

原子炉格納容器限界温度・圧力
に関する評価結果

目 次

	頁
(本文)	
1. 評価の概要	1-1
(1) はじめに	1-1
(2) 限界温度・圧力の評価	1-1
(3) 健全性確認	1-2
a. 評価対象	1-2
b. 機能喪失要因	1-3
c. 評価方法	1-4
d. 評価結果の概要	1-8
(4) 結論	1-28
別添-1 原子炉格納容器バウンダリにおけるシール材の変更について	
別添-2 原子炉格納容器の閉じ込め機能に関する漏えい・破損圧力-温度線図	
(添付資料)	
1. 原子炉格納容器本体・ハッチ類	添 1-1
1.1 概要	添 1-1
1.2 原子炉格納容器本体	添 1-2
1.3 ドライウェル主フランジ	添 1-32
1.4 機器搬入口	添 1-49
1.5 所員用エアロック	添 1-57
1.6 逃がし安全弁搬出ハッチ	添 1-67

1.7	制御棒駆動機構搬出ハッチ	添 1-70
2.	配管貫通部	添 2-1
2.1	概要	添 2-1
2.2	配管貫通部 (接続配管)	添 2-2
2.3	配管貫通部 (スリーブ)	添 2-11
2.4	配管貫通部 (平板類)	添 2-26
2.5	配管貫通部 (セーフエンド)	添 2-36
2.6	配管貫通部 (ベローズ)	添 2-39
3.	電気配線貫通部	添 3-1
3.1	概要	添 3-1
3.2	電気配線貫通部 (アダプタ)	添 3-3
3.3	電気配線貫通部 (ヘッダ)	添 3-5
3.4	電気配線貫通部 (モジュール)	添 3-7
4.	原子炉格納容器隔離弁	添 4-1
4.1	概要	添 4-1
4.2	原子炉格納容器隔離弁 (窒素ガス制御系バタフライ弁)	添 4-2
4.3	原子炉格納容器隔離弁 (T I P ボール弁)	添 4-4
4.4	原子炉格納容器隔離弁 (T I P パージ弁)	添 4-6

- 別紙-1 原子炉格納容器貫通部リスト
- 別紙-2 ドライウェル主フランジ等の開口量評価の妥当性について
- 別紙-3 改良E P D M製シール材の実機を模擬した小型フランジ試験について
- 別紙-4 格納容器貫通部における楕円変形の影響
- 別紙-5 モデル化している各部位の耐震性について
- 別紙-6 動的荷重の影響について
- 別紙-7 実機フランジ模擬試験の概要について
- 別紙-8 S A時のサプレッション・チェンバ構造評価における水力学的動荷重の影響について
- 別紙-9 限界温度・圧力に対する評価対象部位の裕度について
- 別紙-10 T I P パージ弁への改良シール部材適用について
- 別紙-11 200℃, 2Pd の適用可能時間を過ぎてから用いる限界温度・圧力について
- 別紙-12 経年劣化を考慮したシール機能について
- 別紙-13 原子炉格納容器隔離弁の重大事故環境下における耐性確認試験の概要について
- 別紙-14 ドライウェル主フランジ等の開口量評価について
- 別紙-15 ドライウェル主フランジシール部のガスケット増厚について
- 別紙-16 シール機能維持に対する考え方について
- 別紙-17 改良E P D M製シール材の適用性について
- 別紙-18 改良E P D M製シール材における各試験について
- 別紙-19 改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験について
- 別紙-20 実機フランジ模擬試験の実機適用性について
- 別紙-21 化学薬品や核分裂生成物のシール機能への影響について
- 別紙-22 扉板の変形によるシール性の影響について
- 別紙-23 T I P 火薬切断弁の信頼性について
- 別紙-24 フランジ部の永久変形の評価について
- 別紙-25 原子炉格納容器 限界温度・圧力に対する経年劣化の影響について

別紙-26 原子炉格納容器に接続される系統の健全性について

別紙-27 実機環境と改良E P D M製シール材の試験条件の比較について

別紙-28 原子炉格納容器の機能喪失の検出の考え方について

別紙-29 原子炉格納容器本体の解析評価範囲について

1. 評価の概要

(1) はじめに

島根原子力発電所2号炉（以下「島根2号炉」という。）の重大事故等対策の有効性評価において、原子炉格納容器の限界温度・圧力をそれぞれ200℃、2Pd（0.853MPa[gage]、Pd：最高使用圧力（0.427MPa[gage]））として評価している。以下にその根拠と妥当性を示す。

表1 原子炉格納容器の設計条件と限界温度・圧力の比較

	設計仕様 (最高使用温度・圧力)	有効性評価で使用する限界 温度・圧力
温度	171℃ ^{*1}	200℃
圧力	0.427MPa[gage] (1Pd) {4.35kg/cm ² g}	0.853MPa[gage] ^{*2} (2Pd)

※1：ドライウェルの最高使用温度を示す。サブプレッション・チェンバの最高使用温度は104℃である。

※2：4.35kg/cm²(1Pd)を2倍した後、SI単位換算した数値。

(2) 限界温度・圧力の評価

原子炉格納容器の限界温度・圧力については、重大事故等時において、原子炉格納容器の機能である放射性物質の閉じ込め機能を確保できることを条件として設定する。放射性物質の閉じ込め機能を確保するためには、原子炉格納容器バウンダリを構成する機器である原子炉格納容器本体、ハッチ類、貫通部、隔離弁等が、重大事故等時において著しい損傷が生じることなく、気密性を確保することが必要である。

重大事故等時の原子炉格納容器閉じ込め機能については、これまでに実施した電力会社等による共同研究（以下「電共研」という。）や、当時の（財）原子力発電技術機構（以下「NUPEC」という。）による「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）」の研究成果を踏まえた評価等に加え、東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故では原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失し、放射性物質の放出につながった可能性が高いことから、これまでの福島第一原子力発電所事故の分析、評価によって得られている知見を考慮して、原子炉格納容器バウンダリを構成する機器の機能が健全に維持できることが確認できる条件を設定する。

これらを踏まえ、有効性評価における重大事故等時の原子炉格納容器の限界温度・圧力をそれぞれ200℃、2Pdと設定していることに対し、上記に示す電共研やNUPECの研究成果、解析評価及び福島第一原子力発電所事故の知見等により妥当性を確認するものである。

(3) 健全性確認

a. 評価対象

放射性物質の閉じ込め機能を確保するためには、200℃、2Pd の環境下で原子炉格納容器本体及び開口部等の構造健全性を確認する必要がある。

さらに、福島第一原子力発電所事故において、原子炉格納容器からの漏えい要因の一つとして推定されている原子炉格納容器に設置されるドライウェル主フランジ部、ハッチフランジ部、電気配線貫通部等のシール部についても、200℃、2Pd の環境下での機能維持を確認する必要がある。

このことから原子炉格納容器本体のほかに、200℃、2Pd の環境下で原子炉格納容器の変位荷重等の影響により、構造上、リークパスになる可能性がある開口部及び貫通部の構成品、また、ガスケットの劣化及びシート部の変形に伴いリークパスになる可能性があるシール部が評価対象となり、以下の原子炉格納容器バウンダリ構成部を評価する。なお、図1に原子炉格納容器バウンダリ構成部の概要を示す。

- ① 原子炉格納容器本体（ドライウェル、サプレッション・チェンバ、ベント管（ベント管ベローズ含む））
- ② ドライウェル主フランジ
- ③ ハッチ類（機器搬入口、所員用エアロック、逃がし安全弁搬出ハッチ、制御棒駆動機構搬出ハッチ）
- ④ 配管貫通部（接続配管、スリーブ、平板類、セーフエンド、ベローズ）
- ⑤ 電気配線貫通部
- ⑥ 原子炉格納容器隔離弁

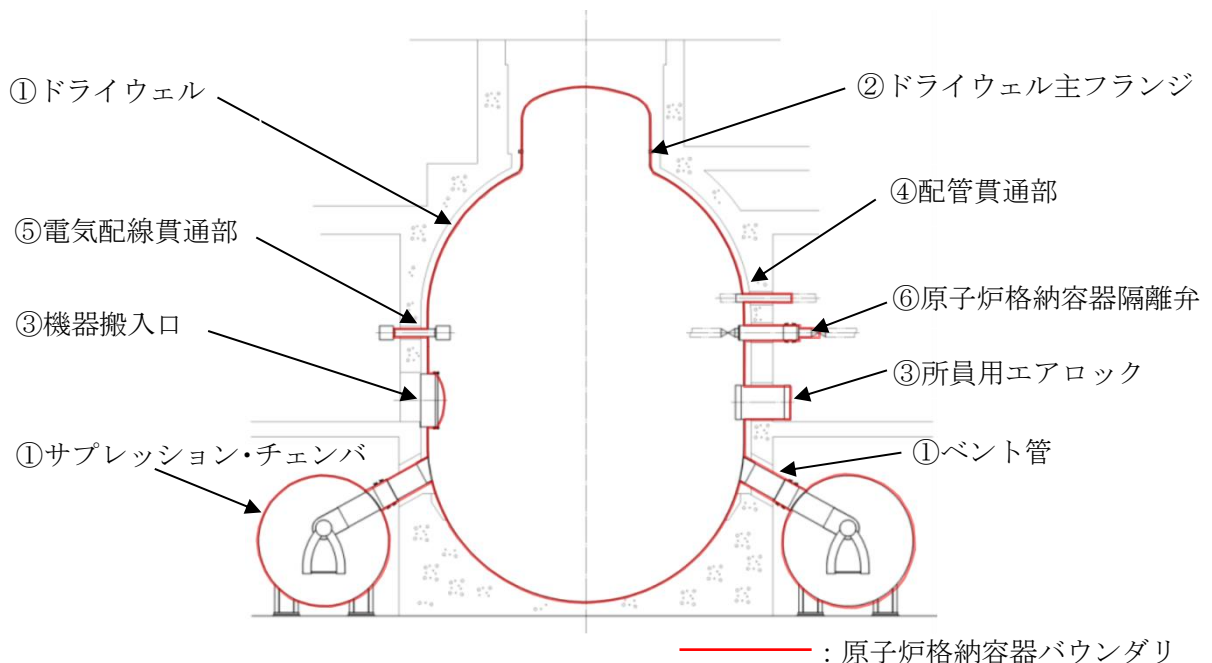


図1 原子炉格納容器バウンダリを構成する機器の概要図

b. 機能喪失要因

原子炉格納容器バウンダリを構成する各設備の重大事故等時における放射性物質の閉じ込め機能喪失の要因（以下「機能喪失要因」という。）として、原子炉格納容器内の温度、圧力条件や原子炉格納容器本体の変形に伴う、以下の要因が想定される。

- ① 原子炉格納容器本体
延性破壊，疲労破壊
- ② ドライウェル主フランジ
延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
- ③ ハッチ類
 - ・ 機器搬入口・・・・・・・・延性破壊，座屈，変形，高温劣化（シール部）
 - ・ 所員用エアロック・・・・・・・・延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
 - ・ 逃がし安全弁搬出ハッチ・・・・・・・・延性破壊，座屈，変形，高温劣化（シール部）
 - ・ 制御棒駆動機構搬出ハッチ・・・・・・・・延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
- ④ 配管貫通部
 - ・ 接続配管・・・・・・・・延性破壊
 - ・ スリーブ・・・・・・・・延性破壊
 - ・ 平板類・・・・・・・・延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
 - ・ セーフエンド・・・・・・・・延性破壊
 - ・ ベローズ・・・・・・・・疲労破壊
- ⑤ 電気配線貫通部
延性破壊，高温劣化（シール部）
- ⑥ 原子炉格納容器隔離弁
延性破壊，高温劣化（シール部）

c. 評価方法

構造健全性及びシール部の機能維持について、各設備に対し放射性物質の閉じ込め機能を確保できる判断基準を設定し、以下のいずれかの方法により評価し、200℃、2Pdの環境下での健全性及び機能維持を確認する。

- (a) 電共研，NUPECでの試験結果又は解析結果等による評価
- (b) 発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版含む）JSME S NC1-2005/2007）（以下「設計・建設規格」という。）
又は既工事計画認可申請書等に準拠した評価
- (c) 設計・建設規格の準用等による評価

評価方法による評価対象機器の分類を図2に、評価対象機器の分類及び評価内容を表2に示す。

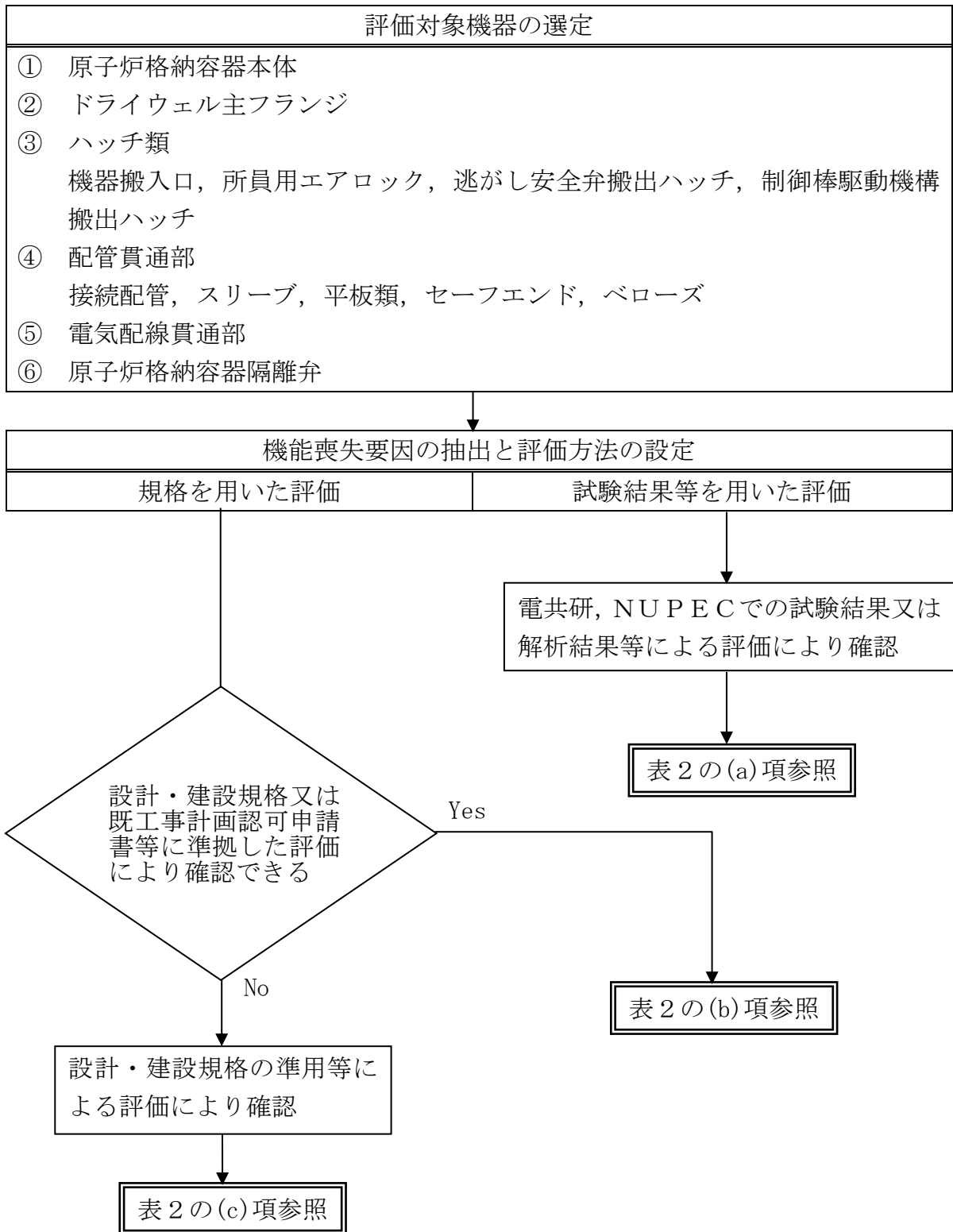


図2 評価方法による評価対象の分類

表2 評価対象機器の分類及び評価内容（1／2）

評価対象部位			想定される機能喪失要因	評価方法	評価方法の概要	判定基準
①	原子炉格納容器本体	胴部等	延性破壊（一般部）	(c)	設計・建設規格（PVE-3230ほか）を準用し、2/3Su値（200℃）に相当する許容圧力を評価	2Pdを上回ること
			延性破壊（構造・形状不連続部）	(a)	電共研で実施した有限要素法による代表プラントでの結果を用い、破損圧力を評価	
			延性破壊（ドライウェル基部）	(c)	既工事計画認可申請書の評価値を用いて200℃、2Pdにおける発生応力を評価	許容応力を下回ること（疲労累積係数1以下）
	ベント管ペローズ	疲労破壊	(b)	設計・建設規格（PVE-3810）に準拠し、200℃、2Pdにおける疲労累積係数を評価	疲労累積係数1以下	
②	ドライウェル主フランジ	延性破壊（ボルト、フランジ）	(a)	電共研で実施した有限要素法による代表プラントの結果を用い、破損圧力を評価	2Pdを上回ること	
			(b)	設計・建設規格（PVE-3700）に準拠し、JIS B 8265に基づいて200℃、2Pdにおけるボルト及びフランジの発生応力を評価	許容応力を下回ること	
		変形、高温劣化（シール部）	(a)	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	シール部が健全であること	
③	ハッチ類（機器搬入口）	延性破壊（円筒胴）	(c)	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、200℃における許容圧力を評価	2Pdを上回ること	
		座屈（鏡板）	(b)	機械工学便覧の座屈評価式に準拠し、座屈圧力を評価	2Pdを上回ること	
		変形、高温劣化（シール部）	(a)	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	シール部が健全であること	
	ハッチ類（所員用エアロック）	延性破壊（円筒胴、隔壁）	(c)	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、2/3Su値（200℃）に相当する許容圧力を評価	2Pdを上回ること	
			(c)	既工事計画認可申請書の評価値を用いて、Su値（200℃）に相当する許容圧力を評価	2Pdを上回ること	
		変形、高温劣化（シール部）	(a)	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	シール部が健全であること	
	ハッチ類（逃がし安全弁搬出ハッチ）	延性破壊（円筒胴）	(c)	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、200℃における許容圧力を評価	2Pdを上回ること	
		座屈（鏡板）	(b)	機械工学便覧の座屈評価式に準拠し、座屈圧力を評価	2Pdを上回ること	
		変形、高温劣化（シール部）	(a)	機器搬入口（内開き構造で貫通部径最大）で代表評価		
	ハッチ類（制御棒駆動機構搬出ハッチ）	延性破壊（円筒胴、鏡板）	(c)	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、2/3Su値（200℃）に相当する許容圧力を評価	2Pdを上回ること	
		変形、高温劣化（シール部）	(a)	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	シール部が健全であること	

表2 評価対象機器の分類及び評価内容 (2/2)

評価対象部位	想定される機能喪失要因	評価方法	評価方法の概要	判定基準
④	配管貫通部 (接続配管)	延性破壊	(c) 代表配管について、設計・建設規格 (PPC-3530) を準用し、原子炉格納容器変位に伴う発生応力を評価 (許容応力評価を超える場合は、疲労累積係数を評価)	許容応力を下回ること (疲労累積係数 1 以下)
	配管貫通部 (スリーブ)	延性破壊 (スリーブ本体, スリーブ取付け部)	(c) 設計・建設規格 (PVE-3611) を準用し、2/3Su 値 (200°C) に相当する許容圧力を評価	2Pd を上回ること
			(c) 原子炉格納容器内圧及び配管からの荷重を考慮して、既工事計画認可申請書と同様の手法で発生応力を評価	許容応力を下回ること
	配管貫通部 (平板類)	延性破壊 (ボルト締め平板, ボルト, フランジ)	(c) 設計・建設規格 (PVE-3410) を準用し、2/3Su 値 (200°C) に相当する許容圧力を評価	2Pd を上回ること
			(b) 設計・建設規格 (PVE-3700) に準拠し、J I S B 8265 に基づいて 200°C, 2Pd におけるボルト及びフランジの発生応力を評価	許容応力を下回ること
		変形, 高温劣化 (シール部)	(a) シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	シール部が健全であること
配管貫通部 (セーフエンド)	延性破壊	(c) 設計・建設規格 (PVE-3230) を準用し、2/3Su 値 (200°C) に相当する許容圧力を評価	2Pd を上回ること	
配管貫通部 (ベローズ)	疲労破壊	(b) 設計・建設規格 (PVE-3810) に準拠し、200°C, 2Pd における疲労累積係数を評価	疲労累積係数 1 以下	
⑤	電気配線貫通部	延性破壊 (アダプタ, ヘッダ)	(c) 設計・建設規格 (PVE-3611 ほか) を準用し、2/3Su 値 (200°C) に相当する許容圧力を評価	2Pd を上回ること
		高温劣化 (シール部)	(a) 電共研, NUPEC 試験等で実施された電気配線貫通部のモデル試験体を用いた気密性能確認結果に基づき評価	シール部が健全であること
⑥	原子炉格納容器隔離弁	延性破壊 (弁箱)	(b) 設計・建設規格 (弁の圧力温度基準に基づく評価) に準拠し、弁箱の耐圧機能の評価	2Pd を上回ること
		高温劣化 (シール部)	(a) シール部について試験結果に基づき評価	シール部が健全であること

d. 評価結果の概要

① 原子炉格納容器本体

原子炉格納容器本体は、鋼製の上下部半球胴部円筒形ドライウエル、円環形サプレッション・チェンバ、これらを連結するベント管及びベント管ベローズによって構成している。

原子炉格納容器本体（ベント管ベローズ除く）の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200°C 、 2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が一般部に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、原子炉格納容器本体（ベント管ベローズ除く）の機能喪失要因は、高温状態での内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊及びドライウエル基部を固定端とした熱変形に伴う延性破壊が想定される。

また、ベント管ベローズの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊及び疲労破壊が考えられる。今回の評価条件である 200°C 、 2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないことから、脆性破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、ベント管ベローズの 200°C 、 2Pd における機能喪失要因は、通常運転時に累積される低サイクル疲労に加えて重大事故等時に累積される低サイクル疲労による疲労破壊が想定される。

原子炉格納容器本体（ベント管ベローズ除く）における構造健全性評価として、一般部の部材において内圧による荷重を受け止める部位のうち鏡板、円筒胴、球形胴について一次一般膜応力評価を行い、 200°C における許容応力が 2Pd 以上であることを確認した。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 S_u 値検討会で設定された設計引張強さ（ S_u ）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する原子炉格納容器本体の構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m （一次一般膜応力強さ）には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態 D の P_m の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、

安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態Dの許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は $2/3Su$ と規定されている。 P_m は、膜応力であり断面の応力が Su に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されている。

一方、電共研「事故時の格納容器耐性評価に関する研究（平成元年度）」において、代表プラントの原子炉格納容器を対象に有限要素法によるひずみ評価が実施されており、これを用いて島根 2 号炉での原子炉格納容器の局所の健全性を確認する。

この有限要素法による評価では、代表プラントのMARK-I改良型全体モデル解析結果より最も弱い部位と考えられる「円筒部中心部」及び構造不連続部であるハッチ取付部のうち最も弱い部位と考えられる「機器搬入口取付部」を局所評価点として選定している。この原子炉格納容器本体破損評価にあたり、寸法（胴内径、板厚等）の影響を評価し、補正を行った結果、重大事故等時の原子炉格納容器本体の破損に対する温度・圧力は 200°C 、 $2Pd$ 以上あることを確認した。

ドライウェル基部については、鋼材の熱膨張が拘束されることによる熱応力が発生することから、一次＋二次応力の評価を実施し、許容値を原子炉格納容器（クラスMC容器）の供用状態A、Bに対する許容値と同じ $3S$ （ S 値： 200°C における値）を超えるが、設計・建設規格 PVB-3300 に規定される疲労評価により、疲労累積係数が 1 以下であることから、 200°C 、 $2Pd$ での健全性を確認した。

また、ベント管ベローズについては、設計・建設規格に示される伸縮継手の疲労評価の式を用いて疲労累積係数を算出し、通常運転時の疲労累積係数との合計が 1 以下であることから、 200°C 、 $2Pd$ での健全性を確認した。

② ドライウェル主フランジ

ドライウェル主フランジは、原子炉格納容器の上蓋フランジであり、締付ボルトで固定される構造である。また、フランジ間のシールにはガスケットを使用している。フランジにはシール溝が二重に配置されており、原子炉格納容器内側・外側のそれぞれのシール溝にガスケットを取り付ける二重シール構造になっている。

ドライウェル主フランジの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと及び繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊、疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、ドライウェル主フランジの機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊、また、フランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、下記のとおり、200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

・本体

ドライウェル主フランジの構造健全性評価として、フランジ及び締付ボルトの健全性を以下のとおり確認した。

電共研「事故時の格納容器耐性評価に関する研究（平成元年度）」では、代表プラントのドライウェル主フランジを対象に、有限要素法を用いた弾塑性解析が実施されている。これに基づき島根 2 号炉のドライウェル主フランジの破損圧力を評価した結果、200℃条件下における破損圧力は約 4.3Pd～4.8Pd と考えられるため、限界温度・圧力である 200℃、2Pd での構造健全性を確認した。

また、既工事計画認可申請書と同様の評価手法である設計・建設規格 PVE-3700 を適用し、J I S B 8265「圧力容器の構造—一般事項」に基づいてフランジ及びボルトの発生応力を算出し、許容応力を下回ることを確認した。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過するドライウェル主フランジの構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を Pm（一次一般膜応力強さ）には 1.5、PL+Pb（一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）には 1.0 として評価を行う。すな

わち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値、 $PL+P_b$ が S_u 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態Dの P_m 、 $PL+P_b$ の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定(原子炉冷却材喪失事故を想定)に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態Dの許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は $2/3S_u$ 、 $PL+P_b$ は $1.5 \times 2/3S_u (=S_u)$ と規定されている。前者は、膜応力であり断面の応力が S_u に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されているが、後者は、断面表面が S_u に到達しても断面内部は更なる耐荷能力があり直ちに破損には至らないため割下げ率は 1.0 としている。

- ・シール機能

- ・フランジ部

原子炉格納容器の重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、有限要素法解析を用いてドライウェル主フランジにおける開口量を評価した。その結果、 200°C 、 $2Pd$ における開口量は、内側ガスケット部及び外側ガスケット部において許容開口量以下であることを確認した。

- ・シール材

シール材(ガスケット)には、従来はシリコンゴムを使用していたが、福島第一原子力発電所事故で当該シール材が事故環境に曝されて劣化した可能性があることも踏まえ、事故環境での性能特性に優れた改良EPDM製(EPDMはエチレンプロピレンゴムを示す。)のシール材に変更する。本評価では、改良EPDM製シール材について事故時の原子炉格納容器内環境でのシール材劣化特性を考慮してシール機能を評価した。その結果、 200°C 、 $2Pd$ の環境下において、少なくとも7日間の健全性が確保されることを確認した。

以上の評価結果から、ドライウェル主フランジの耐性は、シール材の耐力が支配的となる。シール材が高温環境下で劣化することにより、放射性物質の閉じ込め機能を喪失する可能性については、福島第一原子力発電所の事故の分析からも確認されており、福島第一原子力発電所事故の経験と分析を踏まえ、高温環境下における耐性を強化した改良EPDM製シール材を用いることにより、機能を向上させる。

シール材の機能確保に関しては、温度・圧力が低下するほど、漏えい、破損に対する裕度が増加することから、有効性評価に用いている原子炉格納容器の限界温度・圧力の条件である 200℃、2Pd は、機器や材料が有する耐力に対して裕度を確保した設定であると考えられる。

このことから、ドライウェル主フランジについて、原子炉格納容器の限界温度・圧力の 200℃、2Pd は、機器や材料が有する耐力に対して裕度を確保した設定であり、妥当である。

③ ハッチ類

・機器搬入口

機器搬入口は、フランジ付きの円筒胴が原子炉格納容器内側に突き出し、この円筒胴のフランジに鏡板のフランジをボルト固定しており、フランジ間のシールにはシール溝が二重に配置されており、原子炉格納容器内側・外側のそれぞれのシール溝にガスケットを取り付ける二重シール構造となっている。なお、ドライウェル主フランジと異なり、原子炉格納容器加圧時は機器搬入口フランジがフランジ支持部に押し付けられる構造となっている。

機器搬入口の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、機器搬入口の機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊及び鏡板部の座屈、また、フランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、下記のとおり 200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

・本体

機器搬入口における構造健全性評価として、内圧による荷重を受け止める部位のうち円筒胴について一次一般膜応力評価を行い、許容応力が 2Pd 以上であることを確認した。

また、鏡板については、外圧を受ける球殻の座屈圧力の理論式に基づき評価を行い、座屈圧力（許容圧力）が 2Pd 以上であることを確認した。

・シール機能

・フランジ固定部

原子炉格納容器の重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、有限要素法解析を用いて機器搬入口における開口量を評価した。その結果、2Pd における開口量は、内側ガスケット部及び外側ガスケット部において許容開口量以下であることを確認した。

・シール材

シール材（ガスケット）には、従来はシリコンゴムを使用して

いるが、福島第一原子力発電所事故で高温劣化した可能性があることも踏まえ、事故環境での性能特性に優れた改良E P D M製のシール材に変更する。本評価では、改良E P D M製シール材について事故時の原子炉格納容器内環境でのシール材劣化特性を考慮してシール機能を評価した。その結果、200℃、2Pdの環境下において、少なくとも7日間の健全性が確保されることを確認した。

以上の評価結果から、機器搬入口の耐性は、シール材の耐力が支配的となる。シール材が高温環境下で劣化することにより、放射性物質の閉じ込め機能を喪失する可能性については、福島第一原子力発電所事故の分析からも確認されており、福島第一原子力発電所事故の経験と分析を踏まえ、高温環境下における耐性を強化した改良E P D M製シール材を用いることにより、機能を向上させる。

シール材の機能確保に関しては、温度・圧力が低下するほど、漏えい、破損に対する裕度が増加することから、有効性評価に用いている原子炉格納容器の限界温度・圧力の条件である200℃、2Pdは、機器や材料が有する耐力に対して裕度を確保した設定であると考えられる。

このことから、機器搬入口について、原子炉格納容器の限界温度・圧力の200℃、2Pdは、機器や材料が有する耐力に対して裕度を確保した設定であり、妥当である。

・所員用エアロック

所員用エアロックは、原子炉格納容器外側に突き出した円筒胴の両端に平板（隔壁）を溶接し、人が出入りできる開口部を設けている。この開口部に枠板（隔壁）を溶接し、枠板の前面を開閉扉で塞ぐ構造である。枠板の前面と扉間のシールには改良E P D Mのガスケットを使用している。なお、ドライウェル主フランジと異なり、原子炉格納容器加圧時はエアロック扉が支持部に押し付けられる構造となっているため、扉板が開くことはない。また、扉には均圧弁に繋がる配管や扉開閉ハンドル軸等が貫通しており、均圧弁、扉開閉ハンドル貫通部及び電線貫通部にシール材を使用している。

所員用エアロックの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である200℃、2Pdを考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、有意な圧縮力が所員用エアロックに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができ、高温状態で原子炉格納容器内圧を受けることによる、過度な塑性変形に伴う延性破壊が機能喪失要因として想定される。その

ため、所員用エアロック本体の塑性変形に伴う延性破壊、また、扉の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、下記のとおり 200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

・本体

所員用エアロックにおける構造健全性評価として、所員用エアロックのうち内圧による荷重を受け止める部位（円筒胴、隔壁）を評価対象として一次応力評価を行い、許容圧力が2Pd以上であることを確認した。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する所員用エアロックの構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m （一次一般膜応力強さ）には 1.5、 $PL+P_b$ （一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）には 1.0 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3Su$ 値、 $PL+P_b$ が Su 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態Dの P_m 、 P_L+P_b の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態Dの許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は $2/3Su$ 、 P_L+P_b は $1.5 \times 2/3Su (=Su)$ と規定されている。前者は、膜応力であり断面の応力が Su に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されているが、後者は、断面表面が Su に到達しても断面内部は更なる耐荷能力があり直ちに破損には至らないため割下げ率は 1.0 としている。

・シール機能

・扉

所員用エアロック扉閉止時は、扉は原子炉格納容器内圧により扉板が支持部に押付けられる構造であり、圧力により扉板が開く

ことはない。しかし、内圧が負荷される面積が大きいことから、この原理でガスケット部の微小な開口が予想されるため、圧力による開口量を理論式に基づき評価した。

・シール材

シール材（ガスケット）には、従来はシリコンゴムを使用しているが、福島第一原子力発電所事故で高温劣化した可能性があることも踏まえ、事故環境での性能特性に優れた改良E P D M製のシール材に変更する。本評価では、改良E P D M製シール材について事故時の原子炉格納容器内環境でのシール材劣化特性を考慮してシール機能を評価した。その結果、200℃、2Pdの環境下において、少なくとも7日間の健全性が確保されることを確認した。

扉のシリコンゴムのガスケット以外にエアロックの扉板貫通部に使用しているシール材は以下のとおりである。

- ①ハンドル軸貫通部Oリング・・・フッ素ゴム
- ②電線管貫通部・・・・・・・・・・フッ素樹脂
- ③均圧弁シート・・・・・・・・・・フッ素樹脂

ハンドル軸貫通部Oリングに使われているシール材（フッ素ゴム）及び均圧弁に使われているシール材（フッ素樹脂）は、重大事故環境下の放射線による影響で、シール機能が劣化することが考えられるため、ハンドル軸貫通部Oリングを、より耐放射線性に優れた改良E P D M製のシール材に変更する。

均圧弁のシール材をより耐放射線性に優れたP E E K材（P E E Kはポリエーテルエーテルケトンを示す。）に変更する。

電線管貫通部に使われているシール材（フッ素樹脂）は、重大事故環境下の放射線による影響で、シール機能が低下することが考えられるため、より耐環境性に優れた膨張黒鉛のシール材に変更する。

・逃がし安全弁搬出ハッチ

逃がし安全弁搬出ハッチは、フランジ付きの円筒胴が原子炉格納容器内側に突き出し、この円筒胴のフランジに鏡板のフランジをボルト固定しており、フランジ間のシールにはガスケットを使用している。フランジにはシール溝が二重に配置されており、原子炉格納容器内側・外側のそれぞれのシール溝にガスケットを取り付ける二重シール構造になっている。なお、ドライウェル主フランジと異なり、原子炉格納容器加圧時は逃がし安全弁搬出ハッチフランジがフランジ支持部に押し付けられる構造となっている。

逃がし安全弁搬出ハッチの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、逃がし安全弁搬出ハッチの機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊及び鏡板部の座屈、並びにフランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、下記のとおり 200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

- ・ 本体

逃がし安全弁搬出ハッチにおける構造健全性評価として、内圧による荷重を受け止める部位のうち円筒胴について一次一般膜応力評価を行い、許容圧力が 2Pd 以上であることを確認した。

また、鏡板については、外圧を受ける球殻の座屈圧力を理論式に基づき評価を行い、座屈圧力（許容圧力）が 2Pd 以上であることを確認した。

- ・ シール機能

- ・ フランジ固定部

逃がし安全弁搬出ハッチの重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、原子炉格納容器胴部の変形の影響を受けやすい機器搬入口で代表評価した。

- ・ シール材

シール材（ガスケット）には、従来はシリコンゴムを使用しているが、福島第一原子力発電所事故で高温劣化した可能性があることも踏まえ、事故環境での性能特性に優れた改良 E P D M 製のシール材に変更する。本評価では、改良 E P D M 製シール材について事故時の原子炉格納容器内環境でのシール材劣化特性を考慮してシール機能の評価した。その結果、200℃、2Pd の環境下において、少なくとも 7 日間の健全性が確保されることを確認した。

以上の評価結果から、逃がし安全弁搬出ハッチの 200℃、2Pd に対する耐性は、シール材の耐力が支配的となる。シール材が高温環境下で劣化することにより、放射性物質の閉じ込め機能を喪失する可能性については、福島第一原子力発電所の事故の分析からも確認されてお

り、福島第一原子力発電所事故の経験と分析を踏まえ、高温環境下における耐性を強化した改良EPDM製シール材を用いることにより、機能を向上させる。

- ・制御棒駆動機構搬出ハッチ

制御棒駆動機構搬出ハッチは、フランジ付きの円筒胴が原子炉格納容器外側に突出し、この円筒胴のフランジに蓋フランジをボルト固定しており、フランジ間のシールにはガスケットを使用している。フランジにはシール溝が二重に配置されており、原子炉格納容器内側・外側のそれぞれのシール溝にガスケットを取り付ける二重シール構造になっている。

制御棒駆動機構搬出ハッチの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、有意な圧縮力が制御棒駆動機構搬出ハッチに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

このため、以下のとおり 200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

- ・本体

制御棒駆動機構搬出ハッチにおける構造健全性評価として、内圧による荷重を受け止める部位のうち円筒胴、鏡板について一次一般膜応力評価を行い、許容圧力が 2Pd 以上であることを確認した。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する制御棒駆動機構搬出ハッチの構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m （一次一般膜応力強さ）には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3Su$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態 D の P_m の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の

許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は $2/3S_u$ と規定されている。 P_m は、膜応力であり断面の応力が S_u に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率1.5を考慮して規定されている。

- ・シール機能

- ・フランジ固定部

原子炉格納容器の重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、有限要素法解析を用いて制御棒駆動機構搬出ハッチにおける開口量を評価した。その結果、 $2Pd$ における開口量は、内側ガスケット部及び外側ガスケット部において許容開口量以下であることを確認した。

- ・シール材

シール材（ガスケット）には、従来はシリコンゴムを使用しているが、福島第一原子力発電所事故で高温劣化した可能性があることも踏まえ、事故環境での性能特性に優れた改良E P D M製のシール材に変更する。本評価では、改良E P D M製シール材について事故時の原子炉格納容器内環境でのシール材劣化特性を考慮してシール機能の評価した。その結果、 200°C 、 $2Pd$ の環境下において、少なくとも7日間の健全性が確保されることを確認した。

以上の評価結果から、制御棒駆動機構搬出ハッチの 200°C 、 $2Pd$ に対する耐性は、シール材の耐力が支配的となる。シール材が高温環境下で劣化することにより、放射性物質の閉じ込め機能を喪失する可能性については、福島第一原子力発電所の事故の分析からも確認されており、福島第一原子力発電所事故の経験と分析を踏まえ、高温環境下における耐性を強化した改良E P D M製シール材を用いることにより、機能を向上させる。

④ 配管貫通部

・接続配管

接続配管の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2 Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が接続配管に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。一方、200℃、2Pd の環境下では原子炉格納容器が変形すると考えられることから、接続配管には原子炉格納容器の変位による曲げ荷重が作用する。よって、接続配管の機能喪失要因は、曲げ荷重に伴う延性破壊が想定される。ここで、接続配管に加えらる曲げ荷重は二次応力に分類されることから、自重等の一次応力と併せて、一次＋二次応力が許容値を満足することを確認する。

このため、接続配管に発生する反力及びモーメントが大きい貫通部を代表として選定し、当該配管について 3次元梁モデルを用いた弾性解析を実施し、設計・建設規格の PPC-3530 に規定される応力の許容値を超えるが、PPB-3535 に規定される疲労評価の結果、疲労累積係数が 1 以下であることを確認した。

・スリーブ

スリーブ本体及び取付部の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、内圧を受けるスリーブに圧縮力が生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、スリーブの機能喪失要因は高温状態での内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

ここで、スリーブ本体に発生する応力が大きいと考えられる最大径の貫通部を代表として選定し、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 のとおり、延性破壊評価として一次応力の評価を行い、許容圧力が 2 Pd を上回ることを確認した。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超

過するスリーブ本体の構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、スリーブ本体に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態Dの P_m の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定(原子炉冷却材喪失事故を想定)に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態Dの許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は $2/3S_u$ と規定されている。 P_m は、膜応力であり断面の応力が S_u に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されている。

スリーブ取付け部について、接続配管で選定した代表貫通部について、既工認と同様の評価手法で発生応力を評価し、許容応力以下であることを確認した。

以上から、 200°C 、 $2Pd$ の環境下において、スリーブは損傷に至らず、放射性物質の閉じ込め機能があることを確認した。

・平板類

平板類のうち、平板、穴あき平板、フランジ、ボルト締め平板及びフルードヘッドは、スリーブまたはセーフエンドに溶接固定されている。また、フランジ部は、ボルトにより固定されており、フランジ間のシール部には、ガスケットを使用している。

平板類の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200°C 、 $2Pd$ の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰返し荷重が作用しないことから、脆性破壊、疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、平板類の機能喪失要因は高温状態での内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。また、フランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、発生する応力が大きくなる最大径の貫通部を代表として選定し、下記のとおり、 200°C 、 $2Pd$ の環境下での健全性を確認した。

・本体

平板類における構造健全性評価として、内圧による荷重を受け止める部位のうちボルト締め平板、ボルト、フランジについて一次応力評価を行い、許容圧力が $2Pd$ 以上であることを確認した。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する平板類の構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を Pm（一次一般膜応力強さ）には 1.5, PL+Pb（一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）には 1.0 として評価を行う。すなわち、平板類に発生する応力 Pm が $2/3Su$, PL+Pb が Su 以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態 D の Pm, PL+Pb の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、Pm は $2/3Su$, PL+Pb は $1.5 \times 2/3Su (=Su)$ と規定されている。前者は、膜応力であり断面の応力が Su に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されているが、後者は、断面表面が Su に到達しても断面内部は更なる耐荷能力があり直ちに破損には至らないため割下げ率は 1.0 としている。

- ・シール機能

- ・フランジ部

ボルト締め平板のシール機能維持について、構造健全性の確認のために、フランジ固定部のフランジ強度評価及び締付ボルトの有効断面積評価並びにフランジの開口評価を行った。

フランジ部について、J I S B 8265「压力容器の構造—一般事項」を用いて、 $2Pd$ におけるフランジの発生応力が許容応力を下回ること及びボルトの必要総有効断面積がボルトの総有効断面積を下回ることを確認した。

また、平板類の重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、圧力による開口量を理論式に基づき評価した。

- ・シール材

シール材（ガスケット）には、従来はシリコンゴムを使用していたが、福島第一原子力発電所事故で高温劣化した可能性があることも踏まえ、事故環境での性能特性に優れた改良E PDM製のシール材に変更する。本評価では、改良E PDMについて事故時の原子炉格納容器内環境でのシール材劣化特性を考慮してシール機能を評価した。その結果、200℃、2Pdの環境下において、少なくとも7日間の健全性が確保されることを確認した。

- ・セーフエンド

セーフエンドは、ベローズ付貫通部に用いられる短管で、スリーブ及びベローズ等に溶接固定されている。

セーフエンドの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である200℃、2Pdの条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力がセーフエンドに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、セーフエンドの機能喪失要因は高温状態での内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

ここで、セーフエンドに発生する応力が大きいと考えられる最大径の貫通部を代表として選定し、設計・建設規格の解説表PVB-3110-1のとおり、延性破壊評価として一次応力の評価を実施した。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内Su値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過するセーフエンドの構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m （一次一般膜応力強さ）には1.5として評価を行う。すなわち、セーフエンドに発生する応力 P_m が $2/3Su$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説PVB-3111に示すように、供用状態Dの P_m の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態Dの許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は

$2/3S_u$ と規定されている。 P_m は、膜応力であり断面の応力が S_u に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されている。

また、一次一般膜応力強さは、供用状態Dにおける一次一般膜応力の許容値である $2/3S_u$ 以下であることも確認した。

- ベローズ

ベローズは、配管貫通部に用いられる伸縮継手であり、セーフエンドに溶接固定されている。

ベローズの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊及び疲労破壊が考えられる。今回の評価条件である 200°C 、 $2Pd$ の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないことから、脆性破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、ベローズの機能喪失要因は通常運転時に累積される低サイクル疲労に加えて重大事故等時に累積される低サイクル疲労による疲労破壊が想定される。

ここで、既工事計画認可申請書において疲労累積係数が最も大きいベローズを代表として選定し、設計・建設規格に示される伸縮継手の疲労評価の式を用いて疲労累積係数を算出し、通常運転時の疲労累積係数との合計が 1 以下であることから、 200°C 、 $2Pd$ での健全性を確認した。

⑤ 電気配線貫通部

・電気配線貫通部本体

電気配線貫通部では、電気配線貫通部のうちスリーブ、アダプタ及びヘッドの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。なお、スリーブについては④配管貫通部(スリーブ)にて評価を実施している。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力がアダプタ及びヘッドに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。したがって、アダプタ及びヘッドの機能喪失要因は、高温状態での内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

ここで、設計・建設規格の解説表 PVB-3110-1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ（Su）に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR-2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過するアダプタ及びヘッドの構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m （一次一般膜応力強さ）には 1.5 として評価を行う。すなわち、アダプタ及びヘッドに発生する応力 P_m が $2/3Su$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考えている。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB-3111 に示すように、供用状態 D の P_m の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、 P_m は $2/3Su$ と規定されている。 P_m は、膜応力であり断面の応力が Su に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されている。

アダプタ及びヘッドについて、設計・建設規格に示される必要厚さの評価式を準用し、許容圧力の評価を行い、許容圧力が 2Pd を上回ることを確認した。

・シール材

電気配線貫通部のシール材については、電共研「格納容器電気ペネトレーションの特性確認試験（昭和 62 年度）」において、実機電気配

線貫通部と同等の試験体を用い、原子炉格納容器内側の電気配線貫通部端子箱部分の環境条件を 200℃、約 1.8Pd (約 0.8MPa) とした条件下におけるモジュール部シール材の耐漏えい性を確認している。

また、NUPEC 重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) (平成 2 年度～平成 14 年度) において、実機電気配線貫通部モジュールと同等のモジュール試験体を用い、シール材からの漏えい限界圧力・温度の把握を行っている。この評価では、最大 2.3Pd (1.0MPa)、約 260℃までの耐漏えい性を確認している。

さらに、過去の電気配線貫通部の環境試験において、原子炉格納容器内を 200℃と模擬した試験において、電気配線貫通部の長期健全性を確認している。

したがって、電気配線貫通部については、有効性評価における限界温度・圧力としている 200℃、2 Pd 条件下でのシール機能を確認した。

⑥ 原子炉格納容器隔離弁

原子炉格納容器隔離弁のうち窒素ガス制御系バタフライ弁、移動式炉心内計装（Traversing Incore Probe, 以下「T I P」という。）ボール弁及びパージ弁について、事故環境下でのシール材の損傷（変形）が想定されるため以下のとおり健全性を確認する。

また、弁の耐圧部については、機能喪失要因として、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び変形が考えられるが、200℃、2Pdの環境下では脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が弁本体に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、原子炉格納容器隔離弁のうち窒素ガス制御系バタフライ弁、T I Pボール弁及びパージ弁の耐圧部の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受けることによる過度な変形（一次応力）が想定されるため、以下のとおり健全性を確認する。

・原子炉格納容器隔離弁（窒素ガス制御系バタフライ弁）

設計・建設規格（弁の圧力温度基準に基づく評価）に基づき、弁箱の耐圧機能の評価を行い、200℃、2Pdでの耐圧性能を有することを確認した。

また、隔離機能（気密性保持）については、弁座シートの耐環境性が支配的であり、今後、窒素ガス制御系バタフライ弁のシート部に改良E P D M製シール材を採用するため、改良E P D Mの環境試験結果を確認し、事故環境下における放射性物質の閉じ込め機能があることを確認した。

・原子炉格納容器隔離弁（T I Pボール弁及びパージ弁）

設計・建設規格（弁の圧力温度基準に基づく評価）に基づき、弁箱の耐圧機能の評価を行い、200℃、2Pdでの耐圧性能を有することを確認した。

従来からT I Pボール弁にはフッ素ゴム、フッ素樹脂のシール材が使われている。これらは重大事故環境下の放射線によりシール機能が劣化することが考えられるため、ドライウェル主フランジ及び機器搬入口のシール材で採用したものと同様に改良E P D M製シール材に変更する。

また、T I Pパージ弁についても、改良E P D M製シール材を採用し、耐環境性を強化するため、重大事故環境下におけるシール機能は問題ない。

なお、上記以外の原子炉格納容器隔離弁については、以下の理由により200℃、2Pdの環境下で健全性を有している。

- ・弁箱は各配管ラインの設計圧力に応じて適切なものが選定されており（耐圧性能が最小のものでも 1.03MPa）、耐圧上問題になることはない。
- ・弁のグラント部及びボンネット部のシールには、黒鉛製のパッキン、ガスケットを有しており、耐熱性上問題となることはない。
- ・弁シート部は金属製又は黒鉛製である。

(4) 結論

島根 2 号炉の原子炉格納容器本体並びに原子炉格納容器に設置されている開口部（ドライウェル主フランジ、ハッチ類）、原子炉格納容器貫通部（配管貫通部、電気配線貫通部）及び原子炉格納容器隔離弁の構造健全性について、有効性評価における限界温度・圧力として設定する 200℃、2Pd の妥当性を評価した。また、開口部、原子炉格納容器貫通部及び原子炉格納容器隔離弁に使用されているシール部についても、同様に限界温度・圧力の妥当性を評価した。

その結果、構造健全性については、限界温度・圧力環境下において想定される損傷モードにおける評価では、表 3 に示すとおり許容値に対して余裕があることから機器に著しい損傷が生じることなく、放射性物質の閉じ込め機能を確保できることを確認した。

一方、シール部については、シール材が高温環境下において劣化する特性を有していることを考慮しても、限界温度・圧力環境下において、シール材に耐環境性に優れた改良 E P D M 製シール材、P E E K 材を用いること（別添 1 参照）により、少なくとも 7 日間の健全性を確保できることを確認した。

以上のことから、島根 2 号炉で設定した原子炉格納容器の限界温度・圧力の 200℃、2Pd は、機器や材料が有する耐力に対して裕度を確保した設定であり、妥当である。

表3 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度（1 / 3）

評価対象			想定される機能喪失要因	裕度の考え方	2Pd に対する裕度（評価結果）
①	原子炉格納容器本体	胴部等	延性破壊（一般部）	設計・建設規格（PVE-3230 他）を準用し、2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 1.2（円筒胴の許容圧力と 2Pd との比較）
			延性破壊（構造・形状不連続部）	電共研で実施した有限要素法による代表プラントでの結果を用い、破損圧力を評価。	約 2.0（機器搬入口取付部の 2 倍勾配法による破損圧力と 2Pd との比較）
			延性破壊（ドライウエル基部）	既工事計画認可申請書の評価値を用いて 200℃、2Pd における発生応力を評価。	約 13.8（疲労累積係数と許容値 1 との比較）
		ベント管 ペローズ	疲労破壊	設計・建設規格（PVE-3810）に準拠し、200℃、2Pd における疲労累積係数を評価。	約 3.2（疲労累積係数と許容値 1 との比較）
②	ドライウエル主フランジ	延性破壊	電共研で実施した有限要素法による代表プラントの結果を用い、破損圧力を評価。	約 2.1（2 倍勾配法による破損圧力と 2Pd との比較）	
			設計・建設規格（PVE-3700）に準拠し、J I S B 8265 に基づいて 200℃、2Pd におけるボルト及びフランジの発生応力を評価。	約 1.4（締め付けボルトの発生応力と許容応力との比較）	
		開口、高温劣化（シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）	
③	ハッチ類（機器搬入口）	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、200℃における許容圧力を評価。	約 3.9（許容圧力と 2Pd との比較）	
		座屈	機械工学便覧の座屈評価式を準用し、座屈圧力を評価。	約 7.5（許容圧力と 2Pd との比較）	
		変形、高温劣化（シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）	
	ハッチ類（所員用エアロック）	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 4.3（許容圧力と 2Pd との比較）	
			既工事計画認可申請書の評価値を用いて、Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 1.3（許容圧力と 2Pd との比較）	
		変形、高温劣化（シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）	

表3 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度（2／3）

評価対象		想定される機能喪失要因	裕度の考え方	2Pdに対する裕度（評価結果）
③	ハッチ類 (逃がし安全弁搬出ハッチ)	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、200℃における許容圧力を評価。	約 6.7（許容圧力と 2Pd との比較）
		座屈	機械工学便覧の座屈評価式を準用し、座屈圧力を評価。	約 17.4（許容圧力と 2Pd との比較）
		変形, 高温劣化（シール部）	機器搬入口で代表評価。	
	ハッチ類 (制御棒駆動機構搬出ハッチ)	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 13.1（許容圧力と 2Pd との比較）
変形, 高温劣化（シール部）		シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）	
④	配管貫通部 (接続配管)	延性破壊	代表配管について、設計・建設規格 PPC-3530 を準用し、原子炉格納容器変位に伴う発生応力を評価。許容応力評価を超える場合は、疲労累積係数を評価。	約 2500（疲労累積係数と許容値 1 との比較）
	配管貫通部 (スリーブ)	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3611）を準用し、2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 3.2（許容圧力と 2Pd との比較）
			原子炉格納容器内圧及び配管からの荷重を考慮して、既工事計画認可申請書と同様の手法で発生応力を評価。	約 1.3（発生応力と許容応力との比較）
	配管貫通部 (平板類)	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3410）を準用し、2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 1.9（許容圧力と 2Pd との比較）
			設計・建設規格（PVE-3700）に準拠し、J I S B 8265 に基づいて 200℃、2Pd におけるボルト及びフランジの発生応力を評価。	約 2.6（締め付けボルトの発生応力と許容応力との比較）
		変形, 高温劣化（シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）
	配管貫通部 (セーフエンド)	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3230）を準用し、2/3Su 値（200℃）に相当する許容圧力を評価。	約 5.5（許容圧力と 2Pd との比較）
配管貫通部 (ベローズ)	疲労破壊	設計・建設規格（PVE-3810）に準拠し、200℃、2Pd における疲労累積係数を評価。	約 1.1（疲労累積係数と許容値 1 との比較）	

表3 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度（3 / 3）

評価対象		想定される機能喪失要因	裕度の考え方	2Pd に対する裕度（評価結果）
④	電気配線貫通部	延性破壊	設計・建設規格（PVE-3611 他）を準用し、 $2/3Su$ 値（ 200°C ）に相当する許容圧力を評価。	約 10.4（許容圧力と 2Pd との比較）
		高温劣化（シール部）	電共研, NUPERC 試験等で実施された電気配線貫通部のモデル試験体を用いた気密性能確認結果に基づき評価	－（開口は生じないが、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）
⑤	原子炉格納容器隔離弁	延性破壊	設計・建設規格（弁の圧力温度基準に基づく評価）に準拠し、弁箱の耐圧機能の評価	約 1.5（許容圧力と 2Pd との比較）
		高温劣化（シール部）	シール部について試験結果に基づき評価	－（開口は生じないが、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）

原子炉格納容器バウンダリにおけるシール材の変更について

原子炉格納容器バウンダリに使用しているシール材については、今後、下記に示すとおり重大事故環境下で健全性が確認されたシール材に変更する。

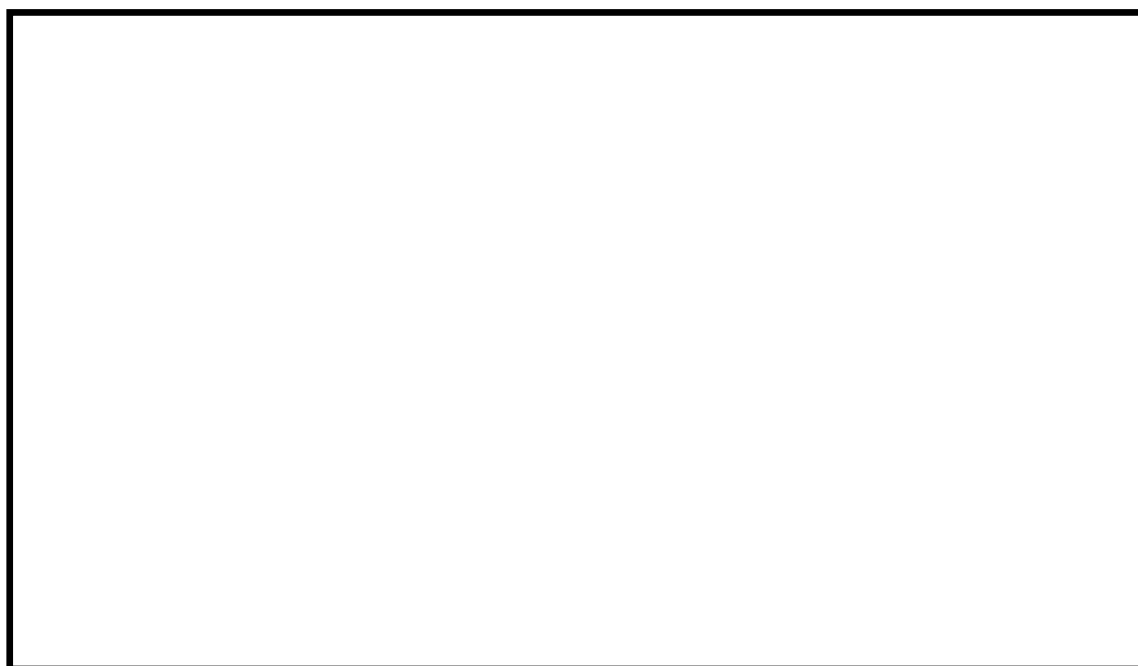
表1 原子炉格納容器バウンダリに使用されているシール材の変更

バウンダリ箇所		部品	変更前部材	変更後部材
原子炉格納容器 本体・ハッチ類	ドライウェル 主フランジ	フランジガスケット	シリコンゴム	改良E P D M
	機器搬入口	フランジガスケット	シリコンゴム	改良E P D M
	所員用エアロック	扉ガスケット	シリコンゴム	改良E P D M
		均圧弁シート	フッ素樹脂	P E E K材
		電線貫通部シール	フッ素樹脂	黒鉛
		ハンドル軸貫通部 Oリング	フッ素ゴム	改良E P D M
	逃がし安全弁 搬出ハッチ	フランジガスケット	シリコンゴム	改良E P D M
	制御棒駆動機構搬 出ハッチ	フランジガスケット	シリコンゴム	改良E P D M
配管貫通部	貫通部フランジ (X-7A, B)	フランジガスケット	シリコンゴム	改良E P D M
	貫通部フランジ (X-23A～E)	フランジOリング	シリコンゴム	改良E P D M
	貫通部フランジ (X-107)	フランジOリング	シリコンゴム	改良E P D M
原子炉格納容器 隔離弁	窒素ガス制御系 バタフライ弁	弁座シート	E P ゴム	改良E P D M
	T I P ボール弁	弁座シート	フッ素樹脂	改良E P D M
		グラウンドシール	フッ素樹脂	改良E P D M
		弁ふたシール	フッ素ゴム	改良E P D M
			フッ素樹脂	
	T I P パージ弁	弁座シート	E P ゴム	改良E P D M
		グラウンドシール	E P ゴム	改良E P D M
		弁ふたシール	E P ゴム	改良E P D M

原子炉格納容器の閉じ込め機能に関する漏えい・破損圧力－温度線図

原子炉格納容器の限界温度・圧力は、設計・建設規格の準用による評価や電共研等において現時点までに得られているデータに基づき、原子炉格納容器の閉じ込め機能を評価して設定している。

原子炉格納容器の閉じ込め機能に関する漏えい・破損圧力－温度線図を図1に示す。



- ①構造部は破損せず、シール部からの漏えいが発生していないと判定している範囲
- ②構造部は破損せず、シール部からの漏えいが発生すると判定している範囲
- ③構造部の破損が発生すると判定している範囲

図1 原子炉格納容器の閉じ込め機能に関する漏えい・破損圧力－温度線図

この線図は、原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響を及ぼす機能喪失要因を考慮し、損傷の可能性を圧力・温度範囲に応じて分類したものである。

線(a)は原子炉格納容器構造部の破損判定境界、線(b)はシール部の漏えい判定境界であり、線(b)が原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響を及ぼす境界となる。

【線(a)】原子炉格納容器構造部の破損判定境界

電共研「事故時の格納容器耐性評価に関する研究（平成元年度）」（以下「耐性共研」という。）の構造部の評価のうち、最も裕度が小さいドライウェル主フランジの破損限界を、構造部の破損判定の境界線としたものである。この境界線よりも、温度、圧力が低い範囲は、構造部が破損しないと判断できることを示している。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

【線(b)】 シール部（ドライウェル主フランジ）の漏えい判定境界

シール部のうち、開口量が許容開口量に達する圧力が最も低いドライウェル主フランジに対して、ガスケット増厚後の改良E P D M製シール材について、200℃における168時間の圧縮永久ひずみ試験の結果及び解析により求めた開口量を用いて、許容開口量を上回る圧力を漏えい判定の境界線[※]としたものである。この境界線よりも、温度、圧力が低い範囲は、シール部からの漏えいがないと判断できることを示している。

※：200℃未満については、ガスケット増厚後の改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験の結果がないため、保守的に200℃と同等とした。また、250℃については、ガスケット増厚による圧縮永久ひずみ率への影響がないことを確認していることから、ガスケット増厚前の改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験の結果を適用した。

1. 原子炉格納容器本体・ハッチ類

1.1 概要

原子炉格納容器本体・ハッチ類の 200℃，2Pd 環境下における健全性を確認する。

原子炉格納容器本体・ハッチ類の概要図を図 1.1-1 に示す。原子炉格納容器本体・ハッチ類は，ドライウエル，サブプレッション・チェンバ及びベント管の本体部分とドライウエル主フランジ，機器搬入口，所員用エアロック，逃がし安全弁搬出ハッチ及び制御棒駆動機構搬出ハッチのハッチ類によって原子炉格納容器バウンダリを構成している。また，ドライウエル主フランジ及びハッチ類の開口部は，ボルト等により固定されており，シール部にはゴム系シール材を使用している。

上記を踏まえ，本章では以下の構成で健全性を確認する。

1.2 項では，原子炉格納容器本体の構造健全性を確認する。

1.3 項では，ドライウエル主フランジの構造健全性，シール部の機能維持を確認する。

1.4 項では，機器搬入口の構造健全性，シール部の機能維持を確認する。

1.5 項では，所員用エアロックの構造健全性，シール部の機能維持を確認する。

1.6 項では，逃がし安全弁搬出ハッチの構造健全性，シール部の機能維持を確認する。

1.7 項では，制御棒駆動機構搬出ハッチの構造健全性，シール部の機能維持を確認する。

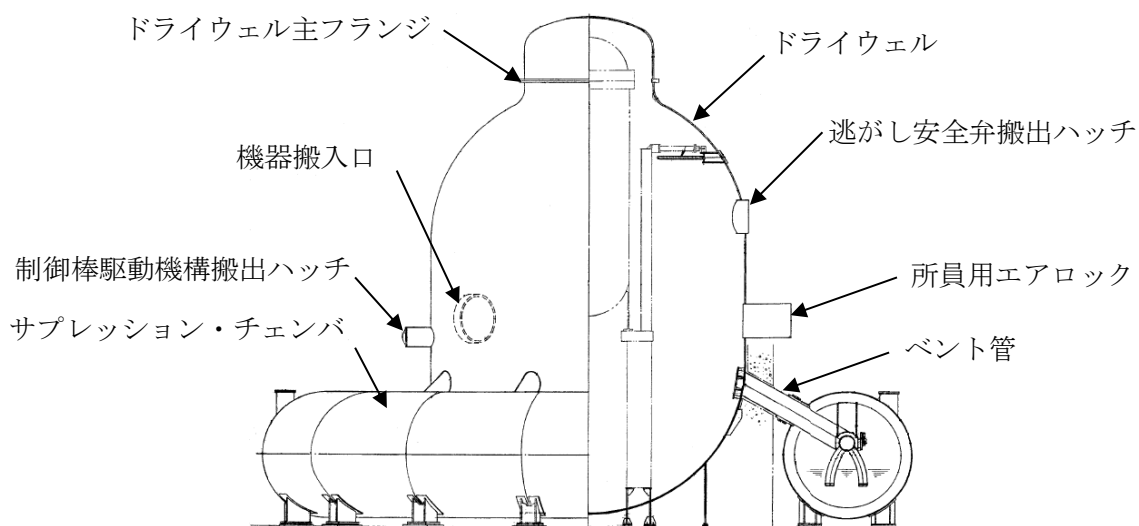


図 1.1-1 原子炉格納容器本体・ハッチ類概要図

1.2 原子炉格納容器本体

1.2.1 評価方針

原子炉格納容器本体は、鋼製の上下部半球胴部円筒形ドライウエル、円環形サプレッション・チェンバ、これらを連結するベント管及びベント管ベローズによって構成している。

原子炉格納容器本体（ベント管ベローズ除く）の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が一般部に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、原子炉格納容器本体（ベント管ベローズ除く）の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受けることによる過度な塑性変形及びドライウエル基部を固定端とする熱変形※に伴う延性破壊が想定される。

ベント管ベローズの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊及び疲労破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないことから、脆性破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、ベント管ベローズの機能喪失要因は、通常運転時に累積される低サイクル疲労に加えて重大事故等時に累積される低サイクル疲労による疲労破壊が想定される。

このため、200℃、2Pd での原子炉格納容器本体の健全性確認について、表 1.2-1 に示す評価方法により評価を実施する。

なお、構造不連続部であるハッチ取付部については、以下の理由から機器搬入口取付部を評価対象とする。ハッチ取付部の仕様を表 1.2-2 に示す。

- ・貫通部径が最大であり、原子炉格納容器本体側取付部に生じる応力レベルが高い。
- ・取付部の原子炉格納容器本体側形状が円筒胴形状であり、球形胴に取り付く貫通部に比べ強度的に厳しいと考えられる。
- ・取付部の原子炉格納容器本体側の径が比較的大きく内圧荷重に対して応力レベルが高い。

原子炉格納容器本体の評価対象及び評価範囲を図 1.2-1 に示す。

※：島根 2 号炉の原子炉格納容器は鋼製自立型であり、周囲を取り囲むコンクリート製の生体遮へい壁との間に適切なギャップが設けられていることから、事故時の熱による応力は固定端であるドライウエルの基部のみに発生する構造となっている。

表 1.2-1 評価対象と評価方法

	評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部	一般部 (ドライウエル上ふた他)	延性破壊	規格を用いた評価
	ベント管ベローズ	疲労破壊	
	ドライウエル基部	延性破壊	
	ドライウエル全体構造, 機器搬入口取付部	延性破壊	試験結果等を用いた評価

表 1.2-2 ハッチ取付部の仕様

ハッチの種類	貫通部径	原子炉格納容器 本体側取付部形状
機器搬入口	□	円筒胴
逃がし安全弁搬出ハッチ	□	一部球形胴
制御棒駆動機構搬出ハッチ	□	円筒胴
所員用エアロック	□	円筒胴

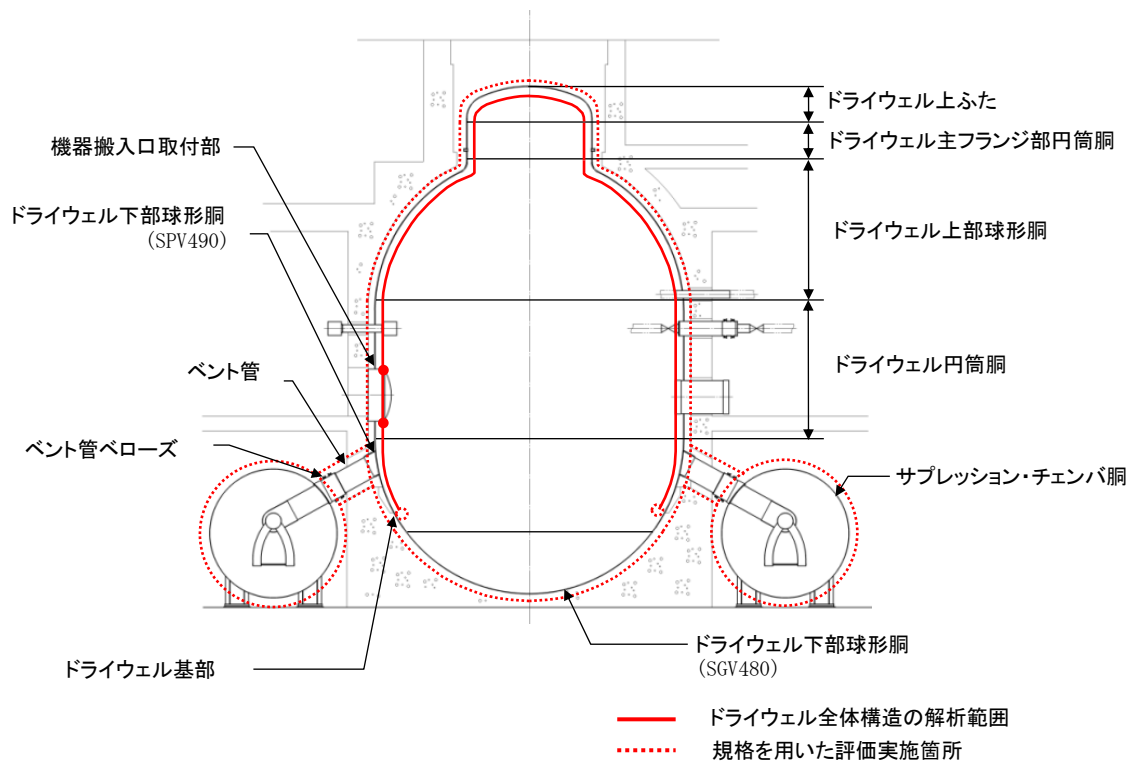


図 1.2-1 原子炉格納容器本体の評価対象及び評価範囲

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.2.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価（一般部，ベント管ベローズ）

原子炉格納容器本体の一般部について、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ(S_u 値)に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器(クラスMC 容器)の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である(設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

S_u 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。

ベント管ベローズについては、設計・建設規格に示される伸縮継手の疲労評価の式を用いて算出し、疲労累積係数が 1 以下であることを確認する。

縦弾性係数(E)を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。

評価結果を以下に示す。

一般部の許容圧力は $2Pd$ を上回る。

また、ベント管ベローズの疲労累積係数は、1 以下である。

ドライウェル上ふた：SGV480
 許容圧力算定式：PVE-3521 を準用
 $P = 2 S \eta t / (R W + 0.2 t)$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
R	ふた板の中央部における内半径 (mm)	
W	さら形ふた板の形状による係数 (-)	1.32
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	1.373
1.373 MPa > 0.853 MPa (2 Pd)		

ドライウェル主フランジ部円筒胴：SGV480
 許容圧力算定式：PVE-3230 (2) a 項を準用
 $P = 2 S \eta t / (D_i + 1.2 t)$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	2.063
2.063 MPa > 0.853 MPa (2 Pd)		

ドライウェル上部球形胴：SPV490
 許容圧力算定式：PVE-3230 (2) e 項を準用
 $P = 4 S \eta t / (D_i + 0.4 t)$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	363
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	2.418 2.163
2.163 MPa, 2.418 MPa > 0.853 MPa (2 Pd)		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ドライウェル円筒胴：SPV490

許容圧力算定式：PVE-3230(2)a項を準用

$$P = 2 S \eta t / (D_i + 1.2 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	363
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	1.080
1.080 MPa > 0.853 MPa (2 Pd)		

ドライウェル下部球形胴：SPV490, SGV480

許容圧力算定式：PVE-3230(2)e項を準用

$$P = 4 S \eta t / (D_i + 0.4 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	363	281
η	継手効率 (-)	1.0	
t	呼び厚さ (mm)		
D_i	胴内径 (mm)		
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	2.163	1.182
1.182 MPa, 2.163MPa > 0.853 MPa (2 Pd)			

サブプレッション・チェンバ胴：SPV490

許容圧力算定式：PVE-3230(2)a項を準用

$$P = 2 S \eta t / (D_i + 1.2 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	363
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	1.233
1.233 MPa > 0.853 MPa (2 Pd)		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ベント管円筒胴：SGV480

許容圧力算定式：PVE-3230(2)a項を準用

$$P = 2 S \eta t / (D_i + 1.2 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D _i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	3.140
3.140 MPa > 0.853 MPa (2Pd)		

ベント管ベローズ：SUS304

疲労評価算定式：PVE-3810に準拠

$$N_{Si} = (11031 / \sigma)^{3.5}$$

$$\sigma = 1.5 E t \delta / (n \sqrt{(b h^3)}) + P h / t c$$

E	200°Cにおける縦弾性係数 (MPa)	183,000
t	ベローズの板厚 (mm)	
δ	全伸縮量 (mm) (既工認設計状態 150mm に対し、温度、 圧力変位を 200°C, 2Pd 相当に割増し した値)	
n	ベローズの波数の 2 倍の値	
b	ベローズの波のピッチの 1 / 2 (mm)	
h	ベローズの波の高さ (mm)	73.5
P	限界圧力 (MPa)	0.853
c	ベローズの層数	
σ	ベローズに生じる応力 (MPa)	
N _{S3}	許容繰返し回数 (回)	
N ₃	設計繰返し回数 (回)	1
N ₁ / N _{S1} + N ₂ / N _{S2}	既工認における疲労累積係数	
N ₃ / N _{S3}	重大事故等時の疲労累積係数	
$\sum N_i / N_{Si} (i=1 \sim 3)$	疲労累積係数	<input type="text"/> < 1

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b. 規格を用いた評価（ドライウェル基部）

ドライウェル基部については、鋼材の熱膨張が拘束されることによる熱応力が発生することから、既工認で評価した応力を用いて 200℃、2Pd における発生応力を算出し、許容応力を下回ることを確認する。

発生応力は、熱により発生する二次応力に分類されることから、設計・建設規格に示される一次＋二次応力の評価方法及び評価基準値に従う。

許容値は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器（クラスMC 容器）の供用状態 A, B に対する許容値と同じ 3 S（S 値:200℃における値）とする。

一次＋二次応力が許容値を超えた場合は、設計・建設規格 PVB-3300 に規定される疲労評価により、疲労累積係数が 1 以下であることを確認する。

評価結果を表 1.2-3 に示す（評価の詳細は別添 1.2-1 参照）。

発生応力は一次＋二次応力の許容値を上回ったため、疲労評価を実施した結果、疲労累積係数が 1 以下であることを確認した。

表 1.2-3 評価結果

一次＋二次応力評価 (MPa)		疲労評価	
一次＋二次応力	許容応力	疲労累積係数	許容値
671	501		1

c. 試験結果等を用いた評価

ドライウエルの全体構造及び機器搬入口取付部については、耐性共研においてFEMによる耐性評価を実施している。この評価結果を活用し、島根2号炉の原子炉格納容器本体の破損圧力が2Pdを上回ることを確認する。

耐性共研では、MARK-I改良型の代表プラントのドライウエル及び機器搬入口取付部をモデル化し、200℃、500℃、650℃の条件で解析を行い、破損荷重の下限をASME CODE Sec. IIIの手法による2倍勾配法（別添1.2-2参照）によって求めた荷重、上限を解析結果が収束性を失うときの荷重（塑性不安定荷重）と定義し評価している。

ドライウエル全体構造解析結果として、応力値が最大となる評価点P11（円筒部中心部）の圧力及び部材温度と変位の関係を図1.2-2に示す（解析の詳細は、別添1.2-3参照）。また、機器搬入口取付部の解析結果として、応力値が最大となる評価点P1（取付部本体側）の圧力及び部材温度と変位の関係を図1.2-3に示す（解析の詳細は、別添1.2-4参照）。

200℃における破損圧力は、ドライウエル全体モデルについては約4.4～6.0Pd、機器搬入口取付部については約4.1～4.7Pdであり2Pdを上回る。なお、耐性共研の解析は、MARK-I改良型の代表プラントにおける解析モデルであり、寸法（胴内径、板厚等）の影響を評価することにより、島根2号炉（MARK-I改良型）への適用は可能である（別添1.2-5参照）。

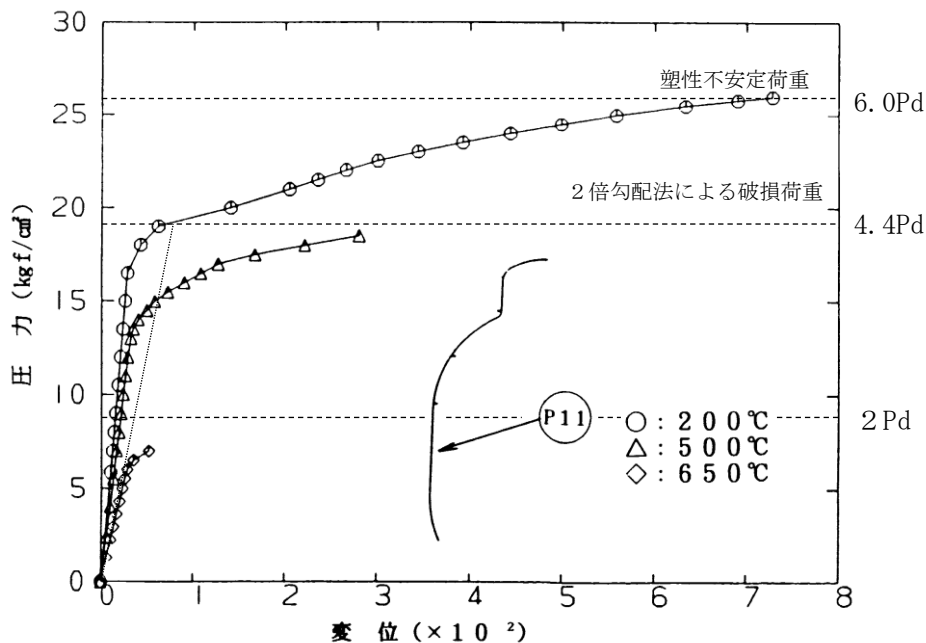


図 1.2-2 圧力及び部材温度と半径方向変位の関係（ドライウエル全体構造）

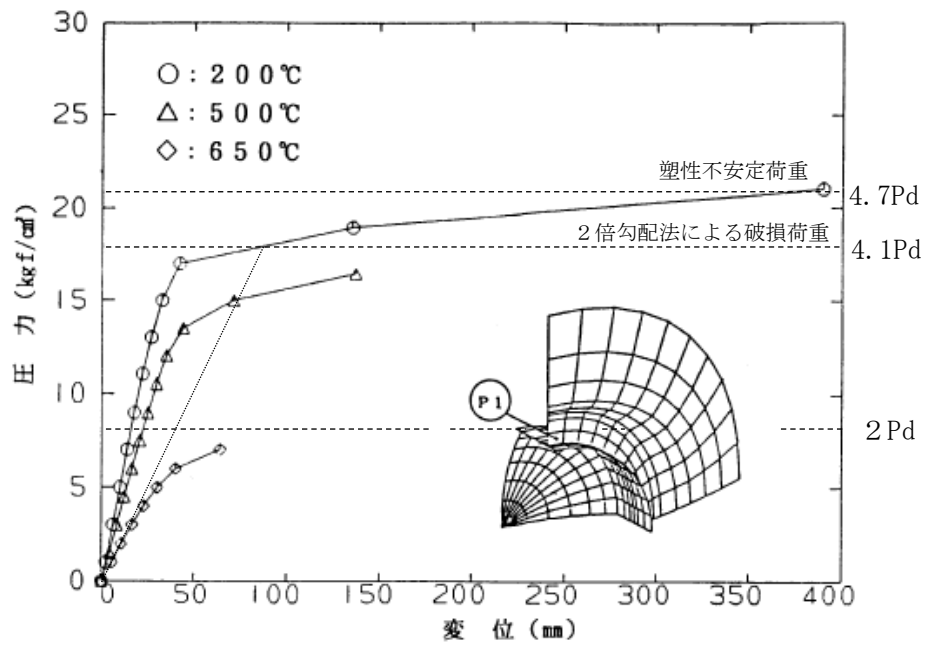


図 1.2-3 圧力及び部材温度と半径方向変位の関係 (機器搬入口取付部)

1.2.3 評価結果

原子炉格納容器本体については、200°C、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

原子炉格納容器本体の構造健全性評価（ドライウエル基部）

1. 概要

ドライウエル基部については、鋼材の熱膨張が拘束されることによる熱応力が発生することから、既工認で評価した応力を用いて発生応力を算出し、許容応力を下回ることを確認する。

2. 評価条件

(1) 圧力及び温度

評価圧力 : 0.853MPa (2Pd)

評価温度 : 200°C

(2) 材料及び許容応力

材料及び許容応力を表 1.2-1(1)に示す。

表1.2-1(1) 材料の許容応力

(単位：MPa)

部位	材料	一次＋二次応力
		$P_L + P_b + Q$
ドライウエル基部	SPV490	501(=3S)

3. 応力計算

(1) 応力評価点

応力評価点を表 1.2-1(2)及び図 1.2-1(1)に示す。

表 1.2-1(2) 応力評価点

応力評価点 番号	応力評価点
P 8	基部

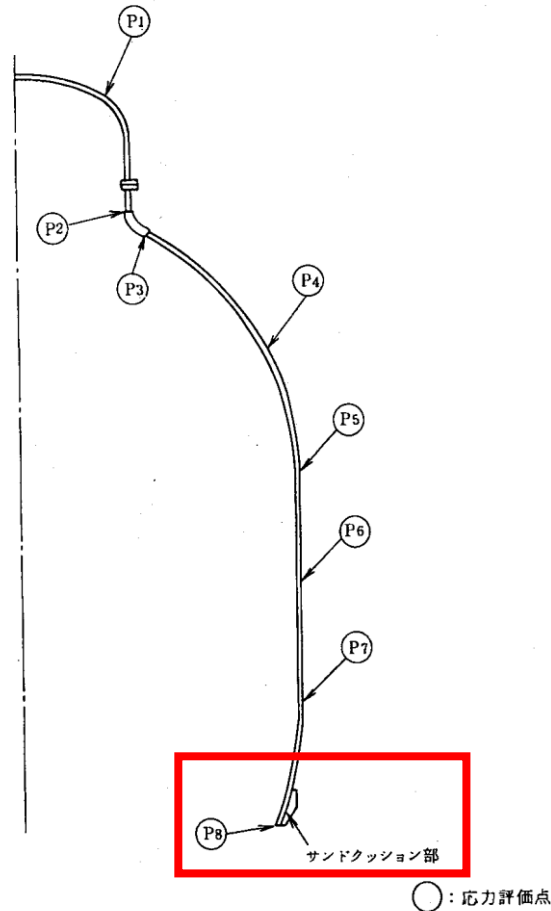


図 1.2-1(1) 応力評価点

(2) 応力評価点 P 8 の応力計算

ドライウェル基部に作用する圧力、熱応力及び死荷重による応力は、既工認で計算した応力を用い、評価荷重比の割り増しを考慮して算出する。なお、限界圧力（内圧）による一次＋二次応力については、既工認で内圧の一次＋二次応力の記載が無い場合、既工認当時の資料より割り増しを考慮して算出する。

4. 応力評価

ドライウェル基部の各荷重による応力を表 1.2-1(3)に示す。また、応力の組み合わせ結果を表 1.2-1(4)に示す。

表 1.2-1(4)に示すように、各応力評価点の発生応力は一次＋二次応力の許容値を超えたため疲労評価を実施する。疲労評価の結果を表 1.2-1(5)に示すように、疲労累積係数が 1 以下である。

表 1.2-1(3) 各荷重による応力

応力評価点 P8 (単位: kg/mm²)

荷重	一次応力						一次+二次応力								
	P _n			P _i + P _b			P _i + P _b + Q								
	σ _t	σ _r	τ	内面			外面			内面			外面		
				σ _t	σ _r	τ	σ _t	σ _r	τ	σ _t	σ _r	τ	σ _t	σ _r	τ
1 SAM押圧力 (2Pd)	-	-	-												
2 鉛直荷重 (通常)	-	-	-												
3 熱荷重 (SA時: 200℃)	-	-	-												

注: σ_t: 円周方向応力, σ_r: 軸方向応力, τ: せん断応力 (r = r 方向)

表 1.2-1(4) 一次+二次応力の評価結果

応力評価点	荷重の組み合わせ	応力分類	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)
P8	死荷重+内圧+熱	一次+二次応力	671	501

注: 表 1.2-1(3) の各荷重による応力を組合せた後に SI 単位に換算した値

表 1.2-1(5) 疲労評価結果

S _n	発生応力 (MPa)	671
K	応力集中係数	
K _e	ピーク応力補正係数	
S _p	疲労解析によるピーク応力強さのサイクルにおいて、その極大値と極小値との差 (MPa)	
S _ℓ	繰返しピーク応力強さ (MPa)	
S _{ℓ'}	補正繰返しピーク応力強さ (MPa)	
N _a	許容繰返し回数 (回)	
N _c	重大事故等時の繰返し回数 (回)	1
U	疲労累積係数	< 1

注: 設計・建設規格 PVB-3315(2)項を適用して評価した。

2倍勾配法について

ASME CODE Sec. IIIは、基本的応力限界を弾性解析ベースで決めているが、塑性解析の使用も認めており、崩壊荷重を2倍（弾性）勾配法で求めた上で、安全率1.5倍を考慮することとしている。2倍勾配法とは荷重－変位曲線において、弾性域の勾配の2倍の傾きをもつ直線が同じ荷重－変位曲線を横切る点の荷重を崩壊荷重とするものである（図1.2-2(1)参照）。なお、安全率1.5倍は基本的応力限界に対する許容値との整合性を取るためのものであり、今回の評価は設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることから安全率は1とする。

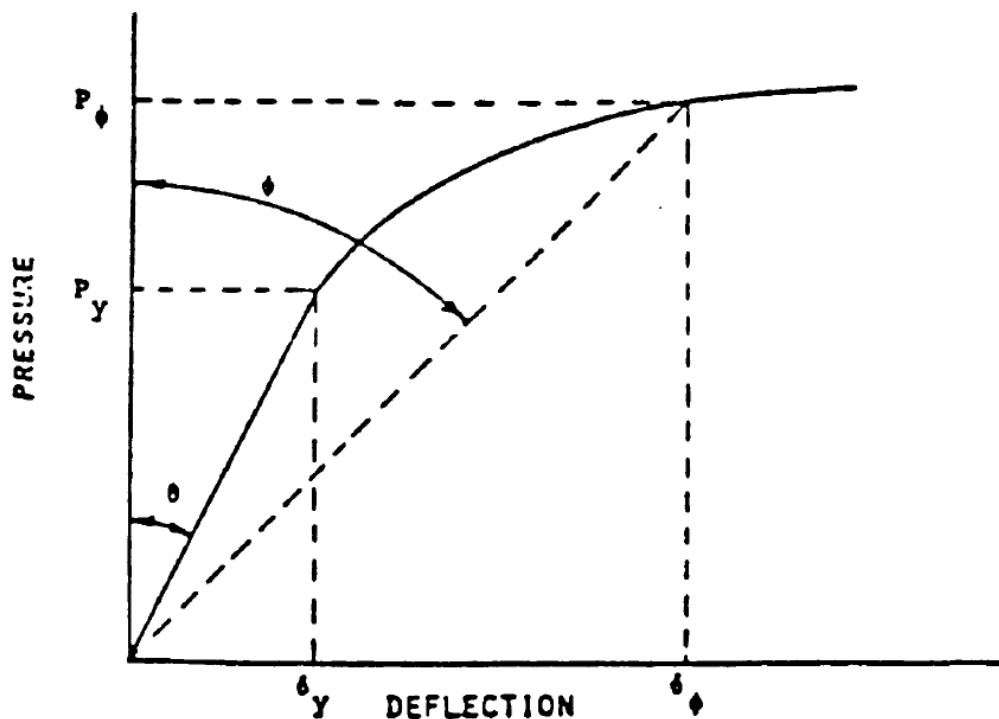


図 1.2-2(1) 2倍勾配法による崩壊荷重

ドライウエル全体構造の解析について

1. 概要

ドライウエル全体構造については、耐性共研において、軸対称FEMモデルを用いた弾塑性解析により、重大事故等時環境条件に対する耐性評価を実施している。この評価結果を活用し、島根2号炉の原子炉格納容器のドライウエル全体構造の構造健全性を確認している。

2. 形状及び主要寸法

耐性共研で選定したMARK-I改良型代表プラントのドライウエルの形状及び主要寸法を図1.2-3(1)に示す。

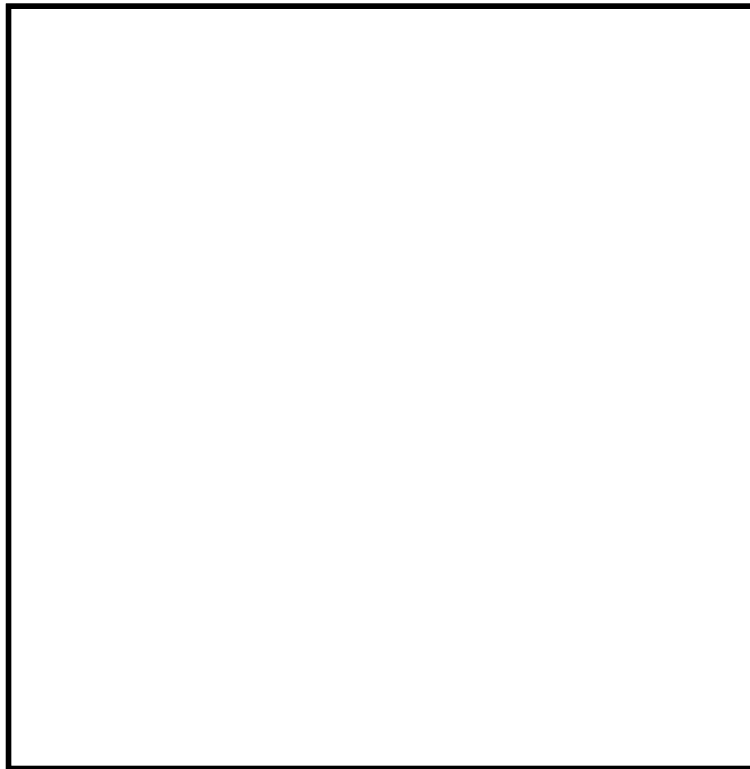


図 1.2-3(1) ドライウエルの形状及び主要寸法(代表プラント)

3. 解析条件

(1) 解析モデル

解析モデルを図 1.2-3(2)に示す。

モデル化においては、原子炉格納容器胴形状、板厚、主フランジ板厚及び補強リング剛性を考慮し、拘束条件は下端固定とした。

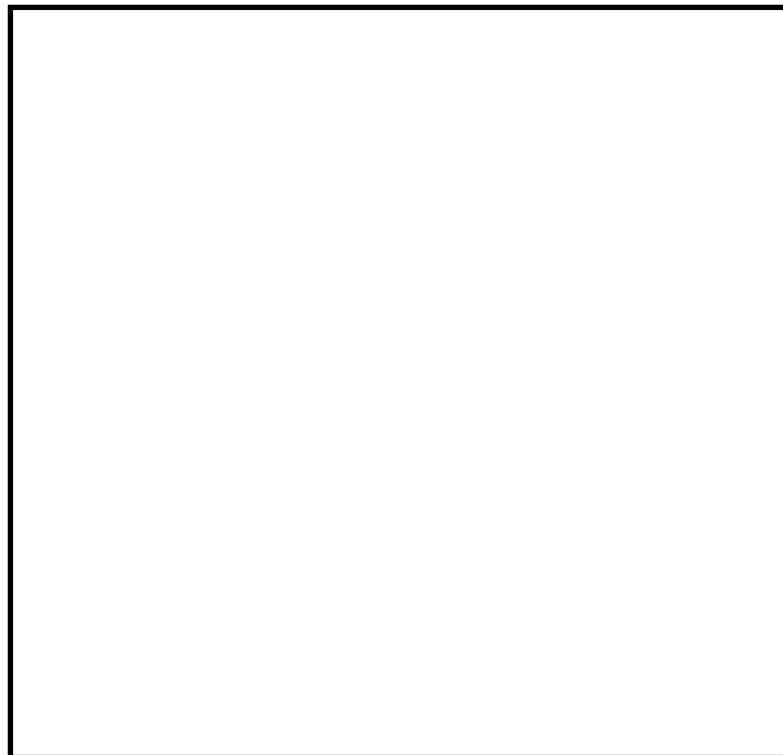


図 1.2-3(2) 解析モデル (代表プラント)

(2) 荷重条件

塑性不安定状態となるまで内圧を加えた。

(3) 応力評価点

表 1.2-3(1) 及び図 1.2-3(3) に応力評価点を示す。

表 1.2-3(1) 応力評価点 (代表プラント)

応力評価点	応力評価点
P 1	上鏡球形部
P 2	上鏡球形部と上鏡ナックル部の接合部
P 3	円筒部と上フランジの接合部
P 4	下フランジと円筒部の接合部
P 5	円筒部とナックル部の接合部
P 6	ナックル部と上部球形部の接合部
P 7	上部スプレイ管取付部
P 8	球殻材質変化部
P 9	下部スプレイ管取付部
P 1 0	上部球殻部と円筒部の接合部
P 1 1	円筒部中心部
P 1 2	円筒部と下鏡の接合部
P 1 3	サンドクッション部

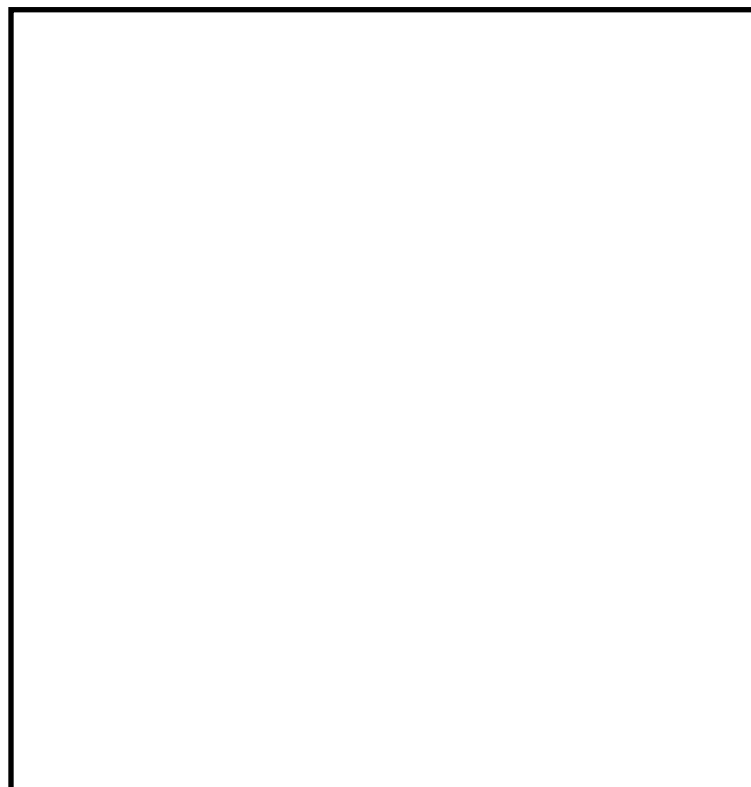


図 1.2-3(3) 応力評価点 (代表プラント)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 解析結果

図 1.2-3(4)に各圧力における変形図，表 1.2-3(2)に各評価点の 200℃における応力値を示す。

これらの結果から，応力，ひずみは，弾性域ではナックル部のような構造不連続部で最も高くなっているが塑性域に入ると応力，ひずみの再配分が生じるため，応力，ひずみの変化が鈍化する。最終的には，強度的に最も弱い円筒胴の応力，ひずみ，変位が高くなる傾向となった。なお，島根 2 号炉の一般部の評価においても，最も弱い部位が円筒胴であった。

代表プラントの解析結果から，破損荷重の下限を ASME CODE Sec. III の手法による 2 倍勾配法によって求めた荷重とし，上限を解析結果が収束性を失うときの荷重（塑性不安定荷重）と定義した圧力と変位の関係の結果を図 1.2-3(5)に示す。

200℃における破損圧力は約 4.4～6.0Pd であり 2Pd を上回る。

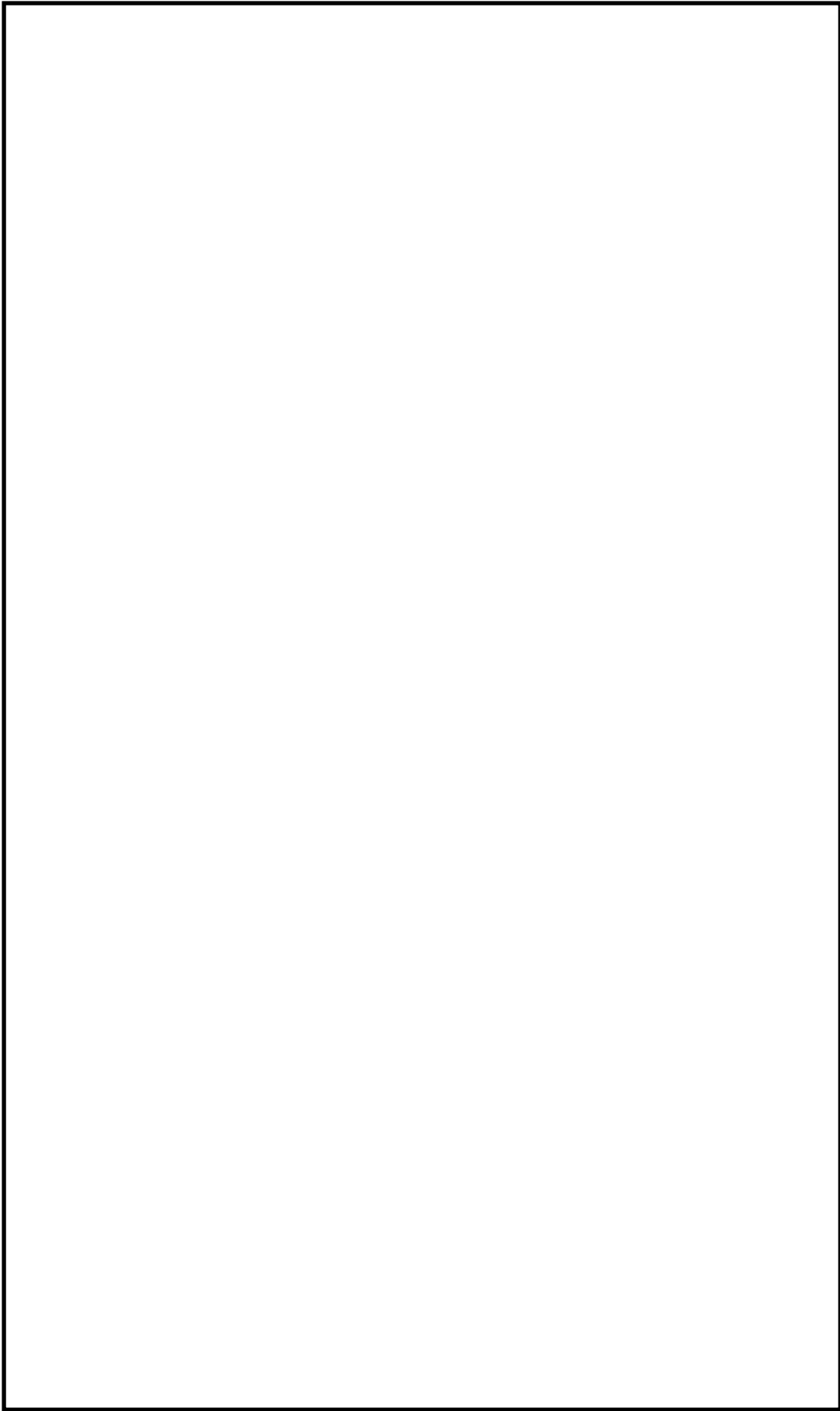
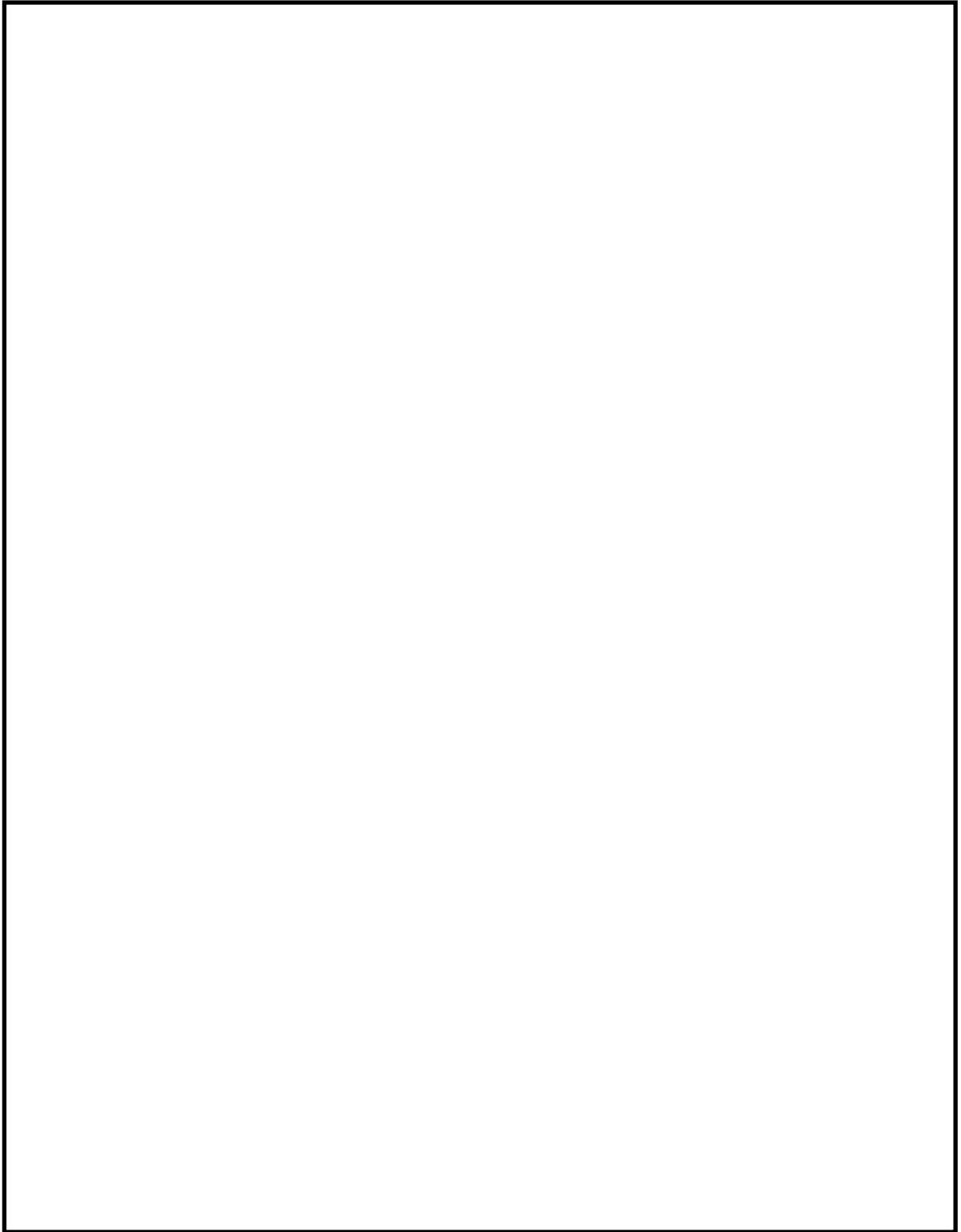


図 1.2-3(4) 変形図 (代表プラント, 200°C)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 1.2-3(2) ドライウェル全体構造解析結果（代表プラント，200℃）



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

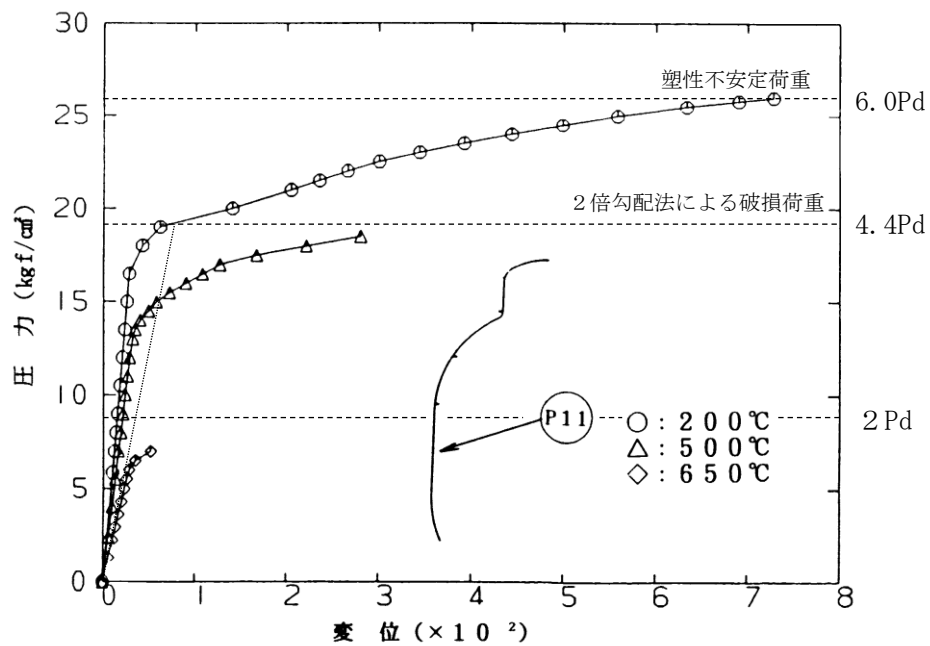


図 1.2-3(5) 圧力及び部材温度と半径方向変位の関係
(代表プラント)

機器搬入口取付部の解析について

1. 概要

機器搬入口取付部については、耐性共研において、3次元FEMモデルを用いた弾塑性解析により、重大事故等時環境条件に対する耐性評価を実施している。この評価結果を活用し、島根2号炉の機器搬入口取付部の構造健全性を確認している。

2. 形状及び主要寸法

耐性共研で選定したMARK-I改良型代表プラントの機器搬入口の形状及び主要寸法を図1.2-4(1)に示す。

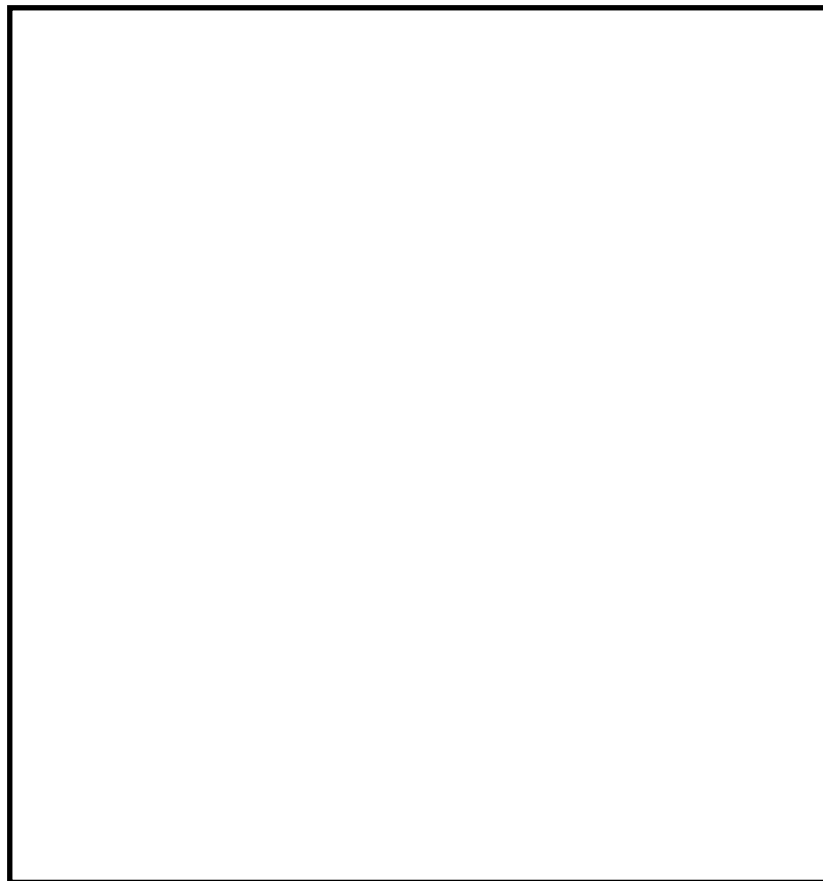


図 1.2-4(1) 機器搬入口の形状及び主要寸法(代表プラント)

3. 解析条件

(1) 解析モデル

解析モデルを図 1.2-4(2)に示す。

モデル化においては、胴及び機器搬入口の構造部分を 3次元シェルモデルにてモデル化し、フランジ及び補強板はシェルの板厚としてモデル化した。

(2) 荷重条件

最大ひずみが最大引張強さのひずみ相当まで内圧を加えた。

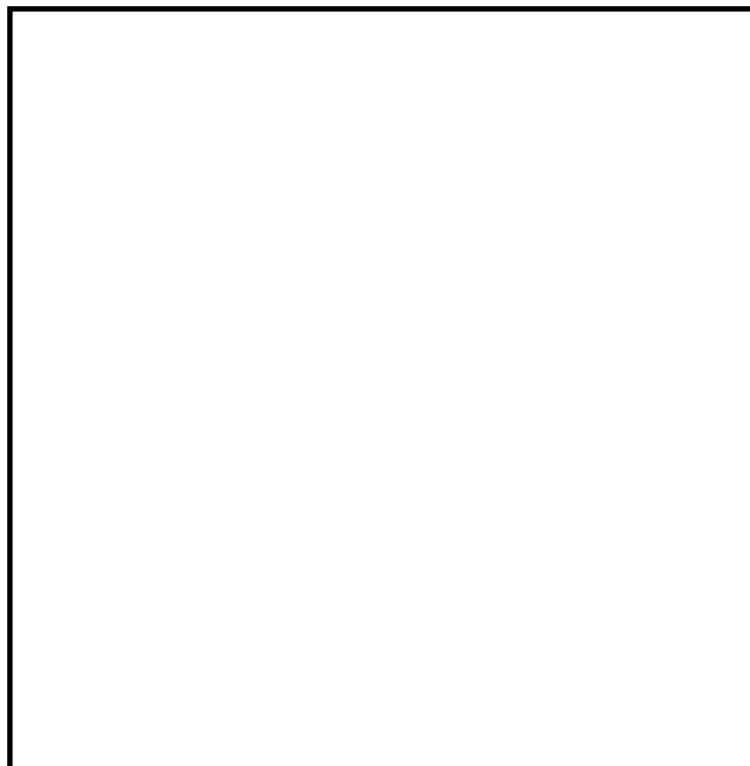


図 1.2-4(2) 解析モデル (代表プラント)

(3) 応力評価点

表 1.2-4(1) 及び図 1.2-4(3) に応力評価点を示す。

表 1.2-4(1) 応力評価点 (代表プラント)

応力評価点番号	応力評価点
P 1	取付部シェル
P 2	取付部シェル
P 3	取付部シェル
P 4	取付部スリーブ
P 5	取付部スリーブ
P 6	取付部スリーブ

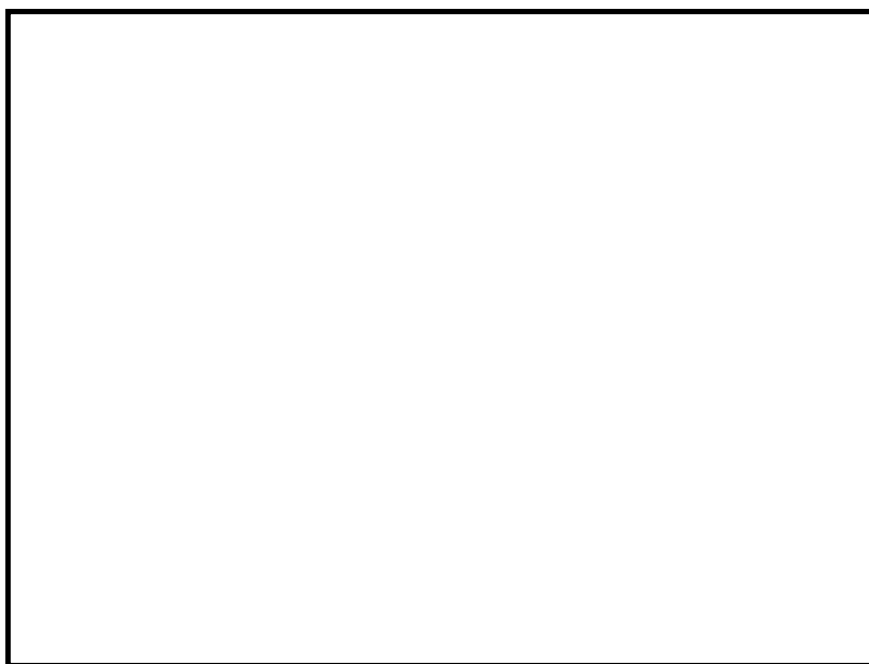


図 1.2-4(3) 応力評価点 (代表プラント)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 解析結果

図 1.2-4(4)に各圧力における変形図，表 1.2-4(2)に各評価点の 200℃における応力値及び図 1.2-4(5)に圧力とひずみの関係を示す。

これらの結果から，P 1 部の応力，ひずみ，変位が高くなる傾向となった。

代表プラントの解析結果から，破損荷重の下限を ASME CODE Sec. III の手法による 2 倍勾配法によって求めた荷重とし，上限を解析結果が収束性を失うときの荷重（塑性不安定荷重）と定義した圧力と変位の関係の結果を図 1.2-4(6)に示す。

200℃における破損圧力は約 4.1～4.7Pd であり，2Pd を上回る。

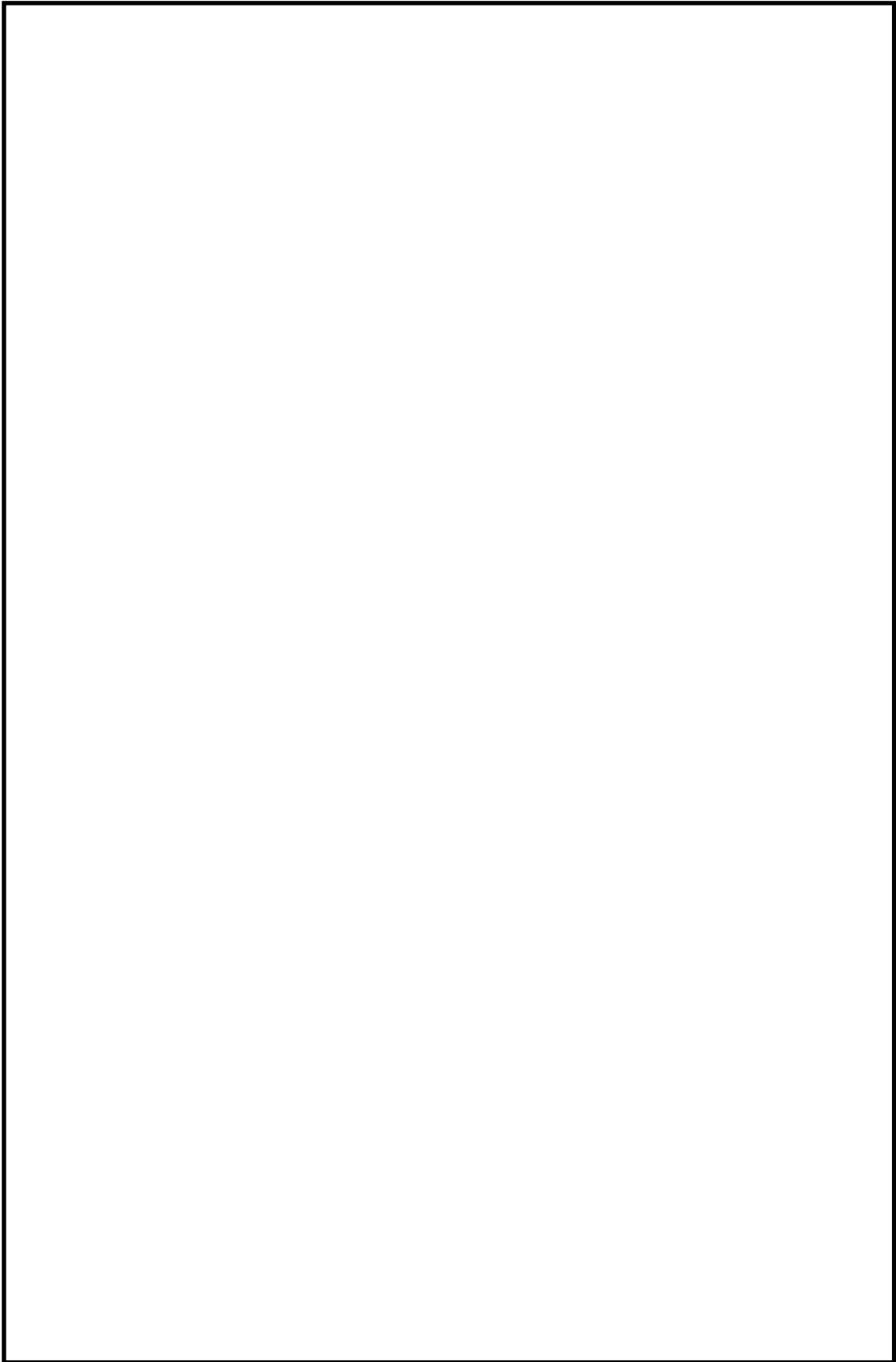
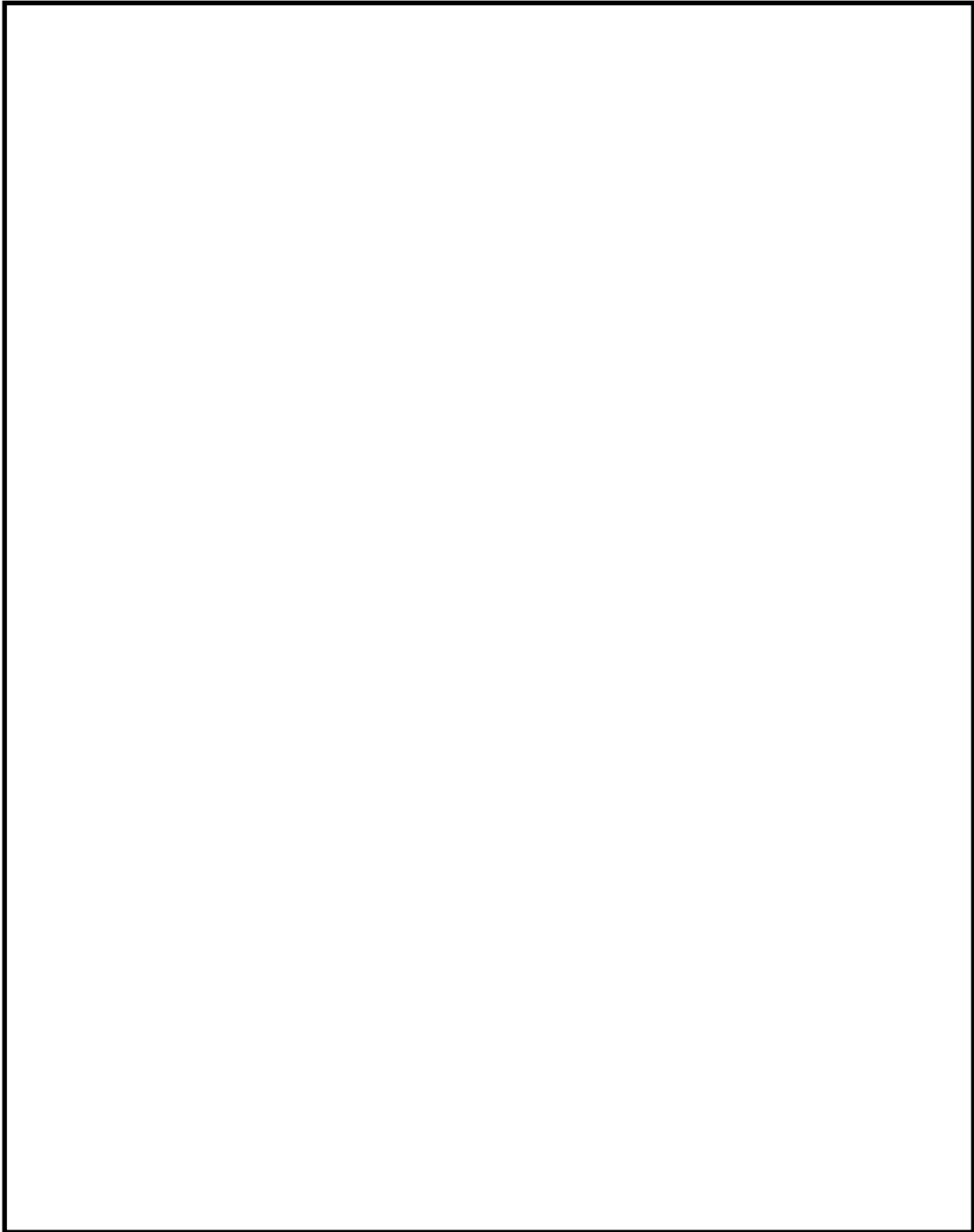


図 1.2-4(4) 変形図 (代表プラント, 200°C)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 1.2-4(2) 機器搬入口取付部解析結果 (200℃)
(代表プラント)



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

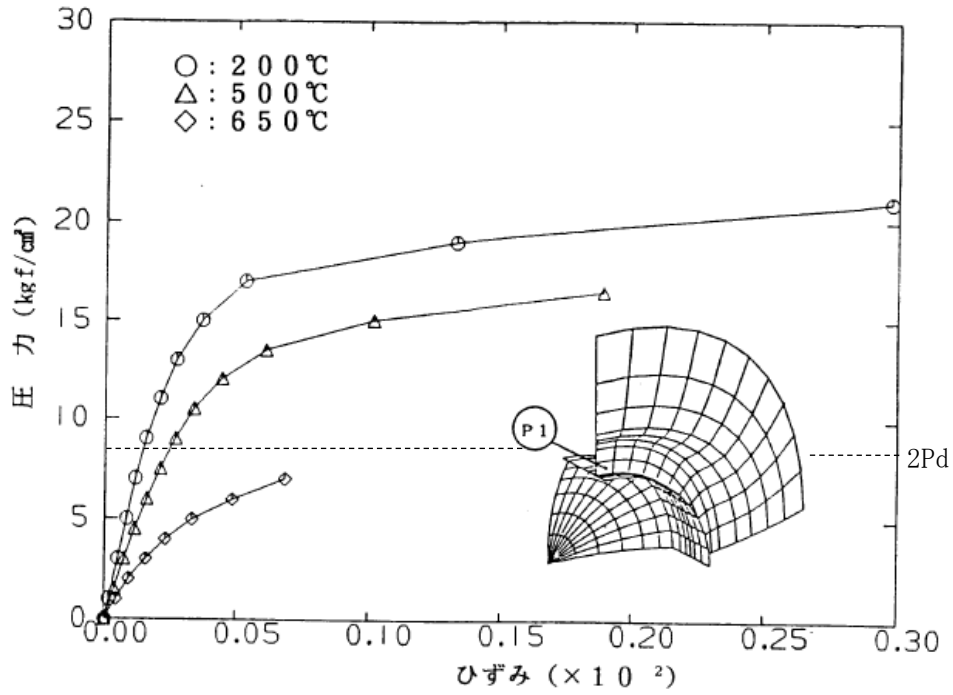


図 1.2-4(5) 圧力及び部材温度とひずみの関係 (代表プラント)

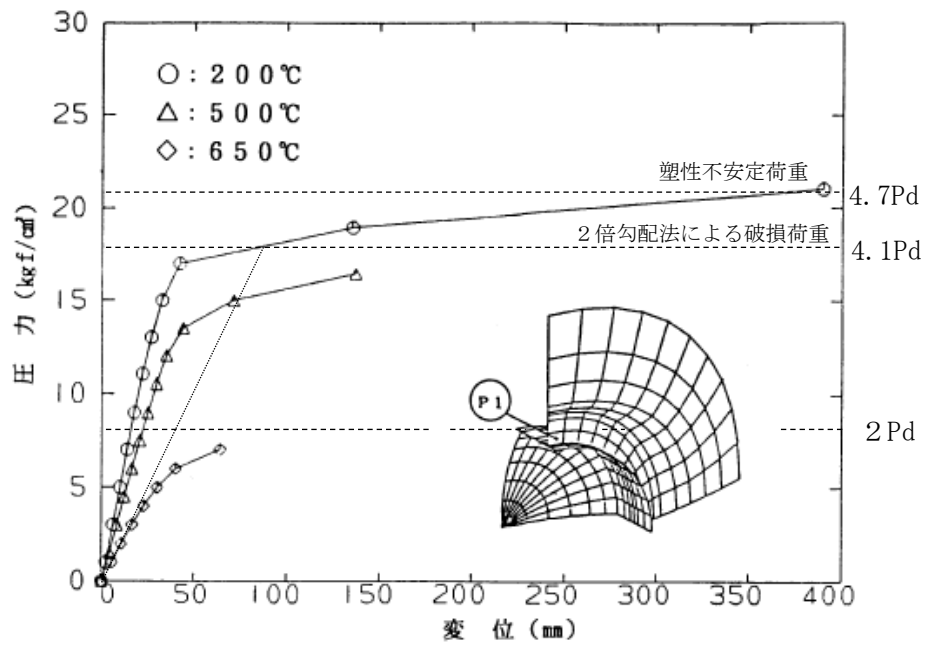


図 1.2-4(6) 圧力及び部材温度と半径方向変位の関係 (代表プラント)

代表プラントの解析結果の適用性について

耐性共研で実施したドライウェル全体モデル及び機器搬入口取付部の代表プラントの解析結果を島根2号炉の評価に適用可能であることを確認する。

1. ドライウェル全体モデル

島根2号炉と代表プラントの原子炉格納容器本体一般部の主要仕様を表1.2-5(1)に示す。 $\sigma \propto P \times R / t$ (σ :発生応力, P :圧力, R :胴内径又は内半径, t :板厚)の関係であることを踏まえ、 R/t について比較した結果、島根2号炉の円筒胴の R/t が代表プラントの0.68倍(=) ~1.07倍(=)であった。

以上から、島根2号炉の200℃における破損圧力は、代表プラントの解析結果(約4.4~6.0Pd)と同程度であり、代表プラントの解析結果は適用可能と考える。

表 1.2-5(1) 原子炉格納容器本体一般部の主要仕様比較

項 目		島根2号炉		代表プラント
最高使用圧力 (MPa)		0.427		0.427
上ふた (SGV480)	t_1 :板厚 (mm)	<input type="text"/>		24
	R_1 :内半径 (mm)	<input type="text"/>		8,730
	R_1/t_1	310		364
主フランジ部円筒胴 (SGV480)	t_2 :板厚 (mm)	<input type="text"/>		24
	R_2 :胴内径 (mm)	<input type="text"/>		9,652
	円筒胴高さ (mm)	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	R_2/t_2	272		<input type="text"/>
上部球形胴 (島根2号炉:SPV490) (代表:SGV480,SPV490)	t_3 :板厚 (mm)	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	R_3 :胴内径 (mm)	<input type="text"/>		11,950
	R_3/t_3	300	336	<input type="text"/>
円筒胴 (SPV490)	t_4 :板厚 (mm)	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	R_4 :胴内径 (mm)	<input type="text"/>		23,900
	円筒胴高さ (mm)	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	R_4/t_4	671		<input type="text"/>
下部球形胴 (SPV490)	t_5 :板厚 (mm)	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	R_5 :胴内径 (mm)	<input type="text"/>		11,950
	R_5/t_5	336		<input type="text"/>

注:名称は、島根2号炉の名称を記載

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. 機器搬入口取付部

島根2号炉と代表プラントの機器搬入口取付部の主要仕様を表1.2-5(2)に示す。

機器搬入口は円筒部の大開口であり、その周辺に応力集中が生じるため開口部の補強を行っている。耐性共研の解析で最弱部と評価している原子炉格納容器本体側の取付部にあたる補強板について、開口部に対する補強板の効果を確認するために、島根2号炉と代表プラントでの補強に有効な面積を比較する。

表1.2-5(3)に島根2号炉と代表プラントでの機器搬入口の補強に有効な面積の比較を示す。表1.2-5(3)より、島根2号炉と代表プラントは、開口に対して同等の補強がなされており、機器搬入口取付部には同程度の局部応力が発生すると考えられる。

以上から、島根2号炉の200℃における破損圧力は、代表プラントと同程度(約4.1~4.7Pd)であり、代表プラントの解析結果は適用可能と考える。

表 1.2-5(2) 機器搬入口の主要仕様比較

項目	島根2号炉	代表プラント
最高使用圧力 (MPa)	0.427	0.427
胴内径 d_1 (mm)		3,660
胴板厚 t_1 (mm)		80
補強板板厚 t_2 (mm)		
鏡板板厚 t_3 (mm)		30
胴突出し長さ (格納容器内側) l_1 (mm)		
鏡板フランジ長さ l_2 (mm)		
胴長さ l_3 (mm)		
本体胴部内径 R_i (mm)	11,400	11,950
鏡板半球径 R_h (mm)		
耐圧部材質	SGV480	SGV480
寸法概要図		

注：名称は、島根2号炉の名称を記載

表 1.2-5(3) 機器搬入口の補強に有効な面積の比較

項目	島根2号炉	代表プラント
補強に必要な面積 (mm ²)		
補強に有効な面積 (mm ²)		
補強に有効な面積/補強に必要な面積		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.3 ドライウェル主フランジ

1.3.1 評価方針

ドライウェル主フランジは、原子炉格納容器の上蓋フランジであり、締付ボルトで固定される構造である。また、フランジ間のシールにはガスケットを使用している。フランジにはシール溝が二重に配置されており、原子炉格納容器内側・外側のそれぞれのシール溝にガスケットを取り付ける二重シール構造になっている。

ドライウェル主フランジの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2 Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊、疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

また、シール部については、内圧が低い段階ではボルトの締め付けにより開口は抑制されるが、内圧の上昇に伴って開口量が増加することにより、外部への漏洩経路を形成する。ただし、フランジ部が開口してもフランジ部の密閉性を担保しているシール材が健全であれば、シール材が開口に追従するため外部への漏洩を防止することができる。しかしながら、重大事故環境に晒されると、シール材が高温劣化し、フランジの開口に追従できなくなりシール機能の低下が想定される。さらに、フランジの開口が進むと、ボルト及びフランジが破損（延性破壊）に至ることが想定される。

したがって、ドライウェル主フランジの機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊、また、フランジ部の変形及び、シール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため、200℃、2 Pd でのドライウェル主フランジの健全性確認について、表 1.3-1 に示す評価方法により評価を実施する。シール部については、改良 E P D M による評価を実施する。

ドライウェル主フランジの評価対象と評価方法を図 1.3-1 に示す。

表 1.3-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (ボルト、フランジ)	延性破壊	試験結果等を用いた評価
シール部 (フランジ、ガスケット)	変形、高温劣化	試験結果等を用いた評価

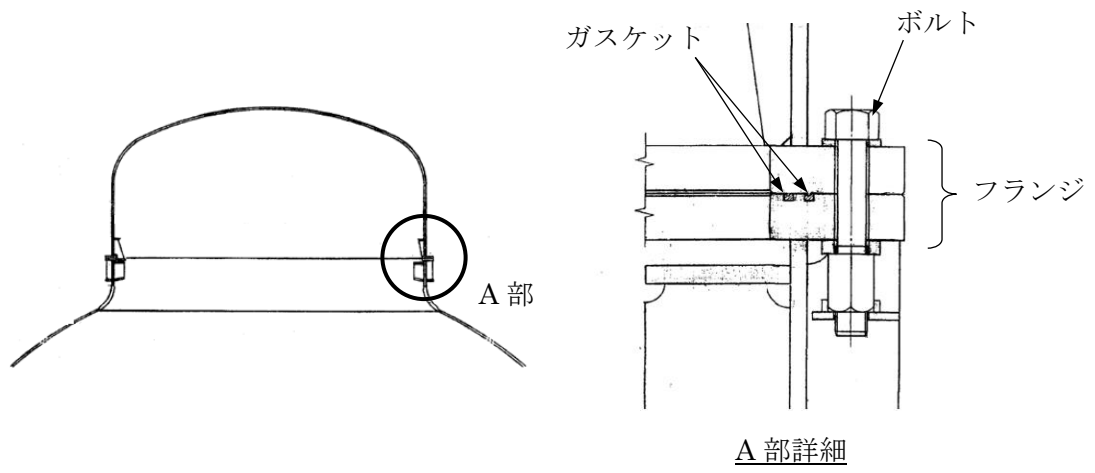


図 1.3-1 ドライウェル主フランジの評価対象

1.3.2 評価

(1) 構造部

a. 試験結果等を用いた評価

ドライウェル主フランジについては、耐性共研において、FEMによる耐性評価を実施している。この評価結果を活用し、島根2号炉のドライウェル主フランジの破損圧力が2Pdを上回ることを確認する。

耐性共研評価では、代表プラントとしてMARK-II改良型のドライウェル主フランジをモデル化し、200℃、500℃、650℃の条件で解析を行い、破損荷重の下限をASME CODE Sec. IIIの手法による2倍勾配法(別添1.2-2参照)によって求めた荷重、上限を解析結果が収束性を失うときの荷重(塑性不安定荷重)と定義し評価している。

解析結果として圧力及び部材温度と開口量を図1.3-2に示す(解析の詳細は、別添1.3-1参照)。ドライウェル主フランジ部では、締付ボルトの破損が支配的であり、200℃における破損圧力は約3.9~4.4Pdであった。

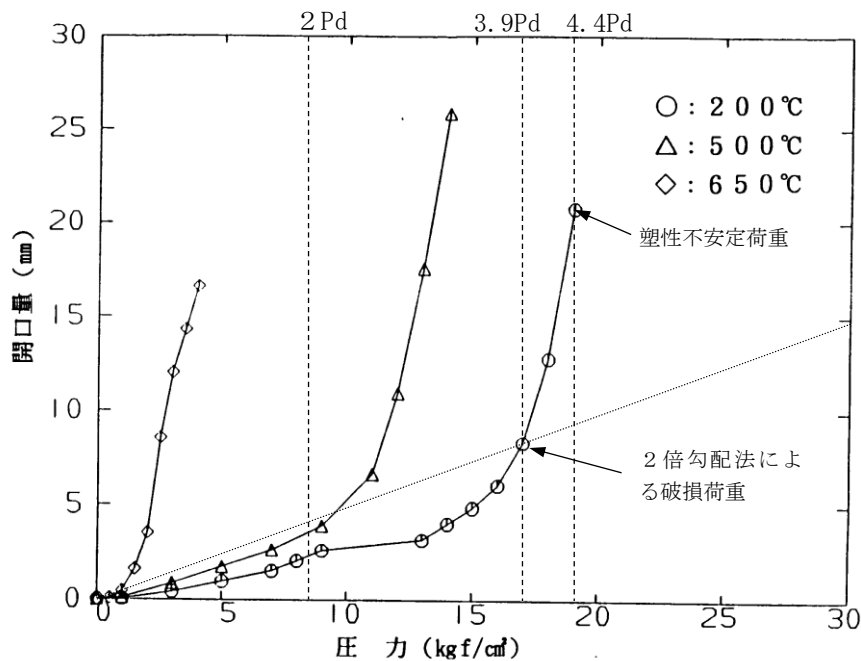


図 1.3-2 圧力及び部材温度と開口量の関係 (代表プラント)

耐性共研での解析は、代表プラントにおける解析モデルであることから、寸法（胴内径、板厚等）の影響を評価することにより、島根2号炉への適用について評価した。表 1.3-2 に島根2号炉と代表プラントのドライウェル主フランジ部の仕様比較を示す。

フランジの開口に支配的な因子は、①ドライウェル上ふた部に作用する内圧と②ボルトの締付力と考え、①と②の面積比を剛性比として下記の式で算出する。

$$\alpha = (\pi / 4 \times D_o^2) / (n \times \pi / 4 \times D_b^2)$$

表 1.3-2 ドライウェル主フランジ部の仕様及び剛性比較

項目	島根2号炉	代表プラント
Do:フランジ部内径 (mm)		
Db:ボルト呼び径		
n:ボルト本数 (本)		
α :剛性比		
剛性比の割合	約 1.10 (=	

表 1.3-2 より、剛性比の割合は約 1.10 倍であることから、島根2号炉のフランジ部の破損圧力は約 4.3~4.8Pd になるものと考えられる。

なお、ドライウェル主フランジ部については、既工認と同様の評価手法で規格を用いた評価を実施しており、2Pd における発生応力が許容応力を下回ることを合わせて確認している（別添 1.3-2 参照）。

(2) シール部

a. 試験結果等を用いた評価

(a) 島根2号炉モデルによる解析評価

原子炉格納容器の重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するために、島根2号炉のドライウェル主フランジ部をモデル化し、FEMによる解析を実施し、2Pdにおけるドライウェル主フランジ部の開口量が、許容開口量を下回ることを確認する。

シール材については、改良EPDMを使用することとする。

許容開口量の設定に使用する改良EPDMの圧縮永久ひずみ試験結果を表1.3-3に示す。

表 1.3-3 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良EPDM)

試験温度	200℃
放射線照射量	□
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ^{※3}

※1：JIS K 6262 に従い実施。

※2：試料を圧縮し完全に回復した状態が0%、全く回復しない状態が100%。

※3：□□□の平均値。

ここで、許容開口量の設定について説明する。

図1.3-3に開口量とシール材のシール性関係図を示す。島根2号炉のドライウェル主フランジは、タング(突起)がガスケットを押し込む構造であり、フランジの定格締付量(タング押込量)は□mmである。圧力の増加に伴いフランジ部は開口するが、ひずみ率が□であればガスケットは□mm(=□mm×(100%-□))まで回復するため、開口量が□mm以下であればシール機能は維持できる。

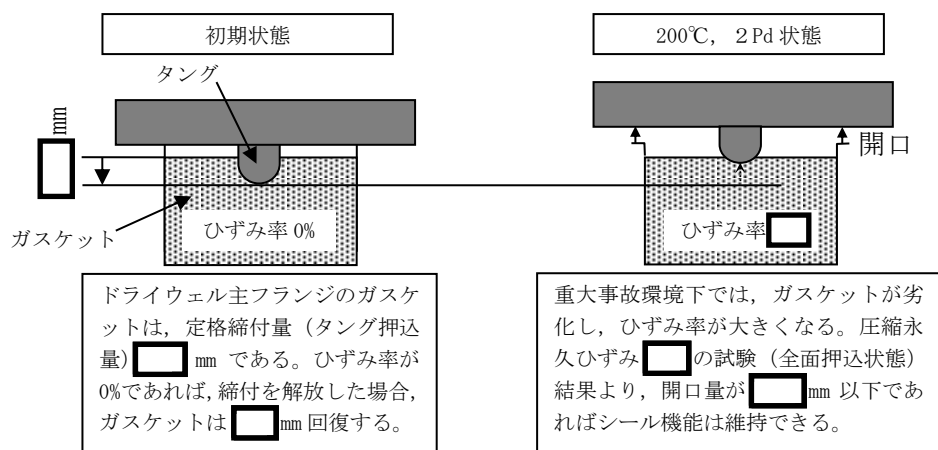


図 1.3-3 ひずみ率と許容開口量関係図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

本評価に用いる許容開口量は、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」シーケンスのベント実施タイミング（事故後約 32h）における環境条件を包絡する 168h 後における圧縮永久ひずみ試験結果（ひずみ率 ）から mm としている。

解析結果を図 1.3-4 に示す（解析の詳細は、別添 1.3-3 参照）。

2Pd (0.853MPa) における開口量は、内側ガスケット部で約 mm、外側ガスケット部で約 mm であり、許容開口量 mm を下回る。

なお、ドライウェル主フランジ部の開口速度に対してシール材が追従し、シール機能が維持されることについても確認している。（詳細は、別紙 - 6 参照）



図 1.3-4 圧力と開口量の関係（島根 2 号炉モデル，200°C）

1.3.3 評価結果

ドライウェル主フランジについては、200°C，2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

ドライウェル主フランジ部の解析について

1. 概要

ドライウェル主フランジについては、耐性共研において、軸対称FEMモデルを用いて弾塑性解析を実施し、重大事故等時環境条件に対する耐性評価を実施している。この評価結果を活用し、島根2号炉のドライウェル主フランジにおけるシール機能が維持されることを確認している。

2. 形状、主要寸法及び材料

図 1.3-1(1)に、代表構造として選定したMARK-II改良型プラントのフランジ形状、主要寸法及び材料を示す。

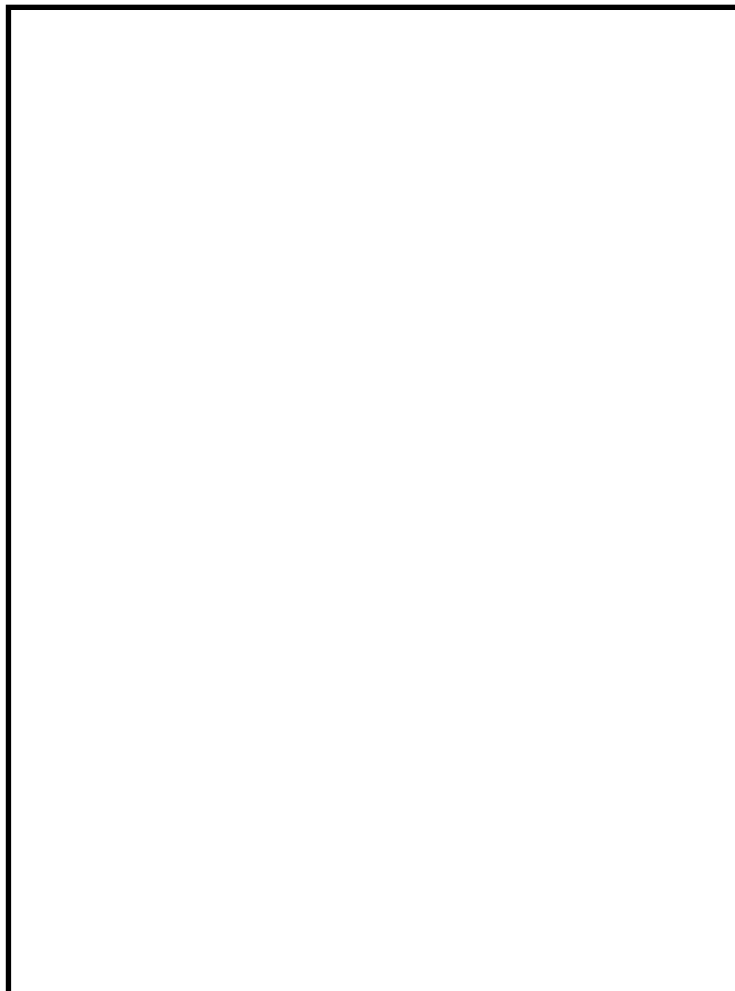


図 1.3-1(1) フランジ部の形状及び主要寸法（代表プラント）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 解析

(1) 解析モデル

図 1.3-1(2)に解析モデルを示す。モデル化においては、原子炉格納容器胴、フランジ等の構造部分を軸対称モデルにて、ボルト部分は剛性等価な軸対称構造にてモデル化した。なお、フランジシール面には、接触要素等の非線形要素は用いているが、シール材材料物性のモデル化は行っていない。



図 1.3-1(2) 解析モデル (代表プラント)

(2) 荷重条件

塑性不安定状態まで内圧を加えた。

(3) 応力評価点

表 1.3-1(1)及び図 1.3-1(3)に応力評価点を示す。

表 1.3-1(1) 応力評価点 (代表プラント)

応力評価点番号	応力評価点
P 1	円筒部
P 2	フランジリング取付部
P 3	フランジ
P 4	ガスケット位置
P 5	ボルト

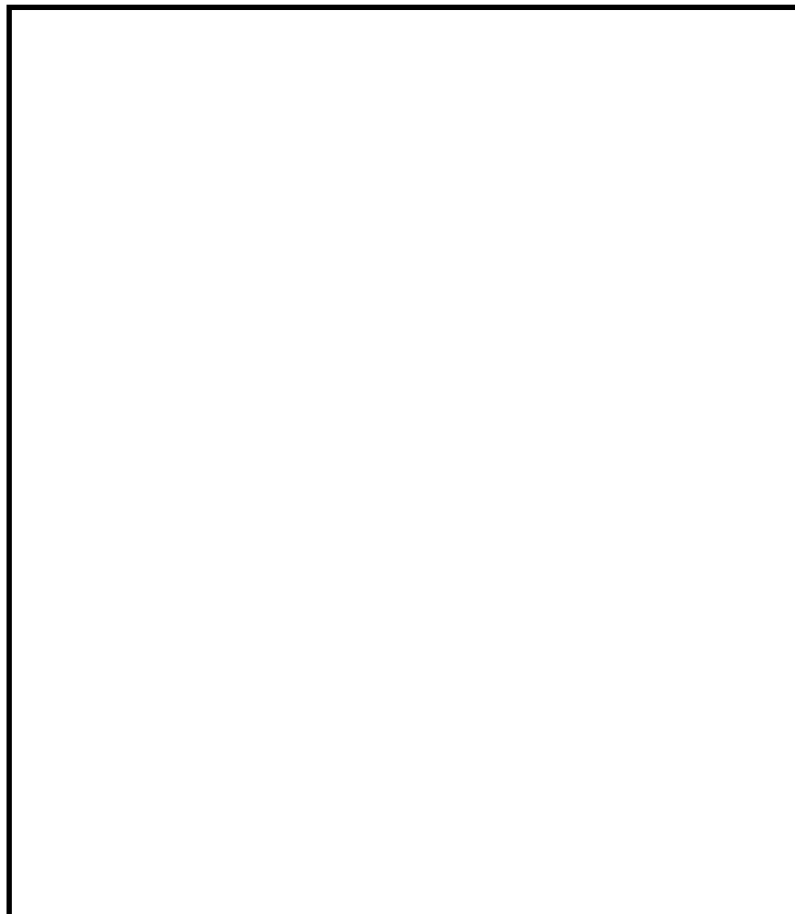


図 1.3-1(3) 応力評価点 (代表プラント)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 解析結果

図 1.3-1(4)に各圧力における変形図, 表 1.3-1(2)に各評価点の 200℃における応力値を示す。

これらの結果から, 過大な圧力がかかったときの変形挙動は, 内圧による軸力でフランジが開こうとするのをフランジの外周部が支点となり締付ボルトの締付力で押さえ込む荷重バランスになる。この変形挙動の結果として, 弾性域及び塑性域において常に締付ボルトに最も負荷が集中し, 締付ボルトの破損がフランジ部の破損を支配すると考えられる。

図 1.3-1(5)に圧力と開口量の関係の結果を示す。

破損荷重の下限を ASME CODE Sec. III の手法による 2 倍勾配法によって求めた荷重, 上限を解析結果が収束性を失うときの荷重 (塑性不安定荷重) と定義し評価している。

200℃における破損圧力は約 3.9~4.4Pd であり 2Pd を上回る。

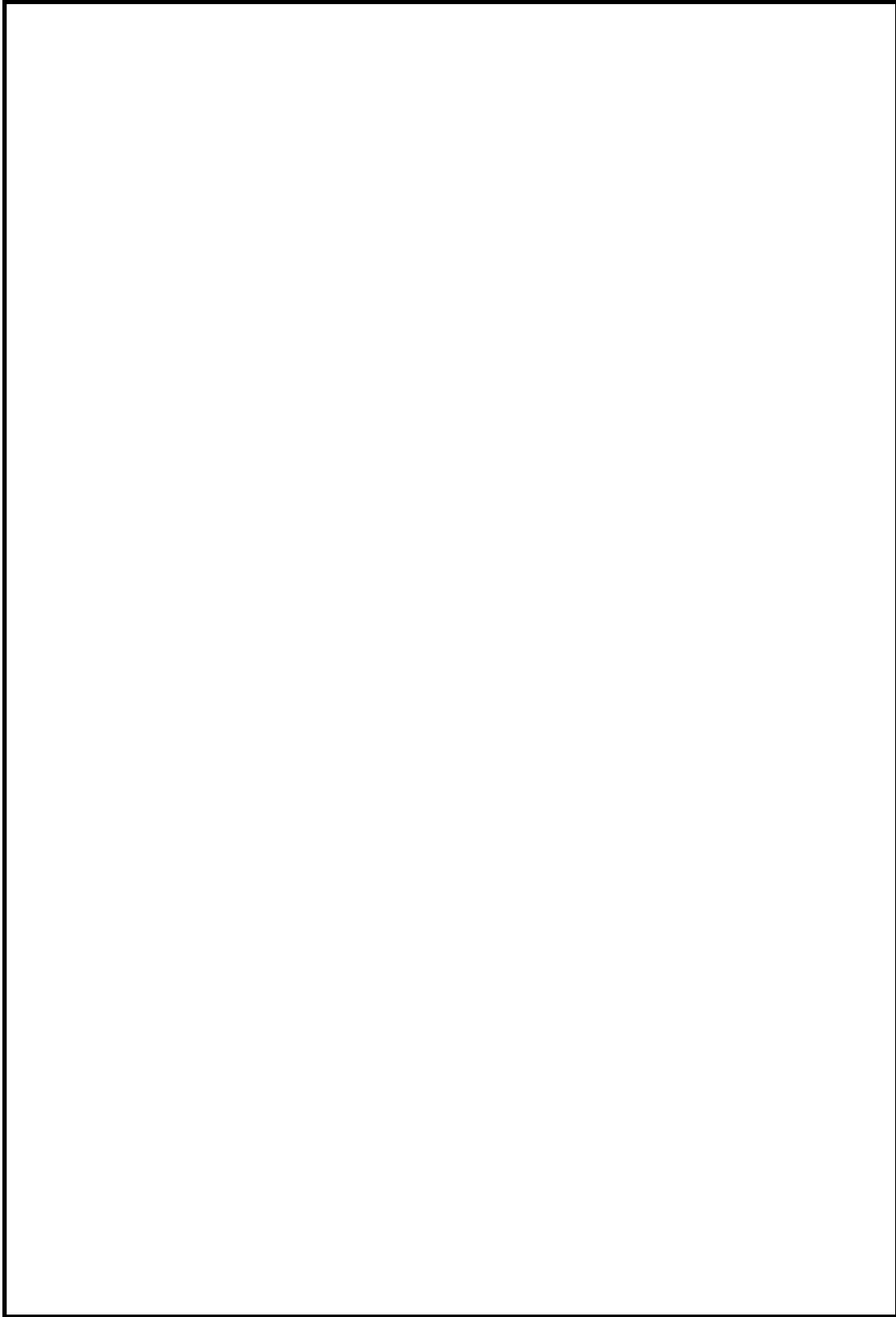
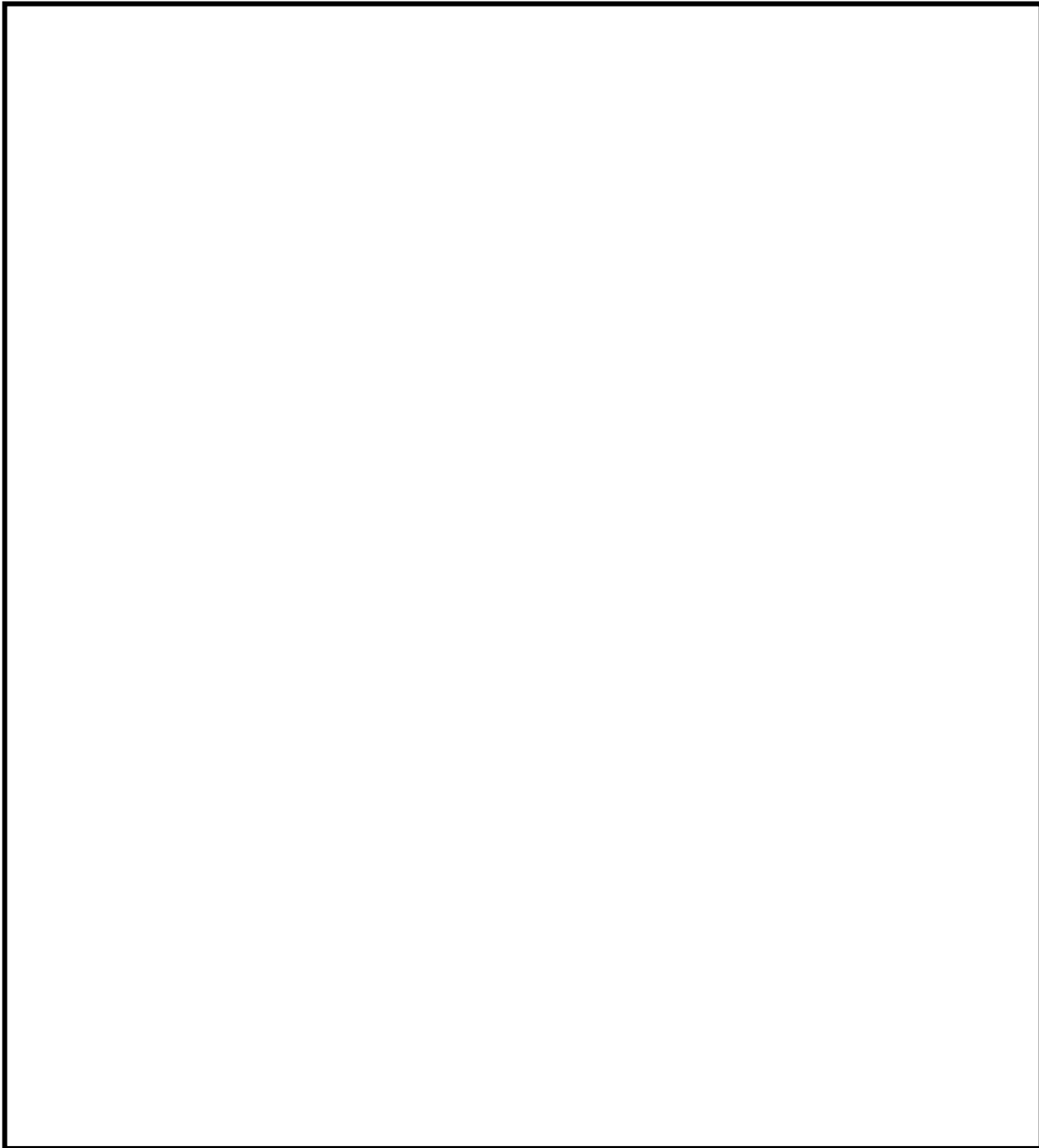


図 1.3-1(4) 変形図 (200℃, 代表プラント)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 1.3-1(2) ドライウェル主フランジ部解析結果 (200°C, 代表プラント)



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

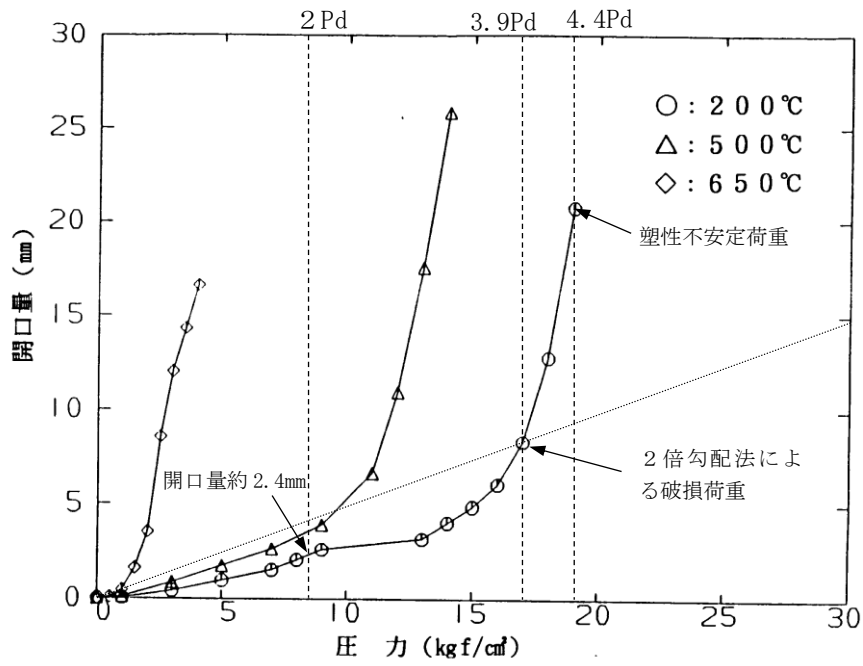


図 1.3-1(5) 圧力及び部材温度と開口量の関係 (代表プラント)

ドライウエル主フランジ部の規格を用いた評価について

1. 概要

ドライウエル主フランジについて、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格 PVE-3700 に準拠し、J I S B 8265「压力容器の構造—一般事項」に基づいてフランジ及びボルトの発生応力を算出し、許容応力を下回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ (S_u 値) に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5, $PL+P_b$ (一次局部膜応力強さ+一次曲げ応力強さ) には 1.0 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値, $PL+P_b$ が S_u 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求 (放射性物質の閉じ込め機能) を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器 (クラス MC 容器) の供用状態 D に対する許容値と同じ考え方である (設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

S_u 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。

2. 応力計算

応力計算に用いるドライウエル主フランジの主要寸法を図 1.3-2(1) に示す。

3. 応力算出結果

応力算出結果を表 1.3-2(1) に示す。

各発生応力とも許容応力を下回る。

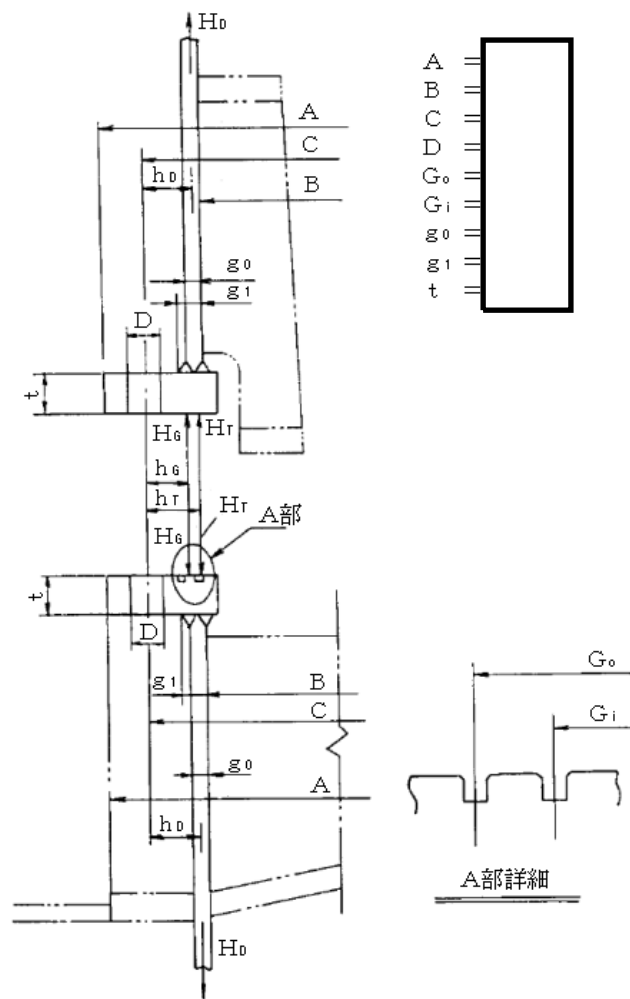


図 1.3-2(1) ドライウェル主フランジの形状及び主要寸法（単位：mm）

表 1.3-2(1) 応力算出結果（単位：MPa）

荷重	応力			許容応力
2Pd	ハブの軸方向応力	σ_H	37	422
	ボルト穴の中心円における フランジの半径方向応力	σ_R'	185	281
	フランジの半径方向応力	σ_R	6	281
	フランジの周方向応力	σ_T	1	281
	組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_R}{2}$	22	281
		$\frac{\sigma_H + \sigma_T}{2}$	19	281
使用状態でのボルトの応力	σ_{b0}	397	576	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ドライウェル主フランジの解析について（島根 2 号炉モデル）

1. 概要

ドライウェル主フランジについて、2Pdにおけるフランジ面の開口量が許容開口量を下回ることを確認するため、三次元FEMモデルを用いて弾塑性解析を実施する。

2. 解析

(1) 解析モデル

図 1.3-3(1)に解析モデルを示す。本解析では、フランジの他、圧力作用面であるドライウェル上ふた及び原子炉格納容器胴部（ドライウェル主フランジ部円筒胴、ドライウェル球形胴及びドライウェル円筒胴）をモデル化する。また、フランジシール部を構成する各種部材（フランジ、ボルト、ナット等）の荷重伝達経路を詳細にモデル化するため、ソリッド要素を用いて可能な限り詳細な形状をモデル化する。モデルは対称性を考慮してボルト 1 ピッチ分（円周の 1/120）をモデル化している。

(2) 荷重条件

0 から発散するまで内圧を加えた。

3. 解析結果

解析結果として 200℃における圧力と開口量の関係を図 1.3-3(2)に示す。

2Pdにおける内側ガスケット部の開口量は約 mm, 外側ガスケット部は約 mm であった。

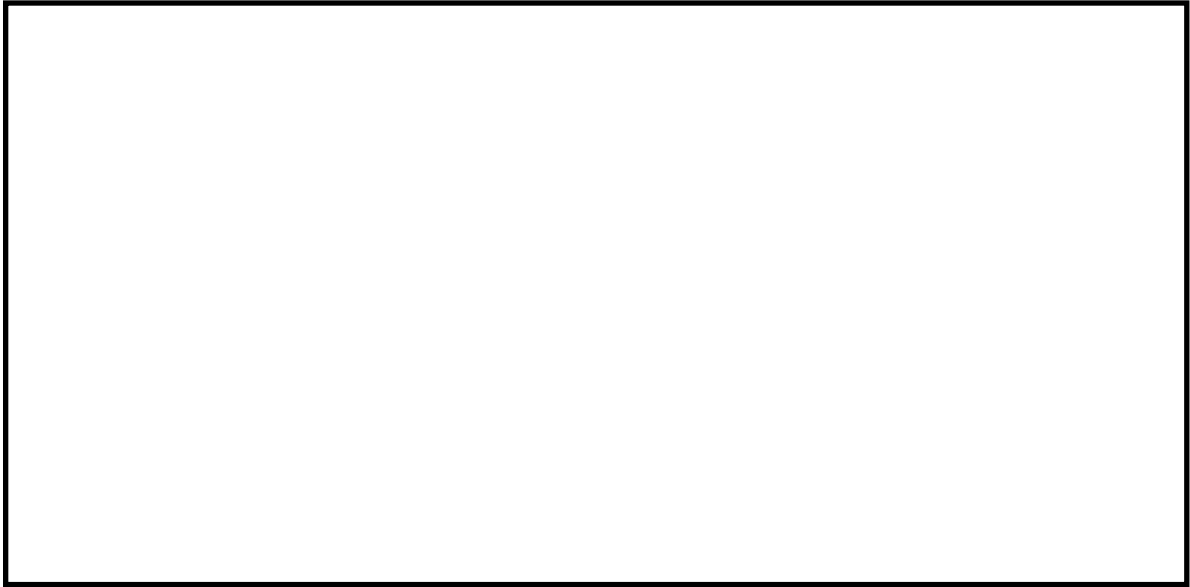


図 1.3-3(1) ドライウェル主フランジの解析モデル
(左：全体図 右：フランジ部拡大図)

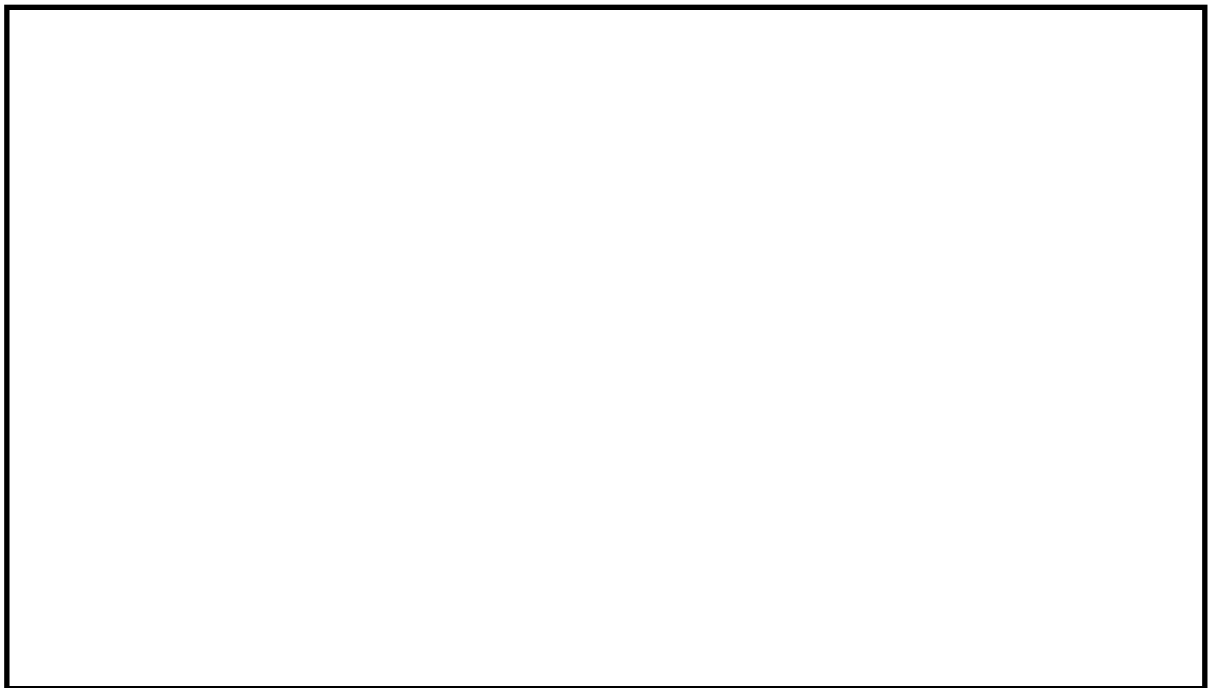


図 1.3-3(2) 圧力と開口量の関係（島根 2 号炉モデル，200°C）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.4 機器搬入口

1.4.1 評価方針

機器搬入口は、フランジ付きの円筒胴が原子炉格納容器内側に突き出し、この円筒胴のフランジに鏡板のフランジをボルト固定しており、フランジ間のシールにはシール溝が二重に配置されており、原子炉格納容器内側・外側のそれぞれのシール溝にガスケットを取り付ける二重シール構造になっている。なお、ドライウェル主フランジと異なり、原子炉格納容器加圧時は機器搬入口フランジがフランジ支持部に押し付けられる構造となっている。

機器搬入口の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、機器搬入口の機能喪失要因は、原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊及び鏡板部の座屈が考えられる。

また、シール部については、原子炉格納容器内の圧力が上昇した際に、鏡板は円筒胴側に押し付けられる構造であるため、圧力により鏡板が開くことはないが、原子炉格納容器本体の変形に伴う円筒胴の変形、変形による開口及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。

このため、200℃、2Pd での機器搬入口の健全性確認について、表 1.4-1 に示す評価方法により評価を実施する。シール部については、改良 E P D M による評価を実施する。

機器搬入口の評価対象を図 1.4-1 に示す。

表 1.4-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (円筒胴, 鏡板)	延性破壊, 座屈	規格を用いた評価
シール部 (フランジ, ガスケット)	変形, 高温劣化	試験結果等を用いた評価

原子炉格納容器内側

原子炉格納容器外側

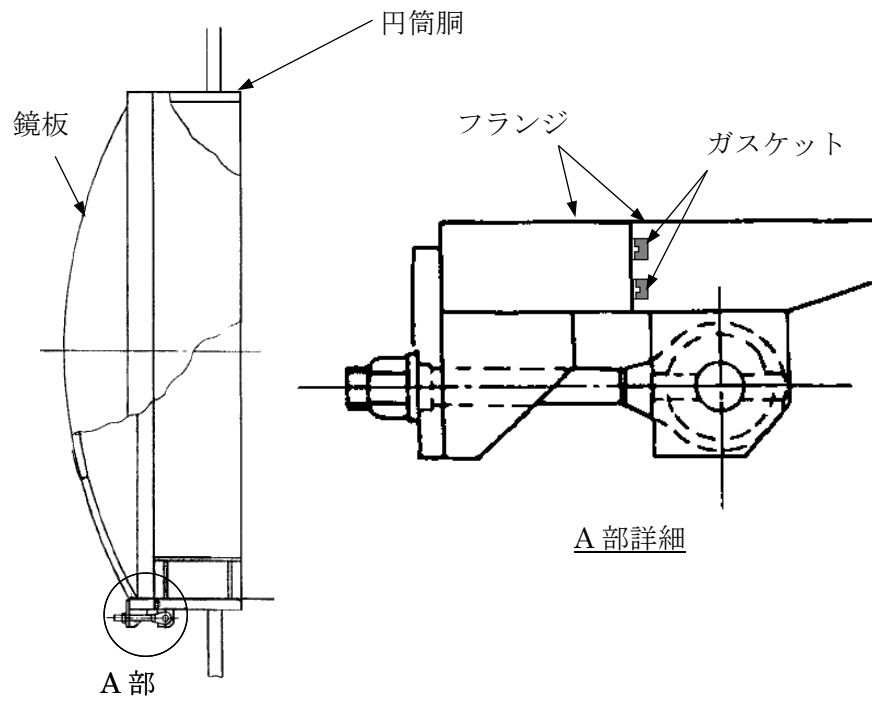


図 1.4-1 機器搬入口の評価対象

1.4.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

円筒胴については、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

鏡板については、機械工学便覧を参照し、外圧を受ける球殻の座屈圧力の算出式を用いて許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

B 値及び縦弾性係数(E)を設定する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。

評価結果を以下に示す。

各構造部とも許容圧力は $2Pd$ を上回る。

円筒胴：SGV480

許容圧力算定式：PVE-3230(2)c項を準用

$$P_e = 4Bt / 3D_o$$

B	付録材料図表による値 (200°C における値を使用)	119.8
t	板厚 (mm)	
D_o	外径 (mm)	
P_e	200°C における許容圧力 (MPa)	3.345
$3.345 \text{ MPa} > 0.853 \text{ MPa} (2Pd)$		

鏡板：SGV480

座屈圧力算定式：機械工学便覧

$$P_{cr} = 16.70E (t / 2R)^{2.5}$$

E	縦弾性係数 (MPa) (200°C における値を使用)	191,000
t	板厚 (mm)	
R	内半径 (mm)	
P_{cr}	座屈圧力 (MPa)	6.454
$6.454 \text{ MPa} > 0.853 \text{ MPa} (2Pd)$		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) シール部

a. 試験結果等を用いた評価

機器搬入口フランジ部の複雑な変形挙動について、三次元FEMモデルを用いてドライウェル及び機器搬入口をモデル化し、高温条件下の材料物性に基づき、弾塑性解析を実施し、2Pdにおけるフランジ部の開口量が、許容開口量を下回ることを確認する。

シール材については、改良EPDMを使用することとする。

許容開口量の設定に使用する改良EPDMの圧縮永久ひずみ試験結果を表1.4-2に示す。

表 1.4-2 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良EPDM)

試験温度	200℃
放射線照射量	□
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ^{※3}

※1：JIS K 6262 に従い実施。

※2：試料を圧縮し完全に回復した状態が0%、全く回復しない状態が100%。

※3 □ □ □ の平均値。

許容開口量は、1.3.2(2)a項のドライウェル主フランジ部の設定の考え方と同様、168hのひずみ率□と機器搬入口フランジ部の定格締付量□mmを踏まえ□mm(=定格締付量□mm×(100%-□))とする。

解析結果を図1.4-2に示す(解析の詳細は、別添1.4-1参照)。

2Pdにおける最大開口量は、内側ガスケット部で約□mm、外側ガスケット部で約□mmであり、許容開口量□mmを下回る。

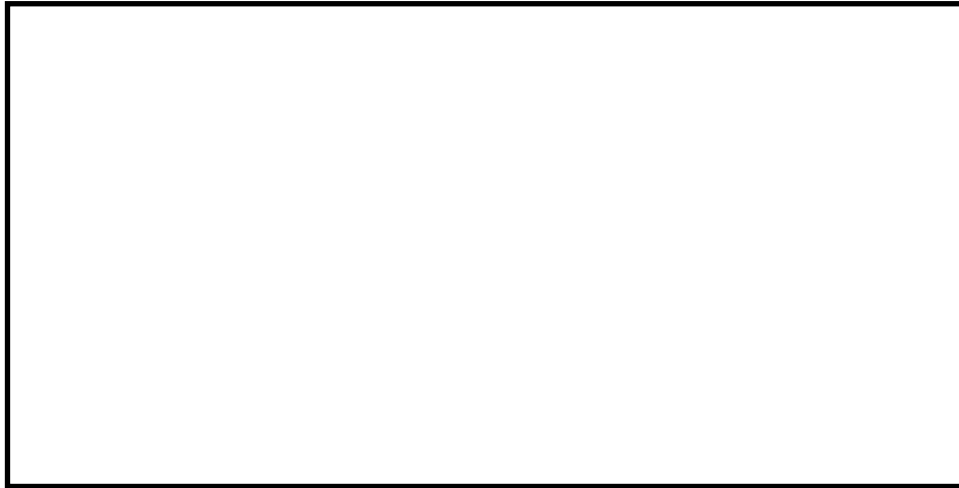


図 1.4-2 機器搬入口の 2Pd における開口量

1.4.3 評価結果

機器搬入口については、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

機器搬入口の解析について

1. 概要

機器搬入口について、2Pdにおけるフランジ面の開口量が許容開口量を下回ることを確認するため、三次元FEMモデルを用いて弾塑性解析を実施する。

2. 解析

(1) 解析モデル

図 1.4-1(1)に解析モデルを示す。本解析は、原子炉格納容器胴部の変形とそれに伴う機器搬入口フランジ部の変形挙動を確認することから、原子炉格納容器本体と機器搬入口をモデル化する。また、機器搬入口フランジ部は一般的なボルト締結フランジとは異なり、ヒンジボルトを用いた締結構造であることから、フランジシール部を構成する各種部材（ボルト、ブラケット、ナット等）の荷重伝達経路を詳細にモデル化するため、ソリッド要素を用いて可能な限り詳細な形状をモデル化している。

(2) 荷重条件

0から2Pdまで内圧を加えた。

3. 解析結果

解析結果に表記するフランジ角度を図 1.4-1(2)に示す。

図 1.4-1(3)に1Pd及び2Pdにおける開口量解析結果を示す。

2Pdにおける最大開口量は、内側ガスケット部で約 mm, 外側ガスケット部で約 mmであった。

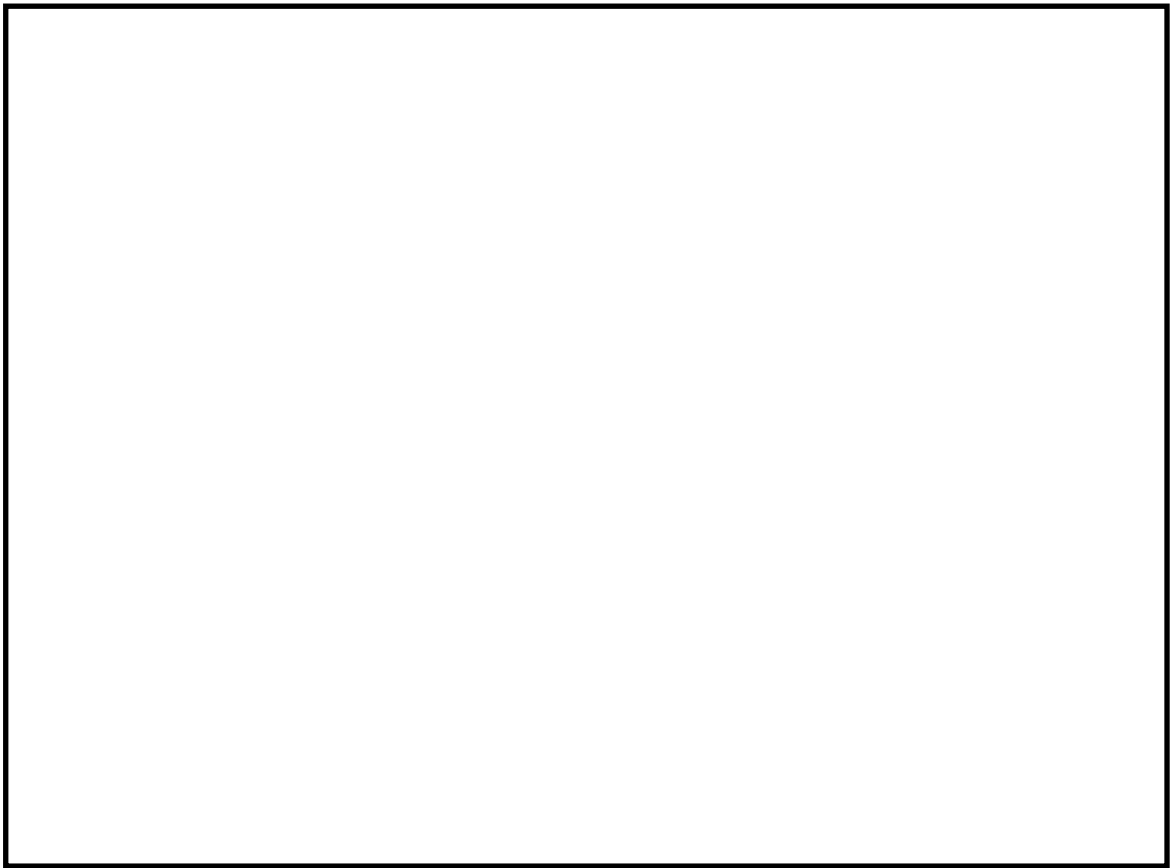


図 1.4-1(1) 解析モデル

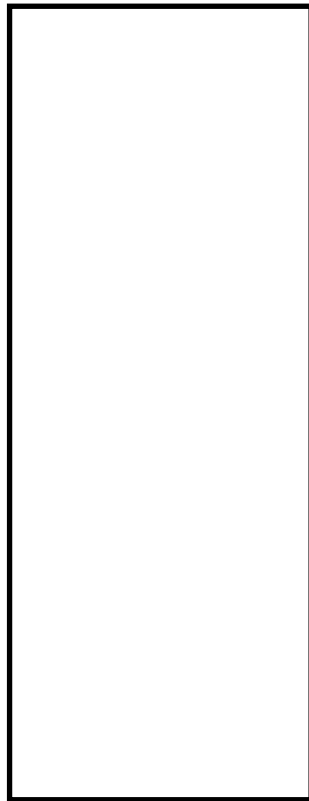


図 1.4-1(2) 解析結果に表記するフランジ角度

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

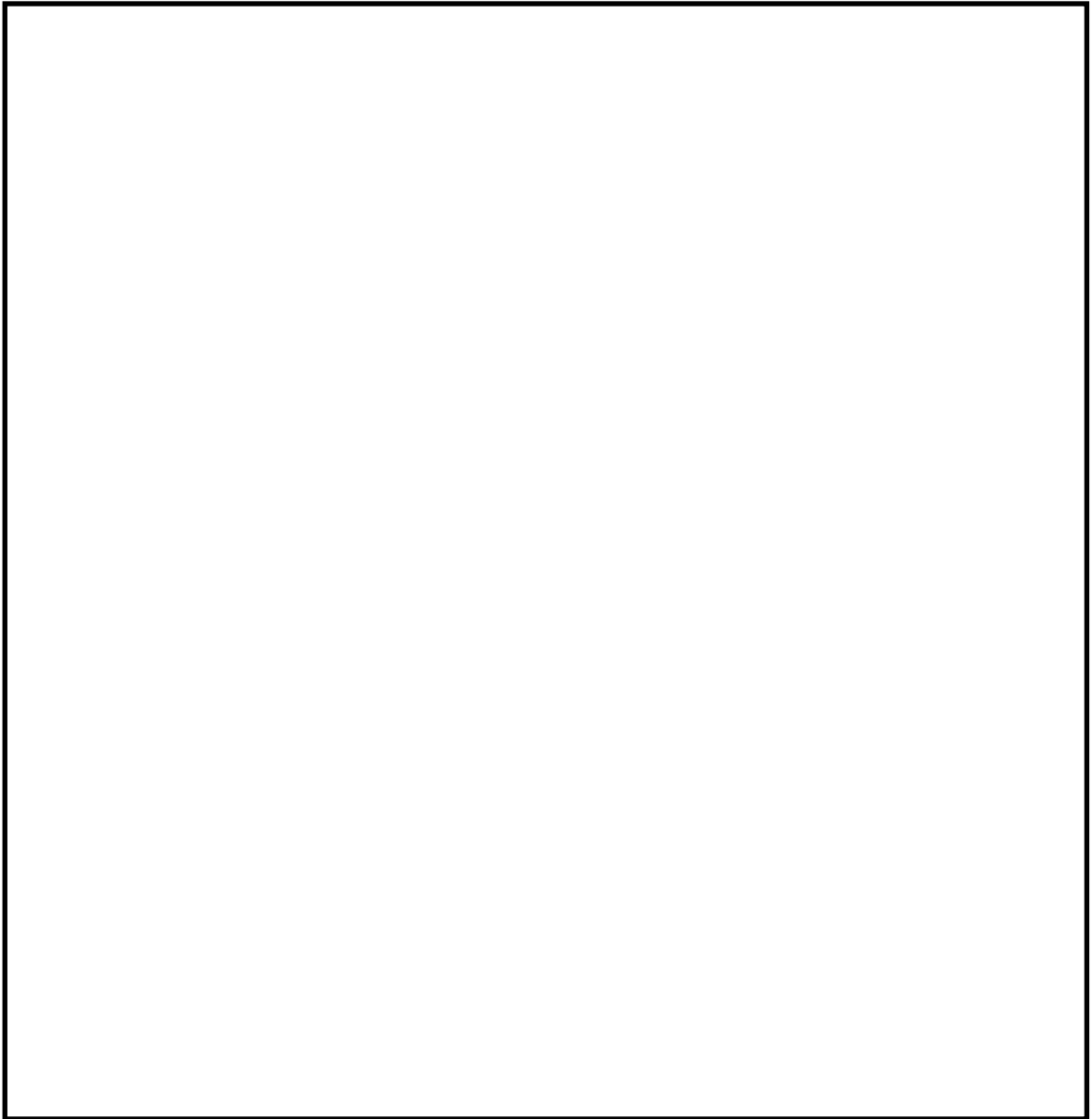


図 1.4-1(3) 開口量解析結果（上から 1 Pd, 2 Pd）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.5 所員用エアロック

1.5.1 評価方針

所員用エアロックは、原子炉格納容器外側に突き出した円筒胴の両端に平板（隔壁）を溶接し、人が出入りできる開口部を設けている。この開口部に枠板（隔壁）を溶接し、枠板の前面を開閉扉で塞ぐ構造である。枠板の前面と扉間のシールにはシリコンゴムのガスケットを使用している。なお、ドライウェル主フランジと異なり、原子炉格納容器加圧時はエアロック扉が支持部に押し付けられる構造となっているため、扉板が開くことはない。

また、扉には均圧弁に繋がる配管や扉開閉ハンドル軸等が貫通しており、均圧弁、扉開閉ハンドル貫通部及び電線管貫通部にシール材を使用している。

所員用エアロックの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2 Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、有意な圧縮力が所員用エアロックに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、所員用エアロックの機能喪失要因は、高温状態で原子炉格納容器内圧を受けることによる、過度な塑性変形に伴う延性破壊が機能喪失要因として想定される。

また、シール部のうち扉板部については、原子炉格納容器内の圧力が上昇した際に、扉板は所員用エアロック本体側に押し付けられる構造であるため、圧力により扉が開くことはないが、高温状態で内圧を受けることによる扉板のわずかな変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。その他シール部についても高温劣化によるシール機能の低下が想定される。

このため、200℃、2 Pd での所員用エアロックの健全性確認について、表 1.5-1 に示す評価方法により評価を実施する。隔壁と扉板とのシール部および扉開閉ハンドル貫通部については、改良 E P D M による評価を実施する。

なお、均圧弁には、P E E K 材、電線貫通部には、黒鉛製のシール材を使用することとしており、耐熱性上問題にならないことを確認している。その仕様を表 1.5-2 に示す。

所員用エアロックの評価対象を図 1.5-1 に示す。

表 1.5-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (円筒胴, 隔壁)	延性破壊	規格を用いた評価
シール部	扉板 (扉板部, ガスケット)	規格を用いた評価
	扉開閉ハンドル貫通部	試験結果等を用いた評価

表 1.5-2 扉シート部以外の評価対象とシール材の仕様

評価対象	シール材	耐熱温度	最高使用圧力	耐放射線性
均圧弁	P E E K材	250℃ (連続使用可能温度) 約 340℃ (融点)	0.9MPa	約 10MGy
電線貫通部	黒鉛	400℃程度	68.6MPa	15MGy

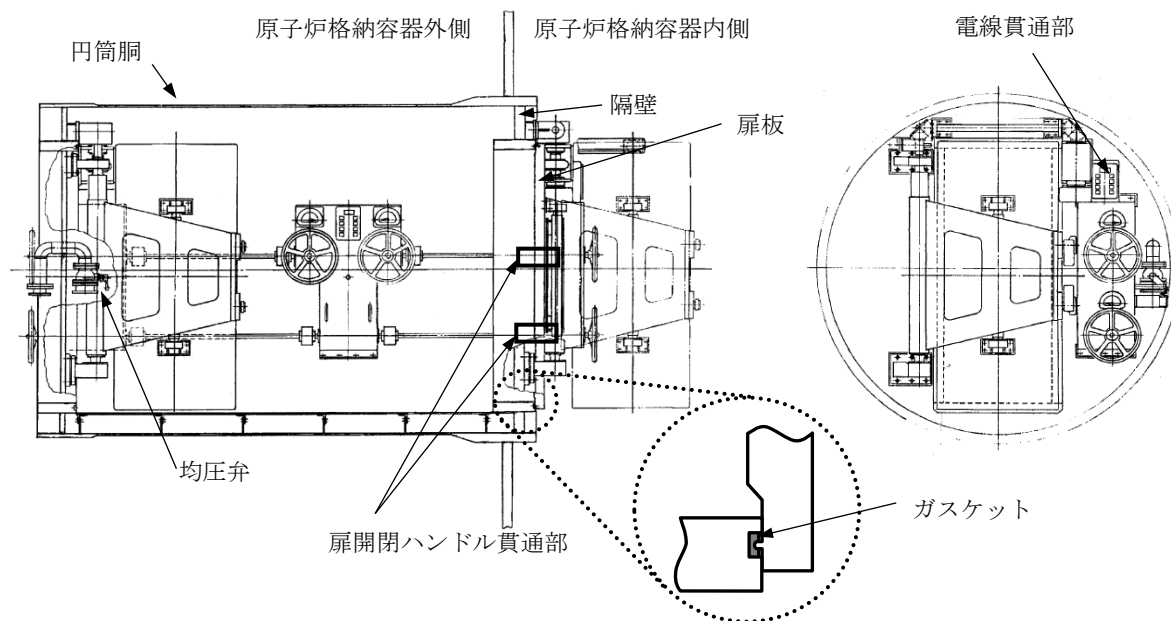


図 1.5-1 所員用エアロックの評価対象

1.5.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

円筒胴については、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

隔壁については、既工認において最も厳しい応力点を代表評価点として、既工認で算出した応力に基づき許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。（その他の応力評価点については別添 1.5-1 参照）

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ (S_u 値) に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5, $PL+P_b$ (一次局部膜応力強さ+一次曲げ応力強さ) には 1.0 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値, $PL+P_b$ が S_u 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器(クラスMC容器)の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である(設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

S_u 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。

評価結果を以下に示す。

各構造部とも許容圧力は $2Pd$ を上回る。

円筒胴 : SGV480

許容圧力算定式 : PVE-3230(2)a 項を準用

$$P = 2 S \eta t / (D_i + 1.2 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	3.716
3.716 MPa > 0.853 MPa (2Pd)		

隔壁 : SGV480

$$P = S \times P_D / \sigma$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける Su 値を使用)	422
P_D	最高使用圧力 (MPa)	0.427
σ	既工認での発生応力 (MPa)	155
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	1.162
1.162 MPa > 0.853 MPa (2Pd)		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) シール部

a. 規格を用いた評価

所員用エアロック扉板の変形について、機械工学便覧のはりのたわみ計算式を用い2Pdにおける開口量を求め、許容開口量を下回ることを確認する。

シール材については、改良EPDMを使用することとする。

許容開口量の設定に使用する改良EPDMの圧縮永久ひずみ試験結果を表1.5-3に示す。

表 1.5-3 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良EPDM)

試験温度	200℃
放射線照射量	□
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ^{※3}

※1：JIS K 6262 に従い実施。

※2：試料を圧縮し完全に回復した状態が0%，全く回復しない状態が100%。

※3：□ □ □ の平均値。

許容開口量の設定に使用する試験結果は、1.3.2(2)a項のドライウェル主フランジ部の設定の考え方と同様、168hのひずみ率□とする。また、扉板シール部の定格押込量が□mmであることを踏まえ、許容開口量は□mm (= 定格締付量□mm × (100% - □)) とする。

評価結果を以下に示す。

2Pdにおける扉板シール部の開口量は約□mmであり、許容開口量□mmを下回る。

なお、扉板のたわみにより変形支点の変位が発生するが、たわみによるタンクの移動量はわずかであり、ガスケット溝（グループ側面）とタンクが干渉しないことから、所員用エアロックのシール性に影響しないことを合わせて確認している。

評価式：機械工学便覧

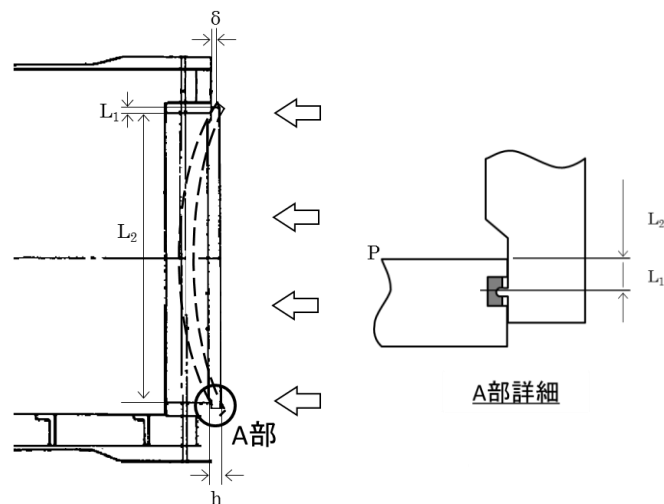
$$\delta y = w \times L_1 / (24 \times E \times I) \times (3 L_1^3 + 6 L_1^2 \times L_2 - L_2^3)$$

$$w = P \times b \quad (w : \text{単位荷重})$$

$$I = b \times h^3 / 12 \quad (I : \text{断面二次モーメント})$$

P	圧力 (MPa)	0.853
b	扉板の幅 (mm)	
L ₁	支点からシール部までの長さ (mm)	
E	縦弾性係数 (MPa)	191,000
h	扉板の厚さ (mm)	
L ₂	支点間の長さ (mm)	
δ y	変位量 (mm)	

(所員用エアロック扉変形概念図)



(評価モデル)

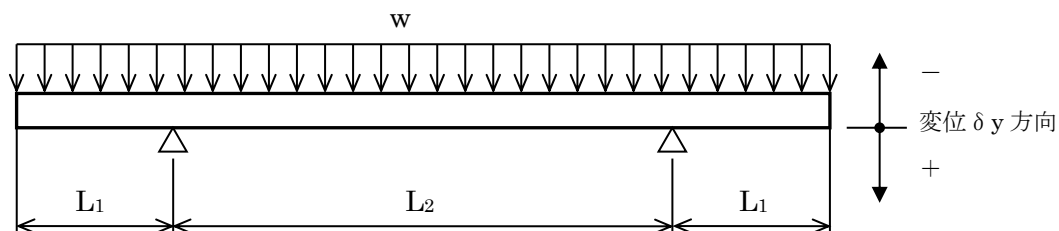


図 1.5-2 所員用エアロック扉変形概念図及び評価モデル図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b. 試験結果等を用いた評価

所員用エアロック扉板シール部以外の評価対象である扉開閉ハンドル貫通部に対して評価を実施する。

扉開閉ハンドル貫通部に適用する改良EPDMについては、表 1.5-3 の圧縮永久ひずみ試験結果に示すとおり、200℃の耐熱性、耐放射線性能を確認している。

以上から、扉板シール部以外のシール材は、200℃において耐性を有しており、シール機能は維持できる。

1.5.3 評価結果

所員用エアロックについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

所員用エアロックの隔壁部の評価について

所員用エアロックの隔壁について、既工認で算出した応力に基づき、許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

所員用エアロックの応力評価点を図 1.5-1(1)に、所員用エアロックの各応力評価点における評価結果を表 1.5-1(1)に示す。

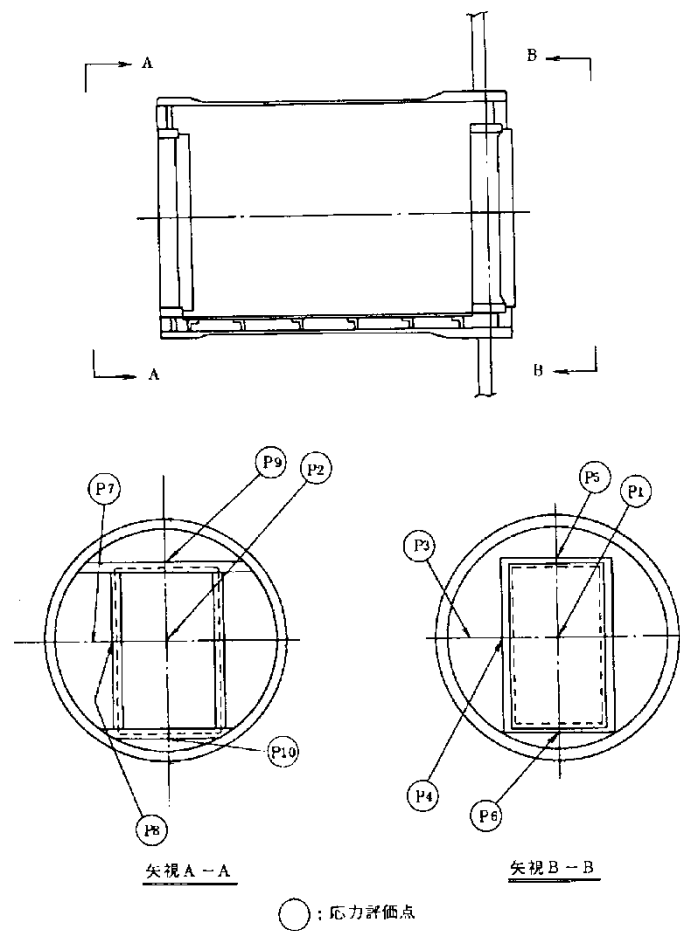


図 1.5-1(1) 所員用エアロックの応力評価点

表 1.5-1(1) 所員用エアロック隔壁部の評価結果

評価点	既工認における 応力強さ (MPa)	許容応力 (MPa)	最高使用圧力 (MPa)	200℃における 許容圧力 (MPa)
P 1	29	422	0.427	6.213
P 2	29	422	0.427	6.213
P 3	83	422	0.427	2.171
P 4	128	422	0.427	1.407
P 5	18	422	0.427	10.010
P 6	16	422	0.427	11.262
P 7	74	422	0.427	2.435
P 8	155	422	0.427	1.162
P 9	21	422	0.427	8.580
P 1 0	19	422	0.427	9.483

均圧弁の改良について

均圧弁シートについて、耐環境性に優れたシール材に変更することとしており、PEEK材（PEEK：ポリエーテルエーテルケトン）を用いた弁シートにすることで実機適用性を確認した。以下に、実機適用を確認した概要を示す。

PEEK材の一般的な仕様を表 1.5-2(1)、適用箇所を図 1.5-2(1)に示す。従来品に使用されている均圧弁のシール材であるフッ素樹脂に対し、優れた耐放射線性を有している。

表 1.5-2(1) 扉シート部以外の評価対象とシール材の仕様

評価対象	シール材	耐熱温度	耐放射線性
均圧弁	PEEK材	250℃ (連続使用可能温度) 約 340℃ (融点)	約 10MGy

また、均圧弁に相当する弁を使用して、SA時の原子炉格納容器内環境を模擬した表 1.5-2(2)に示す試験条件で曝露し、その後、2Pdを超える0.9MPaで漏えい試験を行い、気密性が確保できることを確認した。よって、本均圧弁は格納容器限界温度・圧力（200℃，2Pd）において健全性に問題ないことを確認した。

表 1.5-2(2) 均圧弁の耐環境試験条件

放射線照射	800kGy
熱劣化	200℃，168時間

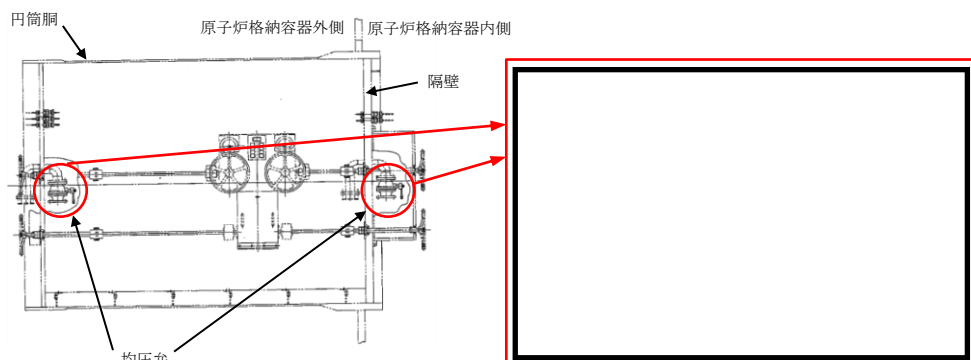


図 1.5-2(1) PEEK材適用箇所

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.6 逃がし安全弁搬出ハッチ

1.6.1 評価方針

逃がし安全弁搬出ハッチは、原子炉格納容器内側に突き出した円筒胴及び鏡板によって原子炉格納容器バウンダリを構成しており、原子炉格納容器の内圧が円筒胴及び鏡板に対して外圧として作用する。また、フランジ部はボルトにより固定されており、シール部はシール溝が内外二重に配置され、それぞれにシリコンゴムのガスケットを使用している。

逃がし安全弁搬出ハッチの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

したがって、逃がし安全弁搬出ハッチの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受けることによる過度な塑性変形に伴う延性破壊及び鏡板部の座屈が想定される。

また、シール部については、原子炉格納容器内の圧力が上昇した際に、鏡板は円筒胴側に押し付けられる構造であるため、圧力により鏡板が開くことはないが、原子炉格納容器本体の変形による円筒胴の変形、変形による開口及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。

逃がし安全弁搬出ハッチは、1.4 項の機器搬入口と同じ内開きのハッチであり、想定される機能喪失要因も同じである。また、以下の理由から逃がし安全弁搬出ハッチのシール部の評価については、機器搬入口で代表評価できるものとする。

- ・貫通部径が機器搬入口の方が大きく、フランジに作用する圧力荷重が大きい。
- ・原子炉格納容器本体円筒胴に取り付く機器搬入口は、球形胴に取り付く逃がし安全弁搬出ハッチに比べ変形が生じやすい。
- ・原子炉格納容器内側への突き出し長さが機器搬入口の方が短く、原子炉格納容器胴部の変形の影響を受けやすい。
- ・シール部のガスケットについては、機器搬入口と同様、改良 E P D M による評価を実施することとしている。

このため、200℃、2Pd での逃がし安全弁搬出ハッチの健全性確認について、表 1.6-1 に示す評価方法により評価を実施する。ハッチの仕様を表 1.6-2 に示す。

逃がし安全弁搬出ハッチの評価対象を図 1.6-1 に示す。

表 1.6-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (円筒胴, 鏡板)	延性破壊, 座屈	規格を用いた評価
シール部 (フランジ, ガasket)	変形, 高温劣化	(機器搬入口で代表評価)

表 1.6-2 ハッチの仕様

ハッチの種類	貫通部径	原子炉格納容器 内側への突き出し長さ
機器搬入口	□ mm	□ mm
逃がし安全弁搬出ハッチ	□ mm	□ mm

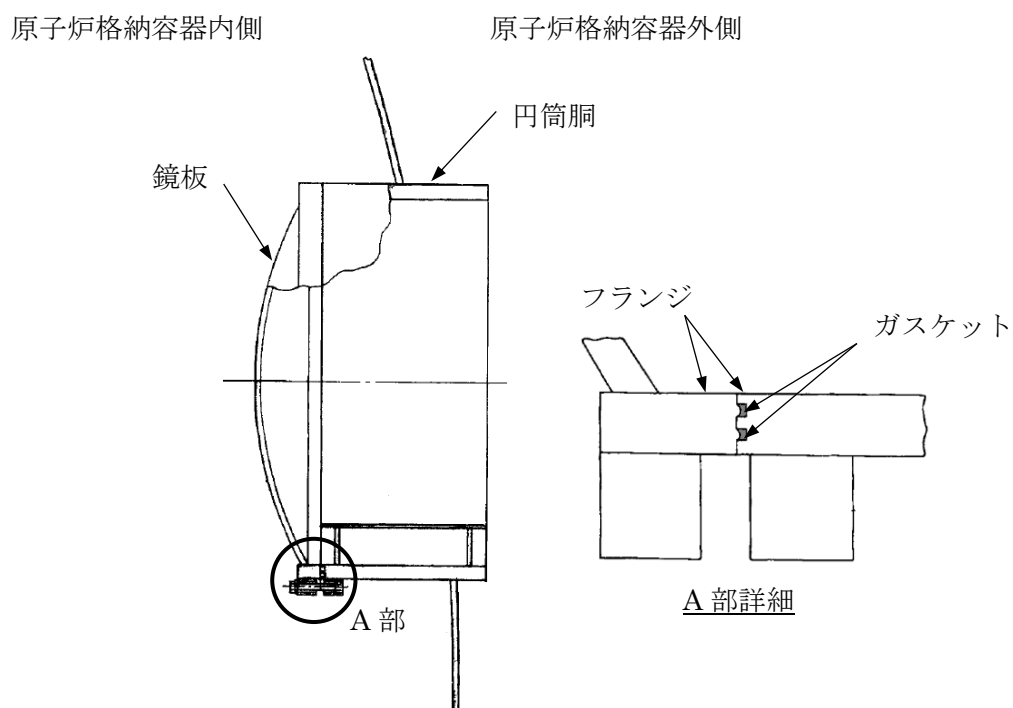


図 1.6-1 逃がし安全弁搬出ハッチの評価対象

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.6.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

円筒胴については、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2P_d$ を上回ることを確認する。

鏡板については、機械工学便覧を参照し、外圧を受ける球殻の座屈圧力の算出式を用いて許容圧力を求め、 $2P_d$ を上回ることを確認する。

B値及び縦弾性係数(E)を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。

評価結果を以下に示す。

各構造部とも $2P_d$ を上回る。

円筒胴：SGV480

許容圧力算定式：PVE-3230(2)c項を準用

$$P_e = 4 B t / 3 D_o$$

B	付録材料図表による値 (200°C における値を使用)	119.8
t	板厚 (mm)	
D_o	外径 (mm)	
P_e	200°C における許容圧力 (MPa)	5.763
$5.763 \text{ MPa} > 0.853 \text{ MPa} (2 P_d)$		

鏡板：SGV480

座屈圧力算定式：機械工学便覧

$$P_{cr} = 16.70 E (t / 2R)^{2.5}$$

E	縦弾性係数 (MPa) (200°C における値を使用)	191,000
t	板厚 (mm)	
R	内半径 (mm)	
P_{cr}	座屈圧力 (MPa)	14.865
$14.865 \text{ MPa} > 0.853 \text{ MPa} (2 P_d)$		

1.6.3 評価結果

逃がし安全弁搬出ハッチについては、 200°C 、 $2P_d$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.7 制御棒駆動機構搬出ハッチ

1.7.1 評価方針

制御棒駆動機構搬出ハッチは、原子炉格納容器外側に突き出した円筒胴及び鏡板によって原子炉格納容器バウンダリを構成している。また、フランジ部はボルトにより固定されており、シール部はシール溝が内外二重に配置されており、それぞれにシリコンゴムのガスケットを使用している。

制御棒駆動機構搬出ハッチの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2 Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、有意な圧縮力が制御棒駆動機構搬出ハッチに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、制御棒駆動機構搬出ハッチの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

また、シール部については、高温状態で内圧を受け、シール部が変形することによる開口及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。さらに、シール部の開口が進むとボルトに応力が作用し、破損に至ることが想定される。

このため、200℃、2 Pd での制御棒駆動機構搬出ハッチの健全性確認について、表 1.7-1 に示す評価方法により評価を実施する。シール部のガスケットについては、改良 E P D M による評価を実施する。

制御棒駆動機構搬出ハッチの評価対象を図 1.7-1 に示す。

表 1.7-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (円筒胴, 鏡板)	延性破壊	規格を用いた評価
シール部 (フランジ, ガスケット)	変形, 高温劣化	試験結果等を用いた評価

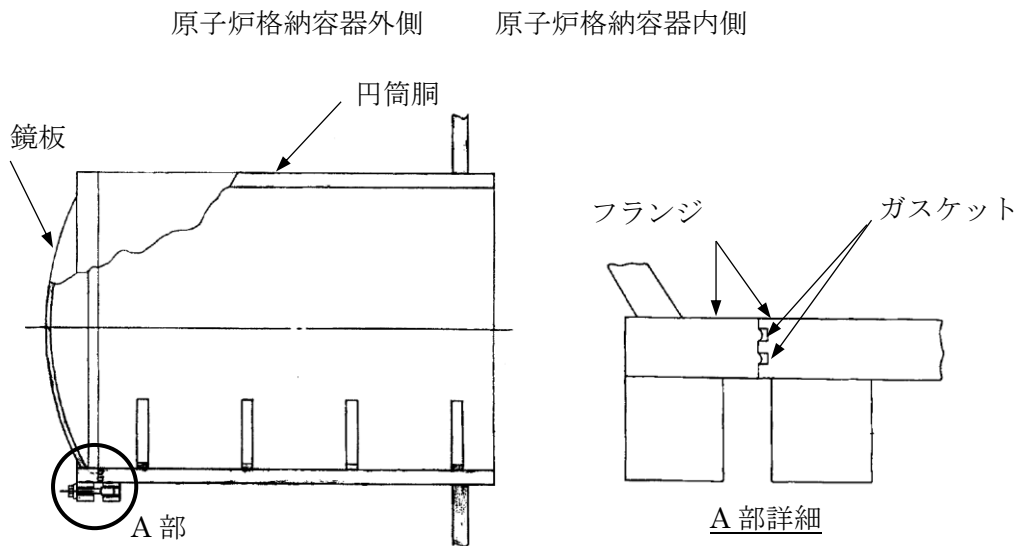


図 1.7-1 制御棒駆動機構搬出ハッチの評価対象

1.7.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

円筒胴及び鏡板について、設計・建設規格に定められている円筒胴及び鏡板の内圧に対する必要厚さの算出式を用いて許容圧力を求める。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ(Su 値)に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3Su$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器(クラスMC容器)の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である(設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

Su 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。評価結果を以下に示す。

各構造部とも $2Pd$ を上回る。

円筒胴：SGV480

許容圧力算定式：PVE-3230(2)a項を準用

$$P = 2 S \eta t / (D_i + 1.2 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D _i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	28.424
28.424 MPa > 0.853 MPa (2Pd)		

鏡板：SGV480

許容圧力算定式：PVE-3230(2)e項を準用

$$P = 4 S \eta t / (D_i + 0.4 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D _i	胴内径 (mm)	
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	11.195
11.195 MPa > 0.853 MPa (2Pd)		

(2) シール部

a. 試験結果等を用いた評価

(a) 島根2号炉モデルによる解析評価

原子炉格納容器の重大事故等時の過温、過圧時におけるフランジ開口量を評価するため、島根2号炉の制御棒駆動機構搬出ハッチをモデル化し、FEMによる解析を実施し、2Pdにおける制御棒駆動機構搬出ハッチの開口量が、許容開口量を下回ることを確認する。

シール材については、改良EPDMを使用することとする。

許容開口量の設定に使用する改良EPDMの圧縮永久ひずみ試験結果を表1.7-2に示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 1.7-2 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良EPDM)

試験温度	200℃
放射線照射量	□
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ^{※3}

※1 : J I S K 6262 に従い実施。

※2 : 試料を圧縮し完全に回復した状態が 0%, 全く回復しない状態が 100%。

※3 : □ □ □ の平均値。

許容開口量は、1.3.2(2)a 項のドライウェル主フランジ部の設定の考え方と同様、168h のひずみ率 □ と制御棒駆動機構搬出ハッチフランジ部の定格締付量 □ mm を踏まえ □ mm (= 定格締付量 □ mm × (100% - □)) とする。

解析結果を図 1.7-2 に示す (解析の詳細は、別添 1.7-1 参照)。

2Pd (0.853MPa) における開口量は、内側ガスケット部で約 □ mm, 外側ガスケット部で約 □ mm であり、許容開口量 □ mm を下回る。



図 1.7-2 圧力と開口量の関係 (島根 2 号炉モデル, 200℃)

1.7.3 評価結果

制御棒駆動機構搬出ハッチについては、200℃, 2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

制御棒駆動機構搬出ハッチの解析について（島根 2 号炉モデル）

1. 概要

制御棒駆動機構搬出ハッチについて、2Pd におけるフランジ面の開口量が許容開口量を下回ることを確認するため、三次元 FEM モデルを用いて弾塑性解析を実施する。

2. 解析

(1) 解析モデル

図 1.7-1(1) に解析モデルを示す。本解析では、フランジの他、圧力作用面である制御棒駆動機構搬出ハッチスリーブ及び鏡板をモデル化する。また、フランジシール部を構成する各種部材（フランジ、ボルト、ナット等）の荷重伝達経路を詳細にモデル化するため、ソリッド要素を用いて可能な限り詳細な形状をモデル化する。モデルは対称性を考慮してボルト 1/2 ピッチ分（円周の 1/32）をモデル化している。

(2) 荷重条件

0 から発散するまで内圧を加えた。

3. 解析結果

解析結果として 200℃ における圧力と開口量の関係を図 1.7-1(2) に示す。

2Pd における内側ガスケット部の開口量は約 mm, 外側ガスケット部は約 mm であった。



図 1.7-1(1) 制御棒駆動機構搬出ハッチの解析モデル
(左：全体図 右：フランジ部拡大図)



図 1.7-1(2) 圧力と開口量の関係（島根 2 号炉モデル，200℃）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. 配管貫通部

2.1 概要

配管貫通部の 200℃， 2Pd 環境下における健全性を確認する。

代表的な配管貫通部の概要図を図 2.1-1 に示す。配管貫通部は，スリーブと平板類（平板，穴あき平板，フランジ，ボルト締め平板及びフルードヘッド），セーフエンド，ベローズとスリーブ等に接続する配管（接続配管）によって原子炉格納容器バウンダリを構成している。また，フランジ部はボルトにより固定されており，シール部にはシリコンゴムを使用している。上記を踏まえ，本章では以下の構成で健全性を確認する。

2.2 項では，配管貫通部（接続配管）の構造健全性を確認する。

2.3 項では，配管貫通部（スリーブ）の構造健全性を確認する。

2.4 項では，配管貫通部（平板類）の構造健全性，シール部の機能維持を確認する。

2.5 項では，配管貫通部（セーフエンド）の構造健全性を確認する。

2.6 項では，配管貫通部（ベローズ）の構造健全性を確認する。

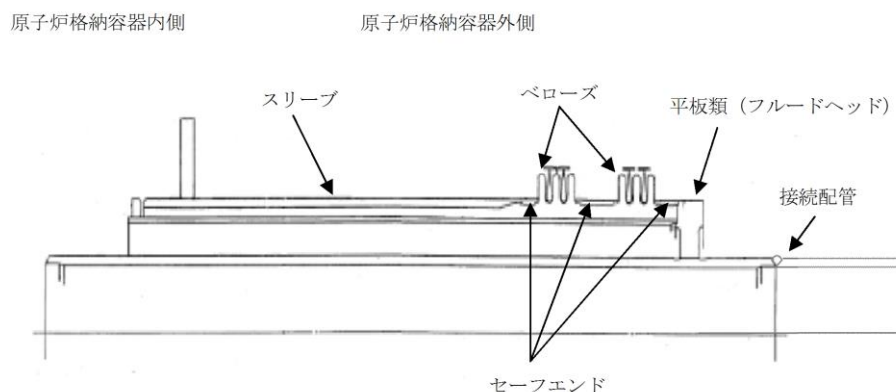


図 2.1-1 配管貫通部概要図

2.2 配管貫通部（接続配管）

2.2.1 評価方針

接続配管は、スリーブ等を介して原子炉格納容器と接続している。

接続配管の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が接続配管に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

従って、接続配管の機能喪失要因は、原子炉格納容器の変形により生じる過度な曲げ荷重に伴う延性破壊が想定される。

このため、200℃、2Pd での接続配管の健全性確認について、表 2.2-1 に示す評価方法により評価を実施する。

接続配管は原子炉格納容器貫通部の変位が支持構造物により拘束されることにより、反力及びモーメントが発生し、応力が発生することから、変位による反力及びモーメントが最大となる貫通部 X-81 の接続配管を代表として評価する（別添 2.2-1 参照）。

表 2.2-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (接続配管)	延性破壊	規格を用いた評価 (X-81 で代表評価)

2.2.2 評価

(1) 接続配管

a. 規格を用いた評価

貫通部 X-81 に接続する接続配管について、3次元梁モデルを用いた配管解析にて発生応力を算出し、許容値を満足することを確認する。

評価に用いる縦弾性係数及び熱膨張係数は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、200℃における値を用いる。

許容値は、設計・建設規格 PPC-3530 に規定される一次＋二次応力の許容値を満足することを確認する。

当該部に発生する一次＋二次応力が許容値を超えた場合は、設計・建設規格 PPB-3535 に規定される疲労評価により、疲労累積係数が1以下であることを確認する。

(a) 解析条件

解析条件を表 2.2-2 に示す。また、原子炉格納容器貫通部の変位を表 2.2-3 に示す。

表 2.2-2 解析条件

名称	単位	スリーブ	接続配管
材料	—	STS410	SM400C
外径	mm	508.0	609.6
厚さ	mm	26.2	9.5
縦弾性係数	$\times 10^5$ MPa	1.91 ^{※1}	1.91 ^{※1}
熱膨張係数	$\times 10^{-6}$ mm/mm℃	12.09 ^{※1}	12.09 ^{※1}
温度	℃	200	200
圧力	MPa	0.853	0.853

※1：200℃における値

表 2.2-3 原子炉格納容器貫通部の変位

貫通部 番号	温度	変位 (mm)	
		水平 (外向き)	鉛直 (上向き)
X-81	200℃		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(b) 強度計算に使用する記号の定義

管の応力計算に用いる記号について以下に説明する。

記号	単位	説明
D ₀	mm	管の外径
M _a	N・mm	管の機械的荷重（自重その他の長期的荷重に限る）により生ずるモーメント
M _c	N・mm	管の熱による支持点の変位及び熱膨張により生ずるモーメント
P	MPa	計算圧力
S _a	MPa	許容応力
S _c	MPa	室温における設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 に規定する材料の許容引張応力
S _h	MPa	使用温度における設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 に規定する材料の許容引張応力
S _n	MPa	一次応力と二次応力を加えて求めた応力
Z	mm ³	管の断面係数
f	—	設計・建設規格 PPC-3530 に規定する許容応力低減係数
i ₁ , i ₂	—	設計・建設規格 PPC-3530 に規定する応力係数
t	mm	管の厚さ

(c) 材料の許容応力[設計・建設規格 PPC-3530]

ここでは、設計・建設規格 PPC-3530 に規定される要求事項に基づき評価を行う。

なお、応力計算に使用する管の外径及び厚さは、公称値を用いる。

- ・一次＋二次応力 (S_n) [設計・建設規格 PPC-3530(1)a.]

$$S_n = P \cdot D_0 / 4t + (0.75 \cdot i_1 \cdot M_a + i_2 \cdot M_c) / Z$$

一次＋二次応力の許容応力は、設計・建設規格 PPC-3530(1)c. に基づき、次式により算出する。

$$S_a = 1.25 \cdot f \cdot S_c + (1 + 0.25 \cdot f) \cdot S_h$$

- ・疲労累積係数[設計・建設規格 PPB-3535]

上記により算出した一次＋二次応力 (S_n) が許容応力 (S_a) を超過する場合は、設計・建設規格 PPB-3535 に規定される疲労累積係数を算出し、1 以下になることを確認する。

(d) 解析結果

解析モデルを図 2.2-1, 解析結果を表 2.2-4 に示す。

貫通部 X-81 に接続する配管は, 200°C, 2Pd において一次+二次応力の許容応力を超えるが, 疲労評価を行った結果, 疲労累積係数が 1 以下であり, 疲労評価の許容値を満足する。

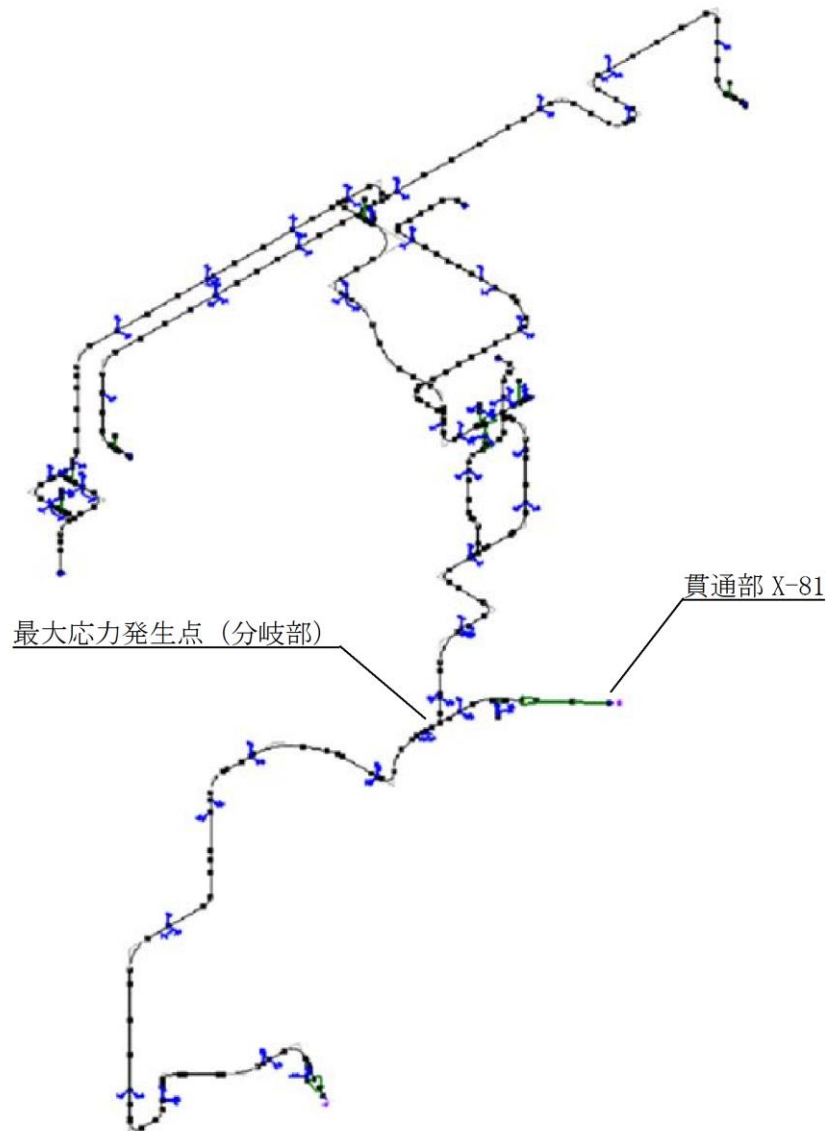


図 2.2-1 解析モデル図 (SGT-R-1)

表 2.2-4 貫通部 X-81 に接続する配管の解析結果 (最大応力発生点)

解析モデル	一次応力評価 (MPa)		一次+二次応力評価 (MPa)		疲労評価
	計算応力	許容応力	計算応力	許容応力	疲労累積係数
SGT-R-1	52	150	591	250	

本資料のうち, 枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.2.3 評価結果

接続配管については、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

接続配管（貫通部 X-81）の代表性について

本評価では、接続配管の代表として貫通部 X-81 に接続する配管を選定している。200℃、2Pd の環境下において、配管貫通部は、原子炉格納容器の熱膨張に伴い、変位が発生するが、接続配管は支持構造物により拘束されることから、反力及びモーメントが発生する。このため、以下のように反力及びモーメントが最大となる接続配管を評価部位とした。

1. 配管貫通部の形式

配管貫通部の構造は図 2.2-1(1) に示すとおり、以下の 3 つに区分される。

形式 1：二重管タイプ(ベローズ付)

形式 2：二重管タイプ(ベローズ無)

形式 3：直結タイプ

形式 1 のベローズ付タイプの貫通部は配管の相対変位をベローズで吸収する構造であるため、配管反力及びモーメントは貫通部に伝わらない構造である。一方、形式 2 及び形式 3 の貫通部は、変位による配管反力及びモーメントが貫通部に作用し、これにより接続配管と貫通部に応力が発生する。このことから、形式 2（二重管タイプ(ベローズ無)）及び形式 3（直結タイプ）の貫通部より評価部位を選定する。

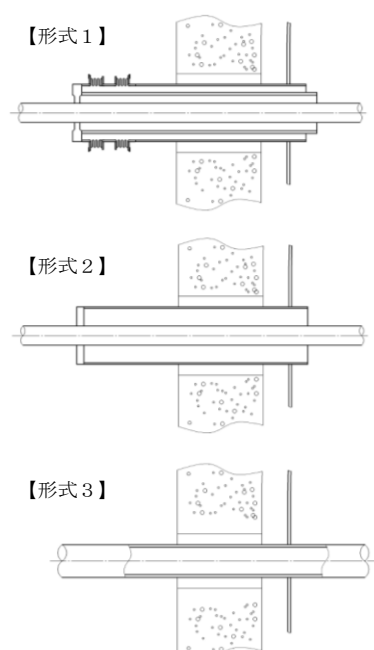


図 2.2-1(1) 配管貫通部の構造

2. 反力及びモーメントの算出

各接続配管について、配管貫通部の変位により発生する反力及びモーメントを以下のようにモデル化して算出する。

配管貫通部に変位が発生すると、接続する配管の第1拘束点で変位が拘束されることにより、貫通部に反力及びモーメントが作用することとなる(図2.2-1(2))。これを図2.2-1(3)のような梁によりモデル化する。

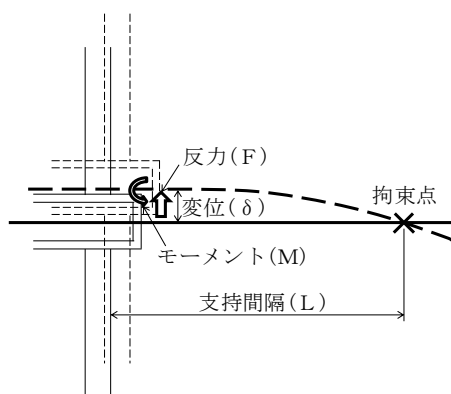


図 2.2-1(2) 配管貫通部

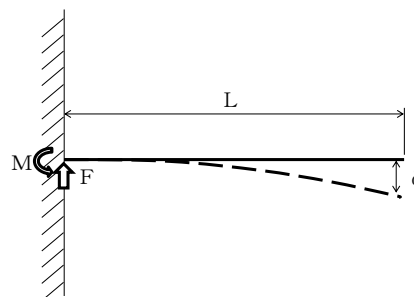


図 2.2-1(3) 梁によるモデル化

図2.2-1(3)において梁の自由端側に変位 δ を与えた際に発生する反力 F 及びモーメント M は次式のとおりとなる。

$$F = 3 \cdot E \cdot I \cdot \delta / L^3$$

$$M = F \cdot L = 3 \cdot E \cdot I \cdot \delta / L^2$$

E : 縦弾性係数

I : 断面二次モーメント

δ : 貫通部変位 (a 項参照)

L : 支持間隔 (b 項参照)

(1) 貫通部変位

貫通部変位 δ は次式のとおりとなる。

$$\delta = \alpha \cdot \varrho \cdot \Delta T$$

α : 熱膨張係数

ϱ : 基準点からの距離

ΔT : 基準温度との温度差

基準点からの距離 ϱ は図2.2-1(4)に示すとおり、鉛直方向基準点からの距離と半径方向基準点からの距離の二乗和平方根により求める。

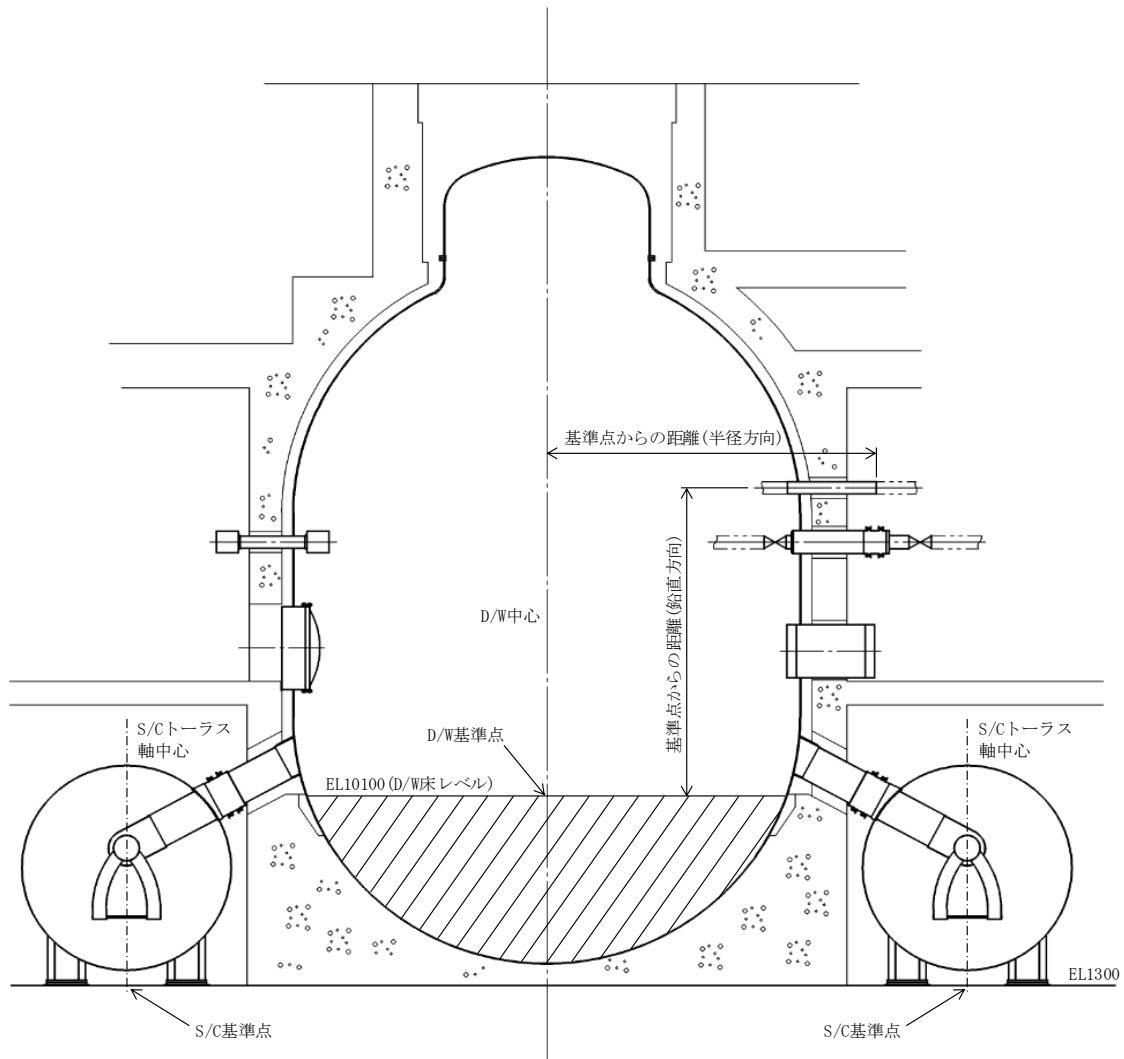


図 2.2-1(4) 貫通部の基準点からの距離

(2) 支持間隔

配管貫通部から第1拘束点までの距離を図面にて確認し、これを支持間隔Lとする。

3. 選定結果

前項に基づき、各配管貫通部の接続配管口径、設置レベル、支持間隔等を整理し、貫通部に作用する反力及びモーメントを算出した結果を表 2.2-1(1)に示す。

貫通部 X-81 に作用する反力及びモーメントが最大となることを確認し、当該貫通部を代表として選定している。

表 2.2-1(1) 主要な接続配管の反力及びモーメントの計算結果

貫通部 タイプ	貫通部 番号	用途	基準点 からの 距離	接続配管仕様				支持 間隔	計算値*	
				呼び径	外径	厚さ	縦弾性 係数		反力	モーメント
				ℓ	D	t	E		F	M
			mm	-	mm	mm	MPa	mm	-	-
[形式2] 二重管型 (ハース無)	X-60	MUW 補給水	12882.6	100A	114.3	6.0	183000		0.01	0.01
	X-68A	ADS ガス供給 (A)	18646.6	50A	60.5	3.9	183000		0.01	0.01
	X-132	主蒸気流量	15230.6	20A	27.2	3.9	183000		0.02	0.01
	X-136	PLR 系	15981.3	20A	27.2	3.9	183000		0.01	0.01
	X-141B	RCIC 系	15230.6	20A	27.2	3.9	183000		0.04	0.01
[形式3] 直結型	X-30A	PCV スプレイ (D/W)	18508.4	350A	355.6	15.1	191000		0.82	0.56
	X-30B	PCV スプレイ (D/W)	15772.5	350A	355.6	15.1	191000		0.79	0.52
	X-80	D/W 換気 (送気)	11209.0	600A	609.6	9.5	191000		0.34	0.40
	X-81	D/W 換気 (排気) 及び第 1FV	20732.1	600A	609.6	9.5	191000		1.00	1.00
	X-240	S/C 換気 (送気)	9504.0	600A	609.6	9.5	191000		0.45	0.45

※：反力及びモーメントは最大値となる貫通部 X-81 の値との比を示す。

2.3 配管貫通部（スリーブ）

2.3.1 評価方針

スリーブは、原子炉格納容器本体胴を貫通する円筒形の部材で、原子炉格納容器本体胴に溶接固定されている。

スリーブの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、内圧を受けるスリーブには圧縮力が生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

従って、スリーブの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊*が想定される。

このため、200℃、2Pd でのスリーブの健全性確認について、表 2.3-1 に示す評価方法により評価を実施する。

スリーブ本体の評価は、内圧による発生応力が大きくなる最大径の貫通部 X-244A～H を代表評価し、その他のスリーブについては、別添 2.3-1 に結果を記載する。また、スリーブ取付部については、前項の接続配管の代表選定理由（別添 2.2-1）同様、貫通部 X-81 のスリーブ取付部を代表として評価する。

スリーブの評価対象を図 2.3-1 に示す。

※事故時に外圧を受ける一部のスリーブについては座屈を想定。

表 2.3-1 評価対象と評価方法

	評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部	スリーブ本体	延性破壊	規格を用いた評価 (X-244A～H で代表評価)
	スリーブ取付部 (スリーブ側, 胴側)	延性破壊	規格を用いた評価 (X-81 で代表評価)

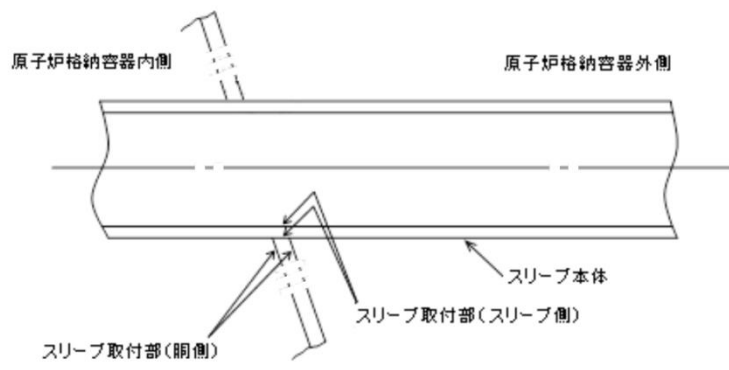


図 2.3-1 スリーブの評価対象

2.3.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

(a) スリーブ本体

貫通部 X-244A～H のスリーブ本体については、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ (S_u 値) に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求 (放射性物質の閉じ込め機能) を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器 (クラスMC容器) の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である (設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

S_u 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。評価結果を以下に示す。

貫通部 X-244A～H のスリーブ本体は、 $2Pd$ を上回る。

スリーブ (貫通部 X-244A～H) : SGV480

許容圧力算定式 : PVE-3611 を準用

$$P = 2 S \eta t / (D_o - 0.8 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°C における $2/3S_u$ 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_o	管台の外径 (mm)	
P	200°C における許容圧力 (MPa)	2.796
$2.796 \text{ MPa} > 0.853 \text{ MPa} (2Pd)$		

(b) スリーブ取付部

貫通部 X-81 の貫通配管解析の結果で得られた配管反力に基づき、スリーブ取付部について、既工認と同様の評価手法で発生応力を算出し、許容値を満足することを確認する。

発生応力は、熱膨張に伴う配管反力により発生する二次応力として分類されることから、設計・建設規格に示される一次+二次応力の評価方法及び評価基準値に従う。

許容値は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器（クラスMC容器）の供用状態A，Bに対する許容値と同じ3S（S値:200℃における値）とする。

7. 貫通部の形状及び主要寸法

貫通部の形状及び主要寸法を図 2.3-2 及び表 2.3-2 に示す。

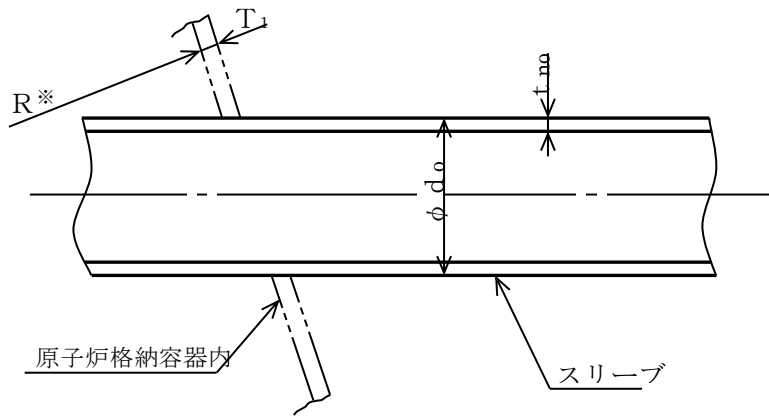


図2.3-2 スリーブの形状

表2.3-2 スリーブの主要寸法（貫通部X-81）
（単位：mm）

貫通部番号	T1	do	tno	R*
X-81				

※：原子炉格納容器中心から原子炉格納容器内側までの距離

イ. 記号の説明

貫通部の応力計算に用いる記号について以下に説明する。

記号	記号の説明	単位
A	断面積	mm ²
d o	直径	mm
MC	水平方向モーメント	N・mm
ML	鉛直方向モーメント	N・mm
P	内圧, 軸方向荷重	kPa, MPa, N
P b	一次曲げ応力	MPa
PL	一次局部膜応力	MPa
Q	二次応力	MPa
R	半径	mm
S	許容引張応力	MPa
T 1	原子炉格納容器胴の厚さ	mm
t no	スリーブの厚さ	mm
Z	断面係数	mm ³
ν	ポアソン比	—
σl	軸方向応力	MPa
σt	円周方向応力	MPa
τ	せん断応力	MPa

ウ. 評価条件

配管解析から得られた取り合い部の反力に基づき設定した評価荷重を表 2.3-3 に、作用方向を図 2.3-3 に示す。材料及び許容応力を表 2.3-4 に示す。

表 2.3-3 評価荷重のまとめ

貫通部 番号	荷重の種類	軸力(N)			モーメント(N・mm)	
		P	M_c	M_L	M_c	M_L
X-81	死荷重	1.219×10^3	3.822×10^6	3.596×10^6		
	熱荷重	1.317×10^5	1.176×10^8	3.278×10^8		

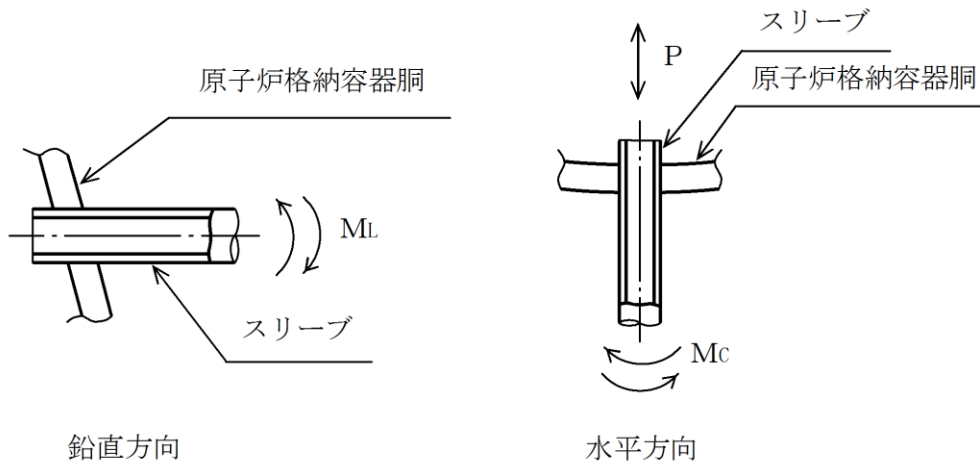


図 2.3-3 荷重の作用方向

表2.3-4 材料の許容応力(単位 : MPa)

部位	材料	一次+二次応力
		$PL + Pb + Q$
スリーブ取付部 (胴側)	SPV490	501 (= 3 S)
スリーブ取付部 (スリーブ側)	STS410	342 (= 3 S)

エ. 応力評価点

応力評価点を表 2.3-5 及び図 2.3-4 に示す。

表 2.3-5 応力評価点

応力評価点番号	応力評価箇所
P 1 - A, B, C	貫通部 X-81 取付部胴側
P 2 - A, B, C	貫通部 X-81 取付部スリーブ側

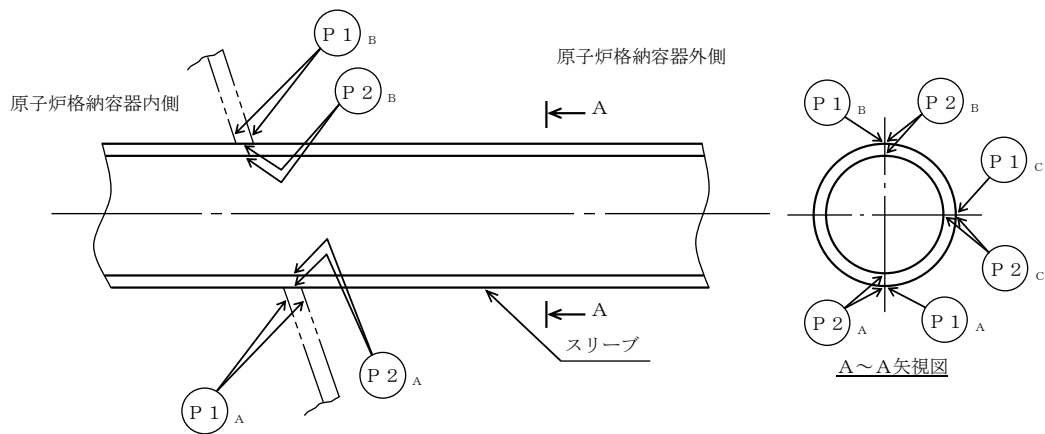


図 2.3-4 貫通部の応力評価点 (○ : 応力評価点)

(ア) 応力評価点 P 1 の応力計算

原子炉格納容器胴に作用する限界圧力（内圧）及び死荷重による応力は、既工認で計算した応力を用い、評価荷重比の割り増しを考慮して算出する。なお、限界圧力（内圧）による一次＋二次応力については、既工認で内圧の一次＋二次応力の記載が無いため、既工認当時の資料より割り増しを考慮して算出する。

また、貫通部に作用する荷重（配管反力）により貫通部近傍に発生する応力は、図 2.3-5 に示す F E M モデルを用いて計算する。



図 2.3-5 貫通部 X-81 の計算モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(イ) 応力評価点 P 2 の応力計算

原子炉格納容器胴とスリーブとの取付部（スリーブ側）の各荷重による応力は、以下に示す計算式より求める。

限界圧力（内圧） P による応力

円周方向

$$\sigma_t = \frac{P \cdot (d_o - 2 \cdot t_{no})}{2 \cdot t_{no}}$$

軸方向

$$\sigma_\ell = \frac{P \cdot (d_o - 2 \cdot t_{no})}{4 \cdot t_{no}}$$

死荷重及び熱荷重による応力

軸方向（荷重 P）

$$\sigma_\ell = \frac{P}{A}$$

ここに、

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot \{d_o^2 - (d_o - 2 \cdot t_{no})^2\}$$

モーメント M による応力

$$\sigma_\ell = \frac{M}{Z}$$

ここに、

M : MC 又は ML

$$Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{\{d_o^4 - (d_o - 2 \cdot t_{no})^4\}}{d_o}$$

ホ. 応力評価

貫通部 X-81 の各荷重による応力を表 2.3-6, 2.3-7 に示す。

また、組み合わせた結果を表 2.3-8 に示す。

表 2.3-8 に示すように、各応力評価点の 200℃, 2Pd における発生応力は、一次＋二次応力の許容値を下回る。

表 2.3-6 各荷重による応力

(単位:MPa)

応力評価点 P1-A		一 次 応 力									一 次 + 二 次 応 力					
		P _m			P _L + P _b						P _L + P _b + Q					
		σ _t	σ _ℓ	τ	内 面			外 面			内 面			外 面		
					σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ
1	SA圧力 (内圧: 2Pd)	-	-	-												
2	P C V鉛直荷重 (通常)	-	-	-												
3	鉛直荷重 P	-	-	-												
4	鉛直荷重 Mc	-	-	-												
5	鉛直荷重 ML	-	-	-												
6	熱荷重P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	熱荷重Mc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	熱荷重ML	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

注 : σ_t:円周方向応力, σ_ℓ:軸方向応力, τ:せん断応力 (t - ℓ 方向)

(単位:MPa)

応力評価点 P1-B		一 次 応 力									一 次 + 二 次 応 力					
		P _m			P _L + P _b						P _L + P _b + Q					
		σ _t	σ _ℓ	τ	内 面			外 面			内 面			外 面		
					σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ
1	SA圧力 (内圧: 2Pd)	-	-	-												
2	P C V鉛直荷重 (通常)	-	-	-												
3	鉛直荷重 P	-	-	-												
4	鉛直荷重 Mc	-	-	-												
5	鉛直荷重 ML	-	-	-												
6	熱荷重P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	熱荷重Mc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	熱荷重ML	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

注 : σ_t:円周方向応力, σ_ℓ:軸方向応力, τ:せん断応力 (t - ℓ 方向)

(単位:MPa)

応力評価点 P1-C		一 次 応 力									一 次 + 二 次 応 力					
		P _m			P _L + P _b						P _L + P _b + Q					
		σ _t	σ _ℓ	τ	内 面			外 面			内 面			外 面		
					σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ	σ _t	σ _ℓ	τ
1	SA圧力 (内圧: 2Pd)	-	-	-												
2	P C V鉛直荷重 (通常)	-	-	-												
3	鉛直荷重 P	-	-	-												
4	鉛直荷重 Mc	-	-	-												
5	鉛直荷重 ML	-	-	-												
6	熱荷重P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	熱荷重Mc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	熱荷重ML	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

注 : σ_t:円周方向応力, σ_ℓ:軸方向応力, τ:せん断応力 (t - ℓ 方向)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.3-7 各荷重による応力

応力評価点 P2-A (単位:MPa)

荷重	一次応力									一次+二次応力					
	Pa			PL + Pb						PL + Pb + Q					
	σ_t	σ_l	τ	内面			外面			内面			外面		
				σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ
1 SAE力 (内圧: 2Pd)															
2 鉛直荷重 P															
3 鉛直荷重 Mc															
4 鉛直荷重 Ml															
5 熱荷重 P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 熱荷重 Mc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 熱荷重 Ml	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

注 : σ_t :円周方向応力, σ_l :軸方向応力, τ :せん断応力 ($t-l$ 方向)

応力評価点 P2-B (単位:MPa)

荷重	一次応力									一次+二次応力					
	Pa			PL + Pb						PL + Pb + Q					
	σ_t	σ_l	τ	内面			外面			内面			外面		
				σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ
1 SAE力 (内圧: 2Pd)															
2 鉛直荷重 P															
3 鉛直荷重 Mc															
4 鉛直荷重 Ml															
5 熱荷重 P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 熱荷重 Mc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 熱荷重 Ml	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

注 : σ_t :円周方向応力, σ_l :軸方向応力, τ :せん断応力 ($t-l$ 方向)

応力評価点 P2-C (単位:MPa)

荷重	一次応力									一次+二次応力					
	Pa			PL + Pb						PL + Pb + Q					
	σ_t	σ_l	τ	内面			外面			内面			外面		
				σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ	σ_t	σ_l	τ
1 SAE力 (内圧: 2Pd)															
2 鉛直荷重 P															
3 鉛直荷重 Mc															
4 鉛直荷重 Ml															
5 熱荷重 P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 熱荷重 Mc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 熱荷重 Ml	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

注 : σ_t :円周方向応力, σ_l :軸方向応力, τ :せん断応力 ($t-l$ 方向)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.3-8 応力評価結果（単位：MPa）

貫通部 番号	荷重の組 み合わせ	応力分類	応力評価点	発生 応力	許容 応力
X-81	死荷重＋ 内圧＋熱	一次＋二次 応力	P 1－A	347	501
			P 1－B	366	
			P 1－C	294	
			P 2－A	82	342
			P 2－B	74	
			P 2－C	35	

2.3.3 評価結果

スリーブについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

スリーブの構造健全性評価

スリーブは、原子炉格納容器内に開口しており事故時に内面に圧力を受けるスリーブと原子炉格納容器内突出し部が閉止しており事故時に外面に圧力を受けるスリーブに分類される。また、スリーブの種類は、外径と板厚により分類される。既工認では、圧力を受ける面ごとに外径と板厚の組み合わせに分類し、最高使用圧力に基づく必要最小板厚を計算していることから、本評価においても分類ごとに許容圧力を求める。

なお、スリーブの評価のうち、既工認の評価で最高使用圧力が $2Pd$ 以上で評価を行っているものについては、以下の理由により評価対象外としている。

- ・既工認における許容引張応力（ S 値）が、本評価における許容値（ $2/3Su$ 値）より小さく保守的な設定であること。
- ・最高使用温度（ 171°C ）と限界温度（ 200°C ）において材料物性に大きな差がないこと。

1. 事故時に内圧を受けるスリーブ
 評価結果を表 2.3-1(1)に示す。

表 2.3-1(1) 評価結果

外径 [mm]	板厚 [mm]	材料	設計引張強さ※ [MPa]	許容圧力 [MPa]
		SUS316LTP	271	87.782
		SUS304TP	268	86.810
		SUS316LTP	271	80.230
		SUS304TP	268	79.342
		STS410	269	79.638
		STS410	269	61.630
		STS410	269	52.745
		STS410	269	26.415
		STS410	269	33.505
		STS410	269	33.145
		STS410	269	31.818
		STS410	269	12.035
		STS410	269	25.987
		STS410	269	8.942
		STS410	269	9.015
		SGV480	281	7.743
		SGV480	281	22.845
		SGV480	281	20.605
		SGV480	281	20.473
		SGV480	281	16.874
SGV480	281	2.796		

注：継手効率は、既工認同様 $\eta = 1$ とする。

※：200℃における 2/3Su 値を使用。

2. 事故時に外圧を受けるスリーブ

外面に圧力を受けるスリーブの必要厚さは、設計・建設規格 PVE-3612 を用いる。当該規定に示すとおり、管台の厚さと管台の外径を基に、図 PVE-3612-1 から外面に受けることのできる最大の圧力を算出する。

上述に従い算出した許容圧力の算出結果を表 2.3-1(2) に示す。

表 2.3-1(2) 評価結果

外径 [mm]	板厚 [mm]	板厚／外径 [-]	材質	許容引張応力 [MPa]	許容圧力 [MPa]
		0.08	SUS304TP	123	9.603
		0.16	SUS304TP	123	20.789
		0.13	SUS304TP	123	16.562
		0.06	STS410	114	5.116

2.4 配管貫通部（平板類）

2.4.1 評価方針

平板類のうち、平板、穴あき平板、フランジ、フルードヘッドは、スリーブ又はセーフエンドに溶接固定されている。また、フランジ部はボルトにより固定されており、シール部にはシリコンゴムのガスケットを使用している。

平板類の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

従って、平板類の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

また、シール部については、高温状態で内圧を受け、フランジ部が変形することによる開口及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が想定される。さらに、シール部の開口が進むとボルトに引張応力が作用し、ボルト破損に至ることが想定される。

このため、200℃、2Pd での平板類の健全性確認について、表 2.4-1 に示す評価方法により評価を実施する。シール部については、改良 EPDM による評価を実施する。

平板類は、内圧による発生応力が大きくなる最大径の貫通部 X-7A, B を代表評価し、その他の平板類については別添 2.4-1 に結果を記載する。

平板類（X-7A, B）の評価対象を図 2.4-1 に示す。

表 2.4-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部 (ボルト締め平板, ボルト, フランジ)	延性破壊	規格を用いた評価 (X-7A, B で代表評価)
シール部 (フランジ, ガスケット)	変形, 高温劣化	規格を用いた評価 (X-7A, B で代表評価)

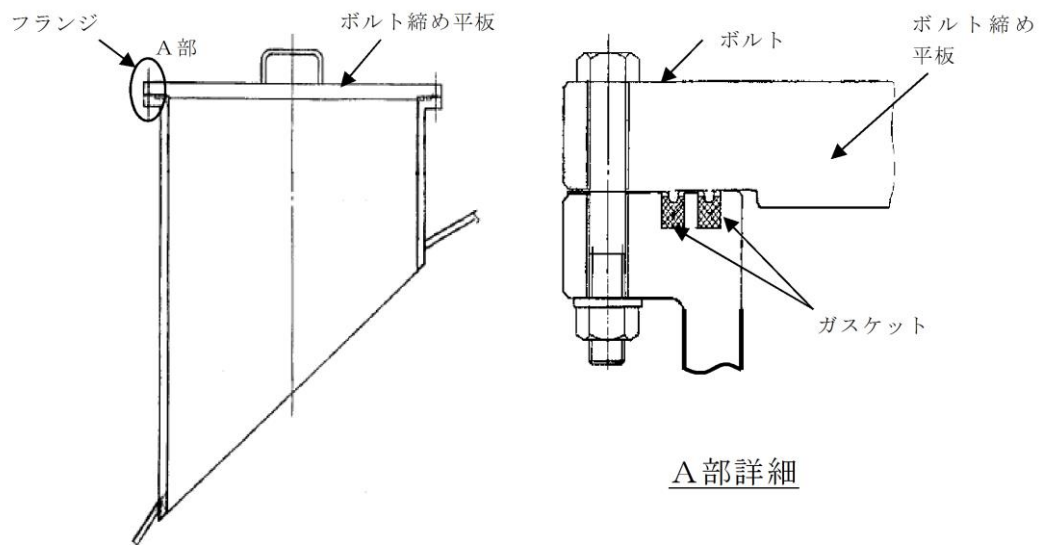


図 2.4-1 平板類 (X-7A, B) の評価対象

2.4.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価（ボルト締め平板）

貫通部 X-7A, B のボルト締め平板について、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ (S_u 値) に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求 (放射性物質の閉じ込め機能) を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器 (クラス MC 容器) の供用状態 D に対する許容値と同じ考え方である (設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

S_u 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。評価結果を以下に示す。

貫通部 X-7A, B のボルト締め平板の許容圧力は、 $2Pd$ を上回る。

ボルト締め平板 (貫通部 X-7A, B) : SGV480

許容圧力算定式 : PVE-3410 を準用

$$P = S / K \times (t / d)^2$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°C における $2/3S_u$ 値を使用)	281
K	係数	0.30
t	呼び厚さ (mm)	
d	平板の径 (mm)	
P	200°C における許容圧力 (MPa)	1.697
1.697 MPa > 0.853 MPa ($2Pd$)		

b. 規格を用いた評価（ボルト，フランジ）

貫通部 X-7A, B のフランジ部について，既工認と同様の評価手法である設計・建設規格 PVE-3700 に準拠し，J I S B 8265「压力容器の構造—一般事項」に基づいて 2Pd におけるボルト荷重を算出し，ボルトの必要総有効断面積がボルトの総有効断面積を下回ることを確認する。また，2Pd におけるフランジの発生応力が許容応力を下回ることを確認する。

その際，部材に発生する応力強さの許容値は，今回の評価が設計基準を超えた限界温度，圧力の評価であることを踏まえ，設計引張強さ (Su 値) に対する割下げ率を Pm（一次一般膜応力強さ）には 1.5，PL+Pb（一次局部膜応力強さ+一次曲げ応力強さ）には 1.0 として評価を行う。すなわち，部材に発生する応力 Pm が 2/3Su 値，PL+Pb が Su 値以下であれば，延性破壊に至らず，構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は，設計・建設規格において示される原子炉格納容器（クラスMC 容器）の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である（設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照）。

Su 値を算出する際の温度は，限界温度として設定した 200℃を用いる。

評価条件を表 2.4-2 に示す。貫通部 X-7A, B のフランジ主要寸法を図 2.4-2 に示す。

ボルトの評価結果を表 2.4-3，フランジの評価結果を表 2.4-4 に示す。貫通部 X-7A, B のボルトに発生する荷重に対し十分なボルト断面積を有する。また，フランジ部に発生する応力は許容応力を下回る。

表 2.4-2 評価条件（貫通部 X-7A, B）

項目	仕様及び値
評価圧力	0.853MPa
評価温度	200℃
フランジ材質	SGV480
フランジ内径	
フランジ板厚(最小厚さ)	
ボルト呼び径	
ボルト本数	

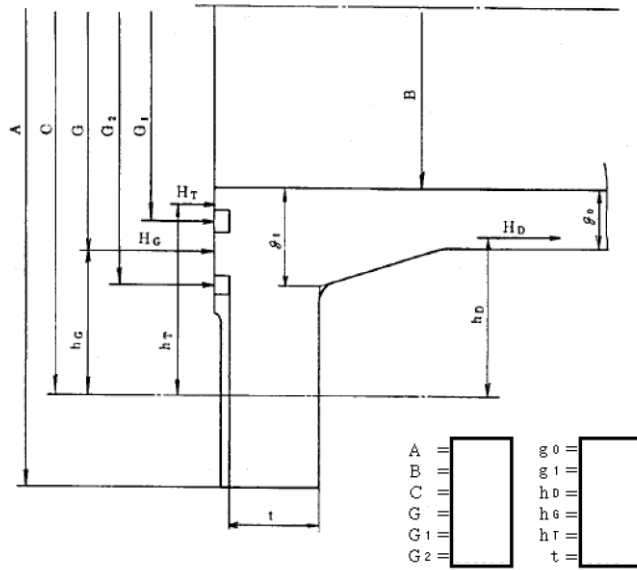


図 2.4-2 フランジの主要寸法（貫通部 X-7A, B）（単位：mm）

表 2.4-3 ボルト評価結果（貫通部 X-7A, B）（単位：mm²）

荷重	必要総有効断面積 A_m	総有効断面積 A_b
2 Pd	5.255×10^3	9.470×10^3

表 2.4-4 応力評価結果（貫通部 X-7A, B）（単位：MPa）

荷重	応力			許容応力
2 Pd	ハブの軸方向応力	σ_H	82	422
	フランジの半径方向応力	σ_R	106	281
	フランジの周方向応力	σ_T	13	281
	組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_R}{2}$	94	281
		$\frac{\sigma_H + \sigma_T}{2}$	48	281

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) シール部

a. 規格を用いた評価

貫通部 X-7A, B のフランジ部について、文献の理論式を用いて 2Pd における開口量を求め、許容開口量を下回ることを確認する。

シール材については、改良 E P D M を使用することとする。

許容開口量の設定に使用する改良 E P D M の圧縮永久ひずみ試験結果を表 2.4-5 に示す。

表 2.4-5 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良 E P D M)

試験温度	200℃
放射線照射量	□
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ^{※3}

※1 : J I S K 6262 に従い実施。

※2 : 試料を圧縮し完全に回復した状態が 0%, 全く回復しない状態が 100%。

※3 : □ □ □ の平均値。

許容開口量は、1.3.2(2)a 項のドライウェル主フランジ部の設定の考え方と同様、168h のひずみ率 □ と貫通部 X-7A, B のフランジ部の定格締付量 □ mm を踏まえ □ mm (= 定格締付量 □ mm × (100% - □)) とする。

図 2.4-3 に示すモデルを用いた開口量の評価結果を表 2.4-6 に示す。

2Pd における開口量は □ mm であり、許容開口量 □ mm を下回る。

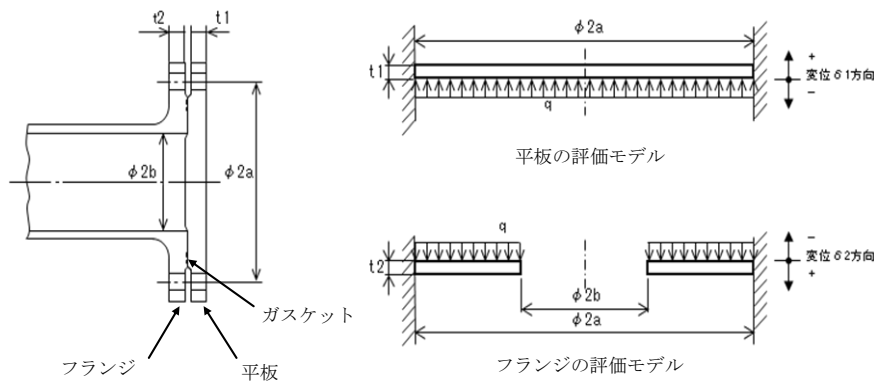


図 2.4-3 評価モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.4-6 フランジ部開口量評価結果 (貫通部 X-7A, B)

a	ボルトピッチ円半径	
b	フランジ内半径	
D_1	$= \frac{Et_1^3}{12(1-\nu^2)}$ ※1	
D_2	$= \frac{Et_2^3}{12(1-\nu^2)}$ ※1	
E	縦弾性係数	191000 MPa
K_{yb}	b/a から定まる係数 ※1	-1.373×10^{-4}
q	評価圧力	0.853 MPa
t_1	閉止板板厚	
t_2	フランジ部板厚	
ν	ポアソン比	0.3
δ_1	$= \frac{qa^4}{64D_1}$ ※1, ※2	
δ_2	$= \frac{-K_{yb} \cdot qa^4}{D_2}$ ※1, ※2	
$\delta_1 + \delta_2$	開口量合計	
δ_{ac}	許容開口量	

※1 : 出典「ROARK' S FORMULAS FOR STRESS AND STRAIN EIGHTH EDITION」

※2 : 保守的に、はりの最大変位量をシール部の変位量とみなす

2.4.3 評価結果

平板類については、200°C，2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

平板類の構造健全性評価

1. 平板, 穴あき平板, ボルト締め平板及びフルードヘッド

平板, 穴あき平板, ボルト締め平板及びフルードヘッドは, 貫通部 X-7A, B の評価と同様の算定式にて評価する。評価結果を表 2.4-1(1)~2.4-1(4)に示す。

表 2.4-1(1) 評価結果 (平板)

貫通部 番号	平板の径 または 最小内のり [mm]	板厚 [mm]	材質	設計引張 強さ* [MPa]	係数	許容 圧力 [MPa]
X-90A, B, X-92			SGV480	281	0.33	4.887
X-91			SGV480	281	0.33	2.015
X-106, 110, 111			SGV480	281	0.33	3.474
X-162A, B			SGV480	281	0.33	11.238
X-250, 251, 253, 254, 255, 256			SGV480	281	0.33	6.120
X-505A, B, C, D			SPV490	363	0.50	3.876

※：200℃における 2/3Su 値を使用。

表 2.4-1(2) 評価結果 (穴あき平板)

貫通部 番号	ガスケット 平均径 [mm]	板厚 [mm]	材質	設計引張 強さ* [MPa]	係数	許容 圧力 [MPa]
ドライウェル計装 用スリーブ平板			SUS304	268	0.33	5.619
			SUS304	268	0.33	27.598

※：200℃における 2/3Su 値を使用。

表 2.4-1(3) 評価結果 (ボルト締め平板)

貫通部 番号	ガスケット 平均径 [mm]	板厚 [mm]	材質	設計引張 強さ* [MPa]	係数	許容 圧力 [MPa]
X-7A, B			SGV480	281	0.30	1.697
X-107			SGV480	281	1.33	2.101

※：200℃における 2/3Su 値を使用。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 2.4-1(4) 評価結果 (フルードヘッド)

貫通部 番号	平板の径 または 最小内のり [mm]	板厚 [mm]	材質	設計引張 強さ* [MPa]	係数	許容 圧力 [MPa]
X-10A, B, C, D			SFVC2B	292	0.33	8.044
X-11			SFVC2B	292	0.33	15.269
X-12A, B			SFVC2B	292	0.33	12.374
X-13A, B			SUSF304	248	0.33	29.585
X-22			SUSF304	248	0.33	10.533
X-31A, B, C			SFVC2B	292	0.33	10.506
X-32A, B			SFVC2B	292	0.33	10.506
X-33			SFVC2B	292	0.33	12.374
X-34			SFVC2B	292	0.33	10.506
X-35			SFVC2B	292	0.33	10.506
X-38			SFVC2B	292	0.33	13.267
X-39			SFVC2B	292	0.33	13.267
X-50			SUSF304	248	0.33	8.923
X-60			SUSF304	248	0.33	12.968
X-67			SUSF304	248	0.33	12.968
X-68A, B, C			SUSF304	248	0.33	12.968
X-83			SFVC2B	292	0.33	12.402
X-84			SFVC2B	292	0.33	12.402

※：200℃における 2/3Su 値を使用。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. ボルト，フランジ

評価結果を表 2. 4-1 (5)～2. 4-1 (7) に示す。

表 2. 4-1 (5) ボルト評価結果 (単位 : mm²)

	X-7A, B	X-23A～E	X-107
必要総有効断面積 A_m	5.255×10^3	1.177×10^1	1.011×10^2
総有効断面積 A_b	9.470×10^3	3.209×10^2	6.417×10^2

表 2. 4-1 (6) 応力評価結果 (単位 : MPa)

応力	記号	X-7A, B		X-23A～E		X-107	
		発生値	許容値	発生値	許容値	発生値	許容値
ハブの 軸方向応力	σ_H	82	422	51	422	132	422
フランジの 半径方向応力	σ_R	106	281	69	281	71	281
フランジの 周方向応力	σ_T	13	281	36	281	39	281
組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_R}{2}$	94	281	60	281	102	281
組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_T}{2}$	48	281	44	281	86	281

表 2. 4-1 (7) フランジ部開口量評価結果 (単位 : mm)

貫通部番号	X-7A, B	X-23A～E	X-107
開口量			
許容開口量			

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.5 配管貫通部（セーフエンド）

2.5.1 評価方針

セーフエンドは、ベローズ付貫通部に用いられる短管で、スリーブ及びベローズ等に溶接固定されている。

セーフエンドの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力がセーフエンドに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

従って、セーフエンドの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

このため、200℃、2Pd でのセーフエンドの健全性確認について、表 2.5-1 に示す評価方法により評価を実施する。

セーフエンドは、内圧による発生応力が大きくなる最大径の貫通部 X-10A～D を代表評価し、その他のセーフエンドについては別添 2.5-1 に結果を記載する。

セーフエンドの評価対象を図 2.5-1 に示す。

表 2.5-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	規格評価
構造部 (セーフエンド)	延性破壊	規格を用いた評価 (X-10A～D で代表評価)

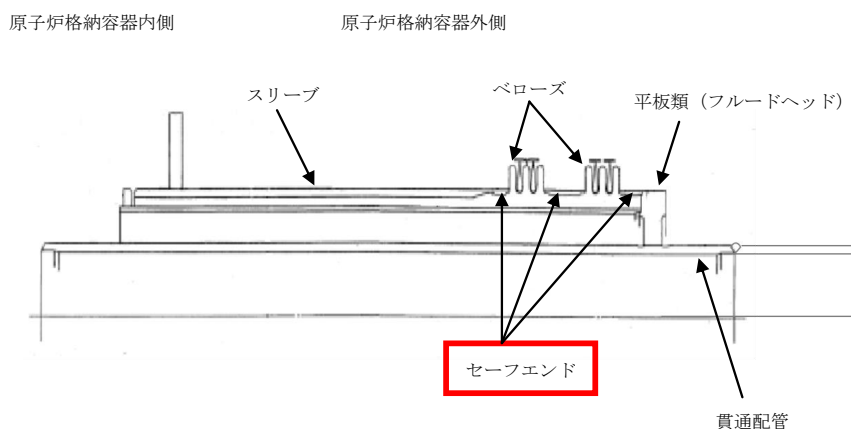


図 2.5-1 セーフエンドの評価対象

2.5.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

貫通部 X-10A～D のセーフエンドについて、既工認と同様の評価手法である設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、 $2Pd$ を上回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界圧力・限界温度の評価であることを踏まえ、設計引張強さ (S_u 値) に対する割下げ率を P_m (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 P_m が $2/3S_u$ 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器 (クラス MC 容器) の供用状態 D に対する許容値と同じ考え方である (設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

S_u 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°C を用いる。評価結果を以下に示す。

貫通部 X-10A～D のセーフエンドの許容圧力は、 $2Pd$ を上回る。

セーフエンド (貫通部 X-10A～D) : SGV480

許容圧力算定式 : PVE-3230 (2) a 項を準用

$$P = 2S \eta t / (D_i + 1.2 t)$$

S	設計引張強さ (MPa) (200°C における $2/3S_u$ 値を使用)	281
η	継手効率 (-)	1.0
t	呼び厚さ (mm)	
D_i	胴内径 (mm)	
P	200°C における許容圧力 (MPa)	4.773
4.773 MPa > 0.853 MPa ($2Pd$)		

2.5.3 評価結果

セーフエンドについては、 200°C 、 $2Pd$ 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

セーフエンドの構造健全性評価

セーフエンドの評価結果を表 2.5-1(1)に示す。

表 2.5-1(1) 評価結果 (セーフエンド)

貫通部 番号	内径 [mm]	板厚 [mm]	材質	設計引張 強さ※ [MPa]	許容 圧力 [MPa]
X-10A~D			SGV480	281	4.773
X-11			STS410	269	12.035
X-12A, B			SGV480	281	5.906
X-13A, B			STS410	269	23.596
X-22			STS410	269	14.385
X-31A~C			SGV480	281	7.743
X-32A, B			SGV480	281	7.743
X-33			SGV480	281	5.906
X-34			SGV480	281	7.743
X-35			SGV480	281	7.743
X-38			STS410	269	9.668
X-39			STS410	269	9.668
X-50			SGV480	281	7.743
X-60			STS410	269	12.035
X-67			STS410	269	12.035
X-68A~C			STS410	269	12.035
X-83			STS410	269	14.385
X-84			STS410	269	14.385

注：継手効率は、既工認同様 $\eta = 1$ とする。

※：200℃における 2/3Su 値を使用。

2.6 配管貫通部（ベローズ）

2.6.1 評価方針

ベローズは、配管貫通部に用いられる伸縮継手で、セーフエンドに溶接固定されている。

ベローズの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊及び疲労破壊が考えられる。今回の評価条件である 200°C、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないことから、脆性破壊は評価対象外と考えることができる。

従って、ベローズの機能喪失要因は、通常運転時に累積される低サイクル疲労に加えて重大事故等時に累積される低サイクル疲労による疲労破壊が想定される。

このため、200°C、2Pd でのベローズの健全性確認について、表 2.6-1 に示す評価方法により評価を実施する。既工認で通常運転時の疲労累積係数が最も大きい貫通部 X-10A～D のベローズを代表として評価し、その他のベローズについては別添 2.6-1 に結果を記載する。

ベローズの評価対象を図 2.6-1 に示す。

表 2.6-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	規格評価
構造部 (ベローズ)	疲労破壊	規格を用いた評価 (X-10A～D で代表評価)

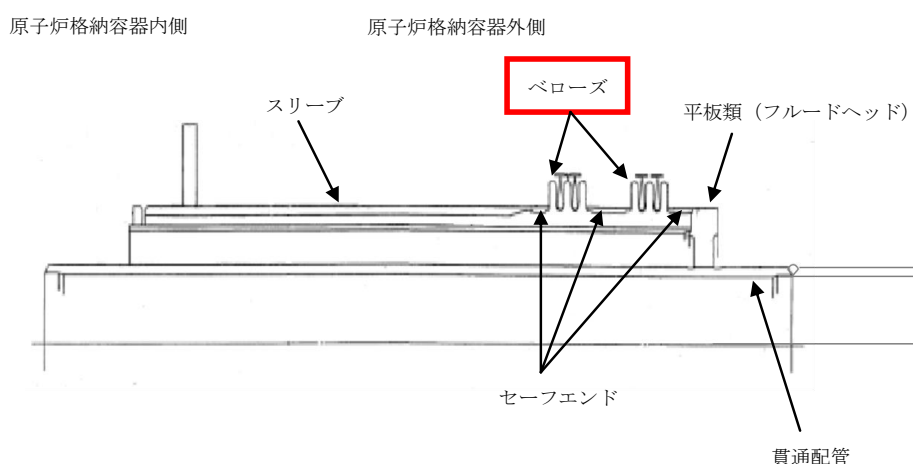


図 2.6-1 ベローズの評価対象

2.6.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

貫通部 X-10A～D のベローズについて、設計・建設規格に示される伸縮継手の疲労評価の式を用いて算出し、疲労累積係数が 1 以下であることを確認する。重大事故等時の繰り返し回数は 1 回とする。また、重大事故等時のベローズの全伸縮量は、設計状態 (171℃, 1Pd) の変位量に対し、温度、圧力変位を 200℃, 2Pd 相当に割増した値とする。

縦弾性係数(E)を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200℃を用いる。

評価結果を以下に示す。

疲労累積係数は 1 以下である。

ベローズ (貫通部 X-10A～D) : SUS304

疲労評価算定式 : PVE-3810 に準拠

$$N_{Si} = (11031 / \sigma)^{3.5}$$

$$\sigma = 1.5 E t \delta / (n \sqrt{(b h^3)}) + P h / t c$$

E	200℃における縦弾性係数 (MPa)	183,000
t	ベローズの板厚 (mm)	
δ	全伸縮量 (mm) (既工認設計状態 <input type="text"/> mm に対し、温度、圧力変位を 200℃, 2Pd 相当に割増した値 ^{*1,*2} , 地震変位を 2 倍にした値)	
n	ベローズの波数の 2 倍の値	
b	ベローズの波のピッチの 1 / 2 (mm)	
h	ベローズの波の高さ (mm)	
P	限界圧力 (MPa)	
c	ベローズの層数	
σ	ベローズに生じる応力 (MPa)	
N _{S3}	許容繰り返し回数 (回)	
N ₃	設計繰り返し回数 (回)	1
N ₁ / N _{S1} + N ₂ / N _{S2}	既工認における疲労累積係数	
N ₃ / N _{S3}	重大事故等時の疲労係数	
Σ N _i / N _{Si} (i=1~3)	疲労累積係数	<input type="text"/> < 1

※ 1 : 圧力変位は限界圧力 2Pd と最高使用圧力 1Pd との比で 2 倍とする。

※ 2 : 温度変位は基準温度 10℃に対する限界温度 200℃と最高使用温度 171℃の温度差の比に、200℃と 171℃における線膨張係数の比を乗じた値。

$$(200℃ - 10℃) / (171℃ - 10℃) \times 1.03 \doteq 1.3$$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.6.3 評価結果

ベローズについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

ベローズの構造健全性評価

評価結果を表 2.6-1(1)に示す。

表 2.6-1(1) 評価結果

貫通部番号	疲労累積係数	許容値
X-10A～D		1
X-11		
X-12A, B		
X-31A～C		
X-32A, B		
X-33		
X-34		
X-35		
X-38		
X-39		
X-50		

3. 電気配線貫通部

3.1 概要

電気配線貫通部の 200℃、2Pd 環境下における健全性を確認する。

電気配線貫通部は、構造上、高圧用と低圧用の 2 種類に大別される。高圧用電気配線貫通部の構造図を図 3.1-1、低圧用電気配線貫通部の構造図を図 3.1-2 に示す。

高圧用電気配線貫通部は、モジュールがヘッドに溶接されており、モジュール内に封入された EP ゴム、スリーブ及びアダプタにより気密性を維持する構造となっている。

低圧用電気配線貫通部は、ヘッドとモジュール固定部の Oリング (EP ゴム)、モジュール内に封入されたエポキシ樹脂、スリーブ及びアダプタにより気密性を維持する構造となっている。

上記を踏まえ、本章では以下の構成で健全性を確認する。

スリーブについては、2.3 項の配管貫通部 (スリーブ) の評価において評価している。

3.2 項では、電気配線貫通部 (アダプタ) の構造健全性を確認する。

3.3 項では、電気配線貫通部 (ヘッド) の構造健全性を確認する。

3.4 項では、電気配線貫通部 (モジュール) のシール部の機能維持を確認する。

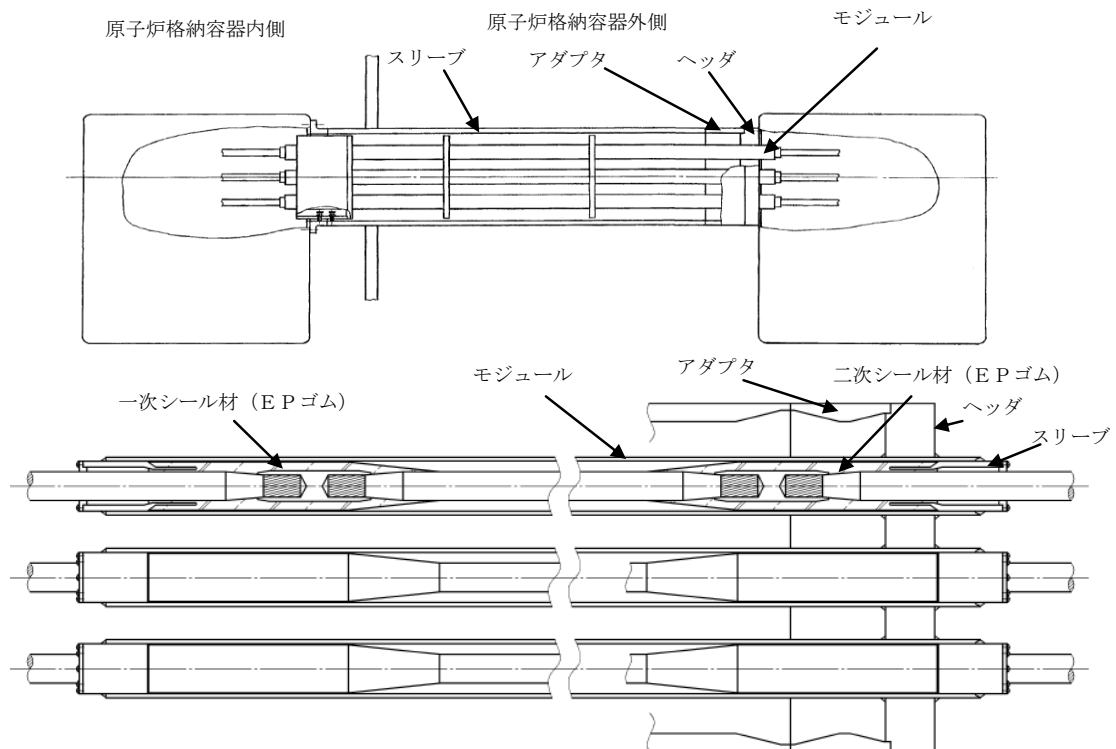


図 3.1-1 高圧用電気配線貫通部構造図

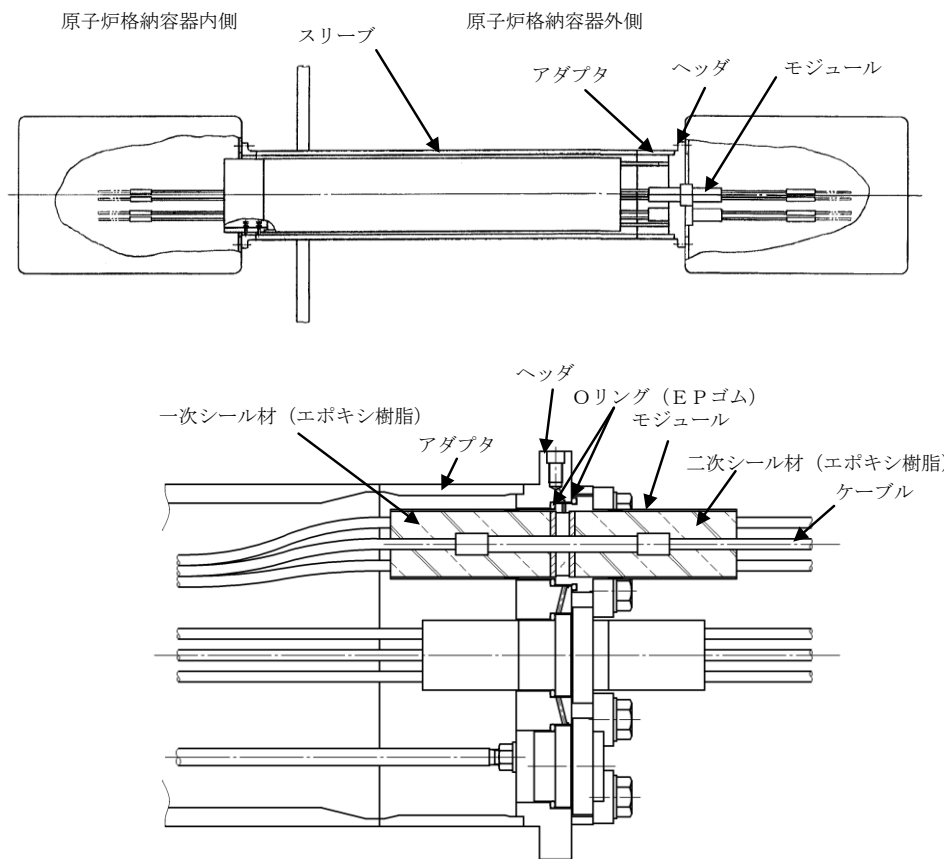


図 3.1-2 低圧用電気配線貫通部構造図

3.2 電気配線貫通部（アダプタ）

3.2.1 評価方針

アダプタの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力がアダプタに生じないことから、脆性破壊及び疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

従って、アダプタの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形による延性破壊が想定される。

このため、200℃、2Pd でのアダプタの健全性評価について、表 3.2-1 に示す評価方法により評価を実施する。

アダプタの評価対象を図 3.2-1 に示す。

表 3.2-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部	延性破壊	規格を用いた評価

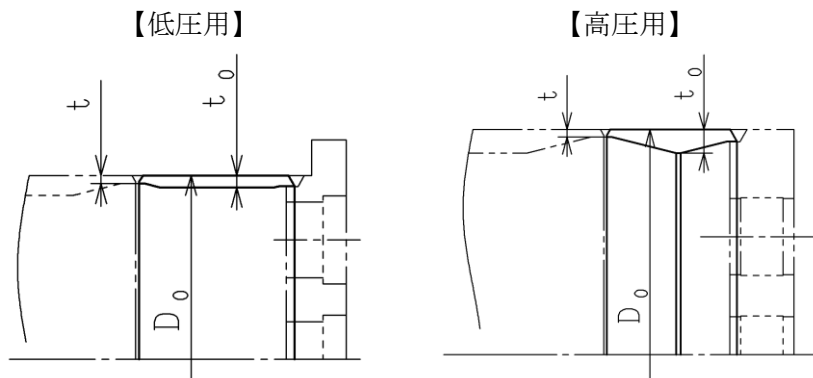


図 3.2-1 アダプタの評価対象

3.2.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

アダプタについて、設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、2Pdを上回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ(Su 値)に対する割下げ率をPm(一次一般膜応力強さ)には1.5として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力Pmが2/3Su 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器(クラスMC 容器)の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である(設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

Su 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した200℃を用いる。評価結果を以下に示す。

アダプタの許容圧力は2Pdを上回る。

アダプタ : STS410

許容圧力算定式 : PVE-3611 を準用

$$P = 2S \eta t / (D_o - 0.8 t)$$

		低圧用 X-101A~D, X-102A~E X-103A~C, X-104A~D X-105A~D, X-300A, B	高圧用 X-100A~D
S	許容引張応力 (MPa) (200℃における 2/3Su 値を使用)	269	269
η	継手効率 (-)	1.0	1.0
t	板厚 (mm)		
D _o	アダプタ外径 (mm)		
P	200℃における許容圧力 (MPa)	12.035	8.942
低圧用 : 12.035 MPa > 0.853 MPa (2Pd) 高圧用 : 8.942 MPa > 0.853 MPa (2Pd)			

3.2.3 評価結果

アダプタについては、200℃、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3.3 電気配線貫通部（ヘッド）

3.3.1 評価方針

ヘッドの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

従って、ヘッドの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形による延性破壊が想定される。

このため、200℃、2Pd でのヘッドの健全性評価について、表 3.3-1 に示す評価方法により評価を実施する。

ヘッドの評価対象を図 3.3-1 に示す。

表 3.3-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
構造部	延性破壊	規格を用いた評価

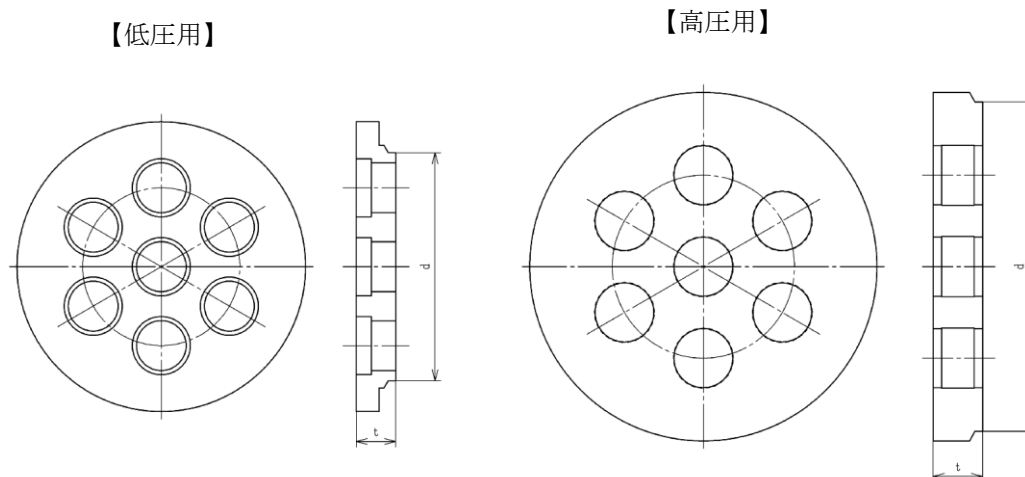


図 3.3-1 ヘッドの評価対象

3.3.2 評価

(1) 構造部

a. 規格を用いた評価

ヘッドについて、設計・建設規格に示される必要最小板厚の式を用い許容圧力を求め、2Pdを上回ることを確認する。

その際、部材に発生する応力強さの許容値は、今回の評価が設計基準を超えた限界温度、圧力の評価であることを踏まえ、設計引張強さ(Su 値)に対する割下げ率を Pm (一次一般膜応力強さ) には 1.5 として評価を行う。すなわち、部材に発生する応力 Pm が 2/3Su 値以下であれば、延性破壊に至らず、構造は健全で機能要求(放射性物質の閉じ込め機能)を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格において示される原子炉格納容器(クラスMC容器)の供用状態Dに対する許容値と同じ考え方である(設計・建設規格 解説 PVB-3111 参照)。

Su 値を算出する際の温度は、限界温度として設定した 200°Cを用いる。

評価結果を以下に示す。

ヘッドの許容圧力は 2Pd を上回る。

電気配線貫通部(ヘッド) : SUS304

許容圧力算定式 : PVE-3410 を準用

$$P = S / K \times (t / d)^2$$

		低圧用 X-101A~D, X-102A~E X-103A~C, X-104A~D X-105A~D, X-300A, B	高圧用 X-100A~D
S	許容引張応力 (MPa) (200°Cにおける 2/3Su 値を使用)	268	268
K	平板の取り付け方法による係数	0.33	0.33
t	公称板厚 (mm)		
d	平板の径または最小内のり (mm)		
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	24.563	18.368
		低圧用 : 24.563 MPa > 0.853 MPa (2Pd)	
		高圧用 : 18.368 MPa > 0.853 MPa (2Pd)	

3.3.3 評価結果

ヘッドについては、200°C、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3.4 電気配線貫通部 (モジュール)

3.4.1 評価方針

モジュールのシール材として、高圧用モジュールにはE P ゴム、低圧用モジュールにはエポキシ樹脂及びE P ゴムを使用しているため、高温劣化によるシール機能の低下が想定される。

なお、モジュールの接合部は、原子炉格納容器貫通部付け根から十分距離を確保し、原子炉格納容器胴側の変形影響が減衰する位置に設けていることから、200℃、2Pdによる原子炉格納容器胴側の不均一な変形に伴う影響は及ばない。

このため、200℃、2Pdでのモジュールの健全性確認について、表3.4-1に示す評価方法により評価を実施する。

モジュールの評価対象を図3.4-1に示す。

表 3.4-1 評価対象と評価方法

評価対象	機能喪失要因	評価方法
シール部 (モジュール)	高温劣化	試験結果等を用いた評価

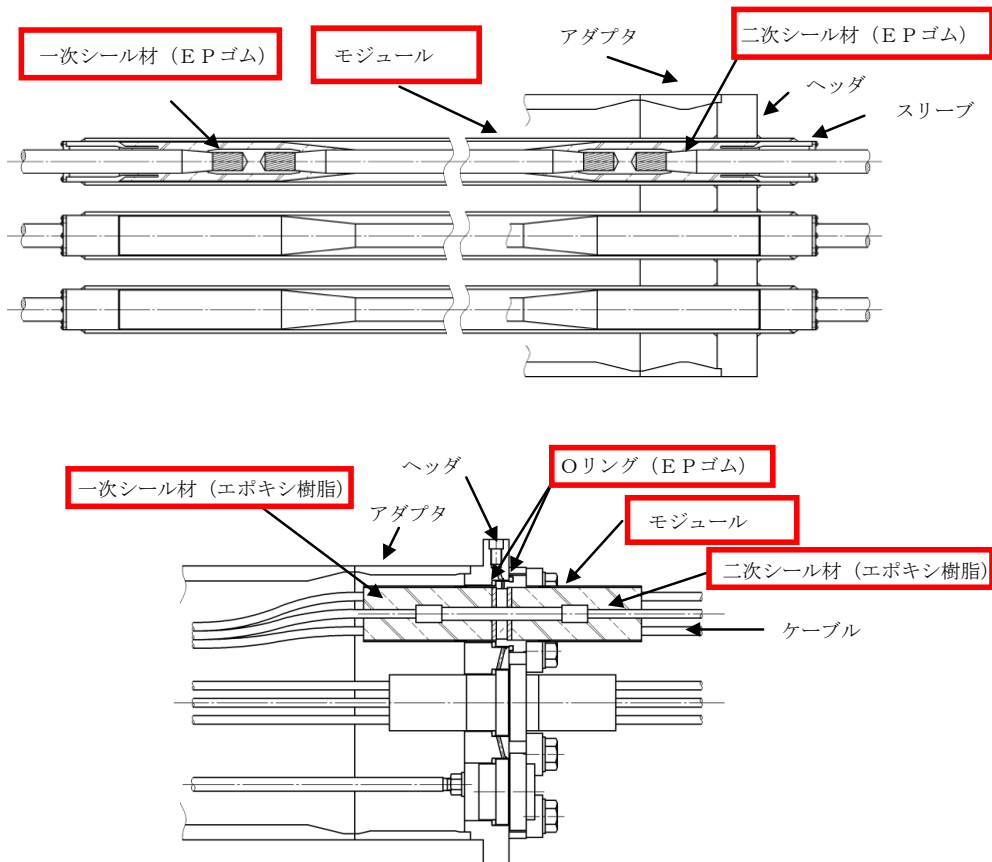


図 3.4-1 モジュールの評価対象 (上図：高圧用，下図：低圧用)

3.4.2 評価

(1) シール部

a. 試験結果等を用いた評価

(a) 電気ペネ共研の試験結果

電共研「格納容器電気ペネトレーションの特性確認試験(昭和62年度)」(以下「電気ペネ共研」という。)において、LOCA時の圧力、温度条件を超える条件下での、電気配線貫通部の知見を得るため、島根2号炉を含む国内BWR電力実機の電気配線貫通部の構造を反映した試験体を用い、電気配線貫通部モジュールの気密性能について検証を行っている。図3.4-2に電気ペネ共研の試験概要図を、表3.4-2に試験結果を示す。

試験結果より、高圧用モジュールのEPゴムシール部は194℃/62時間、低圧用モジュールの樹脂シール部は137℃/62時間の熱劣化に対して、漏洩がないことが確認できている。

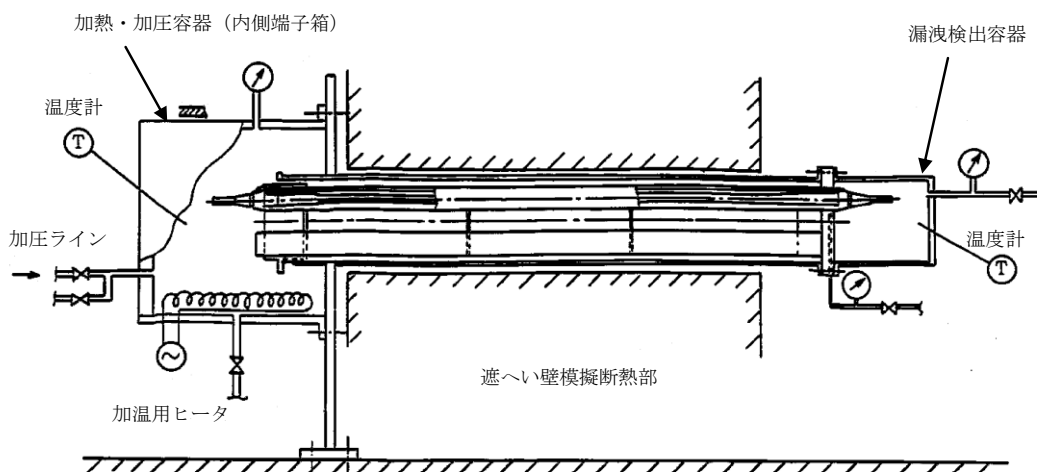


図 3.4-2 電気ペネ共研の試験概要図

表 3.4-2 電気ペネ共研試験結果

種類	試験条件					シール部温度(℃)/漏洩有無	
	雰囲気	温度(℃)	圧力(MPa)	放射線照射	時間(h)	一次シール	二次シール
高圧	乾熱	200(220)*	(0.61~0.79)*	なし	62	194/漏洩なし	44/漏洩なし
低圧	乾熱	200(230)*	(0.60~0.81)*	なし	62	137/漏洩なし	68/漏洩なし

※：()内は記録グラフからの読み取り値

また、試験結果の二次シール部の温度(高圧用44℃、低圧用68℃)に対して、余裕を考慮し保守的に100℃と想定した場合においても、一次シール部の熱劣化条件(高圧用194℃/62時間、低圧用137℃/62時間)に

対してアレニウス式により活性化エネルギー（15kcal/mol）を用いて換算評価を行うと、高圧用 3,640 時間、低圧用 384 時間となり、168 時間を上回った。

(b) 過去の環境試験結果

過去の電気配線貫通部の環境試験では、低圧用電気配線貫通部及び高圧用電気配線貫通部を対象として、LOCA時の蒸気環境を模擬した性能確認試験が実施されており、シール機能の健全性を確認している。各電気配線貫通部の二次シール部の温度、環境試験温度を図 3.4-3 に示す。

図 3.4-3 に示す試験結果は、原子炉格納容器内を模擬した電気ペネ共研の試験（二次シール部において高圧用 44℃、低圧用 68℃）よりも厳しい温度条件の下で、13 日間の健全性が確認できたことを示している。なお、当該環境試験は、経年劣化を考慮した試験体を用いて実施したものであり、劣化を考慮して表 3.4-3 に示す試験を実施している。

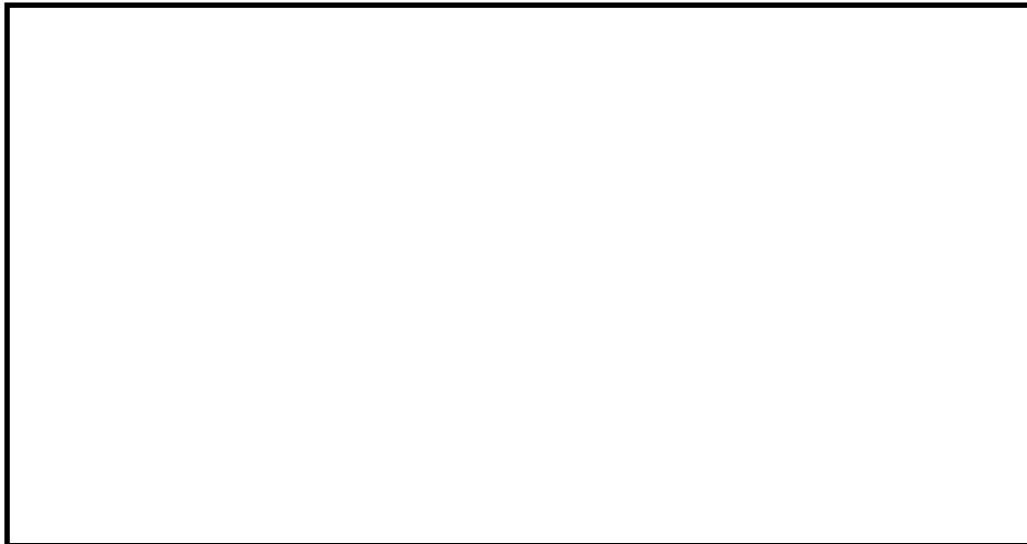


図 3.4-3 モジュール型電気配線貫通部の既往環境試験

表 3.4-3 電気配線貫通部の環境試験における劣化を考慮した試験方法

No	試験項目	試験方法
1	サーマルサイクル試験	ペネトレーションを冷熱装置内に設置し、60 サイクルのサーマルサイクルを放射線照射試験の前後2回実施。1 サイクル [] を [] 時間で変化させる。
2	放射線照射試験	ペネトレーションが40年間の運転期間およびLOCA時に受ける放射線を考慮し、照射線量 [] として試験を実施。
3	熱劣化試験	加熱促進により、40年間に相当する加速熱劣化として、[] を加える。

(c) NUPEC試験の試験結果

NUPEC重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）（平成2年度～平成14年度）（以下「NUPEC試験」という。）において、実機を模擬したモジュール試験体を使用して、高温時におけるシール部の漏洩確認試験が行われている。表3.4-4に試験結果、図3.4-4に漏洩発生温度の圧力依存性を示す。

漏洩発生温度は、圧力が0.4MPa～1.0MPaの範囲においては、圧力に依存せず、ほぼ一定となることが報告されている。

また、放射線照射の影響については、エポキシ樹脂に800kGyの放射線照射を行った場合においても、放射線照射を行わなかった場合に比べ、シート部からの漏洩発生温度が著しく低くなることはなかった。

表 3.4-4 漏洩発生条件確認試験結果

種類	雰囲気	圧力 (MPa)	放射線照射 (kGy)	漏洩発生温度 (°C)
高圧	蒸気	0.8	800	400°Cまで漏洩なし
低圧	蒸気	0.4	800	284
	蒸気	0.8	800	284～303
	蒸気	0.8	なし	285
	蒸気	1.0	なし	266

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

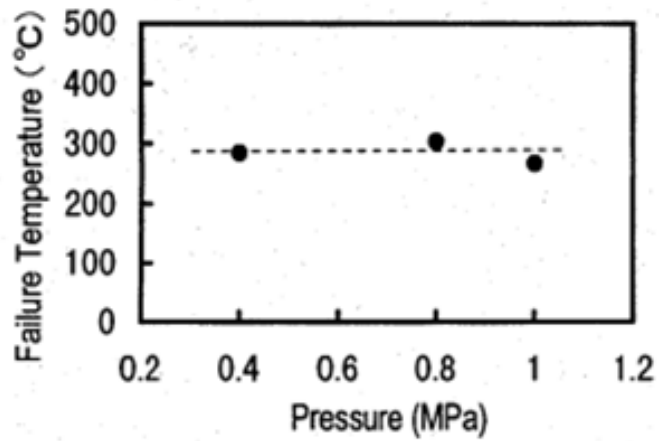


図 3.4-4 低圧モジュールの漏洩発生温度の圧力依存性

3.4.3 評価結果

モジュールについては、200°C、2Pd 環境下でも、放射性物質の閉じ込め機能を維持できる。

アレニウス則による評価について

電気配線貫通部のシール機能の評価については、「①冷却材喪失事故時の環境試験」及び「②電共研試験結果に基づくアレニウス則評価」を行い、表 3.4-1(1)に示すとおり、いずれの評価においても重大事故環境下で7日間以上の健全性を確認しているが、安全側に評価する観点から、「①冷却材喪失事故時の環境試験」の試験結果（13日間）を健全性が確保される期間として採用することとする。

表 3.4-1(1) 各評価におけるシール部の健全性確認期間

	高圧用	低圧用
①冷却材喪失事故時の環境試験	13 日間 (312 時間)	13 日間 (312 時間)
②電共研試験結果に基づくアレニウス則評価	3,640 時間	384 時間

電気配線貫通部のシール材などの有機系材料の熱劣化については、文献^{※1, ※2}を基に評価を実施しており、温度 T_2 [K] の雰囲気 に時間 t_2 [Hr] さらされる材料を温度 T_1 [K] の雰囲気 で加速するための時間 t_1 [Hr] は次の式により求められる。

$$\frac{t_1}{t_2} = \exp \left[\frac{\varphi}{R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) \right]$$

ここで、

φ : 活性化エネルギー [J/mol]

R : 気体定数 [J/(K·mol)]

なお、活性化エネルギーについては、62.8kJ/mol (15kcal/mol)^{※2}を用いている。

※1 : IEEE Std 323 TM-2003 “IEEE Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations”

※2 : JNES-RE-2013-2049 原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド (2014年2月, 独立行政法人 原子力安全基盤機構)

4. 原子炉格納容器隔離弁

4.1 概要

原子炉格納容器隔離弁の 200℃、2Pd 環境下における健全性を確認する。

弁の耐圧部は、弁箱、弁ふた、弁体等で構成している。また、弁体、グランド部及び弁ふた部等には、シール材を使用している。

原子炉格納容器隔離弁のうち、窒素ガス制御系バタフライ弁、T I P ボール弁及びパージ弁には、ゴム系又は樹脂系のシール材を使用しており、高温劣化による機能低下が想定される。

また、弁の耐圧部については、機能喪失要因として、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び変形が考えられるが、200℃、2Pd の環境下では、脆性破壊が生じる温度域ではないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が弁耐圧部に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えられる。

したがって、原子炉格納容器隔離弁のうち、窒素ガス制御系バタフライ弁、T I P ボール弁及びパージ弁の機能喪失要因として、高温状態で内圧を受け、過度な変形（一次応力）が想定されるため、以下の構成で健全性を確認する。

4.2 項では、窒素ガス制御系バタフライ弁の機能維持を確認する。

4.3 項では、T I P ボール弁の機能維持を確認する。

4.4 項では、T I P パージ弁の機能維持を確認する。

上記以外の原子炉格納容器隔離弁については、以下の理由により 200℃、2Pd の環境下で健全性を有している。

- ・弁箱の圧力クラスは各配管ラインの設計圧力に応じて適切なものが選定されており（圧力クラス：1.03MPa 以上）、耐圧上問題とならない。
- ・グランドシール部及び弁ふたシール部には、黒鉛製のパッキン、ガスケットを有しており、耐熱性上問題とならない。
- ・弁シート部は金属製又は黒鉛製である。

4.2 原子炉格納容器隔離弁（窒素ガス制御系バタフライ弁）

4.2.1 評価方針

窒素ガス制御系バタフライ弁の構造概略図を図 4.2-1 に示す。弁シート部にはEPゴムを使用しているため、シール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。なお、グランドシール部及び弁ふたシール部においては黒鉛製のシール材を使用しており、耐熱性上問題にならないことを確認している。

このため、200℃、2Pd環境下における弁シート部の隔離機能を確認する。また、弁耐圧部の構造健全性についても確認する。弁シート部のシール材については、改良EPDMによる評価を実施する。

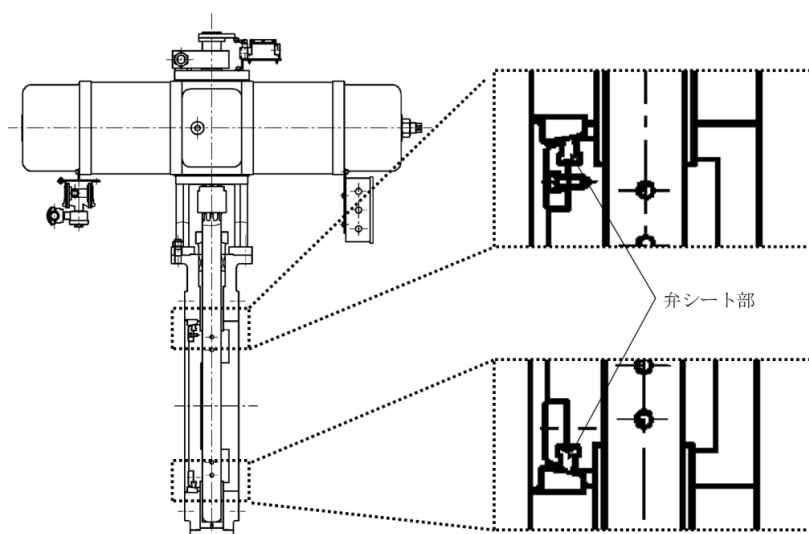


図 4.2-1 窒素ガス制御系バタフライ弁構造概略図

4.2.2 評価

(1) 隔離機能

隔離機能は、弁シート材の耐環境性が支配的であるため、200℃、2Pdの環境下での弁シート部への影響を600Aのバタフライ弁供試体による蒸気加熱漏洩試験により確認する。試験条件を表 4.2-1 に示す。

表 4.2-1 蒸気加熱漏洩試験条件

試験圧力	0.853MPa 以上 (2Pd 以上)
試験温度	200℃
試験時間	168hr
積算放射線量	300kGy

- (2) 弁耐圧部の構造健全性
弁箱の耐圧機能の評価を行う。

4.2.3 評価結果

(1) 隔離機能

蒸気加熱漏洩試験を実施した結果、200℃、2Pd環境下において、弁シート部からの漏洩はなく、弁シート部の隔離機能が維持することを確認している。

(2) 弁耐圧部の構造健全性

当該弁の圧力クラス（圧力温度基準）が1.03MPa（150LB）であることから、弁耐圧部の200℃における許容圧力1.40MPaは2Pd（0.853MPa）を上回る。これにより、弁耐圧部については、200℃、2Pd環境下において健全性が維持することを確認した。

圧力クラス1.03MPaの弁の温度－許容圧力を図4.2-2に示す。

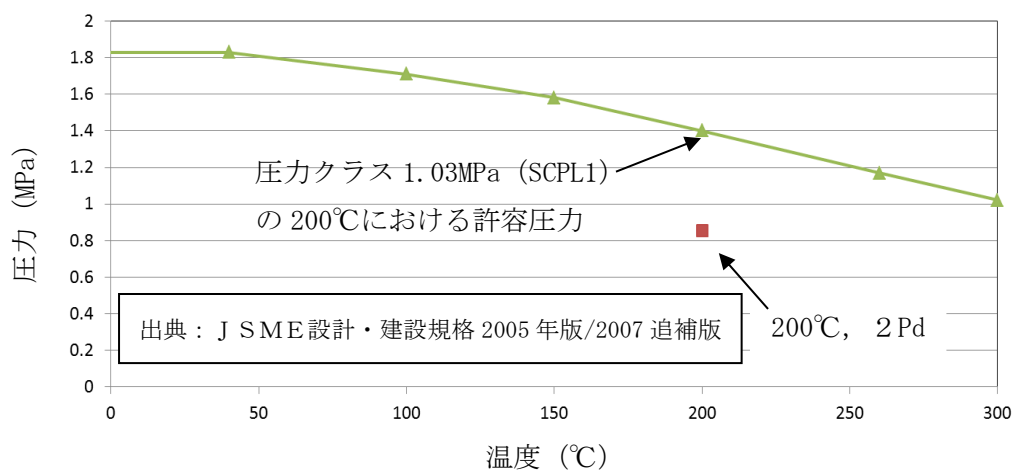


図 4.2-2 窒素ガス制御系バタフライ弁（圧力クラス 1.03MPa）の温度－許容圧力

4.3 原子炉格納容器隔離弁（T I P ボール弁）

4.3.1 評価方針

T I P ボール弁の構造概略図を図 4.3-1 に示す。弁シート部，グランドシール部，弁ふたシール部にはフッ素樹脂，弁ふたシール部にはフッ素ゴムを使用しているため，シール材の放射線劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため，200℃，2Pd 環境下におけるシール部の隔離機能を確認する。また，弁耐圧部の構造健全性についても確認する。弁シート部，グランドシール部及び弁ふたシール部のシール材については，変更後の改良 E P D M による評価を実施する。

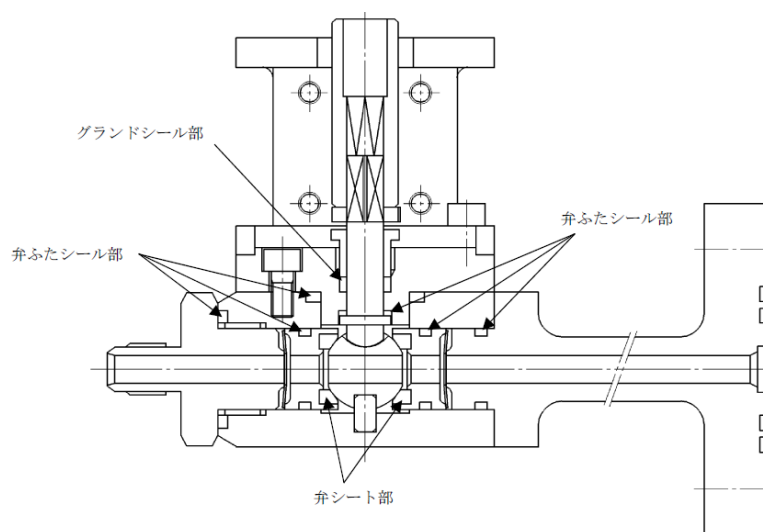


図 4.3-1 T I P ボール弁構造概略図

4.3.2 評価

(1) 隔離機能

隔離機能は，シール材の耐環境性が支配的であるため，200℃，2Pd 環境下においてシール材の耐性があることを確認する。

(2) 弁耐圧部の構造健全性

弁箱の耐圧機能の評価を行う。

4.3.3 評価結果

(1) 隔離機能

弁シート部、グランドシール部及び弁ふたシール部に使用する改良EPDMについては、圧縮永久ひずみ試験結果（表4.3-1）から、200℃、2Pd環境下においても、耐性を有している。

以上により、シール材は、200℃、2Pd環境下において耐性を有していることを確認した。

表 4.3-1 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果（改良EPDM）

試験温度	200℃
放射線照射量	
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ^{※3}

※1：JIS K 6262 に従い実施。

※2：試料を圧縮し完全に回復した状態が0%、全く回復しない状態が100%。

※3：□ □ □ の平均値。

(2) 弁耐圧部の構造健全性

当該弁の圧力クラス（圧力温度基準）が1.03MPa（150LB）であり、弁耐圧部の200℃における許容圧力1.32MPaは2Pd（0.853MPa）を上回る。これにより、弁耐圧部については、200℃、2Pd環境下において健全性が維持されることを確認した。

圧力クラス1.03MPaの弁の温度－許容圧力を図4.3-2に示す。

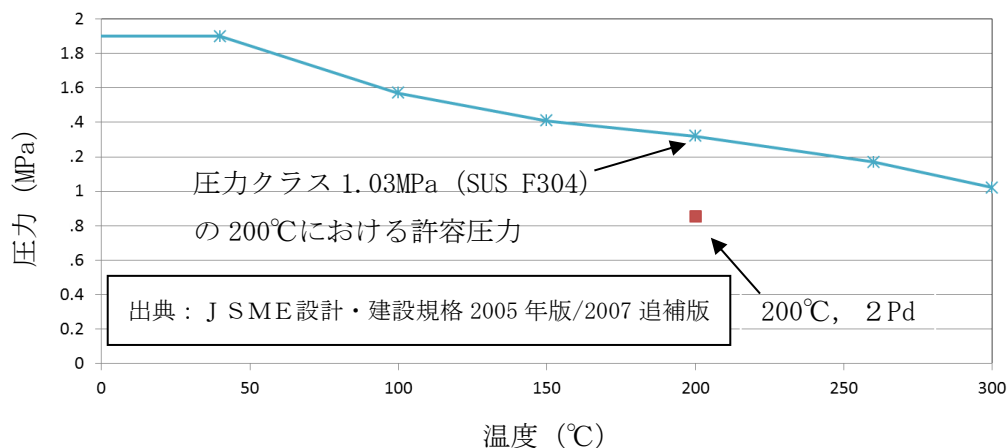


図 4.3-2 T I P ボール弁（圧力クラス 1.03MPa）の温度－許容圧力

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4.4 原子炉格納容器隔離弁（T I P パージ弁）

4.4.1 評価方針

T I P パージ弁の構造概略図を図 4.4-1 に示す。弁シート部，グランドシール部及び弁ふたシール部にはE P ゴムを使用しているため，シール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

このため，200℃，2Pd 環境下におけるシール部の隔離機能を確認する。また，弁耐圧部の構造健全性についても確認する。弁シート部，グランドシール部及び弁ふたシール部については，改良E P D Mによる評価を実施する。

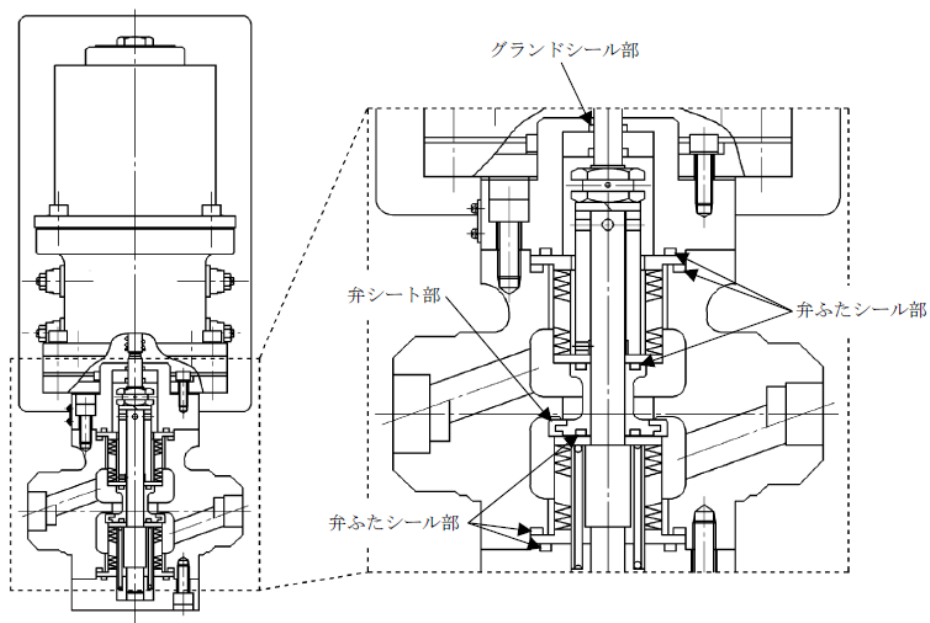


図 4.4-1 T I P パージ弁構造概略図

4.4.2 評価

(1) 隔離機能

隔離機能は，シール材の耐環境性が支配的であるため，200℃，2Pd 環境下においてシール材の耐性があることを確認する。

(2) 弁耐圧部の構造健全性

弁箱の耐圧機能の評価を行う。

4.4.3 評価結果

(1) 隔離機能

改良E P D Mについて、圧縮永久ひずみ試験結果(表 4.4-1)から、200℃、2Pd 環境下においても、十分な耐性を有している。

以上により、シール材は、200℃、2Pd 環境下において耐性を有していることを確認した。

表 4.4-1 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良E P D M)

試験温度	200℃
放射線照射量	
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	※3

※1 : J I S K 6262 に従い実施。

※2 : 試料を圧縮し完全に回復した状態が 0%, 全く回復しない状態が 100%。

※3 : の平均値。

(2) 弁耐圧部の構造健全性

当該弁の圧力クラス (圧力温度基準) が 1.03MPa (150LB) であり、弁耐圧部の 200℃における許容圧力 1.32MPa は 2Pd (0.853MPa) を上回る。これにより、弁耐圧部については、200℃、2Pd 環境下において健全性が維持されることを確認した。

圧力クラス 1.03MPa の弁の温度－許容圧力を図 4.4-2 に示す。

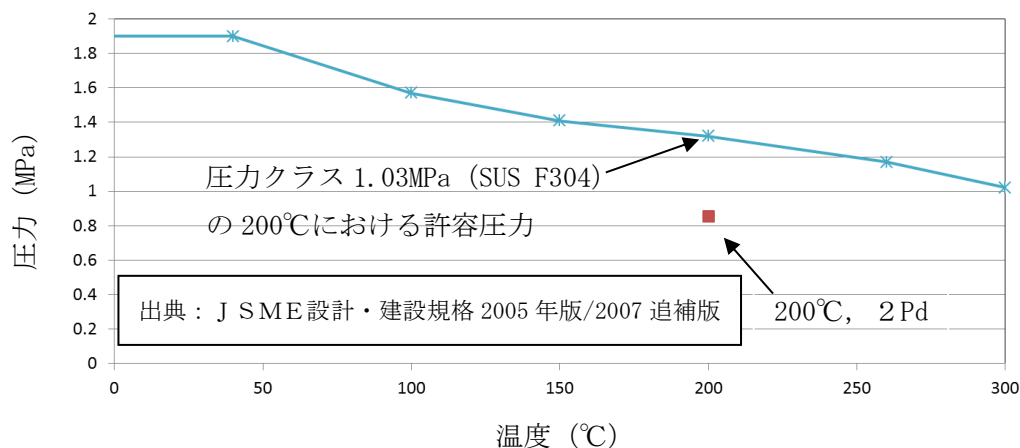


図 4.4-2 T I P パージ弁 (圧力クラス 1.03MPa) の温度－許容圧力

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器隔離弁の抽出について

原子炉格納容器隔離弁について、原子炉格納容器限界温度、圧力 (200℃, 2Pd) の健全性を確認するため、図 4-1(1)に従ったフローで弁を抽出した。弁設計圧力が 2Pd 以下のものは無かったため、200℃で最も影響を受けると考えられるシート部及びシール部に着目して、ゴム材が使われている弁を抽出し「窒素ガス制御系バタフライ弁」と「T I P ボール弁及びパージ弁」が抽出された。

抽出した結果を表 4-1(1)に示す。

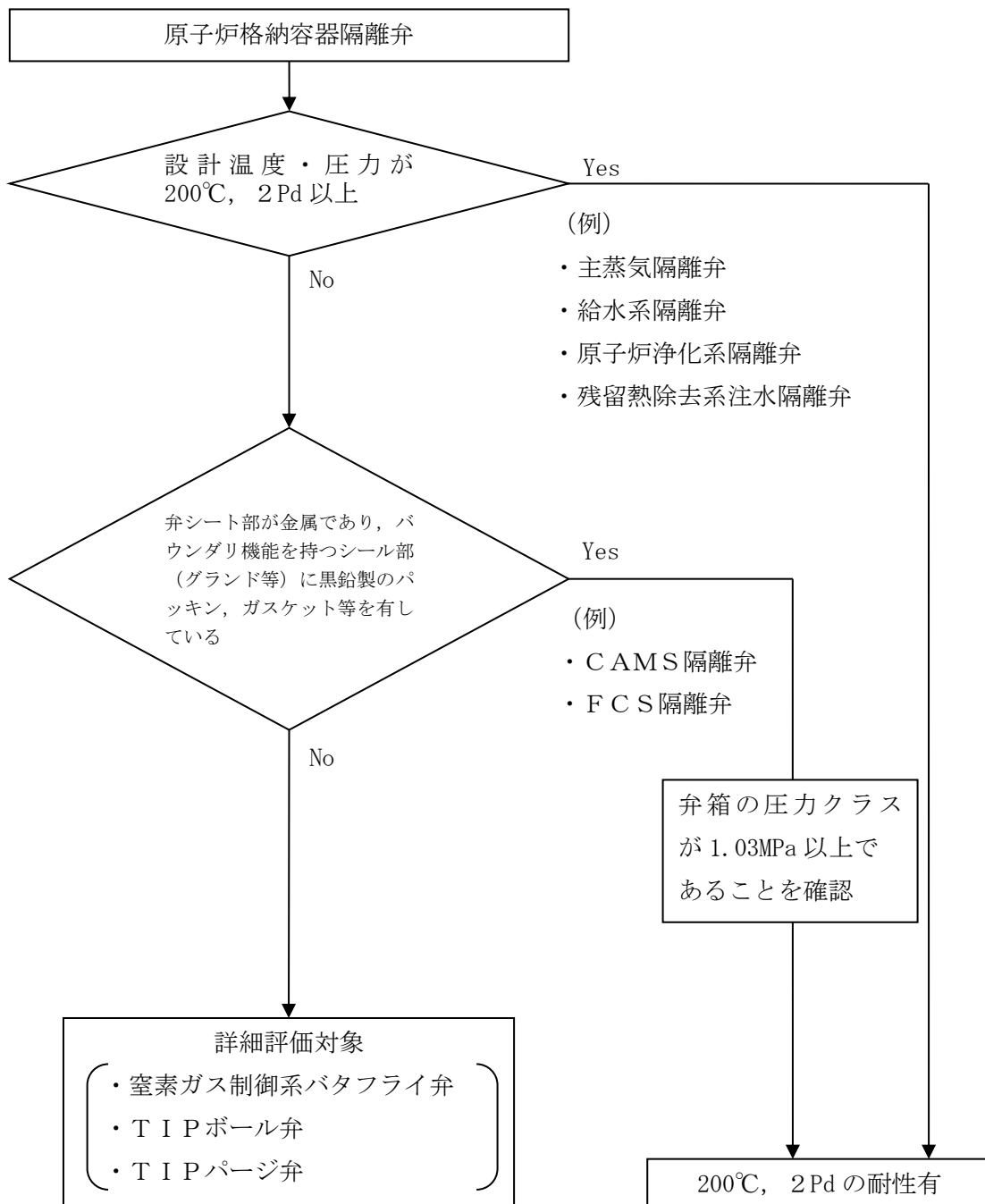


図 4-1(1) 200°C, 2Pd における原子炉格納容器隔離弁の評価フロー

表 4-1(1) 200℃, 2Pd における原子炉格納容器隔離弁の詳細評価対象弁リスト

弁番号	弁名称	呼び径 (A)	呼び圧力 (LB)	弁箱 材質	最高使用圧力 (Mpa)	最高使用温度 (℃)	弁シート部 材質	グランドシール部 材質	弁ふたシール部 材質
AV217-2	NGC N2ドライウエル 入口隔離弁	600	150	SCPL1	0.427	171	改良EPDM	黒鉛	黒鉛
AV217-3	NGC N2トラス入口隔離弁	600	150	SCPL1	0.427	171	改良EPDM	黒鉛	黒鉛
AV217-10A	NGC Aトラス真空破壊 隔離弁	600	150	SCPL1	0.427	104	改良EPDM	黒鉛	黒鉛
AV217-10B	NGC Bトラス真空破壊 隔離弁	600	150	SCPL1	0.427	104	改良EPDM	黒鉛	黒鉛
MV294-2A	A-TIPボール弁	7.5	150	SUSF304	0.427	171	改良EPDM	改良EPDM	改良EPDM
MV294-2B	B-TIPボール弁	7.5	150	SUSF304	0.427	171	改良EPDM	改良EPDM	改良EPDM
MV294-2C	C-TIPボール弁	7.5	150	SUSF304	0.427	171	改良EPDM	改良EPDM	改良EPDM
MV294-2D	D-TIPボール弁	7.5	150	SUSF304	0.427	171	改良EPDM	改良EPDM	改良EPDM
PSV294-9	TIPバージ弁	15	150	SUSF304	0.427	171	改良EPDM	改良EPDM	改良EPDM

原子炉格納容器貫通部リスト (1/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
ハッチ類 (D/W)	X-3	逃がし安全弁搬出ハッチ				
	X-4A	機器搬入口				
	X-4B	機器搬入口				
	X-5	所員用エアロック				
	X-6	制御棒駆動機構搬出ハッチ				

※：内径を示す。

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
プロセス配管用貫通部 (D/W)	X-10A	主蒸気 (タービンへ)				
	X-10B	主蒸気 (タービンへ)				
	X-10C	主蒸気 (タービンへ)				
	X-10D	主蒸気 (タービンへ)				
	X-11	MS ドレン				
	X-12A	給水 (RPV へ)				
	X-12B	給水 (RPV へ)				
	X-13A	PLR ポンプメカシール パージ水供給 (A)				
	X-13B	PLR ポンプメカシール パージ水供給 (B)				
	X-22	ほう酸水注入系				
	X-30A	格納容器スプレイ (ド ライウエル)				
	X-30B	格納容器スプレイ (ド ライウエル)				

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (2 / 12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
プロセス配管用貫通部 (D/W)	X-31A	低圧注水 (LPCI, RHR)				
	X-31B	低圧注水 (LPCI, RHR)				
	X-31C	低圧注水 (LPCI, RHR)				
	X-32A	RHR 戻り				
	X-32B	RHR 戻り				
	X-33	RHR 給水				
	X-34	低圧炉心スプレイ (LPCS)				
	X-35	高圧炉心スプレイ (HPCS)				
	X-38	RCIC 蒸気				
	X-39	RPV ヘッドスプレイ (RHR)				
	X-50	CUW 給水				
	X-60	MUW 補給水				
	X-61	原子炉補機冷却系供給				
	X-62	原子炉補機冷却系戻り				
	X-67	計装用空気供給				
	X-68A	ADS ガス供給 (A)				
	X-68B	ADS ガス供給 (B)				
	X-68C	ADS ガス供給 (C)				
	X-69	所内用圧縮空気				
	X-80	ドライウェル換気 (送 気)				
X-81	ドライウェル換気 (排 気)					
X-82A	FCS 吸入 (A)					

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (3 / 12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
プロセス配管用貫通部 (D/W)	X-82B	FCS 吸入 (B)				
	X-83	ドライウエル床ドレン				
	X-84	ドライウエル機器ドレン				
	X-85A	PCV ベント管				
	X-85B	PCV ベント管				
	X-85C	PCV ベント管				
	X-85D	PCV ベント管				
	X-85E	PCV ベント管				
	X-85F	PCV ベント管				
	X-85G	PCV ベント管				
	X-85H	PCV ベント管				
	X-90A	予備				
	X-90B	予備				
	X-91	予備				
	X-92	予備				
	X-98	除湿用冷水供給				
	X-99	除湿用冷水戻り				
	X-106	予備				
	X-107	ISI 用				
	X-110	予備				
X-111	予備					

※：内径を示す。

原子炉格納容器貫通部リスト (4/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
電気配線用貫通部 (D/W)	X-100A	再循環ポンプ動力				
	X-100B	再循環ポンプ動力				
	X-100C	再循環ポンプ動力				
	X-100D	再循環ポンプ動力				
	X-101A	低圧動力				
	X-101B	低圧動力				
	X-101C	低圧動力				
	X-101D	低圧動力				
	X-102A	制御				
	X-102B	制御				
	X-102C	制御				
	X-102D	制御				
	X-102E	制御				
	X-103A	計測				
	X-103B	計測				
	X-103C	計測				
	X-104A	制御棒位置表示				
	X-104B	制御棒位置表示				
	X-104C	制御棒位置表示				
	X-104D	制御棒位置表示				
X-105A	中性子計装					
X-105B	中性子計装					
X-105C	中性子計装					
X-105D	中性子計装					

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (5 / 12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
計測配管用貫通部 (D/W)	X-14	再循環系サンプリング				
	X-20A	CRD そう入				
	X-20B	CRD そう入				
	X-20C	CRD そう入				
	X-20D	CRD そう入				
	X-21A	CRD 引抜				
	X-21B	CRD 引抜				
	X-21C	CRD 引抜				
	X-21D	CRD 引抜				
	X-23A	TIP ドライブ				
	X-23B	TIP ドライブ				
	X-23C	TIP ドライブ				
	X-23D	TIP ドライブ				
	X-23E	TIP ドライブ (パー ジ ライン)				
	X-36	ドライウェル冷却器サ ンプリング				
	X-130	主蒸気流量				
	X-131	主蒸気流量				
X-132	主蒸気流量					
X-133	主蒸気流量					

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (6 / 12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		取り付け位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
計測配管用貫通部 (D/W)	X-134	原子炉再循環系				
	X-135	原子炉再循環系				
	X-136	原子炉再循環系				
	X-137	原子炉再循環系				
	X-138A	残留熱除去系				
	X-138B	残留熱除去系				
	X-140	高压炉心スプレイ系				
	X-141A	原子炉隔離時令却系				
	X-141B	原子炉隔離時冷却系				
	X-142A	原子炉水位及び圧力				
	X-142B	原子炉水位及び圧力				
	X-142C	原子炉水位及び圧力				
	X-142D	原子炉水位及び圧力				
	X-143A	原子炉水位及び圧力				
	X-143B	原子炉水位及び圧力				
	X-143C	原子炉水位及び圧力				
	X-143D	原子炉水位及び圧力				
	X-144A	原子炉水位及び圧力				
	X-144B	原子炉水位及び圧力				
	X-144C	原子炉水位及び圧力				
	X-144D	原子炉水位及び圧力				
	X-145A	ジェットポンプ流量				
	X-145B	ジェットポンプ流量				
	X-145C	ジェットポンプ流量				
	X-145D	ジェットポンプ流量				
	X-145E	ジェットポンプ流量				
	X-145F	ジェットポンプ流量				
	X-146A	ドライウェル圧力				
X-146B	ドライウェル圧力					

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (7/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	高さ (mm)	角度
計測配管用貫通部 (D/W)	X-146C	ドライウエル圧力				
	X-146D	ドライウエル圧力				
	X-147	原子炉水位 (水張用)				
	X-160	格納容器内漏えい検出 モニタ				
	X-162A	CAMS (電離箱)				
	X-162B	CAMS (電離箱)				
	X-164A	CAMS (PCV 内 H2/O2 分析 用)				
	X-164B	CAMS (PCV 内 H2/O2 分析 用)				
	X-165	格納容器内漏えい検出 モニタ (戻り)				
	X-170	格納容器内ガスサンプ リング (露点計用)				
	X-180	予備				
	X-181	予備				
	X-182	格納容器内ダストモニ タサンプリング				
X-183	格納容器雰囲気監視					

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	PCV方位	S/C角度
ハッチ類 (S/C)	X-7A	サブプレッションチェン バアクセスハッチ				
	X-7B	サブプレッションチェン バアクセスハッチ				

※：内径を示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (8 / 12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	P C V方位	S / C角度
プロセス配管用貫通部 (S / C)	X-200A	格納容器スプレイ (圧力抑制室)				
	X-200B	格納容器スプレイ (圧力抑制室)				
	X-201	A-RHR ポンプ給水				
	X-202	B-RHR ポンプ給水				
	X-203	C-RHR ポンプ給水				
	X-204	A-RHR ポンプテスト				
	X-205	B, C-RHR ポンプテスト				
	X-208	LPCS ポンプ給水				
	X-209	LPCS ポンプテスト				
	X-210	HPCS ポンプ給水				
	X-212A	MSIV 漏えい制御系				
	X-212B	格納容器雰囲気監視				
	X-213	RCIC タービン排気				
	X-214	RCIC ポンプ給水				
	X-215	RCIC 真空ポンプ排気				
	X-233	CUW 逃がし弁排気				

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (9/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	PCV方位	S/C角度
プロセス配管用貫通部 (S/C)	X-240	サプレッションチェン バ換気 (送気)				
	X-241	サプレッションチェン バ換気 (排気)				
	X-242A	FCS 戻り (A 系)				
	X-242B	FCS 戻り (B 系)				
	X-244A	PCV ベント管				
	X-244B	PCV ベント管				
	X-244C	PCV ベント管				
	X-244D	PCV ベント管				
	X-244E	PCV ベント管				
	X-244F	PCV ベント管				
	X-244G	PCV ベント管				
	X-244H	PCV ベント管				
	X-245A	ベントラインドレン				
	X-245B	ベントラインドレン				
	X-245C	ベントラインドレン				
	X-245D	ベントラインドレン				
	X-245E	ベントラインドレン				
	X-245F	ベントラインドレン				
	X-245G	ベントラインドレン				
	X-245H	ベントラインドレン				
	X-250	予備				
X-251	予備					

※：内径を示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (10/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	PCV方位	S/C角度
プロセス配管用貫通部 (S/C)	X-253	予備				
	X-254	予備				
	X-255	予備				
	X-256	予備				
	X-260A	真空破壊装置ノズル				
	X-260B	真空破壊装置ノズル				
	X-260C	真空破壊装置ノズル				
	X-260D	真空破壊装置ノズル				
	X-260E	真空破壊装置ノズル				
	X-260F	真空破壊装置ノズル				
	X-260G	真空破壊装置ノズル				
	X-260H	真空破壊装置ノズル				
	X-270	PCV リークテスト用				
	X-280A	SRV 排気管ノズル				
	X-280B	SRV 排気管ノズル				
	X-280C	SRV 排気管ノズル				
	X-280D	SRV 排気管ノズル				
	X-280E	SRV 排気管ノズル				
	X-280F	SRV 排気管ノズル				
	X-280G	SRV 排気管ノズル				

※：内径を示す。

原子炉格納容器貫通部リスト (11/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	P C V方位	S / C角度
プロセス配管用貫通部 (S / C)	X-280H	SRV 排気管ノズル				
	X-280J	SRV 排気管ノズル				
	X-280K	SRV 排気管ノズル				
	X-280L	SRV 排気管ノズル				
	X-280M	SRV 排気管ノズル				
	X-505A	建設用				
	X-505B	建設用				
	X-505C	建設用				
	X-505D	建設用				

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	P C V方位	S / C角度
電気配線用貫 通部 (S / C)	X-300A	圧力抑制室 (制御, 計 測)				
	X-300B	圧力抑制室 (制御, 計 測)				

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

原子炉格納容器貫通部リスト (12/12)

分類	貫通部 番号	用途	スリーブ		位置	
			口径 (mm)	厚さ (mm)	P C V方位	S / C角度
計測配管用貫通部 (S / C)	X-320A	真空破壊装置駆動用				
	X-320B	真空破壊装置駆動用				
	X-321A	サブプレッションチェン バ圧力				
	X-321B	サブプレッションチェン バ圧力				
	X-322A	サブプレッションプール 水位				
	X-322B	サブプレッションプール 水位				
	X-322C	サブプレッションプール 水位				
	X-322D	サブプレッションプール 水位				
	X-322E	サブプレッションプール 水位				
	X-322F	サブプレッションプール 水位				
	X-332A	CAMS (H2/O2 分析用戻 り)				
	X-332B	CAMS (H2/O2 分析用戻 り)				
	X-340	格納容器内ガスサンプ リング (露点計用戻り)				
	X-350	予備				
	X-351	予備				

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ドライウェル主フランジ等の開口量評価の妥当性について

本文では、有効性評価での限界温度、圧力の設定の妥当性の確認のため、有限要素法（FEM）解析を用いてドライウェル主フランジ及び機器搬入口（以下「ドライウェル主フランジ等」という。）の開口量を評価している。本資料は、ドライウェル主フランジ等の開口評価の妥当性について示すものである。

今回、実施したドライウェル主フランジ等の開口量評価には、FEM解析を用いている。今回の評価では、開口量に影響を及ぼす可能性のあるボルト等の構造は、実機の寸法等を模擬して解析モデルに反映している。また、フランジ部の開口の挙動への影響が大きいと考えられる上下フランジ面同士の接触の影響も考慮し、三次元ソリッド要素を用いて弾塑性大変形解析を実施することで、高い精度での開口量評価が可能である。その評価モデルを図1に示す。

以上のような解析手法を用いることにより、高い精度で開口量の評価が可能である。図2は、NUPECで実施された機器搬入用ハッチフランジの圧力と開口量の関係である。この開口量は、図3に示すハッチモデル試験体のフランジ部にひずみゲージを取り付けて、漏洩が生じるまで内圧を加えて計測されたものである。この試験結果に対して、当社解析と同様に精度を向上させた解析手法を適用し、同等のメッシュ分割を用いて評価を行っている（図4及び表1参照）。図2の試験結果と解析結果の比較に示すように、解析結果は、圧力の上昇に伴って増加するフランジ部の開口量を精度よく評価できていることがわかる。なお、この評価手法は、JSMESシビアアクシデント時の構造健全性評価ガイドライン（BWR鋼製格納容器編）にも反映された手法である。

フランジ部の開口評価では、フランジ部だけではなく、ドライウェル主フランジの全体をモデル化している。そのため、内圧の増加により、ボルト部にモーメントが生じて、フランジ部の開口が発生する。フランジ部に生じるモーメントが増加すると、同時にドライウェル主フランジ全体の幾何学形状も変化するため、ボルトへの荷重のかかり方が逐次的に変化し、結果として、内圧の増加に対する開口挙動が曲線的に変化する。また、図5に当社ドライウェル主フランジ開口量評価における2Pd時の相当塑性ひずみ分布図を示す。材料の降伏点の低いワッシャとナットについて、内圧の増加に伴って局所的に塑性領域に入ることも、開口挙動の曲線的な変化に寄与するものと考えられるが、2Pd時にワッシャとナットで生じる塑性ひずみは最大でも 程度と小さく、発生個所も局所的であるため、内圧変動時の開口評価に及ぼす影響は小さい。フランジやボルトについては、材料の降伏点が高く、内圧が2Pdまで増加しても、開口量に影響しないフランジの端部が概ね 程度塑性変形するのみで、ほぼ弾性変形の範囲内にある。同様の評価結果が、原子力安全・保安院による評価[1]でも示されているように、フランジ部の開口評価において、2Pdまでの圧力範囲ではフランジやボルトの塑

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

性変形は生じないことから、内圧が 2Pd までの圧力範囲で変動しても開口挙動に影響を及ぼすような顕著な構造の変形は生じないと考えられる。

以上より、FEM解析を用いて実施したドライウェル主フランジ等のフランジ部の開口量評価により、実機の挙動を適切に評価することが可能である。

[1] 原子力安全・保安院 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について（平成 24 年 3 月）



図1 ドライウェル主フランジの解析モデル
(左：全体図 右：フランジ部拡大図)

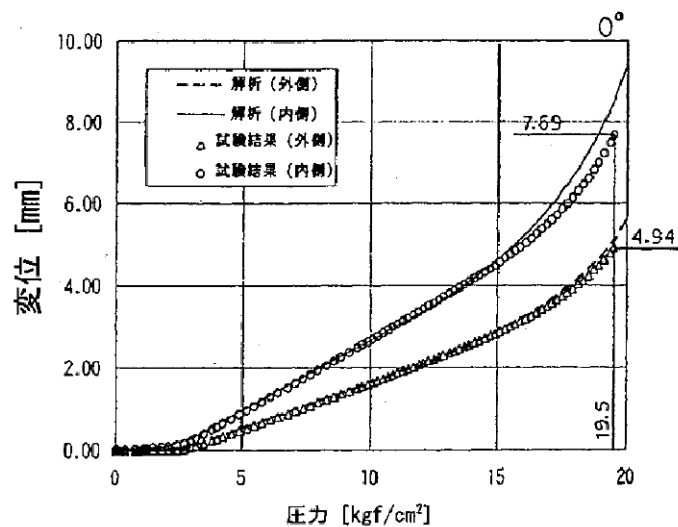


図2 NUPEC機器搬入用ハッチフランジの圧力-開口量関係

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

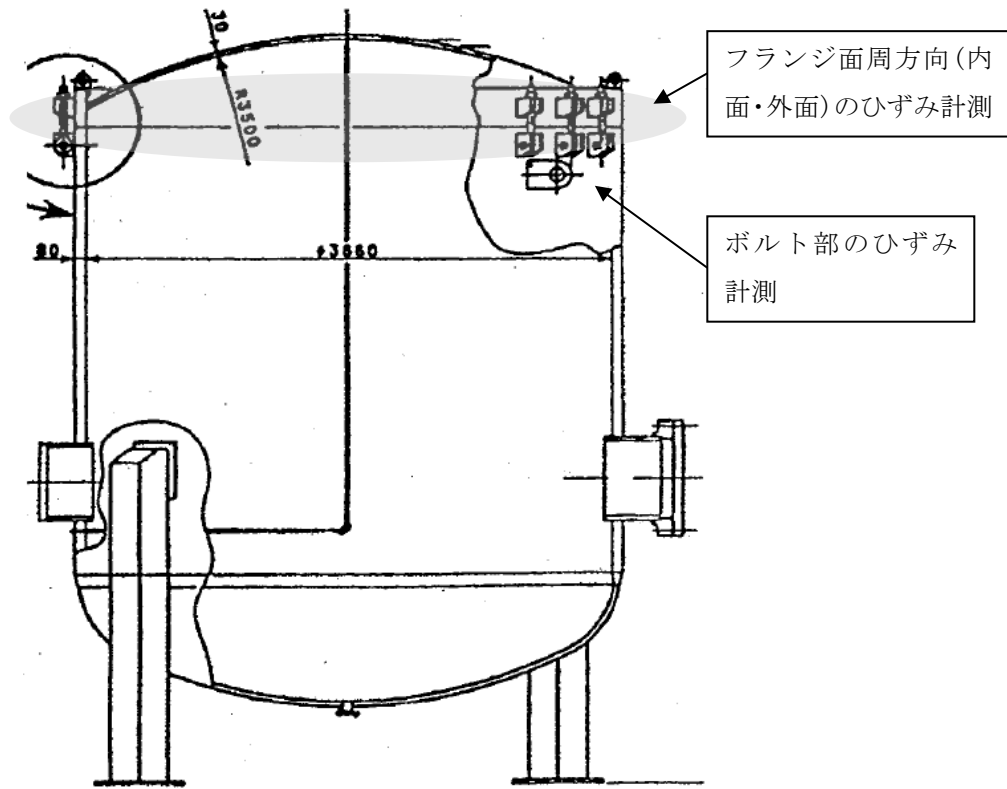


図3 NUPECハッチモデル試験体

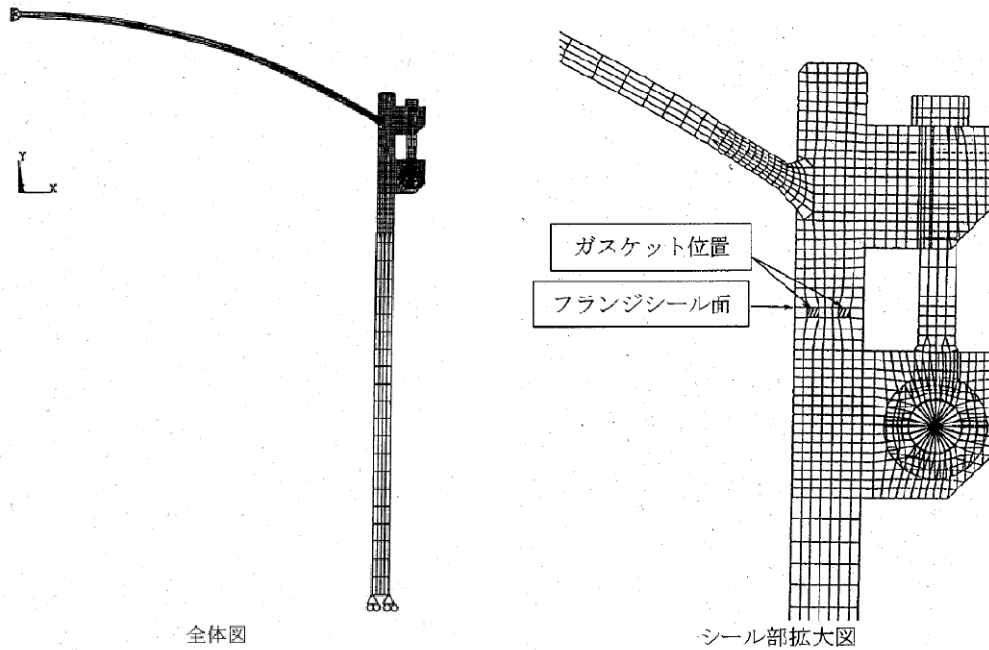


図4 NUPECハッチモデル試験解析モデル

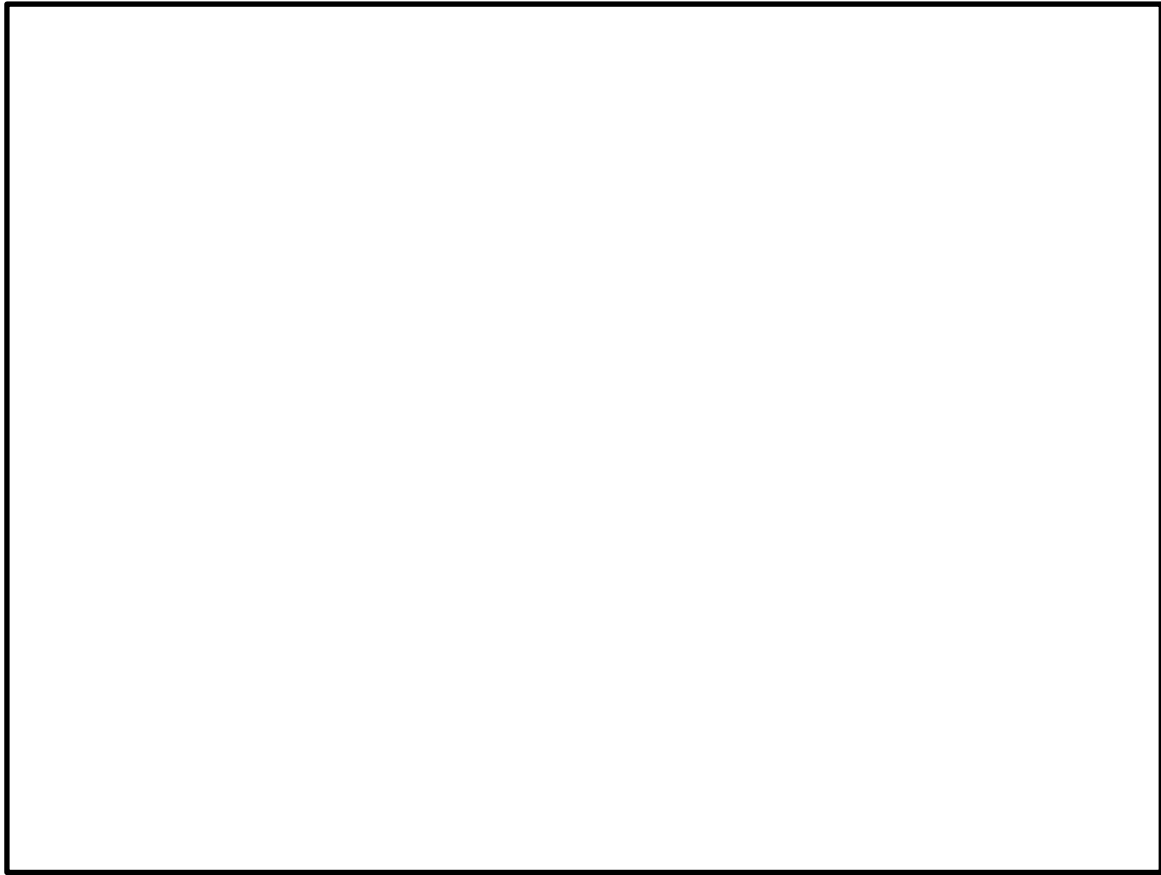


図5 当社ドライウェル主フランジ開口量評価での
相当塑性歪み分布（2Pd, 200℃時）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 NUPEC解析モデルと当社解析モデルの比較

解析項目	NUPEC解析モデル	当社解析モデル
解析コード	ANSYS	ABAQUS
モデル化範囲	胴部, 上鏡部: 軸対称ソリッド 要素ボルト, ブラケット: 平面応力要素 フランジシール面: 接触要素	格納容器胴部 (円筒胴, 球形胴), 上鏡部, フランジシール部構成部品 (フランジ, ボルト, ナット等): ボルト1ピッチ分をセクタとした周期対称ソリッド要素 フランジシール面: 接触要素
材料定数	試験体の材料の引張試験から得られた物性値を用いた。応力ひずみ関係は, 真応力-真ひずみ関係を多直線で近似して用いた。	設計・建設規格に基づく物性値を用いた。応力ひずみ関係は, ASME B & PV Code Sec. VIII (2013) Div. 2 ANNEX 3-D による真応力-真ひずみ関係を多直線で近似して用いた。
境界条件	上鏡中央は, 軸対称性から X 方向に拘束, Y 方向を自由。胴板下端は X 方向に自由, Y 方向を拘束。	モデル下端を固定。端部は対称条件を設定。
ボルト初期締め付け荷重	実機で設定している値を用いた。	実機で設定している値を用いた。
荷重条件	内圧を段階的に負荷し, 1.96MPa となるまで解析を実施した。	内圧を段階的に負荷し, 発散するまで解析を実施した。

改良E P D M製シール材の実機を模擬した小型フランジ試験について

改良E P D M製シール材について、耐高温性、耐蒸気性を確認するために、800kGy の γ 線照射を行った材料を用いて、高温曝露又は蒸気曝露を行った後、気密確認試験を実施して漏えいの有無を確認した。また、試験後の外観観察、F T - I R分析及び硬さ測定を行い、曝露後のシール材の状況を確認した。本試験に使用した試験治具寸法を図1、試験治具及びシール材外観を図2に示す。シール材の断面寸法は実機の1/2とし、内側の段差1mmに加えて外側からも高温空気又は蒸気に曝露されることとなる。

なお、治具に使用されている鉄鋼材料と改良E P D M製シール材とでは、改良E P D M製シール材の方が線膨張係数は大きく、温度を低下させた場合には改良E P D M製シール材の方が治具と比較して収縮量が大きくなるため、試験治具溝内でのタング等との密着性は低下する方向となり、気密試験は高温状態より室温での試験の方が厳しくなると考えられる。また、改良E P D M製シール材の健全性については、蒸気曝露後もほとんど劣化していないことが確認できており、気密試験温度による材料への影響はほとんどない。

このことから、本試験のオートクレーブでの蒸気曝露及び室温でのH e 気密確認試験の条件は、実プラントで想定される重大事故等時条件と比較して保守的な条件となると想定される。試験の詳細と結果を以下に記載する。

①高温曝露

熱処理炉を使用して200℃、168hの高温曝露を実施した。

②蒸気曝露

東京電力技術開発センター第二研究棟の蒸気用オートクレーブを使用して、1MPa、250℃の蒸気環境下で168時間曝露を実施した。蒸気用オートクレーブの系統図を図3に、試験体設置状況を図4に示す。

③H e 気密確認試験

高温曝露及び蒸気曝露後の試験体について、H e を用いて気密試験を実施した。負荷圧力は0.3MPa、0.65MPa、0.9MPaとし、スヌープでのリーク確認と、0.3MPaは保持時間10分、0.65MPa及び0.9MPaは保持時間30分で圧力降下の有無を確認した。また、0.8mmの隙間ゲージを用いて開口変位を模擬した気密確認試験も実施した（実機1.6mm相当の変位）。試験状況を図5、6に、試験結果を表1に示す。いずれの条件下でもリーク及び圧力降下は認められなかった。

④試験後外観観察

デジタルマイクロスコープを用いてH e 気密確認試験後のシール材表面を観察した。観察結果を図7に示す。シール材表面に割れ等の顕著な劣化は認められなかった。



図1 試験治具寸法

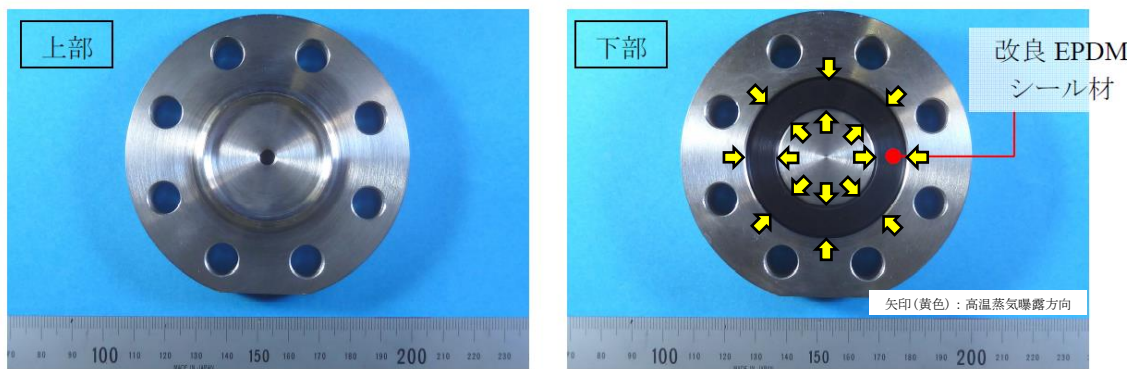


図2 試験治具及びシール材外観

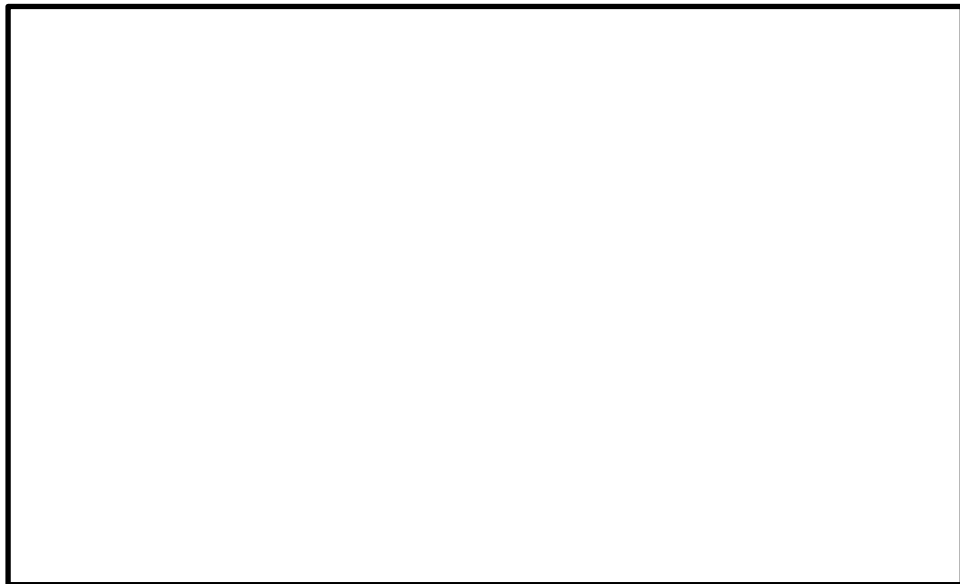


図3 蒸気用オートクレーブ系統図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

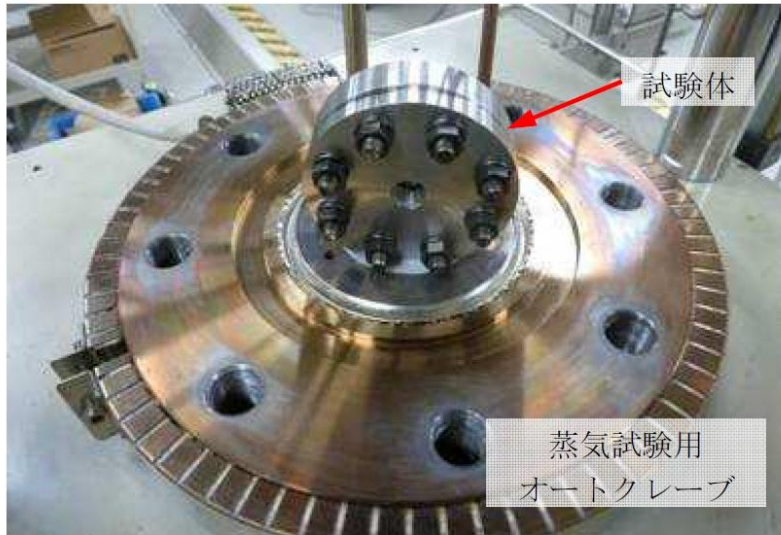


図4 蒸気曝露試験体設置状況



図5 He気密確認試験状況

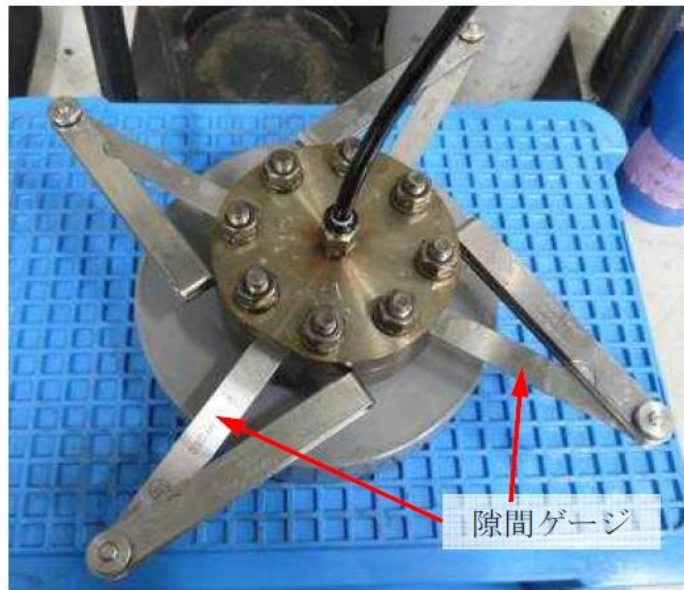


図6 He気密試験時開口模擬
(隙間ゲージ使用)

表1 He気密試験確認状況

No.	曝露条件	γ線照射量	変位	0.3MPa	0.65MPa	0.9MPa
1	乾熱 200℃, 168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
2	蒸気 1MPa, 250℃, 168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
3	蒸気 1MPa, 250℃, 168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○

○：リーク及び圧力降下なし

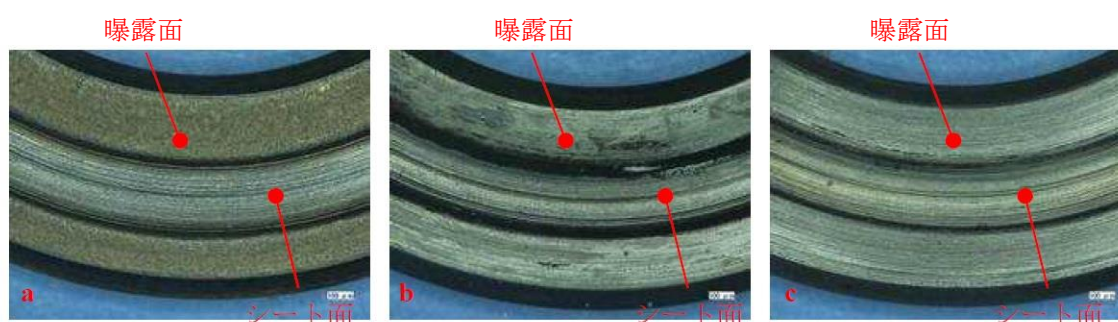


図7 試験後外観観察結果

(a:乾熱 200℃, 168h, b, c:蒸気 250℃, 168h)

⑤ FT-IR分析

試験後のシール材のFT-IR分析結果を図8, 9に示す。FT-IRは赤外線が分子結合の振動や回転運動のエネルギーとして吸収されることを利用して、試料に赤外線を照射して透過または反射した光量を測定することにより分子構造や官能基の情報を取得可能である。高温曝露中に空気が直接接触する位置（曝露面）では、ベースポリマーの骨格に対応するピークが消失していたが、その他の分析位置、曝露条件では顕著な劣化は認められなかった。

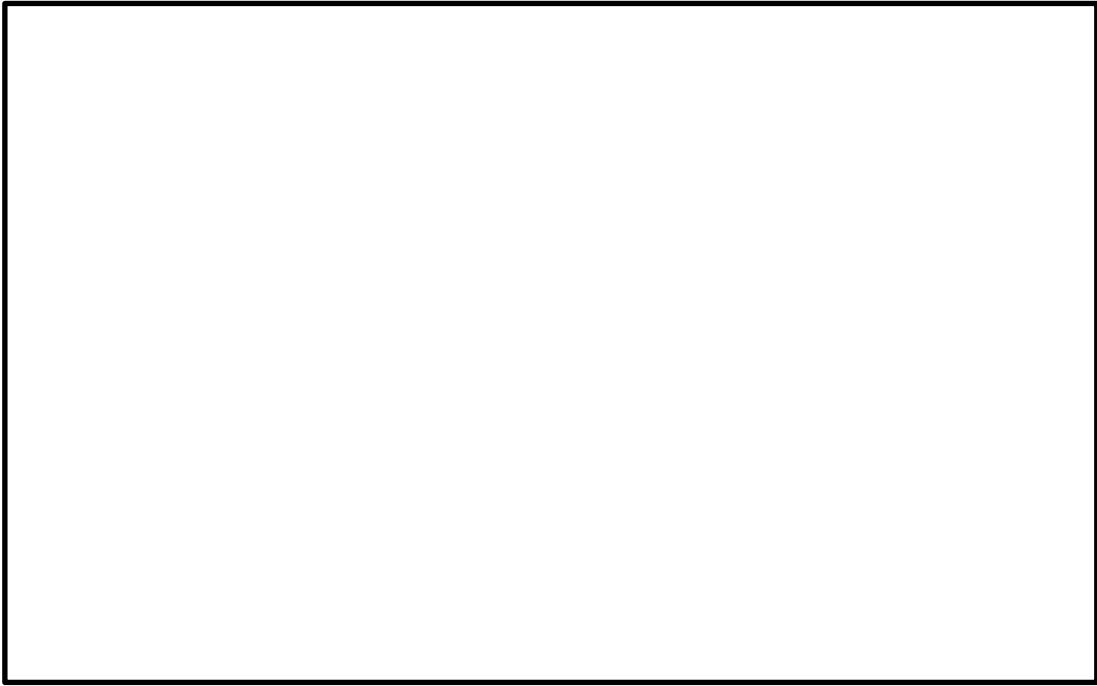


図8 FT-IR分析結果（曝露面）

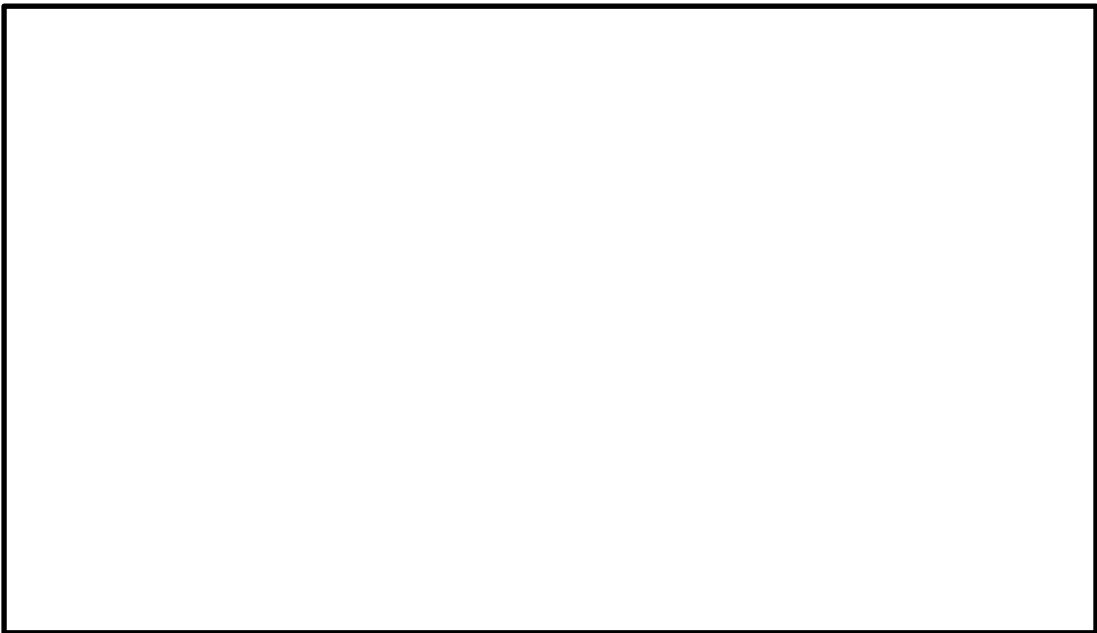


図9 FT-IR分析結果（シート面）

⑥硬さ測定

試験後のシール材の硬さ測定結果を図10に示す。曝露面,シート面,裏面,断面の硬さを測定した。曝露面において,乾熱200℃,168h条件では酸化劣化によって硬さが顕著に上昇していた。その他の部位,条件では,蒸気250℃,168h条件の曝露面で若干の軟化が確認された以外,硬さは初期値近傍であり,顕著な劣化は確認されなかった。

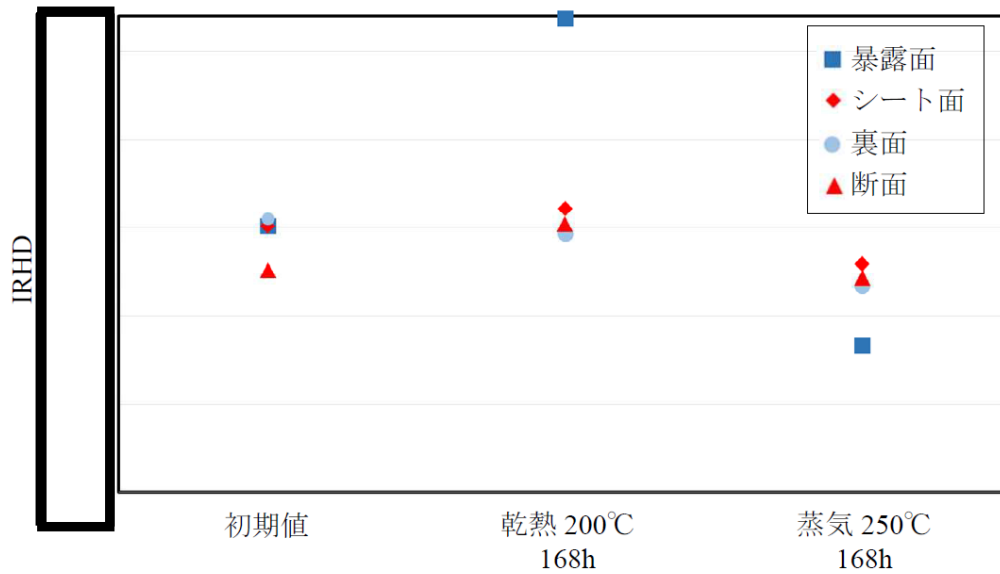


図 10 硬さ測定結果

以上の試験結果から、200°C、2Pd、168h の条件下では、改良EPDM製シール材を使用した場合は、圧力上昇時のフランジ部の開口を勘案しても原子炉格納容器フランジ部の気密性は保たれると考えられる。

格納容器貫通部における楕円変形の影響

原子炉格納容器の貫通部は、事故条件下において、圧力上昇や温度上昇により貫通部が楕円変形する可能性がある。この影響について、下記のとおり検討を行った。

島根2号炉の原子炉格納容器の貫通部の中で、楕円変形による影響が大きいのは、ドライウェル胴部に取り付けられており、口径が最も大きく、貫通部長さが最も短い、機器搬入口である。

機器搬入口フランジ部の複雑な変形挙動について、図1のとおり原子炉格納容器本体と機器搬入口をモデル化し、三次元モデルを用いて弾塑性解析を実施した。その結果、図2のとおり2Pdにおけるフランジ部の開口量が、許容開口量 \square mmを下回ることを確認した。

また、ハッチ等の貫通部の蓋は、フランジボルトにより貫通部に固定され、フランジボルト以外に拘束力を作用させるものが存在しないため、フランジ面が内圧以外の要因で開口することはない。

このため、貫通部が変形することにより開口が生じることはないものとする。

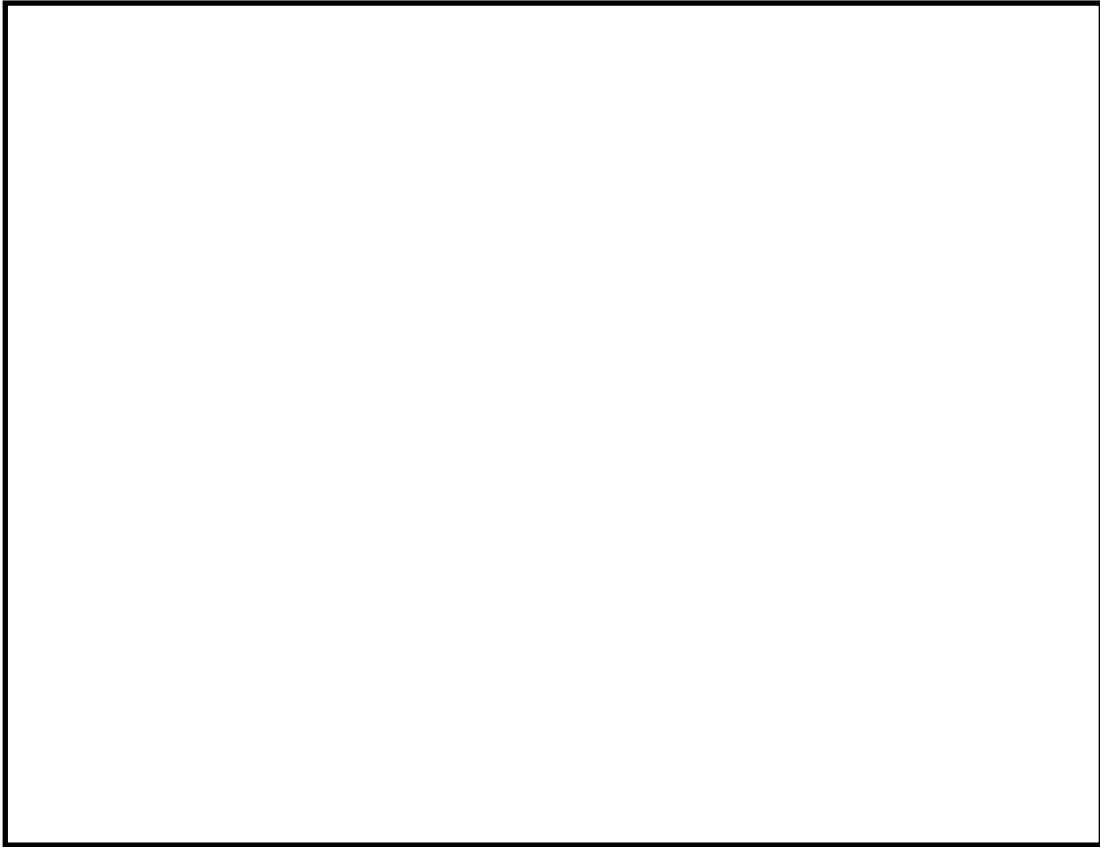


図1 解析モデル

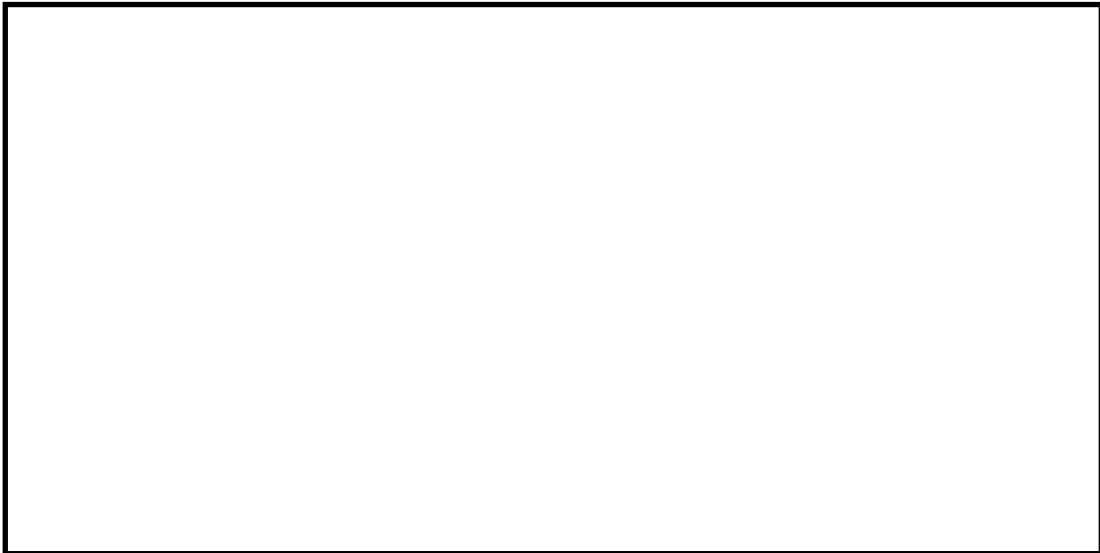


図2 開口量解析結果

モデル化している各部位の耐震性について

原子炉格納容器バウンダリを構成する各機器（ドライウエル，サプレッション・チェンバ，ベント管，機器搬入口，所員用エアロック，逃がし安全弁機器ハッチ，制御棒駆動機構搬出ハッチ，配管貫通部及び電気配線貫通部）について，基準地震動 S_s に対する耐震性を示すため，地震時の発生応力を算出し，供用状態 D_s の評価基準値と比較した。その結果，表1に示すとおり，全ての評価部位において評価基準値を満足しており，評価対象部位は地震に対して健全性を有していると考ええる。

なお，フランジ部については，フランジ面がボルトにより固定されており，地震時にはフランジ接合された部位同士が一体として加振されるため，地震によってフランジ部応力は発生しないと考えられる。

表1 地震時の原子炉格納容器における発生応力及び評価基準値

評価機器	一次応力		
	応力分類	発生応力 (MPa)	供用状態D s における評価基準値 (MPa)
ドライウエル	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
サプレッション・ チェンバ	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
ベント管	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
機器搬入口	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
所員用エアロック	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
逃がし安全弁 搬出ハッチ	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
制御棒駆動機構 搬出ハッチ	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		
配管貫通部	一次一般膜応力		
電気配線貫通部	一次局部膜＋ 一次曲げ応力		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

動的荷重の影響について

1. はじめに

原子炉格納容器については、事故時に動的な荷重が発生する可能性がある。ここでは、評価温度・圧力（200℃，2Pd）において考慮すべき動的荷重を抽出し、その影響を評価した。

2. 考慮すべき動的荷重の抽出

原子炉格納容器内における動的な荷重は、以下によって生じうる。

- (1) 高温の炉心（溶融デブリを含む）と水との接触に伴う蒸気発生
 - ① 損傷炉心等のヒートアップした炉心への注水時の蒸気発生
 - ② 下部プレナムへの溶融炉心の移行（リロケーション）時の蒸気発生
 - ③ 原子炉圧力容器破損に伴う F C I 発生時の蒸気発生

- (2) 原子炉冷却材バウンダリ内に内包された高エネルギー流体の原子炉格納容器への放出
 - ① L O C A ブローダウン時の高温水・蒸気の放出
 - ② 逃がし安全弁の作動に伴うサブプレッション・プールへの蒸気放出

これらのうち、格納容器圧力の上昇率が最も大きく、フランジ等の開口量の変化速度が速い事象は、(1)③の F C I 発生時の蒸気発生である。この影響について、3. に示す。

また、(2)②については、格納容器圧力の上昇率は大きくないものの、サブプレッション・チェンバ内で動的な荷重が発生する。加えて、(2)①についても、ダウンコマからの高温水・蒸気の吹き出しによってサブプレッション・チェンバ内に動的な荷重が発生する。これらの影響について、4. に示す。

3. 原子炉圧力容器破損に伴う F C I 発生時の蒸気発生の影響について

有効性評価に関する事故シナリオにおいて、溶融炉心がペDESTALに落下した際に格納容器圧力がスパイク上に上昇する。フランジ等のシール部に用いるシール材は、フランジ等の開口量に合わせて形状が変化することによりシール性能を確保しているが、フランジ等の開口量の変化する速度にシール材の形状の変化が追従できない場合には、漏えいが生じる可能性がある。

このため、シール材の形状が変化するために必要な時間（復元速度）を確認し、フランジ部の開口量の変化速度との比較を行った。

3.1. シール材の形状変化速度

フランジ部において採用する改良 E P D M 製シール材について、復元速度を評価するため、J I S K 6254 に基づく試験を行った。

当社が評価している有効性評価に関する事故シナリオにおいて、格納容器圧力の変化速度が最も早くなるのは、溶融炉心がペDESTAL内に落下した際の圧力上昇時（F C I 評価）である。この場合における開口量の変化速度は $3.4 \times 10^{-3} \text{mm/sec}$ 程度であることがわかっているため、 $3.4 \times 10^{-3} \text{mm/sec}$ を上回る 300mm/min (5mm/sec) 及び 500mm/min (8.33mm/sec) を試験速度とした。

試験では、常温下で全条件劣化前寸法の 30% (約 3.75mm) 押し込むまで一定速度 (300mm/min 及び 500mm/min) で圧縮後、初期位置まで一定速度 (300mm/min 及び 500mm/min) で荷重を開放し、この際に改良 E P D M に加わる圧縮応力を測定する試験を実施した (図 1 参照)。本試験装置では、シール材の荷重を開放するとき、シール材の復元速度が試験装置の開放速度より大きい場合には圧縮応力が計測されることから、これにより、復元速度を測定することができる。

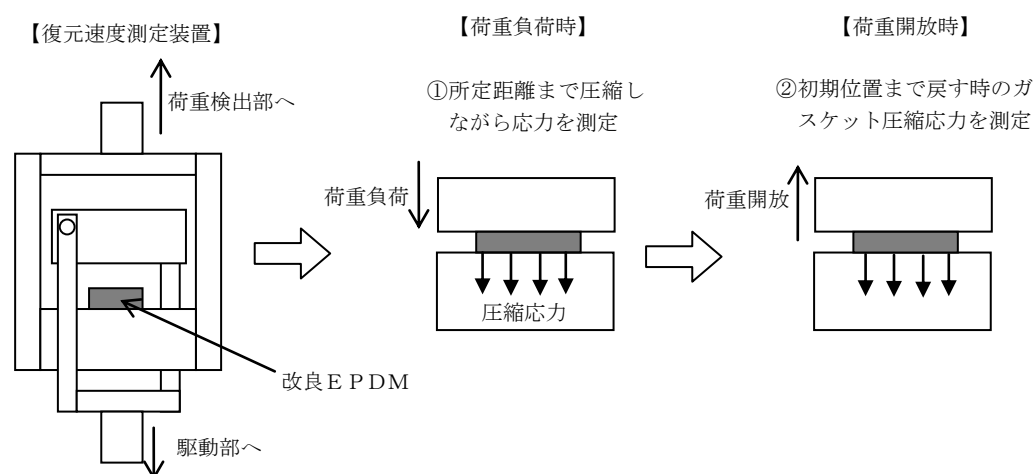


図 1 復元速度測定試験の概要

試験においては、表 1 に示す劣化を付与した試験体を用いて復元速度測定を行った。

表 1 試験体に与えた劣化条件

ケース	材料	照射量	曝露媒体	曝露温度	試験体数
1	改良 E P D M	1 MGy	蒸気	200°C (168 時間)	3
2	改良 E P D M	1 MGy	蒸気	200°C (168 時間) +150°C (168 時間)	3

3.2 試験結果

試験結果を図 2， 3 に示す。この図に示すように、荷重開放時の各計測点において圧縮応力が測定されたことから、改良 E P D M 製シール材の復元速度は 500mm/min (8.33mm/s) 以上であることを確認した。前述のとおり、フランジ開口量の変化速度が最も早くなるのは、溶融炉心がペデスタル内に落下した際の圧力上昇時（F C I 評価）であるが、その時のフランジ開口変化速度は 3.4×10^{-3} mm/sec 程度であり、以下のとおりシール材復元速度は十分な追従性を有しているものであり、急速な開口に対してもシール機能を維持できるものと考えている。

シール材復元速度 500mm/min(8.33mm/sec) 以上 >

フランジ開口変化速度 3.4×10^{-3} mm/sec



図2 復元速度測定試験（試験数：各3）
（劣化条件＜ケース1＞：放射線1MGy，蒸気200℃，168h）
（左：300mm/min，右：500mm/min）



図3 復元速度測定試験（試験数：各3）
（劣化条件＜ケース2＞：放射線1MGy，蒸気200℃，168h⇒150℃，168h）
（左：300mm/min，右：500mm/min）

4. 逃がし安全弁の作動に伴うサブプレッション・プールへの蒸気放出の影響について

サブプレッション・チェンバに作用する水力学的動荷重は大別して次の 2 種類がある。

- (1) ドライウェルとサブプレッション・チェンバを繋ぐベント管からの吹き出しによる荷重
- (2) 逃がし安全弁の作動時に、サブプレッション・プール水中の排気管端部に設置されたクエンチャからの蒸気吹き出しによる荷重

このうち(1)については、格納容器圧力が低い L O C A 発生直後で支配的となる現象であるため、その後、原子炉格納容器が限界温度・圧力に近づいた状態においては評価不要と考える。したがって、(2)のクエンチャからの蒸気吹き出しによる荷重の影響について検討を行った。

クエンチャからの蒸気吹き出しに伴う荷重には、次の 2 種類がある。

(a) 気泡振動荷重

逃がし安全弁作動時に排気管内の空気が圧縮され、クエンチャから水中に放出される際に、気泡の膨張・収縮の繰り返しにより生じる荷重。

(b) 蒸気凝縮振動荷重

原子炉圧力容器からの蒸気が、クエンチャから水中に放出される際に生じる凝縮振動。

このうち、(a)の気泡振動荷重については、荷重の大きさがガス量とそのエネルギーに支配され、プラント設計においては逃がし安全弁排気管の吹き出し圧力を考慮した荷重を設定している。重大事故等時における排気管内のガス量や吹き出し圧力は、設計基準事故時と同等か、温度上昇に伴う排気管内のガス密度の低下によって低下する傾向にあると考えられるため、気泡振動荷重がプラント設計条件よりも厳しくなることはない。

(b)の蒸気凝縮振動荷重については、排気管に設置されているクエンチャの効果により安定した蒸気凝縮が行われることから、気泡振動荷重と比較しても十分小さく、また、サブプレッション・プール水のサブクール度の変化によっても不安定凝縮が発生しない事が、過去の試験において確認されている。(図 4 参照)

これらの検討結果から、重大事故等時におけるサブプレッション・チェンバ動荷重の影響は、プラント設計時に考慮している動荷重の影響と同等レベルであると考える。

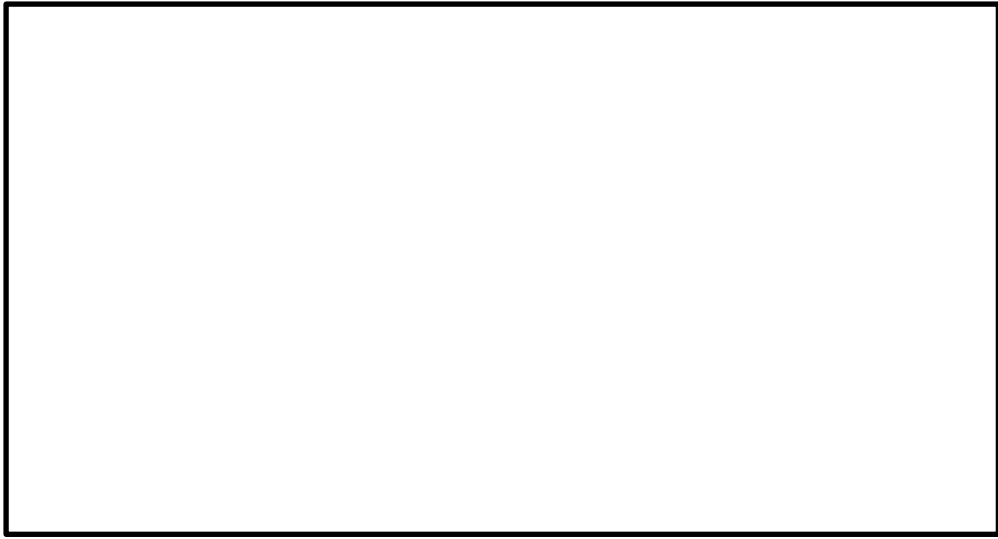


図4 蒸気凝縮時の圧力変動と水温の関係

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

実機フランジ模擬試験の概要について

改良E PDMのシール機能の性能確認として、実機フランジモデルを用いて、実機条件に近い状態でのシール健全性の確認を行った。試験フローを図1に示し、試験の概要を以下に示す。

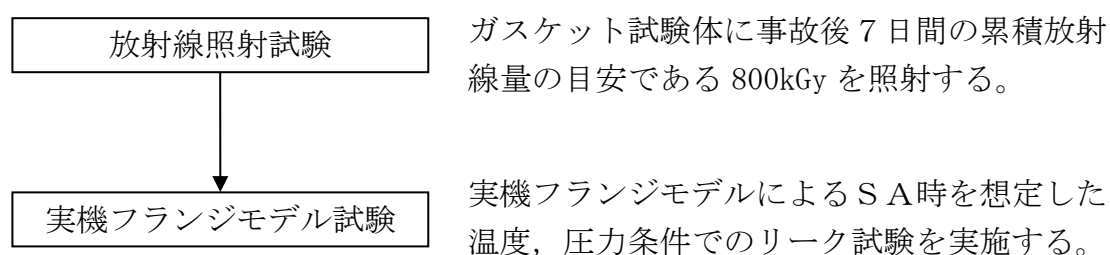


図1 実機フランジ模擬試験の試験フロー

1. 試験装置

実機フランジ模擬試験の試験装置は図2に示すようにフランジユニット、ガス供給ユニット、リークガス計測ユニットから構成される。フランジユニットは、直径250mmのガスケット試験体を組み込んで内部を加圧可能な試験フランジと、試験フランジを所定の試験条件に加熱制御するためのフランジ加熱ヒータから構成される。試験フランジのガスケット試験体を組み込む溝断面形状（フランジ型式）は実機フランジで採用されているタング&グループ型（T&G型）を模擬している。フランジ断面形状は実機と同形状であり、中心径のみを縮小した試験装置としているため、試験で得られたリーク量は、ガスケット径比で補正することで実機フランジのリーク量に適用できる（図3参照）。また、内圧上昇後の原子炉格納容器フランジの開口を模擬するため、ガスケット試験体の押し込み量をフランジ間に設置する調整シムにより設定する。ガス供給ユニットは、高圧空気ボンベと圧力調整器から構成され、所定の圧力に調整された加圧ガスを空気加熱器により所定の温度に加熱制御する。リーク量はリークガス計測ユニットのマスフローメータにて計測される。試験装置外観写真を図4に示す。

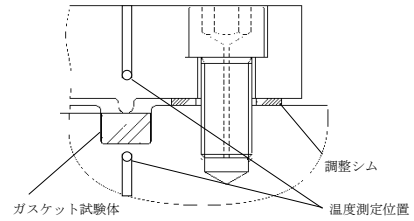
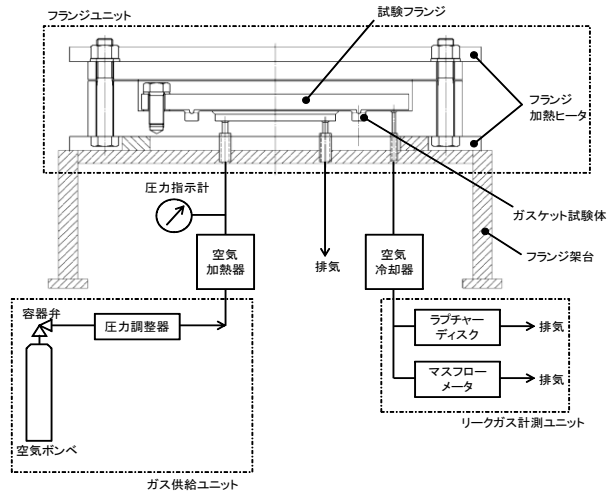
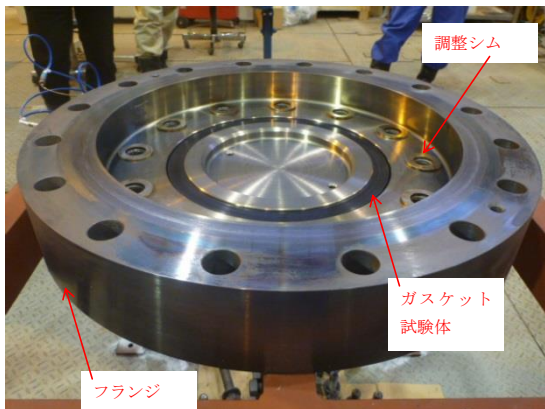
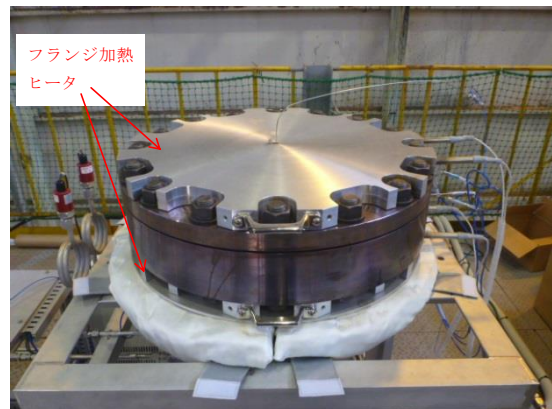


図2 試験装置概要図

図3 T&G型の溝断面拡大図



試験装置外観 (フランジ開放時)



試験装置外観 (フランジ密閉時)

図4 試験装置外観写真

2. 試験条件

試験条件を表1に示す。事故条件を模擬するために、放射線照射量は、フランジガスケット部の事故後7日間の累積放射線量の目安である800kGyを予め照射したシール材を用いる。放射線による劣化と熱による劣化は、逐次法（放射線→熱）により付与した。

一般に有機材料の放射線劣化挙動には、酸素が影響を及ぼすことが知られているが、環境に酸素が存在しない場合においては放射線と熱の同時法と逐次法（放射線→熱）の劣化はほぼ等しいことが知られている。原子炉格納容器内は、通常時は窒素環境下、事故時は蒸気環境下であり、酸素が常に供給される環境では無いことから、放射線と熱の同時曝露の影響は十分小さいものと考えられるため、逐次法による劣化の付与は妥当であると考ええる。なお、「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド」において、事故時環境試験の試験方法として放射線照射をした後に定められた温度条件下に曝露することが定められており、このことから逐次法による劣化の付与は妥当であると考ええる。

また、改良EPDMの劣化は、一般的に酸素により引き起こされるとの知見に基づき、加圧雰囲気は蒸気ではなく高温空気（乾熱）を用いる。また、温度については、格納容器限界温度である200℃、さらに余裕を見た250℃、300℃とし、加圧圧力は格納容器限界圧力2Pd（0.853MPa）を包絡する圧力で気密確認を実施する。また、内圧上昇後の実機フランジの開口を模擬するため、フランジによるガスケット試験体の押込量を最小限（0mm）で設定する。ガスケットの押込量は、設計押込量に対し、予備試験によりリークしない最小の押込量に設定する。なお、予備試験の結果、何れの試験ケースともリークしない最小押込量は0mmであった。

3. 試験結果

試験結果を表1に示す。フランジによるガスケット試験体の押込量が最小限（0mm）であっても有意な漏えいは発生せず、200℃・168hr、250℃・96hr、300℃・24hrの耐性が確認された。図5に200℃・168hrの試験ケースにおける試験体の外観を示す。図5より、フランジとガスケット試験体との接触面を境界として劣化（表面のひび割れ）は内周側で留まり、外周側に有意な劣化が見られないことから、フランジ接触面でシール機能を維持できていることが確認された。また、断面形状より、劣化（表面のひび割れ）はガスケット試験体の表面層のみで留まっているため、有意な劣化が進行していないことが確認された。

表1 シビアアクシデント条件での試験結果※

No.	試験体	温度	継続時間	押込量	漏洩
1	改良E PDM(A)	200℃	168hr	0 mm	無
2	改良E PDM(A)	250℃	96hr	0 mm	無
3	改良E PDM(B)	250℃	96hr	0 mm	無
4	改良E PDM(A)	300℃	24hr	0 mm	無
5	改良E PDM(B)	300℃	24hr	0 mm	無

※下記条件は全ケース共通である。

試験圧力：2 Pd 以上，照射量：800kGy ，過圧媒体：乾熱(空気)

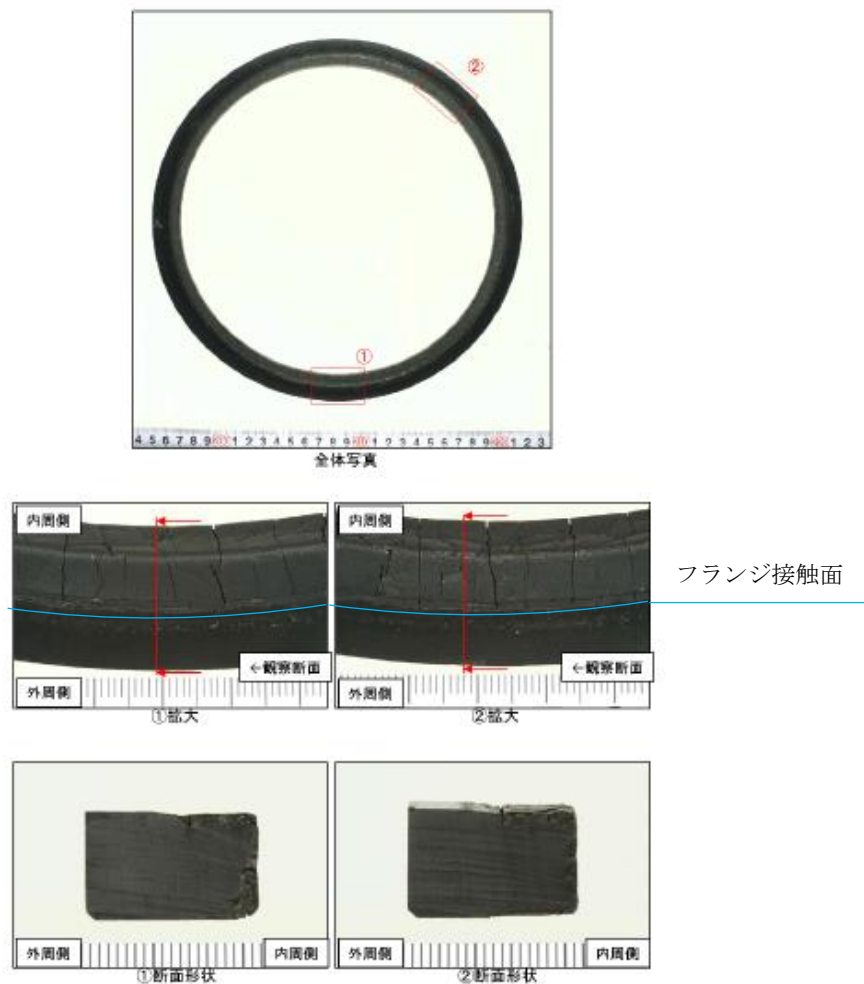


図5 200℃・168hr 試験後の試験体外観

(*) 日本原子力学会 2015年秋の大会投稿

SA時のサブプレッション・チェンバ構造評価における水力的動荷重の影響について

本章では、SA時のサブプレッション・プール水位上昇を踏まえた水力的動荷重の影響について説明する。SA時のサブプレッション・プール水位上昇する時間帯でサブプレッション・チェンバに作用する可能性がある水力的動荷重は、以下に示すとおり、ダウンカマからの吹き出しによる荷重（蒸気凝縮振動荷重，チャギング荷重）及び逃がし安全弁作動時におけるクエンチャからの吹き出しによる荷重（逃がし安全弁作動時気泡振動荷重）が考えられる。これ以外の水力的動荷重については、図1で示すとおり事故後初期に起きる事象であり、サブプレッション・プール水位が上昇する時間帯に考慮する必要はないと考えている。

- (1) ドライウェルとサブプレッション・チェンバを繋ぐダウンカマからの蒸気吹き出しによる荷重
 - ・ 蒸気凝縮振動荷重
 - ・ チャギング荷重
- (2) 逃がし安全弁作動時におけるプール水中の逃がし安全弁排気管端部に設置されたクエンチャからの気泡吹き出しによる荷重
 - ・ 逃がし安全弁作動時気泡振動荷重

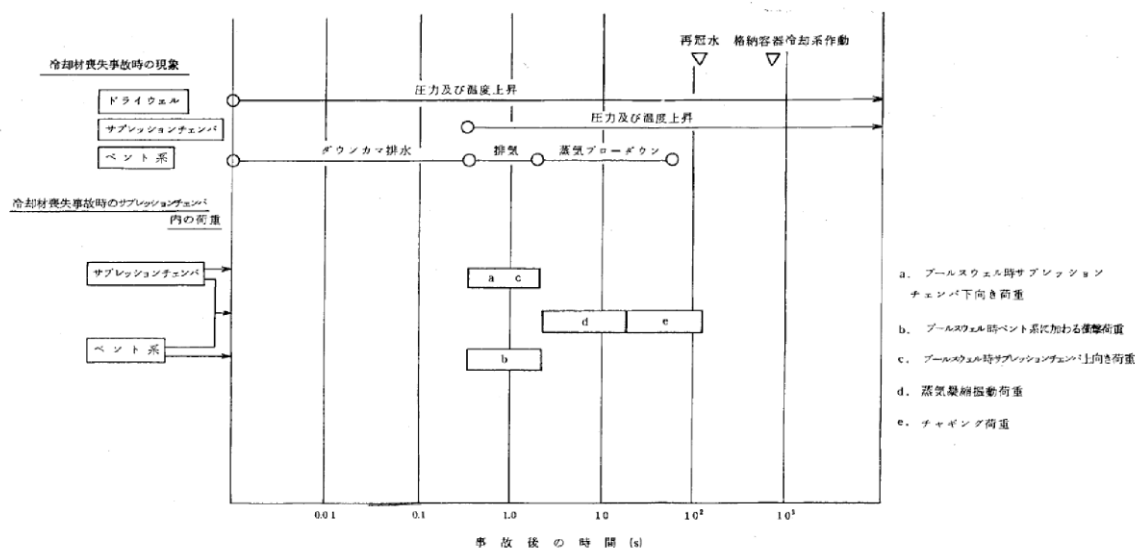
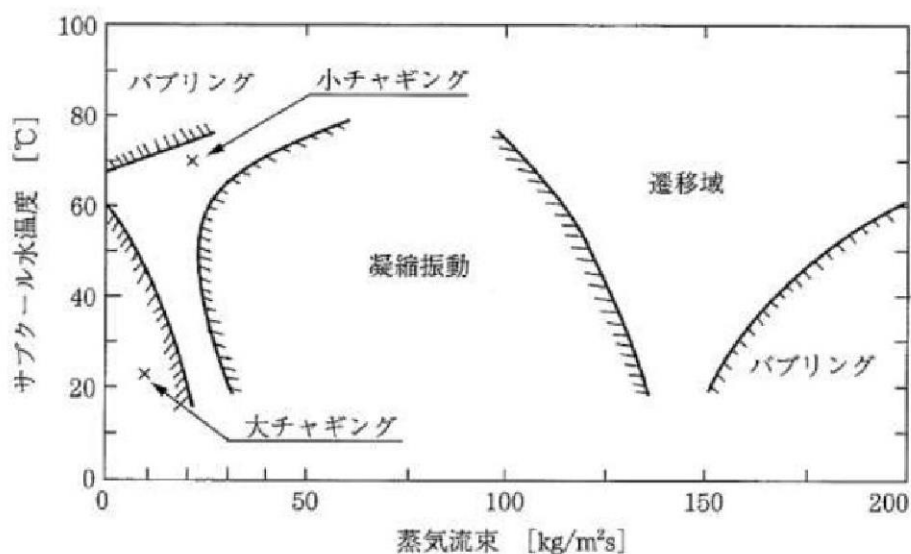


図1 冷却材喪失事故時荷重の時間履歴（既工認図書 抜粋）

以上のことから、蒸気凝縮振動荷重・チャギング荷重・逃がし安全弁作動時気泡振動荷重について、SA時のサプレッション・プール水位上昇時における影響を検討したところ、いずれも建設時に考慮している動荷重で設計していれば影響を与えないレベルであることを確認した。以下に、その検討内容について示す。

- (1) ドライウェルとサプレッション・チェンバを繋ぐダウンコマからの蒸気吹き出しによる荷重
- ・蒸気凝縮振動荷重
 - ・チャギング荷重

SA時サプレッション・プール水位が高い状況に考慮すべき動荷重について検討を行った。蒸気凝縮に伴う動荷重には、高蒸気流量域で生じる蒸気凝縮振動(Condensation Oscillation)と、蒸気流量が小さい領域で生じるチャギング(Chugging)があり、前者は水温が高くなると荷重が増大し、後者は逆に水温が高くなると荷重は小さくなることが知られている。これらの関係を整理したものを図2に示す。



藤井 他「気液二相流の動的配管計画」日刊工業新聞社(1999)をもとに作成

図2 蒸気凝縮の様態

ここで、SA時のサプレッション・プール水位が高い状況における格納容器ベント時の蒸気凝縮振動、チャギングについて考えるため、大破断LOCA(ベント)シナリオの図3格納容器内圧力、図4サプレッション・プール水位、図5サプレッション・プール水温度を参照する。

格納容器ベント時のダウンコマにおける蒸気流量は、格納容器圧力が0.853MPa[gage]における最大排出流量 kg/s からダウンコマ流路面積 m²を踏まえて算出すると約0.99kg/m²sであり、LOCA発生直後の蒸気流量約90kg/m²sに比べて十分に小さいため、蒸気凝縮振動は発生しないものと考えている。

また、チャギングについても、チャギングが発生すると思われる蒸気流量よりも十分低いこと（安定なバブリング領域）、かつ、仮に発生したとしてもサプレッション・プール水温度が100℃以上と高く、チャギング荷重が小さくなる領域であることから、その影響は設計上考慮している荷重に比べ十分小さいものと考えている。

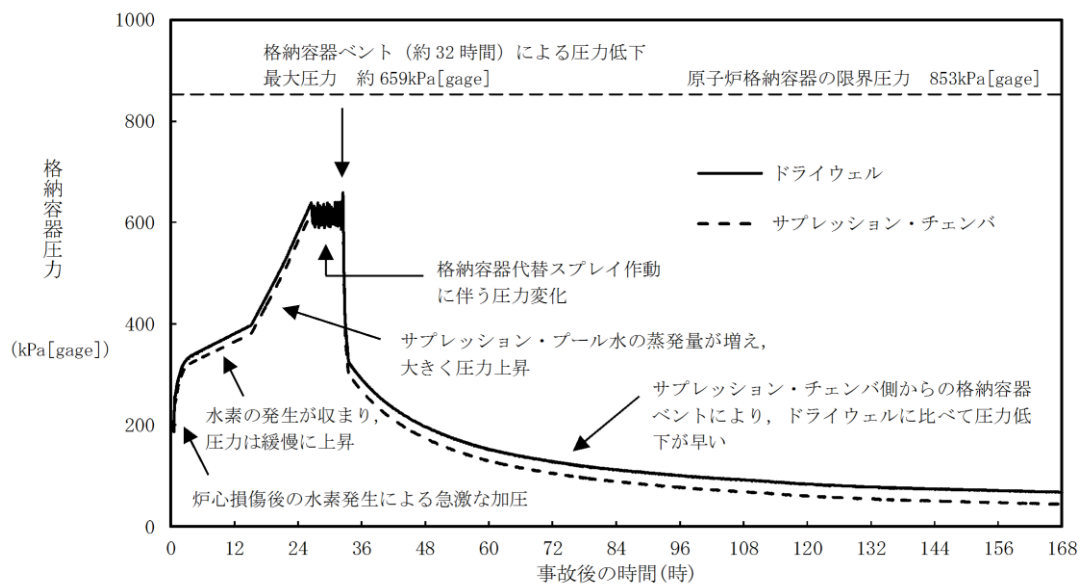


図3 格納容器圧力の推移 (大破断LOCA)

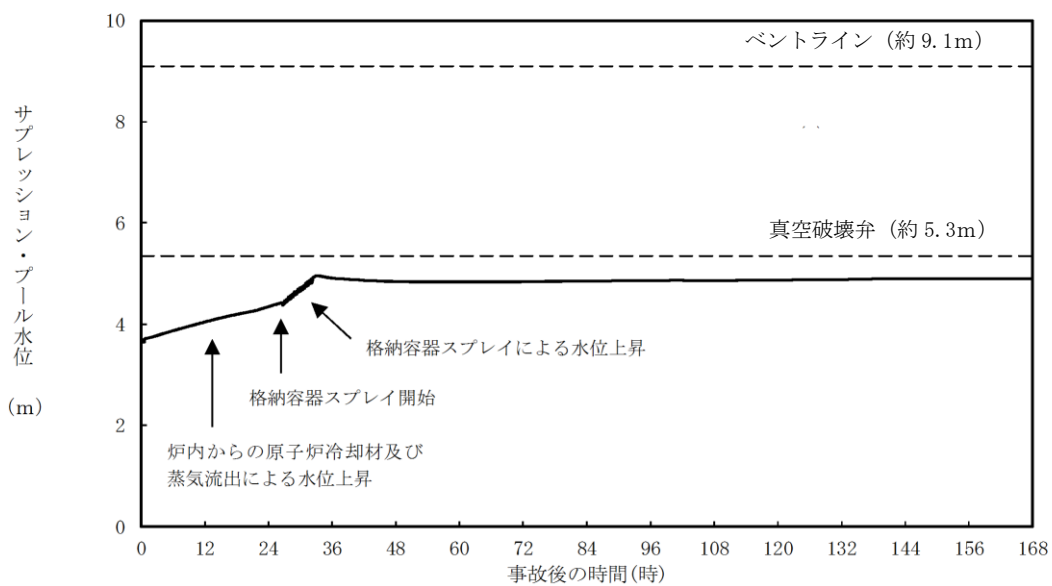


図4 サブプレッション・プール水位の推移 (大破断LOCA)

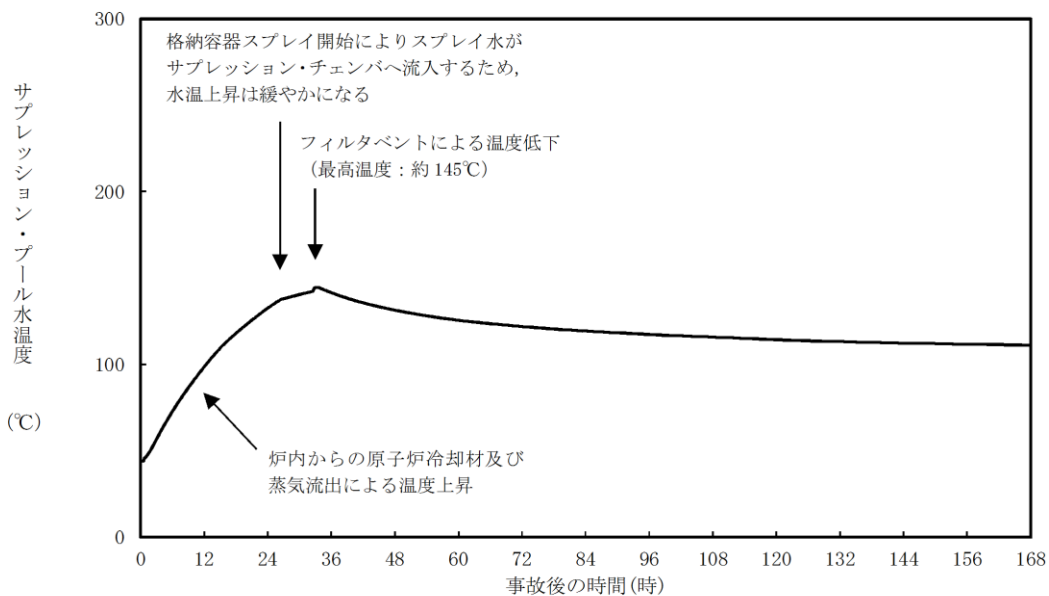


図5 サプレッション・プール水温度の推移（大破断LOCA）

- (2) 逃がし安全弁作動時におけるプール水中の逃がし安全弁排気管端部に設置されたクエンチャからの気泡吹き出しによる荷重
- ・逃がし安全弁作動時気泡振動荷重

逃がし安全弁作動時荷重を考慮すべき状況は、SBO時のように、原子炉が高圧状態での隔離が長時間継続する場合であり、その場合は逃がし安全弁作動時荷重が生じ得る。

SBO時の原子炉圧力、蒸気流量、サブプレッション・プール水位、サブプレッション・プール水温度を図6～9に示すが、この場合のサブプレッション・プール水位は真空破壊弁高さよりも十分に低い。

また、LOCA時やその他のシーケンス時には、原子炉は短時間で減圧されるため、その後サブプレッション・プール水位が上昇した時点では、原子炉又は逃がし安全弁排気管からの大流量の蒸気放出はなく、逃がし安全弁作動時荷重を考慮する必要はないと考えている。

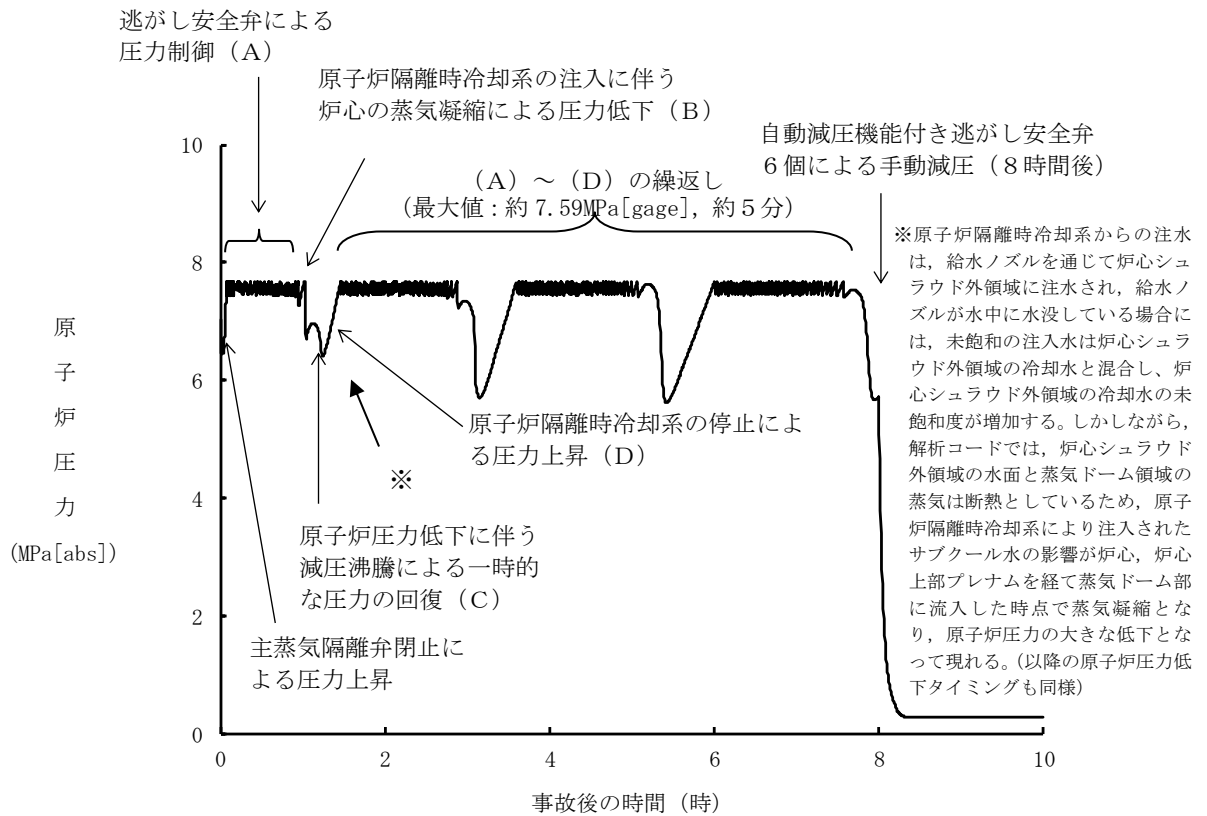


図6 原子炉圧力の推移 (SBO)

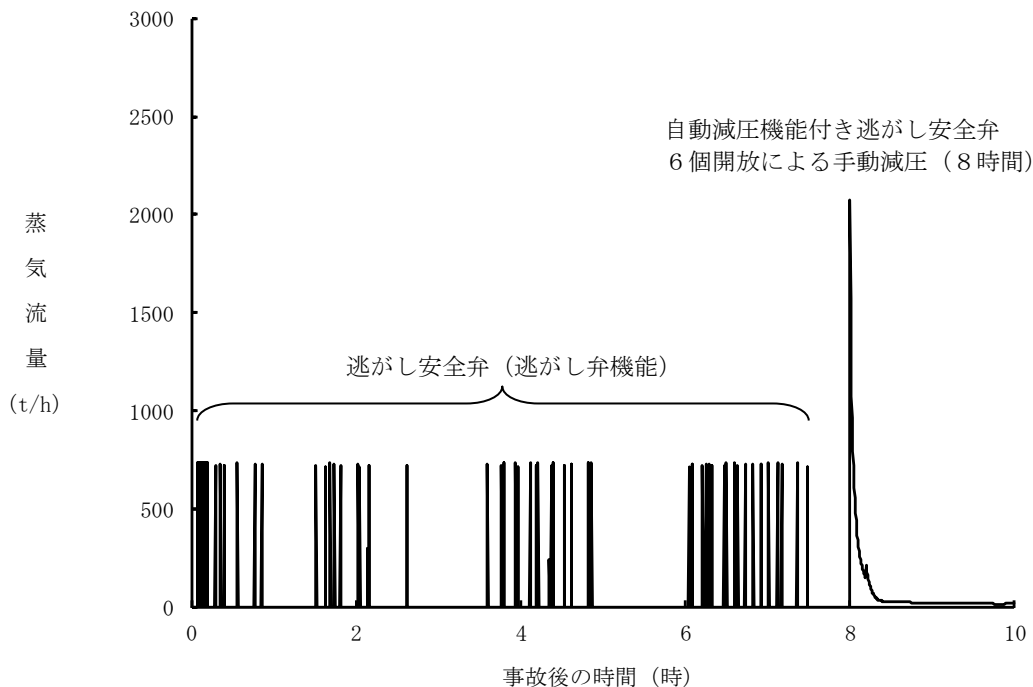


図7 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (SBO)

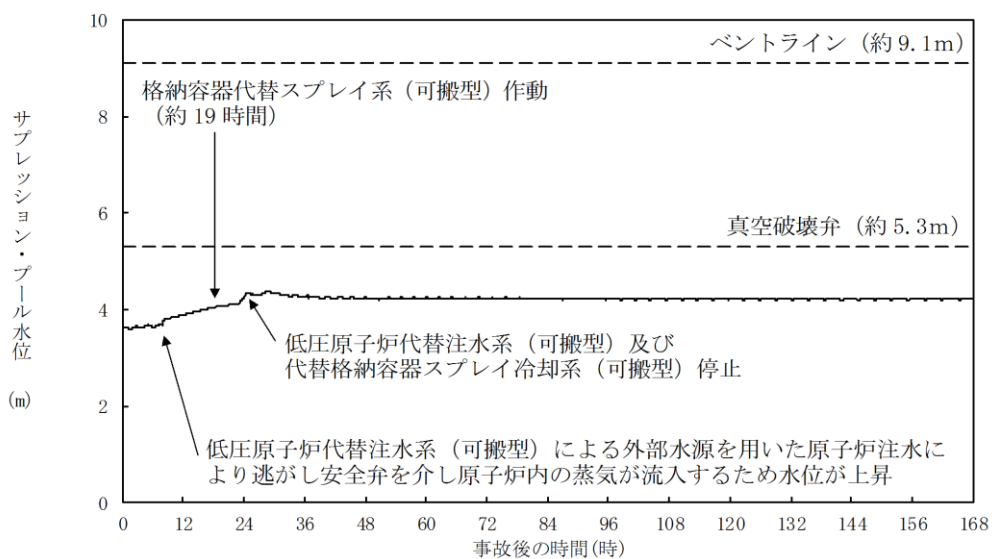


図8 サプレッション・プール水位の推移 (SBO)

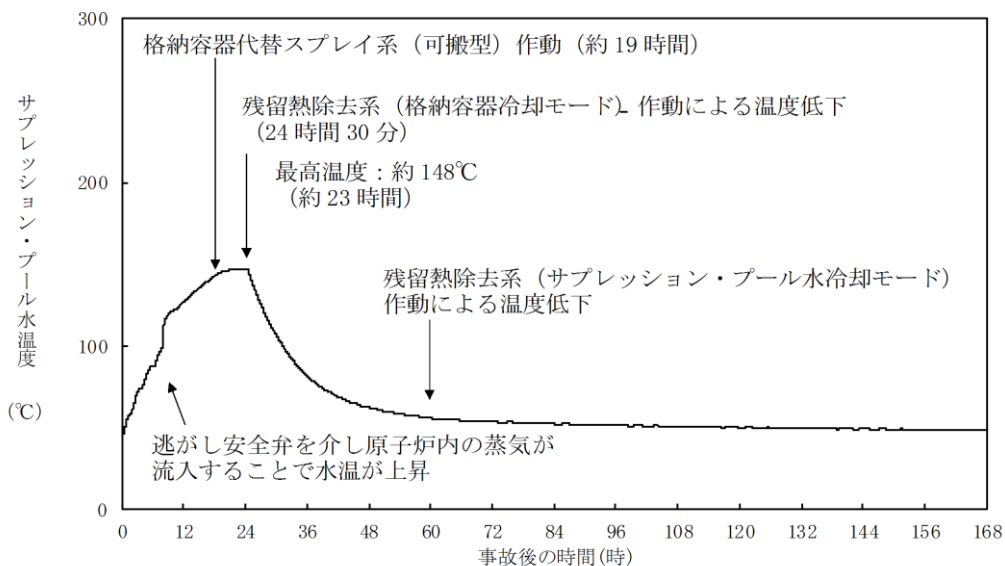


図9 サプレッション・プール水温度の推移 (SBO)

以上のことから、SA時サプレッション・プール水位上昇時のダウンカムによる蒸気凝縮荷重及びチャギング荷重、逃がし安全弁作動時における逃がし安全弁作動時荷重については考慮する必要はないと考えており、建設時に設計考慮した動荷重で評価していることで十分と考えている。

ここで、SA時に逃がし安全弁作動時荷重が最も大きく発生する状況として、保守的な評価を実施するため、炉心損傷しながらも原子炉圧力容器バウンダリが破損しておらず、高圧注水系が作動している場合を考える。この場合には、逃がし安全弁の作動によってDBA時の想定と同程度の動的荷重が発生するとともに、格納容器圧力も最高使用圧力(1Pd)程度まで上昇していると考えられる。

そこで、最高使用圧力(1Pd)＋死荷重＋逃がし安全弁作動時荷重を組合せた場合の一次応力評価及び各荷重による応力発生値の内訳を表1に示す。

表1に示すとおり、SA時に逃がし安全弁作動によってサプレッション・チェンバ胴部に発生する応力値は、保守的な条件を想定した場合においても、評価基準値を下回ることを確認した。

表1 サプレッション・チェンバ胴部の強度評価結果

評価部位	応力分類	発生応力[MPa]			合計	評価基準値* [MPa]
		内訳				
		最高使用圧力 (1Pd)	死荷重	逃がし安全弁 作動時 荷重		
胴一般部 (P2)	P_m					327
	P_L+P_b					490

※：保守的に200℃として設定した評価基準値

限界温度・圧力に対する評価対象部位の裕度について

原子炉格納容器バウンダリを構成する各設備に関して、重大事故等時に放射性物質の閉じ込め機能を喪失する要因として、原子炉格納容器内の温度・圧力条件や原子炉格納容器本体の変形に伴い、構造健全性が失われる場合と、シール部の耐漏えい機能が失われる場合が想定される。

- ① 原子炉格納容器本体
延性破壊，疲労破壊
- ② ドライウェル主フランジ
延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
- ③ ハッチ類
 - ・機器搬入口・・・・・・・・延性破壊，座屈，変形，高温劣化（シール部）
 - ・所員用エアロック・・・・・・・・延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
 - ・逃がし安全弁搬出ハッチ・・・・延性破壊，座屈，変形，高温劣化（シール部）
 - ・制御棒駆動機構搬出ハッチ・・・・延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
- ④ 配管貫通部
 - ・接続配管・・・・・・・・延性破壊
 - ・スリーブ・・・・・・・・延性破壊
 - ・平板類・・・・・・・・延性破壊，変形，高温劣化（シール部）
 - ・セーフエンド・・・・延性破壊
 - ・ベローズ・・・・・・・・疲労破壊
- ⑤ 電気配線貫通部
延性破壊，高温劣化
- ⑥ 原子炉格納容器隔離弁
延性破壊，高温劣化

これら機能確保のために評価を行う必要のある機器に関し、構造健全性及びシール部の機能維持について、各設備に対し放射性物質の閉じ込め機能を確保できる判断基準を設定して評価を行ったが、判断基準に対する各機器の裕度について、表1に示す。

裕度の考え方は部位ごとに異なっており、破損限界を評価することができるものについては、200℃、2Pdにおける状態と破損限界との比較を行っている。一方、破損限界が確認できていないものについては、200℃、2Pdの状態における健全性を確認した際の判定基準に対する裕度を評価した。

その結果、構造部材について裕度が最小となるものは、配管貫通部（ベローズ）であり、裕度は約1.1であった。ただし、本評価においては、評価基準として、規格等に定められている許容値を用いて評価しているものであり、許容値が保守的に設定されているものであることから、実際の構造部材としての実力ではさらに裕度を有しているものと考えられる。

一方、シール部については、シール材が事故条件下において時間的に劣化していくことが確認されている。このため、構造部材と異なり、現在の評価において健全性が確認されている7日間の期間を超えて200℃、2Pdの状態が長時間継続した場合には、シール材の機能が低下する。よって、フランジ構造であるドライウエル主フランジ、機器搬入口などは、長期間の200℃、2Pdによるフランジ部への影響に加え、シール材の機能低下も相俟って、漏えいが生じやすくなると考えられる。

これらの検討結果から、構造部材については、200℃、2Pdの状態が維持された場合においても漏えいが生じることはなく、また、構造部材が有する実力での強度を考慮した場合には、十分な裕度が確保されているものと評価できる。一方、フランジ構造のシール部については、200℃、2Pdの状態が維持された場合であっても、その状態が7日間を超えて長期間継続した場合には漏えいが生じる可能性がある。このため、実際の事故時における漏えいに対する裕度は、フランジ構造のシール部である、ドライウエル主フランジ、ハッチ類等が最も少ないと考える。

以上

表1 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度（1／3）

評価対象		想定される 機能喪失要因	裕度の考え方	2Pd に対する裕度（評価結果）	
①	原子炉 格納容 器本体	胴部等	延性破壊 （一般部）	設計・建設規格(PVE-3230 他)を準用し、2/3Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 1.2（円筒胴の許容圧力と 2Pd との比較）
			延性破壊 （構造・形状不連続部）	電共研で実施した有限要素法による代表プラント での結果を用い、破損圧力を評価。	約 2.0（機器搬入口取付部の 2 倍勾配法による破損圧力と 2Pd との比較）
			延性破壊 （ドライウエル基部）	既工事計画認可申請書の評価値を用いて 200℃、2Pd における発生応力を評価。	約 13.8（疲労累積係数と許容値 1 との比較）
		ベント管 ベローズ	疲労破壊	設計・建設規格(PVE-3810)に準拠し、200℃、2 Pd における疲労累積係数を評価。	約 3.2（疲労累積係数と許容値 1 との比較）
②	ドライウエル主フラ ンジ	延性破壊 （ボルト、フランジ）	電共研で実施した有限要素法による代表プラント の結果を用い、破損圧力を評価。	約 2.1（2 倍勾配法による破損圧力と 2Pd との比較）	
			設計・建設規格(PVE-3700)を準拠し、J I S B 8265 に基づいて 200℃、2Pd におけるボルト及 びフランジの発生応力を評価。	約 1.4（締め付けボルトの発生応力と許容応力との比較）	
		開口、高温劣化 （シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験 結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的 に劣化するため、裕度の評価は困難）	
③	ハッチ類 （機器搬入口）	延性破壊（円筒胴）	設計・建設規格(PVE-3230)を準用し、200℃にお ける許容圧力を評価。	約 3.9（許容圧力と 2Pd との比較）	
		座屈（鏡板）	機械工学便覧の座屈評価式を準用し、座屈圧力 を評価。	約 7.5（許容圧力と 2Pd との比較）	
		変形、高温劣化 （シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験 結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的 に劣化するため、裕度の評価は困難）	
	ハッチ類 （所員用エアロック）	延性破壊 （円筒胴、隔壁）	設計・建設規格(PVE-3230)を準用し、2/3Su 値 (200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 4.3（許容圧力と 2Pd との比較）	
		既工事計画認可申請書の評価値を用いて、Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 1.3（許容圧力と 2Pd との比較）		
変形、高温劣化 （シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験 結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的 に劣化するため、裕度の評価は困難）			

表1 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度（2 / 3）

評価対象		想定される機能喪失要因	裕度の考え方	2Pdに対する裕度（評価結果）
③	ハッチ類 （逃がし安全弁 搬出ハッチ）	延性破壊（円筒胴）	設計・建設規格(PVE-3230)を準用し、200℃における許容圧力を評価。	約 6.7（許容圧力と 2Pd との比較）
		座屈（鏡板）	機械工学便覧の座屈評価式を準用し、座屈圧力を評価。	約 17.4（許容圧力と 2Pd との比較）
		変形、高温劣化（シール部）	機器搬入口で代表評価。	
	ハッチ類 （制御棒駆動機 構搬出ハッチ）	延性破壊（円筒胴、鏡板）	設計・建設規格(PVE-3230)を準用し、2/3Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 13.1（許容圧力と 2Pd との比較）
		変形、高温劣化（シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）
④	配管貫通部 （接続配管）	延性破壊	代表配管について、設計・建設規格 PPC-3530 に準拠し、原子炉格納容器変位に伴う発生応力を評価。許容応力評価を超える場合は、疲労累積係数を評価。	約 2500（疲労累積係数と許容値 1 との比較）
	配管貫通部 （スリーブ）	延性破壊	設計・建設規格(PVE-3611)を準用し、2/3Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 3.2（許容圧力と 2Pd との比較）
		（スリーブ本体、スリーブ取付け部）	原子炉格納容器内圧及び配管からの荷重を考慮して、既工事計画認可申請書と同様の手法で発生応力を評価。	約 1.3（発生応力と許容応力との比較）
	配管貫通部 （平板類）	延性破壊（ボルト締め平版、ボルト、フランジ）	設計・建設規格(PVE-3410)を準用し、2/3Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。 設計・建設規格(PVE-3700)を適用し、J I S B 8265 に基づいて 200℃、2Pd におけるボルト及びフランジの発生応力を評価。	約 1.9（許容圧力と 2Pd との比較） 約 2.6（締め付けボルトの発生応力と許容応力との比較）
		変形、高温劣化（シール部）	シール部の隙間評価結果及びガスケットの試験結果に基づき評価	－（圧力の上昇により開口量が増加することに加え、シール材が経時的に劣化するため、裕度の評価は困難）
	配管貫通部 （セーフエンド）	延性破壊	設計・建設規格(PVE-3230)を準用し、2/3Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 5.5（許容圧力と 2Pd との比較）
	配管貫通部 （ベローズ）	疲労破壊	設計・建設規格(PVE-3810)に準拠し、200℃、2Pd における疲労累積係数を評価。	約 1.1（疲労累積係数と許容値 1 との比較）

表1 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度（3 / 3）

評価対象		想定される 機能喪失要因	裕度の考え方	2Pd に対する裕度（評価結果）
④	電気配線貫 通部	延性破壊 （アダプタ，ヘッダ）	設計・建設規格(PVE-3611 他)を準用し， 2/3Su 値(200℃)に相当する許容圧力を評価。	約 10.4（許容圧力と 2Pd との比較）
		高温劣化（シール部）	電共研，NUPEC 試験等で 実施された電気配線貫通部のモデル試験体を用いた気密性能確認結果に基づき評価	－（開口は生じないが，シール材が経時的に劣化するため，裕度の評価は困難）
⑤	原子炉格納 容器隔離弁	延性破壊（弁箱）	設計・建設規格（弁の圧力温度基準に基づく評価）に基づき，弁箱の耐圧機能を評価	約 1.5（許容圧力と 2Pd との比較）
		高温劣化（シール部）	シール部について試験結果に基づき評価	－（開口は生じないが，シール材が経時的に劣化するため，裕度の評価は困難）

T I P パージ弁への改良シール部材適用について

T I P パージ弁は、表 1 のとおり弁座シート、グランドリング及び弁ふたシールを改良 E P D M に変更したものを適用する。改良 E P D M については既に試験が完了し、適用は可能である。

表 1 T I P パージ弁シール部材について

バウンダリ箇所	部位	変更前部材	シール部材
T I P パージ弁	弁シート	E P ゴム	改良 E P D M
	グランドシール	E P ゴム	改良 E P D M
	弁ふたシール	E P ゴム	改良 E P D M

<改良 E P D M の実機適用性について>

改良 E P D M の実機適用にあたっては、重大事故等時環境を模擬した条件で試験を行い、シール機能が健全であることを評価した。試験項目を表 2 に示し、試験の概要を以下に示す。

表 2 シール機能健全性確認試験項目

No.	試験項目	備考
1	弁性能試験	耐圧漏えい試験，弁座漏えい試験，作動試験を実施。
2	熱・放射線同時劣化試験	通常運転時の弁座の経年劣化を模擬し，加速劣化試験を実施。
3	機械的劣化試験	通常運転時の弁座の経年劣化を模擬し，機械的劣化試験を実施。
4	放射線劣化試験	S A 時の放射線による劣化を模擬。
5	蒸気通気試験	S A 時における蒸気条件を模擬し，弁シート，グランドシール，弁ふたシールのシール性を確認。
6	分解点検	試験後に外観の異常有無及び内部部品に異常がないか確認を実施。

※No. 1 ～ 6 の順に試験を実施

1. 試験内容

改良EPDMを実機適用するにあたり、改良EPDMがSA環境に耐えうることを検証するため耐環境試験を実施した。各耐環境性試験の詳細については以下に示す。

【熱・放射線同時劣化試験】

通常時経年劣化を模擬し、加速劣化を行った。通常運転時の環境・使用条件は、原子炉格納容器内の環境条件により放射線量率 0.6Gy/h、温度 66℃、使用期間 6 サイクル(78 ヶ月運転)(メンテナンス周期)を想定し、試験時間:943 [h] (約 40 日)とした。試験条件を表 3 に示す。

表 3 熱・放射線同時劣化試験条件

照射線量	100Gy/h
試験温度	100℃
試験時間	943h (約 40 日)

【機械的劣化試験】

本体部の通常時経年劣化を模擬し、作動試験を行った。通常時の使用期間は 6 サイクル(13 ヶ月/1 サイクルとする)を想定し、開閉作動回数は 500 回とした。(月 5 回×13 ヶ月×6 サイクル=390 回に裕度を設けた回数とした。)

【放射線劣化試験】

SA時の放射線による劣化を模擬した試験を実施した。照射線量は、0.86MGy (TIP ページ弁の重大事故等時における線量条件 () に裕度を見込んだ値) とした。

【蒸気通気試験】

SA環境条件による蒸気通気試験を実施し、弁シート、グランドシール、弁ふたシールのシール性の確認を実施した。試験条件を表 4 に示す。

表 4 蒸気通気試験条件

試験流体	過熱蒸気
試験圧力	0.854MPa
試験温度	200℃
試験時間	168 時間 (7 日間)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

【試験条件まとめ】

これまでに示した耐環境性試験の試験条件を表5 にまとめた。

表5 耐環境性試験条件まとめ

No.	試験項目	試験条件
1	熱・放射線同時劣化試験	放射線量率 100Gy/h, 温度 100°C, 試験時間 943h で加速劣化を実施。
2	機械的劣化試験	本体部の通常時経年劣化を模擬し, 作動回数 500 回の弁開閉を実施。
3	放射線劣化試験	照射線量は 0.86MGy にて S A 時の放射線による劣化を模擬した試験を実施。
4	蒸気通気試験	0.854MPa [gage], 200°C, 168 時間 (7 日間) の過熱蒸気通気試験を実施。

2. 漏えい試験結果

2.1 蒸気通気試験中

1. に示す試験内容により蒸気通気試験を行った結果, 弁シート, グランドシール, 弁ふたシールからの漏えいはなかった。蒸気通気試験後の T I P パージ弁の外観写真を図 1, 試験系統の概略図を図 2, 試験装置の外観写真を図 3 に示す。



図1 T I P パージ弁外観写真

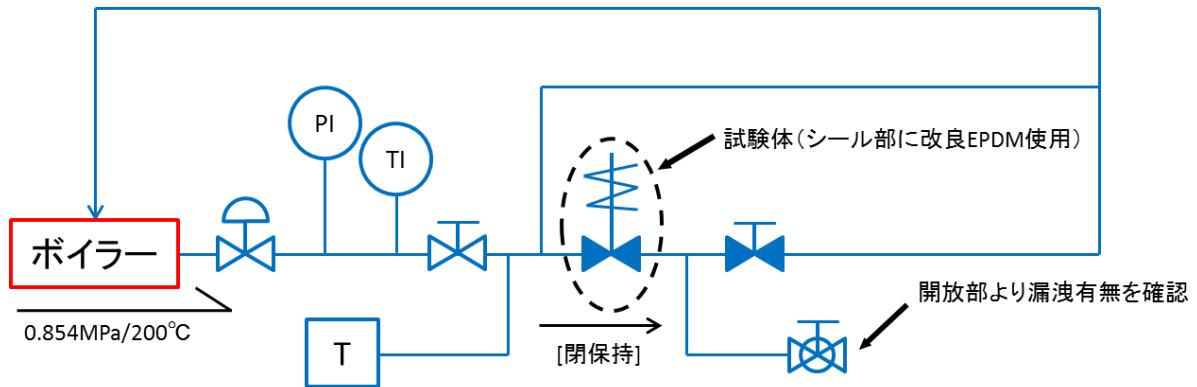


図 2 蒸気通気試験系統図

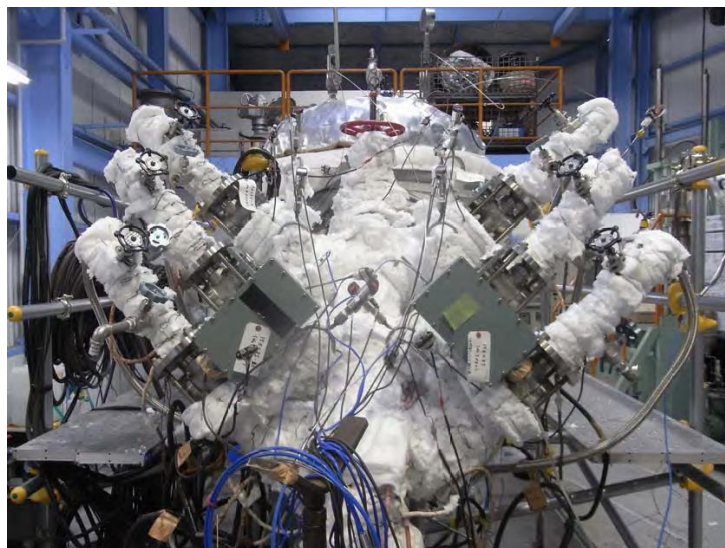


図 3 試験装置外観写真

2.2 蒸気通気試験後の弁性能試験結果

S A条件下での改良E P D Mの適用性を検証するために、蒸気通気試験後のシール性の確認を行った。試験結果を表 6 に示す。結果として漏えいは確認されず、改良E P D MのS A時のシート性は健全であり、実機適用は妥当であることを確認した。

表 6 試験結果まとめ

試験項目	試験条件	試験結果
蒸気通気後性能試験	弁閉状態で、乾燥空気 1.07MPa(最高使用圧力 0.854MPa×1.25 に余裕を見込んだ値)で弁座漏えい試験及び耐圧漏えい試験を実施。	漏えい無

200℃， 2Pd の適用可能時間を過ぎてから用いる限界温度・圧力について

有効性評価における格納容器限界温度・圧力は 200℃， 2Pd と設定しており，200℃， 2Pd について時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。このため，シール部については 200℃， 2Pd の状態が 7 日間（168 時間）継続した場合でもシール機能に影響ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

ここでは，200℃， 2Pd を適用可能な 7 日間（168 時間）以降においても，有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し，原子炉格納容器の閉じ込め機能を示す。

また，上記に加えて，7 日間（168 時間）以降の累積放射線照射量についても，原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

表 1 事故発生後の経過時間と格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
格納容器圧力	格納容器限界圧力として 2Pd (853kPa) を設定	有効性評価シナリオで最大 427kPa[gage]となる(図 1)
格納容器温度	格納容器限界温度として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る(図 2)

7 日間（168 時間）以降において，格納容器圧力が最も高くなるのは，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始した時点で，原子炉格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため，427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており，表 1 で示すとおり，7 日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa[gage]となる。代表的に，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を図 1 に示す。

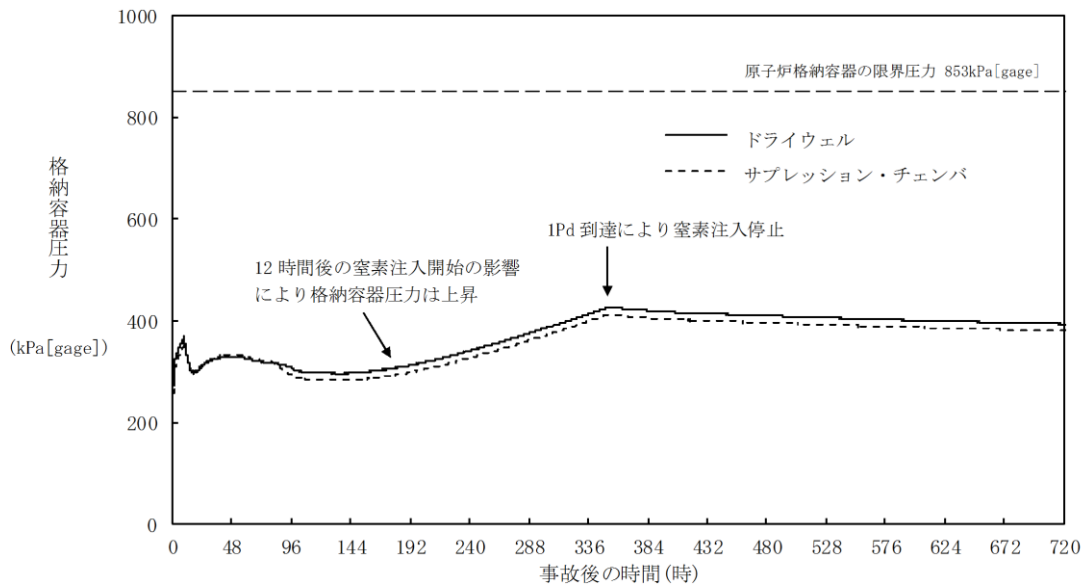


図1 格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合のシーケンスである。このシーケンスの格納容器雰囲気温度の推移を図2に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても、事象発生後約10時間後に生じる最高値は約181℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。原子炉格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、原子炉格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。

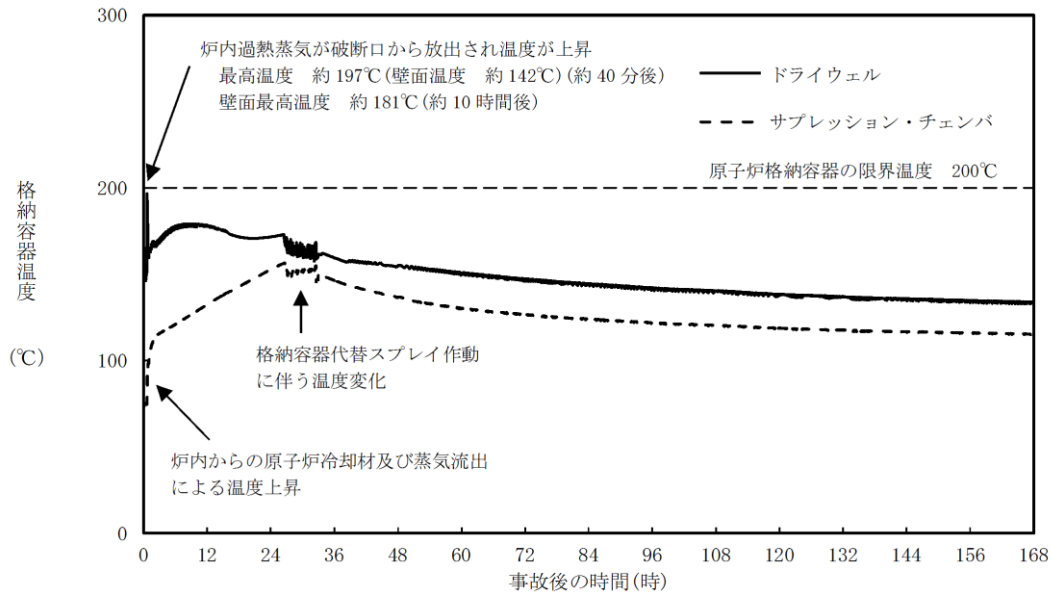


図2 格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

① 長期（168時間以降）の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は、図3の模式図に示すとおり、格納容器圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し、シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり、格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても、圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば、シール部の機能は健全である。長期のケースとして、有効性評価シナリオにおいて168時間時の格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても、格納容器圧力は約0.3MPaであり開口量は小さい（表2参照）。

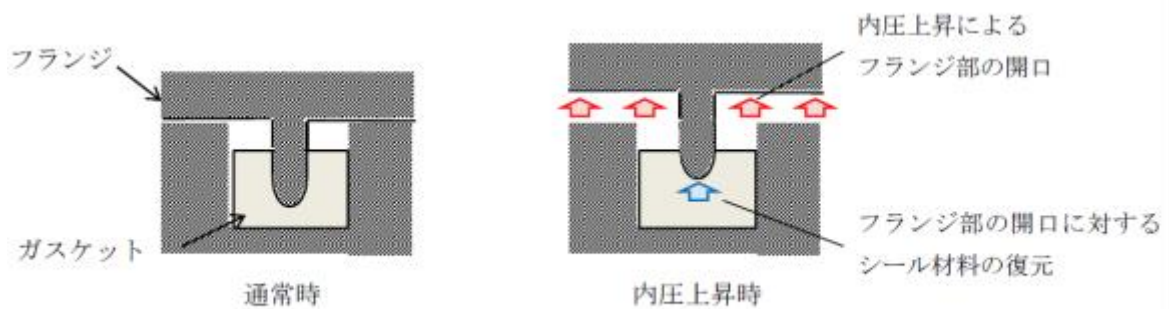


図3 シール部の機能維持確認の模式図

表2 格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系 運転ケースの 168 時間時 (0.3MPa)	2 Pd (0.853MPa)
ドライウェル 主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

② 長期（168 時間以降）の格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

格納容器温度の上昇に伴う、時間経過によるシール材の長期的（150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良 E P D M 製シール材を用いて、168 時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を表 3 に示す。

表3 改良 E P D M 製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0 日～7 日	7 日～14 日	14 日～30 日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率[%]			
硬度変化			
質量変化率[%]			

注記：γ線 1.0MGy 照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

表 3 に示すように、168 時間以降、150℃の環境下においては、改良 E P D M の基礎特性データには殆ど変化はなく、経時劣化の兆候は見られない。したがって、S A 後 168 時間以降における格納容器温度を 150℃と設定した場合でも、シール部の機能は十分維持される。なお、E P D M は一般特性としての耐温度性は 150℃であり、表 3 の結果は改良 E P D M 製シール材が 200℃条件を 7 日間経験しても、一般特性としての耐熱温度まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考えている。また、表 3 の結果から圧縮永久ひずみ率は 時の改良 E P D M 製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを図 4 に示しており、表 2 で示す 168 時間以降の格納容器圧力に対しても十分追従可能な

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

復元量を維持していることも確認できる。

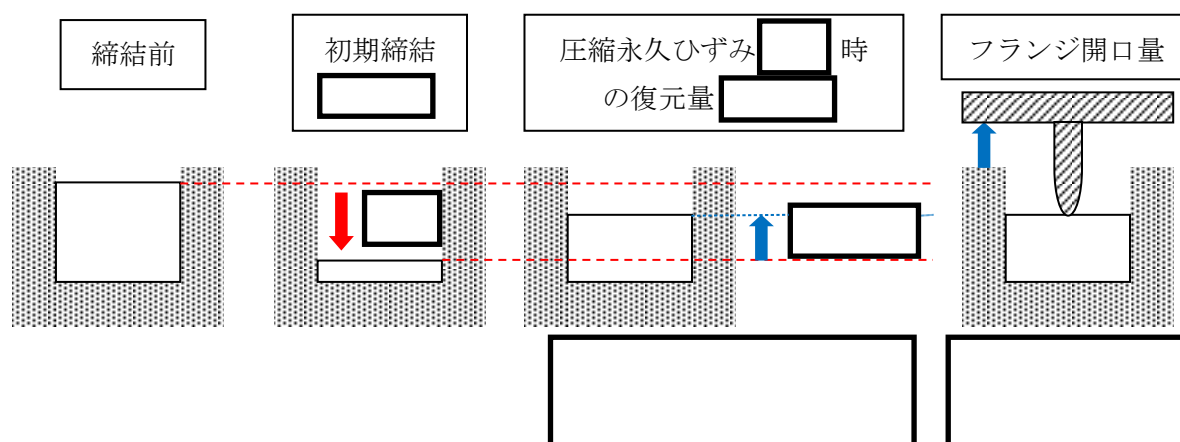


図4 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

<時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方>

有効性評価結果からも、7日間（168時間）以降は格納容器温度がEPDMの一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、格納容器圧力についても1Pd到達時に窒素注入を停止した以降、圧力は低下しており、開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお、残留熱代替除去系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.4vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

よって、当社としては、限界温度・圧力（200℃・2Pd）が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

<168時間以降の考え方>

前述の結果を踏まえ、168時間以降については、格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な原子炉格納容器閉じ込め機能は維持され则认为している。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、格納容器圧力については1Pd程度（1Pd+数十kPa^{*}）以下でプラント状態を運用する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

※酸素濃度をドライ換算で 4.4vol%以下とする運用の範囲

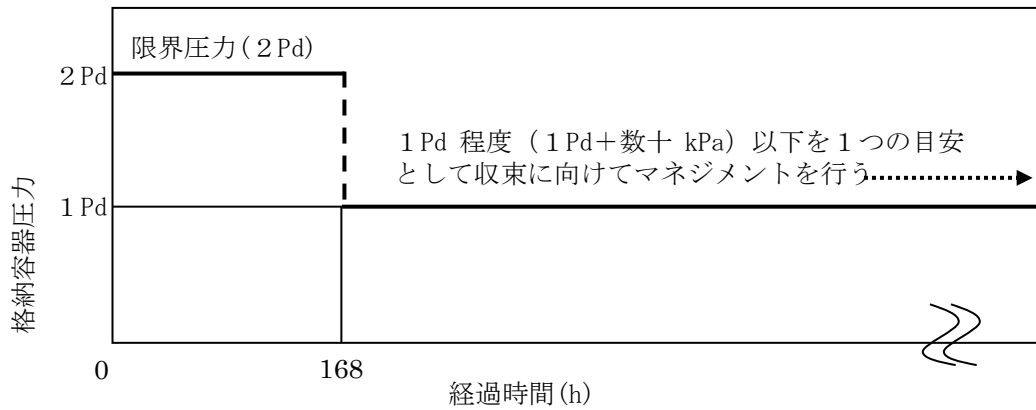


図5 格納容器圧力の168時間以降の考え方

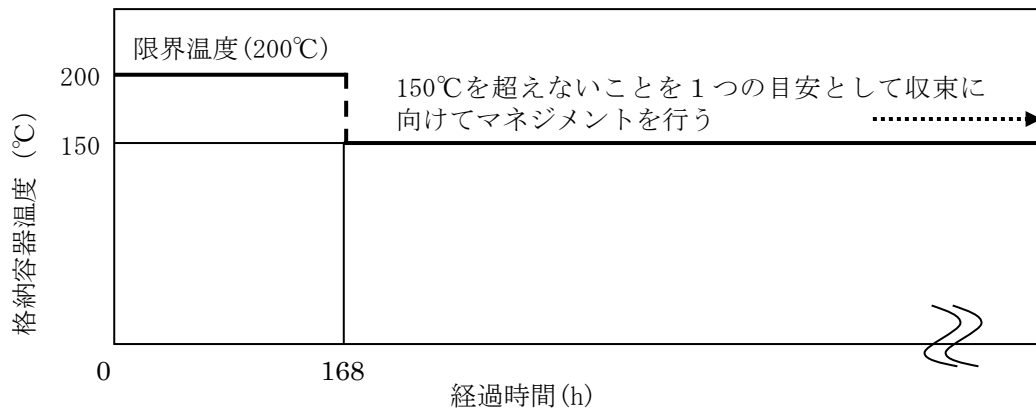


図6 格納容器温度の168時間以降の考え方

< 7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について >

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を表4に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

表 4 改良 E P D M 製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168 時間＋150℃・168 時間

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

経年劣化を考慮したシール機能について

本章では、シール材の経年劣化を考慮したシール機能の健全性について示す。

原子炉格納容器のシール材に使用する改良E P D Mについては、性能確認のための試験を実施している。試験においては、通常運転時に加えて、事故時に想定される照射線量を上回る放射線環境を経験したシール材に対し、高温蒸気環境下での性能を確認している。また、開口部に用いられる改良E P D Mは、通常運転中に想定される温度環境を踏まえても劣化はほとんどしないものと考えていること、かつ、原子炉格納容器の開口部に用いられているシール材については、全て、プラントの定期検査において取替を行っており、複数の運転サイクルにわたって使用しないものであることから、現在の性能確認の結果により、十分に性能が確保されるものと考えられる。

また、長期間シール材を継続使用する電気配線貫通部については、過去の電気配線貫通部の環境試験において、電気配線貫通部（低電圧用）及び電気配線貫通部（高電圧用）を対象として、通常運転中の劣化を考慮した上で冷却材喪失事故模擬試験が実施されており、健全性が確認されている（表1参照）

これらのことから、原子炉格納容器に使用されているシール材は、運転中の環境を考慮しても事故時に耐漏えい性能を確保されるものと考えられる。

表1 劣化を考慮した試験方法

No.	試験項目	試験方法
1	サーマルサイクル試験	ペネトレーションを冷熱装置内に設置し、60 サイクルのサーマルサイクルを放射線照射試験の前後2回実施。1 サイクルは [] を [] 時間で変化させている。
2	放射線照射試験	ペネトレーションが40年間の運転期間及び冷却材喪失事故時に受ける放射線を考慮し照射量 [] として試験を実施。
3	熱劣化試験	加熱促進により、40年間に相当する加速熱劣化として [] [] を加える。

原子炉格納容器隔離弁の重大事故環境下における耐性確認試験の概要について

原子炉格納容器隔離弁のうち、バタフライ弁の弁座ゴムシートに対し、重大事故環境における耐性向上のため、より耐熱性、耐放射線性に優れたシール材である改良EPDMを選定し、耐性確認試験を実施した。試験の概要を以下に示す。

1. 試験内容

試験フロー及び試験内容を表1に示す。また、図1に蒸気通気試験装置の概要図、図2に常温弁座漏えい試験の概要図を示す。600A バラフライ弁を供試弁とし、弁座シール材に改良EPDMを適用して、初期性能確認、劣化処理を行った後、200℃における飽和蒸気環境下（BWRの原子炉格納容器の設計圧力の2倍（2Pd）以上）で168時間蒸気通気試験を実施する。さらに常温復帰後、窒素を媒体とした常温弁座漏えい試験を実施する。重大事故環境における原子炉格納容器の閉じ込め機能を確認する観点から、供試弁は閉弁状態で実施する。重大事故環境における放射線による劣化と熱による劣化は、逐次法（放射線→熱）により付与する。一般に有機材料の放射線劣化挙動には、酸素が影響を及ぼすことが知られているが、環境に酸素が存在しない場合においては放射線と熱の同時法と逐次法の劣化はほぼ等しいことが知られている。バタフライ弁のシール材は酸素が常に供給される環境ではないことから、放射線と熱の同時暴露のシール機能への影響は十分小さいものと考えられる。

表1 試験フロー及び試験内容

試験フロー	試験内容
熱・放射線同時劣化処理	通常運転中に負荷される温度，線量を供試体に加える。
初期機能試験	初期状態における閉じ込め機能等を確認する。
機械的劣化処理(弁開閉)	負荷試験機を用いて，弁の開閉操作を実施する。
放射線照射劣化 (重大事故環境条件)	重大事故環境で想定される放射線量（0.3MGy）を供試体に照射する。
蒸気通気試験	図1に示す試験装置で200℃，0.854MPa以上の蒸気環境下における閉じ込め機能を確認する。蒸気は168時間通気し，24時間おきに二次側の漏えい検出弁より漏えいの有無を確認する。
常温弁座漏えい試験	図2に示す試験装置で供試弁一次側を0.854MPaの窒素加圧環境下とし，二次側からの漏えいがないことを確認する。

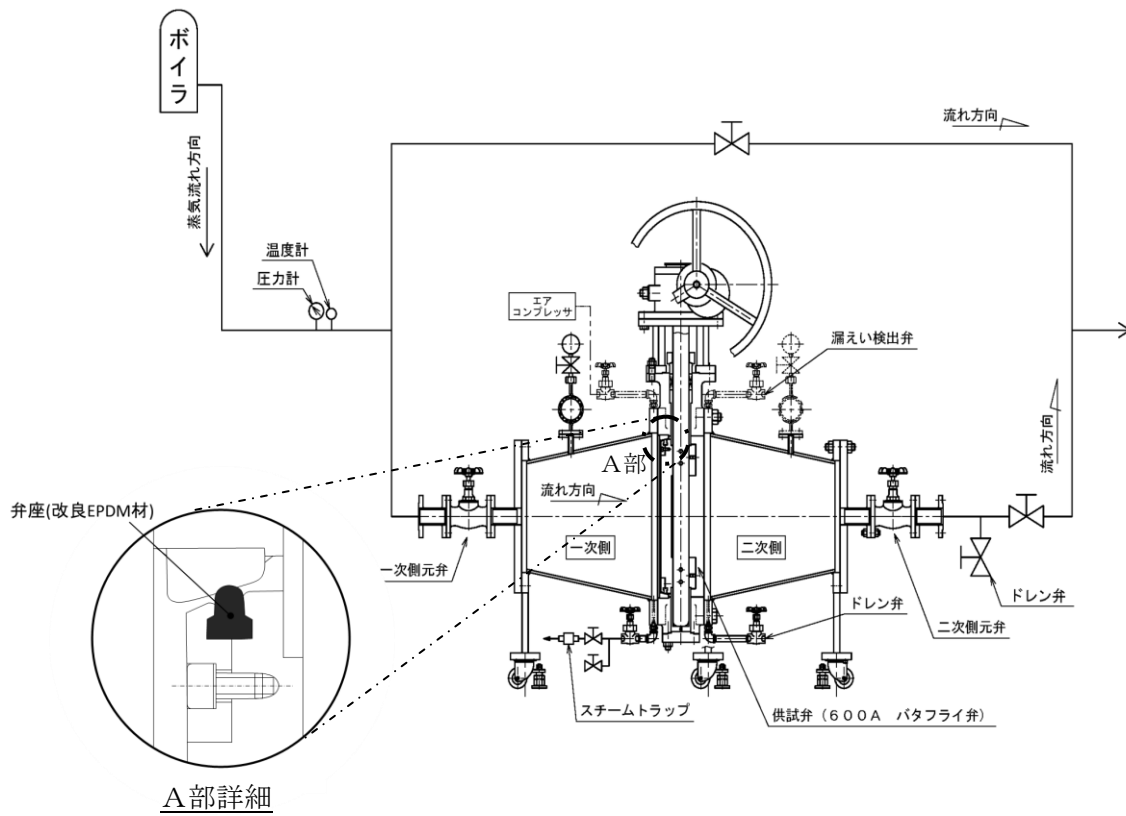


図1 蒸気通気試験装置概要図

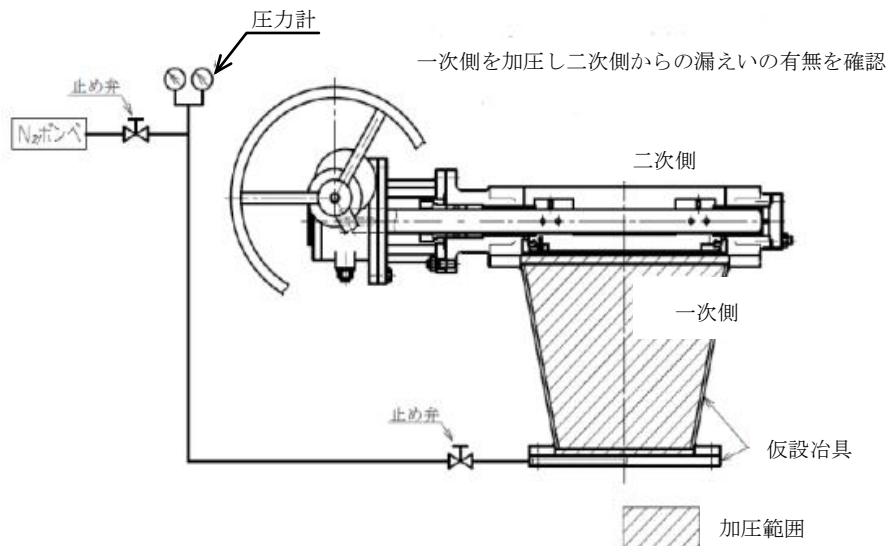


図2 常温弁座漏えい試験概要図

2. 試験結果

蒸気通気試験の試験結果を表2に、常温弁座漏えい試験の試験結果を表3に示す。蒸気通気試験の温度、圧力チャートを図3に示す。蒸気通気試験中に漏えいは確認されず、また常温復帰後の常温弁座漏えい試験においても閉じ込め機能を維持できることを確認した。

表2 蒸気通気試験の試験結果

シート材	圧力	温度	加圧媒体	継続時間	照射量	漏えい
改良E PDM	0.854MPa 以上	200℃	蒸気	168 時間	0.3MGy	無

表3 常温弁座漏えい試験の試験結果

シート材	圧力	温度	加圧媒体	漏えい
改良E PDM	0.854MPa	常温	窒素	無

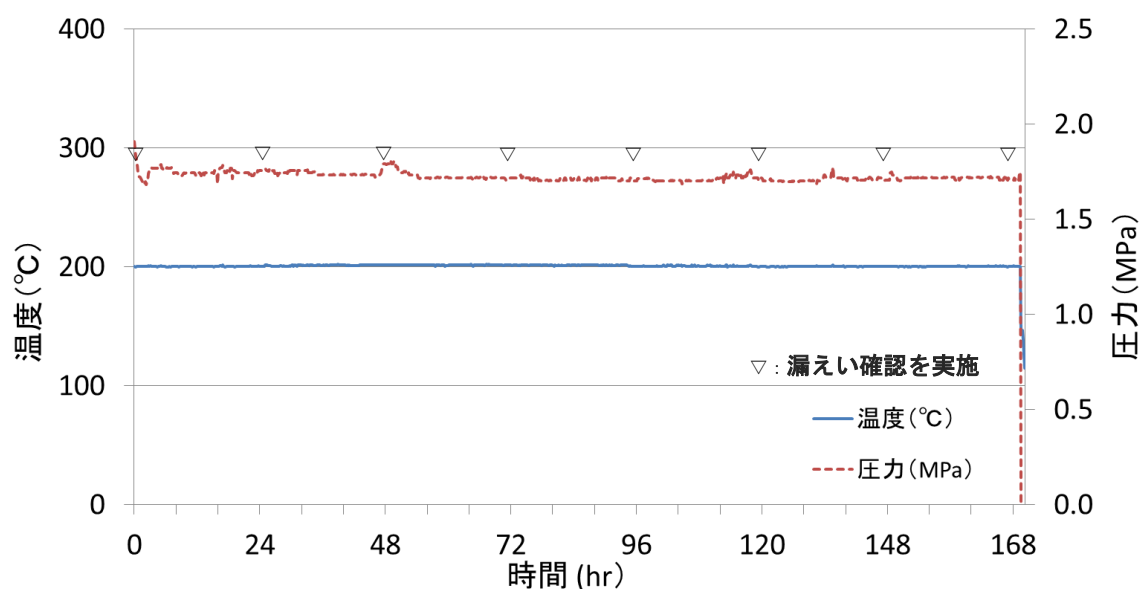


図3 蒸気通気試験温度、圧力チャート

(※)日本原子力学会 2015年秋の大会投稿

ドライウェル主フランジ等の開口量評価について

1. ドライウェル主フランジの開口量評価における製作公差等の影響について

原子炉格納容器フランジ部の閉じ込め機能評価については、フランジ開口量評価と改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ特性を組み合わせることで評価している。ドライウェル主フランジの開口量評価を図1，改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験結果を表1に示す。

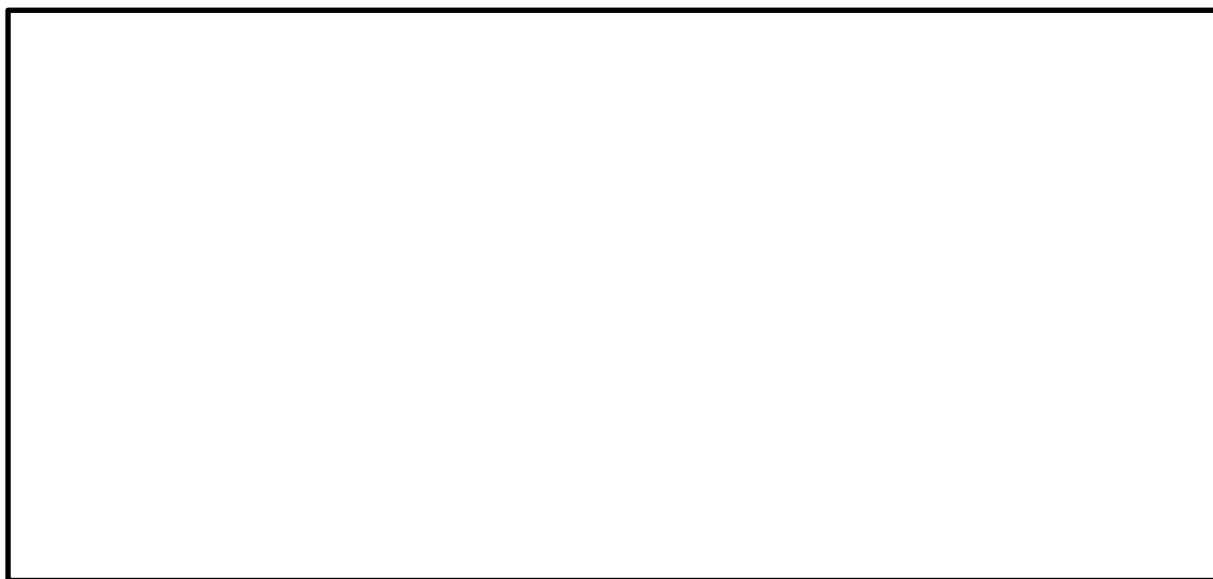


図1 ドライウェル主フランジの圧力と開口量の関係

表1 圧縮永久ひずみ試験^{※1} 結果 (改良E P D M)

試験温度	200℃
構造部放射線照射量	□
試験雰囲気	蒸気
試験時間	168h
ひずみ率 ^{※2}	□ ※3

※1 J I S K 6262 に従い実施

※2 試料を圧縮し完全に回復した状態が0%，全く回復しない状態が100%

※3 □，□，□ の平均値

図1の開口量評価線図で設定している許容開口量は、格納容器内温度200℃の状態を7日間経過した際のシール材復元量が、フランジ開口量に追従できなくなる限界であり、原子炉格納容器限界温度・圧力である200℃，2Pdに対して、シール材機能は余裕があることを示している。なお、原子炉格納容器のドライウェル主フランジについては、技術基準規則第44条に要求される単体の漏

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

えい試験を可能とするように、内側ガスケットと外側ガスケットの間に加圧空間を有した二重シール構造を採用している。

原子炉格納容器バウンダリに要求される事故時の閉じ込め機能維持の観点からは、内外どちらかのシール部の機能が保たれていればよく、さらに一方のシール機能が喪失するまではもう一方のシール部は直接事故時環境に晒されるものでない。このため、本評価ではフランジの内側シール材の追従性が失われた時を機能喪失とみなした評価であるが、実際には外側シール材の追従性が失われるまでは閉じ込め機能を確保できる。しかしながら、外側シール材部の開口量は内側シール材部と比較して小さいこともあり、本評価では保守的に原子炉格納容器の内側シール部の閉じ込め機能を評価した。

開口量評価については、フランジ開口量とシール材復元量を比較しているが、シール部を構成する部位の製作公差（フランジの製作公差，シール材の製作公差等），シール部の構成材料の熱膨張，材料物性のばらつきを考慮したひずみ率を踏まえ、保守的な評価を次に示す。なお，製作公差のうち，ガスケットの寸法公差は，最小側を0と設計変更し，製作公差を考慮しても，公称値以上の寸法となるように管理する。

以上の考え方を表2に整理する。

表2 シール部の構造，寸法及び材料のばらつきを考慮した評価の考え方

評価項目	評価内容	考え方
シール部を構成する部位の製作公差	二乗和平方根の採用	・機器の寸法公差は，一般的に独立した値を組み合わせて使用する場合，各々の寸法公差の二乗和平方根を用いて，算出する。
ガスケットの製作公差	ガスケット設計の変更	・ドライウェル主フランジ部のガスケットについて，製作公差の最小側を0と設計変更し，製作公差を考慮しても，公称値以上の寸法となるように管理するため，上記のシール部の公差に反映する。
シール部の構成材料の熱膨張	材料の熱膨張を考慮	・開口量評価は，200℃におけるシール部の評価であることから，構成材料の熱膨張を考慮した。
ガスケットのひずみ率	材料物性のばらつきを考慮したひずみ率を採用	・J I S K 6262 の結果に基づき，ひずみ率 <input type="text" value=""/> をより厳しい値とするため，圧縮永久ひずみ試験の結果に，統計学的なばらつきを考慮したひずみ率の設定

ひずみ率は，表2の考え方に記載のとおり，圧縮永久ひずみ試験の結果に，統計学的なばらつきを考慮したひずみ率を設定する。設定方法は，J I S K 6262 の結果に基づき，ひずみ率 と類似の条件にて実施した試験結果を抽

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

出し、試験片数を増やして統計学的なばらつきを考慮した圧縮永久ひずみ率を算出した。

抽出したデータを追加した統計学的なばらつきの評価結果を表3に示す。追加抽出したデータはNo. 2～4の3回分（9個）であり、雰囲気、温度・劣化時間、照射時間を変えて実施した試験のうち、雰囲気、温度・劣化時間が同一であるものを選定した。なお、試験No. 1は、ひずみ率 を設定した試験データである。

表3に示すとおり、試験回数4回分、合計12個の試験データに基づく統計学的なばらつきを考慮したひずみ率を算出した結果、圧縮永久ひずみ率の最大値は であった。

表3 統計学的に算出した圧縮永久ひずみ率

試験 No.	ひずみ率	平均値	標準偏差 σ	平均値+2 σ
1				
2				
3				
4				

注記：試験条件は以下のとおり

雰囲気：蒸気環境（試験No. 1～4）

温度・劣化時間：200℃・168時間（試験No. 1～4）

照射線量：

圧縮永久ひずみ試験：JIS K 6262に基づき実施（試験No. 1～4）

本評価における圧縮永久ひずみ率のばらつきは、重大事故環境を考慮したひずみ率を確認するため、原子力プラント特有の条件として の放射線量を照射した後、圧縮状態で200℃の飽和蒸気環境にて168時間劣化させた状態での測定値であり、改良型EPDM製シール材の使用温度範囲外で実施した過酷な環境下での試験であることから、ひずみ率のばらつきの幅が大きく出たものと考えられる。なお、改良EPDM製シール材のメーカーカタログ値として記載されている圧縮永久ひずみ （試験条件 ）の試験時は、

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

測定値のばらつきが [] 程度であり、重大事故環境における試験で生じたばらつきと有意な差はない。

ここで、表3に示す圧縮永久ひずみ率のデータ群における外れ値の有無について棄却検定法を用いて評価する。

棄却検定法として、原子力発電所内の安全系に係る計器類を対象とし、多点データの統計的処理に係る手法を定めた指針である「安全保護系計器のドリフト評価指針」(J E A G 4621-2007 日本電気協会)を参考とし、グラブス・スミルノフ検定を採用した。

統計学的に算出した圧縮永久ひずみ率は、正規分布に従う場合、 [] (平均値±2σ)の値が全ケース内に含まれる確率は約95%である。

したがって、全ケースから外れる確率5%を検定水準としてグラブス・スミルノフ検定を行い、表4及び表5に示す試験データ群の中に外れ値は存在するか確認を実施した。

表4 試験データ群

X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂
[]											

表5 試験データのまとめ

項目	データ数	最大値	最小値	平均値 μ	不偏標準 偏差 s
値	12	[]			

グラブス・スミルノフ検定とは、任意の検査値に対し検定統計量 t (式(1))を求め、この検定統計量 t がある検定水準における臨界値 τ (式(2))よりも大きい場合、その検査値を異常値とみなす判定法である。

$$t_i = \frac{|x_i - \mu|}{s} \quad (\text{式(1)})$$

ここで、

x_i : 検査値 (i = 1, 2, …, 12)

μ : 標本平均

s : 不偏標準偏差

t_i : 検定統計量 (i = 1, 2, …, 12)

$$\tau = (n - 1) \sqrt{\frac{t_{\alpha/n}^2}{n(n-2) + nt_{\alpha/n}^2}} \quad (\text{式(2)})$$

[] 本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ここで、

n : データ数

$t_{\alpha/n}$: 自由度 (n - 2) の t 分布の上側 100 α/n % 値

($\alpha = 0.05$ として t 分布表より算出)

表5の試験データのまとめから、データ群の平均値 μ 及び標準偏差 s (不偏標準偏差) はそれぞれ $\mu = \square$, $s = \square$ となる。また、検査値 x_i は平均値から最も離れた値とし、 $x_4 = \square$ とする。

このときの検定統計量 t は以下のとおりである。

$$t_4 = \frac{|x_4 - \mu|}{s} = \square = \square$$

これに対し、臨界値 τ は、標本数 n = 12, 有意水準 α を 5% と設定し、 $t_{\alpha/n}$ を自由度 n - 2 の t 分布の上側 100 α/n % 値としたとき、

$$\tau = (n - 1) \sqrt{\frac{t_{\alpha/n}^2}{n(n - 2) + nt_{\alpha/n}^2}} = (12 - 1) \sqrt{\frac{3.28^2}{12 \times (12 - 2) + 12 \times 3.28^2}} = 2.29$$

となる。

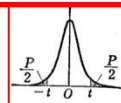
ここで、 $t_{\alpha/n}$ は、下図に示す t 分布表から算定した値である。

t 表

$2 \cdot \alpha/n = 2 \cdot 0.05/12$

$\phi, P \rightarrow t$

(自由度 ϕ と両側確率 P とから t を求める表) $P = 2 \int_t^{\infty} \frac{\Gamma(\frac{\phi+1}{2}) dv}{\sqrt{\phi \pi} \Gamma(\frac{\phi}{2}) (1 + \frac{v^2}{\phi})^{\frac{\phi+1}{2}}}$



$\phi \backslash P$	0.50	0.40	0.30	0.20	0.10	0.05	0.02	0.01	0.001	P
1	1.000	1.376	1.963	3.078	6.314	12.706	31.821	63.657	636.619	1
2	0.816	1.061	1.386	1.886	2.920	4.303	6.965	9.925	31.598	2
3	0.756	0.978	1.250	1.638	2.353	3.182	4.541	5.841	12.941	3
4	0.741	0.941	1.190	1.533	2.132	2.776	3.747	4.604	8.610	4
5	0.727	0.920	1.156	1.476	2.015	2.571	3.365	4.032	6.859	5
6	0.718	0.906	1.134	1.440	1.943	2.447	3.143	3.707	5.959	6
7	0.711	0.896	1.119	1.415	1.895	2.365	2.998	3.499	5.405	7
8	0.706	0.889	1.108	1.397	1.860	2.306	2.896	3.355	5.041	8
9	0.703	0.883	1.100	1.383	1.833	2.262	2.821	3.250	4.781	9
10	0.700	0.879	1.093	1.372	1.812	2.228	2.764	3.177	4.571	10
11	0.697	0.876	1.088	1.363	1.796	2.201	2.718	3.106	4.437	11
12	0.695	0.873	1.083	1.356	1.782	2.179	2.681	3.055	4.318	12
13	0.694	0.870	1.079	1.350	1.771	2.160	2.650	3.012	4.221	13
14	0.692	0.868	1.076	1.345	1.761	2.145	2.624	2.977	4.140	14
15	0.691	0.866	1.074	1.341	1.753	2.131	2.602	2.947	4.073	15
16	0.690	0.865	1.071	1.337	1.746	2.120	2.583	2.921	4.015	16
17	0.689	0.863	1.069	1.333	1.740	2.110	2.567	2.898	3.965	17
18	0.688	0.862	1.067	1.330	1.734	2.101	2.552	2.878	3.922	18
19	0.688	0.861	1.066	1.328	1.729	2.093	2.539	2.861	3.883	19
20	0.687	0.860	1.064	1.325	1.725	2.086	2.528	2.845	3.850	20
21	0.686	0.859	1.063	1.323	1.721	2.080	2.518	2.831	3.819	21
22	0.686	0.858	1.061	1.321	1.717	2.074	2.508	2.819	3.792	22
23	0.685	0.858	1.060	1.319	1.714	2.069	2.500	2.807	3.767	23
24	0.685	0.857	1.059	1.318	1.711	2.064	2.492	2.797	3.745	24
25	0.684	0.856	1.058	1.316	1.708	2.060	2.485	2.787	3.725	25
26	0.684	0.856	1.058	1.315	1.706	2.056	2.479	2.779	3.707	26
27	0.684	0.855	1.057	1.314	1.703	2.052	2.473	2.771	3.690	27
28	0.683	0.855	1.056	1.313	1.701	2.048	2.467	2.763	3.674	28
29	0.683	0.854	1.055	1.311	1.699	2.045	2.462	2.756	3.659	29
30	0.683	0.854	1.055	1.310	1.697	2.042	2.457	2.750	3.646	30
40	0.681	0.851	1.050	1.303	1.684	2.021	2.423	2.704	3.551	40
60	0.679	0.848	1.046	1.296	1.671	2.000	2.390	2.660	3.460	60
120	0.677	0.845	1.041	1.289	1.658	1.980	2.358	2.617	3.373	120
∞	0.674	0.842	1.036	1.282	1.645	1.960	2.326	2.576	3.291	∞

n-2=12-2

(出典：推計学入門演習 (産業図書株式会社))

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

以上より、平均値から最も離れた検定値である $x_4 = \square$ に対する検定統計量 t は \square であり、臨界値 $\tau = 2.29$ よりも小さいため、異常値とは判定されない。

したがって、表 3 に示す圧縮永久ひずみ値のデータ群において外れ値と判定されるものではなく、これらの値のばらつきを考慮して統計学的に算出した圧縮永久ひずみ率 \square を評価に用いることは妥当である。

なお、本評価において使用したグラブス・スミルノフ検定手法は、対象とするデータ群が正規分布に従うことを適用の前提条件としている。ここでは、改良 EPDM 製シール材の圧縮永久ひずみ試験のデータ（12 点）に対して、正規性の検討を実施する。

正規性の検討に用いる手法として、原子力発電所内の安全系に係る計器類を対象とし、多点データの統計的処理に係る手法を定めた指針である「安全保護系計器のドリフト評価指針」(J E A G 4621-2007 日本電気協会)を参考とし、 χ^2 (カイ 2 乗)適合度検定を採用した。

χ^2 適合度検定は、仮定された理論上の確率分布に対して、標本から求められた度数が適合するか否かを検証する手法として一般的に知られたものである。 χ^2 検定の対象データを表 6 に示す。表 6 のデータは、蒸気環境で 200°C/168 時間劣化させた試料の圧縮永久ひずみ試験データ（12 個）である。

表 6 試験データ群

X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9	X_{10}	X_{11}	X_{12}
平均値： \square / 不偏標準偏差： \square											

χ^2 適合度検定は、表 6 に示す標本データと正規分布を仮定した期待値とを比較し、適合度を検定するものであり、データ数と関係なく一般的に使用される。表 6 に示すデータを階級ごとに分割して整理した結果を表 7 に基づき作成したヒストグラムを図 2 に示す。

表7 圧縮永久ひずみデータの度数分布表

階級	度数 O _i	期待度数 E _i	(O _i -E _i) ² /E _i
階級：12（自由度：9）			χ ² 値： <input style="width: 50px; height: 20px;" type="text"/>



図2 圧縮永久ひずみデータのヒストグラム

χ² 値は、標本データの度数と正規分布を仮定した場合の期待度数との差分の積算として下式で求められる。

$$\chi^2 = \sum \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} = \boxed{}$$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ここで、

O_i : ある階級に含まれるデータ数

E_i : ある階級の期待度数

χ^2 適合度検定では、標本データより求めた χ^2 値が、データの自由度（階級数-制約数）に対する χ^2 分布表の値よりも小さければ、正規分布に従っている（正規性がある）と判定される。自由度9，上側確率5%に対する χ^2 分布表の値は 16.92 であり、12 個のデータに基づく χ^2 値 は 16.92 よりも小さいため、表6に示す圧縮永久ひずみデータに対する正規性を示すとの仮定は棄却されなかった。

χ^2 表

$\phi, P \rightarrow \chi^2$
(自由度 ϕ と上側確率 P とから χ^2 を求める表)

$$P = \int_{\chi^2}^{\infty} \frac{1}{\chi^2 \Gamma\left(\frac{\phi}{2}\right)} e^{-\frac{\chi^2}{2}} \left(\frac{\chi^2}{2}\right)^{\frac{\phi}{2}-1} \frac{d\chi^2}{2}$$

$\phi \backslash P$.995	.99	.975	.95	.90	.75	.50	.25	.10	.05	.025	.01	.005	ϕ
1	0.004393	0.00157	0.00082	0.003	0.0158	0.102	0.455	1.323	2.71	3.84	5.02	6.63	7.88	1
2	0.0100	0.0201	0.0506	0.109	0.211	0.575	1.386	2.77	4.61	5.99	7.38	9.21	10.60	2
3	0.0717	0.115	0.216	0.352	0.584	1.213	2.37	4.11	6.25	7.81	9.35	11.34	12.84	3
4	0.207	0.297	0.484	0.711	1.064	1.923	3.36	5.39	7.78	9.49	11.14	13.28	14.86	4
5	0.412	0.554	0.831	1.145	1.610	2.67	4.35	6.63	9.24	11.07	12.83	15.09	16.75	5
6	0.676	0.872	1.237	1.635	2.20	3.45	5.35	7.84	10.64	12.59	14.45	16.81	18.55	6
7	0.989	1.239	1.680	2.17	2.83	4.25	6.35	9.04	12.02	14.07	16.01	18.48	20.3	7
8	1.344	1.645	2.18	2.73	3.49	5.07	7.34	10.22	13.36	15.51	17.53	20.1	22.0	8
9	1.735	2.09	2.70	3.33	4.17	5.90	8.34	11.39	14.68	16.92	19.02	21.7	23.6	9
10	2.16	2.56	3.25	3.94	4.87	6.74	9.34	12.55	15.99	18.31	20.5	23.2	25.2	10
11	2.60	3.05	3.82	4.57	5.58	7.58	10.34	13.70	17.28	19.68	21.9	24.7	26.8	11
12	3.07	3.57	4.40	5.23	6.30	8.44	11.34	14.85	18.55	21.0	23.3	26.2	28.3	12
13	3.57	4.11	5.01	5.89	7.04	9.30	12.34	15.98	19.81	22.4	24.7	27.7	29.8	13
14	4.07	4.66	5.63	6.57	7.79	10.17	13.34	17.12	21.1	23.7	26.1	29.1	31.3	14
15	4.60	5.23	6.26	7.26	8.55	11.04	14.34	18.25	22.3	25.0	27.5	30.6	32.8	15
16	5.14	5.81	6.91	7.96	9.31	11.91	15.34	19.37	23.5	26.3	28.8	32.0	34.3	16
17	5.70	6.41	7.56	8.67	10.09	12.79	16.34	20.5	24.8	27.6	30.2	33.4	35.7	17
18	6.26	7.01	8.23	9.39	10.86	13.68	17.34	21.6	26.0	28.9	31.5	34.8	37.2	18
19	6.84	7.63	8.91	10.12	11.65	14.56	18.34	22.7	27.2	30.1	32.9	36.2	38.6	19
20	7.43	8.26	9.59	10.85	12.44	15.45	19.34	23.8	28.4	31.4	34.2	37.6	40.0	20
21	8.03	8.90	10.28	11.59	13.24	16.34	20.3	24.9	29.6	32.7	35.5	38.9	41.4	21
22	8.64	9.54	10.98	12.34	14.04	17.24	21.3	26.0	30.8	33.9	36.8	40.3	42.8	22
23	9.26	10.20	11.69	13.09	14.85	18.14	22.3	27.1	32.0	35.2	38.1	41.6	44.2	23
24	9.89	10.86	12.40	13.85	15.66	19.04	23.3	28.2	33.2	36.4	39.4	43.0	45.6	24
25	10.52	11.52	13.12	14.61	16.47	19.94	24.3	29.3	34.4	37.7	40.6	44.3	46.9	25
26	11.16	12.20	13.84	15.38	17.29	20.8	25.3	30.4	35.6	38.9	41.9	45.6	48.3	26
27	11.81	12.88	14.57	16.15	18.11	21.7	26.3	31.5	36.7	40.1	43.2	47.0	49.6	27
28	12.46	13.56	15.31	16.93	18.94	22.7	27.3	32.6	37.9	41.3	44.5	48.3	51.0	28
29	13.12	14.26	16.05	17.71	19.77	23.6	28.3	33.7	39.1	42.6	45.7	49.6	52.3	29
30	13.79	14.95	16.79	18.49	20.6	24.5	29.3	34.8	40.3	43.8	47.0	50.9	53.7	30
40	20.7	22.2	24.4	26.5	29.1	33.7	39.3	45.6	51.8	55.8	59.3	63.7	66.8	40
50	28.0	29.7	32.4	34.8	37.7	42.9	49.3	56.3	63.2	67.5	71.4	76.2	79.5	50
60	35.5	37.5	40.5	43.2	46.5	52.3	59.3	67.0	74.4	79.1	83.3	88.4	92.0	60
70	43.3	45.4	48.8	51.7	55.3	61.7	69.3	77.6	85.5	90.5	95.0	100.4	104.2	70
80	51.2	53.5	57.2	60.4	64.3	71.1	79.3	88.1	96.6	101.9	106.6	112.3	116.3	80
90	59.2	61.8	65.6	69.1	73.3	80.6	89.3	98.6	107.6	113.1	118.1	124.1	128.3	90
100	67.3	70.1	74.2	77.9	82.4	90.1	99.3	109.1	118.5	124.3	129.6	135.8	140.2	100
$\chi^2 \backslash P$	-2.58	-2.33	-1.96	-1.64	-1.28	-0.674	0.000	0.674	1.28	1.645	1.960	2.33	2.58	$\chi^2 \backslash P$

(出典：推計学入門演習 (産業図書株式会社))

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

次に表2に基づき、シール部を構成する部位の製作公差等を考慮したドライウェル主フランジの開口量評価を実施する。

製作公差がドライウェル主フランジの開口量評価に影響する箇所は、シール材を締め付ける部位の開口方向の製作公差であるため、ガスケット溝深さ、タング部高さ及びガスケット高さが該当する（図3参照）。これらの製作公差を表8に示す。

表8 製作公差を考慮したガスケットの押し込み量

部位	公称値	公差（絶対値）
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
ガスケット押し込み量		

表8より、製作公差を考慮したガスケットの押し込み量は、 mm（公称値）
 - mm（公差） = mmと評価できる。

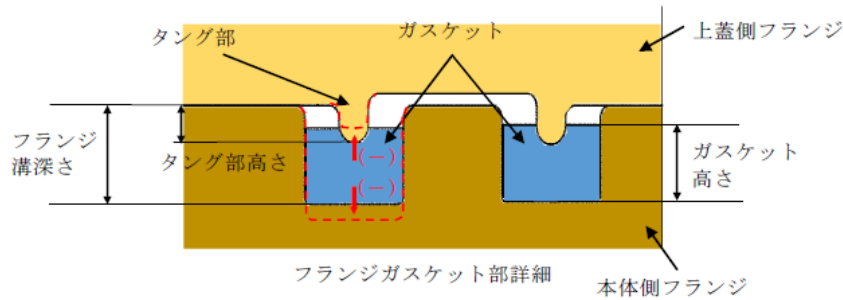


図3 製作公差の概要（赤点線：製作公差のイメージ）

更に、各部位の熱膨張を考慮した寸法を表9に示す。これらの熱膨張変位の概要を図4に示す。

表9 各部位の熱膨張を考慮した寸法

部位	基準寸法	熱膨張変位
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
熱膨張変位合計		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

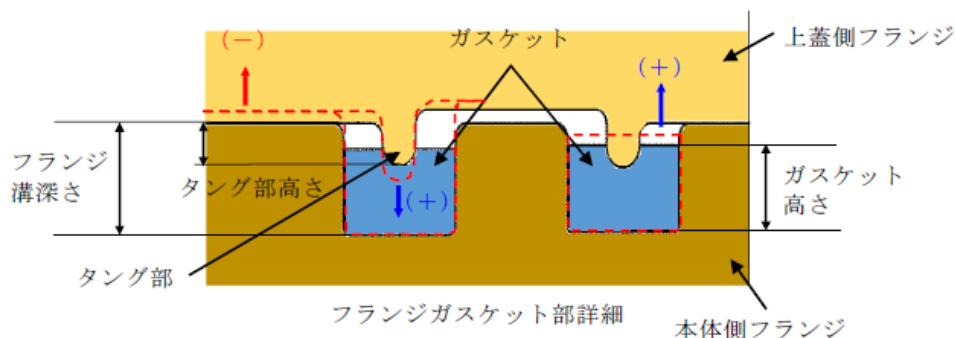


図4 熱膨張変位の概要 (赤点線：熱膨張のイメージ)

熱膨張量 ΔL の評価式は以下のとおり

$$\Delta L = L \times \alpha \times \Delta t$$

ここに、

L：基準寸法 (mm)

α ：材料の熱膨張係数 (mm/mm \cdot °C)

鋼材 = 11.85×10^{-6} , ガスケット =

Δt ：据付状態から評価温度までの温度差 (°C) (=200 - =)

表9より、熱膨張を考慮したガスケットの押し込み量は、製作公差を考慮したガスケットの押し込み量より、 mm + mm = mm と評価できる。

また、実機フランジ模擬試験においては、高温での試験を実施する前段階として、予備加圧にて徐々に調整シム量を少なくしていき、ガスケットからの漏えいが起こらない状態を押し込み量 0 mm と定義していることから、漏えいが起こらなくなった時点においては、調整シムの最小厚さである mm のガスケット押し込み量が発生する恐れがある。

上記より、実機フランジ模擬試験で想定されるガスケット押し込み量は、製作公差及び熱膨張を考慮したガスケットの押し込み量より、 mm - mm = mm と評価できる。

以上の結果から、シール部の構造、寸法及び材料のばらつきを考慮した評価は表10のとおりとなり、ばらつきを保守側に積み上げて評価した場合においても、内側・外側ともシール機能は維持されることを確認した。

表 10 シール部の構造，寸法及び材料のばらつきを考慮した評価結果

評価		押し込み量	ひずみ率	許容開口量	開口量	評価結果
公称値	内側					○
	外側					○
評価値	内側					○
	外側					○

2. ドライウェル主フランジの施工管理について

ドライウェル主フランジにおいては，定期検査におけるドライウェル主フランジ閉鎖時に，決められたトルクでボルトを締め付けることが要領書で定められていること，異物の噛み込みや予期せぬフランジの変形等による隙間が生じていないことを mm の隙間ゲージが挿入できないことをもって確認していることから，作業者の技量によってガスケットの押し込み量の変動することは考え難く，作業管理における品質は維持できると考える。ドライウェル主フランジ部の構造を図5に示す。上ふた側フランジと本体側フランジのフランジ面を隙間が無いように据え付けることで，タング（突起）によるガスケット押し込み量 mm が確保出来る構造となっている。

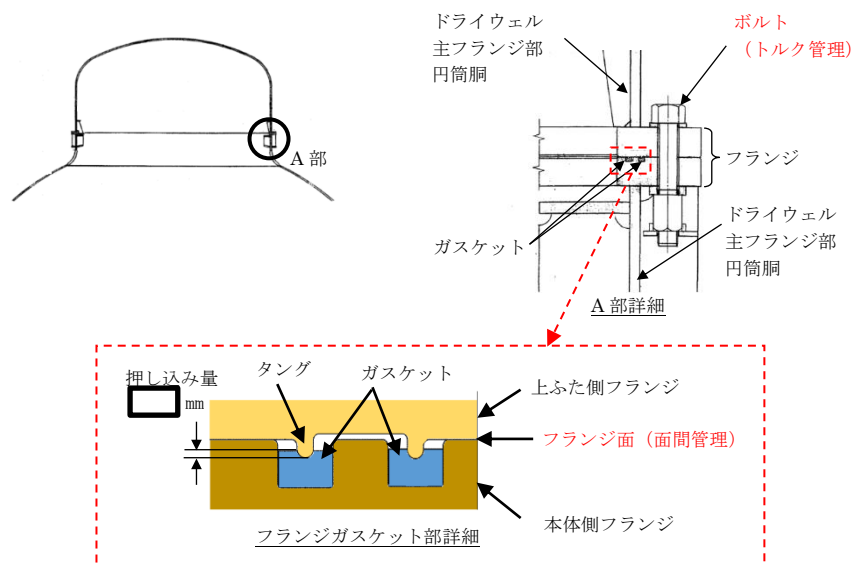


図5 ドライウェル主フランジ部の構造

また，ドライウェル主フランジの溝及びタング（突起）については，定期検査の開放時に手入れを実施しているが，溝やタングを傷つけないような素材で手入れを行っていること，外観目視点検を開放の都度行い傷や変形がないことを確認していること，定期検査ごとに原子炉格納容器全体の漏えい率検査及びドライウェル主フランジ部のみのリークテストを実施しており，有意な変動のないことを確認していることから，ドライウェル主フランジの溝及びタングは

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

気密性を維持していると考える。原子炉格納容器全体漏えい率検査実績及びドライウェル主フランジ部リークテスト実績を図6，図7に示す。

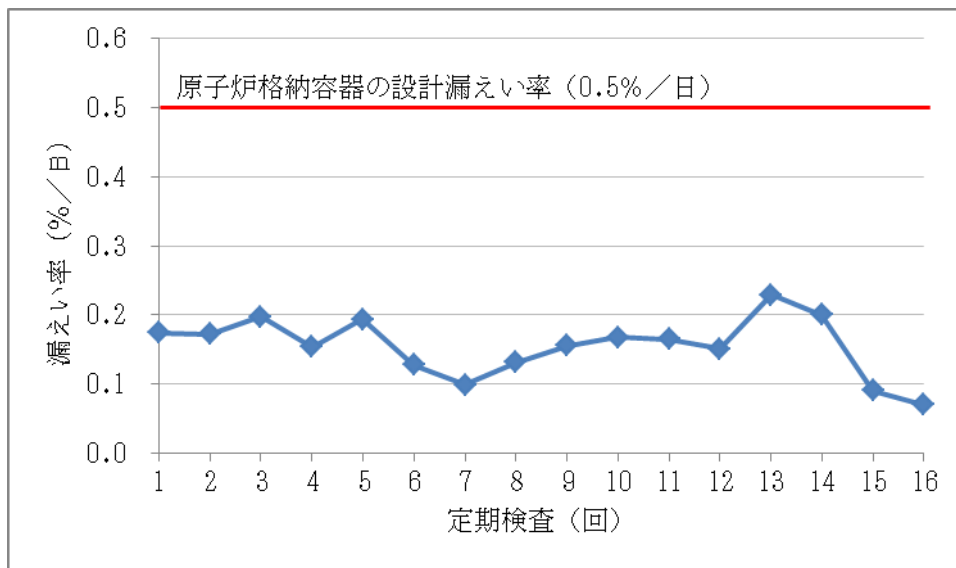


図6 原子炉格納容器の全体漏えい率検査実績

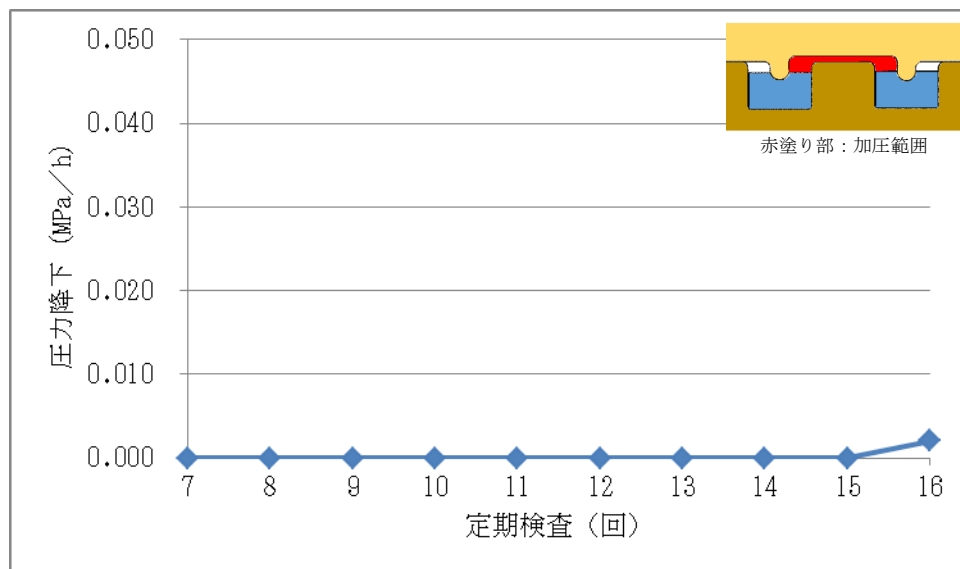


図7 ドライウェル主フランジ部のリークテスト実績

3. ドライウェル主フランジ以外の開口量評価における製作公差等の影響について

ドライウェル主フランジの開口量評価と同様に，原子炉格納容器バウンダリ構成部として，評価対象としている機器搬入口，所員用エアロック，制御棒駆動機構搬出ハッチ，X-7A, Bについても開口量評価を実施する。評価結果は，表 11 から表 22 のとおりであり，製作公差を考慮しても閉じ込め機能が維持できる。

表 11 機器搬入口のガスケット押し込み量

部位	公称値	公差（絶対値）
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
ガスケット押し込み量		

表 12 機器搬入口の各部位の熱膨張を考慮した寸法

部位	基準寸法	熱膨張変位
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
熱膨張変位合計		

表 13 機器搬入口の開口量評価結果

評価		押し込み量	ひずみ率	許容開口量	開口量	評価結果
公称値	内側					○
	外側					○
評価値	内側					○
	外側					○

表 14 所員用エアロックのガスケットの押し込み量

部位	公称値	公差（絶対値）
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
ガスケット押し込み量		

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 15 所員用エアロックの各部位の熱膨張を考慮した寸法

部位	基準寸法	熱膨張変位
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
熱膨張変位合計		

表 16 所員用エアロックの開口量評価結果

評価	押し込み量	ひずみ率	許容開口量	開口量	評価結果
公称値					○
評価値					○

表 17 制御棒駆動機構搬出ハッチのガスケットの押し込み量

部位	公称値	公差（絶対値）
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
ガスケット押し込み量		

表 18 制御棒駆動機構搬出ハッチの各部位の熱膨張を考慮した寸法

部位	基準寸法	熱膨張変位
フランジ溝高さ		
タング部高さ		
ガスケット高さ		
熱膨張変位合計		

表 19 制御棒駆動機構搬出ハッチの開口量評価結果

評価	押し込み量	ひずみ率	許容開口量	開口量	評価結果
公称値	内側				○
	外側				○
評価値	内側				○
	外側				○

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表 20 貫通部 (X-7A, B) のガスケットの押し込み量

部位	公称値	公差 (絶対値)
フランジ溝高さ		
タンク部高さ		
ガスケット高さ		
ガスケット押し込み量		

表 21 貫通部 (X-7A, B) の各部位の熱膨張を考慮した寸法

部位	基準寸法	熱膨張変位
フランジ溝高さ		
タンク部高さ		
ガスケット高さ		
熱膨張変位合計		

表 22 貫通部 (X-7A, B) の開口量評価結果

評価		押し込み量	ひずみ率	許容開口量	開口量	評価結果
公称値	内側					○
	外側					○
評価値	内側					○
	外側					○

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ドライウェル主フランジシール部のガスケット増厚について

1. 経緯

原子炉格納容器のシール部の健全性については、限界温度・圧力における開口量をFEM弾塑性解析にて算出し、許容開口量と比較することにより、確認している。

開口量評価において、FEM弾塑性解析の物性値に耐性共研の値を用いていたが、JSME設計・建設規格の物性値の方が、以下に示すとおり解析評価に用いる物性値としては、JSME設計・建設規格の方が、より開口量が大きくなると判断したため、JSME設計・建設規格の物性値を用いて再評価することとした。

(表1参照)

- ・開口量評価を実施する上で最も影響の大きい降伏応力および設計引張強さについては、数値的に全ての材質において耐性共研よりも小さく、評価上厳しい値である。
- ・線膨張係数および縦弾性係数については、数値的に耐性共研の方が厳しいものはあるが、それぞれ温度上昇および弾性ひずみによる開口量は小さく、評価にはほとんど影響しない。

なお、JSME設計・建設規格の物性値を用いた評価については、既往論文^{※1}にてNUPEC試験^{※2} (1/10縮尺モデル試験)を対象としたベンチマーク解析としての適用実績があり、実機の挙動を適切に評価できる。

※1：日本機械学会 M&M2013 材料力学カンファレンス「原子炉格納容器試験体の弾塑性FEMを用いた解析評価」(平成25年度)

※2：重要構造物安全評価(原子炉格納容器信頼性実証事業)(平成14年度)

再評価の結果、ドライウェル主フランジの限界温度・圧力(200℃, 2Pd)における開口量が、許容開口量を満足しないことが確認されたため、ドライウェル主フランジのガスケットを増厚し、許容開口量の裕度を確保することとした。

表1 200℃における物性値の比較

	耐性共研				J S M E 設計・建設規格			
	SGV480	SPV490	SNCM439	SUS304	SGV480	SPV490	SNCM439	SUS304
Sy 値 (MPa)					226	417	754	144
Su 値 (MPa)					422	545	865	402
縦弾性係数 (MPa)					191000	191000	192000	183000
線膨張係数 ($\times 10^{-6}$ mm/mm \cdot ℃)					11.85	12.09	12.54	16.52

2. 検討結果

ドライウェル主フランジの許容開口量が十分な裕度をもつよう、表2のとおり、従来の厚さ mm から mm (mm の増厚) に変更する。

表2 ガスケット増厚量の設定

ガスケット厚さ	許容開口量	内側開口量	裕度
<input type="text"/> mm (<input type="text"/> mm 増厚)	<input type="text"/> mm ^{※1}	<input type="text"/> mm	<input type="text"/> mm

※1：製造公差等を考慮し、圧縮永久ひずみ率を と仮定した値

ガスケットを増厚することにより、ガスケットの圧縮率が従来よりも大きくなるため、圧縮永久ひずみ率及びガスケットの健全性へ影響を与える可能性があることから、その影響を確認するため、圧縮永久ひずみ試験を実施する。

ガスケットの圧縮率については、ガスケット厚さの製造公差 (+ mm) を考慮した圧縮率 (公称の圧縮率) を包絡した圧縮率 にて試験を行う。

圧縮永久ひずみ試験の試験条件を表3、試験結果を表4-1及び表4-2に示す。

表3 試験条件

材料	個数	試験温度	放射線照射量	試験雰囲気	試験時間	圧縮率
改良EPDM	32	200℃	<input type="text"/>	蒸気	168h	<input type="text"/>

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表4-1 試験データ群

X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂
X ₁₃	X ₁₄	X ₁₅	X ₁₆	X ₁₇	X ₁₈	X ₁₉	X ₂₀	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	X ₂₄
X ₂₅	X ₂₆	X ₂₇	X ₂₈	X ₂₉	X ₃₀	X ₃₁	X ₃₂				

表4-2 試験データのまとめ

項目	データ数	最大値	最小値	平均値
値	32			

ガスケットの増厚による圧縮永久ひずみ率への影響については、圧縮率 で実施した場合の圧縮永久ひずみ率の平均値 と同等の結果が得られたことから、影響がないことを確認した。

これより、増厚したガスケットを使用した場合のドライウェル主フランジの開口量評価は、従来厚さのガスケットを使用した場合と同様に、圧縮永久ひずみ率：（製作公差等を踏まえた評価においては ）を適用し、許容開口量を算出した。その結果、表5に示すとおり、開口量は許容開口量以下であり、裕度を確保していることを確認した。

なお、増厚によるガスケットの健全性への影響については、外観に異常がなかったことから、影響がないことを確認した。

表5 増厚検討の試験結果を踏まえた開口量評価結果

項目	シール部	ガスケット 厚さ	押し込み量	圧縮永久 ひずみ率	許容 開口量	開口量	裕度
公称値	内側	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
評価値 ^{※2}	内側	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

※2：製作公差等を考慮した値

押し込み量=(ガスケット押し込み量)-(シール部公差)+(熱膨張)

許容開口量=[(押し込み量)-(調整シムの最小厚さ)]× [1-(圧縮永久ひずみ率)/100]

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. ガasket増厚に伴う影響評価について

ガasket増厚に伴う影響評価について、2. に示す圧縮永久ひずみ試験により、従来のガasket厚さと同等の圧縮永久ひずみ率であったこと及び試験後のガasketの外観に異常が見られなかったことから、増厚に伴うガasketの健全性に影響がないことを確認している。

更に、ドライウェル主フランジ及び締付ボルトへの発生応力について J I S B 8265 に基づく評価を実施しており、ガasket増厚前後でドライウェル主フランジへの反力に差がないことから、ガasket増厚によるドライウェル主フランジへの発生応力に影響がないことを確認している。また、締付ボルトに発生する荷重についてもガasket増厚前後で差がないことから、ドライウェル主フランジ締付トルクに影響がないことを確認している。

以上より、ガasket増厚に伴うドライウェル主フランジシール部への悪影響がないことを確認している。

シール機能維持に対する考え方について

原子炉格納容器のハッチ類，配管貫通部，電気配線貫通部及び原子炉格納容器隔離弁のシール部のシール機能は，ガスケット等の試験結果及び材料特性により判定基準を定め，200℃，2Pdの環境下においてシール機能が維持できることを確認している。シール機能維持の考え方を表1に示す。

表1 シール機能維持の考え方

対象箇所	判定基準	シール機能維持の考え方
<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウェル主フランジ ・機器搬入口 ・所員用エアロック (扉板シール部) ・配管貫通部(平板類) ・逃がし安全弁搬出ハッチ ・制御棒駆動機構搬出ハッチ 	許容開口量以下	<p>開口量評価で得られた開口量^{※1}が，ガスケットの試験結果^{※2}に基づき設定した許容開口量(シール機能が維持できる開口量)以下であることを確認することにより，シール機能が維持できることを確認</p> <p>※1 フランジ部の形状・寸法に基づき解析等により算出</p> <p>※2 圧縮永久ひずみ試験結果及び実機フランジ模擬試験による漏えい試験結果</p>
<ul style="list-style-type: none"> ・電気配線貫通部 (モジュール) ・原子炉格納容器隔離弁 (バタフライ弁) 	設計漏えい量以下	試験における漏えい量が設計漏えい量以下であることを確認することにより，シール機能が維持できることを確認
<ul style="list-style-type: none"> ・所員用エアロック (扉板以外シール部) ・原子炉格納容器隔離弁 (T I P ボール弁) 	200℃以上	圧力により開口が生じる部位ではないため，試験結果及び材料仕様によりシール材の高温環境下における耐性を確認することにより，シール機能が維持できることを確認

また，ハッチ類，電気配線貫通部(モジュール)及び原子炉格納容器隔離弁(バタフライ弁)については，シール材の漏えい試験結果に基づき設定した判定基準を基にシール機能の維持を確認している。このことから，各漏えい試験において判定基準として設定した漏えい量より，判定基準を満たした場合に実機において想定される漏えい量を推定したところ，格納容器全体の設計漏えい率に比べても十分小さい値であり，シール機能は維持されると判断している。漏えい量の推定結果を表2に示す。

表2 判定基準を満たした場合に想定される漏えい量の推定結果（1／2）

対象箇所	判定基準	判定基準を満たした場合に想定される漏えい量
<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウェル主フランジ ・機器搬入口 ・所員用エアロック（扉板シール部） ・配管貫通部（平板類） [貫通部 X-7A, B]※¹ ・逃がし安全弁搬出ハッチ ・制御棒駆動機構搬出ハッチ <p>※¹ 貫通部 X-7A, B 以外の、ガスケット径が200mm以下の配管貫通部（平板類）については、他の大開口部と比較して漏えい量に対する影響が小さいため、対象外とする。</p>	<p>許容開口量以下</p>	<p>実機フランジ模擬試験において、開口量＝許容開口量となる状態を模擬したリーク試験を実施しており、本試験において判定基準として設定した漏えい量から格納容器ハッチ類の実機相当に換算した漏えい量は、格納容器設計漏えい率である 0.5 %/day に比べ、十分に小さい値であることを確認している。</p> <p>○漏えい有無の判定基準 漏えい量：1 cc/min 以下</p> <p>○実機相当換算値 0.001 %/day 以下（PCV空間容積に対する割合）</p>

表2 判定基準を満たした場合に想定される漏えい量の推定結果 (2/2)

対象箇所	判定基準	判定基準を満たした場合に想定される漏えい量
<ul style="list-style-type: none"> ・電気配線貫通部 (モジュール) ・原子炉格納容器隔離弁 (バタフライ弁) 	設計漏えい量以下	<p>試験における判定基準として設定した漏えい量から電気配線貫通部 (モジュール) 及び原子炉格納容器隔離弁 (バタフライ弁) の実機相当に換算した漏えい量は, 格納容器設計漏えい率である 0.5 %/day に比べ, 十分に小さい値であることを確認している。</p> <p><電気配線貫通部 (モジュール)></p> <ul style="list-style-type: none"> ○漏えい有無の判定基準 (設計漏えい量) <li style="padding-left: 20px;">$1 \times 10^{-7} \text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 以下 ○実機相当換算値 <li style="padding-left: 20px;">$1 \times 10^{-7} \text{/day}$ 以下 (PCV空間容積に対する割合) <p><原子炉格納容器隔離弁 (バタフライ弁)></p> <ul style="list-style-type: none"> ○漏えい有無の判定基準 (設計漏えい量) <li style="padding-left: 20px;">240cc/min 以下/600A ○実機相当換算値 <li style="padding-left: 20px;">0.02 %/day 以下 (PCV空間容積に対する割合)
<ul style="list-style-type: none"> ・所員用エアロック (扉板以外シール部) ・原子炉格納容器隔離弁 (T I P ボール弁) 	200°C以上	<p>圧力により開口が生じる部位でなく, また, 高温環境下での耐性を確認していることから格納容器内の 200°Cの環境条件であってもシール機能に影響を及ぼすものでない。</p>

改良E P D M製シール材の適用性について

島根2号炉では、改良E P D M製シール材として [] を採用する計画である。

改良E P D M製シール材の開発経緯を以下に示す。

- ・従来、原子炉格納容器のシール材（ガスケット）として使用していたシリコンゴムは、使用温度範囲が -60°C ～ $+200^{\circ}\text{C}$ であり、従来のE P D M製シール材の使用温度範囲 -50°C ～ $+150^{\circ}\text{C}$ よりも耐熱性は若干高いものの、既往の試験結果から高温蒸気環境での劣化が確認されていた。
- ・従来のE P D M製シール材はシリコンゴムに比較して高温蒸気に強い材料であったが、更なる耐熱性向上を目的に材料の改良を進め、改良E P D M製シール材を開発した。

改良E P D M製シール材については、ガスケットメーカーにおいて、耐熱性、耐高温蒸気性及び耐放射線性の確認を目的に、事故時環境を考慮した条件 [] [] にて圧縮永久ひずみ試験が実施されており、耐性が確認されている。

島根2号炉で採用予定の改良E P D M製シール材 [] については、ガスケットメーカーで実施された試験と同様に圧縮永久ひずみ試験を実施するとともに、重大事故等時の温度及び放射線による劣化特性がシール機能に影響を及ぼすものでないことを実機フランジ模擬試験にて確認している。

また、改良E P D M製シール材は、ガスケットメーカーにて材料や特長に応じ定めている型番品 [] として管理されているものであり、当該品を特定可能であることから、メーカー型番を指定することにより今回シール機能が確認されたものを確実に調達することが可能である。

なお、今後の技術開発により、より高い信頼性があるシール材が開発された場合は、今回と同様に圧縮永久ひずみ試験等を実施し、事故時環境におけるシール機能評価を行うことで、実機フランジへの適用性について確認する。

改良E P D M製シール材における各試験について

改良E P D M製シール材の適用にあたり、「改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験」及び「実機フランジ模擬試験」の2種類の試験を実施している。本資料では、各試験の位置付けを明確化するとともに、「実機フランジ模擬試験」の試験条件がシビアアクシデント環境を適切に模擬できているかを確認するため「高温曝露の方法」及び「放射線試験の方法」について適切性を確認した。

1. 各試験の位置付けについて

1) 改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験

フランジ部からの漏えいの発生を防止するため、フランジ面にはシール材がセットされている。フランジはフランジボルトを締め付けることによりシール材を圧縮し、シール機能を発揮する構造となっている。

このため、フランジ部からの漏えいは「内部圧力の上昇によりフランジ部が開口すること」に加え「その開口量がシール材の復元量を超える」場合に生じる。したがって、シール材の耐漏えい性能を確認するためには、シール材がセットされるフランジが「圧力上昇によりどの程度開口するのか」を評価し、その開口量に熱等により劣化した「シール材の復元量」を確認することが必要となる（表1参照）。

表1 フランジ部の開口量評価と圧縮永久ひずみ試験の位置付け

フランジ部からの漏えい要因	確認事項	試験（及び評価）の位置付け
圧力の上昇によりフランジ部が開口することによる漏えい	フランジ部の圧力上昇による開口量	解析による開口量評価
開口量がシール材の復元特性を超えることによる漏えい	熱等により劣化したシール材の復元量	圧縮永久ひずみ試験によるシール材の復元量評価

圧縮永久ひずみ試験で得られるひずみ率がフランジ構造によらず、一様に適用できる理由を整理する。

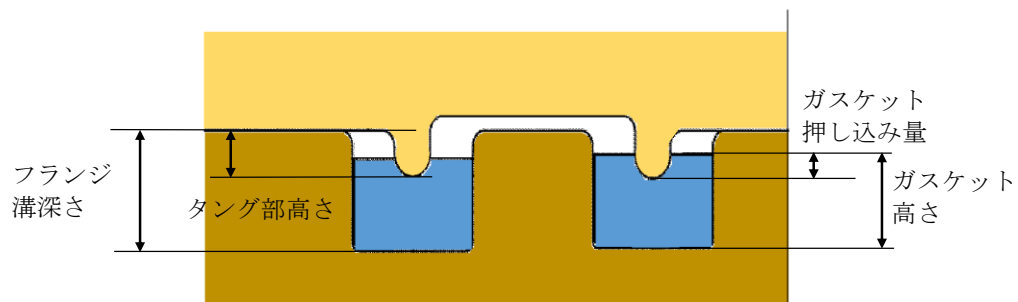
- ・原子炉格納容器の限界温度・圧力である 200℃，2Pd で評価しているため、圧力上昇による影響は、フランジ構造によらず同等である。
- ・本試験は、フランジ構造に関わらず、圧縮状態で使用される静的シール部におけるシール材単体の劣化度（ひずみ率）から復元量を確認するものであることから、フランジ構造の違いはフランジ構造の解析による開口量計算において評価している。

- ・本試験におけるシール材試験片の圧縮率は、 または としており、改良型E PDM製シール材を適用する「角型断面ガスケットを用いるボルト締めフランジのガスケットの圧縮率」とほぼ同等である（表2参照）。

よって、島根2号炉の原子炉格納容器の限界温度・圧力の評価では、フランジ部の開口量と圧縮永久ひずみ試験結果を用いることでシール部の健全性を評価できる。

表2 角型断面ガスケットを用いるボルト締めフランジのガスケットの圧縮率

設備名	フランジ溝深さ	タング部高さ	ガスケット高さ	ガスケット押し込み量	圧縮率
ドライウェル主フランジ					
機器搬入口					
逃がし安全弁搬出ハッチ					
貫通部 X-7A, B					
制御棒駆動機構搬出ハッチ					



- ・ガスケット押し込み量 = (ガスケット高さ + タング部高さ) - フランジ溝深さ
- ・圧縮率 = (ガスケット押し込み量 / ガスケット高さ) × 100%

2) 実機フランジ模擬試験

圧縮永久ひずみ試験結果を用いた開口量評価では、内圧によるフランジの構造部の変形は模擬しているが、実機フランジ溝にガスケットをセットした状態におけるシール材の変形は模擬していないため、実機にセットした状態におけるシール材の変形による気密性を確認する必要がある。また、1)項で記述したシール機能の評価では、ガスケットの復元量とフランジの

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

開口量が等しい状態（ガスケット押し込み量が0 mm で接している状態）までをシール機能維持のクライテリアとしており，その状態においても気密性を有することを確認する必要がある。

実機フランジ模擬試験は，圧縮永久ひずみ試験の結果を用いた開口量評価の中で最も厳しい状態を再現する試験をすることで，開口量評価の妥当性を確認するために実施している。（表3参照）

表3 実機フランジ模擬試験の位置付け

開口量評価における未確認事項	確認事項	実機フランジ模擬試験の位置付け
実機フランジガスケット溝にガスケットをセットした状態における内圧や熱膨張によりシール材が変形した状態における気密性	内圧，熱膨張でシール材がガスケット溝内で変形した状態で気密性を有すること	ガスケット溝内でのシール材の変形を考慮するため，実機フランジを模擬した試験装置※により気密性を有していることを確認
ガスケットに対するタングの押し込み量が0 mm で接している状態（開口量＝許容開口量）における気密性	ガスケットに対するタングの押し込み量が0 mm で接している状態で気密性を有すること	ガスケットに対するタングの押し込み量が0 mm で接している状態で試験を実施することにより気密性を有していることを確認

※試験装置の断面形状は実機と同形状であり，ガスケット及び溝寸法は幅・高さともに実機と同等，中心径のみ縮小した試験装置（図1参照）。

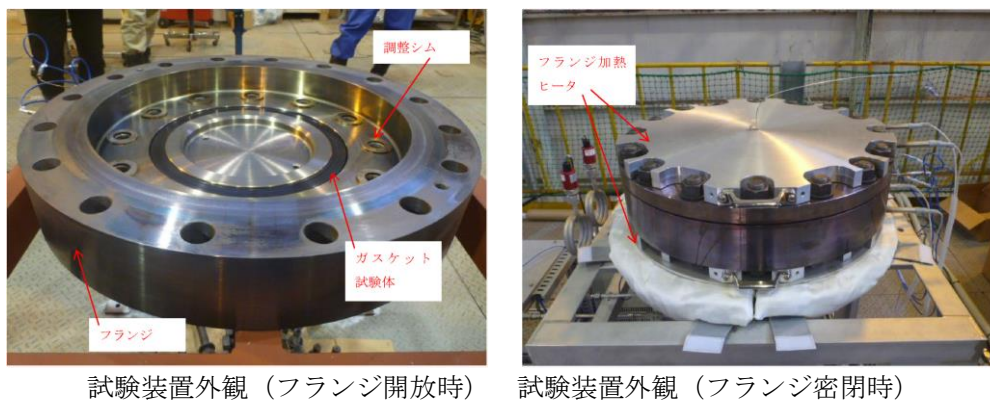


図1 試験装置外観写真

実機フランジ模擬試験で得られた結果がフランジ構造によらず、一様に適用できる理由を整理する。

- ・原子炉格納容器の限界温度・圧力である 200℃，2Pd で評価しているため，圧力上昇による影響は，フランジ構造によらず同等である。
- ・内圧上昇後にフランジが開口した状態を想定し，ガスケットの復元量とフランジの開口量が等しい状態（押し込み量が 0 mm で接している状態）でのシール性を確認しているものであり，フランジ構造による開口の違いはフランジ部の解析による開口量計算において評価している。

実機フランジ模擬試験によって，ガスケットに対するタンクの押し込み量が 0 mm で接している状態を再現しており，圧縮永久ひずみ試験の結果を用いた開口量評価において，最も厳しい状態である。よって，島根 2 号炉の原子炉格納容器の限界温度・圧力の評価では，フランジ部の解析による開口量評価において，開口量が許容開口量以内であることを確認することで，シール部の健全性を評価できる。

2. 実機フランジ模擬試験の高温曝露の方法について

改良 EPDM 製シール材の劣化は，一般的に酸素により引き起こされるとの知見に基づき，実機フランジ模擬試験では蒸気ではなく高温空気（乾熱）で曝露し，シビアアクシデント環境より保守的な条件で試験を実施している。また，温度については格納容器限界温度 200℃が 7 日間継続する条件であり，シビアアクシデント環境よりも厳しい条件で曝露しており，それに加え，さらに余裕をみた 250℃，300℃をそれぞれ定める期間を一定温度で高温に曝露した試験を実施している。

よって，本試験は高温曝露時に，蒸気環境よりも厳しい乾熱曝露，シビアアクシデント環境よりも保守的な温度条件により，シビアアクシデント環境を適切に模擬できていると考える。

3. 実機フランジ模擬試験の放射線照射の方法について

放射線照射量については，シビアアクシデント条件を模擬するために，有効性評価におけるフランジガスケット部における事故後 7 日間の累積放射線量の目安である 800kGy を用いて試験している。

また，放射線照射と高温曝露の順序について「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド」に事故時環境評価試験の試験実施方法として放射線照射をした後に定められた温度条件下に曝露することが定められていることから，この考え方を参考にし，放射線照射後に高温曝露を行う順序で試験を実施している。

改良EPDM製シール材の圧縮永久ひずみ試験について

改良EPDM製シール材の事故時環境における劣化特性を確認するために、JIS K 6262「加硫ゴム及び熱加塑性ゴムの常温・高温及び低温における圧縮永久ひずみの求め方」に準じた圧縮永久ひずみ試験を実施した。

試験装置を図1に示す。試験片として、予めγ線照射したシール材を用いている。放射線量は、事故時条件を模擬するために、フランジガasket部の事故後7日間の累積放射線量を包絡する を用いて実施している。試験は、試験片を圧縮板ではさみボルトを締付けることにより圧縮させる。

試験片の圧縮量はスペーサの厚さで調整している。

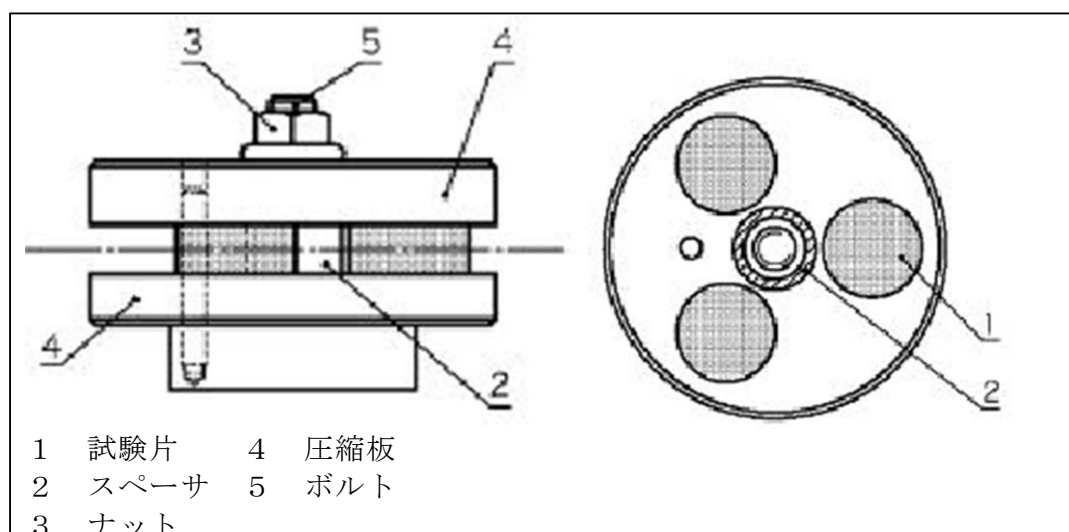


図1 圧縮永久ひずみ試験装置

試験では、加圧試験容器を用いて高温蒸気で曝露し、試験温度は、格納容器限界温度である 200℃、試験期間は7日間（168時間）とし、一定温度で高温曝露している。

圧縮永久ひずみ率は、試験片の初期厚みと試験後の試験片の厚さを測定し、次の式(1)により算出する。各試験片の中心を0.01mmの単位まで厚さ測定し、3個の試験片で得られた値の平均値を算出する。圧縮永久ひずみの算出概念図を図2に示す。

$$C_s = \frac{(t_0 - t_1)}{(t_0 - t_2)} \times 100 \dots \dots \dots (1)$$

C_s : 圧縮永久ひずみ率
 t_0 : 試験片の初期厚み
 t_1 : 試験後の試験片の厚み
 t_2 : スペーサ厚さ


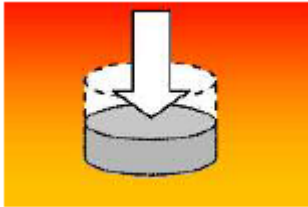
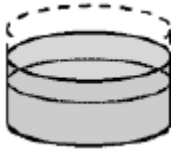


初期状態	試験状態	圧縮開放
		
厚さ t_0	厚さ t_2 (25%圧縮)	厚さ t_1 $C_s = \frac{(t_0 - t_1)}{(t_0 - t_2)} \times 100$

図2 圧縮永久ひずみの算出概念図

圧縮永久ひずみ試験の結果を表1に示す。

表1 圧縮永久ひずみ試験^{※1}結果 (改良E PDM製)

材料	試験温度	構造部放射線照射量	試験雰囲気	試験時間	ひずみ率 (%) ^{※2}	
					各試験片	平均
改良E PDM 	200℃		蒸気	168 時間		

※1 J I S K 6262 に従い実施。

※2 試料を圧縮し完全に回復した状態が0%，全く回復しない状態が100%。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

実機フランジ模擬試験の実機適用性について

改良E PDM製シール材については、シール機能の性能確認として圧縮永久ひずみ試験に加えて、実機フランジを模擬した試験装置（「実機フランジ模擬試験装置」という。）を用いてシール機能を確認している。

実機フランジ模擬試験装置のフランジ断面形状は実機と同形状、ガスケット及び溝寸法は幅・高さともに実機と同等であり、中心径のみを縮小した試験装置としており、フランジ部は実機と同様な変形を模擬できる。

また、実機フランジ模擬試験ではガスケット試験体の押し込み量を0mm（ガスケットとタンクが接している状態）に設定し、実機が2Pd時の開口量以上を模擬した条件で試験を実施している。

1. 実機と実機フランジ模擬試験装置の比較

実機フランジ模擬試験装置及び実機（ドライウェル主フランジ）のフランジ部の断面形状及び寸法を図1、表1に示す。

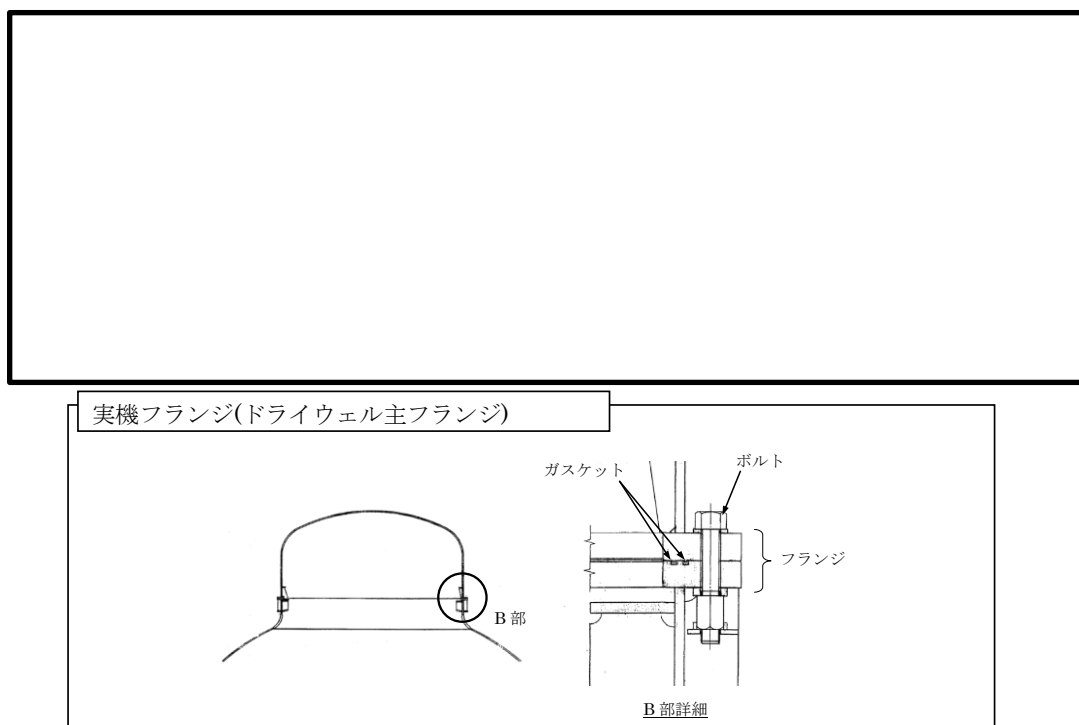


図1 実機フランジ模擬試験装置図及び実機フランジ図

表 1 実機フランジ模擬試験装置と実機フランジの寸法比較

	ガスケット寸法 (mm)				溝寸法 (mm)			
	内径 d_i	外径 d_o	幅	高さ	内径 d_i	外径 d_o	幅	高さ
実機フランジ模擬試験装置								
実機フランジ (ドライウェル 主フランジ内側)								

図 1 及び表 1 に示すとおり、実機フランジ模擬試験装置は、フランジの断面形状が実機と同形状、ガスケット及び溝寸法は幅・高さとも実機と同等であり、中心径のみを縮小した試験装置である。

実機フランジ模擬試験では、漏えい有無の判定基準として、1 cc/min 以上の漏えい量が 30 分以上継続した場合に漏えい有と判断することとしている。ここで、試験の判定基準として設定した 1 cc/min の漏えい量を実機フランジでの漏えい量に換算し、原子炉格納容器の設計漏えい率との比較を行った結果は以下のとおりである。

ガスケットの内径 d_i 、外径 d_o とすると、J I S B 2490 よりガスケットからの漏えい量はガスケットの接触面の内径 d_i に比例し、ガスケット接触幅 $(d_o - d_i) / 2$ に反比例する。

$$L \propto \frac{d_i}{(d_o - d_i) / 2} = \frac{1}{(d_o/d_i - 1)/2}$$

表 1 より実機フランジ模擬試験のガスケットの断面形状は実機と一致していることから、ガスケットの接触幅は実機と一致している。このため、フランジ部からの漏えい量はガスケット内径 d_i に比例する。また、実機フランジ模擬試験では押し込み量を 0 mm に設定し、実機の 2 Pd 時の開口量以上の開口量を模擬した条件で試験を実施している。

本試験で判定基準として設定した漏えい量 (1 cc/min) よりガスケット径比で補正して、実機フランジでの漏えい量を推定したところ、原子炉格納容器全ハッチ類からのリーク量は 0.001%/day 程度であり、原子炉格納容器の設計漏えい率 (0.5%/day) の 1/500 以下となる。実機フランジのガスケット径を表 2 に、実機フランジにおける漏えい量の推定結果を表 3 に示す。

このように、事故時条件を模擬した改良EPDM製シール材の試験結果は、原子炉格納容器の設計漏えい率と比較して十分に余裕がある状態であることから、改良EPDM製シール材の実機への適用は可能であると考えられる。

表2 実機フランジのガスケット径

対象	ガスケット径 ^{※1※3}
ドライウェル主フランジ	
機器搬入口 ^{※4}	
逃がし安全弁搬出ハッチ	
所員用エアロック ^{※2}	
貫通部 X-7A, B ^{※4}	
制御棒駆動機構搬出ハッチ	
合計	

[注記]

- ※1：二重ガスケットについては保守的に外側ガスケットの中心径を用いる。
- ※2：エアロックはガスケット周長が等価となる等価直径とする。
- ※3：ガスケット径が 200mm 以下の閉止フランジ付貫通部については、他の大開口部と比較して影響が小さいため対象外とする。
- ※4：機器搬入口及び貫通部 X-7A, B については、ハッチ及び貫通部 2 個分のガスケット径の合計値とする。

表3 実機フランジにおける漏えい量の推定結果

試験での漏えい判定基準(L ₁)	
試験フランジガスケット径(D ₁)	
格納容器フランジガスケット径合計(D ₀)	
ガスケット径比($\alpha = D_0/D_1$)	
格納容器フランジでの漏えい量(L ₀ =L ₁ × α)	
格納容器空間容積(V ₀)	
格納容器空間容積に対する割合(L ₀ /V ₀)	

化学薬品や核分裂生成物のシール機能への影響について

1. 化学薬品等のシール機能への影響

島根2号炉のシール材として適用する改良EPDM製シール材は、エチレンとプロピレン等の共重合によって得られる合成ゴムの一種であり、同材質のゴムであるEPゴムは、これまでも原子炉格納容器隔離弁の弁体等に使用されてきた実績のある材料である。

EPゴムの基本的な特性を考慮した場合、シール機能に悪影響を及ぼす可能性がある物質としては、「溶剤」と「潤滑油」が挙げられる。表1にEPゴムの基本特性を示す。

洗い油やベンゼン等の溶剤は管理区域内への持ち込み管理を行っており、プラント運転中においては原子炉格納容器内に存在しないため、シール材に悪影響を及ぼすことはない。

「潤滑油」は、PLRポンプのモータの潤滑油等が挙げられるが、シール材を使用しているドライウェル主フランジ等のハッチ類、隔離弁のフランジからは十分離れており、仮に上述の機器から何らかの要因で油が漏洩したとしても、機器設置床はグレーチング構造であることから、シール材に直接到達することは考えにくいため、悪影響を及ぼす可能性はないと考える。原子炉格納容器内の位置関係を図1に示す。

表1 EPゴムの基本特性

耐蒸気性	A
耐水性	A
耐性（植物油）	A～B
耐性（潤滑油）	D
耐性（溶剤）	D

凡例 A：優 B：良 D：不可（ただし配合による。）

出典：日本バルカー工業(株)発行「バルカーハンドブック」より抜粋

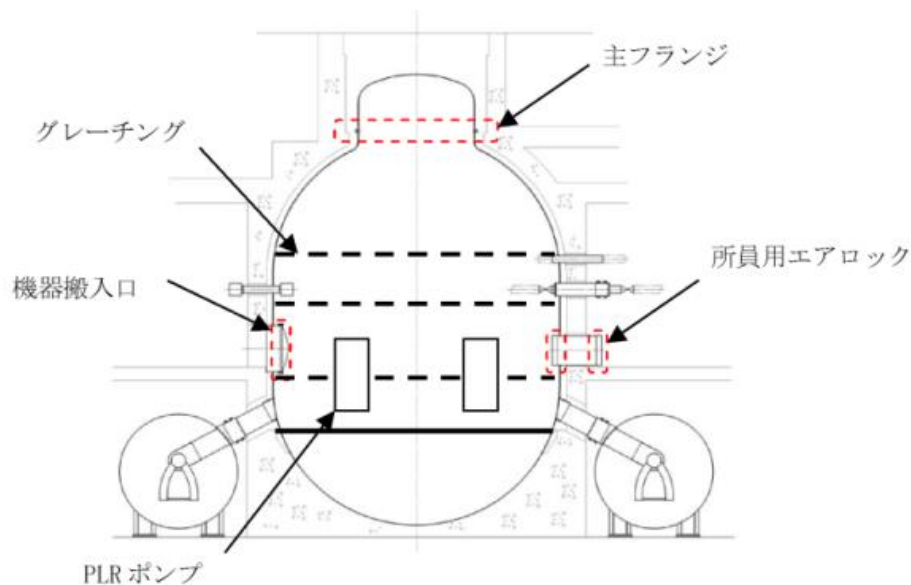


図1 原子炉格納容器内の位置関係

2. 重大事故等時に発生する核分裂生成物や水素のシール機能への影響

炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、E P D M材は耐アルカリ性を有する材料であることから、セシウムによるシール機能への化学的影響はないものと考ええる。

一方、ハロゲン元素のよう素については、有機材料であるE P D M材では影響を生じる可能性がある。今後、使用することとしている改良E P D M製シール材については、電力共同委託による影響の確認を行っており、炉心損傷時に想定されるよう素濃度（約 $620\text{mg}/\text{m}^3$ ）よりも高濃度のよう素環境下（約 $1,000\text{mg}/\text{m}^3$ ）においても、圧縮永久ひずみ等のシール材としての性状に大きな変化がないことを確認している。このように、よう素環境下での性能が確認された材料を用いることにより、シール機能への影響が生じることはないものと考ええる。

重大事故等時に原子炉格納容器内で発生する水素の原子炉格納容器外への主要な放出モードとして気体分子のガスケット材料透過が考えられる。これは水素等の分子量が小さい気体の場合に起こりうる事象であるが、重大事故等時の原子炉格納容器内環境条件下（温度・放射線）においてシール機能の顕著な劣化は生じないことから、ガスケット材料透過による原子炉格納容器外への水素の放出可能性は極めて低いものと考えられる。

扉板の変形によるシール性の影響について

1. はじめに

所員用エアロックのシール部の評価について、原子炉格納容器内圧による扉の変形に伴うシール部の開口量（Y方向の変位）評価を実施しているが、ここでは、変形支点の変位（X方向の変位）の影響について評価する。図1に所員用エアロックのシール部の構造を示す。

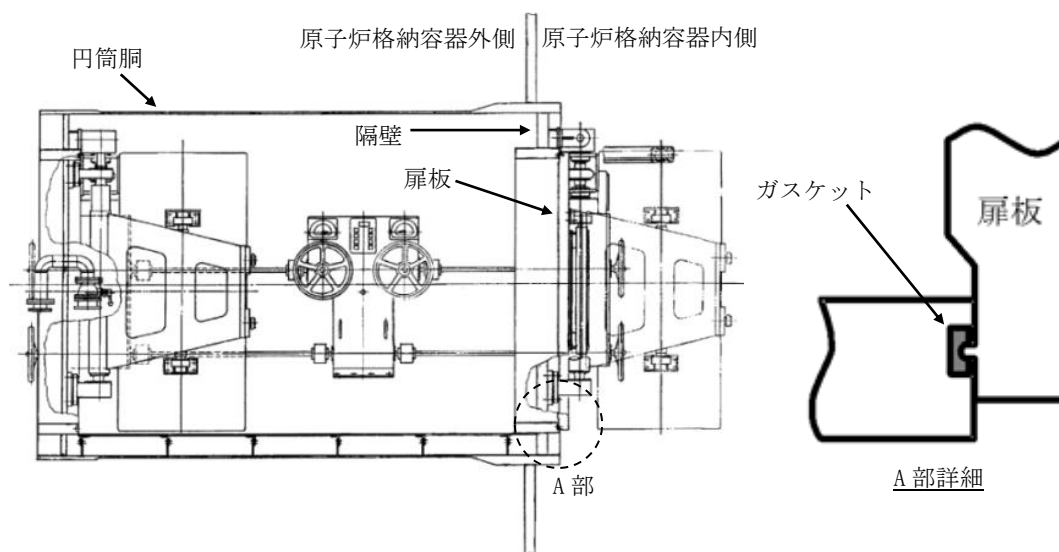


図1 所員用エアロックのシール部構造

(1) 扉の変形（たわみ等）について

図2及び3に示すように、2点支持はりモデルで扉板の変形を評価する。なお、扉板形状は平板であり、剛性を考慮したはりモデルで評価を実施していることから、はりモデルとして妥当であると考ええる。また、本はりモデルでは変位量が大きくなる扉板長辺側をモデル化していることに加え、実機においては扉板の上下左右に支点があるところを、本はりモデルでは上下支点のみで支持するはりモデルとして評価していることから、保守的に評価していると考ええる。

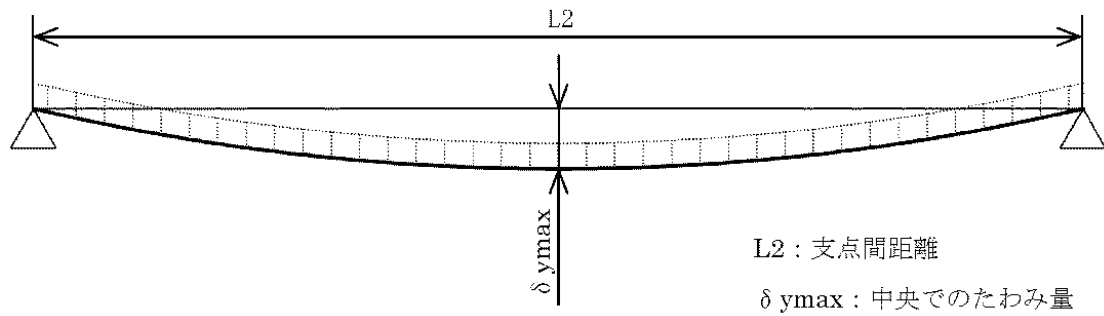
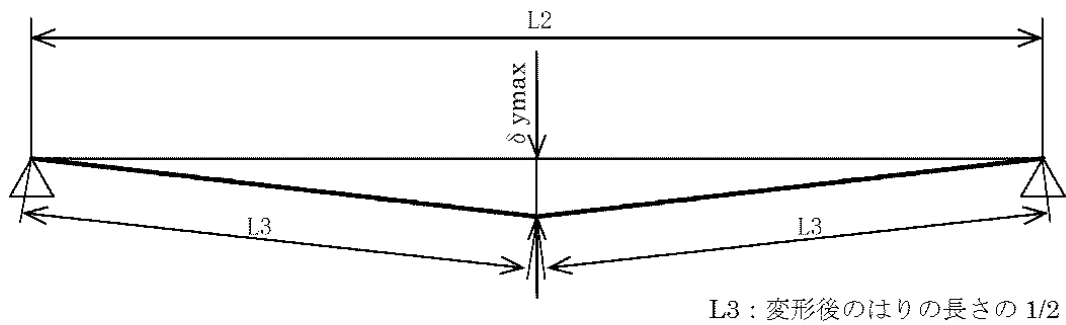


図2 2点支持はりモデル



※ X 方向変位量 $\delta x = 2 \times L3 - L2$ として算出

図3 三角形モデル

図4にエアロック扉板シール部の変形挙動のイメージを示す。所員用エアロックの変形によって生じる扉板のX方向変位量 δx を評価した結果、0.4mm程度である。扉板のX方向変位に伴いシール部であるタングもX方向へわずかに移動(0.2mm程度)するが、ガスケット幅30mmと比較した場合、タングの移動量は十分小さくグループ側面と干渉しないため、所員用エアロックのシール性に影響しないことを確認した。

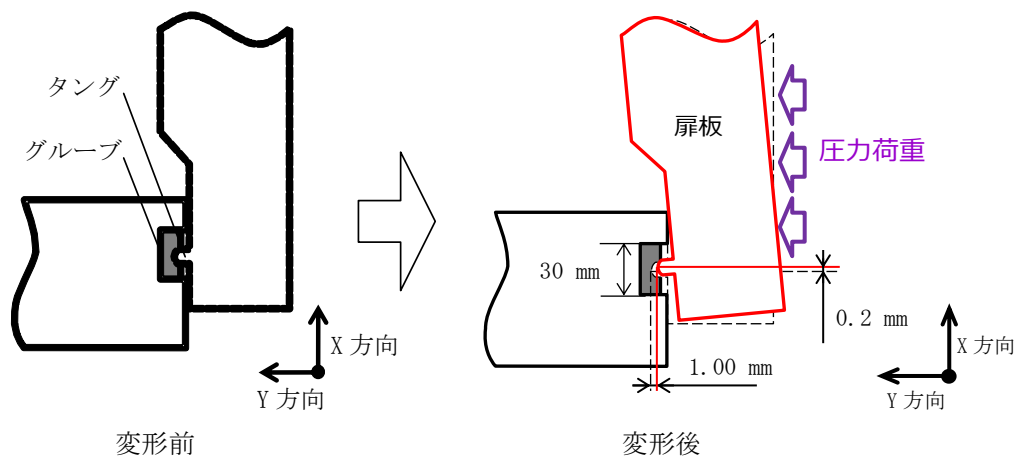


図4 所員用エアロック扉板シール部の変形挙動のイメージ

(2) 変形支点の変位について

上記で示した扉の軸方向へのすべり $\delta_x = 0.4\text{mm}$ の場合について、所員用エアロック扉を図5のように2点支持のはりとしてモデル化してシール部の開口量を評価した。その結果、扉シール部の開口量は 1.00mm となり、扉板の変形による支点の移動を考慮しない場合の開口量 \square mm より小さくなり、保守側の結果となる。

扉板の変形による支点の移動を考慮した場合の所員用エアロック扉板シール部の開口量 1.00mm は、許容開口量 \square mm 以下であることから、シール機能は維持される。

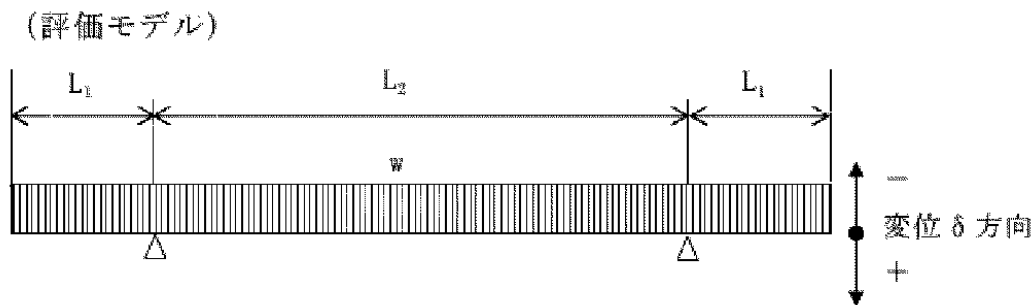


図5 評価モデル

$$\delta = \left\{ w \times L_1 \right\} / (24 \times E \times I) \times (3L_1^3 + 6L_1^2 \times L_2 - L_2^3) = -1.00 \text{ mm}$$

T I P 火薬切断弁の信頼性について

1. T I P 系統概要

T I P (Traversing In-core Probe) は、移動式の炉心内の核計装装置であり、全体概要構成は L P R M (Local Power Range Monitor : 局部出力領域モニタ) を校正するための検出器と、その検出器を炉心内への挿入と炉心からの引抜を行う駆動関連装置、及び検出器を炉心内にガイドするための校正用導管で構成される。校正用導管は L P R M 検出器に隣接して 1 体配置されており、L P R M 全 31 座標と同じ員数となっている。T I P システムの概略構成図を図 1 に示す。

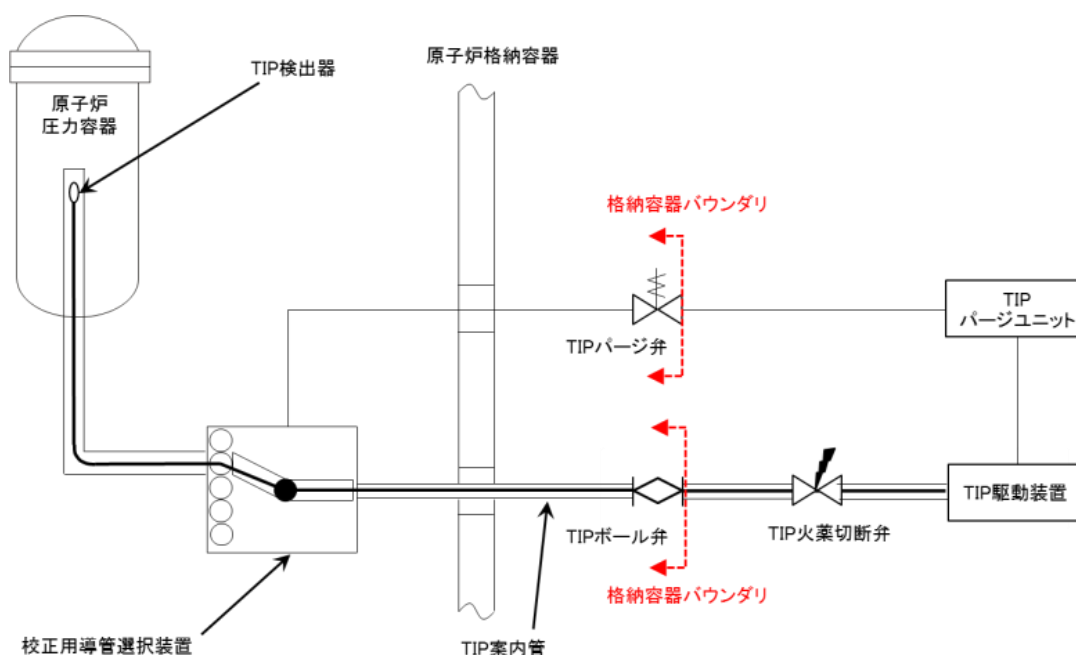


図1 T I P システム構成図

2. T I P 装置の機能、動作について

① T I P 駆動装置

T I P 駆動装置は、T I P 検出器ケーブルをT I P 駆動装置内の歯車によって駆動し、T I P 検出器を原子炉格納容器外から炉心内に挿入、引抜操作する。

② T I P ボール弁及びT I P 火薬切断弁

T I P ボール弁は通常運転時に全閉状態であり、隔離機能を維持している。T I P ボール弁が開状態となるのは、通常運転時の局部出力領域モニタの校正のためT I P 検出器を炉心内に挿入・引抜する期間である。T I P 検出器を炉心内に挿入している間に格納容器隔離信号が入った場合には、T I P 検出器が自動引抜され、T I P ボール弁が自動閉止する。また、T

I P 検出器を炉心内に挿入している間に格納容器隔離信号が入り、かつ T I P ボール弁が正常に閉止しない場合、T I P 火薬切断弁にて閉止を行う。この場合、T I P 火薬切断弁のカッターを動作させ、T I P 検出器ケーブルを切断して隔離機能を持たせる。

③ 校正用導管

校正用導管は駆動関連装置を構成する各機器間に接続されており、T I P 検出器並びにケーブルを外部から保護するとともに、これらの走行のための案内となる機能を有している。

④ T I P パージユニット

T I P パージユニットは、校正用導管の内面にコーティングされている潤滑剤（校正用導管と T I P 検出器ケーブルの摩擦力低減を目的としている）の湿分吸収による潤滑効果の低下防止を目的とし、T I P 駆動装置に乾燥空気をパージし、校正用導管選択装置に窒素をパージする。

⑤ 校正用導管選択装置

校正を必要とする L P R M 座標に T I P 検出器を案内するために、校正用導管を選択する装置である。本装置内の校正用導管を回転させることで、各座標の校正用導管を選択する機能をもつ。

3. T I P 火薬切断弁の構造について

T I P 火薬切断弁の構造を図 2 に示す。中央制御室の操作パネルにより運転員が手動操作により T I P 火薬切断弁に作動信号を与えると、爆発によるエネルギーによりカッターが飛び出し、T I P 検出器ケーブルを内蔵している校正用導管を切断した後、カッターは所定の位置に停止する。その時にカッターと T I P 火薬切断弁のパッキンによりシールし、隔離する。



図 2 T I P 火薬切断弁構造

4. T I P 火薬切断弁の信頼性確認について

T I P 火薬切断弁の信頼性を確認するため、T I P 火薬切断弁の起爆回路の健全性を確認することを目的として、定検ごとで表 1 に示す検査を実施している。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

経年劣化の影響が懸念される弁駆動源である火薬については、交換頻度を 65 ヶ月としており、T I P 火薬切断弁ごと交換することとしている。

また、T I P 火薬切断弁の交換の際には、同一ロットの試供品にて爆破試験等を実施することで、動作信頼性を確保している。

なお、パッキンについては、P E E K 材を使用しており、表 2 に示す試験条件で暴露し、その後、2Pd を超える 1.5MPa で漏えい試験を行い、シール性を確保できることを確認している。

表 1 T I P 火薬切断弁の検査項目

No.	検査項目
1	外観検査
2	絶縁抵抗測定試験 (T I P 火薬切断弁コネクタ部～中央制御室の 操作ユニット間のケーブルの健全性確認)
3	導通確認試験 (T I P 火薬切断弁の点火回路の健全性確認試 験)

表 2 試験条件

放射線照射	800kGy
蒸気通気試験	200℃×0.853MPa 以上×168 時間

フランジ部の永久変形の評価について

原子炉格納容器バウンダリの健全性評価のうち、開口評価を行っているものに対して、事故時の原子炉格納容器過圧状態における開口により、永久変形が生じないことを示す。

開口影響がある部位の評価として、200℃、2 Pd におけるフランジ部の変形によるフランジ部の発生応力を算出し、供用状態 C における評価基準値と比較した。その結果、全てのフランジ部の発生応力が供用状態 C における評価基準値を下回っており、永久変形が生じないことを確認した。

<評価対象>

- ・ドライウェル主フランジ
- ・機器搬入口
- ・所員用エアロック
- ・逃がし安全弁搬出ハッチ
- ・制御棒駆動機構搬出ハッチ
- ・配管貫通部（平板類）

① ドライウェル主フランジ

ドライウェル主フランジについて、既工認と同様の評価手法を用いて算出したフランジ及びボルトの発生応力が、供用状態 C における評価基準値を下回ることを確認する。

ドライウェル主フランジの主要寸法を図 1，評価結果を表 1 に示す。発生応力は供用状態 C における評価基準値を下回っており、永久変形は生じない。

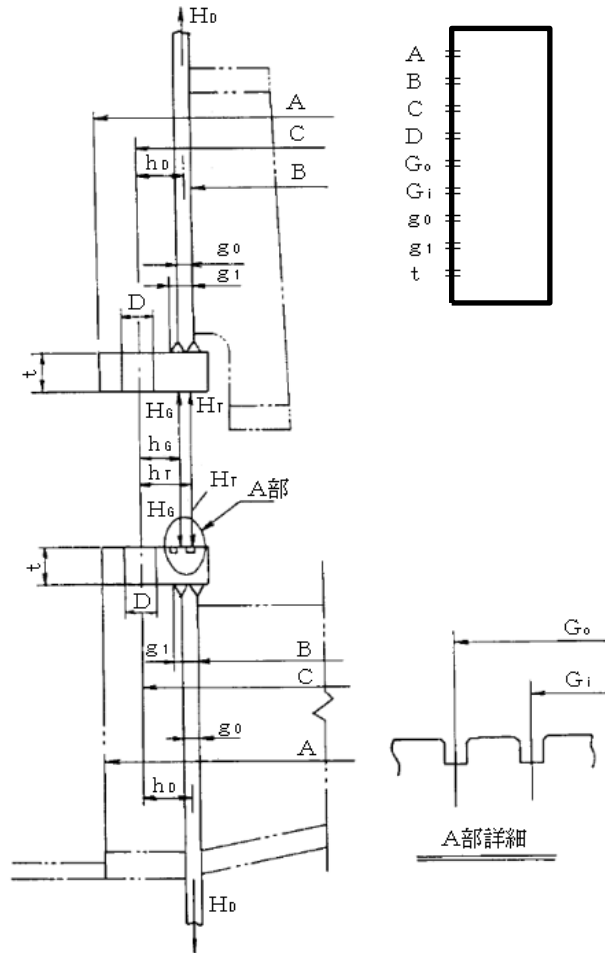


図1 ドライウェル主フランジの形状及び主要寸法（単位：mm）

表1 ドライウェル主フランジの評価結果（単位：MPa）

荷重	応力			供用状態Cにおける評価基準値*
2Pd	ハブの軸方向応力	σ_H	37	339
	ボルト穴の中心円におけるフランジの半径方向応力	$\sigma_{R'}$	185	226
	フランジの半径方向応力	σ_R	6	226
	フランジの周方向応力	σ_T	1	226
	組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_R}{2}$	22	226
		$\frac{\sigma_H + \sigma_T}{2}$	19	226
使用状態でのボルトの応力	σ_{b0}	397	502	

※200°Cでの供用状態Cにおける評価基準値

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

② 機器搬入口

機器搬入口のフランジ部について、既工認と同様の評価手法を用いて算出したフランジの発生応力が、供用状態Cにおける評価基準値を下回ることを確認する。

機器搬入口の主要寸法を図2，フランジの主要寸法を図3，評価結果を表2に示す。発生応力は供用状態Cにおける評価基準値を下回っており，永久変形は生じない。

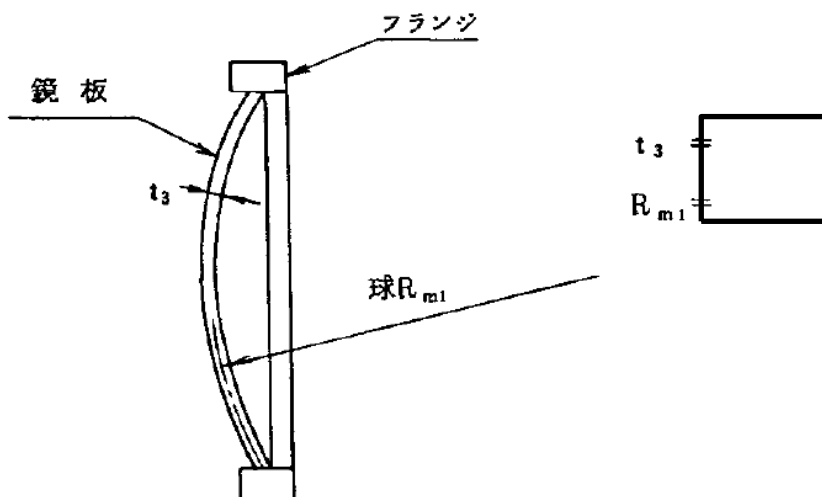


図2 機器搬入口の形状及び主要寸法（単位：mm）

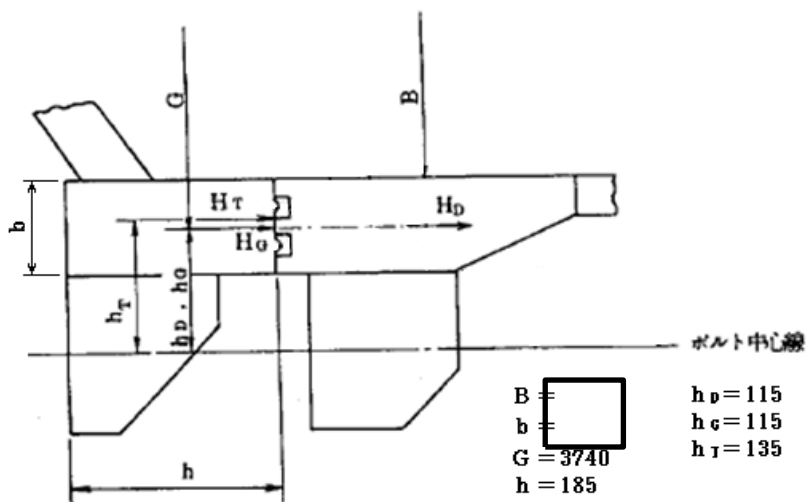


図3 機器搬入口フランジの形状及び主要寸法（単位：mm）

表2 機器搬入口の評価結果（単位：MPa）

荷重	応力強さ	供用状態Cにおける評価基準値*
2 Pd	54	339

※200℃での供用状態Cにおける評価基準値

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

③ 所員用エアロック

所員用エアロックの隔壁部は、既工認において、最も厳しい応力点（P 8）を代表評価点として、発生応力を算出している。それに基づき供用状態Cの評価基準値との比を算出し、設計圧力に対する裕度を求め、その比を設計圧力に乗ずることで、所員用エアロック部の許容圧力が求まる。この許容圧力が2Pdを上回ることを確認する。

応力評価点を図4、応力評価結果を表3に示す。許容圧力は2Pdを上回り、永久変形は生じない。

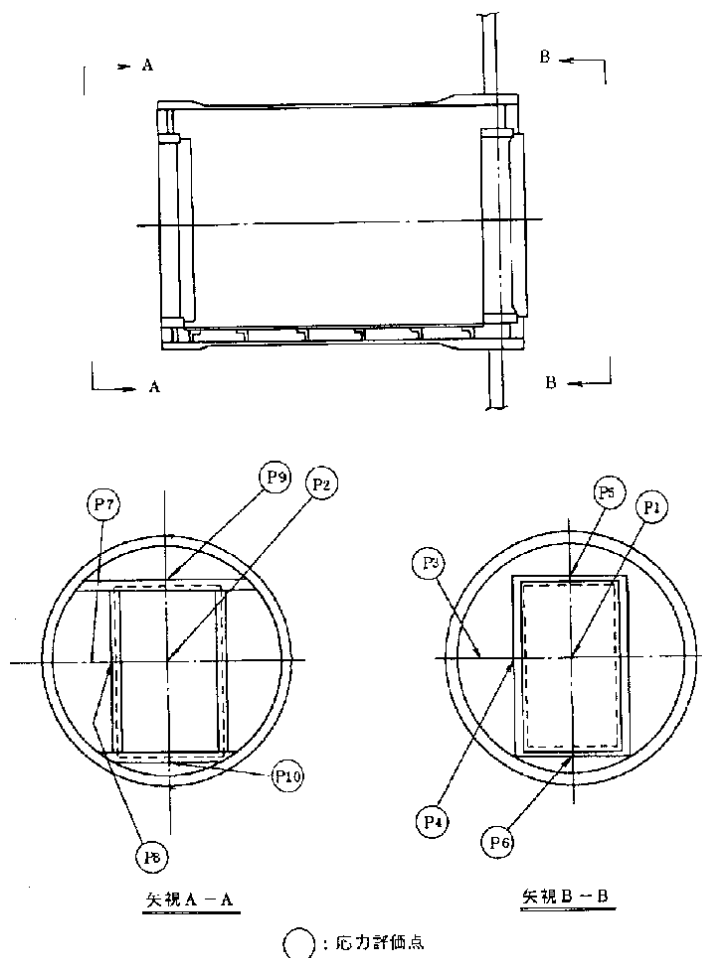


図4 応力評価点

表3 所員用エアロックの評価結果（応力評価点P 8）

S	供用状態Cにおける評価基準値(MPa)	339
P_D	最高使用圧力(MPa)	0.427
σ	既工認での発生応力 (MPa)	155
α	許容応力と発生応力との比	2.19
P	200°Cにおける許容圧力 (MPa)	0.935
0.935 MPa > 0.853 MPa (2Pd)		

④ 逃がし安全弁搬出ハッチ

逃がし安全弁搬出ハッチのフランジ部について、既工認と同様の評価手法を用いて算出したフランジの発生応力が、供用状態Cにおける評価基準値を下回ることを確認する。

逃がし安全弁搬出ハッチの主要寸法を図5，フランジの主要寸法を図6，応力評価結果を表4に示す。発生応力は供用状態Cにおける評価基準値を下回っており，永久変形は生じない。

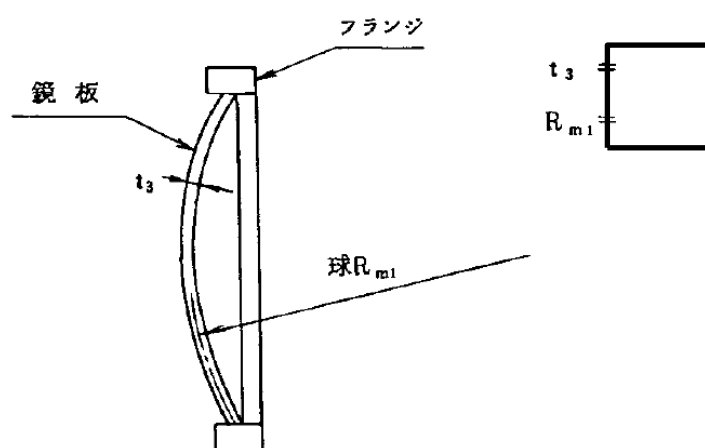


図5 逃がし安全弁搬出ハッチの形状及び主要寸法（単位：mm）

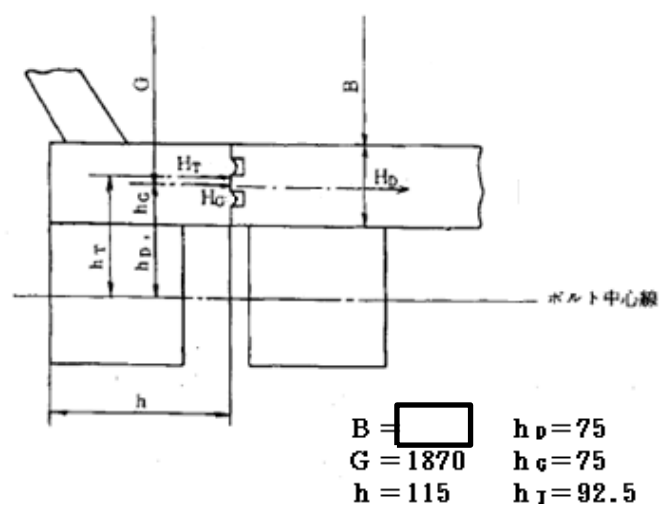


図6 逃がし安全弁搬出ハッチフランジの形状及び主要寸法（単位：mm）

表4 逃がし安全弁搬出ハッチの評価結果（単位：MPa）

荷重	応力強さ	供用状態Cにおける評価基準値※
2Pd	33	339

※200℃での供用状態Cにおける評価基準値

⑤ 制御棒駆動機構搬出ハッチ

制御棒駆動機構搬出ハッチのフランジ部について、既工認と同様の評価手法を用いて算出したフランジ、ブラケット及びボルトの発生応力が、供用状態Cにおける評価基準値を下回ることを確認する。

制御棒駆動機構搬出ハッチの主要寸法を図7、フランジの主要寸法を図8、ブラケットとボルトの寸法を図9に、ブラケット溶接部の寸法を図10、応力評価点を表5及び図11、応力評価結果を表6～8に示す。発生応力は供用状態Cにおける評価基準値を下回っており、永久変形は生じない。

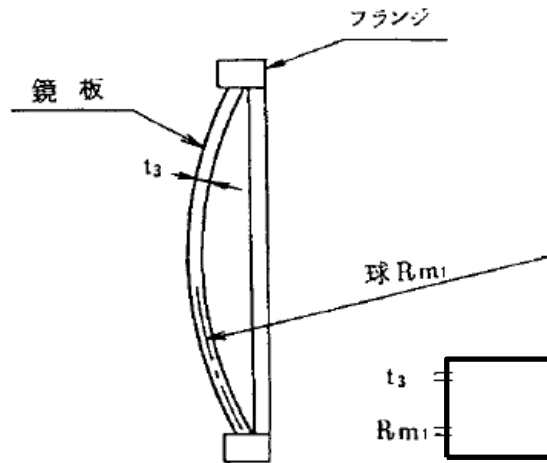


図7 制御棒駆動機構搬出ハッチの形状及び主要寸法（単位：mm）

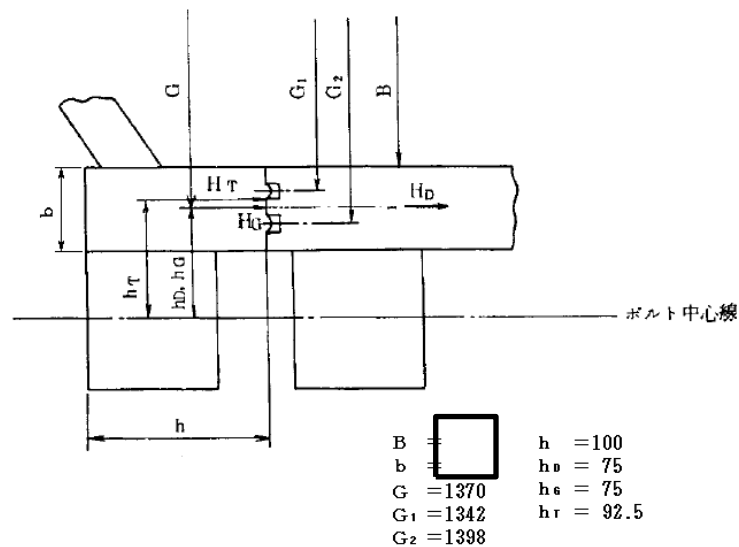


図8 フランジの形状及び主要寸法（単位：mm）

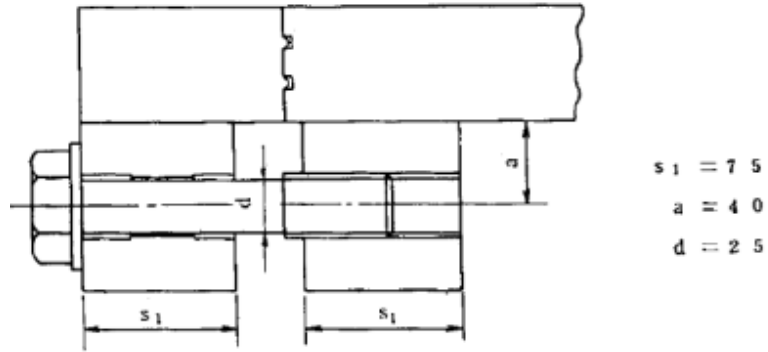


図9 ブラケットとボルトの形状及び寸法（単位：mm）

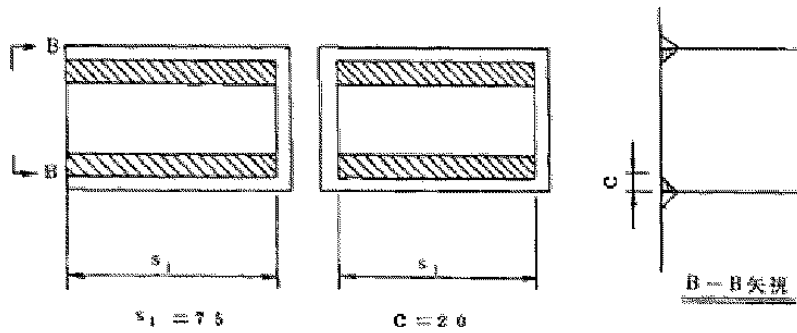


図10 ブラケット溶接部の寸法（単位：mm）

表5 応力評価点

応力評価点番号	応力評価点
P 2	フランジ
P 3	ブラケットとフランジとの接合部
P 4	ブラケットと円筒胴との接合部
P 5	ボルト

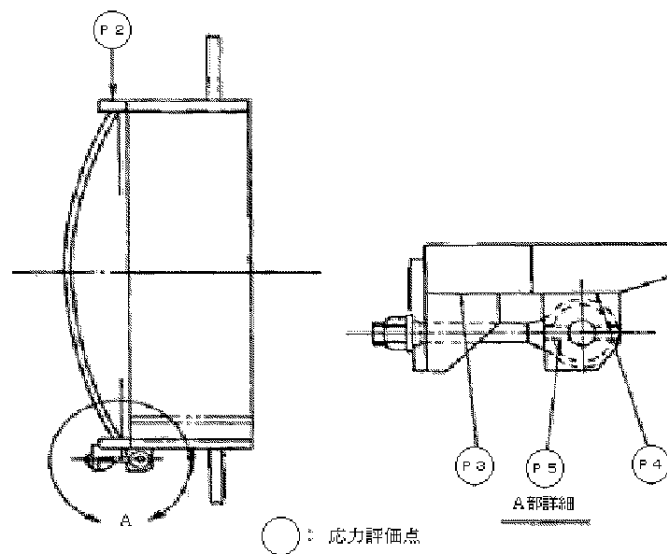


図11 制御棒駆動機構搬出ハッチの応力評価点

表6 フランジの応力評価結果（単位：MPa）

応力評価点	荷重	応力強さ	供用状態Cにおける評価基準値*
P 2	2Pd	177	339

※200℃での供用状態Cにおける評価基準値

表7 ブラケットの応力評価結果（単位：MPa）

応力評価点	荷重	垂直応力	せん断応力	応力強さ	供用状態Cにおける評価基準値*
P 3	2Pd	102	32	121	339
P 4	2Pd	102	32	121	339

※200℃での供用状態Cにおける評価基準値

表8 ボルトの応力評価結果（単位：MPa）

応力評価点	荷重	応力強さ	供用状態Cにおける評価基準値*
P 5	2Pd	194	502

※200℃での供用状態Cにおける評価基準値

⑥ 配管貫通部（平板類）

配管貫通部のフランジ部について、既工認と同様の評価手法を用いて算出したフランジの発生応力が、供用状態Cにおける評価基準値を下回ることを確認する。

応力評価結果を表9に示す。発生応力は供用状態Cにおける評価基準値を下回っており、永久変形は生じない。

表9 配管貫通部（平板類）の評価結果（単位：MPa）

応力	記号	X-7A, B		X-23A～E		X-107	
		発生応力	供用状態Cにおける評価基準値*	発生応力	供用状態Cにおける評価基準値*	発生応力	供用状態Cにおける評価基準値*
ハブの軸方向応力	σ_H	82	339	51	339	132	339
フランジの半径方向応力	σ_R	106	226	69	226	71	226
フランジの周方向応力	σ_T	13	226	36	226	39	226
組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_R}{2}$	94	226	60	226	102	226
組合せ応力	$\frac{\sigma_H + \sigma_T}{2}$	48	226	44	226	86	226

※200℃での供用状態Cにおける評価基準値

原子炉格納容器 限界温度・圧力に対する経年劣化の影響について

1. はじめに

原子炉格納容器の限界温度・圧力に関する評価における評価対象部位について、放射性物質の閉じ込め機能が、経年劣化により低下していないことを確認し、今回の限界温度・圧力に関する評価結果に影響しないことを確認する。なお、考慮する経年劣化事象については、島根2号炉において実施した高経年化技術評価を参考に検討する。

2. 原子炉格納容器本体

原子炉格納容器本体については、経年劣化事象として腐食が考えられるが、原子炉格納容器本体は、鋼板表面に防食塗装を施すとともに、保全計画に基づく外観点検において表面の腐食、塗膜等の異常があれば、補修塗装を実施していることから、有意な劣化はないと考えられる。なお、原子炉格納容器本体に対して、一般社団法人 日本電気協会 電気技術規程「原子炉格納容器の漏えい率試験規程（J E A C 4203）」（以下「J E A C 4203」という。）に基づく、全体漏えい率試験（1回／1定検）を実施し、放射性物質の閉じ込め機能の健全性を継続的に確認している。

3. 原子炉格納容器本体以外

原子炉格納容器本体以外の評価部位について、考慮する経年劣化事象は以下のとおり。

- ・ステンレス鋼配管については、塩分付着による外面の応力腐食割れが考えられるが、建設時から、空調設備に中性能フィルタが設置されていること及び工場出荷前における配管養生等の塩害対策が実施されていること、また、計画的に目視確認または漏えい試験を実施していることから、有意な劣化はないと考えられる。
- ・炭素鋼配管については、流れ加速型腐食による減肉が考えられるが、社内規定に基づき計画的な肉厚測定を実施し、基準を満足しない場合は、計画的に取り替えを行うなど、適切な管理を行っている。
- ・原子炉格納容器隔離弁については、保全計画に基づく、計画的な分解点検、目視・表面検査を実施していることから、有意な劣化はないと考えられる。
- ・電気配線貫通部については、経年劣化事象として樹脂等の劣化が考えられる。これらの部位の経年劣化については、長期健全性試験により、健全性を確認している。
- ・機器搬入口等に使用しているガスケットについては、保全計画に基づく定期的な取り替えを実施していることから、経年劣化事象とはならない。

- ・ J E A C 4203 に基づく，全体漏えい率検査（1回／1定検）を実施し，放射性物質の閉じ込め機能の健全性を継続的に確認している。

以上のことから，経年劣化による原子炉格納容器の限界温度・圧力への影響はないと考える。

原子炉格納容器に接続される系統の健全性について

1. はじめに

200℃、2Pdの条件下において、原子炉格納容器に接続される系統の健全性が維持できることを以下のとおり確認した。

2. 格納容器破損防止対策に使用される系統について

格納容器破損防止対策としては、下記条項に係る設備が使用され、各々発生する事象に応じて使用される設備が異なる。

第49条（原子炉格納容器内の冷却等のための設備）

対策：格納容器代替スプレイ系（常設及び可搬型）により、残留熱除去系の格納容器スプレイ機能が喪失した場合でも、原子炉格納容器内雰囲気冷却・減圧・放射性物質の低減機能を維持する。

第50条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）

対策：残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで、残留熱除去系が機能喪失した場合でも、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

第51条（原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための設備）

対策：ペDESTAL代替注水系（常設及び可搬型）により、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する。

第52条（水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備）

対策：原子炉格納容器内の不活性化、水素濃度計による原子炉格納容器水素濃度の監視及び格納容器フィルタベント系による水素ガスの原子炉格納容器外への排出により、原子炉格納容器内の水素爆発を防止する。

上記のうち、第49条、第51条、第52条に関連する系統については原子炉格納容器バウンダリ外より冷却水や不活性ガスをバウンダリ内へ注入する（押し込む）対策がとられるのに対し、第50条ではバウンダリ外へ内包ガスを放出、あるいは同バウンダリを跨いで系統を構成（PCVバウンダリを拡大）し、原子炉格納容器内包流体を循環させる対応がとられる。

ここでは、第50条に関連する設備（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）について200℃、0.853MPa [gage]（2Pd）環境下での使用における影響を検討する。

3. 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備（第 50 条）の健全性について

3.1 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系については、系統を構成する第 1 ベントフィルスクラバ容器や弁・配管等については、いずれも最高使用温度 200℃、最高使用圧力 0.853MPa [gage] (2Pd) で設計することとしている。したがって、原子炉格納容器が 200℃、2Pd の環境にあっても、系統設備の健全性に問題はない。

格納容器フィルタベント系の概要図を図 1 に示す。

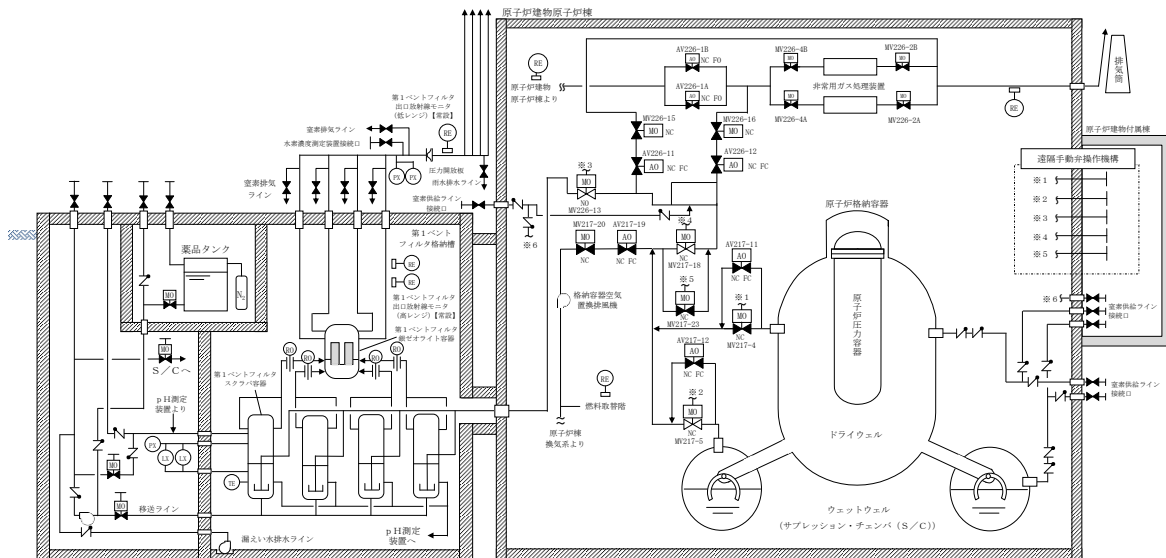


図 1 格納容器フィルタベント系 概要図

3.2 残留熱代替除去系

残留熱代替除去系は、サプレッション・チェンバを水源とし、残留熱代替除去ポンプ、残留熱除去系熱交換器を使用してサプレッション・チェンバのプール水を昇圧・冷却して原子炉圧力容器へ注水するとともに、原子炉格納容器内にあるスプレーヘッダよりドライウエル内にプール水をスプレーするものである。なお、残留熱除去系熱交換器は原子炉補機代替冷却系により冷却する。

主要機器の仕様を 3.2.1 項に、残留熱代替除去系概要図を図 2 に示す。

3.2.1 主要機器の仕様

(1) 残留熱代替除去ポンプ

型式：ターボ型

台数：1 (予備 1)

容量：約 150m³/h/個

全揚程：約 70m

最高使用圧力：2.50MPa [gage]

最高使用温度：185℃

(2) 残留熱除去系熱交換器

型式：たて置U字管式

基数：2

最高使用圧力：3.92MPa [gage]

最高使用温度：185℃

伝熱容量：約 9.1MW/基

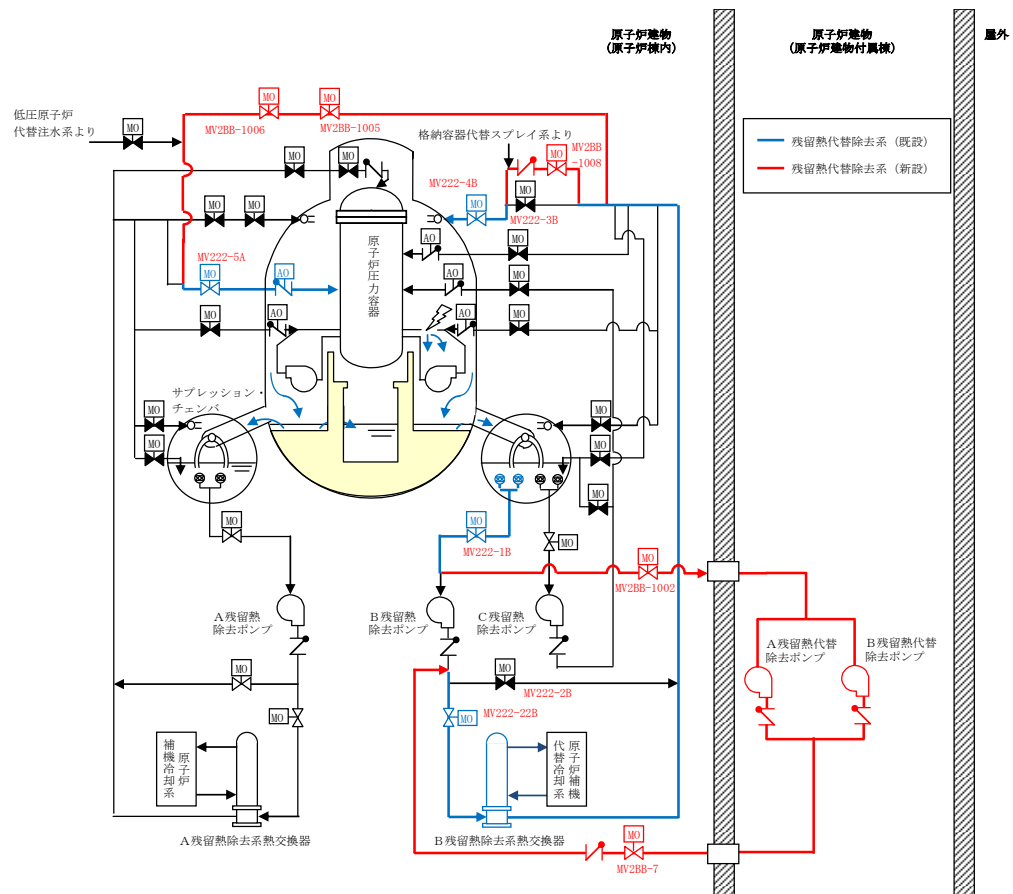


図2 残留熱代替除去系 概要図

3.2.2 残留熱代替除去系の健全性

残留熱代替除去系の健全性については、「残留熱代替除去ポンプの健全性」、「残留熱除去系熱交換器の健全性」、「シール材の信頼性」の観点から評価する。

(1) 残留熱代替除去ポンプおよび残留熱除去系熱交換器の健全性

0.853MPa [gage] (2Pd) においては、サブプレッション・チェンバのプール水の温度は0.853MPa [gage] (2Pd) における飽和温度 178℃となる。残留熱代替除去

ポンプ及び残留熱除去系熱交換器の最高使用温度は 185℃であるため、健全性に問題はない。

(2) シール材の健全性について

残留熱代替除去系を使用する場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について高温環境による影響、放射線影響及び化学種による影響によって材料が劣化し漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について下記のとおり評価を行った。

①高温環境及び放射線による影響

残留熱代替除去系は、重大事故等時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため、高温環境下であること及び系統内を高放射能の流体が流れることから、高温及び放射線による劣化が懸念される。

上記に示す部材のうち、配管フランジガスケットには膨張黒鉛材料若しくはステンレス等の金属材料及び弁グランドシール部には膨張黒鉛材料が用いられている。これらは、耐熱性があること及び無機材料であり高放射線下においても劣化の影響は極めて小さい。このため、これらについては評価温度である 200℃以上の耐熱性を有することに加え、放射線性による影響についても、耐放射線性能が確認されたシール材を用いることから、シール性能が維持されるものとする。

残留熱代替除去ポンプのバウンダリを構成する部材（メカニカルシール、ケーシングシール等）のシール材には、200℃までの耐熱性を持ち、耐放射線性を向上させた改良フッ素ゴムを用いることから、シール性能が維持されるものとする。

②核分裂生成物による化学的影響

炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はなく、また、改良フッ素ゴムについても耐アルカリ性を有する材料であることから、セシウムによるシール機能への化学的影響はないものとする。

一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットでは影響はない。有機材料であるフッ素ゴムについても、よう素に対する耐性をガスケットメーカーで確認しており、第 1 表に示すとおり、5 段階評価（ランク 1 が最も耐性がある）のうち、ランク 1 に位置づけられており、よう素に対する耐性があるものとする。

このように、よう素に対する性能が確認された材料を用いることにより、漏えい等の影響が生じることはないものとする。

表1 フッ素ゴムの特性

薬品	耐性ランク
ヨウ素	1

＜耐性ランクの凡例＞

- 1：動的部分にも使用可能で体積変化率は10%以内
- 2：動的部分にも条件により使用可能，体積変化率は20%以内
- 3：静的部分には使用可能，体積変化率は30%以内
- 4：静的部分には条件により使用可能，体積変化率は100%以内
- 5：使用できない。体積変化率は100%以上

出典：日本バルカー工業（株）発行「バルカーハンドブック」より抜粋

炉心損傷した際、サプレッション・チェンバのプール水の酸性化を防止すること及びサプレッション・チェンバのプール水中の核分裂生成物由来のよう素を捕捉することにより、格納容器フィルタベント系を使用した際のような素の放出量の低減を図るため、サプレッション・プール水 pH 制御系とドライウエル内に常備するアルカリ薬剤を自主的な取り組みとして設ける計画である。サプレッション・プール水 pH 制御系及びアルカリ薬剤の使用により、アルカリ薬液である水酸化ナトリウムがサプレッション・プールを含む原子炉格納容器内に存在するが、耐アルカリ性を有する改良フッ素ゴムを使用することにより、残留熱代替除去系及び原子炉格納容器バウンダリのシール機能に影響はない。

4. まとめ

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備（第50条）について、200℃、2Pdの条件における設備の健全性について評価した。

格納容器フィルタベント系については、200℃、2Pdを系統の設計温度、設計圧力とするため、設備上の問題はない。

残留熱代替除去系については、残留熱代替除去ポンプ及び残留熱除去系熱交換器の最高使用温度は185℃であるが、0.853MPa [gage]（2Pd）の飽和温度より高い温度で設計されている。また、ガスケットやシール材については、黒鉛系ガスケットや改良フッ素ゴム等を用いており、200℃、2Pdの条件下であっても健全性は維持可能であると評価された。

実機環境と改良E P D M製シール材の試験条件の比較について

改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験は、想定される重大事故等時の積算放射線量及び温度を包絡した条件にて試験を実施している。重大事故等時の実機環境と圧縮永久ひずみ試験、実機フランジ模擬試験、実機を模擬した小型フランジ試験及び原子炉格納容器隔離弁模擬試験における試験条件を表1に示す。

表1 実機環境と試験条件の比較（1 / 2）

	重大事故等時実機環境 (原子炉格納容器内)	圧縮永久 ひずみ試験	実機フランジ 模擬試験 ^{※1}	実機を模擬した 小型フランジ試験 ^{※2}
シール材の 放射線環境	金属に 囲まれている	直接曝露	直接曝露	直接曝露
積算放射線量			800kGy	800kGy
温度	200℃以下	200℃	200℃	200℃
放射線と熱の 付与順序	同時	放射線→熱	放射線→熱	放射線→熱

※1：日本原子力学会 2015 年秋の大会「改良E P D M材料の格納容器フランジシール部への適用性評価(1) 実機フランジ模擬試験計画、(2)実機フランジ模擬試験の実施」

※2：日本機械学会 第20回動力・エネルギー技術シンポジウム「BWRの格納容器ベントにおける総合的な放射性物質放出抑制について」
2015年 電気学会 電力・エネルギー部門大会「原子炉格納容器（PCV）フランジ・ハッチ部シール材の気密試験」

表1 実機環境と試験条件の比較（2 / 2）

	重大事故等時実機環境 (原子炉格納容器外)	原子炉格納容器隔離弁 模擬試験（バタフライ弁） ^{※3}	原子炉格納容器隔離弁 模擬試験（T I Pページ弁）
シール材の 放射線環境	金属に 囲まれている	直接曝露	直接曝露
積算放射線量		300kGy	860kGy
温度	200℃以下	200℃	200℃
放射線と熱の 付与順序	同時	放射線→熱	放射線→熱

※3：日本原子力学会 2015 年秋の大会「改良E P D M材料の格納容器バタフライ弁への適用性 (1)実機バタフライ弁模擬試験の実施」

上表のとおり、各試験は重大事故等時の実機環境を包絡した条件にて実施している。

なお、文献^{※4}において、改良E P D M等の有機系材料の放射線照射と熱劣化の付与の順序については、放射線照射後に熱劣化を付与することが保守的であると評価されている。

また、文献^{※5}において、文献^{※6}に放射線照射後の熱劣化（逆逐次劣化）が最大になると評価されていることを踏まえ、事故時環境試験の試験方法として、放射線照射後に熱劣化を付与することが指定されている。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

以上より、改良E PDMに対する各試験の劣化の付与順序（放射線照射の後、熱劣化を付与）は、重大事故等時の環境に晒されることによる劣化の模擬として適切であると考えられる。

- ※4：NUREG/CR-6384, BNL-NUREG-52480 “Literature Review of Environmental Qualification of Safety-Related Electric Cables” Brookhaven National Laboratory, NRC, April 1996
- ※5：原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド（JNES-RE-2013-2049）
- ※6：原子力プラントのケーブル経年変化評価技術調査研究に関する最終報告書 JNES-SS レポート（2009年7月，独立行政法人 原子力安全基盤機構）

原子炉格納容器の機能喪失の検出の考え方について

原子炉格納容器の閉じ込め機能の喪失は、原子炉棟への水素ガスの漏えいを検出することで確認する。事故発生後、原子炉格納容器の圧力を確認するとともに、原子炉建物水素濃度、静的触媒式水素処理装置入口温度及び静的触媒式水素処理装置出口温度により原子炉棟への水素ガスの漏えいを検出する。

事故発生から格納容器ベントを実施するまでのフローを図1に示す。原子炉棟への水素ガスの漏えいの有無については、「原子炉格納容器内の水素濃度確認」及び「原子炉棟への漏えい確認」の各ステップにおいて、フローに示す計器にて確認する。なお、原子炉格納容器の設計漏えい率を超える漏えいにより、原子炉建物水素濃度が2.5%に到達した場合は、原子炉建物の水素爆発防止を目的とした格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを実施する。

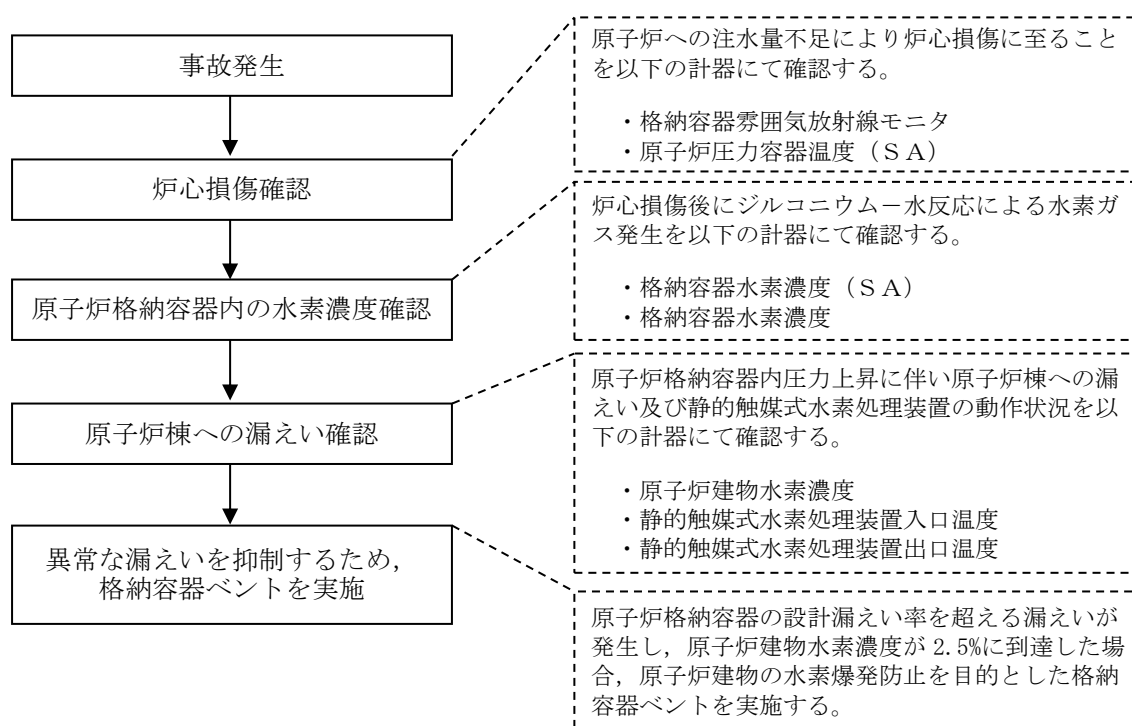


図1 原子炉格納容器からの異常な漏えいによる対応

原子炉格納容器本体の解析評価範囲について

原子炉格納容器本体の評価部位と評価方法について、表1に示すとおり原子炉格納容器バウンダリとなる耐圧部材に対し、既工認と同様の評価式である設計・建設規格に示される式を用いた評価及び電共研の原子炉格納容器全体構造解析結果を用いたドライウエルの評価により、原子炉格納容器バウンダリの全体評価を行っている。

更に、原子炉格納容器全体構造解析でモデル化されていない部位のうち、ドライウエル主フランジ、配管貫通部、機器搬入口及び制御棒駆動機構搬出ハッチについては、実機形状、寸法に基づく解析モデルによる解析を実施し、開口量や貫通部に作用する荷重による応力を求めている。

表1 原子炉格納容器本体の評価部位と評価方法一覧

評価部位		材料	評価方法		
			設計・建設規格に基づく評価	全体構造解析による評価	部分解析
ドライウエル	上ふた	SGV480	○	○	○(ドライウエル主フランジ)
	主フランジ部 円筒胴	SGV480	○	○	
	上部球形胴	SPV490	○	○	○(配管貫通部)
	円筒胴	SPV490	○	○	○(機器搬入口, 制御棒駆動機構 搬出ハッチ)
	下部球形胴	SPV490, SGV480	○	○	—
サプレッション・チェンバ	胴	SPV490	○	—	—
ベント管	円筒胴	SGV480	○	—	—
	ベローズ	SUS304	○	—	—

設計・建設規格に示される式を用いた評価対象部を図1に示す。

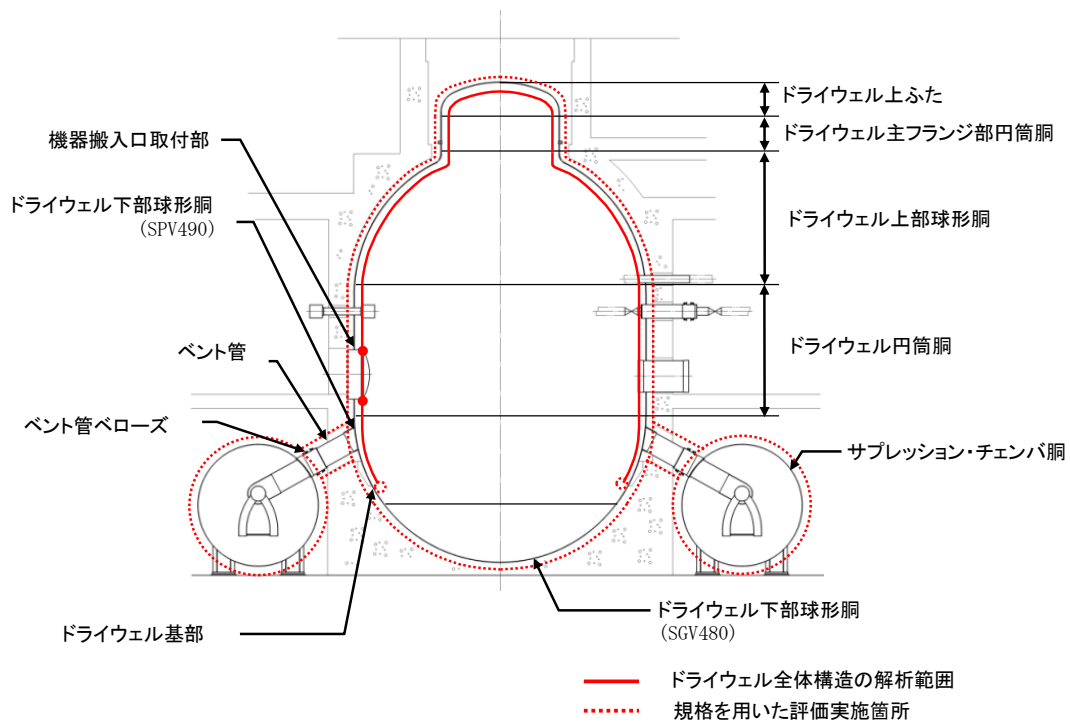


図1 設計・建設規格の式に基づく評価部位

なお、ドライウェルはサプレッション・チェンバと比較して胴の内径と板厚の比が大きいことから、内圧による応力はドライウェル側の方が厳しくなるため、ドライウェル側を代表として評価している。

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.1.1-1(1)図から第 2.1.1-1(3)図に、手順の概要を第 2.1.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.1.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後、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（低圧注水モード）の手動起動にも失敗しすべて機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

c. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動し SA 低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR 注水弁及び FLSR 注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制

御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力 (S A)、原子炉圧力である。

d. 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、代替注水流量 (常設) 等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。

e. 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171°C に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力 (S A)、サプレッション・チェンバ圧力 (S A)、格納容器代替スプレイ流量等である。

f. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サプレッション・プール水位が、通常水位 + 約 1.3m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力 (S A) 等である。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位 (S A) である。

以降、炉心冷却は、低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系により継続的に行う。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器気相部温度（以下「格納容器温度」という。）等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(c) 低圧原子炉代替注水系（常設）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $200\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 1.00MPa [gage]において）にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 427kPa [gage]における最大排出流量 $9.8\text{kg}/\text{s}$ に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系（常設）起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は20分間とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から30分後に開始する。

(c) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 384kPa [gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した場合に停止する。

(d) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1.2-1(1)図から第2.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1.2-1(7)図から第2.1.2

－1(12)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.1.2－1(13)図から第2.1.2－1(16)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、その後、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（低圧注水モード）の起動にも失敗する。これにより低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の遮断器閉が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生から30分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を下回るが、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持

される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.1.2-1(7)図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約509℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.1.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.1.1）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、

燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある

場合は外部電源により電源が供給されるため、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作時間は早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.1.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、

運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が384kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m)に到達するのは、事象発生約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃

燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 50 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから、「2.1.2(3) 有効性評価の結果」と同等となり、5 mSv を下回る。

また、第 2.1.3-1(1)図から第 2.1.3-1(3)図に示すとおり、事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、燃料被覆管の最高温度は約 902℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 4.8×10^{-2} mSv であり 5 mSv を下回る。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 22 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子

炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 5 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.2, 2.1.3, 3.1.3.8)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 2 時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を、大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

(添付資料 2.1.4)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び

格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク（以下「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等」という。）にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

（添付資料 2.1.5）

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.1.6）

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足して

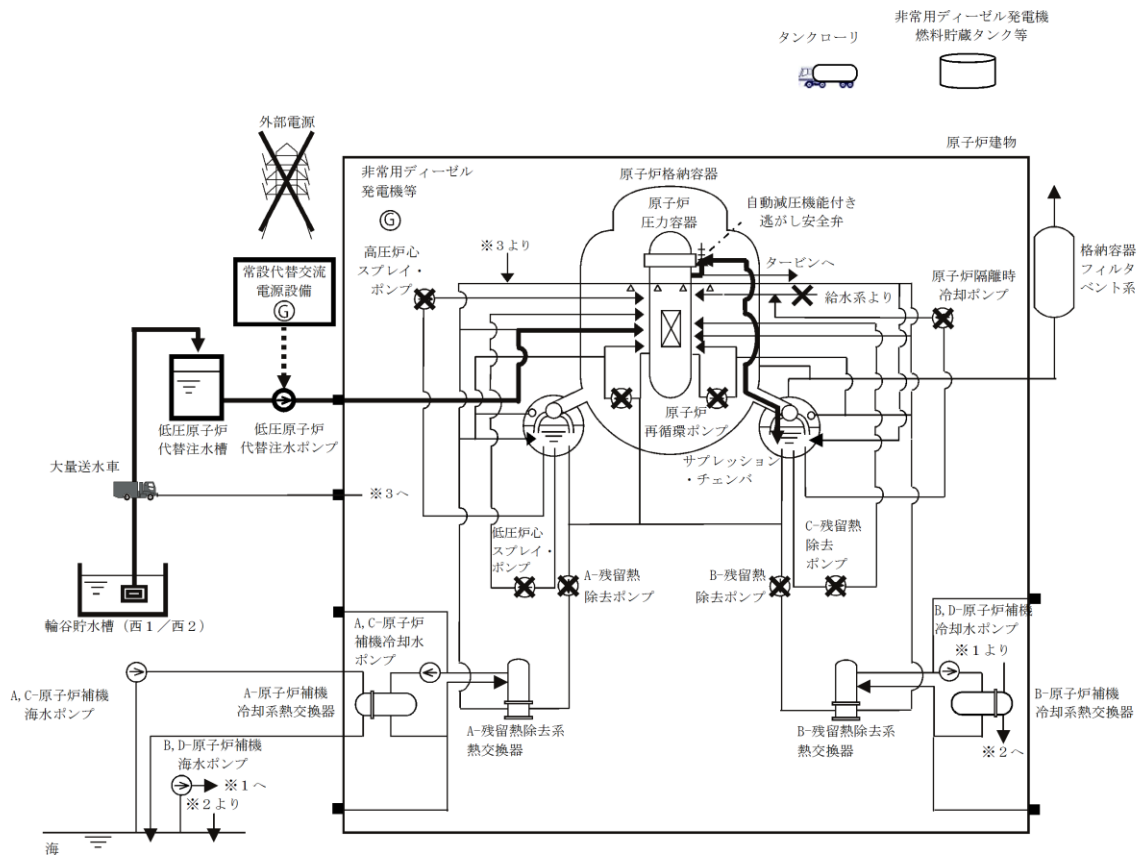
いる。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

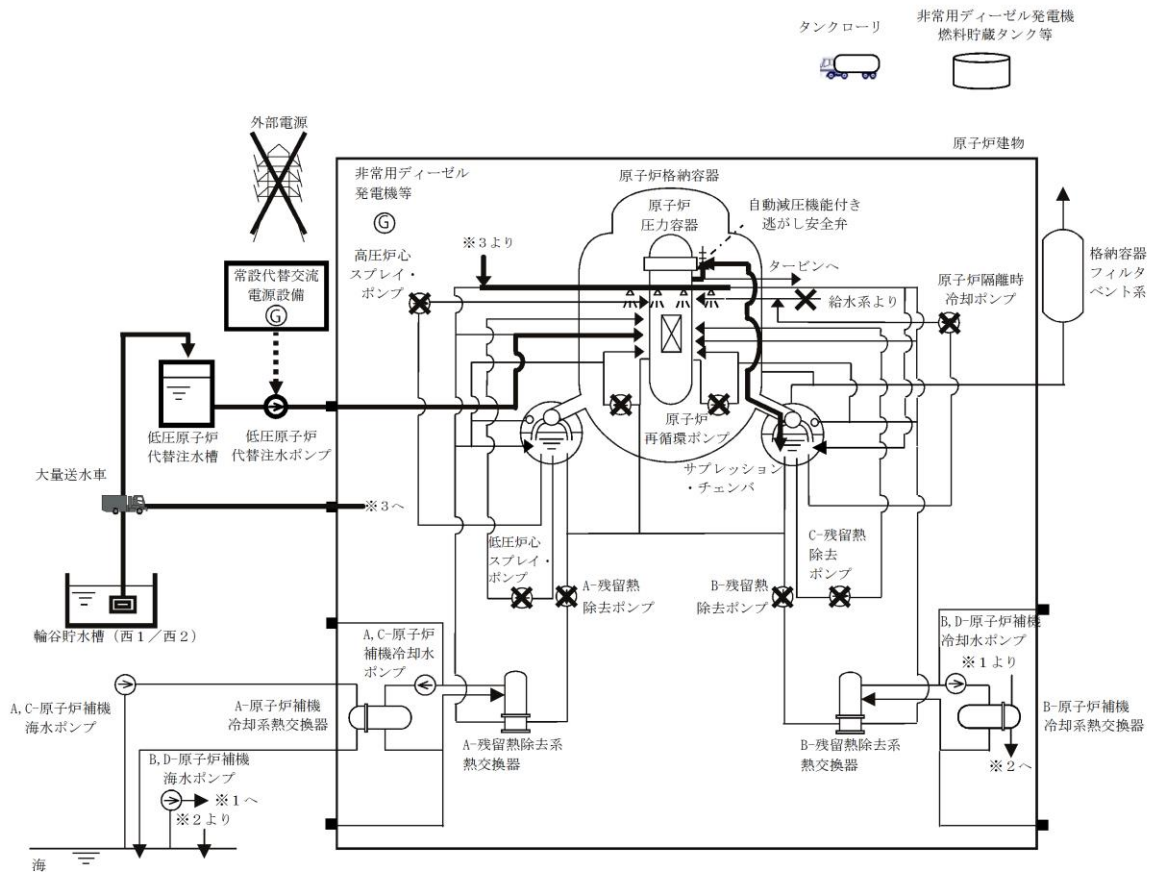
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

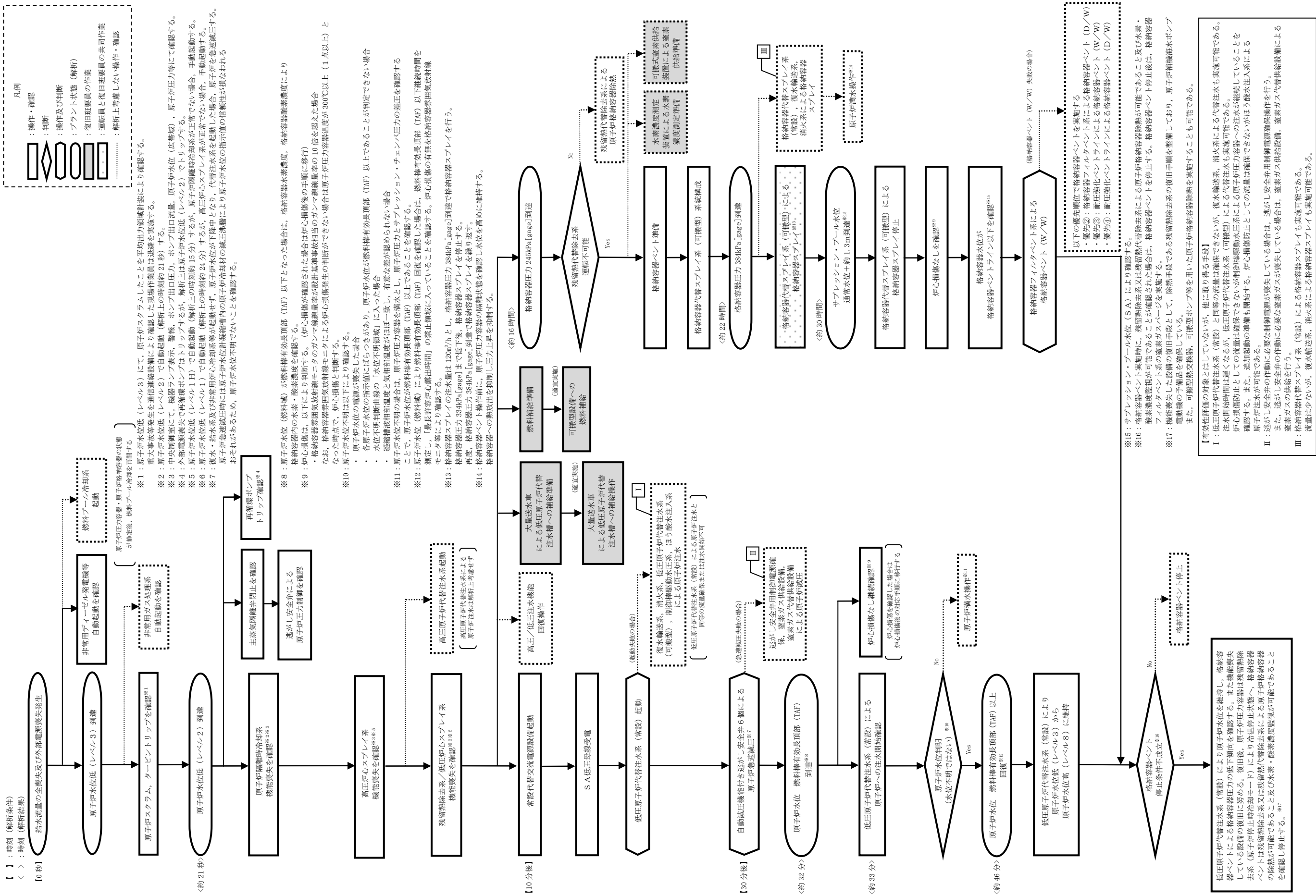
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



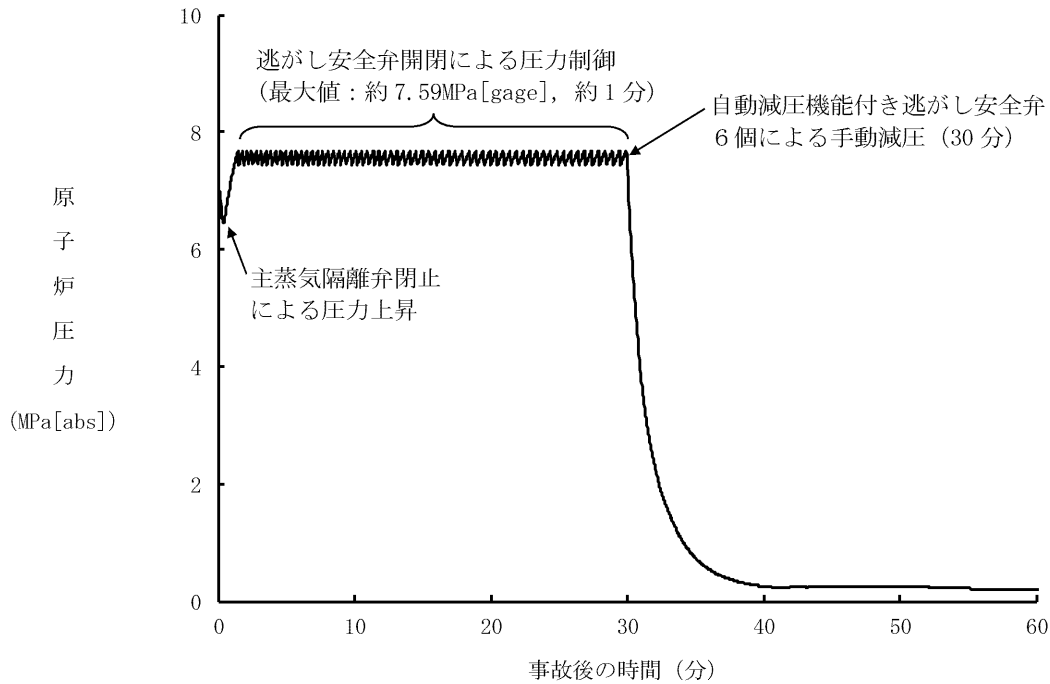
第 2. 1. 1-1(1) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



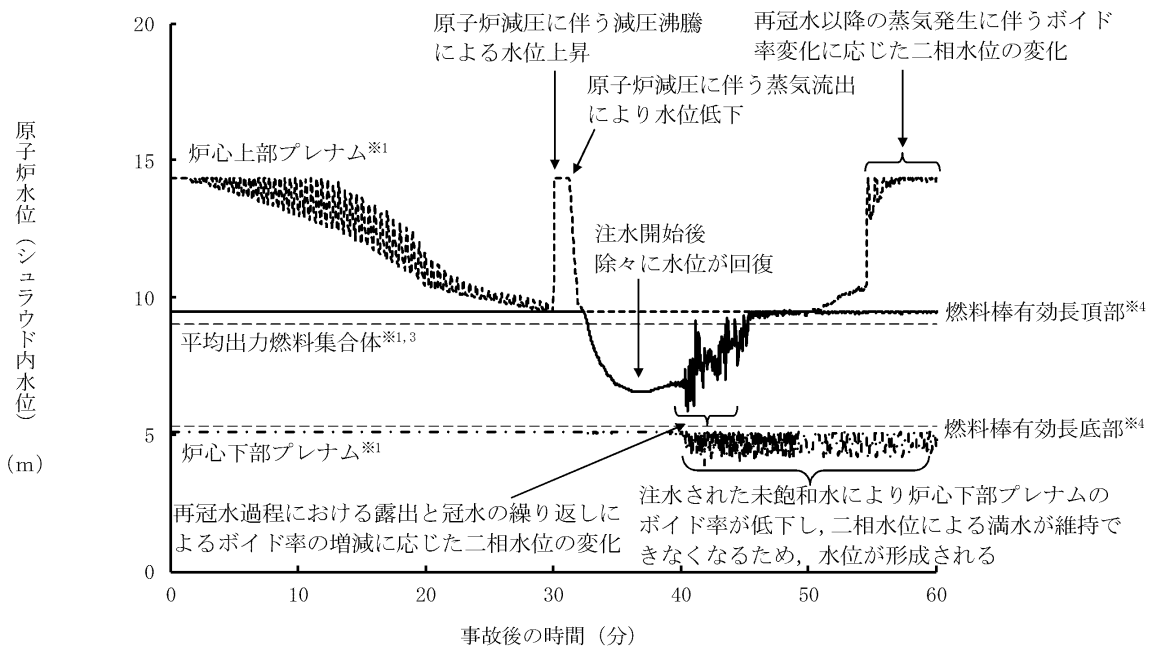
第 2. 1. 1-1(2) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要



第 2.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



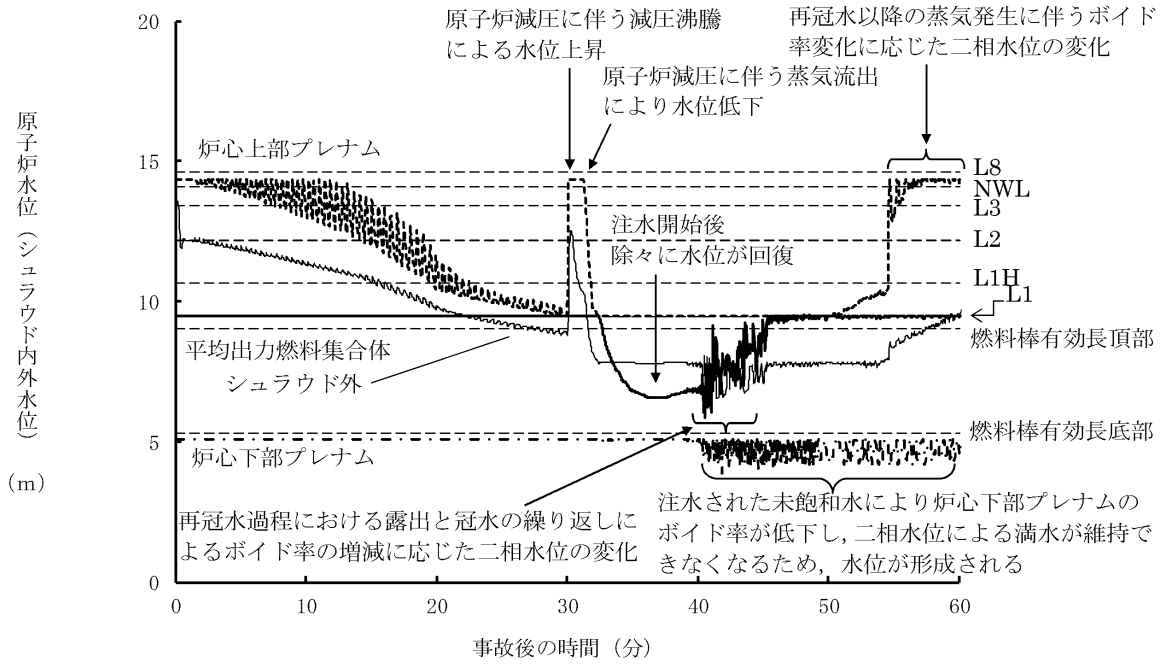
第 2.1.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移^{※2}

※1 SAFERでは、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の推移を示す。

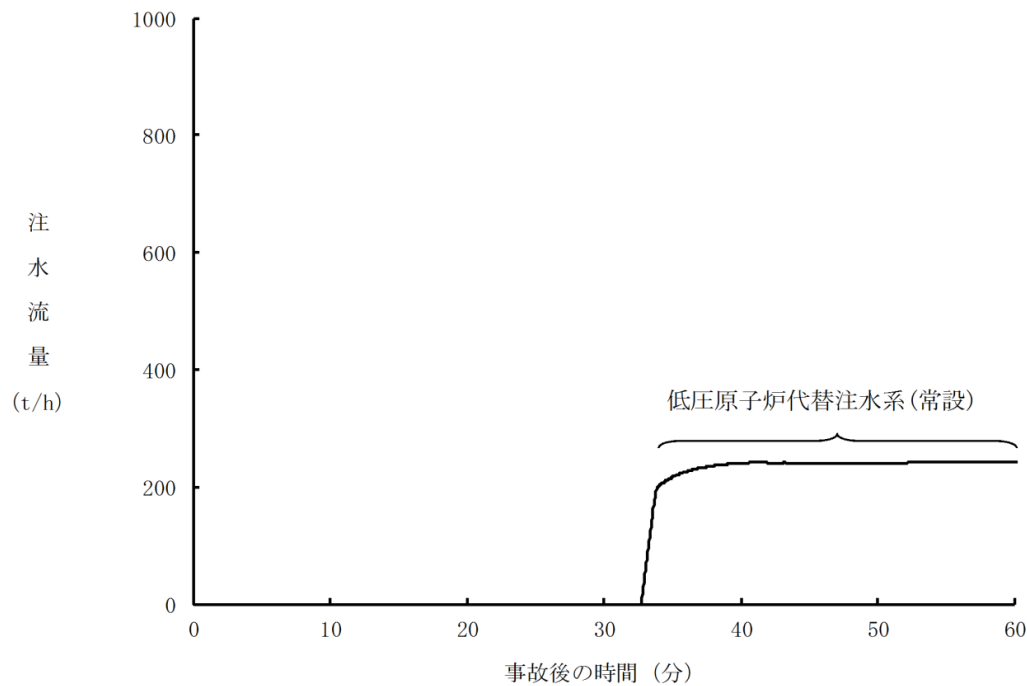
※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）

※3 平均出力燃料集合体とは、「炉心の平均的な出力を設定した燃料集合体」を言う。

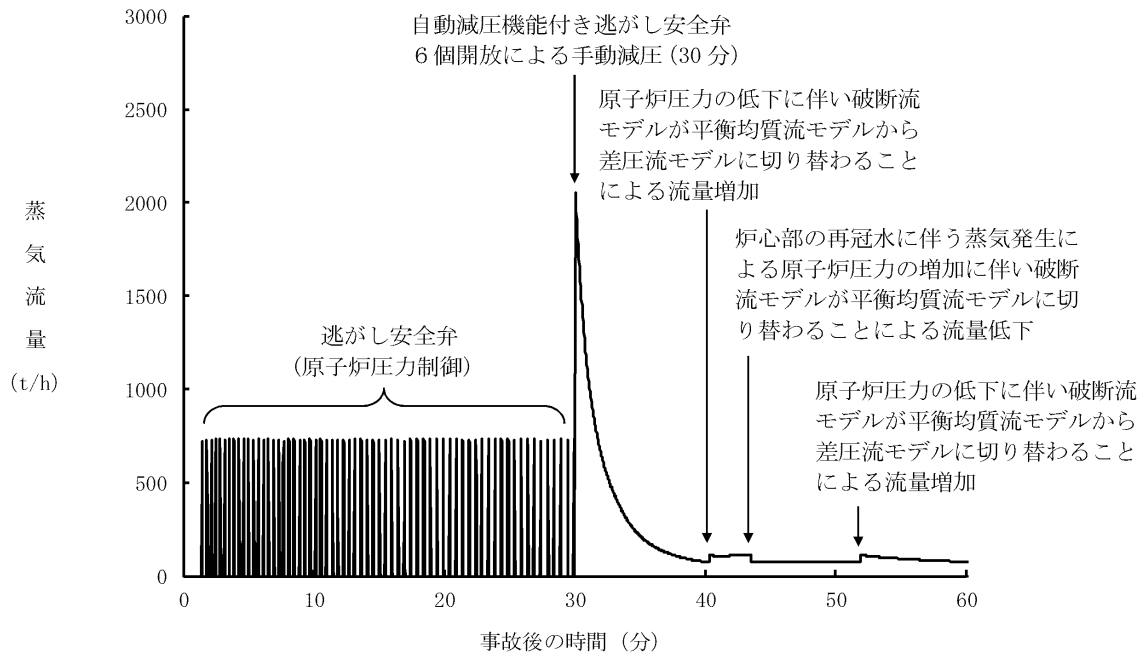
※4 燃料棒有効長頂部及び燃料棒有効長底部にあたる位置を図に破線で示す。



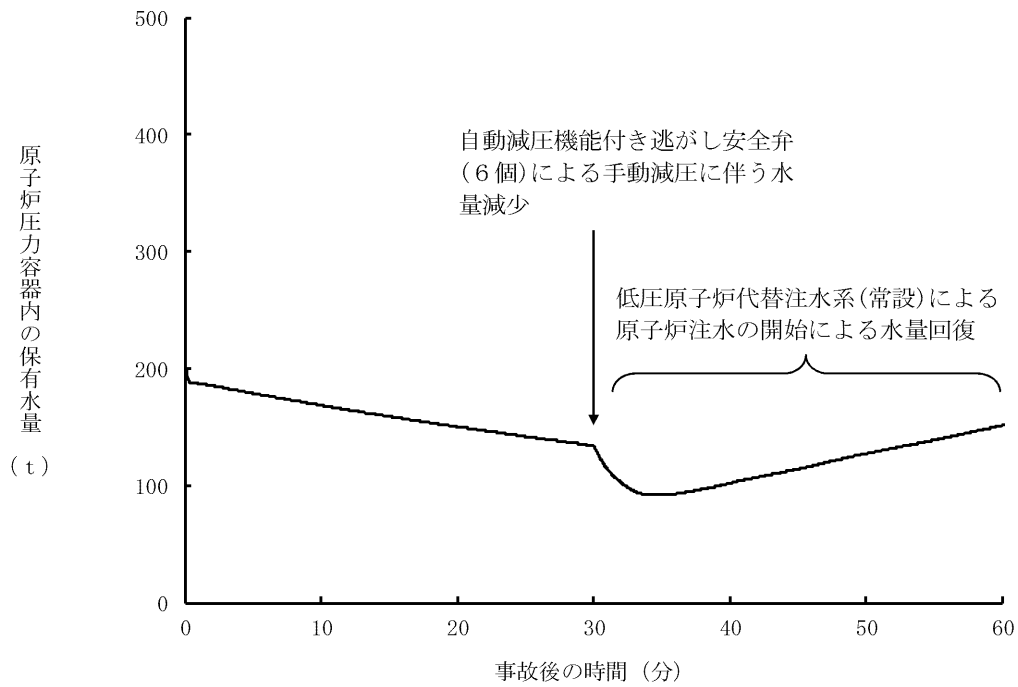
第 2. 1. 2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



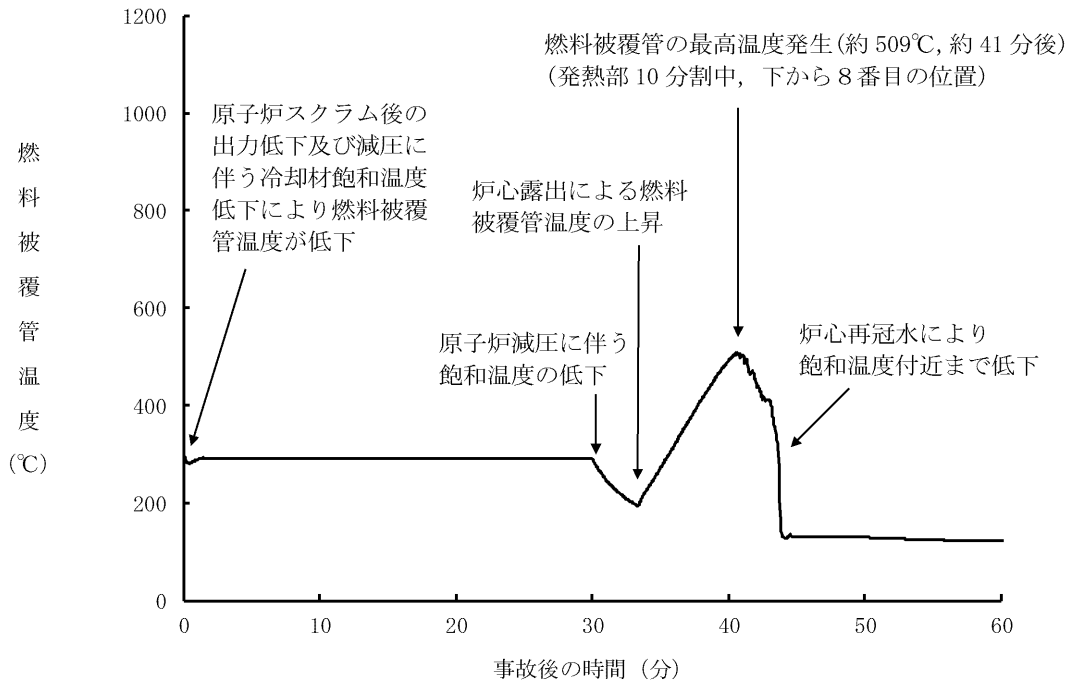
第 2. 1. 2-1(4) 図 注水流量の推移



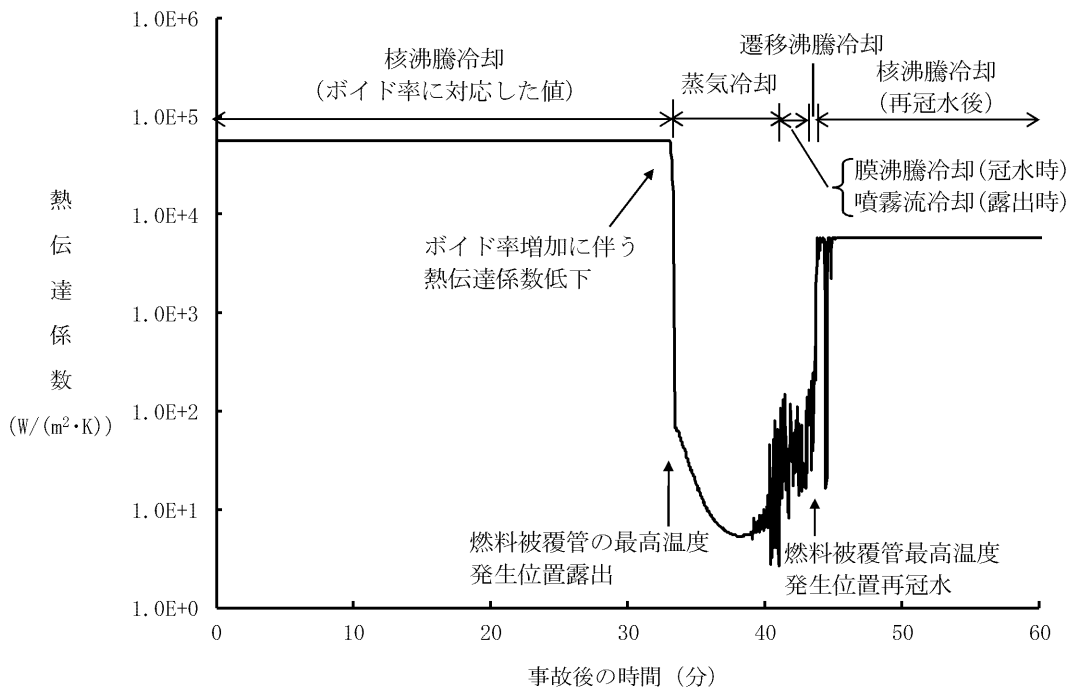
第 2. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



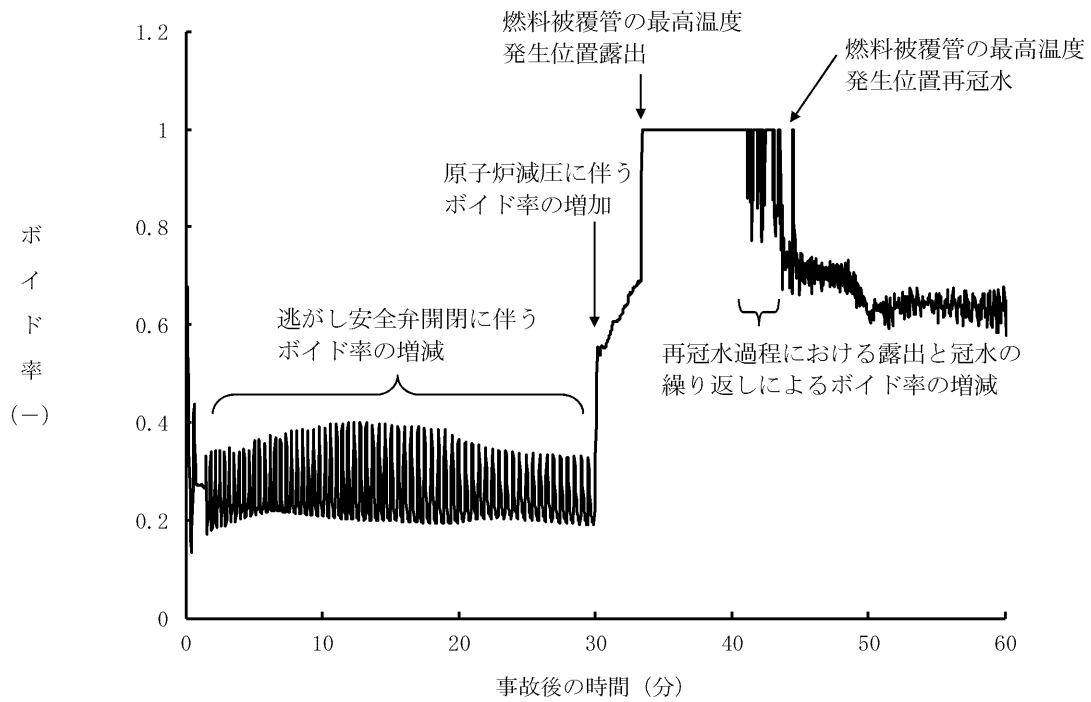
第 2. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



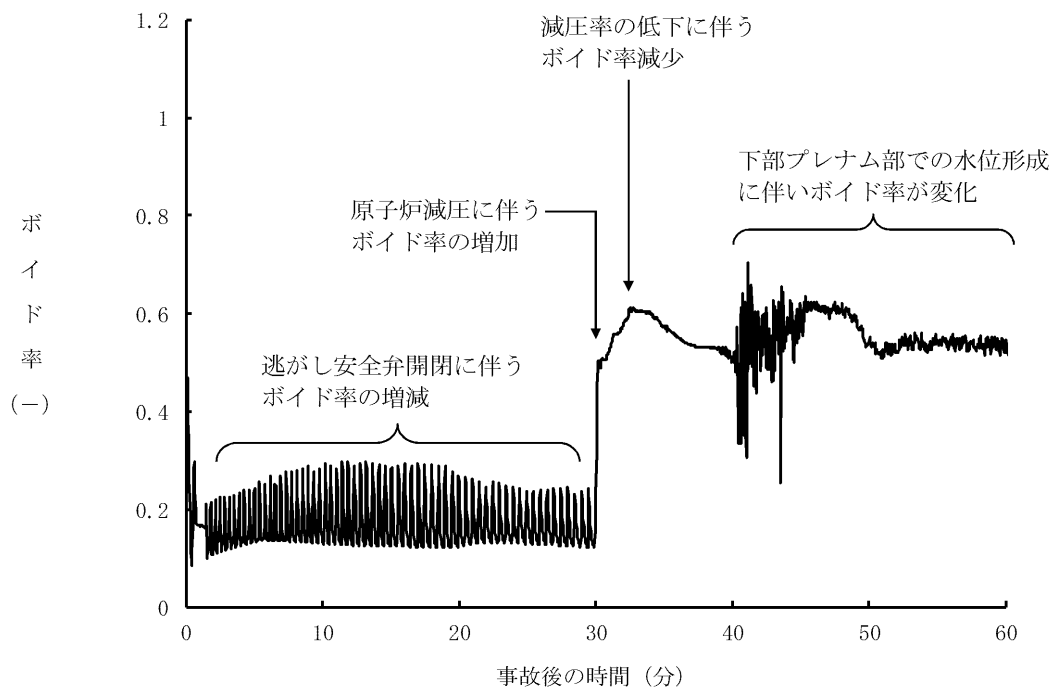
第 2.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.1.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

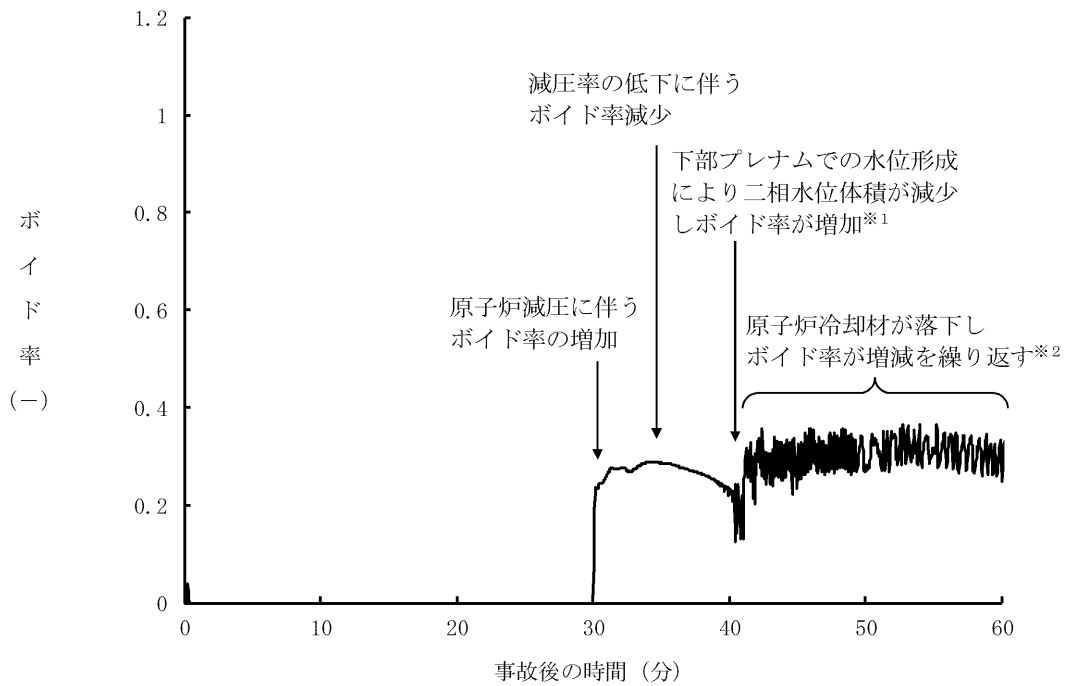


第 2.1.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移*

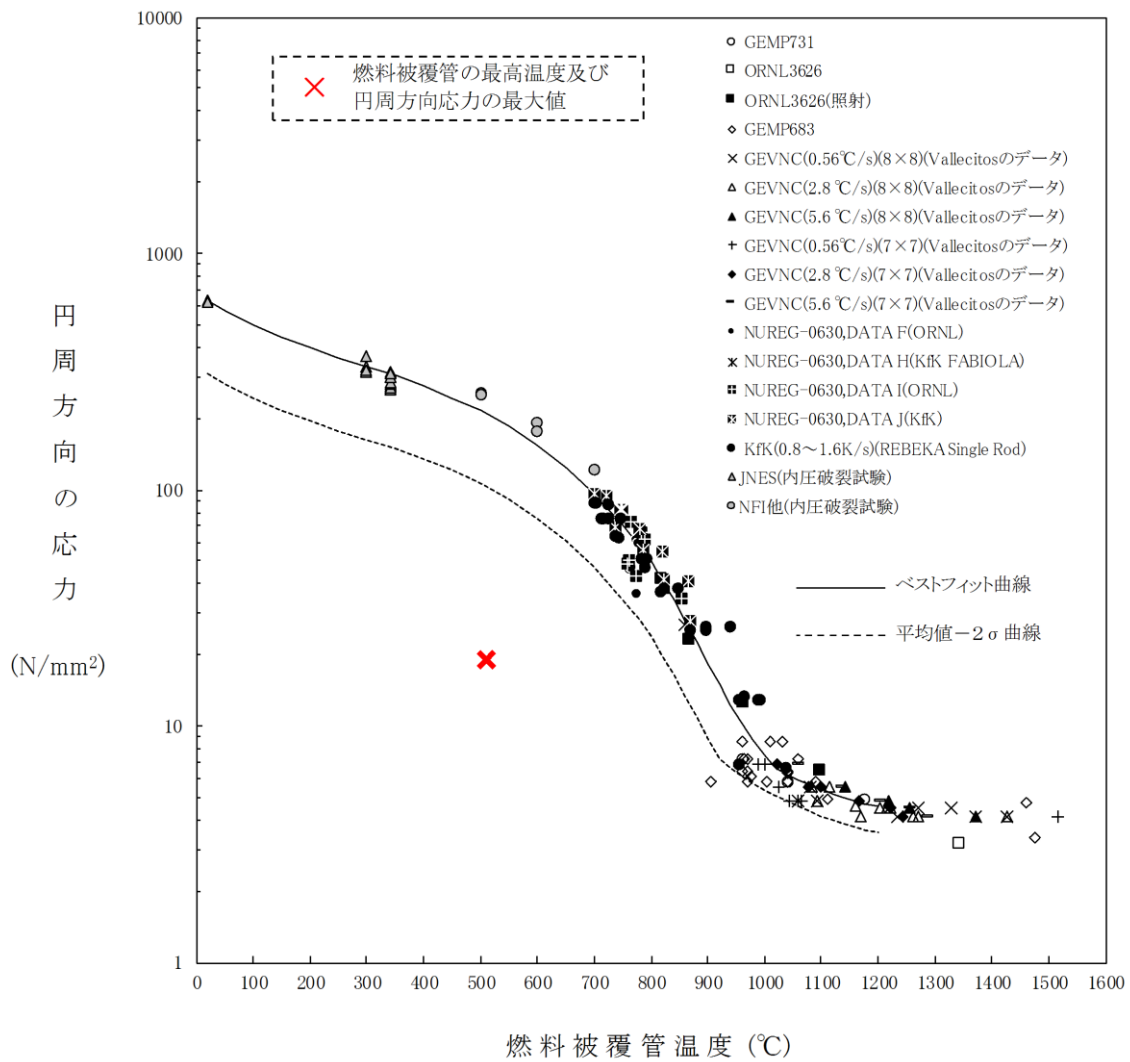
*平均出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。



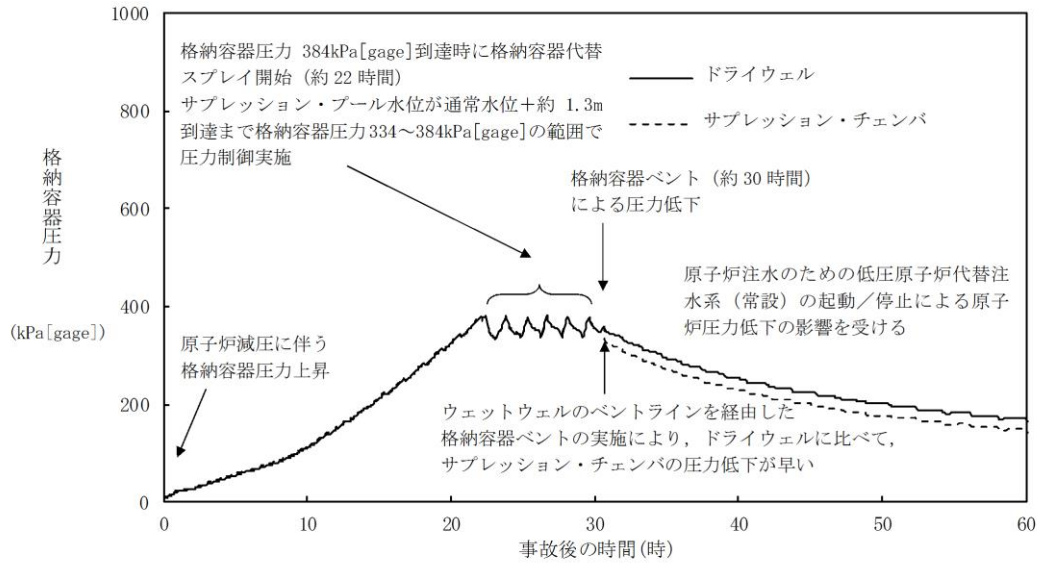
第 2. 1. 2-1(11)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

※1 炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること、及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから、ボイド率が相対的に増加している。

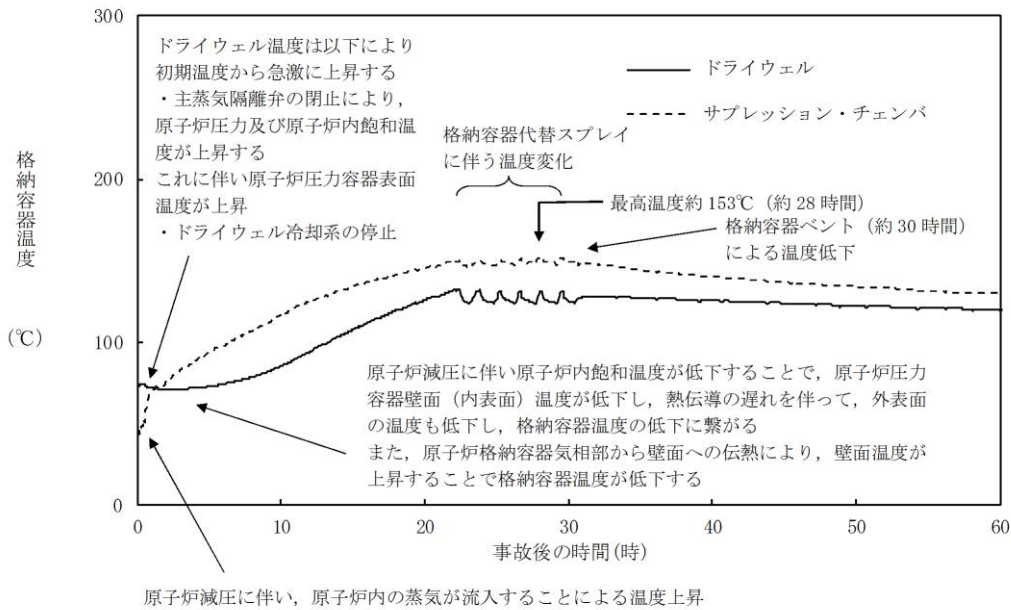
※2 炉心下部プレナム部ではCCFL（気液対向流制限）が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。



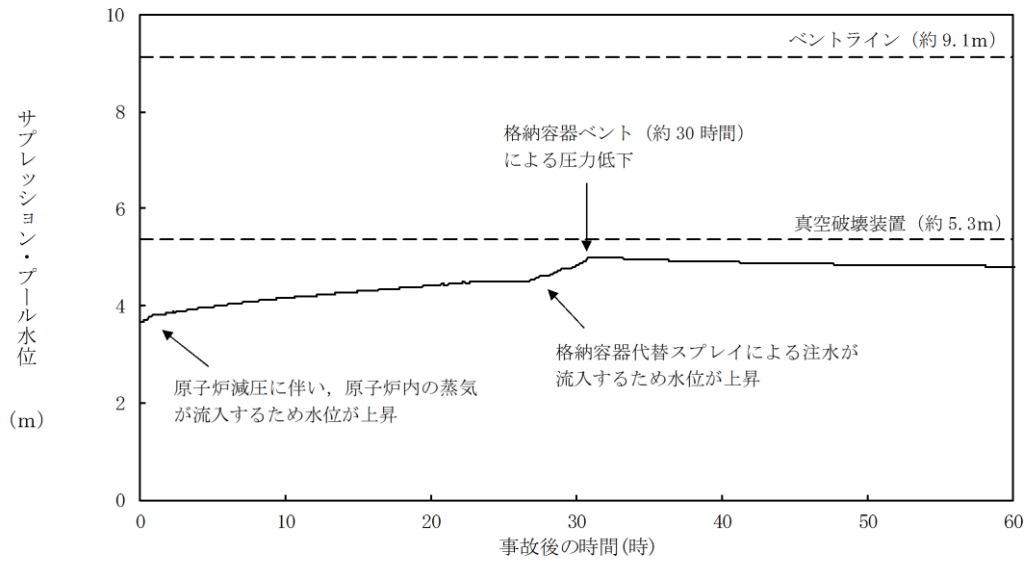
第 2. 1. 2-1 (12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



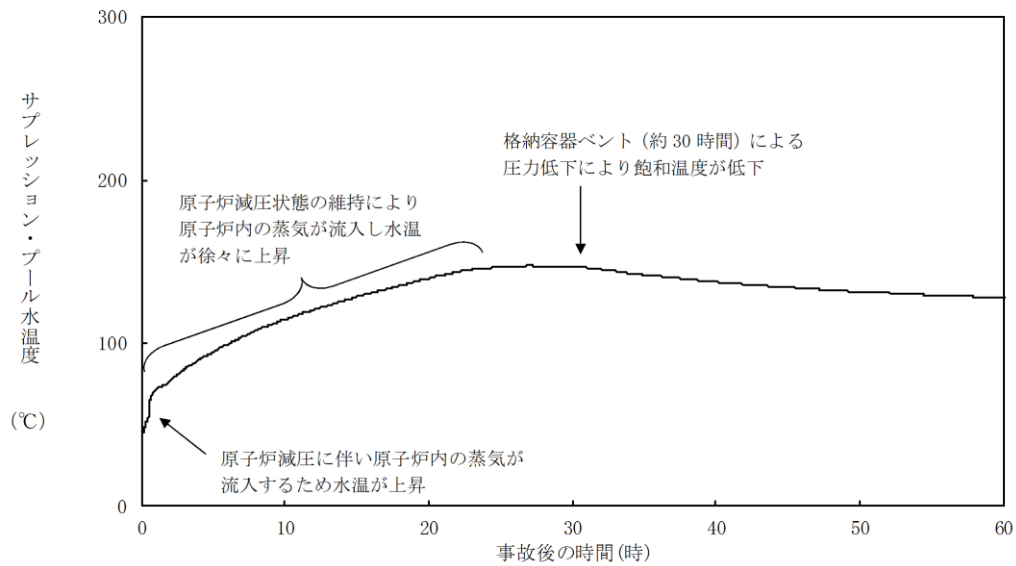
第 2.1.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移



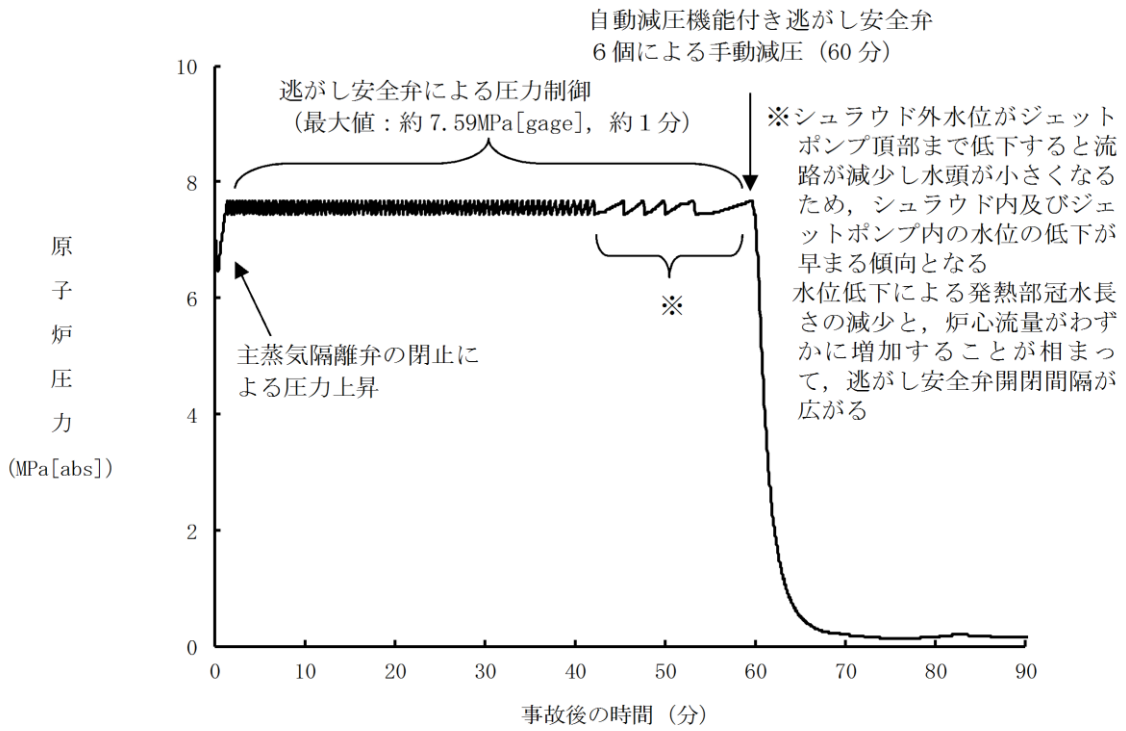
第 2.1.2-1(14) 図 格納容器温度の推移



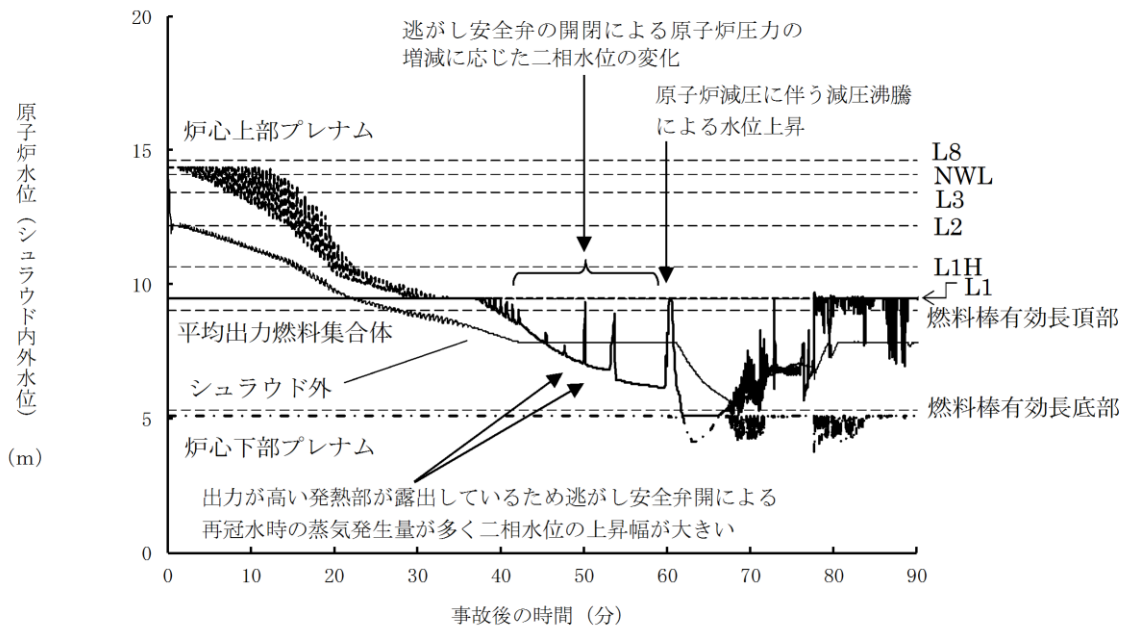
第 2.1.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移



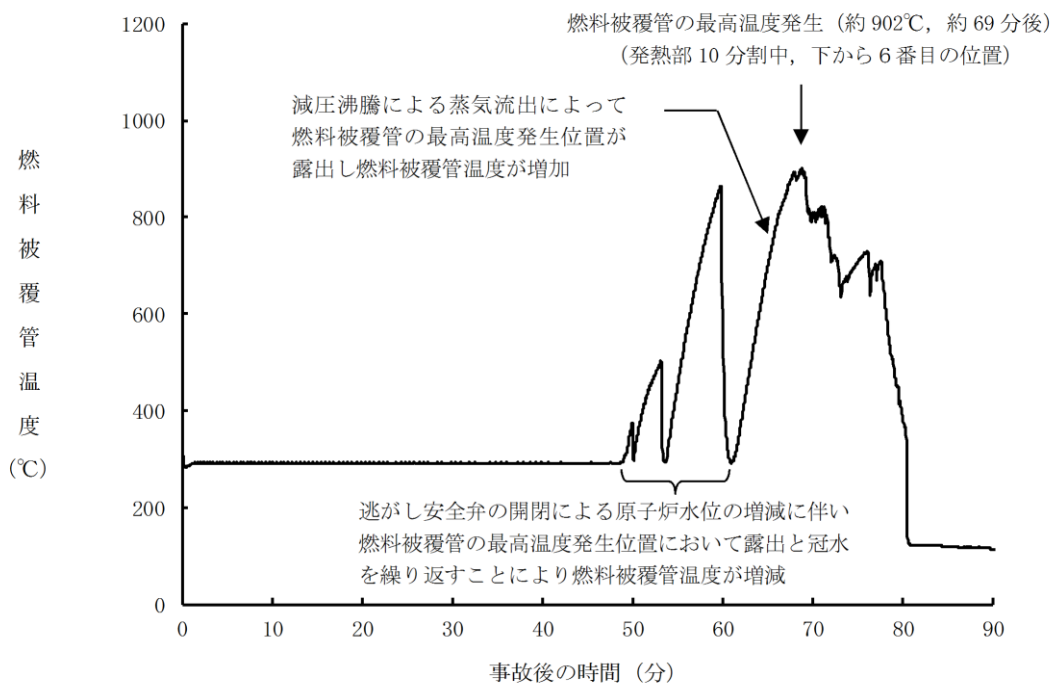
第 2.1.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2. 1. 3-1 (1) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



第 2. 1. 3-1 (2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.1.3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける
 燃料被覆管温度の推移

第2.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】	—
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	—
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 自動減圧機能付き逃がし安全弁	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水</p>	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水槽</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 代替注水流量(常設) 低圧原子炉代替注水槽水位</p>
<p>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却</p>	<p>格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器代替スプレイを停止する。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>ドライウエル圧力(SA) サブプレッション・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プール水位(SA)</p>

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) サブプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1 / 4)

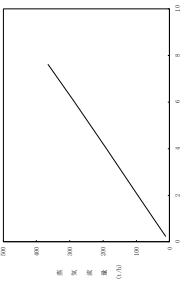
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANS I / ANS -5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除外した値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除外した値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限值として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえ て設定
	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス及び残留 熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳し くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外 部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップ は、原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 <small>(原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係)</small> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa[gage])において原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
格納容器フィルタバント系	格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して, 格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備の起動, 受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動, 系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に開始し, 操作時間は 20 分間として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 30 分後	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
格納容器フィルタバント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレシジョン・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

重大事故等対策に関連する操作条件

安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOC A時注水機能喪失」での約 1.7×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙 1）

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

サブプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッション・プール水温度に関する長期間解析

残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系を使用した場合のサブプレッション・プール水温度の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サブプレッション・プール水温度が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）」及び「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）」について、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として、格納容器ベントを行う事故シーケンスのサブプレッション・プール水温度最大値は同程度となることから、代表的に「高圧・低圧注水機能喪失」について、サブプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサブプレッション・プール水温度の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、高圧・低圧注水機能喪失の解析結果を示す。

図 1.3、図 1.6 及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では、サブプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事故発生 7 日以降は、100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用のハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事故発生 7 日間以降にサブプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健全性が問題となることはない。

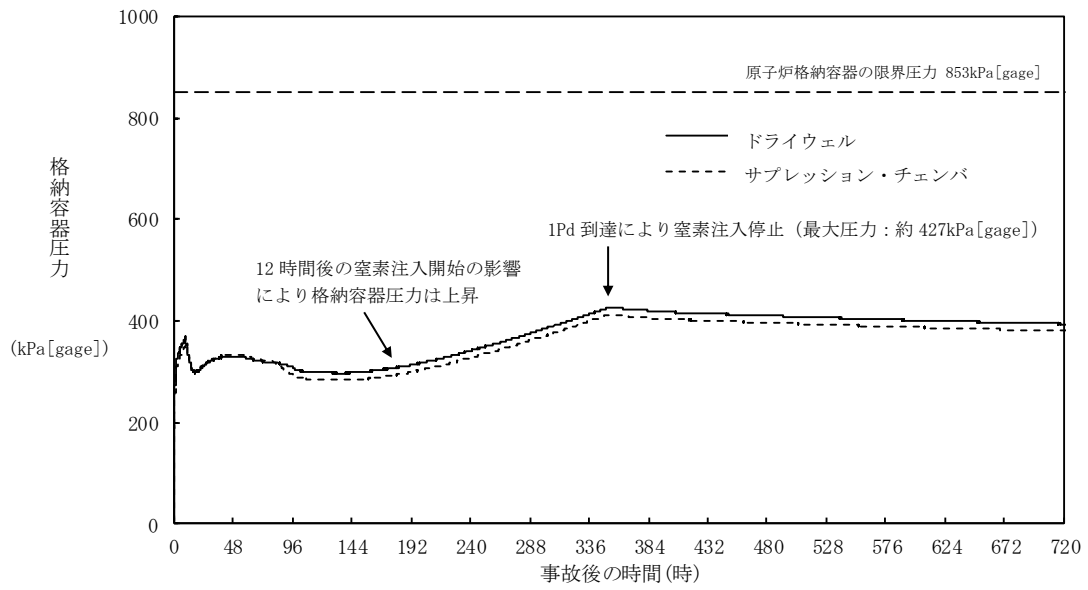


図 1.1 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

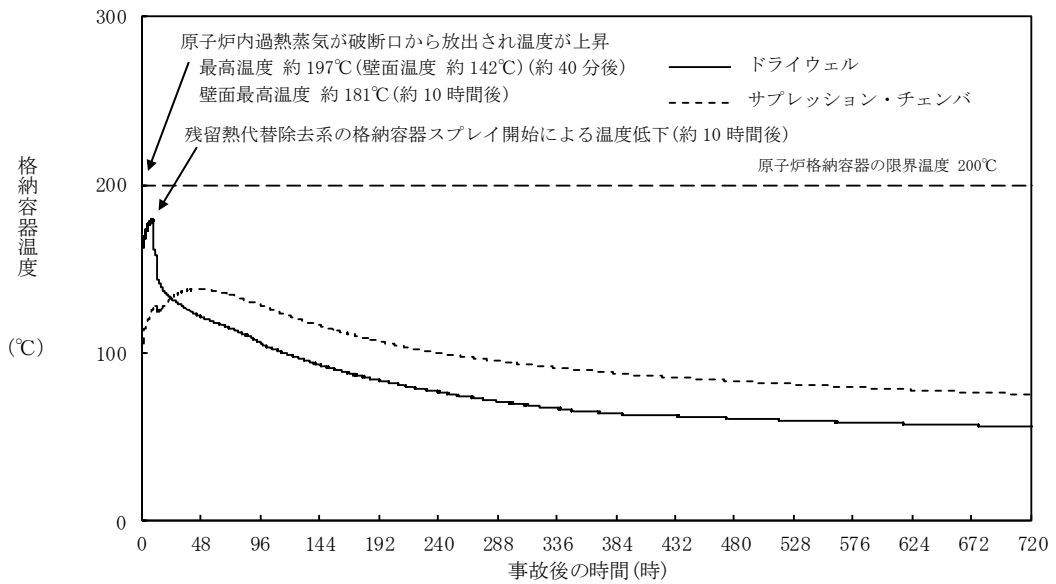


図 1.2 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

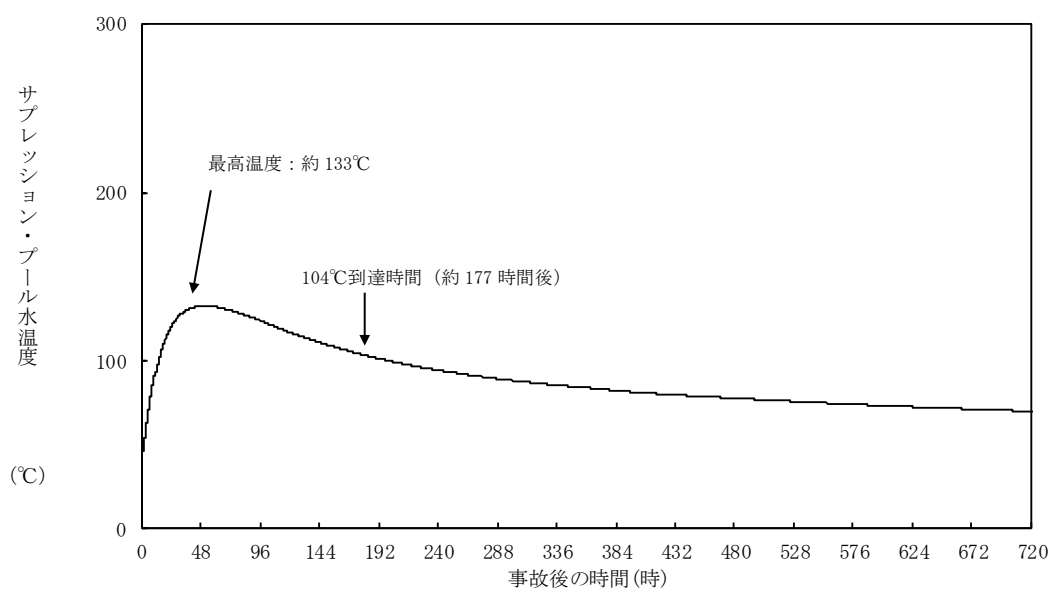


図 1.3 サプレッション・プール水温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

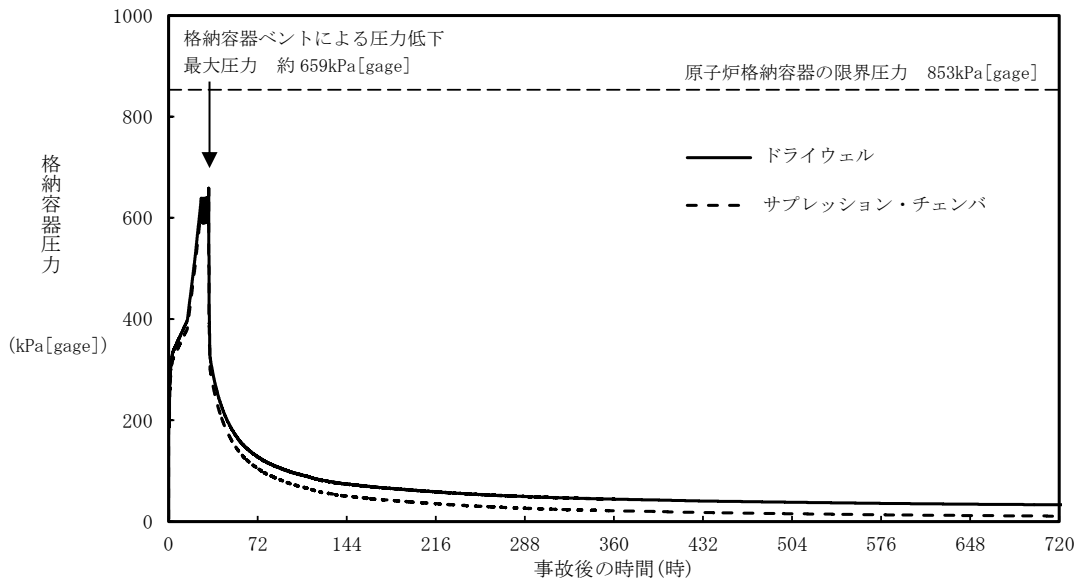


図 1.4 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

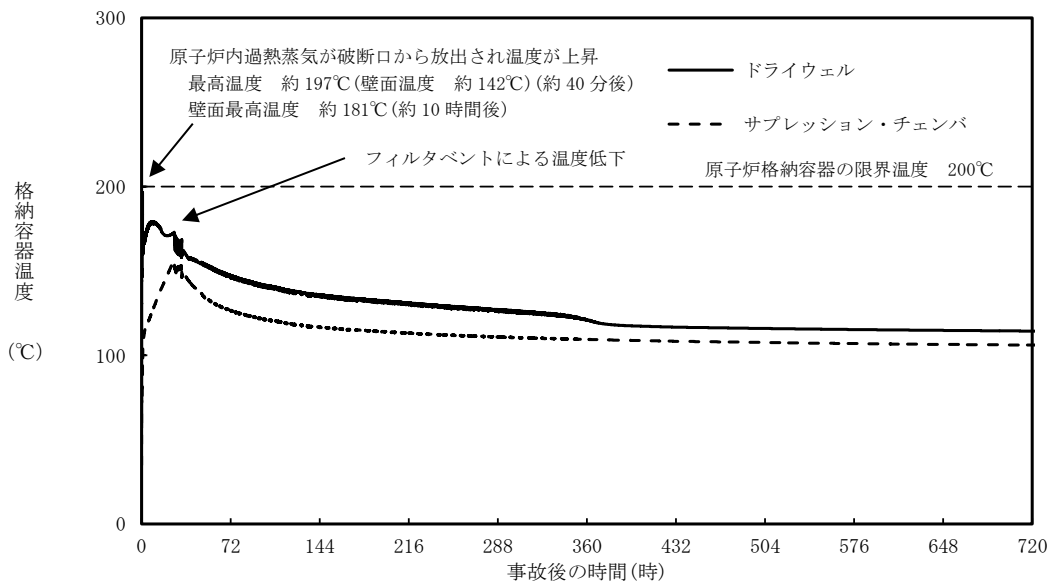


図 1.5 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

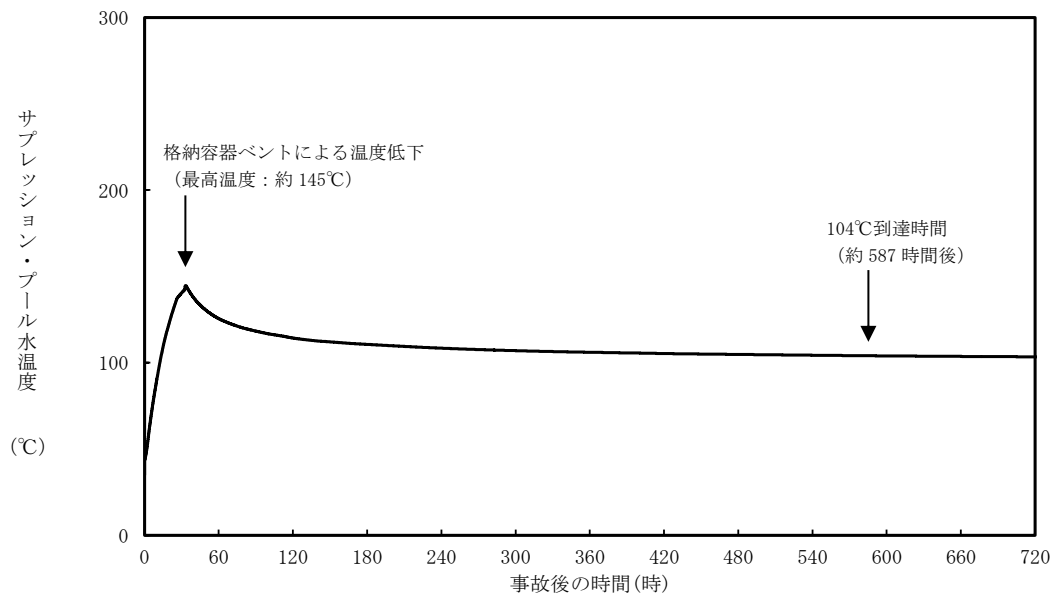


図 1.6 サプレッション・プール水温度 (格納容器過圧・過温破損)
(残留熱代替除去系を使用しない場合)

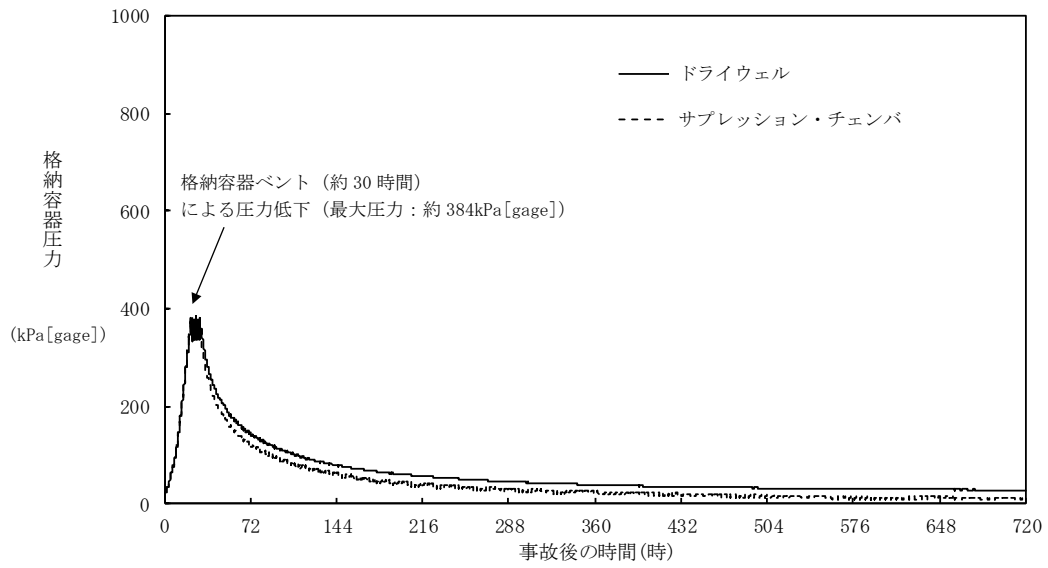


図 1.7 格納容器圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

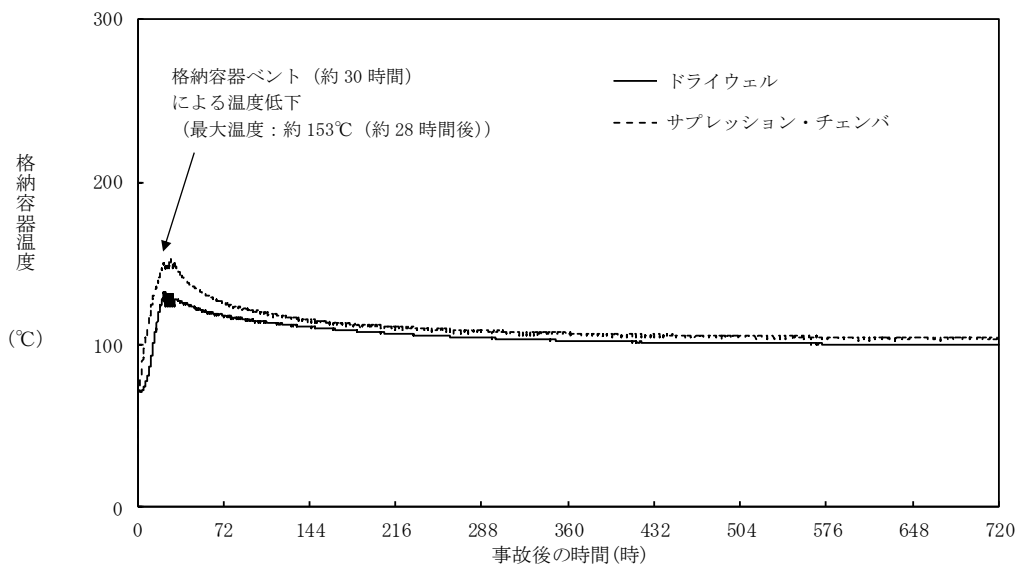


図 1.8 格納容器気相部温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

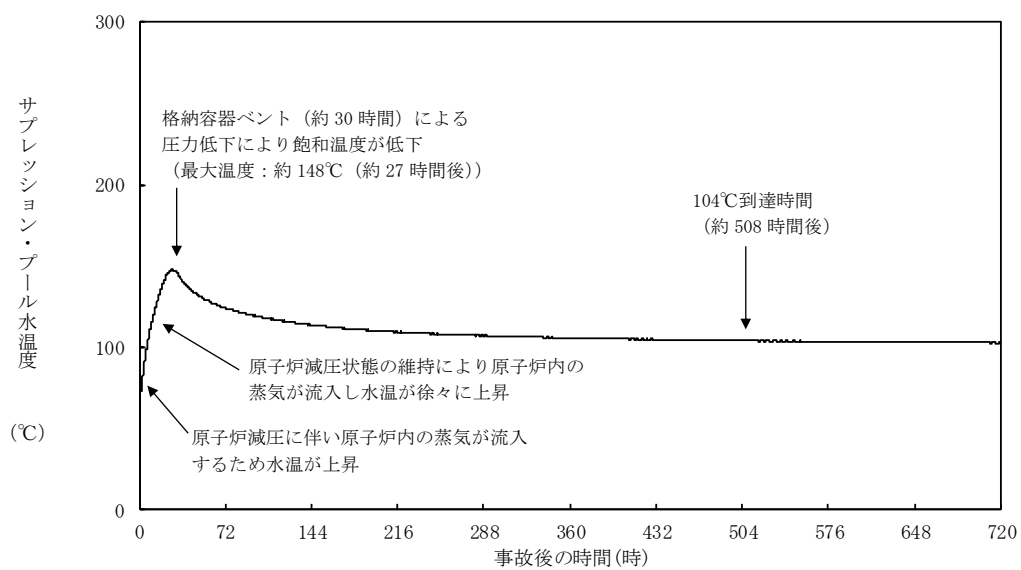


図 1.9 サプレッション・プール水温度の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度が低下傾向に向かう崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)を例に評価を行った。

図 1.10 から図 1.12 に、格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水温度の時間変化を、図 1.13 及び図 1.14 に、注水流量及びサプレッション・プール水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、原子炉格納容器の冷却を行いつつ、サプレッション・プール水を水源とする低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を行うことで、図 1.14 に示すようにサプレッション・プール水位の上昇は抑制される。

また、図 1.12 に示すように、サプレッション・プール水温度は事象発生 8 時間後に残留熱除去系のサプレッション・プール水冷却モードの運転を開始して以降、低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.12 に示すように、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。

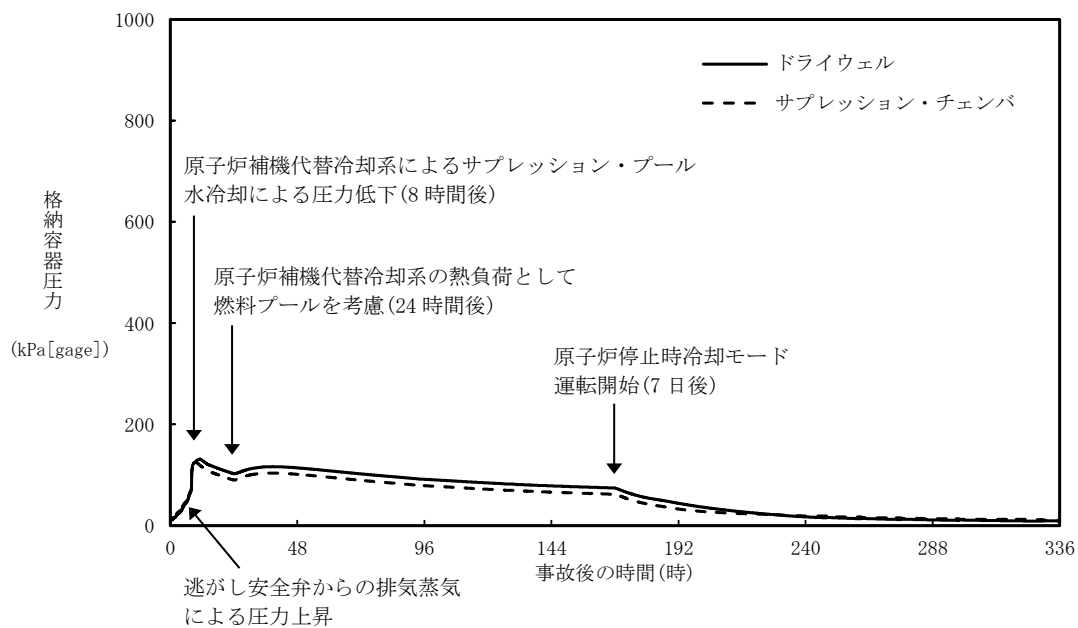


図 1.10 格納容器圧力の推移

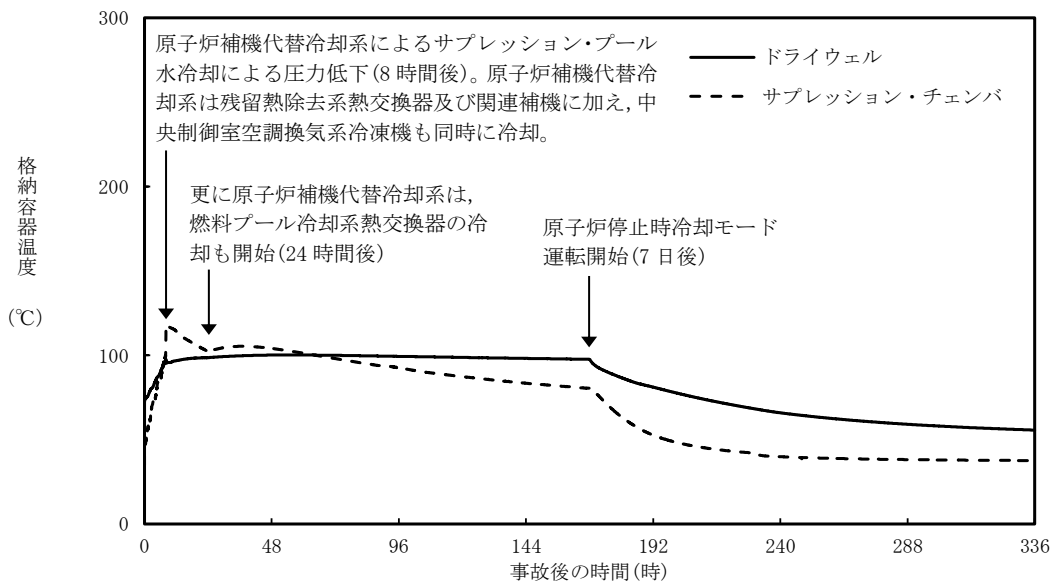


図 1.11 格納容器温度の推移

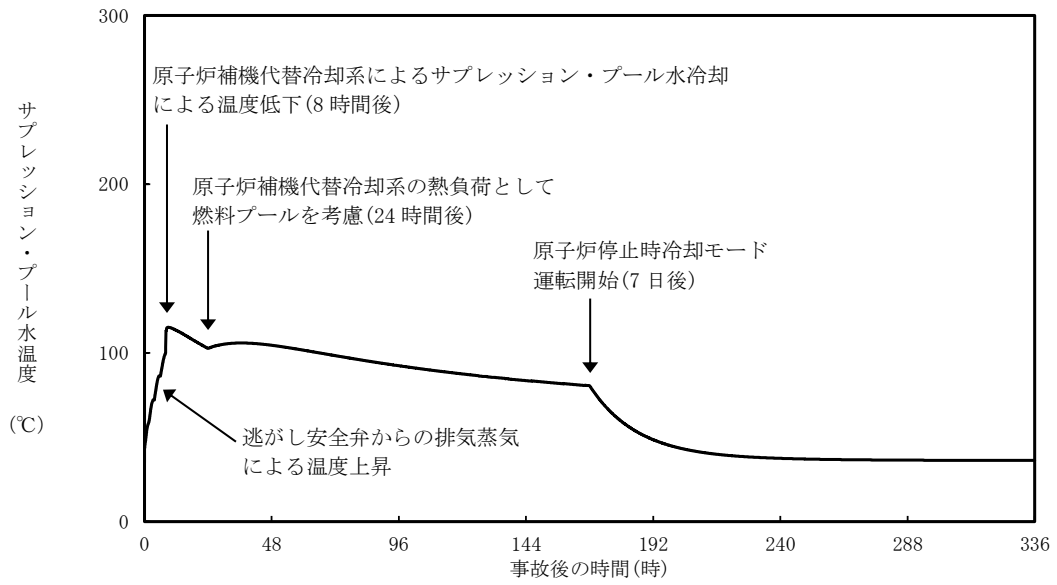


図 1.12 サプレッション・プール水温度の推移

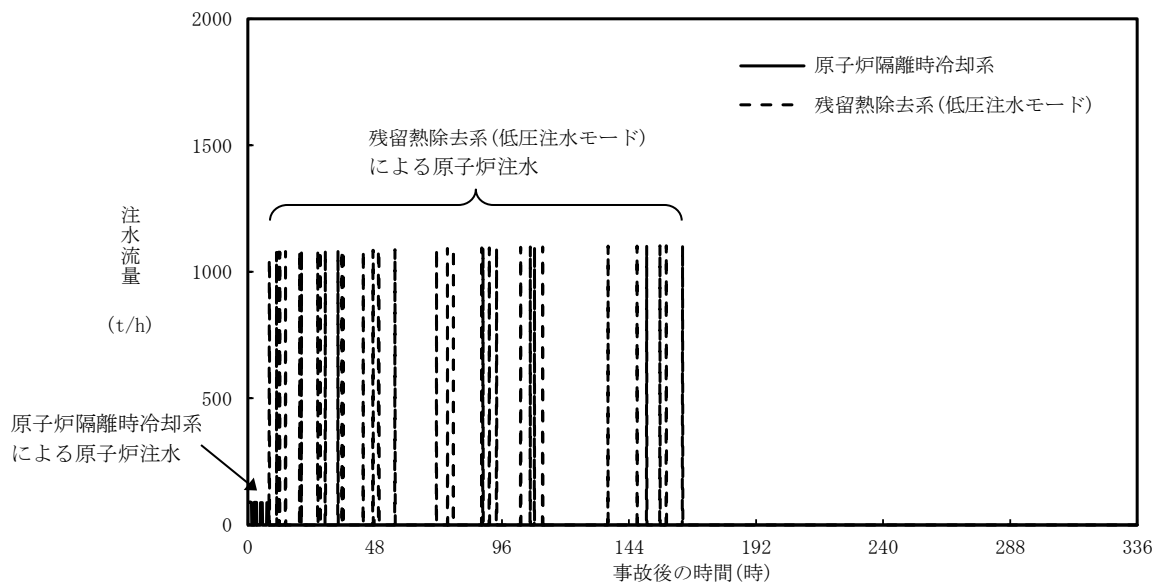


図 1.13 注水流量の推移

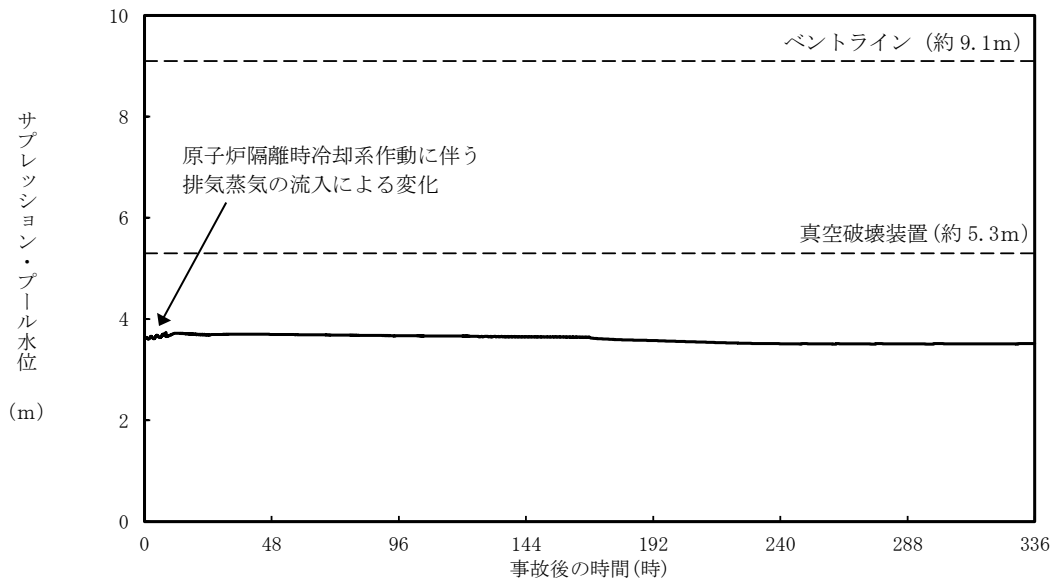


図 1.14 サプレッション・プール水位の推移

2. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。

残留熱除去系の復旧にあたり、原子炉補機海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。

一方、残留熱を除去する機能を有する残留熱除去系は2系統（残留熱除去系3系統のうち1系統は注水機能のみ）あり、防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合において、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、 「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障箇所の特定制と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 2.1 に手順書の記載例を示す。

恒久対策の例（1 / 3）



図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

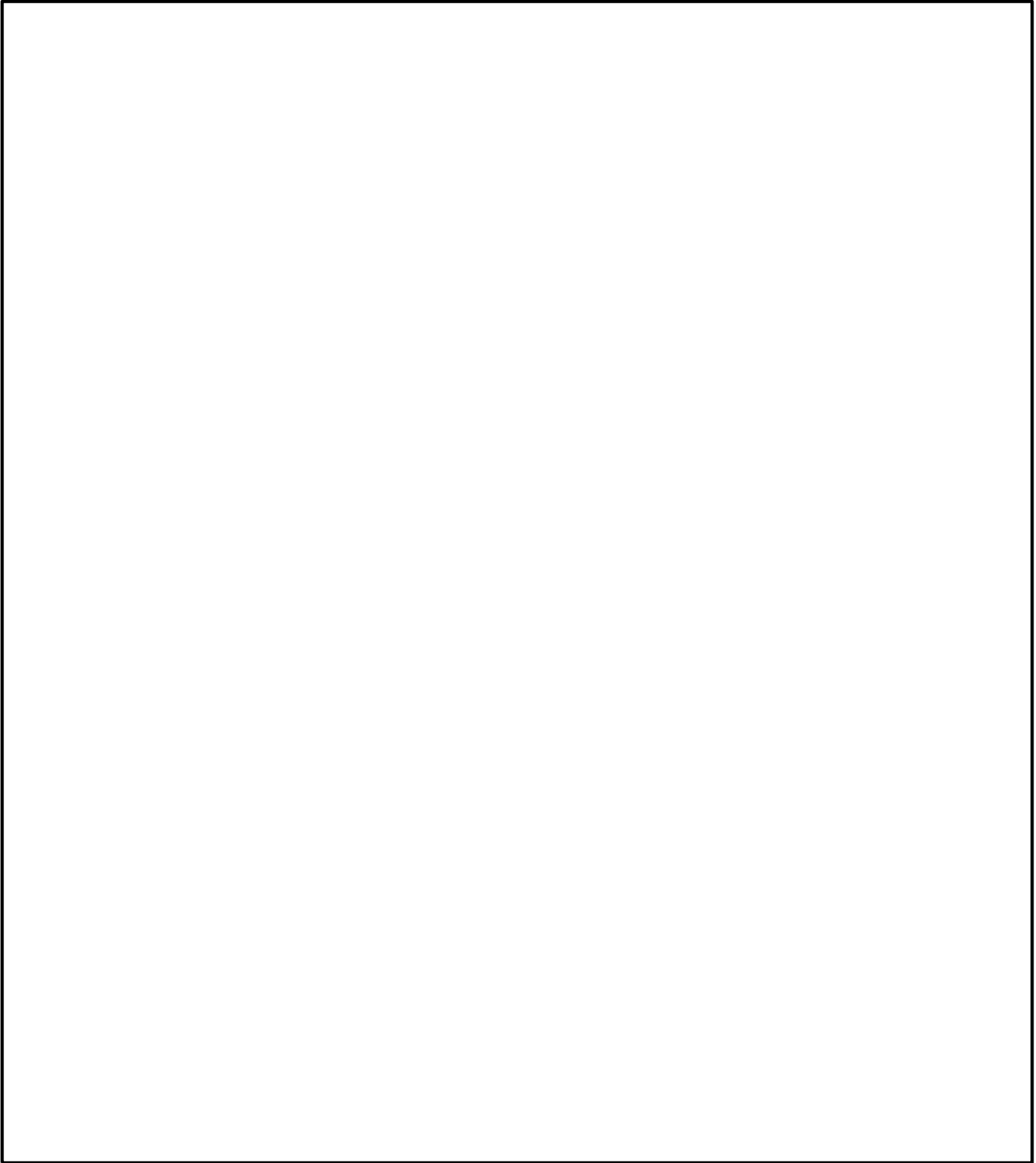


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

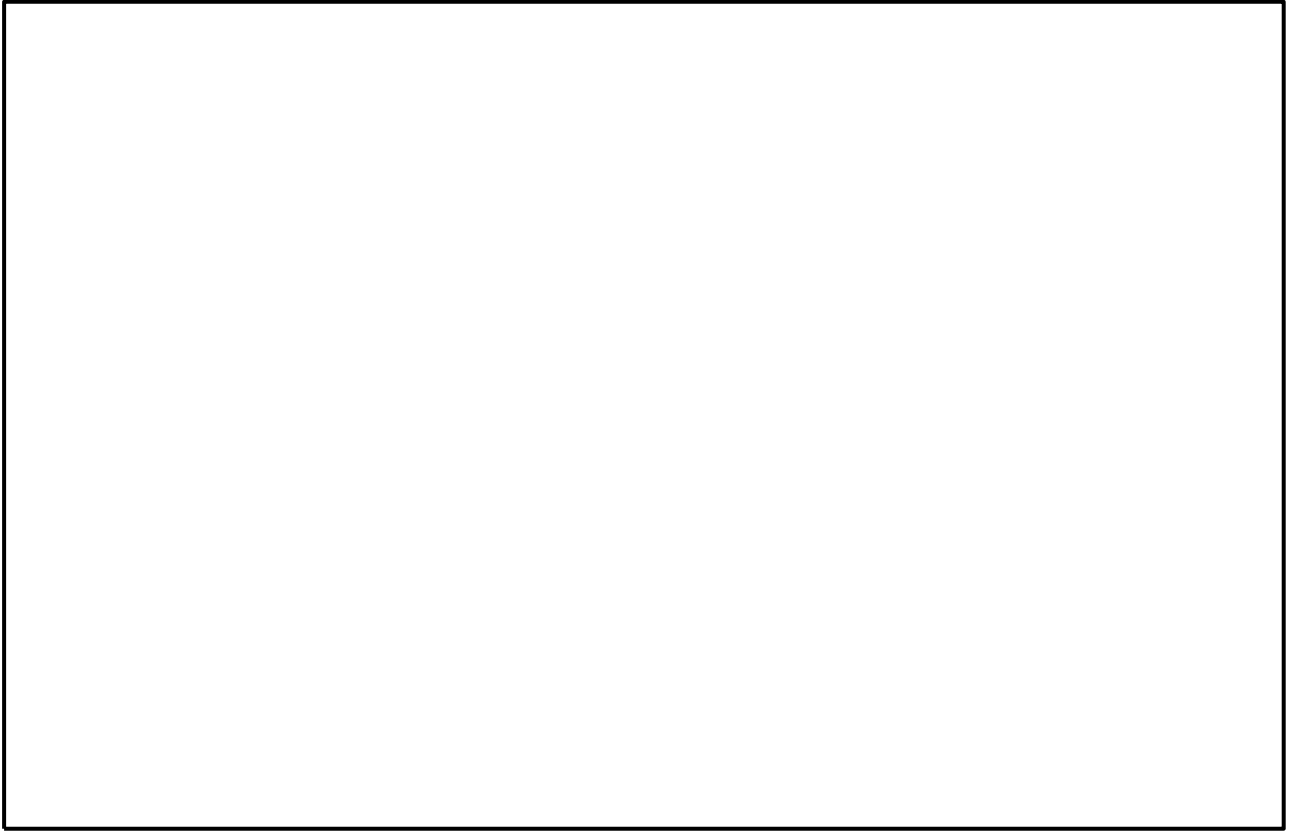


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3 / 8）

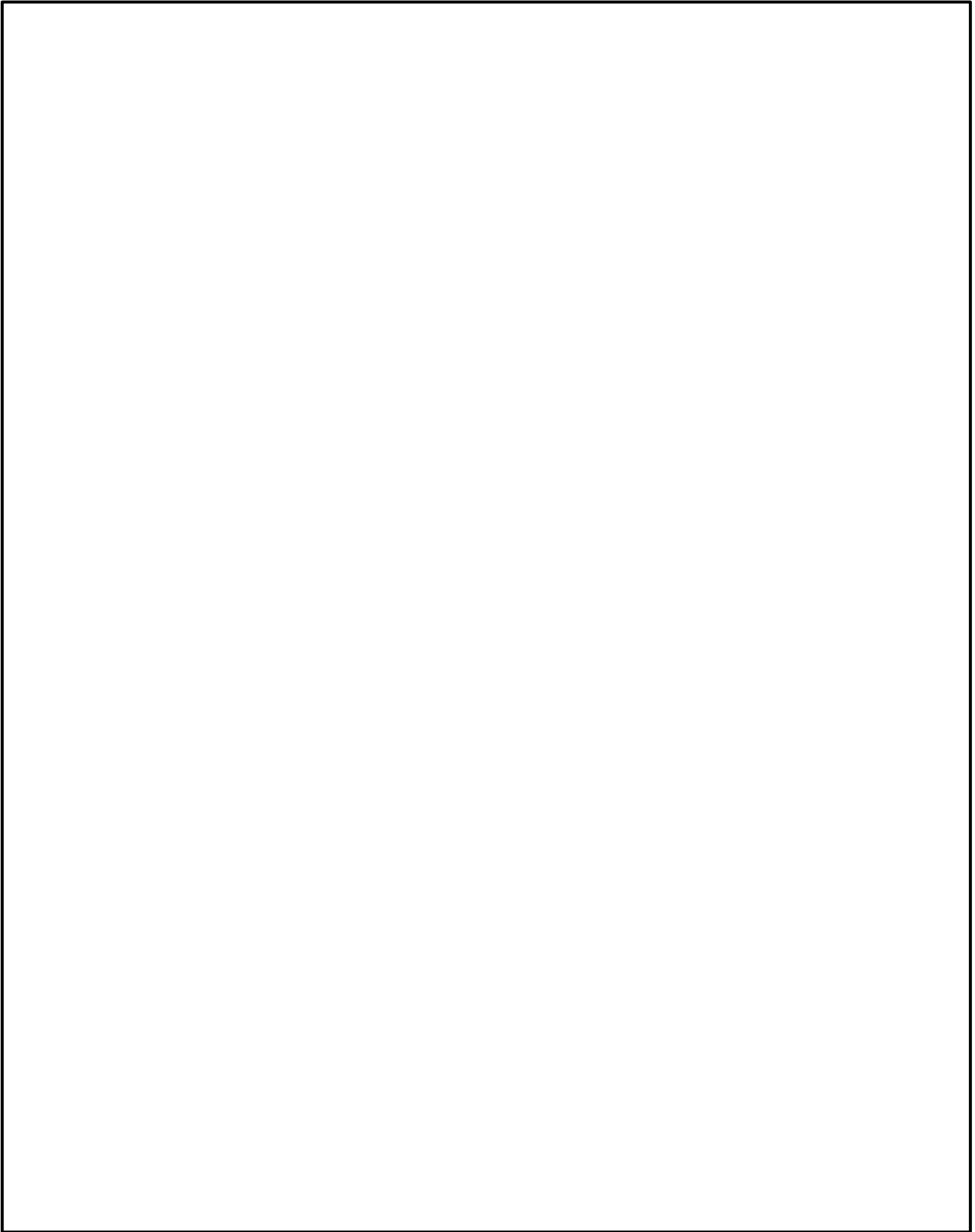


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

応急対策の例（2 / 3）

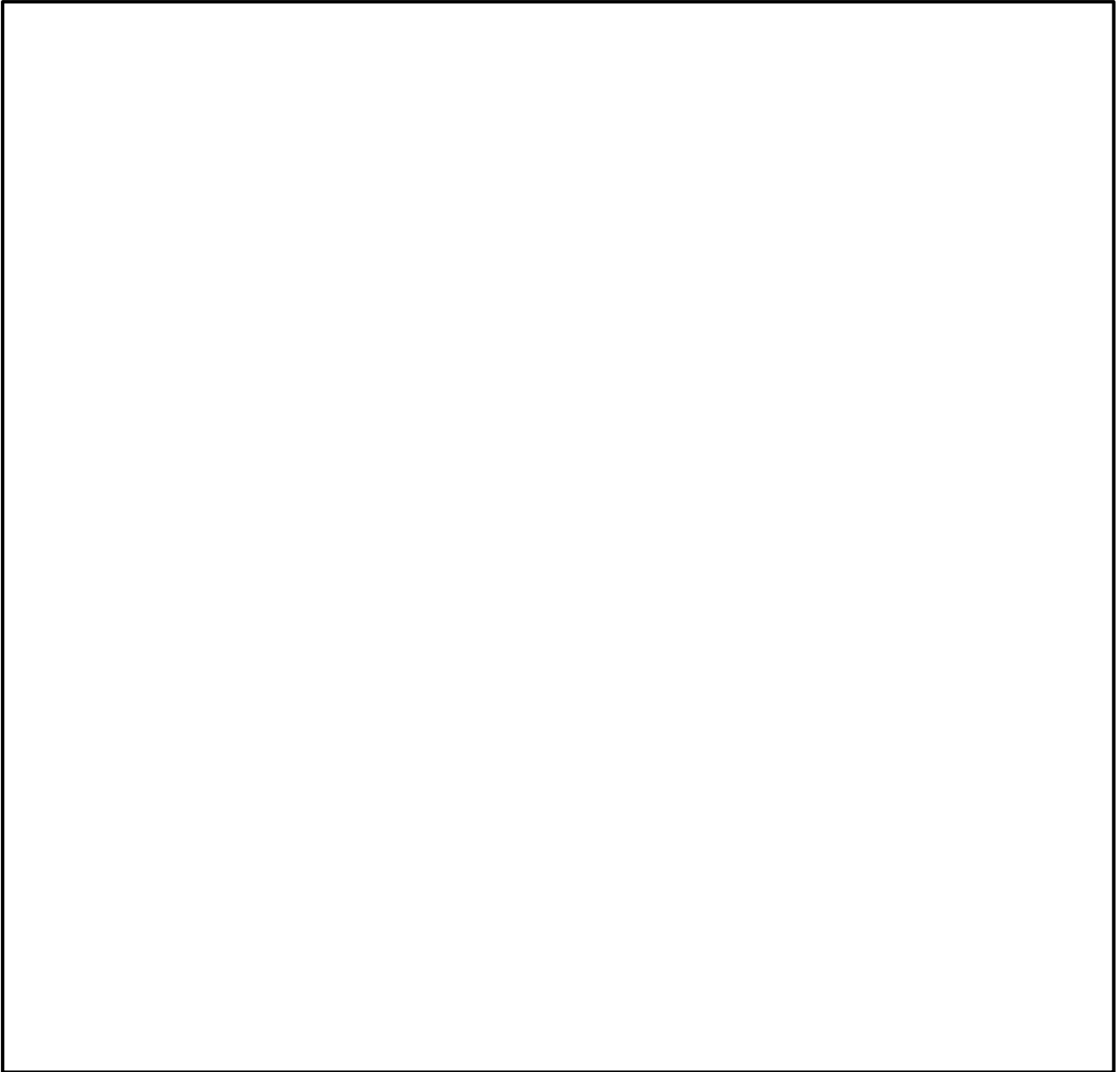


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

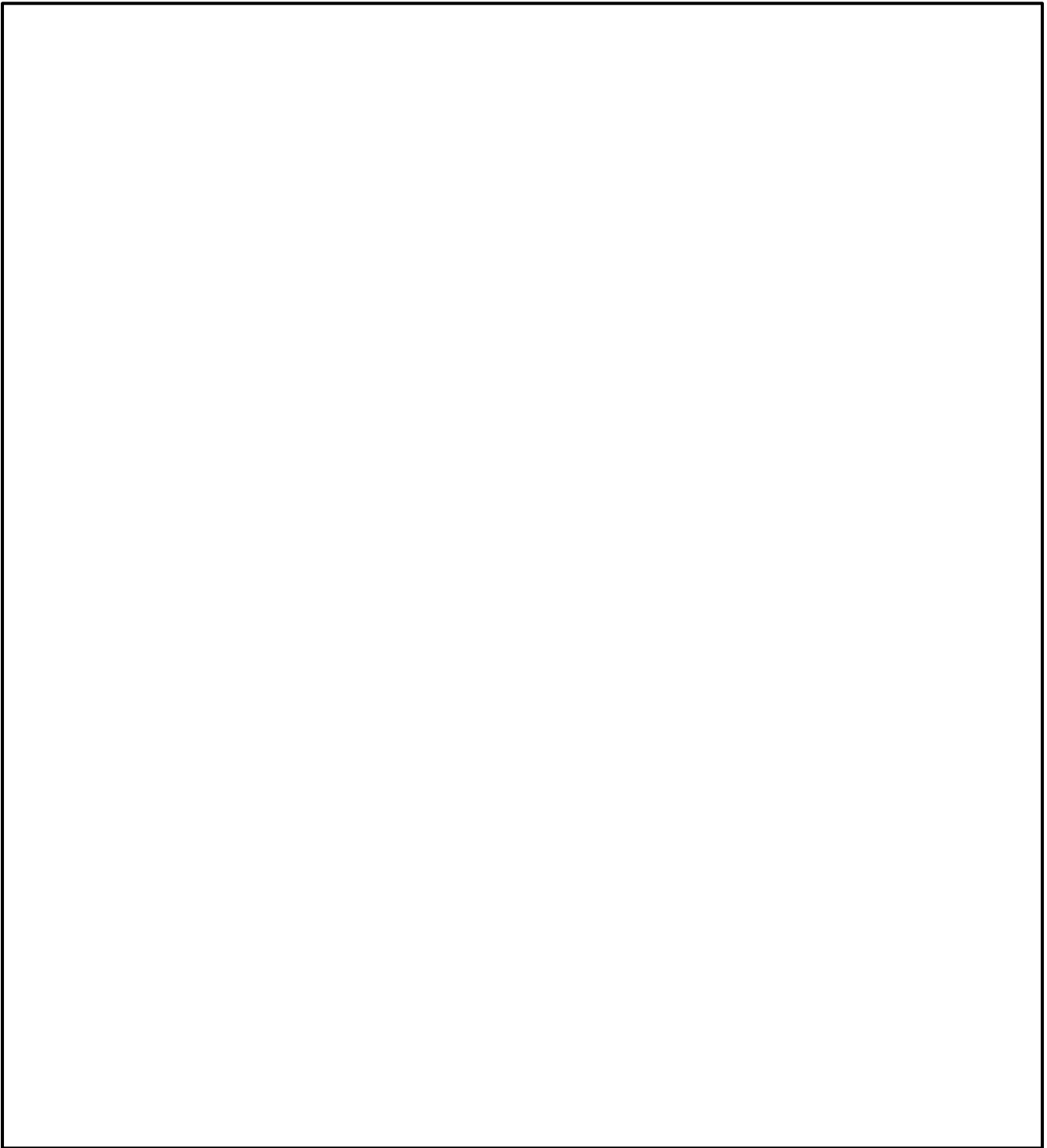


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

代替対策の例（1 / 2）

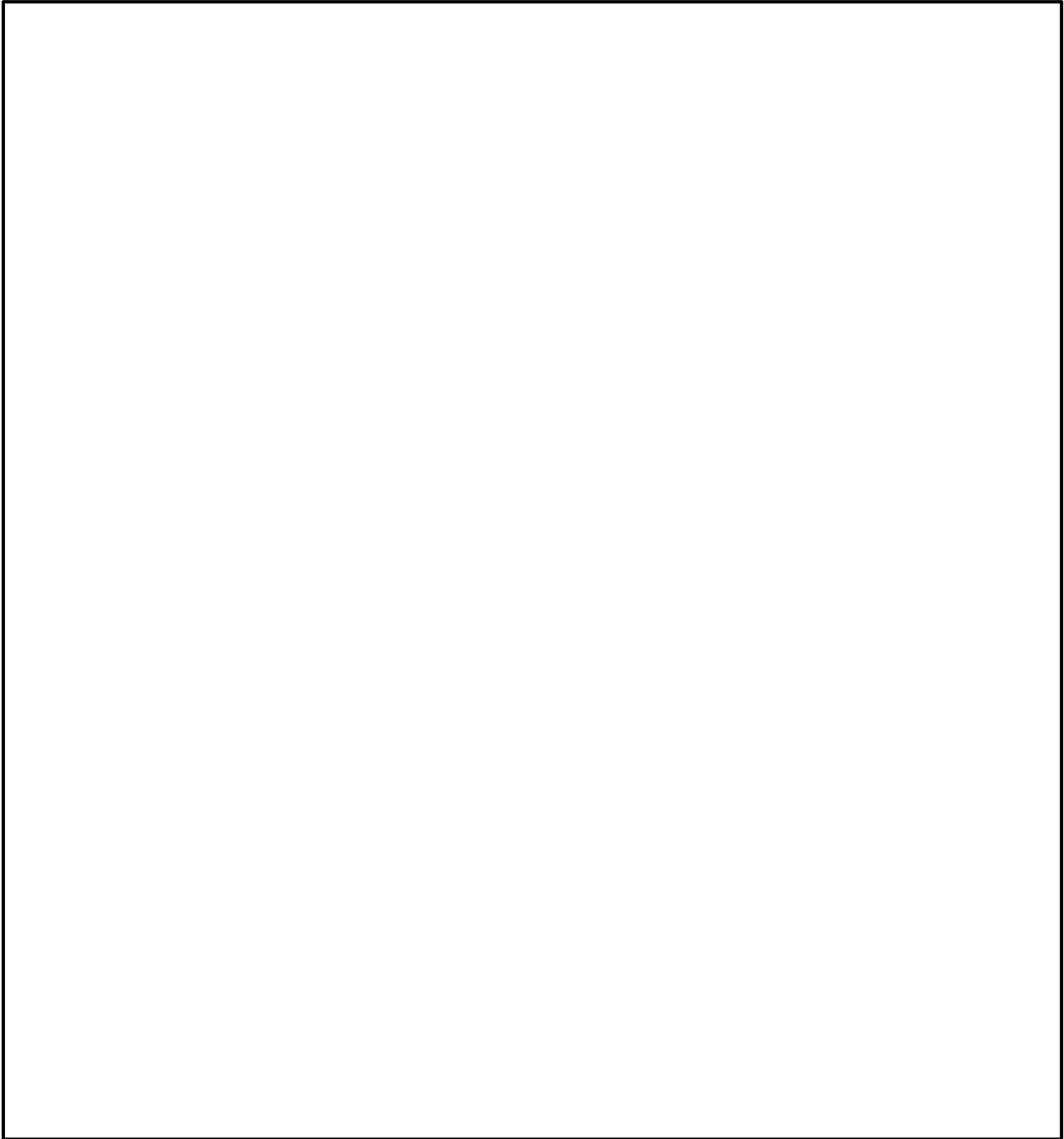


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（8 / 8）

3. 原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御

(1) 格納容器ベントの場合

重大事故時において格納容器ベントにより原子炉格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後、原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である*ことが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量 255m³/h[normal]、再結合率 95%）では、初期酸素濃度 2.5vol%において 0.06mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で 0.02mol/s(事象発生 24 時間後)であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は、格納容器スプレー又はサブプレッション・プール水冷却運転により実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の原子炉格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサブプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。

なお、格納容器スプレーを実施するような場合においては、原子炉格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレー停止設定値としている。運転員は格納容器スプレー停止設定値に至らないように格納容器スプレー流量の調整及び格納容器スプレー停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレーは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。

残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サブプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサブプレッション・プール水温度においては、格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

(2) 残留熱代替除去系の場合

残留熱代替除去系により原子炉及び原子炉格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を

実施する。可燃性ガス排出時は残留熱代替除去系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。原子炉格納容器内水素ガス濃度及び原子炉格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。

残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内の水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・プール水温度においては、酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

(3) 原子炉格納容器への窒素ガス注入について

原子炉格納容器への窒素ガス注入は、可搬式窒素供給装置又は窒素ガス制御系による窒素ガス注入により実施する。

可搬式窒素供給装置による窒素ガス注入は、格納容器フィルタベント系で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し、直接原子炉格納容器へ窒素ガスを注入する。

窒素ガス制御系による窒素ガス封入は、通常運転時に原子炉格納容器を不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして原子炉格納容器に供給される。この設備を使用する場合は、タンクローリ等による貯槽への補給体制、気化する設備への加熱源復旧、貯槽から原子炉格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティ復旧が必要となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
崩壊熱	崩壊熱モデル	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。
燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃焼最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃焼最高温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系(常設)による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃焼最高温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃焼最高温度を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃焼最高温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃焼最高温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。	解析コードは実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃焼最高温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃焼最高温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
燃料被覆管酸化	燃料被覆管酸化モデル	ジルコニウム水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性はあるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃焼最高温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	解析コードは酸化反応に伴う発熱量に保守的な酸化量及び酸化反応に伴う発熱量を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
燃料被覆管変形	燃料被覆管変形モデル	燃料被覆管変形モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内摩損放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィードバック系による格納容器除熱操作の起点が、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、格納容器除熱操作は本解析においても約30時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものと考えられる。
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃焼棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早める可能性が示されており、解析上、低圧注水での系統的に圧力低下を早める可能性が示されており、LPCSSプレイの液滴で燃料被覆管からの放射や過熱蒸気により上昇し、LPCSSプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧原子炉代替注水系(常設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(常設)の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類に示す。	解析コードは炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、有効性評価解析における燃焼最高温度を考慮した影響を取り込む必要があるが、有効性評価における燃焼最高温度は約509℃であり、評価項目に対して余裕があることから、その影響は小さい。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウカンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料破砕管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、ECCS注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	解析コードは、ダウカンカマ部の二相水位（シュラウド外水位）を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL、ROSA-III、FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び迷がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を適用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目に与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
			原子炉圧力容器	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現でき、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなることを考えている。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			構造材との熱伝達及び内部熱伝導	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			気液界面の熱伝達	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
原子炉格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル(格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
			格納容器ベント	入力値に含まれる。MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	6. 93MPa [gauge]	約 6. 77~6. 79MPa [Gauge] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	35. 6×10 ³ t/h	定格流量の 85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒同最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料について、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）によりは、燃料被覆管温度を操作開始の時点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (線燃度336Wd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくとも、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）によりは、格納容器圧力の上昇が抑制されることにより、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくとも、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響(高圧・低圧注水機能喪失)(2/3)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積(ドラライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドラライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積(サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドラライウエルサブプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドラライウエルサブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
サブプレッション・プール水温	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。
格納容器圧力	5kPa[gage]	約5kPa[gage]~約7kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約18kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇は約2kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇による影響は非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約18kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇による影響は非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇は速くなり、格納容器フィロタベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇は速くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪台貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間による影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間による影響はない。	—

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータ及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい過渡事象を設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする	対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	事態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間が大きくなる。	事態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果を与えらることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系（常設）	200m ³ /h（1.00MPa[gage]）において原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	200m ³ /h（1.00MPa[gage]）において原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルタータベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに對して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに對して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタータベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3 / 3)

項目	解折条件 (操作条件) の不確かさ	解折上の操作開始時間	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
格納容器ファイナリティ原燃除去操作条件		サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達後	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m) に到達するのは、事象発生の約 30 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器ファイナリティ系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器ファイナリティ系による格納容器ベント操作は、格納容器圧力 245kPa [Gage] 到達時に操作対象弁 (1 弁) の開操作を行い、格納容器ベント実施基準 (サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m) 到達時には隔離弁 1 弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントには開始し、それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤での操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約 90 分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m) に到達するの時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことが可能である。また、格納容器ベントの操作時間は設定していることから、実態上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。仮に、格納容器ベントに遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作時間が遅れるが、運転員等操作時間と与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作時間が遅れるが、運転員等操作時間と与える影響も小さい。また、原炉格納容器の限界圧力 (853kPa [Gage]) より若干上昇するたため、評価項目となるパラメータに与える影響が、原炉格納容器の健全性という点では問題とならない。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は、事象発生から約 30 時間あり、準備時間とから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗による格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa [Gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原炉格納容器の限界圧力 (853kPa [Gage]) に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 緊囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 35 時間後であり、約 5 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 8 分の操作時間、格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 3 分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、運転員 (現場) の遠隔手動弁操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約 1 時間 9 分で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について (高圧・低圧注水機能喪失)

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が遅れることで、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。

なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱う S A F E R コードを使用している。

1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 20 分及び 30 分遅れた場合の感度解析結果を表 1 に示す。

また、燃料被覆管最高温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 1 に、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が 30 分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図 2 から図 5 に示す。

図 1 に示すとおり、20 分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 20 分程度の時間余裕は確保されている。

2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界での実効線量評価

炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。

一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、敷地境界での実効線量が評価項目である 5 mSv 以下となることが考えられる。よって、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 30 分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な 9×9 燃料（A 型）平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を表 2 及び表 3 に示す。

評価の結果、30分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約41.0kW/mを超える燃料棒に破裂が発生し、その割合は全燃料棒の約1%となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の1%に破裂が発生するものとする。敷地境界での実効線量の最大値は約 4.8×10^{-2} mSvとなり、評価項目である5mSvを下回る。なお、この場合には、格納容器内空間線量率が格納容器雰囲気放射線モニタにおける炉心損傷の判断基準を上回る。

表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間 からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度 (高出力燃料集合体)	燃料被覆管酸化率
20分	約845℃	1%以下
30分	約902℃	約3%

表2 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (遅れ時間30分)

燃料棒初期線出力密度	燃料被覆管温度 の最大値	燃料破裂の 有無	燃料本数* (1/4炉心)
44.0 kW/m (13.4kW/ft)	約902℃	有	
42.65 kW/m (13.0kW/ft)	約884℃	有	
41.0 kW/m (12.5kW/ft)	約865℃	有	
39.37 kW/m (12.0kW/ft)	約850℃	無	

※サイクル中で最大線出力密度が最大となるサイクル燃焼度において、当該燃焼度における最大線出力密度が44.0kW/mであると仮定し、各燃料棒の線出力密度を補正した場合の燃料棒本数。

評価上、燃料棒初期線出力密度が41.0kW/m以上の燃料棒は破裂すると想定する。41.0kW/m以上の燃料棒本数は□本であり、1/4炉心での全燃料棒本数10,360本の約1%である。

表3 敷地境界での実効線量評価結果 (遅れ時間30分)

項目		評価結果
フィルタベント時の 放出量	希ガス (Bq) (γ 線実効エネルギー0.5MeV換算値)	約 7.1×10^{13}
	よう素 (Bq) (I-131等価量—小児実効線量係数換算)	約 3.0×10^{10}
大気拡散条件	相対線量 D/Q (Gy/Bq)	約 4.9×10^{-19}
	相対濃度 χ /Q (s/m ³)	約 3.1×10^{-5}
実効線量	希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 3.5×10^{-2}
	よう素の内部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 1.3×10^{-2}
	合計 (mSv)	約 4.8×10^{-2}

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

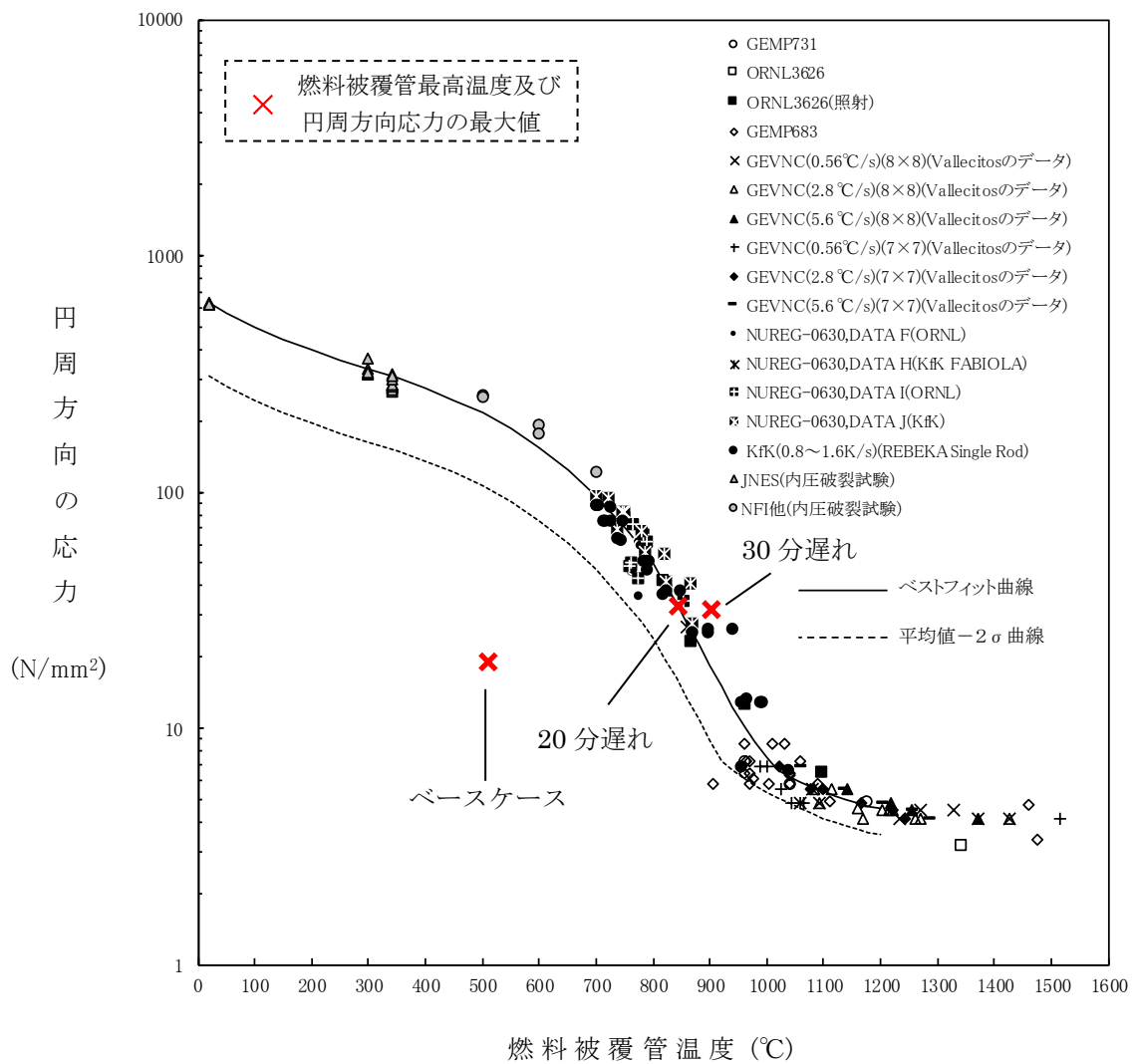


図1 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力^{*}の関係

※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料被覆管の破裂については，S A F E Rの解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力 σ については，次式により求められる。

$$\sigma = \frac{D}{2t} (P_{in} - P_{out})$$

ここで，

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管肉厚

P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (=原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{in} は，燃料棒プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。

$$P_{in} = \left(\frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{NRT}{V_P}$$

ここで，

V : 体積

P : 燃料プレナム部

T : 温度

F : ギャップ部

N : ガスモル数

R : ガス定数

である。

燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，LOCA条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりLOCA条件を模擬している。このため，これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。

また，燃料被覆管内側にかかる圧力のうち，ペレット-被覆管の接触圧は，設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値をとるものの，スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため，燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。

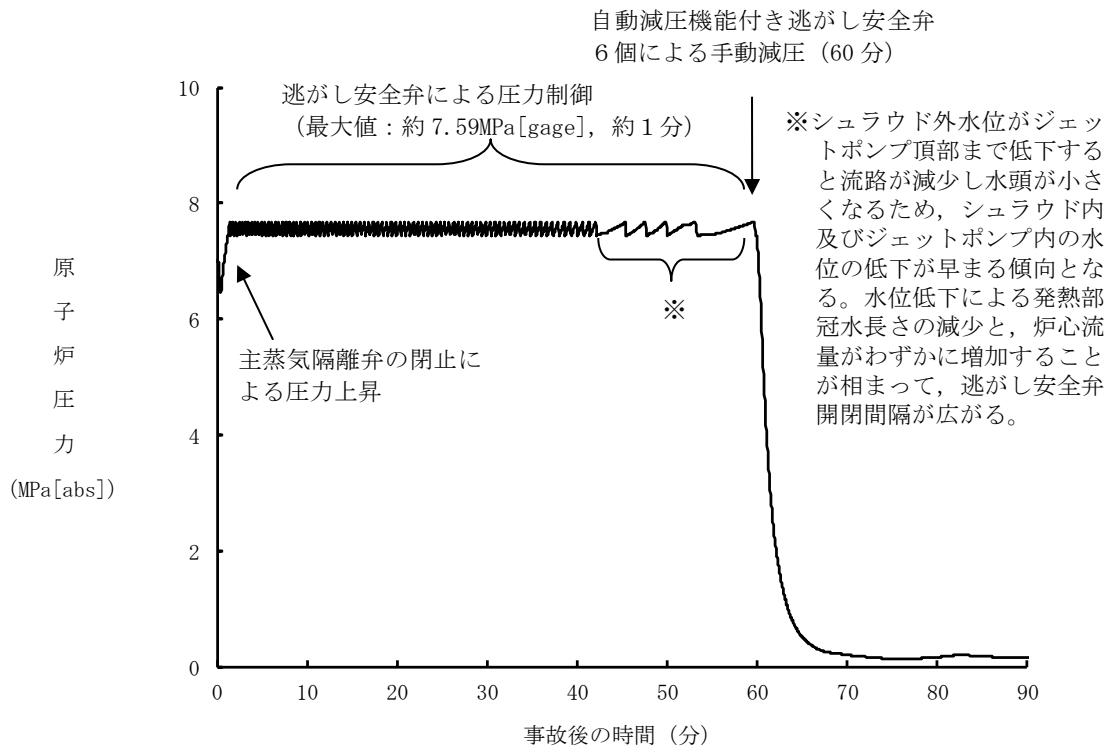


図2 操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉圧力の推移

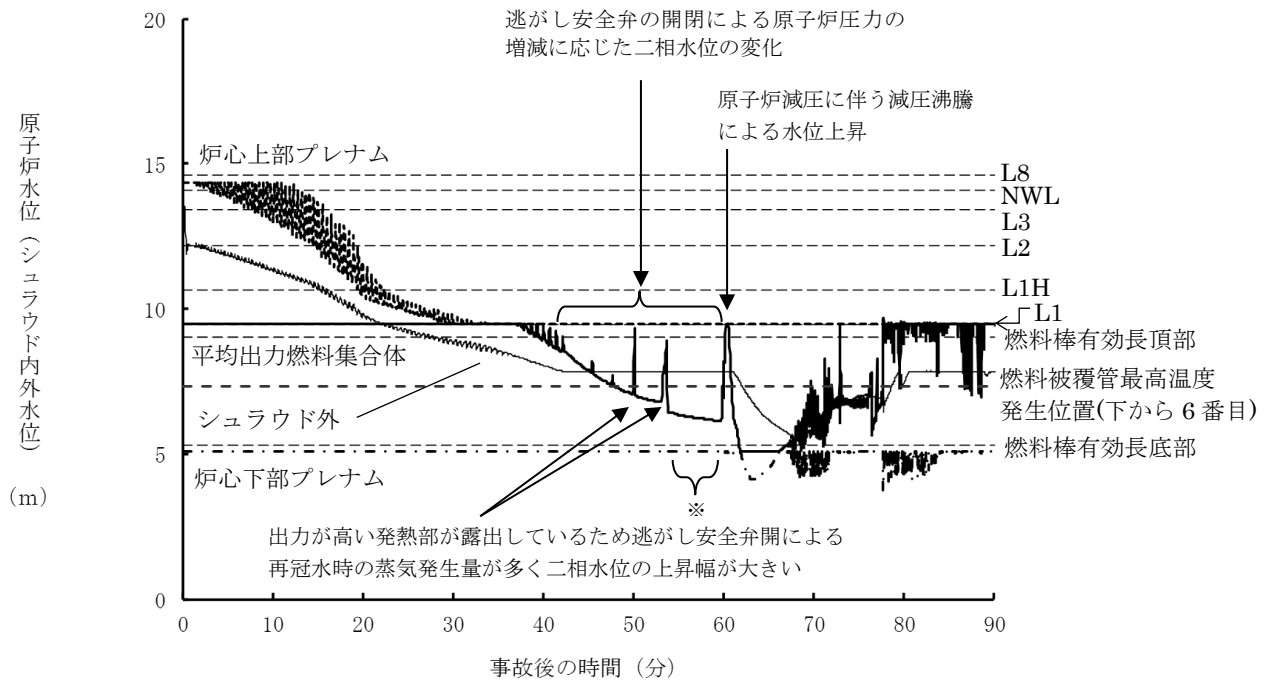


図3 操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

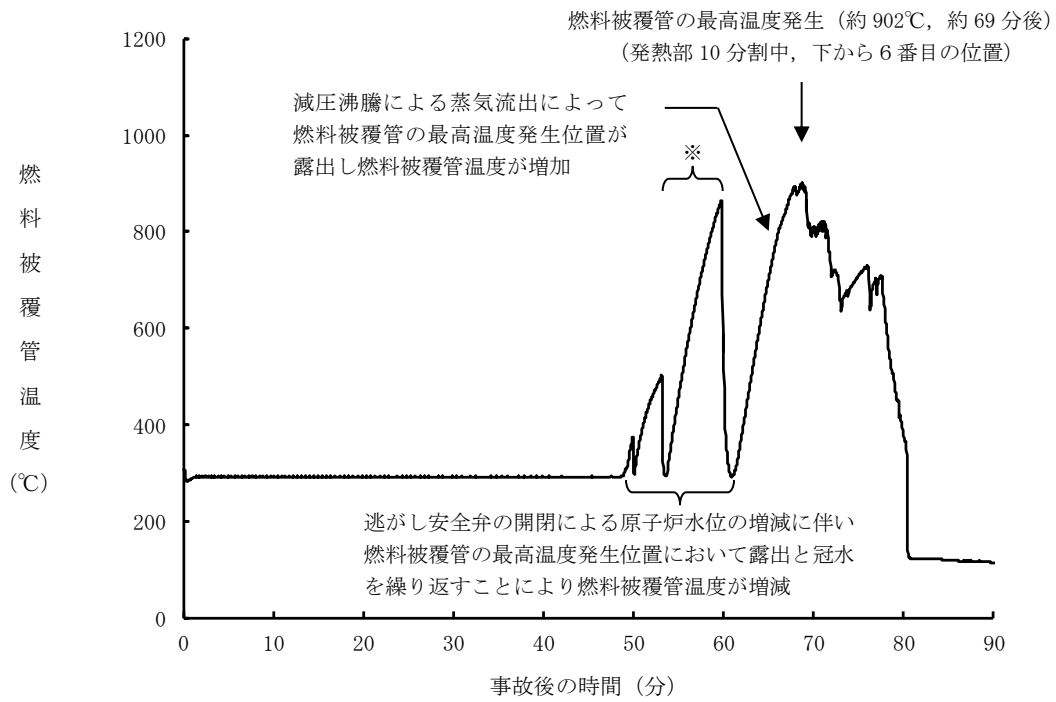


図 4 操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移
※ 燃料被覆管の最高温度発生位置の露出に伴う燃料被覆管温度の上昇。

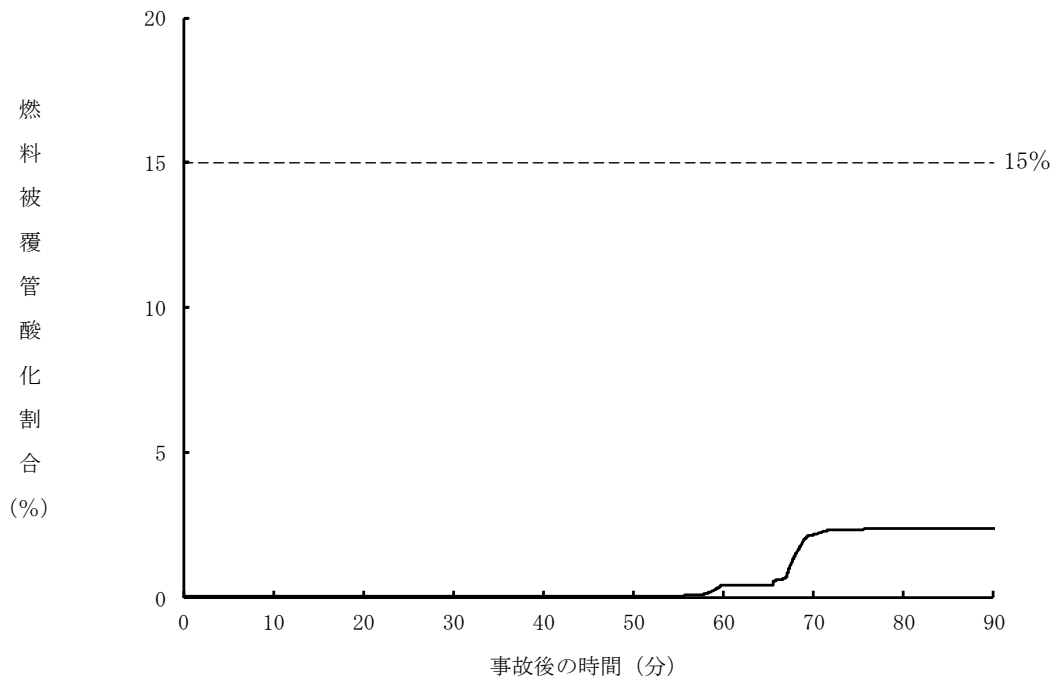


図 5 操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移

7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）※：約 7,000m³（約 3,500m³ × 2）

※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

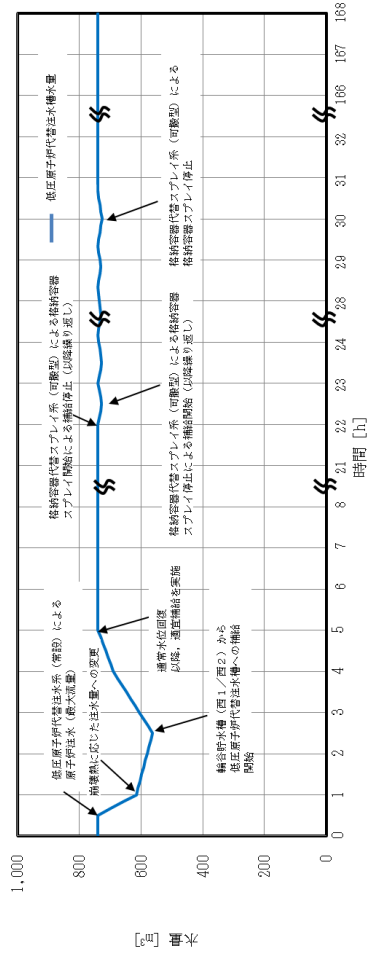
事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生後 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 3,600m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 711m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

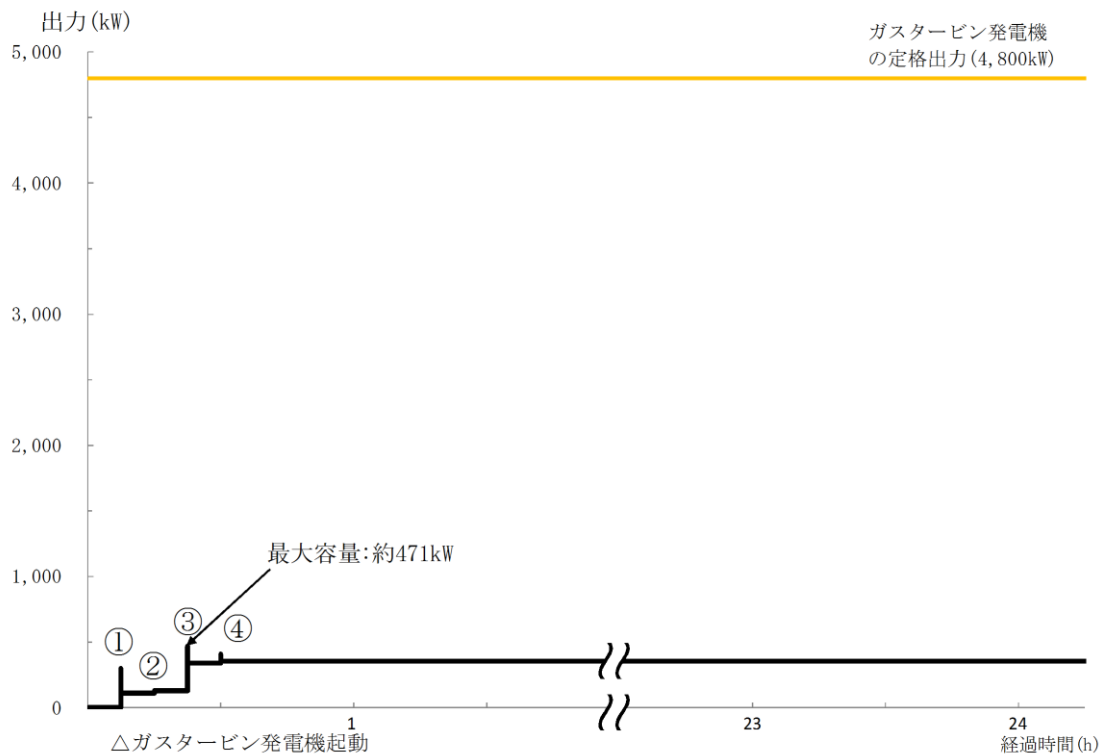
※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」、②「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。

したがって、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁

による原子炉減圧手段及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.2.1-1(1)図及び第 2.2.1-1(2)図に、手順の概要を第 2.2.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.2.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 10 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが機能喪失していることを確認し、高圧炉心スプレイ系を起動するが機能喪失していることを確認する。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

原子炉水位はさらに低下するため、残留熱除去系（低圧注水モード）を起動する。

c. 代替自動減圧機能動作確認

原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、自動減圧機能付き逃がし安全弁 2 個が自動で開放し、原子炉が急速減圧される。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力（S A）、原子炉圧力等である。

d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

e. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水温度（SA）等である。

f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転により、サプレッション・プール水温度が静定することを確認後、サプレッション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2

-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧が失敗するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉減圧機能

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に開始し、自動減圧機能付き逃がし安全弁2個により原子炉減圧する。容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(c) 残留熱除去系（低圧注水モード）

原子炉水位低（レベル1）到達後、残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、1,136m³/h (0.14MPa[dif]において)にて原子炉注水する。なお、低圧炉心スプレイ系による注水については期待しないものとする。

(d) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サブプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、原子炉水位高（レベル8）確認後、開始する。

- (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は、原子炉圧力が 0.8MPa [gage] まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。
(添付資料2.2.1)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.2.2-1(1) 図から第 2.2.2-1(6) 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.2.2-1(7) 図から第 2.2.2-1(12) 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.2.2-1(13) 図から第 2.2.2-1(16) 図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、さらに高圧炉心スプレイ系の起動に失敗することから、残留熱除去系（低圧注水モード）1系統を起動する。原子炉水位低（レベル1）到達の10分後に代替自動減圧機能により、自動減圧機能付き逃がし安全弁2個が開き、原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を下回るが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝

達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.2.2-1(7) 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 728℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 2.2.2-1(1) 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 54kPa[gage]及び約 85℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.2.2-1(2) 図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.2.2）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて +50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒

表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確か

さにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.2.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.2.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約1時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が

行うことから、サブプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.2.3)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作については、サブプレッション・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 1 時間後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 22 時間であり、約 21 時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 34 時間以上の時間余裕がある。

(添付資料 2.2.3)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料2.2.4)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残

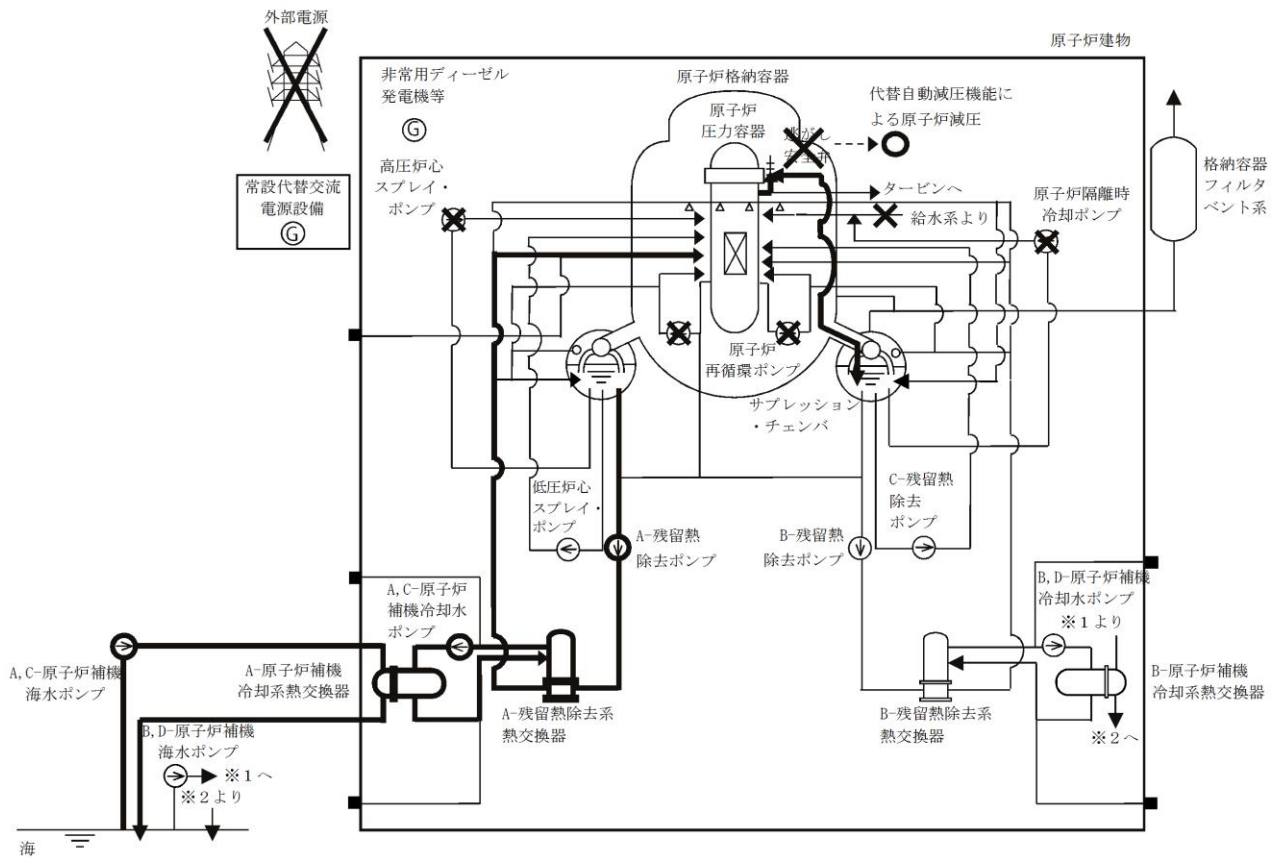
留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

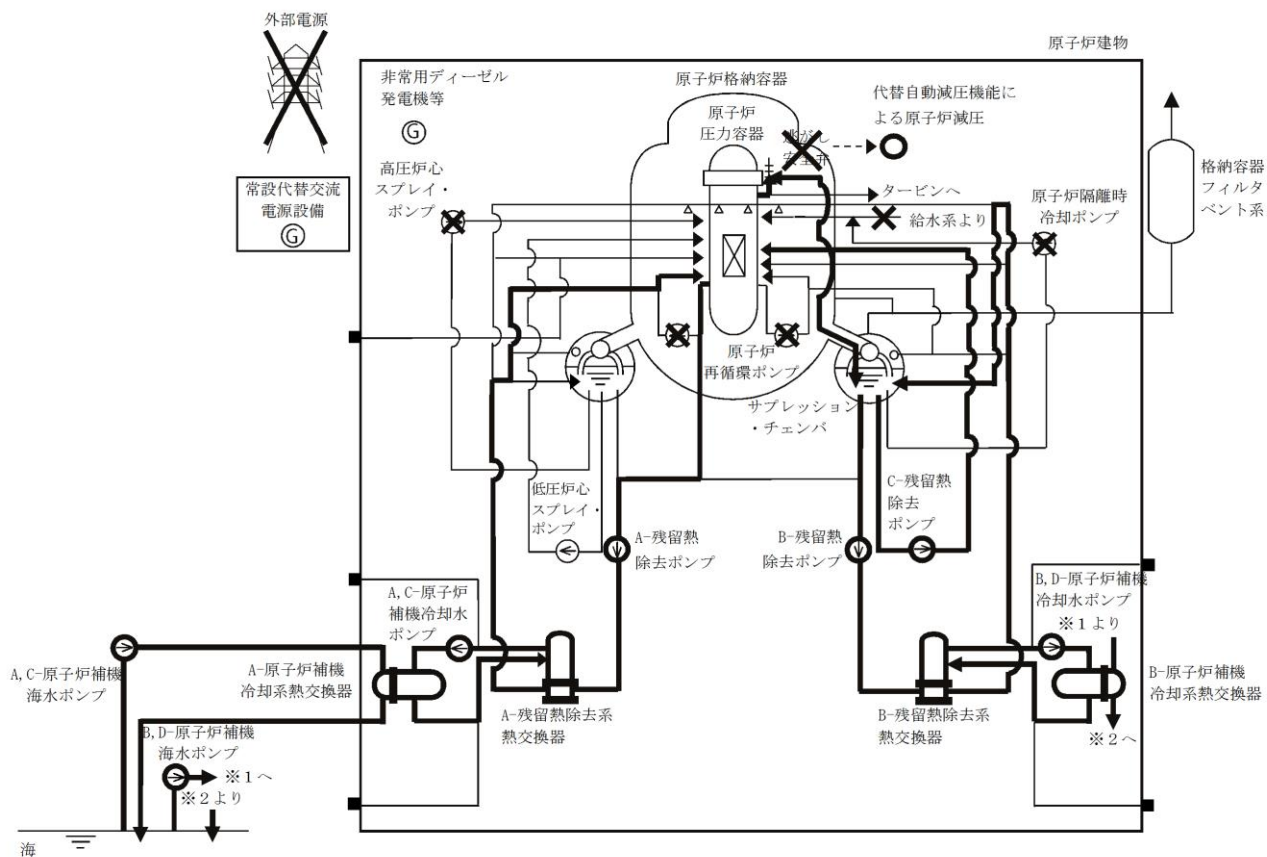
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

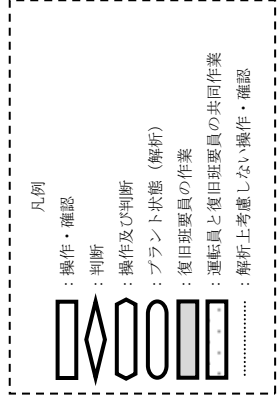
以上のことから，代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。



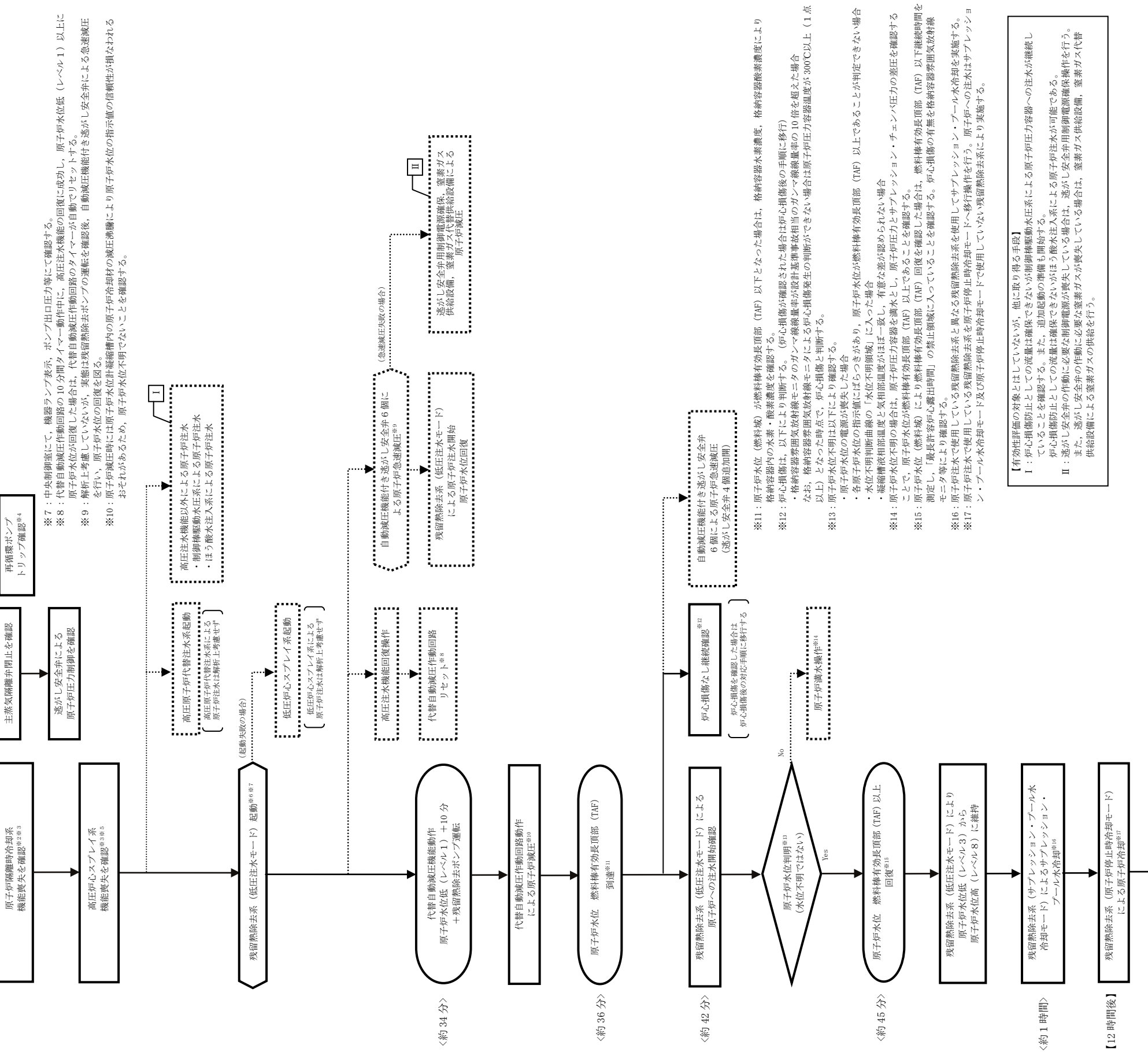
第 2. 2. 1-1(1) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2. 2. 1-1(2) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



- ※1：原子炉炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたこと平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2：原子炉炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約 21 秒) する。
- ※3：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量、原子炉炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉炉水位低 (レベル2) でトリップする。
- ※5：原子炉炉水位低 (レベル1H) で自動起動 (解析上の時刻約 15 分) するが、原子炉隔離時冷却系が正常でない場合、自動起動する。
- ※6：原子炉炉水位低 (レベル1) で自動起動 (解析上の時刻約 24 分) するが、高圧炉心スプレイレイ系が正常でない場合、自動起動する。
- ※7：中央制御室にて、機器ランプ表示、ポンプ出口圧力等にて確認する。
- ※8：代替自動減圧作動回路の 10 分間タイムアウト中に、高圧注水機能の回復に成功し、原子炉炉水位低 (レベル1) 以上に原子炉炉水位が回復した場合は、代替自動減圧作動回路のタイマーが自動でリセットする。
- ※9：解析上考慮していないが、実態は残留熱除去ポンプの運転を確認後、自動減圧機能付き逃がし安全弁による急速減圧を行い、原子炉炉水位の回復を図る。
- ※10：原子炉炉減圧時には原子炉炉水位計凝結槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉炉水位不明であることを確認する。



- ※11：原子炉炉水位 (燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下) となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※12：炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 - 格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線検率相当のガンマ線検率の 10 倍を超えた場合
 - なお、格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉炉圧力容器温度が 300℃以上 (1 点以上) となった時点で、炉心損傷を判断する。
- ※13：原子炉炉水位不明は以下により確認する。
 - 原子炉炉水位の電源が喪失した場合
 - 各原子炉炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - 水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※14：原子炉炉水位不明の場合は、原子炉炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認すること、原子炉炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※15：原子炉炉水位 (燃料棒有効長頂部 (TAF) 回復) 回復を確認した場合は、燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下継続時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
- ※16：原子炉炉注水で使用している残留熱除去系と異なる残留熱除去系を使用してサブプレッション・プール水冷却を実施する。
- ※17：原子炉炉注水で使用している残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ移行操作を行う。原子炉への注水はサブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モードで使用していない残留熱除去系により実施する。

【炉心損傷防止として】

I：炉心損傷防止として流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。

II：逃がし安全弁の作動に必要な流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。また、逃がし安全弁の作動に必要な流量が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な流量が喪失している場合は、窒素ガス供給設備、窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

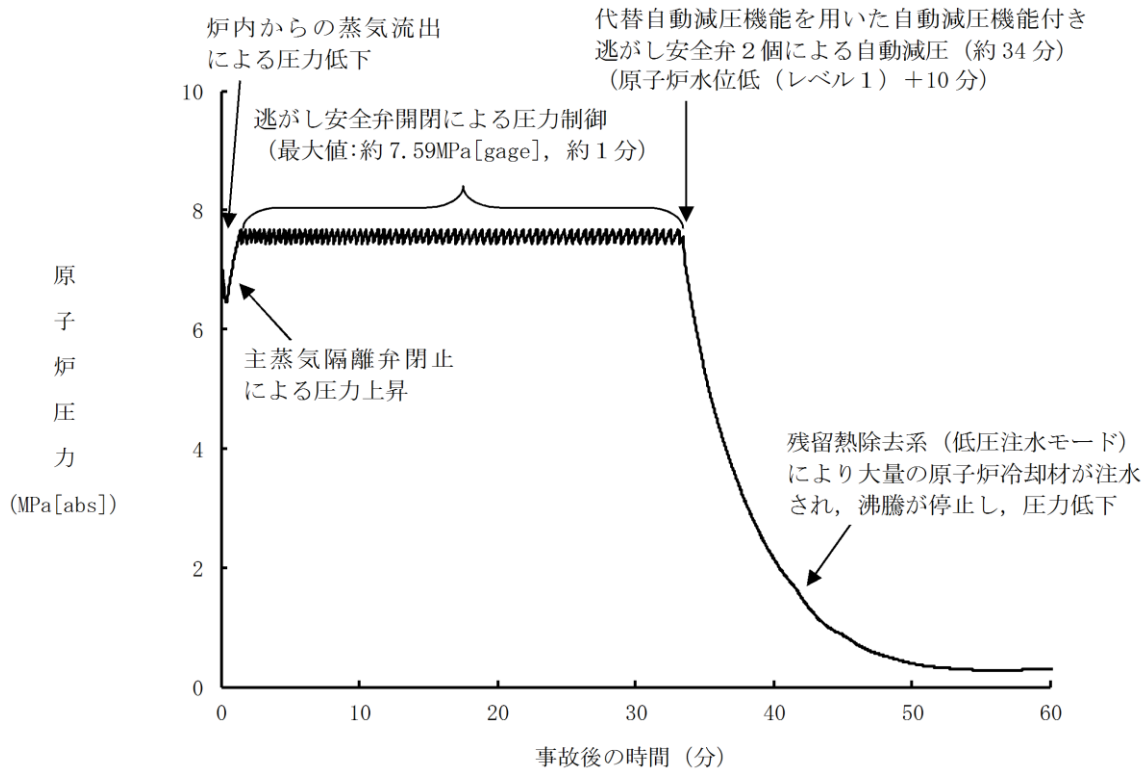
第 2.2.1-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

高圧注水・減圧機能喪失

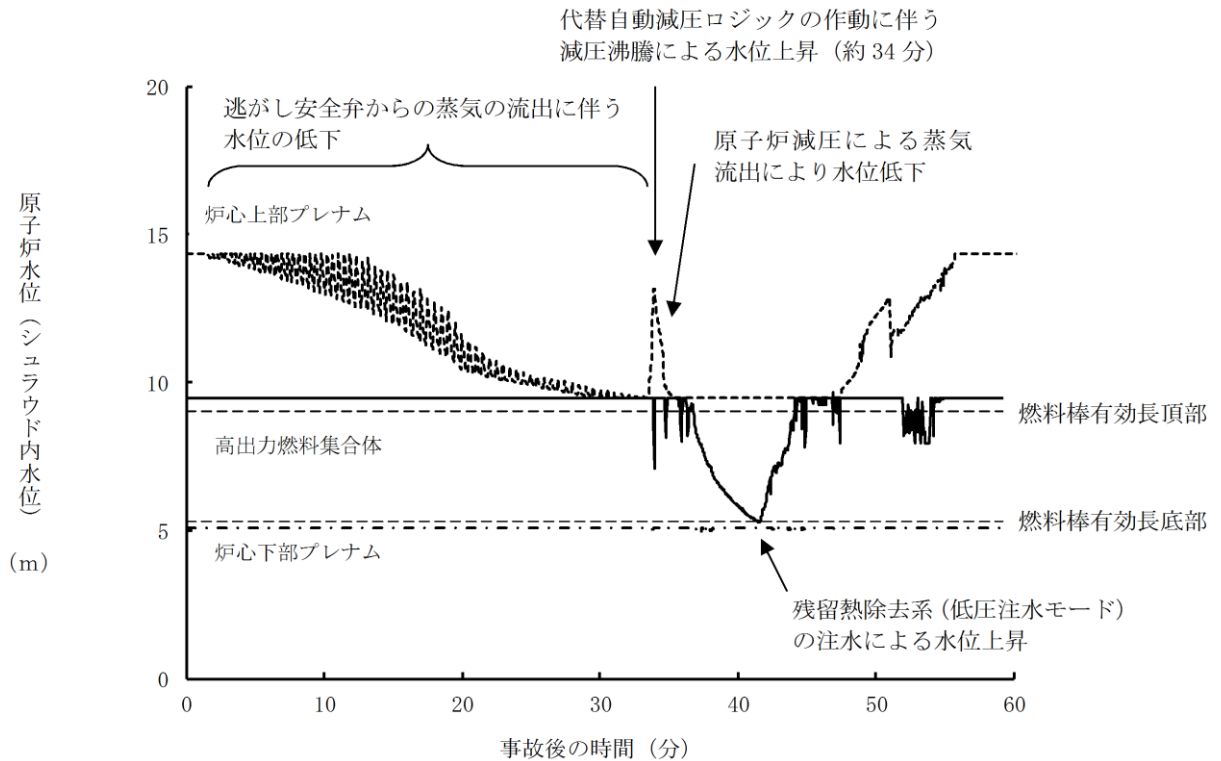
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)						経過時間 (時間)							経過時間 (日)			備考				
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	8	9	10	11	12	13		5	6	7	
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容 事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低 (レベル2) プラント状況判断 約15分 原子炉水位低 (レベル1H) 約24分 原子炉水位低 (レベル1) 約34分 代替自動減圧作動回路動作 約36分 原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ 約42分 残留熱除去系 (低圧注水モード) 原子炉注水確認 約45分 原子炉水位燃料棒有効長頂部回復※ 約54分 原子炉水位高 (レベル8) 約1時間 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転開始 12時間 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転開始	※シュラウド内水位に基づく時間																				
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																						
	通報連絡等を行う要員	指示者	1人	初動での指揮																						
		連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡																						
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	復旧班要員																							
状況判断	1人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/透がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認 高圧原子炉代替注水系起動操作 残留熱除去系 (低圧注水モード) 起動 非常ガス処理系自動起動確認 	10分																					
高圧注水機能喪失調査、復旧操作	—	—	—	復水・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系機能回復	解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する																					
原子炉減圧確認	(1人) A	—	—	自動減圧機能付き透がし安全弁 2個 自動開放確認	適宜確認																					
残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水操作	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水弁自動開確認、注水弁操作	適宜確認						原子炉水位をレベル3～レベル8で維持															
残留熱除去系 (低圧注水モード) から 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) への切替え	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 切替え操作							残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を継続															
残留熱除去系 (低圧注水モード) から 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) への切替え	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成 (中央制御室)							20分															
	—	2人 B,C	—	放射線防護具準備							10分															
	—		—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成 (現場)							20分															
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 起動							10分															
	(1人) A	—	—	原子炉冷却材温度調整														残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転継続								
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	燃料プール冷却系再起動	燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。						適宜実施							解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持								
必要人員数 合計	1人 A	2人 B,C	—																							

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

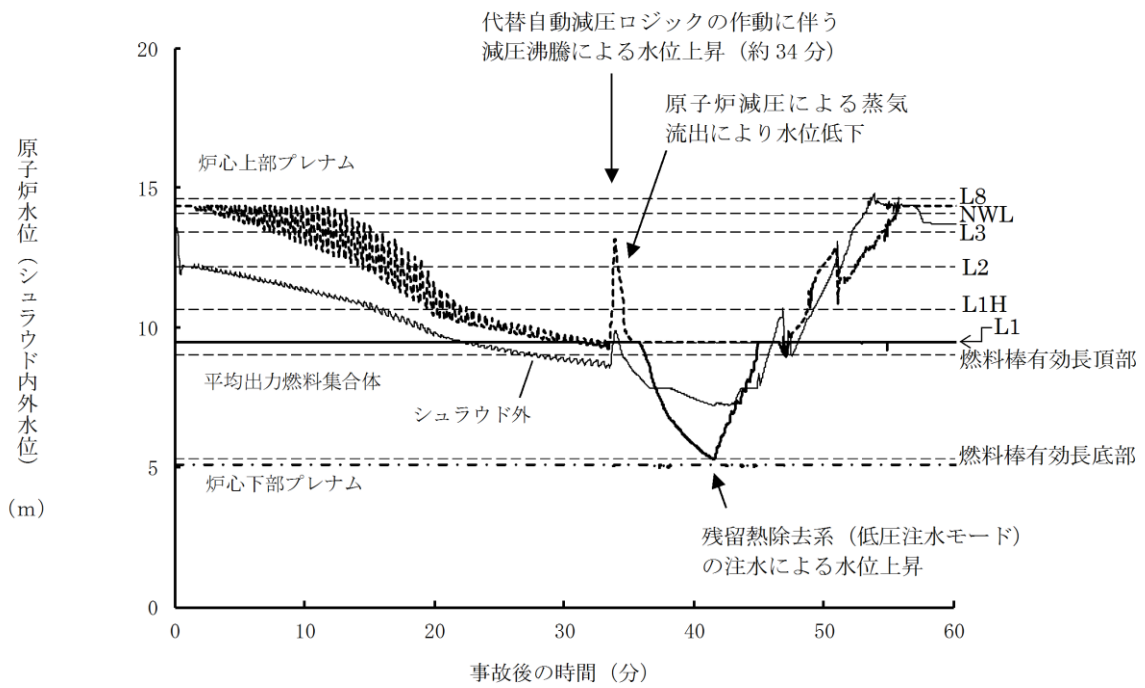
第 2.2.1-3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間



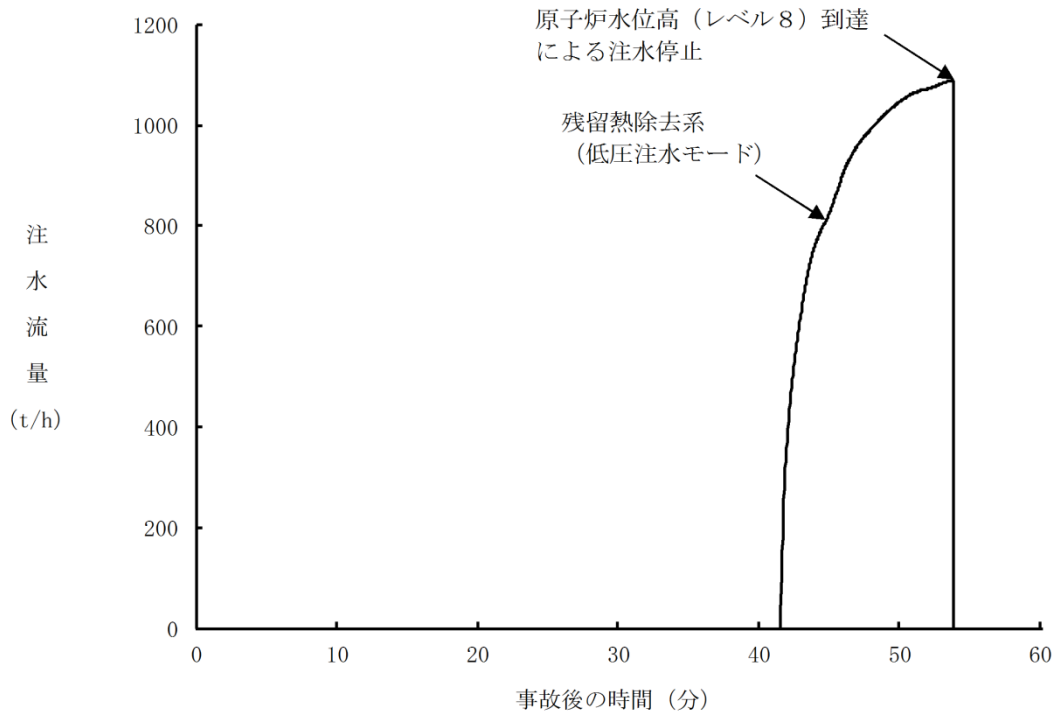
第 2.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



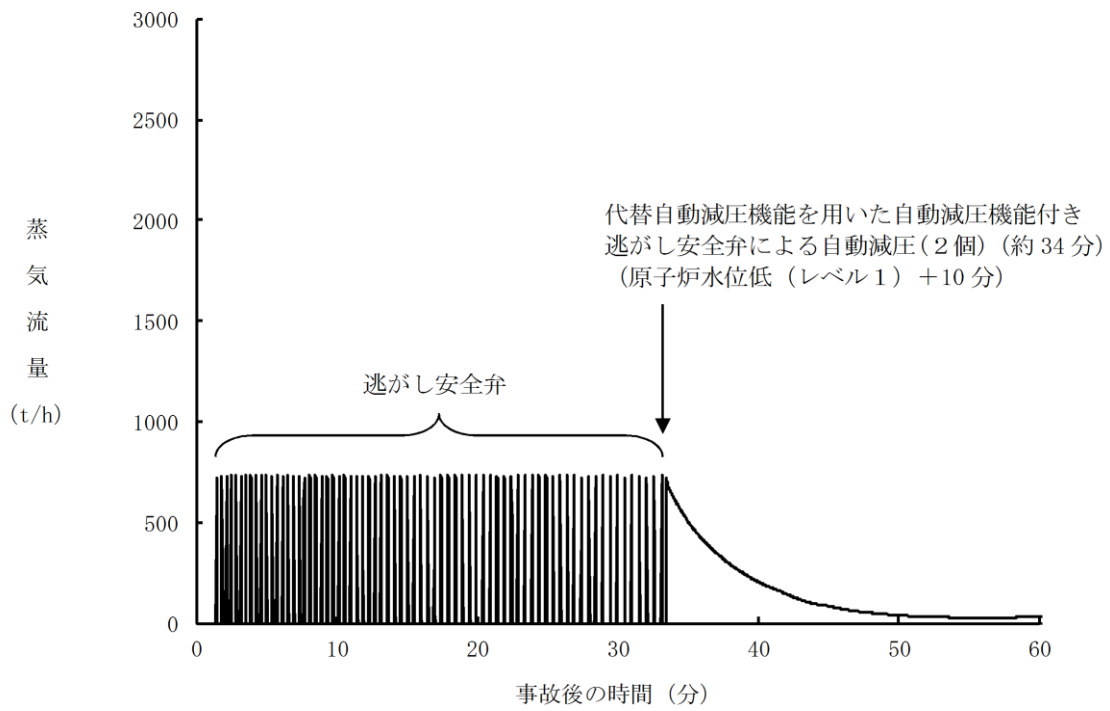
第 2.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



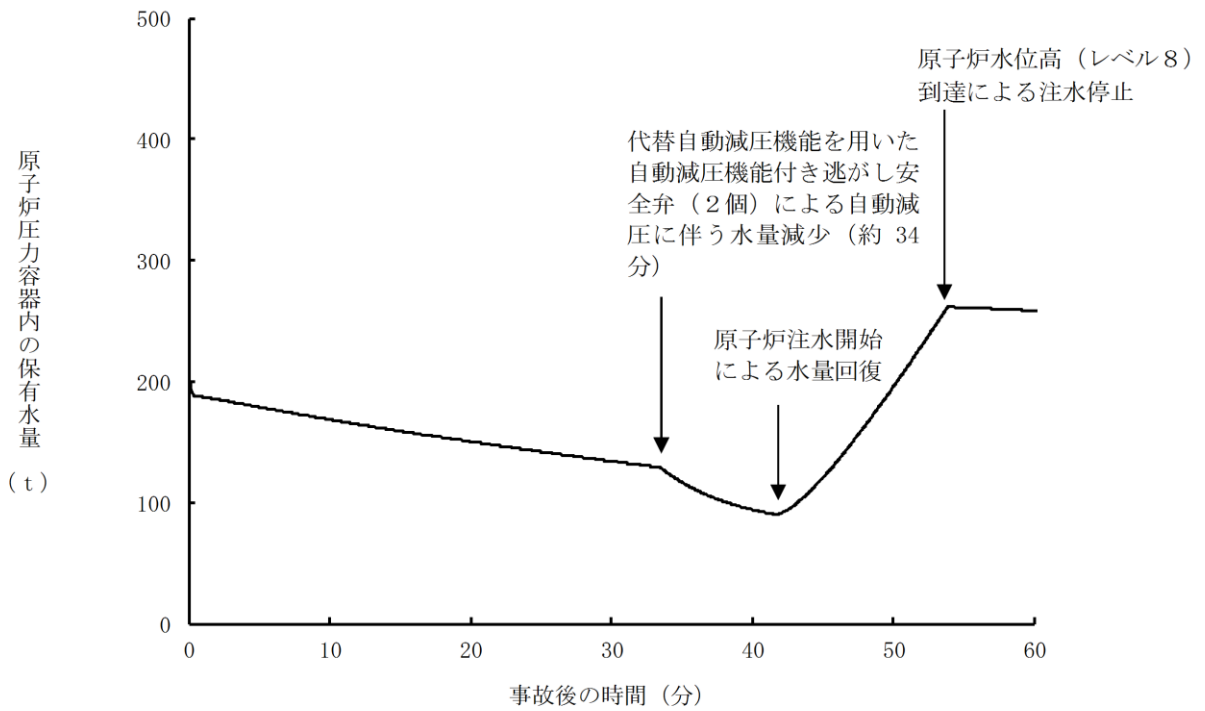
第 2.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



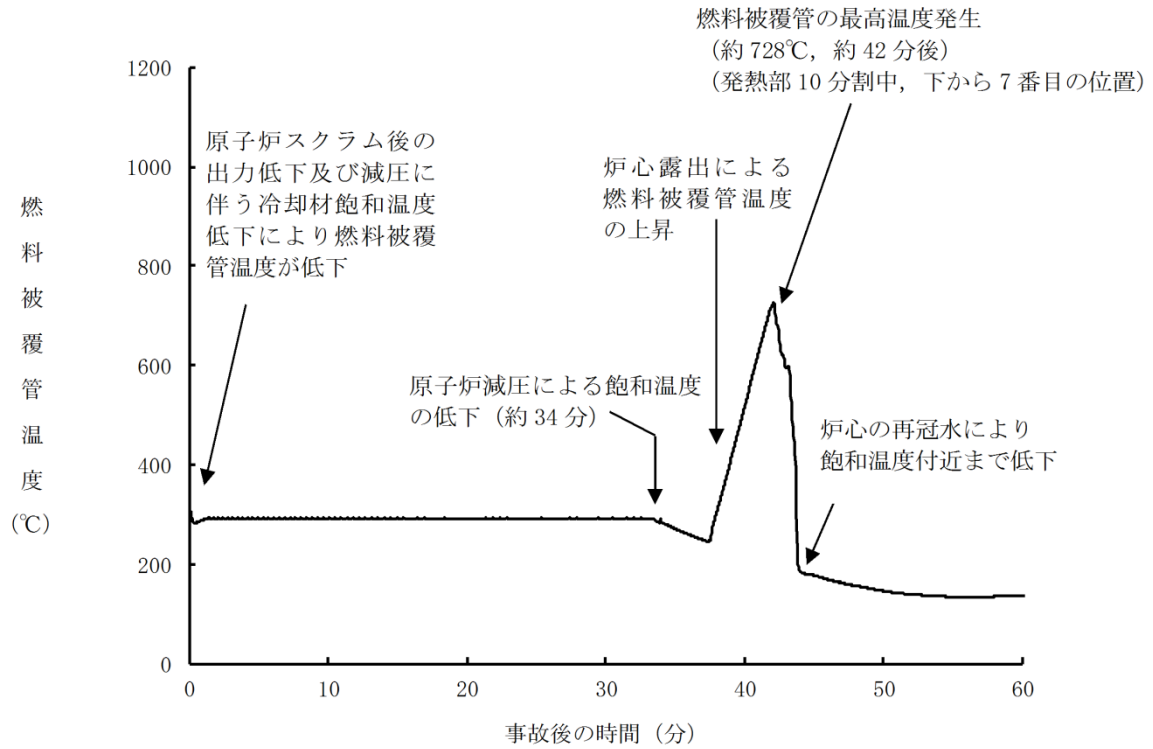
第 2.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



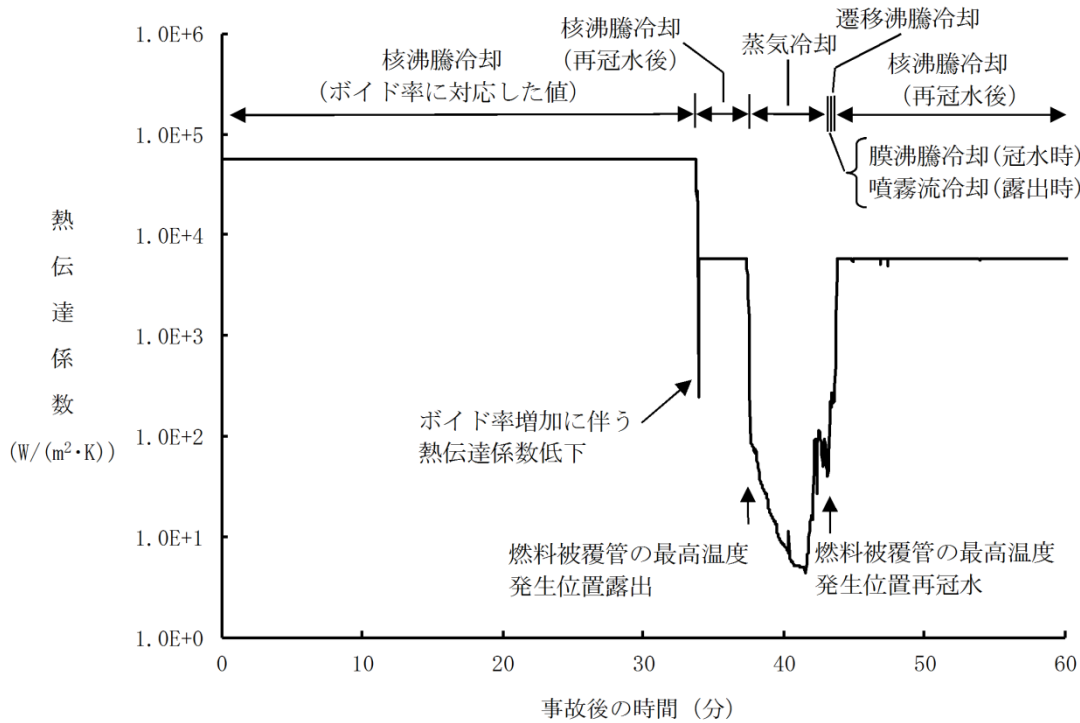
第 2. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



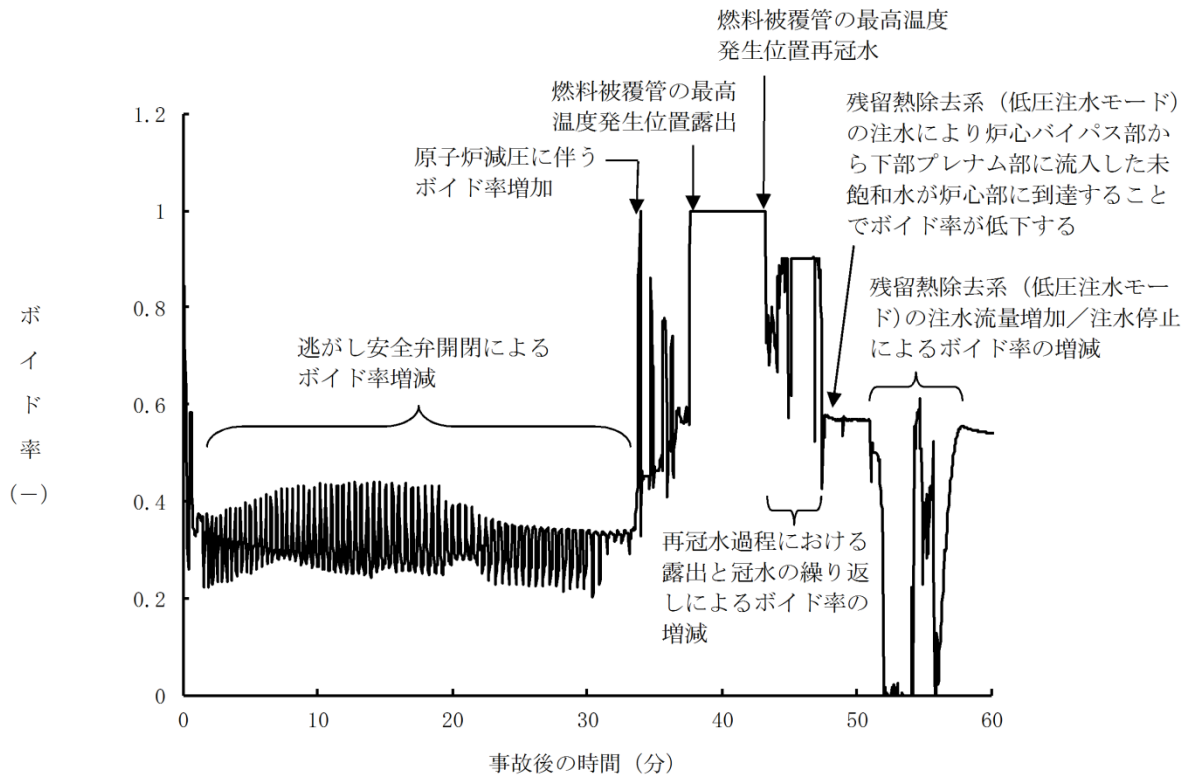
第 2. 2. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



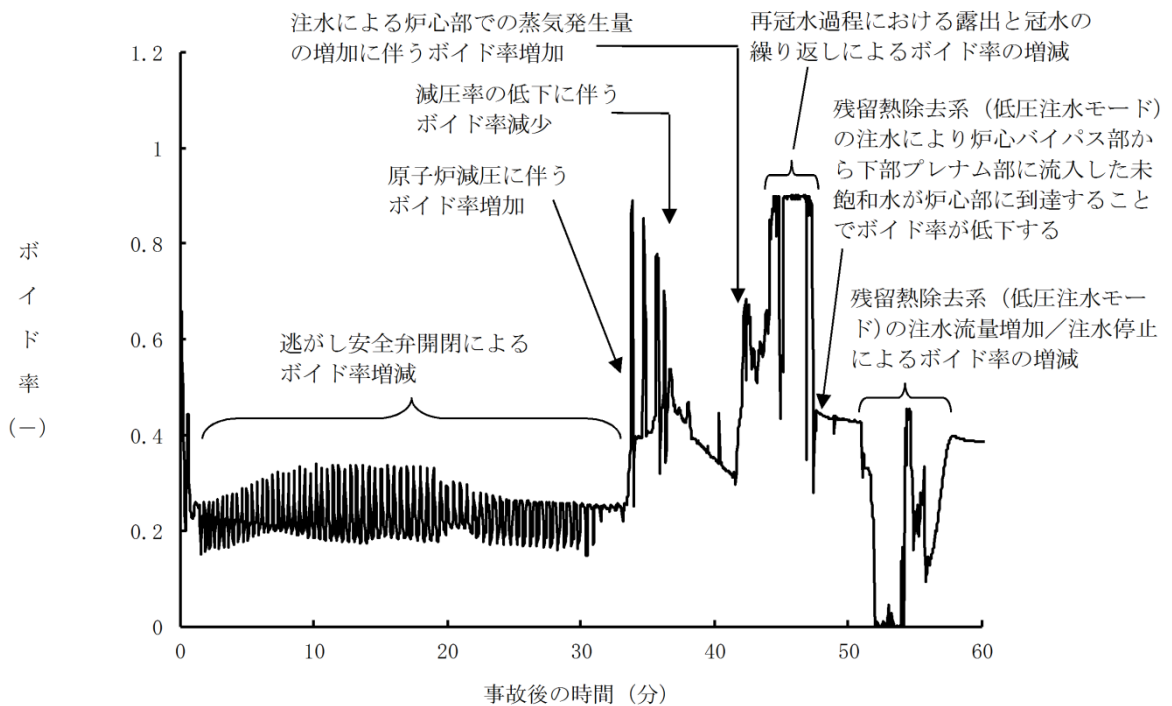
第 2. 2. 2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



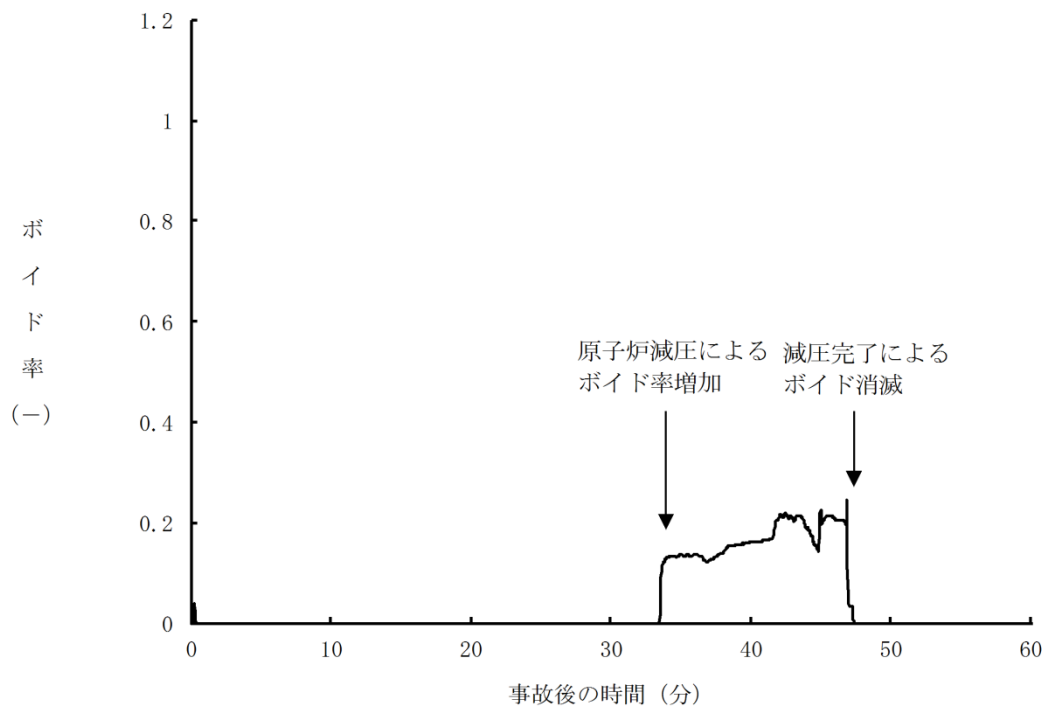
第 2. 2. 2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



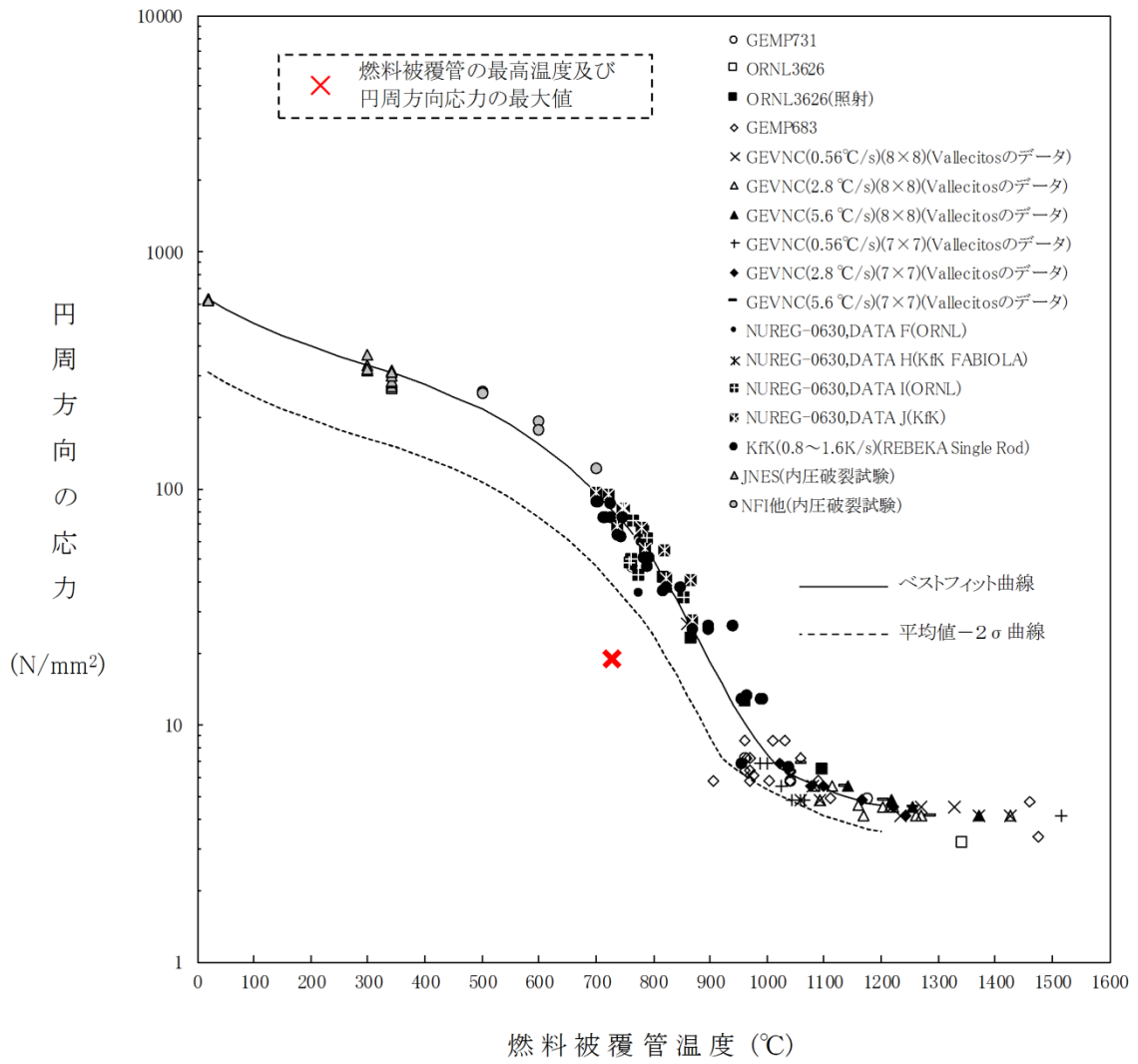
第 2.2.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



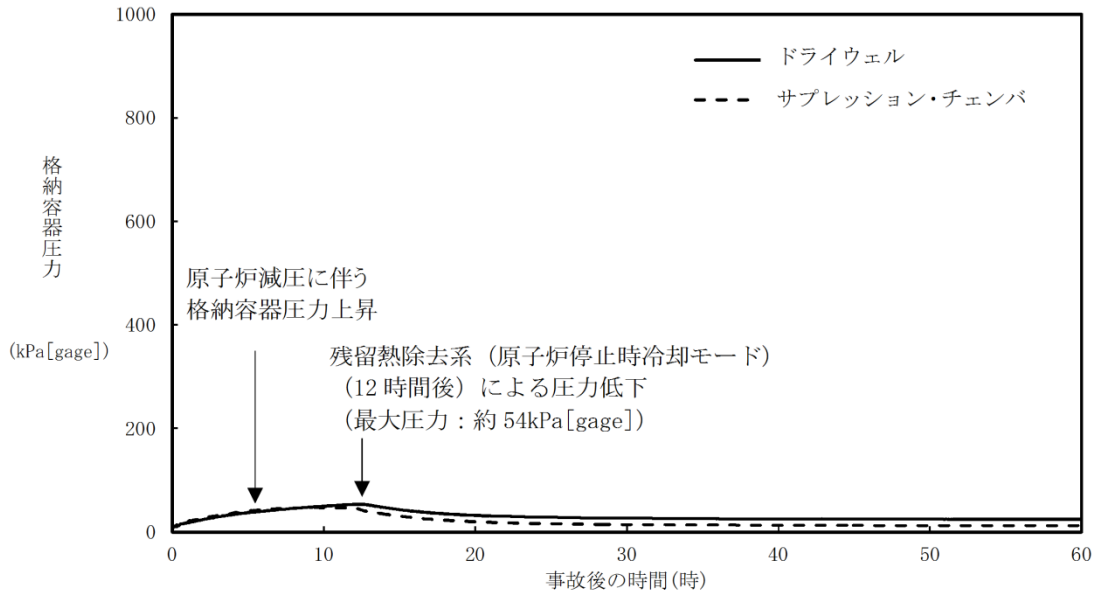
第 2.2.2-1(10) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



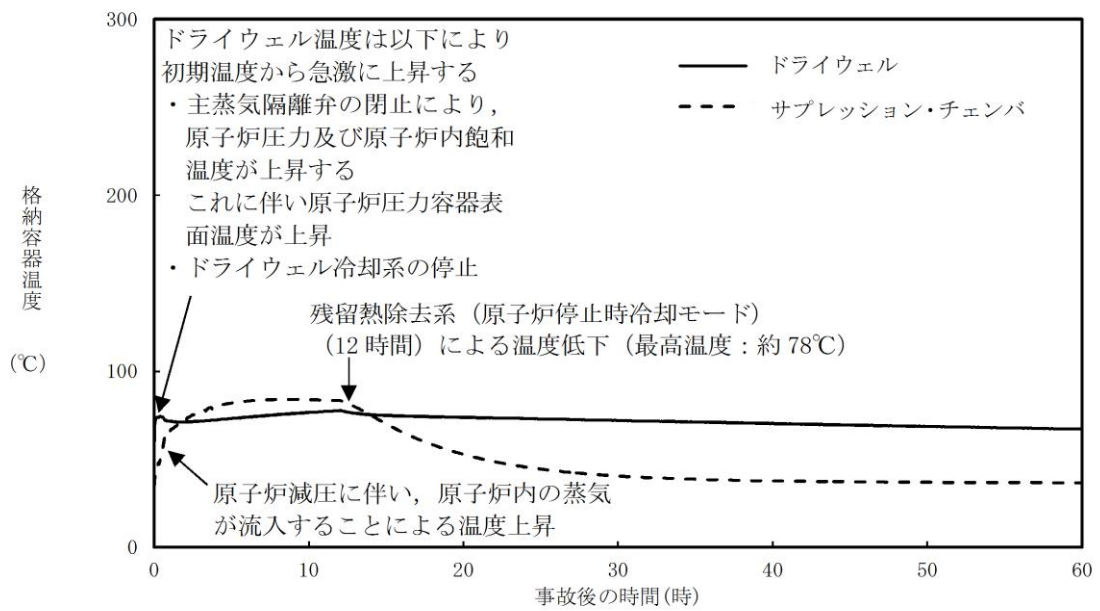
第 2. 2. 2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



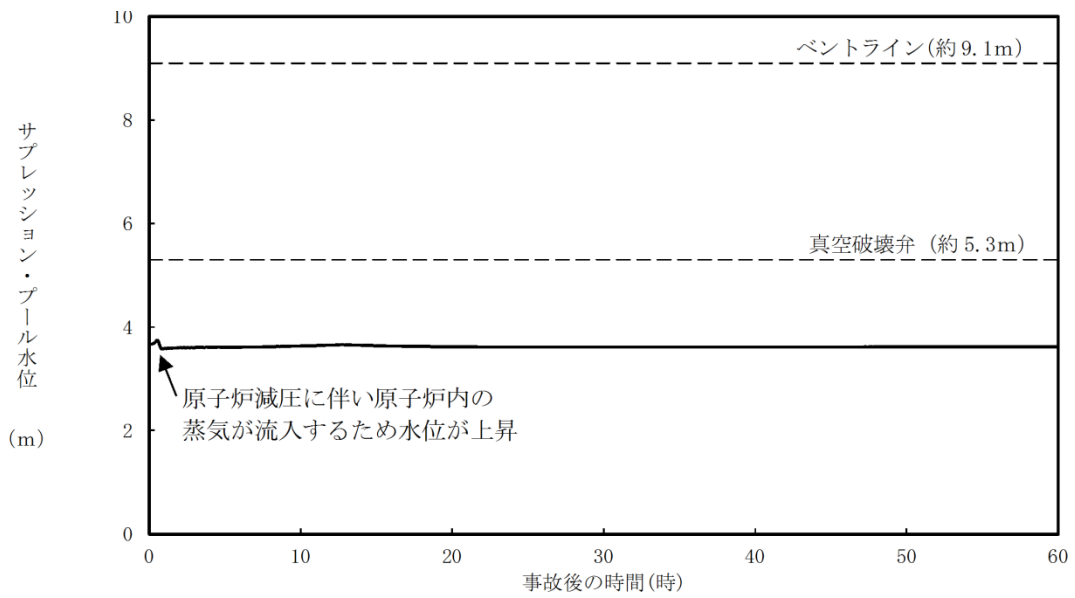
第 2. 2. 2-1 (12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



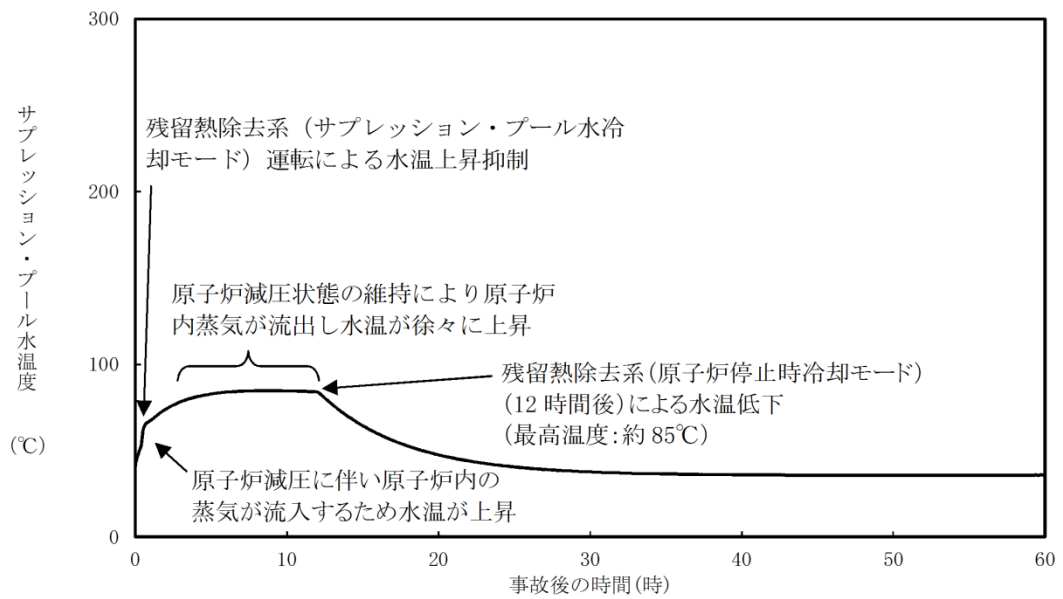
第 2. 2. 2-1 (13) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 2. 2-1 (14) 図 格納容器温度の推移



第 2. 2. 2-1 (15) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2. 2. 2-1 (16) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について（1 / 2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】	—
高圧注水・減圧機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）を起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	—
代替自動減圧機能動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、自動減圧機能付き逃がし安全弁2個が開き、原子炉急速減圧する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 代替自動減圧機能	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について (2 / 2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サブレーション・チェンバ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系（サブレーション・プールの水冷却モード）運	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブレーション・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）】	【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレーション・プールの水温度 (SA)
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）の運転により、プールの水温度が静定することを確認後、サブレーション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【残留熱除去ポンプ出口流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.2.2-1表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (1 / 4)

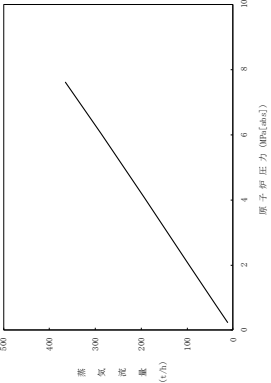
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

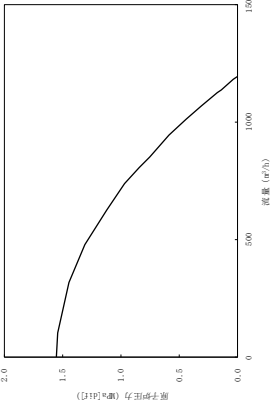
第2.2.2-1表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は, 必要燃料量の観点で厳しくなることから, 外部電源なしを設定 また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする

第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高压注水・减压機能喪失) (3 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件 原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7. 58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	代替自動減圧機能による自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間: 原子炉水位低 (レベル 1) 到達 10 分後 作動数: 2 個 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (4 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水モード) 重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位低 (レベル 1) にて自動起動 1, 136m ³ /h(0.14MPa[diff]において)にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
残留熱除去系 (サブプレッション・プールの水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブプレッション・プールの水冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始	原子炉水位高 (レベル 8) 到達後	原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) を踏まえ, 原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作	事象発生から 12 時間後	サプレッション・プール水温度上昇が緩やかになるか, 静定した後の操作として設定
重大事故等対策に関連する操作条件		

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について

1. はじめに

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては、原子炉圧力が0.80MPa[gage]まで低下したことを確認した後、事象発生12時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは、過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは、平成7年1月30日に発生した島根2号炉の原子炉自動スクラム事象時の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。

2. 事象発生時の実績

以下に原子炉自動スクラム事象発生時の島根2号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。

1/30	9:29	事象発生, 原子炉スクラム
	23:05~1:05	A-RHR起動(フラッシング) - 残留熱除去系の起動準備操作
1/31	3:23~	A-RHR原子炉停止時冷却モードによる冷却開始

上記に示すとおり、起動準備から約4.3時間で残留熱除去系（停止時冷却モード）の運転を開始している。

3. まとめ

2. に示したとおり、原子炉自動スクラム事象発生時においても、島根2号炉においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約4.3時間で運転を開始している実績がある。

したがって、本解析で操作開始時間として設定している事象発生12時間以内に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。

以上

安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 12 時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きく考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて、10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードでは実験結果の燃料棒被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きく燃料棒被覆管温度は低くなるが、原子炉注水には代替自動減圧機能を用いた自動減圧機付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている。運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料棒被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料棒被覆管温度を高める余裕は大きくなる。
	燃料棒被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性が大きい。操作手順(冠水後の流量調整操作)に変わりはなく、ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を高める余裕は大きくなる。
	燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を予測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プール水位が通常水位+1.3mに到達した時点となる。しかしながら、本解析においてはサブプレッション・プール水冷却モード運転により原子炉格納容器除熱を行い、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の燃料棒被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料棒被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものと考えられる。
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果			TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気相相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉炉力の評価において、ROSA-IIIでは2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシミュラウ外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉炉力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧注水・減圧機能喪失）（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部ブレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアブラス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。 なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを用いている。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通して、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質流モデルを用可能である。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失)

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	E C C S注水 代替注水設備 含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。 格納容器温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を認めているが、BWRの原子炉格納容器内とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を認めているが、BWRの原子炉格納容器内とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	気液界面の熱伝達		入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (1/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される、最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	評価項目となるパラメータを与える影響 最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6. 93MPa[gage]	約 6. 77~6. 79MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約+85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後まで崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6×10 ³ t/h	定格流量の 85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相連は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料について、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることとなるが、MOX燃料は9×9燃料 (A型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくなる。
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁により原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないこととなるが、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度336Wd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少ない。原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩やかであり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷モード)への移行は炉心注水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (2 / 3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m～約3.63m (実測値)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水温度上昇が遅くなる。サブレーション・プール冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	約5 kPa [gauge]～約7 kPa [gauge] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は12時間あたり約49kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は12時間あたり約49kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、サブレーション・プール冷却モードにより格納容器は十分に除熱されるため、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧注水・減圧機能喪失）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起回事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位の低下で厳しい現象を設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧の失敗を設定	-	-
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	-	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることによって原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることによって原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部電源	外部電源なし	-	外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しくすることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号で発生するものとする	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることによって原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	代替自動減圧機能による自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を閉することによる原子炉急速減圧	代替自動減圧機能による自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の間係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1.136m ³ /h(0.14MPa[di.f]において)にて注水	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1.136m ³ /h(0.14MPa[di.f]において)にて注水	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）及び原子炉停止時冷却モード	熱交換器1基あたり約9MW（サブレーション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約9MW（サブレーション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧注水・減圧機能喪失)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
残留熱除去系 (サブプレッショナル・ブール水モード) による原子炉水位高 (レベル8) 到達後	原子炉水位制御 (レベル3～レベル8) を踏まえ、原子炉注水による原子炉冠水確認後の操作として設定	原子炉水位高 (レベル8) 到達後	<p>【認知】 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉水位の上昇を継続監視することにより、原子炉水位高 (レベル8) 到達を十分に認知することができると認め、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系 (サブプレッショナル・ブール水モード) 運転操作は、制御盤の操作ではあるが、サブプレッショナル・ブール水温度の上昇に対して操作が必要ではあるが、サブプレッショナル・ブール水温度の上昇に対して操作所要時間は十分に短い。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており、同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッショナル・ブール水モードの運転操作を実施することから、サブプレッショナル・ブール水モードの操作開始時間は変動し得る。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	複数の残留熱除去系をサブプレッショナル・ブール水モードで操作することから、サブプレッショナル・ブール水モードの操作開始時間は変動するが、その操作開始時間は短く、操作開始時間に与える影響は小さい。運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析条件 (操作条件) を除く (操作条件) の不確かさによる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることと、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間とはほぼ同等である。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サブプレッショナル・ブール水モードの運転開始から約1時間後、格納容器圧力が3.84kPa [eage]に到達するまで、格納容器圧力が2.1高圧・低圧注水機能喪失に示す通り約22時間以上あり、原子炉格納容器圧力は、過圧の観点で概し、13.1雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破壊損傷) においても、事象発生約35時間以上、約34時間以上余裕がある。	中央制御室における操作のため、訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位高 (レベル8) 到達から約3分後に残留熱除去系 (サブプレッショナル・ブール水モード) 運転操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
残留熱除去系 (原子炉停止時) 運転操作	サブプレッショナル・ブール水モードの運転開始から約1時間後、格納容器圧力が3.84kPa [eage]に到達するまで、格納容器圧力が2.1高圧・低圧注水機能喪失に示す通り約22時間以上あり、原子炉格納容器圧力は、過圧の観点で概し、13.1雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破壊損傷) においても、事象発生約35時間以上、約34時間以上余裕がある。	サブプレッショナル・ブール水モードの運転開始から約1時間後、格納容器圧力が3.84kPa [eage]に到達するまで、格納容器圧力が2.1高圧・低圧注水機能喪失に示す通り約22時間以上あり、原子炉格納容器圧力は、過圧の観点で概し、13.1雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破壊損傷) においても、事象発生約35時間以上、約34時間以上余裕がある。	<p>残留熱除去系 (原子炉停止時) 運転操作は、中央制御室で行う操作であることと、他の操作に与える影響はない。</p>	実態の操作開始時間とはほぼ同等である。評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	—	—	プラント停止時の実績から、原子炉停止時冷却モードの起動準備を開始約4.3時間で運転を開始している実績がある。また、訓練実績等により、系統構成及びポンプの起動は約16分で操作可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗

2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源（DG－A，B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生8時間後まで炉心を冷却し、その後、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プー

ル水冷却モード)による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1-1(1)図から第2.3.1.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.1.1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.1.1-3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線(6.9kV)が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル2)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備を開始する。

d. 直流電源負荷切離し及び切替え

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。

e. 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備として、原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁(A-RHR注水弁及びFLSR

注水隔離弁)の手動開操作を実施する。

屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。

f. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力(SA)、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度(SA)である。

g. 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系(可搬型)の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(燃料域)、低圧原子炉代替注水流量等である。

h. 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却を実施する。

原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁(A-RHRドライウエル第2スプレイ弁)の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。

なお、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却は同時に実施する。

格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量等である。

i. 残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系(格納容器冷却モード)による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

j. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。

原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。

また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源(DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却(HPCS) 失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部

電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号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期待しないものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水する。

(e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設

代替交流電源設備によって供給を開始する。

- (b) 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から8時間後に開始する。
- (c) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (d) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1.2-1(1)図から第2.3.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.1.2-1(7)図から第2.3.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1.2-1(10)図から第2.3.1.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台すべてがトリップする。

所内常設蓄電式直流電源設備は、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び直流電源切替え（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施することにより、24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。

事象発生8時間までの間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

(添付資料2.3.1.1, 2.3.1.2)

事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から24時間30分経過した時点で実施する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309°C）を上回ることなく、1,200°C以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.3.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89 MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約151°Cに抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

(添付資料2.3.1.3)

第2.3.1.2-1(2)図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料2.3.1.4)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。

また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始操作(原子炉急速減圧開始)、直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として

いる格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は

約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.5）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなること

から、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.5)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水のための準備操作時間は、解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点では他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））は、解析上の操作開始時間として事象発生から8.5時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であるが、原子炉水位等の重要パラメータは停電しないSA用115V系蓄電池電源にて監視可能であり、停電は問題とならない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、直流電源は枯渇することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）については、原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための自動減圧機能付き逃がし安全弁手動開操作までは8時間の操作時間余裕がある。

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））については、事象発生から8.5時間後までに実施すれば直流電源が枯渇することはなく、時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」において、重大事故等対策時における必要な要員は、

「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約1,100m³の水が必要となる。水源として、輪谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽（西1／西2）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西1／西2）を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。
(添付資料2.3.1.6)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料2.3.1.7)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約4,268kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、緊急用対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要

な直流負荷の切離し、蓄電池の切替えを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料2.3.1.1, 2.3.1.8)

2.3.1.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

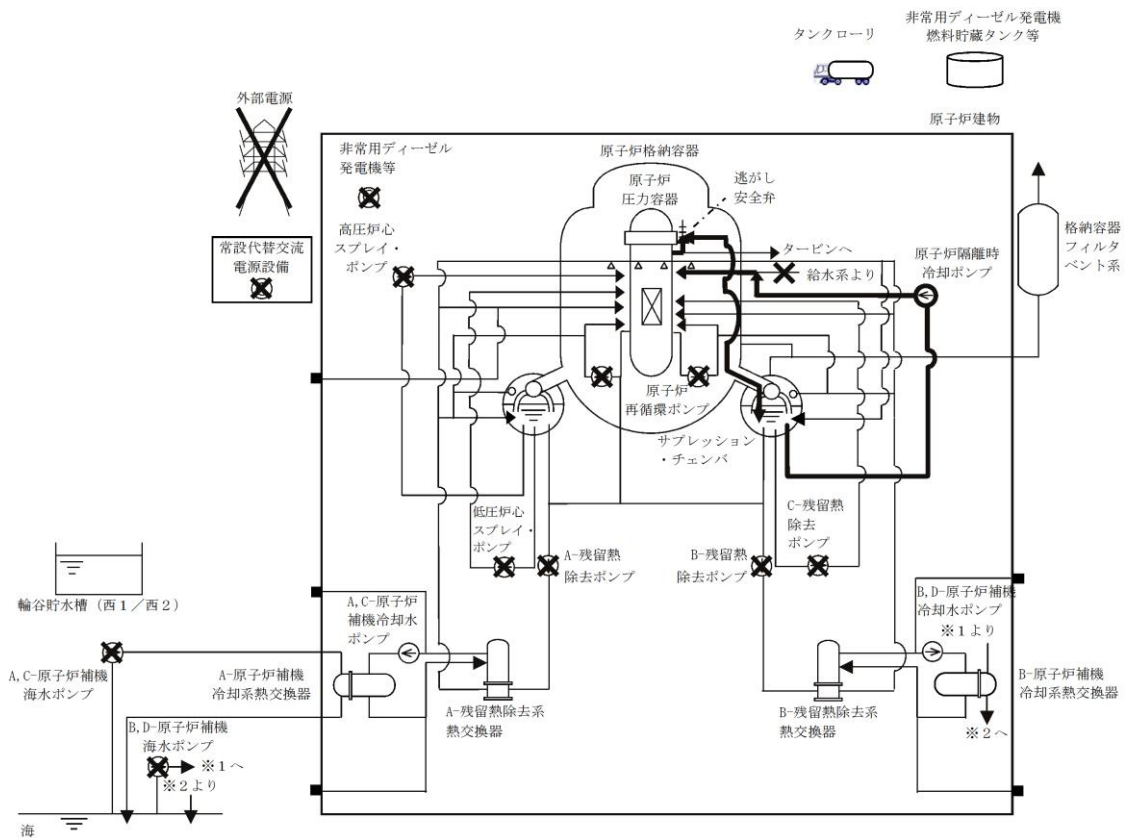
上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

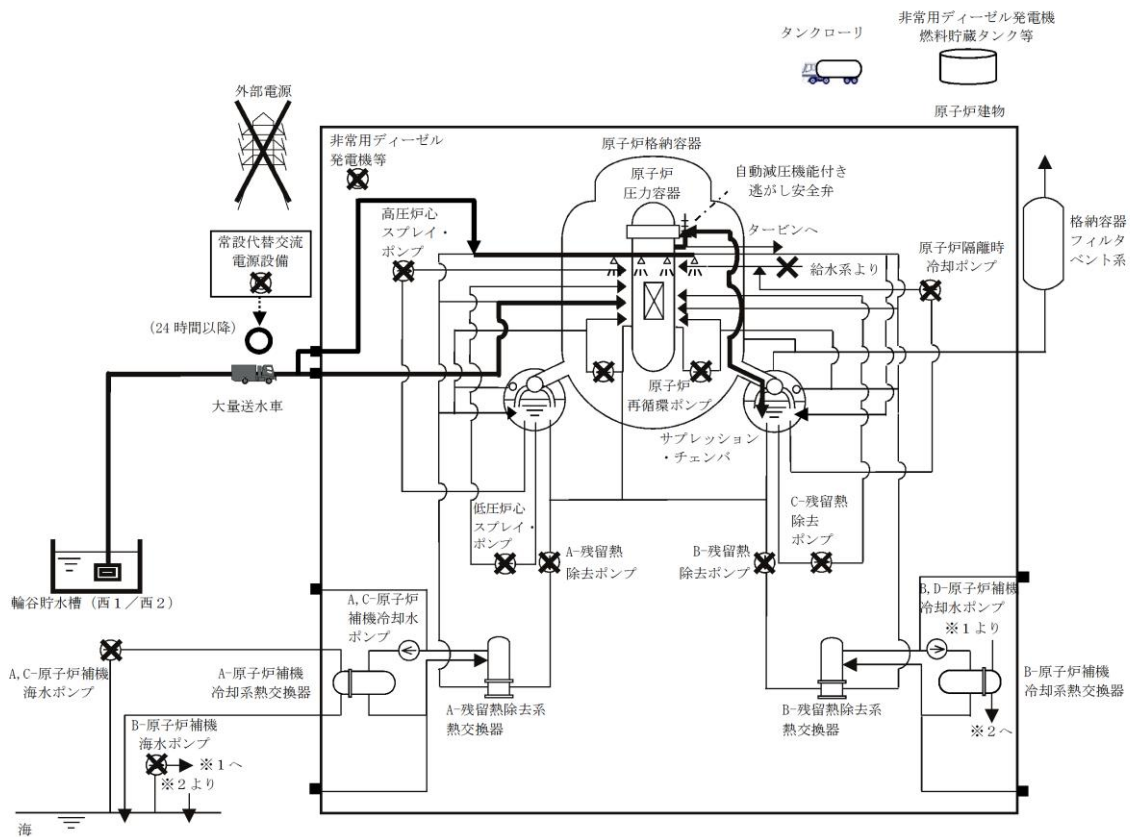
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

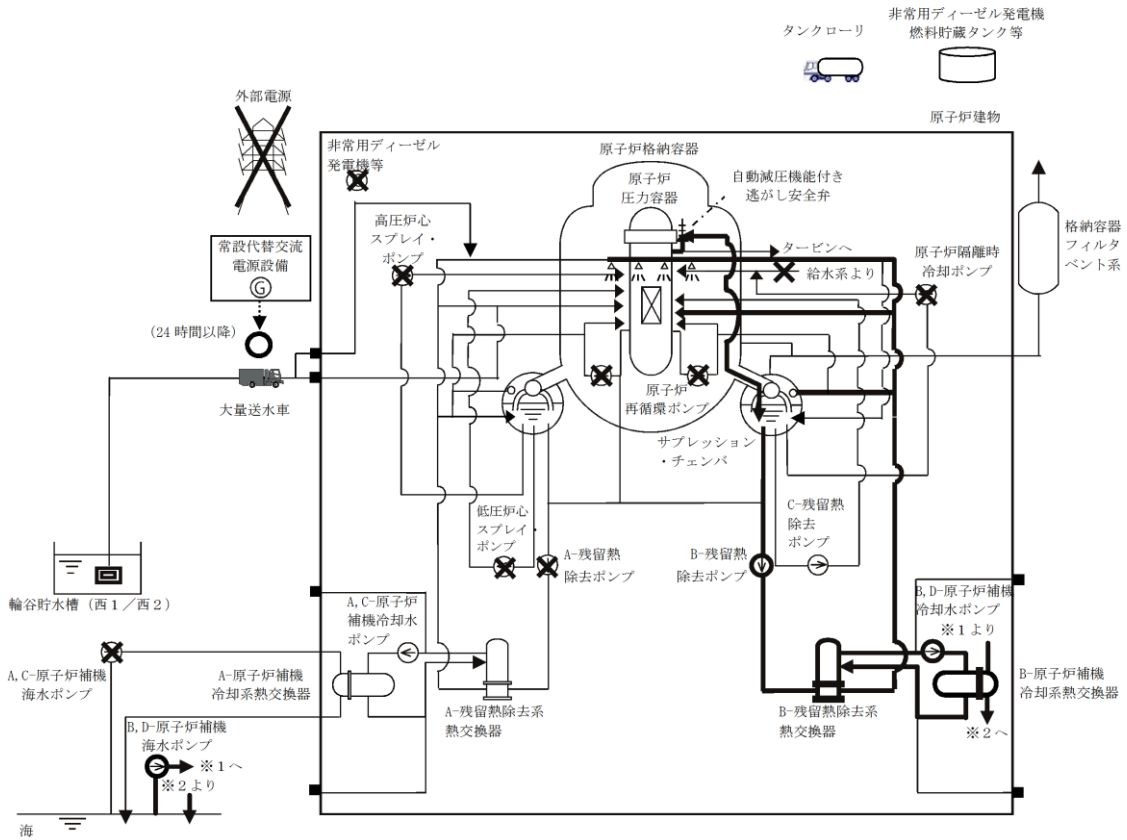
以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」に対して有効である。



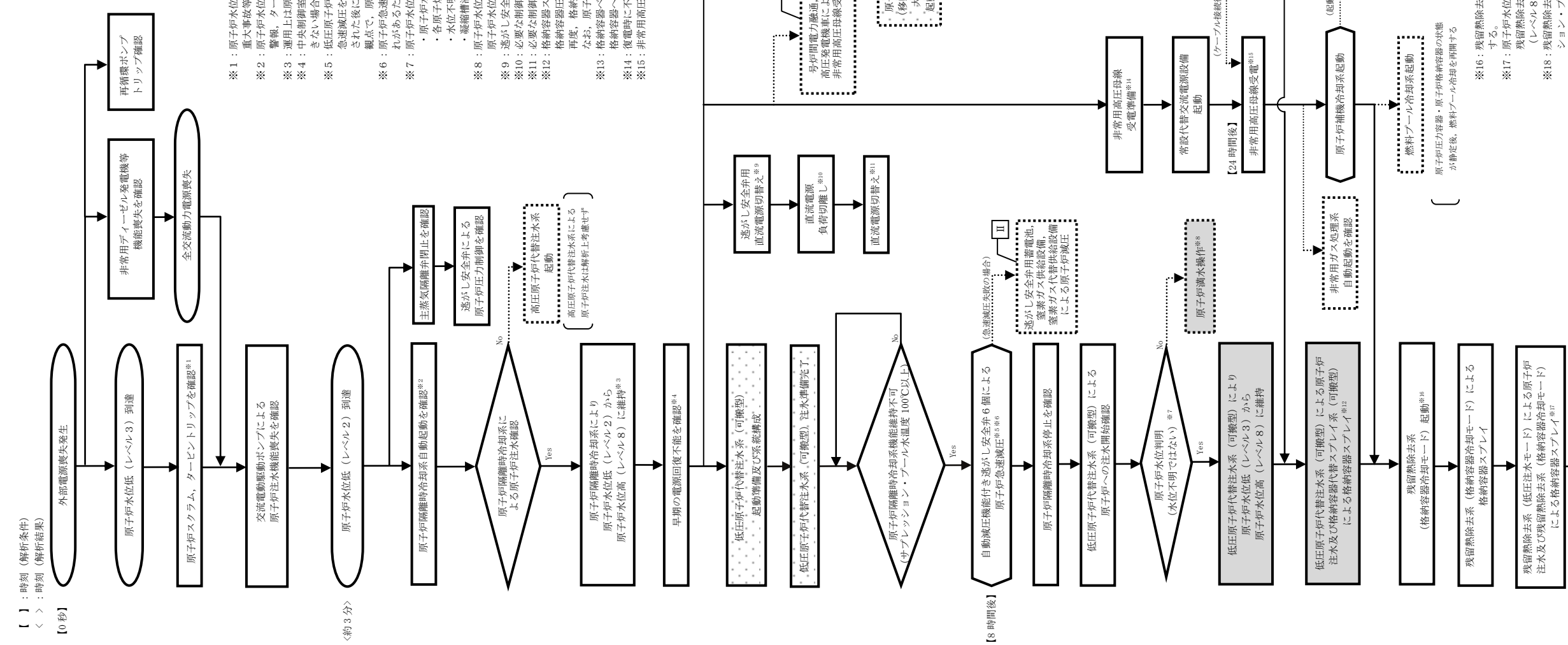
第 2.3.1.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



第 2.3.1.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
 の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.3.1.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



- ※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※2: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解折上) の時刻約3分。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3: 運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※4: 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※5: 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、サブプレッジョン・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解折上は低圧原子炉代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉急減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する態様としている。
- ※6: 原子炉急減圧時には原子炉水位計継續槽内の原子炉冷却材の減圧消滅により原子炉水位の指示電の信頼性が損なわれ、おそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- ※7: 原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※8: 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッジョン・チェンバの差圧を確認することで、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※9: 必要なら安全弁用直流通電をB-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
- ※10: 必要なら制御電源をB-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池 (SA) へ切り替える。
- ※11: 必要なら制御電源をB-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池 (SA) へ切り替える。
- ※12: 格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし、格納容器圧力384kPa [gage]に到達で格納容器スプレイを行う。再度、格納容器圧力384kPa [gage]に到達で格納容器スプレイを停止する。
- ※13: 格納容器圧力384kPa [gage]に到達で格納容器スプレイを繰り返す。なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。格納容器ベント操作時に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高く維持する。
- ※14: 復電時に不要な負荷を抑制し、圧力上昇を抑制する。
- ※15: 非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替熱交換設備クープル接続後に受電する。

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】

I: 残設代替交流電源設備が使用できない場合は、発停間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
 (電源容量により使用できる設備に限られる。)

II: 逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
 また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は、窒素ガス供給設備、窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

III: 原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

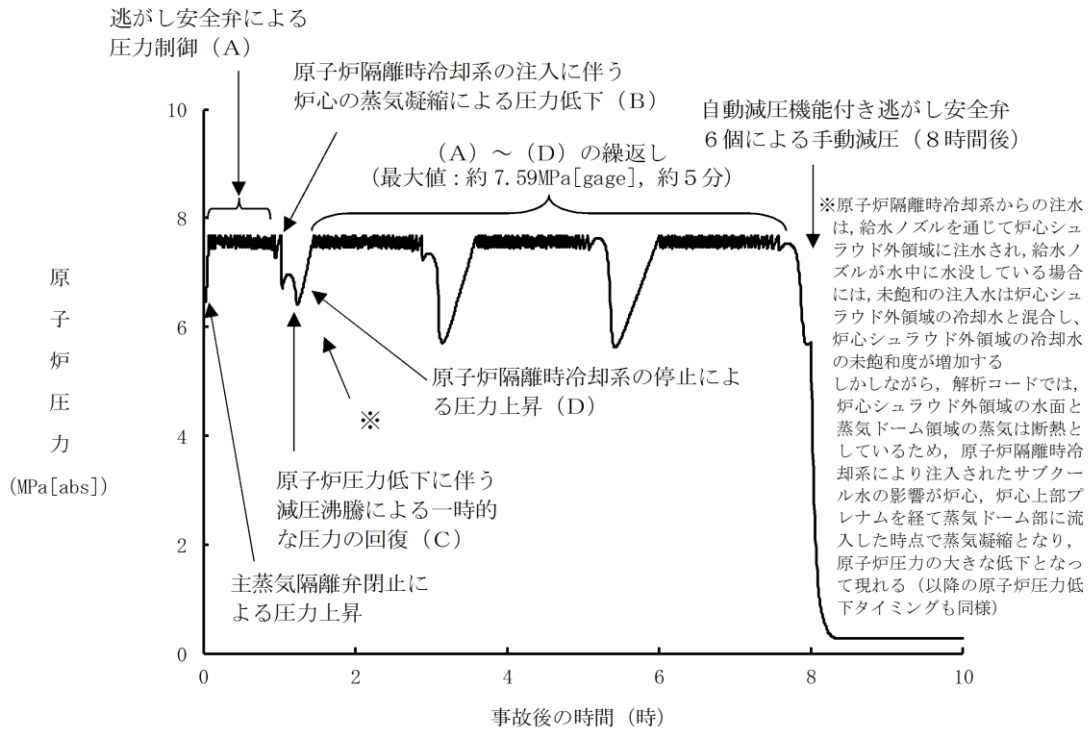
第2.3.1.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + HPCS失敗」の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗

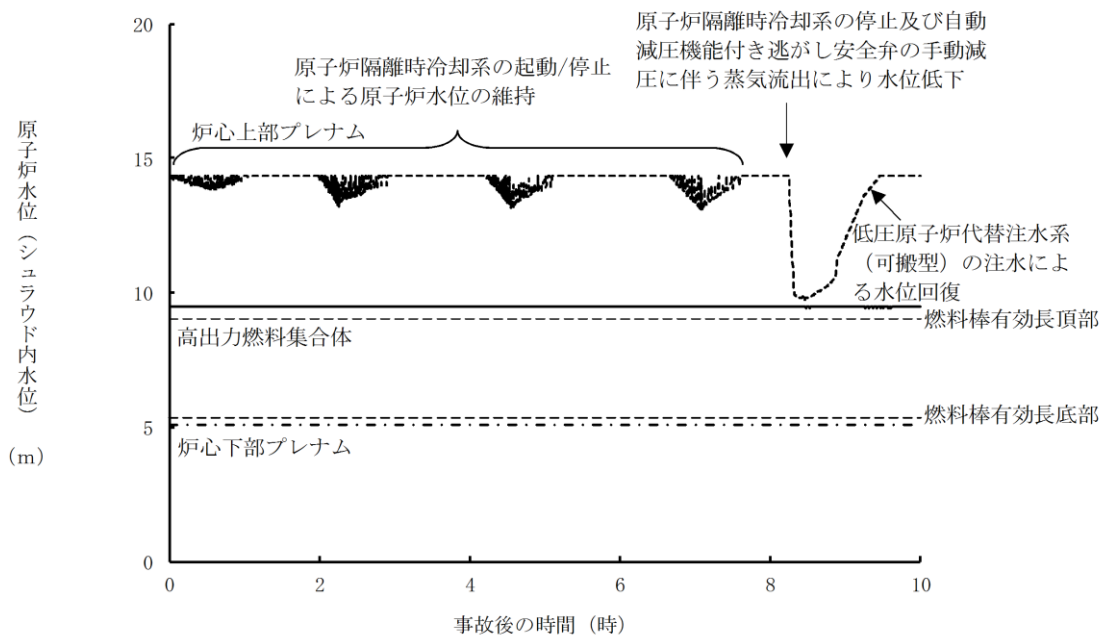
操作項目	実施場所・必要人員数				操作の内容	経過時間(分)																											経過時間(日)	備考					
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対応本部連絡員		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			22	23	24	25	26
状況判断	1人 A	—	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉スタック確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再燃燃ポントリップ確認 ・ 交流電動機駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主気漏検非全閉確認/過負荷安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・ 早期の電源回復不能確認	10分																																	
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位をレベル2～レベル8で維持																																	
交流電源回復操作	—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 機能回復 ・ 外部電源 回復																													解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する					
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 常設代替交流電源設備起動、受電操作																												10分						
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												25分						
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												25分						
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												25分						
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												25分						
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												5分						
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												5分						
電源切替え操作	—	(2人) B,C	—	—	・ 過負荷安全弁用電源切替え操作																												10分						
所内用蓄電池切替え操作	—	(2人) B,C	—	—	・ 負荷切離し/所内用蓄電池切替え操作																												30分						
原子炉急凍減圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 自動減圧機能付き過負荷安全弁 6個 手動開放操作																												10分						
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 準備操作	—	—	—	14人 a~e	・ 放射線防護具準備 ・ 低圧原子炉代替注水系 (可動型) による原子炉注水準備 (大量注水準備、ホース展開、接続)	10分	2時間10分																																
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 系統構成	—	2人 B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分	50分																																
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 注水操作	—	(2人) a,b	—	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																																	
格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成	—	(2人) D,E	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成																												40分						
格納容器代替スプレイ系 (可動型) スプレイ操作	—	(2人) a,b	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系 (可動型) スプレイ準備 (現場)																												適宜実施						
原子炉注水操作	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系 (可動型) による原子炉注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																												解析上考慮せず					
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	(12人) a~1	—	・ 資機材配置及びホース敷設、系統水張り																												7時間20分		解析上考慮せず				
—	—	—	3人 a,b,c	—	・ 放射線防護具準備																												10分		解析上考慮せず				
—	—	—	—	—	・ 電源ケーブル接続																												1時間40分		解析上考慮せず				
—	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備																												10分		解析上考慮せず				
—	—	—	(4人) B,C,D,E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成																												1時間40分		解析上考慮せず				
格納容器ベント準備操作	—	—	(2人) c,d	—	・ 格納容器ベント準備 (NGC非常用ガス処理入口隔離準備)																												4時間20分		解析上考慮せず				
—	—	—	(2人) c,d	—	・ 水漏検度測定装置準備																												2時間		解析上考慮せず				
—	—	—	(2人) c,d	—	・ 可動式定置供給装置準備																												2時間		解析上考慮せず				
燃料補給準備	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備																												10分						
燃料補給作業	—	—	2人 f,g	—	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給 ・ 大量注水への補給	適宜実施																												タンクローリ作業に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給					
原子炉補機冷却系起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉補機冷却系 起動操作																												10分						
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作																												10分						
残留熱除去系による原子炉注水 および原子炉格納容器冷却 操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器スプレイ																												適宜実施	原子炉水位低 (レベル3) にて原子炉注水への切替え操作を実施し、原子炉水位高 (レベル8) にて格納容器スプレイへの切替え操作を実施					
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認																												5分		解析上考慮せず				
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2人) D,E	—	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成																												30分		解析上考慮せず 燃料プール冷却系熱交換器への冷却水確保操作				
燃料プール冷却系 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																												10分		・ 燃料プール冷却系ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。				
必要人員数 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	19人 a~s	—																																			

1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

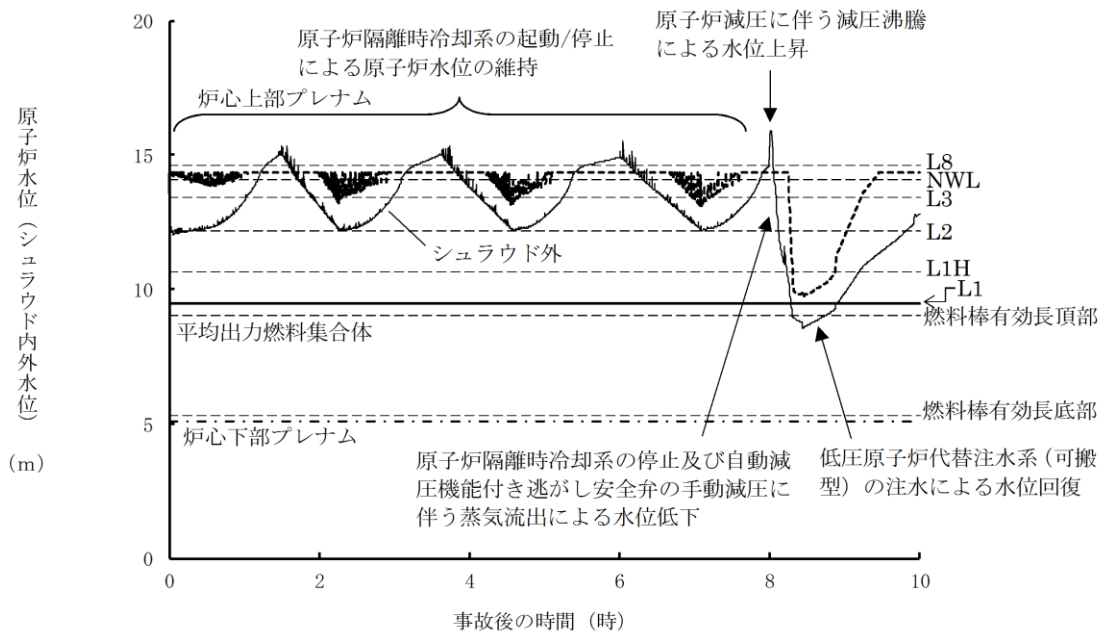
第 2.3.1.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」の作業と所要時間



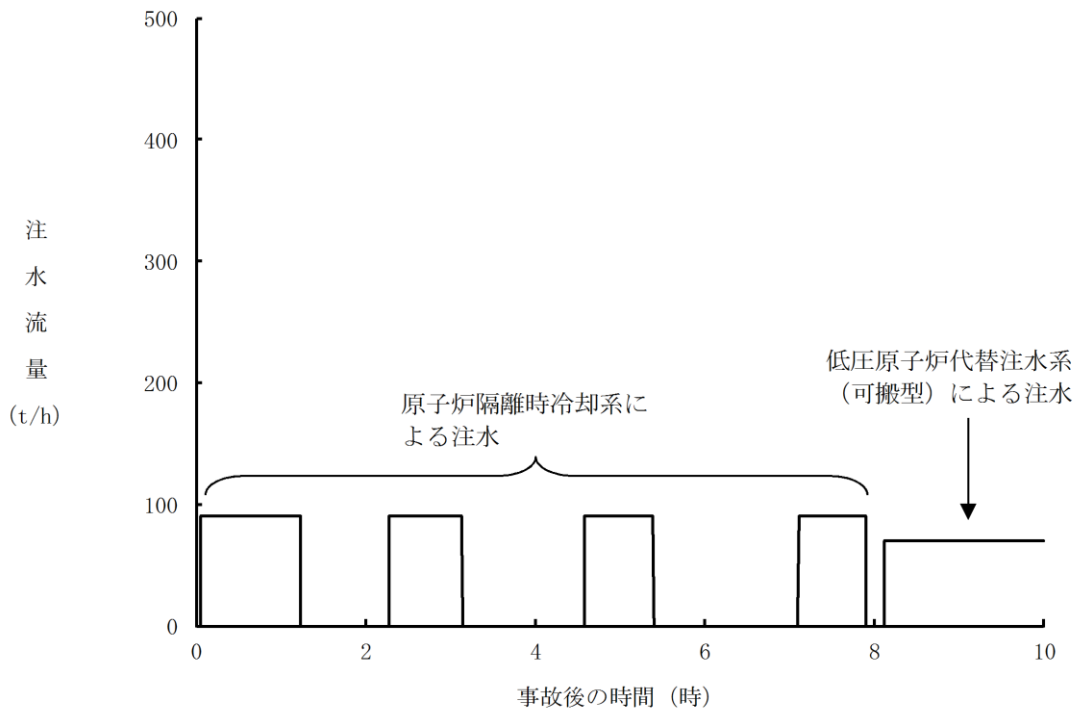
第 2.3.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



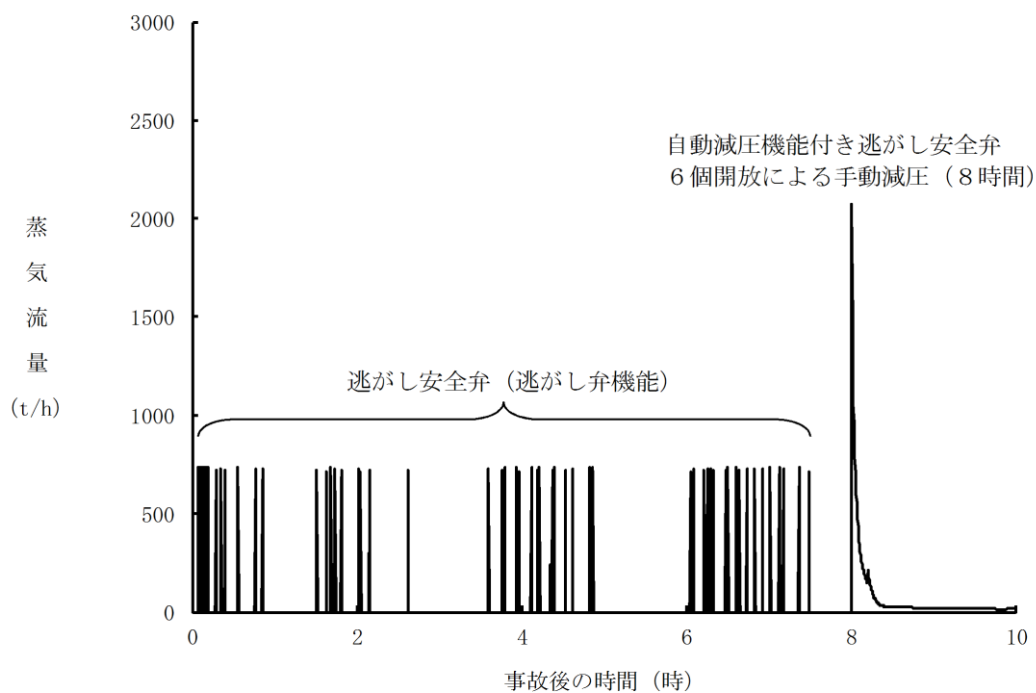
第 2.3.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



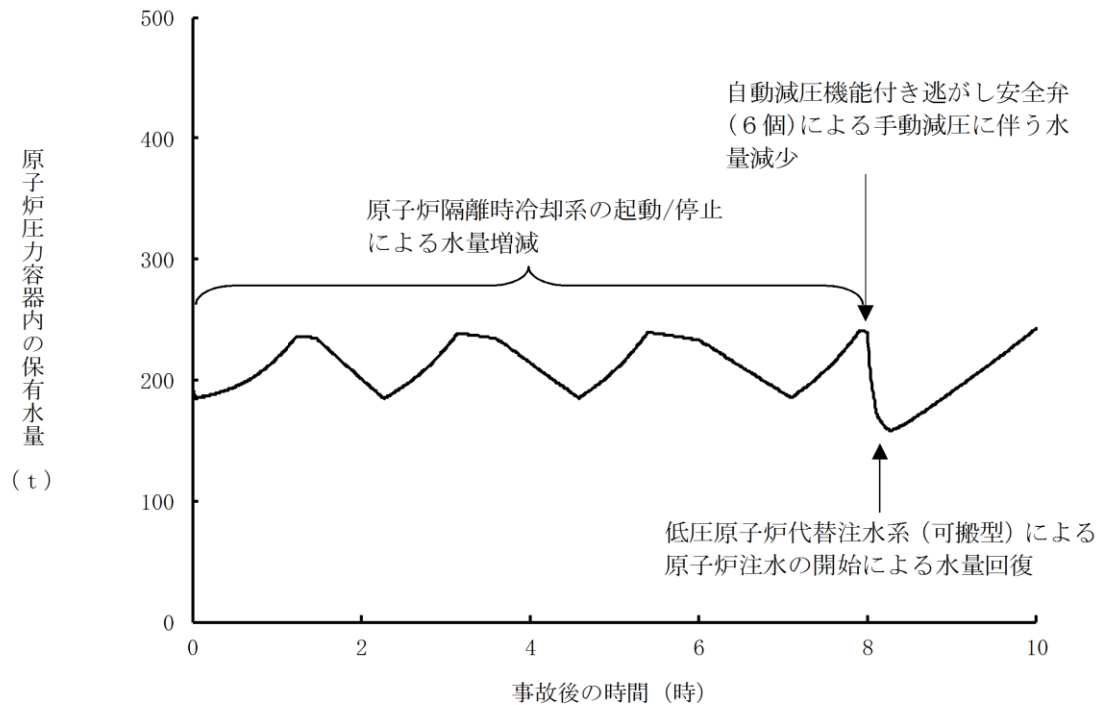
第 2.3.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



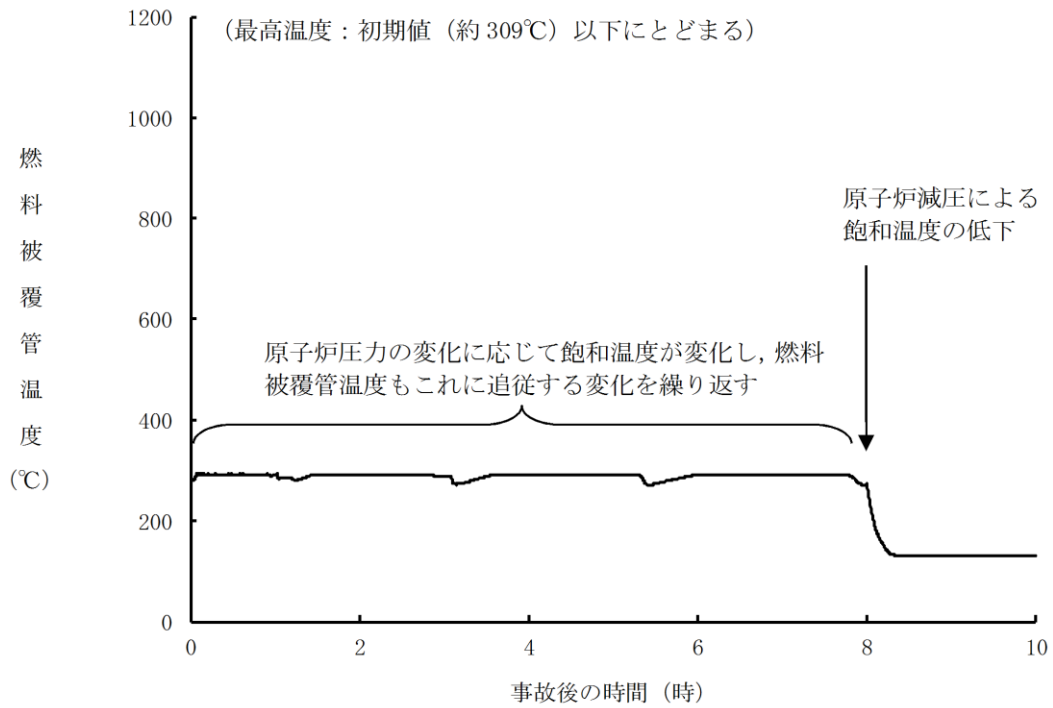
第 2.3.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



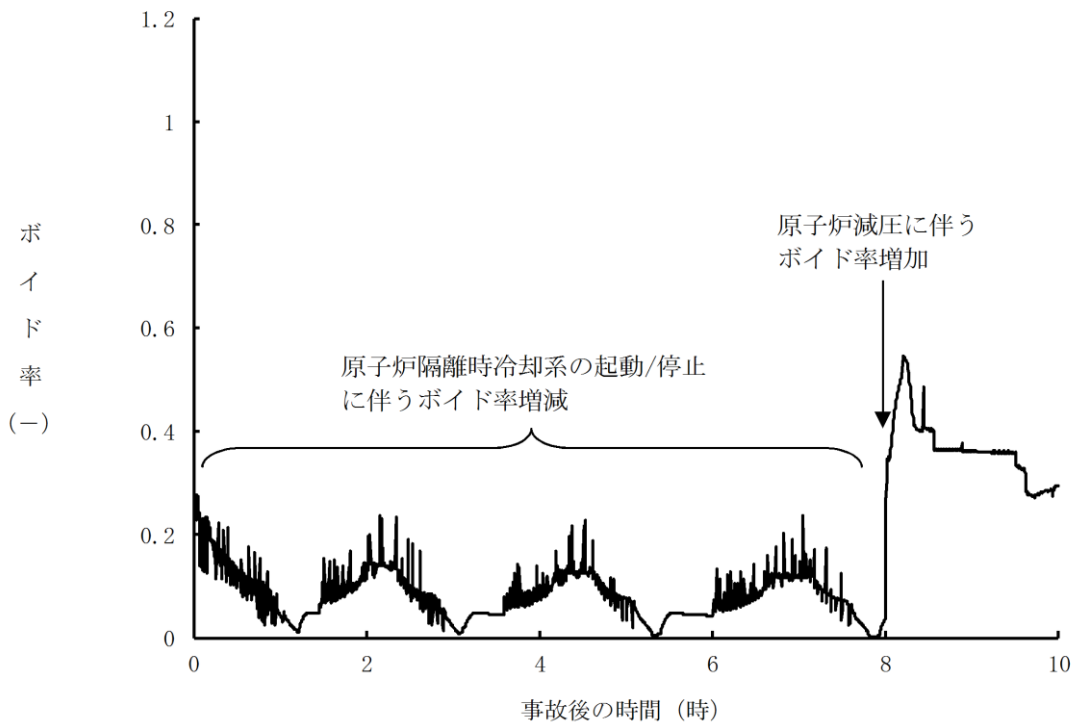
第 2. 3. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



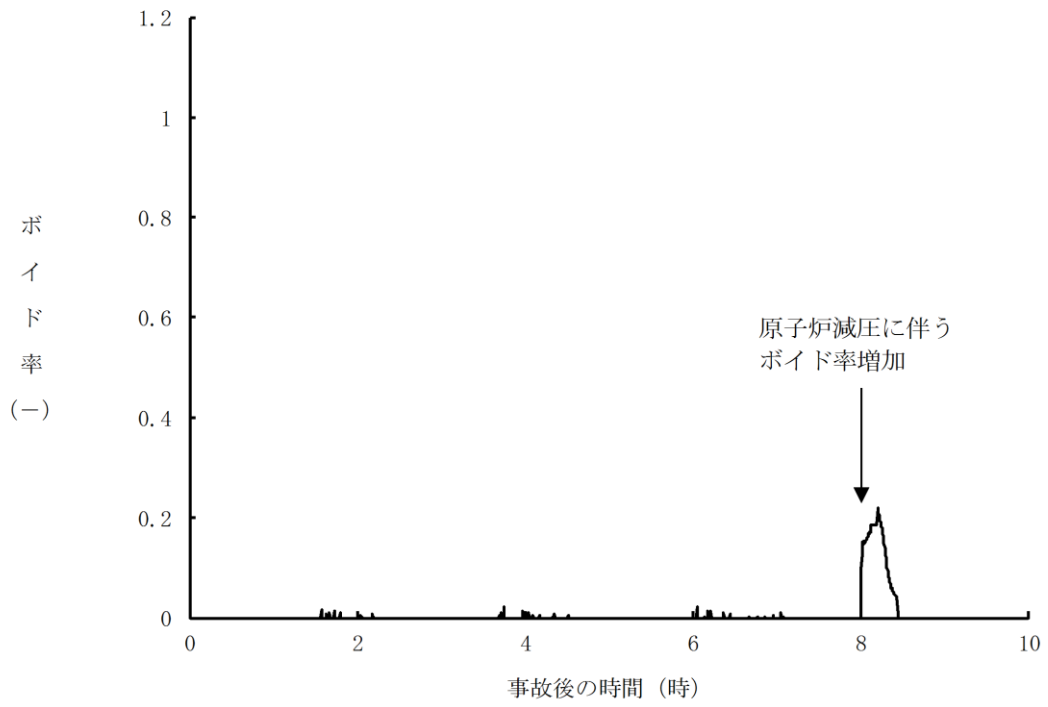
第 2. 3. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



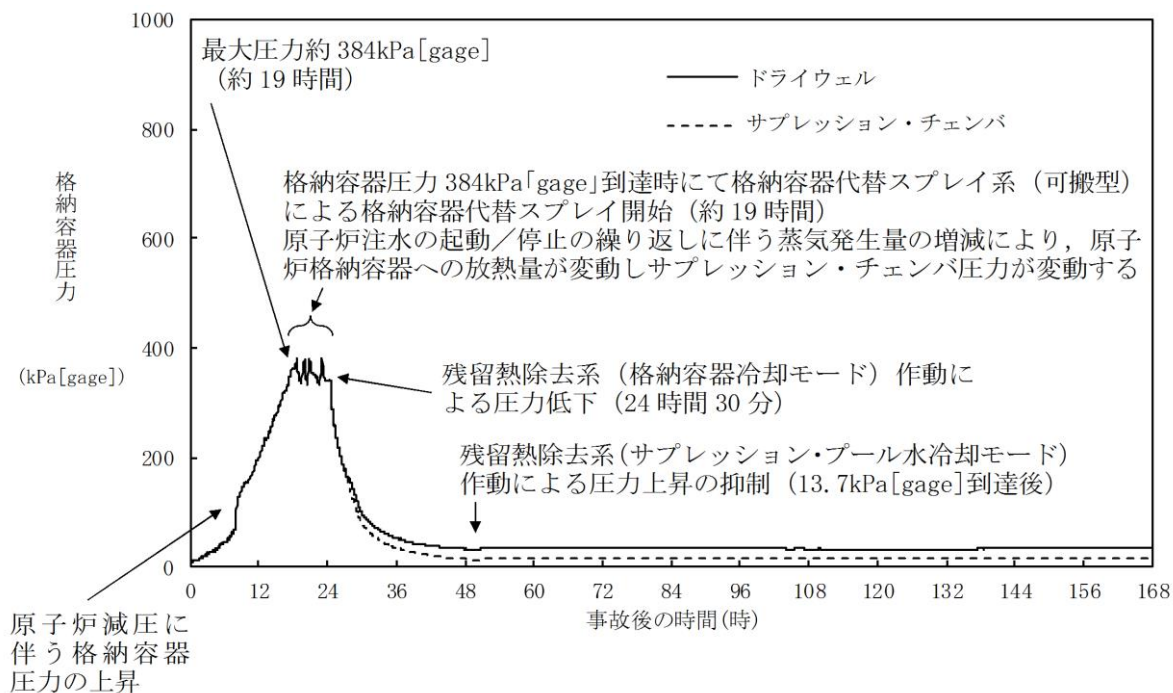
第 2.3.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



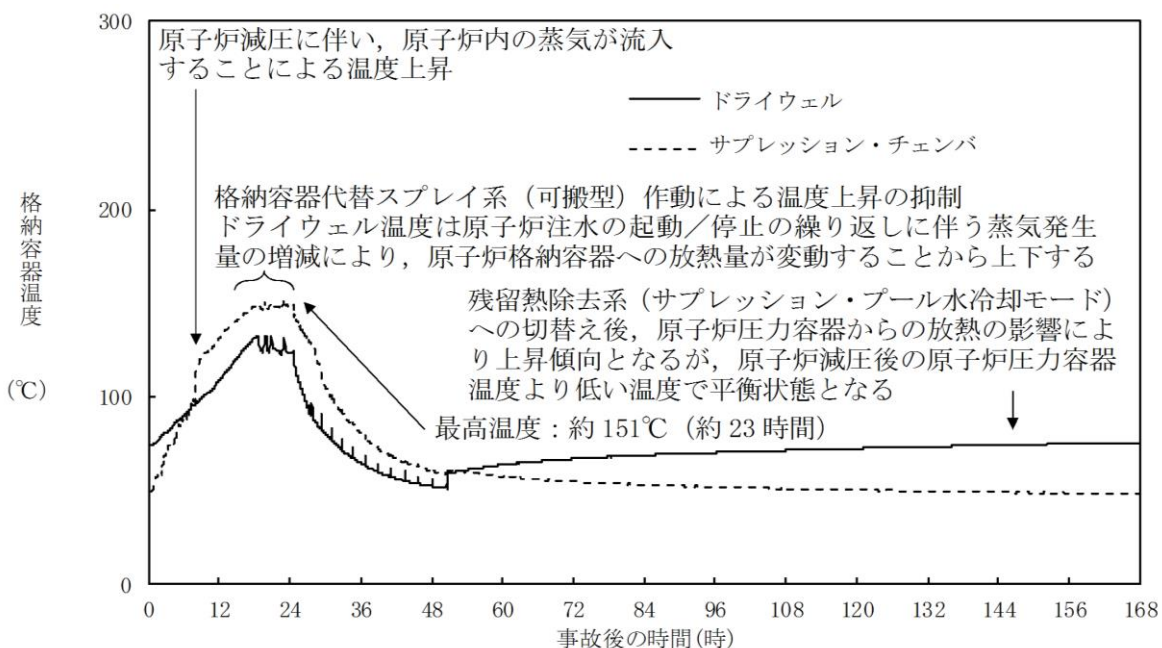
第 2.3.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



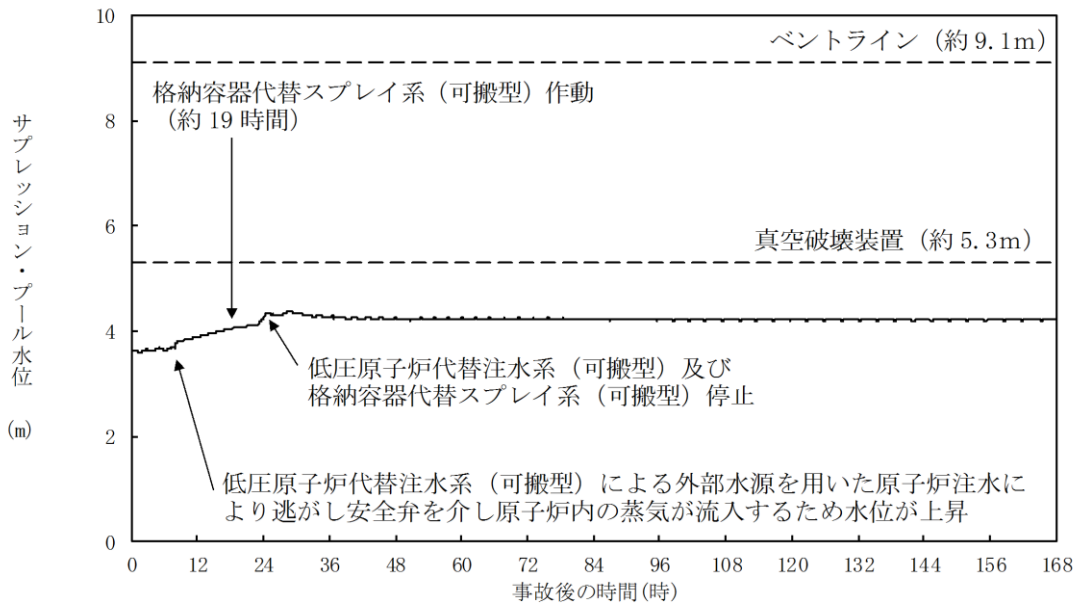
第 2.3.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



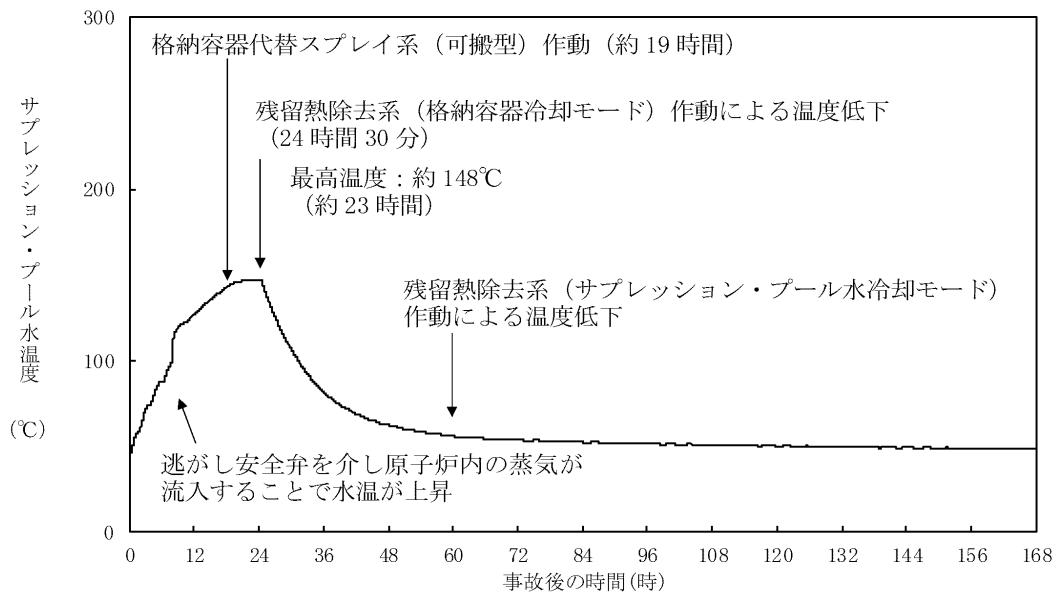
第 2.3.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.1.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.3.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	—
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレーション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	— 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
直流電源負荷切離し及び切替え	直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替えを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前には、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手动開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による自動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力 (S.A) 原子炉圧力 サブプレッション・プール水温度 (S.A)
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力 (S.A) 原子炉圧力 原子炉水位 (S.A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)
格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリー	ドライウェル圧力 (S.A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S.A) 原子炉水位 (S.A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 格納容器代替スプレイス流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ</p>	<p>可搬型設備</p> <p>計装設備</p> <p>ドライウエル温度（SA） ドライウエル圧力（SA） サブレーション・チェンバ圧力（SA） サブレーション・プールの水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ</p>	<p>可搬型設備</p> <p>計装設備</p> <p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗) (1/5)

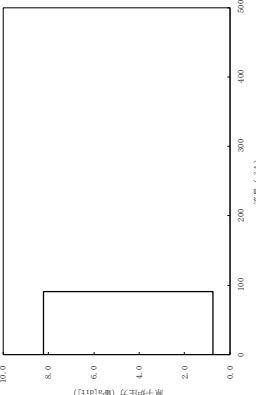
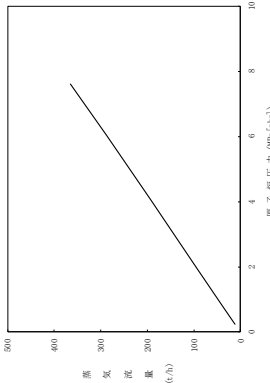
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器 下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値として設定

初期条件

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗) (2 / 5)

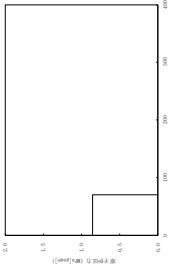
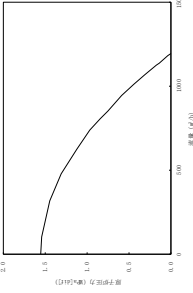
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定
	サブプレッジョン・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</p>	<p>70m³/hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)</p>	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p> 
	<p>30m³/hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)</p>	<p>設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p>
<p>残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>1, 136m³/h (0.14MPa [dif] において)にて注水</p>	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> 
<p>残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、1, 218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッション・プール水温度52°C, 海水温度30°Cにおいて) 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
原子炉急速減圧	事象発生から 8 時間後	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に, 原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、直流230V蓄電池 1 系統、直流115V蓄電池 3 系統、直流±24V蓄電池 2 系統及び常設代替直流電源設備として、直流115V蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転に係る動力負荷は230V系直流盤（R C I C）に、制御負荷はB-115V系直流盤にそれぞれ接続されており、所内常設蓄電式直流電源設備である、230V系蓄電池（R C I C）及びB-115V系蓄電池より給電される。

全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉注水が行われる。

230V系蓄電池（R C I C）については、負荷制限及び電源切替なしで24時間電源供給が可能な設計としている。B-115V系蓄電池については、電源供給開始から8時間後に、負荷制限を実施して電源を所内常設蓄電式直流電源設備であるB1-115V系蓄電池（S A）に切替えて16時間稼働する。

また、高圧原子炉代替注水系の運転操作に係る負荷は、常設代替直流電源設備に接続されており、全交流動力電源喪失時においては、SA用115V系蓄電池からの電源供給により、高圧原子炉代替注水系が起動し、24時間にわたり原子炉への注水が行われる。

上記運転方法に必要な負荷容量が230V系蓄電池（R C I C）で約1,429Ah^{※1}、B-115V系蓄電池で約2,956Ah^{※1}、B1-115V系蓄電池（S A）で約1,462Ah^{※1}、SA用115V系蓄電池で約1,474Ah^{※2}であることに対し、230V系蓄電池（R C I C）で約1,500Ah^{※3}、B-115V系蓄電池で約3,000Ah^{※3}、B1-115V系蓄電池（S A）で約1,500Ah^{※3}、SA用115V系蓄電池で1,500Ah^{※3}であることから、電源供給開始から24時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

※1 全交流動力電源喪失（長期T B）においては事象発生約8時間後、全交流動力電源喪失（T B P）においては事象発生約2時間20分後に、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、原子炉隔離時冷却系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。

※2 全交流動力電源喪失（T B U / T B D）においては事象発生約8.3時間後、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、高圧原子炉代替注水系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、高圧原子炉代替注水系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。

※3 蓄電池については、使用開始から寿命までの間、使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率0.8を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることで、余裕を持った容量を設定している。

(1) 所内常設蓄電式直流電源設備仕様

名称：230V系蓄電池（R C I C）

型式：鉛蓄電池

容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下中1階（EL. 12.3m）

名称：B-115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約3,000Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下中1階（EL. 12.3m）

名称：B1-115V系蓄電池（S A）

型式：鉛蓄電池

容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下中1階（EL. 12.3m）

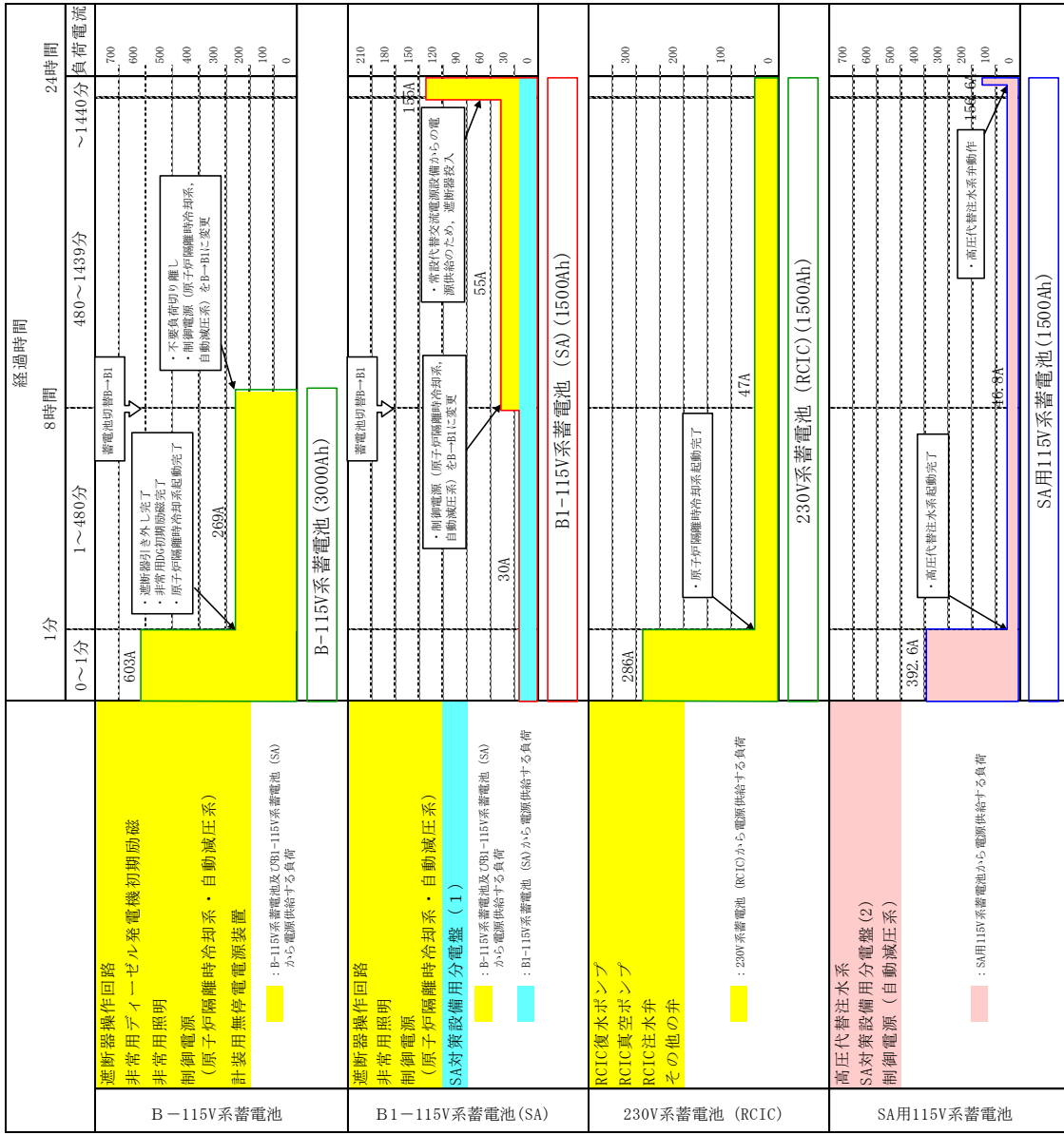
(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：SA用115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

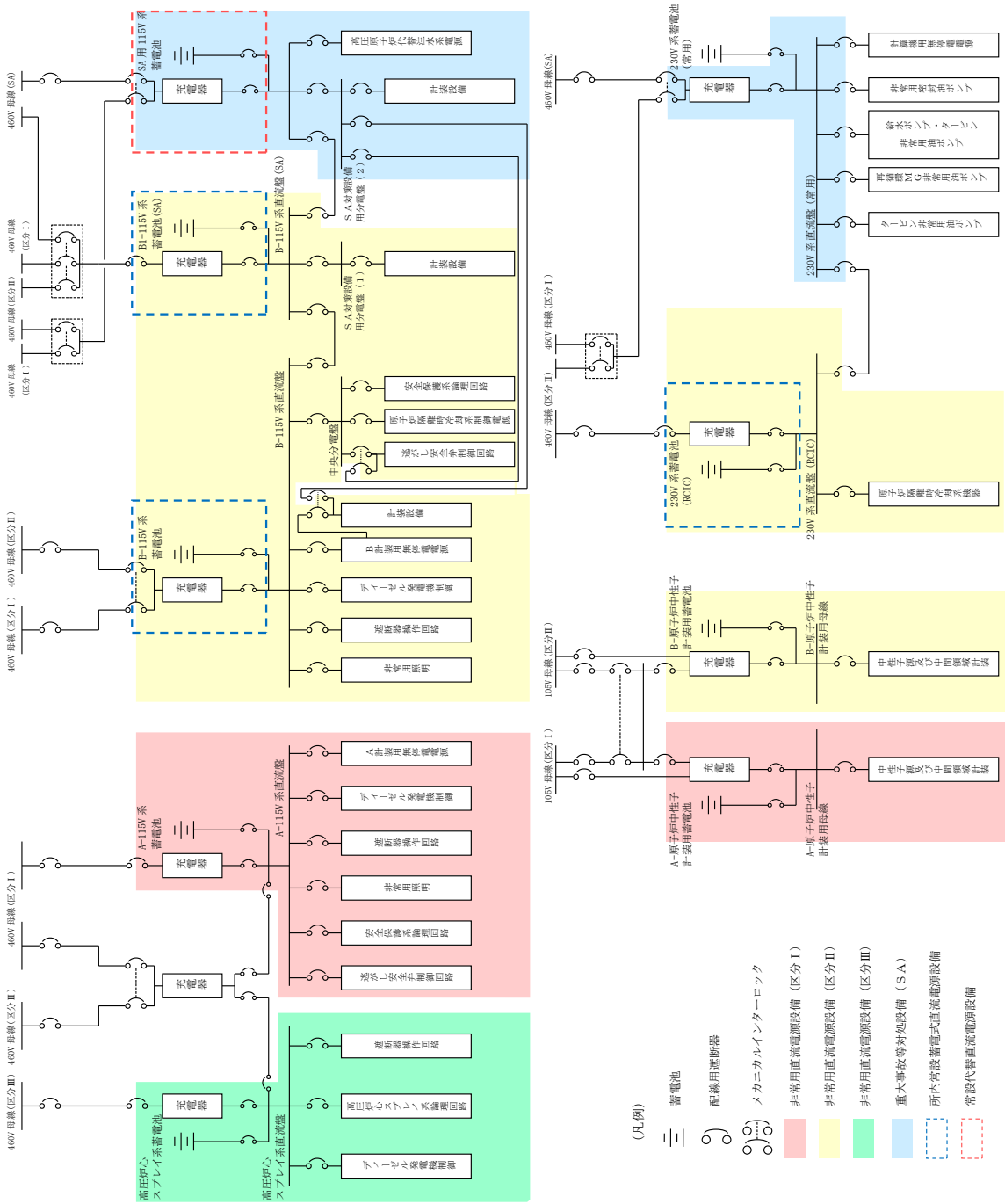
容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物1階（EL. 15.3m）



※B-115V系蓄電池, B1-115V系蓄電池(SA), SA用115V系蓄電池の
制御電源(自動減圧系)は同じ負荷を示す。
必要時に給電元を切り替えて使用し, 各蓄電池の必要容量には
制御電源(自動減圧系)を含んでいる。

第1図 B-115V系蓄電池, B1-115V系蓄電池(SA), SA用115V系蓄電池, 230V系蓄電池(RCIC), SA用115V系蓄電池(1500Ah) 負荷曲線



第2図 直流電源単線結線図

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時において、交流電源が喪失している8時間、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

RCICの起動から8時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機である。図1及び図2にRCICの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサブプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇、中央制御室及びRCICポンプ室温の温度上昇がRCICの継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はRCICの8時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待し、水温の測定計器の誤差（±2.0℃）を考慮しても水温が100℃到達まで運転する手順は妥当と考える。

表1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DGG失敗）+HPCCS失敗時におけるRCICの継続運転への影響評価（1/2）

評価項目	概要	評価結果
サブレーション・プール水温上昇	<p>サブレーション・プールの水温上昇により，RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブレーション・プール水温の上昇により，復水器が機能停止に至り，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブレーション・プール水温の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブレーション・プール水温の上昇により，軸受が機能喪失し，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p>	<p>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DGG失敗）+HPCCS失敗時のサブレーション・プール水温を評価した結果，事象発生から8時間後の水温は約100℃となる。（図3）</p> <p>水温の上昇に伴い，有効NPSHは約8.7mとなるが，ポンプの必要NPSH <input type="text"/> mに対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。また，水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は，最大でも約110℃までであり，この温度では軸受の油膜形成に影響はなく，油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない。</p> <p>したがって，サブレーション・プール水温上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>タービングラウンド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却ポンプとは別区画に設置している。</p> <p>したがって，サブレーション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に際が生じる可能性はあるが，差はごくわずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サブレーション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>ポンプ軸受及びタービン軸受の許容温度はそれぞれ約 <input type="text"/>℃及び約 <input type="text"/>℃であり，許容温度に至るサブレーション・プール水温はそれぞれ約110℃及び約124℃である。</p>

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時におけるRCICの継続運転への影響評価（2/2）

評価項目	概要	評価結果
サプレッション・チェンバ圧力上昇	RCICタービン保護のため、サプレッション・チェンバ圧力0.177MPa[gage]にて、RCICタービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCICの運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から8時間後の圧力は約0.07MPa[gage]であり、RCICタービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。（図4）したがって、サプレッション・チェンバ圧力上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。
RCICポンプ室温度上昇	RCICのポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から8時間後では66℃を想定している。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止しているため、RCICポンプ室温度が66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時のRCICポンプ室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約60℃（初期温度40℃）であり、RCICの設計上想定している66℃を下回る。したがって、RCICポンプ室温度上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から24時間後の室温は約35℃（初期温度26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。

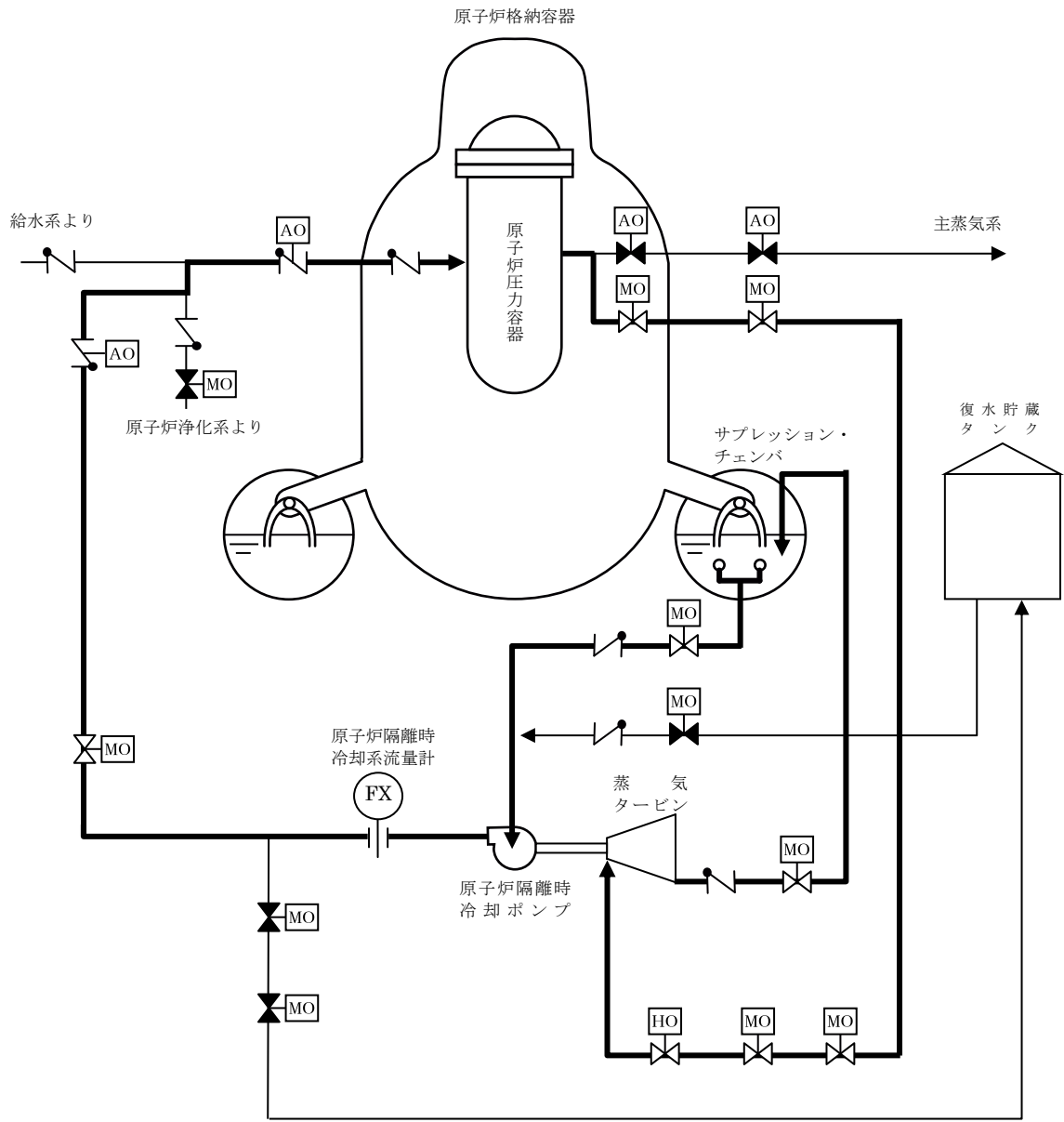


図1 RCIC系統概要図 (サブプレッション・チェンバを水源とした場合)

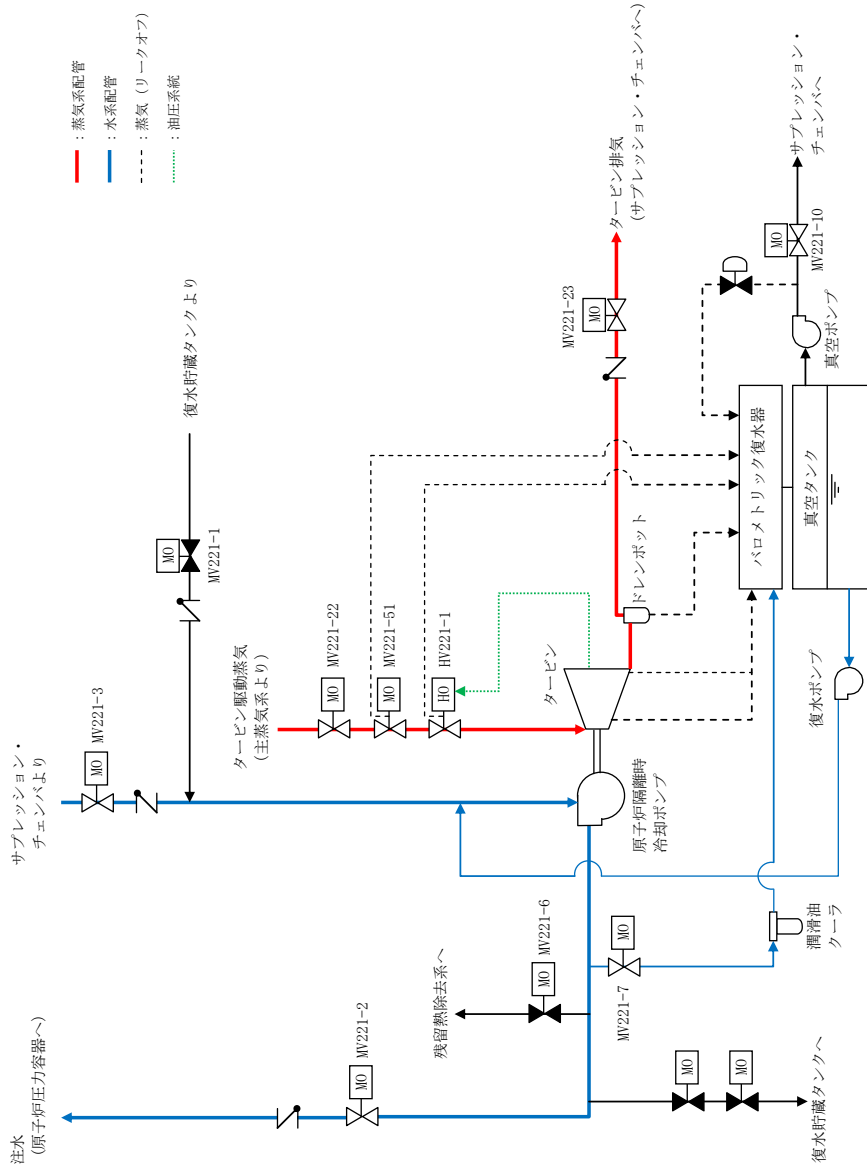


図2 RCIポンプ周り系統図

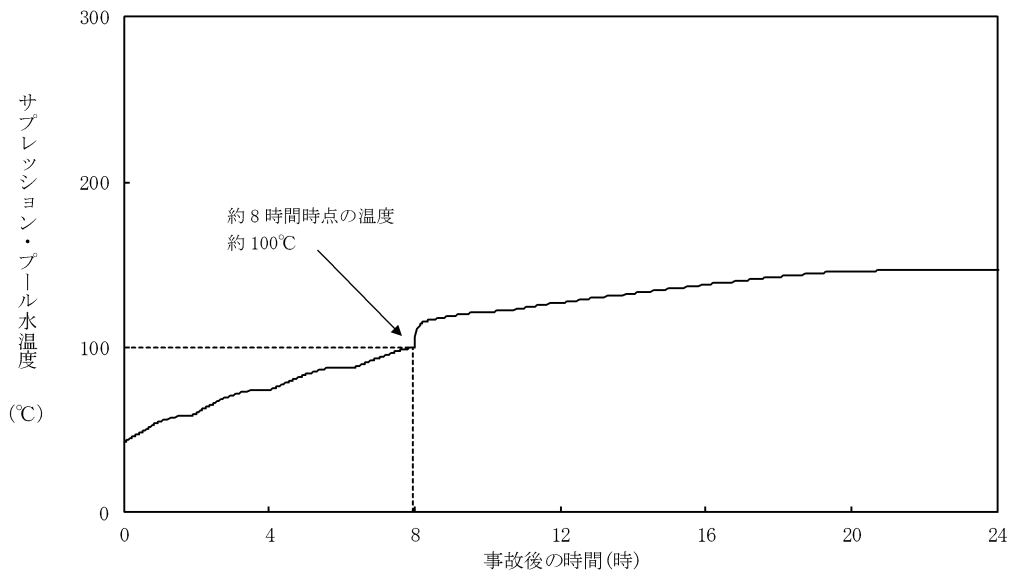


図3 サプレッション・プール水温度の推移

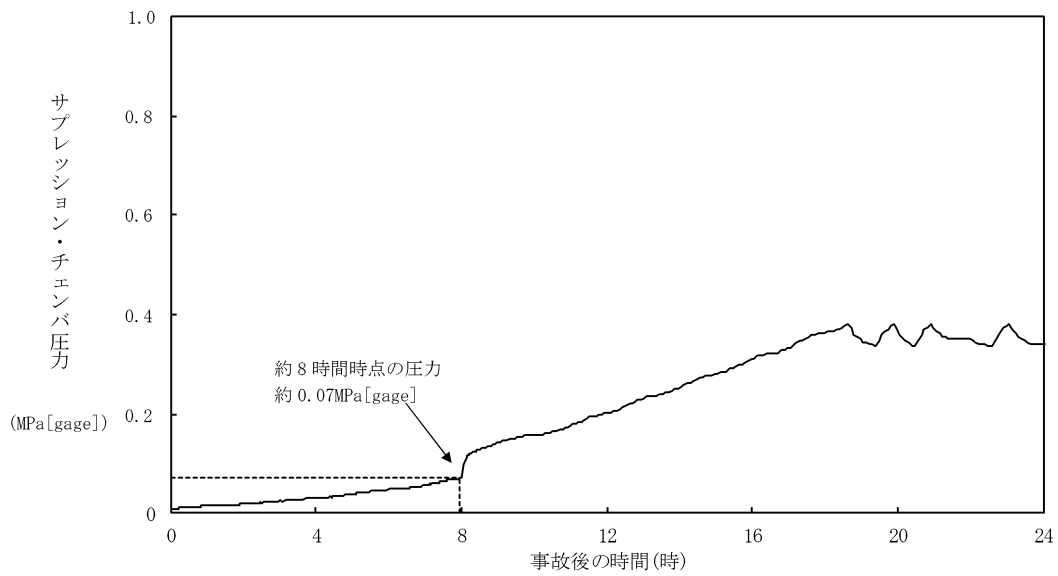


図4 サプレッション・チェンバ圧力の推移

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時におけるRCICポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、空調換気系による除熱が行われないため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。

空調換気系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。

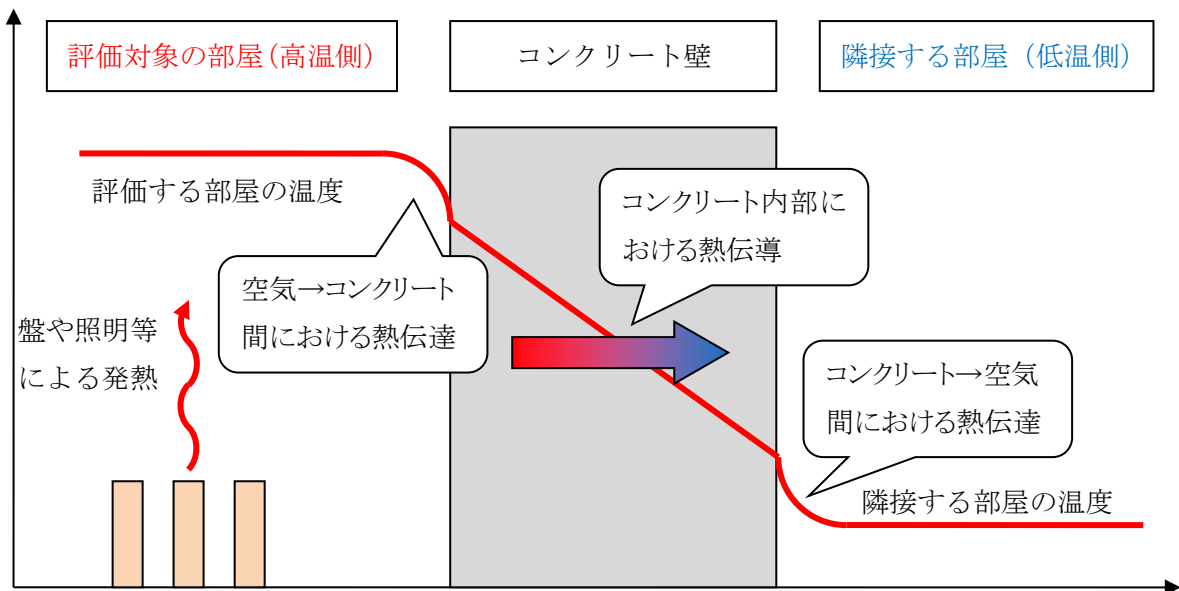


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

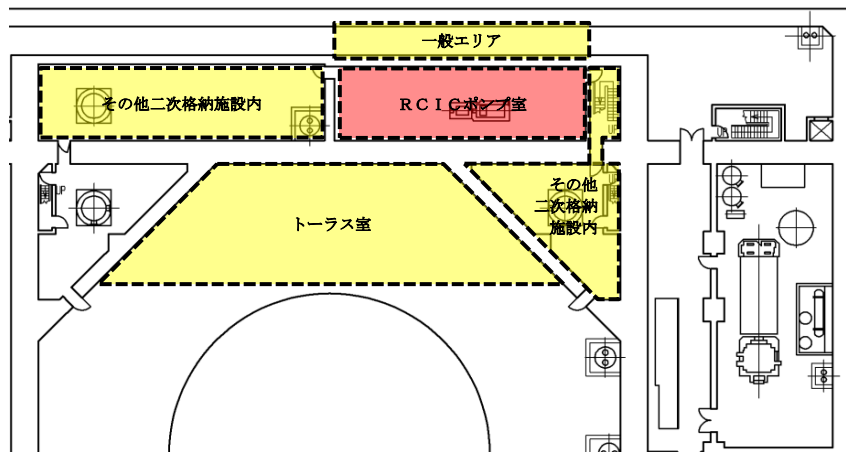
a. 評価対象とする部屋の条件：表 1 参照

b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

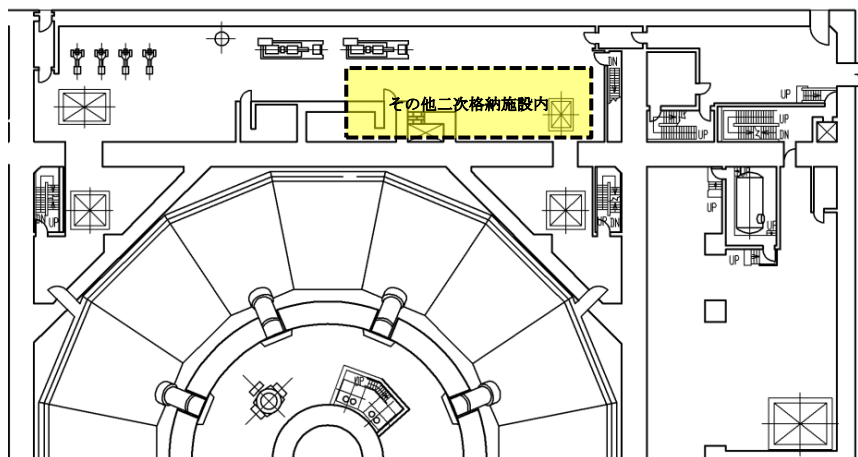
- ・一般エリア : 40℃
- ・屋外 : 32℃ (夏季設計外気温)
- ・トールス室 : 75℃ (有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度)
- ・その他二次格納施設内 : 66℃
- ・地中 : 18℃

図 2 及び図 3 に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下 2 階※1



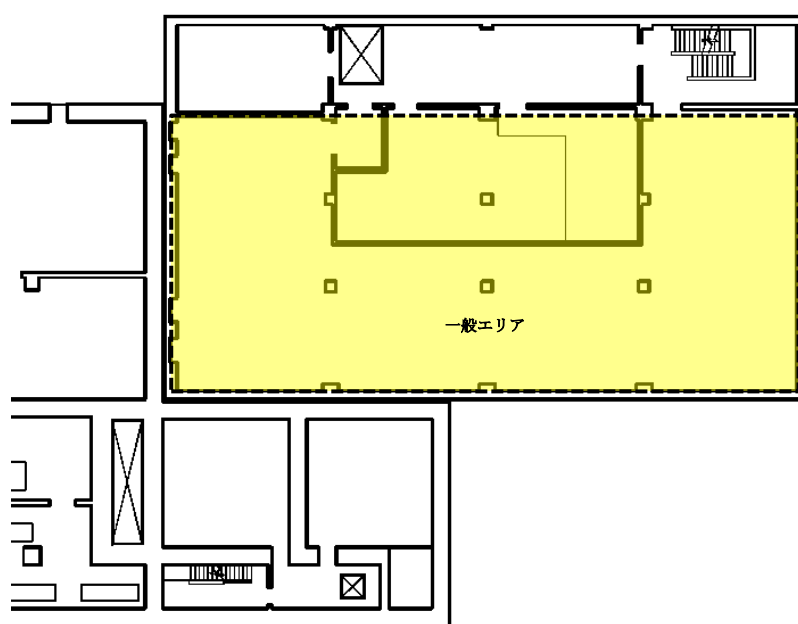
原子炉建物地下 1 階

※1 地下 2 階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図 2 RCICポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



制御室建物 4 階※1



制御室建物 3 階

※1 制御室建物 4 階より上は、躯体コンクリートを介して「屋外」である。

図3 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

c. 壁-空気の熱伝達率（無換気状態）[出典：日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²・°C
- ・天井面 : W/m²・°C
- ・床面 : W/m²・°C

d. コンクリート熱伝導率 : W/m・°C [出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件

	中央制御室	R C I C ポンプ室
発熱負荷[W] ^{※1, 2}		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

※1 中央制御室の熱負荷は設計値に余裕を考慮した値とする。

なお、今後の詳細設計により、発熱負荷が変化する場合が考えられるが、評価で設定した発熱負荷を超過した場合においても設計値である40°Cを超過しないように設計されるため、R C I C の8時間継続運転に悪影響を及ぼすことはない。

※2 中央制御室の熱負荷は直流電源の負荷制限を考慮する。

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+H P C S 失敗時において、事象発生後8時間のR C I C ポンプ室の最高温度は約60°C、事象発生後24時間の中央制御室の最大温度は約35°Cとなり、設計で考慮している温度^{*}を超過しないため、R C I C 運転継続に与える影響はない。

※R C I C ポンプ室（R C I C ポンプ、弁、タービン、計装品等）

: 66°C（初期6時間まで100°C、それ以降は66°Cの設計）

中央制御室（制御盤等）: 40°C

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

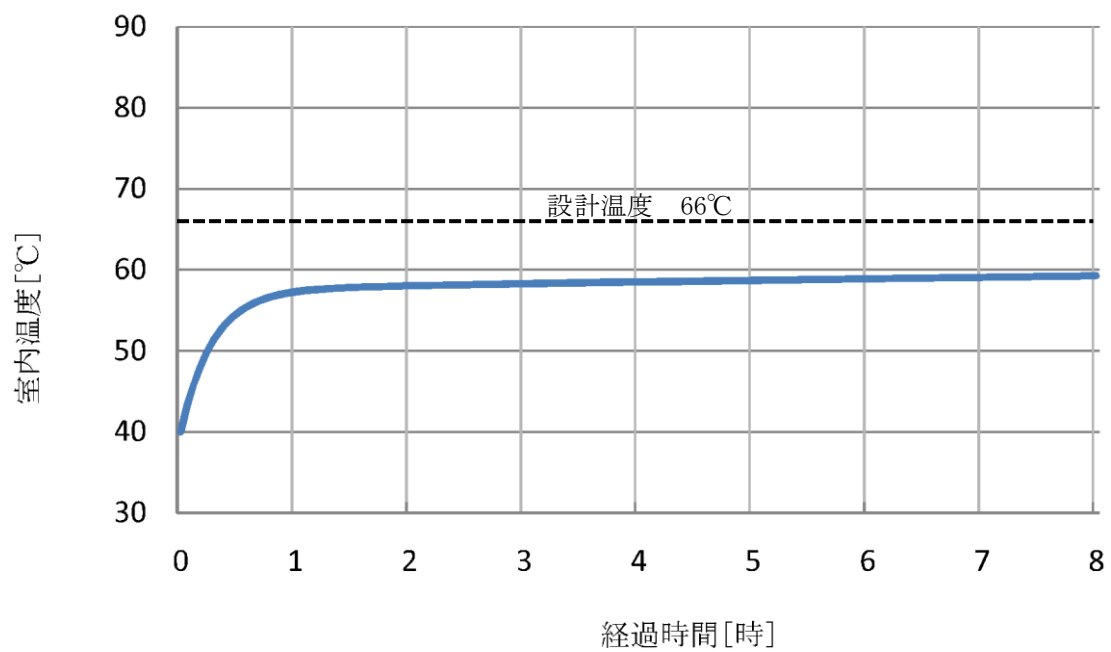


図4 R C I Cポンプ室温の推移図

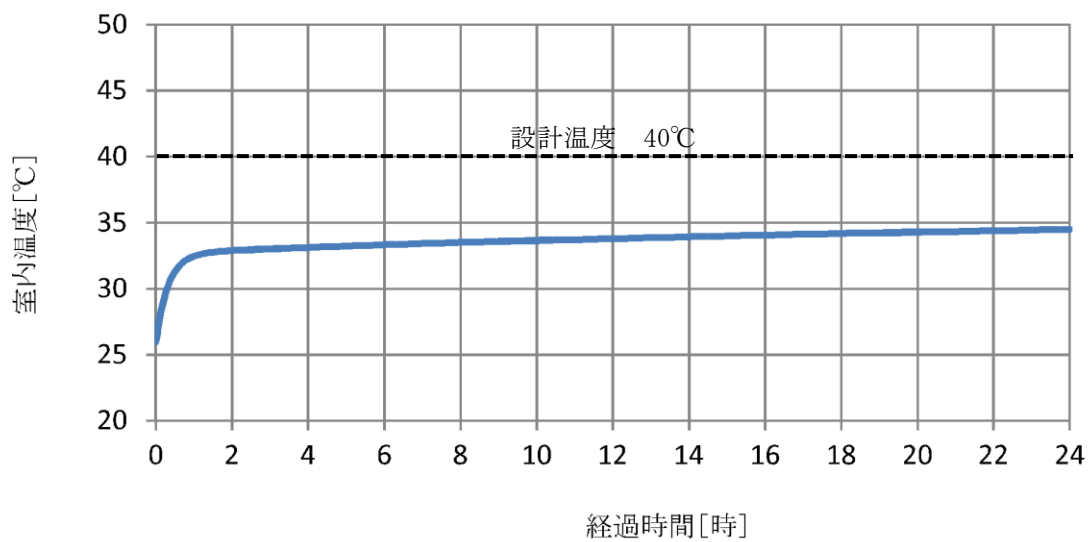


図5 中央制御室室温の推移図

逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サブレーション・プール水面下に導かれ凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 12 個からなり、次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。12 個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打勝って自動開放されることにより、通常運転時及び原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。12 個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS 機能」という）は、非常用炉心冷却系の一部であり、原子炉水位低（レベル 1）及び格納容器圧力高の同時信号により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA 時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系の早期の注水を促す。12 個の逃がし安全弁のうち、6 個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

原子炉停止後、除熱機能を有する復水器が何らかの原因で使用不能な

場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。12個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

表1に逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表1 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力
(逃がし弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量／個 [t/h]	備考
7.58	2	367	A, J
7.65	3	370	C, F, L
7.72	3	373	<u>D</u> , H, <u>M</u>
7.79	4	377	<u>B</u> , <u>E</u> , <u>G</u> , <u>K</u>

(安全弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量／個 [t/h]	備考
8.14	2	407	A, J
8.21	3	410	C, F, L
8.28	3	413	<u>D</u> , H, <u>M</u>
8.35	4	417	<u>B</u> , <u>E</u> , <u>G</u> , <u>K</u>

※囲み文字は、ADS機能付きの逃がし安全弁を示す。

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「ADS機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素ガスを消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能無し）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

表2 逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量
(外部からの窒素供給なしの場合)

	動作回数	使用するアキュムレータ
逃がし安全弁 (ADS機能付き)	1回 (事故時ピーク圧力(<input type="text"/> kPa[gage])) 又は <input type="text"/> 回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	ADS機能用アキュムレータ (170L)
	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)
逃がし安全弁 (ADS機能無し)	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、窒素ガス制御系からの供給ラインと窒素ガスボンベからの供給ラインから構成されている。窒素ガス制御系からの供給ラインは、フィルタ、減圧弁等により構成される。窒素ガスボンベからの供給ラインは、独立したA系、B系の2系列から成る窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成される。

通常時は、窒素ガス制御系からの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給されている。窒素ガス制御系が機能喪失した場合は、圧力低下の信号により窒素ガスボンベからの供給ラインからADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給を行う。さらに、ADS起動信号が作動した場合は、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータへ選択的に窒素ガス供給するために、逃がし弁機能用アキュムレータの窒素供給ラインは隔離される。一方、系統の過圧を防止するため、圧力高の信号により窒素ガスボンベからの窒素供給は隔離される。

また、格納容器圧力が上昇した場合の逃がし安全弁駆動部に作用する背圧を考慮し、炉心損傷後の格納容器圧力が2Pdになった場合においても、アクセス及び現場操作が可能な二次格納施設外に設置する減圧弁の調整を行うことにより、窒素ガスボンベから逃がし安全弁の動作に必要な圧力にて窒素ガスを供給する。図1に系統概要図を、図2に窒素ガス供給概要図を示す。

有効性評価のシナリオにおいては、ADS起動信号が作動することはないため、上述のとおり、窒素ガス制御系が機能喪失した場合においても、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへの窒素供給を維持することが可能である。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

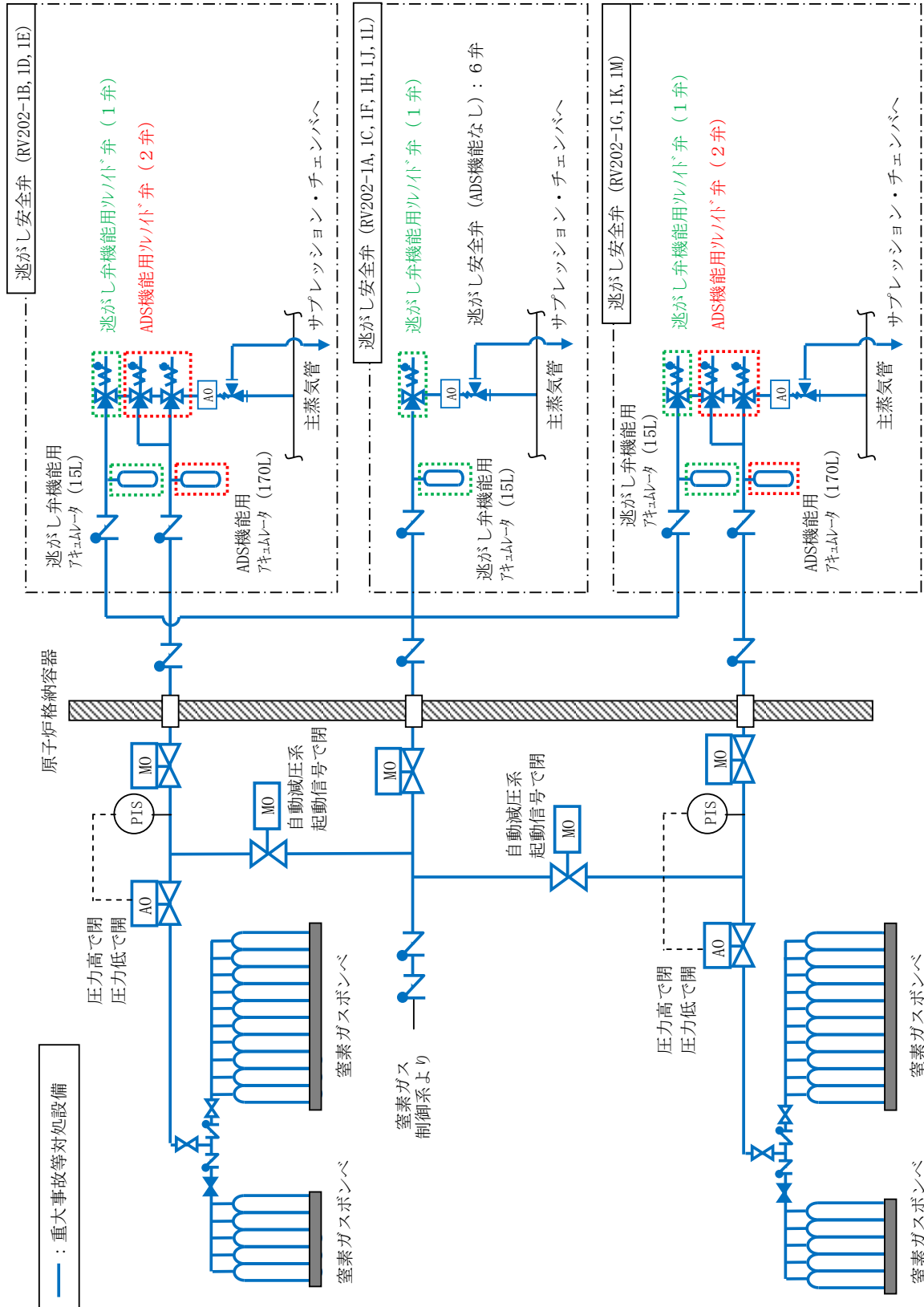
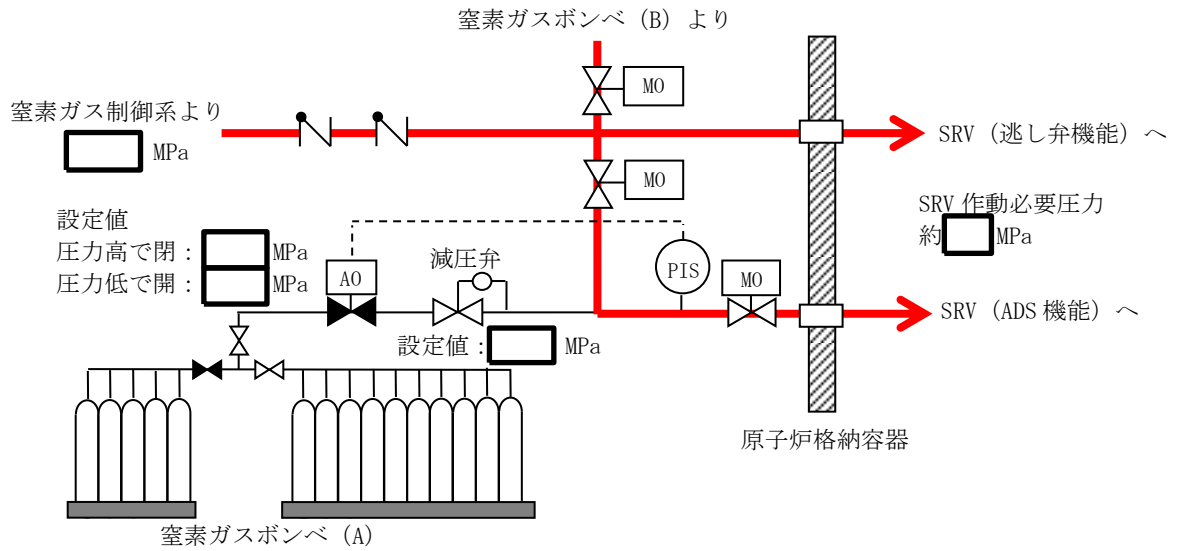
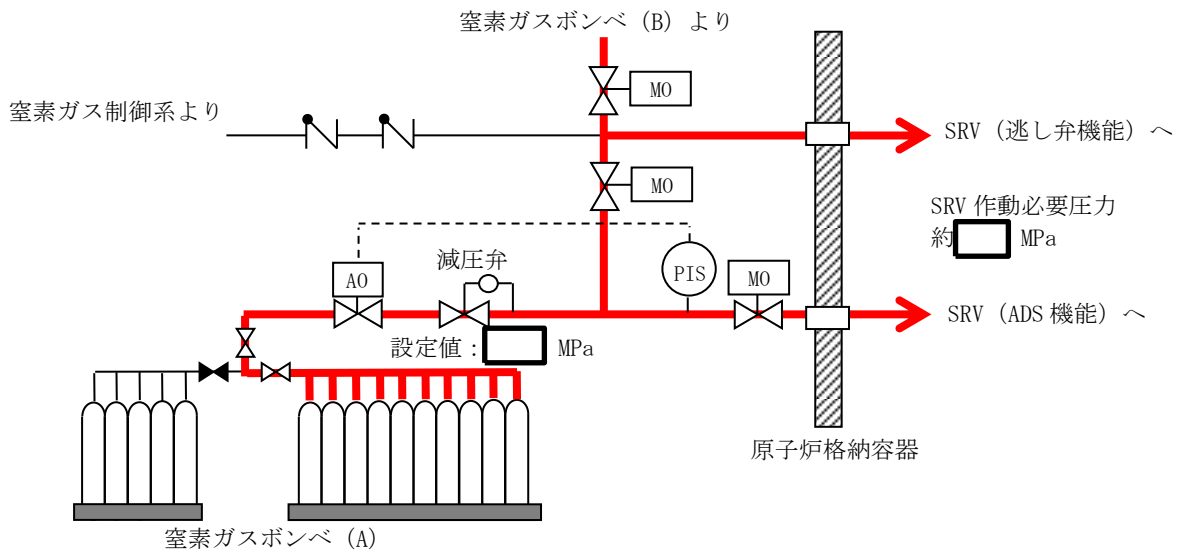


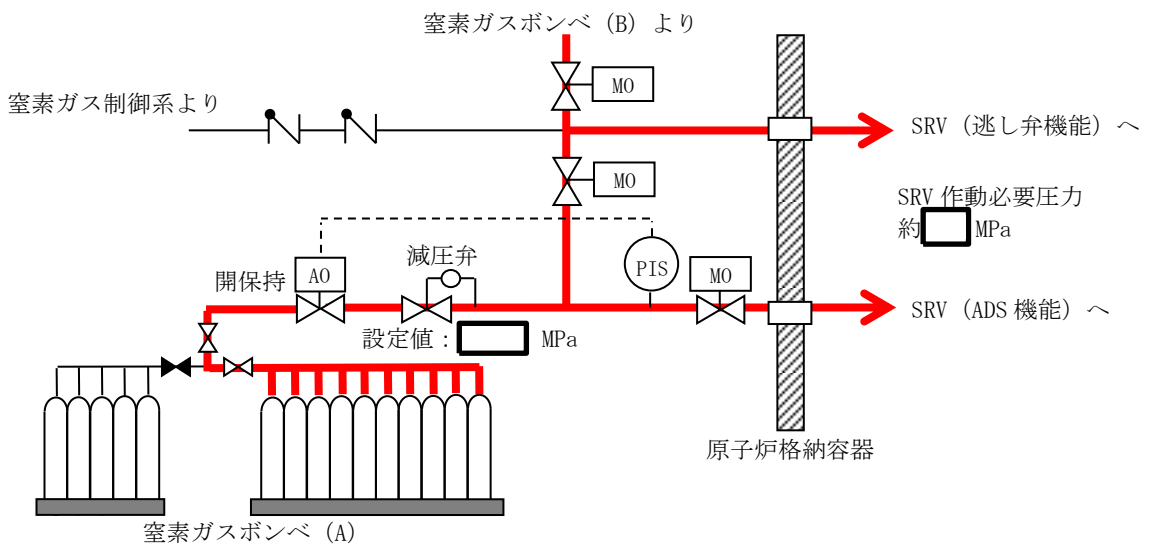
図1 逃がし安全弁窒素ガス供給系 系統概要図



a. 通常時の窒素ガス制御系による窒素ガス供給



b. システム圧力低下時又はSA時（炉心損傷前）の窒素ガスポンベによる窒素ガス供給



c. SA時（炉心損傷後）の窒素ガスポンベによる窒素ガス供給

図2 逃がし安全弁への窒素ガス供給概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 窒素ガスポンベの数量について

窒素ガスポンベは、窒素ガス制御系が機能喪失したことを想定して、重大事故等の対処に必要な窒素ガス量を確保する設計とする。必要となる窒素ガス量を検討する上で、原子炉高压注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の作動による圧力制御及び、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持を考慮する。原子炉高压注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の圧力制御時間が最も長い全交流動力電源喪失シナリオを選定し、事故発生から原子炉隔離時冷却ポンプ又は高压原子炉代替注水ポンプが約8時間運転している間に逃がし弁機能による動作に必要な窒素ガス量を考慮する。

一方、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持については、開保持する逃がし安全弁の弁数は、解析上は原子炉急速減圧後の原子炉低压注水の開始時間が遅めとなるよう2個を設定しているが、手順上の弁数である6個を考慮することとし、7日間開保持させるために必要な窒素ガス量を考慮する。

なお、手順に従い、原子炉高压注水を想定より長い期間実施する場合を考慮して、窒素ガスを必要とする逃がし安全弁（逃がし機能）に加えて、窒素ガスを必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）をバックアップとする設計とするとともに、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持に必要な窒素を確保することを目的として、主蒸気逃がし安全弁6個により7日間減圧維持可能な容量以上である5本以上を手動弁により隔離した状態で保管し、必要により当該手動弁を開する設計とする。

以下に、必要な窒素ガス量及びポンベ本数の根拠を示す。

【窒素ガス消費量】

a. 逃がし弁機能を動作するための消費量 : m³[normal]

$$\begin{aligned} Q1 &= Q [\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times A [\text{回}] \\ &= \text{} [\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times \text{} [\text{回}] \\ &= \text{} \div \text{} \text{m}^3[\text{normal}] \end{aligned}$$

b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するための消費量 : m³[normal]

$$\begin{aligned} Q2 &= \lambda [\text{L}/\text{min}/\text{個}] \times D [\text{day}] \times 24 [\text{hr}] \times 60 [\text{min}] \times N [\text{個}] \\ &= \text{} \times 7 \times 24 \times 60 \times 6 \\ &= \text{} \div \text{} \text{m}^3[\text{normal}] \end{aligned}$$

ここで、各設計値は下記のとおりとなる。

Q : 1回あたりの標準状態における窒素ガス消費量 = [m³[normal]/回]

A : 全交流動力電源喪失シナリオにおける最も作動回数の多い
SRV 作動回数 = [回]

λ : 逃がし安全弁1個あたりの系統漏えい量 = [L/min/個]

D : 開保持期間（7日間） = 7 [day]

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

【窒素ガスボンベによる供給量】

m1：逃がし弁機能を動作するためのボンベ本数

m2：逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのボンベ本数

Q1：逃がし弁機能を動作するための窒素ガス消費量：□ m³[normal]

Q2：逃がし安全弁6個を7日間開保持するための窒素ガス消費量：□ m³[normal]

P1：窒素ガスボンベ初期圧力：14.7 [MPa]

P2：窒素ガスボンベ必要圧力：□ [MPa]

Pa：大気圧：0.101325[MPa]

V：ボンベ容量：46.7[L/本]

a. 逃がし弁機能を動作するためのボンベ本数

$$\begin{aligned} m1 &= Q1 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000 \\ &= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div \\ &\quad 46.7 \times 1000 \\ &= \square \div \square \text{ [本]} \end{aligned}$$

b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのボンベ本数

$$\begin{aligned} m2 &= Q2 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000 \\ &= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div \\ &\quad 46.7 \times 1000 \\ &= \square \div \square \text{ [本]} \end{aligned}$$

c. 必要ボンベの本数

$$m1 + m2 = \square + \square = \square \div 15 \text{ [本]}$$

以上より、必要ボンベ本数は15本（46.7 L/本）である。この15本に加えて、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを確保する。

本設備は、最大で5本同時に保守点検を実施する運用としたうえで、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップとして、5本以上を確保する。

以上から、合計で20本以上を確保することとし、余裕を見て30本保有する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクムレータに、逃がし安全弁窒素ガス供給系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の7.58MPa[gage]で原子炉の圧力は制御される。地震等により、常用系が使用不可の場合でも、逃がし安全弁用窒素ガスボンベから逃がし弁機能のアクムレータに窒素ガスを供給することが可能である。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力（7.58MPa[gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時操作要領書（徴候ベース）に定めるとおり、逃がし安全弁による圧力制御にあたっては、サブプレッション・プール水温度の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管の位置の弁を順次開放することとしている。

なお、逃がし安全弁のうち逃がし弁機能の最低設定圧力7.58MPa[gage]、安全弁機能の最低設定圧力8.14MPa[gage]を有する弁は2個あり、図3に示すように当該弁はサブプレッション・プールの対角位置に設置されていることから、逃がし弁機能又は安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が1箇所に偏らないよう考慮されている。

5. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・プールの温度成層化の影響

解析コード（MAAPコード）^[1]にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、逃がし安全弁での原子炉圧力を制御する場合のサブプレッション・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。

解析コード資料で参照した福島第二4号炉の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの位置関係は図4と同様な位置関係であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サブプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いた原子炉注水を行う場合には、サブプレッション・プール水温度の成層化が発生する可能性はあるが、逃がし安全弁の排気口はサブプレッション・チェンバの底部から約1.5m程度の下部に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

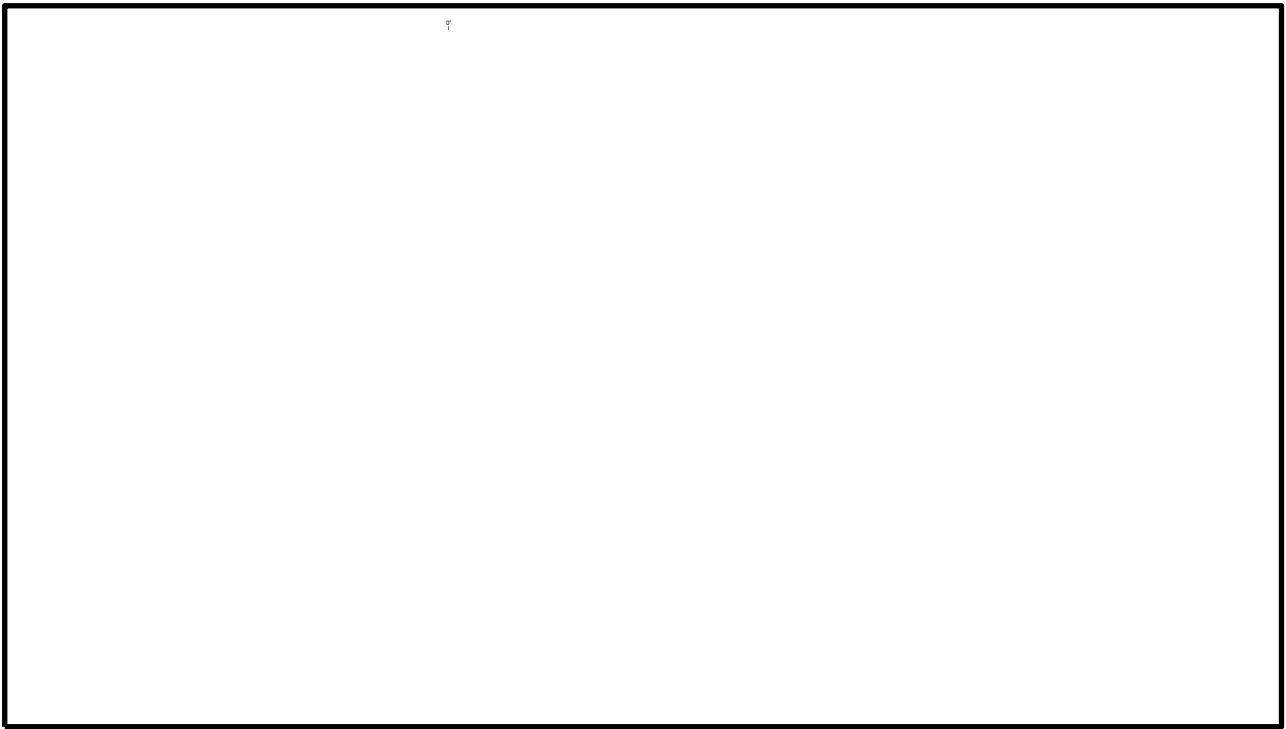


図3 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁排気管の配置図

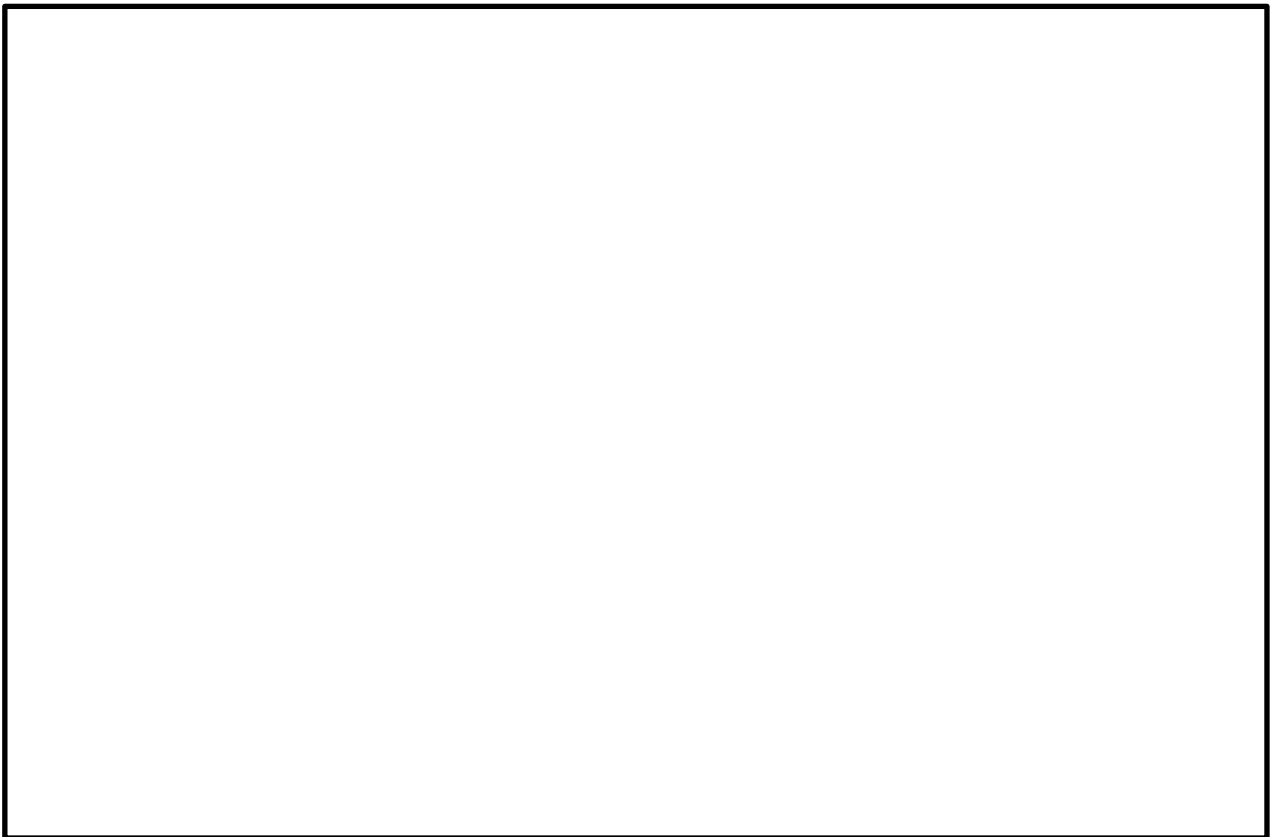


図4 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの配置図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

参考文献

- [1] 「沸騰水型原子力発電所 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(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成30年5月

安定状態について

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗)

「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。そして，事象発生から8時間後に原子炉減圧し，その後，自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための自動減圧機能付き逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

- ※ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（80℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失+DGG失敗）+HPPCS失敗

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなるパラメータによる影響（全交流動力電源喪失+DGG失敗）+HPPCS失敗（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
崩壊熱	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰移行	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料棒表面温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはない。燃料棒表面温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には、運転員等操作時間による影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料棒被覆管酸化	燃料棒被覆管酸化	ジュールニコウモ-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面温度は低くなり、原子炉水位変動に影響を与える可能性はあるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間による影響はない。	解析コードは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面温度を高めめに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、燃料棒表面温度を高めめに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒表面破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、運転員等操作による影響はない。	燃料棒表面温度を高めめに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に比重する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒表面からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレッドの液滴で冷却された原子炉炉心注水系（可搬型）を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒表面温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系（可搬型）の注水タイミングに差異を生じうる可能性はないと考えられる。	運転操作はシミュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作による影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外水位）の低下拳動が早い場合であっても、これら操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下拳動が遅い場合には操作に対しては時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね「同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える時間
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系) 安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。格納容器温度を十数°C程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	気液界面の熱伝達	安全系モデル(格納容器スプレイ) 安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	サブクレーン・ブローラ冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (1/4)

項目	解析条件		最確条件		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	事故条件及び機器条件	最確条件	解析条件			
原子炉熱出力	2,436MW		2,435MW以下 (実績値)		定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa [gauge]		約 6.77~6.79MPa [gauge] (実績値)		定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から +83 cm)		通常運転水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85 cm) (実績値)		通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h		定格流量の 85~104% (実績値)		定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A型)		装荷炉心毎		9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m		約 40.6kW/m 以下 (実績値)		通常運転時の熱制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはない。炉心は冠水を維持するため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t		ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約300Wd/t (実績値)		サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉格却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉格却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗 (2/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定		
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実績値)	約3.59m~約3.63m (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃ (実績値)	約19℃~約35℃ (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器スプレイに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa [gage]	約5kPa [gage] ~ 約7kPa [gage] (実績値)	約5kPa [gage] ~ 約7kPa [gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、現象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、現象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (実績値)	約45℃~約54℃程度 (実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+D/G失敗) + HPCS失敗) (3/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件, 事象条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	7,000m ³	輪谷貯水槽 (西1/西2) の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	1,180m ³	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件, 最確条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]において) にて注水	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) にて注水	1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) にて注水	格納容器温度及び圧力抑圧に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブレーション・プールの水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブレーション・プールの水温度52℃、海水温度30℃において)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブレーション・プールの水温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPPCS失敗 (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析上の操作開始時間	解析条件 (操作条件) の不確かさ 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
炉系 低圧原子炉 (可搬型) による 注水準備操作 (原子炉注水準備 開始) 高速減圧操作 (原子炉注水準備 開始)	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響 評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等
炉系 低圧原子炉 (可搬型) による 注水準備操作 (原子炉注水準備 開始) 高速減圧操作 (原子炉注水準備 開始)	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響 評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等
炉系 低圧原子炉 (可搬型) による 注水準備操作 (原子炉注水準備 開始) 高速減圧操作 (原子炉注水準備 開始)	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる 炉系が機能維持できなくなる	操作の不確かさ要因 操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響 評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕 操作時間余裕	訓練実績等 訓練実績等

表 3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の 不確かさ の考慮 方法	解析上の操 作開始時間	運転員等操作時間に与える 影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等
直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 全交流動力電源喪失から 8.5 時間経過するまでに実施する操作であり, 経過時間を認識しながら対応を実施するため, 認知遅れが操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) のために, 現場操作を行う運転員 (現場) を配置している。これらの現場運転員は, 操作時には他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスルート上にアークセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスルート上にアークセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスルート上にアークセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスルート上にアークセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない。	実際の操作開始時間は解析上の設定と同等であり, 枯渇することはない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスルート上にアークセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない。	訓練実績等より, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスルート上にアークセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗 (3 / 4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
格納容器代替システムによる格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイ実施基準 (格納容器圧力 384kPa [Gage]) に到達するのは事象発生から約 19 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替システム (可搬型) による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、移動・移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場にて復旧班要員が格納容器代替システム (可搬型) による注水のためホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実施後の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 384kPa [Gage]) に到達するのは、事象発生から約 19 時間後であり、格納容器代替システム (可搬型) の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながら準備可能である。よって、実施後の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 853kPa [Gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く。) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もなないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器スプレイ開始までの時間は約 19 時間であり、準備時間から、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、格納容器代替システム (可搬型) による準備操作に要する時間は約 1 時間 41 分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>	

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗 (4 / 4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗 (4 / 4)	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定	操作の不確かさ要因	-	-	-	訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、約 48 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納器冷却モード) による格納器熱除操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	操作の不確かさ要因	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ (模擬操作含む。) にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納器除熱は所要時間を 10 分想定しているところ、訓練実績では、約 7 分。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納器冷却モード) による格納器熱除開始後に、原子炉水位が原子炉水位 (レベル 3) に到達	格納器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定	操作の不確かさ要因	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ (模擬操作含む。) にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納器冷却モードから低圧注水モードへの切替えに約 3 分。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗）

○水源

輪谷貯水槽（西1／西2）※：約7,000m³（約3,500m³×2）

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生から8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイス

事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。

○時間評価

事象発生8時間後まではサブプレッション・チェンバのプール水を水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽（西1／西2）水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、事象発生19時間後から格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽（西1／西2）であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生24時間30分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西1／西2）が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約1,100m³が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

$(70\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (32\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (28\text{m}^3/\text{h} \times 10\text{h}) + (25\text{m}^3/\text{h} \times 7\text{h}) + 526\text{m}^3 \div 1,100\text{m}^3$

7日間における燃料の対応について
 (全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 11m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + H P C S 失敗)

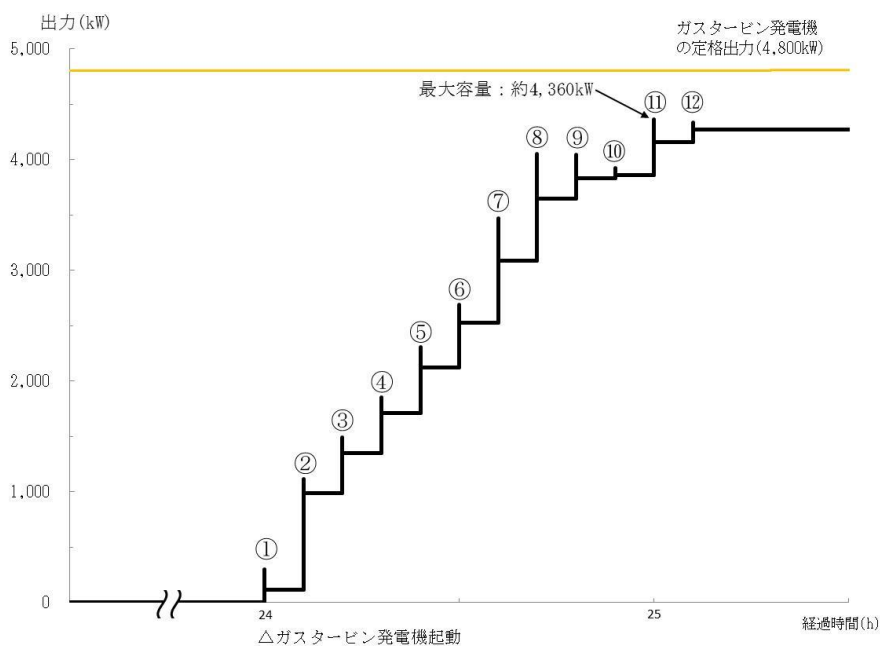
主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (自動投入負荷)	約 877	約 1,116	約 988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,489	約 1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,849	約 1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,303	約 2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,689	約 2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,471	約 3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,052	約 3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 4,043	約 3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,920	約 3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 4,360	約 4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,333	約 4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源（DG－A，B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧原子炉代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し、その後、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.2.1-1(1)図から第2.3.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.2.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.2.1

－1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.2.1－3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能をすべて喪失する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量である。

b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、中央制御室からの遠隔操作によって高圧原子炉代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉水位回復後は、運転員による高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から24時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び高圧原子炉代替注水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「2.3.1.1(3)c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。

d. 直流電源切替え

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f.自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g.低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。

h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h.格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)i.残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)j.残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、そのうえ、原子炉隔離時冷却系を喪失し、すべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号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期待しないものとする。

(b) 高圧原子炉代替注水系

運転員による高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である $93\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $8.21\text{MPa}[\text{dif}]$ において） $\sim 70\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ において）に対し、保守的に20%減の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ の流量にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水する。

(e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

- (g) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して10分間とする。
- (b) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (c) 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サプレッション・プール水温度が 100°C に到達する事象発生から約8.3時間後に開始する。
- (d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2.2-1(1)図から第2.3.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.2.2-1(7)図から第2.3.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2.2-1(10)図から第2.3.2.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員

が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、高圧原子炉代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台すべてがトリップする。

（添付資料2.3.2.1）

事象発生から約8.3時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から24時間30分経過した時点で実施する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第2.3.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.74MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約8.04MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧

力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.3.2.2-1(2)図に示すとおり、高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.3.2.2）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧開始）格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料2.3.2.3）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間

に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧原子炉代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。

機器条件の高圧原子炉代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水

位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.3）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約8.3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水のための準備操作時間は、解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点では他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生から約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることか

ら、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.3)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

第 2.3.2.3-1(1) 図から第 2.3.2.3-1(3) 図に示すとおり、操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から 60 分後（操作開始時間の 40 分程度の時間遅れ）までに高圧原子炉代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 859℃となり 1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）については、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための自動減圧機能付き逃がし安全弁手動開操作までは約 8.3 時間の操作時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 19 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.3, 2.3.2.4)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時

間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイに必要な水量は、「2.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と同じであり、必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

「2.3.1.4(2) b. 燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ及び緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電源

「2.3.1.4(2) c. 電源」と同じであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.8)

2.3.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧

機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（DG-A，B）失敗）＋高圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

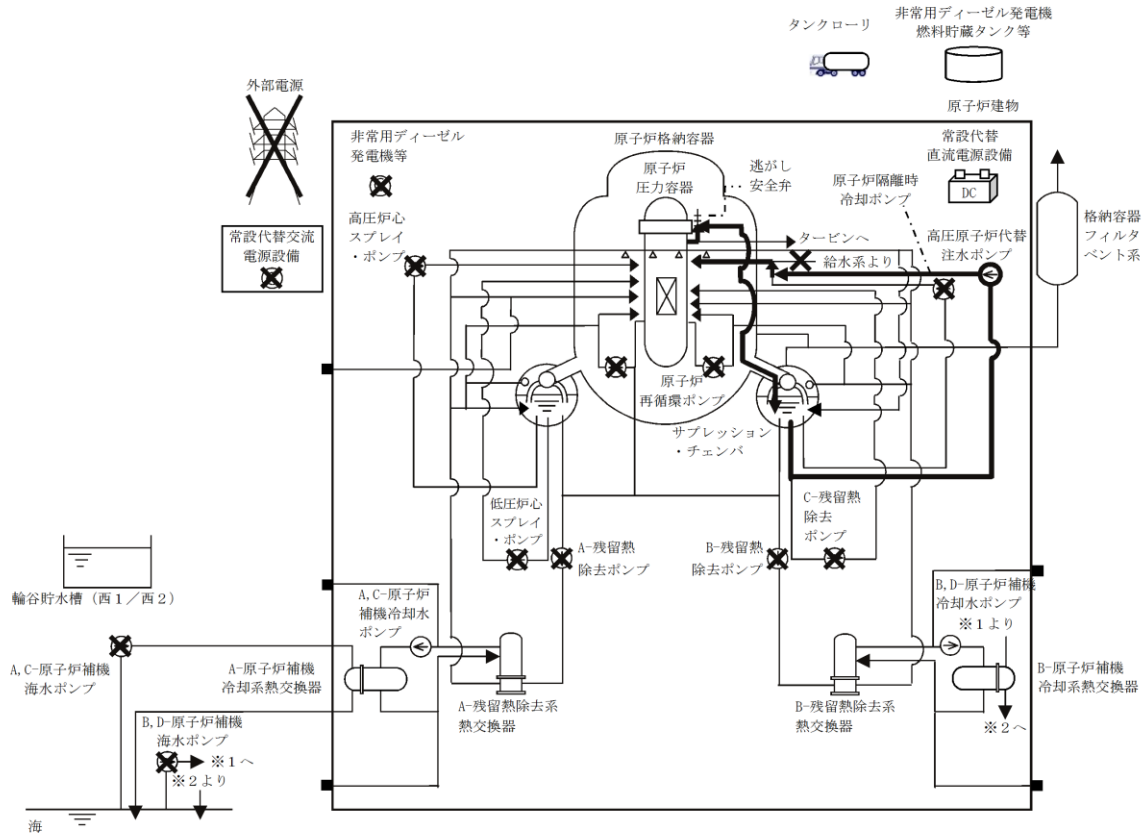
上記の場合においても，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

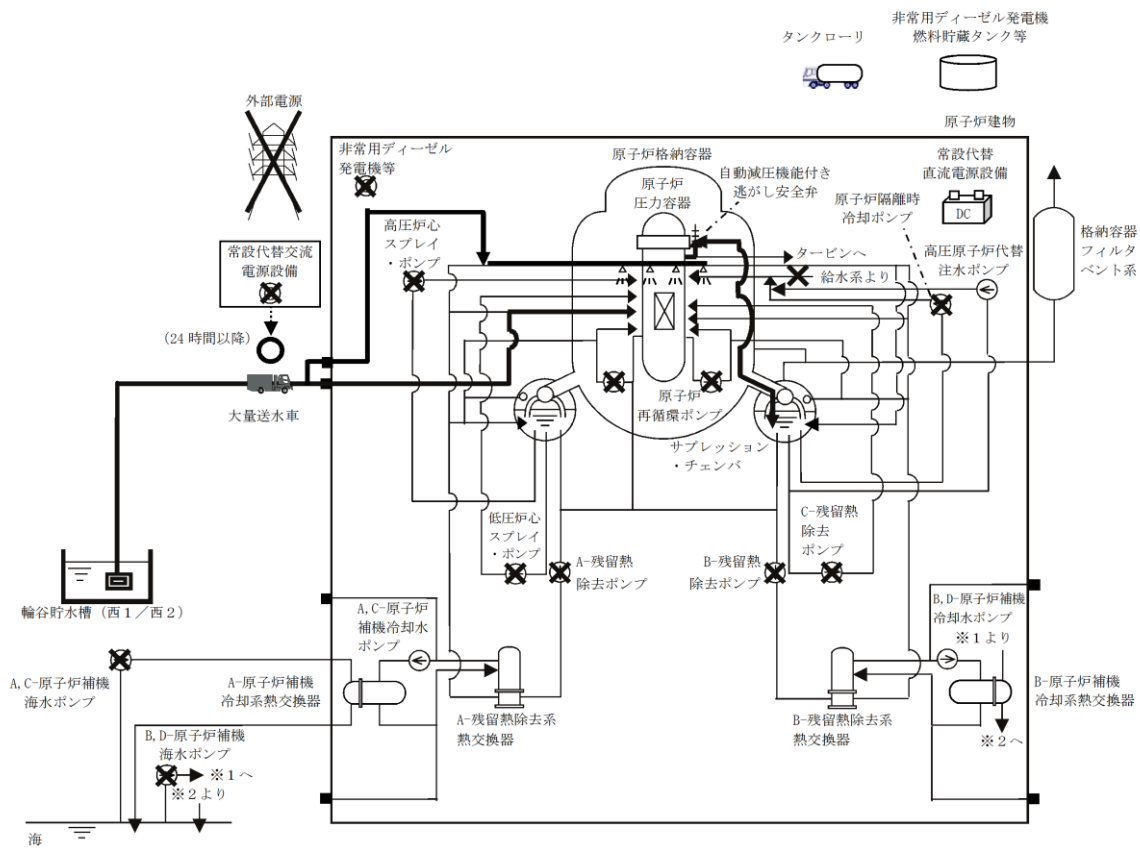
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

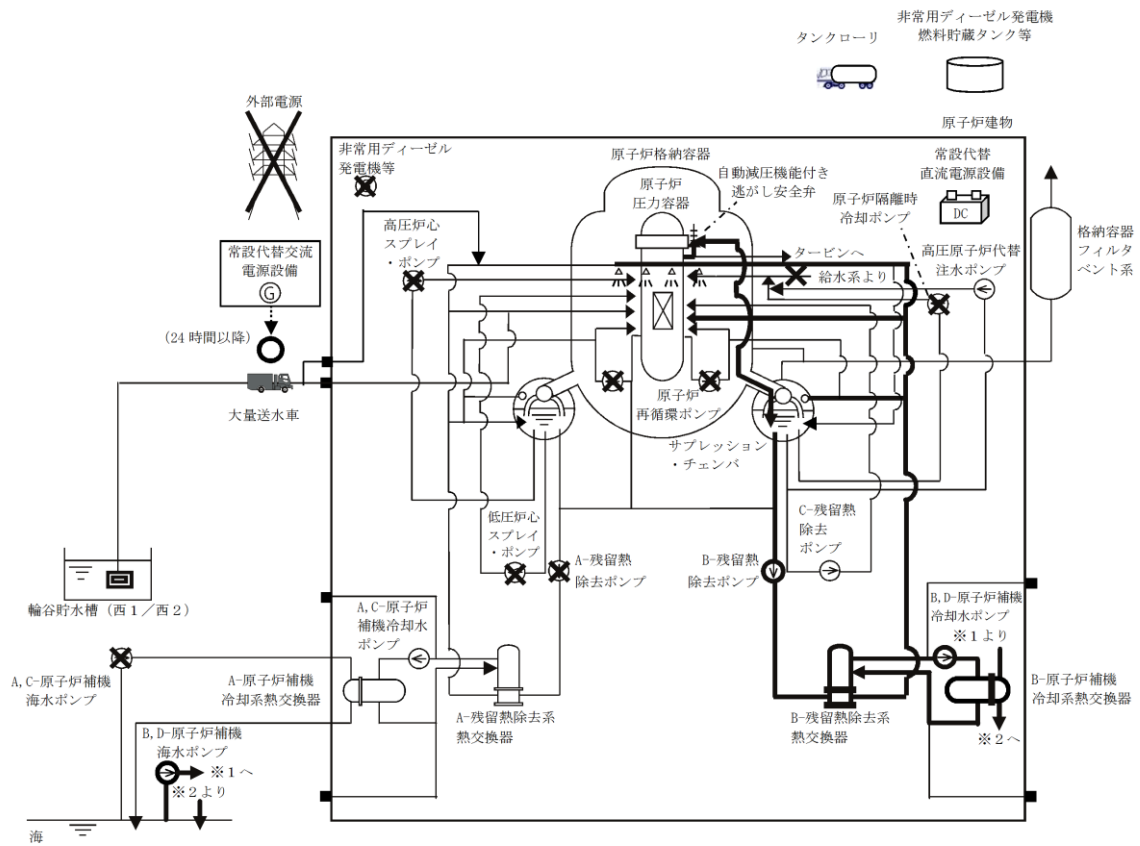
以上のことから，高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水，残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」に対して有効である。



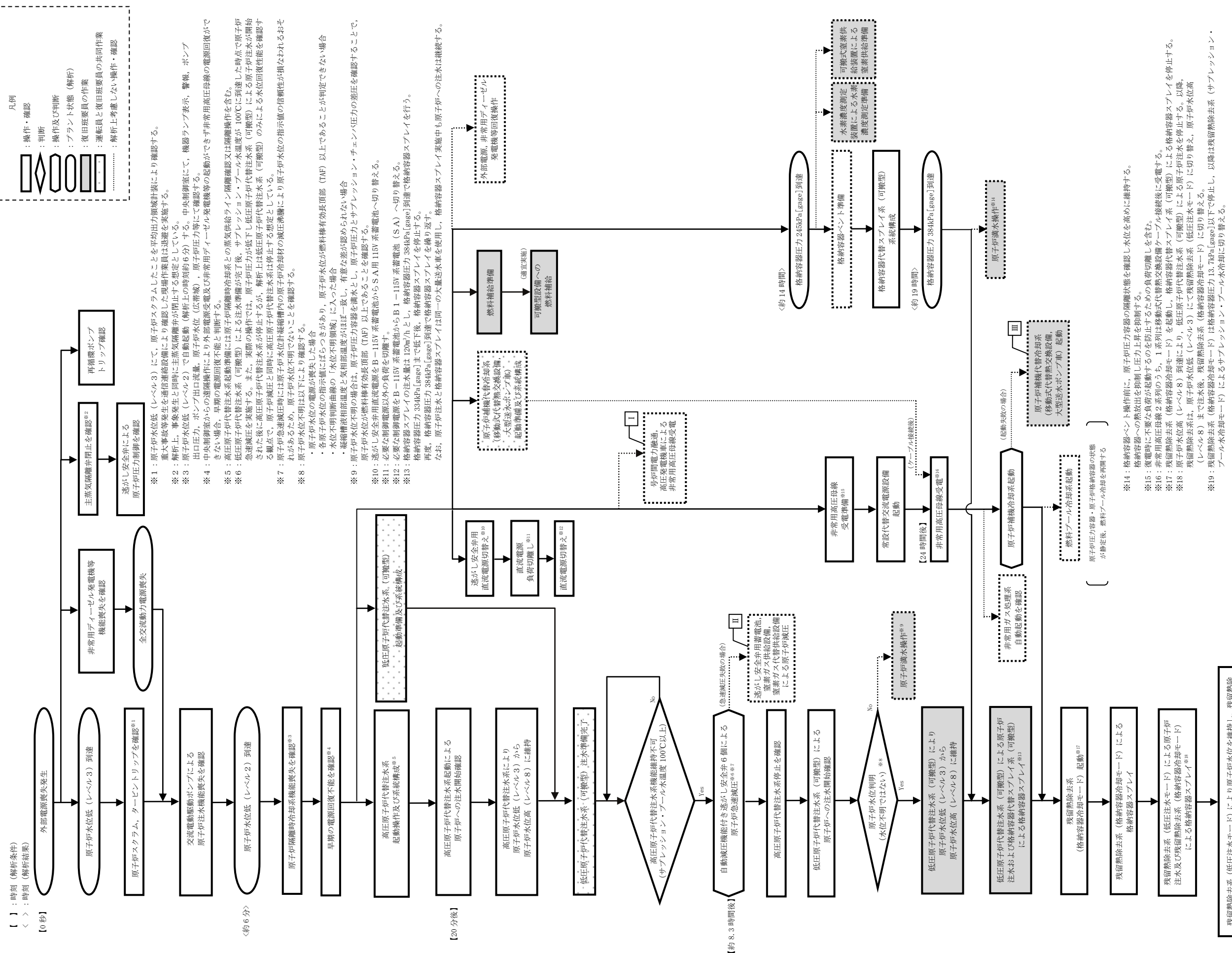
第 2.3.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



第 2.3.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + 高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.3.2.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + 高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



【 Ⅰ 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）

【0分】
 外部電源喪失発生
 非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
 原子炉水位低（レベル3）到達
 原子炉スクラム、タービントリップを確認^{#1}
 全交流動力電源喪失
 交流電動駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失を確認

<約6分>
 原子炉水位低（レベル2）到達
 原子炉隔離時冷却系機能喪失を確認^{#3}
 早期の電源回復不能を確認^{#4}
 高圧原子炉代替注水系（可搬型）起動準備及び系統構成^{#5}
 高圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水開始確認
 高圧原子炉代替注水系により原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）に維持

【20分後】
 低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水準備完了
 高圧原子炉代替注水系機能維持不可（サブプレッション、プール水温度100℃以上）
 自動減圧機能付き逃げがし安全弁6個による原子炉急減圧^{#6、#7}（急減圧失敗の場合）
 逃げがし安全弁用蓄電池、蒸発ガス供給設備による原子炉減圧^{#8}
 高圧原子炉代替注水系停止を確認
 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉への注水開始確認

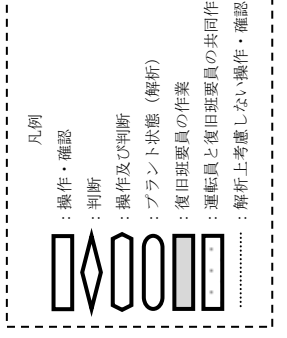
<約8.3時間後>
 原子炉水位低（レベル8）に維持
 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水および格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ^{#13}
 非圧縮性冷却系（格納容器冷却モード）起動^{#17}
 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器スプレイ^{#18}
 残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位を維持し、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）によるサブプレッション・プール水冷却を継続する。また機能喪失している設備の復旧に努める。原子炉圧力容器は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により冷温停止状態とする。^{#19}

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】
 Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
 Ⅱ：逃げがし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃げがし安全弁用制御電源確保操作を行う。また、逃げがし安全弁の作動に必要な蒸発ガスが喪失している場合は、蒸発ガス供給設備、蒸発ガス代償供給設備による蒸発ガスの供給を行う
 Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

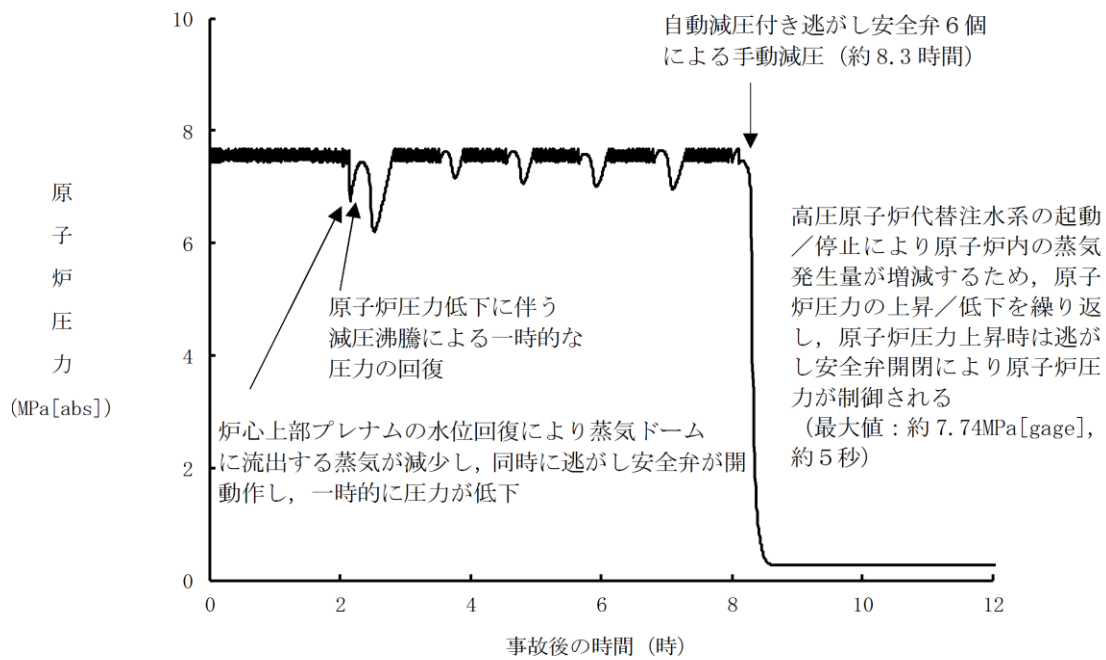
※14：格納容器ベント操作前に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。格納容器への熱放しを抑制し圧力上昇を抑制する。
 ※15：復電時に必要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
 ※16：非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
 ※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉注水を停止する。
 ※18：原子炉水位高（レベル8）到達により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降、残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉水位高（レベル8）まで注水後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
 ※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停圧し、以降は残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）によるサブプレッション・プール水冷却に切り替える。

再循環ポンプトリップ確認
 逃げがし安全弁による原子炉圧力制御を確認
 再循環ポンプトリップ確認

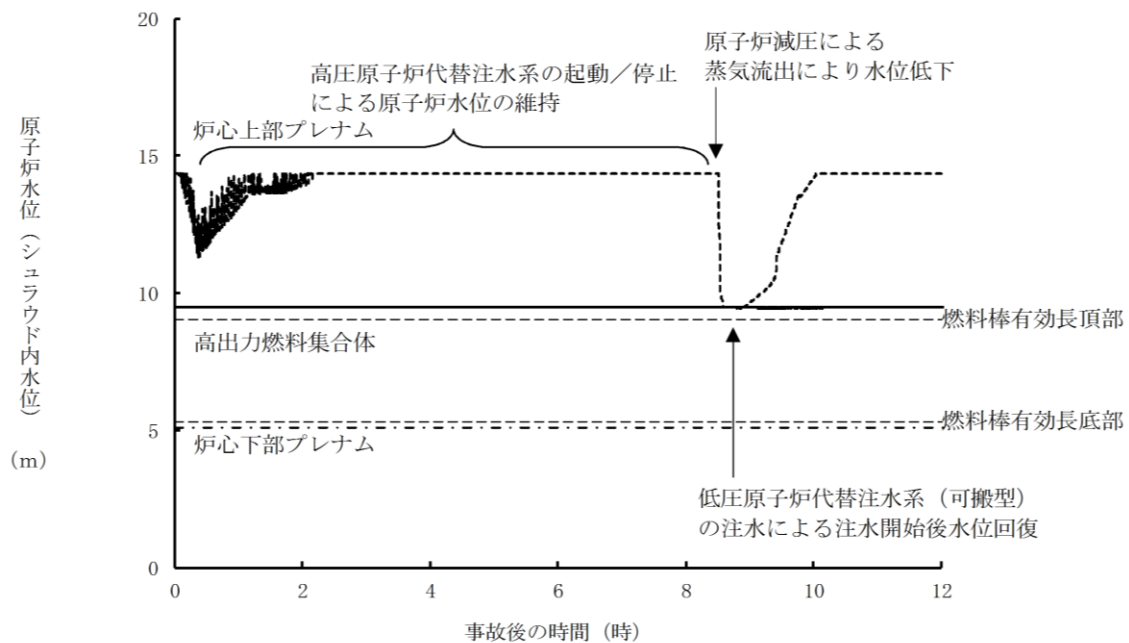
※1：原子炉水位低（レベル3）にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
 ※2：解析上、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止する想定としている。
 ※3：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約6分）する。中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。
 ※4：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
 ※5：高圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急減圧を実施する。また、実際の操作では、解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認された後に高圧原子炉代替注水系が停止するが、解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に高圧原子炉代替注水系は停止する想定としている。
 ※7：原子炉急減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明は以下により確認する。
 ※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
 ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
 ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 ・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
 ※9：原子炉水位不明の場合、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力レギュレーション・チェンバの差圧を確認することで、原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
 ※10：逃げがし安全弁用直流電源以外の負荷を切離す。
 ※11：必要な制御電源をB-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
 ※12：必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB-115V系蓄電池（SA）へ切り替える。
 ※13：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし、格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。再度、格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
 なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。



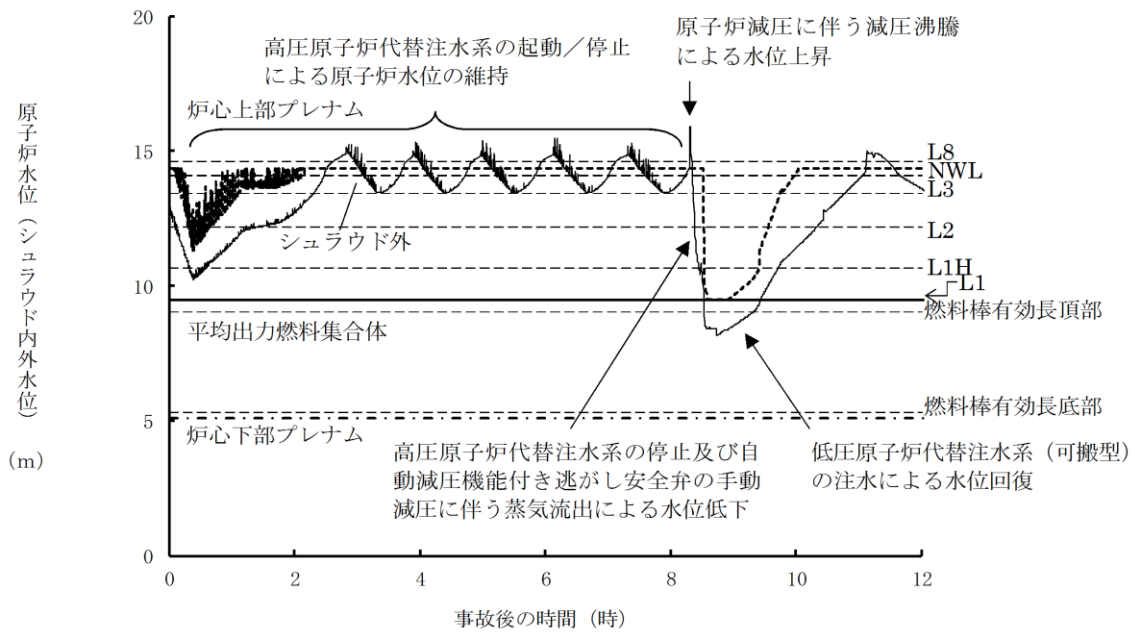
第2.3.2.1-2図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の対応手順の概要



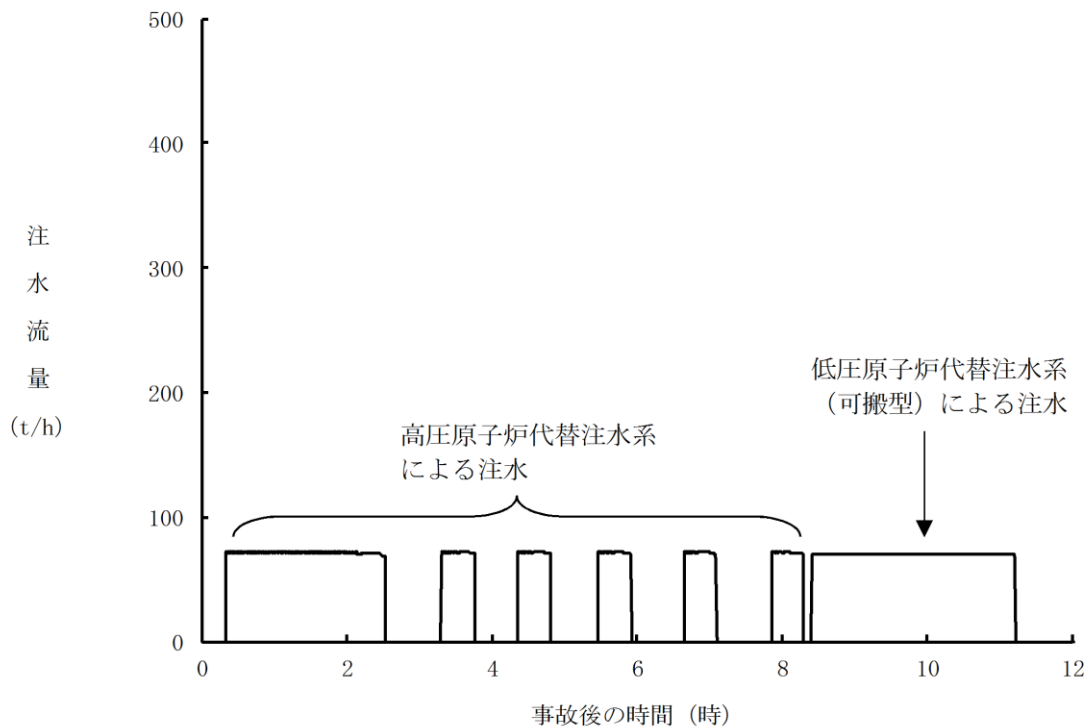
第 2.3.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



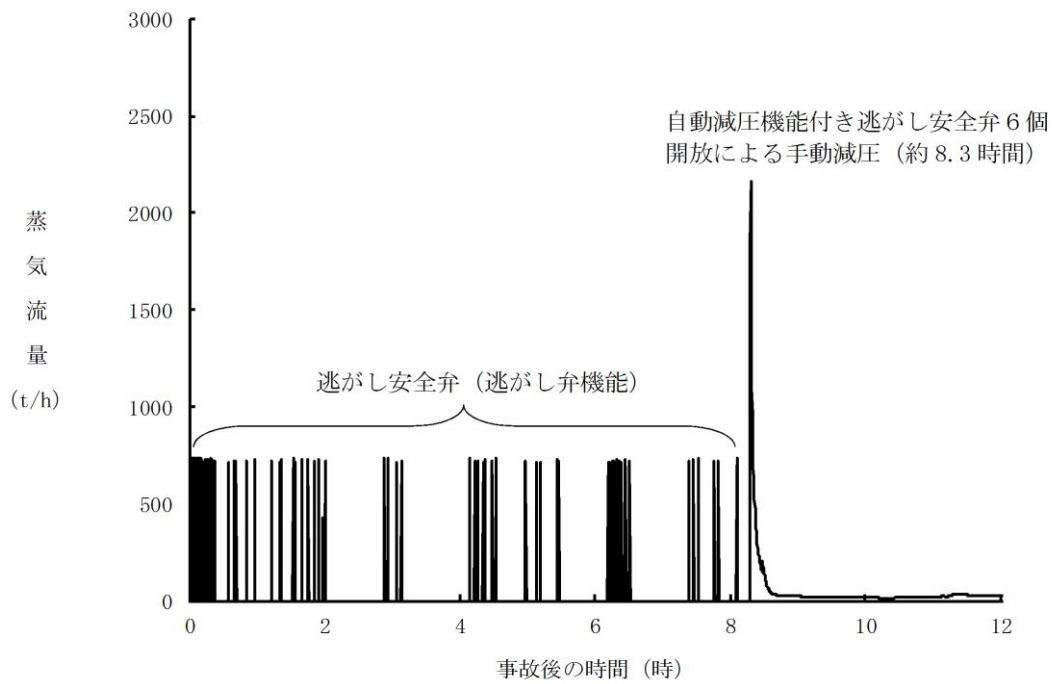
第 2.3.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



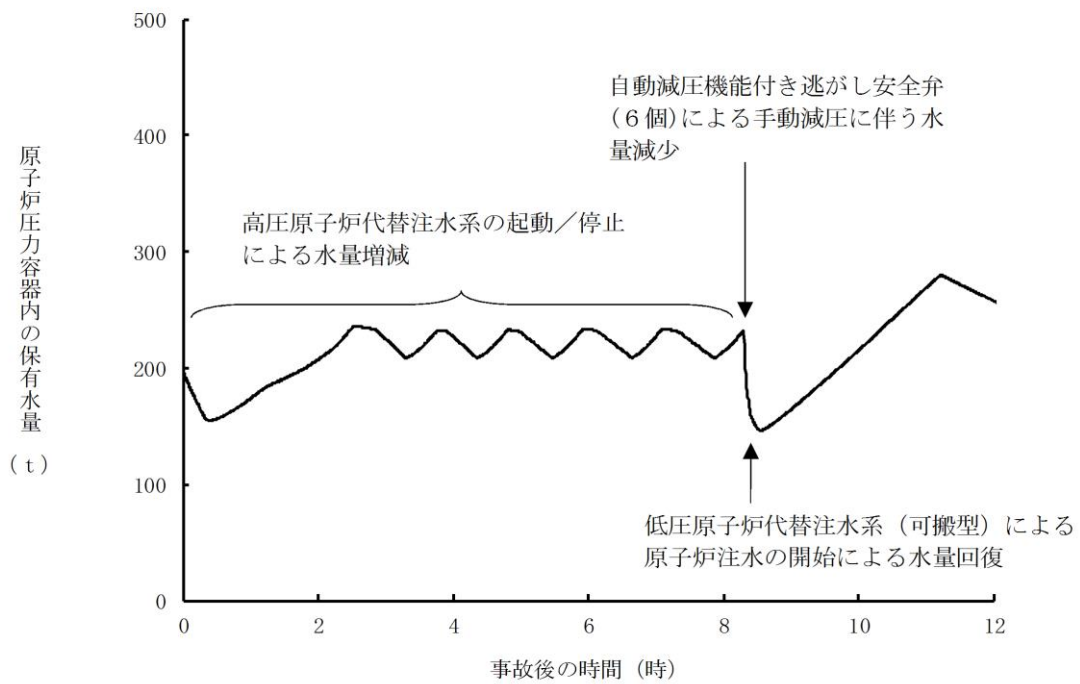
第 2.3.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



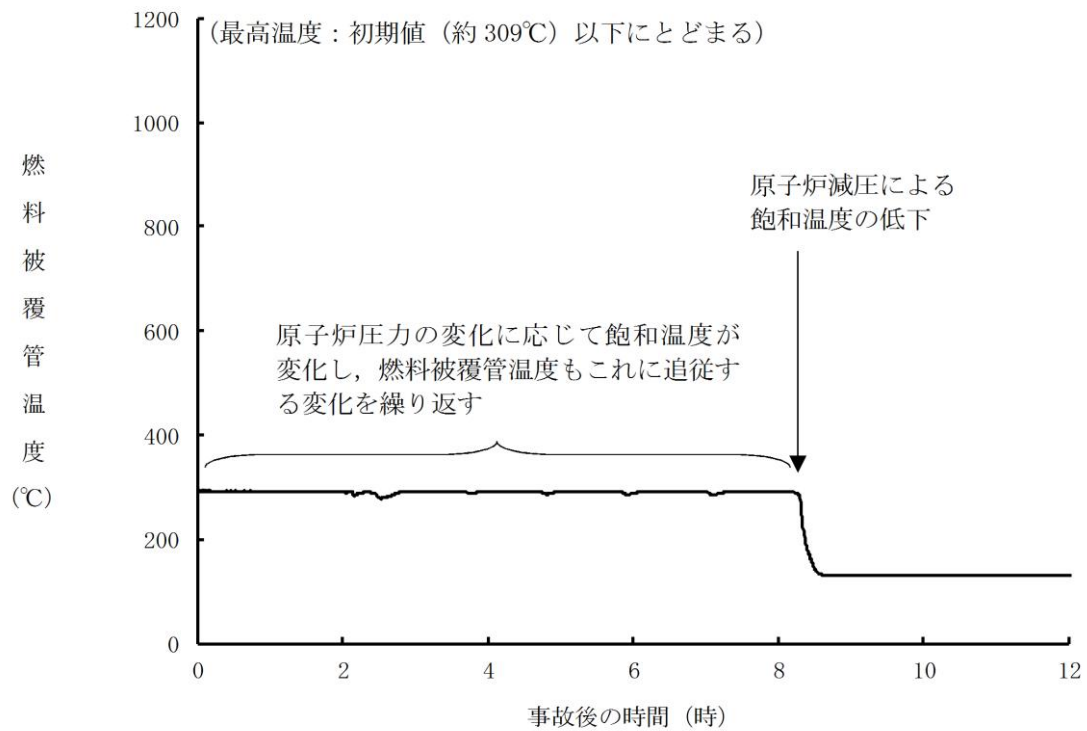
第 2.3.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



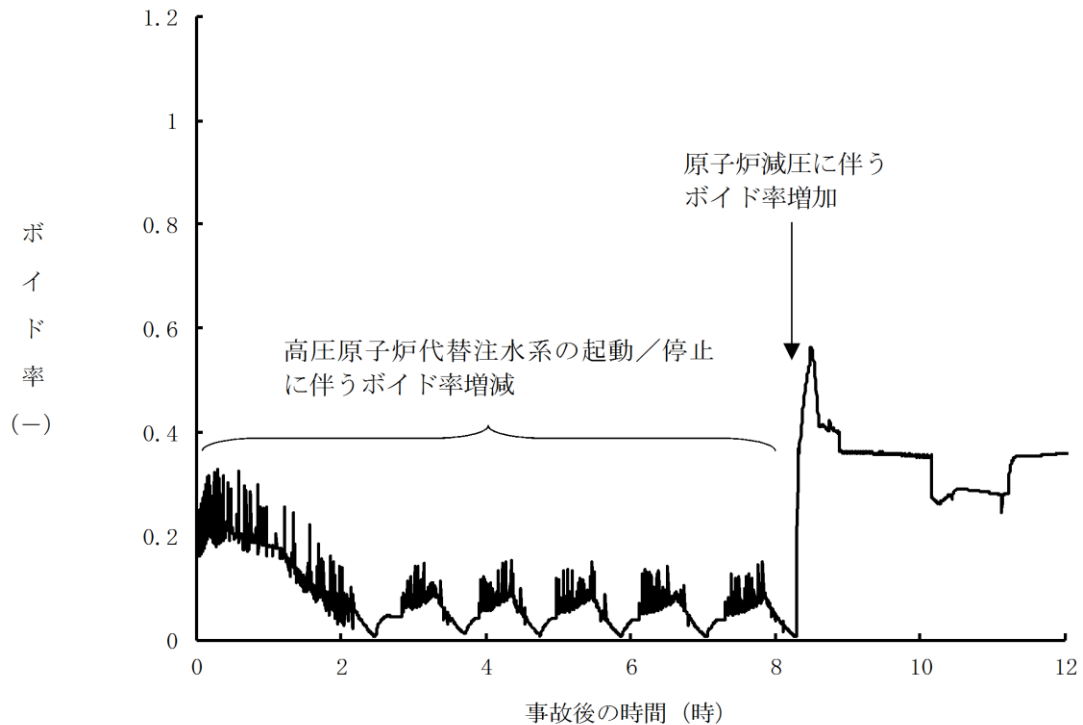
第 2.3.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



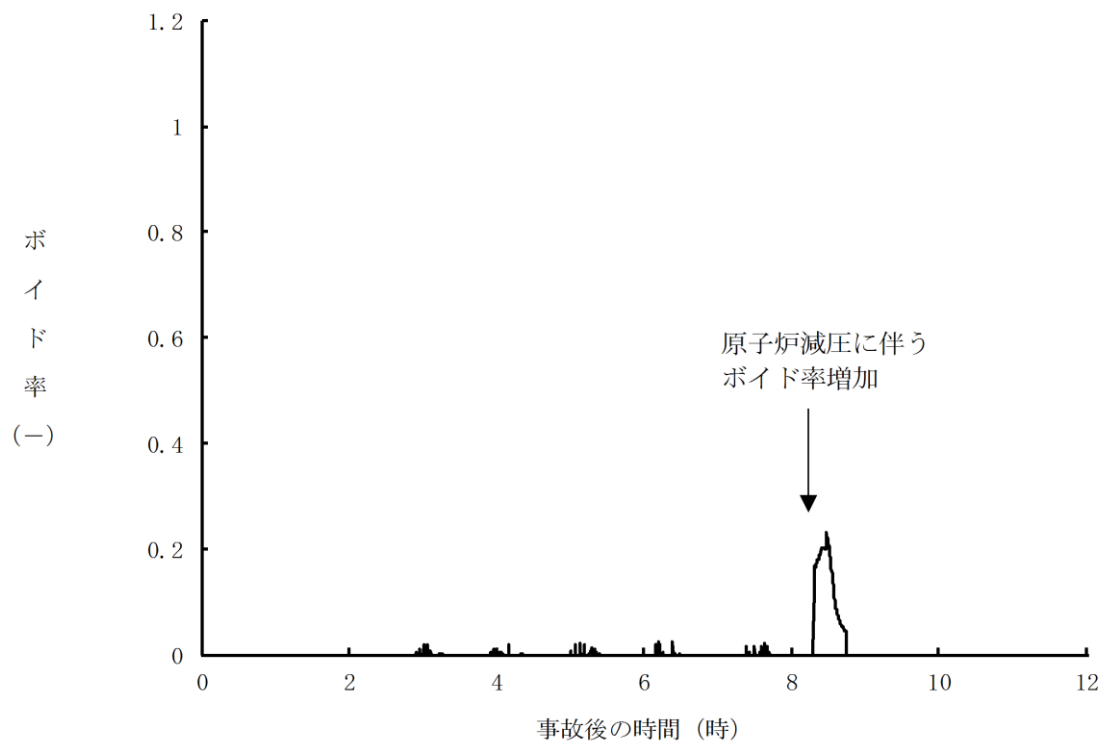
第 2.3.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



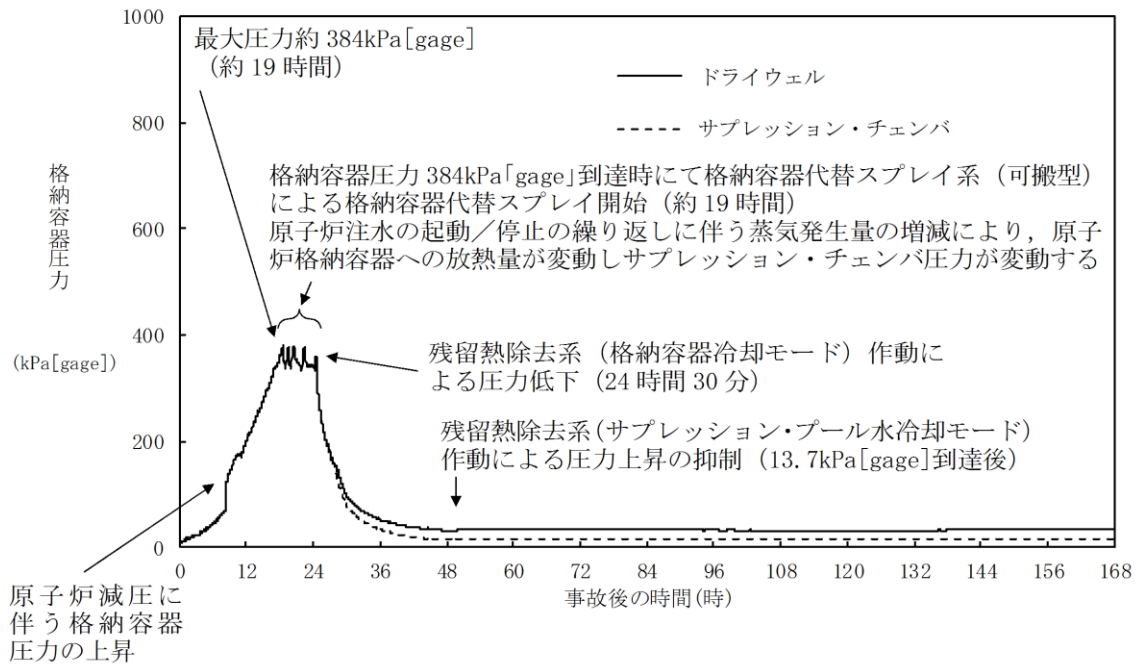
第 2.3.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



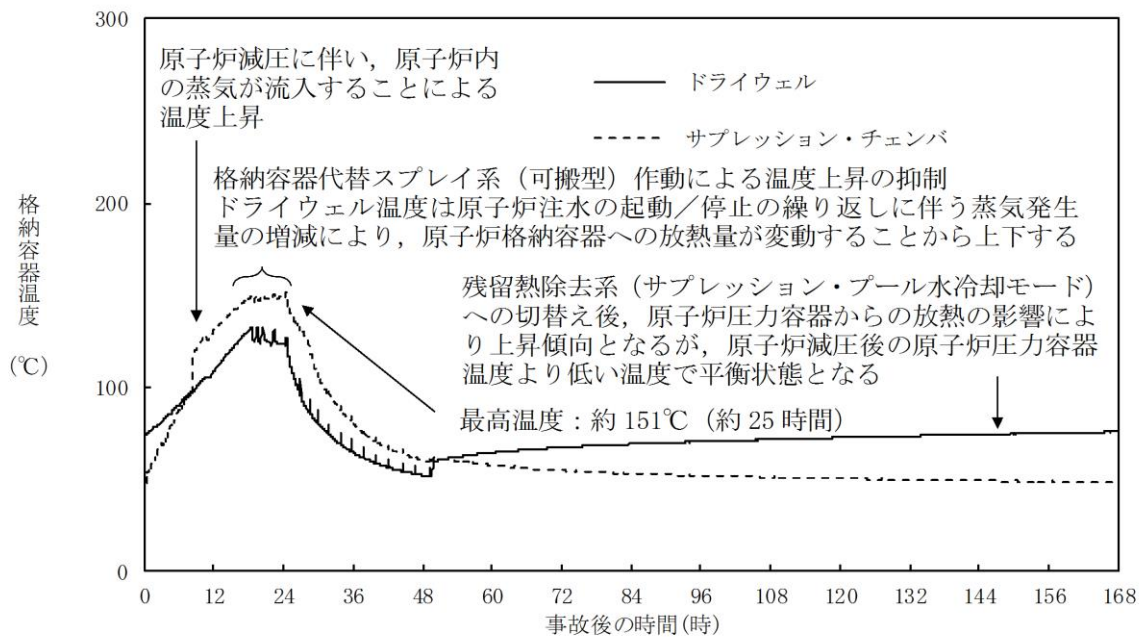
第 2.3.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



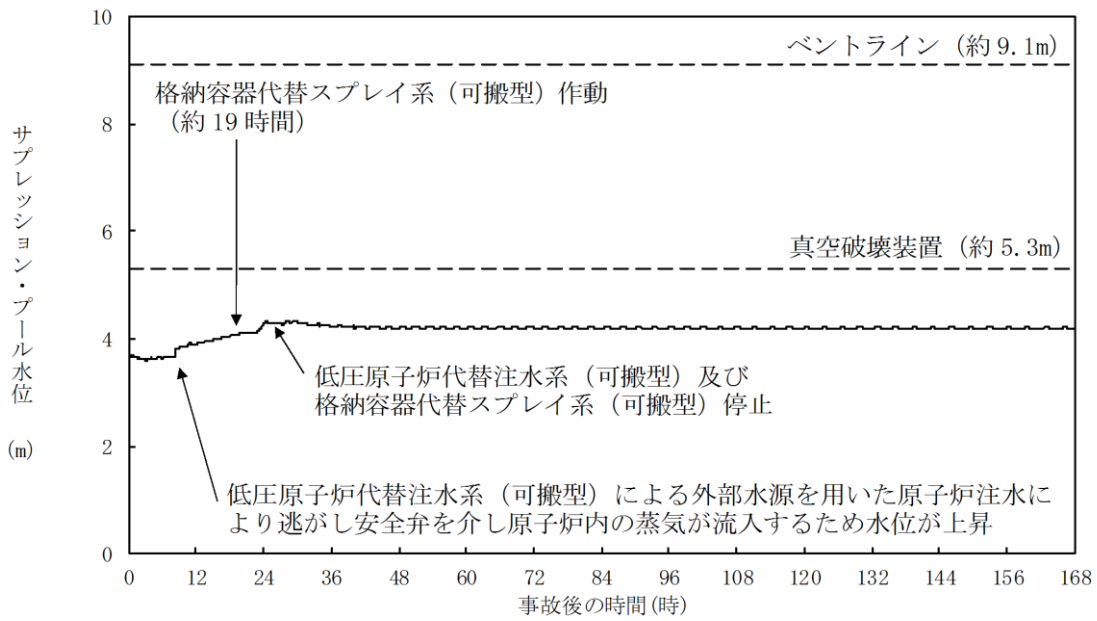
第 2.3.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



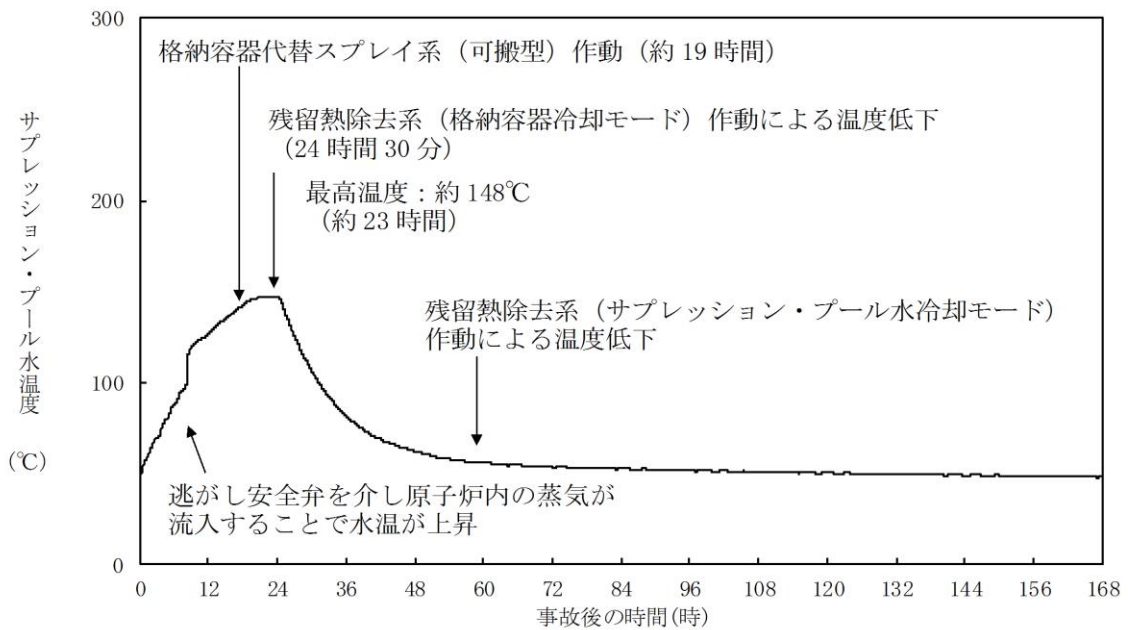
第 2.3.2. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



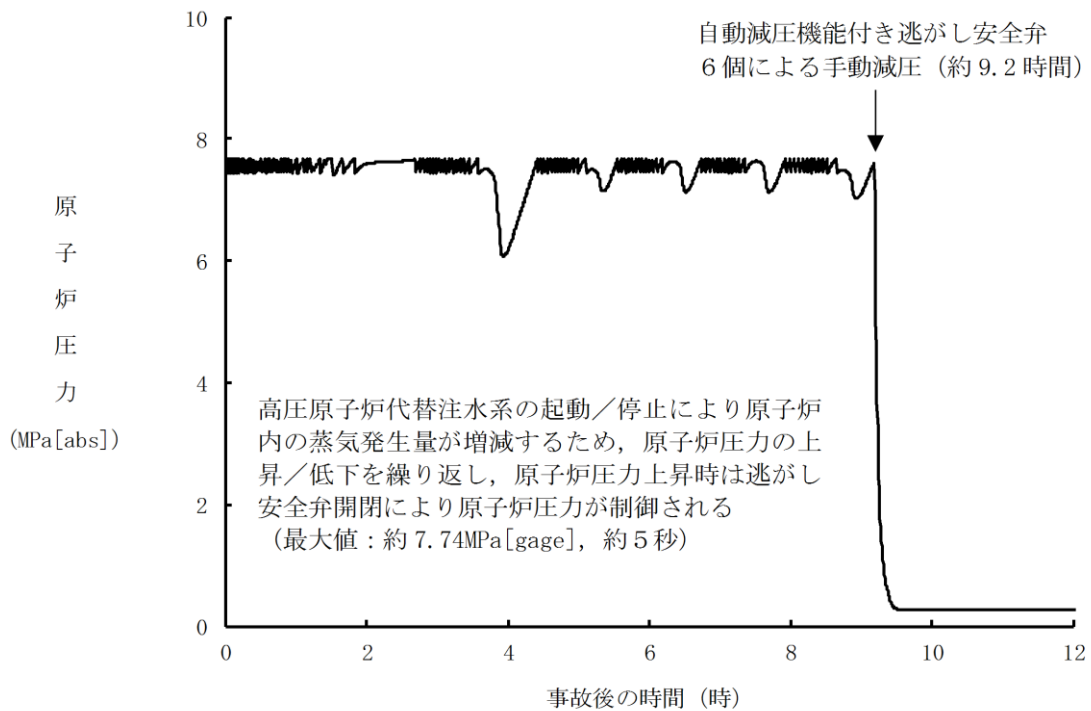
第 2.3.2. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移



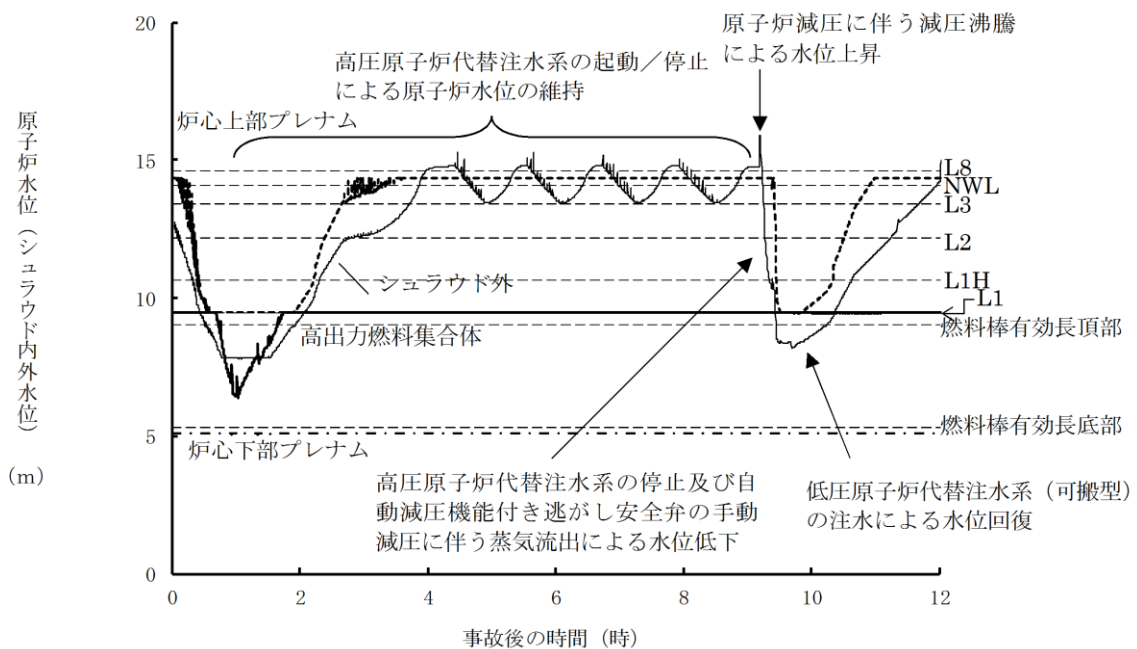
第 2.3.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



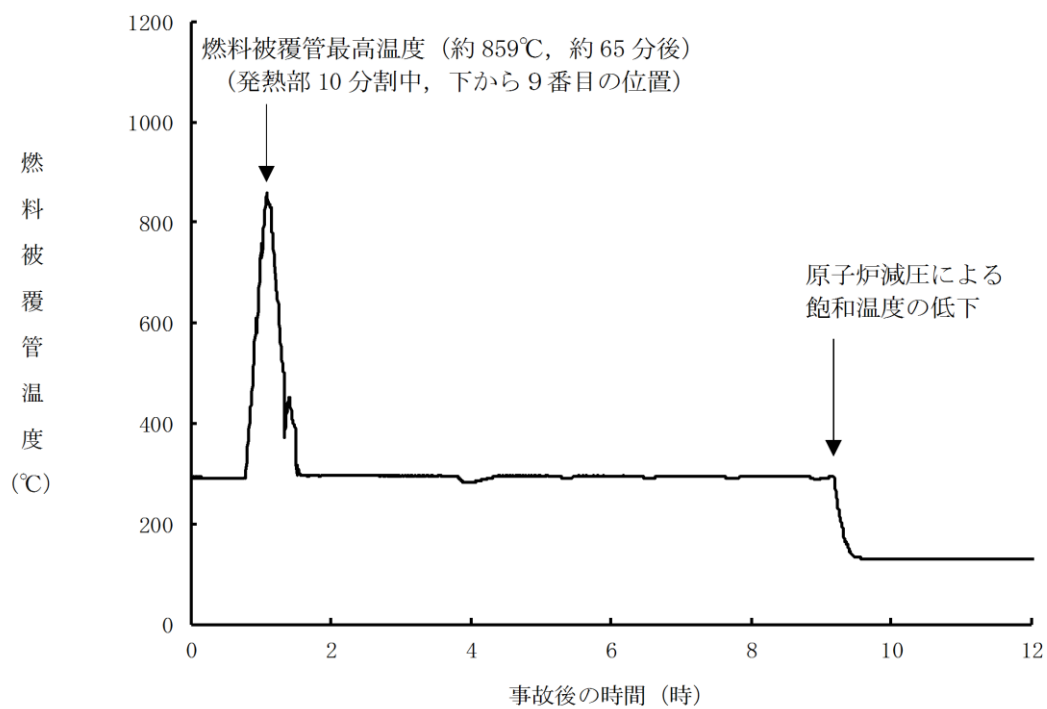
第 2.3.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.2.3-1(1) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.2.3-1(2) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.3.2.3-1(3) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の
重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び 原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が すべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、 原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域計装
高圧原子炉代替注水系に よる原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動 が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系を 起動し原子炉注水を開始する。これにより原子 炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範 囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替え	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉 急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用 直流電源切替え操作を実施する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	—
低圧原子炉代替注水系（可 搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電 動弁（RR注水弁及びFLSR注水隔離弁） の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展 張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備 を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵 タンク等	大量送水車 タンクローリー	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の
重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブレーション・プール水温度 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 サブレーション・プール水温度 (SA)
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa[Lgage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の
重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を 確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留 熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉 格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ</p>	<p>—</p>	<p>ドライウェル温度（SA） ドライウェル圧力（SA） サブレーション・チェンバ圧力（SA） サブレーション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉 注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型） による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上 昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により 残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留 熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替 える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ</p>	<p>—</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高压炉心冷却失敗) (1/5)

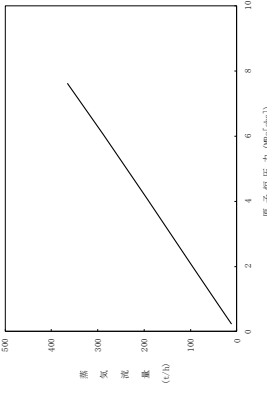
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

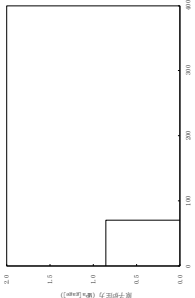
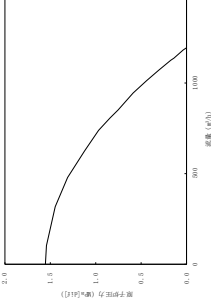
第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の制限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 原子炉隔離時冷却系機能喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定 本事故シナケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
高圧原子炉代替注水系	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [dif] にお いて) ~70m ³ /h (0.74MPa [dif] において) に対し, 保守的に 20%減の流量にて注水 に 逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個	高圧原子炉代替注水系の設計値に対し, 保守的に 20%減の流 量を設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個 を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関 係から設定

第 2.3.2.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (4 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /h にて注水 (格納容器スプレイ実施前)	 <p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p>
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /h にて注水 (格納容器スプレイ実施後) 120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレ イ	<p>設計に基づき, 併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮して も確保可能な流量を設定 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定 残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p>
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa [diff.] において) にて注 水	
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に, 1, 218m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱量は, 熱交換器 1 基当たり約 9 MW (サブプレッション・プール水温度 52°C, 海水温度 30°C において) 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.3.2.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (5 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 20 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 10 分間を設定
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 8.3 時間後 (サブプレッション・プール水温度 100°C 到達)	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗時において高圧原子炉代替注水系の8時間運転継続に期待することの妥当性について

有効性評価「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」では、高圧原子炉代替注水系（以下「HPAC」という。）を用いた8時間の原子炉注水に期待している。

HPACが起動から8時間運転を継続するために必要な直流電源は、SA用115V系蓄電池より供給され、その容量は「添付資料2.3.1.2」にて確認している。図1にHPACの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサブプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇や中央制御室、C-RHRポンプ室の温度上昇がHPACの運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれら影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はHPACの8時間運転継続の制約とならないことから、本有効性評価においてHPACに期待することは妥当と考える。

以上

表 1 H P A C 運転継続の制約要因の評価

評価項目	概要	評価結果
サブレーション・プール水温上昇	サブレーション・プールの水温上昇により、高圧原子炉代替注水ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧原子炉代替注水ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 + D G 失敗) + 高圧炉心冷却失敗時のサブレーション・プール水温を評価した結果、H P A C ポンプの 8 時間運転継続後の水温は約 100℃ となる。水温の上昇に伴い、有効 N P S H は約 10.4m となるが、ポンプの必要 N P S H m に対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、H P A C ポンプの軸受冷却は水源による自己冷却であるが、H P A C ポンプの最高使用温度は 120℃ のため、サブレーション・プール水温が約 100℃ まで上昇しても影響はない。したがって、サブレーション・プール水温上昇によって H P A C の 8 時間運転継続は阻害されない。
サブレーション・チェンバ圧力上昇	サブレーション・チェンバ圧力上昇は、H P A C タービン排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、H P A C はタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は 40℃ である。全交流動力電源喪失時では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 高圧炉心冷却失敗時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 24 時間後の温度は約 35℃ (初期温度 26℃) であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃ を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって H P A C の 8 時間運転継続は阻害されない。
C - R H R ポンプ室の温度上昇	H P A C のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃ (初期 6 時間まで 100℃、それ以降は 66℃ の設計) を想定している。全交流動力電源喪失時では空調換気系が停止しているため、C - R H R ポンプ室温度が 66℃ を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 高圧炉心冷却失敗時の C - R H R ポンプ室温度を評価した結果、H P A C ポンプの 8 時間運転継続後の温度は約 55℃ (初期温度 40℃) であり、H P A C の設計上想定している 66℃ を下回る。したがって、C - R H R ポンプ室温度上昇によって H P A C の 8 時間運転継続は阻害されない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

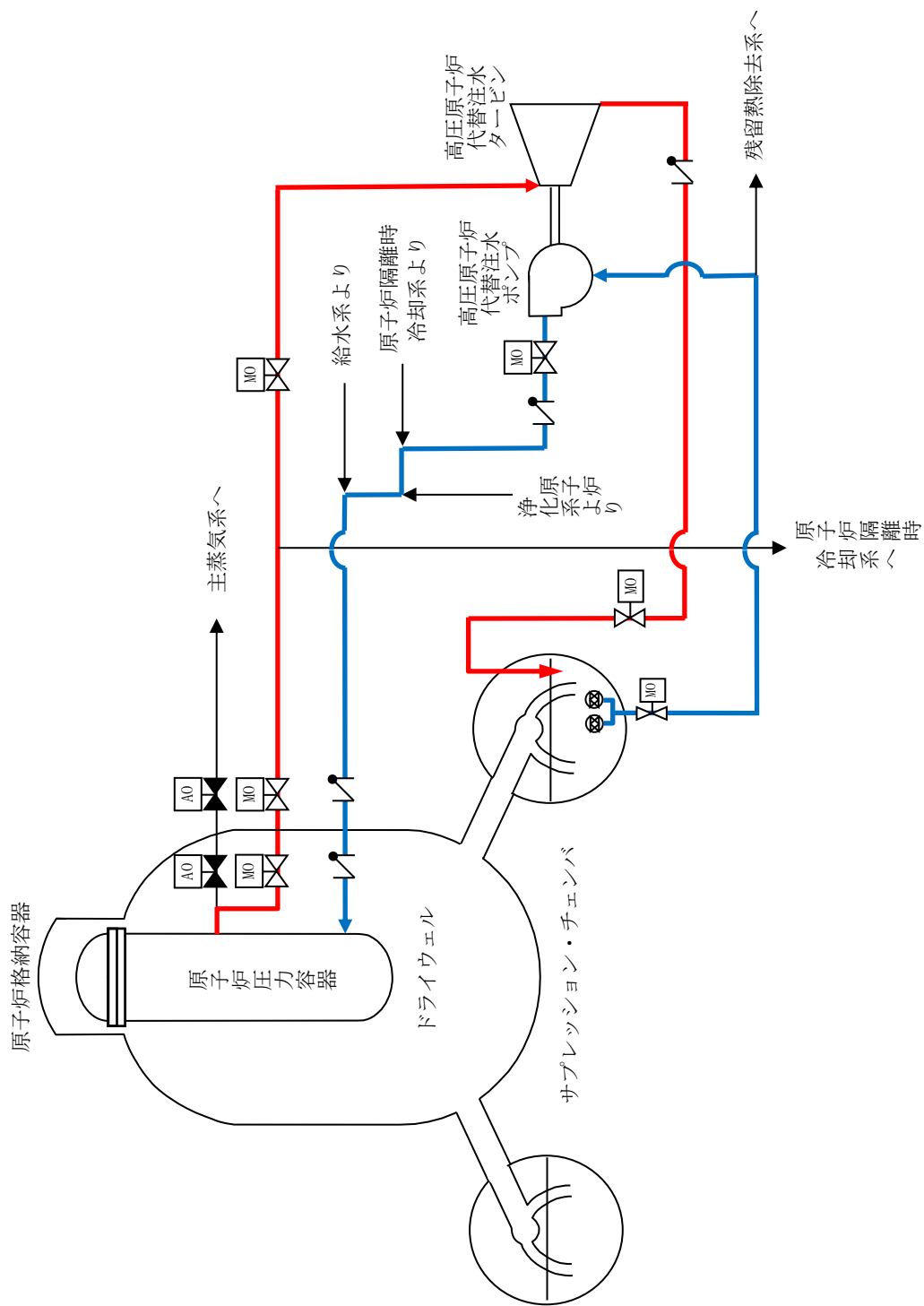


図1 HPAC系統概要図

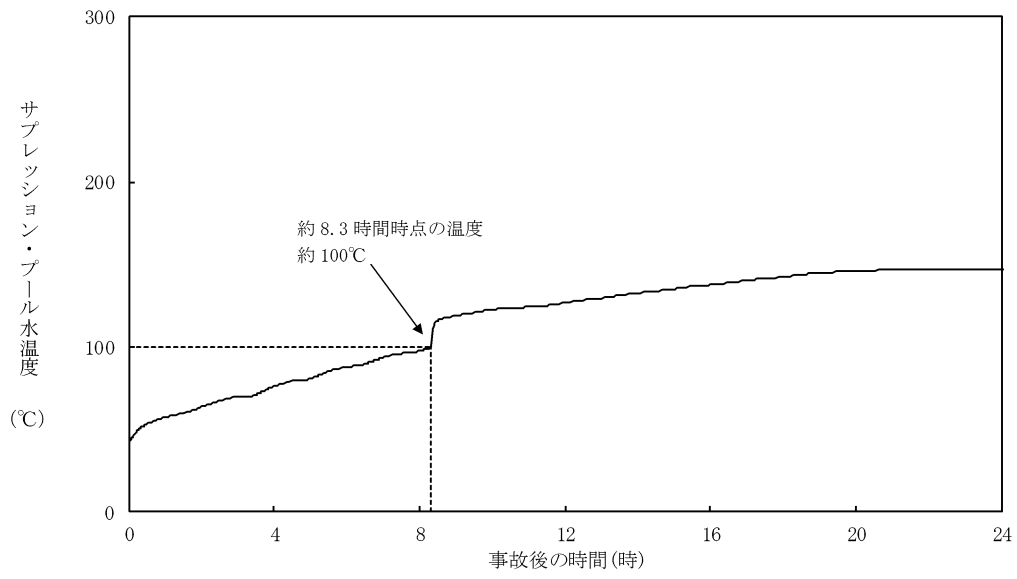


図2 サプレッション・プール水温度の推移

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗時における
C－RHRポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。

ここでは、添付資料2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いてC－RHRポンプ室の温度を評価した。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

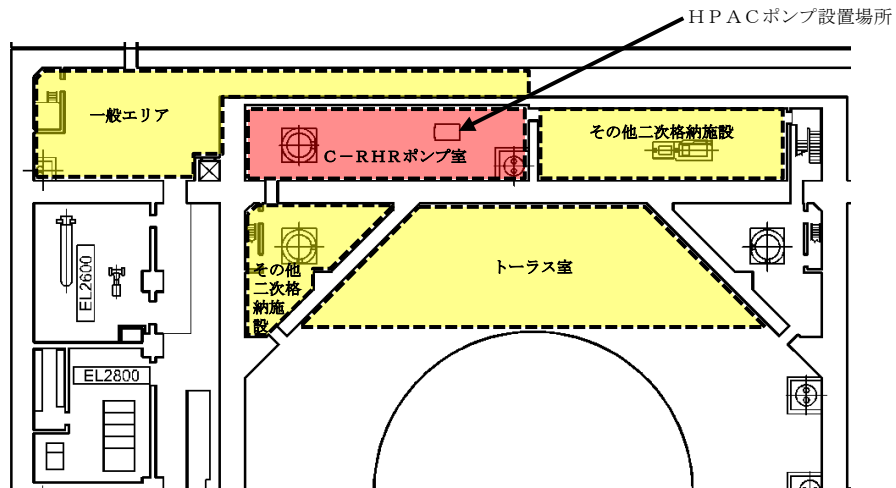
a. 評価対象とする部屋の条件：表1参照

b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

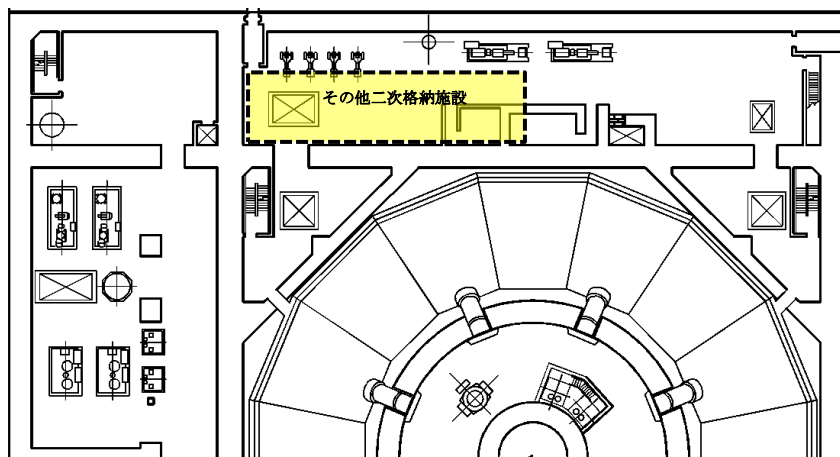
- | | |
|-------------|-----------------------------|
| ・一般エリア | : 40℃ |
| ・トールス室 | : 75℃（有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度） |
| ・その他二次格納施設内 | : 66℃ |
| ・地中 | : 18℃ |

図1にC－RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下2階※1



原子炉建物地下1階

※1 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図1 C-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

c. 壁-空気の熱伝達率（無換気状態）[出典：日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²°C
- ・天井面 : W/m²°C
- ・床面 : W/m²°C

d. コンクリート熱伝導率 : W/m°C [出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件

	C-RHRポンプ室
発熱負荷[W] ※	<input type="text"/>
容積[m ³]	
熱容量[kJ/°C]	
初期温度[°C]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗時において、事象発生後約8.3時間のC-RHRポンプ室の最高温度は約55℃となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。

※C-RHRポンプ室（C-RHRポンプ，HPACポンプ，弁，タービン，計装品等）
：66℃（初期6時間まで100℃，それ以降は66℃の設計）

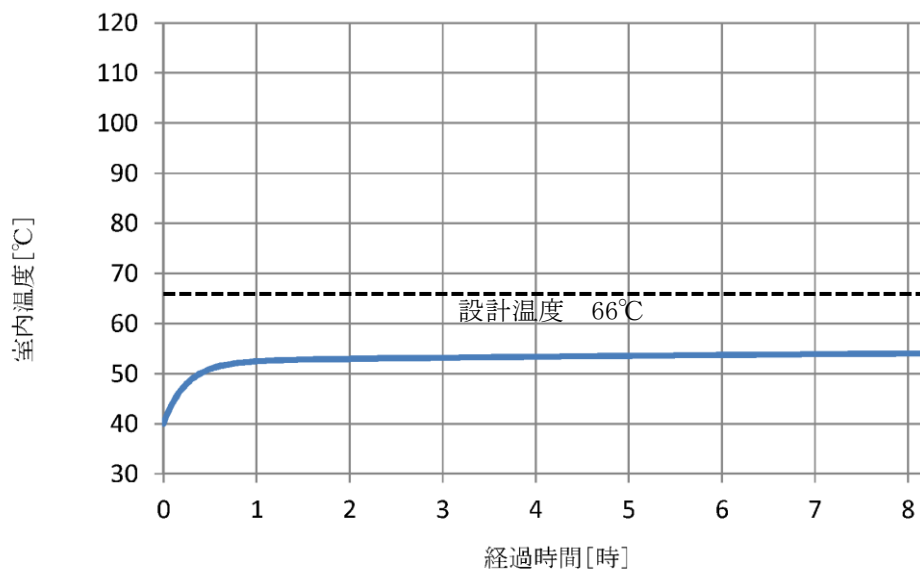


図2 C-RHRポンプ室温の推移

以上

安定状態について

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗)

「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能 (格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系) により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして、事象発生から約 8.3 時間後に原子炉減圧し、その後、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水継続により引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり、格納容器温度は 150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系 (低圧注水モード) にて実施する。

また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

※ 残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード) に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度 (80℃程度) で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、残留熱除去系の機能を維持し、除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱 燃料棒表面熱伝達、気液非平衡、沸騰遷移	崩壊熱モデル 燃料棒表面熱伝達モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できている。崩壊熱を大きくするよう考慮している。 TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 解析コードでは炉心が冠水維持する場合では燃料棒被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)によりはならず、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒被覆管酸化	ジュール・コニウム・水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードでは酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)によりはならず、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を高く評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベスタフイット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、燃料棒被覆管温度を高く評価することから、破裂の判定としてベスタフイット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えている。仮に格納容器内帯電放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィラメント系による格納容器除熱熱作の起点が、サブプレッション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料棒被覆管温度を高く評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示されており、解析上、試験で圧力低下が遅れた理由も、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じることがないと考えられる。	運転操作はシミュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

表1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +高炉炉心冷却失敗) (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位 (シユラウド炉外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユラウド炉外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	高圧原子炉代替注水系の起動操作は、給水喪失に伴う原子炉炉水位の低下開始を起点として、原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり、水位低下 (シユラウド炉外水位) の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水操作は、原子炉水位 (シユラウド炉外水位) の低下挙動が遅い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシユラウド炉外水位が現実的に評価することから不確かさは小さい。	シユラウド炉外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることにはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水 (給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、压力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。なお、原子炉炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることにはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) (外部電源喪失 + DG 失敗) (1 / 4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2.436MW	2.435MW 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	約 6.77 ~ 6.79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から +83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約 +83cm ~ 約 +85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に起動する原子炉代替注水系により炉心は冠水を維持するため、現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 25 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2cm である。したがって、現象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A 型)	装荷炉心毎	9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱力学的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料の方が OX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で、厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料は 9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱力学的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料は 9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱力学的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、現象発生後に起動する高圧原子炉代替注水系により炉心の冠水は維持され、また、操作手順 (原子炉減圧後速やかに注水手段に移行すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回る事となり、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値 (約 309°C) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。ことから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順 (格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施すること) に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (2 / 4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブレーション・チェンバ水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実績値)	通常運転時のサブレーション・チェンバ水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃ (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の制限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器スプレイングの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器圧力・温度上昇が遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器スプレイングにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力	5 kPa [Gage]	約5 kPa [Gage] ~ 約7 kPa [Gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度の上昇に抑制効果は大きくなり、間欠スプレイングの間隔に影響するが、スプレイング間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に抑制効果は大きくなり、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイング開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (3/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
外部水源の容量	7,000m ³	7,000m ³ 以上 (合計貯水量)	輪谷貯水槽 (西1/西2) の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	—
起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	—	—
	原子炉隔離時冷却系機能喪失	—	本事故シーケンスにおける前提条件	—	—
外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 + D/G失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
高圧原子炉代替注水系	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [dif] において) ~ 70m ³ /h (0.74MPa [dif] において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [dif] において) ~ 70m ³ /h (0.74MPa [dif] において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水	高圧原子炉代替注水系の設計値に対し、保守的に20%減の流量を設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水の発生として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に対する影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	逃がし安全弁の設計値に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) にて注水	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に対する影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッジョン・ブール水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッジョン・ブール水温度52℃, 海水温度30℃) において	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッジョン・ブール水温度52℃, 海水温度30℃) において	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに対する影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)(4/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え					
格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa [Gage]到達時	格納容器最高使用圧力に考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [Gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器代替システムの操作実施基準(格納容器圧力384kPa [Gage])に到達するのは、事象発生の約19時間後であり、格納容器代替システム(可搬型)の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替システムも同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [Gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作余裕時間</p> <p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作については、格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>	<p>訓練実績等</p>	
格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa [Gage]到達時	格納容器最高使用圧力に考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、格納容器代替システムの準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替システムも同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [Gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、格納容器代替システムの準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替システムも同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [Gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】</p> <p>現場での格納容器代替システム(可搬型)による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa [Gage]到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>現場にて復旧班要員が格納容器代替システム(可搬型)による注水のため、のホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作余裕時間</p> <p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作については、格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>	<p>訓練実績等</p>	

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)(5/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シナクエンスの前提条件として設定	操作の不確かさ要因 常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、約48分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作(格納容器冷却モード)による格納容器熱除去系(格納容器冷却モード)による格納容器熱除去操作	事象発生24時間30分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	操作の不確かさ要因 常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を10分想定しているところ、訓練実績では、約7分。想定で意図している運転操作が実施可能なることを確認した。
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作	残留熱除去系(格納容器冷却モード)による格納容器熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位(レベル3)に到達	格納容器熱除去及び原子炉水位制御(レベル3～レベル8)が継続的に可能な条件として設定	操作の不確かさ要因 残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作までの時間は、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器熱除去モードから低圧注水モードへの切替えに約3分。想定で意図している運転操作が実施可能なることを確認した。

注水開始操作の時間余裕について

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧炉心冷却失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳することから，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは，高圧原子炉代替注水系による注水が遅れ，事象発生 60 分後に開始した場合の影響について評価した。

表 1 に示すとおり，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水が事象発生 60 分後から開始された場合においても，燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。

そのため，高圧原子炉代替注水による注水操作については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧炉心冷却失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失」においては 40 分程度の時間余裕がある。

表 1 注水遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
事象発生 60 分後	約 859℃	1 %以下

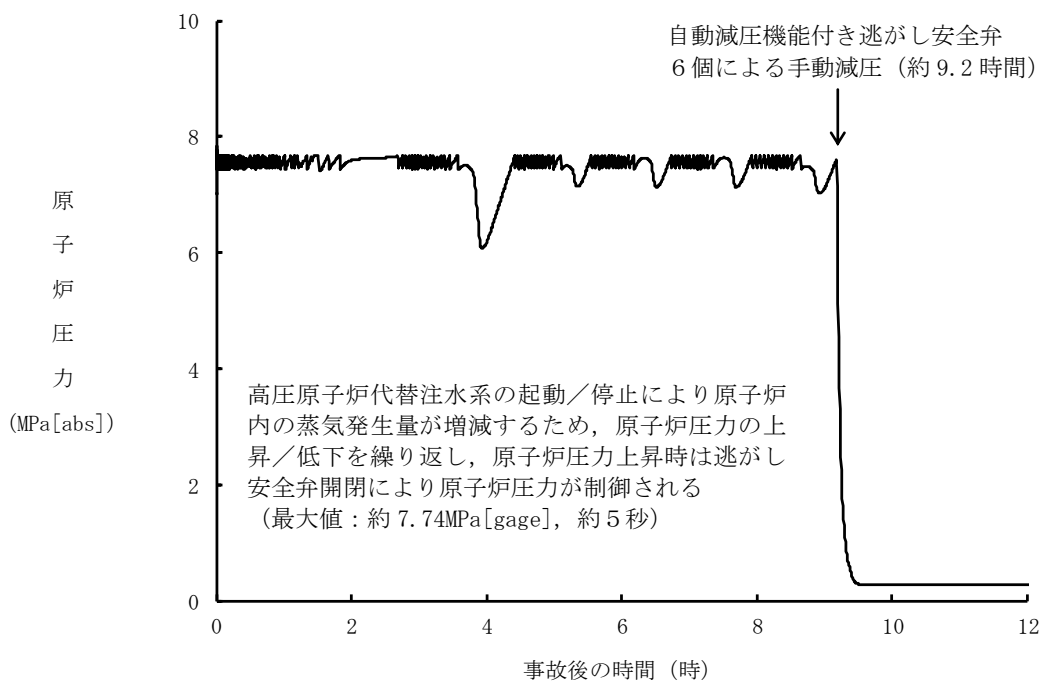


図1 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移

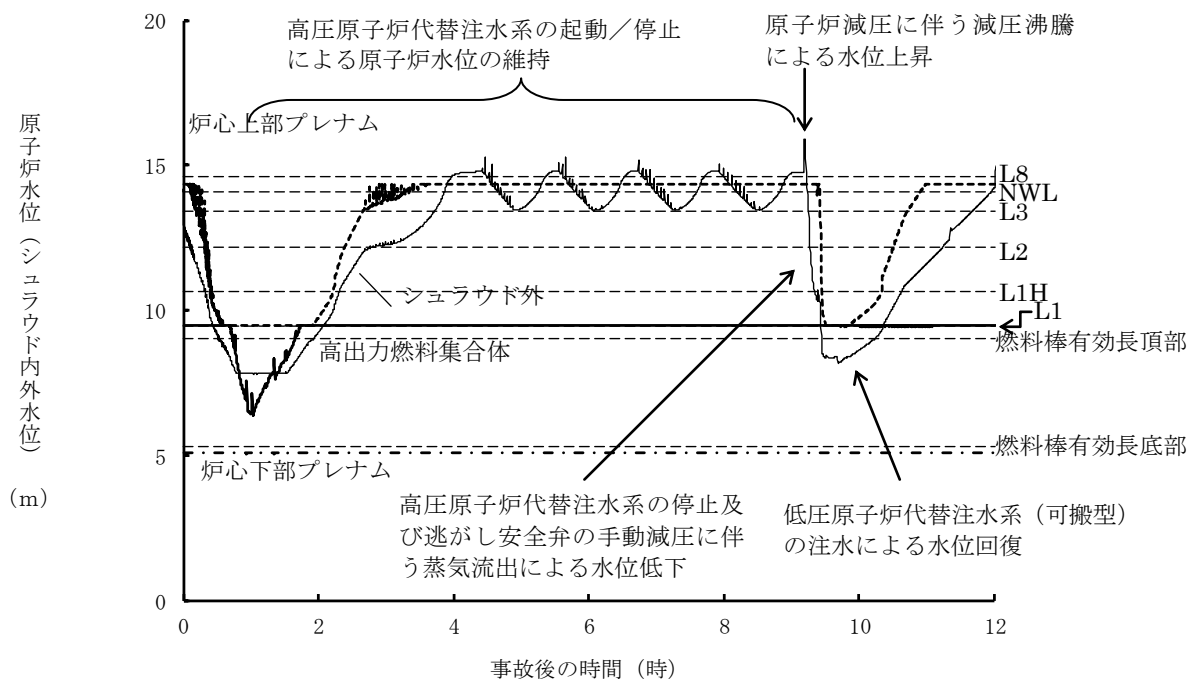


図2 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

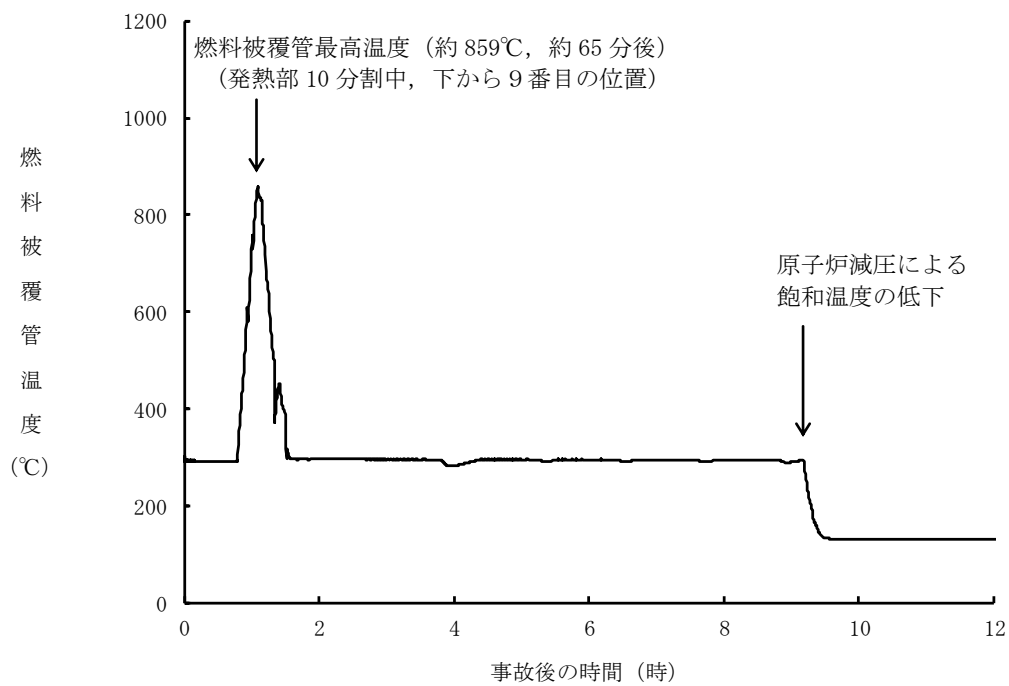


図 3 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失

2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗^{*1}＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

※1 区分1, 2の直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機が起動できなくなる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧原子炉代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し、その後、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備す

る。これらの対策の概略系統図を第2.3.3.1-1(1)図から第2.3.3.1-1(3)図に、手順の概要を第2.3.3.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.3.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.3.1-3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失^{※3}する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。

全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能をすべて喪失する。

※2 直流電源喪失時には平均出力領域計装による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。

※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」であるが、すべての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機等を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。

b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水については、「2.3.2.1(3)b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水」と同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

d. 直流電源切替え

直流電源切替えについては、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替え」と同じ。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。

h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。

2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての直流電源を喪失することによりすべての非常用ディーゼル発電機等及びすべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件は第2.3.2.2-1表と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、すべての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

重大事故等対策に関連する機器条件は、「2.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。*

※ 逃がし安全弁の機器条件については、直流電源喪失時には、逃がし安全弁用直流電源切替えまで逃がし弁機能による圧力制御はできないため、安全弁機能による圧力制御となるが、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として格納容器に排気されるタイミングに差異が生じるのみで、崩壊熱に差異はなく、原子炉の圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉による原子炉格納容器側への影響は軽微と考え、解析においては逃がし弁機能による原子炉圧力制御で代表させた。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は、「2.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。

(3) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は、「2.3.2.2(3) 有効性評価の結果」と同じ。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

事故シーケンスグループ「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧

炉心冷却（HPCS）失敗」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。

2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

必要な資源の評価結果は、「2.3.1.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。

2.3.3.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

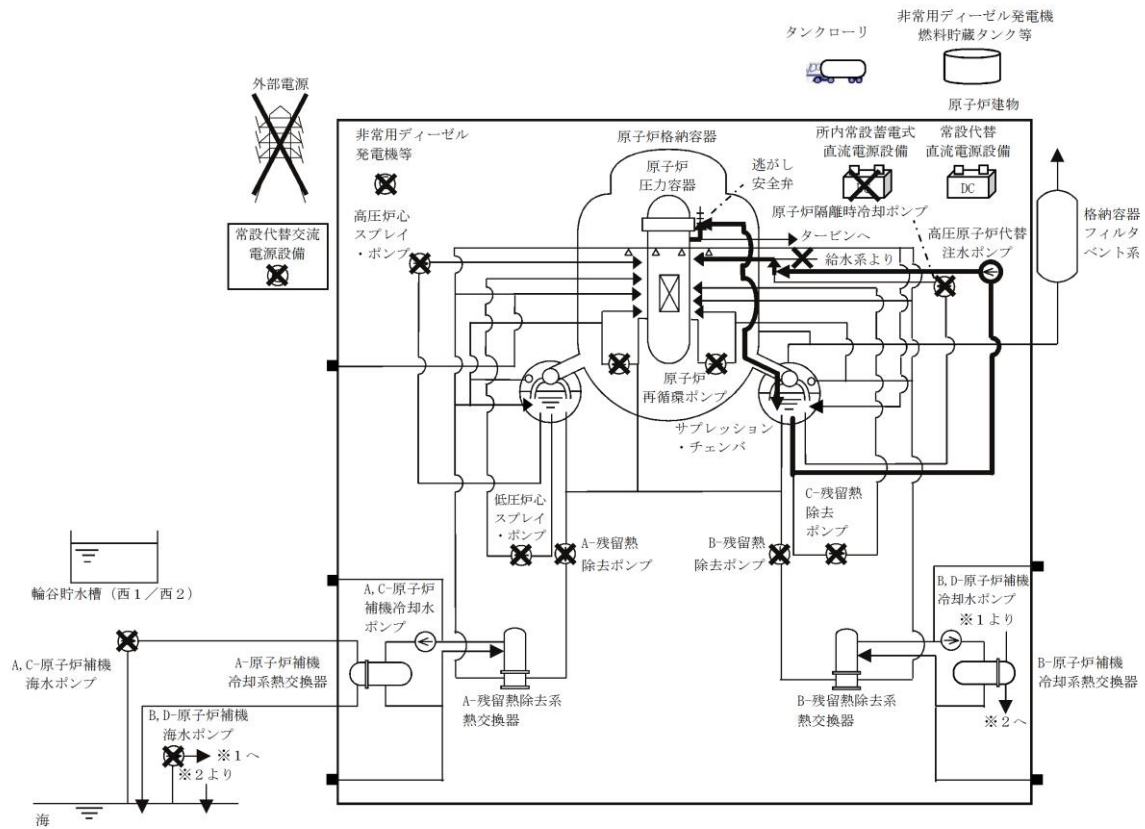
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

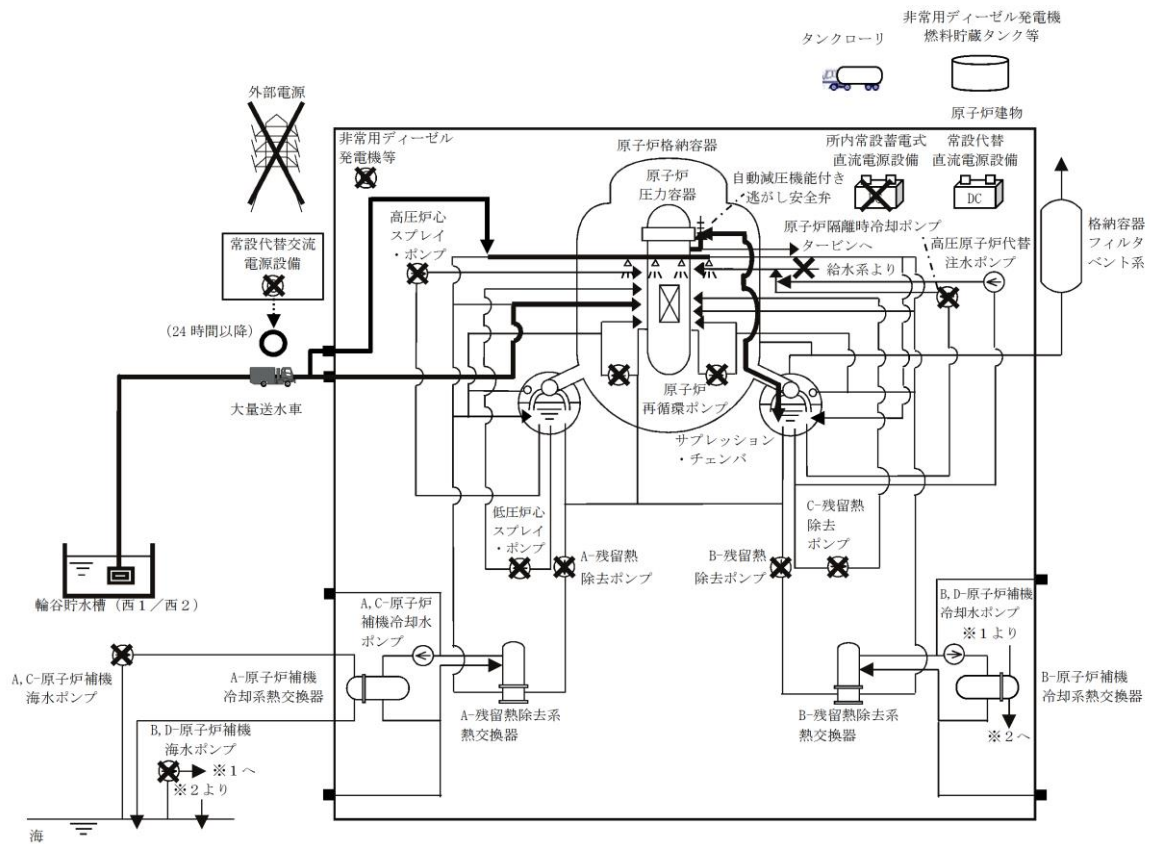
重大事故等対策時に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格

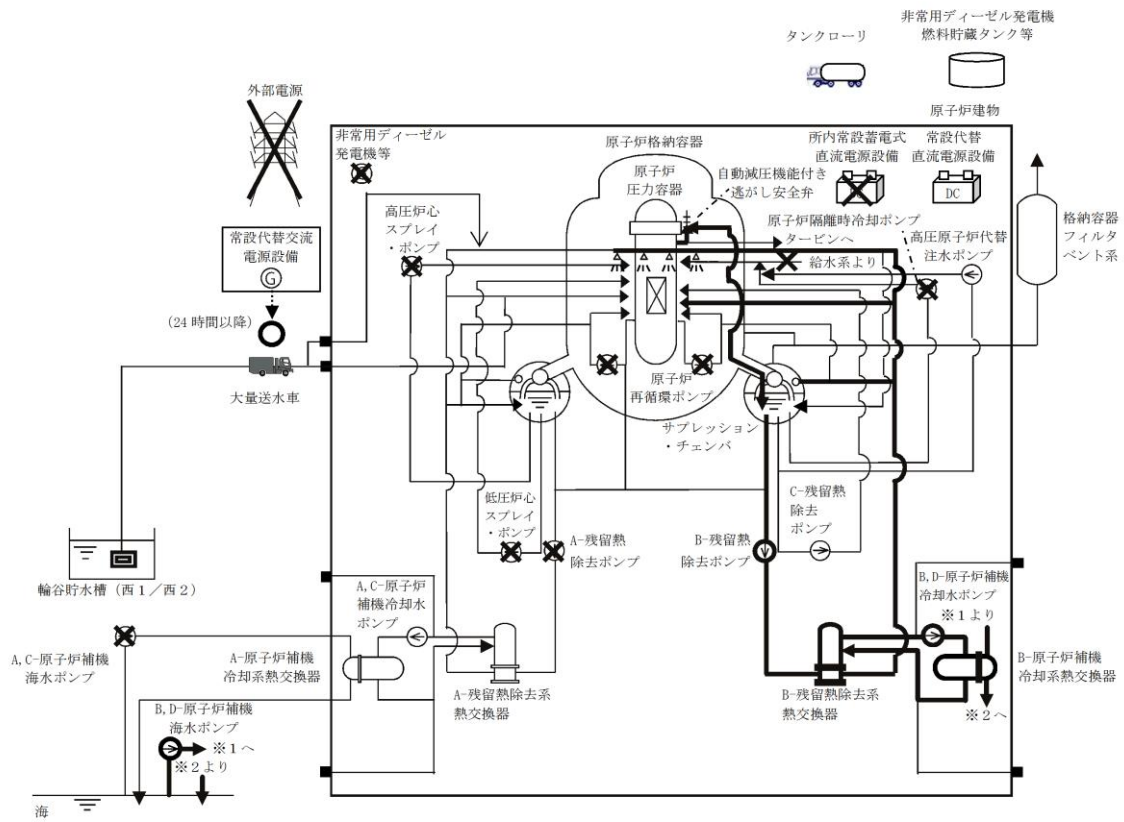
納容器冷却モード)等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」に対して有効である。



第 2.3.3.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+ DG 失敗）+ 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



第 2.3.3.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.3.3.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

				全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失																															
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間（分）																								経過時間（日）	備考					
	責任者	当直長	1人		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			19	20	21	22	23
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 直流電源喪失確認 ・ 原子炉システム確認、タービントラップ確認 ・ 非常用ディーゼルの発電機等機能喪失確認 ・ 再循環ポンプトラップ確認 ・ 交流電動機ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主蒸気隔離弁全閉確認/遮断し安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 早期の電源回復不能確認	10分																														
高圧原子炉代替注水系 起動操作	(1)A A	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 起動操作/系統構成	10分																														
高圧原子炉代替注水系による 原子炉注水	(1)A A	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 起動/停止操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																														
直流電源機能喪失調査、復旧 操作	—	—	—	・ 直流電源 機能回復																										解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する					
交流電源回復操作	—	—	—	・ 非常用ディーゼルの発電機等 機能回復																										解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する					
常設代替交流電源設備起動操作	(1)A A	—	—	・ 常設代替交流電源設備起動、受電操作																									10分						
D系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備（中央制御室）																									25分						
D系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	(2)A B,C	—	・ D系非常用高圧自給受電準備（現場）																									35分						
C系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備（中央制御室）																									25分						
C系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	(2)A B,C	—	・ C系非常用高圧自給受電準備（現場）																									25分						
D系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備（中央制御室）																									5分						
D系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	(2)A B,C	—	・ D系非常用高圧自給受電準備（現場）																									5分						
C系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備（中央制御室）																									5分						
C系非常用高圧自給受電準備	(1)A A	(2)A B,C	—	・ C系非常用高圧自給受電準備（現場）																									5分						
電源切替え操作	—	2A B,E	—	・ 放射線防護具準備	10分																														
原子炉急減圧操作	(1)A A	—	—	・ 自動減圧機能付き遮断し安全弁 6個 手動開放操作	10分																														
低圧原子炉代替注水系 （可搬型）準備操作	—	—	14A A~G	・ 放射線防護具準備	10分																														
低圧原子炉代替注水系 （可搬型）系統構成	—	2A B,C	—	・ 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備 （大量送水準備、ボース調整、接続）	2時間10分																														
低圧原子炉代替注水系 （可搬型）注水操作	—	—	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備	10分																														
低圧原子炉代替注水系 （可搬型）注水操作	—	—	(2)A a,b	・ 低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																														
格納容器代替スプレイス （可搬型）系統構成	—	(2)A B,E	—	・ 格納容器代替スプレイス（可搬型）系統構成																									40分						
格納容器代替スプレイス （可搬型）スプレイス操作	—	—	—	・ 格納容器代替スプレイス（可搬型）スプレイス操作（現場）																									適宜実施						
原子炉注水操作	—	—	(2)A a,b	・ 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa(2.82atm)に到達後、原子炉格納容器空間への熱流出を防止するため、 原子炉への注水流量を確保して原子炉水位をできるだけ高く維持する。																									解析上考慮せず					
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	(12)A A~I	・ 設備材配置及びボース敷設、系統張り																									7時間20分						
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	3A A~F,G	・ 放射線防護具準備																									10分						
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	—	・ 電源ケーブル接続																									1時間40分						
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	(4)A B,C,D,E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成																									1時間40分						
格納容器ベント準備操作	—	(2)A B,E	—	・ 格納容器ベント準備（N/GC非常用ガス処理系隔離準備）																									2時間						
格納容器ベント準備操作	—	—	(2)A A~P	・ 水素濃度検定装置準備																									2時間						
格納容器ベント準備操作	—	—	(2)A A~D	・ 可搬式窒素供給装置準備																									2時間						
燃料補給準備	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																														
燃料補給作業	—	—	2A A,F	・ 非常用ディーゼルの発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリーへの補給																									2時間30分						
燃料補給作業	—	—	—	・ 大量送水車への補給																									適宜実施						
原子炉補機冷却系起動操作	(1)A A	—	—	・ 原子炉補機冷却系 起動操作																									10分						
残留熱除去系 （格納容器冷却モード） 起動操作	(1)A A	—	—	・ 残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作																									10分						
残留熱除去系による原子炉注 水および原子炉格納容器冷却 操作	(1)A A	—	—	・ 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系 （格納容器冷却モード）による格納容器スプレイス																									適宜実施	原子炉水位低（レベル3）にて原子炉 注水への切替え操作を実施し、原子炉 水位高（レベル8）にて格納容器スプレ イスへの切替え操作を実施					
非常用ガス処理系 運転確認	(1)A A	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認																									5分						
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2)A B,E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成																									30分						
燃料プール冷却系 再開	(1)A A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																									10分						
必要人員数 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	19人 A~S																																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 2.3.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の作業と所要時間

第2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の
重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域計装による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替え	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	常設代替直流電源設備	—	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」の
重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	<p>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁による自動減圧を行う。</p>	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁 常設代替直流電源設備 非常用ダイゼル発電機燃料貯蔵タンク等</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 サブプレッション・プール水温度（SA）</p>
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	<p>原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>常設代替直流電源設備 非常用ダイゼル発電機燃料貯蔵タンク等</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）</p>
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	<p>格納容器圧力が384kPa [gauge]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。</p>	<p>常設代替直流電源設備 非常用ダイゼル発電機燃料貯蔵タンク等</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の
重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作		手順	重大事故等対処設備	
			常設設備	可搬型設備
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。</p> <p>原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ</p>	—	<p>ドライウエル温度（SA） ドライウエル圧力（SA） サプレッション・チェンバ圧力（SA） サプレッション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>
		<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ</p>	—	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗

2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため、開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、逃がし安全弁1個が開固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁1個の開固着によって、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は所内常設蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し、原子炉隔離時冷却系による注水停止後は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水系）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替ス

プレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.3.4.1-1(1)図から第 2.3.4.1-1(3)図に、手順の概要を第 2.3.4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.3.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 31 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.4.1-3 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。

また、逃がし安全弁 1 個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）及び原子炉圧力である。

d. 直流電源切替え

直流電源切替えについては、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替え」と同じ。

- e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。
屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。
- f. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁5個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。
原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）及び原子炉圧力である。
- g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧原子炉代替注水流量等である。
- h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。
原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（A-RHRドライウエル第2スプレイ弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。
なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は同時に実施する。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。
- i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。
- j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉

代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。

原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。

また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage]まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。

以降、炉心の冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、すべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源（D G - A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗+高圧炉心冷却（H P C S）失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びE C C S注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.3.4.2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁 1 個の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号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期待しないものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ ($8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ において) の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には再閉鎖に失敗した 1 個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁（5 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 8 % を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ の流量で原子炉注水するものとする。

(e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 9 MW（サブプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C におい

- て) とする。
- (g) 残留熱除去系（低圧注水モード）
残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m³/h (0.14MPa [dif] において) の流量で注水するものとする。
- c. 重大事故等対策に関連する操作条件
運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。
- (a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (b) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、事象発生2時間20分後から開始する。
- (c) 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。
- (d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.4.2-1(1)図から第2.3.4.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.4.2-1(7)図から第2.3.4.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.4.2-1(10)図から第2.3.4.2-1(13)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに全台がトリップする。

逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.4時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁5個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行う。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から24時間30分後時間後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を行うものとする。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.4.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.3.4.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.3.4.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、24 時間 30 分後に残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.4.1)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。

また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）にわりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推

定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.4.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.4.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなること

から、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.4.2)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から2時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から2時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 21 時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.3.4.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷

却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

第 2.3.4.3-1(1) 図から第 2.3.4.3-1(3) 図に示すとおり、操作条件の自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、事象発生から 3 時間 5 分後（操作開始時間の 45 分程度の遅れ）までに自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 805℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 21 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.4.2, 2.3.4.3)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗）＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 失敗）＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮

すると、合計約 1,000m³の水が必要となる。水源として、輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。
(添付資料 2.3.4.4)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後の大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについて、7 日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.4.5)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 4,268kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.4.6)

2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、残留

熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源（DG－A，B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

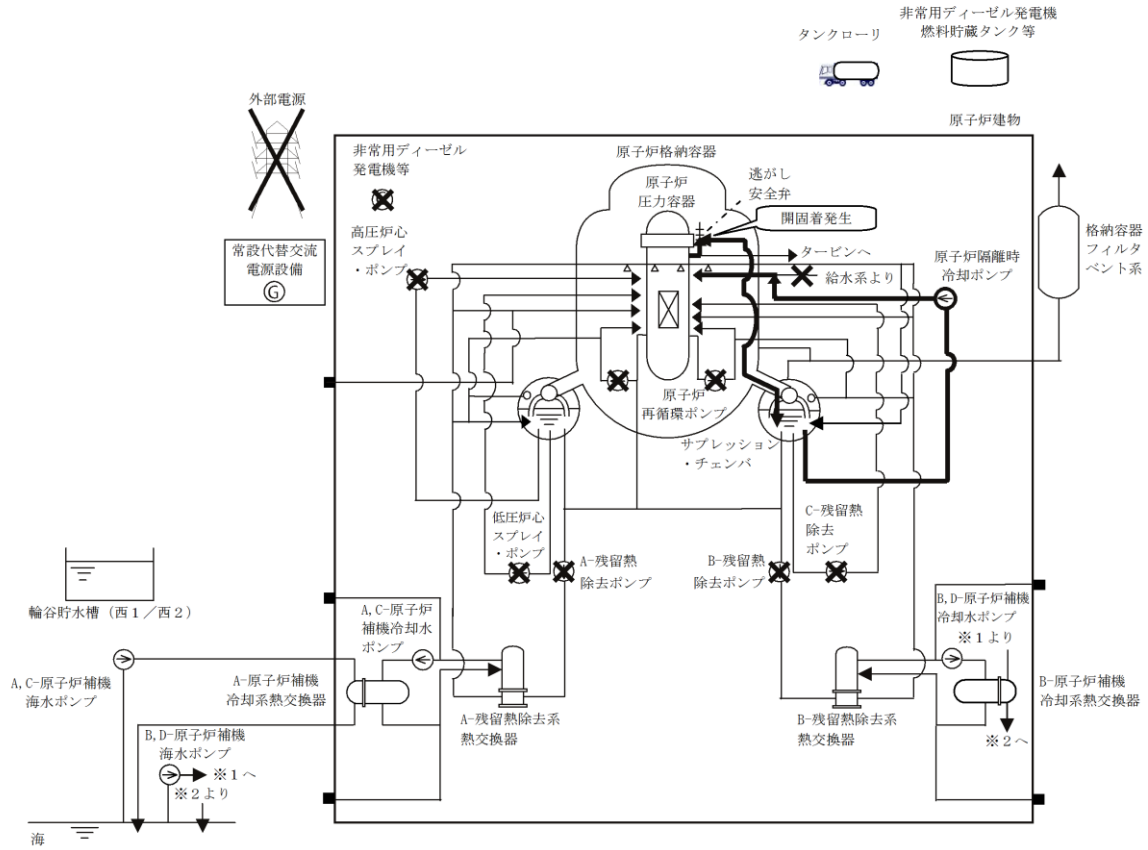
上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

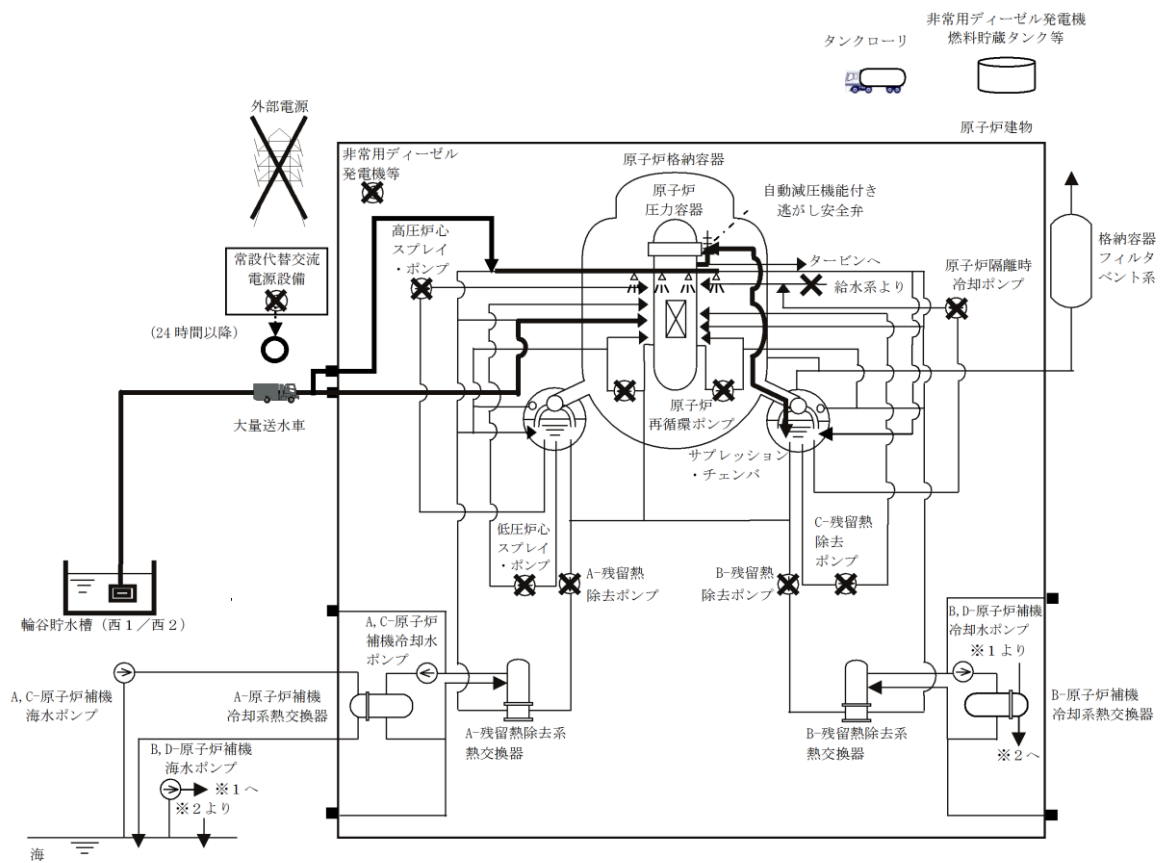
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

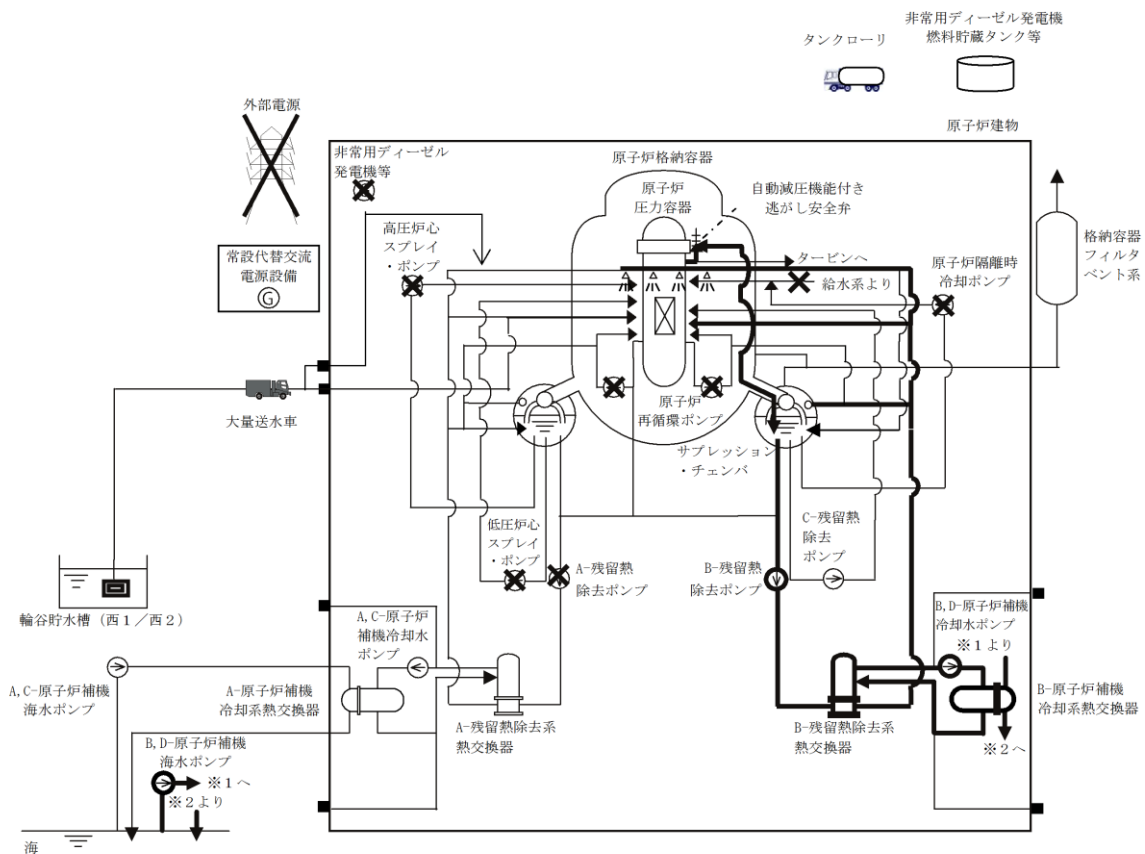
以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」に対して有効である。



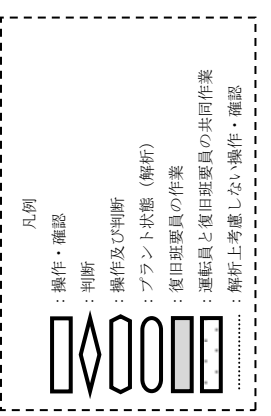
第 2.3.4.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



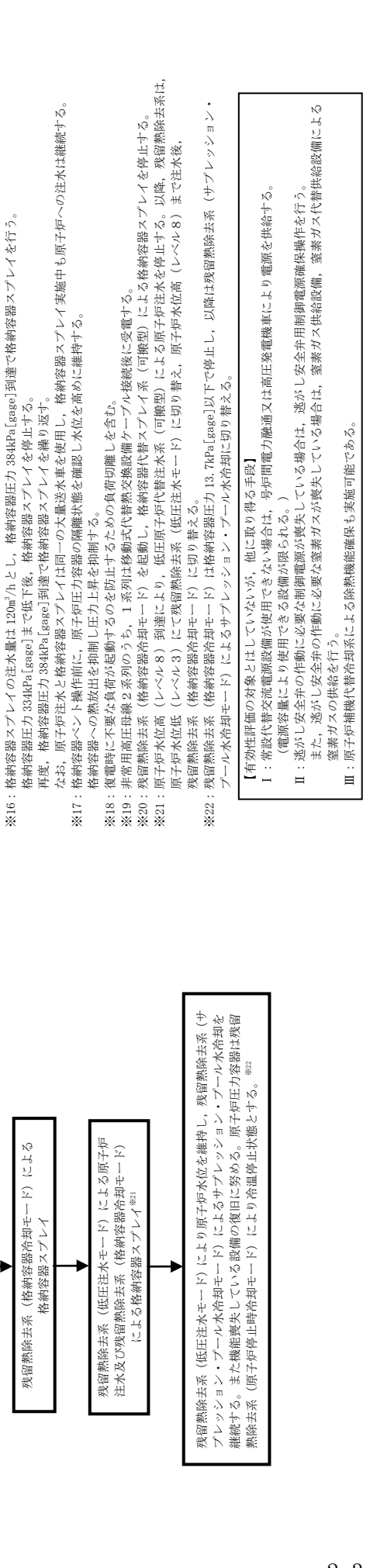
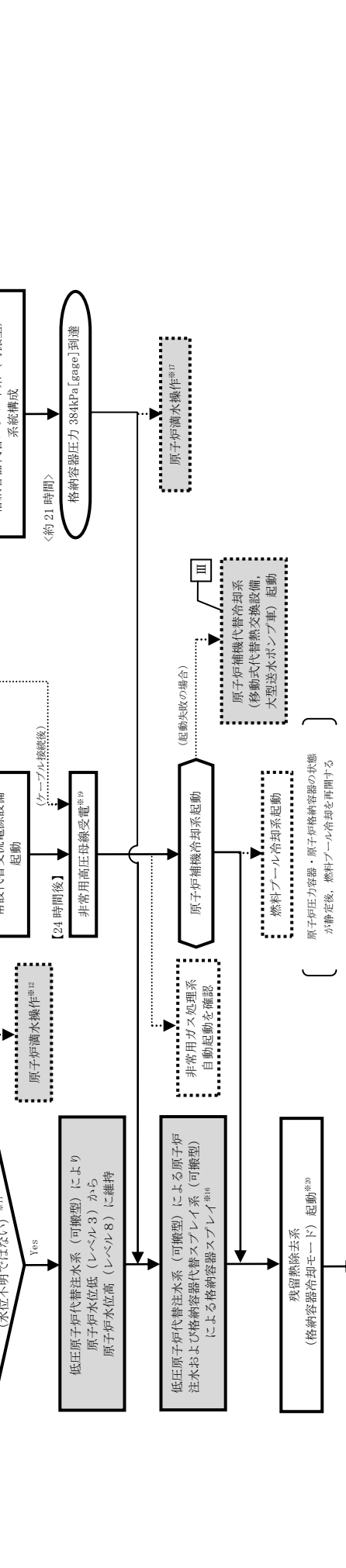
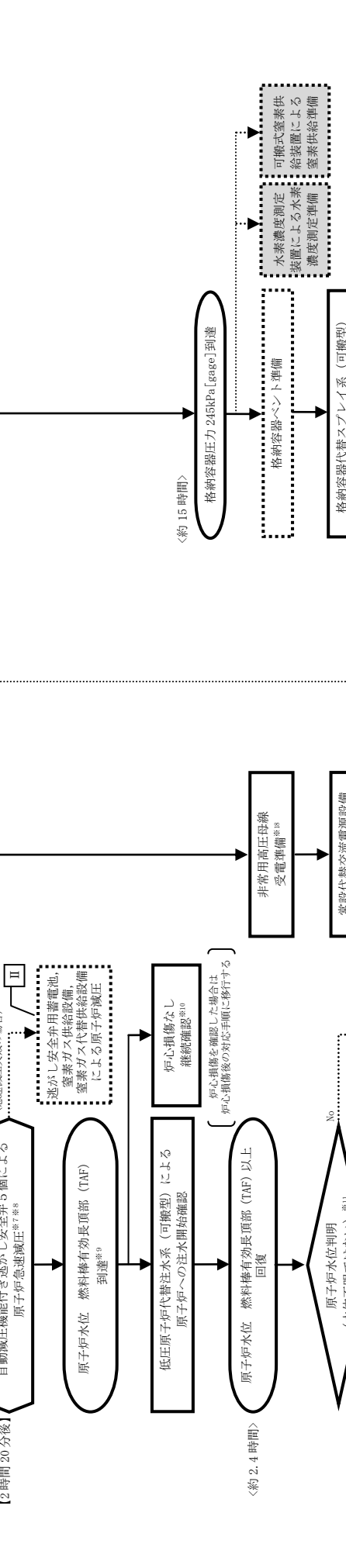
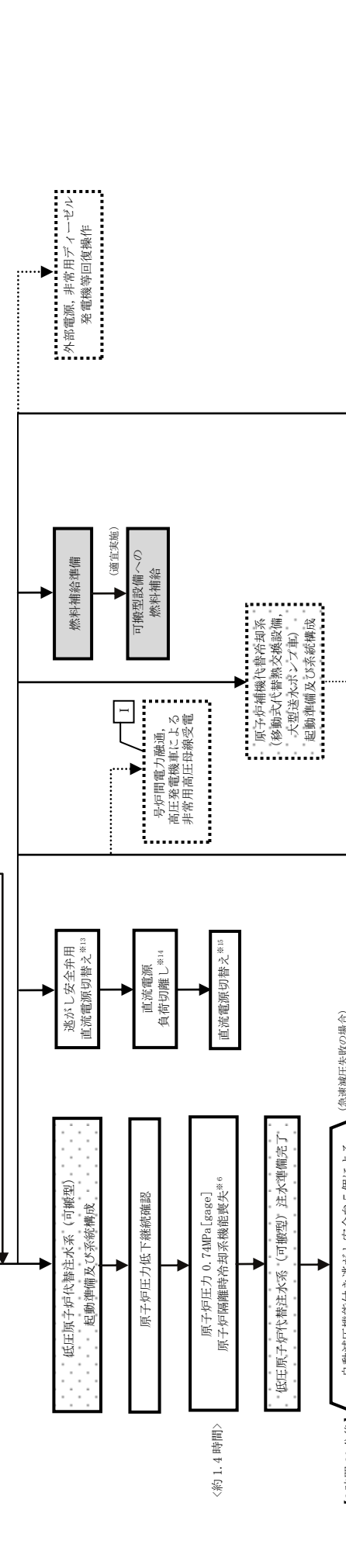
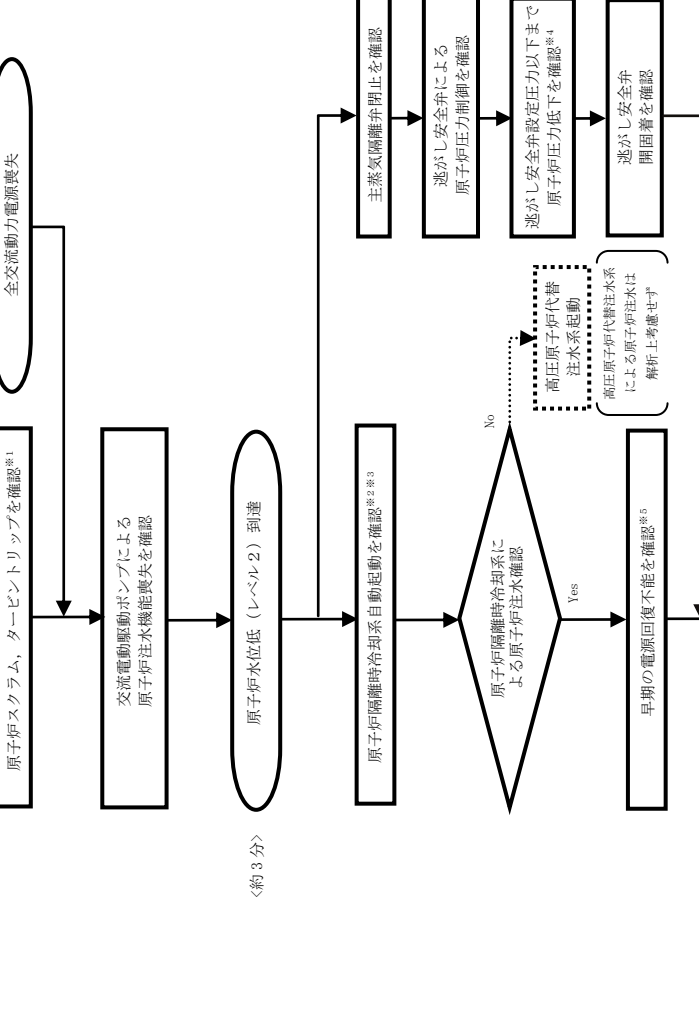
第 2.3.4.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



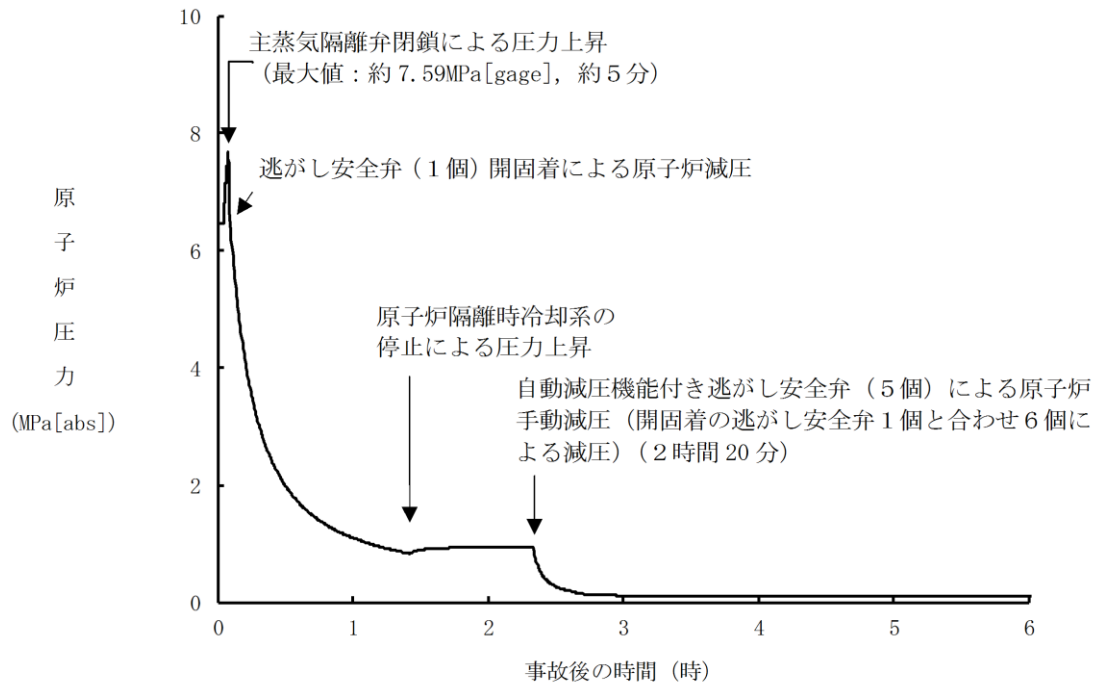
第 2.3.4.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



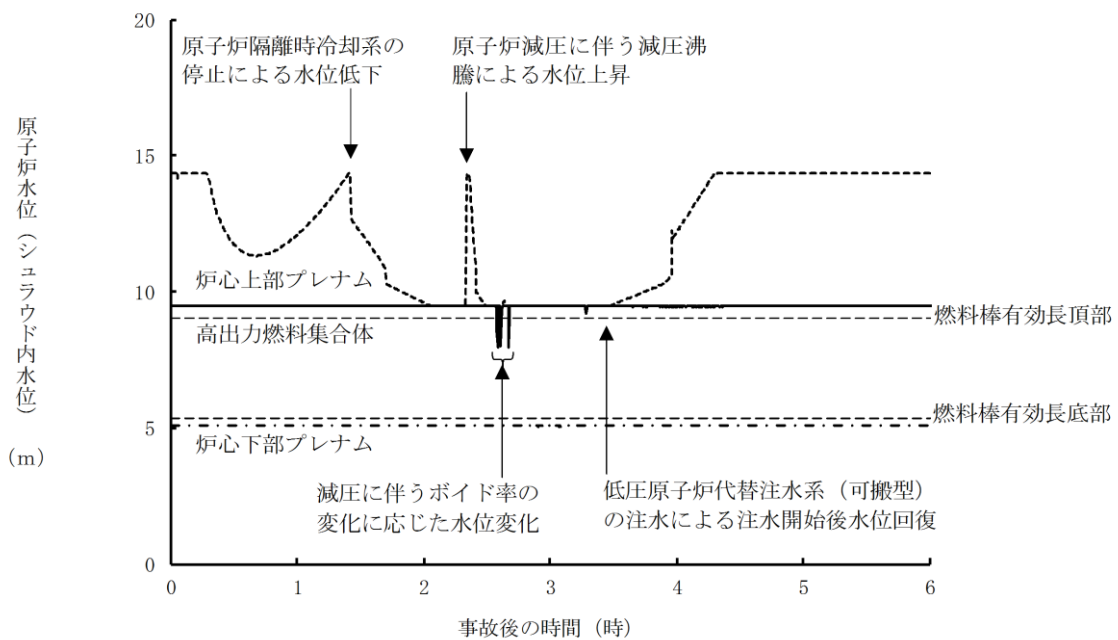
- ※1：原子炉水位低（レベル3）にて、原子炉スクラムシムたことを平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約3分）する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器→注水は継続するが、逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
- ※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「閉閉着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。要際は、逃がし安全弁の閉閉操作を実施して、「閉閉着」復帰を試みる。
- ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※6：解析上、原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
- ※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後、自動減圧機能付き逃がし安全弁5弁を開放し、閉閉着した逃がし安全弁と合わせて6弁による原子炉急速減圧を実施する。
- ※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計能動槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- ※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
- ※10：炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
- ※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮槽液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※12：原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認すること
- ※13：逃がし安全弁用直流電源をB-115V系蓄電池からS A用115V系蓄電池へ切り替える。
- ※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
- ※15：必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB-1-115V系蓄電池（S A）へ切り替える。



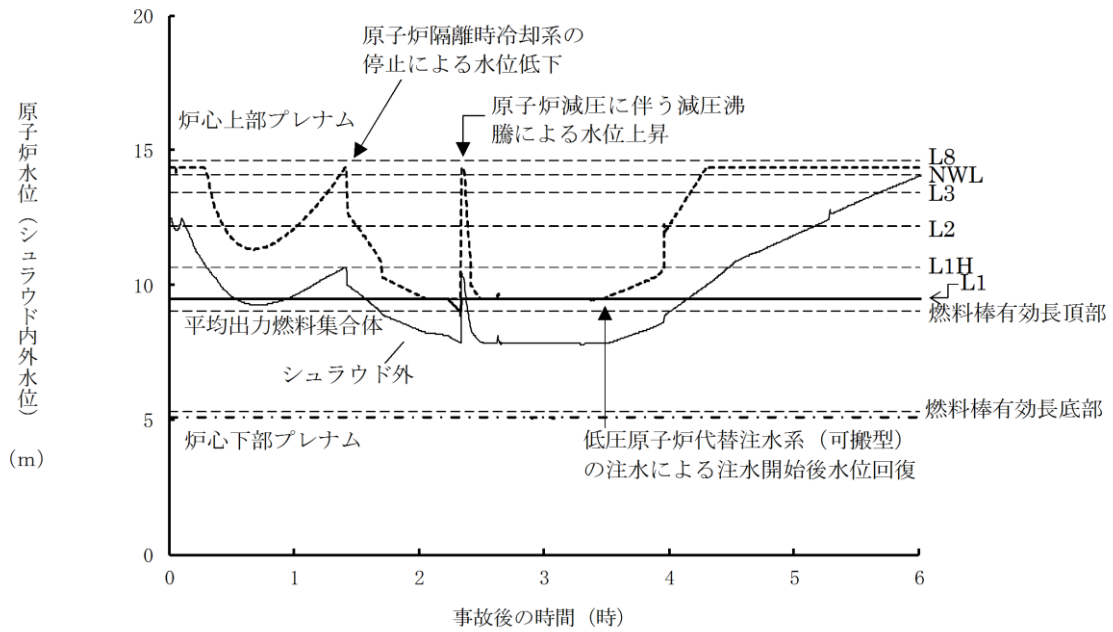
第 2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + SRV 再閉失敗 + HPC S 失敗」の対応手順の概要



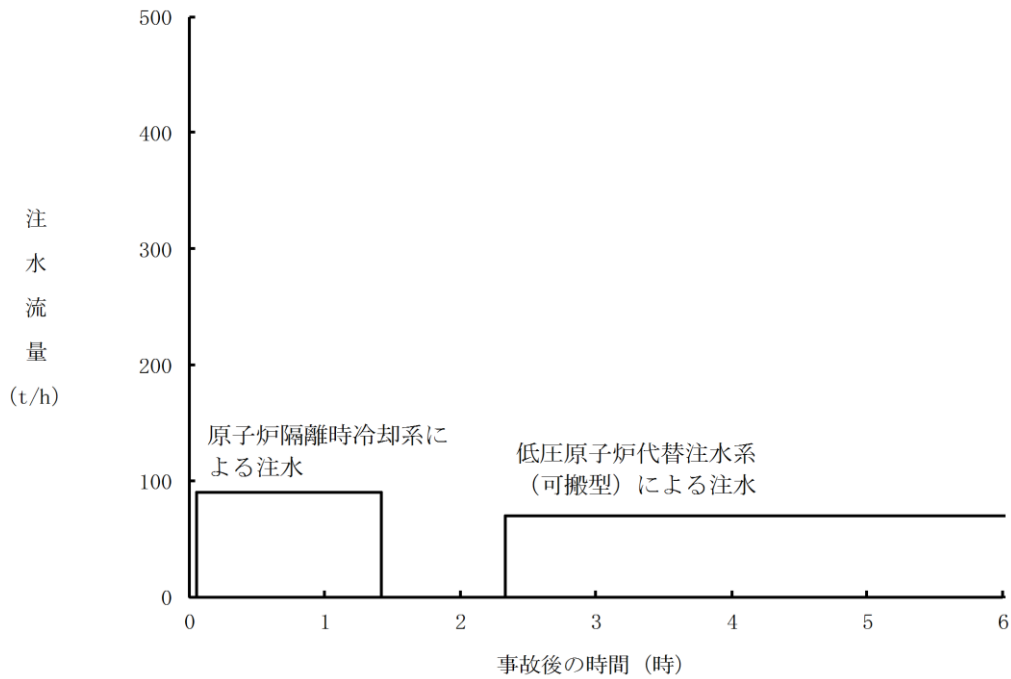
第 2.3.4.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



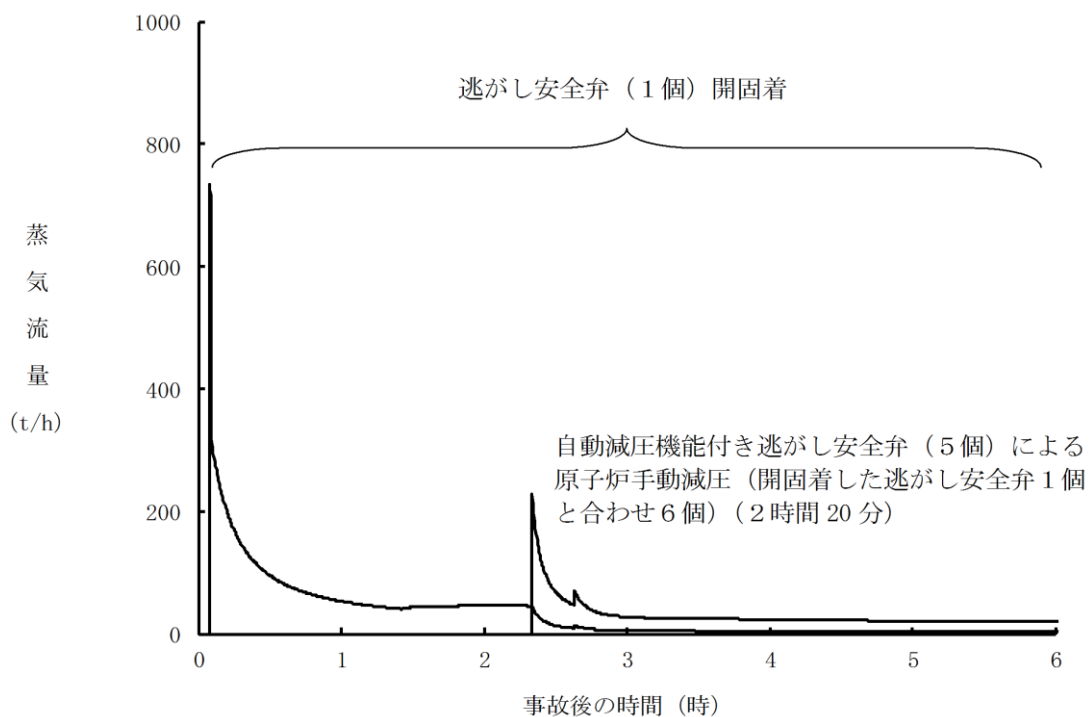
第 2.3.4.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



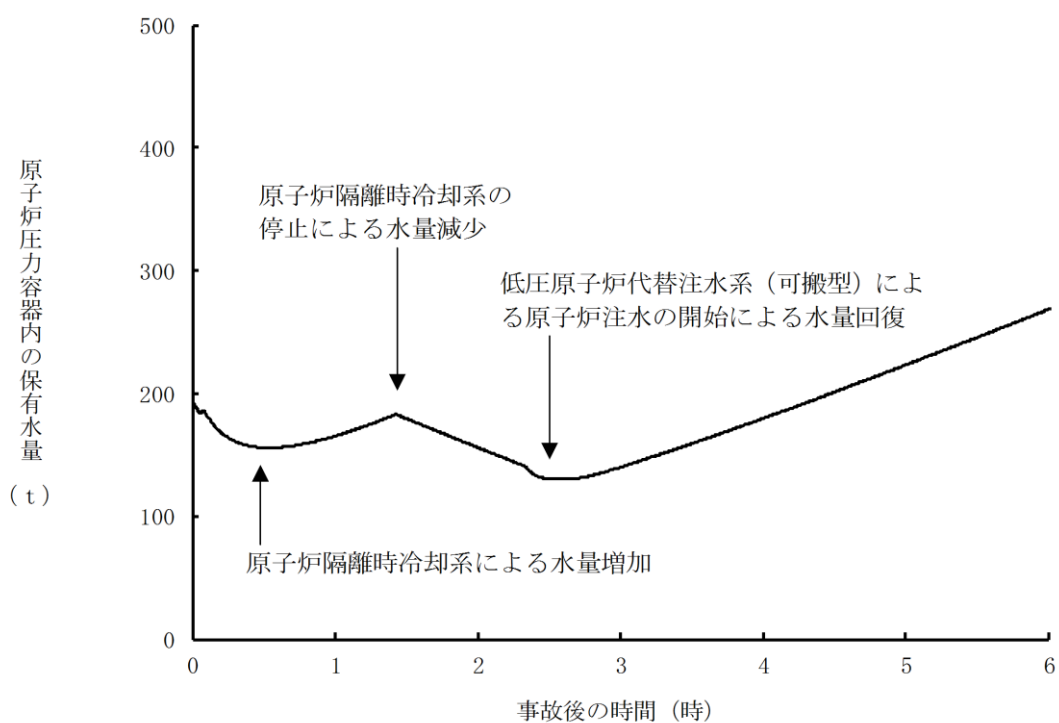
第 2.3.4.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



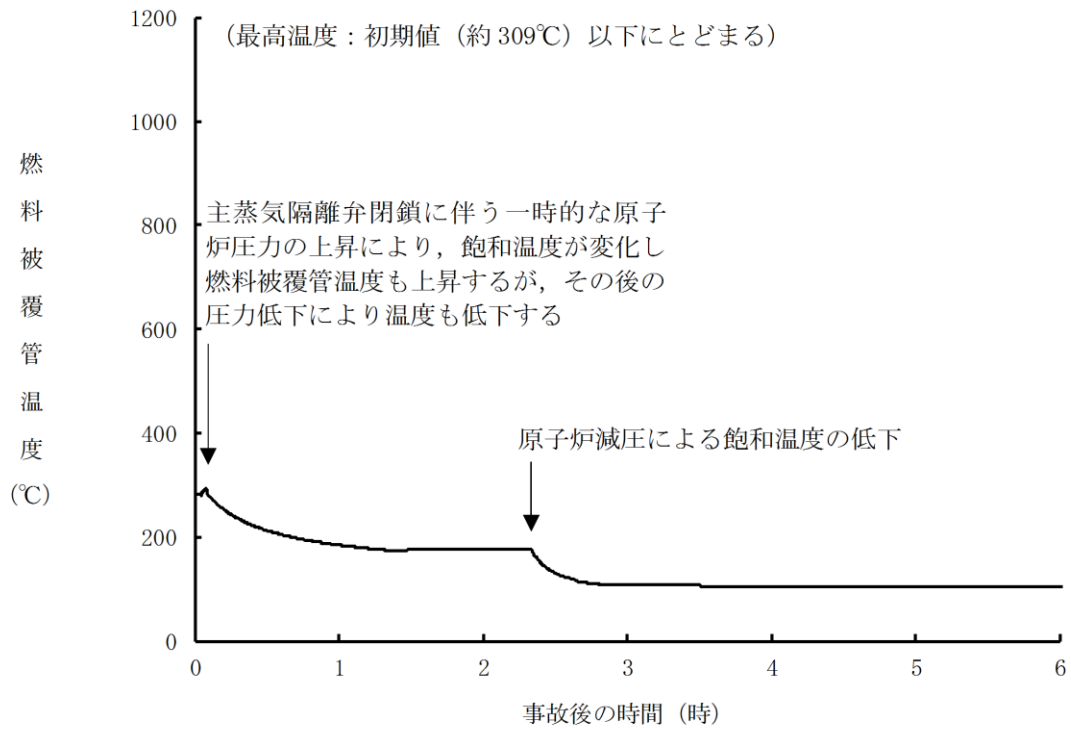
第 2.3.4.2-1(4) 図 注水流量の推移



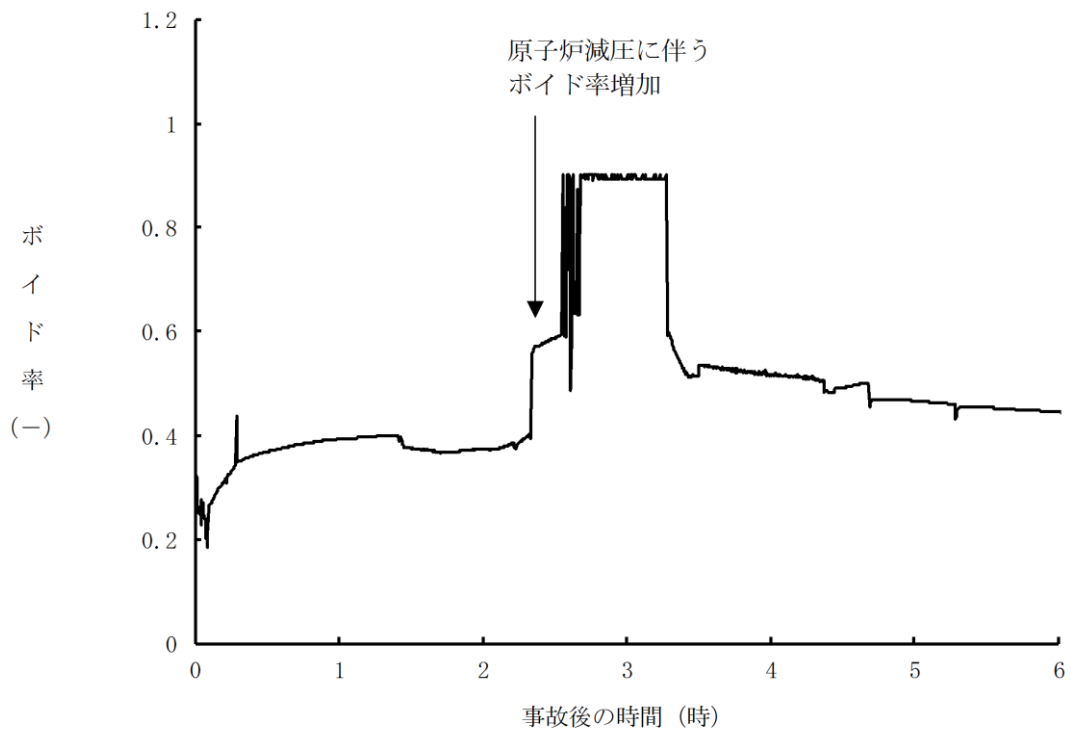
第 2.3.4.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



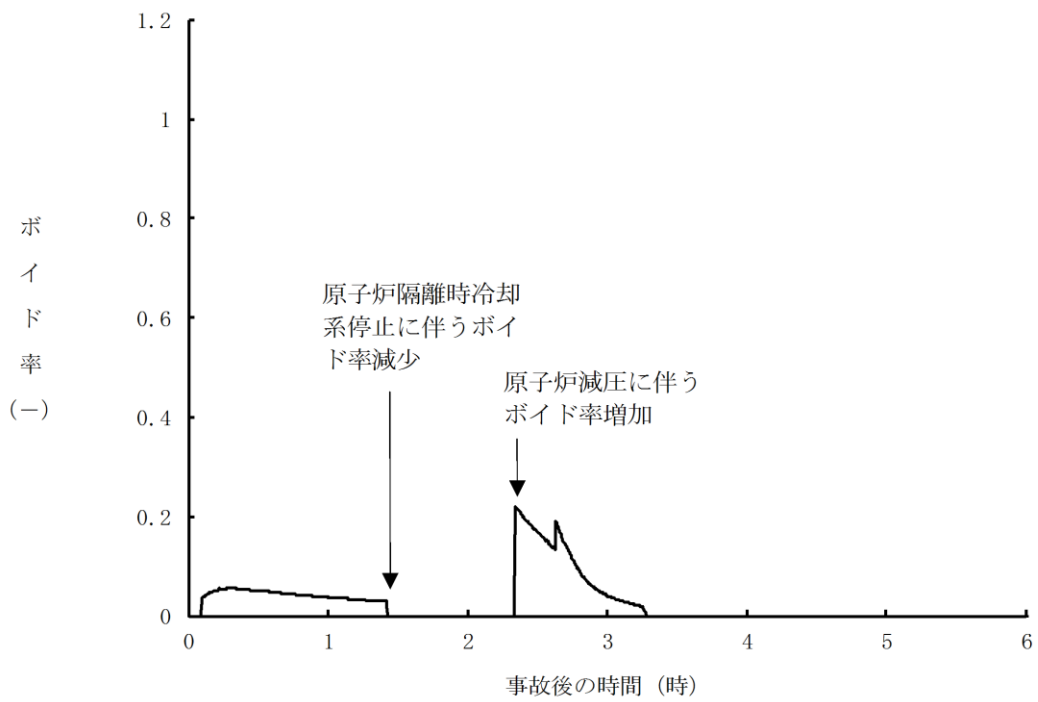
第 2.3.4.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



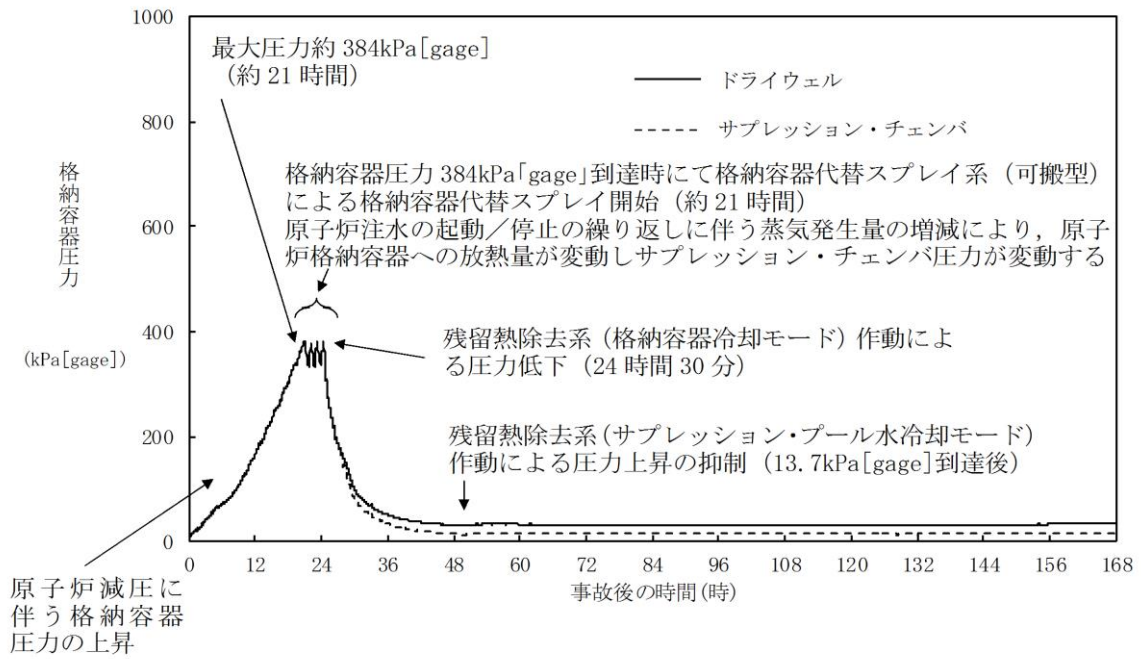
第 2.3.4.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



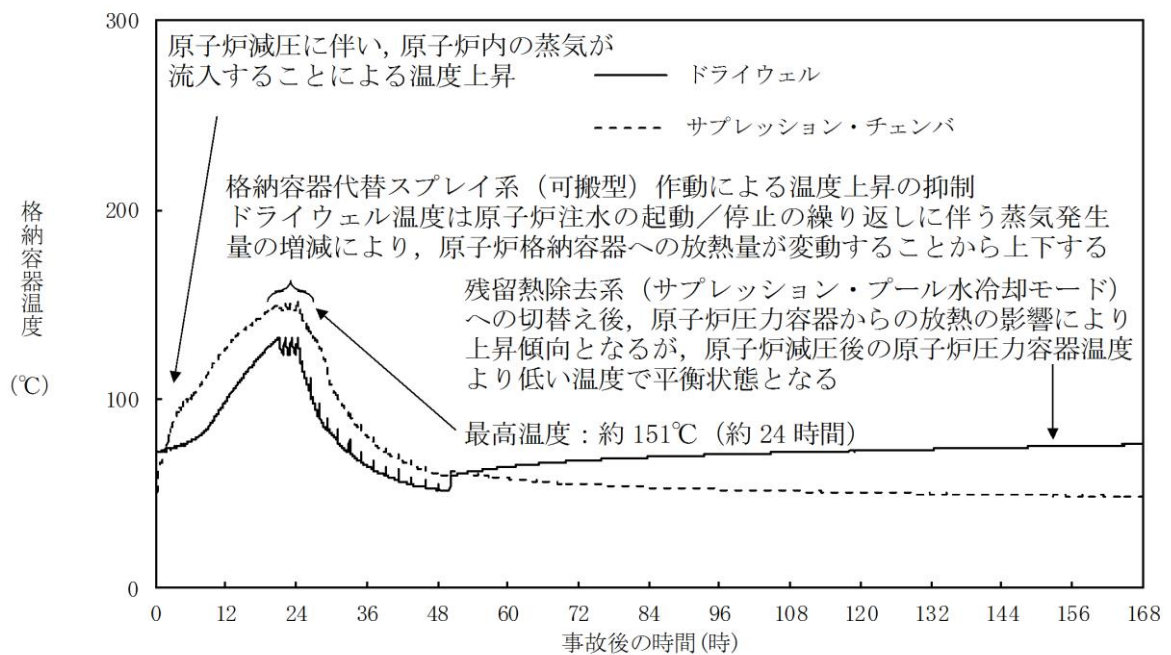
第 2.3.4.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



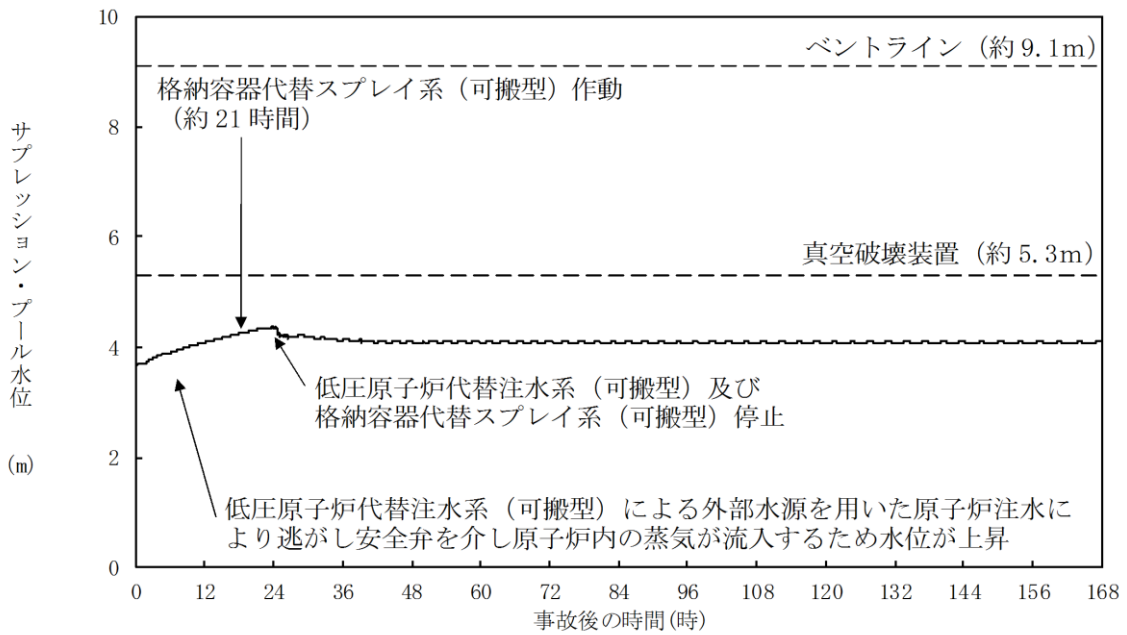
第 2.3.4.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



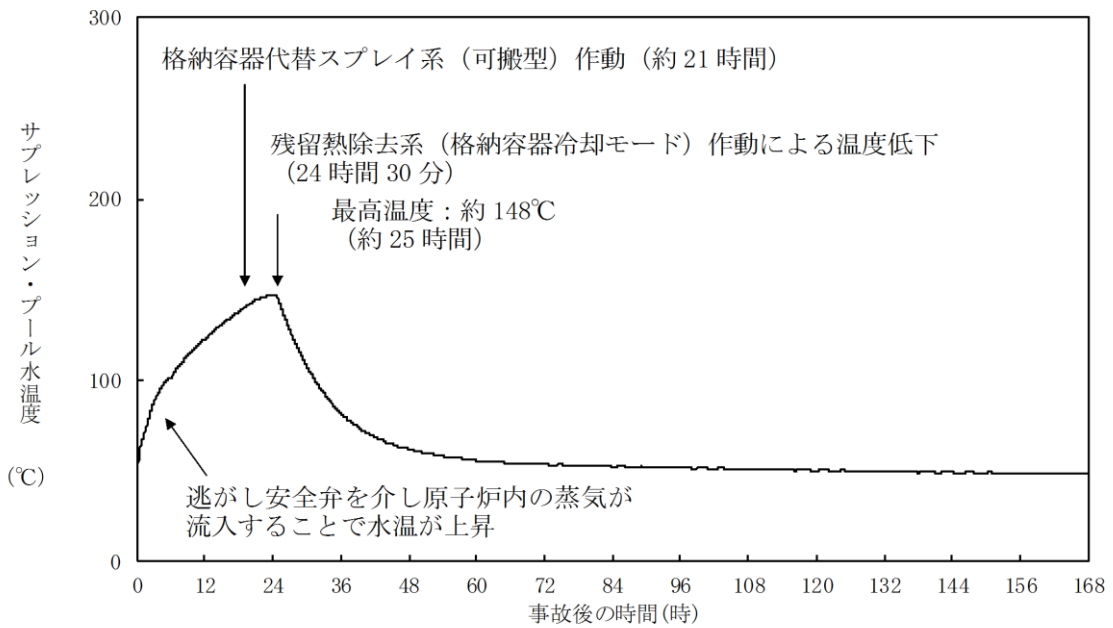
第 2.3.4.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



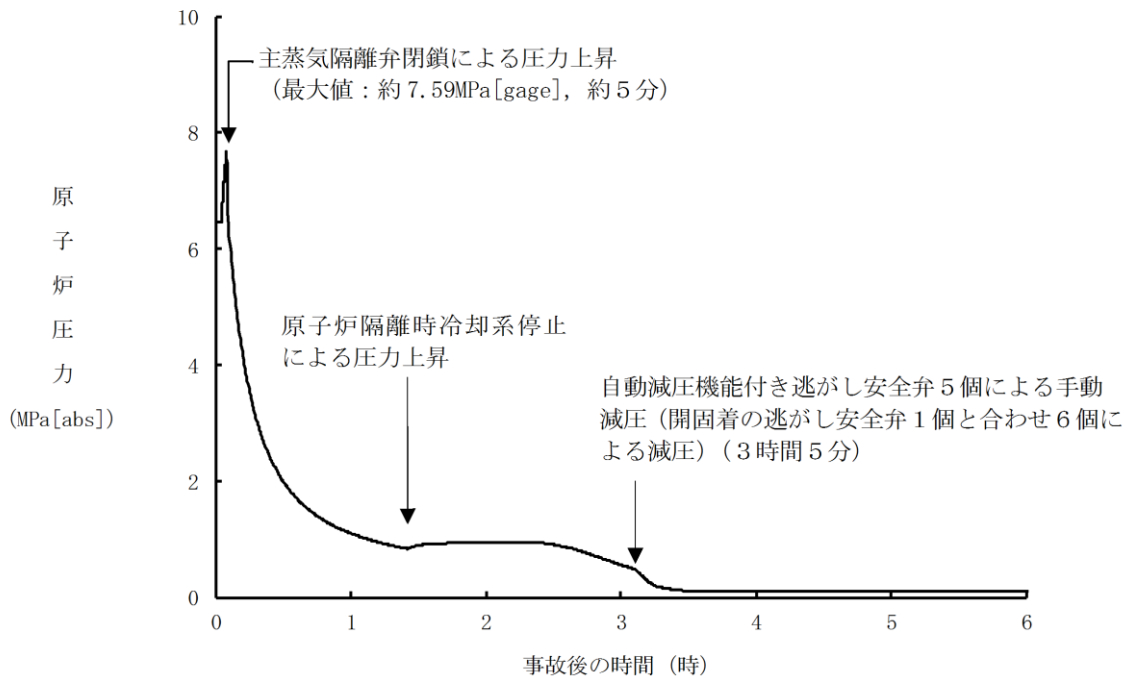
第 2.3.4.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



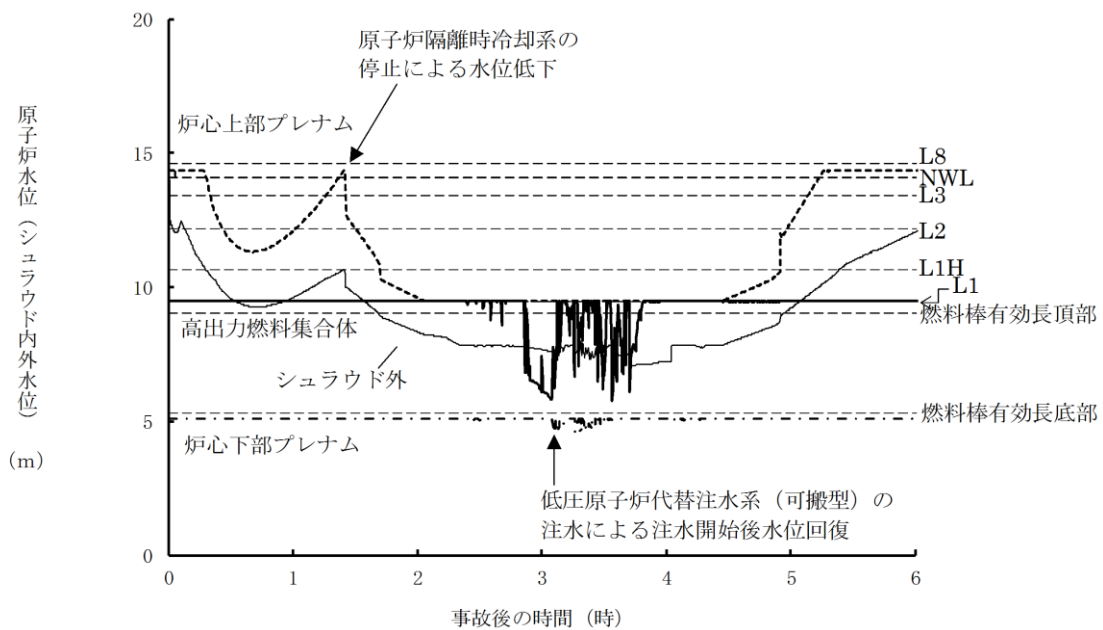
第 2. 3. 4. 2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



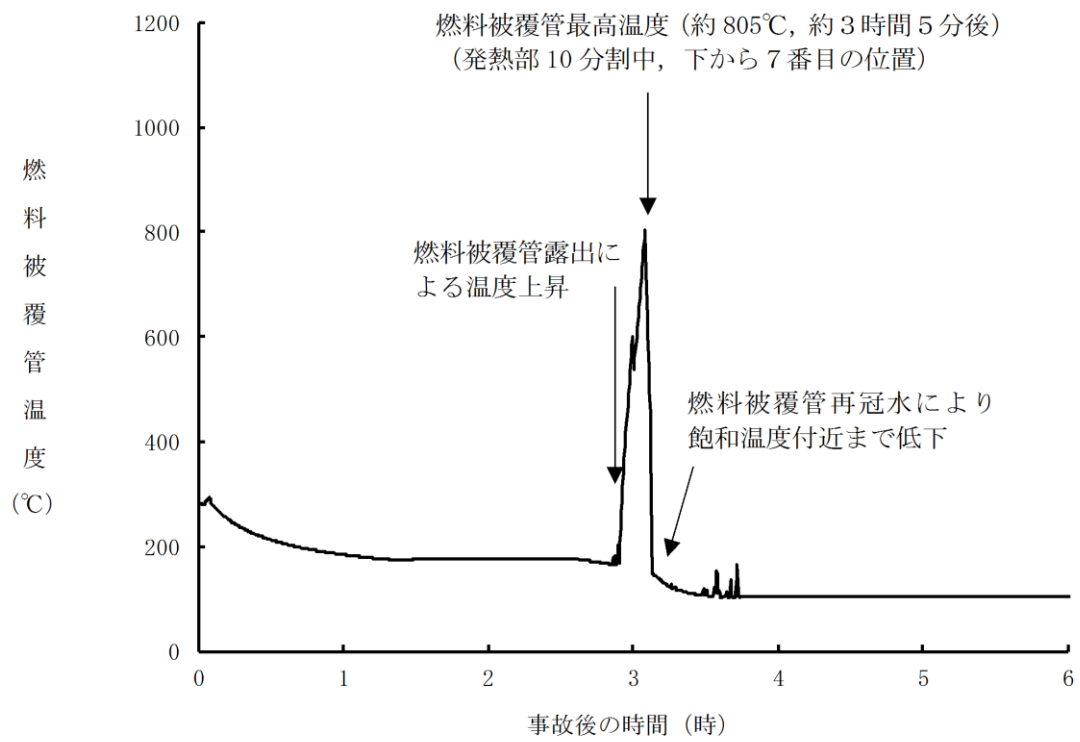
第 2. 3. 4. 2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.4.3-1(1) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.4.3-1(2) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.3.4.3-1(3) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレーション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
直流電源切替え	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、再開鎖に失敗した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁5個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	— 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）
格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	ドライウエル圧力（SA） サブレシジョン・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 格納容器代替スプレイス流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブプレッション・チェンバ</p>	<p>可搬型設備</p> <p>計装設備</p> <p>ドライウェル温度（SA） ドライウェル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） サブプレッション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブプレッション・チェンバ</p>	<p>可搬型設備</p> <p>計装設備</p> <p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再開失敗 + HPCS失敗) (1/5)

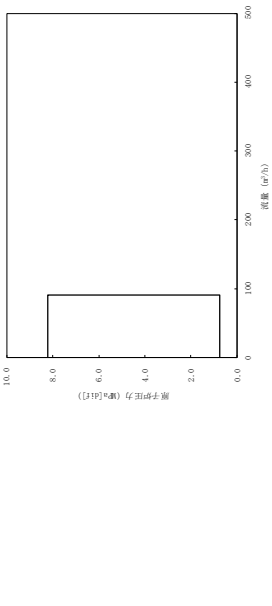
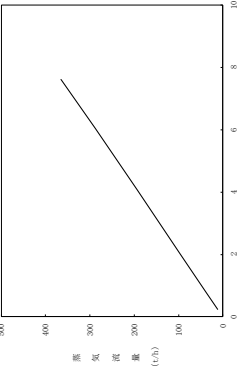
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
初期条件		

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再開失敗＋HPCS失敗）（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 逃がし安全弁1個開固着※	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定 本事故シナケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

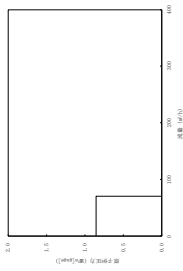
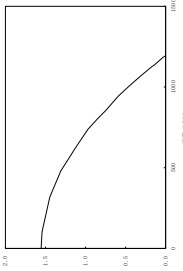
※ 開固着を想定する逃がし安全弁1個の設定については、逃がし弁機能の設定圧力が最も低い7.58MPa[gage]の2個のうち1個が閉止せず開固着するものとしている。（吹出量については、重大事故等対策に関連する機器条件を参照。）

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）（3/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa [dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	開固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき, 併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 1,136m ³ /h(0.14MPa[dif])において注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に, 1,218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は, 熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッション・プール水温度 52℃, 海水温度 30℃)において 	残留熱除去系の設計値として設定

重大事故等対策に関する機器条件

第 2.3.4.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗) (5 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナジェシスの前提条件として設定
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 2 時間 20 分後	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の準備時間を考慮して設定
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 2 時間 20 分後)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器冷却操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器冷却開始後に, 原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関する操作条件

安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）
＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗）

「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後も引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

※ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（80℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系の機能を維持し、除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失 + DG失敗） + SRV再開失敗 + HPCS失敗

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（全交流動力電源喪失 + DG失敗） + SRV再開失敗 + HPCS失敗（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できていることにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは、炉心がおおむね冠水維持する場合では燃料棒表面温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）により行われ、操作手順（原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料棒表面温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においては、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一次的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードでは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面温度を高く評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性はあるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間ではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒表面酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面温度を高く評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一次的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	燃料棒表面温度を高く評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一次的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	燃料棒表面温度を高く評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一次的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早める傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持棒等の構造材の温度が燃料棒表面から蒸気が発生したためであり、低圧原子炉代替注水系（新設）を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料棒表面温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系（可搬型）の注水タイミングに特徴的な差を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュウラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一次的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることではないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
 (全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗) +SRV再開失敗+HPCS失敗) (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始(シュワウド外水位)の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュワウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再開失敗+HPCS失敗)

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認	
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十割程度高め傾向に、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなると思われる。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十割程度高め評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さく、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十割程度高め評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さく、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験内部熱伝導の不確かさにおいて、CSTF実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	安全系モデル(格納容器スプレイ)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさは小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認	
	気液界面の熱伝達	安全系モデル(格納容器スプレイ)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目」として確認	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗)(1/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータと与える影響は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77~6.79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水により炉心は概ね冠水を維持するため、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水により炉心は概ね冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値(約309°C)を上回ることはなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心毎	9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)、MOX燃料についての、9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡され、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
最大輸出密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはない。燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されること、炉心は冠水を維持するため、燃料被覆管温度は初期値(約309°C)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順(格納容器に依って格納容器スプレイを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータに与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗 (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 900m ³	7, 900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積 (サプレッション・チェンバ)	空間部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³	空間部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³ (設計値)	サプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウエル・サプレッション・チェンバ間差圧)	3. 43kPa (ドライウエル・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サプレッション・プール水位	3. 61m (通常運転水位)	約3. 59m～約3. 63m (実績値)	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2, 800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0. 02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0. 7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2, 800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0. 02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0. 7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さい。
サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実績値)	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が速くなり、格納容器スプレレイの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器スプレレイに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	約5 kPa [gauge]～約7 kPa [gauge] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約18kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約18kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、間欠スプレレイの間に影響するが、スプレレイ間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再開失敗+HPCS失敗)(3/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
外部水源の容量	7,000m ³	7,000m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽(西1/西2)の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主変電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	—	—
	逃がし安全弁1個開固着	—	本事故シーケンスにおける前提条件	—	—
外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HP-CS失敗)(4/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間:1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、現象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果と与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[di f]において)にて注水	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[di f]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	閉固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5個を開することによる 原子炉急速減圧	閉固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5個を開することによる 原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき、蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系(可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系(可搬型)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器代替スプレイ系(可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m ³ /h(0.14MPa[di f]において)にて注水	1,136m ³ /h(0.14MPa[di f]において)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サブレーション・ブール水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9 MW(サブレーション・ブール水温度52℃、海水温度30℃)において	原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9 MW(サブレーション・ブール水温度52℃、海水温度30℃)において	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再開失敗+HPCS失敗) (1/3)

項目	解折条件(操作条件)の不確かさ 開始時間	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備完了後と設定	【認知】安全弁による原子炉減圧操作は、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備完了後に操作を開始することから、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチタッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作の有無】他の並列操作はなし。 【操作の確実さ】逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、他の並列操作は、他の並列操作は、他の並列操作は起こりにくく、そのための誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実態の操作開始時間は解折上同等であるため、評価項目となる影響は小さい。	事象発生から3時間5分後(操作開始時間)までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し、燃料被覆管の注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約805℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから(添付資料2.3.4.3)	訓練実績等より、逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約2分を実施可能なることを確認した。	
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備完了後	低圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備完了後と設定	【認知】中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に復旧班要員を招集することとしており、全交流動力電源喪失を判断し、更に逃がし安全弁1個が開固着により原子炉圧力が低下した場合、蒸気駆動による原子炉隔離時始動系又は高圧原子炉代替注水系が機能喪失し原子炉水位が低下し、原子炉水位が維持できなくなることから、注水系確保のため、可搬型による注水準備操作に着手することとしている。 【要員配置】低圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作は、中央制御室及び現場にて弁操作を行う運転員と、現場にて可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行う復旧班要員が配置されている。注水準備操作は現場にて復旧班要員が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】現場での復旧班要員によるホース敷設等の注水準備操作は移動時間を含め2時間10分で行い、また、並行して運転員が現場(原子炉建物内)にて注水弁開操作(操作時間50分(移動時間を含む))を行うことにより、事象発生から2時間20分(認知含む)で注水準備を完了することを想定している。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作の有無】上記のとおり、現場にて復旧班要員が行うホース敷設等の注水準備操作と運転員が原子炉建物内にて行う注水弁開操作は並行操作となるが、これらは独立して行える操作であり、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員、復旧班要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】復旧班要員、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実態の操作開始時間は解折上同等であるため、評価項目となる影響は小さい。	事象発生から3時間5分後(操作開始時間)までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し、燃料被覆管の注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約805℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから(添付資料2.3.4.3)	評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から2時間20分後としており、この間に低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備(ホース敷設等)は、所要時間2時間10分程度は約1時間41分である想定している作業が実施可能なることを確認した。	
大量送水車への燃料補給	大量送水車への燃料補給は解折条件ではないが、解折で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から2時間50分後からとしており、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の大量送水車の燃料枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の大量送水車が燃料枯渇するのは事象発生から約5時間50分後であるため、十分な時間余裕がある。	—	—	—	

表 3 運転員等操作時間となるパラメータによる影響、評価項目となるパラメータによる影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗（2/3）

項目	解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響	操作時間余裕	訓練実績等

表 3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + SRV 再開失敗 + HPCS 失敗 (3 / 3)

項目	解析条件 (操作条件) の 不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解研上の操作 開始時間	条件設定の考 え方					
常設代替 交流電源 設備から の受電	事象発生 24 時間後	本事故シナ クセスの前 提条件とし て設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より, 運転員による常設代替交流電源設備の起動操作, 並びに現場及び中央制御室に現場及び受電前準備及び受電操作を並行して実施し, 約 48 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
残熱除 去系(低圧 注水モー ド)による 原子炉注 水機作及 び残熱除 去系(格 納容器冷 却モード) による格 納容器除 熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交 流電源設備 からの受電 後, 残熱除 去系の起 動操作に要 する時間 を考慮し て設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため, シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 10 分想定しているところ, 訓練実績では, 約 7 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
残熱除 去系(低圧 注水モー ド)による 原子炉注 水機作	残熱除去系 (格納容器冷 却モード)に よる格納容 器除熱開始 後, 原子炉水 位が原子炉水 位低(レベル 3)に到達	格納容器除 熱及び原子 炉水位制御 (レベル 8) 3~レベル 8) が継続的に 可能な条件 として設定	残熱除去系(低圧注水モード)運転操作までの時間は, 事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため, シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残熱除去系による格納容器冷却モードからの低圧注水モードへの切替えに約 3 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

減圧・注水開始操作の時間余裕について
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)
 +SRV再閉失敗+HPCS失敗)

1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗」では、原子炉水位低 (レベル2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の起動準備が完了した後、事象発生 of 2 時間 20 分後に自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。

ここでは、実際の運転員操作を考慮した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。

2. 評価条件

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、事象発生 of 3 時間 5 分後 (45 分遅れ) 及び事象発生 of 3 時間 10 分後 (50 分遅れ) に実施する場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) が 45 分遅れた場合 (事象発生 of 3 時間 5 分後に減圧を実施) 及び 50 分遅れた場合 (事象発生 of 3 時間 10 分後に減圧を実施) の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図 1 から図 8 に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (時間遅れ 45 分及び 50 分) を図 9 に示す。また、原子炉注水が 45 分遅れた場合と 50 分遅れた場合の評価結果のまとめを表 1 に示す。

45 分遅れの場合では、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、50 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、少なくとも 45 分程度の時間余裕があることを確認した。

なお、解析では、原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを踏まえ、原子炉圧力が設計圧力 (0.74MPa (gage)) まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を停止し再起動はしない条件としているが、実際の手順では、原子炉隔離時冷却系の停止以降においても、原子炉圧力が設計圧力 (0.74MPa (gage)) まで再上昇した場合には、原子炉隔離時冷却系を再起動し原子炉水位を回復させる手順としている。このため、再起動を行った場合及び設計値よりも低い圧力まで原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能である場合には原子炉水位の回復が見込めることから、余裕時間は上記評価結果の 45 分よりも長くなるものとする。

表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂有無
45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無
50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有

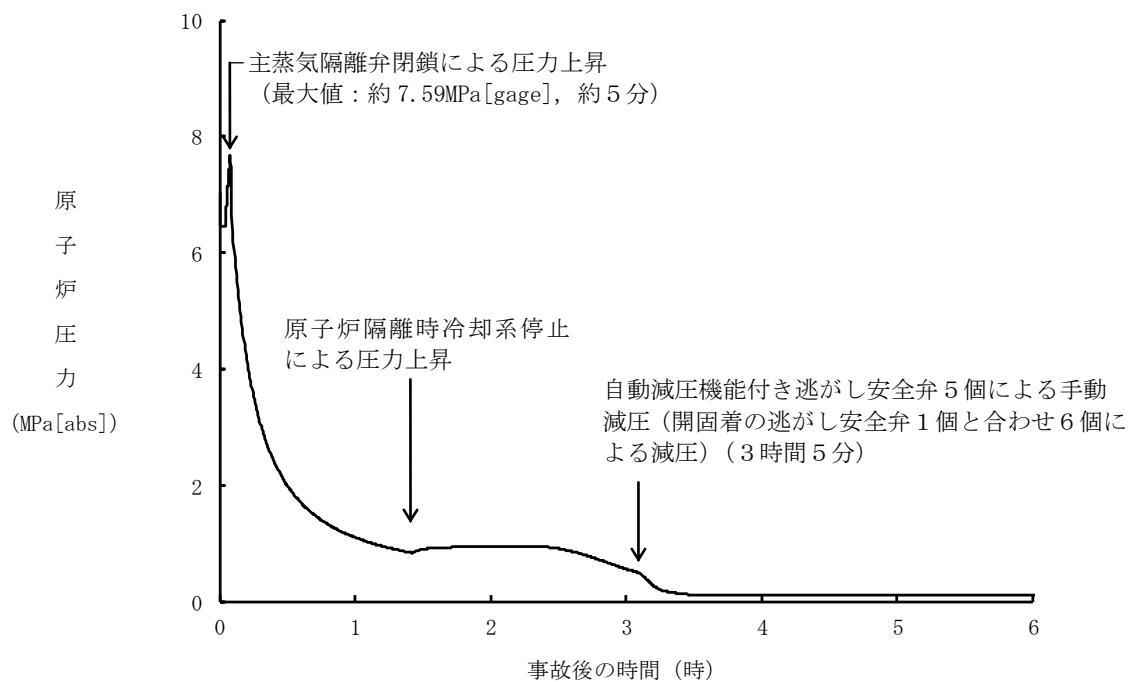


図1 操作 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

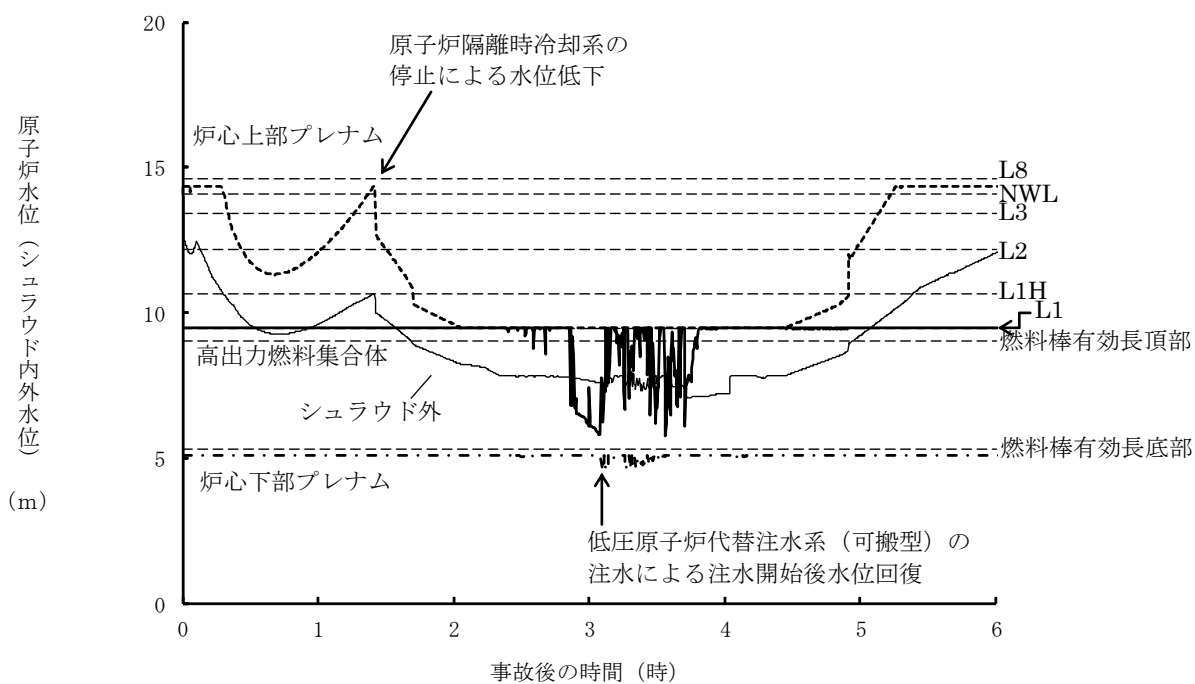


図2 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

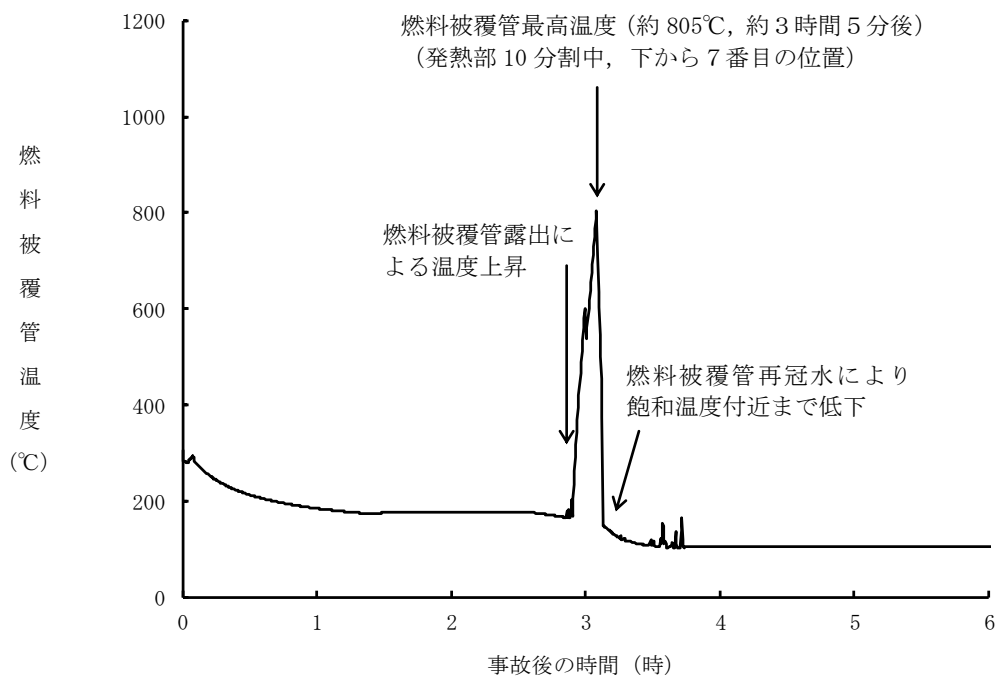


図 3 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

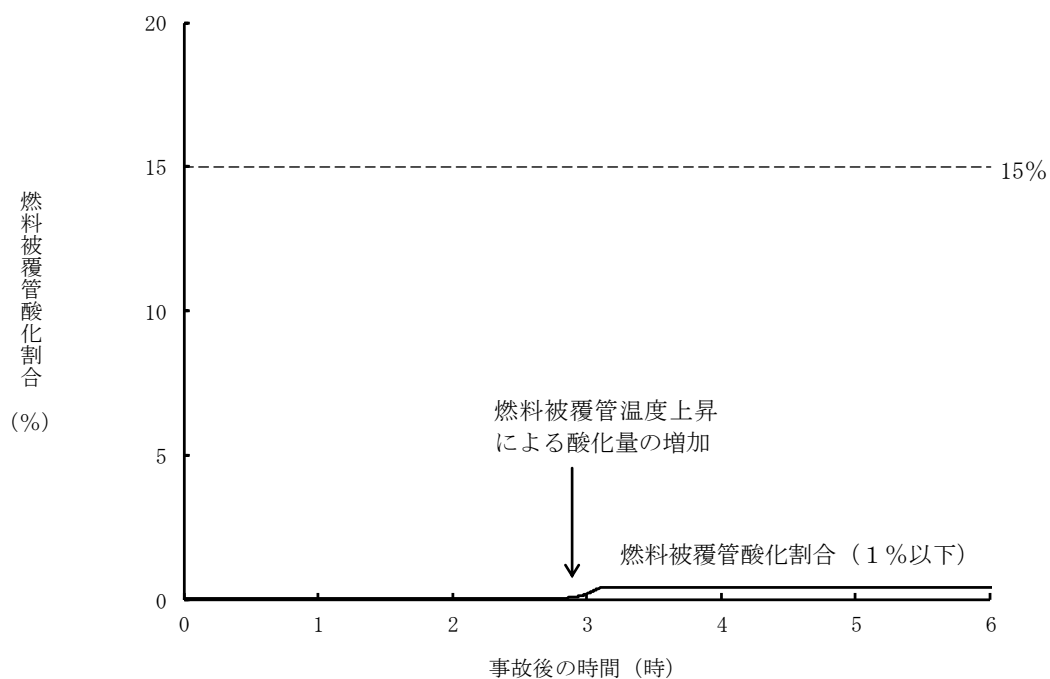


図 4 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

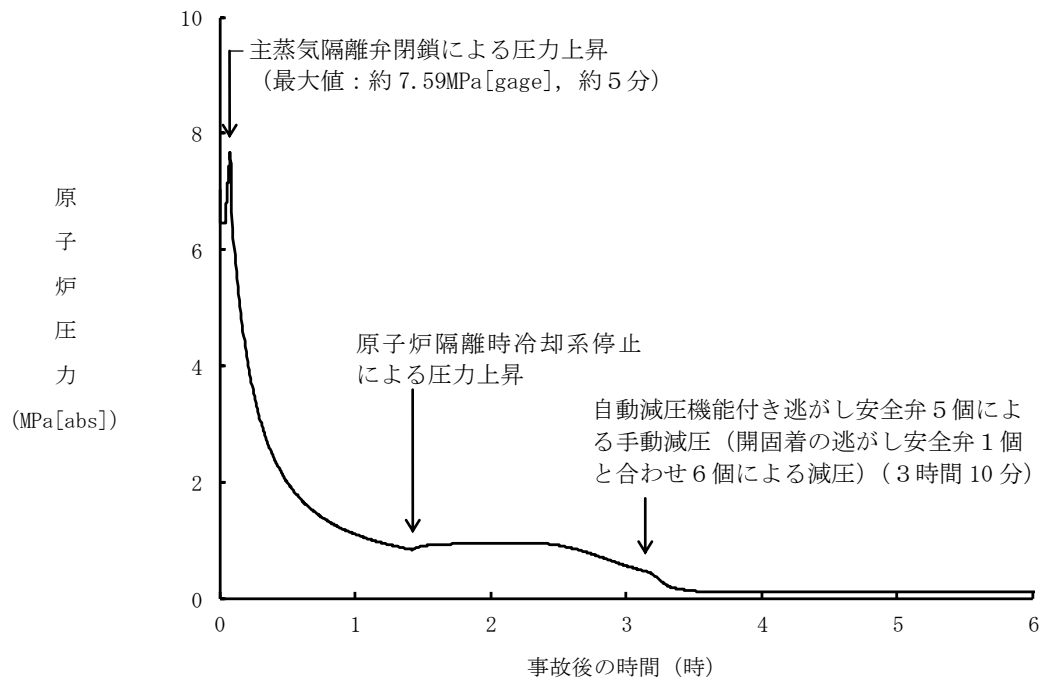


図5 操作 50 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

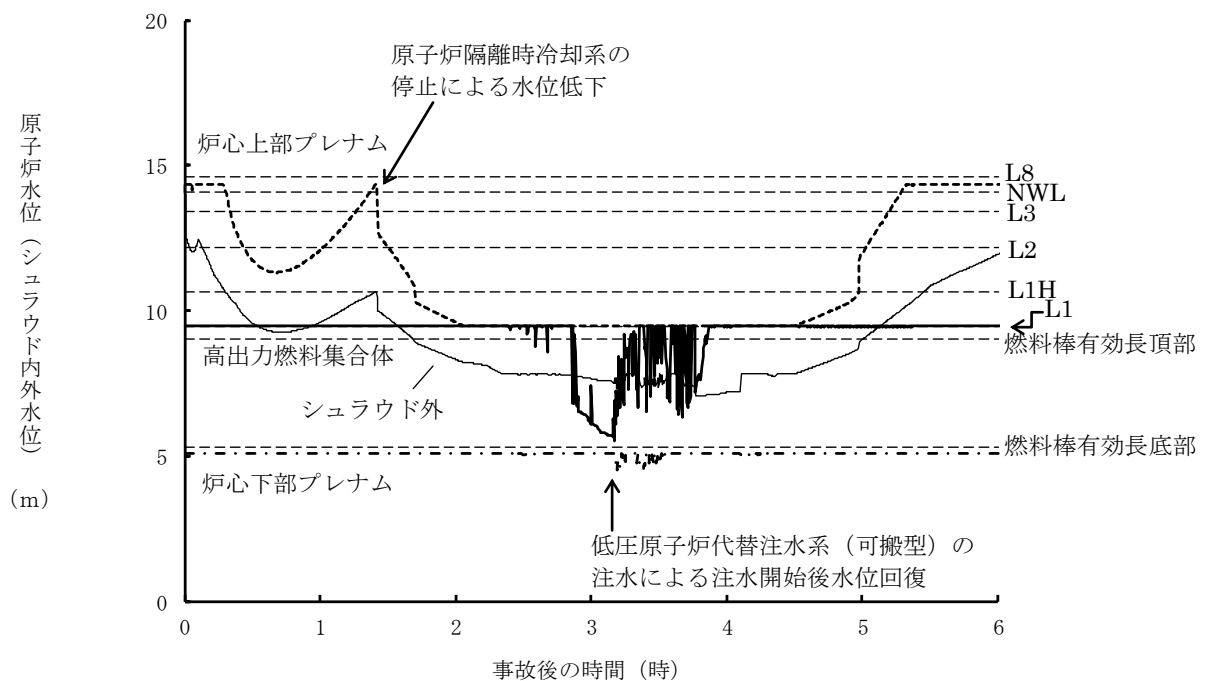


図6 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シラウド内外水位) の推移

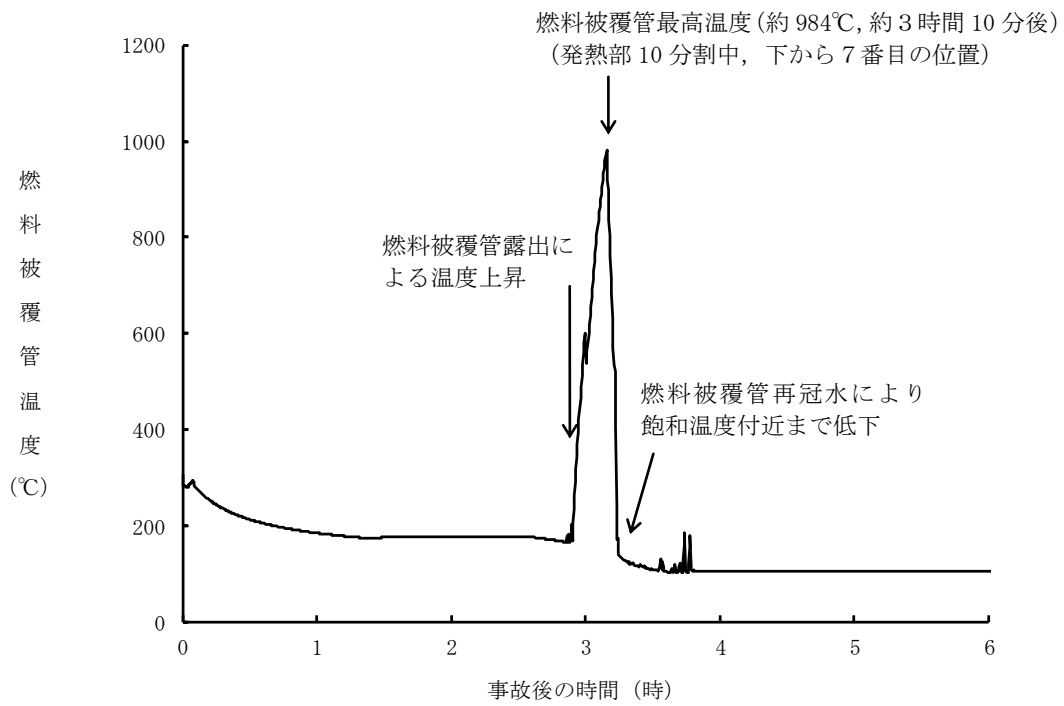


図 7 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

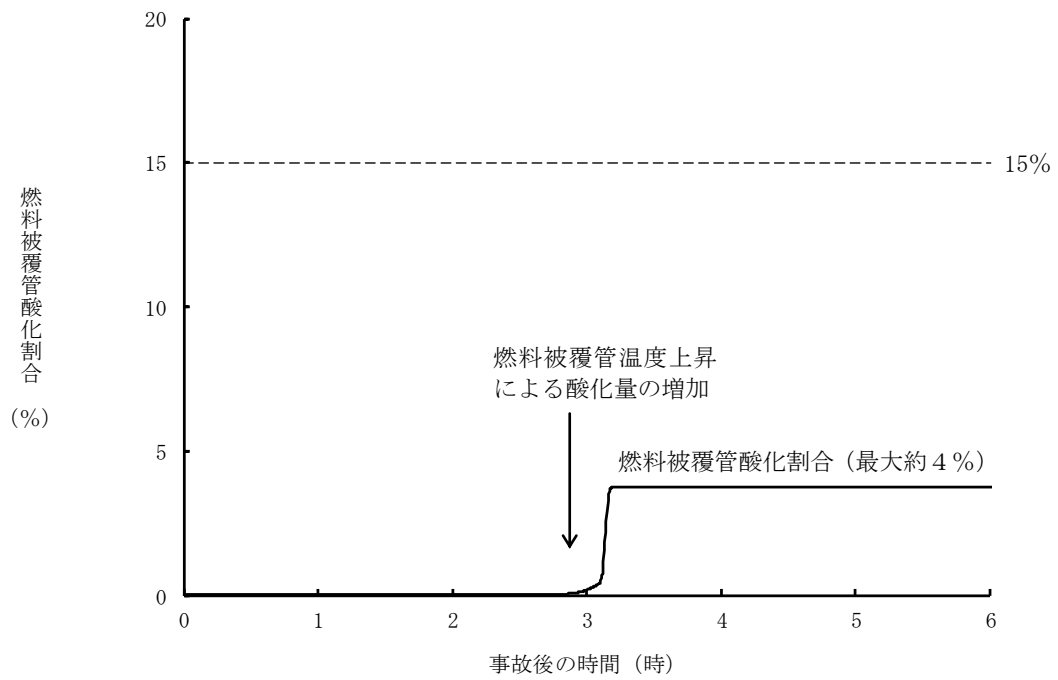


図 8 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

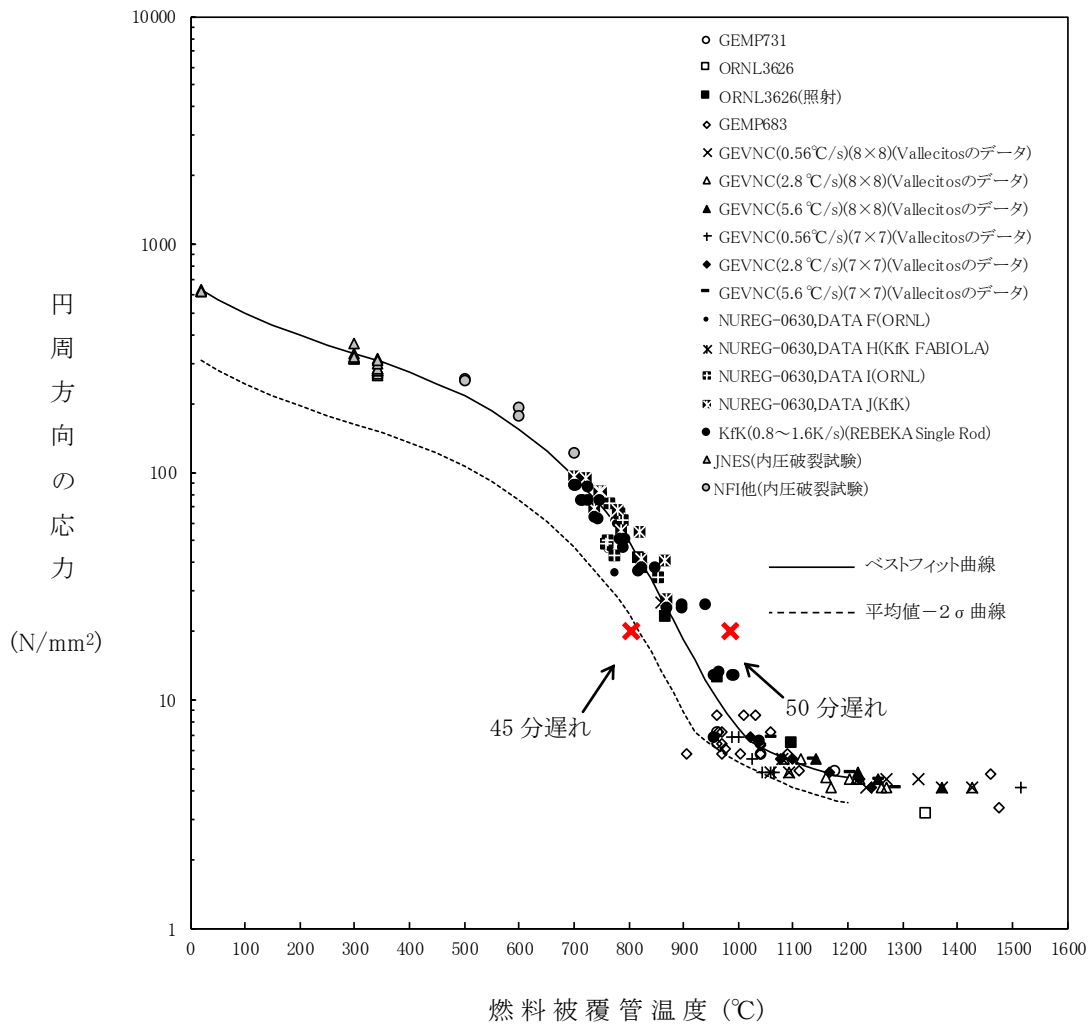


図9 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (操作遅れ時間 45 分及び 50 分)

7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）

○水源

輪谷貯水槽（西1/西2）※：約7,000m³（約3,500m³×2）

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生2時間20分後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイス

事象発生21時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。

○時間評価

事象発生1.4時間後まではサブプレッション・チェンバのプール水を水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽（西1/西2）水量は減少しない。事象発生2時間20分後から低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、事象発生21時間後から格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽（西1/西2）であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生24時間30分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西1/西2）が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約1,000m³必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$(70\text{m}^3/\text{h}\times 1\text{h}) + (35\text{m}^3/\text{h}\times 1.8\text{h}) + (32\text{m}^3/\text{h}\times 5\text{h}) + (28\text{m}^3/\text{h}\times 10\text{h}) + (25\text{m}^3/\text{h}\times 4\text{h}) + 245\text{m}^3 \approx 1,000\text{m}^3$$

7日間における燃料の対応について
 (全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 11m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

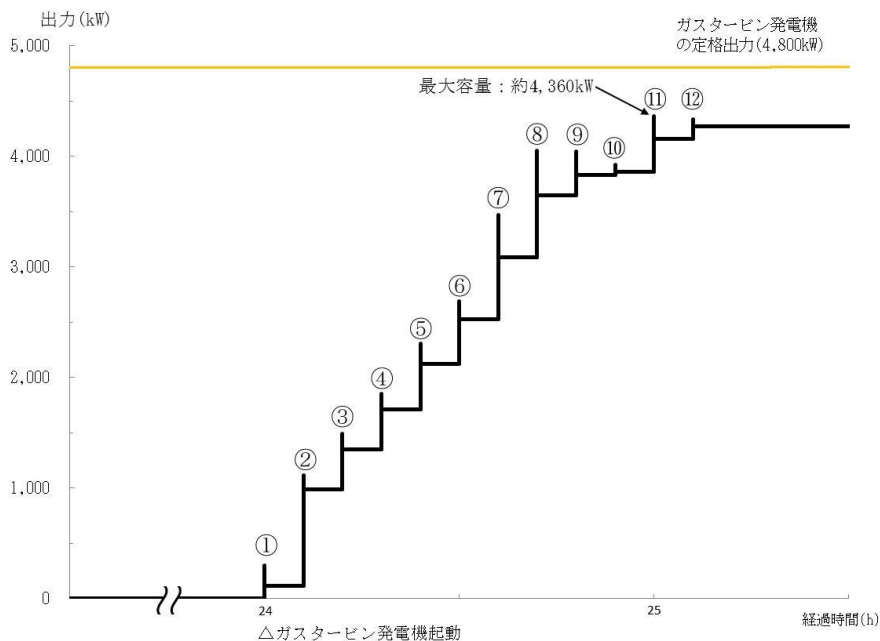
主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (自動投入負荷)	約 877	約 1,116	約 988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,489	約 1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,849	約 1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,303	約 2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,689	約 2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,471	約 3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,052	約 3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 4,043	約 3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,920	約 3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 4,360	約 4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,333	約 4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.1 取水機能が喪失した場合

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」、⑳「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備によ

る給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了したところで、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1-1(1)図及び第2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第2.4.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、31名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉

水位高（レベル8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。

d. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（C-RHR注水弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

e. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

f. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度（SA）等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃が

し安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。

なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が

必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し， $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし，容量として，1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に， $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 原子炉補機代替冷却系

伝熱容量は，事象発生後8時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 30°C において）とする。

(f) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 30°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後，事象発生から8時間後に開始する。

(b) 原子炉補機代替冷却系運転操作は，事象発生から8時間後に開始する。

(c) 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は，事象発生から8時間後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常

用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてがトリップする。

事象発生から20分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで実施する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、燃料棒有効長頂部は下回らず、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、事象発生から8時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.4.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約132kPa[gage]及び約117℃に抑えられ、原

子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.4.1.1）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推

定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.4.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めて評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はH D R 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、B W R の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.4.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サブプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.1.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は，解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操

作時間に与える影響として、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（8時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から8時間あり、準備時間が確保できることから、実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である 384kPa[gage]に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」において事象発生から約19時間後であり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.1.2)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の運転継続実施が可能である。

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後の運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後の大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約53m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後の運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.3)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約2,948kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料2.4.1.4)

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

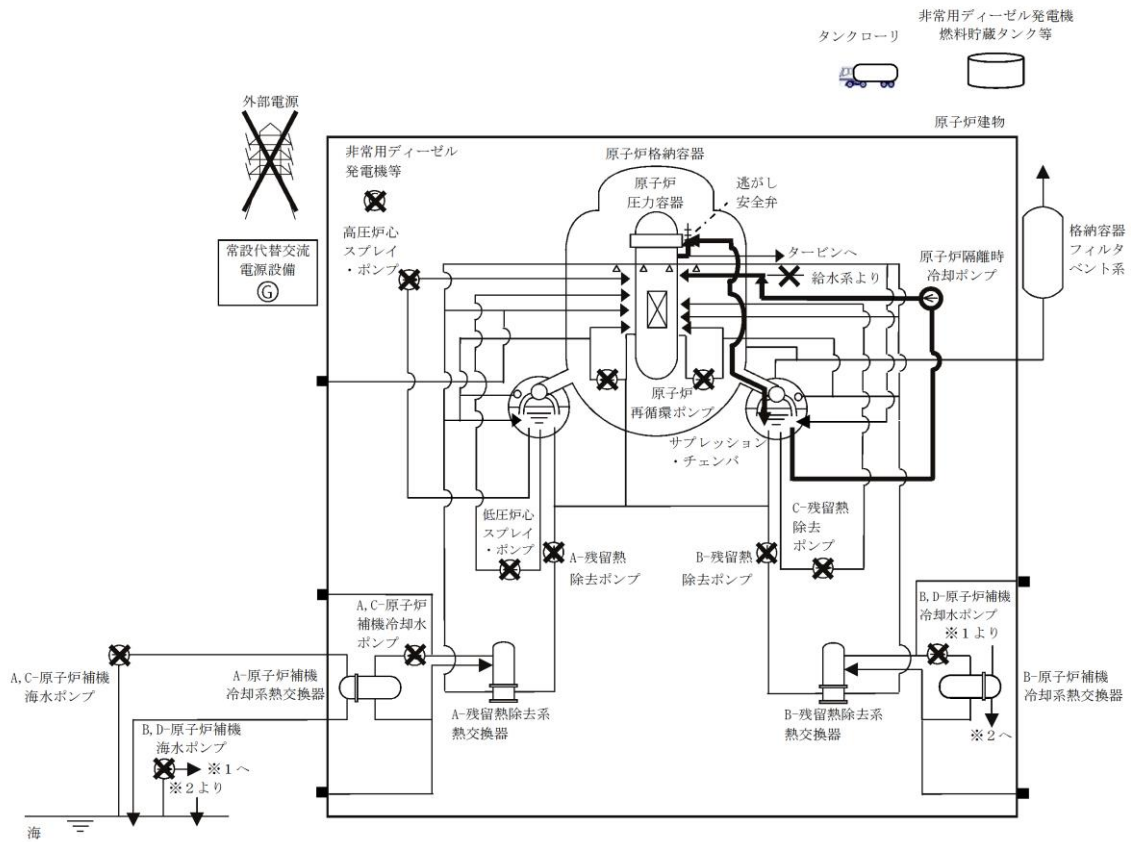
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

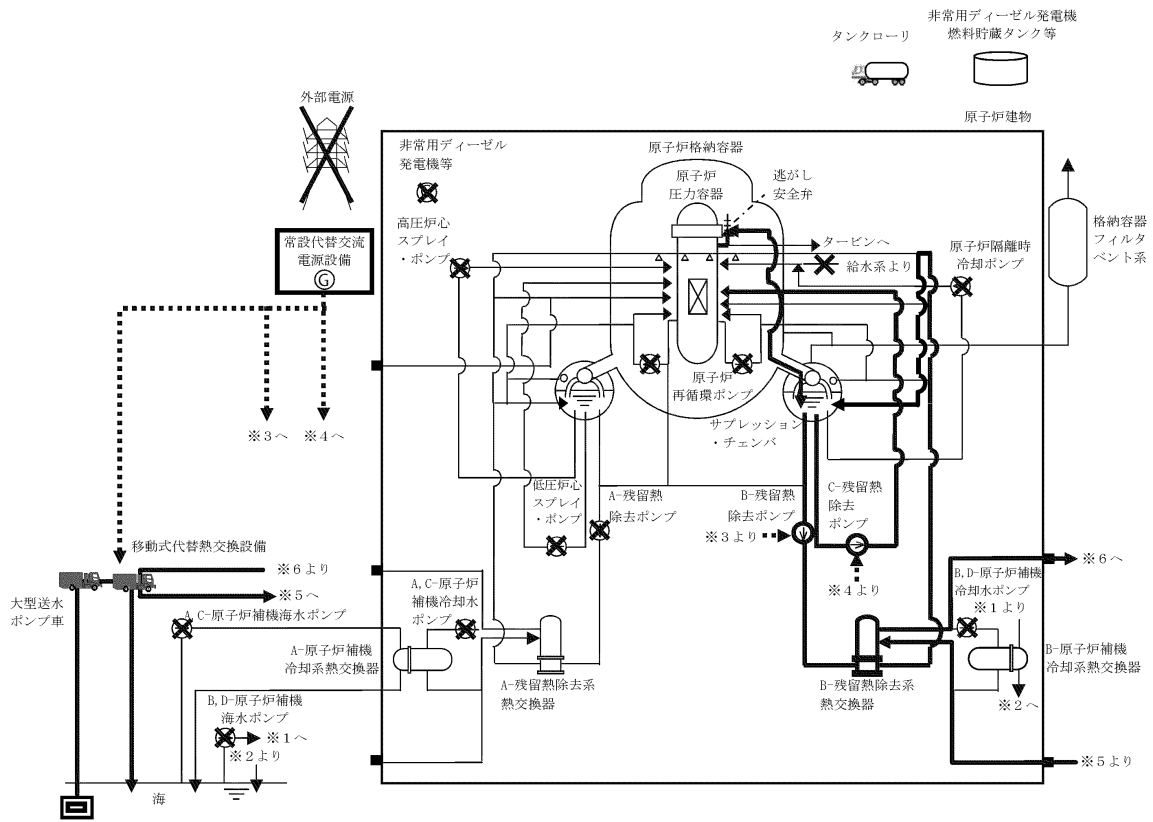
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

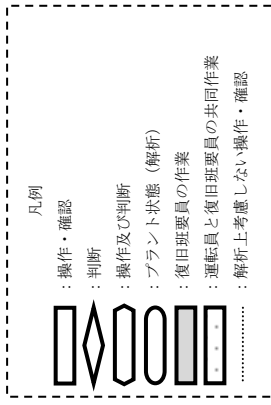
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。



第 2.4.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉急速減圧）

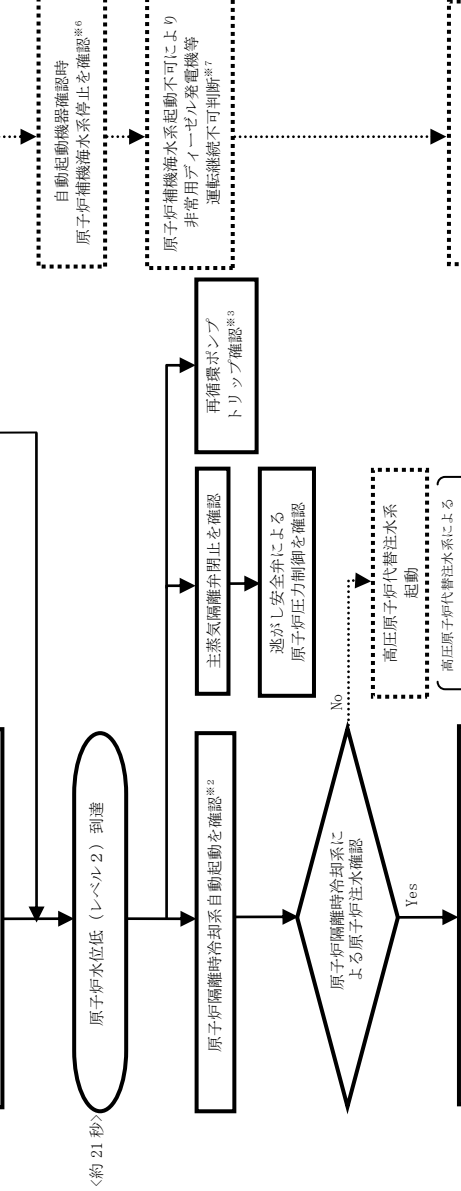


第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

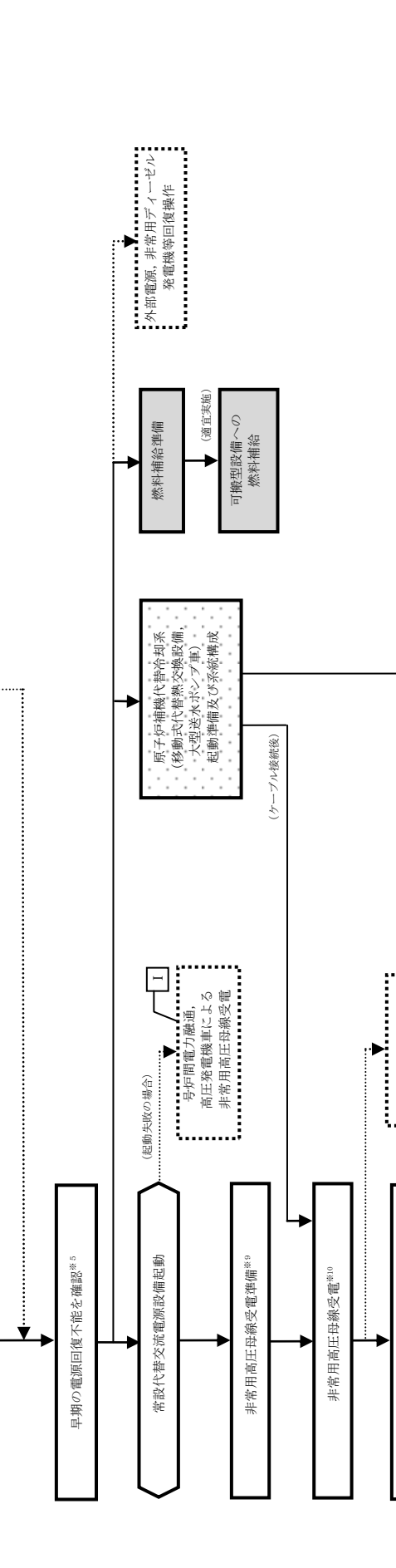


【 1 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)
 【 0 秒】

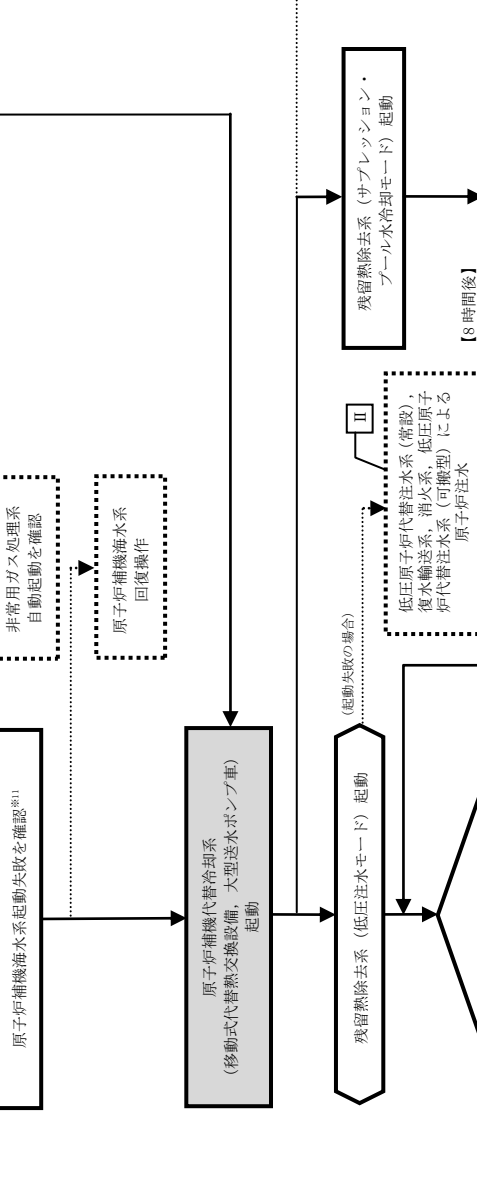
※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。
 ※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約 21 秒) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
 ※4：運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
 ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
 ※6：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に、原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
 ※7：原子炉補機海水系が起動できないため、非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
 ※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また、全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
 ※9：復電時に不運な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
 ※10：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。



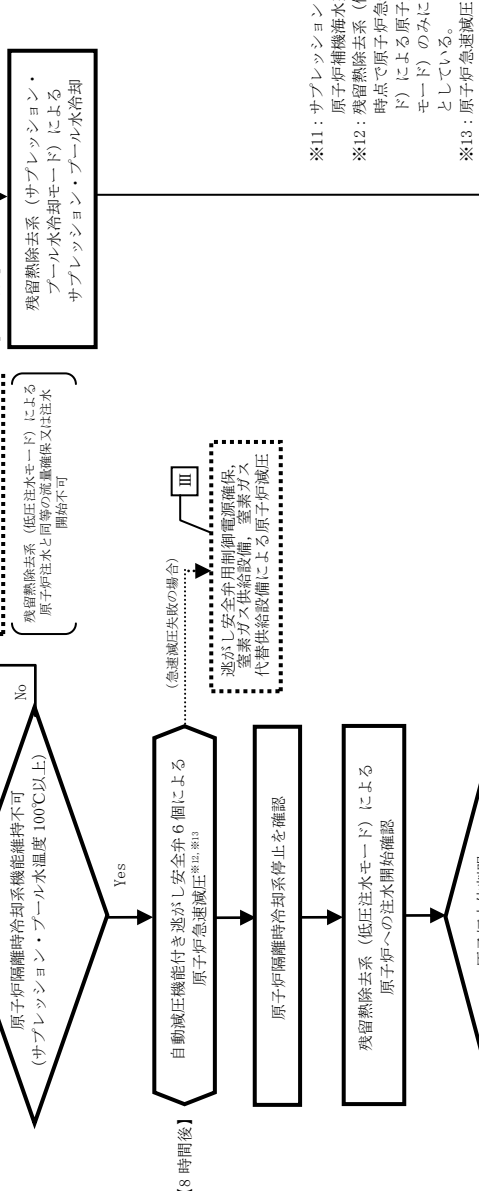
【 1 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)
 【 0 秒】



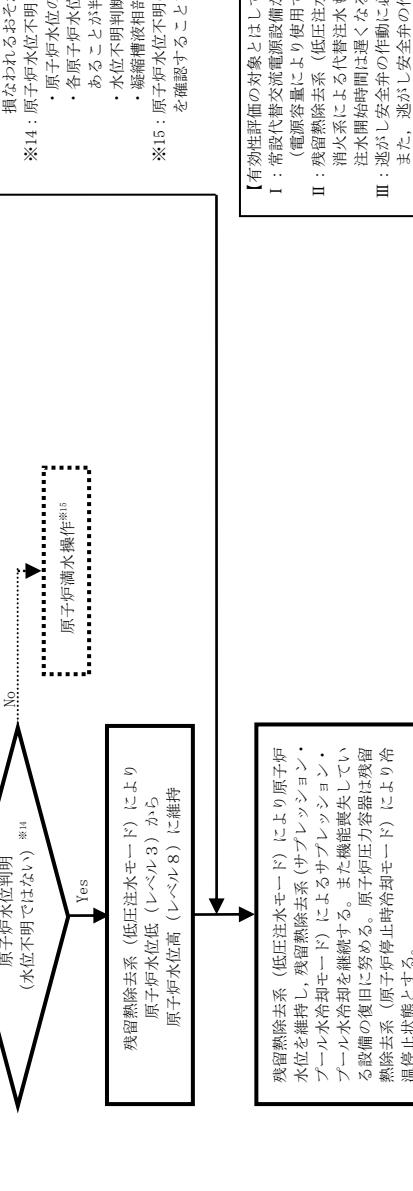
【 1 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)
 【 0 秒】



【 1 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)
 【 0 秒】



【 1 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)
 【 0 秒】



※11：サブプレッション、プール水温度が 35℃以上であることを確認し、サブプレッション・プール水冷却を実施するが、原子炉補機海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
 ※12：残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解析上は残留熱除去系 (低圧注水モード) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
 ※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明であることを確認する。
 ※14：原子炉水位不明の場合、原子炉水位が燃料棒が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
 ※15：原子炉水位不明の場合、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。

【 1 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)
 【 0 秒】

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】
 I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
 (電源容量により使用できる設備に限られる。)
 II：残留熱除去系 (低圧注水モード) と同等の流量が確保できないが、低圧原子炉代替注水系 (常設)、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。
 III：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁制御電源確保操作を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な蒸発ガスが喪失している場合は、蒸発ガス供給設備、蒸発ガス代替供給設備による蒸発ガスの供給を行う。

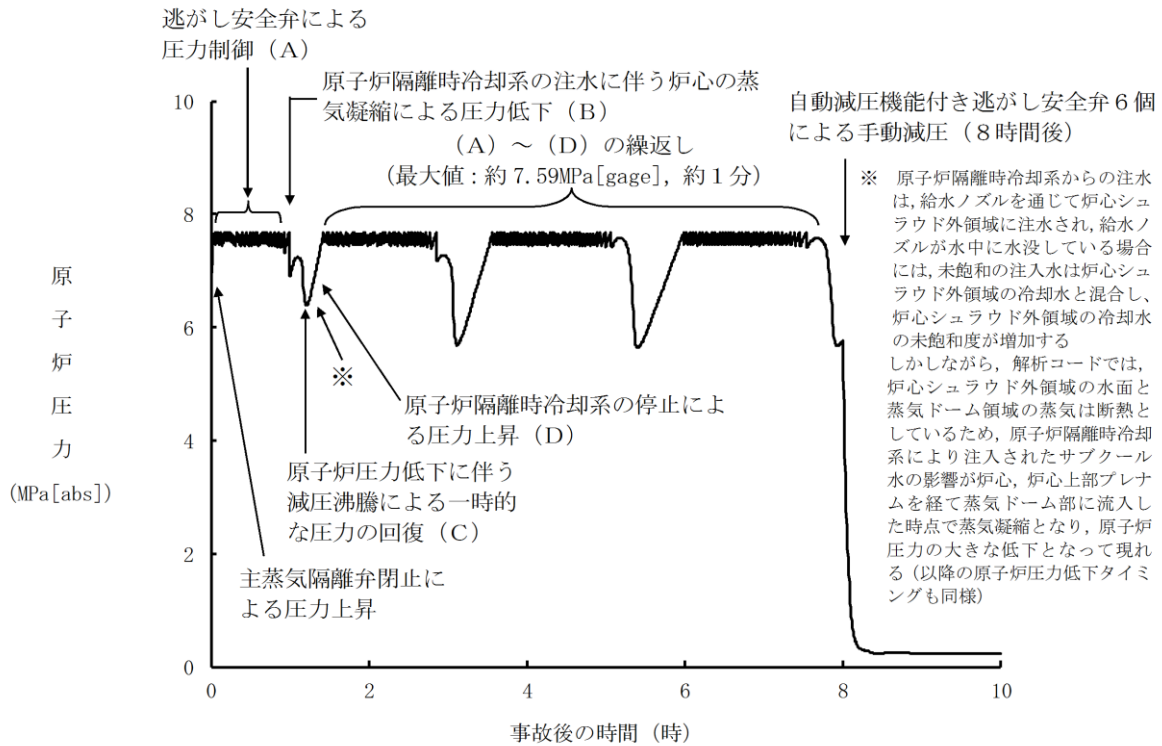
第 2.4.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

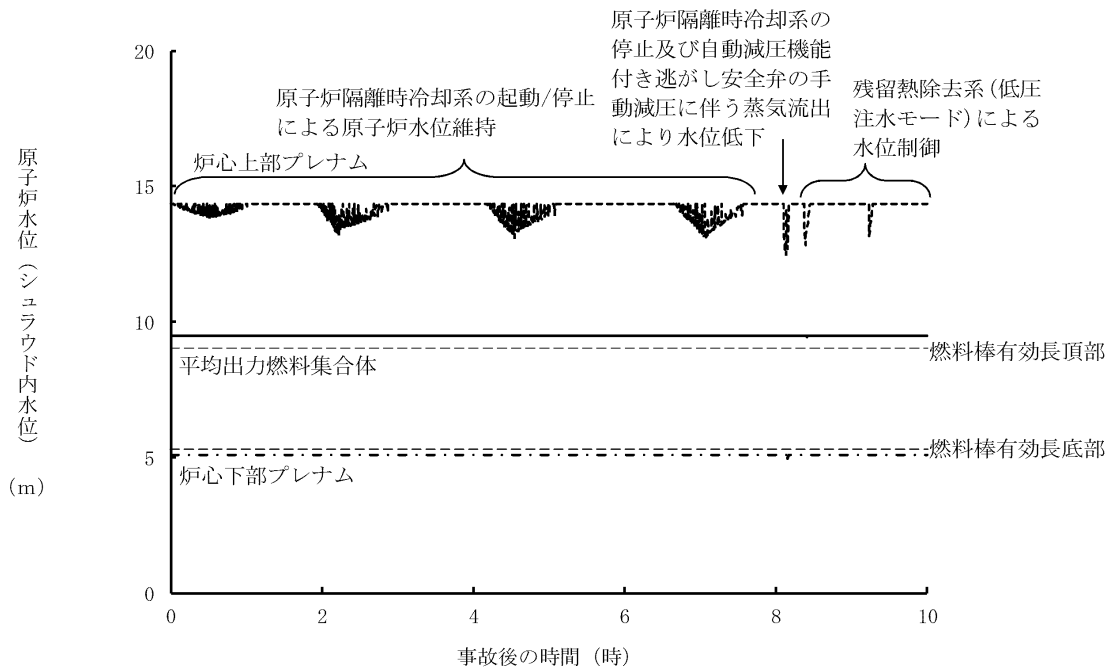
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間（分）		経過時間（時間）																					備考							
	責任者	当直長	1人		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		18	19	20	21	22	23	24
状況判断	責任者	当直長	1人	中央制御室監視緊急時対策本部連絡	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム確認、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動失敗確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 早期の電源回復不能確認 	事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低（レベル2） プラント状況判断 8時間 サプレッション・プール水温度100℃到達 原子炉急減圧 原子炉隔離時冷却系停止 残留熱除去系（低圧注水モード）原子炉注水開始 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）開始																													
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																															
	通報連絡等を行う要員	指示者	1人	初期での指揮																															
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	夜間班要員																																
	運転員	運転員	夜間班要員																																
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で維持																														
交流電源回復操作	—	—	—	非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復																						解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する									
常設代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作	10分																														
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	25分																														
	—	2人 B, C	—	放射線防護具準備	10分																														
D系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	35分																														
	—	(2人) B, C	—	D系非常用高圧母線受電操作（現場）	5分																														
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	5分																														
	—	(2人) B, C	—	C系非常用高圧母線受電準備（現場）	25分																														
C系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	5分																														
	—	(2人) B, C	—	C系非常用高圧母線受電操作（現場）	5分																														
取水機能喪失の確認	(1人) A	—	—	原子炉補機海水系起動操作（失敗）	10分																														
原子炉補機海水系回復操作	—	—	—	原子炉補機海水系 機能回復																						解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する									
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	14人 a~n	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	—	資機材配置及びホース敷設、系統水張り、起動	7時間20分																														
	—	—	3人 o, p, q	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	—	電源ケーブル接続	1時間40分																														
	—	2人 D, E	—	放射線防護具準備	10分																														
原子炉補機代替冷却系運転	—	(2人) a, b	—	原子炉補機代替冷却系 運転状態監視	適宜実施																														
	(1人) A	—	—	原子炉補機代替冷却系 冷却水流量調整	10分																														
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作	10分																														
残留熱除去系（低圧注水モード）運転	(1人) A	—	—	残留熱除去系起動操作	10分																														
	(1人) A	—	—	残留熱除去系（低圧注水モード）注水操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																														
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	(1人) A	—	—	残留熱除去系起動操作	10分																														
	(1人) A	—	—	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）サプレッション・プール冷却操作	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を継続																														
燃料補給準備	—	—	—	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	2人 r, s	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分																				タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給										
燃料補給作業	—	—	—	大型送水ポンプ車への補給	適宜実施																														
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	非常用ガス処理系自動起動確認	5分																					解析上考慮せず									
燃料プール冷却系 準備操作	(1人) A	—	—	原子炉補機代替冷却系 冷却水流量調整																						10分	燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水操作								
	—	(2人) B, E	—	原子炉補機代替冷却系 系統構成																						30分									
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	燃料プール冷却系再起動	燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																					10分	解析上考慮せず 燃料プール水温度60℃以下維持								
必要人員数 合計	1人 A	4人 B, C, D, E	19人 a~s																																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

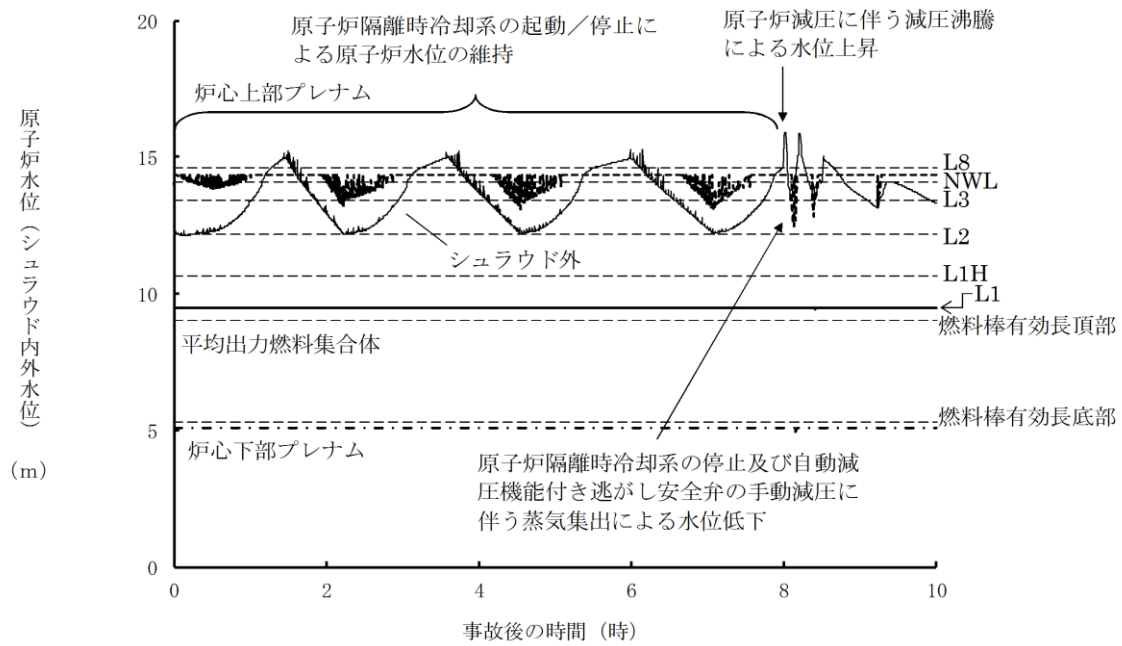
第2.4.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間



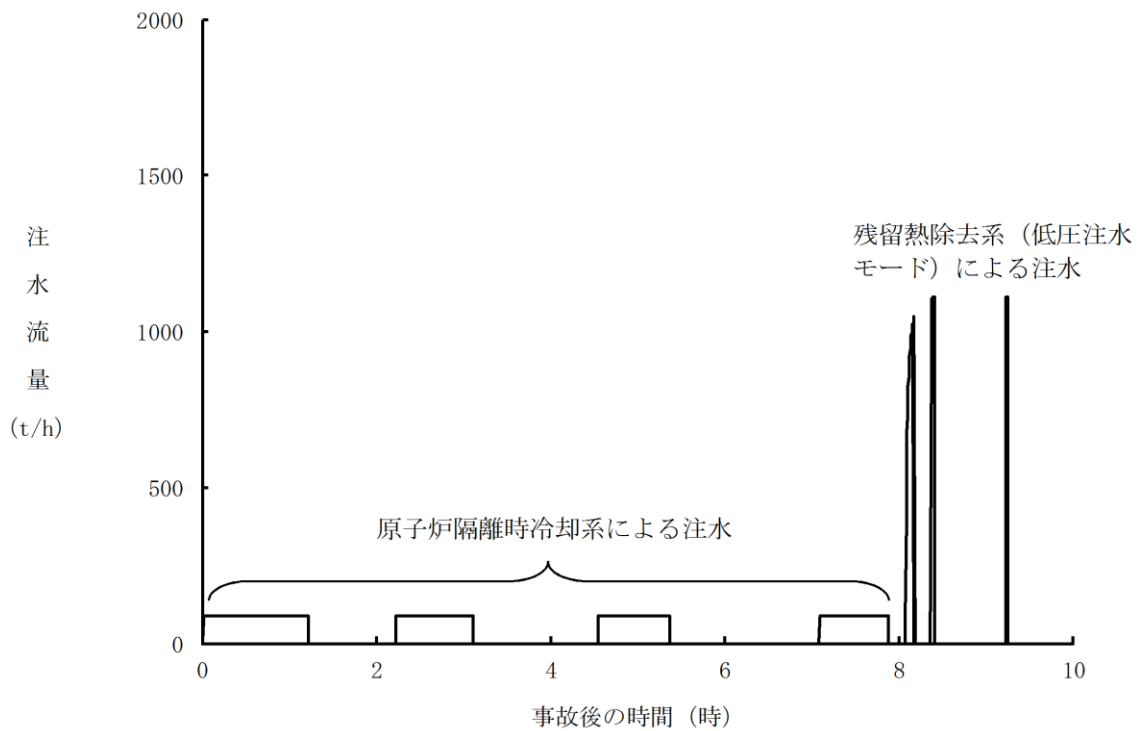
第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



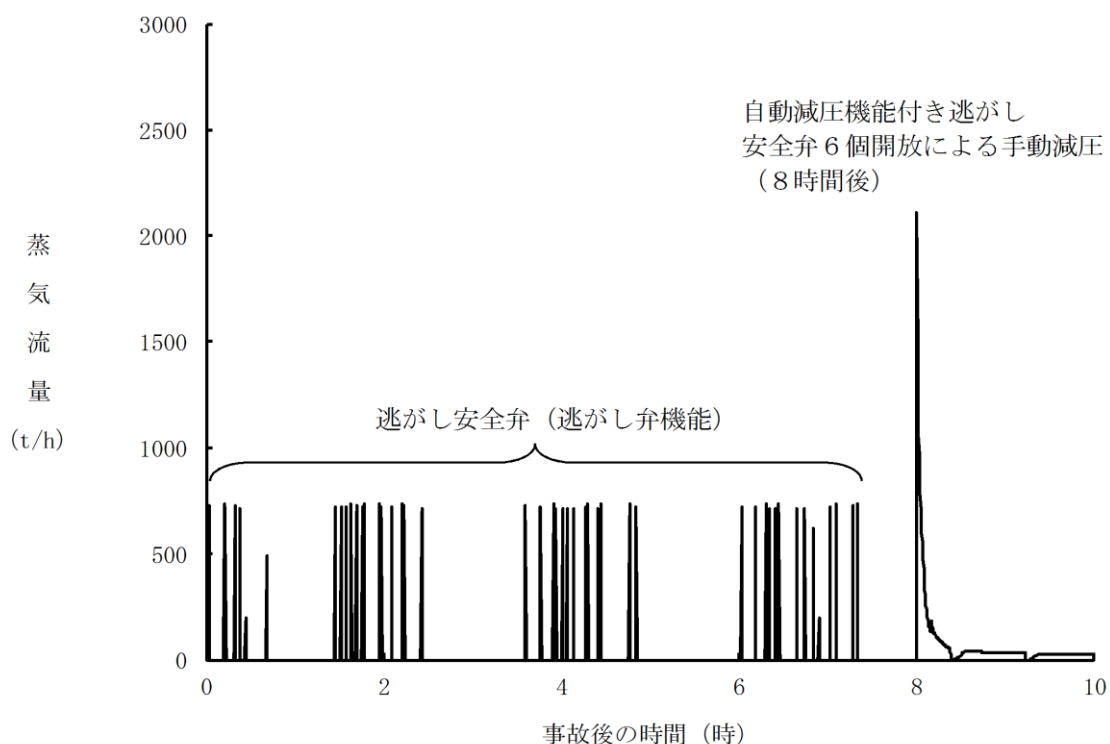
第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



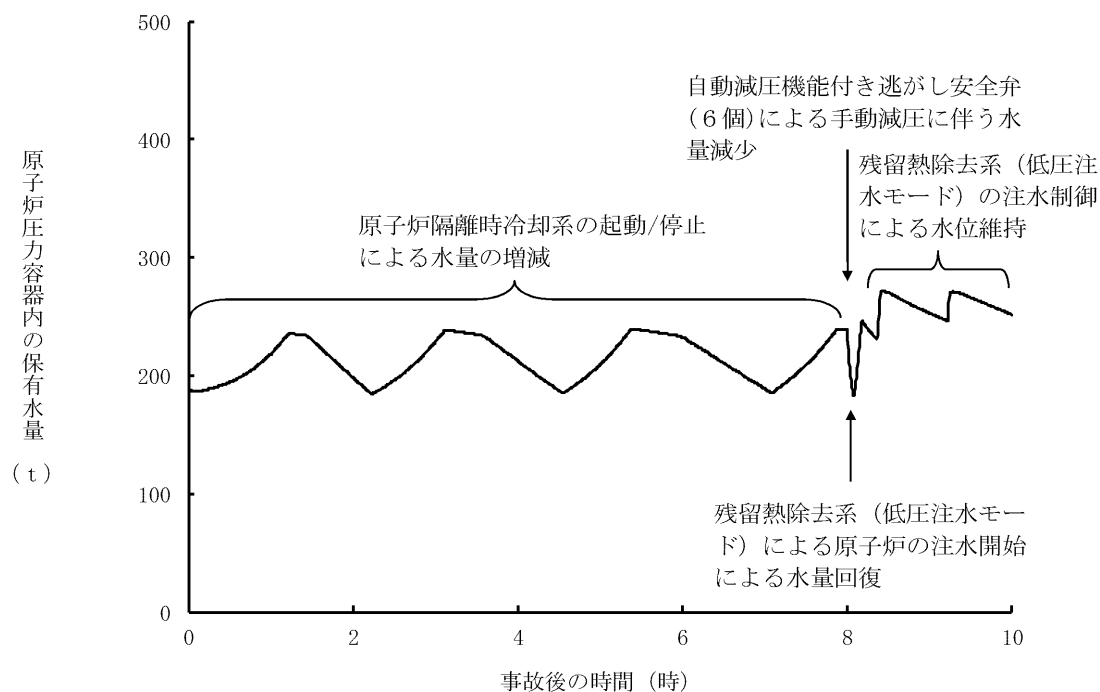
第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



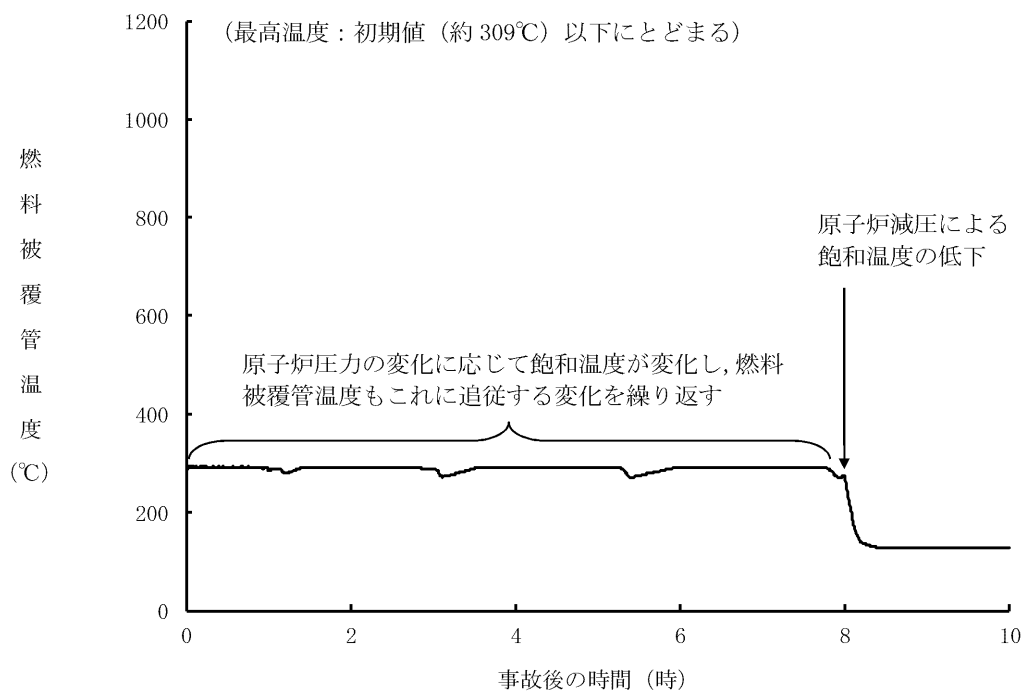
第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



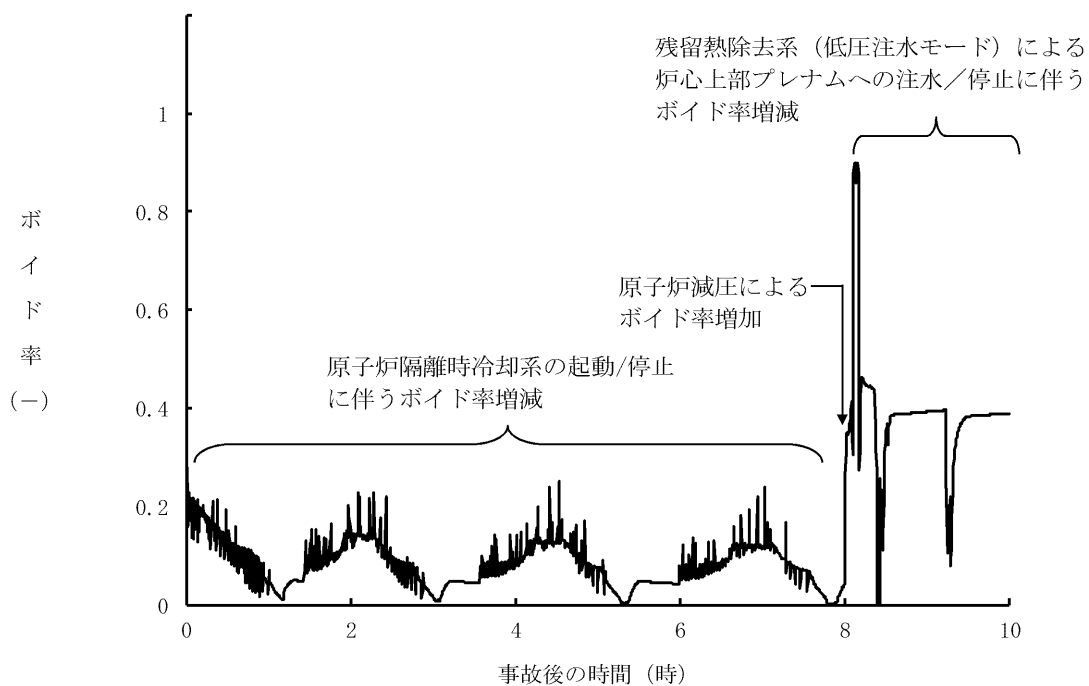
第 2. 4. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



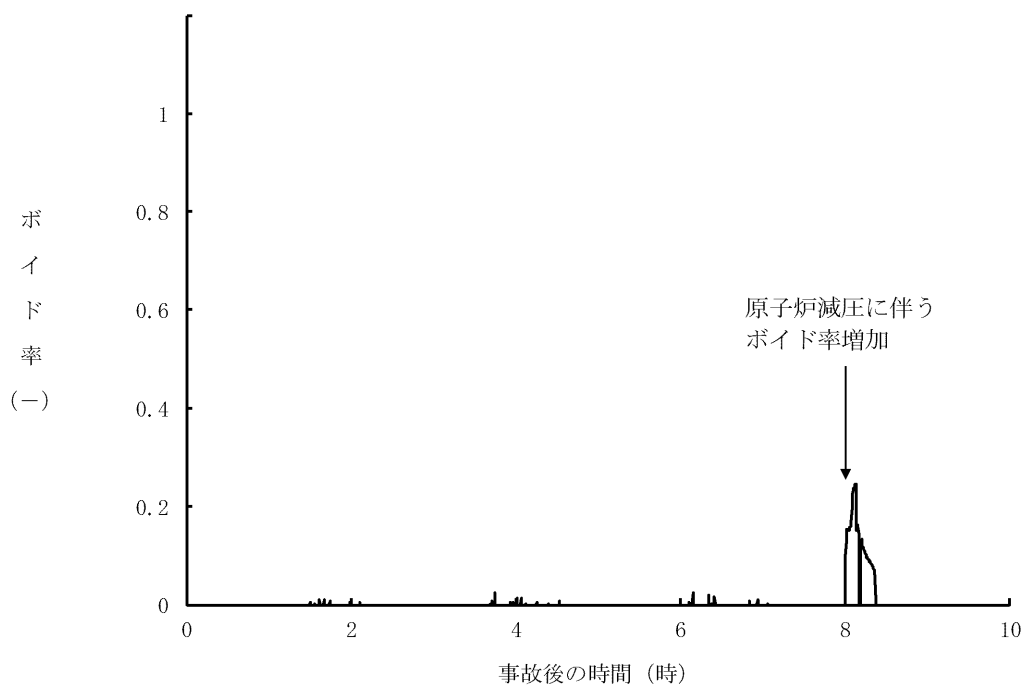
第 2. 4. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



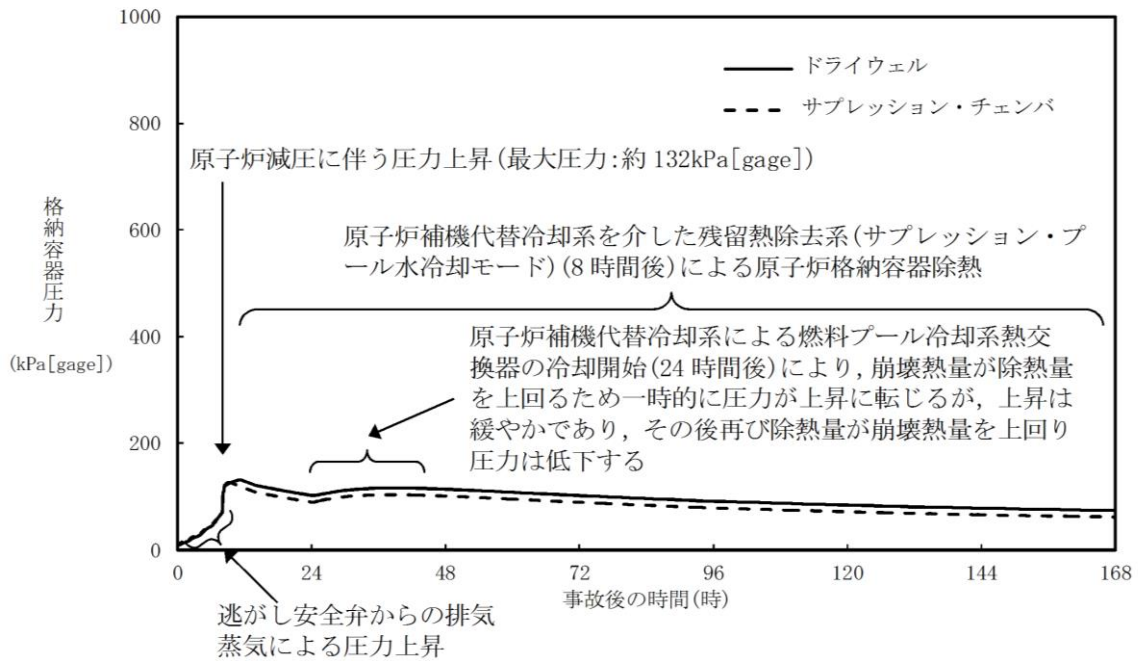
第 2.4.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



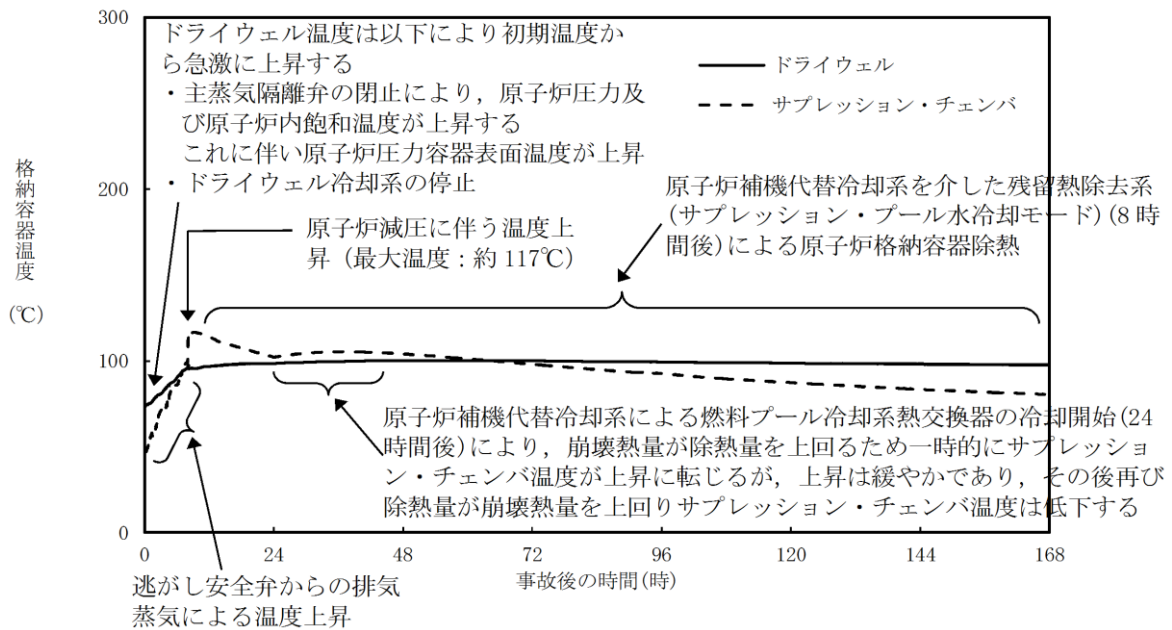
第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



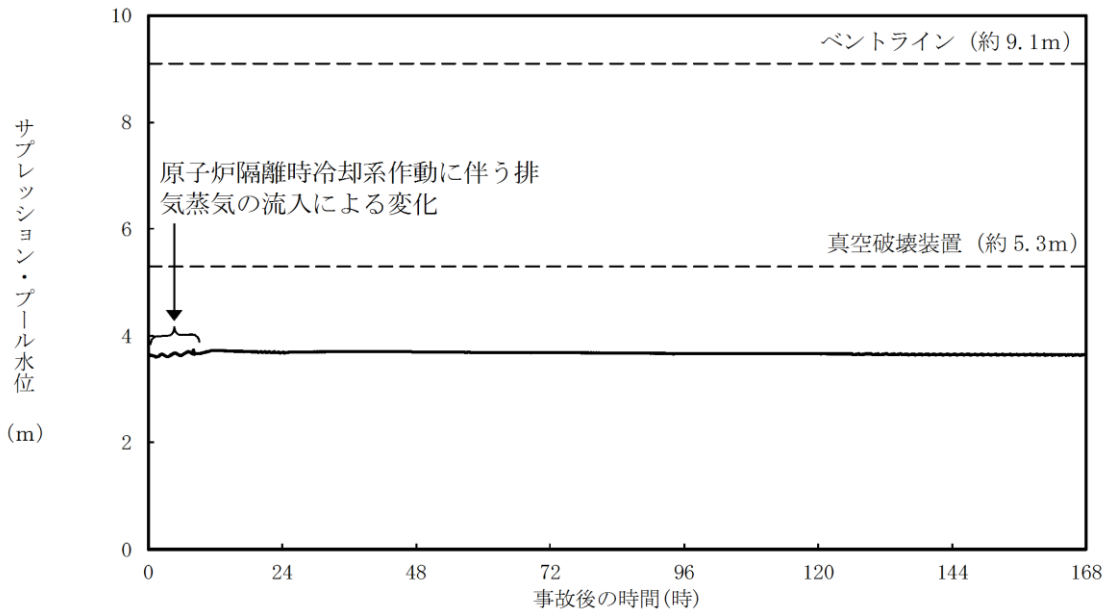
第 2. 4. 1. 2-1(9) 図 炉心下部プレナムのボイド率の推移



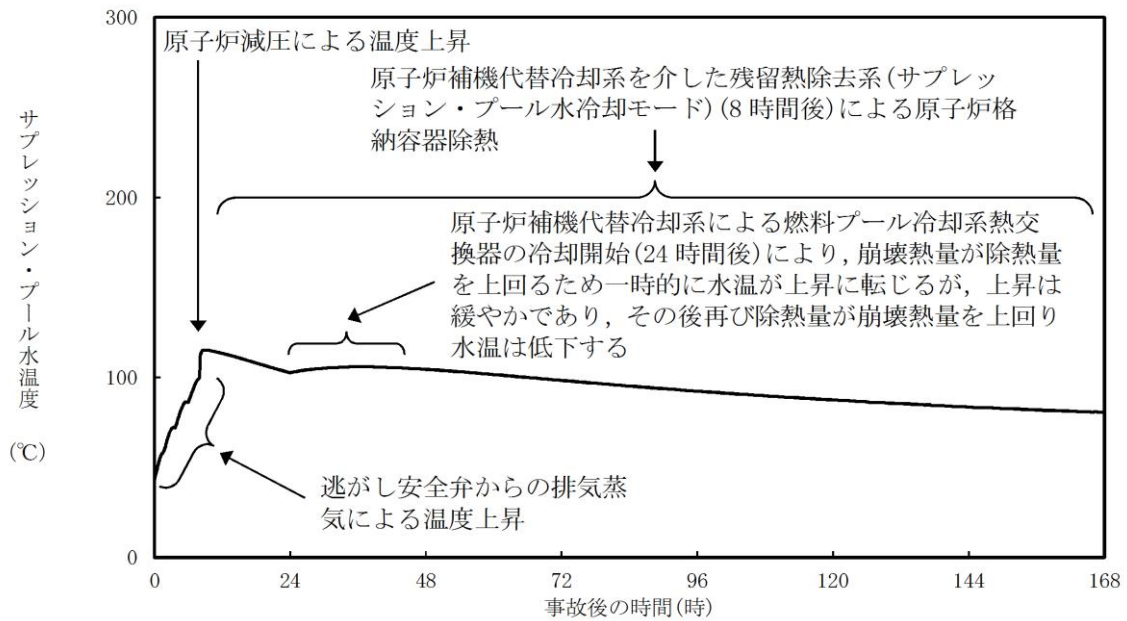
第 2. 4. 1. 2-1 (10) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1. 2-1 (11) 図 格納容器温度の推移



第 2.4.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	—
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレーション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブレーション・プールの水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による自動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 自動減圧機能付き逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サブレーション・チェンバ	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ
平均出力領域計装			原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
原子炉圧力			原子炉圧力（S A） 原子炉圧力 サブレーション・プールの水温度（S A）
原子炉注水			原子炉圧力（S A） 原子炉圧力 原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（2/2）

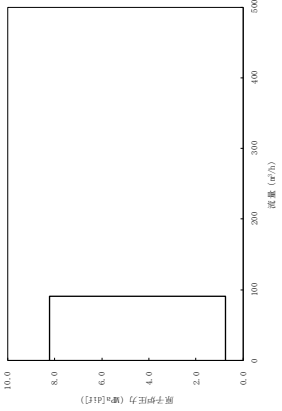
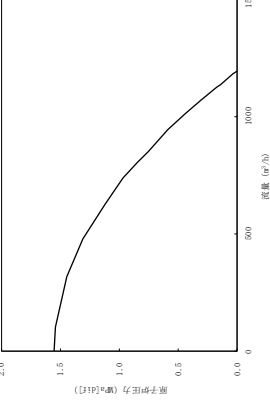
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	
残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサブレーション・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 【残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	計装設備 【残留熱除去ポンプ出口流量】 サプレッション・プール水温度（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

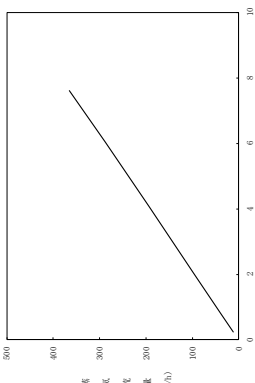
第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
条 件 期	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
事 故 条 件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上, 非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから, 外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり, 要員, 資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重 大 事 故 等 対 策 に 関 連 す る 機 器 条 件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [dif] (において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa [dif] (において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	<p>逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個</p>	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p>
<p>逃がし安全弁</p>	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開 することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
<p>原子炉補機代替冷却系</p>	<p>伝熱容量は、事象発生後8時間から24時間 において約16MW、事象発生24時間以降にお いて約11MW (サブレーション・プール水温 度100℃、海水温度30℃において) とする。</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</p>
<p>残留熱除去系 (サブレーション・プー ル水冷却モード)</p>	<p>伝熱容量は、熱交換器1基あたり事象発生後 8時間から24時間において約16MW、事象発 生24時間以降において約11MW (サブレッシ ョン・プール水温度100℃、海水温度30℃に おいて) とする。</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水操作	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブレッシュン・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から8時間後に原子炉減圧後, 注水開始 事象発生から8時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下*傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）事象発生から24時間後に，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより，崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り，格納容器温度は低下傾向となる。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなるパラメータが喪失した場合) (1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
崩壊熱	崩壊熱モデル	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響」にて確認。
燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却の無い場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合は燃料棒表面温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）により、燃料棒表面温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間による影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積り、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管酸化は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性はあるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び残留熱除去系（低圧注水モード）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）により、燃料被覆管酸化による影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管表面温度を下回ることもなく、炉心冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベスタフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベスタフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて、設計基準事故相当の線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を予測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要がある。原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでには本解析においても8時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから、運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等、LPCSスプレッドの液滴で冷却された際に蒸気が発生し持上りし、LPCSスプレッドの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、LPCSによる注水は行うものの、炉心冠水維持される本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼすLPCSの注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作による影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。

炉心

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸腾・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流化	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカンマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラプス水位が取り扱えれば十分ではない。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下奉動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下奉動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることとはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることとはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。逃がし安全弁流量の変動により、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響は小さい。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。逃がし安全弁からの流出流量は、压力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通して、平均均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均均質臨界流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることとはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることとはないことから影響を与えない。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響		
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。		
原子炉压力容器	E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。		
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できると確認した。格納容器温度を十数°C程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくなくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくなくならない。また、格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくなくならない。また、格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導					また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としていないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としていないため、運転員等操作時間に与える影響はない。
	気液界面の熱伝達						
サブプレッション・ブルール水冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。			

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータと与える影響（崩壊熱除去機能喪失した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータと与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータと与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa[gauge]	約6.77~6.79MPa [gauge] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から+83 cm）	通常水位（気水分離器下端から約+85 cm） (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料（A型） 装荷炉心毎		9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料について、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータと与える影響は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータと与える影響は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行している）に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることでなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309°C）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（崩壊熱除去機能喪失した場合）（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積（ド ライウエル）	7,900m ³	7,900m ³ （設計値）	ドライウエル内体積の設計値 （内部機器及び構造物の体積 を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積（サ プレッション・チ ェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ （設計値）	サプレッション・チェンバ内体 積の設計値（内部機器及び構造 物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル-サ プレッション・チ ェンバ間差 圧）	3.43kPa（ドライウエル-サ プレッション・チ ェンバ間差 圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サプレッショ ン・プール水位	3.61m （通常運転水位）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサプレッショ ン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッショ ン・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッショ ン・プール水温度の上限値として 設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サプレッション・プールの温度上昇が遅くなるが、実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サプレッショ ン・プールの温度上昇が遅くなるが、実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	約5 kPa [gauge]～約7 kPa [gauge] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、本評価事象では格納容器圧力を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、本評価事象では格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合 計容量を参考に、最確条件を包 絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（崩壊熱除去機能が喪失した場合）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は穏やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa [gage] 367～377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa [gage] 367～377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h (8.21～0.74MPa [dif]において)にて注水	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h (8.21～0.74MPa [dif]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif]において)にて注水	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きい。
	原子炉補機代替冷却系	伝熱容量 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サブレーション・プール水温度100℃、海水温度30℃において）	伝熱容量 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サブレーション・プール水温度100℃、海水温度30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）	伝熱容量 熱交換器1基あたり 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サブレーション・プール水温度100℃、海水温度30℃）	伝熱容量 熱交換器1基あたり 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サブレーション・プール水温度100℃、海水温度30℃）	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去機能喪失した場合)(1/2)

項目	解析上の操作時間	解析条件(操作条件)の不確かさ	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
残熱除去及び原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作	発生から8時間後	原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 解析上の操作開始時間として、運転員等操作時間として、実際の格納容器冷却設備の起動時間と、解析上の設定時間との差を評価項目とする。	評価項目となるパラメータに与える影響 格納容器冷却設備の起動時間と、解析上の設定時間との差を評価項目とする。	操作時間余裕 解析上の設定時間と、実際の格納容器冷却設備の起動時間との差を評価項目とする。	訓練実績等 解析上の設定時間と、実際の格納容器冷却設備の起動時間との差を評価項目とする。
残熱除去及び原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作	発生から8時間後	原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作 原子炉補機代替による格納容器冷却設備の起動、受電操作	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響 解析上の操作開始時間として、運転員等操作時間として、実際の格納容器冷却設備の起動時間と、解析上の設定時間との差を評価項目とする。	評価項目となるパラメータに与える影響 格納容器冷却設備の起動時間と、解析上の設定時間との差を評価項目とする。	操作時間余裕 解析上の設定時間と、実際の格納容器冷却設備の起動時間との差を評価項目とする。	訓練実績等 解析上の設定時間と、実際の格納容器冷却設備の起動時間との差を評価項目とする。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(2/2)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
大型送水ポンプ車への燃料補給	事象発生から7時間40分後	大型送水ポンプ車への燃料補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業性を踏まえ設定	大型送水ポンプ車の燃料枯渇までに実施すれば良い作業であり、大型送水ポンプ車による送水開始は7時間40分の時間があり、十分な時間余裕がある。	—	—	—	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後としており、このうち、大型送水ポンプ車への給油作業は、所要時間2時間30分想定のとおり、訓練実績では約2時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始	事象発生から8時間後、減圧が完了し、安全弁が6個減圧後、注水開始	原子炉補機代替冷却系(低圧注水モード)の起動操作を踏まえ、必要となる作業性を踏まえ設定	<p>【認知】補機代替冷却系による補機冷却水確保後に行う操作であることから、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】制御室での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作をしたのち、逃がし安全弁の手動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが、これら操作は制御室での簡易な操作である。実態の原子炉補機代替冷却系による補機冷却は事象発生から7時間20分程度で確保すると想定されるが、操作時間10分にて残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作を行い、事象発生8時間後から原子炉減圧を開始するものと設定した。</p> <p>【他の並列操作有無】原子炉補機代替冷却系(低圧注水モード)の起動操作は、操作開始時間は変動し得る。</p> <p>【操作の確実さ】中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は、解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>実態の残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は、解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>実態の逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始は解析上の設定とほぼ同等であるが、原子炉補機代替冷却系による注水開始は解析上の設定より遅れた場合でも、原子炉への注水を低圧原子炉代替注水系(常設)に切り替えることにより原子炉の冷却を継続することが可能である。</p>	<p>訓練実績等により、残留熱除去系(低圧注水モード)を起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約6分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	
操作条件							

7日間における燃料の対応について
 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 53m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

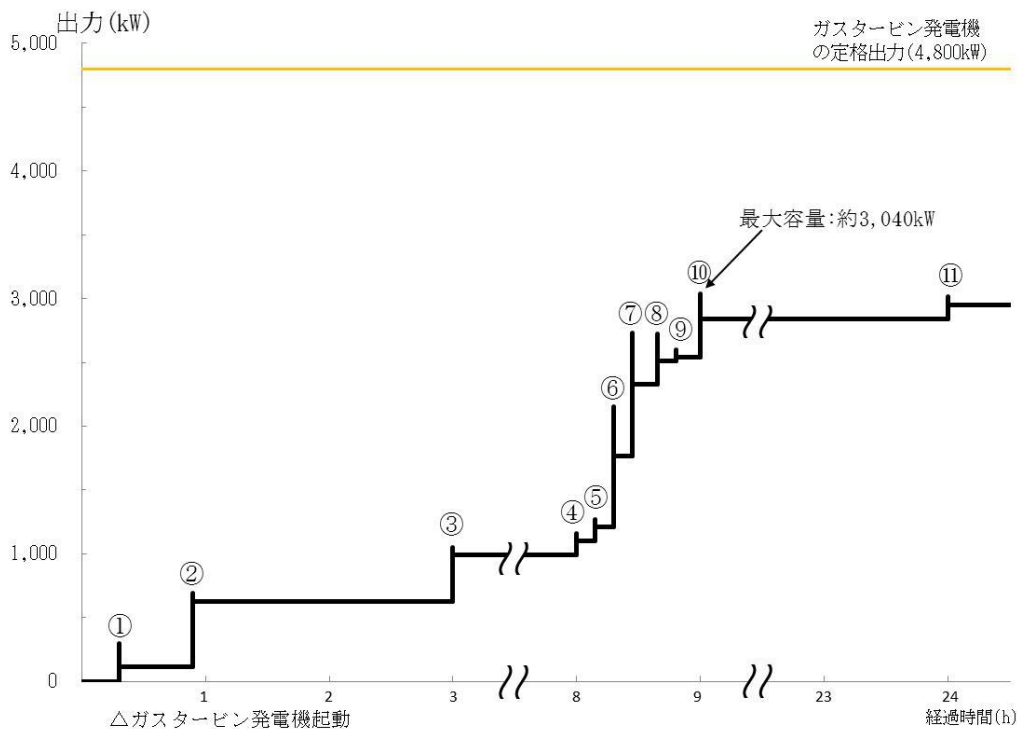
常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動 順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の 最大負荷容量 (kW)	定常時の 最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 518	約 695	約 629
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 359	約 1,050	約 988
④	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,158	約 1,098
⑤	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,268	約 1,208
⑥	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,151	約 1,768
⑦	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,732	約 2,328
⑧	B-中央制御室送風機	約 180	約 2,723	約 2,508
⑨	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,600	約 2,538
⑩	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 3,040	約 2,838
⑪	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,013	約 2,948



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑲「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」，⑳「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。

また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.4.2.1-1(1) 図から第 2.4.2.1-1(3) 図に、手順の概要を第 2.4.2.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.4.2.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.2.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。

残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

d. 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動しSA低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力(SA)、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度(SA)である。

※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系（低圧注水モード）に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。

e. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

f. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力(SA)、サブプレッション・チェンバ圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量等である。

g. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+約1.3mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2トラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操

作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力（SA）等である。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位（SA）である。

以降、炉心冷却は、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系により継続的に行う。

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

i 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

ii 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、91m³/h（8.21~0.74MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（常設）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に200m³/h（原子炉圧力1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するもの

とする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

- (b) 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル2)で2台すべてがトリップする。

低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置(約5.3m)及びベントライン(約9.1m)に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第2.4.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることとはなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.4.2.2-1(1)図に示すとおり、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.2.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.4.2.1）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CS TF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回

ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.2.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対し

て変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.4.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.2.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生8時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が384kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m）に到達するのは、事象発生の約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対

応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.4.2.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から8時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納

容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 5 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.2.2, 3.1.3.8)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 8 時間以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可

能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.2.4)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.2.5)

2.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

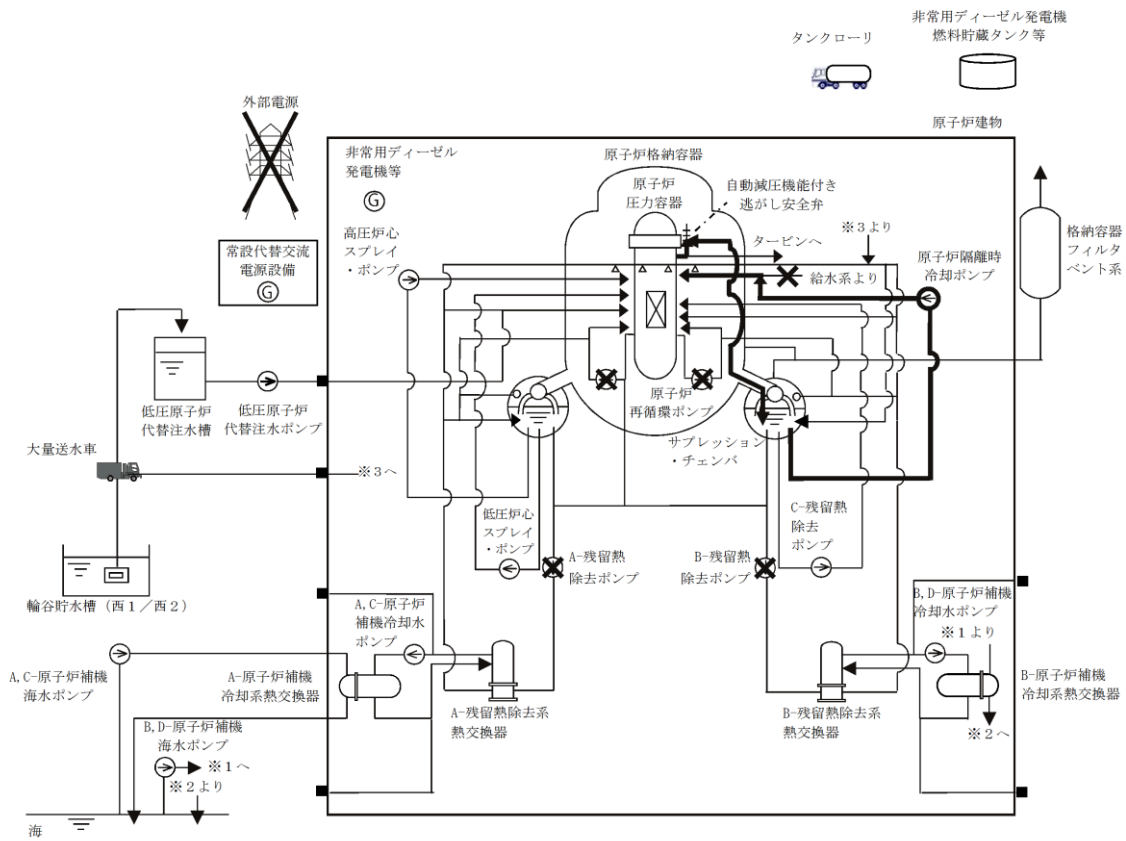
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

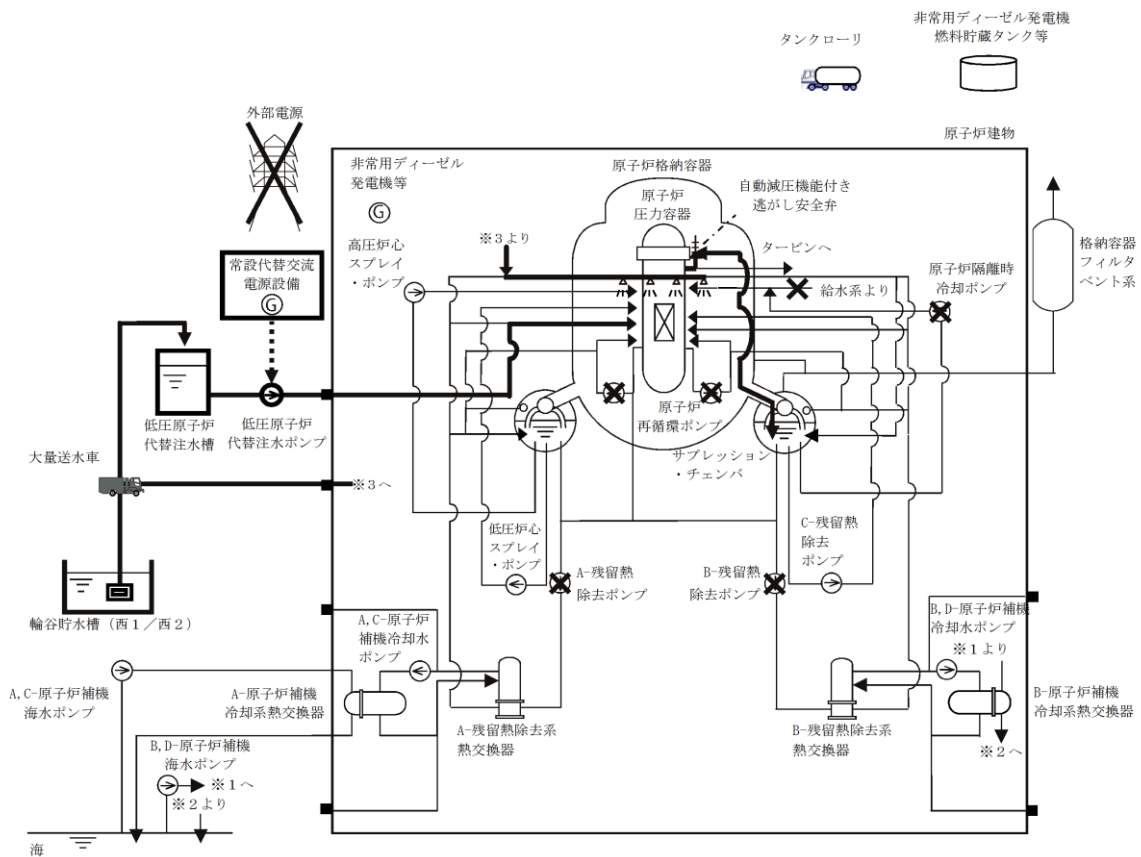
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

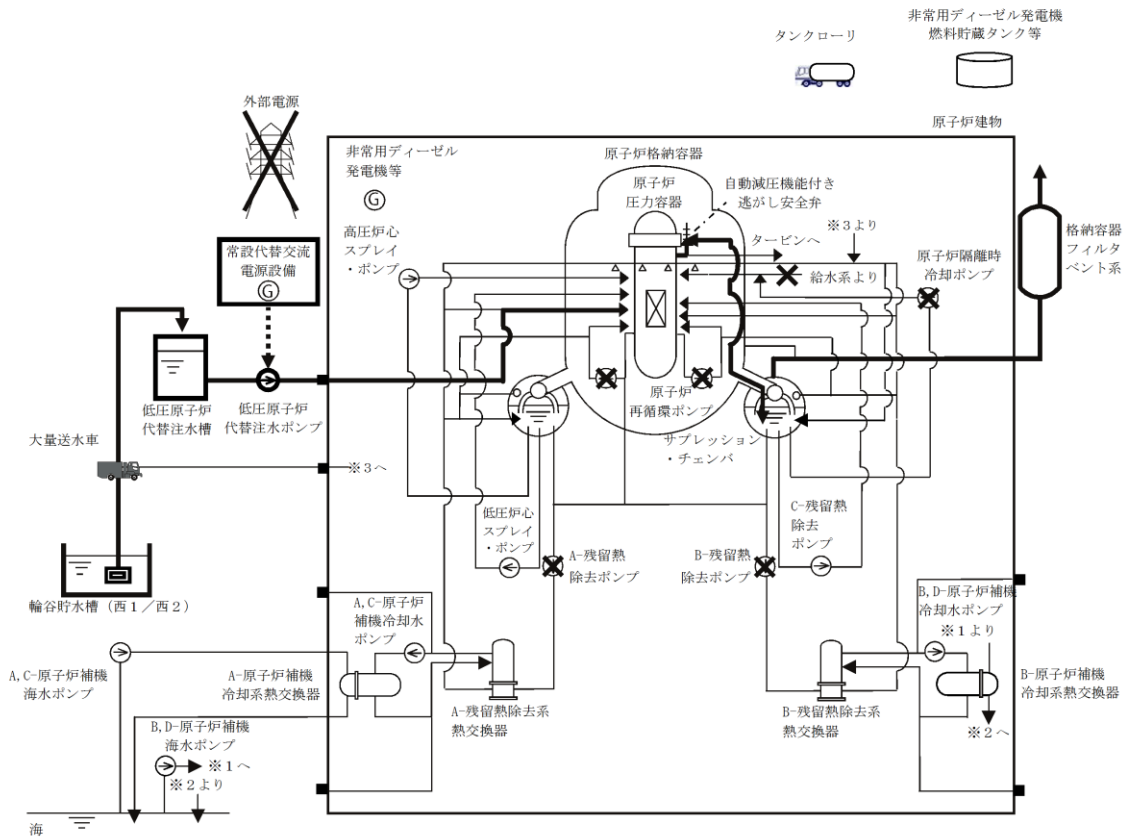
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。



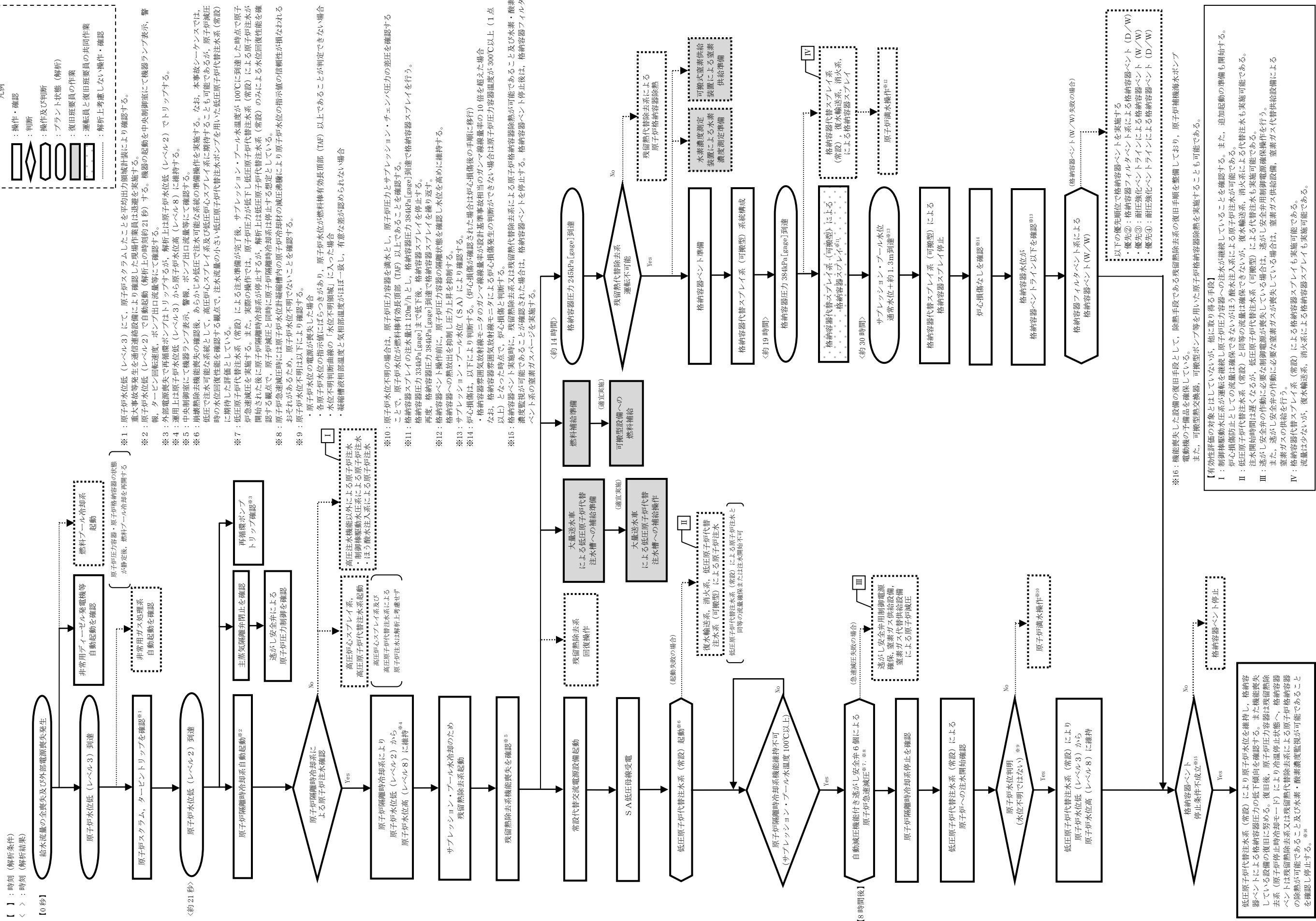
第 2. 4. 2. 1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉減圧及び原子炉注水）



第 2. 4. 2. 1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2. 4. 2. 1-1(3) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第2.4.2.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要

※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力傾斜計表により確認する。重大事故が発生して現場作業員は迅速を実施する。

※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約21秒) する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。

※3：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) に維持する。

※4：運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。

※5：中央制御室にて機器ランプ表示、警報、ポンプ出口流量等にて確認する。

※6：崩壊熱除去機能喪失の確認後、あらかじめ低圧注水可能な系統の準備操作を実施する。なお、本事故シナケンスでは、低圧注水可能な系統として、高圧炉心スプレイス系及び低圧炉心スプレイス系に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水ポンプを用いた低圧原子炉代替注水系統 (常設) に期待した評価としている。

※7：低圧原子炉代替注水系統 (常設) による注水準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系統 (常設) による原子炉注水を開始した後には原子炉隔離時冷却系が停止するが、解析上は低圧原子炉代替注水系統 (常設) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時刻に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※8：原子炉急減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。

※9：原子炉水位不明は以下により確認する。

- ・原子炉水位の電源が喪失した場合
- ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料槽有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
- ・水位不明判断曲線域「水位不明領域」に入った場合
- ・凝縮槽液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合

※10：原子炉水位不明の場合、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料槽有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。

※11：格納容器スプレイスの注水量は 120m³/h とし、格納容器圧力 384kPa [gauge] 到達で格納容器スプレイスを行う。

※12：格納容器圧力 384kPa [gauge] まで低下後、格納容器スプレイスを停止する。

※13：サブプレッション・プール水位 (SA) により確認する。

※14：炉心損傷は、以下により確認する。

- ・格納容器雰囲気気放射線モニタによる炉心損傷発生が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
- ・格納容器雰囲気気放射線モニタによる炉心損傷と判断する。
- ・炉心損傷は、以下により確認する。

※15：格納容器ベント実施時に、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素、酸素濃度監視が可能であることを確認された場合は、格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は、格納容器フィルタベント監視の緊急ガスハルーンを実施する。



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】

I：制御機駆動水圧系が運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。

II：低圧原子炉代替注水系統 (常設) と同等の流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。注水開始時間は遅くなるが、低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) による代替注水も実施可能である。

III：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な酸素ガスが喪失している場合は、酸素ガス供給設備、酸素ガス代替供給設備による酸素ガスの供給を行う。

IV：格納容器代替スプレイス系統 (常設) による格納容器スプレイスも実施可能である。流量は少ないが、復水輸送系、消火系による格納容器スプレイスも実施可能である。

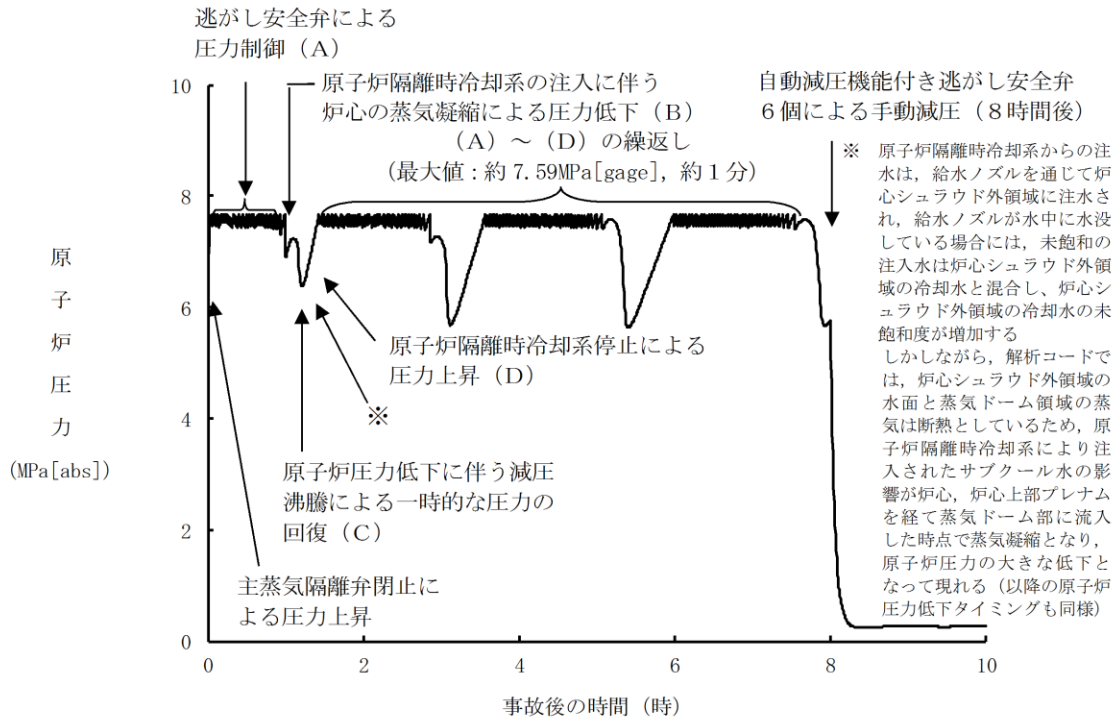
※16：機能喪失した設備の復旧手段として、除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており、原子炉補機海水ポンプ電動機の子機品を確保している。また、可搬型熱交換器、可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱を実施することも可能である。

以下の優先順位で格納容器ベントを実施する

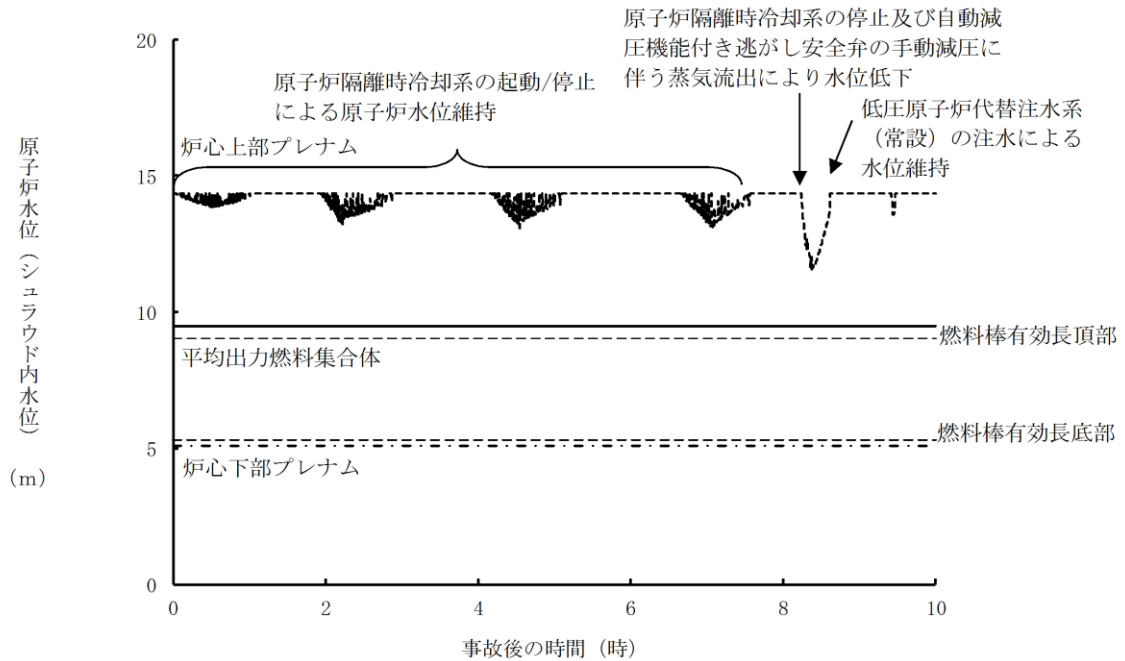
- ・優先②：格納容器フィルタベント系による格納容器ベント (D/W)
- ・優先③：耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント (W/W)
- ・優先④：耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント (D/W)

【8時間後】

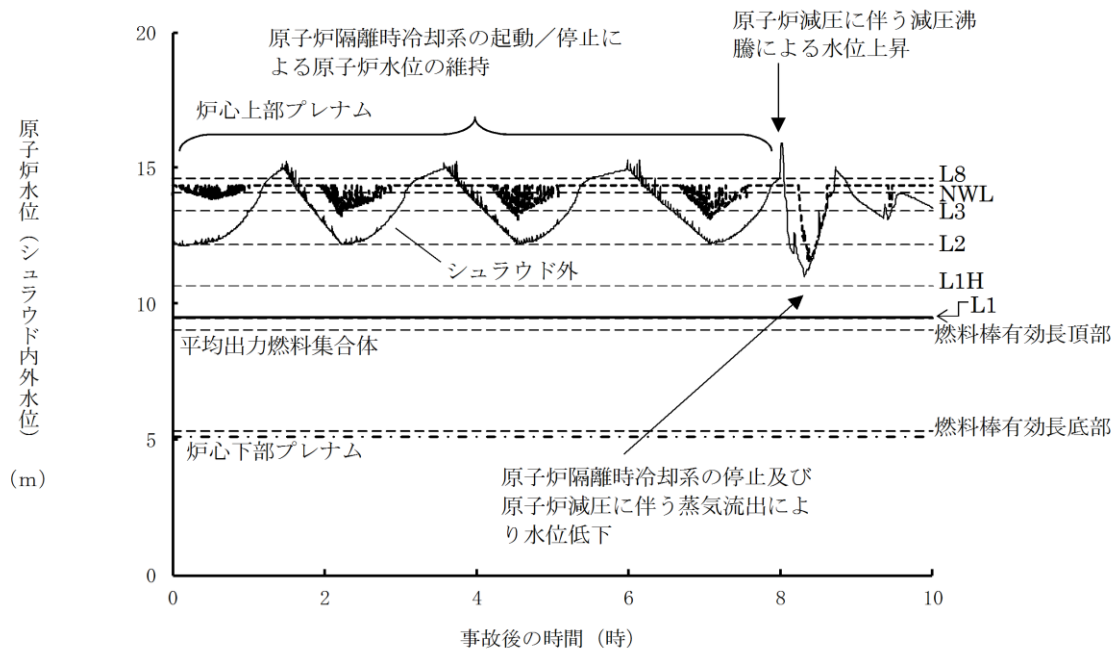
低圧原子炉代替注水系統 (常設) により原子炉水位を維持し、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下傾向を確認する。また機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、原子炉圧力容器は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) により冷温停止状態へ、格納容器ベントは残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることを確認し停止する。^{※16}



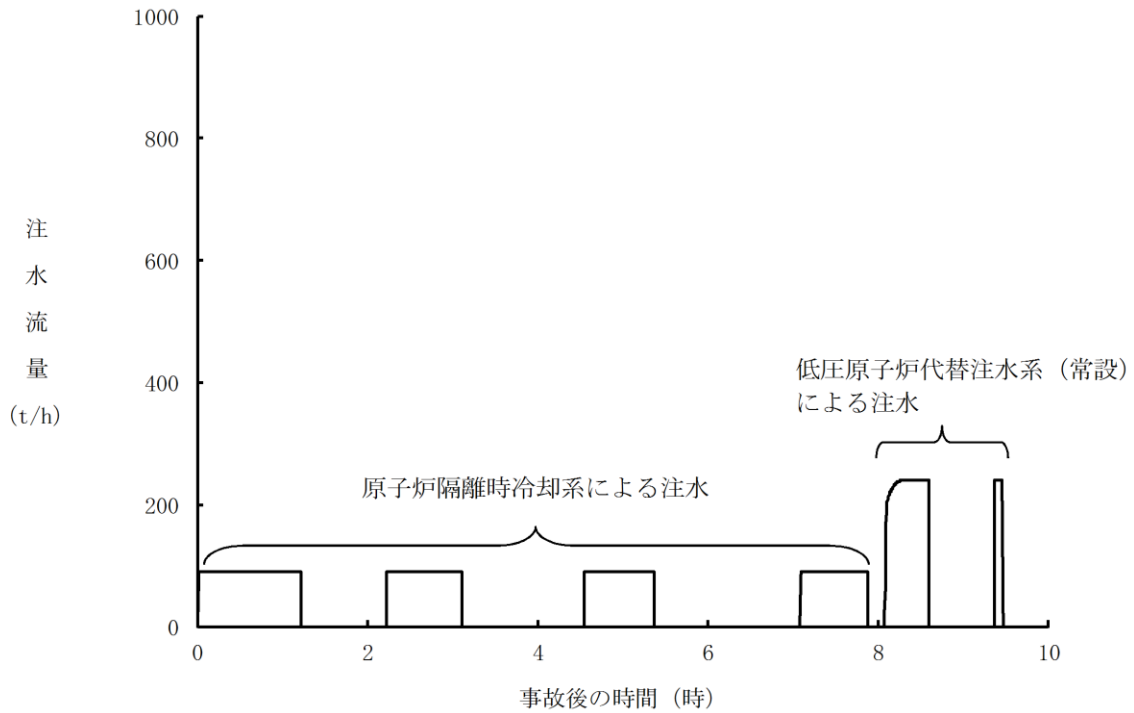
第 2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



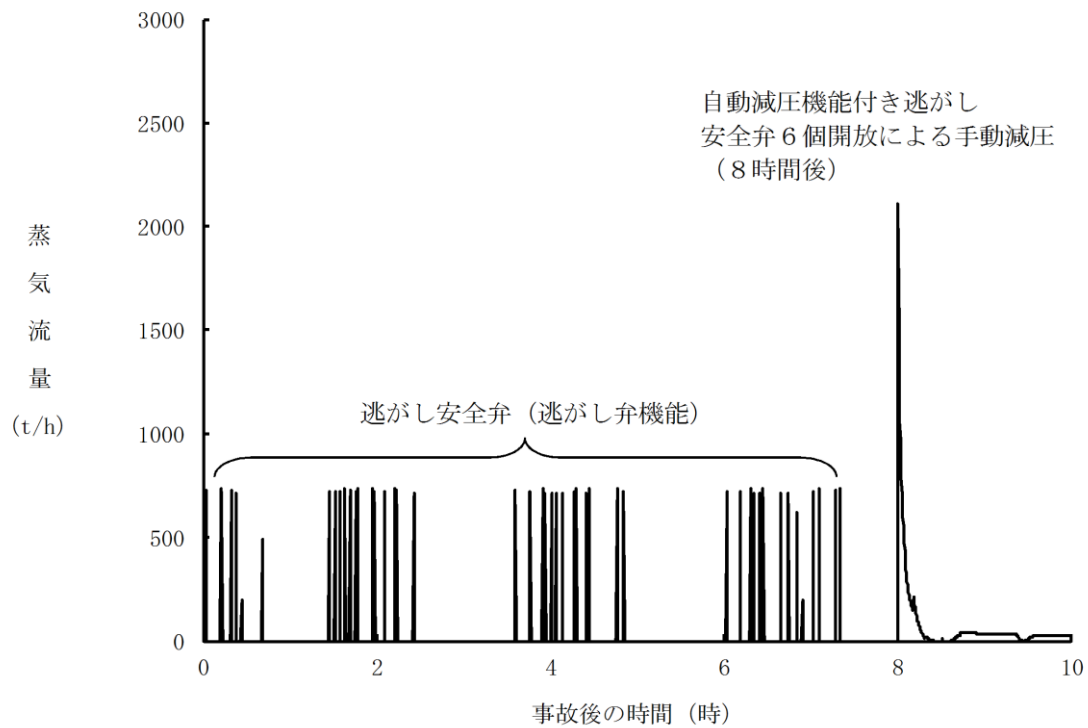
第 2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



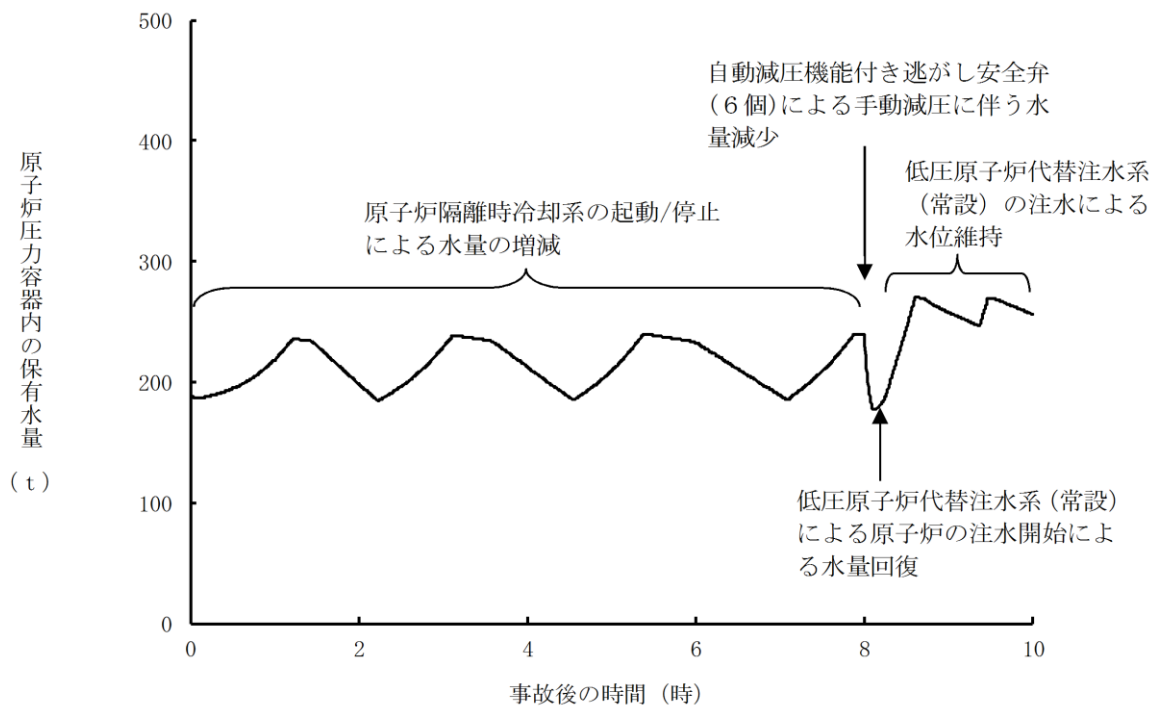
第 2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



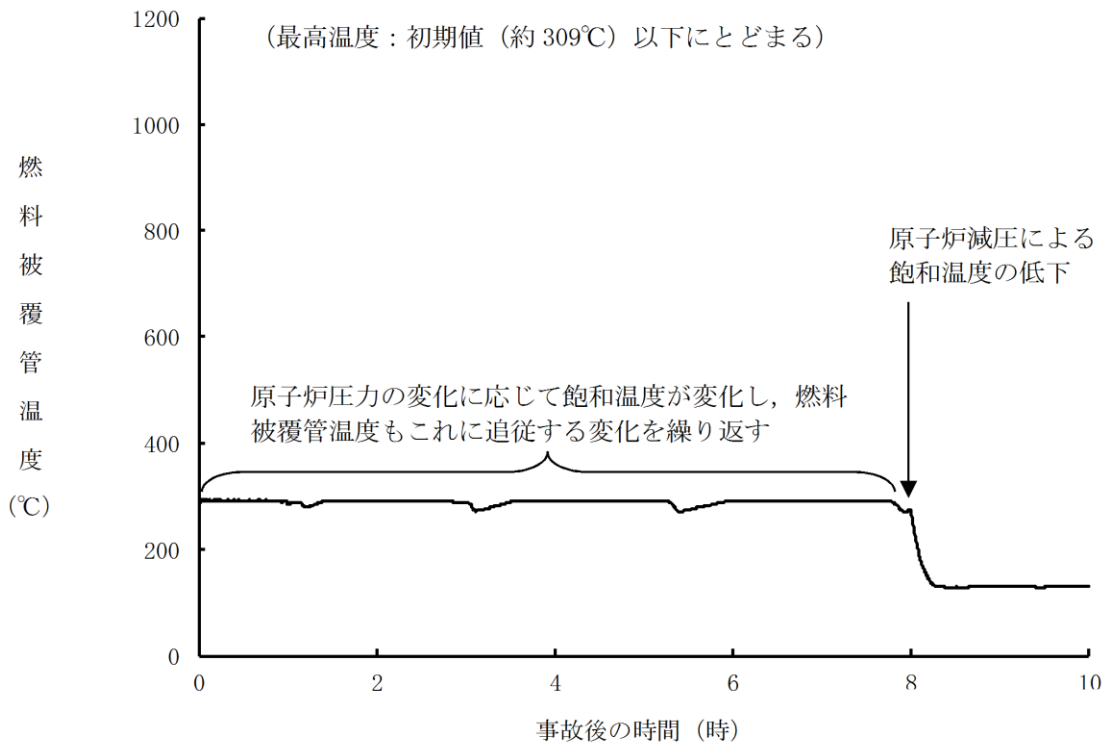
第 2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



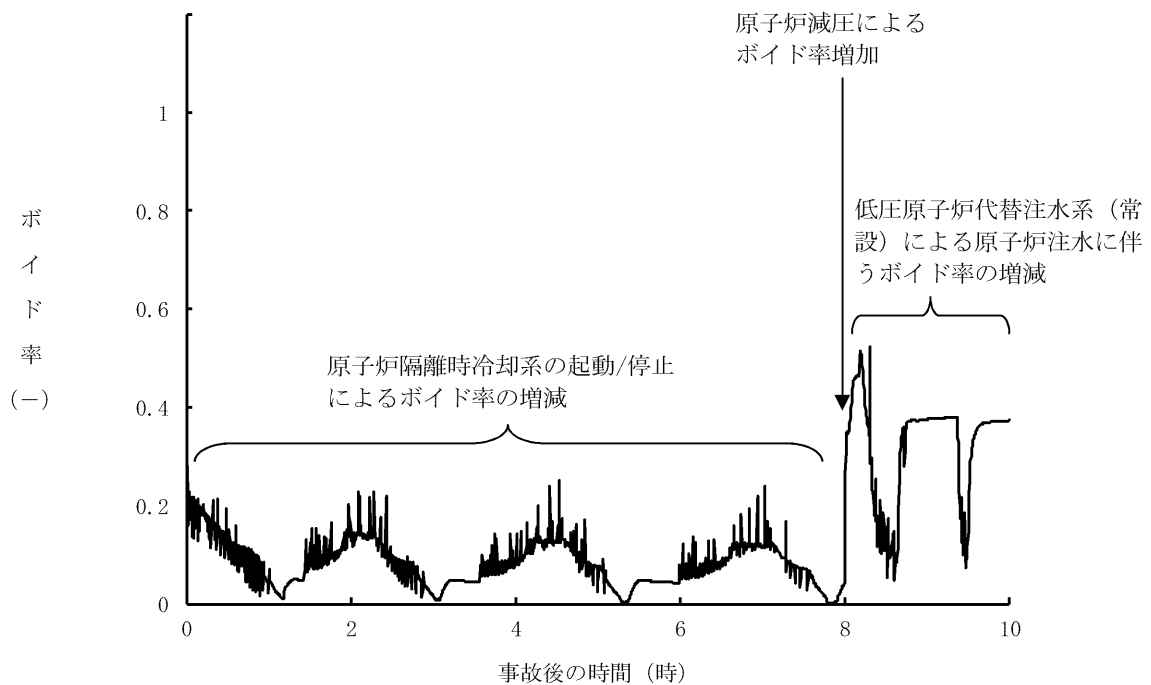
第 2. 4. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



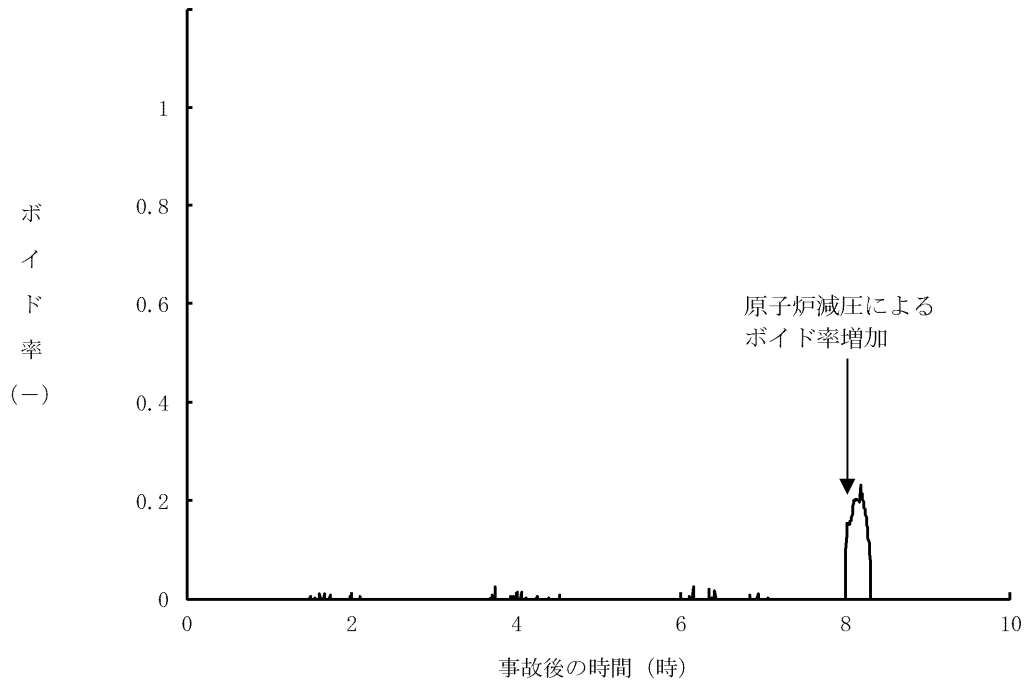
第 2. 4. 2. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



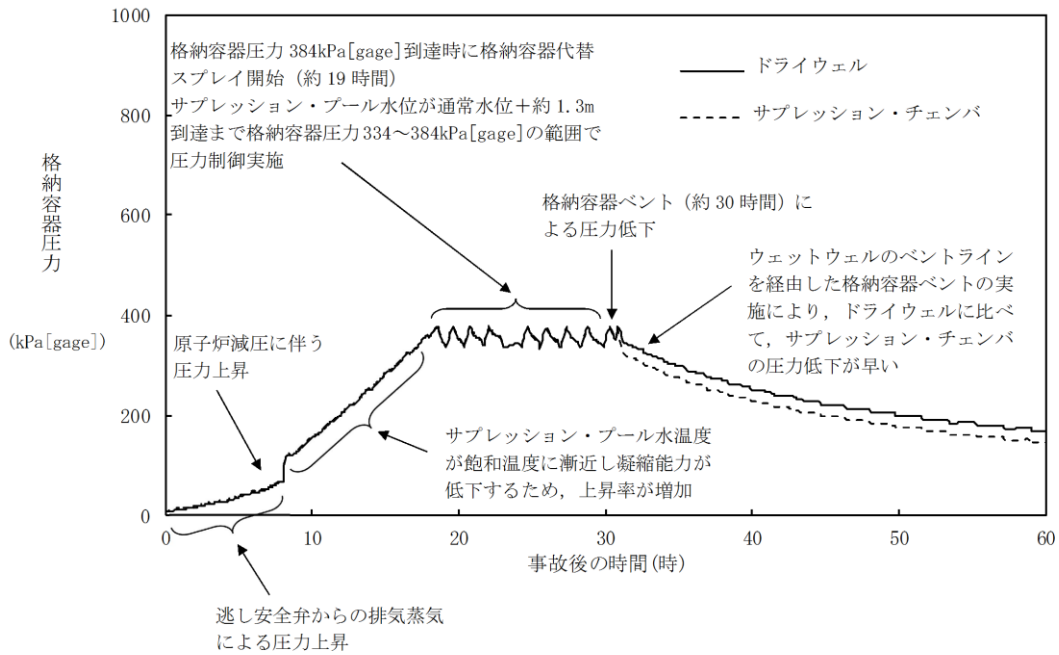
第 2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



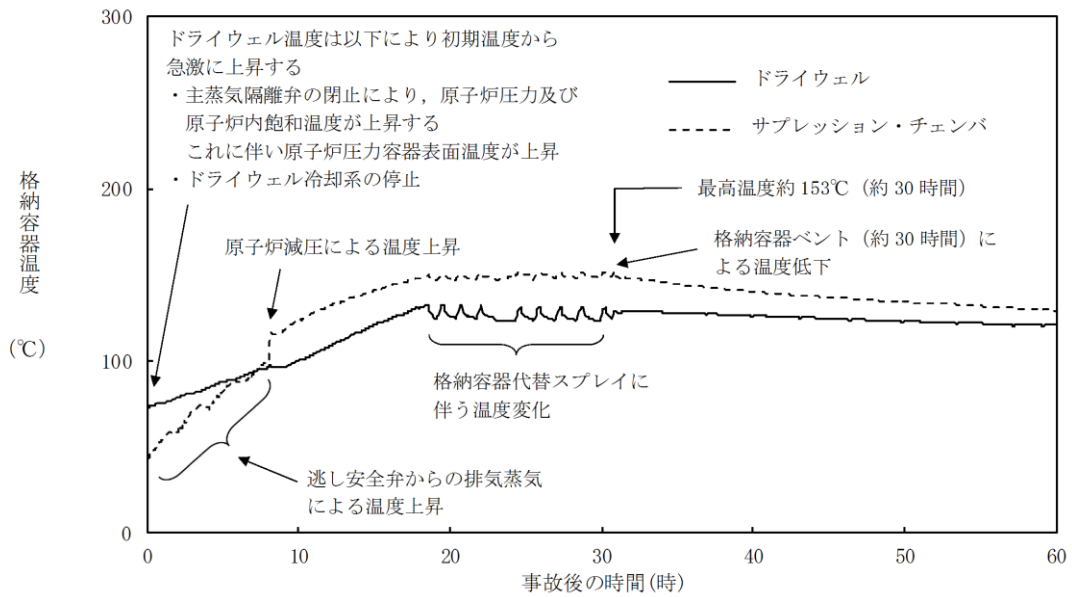
第 2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



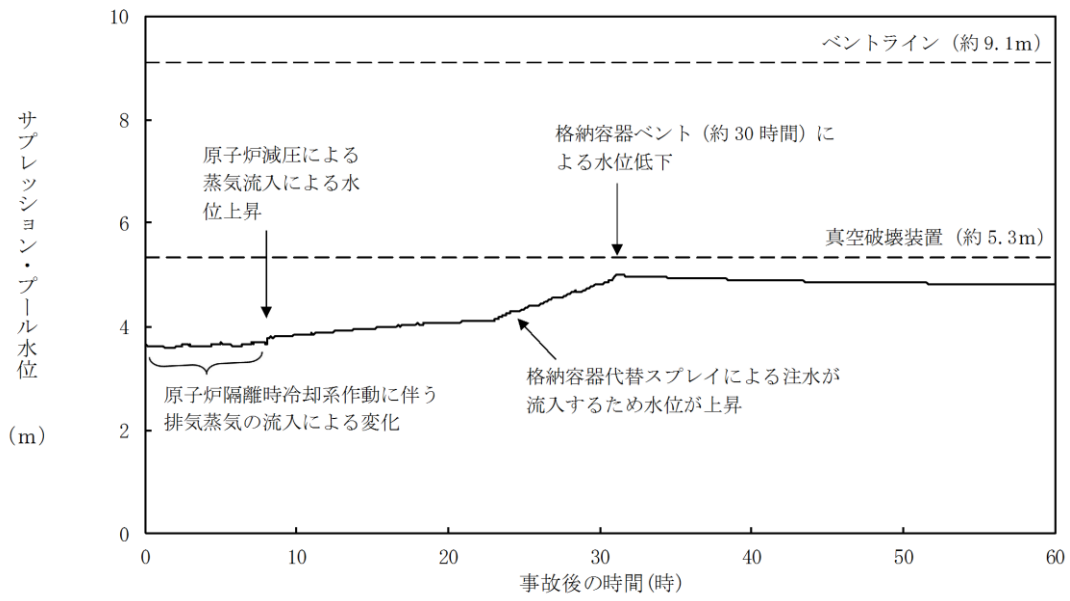
第 2.4.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



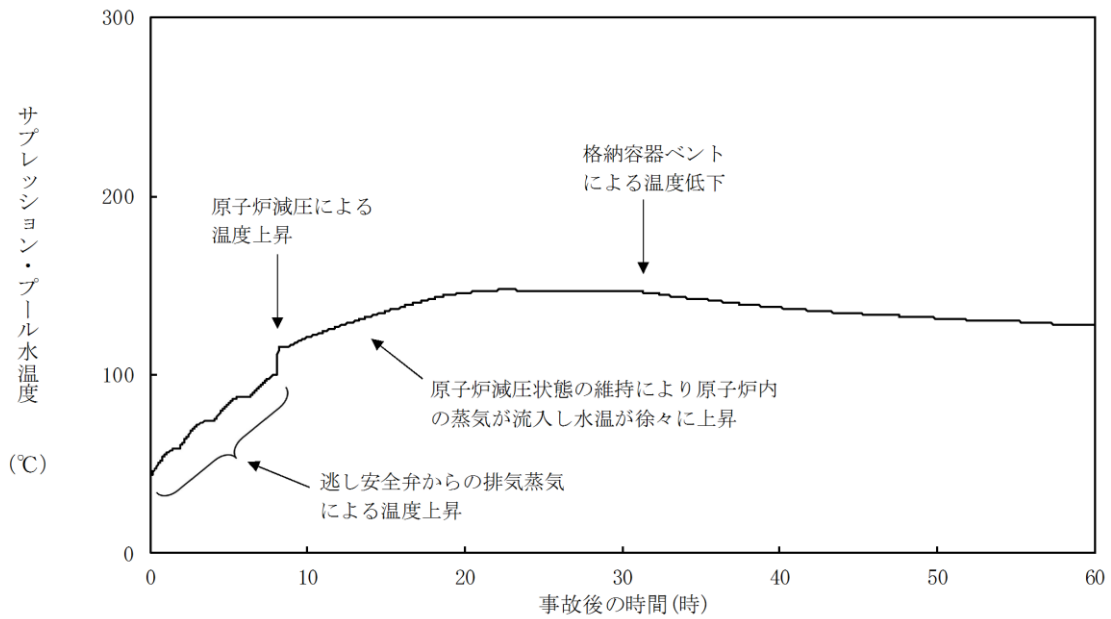
第 2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレシジョン・チェンバ	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブレシジョン・チェンバのプール水温が上昇するため、残留熱除去系（サブレシジョン・プール水冷却モード）運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレシジョン・プール水温度（SA）
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブレシジョン・プール水温度 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水系（常設） 自動減圧機能付き逃がし安全弁	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 サブレシジョン・プール水温度（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 格納容器代替スプレイス流量 サブプレッション・プール水位（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

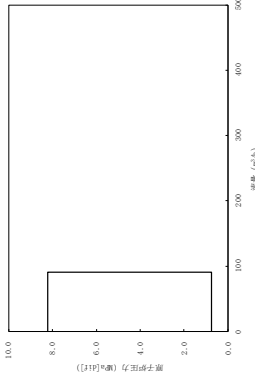
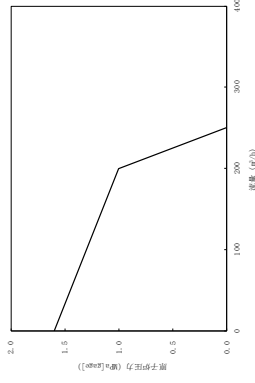
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/4)

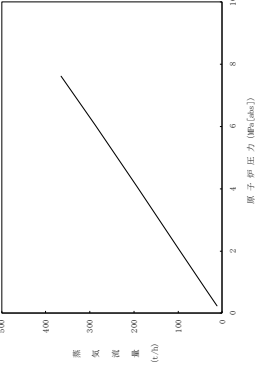
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型)を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35°C	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる。
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21 ~ 0.74MPa [dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa [gage]において) にて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>逃がし安全弁</p>	<p>逃がし弁機能 7. 58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個</p> <p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開 することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p>
<p>格納容器フィルタベント系</p>	<p>格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱</p>	<p>格納容器フィルタベント系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	事象発生から8時間後に原子炉減圧後, 注水開始
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレッション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達から 10 分後
		原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
		格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
		中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約 1.7×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく，敷地境界での実効線量評価は5 mSv を十分に下回る。

また，重大事故対策に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒最高温度に比べて50℃高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒最高温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料棒最高温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料棒最高温度を操作開始の時点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒最高温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒最高温度は低くなり、原子炉水位系挙動に影響を与えない可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却の自動起動及び低圧代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管最高温度を高く評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定とベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を予測した場合にも、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから運転員等操作に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）、対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づき操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。	

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2 / 2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラブス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕が大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として逃がし安全弁による急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動の影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	逃がし安全弁からの流出は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えない。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度については、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイト系(可搬型)及び格納容器フィラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析では測定データとよく一致することから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイト系(可搬型)及び格納容器フィラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。		
原子炉格納容器	気液界面の熱伝達	安全系モデル(格納容器スプレイト)	解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析では測定データとよく一致することから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイト系(可搬型)及び格納容器フィラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	スプレイト冷却		入力値に含まれる。スプレイトの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。		
格納容器ベント	格納容器ベント	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
			MAAPコードでは、格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。		

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱によることから、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	約6.77~6.79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料（A型）	装荷炉心毎	9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料について、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水を維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・プールの水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件で設定している崩壊熱よりも少なくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（2 / 3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積（ドライウエル）	7,900m ³	7,900m ³ （設計値）	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積（サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ （設計値）	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブプレッション・プール水位	3.61m （通常運転水位）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい。従って、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa [Gage]	約5kPa [Gage]～約7kPa [Gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 （実測値）	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が速くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa[di.f]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa[di.f]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m ³ /h（1.00MPa[gage]において）にて注水	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなること、後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはしないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/3）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作時間	条件設定の考え方					
逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧代替操作による原子炉注水開始	発生から8時間後、原子炉減圧開始	原子炉隔離時冷却系が機能維持できていると想定	<p>【認知】 低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉注水を開始するのは事象発生約8時間後であり、それまでにサブレーション・プール水温度の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間と与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉注水準備として、常設代替交流電源設備の起動、受電操作及び低圧原子炉代替注水（常設）の系統構成を行ったのち、逃がし安全弁による原子炉減圧操作を行うが、これらは何れも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動、受電操作に10分程度、低圧原子炉代替注水（常設）の系統構成の弁操作に10分程度と想定している。この後、サブレーション・プール水温度を確認し、事象発生から8時間後に中央制御室で原子炉注水を開始する操作を行うこととなる。以上より、操作所要時間が操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 中央制御室にて運転員が逃がし安全弁の自動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉注水開始から、サブレーション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の自動操作を行うこととなる。以上より、操作所要時間が操作開始時間と与える影響はなし。	事態の発生から8時間後、原子炉減圧開始、冷却系が機能維持できていると想定	原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水（常設）へのための逃がし安全弁の自動操作は、8時間余裕がある。	訓練実績等により、低圧原子炉代替注水（常設）を起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約8分程度を想定して意図している運転員が実操作を確認した。
操作条件							

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去系が故障した場合)(2/3)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
低圧原子炉代替注水槽への水補給	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件で想定しているが、解析条件の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	事象発生から8時間後	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件で想定しているが、解析条件の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は、作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約31時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後としており、このうち、輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定のところ、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替注水槽への大量の燃料補給	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが、解析条件で想定しているが、解析条件の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	事象発生から8時間後	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが、解析条件で想定しているが、解析条件の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は、作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約31時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間2時間30分想定のところ訓練実績では約2時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
格納容器代替系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	格納容器圧力384kPa [Gage]到達時384~334kPa [Gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	<p>【認知】格納容器代替系(可搬型)による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa [Gage]に到達する時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】格納容器代替系(可搬型)による注水準備操作は、中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備作業が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】現場での格納容器代替系(可搬型)による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa [Gage]到達を確認し、中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】現場にて復旧班要員が格納容器代替系(可搬型)による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の時点で、格納容器圧力384kPa [Gage]到達時点を速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間と小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もなないことから、他の操作に与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は約19時間あり、準備時間が確保できるところから、時間余裕がある。	訓練実績等より、格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/3）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考案方				
格納容器システム系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に對する余裕を考慮して設定	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m）に到達するのは、事象発生後約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことが可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいこと、また、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時、格納容器ベント実施に失敗した場合、90分程度操作時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa [gage]であり、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作時間が遅れる可能性があるが、格納容器圧力は853kPa [gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えることが、原子炉格納容器の限界圧力である853kPa [gage]である点から、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>格納容器ベント開始から約30時間後、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい[3.1]。格納容器の健全性による静的圧力（格納容器過圧・過温破損）において、事象発生後約35時間後であり、約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作時間約8分の操作時間、格納容器ベント操作は操作時間約3分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合、運転員（現場）の遠隔手動弁操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約1時間9分を要する見込みを得た。想定で意図している遠隔操作が実施可能なことを確認した。</p>
格納容器システム系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に對する余裕を考慮して設定	<p>【要員配置】 格納容器システム系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器システム系による格納容器ベント操作は、格納容器圧力245kPa [gage]到達時に操作対象弁（1弁）の開操作を行い、格納容器ベント実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m）到達時には隔離弁1弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し、それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に對する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤での操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約90分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作時間が遅れる可能性があるが、格納容器圧力は853kPa [gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えることが、原子炉格納容器の限界圧力である853kPa [gage]である点から、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>格納容器ベント開始から約30時間後、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい[3.1]。格納容器の健全性による静的圧力（格納容器過圧・過温破損）において、事象発生後約35時間後であり、約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作時間約8分の操作時間、格納容器ベント操作は操作時間約3分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合、運転員（現場）の遠隔手動弁操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約1時間9分を要する見込みを得た。想定で意図している遠隔操作が実施可能なことを確認した。</p>

7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）※：約 7,000m³（約 3,500m³ × 2）

※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 8 時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 8 時間後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

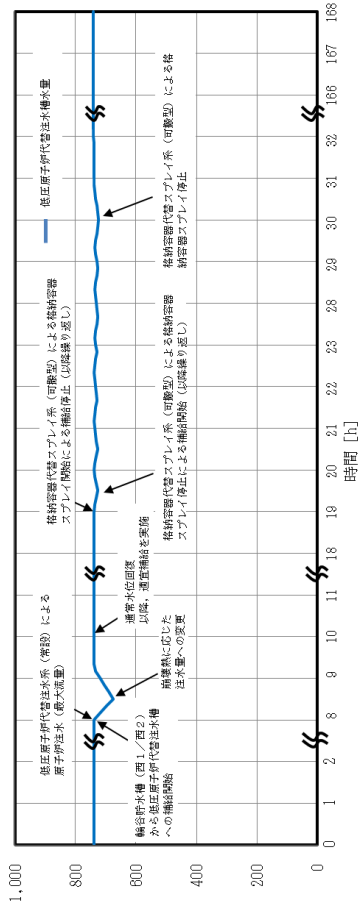
事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生 8 時間後まではサブプレッジョン・チェンバのプール水を水源とした原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生 8 時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約 3,600m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約711 m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730 m^3 であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約352 m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450 m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約8 m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45 m^3 であり、7日間対応可能

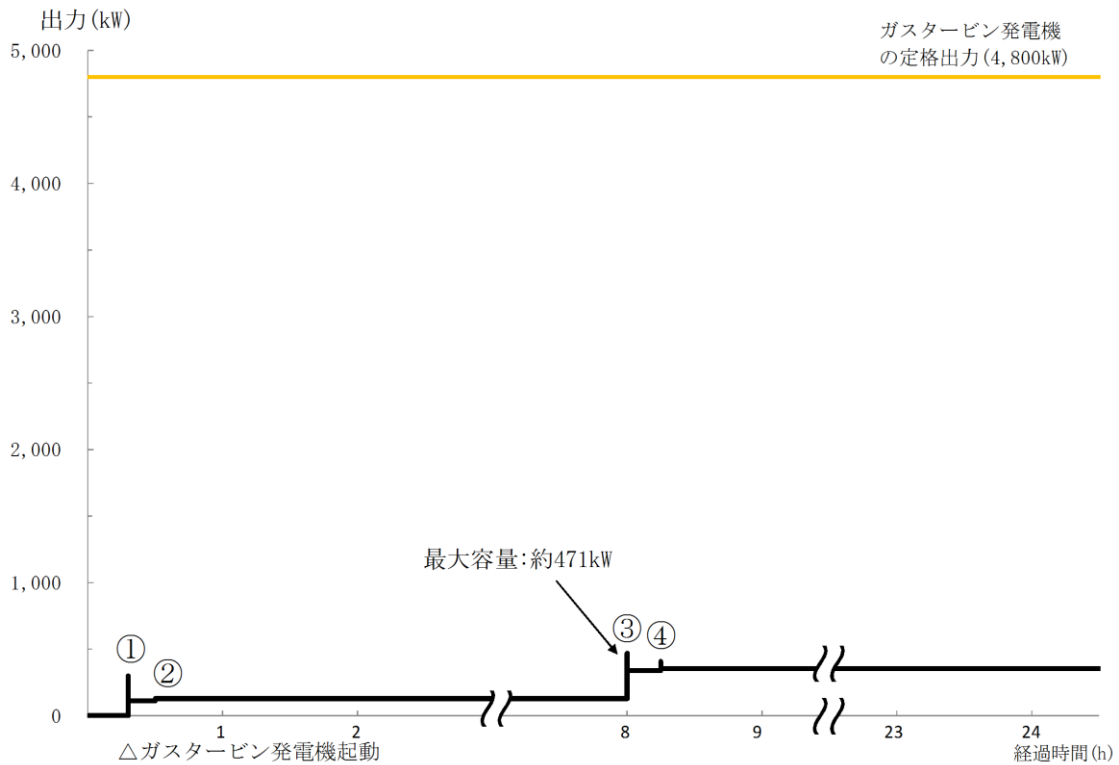
※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ