

台灣電力股份有限公司

電力調度要點

110 年 02 月 23 日

台灣電力股份有限公司電力調度要點總說明

電業法於一百零六年一月二十六日修正公布施行，基於電力調度應本於安全、公平、公開、經濟、環保及能源政策等原則(電業法第七條)，輸配電業應負責執行電力調度業務，並於確保電力系統安全穩定下，優先併網、調度再生能源(電業法第八條第一項)。為執行電力調度業務，明訂電力調度之範圍、項目、程序、規範、費用分攤、緊急處置及資訊公開等事項，爰依電業法第八條第二項之規定，依據經濟部一百零七年一月二十六日發布之電力調度原則綱要，訂定電力調度要點(以下簡稱本要點)，以供與本公司電力網聯結之各系統參與者遵循。本要點共分十三章，全文共一百四十六條，其內容如下：

- 一、第一章總則，明訂本要點之法源依據、適用對象、用詞定義及階層調度之架構原則。
(第一條至第六條)
- 二、第二章電力可靠度指標與電力品質，訂定電力品質標準、電力品質管理及改善措施。
(第七條至第十條)
- 三、第三章電力調度運用計畫，訂定擬具短、中、長期電力調度運用計畫相關規定。
(第十一條至第二十一條)
- 四、第四章設備加入系統，訂定系統參與者設備因新設、擴建、改善、更新、修復等，完工後加入電力系統相關規定。(第二十二條至第三十四條)
- 五、第五章設備停電與活線工作，訂定系統參與者設備點檢維護、歲修、改善、試驗及工程等相關維修協調作業規定。(第三十五條至第四十七條)
- 六、第六章輔助服務，訂定提供各項輔助服務規定。(第四十八條至第六十五條)
- 七、第七章調度日運轉，訂定與電力調度之各項規範，包含電力調度指令操作責任範圍、系統頻率與電壓控制、電源運用、電網安全運轉、預警分析與因應措施分類、設備操作程序等。(第六十六條至第一百一十一條)
- 八、第八章電力調度之緊急處置，訂定設備異常、系統頻率與電壓急遽變化、系統全停電、負載限制等情況，各系統參與者應配合相關調度處置之規定。(第一百一十二條至第一百三十一條)
- 九、第九章保護電驛設置與運用，訂定保護電驛設置、閉鎖及故障時之處理規定。(第一百三十二條至第一百三十四條)
- 十、第十章調度員考核與訓練，訂定電力調度運轉人員定期訓練與考核相關規定。(第一百三十五條至第一百三十九條)
- 十一、第十一章電力調度費用分攤，針對電力調度費用之項目及收取對象、費率計算等進行訂定。(第一百三十八條至第一百三十九條)
- 十二、第十二章資訊公開，規範電力調度資訊之公開及項目內容。(第一百四十條至第一百四十二條)
- 十三、第十三章附則，規範再生能源憑證查核及本要點之施行日期、檢討週期等事項。
(第一百四十三條至第一百四十六條)

台灣電力股份有限公司電力調度要點

條文

第一章 總則

第一條 本電力調度要點(以下簡稱本要點)係台灣電力股份有限公司(以下簡稱本公司)依電業法第八條第二項訂定之。

第二條 關於電力調度，依本要點之規定；本要點未規定者，適用其他有關法令及本公司相關之規定。

第三條 本要點用詞定義如下：

一、電力調度單位：係指依據電業法要求，於輸配電業內設立之獨立電力調度部門。

二、一般發電業電廠：係指除再生能源發電業外之發電業電廠。

三、再生能源發電設備設置者：係指依再生能源發展條例第三條所定再生能源發電設備之設置者。

四、一般自用發電設備設置者：係指除再生能源發電設備設置者外之自用發電設備設置者。

五、自備變電所用戶：係指用戶設置變電設備，併接於超高壓系統、一次系統及二次系統者。

六、儲能設備：儲存電能並穩定電力系統之設備，包含儲能組件、電力轉換及電能管理系統。

七、超高壓系統：電力網路中 345kV 級之發電、輸電、變電等設備(含超高壓主變壓器二次側 161kV、三次側 33kV 級各項設備)。

八、一次系統：電力網路中 161kV 級之發電、輸電、變電、配電等設備。

九、二次系統：電力網路中 69kV 級之發電、輸電、變電、配電等設備。

十、配電系統：電力網路中 22kV、11kV 級之發電、變電、配電等設備。

十一、用戶專線：一般自用發電設備設置者或自備變電所用戶之變電所與本公司系統之間，輸送電能之專用輸電線路。

- 十二、高壓端設備：各系統參與者與本公司之責任分界點至其主變壓器高壓側以上全部設備。
- 十三、試送電：凡輸電線跳脫斷聯後，投入一端之斷路器加壓線路。
- 十四、加壓：凡輸電線、變壓器等電力設備，正常使用前(含設備新加入)，投入一端之斷路器。
- 十五、電力系統穩定度：電力系統中所有同步發電機在正常運轉情況下，遭受事故干擾後能再恢復到正常同步運轉之能力。
- 十六、併聯：電力設備併入電力系統運轉。
- 十七、電壓閃爍：因負載快速變動，使得電壓快速變化，造成照明燈光閃爍而影響視覺之現象。
- 十八、電力諧波：當電力系統中含有非線性負載，所產生大於基本波之整數倍電流及電壓。
- 十九、三相不平衡：實際電力系統受負載型態與配電方式影響，導致系統三相電壓或電流大小不相同或三相相角差非 120 度之現象。
- 二十、電壓驟降：係指當電力系統遭受無法預期的雷擊、鹽霧害等天然災害或外物碰觸等，造成輸配電設備或線路故障時，其故障所引起之瞬間停電或因故障電流流經鄰近線路所造成之壓降。
- 二十一、頻率控制效能標準：係指本公司參酌北美電力可靠度標準之頻率控制效能標準 1 (Control Performance Standard 1, CPS1) 所訂定之標準。
- 二十二、頻率擾動控制標準：係指本公司參酌北美電力可靠度標準之頻率擾動控制標準 (Disturbance Control Standard, DCS) 所訂定之標準。
- 二十三、輔助服務：為維持電力供應安全與可靠、確保電力系統穩定、維持電力品質及因應偶發事故，提供調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量、全黑啟動及其他(如調整電壓)等服務。
- 二十四、自動發電控制(Automatic Generation Control, AGC)：中央調度中心電能管理系統(Energy Management System, EMS) 之頻控方式。其頻控方式係依系統安全、經濟調度、頻差、時差及各頻控機組特性等自動計算及控制

其最佳出力，並且可指定多部機組同時參與系統頻率的主調整，其餘機組作輔助調整。

二十五、備轉容量(Operating Reserve)：指本公司執行調度運轉時，用以應付負載預測誤差、發電機組故障或系統頻率調整等所需準備之供電容量。其容量包含執行輔助服務時所需之容量及其他應用容量。

二十六、調頻備轉容量：為因應供電機組跳機、系統負載突增或系統供需預測誤差，而自系統頻率開始上升或下降起，三分鐘內可迅速增或減之熱機備轉容量。其容量以追隨系統負載波動調整，維持系統頻率，並使系統運轉中最大發電量機組跳機時，不致動作用戶低頻電驛為原則。

二十七、即時備轉容量：為因應供電機組跳機、系統負載突增或系統供需預測誤差衍生之系統供電容量差異，可於系統頻率開始下降或接收到電力調度單位指令起，十分鐘內增加之熱機、冷機備轉容量。其容量以使重新調整備轉佈署指令時，能快速補充調頻備轉容量之不足，十分鐘內應使調頻備轉容量恢復正常值為原則。

二十八、補充備轉容量：為因應系統發生事故失去電源時之事故處理，可於系統頻率開始下降或接收到電力調度單位指令起，三十分鐘內增加之熱機、冷機備轉容量。其容量以使重新調整備轉佈署指令時，能補充調頻備轉、即時備轉容量之不足為原則。

二十九、全黑起動：系統全停電時，發電機組自行起動並向外加壓送電至系統，系統逐漸擴大恢復範圍，最終使整個系統恢復正常，用以確保電力系統全面當機後可迅速恢復運轉。

三十、關鍵負載：為全黑復電初期，維持系統並協助系統加速復電所需之必要性負載，包含：

(一) 複循環機組(熱機起動時間應小於四小時)輔助設備所需之用電。

(二) 在核電廠備用發電機失能情況下，提供核能機組外部電源。

(三) 與發電廠相關之天然氣加壓站、配氣站、監控中心等設施所需之用電。

三十一、無效電力與電壓調整服務：為使電力系統調度維持供電電壓在目標範圍

內，可由發電設備提供(或吸收)無效電力，或以其它方式進行電壓調整之服務。

三十二、日前競價：調度日前一工作日，以競價方式決定調度日每一時段之電能及輔助服務排程與得標量，並依得標價格計算其電能及輔助服務費用。

三十三、採購協議：電力調度單位與本公司機組透過協商達成提供輔助服務之協議。

三十四、用戶群代表(Aggregator)：藉由整合不同特性用戶參與提供系統輔助服務需求之整合代表或業者。

第四條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者、一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶等與本公司電力網聯結之系統參與者應依本要點規定辦理。

第五條 為執行電力調度運轉任務，本公司設立各級電力調度中心。電力調度單位設中央調度中心，分置於台北及高雄；各區域供電單位依供電系統範圍分設區域調度中心；各區域配電單位依業務系統範圍分設配電調度中心。

前項中央調度中心應設置異地實體備援調度中心；區域調度中心及配電調度中心應具備調度備援監控功能及相關機制。

區域及配電調度中心，應接受中央調度中心之指揮調度。

第六條 電力調度單位依電力調度需求應設置電力調度相關管理系統，其中包含頻率與電壓控制、狀態估測、事故分析、系統監視控制、資料蒐集、調度人員模擬訓練、電力調度排程及計量與結算等功能。

第二章 電力可靠度指標與電力品質

第一節 電力可靠度指標

第七條 本公司電力系統可靠度指標包含系統平均停電時間及系統平均停電次數，兩項指標均分別計算含天災天數及扣除天災天數之數值，並於每年三月底前計算前一年度電力系統可靠度指標實績值。

第八條 系統平均停電時間及系統平均停電次數之計算包含本公司責任因素、非本公司責任因素及天災因素。

前項所稱之非本公司責任因素係經濟部所屬事業當年度工作考成實施要點核定之不屬本公司責任因素項目；天災因素停電統計時機係指風災、水災、旱災、震災、懸浮微粒、火山爆發等天然災害造成停電災情，或依據中央氣象局發布之訊息或因天然災害接獲中央或地方政府通知開設災害緊急應變中心等。

第二節 電力品質標準與管理

第九條 電力系統品質標準如下：

- 一、電壓閃爍之標準依本公司「電壓閃爍管制要點」辦理。
- 二、電力諧波之標準如附件一。
- 三、三相不平衡之標準如附件二。
- 四、電壓驟降之容忍度建議如附件三。
- 五、再生能源及儲能設備電壓短時間持續運轉能力(Voltage Ride Through, VRT)之標準應符合本公司相關併聯技術要點規定。
- 六、頻率控制效能標準之計算方式如附件四。
- 七、頻率擾動控制標準之計算方式如附件五。

第十條 電力系統品質之管理原則如下：

- 一、電壓閃爍：
 - (一) 本公司如發現某地區有電壓閃爍現象或遽變負載用戶送電時，得量測該地區裝置有電弧爐等遽變負載用戶之電壓閃爍值。
 - (二) 若電壓閃爍值不符合核供之容許值時，本公司將通知限期改善，改善期限不得超過三個月，但需採購改善設備者，應先提改善計畫送本公司審查，改善期限最長不得超過二年。
- 二、電力諧波：
 - (一) 如為諧波源設備總容量在 300kVA(含)以上之申請新(增)設用電，應委託電機技師或專業技師進行諧波計算及檢討改善措施，經本公司審查符合規定後始可供電。
 - (二) 本公司得不定期抽測或檢驗諧波電流。

(三) 如不符合諧波需量電流失真率限制值，本公司將通知其限期改善，改善期限不得超過三個月，但需採購改善設備者，應先提改善計畫送本公司審查，改善期限最長不得超過二年。

三、三相不平衡：

(一) 本公司得不定期抽測三相不平衡率。

(二) 如不符合三相不平衡率之限制值，本公司將通知其限期改善，改善期限不得超過三個月，但需採購改善設備者，應先提改善計畫送本公司審查，改善期限最長不得超過二年。

四、電壓驟降：電力系統遭受無法預期的雷擊、鹽霧害等天然災害或外物碰觸時可能造成電壓驟降，得依附件三對設備進行妥善之管理與改善，以防止設備故障之情況。

五、電壓持續運轉能力：再生能源及儲能設備併接於電力系統者，應具備電壓持續運轉能力。如經查不符前條第五款規定者，本公司應通知其限期改善，改善期限不得超過三個月。

六、頻率控制效能標準：

(一) 本公司於每年十二月底前，訂定次年度頻率控制效能標準之預定達成目標，包含年目標值及月目標值。年目標值需合於規定範圍內，再依據季節負載特性訂定月目標值。

(二) 本公司定期擷取頻率運轉實績，並以頻率控制效能標準進行每日、每月、年度統計及年移動平均(十二個月的平均值)，據以檢討、分析及改善電力系統頻率品質。

七、頻率擾動控制標準：中央調度中心應依附件五每年定期進行事故考核分析與檢討。

八、電壓控制：

(一) 電壓運轉範圍應依本要點第七十九條規定。

(二) 電力調度單位、各區域供電單位及各區域配電單位應定期依據各電壓等級匯流排電壓運轉實績資料，檢討、分析及改善電力系統電壓

品質。

第三章 電力調度運用計畫

第一節 電源運用計畫

第十一條 電力調度單位應考量短期負載預測、發電機組大修計畫表、停止要求書、加入系統送電要求書、雙邊合約、採購協議、需量反應、輔助服務取得量、個別機組特性及運轉限制條件等，於調度日前一個工作日 16 時前擬訂調度日之系統發電排程表及未來一週電力供需預測表。

第十二條 電力調度單位應考量中期負載預測、發電機組大修計畫表、停止要求書、雙邊合約、採購協議、個別機組特性及運轉限制條件等，於每月十日前擬訂未來二個月電力供需預測表。

第十三條 電力調度單位應考量長期負載預測、長期電源開發方案、發電機組大修計畫表及民營電廠購售電合約、個別機組特性及運轉限制條件等，於每年五月底前完成評估當年度及次年度供電能力是否滿足全系統負載及備轉容量需求。

第十四條 若評估短、中、長期供電能力無法滿足負載預測及備轉容量需求，電力調度單位得協調一般發電業電廠變更維修計畫，以增加供電容量。

第二節 電網運用計畫

第十五條 電力調度單位應考量短期負載預測、系統發電排程、停止要求書及加入系統送電要求書，於調度日前一個工作日調整、決定短期電源及電網結構，並執行電力潮流分析、故障電流分析、穩定度分析、計算區域間總傳輸能力及可傳輸能力，於該日 16 時前彙整至短期電網安全預警分析表。

前項之分析結果有危及電力系統穩定或設備安全之虞時，電力調度單位應擬定調度日之電網安全因應措施。

第十六條 電力調度單位應考量中期負載預測、停止要求書、加入系統送電要求書及發電機組大修計畫表，決定中期電源及電網結構，並進行故障電流分析、電力潮流分析、穩定度分析、計算區域間總傳輸能力及可傳輸能力，於每月月底前完成次月供電檢

討報告。

前項之分析結果有危及電力系統穩定或設備安全之虞時，電力調度單位應於供電檢討報告中擬訂因應措施。

第十七條 電力調度單位應考量未來二年預定完成之輸變電工程計畫、長期電源開發方案、新建變電所取載表、發電機組大修計畫表，彙整未來二年可完成之新(增)設發、輸、變電設備，以決定長期電源及電網結構，並進行年度故障電流分析、年度電力潮流分析、穩定度分析、計算區域間總傳輸能力及可傳輸能力，於每年五月底前將之彙整於檢討報告。

前項之分析結果顯示有新建輸配電設備之需求時，本公司將進行擴建可行性評估。

第三節 設備定期維修計畫

第十八條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者，應於每年四月底前提交未來二年發電設備預定之歲修工期及時程。因故若須變更時，應於當年十月底前提出變更申請，申請內容應包含變更原因與變更之工期及時程。

備用容量率低於目標值時，前項所提之發電設備歲修作業不得安排於夏月期間。但經電業管制機關核准者，不在此限。

第十九條 電力調度單位應依前條預定之發電設備歲修工期及時程，考量備轉容量、區域平衡、歲修週期等因素，檢討系統供電情況，協調各機組歲修時程，於每年六月及十二月得邀集一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者召開協調會議。

電力調度單位基於協調結果編製預定之發電設備歲修計畫後，通知一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者。

第二十條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者、一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶，應於每年六月底前提交未來一年預定之輸、配、變電設備定期維修工期及時程，本公司相關審核單位得視電力系統實際需求，協調變更維修工期及時程。

電力調度單位應於每年八月底前與需求單位協調後，公告未來一年預定之超高

壓輸電線路定期維修計畫。

第二十一條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者、一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶之定期維修計畫如需臨時變更，應與本公司相關審核單位聯絡，本公司得視需求召開臨時協調會議協商之，經同意後予以變更。

第四章 設備加入系統

第一節 設備加入系統申請與審核

第二十二條 新、增設或改善之設備應依本節規定辦理加入系統，未依規定辦理或已辦理但未獲同意者，均不得加入本公司系統。

第二十三條 一般發電業電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備於設備加入系統送電前，應向本公司下列單位提出申請：

- 一、超高壓系統及一次系統發電廠之設備送電力調度單位。
- 二、二次系統發電廠之設備送所屬區域供電單位。
- 三、配電系統發電廠之設備送所屬區域配電單位。

第二十四條 再生能源發電設備設置者於設備加入系統送電前，應向本公司下列單位提出申請：

- 一、超高壓系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送電力調度單位。
- 二、一次系統發電廠之發電機組及儲能設備送電力調度單位；電源線及開關場高壓端設備送所屬區域供電單位。
- 三、二次系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送所屬區域供電單位。
- 四、配電系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送所屬區域配電單位。

第二十五條 一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶之發電機組、儲能設備、電源線、用戶專線及開關場高壓端設備於加入系統送電前，應向所屬本公司區域配電單位申請。

第二十六條 依據本要點第二十三條至第二十五條提出設備加入系統要求者應於下列期限，
依附件六向本公司提出申請：

- 一、斷路器、空斷開關、隔離開關、電容器、電抗器、比流器、比壓器、避雷器、資(通)訊設備等，應於加入系統十五個工作日前。
- 二、發電廠、變電所(廠所全部)、發電機組、儲能設備、氣封開關設備、變壓器、輸電線路、匯流排、電驛盤或較大型工程設備等，應於加入系統三十個工作日前。

第二十七條 設備加入系統申請者於設備加入系統十個工作日前，應編擬附件七加入系統操作順序表(內含保護設備短路試驗、變壓器遞升加壓試驗、併聯前系統狀況、停電區域、安全防護措施)，送本公司審查。

第二十八條 本公司依下列要項進行設備加入系統申請審核：

- 一、要求加入系統之設備符合本要點第十條第一款至第五款之規定。
- 二、要求加入系統之設備業已完成驗收。
- 三、要求加入系統之設備經本公司派員現場勘查核可。
- 四、申請資料之齊備性。

第二節 設備加入系統日期變更

第二十九條 為確保系統之供電穩定及安全，本公司得經說明原因、擬延日期後，要求設備加入系統申請者變更設備加入系統日期。

第三十條 各系統參與者已核准之加入系統送電要求書因故無法如期施行或設備加入系統過程中，因部分加入之設備發生異常，而未能如期加入，須經修復得再次加入時，設備加入系統申請者應將原因、擬延日期等，通知本公司相關審核單位，獲准後依變更日期施行。

若變更日期在一個月以上，設備加入系統申請者應另提加入系統送電要求書，原加入系統送電要求書作廢。

第三節 開關設備號碼編訂

第三十一條 一般發電業電廠之電源線及開關場高壓端設備應於設備加入系統送電前六個月，將單線圖函送本公司下列單位編訂開關號碼：

- 一、超高壓系統及一次系統發電廠送電力調度單位。
- 二、二次系統發電廠送所轄區域供電單位。
- 三、配電系統發電廠送所轄區域配電單位。

第三十二條 再生能源發電設備設置者之電源線、用戶專線及開關場高壓端設備應於設備加入系統送電前九十日，將單線圖函送本公司下列單位編訂開關號碼：

- 一、超高壓系統發電廠送電力調度單位。
- 二、一、二次系統發電廠送所轄區域供電單位。
- 三、配電系統發電廠送所轄區域配電單位

第三十三條 一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶之用戶專線及開關場高壓端設備應於設備加入系統送電前六個月，將單線圖函送所轄本公司區域配電單位辦理開關號碼編訂作業。

第三十四條 本公司依附件八編訂開關號碼，並函知設備加入系統申請單位。

第五章 設備停電與活線工作

第一節 停電工作申請與審核

第三十五條 一般發電業電廠因設備維修、改善或工程等事宜，需停電後方可工作者，向本公司下列單位提出申請：

- 一、超高壓系統及一次系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送電力調度單位。
- 二、二次系統發電廠之發電機組及儲能設備送電力調度單位；電源線及開關場高壓端設備送所屬區域調度單位。
- 三、配電系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送所屬區域配電單位。

第三十六條 再生能源發電設備設置者因設備維修、改善或工程等事宜，需停電後方可工作者，向本公司下列單位提出申請：

- 一、超高壓系統發電廠之發電設備、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送電力調度單位。
- 二、一次系統發電廠之發電設備及儲能設備送電力調度單位；電源線及開關場高壓端設備送所屬區域供電單位。
- 三、二次系統發電廠之發電設備、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送所屬區域供電單位。
- 四、配電系統發電廠之發電設備、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備送所屬區域配電單位。

第三十七條 一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶因設備維修、改善或工程等事宜，需停電後方可工作者，應向所轄本公司區域配電單位申請。

第三十八條 依據本要點第三十五條至第三十七條提出停電要求者，應於下列期限，檢具附件九停止要求書，向本公司提出申請：

- 一、一般發電業電廠及再生能源發電設備設置者，應於停電工作日七日前。
- 二、一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶，應於停電工作日十日前。

第三十九條 本公司依下列要項進行設備停電工作申請審核：

- 一、停電之必要性是否充分。
- 二、申請文件之齊備性。

屬計畫性之停電工作，未依規定辦理停電要求而臨時提出者，本公司得拒絕辦理。

第四十條 本公司受理停止要求書後，於停電工作日三日前通知審核結果。

第四十一條 若設備異常，有危及供電或設備安全之虞，需將設備緊急停電時，雖未依本節規定時限提出停止要求書，本公司相關審核單位得受理申請。

第四十二條 屬汽電共生發電機組之自用發電設備設置者申請使用汽電共生備用電力，應於三個月前函請所屬本公司區域配電單位辦理。

第二節 設備停電工作日期變更、展延及取消

第四十三條 各系統參與者已提出但未獲准之停止要求書或已核准但未施作之停止要求書，

因故需變更日期時，應以電話報告相關審核單位變更日期，經同意後始可施行，不須另提停止要求書。

已核准之停止要求書於施作後需變更日期者，應以電話報告相關審核單位或運轉人員變更日期，經同意後始可變更施行日期，不須另提停止要求書。

第四十四條 各系統參與者申請之停電工作需連續數日且每日停復電並經核准者，應於每日開始繼續工作前，聯絡本公司相關調度中心。

第三節 活線作業申請與審核

第四十五條 電源線需施行活線礙子清掃工作者，應於活線作業日七日前，檢具附件十活線礙子清掃要求書，並依本要點第三十五條至第三十七條規定，向本公司申請辦理。

第四十六條 用戶專線需施行活線礙子清掃工作者，應於活線作業日十日前，聯絡所轄本公司相關區域配電單位代填附件十活線礙子清掃要求書申請辦理。

第四十七條 依據本要點第四十五條或第四十六條提出活線礙子清掃要求書者，本公司以其檢送資料之齊備性為審核要項。

本公司受理活線礙子清掃要求書後，於活線作業日二日前通知審核結果。

第六章 輔助服務

第一節 通則

第四十八條 輔助服務依本要點之規定辦理；本要點未規定者，適用其他有關法令及本公司相關規定。

第二節 輔助服務之需求量評估

第四十九條 為符合頻率控制效能標準，電力調度單位應準備充足之調頻備轉容量。

為符合頻率擾動控制標準，電力調度單位應準備充足之調頻備轉容量及即時備轉容量。

第五十條 即時備轉容量及補充備轉容量準備量，應至少各為系統線上單一發電機組最大

裝置容量。但當電源供應能力低於預期或實際需求時，依本要點第六十五條規定辦理。

第五十一條 全黑起動容量為區域內百分之一百一十的關鍵負載容量，規劃區域可與鄰近區域合併。但電力調度單位得視實際需求，調整各區域全黑起動容量。

全黑起動容量不足時，具多部機組之電廠以起動一部可滿足廠內用電之機組為原則。

電力調度單位得視實際需求調整關鍵負載。

第五十二條 電力調度單位應每年檢討全黑起動之關鍵負載、起動路徑並更新到全黑起動計畫資料庫，同時應依照關鍵負載需求及選定之全黑機組，制訂全黑復電計畫，並據以進行相關模擬。

第五十三條 電力調度單位應每年定期檢討調頻備轉容量、即時備轉容量及補充備轉容量之評估方式及結果。

第五十四條 輔助服務需求量之評估方式及結果，併同各輔助服務準備量、準備來源等資料，由電力調度單位彙整後至少留存五年，以供查核。

第三節 輔助服務提供者之資格

第五十五條 輔助服務提供者所提供之服務來源若為發電設備，應檢附件十一發電設備運轉特性參數表及發電設備參數相關證明文件予本公司，並應具備下列條件：

- 一、檢附發電機組所屬之發電業執照，或自用發電設備登記證。
- 二、符合本章第五節輔助服務提供者之能力測試。
- 三、提供調頻服務者，應具備自動發電控制能力，且應為已併聯之線上發電設備。
- 四、除水力機組外，提供即時備轉服務者，應為已併聯之線上發電設備。
- 五、提供全黑起動服務者，發電設備容量至少應達 10MW 以上，且具備隨時保持需滿載運轉十小時之能力。於負載變動情況下，機組應仍保持頻率及電壓穩定，並具備下列之能力：
 - (一) 不需依靠外電起動。

(二) 接獲中央調度中心指令後三十分鐘內應完成起動併聯。

(三) 若發電設備跳機後再起動，應於六十分鐘內完成併聯。

第五十六條 輔助服務提供者所提供之服務來源若為需量反應，應具備下列條件：

- 一、提供可調度容量達 1MW(含)以上之售電業、用戶或用戶群代表。
- 二、經本公司進行功能與能力測試通過者。

第五十七條 電力調度單位得訂定輔助服務績效未達要求之罰則，必要時得取消該參與者之輔助服務參與資格。

第四節 輔助服務提供者義務

第五十八條 輔助服務提供者應遵循電力調度單位日前競價作業機制相關規定，參與競價程序。

第五十九條 輔助服務提供者及已併聯之發電設備，應負提供合理之無效電力及初級頻率控制之義務。

第五節 輔助服務提供者之能力測試

第六十條 以發電機提供輔助服務者，於發電設備大修後或配合調度需要，應依下列規定進行發電設備能力測試：

- 一、提供調頻備轉輔助服務者，應由電力調度單位安排測試，其標準依附件十二。
- 二、提供即時備轉或補充備轉輔助服務者，應向電力調度單位申請升、降載特性測試，以認證可提供輔助服務之容量。

以需量反應提供輔助服務者，應進行功能與能力測試，其功能與能力測試方法由本公司另定之。

第六十一條 全黑起動之能力測試要求如下：

- 一、基本起動測試：機組必須能不靠外部電源自行起動，起動後在無載情況下(或加入廠內輔助負載)維持至少三十分鐘電壓及頻率的穩定。基本起動測試的認證有效期限為一年。

二、加壓線路測試：機組必須能直接加壓預先規劃的輸電線路，直到線路兩端均監視到正常之電壓和頻率值，此測試必須在中央調度中心評估系統狀況允許之下進行。加壓線路測試認證有效期限為三年。

三、取載測試：機組必須維持電壓和頻率的穩定，並提供電力給預先規劃的負載(或提供下一部機組起動所需的最大馬達負載電源)，此測試必須在中央調度中心評估系統狀況允許之下進行。取載測試認證有效期限為五年。

四、基本起動測試、加壓線路測試及取載測試得同時進行。

第六節 輔助服務之取得

第六十二條 輔助服務取得方式得由日前競價、雙邊合約或採購協議取得。

特定輔助服務提供者因單一輔助服務量超過百分之二十、機組特性不適合參與日前競價或其它調度因素(如慣常水力)，得以雙邊合約或採購協議提供。

第六十三條 具全黑起動能力之機組，應於每年六月三十日前提出前一年度全黑起動容量及成本。

全黑起動容量經電力調度單位認定符合全黑機組資格後，即認定該機組為當年度全黑機組。

第六十四條 電力調度單位於調度日前一個工作日 10 時前公告輔助服務需求容量，日前競價以該日 16 時前通知各輔助服務提供者應提供之輔助服務量為原則。

第六十五條 當日前或調度日之電能可供給量小於輔助服務準備量與負載預測量之總和時，應優先滿足電能需求，再依下列順序滿足輔助服務準備：調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量。

第七章 調度日運轉

第一節 電力調度指令操作責任範圍

第六十六條 一般發電業電廠之調度指令操作責任範圍如下：

一、超高壓系統及一次系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備，由中央調度中心指令操作。

二、二次系統發電廠之發電機組由中央調度中心指令操作；電源線、儲能設備及開關場高壓端設備由區域調度中心指令操作。

三、配電系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備，由配電調度中心指令操作。

四、第一款至第三款以外之其餘設備，由一般發電業電廠自行操作。

第六十七條 再生能源發電設備設置者之調度指令操作責任範圍如下：

一、超高壓系統發電廠之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備，由中央調度中心指令操作。

二、一、二次系統之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備，由區域調度中心指令操作。

三、配電系統之發電機組、儲能設備、電源線及開關場高壓端設備，由配電調度中心指令操作。

四、第一款至第三款以外之其餘設備，由再生能源發電設備設置者自行操作。

第六十八條 一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶之調度指令操作責任範圍如下：

一、超高壓系統廠所之發電機組、儲能設備及用戶專線，由中央調度中心指令操作。

二、一、二次系統廠所之發電機組、儲能設備及用戶專線，由區域調度中心指令操作。

三、配電系統廠所之發電機組、儲能設備及用戶專線，由配電調度中心指令操作。

四、第一款至第三款以外之其餘設備，由一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶自行操作。

第六十九條 各系統參與者接受本公司之操作指令時，應遵守下列規定：

一、發令人為本公司調度人員，受令人為與本公司調度人員聯繫操作者。

二、操作前一天，發、受令人應事先確認運轉設備之現狀，雙方協調研擬操作順序，依序書寫於操作備忘錄上，並經主管核准後依此順序操作。

三、操作指令內容應簡單明瞭，以一項指令發出即為一項操作為之；一項操

作完畢後，始可發出次一項指令。

四、發令人發布指令之前，須與受令人互通姓名、職務並列入紀錄，再說明操作目的及順序，俟受令人明白後，始可發布操作指令。

五、受令人對指令事項有疑問時，應立即提出，至完全明瞭為止。受令人對不合理或錯誤之指令，可請發令人予以說明並請其收回或更正。

六、受令人於聽取指令並記錄後，應向發令人複述原指令，經發令人確認後，再執行操作。

七、非經發令人之指令，受令人不得任意操作或自行變更發令人之指令。

第七十條 各系統參與者執行各項設備操作時應遵守下列規定：

一、操作執行人到達現場時，應觀察操作物號碼牌及情況，核驗指令內容，確認工作物相關之設備無異狀後，始可執行操作。

二、開關場內各類開關設備之操作機構必須上鎖，操作時打開鎖，操作完畢上鎖，以策安全。

三、各項操作之結果，如係將正常狀態改成非常狀態(如電源線一回線或主變壓器一組停用)，應在各項操作把手上，標掛紅色標示牌(帶)，以示非常狀態。如各項操作係將非常狀態改為正常狀態時，於操作完畢後應將各項標示牌(帶)除去，以示正常狀態。

四、受令人於操作完畢後，應即向發令人回報操作時間、操作物之狀態。

依前條及本條調度操作之發令、受令、回報之內容及過程，應錄音存證並至少留存五年，以供查核。

第七十一條 各系統參與者為接受本公司調度指令，其人員及設備應符合下列規定：

一、一般發電業電廠、一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶應設置值班運轉人員分組輪值，二十四小時執行運轉任務，並接受本公司之指令操作。

二、再生能源發電設備設置者之調度專線電話或專用電話設置，依本公司「再生能源發電系統併聯技術要點」規定辦理。

三、調度電話應經常維持良好通話狀況，如發生故障或通話情形不良時，應

立即查修，並設法向本公司報備。

四、具調度監控設備者，應經常保持於可用狀態，值班運轉人員應每日定時與本公司調度員查核，如發生故障時應立即查修。

第二節 系統頻率與電壓控制

第七十二條 各級電力調度中心應依主管機關發布之電業供電電壓及頻率標準及短期電力調度運用計畫內容及線上即時安全分析結果，執行電力調度及操作電力系統，確保電能供需平衡及系統安全穩定。

第七十三條 中央調度中心應參考系統頻差係數，密切注意電力系統頻率變化，並指令一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者之發電設備進行頻率控制。系統頻率控制以發電機之頻率初級控制及頻率次級控制兩階段方式進行調整，使電力系統總發電量與負載達供需平衡。

第七十四條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者之發電設備具備頻率初級控制功能者，應將發電機之調速機經常置於自由運轉模式，該調速機設定應依附件十三辦理。

第七十五條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者之發電設備具備頻率次級控制功能，且參與調頻備轉容量日前競價得標者，應接受中央調度中心指令，將發電機置於自動發電控制運轉模式。該頻率控制設定應依附件十二辦理。

第七十六條 中央調度中心於電源不足或特殊情形時，得指令更改系統運轉頻率基準值。其運轉頻率基準值，原則上最高不得超過 60.2Hz，最低不得低於 59.8Hz。

第七十七條 中央調度中心應經常監視並以調整運轉頻率基準值方式校正時差，以確保電鐘之準確。

第七十八條 各級電力調度中心應視電力系統情況，隨時指令一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者之發電設備調整電壓，以符合電力系統無效電力需求。

無效電力之調度，除考量電壓控制外，以避免作長距離大量輸送為原則。

第七十九條 各級電力調度中心應依調度責任範圍隨時檢查轄區主要廠所之匯流排電壓，並利用各項電壓調整設備調整電壓，以保持系統電壓運轉範圍。

前項所稱之系統電壓運轉範圍應符合下列規範：

- 一、超高壓變電所 161kV 側匯流排電壓，應維持在 $161\text{kV}\pm 5\%$ 範圍內。
- 二、超高壓、一次變電所 69kV 匯流排電壓，應維持在標準值 $\pm 1.5\%$ 範圍內。
其標準值根據本公司每年電力品質報告之電壓運轉成果及轄區各一次變電所負載特性訂定，亦可配合用戶之需要隨時修訂。
- 三、各二次變電所主變壓器及超高壓、一次(含配電)變電所配電變壓器低壓側匯流排電壓(22kV、11kV)，應維持在標準值 $\pm 2.5\%$ 範圍內。其標準值由本公司配電單位就各變電所供電情形研訂。

第八十條 一般發電業電廠應依下列規定協助本公司調整系統電壓：

- 一、將各機組端電壓每日分數階段作適度調整，其電壓調整值由本公司依季節負載變化訂定(每年夏、冬兩季)並函知執行。
- 二、各級電力調度中心於系統電壓偏高時，得指令降低發電設備電壓，並在設備安全運轉環境內盡量提高功率因數至接近於 1(以不送出無效電力為原則)運轉或進相運轉(吸收無效電力)，使系統電壓儘量維持正常。
- 三、各級電力調度中心於系統電壓偏低時，得指令提高發電設備電壓，並在設備安全運轉環境內盡量供給系統無效電力，使系統電壓儘量維持正常。
- 四、遇屋外開關場礙子發生嚴重閃絡時，應報告中央調度中心降低發電設備電壓。必要時由中央調度中心降低系統電壓，以減少事故發生。

第八十一條 再生能源發電設備設置者與本公司責任分界點之電壓運轉原則依本公司「再生能源發電系統併聯技術要點」規定辦理。

第八十二條 一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶，應配合本公司電壓普查作業並依下列規定協助本公司調整系統電壓：

- 一、一般自備變電所用戶之電容器以經常併用為原則，如系統電壓過高，經各級電力調度中心調整無效時，本公司得指令暫將電容器停用。
- 二、隨時將變電所電壓情況與各級電力調度中心聯絡，以作適當調整。若變

電所負載須大幅增減時，應即報告各級電力調度中心，以配合調整轄區電壓。

三、遇系統電源不足，各級電力調度中心執行區域降壓運轉時，應儘量配合。

第八十三條 電源不足時，中央調度中心得於限電前，指令變壓器具有載分接頭之各級變電所降低二次側（69kV、22/11kV）匯流排電壓，但以不低於標準電壓之百分之九十七為限。

第三節 電源運用

第八十四條 電源調度應基於安全、公平、公開、經濟、友善環境及政府能源政策，擬定調度優先順序，並考量下列因素：

- 一、電力系統安全穩定及可靠度影響程度。
- 二、環保法令規範。
- 三、氣候條件、發電機組位置及機組效率等，在不同空品區域之影響。
- 四、再生能源優先調度。
- 五、保持優良電力品質。
- 六、需量管理。
- 七、經濟運轉。
- 八、發電機組升降載特性及儲能系統。
- 九、灌溉及民生用水之協調。
- 十、設備維修之配合。
- 十一、雙邊合約規範或電力系統相關之契約。

第八十五條 中央調度中心應依調度情形，滾動檢討系統發電排程及備轉容量。

前項之備轉容量計算原則係指系統運轉淨尖峰能力減去系統瞬時尖峰負載（瞬間值）。

第二項之系統運轉淨尖峰能力為系統規劃淨尖峰能力扣除機組大修、故障、檢修、待機等；火力方面考慮燃料、輔機、輸電容量、環保、氣溫變化等限制；水力方面考慮水文、水位、灌溉、民生用水、溢流等情況；風力及太陽能考慮氣候

條件影響。

第四節 電網安全運轉

第八十六條 中央調度中心應考量電力系統設備停用需要、事故發生機率、調度成本、負載限制與系統安全等因素，透過電能管理系統分析 161kV 以上輸變電設備可能偶發事故，並掌握系統運轉狀態，以為調度運轉因應措施採行之依據。

第八十七條 無相關輸變電設備停用時，345kV 超高壓主幹線及核能電廠電源線應以二共架線路事故[(N-0)-2]發生後；其餘設備應以單一輸變電設備事故[(N-0)-1]發生後，系統仍能安全運轉。

若評估前項事故發生後系統不能安全運轉時，中央調度中心應依本要點第九十三條擬定因應措施。

第八十八條 相關輸變電設備停用時，下列偶發事故發生後，系統仍應符合本要點第八十九條及第九十條規定：

一、已停用單一相關輸變電設備時，345kV 超高壓主幹線及核能電廠電源線考量下一個二共架線路事故[(N-1)-2]發生；其餘設備考量下一個單一輸變電設備事故[(N-1)-1]。

二、已停用二相關輸變電設備以上時，345kV 超高壓主幹線及核能電廠電源線考量下一個單一輸變電設備事故[(N-2)-1] 發生。

為符合前項規定，中央調度中心得採取發電機組跳脫或負載限制，以確保電力系統供電安全，但應儘量縮小供電影響範圍。

第八十九條 電壓穩定度準則為電力系統應至少保持電力潮流收斂且電壓正常時於 0.95 標么至 1.03 標么，事故時於 0.9 標么至 1.05 標么。

第九十條 345kV 線路發生 N-1 或 N-2 事故時，暫態穩定度準則為非故障端以 4 週波清除，故障端以 4.5 週波清除；N-3 事故時，暫態穩定度準則為兩端均 4 週波清除。

第九十一條 中央調度中心應依調度情形，滾動檢討電力潮流、故障電流及電力系統穩定度。

第五節 預警分析及因應措施分類

第九十二條 中央調度中心應針對偶發事故進行下列評估：

- 一、安全分析：以電力潮流程式分析輸變電設備發生偶發事故後，評估電力潮流是否收斂，是否有設備超載或不符合本要點第八十九條規定之情形。
- 二、動態安全評估：以動態安全評估程式或暫態穩定度程式分析 345kV 線路發生三相短路故障，其臨界清除時間是否符合本要點第九十條規定。
- 三、故障計算分析：以故障電流計算程式分析 161kV 以上匯流排發生三相短路故障，評估是否有超過斷路器額定啟斷容量之情形。

第九十三條 中央調度中心執行偶發事故評估，預知事故發生後無法維持正常運轉時，應採取因應措施，其分類如下：

- 一、預防性措施：指系統處於正常狀態，經評估分析系統發生偶發事故後有不安全情況，於事故未發生前即採取之因應措施，以預防事故發生後系統處於緊急狀態。
- 二、矯正性措施：指系統處於正常狀態，經評估分析系統發生偶發事故後僅有設備超載，且未達一級負載限制施行時機之危急情況，於事故發生後採取因應措施，以處理設備超載之緊急現象。
- 三、自動矯正性措施：指系統處於正常狀態，經評估分析系統發生偶發事故後有不安全情況，事先裝設特殊保護設備、過載保護電驛(50+2)或用戶低頻卸載機制，於事故發生後自動動作，以迅速處理事故發生後之緊急現象。
- 四、緊急應變措施：當事故發生後系統處於緊急狀態時，依本要點第八章規定採取之因應措施。
- 五、復電操作程序：當事故發生後系統處於復電狀態時，依本要點第八章規定採取之因應措施。

若任一因應措施涉及負載限制時，應通報相關單位主管(或以上層級)核備或核准；若事故發生屬緊急情況，得逕行處置後再通報。

第九十四條 電源不足之預警機制依本公司「電源不足時期限制用電辦法執行及通報機制」辦理。

第九十五條 中央調度中心預期系統電源有不足之虞時，應事先將預定施行之限電內容，通知各區域調度中心轉達配電調度中心；屆時再視系統電源情況決定是否施行，以爭取時效及減少限電機會。

第九十六條 預期因氣候或其他因素，有導致再生能源發電量產生劇烈變動而影響系統安全之虞時，各級電力調度中心得事先指令調整再生能源發電量。

第六節 設備操作程序

第九十七條 各系統參與者之運轉負責人應於停電工作開始前半小時聯絡本公司所屬調度中心，說明工作內容、停電區域及操作順序，經確認後依指令操作。

第九十八條 停電作業開始前，應將停電範圍內機電設備圍以藍帶，並懸掛「停電工作中」標誌標示，其鄰近設備有電部分圍以紅帶(或網)，並以標示牌書寫如「有電危險，請勿靠近」等警句。

第九十九條 停電工作時，除啟斷斷路器外，並應啟斷相關之隔離開關或空斷開關，以作為二段隔離；同時應將斷路器及隔離開關或空斷開關之操作電源閉鎖，並將手動操作機構上鎖，以策安全。

前項若因設備關係無法作二段隔離時，除啟斷開關外，並應將其操作電源閉鎖或將手動操作機構上鎖。

第一百條 各系統參與者操作斷路器時，應遵守下列規定：

- 一、斷路器之操作，原則上應由運轉負責人親自執行。
- 二、操作前應確認擬操作之斷路器號碼無誤。
- 三、操作前應察看該斷路器有關之電流表、電壓表及保護設備等，如發現有異狀，應查明後始可操作。
- 四、斷路器應依據控制室之「ON」、「OFF」指示燈操作；若指示燈異常，應先修復後始可操作。
- 五、操作斷路器加壓匯流排或變壓器時，當斷路器投入瞬間產生電震且電流異常上昇超越指標範圍，應迅速啟斷該斷路器，並巡視開關場，查明故障所在並回報。

- 第一百零一條 各系統參與者操作隔離開關或空斷開關時，應遵守下列規定：
- 一、操作時應在無電流狀態，亦即應先確認其連接之斷路器在啟斷狀態時，始可操作。
 - 二、旁路用隔離開關或空斷開關之操作，應確認所屬斷路器在投入(通電)狀態中始可操作。
- 第一百零二條 各系統參與者操作接地開關時，應遵守下列規定：
- 一、接地開關應上鎖。
 - 二、接地開關與隔離開關或空斷開關應設有連鎖裝置。
 - 三、接地開關投入前，應確認相關之隔離開關或空斷開關均已啟斷，接地開關之處所已無電，始可操作。如為輸電線之接地開關，應由電壓表複查線路無加壓後始可操作。
- 第一百零三條 斷路器及隔離開關或空斷開關啟斷後，應在工作物靠近電源之一端(無電部份)掛裝接地線或投入接地開關，如係掛裝接地線時，應注意接地線之掛接點，務必確實接觸導體。工作完畢後，須先確認各接地開關(或接地線)均已啟斷(拆除)後始可操作斷路器與隔離開關或空斷開關。
- 第一百零四條 各系統參與者與本公司電力網互聯之線路操作規定如下：
- 一、停電順序如下：
 - (一) 啟斷併用端線路側斷路器。
 - (二) 啟斷加壓端線路側斷路器。
 - (三) 啟斷併用端及加壓端線路側隔離開關或空斷開關。
 - (四) 投入併用端及加壓端線路側接地開關。
 - 二、復電順序如下：
 - (一) 啟斷併用端及加壓端線路側接地開關。
 - (二) 投入併用端及加壓端線路側隔離開關或空斷開關。
 - (三) 投入加壓端線路側斷路器。
 - (四) 投入併用端線路側斷路器。
- 第一百零五條 各系統參與者操作雙匯流排時，應遵守下列規定：

一、有連絡斷路器者，應經常投入使用為原則。

二、停用一匯流排時操作順序如下：

(一) 將欲停用匯流排之比壓器切換後，逐一投入不停電之匯流排側之隔離開關或空斷開關。

(二) 逐一啟斷停用匯流排側之隔離開關或空斷開關。

(三) 啟斷連絡斷路器。

(四) 啟斷連絡斷路器兩側之隔離開關或空斷開關。

(五) 投入欲停用匯流排之接地開關。

三、復電時，依前款第五目、第四目、第三目、第二目、第一目之順序啟斷接地開關及投入各開關設備後，將比壓器改回原匯流排。

第一百零六條 各系統參與者操作雙匯流排一個半斷路器時，應遵守下列規定：

一、應經常併用兩匯流排，即全部斷路器經常投入使用為原則。

二、停用任一匯流排時操作順序如下：

(一) 將欲停用匯流排之比壓器，切換至另一供電中之匯流排。

(二) 逐一啟斷欲停用匯流排側全部之斷路器。

(三) 逐一啟斷欲停用匯流排側全部隔離開關或空斷開關。

(四) 投入欲停用匯流排之接地開關。

三、復電時，依前款第四目、第三目、第二目、第一目之順序啟斷接地開關及投入各開關設備後，將比壓器改回原匯流排。

第一百零七條 各系統參與者之發電機組應依下列規定操作，惟再生能源發電設備設置者僅適用第一款規定：

一、發電機組併聯、解聯時，均應事先與所屬調度單位聯絡後，始可操作。

二、每次升(降)載達 50MW 以上時，應先與所屬調度單位聯絡，包含升(降)載原因、數量、預定時間等；且增(減)負載不可過速，原則上每 20MW 後，應稍候十秒再增(減)。

第一百零八條 開關場高壓設備施行活線礙子清掃工作時，不須提出活線礙子清掃要求書，工作當天作業開始前，應將活線礙子清掃設備名稱、作業時間等向所屬調度中

心聯絡，獲同意後始可工作。

第一百零九條 本公司相關調度中心接到要求線路活線礙掃工作時，如該線路復閉電驛使用中，應先將兩端復閉電驛閉鎖，並於兩端線路斷路器控制開關把手上懸掛活線工作卡後始可通知工作。接到工作完畢報告後，立即通知拆除控制開關上之活線工作卡及復用復閉電驛。

第一百一十條 線路於活線礙子清掃中跳脫斷聯，呈無電壓狀態時，應獲各系統參與者之運轉負責人同意後始可執行試送電。

第一百一十一條 活線作業中遇天氣轉變(如打雷、下雨、颱風等)或接獲本公司相關調度中心指令中止工作時，應立即停止活線作業。

第八章 電力調度之緊急處置

第一節 設備異常處理

第一百一十二條 一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設備設置者之發電機組或主變壓器跳脫後，應依下列規定處理：

- 一、立即檢視動作電驛，判斷可能故障原因並派員巡查有關設備後，將跳脫之機組及其發電量、處理原則、預估併聯時間等，簡明報告本公司相關單位。
- 二、如跳脫之動作電驛為差動或接地等主要電驛，均應停電詳細檢查有關設備，俟檢查無異狀或故障修復後始可併用。其他之電驛動作，則應立即檢視有關設備，確認無異狀或原因排除後始可併用。
- 三、單路之線路跳脫斷聯(或匯流排事故跳脫)，發電機亦同時跳脫時，應查明動作電驛並檢查設備，如機組無異狀，應俟線路(或匯流排)加壓後再恢復併聯。

第一百一十三條 電源線跳脫斷聯後，應依下列規定試送電：

- 一、電源線跳脫斷聯之試送電，本公司相關調度中心與電廠值班運轉負責人取得聯繫並獲同意後，始可執行。
- 二、一回線跳脫斷聯時，由加壓端試送電，成功後併用端核驗同步後併用。

- 三、兩回線同時跳脫斷聯時，原則上依高絕緣者先後絕緣者後之次序，由加壓端試送電，成功後併用端核驗同步後併用。
- 四、全線段為架空線或部分交連 PE 電力電纜線路者，於跳脫後可試送電一次。
- 五、全段充油式電力電纜線路者：
- (一) 若電廠無停電時，不施行試送電，應巡視電纜管路及電纜油壓，查明無異狀或故障修復後，始可施行。
 - (二) 若電廠全停電時，其動作電驛為非接地電驛亦非差流電驛者，於跳脫十五分鐘後，如電纜油壓正常且兩端警報器未動作，可試送電一次；如試送不成功，應巡視管路，查明無異狀或故障修復後，始可再施行試送電。
- 六、部分充油式電力電纜線路者：
- (一) 若電廠無全停電，於跳脫十五分鐘後，如電纜油壓正常且兩端警報器未動作，可試送電一次。
 - (二) 若電廠全停電時，可先施行試送電一次；如試送不成功，應巡視管路，查明無異狀或故障修復後，始可再施行試送電。
- 七、全段交連 PE 電力電纜線路者：
- (一) 若電廠無全停電時，不施行試送電，應巡視管路，查明無異狀或故障修復後，始可施行試送電。
 - (二) 若電廠全停電時，可先施行試送電一次；如試送不成功，應巡視管路，查明無異狀或故障修復後，始可再施行試送電。

第一百一十四條 用戶專線跳脫後試送電規定如下：

- 一、同意逕行試送電者，本公司相關調度中心依供電線路試送電方式聲明書，不經聯絡廠所值班負責人，逕行試送電一次。
- 二、不同意逕行試送電者，本公司相關調度中心依供電線路試送電方式聲明書，經聯絡廠所值班負責人後，再執行試送電。
- 三、如試送電一次不成功，本公司相關調度中心俟故障排除後再行試送電。

- 四、本公司相關調度中心如認為試送電可能損毀設備或對系統有不良影響時，得拒絕試送，於故障修復後再行試送電。
- 五、線路跳脫但發電機組未跳脫，並繼續供給廠內用電時，俟線路加壓後再與本公司系統核驗同步後併聯。

第一百一十五條 各系統參與者之單匯流排跳脫時，應遵守下列規定：

- 一、立即查看動作電驛及處理跳脫之設備。
- 二、派員巡視開關場，並啟斷故障匯流排側隔離(或空斷)開關，隔離該匯流排。
- 三、施行必要測量以查明故障原因，並隔離故障區域，若需檢修時再投入匯流排接地開關。
- 四、於故障匯流排修復後始可進行復電。

第一百一十六條 各系統參與者之雙匯流排中任一匯流排跳脫時，應遵守下列規定：

- 一、立即查看動作電驛及派員巡視開關場，並啟斷故障匯流排側之隔離(或空斷)開關，隔離該匯流排。
- 二、施行必要測量以查明故障原因，並隔離故障區域，若需檢修時再投入匯流排接地開關。
- 三、將原掛接該故障匯流排之正常設備、匯流排比壓器，改由無故障之匯流排供電。
- 四、於故障匯流排修復後始可進行復電。

第一百一十七條 各系統參與者之雙匯流排一個半斷路器中任一匯流排跳脫時，應遵守下列規定：

- 一、將跳脫匯流排之比壓器立即逕行切換至另一供電中之匯流排。
- 二、立即查看動作電驛，並派員巡視開關場。
- 三、啟斷跳脫斷路器匯流排側之隔離(或空斷)開關。
- 四、施行必要測量以查明故障原因，將故障設備隔離，若需檢修時再投入接地開關。
- 五、於故障匯流排修復後始可進行復電。

第二節 系統頻率及電壓急遽變化時處理

第一百一十八條 若發生緊急事故或負載驟升導致系統頻率驟降時，中央調度中心應妥善運用各級備轉容量及低頻卸載用戶，使系統頻率恢復至安全範圍。

前項處置後仍無法使頻率回復至安全範圍時，中央調度中心應依本章第四節規定執行負載限制措施以避免頻率持續下降。

第一百一十九條 電力系統發生輸電線路故障，造成大量負載跳脫事故導致系統頻率遽升時，得利用跳脫發電設備措施以避免頻率持續上升。

第一百二十條 各水、火力發電廠於系統頻率急遽變化時，應依附件十四進行頻率調整，協助調整系統頻率，再報告中央調度中心。

各水力發電廠參與調整系統頻率時，必要時應利用水庫、調整池或水路蓄水之調整能力，將出力減至最低出力，或升至滿載。惟下游應先廣播才能放水之電廠，不參與協助系統頻率控制。

第一百二十一條 電力系統負載較重或電源不足，導致超高壓、一次變電所 69kV 匯流排電壓或各變電所配電變壓器低壓側匯流排 22kV、11kV 電壓低於標準值時，依本章第四節規定施行一級負載限制或緊急分區輪流停電。

第一百二十二條 一般發電業電廠之發電機在預定之電壓運轉中，突然失載且機組繼續運轉導致電壓偏高時，應逕行調低發電機電壓，再報告中央調度中心。

第一百二十三條 遇緊急情況時，為確保電力系統安全穩定，本公司各級調度中心得依調度責任範圍要求一般發電業電廠、再生能源發電設備設置者及一般自用發電設置者之發電設備降載或停機。

第三節 全停電處置

第一百二十四條 系統全停電或部分全停電時，受影響之一般發電業電廠應儘速使機組停機或無載空轉，並聯絡所屬調度中心。

第一百二十五條 參與全黑啟動輔助服務者，應逕自準備全黑啟動前置作業，待中央調度中心指令對外加壓試送電。

第一百二十六條 系統全停電時，各系統參與者應立即啟斷線路側斷路器及全部變壓器一、

二次側之斷路器，靜候本公司相關調度中心聯絡加壓受電。

第四節 負載限制

第一百二十七條 負載限制分類如下：

一、緊急負載限制包含低頻電驛自動卸載、一級負載限制及緊急分區輪流停電，係指系統突發事故，導致電源不足或設備超載、電壓嚴重偏低等，應立即實施之負載限制。

二、計畫性負載限制包含工業用戶限電及計畫性分區輪流停電，係指預測翌日系統電源不足時，應於執行限電前一日通告之負載限制。

第一百二十八條 緊急負載限制之施行，應依附件十五辦理。

第一百二十九條 電力調度單位預期系統電能不足，依約執行用戶臨時性減少用電措施及其他緊急因應措施後，電源仍顯不足時，應依主管機關發布之電源不足時期限制用電辦法執行計畫性負載限制。

第五節 事故報告

第一百三十條 各系統參與者之設備發生事故，除逕行緊急處理並報告本公司相關調度中心外，應於事故發生後二十四小時內將事故情況及處理經過填寫附件十六事故日報送本公司相關調度中心。

如事故當日無法查明事故原因，得先行送出事故日報，俟事故原因查明後再行補送。

第一百三十一條 發電業電廠及自用發電設備設置者主變壓器以下之所內設備如發生事故，影響機組正常運轉時，應逕行處理後將事故概況、影響發電量及預定恢復正常運轉時間等報告本公司相關調度中心。

第九章 保護電驛設置與運用

第一百三十二條 各系統參與者依本要點第二十三條至第二十五條申請加入設備，相關設備保護電驛設置運用應符合下列規定：

一、輸電線路依附件十七辦理。

- 二、變壓器依附件十八辦理。
- 三、發電機依附件十九辦理。
- 四、匯流排及斷路器依附件二十辦理。
- 五、靜態電容器與並聯電抗器依附件二十一辦理。
- 六、屬配電系統設備依附件二十二辦理。
- 七、儲能設備依附件二十三辦理。

第一百三十三條 二次系統以上匯流排及輸電線路之保護電驛於正常使用中，因故須閉鎖時，系統參與者應檢具附件九停止要求書，送所轄本公司區域供電單位電驛部門辦理；中央調度中心或區域調度中心依停止要求書核定內容，對所轄操作範圍指令電驛閉鎖。

工作完畢後，系統參與者應會同執行閉鎖單位，確認電驛及相關輔助電驛無動作後(如有動作應先行復歸並確認之)，再向中央調度中心或區域調度中心要求，對所轄操作範圍指令復用。

第一百三十四條 若現場人員或電驛部門人員發現電驛故障時，應通知相關調度中心，由值班負責人指令所轄操作範圍閉鎖電驛；若係輸電線路差流主保護電驛故障，該值班負責人亦應通知其他端廠所閉鎖該線路之差流電驛。

若故障電驛經處理後可復原使用，仍應經現場人員或電驛部門人員確認功能正常，同時其相關輔助電驛無動作後(如有動作應先行復歸並確認之)，再向相關調度中心要求，對所轄操作範圍指令復用。

第十章 調度員考核與訓練

第一百三十五條 本公司定期辦理各級電力調度中心調度員資格考核，考核通過者，始得擔任調度員職務。

第一百三十六條 各級電力調度中心調度員之資格考核項目，至少應包含基本原理筆試測驗及模擬器操作測驗。

前項所稱資格考核項目及其合格標準，由本公司另訂之。

考核執行情形應作成紀錄留存備查，並至少留存五年。

第一百三十七條 為使調度員資格持續有效，取得調度員資格者應定期接受教育訓練。
前項教育訓練之內容、考核標準及時數採認，由本公司另訂之。
第一項之教育訓練執行情形應作成紀錄留存備查，並至少留存五年。

第十一章 電力調度費用分攤

第一百三十八條 申請併網型直供及轉供之再生能源發電業、再生能源售電業及自用發電設備轉供自用部分，應依據經濟部公告之「輸配電業各項費率計算公式」規定，向本公司支付輔助服務費、電力調度費及轉供電能費。

第一百三十九條 併網型直供費用及電能轉供費用之計算期間為上次抄表日至本次抄表日之前一日按月計費，其併網型直供電量及電能轉供量依「台灣電力股份有限公司電能轉供及併網型直供營運規章」規定辦理。

第十二章 資訊公開

第一百四十條 為使電力網供電必要資訊公開透明，本公司依電業管制機關公告之電業簡明月報、年報格式及應公開資訊規定，公開於本公司資訊網頁。

第一百四十一條 本公司相關電力網供電資訊，定期公開於資訊網頁，包含：

- 一、每日：電力調度範圍之總發電量、尖峰負載量、不同燃料類別機組發電量、備轉容量(率)、負載預測。
- 二、每月：線路損失率。
- 三、每年：機組歲修排程、電網瓶頸線路、區域間總傳輸能力與可傳輸能力及各級變電所主變壓器裝置容量。

第一百四十二條 有關契約關係與市場競爭之系統發電排程資訊，本公司僅對排程參與者公開。

第十三章 附則

第一百四十三條 再生能源發電業依本公司規定申請電能轉供者，應於年度結束後三個月內提交與轉供電量相符之再生能源憑證送本公司查核。

第一百四十四條 與執行電力調度業務有關之壅塞管理及不平衡電力管理之規定，由本公

司另行訂定，經電業管制機關核定後施行。

第一百四十五條 除經電業管制機關指示檢討外，本要點三年檢討一次。

第一百四十六條 本要點經電業管制機關核定後自發布日施行；其修正時亦同。

附件一 電力系統諧波管制標準

一、適用對象：

額定電壓在交流三相 220V 至 345kV 定之用戶。

二、用詞定義：

(一) 諧波：

理想交流供電電源只含基頻成分，系統基頻為 60Hz。當電力系統中含有非線性負載如電力電子轉換設備、電弧爐及鐵心激磁類設備等，將會產生非 60Hz 之電流及電壓即為諧波，可分為整數倍諧波及非整數倍諧波。

(二) 責任分界點：用戶與本公司系統之產權分界點。

(三) I_{sc} ：用戶責任分界點最小短路電流。

(四) 最大需量負載電流 I_L (Maximum Demand Load Current)：

在正常負載與發電下之責任分界點最大需量負載電流 I_L 既設用戶者，採取前十二個月每月最大負載電流平均值。新設或增設用戶，採取主變壓器額定電流值。

(五) I_{sc}/I_L ：用戶責任分界點之最小短路電流 I_{sc} 與最大需量負載電流 I_L 之比值。

(六) 總需量電流失真率 I_{TDD} (Total Demand Distortion, TDD)：

各諧波電流成分均方根值與最大需量負載電流之百分比值，考慮諧波成分可達五十次。必要時，可包括大於五十次諧波成分；其公式如下：

$$I_{TDD} \% = \frac{\sqrt{|I_2|^2 + |I_3|^2 + |I_4|^2 + \dots}}{|I_L|} \times 100\%$$

(七) 總諧波電流失真率 I_{THD} (Total Harmonic Distortion, THD)：

各諧波電流成分均方根值與基本波電流之百分比值，考慮諧波成分可達五十次。必要時，可包括大於五十次諧波成分；其公式如下：

$$I_{THD} \% = \frac{\sqrt{|I_2|^2 + |I_3|^2 + |I_4|^2 + \dots}}{|I_1|} \times 100\%$$

三、依據責任分界點電壓等級之不同，用戶注入責任分界點之總需量電流失真率 (I_{TDD}) 限制值如下：

1. 三相 220V 至 69kV(不含)以下用戶如表一。
2. 69kV 至 161kV(含)用戶如表二。
3. 大於 161kV 用戶如表三。

四、用戶產生諧波電流之情境可分成三類(以第五次諧波電流為例)：

1. 穩態持續性模式，如圖一。

2. 週期性模式，如圖二。
3. 隨機性模式，如圖三。

穩態持續性及週期性模式諧波電流採用表四中之短時間(十分鐘)量測及統計方式，檢視代表值是否符合標準。隨機性模式諧波電流採用附表四中較短時間(三秒)之量測及統計方式，檢視代表值是否符合標準。

五、用戶申請新(增)設用電

如為諧波源設備總容量在 300 千伏安(含)以上之用戶，需委託電機技師或專業技師送審諧波計算及檢討改善措施，經本公司審查符合規定，方可供電。具諧波源設備用戶申請用電及監督流程圖如圖四。

六、不定期抽測及改善措施

1. 本公司得不定期抽測或檢驗用戶產生之諧波電流。根據本公司量測結果，如用戶不符合諧波需量電流失真率限制值，應通知其限期改善，改善期限不得超過三個月。
2. 改善期限屆滿後，本公司得通知用戶於二星期內執行複測，如不符規定，本公司得通知其於一定期間內進行第二次複測。仍不符規定者，本公司依營業規則規定處理。

表一 三相 220V 至 69kV(不含)以下之諧波需量電流失真率限制值

諧波電流失真百分比(以 I_L 為分母)						
Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
各級諧波個別值(奇次)						
Individual harmonic order (odd harmonic)						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
<20(註 c)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20~50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50~100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100~1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

表二 69,000V 至 161,000V(含)之諧波需量電流失真率限制值

諧波電流失真百分比(以 I_L 為分母)						
Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
各級諧波個別值(奇次)						
Individual harmonic order (odd harmonic)						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
<20(註 c)	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20~50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50~100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100~1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

表三 大於 161kV 之諧波需量電流失真率限制值

諧波電流失真百分比(以 I_L 為分母)						
Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
各級諧波個別值(奇次)						
Individual harmonic order (odd harmonic) (註 a,b)						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
<25(註 d)	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25~50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

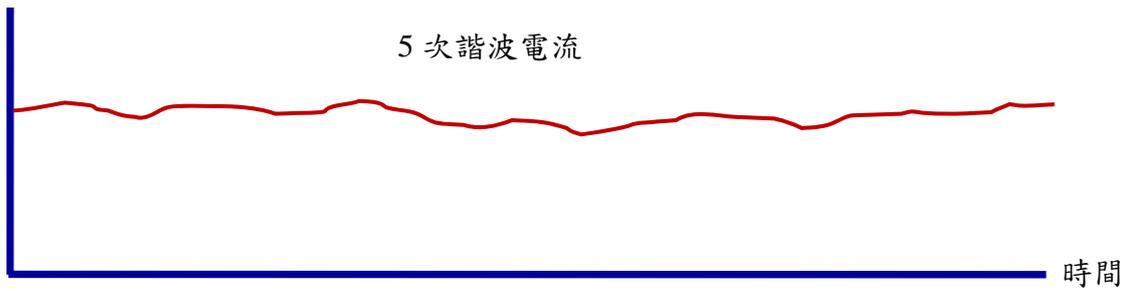
註：

- 偶次諧波失真之限制為上述限制值之 25%。
- 導致直流偏移的電流失真現象是不被允許的。例如：半波轉換器。
- 附表一、附表二之所有發電用戶，採用 I_{sc}/I_L 小於 20 之限制值。
- 附表三之發電用戶採用 I_{sc}/I_L 小於 25 之限制值。

表四 量測要求與統計方式

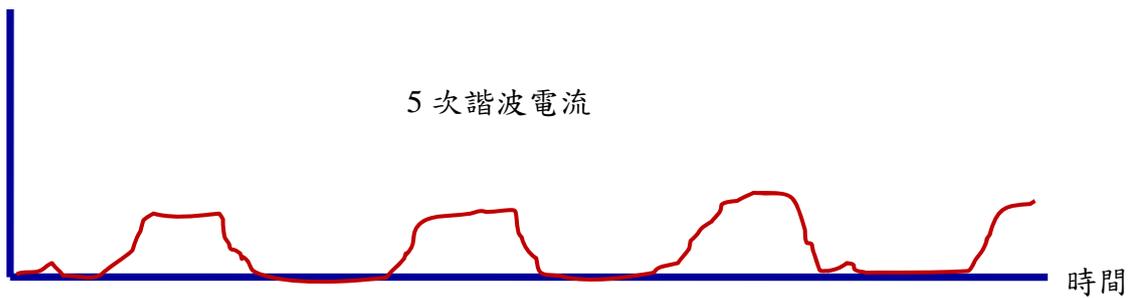
紀錄週期	代表值	限制值倍率	持續量測時間
較短時間（3 秒）的諧波電流	取每天的第 99 百分位對應值	2 倍	持續量測一天以上
短時間（10 分鐘）的諧波電流	取每週的第 99 百分位對應值	1.5 倍	持續量測一周以上
	取每週的第 95 百分位對應值	1 倍	

安培



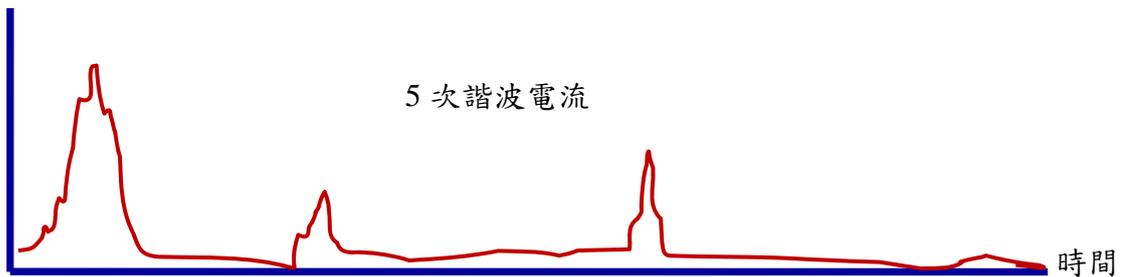
圖一 穩態持續性模式諧波電流(以第 5 次為例)

安培

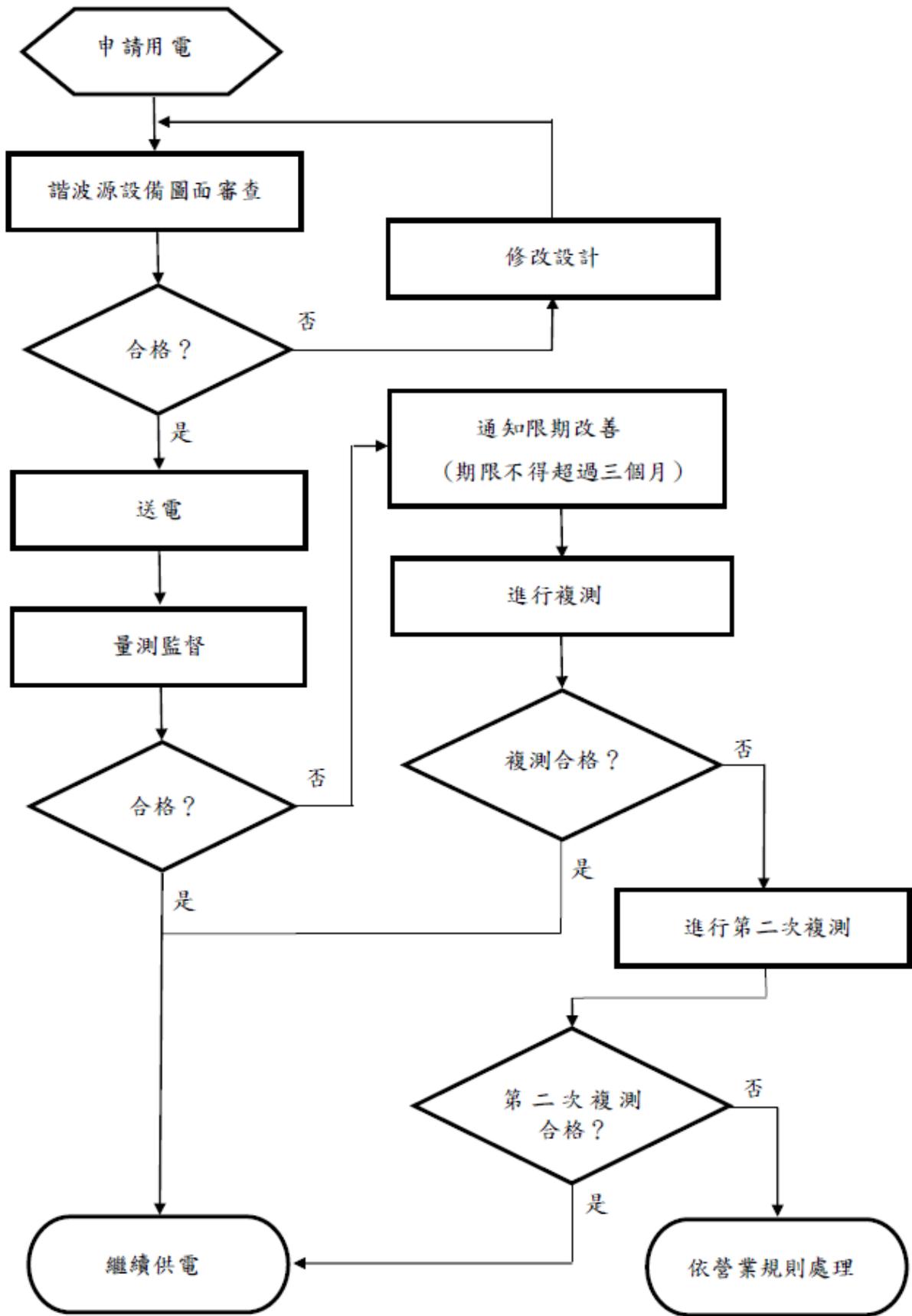


圖二 週期性模式諧波電流(以第 5 次為例)

安培



圖三 隨機性模式諧波電流(以第 5 次為例)



圖四 具諧波源設備用戶申請用電及監督流程

附件二 三相不平衡管制標準

一、適用對象：69kV 以上使用單相負載之用戶。

二、定義及計算方式：

電力系統電壓理論上為理想之三相無限匯流排，但實際的電力系統往往受負載型態與配電方式影響，以致造成系統三相電壓或電流大小與相角不相同之現象，就是所謂電力系統不平衡。現行對於不平衡率的定義如下：

負序電壓量(反時鐘方向)與正序電壓量(順時鐘方向)之比值，即為電壓不平衡率(Voltage Unbalance Factor, VUF = d_2)亦稱為負序電壓不平衡率，零序量與正序量之比值，即零序電壓不平衡率。

$$\text{負序不平衡率 } (d_2\%) = \frac{\text{負序分量大小 } (V_2)}{\text{正序分量大小 } (V_1)} \times 100\%$$

$$\text{零序不平衡率 } (d_0\%) = \frac{\text{零序分量大小 } (V_0)}{\text{正序分量大小 } (V_1)} \times 100\%$$

其中， V_2 ：負序電壓(Negative-sequence voltage)

V_1 ：正序電壓(Positive-sequence voltage)

V_0 ：零序電壓(Zero-sequence voltage)

三、管制標準：

連續之 $d_2\%$ (一日營運)不得大於 1%，短時間之 $d_2\%$ (15 分鐘)不得大於 1.2%。

附件三 設備遭受電壓驟降之容忍度建議

一、適用對象：

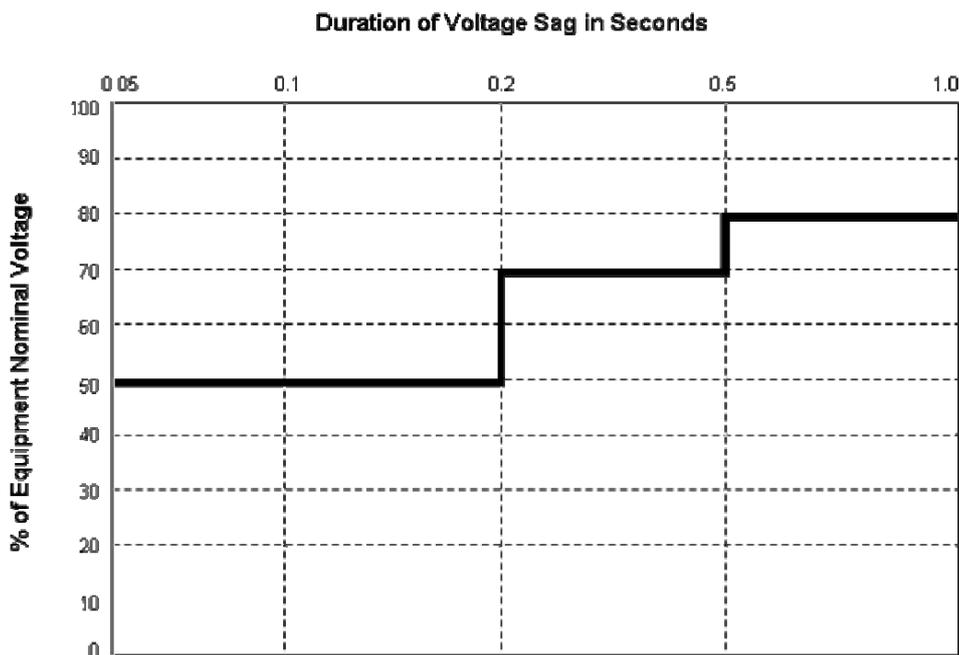
半導體製造及封測等相關用戶

二、管制建議：

如表一及圖一，半導體用戶之設備必須承受壓降至設備額定電壓的 50%，持續時間長達 200 ms，下降至 70% 持續 0.5 秒，下降至 80% 持續 1.0 秒。

表一 電壓暫降持續時間和設備額定電壓的百分比偏差

VOLTAGE SAG DURATION				VOLTAGE SAG
Second (s)	Milliseconds (ms)	Cycles at 60 hz	Cycles at 50 hz	Percent (%) of Equipment Nominal Voltage
<0.05 s	<50 ms	<3 cycles	<2.5 cycles	Not specified
0.05 to 0.2 s	50 to 200 ms	3 to 12 cycles	2.5 to 10 cycles	50%
0.2 to 0.5 s	200 to 500 ms	12 to 30 cycles	10 to 25 cycles	70%
0.5 to 1.0 s	500 to 1000 ms	30 to 60 cycles	25 to 50 cycles	80%
>1.0 s	>1000 ms	>60 cycles	>50 cycles	Not specified



圖一 電壓暫降持續時間和設備額定電壓的百分比偏差

附件四 頻率控制效能標準

電力系統頻率以控制效能標準作為頻率品質控制標準，年度實績大於 100%即符合頻率控制效能門檻。

計算公式為： $(2 - CF) \times 100\%$

$$CF = \frac{\overline{\Delta F_1^2}}{\epsilon_1^2}$$

註：

1. $\overline{\Delta F_1^2}$ ：每 1 分鐘實際頻率取樣與目標頻率之偏差平均值平方。
2. ϵ_1 ：1 分鐘可允許頻率偏差均方根值(單位：mHz)。
3. CF：Compliance Factor 合規係數。
4. $\Delta F = F - F_t$

F：實際系統頻率。

F_t ：目標需求頻率

附件五 頻率擾動控制標準

如系統一分鐘內發生發電機組跳脫達大於 400MW、小於 1100MW 之事故，或因發電機跳脫使頻率下降至 59.7Hz，中央調度中心應在 10 分鐘內將系統回復至擾動前的狀態，並使得事故回復時間符合回復百分比 R_i (Percentage Recovery, R_i)需回復到 100%的規定。 R_i 計算方式如下：

當 $ACE_A < 0$ 時：

$$R_i = \frac{MW_{Loss} - \text{Max}(0, ACE_A - ACE_M)}{MW_{Loss}} \times 100\%$$

當 $ACE_A > 0$ 時：

$$R_i = \frac{MW_{Loss} - \text{Max}(0, -ACE_M)}{MW_{Loss}} \times 100\%$$

MW_{Loss} ：從事故開始量測之事故擾動量(MW)

ACE_A ：事故前的 ACE(MW)

ACE_M ：事故後所量測到的最大 ACE 值(MW)

附件六 加入系統送電要求書填寫作業規定

一、「加入系統送電要求書」之格式，一般發電業電廠如表一；再生能源發電設備設置者如表二；併接於二次系統以上之一般自用發電設備設置者及自備變電所用用戶由區域配電單位代填表三。

二、填寫須知

(一) 各欄之填寫說明

1. 「內容」：欲加入設備之內容。
2. 「送電日期及時間」：預定送電時間，應包括其他相關工作單位完成工作所需時間。
3. 「送電區域」：設備加入後送電之區域。
4. 「工作負責人」：填寫工作負責人職別、姓名。
5. 「聯絡方法」：註明聯絡方式及地點，如工作負責人直接或派員聯絡。
6. 「須停止之區間或設備」：填寫新設備加入時，須停止既有輸電線路或廠、所設備之名稱。

三、加入系統送電要求書內應檢附下列相關資料：

(一) 輸電線

填入線路（含分歧線）名稱、線徑、長度及線路常數表(表四)、線路系統圖(圖一)及線路概要圖(圖二)；如電纜線路(含部分電纜線路)則另檢附如下表資料：

電纜線路(含部分電纜線路)容許運轉電流 (單位：A)

常時間容許運轉電流		短 時 間 容 許 運 轉 電 流							
一 回 線	二 回 線	一 回 線				二 回 線			
		1 小 時	3 小 時	5 小 時	10 小 時	1 小 時	3 小 時	5 小 時	10 小 時

(二) 保護電驛

應填寫下表。

電驛名稱	編號	型式	廠家	比流器可選用比值	比壓器規範

(三) 各類變壓器(含升壓變壓器、起動變壓器、高壓側廠用變壓器)

應填寫下表。

電壓 (kV)	容量 (MVA)	開路試驗		短路試驗		百分阻抗值
		鐵損 (KW)	激磁電流 (%)	銅損 (KW)	阻抗壓降 百分比	

註：另須提供變壓器銘牌、特性比較表(如表五)。

(四) 斷路器

須適用 ANSI 標準並附斷路器銘牌。內須註明製造廠家、型號、種類、額定電壓(kV)、額定電流(A)、對稱啟斷電流值(kA 及對應之電壓)、啟斷時間、接觸子開啟時間、非對稱能力及電壓範圍因數等。

(五) 一般發電業電廠

1. 提供發電機相關常數及數學模型資料，如表六、表七。
2. 提供激磁機(含電力系統穩定器；PSS)、原動機、調速機等之常數表、詳細數學模型資料與方塊圖(能適用PSS/E程式)，如表六及表八至表十五樣本。須適用美國Siemens PTI公司PSS/E程式與當時線上EMS所使用之模擬應用程式等，並於每次機組大修完畢重新量測後提供。
3. 提供發電廠內單線圖、開關場內單線圖等。
4. 提供發電機容量曲線圖，如圖三。
5. 提供發電機組之高頻、低頻運轉能力(圖四)及高頻、低頻電驛設定值。(本項自用發電設備設置者免附。)
6. 提供發電廠電力調度軟體需求(表十六～表十八)，並於每次機組定期檢修完畢重新量測後提供。(本項自用發電設備設置者免附。)
7. 提供機組排程需求資料(表十九)，並於下列時段提供(本項自用發電設備設置者免附。)
 - (A) 加入系統三十日前(計劃值)
 - (B) 商轉後三十日內(實測值)
 - (C) 定期檢修完成後三十日內(實測值)

(六) 併接於 161kV 以上及離島高壓系統之再生能源發電設備

依發電設備類別填寫表二十至表二十九。

(七) 供電設備試驗合格聲明書及各項設備試驗合格表

如表三十及表三十一。

(八) 機組資訊公開同意書

僅發電機組加入時填寫，如表三十二。

(九) 電力調度電話與調度監控設備會驗申請書

如表三十三。

(十) 供電線路試送方式聲明書

僅自用發電設備設置者及自備變電所用戶需填寫，如表三十四。

表一

加入系統送電要求書 (一般發電業電廠使用)

申請發電廠 _____ 申請號數 _____	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="2">申請發電廠</th> <th colspan="2">會同驗核單位認可簽章</th> <th colspan="2">區域供電單位審核</th> <th colspan="2">電力調度單位審核</th> <th rowspan="6">執行長 批示</th> </tr> <tr> <td>經 辦</td> <td></td> <td>發 電 單 位</td> <td></td> <td>經 辦</td> <td></td> <td>經 辦</td> <td></td> </tr> <tr> <td>主管(課長)</td> <td></td> <td>配 電 單 位</td> <td></td> <td>主管(課長)</td> <td></td> <td>主管(課長)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>組長(經理)</td> <td></td> <td>電 源 開 發 單 位</td> <td></td> <td>組長(經理)</td> <td></td> <td>組長(經理)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>單位副主管</td> <td></td> <td>電 力 通 信 單 位</td> <td></td> <td>單位副主管</td> <td></td> <td>單位副主管</td> <td></td> </tr> <tr> <td>單位主管</td> <td></td> <td>輸 變 電 工 程 單 位</td> <td></td> <td>單位主管</td> <td></td> <td>單位主管</td> <td></td> </tr> </table>	申請發電廠		會同驗核單位認可簽章		區域供電單位審核		電力調度單位審核		執行長 批示	經 辦		發 電 單 位		經 辦		經 辦		主管(課長)		配 電 單 位		主管(課長)		主管(課長)		組長(經理)		電 源 開 發 單 位		組長(經理)		組長(經理)		單位副主管		電 力 通 信 單 位		單位副主管		單位副主管		單位主管		輸 變 電 工 程 單 位		單位主管		單位主管	
申請發電廠		會同驗核單位認可簽章		區域供電單位審核		電力調度單位審核		執行長 批示																																										
經 辦		發 電 單 位		經 辦		經 辦																																												
主管(課長)		配 電 單 位		主管(課長)		主管(課長)																																												
組長(經理)		電 源 開 發 單 位		組長(經理)		組長(經理)																																												
單位副主管		電 力 通 信 單 位		單位副主管		單位副主管																																												
單位主管		輸 變 電 工 程 單 位		單位主管		單位主管																																												
加 入 設 備 名 稱 內 容		送 電 日 期 及 時 間		送 電 區 域		工 作 負 責 人 職 別、姓 名		聯 絡 地 點 、 電 話																																										
		預 定	月 日 時 分																																															
		實 際	月 日 時 分																																															
		須 停 止 之 區 間 或 設 備							預 定 自 月 日 時 分 至 月 日 時 分	詳 參 第 號 停 止 要 求 書																																								
加 入 設 備 略 圖 新 設 或 改 善 部 分 用 紅 色，如 紙 面 不 夠，請 另 加 附 頁 或 附 圖。並 詳 細 填 寫 所 需 資 料 (詳 參 填 寫 說 明)。				核 准 後 通 知																																														
		日 期 時 間	送 話 人		受 話 人																																													
			單 位	姓 名	單 位	姓 名																																												

表二

加入系統送電要求書 (再生能源發電設備設置者使用)

申請發電廠_____

申請號數_____

申請電廠		區域配電單位 審核		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核		執行長 批示
經 辦		經 辦		經 辦		經 辦		
主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		
組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		
單位副主管		單位副主管		單位副主管		單位副主管		
單位主管		單位主管		單位主管		單位主管		

加 入 設 備		送 電 日 期 及 時 間			送 電 區 域		工作負責人 職別、姓名	聯絡地點、電話				
名 稱	內 容	預 定	月	日	時	分						
		實 際	月	日	時	分						
		須停止之區間 或設備			預定	自	月	日	時	分	詳參 第 號 停止要求書	
						至	月	日	時	分		
加 入 設 備 略 圖	新設或改善部分用紅色，如紙面不夠，請另加附頁或附圖。並詳細填寫所需資料(詳參填寫說明)。				核 准 後 通 知							
					日期 、 時間	送 話 人			受 話 人			
						單 位	姓 名	單 位	姓 名			

表三

加入系統送電要求書 (一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶使用)

申請單位 _____
 申請號數 _____

區域配電單位 代填		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核		執行長批示
經辦		經辦		經辦		
主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		
組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		
單位副主管		單位副主管		單位副主管		
單位主管		單位主管		單位主管		

加入設備		送電日期及時間		送電區域		工作負責人 職別、姓名		聯絡地點、電話	
名稱	內容	預定	月 日 時 分						
		實際	月 日 時 分						
		須停止之區間 或設備			預定	自 月 日 時 分		詳參 第 號 停止要求書	
						至 月 日 時 分			
加入設備略圖	新設或改善部分用紅色，如紙面不夠，請另加附頁或附圖。並詳細填寫所需資料(詳參填寫說明)。			核准後通知					
			日期、時間	送話人		受話人			
				單位	姓名	單位	姓名		

註：併接於二次系統以上之一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶由區域配電單位代填此表

表四 線路常數表

(阻抗單位:Ω, 導納單位: μMHO)

線路名稱 來端 去端 from to	導體規範 線 徑 conductor	單回線 長度 (KM)	回 線 數 ckt	單 回 線				雙 線 間		雙 回 線			
				正相阻抗 R1 +JX1	零相阻抗 Ro+JXo	正相 導納 JB1	零相 導納 JBo	零 相 互 耦 阻 抗 Rmo+JXmo	零 相 互 耦 導 納 JBmo	正相阻抗 R1d+JX1d	零相阻抗 Rod+JXod	正相 導納 JB1d	零相 導納 JBod

註：A.100 公尺以內之架空線路得提供線路常數理論值。

B.電纜線路如有輔助接地線，請提供長度及其兩端接地電阻值。

表五 變壓器特性比較表

項 目	內 容	裝置容量 (kVA)	保證值(KW)		測試值(kW)	
1.損失	1.1 風扇損失					
	1.2 油泵浦損					
	1.3 無載損失 90%					
	1.4 無載損失 100%					
	1.5 無載損失 110%					
	1.6 負載損失 100%					
	1.7 負載損失 75%					
	1.8 負載損失 50%					
	1.9 負載損失 25%					
	1.10 全損失					
2.激磁電流	額定電壓 90%					
	額定電壓 100%					
	額定電壓 110%					
3.效率	接續(kV)		功因(%)	負載(%)	保證值(%)	測試值(%)
	161.000/15.7/15.7		100	100		
			100	75		
			100	50		
			100	25		
4.壓降百分比 (阻抗電壓百分比允許值：保證值之±10% 以內)	接續(kV)		阻抗壓降百分比		電阻壓降百分比	
	H-X、H-Y、X-Y		保證值	測試值	保證值	測試值
	169.050/15.7(H-X)					
	165.025/15.7(H-X)					
	161.000/15.7(H-X)					
	156.975/15.7(H-X)					
	152.950/15.7(H-X)					
	169.050/15.7(H-Y)					
	165.025/15.7(H-Y)					
	161.000/15.7(H-Y)					
	156.975/15.7(H-Y)					
	152.950/15.7(H-Y)					
	15.7/15.7(X-Y)					
5.電壓調整率 (%)	接續(kV)					
	161.000/15.7/15.7					

表七 激磁機、原動機、調速機常數表

機組名稱	激磁機(EXCITER)									原動機(PRIME MOVER)							調速機	備註
	製造廠家	型式	台數	容量(KW)	電壓(V)	電流(AMP)	每分轉數RPM	激磁法	EXCITATION SYSTEM MODE	製造廠家	型式	台數	容量(KW)	使用水量或煤量	每分轉數RPM	效率(%)	GOVERNOR TYPE	

表八

發電機模型資料表 (Generator Model Data Sheet)

電廠名稱(Plant Name)、發電機編號(Gen. No.) : _____ 發電廠、第_____號機

發電機類型(Generator Type) : _____ 例如：水、煤、天然氣複循環、油、核能、、、等

製造廠家(Manufacturer) : _____ 製造日期(Manufacturing Date) : _____

製造型式及序號(Manufacturing type and serial number) : _____

發電機額定(Generator Rating) :

容量(capability) : _____ MVA, _____ MW 電壓(V) : _____ kV 電流(A) : _____ A

功率因數(PF) : lagging _____, leading _____ 轉速(speed) : _____ RPM 短路比(SCR) : _____

轉動慣量(Moment of inertia) :

發電機(含激磁機 including exciter) : (GD² or WR²) _____ kg-m² or _____ lb-ft²

輪機(turbine) : (GD² or WR²) _____ kg-m² or _____ lb-ft²

慣性常數(inertia constant) H : _____ kW-sec/kVA (Including generator, exciter and turbine.)

發電機數學模型參數 :

電抗(Reactance, pu on generator rated MVA base)及時間常數(Time constant, sec)

飽和值 saturated value				未飽和值 unsaturated value			
				X _{di}		X _{qi}	
X' _{dv}		X' _{qv}		X' _{di}		X' _{qi}	
X'' _{dv}		X'' _{qv}		X'' _{di}		X'' _{qi}	
X _{Lv} (or X _{Pv})		X _{2v}		X _{Li} (or X _{Pi})		X _{2i}	
X _{0v}				X _{0i}			
T' _d		T' _q		T' _{do}		T' _{qo}	
T'' _d		T'' _q		T'' _{do}		T'' _{qo}	

R_a : _____ (at 25°C) R_a : _____ (at _____ °C) R₁ : _____ R₂ : _____

T_{a3} : _____

發電機飽和係數 S(1.0) = _____ , S(1.2) = _____ (For PSS/E),請附發電機飽和曲線圖

(please attach open and short circuit characteristic curves of generators.)

發電機磁場繞組電阻(Field Resistance) : _____ at 25°C , _____ at 125°C

阻尼係數 D (Damping Coefficient) :

機械阻尼(發電機、輪機) : _____ , 發電機電氣阻尼 : _____

表九

IEEE T1
IEEE Type 1 Excitation System

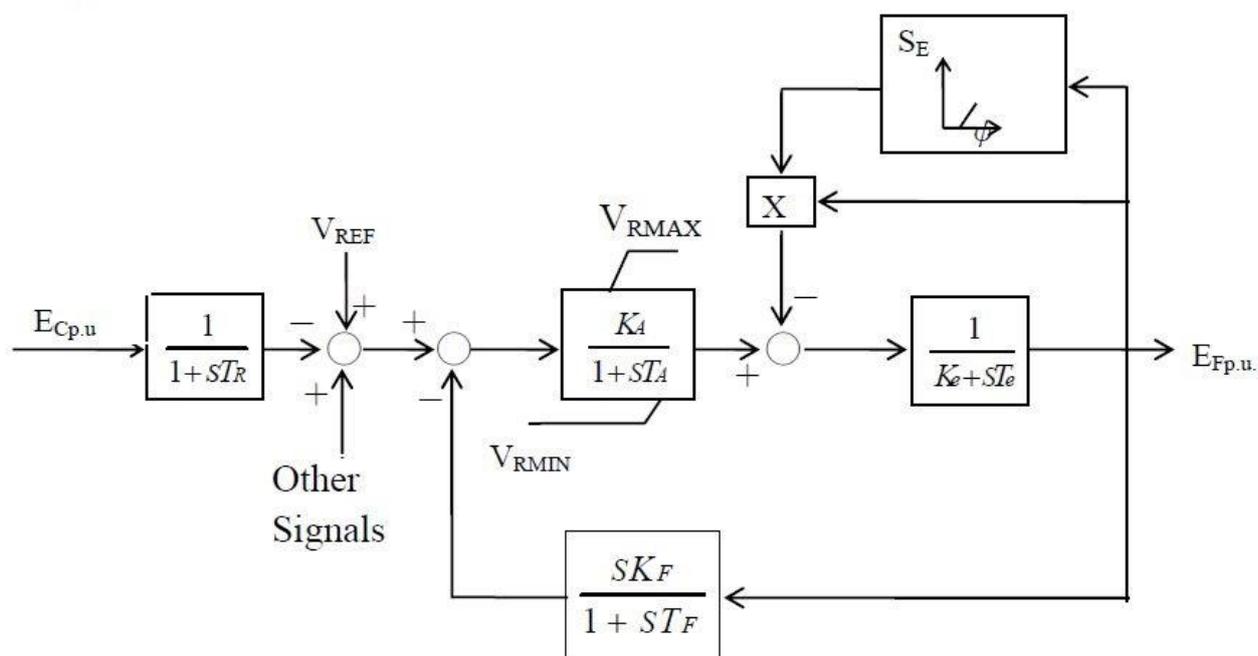
激磁機模型資料表

The data record for this model is:

T_R, T_A, T_E, T_F = Time constants in seconds ; $T_E, T_F > 0$

$E_1, S_E(E_1)$, = Saturation function values defined by Figure 2.

$E_2, S_E(E_2)$



K_E : _____

T_E : _____

K_F : _____

T_{F1} : _____

T_B : _____

T_C : _____

V_{Rmin} : _____ pu

V_{Rmax} : _____ pu

E_{FDmin} : _____ pu

F_{FDmax} : _____ pu

E_1 : _____

$S_E(E_1)$: _____

E_2 : _____

$S_E(E_2)$: _____

表十

激磁機(Exciter)模型及參數表

用戶名稱	第		號機
製造廠家	製造型式及編號		
數學模型 (TYPE)			
勵磁型式	A V R 型式		
額定運轉資料 (Rated Condition)	電壓：	KV	電流： A
	容量：	MVA MW	轉數： R.P.M
	反應比(Response Ratio)：		
	最高反應電壓(Ceiling Voltage P.U.)：		
激磁機數學模型及參數值請務必以 IEEE 標準模型提出，參考文獻： 1. IEEE working group, "Computer representation of excitation system", IEEE Trans. on PAS, VOL PAS-87, PP. 1460~1464, June 1968. 2. IEEE working group, "Excitation system model for power system stability studies", IEEE Trans. on PAS, VOL. PAS-100, NO.2, PP. 494-509, February 1981.			
電樞電阻 (歐姆)	25°C		125°C
磁場繞阻電阻 (歐姆)	25°C		
一般性 飽和曲線	$E_1 = 0.75 E \text{ Max.P.U.}$		
	$S_E(E_1) =$		
	$E_2 = E \text{ Max.P.U.}$		
	$S_E(E_2) =$		
說明	一、數學模型及參數務必以 IEEE 標準模型提出，並檢附方塊圖。 二、表上顯示之飽和曲線為一般性，若採特殊曲線請另行提供。		

表十一

IEEE 標準調速機(IEEE Standard Governor)模型及參數表

用戶名稱	第		號機
製造廠家	製造型式及編號		
IEEE 標準調速機參數值請配合如下方塊圖填寫			
控制器落後時間常數 (Controller Lag Time Constant)	T ₁ =		秒
控制器領先補償時間常數 (Controller Lead Compensation Time Constant)	T ₂ =		秒
調速機落後時間常數 (Governor Lag Time Constant)	T ₃ =		秒
汽輪機內部 (含管線) 延遲時間 (Delay Time due Steam Inlet Volumes Associated with Steam Chest and inlet Piping)	T ₄ =		秒
再熱延後時間 (Reheater Delay Time Including Hot and Cold Leads)	T ₅ =		秒
中壓到低壓渦輪機、交疊管線和低壓末端絕緣套之延遲時間 (Delay Time due to IP-LP Turbine、Cross-over Pipes and LP end Hoods)	T ₆ =		秒
功率上限 (Upper Power Limit)	P _{MAX} =		
功率下限 (Lower Power Limit)	P _{MIN} =		
調整器增益 (1/Per Unit Regulation)	K ₁ =		
分比 (Fraction)	K ₂ =	分比 (Fraction)	K ₃ =
模型方塊圖			
說明	汽輪機、氣渦輪機、水輪機或 IEEE 標準式渦輪調速機須擇一填寫		

表十二

汽輪調速機(Steam Turbine Governor)模型及參數表

用戶名稱	第			號機
製造廠家	製造型式及編號			
汽輪調速機參數值請配合如下方塊圖填寫				
速降率 (Speed Droop)	R =			
調速機時間常數 (Governor Time Constant)	T ₁ =			秒
汽輪機最大出力時閥位置 (Maximum Valve Position)	V _{max} =	P.U. on	KVA Base	
汽輪機最小出力時閥位置 (Minimum Valve Position)	V _{min} =	P.U. on	KVA Base	
T ₂ 、T ₃ 方塊圖中分子項時間常數 (Numerator Time Constant), T ₂ /T ₃ 見說明欄	T ₂ =			秒
再熱器時間常數 (Reheater Time Constant)	T ₃ =			秒
輪機阻尼係數 (Turbine Damping Coefficient)	D _t =			
模型方塊圖				
說明	<p>一、T₂/T₃ 等於高壓輪機(High Pressure Turbine)產生功率佔全部輪機產生功率之比例。</p> <p>二、汽輪機、氣渦輪機、水輪機或 IEEE 標準式渦輪調速機須擇一填寫。</p>			

表十三

氣渦輪調速機 (Gas Turbine Governor) 模型及參數表

用戶名稱	第		號機
製造廠家	製造型式及編號		
氣渦輪調速機參數值請配合如下方塊圖填寫			
速降率 (Speed Droop)	R =		
調速機機構時間常數 (Governor Mechanism Time Constant)	T ₁ =		秒
渦輪機動作時間常數 (Turbine Power Time Constant)	T ₂ =		秒
渦輪機排溫時間常數 (Turbine Exhaust Temperature Time Constant)	T ₃ =		秒
周圍溫度限制 (Ambient Temperature Load Limit)	A _T =		
溫度限制器增益 (Temperature Limiter Gain)	K _T =		
氣渦輪機最大出力時閥位置 (Maximum Valve Position)	V _{max} =	P.U. on	KVA Base
氣渦輪機最小出力時閥位置 (Minimum Valve Position)	V _{min} =	P.U. on	KVA Base
渦輪機阻尼係數 (Turbine Damping Coefficient)	D _{turb} =		
模型方塊圖			
說明	汽輪機、氣渦輪機、水輪機或 IEEE 標準式渦輪調速機須擇一填寫		

表十四

水輪調速機(Hydro Turbine Governor)模型及參數表

用戶名稱	第		號機
製造廠家	製造型式及編號		
水輪調速機參數值請配合如下方塊圖填寫			
穩態速降率(Permanent Droop)	R=		
暫態速降率(Temporary Droop)	r=		
調速機時間常數 (Governor Time Constant)	T _r =		秒
濾波器時間常數(Filter Time Constant)	T _f =		秒
伺服器時間常數(Servo Time Constant)	T _g =		秒
開動速率極限(Gate Velocity Limit)	±V _{ELM} =		
開開極限(Maximum Gate Limit)	G _{MAX} =		
開閉極限(Minimum Gate Limit)	G _{MIN} =		
水流時間常數(Water Time Constant)	T _w =		秒
輪機增益(Turbine Gain)	A _t =		
輪機阻尼(Turbine Damping)	D _{turb} =		
無載水流(No-Load Flow)	Q _{NL} =		
模型方塊圖			
說明	汽輪機、氣渦輪機、水輪機或 IEEE 標準式渦輪調速機須擇一填寫		

表十五 並聯式渦輪調速機模型及參數表

並聯式渦輪調速機(Cross-Compound Turbine Governor)
模型及參數表

用戶名稱	第		號機
製造廠家	製造型式及編號		
並聯式渦輪調速機參數值請配合如下方塊圖填寫			
項目	高壓發電機部份	低壓發電機部份	
最大閘開位置輸出功率 (Maximum Valve Position)	$P_{MAX}(HP)=$ P.U. on KVA Base	$P_{MAX}(LP)=$ P.U. on KVA Base	
最小閘開位置輸出功率 (Minimum Valve Position)	$P_{MIN}(HP)=$ P.U. on KVA Base	$P_{MIN}(LP)=$ P.U. on KVA Base	
調速機速降率 (Governor Droop)	$R(HP)=$	$R(LP)=$	
調速機時間常數 (Governor Time Constant)	$T_1(HP)=$ 秒	$T_1(LP)=$ 秒	
渦輪機時間常數 (Turbine Time Constant)	$T_3(HP)=$ 秒	$T_3(LP)=$ 秒	
渦輪機時間常數 (Turbine Time Constant)	$T_4(HP)=$ 秒	$T_4(LP)=$ 秒	
再熱器時間常數 (Reheater Time Constant)	$T_5(HP)=$ 秒	$T_5(LP)=$ 秒	
再熱器前電力分比 (Power Fraction Ahead of Reheater)	$F(HP)=$	$F(LP)=$	
阻尼因數 (Damping Factor)	$D_H(HP)=$	$D_H(LP)=$	
模型方塊圖			
說明	汽輪機、氣渦輪機、水輪機、並聯式或 IEEE 標準式渦輪調速機須擇一填寫		

表十六 發電廠電力調度軟體需求及機組參數資料

發電廠電力調度軟體需求

接受線上調度之電廠應於各機組併聯日 25 天前，以書面提供下列資料至電力調度單位，日後若有變更，仍應提供下列資料。

一、機組參數資料

二、變壓器參數資料

三、線路資料

四、機組排程式所需之相關參數，依當時之應用程式資料格式提供。

機組參數資料

廠名：_____ 機組名稱：_____

1.機組升／降載率參數：

a.在出力範圍 _____ MW 至 _____ MW 時

機組每分鐘升／降載量：_____ MW/MIN

b.在出力範圍 _____ MW 至 _____ MW 時

機組每分鐘升／降載量：_____ MW/MIN

c.在出力範圍 _____ MW 至 _____ MW 時

機組每分鐘升／降載量：_____ MW/MIN

2.1 依據上述升/降載參數，每 4 秒一次控制指令時，其最大出力改變量與控制信號之關係：
_____MW/_____ pulse width(ms)

2.2 依據上述升/降載參數，每 4 秒一次控制指令時，其最小出力改變量與控制信號之關係：
_____MW/_____ pulse width(ms)

(unit MW to pulse conversion constant) (請附試驗報告)

3.機組控制反應時間常數：_____秒

(unit time constant to model unit's response)

即接受控制後反應至目標值 63%所需之時間

4.機組遞增熱耗率線段，最多以 5 條連續線段表示，請按出力(MW)由小至大填寫，最少應填 1 條線段。

機組出力 MW(NET MW) < = = > 遞增熱耗率 MCAL/MWHR(Incremental heat rate)

X₁= _____ MW 對應 Y₁= _____ MCAL/MWHR

$X_2 =$ _____ MW 對應 $Y_2 =$ _____ MCAL/MWHR
 $X_3 =$ _____ MW 對應 $Y_3 =$ _____ MCAL/MWHR
 $X_4 =$ _____ MW 對應 $Y_4 =$ _____ MCAL/MWHR
 $X_5 =$ _____ MW 對應 $Y_5 =$ _____ MCAL/MWHR
 $X_6 =$ _____ MW 對應 $Y_6 =$ _____ MCAL/MWHR

Y_n 遞增熱耗率：機組在 X_n 出力時每增/減 1 單位 MW 時每小時增/減之 MCAL

5. 機組在最低出力 X_1 時所需之熱耗量：_____ MCAL/HR

(Energy required to maintain minimum generation)

X_1 ：同本件第四項。

6. 機組燃料成本：_____ \$NT/MCAL 及燃料種類：_____.

7. 機組容量曲線：

最小淨出力：_____ MW 時，Minimum MVAR：_____.

(Minimum NET Generation) Maximum MVAR：_____.

最大淨出力：_____ MW 時，Minimum MVAR：_____.

(Maximum NET Generation) Maximum MVAR：_____.

8. 機組端電壓：

正常值：_____ KV

低限值：_____ KV

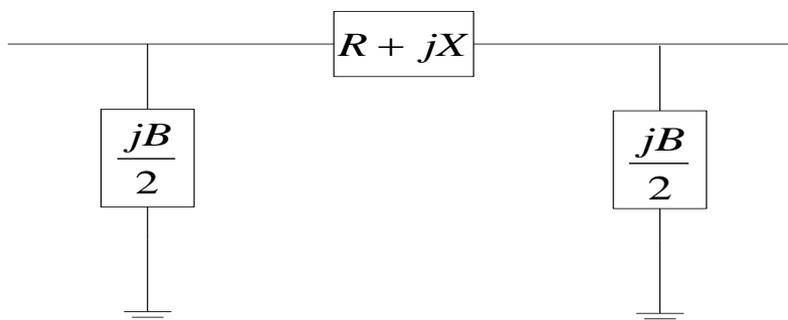
高限值：_____ KV

9. Unit RTU Control Address (0-15)：_____.

Unit Port Address (0-1)：_____.

表十七 發電廠電力調度軟體需求-變壓器參數

變壓器參數：(變壓器模型如下圖)



廠/所名：_____ 變壓器名稱：_____.

- (1) 額定容量(MVA rating)：_____.
- (2) R--Resistance in per unit on 100 MVA base：_____.
- (3) X—Reactance in per unit on 100 MVA base：_____.
- (4) B--Magnetizing susceptance in per unit on 100 MVA base：_____.
- (5) Tap information：

(a) High side (高壓側)：

- Normal position：_____.
- Number of steps up from neutral：_____ (若固定分接頭請填 0)
- Number of steps down from neutral：_____ (若固定分接頭請填 0)
- Step size in %：_____.
- Neutral tap position：_____.
- Neutral KV：_____.

(b) Low side (低壓側)：

- Normal position：_____.
- Number of steps up from neutral：_____ (若固定分接頭請填 0)
- Number of steps down from neutral：_____ (若固定分接頭請填 0)
- Step size in %：_____ .
- Neutral tap position：_____.
- Neutral KV：_____ .

註：step size in % = $\{(V_{HIGH} - V_{LOW}) / ((\# \text{ step up} + \# \text{ step down}) \times V_{NEUTRAL})\} \times 100\%$

where

V_{HIGH} = 對應於 tap 在 Maximum # step up.之電壓.

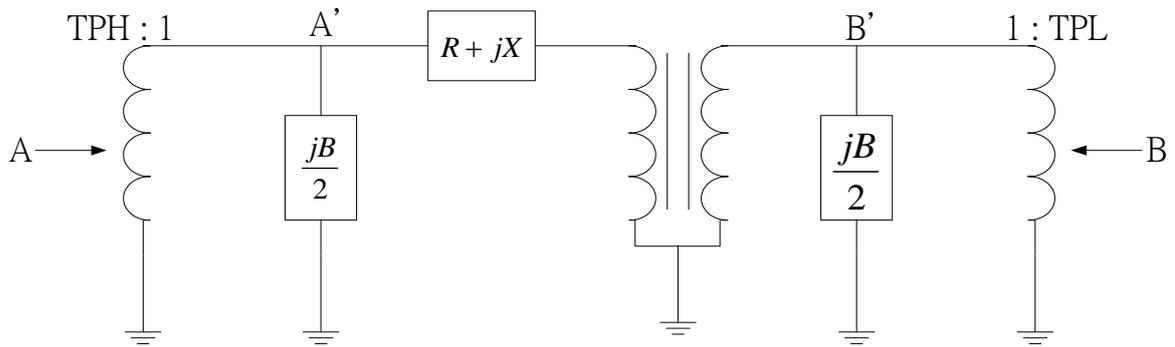
V_{LOW} = 對應於 tap 在 Maximum # step down.之電壓.

step up 即 number of steps up from neutral.

step down 即 number of steps down from neutral.

表十八 發電廠電力調度軟體需求-線路參數

線路參數：(線路模型如下圖)



廠/所名：_____線路名稱：_____.

- (1)額定容量(Line rating)：_____ MVA.
- (2)R--Resistance in per unit on 100 MVA base：_____.
- (3)X-- Reactance in per unit on 100 MVA base：_____.
- (4)B--Full line charging susceptance in per unit on 100 MVA base：_____.

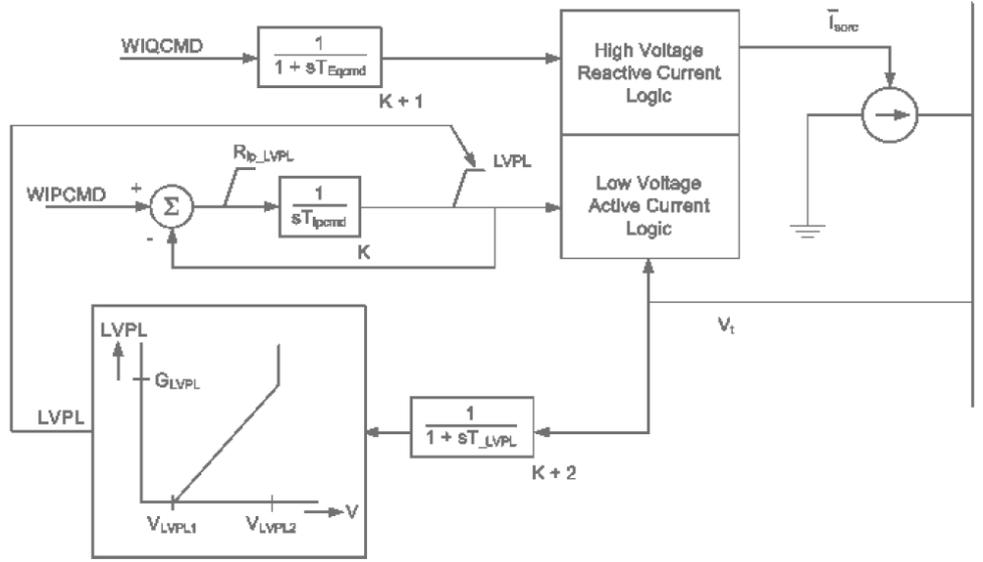
表十九 機組排程需求資料表

- (1)發電機組併聯後最少需運轉時間(Minimum Up Time)_____ (小時)後方可解聯。
- (2)發電機組解聯後最少需停機時間(Minimum Down Time)_____ (小時)後方可啟動。
- (3)發電機組啟動至併聯至滿載的時間及出力(請依機組停機時間及特性分列)。
- (4)發電機組出力由滿載至解聯的時間及出力。
- (5)發電機組啟動能量或電量_____ Mcal or MWh。(請依機組停機時間及特性，分列機組啟動至併聯系統前所需消耗總能量或電量)

表二十 全功率式風力機發電機模型及參數

用戶名稱		
製造廠家		
數學模型名稱	範例模型(參數格式如下)	W4G2U
	製造廠家自建模型	
額定運轉資料	電壓	
	電流	
	容量	
	轉速	
	功因範圍	
參數資料	Value	Description
		T_{fV} , Filter time constant in Voltage regulator (sec)
		K_{PV} , Proportional gain in Voltage regulator(pu)
		K_{IV} , Integrator gain in Voltage regulator (pu)
		K_{pp} , Proportional gain in Active Power regulator(pu)
		K_{IP} , Integrator gain in Active Power regulator (pu)
		K_f , Rate feedback gain (pu)
		T_f , Rate feedback time constant (sec.)
		Q_{MX} , Max limit in Voltage regulator (pu)
		Q_{MN} , Min limit in Voltage regulator (pu)
		IP_{max} , Max active current limit
		T_{RV} , Voltage sensor time constant
		dP_{MX} , Max limit in power PI controller (pu)
		dP_{MN} , Min limit in power PI controller (pu)
		T_{Power} , Power filter time constant
		K_{QI} , MVAR/Voltage gain
		V_{MINCL} , Min. voltage limit
		V_{MAXCL} , Max. voltage limit
		K_{VI} , Voltage/MVAR Gain
		T_v , Lag time constant in WindVar controller
		T_p , Pelec filter in fast PF controller
		I_{maxTD} , Converter current limit
		I_{phl} , Hard active current limit
	I_{qhl} , Hard reactive current limit	

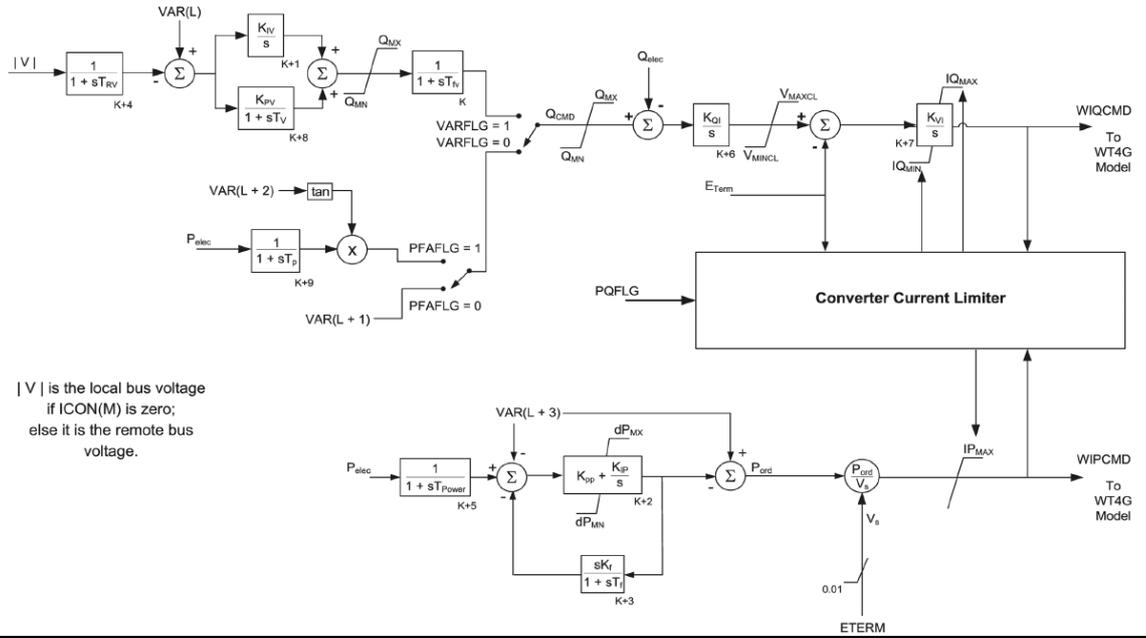
模型方塊圖



表二十一 全功率式風力機電機控制(electrical control)模型及參數

用戶名稱		
製造廠家		
數學模型	範例模型(參數格式如下)	W4E2U
	製造廠家自建模型	
參數資料	Value	Description
		T_{fv} , Filter time constant in Voltage regulator (sec)
		K_{PV} , Proportional gain in Voltage regulator(pu)
		K_{IV} , Integrator gain in Voltage regulator (pu)
		K_{pp} , Proportional gain in Active Power regulator(pu)
		K_{IP} , Integrator gain in Active Power regulator (pu)
		K_f , Rate feedback gain (pu)
		T_f , Rate feedback time constant (sec.)
		Q_{MX} , Max limit in Voltage regulator (pu)
		Q_{MN} , Min limit in Voltage regulator (pu)
		IP_{max} , Max active current limit
		T_{RV} , Voltage sensor time constant
		dP_{MX} , Max limit in power PI controller (pu)
		dP_{MN} , Min limit in power PI controller (pu)
		T_{Power} , Power filter time constant
		K_{QI} , MVAR/Voltage gain
		V_{MINCL} , Min. voltage limit
		V_{MAXCL} , Max. voltage limit
		K_{VI} , Voltage/MVAR Gain
		T_v , Lag time constant in WindVar controller
		T_p , Pelec filter in fast PF controller
		I_{maxTD} , Converter current limit
		I_{phl} , Hard active current limit
		I_{qhl} , Hard reactive current limit
		T_{iqf} , IQmax filter time constant, sec.
		FRT_Thres , Voltage Threshold for FRT activation (pu)
		FRT_Hys , FRT De-activation Hysteresis (pu)
		FRT_Droop , FRT Droop
		FRT_Iq_Gain , FRT Iq Gain
		Max_FRT_Iq , Max FRT Iq
		$IQMax_Fact1$, Factor 1 to adjust IQMX (pu)
		$IQMax_Fact2$, Factor 2 to adjust IQMX (pu)
		DC_Link_Droop , Voltage Drop in DC-Link cables (pu)
	$V_{invMax0}$, Maximum inverter no-load voltage (pu)	
	NBR_X , Network bridge reactor reactance	

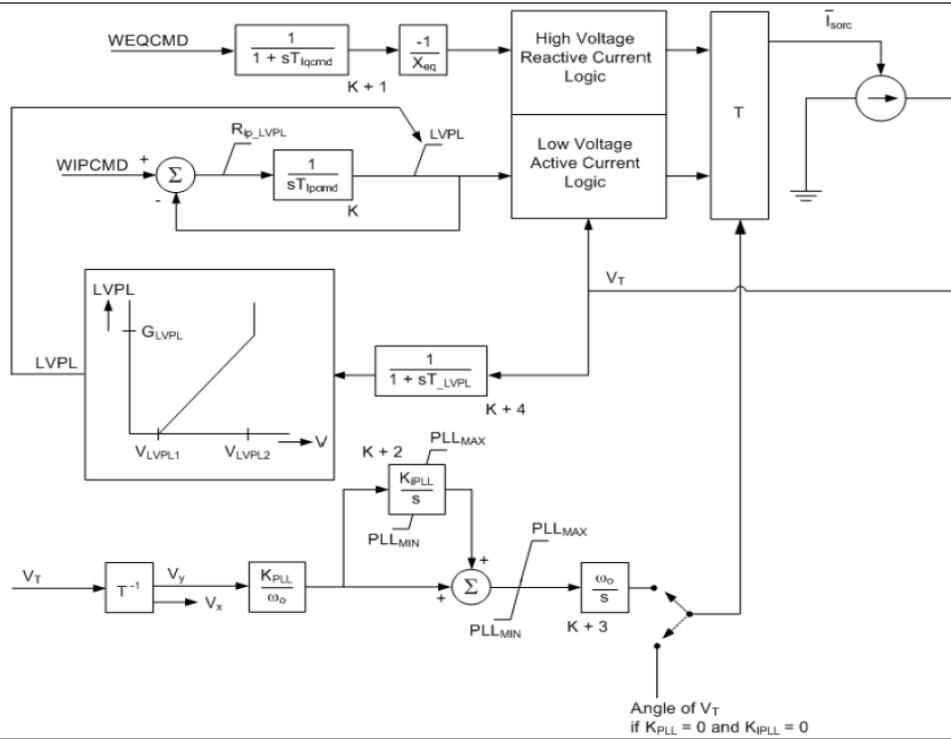
模型方塊圖



表二十二 雙饋式風力機發電機(generator)模型及參數

用戶名稱			
製造廠家			
風機型式			
數學模型	範例模型(參數格式如下)	WT3G2U	
	製造廠家自建模型		
額定運轉資料	電壓		轉速
	電流		功因範圍
	容量		
參數資料	Value	Description	
		Tiqcmd, Converter time constant for IQcmd	
		Tipcmd, Converter time constant for IPcmd	
		K _{PLL} , PLL gain	
		K _{IPLL} , PLL integrator gain	
		PLL _{MAX} , PLL max. limit	
		Prated	
		V _{LVPL1} , LVPL voltage 1 Low voltage power logic	
		V _{LVPL2} , LVPL voltage 2	
		G _{LVPL} , LVPL gain	
		V _{HVRCR} , High Voltage Reactive Current (HVRC) logic, pu voltage	
		CUR _{HVRCR} , HVRC logic, current (pu)	
		R _{Ip_LVPL} , Rate of active current change	
		T _{LVPL} , Voltage sensor for LVPL, second	

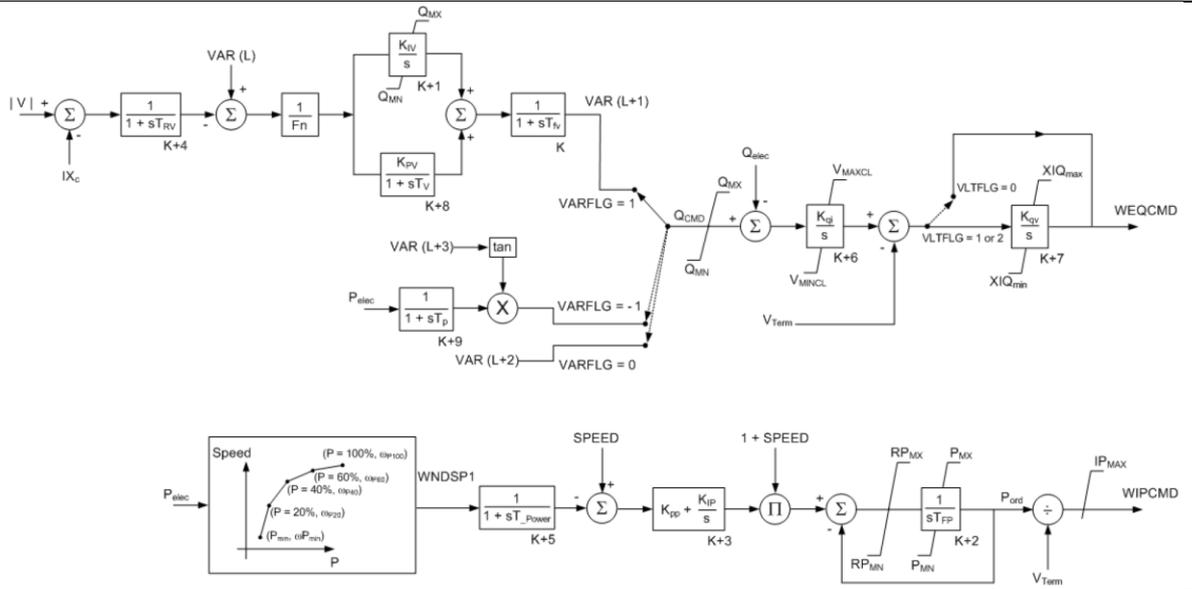
模型方塊圖



表二十三 雙饋式風力機電機控制(electrical control)模型及參數

用戶名稱				
製造廠家				
風機型式				
數學模型	範例模型(參數格式如下)		WT3E1	
	製造廠家自建模型			
參數資料	CONs	#	Value	Description
	J			T_{fv} , Filter time constant in voltage regulator (sec)
	J+1			K_{pv} , Proportional gain in voltage regulator (pu)
	J+2			K_{IV} , Integrator gain in voltage regulator (pu)
	J+3			X_C , Line drop compensation reactance (pu)
	J+4			T_{FP} , Filter time constant in torque regulator
	J+5			K_{pp} , Proportional gain in torque regulator (pu)
	J+6			K_{IP} , Integrator gain in torque regulator (pu)
	J+7			P_{MX} , Max limit in torque regulator (pu)
	J+8			P_{MN} , Min limit in torque regulator (pu)
	J+9			Q_{MX} , Max limit in voltage regulator (pu)
	J+10			Q_{MN} , Min limit in voltage regulator (pu)
	J+11			IP_{MAX} , Max active current limit
	J+12			T_{RV} , Voltage sensor time constant
	J+13			RP_{MX} , Max power order derivative
	J+14			RP_{MN} , Min power order derivative
	J+15			T_{Power} , Power filter time constant
	J+16			K_{qi} , MVAR/Voltage gain
	J+17			V_{MINCL} , Min voltage limit
	J+18			V_{MAXCL} , Max voltage limit
	J+19			K_{qv} , Voltage/MVAR gain
	J+20			XIQ_{min}
	J+21			XIQ_{max}
	J+22			T_v , Lag time constant in WindVar controller
	J+23			T_p , P_{elec} filter in fast PF controller
	J+24			F_n , A portion of online wind turbines
	J+25			ωP_{min} , Shaft speed at P_{min} (pu)
	J+26			ωP_{20} , Shaft speed at 20% rated power (pu)
	J+27			ωP_{40} , Shaft speed at 40% rated power (pu)
	J+28			ωP_{60} , Shaft speed at 60% rated power (pu)
	J+29			P_{min} , Minimum power for operating at ωP_{100} speed (pu)
	J+30			ωP_{100} , Shaft speed at 100% rated power (pu)

模型方塊圖



表二十四 雙饋式風力機機械系統(mechanical system)模型及參數

用戶名稱																				
製造廠家																				
風機型式																				
數學模型	範例模型(參數格式如下)	WT3T1																		
	製造廠家自建模型																			
參數資料	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Value</th> <th>Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>VW</td> <td>Initial wind, pu of rated wind speed</td> </tr> <tr> <td>H</td> <td>Total inertia constant, sec</td> </tr> <tr> <td>DAMP</td> <td>Machine damping factor, pu P/pu speed</td> </tr> <tr> <td>K_{aero}</td> <td>Aerodynamic gain factor</td> </tr> <tr> <td>Theta2</td> <td>Blade pitch at twice rated wind speed, deg.</td> </tr> <tr> <td>H_{tfrac}</td> <td>Turbine inertia fraction (H_{turb}/H)¹</td> </tr> <tr> <td>Freq1</td> <td>First shaft torsional resonant frequency, Hz</td> </tr> <tr> <td>D_{shaft}</td> <td>Shaft damping factor (pu)</td> </tr> </tbody> </table>		Value	Description	VW	Initial wind, pu of rated wind speed	H	Total inertia constant, sec	DAMP	Machine damping factor, pu P/pu speed	K _{aero}	Aerodynamic gain factor	Theta2	Blade pitch at twice rated wind speed, deg.	H _{tfrac}	Turbine inertia fraction (H _{turb} /H) ¹	Freq1	First shaft torsional resonant frequency, Hz	D _{shaft}	Shaft damping factor (pu)
Value	Description																			
VW	Initial wind, pu of rated wind speed																			
H	Total inertia constant, sec																			
DAMP	Machine damping factor, pu P/pu speed																			
K _{aero}	Aerodynamic gain factor																			
Theta2	Blade pitch at twice rated wind speed, deg.																			
H _{tfrac}	Turbine inertia fraction (H _{turb} /H) ¹																			
Freq1	First shaft torsional resonant frequency, Hz																			
D _{shaft}	Shaft damping factor (pu)																			
模型方塊圖	<p> $H_t = H \times H_{tfrac}$ $H_g = H - H_t$ $K_{shaft} = \frac{2H_t \times H_g \times (2\pi \times Freq1)^2}{H \times \omega_0}$ </p>																			

表二十五 雙饋式風力機旋角控制(pitch control)模型及參數

用戶名稱																						
製造廠家																						
風機型式																						
數學模型	範例模型(參數格式如下)	WT3P1																				
	製造廠家自建模型																					
參數資料	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Value</th> <th>Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>T_p</td> <td>Blade response time constant</td> </tr> <tr> <td>K_{pp}</td> <td>Proportional gain of PI regulator (pu)</td> </tr> <tr> <td>K_{ip}</td> <td>Integrator gain of PI regulator (pu)</td> </tr> <tr> <td>K_{pc}</td> <td>Proportional gain of the compensator (pu)</td> </tr> <tr> <td>K_{ic}</td> <td>Integrator gain of the compensator (pu)</td> </tr> <tr> <td>TetaMin</td> <td>Lower pitch angle limit (degrees)</td> </tr> <tr> <td>TetaMax</td> <td>Upper pitch angle limit (degrees)</td> </tr> <tr> <td>RTetaMax</td> <td>Upper pitch angle rate limit (degrees/sec)</td> </tr> <tr> <td>P_{MX}</td> <td>Power reference, pu on MBASE</td> </tr> </tbody> </table>		Value	Description	T_p	Blade response time constant	K_{pp}	Proportional gain of PI regulator (pu)	K_{ip}	Integrator gain of PI regulator (pu)	K_{pc}	Proportional gain of the compensator (pu)	K_{ic}	Integrator gain of the compensator (pu)	TetaMin	Lower pitch angle limit (degrees)	TetaMax	Upper pitch angle limit (degrees)	RTetaMax	Upper pitch angle rate limit (degrees/sec)	P_{MX}	Power reference, pu on MBASE
	Value	Description																				
	T_p	Blade response time constant																				
	K_{pp}	Proportional gain of PI regulator (pu)																				
	K_{ip}	Integrator gain of PI regulator (pu)																				
	K_{pc}	Proportional gain of the compensator (pu)																				
	K_{ic}	Integrator gain of the compensator (pu)																				
	TetaMin	Lower pitch angle limit (degrees)																				
	TetaMax	Upper pitch angle limit (degrees)																				
	RTetaMax	Upper pitch angle rate limit (degrees/sec)																				
	P_{MX}	Power reference, pu on MBASE																				
模型方塊圖																						

表二十六 太陽光電變流器/發電機(converter/generator)模型及參數

用戶名稱		
製造廠家		
數學模型	範例模型(參數格式如下)	PVGU
	製造廠家自建模型	
額定運轉資料	電壓	
	電流	
	容量	
	功因範圍	
參數資料	Value	Description
		TlqCmd, Converter time constant for IQcmd, second
		TIpCmd, Converter time constant for IPcmd, second
		VLVPL1, Low voltage power logic (LVPL) voltage 1, pu
		VLVPL2, LVPL voltage 2, pu
		GLVPL gain
		VHVRRCR, High voltage reactive current (HVRC) logic voltage, pu
		CURHVRRCR, max. reactive current at VHVRRCR, pu
		Rip_LVPL, Rate of LVACR active current change
		T_LVPL, voltage sensor for LVACR time constants

表二十七 太陽光電電機控制(electrical control)模型及參數

用戶名稱		
製造廠家		
數學模型	範例模型(參數格式如下)	PVEU
	製造廠家自建模型	
參數資料	Value	Description
		Tw, Filter time constant in voltage regulator (sec)
		Kpv, Proportional gain in voltage regulator (pu)
		Kiv, Integrator gain in voltage regulator (pu)
		Kpp, Proportional gain in torque regulator (pu)
		Kip, Integrator gain in torque regulator (pu)
		Kf, rate feedback gain (pu)
		Tf, rate feedback time constant (sec.)
		Qmx, Max limit in voltage regulator (pu)
		Qmn, Min limit in voltage regulator (pu)
		IPmax, Max active current limit (pu)
		Trv, voltage sensor time constant (sec.)
		dPMX, maximum power order rate (pu)
		dPMN, minimum power order rate (pu)
		Tpower, Power reference filter time constant, sec.
		KQi, volt/Mvar gain
		Vmincl, min. voltage limit
		Vmaxcl, max. voltage limit
		KVi, Int. volt/Term. voltage gain
		Tv, Lag in WindVar controller (sec)
		Tp, Pelec filter in fast PF controller (sec)
		ImaxTD, Converter current limit (pu)
		lphl, Hard active current limit (pu)
		lqhl, Hard reactive current limit (pu)
	PMX, Max power from PV plant, MW	

表二十八 太陽光電線性輸出曲線(linearized model of output curve, I-P curve)模型及參數

用戶名稱														
製造廠家														
數學模型	範例模型(參數格式如下)	PANEL												
	製造廠家自建模型													
參數資料	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Value</th> <th>Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>PDCMAX200, maximum power of panel at an irradiance of 200 W/m², pu on PDCMAX1000 base</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PDCMAX400, maximum power of panel at an irradiance of 400 W/m², pu on PDCMAX1000 base</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PDCMAX600, maximum power of panel at an irradiance of 600 W/m², pu on PDCMAX1000 base</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PDCMAX800, maximum power of panel at an irradiance of 800 W/m², pu on PDCMAX1000 base</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PDCMAX1000, maximum power of panel at an irradiance of 1000 W/m², pu on PDCMAX1000 base</td> </tr> </tbody> </table>		Value	Description		PDCMAX200, maximum power of panel at an irradiance of 200 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base		PDCMAX400, maximum power of panel at an irradiance of 400 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base		PDCMAX600, maximum power of panel at an irradiance of 600 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base		PDCMAX800, maximum power of panel at an irradiance of 800 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base		PDCMAX1000, maximum power of panel at an irradiance of 1000 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base
	Value	Description												
		PDCMAX200, maximum power of panel at an irradiance of 200 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base												
		PDCMAX400, maximum power of panel at an irradiance of 400 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base												
		PDCMAX600, maximum power of panel at an irradiance of 600 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base												
		PDCMAX800, maximum power of panel at an irradiance of 800 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base												
		PDCMAX1000, maximum power of panel at an irradiance of 1000 W/m ² , pu on PDCMAX1000 base												

表二十九 太陽光電日照強度(irradiance profile)模型及參數

用戶名稱		
製造廠家		
數學模型	範例模型(參數格式如下)	IRRAD
	製造廠家自建模型	
參數資料	Value	Description
		TIME1, Time of first data point, sec
		IRRADIANCE1, Irradiance at first data point, W/m2
		TIME2, Time of second data point, sec
		IRRADIANCE2, Irradiance at second data point, W/m2
		TIME3, Time of third data point, sec
		IRRADIANCE3, Irradiance at third data point, W/m2
		TIME4, Time of forth data point, sec
		IRRADIANCE4, Irradiance at forth data point, W/m2
		TIME5, Time of fith data point, sec
		IRRADIANCE5, Irradiance at fith data point, W/m2
		TIME6, Time of sixth data point, sec
		IRRADIANCE6, Irradiance at sixth data point, W/m2
		TIME7, Time of seventh data point, sec
		IRRADIANCE7, Irradiance at seventh data point, W/m2
		TIME8, Time of eigth data point, sec
		IRRADIANCE8, Irradiance at eigth at point, W/m2
	TIME9, Time of ninth data point, sec	
	IRRADIANCE9, Irradiance at ninth data point, W/m2	
	TIME10, Time of tenth data point, sec	
	IRRADIANCE10, Irradiance at tenth data point, W/m2	

供電設備試驗合格聲明書

_____發電業電廠/自用發電設備設置者/自備變電所用
戶，_____kV新(修)設備之各項相關試驗皆已完成並合
格，擬加入 輸配電業電力系統供電。
具聲明書者(公司、廠名稱)：

地 址：

負 責 人：

簽 章

廠所地址：

電氣負責人：

簽 章

此 致

台 灣 電 力 股 份 有 限 公 司

中 華 民 國 年 月 日

表三十一 各項設備試驗合格表

設 備 試 驗 合 格 表

設備名稱	試驗項目(試驗及確認完成並合格後，請試驗者於試驗項目之“空格”內簽章並註明日期)							
輸電線路 『電源線』 或 『用戶專線』	絕緣試驗	耐壓試驗	線路常數 試驗	保護電驛之 特性試驗	保護電驛之 接線試驗	保護電驛之 斷路器跳脫 試驗	保護電驛之 牌、標、置 與圖、審、符 確認	
電力變壓器	絕緣試驗	耐壓試驗	遞升加壓 試驗	保護電驛之 特性試驗	保護電驛之 接線試驗	保護電驛之 斷路器跳脫 試驗	保護電驛之 牌、標、置 與圖、審、符 確認	校驗保護電 驛用之短路 試驗
斷路器	絕緣試驗	耐壓試驗						

附註：1.保護電驛之接線試驗合格報告，應於設備加入系統後七日內補送供電部門。

2.其他未列之試驗，請再斟酌加予施行。

機組資訊公開同意書

同意 發電業電廠/自用發電設備設置者，新機組併入 輸配電業電力系統後，限於雙方購售電合約之約定範圍，有權對外(中央主管機關或其他第三者)公開本廠各機組有效電力值、無效電力值、線路側電壓或匯流排電壓及電流值等運轉資訊。

具同意書者(公司、廠名稱)：

地 址：

負 責 人：

簽 章

此 致

台 灣 電 力 股 份 有 限 公 司

中 華 民 國 年 月 日

表三十三

電力調度電話與調度監控設備會驗申請書

申請單位：

電力調度單位 審核		區域供電單位處 審核		區域配電單位 會驗		申請單位	
經 辦		經 辦		經 辦		負 責 人	
主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		所 址	
組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)			
單位副主管		單位副主管		單位副主管		申請日期	

(聯)

預定供電日期： 年 月 日 時		供電方式：由台電 變電所以 KV專線供電	
調 度 電 話	1. 專用電話 號碼：() 2. 專線電話 信號： 3. 其 他	試 話 情 形	台 電：_____調度中心(變電所) 試話人： _____ 廠 址 結 果： 日 期：
調度監控設備	安 裝 地 點 台電 _____ 調度中心 (變電所)	測 試 情 形	測 試 單 位 結 果： 日 期：

調

供電線路試送電方式聲明書

本公司(廠、軍) _____，係由
 貴公司 _____ 變電所以 _____ kV 供電，倘因供電線
 路事故而跳脫斷電時，由貴公司 _____
 _____ 區域調度中心 須
 _____ 變電所、發電廠 不 經聯絡逕行向本用戶
 執行試送電；若依本方式試送電而導致本自備變電所設
 備損壞或影響公共安全、環保等，概由本公司(廠、軍)
 自行負責。

具 聲 明 書 者 _____
 (公司、廠、軍名稱)

地 址 _____

負 責 人 _____

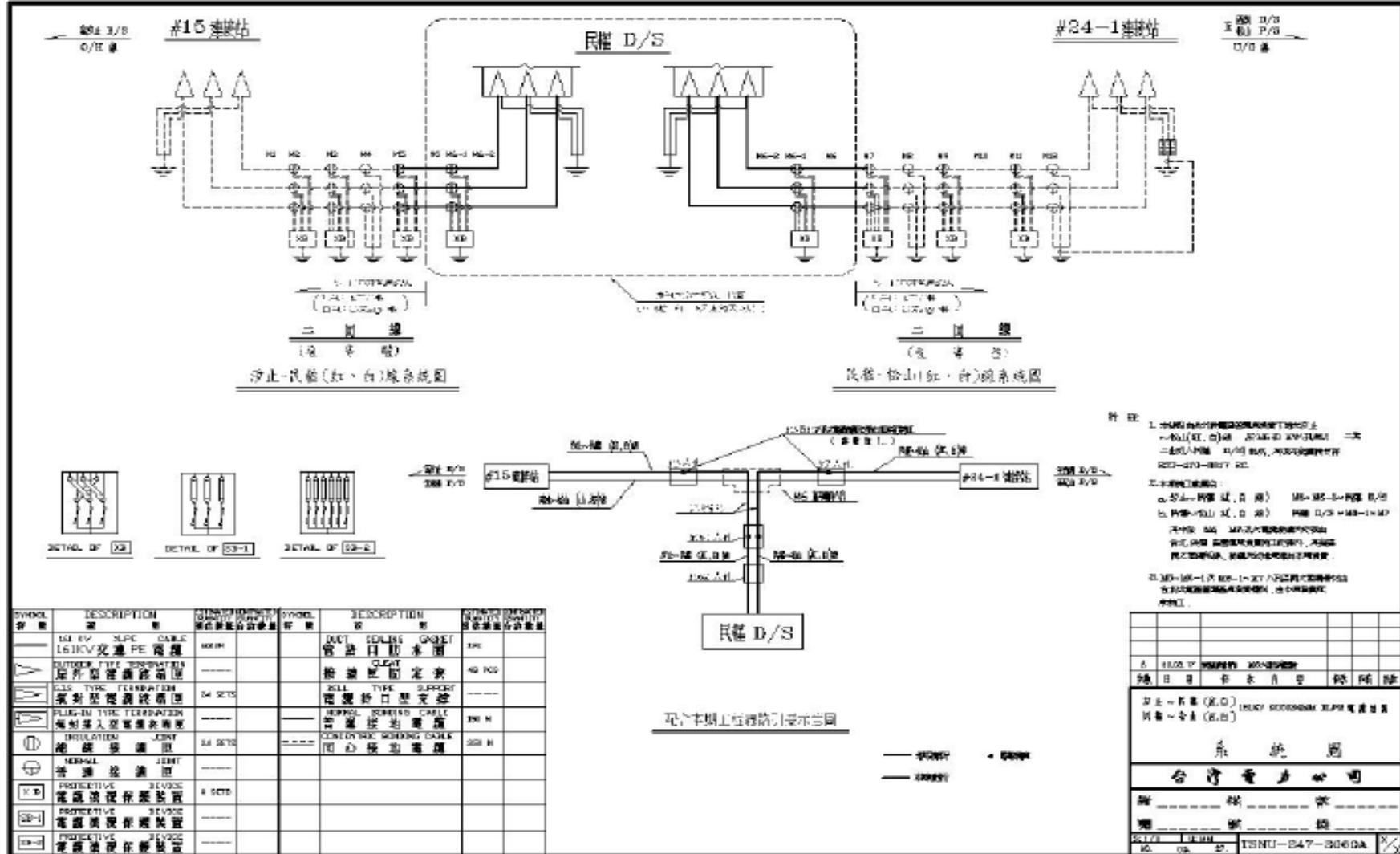
自備變電所地址 _____

電 氣 負 責 人 _____

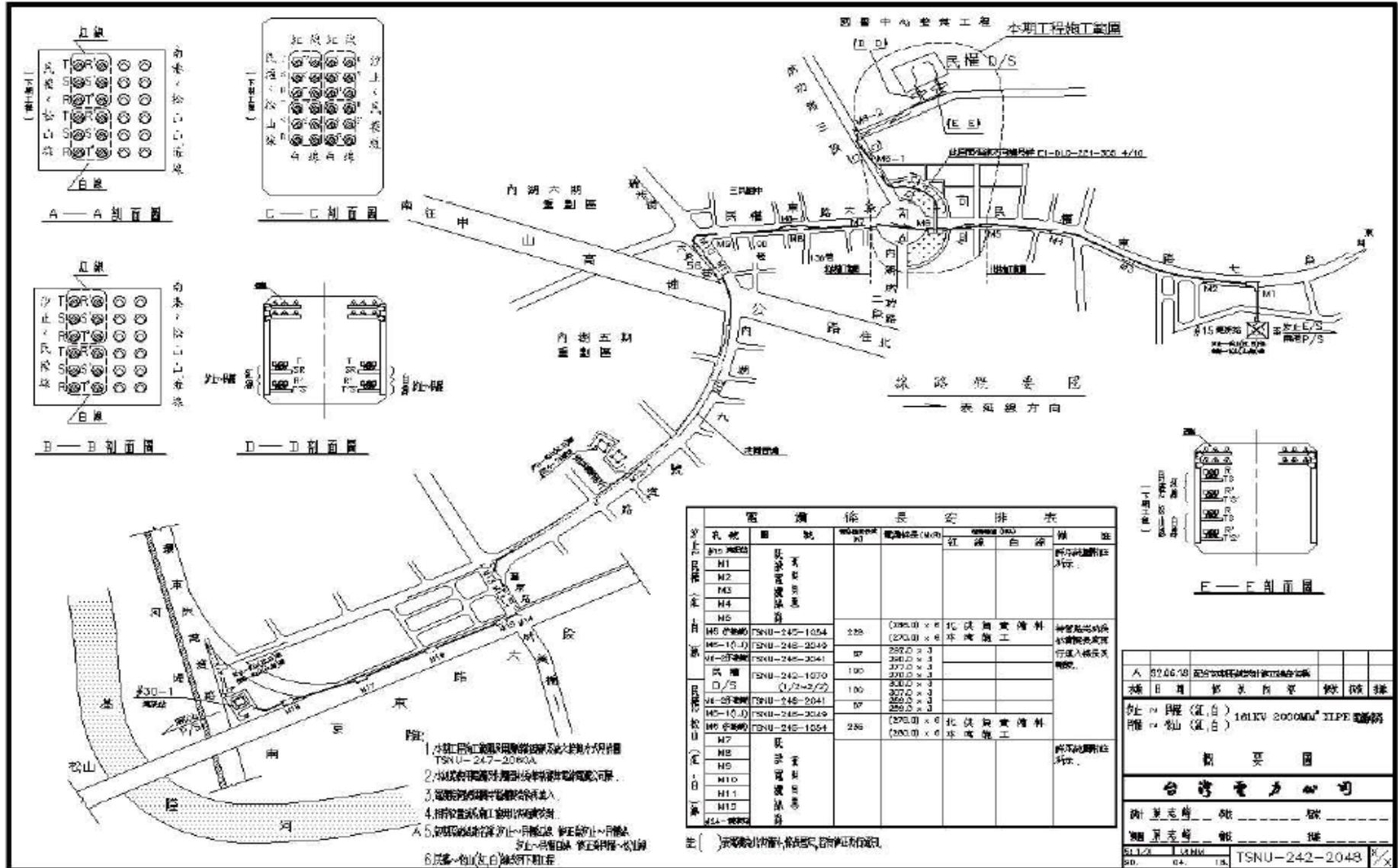
此 致
 台 灣 電 力 公 司

中 華 民 國 _____ 年 _____ 月 _____ 日

圖一



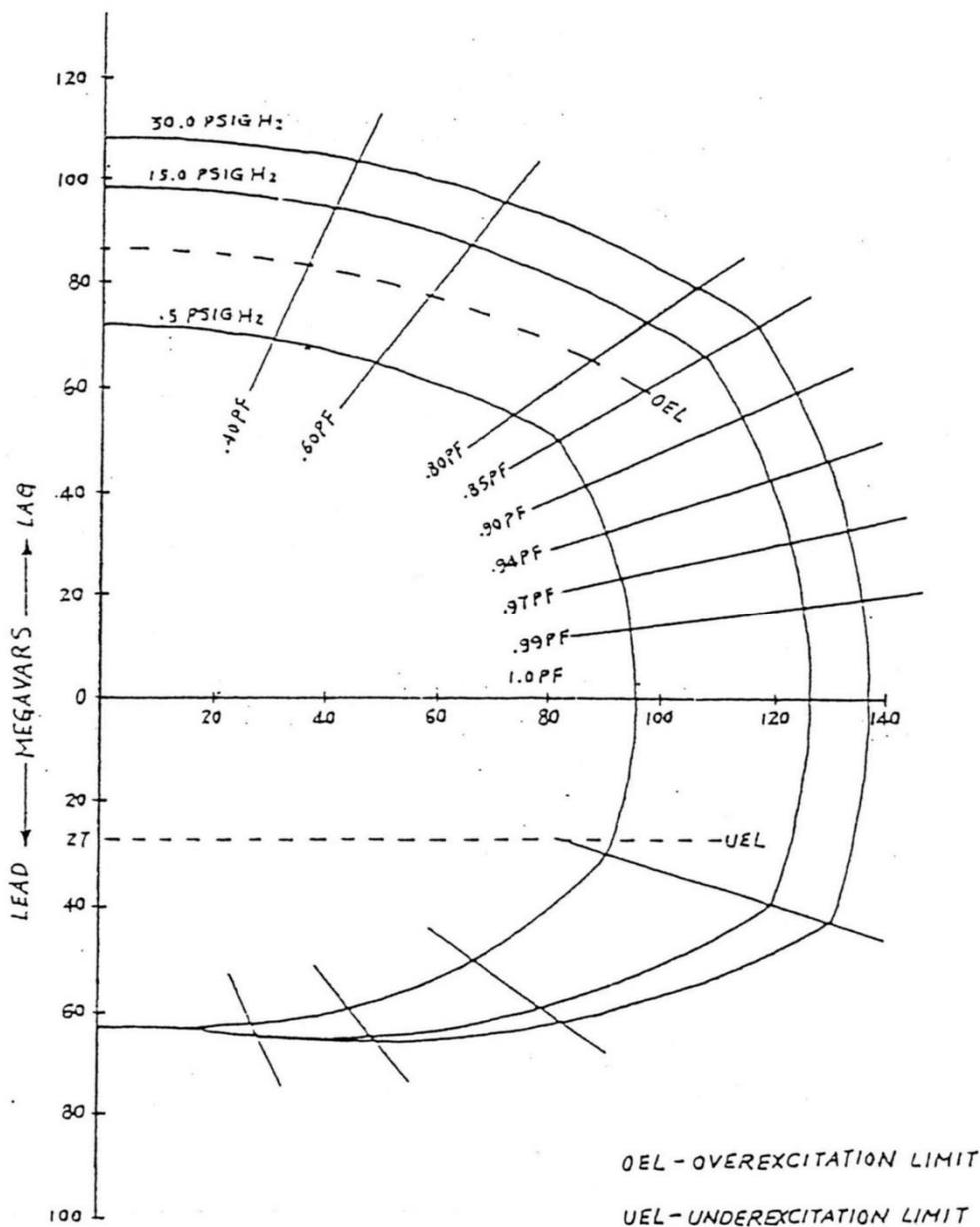
圖二



圖三 發電機容量曲線

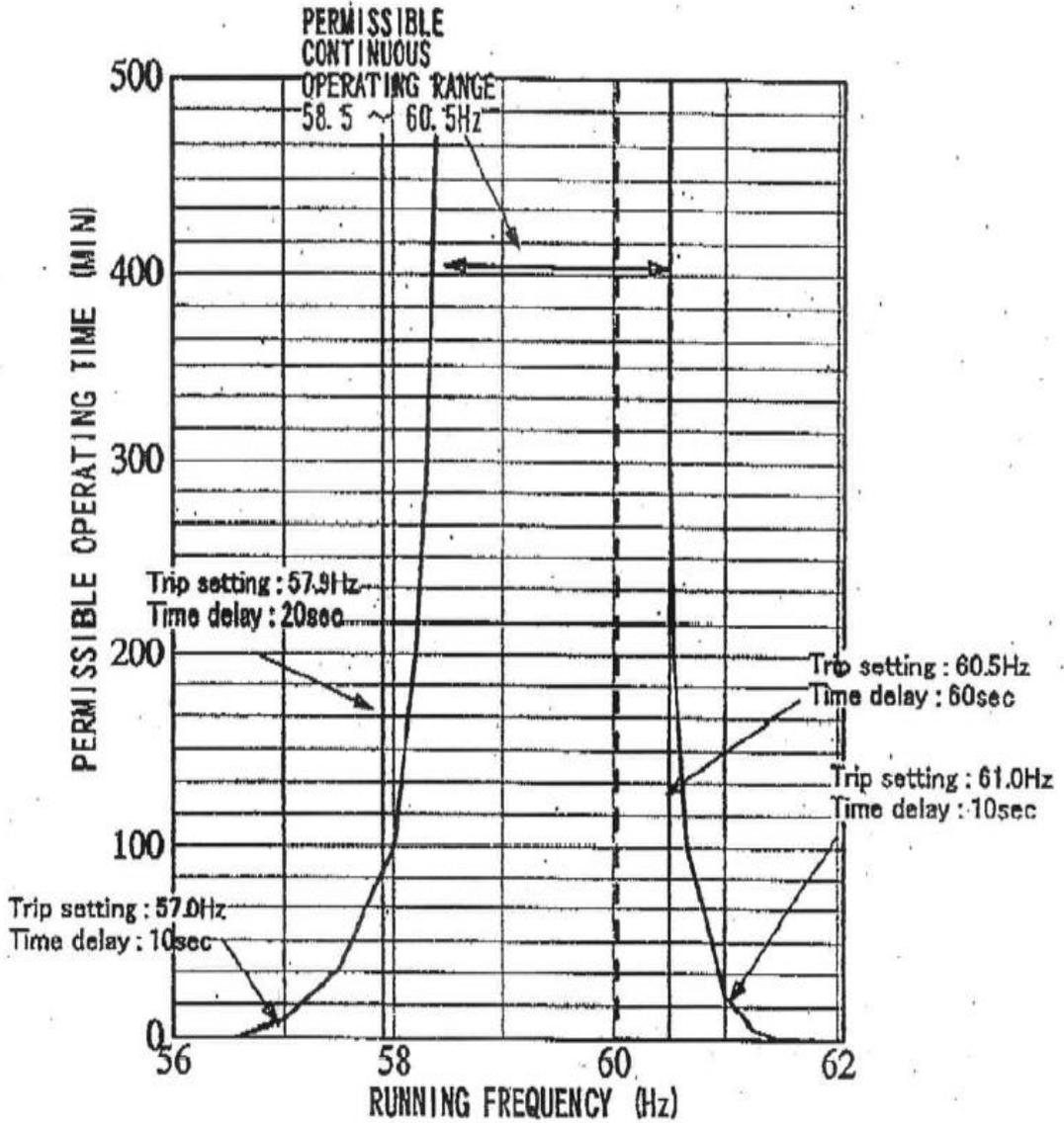
發電機容量曲線 (Capability Curve) 樣張

ESTIMATED REACTIVE CAPABILITY CURVES
 137200KVA-3600RPM-13800VOLTS-0.85PF
 0.64SCR-30PSIG H₂-375 FLD VOLTS



圖四

PERMISSIBLE TIME FOR OFF FREQUENCY OPERATION



附件七 加入系統操作順序表

加入系統操作順序表

年 月 日 第 頁 / 共 頁

順序	目的	時間	地點	操作內容	備註

附件八 開關設備號碼編訂規定

一、二次系統以上開關設備號碼編訂規定

(一) 開關號碼定義：

每一號碼由「電壓等級」與「開關設備」之代碼所組成，共 4(或 3)位阿拉伯數字；前 2(或 1)碼為電壓等級代號，後 2 碼為設備代號；茲說明如下：

1. 電壓等級代碼

- (1) 345kV 系統：以 35、36、……、39 表示。
- (2) 161kV 系統：以 15、16、……、19 表示。
- (3) 69kV 系統：以 6、7、……、9 表示。
- (4) 33kV 系統：以 3、4、……、5 表示。

2. 設備代碼

- (1) 斷路器：以 00、10、20、30、……、90 表示。
- (2) 空斷(隔離)開關：以 01、02、03、……、09 或 11、12、13、……、19 表示。

3. 接地開關：以 CB 或 ABS(DS)號碼後加 E、BE、LE、TE、TN、N、CE 等表示。

4. 斷路器與匯流排之掛接原則：斷路器號碼為奇數者，掛接奇數匯流排；斷路器號碼為偶數者，掛接偶數匯流排。

5. 號碼之組成，舉例如下表：

設備 電壓別	斷 路 器	空 斷 開 關 (隔 離 開 關)	接 地 開 關
345kV	3510、3650、3760	3511、3512、3651	3511E、3510BE、3511N
161kV	1500、1510、1620	1501、1511、1512	1501E、1510BE、1510TE
69kV	610、750、810	611、612、613	613E、751N
33kV	390、410、510	391、411、511	520E

(二) 編訂原則：

1. 輸電線同區間二端或三端之線路側斷路器號碼(一個半斷路器雙匯流排除外)，應儘量一致，例 1510 vs 1510、1520 vs 1520、610 vs 610、620 vs 620；若不能一致，則應儘可能偶數配偶數、奇數配奇數，例 1510 vs 1550、1520 vs 1540(第三碼)；620 vs 640、630 vs 650(第二碼)。
2. 輸電線路名稱為海線、白線、北線、二路、四路時，線路側斷路器號碼以「斷路器代碼」倒數第二位為偶數訂定，例 3520、1540、640、--- 等；山線、紅線、南線、一路、三路則以奇數訂定，例 3510、1530、630。
3. 各種新設、擴建之匯流排結構中，若遇備用檔位，須保留該檔號碼；一個半斷路器雙匯流排內各檔位中未裝之斷路器，仍應保留該號碼。

4. 空斷(隔離)開關

配合相關斷路器號碼編訂，並依匯流排結構分別訂定如下：

- (1) 一個半斷路器匯流排
靠#1 匯流排者，末碼代號為 1；靠#2 匯流排者，末碼代號為 2。
- (2) 雙匯流排
靠#1 匯流排者，末碼代號為 1；靠#2 匯流排者，代碼末位為 2；靠線路者，末碼代號為 3。
- (3) 單匯流排
靠匯流排者，末碼代號為 1；靠線路側或變壓器者，末碼代號為 2。

5. 匯流排分段斷路器

- (1) 單匯流排，由#1 Bus 向#2 Bus；#2 Bus 向#3 Bus；--- 等依序編訂。
- (2) 雙匯流排、一個半斷路器雙匯流排，由#1 Bus 向#3 Bus；#2 Bus 向#4 Bus 等依序編訂。

6. 接地開關號碼

依裝設位置、用途編訂如下

- (1) 線路側、變壓器之斷路器兩端者
 - A. 靠線路側，斷路器號碼後加 LE。
 - B. 靠匯流排側，斷路器號碼後加 BE。
 - C. 靠變壓器側，斷路器號碼後加 TE。
 - D. 靠靜電電容器側，斷路器號碼後加 CE。
 - E. 靠電抗器側，斷路器號碼後加 RE。
 - F. 靠所內變壓器側，斷路器號碼後加 SE。
- (2) 匯流排接地
 - A. 連接於匯流排者
 - (A) 發電廠及超高壓變電所(含 161kV 側)、一次變電所、二次變電所
依電壓等級編訂為 345B□E、161B□E、69B□E，□內填連接之匯流排號碼。
 - (B) 配電變電所、自備變電所之用戶
編訂為 15B□E~19B□E，□內填連接匯流排之號碼。
 - B. 連接於匯流排與匯流排側空斷(隔離)開關之間者
以該空斷(隔離)開關之號碼後加 BE。
- (3) 變壓器中性點接地
 - A. 一個半斷路器雙匯流排
 - (A) □TN，□內填變壓器之號碼。
 - (B) 以該變壓器連接點靠匯流排側之空斷(隔離)開關號碼後加 N。
 - B. 雙匯流排
 - (A) □TN，□內填變壓器之號碼。
 - (B) 靠近#1 匯流排之空斷(隔離)開關號碼後加 N。
- (4) 連接於一個半斷路器雙匯流排之中間斷路器、雙匯流排之連絡斷路器、雙匯流排或單匯流排之分段斷路器兩端者及鄰接空斷(隔離)開關者以鄰接之空斷(隔離)開關號碼後加 E。

- (5) 發電廠機組變壓器高壓側空斷(隔離)開關及接地開關
由開關場連接點至機組變壓器高壓側之方向，依序編訂為 G□TB1E、G□TB1、G□TB2、G□TB2E，□內填機組別。
- (6) 發電廠起動變壓器高壓側空斷(隔離)開關及接地開關
由開關場引接點至起動變壓器高壓側之方向，依序編訂為□STB1E、□STB1、□STB2、□STB2E，□內填起動變壓器組別。

(三) 「一個半斷路器雙匯流排」之編例：

1. 345kV 系統(圖一、圖二)

- (1) 每一檔由三(或二)個斷路器組成，其號碼之編訂從#1(#3)Bus 向#2(#4)Bus，由左至右第一檔為 3510、3520、3530；第二檔為 3540、3550、3560；……………，連續編訂至 3990，共可編 15 檔。
- (2) 匯流排分段斷路器
#1、#3 Bus 之間：3500、3700。
#2、#4 Bus 之間：3600、3800。
- (3) 匯流排分段空斷(隔離)開關
連接於#1 Bus 者：3701
連接於#3 Bus 者：3703
連接於#2 Bus 者：3802
連接於#4 Bus 者：3804

2. 161kV 系統(圖三)

編訂原則同 345kV 系統，僅將號碼第一位由 3 改為 1。

3. 33kV 系統(圖二)

(1) 所內變壓器斷路器

編訂為 3□0，□表所裝設之超高壓變壓器組別，由左至右內填 1~8 或以 390、490、590 依次編排。

(2) 靜電電容器斷路器

編訂為 4□0，□表所裝設之超高壓變壓器組別，由左至右內填 1~8。

(3) 並聯電抗器斷路器

編訂為 5□0，□表所裝設之超高壓變壓器組別，由左至右內填 1~8。

(四) 「雙匯流排」之編例：

1. 345kV 系統(目前用於發電廠，圖四)

(1) 斷路器

A. 發電業發電廠、變電所

(A) 線路側

3510、3520、3530、……、3590；3610、……、3640；3710、……、3740
等由左至右依序編訂，共 17 個。

(B) 機組變壓器

自一號機組變壓器起，由左至右依序編訂為 3650、3660、3670、3680；
3750、……、3780；3850、……、3880，共 12 個。

(C) 起動變壓器

自一號起動變壓器起，由左至右依序編訂為 3690、3790、3890、3990
等。

(D) 匯流排連絡斷路器

#1、#2 Bus 之間：3500。

#3、#4 Bus 之間：3600。

(E) 匯流排分段斷路器

#1、#3 Bus 之間：3700。

#2、#4 Bus 之間：3800。

(2) 匯流排分段空斷開關或隔離開關

連接於#1 Bus 者：3701

連接於#3 Bus 者：3703

連接於#2 Bus 者：3802

連接於#4 Bus 者：3804

2. 161kV 系統

(1) 斷路器

A. 發電廠

編訂原則同 345kV，僅將號碼第一位由 3 改為 1。

B. 超高壓變電所 161kV 側(圖五)、一次變電所(圖六)、一次配電變電所(圖七)、
自備變電所用戶。

(A) 線路側

由 1210、1220、1230、……、1290；1310、1320、1330、……、1390；
1410、1420、1430、……、1490；1510、1520、1530、……、1590；1610、……、
1640；1710、……、1740 等由左至右依序編訂，共 44 個。

(B) 超高壓變壓器二次側

自一號變壓器起，由左至右依序編訂為 1810、1820、……、1890 等。

(C) 一次主變壓器一次側

自一號主壓器起，由左至右依序編訂為 1650、1660、……、1690 等。

(D) 一次配電變壓器一次側

自一號變壓器起，由左至右依序編訂為 1750、1760、……、1790 等。

(E) 匯流排連絡斷路器

#1、#2 Bus 之間：1500。

#3、#4 Bus 之間：1600。

(F) 匯流排分段斷路器

#1、#3 Bus 之間：1700。

#2、#4 Bus 之間：1800。

#5、#7 Bus 之間：1900。

#6、#8 Bus 之間：2000。

(G) 靜態電容器

1910、1920、1930、1940 等由左至右依序編訂。

(H) 電抗器

1950、1960、1970、1980 等由左至右依序編訂。

(2) 匯流排分段空斷開關或隔離開關

連接於#1 Bus 者：1701

連接於#3 Bus 者：1703

連接於#2 Bus 者：1802

連接於#4 Bus 者：1804

3. 69kV 系統

(1) 斷路器

A. 發電廠

(A) 線路側

610、620、630、……、680 等由左至右依序編訂。

(B) 機組變壓器

710、720、730、……、780 等由左至右依序編訂。

(C) 配電變壓器

編訂為□90，□表配電變壓器組別，由左至右依序填 5~9。

B. 一次變電所 69kV 側(圖八)；二次變電所(圖九)；用戶自備變電所

(A) 線路側

610、620、630、……、680；710、……、740；910、……、980 等由左至右依序編訂，共 20 個。

(B) 主變壓器

自一號主變壓器起，由左至右依序編訂為 750、760、……、780；870、880 等。

(C) 配電變壓器

編訂為□90，□表配電變壓器組別，由左至右依序內填 5~9。

(D) 靜態電容器

自一號靜態電容器起，由左至右依序編訂 810、820、……、860 等。

(E) 匯流排連絡斷路器

#1、#2 Bus 之間：600。

#3、#4 Bus 之間：700。

(F) 匯流排分段斷路器

#1、#3 Bus 之間：800。

#2、#4 Bus 之間：900。

(2) 匯流排分段空斷開關或隔離開關

連接於#1 Bus 者：801

連接於#3 Bus 者：803

連接於#2 Bus 者：902

連接於#4 Bus 者：904

(五) 「單匯流排」之編例：

1. 161kV 系統

(1) 斷路器

A. 發電廠

(A) 線路側

1510、1520、……、1590；1610、……、1640 等由左至右依序編訂，共 13 個。

(B) 機組變壓器

自一號機組變壓器起，由左至右依序編訂為 1650、1660、……、1680；1750、……、1780 等。

(C) 配電變壓器

自一號配電變壓器起，由左至右依序編訂為 1690、1790、1890、1990 等。

(D) 匯流排分段斷路器

自一號匯流排起，由左至右依序編訂為：1500、1600、1700、1800、1900 等。

B. 配電變電所(圖十)

(A) 線路側

1510、1520、……、1590；1610、……、1640 等由左至右依序編訂，共 13 個。

(B) 主變壓器

自一號變壓器起，由左至右依序編訂為 1750、1760、……、1790 等。

(C) 匯流排分段斷路器

自一號匯流排起，依序編訂為 1500、1600、1700、1800、1900 等。

C. 用戶自備變電所

(A) 線路側

1510、1520、……、1590；1610、……、1640 等由左至右依序編訂，共 13 個。

(B) 主變壓器

自一號變壓器起，由左至右依序編訂為 1650、1660、……、1690 等。

(C) 匯流排分段斷路器

自一號匯流排起，由左至右依序編訂為 1500、1600、1700、1800、1900 等。

(2) 匯流排分段空斷開關或隔離開關

自一號匯流排起，由左至右依序編訂為 1501、1502、1503、……等。

2. 69kV 系統

(1) 斷路器

A. 發電廠

(A) 線路側

610、620、……、680 等依序編訂。

(B) 機組變壓器

自一號變壓器起，依序編訂為 710、720、……、780 等。

(C) 配電變壓器

自一號配電變壓器起，依序編訂為 690、790、890 等。

B. 變電所、用戶自備變電所(圖十一)

(A) 線路側

610、620、……、680；710、……、740；910、……、980 等依序編訂，共 15 個。

(B) 主變壓器

自一號變壓器起，依序編訂為 750、760、……、780；870、880 等。

(C) 靜態電容器

自一號靜電電容器起，依序編訂為 810、820、……、860 等。

(D) 匯流排分段斷路器

自一號匯流排起，依序編訂為 600、700 等。

(2) 匯流排分段空斷開關或隔離開關

自一號匯流排起，依序編訂為 601、602、603、604、……等。

二、配電系統開關設備號碼編訂原則

1. 各種新設、擴建之匯流排 (BUS)，若遇備用檔位須保留該檔位號碼。
2. 各種新設、擴建之主變壓器，若遇備用檔位須保留該檔位號碼。
3. 斷路器號碼：

(1) 主變壓器二次側斷路器號碼：

A. 二次側為單繞組單斷路器型：

- #1 主變壓器二次側斷路器號碼：310
- #2 主變壓器二次側斷路器號碼：330
- #3 主變壓器二次側斷路器號碼：350
- #4 主變壓器二次側斷路器號碼：370
- #5 主變壓器二次側斷路器號碼：510
- #6 主變壓器二次側斷路器號碼：530
- #7 主變壓器二次側斷路器號碼：550
- #8 主變壓器二次側斷路器號碼：570

B. 二次側為單繞組雙斷路器型：

- #1 主變壓器二次側斷路器號碼：310、320
- #2 主變壓器二次側斷路器號碼：330、340
- #3 主變壓器二次側斷路器號碼：350、360
- #4 主變壓器二次側斷路器號碼：370、380
- #5 主變壓器二次側斷路器號碼：510、520
- #6 主變壓器二次側斷路器號碼：530、540
- #7 主變壓器二次側斷路器號碼：550、560
- #8 主變壓器二次側斷路器號碼：570、580

C. 二次側為雙繞組雙斷路器型：

- #1 主變壓器二次側斷路器號碼：310、320
- #2 主變壓器二次側斷路器號碼：330、340
- #3 主變壓器二次側斷路器號碼：350、360
- #4 主變壓器二次側斷路器號碼：370、380
- #5 主變壓器二次側斷路器號碼：510、520

#6 主變壓器二次側斷路器號碼：530、540

#7 主變壓器二次側斷路器號碼：550、560

#8 主變壓器二次側斷路器號碼：570、580

D. 二次側為雙繞組四斷路器型：

#1 主變壓器二次側斷路器號碼：310A1、310A2、320B1、320B2

#2 主變壓器二次側斷路器號碼：330A1、330A2、340B1、340B2

#3 主變壓器二次側斷路器號碼：350A1、350A2、360B1、360B2

#4 主變壓器二次側斷路器號碼：370A1、370A2、380B1、380B2

#5 主變壓器二次側斷路器號碼：510A1、510A2、520B1、520B2

#6 主變壓器二次側斷路器號碼：530A1、530A2、540B1、540B2

#7 主變壓器二次側斷路器號碼：550A1、550A2、560B1、560B2

#8 主變壓器二次側斷路器號碼：570A1、570A2、580B1、580B2

(2) 所內變壓器之斷路器號碼：以 390、490、590 表示。

(3) 電容器之斷路器號碼：以 210、220、．．．、280，及 410、420、．．．、480 表示。

(4) 聯絡斷路器號碼：以 100、200、300、400 表示。

4. 隔離開關號碼：

(1) 聯絡斷路器兩側隔離開關：依據所連結之斷路器開關編號分別訂定。

例如：100 聯絡斷路器，與其同檔位之隔離開關編訂為 101，而另一不同檔位之隔離開關編訂為 102；餘此類推。

(2) 饋線檔隔離開關號碼：以各饋線檔之號碼後面加 DS。

例如：饋線號碼為 DK10，則其隔離開關號碼為 10DS；饋線號碼為 DK66，則其隔離開關號碼為 66DS；餘此類推。

(3) 所內變壓器隔離開關號碼：依據所連結之斷路器開關編號末一碼編訂為 1。例如：391；491；591。

(4) 電容器檔隔離開關號碼：依據所連結之斷路器開關編號末一碼編訂為 1。例如：211；221；231；餘此類推。

(5) 比壓器檔隔離開關號碼：依據所連結之比壓器號碼後加 D。例如：#1A PTD；#1B PTD；#2 PTD；#3 PTD。

(6) 其他隔離開關號碼：依據同一檔位之斷路器編號末一碼編訂為 1。例如：310 之同檔位隔離開關則編訂為 311；320 之同檔位隔離開關則編訂為 321；餘此類推。

5. BUS 號碼：

(1) 雙繞組變壓器：

以 11kV #1A BUS；11kV #1B BUS；．．．；11kV #4B BUS 表示。

(2) 單繞組變壓器：

以 22kV #1 BUS；22kV #2 BUS；22kV #3 BUS；22kV #4 BUS 表示。

6. 接地開關號碼：

(1) 饋線檔接地開關號碼：以各饋線檔之號碼後面加 ES。

例如：DK10 饋線之接地開關號碼為 10ES；DK20 饋線之接地開關號碼為 20ES；DK53 饋線之接地開關號碼為 53ES；餘此類推。

(2) 所內變壓器檔接地開關號碼：以其隔離開關號碼後面加 E。

例如：391E；491E；591E；餘此類推。

(3) 電容器檔接地開關號碼：依據所連結之隔離開關號碼後面加 E。例如：211E；221E；231E；餘此類推。

(4) 比壓器檔接地開關號碼：以比壓器號碼後面加 E。

例如：#1A PTE；#1B PTE；#2 PTE；餘此類推。

(5) 匯流排接地開關號碼：依據所連結之匯流排號碼後面加 E。

例如：#1A BUS 之接地開關編訂為 #1A BE；#1B BUS 之接地開關編訂為 #1B BE；#2 BUS 之接地開關編訂為 #2 BE；#3 BUS 之接地開關編訂為 #3 BE；餘此類推。

(6) 其他檔接地開關號碼：依據同一檔位之隔離開關後加 E。

例如：某隔離開關編號 101，與其同檔位之接地開關則編訂為 101E；隔離開關編號 201，與其同檔位之接地開關則編訂為 201E；餘此類推。

7. 電容器號碼：依據所連結之斷路器編號順序編訂電容器編號。

例如：210 連結之電容器編訂為 #1SC；220 連結之電容器編訂為 #2SC；230 連結之電容器編訂為 #3SC；餘此類推。

8. 比壓器號碼：依據所連結之匯流排編號後面加 PT。

例如：#1A BUS 之比壓器編訂為 #1A PT；#1B BUS 之比壓器編訂為 #1B PT；#2 BUS 之比壓器編訂為 #2 PT；#3 BUS 之比壓器編訂為 #3 PT；餘此類推。

9. 所內變壓器號碼：以 #1SSSTR、#2SSSTR、#3SSSTR 表示。

10. MOF 號碼：

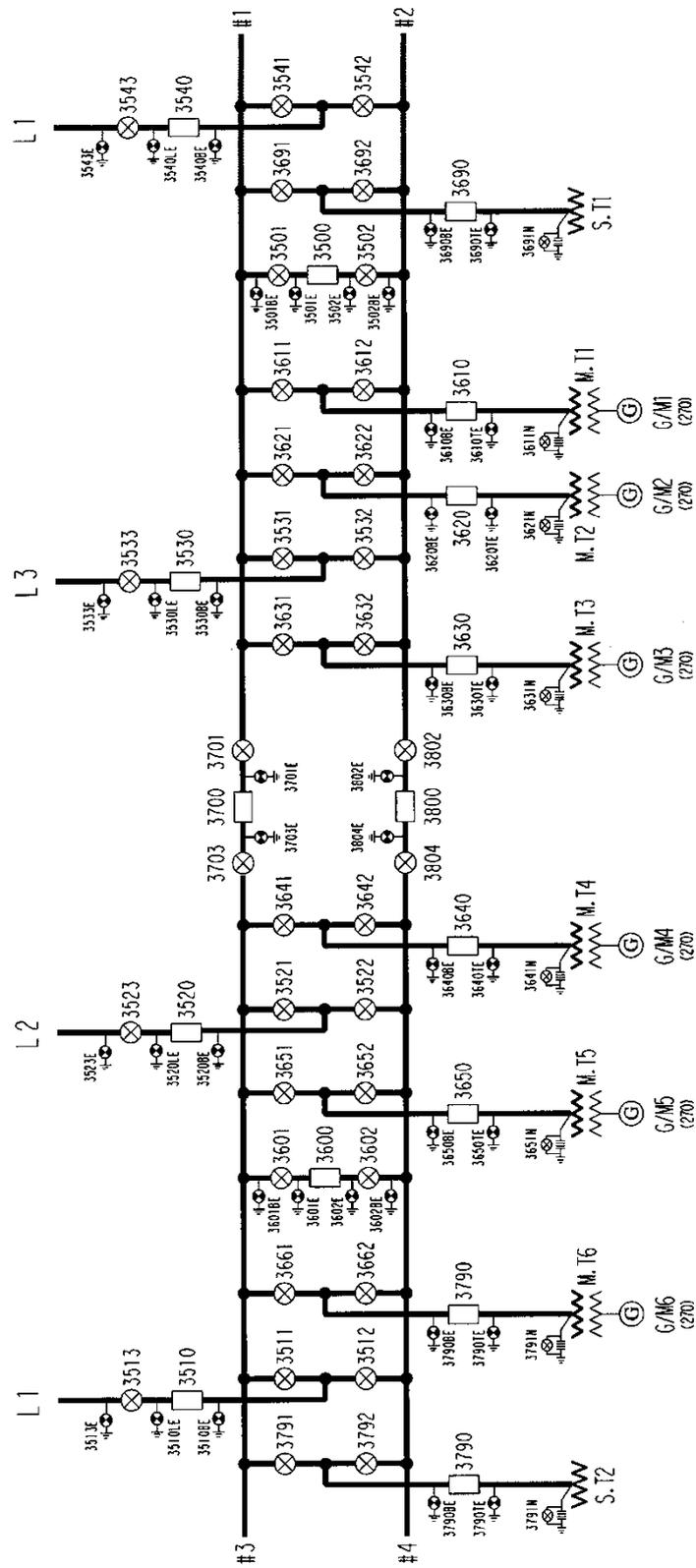
以 #1SSSTR 相關聯 MOF 號碼：MOF1

以 #2SSSTR 相關聯 MOF 號碼：MOF2

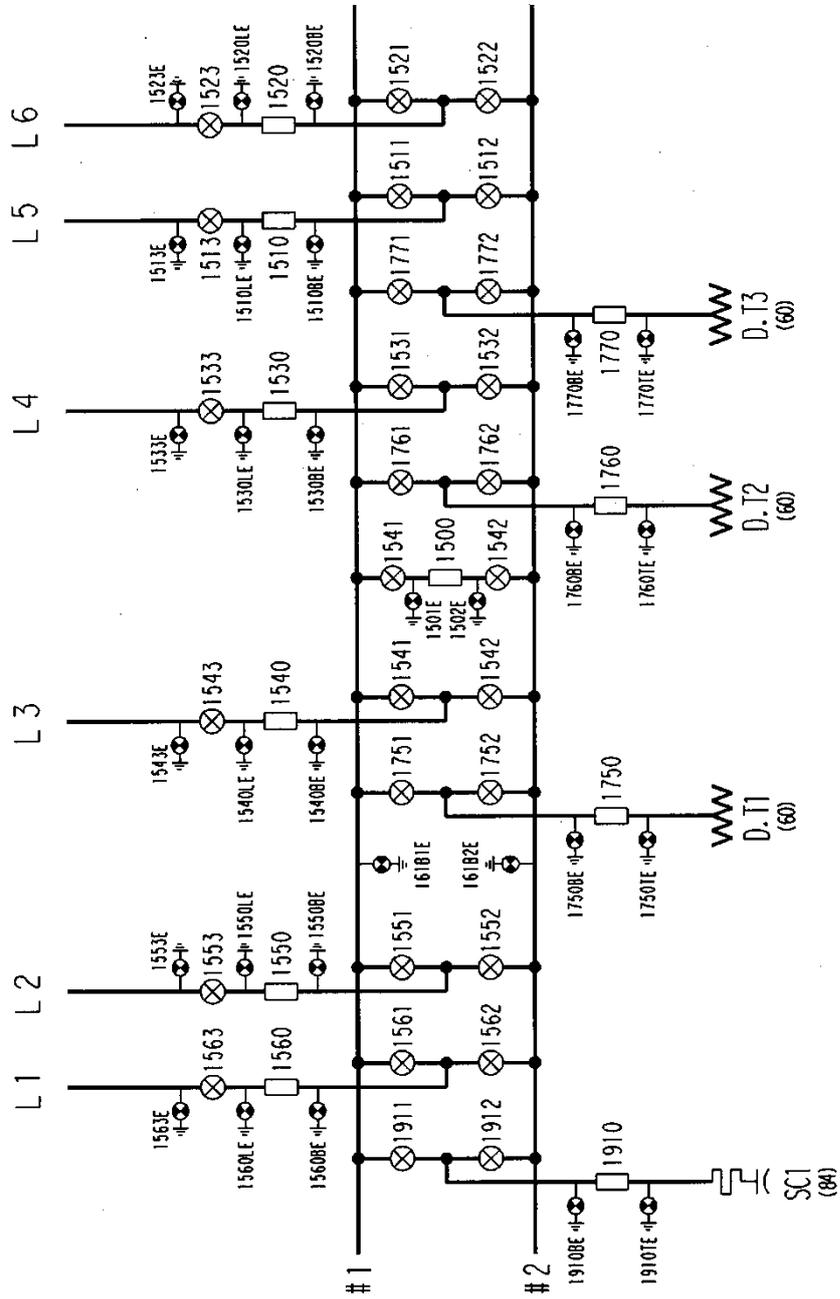
餘此類推。

11. 饋線號碼編號：編號原則為依現場設備面對控制盤方向，由左而右，由小而大依次序排列，其餘依相關區域配電部門編號辦理。

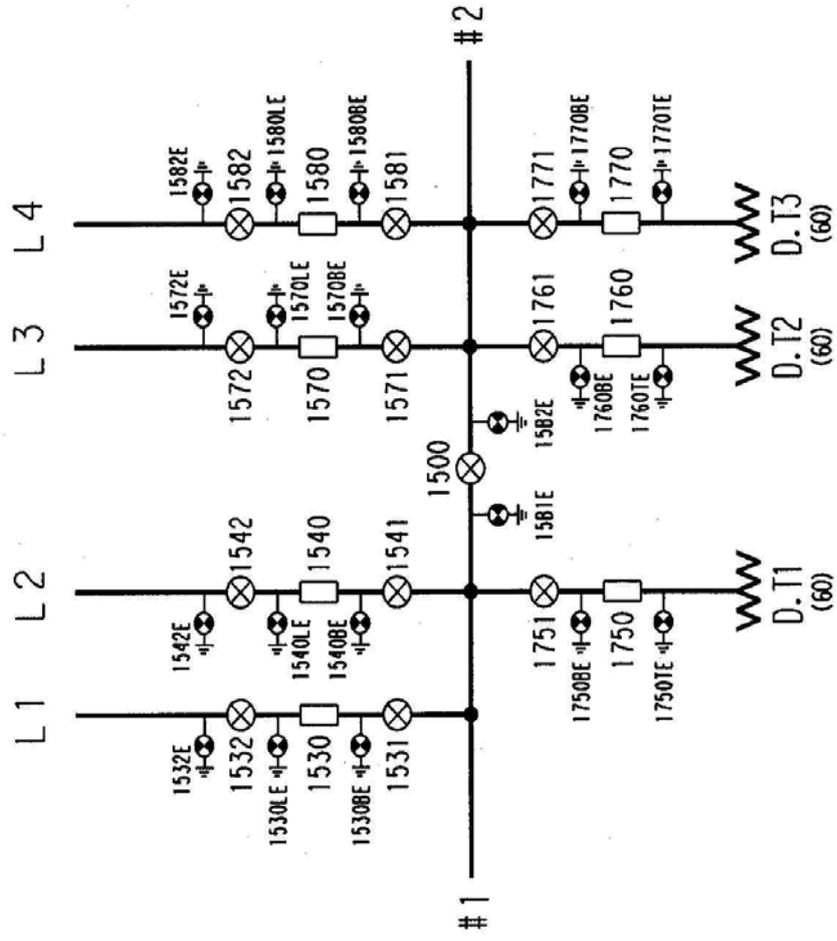
圖四



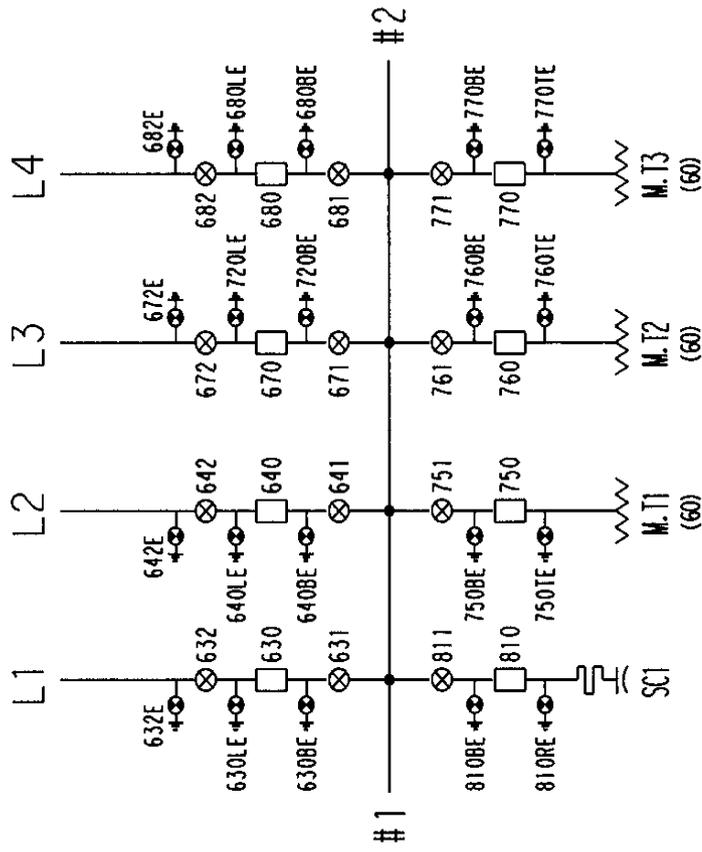
圖七



圖十



圖十一



附件九 停止要求書

表一

停止要求書 (一般發電業電廠使用)

申請發電廠 _____

申請號數 _____

(聯)

申請發電廠 簽章		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核		執行長 批示			
經 辦		經 辦		經 辦					
主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)					
組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)					
單位副主管		單位副主管		單位副主管					
單位主管		單位主管		單位主管					
工 作 內 容		工 作 時 間 (每日) 或 (連續)		工作區間或設備		工作負責人		影響供電 發電力 ×時間	
設備或線路 名稱		預定	自 月 日(星期) 時 分 至 月 日(星期) 時 分			職 別 姓 名	聯絡電話		
		實際	自 月 日(星期) 時 分 至 月 日(星期) 時 分						
註 明 事 項 (盡量填寫可填項目)				核 准 後 通 知					
聯 絡 台電有關單位				日期時間	送 話 人		受 話 人		
					單位	姓名	單位	姓名	
供電系統變更									
操作程序及注 意事項									
保 護 電 驛	閉鎖之電驛	標置變更	會章						
配 合 工 作									

表二

停 止 要 求 書 (再生能源發電設備設置者使用)

申請發電廠_____

申請號數_____

(聯)

申請發電廠 簽章		區域配電單位 審核		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核		執行長 批示
經 辦		經 辦		經 辦		經 辦		
主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		
組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		
單位副主管		單位副主管		單位副主管		單位副主管		
單位主管		單位主管		單位主管		單位主管		

工 作		停 止 時 間 每日/連續		停止區間或設備		工作負責人		影響供電
設備或線路 名稱	內 容					職別、姓名	聯絡電話	發電力 x 時間
		預 定	自 月 日(星期) 時 分 至 月 日(星期) 時 分					
		實 績	自 月 日(星期) 時 分 至 月 日(星期) 時 分					

註 明 事 項	聯 絡 台電有關單位	核准後通知				
	供電系統變更					日期 時間
	操 作 程 序 及 注 意 事 項	單 位	姓 名	單 位	姓 名	
	保 護 電 驛	閉鎖之電驛				
	配 合 工 作					

表三

停止要求書 (一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶使用)

申請單位 _____

申請號數 _____

(聯)

區域配電單位代填		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核		執行長 批示
經 辦		經 辦		經 辦		
主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		
組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		
單位副主管		單位副主管		單位副主管		
單位主管		單位主管		單位主管		

工 作		停 止 時 間 每日/連續		停止區間或設備	工作負責人		影響發電及供電		
設備或線路 名稱	內 容	預 定	實 績		職別、姓名	聯絡電話	發電力 x 時間	供電力 x 時間	
		自 月 日(星期) 時 分 至 月 日(星期) 時 分	自 月 日(星期) 時 分 至 月 日(星期) 時 分						
註 明 事 項	聯 絡 台電有關單位				核 准 後 通 知				
	供電系統變更				日期 時間	送 話 人		受 話 人	
	操 作 程 序 及 注 意 事 項					單 位	姓 名	單 位	姓 名
	保 護 電 驛	閉鎖之電驛	標置變更	會章					
	配 合 工 作								

註：併接於二次系統以上之一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶由區域配電單位代填此表

附件十 活線礙子清掃要求書

表一

活線礙子清掃要求書(一般發電業電廠)

申請發電廠_____

申請號數_____

申請發電廠 簽章		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核			
經辦		經辦		經辦			
單位副主管		主管(課長)		主管(課長)			
單位主管		組長(經理)		組長(經理)			
工 作		工 作 日 期 及 時 間			工 作 負 責 人		
線 路 名 稱	內 容	預定	自 月 日(星期) 時 分	至 月 日(星期) 時 分	職別、姓名	聯絡電話	
		實際	自 月 日(星期) 時 分	至 月 日(星期) 時 分			
		預定	自 月 日(星期) 時 分	至 月 日(星期) 時 分			
		實際	自 月 日(星期) 時 分	至 月 日(星期) 時 分			
備 註			核 准 後 通 知				
			日 期	送 話 人		受 話 人	
			時 間	單 位	姓 名	單 位	姓 名

表二

活線礙子清掃要求書 (再生能源發電設備設置者使用)

申請發電廠_____	申請發電廠 簽章		區域配電單位 審核		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核			
	經辦		經辦		經辦		經辦			
	主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)			
	組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)			
申請號數_____										
(聯)										
工 作			工 作 日 期 及 時 間				工 作 負 責 人			
線 路 名 稱		內 容		預 定		職 別、姓 名		聯 絡 電 話		
				自 月 日(星期) 時 分						
				至 月 日(星期) 時 分						
				實 際						
				自 月 日(星期) 時 分						
				至 月 日(星期) 時 分						
				實 際						
				自 月 日(星期) 時 分						
				至 月 日(星期) 時 分						
備 註					核 准 後 通 知					
					日 期 時 間		送 話 人		受 話 人	
							單 位	姓 名	單 位	姓 名

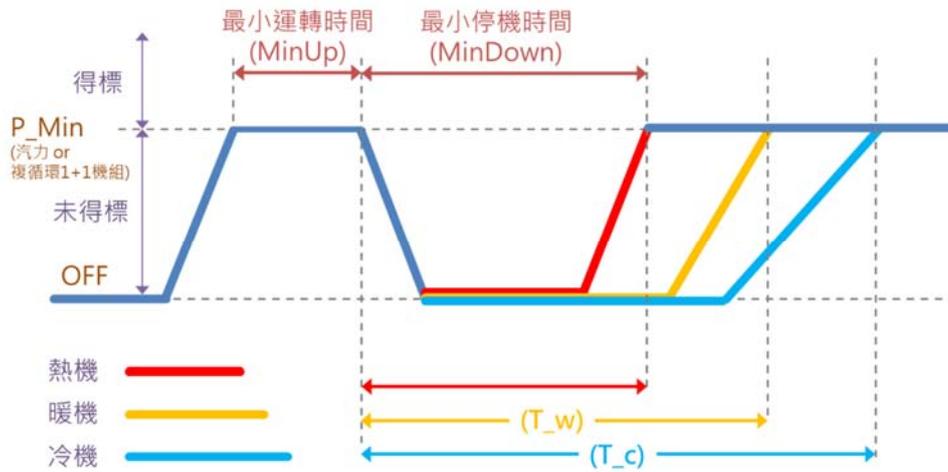
表三

活線礙子清掃要求書 (一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶使用)

申請單位_____		區域配電單位 代填		區域供電單位 審核		電力調度單位 審核		
申請號數_____		經辦		經辦		經辦		
(聯)		主管(課長)		主管(課長)		主管(課長)		
		組長(經理)		組長(經理)		組長(經理)		
工 作		工 作 日 期 及 時 間				工 作 負 責 人		
線 路 名 稱	內 容		自 月 日(星期) 時 分		職 別、姓 名		聯 絡 電 話	
		預定	至 月 日(星期) 時 分					
		實際	自 月 日(星期) 時 分					
			至 月 日(星期) 時 分					
		預定	自 月 日(星期) 時 分					
		實際	自 月 日(星期) 時 分					
			至 月 日(星期) 時 分					
備 註				核 准 後 通 知				
				日 期	送 話 人		受 話 人	
				時 間	單 位	姓 名	單 位	姓 名

註：併接於二次系統以上之一般自用發電設備設置者及自備變電所用戶遊區域配電單位代填此表

附件十一 發電設備運轉特性參數表



Generator					
Pmax (MW)	Pmin (MW)	AGC_H (MW)	AGC_L (MW)	AGCMax (MW)	SRMax (MW)
SupResMax (MW)	RampMax (MW/Min)	PminHeat (GCal/Hour)	MinUp (Hour)	MinDown (Hour)	T_W (Hour)
T_C (Hour)	SU-Heat H (GCal)	SU-Heat W (GCal)	SU-Heat C (GCal)		

附件十二 電力系統頻率控制設備與規定

系統運轉頻率為 60Hz，為維持頻率穩定，發電機之負載頻率控制設備(LFC)應具備下列功能：

1. 自動發電控制功能(AGC)

(1) 機組對 AGC 控制指令之升/降載率

- A. 天然氣複循環機組每分鐘至少需達其裝置容量之 7%。(既設機組 4%)
- B. 燃煤汽力機組每分鐘至少需達其裝置容量之 2%。(既設機組 1%)
- C. 燃油汽力機組每分鐘至少需達其裝置容量之 3%。(既設機組 1%)
- D. 水力機組每分鐘至少需達其裝置容量之 30%。

(2) 機組對 AGC 控制指令之開始反應時間如下表：

機 組	平均開始反應時間	容許開始反應時間
天然氣複循環	≤ 15 秒	≤ 20 秒
燃煤汽力	≤ 30 秒	≤ 40 秒
燃油汽力	≤ 20 秒	≤ 27 秒
水力	≤ 12 秒	≤ 16 秒

A. 升/降率 = 每分鐘機組出力升或降載量

$$= (\text{在時間 } t_2 \text{ 時機組出力} - \text{在時間 } t_1 \text{ 時機組出力}) / (t_2 - t_1)$$

B. 出力開始反應時間 = 由中央調度中心送出機組改變出力控制指令(由降載至升載或由升載至降載)之出力開始反應時間。其計算方式係由機組升載或降載指令開始送出時間至其出力開始檢測到改變之時間。

C. 平均開始反應時間 = 各次出力開始反應時間總和 / 測試次數

$$= \frac{\sum \text{出力開始反應時間}}{\text{測試次數}} \quad \text{容許開始反應時間} = \text{平均開始反應時間} + 2 \text{ 個標準差。}$$

D. 標準差(σ) = 衡量一組開始反應時間測量值與平均開始反應時間之間的差異量數，代表這些測量的精確度；依照常態分布規則，取 2 個標準差之測量值分佈範圍比率較取 1 個標準差大。

(3) 各機組 AGC 可控制範圍至少需為其裝置容量之 20% 以上。

2. 緊急發電控制功能(EGC)---始動設定值 $60 \pm 0.2\text{Hz}$ 、復歸設定值 $60 \pm 0.1\text{Hz}$ 。

3. 自動頻率控制功能(AFC)：

- A. 定頻(CF)
- B. 廠偏差出力(SLB)
- C. 上兩項控制功能比照 AGC。

附件十三 調速機運轉規定

為確保電力系統頻率穩定，各類型發電機組之調速機(Governor)應具備下列規定：

1. 各類型發電機組之調速機，其速度控制設備均應能經常置於自由(Free)模式運轉。
2. 當各類型機組使用負載頻率控制設備(LFC, Load Frequency Control)運轉時，其速度控制設備亦能於自由(Free)模式運轉。

註：負載頻率控制設備(LFC)包括三種功能：自動發電控制(AGC)、自動頻率控制(AFC)、緊急發電控制(EGC)等。

3. 速度調定率(Speed Droop)、頻率不動帶(Dead Band)設定值，如表一。

表一 速度調定率及頻率不動帶設定值表

機組類型	速度調定率 (%)	不動帶 (±Hz)
天然氣複循環	4%	±0.03Hz
燃煤汽力	5%	±0.03Hz
燃油(氣)汽力	4.5%	±0.03Hz
水力	3%	±0.03Hz

註：頻率基準值為 60Hz。

附件十四 各發電廠協助調整系統頻率規定表

發 電 廠	調 整 工 作
有 LFC 設備者，作系統頻率控制時。	保持 60Hz 運轉。
有 LFC 設備者，未作系統頻率控制時。	頻率在 59.8~60.2Hz 範圍內可不予調整，如超過此範圍即須調整。
裝置容量 20MW 以上，無 LFC 設備者。	頻率在 59.5~60.3Hz 範圍內可不予調整，如超過此範圍即須調整。
裝置容量 20MW 以下者。	頻率在 59.2~60.4Hz 範圍內可不予調整，如超過此範圍即須調整。

註：(1) 上表所述「調整」工作，係指由控制室手動調整。

- (2) 系統發生事故頻率急劇降低時，水庫或調整池水力機組，不論電動機運轉或解聯待機中，均應立即依照上項規定之調整範圍，逕行將電動機運轉改為發電機運轉，並將待機中機組起動併聯，協助調整系統頻率，再報告中央調度中心。

附件十五 緊急負載限制施行時機

一、低頻卸載施行時機

系統發生事故致頻率遽降低於頻率 59.5Hz 以下，利用低頻電驛自動卸載，使頻率恢復正常。

二、一級負載限制施行時機

1. 系統頻率降至 59.5Hz 以下持續達 60 秒以上時，由中央調度中心指令各區域調度中心限制負載量，各區域調度中心依一級負載限制順序表施行，至頻率回升至 59.5Hz 以上，改施行緊急分區輪流停電替代。
2. 系統頻率降至 58.8Hz 以下，不論電訊暢通與否，由各區域調度中心逕自施行，至頻率回升至 59.5Hz 以上，改施行緊急分區輪流停電替代。
3. 架空輸電線路超載大於緊急值以上時，由相關區域調度中心逕自施行。
4. 充油、交連 PE 電力電纜線路超載大於一小時短時間容許電流值以上時，由相關區域調度中心逕自施行。
5. 超高壓變壓器超載，經負載轉供及調整電力潮流後，於考慮變壓器線圈溫度、油溫、時間等限制，若超載仍達 120% 以上時施行，以降至 100% 以內為原則。
6. 161kV 油入式主、配電變壓器超載，經負載轉供及調整電力潮流後，於考慮變壓器線圈溫度、油溫、時間等限制，若負載仍達 125% 以上，由相關區域調度中心逕自施行，降至 100% 以內。
7. 超高壓、一次變電所 69kV 匯流排電壓低於標準值 90% 以下，由相關區域調度中心逕自依一級負載限制順序表施行，至電壓回升至標準值 97% 以上，改施行緊急分區輪流停電替代。

三、緊急分區輪流停電施行時機

1. 若系統頻率回升至 59.5Hz~60Hz 間，但電源仍繼續不足且預期短時間內無法解除時施行。
2. 架空輸電線超載達 110%~緊急值以內時施行。
3. 充油、交連 PE 電力電纜線路超載達四種不同之短時間容許電流值以內時施行。
4. 超高壓變壓器超載於 100%~120% 以內時施行。
5. 161kV 主、配電變壓器超載於 100%~125% 以內時施行。
6. 超高壓、一次變電所 69kV 匯流排電壓低於標準值 90%~94% 時施行，至電壓回升至標準值 97% 以上為止；於執行中電壓若降至 90% 以下時，立即改施行一級負載限制。
7. 各級變電所配電變壓器低壓側匯流排電壓(22kV、11kV)低於標準值 90% 時施行，至電壓回升至標準值 95% 以上為止。

附件十六 事故日報

事故編號：

民國 年 月 日 天氣

電力調度單位	時間	地點	事故前後之狀況及處置方法		動作電驛		原因及對策	
電力調度單位								
區域供電單位								
供電單位								
發電單位								
核能發電單位								
配電單位								
			停電區域	停電電力 KW	停電持續時間	停電電量 KWH	相關廠、所	值班主任
執行長								

填報單位：

值班主任：

值班經理：

主管：

附件十七 輸電線路保護電驛設置運用規定

一、輸電線路復閉電驛之運用

(一) 345kV 輸電線路:

1. 全段架空線路及部份電力電纜線路採用一次復閉；全段電力電纜線路不復閉。復閉電驛之運用除系統運轉上有特殊考量，對特定輸電線路得採單次單相、單相加三相或多相復閉方式外，其餘線路僅允許做單次三相復閉，如斷路器在復閉後 30 秒之內再跳脫，則復閉功能不會動作；如斷路器投入成功 30 秒後，再次跳脫時才能再次啟用復閉功能。
2. 當復閉方式為三相復閉時，輸電線路斷路器跳脫後，如係兩端跳脫，線路上無電壓，由 A 端(試送端)確認匯流排電壓正常後，經 30 週波復閉試送電；而 B 端(併聯端)則再經 30 週波(即線路跳脫後 60 週波)檢定線路電壓與匯流排電壓同步後併用線路。
3. 345kV 輸電線路復閉電驛之 A 端(試送端)、B 端(併聯端)設定之優先順序，考量如下：
 - (1) 「部分交連 PE 電力電纜線路」，該線路若有裝設電纜段監視用 87L 電驛且其動作訊號引入復閉電驛閉鎖其復閉功能，則裝設電纜段監視用 87L 電驛之變電所端須定為試送端(A 端)。
 - (2) 電廠出口第一及第二段線路，復閉電驛之試送端 (A 端) 為遠電廠端。
 - (3) 其餘線路 A、B 端之認定以中寮開閉所為中心，線路兩端離中寮較遠者為 A 端(試送端)、較近者為 B 端(併聯端)，亦即線路跳脫後，中寮以北系統，由北往中試送；中寮以南系統，由南往中試送。
4. 核能或水、火力電廠引出之線路原則上不復閉。但若有系統穩定或供電可靠等考量時，個案採取單相復閉、多相復閉或其它復閉方式。
5. 部分架空、部分電纜之 345kV 輸電線路，電纜段位於超高壓變電所出口端須裝設差流電驛(三相單導體裝設一套，複導體裝設二套)作為電纜事故警報及閉鎖復閉功能用；電纜段位於線路之中間線段(即兩端為架空之線路)，得不裝設。
6. 「部分交連 PE 電力電纜線路」，該線路若有裝設電纜段監視用 87L 電驛且其動作訊號引入復閉電驛閉鎖其復閉功能(裝設電纜段監視用 87L 電驛之變電所端須定為試送端)，則復閉電驛可以經常使用；其他不具電纜段監視用 87L 電驛或其電纜段監視用電驛裝設與復閉電驛不在同一廠、所之線路，採單相接地復閉之原則辦理。
7. 復閉方式為多相復閉時，採 M3 模式(事故跳脫後，該兩回線仍保有不同之 3 相時方可進行復閉)，輸電線路斷路器跳脫後，經 1 秒鐘後由 A 端(試送端)復閉試送電，而 B 端在確定線路電壓正常後方自動投入併用(約線路跳脫後 1.2 秒)。若多相復閉不成功，則進行三相跳脫並不再復閉；僅匯流排側斷路器進行多相復閉，連絡斷路器維持三相操作且由運轉人員手動投入。

(二) 161kV 輸電線路:

1. 輸電線路斷路器跳脫後，如係兩端跳脫，線路上無電壓，由 A 端確認匯流排電壓正常後，經 1 秒復閉試送電；而 B 端則再經 1 秒(即線路跳脫後 2 秒)檢定線路電壓與匯流排電壓同步後併用線路(詳細時間設定須視斷路器型式而定，詳如註 2)。A、B

端之認定以鉅工發電廠為中心，線路兩端離鉅工較遠者為 A 端(試送端)、較近者為 B 端(併聯端)，亦即線路跳脫後，鉅工以北系統，由北往中試送；鉅工以南系統，由南往中試送。

2. 「鄰近核能或水、火力電廠線路」、「全線段均為電纜線路」及「部分架空部份充油式電纜線路」均不復閉。
3. 復閉電驛僅允許做單次三相復閉，如斷路器在復閉後 30 秒之內再跳脫，則復閉功能不會動作；如斷路器投入成功 30 秒後，再次跳脫時才能再次啟用復閉功能。

註 1.復閉電驛之 A、B 端依上述原則標定，與線路操作之 A、B 端有所區別。

註 2.161kV 輸電線路斷路器復閉電驛時間設定：

(1) 油斷路器 OCB：

- A. 復閉時間設定 1 秒時之抑低後容量大於三相短路容量，則試送端(A,1 秒)；併聯端(B,1 秒)
- B. 復閉時間設定 10 秒時之抑低後容量大於三相短路容量大於復閉時間設定 1 秒時之抑低後容量，則試送端(A,10 秒)；併聯端(B,1 秒)
- C. 復閉時間設定 10 秒時之抑低後容量小於三相短路容量，則試送端(A,Lock)；併聯端(B,Lock)

(2) 氣衝斷路器 ACB 試送端(A,3 秒)；併聯端(B,3 秒)

(3) 其他型斷路器：若無抑低後容量小於三相短路容量問題者，則試送端(A,1 秒)；併聯端(B,1 秒)

註 3.若線路任一端未裝設 Line PD，則兩端均不使用復閉功能。

(三) 69kV 輸電線路：

1. 部份放射線路已裝設復閉電驛，以加速復電。
2. 輸電線路若屬同一變電所供電系統，復閉功能可不必裝設 Line PT，斷路器跳脫後線路一端(試送端)經一「時間設定」後逕行復閉，復閉成功後再透過線路該端新型數位式電驛通信功能，傳送復閉命令至線路另一端(併聯端)執行復閉。

二、保護電驛運用應注意事項

(一) 副線電驛注意事項：

1. 副線電驛故障時之處理

- (1) 副線電驛之副線，必須維持正常狀況，保護線路故障發生時才能正確動作，選擇清除故障區域；如副線本身發生故障，副線監視電驛動作使警報鳴響時，立即逕行閉鎖副線電驛以免誤動作，然後儘速報請相關調度員指令該線段另一端廠所將副線電驛閉鎖。
- (2) 有備用副線者切換於備用副線；若備用副線亦故障或未設有備用副線者，送受電兩廠所繼續閉鎖該副線電驛，暫由後衛電驛保護。

(3) 若副線電驛已加裝光電轉換介面設備（如 IMUX-2000、FCB），且以微波及光纖取代原有之副線，遇該光電轉換介面設備或光纖、微波等故障時，光電轉換介面設備會自動送出警報，同時副線電驛會自動閉鎖。

(4) 上述緊急處置完成後，由區域調度員或值班主任通知線務段或通信區搶修外，一次系統通知相關區域供電單位電驛組報備；二次系統通知各區域配電單位變電巡迴試驗車報備。

2. 副線故障或檢修閉鎖電驛之規定

副線電驛之副線如遇故障或檢修時，應將雙方副線電驛直流跳脫開關閉鎖及開啟副線開關後，再連絡工作負責人開始工作。

3. 副線遷移或故障修復後之檢驗

副線遷移工作完畢或故障修復後，線務段工作負責人，應速通知區域調度員或一次發電廠值班主任，指令將副線開關投入，並檢驗監視電驛正常後復用副線電驛，再報告相關區域供電單位電驛組。

4. 副線電驛試驗之規定

(1) 設有副線電驛且有值班人員之廠所，應於每天上午八時記錄監視電驛(PM-2 或 PM-23)電流，若故障修復後則隨時記錄之，若為無人化之變電所，應由巡檢人員於巡檢時列入記錄。電流指示在 1mA 刻度為正常，如指示電流超過 $\pm 30\%$ 時，無論警報器有無動作，應即報請相關調度員閉鎖副線電驛並通知區域供電單位電驛組。

(2) 副線電驛系統如為 SPD、SPA 者，其監視電驛上無電流顯示；但副線異常時，有指示燈顯示，並使警報接點接通鳴響警報，此時值班人員應依 2.規定將副線電驛閉鎖。

(3) 正常時副線電驛測試開關測量 R/C/L(Remote/Circulate/Local)之電流幾乎相等，如有顯著的差別時，應即通知相關區域供電單位電驛組。

(二) 保護電驛用音頻及數位通訊頻道訊號故障之處理：

通信頻道用於輸電線路主保護控制，對系統運轉安全極為重要，應經常維持通信頻道正常。

1. 音頻機組目前系統上，有 RFL 之 9745 等機型。平常均送出監視頻道之訊號，遇音頻機組故障、通信頻道故障或雜訊太強，均會使警報接點接通而鳴響警報，同時會自動閉鎖相關電驛跳脫回路。

2. 如係音頻機組或通信頻道故障，則警報會持續，此時應先查看音頻機組內之電源監視燈，如為機組本身之故障，應通知相關區域供電單位電驛組處理；如無法判斷為機組故障，先行通知電力通信處相關維護區處理，以爭取時效。

3. 345、161kV 輸電線路差流保護電驛(87L)及數位 POTT 接用電力通信處之數位多工機，若通信不良時，電驛盤之數位頻道通信不良指示燈會亮，並輸出警報，應通知相關區域供電單位電驛組處理；如無法判斷為機組故障，先行通知電力通信單位相關維護區處理，以爭取時效。

(三) 輸電線路差流電驛(87L)使用於一個半斷路器匯流排時，電流試驗插頭(PK-2)操作注意事項：

正常供電中之比流器二次側如發生開路或短路現象時，將產生電流不平衡現象，導致差流電驛誤動作，因此須注意：

1. 如遇線路或機組停電工作，且將進行下列任一種作業時，必須先將該設備有關斷路器使用於差流電驛比流器之電流試驗插頭(PK-2)於斷路器啟開後掛接地前抽出。
 - (1) 斷路器或比流器掛接地(線)
 - (2) 斷路器與比流器之間掛接地(線)
 - (3) 比流器二次側工作
2. 設備恢復送電前，於接地線拆開(或接地開關啟斷)後斷路器投入前，將該電流試驗插頭插入再行復電，以確保差流電驛正確動作。
3. 3.87L 無閉鎖開關者：操作(抽出/插入)前必須先行將該 87L 差流電驛之工作電源開關短暫啟斷，並確認該電驛電源指示燈熄滅；在完成 PK-2 抽出/插入動作後，應立即投入工作電源開關並確認電驛電源指示燈正常且警報復歸。
4. 4.87L 有閉鎖開關者：操作(抽出/插入)前必須先行將該 87L 差流電驛本端及各對方端均閉鎖，並確認各端該電驛 87L Lock 指示正確；在完成 PK-2 抽出/插入動作後，應立即將該差流電驛復用，並確認各端該電驛 87L Use 指示正確。

附件十八 變壓器保護電驛設置運用規定

一、變電所 51N 及 51Z 電驛使用注意事項

1. 變壓器、69kV 輸電線路有裝設 51N 電驛者，應注意三相不平衡電流是否超過 51N 設定之電流 Tap 值。電驛試驗及配電線切換時，應事先考量以避免 51N 誤動作。
2. 一次配電變電所 161/22-11kV、二次配電變電所 69/22kV 或 69/11kV 配電變壓器，中性點裝設有 51Z 電驛，新設或移設之變壓器加入系統時，由於配電線負載無法三相同時平衡加入，有時單相負載造成不平衡電流。故負載切換期間，51Z 電驛之電流 Tap 值暫時提高，以免供電時由於配電線負載不平衡造成 51Z 誤動作。
3. 各所運轉人員應經常留意中性點零相電流，其電流值應在標置值一半以內，如超過時應通知有關區域配電單位調整負載。

二、變壓器差動保護電驛 87T 使用注意事項

變壓器送電中，若需將 87T 電驛用之 PK-2 抽出或插入時，必須先暫時將 87T 電驛閉鎖，待 PK-2 抽出或插入後，確認電驛未動作或已復歸，再將 87T 電驛恢復使用。

附件十九 發電機組保護電驛設置運用規定

一、發電機組保護電驛設置

發電機組依容量大小而有不同程度的保護，水、火力、核能發電機組之保護亦不一樣，茲分別敘述如下：

(一) 水力發電機組：

1. 主保護差動電驛 87G 及 87GT。
2. 失磁保護電驛 40。
3. 負序電流電驛 46。
4. 後衛保護電驛 21GT、51V、59、64 等。

(二) 火力發電機組：

1. 中小型機組(500MVA 以下)

- (1) 主保護電驛 87G 及 87GT。
- (2) 逆電力電驛 32，低功率電驛 37。
- (3) 失磁保護電驛 40。
- (4) 負序電流電驛 46。
- (5) 過激磁保護電驛 59/81。
- (6) 後衛保護電驛 59G、60、64G。
- (7) 數位式電驛：整合具備 87G、32、40、46、59/81、59G、64G 等保護功能於一只數位式發電機保護電驛，並設置两只數位式發電機保護電驛，達到雙重保護。另設置 87T 保護昇壓變壓器、87GT 保護發電機及昇壓變壓器。
- (8) 傳統式搭配數位式電驛：設置一套傳統式發電機保護電驛如(1)~(6)，並搭配一只數位式發電機保護電驛如(7)，達到雙重保護。

2. 大型機組(500MVA 以上)

- (1) 大致上與 1.類似，但對於失磁保護電驛設置雙重保護，40-1 經 60 電壓平衡電驛檢定後，經 5 秒跳脫相關設備；40-2 經 60 電壓平衡檢定後，即跳脫相關設備。
- (2) 過激磁電驛分為兩段保護，第一段嚴重過激磁 59/81-1 設定約 2.25V/Hz，延遲 2 秒動作；第二段 59/81-2 設定約 2.08V/Hz，延遲 45 秒動作。
- (3) 逆電力電驛分為兩段保護，分別設定動作設定。

(三) 核能發電機組：

核能發電機組之容量較大，對於保護電驛可靠度的要求更高，其保護方式基本上與(二)、2.項相同。

(四) 水、火力、核能發電機組保護設備若有高頻電驛，其跳脫設定值不得低於 61Hz，若有低頻電驛，其跳脫設定值不得高於 58Hz。

附件二十 匯流排與斷路器失靈保護電驛設置運用規定

一、匯流排保護電驛運用注意事項

1. 匯流排保護電驛平常應正常使用，遇事故時可快速選擇隔離故障點，縮小停電範圍，確保系統運轉安全。
2. 匯流排保護電驛動作跳脫，將嚴重影響系統供電，故有關匯流排電驛盤改接線工作(包括控制電纜等之施工)，施工單位應先擬定工作程序書，先送各區域供電單位審核，再送電力調度單位報備，並依照相關調度員指令施行。
3. 匯流排保護電驛閉鎖開關(43B)閉鎖後，應立即掛標示牌明顯指示；恢復使用前，必須先確認輔助電驛 86B 未動作(或已復歸)，該閉鎖開關之操作應經權責調度中心同意後方得操作。
4. 匯流排保護電驛用電流試驗插頭(PK-2)，於斷路器投入送電時，其插頭均應保持插入其指定位置，並以適當物件栓妥，以防止因震動等外力因素而鬆脫，造成電驛誤動作。
5. 正常供電中之比流器二次側如發生開路或短路現象時，將產生電流不平衡現象，可能導致匯流排誤動作，因此須注意：
 - (1) 如遇線路或機組停電工作，且於斷路器或比流器掛接地線或比流器二次側工作時，必須先將該設備有關斷路器使用於匯流排電驛比流器之電流試驗插頭(PK-2)於斷路器啟開後掛接地前抽出。
 - (2) 設備恢復送電前，於接地拆開後斷路器投入前，須先將該電流試驗插頭插入後再行復電，以確保匯流排電驛正確動作。
 - (3) 若為數位式保護電驛方式，於正常送電中發現 CT 迴路故障之警報，應立即通知相關區域供電單位之電驛組處理。
6. 發生匯流排電驛用比流器(CT)設備(含 CT 本身及其引接電纜)異常時之處置辦法：
 - (1) 改善施工前確認已啟斷該異常比流器(CT)設備之斷路器。
 - (2) 確認該斷路器所屬之相關匯流排電驛用電流試驗插頭(PK-2)位置，將其插頭抽出並掛標示牌明顯指示後，再行施工。
 - (3) 異常 CT 設備改善完成後，須經由各區域供電單位電驛人員試驗匯流排保護功能正確後再行復電。

二、利用匯流排連絡斷路器或分段斷路器加壓設備注意事項

1. 345/161kV 雙匯流排之連絡斷路器設有一具瞬時過電流電驛、一具延時電驛(若採數位式保護則併於同一具數位式多功能電驛)及一只選擇開關；69kV 雙匯流排之連絡斷路器，傳統式裝設有 51/51N 或 67/67N 延時過電流電驛，若採數位式保護，則裝設 2 具數位式多功能電驛(啟用 67/67N 分別向不同方向與下游線路協調保護)及一只選擇開關。
2. 平常 345/161kV 聯絡斷路器之選擇開關應置於正常位置，事故時由瞬時過電流經延時後動作跳脫該聯絡斷路器，分段斷路器應閉鎖不用；平常 69kV 聯絡斷路器之選

擇開關應置於正常位置(新規劃之數位式電驛方有裝設)，事故時由延時過電流(51/51N 或 67/67N)動作跳脫該聯絡斷路器。

3. 當 345/161kV 設備需要利用上述兩聯絡斷路器施行加壓試驗時，請將選擇開關置於加壓位置，若有事故時可瞬時跳脫；當 69kV 設備需要利用聯絡斷路器施行加壓試驗時，請將選擇開關置於加壓位置或將延時過電流功能之時間標置值設於最低，若有事故時可立即跳脫。
4. 應注意匯流排保護電驛使用情況，以避免誤動作。

三、斷路器保護電驛

斷路器失靈保護(以下簡稱 BF)，係指設備發生故障，該設備之保護電驛雖然正確動作，但因斷路器機構、跳脫線圈、控制回路等異常因素，致該設備之斷路器不能正常啟斷時，可能造成事故無法快速清除而導致系統不穩定，此刻 BF 電驛動作經 12 週波後，選擇跳脫相鄰之斷路器，以縮小停電範圍。

附件二十一 靜態電容器與並聯電抗器保護電驛設置運用規定

一、靜態電容器(S.C.)保護電驛

(一) 161kV 靜態電容器

1. 過流電驛有 51、51N、51NL1、51NL-2，目前裝設者使用延時過電流電驛。
51NL-1、51NL-2 AC 電流電源接自兩組 Y 接電容器間之 NCT。
51NL-1：電容器熔絲一只熔斷時動作。
51NL-2：電容器熔絲兩只熔斷時動作。
2. 不平衡電流電驛 46。
3. 過壓電驛 59，低壓電驛 27。

(二) 69kV 靜態電容器

1. 過流電驛有 51、51N、51NL-1、51NL-2，使用延時過電流電驛等，51、51N、51NL-2 跳脫斷路器，51NL-1 警報用。
2. 不平衡電流電驛 46，部份裝設。
3. 過壓電驛 59，低壓電驛 27 均跳脫斷路器。

(三) 33kV 靜態電容器：

過流電驛有 51、51N、51NL-1、51NL-2，使用延時過電流電驛等，51、51N、51NL-2 跳脫斷路器，51NL-1 警報用。

(四) 22kV/11kV 靜態電容器：

1. 過流電驛 51、51N，使用延時過電流電驛等。
2. 低壓電驛 27，電驛動作時先啟動“手動復歸之輔助電驛”後跳脫斷路器。
3. SC 組中性點過壓電驛 60(UP)，第一段警報，第二段跳脫斷路器，目前僅部份裝設，UP 電驛 AC 電壓電源接自 SC Y 接中性點之 GPT 二次側。

二、並聯電抗器(S.R.)保護電驛

(一) 161kV 並聯電抗器：

1. 差動電驛 87SR。
2. 過流電驛有 50/51、51N。

(二) 33kV 並聯電抗器：

1. 差動電驛 87SR。
2. 過流電驛有 50/51、51N。

附件二十二 配電系統保護電驛設置運用規定

1. 配電系統保護電驛接用瞬間跳脫元件(Indicating Instantaneous Trip, IIT)之目的是在可與其負載側保護設備取得協調之下，使在高故障電流時能快速清除故障；線路上如有瞬間故障，在保護熔絲未熔斷前，清除熔絲保護範圍內之故障，以減少熔絲動作次數。
2. 如經檢討在故障發生時，若可與負載側保護設備協調時宜接用瞬間跳脫元件；若不能與負載側保護設備協調而引起後衛保護電驛先動作時，則不宜接用瞬間跳脫元件。
3. 配電系統範圍內，下列裝設位置點之保護電驛不接用瞬間跳脫元件，若瞬間跳脫元件未接用時，得將其標置值設定為最大值，並不得接至斷路器跳脫回路。
 - (1) 配電主變壓器二次側主斷路器之過電流電驛(51)、接地過電流電驛(51N)。
 - (2) 配電主變壓器二次側匯流排連絡斷路器之過電流電驛(51)及接地過電流電驛(51N)。
 - (3) 配電主變壓器二次側中性線之接地過電流電驛(51Z)。
 - (4) 配電饋線斷路器之接地過電流電驛(51N)。
4. 配電饋線斷路器之過電流電驛(51)瞬間跳脫元件可接用，惟其設定值需與負載側保護設備取得協調，其標置設定原則如下：
 - (1) 依該饋線用電特性、區域配電單位運轉經驗等選定適當設定值，原則上其標置設定值不得小於該饋線最大負載電流值之六倍。
 - (2) 不得小於最靠近變電所之配電變壓器二次側發生短路事故時之故障電流值(換算為配電變壓器一次側之電流值)。
5. 斷路器若經由過電流電驛(51)之瞬間跳脫元件跳脫後，應由復閉電驛之常閉接點閉鎖經該瞬間跳脫元件之跳脫回路，以確保該瞬間跳脫元件僅提供一次跳脫運作。

附件二十三 儲能設備保護電驛設置運用規定

一、保護協調應考慮之一般事項：

- (一) 併接於高壓系統以上儲能系統與本公司責任分界點之保護設備，由設置者配合本公司系統需求，自行規劃設計及安裝。
- (二) 儲能系統嚴禁產生非計畫性之單獨運轉，儲能系統與本公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故、本公司系統停電或設備發生故障時能解聯（倘連接儲能系統之線路裝有復閉電驛者，除已有計畫性啟用之線路外，其餘為顧及儲能系統安全，復閉電驛應予閉鎖），並在儲能系統設置者系統之線路側，設置線路無電壓之確認裝置。
- (三) 設置者應於儲能系統與本公司責任分界點間設置自動同步併聯及保護設備，其功能應包含可確認電力系統線路已斷電及可自動防止加壓於已斷電之電網之功能，並配合本公司系統作適當之標置。
- (四) 儲能系統併接於低壓系統者，應於計量電表或責任分界點附近安裝可見之隔離設備，以隔離儲能系統與本公司電網。該設備應具備可操作且在開啟狀態下可上鎖之功能。
- (五) 儲能系統應裝設高、低頻電驛(81H/81L) 或等同功能以上之保護檢測設備，高頻電驛跳脫設定值不得低於64Hz，低頻電驛跳脫設定值不得高於56Hz；併接於離島獨立系統者，其儲能系統高、低頻電驛設定應符合該地區之要求。
- (六) 責任分界點裝置之斷路器或其他遮斷設備，應經中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構檢驗合格，責任分界點係高壓以上者，其過電流保護設備，應採用中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構或經認可之原製造廠家，依有關標準試驗合格並附有試驗報告者，方得裝用。

二、儲能系統併接於本公司之配電系統者,其責任分界點或電源引接點至少應具有下列同等保護功能，其跳脫時間並應與本公司系統協調：

- (一) 相間過電流電驛(50/51):附瞬時及具極反時(Extremely Inverse)特性，三相個別獨立裝設者，三相須各裝置一具電驛。
- (二) 接地過電流電驛(50N/51N):附瞬時及具極反時特性，個別獨立安裝者應裝設一具。
- (三) 接地過電壓電驛(59Vo):附延時特性。
- (四) 低電壓電驛(27):附延時特性。
- (五) 過電壓電驛(59):附延時特性。
- (六) 相間方向性過電流電驛(67):應具極反時特性。
- (七) 逆送電力電驛(32)：附延時特性，延時設定最大不得超過二秒，責任分界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送電力者免裝。儲能系統併接於用戶之低壓內線系統，儲能系統容量不超過責任分界點主保護熔絲額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。

三、儲能系統併接於本公司之輸電系統者,其責任分界點或電源引接點至少應具有下列同等保護功能,其跳脫時間並應與本公司系統協調:

- (一) 相間過電流電驛(50/51):附瞬時及具正常反時型特性,三相個別獨立裝設者,應各裝置一具電驛。
- (二) 接地過電流電驛(50N/51N):附瞬時及具正常反時型特性,個別獨立安裝者應裝設一具。
- (三) 接地過電壓電驛(59Vo):附延時特性。
- (四) 低電壓電驛(27):附延時特性。
- (五) 過電壓電驛(59):附延時特性。
- (六) 相間方向性過電流電驛(67)(使用電力調節器者免裝):應具正常反時型特性。
- (七) 快速及後衛保護電驛:如系統保護需要時應裝設。
- (八) 匯流排電驛(87B):
 - 1. 69,000伏特系統採用氣體絕緣開關(GIS)設備者應裝設。
 - 2. 161,000伏特系統以上者應裝設。但無設計匯流排且已有其它快速保護電驛裝置涵蓋者免裝。
- (九) 逆送電力電驛(32):附延時特性,責任分界點無逆送電力者應裝設,責任分界點有逆送電力者免裝。本公司以特高壓供電之用戶,其儲能系統併接於該用戶之低壓內線系統,儲能系統容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流之百分之二十五,且裝設防止單獨運轉裝置者,視為具備防止逆送電力功能。
- (十) 保護電驛用之比壓器/接地比壓器(PT/GPT)應裝於匯流排,若無設計匯流排者,保護電驛用之比壓器/接地比壓器(PT/GPT)應裝於線路側。
- (十一) 儲能系統經特高壓系統與本公司設備併接者,在電源引出點應裝設隔離設備。

四、保護電驛應考慮儲能系統與本公司系統連結之線路發生故障時,責任分界點之斷路器應快速自行跳脫(主保護電驛),且不得恢復自動併聯。

五、儲能系統之保護設備應請製造廠家提供符合國家標準(CNS)、國際電工學會(IEC)、美國國家標準協會(ANSI)、電機電子工程師協會(IEEE)、美國保險商實驗室(UL)或德國電氣工程師協會(VDE)等標準之保護設備證明文件資料。