

島根原子力発電所 2 号炉 運転中の原子炉における 炉心損傷防止対策の有効性評価について (コメント回答)

令和元年11月
中国電力株式会社

審査会合での指摘事項に対する回答（1/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
8	平成26年10月21日	原子炉自動減圧インターロック機能について、インターロック阻止の仕組みを含めて、詳細を説明すること。	9, 10
194	令和元年6月11日	炉心損傷に備え、炉心損傷前における外部水源を用いたCVスプレイを極力控えるとする考え方について、CVスプレイをした場合とCVスプレイをしない場合とで、格納容器圧力や温度等のプロセス値の推移、作業の成立性、判断基準等を含めメリット、デメリットを評価した上で、妥当性を説明すること。	11～14
195	令和元年6月11日	残留熱除去系の早期復旧について、復旧にかかる時間の考え方を整理して説明すること。また、早期復旧見込みの有無を判断するまでの時間の考え方についてCVスプレイ実施の判断基準との関係を整理して説明すること。	15, 16
196	令和元年6月11日	高圧・低圧注水機能喪失事象の解析条件について、燃料被覆管温度が厳しくなる「外電有り」ではなく「外電なし」をベースケースとしている理由を整理して説明すること。	17, 18
198	令和元年6月11日	耐圧強化バントの設備上の位置付けについては、今後、個別に審査する資料にて説明すること。	19
199	令和元年6月11日	高圧・低圧注水機能喪失事象の解析トレンドで、原子炉水位と燃料被覆管温度の変曲点の関係について説明を追記すること。	20
200	令和元年6月11日	図2 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析において、局所出力分布考慮としているが、この場合の条件設定（線出力密度の設定等）を明示すること。	21

審査会合での指摘事項に対する回答（2/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
201	令和元年6月11日	安定状態の維持におけるサプレッションプール水温度に関する長期間解析で「高圧・低圧注水機能喪失」を選定している理由を明確にするとともに、事故後のS/P水の最高到達温度（トレンド）を示した上で、長期解析評価を説明すること。	22
202	令和元年6月11日	炉心下部プレナム部の減圧沸騰後に水位が形成されると、ボイド率が増加する原因について、*1にて「ボイドの上昇が抑えられる」としていることと併せて説明すること。	23
203	令和元年6月11日	不確かさ評価について、余裕時間の把握は外電ありとして評価していることを明記すること。	17, 18
205	令和元年6月11日	高圧注水・減圧機能喪失事象において、既存の自動減圧機能の論理回路に「低圧ポンプ作動信号」が考慮されていないことから（炉心注水が行われないう状態で逃がし安全弁が開放され、インベントリが急減する恐れがあることから）、先行BWRプラントの回路を踏まえて検討すること。	9, 10
206	令和元年6月11日	炉心損傷前の代替循環冷却系の扱いを説明すること。	24
207	令和元年6月11日	TQUVにおける減圧操作開始時間30分遅れの感度解析について、バースト曲線の図を説明すること。	25
210	令和元年7月9日	対応手順の概要フローで原子炉スクラムを確認する計測装置として、平均出力領域計装のみとしているが、未臨界の確認及び制御棒全挿入確認の考え方を説明すること。	26

審査会合での指摘事項に対する回答（3/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
211	令和元年7月9日	原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクからサプレッション・チェンバに自動で切り替えるとしていることについて、インターロックの信頼性、判断の有無、ライン構成、誤操作防止等について説明すること。	27～30
212	令和元年7月9日	水源の違いによる解析結果への影響については、原子炉隔離時冷却系の水源を切り替えることを含めた上で、サプレッション・プールの減圧沸騰等を考慮した手順等も踏まえて説明すること。	31
213	令和元年7月9日	解析条件における原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間について、サプレッション・プールの水温との関係を明確にすること。また、原子炉隔離時冷却系がサプレッション・プール水温100℃で機能喪失するとしているが、喪失部位の設計余裕に対し、判断に用いる水温計の計器誤差を踏まえて、手順の妥当性を説明すること。	32
214	令和元年7月9日	原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について、原子炉減圧の条件として、サプレッション・プール水温の条件が2通りあることについて、1つの資料で明確にするとともに、それぞれ適用するケースを手順へ整理して説明すること。	33
215	令和元年7月9日	直流電源切替について、負荷の切離し操作を行うのであればその旨記載すること。また、逃がし安全弁の電源切替操作の作業場所等を示すこと。	34
216	令和元年7月9日	未設置機器に対する作業時間の見積もりについては、模擬等による操作を確認した上で、成立性確認の作業時間へ反映すること。	35

審査会合での指摘事項に対する回答（4/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
217	令和元年7月9日	窒素ガス制御系と逃がし安全弁窒素ガス供給系について、重大事故等対処設備の範囲を明示するとともに、バックアップ用窒素ポンベ、逃がし安全弁開保持用窒素ポンベ、予備等の役割を整理した上で、役割に応じた窒素ガスポンベと系統図を整合させること。	36
218	令和元年7月9日	炉心損傷後に逃がし安全弁窒素ガス供給系の減圧弁の設定値を現場操作により変更することについて、減圧弁の設置位置、環境条件、手順等を含めて成立性を説明すること。	37
219	令和元年7月9日	長期T BとT B Uで原子炉圧力の推移の挙動（圧力変動幅、変動時期）が異なることについて、逃がし安全弁の機能や高圧原子炉代替注水系の注水流量等の観点から説明すること。また、トレンド全般で、動作する逃がし安全弁の機能（逃がし弁機能、安全弁機能）が異なる場合は区別して記載すること。	38～40
220	令和元年7月9日	T B D（直流電源喪失）における「高圧原子炉代替注水系 起動操作／系統構成」について、10分で作業可能か、訓練の実績等を用いて実現性を説明すること。	41
221	令和元年7月9日	逃がし安全弁 1 個開固着の放出量の設定根拠を説明すること。	42

審査会合での指摘事項に対する回答（5/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
222	令和元年7月9日	減圧・注水開始操作の時間余裕の評価において、ベースケースから原子炉減圧操作を遅らせた場合について追加で解析評価しているのであれば、トレンドを示し説明すること。	43
223	令和元年7月9日	減圧・注水開始操作の時間余裕について、「原子炉圧力低下により原子炉隔離時冷却系を停止させた後、原子炉圧力の再上昇により再起動させる」とあるが、有効性評価の解析条件と実際の手順との関係を整理した上で、原子炉隔離時冷却系の運転継続について説明すること。	44
226	令和元年7月9日	先行プラントから記載を変更または削除する場合は、先行プラントとの差異を十分に検討し、変更する場合は説明すること。	—
227	令和元年7月25日	崩壊熱除去機能喪失に含まれる事故シーケンス全てについて、残留熱除去機能喪失及び取水機能喪失の両方あるいはどちらかを考慮しているのかを明らかにした上で、重要事故シーケンスで示している対策で有効性があることを説明すること。	45～47
228	令和元年7月25日	冷却材喪失を起因とする事故シーケンスのうち格納容器過圧・過温破損で有効性を確認したとしているものについて、炉心損傷防止のシーケンスとして選定しているのであれば、炉心損傷防止として有効性を説明すること。	45～47
229	令和元年7月25日	逃がし安全弁の解析条件について、実際の手順との差異に伴う影響に対する考え方、他事故シーケンスとの条件設定の差異に対する考え方及び急速減圧に必要な最小弁数との関係を整理して説明すること。	48, 49

審査会合での指摘事項に対する回答（6/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
230	令和元年7月25日	重大事故等発生時，原子炉水位計の凝縮槽に水が無い場合は，水位不明判断曲線により判断が可能なのか，詳細に説明すること。	50
231	令和元年7月25日	有効性評価の判断基準と手順側の作業着手の判断基準が，不適切な状態であることから他の手順も含めて全般的に確認し修正すること。また，あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合とできない場合について，ホース使用可否の判断，判断時間も含めた手順を説明すること。	51
232	令和元年7月25日	ATWS解析について，最適評価コードTRACGコードによる参考解析での評価条件は平衡炉心の一例であることを線出力密度，初期軸方向出力分布等の設定値とともに説明し，これらの条件のばらつきによる影響に関する考慮の有無を明確にして説明の適切化を図ること。また，初期MCPRの設定の考え方を説明すること。	52～54
233	令和元年7月25日	TRACGコードによるATWS解析の燃料被覆管温度について，それぞれのピーク値を示すノードを示すこと。	55
234	令和元年7月25日	燃料被覆管の健全性の判断について，判断基準と比較している有効性評価での燃料被覆管表面温度の精度について説明すること。また，軸方向のサーマルショックによる燃料被覆管の健全性への影響もあわせて説明すること。	56～59

審査会合での指摘事項に対する回答（7/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
235	平成31年4月9日 (内部事象 P R A)	非常用ディーゼル発電機の機器故障率については、至近の非常用ディーゼル発電機のトラブル状況を踏まえた上で適切に評価すること。	60～63
236	平成31年4月9日 (内部事象 P R A)	P R A 評価でプレコンディショニングをした非常用ディーゼル発電機の機器故障率データを使用することは適切でないため、どのようなデータを用いた評価が可能かについて検討した上で再度説明すること。	60～63
237	令和元年10月31日	再循環ポンプ停止の慣性定数を実際の挙動と異なる設定としている理由及び影響を説明すること。	64
238	令和元年10月31日	自動減圧機能阻止に関するインターロックについて、検討結果を説明すること。	9, 10
239	令和元年10月31日	主要解析条件における「逃がし安全弁の弁数」はLOCA, ISLOCAでは「6弁開」であるが、長期TB, TWでは「2個開」となっているため、他の事故シーケンスも含めて、逃がし安全弁個数の考え方を整理して説明すること。	48, 49
240	令和元年10月31日	燃料被覆管温度について、露出時間の差異、蒸気による影響を踏まえて、燃料被覆管温度が最も高くなるノードを説明すること。	65
241	令和元年10月31日	輪谷貯水槽（西）から大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水槽への注水手順について、整理して説明すること。	66
244	令和元年10月31日	弁の隔離場所へのアクセスルートについて、有効性評価として評価しているA系以外の系統についてもアクセス性や環境条件等を詳細に説明すること。	67～71

審査会合での指摘事項に対する回答（8/8）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
245	令和元年10月31日	漏えいした蒸気の回り込みの影響について放出経路を具体的に説明するとともに、蒸気による他の安全重要な機器への影響を説明すること。	72, 73
246	令和元年10月31日	漏えいによる溢水の影響を評価している条件及び結果について詳細に説明するとともに、当該溢水による他の施設への影響についても説明すること。	74, 75
247	令和元年10月31日	敷地境界の実効線量の評価結果が、約3.9mSvとなっているが、評価の過程及び評価結果について、ブローアウトパネルとの関係も含めて整理して説明すること。	76
248	令和元年10月31日	ISLOCA発生を検知手段について、系統による検知器の設置位置や種類が異なる場合の、漏えい検知性について詳細に説明すること。	77
249	平成28年7月12日	PCTの解析にあたり、「9×9燃料とMOX燃料の線出力密度を同程度に設定している」旨追記すること。	—

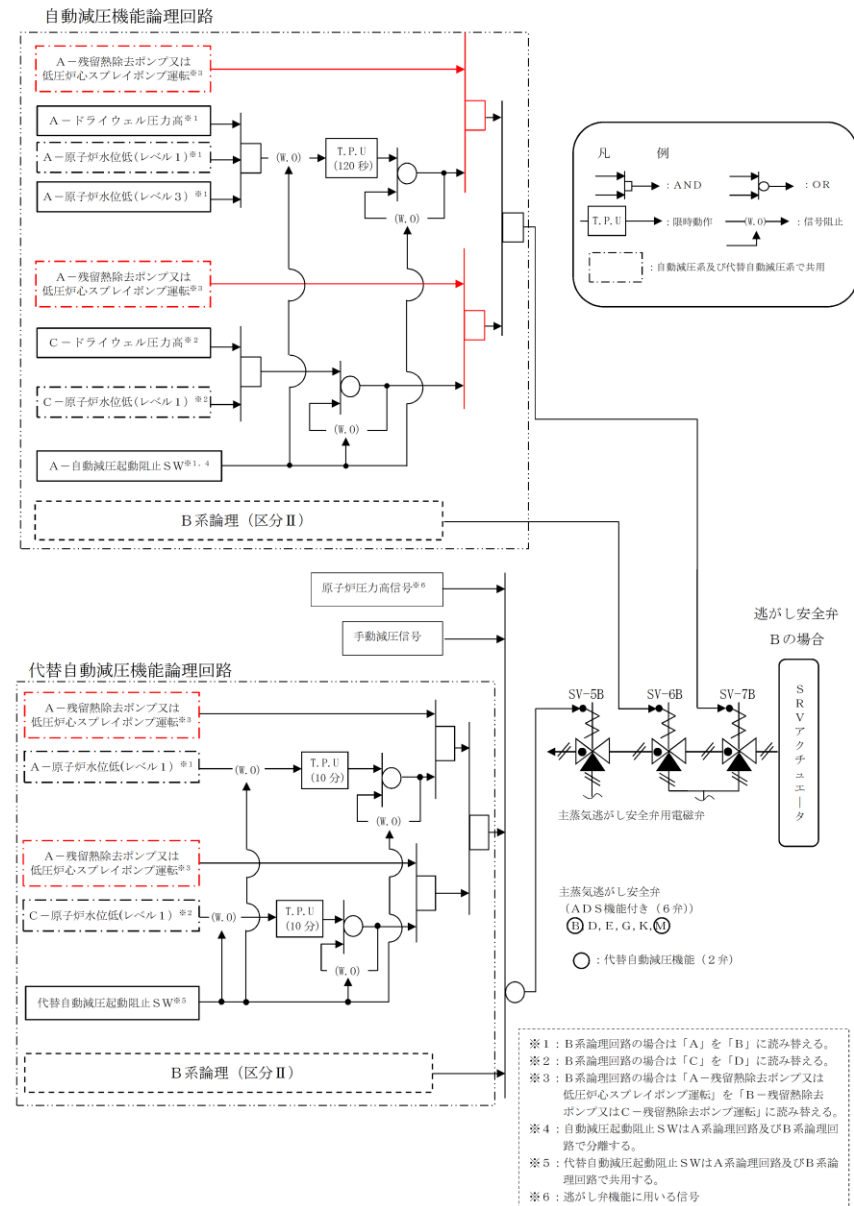
審査会合での指摘事項に対する回答 (No. 8, 205, 238) (1/2)

- 指摘事項 (第150回審査会合 (平成26年10月21日))**
 高圧注水・減圧機能喪失)
 原子炉自動減圧インターロック機能について、
 インターロック阻止の仕組みを含めて、詳細を説明すること。
- 指摘事項 (第724回審査会合 (令和元年6月11日))**
 高圧注水・減圧機能喪失)
 高圧注水・減圧機能喪失事象において、既存の自動減圧
 機能の論理回路に「低圧ポンプ作動信号」が考慮されていない
 ことから、先行BWRプラントの回路を踏まえて検討すること。
- 指摘事項 (第790回審査会合 (令和元年10月31日))**
 LOCA時注水機能喪失)
 自動減圧機能阻止に関するインターロックについて、
 検討結果を説明すること。

■ 回答

【低圧ECCSポンプ作動信号について】

- 自動減圧機能の論理回路について、低圧ECCSポンプ作
 動信号 (残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ
 運転) を追加し、自動減圧させることができる設計に変更
 する。
- 残留熱除去ポンプ及び低圧炉心スプレイポンプ運転信号
 は、ポンプの運転状態が判別可能な遮断器「閉」信号に
 より構成し、低圧ECCSポンプ作動状態で自動減圧させ
 ることができるインターロックとする。



■ 回答（続き）

【原子炉自動減圧インターロック機能について】

- 自動減圧機能は、ドライウェル圧力高、原子炉水位低（レベル 1, 3）及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に、自動減圧させることができる設計としている。また、代替自動減圧機能は、原子炉水位低（レベル 1）及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に、自動減圧させることができる設計としている。
- 原子炉緊急停止失敗時に自動減圧機能が作動すると、高圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系から大量の冷水が注水され出力の急激な上昇につながるため、運転員の判断で自動減圧起動阻止スイッチにより自動減圧機能による自動減圧を阻止し、代替自動減圧起動阻止スイッチにより代替自動減圧機能による自動減圧を阻止する設計としている。
- 悪影響を及ぼさないように、区分Ⅰ、区分Ⅱの異なる系統に自動減圧起動阻止スイッチを各 1 個、代替自動減圧起動阻止スイッチを 1 個分離して設置しており、これらのスイッチは中央制御室の同じ盤で操作が可能な設計としている。

- 指摘事項（第724回審査会合（令和元年6月11日）高圧・低圧注水機能喪失）
炉心損傷に備え，炉心損傷前における外部水源を用いたCVスプレーを極力控えるとする考え方について，CVスプレーをした場合とCVスプレーをしない場合とで，格納容器圧力や温度等のプロセス値の推移，作業の成立性，判断基準等を含めメリット，デメリットを評価した上で，妥当性を説明すること。
- 回答
【炉心損傷前に格納容器代替スプレーを実施した場合の作業成立性】
 - 残留熱除去系等の早期復旧見込みがある場合は，格納容器代替スプレーを実施することから，実施した場合の作業の成立性への影響を確認した。
 - 炉心損傷前に格納容器ベントを実施するシナリオである「高圧・低圧注水機能喪失」を一例として格納容器代替スプレーを実施した場合の作業成立性を確認し，図194-1のとおり，その他作業に影響のないことを確認した。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.194) (2/4)

				高圧・低圧注水機能喪失																																	
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(時間)								備考																
	責任者	当直員	1人		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	15	16		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26						
操作項目	責任者	当直員	1人	中央制御室監視 運転操作員等 緊急時対応員本部連絡	<ul style="list-style-type: none"> ▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約11分 原子炉水位 (レベル2) ▽ フランシット利用 ▽ 約10分 高圧代替注水機能喪失による給電 ▽ 約15分 原子炉水位 (レベル1B) ▽ 約14分 原子炉水位 (レベル1) ▽ 約10分 原子炉急減速 ▽ 約20分 原子炉水位維持機能喪失確認 ▽ 約20分 低圧原子炉代替注水 (常設) 原子炉注水開始 ▽ 約45分 原子炉水位維持機能喪失確認 																										原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
状況判断	1人	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の急激な減少確認 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 蓄電池ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/過剰昇圧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 高圧炉心スプレィ新機能喪失確認 高圧原子炉代替注水系起動操作 低圧熱源系系、低圧炉心スプレィ新機能喪失確認 非常用ガス処理系自動起動確認 	15分																										原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
高圧・低圧注水機能喪失 調査、原因操作	—	—	—	給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレィ系、 低圧熱源系系、低圧炉心スプレィ系 機能回復																											原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
高圧代替注水機能喪失 確認、原因操作	(1人)	—	—	高圧代替注水機能喪失確認、受電操作	15分																										原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
原子炉急減速操作	(1人)	—	—	自動減速機能付き過剰昇圧 6番 手動開放操作	10分																										原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動操作	(1人)	—	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動/運転確認/系統構成	10分																										原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
低圧原子炉代替注水系 (常設) 停止操作	(1人)	—	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水操作																						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する	22分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する				
原子炉注水準備	—	—	14人 8~9	放射線防護準備	15分																										原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する						
原子炉注水準備	—	—	—	大量送水による低圧原子炉代替注水への補給準備 (大量送水車配置、ホース展開・接続)																						2時間10分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
原子炉注水準備	—	—	(2人) 8,9	大量送水による低圧原子炉代替注水への補給																						2時間10分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
原子炉注水準備	(1人)	—	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉への注水流量の増加																						2時間10分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視準備	(1人)	—	—	放射線監視準備 (NOC非非常用ガス処理入口隔離弁操作)																						15分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視準備	—	2人	8,9	放射線防護準備																						15分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視準備	—	—	—	放射線監視準備 (NOC非非常用ガス処理入口隔離弁操作)																						15分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視準備	—	—	3人	放射線防護準備																						10分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視準備	—	—	—	水素濃度測定装置準備																						1時間40分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視準備	—	—	(2人)	可搬式装置供給装置準備																						1時間40分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
放射線監視代替スプレィ系 (可搬型) スプレィ操作	(1人)	—	(2人)	放射線監視代替スプレィ系 (可搬型) スプレィ操作																						22分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
燃料補給準備	—	—	—	放射線防護準備																						15分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
燃料補給準備	—	—	3人	ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給																						1時間40分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
燃料補給作業	—	—	—	大量送水への補給																						2時間10分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
燃料冷却部 再開	(1人)	—	—	燃料冷却部冷却ポンプを再起動し燃料冷却部の冷却を再開する。 必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する。																						22分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する					
必要人員数 合計	1人	2人	18人	8~9																											22分						原子炉スクラム発生から約19分経過した時点で、原子炉水位がレベル1B以下に低下する

図194-1 高圧・低圧注水機能喪失における格納容器代替スプレィを実施する場合の成立性確認結果

■ 回答（続き）

【炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合の得失について】

- 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを行った以降、炉心損傷が発生した場合には、炉心損傷後の格納容器ベントが早期になることが考えられる。
- 炉心損傷後の格納容器ベント時間への影響を確認することを目的に、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施する場合及び実施しない場合のそれぞれについて解析を実施した。
- 表194-1のとおり、炉心損傷前に格納容器スプレイを実施しない場合は、実施する場合と比較して、炉心損傷後の格納容器ベント時間を26時間遅延することが可能であり、放射性物質の放出を極力遅らせることができる。
- 一方で、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合、炉心損傷前の格納容器ベント実施が早期となる。しかしながら、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG失敗） + HPCS失敗」に示すとおり、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合においても、敷地境界の実効線量の評価結果は約 2.2×10^{-2} mSvであり、5 mSvを十分下回っている。
- 以上より、炉心損傷後の放射性物質の放出を極力遅らせることを優先し、残留熱除去系等の早期復旧が見込まれない場合は、炉心損傷前の格納容器代替スプレイは実施しないこととしている。

表194-1 炉心損傷後の格納容器ベント時間

評価項目	炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施する場合	炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合
格納容器ベント時間 (炉心損傷後)	約83時間	約109時間

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.194) (4/4)

■ 回答 (続き)

【解析条件及び安全機能の喪失に対する仮定】

解析ケース	解析条件及び安全機能の喪失に対する仮定
① 炉心損傷前の格納容器代替スプレイを実施する場合	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力384kPa[gage]到達時に、格納容器代替スプレイを開始し、334～384 kPa[gage]で制御し、S/P水位4.9m到達時に格納容器代替スプレイを停止する。 格納容器代替スプレイ停止後、直ちに原子炉注水機能が喪失し、原子炉水位の低下により、炉心損傷に至る。 炉心損傷後、原子炉注水機能が復旧し、再度原子炉注水を開始する。 格納容器圧力640kPa[gage]到達時に、格納容器代替スプレイを開始し、588kPa～640 kPa[gage]で制御する。 外部注水量の総量が4,000m³到達時に格納容器ベントを実施し、格納容器代替スプレイを停止する。
② 炉心損傷前の格納容器代替スプレイを実施しない場合	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力427kPa[gage]到達時に、格納容器ベントを実施する。 ケース①と同じ時間に、原子炉注水機能が喪失し、原子炉水位の低下により、炉心損傷に至る。炉心損傷後格納容器ベントを停止する*。 炉心損傷後、原子炉注水機能が復旧し、再度原子炉注水を開始する。 格納容器圧力640kPa[gage]到達時に、格納容器代替スプレイを開始し、588kPa～640 kPa[gage]で制御する。 外部注水量の総量が4,000m³到達時に格納容器ベントを実施し、格納容器代替スプレイを停止する。

※ ベント停止は総合的に判断する必要があるが、ここでは格納容器スプレイによる格納容器冷却が可能であることから、停止することとしている。

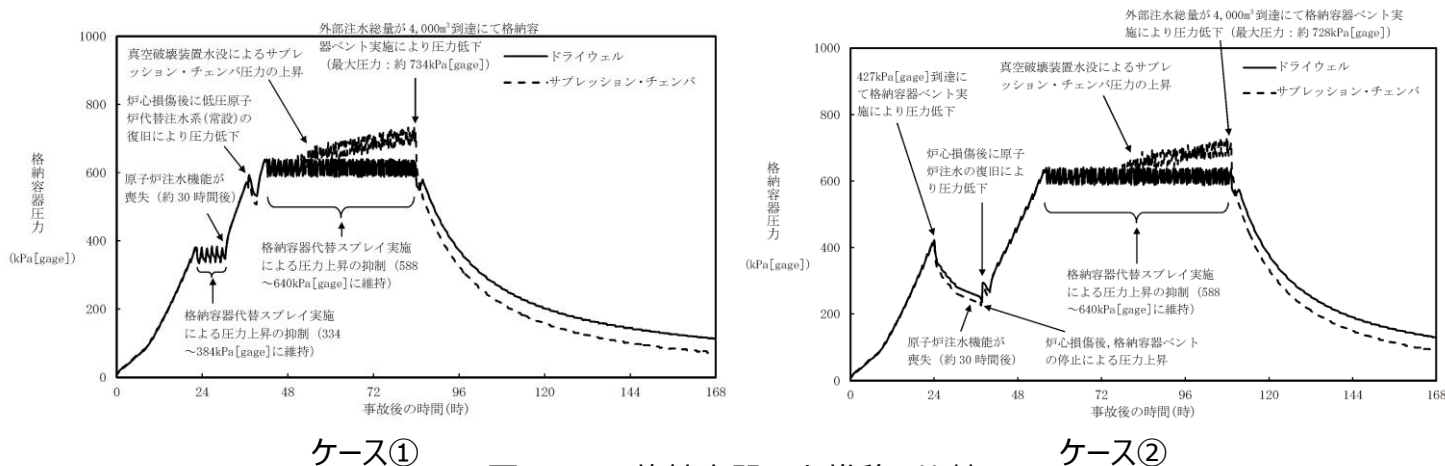


図194-2 格納容器圧力推移の比較

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.195) (1/2)

- 指摘事項（第724回審査会合（令和元年6月11日）高圧・低圧注水機能喪失）
 残留熱除去系の早期復旧について、復旧にかかる時間の考え方を整理して説明すること。また、早期復旧見込みの有無を判断するまでの時間の考え方についてCVスプレイ実施の判断基準との関係を整理して説明すること。
- 回答
 - 残留熱除去系等の早期復旧見込み有無の判断の一例を示すため、「高圧・低圧注水機能喪失」において、格納容器代替スプレイを行った場合の解析を実施した。
 - 図195-1に示すとおり、格納容器代替スプレイ系の実施基準である格納容器圧力384kPa到達は事象発生から約22時間となり、この時点から格納容器スプレイを実施した場合に、停止基準となるサブプレッション・プール水位4.9m到達は約30時間後となる。
 - この場合、事象発生から約22時間後の時点において、残留熱除去系等の早期復旧見込み有無の判断を行う必要がある。約22時間後の残留熱除去系等の復旧作業の状況を確認し、事象発生から30時間までに復旧が見込める場合は、早期復旧見込みありと判断して、格納容器スプレイを実施する。

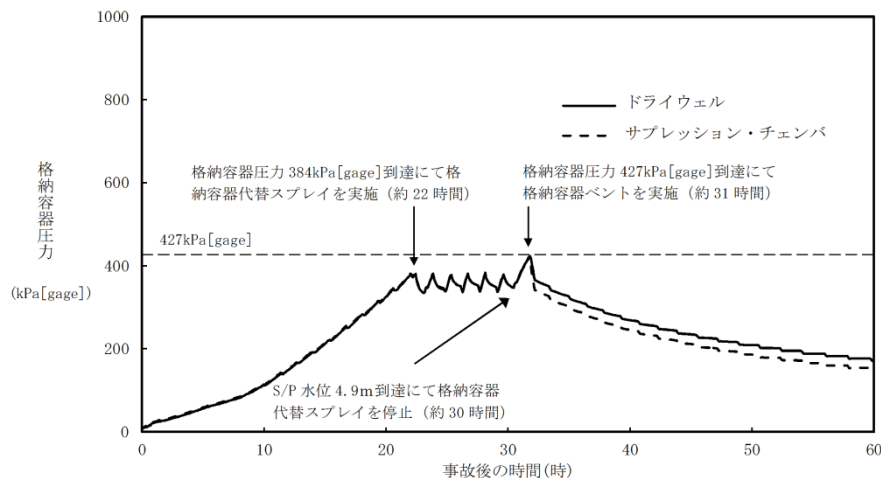


図195-1 格納容器代替スプレイを実施した場合の格納容器圧力の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

■ 回答（続き）

- 残留熱除去系等の早期復旧見込み有無の判断を行う際には、表195-1に示す残留熱除去系の復旧手順の項目毎の復旧時間を参考とする。なお、復旧については、復旧可能な要員の確保が出来次第実施することとしている。

表195-1 残留熱除去系復旧手順一覧（一例）

- 指摘事項（第724回審査会合（令和元年6月11日）高圧・低圧注水機能喪失）
 - 高圧・低圧注水機能喪失事象の解析条件について、燃料被覆管温度が厳しくなる「外電有り」ではなく「外電なし」をベースケースとしている理由を整理して説明すること。
 - 不確かさ評価について、余裕時間の把握は外電ありとして評価していることを明記すること。

- 回答
 - 外部電源の有無が、評価項目に与える影響に加えて、対策の成立性並びに必要な要員及び資源の評価結果に与える影響について、高圧・低圧注水機能喪失時における評価結果比較を表196-1に示す。
 - 表196-1に示すとおり、“評価項目”に対しては、外部電源ありの場合の方が厳しい条件設定となるが、“対策の成立性”並びに“要員及び資源”に対しては、外部電源なしの方が厳しい条件設定となる。
 - 以上より、事象の想定としては「外部電源なし」とするが、再循環ポンプトリップに対する解析条件の設定は、「外部電源あり」を包含する条件として原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。（従前は、事象の想定を「外部電源なし」としていたことから、再循環ポンプトリップに対する解析条件の設定は、事象発生と同時としていた。）
 - 上記のとおり、高圧・低圧注水機能喪失のベースケースにおいて、再循環ポンプトリップに対する解析条件を事象発生と同時から原子炉水位低（レベル2）に変更したことから、ベースケースと不確かさ評価において同一の条件となった。

表196-1 外部電源の有無による評価結果への影響 (高圧・低圧注水機能喪失)

		評価結果		判断基準 (保有要員, 数量)
		外部電源なし (RPT: 事象発生と同時に)	外部電源あり (RPT: L2)	
評価項目	燃料被覆管の最高温度	約449℃	約509℃*	1,200℃以下
	燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下*	15%以下
	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.89MPa[gage]	約7.89MPa[gage]*	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未滿
対策の成立性	減圧開始時間	30分後	20分後	50分 (燃料被覆管破裂を回避可能) 以内
要員及び資源	要員	緊急時対策要員: 28名	緊急時対策要員: 28名	緊急時対策要員: 42名
	水源	約3,200m ³	約3,200m ³	低圧原子炉代替注水槽: 約740m ³ 輪谷貯水槽 (西): 約7,000m ³
	燃料	常設代替交流電源設備による電源供給等: 約363m ³	大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給: 約11m ³	ガスタービン発電機用軽油タンク: 約450m ³
		非常用ディーゼル発電機等による電源供給: 約700m ³	非常用ディーゼル発電機等による電源供給: 約700m ³	ディーゼル燃料貯蔵タンク: 約730m ³
		緊急時対策所発電機による電源供給: 約9m ³	—	緊急時対策所用燃料地下タンク: 約45m ³
電源	約354kW	—	常設代替交流電源設備: 4,800kW	

※: 減圧開始時間30分後の評価結果

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.198)

- 指摘事項（第724回審査会合（令和元年6月11日）高圧・低圧注水機能喪失）
耐圧強化バントの設備上の位置付けについては、今後、個別に審査する資料にて説明すること。
- 回答
 - 島根2号炉の耐圧強化バントラインは、新規規制基準施行以前にアクシデントマネジメント対策として設置しており、設置許可基準規則第48条（最終ヒートシンクへ熱を輸送する設備）としても必要な容量を有する設備であるが、格納容器フィルタバント系を新たに重大事故等対処設備として設置することから、耐圧強化バントラインは設置許可基準規則第48条の自主対策設備として位置付け、万一、炉心損傷前に格納容器フィルタバント系が使用できない場合に耐圧強化バントラインを使用する運用とする。
 - なお、格納容器フィルタバント系は、設置許可基準規則第48条、第50条及び第52条を満足する重大事故等対処設備として、以下に示すとおり、信頼性の高い系統構成としている。
 - ✓ バント弁（第1弁及び第2弁）の並列2重化及び操作機構の多様化によるバント弁開放の信頼性を確保
 - ✓ 他系統との隔離弁の直列2重化による格納容器フィルタバントラインの隔離機能の信頼性を確保

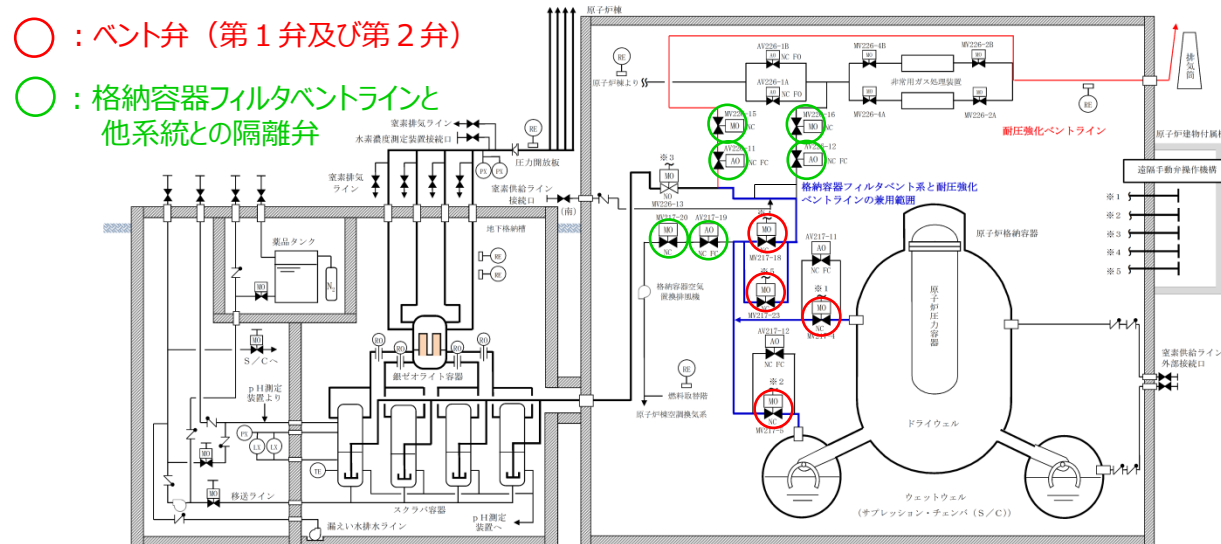


図198-1 格納容器フィルタバント系及び耐圧強化バントライン 概略系統図

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.199)

- 指摘事項 (第724回審査会合 (令和元年6月11日) 高圧・低圧注水機能喪失)
高圧・低圧注水機能喪失事象の解析トレンドで, 原子炉水位と燃料被覆管温度の変曲点の関係について説明を追記すること。
- 回答
 - 原子炉急速減圧前の時点において, 燃料被覆管温度が増減しているのは, 逃がし安全弁による圧力制御により原子炉水位が上昇及び下降し, 燃料被覆管温度発生位置において露出及び冠水が発生しているためである。
 - 上記の挙動説明を図に追記した。

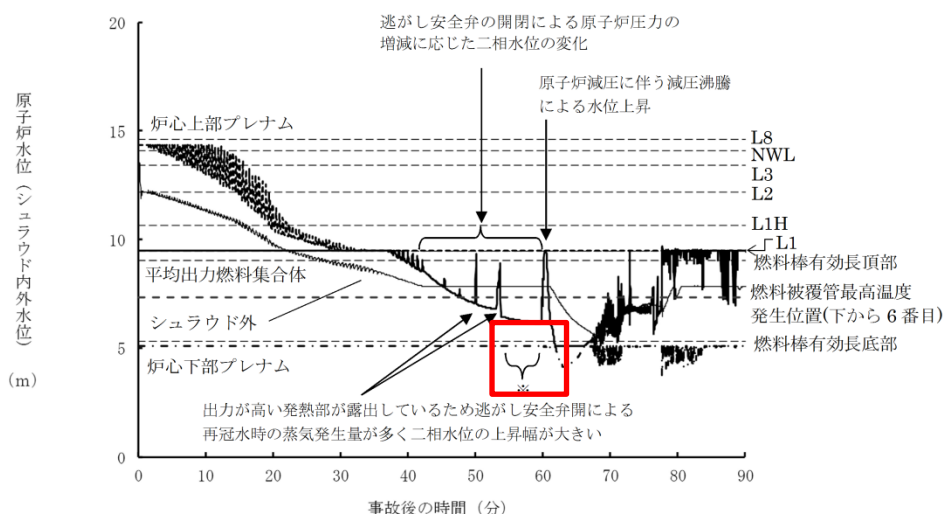


図199-1 操作開始時間30分遅れの場合における原子炉水位 (シールド内外水位) の推移

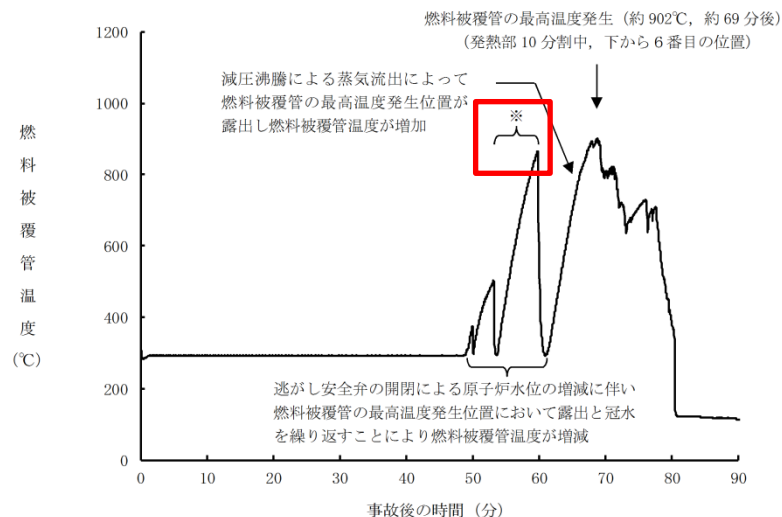


図199-2 操作開始時間30分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移

※ 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。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.200)

- 指摘事項 (第724回審査会合 (令和元年6月11日) 高圧・低圧注水機能喪失)
 図2 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析において, 局所出力分布考慮としているが, この場合の条件設定 (線出力密度の設定等) を明示すること。
- 回答
 「局所出力分布考慮」の結果は, 高出力燃料集合体の初期出力が約 6 MW において, 高出力燃料棒の最大線出力密度を44kW/mに設定した場合の高出力燃料棒の燃料被覆管最高温度をプロットしている。

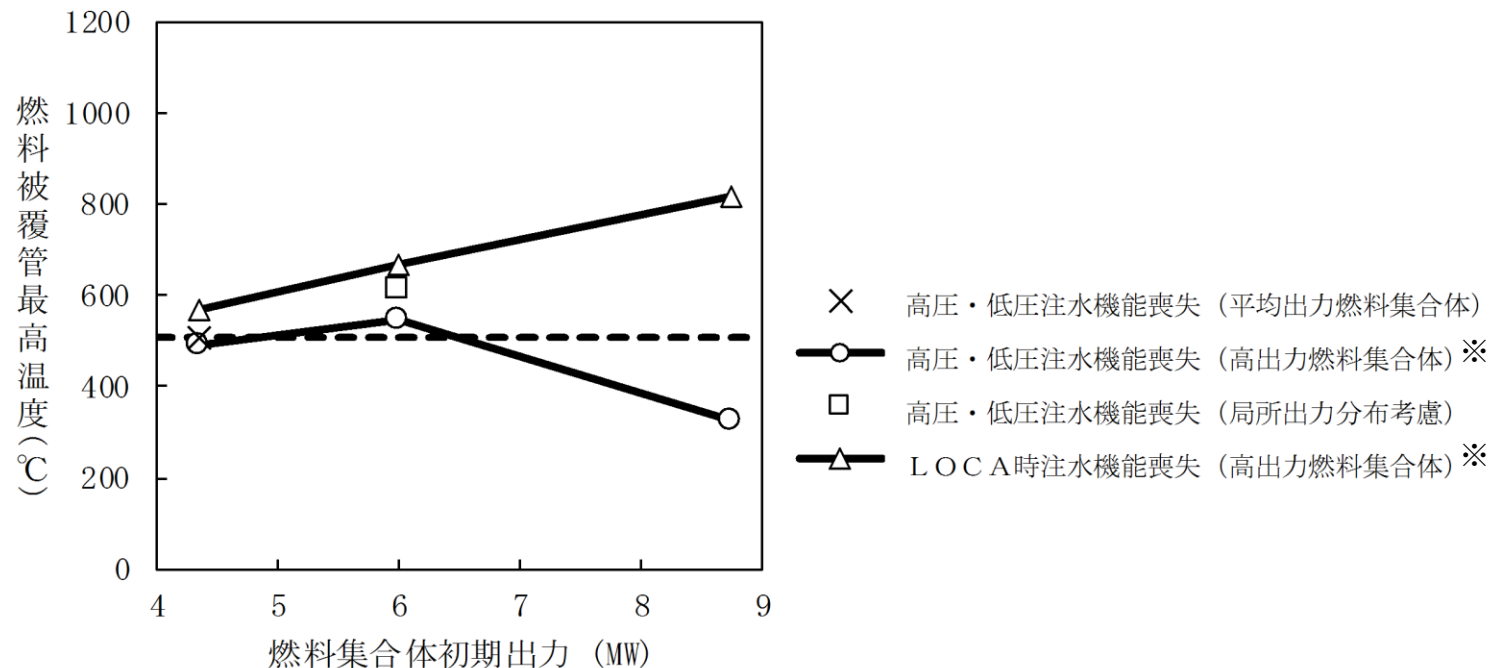


図200-1 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果

※ 高出力燃料集合体の初期出力を変化させた場合の結果をプロットしている

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.201)

- 指摘事項（第724回審査会合（令和元年6月11日）高圧・低圧注水機能喪失）
安定状態の維持におけるサプレッションプール水温度に関する長期間解析で「高圧・低圧注水機能喪失」を選定している理由を明確にするとともに、事故後のS / P水の最高到達温度（トレンド）を示した上で、長期解析評価を説明すること。
- 回答
 - 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プレッション・プール水温度最大値は同程度（事故シーケンス間で約1℃の差異）となることから、代表的に「高圧・低圧注水機能喪失」を選定している。
 - サプレッション・プール水温度の推移図に事故後の最大値を記載した。

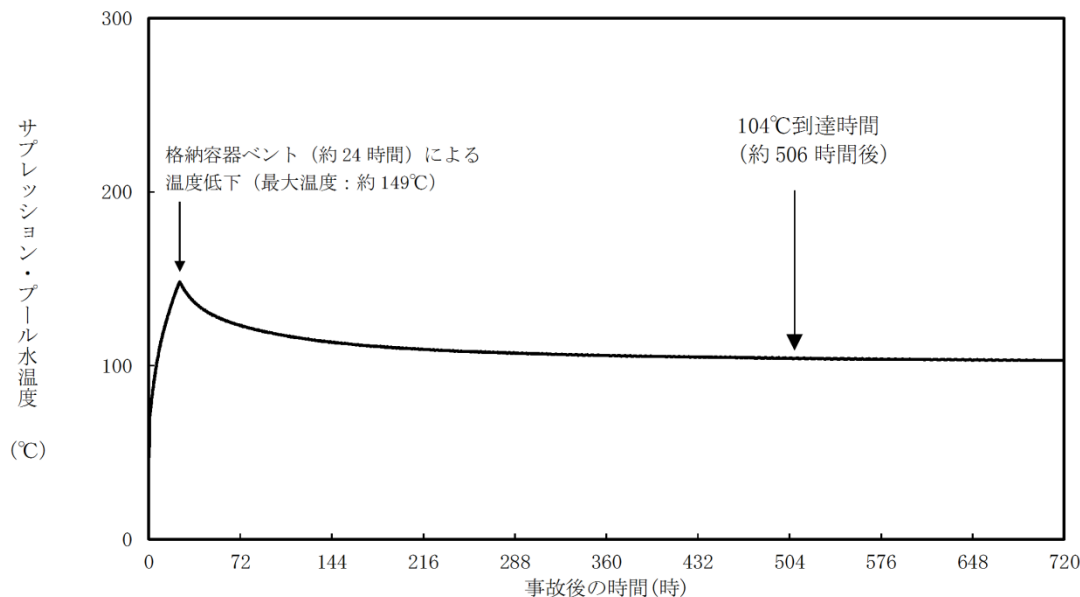
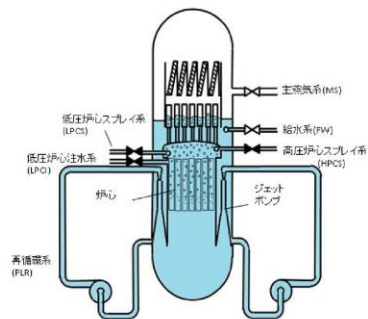


図201-1 サプレッション・プール水温度 (高圧・低圧注水機能喪失)

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.202)

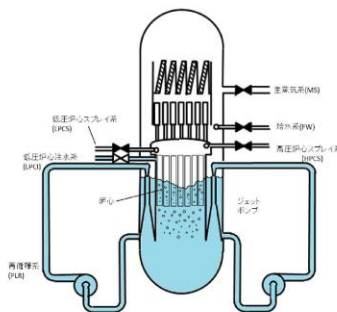
- 指摘事項 (第724回審査会合 (令和元年6月11日) 高圧・低圧注水機能喪失)
炉心下部プレナム部の減圧沸騰後に水位が形成されると、ボイド率が増加する原因について、* 1にて「ボイドの上昇が抑えられる」としていることと併せて説明すること。
- 回答
炉心下部プレナム部のボイド率の推移について、各時間領域における挙動の詳細を記載した。

① 事象発生～30分



炉心下部プレナム部には熱源がないため、急速減圧開始まではボイドが発生しない。

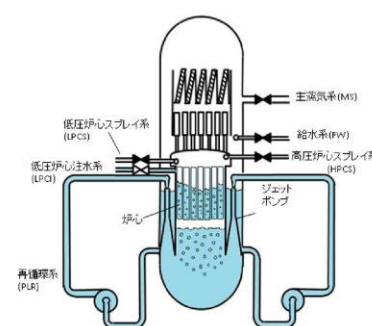
② 30分～約40分



急速減圧以降、フラッシングによりボイドが発生するが、減圧率の低下により徐々にボイド率が減少する。

低圧原子炉代替注水系は、炉心バイパス領域に注水され、下部に位置する制御棒案内管と燃料集集体下部から炉心部に流入し、徐々に炉心部水位が回復し始める。

③ 約40分以降

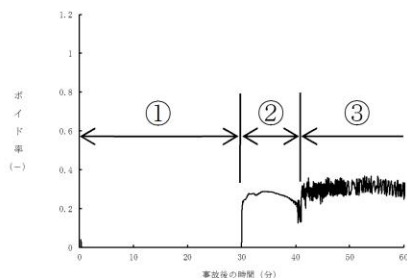


炉心再冠水過程では、炉心下部プレナムを介して、シュラウド内外の水頭圧がバランスするよう冷却材が行き交う状態であり、炉心下部プレナム水位は、満水と低下を繰り返している。

この状態では、炉心下部プレナムの冷却材は、ジェットポンプディフューザを逆流して吸込口頂部からシュラウド外に流出し、シュラウド外水位は徐々に回復し、最終的にはジェットポンプ頂部を上回るまで回復する。

炉心下部プレナム水位が低下した状態 (上図) に限定した場合においては、炉心下部の入口オリフィス部でのCCFLが発生し、水面以下でボイド上昇が抑えられた状態となり、水位低下により水面以下の体積が減少し、ボイド率が相対的に増加している。

以降、炉心部から炉心下部プレナム部へ冷却材が落下し、炉心下部プレナム部の水位及びボイド率が増減する。



炉心下部プレナム部のボイド率の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.206)

- 指摘事項 (第724回審査会合 (令和元年6月11日) 高圧・低圧注水機能喪失) 炉心損傷前の代替循環冷却系の扱いを説明すること。
- 回答
 - 島根2号炉は、代替循環冷却系として残留熱代替除去系 (RHAR) を設置することとしており、炉心損傷の有無にかかわらず、使用可能であれば使用することとする。RHARが使用可能な状況としては、下図に示すとおり、RHARと兼用するB-残留熱除去系熱交換器等の使用が可能で、RHARポンプ軸受・モータの冷却に必要な原子炉補機冷却系または原子炉補機代替冷却系の使用が可能な状況である。
 - 一方、設置許可基準規則第48条の炉心損傷前の最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備は、取水機能喪失に加えて残留熱除去系の使用が不可能な場合のための設備であるため、RHARについては、設置許可基準規則第48条の対象設備ではなく、第50条の対象設備と整理としている。

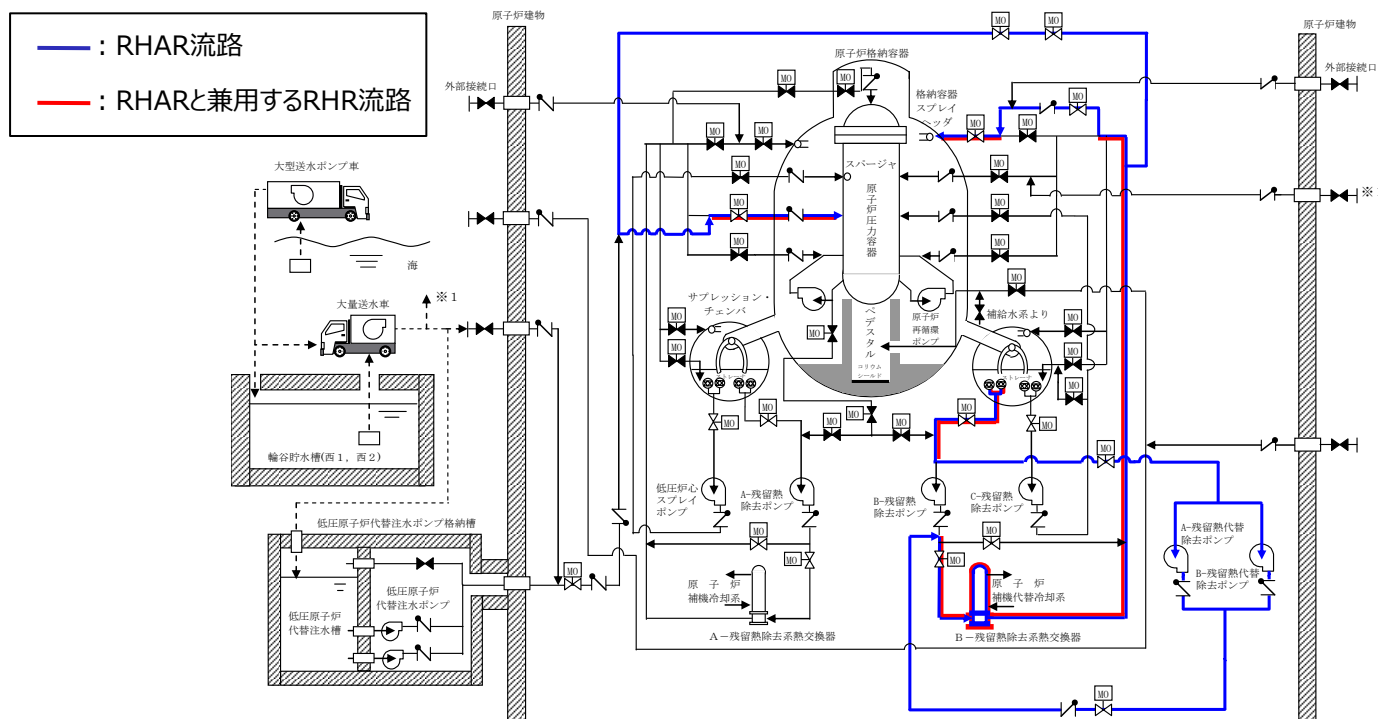


図206-1 残留熱代替除去系による原子炉への注水及び原子炉格納容器へのスプレイ

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.207)

- 指摘事項（第724回審査会合（令和元年6月11日）高圧・低圧注水機能喪失）
TQUVにおける減圧操作開始時間30分遅れの感度解析について，バースト曲線の図を説明すること。
- 回答
 - 高圧・低圧注水機能喪失時における減圧操作が20分遅れた場合及び30分遅れた場合の燃料被覆管の破裂有無について，燃料棒破裂判定（バースト）曲線により評価している。
 - 下表及び下図に示すとおり，20分遅れの場合，燃料被覆管破裂は発生しないが，30分遅れの場合，燃料被覆管破裂は発生する評価結果となっている。

表207-1 操作時間遅れに関する感度解析結果

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	燃料被覆管酸化率	燃料被覆管破裂有無
20分	約845℃	1%以下	無
30分	約902℃	約3%	有
ベースケース	約509℃	1%以下	無

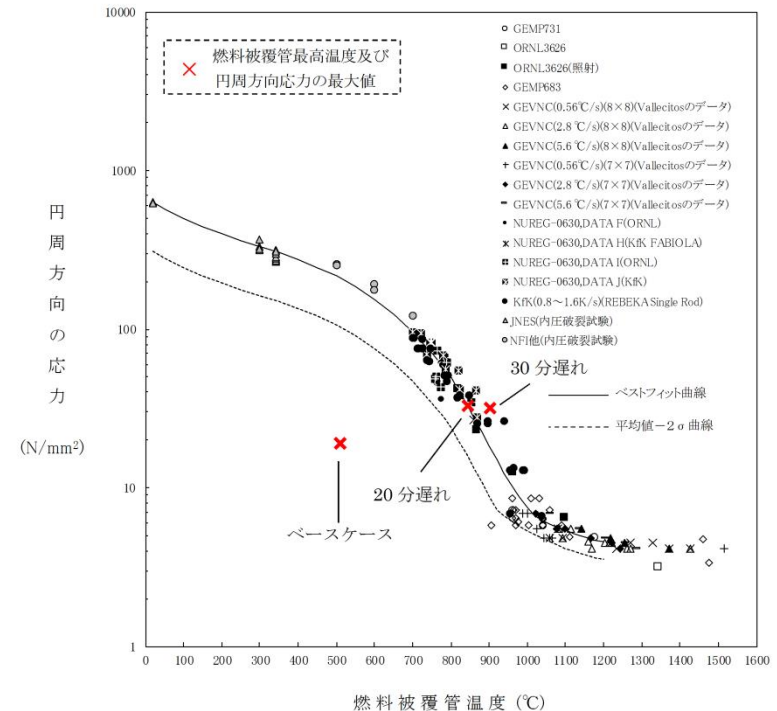


図207-1 燃料被覆管温度に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

- 指摘事項（第742回審査会合（令和元年7月9日）長期T B）
対応手順の概要フローで原子炉スクラムを確認する計測装置として、平均出力領域計装のみとしているが、未臨界の確認及び制御棒全挿入確認の考え方を説明すること。

- 回答
 - 島根2号炉における未臨界の確認は中性子源領域計装（SRM）により確認を行い、制御棒全挿入確認は、制御棒手動操作・監視系により確認する。
 - 全交流動力電源喪失を伴うT Bシナリオにおいては、平均出力領域計装（APRM）の出力0%によるスクラム確認後、SRMは運転時に引き抜きを行っているため、挿入に必要な交流電源が復旧後にSRMを挿入することにより、未臨界の確認を行う。
 - また、全交流動力電源喪失時以外においては、APRMの出力0%によりスクラムを確認後、SRM挿入手順に基づき、SRMを挿入し、未臨界確認を行う。
 - なお、制御棒手動操作・監視系は常用系であるものの、電源が無停電交流電源であることから、制御棒全挿入確認することでAPRMの出力0%によるスクラム確認の補助的役割として寄与することが可能である。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.211) (1/4)

■ 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) 長期 T B)

原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクからサプレッション・チェンバに自動で切り替えるとしていることについて、インターロックの信頼性, 判断の有無, ライン構成, 誤操作防止等について説明すること。

■ 回答

既許可における原子炉隔離時冷却系(RCIC)の水源切替は, 復水貯蔵タンク(CST)水位が低下した場合にサプレッション・チェンバ(S/C)へ手動で切り替える方法をとっているため, 自動化について検討を行ったが, 新規制基準に照らして, 既設回路を再確認したところ以下の事項への対処が必要となる。

(1) 既設CST水位計以外の健全性の確保された検出器による切替判断

(2) CSTを含む同エリアのタンク全3基破損による溢水*1を想定しても検出可能な方法

これらについて, 水位による切替方式, 地震大による切替方式, 漏えい検知による切替方式の検討を行った結果, CSTを第一水源とした場合にRCICの信頼性を損わずに対処することが困難なため, 既許可の先行炉と同様に第一水源をS/Cとすることとした。

なお, 高圧炉心スプレイ系でも同様の対処が必要となるため, 第一水源をCSTからS/Cに変更する。

* 1 : CSTエリアのBクラス設備が破損した場合の溢水想定では, 遮蔽壁内およびダクトスペース等に漏えい水が貯留するため, CST内の水位が低下しない可能性がある。

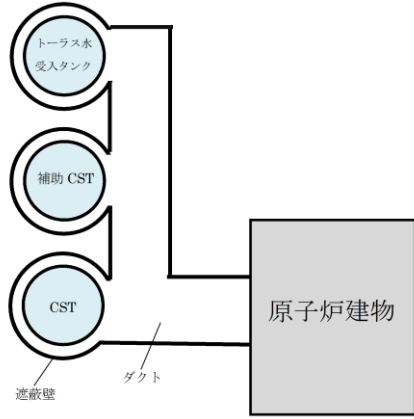


図211-1 CSTエリア配置概要図

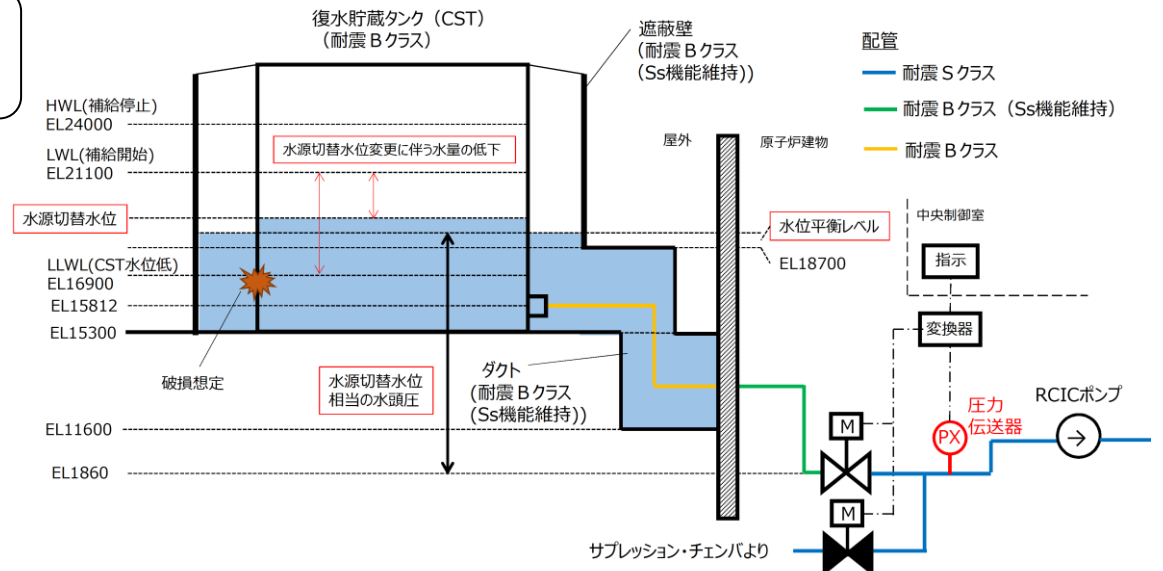


図211-2 (代表例) 水位による切替方式

審査会合での指摘事項に対する回答（No.211）（2/4）

■ 回答（つづき）

高圧炉心スプレイ系（HPC S）及びRCICの第一水源について、CSTからS/Cに変更することに伴い、設計基準対象施設としての位置付けについて整理した。

（1）安全機能の重要度

HPC S及びRCICの水源であるCSTは、通常運転時に第一水源としていることを踏まえ、直接関連系と位置付けていたが、S/Cへの第一水源の変更に伴い、CSTは当該系に課せられた設計条件を担保するうえで必要な設備と位置付けられなくなることから、CSTの安全重要度は、間接関連系のMS-3と整理する。

なお、CST出口切替弁、ポンプのCSTからの吸込配管・弁も同様に変更となる。

表211-1 CSTの安全機能の重要度の変更前後の比較

安全機能	当該系	重要度（CST）	
		変更前	変更後
①原子炉停止後の除熱機能	高圧炉心スプレイ系	MS-1（直接関連系）	MS-3（間接関連系）
	原子炉隔離時冷却系	MS-1（直接関連系）	MS-3（間接関連系）
②炉心冷却機能	高圧炉心スプレイ系	MS-1（直接関連系）	MS-3（間接関連系）
③放射性物質の貯蔵機能	復水輸送系	PS-3（当該系）	変更なし
④プラント運転補助機能	復水輸送系	PS-3（直接関連系）	変更なし
⑤原子炉冷却材の補給機能	制御棒駆動水圧系	MS-3（当該系）	変更なし
	原子炉隔離時冷却系	MS-3（当該系）	MS-3（間接関連系）

■ 回答（つづき）

（2）安全施設としての適合性

C S Tの安全機能の重要度の変更に伴い、重要安全施設ではない安全施設となるため、設置許可基準規則第12条に対して、以下の設計方針とする。なお、C S Tは重要安全施設ではなくなることから、第12条第2項及び第6項は対象外となる。

- C S Tが有する安全機能を確保し、かつ、維持し得る設計とする。【第1項】
- 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に想定される圧力、温度、湿度、放射線等の環境条件下において、期待されている安全機能を発揮できる設計とする。【第3項】
- 健全性及び能力を確認するため、安全機能の重要度に応じ、必要性及びプラントに与える影響を考慮して、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができる設計とする。【第4項】
- 蒸気タービン等の損壊に伴う飛散物により安全性を損なうことのない設計とする。【第5項】
- 他号炉と共用・相互接続しない設計とする【第7項】

設置許可基準規則第12条以外の条文に対しても、上記に示すC S Tの安全施設としての扱いを反映する。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.211) (4/4)

■ 回答 (つづき)

(3) 既設置許可への影響

HPCS及びRCICの第一水源変更に伴う既設置許可への影響を以下のとおり確認した。

a. 本文, 添付書類八

HPCS及びRCICの水源として, CST, S/Cともに記載しており, 影響はない。なお, S/Cが第一水源となることを考慮した記載へ見直す。

b. 添付書類十

運転時の異常な過渡変化及び事故解析において, CSTを水源として期待していないため, 影響はない。

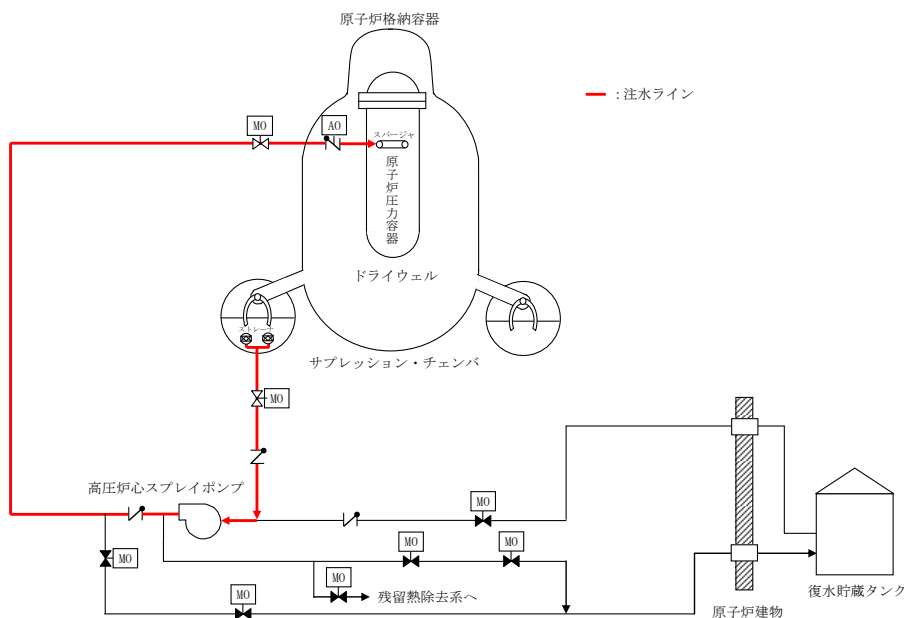


図211-3 HPCS 系統概要図

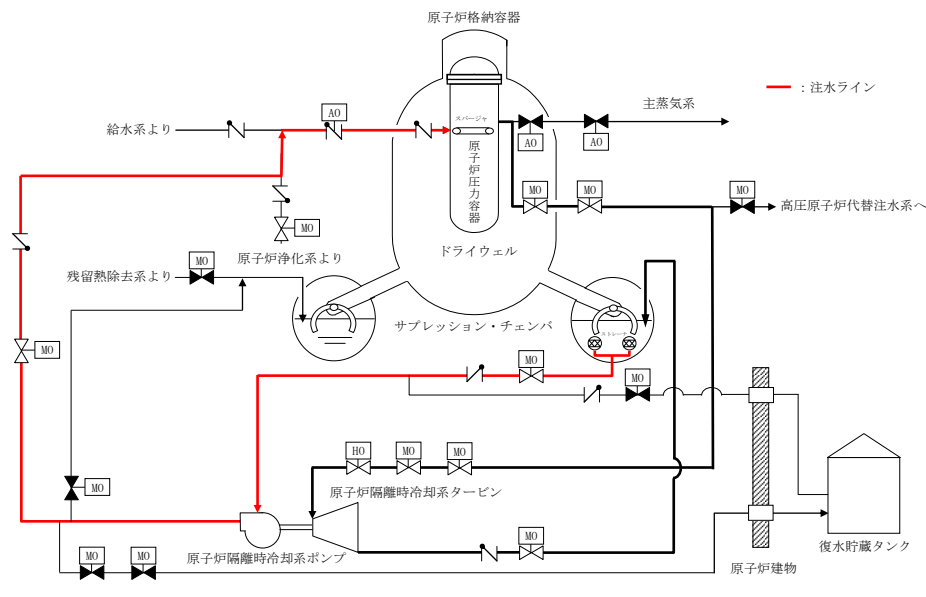


図211-4 RCIC 系統概要図

審査会合での指摘事項に対する回答（No.212）

- 指摘事項（第742回審査会合（令和元年7月9日）長期T B）
水源の違いによる解析結果への影響については，原子炉隔離時冷却系の水源を切り替えることを含めた上で，サプレッション・プールの減圧沸騰等を考慮した手順等も踏まえて説明すること。
- 回答
 - 有効性評価のベースケースでは，原子炉隔離時冷却系の水源としてサプレッション・チェンバのプール水に期待した評価を行っている。水源の違いによる解析結果への影響として，復水貯蔵タンクを使用した場合の感度解析を行い，ベースケースに対して格納容器圧力等が抑制されることを確認している。
 - 原子炉隔離時冷却系の水源については，No.211の指摘事項に対する回答のとおり，第一水源をD B水源である復水貯蔵タンクからD B兼S A水源であるサプレッション・チェンバへ変更する。
 - このため，重大事故等時において水源切替操作をすることなく，サプレッション・プール水を原子炉へ注水する。

審査会合での指摘事項に対する回答（No.213）

■ 指摘事項（第742回審査会合（令和元年7月9日）長期TB）

解析条件における原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間について、サプレッション・プールの水温との関係を明確にすること。また、原子炉隔離時冷却系がサプレッション・プール水温100℃で機能喪失しているが、喪失部位の設計余裕に対し、判断に用いる水温計の計器誤差を踏まえて、手順の妥当性を説明すること。

■ 回答

原子炉隔離時冷却系の機能維持において、軸受の損傷が最も懸念されるが、下表に示すとおり、サプレッション・プール（S/P）水温度が約110℃に到達するまでは健全性を担保できる見込みであり、S/P水温度の測定計器（サプレッション・プール水温度（SA））の誤差は±2.0℃であることから、S/P水温度が100℃到達時点まで運転する手順は妥当であると考えている。

表213-1 原子炉隔離時冷却系の軸受の許容温度及び許容温度に至るS/P水温度

軸受	許容温度[℃]	許容温度に至るS/P水温度[℃]
ポンプ軸受		110
タービン軸受		124

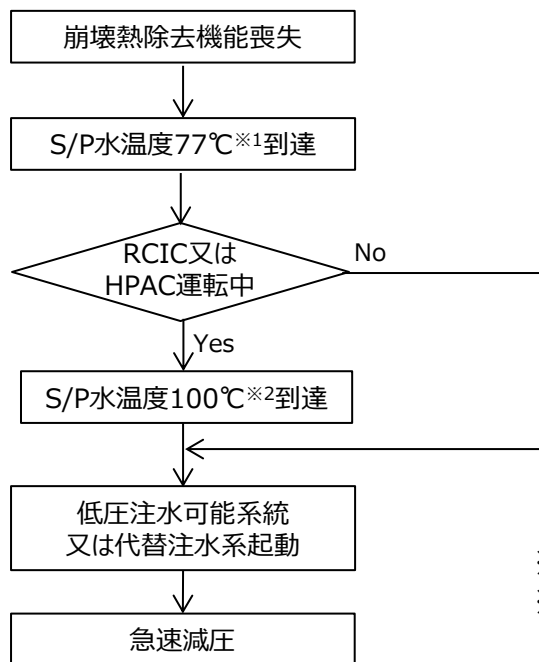
審査会合での指摘事項に対する回答 (No.214)

■ 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) 長期TB)

原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について、原子炉減圧の条件として、サプレッション・プール水温の条件が2通りあることについて、1つの資料で明確にするとともに、それぞれ適用するケースを手順へ整理して説明すること。

■ 回答

サプレッション・プール (S/P) 水温度による急速減圧について、崩壊熱除去機能喪失時における原子炉隔離時冷却系 (RCIC) 又は高圧原子炉代替注水系 (HPAC) 運転中の減圧条件及び手順の概要を以下に示す。



- サプレッション・チェンバの最高使用温度 (104℃) を超えないよう、S/P水温度が77℃※¹に到達した場合は、低圧注水可能系統又は代替注水系を起動し、急速減圧を実施する。
- ただし、上記基準に到達した場合にRCIC又はHPACが運転している場合は、崩壊熱を消費しサプレッション・チェンバへの熱負荷を軽減しつつ注水を維持する観点から、S/P水温度が100℃※²到達後、低圧注水可能系統又は代替注水系を起動し、急速減圧を実施する。

※ 1 : S/P熱容量制限

※ 2 : S/Pを水源としてRCIC又はHPACを運転している場合において、機器の健全性が確認されている温度

図214-1 S/P水温度による急速減圧フロー

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.215)

- 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) 長期TB)
直流電源切替について、負荷の切離し操作を行うのであればその旨記載すること。また、逃がし安全弁の電源切替操作の作業場所等を示すこと。
- 回答
 - 直流電源切替操作について、負荷の切離し操作を実施する旨を有効性評価「2.3.1.1(3)炉心損傷防止対策 d. 直流電源切替」及び「2.3.1.3(2)解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 b. 操作条件」に記載した。
 - 逃がし安全弁用直流電源切替の重大事故等対策の成立性について表215-1に示す。また、電源切替の作業内容について図215-1に示す。

表215-1 逃がし安全弁用直流電源切替 重大事故等対策の成立性

作業場所	廃棄物処理建物 (補助盤室)
作業内容	SRV用電源切替盤 ①B-115V系直流盤側NFB「開放」 ②SA対策分電盤(2)側NFB「投入」
所要人数	2名 (現場運転員2名)
作業時間	想定時間10分 (所要時間目安4分)

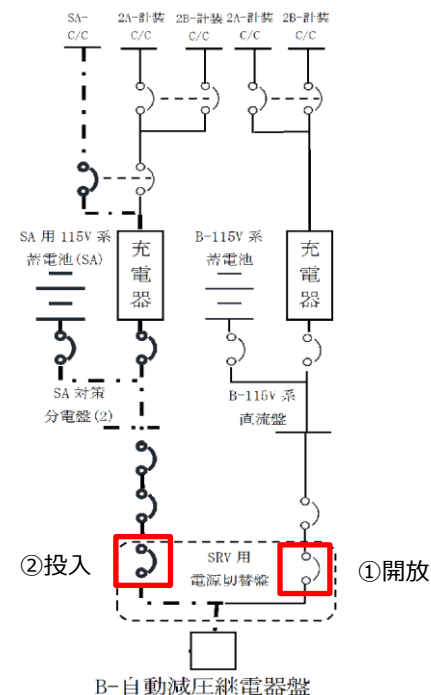


図215-1 逃がし安全弁用直流電源切替 作業内容概要図

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.216)

- 指摘事項（第742回審査会合（令和元年7月9日）長期T B）
未設置機器に対する作業時間の見積もりについては、模擬等による操作を確認した上で、成立性確認の作業時間へ反映すること。

- 回答
未設置機器について、同類の操作スイッチや弁等の操作実績を基に模擬操作時間として算出し、各技術的能力（添付資料 重大事故等対策の成立性）へ反映を実施した。また、所要時間目安の詳細についても合わせて記載した。技術的能力に反映した内容について、一例として、技術的能力1.2の「添付資料 重大事故等対策の成立性現場手動操作による高圧原子炉代替注水系起動」に記載した内容を以下に示す。

○現場手動操作による高圧原子炉代替注水系起動

必要要員数：4名（現場運転員4名）

想定時間：35分以内（所要時間目安※1：14分） ※1：所要時間目安は、実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【現場運転員A, B】

- 可搬型計器接続：想定時間20分、所要時間目安9分
 - ・移動：所要時間目安2分（中央制御室から補助盤室）
 - ・可搬型計測器接続：所要時間目安7分（補助盤室）

【現場運転員C, D】

- 移動, 系統構成：想定時間25分、所要時間目安13分
 - ・移動：所要時間目安4分（移動経路：中央制御室から原子炉棟地上1階）
 - ・原子炉圧力指示値の確認：所要時間目安1分（原子炉棟地上1階）
 - ・移動：所要時間目安2分（移動経路：原子炉棟地上1階から原子炉棟地下1階）
 - ・系統構成：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉棟地下1階）
 - ・移動：所要時間目安4分（移動経路：原子炉棟地下1階から原子炉棟地下2階）
 - ・系統構成：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉棟地下2階）
- 起動：想定時間10分（所要時間目安1分）
 - ・起動：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉棟地下2階）

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.217)

- 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) 長期T B)
窒素ガス制御系と逃がし安全弁窒素ガス供給系について、重大事故等対処設備の範囲を明示するとともに、バックアップ用窒素ボンベ、逃がし安全弁開保持用窒素ボンベ、予備等の役割を整理した上で、役割に応じた窒素ガスボンベと系統図を整合させること。
- 回答
 - 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための重大事故等対処設備の範囲を下図に示す。窒素ガスボンベの必要数は、逃がし安全弁による8時間の圧力制御及び7日間の減圧維持に消費する窒素ガス量を考慮して15本とする。この15本に加えて、故障時及び保守点検による待機除外時の予備として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、余裕をみて30本保有する。
 - なお、窒素ガスボンベのインサービス数は15本以上とし、インサービスしている窒素ガスボンベの圧力が低下した場合においても継続して減圧が出来るよう、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として、5本以上を隔離した状態で保管する設計とする。

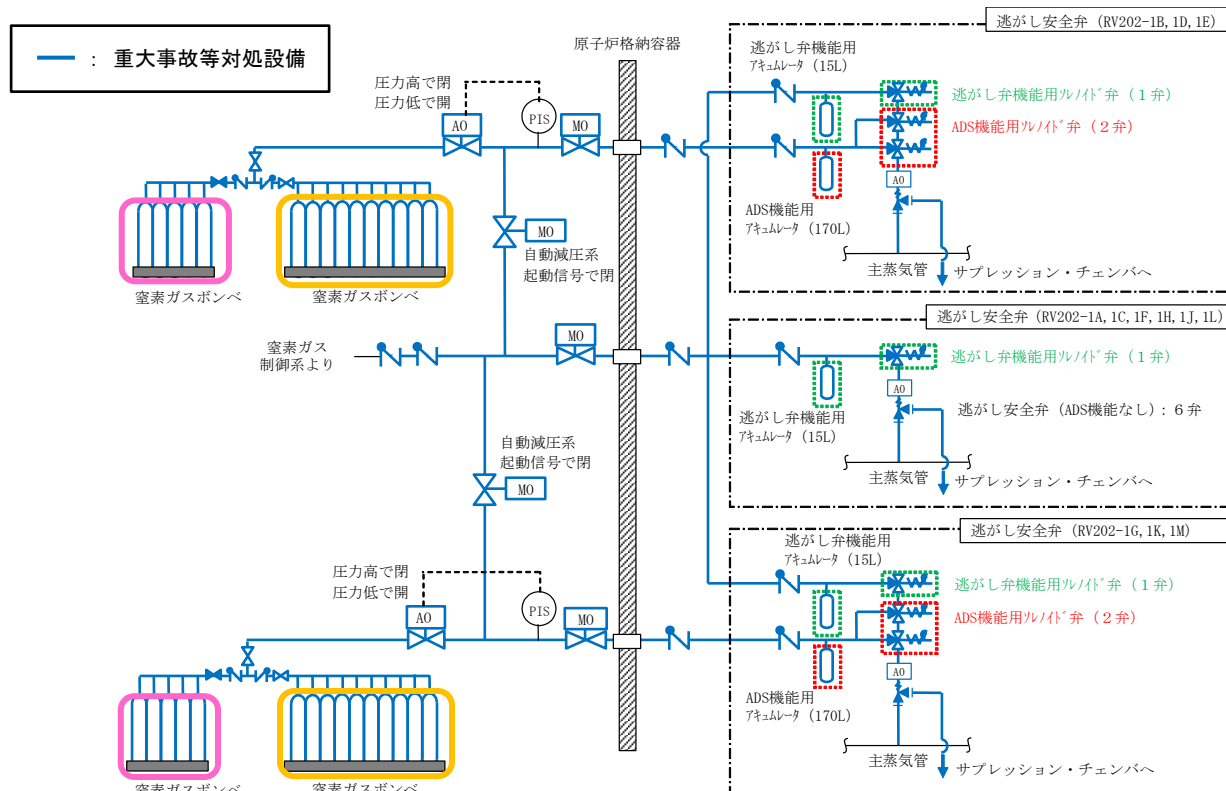


図217-1 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

表217-1 ボンベ用途及び本数

用途	本数
必要数 (n)	15
予備数 (a)	15
保有数 (= n + a)	30
インサービス数 ($\geq n$)	15以上
待機数	5以上

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.218)

■ 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) 長期T B)

炉心損傷後に逃がし安全弁窒素ガス供給系の減圧弁の設定値を現場操作により変更することについて、減圧弁の設置位置、環境条件、手順等を含めて成立性を説明すること。

■ 回答

- 減圧弁は、炉心損傷後の環境温度、放射線等を考慮し、図218-1に示すとおり、アクセス及び現場操作が可能な二次格納施設外 (非管理区域及び管理区域) に設置する。
- また、現場操作は、防護具を装備した緊急時対策要員2名により、減圧弁に設置するハンドルを操作することにより行う。なお、作業時間は緊急時対策所からの移動時間を含め、1時間以内に完了する設計としている。



図218-1 減圧弁設置位置

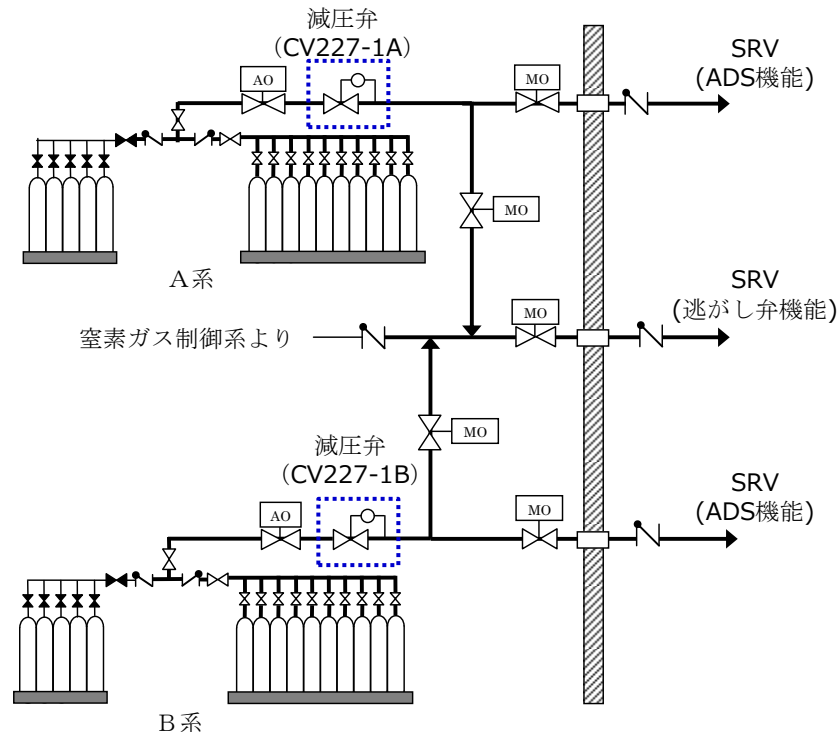


図218-2 逃がし安全弁窒素ガス供給系

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.219) (1/3)

■ 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) 長期TB)

長期TBとTBUで原子炉圧力の推移の挙動 (圧力変動幅, 変動時期) が異なることについて, 逃がし安全弁の機能や高圧原子炉代替注水系の注水流量等の観点から説明すること。また, トレンド全般で, 動作する逃がし安全弁の機能 (逃がし弁機能, 安全弁機能) が異なる場合は区別して記載すること。

■ 回答

【長期TBとTBUの原子炉圧力の推移の挙動の差異について】

➤ 長期TBの原子炉圧力の推移を図219-1, TBUの原子炉圧力の推移を図219-2に示す。

両者の原子炉圧力の推移図において, 事象発生およそ8時間後の原子炉急速減圧までの間に数回一時的な原子炉圧力の低下挙動があり, これは原子炉注水に伴う炉水位回復によるものであるが, その圧力変動幅及び変動時期に相違がある。相違理由としては, 注水系の起動タイミング, 注水系の流量設定及び水位制御の違いから現れているものである。

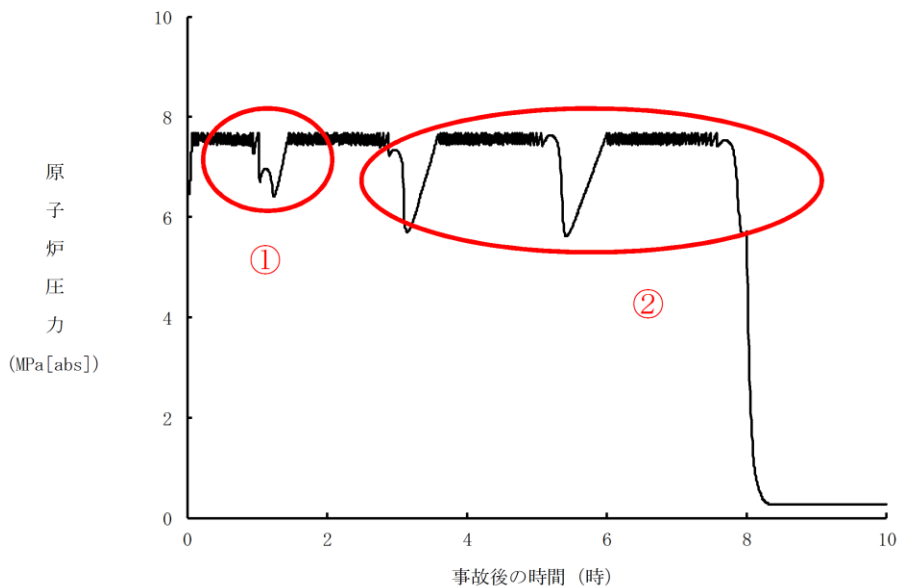


図219-1 原子炉圧力の推移 (長期TB)

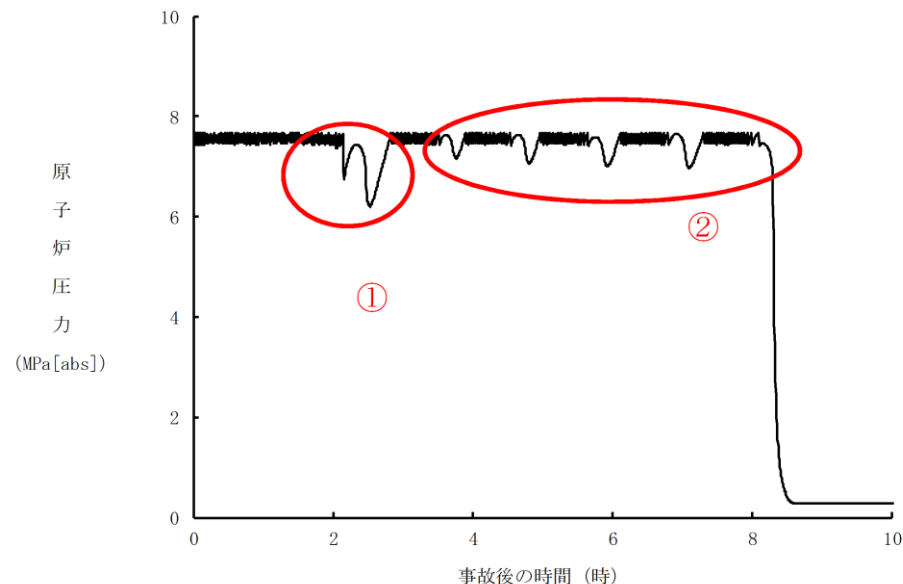


図219-2 原子炉圧力の推移 (TBU)

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.219) (2/3)

■ 回答 (つづき)

【長期TBとTBUの原子炉圧力の推移の挙動の差異について】

● 事象初期の圧力低下挙動の時期の違い (図219-1,2の①)

表219-1のとおり、TBUの方が長期TBよりも注水開始時間が遅く、注水量も少ないことから、注水開始から原子炉水位高 (レベル8) 到達までに必要な注水期間が長くなり、原子炉圧力低下タイミングが遅くなる。

● 事象初期以降の一時的な圧力低下挙動の変動幅と時期の違い (図219-1,2の②)

原子炉水位回復以降は、崩壊熱による水位低下に伴い各注水系による水位制御を行うこととなるが、表219-1のとおりTBUの方が水位制御間隔が狭いことから、水位低下に伴う運転頻度が長期TBよりも多くなる一方で炉圧低下幅としては小さくなる。

なお、長期TBにおいて、事象発生初期よりもそれ以降の方が炉圧低下幅が大きい点については、事象初期は崩壊熱が高く、発生する蒸気が多いことにより圧力低下を抑制するためである。

表219-1 注水条件の比較

シナリオ	長期TB	TBU
注水設備	原子炉隔離時冷却系	高圧原子炉代替注水系
注水開始時間	L 2 到達後 (約 3分)	事象発生20分後
注水量	91m ³ /h (8.21~0.74MPa[dif]において) にて注水	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
原子炉水位制御	L 2 : 起動 (112cm下※) L 8 : 停止 (132cm上※)	L 3 : 起動 (16cm上※) L 8 : 停止 (132cm上※)

※気水分離器下端よりの数値

■ 回答

【動作する逃がし安全弁の機能について】

- トレンド全般において、動作する逃がし安全弁の機能については、逃がし弁機能に期待している。
- ただし、直流電源喪失を想定しているT B Dシナリオでは、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ている。（評価結果については「2.3.2 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」参照）

審査会合での指摘事項に対する回答（No.220）

- 指摘事項（第742回審査会合（令和元年7月9日）TBD）
TBD（直流電源喪失）における「高圧原子炉代替注水系 起動操作／系統構成」について、10分で作業可能か、訓練の実績等を用いて実現性を説明すること。

■ 回答

- 中央制御室運転員による「高圧原子炉代替注水系の起動操作／系統構成」の作業の成立性について、同類の弁等の操作実績を基に、模擬操作時間を算出し、10分以内で操作可能であることを確認した。技術的能力1.2の「添付資料 重大事故等対策の成立性 中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動」に記載した内容を以下に示す。
- なお、その他の中央制御室操作についても確認を実施し、それぞれ設定している想定時間内に操作可能であることを確認し、各技術的能力の「添付資料 重大事故等対策の成立性」へ反映を実施した。

○中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動

必要要員数：1名（中央制御室運転員1名）

想定時間：10分以内（所要時間目安※1：5分）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

- 電源確認、高圧原子炉代替注水系起動：想定時間10分、所要時間目安5分
 - ・電源確保確認（電動弁、監視計器）：所要時間目安2分（中央制御室）
 - ・系統構成：所要時間目安2分（中央制御室）
 - ・ポンプ起動：所要時間目安1分（中央制御室）

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.221)

■ 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) T B P)

逃がし安全弁1個開固着の放出量の設定根拠を説明すること。

■ 回答

- 逃がし安全弁12個について、吹出圧力、弁個数及び吹出量の関係は下表のとおりであり、吹出量については、下図のとおり、原子炉圧力に応じて放出される蒸気流量が変化するように設定している。
- 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + S R V 再閉失敗 + H P C S 失敗」シナリオにおいて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。

表221-1 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]
7.58	2	367
7.65	3	370
7.72	3	373
7.79	4	377

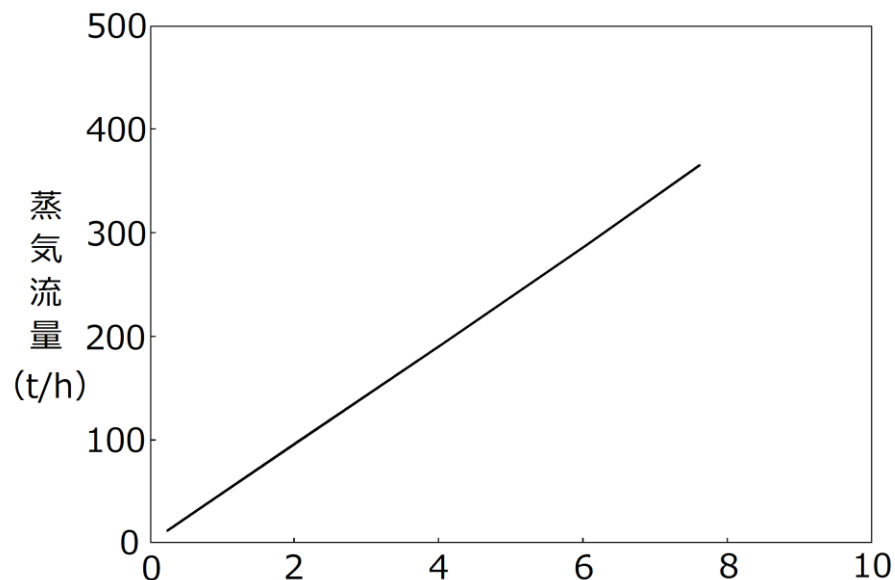


図221-1 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.222)

- 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) T B P)
減圧・注水開始操作の時間余裕の評価において、ベースケースから原子炉減圧操作を遅らせた場合について追加で解析評価しているのであれば、トレンドを示し説明すること。
- 回答
 - 減圧・注水開始操作の時間余裕の評価において、操作開始時間50分遅れケース (燃料破裂あり) について結果を以下の通り示す。

表222-1 操作開始時間50分遅れケース解析結果

評価項目	解析結果	(参考) 45分遅れケース
燃料被覆管の最高温度	約984℃	約805℃
燃料被覆管の酸化量	約4%	約1%
燃料被覆管の破裂有無	有	無

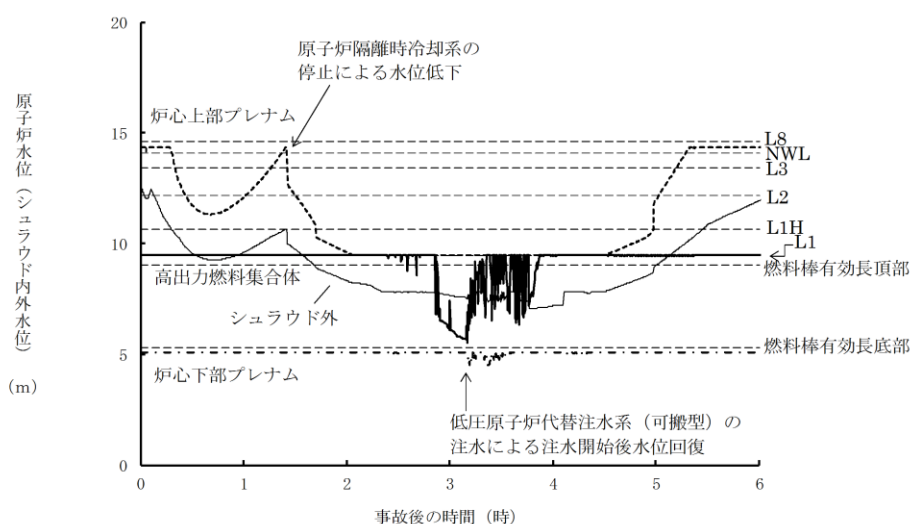


図222-1 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

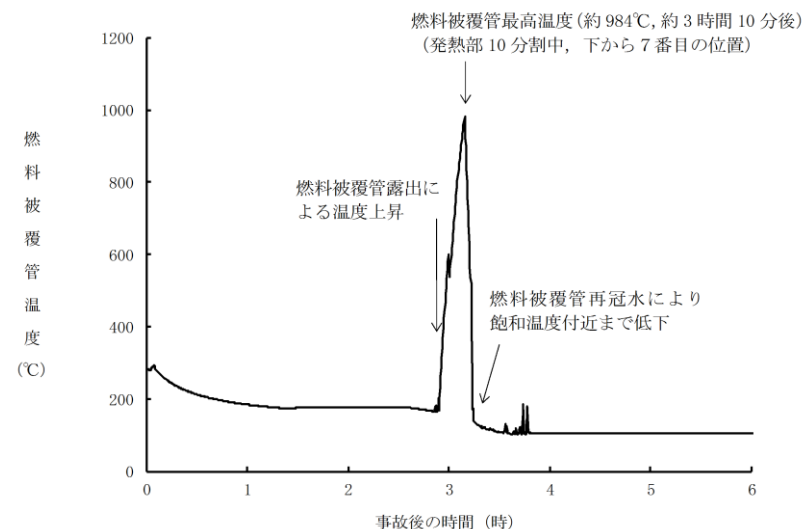


図222-2 燃料被覆管温度の推移

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.223)

- 指摘事項 (第742回審査会合 (令和元年7月9日) T B P)
減圧・注水開始操作の時間余裕について、「原子炉圧力低下により原子炉隔離時冷却系を停止させた後、原子炉圧力の再上昇により再起動させる」とあるが、有効性評価の解析条件と実際の手順との関係を整理した上で、原子炉隔離時冷却系の運転継続について説明すること。

■ 回答

- 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おり、減圧・注水開始操作の時間余裕として、45分あることを確認している。
- 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 (0.74 MPa (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。

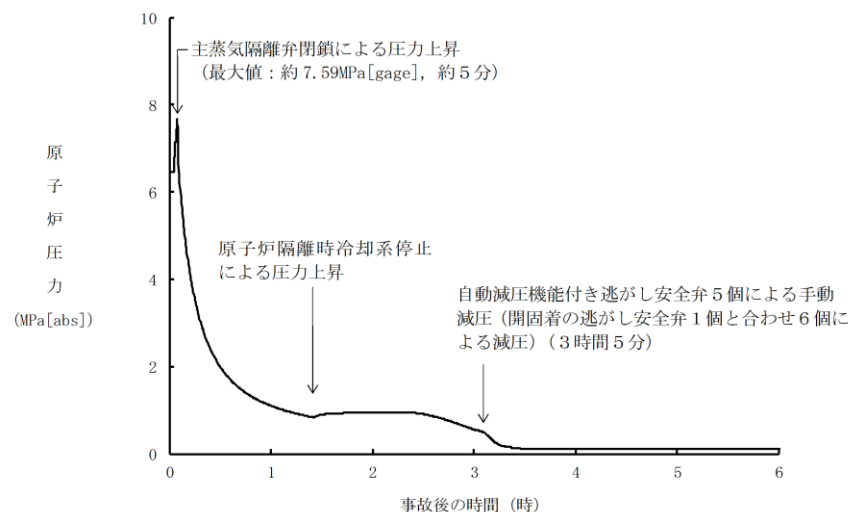


図223-1 原子炉圧力の推移
(操作開始時間45分遅れケース)

■ 指摘事項（第748回審査会合（令和元年7月25日）崩壊熱除去機能喪失）

- 崩壊熱除去機能喪失に含まれる事故シーケンス全てについて、残留熱除去機能喪失及び取水機能喪失の両方あるいはどちらかを考慮しているのかを明らかにした上で、重要事故シーケンスで示している対策で有効性があることを説明すること。
- 冷却材喪失を起因とする事故シーケンスのうち格納容器過圧・過温破損で有効性を確認したとしているものについて、炉心損傷防止のシーケンスとして選定しているのであれば、炉心損傷防止として有効性を説明すること。

■ 回答

「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンス全てについて、「残留熱除去系が故障した場合」、「取水機能が喪失した場合」のどちらに該当するかを表227-1に整理した。表227-1に示すとおり、原子炉への注水が非常用炉心冷却系によって行われている事故シーケンスについては、非常用炉心冷却系が取水機能を必要とするため、「崩壊熱除去機能喪失」に分類されない。

- 「取水機能が喪失した場合」の対策は、取水機能に依存しない設備によって原子炉への注水を維持しつつ、「原子炉補機代替冷却系」によって崩壊熱を除去する。
- 「残留熱除去系が故障した場合」の対策は取水機能が喪失していないため、非常用炉心冷却系等によって原子炉への注水を維持しつつ、「格納容器フィルタベント系」による除熱を行う。
このうち、大破断LOCAを起因とするような事故シーケンスでは、対策は格納容器過圧・過温破損で有効性を確認するとしていたが、表227-2に示すとおり非常用炉心冷却系によって原子炉への注水を行うことで、炉心損傷を防止することが可能であることを確認した。

表227-1 崩壊熱除去機能喪失の各事故シーケンスにおける残留熱除去系故障又は取水機能喪失の考慮

解釈の事故シーケンスグループ	事故シーケンス	残留熱除去系故障	取水機能喪失※
崩壊熱除去機能喪失	○ 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	- 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	○	(LOCA時注水機能喪失)
	- ⑮冷却材喪失 (中破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗	○	(LOCA時注水機能喪失)
	- 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	○	(LOCA時注水機能喪失)
	- ⑰冷却材喪失 (大破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗	○	(格納容器過圧・過温破損)
	- 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	○	(格納容器過圧・過温破損)
	- ⑲外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗	○	(全交流動力電源喪失)
	- 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	○	(全交流動力電源喪失)
	- ㉑外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗	○	(全交流動力電源喪失)

○ 崩壊熱除去機能喪失に分類される事故シーケンス。
 ※ 非常用炉心冷却系の作動には取水機能が機能維持していることが必要となる。このため、非常用炉心冷却系による原子炉への注水が必要な事故シーケンスでは、取水機能が喪失した場合は原子炉への初期注水にも失敗することとなるため、崩壊熱除去機能喪失には分類されず、()内に記載している他の事故シーケンスグループ等に分類される。

【大破断LOCAを起因とする事故シーケンスの評価結果】

- 評価事故シーケンス：「冷却材喪失(大破断 L O C A) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗」
- 大破断LOCAを起因とする場合は，事象初期に炉心が露出するため燃料被覆管温度が上昇するが，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）を用いた原子炉注水により，炉心損傷を防止できることを確認した。

表227-2 解析結果

評価項目	解析結果	判断基準
燃料被覆管の最高温度	約646℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.91MPa[gage]	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）未満

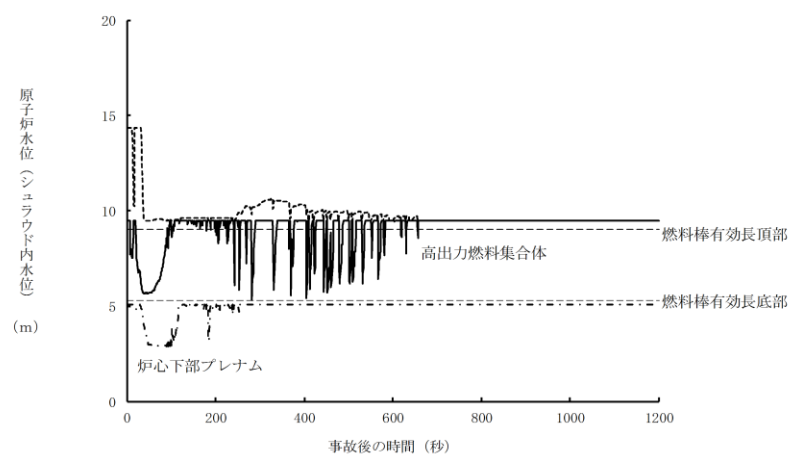


図227-1 原子炉水位の推移

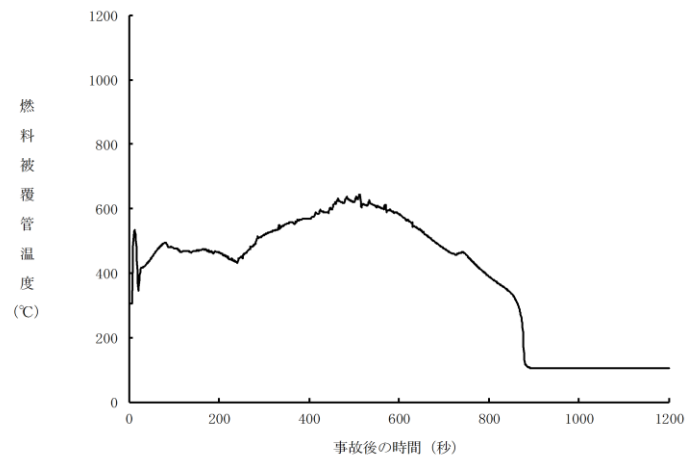


図227-2 燃料被覆管温度の推移

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.229,239) (1/2)

- 指摘事項 (第748回審査会合 (令和元年7月25日) 崩壊熱除去機能喪失)
逃がし安全弁の解析条件について, 実際の手順との差異に伴う影響に対する考え方, 他事故シーケンスとの条件設定の差異に対する考え方及び急速減圧に必要な最小弁数との関係を整理して説明すること。
- 指摘事項 (第790回審査会合 (令和元年10月31日) LOCA時注水機能喪失)
主要解析条件における「逃がし安全弁の弁数」はLOCA, ISLOCAでは「6弁開」であるが, 長期TB, TWでは「2個開」となっているため, 他の事故シーケンスも含めて, 逃がし安全弁個数の考え方を整理して説明すること。

回答

- 運転手順では, 図229-1に示すとおり, 手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数は6個と定めており, 6個使用できない場合は, 急速減圧に必要な最小個数である1個以上を使用することとしている。
- TB及びTWシナリオについては, 原子炉隔離時冷却系等の高圧注水に成功し, 炉心は冠水維持している事象であるため, 減圧弁数として, 先行の状況も踏まえて2個に設定し, 対策の有効性を確認したものである。

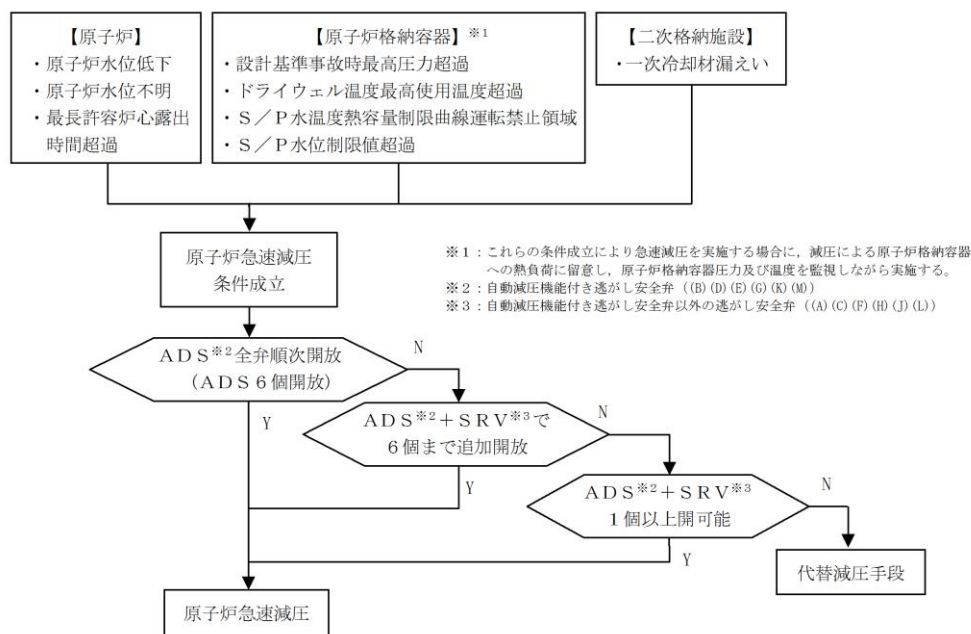


図229-1 原子炉「急速減圧」操作概要

■ 回答 (続き)

- 手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数による感度を確認するため、一例として長期 T B において運転手順と同じ個数とした場合の解析を実施した。評価の結果、図229-2に示すとおり、使用する逃がし安全弁の個数が少なくなるほど、注水が開始されるタイミングが遅れ、水位回復が遅れる結果となることを確認した。一方で、評価項目である燃料被覆管温度は、図229-3に示すとおり、温度上昇しないことを確認した。
- T B 及び T W の解析条件として設定している急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数については、手順上の 6 個よりも少ない個数を設定していたが、有効性評価は最適評価であること及び 6 個で解析をしている他の炉心損傷防止シナリオとの整合を図る観点から、T B 及び T W シナリオについて、急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数を 6 個の評価に見直す。

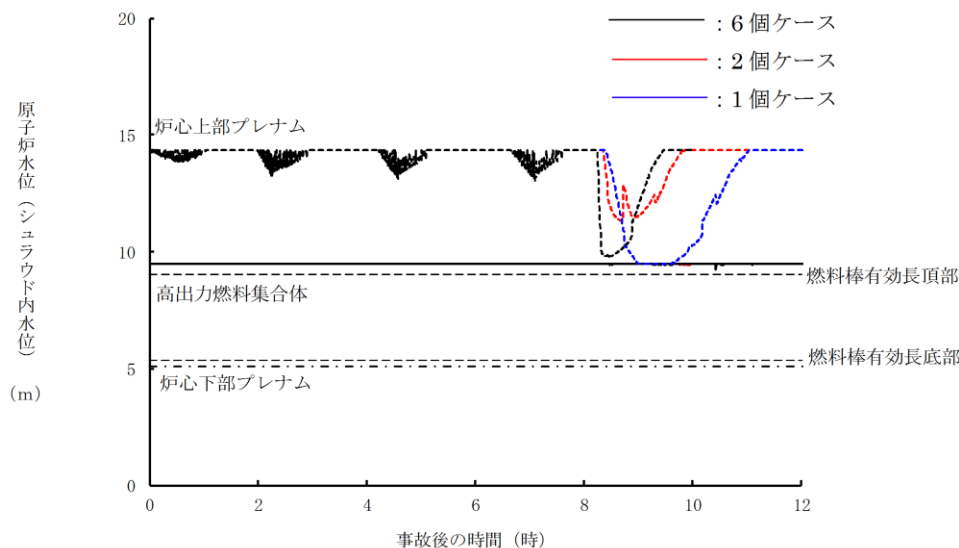


図229-2 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

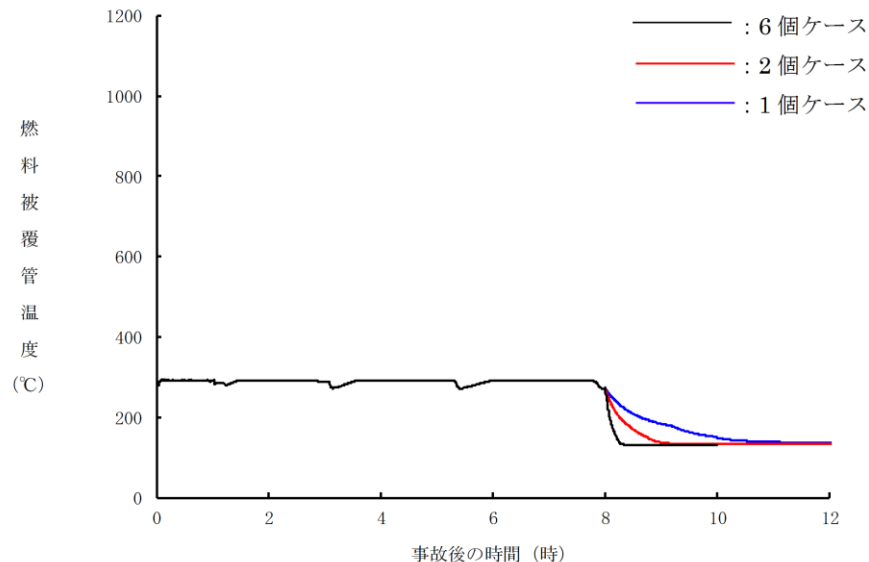


図229-3 燃料被覆管温度の推移

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.230)

- 指摘事項 (第748回審査会合 (令和元年7月25日) 崩壊熱除去機能喪失) 重大事故等発生時, 原子炉水位計の凝縮槽に水が無い場合は, 水位不明判断曲線により判断が可能なのか, 詳細に説明すること。

■ 回答

- 原子炉水位不明については, 現状以下により確認している。
 - ・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 (図230-1)
- 水位不明判断曲線の確認に使用している「原子炉圧力計」及び「ドライウェル温度計」はSA計器であること及び複数あるドライウェル温度計のうち, 1点 (図230-2) でも水位不明領域に入った場合は凝縮槽内の水が蒸発したものとみなし, 保守的に原子炉水位不明と判断 (実際には, ドライウェル内の1点のみの温度上昇では, 凝縮槽内の水が即座に蒸発することは考えにくい) することから, 上記の基準で対応は可能である。
- なお, 原子炉水位計の健全性を更に確実に検知するため, 凝縮槽内の水位が適正に維持されていることを確認することを目的として図230-3のとおり凝縮槽に温度計を設置 (自主) し, 以下を水位不明判断の確認項目に加える。
 - ・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。

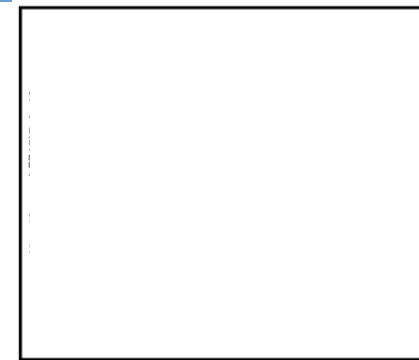


図230-1 水位不明判断曲線

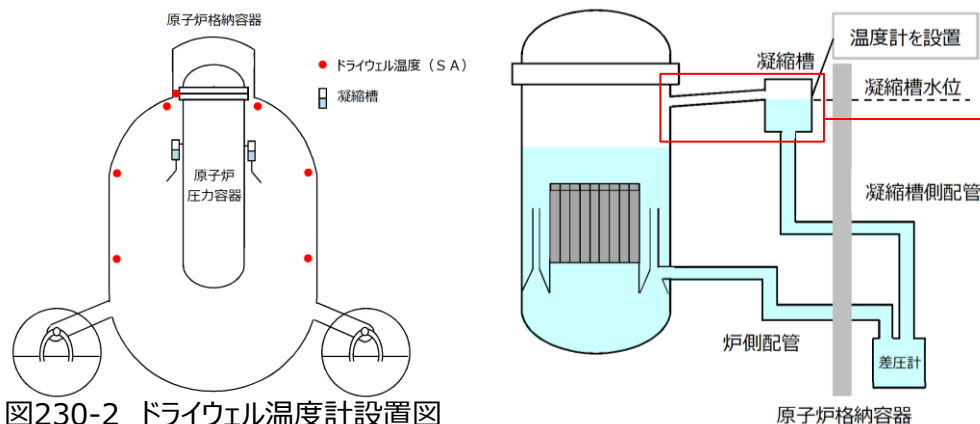


図230-2 ドライウェル温度計設置図

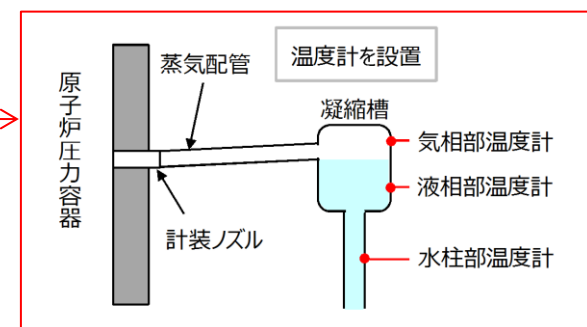


図230-3 凝縮槽温度計 設置位置

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.231)

- 指摘事項（第748回審査会合（令和元年7月25日）崩壊熱除去機能喪失）
有効性評価の判断基準と手順側の作業着手の判断基準が、不適切な状態であることから他の手順も含めて全般的に確認し修正すること。また、あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合とできない場合について、ホース使用可否の判断、判断時間も含めた手順を説明すること。

■ 回答

- 技術的能力に記載している判断基準について、有効性評価と整合を図った。
一例として技術的能力「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」について示す。

変更前	変更後
1.13.2.2 水源へ水を補給するための対応手順 (1)低圧原子炉代替注水槽へ水を補給するための対応手順 (a)輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）を水源とした大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給 i 手順着手の判断基準 低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水等各種注水が開始され、輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2）が使用可能で、原子炉建物南側法面及び原子炉建物西側法面にあらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合。	1.13.2.2 水源へ水を補給するための対応手順 (1)低圧原子炉代替注水槽へ水を補給するための対応手順 (a)輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）を水源とした大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給 i 手順着手の判断基準 低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水等の各種注水が必要で、輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2）が使用可能な場合。

- あらかじめ敷設してあるホースについては、可搬型設備の準備に向かうアクセスルート上にあるため、アクセス時にホースの外観を確認し使用可否判断のうえ、使用可能であれば可搬型設備の準備時間短縮の観点で優先的に使用することとしていたが、以下の理由により使用しないことへ変更し、手順上削除する。また、あらかじめ敷設してあるホースについても撤去する。
 - ・水を流した際に使用できなかった場合に、あらかじめ敷設してあるホースの敷設区間に、再度ホースを敷設する必要があり、原子炉圧力容器等への注水開始が遅れるため。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.232) (1/3)

- 指摘事項 (第748回審査会合 (令和元年7月25日) 原子炉停止機能喪失)

ATWS解析について、最適評価コードTRACGコードによる参考解析での評価条件は平衡炉心の一例であることを線出力密度、初期軸方向出力分布等の設定値とともに説明し、これらの条件のばらつきによる影響に関する考慮の有無を明確にして説明の適切化を図ること。また、初期MCPRの設定の考え方を説明すること。
- 回答
 - ATWS解析におけるREDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件の比較を表232-1に示す。
 - TRACG解析では、初期MCPRや初期MLHGRなど一部の初期条件についてはREDY/SCAT解析と同様に保守的な条件設定をしているが、燃料形状、燃料物性データ、反応度係数や軸方向出力分布などの初期条件はノミナル条件を設定し現実的な平衡炉心を模擬している。
 - 今回のTRACG解析は、REDYコードでは模擬できない中性子束振動が生じた場合の燃料被覆管温度に与える影響を確認する目的で実施しており、より現実的な炉心条件での評価例である。

表232-1 REDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件比較 (1/3)

項目	REDY/SCAT	TRACG	設定の考え方
初期MCPR	【SCAT】1.25 : 9×9燃料(A型)の OLMCPR	【ホットバンドル】 1.25 : 9×9燃料(A型) 1.26 : MOX燃料 それぞれのOLMCPR	【SCAT】解析結果が厳しくなるサイクル早期の運転制限値を設定 【TRACG】初期の3次元出力分布及び核定数に関する炉心計算用のデータとして、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード (AETNA) の出力結果を設定しており、対象とするMOX混在炉心の平衡サイクル末期の炉心において、9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料 [] [] 初期MCPRがサイクル早期の運転制限 [] 最高出力バンドルとして設定している。
初期MLHGR	【SCAT】44kW/m	【ホットバンドル】 44kW/m	【SCAT】解析結果が厳しくなる運転制限値を設定 【TRACG】初期MCPRと同様に三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード (AETNA) の出力結果を設定しており、対象とするMOX混在炉心の平衡サイクル末期の炉心において、9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料 [] [] 初期MLHGRがサイクル早期の運転制限 [] [] 最高出力バンドルとして設定している。

■ 回答 (続き)

表232-1 REDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件比較 (2/3)

 ノミナル条件

項目	REDY/SCAT	TRACG	設定の考え方
燃料形状 燃料物性データ	【REDY】MOX燃料の設計値 【SCAT】9×9燃料(A型)の設計値	9×9燃料(A型), MOX燃料の設計値を燃料タイプ毎に設定	【REDY】伝熱遅れが大きく, 出力挙動が厳しくなるMOX燃料の設計値を設定 【SCAT】炉出力が高い状態で沸騰遷移により燃料被覆管温度が上昇するTCシーケンスでは, 初期線出力密度が同じである場合, 熱流束が小さく, 燃料ギャップ熱伝達係数が小さいために冷却材への伝熱遅れが大きいMOX燃料の方が相対的に燃料被覆管温度上昇率は小さくなる傾向にあるため, 9×9燃料(A型)の評価で代表。 【TRACG】9×9燃料(A型), MOX燃料の設計値を設定
減速材ボイド係数	【REDY】保守係数を考慮したMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	MOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	【REDY】減速材ボイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性として単位燃料集合体核特性計算コードで評価したボイド係数を設定。保守係数として1.25倍, プルトニウムの組成変動として1.02倍を考慮 【TRACG】減速材ボイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性(ノミナル)を選定し, 核定数に関する炉心計算用のデータを三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード (AETNA) の出力ファイルより設定。
ドップラ係数	【REDY】保守係数を考慮したMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	MOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	【REDY】ボイド反応度が支配的であるため, 減速材ボイド係数と同様にMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性として単位燃料集合体核特性計算コードで評価したドップラ係数を設定。保守係数として0.9倍, プルトニウムの組成変動として0.99倍を考慮 【TRACG】減速材ボイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性(ノミナル)を選定し, 核定数に関する炉心計算用のデータを三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード (AETNA) の出力ファイルより設定。

■ 回答 (続き)

表232-1 REDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件比較 (3/3)

 ミナル条件

項目	REDY/SCAT	TRACG	設定の考え方
軸方向出力分布	固定の出力分布をインプット 【REDY】軸方向下方ピーク の出力分布 【SCAT】軸方向中央ピーク の出力分布	TRACGでは事象中の軸 方向出力分布の変化を模 擬 初期分布：MOX燃料装 荷炉心の平衡サイクル末 期の特性 <div style="border: 1px solid black; height: 150px; width: 100%; margin-top: 10px;"></div>	【REDY】初期の炉心平均ボイド率が大きくなり、ボイド潰れによる正の反応 度投入が厳しくなるように軸方向下方ピークを設定 【SCAT】主蒸気流量の遮断に伴う給水加熱喪失により、出力分布は下方 に変化するが、沸騰遷移が発生する燃料集合体上部において燃 料被覆管温度を高め評価する軸方向中央ピークを設定 【TRACG】初期分布はMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性とし、 事象中の軸方向出力分布の変化を模擬

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.233)

- 指摘事項 (第748回審査会合 (令和元年7月25日) 原子炉停止機能喪失)
TRACGコードによるATWS解析の燃料被覆管温度について, それぞれのピーク値を示すノードを示すこと。

■ 回答

- 図233-1にTRACGコード, 図233-2にSCATコードの各燃料被覆管温度の時間変化とノード位置を, 表233-1に各解析コードにおけるノードのピーク値を示す。
- SCATの軸方向出力分布は中央ピークで固定であり, 給水加熱喪失時に入口サブクール度が増加するので, 1次ピークよりも上部のノードで2次ピークが発生する。
- TRACGの軸方向出力分は事象進展に応じて変化するため, 給水加熱喪失時に入口サブクール度の増加に伴って軸方向出力分布が事象初期よりも下部ピークとなる。そのため, 1次ピークよりも下部のノードで2次ピークが発生する。

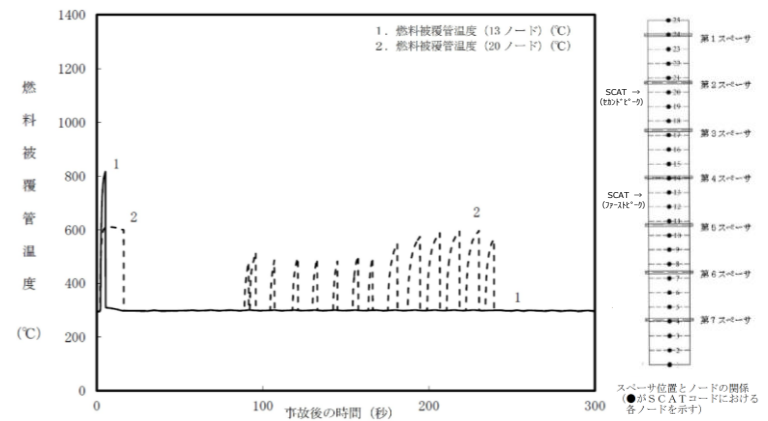
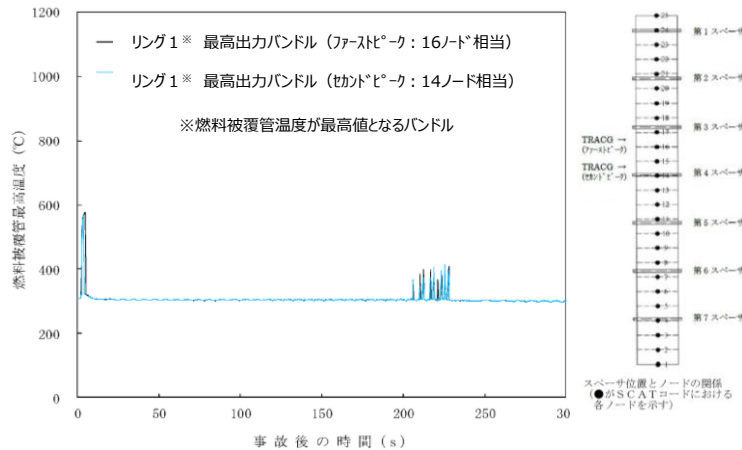


図233-1 燃料被覆管温度の時間変化とノード位置 (TRACGコード)

図233-2 燃料被覆管温度の時間変化とノード位置 (SCATコード)

表233-1 各解析コードにおけるピークの燃料被覆管温度

解析コード	1次ピーク※	2次ピーク※
TRACG	約576℃	約421℃
REDY/SCAT	約818℃	約598℃

※事象初期の炉圧上昇による温度ピークを1次ピーク, 給水加熱喪失による温度ピークを2次ピークとした。

審査会合での指摘事項に対する回答（No.234）（1/4）

■ 指摘事項（第748回審査会合（令和元年7月25日）原子炉停止機能喪失）
燃料被覆管の健全性の判断について、判断基準と比較している有効性評価での燃料被覆管表面温度の精度について説明すること。また、軸方向のサーマルショックによる燃料被覆管の健全性への影響もあわせて説明すること。

■ 回答

【燃料被覆管の健全性の判断について、判断基準と比較している有効性評価での燃料被覆管表面温度の精度について説明すること】

➤ TCシーケンスではSCATコードにより燃料被覆管温度を評価しているが、評価モデルの保守性は解析コード（SCATコード）^[1]にて確認されている。以下に概要を示す。

(1) 修正Dougall-Rohsenow式

沸騰遷移後の燃料被覆管表面熱伝達モデルとして使用している修正Dougall-Rohsenow式は、700～800℃程度の範囲において試験との比較結果から燃料被覆管温度を保守的に評価することが確認されている。

(2) 日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」の相関式2

沸騰遷移後のリウエットモデルとして使用している日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」の相関式2は、試験結果から燃料被覆管温度500℃程度までリウエット時刻を遅めに予測することが確認されている。相関式2は燃料被覆管温度に依存しリウエット時刻を予測するため、500℃よりも高温となる場合においても（1）に示すとおり燃料被覆管温度を高めに評価することから、リウエット時刻を遅く予測する傾向となり、保守性は維持されと考えられる。

参照文献 [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（SCAT）について」、
日立GEニュークリア・エナジー株式会社，HLR-122，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-093，平成30年5月

■ 回答 (続き)

【軸方向のサーマルショックによる燃料被覆管の健全性への影響もあわせて説明すること】

➤ 燃料の事故時健全性確認を目的に実施された、リウエット時の軸方向拘束条件下での急冷破断試験^[2]の知見をもとに、TCシーケンスにおける軸方向のサーマルショックによる燃料破損の可能性を検討した。以下に急冷破断試験の概要を示す。

＜急冷破断試験の概要＞

- ・未照射で、ECR(化学量論的酸化量)が約10～40%のPWR燃料棒が用いられた。
- ・急冷破断試験では、試験装置(図234-1参照)により燃料棒の軸方向変位を完全に拘束し急冷(図234-2参照)により軸方向に大きな荷重を伴うサーマルショックが与えられた。

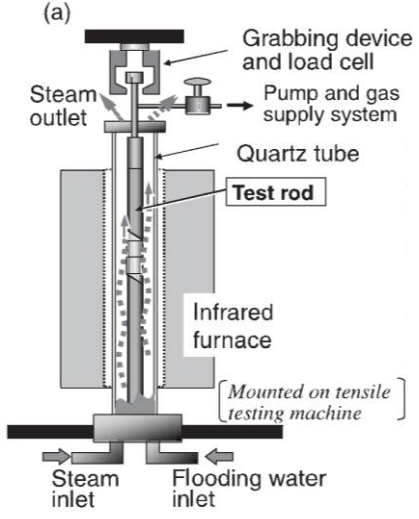


図234-1 試験装置

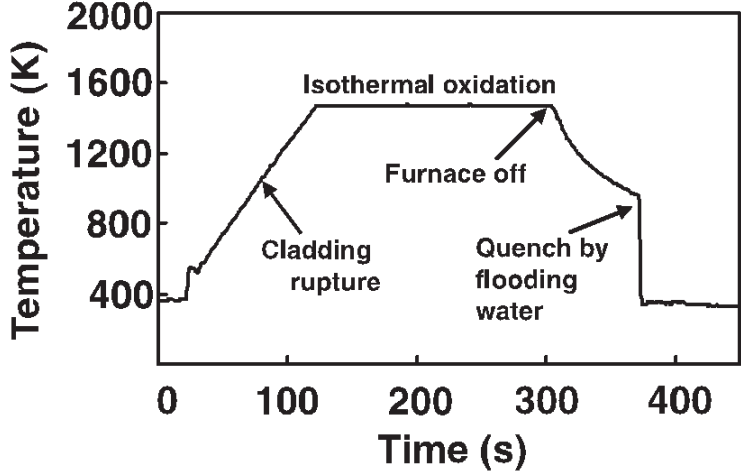


図234-2 温度履歴の例

■ 回答 (続き)

- 急冷破断試験の結果を図234-3に示す。
ECR (化学量論的酸化量) が10%以下の被覆管は, 完全拘束条件下で約600℃の急冷によるサーマルショックを受けても健全であった。

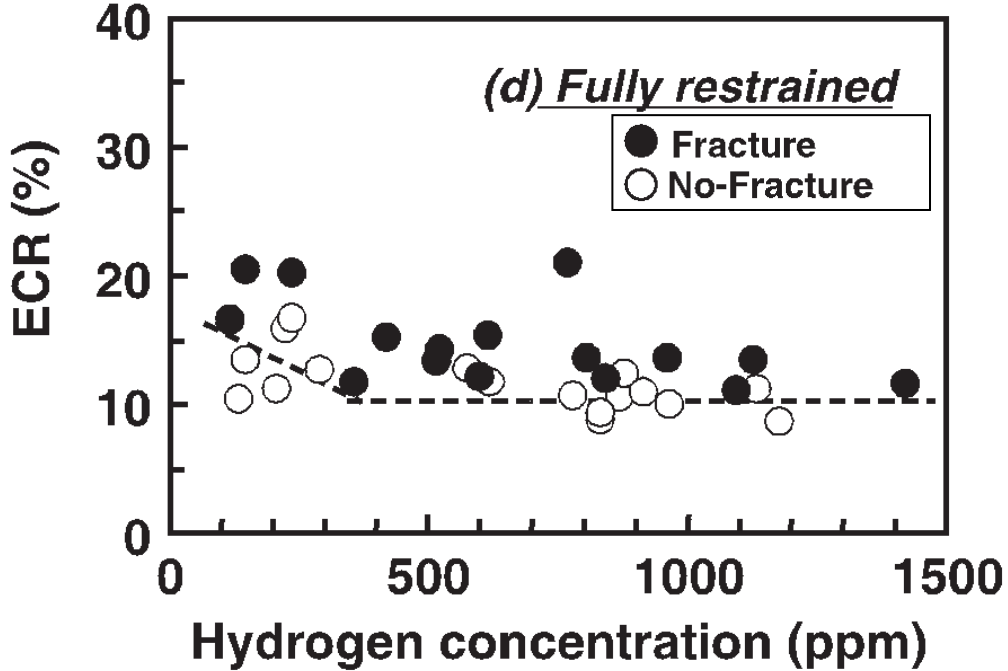


図234-3 PWR燃料棒の軸方向完全拘束条件下での急冷破断試験結果

参照文献

[2] F. Nagase, T. Fuketa, "Behavior of Pre-hydrided Zircaloy-4 Cladding under Simulated LOCA Conditions", Journal of Nuclear Science and Technology, 42[2], 209-218 (2005)

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.234) (4/4)

■ 回答 (続き)

- BWRでは燃料棒の軸方向移動がスペーサなどで妨げられないため、軸方向の大きな荷重（拘束力）が発生する可能性は小さいが、島根2号炉のTCシーケンスにおいて、軸方向完全拘束条件を想定し仮にサーマルショックを受けたとしても、ECRは0.1%以下（図234-4参照）であり、急冷による温度差はPWR急冷破断試験よりも低い約510℃（図234-5参照）であるため、燃料は健全であると考えられる。

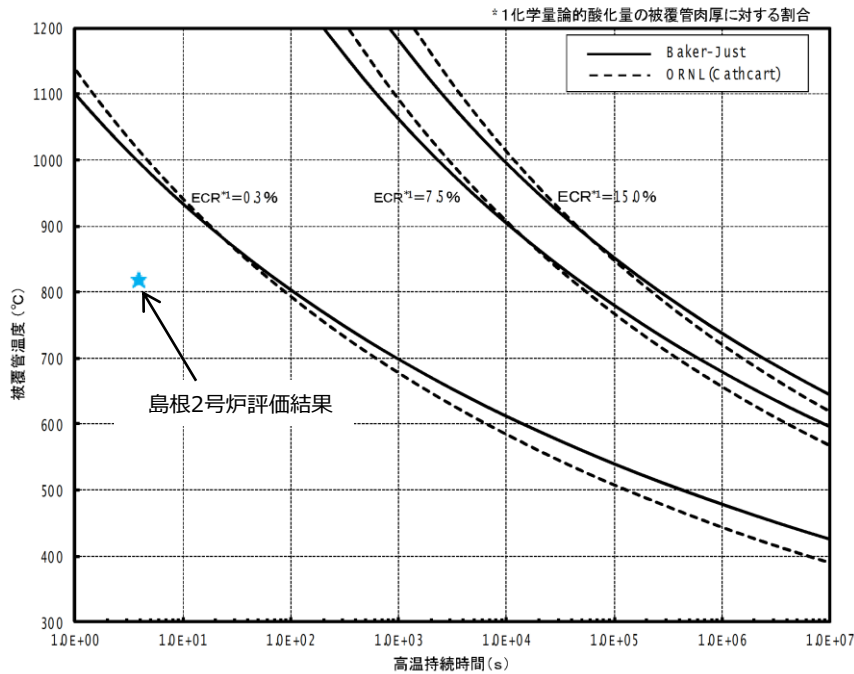


図234-4 高温持続時間と燃料被覆管表面酸化量の関係

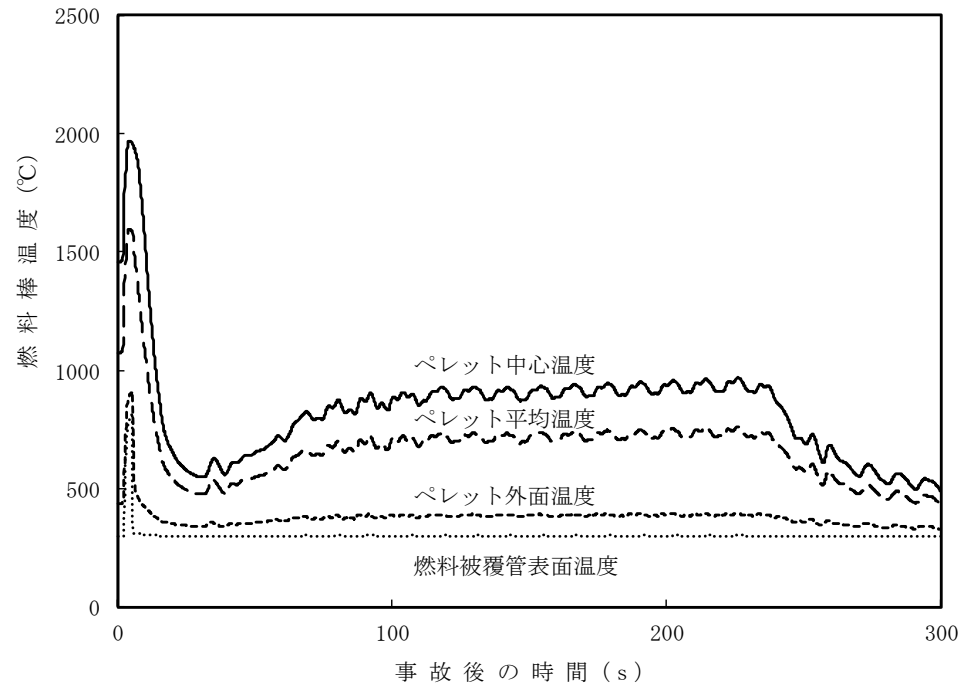


図234-5 燃料棒温度の時間変化 (1次ピーク発生位置)

- 指摘事項 (第701回審査会合 (平成31年4月9日))
 - 非常用ディーゼル発電機の機器故障率については、至近の非常用ディーゼル発電機のトラブル状況を踏まえた上で適切に評価すること。
 - P R A 評価でプレコンディショニングをした非常用ディーゼル発電機の機器故障率データを使用することは適切でないため、どのようなデータを用いた評価が可能かについて検討した上で再度説明すること。

■ 回答
近年の非常用ディーゼル発電機 (以下、非常用D/G) のトラブル状況、故障率およびプレコンディショニングについて分析した結果を踏まえた感度解析を実施し、シーケンス選定に影響がないことを確認した。

<近年の非常用D/Gトラブル状況について>

- 原子力エネルギー協議会 (ATENA : Atomic Energy Association) より、2019年6月に非常用D/G不具合事象の傾向分析に関する技術レポートが発行されている (2019年11月に改訂^[1]) 。

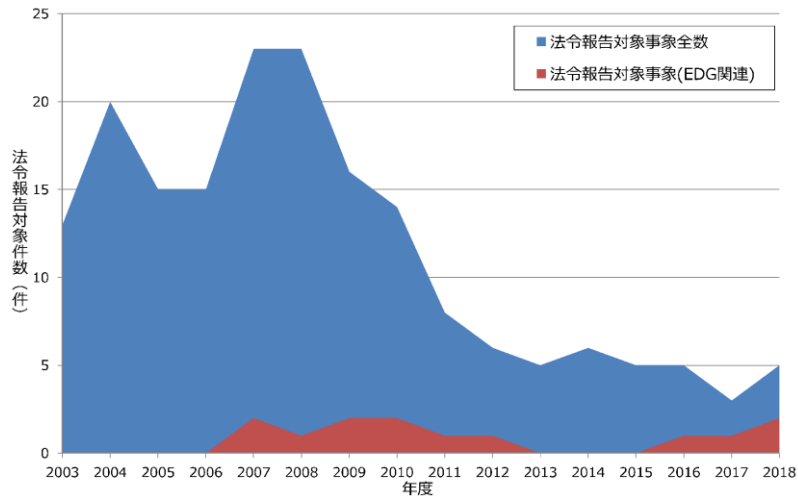


図235-1 法令報告事象の発生推移^[1]

[1] 「ATENA 19-ME01 (Rev.1) 国内原子力発電所における非常用ディーゼル発電機不具合の傾向と改善策について」 原子力エネルギー協議会 2019年11月

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.235, 236) (2/4)

■ 回答 (続き)

- 非常用D / G故障の年度毎の発生件数は図235-2に示すように若干ばらつきがあるが、図235-3の傾向分析は概ね回帰直線の上に乗っているため、故障率の観点では、各年度で概ね同様の傾向を示している。

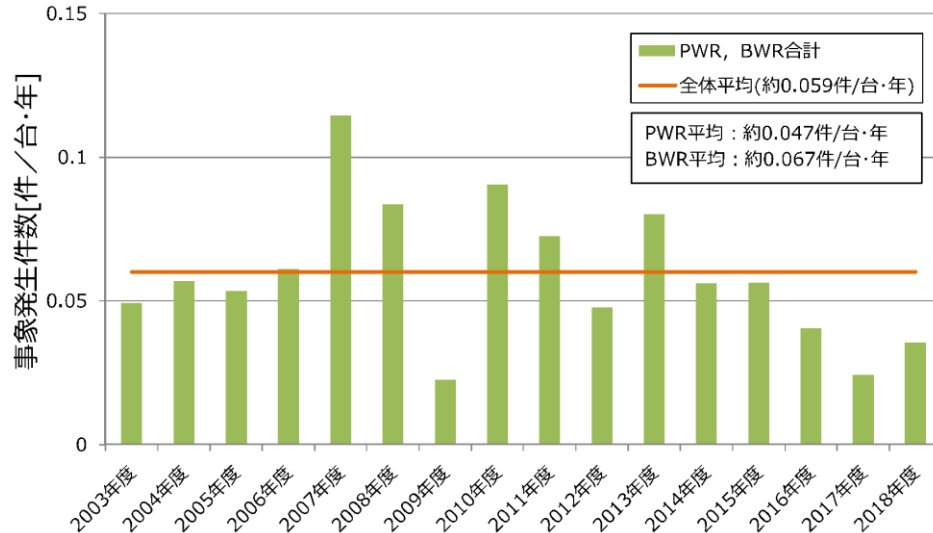


図235-2 事象発生年度別推移 (1台あたり) [1]

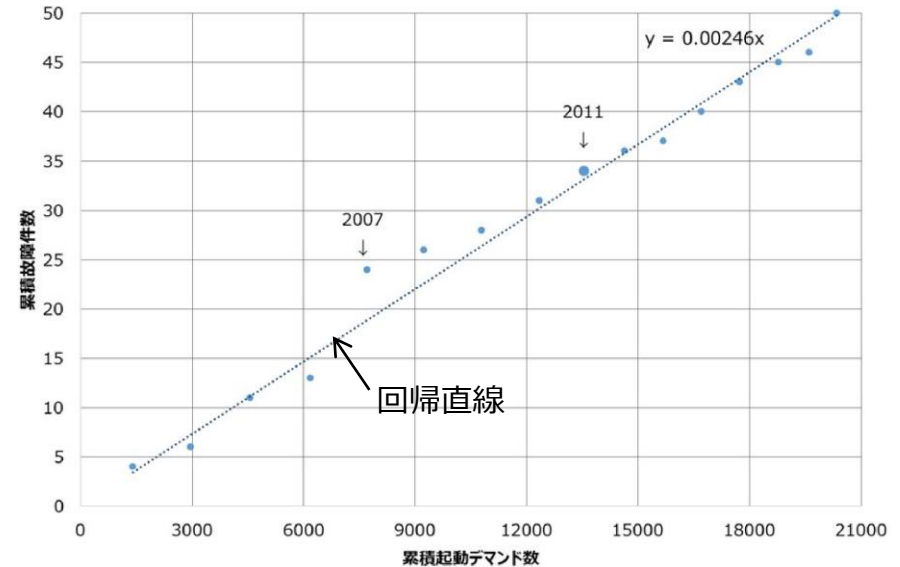


図235-3 累積起動デマンド数に対する累積故障件数の傾向 [1]

[1] 「ATENA 19-ME01 (Rev.1) 国内原子力発電所における非常用ディーゼル発電機不具合の傾向と改善策について」原子力エネルギー協議会 2019年11月

■ 回答 (続き)

＜プレコンディショニングを踏まえた感度解析について＞

- 島根 2 号炉の内部事象レベル 1 P R A 及び重要事故シーケンス選定への影響評価として、国内故障率データと米国故障率データ及び個別プラント故障率データにおける非常用 D / G 故障率の差異が約 2 倍の範囲内であること等を踏まえ、非常用 D / G 故障率を 2 倍にした感度解析を実施した。
- ✓ 定期試験等の際に機器が供用中と同じ状態であることが推奨されている米国の非常用 D / G 故障率は今回の PRA で用いた国内故障率の約 2 倍である (表 235-1)。

表 235-1 非常用 D / G 故障率の比較

機器故障率データ	国内故障率データ (一般機器故障率) [2]	Component Reliability Data Sheet 2015 ^[3]
非常用 D / G 故障率 (回 / デマンド)	1. 5E-03	2. 9E-03

[2] 「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」有限責任中間法人 日本原子力技術協会 2009年 5月

[3] NRC, "Component Reliability Data Sheets 2015 Update"

■ 回答 (続き)

- 事故シーケンスグループ別では、全交流動力電源喪失の増加割合が最も大きく、炉心損傷頻度が約 $2.7E-09$ (/炉年) から約 $1.1E-08$ (/炉年) となり約 4 倍となった。その他の事故シーケンスグループにおいても炉心損傷頻度が若干増加する結果となった。炉心損傷頻度(約 $6.2E-06$ (/炉年)) は、非常用 D / G 故障率を 2 倍にしても約 11% の増加 (約 $6.9E-06$ (/炉年)) にとどまった (図 235-4)。
- なお、重要事故シーケンス選定の観点では、全交流動力電源喪失は機能喪失の状況が異なる 4 つの事故シーケンスすべてを重要事故シーケンスとして選定しており、重要事故シーケンス選定上の影響はない。その他の事故シーケンスグループについては、各事故シーケンスにおける炉心損傷頻度の増加は小さく、また、相対的な大小関係は変わらないため、重要事故シーケンス選定上の影響はない。

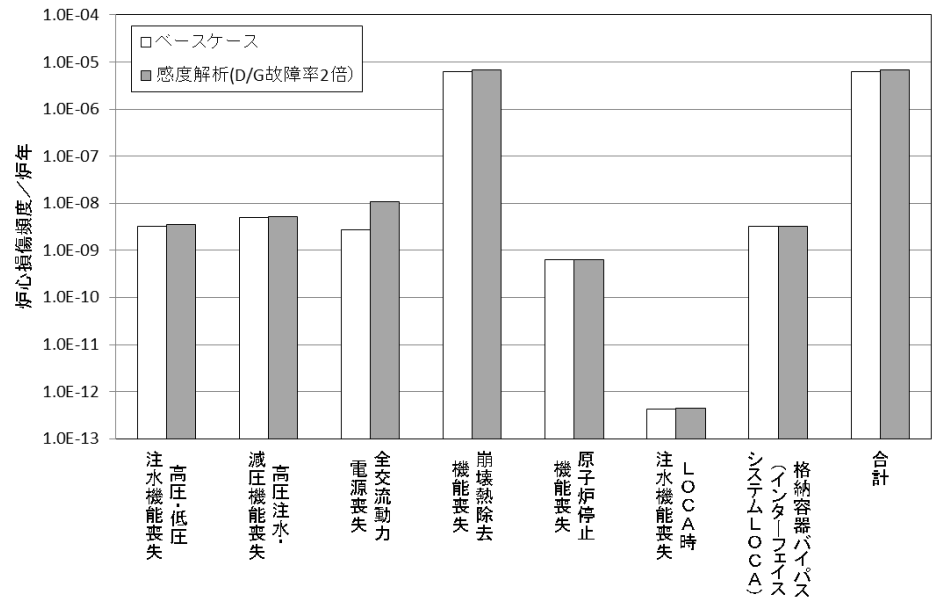


図235-4 非常用D/G故障率を2倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度

審査会合での指摘事項に対する回答（No.237）

- 指摘事項（第790回審査会合（令和元年10月31日）L O C A時注水機能喪失）
再循環ポンプ停止の慣性定数を実際の挙動と異なる設定としている理由及び影響を説明すること。
- 回答
 - 慣性定数の設定について、外部電源なしの場合は外部電源喪失により、また外部電源ありの場合は原子炉水位低（レベル2）により、再循環ポンプM Gセットがトリップすることから、慣性定数は再循環ポンプ、同駆動電動機及び再循環ポンプM Gセットの設計値である9秒を設定している。
 - 外部電源ありの場合、実際の挙動では、原子炉水位低（レベル2）により再循環ポンプトリップ（慣性定数：4.5秒）のインターロックが作動するが、解析上は、炉心流量低下が緩やかとなり、出力変化の条件として厳しめになる再循環ポンプM Gセットトリップ（慣性定数：9秒）の条件を設定している。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.240)

- 指摘事項（第790回審査会合（令和元年10月31日）L O C A時注水機能喪失）
燃料被覆管温度について，露出時間の差異，蒸気による影響を踏まえて，燃料被覆管温度が最も高くなるノードを説明すること。
- 回答
 - ノード5，7，9を比較した場合，軸方向の出力はノード5が最も高く設定されているため，燃料被覆管温度は高くなる傾向となる。
 - 一方で，露出時間はノード9が最も長いため，燃料被覆管温度は高くなる傾向となる。また，露出している期間の蒸気温度は，燃料集合体下部方向からの蒸気流動により，燃料集合体軸方向上方のノードが高くなるため，ノード9が最も高くなり，燃料被覆管温度は高くなる傾向となる。

表240-1 燃料被覆管温度に関する主な要因

	ノード5	ノード7	ノード9
軸方向出力	Ⓢ	←————→	低
露出時間	短	←————→	Ⓢ
蒸気温度	低	←————→	Ⓢ

○：燃料被覆管温度が高くなる傾向

- 以上の関係により，「L O C A時注水機能喪失」については，ノード7の燃料被覆管最高温度が最も大きくなる。

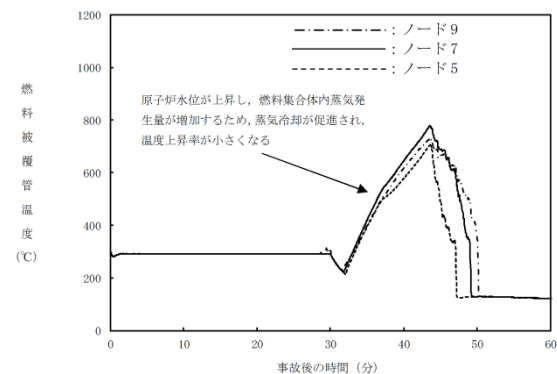


図240-1 燃料被覆管温度の推移

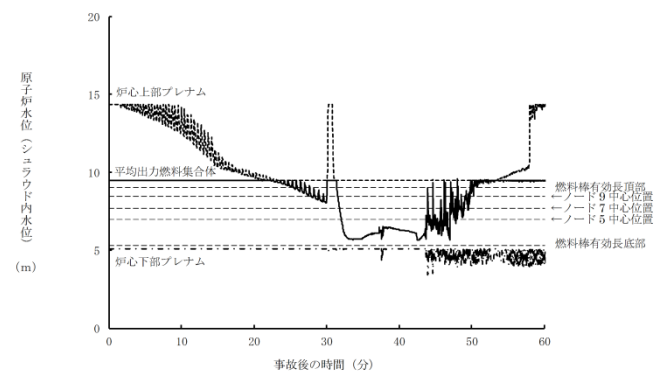


図240-2 原子炉水位の推移

審査会合での指摘事項に対する回答（No.241）

- 指摘事項（第790回審査会合（令和元年10月31日）LOCA時注水機能喪失）
輪谷貯水槽（西）から大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水槽への注水手順について、整理して説明すること。
- 回答
 - 中小破断LOCA時における輪谷貯水槽（西）を水源とした大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給時間について、事象発生2時間30分後に実施することから記載の整合を図った。
 - 中小破断LOCA時において、低圧原子炉代替注水系（常設）を使用した原子炉注水を事象発生30分後から実施する。
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水判断に伴い、大量送水車による輪谷貯水槽（西）を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給準備を開始する。
事象発生2時間30分後に準備が完了することから、以降、炉心冠水まで最大流量で注水をし、炉心冠水後は崩壊熱に応じた注水量で注水を実施する。
 - 中小破断LOCA時は、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約18時間後に低圧原子炉代替注水槽が枯渇するが、事象発生2時間30分後までに輪谷貯水槽（西）を水源とした大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備が完了することから、水源が枯渇することなく、原子炉への注水継続が可能である。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.244) (1/5)

■ 指摘事項 (第790回審査会合 (令和元年10月31日) ISLOCA)

弁の隔離場所へのアクセスルートについて、有効性評価として評価しているA系以外の系統についてもアクセス性や環境条件等を詳細に説明すること。

■ 回答

- 有効性評価の解析においては、A-残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ラインにてISLOCAが発生するものとし、A-残留熱除去系熱交換器 (A-残留熱除去系熱交換器室) 及びA-残留熱除去系圧力スイッチ (A-残留熱除去系ポンプ室) からの漏えいを考慮して、図244-1～図244-3のとおり環境条件評価している。また、現場作業における作業の想定時間は1時間 (所要時間目安40分) であり線量率は、1.3mSv/hと評価している。

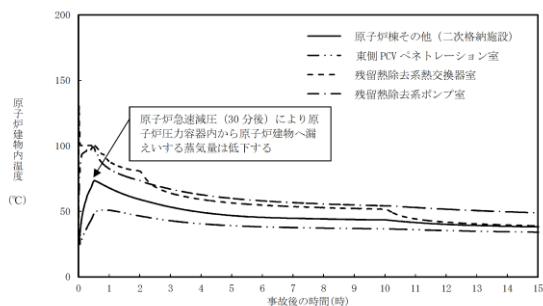


図244-1 原子炉建物内の雰囲気温度の推移

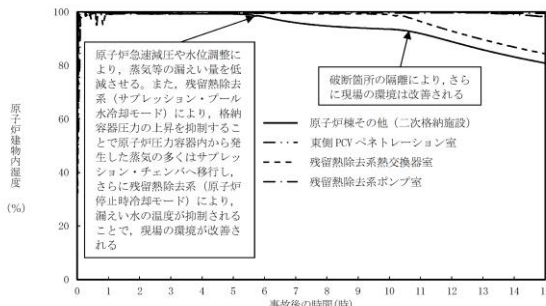


図244-2 原子炉建物内の湿度の推移

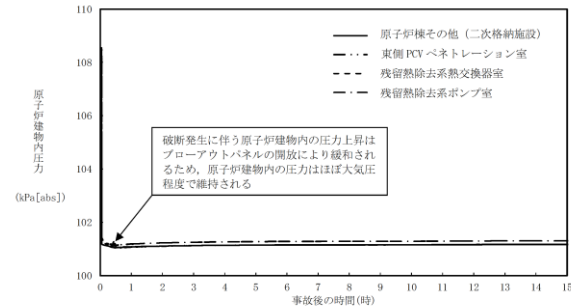


図244-3 原子炉建物内の圧力の推移

- A系以外の系統 (B,C-残留熱除去系, 低圧炉心スプレイ系) にてISLOCAが発生した場合の環境条件は以下のとおり。
- B-残留熱除去系におけるISLOCA発生時
破断面積 (約17cm²) 及び破断箇所 (残留熱除去系熱交換器フランジ部及び残留熱除去系機器等) はA-残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ラインの場合と同等であり、原子炉建物における雰囲気温度等は同程度である。
 - C-残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系におけるISLOCA発生時
破断面積 (約1cm²) 及び破断箇所 (圧力スイッチ (各ポンプ室)) はA-残留熱除去系と比べ小規模となる。このため、原子炉建物における雰囲気温度等は、A-残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ラインのISLOCAに比べ、環境条件は緩和される。
- A系以外の系統 (B,C-残留熱除去系, 低圧炉心スプレイ系) にてISLOCAが発生した場合の隔離操作の成立性を以下に示す。また、現場操作箇所へのアクセスルート及び漏えい水が伝播する範囲を図244-4～図244-9、溢水水位を表244-1～表244-4に示す。
- 各系統からの漏えいに対しても、図244-4～図244-9に示すとおり、漏えい箇所より上階をアクセスするため、アクセスに対する溢水による影響はない。また、現場での隔離操作についても、1時間以内 (所要時間目安 B-RHR: 39分, C-RHR: 39分, LPCS: 42分) に実施可能であり、A-残留熱除去系と環境条件等も同程度であることから、アクセス及び操作の成立性に影響がないことを確認している。

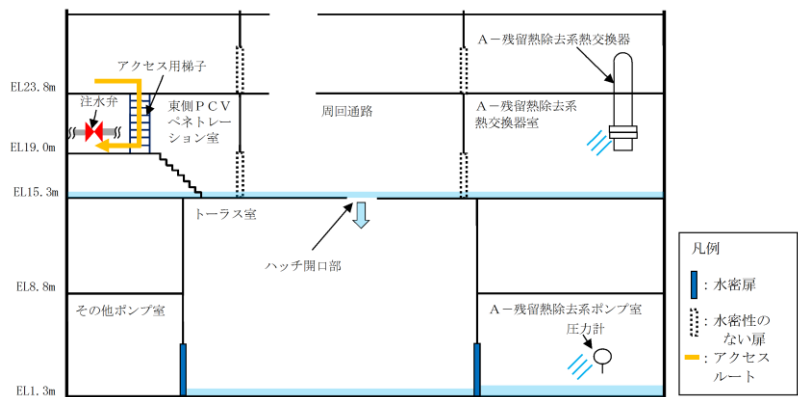


図244-4 A-残留熱除去系 溢水状況概要

表244-1 A-残留熱除去系 溢水水位

破断箇所	漏えい量[m ³] ^{※1}	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m] ^{※2})
A-残留熱除去系熱交換器	557	1階 (15.3[m])	0.18 ^{※3}
		地下2階 (1.3[m])	0.65
A-残留熱除去系圧力スイッチ	35		

- ※1 事象発生10時間後の溢水量
- ※2 伝播を考慮した水位
- ※3 ハッチからの排出評価を実施

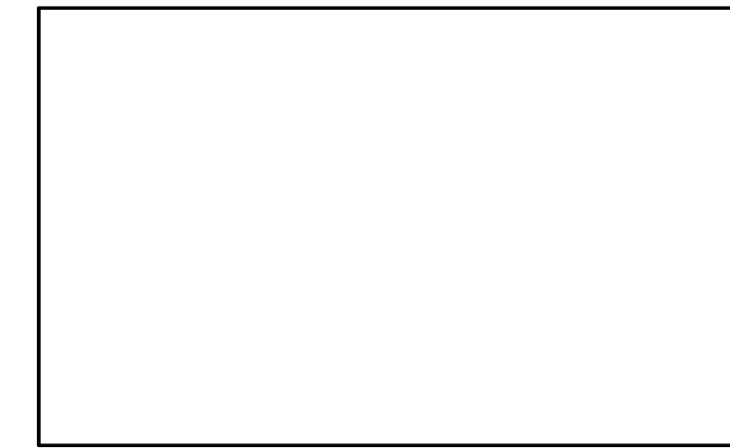


図244-5 A-残留熱除去系 溢水範囲 (1 / 2)

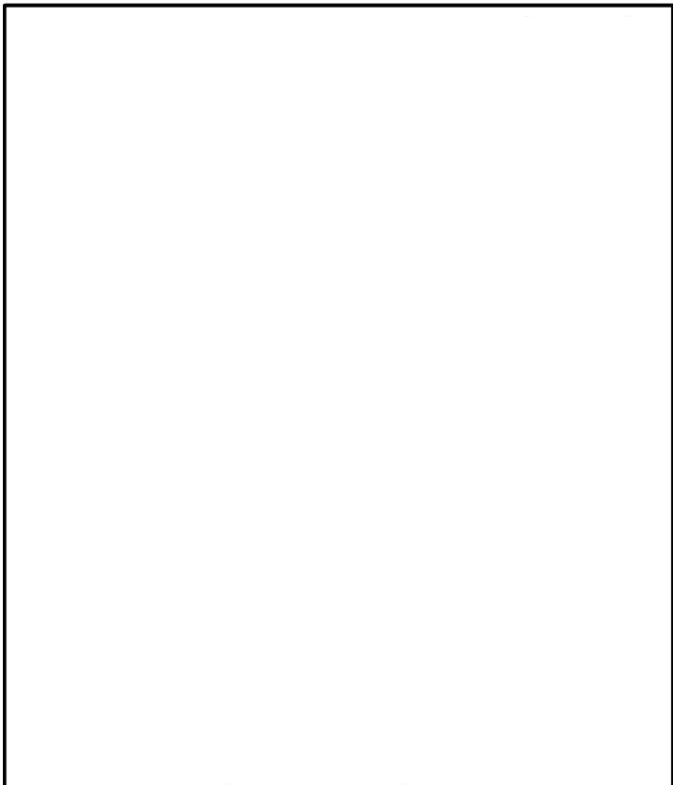


図244-5 A-残留熱除去系 溢水範囲 (2 / 2)

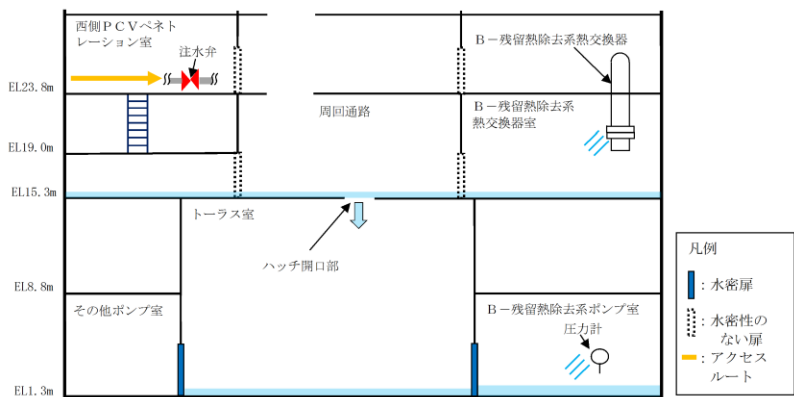


図244-6 B-残留熱除去系 溢水状況概要

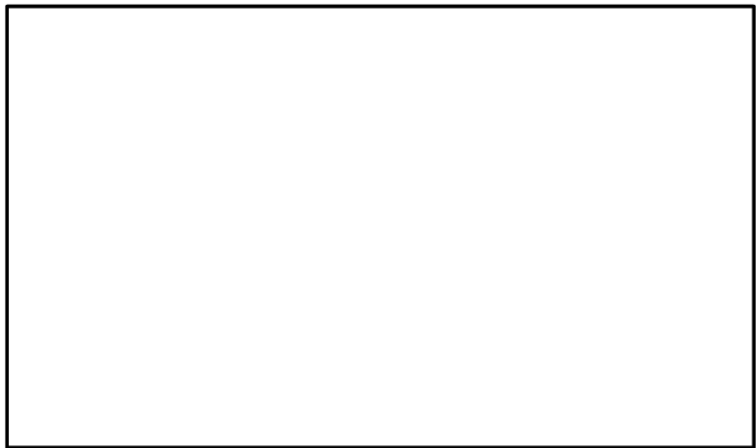


図244-7 B-残留熱除去系 溢水範囲 (1 / 2)

表244-2 B-残留熱除去系 溢水水位

破断箇所	漏えい量[m ³]*1	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m]*2)
B-残留熱除去系熱交換器	557	1階 (15.3[m])	0.18*3
		地下2階 (1.3[m])	0.59
B-残留熱除去系圧力スイッチ	35		

- ※1 事象発生10時間後の溢水量。なお、A-残留熱除去系以外の各破断箇所における漏えい量は、機器の構造健全性評価結果を踏まえた上で、保守的にA-残留熱除去系と同じ漏えい量を設定し評価した。
- ※2 伝播を考慮した水位
- ※3 ハッチからの排出評価を実施

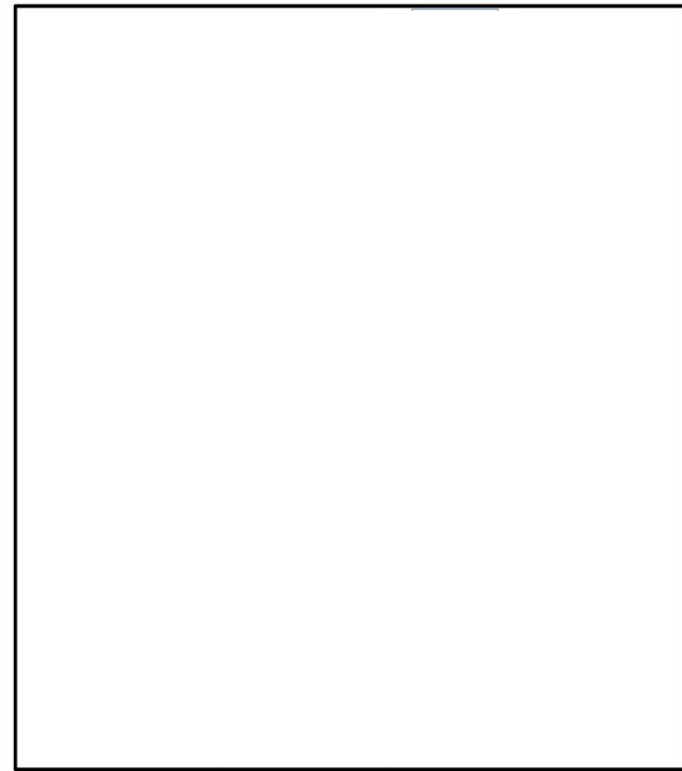


図244-7 B-残留熱除去系 溢水範囲 (2 / 2)

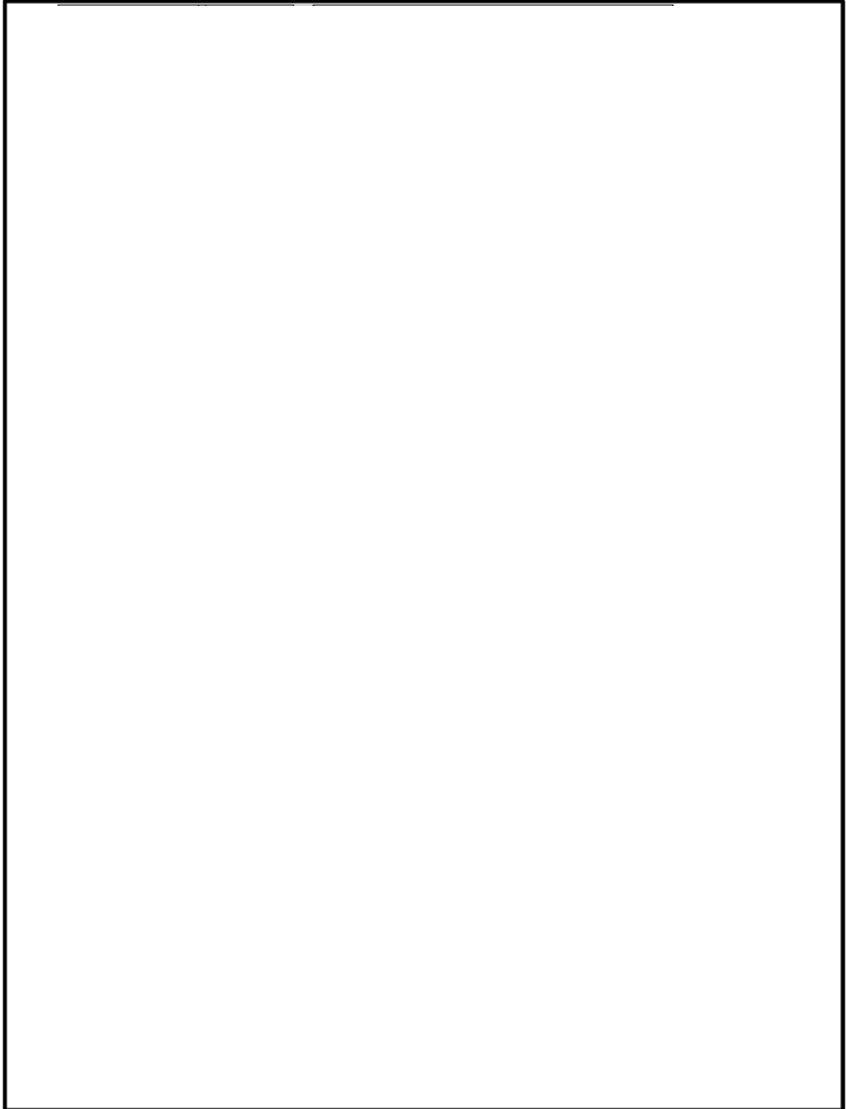


図244-8 C-残留熱除去系 溢水範囲 (1 / 2)

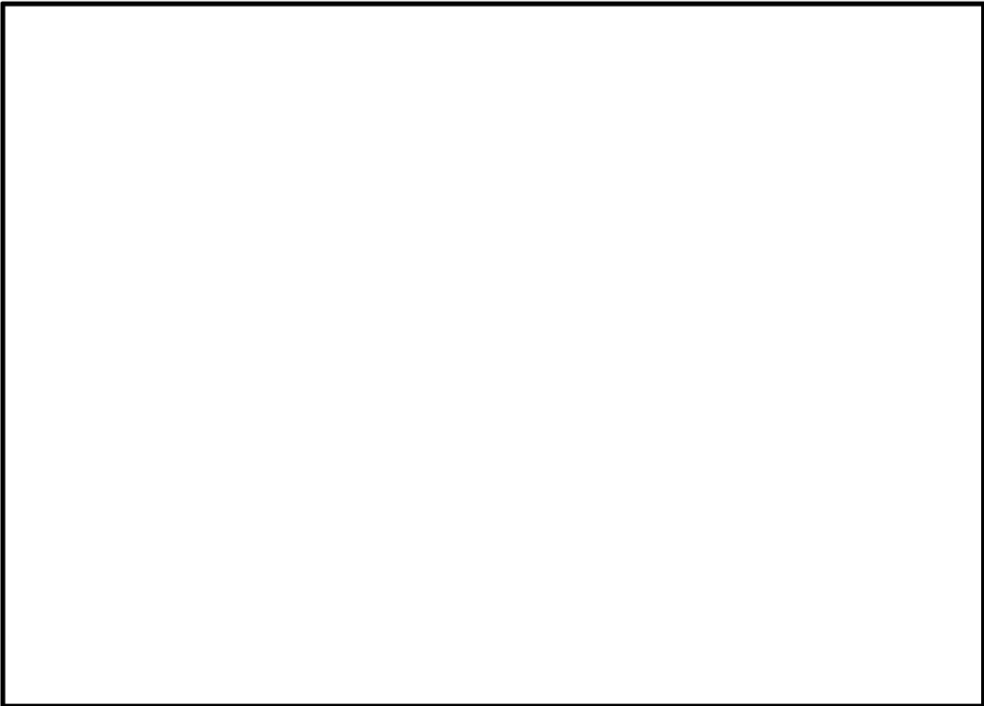


図244-8 C-残留熱除去系 溢水範囲 (2 / 2)

表244-3 C-残留熱除去系 溢水水位

破断箇所	漏えい量[m ³] ^{※1}	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m]) ^{※2}
C-残留熱除去系 圧カスイッチ	35	地下2階 (1.3[m])	0.40

※1 事象発生10時間後の溢水量。なお、A-残留熱除去系以外の各破断箇所における漏えい量は、機器の構造健全性評価結果を踏まえた上で、保守的にA-残留熱除去系と同じ漏えい量を設定し評価した。
※2 伝播を考慮した水位

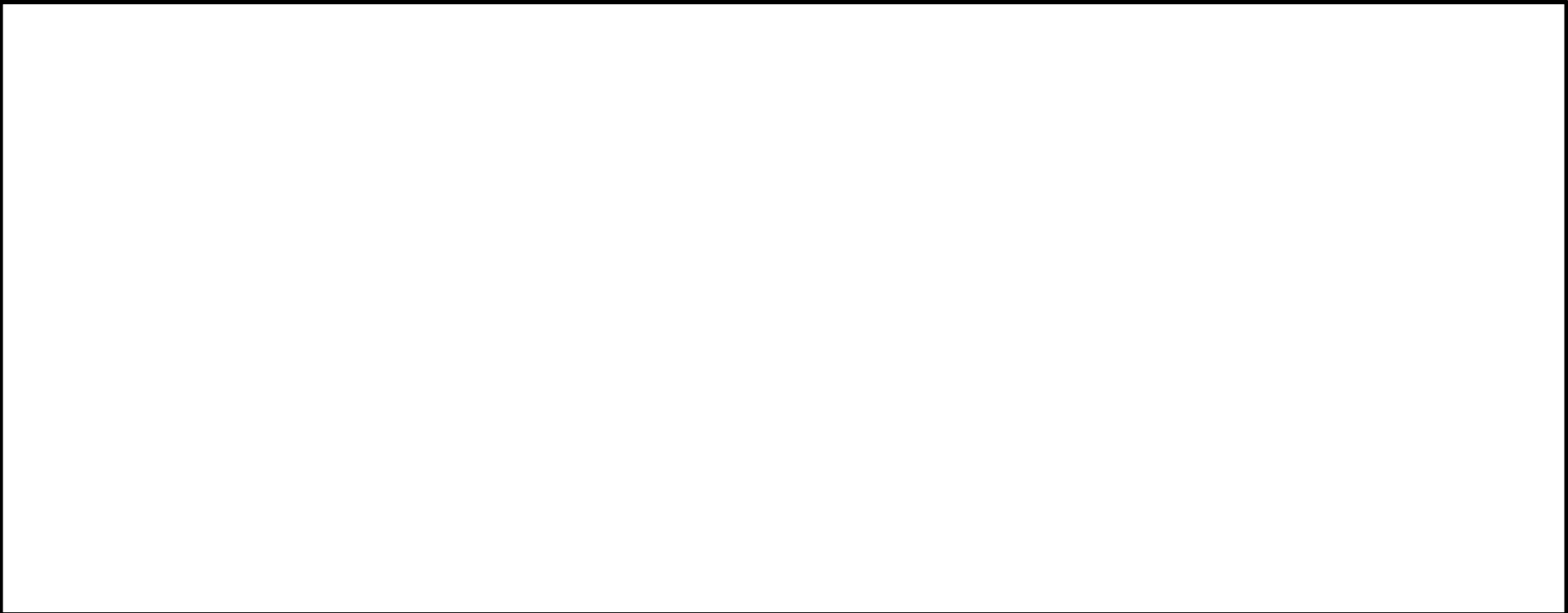


図244-9 低圧炉心スプレイ系 溢水範囲

表244-4 低圧炉心スプレイ系 溢水水位

破断箇所	漏えい量[m ³] ^{※1}	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m] ^{※2})
低圧炉心スプレイ系 圧力スイッチ	35	地下2階 (1.3[m])	0.11

※1 事象発生10時間後の溢水量。なお、A-残留熱除去系以外の各破断箇所における漏えい量は、機器の構造健全性評価結果を踏まえた上で、保守的にA-残留熱除去系と同じ漏えい量を設定し評価した。
※2 伝播を考慮した水位

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.245) (1/2)

■ 指摘事項 (第790回審査会合 (令和元年10月31日) ISLOCA)

漏えいした蒸気の回り込みの影響について放出経路を具体的に説明するとともに、蒸気による他の安全重要な機器への影響を説明すること。

■ 回答

➤ 解析結果に基づく、原子炉建物内イメージ及び評価モデル上での蒸気の放出経路を図245-1及び図245-2に、蒸気の滞留範囲を図245-3に示す。

➤ 図245-2に示すように、漏えい箇所からの蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて「原子炉棟その他 (二次格納施設)」内を移動し、原子炉建物内の圧力や温度を一時的に上昇させる。

原子炉建物内の圧力上昇に伴い、ブローアウトパネルが開放された以降は、「原子炉棟その他 (二次格納施設)」から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、「原子炉棟その他 (二次格納施設)」からその他ポンプ室等への蒸気の流入はない。

また、ブローアウトパネルの開放によって原子炉建物内の圧力上昇は抑制され、さらに原子炉を減圧した後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が低下するため、雰囲気温度は低下傾向となる。

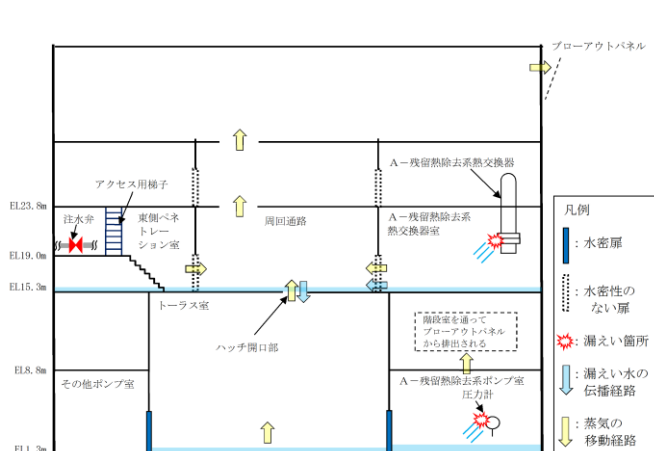


図245-1 環境評価の原子炉建物内イメージ

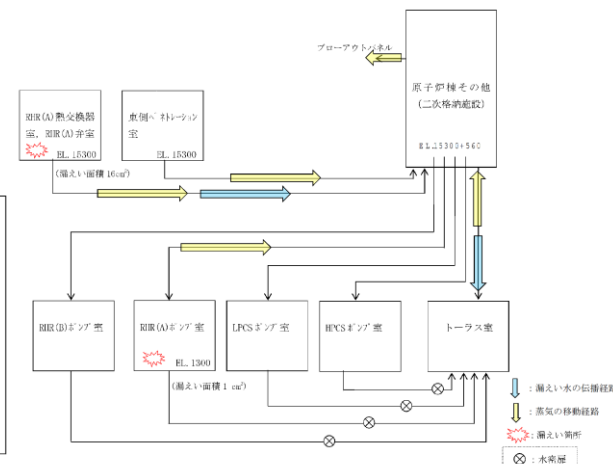


図245-2 評価モデル上の原子炉冷却材漏えい水及び蒸気の伝播経路 (ブローアウトパネル開放直後の状態)



図245-3 A-残留熱除去系 蒸気滞留範囲

■ 回答 (続き)

- 有効性評価において、A – 残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ラインにおけるISLOCA発生時に期待する設備は、隔離操作を行う注水弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、B – 残留熱除去系及び逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。それらの設備の健全性について、高温の原子炉冷却材及び蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇による影響の観点から以下に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5A) への影響

隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度100%、温度100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

(2) 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB – 残留熱除去系への影響

A – 残留熱除去系ポンプ室と原子炉隔離時冷却系ポンプ室の境界、トーラス室とB – 残留熱除去系ポンプ室及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室には溢水の流入がなく、蒸気による有意な雰囲気温度の上昇はないため、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて、系統の機能は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB – 残留熱除去系のポンプ、弁及び計器等は、湿度100%、温度100℃以上の耐性を有している。

(3) 逃がし安全弁への影響

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

- なお、有効性評価で想定した以外の系統 (B – 残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ライン、C – 残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ライン) でのISLOCA発生時の原子炉棟内環境 (雰囲気温度、湿度及び圧力) を想定した場合でも、ISLOCA時に必要となる系統設備の健全性に影響がないことを確認している。

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.246) (1/2)

- 指摘事項 (第790回審査会合 (令和元年10月31日) ISLOCA)
漏えいによる溢水の影響を評価している条件及び結果について詳細に説明するとともに、当該溢水による他の施設への影響についても説明すること。

■ 回答

- 図246-1に示すとおり、A - 残留熱除去系熱交換器室で発生した漏えい水は、原子炉建物1階 (EL15.3m) に伝播し、ハッチ開口部を通じて最終滞留箇所であるトラス室に排出される。また、残留熱除去系圧力スイッチからの漏えい水は、境界に水密扉を設置していることから原子炉隔離時冷却系ポンプ室へ伝播しないが、トラス室に対しては、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから伝播する。
- 漏えい水が伝播する区画においてISLOCA時に必要となる系統の溢水評価条件及び結果を表246-1に示す。

表246-1 溢水評価条件及び結果

建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m ³] ^{※1}	滞留面積 [m ²]	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] ^{※2}	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統の溢水防護対象設備 ^{※3}	② 機能喪失高さ FL+[m] ^{※2}	影響評価	備考	
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-05N	557	808	0.075	0.18 ^{※4}	2-RIR-1-8B	B-原子炉圧力容器計器ラック	0.56	①<②		
			R-1F-04N										
			R-1F-05N										
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-10N	557	827	0.075	0.18 ^{※4}	MV222-15B	B-RHRテスト弁	2.08	①<②		
			R-1F-04N										
			R-1F-03N R-1F-22N	592	1041	0.075	0.65	MV224-7 MV224-8 MV224-9	HPCSポンプ トラス側ニモムロー弁 HPCSポンプ CST側第1ニモムロー弁 HPCSポンプ CST側第2ニモムロー弁	7.10	①<②		

□ : 溢水源のある区画
 ※1 事象発生10時間後の溢水量
 ※2 基準床からの高さ
 ※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器
 ※4 ハッチからの排出評価を実施

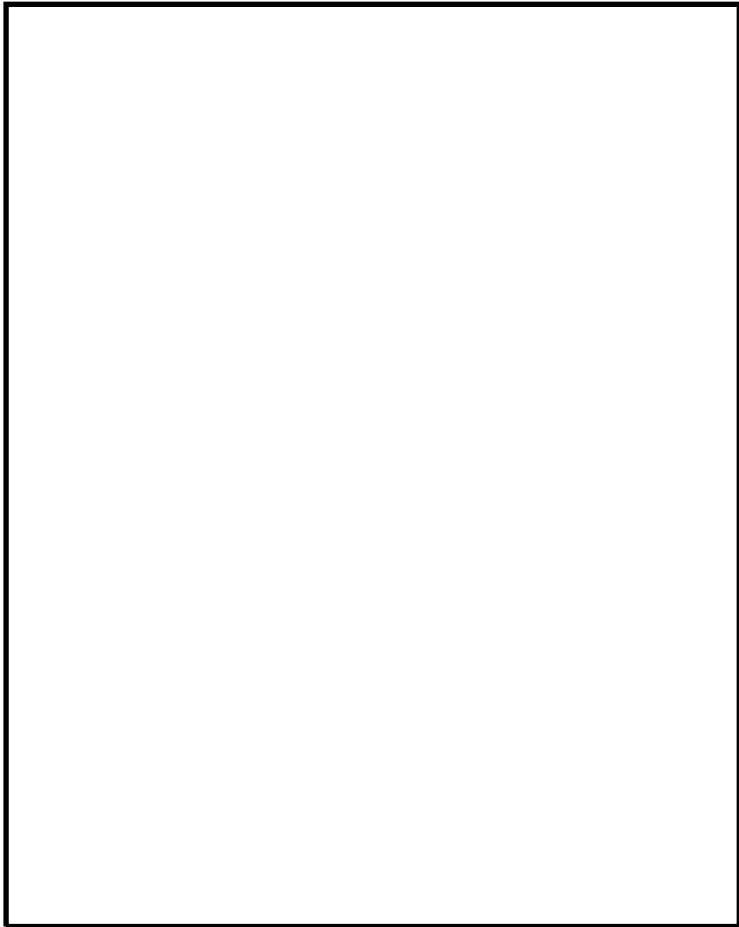


図246-1 A - 残留熱除去系 溢水範囲

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。

■ 回答 (続き)

- ISLOCA発生時の隔離操作を行う注水弁へのアクセス性及びISLOCA時に必要となる系統への影響を以下に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5A) へのアクセス性に対する影響

隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、中1階 (EL19.0m) の床面上に設置されており、ISLOCAにより漏えいが発生する機器は、1階 (EL15.3m) 及び地下2階 (EL1.3m) に設置されている。

隔離操作場所へは溢水影響のない2階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

(2) ISLOCA時に必要となる系統への影響

A - 残留熱除去系ポンプ室と原子炉隔離時冷却系ポンプ室の境界、トラス室とB - 残留熱除去系ポンプ室及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響は無く、逃がし安全弁の機能は維持される。

- B - 残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水ライン、C - 残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインのISLOCA発生時についても、溢水が伝播する区画において、ISLOCA時に必要となる系統の溢水評価を実施し、影響がないことを確認している。

審査会合での指摘事項に対する回答（No.247）

- 指摘事項（第790回審査会合（令和元年10月31日）ISLOCA）
敷地境界の実効線量の評価結果が、約3.9mSvとなっているが、評価の過程及び評価結果について、ブローアウトパネルとの関係も含めて整理して説明すること。
- 回答
 - ISLOCAでは原子炉棟内に放出された核分裂生成物が、ブローアウトパネルを經由して大気中に放出され、敷地境界に至る。敷地境界の実効線量は、以下の条件により評価を行った。
 - ・ 原子炉棟に放出される核分裂生成物としては、ISLOCA破断口からの放出と格納容器からの漏洩を考慮した。
 - ・ 原子炉棟に放出される核分裂生成物のうち、減圧沸騰等により原子炉棟気相部に移行するものを評価対象とし、事故後7日間に原子炉棟気相部に移行する核分裂生成物全量が、事象発生直後に大気中に放出されるものとした。
 - ・ 原子炉棟への沈着による除去および時間減衰はないものとした。
 - ・ ブローアウトパネル開口面積を考慮せず、原子炉棟から大気中に直接放出するものとした。
 - ・ ブローアウトパネル開口部の放出源高さを考慮せず、地上放出とした。
 - 島根2号炉のISLOCAでは、事故後約12分に高圧炉心スプレイ系自動起動に伴う蒸気凝縮により原子炉圧力低下が発生することで、原子炉急速減圧操作（事故後30分）までの間に、燃料棒内ギャップ部から追加放出される核分裂生成物が破断口を通じて比較的多く原子炉棟に移行することになるが、敷地境界の実効線量は下表のとおり事故時線量限度の5 mSvを下回ることを確認した。

表247-1 敷地境界における実効線量評価結果

内部被ばく	外部被ばく	合計
約3.8 mSv	約0.04 mSv	約3.9 mSv

審査会合での指摘事項に対する回答 (No.248)

- 指摘事項（第790回審査会合（令和元年10月31日）ISLOCA）
ISLOCA発生の検知手段について、系統による検知器の設置位置や種類が異なる場合の、漏えい検知性について詳細に説明すること。
- 回答
 - ISLOCAの発生は、運転中の弁の開閉試験時に発生するため、早期にISLOCAが発生したことが判断できる。表248-1に示す「ISLOCA発生を確認するパラメータ」の確認により、ISLOCA発生の検知が可能であり、また、監視可能であれば「ISLOCA発生場所（エリア）を特定可能なパラメータ」を参考に原子炉棟内の状況を確認し、ISLOCA発生場所（エリア）の特定を行う。

表248-1 ISLOCA発生を確認するパラメータ

ISLOCA発生を確認するパラメータ		ISLOCA発生場所（エリア）を特定可能なパラメータ	
各パラメータ・警報	徴候	各パラメータ・警報	徴候
原子炉圧力	低下	火災感知器	警報発報
原子炉水位	低下	監視カメラ	現場状況確認
格納容器圧力	変化なし	漏えい検知器	警報発報
格納容器温度	変化なし	温度検知器	警報発報
残留熱除去又は低圧炉心スプレイポンプ出口圧力	上昇	エリアモニタ	現場状況確認

- 有効性評価においては、A－残留熱除去系のISLOCA事象を想定しているが、B,C－残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系についても、A－残留熱除去系と同様の対応をとることによりISLOCA発生場所（エリア）の特定が可能である。なお、評価上、ISLOCAの発生が想定される場所（エリア）には表248-2に示すとおり、火災感知器、監視カメラ及び漏えい検知器を設置しており、一次系パラメータ及びポンプ出口圧力と合わせ総合的に判断することでISLOCA発生の確認・発生場所の特定が可能である。

表248-2 ISLOCAの発生が想定される場所（エリア）の漏えい確認設備について

想定場所	確認設備	火災感知器	監視カメラ	漏えい検知器	温度検知器	エリアモニタ
	A－残留熱除去系	熱交換器	○	○	○	○
ポンプ		○	○	○	○	○
B－残留熱除去系	熱交換器	○	○	○	○	
	ポンプ	○	○	○	○	○
C－残留熱除去系	ポンプ	○	○	○		
低圧炉心スプレイ系	ポンプ	○	○	○		

高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施要所・必要人員数			操作の内容	経過時間(分)										備考											
	責任者	当直長	1人		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210
状況判断	1人	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の急喪失確認 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 蓄電池ポントリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし弁安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離待冷却系機能喪失確認 高圧伊心スプレィ系機能喪失確認 高圧原子炉代替注水系統動作 蒸留熱除去系、低圧伊心スプレィ系機能喪失確認 非常用ガス処理系自動起動確認 																				シミュラード内水位に基づく時間	
高圧・低圧注水機能喪失確認、復旧操作	-	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 給水・低圧水、原子炉隔離待冷却系、高圧伊心スプレィ系、蒸留熱除去系、低圧伊心スプレィ系 機能回復 																				解析上考慮せず	
常設代替電源確保設備起動操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替電源設備起動、発電機操作 																				解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する	
原子炉急減圧操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 自動減圧機能給き逃がし安全弁 6個 手動開放操作 																				解析上考慮せず	
低圧原子炉代替注水系統(常設)起動操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系統(常設) 起動/運転確認/系統確保 																				解析上考慮せず	
低圧原子炉代替注水系統(常設)注水操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系統(常設) 注水操作 																				解析上考慮せず	
格納容器(四)から低圧原子炉代替注水系統への補給	-	-	14人 a~s	10分	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 大量送水車による低圧原子炉代替注水系統への補給準備(大量送水車配置、ホース調整・接続) 																				解析上考慮せず	
原子炉減水操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系統(常設)による原子炉への注水流量の増加 																				解析上考慮せず	
格納容器ベント準備操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ベント準備(NOC非常用ガス処理入口閉鎖弁操作) 																				解析上考慮せず	
格納容器代替スプレィ系(可搬型)スプレィ操作	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替スプレィ系(可搬型) スプレィ弁操作 																				解析上考慮せず	
燃料補給準備	-	-	2人 q,r	10分	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給 																				タンクローリ流量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料補給作業	-	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 大量送水車への補給 																				適宜実施	
燃料プール冷却再開	(1)A	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> 燃料プール冷却系再起動 																				解析上考慮せず 燃料プール水温60℃以下維持	
必要人員数 合計	1人 A	2人 B,C	14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。

図194-1 高圧・低圧注水機能喪失における格納容器代替スプレィを実施する場合の成立性確認結果