

出國報告（出國類別：開會）

**參加美國核管會第 17 屆管制資訊
會議暨參訪美國核管會**

服務機關：原子能委員會

姓名職稱：牛效中 科長

派赴國家：美國

出國期間：94 年 3 月 5 日至 3 月 14 日

報告日期：94 年 7 月 15 日

摘 要

美國核能管制委員會 (Nuclear Regulatory Commission,NRC) 每年均於三月間定期召開管制資訊會議 (Regulatory Information Conference,RIC), 藉由此會議宣示美國核管會之管制做法及未來核能政策之走向及趨勢, 此外, 並藉由此項會議提供一個管制單位與核能工業界業主、廠家及研究單位之間的對話平台, 以進行意見之雙向溝通, 並達到經驗交流之目的。2005 年第 17 屆管制資訊會議於本年 3 月 8 日至 3 月 10 日召開, 本年度會議之內容包括功率提升、壓水式核電廠集水池議題、風險告知管制、運轉經驗、核反應器監督方案、消防、.....等多項議題。

本次出國期間除全程參與管制資訊會議外, 為增進雙方管制人員之交流, 亦順道拜訪美國核管會本部, 與核管會人員就國內關切之管制議題包括核電廠消防議題、超音波飼水流量儀器、壓水式核電廠集水池議題、地下電纜故障經驗等進行討論, 希望藉此汲取經驗, 而所獲取之資訊亦能對國內核能安全管制作業有所助益。

目 錄

壹、	目的.....	01
貳、	出國行程.....	02
參、	過程記要.....	03
肆、	心得與建議.....	25

壹、目的

本次公差之主要目的在赴美國參加核能管制委員會（簡稱核管會）召開之 2005 年第 17 屆管制資訊會議，核管會每年均於三月間定期召開該會議，藉此會議宣示美國核管會之管制做法及未來核能政策之走向及趨勢，此外，並藉由此項會議提供一個管制單位與核能工業界業主、廠家及研究單位之間的對話平台，以進行意見之雙向溝通，並達到經驗交流之目的。本年度會議之內容包括功率提升、壓水式核電廠集水池議題、風險告知管制、運轉經驗、核反應器監督方案、消防、……等多項議題。

職奉派全程參與此項會議，並順道拜訪美國核管會，與核管會人員就國內關切之管制議題包括核電廠消防議題、超音波飼水流量儀器、壓水式核電廠集水池議題、地下電纜故障經驗等進行討論，希望藉此汲取經驗，瞭解國外核能相關營運及管制現況，以供國內核能電廠安全管制之參考。

貳、出國行程

本次公差係參加第十七屆美國核管會之管制資訊會議，並於會議前後順道拜訪美國核管會，行程自 94 年 3 月 5 日至 3 月 14 日止，共 10 日，行程概要如下表：

行 程 概 要 表

日 期	行 程	摘 要
3/5 3/6	台北 - 紐約 - 華盛頓特區	往程
3/7	華盛頓特區	參訪美國核管會
3/8 3/10	華盛頓特區	參加美國核管會第 17 屆管制資訊會議
3/11	華盛頓特區	參訪美國核管會
3/12 3/14	華盛頓特區 - 紐約 - 台北	返程

參、過程紀要

一、第 17 屆美國核管會管制資訊會議紀要

本次管制資訊會議於今年（2005 年）3 月 8 日至 10 日召開，與會人員除美國核管會、電廠業主及核能工業界代表，並由來自英國、德國、法國、比利時、瑞典、瑞士、西班牙、加拿大、南非、日本、韓國、國際原子能總署、世界核能發電者協會、及我國等十多個國家與國際組織共千餘人參加。

會議開始首先由美國核管會（NRC）核能管制署（NRR）署長 Jim Dyer 致歡迎辭，其並說明本屆管制資訊會議（RIC）之重大變革，包括由本屆起會議場地移至與 NRC 只有一街之隔會議中心舉辦，而由本屆起將納入部分研究成果之議題在議程內，原來在每年下半年以研究成果為主之核能安全研究會議（Nuclear Safety Research Conference，NSRC）今年起將停辦，下年度起，RIC 與 NSRC 將合併辦理，屆時預期將會有更多研究成果相關議題併入 RIC 中討論。NRR 署長並期許本次會議能充分達到資訊交流與溝通之目標。緊跟著 Jim Dyer 署長致詞之後，NRC 執行長（Executive Director for Operations）Luis A. Reyes 也致歡迎辭，並就 NRC 於去年 8 月甫發布之 2004 年至 2009 年之新政策宗旨（Strategic Objective）提出說明，NRC 之政策宗旨為『在確保環境及公眾健康安全並強化國家安全之方式下，以利民之目的應用及管理放射性物質與核燃料並執行透明、有效率、確實與及時之管制作為』，此政策宗旨則以包括安全（Safety）、保安（Security）、透明（Openness）、效能（Effectiveness）及管理（Management）五項領域之目標（Goals）及每項目標下之數項政策標的（Strategic Outcomes）來達到，有關 NRC 政策宗旨及其目標與政策標的詳如附件一。

由於會議議程安排討論的議題甚多，故美國核管會管制資訊會議除核管會委員之演講外，其餘項目均採數個議題分組同時進行討論，茲將會議中較重要或與本會管制相關之議題內容及資訊說明如下：

（一）NRC 主席 Nils J. Diaz 之演說

在本次會議進行前，美國政府於本年元月新任命二位 NRC 委員（Commissioner）Gregory B. Jaczko 及 Peter B. Lyons，補足五名委員之名額，而二位新任命委員過去均為國會參議員之科技顧問。在此次會議中，NRC 之五位委員先後發表演說，而在歷屆會議中 NRC 主席開場之演說則一向被視為美國核能管制政策方向，對世界核能國家管制政策亦有其影響力，此次會議中 NRC 主席 Nils J. Diaz 以改變中之穩定（Stability Amid Change）為題發表演說，以下僅就其演說內容說明如後。

在演說中 Chairman Nils J. Diaz 首先對所有美國國內外參加此次會議人員表達歡迎之意，並強調管制資訊會議是 NRC 每年最首要之會議，也是討論核能界關注重要議題及其優先度之重要論壇，此項會議對國際社會亦有其相當之重要性。

Chairman Nils J. Diaz 隨後談及在 911 後三年半的期間，NRC 意識到必須有新作為，包括對保安問題的關注以及採取整體有效的努力改善以保護美國公眾之安全，其認為 NRC 全體人員長期之努力已達到在安全及保安之改善並在改變之中獲致最佳穩定狀態。Chairman Nils J. Diaz 隨後並闡釋動態穩定（dynamic stability）之意義，他強調在核能工業，動態穩定肇始於工業界和管制單位對於追求卓越安全管理的決心與共識，而在管制者和被管制者都作出正確作為時達到最佳穩定狀態，當然所謂最佳穩定要以安全為前提，且瞭解什麼是重要的並奠基於知識下採取正確的因應作法，它意味著必須不斷在問題中尋求正確的解答，一旦找到答案，則必須透過討論加以溝通，Chairman Nils J. Diaz 強調在核能工業界，不論經營者或管制者均須善用前述原則。Chairman Nils J. Diaz 在談話中並對於美國工業界近年來在安全管理方面亮麗表現表達高度之滿意與期許。

Chairman Nils J. Diaz 在後續之演說中針對安全、保安及緊急計畫三方面說明 NRC 近期之進展與未來之方向。Chairman Nils J. Diaz 首先強調，在 NRC 安全、

保安及緊急計畫三項目標中，安全是中心基幹要素，NRC 基於安全管制單位之角色，所有作為均以安全為考量。在安全方面，其仍然強調風險告知及績效基準之管制，並認為這是對於對安全改進及對管制架構穩定之重要貢獻因素，其並表達強烈傾向風險告知及績效基準管制落實實施之意圖，並說明過去 50.59 之變更、法規指引 1.174 的實施、維護法規 (a)(4) 變更、持照者績效系統化評估 (systematic assessment of licensee performance, SALP) 程序產生之問題、高階管理會議及“老觀察名單 (Watch List)” 加上 NRC 對風險洞察用途如今更深入之了解，均促使今日反應器監管方案(ROP) 及顯著性確立程序 (SDP) 的發展。開發這個新反應器監管方案之目的即在提供一個比過去的監管方案更加風險告知、更加可預測、更加可理解、並且更加實用的方式來檢查和評估持照者表現的工具。

而在未來邁向完全風險告知及績效基準管制之二個重要腳步主要在立法工作上，包括特殊處置 (Special Treatments) 條款 10 CFR 50.69 之立法以及 10 CFR 50.46 大破口爐水流失事故 (LOCA) 之重新定義。其中 50.69 已完成立法並準備施行，而 50.46 近期將準備發行法規草案。此外 Chairman Nils J. Diaz 對於風險告知應用在核電廠消防以及新反應器設計亦在演講中多所著墨，除鼓勵業界志願引用甫發布之風險告知消防法規外，並基於反應器設計的安全是一個國際問題，提議國際間以共同的安全考量建立一個國際上認可之架構來對新反應器設計和安全分析進行認證，而 10CFR52 即已為此『國際設計認證架構』提供一個良好的開端。

在保安方面，Chairman Nils J. Diaz 指出在 911 之後，NRC 及美國工業界已採取諸多措施以改善對核設施和物料之防護，包括在 2002 年初，NRC 發布了命令要求所有核設施強化防禦能力，包括加強門禁管制、加強巡邏、強化保安警力、增加車距以及加強安全相關救援程序書及對策。2003 年 1 月，NRC 進一步要求核設施強化其門禁管控，隨後在 2003 年 4 月再度發布命令要求持照者修正其保安計劃、人員訓練和資格方案，並且針對設計基準威脅 (Design Basis Threat) 準

備一個對應方案。雖然以命令方式而非以立法方式來執行保安強化之要求招致一些不同之批評，Chairman Nils J. Diaz 仍指出其有信心過去 NRC 針對核電廠保安之作為是正確的，而且未來也將持續進行，但現階段 NRC 預備陸續將此納入立法程序，NRC 預計擬議中的設計基準威脅法規將必須於今年 6 月提出，而有關核設施保安之擬議法規則必須於 2006 年初期完成。Chairman Nils J. Diaz 指出在 911 後，核設施經營者針對強化保安防禦能力方面已做了該做的事，有些經營者採取之措施甚至超越法規的要求。NRC 目前已加強執行核設施保安對抗演習（force-on-force exercises）及評估之計畫，NRC 每年將監督和評估大約 22 次保安對抗演習，平均大約每 3 年會對一個廠址（Site）進行一次，頻率較過去顯著增加，此外，持照者亦以每季及每年之頻率執行保安演練。Chairman Nils J. Diaz 在保安部分之最後說明 NRC 網站在 2004 年 10 月針對某些部分停止公開，經過濾後移除了部分認為可能遭恐怖分子利用的資訊，並於今年 2 月恢復，雖然資訊的削減代表公眾的一些損失，然而如果公開資訊增加恐怖分子危害知識，其危害將更大，NRC 未來將持續努力在資訊開放和資訊安全之間達到適當的平衡。

在緊急計畫部分，Chairman Nils J. Diaz 提出 3 項未來工作方向，首先將進行中保安議題納入計劃和應變範圍，並修改緊急行動準則（Emergency Action Level）之定義。其次，將與地方性組織增加關於緊急應變之溝通。最後 NRC 將投入更多資源提升應變能力，包括技術資源、訓練、以及改善基礎設施等。

演講最後，Chairman Nils J. Diaz 在其結論中指出未來核能在安全管理和在溝通領域方面將持續被要求精進卓越，在保安方面的持續改進也是必須的。核能工業需要繼續促進和加強設計，避免自滿陷阱或缺乏安全意識，目標是達到動態穩定- 確保執照者及管制單位均做出正確的事，使得核能將持續維持"安全和乾淨"，並對能源之利用做出重大貢獻。

（二）壓水式核能電廠 ECCS SUMP 議題

美國核管會於 1979 年提出未決安全議題（USI）A-43「圍阻體內緊急集水池

效能」，針對核能電廠緊急爐心冷卻系統集水池（ECCS Sump）之設計、檢測等問題研議，USI A-43 於 1985 年以通函 GL 85-22 及法規指引 RG 1.82 Rev 1 結案，在相關文件中核管會並未針對運轉電廠 ECCS Sump 提出新的管制要求，但指出核電廠舊有以 50% 阻塞率作為 ECCS Sump 設計分析基礎之假設，可能並不保守，美國核管會人員建議以執行各廠機械性分析（mechanistic assessment）來取代舊有之分析假設。

在 1992 年後，Barsback、Perry 一號機（1993）、Limerick 一號機（1995）等多座沸水式核能電廠先後發生緊急爐心冷卻系統取水口濾網堵塞事件，美國核管會重新檢討並發佈相關文件（包括 IE Bulletin 93-02 Supp1、95-02、96-03 等），要求各沸水式核能電廠改善運轉、維護作法甚至進行設備之改善，而諸多廠家先後提出濾網改良之設計進行改善後，沸水式核能電廠在此議題上暫告一段落。但 NRC 在處理沸水式核能電廠的研究結果，也引發了對壓水式核能電廠（PWR）ECCS Sump 設計適切性之疑慮，在研究結果與早期處理 USI A-43 之研究結論相較，發現發生高能管路破管時，其所產生之碎屑（Debris）數量將更多、碎屑更為細小（代表容易遷移）以及特定組合之碎屑（纖維物質加上顆粒物質）比單一型態碎屑能造成更大之水頭損失，因此美國核管會 1996 年再成立一般安全議題 GSI-191 針對『碎屑積存對 PWR ECCS Sump 效能影響』進行再評估，並委託學術實驗機構針對此議題進行研究。

在 PWR 發生高能管路破管時，所造成之流體噴射及壓力波，將造成破管周邊之管路保溫材、混凝土、保護塗裝等剝離而產生碎屑，此外碎屑亦有可能由二次效應（例如嚴重事故後之溫溼度嚴苛環境、圍阻體噴灑之水滴衝擊以及圍阻體底部淹水等）產生，另外碎屑亦可能由於圍阻體內物質與爐水流失事故後噴灑之液體發生化學作用而產生，此作用有可能產生額外之塗裝剝落或化學沉澱等碎屑，美國核管會在部分討論文件中指出在三哩島事件後，觀察到其 ECCS Sump 發現黏附之膠狀物質，懷疑係塗裝剝落與含硼熱水及其他物質作用產生，此膠狀物質可能黏附纖維性保溫材料使得濾網堵塞之可能性大增，此效應在核管會部分

文件中稱之為化學效應 (Chemical Effect)。這些產生之碎屑經由水流之傳送，部分碎屑會到達集水池，當緊急爐心冷卻系統或圍阻體噴灑系統由集水池取水時，懸浮之碎屑會在取水口濾網形成均勻之碎屑層 (Debris Bed)，當碎屑層累積至相當厚度，可能降低相關泵之淨正吸水頭 (NPSH)，進而影響泵之功能或造成損壞。

GSI-191 主要目的除在評估 PWR 發生取水口濾網堵塞之可能性及效應，此外依據技術評估結果及運轉經驗也發現可能使碎屑阻塞對濾網設計功能產生不良影響之三項相關模式：(一) 濾網設計以往均已 50% 堵塞做設計，但若依新分析結果，濾網是全面被碎屑層 (Debris Bed) 覆蓋，產生之差壓可能超出濾網結構原設計標準而發生濾網變形、受損或破壞。(二) 碎屑隨水流由發生處遷移過程中，其路徑可能經過圍阻體內狹窄通路，部分碎屑則可能被流滯在狹窄通路，而造成水流路徑之阻塞，影響水回流至集水池之量甚至將水流導至他處，造成 ECCS Sump 水量不足，此在核管會部分文件中稱其為上游效應 (Upstream Effect)。(三) 部分到達 ECCS Sump 之碎屑，其體積小至可以穿過取水口濾網，穿過濾網之碎屑可能堵塞在下游流徑狹窄間隙處 (如 HPCI 節流閥、燃料組件進口濾網、CS 噴嘴等) 或水泵及閥門精密組件處，造成爐心冷卻及圍阻體噴灑移熱能力不足，或是設備組件之磨損及功能之劣化等，此在核管會部分文件中稱其為下游效應 (Downstream Effect)。

針對此議題美國核管會近期採取二階段之管制，首先在 2003 年發佈公報 IE Bulletin 2003-01，主要是通告各壓水式電廠持照者此議題，要求持照者選擇採取下列行動之一：(一) 考慮通函中所討論之各種因碎屑堵塞而引發之不利因素及相關研究結果，評估確認 ECCS Sump 設計符合 10CFR50.46 (b) (5) “長程冷卻”與相關法規要求。(二) 在尚未能評估確認法規符合性前，採取臨時性之改善措施減低 ECCS 循環模式功能劣化之機會，此臨時性之改善措施包括則下列數項：

- (1) 就集水池阻塞之指示及反應進行運轉員強化訓練。
- (2) 延遲切換至 ECCS 循環模式。
- (3) 規劃可作為注水或再注入燃料更換水儲存槽 (RWST) 之其他水源。

- (4) 積極的圍阻體清潔及物品攜入管理措施。
- (5) 確認圍阻體洩水路徑之通暢。
- (6) 確認集水池濾網狀況良好，無破口等缺陷存在。
- (7) 其他業者組織（Owner's Group）建議之改正行動。

第二階段則在 2004 年發行通函 GL 2004-02，此通函則正式要求各壓水式電廠業者以機械分析（mechanistic analysis）方式確認 ECCS Sump 法規符合性，而在 GL 2004-02 中其核管會並訂定時限如下：

- (1) 在核管會發行提供機械分析方法指引之安全評估報告後之 90 天內，各 PWR 持照者應提出執行評估之工作及時程規劃。
- (2) 在 2005 年 9 月 1 日前，各 PWR 持照者應完成機械分析提出評估結果報告，以及針對評估結果後續將採取之改正行動方案（包括硬體之更新等），而所有之改正行動均必須於 2007 年底前完成。

而前述時限第一項，在 3 月 7 日參訪 NRC 總部時，NRC 官員告知工業界發展之評估方法指引 NEI 04-07“Pressurized Water Reactor Sump Performance Evaluation Methodology”在 2004 年 5 月已送交 NRC，而 NRC 於 2004 年 12 月 6 日針對 NEI 04-07 發行安全評估報告（SE），因此意味美國各 PWR 持照者必須於 90 天（2005 年 3 月 7 日）內即需提出工作（含評估方法）及時程規劃。NEI 04-07 報告主要分成二大部分，即基準評估（Baseline Evaluation）及精細評估（Refinements），基準評估是提供甚為保守之評估方式，如果持照者經基準評估未能通過，則必須進行 Refinements，而在 NRC 對 NEI 04-07 之 SE 結論中，NRC 官員說明並未全盤接受 NEI 04-07，由於 NEI 04-07 報告中某些部分因未包含足夠之指引，或是欠缺數據或分析資料以支持其技術基礎，必須再加以補充，這些部分 NRC 官員已提出限制、更改、建議或是其他替代之指引等。

在參訪 NRC 討論此議題時，曾討論到此議題過去曾相當關注在圍阻體內所使用之保溫材種類及數量，特別是纖維性（fibrous）保溫材，但據悉國內核三廠

過去曾清查過其圍阻體內並未使用纖維性保溫材，因此向其請教如果未使用纖維性保溫材，則此議題是否仍需加以考量，惟 NRC 官員答稱由於破管時混凝土、保護塗裝造成碎屑也相當多，因此其認為可能還是需要加以評估。

另外在本議題所考慮之各種效應中，NRC 委託國家實驗室進行之實驗尚未全部完成，本次 RIC 中，NRC 人員也說明部份實驗例如 Chemical Effect 整體測試或是有關 Downstream Effect 部份測試預計將於 2005 年 7 月份才能完成，因此 NRC 之立場則要求 PWR 業主在作 ECCS Sump 法規符合性評估，必須自行考量針對 Chemical Effect 等可能之影響保留適當之餘裕。另外 NRC 為實際驗證 NEI 04-07 評估方法之實用性，於 2005 年 2 月提出先導廠審查計畫(Pilot Plant Review Program ; PPRP)，將結合 NRC 及工業界力量合作進行 NEI 04-07 方法之驗證，據 NRC 人員表示徵詢各電廠意願，截至 2005 年 3 月初，Crystal River 3 及 Ft. Calhoun 已同意參予此先導計畫，NRC 計劃於 4 月 5 日起先在 Crystal River 3 執行此先導計畫。

(三) 績效基準消防法規

美國聯邦法規 10CFR50.48 規範核能電廠消防，而 10CFR50.48 (b) 則要求 1979 以前運轉之核能電廠消防應依據 10CFR50 附錄 R 之要求，由於附錄 R 相關規定均是定論式 (Deterministic) 之要求，過去美國核能電廠向 NRC 提出有關附錄 R 之豁免申請而獲得核准即大約高達 900 件之多，豁免案均經過技術評估及審核等繁瑣程序，因此對於 NRC 及工業界均造成甚大之負荷。90 年代起，美國 NRC 陸續開始評估將績效基準方式 (Performance-based approach) 應用於消防法規之可行性，1998 年 NRC 委員會議核准 NRC 人員所提出與美國國家消防協會 (NFPA) 及工業界合作發展輕水式核能電廠績效基準消防標準 NFPA 805 之計畫。NFPA 805 2001 年版於 2001 年 10 月發行後，NRC 隨後開始進行法規修訂工作，在 2004 年 6 月發行修訂之 10CFR50.48，增訂 50.48(c) 允許電廠志願性引用 NFPA 805 作為符合 50.48(b) 之替代。NFPA 805 允許核能電廠以個別之防火區(fire

Area) 為基礎選用 Deterministic approach 或 Performance-based approach 來進行評估，因此使得消防實務作業上較具彈性。而 NEI 配合 10CFR50.48 之修訂，亦發展出 NEI 04-02 “Guidance for Implementing a Risk-Informed, Performance-Based Fire Protection Program Under 10 CFR 50.48(c)”，NRC 目前發行法規指引草案 DG-1139，該草案除排除適用小部分外引用 NEI 04-02 大部分之內容作為核能工業界接受之指引。

10CFR50.48 修訂後，NRC 在許多場合均鼓勵核能電廠選擇 NFPA 805 作為消防作業持照基準，本次 RIC 中，NRC 人員仍然強調選擇 NFPA 805 之好處，包括簡明之持照基準、富彈性之消防計畫、集中資源於高風險議題、維持安全餘裕及深度防禦等等，10CFR50.48 修訂後，美國核能電廠如欲轉換為以 NFPA 805 作為消防作業持照基準，依規定應於法規生效半年內（2005 年 1 月 16 日前）提送意願函（letter of intent）給 NRC，而此期限經 NEI 以持照者須有時間安排其預算及計劃為由向 NRC 提出延長期限之請求，並已獲得 NRC 同意展延至 2005 年底，在電廠提出意願函後必須進行整廠消防之重新評估，而在 2 年內轉換期間，不論既存之不符合事項（existing identified noncompliances）或經轉換評估過程發現之不符合事項，只要不屬於顯著性確立程序（SDP）判定屬紅色事項或屬一級違規，則在此 2 年內均可獲行政裁量（enforcement discretion），由電廠逕行循其既有之改正程序進行處置即可。

NRC 人員在討論中告知截至 2005 年 3 月初，已有 Duke 電力公司所屬之 Oconee、McGuire 及 Catawba 三座核電廠表達轉換之意願，但 NRC 預期未來應該會有更多電廠選擇採用績效基準消防法規。

（四）反應器監督方案

為達到客觀、公開、可預測性、一致性之管制及強化民眾對管制之信心，核管會於 1999 年起對 9 個電廠 13 部機組試行反應器監督方案，隨後並於 2000 年 4 月起全面採行此方案。此方案在實務執行上，係以觀察電廠在反應器安全、輻射

安全及保安措施等三大類別上之績效，並細分為以下七個重要的基石

(Conerstone) 包括 (1) 初始事件 (2) 事故減緩系統 (3) 屏蔽之完整性 (4) 緊急應變 (5) 工作人員職業輻射暴露 (6) 民眾輻射暴露 (7) 保安，在每項基石下，各運用數項營運指標對電廠在前述七項基石之表現進行客觀之評估。此外，由於績效指標係由業主提供且僅包括選定之項目，因此核管會亦透過本身之視察方案就指標未充分含括部分、業主提供指標正確性及電廠發現及改正問題之能力等方面執行視察，以補足績效指標之不足。另外針對人員績效、問題發現與改正能力及安全意識之工作環境等並不單屬於特定基石，卻又與每一基石均相關之項目(稱之為 Cross-Cutting Issue)，也包含在核管會視察方案中而會加以評量。在業主提報之績效指標部分，則依據核管會對每一指標訂定之門檻值(Threshold)加以評量，而給予綠、白、黃、紅四種不同顏色區分其績效之優劣，同樣對於視察所發現之缺失，則透過顯著性決定程序 (Significance Determination Process,SDP) 來評估其重要程度，並納入評斷電廠各指標之表現。而各電廠之表現將決定核管會日後對其視察之範圍及頻次，簡言之，若表現良好，指標全為綠色之電廠，核管會將只對其執行基本例行視察，而指標表現欠佳，指標有白色、黃色甚至紅色之電廠，則核管會將視其程度，進行廣泛及更深入、更密集之視察。

本次會議中，雖有部分團體代表指稱此方案過於複雜，也有以 Davis-Besse 案為例對 SDP 能否確實反映顯著性以及評估結果之一致性提出質疑，但整體而言，業者及工業界代表之發言仍對本方案之施行成效，持正面肯定之態度，但與會者仍提出許多待改善之問題及建言，例如 SDP 時效性無法符合預期，欠缺明確之 Cross-Cutting Issue 標準、Cross-Cutting Issue 數量在 2004 年過度膨脹、問題發現與改正能力在基準視察中未受重視、問題發現與改正能力建議納入績效指標、視察時程及早確立並避免更改、過多之資源使用在 SDP 評估程序中、建議建立評估基準視察品質之機制等，均在此次會議中由與會者提出建議之解決方案進行討論。此外會議中亦提及美國正在評估研議以較全面性系統級事故減緩系統績效指標 (MSPI) 取代目前使用之串級安全系統不可用率 (SSU) 指標之可能

性並進行先導電廠試驗，此先導實驗包括對不同設計類型之 20 個核能機組進行長達 12 個月之評估，而於今年初完成獨立驗證報告 NUREG-1816，整體而言評估結果認為 MSPI 較 SSU 更能合理反映電廠系統整體績效，但仍發現有 MSPI 方法上之問題待後續解決，NRC 目前仍在與工業界研討中。

（五）反應爐功率提升

自 1977 年 NRC 先後核准 Calvert Cliffs 一號機及二號機提升 5.5% 功率以來，截至 2005 年 3 月初，共有 103 件機組提升功率之申請案獲得 NRC 核准，發電量總計增加超過 4100MW 以上，相當增加大約三座大型核能機組之發電量，而在功率提升案方面大致分為三類，第一類屬於飼水流量儀器準確度改善後之小幅度功率提升，其提升功率量在 2% 以下，稱做 Measurement uncertainty recapture power uprate (MUR)，第二類則為中幅度 2% 至 7% 之功率提升案，稱做 Stretch power uprates，此類提升功率案通常只會做一些儀器設定點之變更，而不會涉及到設備的重大修改，第三類則為大幅度 7% 至 20% 之功率提升案，稱做 Extended power uprates (EPU)，由於功率提昇之幅度頗大，因此通常必須配合進行廠內發電設備（例如高壓汽機、冷凝水泵、發電機、主變壓器）之更新。

截至本年 3 月初，共有 12 件 EPU 申請案獲得核管會核准，其中有 8 座沸水式核能機組提昇功率達 15% 至 20%，但由於自 2002 年 Dresden 及 Quad Cities 二座核電廠（均為沸水式核能機組）在獲得核准 EPU 功率提昇後，在爐內組件之蒸汽乾燥器 (Steam Dryer) 發現裂痕以及在主蒸汽管及飼水管組件或支撐結構有發現因流體誘發振動 (Flow-induced Vibration) 損壞之情形，因此在本次會議中，如何解決沸水式核能機組 EPU 功率提昇後之引發之設備問題便成為會議之焦點，在分組討論一開始核管會反應器安全諮詢委員會 (ACRS) 主席 Dr. Graham B. Wallis 首先說明 EPU 功率提昇確有引發增加流體加速腐蝕 (Flow-Assisted Corrosion) 及流體誘發振動之可能，此外也會增加爐心餘熱及源項，但其總結時仍認為 EPU 功率提昇仍僅是在電廠原始設計之餘裕範圍內，並不致產生安全上

之疑慮。另外 Exelon 電力公司代表也說明針對前述 Dresden 及 Quad Cities 問題之後續作法，包括在一些重要管路、閘門及驅動器設置加速度儀蒐集實際振動資料、執行振動平台測試、調整預防保養範圍及頻次、執行大修時重點細部檢查、進行易受 EPU 影響組件之評估並藉以調整各組件檢查週期，並預計於 2005 年春開始陸續以進步型設計之蒸汽乾燥器更新取代 Quad Cities 二部機組之舊型蒸汽乾燥器。與會人員也強調蒸汽乾燥器完整性之評估必然將是未來沸水式核能機組申請 EPU 案之重要關注事項，以 Vermont Yankee 電廠為例，其在 2003 年 9 月提出 EPU 申請案，原來 NRC 預計在 2005 年初可完成審查，但在 2004 年 10 月，NRC 即以蒸汽乾燥器完整性之評估資料不完整為由通知擁有 Vermont Yankee 電廠之業主將原訂核准日期延後數月，截至目前為止，由 NRC 網站資料顯示 Vermont Yankee 尚未獲得 NRC 之核可。

NRC 人員最後在分組討論最後說明沸水式核能機組 EPU 功率提升後引發之相關問題，目前認為侷限於方罩 (Square Hood) 型蒸汽乾燥器在高蒸汽流速下有易發生裂痕故障之機會，而其安全顧慮則在於可能會於一次系統產生掉落組件 (Loose Parts)，另外 EPU 功率提升後引發之振動之升高則可能造成安全相關組件因疲勞而失效或磨耗等，NRC 未來之對應作為除持續瞭解沸水式業者組織針對此問題之解決方案外，並將評估 EPU 功率提升對個別電廠之影響，此外針對目前申請 EPU 功率提升案謹慎審查流速增加及振動方面之問題，亦將評估發行通函之必要性。

(六) 10CFR50.69 立法

1995 年 NRC 公布其安全度評估 (PRA) 施行計畫後，NRC 人員隨即與美國南德州電廠 (STP) 業主接洽進行分級品保 (Grade QA) 之發展工作，在 1997 年執行計畫經 NRC 核准後開始執行。南德州計畫以風險度評估電廠結構、系統及組件 (SSCs)，將 SSCs 依是否為安全相關及其風險度等二個條件分為四大類，並以 risk-informed safety class 分別命名為 RISC-1、RISC-2、RISC-3 及 RISC-4 四

大類 SSCs，其中 RISC-1 屬於安全相關且經分析為風險顯著之 SSCs，RISC-2 則屬於非安全相關但分析為風險顯著之 SSCs，RISC-3 則安全相關但分析卻為低風險之 SSCs，而其餘非安全相關且分析為低風險者則歸為 RISC-4 SSCs。南德州計畫執行後，分析原來約一萬五千件必需經嚴格品保制度把關之安全相關 SSCs，僅有 6% 屬於風險顯著，而過去歸類屬於非安全相關之 SSCs，則有 366 個 SSCs 經分析屬於風險顯著類別，因此過去品保制度是否將資源使用在有需要之方向變得有所爭議。南德州計畫事實上與 NRC 進行之風險告知 10CFR50 法規修訂計畫 OPTION 2 息息相關，在核管會於其 1998 年 SECY-98-300 文件中，NRC 人員向 NRC 委員會提出三個有關 10CFR50 法規修訂之選項如下：

- (1) 繼續推動風險告知，但 10CFR50 法規不作更動。
- (2) 對 10CFR50 中有關特殊處置 (Special treatments) 之法規進行使其符合風險告知之修改。
- (3) 全面修改 10CFR50 法規，包含一般設計準則 (GDC)。

經 NRC 委員會討論後，指示三個選項同步進行，目前 NRC 正積極進行之 10CFR50.46 修訂工作即屬於 OPTION 3 之法規先導修訂工作，而 OPTION 2 中有關特殊處置 (Special treatments) 一詞，依據核管會文件解釋只要現行法規中，對 SSCs 要求高於一般工業標準即屬特殊處置之範圍，例如核電廠中之耐震要求、環境驗證 (EQ)、10CFR21 報告要求、品保要求、維護法規等均屬此範圍，而在 OPTION 2 中則將新訂 10CFR50.69 “Risk-informed categorization and treatment of structures, systems and components for nuclear power reactors” 列為主要工作，該法規業於 2004 年 11 月完成立法公布，法規中主要改變為提供訂業主得自願性選擇依風險告知方法進行 SSCs 之分類，並建立對分類後 SSCs 法規要求 treatments 之替代方式，50.69 移除屬低風險之 RISC-3 及 RISC-4 SSCs 部分特殊處置之要求，並訂定對各種分類 SSCs 所應採取之替代處置 (Alternate treatments)，此方式與傳統以定論方法 (deterministic approach) 作 SSCs 安全等級分類及管制有顯著不同。

本次 RIC 會議中，與會人員指出 10CFR50.69 之公布是風險告知績效基準管制之重大里程碑，也是近幾年來 NRC 最具挑戰性之法規修訂，在所有 RISC 類別中，如何對 RISC-3 也就是安全相關但屬低風險之 SSCs 採取適當之管制，一直是 NRC 與業界一直在討論爭議的問題，在本次分組會議一開始 NRC 人員即說明，在 50.69 立法最後在核管會委員會最後決定階段中，認為草案中對 RISC-3 之要求仍過多，因此將原先草案中對 RISC-3 有關 Design control 及 Procurement 之要求刪除，並簡化 Corrective Action 之要求，此外 NRC 人員並向與會人員詳細說明未來申請 50.69 時提出執照更新案 (license amendment) 之文件內容，至於在 50.69 之施行上，南德州計畫可說是是先導電廠，因此業主亦在會議中提出經驗及忠告分享，例如必須要有建立詳細清楚的分類基礎，並必須瞭解因為必須定期依據電廠之變更 電廠及工業界運轉經驗等來更新 PRA 模式及 SSCs 分類程序，因此某些分類屬 RISC-3 之 SSCs，有時可能會變動為 RISC-1，因此電廠必須備妥方法如何面對此情況將該類組件回復符合法規之要求 (full regulatory control)，在未來 50.69 施行計畫方面，工業界已草擬 NEI 00-04, “10 CFR 50.69 SSC Categorization Guideline” 作為組件分類指引，NEI 人員並說明最新版本於本年 2 月送 NRC，同時 NRC 亦完成 RG1.201 之試用版本，該 RG 將引用 NEI 00-04 部分內容，而 RG1.201 之試用版本預期將在本年 6 月起由先導電廠 Surry 及 Wolf Creek 電廠應用，至於先導電廠之經驗將陸續再回饋修定 NEI 00-04 及 RG1.201 並預期能建立樣板，作為未來後續申請者之參考，NRC 希望於今年完成並發布 RG1.201，由會議現場之討論以及 NEI 代表希望工業界廣泛採用 50.69 及極力主導未來 Workshop 之發言，預期未來 50.69 將仍是核能工業界炙手可熱之話題。

二、參訪美國核管會

此次出國期間承駐美科學組陳詩奎博士協助安排及陪同，就近參訪美國核管會本部，與美方就本會關切之管制議題進行討論，其中有關壓水式核能電廠 ECCS Sump 議題及績效基準消防法規議題，已就管制資訊會議期間及參訪核管

會本部期間所得資料綜合於前一章節中說明，故不在於此重複，至於其餘討論議題討論內容則摘要說明如下：

（一）消防人員訓練

美國聯邦法規 10CFR50 附錄 R 對於核能電廠消防隊人員所應接受之訓練等均有原則性規定，而在其 III.4 節則提及消防隊長及至少兩名消防隊成員應就核電廠安全有關係統方面擁有充分之知識或接受充分之訓練，以瞭解火災或滅火系統對安全停機能力之影響。在近期原能會對三座核能電廠執行消防視察之之結果，發現均未能符合此要求，惟以國內三座核能電廠專屬消防隊目前均採外包方式辦理，考量消防隊員學經歷，如對其施行核電廠安全有關係統方面之訓練，恐未必能達到預期效果，有鑑於此，本次訪問期間，特就此項法規要求美國之實務作法請教 NRC 人員。

根據 NRC 人員之回答，目前美國核能電廠依其消防隊之組成方式大致可分為兩類，第一類為沒有專屬消防隊之電廠，其消防隊由電廠志願之運轉人員結合保安及化學等相關人員組成，另外透過與地方消防隊合作協定等方式建立後備支援，而消防隊長則由具有高級運轉員執照之助理值班主任（Assistant Shift Supervisor）擔任，惟此種方式所有志願擔任消防工作之人員均需接受消防隊所需之各種訓練及演習，據 NRC 人員說明目前美國只有極少數單一機組之小型電廠採此方式。第二類為具有專屬消防隊之電廠，則指定由一名具有運轉人員執照之運轉員（據 NRC 人員說明通常此人是具有高級運轉員執照者）擔任消防隊顧問（Team Advisor），此人之主要工作為擔任救火作業時現場與控制室聯繫工作，並於救火現場指導救火員採適當之滅火方式等，而擔任顧問之人員當然需參與平時之消防演練或演習作業，但並未必須要接受消防隊相關之訓練。但 NRC 人員強調不論採前述何種方式，均必須於電廠消防計畫中明訂出相關措施，包括指定擔任相關工作之人員、人力配置及任務等，當然亦必須考慮火災時扣除擔任消防隊之運轉人員或擔任消防隊顧問之人員後，控制室持照運轉人員之數目仍然必須

符合法規（10CFR50.54）最低人數要求之限制。有關 NRC 人員對於以持照運轉人員擔任消防隊顧問之說明，經事後查閱輕水式核能電廠績效基準消防標準 NFPA 805，發現其中 3.4.1（c）中亦有 Exception 說明此係可接受之作業方式。

（二）反應爐冷卻水泵油收集系統之要求

美國聯邦法規 10CFR50 附錄 R 中規定如果正常運轉中圍阻體未惰性化（即未充氮），則其反應爐冷卻水泵需配置油收集系統，主要目的即為收集冷卻水泵潤滑油系統可能之漏油，附錄 R 並對油收集系統設計及安裝及耐震等均有相關規定，由於 93 年本會執行核三廠消防系統視察時對於其反應爐冷卻水泵是否配置油收集系統尚待澄清，本次訪問 NRC 期間亦就本會核三專案小組提出之相關問題請教 NRC 人員，首先就美國各核能電廠過去是否曾經針對附錄 R 反應爐冷卻水泵配置油收集系統之法規提出豁免申請詢問，此問題 NRC 人員明確告知未曾有過，此外亦詢問 NRC 人員如果電廠欲提出此法規豁免申請，則必須要進行哪些評估，NRC 人員則告知必須評估如果反應爐冷卻水泵發生火災，則其對圍阻體附近電纜（包括電力及控制電纜）會產生之災害及影響，特別是電纜損傷對安全停機能力之影響將是主要需評估考量之因素。

（三）超音波流量儀器議題

1998 年美國德州電力所屬之 Comanche Peak 電廠使用 Caldon 公司生產之超音波流量計改善其飼水流量量測不準度至 1% 以下，並向 NRC 提出 10CFR50 附錄 K 之豁免及 1% 功率提升申請案，該案於 1999 年獲得 NRC 同意，NRC 隨後於 2000 年 7 月修改 10CFR50 附錄 K，允許業者由評估量測儀器不準度來決定 LOCA 分析時所假設之功率餘裕，以此取代附錄 K 原來之 2% 保守假設，此項改變後，業者即可藉由飼水流量儀器不準度之改善，來做小幅（2% 以下）功率之提升或尋求放寬執照限制條件之餘裕，而此類功率提升案件通稱為 MUR（Measurement Uncertainty Recapture）。

目前美國核能電廠用以改善飼水流量儀器主要除前述 Caldon 公司生產超音波流量計外，另外西屋 AMAG (Advanced Measurement and Analysis Group) 亦生產 Crossflow 超音波流量計，Crossflow 均為 External Type，即儀器探頭等裝置安裝固定於管路外部，而 Caldon 則生產屬 External Type 之 LEFM 及改良為 In-Line Type 之 LEFM Check 或 LEFM CheckPlus 三種超音波流量儀器，In-Line Type 儀器探頭埋設固定於管節上，因此裝設時必須連管節一起更換。Caldon 之 External Type 只曾用在對傳統飼水流量儀器之校正 (one-time venturi calibration) 及評估機組功率上，未曾使用在 MUR 功率提升申請上，而使用 Caldon 儀器作為 MUR 功率提升申請的都是裝設 In-Line Type。由於國內核能電廠自去年起亦計畫進行飼水流量計之改善並進行 MUR 功率提升申請，且緊鑼密鼓進行中，故此次訪問 NRC 期間，亦針對超音波飼水流量儀器之可靠度及使用經驗，以及近來美國核能電廠所發生之超音波流量儀器訊號干擾議題及使用績效等與 NRC 人員討論。

有關超音波飼水流量儀器訊號干擾 (Signal contamination) 一案係發生在美國 Byron、Braidwood 及 Ft. Calhoun 電廠三座電廠，其中 Byron、Braidwood 二電廠均屬於 Exelon 電力公司，二電廠各有二部機組分別於 1999 年至 2000 年間先後裝設西屋 AMAG 生產之超音波飼水流量儀，但事後卻發現設計雷同的機組間發電量有明顯之差異，在經比較飼水集管與個別迴路流量差及利用追蹤劑試驗 (Tracer testing) 等各種測試後，於 2003 至 2004 年間確認 Byron、Braidwood 及二廠四部機組均有 1.07% 至 2.62% 過功率運轉之情形，而發生此現象之初步原因則判斷係音響雜訊 (acoustic noise) 經飼水管路共振，其頻率恰好與 Crossflow 儀器應用之頻率範圍重疊而產生干擾，因而影響量測準確度，產生不保守偏低之飼水流量信號，除此之外，在 2004 年 Byron 電廠發現飼水系統運轉組態有變動時，例如末級高壓飼水加熱器旁通時，裝設於飼水集管處之超音波流量器所計算出之文式管流量校正因素 (venturi flow correction factor, Cf.) 也會有變化或甚至超出可接受範圍之情形，另 Ft. Calhoun 電廠一號機在 2004 年初申請獲得 NRC 核准提升功率 1.6%，但在 Crossflow 超音波流量計測試階段發現當機組以起動不

同飼水泵組態運轉，亦發現其流量校正因素同樣會有變化及超出可接受範圍之情形，而 Ft. Calhoun 電廠隨後也向 NRC 提出回復到原先額定功率運轉之申請，但 Ft. Calhoun 之情形大致已確認肇因係由較強的飼水泵之壓力波所造成之信號干擾，至於 Byron 部分則認為測量點欠缺完整之流體狀態資料是一個可能之原因。NRC 人員在討論中認為這些問題之產生應該與特定電廠設備組態有關係，而不是所有電廠一般性之問題，但 NRC 人員同時告知訊號干擾只是問題之一，其他方面如儀器設備安裝或維護品質等因素亦是造成儀器偏差另一個原因，目前所知西屋公司結合業者組織正在加緊研擬解決之方法（據隨後於 NRC 網站得知 Ft. Calhoun 一號機已於三月底再度向 NRC 提出提升功率 1.5% 之申請，資料中透露西屋公司係以軟體濾波方式解決 Ft. Calhoun 之問題）。

前述問題發生後，西屋公司數度發行技術通報（TB-03-6、TB-04-4）及諮詢函件（NSAL-03-12）告知業者此問題並提出建議之行動，另外業者組織亦成立專案小組研討對策，並提出 WOG-04-541 及 WOG-04-622 文件，其中 WOG-04-622 論及如何在硬體安裝及運轉、維護等方面確保 Crossflow 超音波流量計之品質，避免過功率之情形發生，例如 WOG-04-622 中建議業者可以電廠一些二次參數（Secondary plant power dependent parameters），如汽機第一級壓力、高壓汽機排氣壓力、一次水溫等來研判確認超音波流量儀器功能是否正常，惟職認為這些參數都不是非常精準，因此在與 NRC 人員討論中請教其對於 WOG-04-622 此建議之看法，NRC 人員則認為這僅是一個粗略性之核對方式而已。

2004 年上半年 NRC 針對超音波流量儀器之問題成立專案小組，該小組分別審查 Caldon 及西屋超音波流量儀器後，於 2004 年 6 月發行二份報告，本次參訪 NRC 亦帶回此二份報告，提供相關人員參考。在針對 Caldon 超音波流量儀器之報告中，專案小組指出 Caldon 生產之 External LEFM 易受流體速度分佈（velocity profile）改變影響，過去亦曾造成 River Bend 等電廠發生過功率運轉之情形，專案小組因此表達相當之疑慮，惟後續改良為 In-Line Type 的二種超音波流量儀器則並未發生過類似問題，報告中表達對此二種改良型儀器之準確度深具信心，對

於流體速度分佈改變時此二種儀器能否繼續提供正確之流量指示，專案小組給予好（Good）至極好（Excellent）之評價。至於該小組針對西屋 Crossflow 超音波流量儀器報告，專案小組則認為如果在由受過良好訓練人員操作，加上機組組態（plant configuration）及流體速度分佈與校正實驗組態相符之情形下，Crossflow 或許能達到其所宣稱之準確度（may be capable of providing the claimed accuracy），惟專案小組報告顯示 Crossflow 安裝前除非特殊情形一般而言並未針對特定電廠再執行全規模測試（full scale testing），而是以一般性電廠組態測試（generic scale testing of plant configurations）代替，故如果機組運轉之組態與安裝校正時有所差異，則可能產生偏差，因此整體而言，專案小組認為 Crossflow 對於電廠組態之改變有過於敏感之情形，在流體速度分佈改變時也有可能無法提供正確流量指示。二份報告中專案小組建議 NRC 發佈公報（IE bulletin）或通函（Generic Letter, GL），以要求使用超音波飼水流量儀器之業主提供資料證實其準確度符合執照條件要求，此建議目前 NRC 傾向以通函方式處理，而通函草案則正交由工業界進行評論中。

（四）風險管理技術規範（Risk Management TS）發展現況

國內運轉中電廠使用中之技術規範，近幾年來核一廠及核三廠已先後由傳統之標準技術規範轉換為改良型技術規範（ITS），而核二廠在近期內亦可望跟進，近來美國核管會及工業界又致力於發展風險管理技術規範（或稱風險告知技術規範），希望將 PRA 之技術及內涵應用於技術規範之改良上，為瞭解此方面之發展情形，此次參訪 NRC 期間就此議題與相關人員討論。

在 1980 年代起，風險告知之技術即被陸續應用在技術規範之改良上，NRC 並鼓勵執照者以 PRA 分析等來進行技術規範相關之申請案件，至 1995 年，NRC 公布將在管制作業大量運用 PRA 技術之政策聲明後，NRC 及工業界亦同時尋求增加 PRA 技術應用在技術規範之改進上，NEI 也結合工業界組成任務小組（Risk Informed Technical Specifications Task Force；RITSTF）積極推動此項作業。

而過去在 NRC 及工業界經過多次討論後，此議題上目前已訂出 8 項先期提案 (Initiatives) 詳如附件二，而 NRC 人員告知，目前已核准其中之第 2 及第 3 項，其中第 2 項係針對偵測試驗遺漏執行之規定，不論現行改良型技術規範或 Initiative2 擬議之偵測試驗要求 (SR) 3.0.3 中均規定如果電廠發現偵測試驗遺漏未能在技術規範規定之期限內執行，則允許電廠在發現後起算一個偵測試驗週期內補執行完成，但差別在於現行條文中此期限仍有最長以不超過 24 小時之限制，亦即如果遺漏執行之偵測試驗執行週期規定長於 24 小時，則必須要在 24 小時內補執行完成，否則需宣布相關系統組件為不可用，但 Initiative2 擬議之新條文則移除了此 24 小時最長期限之規定，此外甚至放寬補執行期限最短可不少於 24 小時，亦即如果遺漏執行之偵測試驗執行週期規定短於 24 小時，則只要在 24 小時內補執行完成即符合，惟 Initiative2 放寬之條件必須針對延誤執行超過 24 小時之偵測試驗進行風險評估 (risk evaluation) 以及風險危害管理 (risk impact shall be managed)，並均在可接受之範圍內。

而另一項經 NRC 核准的則是 Initiative3，此項是有關放寬變換運轉模式之規定，在現行技術規範運轉限制條件 (LCO) 3.0.4 中，對於機組提升進入熱停機以上之運轉模式 (即 BWR 之運轉模式 1、2、3 及 PWR 之運轉模式 1、2、3、4)，技術規範規定欲進入模式下需可用的系統，均需在進入該模式前確認系統正常可用，除非另有特殊規定或其所應執行之改正行動允許在該運轉模式下持續運轉者除外，簡言之，原則上不得在該等系統不可用之狀態，仰賴執行技術規範改正行動來提升機組運轉模式。在 NRC 核准 Initiative 3 之 LCO 3.0.4 條文變更後，則允許機組在經過風險評估能接受以及建立風險管理措施之條件下，可以在相關系統不可用之情形下，仰賴執行技術規範改正行動提升運轉模式，惟在相關文件中 NRC 指出電廠在採取此放寬措施前提，必須判斷不可用之設備於運轉模式變換後，有高度之可能性 (high likelihood) 可在技術規範規定之完成時限 (Completion Times, CT) 內恢復可用。NRC 在其核准相關文件中亦指出前述之風險評估及風險管理措施是建構在維護法規 10 CFR 50.65(a)(4) 上，此外 NRC 亦說明此項變更

並不適用於屬於高風險（higher-risk）之系統及組件，至於那些系統及組件屬於高風險，則由各業者組織（Owners Group）提出草案，再由 NRC 審查接受列於相關文件中，而針對 BWR 以及西屋 PWR 業者組織所提出屬於高風險（higher-risk）之系統及組列表如附件三。

另外在 NRC 人員提及目前仍在積極討論中的是 Initiative 4b 『可變動完成時限（Flexible Completion Times）』，依據現行技術規範當發生技術規範規定之系統或設備不可用進入運轉限制條件（LCO）時，技術規範於各章節改正行動中會規定允許修復之時限（AOT）或稱完成時限（CT），時限內未能將相關設備恢復可用，則必須依改正行動規定執行停機等行動，Initiative 4b 擬議修改後之條文則在前述情形時，原則上由電廠以 PRA 進行風險量化評估，並據以訂定 AOT 或 CT，基本上，現行技術規範係以單獨之系統或串來規範，而 Initiative 4b 之作法則係考慮整廠之設備組態來訂定 AOT 或 CT，因此如果只有極少數系統不可用時，其 AOT 或 CT 時限可能較現行技術規範規定為長，但如果電廠內有多個系統/串同時不可用，則其 AOT 或 CT 時限也有可能較現行規定嚴格。惟此項 Initiative 目前尚未核准，NRC 人員指稱尚未核准主要因素為各電廠 PRA 之品質尚參差不齊，因此仍在審慎研議中。

從目前已核准或仍在研議討論中之風險管理技術規範之相關 Initiative，大致上可看出未來只要經過風險評估認為對安全影響於可接受範圍，執照者也建立適當風險管理措施，則技術規範之趨勢將會持續適度放寬對於運轉上之限制。

（五）商用級檢證品管制議題

有鑑於國內核能三廠於近期曾發生商用級檢證品電子卡片異常之事件，為瞭解美國過去是否發生過類似事件以及核管會對於此類情形之管制立場，此次參訪 NRC 期間亦就此問題請教 NRC 人員，針對此問題由於 NRC 主要負責人員並未參與討論，但其仍提出書面說明資料如附件四，此件資料已送交本會相關人員參考，但與會之 NRC 其他人員仍對此議題略作說明，其指稱過去美國在 90 初期至

中期，亦有許多檢證品故障或是發現檢證過程出現瑕疵品質不良等案例而需陳報 10CFR21 報告或是異常事件報告（LER）之案例，而 NRC 在獲知後通常會介入調查以瞭解廠家如何確認問題、執行肇因分析之過程，以及後續廠家如何進行改正行動以及如何改善等作業，如果檢證品故障或品質瑕疵涉及相當多之電廠，則 NRC 也會視必要性發行通告（IN）告知相關業主注意，NRC 會談人員亦告知在 1994 至 1997 年間有相當多關於檢證品的通告（返國後於 NRC 網站查閱確實發現包括 94-20、94-85、95-21、96-40、96-62、97-12、97-32 等檢證相關之 IN），但近幾年來則 NRC 幾乎已未再有發行相關之 IN。

（六）地下電纜故障議題

美國核管會內部在 2004 年 12 月 9 日 NRC 人員有關反應器安全簡報中，說明過去在美國曾有 22 起地下中壓電纜故障之案例，對這些地下電纜故障是否會造成核電廠緊要電源共通性故障，NRC 人員有所疑慮，為瞭解 NRC 在此議題上之進展以及未來可能採取之管制作法，本次亦就此議題與美方討論並請美方提供此 22 件案例之詳細資料做為參考，NRC 人員在會談中提供此 22 件案例之報告編號相關資料如附件五，經後續於 NRC 網站搜尋取得原始報告資料並摘要各事件資料如附件六，此 22 件案例之報告可供作本會相關視察管制之參考。至於現階段及未來 NRC 針對此議題之管制作法方面，NRC 人員告知，核管會已數度邀請美國工業界代表召開會議討論，惟至目前為止，工業界對此議題仍未採取積極態度面對，NRC 將於近期再度召開會議討論，如未來仍未能獲得業界之重視，則 NRC 將考慮發行通函（GL）要求工業界採取適當之應對措施。

肆、心得與建議

- 一、美國核管會每年均定期辦理管制資訊會議，明年起並將研究相關議題及成果亦納入，可以預期其內容將共為廣泛及豐富。有鑒於美國之核能管制作業及走向一向是我國管制參考之主要來源，故管制資訊會議所獲得資料將具有相當之參考價值，建議未來仍應持續派員參加此項會議。
- 二、由本次 RIC 會議中，由諸多風險告知管制相關修法工作，例如 50.69 之訂定以及 50.48(c)之修訂，以及目前如火如荼進行之 50.46 之修訂工作，顯示 PRA 未來在管制作業中扮演之角色將更形重要，國內對於 PRA 方面之研發作業一直不宜餘力推動，台電公司亦極力推動 PRA 之應用，因此建議原能會應積極辦理 PRA 相關訓練，加強相關人員之能力，以因應未來管制之趨勢。
- 三、PWR ECCS Sump 議題美國方面已進入實質評估作業階段，NRC 並已主導執行先導電廠審查計畫，國內亦可密切注意其發展及蒐集先導審查計畫之結果，做為未來執行及管制之參考。對於 PWR ECCS Sump 議題目前尚未完成之 Chemical Effect 整體測試或是有關 Downstream Effect 部份測試結果，亦應持續追蹤蒐集資料。
- 六、反應器監督方案在美國已推行數年，國內目前仍在起步階段，因此美方之經驗值得持續蒐集做為參考，另外對於美國正在評估研議以較全面性系統級事故減緩系統績效指標 (MSPI) 取代串級安全系統不可用率 (SSU) 之可能性並進行先導電廠試驗，亦值得繼續注意其後續發展。
- 七、有關國內核電廠專屬消防隊與 10CFR 附錄 R 訓練要求不符之問題，美國核管會提供之實務作法，係屬可行之改善方式，建議可作為未來台電公司規劃改善作業之參考。
- 九、美國在超音波流量儀器之使用上已有多年之經驗，其實績及問題案例以及後續廠家之改善措施及成效，均值得台電公司持續蒐集，此外 NRC 超音波流

量儀器專案小組針對 Caldon 及西屋超音波流量發行之二份報告，對於此二廠商超音波流量儀器之評價及意見，均可以作為台電公司未來執行 MUR 功率提昇案之參考。

十、風險管理技術規範在業主建立風險評估以及風險危害管理制度下，評估風險在可接受範圍內，放寬一些運轉上之限制，這是繼改良型技術規範後之另一大變革，但均必須建構在維護法規之基礎上，國內電廠目前尚未實施維護法規，未來應先從維護法規推動上積極著手進行。

十一、美國所發生地下中壓電纜故障之案例及經驗，以及部分肇因分析結果，均頗具參考價值，國內電廠亦應重視並對各核能電廠地下中壓電纜之情況進行瞭解，而 NRC 就此議題之後續管制措施亦值得再追蹤作為後續管制之參考。

Strategic Objective :

Enable the use and management of radioactive materials and nuclear fuels for beneficial civilian purposes in a manner that protects public health and safety and the environment, promotes the security of our nation, and provides for regulatory actions that are open, effective, efficient, realistic, and timely.

Goals :

- I. Safety: Ensure protection of public health and safety and the environment.
- II. Security: Ensure the secure use and management of radioactive materials.
- III. Openness: Ensure openness in our regulatory process.
- IV. Effectiveness: Ensure that NRC actions are effective, efficient, realistic, and timely.
- V. Management: Ensure excellence in agency management to carry out the NRC's strategic objective.

Strategic Outcomes :

- No nuclear reactor accidents.
- No inadvertent criticality events.
- No acute radiation exposures resulting in fatalities.
- No releases of radioactive materials that result in significant radiation exposures.²
- No releases of radioactive materials that cause significant adverse environmental impacts.³
- No instances where licensed radioactive materials are used domestically in a manner hostile to the security of the United States.
- Stakeholders are informed and involved in NRC processes as appropriate.
- No significant licensing or regulatory impediments to the safe and beneficial uses of radioactive materials.
- Continuous improvement in NRC's leadership and management effectiveness in delivering the mission.
- A diverse, skilled workforce and an infrastructure that fully support the agency's mission and goals.

- **Initiative 1, TS Actions End States Modifications:** This initiative would permit, for some systems, entry into hot shutdown rather than cold shutdown to repair equipment;
- **Initiative 2, Missed Surveillances, Surveillance Requirement (SR) 3.0.3:** This initiative permits the extension of up to one surveillance interval of an inadvertently missed surveillance, after assessing and managing the risk (approved September 2001);
- **Initiative 3, Modification of Mode Restraint Requirements of Limiting Condition for Operation (LCO) 3.0.4 and SR 3.0.4:** This initiative permits, for most systems, transitioning up in mode with inoperable equipment, relying on compliance with the technical specification actions of the higher mode, after assessing and managing the risk (approved April 2003);
- **Initiative 4b, Flexible Completion Times:** This initiative would permit, contingent upon the results of a plant configuration risk assessment, temporary extension of the existing completion time within an LCO using a quantitative implementation of 50.65(a)(4);
- **Initiative 5b, Relocation of all SR Frequency Requirements out of TS:** This initiative would permit SR frequencies to be determined in and relocated to a licensee-controlled TS program;
- **Initiative 6, Modification of LCO 3.0.3 Actions and Completion Times:** This initiative would convert default or explicit entry into the LCO 3.0.3 shutdown track into a completion time for corrective action before beginning shutdown;
- **Initiative 7, Non-TS Support System Impact on TS Operability Determinations:** This initiative would permit a risk-informed delay time before entering LCO actions for inoperability due to loss of support function provided by equipment outside of technical specifications;
- **Initiative 8a and 8b, Remove/Relocate Non-safety and Non-risk Significant Systems from TS that do not meet the four criteria of 10 CFR 50.36:** Initiative 8a would review technical specifications to remove systems that were included solely because they were judged risk significant at one time and have now been shown by analysis not to be. Initiative 8b would make the scope of technical specifications depend only on risk significance.

Boiling Water Reactor Owners Group (BWROG) Plants

<u>System</u>	<u>BWR Type</u>	<u>Entering Mode</u>
High Pressure Coolant Injection (HPCI) System	BWR 3 & 4	2, 1
High Pressure Core Spray (HPCS)	BWR 5 & 6	2, 1
Reactor Core Isolation Cooling (RCIC) System	BWR 3, 4, 5 & 6	2, 1
Isolation Condenser	BWR 2	2, 1
Diesel Generators (including other Emergency/Shutdown AC Power Supplies)	All	All
Hardened Wetwell Vent System	BWR 2, 3 & 4 with Mark I Containment	3, 2, 1
Residual Heat Removal System	All	4

Westinghouse Owners Group (WOG) Plants

<u>System</u>	<u>Entering Mode</u>
Emergency Diesel Generators (EDGs)	5, 4, 3, 2, 1
Auxiliary Feedwater (AFW) System (for plants depending on AFW for startup)	4, 3, 2, 1
High Head Safety Injection System	4
Cold Overpressure Protection System	5, 4
Residual Heat Removal (RHR) System	5

First, commercial grade dedication fits into our regulatory structure as follows:

The USNRC regulation 10 CFR Part 21 codifies various aspects of commercial-grade item dedication. As applied to our nuclear power plants licensed under 10 CFR Part 50, it defines, among other things, *dedication*, *commercial-grade items*, *basic components*, and *critical characteristics* and establishes that the dedicating entity takes on Part 21 responsibilities for the dedicated item. In addition, the definition of dedication in Part 21 specifies that the dedication process be controlled under the appropriate criteria of a 10 CFR Part 50, Appendix B, quality assurance program.

Part 21 also establishes that dedication is deemed an acceptable alternative to original design and manufacture under an Appendix B QA program for providing reasonable assurance that a commercial-grade item is fully suitable for its specific plant application. That is, when properly dedicated, the CGI can be relied upon to perform all of its intended safety functions as a "basic component" under all design basis service conditions without failing in a manner adverse to safety and do so for its design lifetime (or qualified life if applicable).

In doing this, the dedication process, while performed under all applicable QA controls, is intended specifically to meet the requirement for the review for suitability of application in Criterion III, "Design Control," and the procurement and acceptance requirements of Criterion VII, "Control of Purchased Material, Equipment and Services," of Appendix B. The suitability for application review is part of the technical evaluation phase of the dedication process, during which the application-specific safety functions and service conditions are identified, the critical characteristics are derived from those safety function and service conditions, and the most appropriate and reliable application-relevant verification methods and acceptance criteria for each critical characteristic are selected. The acceptance phase, in which one or more of the four acceptance methods described in EPRI NP-5652, Commercial-Grade Item Dedication Guideline (as conditionally endorsed by NRC Generic Letter 89-02) are applied, is intended to meet the requirements of Criterion VII, including qualification of suppliers and examination of products upon delivery.

In addition, NRC Generic Letter 91-05 promulgated the NRC staff's positions on certain key aspects of dedication including (1) clarification that critical characteristics, when verified, should provide reasonable assurance that the dedicated item will perform its intended safety functions, not just that the item received is the item specified, (2) selection and verification of all critical characteristics, and (3) considerations for establishing that a CGI is a so-called "like-for-like" replacement for an originally installed item, including not only identical form, fit and function, but also *processes and materials* and reconciliation of interim design and manufacturing changes.

While the NRC did not endorse EPRI NP-6406, "Technical Evaluation of Replacement Items," most of the concepts therein are sound as well. However, NP-6406 introduced the concept of critical characteristics for acceptance as a subset of critical characteristics for design. It also stated that compliance with industry standards was a sufficient basis for a like-for-like determination. In providing that all critical characteristics must be verified by some means and in providing like-for-like determination guidance, GL 91-05, in effect, took exception to those two concepts.

Although not specifically endorsed, the NRC has accepted in specific cases, the use of EPRI's Joint Utility Task Group (JUTG) Technical Evaluations when applied consistent with the regulatory requirements and guidance described above. These TEs have been prepared for a

wide variety of nuclear plant component types. The TEs also usually suggest a sampling plan for each critical characteristic based on the guidance in EPRI NP-7218. However, the NRC position has been that only relatively simple components where lot or batch homogeneity can be reasonably established would be eligible for statistical sampling at less than 100%. For more complex items involving multiple component parts and/or manufacturing processes, and in particular when not all parts are made by the same manufacturer, all critical characteristics of every individual item should be verified.

Finally, we believe that a given dedication plan cannot be complete without being based in part on a thorough review and use of all pertinent industry operating experience information such that the dedication can process can screen for identified flaws, weaknesses or vulnerabilities. Accordingly, a rigorous dedication program will include a good method for feedback of item performance history in service as well as from testing that is critical characteristic specific. Industry operating experience that we have expected to be considered included generic communications from NRC, INPO, EPRI, etc., as well as technical bulletins and other vendor technical information.

In summary, in evaluating a dedication process, the NRC emphasizes technical adequacy as well as quality assurance.

With regard to the specific aspects of a dedication process for I/C control cards, it may be useful to see if any of the current EPRI JUTG TEs cover your integrated circuit control cards. However, we would suggest that in case you don't already make effective use of testing equipment and methods, including software and firmware, designed by the control card manufacturers, this may be useful. We would also recommend, in case you're not already doing this, qualifying the cards (using a representative sample) for the extremes of service conditions and also performing so-called "burn-in" procedures as appropriate for the electronics to screen out items that may suffer premature failure due to latent defects that is sometimes called "infant mortality."

With regard to our regulatory experience with dedicated commercial-grade items, there have been numerous cases of dedicated CGIs failing testing or on demand in service prematurely. However, the failures have not all been attributable to deficiencies in the items' design or manufacture. For example, we might find that inadequate installation, operation and/or maintenance was to blame, at least in part.

Nevertheless, in some cases we would find that mis-application, such that the items were required to perform beyond their design capabilities or under excessively severe service conditions, was a significant contributing factor to premature failure in service. In such cases, weaknesses in the dedication process might be implicated. In other instances, items may have had latent defects not readily detectable by a reasonably rigorous dedication process. In these cases, we would sometimes find deficiencies in the design and/or manufacturing process and/or the manufacturer's commercial quality controls. Nevertheless, to the extent that we would find technical and/or QA deficiencies in the dedication process, we would cite the dedicating entity with violations or non-conformances with respect to Criteria III and/or VII of Appendix B to 10 CFR Part 50 depending on the deficiency and also depending on how the dedicating entity was subject to Appendix B, i.e., directly as a Part 50 licensee, or indirectly as a vendor.

After the dedication process was codified in 10 CFR Part 21 in 1995, then any entity that

dedicated a CGI and supplied it as a basic component or supplied dedication services, controlled as required under an Appendix B QA program, could be cited with a violation of Part 21 directly for deficiencies in their dedication process as the circumstances of the case may dictate as well as possibly violations or nonconformances with respect to all applicable Appendix B criteria.

Finally, our regulatory response would include determining if there were any generic implications in the case and we would issue generic communications as appropriate to alert all potential users of the affected items or to the identified dedication process weaknesses.

Nui brief

2. Details of buried medium energy cable failure

In NRC Briefing on Reactor Safety and Licensing Activities on 12/09/2004 CNRC staff mentioned that there were 22 reported buried cable failures.

A. Can you provide us detailed information of those 22 cases?

Response: Listed below are Licensee Event Report or other staff report references.

1. 05000219/#88-022-01
2. 05000206/#90-001-00
3. 05000348/#91-007-00
4. 05000529/#92-004-00
5. 05000302/#93-002-00
6. 05000255/#96-002-01
7. 05000219/#96-005-00
8. 05000315/#98-040-00
9. 05000302/#02-001-00
10. 05000323/#02-003-00*
11. 05000331/#92-006-00
12. 05000339/#2000-001-00*
13. 05000219/#96-09-00*
14. 05000219/#01-001-00
15. 05000277/#91-009-00
16. 05000293/#89-010-00
17. 05000423/#2002-12***
18. 05000277/#2002-12***
19. 05000344/#2002-12***
20. 05000325/#2002-12
21. 05000341/#ML031120735
22. 05000346/12-03-99**

*root causes unknown

**morning report

***info notice

B. What will be the follow-up actions of NRC on this issue?

Response As discussed during the 12/9/04 Briefing, the staff is evaluating what if any future regulatory action will be taken on this issue.

Oyster Creek # 1 (IN2002-12、 LER 05-219/01-01-00)

2001 年 11 月 11 日 Oyster Creek # 1 因電纜故障導致一 480V 交流電電力中心 (substation) 失電，因 RBCCW 系統圍阻體隔離閥失電不可用，迫使機組停機，電纜故障點位於 4.16Kv 匯流排與 4.16/480v 降壓變壓器之間之地下電纜管溝。電纜故障原因係因水侵入電纜管溝，水汽導致電纜包覆產生局部弱點，電暈 (corona) 導致絕緣破壞。

改善措施：

- 1.更換受損電纜。
- 2.評估考慮全面改用新型產品之電纜。
- 3.考慮改以地上電纜托架重新佈置電纜線。

Brunswick 電廠 (IN2002-12)

2000 年 8 月 30 日，NRC 視察員進入地下人孔查看，發現安全相關電力電纜及電氣接頭 (splice)，均浸於水中，此外 NRC 視察員亦發現導管束破漏、電纜支架腐蝕、電纜被覆破損及集水泵故障等狀況。

改善措施：

- 1.電廠擬訂計畫於一年多的時間改善 54 個地下人孔。
- 2.改正行動包括 (1) 確認並修復受損電纜包覆 (2) 將腐蝕之電纜支架及組件重新清理或塗裝 (3) 找出漏雨水或地下水之導管束及電廠結構並改善其密封，人孔蓋下增設塑膠件以將蓄積雨水引導遠離人孔。(4) 視需要更新集水泵及其控制(5) 集水泵出口管路增設逆止閥防止雨水倒流入人孔。

Davis-Besse 電廠 (IN2002-12、 NRC morning Report 05-346/12-03-99)

1999 年 10 月 2 日，一台 CCW 泵因中壓電力電纜接地 (PHASE-TO-GROUND) 故障而跳脫，故障之電纜已使用 23 年，係安裝於 4 吋 PVC 導管內，其中部分路徑 (由汽機廠房開關室至 CCW 泵室) 係位於地下，電纜包括三相導線及裸露之銅接地導線，各相導線之絕緣層包括乙丙烯橡膠 (EPR) 絕

緣、半導體包覆帶、薄銅帶遮蔽 (SHIELD) 及外層之合成橡膠被覆 (以黑、紅、白顏色標示各相) 故障之電纜送往實驗室在廠家及 NRC 人員見證下執行評估, 可看出接地銅導線受嚴重侵蝕及電纜外層合成橡膠被覆破損之現象, 特別是在低點位置 (此處導管疑有地下水蓄積) 更明顯。故障機制初步認為係電纜長期浸於侵入之地下水中, 雖然此電纜具抗水性 (WATER RESISTANT), 但並非全然防水 (WATER PROOF), 長時間於有水的環境中, 仍會經由滲透侵入電纜內層之乙丙烯橡膠 (EPR) 絕緣層。

NRC 晨報 05-346/12-03-99 指出類似電纜老化故障案件過去曾多次發生在美國其他電廠, 例如 1989 年至 1993 年間, DIABLO CANYON 曾有位於地下電纜溝內之 3 條 5 kV 電纜及 2 條 15 kV 電纜先後發生故障, 其中 15kV 電纜故障經實驗室分析證實係因與水作用之化學效應 (CHEMICAL ATTACK) 造成, 5 kV 電纜故障則無法確認原因。

PILGRIM (IN2002-12、NRC inspection Report 05-293/01-05)

2001 年 8 月 NRC 執行對 PILGRIM 電廠之視察, 針對 flood protection measures 項目, NRC 視察人員抽查 3 個地下人孔, 發現其中 2 個積水約 3 呎, 其中 1 只人孔內之電纜 (包括 1E 及 non-1E) 則完全浸於水中, 視察人員並發現人孔內設有集水坑, 但未設置集水泵, 也沒有水位警報裝置, 此外電廠並未建立對安全相關人孔定期檢查之週期, 因此自 1987 年以來均未曾檢查過。

NRC 視察人員初步審閱認為電纜仍屬可用, 並確認電纜均經嚴酷環境 (harsh environments) 之 EQ 驗證。惟 NRC 人員, 如果此狀況持續不改善, 仍有可能致電氣接地喪失安全相關設備, 而導致顯著安全顧慮之情形。

BEAVER VALLEY (IN2002-12、NRC inspection Report 05-334/01-09)

2001 年 11 月 NRC 執行對 BEAVER VALLEY 電廠之視察, NRC 視察人員審閱電廠人孔檢查程序書並抽查部分內含安全相關 4160V 及 480V 電纜之人孔, 發現其中 2 只人孔內之電纜因河水侵入已長期浸於水中, 視察人員初步查

看認為電纜、導管及支持結構並無明顯裂化，電廠並已建立『INSPECTION OF MANHOLES FOR WATER INDUCED DAMAGE』程序書，並每三年依據『4160 VAC MOTOR INSPECTION AND LUBRICATION』程序書執行安全相關 4160 VAC 絕緣電阻測試。對於 480V 電纜部分，NRC 視察人員審閱接地警報儀器及其相關作業及警報因應程序書。

視察人員並審閱電纜 EQ 文件及相關測試程序書及文件、圖面，初步認為電纜設計上可以承受浸於水中。

MILLSTONE#2 (IN2002-12)

MILLSTONE 之情形與 BEAVER VALLEY 類似，但僅於 IN2002-12 中約略提及，因無 inspection Report，未能窺知其詳情。

FERMI#2 (NRC inspection Report 05-341/03-002)

2003 年 3 月 NRC 執行對 FERMI#2 電廠之視察，NRC 視察人員注意到 120kV 開關廠至 POWER BLOCK 以及 POWER BLOCK 至 RHR 間之地下電纜之絕緣均係以乙丙烯橡膠(EPR)製造，由於下雨及下雪等因素導致這些電纜常浸於水中，由於過去曾數度發生其他電廠電纜因水汽入侵乙丙烯橡膠(EPR)絕緣層之空洞 (VOIDS) 而故障之案例，視察人員對於電廠之作法進行查證。

NRC 視察人員發現電廠對於這些經常浸於水中之電纜並未進行測試，電廠則說明這些電纜均係以要求環境驗證 (包刮浸水) 之規範採購，且過去未曾發生 EPR 電纜故障之案例，因此 NRC 視察人員認為不需採立即之行動，在此次視察結束時，電廠仍在進行是否須對這些電纜執行測試之評估。

NORTH ANNA#2 (LER 05-339/2000-001-00、NRC inspection Report 05-339/00-03)

NORTH ANNA#2 於 2000 年 4 月 3 日因為一只閉鎖電驛動作致喪失廠用變壓器 (SST)，引發機組自動急停。閉鎖電驛動作原因係因 SST 二次側 4160V 至廠內匯流排間之電纜與電纜托架發生短路現象。

二次側 4160V 電纜故障依 NRC inspection Report 所述，係因電纜老化以及在電纜彎曲 (SHARP BEND/CRIMP) 處產生之反覆性過熱 (repeated excessive heating) 造成電纜被覆 (sheathing) 劣化所致。

廠方除更換受損電纜外，並擬定時程計畫對其它 SST 之電纜進行檢查及更新電纜等作業。

CRYSTAL RIVER#3(LER 05-302/02-001-00、NRC inspection Report 05-302/02-03)

CRYSTAL RIVER#3 於 2002 年 6 月 17 日因電力系統暫態(Electric storm) 於 10:48 A 串匯流排因喪失廠外電力變壓器 (OPT) 而失電，緊急柴油機自動起動，其後於 6 月 20 日並無電力系統暫態下，又再度發生同樣情形，引致緊急柴油機再度自動起動。OPT 係位於 230kV 開關場，電纜經由長達 1179 呎絕大部份位於地下之導管束 (duct bank)，將電力引至 4160V 開關室，電纜路徑並且通過三個位於地面下及二個位於地面上之電纜窖 (cable vault)，其中有四個電纜窖內存在電纜接頭，由於大部分均位於地下，電纜在事件前可能間歇處於有水滲透之環境下。

依據電廠 LER 喪失廠外電力變壓器 (OPT) 係因閃雷 (lightning storm) 造成之電壓暫態 (voltage surge) 導致 B 相導線位於導線接頭處短路，被認為可能的因素之一為電纜接頭之製作 (使用 ZIPPERED JACKET)，會使得接地裸電纜被壓迫靠近電纜導線絕緣被覆外側 (無接頭處正常之電纜內部，接地導線與電纜導線間靠填封材料維持約 1/4 吋之間隔)，因此可能使絕緣變弱。此外，在檢修過程中亦發現填封材料內有水分瀝出，因此電纜窖內之積水也被認為是可能原因之一。

而 NRC 在 2002 年 9 月執行 CRYSTAL RIVER#3 視察，在其視察報告 05-302/02-03 中對此案之改正行動認為有不周延之處未能防止再發生，視察報告中指出在 6 月 17 日第一次事件發生後，電纜修復後量測之電纜絕緣值仍低於一般工業界之最低標準，惟電廠以工程判斷電纜絕緣足夠而將 OPT 回復使

用，直至 6 月 20 日再度發生後，在故障處始發現由其電纜被覆流出約 0.5 加侖之水，經由乾燥程序並以電氣 TAPE 加以包覆後，電纜絕緣值始達到工業界最低標準以上。

綜合此事件之改善措施：

- 1.清查並更新 9 條在電力系統暫態下受損之導線。
- 2.檢查電纜窖內之電纜接頭，清除電纜窖內積水，並檢查電纜有無水汽入侵現象。
- 3.開立 Nuclear Condition Report (NCR) 解決電纜窖內積水之長程作法。
- 4.開立 NCR 研議閃雷保護裝置、開關場接地設計、及中壓電纜浸於水中之問題。
- 5.更改電纜接頭施工方式，保持導線與接地電纜之間距。
- 6.評估全面更換此部分之電纜。
- 7.建立定期巡視電纜窖及排除積水之措施。

DIABLO CANYON#2(LER 05-323/2002-003-00)

2002 年 8 月 18 日至 19 日 DIABLO CANYON#2 CCW 泵 2-3 三度出現短暫接地故障警報，運轉人員隨即起動 CCW 泵 2-1，停用泵 2-3 並宣布其不可用，進入運轉規範 72 小時之 AOT。

接地故障經檢查判斷係在斷路器與泵馬達間之 4.16kV 電纜饋線 (feeder cable) 發生，經過各相單獨加壓執行測試確認故障係發生在 C 相，經更新電纜後至 8 月 23 日 CCW 泵 2-3 宣布恢復可用，惟已超出運轉規範 72 小時之 AOT 之限制，其間廠方雖向 NRC 提出延長 AOT 之申請，惟 NRC 並未於運轉規範 72 小時之 AOT 時限到達前予以同意。

故障之電纜饋線經送往廠家執行各項檢驗 (包括目視檢查、微觀檢查、紅外線檢查、絕緣及被覆材料性質測試) 及測試 (partial discharge inception 及 AC breakdown of cable sections)，惟尚未發現化學效應、污染。廠方初步也確認電纜並未浸於水中，並排除安裝、製造缺陷、老化等因素，惟詳細之肇因分

析仍進行中。

在此件 LER 中，DIABLO CANYON 說明自 1989 年以來，該廠已發生 8 起中壓電纜故障之案例，其中 5 起發現其電纜窖等相關設施(cable vault and pull boxes) 積水，其餘 3 起則未發現與水有關，惟所有之事件 DIABLO CANYON 認為肇因尚未明確。

Oyster Creek # 1 (LER 05-219/88-022-01)

1988 年 10 月 2 日，Oyster Creek # 1 4160V 匯流排 1D 斷路器跳脫而失電，而且因接地故障導致匯流排閉鎖，因此所屬之 2 號緊急柴油發電機未啟動，接地故障故障點經查係位於 2 號緊急柴油發電機（位於柴油機廠房）至匯流排 1D（位於汽機廠房）之間的 B 相電纜，肇因係由於單一的電纜絕緣缺陷（DEFECT）造成。

改善措施：

- 1.更換受損電纜。
2. 2 號緊急柴油發電機未故障電纜進行 15kV 以上之 DC Hi-Pot 測試。
- 3.由於該廠於 1988 年 7 月另一條 1A3 電纜亦發生故障，因此電廠針對 1B3 電纜亦進行 15kV 以上之 DC Hi-Pot 測試。
- 4.執行柴油機廠房及汽機廠房之接地系統測試，未發現異狀。
- 5.評估加裝廠外電震抑制（Off-site surge suppression）系統之必要性。
- 6.二部柴油發電機電纜執行 Doble test。
- 7.發展針對電纜之預防保養計畫及 ground test 計畫。

SAN ONOFRE #1 (LER 05-206/90-001-00)

1990 年 1 月 20 日，SAN ONOFRE #1 之 DC 匯流排#2 發生接地指示，原因係由於供應至 2 號時序器（SEQUENCER）電力電纜之管溝（導管）積水，接地之原因歸根於下列原因 1.電纜絕緣劣化。2. 地下管溝腐蝕或接合面不良（faulty conduit joint）。3. 管溝（導管）密封導致地下水蓄積。另外發生接地

事件之前二天，SAN ONOFRE 廠址發生暴雨，由於地下管溝（導管）腐蝕或接合面不良，當地下水水位上升超過管溝（導管）裂痕，地下管溝（導管）內之水位亦隨之上升，並接觸到部分絕緣裂化之電纜。

改善措施：

1. 移除管溝（導管）之 bisco seal，洩除管溝內之積水。
2. 組成 TASK FORCE 研商電氣組件針對水入侵之對策。

FARLY #1 (LER 05-348/91-007-00)

1991 年 6 月 29 日，FARLY #1 因 1B 廠用輔助變壓器中相過電流電驛動作，導致發電機跳脫及機組急停，PHASE-TO-GROUND 故障點推測可能是變壓器 WINDING 或是由變壓器至 4160kV 匯流排間之電纜，但事後之測試，尚未能找出確切故障點。

PALO VERDE#2 (LER 05-329/92-004-00)

1992 年 6 月 29 日，PALO VERDE#2 A 串 喪失外電 (LOP) ESFAS 及 PALO VERDE #3 B 串 喪失外電 (LOP) ESFAS 均動作。此現象係因起動變壓器 NAN-X01 下游故障所引發。PALO VERDE#2 A 台柴油發電機及 PALO VERDE #3 B 台柴油發電機均自動啟動。故障肇因係因水汽入侵 A 相電纜所致，故障點係在起動變壓器 NAN-X01 與非 1 E 13.8kV 匯流排間之 A 相電纜相接部位（位於人孔內），經查證結果肇因係該電纜早期（1981）施工時，對於絕緣材質施作不良（Inadequate application of heat shrink）所致。

CRYSTAL RIVER#3(LER 05-302/93-002-00)

1993 年 3 月 29 日，CRYSTAL RIVER#3 停機中，廠用電由 500kV 開關場回送至廠內使用，在 1 時 51 分因斷路器開啟導致二台緊急柴油發電機均自動啟動。本事件肇因研判為 3 月 13 日時佛羅里達海岸發生嚴重冬季暴風雨，導致海水淹入 230kV 及 500kV 開關場並淹沒部分管溝（內含 480VAC 及 120VDC

電力及控制電纜，使用在開關場電驛、斷路器及其他電氣設備上)，而後海水滲透進入原先絕緣已有劣化之一條 480V 電纜內導致故障發生。

PILGRIM 電廠 (LER 05-293/89-010-00)

1989 年 2 月 21 日，PILGRIM 電廠停機中，因電氣故障造成 345kV 開關場二只 ACB 跳脫，導致喪失廠外優先電源 (preferred offsite power)，A、B 二台柴油發電機均自動起動。345kV 開關場二只 ACB 之跳脫係由於電纜故障導致起動變壓器差動接地電流電驛動作而被閉鎖，電纜故障係介於起動變壓器二次與輔助電力配線系統間之 C 相電纜。電纜故障之原因初判可能係因 1970 年裝設此電纜時不慎造成電纜被覆受損所致。

改善措施：

- 1.更新故障電纜。
- 2.其餘 11 條饋線電纜亦進行 meggered 及 High-potential 測試。

Peach Bottom#2 (LER 05-277/91-009-00)

1991 年 4 月 20 日，Peach Bottom#2 及#3 因為 2 號緊急起動變壓器電纜問題導致斷路器跳脫，雖然當時部分由 2 號緊急起動變壓器供電之 4kV 緊急匯流排以設計自動快速切換改由 3 號緊急起動變壓器供電，但二部機之 PCIS 仍因邏輯回路短暫失電而動作。經檢查後發現 2 號緊急起動變壓器二次側 27 條中有 1 條電纜受損，另有一條亦出現劣化現象。電廠將受損電纜更新，並決定將劣化現象之電纜暫時不使用。日後再進行重新拉電纜之工作。

4 月 29 日，運轉人員發現 2 號緊急起動變壓器人孔冒煙，電廠立即將所有由其供電之 4kV 匯流排再度轉換由 3 號緊急起動變壓器供電。2 號緊急起動變壓器電纜檢查結果發現絕緣體加速劣化之原因是由於樹狀結構

(TREEING)，樹狀結構之產生係由於電纜製造過程中水汽或雜質造成。此樹狀結構會在低電流加壓狀態以及潮濕環境中使電纜絕緣劣化。

Duana Arnold Energy Center 電廠 (LER 05-331/92-006-00)

1992 年 4 月 16 日，Duana Arnold 電廠停機中，正在執行設備修改案新裝設 161kV 斷路器接收測試工作時，導致包括緊急柴油發電機在內的一些 ESF 設備動作。新設備修改案為在原來之 161kV 斷路器 J 外再增設一只併聯之 161kV 斷路器 K，其目的在已避免單一斷路器跳脫引起喪失廠外電源。測試過程中，新設斷路器 J 依測試步驟先打開，隨後測試再將斷路器 K 打開，其目的要測試緊要匯流排 1A3 及 1A4 是否會依設計進行『快速切換』，但測試時匯流排 1A3 快速切換成功，但匯流排 1A4 則未成功，而進入慢速切換之動作，但因匯流排 1A4 電壓降低使緊急柴油發電機自動起動，但因慢速切換成功因此柴油發電機未併聯。

經檢查原因後發現，匯流排 1A4 快速切換允許邏輯回路並未偵測到斷路器 J 及 K 均已開啟之信號，其肇因係斷路器 J 信號線由開關場至控制室 Local Panel 間發生斷路，在開關場此信號線係單獨安裝在一條 1.5 吋直徑之導管內，此導管並無防水功能，檢查此電纜發現開路故障點係位於直路徑轉為一系列急彎 (Sharp Bend) 之轉換處，檢查發現此處導管內之電纜有扭曲、纏繞及彎曲之狀況，電纜絕緣表面亦已出現破損及裂痕，電纜內四條導線已出現磨耗及老化現象，部分並已鏽蝕，此外部絕緣損壞之情形，研判係電纜於 1973 年裝設不適當所造成。

改善措施：

- 1.更新故障電纜，並驗證快速切換功能。
- 2.在 1992 年 6 月 19 日完成擬定開關場地下電纜 megger 測試之時程，將對所有開關場地下電纜進行測試。

PALISADES 電廠 (LER 05-255/96-02-01)

1996 年 1 月 16 日，PALISADES 電廠安全匯流排發生相間故障 (Phase to Phase Fault)，導致 1C、1D、1E 匯流排電源快速切換由安全電源切換至起動電源，由於喪失安全電源，未於 24 小時修復，機組隨後依運轉規範停機。

發生相間故障經確認發生於安全匯流排至 1D 匯流排斷路器間之饋線電纜，此電纜位於地下電纜溝，故障之電纜經送往實驗室經分析評估發現電纜之乙丙烯橡膠(EPR)絕緣層局部存在水分以及污染樹狀結構 (contaminant treeing)，研判肇因係水侵入乙丙烯橡膠(EPR)絕緣層及乙丙烯橡膠(EPR)絕緣層之樹狀空洞導致絕緣劣化所致。

Oyster Creek # 1 (LER 05-219/96-09-00)

1996 年 10 月 27 日，Oyster Creek # 1 4160V 匯流排 1D 斷路器跳脫而失電，而且因接地故障導致匯流排閉鎖，因此所屬之 2 號緊急柴油發電機未起動，接地故障點經查係位於 2 號緊急柴油發電機 (位於柴油機廠房) 至匯流排 1D (位於汽機廠房) 之間的 C 相電纜。

Cook # 1 (LER 05-315/98-040-00)

1998 年 8 月 31 日，由於廠用變壓器發生相間故障，導致 Cook 1 號機及 2 號機各一串緊要電源失電，二部機各有一台緊急柴油發電機自動起動併聯供電。此次事件之肇因經查係由於 12kV 位於地下之電纜因老化而故障所致。

Oyster Creek 電廠 (LER 05-219/96-05-00)

此件 LER 係 1996 年 4 月 30 日因操作失誤導致低水位跳機，LER 未提及任何電纜方面之問題，待澄清。