

核三廠小幅度功率提昇 安全評估報告

行政院原子能委員會

中華民國 97 年 10 月 16 日

摘要

台電公司核三廠現正進行量測不準度改善之功率提昇 (Measurement Uncertainty Recapture Power Uprate)，又稱小幅度功率提昇。97 年 2 月起台電公司送審相關安全分析報告，原能會依據電廠適用之執照準則，並參考 NRC RIS 2002-03 之評估範圍，經過 7 個月之安全審查後，同意核三廠於 1.69%額定熱功率提昇條件下運轉，對於終期安全分析報告所述之事故的評估、安全限值的符合、大眾劑量的改變等，不會有顯著安全影響。

目錄

摘要.....	i
目錄.....	ii
名詞縮寫及中譯.....	v
1 簡介.....	1
1.1 背景.....	1
1.2 審查管制作業.....	2
1.3 1.69%額定熱功率提昇之基礎.....	3
1.4 法規要求及標準.....	4
1.5 審查結論.....	5
1.6 參考文獻.....	6
2 核能蒸汽供應系統熱水力參數.....	7
2.1 NSSS 設計熱水力參數.....	7
2.1.1 簡介.....	7
2.1.2 計算方法、輸入參數及假設.....	7
2.1.3 接受準則.....	7
2.1.4 計算結果.....	8
2.2 RCS 最佳估算流量.....	8
2.3 審查結論.....	9
3 設計暫態.....	11
3.1 NSSS 設計暫態.....	11
3.1.1 簡介.....	11
3.1.2 評估.....	11
3.1.3 結論.....	14
3.2 輔助設備設計暫態.....	15
3.2.1 輸入參數與假設.....	15
3.2.2 評估及結果.....	15
3.2.3 結論.....	16
3.3 審查結論.....	16
4 核能蒸汽供應系統.....	17
4.1 反應器冷卻水系統及輔助流體系統.....	17
4.1.1 反應器冷卻水系統評估.....	17
4.1.2 NSSS 輔助系統評估.....	17
4.2 核能蒸汽供應系統/電廠一般支援介面系統.....	18
4.3 控制系統.....	22
5 核能蒸汽供應系統組件.....	24

5.1	反應器壓力槽結構評估.....	24
5.2	反應器壓力槽完整性評估.....	24
5.3	反應器內部組件.....	26
5.4	核能蒸汽供應系統管路及支架.....	27
5.5	控制棒驅動機構.....	28
5.6	反應器冷卻水泵及馬達.....	28
5.6.1	反應器冷卻水泵.....	28
5.6.2	反應器冷卻水泵馬達.....	29
5.7	蒸汽產生器.....	30
5.7.1	熱水力評估.....	30
5.7.2	結構完整性評估.....	30
5.7.3	一次側至二次測壓力差評估.....	31
5.7.4	機械修護硬體評估.....	32
5.7.5	鬆動元件評估.....	32
5.7.6	U形管流體誘發振動評估.....	33
5.7.7	U形管完整性評估.....	34
5.7.8	化學評估.....	35
5.8	調壓槽.....	35
5.9	輔助設備.....	36
5.10	燃料評估.....	36
6	核能蒸汽供應系統事故分析.....	38
6.1	冷卻水流失事故水力分析.....	38
6.2	冷卻水流失事故與其相關評估.....	39
6.3	非冷卻水流失事故之分析.....	39
6.4	蒸汽管斷裂之質量與能量評估.....	57
6.4.1	長期蒸汽管斷裂之質量與能量評估.....	57
6.4.2	短期蒸汽管斷裂之質量與能量評估.....	58
6.5	冷卻水流失事故之質量與能量評估.....	58
6.5.1	長期冷卻水流失事故之質量與能量評估.....	58
6.5.2	短期冷卻水流失事故之質量與能量評估.....	59
6.6	蒸汽產生器內管破裂(STGR)之熱水力分析.....	59
6.7	輻射後果.....	59
6.8	審查結論.....	61
6.9	參考文獻.....	64
7	其他評估.....	65
7.1	反應器內部熱產生率.....	65
7.2	電廠全黑.....	67
7.3	審查結論.....	67

8	電廠一般支援系統評估.....	68
8.1	電廠一般支援系統評估的範圍.....	68
8.2	動力循環系統與組件.....	68
8.3	支援機械系統.....	72
8.4	特殊安全設施系統.....	73
8.5	儀控系統.....	77
8.6	電力系統.....	80
8.7	動力轉換系統.....	81
8.8	動力管路.....	82
8.9	其他評估.....	82
9	放射性廢棄物營運管理及輻射源.....	85
9.1	放射性氣體廢棄物營運管理.....	85
9.2	放射性液體及固體廢棄物營運管理.....	85
9.3	反應爐爐心輻射源.....	86
9.4	反應爐冷卻水輻射源.....	87
9.5	廠內輻射劑量.....	88
9.6	正常運轉廠外輻射劑量.....	88
10	後續要求及注意事項.....	90

名詞縮寫及中譯

名詞縮寫	英文名詞全文	中文語譯
AAC	Alternate AC Source	替代交流電源
AC	Alternating Current	交流電
AEC	Atomic Energy Council	原子能委員會
AFS	Auxiliary Feedwater System	輔助飼水系統
ALARA	As Low As is Reasonably Achievable	合理抑低
AMSAC	ATWS Mitigation System Actuation Circuitry	ATWS 緩抑系統動作線路
ANC	Advanced Nodal Code	先進節點程式
ANS	American Nuclear Society	美國核能學會
ANSI	American National Standard Institute	美國國家標準協會
AOR	Analysis of Record	紀錄分析
ART	Adjusted Reference Temperature	調整後參考溫度
ARV	Atmospheric Relief Valve	大氣釋壓閥
ASD	After Shutdown	反應器停機後
ASME	American Society of Mechanical Engineers	美國機械工程師學會
ASTM	American Society for Testing and Materials	美國測試與材料學會
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	預期暫態未急停
AVB	anti-vibration bar	振動抑制棒
B&PV	Boiler and Pressure Vessel	鍋爐與壓力槽
BEF	Best-Estimated Flow	最佳估算流量
BHP	Brake Horsepower	制動馬力
BIT	Boron Injection Tank	硼注入槽
BOP	Balance-of-Plant	電廠一般支援系統
BTRS	Boron Thermal Regeneration System	硼熱再生系統
C&FS	Condensate and Feedwater System	冷凝水及飼水系統
CCW	Component Cooling Water	核機冷卻水
CDV	Condenser Dump Valve	冷凝器排放閥
CF	Chemistry Factor	化學因子
CFR	Code of Federal Regulations	聯邦法規
CLTP	Current Licensed Thermal Power	目前發照熱功率
COPS	Cold Overpressure Protection System	低溫過壓保護系統
CRDM	Control Rod Drive Mechanism	控制棒驅動機構
CSS	Containment Spray System	圍阻體噴灑系統
CST	Condensate Storage Tank	冷凝水儲存槽
CVCS	Chemical and Volume Control System	化學與容積控制系統
CW	Circulating Water	循環水
DBA	Design Basis Accident	設計基準事故
DC	Direct Current	直流電
DNBR	Departure from Nucleate Boiling Ratio	偏離核沸騰比值
DRLL	Dropped Rod Limit Line	落棒限值線
ECCS	Emergency Core Cooling System	緊急爐心冷卻系統
EDG	Emergency Diesel Generator	緊急柴油發電機
EFPY	Effective Full-Power Year	有效全功率運轉年
EHC	Electro-hydraulic Control	電子液壓控制

名詞縮寫	英文名詞全文	中文語譯
EOL	End of Life	運轉終期
EPRI	Electric Power Research Institute	美國電力研究院
EQ	Environmental Qualification	環境驗證
ERG	Emergency Response Guideline	緊急應變指引
ESDR	Engineered Safeguards Design Rating	工程安全防護設計額
ESF	Engineered Safety Feature	特殊安全設施
°F	degree Fahrenheit	華氏度
FAC	Flow Accelerated Corrosion	流體加速腐蝕
FWLB	Feedwater Line Break	主飼水管路斷裂
FF	Fluence Factor	累積中子通量因子
F _q	Peaking Factor	尖峰因子
FSAR	Final Safety Analysis Report	最終安全分析報告
F _{ΔH}	Enthalpy Rise Factor	焓昇因子
GL	Generic Letter	通函
gpm	gallons per minute	加侖/分鐘
HEI	Heat Exchanger Institute	熱交換器協會
HELB	High Energy Line Break	高能管路破裂
HFF	Hydraulic Forcing Function	水力驅動函數
HFP	Hot Full-Power	熱爐全功率
HI	Hydraulics Institute	水力協會
hp	horsepower	馬力
HP	High Pressure	高壓力
HVAC	Heating, Ventilating and Air Conditioning	暖房通風及空調
HZP	Hot Zero-Power	熱爐零功率
IASCC	Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking	輻射加速應力腐蝕龜裂
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	電氣及電子工程師協會
IFM	Intermediate Flow Mixer	中間型水流混合器
IN	Information Notice	通告
INER	Institute of Nuclear Energy Research	核能研究析
IPBD	Isolated Phase Bus Duct	隔相匯流排
lb _m	pound(s) mass	磅-質量
LOCA	Loss-of-Coolant Accident	冷卻水流失事故
LONF	Loss of Normal Feedwater	喪失正常飼水
LOOP	Loss of Offsite Power	喪失廠外電源
MCC	Motor Control Center	馬達控制中心
MCO	Moisture Carryover	水分騰帶
MDF	Mechanical Design Flow	機械設計流量
MELB	Moderate Energy Line Break	中能量管斷裂
Mlb _m	Million pounds	百萬磅
MOV	Motor-Operated Valve	電動閥
MSIV	Main Steam Isolation Valve	主蒸汽隔離閥
MSLB	Main Steam Line Break	主蒸汽管斷裂
MSR	Moisture Separator and Reheater	汽水分離器再熱器
MSS	Main Steam System	主蒸汽系統
MTC	Moderator Temperature Coefficient	緩和劑溫度係數
MUR-PU	Measurement Uncertainty Recapture Power Uprate	量測不準度改善功率提昇(小幅度功率提昇)
MVA	Million Volt Amps	百萬伏特安培

名詞縮寫	英文名詞全文	中文語譯
MVAR	Mega Volt Amps - Reactive	百萬伏安（無效功率）
MWe	Megawatts - electric	電功率
MWt	Megawatts - thermal	熱功率
NA	Not Applicable (N/A)	不適用
NEMA	National Electrical Manufacturers Association	國家電氣製造協會
NPSH	Net Positive Suction Head	淨正吸水頭
NRC	Nuclear Regulatory Commission	核能管制委員會
NRS	Narrow Range Span	窄幅儀程
NSSS	Nuclear Steam Supply System	核能蒸汽供應系統
ODSCC	Outside Diameter Stress Corrosion Cracking	外徑應力腐蝕龜裂
OP Δ T	Overpower delta-T	過功率 Δ T 保護
OT Δ T	Overttemperature delta-T	過溫 Δ T 保護
PCWG	Performance Capability Working Group	性能與容量工作小組
PEPSE™	Performance Evaluation of Power System Efficiencies (Computer Program)	電廠熱功性能分析程式
PORV	Power-Operated Relief Valve	動力釋壓閥
ppm	part per million	百萬分之一
PRT	Pressurizer Relief Tank	調壓槽釋放槽
P _{stcom}	Secondary Side Steam Pressure	二次側蒸汽壓力
psi	pounds per square inch	磅/平方英寸
psia	pounds per square inch absolute	磅/平方英寸(絕對值)
psig	pounds per square inch gauge	磅/平方英寸(錶壓)
P-T	Pressure-Temperature	壓力-溫度
PTS	Pressurized Thermal Shock	壓力熱衝擊
PU	Power Uprate	功率提昇
PWR	Pressurized Water Reactor	壓水式反應器
PWSCC	Primary Water Stress Corrosion Cracking	一次側冷卻水應力腐蝕龜裂
RAOC	Relaxed Axial Offset Control	放寬式軸向功率偏差控制
RCCA	Rod Cluster Control Assembly	爪形控制棒元件
RCL	Reactor Coolant Loop	反應器冷卻水迴路
RCP	Reactor Coolant Pump	反應器冷卻水泵
RCS	Reactor Coolant System	反應器冷卻水系統
RHR	Residual Heat Removal	餘熱移除
RHRS	Residual Heat Removal System	餘熱移除系統
RIS	Regulatory Issue Summary	核管議題摘要
rpm	revolution(s) per minute	每分鐘轉數
RPV	Reactor Pressure Vessel	反應器壓力槽
RSAC	Reload Safety Analysis Checklist	燃料再裝填安全分析參數查核清單
RSE	Reload Safety Evaluation	再填換燃料安全評估
RTD	Resistance Temperature Detector	電阻式溫度量測器
RTDP	Revised Thermal Design Procedure	新版熱設計程序
RT _{NDT}	Reference Temperature (nil-ductility transition)	參考溫度(零延展性轉變)
RT _{PTS}	Reference Temperature (pressurized thermal shock)	參考溫度(壓力熱衝擊)
RTS	Reactor Trip System	反應器跳脫系統
RTSR	Reload Transition Safety Report	燃料轉換安全分析報告
RWAP	Rod Withdrawal at Power	功率運轉下抽棒
RWST	Refueling Water Storage Tank	更換燃料水儲存槽

名詞縮寫	英文名詞全文	中文語譯
SAR	Safety Analysis Report	安全分析報告
SDS	Steam Dump System	蒸汽排放系統
SER	Safety Evaluation Report	安全評估報告
SFP	Spent Fuel Pool	用過燃料儲存池
SFPCCS	Spent Fuel Pool Cooling and Cleanup System	用過燃料儲存池冷卻及淨化系統
SGBS	Steam Generator Blowdown System	蒸汽產生器沖放系統
SGFP	Steam Generator Feed Pump	蒸汽產生器飼水泵
SGTP	Steam Generator Tube Plugging	蒸汽產生器塞管
SGTR	Steam Generator Tube Rupture	蒸汽產生器內管破裂
SIS	Safety Injection System	安全注水系統
SLB	Steam Line Break	蒸汽管路斷裂
SRP	Standard Review Plan	標準審查規範
SSCs	Structures, Systems, and Components	結構系統與組件
SSE	Safe Shutdown Earthquake	安全停機地震
STDP	Standard Thermal Design Procedure	標準熱設計程序
T	Temperature	溫度
T _{avg}	average temperature	平均溫度
TBCCW	Turbine Building Closed Cooling Water	汽機廠房密閉冷卻水
T _{cold}	Cold Leg Temperature	冷端溫度
TDF	Thermal Design Flow	熱設計流量
T _{FW}	Feedwater Temperature	飼水溫度
T/H	Thermal-Hydraulic	熱水力
T _{hot}	Hot Leg Temperature	熱端溫度
T _{sat}	saturation temperature	飽和溫度
T _{steam}	Secondary Side Steam Temperature	二次側蒸汽溫度
UFM	Ultrasonic Flow Meter	超音波流量計
USE	Upper-Shelf Energy	上限衝擊能
VCT	Volume Control Tank	容積控制槽
WCAP	Westinghouse Commercial Atomic Power	西屋商業用原子力
ΔRT_{NDT}	change in reference temperature (nil-ductility transition)	零延展性轉變溫度上升值

1 簡介

1.1 背景

隨著人類文明發展，排放了大量溫室氣體，已造成全球暖化與氣候變遷效應。「節能減碳」成為當今國際上關注的重大議題，政府亦積極制定相關政策，實踐節能減碳無悔措施，期能將台灣打造成為低碳社會、永續國家。

核能發電為一種「低碳排放」的發電方式，若能將核能電廠發電量提昇，便可減少因為使用其他替代能源所造成的碳排放量，核能電廠「小幅度功率提昇(MUR-PU)」即為其中一種方式。

「小幅度功率提昇」之內涵為在不違反原先安全分析限值之下，利用較為準確之飼水量測技術，降低飼水量測的不準度，進而使反應器熱平衡計算更為準確，便可將保留的餘裕釋放一部分出來，轉為提昇反應器功率之用。

傳統上，為了確保萬一發生設計基準之冷卻水流失事故(LOCA)時，緊急爐心冷卻系統(ECCS)有足夠的性能餘裕，因此規定需在102%額定熱功率以上執行安全分析，此2%餘裕係針對量測儀器的不準度而影響到熱功率計算所保留⁽¹⁻¹⁾⁽¹⁻²⁾。藉由更準確之飼水量測儀器，例如新型之超音波流量計(UFM)，預期功率不準度可由傳統保守界定之2%降低至約0.3%。此意味著若使用UFM量測飼水流量，則功率可提昇至約目前功率之101.7% ($102\% - 0.3\% = 101.7\%$)，相當於發電機輸

出電力提昇約1.7%。

核能電廠進行小幅度功率提昇，在國外已有許多的先例，以美國而言，截至97年10月止，核管會(USNRC)核准之小幅度功率提昇案例計有40件，提昇幅度介於0.4%至1.7%之間。國內部分，經過本會核准後，台電公司核二廠已於去(96)年分別完成兩部機組功率切換；核一廠二號機也於今年完成功率提昇，一號機預計今年年底完成；至於核三廠之小幅度功率提昇計畫則在進行中。

1.2 審查管制作業

97年2月19日及3月14日台電公司分批來函將核三廠MUR-PU相關安全分析報告送原能會審查，包括核三廠小幅度功率提昇安全分析報告(MS-MUR-SAR-00 第0版)、核能蒸汽供應系統(NSSS)工程分析報告(WCAP-16744-P Rev.1)、電廠一般支援系統(BOP)工程評估報告(Evaluation No.2008-04562 Rev.0)。經審慎考量本案之安全重要性、業務職掌及審查工作之專長需要，旋即成立專案審查小組，除由本會核能管制處、輻射防護處、放射性物料管理局參與外，另邀請三位會外專家學者協助報告審查工作。自97年3月18日召開初始會議起，7個月審查期間另召開4次審查會議，提出81項問題，針對核三廠小幅度功率提昇可能造成之安全影響，進行深入討論與評估。

本安全評估報告(Safety Evaluation Report, SER)即為針對核三廠小幅度功率提昇，額定熱功率增加1.69%，台電公司所提出之安

全分析報告，進行完整安全評估後之審查結論。

1.3 1.69%額定熱功率提昇之基礎

核三廠小幅度功率提昇為將爐心熱功率由目前發照熱功率2775 MWt提昇至2822 MWt，增加之47 MWt相當於提昇1.69%。功率提昇的原因為使用Cameron/Caldon公司所生產之LEFM CheckPlus™超音波飼水流量量測系統(LEFM V +™)，此系統能夠更精確的量測飼水流量。核三廠採用之LEFM V +™系統是在合乎美國國家標準的Alden實驗室進行全尺寸之模擬校驗，並依據實際安裝在核三廠飼水管路後，進行之系統實地使用測試(Commissioning Test)，來計算出使用LEFM V +™系統後之熱功率不準度。

核三廠二號機於97年第17次大修期間，於三條飼水管路各加裝一只LEFM V +™，並經實地使用測試計算出正常模式下熱功率不準度為0.31%⁽¹⁻³⁾。

核三廠1.69%額定熱功率提昇之策略，為不改變反應爐冷卻水系統正常運轉壓力(2250 psia)，以及熱端管路溫度不高於現行溫度(621.5 °F)。於此條件下，可使功率提昇對RCS組件負荷的影響最低、環境因素的評估最少、與系統壓力有關之儀控設定點改變最小，以及RCS壓力控制仍可藉由正常方式有效達成。

1.4 法規要求及標準

參考美國聯邦法規10 CFR 50 Appendix K (Emergency Core Cooling System Evaluation Models)或Regulatory Guide 1.49 (Power Levels of Nuclear Power Plants)之規定，核能電廠之ECCS安全分析最少要保留2%功率不準度之分析餘裕，因此必須在102%或高於102%的額定熱功率下執行有關的安全分析。

2000年10 CFR 50 Appendix K修訂後，允許持照者可以在冷卻水流失事故(LOCA)分析中使用小於2%之功率不準度，而持照者所提出降低餘裕之替代方案，必須能確認熱功率不準度係由功率幅度量測誤差所致。故小幅度功率提昇是以降低原先2%之功率不準度，使電廠達到運轉在目前發照熱功率上之效果。而Appendix K之其它要求仍繼續維持其實質保守性，因此萬一發生LOCA時仍可確保ECCS之性能有足夠之餘裕。

台電公司核三廠小幅度功率提昇申請案，因涉及運轉技術規範修改，本會將其定位為設計修改案(Design Change Request, DCR)，所涉及之法規為核子反應器設施管制法。核子反應器設施管制法第十三條：「核子反應器設施於興建或運轉期間，其設計修改或設備變更，涉及重要安全事項時，應報請主管機關核准後，始得為之。」而重要安全事項說明於核管法施行細則第八條：「本法第十三條所定重要安全事項之範圍如下：一、運轉技術規範修改。二、……」，因此台電

公司依法向原能會提出申請，並檢附功率提昇之安全分析報告及相關技術文件供原能會審查。

美國核管會經過多次核能電廠小幅度功率提昇審核之後，於2002年出版RIS 2002-03「Guidance on the Content of Measurement Uncertainty Recapture Power Uprate Applications」，做為小幅度功率提昇之審查導則。本會亦參考該導則之評估範圍進行核能電廠小幅度功率提昇申請之審查。

1.5 審查結論

台電公司97年2月及3月送審之三份安全分析報告，係以最大可提昇功率(2%)或預期可提昇功率(1.7%)做為安全分析之假設。審查期間，核三廠二號機裝設完成LEFM $\vee$ +TM，並經系統實地使用測試後，計算出熱功率不準度為0.31%。台電公司隨即修訂此三份安全分析報告，提出以1.69%額定熱功率做為提昇基準之更新版本報告供本會審查。

本會專案小組依據目前電廠適用之執照準則、法規及標準進行此功率提昇安全審查工作，確認核三廠小幅度功率提昇1.69%後仍能確保：(1) 功率提昇並未使原FSAR分析過的事故，發生的機率及後果嚴重性顯著增加；(2) 功率提昇並未產生FSAR未分析過的事故；(3) 功率提昇並未導致超過任何電廠適用之管制限值，或使安全餘裕顯著減少；(4) 以2%或1.7%功率提昇模式進行之安全分析，能充分涵蓋

1. 69%功率提昇之情況；(5)功率提昇對廠外輻射劑量與大眾健康無顯著影響；及(6)功率提昇對放射性廢棄物之產量與營運管理無明顯影響。因此預期電廠可安全運轉在擬申請之新執照爐心熱功率2,822 MWt。惟核三廠進行功率切換前，仍需備齊DCR成套文件，含熱功率不準度計算書、FSAR及運轉規範變更內容、承諾執行事項與其他本會要求文件等，送本會審查核准後方能作為運轉之依據。

1.6 參考文獻

- 1-1 USNRC 10 CFR 50.46 "Acceptance criteria for ECCS for light-water nuclear power reactor".
- 1-2 USNRC 10CFR 50, Appendix K "ECCS evaluation models".
- 1-3 Caldon Ultrasonics, Engineering Report: ER-672 Rev.0, Uncertainty Analysis for Thermal Power Determination at Maanshan NPS Unit 2 Using the LEFM CheckPlus, June 2008.

2 核能蒸汽供應系統熱水力參數

核能蒸汽供應系統（NSSS）設計熱水力參數，是作為核能蒸汽供應系統（包括送審報告第4章與第5章）分析與評估之基本輸入參數。主要包括一次側及二次側系統之熱水力設計條件，例如熱功率、溫度、壓力、流量等，功率提昇後這些參數也將隨之改變。本章審查重點為檢視功率提升後，核能蒸汽供應系統（NSSS）設計熱水力參數之適切性。

2.1 NSSS 設計熱水力參數

2.1.1 簡介

核能蒸汽供應系統（NSSS）設計熱水力參數，又稱為Performance Capability Working Group（PCWG）參數，為設計暫態、系統、組件及事故之基準。

2.1.2 計算方法、輸入參數及假設

本NSSS設計熱水力參數之計算是以NSSSPlus程式進行，該程式係以第一原理（First Principles）為基礎，執行穩態熱水力計算。該程式主要用於取代手算，因而基本上並不需核管單位之核准。

2.1.3 接受準則

本NSSS設計熱水力參數之計算並無特定之量化接受標準。在決定NSSS設計熱水力參數時，原則上避免因為過於保守而影響安全分析之

餘裕，另一方面，希望同時兼具足夠之運轉彈性及運轉餘裕。

2.1.4 計算結果

對MUR功率提昇至101.7%及102%額定之PCWG參數計算結果已列於MS-MUR-SAR-00表1.1中。其中個案1及個案2分別表示蒸汽產生器塞管率為0%及10%之情形。WCAP-16744-P Rev 1之表2.1-1 與MS-MUR-SAR-00之表1.1顯示，個案1與個案2一次側之熱水力參數完全一樣。個案2塞管率大，一二次側間之熱傳面積減少。如要帶走相同熱量，一二次側間之溫差將加大，因此，二次側之溫度、壓力將較低。PCWG參數之計算結果也顯示了此趨勢，與預期相符。

審查時發現一共有兩個分析個案(個案1與個案2)，可是第六章之分析結果卻只有一組。經澄清，如果分析結果有兩組，則報告中僅列出其中較嚴重那一組之結果，此議題已獲澄清，詳情可參見6.3節之討論。

2.2 RCS 最佳估算流量

針對MUR功率提昇2%之條件，需重新決定RCS最佳估算流量(Best-Estimated Flow, BEF)，以確定熱設計流量(Thermal Design Flow, TDF)以及機械設計流量(Mechanical Design Flow, MDF)是否仍有足夠餘裕。

核三廠一、二號機功率提昇2%後，於蒸汽產生器兩種塞管率(0

%與10%)下，Thermal Design Flow雖然相同，但是最佳估算流量應該不同。利用NSSSPlus程式計算所得之最佳估算流量如MS-MUR-SAR-00 2.5節所示。蒸汽產生器塞管率10%之最佳估算流量較塞管率0%之最佳估算流量低，符合預期。

熱設計流量是用於反應器爐心及蒸汽產生器等熱性能之分析與計算基礎。熱設計流量考慮冷卻水迴路各部分之參數不準度，主要包括反應器、蒸汽產生器、管路流阻、冷卻水泵水頭等，同時需考慮RCS流量量測不準度。核三廠一、二號機現行之熱設計流量均為92,600 gpm/迴路，MUR功率提昇2%之條件下亦維持為92,600 gpm/迴路。

機械設計流量為保守地使用於反應器內部及燃料元件機械設計之較高流量，一般是以較低之系統阻力及較高的水頭曲線求得。核三廠一、二號機現行之機械設計流量均為106,900 gpm/迴路，MUR功率提昇2%之條件下亦維持為106,900 gpm/迴路。核三廠一、二號機於MUR功率提昇2%之條件下之TDF與MDF餘裕經過評估，結果顯示現行之熱設計流量、機械設計流量，仍可提供適當之熱設計流量餘裕與機械設計流量餘裕。

2.3 審查結論

在NSSS設計熱水力參數與RCS最佳估算流量方面，台電公司之評估說明，經審查可以接受。

以上之審查結論原是針對功率提昇至101.7%而撰寫，後來台電公司提出修訂版，改將功率提昇至101.69%，（例如 WCAP-16744-P Rev 1.1中增列表2.1-2將功率提昇至101.69%之PCWG參數納入）。經檢視，審查結論仍適用於送審報告修訂版WCAP-16744-P Rev 1.1與MS-MUR-SAR-01。

3 設計暫態

3.1 NSSS 設計暫態

3.1.1 簡介

核三廠兩部機組現行之設計暫態，是以NSSS功率為2787 MWt、額定功率下之RCS平均溫度為588.5°F、額定功率下之飼水溫度為440°F及蒸汽產生器塞管率為10%等條件，作為分析與計算的基準。而本章目的為評估該等現行設計暫態是否仍適合當作功率提昇1.7%後之組件疲乏及結構分析之輸入基準。

核三廠兩部機組現行考慮之各種設計暫態詳列於MS-MUR-SAR-00表3.1與WCAP-16744-P Rev. 1表3.1-1，以暫態特性可區分為5類：(1) 正常條件(normal conditions)；(2) 異常條件(upset conditions)；(3) 緊急條件(emergency conditions)；(4) 事故條件(faulted conditions)及(5) 試驗條件(test conditions)下之設計暫態。

3.1.2 評估

影響上述各種設計暫態之主要參數有RCS熱端與冷端管路溫度(T_{hot} 與 T_{cold})、二次側蒸汽溫度與壓力(T_{steam} 與 P_{steam})及二次側飼水溫度(T_{FW})，若該等參數之現行值可涵蓋功率提昇1.7%之情形，則表示現行設計暫態仍適用於當作功率提昇1.7%後之組件疲乏及結構分析之輸入基準，否則需執行進一步之評估。

核三廠二號機與一號機分別於週期13週期14填換新型燃料

Vantage+，為支援使用此新型燃料，西屋公司執行相關分析所使用之設計參數（簡稱現行條件）、MUR功率提昇2.0%之設計參數分別列於WCAP-16744-P Rev. 1表3.1-2中，為方便比較，該表同時列出原先設計參數（簡稱原先條件）。其中，MUR功率提昇2.0%之設計參數與現行條件均是假設蒸汽產生器塞管率為10%，而原先條件則是假設蒸汽產生器塞管率為0%。

WCAP-16744-P Rev. 1表3.1-2之MUR功率提昇2.0%條件之各參數與現行條件及原先條件對應值比較之差異與對相關設計暫態之影響分別討論如下：

(1)MUR功率提昇2.0%條件之 T_{hot} 與現行條件之值相同，但較原先條件之值高1.6°F。此差異在原先設計暫態計算不準度範圍內。另外在實務分析上，通常在暫態的定義時已含有某種程度之保守度，例如以爐心運轉年限內最嚴重的時間點作為分析點等。因此，評估結果為MUR功率提昇2.0%條件之 T_{hot} 微量增加並不會影響原先設計暫態分析結果的適用性。

(2)MUR功率提昇2.0%條件之 T_{cold} 較現行條件之值低1.4°F，亦較原先條件之值低2.9°F。與第(1)項相同理由，MUR功率提昇2.0%條件之 T_{cold} 微量降低並不會影響原先設計暫態分析結果的適用性。

(3)MUR功率提昇2.0%條件之 $T_{steam}(P_{steam})$ 較現行條件之值低1.9°F

(15 psi)，亦較原先條件之值低5.6°F (44 psi)。T_{steam} (P_{steam}) 雖較現行條件或原先條件低，但對一次側暫態之影響為次要的，其對二次側的暫態反應--例如蒸汽與飼水溫度暫態反應--則較明顯。針對可能受影響之各暫態，評估結果為雖然初始T_{steam}降低5.6°F對一次側之影響甚微小，但原分析所得之T_{steam}暫態反應曲線需稍微修正，修正後之反應曲線如NSSS安全分析報告WCAP-16744-P Rev. 1之Figures 3.1-1、3.1-3、3.1-5、3.1-7、3.1-9、3.1-11、3.1-13、3.1-15及3.1-16所示。

(4)MUR功率提昇2.0%條件之NSSS功率較現行條件及原先條件高56 MWt，因為RCS溫度之差異幾可忽略，增加56 MWt額定NSSS功率，對一次側暫態或二次側暫態並無顯著影響。

(5)MUR功率提昇2.0%條件之RCS熱設計流量與現行條件之值相同，但較原先條件之值低5,000 gpm。MUR功率提昇2.0%條件之RCS熱設計流量較原先條件之值低5,000 gpm，對一次側RCS溫度及T_{steam}與P_{steam}之影響已反映在其他參數上，此等溫度之改變對設計暫態之影響評估如第(1)-(4)項所述。

(6)MUR功率提昇2.0%條件之飼水溫度較現行條件與原先條件之值均高2.6°F。如同第(3)項，評估結果為雖然初始T_{FW}高2.6°F對一次側之影響甚微小，但原分析所得之T_{FW}暫態反應曲線須修正。修正後之反應曲線如WCAP-16744-P Rev. 1之Figures 3.1-2、3.1-4、3.1-6、

3.1-8、3.1-10、3.1-12、3.1-14、3.1-17、3.1-18及3.1-19所示，可能受影響的設計暫態同第（3）項所述。

其他與NSSS設計暫態有直接關係之重要參數有RCS流體體積、控制系統設定點與時間常數、輔助飼水容量、一次側與二次側動力釋壓閥及安全閥容量等，但這些參數不因MUR功率提昇而改變。另外，MUR功率提昇亦不會新產生之設計暫態，且各設計暫態於電廠40年之設計年限內允許發生之次數亦不變。

審查WCAP-16744-P Rev. 1之表 3.1-1時，另外發現Reactor Coolant System Cold Over-pressurization事件，並未隨MUR而修改暫態結果，依字面解讀是與現行FSAR一致，可是查對現行FSAR後，發現目前FSAR之設計暫態中並未包含此事件，西屋公司的解釋是此事件是在1989年後才成為設計基準，並在此MUR案中接受評估，因此西屋公司建議，修改現行FSAR以便將此事件納入其設計暫態中。同意西屋公司之建議。

3.1.3 結論

由 3.1.2 節之評估可知，MUR 功率提昇 2%僅需對部分設計暫態之 T_{steam} 與 T_{FW} 暫態反應圖略改變，原先設計暫態分析之其餘參數（流量、壓力、溫度）反應仍適用，考慮此變更後之整個原設計暫態分析結果將作為第 5 章 NSSS 組件疲乏及結構分析之輸入基準。

3.2 輔助設備設計暫態

針對與 RCS 連接之 Class 1 輔助管嘴及一些 NSSS 輔助管路、熱交換器、泵、儲存槽等設備，大部分之設計暫態是以工程判斷及經驗為基礎且僅考慮其發生頻率及程度足以顯著影響組件疲乏評估者。一般而言，均有充分的保守度作為組件疲乏分析之用，而該等設計暫態之發生頻率亦以電廠 40 年運轉年限為基準。

3.2.1 輸入參數與假設

現行之輔助設備設計暫態是否適用於 MUR 功率提昇之相關評估，是以 102% 功率 PCWG 參數表為依據，並與現行設計暫態所依據之 PCWG 參數比較作為評估之基礎。

3.2.2 評估及結果

整體評估顯示，僅那些受全負載 T_{cold} 影響之設計暫態可能受功率提昇之影響，此等暫態主要需關注 RCS 迴路溫度與連接至其上之輔助系統溫度間之溫差效應。由於輔助系統溫度不受 MUR 功率提昇影響，而原先之設計暫態全負載 T_{cold} 是以 560°F 為基礎，該溫度遠高於 102% 功率之 RCS 溫度 (554.1°F)，因而所致之溫差可充分涵蓋 MUR 功率提昇 2% 之情形。例如，伴隨化學與容積控制系統引水及充水流量開始與停止之溫度暫態，對引水及充水管嘴之衝擊，於 MUR 功率提昇 2% 條件下較為輕微，因為溫差較小。

3.2.3 結論

整體評估顯示，僅那些受全負載 RCS T_{cold} 影響之設計暫態可能受功率提昇之影響，然由於 MUR 功率提昇 2% 所致之溫差較小，因此原先之設計暫態可涵蓋 MUR 功率提昇 2% 之情形，此結論亦適用於 MUR 功率提昇 1.7% 之情形。

3.3 審查結論

(1) MUR 功率提昇 2% 僅需稍微改變部分設計暫態之 T_{steam} 與 T_{FW} 之暫態反應圖，考慮此變更後之整個原設計暫態分析結果將作為第 5 章 NSSS 組件疲乏及結構分析之輸入基準。

(2) 輔助設備之設計暫態經過整體評估顯示，僅那些受全負載 RCS T_{cold} 影響之設計暫態可能受功率提昇之影響，然由於 MUR 功率提昇 2% 所致之溫差較小，因此原先之設計暫態可涵蓋 MUR 功率提昇 2% 之情形，此結論亦適用於 MUR 功率提昇 1.7% 之情形。

(3) 建議於現行 FSAR 之設計暫態中將 Reactor Coolant System Cold Over-pressurization 事件加入。

(4) 以上之審查結論原是針對功率提昇至 101.7%，後來台電公司提出修訂版，改將功率提昇至 101.69%。經檢視，審查結論仍適用於送審報告修訂版 WCAP-16744-P Rev 1.1 與 MS-MUR-SAR-01。

4 核能蒸汽供應系統

4.1 反應器冷卻水系統及輔助流體系統

4.1.1 反應器冷卻水系統評估

由於爐心功率增加而潛在受影響需再評估的RCS設計基準功能之一為調壓槽噴灑及調壓槽釋放槽的壓力控制功能。本節針對調壓槽噴灑、調壓槽動力釋壓閥與安全閥及調壓槽釋放槽進行評估。

調壓槽噴灑流量，電廠目前紀錄分析(AOR)根據92,600 gpm的RCS熱設計流量計算的噴灑流量為960 gpm高於需求流量700 gpm。由於噴灑系統非安全相關，故在MUR功率提昇1.7%下採用最佳估算流量(BEF, 100,000 gpm)計算噴灑流量高於960 gpm。另在MUR功率提昇1.7%下，調壓槽壓力、溫度及RCS平均溫度的高低設定點都沒有改變，因此調壓槽動力釋壓閥與安全閥及相關管路水力性能不受影響。同時調壓槽釋放槽水位設定點亦維持不變。

針對MUR功率提昇1.7%之狀況，送審報告對反應器冷卻水系統所做之分析與結果可以接受。

4.1.2 NSSS 輔助系統評估

NSSS輔助系統包括化學與容積控制系統、硼熱再生系統、餘熱移除系統。在MUR功率提昇1.7%下，RCS跨管壓力下降數個psi，此對化學與容積控制系統(CVCS)引水與額外引水驅動壓力(約2165 psi)影

響很小，另充水是由充水泵與RCS冷端管路壓差所驅動，跨管壓力下降可提供較高之驅動能力。因功率提昇1.7%後RCS的 T_{cold} 較設計基準低，使得CVCS熱交換器功能不受MUR功率提昇影響。同樣之理由亦適用於硼熱再生系統。

在餘熱移除系統方面，西屋公司使用RHRCOOL程式分析5種核三廠功率提昇2%下之RHR系統冷卻個案，所有個案均假設NSCW海水溫度為90°F(32.2 °C)。分析結果顯示RHR系統冷卻能力不受功率提昇2%之影響。

針對MUR功率提昇1.7%之狀況，本節對輔助流體系統所做之分析與結果，建議可以接受。惟若海水溫度高於32.2°C，則須審視上述餘熱移除系統相關分析結果是否適當。

4.2 核能蒸汽供應系統/電廠一般支援介面系統

電廠一般支援（BOP）系統包括的主蒸汽系統、蒸汽排放系統、冷凝水和飼水系統、輔助飼水系統、蒸汽產生器沖放系統等，在功率提昇下，均須被重新檢視與評估是否符合NSSS/BOP介面要求。

蒸汽排放系統

MS-MUR-SAR-00報告中說明「在MUR功率提昇1.7%之狀況下，考慮10%蒸汽產生器塞管率情形，滿載蒸汽產生器壓力為923 psia，而蒸汽排放系統之容量將會低至84.0%略低於原始設計要求之85%。但若以

較接近實況之0%蒸汽產生器塞管率情形，滿載蒸汽產生器壓力為943 psia，而蒸汽排放系統之容量將會變為85.8%，即可符合設計要求。」相關分析與結果應可接受。

冷凝水泵

MS-MUR-SAR-00中說明「如表4.3所示，在MUR功率提昇1.7%之正常運轉狀況下，也提供足夠的進口壓力給飼水泵。」但從表4.3無法明顯做此推論。台電公司補充說明「表4.3指出MUR將使冷凝水泵出口壓力由563.4 psig降至560.5 psig，僅些微地減少約0.5%，此減少量將使目前飼水泵的NPSH ratio由10.48降至10.02，比起ANSI/HI的建議值2.0仍大的很多，因此可提供足夠的進口壓力給飼水泵（飼水泵Low suction pressure alarm 之設定值為145 psig）。」相關分析與結果應可接受。

低壓飼水加熱器

MS-MUR-SAR-00中說明「現行與MUR功率提昇後飼水加熱器管側噴嘴速度超過HEI建議限值。」但未說明超過HEI建議限值之影響為何，MUR功率提昇後超過較多是否使影響惡化較多或較快。經審查要求後，台電公司第一次補充說明「流速愈大愈易造成沖蝕，因此HEI有10 ft/sec之建議限值，然而此值為建議（Recommendation）值而非法規（Regulation）限值，MUR後之流速較目前運轉狀況僅些微增加約2%，因此對目前沖腐蝕的影響有限，國外電廠的做法都是加強大修

時的NDE檢查，以掌握設備的現況。」第二次再補充「核三廠大修時原本沒有對飼水加熱器的NDE檢查，本公司將在大修時加入此項飼水加熱器的NDE檢查項目，並將明確列入核三廠小幅度功率提昇請照承諾事項表 (List of Commitments)內。」相關分析與結果應可接受。

飼水泵

MS-MUR-SAR-00報告中說明「評估結果顯示，在正常運轉狀況下，飼水泵預期運轉於較好之運轉區域，有足夠的NPSH餘裕。」但未說明評估報告名稱或參考文件，經審查要求後，台電公司補充說明「MUR後NPSH Ratio由10.5降至10.0，但遠高於HEI建議值2.0，Required Pump Speed與BHP分別約維持在汽機額定值之84%與49%，仍有相當餘裕，最佳運轉點由99%移至101%，但仍在最佳運轉區域內，各種參數均顯示飼水泵的性能不受MUR影響。」並提供分析文件編號TR2.7G『Evaluation of the Power Train Pumps Non-Safety Related Client Comment Issue』以為佐證。不過該文件中提及「See Task Report 12A and 12B for Technical Specification impacts associated with the Condensate and Feedwater Systems.」及「See Task Report 12A and 12B for FSAR impacts associated with the Condensate and Feedwater Systems.」涉及Technical Specification與FSAR之影響，且Task Report 12A and 12B應為編號TR2.7M與TR2.7E之報告，台電公司已於修訂版報告中更正上述編號。另台電公司亦補充說明有關

Technical Specification與FSAR之改變，將附於「核三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。相關分析與結果應可接受。

蒸汽產生器沖放系統

報告中說明蒸汽產生器滿載之最小壓力值 923 psia 與 WCAP-16744-P Rev.1之920psia不同，台電公司在第二次審查意見答覆中補充說明，「WCAP-16744-P Rev.1是根據功率提昇至102%與蒸汽產生器塞管10%之計算結果，滿載下蒸汽壓力由964 psia降到920 psia。而本安全分析報告則是敘述功率提昇為101.7%與蒸汽產生器塞管10%之計算結果，其滿載下蒸汽壓力則會由964 psia降到923 psia。由於二者在提昇功率計算基礎的不同，故其蒸汽出口壓力亦略有不同。」相關分析與結果應可接受。

針對MUR功率提昇1.7%之狀況，本報告對核能蒸汽供應系統/電廠一般支援介面系統所做之分析與結果及補充說明，建議可以接受。惟以下事項應注意：

(1)若核三廠蒸汽產生器塞管率增加過多，則宜評估蒸汽排放系統之容量是否仍符合設計要求。

(2)飼水加熱器管側噴嘴速度超過 HEI 建議限值，大修時應確實加入此項飼水加熱器的 NDE 檢查項目。

(3)飼水泵之 Technical Specification 與 FSAR 改變應納入「核

三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。

4.3 控制系統

NSSS 控制系統性能評估主要包括電廠運轉暫態跳脫餘裕、汽機跳脫造成反應器跳脫之 P-8 設定點、以及控制系統壓力控制組件的尺寸及低溫過壓保護等其他領域的分析及評估。經審查有以下發現：

(1)MS-MUR-SAR-00 報告中說明在 102%原額定功率狀況下，全功率棄載暫態分析所得 OT Δ T RTS 設定點餘裕高於現行分析結果，增加的主因為 OT Δ T 跳脫設定點之 K1 分析值由 1.45 增到 1.49。此處與 WCAP-16744-P 均提到 K1 之改變，Sargent & Lundy 報告則顯示 K1 到 K6 之改變，但對參數改變之原因、方法與正確性之驗證均無交代。台電公司在第二次審查意見答覆中補充說明「MUR-PU 之 Core Thermal Limit 已改變，而 OT Δ T 及 OP Δ T 的跳脫設定點安全分析限值是依據 Core Thermal Limit 來訂定，因此相關常數(k1, k3, k4, k6, ……等)亦需隨之調整。參數改變正確性是以相關 Non-LOCA 暫態分析來驗證，須確保能符合 Condition II 的接受準則。例如需考慮 OT Δ T 跳脫設定點之暫態有：(a)Uncontrolled RCCA bank Withdrawal at Power (b)Loss of External Load/Turbine Trip (c)RCS Depressurization。需考慮 OP Δ T 跳脫設定點之暫態有：Rupture of Main Steam Line at Power。」相關分析與結果應可接受。

(2)有關允許信號 P-8 設定點評估，報告中說明 MUR 功率提昇 1.7%

之冷凝器排放閥最小容量是額定蒸汽流量的 31.9%，與 WCAP-16744-P 之 31.2%不同。台電公司在第二次審查意見答覆中補充說明「核三廠每部機組有 16 個蒸汽排放閥，其中 6 個閥排放蒸汽至主冷凝器，另 10 個閥排放蒸汽至大氣，總共提供滿載壓力（964 psia）下 12.3 Mlb_m/hr 保證蒸汽流量的 89.4%蒸汽排放量，其中 33.9%排放至冷凝器。當滿載壓力下降且滿載蒸汽流量增加，蒸汽排放之百分比容量會下降。MUR 功率提昇 1.7%，考慮 10%蒸汽產生器塞管率情形，滿載蒸汽產生器壓力為 923 psia，而蒸汽流量為 12.53 Mlb_m/hr，因此蒸汽排放至主冷凝器之容量為 $33.9\% \times 923 / 964 \times 12.3 / 12.53 = 31.9\%$ 。WCAP-16744-P 之 31.2%有誤，依據功率提昇 2%之條件計算應為 31.6%，將修正 MS-MUR-SAR-00 報告及 WCAP-16744-P Rev.1 之數值」台電公司已於 MS-MUR-SAR-01 及 WCAP-16744-P Rev.1.1 修訂版中更正上述數據，相關分析與結果應可接受。

總結上述發現，MUR 功率提昇 1.7%之狀況，針對控制系統所做之分析與結果及補充說明，建議可以接受。

5 核能蒸汽供應系統組件

5.1 反應器壓力槽結構評估

反應器壓力槽（RPV）結構評估必須考量的因素包括：反應器壓力槽的進口溫度與出口溫度、反應器壓力槽的地震與 LOCA 負載、及反應器冷卻水系統（RCS）之設計暫態。主要評估在實施 MUR 功率提昇後，壓力槽的最大應力符合 ASME B&PV 規範的允許值，且最大累積疲勞使用因子小於 1。

台電安全分析報告指出反應器壓力槽原先結構分析所考慮的各項負荷，都不受 MUR 功率提昇 1.7% 之影響。MS-MUR-SAR-00 表 5.1 為核三廠兩部機組反應爐壓力槽最大應力強度及最大累積疲勞使用因子的計算結果。除了反應爐底部儀器管（Instrumentation Tubes）的最大應力大於規範允許值外，其餘都符合規範要求。廠家進一步依照 ASME 規範採用彈塑性分析法計算反應爐底部儀器管的應力，確定其應力值可以符合規定。台電公司已依審查委員要求提供相關分析文件，以做為佐證資料。

同意在 1.7% MUR 功率提昇條件下，反應爐壓力槽的最大應力強度及最大累積疲勞使用因子都符合 ASME B&PV 法規第三章的要求。

5.2 反應器壓力槽完整性評估

反應器壓力槽完整性評估必須考慮 MUR 功率提昇造成的累積中子通量變化對壓力槽材料破壞韌性的影響。主要評估項目包括：(1)

依據 10CFR 50 Appendix H 規定，調整現行壓力槽腹帶區(Beltline)鋼材的監測計畫；(2)依據 RG 1.99，檢討壓力槽運轉的壓力溫度限制曲線(P-T Curve)；(3)依據 10CFR 50.61 檢視腹帶區鋼材 RT_{PTS} 是否符合篩選基準；(4)評估運轉終期(EOL)反應器鋼材的上限衝擊能(Upper Shelf Energy, USE)與零延性參考溫度(RT_{NDT})變化量；(5)並評估反應器壓力槽進水溫度是否符合 ASTM E900 規定。

台電安全分析報告指出電廠目前使用之各項壓力槽鋼材相關的參數與曲線係根據 32 個有效全功率運轉年(Effective Full Power Year, EFPY)之累積中子通量計算。審查委員發現台電公司安全分析報告初版中，關於 P-T Curve、ERG 限制、PTS 及 USE 等各項評估，並未一致的使用 36 EFPY。台電公司於第一次審查答覆中指出，由於核三廠之容量因數(Capacity Factor)近年有提高趨勢，因此採用 0.9 容量因數，計算得 36 EFPY，新版的分析報告中本節的各項分析都以 36 EFPY 為基礎。台電公司在 MUR 功率提昇 2%的條件下進行評估，結果顯示壓力槽鋼材承受之累積中子通量並未超過現行累積中子通量預估值，因此並未影響現行之鋼材樣品罐監視規劃時程以及 ERG 種類。同時，一、二號機於 36 EFPY 下之 ART、 RT_{PTS} 、USE 等性質亦符合規範要求，此等參數的評估結果亦用於計算並重新訂定核三廠一、二號機 36 EFPY 之壓力-溫度限制曲線。

同意台電公司對累積中子通量的修正，且壓力槽鋼材破壞韌性相

關的評估及新建的壓力-溫度限制曲線符合規範要求。此外，同意本節以 MUR 功率提昇 2% 為基礎之評估結果可以涵蓋 MUR 功率提昇 1.7 % 之需求。

5.3 反應器內部組件

反應器內部組件之評估主要包括：（1）冷卻水之水力行為及其對反應器內部系統之影響；（2）反應器內部流體誘發振動（Flow-induced Vibration）之影響；（3）反應器內部支撐結構及（4）爪形控制棒元件掉落時間。除了需評估 MUR 功率提昇對反應器內部組件與支撐結構的結構強度影響外，亦需評估內部組件的流體誘發振動行為與控制棒元件掉落時間等。

台電安全分析報告在本節熱水力的評估結果顯示，MUR 功率提昇僅對反應器內壓差（RIPD）、水流上舉力與流體溫度有些微的影響。而這些微小變化對反應器內部支撐結構所增加的微小負荷仍在組件設計基準值範圍內。審查委員要求台電公司提出反應器內部組件相關評估的佐證資料，台電公司於第一次審查答覆中，提出廠家的評估方法與結果，證明反應器內部組件的應力強度及累積疲勞使用因子符合規範要求，亦即在 MUR 功率提昇 1.7% 時，反應爐內部組件仍能保持其結構完整性。其次，影響流體誘發振動最大的參數是流速與溫度，由於 MUR 功率提昇 1.7% 後與目前設計基準狀況下的水力設計參數幾近相同，因此可推論 MUR 功率提昇 1.7% 對於反應器內部組件的流體

誘發振動影響有限。至於控制棒元件掉落時間，評估結果顯示僅與原設計值誤差 0.3%，不影響安全限值。

同意在 MUR 功率提昇 1.7%的情況下，反應爐內部組件的結構完整性仍能確保，組件的流體誘發振動效應甚小，且控制棒元件掉落時間變化量可忽略。

5.4 核能蒸汽供應系統管路及支架

MUR 功率提昇對蒸汽供應系統管路與支架之影響評估，主要評估對象為反應器冷卻水迴路（Reactor Coolant Loop, RCL），包括：(1) RCL 管路應力及位移；(2)一次側設備噴嘴（Nozzle）負荷；(3)一次側設備支撐負荷；(4)調壓槽調節管線應力及位移；(5)RCL 輔助管路系統支線噴嘴負荷及(6)Class I 輔助管路系統。在 MUR 功率提昇 1.7%條件下，本節評估重點為確定原始設計分析基準是否改變，噴嘴與支架負荷是否增加，及管路與支架的位移及應力是否符合 ASME B&PV 規範的要求。

由台電公司的評估顯示，反應器冷卻水系統設計暫態與源於 MSLB 與 FWLB 的 LOCA 水力負載都不受功率提昇的影響，現有設計基準之分析結果仍然可以接受。此外，由於 MUR 功率提昇與地震反應頻譜無關，地震效應可忽略不計。關於審查委員提問的核三廠管路流體加速腐蝕(flow accelerated corrosion, FAC) 的管理規劃與執行情形，台電公司於第一次審查答覆中有完整的說明。目前，核三廠已建立流

體加速腐蝕檢測計畫以監測高能碳鋼管路的壁厚，最近的 MS1EOC-17 及 MS2EOC-16 檢測結果均符合要求。台電公司的評估指出 MUR 提昇功率所造成流體之流速、溫度及水汽含量的變化相當輕微，不需要改變目前 FAC 檢測的範圍，只要依照管理規劃持續監測可能受 FAC 影響的系統，足以確保高能管路系統的結構完整性。

同意 MUR 功率提昇 1.7% 不影響核能蒸汽供應系統管路與支架的原設計基準分析結果。

5.5 控制棒驅動機構

MUR 功率提昇後，核能蒸汽供應系統一次側設計暫態沒有任何改變，且電廠 40 年執照運轉期間之預估暫態發生次數亦未增加，因此現有控制棒驅動機構分析結果不受影響。

同意控制棒驅動機構的分析結果不受 MUR 功率提昇 1.7% 的影響。

5.6 反應器冷卻水泵及馬達

5.6.1 反應器冷卻水泵

每一反應器冷卻水迴路(RCL)都有一台 Model 93A-1 單級軸封式、7000 hp 馬達驅動之冷卻水泵，裝設在反應器冷卻水系統冷端與跨管間。反應器冷卻水泵(RCP)的評估主要考慮其結構的完整性，及其壓力邊界相關組件是否符合 ASME B&PV 規範的要求。

台電公司分析結果顯示，在 MUR 功率提昇 1.7% 狀況下，調壓槽壓力維持不變（2250 psia），且 RCS 冷端管路最高溫度仍低於原始設計值 555.0°F。因此，RCP 與相關組件的應力低於設計規範要求之允許應力，且累積之疲勞使用因子仍小於 1.0，可以接受。

同意反應器冷卻水泵與相關組件的結構完整性不受 MUR 功率提昇 1.7% 的影響。

5.6.2 反應器冷卻水泵馬達

反應器冷卻水泵馬達之評估，係在 NSSS 102 % 功率條件下進行，評估項目包括：（1）熱迴路（hot-loop）持續運轉的溫度與壓力；（2）冷迴路（cold-loop）持續運轉的溫度與壓力；（3）啟動電壓需求及（4）推力軸承的負荷。

台電公司安全分析報告顯示，熱迴路及冷迴路在最差狀態下所需之最大制動馬力需求分別為 7176 bhp 及 9370 bhp，相較於核三廠反應器冷卻水泵馬達設備之額定值（熱迴路為 7000 hp，冷迴路為 8750 hp），分別大 2.5% 及 7.1%。經仔細評估，此差異對馬達定子線圈的溫升仍低於設備規範的要求，而略增的推力軸承負荷也仍在軸承的設計負荷之內。

同意反應器冷卻水泵馬達的功能不受 MUR 功率提昇 1.7% 的影響。

5.7 蒸汽產生器

5.7.1 熱水力評估

核三廠 Model F 蒸汽產生器之熱水力評估，係在 MUR 功率提昇 1.7%條件下進行，主要考慮阻尼係數、管路乾化可能性、水分騰帶、循環比、二次側質量、蒸汽產生器壓力降等因子。

審查委員發現初版的安全分析報告在本節有些敘述不清楚，尤其阻尼係數與循環比兩項。台電公司已於第一、二次審查答覆中，改正或補足各項說明，並於新版的安全分析報告作必要的修訂。

同意本節分析與評估可涵蓋 MUR 功率提昇 1.7%的情形，且熱水力評估所得之部分參數的微量增減，不影響蒸汽產生器的設計功能與安全。

5.7.2 結構完整性評估

蒸汽產生器結構完整性的評估，主要重點在一次側與二次側關鍵組件的應力與疲勞壽命。

台電公司評估 MUR 功率提昇 2%的條件，以及蒸汽產生器 U 形管的塞管率在 0%及 10%兩種情況下，分別執行結構完整性評估，其結果顯示關鍵組件在應力限值與疲勞使用因子都符合規範要求。審查委員發現初版的安全分析報告在本節有些文字錯誤及敘述不明之處，例如疲勞使用因子計算期間的說明不清楚、一號機的管板與一次側

chamber head 接點處之疲勞使用因子未交代、以及一號機管板與二次側殼體接點處之疲勞使用因子誤植為 0.070 等。台電公司已於第一、二次審查答覆中，補足各項說明、修正錯誤，並於新版的安全分析報告作必要的修訂。

同意在 MUR 功率提昇 2% 的條件下，台電公司針對蒸汽產生器關鍵組件所執行的應力與疲勞分析結果符合規範要求。而由於 MUR 1.7% 對組件結構完整性的影響低於 MUR 2% 的影響，審查委員同意在 MUR 功率提昇 1.7% 情況下，蒸汽產生器關鍵組件的結構完整性得以確保。

5.7.3 一次側至二次側壓力差評估

一次側至二次側壓力差的評估，主要考量是 MUR 功率提昇後各種不同暫態情況，是否可符合 ASME B&PV Code 的要求。

台電公司安全分析報告指出，在假設塞管率 0% 及 10% 的情況下（核三廠蒸汽產生器的塞管率遠低於 10%），以 MUR 功率提昇 2% 的條件針對規範要求的各種設計暫態分析結果顯示，一次側至二次側壓力邊界之壓差，在正常運轉暫態下最高值為 1,480 psi，而在異常暫態下之最高值為 1,730 psi，分別符合 ASME B&PV 規範的要求限值：1,600 psi 與 1,760 psi。

同意在 MUR 2% 功率提昇的條件下，蒸汽產生器一次側至二次側的壓差符合 ASME B&PV 規範的要求，且 MUR 2% 功率提昇的分析可涵

蓋 MUR 1.7% 功率提昇的需求。

5.7.4 機械修護硬體評估

蒸汽產生器機械修護之硬體，主要是因為管件劣化所進行的塞管及安裝穩定器。評估項目包括：機械 Ribbed 塞管方式、機械 Rolled 塞管方式、機械焊接塞管方式、管尾切除之驗證、Collar-cable Stabilizer 之驗證。

台電公司安全分析報告詳細討論各種機械修護方式，包括熱交換管劣化的塞管及穩定器安裝。分析結果顯示，修護後的管子都能確保足夠的結構完整性，無論是最大應力或疲勞使用因子都符合 ASME B&PV 規範要求，而且不受 MUR 功率提昇的影響。

同意蒸汽產生器前述各項機械修護的硬體可確保其結構完整性，不受 MUR 1.7% 功率提昇的影響。

5.7.5 鬆動元件評估

蒸汽產生器運轉條件改變，會造成熱流狀態的變化，以及鬆動元件將引起管件磨損。此部分經由鬆動元件的評估，以流體速度、振動幅度等參數，計算評估二次側流體特性影響管件振動鬆動元件磨損的狀況。

影響蒸汽產生器元件鬆動的主因包括：飼水溫度、蒸汽壓力、與流速等，而其主要的關切仍是由於鬆動造成的元件磨損。由於功率提升造成前述各項參數的變動有限，可以判定功率提昇對元件鬆動的影響不大（造成元件磨損的主要肇因如下節所述的流體誘發振動）。核

三廠大修的檢測數據顯示，蒸汽產生器的元件磨損情況並未超出限值。

同意核三廠 MUR 功率提昇對蒸汽產生器之鬆動元件評估的影響不大。

5.7.6 U 形管流體誘發振動評估

蒸汽產生器 U 形管流體誘發振動的主要肇因為流彈穩定性 (fluid-elastic stability) 及紊流 (turbulence) 兩種機制。本節主要評估範圍為 MUR 功率提昇後，對蒸汽產生器 U 形管振動幅度變化的影響。

核三廠 MUR 功率提昇 2% 評估結果顯示，U 形管之流彈穩定率影響甚微，僅在彎管部分有些微上升（一號機從 0.500 升至 0.523，二號機升至 0.521），均在允許限值 1.0 之內。至於紊流所造成 U 形管振動幅度從 0.3 mils 升至小於 2 mils，此位移並不足以造成管與管之間的碰撞。整體磨損分析顯示，MUR 功率提昇 2% 後，一號機 U 形管上升 9.2%，而二號機上升 8.6%，影響有限。審查委員要求提出前述分析數據的依據，台電公司除了引述西屋公司關於 NSSS 安全分析報告 (WCAP-16744-P) 外，亦提供確實的佐證資料。

蒸汽產生器 U 形管流體誘發振動的相關分析都在 MUR 功率提昇 2% 的條件下執行，其結果顯示 2% 功率提升對 U 形管流體誘發振動的影響不大。而由於 MUR 1.7% 後流經 U 形管流體的流速增加量顯然低於 MUR 2% 的增加量，審查委員同意 MUR 功率提昇 1.7% 對蒸汽產生

器 U 形管的流體誘發振動影響不大。

5.7.7 U 形管完整性評估

對於 MUR 功率提昇後 U 形管完整性，主要評估蒸汽產生器溫度與化學變化所造成的影響。

核三廠蒸汽產生器屬於 Model F 型，其 U 形管使用 Alloy 600 TT 熱交換管，與第一代蒸汽產生器使用之 Alloy 600 MA(mill-annealed) 管子比較，有較強的抗腐蝕性。然而國際間使用同型蒸汽產生器的核能電廠仍有熱交換管劣化的案例，核三廠亦曾發生熱交換管劣化的情形，主要仍是振動抑制棒（AVB）磨耗所造成，只有二號機於 EOC-16 大修檢測時發現一根管子在管板頂部有應力腐蝕龜裂的情形。前述核三廠蒸汽產生器劣化的 U 形管都經塞管處理，並建立詳實的塞管記錄。台電公司安全分析報告針對蒸汽產生器 U 形管各種劣化機制包括應力腐蝕龜裂、彎管 PWSCC、管板 ODS CC、AVB 磨耗與管子疲勞等都有確實的評估與檢視，確定 MUR 功率提昇不致影響熱交換管的結構完整性。審查委員除了指出安全分析報告部分文字錯誤外，也要求台電公司於安全分析報告中補實目前塞管情形，確實呈現蒸汽產生器 U 形管目前的狀態。

同意蒸汽產生器的 U 形熱交換管的結構完整性不受 MUR 1.7% 功率提昇的影響。

5.7.8 化學評估

有關化學方面的評估，主要考量工業界的技術經驗或指引（EPRI Guidelines），是否應用在核三廠一次側及二次側水化學策略與運作機制，尤其在蒸汽產生器內溫度及流量的變化。

核三廠蒸汽產生器的一次側及二次側整體水化學管理策略與運作機制，均依據現有程序書及規範執行，相關的管制策略亦遵循工業界普遍接受的準則，並不會因 MUR 功率提昇而改變。

同意蒸汽產生器的水化學條件不受 MUR 1.7% 功率提昇的影響。

5.8 調壓槽

調壓槽主要的運轉限制條件為 RCS 壓力過高及 RCS 熱端管路溫度 (T_{hot}) 與冷端管路溫度 (T_{cold}) 過低，使得調節噴嘴因為承受較大的熱梯度變化而產生較高的熱應力。在功率提昇的分析中，相關的接受準則包括：（1）熱端及冷端管路溫度必須在運轉溫度範圍內；（2）NSSS 設計暫態必須小於或等於先前調壓槽應力分析報告有關嚴重度及發生次數值，且沒有新的設計暫態發生；（3）設計負荷必須小於或等於先前調壓槽應力分析報告，對於負荷位置及發生次數都沒有改變。

台電公司的安全分析報告指出 MUR 功率提昇後，其 NSSS 設計暫態參數均未改變，暫態時壓力變化與原始分析結果相同。對於正常、

異常、緊急、失效及測試狀態下之最大負荷壓力並無改變，且在正常/異常狀況下，一次側加上二次側最大應力強度範圍及疲勞使用因子仍維持不變。因此，調壓槽組件在 MUR 1.7% 功率提昇後仍符合 ASME 規範之應力要求與疲勞壽命要求。

同意在 MUR 1.7% 功率提昇後，調壓槽組件的應力仍符合規範要求，其設計功能不受功率提昇的影響。

5.9 輔助設備

核三廠兩部機組輔助設備包括輔助泵、熱交換器、閥及槽等，主要評估在 MUR 功率提昇後其熱暫態、最大運轉溫度、壓力邊界，是否符合 ASME 規範要求。

台電公司評估結果顯示在 MUR 功率提昇 1.7% 後，上述各輔助設備的運轉溫度、壓力仍在原設計參數範圍內，且暫態分析的評估結果也不受 MUR 影響。

同意輔助泵、熱交換器、閥及槽等輔助設備的功能不受 MUR 1.7% 功率提昇的影響。

5.10 燃料評估

核三廠小幅度功率提昇 1.7% 對爐心 Vantage+ 燃料產生的相關衝擊範圍包括：（1）核子設計；（2）燃料棒設計；（3）爐心熱水流設計；（4）燃料結構與（5）反應器中子照射。

台電公司的安全分析報告針對上述各項設計，在 MUR 功率提昇 2 %的假設下，執行必要的安全評估與驗證，證明上述各項仍能符合原設計要求。

同意 2%MUR 功率提昇假設下，不影響燃料相關的各項設計功能，且 2%MUR 功率提昇的各項分析可涵蓋 1.7%的功率提昇。

6 核能蒸汽供應系統事故分析

本章評估 MUR 功率提昇對 NSSS 事故分析之影響，包括（1）LOCA 水力分析；（2）LOCA 及其相關分析；（3）非 LOCA 之事故分析；（4）蒸汽管斷裂之質量與能量；（5）LOCA 之質量與能量；（6）蒸汽產生器內管破裂之熱水力分析及（7）輻射後果。

6.1 冷卻水流失事故水力分析

反應器冷卻水系統組件之水力分析係用來支援不同之系統與組件分析，其中壓力槽 LOCA 水力分析用來支援壓力槽、壓力槽支撐、壓力槽內部及燃料之合格驗證分析。迴路 LOCA 水力分析用來支援反應器冷卻水迴路管路及支撐之合格驗證分析。蒸汽產生器 LOCA 水力分析用來支援蒸汽產生器之合格驗證分析。

核三廠一、二號機 MUR 功率提昇後之 T_{cold} 較現行 LOCA 水力計算所依據之 T_{cold} 低，因而流體密度較大，LOCA 時水力也較大，亦即現行之 LOCA 水力可能不保守。惟經評估若使用較實際之反應爐入口管嘴破管面積，則可彌補密度增加效應，因此現行迴路 LOCA 水力仍適用。同樣的評估可確認現行之壓力槽 LOCA 水力及蒸汽產生器 LOCA 水力均仍適用於 MUR 功率提昇 1.7% 之條件。

同意現行之 LOCA 水力，包括 RCS 迴路 LOCA 水力，反應爐壓力槽 LOCA 水力及蒸汽產生器 LOCA 水力，均適用於 MUR 功率提昇 1.7% 之條件。

6.2 冷卻水流失事故與其相關評估

核三廠一、二號機現有針對 Vantage+ 燃料所執行之大破口冷卻水流失事故分析與小破口冷卻水流失事故分析，在分析中均已考慮 2% 之功率量測不準度。由於核三廠之 MUR 功率提昇後，所提昇之功率與功率不準度之和不會超過 2%，仍在現有分析範圍內，因此核三廠現有的大破口冷卻水流失事故與小破口冷卻水流失事故分析，仍適用於 MUR 功率提昇 1.7% 之條件。

6.3 非冷卻水流失事故之分析

台電公司由核三廠目前的燃料廠家西屋公司，以獲得美國核管會與原能會核准之分析方法，針對核三廠一、二號機對應週期的爐心設計與運轉狀態進行評估或分析，藉此確認核三廠預期實施 MUR 功率提昇狀態下的爐心設計配合系統安全裝置與設定，於發生預期運轉暫態時，仍可確保燃料熱限值與系統壓力限值，不違反安全限值(Safety Limits)，並具有一定程度的餘裕。評估或分析之範圍包括核三廠 FSAR 第十五章中所有的非冷卻水流失事故 (Non-LOCA) 暫態分析。在本章進行評估或分析時假設核三廠 MUR 功率提昇為 2% (功率提昇後額定功率為 2,843MWt)，其結果可涵蓋 MUR 功率提昇小於 2% (例如 1.7%) 之條件。

Non-LOCA 暫態分析中最主要之結果之一為偏離核沸騰比值 (DNBR)。西屋公司目前將 Non-LOCA 暫態分析分為二部份進行：(1)

RTDP 方法論及 WRB-2 預估式、(2)超過 WRB-2 預估式適用範圍者，採用 STDP 方法，並使用 W-3 預估式。

首先討論採用 RTDP 程序之暫態分析：RTDP 程序是以統計方式結合電廠運轉參數、核設計與熱設計參數、燃料製造參數、熱水力程式及 DNB 關係式等之不準度，決定出整體之 DNBR 不準度因子並訂定 DNBR 設計限值，而若符合此 DNBR 設計限值，則可確保在 Condition I 及 Condition II 事故下，至少有 95%信心度與 95%機率爐心中最極限之燃料棒不會發生偏離核沸騰現象。核三廠一、二號機現行之 Non-LOCA 暫態分析，採用熱水力程式 THINC-IV，並搭配 WRB-2 DNB 關係式來計算 DNBR 設計值。針對 Vantage+燃料，現行之 DNBR 設計值對燃料單元及套管單元而言，分別是 1.23 與 1.22。本 MUR 功率提昇計畫以 VIPRE-W 程式取代 THINC-IV 程式，並搭配 WRB-2 DNB 關係式來計算 DNBR 設計值，此方式已獲原能會核准⁽⁶⁻¹⁾。在此組合下，西屋公司證實在 MUR 功率提昇後，現行之 DNBR 設計值仍適用。於實際執行 DNB 有關之 Non-LOCA 暫態分析時，為了維持某一程度之餘裕，是以所謂之安全分析 DNBR 限值為接受準則，該限值較設計值為高，現行之安全分析 DNBR 限值，對燃料單元及套管單元而言，均為 1.32，該值亦適用於 MUR 功率提昇 2%之情形。

MUR 功率提昇 2%的 Non-LOCA 分析假設摘要於 MS-MUR-SAR-00 表 6.4 中，較重要的假設說明如下：

分析初始條件

核三廠一、二號機 MUR 功率提昇重新執行之各項 Non-LOCA 暫態分析之初始條件，如送審報告表 6.4 所示。對採用 RTDP 之事故，初始條件是使用常態值。功率、溫度與壓力之不準度以上述統計方式處理，反映在 RTDP 決定 DNBR 設計值過程中。對不採用 RTDP 之事故，初始條件需考慮參數量測不準度，為常態值直接加上最大誤差（不以統計方式處理），其中爐心功率不準度為 $\pm 0.3\%$ （假設 MUR 功率提昇 1.7% ），RCS 平均溫度為 $\pm 4^{\circ}\text{F}$ ，以及調壓槽壓力為 $\pm 30\text{ psi}$ 。

功率分布

對可能受限於 DNB 之暫態而言，徑向尖峰因子甚為重要，其直接反映在總焓昇尖峰因子 ($F_{\Delta H}$) 上，在 MUR 功率提昇 2% 條件下，全功率之 $F_{\Delta H}$ (RTDP) 與 $F_{\Delta H}$ (非 RTDP) 設計值分別為 1.62 與 1.68。

在決定爐心熱限值線過程中之 DNBR 計算時是使用 1.55 chopped cosine 之軸向功率分布。對某些全功率下未受 OTΔT 跳脫設定點保護的事件（例如喪失強制冷卻水流與 RCP 轉子卡住）則使用較 chopped cosine 保守之軸向功率分布。另外，對某些非對稱事件，例如全功率蒸汽管路斷裂，則使用事故特定之軸向功率分布於 DNB 計算。用於安全分析之軸向功率分布之保守性將於再填換燃料評估中予以確認。

對可能局部過熱之暫態，總尖峰因子 (F_0) 則顯得重要，RCCA 射出事故分析使用之 F_0 為 2.42，而 RCP 轉子卡住事故則使用 2.50。

反應度係數

反應器系統之暫態反應與緩和劑溫度係數及都卜勒功率係數有關。核三廠一、二號機重新執行之所有 Non-LOCA 暫態分析之反應度回饋係數之假設如 MS-MUR-SAR-00 表 6.4 所示，其中緩和劑溫度係數將於稍後再討論。

RCCA 插入特性

反應器跳脫後爐心負反應度的加入，主要是隨著控制棒落入位置與時間關係，以及控制棒本領與控制棒所在位置之關係而定。控制棒本領與控制棒所在位置，是以尖峰偏向爐心底部之軸向功率分布之假設計算得之，具有一定之保守性。控制棒落入位置與時間關係依運轉技術規範時間（ ≤ 2.4 秒）而定，較實際預測值保守。

另外，對於某些需使用一維或三維中子動態模式計算之 Non-LOCA 暫態分析，爐心反應度直接由中子截面改變而決定。

反應器跳脫設定點及跳脫時間延遲

Non-LOCA 暫態分析所使用之反應爐跳脫信號與設定點及跳脫時間延遲如 MS-MUR-SAR 表 6.5 所示。除了 OT Δ T 及 OP Δ T 跳脫設定點外，其餘跳脫信號、設定點及時間延遲均不因 MUR 功率提昇而有所變動，OT Δ T 及 OP Δ T 跳脫設定點相關變動影響說明如下：

核三廠一、二號機 Non-LOCA 暫態分析有考慮 OT Δ T 跳脫功能者有：

- (1) 功率運轉下無法控制之 RCCA 棒組抽出

(2) 喪失外在負載或汽機跳脫

(3) RCS 降壓

而有考慮 OPAT 跳脫功能者有：

(1) 功率運轉下主蒸汽管路斷裂

本節審查發現如下：

(1) WCAP-16744-P Rev.1 中 6.3 節之編號與中文報告

MS-MUR-SAR-00 6.3 節之編號不完全一致。編號不一致的原因主要是兩者對於特定事件(只適用於 BWR 之事件)處理方式不同，在 WCAP-16744-P 報告中將只適用於 BWR 之事件也加以編號，而 MS-MUR-SAR-00 報告則否。除了此項差異外，蒸汽產生器內管破裂事件，MS-MUR-SAR-00 列在 6.3.29 節，而 WCAP-16744-P 中則因為此事件與劑量有關而列在 6.6 節，兩份報告雖然編排方式不完全一致，但是在範圍之涵蓋方面同屬完整適切。

(2) 核三廠一、二號機現行之 Non-LOCA 暫態分析，採用熱水力程式 THINC-IV，並搭配 WRB-2 DNB 關係式來計算 DNBR 設計值。本 MUR 功率提昇計畫以 VIPRE-W 程式取代 THINC-IV 程式，並搭配 WRB-2 DNB 關係式來計算 DNBR 設計值，經查，此方式已獲原能會核准⁽⁶⁻¹⁾。

(3) 由 WCAP-16744-P 之表 2.1-1 和表 6.3-4 可知進行安全分析時，針對蒸汽產生器可能塞管之情形，一共考慮了兩種蒸汽產生器之塞管率，分別為 0%與 10%之塞管率。因此，計算之後應該有兩組之分

析結果，可是在本章的分析結果中，卻只看到一組結果。台電公司之答覆顯示，如果確知某一塞管率之結果會較為保守，則只針對該塞管率進行分析，如果不確知那一種塞管率之結果會較為保守，則針對兩種塞管率分別進行分析，分析做完後，只將較保守的結果列出。在台電公司第一次審查意見之答覆中將每一個分析案例所對應之塞管率均列出於附表九中，台電公司之答覆發揮了澄清作用，可以接受。由於附表九之資料有助於分析結果之瞭解與澄清，建議在送審報告進版時，將附表九資料納入報告中。

(4)本案之主體為功率提昇，然而除了功率提昇外，台電公司因為另外目的，亦同時進行了其他變更，並要求併案審查。在 6.3 節提到了三項改變，但由於全案變更之項目不止這三項，因此要求台電公司將所有的變更清楚列出，並建議以申照範圍之方式在第一章中敘明。台電公司在核三廠小幅度功率提昇安全分析報告第一次審查意見追蹤答覆中已經針對此點做了完整的說明，其主要內容如下述。

MUR 功率提昇安全分析(WCAP-16744-P)之參數與現行安全分析使用參數比較，主要差異有九項為(a)爐心熱功率增加 2%，由 2,775 MWt 增加至 2,831 MWt；(b)一次側熱端出口溫度(T_{hot})保持不變，冷端管路溫度(T_{cold})由 555.5°F 降低至 554.1°F，爐水平均溫度(T_{avg})亦由 588.5°F 降低至 587.8°F；(c)二次側飼水溫度由 440°F 增加至 442.6°F，蒸汽流量由 12.29 Mlb_m/hr 增加至 12.57 Mlb_m/hr，蒸汽壓力由

935 psia 降至 920 psia (PCWG 計算結果)；(d)爐心 DNBR 安全分析限值不變(SAL DNBR=1.32)，但依據 MURPU PCWG 重新制定 Core Limit Lines；(e)爐心 $F_{\Delta H}$ 值由 1.65 降低至 1.62 (2% reduction)；(f)OT ΔT 與 OP ΔT 之跳脫設定點之常數改變；(g)反應器自動控制棒控制系統之常數改變；(h)Feedwater System Malfunction 分析考慮三組 SG 之 Common Mode Failure 及飼水控制閥改善之影響；和(i)馬達驅動輔助飼水最小流量降低(受影響之事故含 LOOP、LONF 和 FWLB)。

送審安全分析報告申照範圍將涵蓋 MURPU 計畫中相關 FSAR 與運轉規範(ITS)修訂，項目如下：

- Core Thermal Power =2,822 MWt
- $F_{\Delta H}$ =1.62
- Core Limits and OT ΔT /OP ΔT Setpoints
- 36 EFPY P-T Curves
- LTOPS/COMS PORVs Setpoint
- ATWS MTC Reload Design Criteria
- Motor Driven AFW Flow (FSAR Table 10.4-14)

本分析報告調降事故下馬達驅動輔助飼水假設流量，以增加測試之餘裕。包括：

- (a)電廠輔助系統喪失非緊急交流電源(LOOP):380 GPM 泵送至 3 個蒸汽產生器
- (b)喪失正常飼水流(LONF):500 gpm 泵送至 3 個蒸汽產生器

(c)飼水系統管路斷裂(FWLB):330 gpm 泵送至 2 個完整迴路的蒸汽產生器

- Applicable Power for Inoperable SGSVs

依據分析結果調降主蒸汽安全閥不可用時之功率階高中子通量跳脫設定點

- Design Basis for RHR Cooldown (FSAR 5.4.7.1)
- No Re-insertion of OFA Fuel

由於所有申照項目以及對應之參數變更在進行 FSAR Chapter 15 中之事故重分析或評估時，皆已被完整納入，因此可以接受。

(5)根據 MUR-PU 之參數，進行 Non-LOCA 事件分析時，分析的初始條件、主要分析假設以及所使用的分析程式均摘要列表於 WCAP-16744-P Table 6.3-5 中。在 MUR-PU 尚未推動前，類似的摘要資訊是列於 Reload Transition Safety Report (RTSR) for use of Vantage+ at Maanshan Units 1 and 2 (pre-MUR-PU)之 Table 7.3.0-3 中。由於這兩個表的內容與分析案例並非完全一致，因此請台電公司予以澄清說明。台電公司之答覆顯示，進行 MUR-PU 後，由於運轉參數改變，表中的數值自然會隨之改變，至於個別事件之討論，摘述如下：

(a)Steam System Piping Failure:由於申照範圍之參數改變，不會對 Hot Zero Power 之案例造成影響，因此，在 MUR-PU 之報告 (WCAP-16744-P) 中，並未對 Hot Zero Power 之案例重作分析，這

也部分解釋了為何兩個表的分析案例並非完全一致。Feedwater Malfunction 本來不會對 Hot Zero Power 之案例造成影響，但是由於考慮三組 SG 之 Common Mode Failure 及飼水控制閥改善之影響，因此重作分析。

(b) Loss of Load/Turbine Trip: 在 RTSR(pre-MUR-PU)報告中，pressure case 與 DNB case 在全功率運轉狀況下所用的 moderator temperature coefficient(MTC)不同，pressure case 所用的 MTC 為 $+7 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ ，而 DNB case 所用的 MTC 為 $0 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ 。核三廠所允許的最大 MTC 基本上隨功率而變，在全功率時為 $0 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ ，而在 50% 功率時為 $+7 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ 。由於 RTSR 之 pressure case 在全功率運轉狀況下採用 $+7 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ ，較實際情況保守，因此，在 WCAP-16744-P 之分析中，改採較符合實際情況之假設，不論 pressure case 或 DNB case MTC 均設為 $0 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ 。

以上是全功率運轉的情況，如果起始狀況是 part power，則有額外的考量。在 part power 下，MTC 可能為正值，另一方面，反應器有可能較晚才急停，或是沒有達到急停條件，因此事故後果之緩和作用，將較晚啟動甚至不啟動。這些考量引發一項疑慮：只針對全功率起始條件進行分析是否足夠保守？由西屋公司之答覆顯示，針對 Loss of Load/Turbine Trip 事件而言，西屋公司曾進行靈敏度分析，結果顯示全功率 MTC 為 $0 \text{ pcm}/^{\circ}\text{F}$ 之案例其結果會較 part power 下

採用正的 MTC 之結果嚴重。此項疑慮因此獲得澄清。

(c) 反應器冷卻水泵轉子卡住 (Locked Rotor): 在 RTSR (pre-MUR-PU) 之分析報告中，pressure case 與 DNB case 所用的起始功率不同，而在 WCAP-16744-P 之分析報告中則相同，兩者作法不一致，因此要求台電公司澄清。一般而言，在進行 pressure case 分析時，起始功率為額定功率加上穩態時最大功率誤差(2%)。在進行 DNB case 分析時，起始功率為額定功率，而功率之不準度則以統計方式處理。西屋公司之答覆顯示，由於在進行 WCAP-16744-P 分析時，核三廠能夠提升之功率尚無法確定，因此以功率最大可提昇量—2% 功率提昇，即 2843MWt—為分析之基準，實際功率提昇後額定功率應小於 2843MWt。由於 DNB case 是以偏高之功率進行分析，因此，造成 pressure case 與 DNB case 起始功率相同之情況。台電公司之答覆發揮了澄清作用，可以接受。

(d) 蒸汽產生器動力釋壓閥或安全閥誤開啟 (Inadvertent Opening of a Pressurizer Safety or Relief Valve): 西屋公司之分析方法曾經更新，目前在全功率運轉狀況下採用之 MTC 為 0。針對 Inadvertent Opening of a Pressurizer Safety or Relief Valve 事件而言，西屋公司曾進行靈敏度分析，結果顯示全功率 MTC 為 0 pcm/°F 之案例其結果會較 part power 下採用正的 MTC 之結果嚴重。

由於分析所採用之全功率 MTC 與運轉技術規範之值相符，而 part power 議題也已澄清，可以接受。

(e)控制棒抽出(Rod Withdrawal at Power):分析採用之 MTC 為功率之函數，涵蓋 part power 議題，分析之 MTC 與運轉時所允許之最大 MTC 值相當，可以接受。

(6)調壓槽安全閥誤開事件分析所得到的 minimum DNBR 值為 1.35，然而核三廠的 DNBR safety analysis limit 值為 1.32，兩者十分相近，因此請台電公司說明為何安全餘裕如此小。另外，也請台電公司說明現行（尚未採用 MUR-PU）調壓槽安全閥誤開事件之安全餘裕。台電公司之答覆顯示在 RTSR 報告中與在 Relaxed Axial Offset Control (RAOC) 報告中，此事件均重作分析，而此事件在不同時期分析所得到的 minimum DNBR 值均不同，如下表：

	RTSR	RAOC	MUR-PU
Minimum DNBR	1.64	1.45	1.357

這些結果是利用 LOFTRAN 程式與 RW3 參數而獲得。由於不是透過次通道程式計算獲得，因此，準確性比不上次通道程式之計算。由西屋公司之答覆顯示，在 RTSR 報告中，RW3 參數乃依據未更新而偏高

的 DNBR safety analysis limit 來產生，如此一來，RTSR 所計算之 Minimum DNBR 將受額外變數影響。因此，以下將討論重點放在 RAOC 案例與 MUR-PU 案例之差異解釋。RAOC 與 MUR-PU 之 DNBR safety analysis limit 均為 1.32，但是，本案中依據 MUR-PU PCWG 重新制定 Core Limit Lines。至於 MUR-PU 產生 RW3 參數之方法在 RAOC 中與在 MUR-PU 中則是相同的。RW3 參數是由 OPTOAX 程式自動產生，在 OPTOAX 程式中，DNB core limit lines 自動下調直到剛好在 OTΔT trip line 之上，因此，OTΔT trip line 或 OPΔT trip line 變更時，RW3 參數也隨之改變。RW3 參數中有兩個代表 core limit 之斜率（溫度對壓力之斜率）的參數（RW3PLO 與 RW3PLL）。這兩個參數為降壓事件中最重要之參數。對同一事件而言，若 RW3PLO 與 RW3PLL 值較大，在相同之降壓條件下，DNBR 之降幅也較大。RAOC 案例之斜率較小（對壓力較不靈敏）而 MUR-PU 案例之斜率較大（對壓力較靈敏），其產生之後果為 MUR-PU 所計算之 Minimum DNBR 較低。

另有一項因素也會造成 MUR-PU 所計算之 Minimum DNBR 較低。在調壓槽安全閥誤開時，安全閥流量在 RAOC 案例中假設體積流量率維持定值，而 MUR-PU 案例假設質量流量率維持定值，其結果為 MUR-PU 案例之降壓速率較快。

以上所討論的因素為 MUR-PU 案例所計算之 Minimum DNBR 較 RAOC 案例低之主因，功率提昇並非主因。此議題較為複雜，台電公司之答

覆澄清了 RAOC 與 MUR-PU 之差異。至於安全餘裕看似太小，其主因乃 LOFTRAN 程式與 RW3 參數估算 Minimum DNBR 之方式屬粗估方式，為較保守作法，如改用次通道程式計算，應該可以獲得較明顯之安全餘裕，此議題經過澄清，基本上可以接受。

(7)「調壓槽水位不得達滿水位狀態」這項接受準則，主要在於避免事件在暫態進行過程中演變成更嚴重之事件類別。審查時發現這項接受準則，只有在分析“loss of non-emergency AC power to the plant auxiliaries”與“loss of normal feedwater flow”這兩事件時，才被討論引用，在其他事件（包含上述兩事件之同類事件）之分析結果討論中則完全未出現。因此請台電公司說明澄清。台電公司的答覆顯示，除非以下兩類事件發生，否則調壓槽水位達滿水位狀態不會出現：

- 二次側系統之熱移除能力降低，或
- 反應器冷卻水總量增加。

針對二次側系統之熱移除能力降低的事件而言，本案重做分析之案例有 4 個，除 Loss of Normal Feedwater Event 與 Loss of Non-Emergency AC Power to the Plant Auxiliaries 外，另外兩事件為汽機跳脫與飼水系統管路斷裂。喪失外在負載/汽機跳脫之事件，因為反應器較早跳機，因此結果不如 Loss of Normal Feedwater

Event 嚴重。至於飼水系統管路斷裂屬 Condition IV 事件，因此，「調壓槽水位不得達滿水位狀態」這項接受準則並不適用。

此外，針對有外電情況下飼水系統管路斷裂之分析，審查發現在 WCAP-16744-P Rev.1 之分析中，壓槽水位不會達滿水位狀態，而在 WCAP-16744-P Rev.1.1 之分析中，則會達滿水位狀態。由於調壓槽水位達滿水位狀態有可能引起斷管或其他問題，因此，建議針對此事件在人員訓練方面予以加強。

針對反應器冷卻水總量增加之事件，另有專案追蹤，在此不討論。除了另有專案追蹤者外，本議題已獲得澄清。

(8) 進行 Loss of Non-Emergency AC Power to the Plant Auxiliaries 與 Loss of Normal Feedwater Event 分析時，WCAP-16744-P Rev.1.1 針對調壓槽之釋壓閥可以動作或不能動作進行靈敏度分析，而 WCAP-16744-P Rev.1 則假設釋壓閥不能動作，WCAP-16744-P Rev.1.1 之作法較為完整，同意 WCAP-16744-P Rev.1.1 之修改。

(9) 針對 RSAC 之數據，審查時發現 Rod Withdrawal Event 之 DNB limit，在 MUR-PU 與 Pre-MUR-PU 相差很多，因此請台電公司說明澄清。台電公司之答覆顯示 DNBR margin、rod bow penalty 在 MUR-PU 與 Pre-MUR-PU 時處理方式不同，此議題已有合理解釋。

(10)自動棒位控制系統 (Automatic Rod Control System) 時間常數及設定點之改變，包括 T_{avg} 量測信號之 lead/lag 補償由 80 秒/10 秒調至 40 秒/10 秒，由於 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 也有 lead/lag 補償，因此請台電公司澄清上述改變是否會影響 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 之反應。台電公司之答覆顯示：RCS 迴路 T_{avg} 信號傳送給儀控系統之保護迴路及控制迴路的線路是分開的，各有其獨立的時間常數設定，故自動棒控制系統時間常數及設定點之改變，並不會直接影響 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 之儀控設定。雖然，當核能電廠發生溫度擾動時，透過控制系統回饋，可能影響暫態時 $OP\Delta T$ 與 $OT\Delta T$ 跳脫設定點之反應，但就分析而言，Non-LOCA 暫態並未考慮自動棒控制系統之動作，因此計算分析不受這些常數調整之影響。此項疑慮經過台電公司的答覆，已獲澄清。

(11)在決定 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 跳機設定值時，考慮了環路與環路間可能之最大溫度差異 3°F ，由於以往並未見到類似之說明，因此請台電公司說明決定 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 跳機設定值時，如何將最大溫度差異 3°F 考慮進去，其次，也請其說明在 Non-LOCA 暫態分析時，環路與環路間可能之溫差如何處理。台電公司之答覆顯示，環路與環路間可能之最大溫度差異 3°F ，會影響 ΔT_o 與 OPTOAX 程式所計算之 $K1$ 。由於環路與環路間可能之最大溫度差異 3°F ，已經在 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 設定值中反應，因此個別事件分析時，不再考慮此因素。

(12)環路與環路間之差異，除了溫度以外，應該還有別的參數，例如：壓力、流量...等。進行暫態與事件分析時，如何處理這些參數之差異也值得探討。由台電公司之答覆可知，非對稱之環路參數中，溫度與流量均有可能對安全分析之結果產生不利的影響。溫度之效應已經於上一審查發現中加以討論，至於流量之效應，核三廠在進行暫態與事件分析時，並未此效應納入考慮。核三廠在進行暫態與事件分析時，隨著分析方法之不同，可能採用 Thermal Design Flow 或 Minimum Measured Flow 為爐心起始流量，實際的爐心流量超過 Thermal Design Flow 與 Minimum Measured Flow 不少，所以分析結果具有保守性。此外，接受準則與分析方法論也都會有一些保守之假設，所以，台電公司主張，這些餘裕應可以涵蓋非對稱流量所造成的影響。台電公司另以口頭補充說明，安全分析所採用之流量為爐心流量，因此，非對稱流量應不致於影響安全分析結果。

(13)在 MS-MRU-SAR-00 第 6.3.7 節中提及喪失外在負載事件由於蒸汽流量降低速率較汽機跳脫事件慢，因此事件結果之嚴重性不如汽機跳脫事件。由於在進行汽機跳脫事件分析時，並不考慮汽機跳脫直接使反應器跳脫之功能，因此，上述有關相對嚴重性之比較，應屬合理。

(14)由 WCAP-16744-P 表 6.3.8-1 可知，汽機跳脫事件所計算出的二次側尖峰壓力為 1,318 psia，而在 6.3.8.1 節的接受準則中要

求蒸汽系統之壓力小於設計值的 110%，也就是要小於 1,318.5 psia，尖峰值與接受準則間的差距只有 0.5 psia，因此要求明確指出分析方法中之保守假設，並說明其量化影響，藉此提供 0.5 psia 之正當性。由台電公司之答覆可知，進行汽機跳脫事件時，如果分析之目的是求得二次側尖峰壓力，則需往保守方向挑選與計算輸入參數，以便獲得偏高之二次側尖峰壓力。對二次側尖峰壓力而言，影響較大的輸入參數包括：

- 最大 NSSS 功率（含不準度）
- 最大主冷卻水溫度（含不準度）
- 低冷卻水流量(Thermal Design Flow)
- 最大反應器跳脫延遲時間
- 最小主蒸汽安全閥（MSSV）容量
- MSSV 開啟壓力之公差（tolerance），在分析時所假設數值遠大於運轉技術規範上之數值（這是一項過分保守之假設）
- 一次側壓力控制

台電公司主張 WCAP-16744-P 報告表 6.3.8-1 所計算之值為合適之二次側尖峰壓力上限值。雖然答覆中未提供量化之影響，但是定性的說明顯示此事件在分析時考慮了很多的保守的輸入參數，因此安全餘裕應該不至於如計算結果顯示的那麼小。

(15)針對 MS-MUR-SAR-00 第 6.3.30 節預期暫態未急停，請台電公司澄清下列疑問：

(a)通用性 ATWS 分析基本個案是假設熱全功率 MTC 為-8 pcm/°F，依靈敏度分析結果外插，預期核三廠在 MTC 為-5 pcm/°F時，發電機棄載暫態之 RCS 最高壓力增加 330 psi。這段推論之基本假設是 RCS 壓力增加量與 MTC 增加量成正比。因此請台電公司提供此項假設之 technical basis，台電公司之答覆顯示 RCS 壓力增加量與 MTC 增加量確實成正比，此議題已獲澄清可以接受。

(b)ATWS 分析之輸入參數除了報告中所討論者以外，還包括其他參數，如 Doppler Coefficient 以及 Main steam safety valve and PORV response and capacity 等，因此請台電公司討論通用性 ATWS 之分析假設是否可以涵蓋核三廠之運轉參數，台電公司之答覆顯示通用性 ATWS 之分析假設確實可以涵蓋核三廠之運轉參數，此議題已獲澄清可以接受。

(c)MS-MUR-SAR-00 第 6.3.30 節並未討論 10%蒸汽產生器塞管率之案例。也不清楚通用性預期暫態未急停之分析是否已經考慮 10%蒸汽產生器塞管率，因此，請台電公司討論核三廠 10%蒸汽產生器塞管率情況下之 ATWS 分析結果。台電公司之答覆顯示較低之蒸汽產生器塞管率(SGTP)會得到較高之初始蒸汽壓力、蒸汽流量及飼水流量，對 Loss of Load 及 Loss of Normal Feedwater 兩 ATWS 極限個案而言，其結果較保守，因此分析假設 SGTPL 為 0%。

(16)另一項議題為 Locked Rotor 事件之主冷卻水系統尖峰壓力限值。在 WCAP-16744-P 報告中提到壓力限值為 3,200 psig，然而在西屋公司在台舉行的兩次訓練課程中，此事件之接受準則卻是“RCS pressure < 110% design pressure”，因此有必要加以澄清。由台電公司之答覆可知 General Design Criterion 31 與 SRP 只有定性之規定，沒有定量之數值。至於西屋公司之內部準則，隨廠的設計不同有兩種限值：許多核能電廠(包括核三廠)是以應力不超過 faulted condition 應力限值作為此事件之接受準則。另有一些廠則使用較為嚴格的準則，也就是 RCS pressure < 110% design pressure。4 個環路的核能電廠大部分都可以符合 RCS pressure < 110% design，然而 3 個環路或 2 個環路的核能電廠，則無法符合 RCS pressure < 110% design pressure 之限值。核三廠之現行準則經查確實是應力不超過 faulted condition 應力限值。台電公司之答覆發揮了澄清作用，可以接受。

6.4 蒸汽管斷裂之質量與能量評估

6.4.1 長期蒸汽管斷裂之質量與能量評估

現有之圍阻體內長期蒸汽管斷裂事故分析中，已假設有2%功率不準度。由於核三廠之MUR功率提昇後，所提昇之功率與功率不準度之和不會超過2%，因此現有之圍阻體內蒸汽管斷裂之長期質量與能量計算結果適用於MUR功率提昇之情形，亦即FSAR第6章有關蒸汽管斷

裂事故之圍阻體反應分析之結果仍適用。

6.4.2 短期蒸汽管斷裂之質量與能量評估

短期蒸汽管斷裂事故的重要參數均定義在無負載狀態，此狀態為較嚴重之狀態，主要因為蒸汽焓與沖放流量之乘積較高且蒸汽產生器之水存量較多。功率提昇並不會影響短期蒸汽管斷裂事故的輸入。因此現有的執照基準分析與FSAR的結論均不會受到影響。

6.5 冷卻水流失事故之質量與能量評估

6.5.1 長期冷卻水流失事故之質量與能量評估

根據WCAP-8264-P-A Rev.1報告之方法論，核三廠現行FSAR長期冷卻水流失事故質量與能量沖放之分析假設為NSSS熱功率為2,968 MWt，是目前執照爐心功率2,775 MWt加上三台RCP熱功率(假設為10 MWt)，然後加上4.5%工程安全防護設計額(ESDR)餘裕與功率量測不準度2%得到。MUR-PU 1.7%之PCWG參數訂定時之三台RCP總熱功率是假設為12 MWt，以同樣方式計算可得到NSSS功率2,971 MWt。2,971 MWt較現行分析使用之2,968 MWt高3 MWt (約0.1%)，對Long-Term LOCA Mass and Energy Release Analysis而言，現行分析稍微不保守。另一方面，MUR-PU 1.7%之 T_{cold}/T_{hot} 均較現行分析記錄(AOR)為低(MUR-PU之554.1°F/621.5°F vs. AOR之558.8°F/627.2°F)，因此，現行分析較實際情況保守。工程判斷結果為現行分析仍可涵蓋MUR功率提昇之條件。

6.5.2 短期冷卻水流失事故之質量與能量評估

執行短期冷卻水流失事故之質量與能量的分析主要是提供反應器壓力槽穴(Cavity)與迴路隔間(包括調壓槽與蒸汽產生器隔閥等)的壓力分析。整體而言，功率提昇後若流失之冷卻水溫度降低，則臨界流量增加，現行分析將稍微不保守，但其影響很小。另一方面，現行分析有一些較實際情況保守之假設：在壓力槽穴方面，反應器壓力槽進口噴嘴最大破口 65.7 in^2 而分析值分別使用 100 in^2 和 150 in^2 。另外在其他隔間方面，現行分析具有10%餘裕，較實際情況保守。依工程判斷，目前FSAR針對短期冷卻水流失事故之質量與能量評估的結論仍適用於MUR功率提昇後之情形。

6.6 蒸汽產生器內管破裂(STGR)之熱水力分析

對蒸汽產生器內管破裂事故熱水力計算，包括由一次側至二次側破口流量與釋放到環境的蒸汽，並提供為輻射後果分析的輸入。蒸汽產生器內管破裂事故的熱水力分析已在核三廠使用Vantage+燃料案RTSR中更新，並考慮有2%功率量測不準度。因此，核三廠在MUR功率提昇1.7%後，原蒸汽產生器內管破裂之熱水力分析結果，仍適用於輻射後果計算之輸入。

6.7 輻射後果

核三廠FSAR第15章涉及輻射後果計算之設計基準事故包括：

- ◆ 主蒸汽管斷裂事故，

- ◆ 反應器冷卻水泵轉子卡住事故，
- ◆ 射棒事故，
- ◆ 蒸汽產生器內管破裂，
- ◆ 冷卻水流失事故，
- ◆ 圍阻體外一次側冷卻水小管線破裂，
- ◆ 廢氣系統失效，
- ◆ 放射性液體廢料系統洩漏或失效，
- ◆ 燃料吊運事故。

上列事故之輻射源計算模式，除了放射性液體廢料系統洩漏或失效事故與運轉功率無直接關係，其餘事故之輻射源計算，均是以爐心功率至少2,900 MWt作為分析基礎。核三廠一、二號機目前爐心之執照功率為2,775 MWt，而在MUR功率提昇1.7%後則為2,822 MWt。現行分析可涵蓋MUR功率提昇1.7%之條件。針對蒸汽排放至環境之排放率而言，各事故分析時所假設之功率，均可涵蓋MUR功率提昇之條件。而事故前燃料缺陷率及事故後燃料破損率之假設經評估亦可涵蓋MUR功率提昇之條件。同意評估結果為核三廠兩部機在設計基準事故下，既有的輻射後果分析可涵蓋MUR功率提昇1.7%之條件。

6.8 審查結論

(1)同意現行之 LOCA 水力，包括 RCS 迴路 LOCA 水力，反應爐壓力槽 LOCA 水力及蒸汽產生器 LOCA 水力，均適用於 MUR 功率提昇 1.7 %之條件。

(2)同意核三廠現有的大破口冷卻水流失事故與小破口冷卻水流失事故分析，仍適用於 MUR 功率提昇 1.7%之條件。

(3)WCAP-16744-P Rev1 中 Non-LOCA 章節(6.3 節)之編號與中文報告 MS-MUR-SAR-00 6.3 節之編號雖然不完全一致，但是在範圍之涵蓋方面同屬完整適切。

(4)本 MUR 功率提昇計畫以 VIPRE-W 程式取代 THINC-IV 程式，並搭配 WRB-2 DNB 關係式來計算 DNBR 設計值，經查，此方式已獲原能會核准。

(5)進行安全分析時，針對蒸汽產生器可能塞管之情形，一共考慮了兩種蒸汽產生器之塞管率，分別為 0%與 10%之塞管率，可是在本章的分析結果中，卻只看到一組結果。台電公司之答覆顯示，報告中只將較保守的結果列出，在台電公司第一次審查意見之答覆中將每一個分析案例所對應之塞管率均列出於附表九中，該附表之資料有助於分析結果之瞭解與澄清，建議在送審報告進版時，此資料納入報告中。

(6)所有申照項目於修正版中已經完整描述，且在進行 FSAR Chapter 15 中之事故重分析或評估時，申照項目對應之參數變更皆已被完整納入，可以接受。

(7)進行 Non-LOCA 事件分析時，分析的初始條件、主要分析假設以及所使用的分析程式均摘要列表於 WCAP-16744-P Table 6.3-5 中。在 MUR-PU 尚未推動前，類似的摘要資訊是列於 Reload Transition Safety Report (RTSR) for use of Vantage+ at Maanshan Units 1 and 2 (pre-MUR-PU)之 Table 7.3.0-3 中。由於這兩個表的內容與分析案例並非完全一致，因此請台電公司予以澄清說明。台電公司對差異處均有合理之說明，可以接受。

(8)調壓槽安全閥誤開事件分析所得到的 minimum DNBR 值為 1.35，然而核三廠的 DNBR safety analysis limit 值為 1.32，兩者十分相近，因此請台電公司說明安全餘裕如此小的原因。台電公司解釋了歷次分析值差異之原因，並說明功率提昇並非造成差異主因。另外，經過澄清獲知，安全餘裕看似太小，其主因乃 LOFTRAN 程式與 RW3 參數估算 Minimum DNBR 之方式屬粗估方式，為較保守作法，如改用次通道程式計算，應該可以獲得較明顯之安全餘裕，此議題經過澄清，基本上可以接受。

(9)審查時發現「調壓槽水位不得達滿水位狀態」這項接受準則，這項接受準則，只有在兩個事件分析時，才被討論引用，在其他事件

之分析結果討論中則完全未出現。因此請台電公司說明澄清。除了反應器冷卻水總量增加之事件，另有專案追蹤外，本議題已獲得澄清。

(10)同意自動棒位控制系統 (Automatic Rod Control System) 時間常數及設定點之改變，不會影響 Non-LOCA 暫態之分析結果。

(11)環路與環路間之差異，除了溫度差異已經在 $OT\Delta T$ 與 $OP\Delta T$ 設定值中反應外，其他參數對於暫態與事件之分析看不出有明顯影響。

(12)汽機跳脫事件所計算出的二次側尖峰壓力為 1,318 psia，與接受準則 1,318.5 psia. 間的差距只有 0.5 psia，因此，要求明確指出分析方法中之保守假設，並說明其量化影響，藉此，提供 0.5 psia 之正當性。台電公司主張送審報告之計算值為合適之二次側尖峰壓力上限值。雖然答覆中未提供量化之影響，但是，定性的說明顯示此事件在分析時考慮了很多的保守的輸入參數，因此安全餘裕應該不至於如計算結果顯示的那麼小。此說明尚屬合理。

(13)同意現有之圍阻體內蒸汽管斷裂之長期與短期質量與能量計算結果適用於 MUR 功率提昇之情形。

(14)同意目前 FSAR 針對長期與短期冷卻水流失事故之質量與能量評估的結論仍適用於核三 MUR 功率提昇後之情形。

(15)同意 MUR 功率提昇 1.7%後，原蒸汽產生器內管破裂之熱水力分析結果，仍適用於輻射後果計算之輸入。

(16)同意評估結果為核三廠一、二號機在設計基準事故下，既有的輻射後果分析可涵蓋 MUR 功率提昇 1.7%之條件。

(17)審查發現有外電情況下飼水系統管路斷裂之分析在 WCAP-16744-P Rev.1 之分析調壓槽水位不會達滿水位狀態，但是 WCAP-16744-P Rev.1.1 之分析則會達滿水位狀態。由於調壓槽水位達滿水位狀態有可能引起斷管或其他問題，因此，建議針對此事件在人員訓練方面予以加強。

(18)以上之審查結論原是針對功率提昇至 101.7%而撰寫，後來台電公司提出修訂版，改將功率提昇至 101.69%。經檢視，審查結論仍適用於送審報告修訂版 WCAP-16744-P Rev.1.1 與 MS-MUR-SAR-01。

6.9 參考文獻

6-1 NRD-SER-97-03, “「核三廠熱通道分析」審查評估報告” 行政院原子能委員會核能管制處，中華民國九十七年五月二十日。

7 其他評估

7.1 反應器內部熱產生率

爐心板及徑向各組件之體積平均熱產生率計算結果列如 MS-MUR-SRA 表 7.1。但表 7.1 中「長期區域平均加熱率」之新分析值小很多，「爐心頂板及爐心底板加熱率」之新基準線分析又增加許多，其重要原因未加說明。台電公司在第二次審查意見答覆中補充說明「The data presented in WCAP-9620 are based on a set of assumptions and calculation tools that are nearly 30 years old. Although the following list does not summarize all of the key assumptions that were made to support the WCAP-9620 documentation, several important changes have occurred that are highlighted below.

- ◆ Fuel Product Line Changes
- ◆ Axial blankets regions with annular pellets
- ◆ Longer fuel cycle lengths
- ◆ shorter bottom and top nozzle designs
- ◆ Transition from out-in to low leakage loading patterns (L3P)
- ◆ Plant Modifications

- ◆ Upratings

Other programs that reflect changing PCWG parameters for a plant

- ◆ Methodology Updates

- ◆ Current nuclear cross-section data

- ◆ P5 versus P1 expansion of the scattering cross-sections

- ◆ S16 versus S8 angular quadrature

- ◆ No gap assumed between the fuel rod and bottom nozzle

From this list of differences, the change from out-in to L3P is the most significant. The out-in fuel management strategy that was assumed in WCAP-9620 places fresh fuel on the periphery and these assemblies are moved towards the center of the core during subsequent reload fuel cycles. However, L3P reload designs intentionally place fresh fuel in the center of the core burned fuel assemblies on the core periphery. Out-in core loading patterns have relatively high peripheral power and correspondingly low power in the central region of the core. In contrast, L3P designs have low power on the core periphery and high power in the center of the core. Hence, transitioning

from out-in to L3P core designs makes the WCAP-9620 results conservative for the baffle and core barrel regions, but non-conservative for the core plate structures since more power is now being produced in the central portion of the core」相關說明應可接受。

7.2 電廠全黑

有關電廠全黑之評估，本報告主要引用核能研究所於 2008 年完成之「核三廠一、二號機 MUR 功率提昇 1.7%之電廠全黑安全評估」報告，而核一、二廠類似報告均須先送請管制單位審查核准，但此份報告卻未送審。台電公司在第二次審查意見答覆中補充說明此報告「為核三廠小幅度功率提昇計畫工程分析工作中之評估報告，於第一次審查意見之回覆說明時提供審查委員卓參，之前並未函送原能會審查。」因其內容較簡單故於此次一併審查，相關分析與結果應可接受。

7.3 審查結論

針對 MUR 功率提昇 1.7%之狀況，MS-MUR-SAR-00 報告中本章其他評估結果及補充說明，建議可以接受。

8 電廠一般支援系統評估

8.1 電廠一般支援系統評估的範圍

本節說明評估方法、範圍與細節均根據美國核管會針對美國核電廠 MUR 功率提昇審查報告內容所訂定。

針對 MUR 功率提昇 1.7%之狀況，本報告對電廠一般支援系統評估的範圍，建議可以接受。

8.2 動力循環系統與組件

針對本節有以下審查發現：

(1)報告中說明「經評估可確定在 MUR 功率提昇 1.7%下主汽機發電機組可維持安全且可靠的運轉。」但未說明評估報告名稱或參考文件，經審查要求後，台電公司於第一次審查意見答覆中說明「汽機發電機組之評估主要依據 BOP 熱平衡數據如附表四，用來評估主汽機發電機組有關的應力負荷及機械完整性等，以下舉兩項評估項目來說明。以低壓汽機轉子的應力負荷評估為例(如附表五)，結果顯示最少有 18%以上的餘裕。另外轉子扭動穩定性可經由測試來驗證，如附表六為 ABB 測試報告之資料顯示其扭動頻率計算值與測試值很吻合，表示其計算有足夠的準確性，另由其測試報告顯示扭動頻率與功率幅度無關，且扭動頻率之設計保有 5%餘裕，因此預期 MUR 對轉子扭動穩定性不會有影響。」並提供報告 R2.7A『Evaluation of the Turbine Generator for MUR Power Uprate Non-Safety Related Client

Comment Issue』以為佐證。而報告 R2.7A 中提及 FSAR 修訂內容：

「Sections 3.5, 10.1, and 10.2 were reviewed. In Section 10.2, Fig. 10.1-1 should be replaced with a heat balance which reflects MUR-PU. Section 10.2.2.2.7 should be revised to reflect the differences between the Unit 1 and Unit 2 generator operating hydrogen pressures.」。另該報告最後負責人與審查人簽名處均空白且無日期。台電公司亦補充說明有關 FSAR 之改變，將附於「核三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。而報告 R2.7A 定稿版都有負責人與審查人簽名。

(2)有關主冷凝器及空氣移除系統，報告中說明「在 MUR 功率提昇 1.7%下，主冷凝器有足夠的容量來提供汽機及飼水泵汽機新增排氣之冷凝，亦有足夠的容量來接收汽機旁通系統的排放」但均無量化數據以為佐證。台電公司於第一次審查意見答覆說明「在 MUR 功率提昇 1.7%下，正常運轉時主冷凝器之熱負載由原來之 $6.26 \times 10^9 \text{ Btu/hr}$ 增至 $6.38 \times 10^9 \text{ Btu/hr}$ ，而在 steam dump 時主冷凝器必須能夠承受 32% 的主蒸汽的排放量，計算結果約為 $8.82 \times 10^9 \text{ Btu/hr}$ ，而主冷凝器之額定設計值為 $6.267 \times 10^9 \text{ BTU/hr/shell}$ (FSAR Table 10.4-1)，2 個 shell 為 $12.5 \times 10^9 \text{ Btu/hr}$ ，仍有足夠餘裕。」相關分析與結果應可接受。

(3)有關動力串泵浦，報告中摘述對 100%功率及 1.7%MUR 功率提昇之評估結果，但未說明評估依據之報告名稱。台電公司於第一次審

查意見答覆說明「對動力串泵浦性能之評估結果如附表三所列，動力串泵浦除了飼水泵外還有凝結水泵(直立式馬達帶動)，凝結水泵在 MUR 前後 NPSH Ratio 並無太大改變(~ 1.15)，符合 $HEI > 1.1$ 之建議，其它參數亦無太大變化。」並提供分析文件編號 TR2.7G『Evaluation of the Power Train Pumps Non-Safety Related Client Comment Issue』以為佐證。有關該文件之問題如 4.2 節第(4)項審查發現所述。

(4)有關循環水系統，報告中摘述對該系統、主冷凝器及相關熱沉之評估結果，但未說明評估依據之報告名稱。台電公司於第一次審查意見答覆說明「有關主冷凝器熱功能評估的主要結果如對 8.2.2 節主冷凝器審查意見的回覆。對循環水系統而言，主要是循環水泵(共 4 台每台 25%)能夠提供足夠的水量來移走主冷凝器的熱負載，附表七說明 MUR 後排水溫度僅增加 0.3°F ，而且核三目前每部機組各裝設有一台熱稀釋泵，在必要時運轉可降低循環水溫升。」並提供報告 TR2.7B『Main Condenser Non-Safety Related Client Comment Issue』及 TR2.7C『Evaluation of the Circulating Water and Condenser Evacuation System Non-Safety Related Client Comment Issue』以為佐證。其中 TR2.7C 提及 FSAR 修訂內容：「The current text of UFSAR Section 10.4 was reviewed and changes are required in the text related to the main condensers full load conditions which will increase after MUR uprate. The total turbine exhaust steam,

total condensate outflow, and the total condenser duty need to be updated to reflect the MUR uprate conditions.」TR2.7B 報告 7.1.2 節提到「The severity factor (tube vibration) could not be calculated because the tube exhaust flange area and tube support span information is not available. See Open items 9.1 and 9.2.」。台電公司補充說明有關 FSAR 之改變，將附於「核三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。另已補充 tube exhaust flange area and tube support span information，S&L 已修訂相關報告，Open items 9.1 and 9.2 已獲解決。台電公司原先提供之 TR2.7B 與 TR2.7C 報告最後負責人與審查人簽名處均空白且無日期，其定稿版已都有負責人與審查人簽名。

本節審查結論如下：

針對 MUR 功率提昇 1.7%之狀況，對動力循環系統與組件之評估與補充報告可以接受。惟尚有以下兩點意見：

(1)有關主汽機發電機組、循環水系統及動力串泵浦之 FSAR 改變應納入「核三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。

(2)報告 R2.7A、TR2.7B 與 TR2.7C 定稿版應有負責人與審查人簽名，以符合品保要求。

8.3 支援機械系統

針對本節有以下審查發現：

(1)有關汽機廠房冷卻水系統，報告中對隔相匯流排所增加熱量的評估為靜態分析，未說明如何涵蓋熱量隨時間累積而造成溫度持續上升之實際狀態。台電公司於第一次審查意見答覆說明「隔相匯流排溫度上升，表面溫度與環境之溫差 ΔT 隨著增加，單位時間內移出的熱量 $hA\Delta T$ (h 為熱傳係數 A 為表面積) 亦增加，至某程度後可達穩態。以最保守地評估 MUR 前後夏天時之溫升，因熱傳係數與熱傳面積不變， $Q_{mur}/Q = \Delta T_{mur}/\Delta T$ ，本小節一開始便保守地假設熱負載增加的百分比為 1.7%， $\Delta T_{mur}/\Delta T = 1.017$ ， $T_{mur} - T_o = 1.017(T - T_o)$ ，其中 T_o 為參考值，故 $T_{mur} = 1.017T - 0.017T_o \doteq 1.017T = 1.017 \times 103^\circ\text{C} = 104.7^\circ\text{C}$ ，在保守的假設下尚不至於超過 105°C 。原文詞意容易造成誤會，擬修正如下：根據運轉紀錄，核三廠之隔相匯流排在夏天最熱時之運轉溫度為 103°C ，MUR 功率提昇 1.7% 後假設隔相匯流排冷卻系統與輻射的熱傳係數未變，所增加的微量熱負載完全造成匯流排的溫升，此狀況下夏天的最高溫很接近運轉限值 105°C ，但仍在限值內。」相關分析與結果應可接受。

(2)有關汽機廠房冷卻水系統，報告中說明「MUR 功率提昇 1.7% 後，TBCCW 的熱交換器仍有 8.3% 的設計餘裕。」但未說明計算方式。台電公司於第一次審查意見答覆說明「目前 TBCCW 系統所有設計熱負

載(包括 Generator Stator Cooler、Air Compressor Aftercooler、Main Turbine Lube Oil Cooler 等 15 項)約為 68.5×10^6 BTU/hr 而 TBCCW 熱交換器的設計容量為 76.32×10^6 BTU/hr，約有 10% 的餘裕，MUR 後有些熱負載不會因功率提昇而增加(如 Air Compressor Aftercooler)，保守假設所有這些熱負載都增加 1.7%，因此仍留有 8.3% 的設計餘裕。」相關分析與結果應可接受。

(3)有關用過燃料池冷卻及淨化系統，報告中說明 MUR 功率提昇 1.7% 將使 SFP 的池水溫度在正常與異常的更換燃料情況下分別上升約 0.4°F 與 0.8°F ，但未說明計算方式。台電公司於第一次審查意見答覆說明「此二值是詳細計算的結果而得，部分計算結果如附表八，Scenario 1 為正常更換燃料，MUR 後池水溫度上升 $123.34^\circ\text{F} - 122.91^\circ\text{F} = 0.4^\circ\text{F}$ ，Scenario 3 為非正常更換燃料，MUR 後池水溫度上升 $146.4^\circ\text{F} - 145.59^\circ\text{F} = 0.8^\circ\text{F}$ 。」相關分析與結果應可接受。

本節審查結論如下：

針對 MUR 功率提昇 1.7% 之狀況，本報告對支援機械系統之評估與補充報告，建議可以接受。

8.4 特殊安全設施系統

特殊安全設施 (Engineered Safety Feature, ESF) 系統係在核能事故發生時，用以防止爐心熔燬或輻射外洩，以保障公眾之健康與

安全。核三廠 ESF 系統包含圍阻體 (Containment)、圍阻體移熱系統 (Containment Heat Removal System)、圍阻體隔離系統 (Containment Isolation System)、圍阻體可燃氣體控制系統 (Containment Combustible Gas Control System)、分裂產物移除與控制系統 (Fission Product Removal and Control System)、適居系統 (Habitability System)、緊急爐心冷卻系統 (Emergency Core Cooling System, ECCS)、輔助飼水系統 (Auxiliary Feedwater System)，有關 MUR 功率提升 1.7% 對 ESF 系統之影響評估，除輔助飼水系統部分見於 MS-MUR-SAR-00 第 4.2.3.4 節內容外，其餘系統之評估則見於本章節。

對於特殊安全設施系統所使用之材料，台電安全分析報告指出，MUR 功率提升 1.7% 並未改變所使用材料之設計負荷，電廠正常運轉及事故情況下相關系統所使用之材料化學成分以及設計壓力與溫度皆未改變，因此，本次 MUR 功率提升案對於特殊安全設施系統所使用之材料並無影響至其所須執行之功能要求，亦即依 ASME B&PV Code Section III Articles NC-2160 與 NC-3120 規定，特殊安全設施系統所使用之材料必須能與反應爐冷卻水系統及圍阻體噴灑水溶液相容。

圍阻體方面，有關核三廠 FSAR「冷卻水流失假設事故之質量與能量釋出分析 (Mass and Energy Release Analyses For Postulated

Loss-of-Coolant Accidents)」結論，是否受本次MUR功率提升案之影響改變，在審查過程中發現MS-MUR-SAR-00之LOCA長期圍阻體反應分析所使用之NSSS熱功率數值2,971 MWt有誤，經請台電公司提出說明後，於第1版安全分析報告中補正，其NSSS熱功率數值並修正為2,968 MWt。至於第1版安全分析報告中，因應LOCA長期圍阻體反應分析，所提出之NSSS熱功率數值2843 MWt之計算方式，依美國NRC 10 CFR 50之 Appendix K之法規要求，由於不準度已獲得驗證為0.31%，可為前述現行2,968 MWt分析基準所涵蓋；此外，第1版安全分析報告中並提出 T_{cold} 與 T_{hot} 均較現行分析紀錄(AOR)為低，工程判斷現行分析仍可涵蓋MUR 功率提升1.7%之條件。因此，經審查確認核三廠FSAR有關冷卻水流失假設事故之質量與能量釋出分析結論並不因本次MUR功率提升案有所改變。至於圍阻體內主蒸汽管路斷裂分析及隔間之增壓分析，由於本次MUR功率提升並未超過先前分析之基礎，因此，原FSAR分析結論並不因本次MUR功率提升案有所改變。

圍阻體移熱系統方面，不論是正常運轉或是假設性設計基準事故，台電安全分析報告指出1.7% MUR功率提升後，正常運轉時圍阻體之熱負載不會因而有顯著變化，而本次MUR功率提升案並未改變電廠相關之設計、安裝之組態或所需之冷卻水流等，亦未改變設計基準事故之反應以及設計負載；因此，圍阻體移熱系統在MUR功率提升1.7%後仍然可達設計功能而不需進行任何修改。台電安全分析報告另指

出現有之圍阻體隔離系統之功能評估，係以前述設計基準事故之圍阻體反應分析之假設條件為基礎，可涵蓋1.69% MUR功率提升之狀況，因此，圍阻體隔離系統亦不受本次MUR功率提升案而影響其安全功能要求。

圍阻體可燃氣體控制系統方面，從台電安全分析報告中，發現針對假設性LOCA後產生之氫氣量分析，並不因本次MUR功率提升案而有所改變或變更其分析基礎，因此，圍阻體可燃氣體控制系統並不受本次MUR功率提升案而須進行變更。

緊急爐心冷卻系統方面，由於核三廠一、二號機之大破口與小破口LOCA之執照基準ECCS性能分析是依據10 CFR 50 Appendix K之分析模式要求，同時考慮2%之功率不準度，此適用於本次MUR功率提升1.7%條件，因此，本次MUR功率提升案不會影響原有LOCA分析結果，緊急爐心冷卻系統亦不受本次MUR功率提升案而須進行變更。

適居系統方面，從台電安全分析報告中，發現由於主控制室環境控制系統功能不受MUR功率提升案影響，而設計基準LOCA之爐心輻射源是以爐心熱功率大於102%為基礎，已可涵蓋MUR功率提升1.7%之條件，因此，亦不受本次MUR功率提升案而須進行變更。

分裂產物移除與控制系統方面，從台電安全分析報告中，發現由於此系統之設計負載所依據之爐心熱功率已可涵蓋1.7% MUR功率提升後之爐心熱功率，LOCA或燃料吊運發生事故後釋出之輻射源分析基

礎，並不因1.7% MUR功率提升有所改變，因此，亦不受本次MUR功率提升案而須進行變更。

綜上所述，核三廠特殊安全設施系統之安全功能達成，在本次1.7% MUR 功率提升條件下，並不會有負面影響。

8.5 儀控系統

依 FSAR 所述，核三廠儀控系統主要目的在於提供自動保護功能，於機組穩態及暫態運轉狀況下，執行適當控制以免有不安全及不適當之反應器操作，以及提供引動訊號以緩和事故狀況。安全相關儀控系統包含反應器跳脫系統(Reactor Trip System, RTS)、特殊安全設施引動系統 (Engineering Safety Feature Actuation System, ESFAS)、安全停機所需之儀控系統、安全相關資訊顯示儀器系統 (Safety-Related Display Instrumentation)，以及其他安全功能執行所需之儀器系統。至於其他 FSAR 所涉及之非安全相關儀控系統，則包含非安全所需之控制系統，及預期暫態未急停事件緩和系統動作線路(ATWS (Anticipated Transient Without Scram) Mitigation System Actuation Circuitry, AMSAC)系統。

從台電安全分析報告及審查過程所提供之說明資料中，發現用以產生 RTS 跳脫信號之各相關儀器之原設計量測訊號範圍，仍可涵蓋 MUR 功率提升 1.7%之正常運轉及跳脫信號產生之範圍；在設定點方面，主要會受到本次 MUR 功率提升案影響而改變者，有 OT Δ T 及 OP

ΔT 反應器跳脫設定點，由於爐心熱限值線改變，導致 OT ΔT 及 OP ΔT 反應器跳脫設定點之安全分析限值需重新計算，運轉規範之跳脫設定點及容許誤差亦因應需進行修正調整。OT ΔT 及 OP ΔT 反應器跳脫之新設定點，經與其相關之 Non-LOCA 暫態分析驗證，分析結果顯示其均能符合 DNB 設計基準並適用於本次功率提升 1.7% 之條件。

特殊安全設施引動系統方面，由於 FSAR 中所涉及之設計基準事故，例如 LOCA 或蒸汽管斷裂事故等之 ECCS 性能分析或是圍阻體反應分析，皆是以爐心熱功率 $\geq 102\%$ CLTP 為分析之基礎，本次 MUR 功率提升 1.7% 不會改變 ESFAS 相關設定點、事故型態、事故反應、系統動作、ESF 動作邏輯等，因此，ESFAS 於 MUR 功率提升 1.7% 條件下，並不會影響其安全功能之執行。

安全停機所需之儀控系統方面，本次 MUR 功率提升 1.7% 不會改變設計基準事故型態亦不會改變事故反應，因此，原系統設備仍能提供所需執行之安全功能。安全相關資訊顯示儀器系統方面，由於本次 MUR 功率提升 1.7% 條件下，正常運轉及假設事故下之參數變動範圍皆在原儀器設計範圍內，MUR 功率提升亦不需新增事故緩和抑制模式或設備，現行之安全參數顯示儀器仍可充分提供運轉員所需之監控資訊，因而不受 MUR 功率提升 1.7% 之影響。

其他安全功能執行所需之儀器系統方面，除低溫過壓保護連鎖外，其他有關儀控電源、RHR 系統隔離閥控制連鎖、安全注水蓄壓槽

出口隔離閥之連鎖設計，與爐心功率多寡無關，因此，不受MUR功率提升1.7%之影響。至於低溫過壓保護連鎖部分，由於連鎖之PORV開啟設定點與壓力-溫度限制曲線有關，核三廠現行之壓力-溫度限制曲線已因應本次MUR功率提升案重新計算更新，LTOP系統之PORV開啟設定點並經西屋公司重新計算調整。

非安全相關控制系統方面，從台電安全分析報告及審查過程中與台電公司人員交換意見，發現受本次MUR功率提升案影響者有自動棒控制系統（Automatic Rod Control System）及蒸汽產生器水位控制系統，自動棒控制系統需調整之相關參數有 T_{avg} 量測信號之Lead/Lag補償參數、 T_{avg} 量測信號過濾器之時間常數、以及功率未匹配控道之脈衝單元非線性增益轉折點，上述參數調整之主要目的，經審查發現係為避免控制棒動作對於 T_{avg} 之變化過於敏感，而導致控制棒抽差頻繁；蒸汽產生器水位控制系統部分，發現核三廠因應本次MUR功率提升案，飼水流量與飼水泵轉速皆約增2%，需於計算機控制程式中更改飼水泵轉速，維持飼水控制閥於約90%之開度，以達到本次MUR功率提升1.7%之目的，而核三廠飼水控制閥之設計(C_v 值為1,250 gpm/psi)，應有足夠的餘裕供本次MUR功率提升1.7%所增加約2%飼水流量(所需 C_v 值為 935 gpm/psi)。

AMSAC系統方面，從台電安全分析報告中，發現本次MUR功率提升1.7%對AMSAC之硬體、軟體、邏輯或線路不會有任何改變，因而，

所有之執照承諾不受影響。

綜上所述，核三廠儀控系統之安全功能達成，在本次 1.7% MUR 功率提升條件下，並不會有負面影響。

8.6 電力系統

核三廠電力系統包含廠外電力系統及廠內用電系統，其中安全相關廠內用電系統之主要目的在於提供交流及直流電源給相關設備，以執行設計基準事件發生後所需之反應器安全停機功能及輻射物質外釋限制功能。至於安全相關廠內用電系統之電力來源則依運轉狀況可選自主發電機、廠外電力系統之 345 kV 或 161 kV 起動變壓器、或緊急柴油發電機。

從台電安全分析報告中，發現廠外電力系統方面，如果在機組功率運轉且輔助變壓器不可用狀況下，本次 MUR 功率提升 1.7% 後對廠外電力需求之改變仍在原設計範圍內；此外，有關外電穩定度分析，依台電安全分析報告所述，從台電公司「核三廠機組提升出力之系統穩定度檢討報告」之分析結果，顯示 MUR 功率提升 1.7% 對系統暫態穩定度可符合規劃準則，運轉上並無問題。因此，MUR 功率提升 1.7% 對廠外電力系統並無顯著影響。

至於廠內用電系統方面，從台電安全分析報告中，發現本次 MUR 功率提升 1.7% 後對各設備及組件之用電負載影響，唯一用電量增加

較大者為冷凝水泵之馬達，惟其增加負載仍在原系統容量之設計餘裕內；緊急柴油發電機（EDG）之設計負載係依據 ESF 系統之需求，而 ESF 系統對於假設性事故反應之設計依據為 $\geq 102\%$ CLTP，MUR 功率提升 1.7%後 ESF 的設計負載與各轉動機械所需之電力並未增加，對 EDG 系統之設計負載並無影響；此外，本次 MUR 功率提升 1.7%所需安裝之 UFM，對於電力系統之負載增加，亦在原系統容量之設計餘裕內。因此，MUR 功率提升 1.7%對廠內用電系統並無顯著影響。

綜上所述，核三廠電力系統之安全功能達成，在本次 1.7% MUR 功率提升條件下，並不會有負面影響。

8.7 動力轉換系統

核三廠動力轉換系統主要設備為主發電機、隔相匯流排（IPBD）、主變壓器，其目的為將汽機提供之動能經由發電機轉換成電能並透過隔相匯流排、主變壓器將電能向外輸出。

從台電安全分析報告中，發現對於前述之主發電機、隔相匯流排、主變壓器等設備分析，MUR 功率提升 1.7%對主發電機的輸出增加約 1.69%，惟仍在額定設計值之內，新的運轉點並未超過主發電機之容量曲線限值，IPBD 之設計不需進行改變，功率提升後所增加之電流仍在 IPBD 的設計值內，IPBD 短路電流負載與 IPBD 承受短路電流之能力皆不因 MUR 功率提升而有所影響，對主變壓器亦不產生影響。

綜上所述，核三廠動力轉換系統主要設備，在本次 1.7% MUR 功率提升條件下，並不會有負面影響而無需執行變更。

8.8 動力管路

MS-MUR-SAR-00 報告中說明 MUR 功率提昇 1.7%與管路、管架或設備之修正無關，不會改變重量、地震及流體動力負荷。而流體加速腐蝕問題可被目前電廠 FAC 檢測計畫所涵蓋。

針對 MUR 功率提昇 1.7%之狀況，本報告對動力管路之評估報告，建議可以接受。

8.9 其他評估

有關 EQ-圍阻體內正常狀況時之放射性劑量，報告中未說明過去評估採用的容量因數與運轉年限為何？此次評估有無改變？台電公司於第一次審查意見答覆中說明「有關 EQ Radiation Dose 方面，核二廠 FSAR Table 3.11-5 註解 b 標示“40 years operation (0.8 plant capacity factor assumed for drywell Zones 1 and 2 doses)” ，而核三廠 FSAR Table 3.11-2 註解 a 標示“Includes 40-year normal operation radiation exposure.” ，並無 0.8 plant capacity factor 的註解與要求。根據此二 Tables，核三廠對 Containment Building 的 DBA Integrated Dose 為 1.0×10^8 rad，而核二廠對最高為 5.0×10^6 。NEQ 公司在為台電公司做的 EQ 報告中亦稱核三 FSAR 中之值相當保守(Equipment Qualification Report, Rev.

3 , Dec. 1988)。」於第二次審查意見答覆中再說明「法規中有關 EQ 的需求如 10 CFR50.49 (Environmental Qualification of Electric Equipment Important to Safety for Nuclear Power Plants) 及 IEEE 323 (“IEEE Standard for Qualifying Class IE Equipment for Nuclear Power Generating Station,” 1983)。其中 10CFR50.49 說明對於電廠設備在正常運轉及事故下承受輻射劑量要符合要求，但並未明訂需保有多少餘裕。至於 IEEE 323 則只要求事故下輻射劑量需保有 10%之餘裕。一般工業界及 USNRC 也都以 IEEE 323 這項要求做為準則。核三廠 FSAR Table3.11-2 的註解標示輻射劑量 “Includes 40-year normal operation radiation exposure.”，但未明確提到假設的容量因數，因此評估時不需如核二廠還須評估容量因素增加至高於 0.8(核二廠 FSAR Table 3.11-5)，核三廠對 Containment Building 的 DBA Integrated Dose 為 $1.0 \sim 2.0 \times 10^8$ rad，遠比工業界規範的要求至少高一個數量級(如核二廠的規定最高為 5.0×10^6 rad)，因此核三 FSAR 所定之值有足夠的餘裕，可涵蓋任何容量因數的可能變動(如由 0.8 增加至 0.85)。NEQ 公司在為台電公司做的 EQ 報告中亦稱核三 FSAR 中之值相當保守(Equipment Qualification Report, Rev. 3 , Dec.1988)。」相關分析與結果應可接受。

有關環境影響，報告中提到南灣日常水溫變化約為 0.3°F ，但未說明來源。台電公司於第二次審查意見答覆中說明「南灣溫排水溫度

變化如附圖一係核三廠在 94 年全年的量測數據，而 0.3°F 的溫升是單項報告 TR2.7C 循環水系統評估中 PEPSE™ BOP Heat Balance 的計算結果，由附圖一可知 MUR 所造成的溫排水溫的增加比起海水溫度的四季自然變化是微不足道的。」相關分析與結果應可接受。

針對 MUR 功率提昇 1.7% 之狀況，本報告其他評估之報告與補充說明，建議可以接受。

9 放射性廢棄物營運管理及輻射源

9.1 放射性氣體廢棄物營運管理

經審查台電公司報告，放射性氣體廢棄物處理系統之設計流量為 2 SCFM，為日常處理流量 0.1-0.3 SCFM 的 10 倍。功率提昇 1.7%後預估增為 0.102-0.306 SCFM，仍為原設計容量之十分之一。故功率提昇後，放射性氣體之處理仍在系統處理容量內，其排放仍能符合「游離輻射防護安全標準」之規定。

9.2 放射性液體及固體廢棄物營運管理

核三廠一、二號機各提昇 1.7%爐心熱功率至 2,822MWt 後，廢液量將微幅增加，經廢液處理系統後所增加之放射性固體廢棄物產量有限，對放射性廢棄物處理系統並無顯著之影響。

核三廠放射性廢液處理系統(LRS)，其設備收集槽之貯存容量約為每日正常運轉產生量之 30 倍(101,127 加侖，3,347 加侖)，進水處理流量設計值之為產生量 7 倍(26,250 加侖/天，3,347 加侖/天)，代表該系統之正常運轉處理量僅為設計容量之 12%，因小幅功率提高而增加之廢液量極少，不影響 LRS 處理系統。廢液在經 LRS 處理後需符合「游離輻射防護安全標準」才允許外釋環境。另因核三廠近年來固化桶產量皆低於 25 桶，故因功率小幅提昇後固體放射性廢棄物之增加量，對高減容固化系統運作也不造成影響。台電公司皆已於安全分析報告中有所說明。

在低放射性廢棄物倉貯方面，核三廠於 87 年建造高減容固化系統，91 年增設放射性廢棄物焚化爐，使得固體廢棄物年產量由 82 年的 985 桶下降至 96 年的 211 桶，減量 4.67 倍。近年之年產量將維持在 200 桶，且於 93 年開始興建倉貯容量 30,000 桶的儲存倉庫，預計 99 年完工，因此，MUR 提昇 1.7% 時，對倉貯增加之影響甚微。

核三廠因功率提昇後所增加之放射性液體與固體廢棄物，經審查結果，對原有之處理設施不致造成負擔，系統運轉安全沒有額外顧慮，所增加之放射性固化廢棄物桶數，對目前廢棄物貯存設施之容量亦不至於造成負擔，其放射性液體與固體廢棄物營運管理，符合相關法令規定。

9.3 反應爐爐心輻射源

本節係探討 MUR 功率提昇後，輻射源增加比率與輻射劑量對環境影響。評估結果小幅度功率提昇增加比率，僅會稍微增加正常運轉下輻射劑量率。基本上核三廠設計基準事故輻射源評估時，已採用 105% 額定熱功率狀況下進行評估，該評估可涵蓋 MUR 功率提昇應使用之保守分析假設。

反應爐功率運轉時，因爐心輻射源活度正比於核分裂率，也就是正比於運轉功率，因此功率增加 1.7% 相當於輻射源活度增加約 1.7%，亦即輻射源活度增加之比率是不會超過小幅功率提昇之比率，目前電廠運轉基準為 2,775 MWt，估算 1.7% 功率提昇爐心輻射源活度

增加亦為 1.7%，將提高其輻射劑量率，以核三廠各環境位置近 5 年之監測值為例，皆遠小於監測區 5 $\mu\text{Sv/hr}$ 限值，功率提昇增加 1.7%，其所增加之輻射劑量，遠低於該限值，所以仍符合原先輻防區域劃分與屏蔽設計。

依台電公司對審查意見之答覆說明，以核三廠各環境位置近 5 年之監測值為例，在 MUR 功率提昇 1.7% 下所增加輻射劑量，經評估仍低於限值，審查結果台電公司之評估說明，可以接受。

9.4 反應爐冷卻水輻射源

反應爐冷卻水活化物、經活化的腐蝕產物與分裂產物會隨 MUR 功率提昇而有所增加，冷卻水或蒸汽量測到活化產物活度會正比於熱功率，當小幅度功率提昇 1.7%，飼水流量隨功率提昇增加約 2%，冷凝水過濾器濾網效率可能會隨飼水流量增加而降低，可能會造成金屬活化腐蝕物增加，分裂產物會被分隔到蒸汽和水中，但活度和活化腐蝕物則仍在設計基準範圍內。

目前電廠運轉基準為 2,775 MWt，估算 1.7% 功率提昇，活度增加亦為 1.7%，其輻射劑量率之提高，仍可符合限值要求。因飼水流量增加可能導致冷凝水過濾器濾網金屬活化腐蝕物增加，電廠將依據運轉操作程序書之規範，進行檢測和更換濾網，預期更換頻度會增加。

依台電公司對審查意見之答覆說明，在 MUR 功率提昇 1.7% 下，

冷卻水活化物、經活化的腐蝕產物與分裂產物所增加輻射劑量，經評估仍符合限值要求，活化腐蝕物增加則採取提高濾網更換頻度因應，審查結果台電公司之評估說明，似可接受。

9.5 廠內輻射劑量

反應爐中的輻射源應與功率的增加成正比例增加，故功率提昇 1.7%所增加之輻射源活度為 1.7%。在正常運轉狀況下，核三廠原先的屏蔽是以最大核種量、不考慮衰減等保守性條件進行設計。至於終期安全分析報告設計基準事故輻射源評估時已採用 105%額定熱功率狀況進行評估。

小幅度功率提昇增加的輻射源不會顯著增加電廠的輻射劑量率，輻防區域不需重新劃分，原先設計規劃之屏蔽仍能符合行政管制劑量率之需求。但機組停止運轉後，在少數可能累積腐蝕產物的地方，例如爐心冷卻水管路等輻射劑量可能會增加，但可用輻防管制方法、增加屏蔽及化學除污等方法，降低工作人員之輻射劑量。

在設計基準事故條件中，採用 105%額定熱功率狀況進行評估屏蔽設計，而在 102%額定功率下（101.7%+熱功率量測不準度 0.3%），其事故劑量應不致超過 FSAR 所評估之劑量。

9.6 正常運轉廠外輻射劑量

在正常運轉下，影響到電廠外民眾輻射曝露的主要因素為，氣體

與液體放射性物質排放，以及電廠直接輻射。核三廠小幅度功率提昇後，排放至廠外環境之放射性廢氣、廢水都在嚴格管制下進行，其排放的濃度必須符合游離輻射防護安全標準，並由模式進行廠外民眾輻射劑量評估，證明廢水、廢氣排放造成之廠外民眾輻射劑量遠低於法規限值。此外，從環境偵測結果評估廠外民眾個人劑量均低於法規限值的百分之一（0.01 毫西弗）。功率提昇 1.7%後，核三廠正常運轉排放至廠外環境之放射性廢氣、廢液及直接輻射不會明顯增加，預期之輻射劑量仍遠低於法規限值。

依據核三廠 FSAR 12.2、12.3、12.4 進行審查，功率提昇 1.7%後，對廠外直接輻射劑量，能夠符合游離輻射安全標準以及核能電廠環境輻射劑量設計規範。

10 後續要求及注意事項

本章彙總安全評估報告的內容，提出本會對於核三廠小幅度功率提昇案之後續要求及注意事項：

(1)建議於現行 FSAR 之設計暫態中將 Reactor Coolant System Cold Over-pressurization 事件加入。

(2)若核三廠蒸汽產生器塞管率已接近 10%，則宜評估蒸汽排放系統之容量是否仍符合設計要求。

(3)飼水加熱器管側噴嘴速度超過 HEI 建議限值，大修時應確實加入此項飼水加熱器的 NDE 檢查項目。

(4)飼水泵之 Technical Specification 與 FSAR 改變應納入「核三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。

(5)第一次審查意見答覆之附表九，有助於瞭解與澄清蒸汽產生器塞管率對分析結果之影響，建議在送審報告進版時，將附表九資料納入報告中。

(6)依據 WCAP-16744-P Rev. 1.1 之分析，有外電情況下飼水系統管路斷裂會達滿水位狀態。由於調壓槽水位達滿水位狀態有可能引起斷管或其他問題，因此建議針對此事件在人員訓練方面予以加強。

(7)有關主汽機發電機組、循環水系統及動力串泵浦之 FSAR 改變應納入「核三廠小幅度功率提昇」設計變更申請書中。

(8)台電公司引用之相關報告，如 R2.7A、TR2.7B 與 TR2.7C，其定稿版應有負責人與審查人簽名，以符合品保要求。

(9)核三廠兩部機功率提昇後的第一次大修期間，應確實做好蒸汽產生器主要元件的鬆動與磨損檢測及評估。