

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-2 改 22
提出年月日	平成 29 年 9 月 22 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

補足説明資料

平成 29 年 9 月

日本原子力発電株式会社

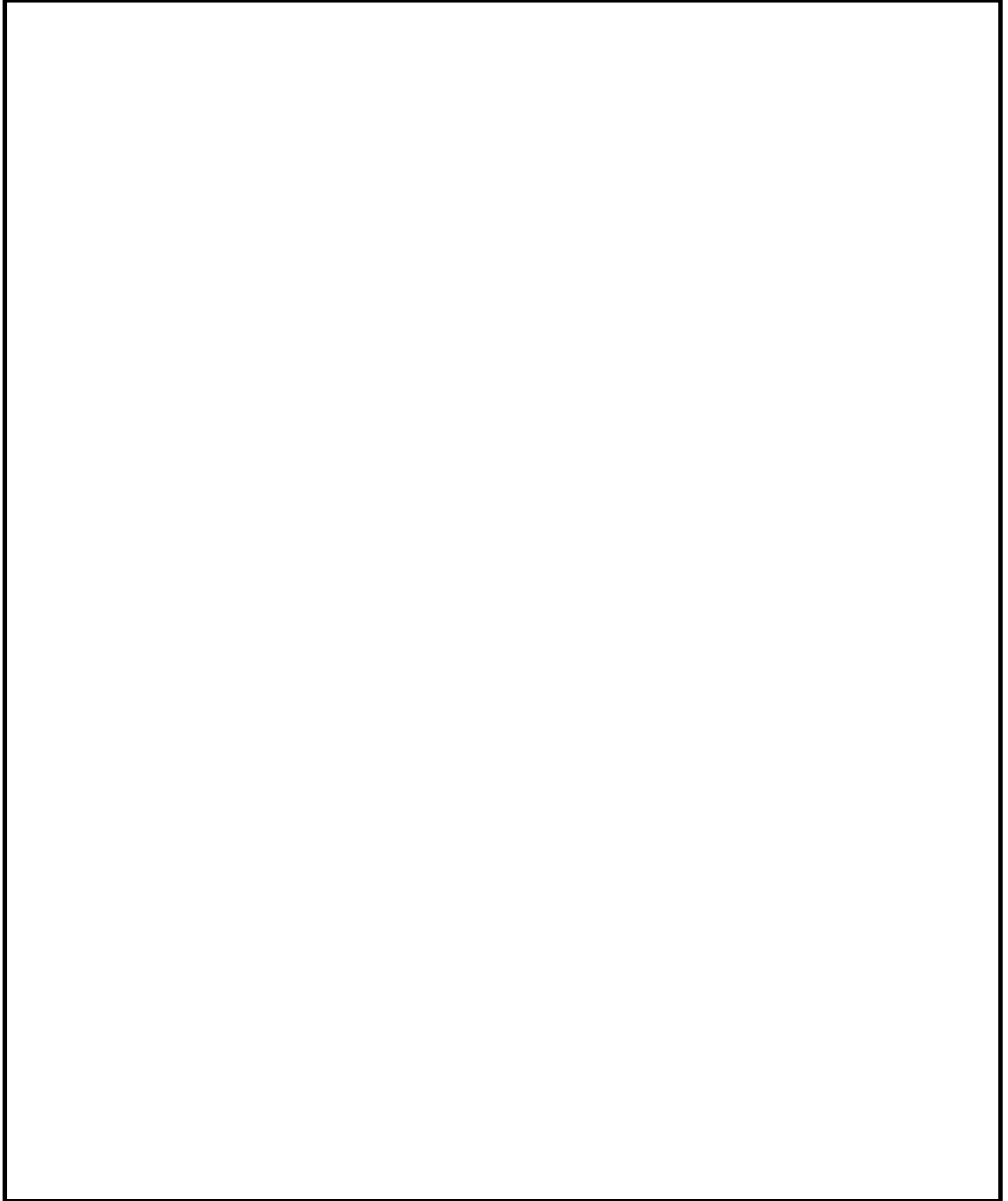
本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 原子炉水位及びインターロックの概要
2. 炉心燃料格子について
3. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について
4. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について
5. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
6. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について
7. 有効性評価における解析条件の変更等について
8. 燃料被覆管の酸化量の評価について
9. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱
10. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
11. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバ
ックの自動化を今後の課題とする理由
12. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じ
た場合を包含しているかについて
13. 原子炉停止機能喪失の 300 秒以降の燃料被覆管温度挙動について
14. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結
果への影響
15. A D S 自動起動阻止操作失敗による評価結果への影響
16. T R A C G コードの A T W S 解析への適用例
17. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

1 原子炉水位及びインターロックの概要

原子炉圧力容器水位計装概要図を第 1 図に，インターロックの概要を第 1 表に示す。



第 1 図 原子炉圧力容器水位計装概要図

第 1 表 インターロック概要

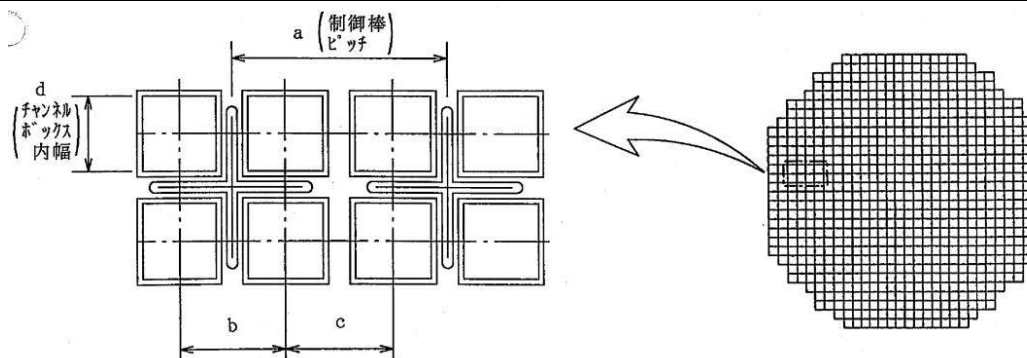
原子炉水位	基準水位との差	主要なインターロック
L 8 : 原子炉水位高 (レベル 8)	+1,400mm	原子炉隔離時冷却系自動停止 高圧炉心スプレイ系注入弁閉止
L 5 6	+900mm	通常運転水位
L 3 : 原子炉水位低 (レベル 3)	+300mm	原子炉スクラム 非常用ガス処理系自動起動
L 2 : 原子炉水位異常低下 (レベル 2)	-950mm	原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 主蒸気隔離弁閉止 再循環ポンプトリップ
L 1 : 原子炉水位異常低下 (レベル 1)	-3,800mm	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動 自動減圧系タイマー作動*
T A F : 燃料有効長頂部	-4,248mm	(燃料有効長頂部)
L 0 : ジェットポンプ上端	-5,315mm	(ジェットポンプ上端)

※：ドライウェル圧力高信号とのアンド条件で作動

2 炉心燃料格子について

(単位:mm)

格子名称	特徴	A (制御棒 ピッチ)	b	c	d (チャンネル ボックス内 幅)	適用プラント例
D 格子	制御棒側の水ギャップ	約 305	約 157	約 148	約 134	BWR2(敦賀 1) BWR3(福島第一・1, 島根 1) BWR4(福島第一・2~5, 浜岡 1~2, 女川 1)
C 格子	燃料集合体間ピッチが等間隔		約 152	約 152		BWR5(福島第一・6, 福島第二・2~6, 東海第二)
S 格子	燃料集合体間ピッチが等間隔 チャンネルボックス内幅が C 及び D 格子より小	約 310	約 155	約 155	約 134	BWR5(福島第二・3~4, 柏崎刈羽 1~5, 島根 2, 志賀 1, 女川 2, 浜岡 3~4)
N 格子	燃料集合体間ピッチが等間隔 チャンネルボックス内幅が C 及び D 格子と同じで制御棒ピ ッチ大					BWR(柏崎 6~7)



出典：「沸騰水型原子力発電所 炉心燃料格子形状」(HLR-049)

3 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について

炉心損傷開始の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベルにより行うが、逃がし安全弁（以下「SRV」という。）出口温度（排気管温度）による炉心損傷の検知性については以下のとおり。

1. SRV排気管温度計の設備概要

SRV排気管温度計は、原子炉運転中にSRVからの漏えいを検出するために、SRVの吐出配管に設けており、測定範囲は0～300℃である。温度検出器は、SRV本体からの熱伝導による誤検出を防ぐために、弁本体から十分離れた位置に取り付けている。

2. 原子炉水位低下時の原子炉圧力容器内温度の概略挙動

事故発生後、原子炉水位が低下する過程において、炉心が冠水した状態では、炉心部及び原子炉圧力容器ドーム部の温度は、ともに定格原子炉圧力（6.93MPa[gage]）ないしはSRV動作圧力（安全弁機能の最大8.31MPa[gage]）に対応する飽和蒸気温度近傍（約286℃～約299℃）となる。

さらに、原子炉水位が低下すると、炉心が露出した炉心部と原子炉圧力容器ドーム部は過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和蒸気温度を超えて上昇する。

3. SRV排気管温度計による炉心損傷の検知性

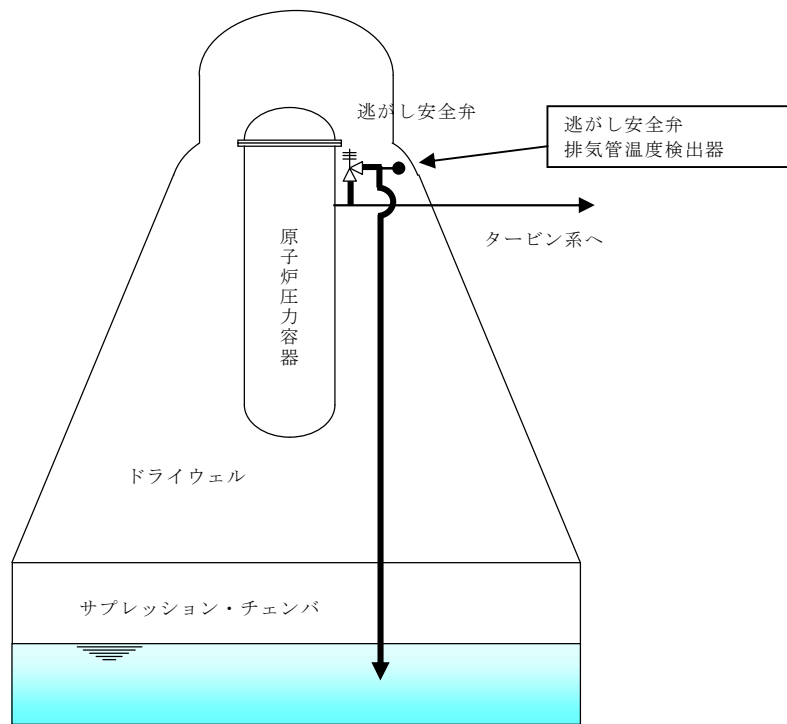
事故発生後、SRVによる減圧を行うと、SRV排気管温度計は原子炉圧力容器ドーム部の温度に相当する温度を指示すると考えられる。

原子炉水位の低下により炉心が露出し、原子炉圧力容器ドーム部が過熱蒸気雰囲気となっている状態でSRVが開放した場合、SRV排気管温度計の

指示値は、飽和蒸気温度近傍よりも高い温度を示し、更に過熱度が大きいと温度計の測定範囲（300℃）を超えるため、指示値はオーバースケールになると考えられる。

一方、炉心が露出した場合において、炉心は蒸気冷却等により健全性を維持している場合と、損傷している場合が考えられる。

したがって、不確かさはあるものの、SRV排気管温度計のオーバースケールにより炉心損傷を検知できる可能性がある。



第 1 図 逃がし安全弁排気管温度計の概略設置図

4 ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について

ほう酸水注入完了後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を運転しても原子炉の未臨界確保が可能であることを以下に示す。

○原子炉の未臨界確保の確認

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動する時点では、ほう酸水は原子炉圧力容器内ではほぼ均一化された状態にある。東海第二発電所のほう酸濃度設計値は1,000ppmであることから、これを起点として評価する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は、炉水を再循環ポンプ（A）入口弁の前から取水し、残留熱除去系ポンプ、熱交換器を介し、再循環ポンプ出口弁下流又は原子炉隔離時冷却系の原子炉圧力容器頭部スプレイノズル（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）を用いた場合）へ戻すことにより、冷却された炉水を再び原子炉圧力容器へ注入する。残留熱除去系配管に存在する系統水は、ジェットポンプノズル又は原子炉圧力容器頭部スプレイノズルを通り、セパレータからの再循環流と混合し、ダウンカマ領域に注入される。

原子炉停止後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動した場合の全炉心流量は $12,000\text{m}^3/\text{h}\sim 14,000\text{m}^3/\text{h}$ 程度（実績値）であり、ここから残留熱除去系系統流量を差し引いた流量が再循環流である。残留熱除去系（停止時冷却系）を起動した場合の全炉心流量を $12,000\text{m}^3/\text{h}$ と仮定すると、ほう素を含まない残留熱除去系系統水 $1,692\text{m}^3/\text{h}$ (0ppm)はジェットポンプノズルから噴射され、1,000ppmのほう素を含む再循環流 $10,308\text{m}^3/\text{h}$ (=全炉心流量 $12,000\text{m}^3/\text{h}$ －残留熱除去系系統流量 $1,692\text{m}^3/\text{h}$)を吸引合流し、ジェットポンプを下

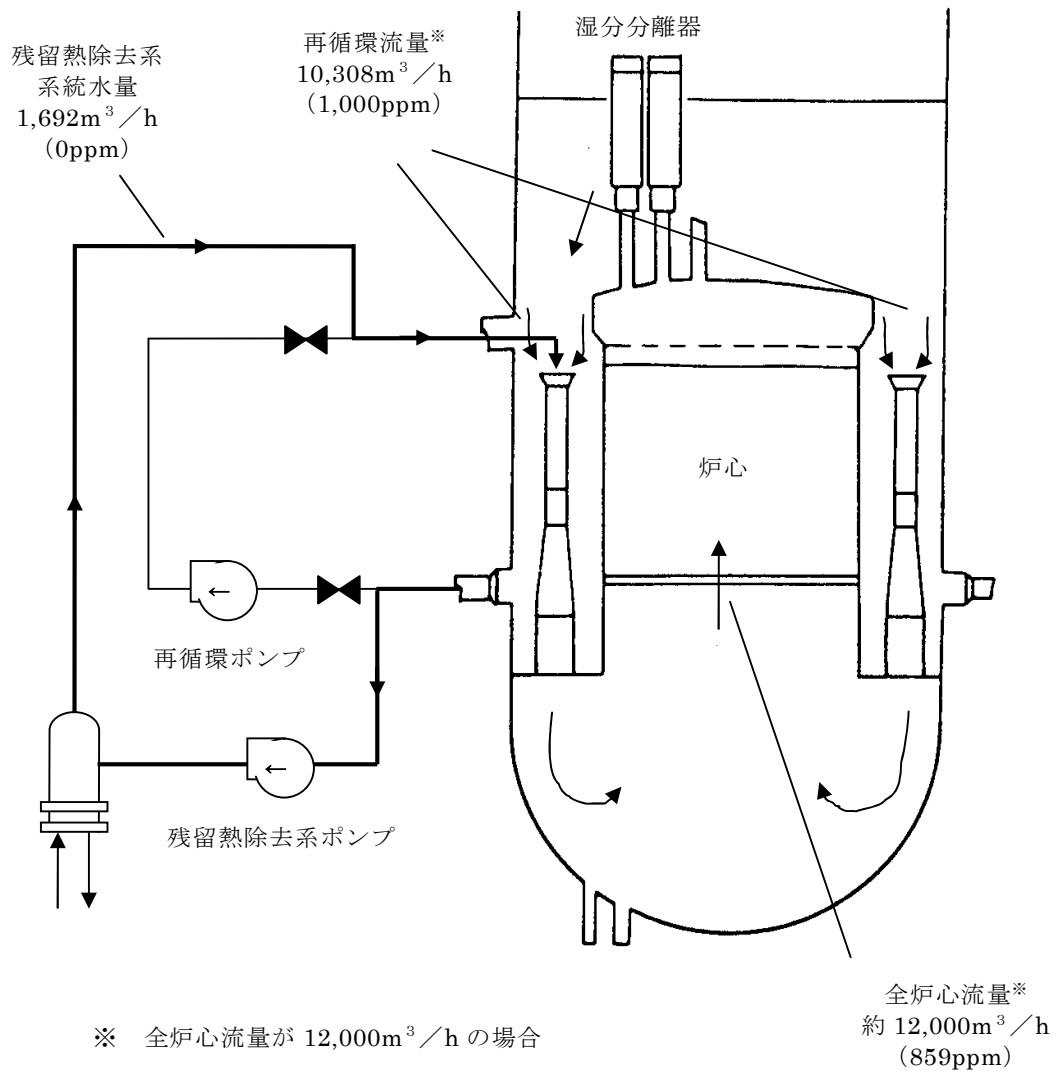
降し，下部プレナムを通過して炉心部に到達するまでの間に十分混合されて 859ppm の混合水となり，炉心部へと流入する。

<混合水の濃度の算出>

$$\frac{1,692\text{m}^3/\text{h} \times 0\text{ppm} + 10,308\text{m}^3/\text{h} \times 1,000\text{ppm}}{1,692\text{m}^3/\text{h} + 10,308\text{m}^3/\text{h}} = 859\text{ppm}$$

各部位における流量とほう素濃度をまとめて第 1 図に示す。残留熱除去系配管に存在するほう素を含まない系統水がダウンカマ領域に注入されても炉心に流入する時には約 859ppm のほう素濃度となっており，東海第二発電所のほう酸水注入系の系統設計上，冷温停止に必要なほう素濃度である 600ppm を満足しているため未臨界性は維持される。

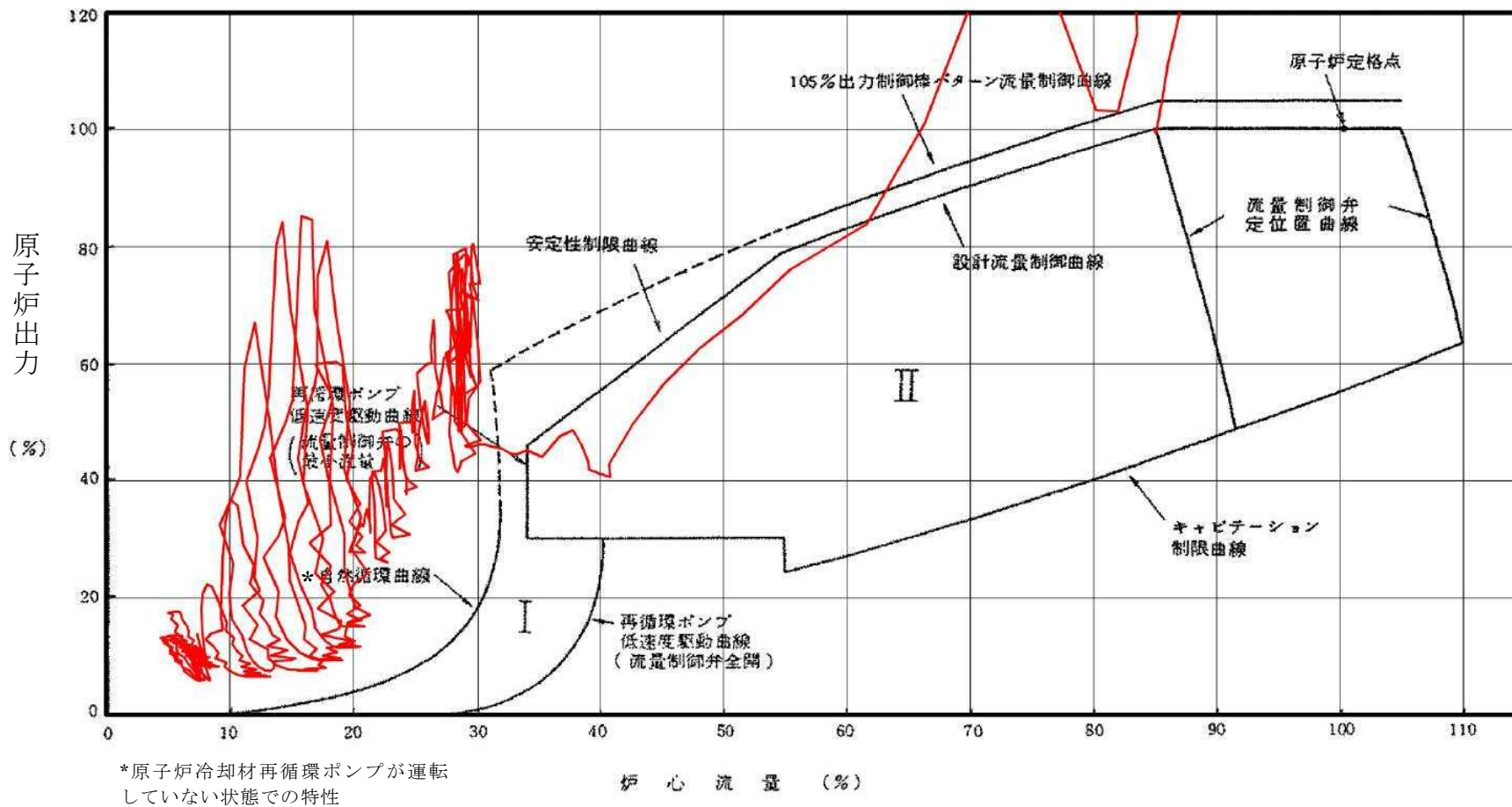
以上より，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により，残留熱除去系配管に存在するほう素を含まない系統水が注入されることを考慮しても，安全余裕を確保できる。



第 1 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）概略系統図

5 原子炉停止機能喪失時の運転点について

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」について、運転特性図上に運転点の推移を示した図を、第 1 図として示す。



第1図 有効性評価「原子炉停止機能喪失」における運転特性図上での運転点の推移

6 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について

プラント運転中に弁の開閉試験を実施している高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）において，系統圧力上昇が発生した場合の対応操作を警報処置手順書に定めている。

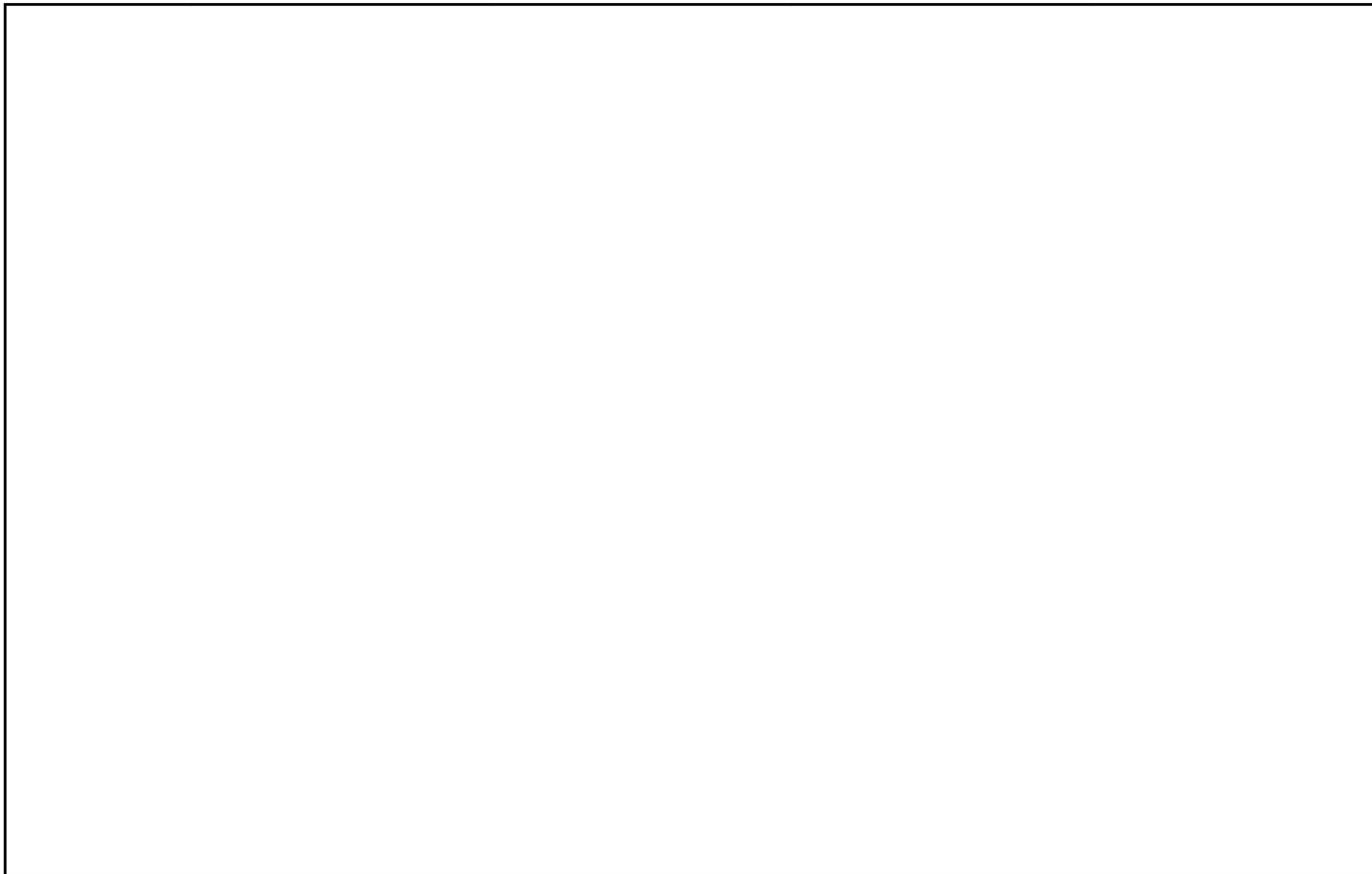
警報処置手順書に定めている系統圧力降下操作及び高圧側境界弁の開閉操作を実施しても圧力上昇が解消されない場合，保安規定第 32 条「非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の系統圧力監視」（以下「第 32 条」という。）に基づいて対応することとなる。なお，第 32 条に定められている運転上の制限は，「原子炉冷却材の漏えいにより過圧されていないこと」であり，その判断基準を警報処置手順書に定めている。

また，プラント運転中に弁の開閉試験を実施しない残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）吸込み配管については系統圧力上昇発生時の対応操作として，警報処置手順書に定められている系統圧力降下操作及び格納容器外側隔離弁の増締め操作を実施するが，これらの操作を実施しても圧力上昇が解消されない場合はプラント通常停止対応をすることになる。

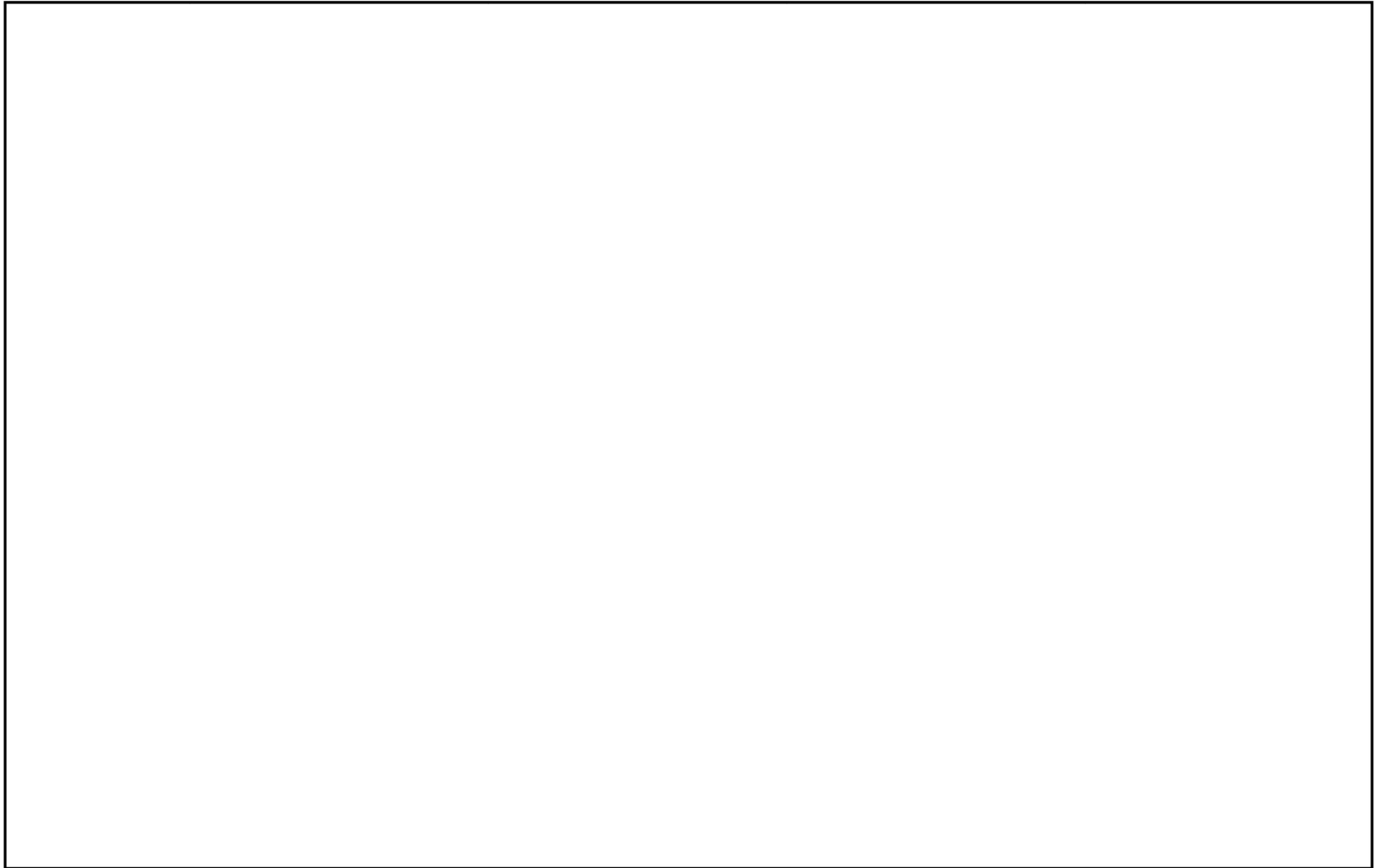
なお，非常用炉心冷却系ポンプの手動起動試験後に，隔離された非常用炉心冷却系の系統水が温度上昇し，系統の圧力が上昇する傾向が見られる場合がある。

この場合における圧力の変化は緩やかな上昇傾向を示すが，有効性評価のインターフェイスシステム L O C A で想定している圧力の変化は急激な上昇傾向を示す。また，前者はポンプ手動起動試験後に，後者は注入弁の開閉試験時に発生する可能性があり，圧力上昇が発生するタイミングも異なることから，両者の識別は可能である。

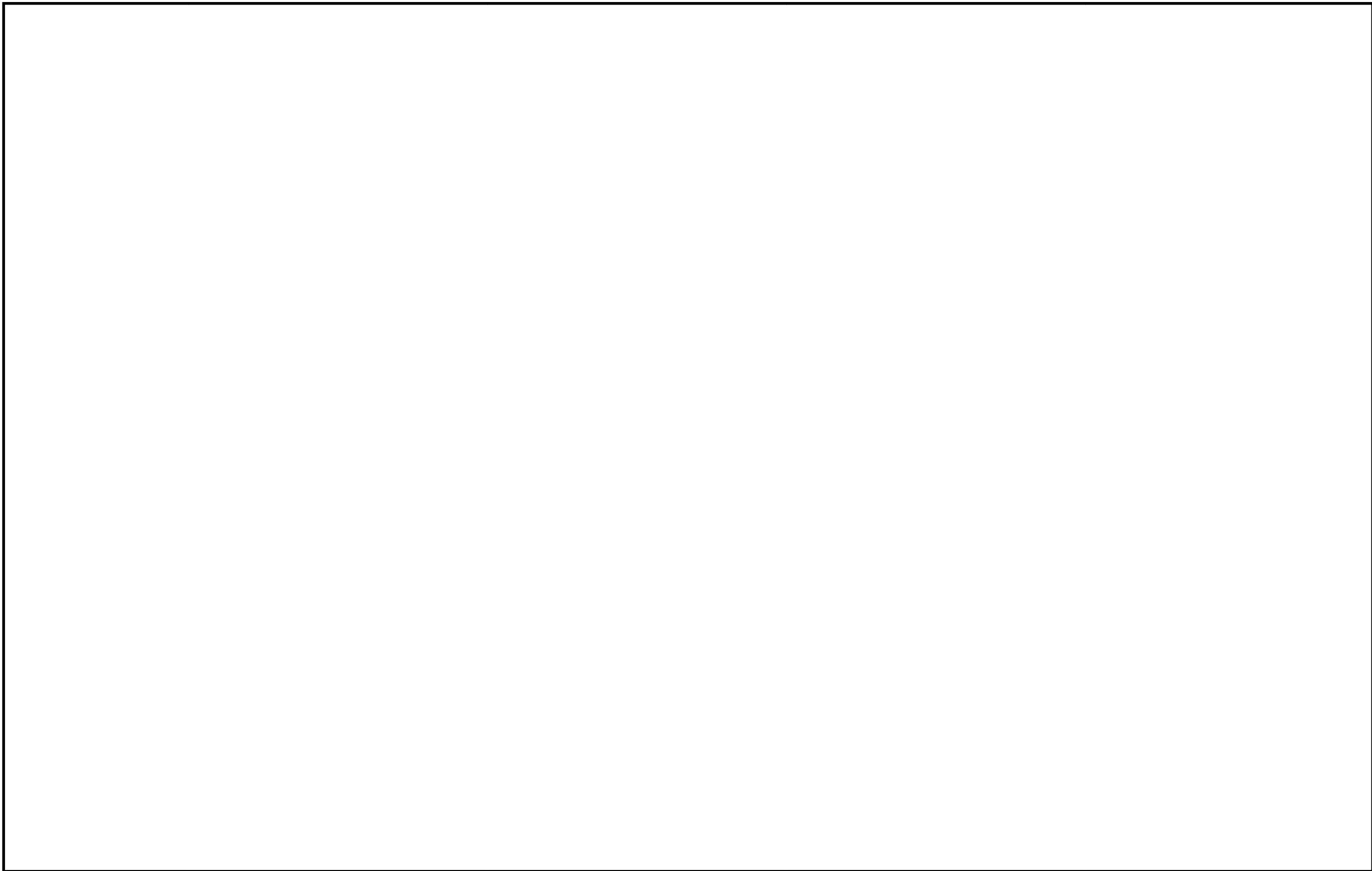
【警報処置手順書】「HPCS PUMP SUCTION PRESS HI/LO」



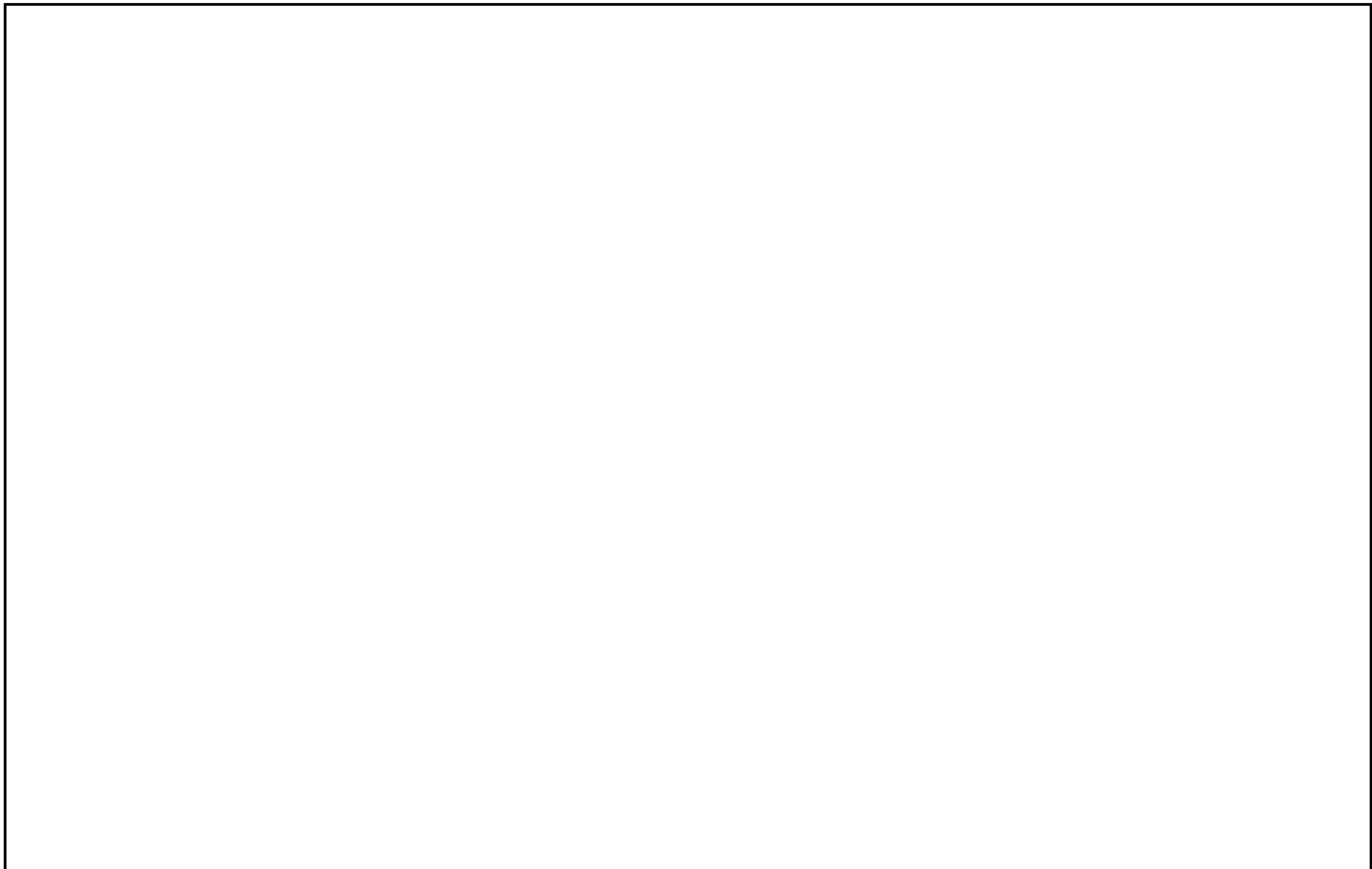
【警報処置手順書】※低圧の系統を代表して「RHR PUMP A DISCH PRESS ABNORMAL HI/LO」



【警報処置手順書】「RCIC PUMP SUCTION PRESS HIGH」



【警報処置手順書】「RHR SHUTDOWN HEADER PRESS HIGH」



7 有効性評価における解析条件の変更等について

1. 有効性評価における解析条件の変更について

各シーケンスの有効性評価における解析条件の変更について1.1から1.4に、解析条件の変更前後の評価結果を別紙1に示す。

1.1 炉心損傷防止の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第1表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作条件の変更

申請時は、原子炉減圧操作条件として原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達してから10分の時間余裕を考慮していたが、設備設計の進捗に伴い運転手順に基づく前段の操作・確認事項（状況判断、高圧代替注水系の操作失敗等）の積み上げ時間（約25分後）に変更した。

(2) 炉心損傷防止対策における常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）のスプレー流量の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー実施時の流量として $110\text{m}^3/\text{h}$ を設定していたが、申請解析において格納容器圧力が徐々に上昇していることを踏まえ、圧力抑制が可能な流量としてスプレー流量を $130\text{m}^3/\text{h}$ に変更した。なお、運転手順についてもスプレー流量の目安を同様に変更する。

- (3) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)のスプレイ停止基準の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき代替格納容器スプレイの停止の基準を、サプレッション・プール水位がウェットウェルベントラインから 1m 下に到達した時点と設定していたが、格納容器ベントに伴うサプレッション・プール減圧沸騰による一時的な水位上昇の影響を考慮し、通常水位＋6.5m に変更した。

- (4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能の変更

申請時は、通常動作する逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待していたが、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動用窒素を供給する不活性ガス系が重大事故等対処設備ではないことを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価を除き駆動に窒素を必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）に期待した原子炉圧力制御に変更した。また、「原子炉停止機能喪失」については、原子炉水位が高めに維持された方が反応度の観点で厳しい想定であること及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水流量は原子炉圧力に依存することを考慮し、原子炉圧力制御は逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待することとしている。

なお、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作時に逃がし安全弁の駆動用窒素を供給する高圧窒素ガス供給系は重大事故等対処設備に位置づける。

- (5) 原子炉隔離時冷却系等の水源の変更

申請時は、復水貯蔵タンクに期待した有効性評価を実施していたが、基準地震動の審査状況を踏まえ復水貯蔵タンクは耐震性の観点から重大事

故等対処設備には位置づけないこととし、低圧代替注水系（常設）の水源は代替淡水貯槽、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールに変更した。また、代替淡水貯槽は地下設置とすることから水温を 30℃とした。

(6) 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」操作条件の変更

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の有効性評価では、原子炉隔離時冷却系の運転継続性が確認されているサプレッション・プール水温度約 106℃に到達するまでに可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する操作条件に変更した。また、低圧代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水大型ポンプは、原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施する容量を確保していることから、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する操作条件に変更した。

(7) 「原子炉停止機能喪失」初期条件、操作条件等の変更

初期条件の炉心流量は、反応度の観点で厳しい条件として運転範囲の下限である 85%流量に変更した。

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、サプレッション・プール水温度 106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止する操作条件に変更した。

また、原子炉注水については給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により実施するが、このうち、原子炉隔離時冷却系による注水

が炉内の体積計算（マスバランス計算）に反映されないことが分かったため、反映されるように修正した。

(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」破断面積の変更

申請時は、保守的に残留熱除去系（低圧注水系）注水配管の全周破断を想定していたが、構造健全性評価の結果、隔離弁の誤開等により低圧設計部分が過圧された場合でも破損が発生しないことが確認されたため、I S L O C A 発生時の構造健全性評価を踏まえ、保守的に残留熱除去系熱交換器フランジ部に 21 cm^2 の漏えいが発生する想定に変更した。

(9) 緊急用海水系の設置

敷地に遡上する津波を考慮した場合にも使用可能な常設の重大事故等対処設備として緊急用海水系を設置することとした。これに伴い、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において期待する代替の海水取水設備を代替残留熱除去系海水系から緊急用海水系に変更した。ただし、操作条件（格納容器除熱の開始）及び機器条件（除熱性能）について変更はない。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第1表 解析条件の主要な変更内容（炉心損傷防止対策）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作	原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後	前段の操作・確認事項の積み上げ時間（25分後）
(2) 炉心損傷防止対策における代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ流量	110m ³ /h	130m ³ /h
(3) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位）	ベントライン-1m	通常水位+6.5m
(4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能（原子炉停止機能喪失を除く）	逃がし弁機能	安全弁機能
(5) 原子炉隔離時冷却系等の水源	復水貯蔵タンク	代替淡水貯槽 サブプレッション・プール
(6) 「全交流動力電源喪失（長期TB）」マネジメント	可搬型設備に期待しない	可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイに期待
(7) 「原子炉停止機能喪失」マネジメント, 初期炉心流量	【運転員等操作】	
	原子炉隔離時冷却系により注水継続（復水貯蔵タンク水源）	サブプレッション・プール水温度106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止
	【初期炉心流量】	
	100%流量	85%流量
(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」破断面積	低圧注水系注入配管の両端破断（463 cm ² ）	構造健全性評価を踏まえた破断（熱交換器フランジ部, 21 cm ² ）
(9) 緊急用海水系の設置	代替残留熱除去系海水系（可搬型設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	緊急用海水系（常設設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時

1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第2表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 炉心損傷後の格納容器スプレイ流量の変更

申請時は、運転手順に従い炉心損傷後の格納容器スプレイ流量を $250\text{m}^3/\text{h}$ としていたが、 $130\text{m}^3/\text{h}$ のスプレイ流量でも十分な格納容器圧力の抑制効果が確認されたことから、原子炉注水及び格納容器スプレイを同時に実施する際の原子炉注水流量の最大化及び炉心損傷前後のスプレイ流量の統一の観点で炉心損傷後の格納容器スプレイ流量を $130\text{m}^3/\text{h}$ に変更した。

(2) 代替循環冷却系の起動

格納容器除熱手段の強化及び格納容器ベント遅延のため、重大事故等対処設備として、代替循環冷却系の追設することとしているため、代替循環冷却系の機能に期待した有効性評価を実施することに変更した。

(3) 格納容器内窒素注入の実施

申請時は格納容器内酸素濃度が可燃限界に到達しないことをウェット条件にて確認することにしていたが、格納容器ベントによる排出ガスが格納容器圧力逃がし装置の系統内における蒸気凝縮を踏まえると可燃限界濃度を超える可能性があるため、ドライ条件においても可燃限界濃度未満に維持するように、格納容器内窒素注入を実施することに変更した。

(4) 炉心損傷後の格納容器ベント実施基準の変更

申請時は、炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準を格納容器限界圧力 620kPa[gage]到達時としていたが、中央制御室からの遠隔操作による格納容器ベント失敗後に現場操作による格納容器ベント操作を実施する場合の時間を考慮し、格納容器スプレイの停止基準であるサプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達時に変更した。

(5) 格納容器スプレイ実施基準の追加

原子炉圧力容器が破損し、デブリがペデスタル（ドライウエル部）の水プールに落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉圧力容器破損を認知した場合に 300m³/hにて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器スプレイを実施する基準を追加した。

(6) 格納容器内初期酸素濃度の変更

申請時は保安規定で定める格納容器内酸素濃度の上限値である 4.0Vo1%を初期酸素濃度として設定していたが、事故時の格納容器内酸素濃度をドライ条件にて可燃限界濃度未満に維持するため、(3)の変更と合わせ、保安規定で定める格納容器内酸素濃度の上限値及び評価条件の初期酸素濃度を 2.5Vo1%に変更することにした。

第2表 解析条件の主要な変更内容（格納容器破損防止）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 炉心損傷後の格納容器スプレィ流量の変更	250m ³ /h	130m ³ /h
(2) 代替循環冷却系の起動	—	事象発生 90 分後に起動
(3) 格納容器窒素注入の実施	—	格納容器内酸素濃度 4.0Vol%（ドライ）に到達した時点で、200Nm ³ /h にて注入
(4) 炉心損傷後の格納容器ベント実施基準の変更	620kPa[gage]（2Pd）到達時	サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m 到達時
(5) 格納容器スプレィ実施基準の追加	—	原子炉圧力容器破損を判断した時点で、300m ³ /h にて実施
(6) 格納容器初期酸素濃度の変更	4.0Vol%	2.5Vol%

1.3 使用済燃料プールの有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の使用済燃料プールにおける重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第3表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 燃料の崩壊熱

申請時から、燃料の崩壊熱の評価方法を変更し、その値を精緻化した。この変更に伴い、評価に用いる崩壊熱を、申請時の評価結果である約9.9MWから、約9.1MWに変更した。

(2) 使用済燃料プールの保有水量

申請時は、使用済燃料プールの保有水量としてキャスクピットを含めた約1,273m³としていたが、運用上キャスクピットが隔離される可能性を考慮し、キャスクピットを除外した使用済燃料プール保有水量(約1,189m³)に変更した。

(3) 使用済燃料プールへの注水開始時間の変更

申請時は、異常事象の認知、代替燃料プール注水系(可搬型)の準備に要する時間等を考慮して、事象発生から6時間後に注水を開始するものとしていたが、放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕を考慮し、使用済燃料プールへの注水開始時間を事象発生から8時間後に変更した。

第3表 評価条件の主要な変更内容（想定事故1，想定事故2）

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1)燃料の崩壊熱	約 9.9MW	約 9.1MW
(2)使用済燃料プールの保有水量	約 1,273m ³	約 1,189m ³
(3)使用済燃料プールへの注水開始時間	事象発生から 6 時間後	事象発生から 8 時間後

1.4 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価における評価条件の変更について

東海第二発電所の運転停止中の原子炉における重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第4表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間の変更

申請時は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間を、事象の認知に要する時間と操作に要する時間を含めて事象発生から1時間後としていたが、事象の認知に要する時間に更に時間余裕を見込んで、原子炉注水開始時間を事象発生から2時間後に変更した。

(2) 全交流動力電源喪失における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系の変更及び原子炉の除熱開始時間の変更

申請時は、代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件としていたが、常設代替高圧電源装置により残留熱除去系海水系の運転が可能であることを考慮し、残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件とすることに変更した。この変更に伴い、原子炉の除熱開始時間を事象発生後23時間から事象発生後4時間10分に変更した。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第 4 表 評価条件の主要な変更内容(運転停止中原子炉における燃料損傷防止)

評価条件	変更前 (申請時)	変更後
(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における炉心への注水開始時間	事象発生から 1 時間後	事象発生から 2 時間後
(2) 「全交流動力電源喪失」における残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の海水系及び原子炉の除熱開始時間	代替残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系
	事象発生から 23 時間後	事象発生から 4 時間 10 分後

2. 有効性評価における柏崎刈羽 6, 7号炉との主要な相違点について

2.1 炉心損傷防止の有効性評価における柏崎刈羽 6, 7号炉との主要な相違点について

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	設定時間は違うが、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では実態として相違点はない。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
低圧ECCSの台数		残留熱除去系(低圧注水系)3台及び低圧炉心スプレイ系	低圧注水系1台	東海第二においては、高圧注水・減圧機能喪失時の機能喪失状態を考慮し、自動起動する低圧ECCS全台による原子炉注水を設定している。 なお、残留熱除去系(低圧注水系)1台による原子炉注水を想定した場合の感度解析を実施し、この場合にも評価項目を満足することを確認している。

(3) 全交流動力電源喪失(長期TB)

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系(サブプレッション・プール水源)にて原子炉注水を実施し、事象発生の8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系(復水貯蔵槽水源)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、原子炉隔離時冷却系(サブプレッション・プール)としていることから、サブプレッション・プール水温度上昇により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(4) 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7 号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源		24 時間交流電源の復旧に期待しない	24 時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		高压代替注水系にて原子炉注水を実施し、事象発生の 8 時間 1 分後に原子炉を減圧し、低压代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	高压代替注水系(復水貯蔵槽水源)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、高压代替注水系の水源をサブプレッション・プールとすることから、サブプレッション・プール水温度上昇により高压代替注水系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生の 16 時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の 24 時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(5) 全交流動力電源喪失 (TBP)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7 号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持されることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待しているが、事象発生時に逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生する本事故シーケンスでは実態として相違点はない。
交流電源		24 時間交流電源の復旧に期待しない	24 時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。

(6) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施し、事象発生の20時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サブプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合はサブプレッション・プール冷却モード運転、サブプレッション・チェンバ圧力が245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが、東海第二では、操作余裕時間を確認する観点で、評価上はサブプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定している。

(7) 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
原子炉減圧後の原子炉注水手段		低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	高圧炉心注水系による原子炉注水	東海第二においては、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、評価上は注水流量が小さい低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

(8) 原子炉停止機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		REDY/SCAT	REDY/SCAT	相違点はない。
初期条件	炉心流量	85%流量	100%流量	東海第二においては、反応度の観点で厳しい条件として、初期炉心流量を運転範囲の下限である85%流量(41,060 t/h)に設定している。
操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分後	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功する	10分以内の操作に期待しているという点で相違はないが、東海第二においては、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して設定している。
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動	東海第二においては、自動減圧系等の作動阻止操作の後にほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定している。
	残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作	事象発生から17分後	サブプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達から10分後	東海第二においては、運転手順に基づき、状況判断及び残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作に要する時間を考慮して設定している。

(9) LOC A時注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は3.7cm ²	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²	破断箇所は、液相部配管を選定しており、実態として相違点はない。破断面積は、絶対値の違いはあるが、燃料被覆管の破裂防止が可能な最大面積を感度解析により確認し、感度解析ケースの事象進展がベースケースと有意な差が無いことを確認した上で、本事故シーケンスの特徴を代表できる条件を設定しているという点で、実態として相違点はない。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から25分後	事象発生から14分後	設定時間は違うが、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。

(10) インターフェイスシステムLOCA

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由	
解析コード	SAFER	SAFER	相違点はない。	
事故条件	起因事象 残留熱除去系B系熱交換器フランジの破断 破断面積は約21cm ²	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は約10cm ²	構造健全性評価の結果に基づき破断面積を設定しているという点で実態として相違点はない。 東海第二においては、ISLOCA発生時の構造健全性評価により低圧設計部に破損は発生しないことを確認しており、加圧範囲の中で最も大きなシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に21cm ² の破断面積を設定している。	
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAの発生を想定する残留熱除去系B系並びに同じ原子炉建屋西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系の機能喪失	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	東海第二においては、ISLOCA発生系統の機能喪失に加えて、保守的に破断箇所から原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいにより同じ原子炉建屋西側区画に設置されている系統(高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系C系)が機能喪失する設定としている。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
操作条件	破断箇所の隔離操作	事象発生5時間	事象発生4時間	設定時間は違うが、作業環境を考慮し、現場移動及び操作に要する時間を考慮して設定しているという点で、実態として相違点はない。

2.2 格納容器破損防止の有効性評価における柏崎刈羽 6, 7号炉との主要な相違点について

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）、水素燃焼

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
事故条件	起回事象	大破断 L O C A (原子炉再循環系の吸込み配管の破断)	大破断 L O C A (残留熱除去系配管の破断)	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、東海第二においては、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である原子炉再循環系の吸込み配管における両端破断を設定
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	事象発生と同時に	東海第二においては、原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失時に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	可搬型窒素発生装置	200Nm ³ /h	—	東海第二においては、格納容器内をドライ条件で可燃限界濃度未満に維持するために、格納容器内に窒素注入を実施することにしており、設計値を設定
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 50%開度	東海第二においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている
操作条件	代替格納容器スプレィ冷却系（常設）	事象発生 25 分後	破断口まで水位回復後、格納容器温度約 190℃到達時	東海第二においては、原子炉注水に伴って炉内で発生する過熱蒸気が破断口から格納容器側に移行し格納容器温度を急激に上昇させるため、原子炉注水と同時に格納容器スプレィを実施する手順とすることから、操作時間を考慮して設定
	代替循環冷却系	事象発生 90 分後	事象発生 22.5 時間後	東海第二においては、緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため、操作時間を考慮して設定
	可搬型窒素発生装置	格納容器内酸素濃度 4.0Vo1%（ドライ）到達時	—	東海第二においては、格納容器内酸素濃度を 4.3Vo1%到達にて格納容器ベントを実施することとしているため、格納容器ベント遅延の観点から設定
	格納容器圧力逃がし装置	サブプレッション・プール水位が通常水位 +6.5m 到達時	格納容器圧力 0.62MPa[gage] 到達時	東海第二においては、中央制御室からの遠隔操作失敗後に現場操作に要する時間を考慮して設定

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，

溶融炉心・コンクリート相互作用

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし（全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定）	外部電源なし（ただし，非常用ディーゼル発電機に期待）	東海第二においては，運転員の対応を厳しく評価する観点から全交流動力電源喪失を設定
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	事象発生と同時に	東海第二においては，原子炉水位低下を厳しく見積もる観点から，短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，原子炉水位低（レベル3）にてスクラムするものとして設定
	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二においては，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している
操作条件	代替循環冷却系	事象発生 90 分後から圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向となるまではドライウエルへ連続スプレイを実施。その後，ドライウエルと原子炉へ流量配分し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施。	事象発生 22.5 時間後	東海第二においては，緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため，操作時間を考慮して設定。 また，原子炉圧力容器が破損し，デブリがペDESTAL（ドライウエル部）の水プールに落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制する観点から設定。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損の判断後に，ドライウエルへ連続スプレイを実施。再度格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力 465kPa[gage]に到達した場合に間欠スプレイを実施。	破断口まで水位回復後，格納容器温度約 190℃到達時	東海第二においては，原子炉圧力容器が破損し，デブリがペDESTAL（ドライウエル部）の水プールに落下した際の急激な格納容器圧力の上昇を抑制する観点から連続スプレイ条件を設定。 また，その後も格納容器圧力の緩やかな上昇を抑制する観点から間欠スプレイ条件を設定。

2.3 使用済燃料プールの有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(1) 想定事故1

柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点はない。

(2) 想定事故2

項 目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理 由
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が停止される 事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	サイフォンブレイク孔によるサイフォンブレイクに期待しないため，漏えい隔離操作実施（事象発生150分後）まで水位低下が継続	東海第二では，耐震性も含めて機器，弁類等の故障及び人的過誤の余地のない単管構造の静的サイフォンブレーカ（重大事故等対処設備）による，サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出停止に期待した評価としている。なお，逆止弁式のサイフォンブレーカについては，その効果に期待していない。

2.4 運転停止中の原子炉での有効性評価における柏崎刈羽6, 7号炉との主要な相違点について

(1) 崩壊熱除去機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	外部電源なし	東海第二においては、外部電源が喪失するとインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の再起動ができないため、事象認知の観点では外部電源がある場合の方が厳しい。このため、事象認知（事象発生から1時間）までは外部電源があるものとした。 また、事象発生1時間以降は、外部電源が喪失すると原子炉保護系電源の復旧等が必要となり、運転員操作に時間を要するという観点で厳しい条件となるため、外部電源がないものと仮定した。

(2) 全交流動力電源喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
操作条件	低圧代替注水系（常設）の注水開始時間	事象発生から1.1時間後	事象発生から145分後	東海第二においては、事象発生から25分で低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了すると設定している。原子炉の沸騰開始は事象発生から約1.1時間後であり、原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施することで、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。
	残留熱除去系（停止時冷却系）による原子炉冷却	事象発生から4時間10分後	事象発生から20時間後	東海第二においては、残留熱除去系海水系に期待した評価としており、常設代替高圧電源装置から非常用母線への給電操作時間及び残留熱除去系の起動操作時間等の積み上げにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始時間を設定している。

(3) 原子炉冷却材の流出

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
事故条件	外部電源	外部電源あり	外部電源なし	東海第二においては、外部電源がない場合、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ入口弁が自動閉となり、冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを仮定した。
機器条件	原子炉压力容器の状態 原子炉の初期水位	原子炉压力容器閉鎖、通常水位	原子炉压力容器開放、原子炉ウェル満水	東海第二においては、原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器未開放、かつ原子炉水位が通常運転水位の状態を仮定した。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は、原子炉水位低下による警報発報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、有効性評価ではこれらに期待しないことにより認知の観点からも厳しい扱いとした。
操作条件	流出箇所の隔離	原子炉への注水開始後	原子炉への注水開始前	東海第二においては、運転手順書に基づき、原子炉水位回復操作を優先するため、流出箇所の隔離は、原子炉への注水開始後に実施する。

(4) 反応度の誤投入

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
機器条件	制御棒引抜阻止	期待しない	原子炉周期短信号（原子炉周期20秒）	東海第二においては、原子炉出力ペリオド短（20秒）、及び原子炉出力ペリオド短（10秒）による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。

解析条件の変更前後の評価結果について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価における解析条件の変更前後の評価結果

解析条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第 1 表から第 8 表に示す。なお、敷地境界外での実効線量の評価シーケンスは、全交流動力電源喪失（長期 T B）から L O C A 時注水機能喪失に変更した。

第 1 表 評価結果（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	469℃	338℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 143℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 28 時間	約 28 時間	—

第 2 表 評価結果（高圧注水・減圧機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	684℃	711℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.04MPa[gage]	約 0.04MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 86℃	約 90℃	200℃以下

第 3 表 評価結果（全交流動力電源喪失（長期 T B））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.46MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 161℃	約 141℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 18 時間	—	—

第4表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.30MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 143℃	約 141℃	200℃以下

第5表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去機能が喪失した場合））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 143℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 30 時間	約 28 時間	—

第6表 評価結果（原子炉停止機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	859℃	872℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 8.39MPa[gage]	約 8.49MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.16MPa[gage]	約 0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 106℃	約 115℃	200℃以下

第7表 評価結果（LOCA時注水機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	573℃	616℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.620MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 138℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 28 時間	約 28 時間	—

第8表 評価結果（インターフェイスシステムLOCA）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.23MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	—*	—*	0.620MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	—*	—*	200℃以下

※：格納容器バイパス事象であり，評価項目に対して十分な余裕があることから比較対象外とした。

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果

評価条件の変更前後における評価結果を第9表及び第10表に示す。

第9表 評価結果（雰囲気圧力・温度による静的負荷
（格納容器過圧・過温破損）, 水素燃焼）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
格納容器バウンダリにかかる圧力	0.62MPa[gage]	約0.47MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリにかかる温度	約189℃	約157℃ （壁面温度）	200℃以下
ベント時の Cs-137 総放出量（7日間）	約 1×10^{-4} TBq	S/Cベント 約 0.11×10^{-3} TBq D/Wベント 約0.35TBq	100TBq以下
格納容器内の最大酸素濃度（7日間）	ドライ条件 4.1vol%	ドライ条件 4.0vol%	格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して酸素濃度が5Vol%以下

第10表 評価結果（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力
容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
格納容器バウンダリにかかる圧力	●kPa[gage] （原子炉圧力容器破損時）	約0.47MPa[gage] （7日間の最大値）	620 kPa[gage]以下
格納容器バウンダリにかかる温度	約●℃	約●℃	200℃以下
原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力	約0.16MPa[gage]以下	約●MPa[gage]以下	2.0MPa[gage]以下
溶融炉心の冷却	ペDESTAL（ドライウェル部）にて冷却維持可能	ペDESTAL（ドライウェル部）にて冷却維持可能	溶融炉心と格納容器バウンダリが接触せず，適切に冷却できること
溶融炉心の侵食量	侵食せず，指示機能が維持される	侵食せず，指示機能が維持される	侵食により格納容器の構造材の支持機能が喪失しないこと

3. 使用済燃料プールの有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果

評価条件の変更前後における各想定事故の評価結果を第 11 表及び第 12 表に示す。

第 11 表 評価結果（想定事故 1）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 7.1m 上	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

第 12 表 評価結果（想定事故 2）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部から 約 6.6m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

4. 運転停止中原子炉の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果
- 評価条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第13表から第15表に示す。

第13表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部から約4.2m上	燃料有効長頂部冠水遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第14表 評価結果（全交流動力電源喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部冠水遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第15表 評価結果（原子炉冷却材の流出）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	燃料有効長頂部から約3.7m上	燃料有効長頂部から約2.2m上	燃料有効長頂部冠水遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

8 燃料被覆管の酸化量の評価について

燃料被覆管の酸化量については，解析結果から評価項目に対して十分な余裕があり，評価指標としては燃料被覆管温度にて代表できると考えられる。参考に，各事故シーケンスグループにおける燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の評価結果を示す。

事故シーケンスグループ	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
高圧・低圧注水機能喪失	約 338℃	1%以下
高圧・減圧機能喪失	約 711℃	1%以下
全交流動力電源喪失 (長期 T B)	初期値 (約 309℃) を上回らない	増加なし
全交流動力電源喪失 (T B D, T B U)	初期値 (約 309℃) を上回らない	増加なし
全交流動力電源喪失 (T B P)	約 746℃	1%以下
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した 場合)	初期値 (約 309℃) を上回らない	増加なし
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が 故障した場合)	初期値 (約 309℃) を上回らない	増加なし
原子炉停止機能喪失	約 872℃	1%以下
L O C A 時注水機能喪失	約 616℃	1%以下
格納容器バイパス (インターフェース システム L O C A)	初期値 (約 309℃) を上回らない	増加なし
津波浸水による 注水機能喪失	—※	—※

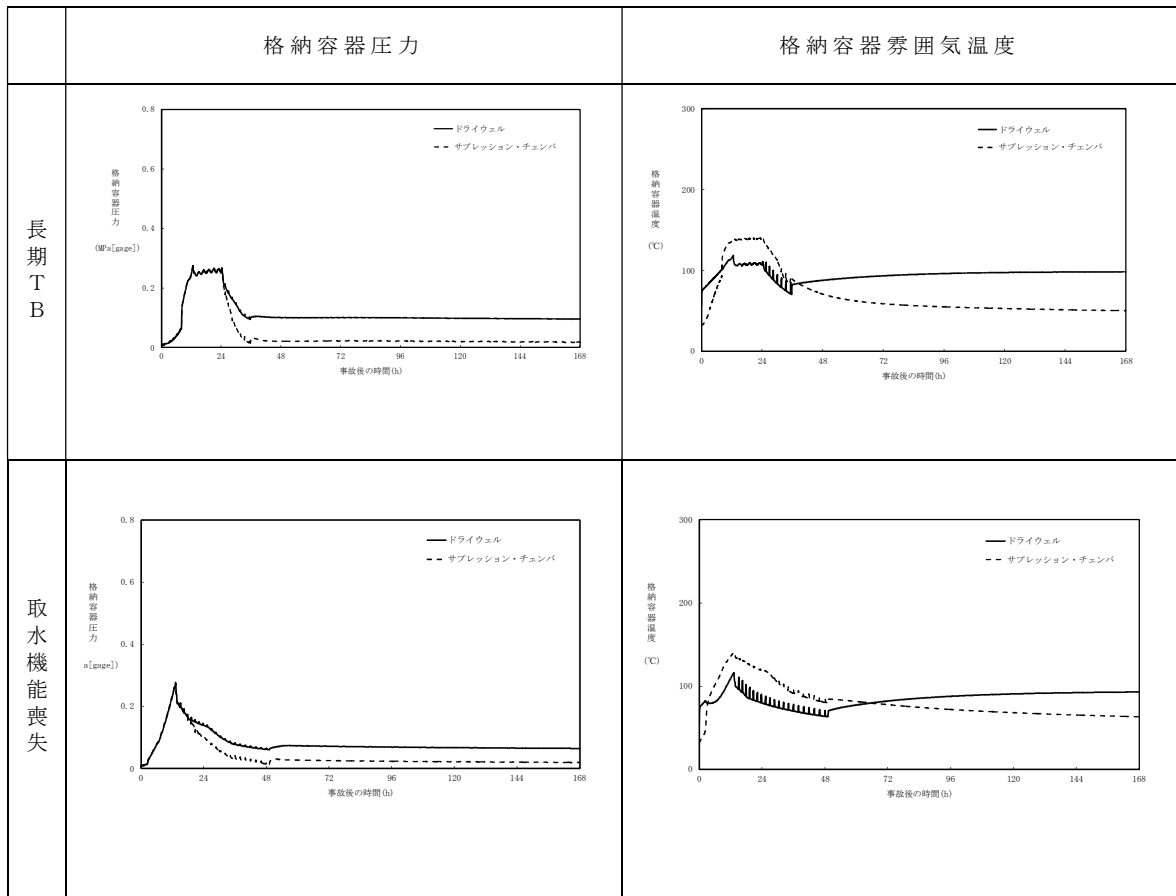
※：全交流動力電源喪失（長期 T B）と同じ。

9. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱

残留熱除去系による格納容器除熱において、残留熱除去系海水系に期待した場合と緊急用海水系に期待した場合の格納容器挙動の違いについて以下に述べる。

事象発生の約24時間後に残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する「全交流動力電源喪失（長期TB）」と事象発生の約13時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における格納容器圧力及び雰囲気温度の挙動の比較を第1図に示す。

いずれの事故シーケンスにおいても、格納容器圧力及び雰囲気温度は、残留熱除去系による格納容器除熱を開始してすぐに低下傾向に転じている。このため、少なくとも事象発生の13時間後以降であれば、緊急用海水系を用いた場合でも残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系と同等の除熱性能を得ることができ、評価項目となるパラメータに与える影響は軽微であると考えられる。



第 1 図 残留熱除去系海水系に期待した場合と緊急用海水系に期待した場合の解析挙動の比較

10 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性

原子炉停止機能喪失事象の解析条件について、米国のBWRプラントとの比較を第1表に示す。

米国では、一部の項目において、設計基準事故の条件に合わせた解析値を使用しているが、東海第二発電所の解析条件では、ガイドに基づき設計値を使用していること、米国では原子炉側と格納容器側を同時に解析していないことに伴う高圧系の起動、停止条件が異なることが、主な相違点として挙げられる。

ただし、これらの相違は、対策の有効性を評価するという観点において問題となるものではなく、東海第二発電所の原子炉停止機能喪失における解析条件は妥当であると考ええる。

<参考資料>

- ・ COLUMBIA GENERATING STATION SAFETY ANALYSIS REPORT, Chapter 4, December 2013
- ・ COLUMBIA GENERATING STATION SAFETY ANALYSIS REPORT, Chapter 15, December 2013

第 1 表 解析条件の比較

No	項目	米国	東海第二	備考
1	原子炉出力	約 105%出力	定格値	定格運転状態
2	原子炉圧力	定格圧力	定格圧力	定格運転状態
3	炉心流量	100%炉心流量	85%炉心流量	定格運転状態
4	蒸気流量	約 105%蒸気流量	定格値	定格運転状態
5	給水温度	定格運転相当	定格運転相当	定格運転状態
6	ボイド係数 保守ファクタ	(保守ファクタあり)	1.25 倍	
7	ドップラ係数 保守ファクタ		0.9 倍	
8	MSIV 閉鎖	設計値	設計値下限	
9	SRV モード	逃がし弁モード	逃がし弁モード	
10	SRV 設定値/容量	逃がし弁解析値	逃がし弁設計値	注 1
11	炉圧高 ATWS-RPT	解析値	設計値	注 1
12	SLC ポンプ容量	325L/min(2 台起動)	163L/min(1 台起動)	米国は 2 台運転
13	SLC 濃度	設計値	設計値	
14	RCIC 起動	L 2	L 2	
15	RCIC 起動遅れ	(記載なし)	0 秒	注 2
16	RCIC 注水流量	設計値	設計値	注 2
17	HPCS 起動	L 2	格納容器圧力高	米国では、原子炉側と格納容器側を同時に解析していないため、格納容器圧力高をトリガーとしていない。
18	HPCS 起動遅れ	(記載なし)	0 秒	注 2
19	HPCS 注水流量	設計値	実力ベースの注水特性	注 2
20	RCIC/HPCS 停止	L 8	水位低下維持操作による	
21	RHR 冷却容量	設計値	設計値	
22	初期 S/P 体積	設計値	設計値	
23	初期 S/P 水温度	約 32℃	32℃	
24	SLC 起動	手動 (ATWS 炉圧高又は S/P 水温度高の遅い方から 2 分)	手動 (事象発生から 6 分)	
25	RHR 起動	手動 (事象発生から 11 分)	手動 (事象発生から 17 分)	
26	給水ランバック	手動 (S/P 水温度高)	なし	

(注 1) 米国は D B A 評価に用いている解析値を使用。国内は設計値を使用している。

(注 2) 原子炉水位が高めに維持された方が反応的に厳しい条件となることから、東海第二では起動遅れを 0 秒とし注水流量は実力ベースの注水特性を用いている。但し、RCIC については一定流量に制御されるため設計値の注水特性を用いている。

11 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由

今回の有効性評価では、給水ランバック操作を想定していない。このため、復水器ホットウェル水位の低下により給水ポンプがトリップするまでの間、給水系により原子炉水位が維持されるため、原子炉出力は高い状態を維持し、原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールへ流入する状態が継続する。

一方、本来の運転手順では原子炉停止機能喪失が発生した場合、運転員によって給水流量を低下させ、出力を抑制する（給水ランバック操作）ことから、今回の有効性評価はこの点で保守的な評価となっている。

給水ランバック操作による出力抑制の考え方と米国の一部で導入されている給水ランバックの自動化を今後の検討課題と位置付ける理由について以下に示す。

1. 給水ランバック操作について

原子炉の停止機能が喪失した場合には、「非常時運転操作手順書（徴候ベース）」の「反応度制御（RC/Q）」に従い対応する。

「反応度制御（RC/Q）」では、「原子炉が隔離状態にあり、かつ原子炉出力が3%以上」又は「タービン停止中で、かつ原子炉出力が55%以上である場合」に、給水を手動で絞り原子炉水位低下の操作を行うことを定めている。

これによって原子炉水位が低下することで原子炉出力が抑制されるとともに、サブプレッション・プールへの蒸気流入も低減される。この場合、原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）近傍に維持することとしている。

2. 自動化を考慮した場合の対応時間とプラント挙動について

自動化（米国の例では中性子束と原子炉圧力高の and 条件）した場合のプラント挙動では、解析結果よりも早いタイミングで原子炉水位を低下させることで、原子炉出力の上昇が緩和され、また、給水加熱喪失による反応度投入の影響がより小さくなることから、沸騰遷移による燃料被覆管温度の上昇が抑制されると共に、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低下し、サプレッション・プール水温度上昇が抑制されるものと考えられる。

しかしながら、有効性評価解析では、事象発生から約 131 秒後に「復水器ホットウエル水位低低」により給水系が停止している。このように、比較的短時間で給水系の停止に至ることから、仮に給水ランバックを自動化してもサプレッション・プール水温度上昇抑制に寄与する効果は限定的と考える。

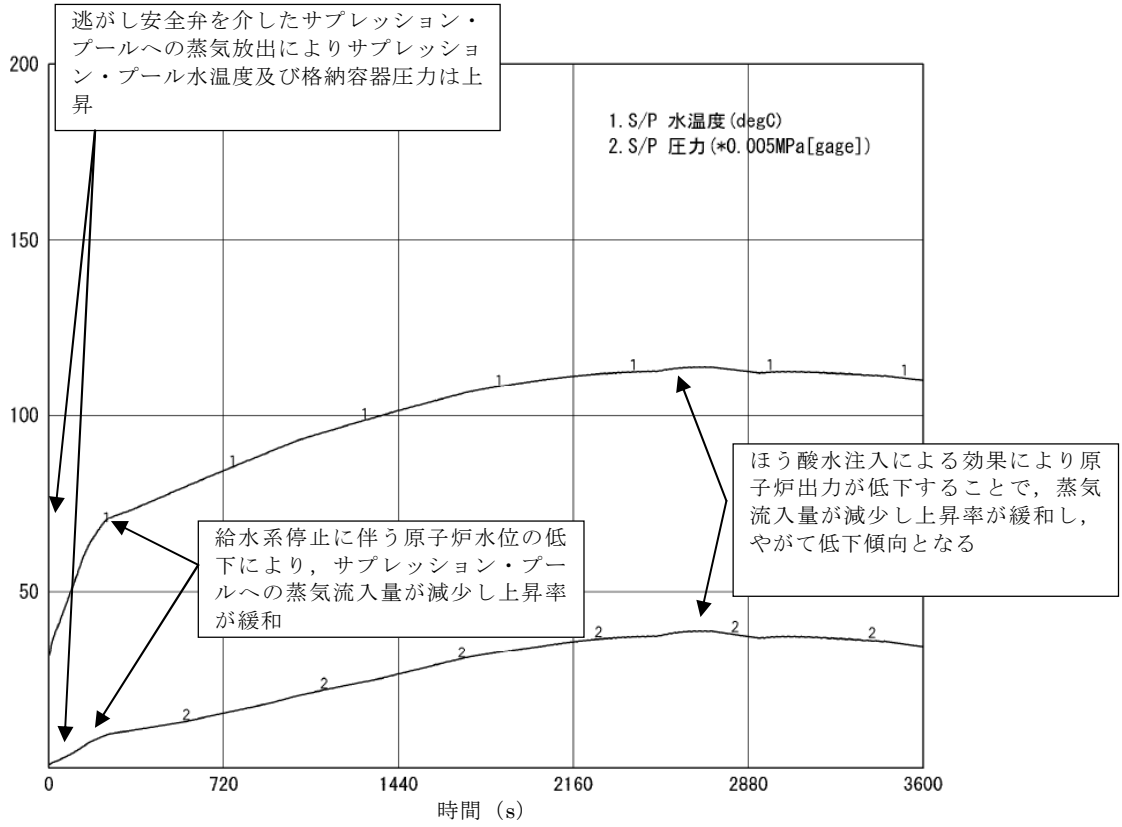
3. 給水ランバックの自動化を見込まない理由

有効性評価解析では、運転員による給水ランバック操作を考慮していないが、評価項目を満足し、炉心損傷を防止できる結果となっている。給水ランバックについては、事象発生から数十秒後のサプレッション・プール水温度の上昇を抑制する観点で有効と考えられるが、サプレッション・プール水温度については、運転員による給水ランバック操作を考慮していない有効性評価解析であっても最大約 115℃であり、評価項目である 200℃に対して十分な余裕がある。この観点から、今回の評価条件を前提としても給水ランバックの自動化は原子炉停止機能喪失事象への必須の対策とはならないものと考えられる。また、原子炉停止機能喪失事象への重大事故等防止対策としては今回の評価では考慮していない出力抑制機能として代替制御棒挿入を備えている。

給水ランバックは炉心への冷却材供給を抑制する操作であり、これを自動化した場合、誤動作が生じた際には予期せぬ炉水位の低下につながる恐れが

ある。原子炉水位の維持は原子炉安全上の重要な項目であり、これに外乱を与えうるインターロックの導入は設計思想の観点からも十分な検討が必要と考える。

給水ランバックの自動化は米国の一部のプラントにおいて採用されており、サプレッション・プール水温度の上昇を抑制する観点では一定の効果が見込まれるものの、運転員による操作対応でも十分許容できる範囲で制御できること及び予期せぬ誤動作が生じた際には原子炉水位への外乱となることが懸念されるため、既設プラントへの追設の要否については今後の検討課題として取り組みたいと考えている。



第 1 図 サプレッション・プールの水温，格納容器圧力の時間変化

12 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて

部分的な制御棒挿入失敗の場合、プラント全体の挙動としては全制御棒挿入失敗に比べて原子炉出力が低下するため、評価項目となるパラメータである原子炉圧力、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度に及ぼす影響は小さくなる。

ここでは部分的な制御棒挿入失敗により、径方向出力分布に偏りが生じた場合の燃料被覆管最高温度（以下「PCT」という。）への影響について、検討した結果を示す。

1. 部分制御棒挿入失敗の発生パターンについて

BWR-5の制御棒は水圧駆動系（以下「HCU」という。）により挿入される。部分的な制御棒挿入失敗としては、水圧駆動系の故障、電氣的な故障のいずれかによる機能喪失が考えられる。

① 水圧駆動系の故障

水圧駆動系の故障の場合について考えると、1台のHCUによって挿入される制御棒は1本であることから、同時に3~4台のHCUが故障したことを想定しても、その他の制御棒は挿入されるため、原子炉の出力はほぼゼロになる（第1表参照）。

② 電氣的な故障

電氣的な故障の場合について考えると、水圧制御ユニットは4グループに分割されていて、それぞれのグループに属する制御棒は炉心径方向に分散配置されているため、電磁弁作動回路の接点固着等の共通原因故障により、部分的に制御棒挿入に失

敗しても径方向に対して制御棒挿入の偏りが生じることはない（第2表参照）。

2. 部分制御棒挿入失敗時の影響について

万が一、部分制御棒挿入失敗事象が発生し、径方向出力分布に偏りが生じた場合には、燃料被覆管温度に関係する項目として、バンドル出力及び核熱安定性の発振限界に対する余裕への影響が考えられる。しかしながら、以下に示すとおり、部分制御棒挿入失敗時のPCTへの影響は、全制御棒の挿入失敗時の評価に包絡されていると考える。

(1) バンドル出力

部分制御棒挿入失敗の場合、1.に示すように原子炉出力は全制御棒失敗の場合に比べ低く整定するため、給水による注水量が全制御棒挿入失敗時に比べて少なく、給水加熱喪失による出力上昇が抑えられる。これにより、制御棒未挿入領域のバンドル出力上昇は、全制御棒挿入失敗に比べ低くなるため、PCTへの影響は全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されることが考えられる。

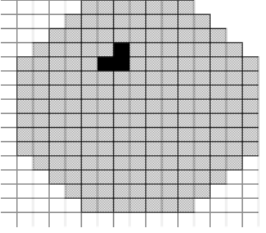
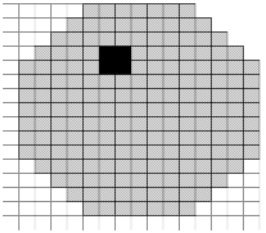
(2) 核熱安定性の発振限界に対する余裕

部分制御棒挿入失敗の場合、全制御棒挿入失敗時に比べて制御棒未挿入領域のバンドル出力上昇が低く、当該領域でのボイド率の上昇も小さくなる。これより、ボイド反応度フィードバックが小さくなり、給水加熱喪失状態における核熱安定性の発振限界に対する余裕が大きくなるため、炉心一体振動による出力振動は発

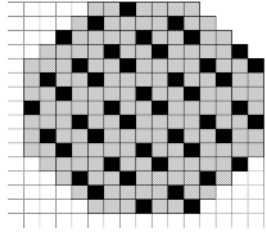
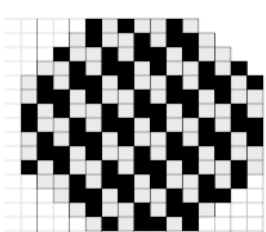
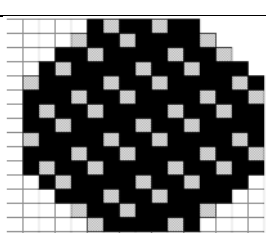
生し難くなると考えられる。したがって、核熱不安定による出力振動発生に伴う P C T への影響は、全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されると考えられる。

なお、領域不安定事象に対しては、1. の想定される部分制御棒挿入失敗の発生パターンの検討に示すように、スクラム時に数本の制御棒だけが挿入され、原子炉出力が高めに整定し、かつ、径方向出力分布に偏りが生じることにより、領域不安定が発生し易くなるパターンとなることはないと考えられる。

第 1 表 制御棒の水圧制御ユニットの故障による部分制御棒挿入の
パターン

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	隣接 3 本の 制御棒 未挿入	個々の制御棒の水圧制御ユニット の機械的故障の同時発生	未臨界 (未臨界)
	隣接 4 本の制 御棒 未挿入	同上	~ 0 % (~ 0 %)

第 2 表 電気系統故障による部分制御棒挿入のパターン

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	分散 1/4 炉心 制御棒 未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ (スクラムグループ) 1 系統の失敗	未臨界 (未臨界)
	分散 1/2 炉心 制御棒 未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ (スクラムグループ) 2 系統の失 敗	~ 0 % (~ 0 %)
	分散 3/4 炉心 制御棒 未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ (スクラムグループ) 3 系統の失 敗	~ 20%程度 (~ 10%程度)

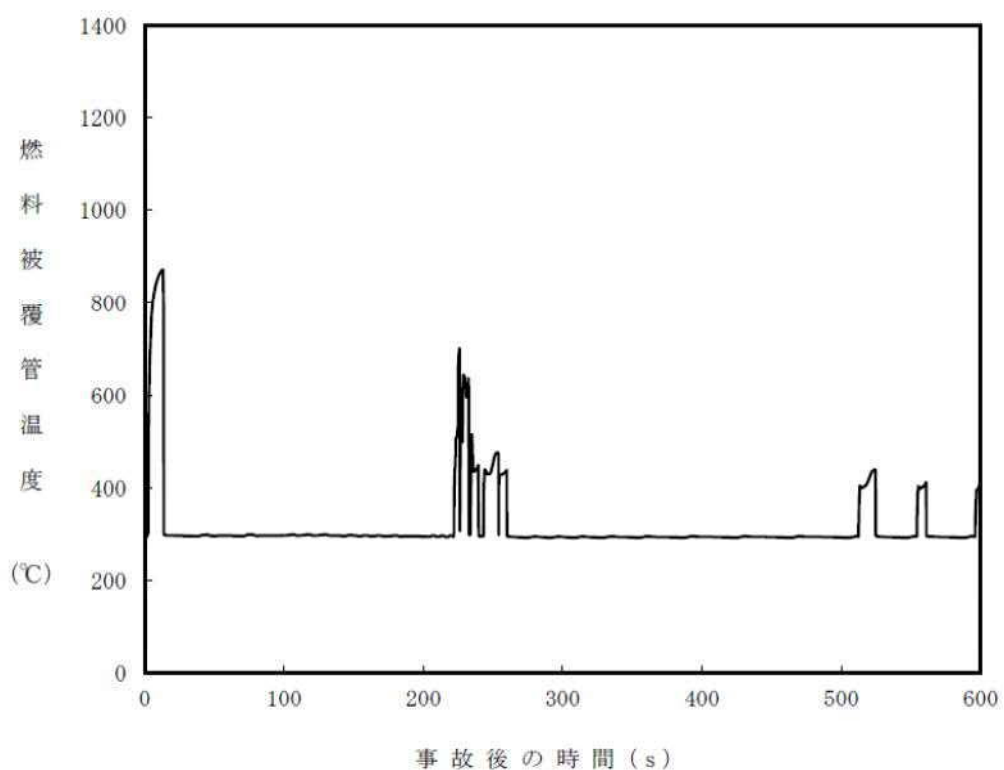
■ : 未挿入制御棒

() 内は再循環ポンプトリップ後の推定値

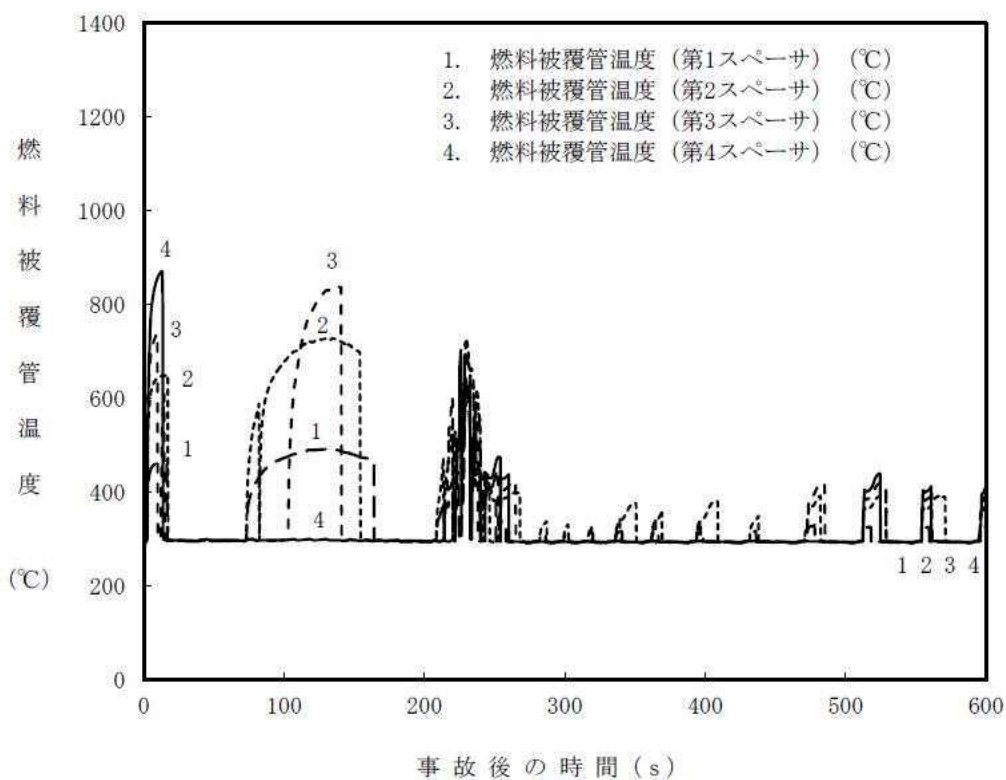
13 原子炉停止機能喪失の 300 秒以降の燃料被覆管温度挙動について

復水器ホットウェル水位の低下により給水ポンプが停止した後に中性子束及び原子炉水位が静定する 600 秒までの燃料被覆管温度の推移を第 1 図（燃料被覆管最高温度発生位置）及び第 2 図（沸騰遷移発生位置）に示す。

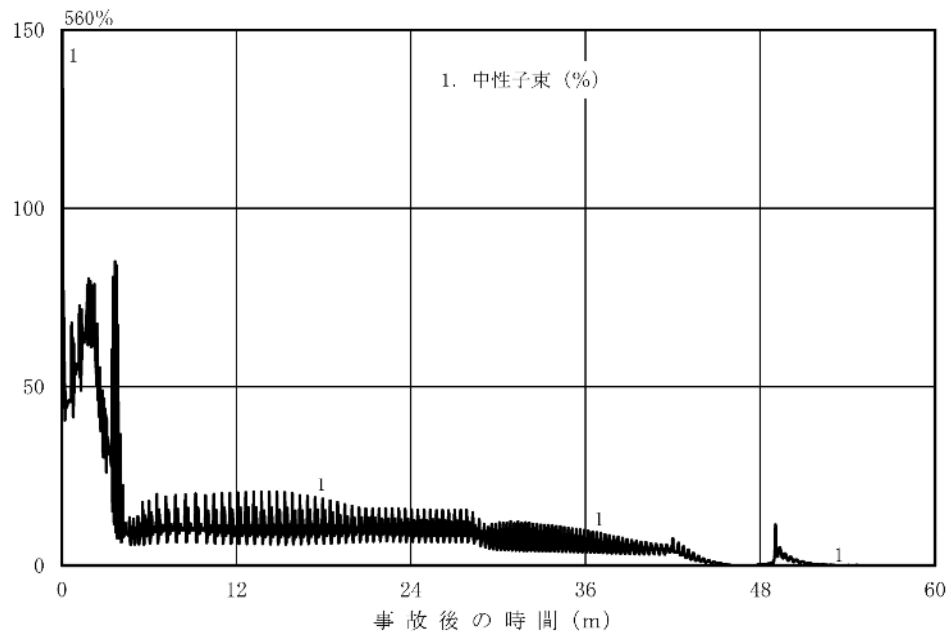
300 秒以降も沸騰遷移に伴う被覆管温度の上昇及びリウエットによる温度低下を繰り返す挙動が見られるが、給水ポンプ停止に伴い原子炉出力が大幅に低下していることから、ファーストピークを上回ることはない。また、600 秒以降は、ほう酸水注入に伴い徐々に原子炉出力が低下することから、沸騰遷移発生に伴う被覆管温度の上昇は徐々に抑制される。



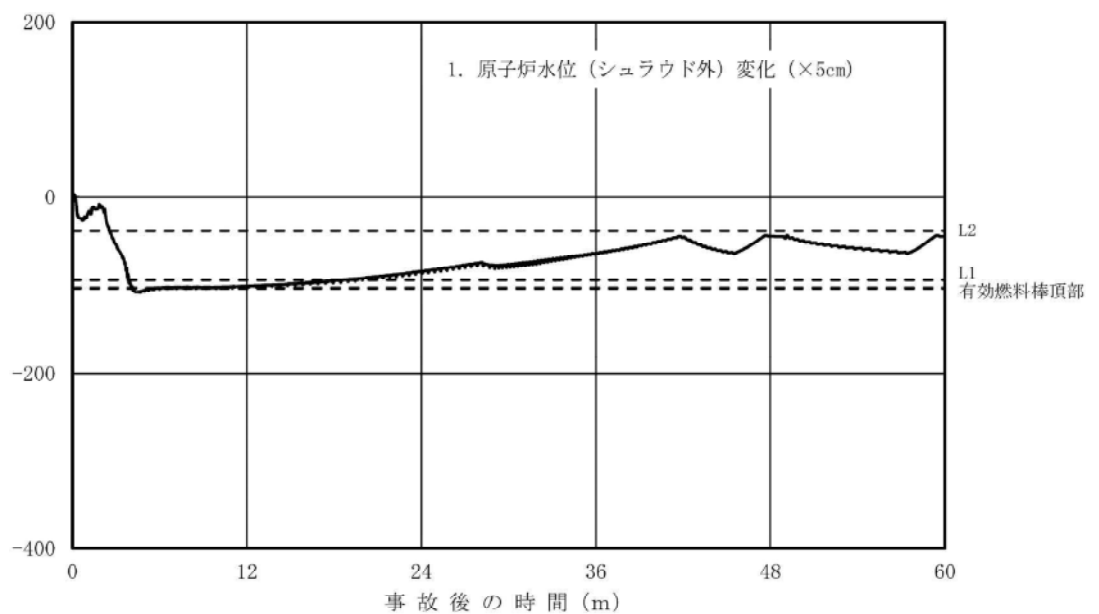
第1図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の水位（600秒まで）



第2図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の水位（600秒まで）



第3図 中性子束の水位 (60分まで)



第4図 原子炉水位の水位 (60分まで)

14 給水ポンプ・トリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響

1. はじめに

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、主蒸気流量の遮断に伴う給水加熱喪失により原子炉出力が上昇し、復水器ホットウェル水位の低下により電動給水ポンプがトリップするまで上昇を継続する。

一方、燃料被覆管温度の挙動は、ベースケースにおいては事象発生直後のファーストピークが最も高くなるが、上記の給水加熱喪失に伴う原子炉出力上昇の影響はセカンドピークに現れる。また、原子炉出力の上昇が継続することで、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の評価にも影響する。

このため、電動給水ポンプのトリップ時刻が評価結果に与える影響を確認するため、保守的に復水器ホットウェル水位の低下で電動駆動給水ポンプがトリップせずに復水器ホットウェルが枯渇するまで運転を継続するとした場合の感度解析を実施した。

2. 評価条件

電動給水ポンプのトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした以外はベースケースと同じ評価条件である。

3. 評価結果

感度解析の評価結果を第1図から第12図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。

電動給水ポンプがトリップするまでの時刻は、事象発生から約 319 秒後となり、ベースケースの約 131 秒後から約 188 秒遅れる結果となった。

燃料被覆管最高温度（以下「PCT」という。）は、流量と出力のミスマッチが継続することで、1,194℃とベースケースよりも高くなるが、評価項目を満足する。また、サプレッション・プール水温度の最高値は 148℃、格納容器圧力の最高値は 0.50MPa[gage]となり、いずれも評価項目を満足する。

以上の結果より、電動給水ポンプがトリップせずに、復水器ホットウエルが枯渇するまで運転が継続すると仮定した場合についても評価項目を満足することを感度解析により確認した。

なお、原子炉停止機能喪失時の実際の運転操作においては、運転員は給水流量を手動にて調整し、原子炉水位を低めに維持することで原子炉出力を低下させるとともに、格納容器圧力上昇時には残留熱除去系による格納容器スプレイを実施する。

第 1 表 電動給水ポンプ運転継続による評価項目への影響

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
電動給水ポンプ	復水器が枯渇するまで運転継続（約 319 秒後）	復水器水位低でトリップ（約 131 秒後）	—
燃料被覆管最高温度（℃）	約 1,194	約 872	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	約 5%	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	8.49	8.49	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の 1.2 倍）を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力（MPa[gage]）	0.50	0.20	0.62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度（サプレッション・プール水温（℃））	148	115	200℃を下回る

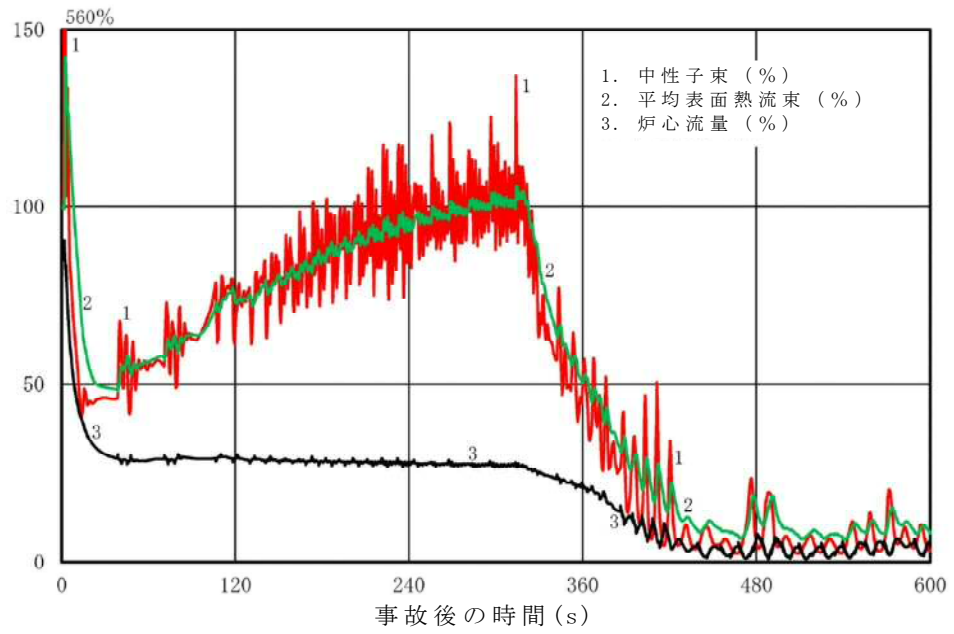
※ 熱伝達相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）の適用性について

SCAT コードの説明資料¹では、燃料被覆管温度 700～800℃程度の範囲について、5×5 高温ポスト BT 試験と解析の結果を比較している。比較の結果、クオリティが 0.9 程度となる位置で修正 Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性が小さくなることを確認したことから、クオリティが大きくなることで保守性が小さくなる傾向を示すものと考えている。

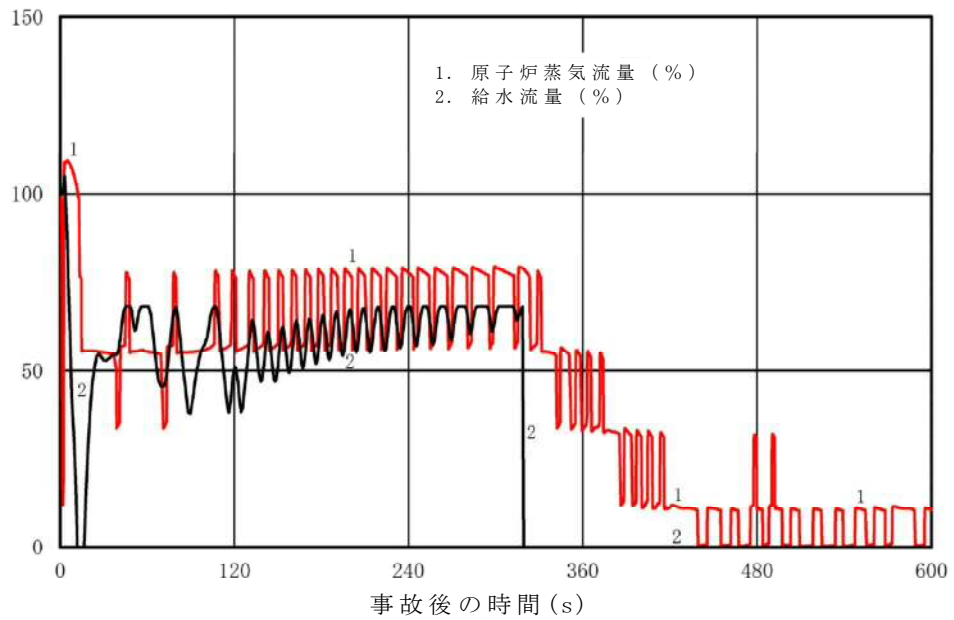
これは、修正 Dougall-Rohsenow 式では燃料被覆管表面温度を保守側に評価するために燃料被覆管表面での液滴蒸発の効果を無視している特性が影響しているものと考えられる。

本評価における、燃料被覆管最高温度が発生する時間領域での燃料被覆管最高温度の発生位置（第 4 スペーサ位置）のクオリティは 0.5～0.6 程度である。この場合、修正 Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性は小さくなる傾向であると考えられるものの、修正 Dougall-Rohsenow 式を適用することによって保守側の評価結果が得られると考えられる。このため、燃料被覆管最高温度が 1,200℃以下であることを確認する観点で、修正 Dougall-Rohsenow 式を適用することに問題は無い。

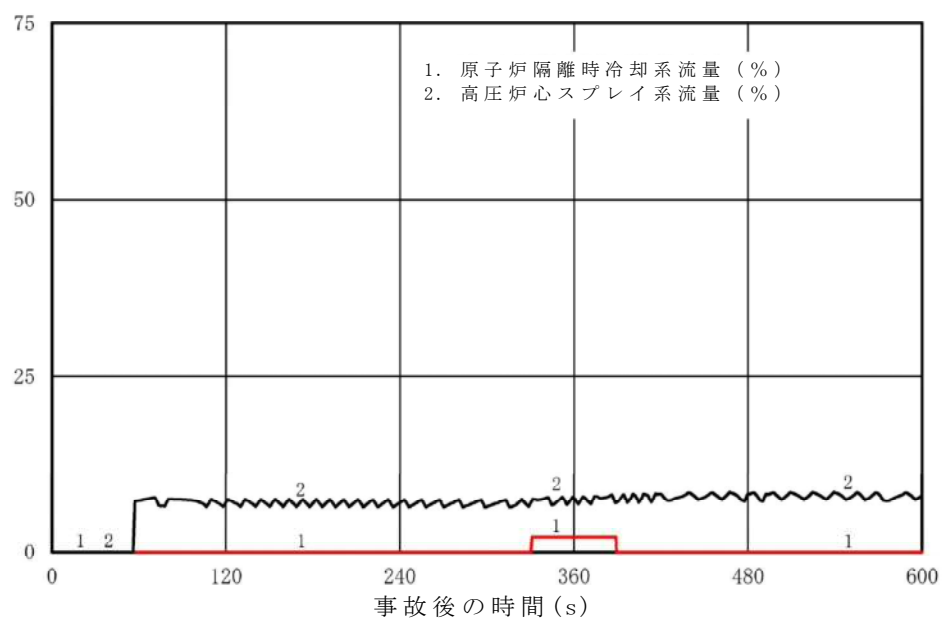
¹重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 4 部 SCAT



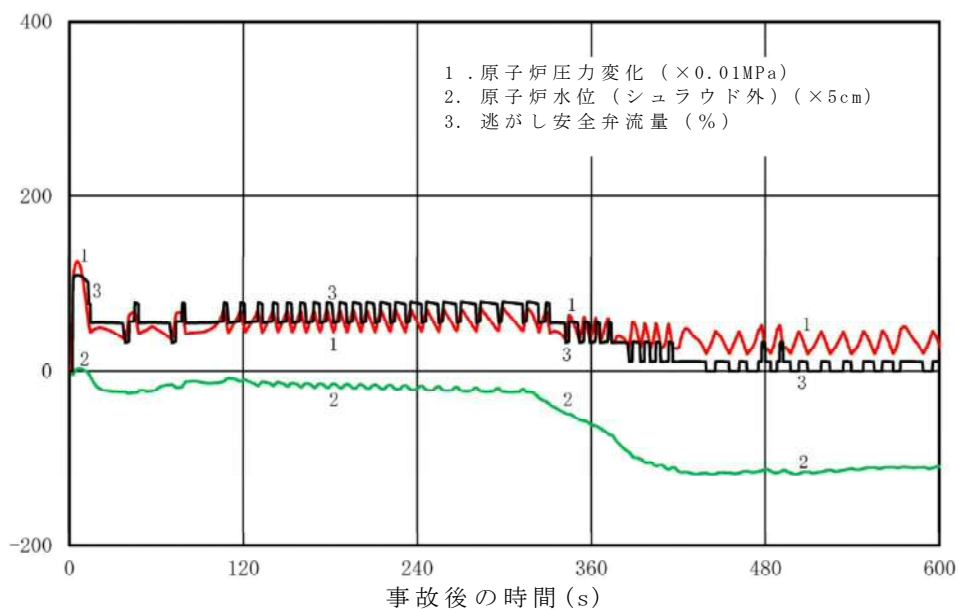
第 1 図 中性子束及び炉心流量の推移（短期）



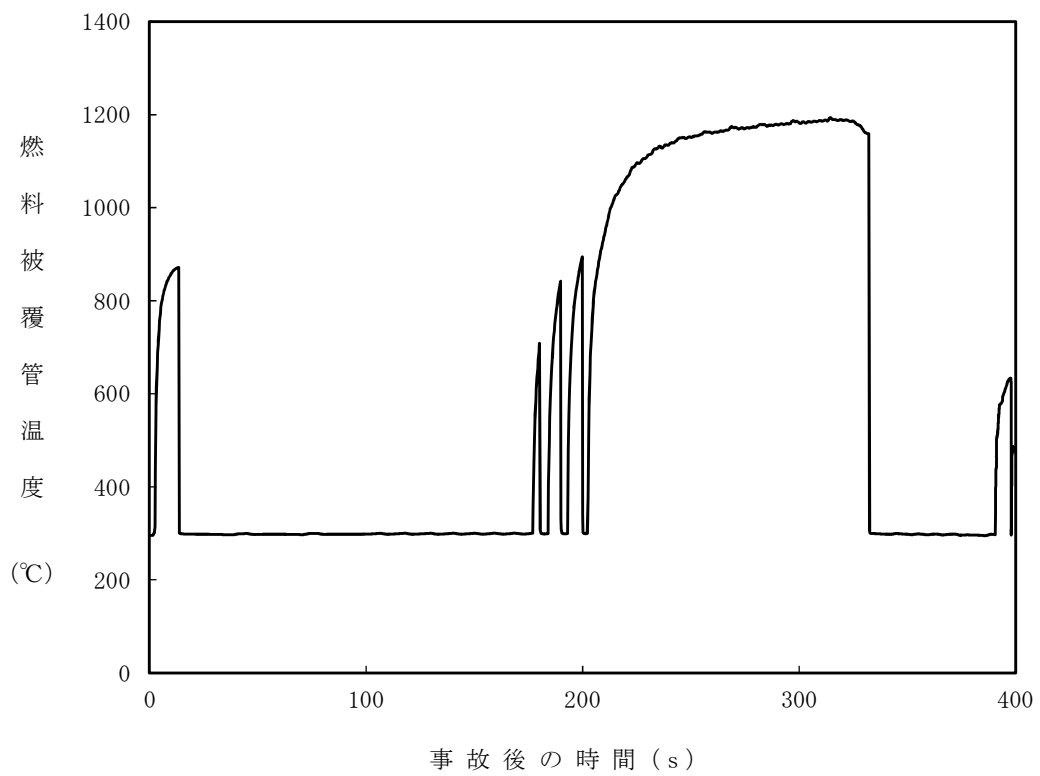
第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



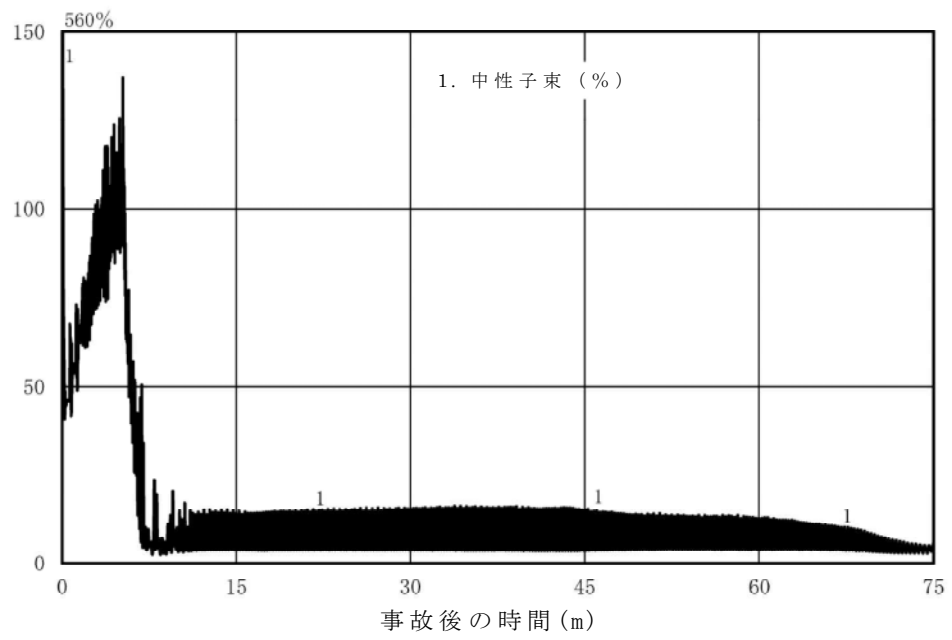
第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(短期)



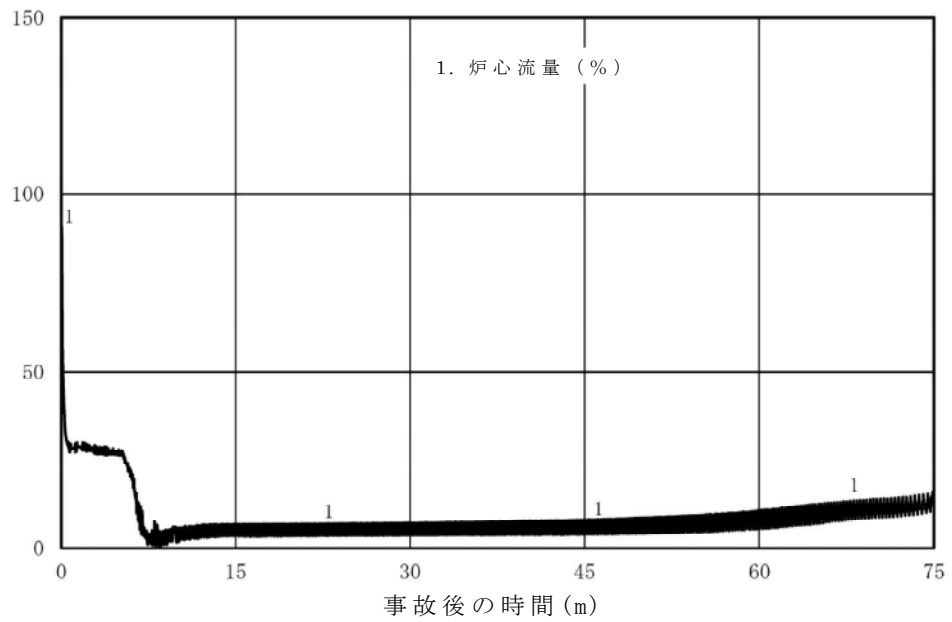
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁の流量の推移（短期）



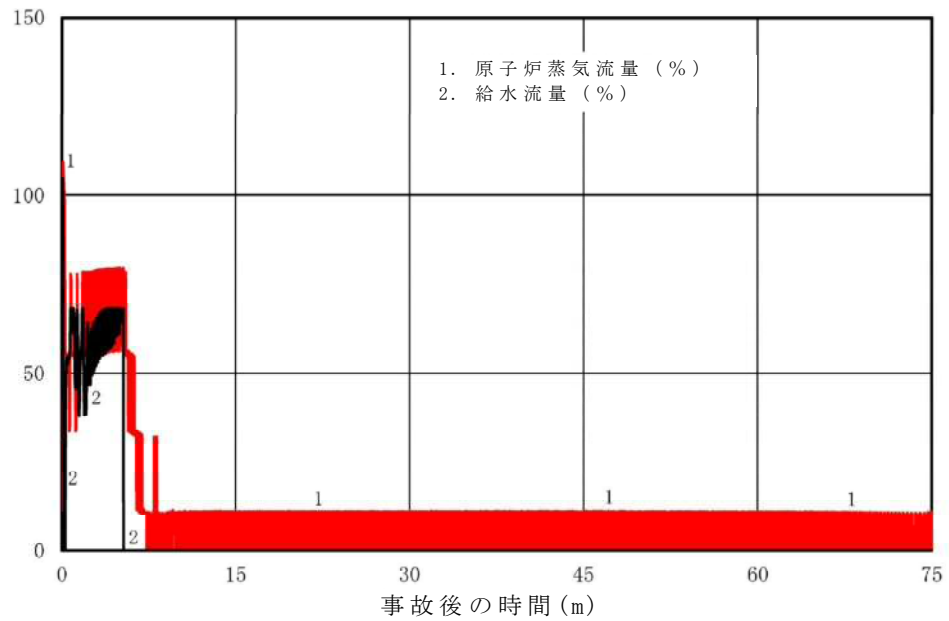
第 5 図 燃料被覆管温度の時間変化（短期）



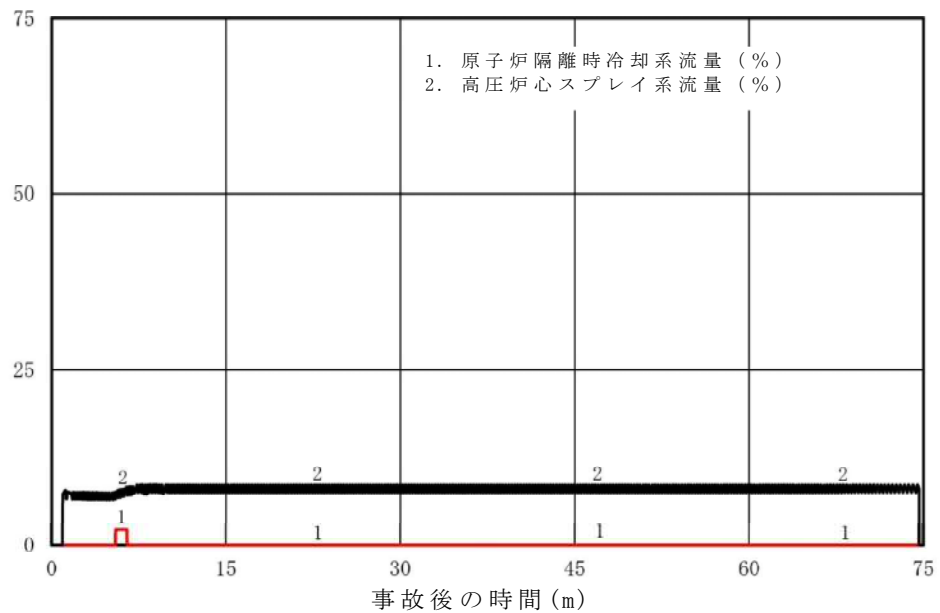
第 6 図 中性子束の推移 (長期)



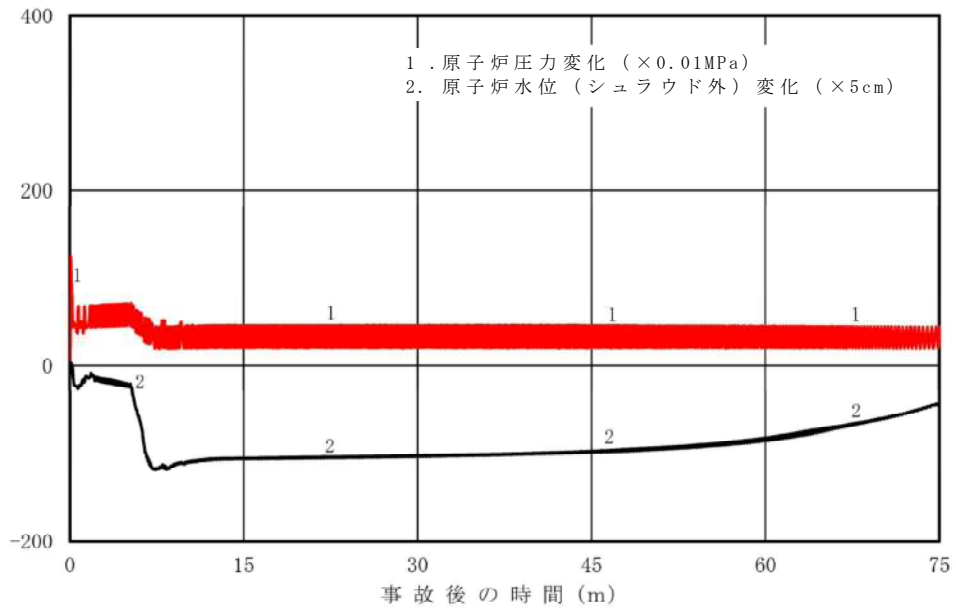
第 7 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移 (長期)



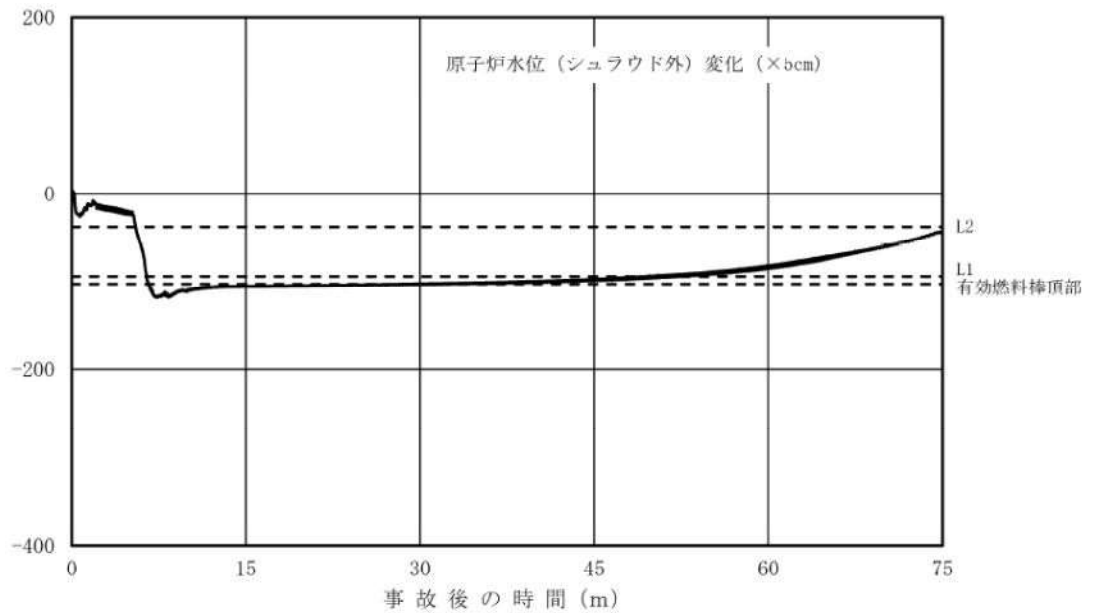
第 8 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



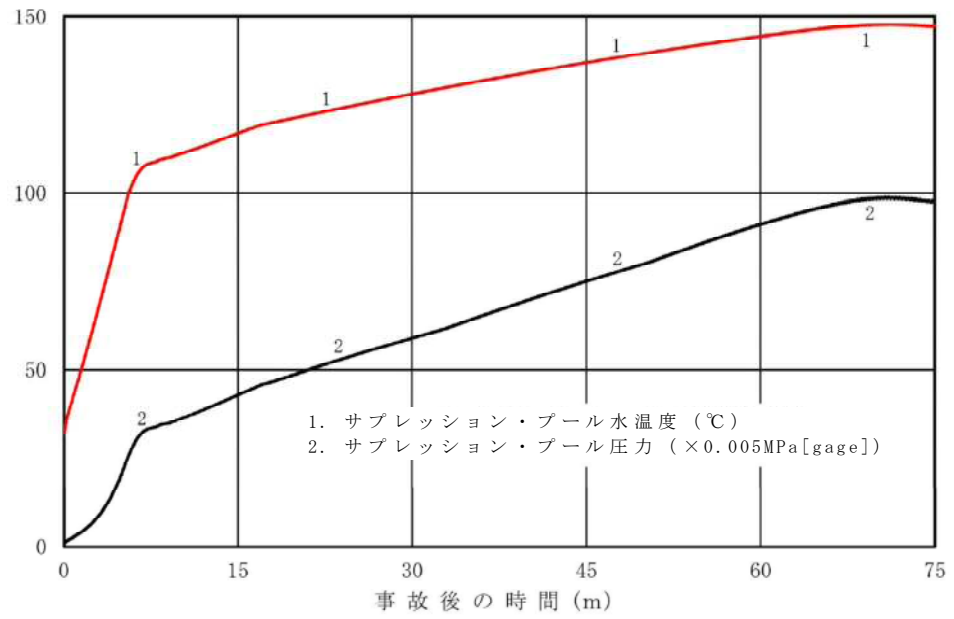
第 9 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(長期)



第 10 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（長期）



第 11 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 12 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
 (長期)

15 A D S 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響（参考評価）

1. はじめに

自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号の発信から120秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ吐出圧力が確立している場合に作動し、逃がし安全弁7弁を開放することで原子炉を急速減圧する。

自動減圧系の作動によって原子炉が急速減圧された場合、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）により、炉心に大量の低温水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対して、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。

この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時には、自動減圧系の自動起動を阻止するための操作スイッチを設けるとともに、手順書を整備し、継続的な訓練を実施している。これを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

ここでは、自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗した場合の影響を確認するため、TRACG（REDYでは減圧挙動^{*}を取り扱うことができないため）を用いて感度解析を実施した。なお、TRACGコードはREDYコードで取り扱うことができない中性子束振動現象を評価し、評価結果を参照するために用いたコードである。本評価はこの目的に照らして実施したものではないため、本評価はあくまで参考評価の位置づけである。

※：低圧状態における修正Shumway 相関式の適用性

TRACGに組み込まれているリウエット相関式である、修正Shumway 相関式は、

試験データベースの圧力範囲が 0.4～0.9MPa とされている（T R A C G Model Description (N E D O-32176) 6.6.7 章参照)。よって、修正 Shumway 相関式は、A D S 自動起動阻止失敗時に原子炉圧力が減圧された低圧状態（0.5～0.6MPa 程度）においても適用可能であり、かつ、最小安定膜沸騰温度を保守側（低め）に予測する。

2. 評価条件

自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗すること以外は、ベースケースと同じ評価条件である。この場合、残留熱除去系は原子炉注水に使用することから、サプレッション・プール冷却モード運転には期待しないこととする。

3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。評価結果のまとめを第 1 表に示す。

事象発生後約 400 秒で自動減圧系が作動することにより原子炉圧力が低下し、高圧炉心スプレイ系の注水流量が増加するとともに約 550 秒から低圧炉心スプレイ系、約 590 秒から低圧注水系による注水が開始される。これに伴い炉内のボイド率が低下することで、正の反応度が投入され、約 600 秒、約 1,000 秒付近で原子炉出力が上昇する。その後、ボイド及びドップラフィードバックによる負の反応度印加及び原子炉圧力の上昇に伴う原子炉注水流量の減少により原子炉出力は低下する。

燃料被覆管最高温度は、約 660 秒後に約 590℃まで上昇する。また、全反応度が最大となるのは 590 秒時点で約 1\$ である。

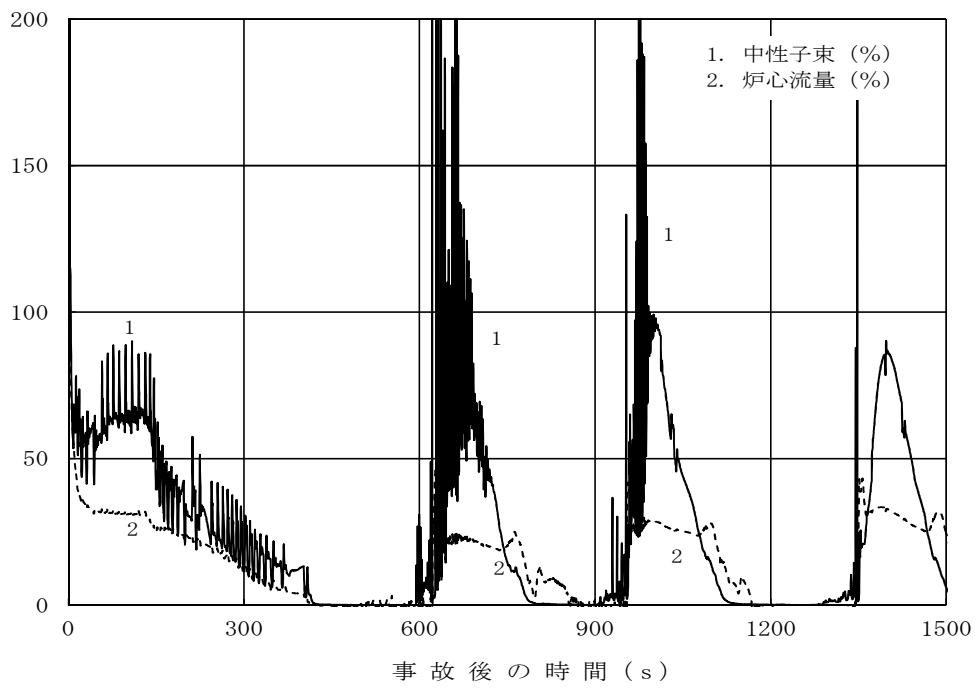
以降は、低圧炉心スプレイ系等の注水に伴う原子炉出力の上昇及び原子炉圧力上昇により原子炉注水流量が減少することに伴う原子炉出力の低下を繰り返すが、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸注入により徐々に原子炉出

力が低下する傾向となる。

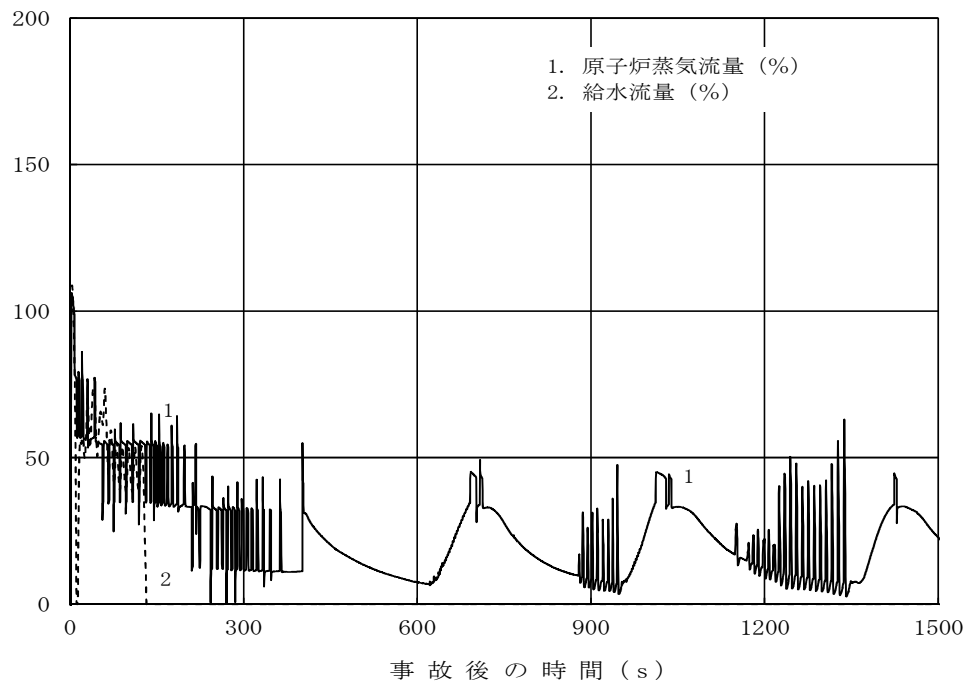
第1表 ADS自動起動阻止操作の失敗を考慮した場合の評価項目への影響

評価項目	解析結果 (TRACG参考解析)
燃料被覆管温度 (°C)	約 590
燃料被覆管の酸化量 (%)	— (評価せず)
原子炉冷却材バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.09
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	0.37 ^{※1}
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッション・プール水温 (°C))	137 ^{※1}

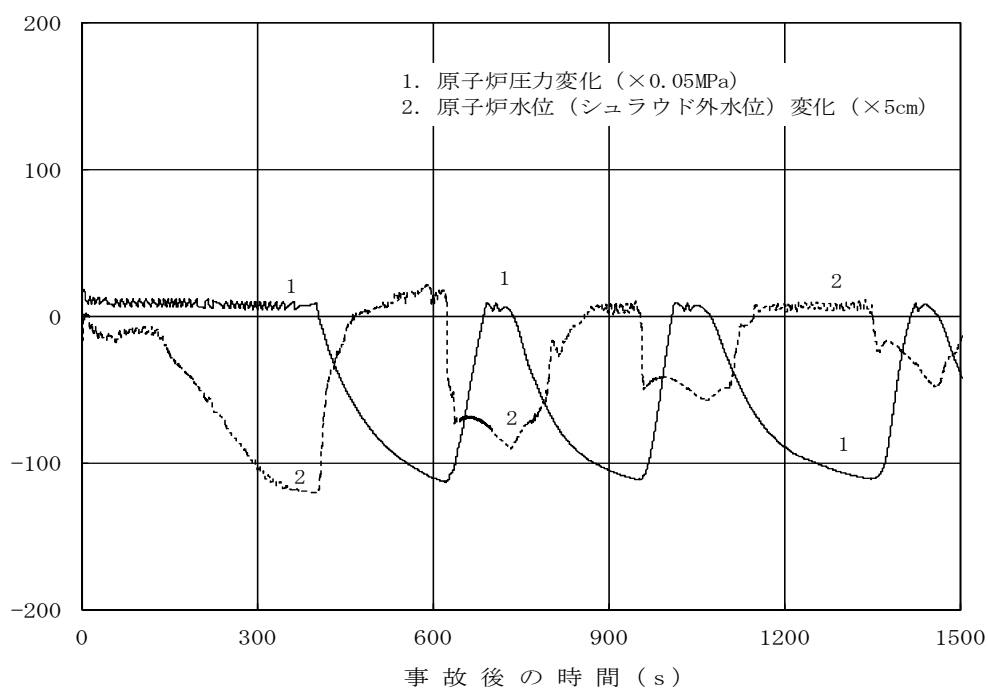
※1 1,500秒時点での値



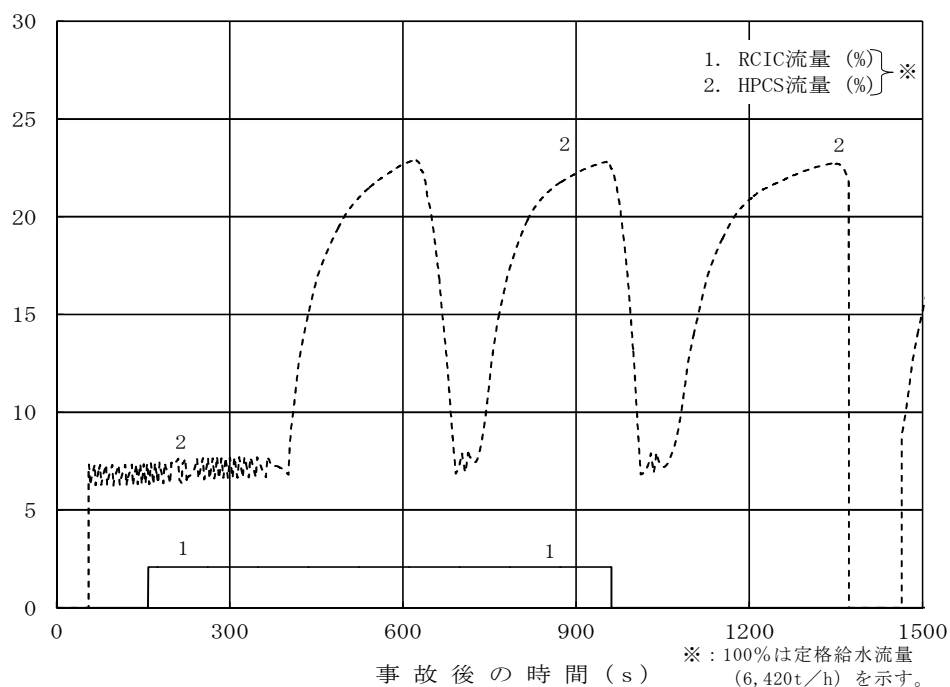
第1図 中性子束，炉心流量の時間変化（事象発生から1,500秒後まで）



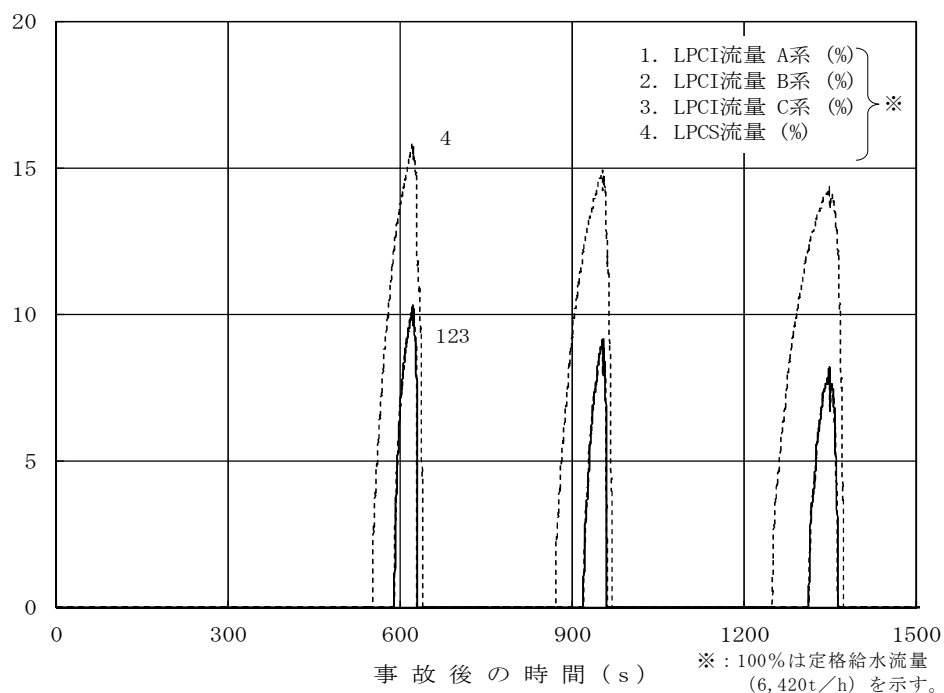
第2図 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化
（事象発生から1,500秒後まで）



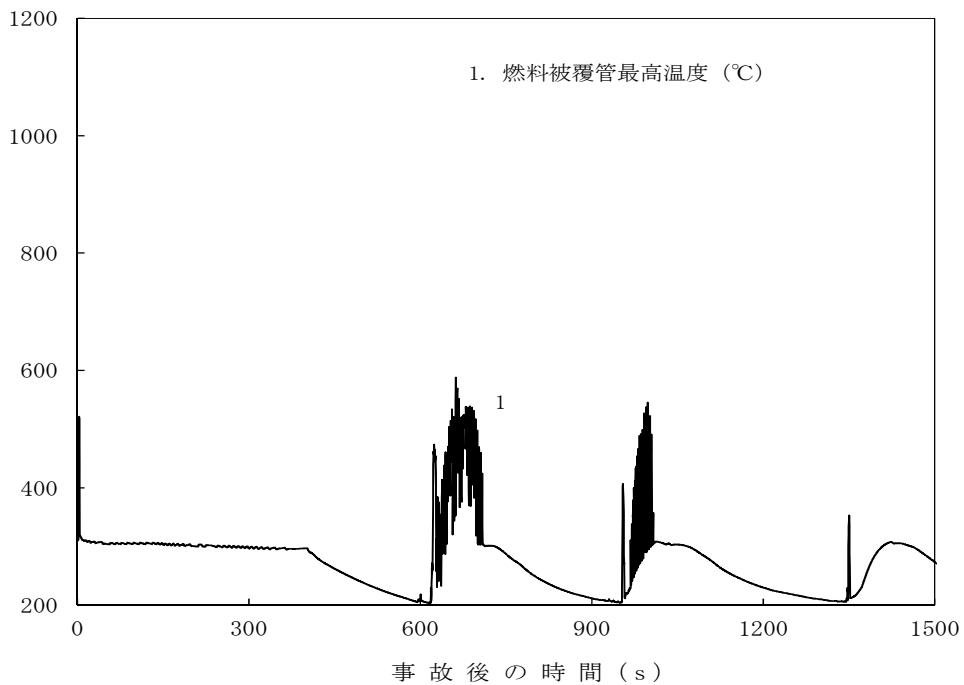
第3図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の時間変化
（事象発生から1,500秒後まで）



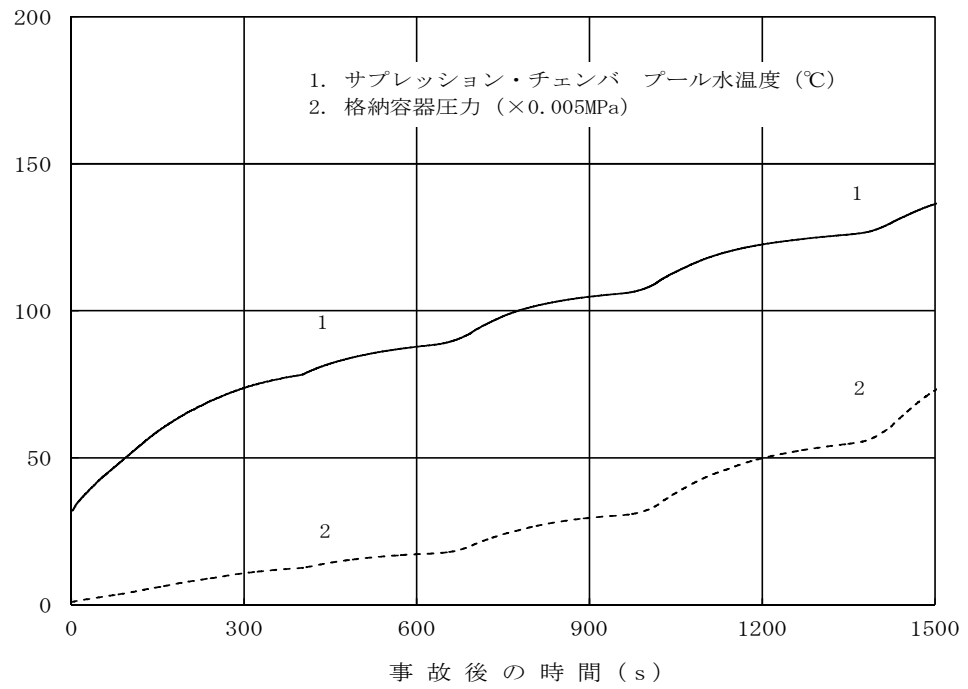
第4図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の
時間変化（事象発生から1,500秒後まで）



第 5 図 低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水系）の流量の時間変化
 （事象発生から 1,500 秒後まで）



第 6 図 燃料被覆管温度の時間変化
 （事象発生から 1,500 秒後まで）



第7図 サプレッション・プールの水温，格納容器圧力の時間変化
(事象発生から1,500秒後まで)

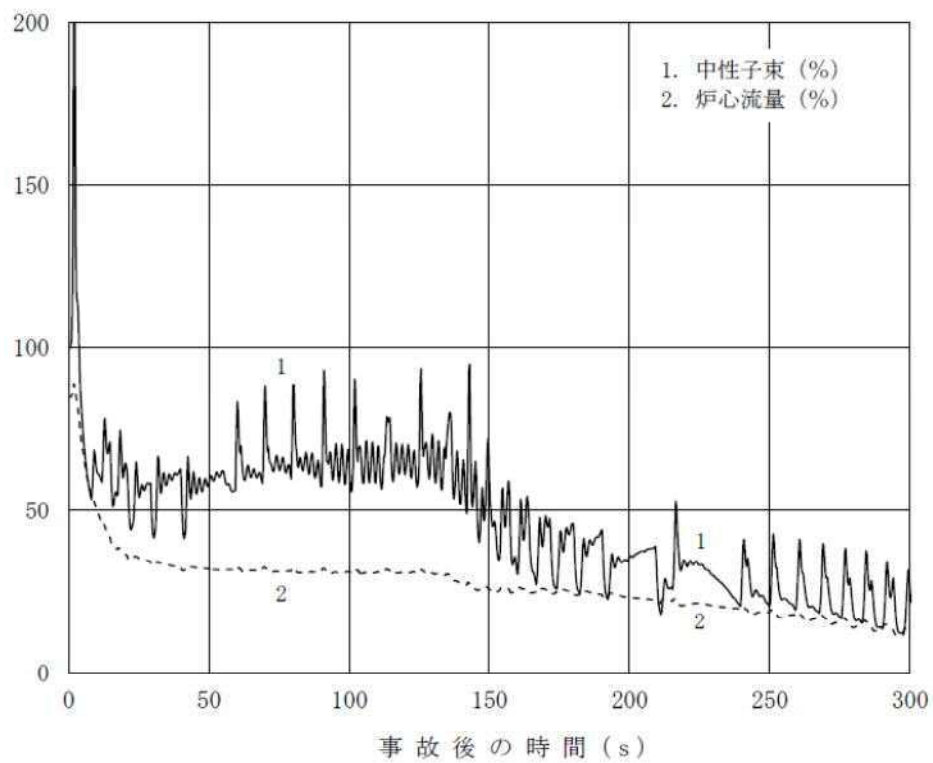
16 TRACGコードのATWS解析への適用例（参考評価）

REDYコード（REDY Ver. 1（ATWS用）及びSCATコード（SCAT Ver. 3）の有効性評価に対して、比較用の参考解析としてTRACGコードをATWS解析に適用した評価条件及び結果について例示する。

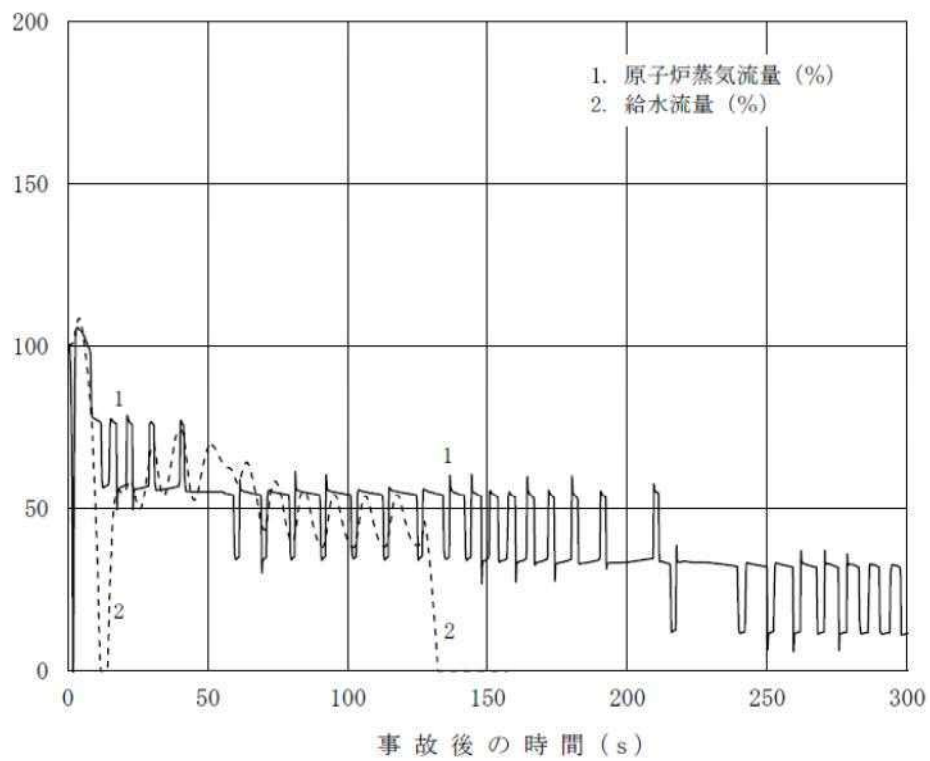
第1表に評価条件、第1図から第5図に従来型BWRの平衡炉心において主蒸気隔離弁の誤閉止を想定した場合のATWS解析結果を示す。燃料被覆管温度は最高で約500℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることがわかる。

第1表 評価条件

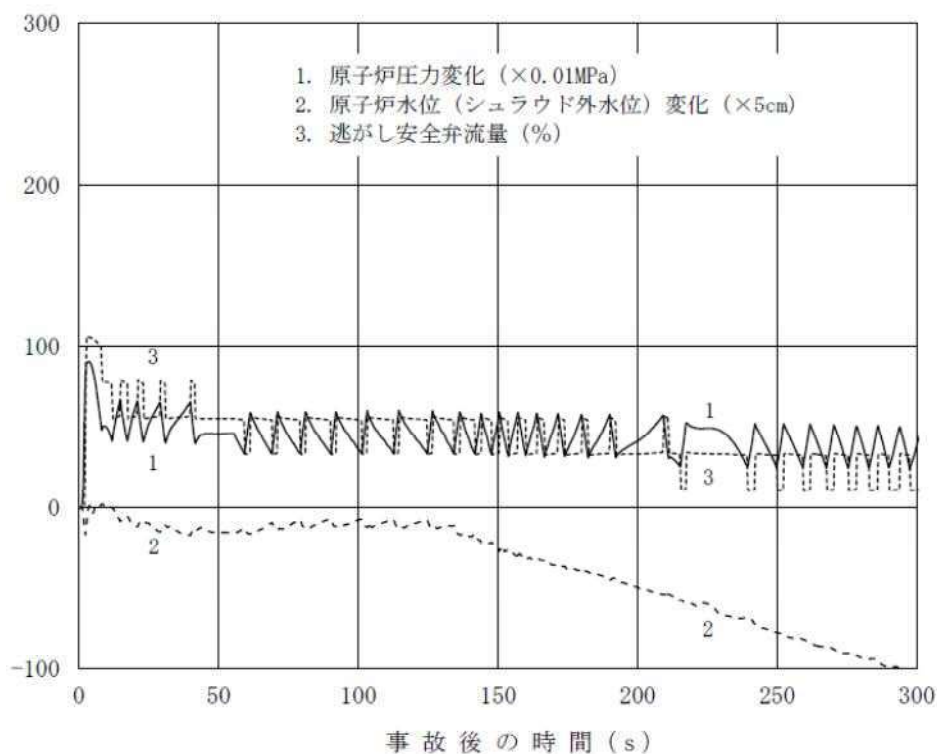
	条件
模擬燃料集合体体数	1/4 炉心
核データ	補正係数なし
MCPR	初期MCPR：OLMCPR 沸騰遷移：1を下回った時点で判定



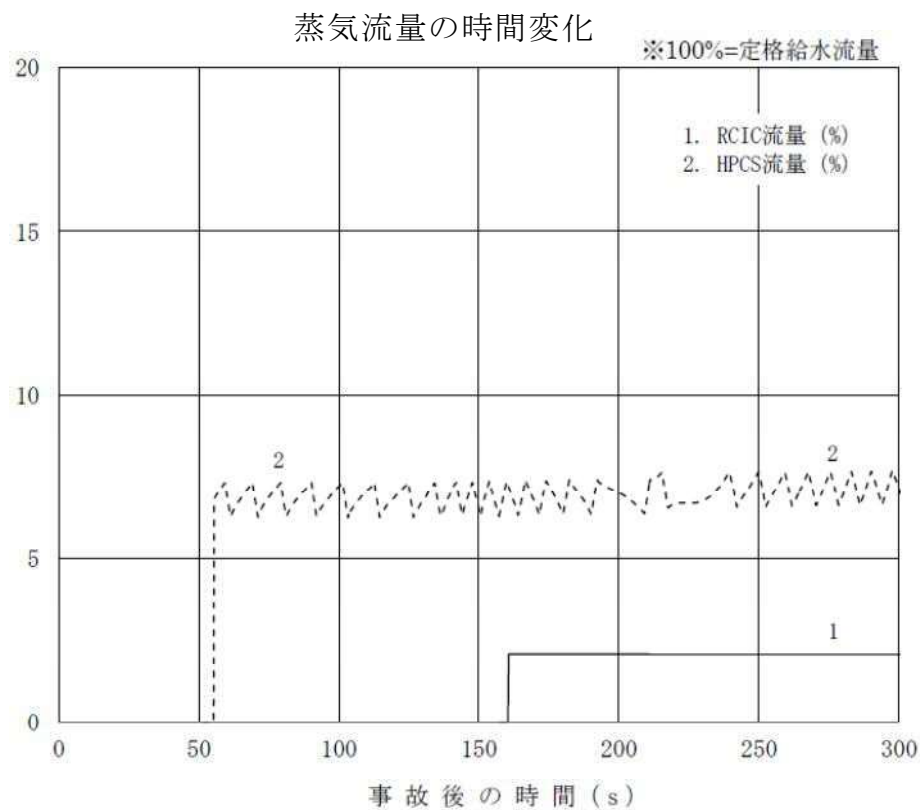
第1図 中性子束，炉心流量の時間変化



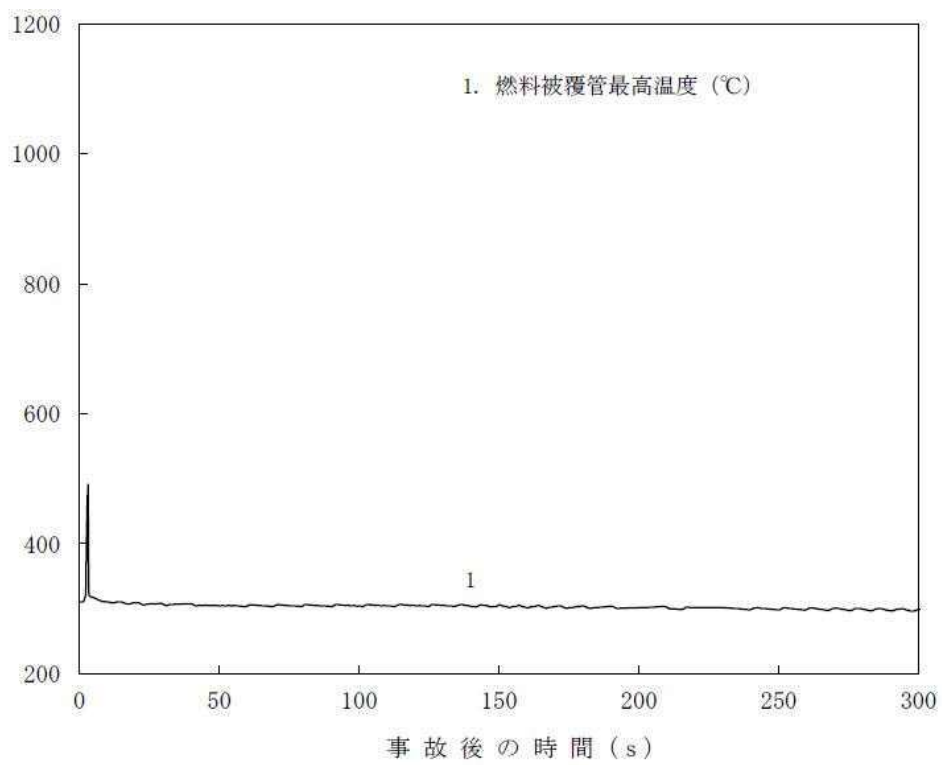
第2図 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化



第 3 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁



第 4 図 原子炉隔離時冷却系流量，高圧炉心スプレイ系流量の時間変化



第 5 図 燃料被覆管温度の時間変化

17 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

(1) 炉心損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
高圧・低圧注水機能喪失	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCS, LPCI） 	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生から25分後に<u>手動減圧</u> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・最小流量特性で原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系B系ライン経由で注入 ・サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降130m³/hでスプレイ（炉注水と同時に） <p>【海水除熱】－</p> <p>【格納容器ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]で実施（約28時間） 	<p>【電源】<u>非常用ディーゼル発電機、常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間後を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
高圧注水・減圧機能喪失	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に高圧注水機能及び原子炉減圧機能の喪失が発生する。これに対し過渡時自動減圧回路を用いて原子炉を減圧した後残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・減圧機能 	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】<u>過渡時自動減圧回路</u>（2弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達から10分後に自動減圧 <p>【低圧注水】<u>残留熱除去系（低圧注水系）、低圧炉心スプレイ系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・最小流量特性で原子炉水位高（レベル8）設定点到達後、低圧炉心スプレイ系で原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位高（レベル8）設定点到達後に残留熱除去系1系列を低圧注水系からサブプレッション・プール冷却系に移行 <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>非常用ディーゼル発電機</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし <p>【水源（補給含む）】サブプレッション・プール</p>	－	<p>常設重大事故等対処設備に期待していない。</p>
全交流動力電源喪失（長期TB）	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し直流電源により8時間原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続する。8時間後からは低圧代替注水系（可搬型）を用いて原子炉注水を継続し、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いて格納容器冷却を実施する。24時間後からは、常設代替高圧電源装置から給電し、残留熱除去系を用いて原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等） 	<p>【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生から8時間1分後（可搬型代替注水大型ポンプ接続後）に<u>手動減圧</u> <p>【低圧注水】<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧後、最小流量特性で注水 ・原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・24時間後、最小流量特性で注水 ・原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 ・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用 	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉注水との切替え運転 <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>所内常設直流電源設備、常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・直流電源の負荷切離しを実施し、8時間原子炉隔離時冷却系に供給 ・24時間後に常設代替高圧電源装置から給電 <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・初期水量のみで対応可能。 	○	<p><炉心損傷防止></p> <p>可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>

※：HPCS：高圧炉心スプレイ系，RCIC：原子炉隔離時冷却系，LPCS：低圧炉心スプレイ系，LPCI：残留熱除去系（低圧注水系）

- ：可搬型設備に代替可能
- ×：可搬型設備に代替不能
- －：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
全交流動力電源喪失 (TBD)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、直流電源の喪失が重畳する。これに対し常設代替高压電源装置を起動し、低圧代替注水系（常設）により原子炉注水を実施する。その後、常設代替高压電源装置から給電し、残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等） 直流電源 	<p>【高压注水】－</p> <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から25分後 <p>【低圧注水】<u>常設代替低圧注水ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系C系ライン経由で注入 手動減圧後、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用 	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、除熱開始 原子炉注水との切替え運転 <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>常設代替直流電源設備、常設代替高压電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし プラント状況判断の後、常設代替高压電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高压電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能。 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に取水機能喪失が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施する。その後、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> 取水機能（残留熱除去系海水系） 	<p>【高压注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持 <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール熱容量制限到達時 <p>【低圧注水】<u>常設代替低圧注水ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系C系ライン経由で注入 手動減圧後、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持 <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用 	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、除熱開始 原子炉注水との切替え運転 <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>常設代替高压電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし 2時間後までに常設代替高压電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高压電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能。 	○	<p><炉心損傷防止></p> <p>事象発生8時間後までは、原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続し、その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失)	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に残留熱除去機能喪失が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、高压炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 	<p>【高压注水】<u>原子炉隔離時冷却系、高压炉心スプレイ系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール熱容量制限到達時 <p>【低圧注水】<u>常設代替低圧注水ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系C系ライン経由で注入 手動減圧後、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系B系ライン経由で注入 サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降 130m³/h でスプレイ（炉注水と同時に） <p>【海水除熱】－</p> <p>【格納容器ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa [gage] で実施（約28時間） 	<p>【電源】<u>非常用ディーゼル発電機、常設代替高压電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし 2時間後までに常設代替高压電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給 	○	<p><炉心損傷防止></p> <p>事象発生8時間後までは、原子炉隔離時冷却系又は高压炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続し、その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 －：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
原子炉停止機能喪失	<p>【事象概要】過渡事象（MSIV閉）発生と共に全制御棒挿入失敗（ARI含む）が発生する。これに対し、代替RPTで出力上昇を抑制し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系で冠水を維持し、ほう酸注入系により未臨界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> スクラム機能（RPS） 代替制御棒挿入機能（ARI） 	<p>【原子炉停止】代替RPT、ほう酸注入系</p> <ul style="list-style-type: none"> ほう酸注入系の起動は事象発生後の6分後 <p>【高圧注水】電動駆動給水ポンプ、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系</p> <ul style="list-style-type: none"> 給復水系による原子炉注水はホットウェル水位低低による電動給水ポンプトリップまで 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達、高圧炉心スプレイ系は格納容器圧力高設定点で自動起動し、原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に水位を維持 <p>【減圧】-</p> <p>【低圧注水】-</p>	<p>【格納容器スプレイ】-</p> <p>【海水除熱】残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生17分後以降除熱開始 <p>【格納容器ベント】-</p>	<p>【電源】外部電源</p> <p>【水源（補給含む）】サブプレッション・プール</p>	-	常設重大事故等対処設備に期待していない。
LOCA時注水機能喪失	<p>【事象概要】中小LOCA（再循環配管3.7cm²の破損想定）発生と共に高圧及び低圧の非常用炉心冷却系注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能（HPCS, RCIC） 低圧注水機能（LPCS, LPCI） 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から25分後に手動減圧 <p>【低圧注水】常設低圧代替注水系ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系C系ライン経由で注入 最小流量特性で原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持 	<p>【格納容器スプレイ】常設低圧代替注水系ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系B系ライン経由で注入 サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降130m³/hでスプレイ（炉注水と同時） <p>【海水除熱】-</p> <p>【格納容器ベント】格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]で実施（約28時間） 	<p>【電源】非常用ディーゼル発電機、常設代替高圧電源装置</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</p> <ul style="list-style-type: none"> 48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	<p>【事象概要】ISLOCA（残留熱除去系熱交換器フランジ部の漏えいを想定）が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施すると共に、破断箇所を隔離する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> HPCS 残留熱除去系B系、C系 	<p>【高圧注水】原子炉隔離時冷却系</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持 <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から15分後に手動減圧 <p>【低圧注水】低圧炉心スプレイ系</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達時に停止 <p>常設代替低圧注水ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系C系ライン経由で注入 事象発生17分後に最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点近傍に水位維持 	<p>【格納容器スプレイ】-</p> <p>【海水除熱】残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生25分後以降除熱開始 <p>【格納容器ベント】-</p>	<p>【電源】非常用ディーゼル発電機、常設代替高圧電源装置</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし <p>【水源（補給含む）】代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能。 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約15分後までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>

※：HPCS：高圧炉心スプレイ系、RCIC：原子炉隔離時冷却系、LPCS：低圧炉心スプレイ系、LPCI：残留熱除去系（低圧注水系）

- ：可搬型設備に代替可能
- ×：可搬型設備に代替不能
- ：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンス グループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
津波浸水による注水機能 喪失	<p>【事象概要】津波により取水機能喪失及び原子炉注水機能喪失が発生する。これに対し、浸水防護対策を実施し内包する設備を防護するとともに、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施する。その後、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> 取水機能（残留熱除去系海水系、非常用ディーゼル発電機海水系） 	<p>【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持 <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール熱容量制限到達時 <p>【低圧注水】<u>常設代替低圧注水ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系C系ライン経由で注水 手動減圧後、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持 <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降、最小流量特性で注水 原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用 	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降、除熱開始 原子炉注水との切替え運転 <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし 2時間後までに常設代替高圧電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高圧電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能。 	－	敷地への津波浸水を考慮し、可搬型設備に期待しない評価を実施

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 －：常設重大事故等対処設備に期待していない

(2) 格納容器破損防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源	
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)</p>	<p>【事象概要】大LOCA（原子炉再循環系の吸込み配管の両端破断）発生と共に高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、25分後に常設代替高圧電源装置から給電した低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系により格納容器を除熱する。</p>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】（破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に最大流量で原子炉注水 ・再冠水後、崩壊熱相当の注水量に調整 	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系Bライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m³/hでスプレイ（炉注水と同時） ・再冠水後、間欠的に130m³/hでスプレイ <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】－</p> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生12時間後から開始 	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・初期水量のみで対応可能。 	<p>×</p> <p><損傷炉心注水> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない。</p> <p><格納容器破損防止> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p> <p>水素燃焼の観点では、炉心損傷及び原子炉圧力容器破損有無に係らず事象発生から7日間は酸素濃度が可燃限界の5vol%に到達しない。</p>
<p>水素燃焼</p>	<p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCI, LPCS） ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等） 	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】（破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に最大流量で原子炉注水 ・再冠水後、崩壊熱相当の注水量に調整 	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系Bライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m³/hでスプレイ（炉注水と同時） ・再冠水後、間欠的に130m³/hでスプレイ <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】－</p> <p>【海水除熱】－</p> <p>【ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達にて実施。（約23時間後） 	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給 	<p>×</p> <p><損傷炉心注水> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない。</p> <p><格納容器破損防止> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p>
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用しない場合)</p>	<p>【事象概要】大LOCA（原子炉再循環系の吸込み配管の両端破断）発生と共に高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、25分後に常設代替高圧電源装置から給電した低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置により格納容器を除熱する。</p>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】（破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に最大流量で原子炉注水 ・再冠水後、崩壊熱相当の注水量に調整 	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系Bライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m³/hでスプレイ（炉注水と同時） ・再冠水後、間欠的に130m³/hでスプレイ <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】－</p> <p>【海水除熱】－</p> <p>【ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達にて実施。（約23時間後） 	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給 	<p>×</p> <p><損傷炉心注水> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない。</p> <p><格納容器破損防止> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p>

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 －：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<p>【事象概要】高圧及び低圧注水機能喪失、重大事故等対処設備の原子炉注水機能の喪失が発生、低圧注水機能を喪失しているため手順に従い原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点で手動減圧する。その後、炉心損傷に至ることから、ペDESTAL（ドライウエル部）への水張りを行う。原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉心と水の相互作用による荷重が生じるが、格納容器の健全性は維持される。また、ペDESTAL（ドライウエル部）への事前水張り及び溶融炉心落下後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水によりコア・コンクリート反応は抑制される。その後は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等） ・低圧代替注水機能（低圧代替注水系（常設）） 	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】<u>逃がし安全弁（2弁）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%高い位置に到達で手動減圧 <p>【低圧注水】－</p>	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系Bライン経由で注入 ・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）を検知し、300m³/hでスプレイ（ペDESTAL（ドライウエル部）注水と同時） ・格納容器圧力が低下傾向に転じた後、間欠的に130m³/hでスプレイ <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心損傷を確認後、事前水張り ・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）を検知し、80m³/hで注水 ・格納容器圧力が低下傾向に転じた後、崩壊熱相当量の注水 <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生12時間後から開始 	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電） <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・初期水量のみで対応可能。 	<p>×</p> <p><格納容器破損防止> 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)					
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)					

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 －：常設重大事故等対処設備に期待していない

(3) 使用済燃料貯蔵槽における燃料損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

想定事故	起回事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替
		漏えい・隔離	注水	除熱	電源・水源	
想定事故 1	崩壊熱除去機能及び冷却材補給機能喪失	なし	<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使った注水 ・事象発生から8時間後に注水開始	期待しない	【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機，常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラント状況判断の後，常設代替高圧電源装置2台により給電（代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）に給電） 【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽</u> ・初期水量のみで対応可能	— 常設重大事故等対処設備に期待していない。
想定事故 2	冷却材流出（使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断）	【漏えい】 <u>使用済燃料プール冷却浄化系ポンプの下流側における配管破断</u> ・残留熱除去系に比べて耐震性の低い使用済燃料プール冷却浄化系を想定 【漏えい停止】 <u>静的サイフォンブレーカ</u> ・使用済燃料プール水位が通常水位から0.23m下まで低下した時点で漏えいが停止する	<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使った注水 ・事象発生から8時間後に注水開始	期待しない	【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機，常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラント状況判断の後，常設代替高圧電源装置2台により給電（代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）に給電） 【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽</u> ・初期水量のみで対応可能	— 常設重大事故等対処設備に期待していない。

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 —：常設重大事故等対処設備に期待していない

(4) 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンス グループ	起回事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		原子炉停止	炉心冷却	除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	崩壊熱除去機能喪失	—	逃がし安全弁 （1弁） ・注水前に炉圧上昇に伴い手動減圧を実施 待機中の残留熱除去系（低圧注水系） ・手動減圧後、定格流量で注水することにより、水位を回復 ・事象発生から2時間後に注水開始	待機中の残留熱除去系（停止時冷却系）、残留熱除去系海水系 ・注水による水位回復後に系統構成を行い、事象発生から4.4時間後に除熱開始	【電源】非常用ディーゼル発電機 ・外部電源なし 【水源（補給含む）】サプレッション・プール	—	—
全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失	—	逃がし安全弁 （1弁） ・注水前に炉圧上昇に伴い手動減圧 低圧代替注水ポンプ（常設） ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・手動減圧後、蒸発量と同等の流量を注水することにより、通常運転水位を維持 ・事象発生から24分後に起動準備操作完了	残留熱除去系（停止時冷却系）、残留熱除去系海水系 ・注水による水位維持の間に系統構成を行い、事象発生から4.1時間後に除熱開始	【電源】常設代替高圧電源装置 ・外部電源なし ・事象発生から21分で常設代替高圧電源装置2台により低圧代替注水系（常設）に給電 ・事象発生から1.7時間で常設代替高圧電源装置5台により残留熱除去系等に給電 【水源（補給含む）】代替淡水貯槽 ・初期水量のみで対応可能	×	<燃料損傷防止> 燃料損傷回避のためには、約6時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の運転号機の切替時におけるミニマムフローラインからの原子炉冷却材の流出	—	待機中の残留熱除去系（低圧注水系） ・定格流量で注水することにより、水位を回復 ・事象発生から2時間後に注水開始	待機中の残留熱除去系（停止時冷却系）、残留熱除去系海水系 ・注水による水位維持の間に漏えい箇所の隔離及び残留熱除去系（停止時冷却系）への系統構成を行い、準備完了後に除熱開始 ・注水による水位維持の間に漏えい箇所の隔離を実施するため、残留熱除去系（停止時冷却系）への系統構成の余裕時間は十分長い	【電源】非常用ディーゼル発電機 ・外部電源なし 【水源（補給含む）】サプレッション・プール	—	—
反応度の誤投入	最大値制御棒の引き抜き時に誤って斜め隣接の制御棒を引き抜き	安全保護系 ・原子炉出力ベリオド短（10秒）	—	—	—	—	—

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 —：常設重大事故等対処設備に期待していない