

台灣電力公司第二核能發電廠
除役過渡階段前期整體性維護管理方案
安全審查報告

行政院原子能委員會

中華民國 111 年 6 月

摘要

台灣電力股份有限公司(以下簡稱台電公司)於 107 年 12 月 27 日依據行政院原子能委員會(以下簡稱本會)「核子反應器設施管制法」第 23 條規定提出「第二核能發電廠除役計畫」(以下簡稱核二廠除役計畫)。其係因核二廠 1、2 號機運轉執照，分別於 110 年 12 月 27 日及 112 年 3 月 14 日屆期，台電公司依法應於核子反應器設施永久停止運轉後三年內，提出核二廠除役計畫；該計畫業經本會於 109 年 10 月 20 日完成審查。

核二廠運轉執照到期後，因受限於用過燃料池貯存近滿貯，反應爐內用過核燃料於停機後暫時無法退出爐心(此期間稱為除役過渡階段前期)，且時間將較一般除役機組為長。為確保反應爐內用過核子燃料之安全，本會遂將列為除役計畫重要管制事項第 6 項，除役期間用過燃料全部移出核子反應器設施前之安全分析報告、技術規範及整體性維護管理方案，提報主管機關審核，並定期更新。在未經核准前，應依原運轉規定辦理。

台電公司依前述要求提出「核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案」，主要內容包含此段期間的維護策略、監測及管理、老化管理及除役過渡階段前期檢測及測試計畫(Pre-Defueled Service Inspection/Pre-Defueled Service Testing, PDSI/PDST)等內容。本會為使本案之管制更為周延完備，同時為增加審查廣度及深度，聘請 5 位專家學者及本會同仁組成專案審查小組，從專業角度與安全的立場，針對前述報告進行審查，並召開 3 次審查會議，共提出 117 項審查意見，經台電

公司提出澄清說明及補充修訂後，審查結果可以接受，應可確保除役過渡期間用過核子燃料之安全。

目錄

摘要	I
目錄	III
壹、目的	1
一、概述	1
二、審查發現	1
三、審查結論	3
貳、維護策略	4
一、概述	4
二、審查發現	6
三、審查結論	9
參、監測及管理	10
肆、老化管理	12
一、概述	12
二、審查發現	24
三、審查結論	61
伍、除役過渡階段前期檢測及測試計畫(PDSI/PDST)	62
一、概述	62
二、審查發現	64
三、審查結論	73
陸、總結	74

壹、目的

一、概述

核二廠除役期間核子燃料全部移出核子反應爐之前(即除役過渡階段前期)，反應爐及用過燃料池內用過核子燃料的冷卻及貯存仍須持續進行，以確保其安全，故需維持運轉或可用之系統/設備須能執行其預期功能；停止運轉設備在隔離停用期間，亦不會影響需維持運轉或可用系統/設備的功能、人員安全或造成環境影響；對於計畫停止運轉之系統/設備，當電廠尚未依程序書 D103.3「系統評估再分類與過渡(System Evaluation and Reclassification Team, SERT)管制程序」完成其隔離停用前，不致發生因設備的劣化而影響需維持運轉系統/設備的功能並兼顧人員安全。為達成上述確保反應爐及用過燃料池內用過核子燃料冷卻及貯存安全的目的，核二廠訂定此除役過渡階段前期整體性維護管理方案，主要內容包含此段期間的維護策略、監測及管理、老化管理及除役過渡階段前期檢測及測試計畫等四部分。

二、審查發現

本章節之目的經審查後，共提出 8 項審查意見，審查意見重點整理說明如下：

- (一)此整體性維護管理方案之名稱前段於不同地方有多種不同敘述，如「除役期間」、「除役過渡階段」及「除役過渡階段前期」等，意義有無不同，請澄清說明；另文件的附件中又自有附件，日後引用附件易產生混淆，請修訂。

台電公司答覆說明，此整體性維護管理方案之名稱前段將統一為「除役過渡階段前期」，全名為「核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案」；另原章節「七、附件」修訂為「七、附錄」。對修訂後之內容，經審查後可以接受。

(二)依本方案所述之目的，係為確保除役過渡階段前期需維持運轉或可用之系統/設備可執行其預期功能，以及停止運轉設備在隔離停用期間不會影響需維持運轉或可用系統/設備的功能、影響人員安全或造成環境影響，並確保隔離功能的有效性。惟本方案附錄二提出「除役過渡階段前期系統/設備 SERT 隔離停用前的監測/維護方案」，以確保規劃停用之系統/設備於隔離停用前，不致發生劣化而影響需維持運轉系統/設備的功能，並兼顧人員安全，然本章節之目的說明未見納入此相關內容，請澄清說明。

台電公司答覆說明，本方案附錄二係針對計畫列於 5C 停止運轉之系統/設備在尚未依程序書 D103.3「系統評估再分類與過渡 (SERT) 管制程序」完成其隔離停用前，訂定相關監測/維護方案，以確保計畫停止運轉設備在停用狀態下，不致發生因設備的劣化而影響需維持運轉系統/設備的功能並兼顧人員安全，此內容已補充於本章節之目的說明中。對補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

(三)查附錄一之除役過渡階段前期整體性維護管理方案架構，僅敘及 5A 系統，惟本方案所述之老化管理部分，說明除 5A 系統設備納入老化管理外，部分 5B 系統設備諸如 KC 廠房消防系統、KA 儀

用/廠用空氣、EC 用過核子燃料池冷卻淨化系統/反應器廠房上池系統等亦須納入老化管理，有前後不一致情形，請澄清說明。

台電公司答覆說明，已於該除役過渡階段前期整體性維護管理方案架構中，將部分 5B 系統納入老化管理範圍，同時，於本方案附錄四之附圖 1 除役過渡階段前期老化管理組件篩選流程中，將 5A 及部分 5B 系統/結構/組件納入篩選流程說明。對補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

三、審查結論

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案有關目的之內容，主要說明除役期間核子燃料未能移出反應爐前(即除役過渡階段前期)，為確保核子燃料冷卻與貯存之安全，提出整體性維護管理方案之架構。其內容經補充修訂後，審查結果可以接受。

貳、維護策略

一、概述

核二廠除役計畫第五章依機組於除役過渡階段前期各系統設備之需求狀態，將其分為以下 3 類：

5A：需維持可用(可運轉)系統-安全相關。

5B：需維持運轉系統-非安全相關。

5C：停止運轉系統。

對需維持運轉之系統/設備，此階段的維護策略主要是配合 18 個月維護測試週期(Maintenance Surveillance Cycle, MSC)作為定期維護保養週期，相關設備以預防性(Preventive)維護為主，定期執行設備維護保養、測試及監測相關作業。對於此期間已有監測設備狀況及參數趨勢分析之設備，納入預測性(Predictive)維護機制，參考設備趨勢變化及維修經驗來調整檢修時機，各類系統之維護策略詳述如下：

(一)除役過渡階段前期需維持可用(可運轉)之 5A 安全相關系統。

1. 依電廠除役程序書 D1102.08「預防保養工作品質管制程序書」各設備檢查週期基準與維護程序書來執行各項檢查，包含一般檢查、簡略檢查及分解檢查，執行相關必要或廠家建議的維護保養作業。
2. 配合 18 個月維護測試週期，依照 PDSI/PDST 計畫進行相關檢測及測試，並建立測試數據之趨勢分析，以評定各設備長期性能狀況適時地修訂各設備分解檢查週期。
3. 針對需維持運轉系統建置重要設備之參數趨勢分析(如系統流量、

壓力、溫度、振動、電流等重要參數)，以評定各設備長期性能狀況適時地修訂各設備分解檢查週期。

4. 藉運轉值班每值設備狀況巡視、設備負責部門之定期巡視及各級主管、主辦工程師、領班之現場走動管理，確實掌握各系統運轉狀況，若有運轉偏差可立即予以矯正其性能。

5. 有關 5A 系統屬環境驗證(Environmental Qualification, EQ)組件，電廠將依本會核定之評估報告，辦理後續作業。

(二)除役過渡階段前期需維持運轉之 5B 非安全相關系統，維護策略同前述(一)1、3、4 點。

(三)除役過渡階段前期列於 5C 之停止運轉系統

1. 系統/設備 SERT 隔離停用前的監測/維護方案

(1) 監測方案：計畫停止運轉之系統/設備相關控制室警報窗仍維持功能，當有異常警報出現或值班/維護現場巡視作業發現異常時，依程序書 D1102.01「設備檢修工作管制程序」，進入 MMCS 開立請修單進行相關管控，以確保設備有異常或偏差時，電廠能進行適當的矯正措施，確保需維持運轉或可用系統/設備不致因計畫停止運轉設備的劣化而影響其功能。

(2) 維護方案：維護部門收到請修單後，於每日主管會議中討論請修單的後續處理，包含是否影響需維持運轉或可用系統/設備之功能及其它工安/環境等相關因素與可能的處置方法；如評估為可能有影響，維護部門依現行設備檢修工作管

制程序，採取適當的維護作業；如評估結果為不影響，相關請修單將於計畫停止運轉或可用系統/設備完成 SERT 隔離停用作業後進行結案；除役過渡階段前期停止運轉系統(5C)在未完成隔離前，其與需維持可用(可運轉)系統(5A/5B)之間有介面關係的特定設備組件，當其故障失效會影響到維持可用系統功能者，需依程序書 D1102.08「預防保養工作品質管制」規劃執行設備預防保養。

2. 系統/設備 SERT 隔離停用後的監測/維護方案

5C 系統隔離停用後，依 D700 系列程序書執行現場巡查，發現並記錄設備偏差問題；如周遭有需維持運轉設備者，或對工安/環境有影響者，則定期檢視確認組件完整性，使不致發生停用設備劣化造成繼續運轉設備不可用或產生工安/環境等影響；與 5A/5B 系統有介面關係的特定設備組件，當其故障失效會影響到維持可用系統功能者，仍依程序書 D1102.08「預防保養工作品質管制」規劃執行設備預防保養。

二、審查發現

本章節之維護策略經審查後，共提出 3 項審查意見，審查意見重點整理說明如下：

- (一)對所述之預防性(Preventive)維護及預測性(Predictive)維護之內容，請進一步說明；預測性(Predictive)維護有調整檢修時機之機制，此調整是否都傾向縮短或可能縮短也可能延長，核准調整之機制為何，併請澄清說明。

台電公司答覆說明，預防性維護係視設備狀態之維護及計劃性維護，即是平時預防保養(PM)以及配合 18 個月維護測試週期(MSC)進行定期維護保養，使設備在兩次 MSC 之間維持其可靠度，不會因為元件疲勞、磨損等原因而造成失效；預測性維護則是透過監測設備運轉參數及執行趨勢分析，以達到預測設備狀態之未來趨勢，及參考以往故障維修經驗來調整檢修時機，調整週期及核准將依 D1102.08「預防保養工作品質管制程序書」及 D136「核二廠長期維修計畫管制程序書」進行管理；預測性維護係依據設備運轉參數監測數據及趨勢分析結果，研判診斷該設備適宜的檢修週期，調整檢修週期即是依照研判診斷結果予以縮短或延長。對澄清說明之內容，經審查後可以接受。

(二)依本方案所述之維護策略，除役過渡階段前期 5A 安全相關系統及 5B 非安全相關系統，將依電廠除役程序書 D1102.08「預防保養工作品質管制程序書」各項設備檢查週期基準與維護程序書執行檢查，而針對 5C 停止運轉系統則依附錄二、三之核二廠除役過渡階段前期系統/設備 SERT 隔離停用前/後的監測/維護方案進行管理。惟針對與 5A/5B 系統設備有介面關係之 5C 系統設備組件，未見要求納入除役程序書 D1102.08 進行檢查維護，請澄清說明。

台電公司答覆說明，除役過渡階段前期 5C 停止運轉系統未完成隔離前，其與 5A/5B 系統有介面關係的相關設備組件將規劃依程序書 D1102.08「預防保養工作品質管制程序書」執行設備預防

保養，及藉由值班/維護部門現場巡視作業或出現警報來監測異常狀況，並依程序書 D1102.01「設備檢修工作管制程序」開立請修單進行管控；除役過渡階段前期 5C 系統隔離停用後，與 5A/5B 系統有介面關係的相關設備組件，將規劃依程序書 D1102.08「預防保養工作品質管制程序書」執行設備預防保養，並已修訂該等附錄內容。對補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

(三) 依附錄二之「核二廠除役過渡階段前期系統/設備 SERT 隔離停用前的監測/維護方案」所述，對計畫停止運轉之系統/設備，發生劣化開立請修單，如評估不影響需維持運轉或可用系統/設備之功能，不執行維護作業，於未來隔離停用後再結案。對於前述尚未停用仍在運轉之系統/設備劣化，但不會影響需維持運轉或可用系統/設備功能之態樣，請提供實例說明？對於前述系統/設備劣化後不執行維護作業之情形，是否還需有其他前提條件，或前置處理，請澄清說明。

台電公司答覆說明，5C 系統隔離前若有組件發生異常狀況，經開立請修單後將於電廠主管晨會期間進行討論是否需進行檢修，此為電廠的前置處理機制；若會影響 5A、5B 系統之運轉則依工作管制程序執行檢修作業，待完成隔離後予以除單，例如 5C 系統「爐心隔離冷卻系統(Reactor Core Isolation Cooling, RCIC)」，若於隔離前與 5A 系統「餘熱移除系統(Residual Heat Removal, RHR)」之系統連結介面相關設備/管路組件發生異常狀況，所開立的請修單將依上述程序管理。對澄清說明之內容，經審查後可

以接受。

三、審查結論

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案有關維護策略之內容，主要說明除役過渡階段前期需維持運轉之安全與非安全相關系統，及停用運轉系統於隔離停用前/後等之維護策略。其內容經澄清說明及補充修訂後，審查結果可以接受。

參、監測及管理

核二廠對於除役過渡階段前期仍需維持運轉或可用之設備，其維護作業之成效，仍比照運轉期間要求，依循美國聯想法規 10 CFR 50.65 要求及電廠維護法規(Maintenance Rule, MR)方案進行管控，且仍保守依運轉期間訂定之性能準則，監測其結構、系統和組件(Structure, System, and Component, SSC)性能，當性能不可接受時，探討原因、訂定矯正措施及設定改善目標，並依據目標監測 SSC 性能，至其性能回復為可接受。

對原屬 MR 範圍但進入除役過渡階段前期後列為 5C 之停止運轉系統，將從 MR 管控範圍內移除，但核二廠為確保原 MRDB 資料庫歷史資料完整性，仍不會將其從 MRDB 資料庫移除，而以列表方式註明不適用於 MR 範圍內，該 MRDB 資料庫修訂已於運轉執照屆期前一個月內完成。

當發生設備故障時，仍將依循除役程序書 D157「肇因分析作業程序書」進行必要之肇因分析，追查造成設備異常的根本原因，以防止事件重複發生。其他有關重複請修單之追蹤機制、系統討論會機制等，亦都將依運轉期間維持運作。

原屬 MR a(4)之維修風險評估部分，原運轉中程序書 174.1「維護工作排程作業管制程序」之適用範圍僅限於機組併聯運轉下之維護作業，故於除役過渡階段前期，將改依「除役過渡階段例行保養與 18 個月維護測試作業之停爐安全作業程序書」進行維護風險評估及管理，亦即除役過渡階段前期 MSC 進行期間，仍執行「MSC 停爐安全評估」以確保維護風險值在可接受範圍內。

平日例行之維護、測試作業時程之規劃，機動班藉維護整體風險工作系統(Maintenance Integrated Risk Utilities, MIRU)進行排程管制，若屬該程序書所列之安全系統會因例行保養或矯正維護作業導致不可用，電廠透過 MIRU 系統進行安全評估，確認風險可接受後才可執行。

查本章節所述之監測及管理，包括：MR(藉監測系統、結構及組件於維護後功能失效之情形，確認維護有效性，以提升維護品質)、維護風險評估及 MIRU(設備因平日例行之維護、測試作業造成不可用之影響應先進行安全評估)等內容，均為沿用運轉期間已具體實施多年的相關管理措施，僅為因應除役過渡階段前期之狀態進行範圍上適當之調整，經審查後可以接受。

肆、老化管理

一、概述

(一)老化管理組件篩選流程

除役過渡階段前期為維持反應爐及用過燃料池內用過核子燃料冷卻及貯存安全，相關安全系統及非安全系統之設備組件仍須維持運轉或可用，其中如結構體、管路、桶槽、電纜等被動(Passive)組件，為維持其預期功能，避免出現非預期不可用之情形，有必要執行該等被動組件的老化管理。核二廠參考美國核管會發行之技術文件 NUREG-1801, Rev. 2, “Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report” Section X 及 XI 內容規劃該階段之老化管理方案(Aging Management Program, AMP)。

核二廠除役過渡階段前期老化管理組件之篩選流程，範圍界定在除役過渡階段前期與反應爐內之核子燃料安全貯存與冷卻相關之 5A 及部分 5B 系統/結構/組件，老化管理組件篩選為被動件且長期使用者。對符合上述條件之組件，將鑑別老化效應與執行老化管理方案。

老化管理方案係對鑑別的老化效應，提出應執行之相關預防性措施或監測/檢測機制，以能提早發現組件異常現象，進而採取更換或維修作業，維持系統功能正常。對於不同的老化效應，可選用適合之老化管理方案加以管理。

(二)老化管理方案之架構及內容要求

台電公司依前述 NUREG-1801 建立之老化管理方案，檢視材料(Material)、環境(Environment)、老化效應(Aging Effect)及其他等因素，篩選適用於核二廠除役過渡階段前期之老化管理方案，且每項老化管理方案，包括方案概述(Program Description)、方案十要項(Program Ten Attributes)及結論，其中方案十要項依序為：

- 1.方案涵蓋範圍(Scope)：需管理的標的物及範圍。
- 2.預防性措施(Preventive Actions)：能有效減輕或預防初期老劣化之措施。
- 3.監測或檢測參數(Parameters Monitored or Inspected)：能直接反應管理標的物老劣化的指標，或影響組件預期功能的資訊。
- 4.老化效應偵測：透過特定偵測程序(含檢測方法、頻率等)，使組件在喪失預期功能前，可及時檢測出老劣化機制。
- 5.監測及趨勢分析(Monitoring and Trending)：對管理標的物進行持續性的監測與劣化趨勢評估，避免發生超過接受準則。
- 6.接受準則(Acceptance Criteria)：依法規、工業標準、相關技術指引或電廠運轉技術規範所建立之老、劣化檢查接受標準。
- 7.矯正措施(Corrective Actions)：當老劣化不符方案之接受準則時，須評估可採行之矯正措施，並能適時執行。
- 8.確認程序(Confirmation Process)：確保矯正措施之實施及其效果符合核能品保要求。
- 9.行政管制(Administrative Controls)：方案須施行行政管制，以符合核能品保的要求。

10.運轉經驗(Operating Experience)：核能工業界與電廠之運轉經驗，以證明老化管理方案之有效性。

(三)核二廠除役過渡階段前期老化管理方案

台電公司篩選結果，適用核二廠除役過渡階段前期之老化管理方案共 27 項，各項老化管理方案內容概述如下：

1. 除役過渡階段前期檢測及測試計畫(PDSI/PDST)

依據美國機械工程師學會 ASME B&PV Code, Section XI, 2007 年版(含 2008 年增修版)，以周期性的目視、表面、全體積檢測及洩漏測試，管理核能一、二、三級持壓組件、整體附屬件及反應爐內部組件、爐壁鉚道等有關材料腐蝕、鉚道裂紋之老化效應，對劣化超出接受標準之組件，將依該 Code 之 IWA 章節規定進行修理及更換。

2. 水化學(Water Chemistry)

透過定期監測與控制爐水及用過燃料池水之水質，如監測爐水的導電度、氯離子、硫酸根離子濃度，及用過燃料池水的導電度、氯離子、硫酸根離子濃度及總有機碳等參數，以減緩或防止反應爐及用過燃料池相關金屬組件有關材料腐蝕、鉚道裂縫起始與成長等之老化效應的發生或進行。當監測到水質超出所訂之接受準則時，採取矯正措施將水質調整回限值內，以避免雜質造成前述之老化效應，確保相關設備的可靠度。

3. 管路薄化檢測(Flow-Accelerated Corrosion)

對 5A 及部分 5B 系統之碳鋼管路，依據美國電力研究院

EPRI NSAC-202L-R3 導則建立對應程序書，根據以往檢測數據、維修歷史、國內外經驗等來選擇易因流體加速腐蝕(FAC)造成管路薄化之監測管件，利用 CHECWORKS 程式計算薄化蝕速率，預估監測管件的剩餘厚度及壽命，再於維護周期期間對監測管件進行測厚，以驗證預估值的準確性，必要時進行補強或換管措施，以期能在管路喪失預期功能前先檢測出管路的薄化。

4. 螺栓完整性(Bolting Integrity)

對於 5A 系統持壓組件之核能一、二、三級螺栓，依據 ASME B&PV Code, Section XI, Table IWB-2500-1, IWC-2500-1, IWD-2500-1 進行目視檢測(VT-1)，以查看有無洩漏，管理螺栓的龜裂、預力喪失、材料腐蝕等老化效應。另依據 EPRI NP-5769 及 NUREG-1339 建議，以選用適當的螺栓材料、潤滑劑及密封劑之預防性措施，預防或減緩安全相關螺栓的劣化。

5. 開放循環冷卻水系統(Open-Cycle Cooling Water System)

對於 5A 相關海水系統所有組件，以及 RHR 熱交換器、緊急冷凍水冷凝器、緊急柴油發電機護套水冷卻器、HPCS 泵室冷卻器及 HPCS 開關室冷卻器等熱交換器，採用 NRC Generic Letter GL 89-13 建議，管理因腐蝕、沖蝕及生物結垢造成的金屬材料腐蝕以及熱傳能力降低等之老化效應，從而維持其預期功能。管理老化效應係藉定期目視檢測管件、閥體、泵殼、流量元件、限流器、迴轉攔污柵、濾網器外殼、膨脹接頭等組件，檢查組件塗裝有無鼓起、脫落，組件材料有無腐蝕，並對上述熱交換器之系統

執行定期運轉性能測試，以確認熱交換器效能有無降低。

6. 閉路處理水系統(Closed Treated Water System)

閉路處理水系統包括緊急冷凍水系統、緊急柴油發電機(包含第 5 台柴油發電機)的冷卻水子系統、廠房通風及冷卻系統中的控制室、開關室及穿越器室冷卻系統、緊急爐心冷卻系統泵室空調箱及核機冷卻水系統等，以控制水質並維持水中腐蝕抑制劑濃度以減少腐蝕及應力腐蝕產生之預防性措施、定期執行系統功能測試及定期執行目視檢測相關泵殼、熱交換器、管件及閥體等有無洩漏之不正常狀況等方式，以管理上述系統之管路、管路組件、熱交換器等組件在閉路循環冷卻水中材料腐蝕及熱傳能力降低之老化效應。

7. 吊車檢測(Crane Inspection)

對 RHR 泵、HPCS 泵及 LPCS 泵等單軌吊車、柴油發電機廠房橋式起重機、第 5 台柴油發電機廠房橋式起重機、燃料廠房護箱起重機及懸臂吊車、反應器廠房極式起重機及乾井橋式起重機等，以定期執行目視檢測樑架結構是否正常，鋼索、吊鏈及吊鉤是否損傷或異狀，有無脫落或鬆動之機件或螺栓等方式，以管理吊車結構腐蝕及滑軌磨耗的老化效應。

8. 壓縮空氣監測(Compressed Air Monitoring)

對壓縮空氣系統相關組件，如蓄壓器、螺栓、過濾器外殼、空壓機、熱交換器、泵殼、分離器、消音器、流量元件、祛水器管件、儀管、桶槽及閥體等，以定期巡視檢查空氣乾燥器、壓縮

空氣冷卻器、廠外離心式空氣壓縮機運轉參數監測，閥體及管件外觀檢查，判斷壓縮空氣系統組件是否發生材料腐蝕；以利用線上監測儀用壓縮空氣的露點及空氣濾清器差壓，確保壓縮空氣品質保持在限制值以內，以避免材料腐蝕；並以採用無油空壓機，確保提供之壓縮空氣沒有碳氫化合物的來源，以及利用空氣乾燥器及濾網，去除水份並過濾雜質，確保壓縮空氣中含水、鐵鏽、污垢和其他污染物能維持在可接受程度等之預防性措施，來管理壓縮空氣系統組件材料腐蝕的老化效應。

9. 消防(Fire Protection)

對相關之防火屏障，如穿越孔密封、牆壁、天花板、地板、防火被覆、風門外框、艙口蓋等執行定期目視檢測，及對防火門和防火風門執行定期目視檢測和功能測試，亦包含對海龍/二氧化碳消防系統執行定期檢查和測試，以管理碳鋼防火門、防火風門、風門外框和艙口蓋及海龍/二氧化碳消防系統之材料腐蝕，以及具消防功能之牆壁、天花板、穿越孔密封和防火被覆之破裂等之老化效應。

10. 消防水(Fire Water System)

對曝露於水環境的消防系統組件，如灑水頭、消防水帶、消防栓、廠房內消防箱(栓)、地上管件、閥、泵、桶槽等，依據美國消防協會 NFPA 規範，以定期監測消防水系統供水壓力、定期管路沖洗與流量測試及組件目視檢測等方式，以管理該等系統組件材料腐蝕之老化效應，以確保消防水系統能維持於正常操作壓

力，且洩漏造成的壓力喪失能夠立刻被偵測和矯正。

11. 燃油油質分析(Fuel Oil Chemistry)

對柴油發電機燃油儲槽及日用油槽、第 5 台柴油發電機燃油儲槽及日用油槽、及其他內表面曝露在燃油裡的組件，藉新油品質檢控、油定期取樣分析、油槽定期洩水及油槽內表面定期檢查等控制燃油油質在一定程度以上之方式，減少油槽內表面曝露在被水及微生物污染的油中的機會，以管理油系統發生過濾器阻塞、油噴嘴鏽垢及組件腐蝕等老化效應。油定期取樣分析程序係依美國材料和試驗協會 ASTM 規範 D1796、D2276、D975 及 D4057 等執行。

12. 系統巡視(System Walkdown)

對需維持運轉設備的機械組件，如閥、管路、熱交換器、桶槽等，在電廠人員進行例行巡視及預防保養工作時，以目視檢測組件外表面是否有塗層脫落、材料腐蝕、龜裂或材料性質改變等老化效應及任何異常的洩漏，如發現任何缺失則予記錄、評估及採取適當矯正措施。

13. 雜項設備管件內表面檢查(Inspection of Internal Surface in Miscellaneous Piping Components)

對於電廠無其他老化管理方案管理的組件，包括：風門外框、風扇外框、過濾器外殼、風管、儀管、管件、桶槽、閥體、濾網器外殼、加熱器殼體、泵殼、熱交換器(外殼)、撓性接頭、膨脹接頭、分離器、限流器、流量元件等，其材料包括碳鋼、鍍

鋅鋼、不銹鋼、銅合金或鋁合金等，所處的環境包括室內空氣、未處理空氣、燃燒排氣、凝結水、廢水等，利用定期維護保養的時機進行組件目視檢測之方式，以管理組件之材料腐蝕、龜裂或熱傳能力降低等老化效應。

14. 潤滑油油質分析(Lubricating Oil Analysis)

對於緊急柴油發電機系統、備用硼液控制系統(SBLC)、用過燃料池(SFP)冷卻淨化及緊急補水泵，以定期取樣分析油質方式，分析油含水量、黏度及金屬元素含量等，控制水及顆粒等污染物維持在限制值內，亦搭配定期檢查來確認油質管控等方式，以管理曝露於潤滑油的組件腐蝕、龜裂、材料性質改變或熱傳能力降低等老化效應。

15. Boral 監測方案(Boral Monitoring)

對上燃料池與下燃料池高密度儲存架之 Boral 試片，藉由定期檢驗硼試片的尺寸及硼含量以及池水水質檢測等方式，以管理中子吸收材 Boral 的材料腐蝕及中子吸收能力降低等老化效應，以判斷儲存格架是否仍符合原設計的功能。

16. 地下管槽 (Buried and Underground Piping and Tanks)

對於海水系統地下管件、消防水系統地下管件、燃油儲存與輸送系統地下管件與埋槽及其上所用之螺栓，透過適當的外表面塗裝、外加電流或犧牲陽極方式的陰極防蝕、定期緊密電位量測、定期依風險評估結果選點開挖檢查、超音波測厚及回填溪沙等方式確保防蝕效果，以管理範圍內的碳鋼、鍍鋅鋼、不銹鋼或

灰鑄鐵製組件在土壤環境的材料腐蝕或預力喪失之老化效應。

17. IWE(ASME Section XI, Subsection IWE)

對一次圍阻體水下襯板及其整體性連接件，依 ASME Code, Section XI, IWE 篇要求，執行 VT-3 或 VT-1 目視檢測之方式，以管理一次圍阻體水下襯板之壁厚減損超過 10%、裂縫破裂、組件結構變形或其他不正常現象之老化效應，並確保上述組件能維持其預期功能。

18. IWL(ASME Section XI, Subsection IWL)

對圍阻體可接近之鋼筋混凝土表面，包括圓頂、外牆等未被鋼襯板、機器、設備、管線及永久結構物等阻擋之混凝土表面，藉定期執行一般目視檢測(General Visual)之方式，若發現可能產生劣化之區域，需再以細部目視(Detailed Visual)進行檢測，以管理圍阻體鋼筋混凝土表面劣化之老化效應。

19. IWF(ASME Section XI, Subsection IWF)

對 ASME B&PV Code, Section XI, IWB, IWC, IWD 及 IWE 中 Class 1, 2, 3 各組件及其他非管路的支吊架，除符合 IWF-1230 規定之免除檢查者外，其餘皆須依據 Table IWF-2500-1 對於 Class 1, 2, 3 管路支架及設備支架執行 VT-3 目視檢測支吊架之結構狀況。另為避免應力腐蝕龜裂發生，納入「不得使用含有 MoS_2 之潤滑劑」與「螺栓降伏強度應小於 150ksi」(惟不適用 RPV 支撐裙板錨定螺栓)之預防性措施。另因核二廠曾發生反應爐支撐裙板錨定螺栓斷裂案例，依保守性原則，除役過渡階段前期仍執行該螺

栓超音波檢測。

20. 結構監測(Structures Monitoring)

對包括反應器廠房、二次圍阻體、汽機廠房、控制廠房、廢料廠房、燃料廠房、火災防護相關結構、柴油發電機相關結構、開關場相關結構、電廠全黑相關結構、緊急循環海水相關結構及通用雜項組件等結構物，針對混凝土、鋼結構、地震間隙、設備基座、屋頂、耐壓門及防波堤等七類構件，於除役過渡階段前期期間執行一次目視檢測，以管理結構物之變色、變形、滲水、開裂及剝落等老化效應。

21. 水利結構檢測(Inspection of Water-Control Structures)

對於緊急海水泵室、緊急進水渠道及緊急進水口(含防波堤)等水利結構，於除役過渡階段前期期間執行一次目視檢測，以管理水利結構開裂、石塊滑動或位移等老化效應，並於每次重大天然災害後進行巡視，以目視檢測確保其結構完整性，另外緊急進水渠道將以目視檢測水面以下部分之混凝土結構完整性。

22. 保護塗層(Protective Coating)

對於一次圍阻體及內部相關設備之保護塗層，包括乾井、密封容器、抑壓池或集水池之吸水濾網，依美國核管會管制指引 RG 1.54, Rev. 2 及 ASTM D 5163-08、D 714、D610 相關規範要求，以目視檢測塗層劣化之情況，如：擦傷、起泡、表面龜裂、深度龜裂、損害、剝落、均勻腐蝕、磨蝕及顯著色澤變化等。塗層品質管制方面參考 ASTM D 3843 規範；人員訓練與資格方面

則透過台電林口核能訓練中心依據 ASTM D 4537、ASTM D 5498 規範辦理；維護方面則以 ASTM D 5163 規範為主執行圍阻體內 Service Level I 塗層檢查，以預防 NRC GL 98-04 所提塗層劣化剝落而導致緊急爐心冷卻系統(ECCS)阻塞事件之發生。

23. 非 EQ 儀用電纜與連接組件(Insulation material for Non-EQ Electrical Cables and Connections used in Instrumentation Circuit)

針對靈敏、高電壓、低電流訊號的儀用電纜與連接組件，如流程輻射偵測系統(Process Radiation Monitoring System PRM)，透過定期執行輻射偵測系統輻射偵測器功能測試(程序書 D608.1、D608.3、D608.5.3 與 D608.17)及校正測試(程序書 D608.2、D608.4、D608.6 與 D608.18)之方式，以管理儀用電纜與連接組件之絕緣材料曝露於溫度、輻射及濕氣等不良環境時，可能造成絕緣電阻下降、漏電流增加等老化效應。

24. 無法接近之非 EQ 電力電纜(Non-EQ Inaccessible Power Cables)

針對長期處在濕氣環境無法接近之非 EQ 電力電纜管理老化效應，除藉由定期電纜人孔積水檢查、排水等活動，以避免電纜長期暴露於濕氣環境外，並經由電性檢查，以偵測無法接近之非 EQ 電力電纜在濕氣環境下絕緣劣化的老化效應。

25. 金屬包覆匯流排(Metal Enclosed Bus)

對各柴油發電機(Division I,II,III)至各相關 ESF 匯流排(1A3、1A4、1A5 及 2A3、2A4、2A5)之間的金屬包覆匯流排、由起動變壓器(0XSUT、2XSUT)與緊急起動變壓器(0XESUT 及 2XESUT)

送至 4.16kV 匯流排(1A3、1A4、1A5 及 2A3、2A4、2A5)之金屬包覆匯流排等，採用測量導通電阻、匯流排內外部維護保養、絕緣體表面清潔、外殼除鏽、異常檢查、補漆、空間加熱器檢查等方式，另對非分隔式匯流排外殼總成的異常檢查、除鏽、補漆等保養工作，以管理材料腐蝕及橡膠類材料的硬化與喪失強度等老化效應。

26. 高壓礙子(High Voltage Insulator Program) (電廠特有老化管理方案)

對 345kV 開關場線路與電力變壓器之間的耐張礙子與懸垂礙子，及 69kV 開關場中幅線與金山線的第一串耐張礙子等，以偵測礙子表面是否有污染(灰塵或鹽分沈積)、以紫外線攝錄影像偵測儀檢測礙子電暈及颱風後以紅外線熱影像測儀進行礙子表面檢測等方式，管理其表面污染之老化效應，確保高壓礙子能發揮其預期功能。

27. 電氣(含儀控)組件環境驗證(Environmental Qualification (EQ) of Electrical Components)

除役過渡階段前期有些區域仍可能為較嚴苛環境，某些電氣(含儀控)組件在該嚴苛環境仍須發揮其預期維持反應爐爐心安全功能，為確保電氣(含儀控)組件於承受正常運轉的老化影響後，於嚴酷環境下仍能發揮安全功能，本方案特別針對壽期小於除役過渡階段的 EQ 組件進行老化管理，在組件壽命結束前，予以更換、翻修或重新分析評估其壽期，以管理其老化效應。

二、審查發現

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案老化管理部分及對應的核二廠除役過渡階段前期老化管理方案，經審查後，共提出 93 項審查意見，審查意見重點整理說明如下：

- (一)依所述老化管理內容，係依維護法規(MR)重擬篩選範圍、修訂 MRDB 資料庫及相關程序書進行後續監測及管理，並參考核一廠 D110 程序書規劃。惟維護法規為核二廠營運中 173 系列程序書內容，係藉監測高安全重要度之系統、結構及組件維護後功能失效情形，確認維護的有效性，以提升維護作業品質為目的，並無老化效應鑑別相關內容，如何管理老化效應並確認有效；再者，依所述除役過渡階段前期老化管理組件篩選流程，屬被動件且長期使用者執行老化效應鑑別與老化管理方案，其餘(包括主動件及被動件定期更換者等)則依 MR 與維護程序書執行，明確區分執行老化管理與 MR 之對象，前述內容卻將兩者混為一談，請澄清說明。

台電公司答覆說明，維護法規是用以監測核能電廠維護的有效性，並無老化效應鑑別相關內容，核二廠整體性維護管理方案中老化管理部分內容將酌作修訂，刪除原記載 MR 相關內容，並加入參考 NUREG-1801, Rev. 2, “Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report” Section X 及 XI 內容規劃該階段老化管理方案之內容。查此補充修訂後之內容，已明確區分執行老化管理與 MR 之對象，經審查後可以接受。

(二)依所述老化管理內容，指出 KC 廠房消防系統、KA 儀用/廠用空氣、EC 用過核子燃料池冷卻淨化系統/反應器廠房上池系統等屬於 5B 之停機過渡階段前期需維持可用(可運轉)非安全相關系統須納入老化管理，惟部分屬 5B 之系統，如提供 EC 用過核子燃料池冷卻淨化系統/反應器廠房上池系統及 KA 儀用空氣系統空壓機冷卻功能的 EG 核機冷卻水系統及 DA 外部循環水系統、提供 KA 廠用空氣系統空壓機冷卻功能的 AM 生水系統、作為爐水淨化及替代停機冷卻的 RWCU 系統，為何未列入老化管理，請澄清說明。

台電公司答覆說明，已依審查意見將 EG 核機冷卻水系統、AM 生水系統、DA 外部循環水系統及 BP 爐水淨化系統納入整體性維護管理方案中。查此補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

(三)對附圖 1 之「除役過渡階段前期老化管理組件篩選流程圖」，第一個方塊記載「除役過渡階段前期與反應爐內之核子燃料安全儲存與冷卻相關 5A 系統組件」，與所述老化管理內容包含部分 5B 系統之說明不符，且是否欠缺「結構」乙項，併請澄清說明。

台電公司答覆說明，已依審查意見將「部分 5B 系統」及「結構」之說明補充加入該附圖第一個方塊。查此補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

(四)對附件 1「除役過渡階段前期老化管理方案與執行程序書檢視表」內容，(1)第 2、3 行記載 NUREG-1801 Rev.2 之 AMP 編號及名稱，第 4 行記載是否執行，惟並未列出 NUREG-1801 Rev.2 所

有 BWR 適用之 AMP 方案(例如 XI.M12、XI.M25 等)。(2)第 5 行記載之檢視說明，除 M、E、A 選項外，另有一「其他」選項，其意義為何，項次 3、4 均勻選「其他」，意義有無不同，請澄清說明？(3)有關開放循環冷卻水系統乙項之檢視說明「除役過渡階段，本項老化管理方案管理範圍排除停止運轉且不需維持可用(5C)之系統，如：高壓爐心噴灑系統」，此與台電公司 110 年 7 月 28 日陳報本會之「核二除役過渡階段前期系統留用及停用系統分類表」，將 EM 高壓爐心噴灑系統列為需維持可用之安全系統(5A)不一致，請澄清說明。(4)有關「非 EQ 絕緣電纜與連接組件」乙項，以除役過渡階段前期不會有設備運轉造成局部環境溫度高於 44.4℃ 為由不採用，惟僅考慮局部環境溫度即判定本項方案無須執行，其它如濕度及輻射為何無需考慮，請澄清說明。(5)有關「非 EQ 電纜連接組件」乙項檢視結果為不執行，理由係已完成量測、組件檢查與重新組裝，檢查結果符合要求，並驗證其有效性，惟該有效性有無期限？會否影響除役過渡階段前期之運作，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)已依審查意見要求於「除役過渡階段前期老化管理方案與執执行程序書檢視表」完整列出 NUREG-1801 Rev.2 所有 AMP 方案，再逐項檢討核二廠適用之老化管理方案。(2) 第 5 行記載之檢視說明係為當此 AMP 不須執行時，則須於本欄中勾選不執行原因選項：M(材料)、E(環境)、A(老化機制)或其他，並提供不須執行 AMP 之說明，以項次 3 之反應爐頂蓋螺栓為

例，因除役過渡階段前期反應爐開蓋，其頂蓋螺栓不再使用與檢測，因不涉及 M、E、A 等選項，故勾選其他。(3)高壓爐心噴灑系統在未獲本會同意列為停止運轉且不需維持可用系統(5C)之前，仍列為需維持可用之安全系統(5A)，將依審查意見修訂該項涉及高壓爐心噴灑系統之說明。(4)核二廠程序書 D740.1.5「不可接近電力電纜監測作業程序書」已全面盤查敷設於有害環境之中壓電纜，篩選標準包括含長期潮濕浸水、周溫高於 50°C 或承受輻射強度大於 10 rd/hr 等，經重新檢視核二廠電纜監測清冊，並將核一廠清單加入比對，除部分設備設計不同外，經評估大多設備之電纜其敷設路徑未落入「中壓電纜有害環境及不良使用狀況之篩選準則」之內，所有輔機廠房中壓設備房間內，測得最高環境輻射為 0.7 rd/hr，惟 Recirc. MG-SET Motor 電源及 Generator 輸出電纜經地下管道進入廠房，存有濕度偏高之疑慮，已提 PCN 納入程序書 D740.1.5 監測清單(屬除役後不再運轉之系統僅監測 2 號機部分)；另非 EQ 電纜之連接組件絕緣部分，電源側一般位於 Switchgear Room 或廠房廊道，所處環境較佳無高溫、輻射或潮濕之疑慮；負載側則必定安裝在現場接線箱或設備箱體內部，可有效隔絕濕氣，且配合需持續運轉之 5A/5B 設備內外檢維護工作，每次 MSC 均會進行連接組件檢查或重新進行絕緣包覆，確保除役過渡階段能達成其預期功能。(5)「非 EQ 電纜連接組件」之老化管理方案，屬電廠 40 年運轉壽命到期一次性檢測於除役前執行，驗證現有維護保養之有效性，依核二廠程序書 D740.1.6「非 EQ

電纜連接組件監測作業程序書」，1 號機與 2 號機於除役前分別於 1 號機 EOC-28 與 2 號機 EOC-27 大修期間已完成執行電纜連接組件量測，藉以評估核二廠既設電纜接頭是否存在老化效應，非 EQ 電纜連接組件監測為狀態監測方案，檢查結果符合要求無老化效應，該有效性至少維持 20 年，因此不會影響除役過渡階段前期之運作。

對附件 1「除役過渡階段前期老化管理方案與執执行程序書檢視表」之內容，經補充修訂後，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(五)對老化管理方案表 2.1「核二廠老化管理方案與 NUREG-1801 之對應關係表」之內容，(1)NUREG-1801 XI.M4「BWR Vessel ID Attachment Welds」及 XI.M9「BWR Vessel Internals」之 AMP，核二廠未採用之理由，係除役過渡階段反應爐開蓋，爐水壓力及溫度均低，不會有因 SCC 產生裂紋情形；惟除役過渡階段前期爐內組件及相關鐸道長期浸於幾近靜止爐水，相關腐蝕劣化機制，如一般腐蝕(General Corrosion)、間隙腐蝕(Crevise Corrosion)、加凡尼腐蝕(Galvanic Corrosion)及孔蝕(Pitting Corrosion)等，能否完全排除，應提出完整的老化管理評估說明，在 PDSI/PDST 之審查答覆將請反應爐原廠家進行十年內不須執行反應爐內部組件目視檢測(IVVI)之安全分析報告，請待該報告提出及核准前，先訂定 IVVI 相關之老化管理方案。(2)NUREG-1801 XI.M31「Reactor Vessel Surveillance」之 AMP 核二廠未採理由，為除役期間反應爐

不再臨界亦不會再累積中子通量，惟是完全沒有，或非常低，如為非常低是否應給出定量計算數字後再予排除。(3)NUREG-1801 XI.M12「Thermal Aging Embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel」之 AMP，核二廠未採用之理由為無適用之 CASS 組件，惟核二廠 BWR 6 反應爐內 CRD Guide Tube 及 Fuel Support 是否為 CASS 組件，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)將依審查意見辦理，參照核二廠第四個十年營運期間檢測計畫書，補正 PDSI/PDST 計畫書 IVVI 相關內容，並於核二廠除役過渡階段前期檢測及測試(PDSI/PDST)之 AMP，加入反應爐內部組件、爐壁鐸道之老化效應管理內容。(2)核二廠 1 號機至 EOC28 為止，反應爐運轉時間相當於 32.61 全功率運轉年(EFFECTIVE FULL POWER YEAR, EFPY)，評估未來除役期間將累積之 EFPY，係參考「核一廠除役過渡前期控制棒驅動系統隔離停用安全評估報告」中，估計除役過渡階段前期反應爐內之熱中子通量為滿載運轉熱中子通量的 0.1%，依除役規劃 25 年的時間評估，約可再累積 2.5%的滿載運轉熱中子通量(等於 0.025 EFPY)，故 1 號機最終累積約為 32.635EFPY，遠低於下次須執行爐心試片分析之設定門檻(45 EFPY)，故除役期間之中子通量增加量屬可忽略，此具體說明將補充於該方案未採之理由中。(3) CRD Guide Tube 及 Fuel Support 查為 CASS 組件，NUREG-1801 Rev.2 所載之 XI.M12「Thermal Aging Embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel (CASS)」之 AMP，係針對 CASS 組件使

用於 250°C (482°F) 高溫環境易有熱脆化現象，需加強檢查潛在的斷裂韌性損失，惟除役過渡階段前期機組不再發電運轉，爐水淨化系統及用過燃料池冷卻與淨化系統維持運轉，且反應器爐水水質將依停機水化學標準進行管制，並維持水溫在 45°C 以下常溫狀態，CRD Guide Tube 及 Fuel Support 等 CASS 組件不會發生上述熱脆化現象，故未採該 AMP，該表所述未採之理由將修正如上所述。

對老化管理方案表 2.1「核二廠老化管理方案與 NUREG-1801 之對應關係表」之內容，經補充修訂後，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(六)對除役過渡階段前期檢測及測試之 AMP，(1)係依 2007 年版 ASME B&PV Code Sec XI，為何不採用最新版?(2)該 AMP 內所述渦電流檢測同時用在表面與全體積檢測，然渦電流檢測一般只能深入到表層，所述是否正確，請澄清說明。(3)運轉經驗所述歐洲述採用全新之非破壞性檢測技術所指為何？核二廠採超音波檢測未於反應爐焊道上發現任何瑕疵，是否檢測技術不夠先進，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)ASME B&PV Code Sec. XI 2007 年版(含 2008 年增修版)目前仍為美國核管會 10CFR50.55a 認可使用版本，且經與目前認可最新版 2017 版內容比對，2017 版有部分項目放寬，如：B-D Full Penetration Welded Nozzles in Vessels 符合 IWB-2500(g)條件時，可以 VT-1 取代全體積檢測，另新增部份檢

測項目，如：B-F Pressure Retaining Dissimilar Metal Welds in Vessel Nozzles 增加 B5.11 及 5.71 節，惟核二廠無此類銲道，其餘無差異，故 PDSI/PDST 仍保守沿用第四個十年運轉期間檢測計畫所使用的 ASME B&PV Sec. XI 2007 年版(含 2008 年增修版)。(2) 渦電流檢測的透入深度範圍與探頭使用的檢測頻率有關，一般來說最厚可達 0.25 吋 (6.35mm)，對於厚度大於透入深度之測件，僅能檢測其透入深度範圍之表面層；而一般熱交換管管壁厚度較薄，均低於透入深度，以核二廠的冷凝器、飼水加熱器、寒水機、餘熱移除系統等之熱交換器為例，其熱交換管壁厚度介於 0.028 吋(0.7112mm)~ 0.087 吋(2.2098mm)，故針對此等熱交換管所出具的渦電流檢測報告均已涵蓋管壁全體積；此澄清說明內容將補充於該 AMP。(3)運轉經驗所述係參引 NRC 資訊通告 IN 2013-19 文件，其說明 2012 年歐洲 1 座核能電廠採用第一次引進的新型非破壞檢測技術執行營運期間檢測述，經瞭解該新型非破壞性檢測技術為相位陣列超音波檢測 (Phased Array Ultrasonic Test)；核二廠反應爐焊道超音波檢測係發包國外廠家執行，兩部機第四個十年檢測均由美國 IIA Nuclear Service 公司執行，檢測方法即採相位陣列自動超音波檢測技術(Phased Array Automatic Ultrasonic Test, PA-AUT)，該公司程序書依 ASME Code 規定檢測研判人員需取得 EPRI 超音波檢測能力驗證合格資格，檢測設備驗證亦訂有詳細規範，故核二廠反應爐焊道超音波檢測乃採用與國外核能業界同步的非破壞性檢測技術。

對核二廠除役過渡階段前期檢測及測試(PDSI/PDST)之 AMP，經補充修訂及澄清說明後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(七)對水化學之 AMP，(1)爐水水質於機組除役期間，導電度、氯離子與硫酸根離子濃度之接受標準訂定依據為何？因除役期間控制棒不再移動，核二廠將前述水質標準放寬，是否影響控制棒結構，請澄清說明。(2)機組除役期間爐水水質與用過燃料池水質接受標準相差五倍，且用過燃料池水質要求反較反應爐水質要嚴格，其原因為何，請澄清說明？(3)用過燃料池水質標準中並無硼濃度分析，是否應比照爐水水質要求增加，請澄清說明。(4)線上導電率計是否正常如何確定，有無定期校正或定期檢驗？(5)水質超出限制值時，矯正措施為何，是否須找出導致異常之原因？(6)除役過渡階段前期水溫較低應無沿晶應力腐蝕龜裂(IGSCC)顧慮，飼水仍進行加氫處理嗎？

台電公司答覆說明，(1)除役過渡階段前期爐水導電度、氯離子與硫酸根離子濃度之接受標準係依 TRM TABLE 3.4.5-1 訂定，此為原運轉技術規範 Mode 5 燃料填換之水質限值，並無放寬情形。(2)原運轉技術規範並未訂定用過燃料池在不同運轉模式下之水質接受標準，故該標準係參酌 BWRVIP BWR Water Chemistry Guidelines 訂定，一般 Water Chemistry Guidelines 會比原運轉技術規範嚴格，才會出現看似燃料池之水質接受標準較反應爐爐水嚴格之現象；而程序書 D807.1 反應爐爐水及燃料池水質接受標準已

參考 BWRVIP BWR Water Chemistry Guidelines 修訂，故在除役過渡階段前期反應爐爐水與燃料池之水質接受標準實質上是一致。

(3)核二廠用過燃料池水質係根據 BWRVIP 水質指引訂定，該指引並無硼濃度分析要求，然核二廠在程序書 1029 之附件 1029.1 核二廠用過燃料池硼試片起泡監測與應變計畫中，已訂定用過燃料池水質每月進行 2 次硼濃度量測，若有惡化趨勢時需加強監測頻度並釐清肇因，程序書 1029 將於除役前改版為 D1029 程序書，並於除役期間持續進行硼濃度監測。

(4)除役過渡階段前期間線上導電度計依程序書 D773.5.1 執行定期校正，並依 D614.4 程序書規定，每 7 天執行導電率連續偵測器之控道查驗(TRS 3.4.5.3)，以獨立型流程流通式導電率計核對線上導電率計 1 次。

(5)水質超出限制值之矯正措施為：當爐水導電率、硫酸根及 pH 值大於 TRM TABLE 3.4.5-1 規定之水質限值 80 小時以上時，需評估是否需重新執行 RWCU 預敷，若反應爐冷卻水氯離子、硫酸根連續 72 小時大於 TRM TABLE 3.4.5-1 規定之水質限值時，需於 30 天內完成反應爐冷卻水系統結構完整性工程評估。

(6)一般 IGSCC 較易發生的環境溫度為大於 100°C(約 220°F)，由於除役過渡階段前期反應爐水溫度約為 40°C，故已無執行飼水加氫程序之需求。

對核二廠除役過渡階段前期水化學之 AMP，經澄清說明後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(八)對管路薄化檢測之 AMP，(1)所述之方案涵蓋範圍只涵蓋 5A 系統碳鋼管路，惟屬 5B 系統之爐水淨化系統(RWCU)於除役過渡階段前期，仍有執行爐水淨化及替代停機冷卻之功能，為該期間重要需維持可用之設備，在該系統超出執照 40 年期限繼續運轉之情況下，其相關之被動且長期使用之結構、組件是否應納入老化管理，請澄清說明。(2)對所述之接受準則內容，若管路沒有設計應力分析數值，安全餘裕厚度依管制單位的要求設為 $0.2 T_{nom}$ ，而如有設計應力分析數值，安全餘裕厚度該如何釐定，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)已依審查意見將 RWCU 相關之被動且未定期更換之結構、組件納入老化管理，於每次 MSC 執行相關管路組件(如：直管、大小頭、三通、彎管等)之超音波測厚作業；另 RWCU 系統相關組件亦納入除役過渡階段前期檢測及測試(PDSI/PDST)、雜項設備管件內表面檢查及 IWF 等 AMP 中，爾後係依 PDST 計畫書第四冊、第五冊及第六冊排程執行組件支撐架目視檢測、Class 1 閥體內表面目視檢測、Class 1 螺栓組件目視檢測、相關閥門功能測試及系統壓力測試等。(2)若管件有設計應力資料，其最小需求壁厚(T_{min})直接依 ASME Sec. III 公式計算得到；若管路沒有設計應力分析數值，則 $T_{min} = \text{管件承載管路內容物壓力的最小需求壁厚}(T_{hoop}) + \text{安全餘裕厚度}$ ，其中安全餘裕厚度依管制單位要求，由 NSAC- 202L-R3 導則要求的 $0.1 T_{nom}$ 提高為 $0.2 T_{nom}$ ；原接受準則所述內容因編排位置不當造成誤解，

已依前述答覆說明修訂接受準則所述內容。

對核二廠除役過渡階段前期管路薄化檢測之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(九)對螺栓完整性之 AMP，請說明螺栓具體之目視及全體積檢測週期，以及先前發生之反應爐支撐裙板錨定螺栓斷裂事件是否應記載於運轉經驗中，請澄清說明。

台電公司答覆說明，5A 系統持壓組件螺栓之目視及全體積檢測週期係依 ASME B&PV Code, Section XI, Table IWB-2500-1, IWC-2500-1, IWD-2500-1 規定，明訂於程序書，並依規定之檢測方法及檢測週期執行；反應爐支撐裙板錨定螺栓非屬持壓組件壓力邊界的螺件，係屬 ASME Code, Section XI, IWF 組件支撐之範疇，故其運轉經驗並不適用於本項老化管理方案。

對核二廠除役過渡階段前期螺栓完整性之 AMP，經澄清說明後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十)對開放循環水系統之 AMP，(1)所述之方案涵蓋範圍，查 HPCS 泵室冷卻器及 HPCS 開關室冷卻器等，以及部分除役過渡階段前期需維持運轉之非安全相關系統(5B 系統)設備，例如：提供 KA 廠用空氣系統空壓機冷卻之 AM 生水系統、提供 EC 用過核子燃料池冷卻淨化系統/反應器廠房上池系統及 KA 儀用空氣系統空壓機最終冷卻功能之 DA 外部循環水系統等相關系統組件均未見納

入，請澄清說明。(2)所述之預防性措施，經查未見 NRC GL 89-13 要求機組每次大修必須執行海水系統取水口結構生物聚積情形進行目視檢測之相關要求，請澄清說明。(3)對預防性措施所述相關熱交換器應定期執行效能測試，查接受準則所訂之 RHR 熱交換器銹垢熱阻係數限值仍採系統全功率運轉條件下所訂限值，除役過渡階段前期狀況是否仍可適用，請澄清說明。(4)所述之老化效應偵測，係採目視檢測方式，查未見 NUREG-1801 要求使用 NDE 進行海水管件測厚；另所述之運轉經驗中，說明 1 號機 EOC-17 大修期間，於緊急冷凍水冷凝器發現熱交換管腐蝕破裂導致冷媒洩入海水，隨後將渦電流檢測管壁測厚加入維護程序書中，惟此運轉經驗並未回饋至本項老化管理方案，請澄清說明。(5)對接受準則要項所述之緊急冷凍水冷凝器可運轉性測試所訂之凍水流量限值及海水流量限值，查與核二廠除役過渡階段前期技術規範 SR 3.7.3.3 所訂緊急冷凍水冷凝器凍水流量限值，及核二廠緊急循環水系統性能測試程序書有關緊急冷凍水冷凝器海水流量限值不一致；另所述備用緊急柴油發電機護套水冷卻器可運轉性測試時之緊急冷凍水冷凝器海水流量限值，亦與核二廠備用緊急柴油發電機運轉性能測試程序書有關緊急冷凍水冷凝器海水流量限值不一致，併請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)已依審查意見，將 HPCS 泵室冷卻器、HPCS 開關室冷卻器、AM 生水系統及 DA 外部循環水系統等納入本項老化管理方案，並於方案概要及方案涵蓋範圍、預防性

措施、監測或檢測參數及接受準則等要項中增訂相關說明。(2)已依審查意見，於本項老化管理方案之方案涵蓋範圍、預防性措施、監測或檢測參數及老化效應偵測要項中，增列每次 MSC 執行海水系統取水口結構生物聚積情形之目視檢測。(3)機組於除役過渡階段前期與全功率運轉情況下之差異，主要在 RHR 熱交換器管側與殼測間溫度差值較小，熱交換器效能測試精準度誤差較大，已重新擬定該係數可接受之限值，並完成相關文件之修訂。(4)已於本項老化管理方案之老化效應偵測要項中，增列 RHR 熱交換器管每次 MSC 執行一般檢查(包含外觀目視檢測、冷卻水活度取樣化驗)，另每 6 次 MSC 執行分解檢查執行內部可接近區目視檢測及熱交換器管渦電流檢測；且緊急冷凍水冷凝器每次 MSC 執行管束口清淤、目視檢測、冷凝器管束渦電流檢測，以確保運轉可靠性等內容。(5)已依核二廠除役過渡階段前期技術規範 SR 3.7.3.3 及緊急循環水系統、備用緊急柴油發電機運轉性能測試等相關程序書，修訂本項老化管理方案接受準則所訂之相關之凍水及海水流量限值，使兩者一致。

對核二廠除役過渡階段前期開放循環冷卻水系統之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十一)對閉路處理水系統之 AMP，(1)所述之方案涵蓋範圍，查提供 EC 用過核子燃料池冷卻淨化系統/反應器廠房上池系統及 KA 儀用空氣系統空壓機冷卻功能等屬閉路處理水系統之 EG 核機冷卻

水系統，未見納入本項老化管理方案，請澄清說明。(2)所述之預防性措施，緊急冷凍水系統及柴油發電機冷卻水子系統每月測試一次矽酸鹽腐蝕抑制劑(Silicate)、銅腐蝕抑制劑唑(Azole)濃度及水質 pH 值，惟未見參考 EPRI 1007820 文件反映相關監測頻率之彈性調整要求，亦與電廠程序書 D348「冷凍水系統」所述可選擇採用鉬酸鹽及亞硝酸鹽腐蝕抑制劑或矽酸鹽腐蝕抑制劑作為緊急冷凍水系統腐蝕抑制控制系統，及程序書 D316.1「HPCS 柴油發電機」與 D316.2「備用柴油發電機」所述冷卻水 pH 值每週分析一次之相關說明，有不一致之情形，請澄清說明。(3)所述之預防性措施，說明核二廠第 5 台柴油發電機冷卻水子系統將定期執行 Shell oil 9156 腐蝕抑制劑濃度及水質 pH 值量測分析，惟未見對應程序書執行此等分析作業，請澄清說明。(4)所述之監測或檢測參數，針對核二廠緊急柴油發電機(含第 5 台緊急柴油發電機)曝露於閉路處理水系統之管件維護作業，查未見 NUREG-1801 要求進行表面目視狀況監測之相關說明，請澄清說明。(5)有關微生物含量，是否只針對柴油發電機冷卻水子系統進行分析，其他閉路處理水系統是否需要定期檢查分析，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)已將 EG 核機冷卻水系統納入本項老化管理方案，並於方案涵蓋範圍、預防性措施、監測或檢測參數及老化效應偵測等要項中增訂相關要項要求說明，及完成相關文件之修訂。(2)已於本項老化管理方案之預防性措施要項中，參考 EPRI 技術報告 TR-1007820 Table 5-7 註記(2)修訂監測頻率為每週

測試一次，若相關水化學參數經監測結果，於一季內皆穩定維持在 EPRI 1007820 Table 5-7 建議值或廠家建議值範圍內，則後續之監測週期放寬為每月測試一次；同時，刪除程序書 D348 有關亞硝酸鹽腐蝕抑制劑之控制標準，使本方案之水質控制參數與程序書 D348 要求一致，並完成相關文件之修訂。(3)已完成相關程序書之修訂，定期執行 Shell oil 9156 腐蝕抑制劑濃度及水質 pH 值量測分析。(4)已於本項老化管理方案老化效應偵測要項中，增列相關定期測試與檢查項目說明，及完成相關文件之修訂。(5)除役過渡階段前期，緊急冷凍水系統、核機冷卻水亦將持續依照程序書 D348 定期執行微生物分析。

對核二廠除役過渡階段前期閉路處理水系統之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801、EPRI 技術報告 TR-1007820 “Closed Cooling Water Chemistry Guideline” 及廠家建議要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十二)對吊車檢測之 AMP，(1)有關吊車老化，除結構件腐蝕以及滑軌磨耗外，其他如感測器，保護裝置等為何不需納入管理，請澄清說明。(2)耐單一失靈(single-failure-proof)設計之吊車，是否會牽涉某些構件或控制系統劣化而喪失耐單一失靈之功能，如答案為肯定，則相關構件或控制系統之劣化是否有納入老化管理，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)吊車控制系統如極限開關及保護裝置等之檢查測試，已列在本方案中，係使用程序書 D737.1「起重機

預防保養測試檢查程序書」，每月及每年均會針對吊車控制系統進行檢查及測試，亦符合職業安全衛生管理辦法之檢查規定，以確保吊車操作之安全。(2)核二廠僅燃料廠房 150 噸吊車具有耐單一失靈設計，其餘吊車無此裝置，該吊車於民國 104 年完成改善，主要修改範圍包括整部吊運車(Trolley)的更新、電氣及儀控盤的更新及橋型桁樑行走驅動裝置(包括馬達、齒輪與煞車)之更新，修改後吊車之負載路徑的相關零組件，其中吊鉤以加倍安全係數方式設計，其餘大部分組件都有雙重設置，例如捲揚驅動裝置及穿索系統等都有兩套之設計，即使其中單一組件發生故障時，吊車仍能夠將其吊掛物安全地吊掛著；該吊車於民國 104 年完成改善，迄今僅逾 6 年時間，吊車無劣化之情形發生，且此吊車之構件及控制系統檢查作業持續依程序書 D737 及 D737.1 執行，可確保吊車使用之可靠性。

對核二廠除役過渡階段前期吊車檢測之 AMP，經澄清說明後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受

(十三)對壓縮空氣監測之 AMP，(1)壓縮空氣系統可能由內部產生腐蝕，而方案內每週進行閥體及管件外觀檢查之作法能否確認沒有腐蝕產生，請澄清說明。(2)所述之預防性措施，係線上監測儀用壓縮空氣的露點及空氣濾清器差壓，未見 NUREG-1801, Rev. 2 XI M24 內定期取樣檢測和可接近之內表面檢查之要求，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)壓縮空氣系統管路使用不銹鋼材質(乾燥系統使用銅管)，所屬管路抗腐蝕性較一般碳鋼佳，且空壓機送出壓縮空氣後即進入乾燥過濾器，經活性鋁吸附水氣使壓縮空氣乾燥度達露點溫度 -80°C (設有 $>-40^{\circ}\text{C}$ 高濕度警報(DEWPOINT))，儀用空氣下游管路內部環境相對大氣環境好，依營運期間儀用空氣系統管閥檢修經驗(如廠用空氣 KA 系統圍阻體隔離閥)，內部表面情況維持良好，無銹垢及銹垢堆積情況。(2)核二廠儀用壓縮空氣乾燥系統設有線上露點溫度偵測器，且露點溫度偵測器皆會維持校正有效期限內，其監測方式較定期取樣檢測更好，無再執行定期取樣檢測之必要；儀用空氣乾燥器及儀用空氣系統過濾器皆設有差壓計可線上監測，且維護組每月執行預防保養，確認差壓數據，若接近差壓限值將採取開蓋更新內部濾網，更換濾網時維護人員會針對過濾器及所屬管路執行可接近區內表面檢查，將就前述答覆內容補充修訂報告。

對核二廠除役過渡階段前期壓縮空氣監測之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十四)對消防之 AMP，(1)所述方案涵蓋範圍，僅列出電廠相關程序書編號，無法得知能否符合 NUREG-1801 所訂：需執行防火材料損壞和裂開的評估作業；防火材料針對硬度的強化、材料的收縮和強度損失是否影響預期的防火屏蔽(如防火牆、天花板和地板)之功能；其他耐火材料(如阻燃物、3M 防火包裝、噴塗防火材料、

膨脹塗層等)須起到防火屏障作用；範圍需管理到海龍、二氧化碳等滅火系統之預期功能的老化影響等要求，請澄清說明。(2)對所述之預防措施，核二廠於運轉期間曾委託清華大學執行火災 PRA 分析，其對除役期間是否仍可證明有效，如人為之拆除作業導致防火能力減低等；另本項老化管理方案並未指出火災評估作業依據之文件，併請補充說明。

台電公司答覆說明，(1)核二廠程序書 D1268「廠區內外結構體檢查程序書」、D173.7「維護法規結構檢查及監測」、D1265「電纜、管線穿孔鑽切與封填工程程序書」及 D617.5.6.1「電纜穿越器防火屏蔽檢查程序書」等，係對防火屏蔽功能之牆、板面及開孔填充等進行檢查、評估及修復作業，以達到原設計之防火功能；程序書 D617.5.6.2 及 D617.5.6.3 等，係對防火風門進行檢查、評估及修復以確保其阻隔防火之功能正常及可用性；程序書 D617.5.2.5、D617.5.2.6、D617.5.3.1 及 D617.5.3.2 等則對海龍/二氧化碳消防系統進行檢查、偵測及修復作業，以確保滅火功能正常及可用性；另將依審查建議於方案涵蓋範圍新增程序書編號 D1268、D173.7、D1265。(2)核二廠除役期間(含過渡階段)仍依程序書 D105 第 6.15 節「化學品及可燃物管制」針對「失火對策及可燃物管制」之作業程序繼續評估及管控，以保持火災 PRA 分析之持續有效；另為避免因人為拆除作業導致防火及滅火能力降低或喪失等，核二廠將執行程序書 D103.3「系統評估再分類與過渡管制程序(SERT)」及 D107「消防防護計劃」之評估管制程序，進

行設備及設施等相關變更作業之管控(含消防設備及設施)，以確保整體消防系統之防火及滅火功能正常及可用性。

對核二廠除役過渡階段前期消防之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 及 NFPA 規範要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十五)對消防水系統之 AMP，(1)現核二廠重力供水系統，於除役期間是否比照運轉期間於地震後會巡視沿線管路觀察有無變形，移位，請澄清說明。(2)目前核二廠消防灑水頭依據 NFPA25 規範檢查，運轉 50 年後全部換新，對消防水頭運轉 50 年之起算時間為何、如何執行更換而不破壞整體消防系統之可用性、除役期間參照 NFPA 之版本等，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)核二廠於除役期間，仍會依程序書 D575.1「強震後機組詳細檢查程序書」執行生水、消防系統管路檢查，如沿線管路與管支架是否變形受損，並記錄於檢驗表內以便後續追蹤維護。(2)核二廠除役期間將以 NFPA-25(2020)作為消防水系統檢查測試及維護之參考基準，灑水頭(密閉濕式)使用 50 年後將全面更換，以避免故障並確保在火災發生時能快速有效反應發揮滅火功能；核二廠 1、2 號機分別於民國 70 年 12 月及 71 年 06 月開始運轉，故灑水頭(密閉濕式)全面更換日期分別為民國 120 年 12 月及 121 年 06 月；另為確保更換期間不影響整體消防系統可用性，核二廠計劃依單一防火分區個別更換灑水頭並評估該區消防灑水不可用時替代之滅火設施。

對核二廠除役過渡階段前期消防水系統之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 及 NFPA 規範要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十六)對燃油油質分析之 AMP，(1)所述之方案涵蓋範圍，未見高分子油管之管路和噴嘴腐蝕狀況之老化管理，請澄清說明。(2)所述之預防性措施，未見對應 NUREG-1801 對燃油槽腐蝕產物、污泥和顆粒之處置與定期清理，以及對燃油槽內表面定期執行目視檢測之要求，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)核二廠緊急柴油發電機系統並無高分子油管；一般油管及噴嘴於除役過渡階段前期將定期目視檢測管路狀況，並在 MSC 期間檢查柴油發電機之燃油系統(含燃油噴嘴)是否有不正常洩漏，以管控設備組件的老化效應。(2)核二廠所有燃油儲槽皆有內表面塗裝，不致產生腐蝕產物，且核二廠就柴油發電機系統燃油儲存槽內柴油定期取樣分析，可確保油質，防止污泥或顆粒輸送到燃油儲罐服務之零件，且柴油發電機系統的燃油儲槽與日用槽將定期洩水，洩水系統位在燃油儲槽最底部，洩水時亦可確認是否有腐蝕產物及污泥，可確保燃油油質分析管理方案的有效性；另為確認油槽內表面狀態，將定期對柴油發電機燃油儲存槽進行油槽清洗及內表面目視檢測等作業，確保其可用性，並已完成相關文件之修訂。

對核二廠除役過渡階段前期燃油油質分析之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可

以接受。

(十七)對系統巡視之 AMP，過往運轉經驗曾發生防蝕膠帶下或保溫材包覆內管路劣化之不易察覺問題，本方案對此方面問題看來無法有效發現，有無其他對策，請澄清說明。

台電公司答覆說明，針對寒水系統(如緊急寒水、正常寒水)有包覆保溫材管路，將新增於每次系統巡視時，須於可接近區拆除保溫材抽測一處管路及支架劣化狀態，若出現嚴重銹蝕情況則規劃平行展開查作業並執行除銹油漆保養，而關於主汽機及飼水等蒸汽系統相關之保溫管路皆屬 5C 分類，於除役階段前期皆停止運轉不再使用。上述新增之內容，將補充於本方案之預防性措施要項中。

對核二廠除役過渡階段前期系統巡視之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十八)對雜項設備管件內表面檢查之 AMP，(1)此方案之英文名稱「Inspection of Miscellaneous Piping Components」與中文名稱不太相符，且不同於 NUREG-1801 Section XI.M38 Inspection of Internal Surfaces in Miscellaneous Piping and Ducting Components 之英文名稱，請澄清說明。(2)管件內表面如何執行目視檢測，請澄清說明。(3)所述之監測或檢測參數及老化效應偵測，查未見 NRC GL 89-13 要求檢查組件是否有材料特性改變，且要項中並未詳述各項

檢測參數，請澄清說明。(4)所述之接受準則，未見依據材料分類說明各分類接受標準，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)將依審查意見，修正本方案名稱英文部分為「雜項設備管件內表面檢查 (Inspection of Internal Surfaces in Miscellaneous Piping and Ducting Components)」。(2)管件內表面目視檢測，係於例行保養工作執行組件分解(如濾網更換、管閥檢修)時，於可接近檢查區域清潔完成進行內表面目視檢測，確認管內表面無銹蝕、沖蝕等情況，若有發現銹蝕等劣化情況，後續將追蹤劣化情況並評估影響。(3)除役過渡階段前期，反應爐不再運轉，設備不會處於高溫、高壓及高中子通量環境，導致材料特性變化之高溫老化、熱疲勞、輻射脆化發生機率極低，且經清查本方案涵蓋範圍組件及設備所須維持正常運作的關鍵零件，除可替換的密封元件或耗材(如 Gasket、橡膠墊片、膜片、O-Ring 及濾網等)將規劃配合定期保養執行分解作業時一併更換外，並無長期使用之高分子聚合物組件材料；本方案涵蓋範圍組件主要劣化機制為腐蝕、沖蝕、銹蝕，採定期維護保養的時機進行組件目視檢測。(4)已於接受準則要項中依金屬材料分類增訂各項目視檢測接受標準說明，並完成相關文件之修訂。

對核二廠除役過渡階段前期雜項設備管件內表面檢查之 AMP，經補充修訂及澄清說明後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(十九)對潤滑油油質分析之 AMP，(1)方案涵蓋範圍要項中所述之一次性檢查、潤滑油金屬元素含量增加之配套檢查、檢驗金屬標的等，其意義為何，請澄清說明。(2)所述之方案涵蓋範圍，為何僅納入柴油發電機系統，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)一次性檢查將修訂為定期檢查，並於 MSC 期間以目視檢測確認設備內部狀況正常；修訂矯正措施之內容，若銀含量分析結果不符規定時，則需再進行評估作業，以確保滑動接觸的構件能正常工作；核二廠緊急柴油發電機檢驗潤滑油銀含量係依據國外運轉經驗而制定，因柴油發動機軸承在鉛錫覆蓋層下方具有銀基材，潤滑油中銀濃度增加顯示軸承表面過度磨損，因此核二廠將銀含量列入柴油發電機潤滑油檢驗項目，以監控軸承磨耗情形；將完成相關文件之修訂。(2)方案涵蓋範圍之內容，將修訂新增備用硼液控制系統、用過燃料池冷卻淨化及緊急補水泵之潤滑油油質分析，並建立定期取油樣方法；另因餘熱移除系統及爐水淨化系統泵軸承均由自身製程流體潤滑，無額外潤滑油之設計，故無需納入本方案。

對核二廠除役過渡階段前期潤滑油油質分析之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十)對 Boral 監測之 AMP，(1)所述之方案涵蓋範圍，未見對仍有未退出燃料之反應爐進行監測，請澄清說明。(2) Boral 監測方案未

見 NUREG-1801, Rev. 2 XI M40 對應部分所述確保維持 5%的次臨界餘裕之相關說明，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)硼鋁片(Boral)只使用在燃料貯存格架中，以貼片方式銲附在格架貯存格內側以吸收用過燃料束所產生之中子，而爐心部分則以控制棒吸收中子，沒有放置燃料貯存格架，非本方案適用範圍。(2)依程序書規畫週期，定期對格架之 Boral 試片進行取樣分析，若 Boral 試片測試不合格時，會依程序書指示，執行對應的補救方案，如增加追蹤硼濃度變化之頻度、重作臨界分析，或是插入補強硼片等應變措施，以確保維持 5%之次臨界餘裕，前述內容將補充至 Boral 監測方案之矯正措施中。

對核二廠除役過渡階段前期 Boral 監測之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十一)對地下管槽之 AMP，(1)所述之方案涵蓋範圍，是否未包含海水系統、燃油儲存與輸送系統的地下管槽，請澄清說明。(2)所述管壁測厚之預估剩餘壽命以燃料週期為依據，惟除役期間已無燃料週期，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)海水系統的地下管並無陰極防蝕設施，但有程序書規範緊密電位量測標準，除役後依除役期間維護策略定期量測電位，若發現不符合程序書標準再執行更換作業；燃油儲存與輸送系統僅在 60 公秉至 35,000 公秉部份管路有地下埋管，此燃油貯存槽屬氣渦輪機系統，而除役過渡階段前期氣渦

輪機系統並未列入本管理方案涵蓋範圍。(2)「燃料週期」乙詞將修訂為「18個月」。

對核二廠除役過渡階段前期地下管槽之 AMP，經澄清說明及修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十二)對 IWE 之 AMP，(1)方案名稱 IWE，似過於簡略未能瞭解。

(2)於監測及趨勢分析要項中所述「若連續三個 MSC 或兩個檢查區間(Period)檢測結果無改變，則這些區域將不再依照 Category E-C 之要求執行檢測。」是否意謂不再執行任何檢查？有無前期檢查沒有變化則後續不可能出現老化劣化問題之論據，請澄清說明。(3)於老化效應偵測要項中敘述每一個十年檢查間隔期間(Inspection Interval)劃分成三個檢測區間(Period)，惟除役過渡階段前期目前暫訂 8 年，如何調整或劃分檢測區間，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)方案名稱 IWE 為 ASME B&PV Code Sec. XI 其中一章節之編號，章節全名為「REQUIREMENTS FOR CLASS MC AND METALLIC LINERS OF CLASS CC COMPONENTS OF LIGHT-WATER COOLED PLANTS」，無專有中文名稱，核能業界慣稱「IWE」，方案英文名稱列出該章節編號應能識別。(2)有關除役過渡階段前期執行一次圍阻體水下襯板 VT-3 檢測時，若須工程評估方式或經修理後判定為可接受之缺陷或老化區域時，係依 IWE-2420(b)規定執行 E-C 類之加強檢測 (Augmented Examination)，採 VT-1 目視檢測，VT-1 目視檢測要

求較 VT-3 目視檢測要求條件高，以確認該檢測區域是否有劣化或老化現象，若連續三個 MSC 或兩個檢查區間(Period)檢測依據程序書 D738.5 執行加強檢測之 VT-1 目視檢測，比對當次與前次檢測結果無劣化或變化時(檢測紀錄均有錄影)，則依 IWE-2420(d)規定該區域可不需再執行加強檢測，回歸原 IWE 要求執行 VT-3 檢測。(3)除役過渡階段前期目前規劃暫訂為 8 年，但核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案之規劃，仍保守依 ASME B&PV Code Section XI 規定於十年期間規劃 6 次 MSC，惟除役過渡階段前期檢測及測試計畫僅適用於爐心仍有燃料期間，待爐心燃料全數移出後即不需再執行本計畫規劃之檢查及測試。

對核二廠除役過渡階段前期 IWE 之 AMP，經澄清說明後，與 NUREG-1801 及 ASME B&PV Code 要求比較，並無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十三)對 IWL 之 AMP，(1)方案名稱 IWL，似過於簡略未能瞭解。

(2)依據 10 CFR 50.55a 及 ASME Code, Section XI, IWL 規定，每 10 年進行一次混凝土表面一般目視檢測(General Visual)，若發現可能產生劣化區域，需再以細部目視(Detailed Visual)進行檢測，惟除役過渡階段前期目前規劃為 8 年，且兩部機組在執照到期前才剛完成 IWL 檢查，能否涵蓋整個除役過渡階段前期，或未來在除役過渡階段前期應至少再執行一次 IWL 檢查，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1) IWL 為 ASME B&PV Code Sec. XI 其中一章節編號，內容為金屬及混凝土圍阻體之檢測要求，無專有

中文名稱，核能業界慣稱「IWL」，方案英文名稱列出該章節編號應能識別。(2)核二廠 IWL 依十年營運檢測計畫，其執行頻率應為每 5 年一次，依除役計畫民國 120 年正式拆廠之預定時程，未來在除役過渡階段前期(8 年)將再執行一次 IWL 檢測；另原記載之執行頻率「每 10 年進行一次」將修訂為「每 5 年進行一次」。

對核二廠除役過渡階段前期 IWL 之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 及 ASME B&PV Code 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十四)對 IWF 之 AMP，(1)方案名稱 IWF，似過於簡略未能瞭解。

(2)所述運轉經驗，EOC-17 至 EOC-24 大修期間所有 IWF 檢測項目結果皆符合接受準則，惟另敘及「EOC-19 之 1、2 號機緊急循環水系統位於管溝內管路之減震器(Snubber)因長期處於濕度高之環境，維修保養不易，導致腐蝕故障而失去減震功能。」兩者似有矛盾，請澄清說明。(3)所述預防性措施，為避免應力腐蝕龜裂的發生，應納入「不得使用含有 MoS_2 之潤滑劑」與「螺栓實際降伏強度應小於 150ksi」之要求，惟查核二廠程序書 D1107.01「財物採購管制」中，目前僅有前者之規定，並無後者規定，且 RPV 支撐裙板錨定螺栓降伏強度即為大於 150ksi 之情形，請補充修訂。(4)依 NUREG-1801 指出高強度結構螺栓組件，在室內無空調環境下的老化效應或機制有可能產生應力腐蝕龜裂，核二廠 RPV 支撐裙板錨定螺栓(ASTM A-540 Grade B23, class 1)材質為降

伏強度大於 150 ksi 的高強度低合金鋼，考量核二廠過去運轉經驗，請補充反應爐支撐裙板錨定螺栓相關之老化管理方案內容。

台電公司答覆說明，(1)IWF 為 ASME Code Sec. XI 其中一章節編號，全名為「REQUIREMENTS FOR CLASS 1, 2, 3, AND MC COMPONENTS SUPPORTS OF LIGHT-WATER COOLED PLANTS」，無專有中文名稱，核能業界慣例簡稱「IWF」，方案英文名稱列出該章節編號應能識別。(2)運轉經驗所述 EOC-17 至 EOC-24 大修期間所有 IWF 檢測項目結果皆符合接受準則，而減震器檢測係另依 ASME O/M Code ISTD 章節「Preservice and Inservice Examination and Testing of Dynamic Restraints (Snubbers) in Light-Water Reactor Nuclear Power Plants」之要求執行，兩者分屬不同法規項目，為避免減震器之運轉經驗說明與本 AMP 混淆，將予以刪除；另緊急循環水系統管溝內管路之減震器多改以支撐架替代減震器，且支撐架表面採用油漆防護塗裝，已納入除役過渡階段前期測試(PDST)計畫書依 IWF 規定執行目視檢測，確保除役過渡階段前期維持預期功能。(3)已修訂程序書 D1107.01 第 10 節內容，對於持壓螺栓/結構螺栓之採購規格要求「持壓螺栓/結構螺栓採購案之技術規格應明定螺栓實際降伏強度應小於 150ksi，惟不適用 RPV 裙板錨定螺栓之採購。」(4)已依審查意見，將反應爐支撐裙板錨定螺栓之超音波檢測納入本項老化管理方案涵蓋範圍內，以確保反應爐支撐裙板錨定螺栓結構完整性，在除役過渡階段前期維持其預期功能。

對核二廠除役過渡階段前期 IWF 之 AMP，經補充修訂後，與 NUREG-1801 及 ASME B&PV Code 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十五)對結構監測之 AMP，(1)老化效應偵測要項中記載「核二廠結構監測檢查的頻率為除役過渡階段(約 8 年)前執行乙次」，是否意謂除役過渡階段前期不執行此項檢查，請澄清說明。(2)於運轉經驗要項中記載「汽機廠房樓板，曾因維修時暫置汽機葉片的重量造成樓板相關測量樁位發生沉陷現象」，未來若需要如核一廠將拆除之汽機，發電機等暫置於汽機機房，暫置時程可能比平常大修更長，置放之額外重量也比葉片來得大，有無注意到此可能發生的結構問題，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)除役過渡階段前期將執行該項檢查，該段記載修正為「核二廠結構監測檢查的頻率為除役過渡階段(約 8 年)期間執行乙次」。(2)核二廠汽機廠房空間較核一廠寬敞，未來移除汽機組件，將採現場切割後即時移出不暫置之方式處理，應無汽機轉子(含葉片轉軸)重量致使樓板沉陷之疑慮。

對核二廠除役過渡階段前期結構監測之 AMP，經澄清修訂後，與 NUREG-1801 要求及業界相關實務標準比較，無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十六)對水利結構檢測之 AMP，(1)老化效應偵測要項中敘及「核二廠除役過渡階段(約 8 年)前執行乙次」，是否意謂除役過渡階段前期不執行此水利結構檢測，請澄清說明。(2)運轉經驗所述發現之

結構問題，以所提之檢查週期是否適當？執行檢查之方式與深度與重大天然災害後進行巡視之檢查是否相同？2009 年「緊急海水泵室結構體檢查報告」所述「劣化情形較為普遍及嚴重，但劣化大多位於結構之次要位置，對結構安全無立即之影響，僅需繼續觀察或檢測、評估與修復」，有無進一步建議檢查週期，目前所提之檢查週期對緊急海水泵室結構體是否足夠，請澄清說明。(3)對混凝土結構物均採表面目視檢測，是否足以評估結構物之安全性，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)除役過渡階段前期將執行該項檢查，該段記載將修訂為「核二廠結構監測檢查的頻率為除役過渡階段(約 8 年)期間執行乙次」。(2)依 2009 年「緊急海水泵室結構體檢查報告」所述劣化大多位於結構之次要位置，對結構安全無立即之影響，且劣化位置大多修補完成，故檢查週期應尚屬恰當；至於檢查之方式、深度與標準均依照程序書 D173.7「維護法規結構檢查及監測」附件 B 工程構件分類導則執行，該報告亦建議依原週期持續觀察，故目前所訂檢查週期尚屬恰當。(3)核二廠程序書 D173.7「維護法規結構檢查及監測」所訂之目視檢測係參考 ACI 201.1R 要求，接受準則係參考 ACI 349.3R、AISC、SEI/ASCE 11 及現行持照基準(CLB)引用之相關規範訂定，檢測期間如發現 D 類結構劣化，可依程序書第 0 節「現場檢測(包含破壞性或非破壞性檢測)」，斟酌採行進一步評估分析，非僅限於目視檢測；另由 2008 年起迄今之檢測紀錄可得知，本檢測對於結構老劣化於減損

預期功能前能即時發現並進行矯正措施，應可有效評估結構物之安全性。

對核二廠除役過渡階段前期水利結構檢測之 AMP，經澄清修訂後，與 NUREG-1801 要求及業界相關實務標準比較，無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十七)對保護塗層之 AMP，(1)所述之預防性措施內容，似非針對保護塗層，請澄清說明。(2)監測或檢測參數要項記載「對於 ECCS/RCIC 泵進口濾網則需以遙控水底電視攝影方式目視檢測濾網有無被堵塞。」檢測頻率為何，請補充說明。

台電公司答覆說明，(1)本項 AMP 為狀態監測方案，無適當之預防性措施，原述內容將修訂為「本方案為狀態監測方案，無預防性措施。」(2)除役過渡階段前期，每 18 個月維護測試週期(MSC)將執行抑壓池內 ECCS 泵進口濾網檢查，惟針對屬停止運轉系統(5C)之泵進口濾網則不再進行檢查，如 RCIC 泵進口濾網，原記載之 RCIC 泵進口濾網檢查將修訂刪除。

對核二廠除役過渡階段前期保護塗層之 AMP，經澄清修訂後，與 NUREG-1801 及 ASTM 相關塗裝規範要求比較，無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十八)對非 EQ 儀用電纜與連接組件之絕緣材料之 AMP，所述之方案涵蓋範圍，僅列出流程輻射偵測系統(PRM)，其它如 WRNM、PRNM 等系統為何不適用，請澄清說明。

台電公司答覆說明，WRNM、PRNM 等系統屬「EQ 儀用電

纜與連接組件之絕緣材料」，且 PRNM 系統屬 5C 設備，進入除役過渡階段前期即停用。

核二廠除役過渡階段前期非 EQ 儀用電纜與連接組件之絕緣材料之 AMP，經澄清說明後，與 NUREG-1801、EPRI TR-109619、IEEE Std. 1205-2000、NUREG/CR-5643 及 SAND96-0344 等之要求比較，無不符之發現，審查結果可以接受。

(二十九)對無法接近之非 EQ 電力電纜之 AMP，(1)老化效應偵測要項記載「至少六年(四次 MSC)執行一次電性測試」，間隔是否過久？是否曾嘗試其他檢測方法，如局部放電，請澄清說明。(2)於接受準則要項中，未見明列絕緣電阻與 VLF $\tan \delta$ 測試之允收值，請澄清說明。(3)所述方案涵蓋範圍包含因應福島事故應變新增之不可接近電力電纜，查此無法接近之非 EQ 電力電纜為 BDG-1 to DS A9-1 與 BDG-2 to DS A10-1，請澄清說明其功能及新增原因。(4)所述監測及趨勢分析，請澄清說明是以何種測試結果進行趨勢分析。(5)所述老化效應偵測，請補充說明核二廠 1、2 號機於何時完成第一次電性測試。(6)所述運轉經驗，請將核一廠 110 年 7 月 22 日發生電力電纜絕緣不良案例納入。(7)請針對本方案建置個別完整之路徑圖，俾利爾後老化管理方案之管控與執行。

台電公司答覆說明，(1)電纜電性測試週期係依 EPRI 建議每 6 年執行一次，但若遇檢測狀況列在須注意或趨勢不佳者，則縮短週期於每次 MSC 執行測試；部分放電能檢測雖能診斷電纜介質絕緣缺陷，但較無法辨識水樹的存在，且若量測距離長，為避免訊

號衰減過大，需使用多個感測器，對於量測無法接近電纜有其困難度。(2)依審查意見要求，將絕緣電阻與 VLF $\tan\delta$ 測試之接受標準補充於接受準則之要項中。(3)新增之 BDG-1 to DS A9-1 與 BDG-2 to DS A10-1 等設備，係為配合機組特定重大事故策略指引緊急應變程序，在緊急狀況下能將 4160V 1100kW 氣渦輪機組全黑啟動柴油發電機引接至 1(2)A3 或 1(2)A4 供電。(4)中壓電纜係使用 VLF $\tan\delta$ 測試結果之 $\tan\delta$ 及 $\Delta\tan\delta$ 數值進行狀況監測及趨勢分析，若結果為注意或數值變化趨勢不佳，則須縮短測試週期(每次 MSC)嚴密監視。(5)於老化效應偵測要項中，依審查意見補充說明核二廠 1、2 號機完成第一次電性測試之時間。(6)將依審查意見要求，於運轉經驗要項中，補充核一廠 110 年 7 月 22 日發生電力電纜絕緣不良案例。(7) 將依審查意見要求，依不可接近電力電纜監測作業程序書內所列管之電纜清冊，建置個別完整之路徑圖。

核二廠除役過渡階段前期無法接近之非 EQ 電力電纜之老化管理方案，經澄清說明及補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(三十)對金屬包覆匯流排之 AMP，(1)於方案概述及方案涵蓋範圍要項中記載之緊急起動變壓器之代號，一為(1XESUT 及 2XESUT)，另一為(0XESUT 及 2XESUT)，兩者標示不同；另所述各柴油發電機(Division I,II,III)至各相關 ESF 匯流排(1A3、1A4、1A5 及 2A3、2A4、2A5)之間的金屬包覆匯流排應有 6 組，而附圖 1 卻僅有 5

組，併請澄清說明。(2)所述之老化效應偵測，說明每次 MSC 停電執行電氣檢測及外觀檢查，定期開蓋清潔檢視，請澄清說明每次 MSC 停電執行電氣檢測時，是否一併量測「金屬包覆匯流排」絕緣體之絕緣電阻，以驗證其絕緣性能。

台電公司答覆說明，(1)核二廠二部緊急起動變壓器代號為 0XESUT 及 2XESUT，將修訂方案概述中之誤記；附圖 1 未將 ESF BUS 2A3 NPBD 繪入，將重新繪製圖面，以利對照。(2)核二廠已將金屬包覆匯流排電氣測試納入程序書 D746「中壓裝甲開關箱匯流排檢查」，電氣測試包含絕緣電阻與導通電阻等測試項目，並紀錄測試結果。

核二廠除役過渡階段前期金屬包覆匯流排之老化管理方案，經補充修訂後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(三十一)對高壓礙子之 AMP，(1)請澄清說明針對預防性措施部分核二廠是否有訂定相關檢查或維護程序書。(2)核二廠維護程序書有無夜間觀測礙子電暈現象及因應措施，請澄清說明。(3)高壓礙子金屬部分之材料腐蝕係如何檢查，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)核二廠程序書 D759.8「第二核能發電廠開關場架空線設備維護保養程序書」已將高壓礙子納入定期檢查預防保養項目，包含每月執行紫外線偵測電暈和每次大修執行停電架空線之礙子清洗作業，並訂定每八次大修更換週期。(2)夜間觀測礙子電暈現象是使用紫外線偵測器檢查，接受標準為任一

串礙子電暈大於 2/3 數量則安排礙子清洗，夜間觀測礙子電暈現象會有明顯火花，可直接目視檢測，而本廠使用專業儀器可於白天進行量測，可有效代替夜間觀測。(3)核二廠於機組停機或線路停電期間，將進行高壓礙子清潔保養，以及目視檢測礙子或其金屬部分有無腐蝕或破損之異常情形，如有發現異常情形將安排擇期更換。

核二廠除役過渡階段前期高壓礙子之老化管理方案，經澄清說明後，與 NUREG-1801 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受。

(三十二)對電氣(含儀控)組件環境驗證之 AMP，(1)時限老化分析相關管理方案(TLAA-RELATED AGING MANAGEMENT PROGRAMS)為何僅限電氣組件 EQ，而無儀控組件或機械組件，請澄清說明。(2)因 EQ 涉及組件壽期，請澄清說明核二廠壽期小於除役過渡階段的 EQ 組件之數量及該 EQ 組件壽期之年限為何。(3)所述之預防措施，僅提及 10CFR 50.49 及 NUREG 1801 Rev.2 相關敘述，並未說明核二廠針對 EQ 組件之管控機制，請澄清說明。(4)所述之接受準則，並未符合 NUREG-1801 Rev.2 所述內容，請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)時限老化分析相關管理方案(TLAA)所稱電氣組件包含儀控組件，將修正報告相關內容敘明；另說明 TLAA 係參考 NUREG-1801, Rev. 2 第十章時限老化分析相關管理方案建立，因該時限老化分析相關管理方案共有三節，分別為第

X.M1 節疲勞監測、第 X.S1 節圍阻體預力鋼腱及第 X.E1 節電氣（含儀控）組件環境驗證；疲勞監測部分，因除役過渡階段反應爐已不再功率運轉，不會有金屬疲勞及水媒效應而造成累積疲勞因子增加，故除役期間不採用；圍阻體預力鋼腱部分，適用於壓水式反應爐電廠圍阻體，因核二廠為沸水式反應爐，圍阻體無預力鋼腱，故不採用；因除役過渡階段前期，爐心燃料未移出反應爐，雖除役停機後所有高能管路或中能管路均已停止運作，不會再受斷管事故之衝擊，因此運轉中 FSAR 第 3.11 節 Table 3.11 所列事故溫度、壓力及濕度等環境條件已不復存在，且預期降低許多，但有些區域仍可能為較嚴苛(Harsh)環境，所以某些電氣(含儀控)組件仍須發揮其預期維持反應爐爐心安全功能，故本時限老化分析相關管理方案(TLAA-RELATED AGING MANAGEMENT)，仍需參考第 X.E1 節電氣（含儀控）組件環境驗證 (X.E1 Environmental Qualification (EQ) of Electrical Components)辦理。(2) 已將核二廠 1、2 號機壽期小於除役過渡階段 8 年內 EQ 組件數量及年限列表說明，1 號機共有 74 只(包括 MOV 馬達 42 只、傳送器 15 只，偵檢器 6 只，開關 3 只，溫度元件 8 只)、2 號機共有 89 只(包括 MOV 馬達 42 只、傳送器 28 只，偵檢器 8 只，開關 3 只，溫度元件 8 只)，且 EQ 組件壽期到期前將依核二廠 EQ 組件之管控機制辦理更換，另後續將依除役過渡階段各項環境參數評估之重新評估作業結果，重新評估 EQ 組件壽期，並將位處溫和環境之 EQ 組件移出 EQ 組件作業平台管控。(3)將依審查意見要

求，於本方案預防性措施之要項中，補充說明核二廠針對 EQ 組件之管控機制之相關敘述。(4)將修訂接受準則之要項為「本方案接受準則符合 10CFR 50.49 及 NUREG-1801 Rev.2 之要求，...，則依據 10 CFR 50.49(f) 及 NUREG-1801 Rev.2 驗證方法...。」以符合 NUREG-1801 Rev.2 所述內容。

核二廠除役過渡階段前期電氣(含儀控)組件環境驗證之老化管理方案，經補充修訂後，與 NUREG-1801、10 CFR 50.49 及 RG 1.89 要求比較，已無不符之發現，審查結果可以接受

三、審查結論

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案老化管理部分(含核二廠除役過渡階段前期老化管理方案)，經審查並經台電公司提出澄清說明及補充修訂後，審查結果可以接受。

伍、除役過渡階段前期檢測及測試計畫(PDSI/PDST)

一、概述

(一)參考文件

核二廠除役過渡階段前期檢測及測試計畫(以下簡稱 PDSI/PDST)，係沿用前一版之第四個十年運轉期間檢測及測試 (ISI/IST)計畫書內容，再就經「系統評估再分類與過渡管制程序」(SERT)將除役過渡階段前期系統再分類之結果(5A 為需維持運轉之安全相關系統、5B 為需維持運轉之非安全相關系統、5C 為停止運轉系統)，維持對分類為 5A 需維持運轉之安全相關系統的檢測及測試計畫，並適當刪除其他分類系統之檢測及測試計畫，故主要參考文件多仍沿用第四個十年 ISI/IST 之參考規範，例如 ASME B&PV Code, Sec. V & XI, 2007 & 2008 Addenda 及 ASME OM Code, 2004 等，另加上核二廠除役過渡階段前期適用之相關規範如 PDSAR 及 PDTs 等。

(二)PDSI/PDST 計畫書之架構及內容

承前一版之第四個十年 ISI/IST 計畫書架構，PDSI/PDST 計畫書仍編成九冊，其中第一~三冊屬系統構件或銲道之非破壞檢測部分，包含 UT、PT 或 MT 與少部分 VT-1，第四~九冊屬系統構件之目視檢測(VT-1、2、3)、功能測試及維修更換方案等，各冊之內容再就 5A 需維持運轉之安全相關系統以外之系統，作適當之調整與修正。另除役過渡階段前期目前雖規劃為 8 年，惟

PDSI/PDST 計畫書仍依 ASME Code 規定以 10 年期間(Interval)進行規劃。

(三)核二廠 1 號機 PDSI/PDST 計畫書

核二廠 1 號機自民國 70 年 12 月 28 日開始正式商業運轉以來，至民國 110 年 12 月 27 日止已屆運轉執照 40 年有效期，台電公司於 110 年 7 月 30 日提出第二核能發電廠「一號機除役過渡階段前期檢測及測試計畫書」(以下簡稱「核二廠 1 號機 PDSI/PDST 計畫書」)，計畫適用期間為民國 110 年 12 月 28 日起至民國 120 年 12 月 27 日止。另核二廠 2 號機自民國 72 年 3 月 15 日開始正式商業運轉，將至民國 112 年 3 月 14 日屆運轉執照 40 年有效期，依規定台電公司應於 111 年 9 月中旬前提報「核二廠 2 號機 PDSI/PDST 計畫書」，後續將待台電公司提報後再行審查。

核二廠 1 號機 PDSI/PDST 計畫書 10 年期間劃分為 3 個檢測區間(Period)，每個檢測區間規劃如下：

- 第一個檢測區間：10 年期間之前 4 年，預計有 2 次維護測試週期(MSC-1&2)。
- 第二個檢測區間：10 年期間之中間 3 年，預計有 2 次維護測試週期(MSC-3&4)。
- 第三個檢測區間：10 年期間之最後 3 年，預計有 2 次維護測試週期(MSC-5&6)。

核二廠 1 號機 PDSI/PDST 計畫書共 9 冊，各冊之內容簡要摘述如下：

- 第一冊內容為簡介、ASME 規章相關規定說明、豁免非破壞檢測項目、P&ID 之管線等級分色流程圖以及一級檢測構件與銲道資料總表等，明述檢測之範圍與檢測有關之資料，並詳列各構件銲道之名稱、編號、所屬規章類別等。
- 第二冊內容為二級檢測構件與銲道資料總表，及一、二級構件結構圖、管線立體示意圖(ISO DWG)等。
- 第三冊內容為 6 次 MSC 執行檢測項目之計畫管制表與檢測數量統計表，以及超音波檢測所使用之校準規塊資料表及其結構圖等，提供檢測時參考或審查核對之用。
- 第四冊內容包括 PDST 測試計畫之簡介、參考規範、引用之 Code Case、相關程序書一覽表以及各項目視檢測及功能測試計畫，包括：Class 1 組件目視檢測計畫、Class 3 組件目視檢測計畫、Class MC 組件檢測計畫及支吊架目視檢測計畫。
- 第五冊內容包括減震器目視檢測及功能測試計畫，反應器廠房圍阻體混凝土檢測計畫(IWL)，以及管閥與泵浦之功能測試。
- 第六冊包括系統壓力測試計畫之組成，系統洩漏測試資料表及計畫表。
- 第七冊為 P & ID 圖。
- 第八冊為豁免執行檢測項目及說明。
- 第九冊為系統管路立體圖。

二、審查發現

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案其中除役過渡階段前期檢測及測試計畫(PDSI/PDST)部分(含核二廠 1 號機 PDSI/PDST 計畫書)，經審查後，共提出 13 項審查意見，審查意見之重點整理說明如下：

- (一)計畫書第一冊第 9、13 頁敘及除役過渡階段前期檢測計畫採 Program B 規劃，惟本計畫制定依據之 ASME B&PV Code 2007 年版本並無 Program B 之相關敘述，請澄清說明。

台電公司答覆說明，ASME B&PV Code 2007 年版本已無先前版本有 Program A 或 B 之選擇性，故已無強調採 Program B 之必要，將修訂刪除計畫書該部分 Program B 之敘述。對修訂後之內容，經審查後可以接受。

- (二)對計畫書第一冊附件一「IWB - 1220(a)可免除檢測之管徑尺寸之計算」之內容，(1)記載「依據 IWB-1220(a)之定義，核二廠爐水補充系統(Reactor Coolant Make up System)，包括 RCIC 系統(Reactor Core Isolation Cooling)，其流量為 600 gpm」，惟核二廠除役過渡期間 RCIC 系統不再運轉，請澄清說明。(2)在 RCIC 系統不再提供補水之情況下，該頁有關一級構件可免除檢測之管徑尺寸重新計算後應有變動，後續對於檢測之範圍及數量有無變動，併請澄清說明。

台電公司答覆說明，(1)RCIC 系統於除役過渡階段前期停用，將修訂刪除該系統提供之補水量。(2)RCIC 系統不再提供補水，而爐心壓力由運轉期間之 1000 psi 降至靜水壓 42.6 psi(3

kg/cm²)，經重新計算之結果，可免除檢測之水管內徑由小於 1.41 吋修正為小於 1.48 吋，可免除檢測之汽管內徑由小於 2.82 吋修正為小於 2.94 吋，因免除檢測之管徑尺寸改變極小且非降低，不影響原訂之檢測範圍及數量。對修訂後之內容，經審查後可以接受。

(三)依計畫書第一冊及第四冊有關維護測試週期檢測計畫管制表之說明，核二廠 1 號機除役過渡階段前期以 10 年期劃分為 3 個檢測區間(Period)，每個檢測區間有 2 次維護測試週期(MSC)而共有 6 次 MSC，第一個檢測區間為前三年(110.12.28~113.12.27)，惟規劃在第一個檢測區間之 MSC-2 之時程在 113.12.14~114.4.14，已跨出第一個檢測區間，並不恰當，是否應依 IWA-2430(c)(3)規定調整第一個檢測區間之時程，請澄清說明。

台電公司答覆說明，將修訂計畫書第一冊及第四冊有關維護測試週期檢測計畫管制表之內容，調整第一、二個檢測區間之時程，將第一個檢測區間時程改為 4 年，第二個檢測區間時程改為 3 年，使得 MSC-2 時程在第一個檢測區間內。對修訂後之內容，經審查後可以接受。

(四)對計畫書第一冊「七、增減檢測項目」中，未見將反應爐支撐裙板錨定螺栓超音波檢測乙項納入，在核二廠反應爐支撐裙板錨定螺栓曾發生斷裂事件及除役過渡階段前期燃料仍置於爐心之狀態下，仍請依先前承諾將該檢測項目加入計畫書。

台電公司答覆說明，已依審查意見要求，將反應爐支撐裙板

錨定螺栓超音波檢測項目加入計畫書。對補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

- (五)對計畫書所訂各種非破壞檢測方法，其檢測人員之資格要求，未見訂定可符合 ASME 規章要求之相關規定，請補充說明。

台電公司答覆說明，已修訂計畫書，增加「十、非破壞檢測人員資格」章節，說明檢測人員應符合之 ASME 規章相關規定。對補充修訂後之內容，經審查後可以接受。

- (六)對計畫書第一冊第三節有關免除檢測之內容，其中第 4 點稱「四座 RHR 熱交換器(1E40A1,A2,B1,B2)之進、出水口管嘴，其結構設計並無內側圓弧區域，不需執行法要求之內側圓弧區域體積檢測。」惟查先前第四個十年檢測計畫對應之部分，係以此類管嘴結構設計之幾何外形無法以現有之超音波探頭執行法規要求之體積檢測為由，兩者所述理由不同，請澄清說明。

台電公司答覆說明，經查核二廠 RHR 熱交換器之圖面 762E944SH1，確認 RHR 進、出水口管結構設計並無內側圓弧區域，故不需執行規章要求之內側圓弧區域之體積檢測。對澄清說明之內容，經審查後可以接受。

- (七)計畫書第一冊附件二表格第 1 欄標題記載之「ISI」，是否為「PDSI」之誤記，請澄清修訂；另對於安全系統因機組進入除役過渡階段被畫分為 5C 停止運轉系統，致 ASME CODE 要求之檢測與測試項目需調整部分，請於 PDSI/PDST 各冊末頁，逐冊列表說明。

台電公司答覆說明，該標題原記載之「ISI」為「PDSI」之誤記，已修訂；將依審查意見要求，於計畫書各冊末頁製作差異比對表。

對上述標題誤記之修訂，經審查後可以接受。對上述於計畫書逐冊製作差異比對表之內容，經審查發現下列問題：第一冊差異比對表第 5 項，其中 B1.22 於底蓋尚有鐸道，不應刪除；第四冊差異比對表第 3 項，其中程序書 607.5.3-IST CRD 急停蓄壓器 20 分鐘持壓試驗、654.8 急停洩放容器洩漏查氣，依另題審查意見之答覆內容，不應刪除，第五冊差異比對表第 4 項，亦有同樣情形。後續台電公司已依審查意見修訂，對補充之計畫書各冊差異比對表，經審查後可以接受。

(八)計畫書第一冊附錄(三)第 3-6 頁，對構件名稱 4-RWCU-44P 之鐸道編號 J2、J4、J5、J11-R1、J13 等，於第四個十年檢測計畫被選到檢測，為何在本 PDSI/PDST 計畫未沿用檢測，似與 ASME B&PV Code Sec. XI TABLE IWB-2500-1 之 Note(4)的要求不符，請澄清說明。

台電公司答覆說明，構件 4-RWCU-44P 屬於規章類別 B-J(Pressure Retaining Welds in Piping)，因除役過渡階段前期部分系統停用(如再循環水系統、飼水系統及主蒸汽系統)，其原屬 B-J 類之一級管線構件與鐸道因而未再列入 B-J 類檢測項目，使得 B-J 類檢測總數量減少，故第四個十年檢測計畫部分原被選作的檢測項目於 PDSI 計畫未被選作，如審查意見所述 4-RWCU-44P 鐸道

J2、J4、J5、J11-R1、J13 等，PDSI 計畫選作之項目係儘量以各系統平均選作為原則。對澄清說明之內容，經審查後可以接受。

(九)計畫書第三冊第 7-2 頁規章類別 B-D (Full Penetration Welded Nozzles in Vessels)，規章項目 B3.100 及 B3.90 之檢測數量皆為 14，惟第四個十年檢測計畫對應項目之檢測數量皆為 31，請就此檢測數量上之差異提出澄清說明；第三冊第 7-2 頁未見規章類別 B-A (Pressure Retaining Welds in Reactor Vessel) 其中規章項目 B1.21 及 B1.40，以及規章類別 B-G-1 (Pressure Retaining Bolting, Greater than 2 in.(50mm) In Diameter)之檢測項目，亦未見有相關之豁免申請，請澄清說明。(對於 B-G-1 類別之檢測項目，第四冊第 16 頁指出大於 2 吋螺栓之目視檢測併入第一~三冊 PDSI 計畫內，惟查第一~三冊並未見此類別之檢測項目)

台電公司答覆說明，因再循環系統、CRD 系統停用及反應爐頂蓋不回蓋，相關之管嘴對應 B-D B3.90 及 B3.100 規章項目的檢測數量皆為 17，未列入 PDSI 計畫內，其餘原第四個十年檢測計畫所載之再循環系統 N1A(配合 RHR S/D Cooling 運作需可用)、主蒸汽系統(N3A~N3D)、飼水系統(N4A~N4D)、爐心噴灑系統(N5A, N5B)及餘熱移除系統(N6A~N6C)等對應 B-D B3.90 及 B3.100 之檢測數量皆為 14 仍續列於 PDSI；規章類別 B-A 之規章項目 B1.21 為端蓋周向鐸道、B1.40 為壓力槽端蓋對法蘭鐸道，因 RPV 端蓋於除役過渡階段前期停用，故未列入 PDSI 計畫內，且此等不需執行檢測之項目，並非因現場實際狀況或其它難以排除

之原因而無法執行，不需申請豁免；規章類別 B-G-1(Pressure Retaining Bolting, Greater Than 2 in. In Diameter)之檢測項目包含 RPV 及 Recirc Pump 之螺栓組件，由於其於除役過渡階段前期均停用，故未列入 PDSI 計畫內，將修訂計畫書第四冊、六、(一)、1 節，刪除有關大於 2 吋螺栓目視檢測之敘述。對澄清說明及修訂之內容，經審查後可以接受。

(十)計畫書第四冊第三章之檢測相關程序書一覽表，仍列有 D607.5.3、D612.3.1.2、D612.3.1.4 及 D612.3.3 等與控制棒相關之測試程序書，是否必要，請澄清說明。

台電公司答覆說明，經查證核二廠 1 號機除役過渡階段前期不須執行程序書 D612.3.1.2「非全出控制棒可用性測試(每 31 天)」及 D612.3.3「控制棒急停插入時間」之相關偵測試驗，另 D607.5.3「CRD 急停蓄壓器 20 分鐘持壓試驗」及 D612.3.1.4「SDV 逸氣閥與洩水閥可用性測試(每 92 天及 18 個月)」之偵測試驗依 PDTRM 及 PDTs 規定仍須執行，將依上述說明修訂計畫書第四冊第三章之檢測相關程序書一覽表之內容。對澄清說明及修訂之內容，經審查後可以接受。

(十一)計畫書第四冊第 10 頁第 15 行敘述之「除非已符合 IWA-4540(b)所列之豁免條件」，係規章所訂毋須執行項目，依第一冊「八、豁免檢測項目」所述內容，「豁免」與「免除」用語有別，此處是否應使用「免除」之用語，請澄清說明。

台電公司答覆說明，依審查意見將「IWA-4540(b)所列之豁免

條件」修訂為「IWA-4540(b)所列之免除條件」。對修訂之內容，經審查後可以接受。

(十二)計畫書第四冊六、(一)Class 1 組件目視檢測計畫，訂有閥體內表面(B-M-2)及螺栓內表面(B-G-2)之目視檢測計畫，惟未見 ASME B&PV Code Sec. XI TABLE IWB-2500-1 要求之 B-L-2 泵殼、B-N-1 反應爐內部及 B-N-2 反應爐內部組件銲道及爐心支撐結構等之檢測計畫，亦未見有對應之豁免申請，請澄清說明。

台電公司答覆說明，ASME 規章 TABLE IWB-2500-1 要求之 B-L-2 為再循環泵泵殼之目視檢測，再循環系統於除役過渡階段前期列為 5C 之停用系統，故未再納入檢測計畫；除役過渡階段前期，機組不再發電運轉，反應爐內部處於停機餘熱移除冷卻模式，另爐水淨化系統及用過燃料池冷卻與淨化系統將維持運轉，反應爐內部冷卻水會持續流動，而爐水水質將依停機水化學標準進行管制，並維持水溫在 45°C 以下常溫狀態，在此環境下，反應爐內部組件已不會發生如腐蝕、晶間應力腐蝕龜裂(Intergranular Stress Corrosion Cracking, IGSCC)、輻射促進應力腐蝕龜裂(Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking, IASCC)、熱疲勞與微生物促進腐蝕(Microbiologically Induced Corrosion, MIC)等劣化機制，故反應爐內部組件目視檢測作業已無執行之必要性，將不納入本檢測及測試計畫項目中，後續將委由反應爐原廠家 GEH 公司進行十年內不須執行 IVVI 之安全分析評估再提報管制單位核備，請同意將本意見列入管制事項追蹤並展延至 111 年 9 月 30 日

前回復，另先前第四個十年營運期間檢測計畫書並無規章項目 B-N-1 之檢測項目。

對規章項目 B-L-2 未列入檢測計畫之澄清說明，經審查後可以接受。惟對規章項目 B-N-1 及 B-N-2 未列入檢測計畫之答覆說明，在除役過渡階段前期反應爐內仍有燃料情況下，ASME 相關規章之檢測及測試要求仍須符合，不應逕自排除，僅在執行上認有不切實際之事由時，可提豁免申請並經主管機關審查同意後，始可排除，在請原廠家執行十年內不須執行 IVVI 之安全分析報告提報及核准前，請先將規定之 B-N-1 及 B-N-2 檢測項目放回 PDSI/PDST，後續再依該安全分析報告本會審查結果決定是否提豁免申請；另對答覆稱無規章項目 B-N-1 檢測項目，查核二廠程序書 708.3.4「反應器內部組件目視檢測(IN-VESSEL VISUAL INSPECTION)」附件二「PROCEDURE FOR INVESSEL VISUAL INSPECTION(IVVI) OF BWR 6 RPV INTERNALS」第 1.2 節所述，此程序書內容符合 ASME B&PV CODE SEC. XI Table IWB-2500 之 B-N-1 及 B-N-2 要求，答覆稱無 B-N-1 檢測明顯有誤。後續台電公司已依審查意見要求，將 ASME 規章要求之 B-N-1 及 B-N-2 等 IVVI 相關之檢測項目納入計畫書，對補充修訂之內容，經審查後可以接受。

(十三)計畫書第五冊記載之液壓式減震器功能測試時程表，於每次 MSC 抽 10%進行功能測試，惟每次 MSC 皆選同一支減震器進行

測試，似與 ASME OM CODE ISTD-5311(b)所述應輪替進行測試之要求不符，機械式減震器亦為同樣情形，請澄清說明。

台電公司答覆說明，ASME OM CODE ISTD-5311 為減震器功能測試計畫訂定時初始抽樣組成 (Initial Sample Size and Composition) 相關規定，業主可依 ISTD-5311(a) 或 (b) 之規定選定 10% 功能測試抽樣組成；ISTD-5311(a) 為業主訂定之 10% 初始抽樣組成須具有代表性的減震器進行功能測試，以符合法規要求；ISTD-5311(b) 為業者須依據 5311(a) 規定執行抽樣組成，亦可將計畫中作為壽命監測之減震器納入初始抽樣組成中，且作為壽命監測之減震器應採輪替方式 (generally rotational basis) 為之，以符合壽命監測的要求；電廠依 ISTD-5311(a) 規定選定具代表性之減震器並排定檢測週期，並作為壽命監測之減震器，且作為壽命監測之減震器與第四個十年檢測計畫不為同一只，亦符合 ISTD-5311(b) 作為壽命監測之減震器應採輪替方式的要求。對澄清說明之內容，經審查後可以接受。

三、審查結論

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案其中除役過渡階段前期檢測及測試計畫 (PDSI/PDST) 部分 (含核二廠 1 號機除役過渡階段前期檢測及測試計畫書)，經審查並經台電公司提出澄清說明及補充修訂後，審查結果可以接受。

陸、總結

核二廠除役過渡階段前期整體性維護管理方案內容，包括：目的、維護策略、監測及管理、老化管理及除役過渡階段前期檢測及測試計畫(PDSI/PDST)等，包含核二廠除役過渡階段前期老化管理方案(AMP)與核二廠 1 號機除役過渡階段前期檢測及測試計畫書(PDSI/PDST)等之內容，經本會審查提出共 117 項審查意見，並經台電公司提出澄清說明及補充修訂後，審查結果可以接受。

另核二廠 2 號機自民國 72 年 3 月 15 日開始正式商業運轉，至民國 112 年 3 月 14 日始屆運轉執照 40 年有效期，後續台電公司須再提報「核二廠 2 號機除役過渡階段前期檢測及測試計畫書(PDSI/PDST)」送審，此部分將續由除役計畫重要管制事項第 6 項追蹤管制。