保整個系統之可靠度。另外亦應考慮配置1台緊急柴油發電機，於變電所失去電

力時供給輔助系統所需電源，以避免部分設備損壞，並保障可能待在變電站人員之安全。

(三) 離岸變電站亦應考量8~10位維修人員待在站上所需之休息空間、食物及急救設備等，停留時間應涵蓋可能因氣候惡劣，所造成人員受困無法撤離之因素在內。

(四) 離岸變電站之支撐基礎(Support Foundation)與風機之支撐結構類似，但因變電站較風機重，規模較大，一般概略分為三個區間，即海床

下基礎(Foundation)、海床至工作平台(Work Platform)間之底部結構(Substructure)及工作平台以上之頂部(Topside)，如圖20。通常頂部平台高度為海平面上20~35公尺，且和陸上變電所一樣分成好幾層樓，分別安裝不同之設備。由於風力發電機容量從10年前不超過3MW，增加到現在8MW，因此也提高了安裝時所需吊掛船舶之容量。相同的，隨著海上變

電站重量增加，使得變電站底部結構及平台頂部之重量，超過以往用於吊掛風機之起重機(Crane)的容量，因此需要更專業、噸位更大之吊掛船或者需要具有多個起重機之風機安裝船，才可符合海上變電站之安裝需求。

(五) 近年來海上風力變電站平台頂部(Topside)的重量如下彙總表2<sup>[2]</sup>。

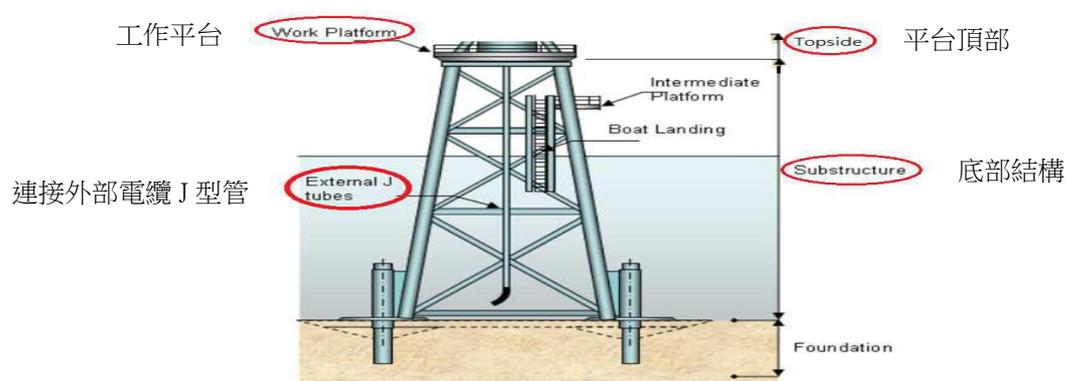


圖20 離岸變電站之支撐基礎結構

表2 近年來海上風力變電站平台頂部的重量彙總表

計畫名稱 (安裝日期)	資料來源網站	離岸變電站 容量(MW)	離岸變電站平台 頂部重量(噸)	電力密度 (kw/噸)
Northwind (2013)	ISC	216MW	1140t	190
West of Duddon Sands (2013)	ISC	389MW	1580t	250
Borkum Riffgrund (2013)	ISC	320MW	1880t	170
Humber Gateway (2014)	Iemants	219MW	1140t	190
Dan Tysk(2013)	strukton	288MW	3200t	90
Northsee Ost (2014)	ISC	295MW	1600t	180
Amrumbank West (2014)	Iemants	288MW	2160t	130
Meerwind (2014)	SHL	288MW	3300t	90
Westermost Rough (2014)	STX	210MW	1500t	140
Gode Wind (2015)	ISC	582MW	2*1950t	150
Dudgeon(2016)	SLP	402MW	1800t	220
Horns Rev 3 (2016)	HSM	400MW	1800t	220
Sandbank (2016)	Bladt	288MW	2000t	140
Wikinger (2016)	Iberdrola	350MW	4800t	70
Nordsee One (2016-17)	Nordsee One	332MW	2200t	150
Rampion (2017)	E. on	400MW	1200t	330
Burbo, Race Bank, Walney extension (2016-18)	SPT	Up to 330MW	Up to 2500t	130

幾乎所有這些變電站皆有2台主變壓器，而且重量由1200至4800噸，大於目前市面上用於吊裝風機及底部結構之海上吊裝船吊裝能力（900~1500噸），如表3，所以必須花費更多的成本在吊裝上，因此部分廠商如Siemens、ABB及DONG等，推出輕型海上變電站(Lightweight Offshore Substation)的設計概念，亦即將變電站頂部重量降到1000噸以下，如此使用一般吊裝風機之吊裝船即可完成輕型海上變電站之安裝，達到經濟規模之效益。及以Siemens公司設計之海上變壓器模組(Offshore Transformer Module簡稱OTM)<sup>[2]</sup>為例，其主要特色如下：

1. 僅裝置一台 320MVA 變壓器，其容量比目前運轉中的任何海上風力變電站變壓器大，總發電量 290MW 的風機可以連接到單一 OTM 變電站，且其可傳輸的發電量仍高於表 2 中 7 個傳統海上風力變電站。
2. 這一台主變壓器使用合成酯混合物(Synthetic Ester Compound)，例如 Midel 7131 作為變壓器冷卻

及絕緣油，以取代傳統之礦物油(Mineral Oil)，這種混合物具有低火災風險、可生物分解(Biodegradable)、無毒(Non-toxic)及對水中生物(Aquatic Life)無害等特性，可簡化火災及環境保護，據了解這是第一個使用低燃性(Low-Flammability)替代品取代礦物油的高壓海上變壓器。

3. 變電站平台頂部將安裝在以往用於風機之平台底部結構，而且組合型(Integrated) OTM 之平台頂部還將與風機共用平台底部結構，如圖 21。
4. 沒有裝設固定之緊急柴油發電機，以減少成本、重量及火災之風險。

(六)以圖6計畫為例，整個HVAC變電站之尺寸約為100~120英尺(長)\* 100~120英尺(寬)\* 80~100英尺(高)，重量約為2500~3200噸(不含基礎Foundation重量)，外型如圖22。

表3 市面上海上吊裝風機及其結構之吊裝船公司及其吊裝能力

吊裝船舶名稱	船公司名稱	船舶吊裝能力
Innovation	GeoSea	1500t
Scylla	Seajacks	1500t
Vidar	Jan de Nul	1200t
Pacific Orca	Swire	1200t
Pacific Osprey	Swire	1200t
Seafox 5	Seafox	1200t
Enterprise 5	MPI	1000t
Discovery	MPI	1000t
Adventure	MPI	1000t
Aelos	Van Oord	1000t
Sea Challenger	A2Sea	900t

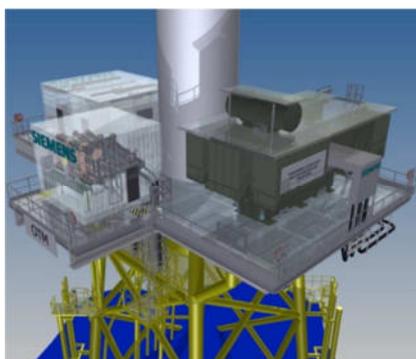


圖21 變電站平台頂部與風機共用底部結構



圖22 HVAC離岸變電站

#### 四、離岸轉換器變電站

##### (Offshore Converter Substation)

離岸轉換器變電站主要是將HVAC整流成HVDC，再以DC海纜將電力送到陸上轉換器變電站，與AC變電站連接之單線圖如圖23，其設備主要包括：HVAC及HVDC SF<sub>6</sub>氣體絕緣開關設備(GIS)、轉換器(Converter)、轉換變壓器(Converter Transformer)、HVAC及HVDC之控制及保護系統、特殊的HVDC轉換器冷卻系統、緊急柴油發電機、控制通訊設備及通風、空調、消防系統等。另外亦應考量人員維修需要，應準備至少10~15人之居住空間。

離岸轉換器變電站建構成本中之轉換器及轉換變壓器費用昂貴，約佔40~55%(如表4)<sup>[12]</sup>。

以上述圖6 HVDC 電力計畫，2台220/320 kV升壓轉換變壓器為例，預估離岸轉換器變電站上面平台(Platform)尺寸約需200~230英呎(長)\*150~200英呎(寬)\*130~160英呎(高)，重量(不含底下基礎)約9,200~11,000噸。其構造示意圖及外型圖如圖24。

以下針對轉換器變電站幾個重要設備做介紹：

##### (一)轉換器(Converter)

目前HVDC轉換器主要分為線電壓換相轉換器LCC(Line-Commutated Converter)或稱電流源轉換器CSC(Current Sourced Converter)及電壓源轉換器VSC(Voltage Sourced Converter)兩種，其系統示意圖如圖25<sup>[10]</sup>。

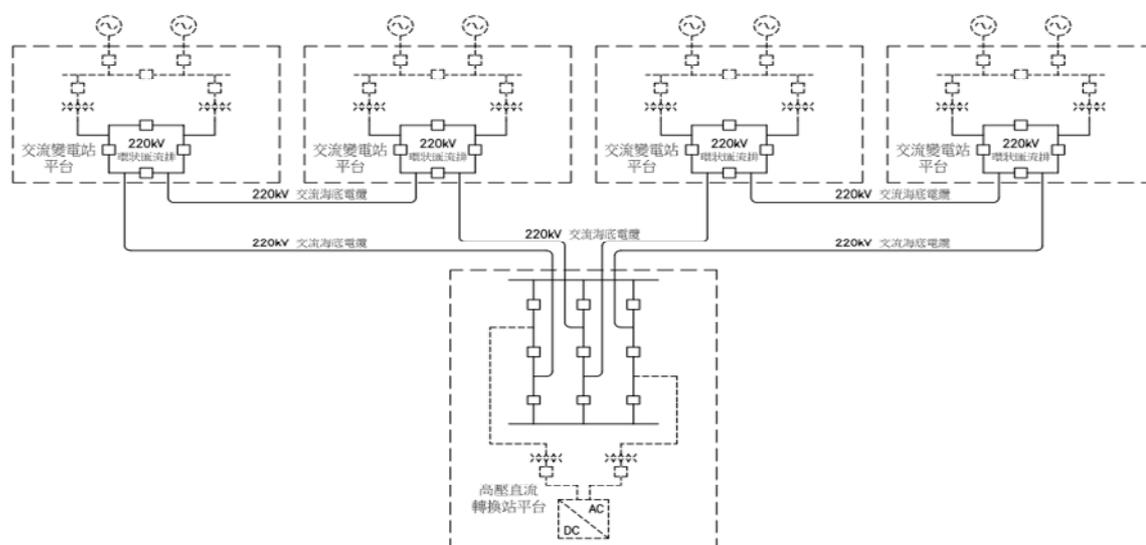


圖23 轉換器變電站與AC變電站連接單線圖

表 4 離岸轉換器變電站建構成本比例分配表

項次	成本項目名稱	佔總成本之比例(%)
1	轉換變壓器	20~25
2	閥元件(包含控制及冷卻系統)	20~30
3	濾波器及虛功率補償裝置	5~20
4	其他設備(通訊、直流電抗器、避雷器及電驛等)	5~15
5	工程規劃(包含系統研究、計畫管控等)	2~5
6	土木工程及現場安裝	15~30



圖24 HVDC離岸轉換器變電站構造示意圖及外型圖

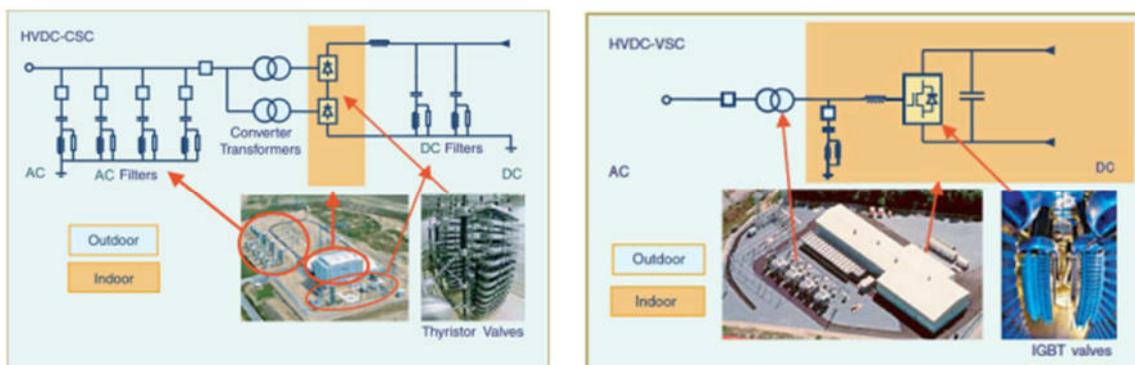


圖25 LCC (左圖) 及VSC (右圖) 系統示意圖

### 1. 電流源轉換器(LCC 或稱 CSC)

(1) 目前大部分的 HVDC 系統採用 LCC 操作，LCC 使用開流體 (Thyristor) 為開關裝置，僅能作關閉(turn-off)控制，因其關閉過程需依賴 AC 系統之線電壓，故需要一個同步的電壓源 (Synchronous Voltage Source)。雖然 LCC 是一種成熟的技術，適用於長距離之 HVDC 傳輸系統，但因 LCC 在轉換器變電站兩端皆需要有強固的 AC 系統，所以不適用於離岸風力發電使用。

- (2) 因 LCC 運轉需要消耗大量的虛功率(通常虛功率約為實功率之 76%)，所以需要大量的虛功率補償，通常由濾波器(Filter)或電容器提供。
- (3) 為了降低 LCC HVDC 系統產生的高頻諧波(Harmonic)，需要裝設 AC 及 DC 濾波器(Filter)。
- (4) 基本上 LCC HVDC 使用 3 $\phi$ 6 脈衝橋式整流器(如圖 26)，連接 3 相 AC 電源及 DC 兩端，但因為此種方式每 60° 才一個相改變，所以在 AC 及 DC 側皆會產生明顯的諧波失

真(Harmonic Distortion)。另一種比較進步的方式為 3 $\phi$ 12 脈衝橋式(Twelve-Pulse Bridge)整流器(如圖 27)，使用兩個 6 脈衝橋式(Six-Pulse Bridge)整流器串聯連接 DC 兩端，並利用轉換變壓器二次側不同繞組 Y- $\Delta$ ，提供相差 30°之 AC 輸入電源，可消除部分之諧波電壓及電流，而且因為 12 脈衝橋式整流器每 30°就改變一個相，所以相對的諧波較小。

- (5) LCC HVDC 發展比 VSC HVDC 早，目前中國大陸有一條超過 800kV 2,000 公里 LCC HVDC，傳送電力超過 5GW，於 2010 年開始商業運轉。圖 28 為 GE 公司 H400 型 LCC HVDC，該公司宣稱已通過 $\pm 800$  kV 6400MW 之測試。

## 2. 電壓源轉換器(VSC)

- (1) 電壓源轉換器採用絕緣柵雙極電晶體 IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)作為開關裝置，可同時作 turn-on 及 turn-off 控制，相較於 LCC 需依賴 AC 系統提供轉換電壓，VSC 可藉由一個大的電容器提供定值的 DC 電壓，操作上無須依靠 AC 系統，因此 VSC HVDC 亦可提供電力給只有負載之被動性系統，而且可以快速且獨立的控制系統之實功率及虛功率，甚至可供全黑啟動(Black Start)，其外型如圖 29。

- (2) 因為 IGBT 投、切迅速，可改善諧波，因此可減少濾波器數量，相對地節省設備空間，有利於海上變電站之規劃及縮減量體。

- (3) 因 VSC 比 LCC 較少諧波失真，故通常採用 6 脈衝橋式整流器連接即可，無須採用 12 脈衝橋式整流器。

- (4) 通常 VSC 採用三階轉換器(Three-Level Converter)，並搭配脈波寬度調變 PWM (Pulse-Width Modulation)方法做控制，常用的形式為二極體箝位或稱中性點箝位轉換器，每相包含 4 個 IGBT 閥(Valve)及 2 個二極體閥，如下圖 30。每相上面 2 個 IGBT 閥導通時，輸出電壓為 $+V_{dc}/2$ 、下面 2 個 IGBT 閥導通時，輸出電壓為 $-V_{dc}/2$ ，中間 2 個 IGBT 閥導通時，輸出電壓為 0。

- (5) 新型的 VSC HVDC 採用模組化多層轉換器 MMC (Modular Multi-Level Converter)，電路圖如圖 31。此種形式於 2003 年首次商業運轉後，目前已成為 VSC HVDC 的主流。MMC 包含 6 個閥，連接 AC 及 DC 端，每個閥皆係由大量 IGBT 串連而成的高壓控制開關，且每個閥皆為單獨可控制的電壓源，皆包含多個轉換器次模組 (Converter Submodules)，並有個別之儲存電容(Storage Capacitor)。典型的 MMC 應用在 HVDC，每一個閥約串聯 300 個次模組，因此約等於一個 300 層的轉換器，所以在諧波問題方面性能優越，通常不需要加裝濾波器，而且也不用脈波寬度調變 PWM。圖 32 為中國廣西  $\pm 350$ kV/1000MW HVDC(世界最大的 MMC) 轉換器閥組。

- (6) VSC HVDC 不會產生電壓反轉(Voltage Reversal)現象，而且可以在 AC 系統中作為一個虛擬的同步發電機，改善整個系統的穩定度及性能，而且也可以減低風力發電機連接到 AC 系統所產生的低壓穿越(Ride-Through)效應的影響。因

為 HVDC 電力傳輸系統通常需要考慮反向電力潮流，所以兩端背對背轉換器皆必須具備整流器 (Rectifier) 及反相器 (Inverter) 互換之功能<sup>[28]</sup>。

- (7) 目前商業運轉 VSC HVDC 傳輸容量已達 500kV 2,000MW。
- 3. 雖然 VSC 比 LCC 進步，但由於受到個別半導體裝置的電壓及電流限制，對於相同容量的 HVDC，技術上 VSC 比 LCC 貴、體積較大且損失較多。所以 VSC 通常用於較低的電力容量傳輸或者受到前述穿越及電壓反轉效應影響較大的區域<sup>[10]</sup>。目前 LCC HVDC 架空電力傳輸可達 800kV 容量超過 6GW，但 VSC HVDC 傳輸容量只有 1~2GW<sup>[28]</sup>。
- 4. 在能量由 AC 轉換為 DC 之過程中，轉換器之高壓電力電子元件會產生

大量的熱，必須加以冷卻，否則易導致設備故障。目前最具成本效益且效率最高的冷卻方式，係使用閉迴路內含水及乙二醇 (Glycol) 各 50% 之合成冷卻溶劑，並搭配空氣冷卻散熱器 (Air Cooling Radiator) 作為轉換器冷卻系統<sup>[5]</sup>。

- 5. 當 AC 系統發生故障時，可能造成 LCC 換相失敗而中斷電力傳輸，加劇 AC 系統故障之影響。
- 6. AC 轉換成 DC 的過程中在閘元件、轉換器變壓器及虛功率補償等設備會產生電力損失，LCC 約占每個轉換器變電站 0.7~0.8%，另外轉換器變電站兩側電源銜接則各損失約為 1%；VSC 損失較高，各約為 1% 及 2%。由於上述的損失會增加轉換器變電站的運轉成本，所以在短距離電力傳輸上，HVDC 是比 HVAC 沒有效率<sup>[28]</sup>。

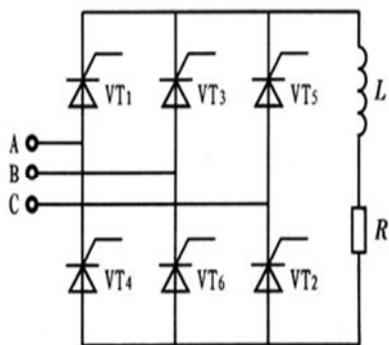


圖26 3φ 6脈衝橋式整流器

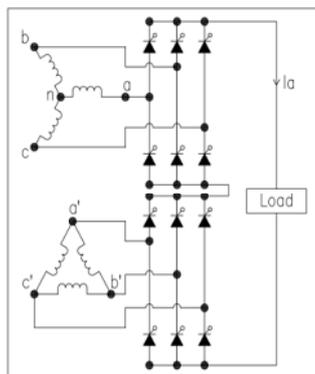


圖27 3φ 12脈衝橋式整流器



圖28 GE公司H400型LCC HVDC



圖29 ABB ±525 kV 1400MW VSC HVDC

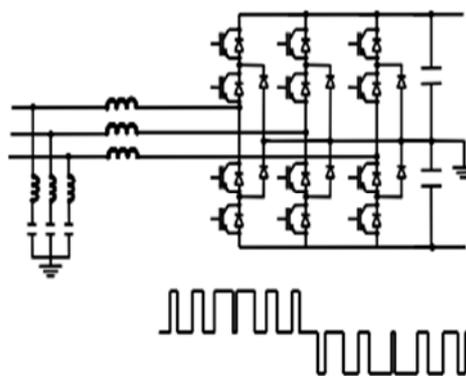


圖30 三階轉換器 VSC

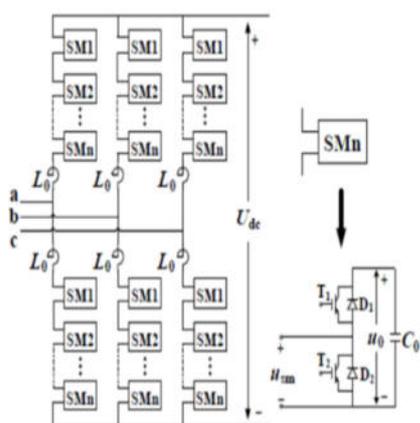


圖31 MMC VSC



圖32 中國廣西 ± 350kV/1000MW HVDC轉換器閥組

## (二)轉換變壓器

### (Converter Transformer)

轉換變壓器連接AC系統及轉換器，除了具有和一般傳統變壓器升降電壓之功能外，並提供轉換器所需之電壓，其特點包括：

1. 可分為單相及三相，並且為了和12脈衝(pulse)轉換器搭配，相數及繞組可有多種選擇如圖33及34，包括：

- (1) 1台 3 $\phi$ 3繞組(Winding)
- (2) 2台 3 $\phi$ 2繞組
- (3) 3台 1 $\phi$ 3繞組
- (4) 6台 1 $\phi$ 2繞組

圖33表示2台3 $\phi$ 3繞組轉換變壓器以雙極(Bipolar)24脈衝中間接地模式連接，而圖34則分別表示(a)6台1 $\phi$ 2繞組(b)3台1 $\phi$ 3繞組(c)2台3 $\phi$ 2繞組轉換變壓器以12脈衝轉換器單極(Monopolar)模式連接。

2. 連接AC電源側繞組稱為線繞組(Line Winding)；連接轉換器側繞組稱為閥繞組(Valve Winding)，通常兩個閥繞組採Y或 $\Delta$ 不同接法，兩者相差30°以降低5th及7th諧

波，至於兩個線繞組則採用相同接法。

3. 因為HVDC含有高成分的DC偏壓，所以HVDC轉換變壓器通常比一般傳統變壓器複雜且昂貴。圖35為±500kV 2500MW HVDC傳輸系統之單相420kV AC/515kV DC 397MVA轉換變壓器，左側為Y接，右側為 $\Delta$ 接。因其閥繞組連接到轉換器，受到交直流不斷轉換的影響，其AC電壓含有高成分的DC偏壓，故變壓器對地及AC系統與閥繞組間之絕緣皆需特別考量DC耐壓。為了確保DC耐壓能力，閥繞組應通過1. 直流耐壓測試(IEC 61378-2 章節8.2.3 and 10.4.3)及2. 極性反轉測試(IEC 61378-2 章節8.2.4 and 10.4.4)等試驗。
4. 因為一般浸油型電力變壓器之絕緣系統，主要是由絕緣油及固體絕緣(如絕緣紙、絕緣板及絕緣帶等)組成，HVDC轉換變壓器因為需考量DC耐壓，所以其絕緣系統中固體絕緣的比例約為一般傳統AC變壓器的3倍。

5. 轉換變壓器在 AC 及 DC 系統中扮演電流屏障，以阻止 DC 成分進入 AC 系統。
6. 轉換變壓器提供電感性阻抗以降低 AC 系統之短路電流及控制換流 (Commutation) 期間閘元件之電流升高。
7. HVDC 轉換變壓器電流諧波會造成損失。
8. 理想的操作條件下，正負 DC 脈衝電流會互相抵消，所以穩態時沒有 DC 電流會進入轉換變壓器，但是實際上會有殘餘電流 (Residual Current) 緩慢地在零點附近振盪，此 DC 電流會持續影響 HVDC 轉換變壓器鐵心之磁化強度 (Magnetization)，雖然並不影響變壓器之操作安全，但是會增加噪音，如果變電站設置於陸地上，可能影響週遭環境時，則必須加以防制<sup>[13]</sup>。
9. 為了補償風力發電較極端的電壓變動，轉換變壓器需要更大的電壓調整範圍(通常在 25~30%，一般 AC 變壓器為±10%)；此外電壓切換接頭需要更小的調整間隔(step)，以補償虛功率電流產生的電壓降，同時亦可滿足微調 DC 電壓、閘元件觸發角及虛功補償之需求，達成大範圍負載變動之最佳控制。

### (三) AC 與 DC 六氟化硫氣體絕緣開關設備 (SF6 GIS)

HVDC 離岸轉換變電站除了需要 AC GIS，還需要 DC GIS。直流 GIS 之斷路器和交流斷路器的主要差別在於消弧能力。因交流電流每個周期都通過零點，故在通過零點時容易消弧；但直流電流沒有通過零點，強制消弧

將產生暫態恢復電壓及再襲現象，而摧毀斷路器接點，因直流系統的滅弧啟斷難度遠大於交流系統，故直流 GIS 要比交流 GIS 體積大且昂貴。一般 HVDC 斷路器分成電力機械型 (Electromechanical Type)、固態型 (Solid-state Type) 及混合型 (Hybrid Type) 三種，分別說明如下：

1. 電力機械型斷路器：在 HVDC 斷路器設計上有 3 個主要問題需克服<sup>[21]</sup>：
  - A. 製造人工的電流零點。
  - B. 避免電弧再襲。
  - C. 消散聚積的能量。

藉由加入一個 L-C 並聯電路，使電弧電流產生波峰大於欲遮斷直流電流的振盪 (Oscillations) 電流，以產生多個電流零點，使 HVDC 斷路器可於電流零點時消滅電弧。簡單的 L-C 並聯電路如圖 36 所示，藉由輔助接點 S1，將串聯的 LC 共振電路橫跨在傳統的 DC 斷路器主接點 M 兩端，另外高電阻 R 連接輔助接點 S2。正常情況下主接點 M 及充電接點 S2 保持閉合狀態，充電電容 C 透過 R 充電到線電壓，接點 S1 為開啟狀態而且兩端電壓維持在線電壓。要遮斷主電路電流  $I_d$  時，操作機構打開 S2 接點並閉合 S1 接點，此時電容 C 經由電感 L、主接點 M 及輔助接點 S1 放電，產生一個如圖 37 的振盪電流，如此即產生了人為的電流零點，同時主接點 M 在零點打開，之後 S1 接點打開，S2 接點閉合。

另一種方法是藉由電容分流將斷路器須遮斷的電流減小，以利於遮斷主電路 DC 電流，如下圖 38，電容 C 初始時並未充電，當主接點

M 打開，主電路電流分流至電容 C，因此主接點 M 上要被遮斷的電流減小，非線性電阻 (Nonlinear Resistor) R 吸收能量，使得主接點 M 兩端的電壓沒有增加很多，主接點 M 兩端的恢復電壓上升率為

$dV_c/dt=I_d/C$ 。在 DC 斷路器中如何避免振盪電流再襲是比較重要的課題，因為電流在極短時間內被切掉，在斷路器主接點兩端會產生很陡的再襲電壓突波，斷路器必須有能力承受這個電壓。

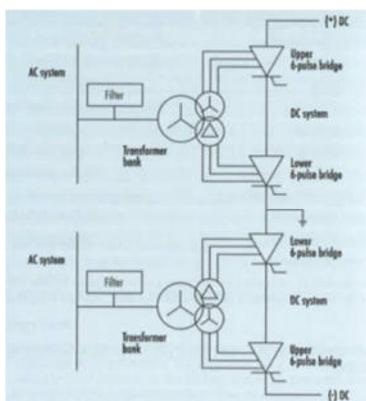


圖33 2台3φ3繞組轉換變壓器

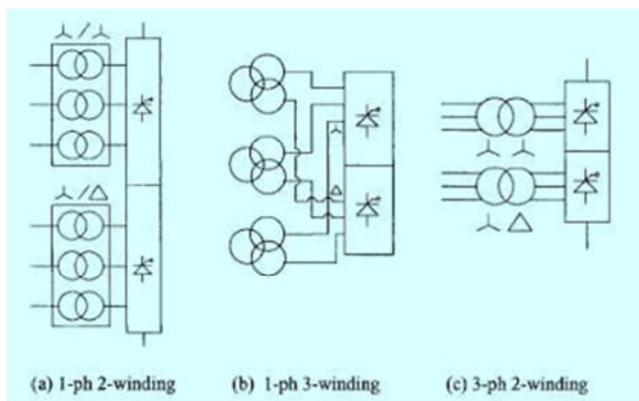


圖34 (a)6台1φ2繞組 (b)3台1φ3繞組 (c)2台3φ2繞組變壓器



圖35 單相420 kV AC/ 515 kV DC 397MVA 轉換變壓器

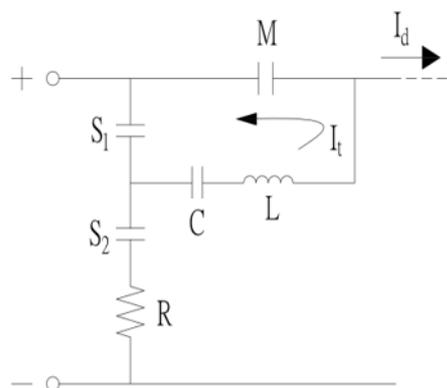


圖36 使電弧電流產生振盪之電路

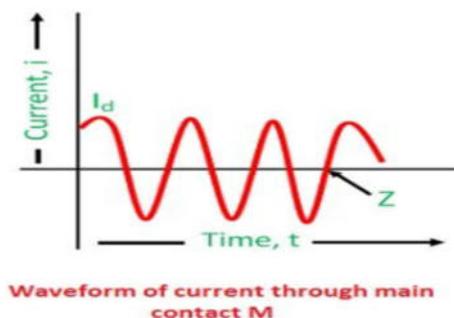


圖37 流經主接點M的電流波形

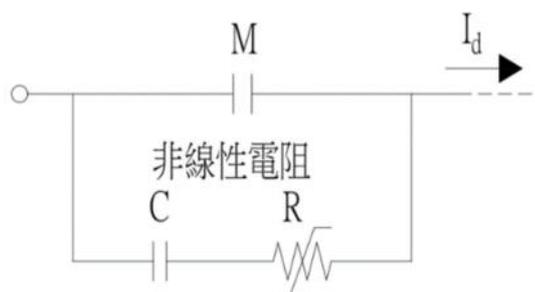


圖38 主接點並聯一個電容及非線性電阻之電路

通常電力機械型 HVDC 斷路器主接點兩端同時存在上述兩並聯電路，以達到提供零點及吸收能量之目的。目前電力機械型斷路器額定容量可達 500 kV 5 kA，故障清除時間約為 100 ms。<sup>[22]</sup>

## 2. 固態型斷路器<sup>[23]</sup>：

另一種 HVDC 斷路器為固態型，如圖 39。此型斷路器遮斷電流之速度比電力機械型 HVDC 斷路器快很多，大約只要幾個 ms，它主要由 Integrated Gate Commutated Thyristors (IGCT) 組成，IGCT 導通時之損失比 IGBT (Bipolar Thyristors) 小。正常時電流流經 IGCT，一旦偵測到故障產生時，IGCT 打開以遮斷電流，此時電壓迅速增加，直到和 IGCT 並聯的可變電阻器開始導通，此可變電阻器設計之目的在於阻斷高於系統之電壓，吸收線路電感之磁能並使其失磁。固態型斷路器與其他形式斷路器相較，有許多優點，最特別的是因其無機械元件，故更靈敏，遮斷時間更短，且消磁過程中，電感兩端過電壓愈高，反應時間愈快。但此型斷路器之主要缺點為導通時之損失較大，且費用較貴。

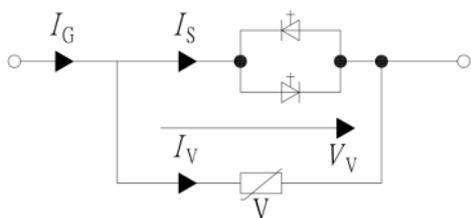


圖 39 固態型斷路器電路圖<sup>[24]</sup>

## 3. 混合型斷路器：

混合型是一種比較新型的 HVDC 斷路器，基本觀念是結合前述電力機械型及固態型兩者的優點，最終的目的是希望開關快速且損失能適度地減少。ABB 公司所提出之混合

型斷路器電路圖如圖 40 所示，包含並聯之主開關(Main Switch)及輔助電路。主開關係由數個串聯之半導體元件群組及個別並聯之避雷器群組 (Arrester Bank) 組成；輔助電路則由半導體元件轉換開關 CS(Commutation Switch)串聯一個快速機械開關 FMD(Fast Mechanical Disconnecter)組成。正常時，電流只經過輔助電路，故障時，電流靠 CS 轉移到主開關之半導體元件群組並由其迅速啟斷，並將電流導向避雷器群組，同時為了保護 CS，FMD 迅速開啟，提供足夠的隔離，並由主開關遮斷電流。圖 40 左上角隔離開關(disconnector)之作用則為遮斷避雷器之殘餘電流，以保護避雷器，並將故障線路與 HVDC 系統隔離。因 FMD 接觸電阻低及半導體轉換開關阻抗低，故損耗電力低。

ABB 公司開發之混合型斷路器，應用在 HVDC 系統網路(grid)，額定電壓量為 320 kV，HVDC 傳輸電流為 2 kA，啟斷電流能力為 9.0 kA，啟斷時間約 5ms。<sup>[26]</sup>

## (四)濾波器(Filter)

HVDC 會在 DC 電壓上產生漣波(Ripple)及諧波(Harmonics)，漣波是指在直流電源上，不希望出現的交流電壓變動量，一般是因為直流電壓是利用交流電壓轉換後產生，其中輸出電壓中的交流成份無法完全消除所造成。

HVDC 傳輸系統在 AC 側必須加裝 AC 濾波器，以消除諧波電流並提供系統所需之虛功率，而且通常在 DC 側也會加裝 DC 濾波器，以消除諧波電流，如圖 41<sup>[19]</sup>。但如果 HVDC 傳輸系統為純電纜背對背傳輸，沒有架空線路時，可以不需要裝設 DC 濾波器<sup>[18]</sup>。

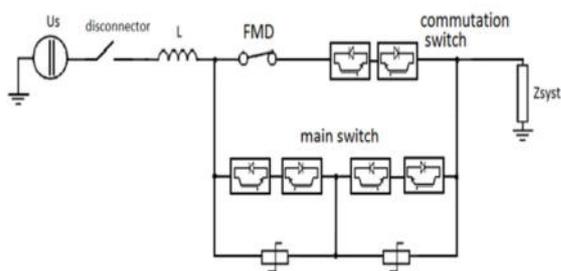


圖40 混合型斷路器電路圖

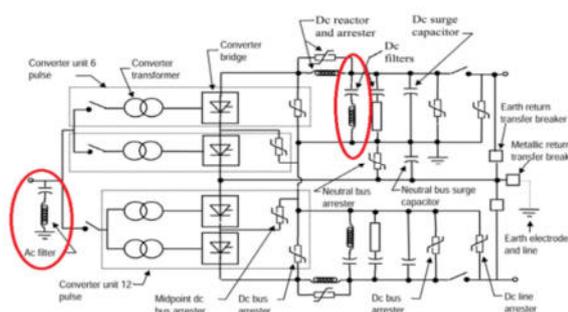


圖41 AC及DC濾波器裝置

## 五、陸上轉換器變電站

### (Onshore Converter Substation)

陸上轉換器變電站主要是將 HVDC 電力轉成 HVAC 並連接到既有電力系統，與海上轉換器變電站相似，主要差別在於設備的規劃，因為陸上與海上在空間及環境條件上皆不同，特別是組裝上。

其設備主要包括轉換器及其冷卻系統、變壓器、DC 及 AC GIS、轉換器電抗器(過濾 DC 諧波電流使 DC 側電流更平滑)、啟動及插入電抗器(限制轉換器投入及切離時之電流)、控制保護系統及輔助電力系統等，如下示意圖 42 及現場空照圖 43<sup>[20]</sup>。

另外有關系統加裝動態虛功率補償裝置部分，除了第 2 章所述，離岸風力發電透過 HVAC 長距離輸電電纜與既有系統連接，容易造成電壓浮動，最好在末端加裝動態虛功率補償裝置以調整電壓外，在 HVDC 傳輸中，因為 LLC HVDC 型轉換器在轉換過程通常需消耗 50~60% 的大量虛功率，因此為了轉換器閘流體之安全操作，必須維持轉換器匯流排(bus)上 AC 電壓之穩定，以避免過高之暫態過電壓(High

Temporary Over Voltages TOVs)、低頻諧振及電壓不穩定等因素造成轉換器換流失敗。所以通常會在反相器(Inverter)端，裝設動態虛功率補償裝置 SVC(Static Var Compensator) 或 STATCOM(Static Synchronous Compensator) 以控制電壓。SVC 及 STATCOM 皆屬於彈性交流輸電設備 FACTS(Flexible AC Transmission System)之靜態並聯補償器，其架構如圖 44，其功能如圖 45。SVC 是藉由啟斷或投入閘流體(Thyristor)控制的電容器及電感器組，而產生可變的電抗，進而對輸電系統進行補償(供給或吸收虛功率)，以穩定系統。但因 SVC 由電容器及電感器等被動元件組成，故容易產生共振且有反應時間較慢及諧波成份高等缺點。新式的並聯補償設備 STATCOM，為藉由各種電力轉換器(Converter)，直接產生可控制的虛功率，而不需要使用電容器或電感器等儲能裝置，可以避免 SVC 的缺點。

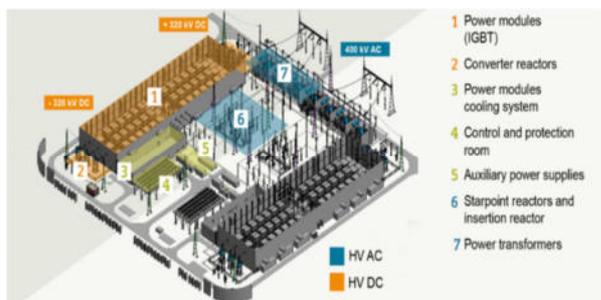


圖42 陸上轉換器變電站示意圖



圖43 陸上轉換器變電站空照圖

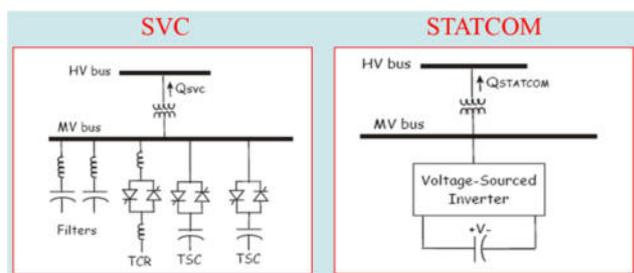


圖44 SVC及SATACOM架構圖

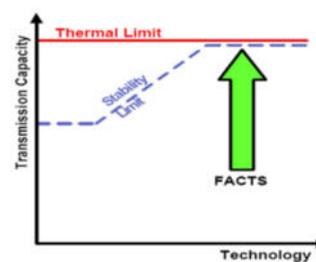


圖45 FACTS功能示意圖

## 肆、安全問題及其對策

海上變電站設計時還須考慮人員運補、安全避難、火災保護、設備維修、腐蝕及結構設計疲勞因素等，遠比一般傳統陸上變電所更複雜，所需建造成本更高。以下分別敘述離岸風力發電可能遇到的安全問題及可能採行之對策：

### 一、火災保護(Fire Protection)

(一) 目前海上變電站有許多種滅火方式，比較低階的，如在平台(Platform)上提供最簡單的滅火設備，或者裝置防火牆、洩油槽等被動設施，以延緩火災蔓延的速度，利於人員逃生。比較高階的，則在平台上提供主動滅火系統，涵蓋所有的房間及設備。

(二) 海上變電站通常依據 DNVGL-ST-0145 離岸變電站標準 2016 年 4 月版 (Offshore substations Standard, Edition April 2016) 裝置自動滅火設備。

標準中對於主動滅火設備描述如表5，其中主要設備及區域之防火保護包括：

1. 高壓設備如變壓器、GIS、轉換器等防火保護適合採用水霧(Water Mist)、氣體(Gas)或泡沫(Foam)系統。
  2. 緊急發電機：採用水霧或氣體系統。
  3. 高壓鋼瓶儲藏區：採用集水(Deluge)系統。
  4. 直升機停靠甲板：採用泡沫系統。
  5. 變電站上緊急避難空間亦應提供自動灑水(Sprinkler)系統或可攜帶型滅火器。
- (三) 西門子公司於「輕型海上變電站」研究報告中表示其開發之電力變壓器額定電壓33/220 kV或 66/220 kV，額定容量320MVA，ONAN(油浸自冷式)沒有散熱風扇及冷卻泵，使用合成酯混合物(Synthetic Ester Compound)，例如Midel 7131

作為變壓器冷卻及絕緣油，以取代傳統之礦物油(Mineral Oil)，這種混合物具有低火災風險、可生物分解、無毒及對水中生物無害等特性，可降低火災風險及兼顧環境保護，據了解這是第一個使用低燃性替代品取代礦物油的高壓海上變壓器<sup>[2]</sup>。

(四) 變電站上緊急避難空間亦應提供可攜帶的滅火器，以符合 DNV-OS-J201 針對平常無人的空間，所應具備的防火措施之建議。

## 二、潛在之危害(Hazard)

一般離岸風力發電潛在之危害風險包括：

- (一) 柴油發電機漏油風險。
- (二) 人員高處墜落的危險，特別是在平台組裝時由鷹架墜落，或者在電纜延放須移除甲板時。
- (三) 變電站頂部安裝、變壓器維修、移除等主要吊裝工作時容易造成物件掉落。

- (四) 空中運補/直升機事故。
- (五) 在甲板上因為冰或水滑倒。
- (六) 電力電纜過長累積電荷(Cable Trapped Charge)造成的電擊。
- (七) 蓄電池引起的電氣火災。

## 三、支撐鋼結構之設計疲勞因素 DFF(Design Fatigue Factor)

離岸風力發電之風機及變電站底下支撐之鋼結構，因必須承受長年海浪衝擊和設備運轉產生之長期振動及加速度，故設計時必須考量設計疲勞因素 DFF。DFF 係用於計算鋼結構的疲勞壽命及所需的相關安全等級，DNV-OS-J101 是一種最常用於海上風機底下支撐結構的設計碼，要求無維修檢查計劃之風機，其結構設計應採用之 DFF 為 3，意即每年故障機率為  $10^{-4}$ ，適用於一般無人常駐之結構上。DNV-OS-J201 則適用於海上變電站及其結構，其結構設計應採用之 DFF 為 10，意即每年故障機率為  $10^{-5}$ ，遠低於風機<sup>[2]</sup>。

### Guidance note:

Table 6-3 provides guidance for the choice of active fire protection for some typical areas. The actual choice of active fire protection should be based on the platform type, manned versus unmanned, the actual equipment in the considered room, potential fire loads etc. In addition CCTV system can be an option for a quick confirmation of a triggered alarm on an unmanned platform

Table 6-3 Active fire protection

Area	Suitable AFP
all	portable fire extinguishers, various types <sup>1)</sup>
shunt reactor rooms, main transformer and auxiliary transformers	water-based systems (water spraying, water mist or deluge system). For dry type transformers gas system can be used.
diesel generator rooms	water-based systems (water spraying, water mist or deluge system), gas or high expansion foam system
mechanically ventilated utility areas, control rooms, switchgear rooms, battery rooms, local equipment rooms, HVAC rooms, UPS rooms, electrically driven crane engine rooms, LV and HV rooms, telecommunication or public address rooms	gas or water mist system
accommodation spaces, locker room, public room	sprinkler system or portable fire extinguisher <sup>3)</sup>
diesel tank area, rooms containing gas bottles filled with flammable gas, fire water pump rooms	water-based systems (water spraying, water mist or deluge system), high expansion foam system
rooms containing gas bottles (filled with non-flammable gas, typically inert gas for fire suppression system)	portable fire extinguishers
helideck	water monitors or foam system <sup>2)</sup> and dual-purpose nozzle and hoses.
<sup>1)</sup> All areas should be equipped with the proper type and size of portable extinguishers. <sup>2)</sup> Reference is given to CAP 437. <sup>3)</sup> For manned installations a sprinkler system should be required.	

表 5 DNVGL-ST-0145 標準主動滅火設備

## 伍、工期與成本

### 一、工期

一般典型的離岸風力發電計畫時程表(Timeline)如下圖 46，從初期位址選定、環境影響評估、位址調查及前端工程設計 FEED (Front-End Engineering Design)、採購發包 (Procurement)、決定運轉維護(O&M)策略、設計及製造、組裝到最後加入系統，整個時程約需 8 年<sup>[29]</sup>。

### 二、成本

離岸風力發電直流傳輸計畫之成本因風場大小、地點、複雜度、電壓等級等因素而不同。以下提供兩個 HVDC 傳輸案例供參考：

- (一) 2016年ABB完成德國北海Dolwin風場連接到德國本土之HVDC電力傳輸計畫，電壓AC155kV、DC±320 kV 容量916MW，包含2條45km海纜及2條90km陸纜、HVAC海上變電站、HVDC海上及陸上轉換器變電站，但不包含風機及風機到HVAC海上變電站之中壓電纜，總金額為十億美金<sup>[30]</sup>。
- (二) 參考歐洲北海區相似規模及技術之計畫，提供圖6之1000MWHVDC傳輸計畫之概略預估成本(conceptual cost estimate)供參考，如表6。這參考價格，包含HVAC離岸變電站4座、離岸HVDC轉換變電站1座及陸上HVDC轉換變電站1所、220kV HVAC海底電纜74英哩、320kV HVDC海底電纜及陸上電纜100英哩等，全部直接成本預估約16.2億~21.7億美金，由承攬輸電計畫之輸電公司負擔。但前述成本並不包含風機及風機連接到HVAC離岸變電站之中壓電纜成本在內，因為這部份通常由供應風機之風場承攬

商所提供。前述輸電計畫建構成本中，工程規劃設計、設備、安裝施工、加入系統、保固、教育訓練及備品等費用約占80%，另外土地、通行權、保險、資金籌措、計畫研發及施工期間使用的資金利息等間接成本約占20%。

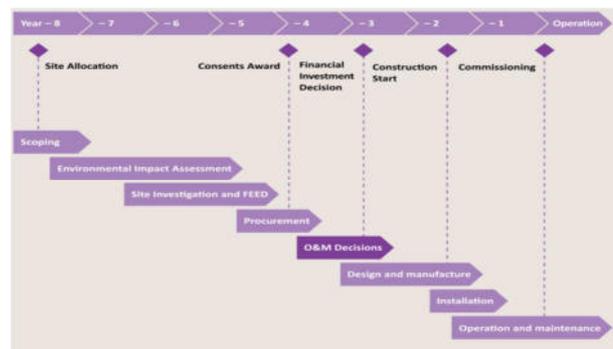


圖 46 典型的離岸風力發電計畫時程表

## 陸、運轉與維護

隨著離岸風力發電的技術日漸成熟及單位成本降低，最近 20 年離岸風力運轉及維護工作 O&M (Operations and Maintenance)發展迅速。依據英國政府規劃，到 2025 年將有 5,500 支離岸風機需要運轉及維護，將創造每年 20 億歐元商機，相當於現在每年到英國旅客之航空服務總收入，已成為重要產業。O&M 涵蓋範圍包括：陸上及海上後勤、風機維修、輸出電纜及系統網路連結、陣列電纜維修、基礎維修、內勤行政及運轉，整個涵蓋範圍示意如圖 47<sup>[29]</sup>。

O&M 費用約為風機使用年限 20~25 年<sup>[31]</sup>所需整個風力發電計畫之建造及運轉維護合計總成本(包括風機及其連接之輸變電設備)的 1/4。以經濟的觀點而言，最佳策略應在離岸風力運轉及維護所支出成本與失去電力輸出之損失間取得一平衡點，即如圖 48 中總成本曲線之最低點。

Item	Unit Cost	Quantity	Estimated Cost
HVDC Converters	\$750M – \$925M	1 pair	\$750M – \$925M
HVDC cables (submarine & land)	\$2.0M – \$3.0M/mile	100 miles	\$200M – \$300M
220 kV AC cables	\$1.8M – \$2.4M/mile	74 miles	\$133M – \$178M
Collector Substation	\$45M – \$70M	4 units	\$180M – \$280M
Project Indirect Costs:			\$354M – \$483M
Project Total Cost (not including wind turbines or intra-array cabling):			\$1.62B – \$2.17B

表 6 1000MW 離岸風力 HVDC 電力傳輸預估成本

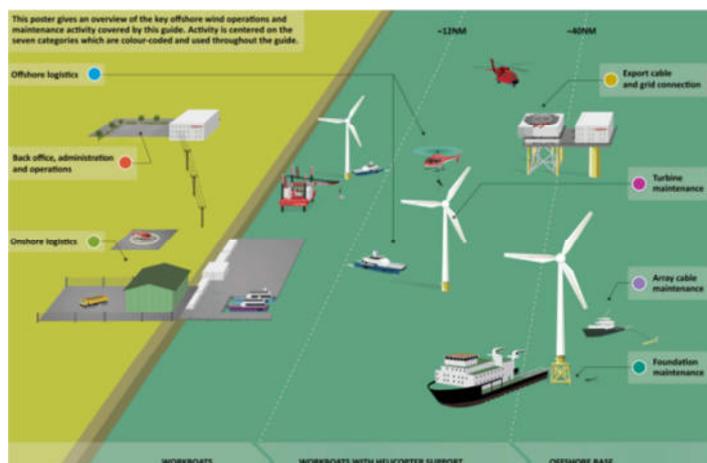


圖 47 O&amp;M涵蓋範圍

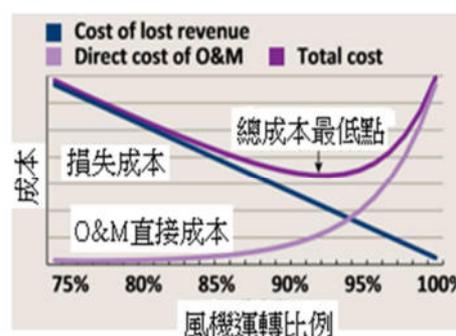


圖 48 成本與損失平衡圖

## 一、運轉及維護之含義

- (一) 運轉：指對於離岸風力設備之高階管理，包括遠端監控、環境監控、電力銷售、行銷、行政及內勤等事務。基本上運轉費用在整個O&M支出中占比很小，主要由風場所有者或風機供應商負責。
- (二) 維護：相對於運轉，維護費用占O&M絕大部分的成本及風險。主要的工作是對整個系統設備的保養及修護。一般區分為預防性維護及改善性維護兩種。
1. 預防性維護：藉由定期檢查或狀態監控發現缺點，做主動性修復或更換。
  2. 改善性維護：包括因事故或元件損壞之被動式修復或更換，另外也包含風機因缺陷或問題，影響大量的風機運作，而必須分批做改善。

## 二、O&M契約工作項目

離岸風力運轉及維護之契約內容工作項目，通常依委託者，可細分為以下幾個部份：

- (一) 風場計劃所有者 (project owners):
1. 岸上後勤。
  2. 行政。
  3. 氣候預測。
  4. 海上作業協調。
  5. SCADA及狀態監控。
  6. 吊掛、攀爬及安全設備檢查。
  7. 基礎修復。
  8. 海底基礎沖刷及結構狀態調查。
  9. 陣列電纜狀態調查及修復。
- (二) 風場計畫所有者或風機設備製造商：
1. 提供工作船。

2. 提供航空器。
3. 提供起重機。
4. 提供海上固定或浮動住所。
5. 風機維修。

(三) 風機設備製造商 OEMs (Wind Turbine Original Equipment Manufacturers):

風機備品提供。

(四) 離岸輸電公司 OFTOs (Offshore Transmission Owners):

1. 離岸變電站維修。
2. 輸出電纜狀態調查及修復。
3. 陸上變電設備維修。

通常運轉及維護策略，依風機所在位置距離港口之距離分成3種等級，如下圖49，原則上在12海浬(Nautical Mile, NM)以內採用施工船、12~40海浬依工程緊急及停電損失程度可採用施工船或直升機，40海浬以上則因距離遙遠，應提供離岸海上固定或浮動住所 (Offshore Accommodation) 作為維修人員施工時之留宿場所，其成本由低而高如圖50。雖然上述轉換點(Transition Point)定為距離港口12或40海浬，但實際運作時仍應評估風機所在位置之海象、影響航空及安全考量等因素，選擇適當之運轉及維護策略。

### 三、O&M策略(Strategy)決定時機

O&M採取何種策略，通常在風機製造廠商確定之後決定，因為風機製造廠商在運轉及維護上佔有關鍵性角色，所以一旦投資確定，風場計劃所有者或風機設備製造商就可決定O&M策略，另從圖46，一個典型的離岸風場計畫時程圖，亦可看出O&M策略應早在加入系統前3年就作出決定。

### 四、輸供電事業部O&M項目

因輸供電事業部在風力發電計畫

中類似離岸輸電公司 OFTO，故以下僅針對上述 OFTO 委託之 O&M 項目作細部說明：

(一) 離岸變電站維修：主要包括變電站上GIS之非侵入式(Non-Intrusive)檢查、極少之變壓器侵入式(Intrusive)檢查及修復、變電站基礎及頂部之結構檢查等。另外，亦包括鋼結構之補漆及欄竿、門、階梯等次要鋼結構之修復。許多修復工作需要使用到巨大的吊裝工作船，例如更換變壓器。離岸變電站維修基本上是屬於離岸輸電公司 OFTO 的責任，但亦可能轉包出去。費用方面，以500 MW風場為例，其參考性計畫支出(Indicative Project Spend)，每年平均約為5萬~20萬歐元。

(二) 輸出電纜狀態調查及修復(Export Cable Survey and Repair)：輸出電纜狀態調查大部份為檢查電纜掩埋深度，特別是在漁船經常作業的地方，其掩埋深度容易被擾亂。調查頻率則依海床流動性及原始調查數據而定，明顯的電纜暴露可使用表面調查法(Surface-Based Surveys)，但更精確的掩埋深度則需要靠遙控操作船調查方式 Remotely Operated Vehicle (ROV) Surveys。如發現電纜掩埋不足甚至有暴露之情形，典型的補救方法為增加保護墊及傾倒岩石方式，此種作業通常需使用一種動態位置落水管船(Dynamically Positioned Fall Pipe Vessel)，如圖51<sup>[32]</sup>。輸出電纜故障發生之原因，除了電纜本身問題外，亦可能因為船錨或漁船捕撈作業造成傷害，修復電纜通

常需要靠一艘具有電纜鋪設犁(Cable Plough)或噴射設備(Jetting Equipment)之電纜鋪設駁船(Laying Barge),如圖52,才能完成工作。輸出電纜故障可能導致整個風場電力完全無法輸出,所

以其狀態調查及維修是很重要的工作,同樣以500 MW風場為例,其參考性計劃支出,每年平均約為5萬~20萬歐元。



圖49 O&M 3個不同等級策略

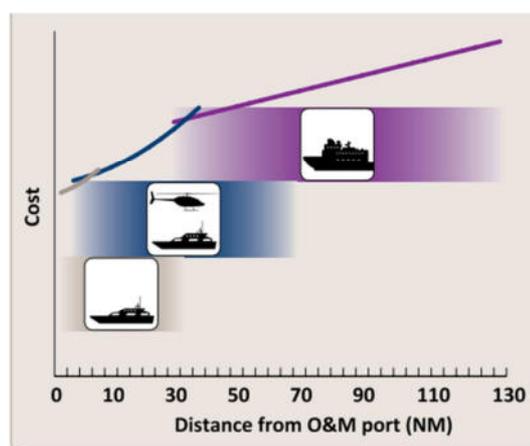


圖50 O&M 3個不同等級策略之成本比較

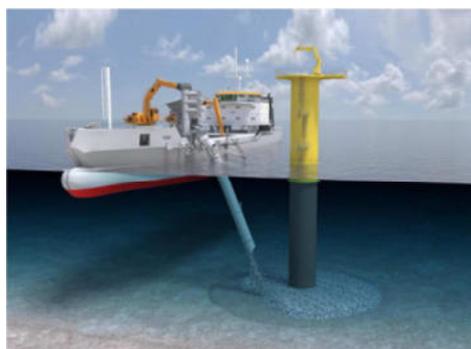


圖51 落水管船



圖52 電纜鋪設駁船

(三)陸上變電設備維修(Onshore Electrical Maintenance):包括GIS、變壓器及虛功率補償設備之經常性非侵入式檢查,以及少數侵入式檢查及修復。通常陸上變電站之高壓設備規格無須採用如離岸變電站之高標準,而且陸纜通常比較可靠,比較少需要定期維修,同樣以500 MW風場為例,其參考性計劃支出,每年平均約為2萬~10萬歐元。

## 柒、結論

由於受地球溫室效應影響,世界各國為減低CO<sub>2</sub>排放量,特別是在「京都議定書」生效後,促使國際對CO<sub>2</sub>減量的承諾逐漸形成共識,紛紛大力發展綠色能源。我國亦不例外,政府正積極發展再生能源,除了太陽光電建置容量大幅成長外,亦積極訂立風力發電之推廣目標。由於陸上風場越來越少,且民眾對於風力機組的噪音、陰影閃爍及視野障礙等已陸續出現排斥聲

浪，所以設置離岸風機以取得綠色能源，已成為未來發展之趨勢。

海上風能較陸上平均多出40%產能，但設置成本比陸上多約60%<sup>[33]</sup>，而且建造、維護技術相對困難，風險也較高，但因其具有諸多優勢，例如風速通常較陸上約大20%，攫取風能可增加72%；靜風期間少，每年滿載發電時間較陸上長久，有利擴大發電量，容易達到經濟規模，縮短投資成本回收期等，使得離岸風力發電已成為綠色能源的主流。

目前電力系統雖以HVAC輸電為主流，但隨著電力電子技術的發展，將高壓閘流體轉換器技術應用到HVDC傳輸上，能夠將AC Power轉為DC Power，並傳輸遠方後，再轉回AC Power，使得HVDC傳輸成為可能，加上長距離HVAC輸電受到虛功率電流之限制，使得HVDC傳輸發展迅速。

不論是離岸風力HVAC或HVDC傳輸，對國內而言皆為新科技、新挑戰，縱使是歐美先進國家已發展一、二十年，技術仍在不斷突破中，面對政府「千架海陸風力機」之龐大風力發展計畫，輸變電工程處肩負電力傳輸之重任，同仁有需要對於此新技術深入了解，才能應付未來計畫執行中可能產生之問題，如期如質達成任務。

最後希望藉由蒐集離岸風力HVAC及HVDC傳輸之相關資料，並將研讀心得分享給同仁，以為拋磚引玉，期能引起更多同仁在此領域之興趣，進而做更深入之研究。

## 捌、參考文獻

[1] Chaudhary, S., Teodorescu, R., and Rodriguez, P, “ Wind farm grid integration using vsc based hvdc transmission - an overview, ” *IEEE Energy 2008 Atlanta*, GA USA, 2008.

[2] OWPB (Offshore Wind Programme Board), lightweight offshore substation design final summary report, January 2016.

[3] Trendsetting connections The world of powertransmission solution, 2013. [Online]. Available: [siemens.com/energy/power-transition-solutions](http://siemens.com/energy/power-transition-solutions)

[4] HVDC Connecting to the future ALSTOM Grid, 2011.

[5] Offshore Transmission Study Final Report, ESS Group Inc, [Online]. Available: [www.essgroup.com](http://www.essgroup.com), September 2014.

[6] 黃郁文、黃渡根、陳彥君、林俊傑、陳育杰，「離岸風力發電系統規劃」，中華技術月刊，台灣世曦工程顧問有限公司，2016年10月專題報導。

[7] Sally D. Wright, Anthony L. Rogers, James F. Manwell and Anthony Ellis, “ Transmission Options For Offshore Wind Farms In The United States, ” 2002.

[8] Chan-Ki Kim, Vijay K. Sood, Gil-Soo Jang, Seong-Joo Lim and Seok-Jin Lee, “HVDC TRANSMISSION: Power Conversion Applications in Power System, ” 2009.

[9] 廖學瑞、丁金彪、林俶寬，「離岸風力電場開發之海事工程施工船機與安裝技術初探」，台灣世曦工程顧問有限公司，中華技術月刊第103期2014年7月。

[10] George Chen, Miao Hao, Zhiqiang Hu, Alun Vaughan, Junheng Cao and Haitian Wang, “Review of High

- Direct Current Cable, ” CSEE Journal of Power and Energy System ,Vol1, no.2. June 2015.
- [11] 黃郁文、林俊傑,「淺談海底電纜輸電設計及試驗技術」,台灣世曦工程顧問有限公司,中華技術月刊第95期,2012年7月專題報導。
- [12] Haseeb Ahmad, “ Offshore Wind Park Connection to an HVDC Platform, without using an AC Collector Platform, ” Gotland University, June 2012.
- [13] Ake Calson, “Specific requirements on HVDC converter transformers , ” ABB Transformers AB Ludvika Sweden, April 1996.
- [14] Extruded cable for HVDC power transmission, PRYSM cable and system [On line]. Available:[www.prysmian.com](http://www.prysmian.com)
- [15] Marco Marelli, “ Achievement and experience in service of long length HV DC electrical links by insulated power cables, ” September 6th, 2013.
- [16] “The world’ s first 525 kV extruded HVDC cable system doubling power transmission over longer distances, ” ABB High Voltage Cables, [On line]. Available:[www.abb.com/cables](http://www.abb.com/cables)
- [17] “World’ s most powerful three-core submarine cable, Little Belt Visual Enhancement Scheme, Denmark, ” ABB High Voltage Cables, [On line]. Available: [www.abb.com/cables](http://www.abb.com/cables),
- [18] Balachandar.V and Dinesh Kumar.G, “An Efficient System for Bulk Power Transmission, ” 2017.
- [19] Dennis A. Woodford, “HVDC Transmission, ” Manitoba HVDC Research center Canada, 18 March 1998.
- [20] “Siemens puts converter stations of HVDC link between France and Spain into operation, ” Sun and Wind Energy, the magazine for renewable energy, 16 April 2015.
- [21] “ Offshore Converter Platform in the North Sea, ” [On line]. Available: <http://circuitglobe.com/hvdc-circuit-breaker.html>
- [22] Christian M. Franck, “ HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs, ” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.26, issue 2, 2011.
- [23] Nikolaos Kostoulas, Vasileios Sitokonstantinou, Mohammad Idris, Patrick Sterling, Saadman Sayed and Petros Karai, “DC circuit breakers and their use in HVDC grids, ” 2012
- [24] Christoph Meyer, Maurice Kowal, Rik W. and De Doncker, “ Circuit Breaker Concepts for Future High-Power DC Applications, ” Institute for Power Electronics

- and Electrical Drives RWTH Aachen University, IEEE service center 2005.
- [25] Maxim Bonkarev, “Concept Analysis for High-Voltage Direct-Current Circuit Breakers for Application in a Network of HVDC Transmission,” April 2015.
- [26] Magnus Callavik, Anders Blomberg, Jürgen Häfner and Björn Jacobson, “The Hybrid HVDC Breaker, An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids, ” ABB Grid Systems, Technical Paper, Nov, 2012.
- [27] [On line]. Available: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/57590-active-power-control-of-grid-connected-dfig-15-wind-with-energy-system-by-indraneel-saki>
- [28] High Voltage Direct Current Electricity - technical information, [On line]. Available: <https://www.nationalgrid>
- [29] “A Guide to UK Offshore Wind Operation and Maintenance, Scottish Enterprise & Crown Estate,” 2013.
- [30] ABB positions world’s most powerful [On line]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/dolwin2>
- [31] Dr Athanasios Kolios and María Martínez Luengo, “The end of the line for today’s wind turbines,” 26 February 2016
- [32] Subsea Rock Installation vessel, fall pipe vessel, Jan De Nul Group, [On line]. Available: <http://www.jandenul.com>, 2012.
- [33] 林伯峰，離岸風力發電與台灣，能源報導2008年3月。