

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：考察)

2015 年派赴日本中部電力株式會社考察團 出國報告

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：鍾副總經理炳利
沈處長夏
吳處長才基
楊副處長啟輝
許副處長國隆

派赴國家：日本

出國期間：104. 10. 26~30

報告日期：104. 11. 25

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：2015年派赴日本中部電力株式會社考察團

頁數 72 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/陳德隆/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

鍾炳利/台灣電力公司/副總經理/02-23666248

沈 夏/台灣電力公司/電力修護處/處長/02-27866850

吳才基/台灣電力公司/核能後端營運處/處長/02-23683419

楊啟輝/台灣電力公司/核能火力發電工程處/副處長/02-23229404

許國隆/台灣電力公司/系統規劃處/副處長/ 02-23666892

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他：

出國期間：104/10/26~104/10/30 出國地區：日本

報告日期：104/11/25

分類號/目

關鍵詞：核能電廠、修護人力管理制度、工程管控、再生能源併網

內容摘要：(二百至三百字)

依據本公司2013年與日本中部電力株式會社簽訂延長之4年定期交流協定，派員前往中部電力株式會社進行第五屆幹部考察團訪問，就日本電業(火力與核能)修護人力管理制度、濱岡核電廠免震動與海嘯牆興建考量及一、二號機除役規劃、建造電廠和空汙改善之採購方式與工程管控的經營策略、擴大再生能源併網作法等議題，與中部電力株式會社進行交流請益，藉此向中部電力株式會社汲取相關技術與經驗；另外也參訪碧南火力發電廠、濱岡核能發電廠，了解其運行情形。對於中部電力株式會社完善的接待工作及討論議題交流安排，並提供極具參考價值資料，使本次考察圓滿成功，其態度與精神值得我們學習。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

目 錄

壹、出國緣起與任務

貳、出國行程

參、考察內容與心得及建議

一、中部電力簡介

二、討論議題

(一) 日本電業(火力、核能)修護人力管理制度

(二) 濱岡核電廠免震動、海嘯牆興建及一、二號機除役規劃

(三) 建造電廠和空汙改善之採購方式與工程管控的經營策略

(四) 擴大再生能源併網作法

壹、出國緣起與任務

本公司自 1986 年起與日本中部電力株式會社開啟交流活動，為進一步強化彼此合作關係，增進技術經驗交流，於 2005 年簽署為期 4 年交流備忘錄，自 2006 年起進行互派訪問團，由於此項定期交換觀摩對於本公司電業經營管理及技術提升頗有助益，所以於 2009 年、2013 年簽訂追加備忘錄，將交流期間延長。本屆(第五屆)幹部考察團分別就電業(火力與核能)修護人力管理制度、核電廠免震動與海嘯牆興建考量及機組除役規劃、建造電廠和空汙改善之採購方式與工程管控的經營策略、擴大再生能源併網作法等議題，與中部電力株式會社進行交流請益；另外，也參訪碧南火力電廠及濱岡核能電廠，實地了解電廠運作情形。經由此次考察所汲取相關技術與經驗，可作為本公司日後發展借鏡。

貳、出國行程

- 10 月 26 日 台北至名古屋(往程)。
- 10 月 27 日 1. 專題討論(「日本火力電廠修護人力管理制度」及「建造電廠和空汙改善之採購方式與工程管控的經營策略」)。
2. 考察碧南火力電廠
- 10 月 28 日 1. 專題討論(「擴大再生能源併網作法」)。
2. 拜訪勝野社長。
- 10 月 29 日 1. 考察濱岡核能電廠
2. 專題討論(「日本核能電廠修護人力管理制度」、「濱岡核電廠一、二號機除役規劃」、「濱岡核電廠免震動、海嘯牆興建之考量事項」)。
- 10 月 30 日 名古屋至台北(返程)。

參、考察內容與心得及建議

一、中部電力株式會社簡介

(一)基本資料

日本共有十家一般電力事業，不論在裝置容量、售電量、營業收入、資產總額，中部電力株式會社(以下簡稱「中部電力」)皆排名第三。中部電力營運範圍在日本中部地區，包含長野、岐阜(不含飛騨市神岡町、關原町今須地區)、愛知三重(不含熊野市以南地區)、靜岡(富士川以西)等5個縣，面積約39,000平方公里，約佔日本10.5%。該地區人口約1千6百萬人，約佔日本12.5%。中部地區為日本先進的製造業集中地區之一，許多世界一流的日本產業，包括汽車、工具機、電子零組件、飛機、材料，都集中在此地區。



圖 3-1 中部電力株式會社與其他 9 家會社地理示意圖

表 3-1 中部電力株式會社基本資料(迄 2015 年 3 月 31 日)

成立日期	1951 年 5 月 1 日
主要營業範圍	1. 電力及相關事業 2. 天然氣供應和儲熱承攬業務 3. 提供現場能源業務 4. 國外的諮詢和投資業務 5. 不動產管理服務、資訊科技業務
總資產(2014)	5,6320 億日圓
資本額	4,307 億日圓
員工人數	17,782 人
裝置容量	34,058 千瓩
發購電量(2014)	1,345 億度
售電量(2014)	1,241 億度
輸電線路長度	12,254 回線公里
變電所數	939 所
變電容量	124.849 百萬仟伏安
配電線路長度	132,916 公里

資料來源：中部電力株式會社 2015 年報整理(www.chuden.co.jp/english/)

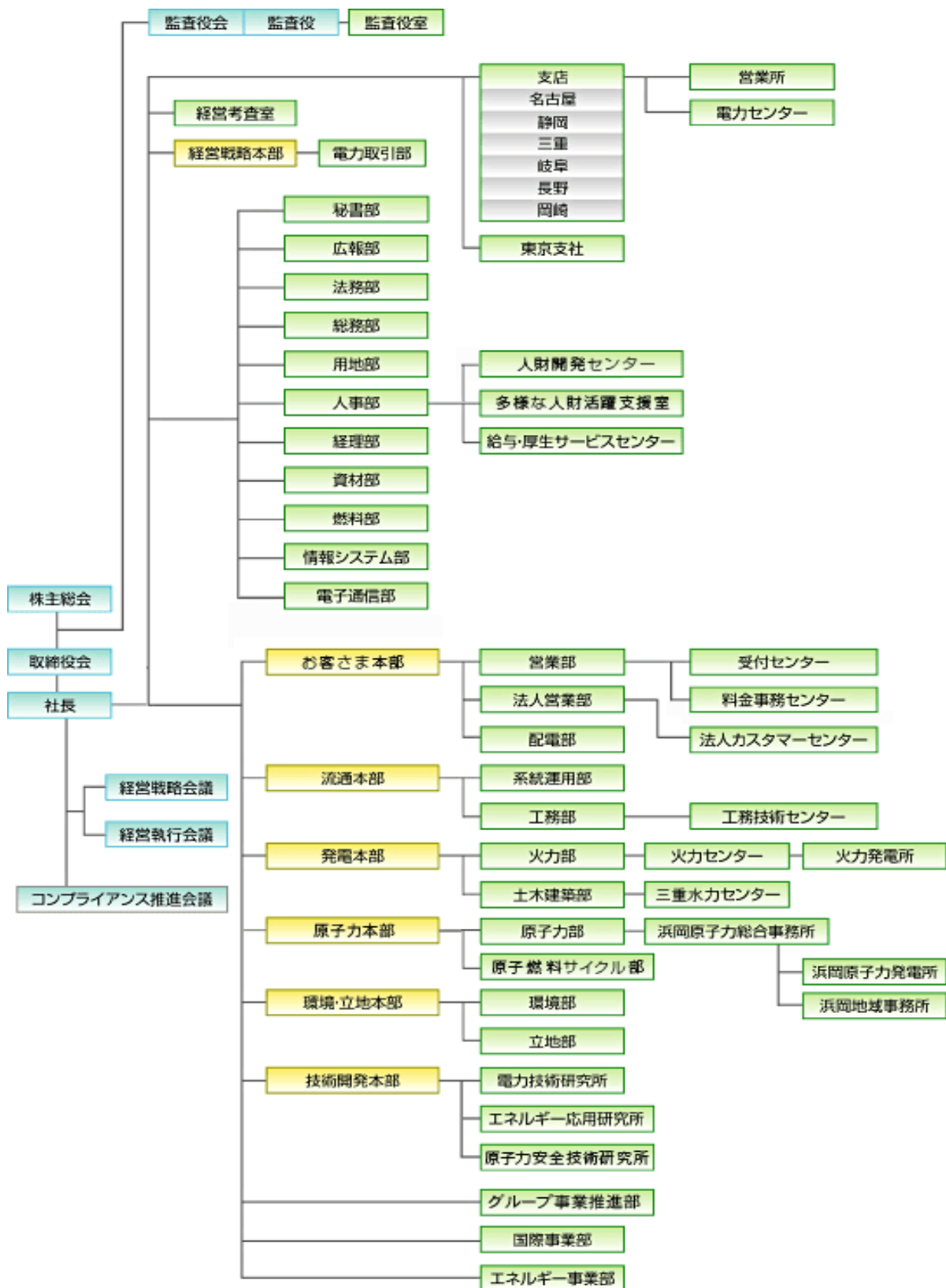


圖 3-2 中部電力株式會社組織架構圖

(二) 中部電力集團企業經營理念、策略與願景

1. 企業經營理念：

中部電力集團提供生活所不可欠缺的能源，對社會的發展有所貢獻。

2. 企業經營策略：

誠意與努力-

以誠意不斷努力，善盡不變的使命，回應客戶和社會的信賴。

創意與挑戰-

以創意持續新的挑戰，總是追求卓越的服務，不辜負客戶和社會的期待。

自律與合作-

透過人人互相尊重，發揮特色、合作，建立適合發展且強而有力的企業文化。

3. 「2030 願景」：

『成為滿足所有的能源相關需求，持續成長的企業集團』。

(1) 以「因應所有的能源相關需求」為基本，透過和用戶一起追求最適的使用能源方式，以用戶選擇的「能源服務第一名企業集團」為目標。

(2) 為確保持續成長，活用至今在國內電力事業培養經營資源、專業知識，挑戰在國外拓展事業等，創造出新的企業價值。

(三)經營成果

1. 裝置容量

至 2015 年 3 月底止，中部電力擁有 205 座電廠，總裝置容量 34,058 千瓩。主要以火力電廠為主，裝置容量 25,082 千瓩，佔 73.7%。

中部電力僅有 1 座位於靜岡縣的濱岡核電廠，共有三部機組，裝置容量 3,617 千瓩，佔 10.6%，在 2011 年 3 月發生日本東部大地震之後，已於 2011 年 5 月配合政府政策停機至今。

在水力電廠方面，中部電力共有 6 座抽蓄水力電廠，其餘為傳統水力電廠。風力發電裝置容量 22 千瓩，太陽能裝置容量 16.5 千瓩，在再生能源方面，裝置容量占比並不高。

表 3-2 中部電力裝置容量(2015 年 3 月 31 日)

項 目	裝置容量(千瓩)	占比(%)	廠數
火 力	25,082	73.7	11
水 力	5,320	15.6	189
核 能	3,617	10.6	1
風、太陽能	39	0.1	4
合 計	34,058	100.0	205

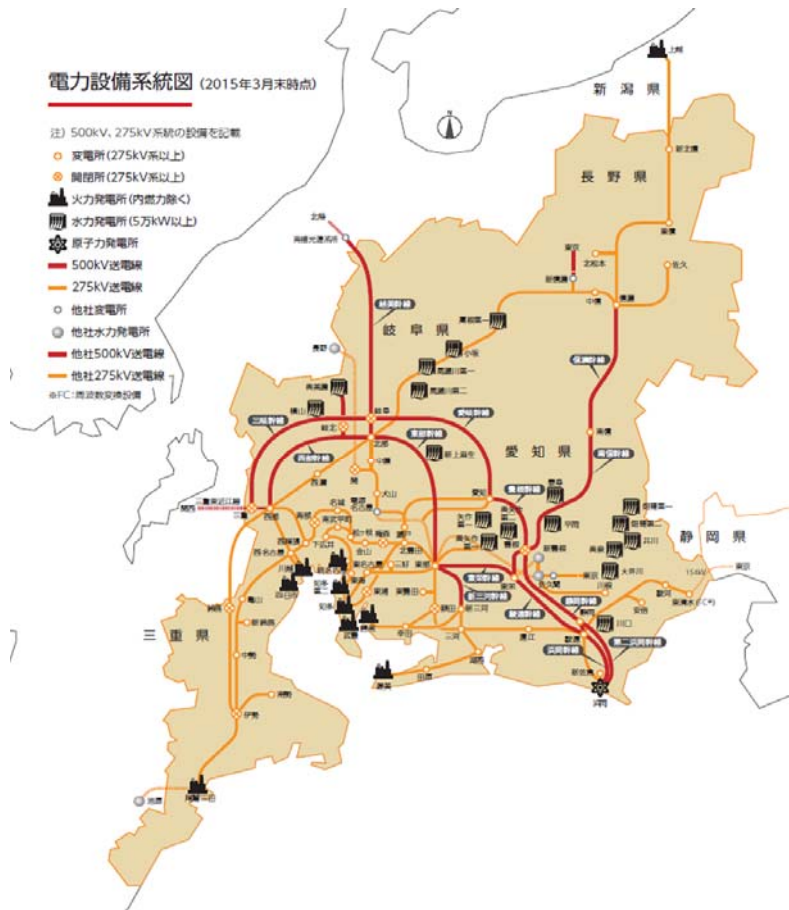


圖 3-3 中部電力株式會社電力設備系統圖(2015 年 3 月)

2. 發購電量

中部電力近年來火力發電量占比皆超過 70%。在濱岡核電廠停機後，為彌補核能供電缺口，增加火力發電量。2011 年火力發電量增至 88%，2012 年至 91%，2013 年至 88%，2014 年至 87%，增加的部分主要來自天然氣發電。水力發電近年占比約 6%。

表 3-3 中部電力近 5 年發購電量 單位：百萬度

項 目		2010	2011	2012	2013	2014
電 發 自	水力	8,776	9,297	7,846	7828	8718
	火力	99,601	115,995	122,936	120,759	117,412
	核能	15,318	2,616	-	-	-
	再生能源	28	57	56	52	45
購 電		19,594	12,336	7,465	10371	9050
合 計		142,339	138,965	137,140	138,024	134,518

3. 售電量

表 3-4 中部電力近 5 年售電量 單位：百萬度

項目		2010	2011	2012	2013	2014
管制下 客戶	電燈	37,256	35,872	35,492	35,265	33,858
	電力	6,695	6,359	6,124	5,984	5,667
	小計	43,951	42,231	41,616	41,249	39,525
自由化 下客戶	商業	23,627	22,234	22,304	22,305	21,500
	工業	63,333	63,432	62,632	63,516	63,050
	小計	86,960	85,666	84,936	85,821	84,550
合計		130,911	127,897	126,552	127,070	124,075

中部電力近幾年售電量皆較 2010 年下降，主要係受到日本東部大地震後，政府下令全國核能電廠停機，造成日本國內供電吃緊，全體民眾配合節約用電，致售電量減少。

4. 財務狀況

中部電力 2007 年以前都有盈餘，2006 年開始，受到國際燃料價格上漲，造成發電成本增加，盈餘開始減少。2008 年除燃料價格上漲因素，加上全球金融海嘯，產生虧損。2009 年及 2010 年景氣回升，營運好轉。

2011 年福島核電事故發生後，中部電力在當年 5 月配合政府關閉位於靜岡縣的濱岡核電廠，為了補足核能發電的缺口，增加火力發電來因應，以致於燃料支出大增造成 2011 年產生虧損 922 億日圓。到了 2012 年仍虧損 322 億日圓。另一方面，日圓貶值造成進口燃料成本上漲，使得中部電力面臨更嚴峻的經營環境。中部電力 2013 年不可避免的產生 653 億日圓的虧損。中部電力做了許多努力，從提升經營效率、降低成本等措施，但仍無法避免持續虧損，為了達成提供安全與穩定電力的使命，中部電力被迫於 2013 年 10 月向政府提出調高電價，自 2014 年 4 月 1 日起提高電價，已在 2014 年已轉虧為盈。

表 3-5 中部電力近 5 年財務概況

單位:百萬日圓

年份	2010	2011	2012	2013	2014
營業收入	2,330,891	2,449,283	2,648,994	2,842,186	3,103,603
淨利(損)	84,598	(92,195)	(32,161)	(65,327)	38,795

5. 人力資源

中部電力在 2015 年 3 月底員工人數為 17,782 人，平均年齡約 41.5 歲，較台電公司年輕。

表 3-6 中部電力人力結構

性別	男性	女性
員工人數	15,911(89%)	1,871(11%)
平均年齡	42	38
平均服務年資	22	17
管理人員	6,081(98%)	109(2%)

6. 線路損失率

中部電力一直致力於減少電力在傳輸過程中損失，透過輸電線路提高電壓，採用產生較低線損的變電所，以及配電網絡的設計方式，減少線損。這些努力的結果，使中部電力自 1993 年以來，線損率一直低於 5%，在日本各家電力公司及世界各國主要電力公司的排名中，皆名列前茅。2012 年線損率達到 4.3%，為該公司歷年來最佳成績，而 2014 年線損率為 4.5%。

7. 擴展的海外業務

為了公司的永續發展，中部電力正積極擴展海外業務以增加收入。亞洲、北美洲、中美洲以及中東均列入「重點區域」，主要投資於火力發電及再生能源發電計畫，同時也開展諮詢業務以促進國際援助和技術能力的維持

與轉移，中部電力海外業務詳圖 3-4 示意圖。在未來，按序地轉移海外計畫至 JERA 株式會社，並整合相關資產及專業知識與東京電力組成合資企業，運用國外成果來提升國內能源之服務。

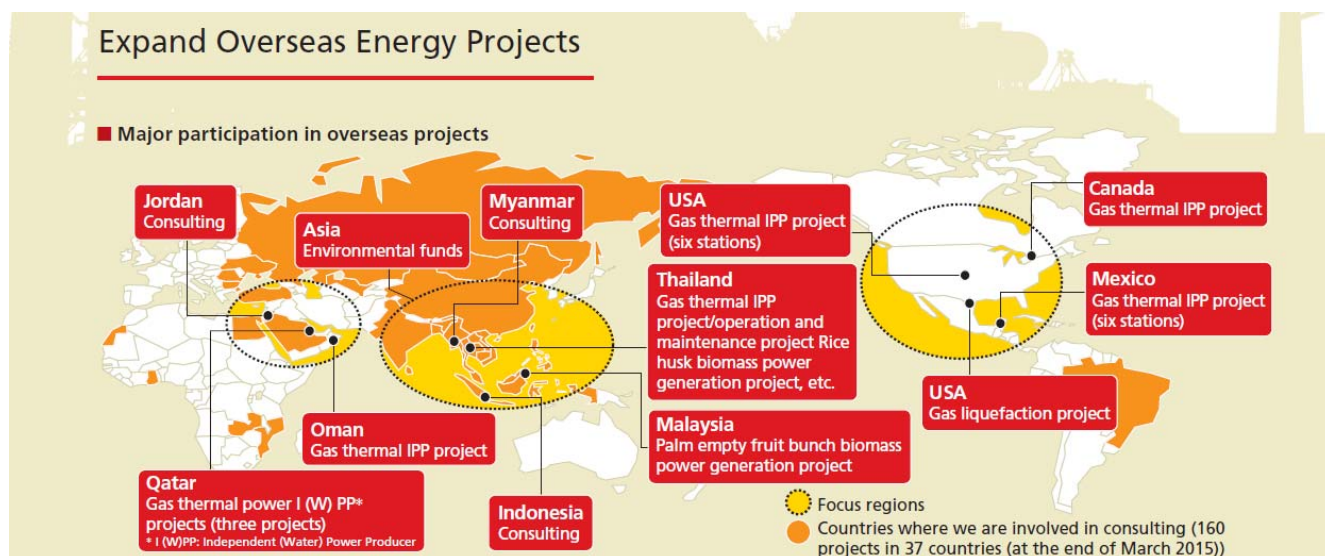


圖 3-4 中部電力海外業務示意圖

(四) 中部電力與台電重要經營績效整理

表 3-7 中部電力與台電重要經營績效整理

電力公司	裝置容量 (千瓩)	發電量 (百萬度)	線路損失率(%)	每戶停電時間 (分/戶·年)	每員工售電量 (萬度)	資產報酬率 (%)
日本中部電力 (CHUBU)	34,058 (2014)	126,175 (2014)	4.5 (2014)	18 (2014)	732 (2014)	1.7 (2014)
台電 (TPC)	31,401 (2014)	169,058 (2014)	4.09 (2014)	17.496 (2014)	909 (2014)	0.7 (2014)

二、討論議題

(一)日本電業(火力、核能)修護人力管理制度

1. 碧南火力發電廠介紹

碧南火力發電廠位於名古屋南方 40 公里（約 30 分鐘車程）座落在 kinuura 灣畔，目前有 5 部燃煤機組運轉中，裝置容量 4100 千瓩(700 MW x3 +1000 MW x2)，外觀以帆船浮於海灣的造型融入大環境中，同時設置 1 台 250 瓦中心高 30 公尺之風機，該廠為敦親睦鄰設有電力博物館，介紹燃煤發電流程，使用大型模型及動畫以讓參觀者動手體認，設一療癒花園供參觀者放鬆與花草樹木親近，另有 ECO 公園，設置水塘及觀鳥蟲之設施，此外於出口水設置釣魚區與廠區分隔，供人進入垂釣，全廠占地約 2 平方公里，如圖 3-5 所示：

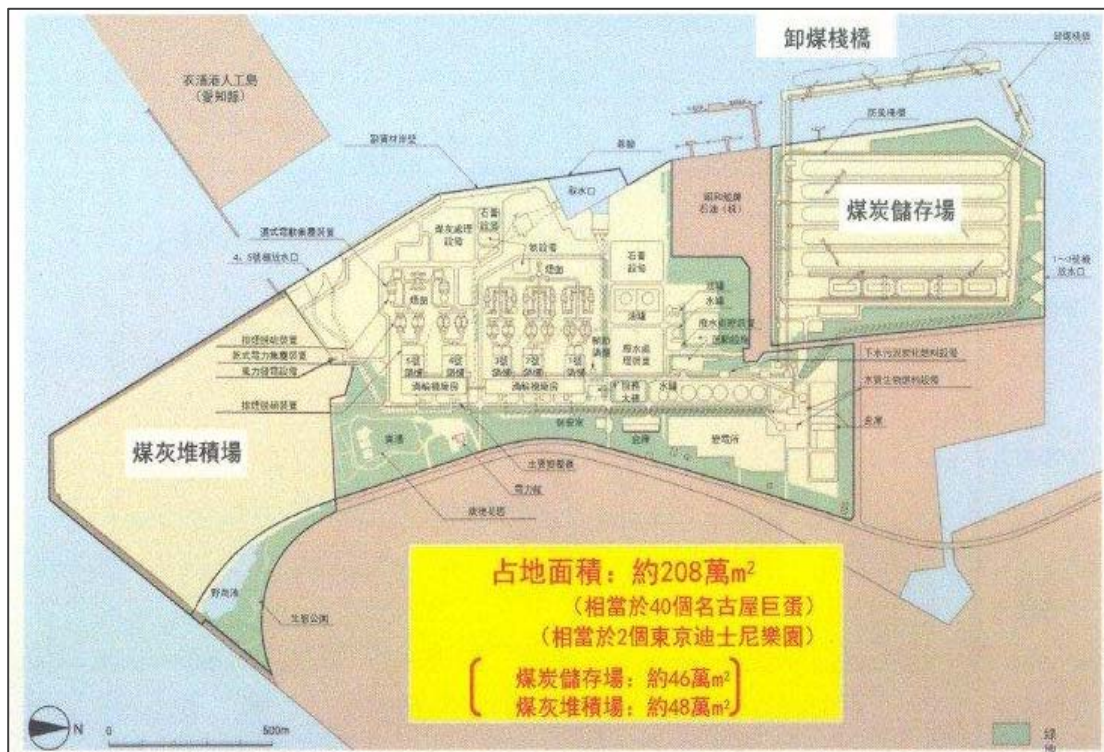


圖 3-5：碧南火力電廠佈置圖

2. 火力廠修護人力管理制度探討

碧南電廠機組大修時，廠方指定執行負責人，下有鍋爐／渦輪機主任技術員(為法定要求)及質量(品質)管理負責人各 1 名，另有檢修及檢查負責人各 1 人，其下各配置 10 名左右檢修及運轉維修人員，負責督導包商實施現場大修作業，如圖 3-6 所示：

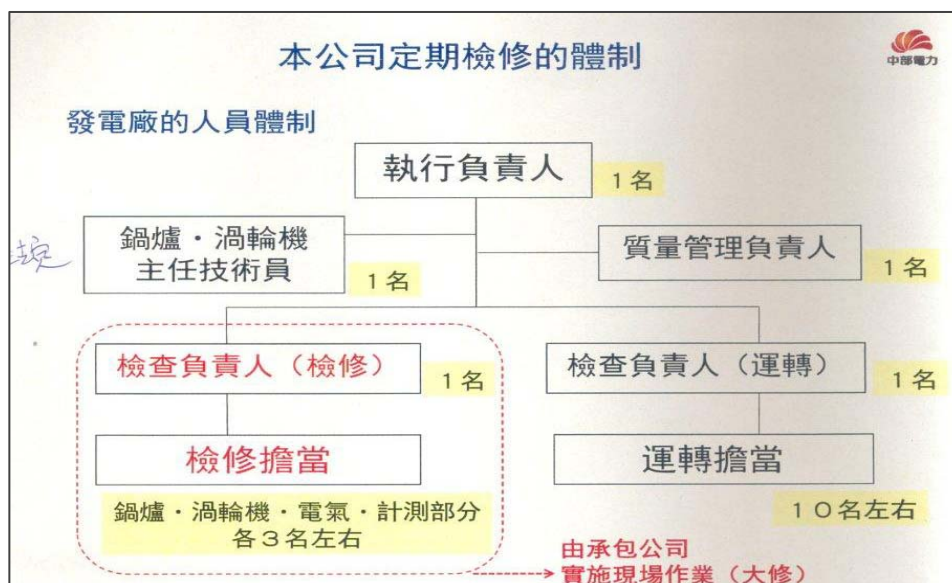


圖 3-6 火力發電廠大修時人員編組

承包商通常為子公司—中部設備服務公司，設現場負責人及現場監督員接受電廠大修作業人員之指導，承包商另將工作分包給不同承包人，承包人在現場有指揮者及作業員，如在一個作業場所的工作委託給 2 個以上的承包人承包時，由電廠指定現場負責人，類似本公司之共同作業協議組織，如圖 3-7 所示：

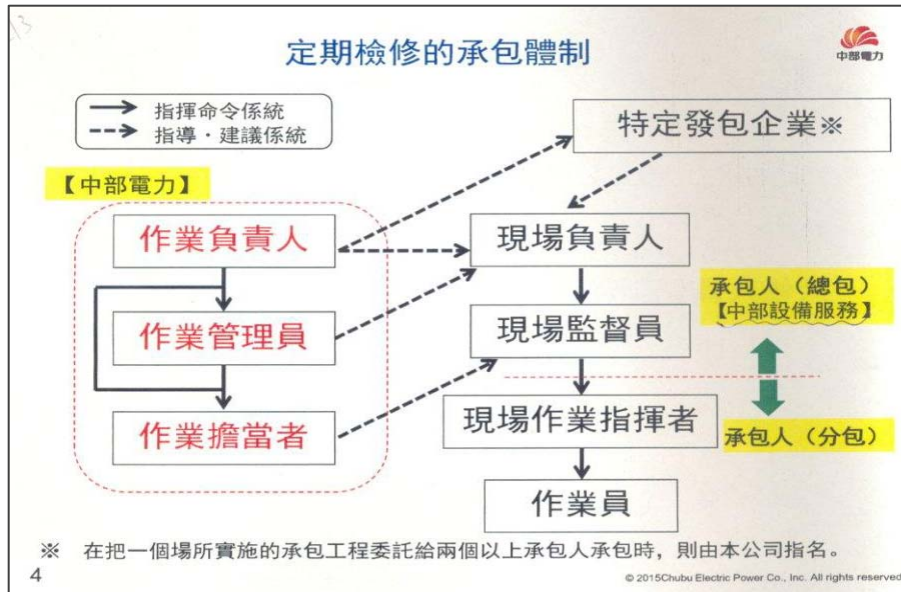


圖 3-7 火力發電廠定期檢修(大修)的承包體制

對於大修技術人員的培育，其教育體系分為基本教育培訓，實務教育培訓及特定教育培訓 3 大塊，配合教育計劃分為 5 級認證制度：火力初級，發電中級，保修中級，發電上級及保修上級；火力初級包括基礎的巡視檢修，例行業務，閥、泵、馬達種類構造；發電中級為發電設備的啟動停止；保修中級為定期檢修，保修工程的計劃設計，作業管理驗收等；發電上級包括發電設備的綜合評價判斷，故障處置，熱試車數據評價；保修上級包括改良工程的計劃設計及故障處置等。每一級的訓練期間為 10 個月到 2 年不等，意即經過約 5 年的時間逐級提升，即可進入發電、保修技術的專門水平，此時即具備廣泛的技術能力，能進行發電設備的故障處置，能獨立處理大規模特定工程的設計保修等業務，比諸本公司之訓練架構，中部電力對火力技術從業人員的培育比台電進展快速，台電要培育一個具相當能力的技術人員，以個人經驗恐要 8 年以上，他們為何能把這一個流程縮短 3 年以上，個人認為一則是日本人的工作認真投入的態度，另一個原因則是電廠負責規劃監督，實際執行交付給子公司承擔，所以電廠人員在執行面、技術面的投入比我們深的緣故。

大修周期乃依據”電氣事業法”及相關法令規定：鍋爐不超過 2 年的周期，但依據檢修的結果可延長；蒸汽輪機不超過 4 年的周期，但依據檢修

的結果可延長，燃氣輪機並無法令的強制規定，酌情考慮各發電廠／設備的現況，選定最佳的檢修周期，針對鍋爐及蒸汽輪機的檢修是以大修、小修、大修交錯安排，燃氣輪機的檢修則類似 MI, CI, TI, CI, MI 的安排；縮短大修工期的做法為，先訂定各檢修類別之各個標準工序，在電腦中設定標準工序的工期，依輸出結果檢討整個流程，採用 2 值作業，事前清點工具、資材、備品、材料及參與大修人力，LNG 機組大修通常要求工期緊縮 9-10 天，以期增加容量因素，降低運轉成本，削減 CO₂ 排放量。整體看來中部電力機組大修對工期削減的重視不若本公司著力之深，主因為其電力備用／備轉容量不若本公司吃緊，另中部電力只負責大修的規劃及監督，執行則交給子公司及其承包商負責，參與的深入程度亦不及本公司的電廠同仁。

對於增進大修工作效率方面，中部電力提出了螺栓磨光裝置及法蘭盤關閉治具的特殊工具，可降低某些清理測試時間，可為本公司修護處借鏡，但對大局的助益有限，另對燃氣輪機熱段組件之再生，也透過其電力技術研究所的協助針對非 OEM 廠家進行調查檢查、評價，對製程及品質狀況加以調查，對實際使用設備進行驗證，以期引進非 OEM 的再生資源，搭配原有之中部電力子公司—中部設備服務公司期能有 2 個以上的再生服務資源；對於高溫組件另進行延長壽命管理，及對已到期限之組件進行表面組織檢查，斷面組織檢查，硬度計測，抗拉測試，低周疲勞試驗及潛變斷裂試驗，如一切情況良好則可延長其運轉壽命，這與本公司與 OEM 合作推動將 8000EOH 延至 12000EOH 有異曲同工之處。

3. 核能電廠修護人力管理制度探討

濱岡核能電廠共有 5 部機組，其中 # 1 # 2 機已於 2009 年初停止運轉，正除役中，其餘 3 部機組共 3617MW，90% 以上供給鄰近地區用電。電廠的維修由公司負責計劃、實施、評價、改善等工作，實際執行及記錄報告則發包給協力公司，如圖 3-8 所示：

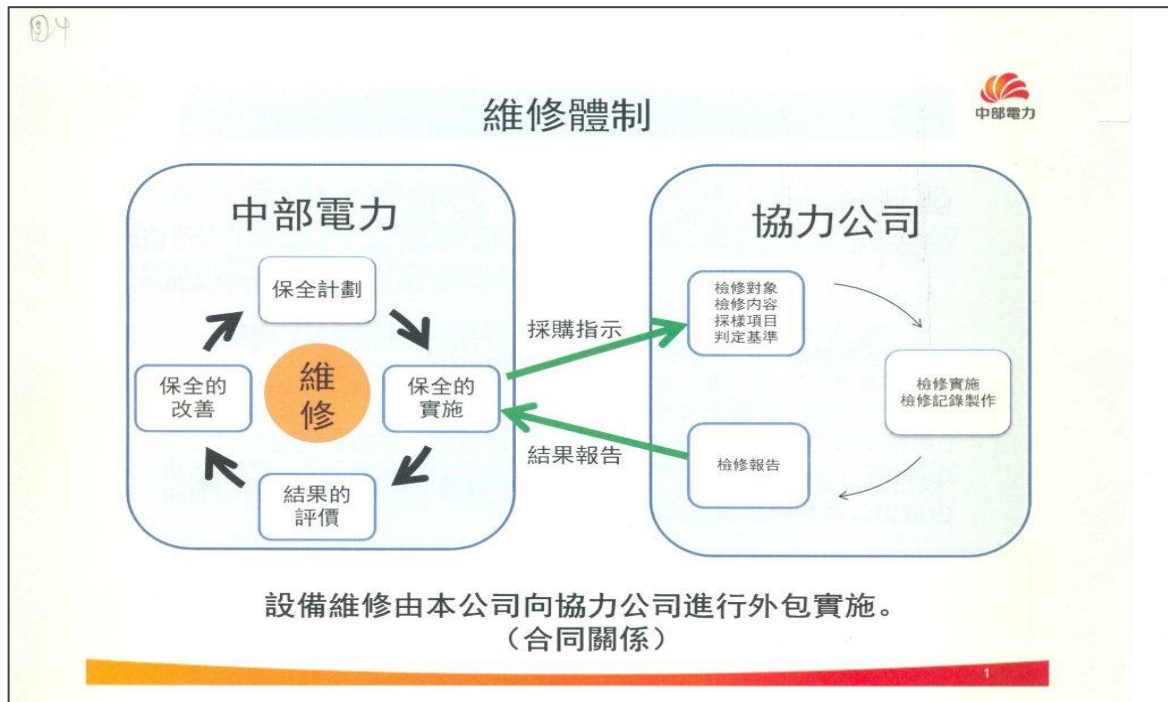


圖 3-8 濱岡核電廠的維修體制

電廠的保修部組織包含維修管理等 9 課，主要負責計劃、預算及現場管理工作，共有 264 人，其組織及功能如圖 3-9：

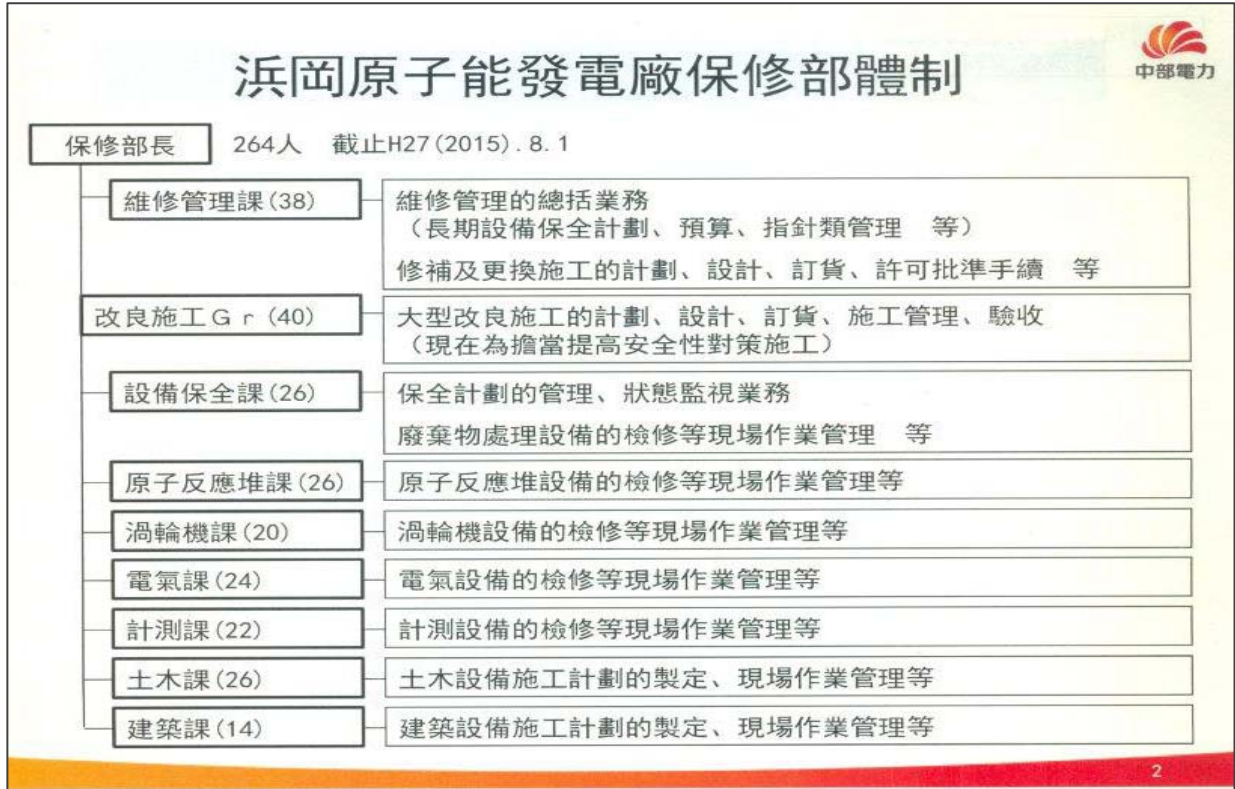


圖 3-9 濱岡核電廠的保修部組織及功能

維修人員在平時共有 2600 人(公司 700 人, 協力商 1900), 在大修時約增加 600 人共有約 3200 人, 造訪當天協力商因為有防海嘯的興建工程, 廠區協力商備有 3 棟 3 層樓之永久建築做為辦公休息生活空間等, 專案工作另有鐵皮屋做為專案工作人員使用, 廠區看不到工人席地而坐, 隨地躺臥休息的情形, 對工人有人性化的照顧, 此為本公司尚要努力之處。

維修人才培育分為保修各課, 針對過去失敗經驗和各個設備技術知識的傳授, 以及研修中心集體研修 2 個管道, 期間分為 1-5 年擔當, 5-10 年-主任, 10 年以後-管理者等階段。對協力公司則要求按照工作內容進行檢修的技術員, 由各協力商自行進行人才培育, 如圖 3-10 所示:

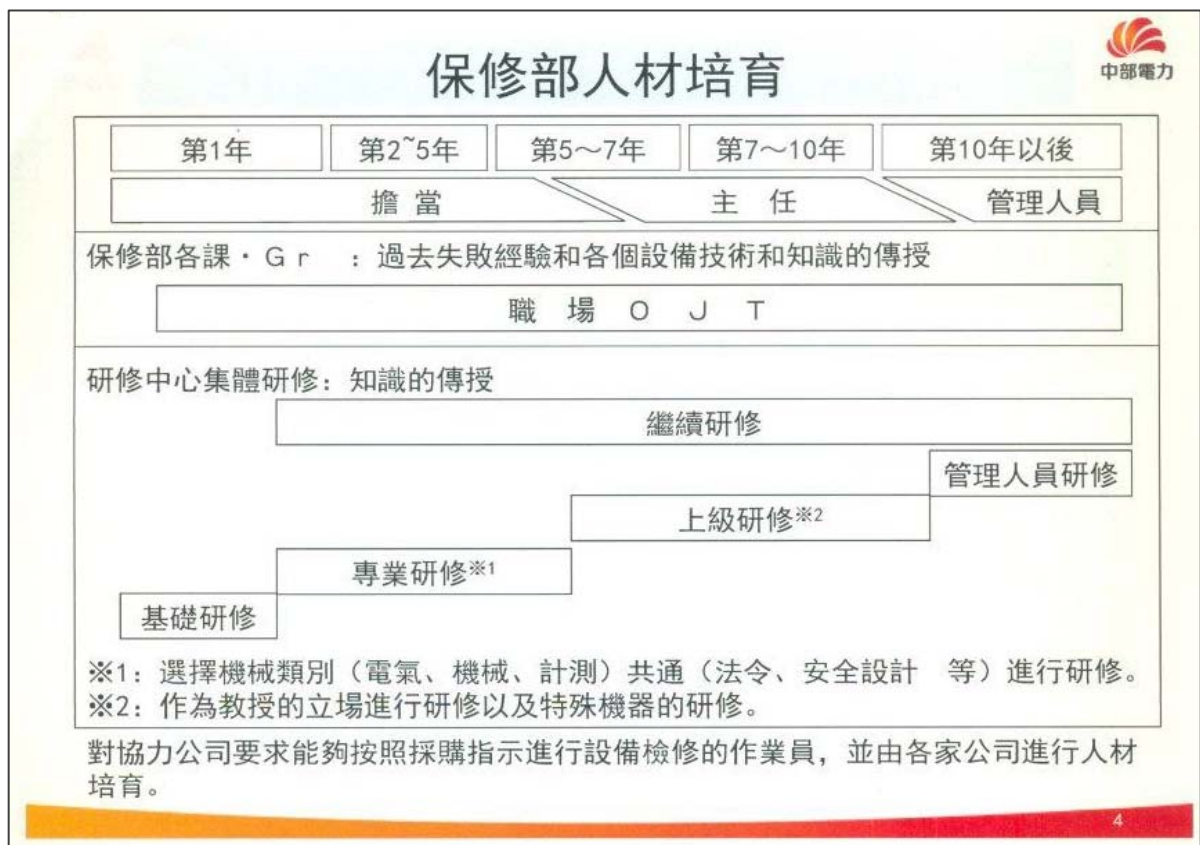


圖 3-10 保修人才培育

至於縮短大修期間的做法，以保修部各課工程管理的部門進行工程調整，已有效且安全確實地實施按定檢計劃的各項前置作業，以最短期間確實實施必要的作業，在 2001 年前，雖然實施了縮短大修期間的工作，但其後因自家或其他設備故障，因需要對反應爐相關設備進行改良，大修期間便趨於長期化(標準天數：約 80 天)(2001 年濱岡#4 機 EOC-6 大修天數 29 天，實施 3 值 24 小時工作)。

為縮短大修工期，在大修 6 個月前製作要徑工期及其子工期，以過去實績為基礎，製作管控表，在 2 個月前製作各系統的分表，1 個月前產出相關安全控制表，在大修期間，每天檢討工作進度，各 Holding Point 的檢測結果，確保工作品質，如圖 3-11 所示：

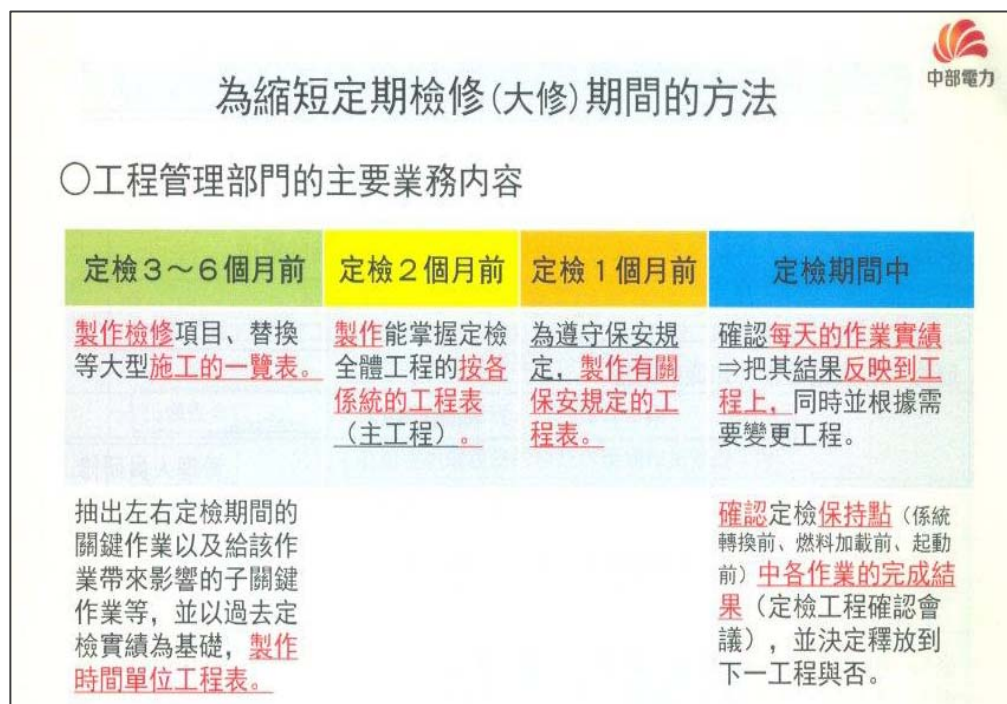


圖 3-11 大修工期管制重點

在大修開始完成大修所需資材器材訂貨及工程調整，決定未來 10 年的大修工作內容，定期檢討調整內容，使大修期間最佳化，即在大修期間較長時實施大型改善工程，如圖 3-12 所示：

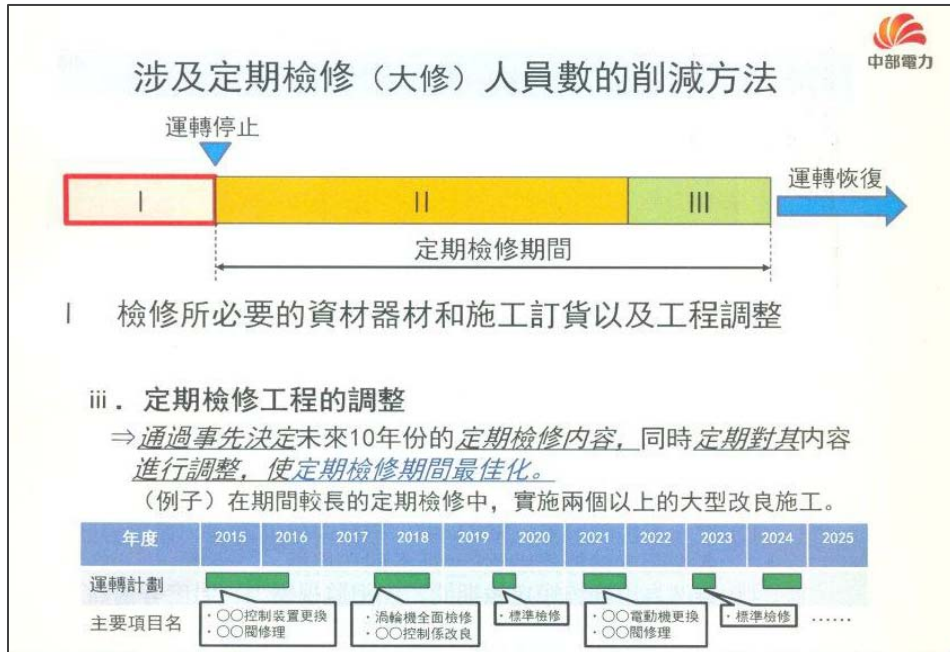


圖 3-12 大修工期最佳化

另通過加進設備劣化狀況的評估，實施檢修周期的延長評估，如圖 3-13 所示：

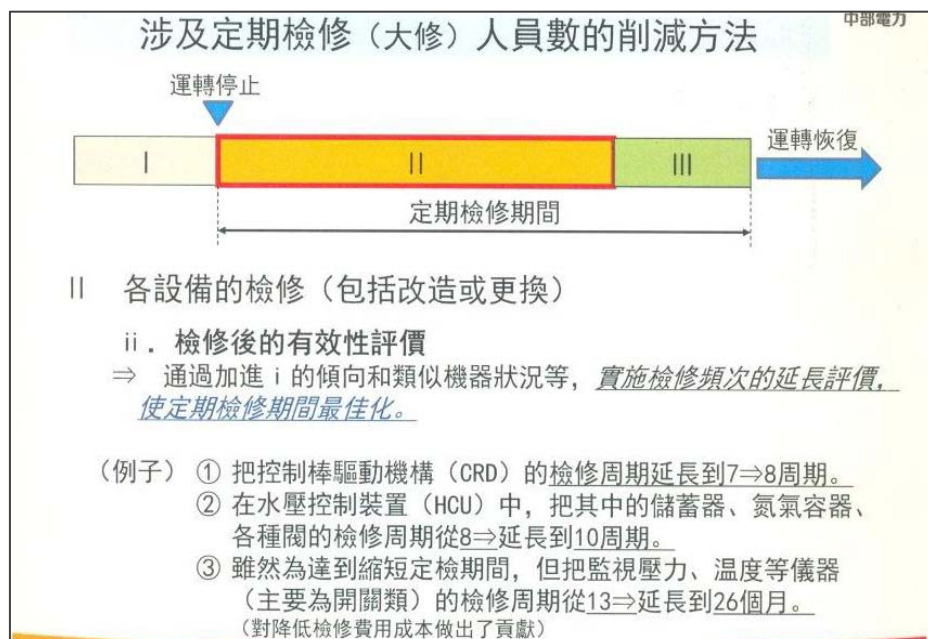


圖 3-13 設備檢修周期評估

另通過對已確認法令要求/技術基準及其適合性檢查的內容進行比較評估，使大修項目最佳化，即僅對真正有必要的項目實施，如將儀用空氣系統功能檢查排除在大修項目之外，如圖 3-14 所示：

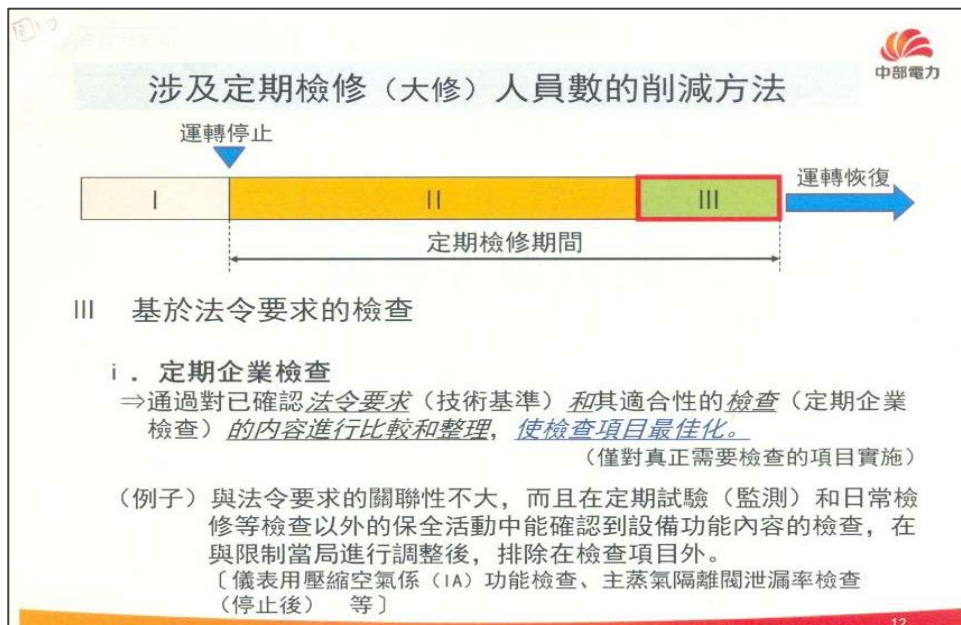


圖 3-14 精進大修工作項目

4. 心得與感想

此次總觀碧南火力及濱岡核能電廠對大修人力來源、激勵及增進整體效率的做法，各廠大修執行人力皆外包給子公司，子公司再分包給各承包商，電廠人員只負責大修規劃及監督，執行工作交給子公司工作負責人，故電廠人員對大修之執行面細節較不直接了解，由於參觀各廠時間受限無法與實際執行負責人見面，故相關細節無法深入，略感遺憾，各廠對大修的品質和工安皆極為重視，但對工期的精進似不若本公司要求低成本機組一般，我們提出的精進工期成果也未有深入的討論，另中部電力雖為私人企業，但對人員的激勵似乎也存在無力感，特別在濱岡核電廠，因為自福島事件後該廠機組就停止發電至今，員工面對龐大投資無法生產，士氣自然低落，但因日本民族性使然，吾人並無法從言談中直接感受到，只能從與談人的感歎中略窺一二。參觀 2 個電廠期間，發現各廠對承商員工的生活照顧值得吾人學習，如濱岡電廠大修期間有

2600 人，其中有約 2000 人為承包商員工，電廠提供 3 棟 3 層樓的辦公休息空間供其使用，廠方看不到有人息地躺臥，值得吾人效法，既合乎人性亦有助觀瞻。另在碧南火力鍋爐房頂端設置供訪客參觀之瞭望站，鋪設專用步道，電梯內設置隔污簾防止賓客衣服遭受汙染，所費區區卻給參觀者極好印象，且增進安全，防止汙染，值得公司參考。

(二)濱岡核電廠免震動、海嘯牆興建及一、二號機除役規劃

1. 濱岡核電廠介紹

濱岡核電廠，位在日本靜岡縣御前崎市的核能發電廠，由中部電力公司所營運。核電廠四周環繞著掛川市、菊川市、牧之原市及御前崎市等四大城鎮，如圖3-15。

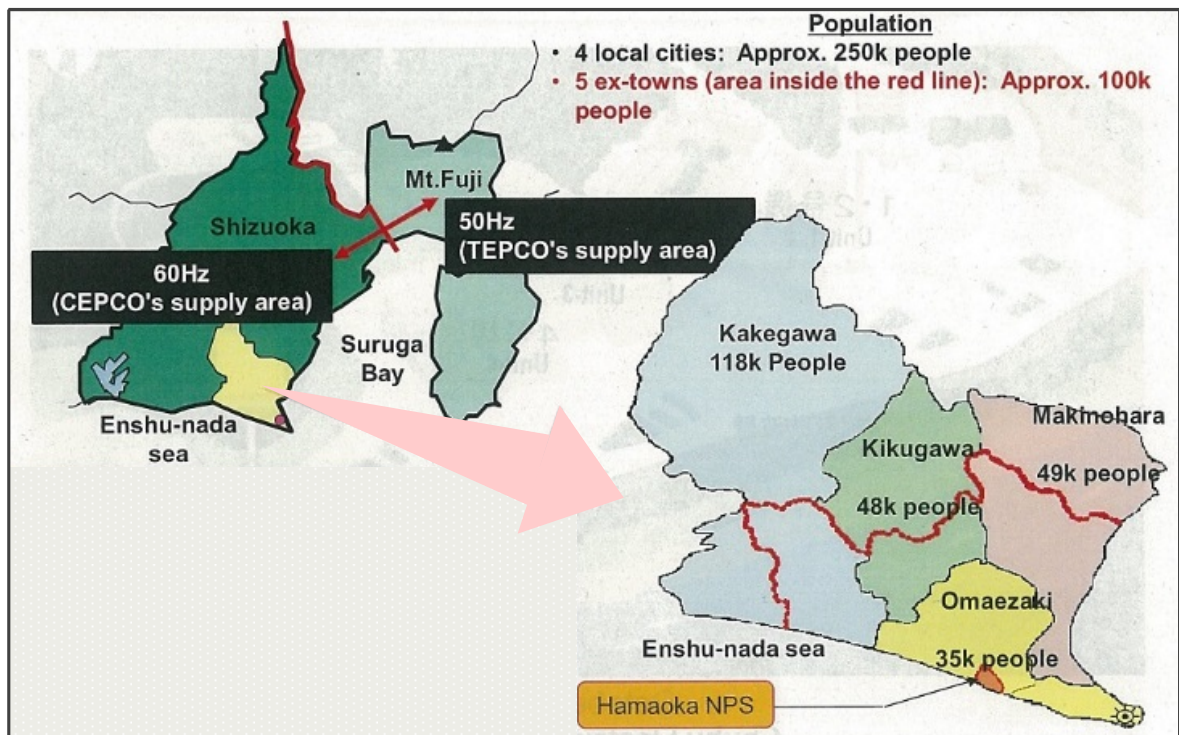


圖 3-15 濱岡核電廠與鄰近鄉鎮

2011年3月11日，日本東北地方太平洋近海發生強震，引發福島第一核電廠事故後，日本政府檢討各核電廠的安全性。鑒於南海海槽位於東京外海如圖3-16所示，且處於菲律賓板塊和歐亞板塊交接處，該海槽沿線的日本東南海地區為地震多發區。因此日本政府要求中部電力公司應立刻停止濱岡核電廠之運轉，並加強阻擋海嘯及耐震的設施。經由中部電力公司決定配合政府要求，於2011年5月13日起停止運轉第四及第五機組。而第一、二機組因無法符合地震耐震改善與經濟效益，於2009年1月30日時就已宣佈除役停用，及當時正在檢修之的第三機組，因此濱岡核電廠所有機組至目前為止均

在停止運轉狀態。

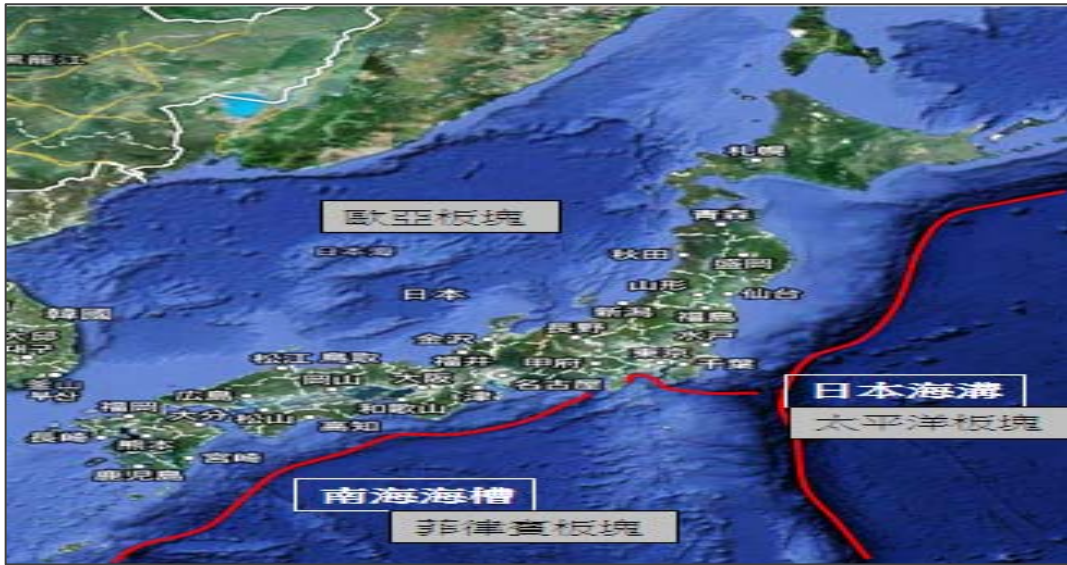


圖 3-16 日本南海海槽

濱岡核電廠地區總合事務所長由主管電廠副總經理負責，轄下為核電廠發電所長及濱岡地區事務所所長（負責地方公共關係、溝通及展示館）如圖 3-17 所示，本次訪問團由濱岡核電廠地區總合事務所長(副總經理)伊原一郎及核電廠發電所所長（即廠長）倉田千代治親自接待並由保修部門經理山元章生負責說明並帶領至現場參訪。

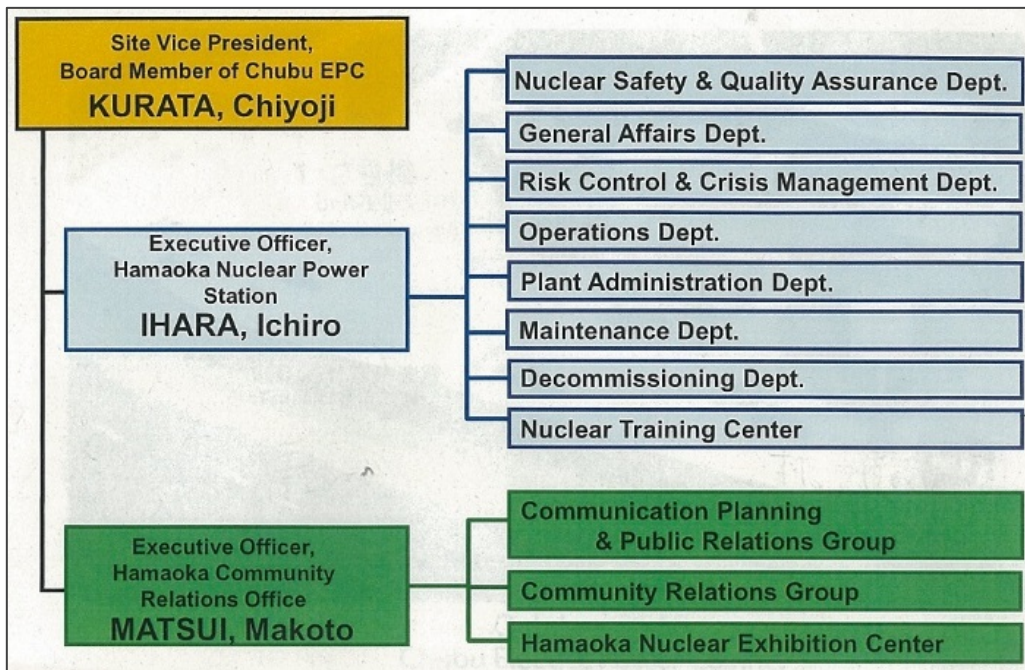


圖3-17 濱岡核電廠組織

濱岡核電廠介紹展示館內部設計以第3號機組一次圍阻體1:1等比例大小展示反應器(含爐心組件)、圍阻體內部管路及結構厚度等部份剖面結構之模型展示，並建造等比例大小海嘯牆結構剖面實體模型，供參觀人員瞭解整體結構，以利展示館解說與導覽，另設置觀景台其高度足以全覽濱岡核電廠及鄰近鄉鎮風貌位置，頗具有實質宣導成效。

現場路經3棟整齊協力廠商辦公場所及海嘯牆，濱岡核電廠均詳細說明設置目的及功能。

海嘯牆設置主要是避免海嘯造成廠區淹水，長度約1.6公里長之海嘯牆，以鋼筋及L形結構強化海嘯牆之抗衝擊能力，高度為18公尺，上方再加多4公尺高之鋼骨結構，已使其總高度達到海平面上方22公尺。而海嘯牆兩側端之高度則由原20公尺再加高至24公尺。如圖3-18所示：

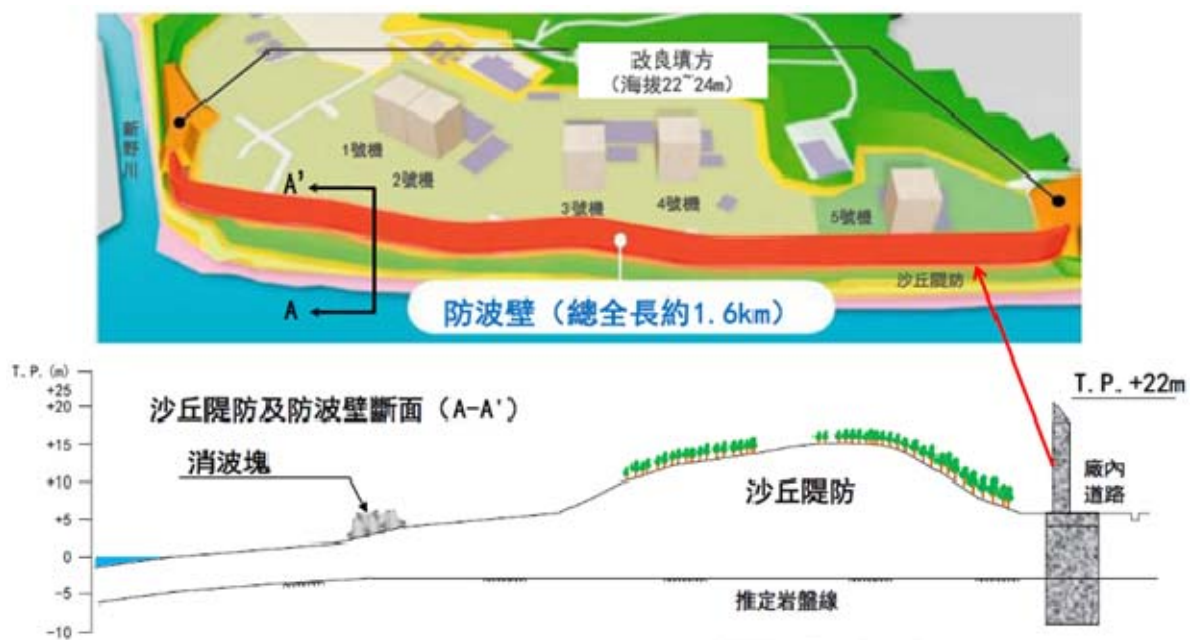


圖3-18 濱岡核電廠海嘯牆

濱岡核電廠1、2號機目前已完成第一階段準備階段工作(Preparation Stage)，其中供應蒸汽鍋爐之重油槽屬於一般設備已由中部電廠服務公司負責拆除，目前正進行第二階段拆除工作(Dismantling/Removal Stage for Reactor Zone Peripheral Facilities)，及後續拆除汽機及反應器等工作，該廠拆除分工為：

- (1) 反應器由原製造廠商東芝公司拆除。
- (2) 汽機則由原製造廠商日立公司分別負責拆除。
- (3) 其他一般設備則由中部電廠服務公司負責拆除。

現場參訪部分緊急因應對策設施如圖3-19所示，包含電源供應、注水功能及餘熱移除等均以多重、多樣化的觀點來設置替代方案，以避免發生與福島事故之類似事件。

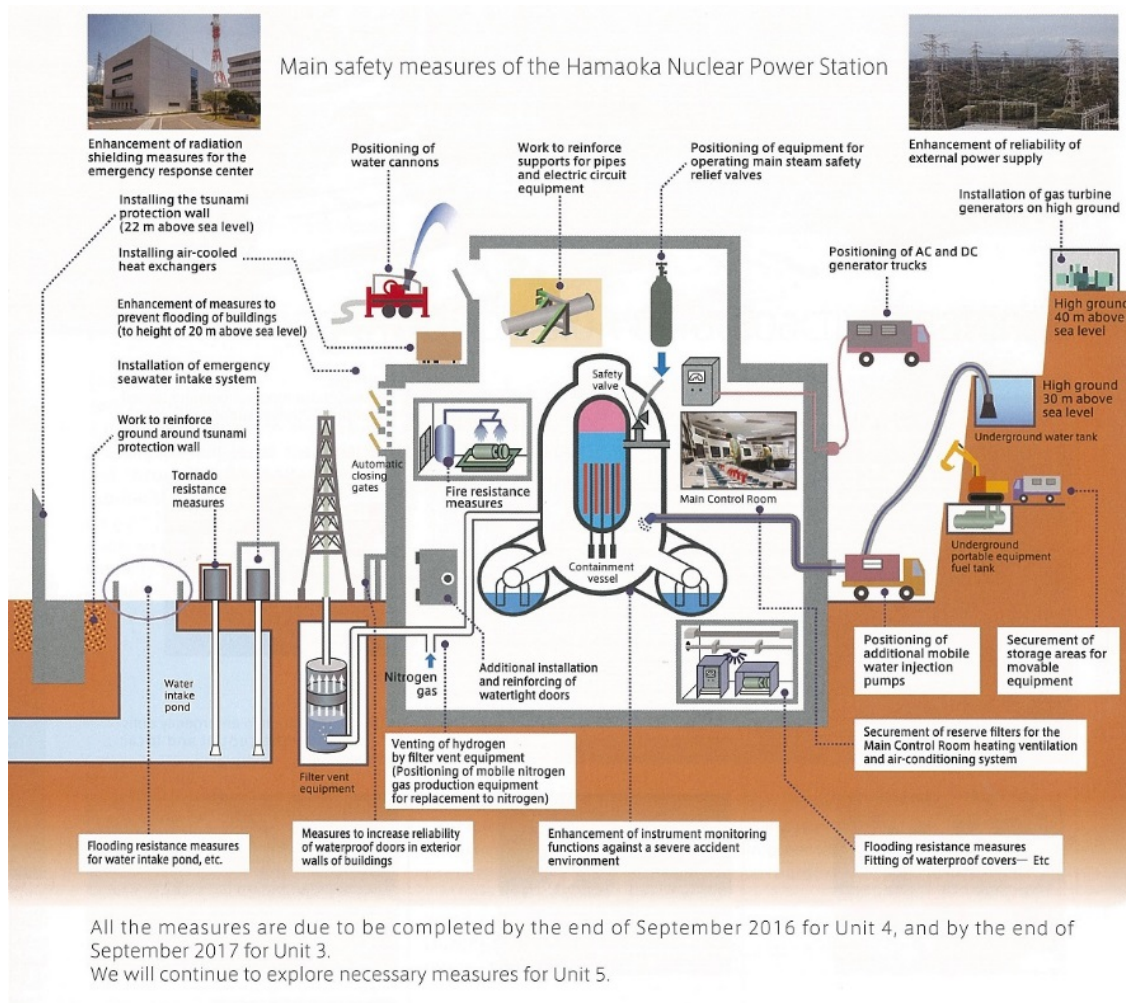


圖3-19 濱岡核電廠強化緊急因應對策示意圖

(1) 電源供應：即便發生類似福島事故的意外，還是可以確保讓機組穩定、安全的停機。

A. 將氣渦輪發電機設置在地勢較高(EL. 40m)。

B. 在地勢較高的地方設置電盤 (Power panel) 與配電盤 (Switchboard) (EL. 40m)。另配有下列設施：

- a. 受電用變壓器設置於地勢較高 (500kV / 6.9kV) 。
- b. 移動式變壓器設置於地勢較高 (77kV / 6.9kV) 。
- c. 配電線與其相關裝置。

(2)注水功能：確保泵可穩定運轉以及水源供應無虞。

- A. 設置移動式高流量水泵(EL. 37m) 。
- B. 新增設儲水槽及新野川取水功能(9000公噸)(EL. 30m) 。
- C. RCWS、RCCW、RHR的備品泵與馬達妥善存放於地勢較高地區(EL. 40m)

(3)其他：

- A. 在地勢較高的地方設置倉庫，用於存放緊急狀況下所需的材料與設備(EL. 40m)。
- B. 新增大型機具（如推土機、水箱車、移動式電源車(AC/DC)…等）(EL. 37m)
- C. 強化核能電廠緊急應變中心功能，如圖3-20：



圖3-20 濱岡核電廠緊急應變中心

確保重要工作人員在事故發生時，可長時間在緊急應變中心進行相關作業，目前濱岡核電廠ERC正在進行輻射防護、防水及維生系統

等強化措施，以符合日本新安全規範，預計於2016年9月前可改善完成。

2. 濱岡核電廠免震棟

早前日本稱之為「免震棟」，免震為日文名詞，其意義為：在結構基座與基礎之間，設置一層隔震層，當地震發生時，可以阻隔或吸收地震能量。相較於耐震建築是承受地震能力高的建築，免震建築是藉由於建築物底層設置隔震系統，以隔離概念吸收大部分的地震能量，使建築承受較小地震力，進而達到減震效果，而今「免震棟」更正為核能電廠緊急應變中心(Emergency Response Center, ERC)的功能為提供安全之人員長期駐留場所、迅速準確掌握事故狀況並執行核能災害處理對策，並依對策協助減緩災害之嚴重性。

2011年日本福島第一核能電廠發生災情嚴重的核子事故時，其緊急應變中心在地震與海嘯的威脅下仍能維持功能，使電廠應變人員得以執行緊急應變作業。由此可知緊急應變中心的重要性，以下就目前日本ERC建物之輻射屏蔽措施以及基礎隔震系統等二個項目進行說明：

(1) 輻射屏蔽措施

為了限制輻射從外部進入，藉由適當之混凝土牆面厚度及其他防護材料(防護門窗、鉛板襯裡門或防護玻璃窗…等)作為屏蔽措施，並設置轉換區(進行體表監視器檢查、去污等工作)，以防止工作人員由ERC外部進入作業場所時造成污染。為避免放射性物質污染緊急應變中心，則安裝去碘過濾器、懸浮物過濾器等裝置於通風設備上。當輻射雲通過時，緊急應變作業場所係透過鋼瓶氣體進行加壓，保持室內正壓及增壓的動作，以避免放射性物質進入污染緊急應變中心。

(2) 基礎隔震系統

- A. 隔震的概念為在基礎上安裝隔震裝置(具大變形能力、吸收震動能量…等)並平衡分配，以抵抗水平及垂直之地震力。
- B. 電廠需提供核能電廠的斷層調查，並根據新規範與規則建立基本的設

計地震。ERC將根據日本原子力規制委員會(Nuclear Regulation Authority, NRA)所批准的基本設計地震進行設計。

- C. 緊急應變作業場所採用隔震系統，而外部緊急發電機室及其他相關之建物採用耐震結構，且建築物間應具有臨時通道相連接以因應緊急情況。

濱岡核電廠ERC為一4層樓建物(平面約30x50m)，位置如下圖3-21，其功能係為提供人員安全之駐留、迅速準確掌握事故狀況並執行核能災害處理對策，並依對策協助處理災害。ERC之隔震概念是在基礎上安裝隔震裝置(具大變形能力、吸收震動能量…等)並平衡分配，以抵抗水平及垂直之地震力。在此概念下，濱岡核電廠之ERC主要隔震效果是藉由基礎隔震層的水平油壓千斤頂與天然層壓橡膠產生之緩衝，及鋼滑支撐等減低地震對於建物的影響，如圖3-22。

濱岡核電廠ERC防震係數達1g，並已完工，廠內行政人員已在內執行勤務。目前ERC尚在進行輻射防護、防水措施及維生系統等強化，以符合日本新安全規範，預計於2016年9月前可改善完成。

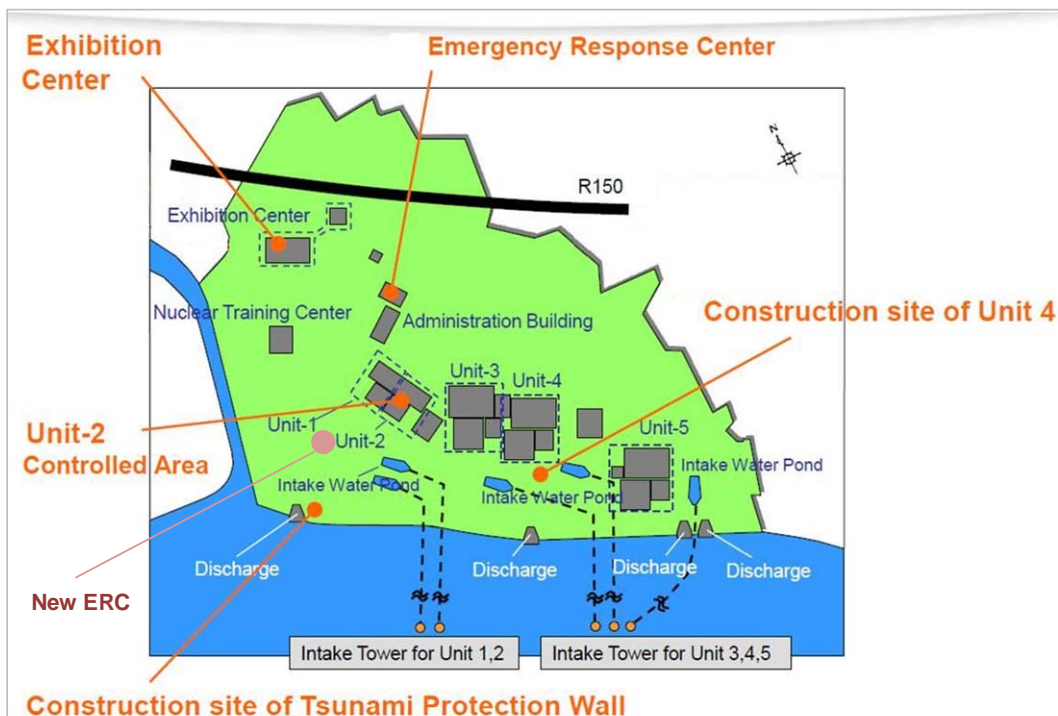


圖 3-21 濱岡核電廠 ERC 位置示意圖



圖 3-22 基礎隔震層

3. 濱岡核電廠海嘯牆

濱岡核能電廠內共有5部機：1、2 機目前處於除役階段，3~5號機則因2011年3月福島核能事件發生後，日本政府於2011年5月要求停機，並進行設備改善與強化安全措施，以符合日本新核能法規。主要工作包含地質重新調查、設置海嘯牆、圍阻體排氣等及配置臨時電源車、消防車等做為複合式災害時之緊急電源、水源之移動式供應。

(1) 濱岡核電廠海嘯防範對策

濱岡核電廠的海嘯防範對策包括3階段：建築防波堤以防止廠區淹水；防止自防波堤溢入的洪水造成廠房內淹水；強化緊急應變措施，即便廠內發生用電全失及喪失海水冷卻功能時，也能確保反應爐能保持冷停機狀態。

A. 短期海嘯防範對策：

即使因海嘯而喪失所有交流電源、喪失所有反應爐冷卻功能及喪失所有用過燃料池冷卻功能時，透過以下對策可防止反應爐爐心與用過燃

料池內核燃料受損：

- 裝設緊急發電機，以緊急發電機供電至安全釋壓閥，以降低反應爐壓力。
- 裝設緊急移動式幫浦確保水源，確保反應爐後備注水功能，維持反應爐水位。
- 確保一次圍阻體排氣功能，以防止一次圍阻體壓力上升。另確保用過燃料池後備注水功能，以維持用過燃料池水位。

B. 中期海嘯防範對策：

- 在臨海沙丘後興建防波堤，防止海嘯直接衝擊電廠。
- 在海水幫浦區域建築擋水牆及防水閘門，以強化安全系統之可靠性。
- 裝設備用的緊急交流發電機，以確保備用電池可用及緊急爐心冷卻系統的備用組件之可用。
- 建造緊急設備儲存倉庫。

C. 嚴重事故防範對策：

- 確保主控制室工作環境可用。
- 確保廠內緊急通訊系統可用。
- 確保諸如高輻射防護衣物等物資及設備可用。
- 建立防止氫爆的措施。
- 使用重型機械移除瓦礫。

(2) 濱岡核電廠防海嘯措施

濱岡核電廠防海嘯進入廠區的措施如下：

- A. 設置防海嘯牆：阻擋海嘯溯上的海水侵入廠區。
- B. 設置廠內擋水牆或擋水閘門：阻擋海嘯由冷卻水抽水站前池溢流至廠區。
- C. 設置密封鋼罩：阻擋海水由其他連通外海的地下孔道開孔處溢流至廠區。

(3)防海嘯工程設計

A. 耐震設計

濱岡核電廠附近海域(南海海槽, Nankai Trough), 有東海地震帶(Tokai Earthquake)、東南海地震帶(Tonankai Earthquake)及南海地震帶(Nankai Earthquake)等三個地震帶, 其耐震設計是考慮三個地震帶同時活動的影響, 並根據南海海槽大地震(Nankai Trough Megaquake)設定地震地表反應譜的對策是以1.2 g為基準; 惟5號機組因地形放大效應地震地表反應譜(amplified seismic ground motion)的對策則以2.0 g為基準。海嘯牆係依不同地震力進行設計, 其規劃如圖3-23所示:



圖 3-23 海嘯牆規劃示意圖

B. 海嘯牆(Tsunami protection wall)設計

濱岡核電廠防海嘯對策兩大主軸為：防止廠區進水與防止廠房進水。在「防止廠區進水」方面，濱岡核電廠設置約1.6公里長之海嘯牆為鋼筋混凝土結構，並於2012年12月完成海嘯牆高度至海平面上方18m。因考量若同時發生三起地震所引發的複合型海嘯，海嘯牆高度可能不足，故於堤防頂部再添4m高鋼骨結構，使其總高度達到海平面上方22m，濱岡核電廠於2014年12月已完成海嘯牆總高度至海平面上方22m的興建，下圖3-24所示：

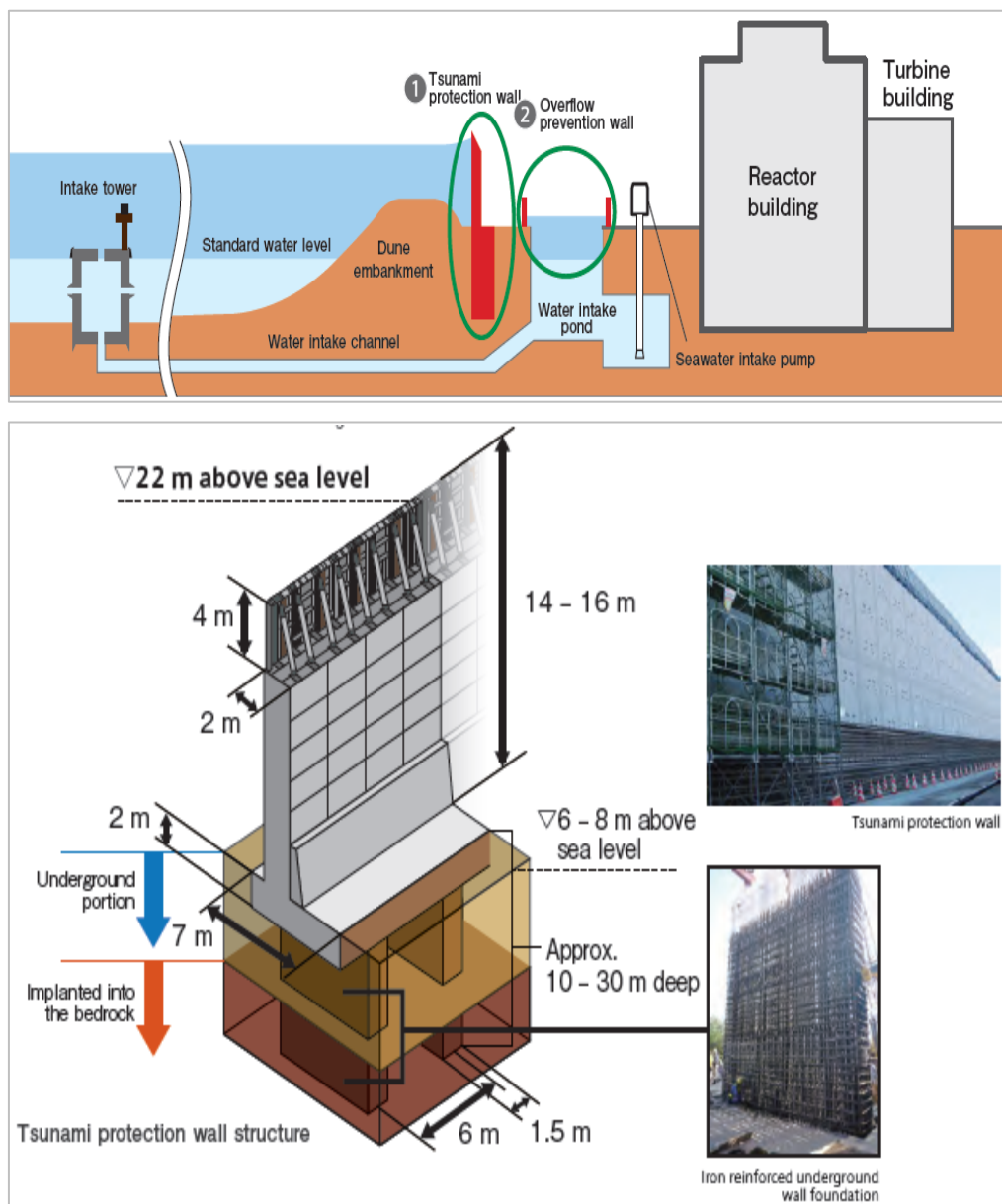


圖 3-24 海嘯牆規劃示意圖

此外，萬一海嘯高於 22 公尺時，在「防止廠房進水」方面，對策包含於進水池設置溢流牆(Overflow prevention wall)、反應器廠房設置雙道防水門，以及將反應器廠房內之緊急柴油發電機房間、緊急爐心冷卻系統房間等增設或強化水密門(Strengthening watertightness door)及防海嘯保護門(Tsunami protection door)，並於建築物對外開口裝設自動關閉閘門(automatic closing gates)，防止重要設備浸水。此時室外型海水泵可能因海嘯而損壞，因此增設防水泵室與備用海水泵。另於取水池內安裝濾網以阻絕漂流物，提高海水泵可用性，如下圖3-25所示：

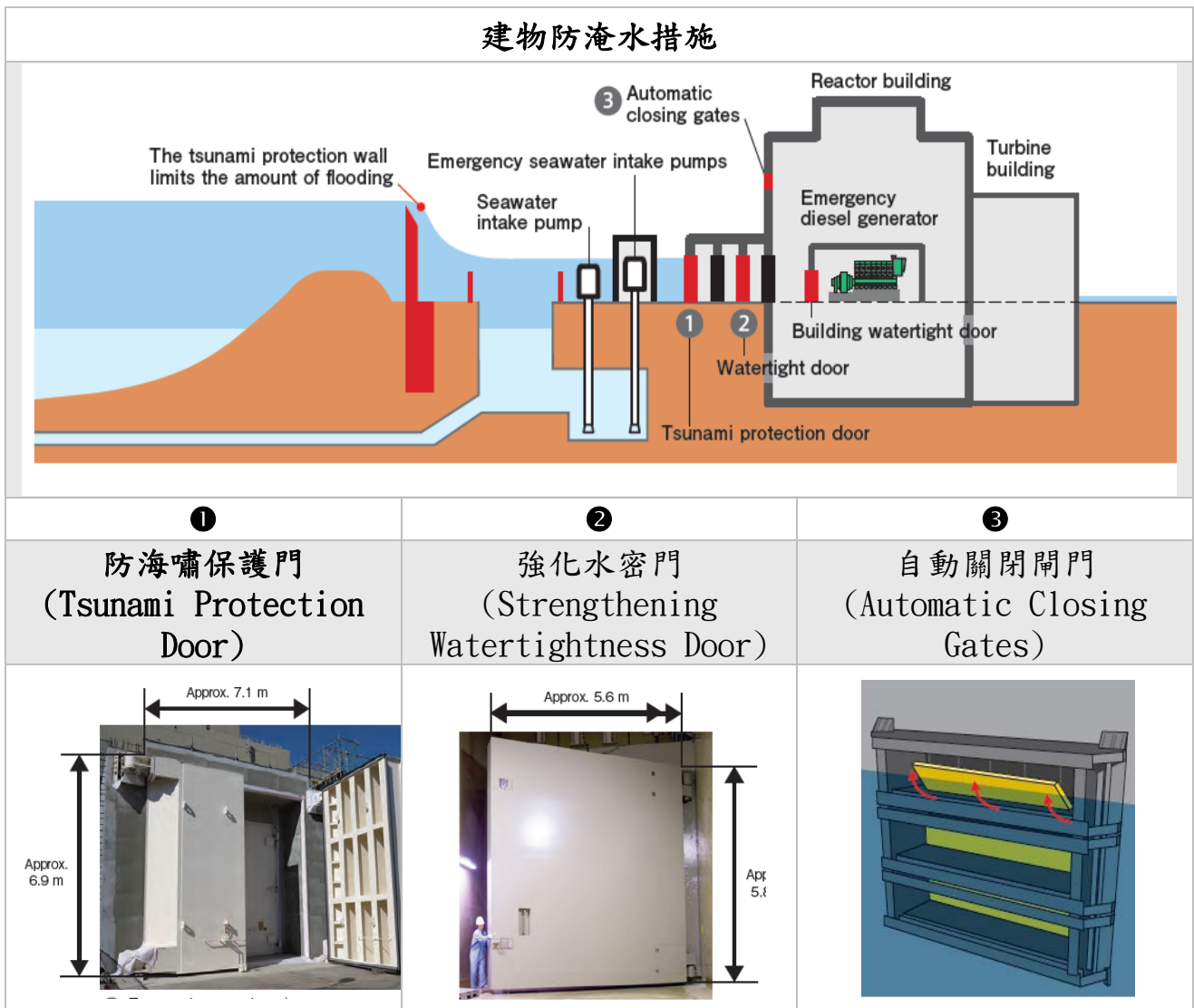


圖 3-25 建物防淹水措施示意圖

4. 濱岡核電廠一、二號機除役規劃

(1) 濱岡核電廠除役計畫概述

A. 設施除役

對象為濱岡核電廠一、二號機及其附屬設施，位置如圖3-26所示。

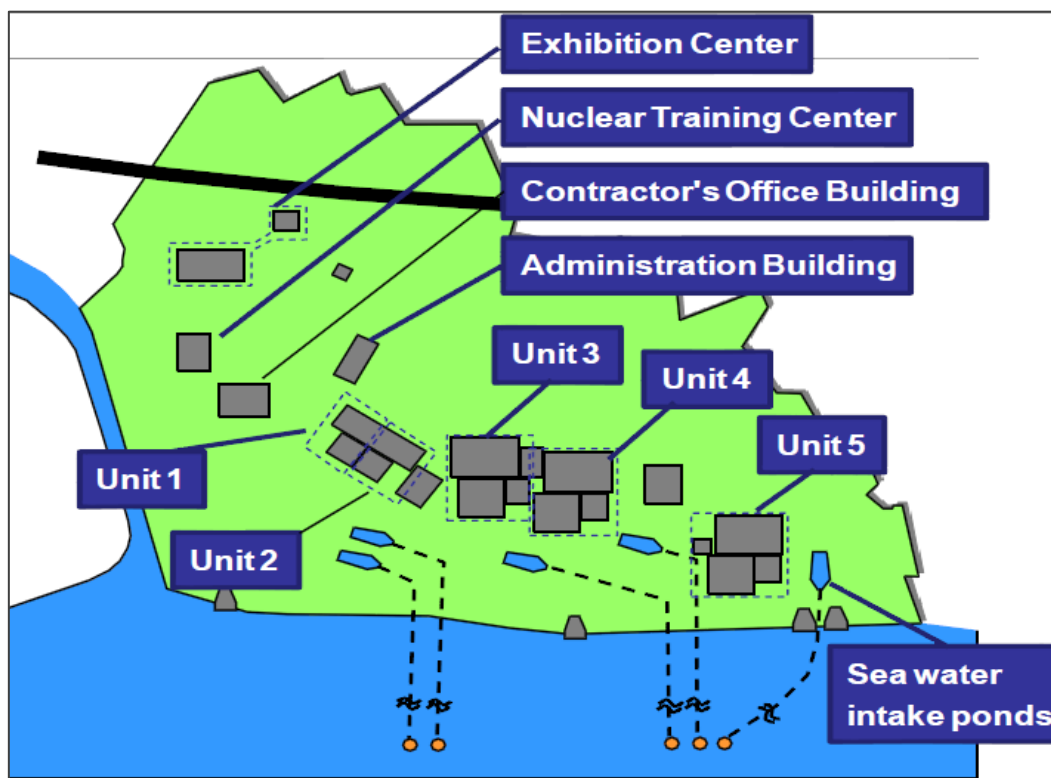


圖 3-26 相關設施位置示意圖

B. 拆解程序

a. 除役設施拆解(Basic policy on decommissioning)

除役拆解包括所有設施，惟冷凝器冷凝水控制通道(condenser coolant fluid control channels)必須用來持續排除雨水，故除役設施不包括冷凝器冷凝水控制通道。

b. 基本策略

以安全為最優先考量，並符合相關法規要求，除役步驟包含：

I. 準備階段(Preparation Stage，2009~2014 年)。

II. 反應爐周邊設備拆除階段(Dismantling / Removal Stage for Reactor Zone Peripheral Facilities，2015~2022 年)。

III. 反應爐拆除階段(Dismantling/Removal Stage for Reactor Zones，2023~2029 年)。

IV. 汽機廠房&反應器廠房拆除階段(Dismantling/Removal Stage for Building Structure，2030~2036 年)。

而其相應配套措施則有：

- 適當維護及管理必要設施，以確保除役作業安全。
- 採取必要措施以防止放射性物質影響周邊設施。
- 為降低工作人員暴露於輻射環境中，建立適當之安全等待期並進行系統除污等工作。
- 安全項目管制將依循反應爐設施安全準則及品質保證作業進行。
- 保存除役拆解過程中所有記錄及經驗。
- 檢討拆解技術與程序、考量放射性廢棄物處理與管控，針對除役各階段作業進行評估並建立檢核項目。

c. 拆解過程

- 準備階段

運出用過核燃料，進行系統除污、檢查設備的污染狀況，並開始拆除和清除位於控制區外且未受污染的設施和設備。

針對設施污染狀況的調查結果，在準備階段，實施拆解和拆除工作計畫，並評估適當之安全等待期(輻射衰變等待期)。

- 反應爐周邊設備拆除階段

拆除作業包括汽機主體、冷凝器、反應爐周邊設備與共用排氣系統。

- 反應爐拆除階段

當過了安全等待期，即可開始進行反應爐拆除作業。

- 汽機廠房及反應器廠房拆除階段

C. 核燃料材料之管理及轉送

在準備階段，未經過冷臨界 (cold critical testing) 之用過核子燃料將被運送至 4、5 號機用過燃料池或送至再處理廠之燃料池；經過冷臨界之用過核子燃料將被運送至 5 號機。

貯存於 1、2 號機之新燃料(new fuel)將被回運至燃料供應商；2 號機燃料池之新燃料將被運送至 5 號機燃料池，並作為電廠其他機組之燃料使用。

D. 除污作業

在準備拆除階段，將進行再循環系統、反應器冷卻水系統(reactor coolant cleaning system)、餘熱移除系統(residual heat removal system)及反應爐槽(reactor vessel)之除污工作。

除污工作將採取安全措施以防止輻射物質滲漏(leaking)或遷移進入其他系統設施，以降低輻安風險。

可利用反應器爐水過濾系統循環過濾，定期檢查設施之除污成果及經驗，適時回饋檢討除污作業，以減少輻射曝露的機會與風險。除污的方法包括化學除污(chemical decontamination)及機械除污(mechanical decontamination)。

E. 輻射污染物質處置作業

- 將依放射性廢棄物型態(types)、特性(properties)進行處置。
- 先移除反應爐周邊輔助設施，並由拆解時間決定廢棄物產生的流程。
- 除役作業完成之後，將視固體廢棄物的分類與特性進行處置，並決定處置的地點。
- 盡可能回收利用非放射性廢棄物，無法被回收利用者將之視為工業廢棄物。

F. 除役期程規劃

當該計畫被核准之後將開始進行除役作業，預計 2036 年完成 1、2 號機除役工作。以 1 號機為例，反應爐各部位污染狀況及其分類如圖 3-27：

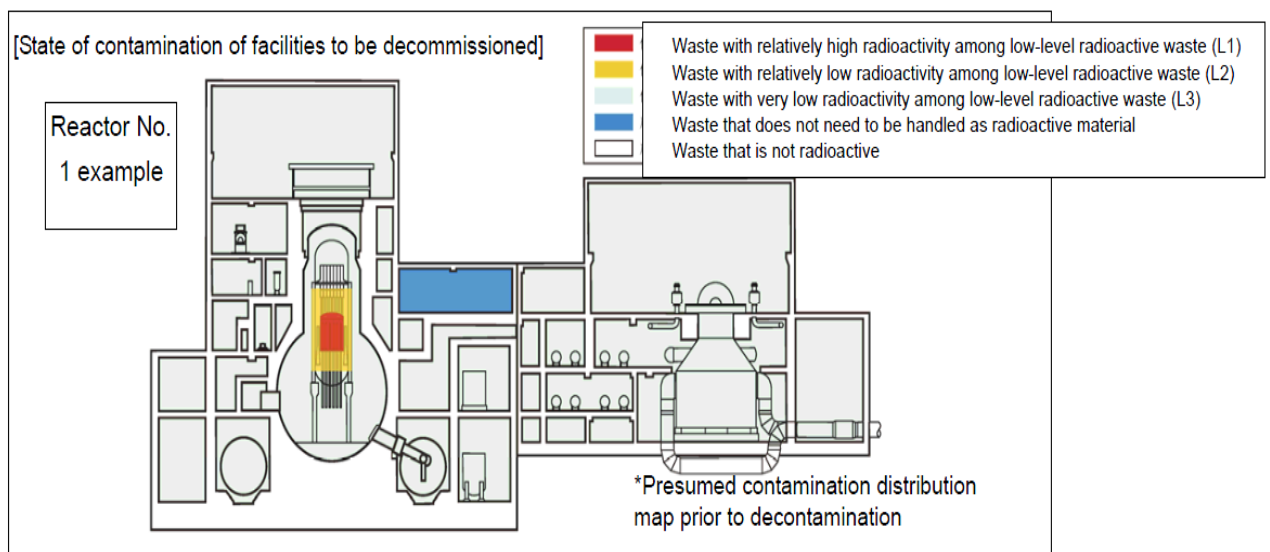


圖3-27 1號機反應爐各部位污染狀況及其分類

(2) 濱岡核電廠除役現況

目前電廠內共有5部核能機組，1、2號機已於2009年1月開始除役，除役計畫策略是由外向內拆除，目前正進行廠房外部設備拆除。1、2號機為MARK-1型圍阻體BWR-4反應器機組；3、4號機為MARK-1改良型圍阻體BWR-5反應器機組；五號機則為RCCV型圍阻體 ABWR反應器機組。各核能機組資料可參考表3-8。1、2號機與我國核一廠使用的機組極為相近，

我國核能機組資料可參考表 3-9。由於我國核一廠正積極進行除役相關工作的規劃，以及除役計畫書的撰寫工作，因此，濱岡核電廠1、2號機進行的除役工作，如圖3-28，正可作為我國核一廠(金山電廠)除役工作參考。

表3-8 濱岡核電廠五部機組資料

	1 號機	2 號機	3 號機	4 號機	5 號機
反應爐型式	BWR-4		BWR-5		ABWR
熱功率(MWt)	1, 593	2, 436	3, 293	3, 293	3, 926
圍阻體型式	Mark-1		Mark-1 改良型		RCCV
額定功率(MWe)	(540)	(840)	1, 100	1, 137	1, 380
總輸出功率(MWe)			3617		
建造日期	1971/3	1974/3	1982/11	1989/2	1999/3
商轉日期	1976/3	1978/11	1987/8	1993/9	2005/1
目前現況	除役中 (2009/1/30 停止運轉)		停機 (2010/11/29)	停機 (2012/1/25)	停機 (2012/3/22)
			強化及改善安全措施		
*日本政府要求濱岡核電廠所有機組停止運轉 (4 號機：2011. 5. 13、5 號機：2011. 5. 14)					

表 3-9 我國各核電廠機組資料

核能電廠	核一廠 (金山電廠)		核二廠 (國聖電廠)		核三廠 (馬鞍山電廠)		核四廠 (龍門電廠)	
反應器型式	BWR-4		BWR-6		PWR		ABWR	
圍阻體型式	Mark-I		Mark-III		Large, Dry Post-Tensioned		Reinforced Concrete Containment Vessel	
額定熱功率	1840 MWt		2943 MWt		2822 MWt		3926 MWt	
額定發電量	636 MWe		985 MWe		951 MWe		1350 MWe	
反應器機組	1 號機	2 號機	1 號機	2 號機	1 號機	2 號機	1 號機	2 號機
正式商轉日	1978. 12. 06	1979. 07. 16	1981. 12. 28	1983. 03. 15	1984. 07. 27	1985. 05. 18	封存	
執照屆期日	2018. 12. 05	2019. 07. 15	2021. 12. 27	2023. 03. 14	2024. 07. 26	2025. 05. 17		

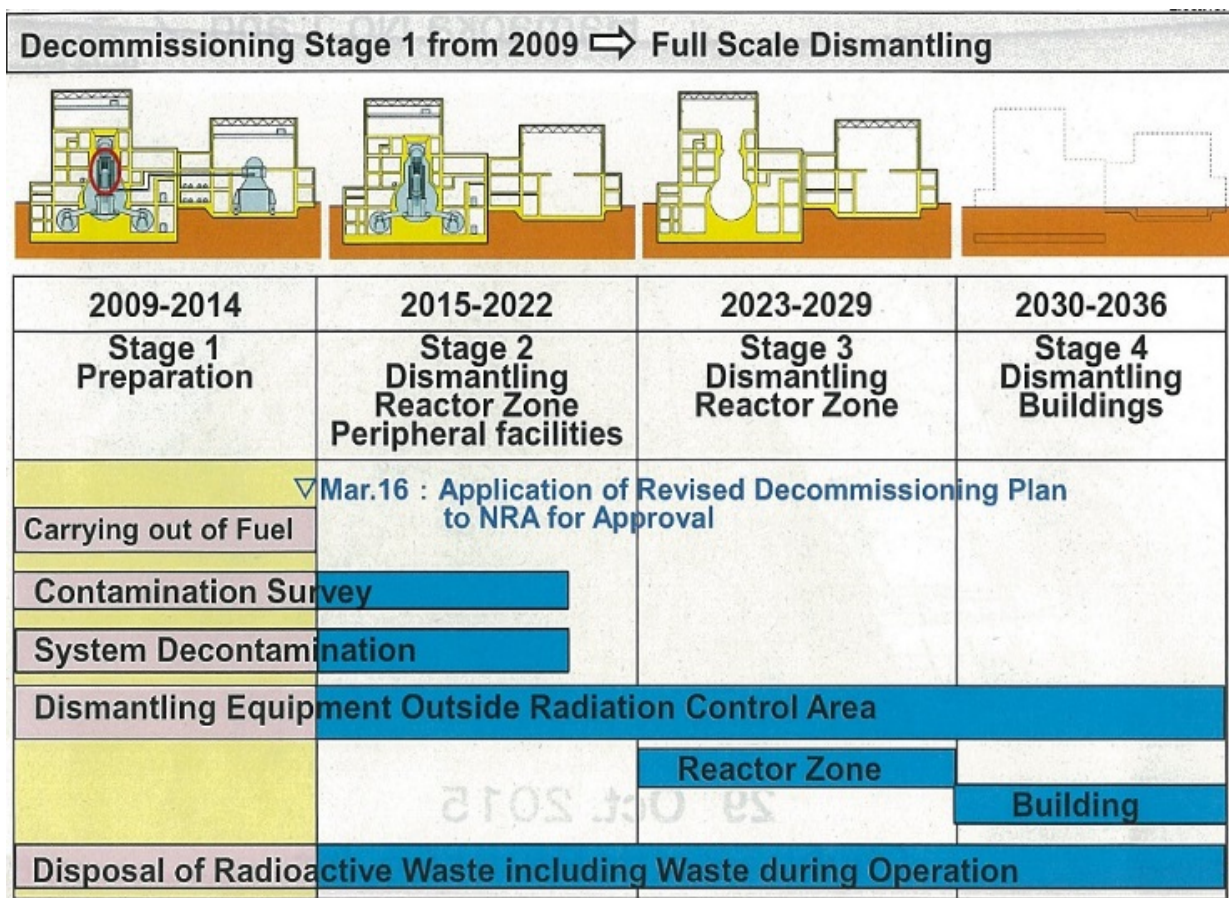


圖 3-28 濱岡核電廠除役計畫

濱岡核電廠目前已完成第一階段準備階段工作(Preparation Stage)，如圖3-29，並將1、2號的用過核子燃料運往5號機的燃料池儲存。第二階段拆除工作(Dismantling/Removal Stage for Reactor Zone Peripheral Facilities)由2015開始至2022年，如圖3-30，主要將進行反應器周邊設備的拆除作業，準備於兩年後開始進行爐心的除污作業。其中，有關反應器爐槽及內部組件的取樣技術及設備，目前正在研究中。反應器爐槽及內部組件切割工法的規劃，主要將參考國際拆除經驗。控制棒(Control Rod)是Level 1等級的廢棄物，需深埋於地面下 50 公尺深，現階段並未考慮控制棒減容的問題。除役計畫中未包括無污染的地下結構拆除，這一部分將在除役末期再予以處理。

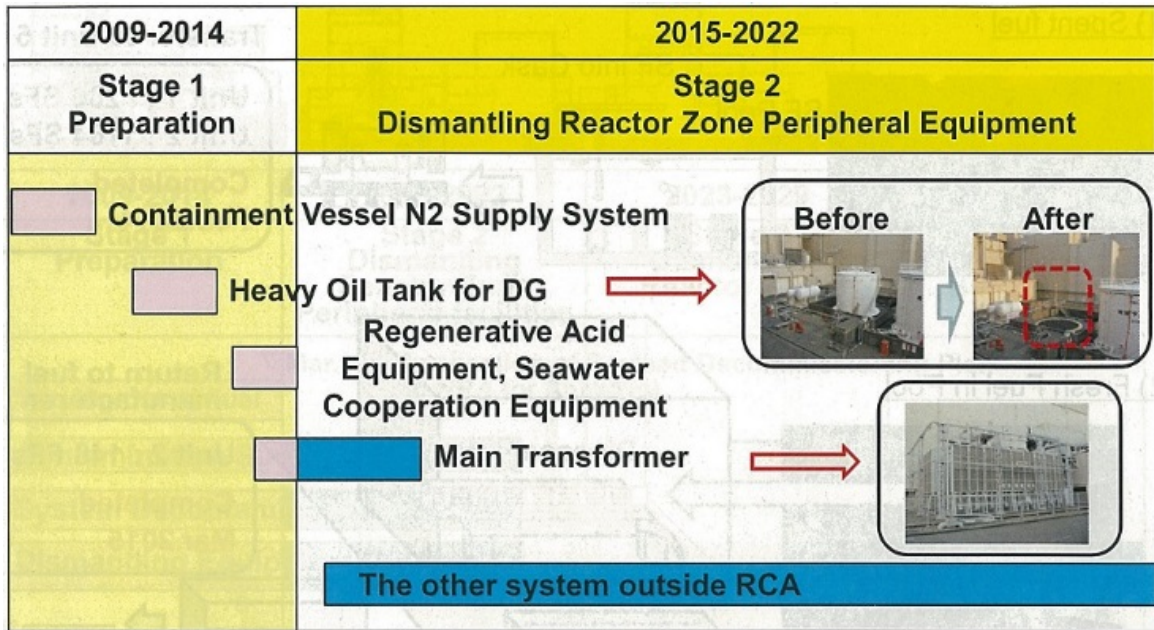


圖 3-29 濱岡核電廠第一階段除役工作

In Stage 2, Dismantling begin on the system what is already out of service and located outside PCV (Containment Vessel) with very low radioactivity subject to clearance.

2009-2014	2015-2022
Stage 1 Preparation	Stage 2 Dismantling Reactor Zone Peripheral Equipment
	<p>Turbine body</p> <p>Equipment inside turbine building (main condenser, condensate and feed water system equipment)</p> <p>Equipment inside reactor building (stand-by liquid control system, main steam pipe)</p> <p>Exhaust Stack</p> <p>Noble gas holdup building</p>

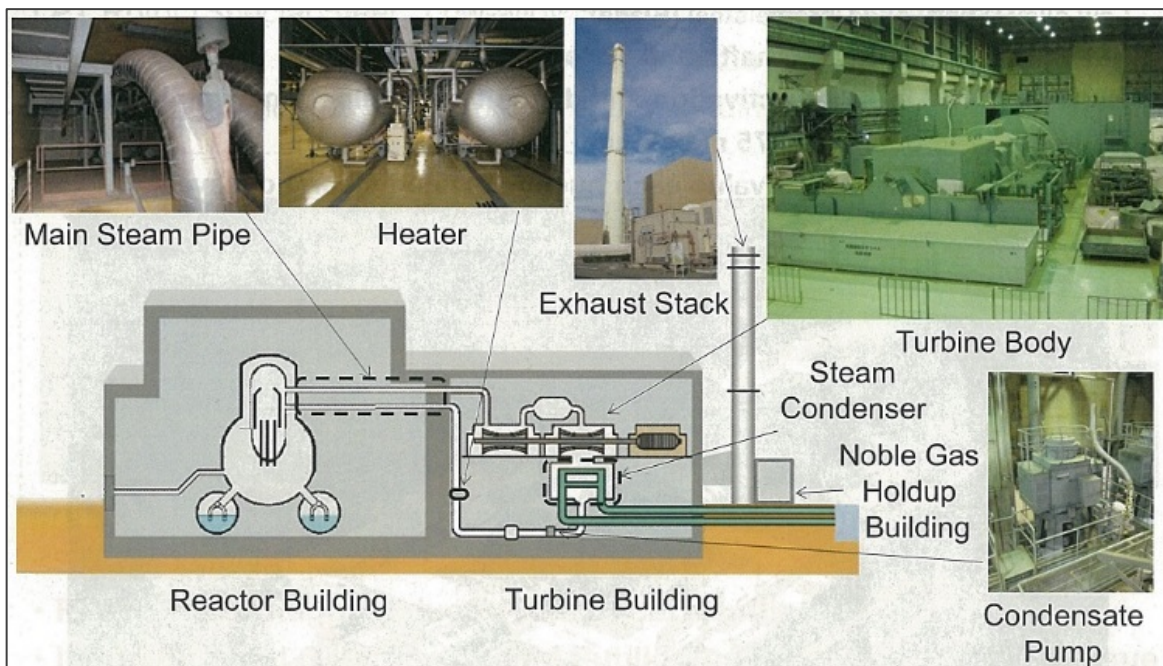


圖 3-30 濱岡核電廠第二階段除役工作

電廠目前已完成污染狀況調查、設備除污及移出用過燃料移出等準備工作，並於2014年2月將1號機206組燃料束與2號機1,164組燃料束運往5號機的燃料池儲存，其中污染狀況調查顯示，除役工作將產生350,000公噸無污染廢棄物、78,000公噸無須處理之極低階放射性廢棄物及20,000公噸之Level 3低階等級廢棄物。

今年開始至2022年為執行反應器周邊設備的拆除作業(包括汽機主體、冷凝器、反應爐周邊設備與1、2號機共用之排氣系統)，進行該階段工作必須事先針對變更項目提出申請與放射性廢棄物處置的方法。目前除役產生之廢棄物數量為6,000公噸無污染廢棄物、18,000公噸無須處理之極低階放射性廢棄物及4,000公噸之Level 3等級廢棄物，如圖3-31。

此外，有關反應器容器及內部組件的取樣技術，目前正在研究中。

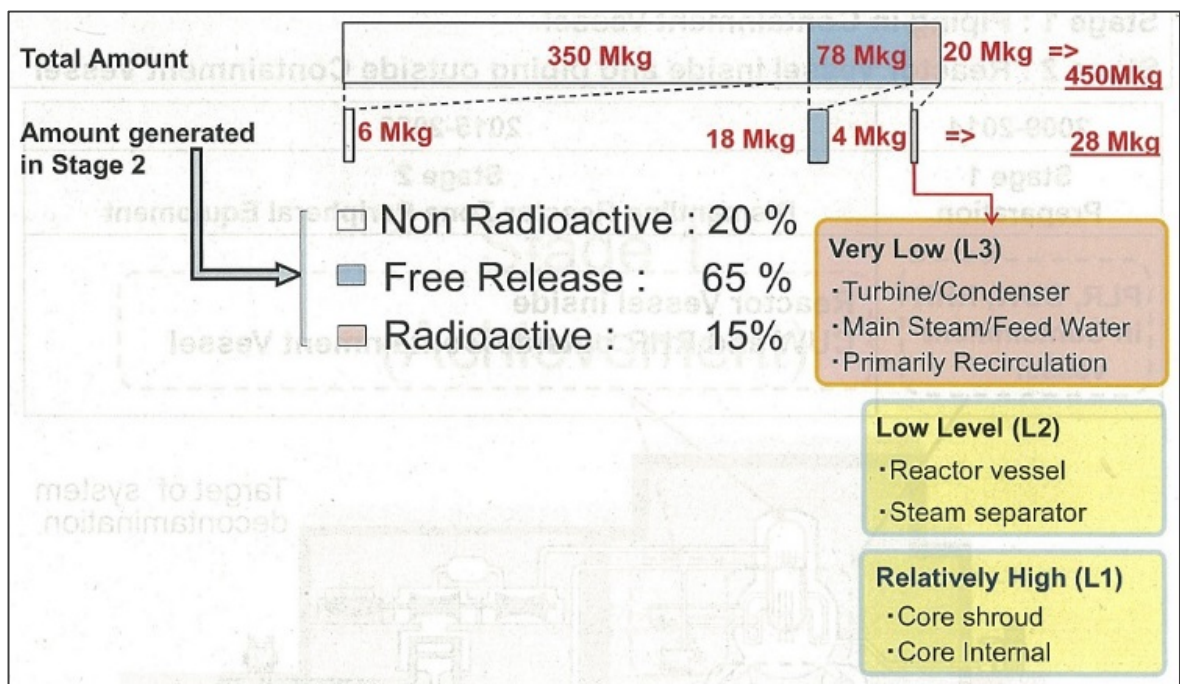


圖 3-31 除役廢棄物處置數量

5. 心得與建議

- (1) 濱岡核電廠整體組織是由濱岡核電廠地區總合事務所所長負責(主管電廠副總經理)，轄下有濱岡核電廠所長及濱岡地區事務所所長組成，濱岡核電廠所長負責電廠運轉安全與技術，濱岡地區事務所所長則負責地方公共關係與溝通及展示館業務等(共有80位專職人員)，此可作為未來本公司強化地方公關及溝通專職之參考。
- (2) 濱岡核電廠有規劃3棟整齊劃一之協力廠商辦公場所，以作為平時及大修協力廠商支援電廠工作之需要，除可提升工作效率外，更有利於廠區整體之管理。可作為未來台電公司興建新電廠之參考。
- (3) 濱岡核電廠已設置完成約1.6公里長之海嘯牆為鋼筋混凝土結構，初期於2012年12月先完成海嘯牆高度至海平面上方18公尺。因考慮三個地震帶若同時發生所引發之複合型海嘯時，海嘯牆高度可能不足，故於堤防頂部再增加4公尺高鋼骨結構，於2014年12月已全部完成海嘯牆總高度至海平面上方22公尺的興建，濱岡核電廠完成海嘯牆工程除可防止廠區進水外，並同時已完成防止廠房進水之設施，其對策如進水池設置溢流牆、反應器廠房設置雙道防水門，以及將反應器廠房內之緊急柴油發電機房間、緊急爐心冷卻系統房間等增設或強化水密門，並於建築物對外開口裝設自動關閉閘門，防止重要設備浸水等。完成以上防止廠區及廠房進水設施後，將可防止類似福島核電廠之天然複合式災害，不再發生在濱岡核電廠。
- (4) 濱岡核電廠內共有5部核能機組，其中，1、2號機已於2009年1月開始除役，目前正進行廠房外部設備拆除作業。該2部機組為MARK-1型圍阻體BWR-4反應器機組，與我國核一廠使用的機組極為相近，現在已完成第一階段準備階段工作如相關系統除污。目前正進行第二階段拆除工作，主要將進行反應器周邊設備的拆除作業，準備於兩年後再進行爐心的除污作業。由於我國核一廠正積極進行除役相關工作的規劃，以及除役計畫書的撰寫工作，因此，濱岡核電廠1、2號機進行的除役規劃及工作，正可作為我國核一廠除役計畫之參考，同時可藉由雙方除役人員中長期派駐支援，以獲取除役經驗實質交流之效益。

- (5) 濱岡核電廠1、2號機是BWR機組在日本第一次進行除役工作，其除役計畫與工作除中部電力濱岡核電廠參與外，協力廠商則分工如下：反應器是由原製造廠商東芝公司負責拆除、汽機則由原製造廠商日立公司負責拆除，而其他一般設備則由中部電廠服務公司來負責拆除。後續我國核一廠除役拆除作業，可考慮與東芝公司及日立公司進行相關除役及拆除研討與交流，進而獲取除役作業實質效益。
- (6) 濱岡核電廠之除役策略是由外向內拆除，與核一廠除役工作規劃由內向外拆除不同，兩種拆除方式於國際上皆有許多國家採用。由外向內拆，主要係將輻射劑量高之反應器等熱區部份留至最後再拆除，等待該部份之活度衰減後再進行拆除作業；由內向外拆，則是將輻射劑量高之反應器等熱區部份設施儘速拆除，以使工作人員於後續工作時，能在較低之輻射環境下作業。兩者拆除策略雖不同，但基本考量皆係以降低除役工作人員劑量之ALARA策略為考量。

(三)建造電廠和空汙改善之採購方式與工程管控的經營策略

碧南發電機組為台電發展大型超超臨界燃煤火力發電機組重要參考廠之一，國內吉興顧問公司曾透過和中部電力公司簽約合作，獲取重要規劃與設計資料，運用於台電燃煤火力發電機組更新擴建(或改建)計畫之可行性研究和採購規範。碧南 4-5 號機發電量由 700MW 提升至 1000MW 且環保排放值更降低，其相關規畫與核心技術值得研悉，做為台電繼林口、大林更新改建計畫後，如深澳、興達、台中等之重要參考資料。茲將本次考察獲取資料和心得概述如下：

1. 碧南 1-5 號機和林口新 1-3 號機發電機組比較

參看表 3-10，林口新 1-3 號機汽機主蒸汽溫度和壓力比碧南 1-5 號機高，因此熱效率也隨之較高，比碧南更先進之發電機組，換言之，每發一度電用較少的煤，降低發電成本。證明核火工處對林口計畫採購機制精進做法是成功了，以往採購規範將主蒸汽溫度和壓力訂明，即使投標廠商提報較高之溫度和壓力，即較高之熱效率，競價上並無優惠，加以最低價決標方式，無法買到較先進機組。精進做法將主蒸汽溫度和壓力訂為浮動，讓各投標廠商報價出最佳數值，即報價出最佳之熱效率，熱效率較高之投標廠商其競價之評比金額較低，換言之，在競價上較優勢，使林口計畫採購到最先進之發電機組。

碧南 1-5 號機鍋爐和汽機分別各有三家不同廠商承造，尤其碧南 1-3 號機雖同一期規劃採購，但每部機鍋爐和汽機承造廠商都不同，而且商轉日期第 1 號機和第 2 號機、第 2 號機和第 3 號機相隔分別約為 8 個月和 10 個個月，與一般的 1 年有所差異，其經營與採購模式顯與台電不同，值得後續的探討與參考。

表 3-10、碧南 1-5 號機與林口新 1-3 號機機組比較表

	碧南 1-3 號機			碧南 4-5 號機	林口新 1-3 號機
	1 號機	2 號機	3 號機		
額定發電 (MW)	700			1000	800
機組熱效率 (LHV, %)	43.83	43.85	44.10	44.38	44.81
煤消耗量 (T/h)	270.8	270.3	250.5	354.0	***
汽機型式	TC4F-40"				TC4F-40"
汽機主/再熱蒸汽溫度 (°C)	538/566		538/593	566/593	600/600
汽機主/再熱蒸汽壓力 (MPa)	24.1/4.1				24.5/4.08
鍋爐製造商	MHI	Babcock Hitachi	IHI		MHI
汽機製造商	Toshiba	Hitachi	MHI	Toshiba	MHI
商轉日期	1991.10.18	1992.6.12	1993.4.22	#4 2001.11.8 #5 2002.11.6	#1 2016.7.1 #2 2017.1.1 #3 2019.7.1

*. 碧南電廠數據為實際運轉值，林口電廠尚未運轉為合約值

2. 碧南 1-5 號機和林口新 1-3 號機煤質和輸儲煤規劃比較

參看表 3-11，林口機組用煤之煤質和碧南機組比較，其含硫量和灰量相近，而熱值相差蠻大。為何採取高熱值煤來設計和運維機組？中部電力公司的回應為：這是整體評估所採的經營策略，高熱值煤雖較貴，但每度電用煤量較少，所產生的廢棄物量如煤灰等較少，另鍋爐和相關的附屬設備的設計尺寸減小，降低建造和運維成本。為能採購全球高熱值煤，自 2008 年後，由其子公司 CETS 負責並與新加坡 EDF 貿易公司合作，其架構如圖 3-32，目前更與東京電力公司合組 JERA 公司，掌握更穩定、更便宜的煤源，

2014 年從印尼和澳洲購煤佔比分別為 52%和 43%。而台電購煤的熱值卻逐年往下降，甚至於台北港規劃機組的設計熱值低至 4500 Kcal/kg，幸林口計畫規劃統式煤倉可以拌煤，才將設計熱值提升至 5500 Kcal/kg，雖國情不同，中部電力公司的經營策略，值得台電後續計畫可行性研究階段再深思、探討。

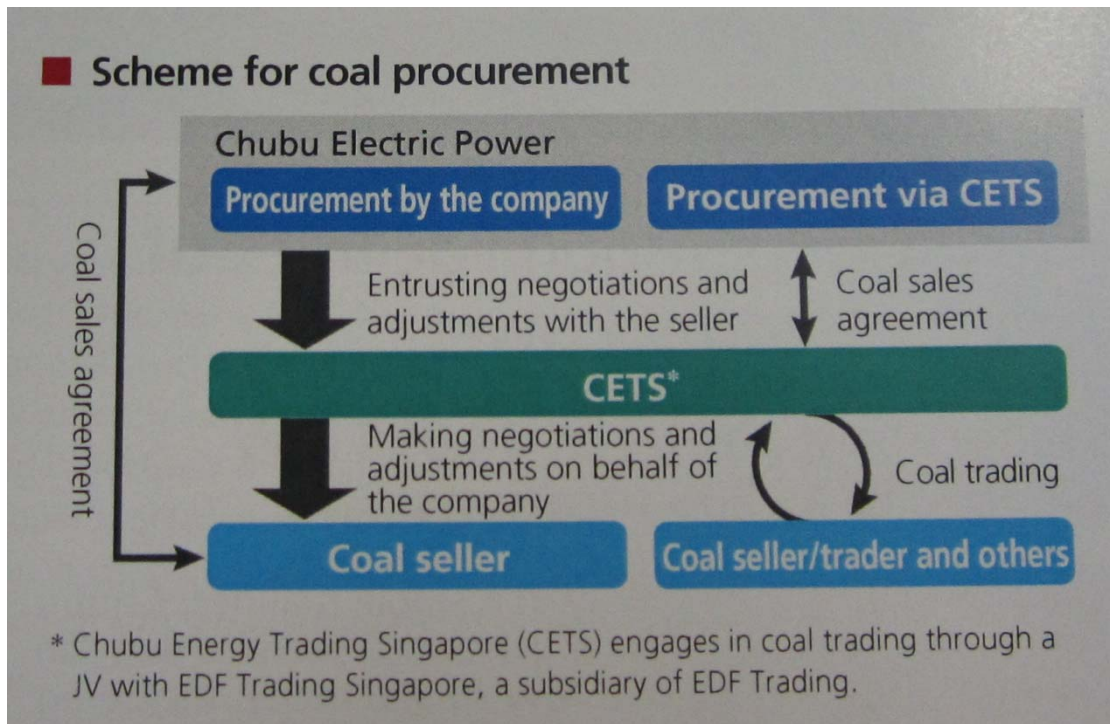


圖 3-32、中部電力公司購煤組織架構圖

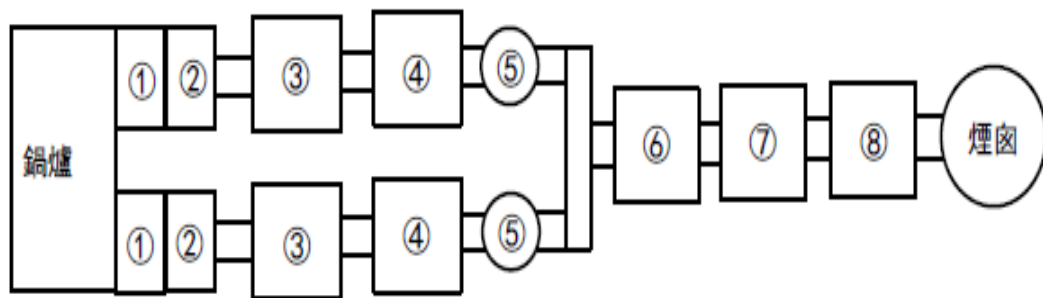
表 3-11、碧南 1-5 號機與林口新 1-3 號機煤質比較表

序號	煤質	煤源 A	煤源 B	煤源 C	設計煤	效試煤
林口新 1-3 號機						
		Bengalla	Lati	—	—	—
1	熱值 HHV(GAR) Kcal/kg	5900	5100	—	5500	5500
2	含硫量 S(AD)%	0.5	0.7	—	0.3-1.0	0.6
3	灰量 Ash(AD)%	16.0	6.0	—	16 max.	11.0
碧南 1-5 號機						
		New Castle Blend	Pinang	Newlands	—	—
1	熱值 HHV(GAR) Kcal/kg	6241	6206	6407	6000 min.*	—
2	含硫量 S(AD)%	0.47	0.60	0.30	1.0 max.	—
3	灰量 Ash(AD)%	14.0	6.3	14.8	18 max.	—

*. 中部電力公司採用 GAD(constant humidity)值做為設計值。

3. 碧南 1-5 號機和林口新 1-3 號機硫氧化物(SO_x)排放值比較

排煙脫硫系統之煙氣熱交換設備，有洩漏式(轉動式)和非洩漏式(管殼式)兩種設計，林口採用前者，其洩漏率為 1~1.5%，換言之，約有 5~7.7ppm SO_x 不經排煙脫硫系統，直接排到煙囪；碧南採用後者，即圖 3-33 第 3 和第 8 項之組合，不經排煙脫硫系統，直接排到煙囪 SO_x 量為 0。參看表 3-12，這就是碧南 SO_x 排放值與林口只差 2ppm(25 與 23ppm)，而其 SO_x 進口值可以相差高達 355ppm(870 與 515ppm)之主要原因。換言之，若採用非洩漏式煙氣熱交換設備，在相同的 SO_x 排放值條件下，可以燃用較高硫份的煤；或燃用相同硫份的煤，可以有較低的 SO_x 排放值。因此，台電購煤無法降低長期用煤硫份含量，為達到更低的 SO_x 排放值，應採用非洩漏式煙氣熱交換設備，不應只是考慮前者比後者建造成本較低。



No	設備名稱	No	設備名稱	No	設備名稱	No	設備名稱
①	排煙脫硝裝置 (乾式氮熱還元法)	②	空氣預熱器	③	燃氣加熱器 (熱回收器)	④	乾式集塵裝置 (電氣集塵方式)
⑤	誘導通風機	⑥	排煙脫硫裝置 (濕式石灰石-石膏法)	⑦	濕式集塵裝置 (電氣集塵方式)	⑧	燃氣加熱器 (再加熱器)

圖 3-33 環保設備配置圖

表 3-12、碧南 1-5 號機與林口新 1-3 號機 SO_x(硫氧化物)比較表

	碧南					林口
	1	2	3	4	5	新 1-3 號機
政府法規 ppm	≤108			≤98		≤200
環評承諾排放值 ppm [*] 1	4, 5 號機增建前 ≤50 4, 5 號機增建後 ≤28			≤25		≤30
合約保證排放值 ppm	4, 5 號機未建前 ≤50			≤25		≤23
年平均運轉排放值 ppm	16.7	16.8	13.4	13.4	14.4	— ^{*2}
FGD SO _x 進口設計值 ppm	900			870		515
FGD SO _x 進口年平均運轉值 ppm	200~700			300~700		— ^{*2}

*1. 我國使用環評承諾值，而日本為公害防止協定值。

*2. 林口新 1-3 號機尚未運轉。

4. 碧南 1-5 號機和林口新 1-3 號機氮氧化物(NO_x)排放值比較

參看表 3-13，碧南 4-5 號機脫硝設備 SCR 設計 4 層觸媒層，裝填 3 層觸媒，另 1 層為備用層，脫硝效率達 90%，NO_x 排放值 ≤15ppm；林口新 1-3 號機也設計 4 層觸媒層，但裝填 2 層觸媒，另 2 層為備用層，脫硝效率達 85%，NO_x 排放值 ≤23ppm。經評估林口新 1-3 號機，若裝填 3 層觸媒，另 1 層為備用層，NO_x 排放值 ≤17ppm；若 4 層觸媒全部裝填，NO_x 排放值 ≤13ppm。綜上，SCR 觸媒層設計應考慮增為 5~6 層，以因應我國長期環保加嚴政策。

表 3-13 碧南 1-5 號機與林口新 1-3 號機 NO_x(氮氧化物)比較表

	碧南					林口
	1	2	3	4	5	新 1-3 號機
政府法規 ppm	≤200					≤250
環評承諾排放值 ppm ^{*1}	4, 5 號機增建前 ≤30			≤15		≤30
	4, 5 號機增建後 ≤15					
合約保證排放值 ppm	4, 5 號機增建前 ≤30			≤15		≤23
年平均運轉排放值 ppm	25.4	25.8	25.3	10.8	11.1	— ^{*2}

*1 和 *2 同 SO_x 表

5. 碧南 1-5 號機和林口新 1-3 號機懸浮微粒(PM)排放值比較

參看圖 3-33 第 4、7 項和表 3-14，碧南 1-5 號機去除 PM 採用乾式靜電集塵器和濕式靜電集塵器，PM 排放值 $\leq 5 \text{ mg/Nm}^3$ ，另排煙脫硫採濕式石灰石-石膏法，部分 PM 為石膏吸收(不影響石膏品質)，PM 排放值更低於 5 mg/Nm^3 ，因此 PM 年平均運轉排放值低於 1 mg/Nm^3 ；林口新 1-3 號機採用乾式袋式集塵器，PM 排放值 $\leq 10 \text{ mg/Nm}^3$ ，若要降低至 $\leq 5 \text{ mg/Nm}^3$ ，則須更換濾袋之材質，使用壽命減短。綜上，台電對新電廠之規劃，若排煙脫硫採濕式石灰石-石膏法，應搭配乾式靜電集塵器和濕式靜電集塵器，對 PM_{2.5} 議題亦有幫助。

表 3-14 碧南 1-5 號機與林口新 1-3 號機 PM(懸浮微粒)比較表

	碧南					林口
	1	2	3	4	5	新 1-3 號機
政府法規 mg/Nm^3	≤ 100					≤ 50
環評承諾排放值* ¹ mg/Nm^3	4, 5 號機增建前 ≤ 10 4, 5 號機增建後 ≤ 5			≤ 5		≤ 20
合約保證排放值 mg/Nm^3	≤ 5					≤ 10
年平均運轉排放值 mg/Nm^3	0.5	0.6	0.5	1.0	0.9	—* ²
除塵器進口設計值 mg/Nm^3	2.0×10^4					

*1 和 *2 同 SO_x 表

6. 中部電力公司興建發電機組計畫和施工進度規劃

參看表 3-15 和 3-16，中部電力某一部既有燃油電廠機組拆除更新為燃煤超超臨界機組(1070MW)之整體計畫預定時程表和施工進度時程預定表，與我國的法規和採購方式有所差異，投標廠商可於投標後 3 個月決標，再由得標廠商辦理環境影響評估，續與地方政府進行防止公害協定和修訂協議(可能就是所謂的環差)，即進入建設施工。問：若計畫沒有通過環境影

響評估，如何處置?回：無此經驗，都會通過環境影響評估，若沒有通過，只能設法與得標廠商協商解決合約問題。

先確定投標廠商的優勢：可以較精確之設計資料提出環境影響評估說明書，避免過多不可預期的環差，而影響設計和施工進度，另於環境影響評估期間可進行設計工作，縮短施工期。台電在政府採購法規定下，無法採用其做法，惟在參考日本建造電廠計畫時程時，應仔細分析背景條件的差異，才能訂出合理的整體計畫時程和施工進度時程。

表 3-15、整體計畫預定時程表

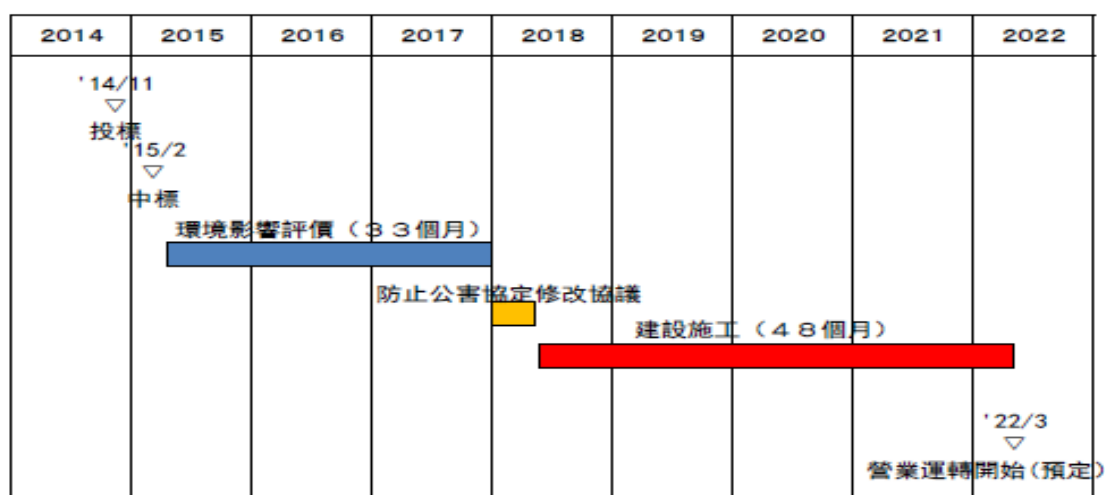


表 3-16、施工進度時程預定表



7. 中部電力公司興建發電機組採購模式

參看表 3-17 和 3-18，中部電力某一部既有燃油電廠機組拆除更新為燃煤超超臨界機組(1070MW)之訂貨流程和主要設備與 BOP 設備訂貨件數。採統包採購方式，但土建施工除外，投標廠商報價包括 1. 整廠 EPC 金額，2. 發電設備 EPC 金額(範圍參看表 3-17 第 1 項)，中部電力公司自行估算 3. BOP 設備 EPC 金額(範圍參看表 3-17 除第 1 項外)，若 $1. \leq 2. + 3.$ 則投標廠商以 1. 的 EPC 金額和範圍得標；若 $1. > 2. + 3.$ 則投標廠商以 2. 的 EPC 金額和範圍得標，3. 的範圍由中部電力公司另自行辦理招標。此採購方式可以壓低投標廠商報價，若投標廠商不願壓低報價，可自行辦理，確能降低建造成本。台電在政府採購法規定下，很難採用其做法，惟其採購模式值得學習，建立 3. 的資料庫和較準確的估價能力。

表 3-17、訂貨流程

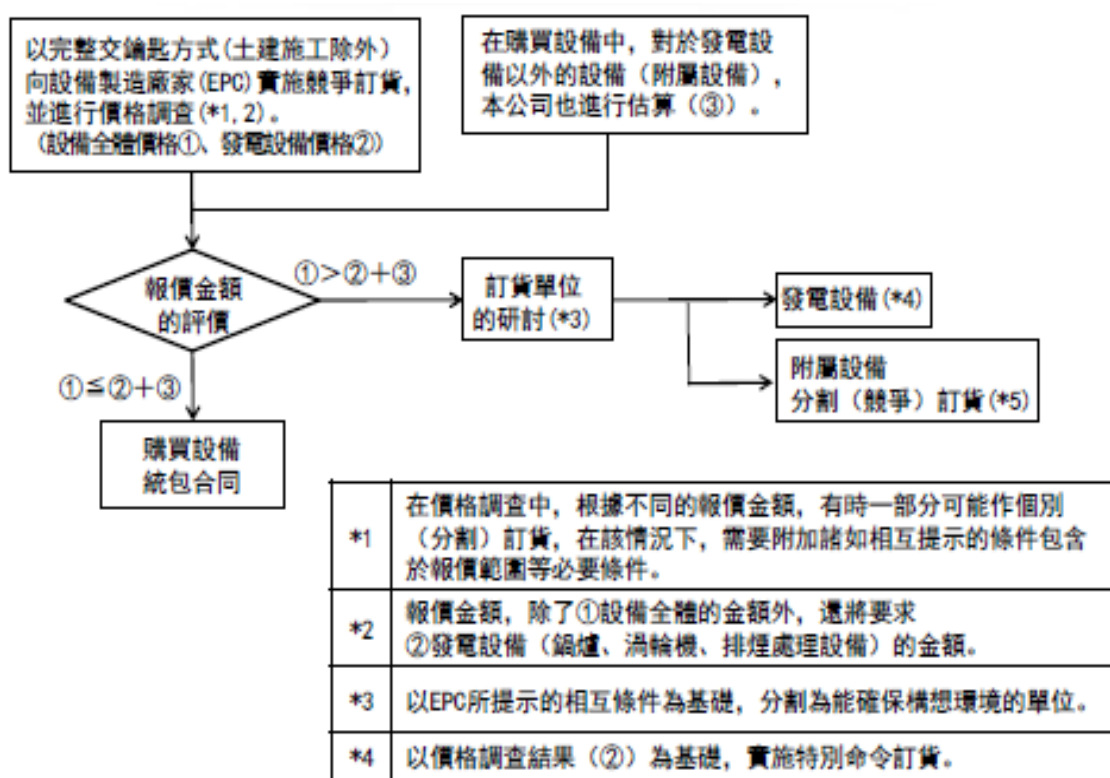


表 3-18、主要設備與 BOP 設備訂貨件數^(*)(土木建築除外)

設備名稱	訂貨範圍	訂貨件數
發電設備	<ul style="list-style-type: none"> 鍋爐、蒸氣渦輪機、發電機、變壓器、排煙處理裝置 (SCR、FGD、EP) 	1 件
揚儲運炭設備	<ul style="list-style-type: none"> 揚炭機 進炭輸送機系統 揚儲運炭輸送機系統 	3 件
灰處理及副資材設備	<ul style="list-style-type: none"> 熔渣及黃鐵礦處理設備 煙灰處理設備 石膏及煤灰排出設備 	3 件
用水設備	<ul style="list-style-type: none"> 原水箱 水處理裝置 滅火用水泵 等 	8 件
排水處理設備	<ul style="list-style-type: none"> 綜合排水處理設備 儲煤場水處理設備 	2 件

8. 碧南電廠景觀和睦鄰規劃

參看圖 3-34，碧南電廠景觀規劃是由知名大學教授規劃，其設計的核心主題為『浮在三河灣上的帆船發電廠』，參觀後確實感動人心，完全凸顯核心主題之意境，和完整之鋪陳，值得本公司學習。碧南電廠煙囪沒有外筒，把它當為帆船之桅桿，極具設計巧思。台電著重在煙囪彩繪和廠房顏色的搭配，而無整廠景觀之核心主題，的確須邀請知名藝術家規劃感動人心之電廠景觀。

參看圖 3-35，於碧南電廠土地蓋生態公園、康復公園、綠色中心和電力館供民眾免費使用，達成睦鄰目的，台電與電廠達鹽灘地，應有類似之巧思，與民眾共存共榮。

參看圖 3-36，於循環水出口設置安全之釣魚區，參觀當日(星期二)釣客比照片還多，達到睦鄰的功效，值得學習。



圖 3-34、碧南電廠景觀



圖 3-35、免費開放設施

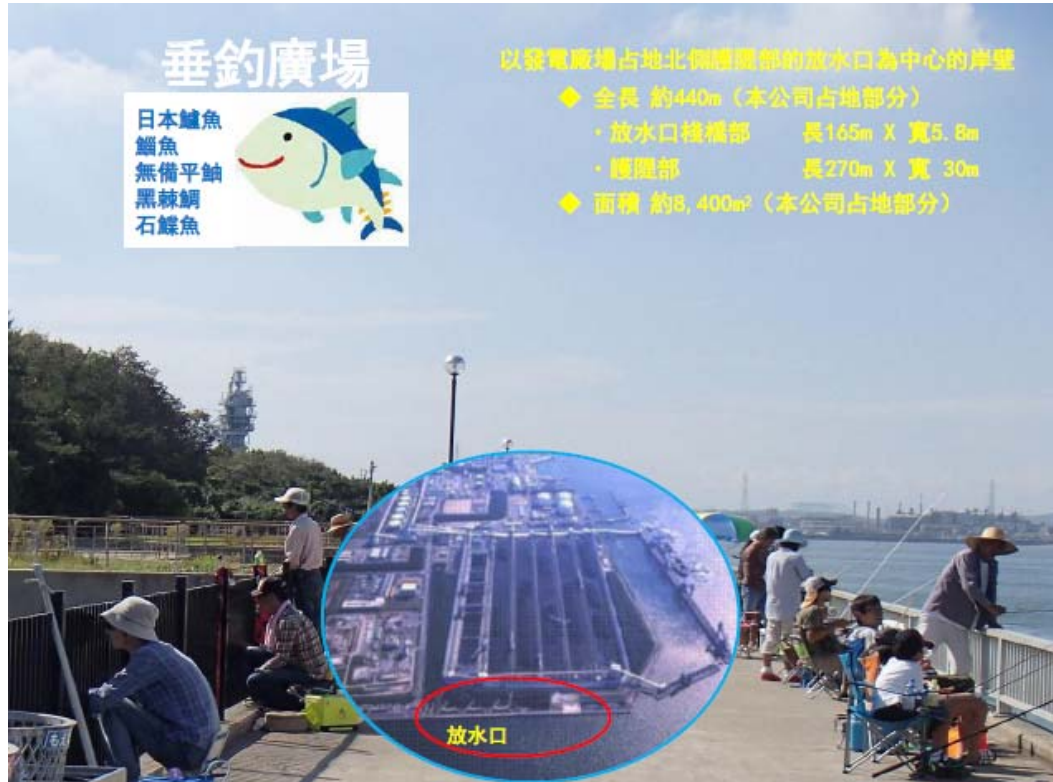


圖 3-36、垂釣設施

9. 建議事項

- (1) 經由鍋爐外拌煤方式，建議新規劃發電機組鍋爐設計煤熱值 HHV(GAR) 儘量訂在不低於 5500Kcal/kg。
- (2) 為達更低 SO_x 排放值，排煙脫硫系統煙氣熱交換設備建議採用非洩漏式。
- (3) 建議 SCR 觸媒層增為 5~6 層，以因應我國長期環保加嚴政策。
- (4) 若排煙脫硫採濕式石灰石-石膏法，應搭配乾式靜電集塵器和濕式靜電集塵器，使 PM 排放值降至更低。
- (5) 邀請知名藝術家規劃具有核心主題之整體電廠景觀。
- (6) 規劃安全之釣漁區，達到實質睦鄰的效果。

(四) 擴大再生能源併網作法

與中部電力交流議題有四，整理如下：

1. 輸電網支撐大量再生能源併網後系統安全之策略。

(1) 中部電力(日方翻譯:為了對輸電系統大量連接可再生能源的系統保護戰略)

在日本，即使大量連接了再生能源，但也並非重新考慮了系統保護的想法。不過，由於把太陽能發電等小規模的再生能源連接到電壓等級較低的區域，因此，出現了與已往不同的潮流方向，就是出現了配電用變電所(66-77 kV/6.6 kV)的潮流逆送的情況，如圖3-37。根據這一結果，會有當配電用變電所的潮流逆送時因輸電線故障而保護電驛確實無法分離故障點的情況，因此，採取了新保護電驛設置，配電用變電所的逆送潮流也能夠切實地分離故障點的對策，如圖3-38。

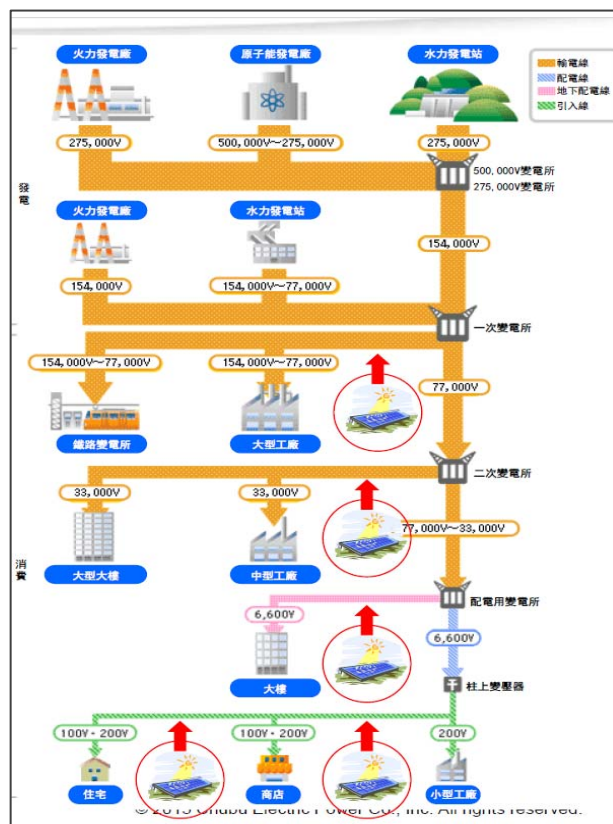


圖3-37 配電用變電所的潮流逆送(up)的情況

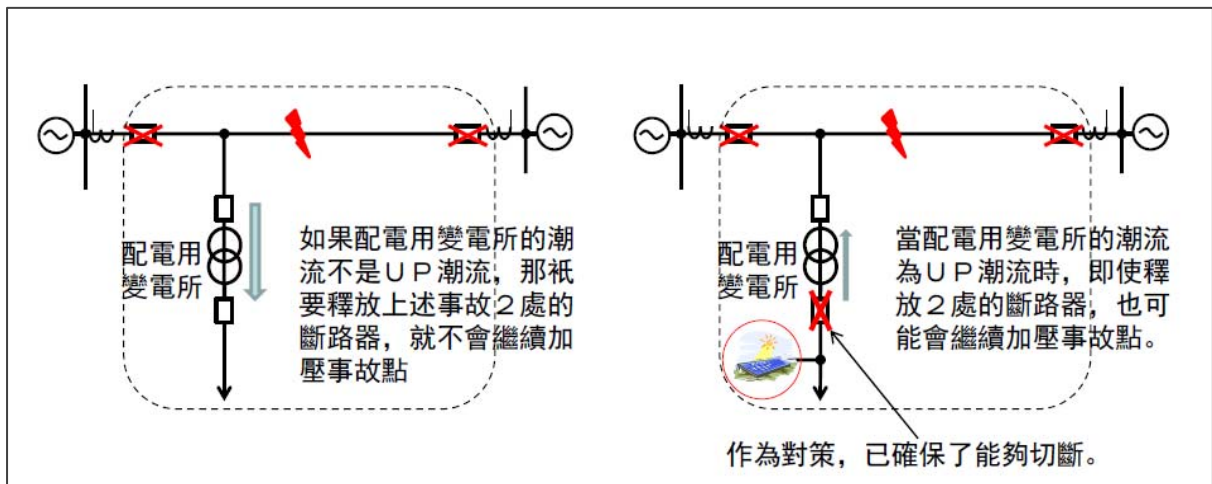


圖3-38 配電用變電所的逆送(up)潮流對隔離故障點的對策示意圖

(2) 台電作法

- A. 本公司已有相關規定，在『台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點五、（一）保護協調應考慮之一般事項』提及：
- A. 發電設備不得產生非計畫性之單獨運轉，發電設備與台電公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故、台電公司系統停電或設備發生故障時能解聯，並在發電設備設置者系統之線路側，設置線路無電壓之確認裝置。
- B. 發電設備與台電公司責任分界點間之保護功能，應包含自動防止加壓於已斷電之電網，並可確認電力系統線路已斷電之功能。
- B. 調度處也注意到此問題，特於104年11月發文(如圖 3-39)擬增修電力系統運轉操作章則彙編第拾篇、系統事故處理原則. 四、（二）. 1. （2）區域(配電)調度中心：『D. 確實隔離轄內再生能源發電系統，避免影響系統復電操作。』內容。

簽辦單位	擬 辦 或 會 核 意 見
調度處	主旨：有關本處修訂之「電力系統運轉操作章則彙編—『第拾篇、系統事故處理原則』」草案(附件 1)及條文前後對照表(附件 2)，修正概要詳如說明，請各處參閱附件並提供相關意見。
	說明：
	一、配合政府政策鼓勵大量再生能源併網，未來將衝擊電網運轉調度，為避免影響全停電復電處理原則，各級調度中心於復電期間須確實管控轄內再生能源發電廠，故修正旨述章則彙編，使其符合現行常規及操作方法。

圖 3-39 調度處104年11月發文

2. 再生能源併網審查標準/程序之考量。

(1) 中部電力(日方翻譯：為了審查連接電力系統再生能源的基準和程序)

A. 中部電力採網路方式公布可併網資訊(台電亦是採網路公布方式)

申請者可先透過網頁了解。中部電力從接受申請到開始受電的流程如下圖 3-40 (低壓連接)、圖 3-41 (高壓以上連接)，在低壓連接部分有『工程費負擔金等的支付(實耗)』，而台電是有分容量等級的(50kw以下免費)。在高壓以上連接部分有『工程費負擔金等的支付』(含加強電力網的費用)、『研討費的支付(216000日圓)』，近年來100%完全由申請者支付。

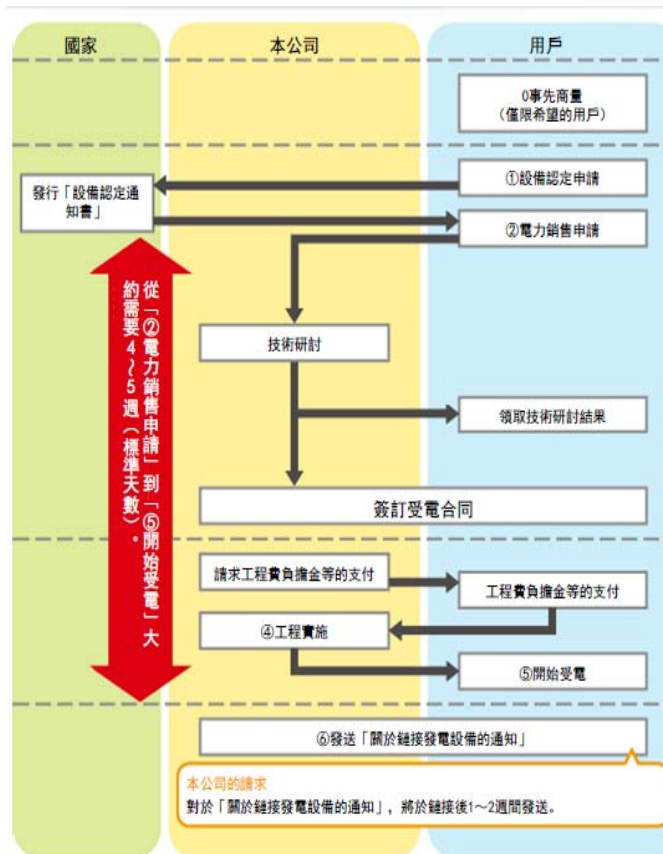


圖 3-40 低壓連接申請流程

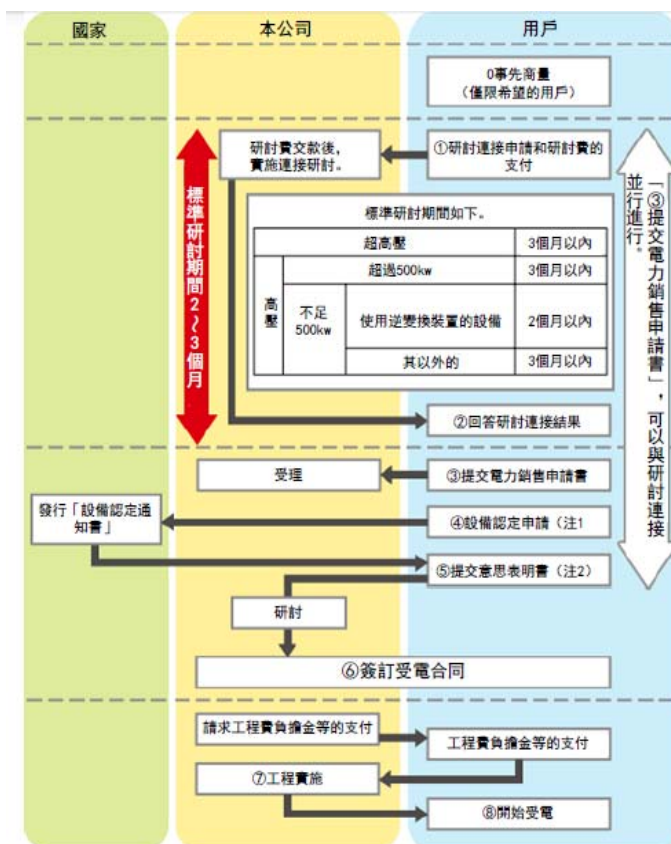


圖 3-41 高壓以上連接申請流程

B. 企業在進行連接申請之際，需向電力公司提交的文件如下：

a. 研討連接申請書（由電力公司方指定的格式），主要記載項目包括：

- 設備概要（發電機的型號、PCS電力調節器等）。
- 對廠內事故的保護方法（由相關團體日本電氣協會製定系統連接規程，電力公司確認對象企業的申請內容是否已遵守了系統連接規程。）等。

b. 設備認定書（由國家確認是否已符合法令規定的條件的文件）

- 在向電力公司申請連接之前，需要接受國家對設備的認定。在接受設備認定之際，不僅發電機種類（製造廠、型號編號），還需要提交證明已取得太陽能板或PCS電力調節器型號且需要滿足FRT條件認證的文件。

C. 技術研討：

如果企業提出連接申請，電力公司接受申請後，進行技術研討，電力公司所實施的技術研討的具體內容如下：『通過連接再生能源，是否會發生①熱容量、②電壓、③穩定度等制約』。根據技術研討結果，如果發生系統制約的情況，將要求希望連接的企業採取設備對策（設備對策的費用則由企業負擔）。

(2) 台電作法：

A. 接受申請到開始受電的流程與項目大同小異，第一、二及三型再生能源發電設備認定作業申請流程圖 如圖3-42：

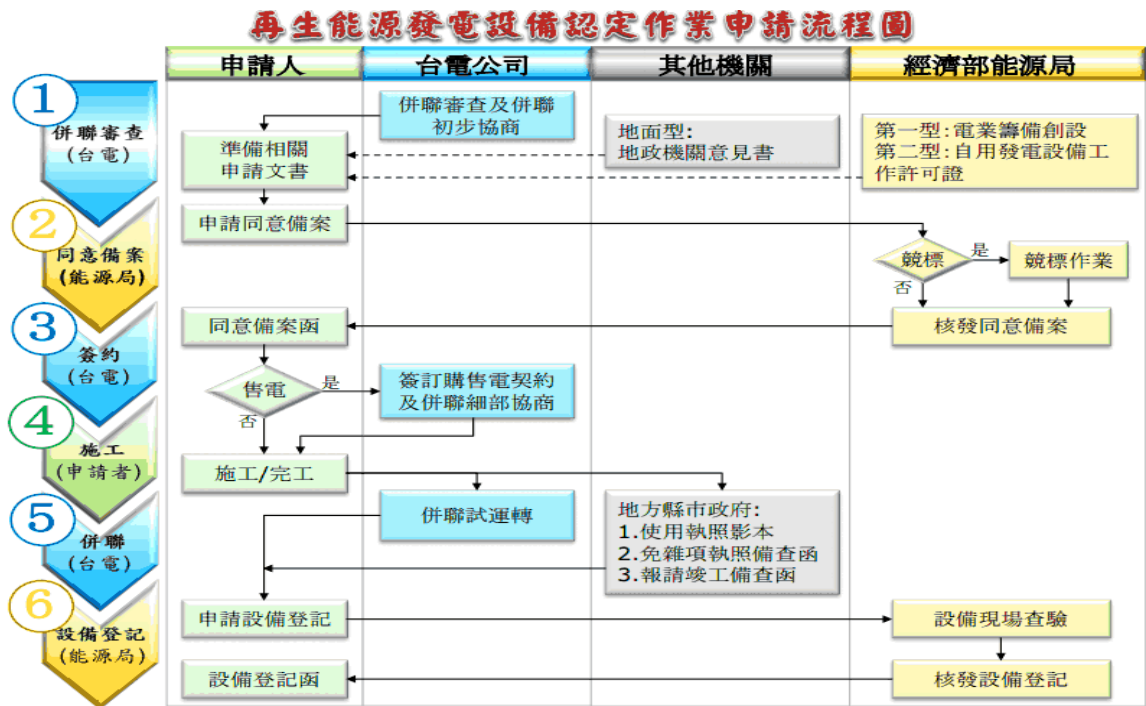


圖 3-42 第一、二及三型再生能源發電設備認定作業申請流程圖

B. 技術研討：現行併接69kV以上再生能源系統併聯審查費用亦需由申請者負擔，重點如下表：

表3-19 併接69kV以上再生能源系統併聯審查表

電力潮流	1. 是否需詳細電力潮流演算。 2. 電力潮流檢討結果是否合乎規定。
故障電流	1. 是否超過斷路器啟斷容量。 2. 發電設備有主變壓器者，其接地方式是否與本公司系統配合。 3. 零相電流是否與本公司系統隔離。
電壓變動	1. 正常電壓變動率在 $\pm 2.5\%$ 內。 2. 併/解聯電壓瞬間變動率是否合乎規定。 3. ΔV_{max} 是否超過 0.83%
系統穩定度	1. 是否需作系統穩定度檢討(併接於161kV及容量大於100MW) 2. 系統穩定度檢討結果是否合乎規定。
功率因數	• 責任分界點功率因數調整能力 (1)非風力機組是否具有90%滯後至95%超前之間運轉能力 (2)風力機組是否具有96%滯後至98%超前之間運轉能力
諧波管制	1. 是否符合本公司「電力系統諧波管制標準」
責任分界點	1. 本公司於責任分界點之設備提供併接是否有困難？ 2. 本案之併接是否與本公司施工或規劃中之工程有關 3. 本案是否屬於再生能源範疇
保護電驛	由現場單位細部界面協商辦理
變電所監控	由現場單位細部界面協商辦理
加強電力網	加強電力網工程可行性如何？SPS決策表及切結書(需加強電力網才填)
LVRT	須具備，細部界面協商辦理

3. 應用於輸電等級再生能源以幫助提升系統穩定度的補償設備或調度策略(例如智慧電網、大型儲能設備、使用抽蓄機組等)。

(1) 中部電力作法(日方翻譯：一方面把大規模再生能源發電連接到輸電系統，一方面為促進電力系統穩定性的補償裝置或供電指令之事例)

A. 作為大量導入再生能源(主要為太陽能、風力)的課題有以下2點：

a. 再生能源的輸出功率變動較大，如圖3-43。對策為設施蓄電池，並對蓄電池的輸出功率進行調整，以緩和再生能源的輸出功率變動。

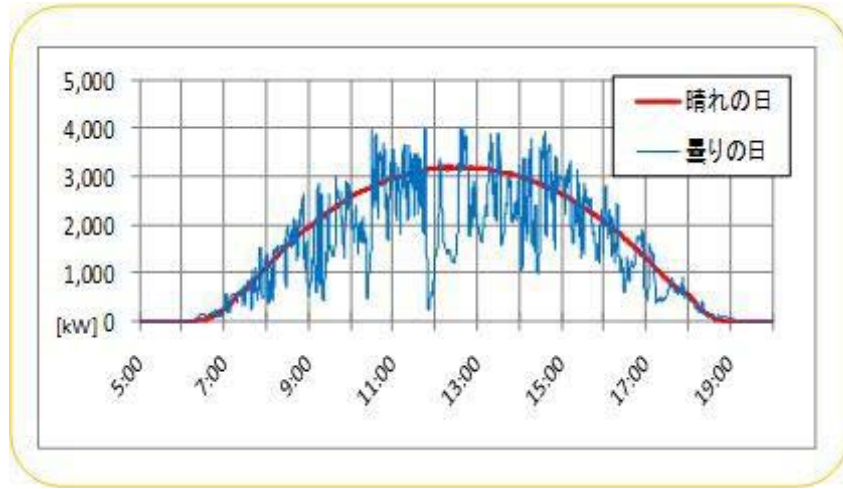


圖3-43 再生能源的輸出功率變動大示意圖

b. 再生能源不僅輸出功率不穩定，而且，無法根據需求調整輸出功率，如圖3-44，因此，如果大量導入，發電量就有可能超出需求（即發生所謂的剩餘）。對策：除了設置蓄電池外，還要有抑制再生能源輸出功率的方法，日本政府經產省(METI)於2015年1月公布PV發電限制之準則如下：所有PV系統含住家型至MW型均適用。允許每一家電力公司得在無安全之虞下可限制PV每年360小時之發電，即最多每年可要求PV業者停止輸出電力360小時。

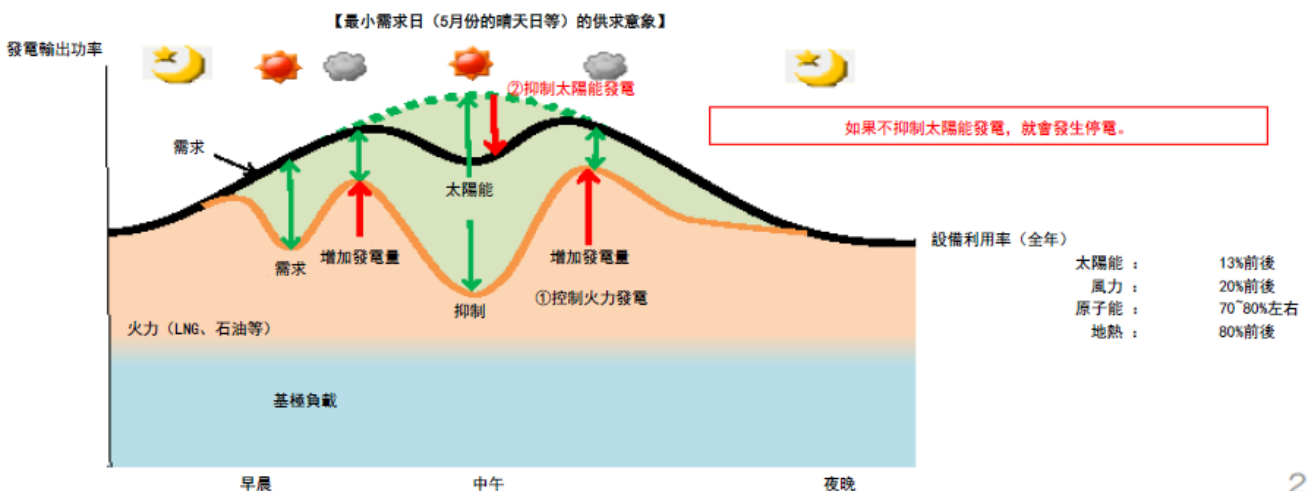


圖3-44 再生能源無法根據需求調整輸出功率示意圖

關於採用蓄電池的對策，從幾年前已由國家實施了實證試驗。過往一直是以電力系統規模較小的孤島為中心實施的，但目前在再生能源比率較高的北海道(南早來變電所60MWh氧化還原液流儲能電池)和東北(西仙台變電所40MW最大出力、20MWh:2015年2月23日加入、東芝製、佔地6000平方公尺，全球最大規模鋰離子電池設備，如圖3-45，搭配火力機組作為隨著風電、PV光電的導入，因氣象變化導致頻率變動而進行之調頻)等地也進行了實證試驗，實證試驗包括：結合蓄電池系統和火力機組相結合的頻率控制的邏輯構築、調頻能力效果、可再生能源導入的擴大效果、蓄電池充放電壽命試驗，實證至2018年3月。日本於2014年公布能源基本計畫，2030年再生能源發電量目標為2,140億度電。為了積極推廣再生能源導入電力系統最大化，日本政府除發展儲能技術及示範計畫之外，每年花費100億日元預算補助一般家庭使用鋰電池儲能設備。蓄電池的主要用途是在於緩和再生能源的輸出功率變動，但在孤島等地，也作為應對剩餘電力使用。



在西仙台變電站運轉的大型蓄電池系統 (攝影：東北電力)

圖3-45東北電力西仙台變電所40MW最大出力鋰離子電池設備

- B. 根據日本FIT法由系統側對再生能源發出抑制輸出功率的指令，鑒於像太陽能發電等，不能像通常的供電指令那樣，由系統側發出抑

制輸出功率，因此，PCS自身具備可以抑制輸出功率的功能。對於抑制再生能源的輸出功率，根據固定價格收購制度，按照電力公司方的指令可以抑制再生能源。但是，太陽能等與火力等相比，以小規模連接的數量也較多。因此，在必要時為了能切實地抑制輸出功率，應預先在PCS上具備功能，以便在必要時可以抑制輸出功率，相關流程說明如圖3-46。

對於超過50kW的設備，必須具備有PCS，家庭用PCS目前正在開發之中。

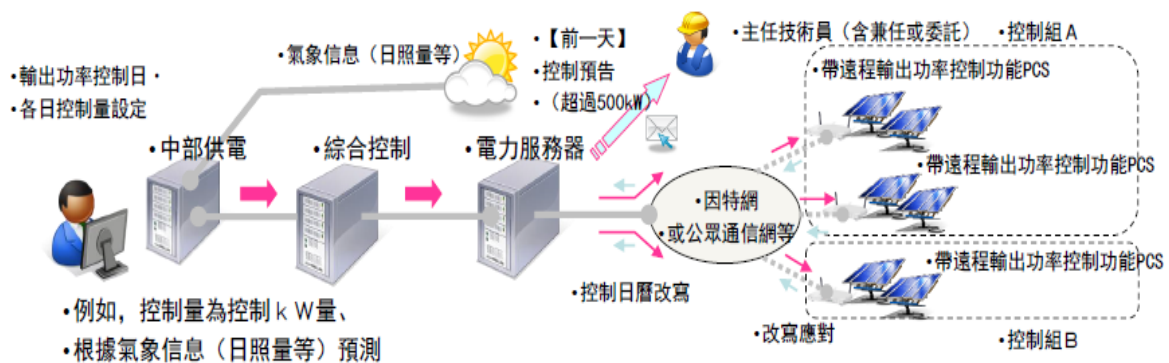


圖3-46 從電力公司至用戶端PCS流程說明

C. 通過把太陽能大量連接在配電系統上，也發生了配電系統電壓上昇的問題。為此，通過對連接於太陽能的PCS功率因數的調整，也實施了抑制配電系統電壓上昇的對策，相關流程說明如圖3-47。

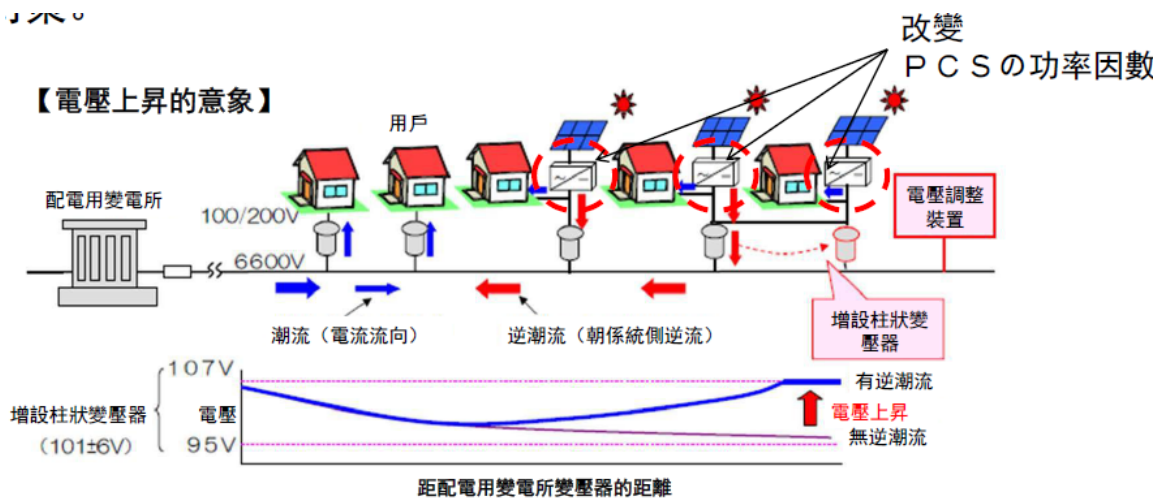


圖3-47 大量太陽能連接在配電系統上導致電壓上昇之示意圖

(2)台電進行中作法：

A. 正進行「抽蓄電廠發電機組可調速控制」評估以利輸電級調頻因應。

B. 配電級作法:引進國外發展案例，包括：

a.智慧型變流器

以運用智慧型變流器提高再生能源佔比之因應對策，於能源局澎湖智慧電網示範場域已規劃該設備之測試，將驗證其功率因數調整、實功率輸出調節等技術及系統整合。將來透過修正「再生能源發電系統併聯技術要點」要求新加入之業者改善。

b.配電饋線(22kV、11kV)自動電壓調整器

購置自動電壓調整器一批，就饋線電壓變動之自動控制功能及方式，檢討提昇饋線容納再生電源發電設備其限制及配合條件等。

4. 因應大量再生能源併入系統後，業者應具備之技術規範、條件及與電力公司之權責關係。

(1)中部電力作法(日方翻譯：對大量導入大規模再生能源的應對)

A. 發展再生能源預測發電量系統

關於太陽能發電和風力發電，需要充實預測技術。在日本，已形成了由系統側預測發電量的體制，中部電力的中央負載調度中心已開發出太陽能發電輸出的預測系統，包含預測未來每日的輸出量以及監測現今的輸出量，並使用這系統來供電及需求控制。為了監測現今輸出量，由於每個分散的太陽能發電設施所測量及收集出的輸出量過於費時且浪費錢，故中部電力採用新的方法來即時測量每個位置的太陽輻射量以估計出每個更廣闊地區的總輸出量。

如圖3-48為推測太陽能輸出功率實績的日照量觀測系統：

- 考慮到日照地區的特性和太陽能導入量，把管轄內劃分為14個區域。
- 根據採用日照時間的日照量推測（每小時）再轉換成根據日照計（PV300）的日照量實際測定（每分鐘）（提高精度）。
- 在各區域配置3處以上的日照量測定點。
- 把實際測定數據聯機傳輸給中部電力。

- PV300 日照計 . . . 39個地點
- 氣象廳設備 日照計 . . . 3個地點（需收費）
- 推測日照量 . . . 5個地點

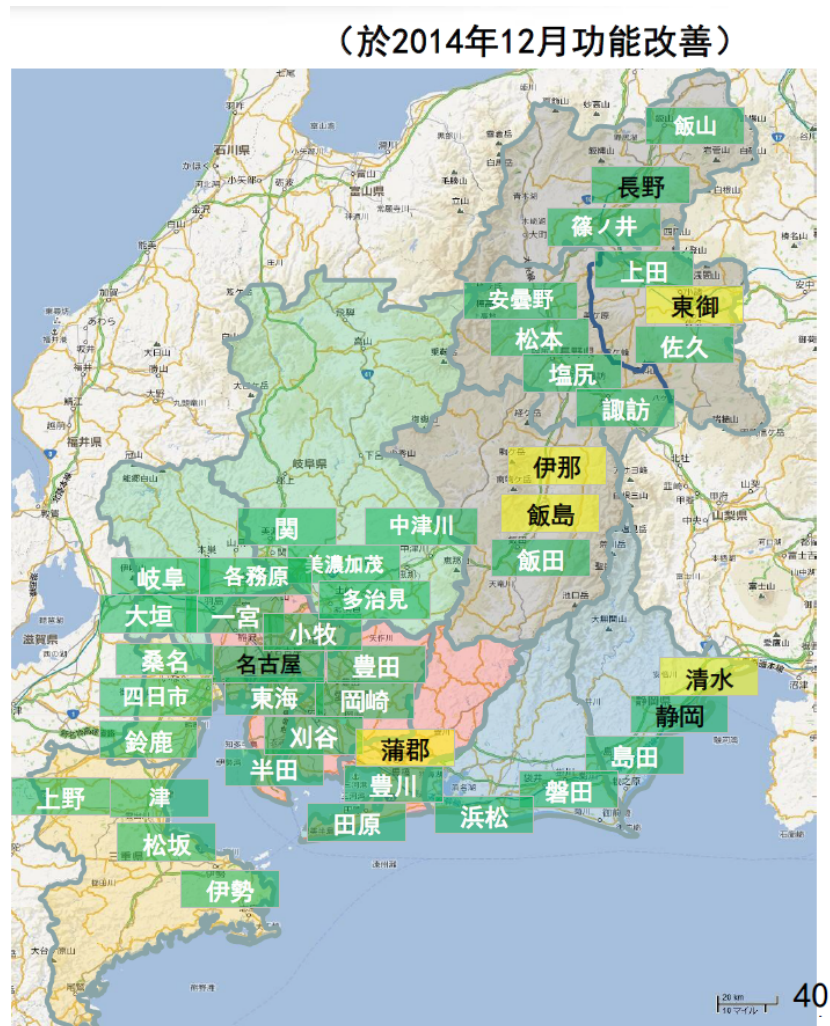


圖3-48 為推測太陽能輸出功率實績的日照量觀測系統

B. 為了確保再生能源作為長期電源，對於在固定價格收購制度結束後的電源(目前:太陽能保證價格-家庭用的為10年、企業20年；風力為20年)，為繼續發電應該採用什麼樣的制度，國家的審議會也在討論。

(2) 台電進行中作法:

目前風力發電0.25-6小時預測系統涵蓋範圍—台灣本島、金門和澎湖19座風場。風力發電1-48小時預測系統涵蓋範圍—離島3座風場。『要求風力與太陽光電發電業者須預測其再生能源之出力列入併網規範，供本公司即時調度之參考。』正評估中。

5. 心得與建議:

- (1) 中部電力並無『逆送電力容量 \leq 主變壓器額定容量之30%為限』規定，而再生能源發電系統併聯技術要點規定:『再生能源發電系統併接於台電公司高壓系統者，其允許逆送至特高壓系統之總計最大電力容量以不超過併接於主變壓器額定容量之百分之三十為限，超過百分之三十者，得依個案檢討決定。』中部電力併網彈性比台電大，本公司可考量放寬逆送電力容量。
- (2) 中部電力是民營企業，有關再生能源併接的費用(工程費負擔金、加強電力網、安裝儲能設備)100%由申請者支付，雖集中在變電所裝儲能易管控/調度/績效高，中部電力考量『需大空間』，現階段不會在變電所安裝儲能設備；而屬國營企業的台電為鼓勵再生能源，50kw以下申請量免費、加強電力網的費用依申請者裝置容量均劃分攤，在變電所安裝儲能設備-考慮中；所以，兩家企業對再生能源併接費用各有其考量因素。
- (3) 政府或本公司若能參考日本政府推動發展『輸電級儲能示範計畫實證試驗』，對蓄電池系統和火力機組相結合的頻率控制的邏輯構築、調頻能力效果、可再生能源導入的擴大效果、蓄電池充放電壽命等等有

所實際經驗後，對國家再生能源政策實施更具可行性。

- (4) 太陽能發電和風力發電預測技術需要充實，目前本公司全台風場均已納入再生能源預測發電量系統，唯民間風場並未納入，且太陽能發電預測資訊亦應欠缺，目前因量小對電力調度未形成威脅，唯等佔比達一定量以上時不容疏忽，宜早納入管控學習因應之道。『要求風力與太陽光電發電業者須預測其再生能源之出力列入併網規範供本公司即時調度之參考』應是刻不容緩得事情。