

泊発電所 3 号機

重大事故等対策有効性評価 成立性確認

補足説明資料

<格納容器破損防止>

【雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）】

【高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

【水素燃焼】

<使用済燃料ピットの燃料損傷防止>

【想定事故 1】

【想定事故 2】

平成 25 年 9 月 26 日

北海道電力株式会社

 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

目 次

1. 格納容器破損防止

【雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）】及び【高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

1-1. 有効性評価の条件設定の考え方	1-1-1
1-2. 格納容器過温破損における炉心溶融から原子炉圧力容器破損までの 溶融デブリの挙動について	1-2-1
1-3. 格納容器過温破損における水素発生について	1-3-1
1-4. SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量について	1-4-1
1-5. 格納容器過温破損および高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱事象における RCPシールリーク流量の解析条件の考え方について	1-5-1
1-6. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	1-6-1
1-7. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	1-7-1
1-8. 原子炉下部キャビティ室へのスプレイ水他の流入経路等について	1-8-1
1-9. 自主設備を使用した場合の水源の対応等への影響について	1-9-1
1-10. 再循環ユニット等によるCV自然対流冷却について	1-10-1

2. 格納容器破損防止

【水素燃焼】

2-1. 有効性評価の条件設定の考え方	2-1-1
---------------------	-------

2-2. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	2-2-1
2-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	2-3-1
2-4. 原子炉格納容器内水素処理装置の仕様等について	2-4-1
2-5. イグナイタの仕様等について	2-5-1
2-6. 原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱の影響	2-6-1
2-7. 放射線水分解等による水素の発生量について	2-7-1
2-8. Zr-水反応割合の補正に関する取扱いについて	2-8-1
2-9. GOTHICコードにおける格納容器内水素濃度分布について	2-9-1
2-10. 格納容器内水素濃度測定について	2-10-1

3. 使用済燃料ピットの燃料損傷防止

【想定事故1】及び【想定事故2】

3-1. 有効性評価の条件設定の考え方	3-1-1
3-2. 泊3号機 崩壊熱及び必要補給水流量（使用済燃料ピット）	3-2-1
3-3. 使用済燃料ピットの初期水位・水温について	3-3-1
3-4. 泊3号機 使用済燃料ピット保有水高さと遮蔽機能について	3-4-1
3-5. 使用済燃料ピット水位低下時間の計算条件について	3-5-1
3-6. 有効性評価において想定した使用済燃料ピットに接続されるピット状態 について	3-6-1
3-7. 使用済燃料ピットに接続する冷却系配管の破断時の水位低下量について	3-7-1

3-8. 使用済燃料ピットの監視機器について	3-8-1
3-9. 有効性評価における対応手順（『評価』と『運転要領』との比較）	3-9-1
3-10. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	3-10-1
3-11. 使用済燃料ピット補給手段について	3-11-1
3-12. 外部電源の有無の影響について	3-12-1
4. 共通事項	
4-1. 運転員の事象判別プロセスについて	4-1-1

1-1. 有効性評価の条件設定の考え方

【雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）】

【高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉出力（初期）	100%(2,660 MWt)×1.02	崩壊熱等を保守的に評価する観点から、定格熱出力に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定 原子炉出力を高く設定することで、崩壊熱は大きくなり、水蒸気による過温、原子炉容器の高圧維持の観点から厳しい設定
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	原子炉容器圧力を高圧下とし、事象の推移を保守的に評価する観点から、定格値に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1次冷却材平均温度（初期）	304.5℃	実運転上の100%設定値
原子炉格納容器自由体積	67,400m ³	17×17型3ループ標準データを使用 泊3号機設計値(65,500m ³)とほぼ同一値であり、入力条件の差が評価結果に有意な差を与えない
1次冷却材体積	264m ³	17×17型3ループ標準データを使用 泊3号機設計値(273m ³)とほぼ同一値であり、入力条件の差が評価結果に有意な差を与えない
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	「55Gウラン燃料+1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（なお、FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）
RCPからの漏えい率（初期）	約1.5m ³ /h/台相当の等価口径として0.09inch/台 (事象発生時からの漏えいを仮定)	加圧器逃がし弁流量と比較して小さく、1次系減圧への影響が小さいことから代表値として約1.5m ³ /h/台を設定。

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
蓄圧タンク保持圧力		4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注入を遅くする最低の圧力とし、早期に炉心損傷する観点から厳しい設定
蓄圧タンク保持水量		29.0m ³ /基 (最低保持水量)	炉心への注入量を遅くする最低の水量とし、早期に炉心損傷する観点から厳しい設定
代替格納容器スプレィポンプによるスプレィ流量		140 m ³ /h	設備容量に基づき保守的に設定した値
加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始+10 分	運転員操作余裕時間
代替格納容器スプレィポンプによるスプレィの運転条件	開始	炉心溶融開始+30 分	運転員操作余裕時間
	一旦停止	格納容器再循環サンプル水位 80% 以上かつ格納容器最高使用圧力未満	格納容器スプレィの停止条件に基づき設定
	再開	格納容器最高使用圧力到達+30 分	運転員操作余裕時間
	停止	事象発生から 24 時間後	運転員操作余裕時間および格納容器内重要機器の水没レベルを考慮して設定
自然対流冷却開始		同上	同上
格納容器再循環ユニットへの海水注入流量		120 m ³ /h×2 台	17×17 型 3 ループ標準データを使用 泊 3 号機設計値(82m ³ /h)に対し、想定される温度領域においては、両者の除熱能力はほぼ同等であり、入力条件の差が評価結果に有意な差を与えない
水素の発生		Zr-水反応を考慮*	—

* : 水の放射線分解等による発生は過温事象に対する影響が軽微であることから考慮していない。

1-2. 格納容器過温破損における炉心溶融から原子炉圧力容器破損までの 溶融デブリの挙動について

格納容器過温破損評価結果における、炉内の圧力スパイクの発生前後（約5～8時間）の溶融デブリの冷却モデル、原子炉容器と溶融デブリの伝熱、原子炉容器破損部の判断指標等、原子炉容器の破損に至るまでの挙動及び原子炉容器破損後の溶融デブリの挙動について以下に整理する。

本事象においては、炉心溶融開始後10分で加圧器逃がし弁を開放することで1次系圧力が低下する（図2-①）。事象発生約3.0時間後から炉心溶融が始まるが、1次系圧力の低下に伴い、蓄圧タンク水が炉心に少しずつ注入されるため（図4-①）、炉心領域の炉心デブリは冷却され（図3-①）、徐々に炉心で溶融デブリが蓄積し、しばらくの間、炉心領域に留まる（図1-①）。

その後、約5.2時間後に炉心領域の炉心デブリは、崩壊熱によってクラストが侵食され（図1-②）、クラストが破損すると、溶融した炉心デブリは原子炉容器下部プレナムに落下する。原子炉容器下部プレナムに落下した炉心デブリは、下部プレナム内に残存している水によって細粒化し、その過程で冷却される一方、1次系圧力は上昇する（図2-②）。細粒化されなかった炉心デブリは、下から下部クラスト、溶融炉心、上部クラスト、溶融ステールの層となって下部プレナムに堆積し、その上に細粒化したデブリ粒子が堆積する状態となる。（図1-③）

炉心デブリが下部プレナムに落下すると、下部プレナムに残存している水が蒸発して無くなるため、炉心デブリが過熱し、原子炉容器壁の温度も上昇する（図5-①）。原子炉容器壁の温度が上昇すると、計装用案内管の溶接部の強度が低下し、原子炉容器内外圧力差及び炉心デブリの自重が溶接部の強度よりも大きくなると、事象発生から約7.8時間後に計装用案内管が抜け落ち（図6-①）原子炉容器下部プレナムに堆積していた炉心デブリがキャビティに流出する。

MAAP解析結果では、原子炉容器破損モードは計装用案内管溶接部の破損であり、破損位置は5分割している原子炉容器ノードの中の1ノード（最下部）となっている。原子炉容器破損モードや破損位置については、炉心デブリと原子炉容器壁との間のギャップ熱伝達に依存する。ここに不確かさが存在するが、原子炉容器の損傷度合によれば、1ノードの計装用案内管溶接部における損傷度合が有意に大きく、ギャップ熱伝達の結果へ与える影響は小さいと考えられる。

原子炉容器破損によって、下部プレナム内の溶融デブリの多くが原子炉下部キャビティ室に落下する。その後は炉心から下部プレナムを経て、継続的に溶融デブリが原子炉キャビティ室に落下するが、やがて流出量が減少すると、冷却によりクラストが形成され、溶融デブリの一部が下部プレナムに残存する。そして、事象発生から約9.4時間後に原子炉容

器からの原子炉キャビティ室への落下がほぼ停止する（図 1-④）。最終的には、一部の溶融デブリが下部プレナム内に堆積するが、ほとんどの溶融デブリが原子炉下部キャビティ室に堆積した状態となる（図 1-⑤）。

なお、格納容器過温破損解析結果における燃料挙動について別紙に示す。

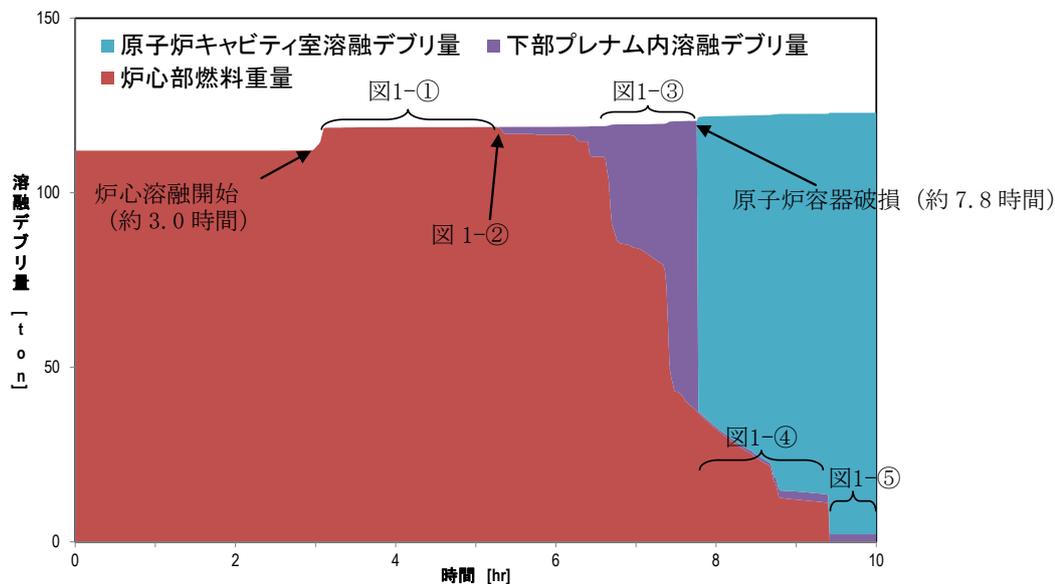


図 1 炉心、下部プレナム、原子炉キャビティ室溶融デブリ量

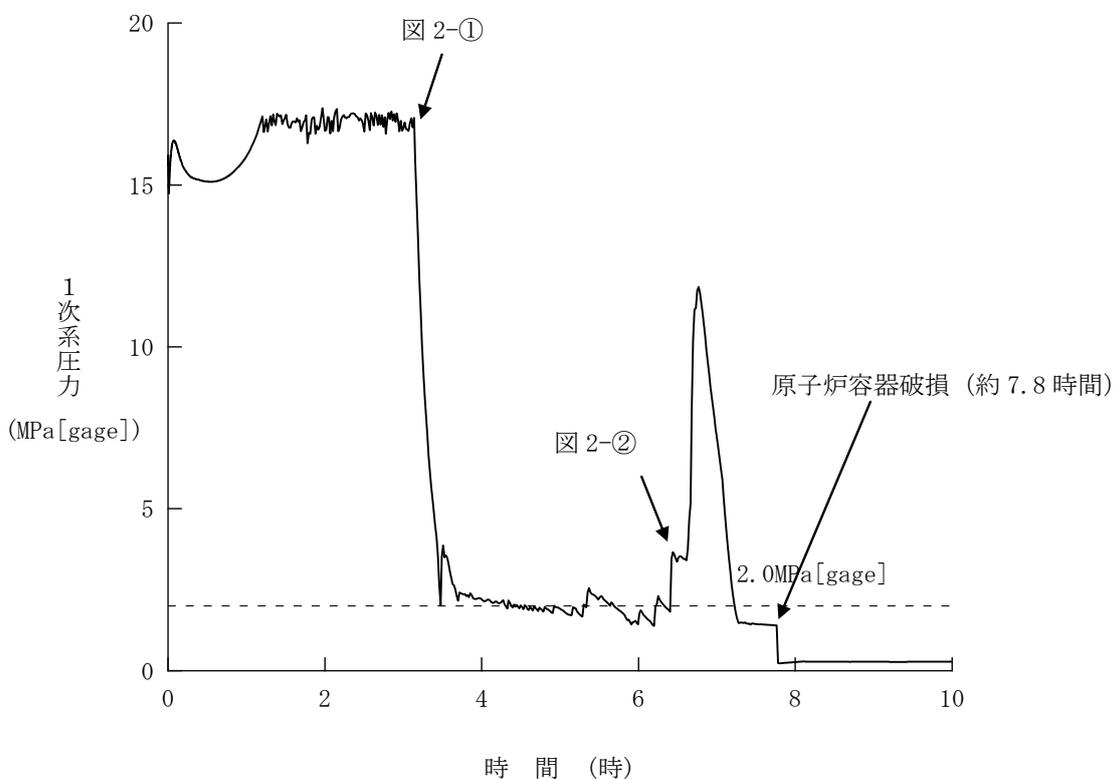


図2 1次系圧力

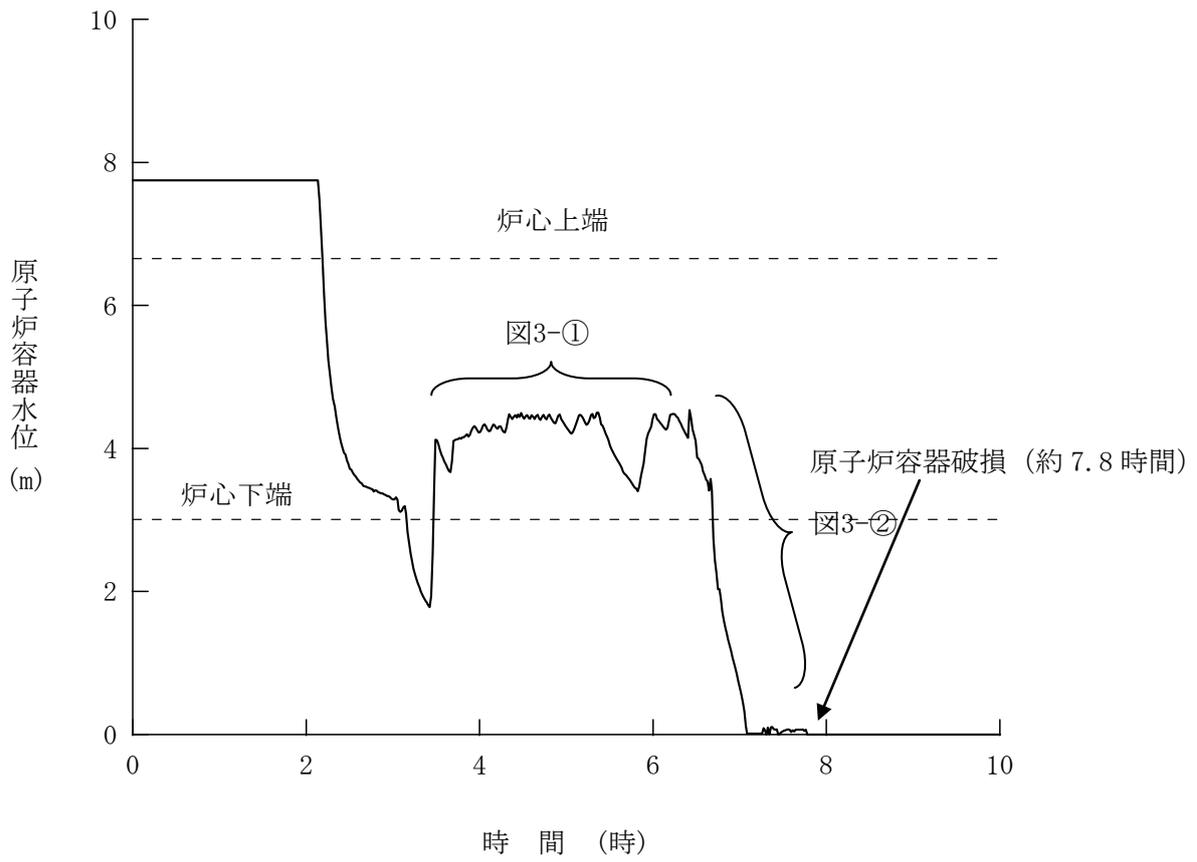


図3 原子炉容器水位(気泡水位)

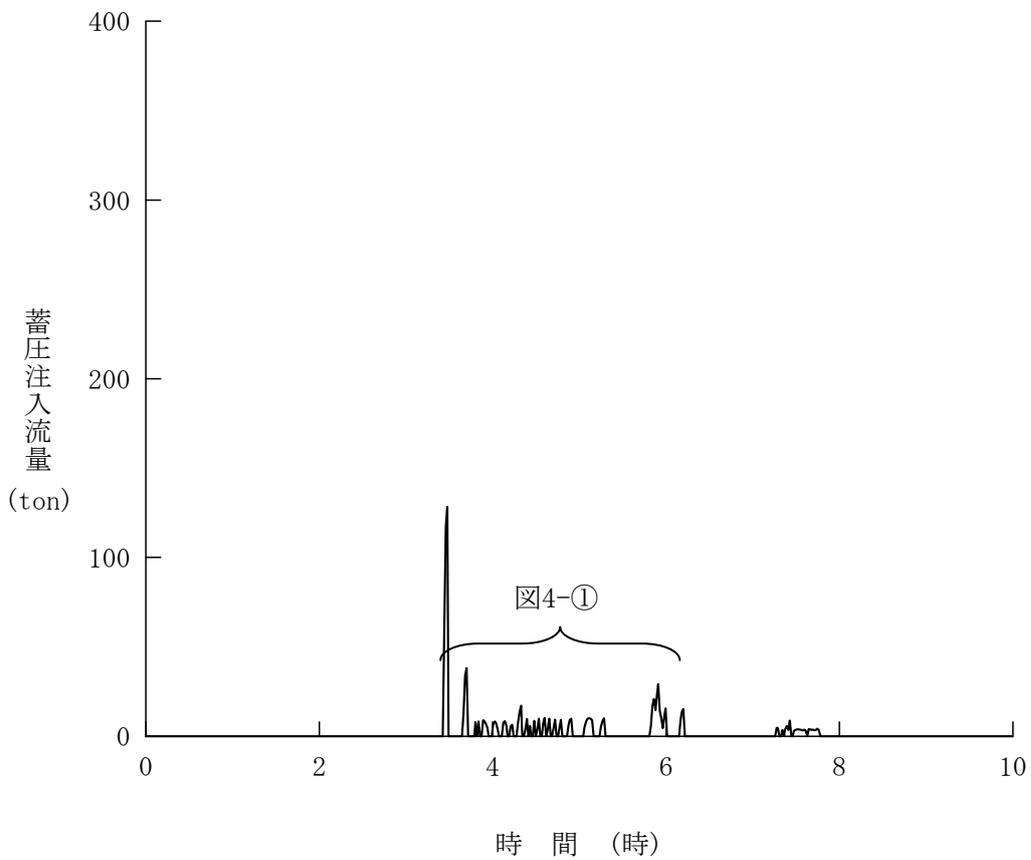


図4 蓄圧注入流量

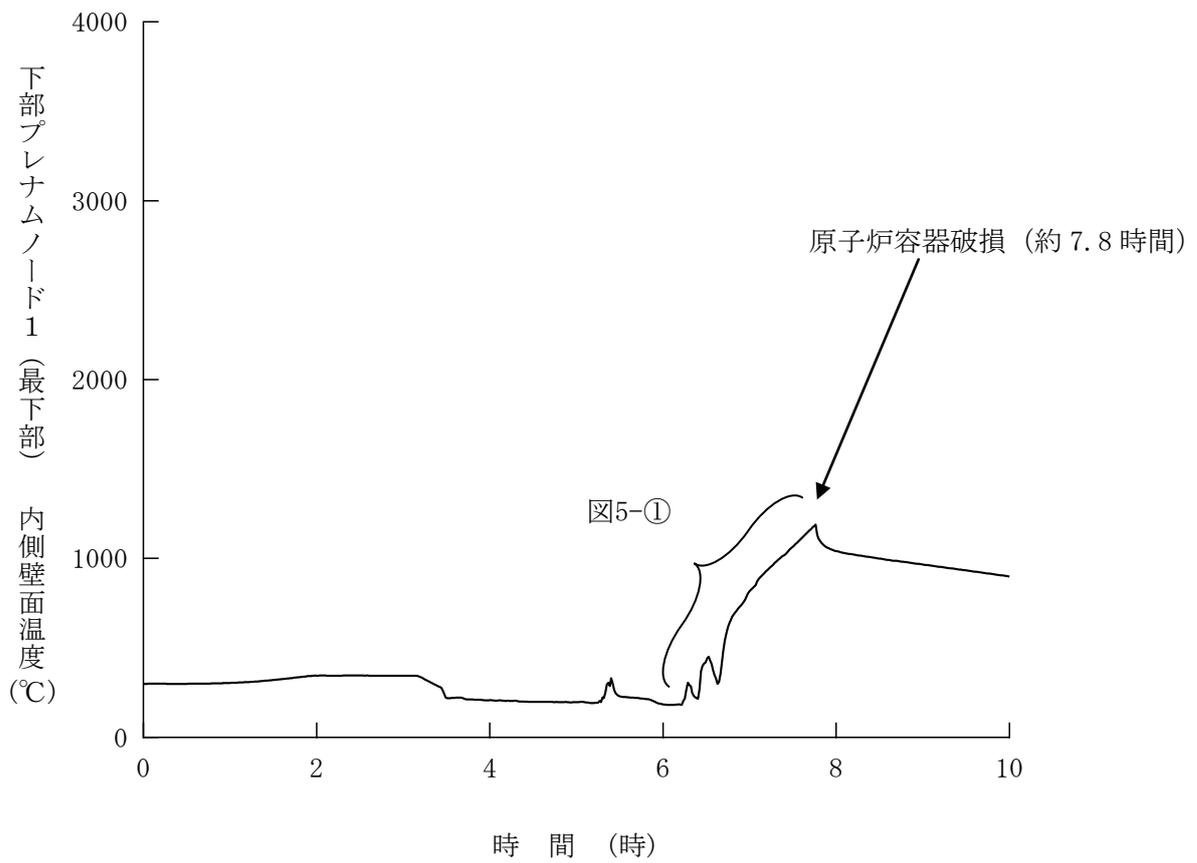


図5 下部プレナムノード1 (最下部) 内側壁面温度

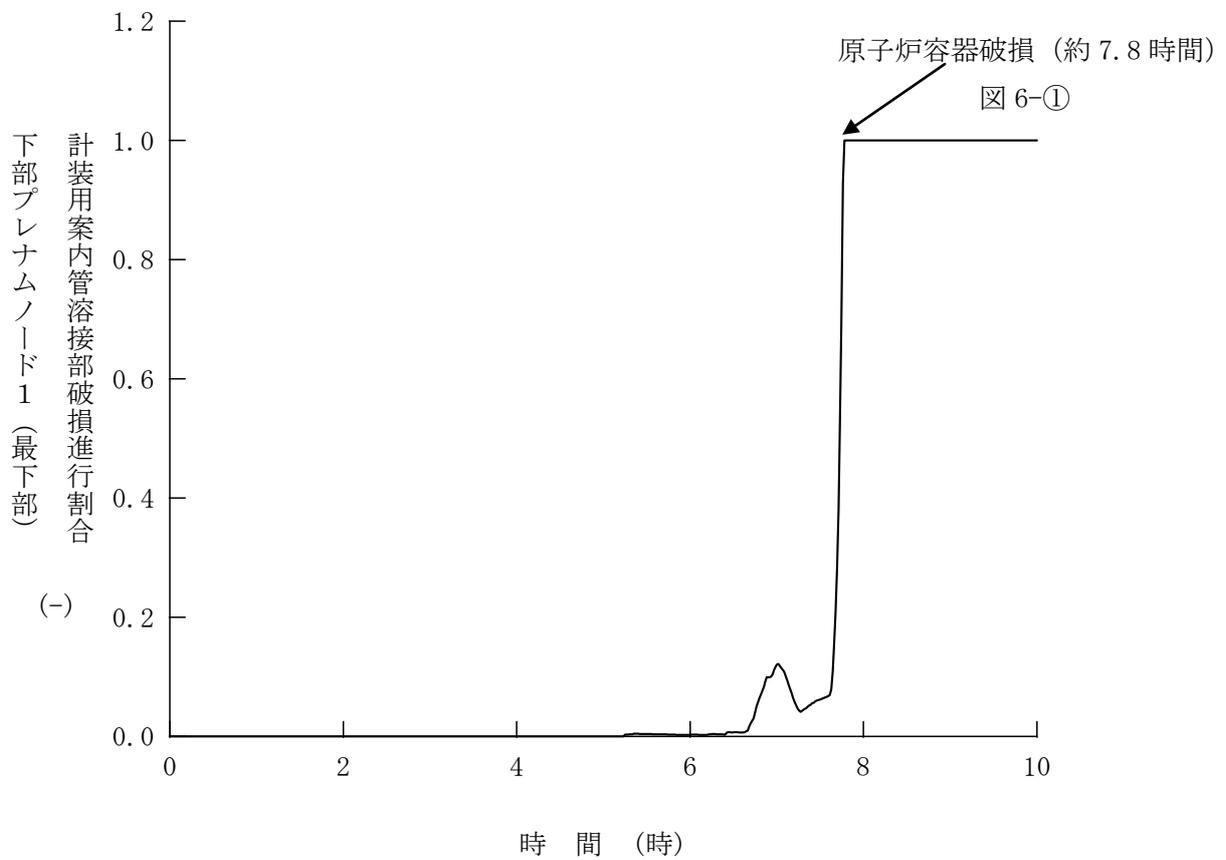


図6 下部プレナムノード1 (最下部) 計装用案内管溶接部破損進行割合

格納容器過温破損解析結果における燃料挙動について

雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失）の解析結果（原子炉容器水位の推移、上部プレナム気相温度）による燃料挙動は、以下のとおりである。

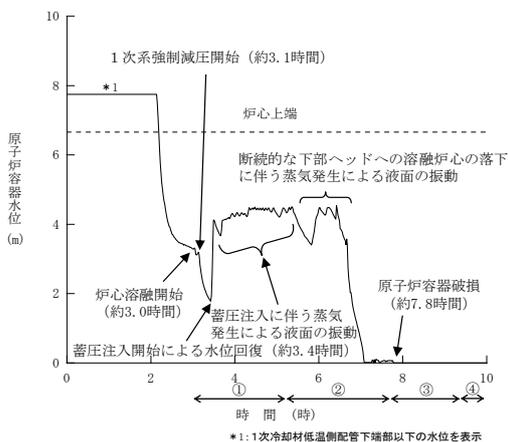


図1 原子炉容器水位の推移

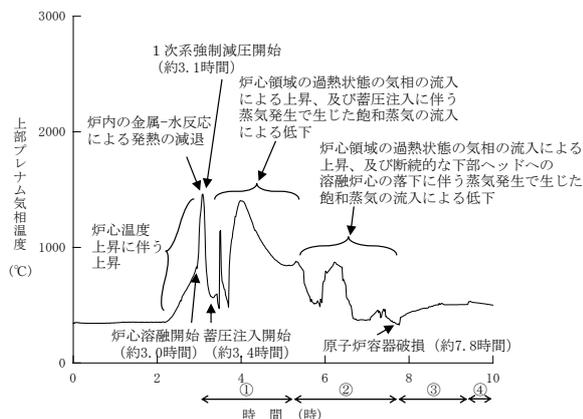


図2 上部プレナム気相温度の推移

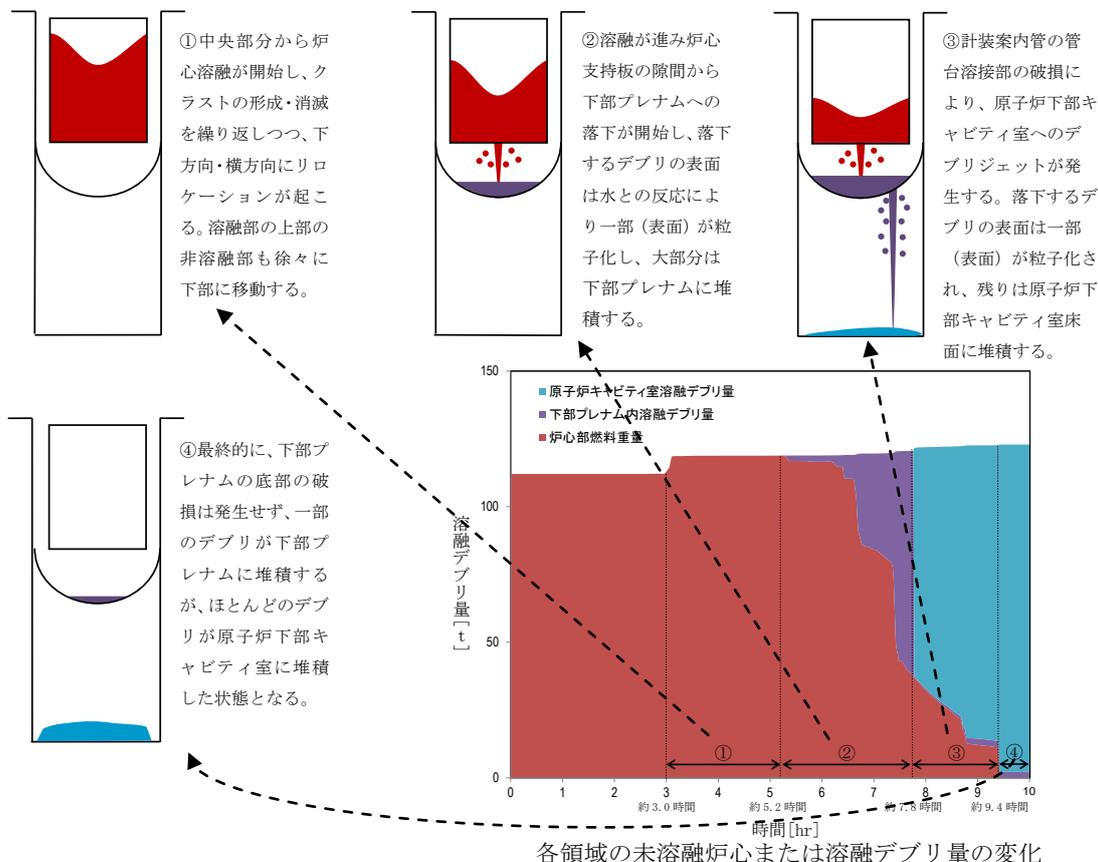


図3 炉心溶融および原子炉容器破損の進展と溶融デブリの遷移

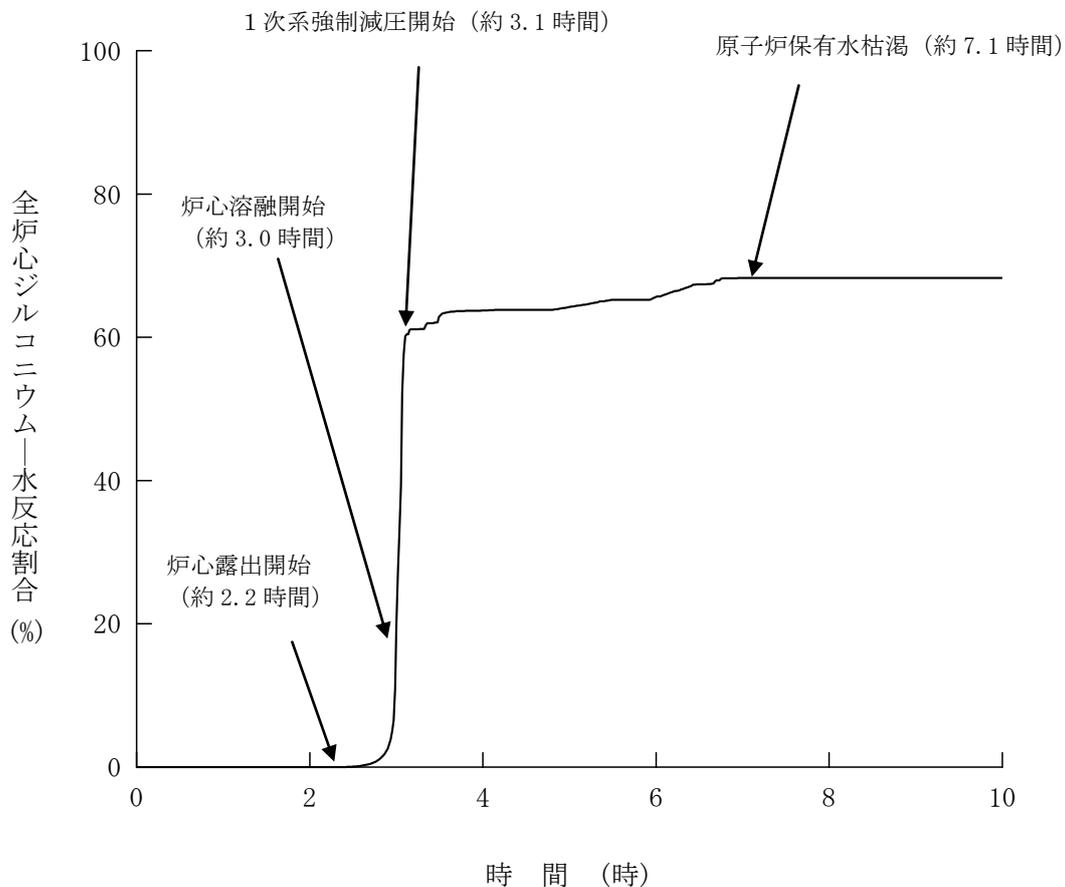
1-3. 格納容器過温破損における水素発生について

格納容器過温破損事象は、格納容器破損モードの中で水素の発生量が多最も多いシナリオであり、炉心内のジルコニウムの約68%が水と反応する。当該事象における水素の発生過程を、事象推移における炉水位、燃料温度等の挙動を踏まえて整理した。

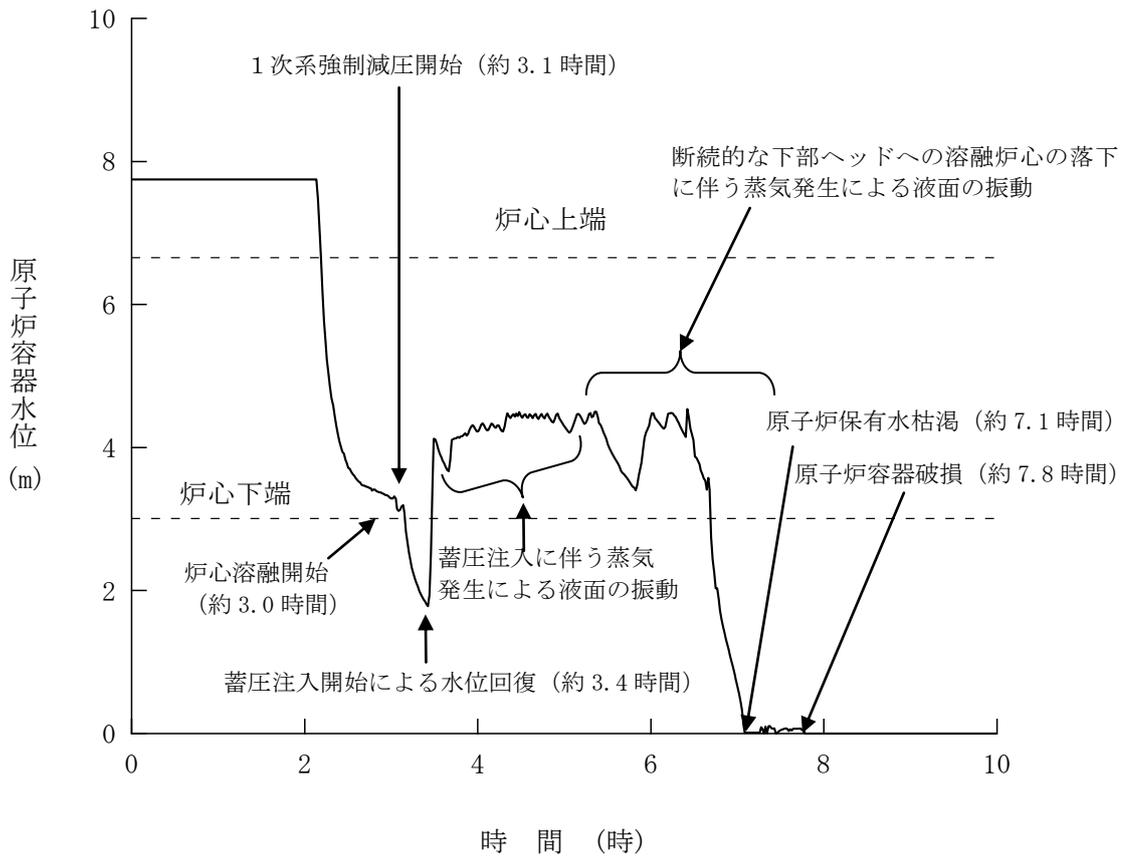
本事象においては、1次冷却材の流出により原子炉容器水位が比較的ゆるやかに低下し、やがて炉心が露出し燃料被覆管が高温の蒸気にさらされることにより、ジルコニウム水反応が生じ水素が発生する。

この事象では約2.2時間後に炉心が露出し、約3.0時間後に炉心溶融が開始するが、このとき炉心燃料平均温度は大きく上昇しジルコニウム水反応が急激に進行、ジルコニウム水反応量が全炉心の60%強となる。

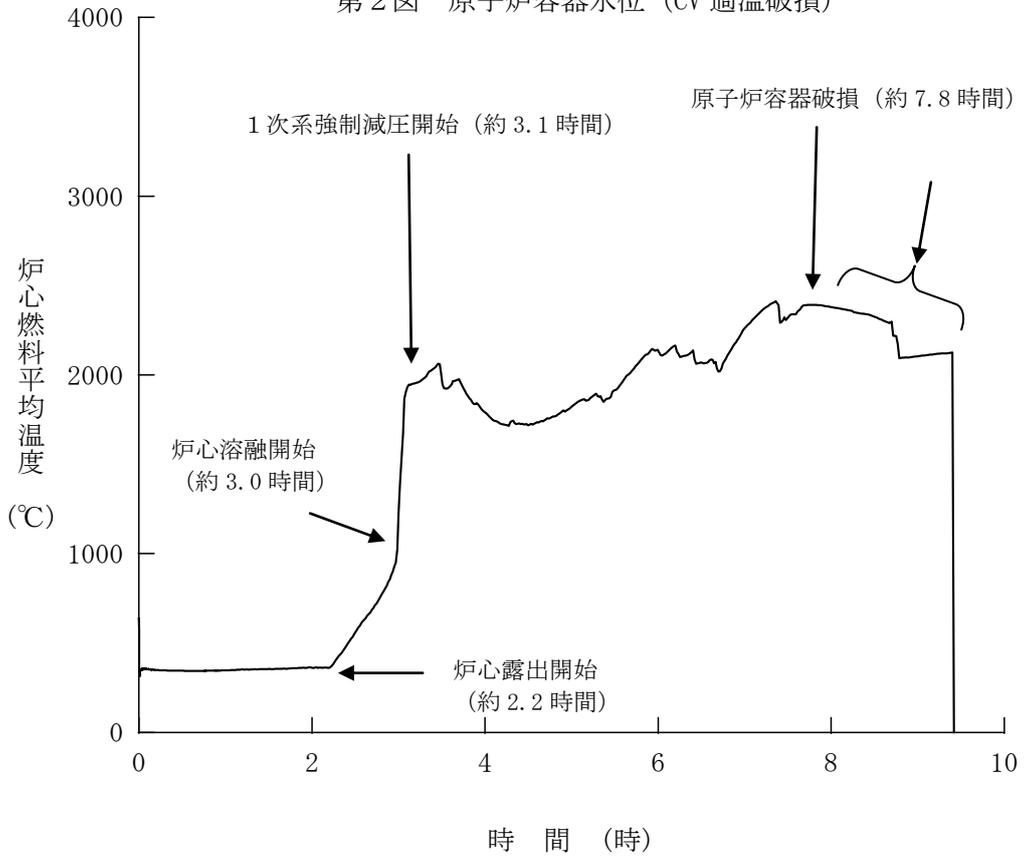
その後、事象発生から約3.1時間後に加圧器逃し弁開による1次系強制減圧を開始することにより炉心残存水が蒸発し、一時的に炉心はほぼ全露出するが、1次系圧力低下による蓄圧注入開始により炉心水位が回復する。燃料被覆管は一時的に低下した後に上昇するが、炉心に継続的に蓄圧注入水及びその蒸発による蒸気が供給されることによって、その後も炉心のジルコニウム水反応量が徐々に進行する。炉心保有水が無くなる約7.1時間後にジルコニウム水反応量は増加しなくなり、その後一定に推移する。



第1図 全炉心ジルコニウム—水反応割合の推移 (CV 過温破損)



第2図 原子炉容器水位 (CV 過温破損)



第3図 炉心燃料平均温度 (CV 過温破損)

1-4. SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量について

1. SBO時におけるRCPシール部の挙動

通常運転中、RCPシール部は、充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入、およびサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。(図1)

一方、SBO時には、充てんポンプおよび原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水の注入、サーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、シール部は高温の1次冷却材にさらされる。

対応操作として、封水注入ライン弁および封水戻りライン弁を閉止することに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇により逃がし弁が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。

加圧器逃がしタンクにはラプチャディスク(破壊板)が設置されており、規定圧力まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が格納容器内へ流出する。

また、SBO時は、封水戻りラインに設置されている止め弁が自動的に閉止し、当該弁をバイパスする形で設置されているバイパスオリフィスを経由することになり、封水戻り流量は制限される。

これに伴い、No.2シール入口の圧力が上昇し、No.2シールからの漏えい量増加が想定される。(図2)

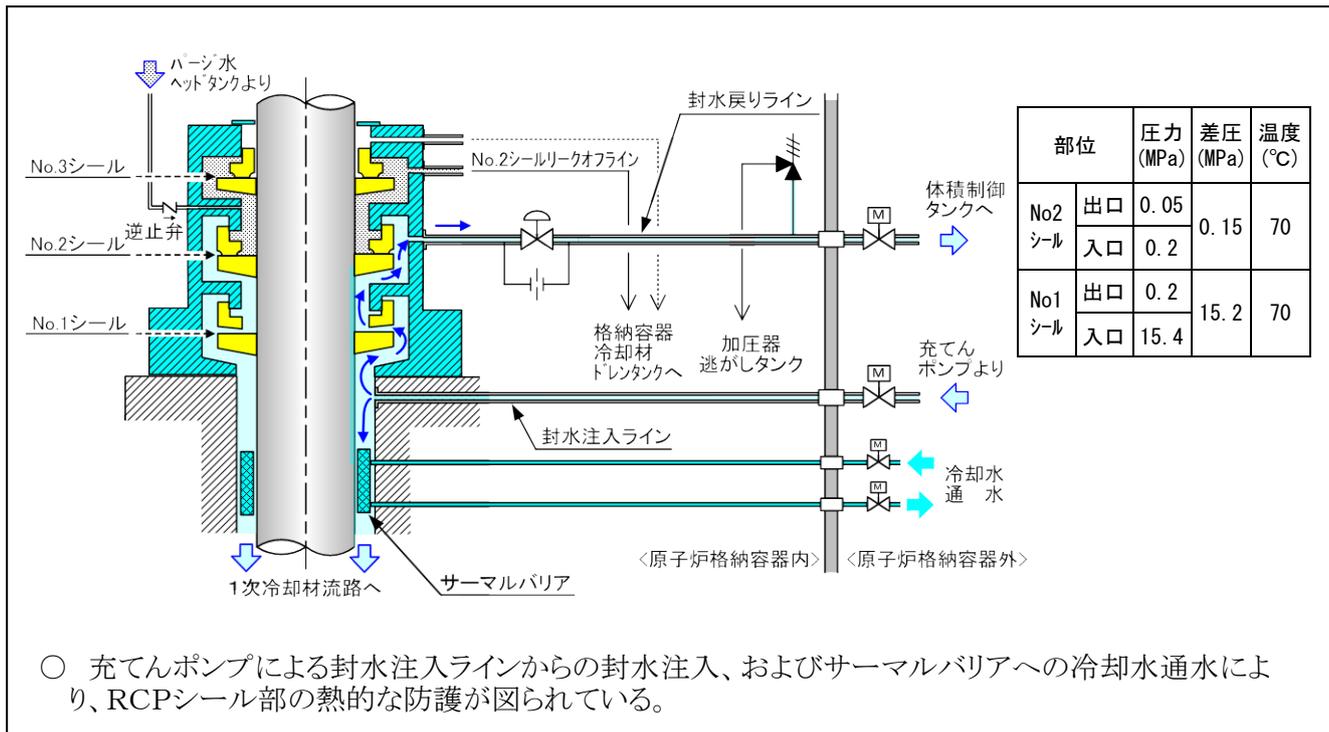


図1 RCPシールの状況（通常運転時）

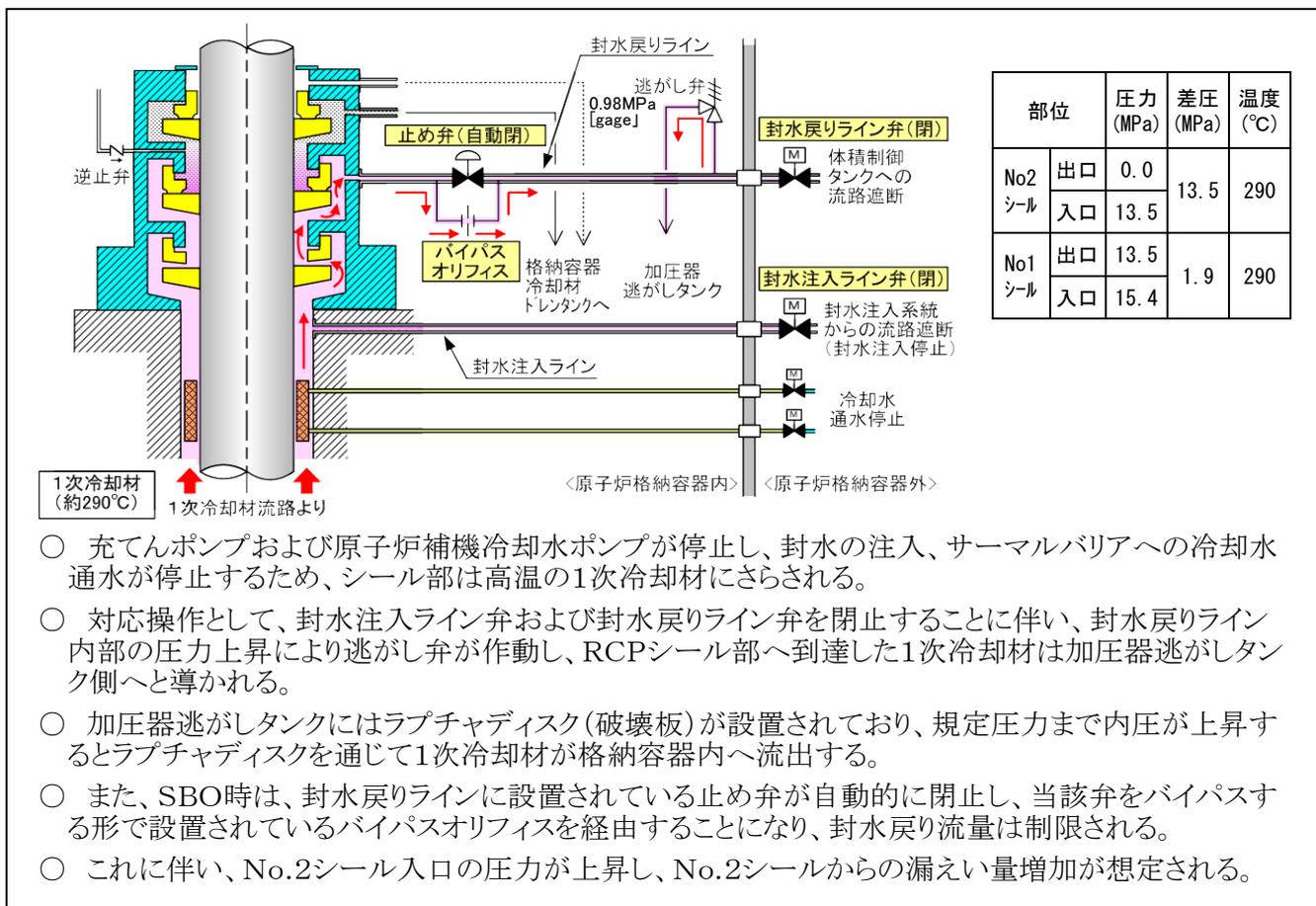


図2 RCPシールの状況（SBO時）

2. SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量について

(1) 評価方法

SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量（封水戻りラインバイパスオリフィス（以下、「バイパスオリフィス」と言う。）およびNo.2シールからの漏えい量）を以下の手順により評価した。（図3）

① 差圧－流量特性評価

1次冷却材温度 290℃における各要素（No.1シール／No.2シール／バイパスオリフィス）の“差圧－流量特性”を評価する。

- ・No.1シール（—）※単相流として評価（別紙1）
- ・No.2シール（.....）※シール出口における減圧沸騰を考慮して評価（別紙2）
- ・バイパスオリフィス（.....）※オリフィス通過時の減圧沸騰を考慮して評価（別紙3）

②No.2シールおよびバイパスオリフィスの“差圧－流量特性”を合成する。（—）

③No.1シール通過流量（ Q_1 ）が、（No.2シール通過流量（ Q_2 ））+（バイパスオリフィス通過流量（ Q_3 ））に一致することから、各要素の前後差圧を評価する。

④③の評価結果により各要素の流量を算定する。

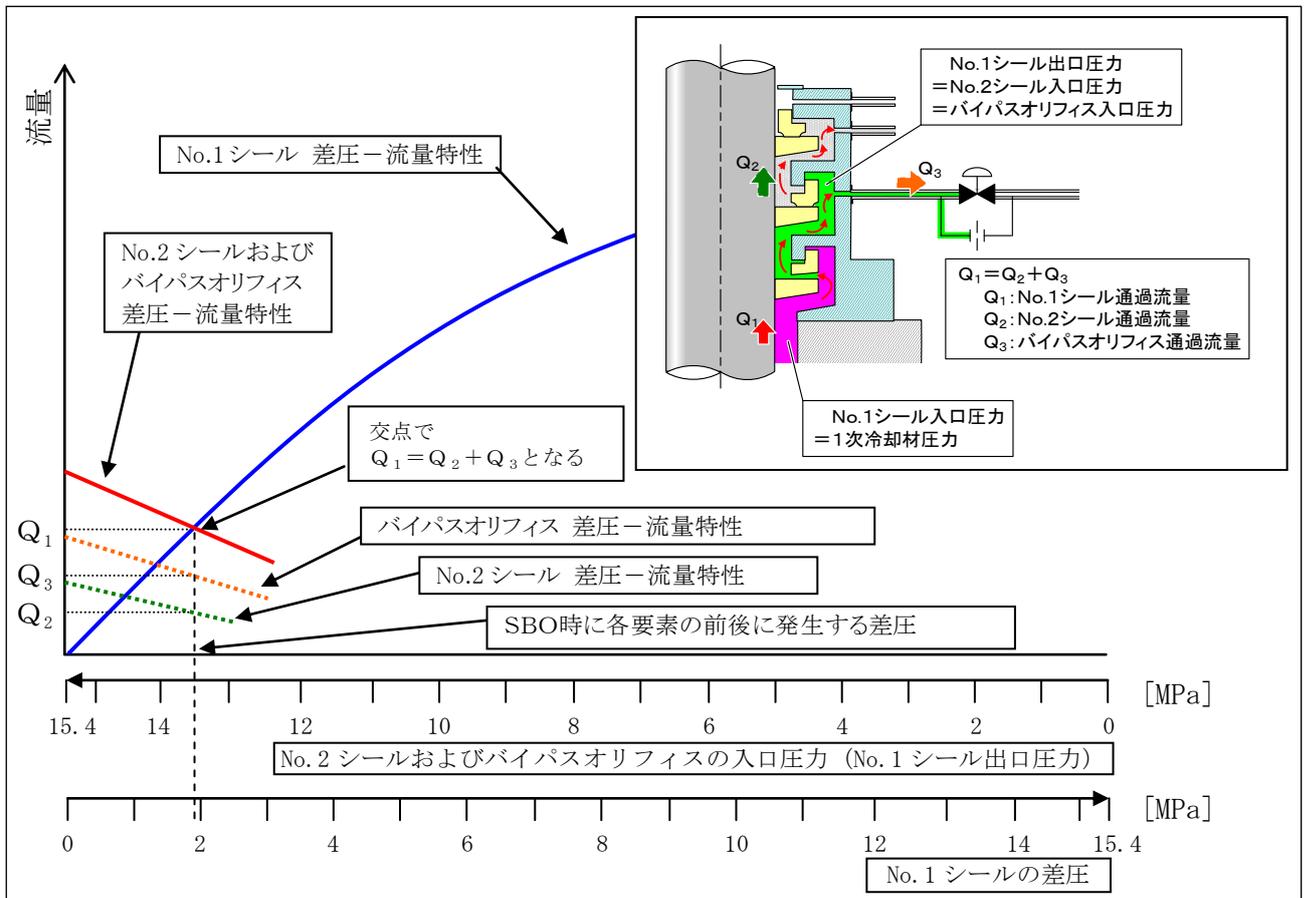


図3 RCPシール部からの漏えい量算定方法

(2) 評価結果

(1) の手順に基づく評価を実施した結果、SBO環境条件となる1次冷却材圧力15.4MPa、1次冷却材温度290℃において、封水戻りライン（バイパスオリフィス）を通じた1次冷却材漏えい量（ Q_3 ）は約0.8m³/h、No.2シールからの漏えい量（ Q_2 ）は約0.4m³/hであり、シール部からの漏えい量（ $Q_1 = Q_2 + Q_3$ ）は合計で約1.2m³/hである。

以上

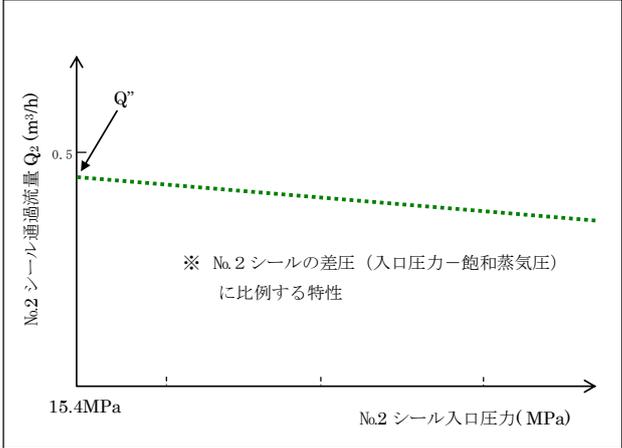
No. 1 シール 差圧-流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>変形解析を実施し、No.1 シール差圧毎のテーパ量 e を求める。</p>		<ul style="list-style-type: none"> シール構造データ 部材の物性値等
<p>シール差圧を 0MPa から 2MPa ピッチ設定し、No.1 シール流量を求める。</p>	<p>シール差圧を仮定し $W_L = W_s$ となる h_0 を設定</p> $W_L = 2\pi \cdot \int_{R1}^{R2} p r dr$ $W_s = \pi \cdot (R2^2 - R3^2) \cdot P1$ $W_L = W_s$ $h = h_0 + e \cdot \frac{r - Rm}{R2 - Rm}$ $Q = \frac{\pi \cdot r \cdot h^3}{6 \cdot \mu} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6 \cdot \mu \cdot \int_{Rm}^{R2} \frac{dr}{r \cdot h^3}} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6\mu \left\{ \int_{Rm}^{R2} \frac{dr}{r \cdot h^3} + \frac{1}{h_0^3} \ln \left(\frac{Rm}{R1} \right) \right\}}$	<ul style="list-style-type: none"> p: 圧力 [Pa] Q: 流量 [m³/s] h: 隙間 (h_0: バランスする隙間) [m] r: 半径位置 [m] W_L: リフティングフォース [N] W_s: シーティングフォース [N] μ: 粘性係数 [Pa/s] e: テーパー量 [m] $P1$: 高圧側圧力 [Pa] $P0$: 低圧側圧力 [Pa] Rm: テーパー開始部の半径寸法 [m] Rn: 半径寸法 ($n=1, 2, 3$) [m]
<p>差圧毎に求められた通過流量を元にプロットし、差圧-流量特性を求める。</p>		

(出典)

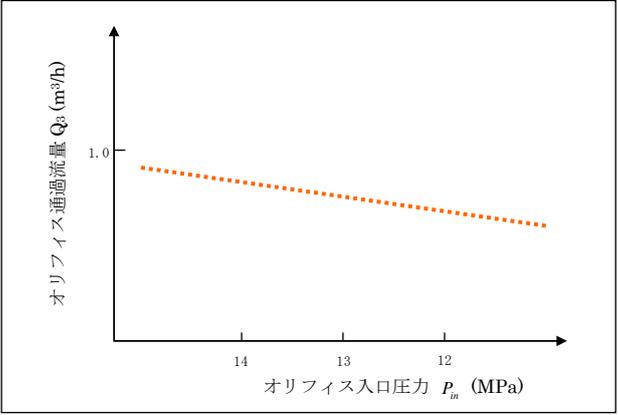
機械工学便覧 (流体工学) : 日本機械学会

No. 2 シール 差圧－流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>No.2 シール入口圧力 15.4MPa における $Q_2=Q_2'$ となる h を繰り返し計算により求める。</p>	$Q_2 = \frac{bh^3}{12 \cdot \mu \cdot l} \Delta P$ $b = 2\pi \cdot r$	<p>Q_2 : 摺動面通過流量[m³/s] Q_2' : 減圧沸騰時の摺動面通過流量[m³/s] b : 摺動部の長さ[m] l : 摺動部の幅[m] h : 摺動部隙間[m] μ : 水の粘性率[Pa・s] r : シール摺動部の内半径[m] ΔP : No.2シール差圧[Pa] (No.2シール入口圧力－飽和蒸気圧)</p>
	$Q_2' = A \times C \times \frac{\rho'}{\rho''}$ $A = 2\pi \times r \times h$	<p>A : 摺動部出口面積 C : 水蒸気の音速[m/s] ρ' : 水蒸気の密度[kg/m³] ρ'' : 水の密度[kg/m³]</p>
	$Q_2 = Q_2'$ となる h を求める	
<p>No.2 シール入口圧力 15.4MPa の通過流量 Q'' を元に No.2 シールの差圧－流量特性を求める。</p>	<div style="text-align: center;">  </div>	

(出典)
 機械工学便覧 (流体工学) : 日本機械学会

バイパスオリフィス 差圧－流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>各段の抵抗係数ζ_iを算出（オリフィスの急縮小ζ_1と急拡大ζ_2の抵抗係数の和）</p>	$\zeta_i = \zeta_1 + \zeta_2 = 0.5 \times \left(1 - \left(\frac{d}{D} \right)^2 \right) + \left(1 - \left(\frac{d}{D} \right)^2 \right)^2$	<p>ζ_i : 抵抗係数[-] D : 配管径[m] d : オリフィス孔径[m] i : オリフィス係数</p>
<p>各段のオリフィスの圧力損失の合計値が、出入口の圧力差と整合する流量Q_3を求める。（繰り返し計算）</p>	$P_{out} = P_{in} - \sum_{i=1}^N \Delta P_i$ $P_{in} = 0.98 \times 10^6 + \sum_{i=1}^N \Delta P_i$ $\Delta P_i = \phi_{Lo}^2 \zeta_i \frac{Q_3^2}{2 \rho_f A_i^2}$ $\phi_{Lo}^2 = \phi_L^2 (1-x)^{1.75}$ $\phi_L^2 = 1 + \frac{C}{X} + \frac{1}{X^2}$ $X^2 = \left(\frac{1-x}{x} \right)^{1.75} \cdot \left(\frac{\rho_g}{\rho_f} \right) \cdot \left(\frac{\mu_f}{\mu_g} \right)^{0.25}$ <p><small>P_{out} : 封水戻ライン逃がし弁開圧力</small></p> <p><small>単相時；圧損は単相圧損係数に依存 二相時；圧損は二相増倍係数を考慮</small></p>	<p>P_{in} : 入口圧力[Pa] P_{out} : 出口圧力[Pa] ΔP : 圧力損失[Pa]</p> <p>A : 流路断面積[m²] C : 係数(乱流かつミロウダの穴径のため20)[-] Q_3 : 質量流量[kg/s] x : 乾き度[-] ϕ_{Lo}^2 : 二相圧損増倍係数(全流量)[-] ϕ_L^2 : 二相増倍係数(液単相、Chisholmの式)[-] X : マルチネリパラメータ[-] ρ_g : 密度(気相)[kg/m³] ρ_f : 密度(液相)[kg/m³] μ_g : 粘性係数(気相)[Pa·s] μ_f : 粘性係数(液相)[Pa·s]</p>
<p>流量Q_3－オリフィス入口圧力P_mをプロットし、差圧－流量特性を求める。</p>		

(出典)

管路・ダクトの流体抵抗：日本機械学会

気液二相流技術ハンドブック：日本機械学会

1-5. 格納容器過温破損および高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱事象における RCP シールリーク流量の解析条件の考え方について

格納容器過温破損の解析評価においては、泊 3 号機の SBO 時 RCP シールリーク流量の評価値 $1.2\text{m}^3/\text{h}$ に対して、解析条件として標準 3 ループプラント入力条件である $1.5\text{m}^3/\text{h}$ を採用しているが、本設定についての考え方を以下に示す。

本事象で想定する「全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失」での格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁の強制開放による 1 次系強制減圧により、原子炉容器破損時に 2.0MPa を下回ることが有効であり、1 次冷却系が高圧で維持される状態から、如何に速やかに減圧できるかが格納容器破損防止対策の支配的要因となる。

ここで、解析条件としては、厳密には RCP シールリーク流量がより少ない状態の方が、1 次冷却系がより高圧状態で維持され、1 次系強制減圧による減圧量にとって厳しい条件と考えられる。そこで、RCP シールリークが 1 次系強制減圧ならびに DCH 判断基準へ与える影響について、以下に示す。

図 1 に RCP シールリーク流量と加圧器逃がし弁流量の比較を示す。この図より、事象発生の約 2.2 時間後には RCP シールリークが停止している。これは、炉心が露出し、RCP の液相がなくなるためである。一方、加圧器逃がし弁からは、事象発生の約 1.7 時間後に蒸気流出が始まり、約 3.1 時間後に 1 次系強制減圧を開始する。ここで、加圧器逃がし弁からの流出流量は RCP シールリーク流量の約 10~100 倍であり、1 次系圧力減少の推移は加圧器逃がし弁流量に支配される。従って、RCP シールリークが本事象の評価結果に与える影響については、トータル量としての RCP シールリークによる流出量と加圧器逃がし弁からの流出量の比較の観点からも、また、事象発生後初期の 2 時間程度で RCP シールリークが停止し、その間 1 次系は殆ど減圧しないことから、ごく軽微であると考えられる。

以上より、本事象の RCP シールリーク流量の解析条件設定の評価結果に対する影響は軽微であると判断した。

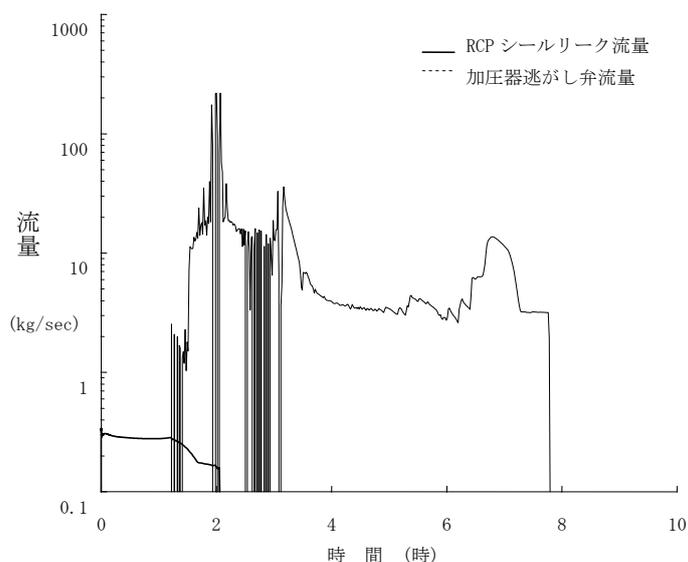
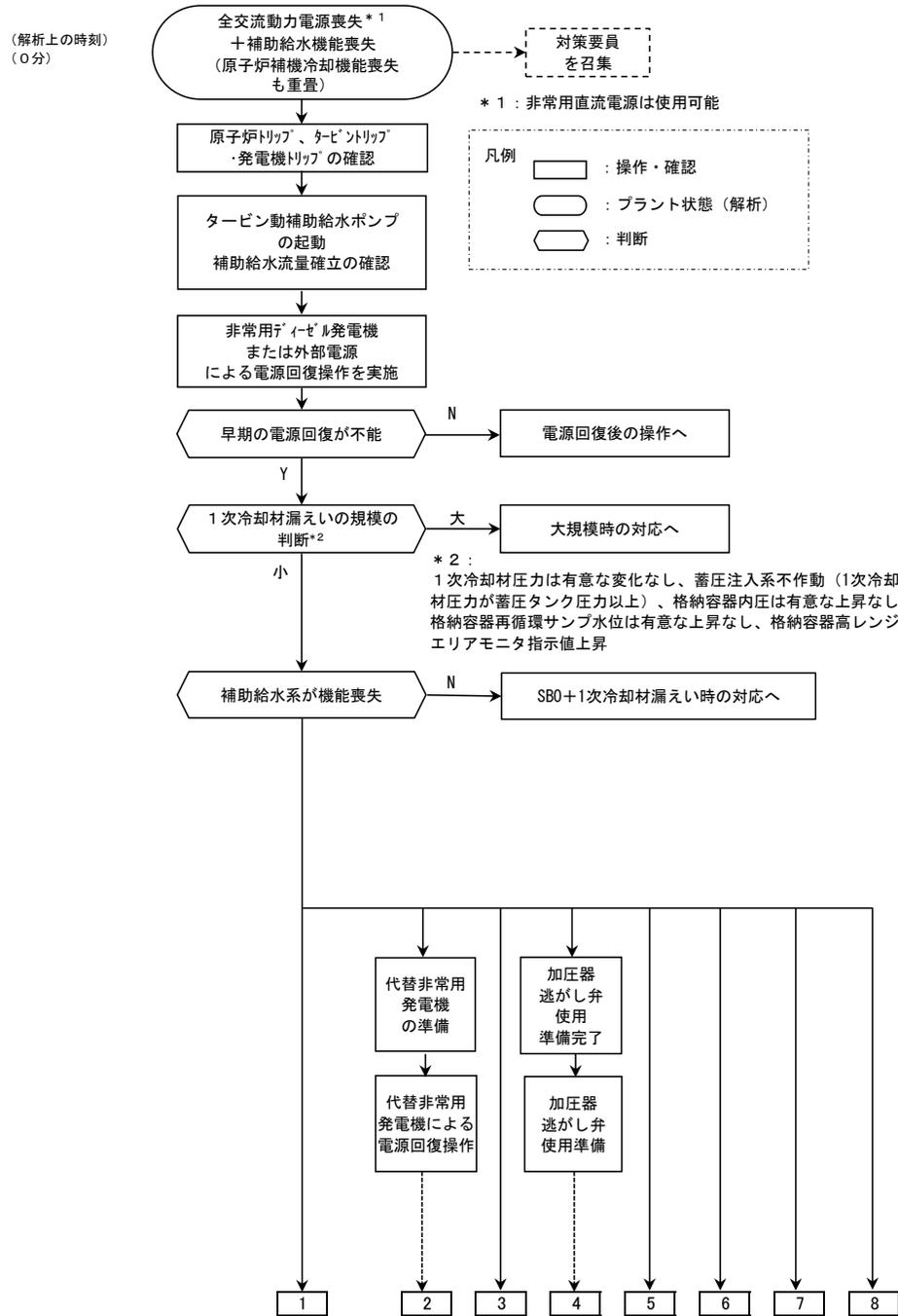


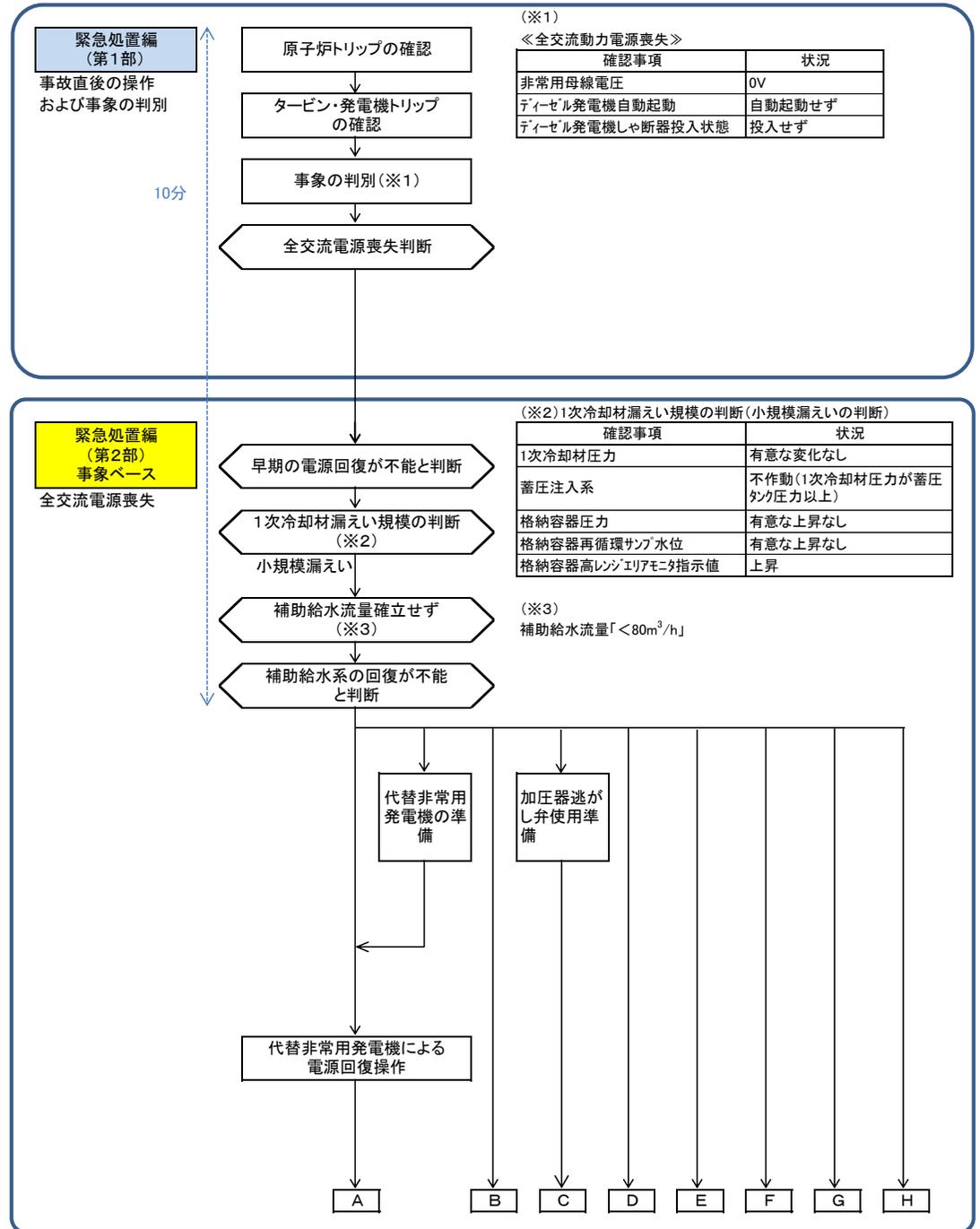
図 1 RCP シールリーク流量と加圧器逃がし弁流量の比較

1-6. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較) 【(全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失)】

【解析上の対応手順の概要フロー】

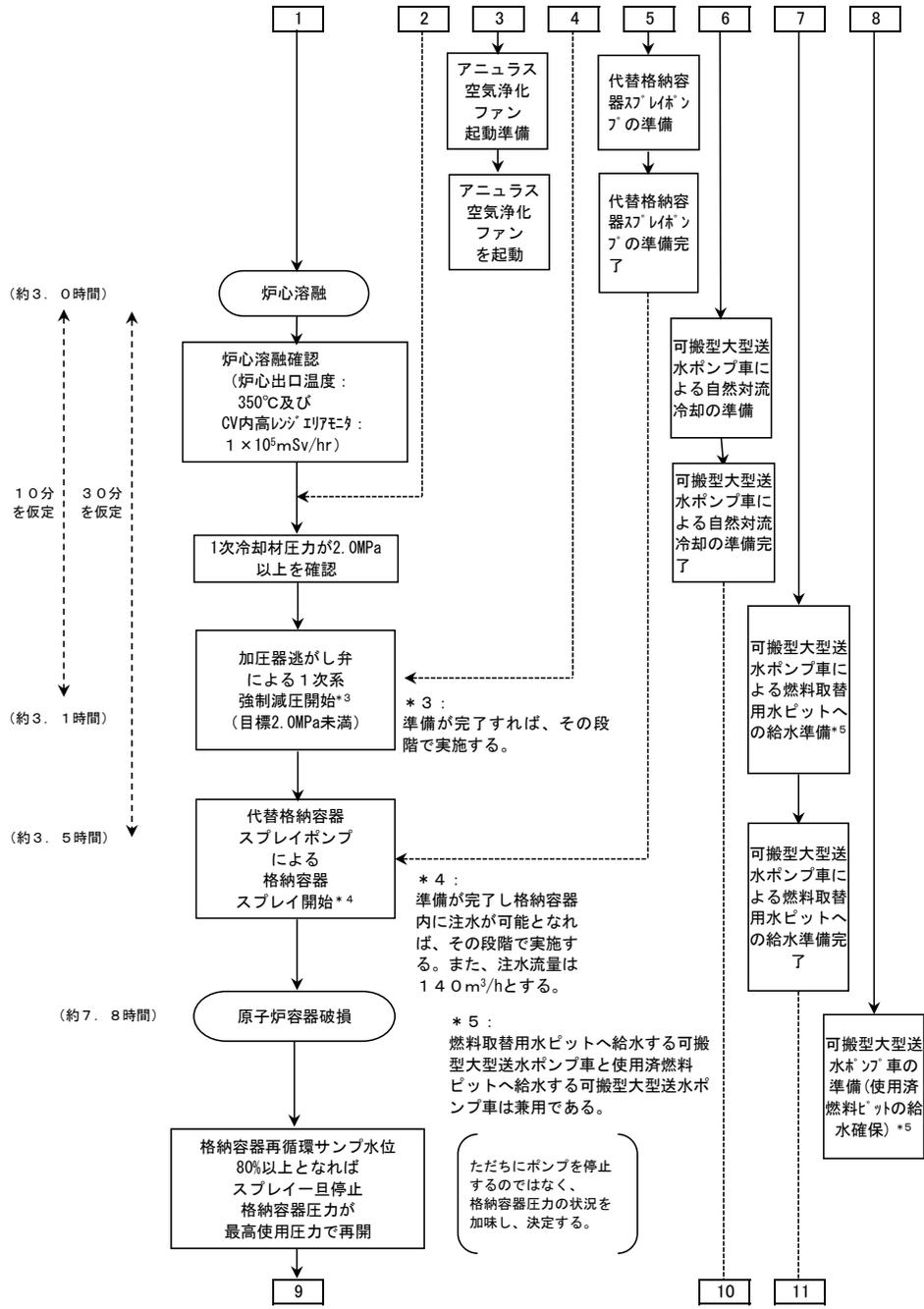


【運転要領(案)】

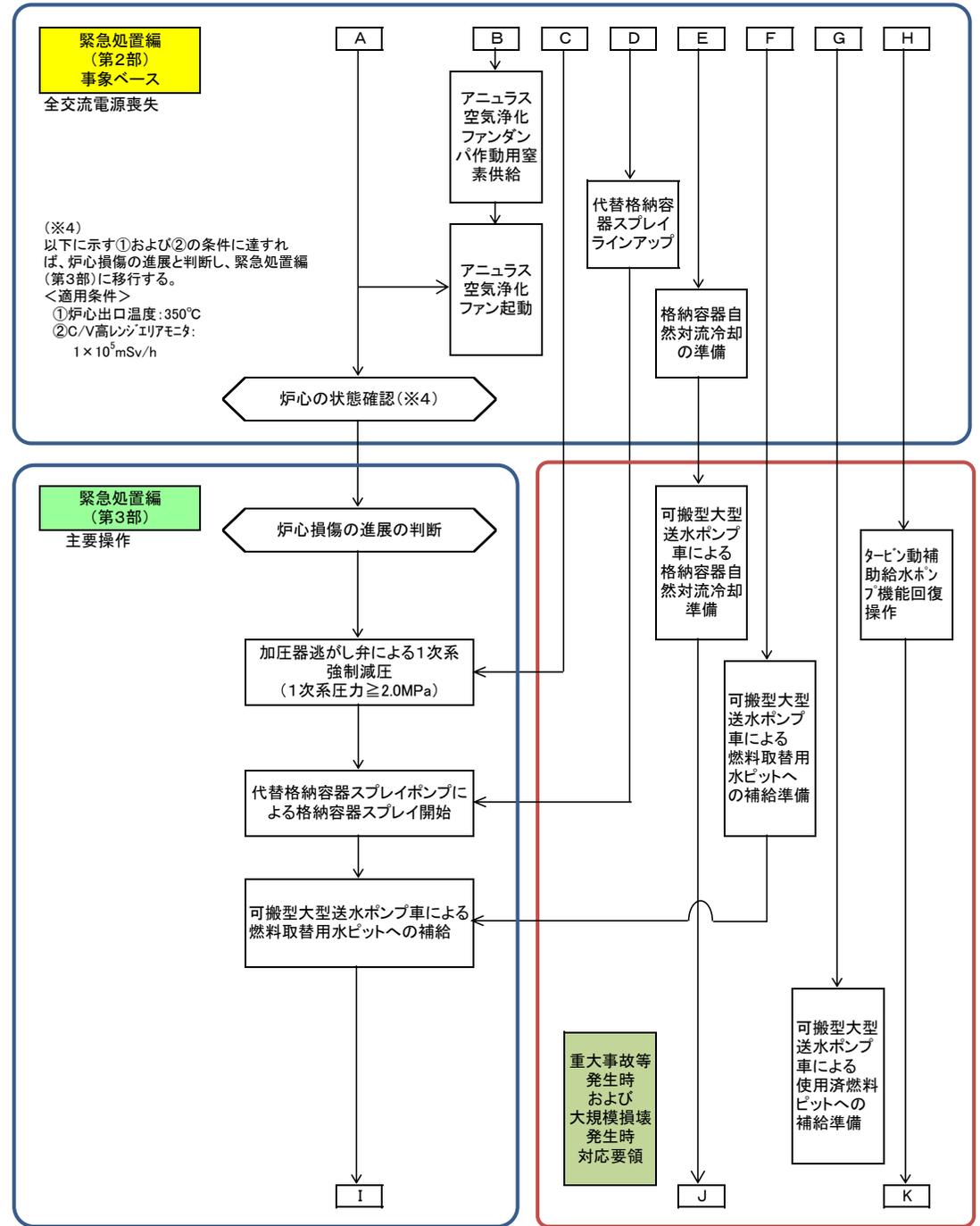


1-6. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較) 【(全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失)】

【解析上の対応手順の概要フロー】

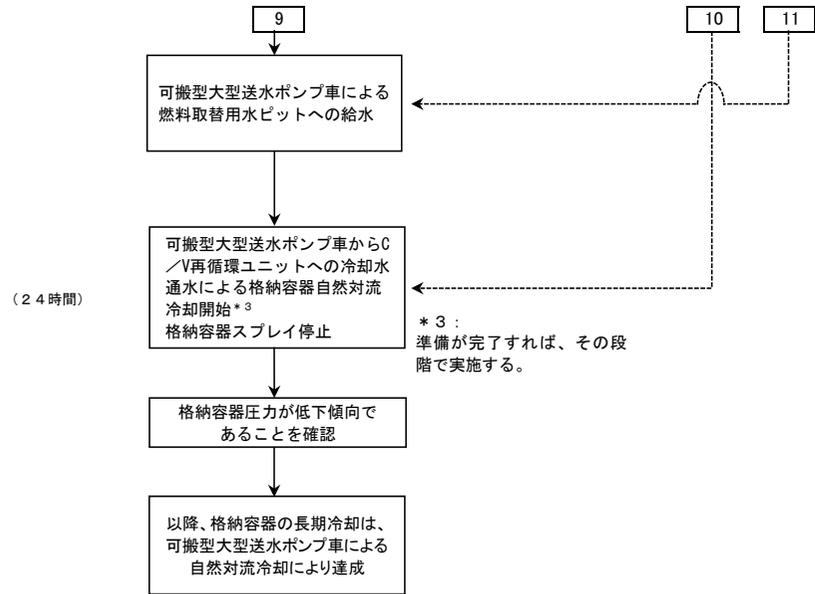


【運転要領(案)】

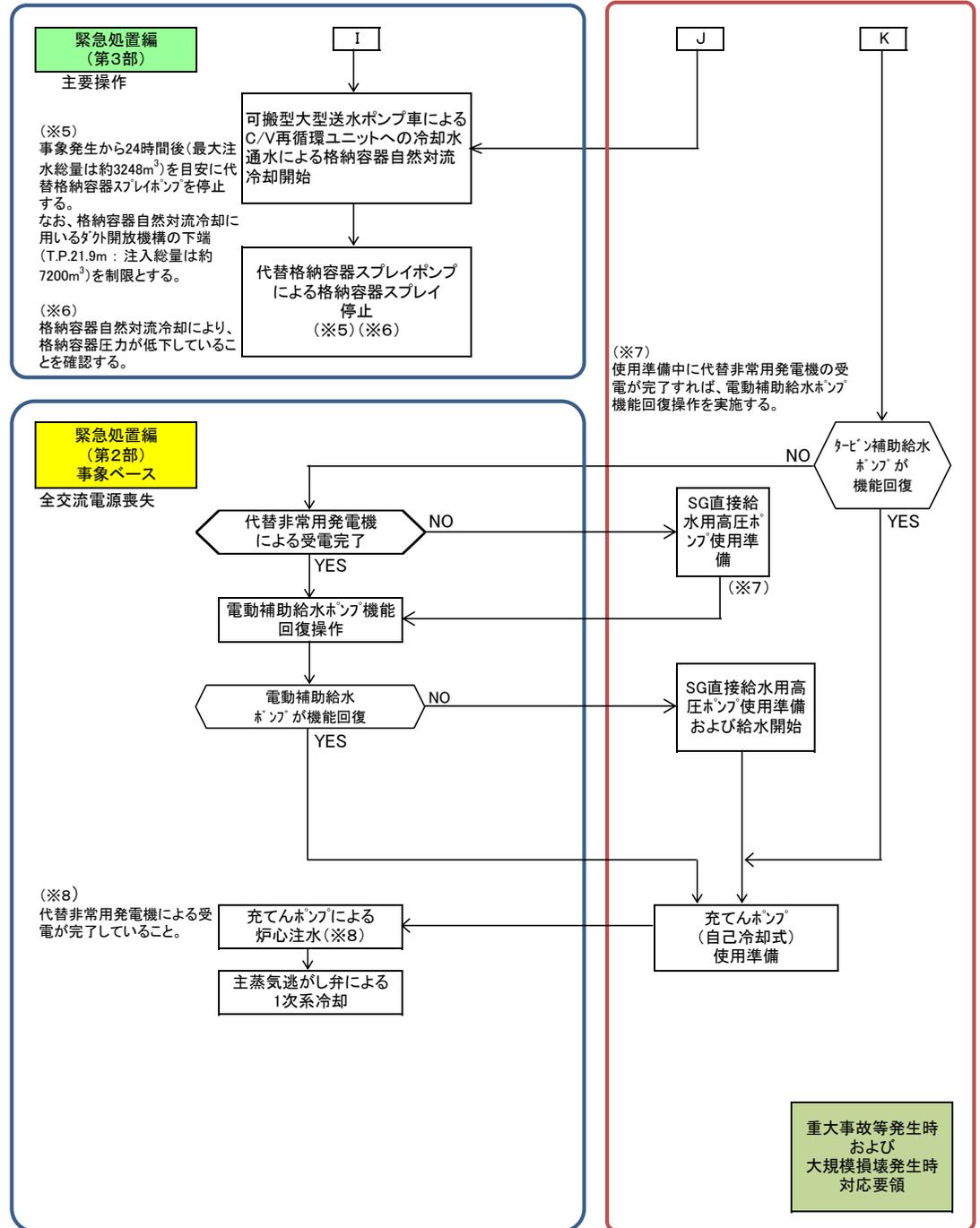


1-6. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較) 【(全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失)】

【解析上の対応手順の概要フロー】



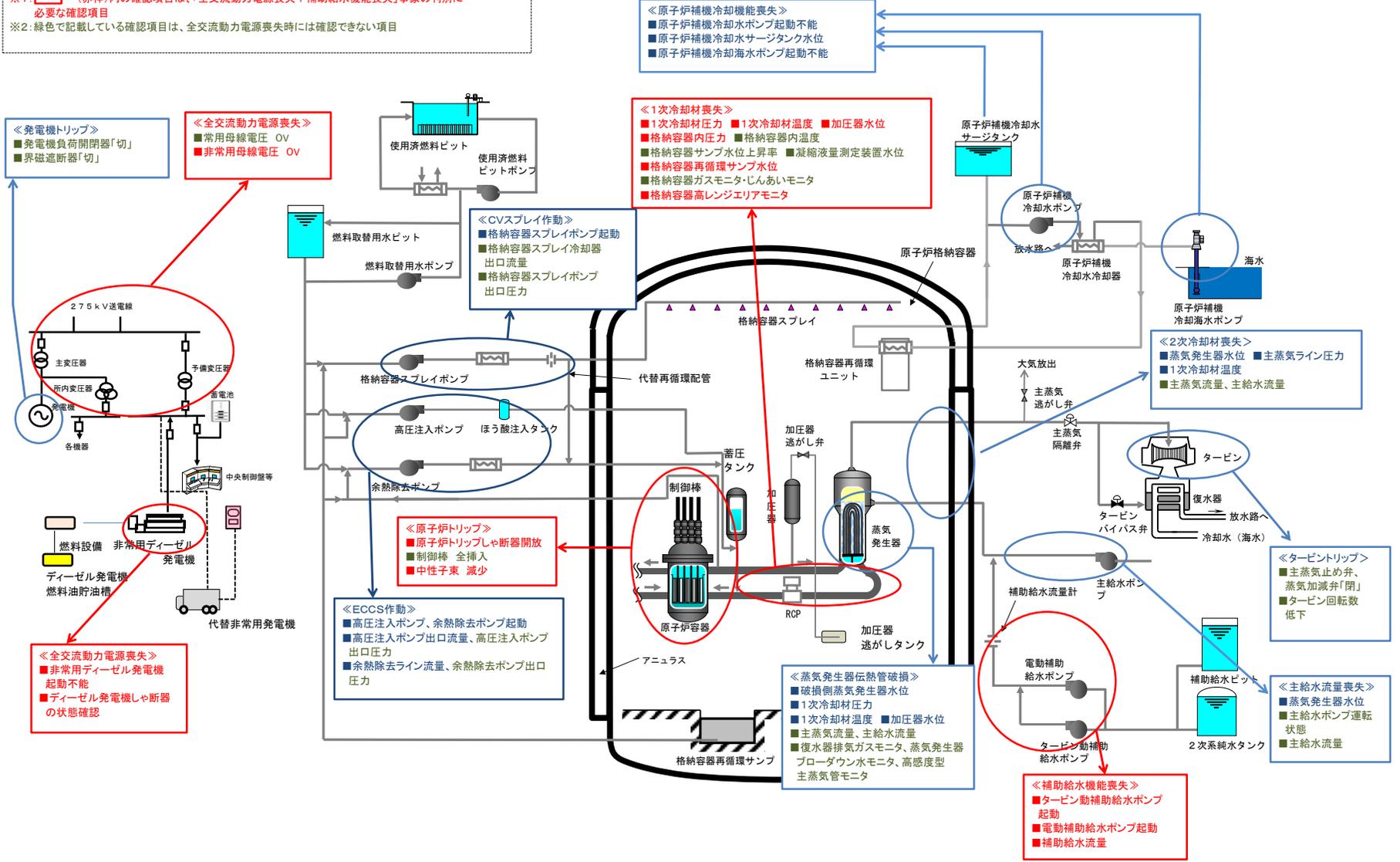
【運転要領(案)】



1-7. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 (全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失)

※1: (赤枠)内の確認項目は、「全交流動力電源喪失+補助給水機能喪失」事象の判別に必要な確認項目
 ※2: 緑色で記載している確認項目は、全交流動力電源喪失時には確認できない項目

1-7-1



1-8. 原子炉下部キャビティ室へのスプレイ水他の流入経路等について

原子炉格納容器にスプレイされた水は、図 1 に示すとおり、格納容器最下階フロアに流下する。主な流下経路は以下のとおり。

- ① 格納容器とフロア床最外周部の隙間
- ② 各フロアの外周通路部の階段・開口部（ハッチ等）
- ③ ループ室内の床のグレーチング
- ④ 原子炉キャビティ底部に設置した格納容器最下階への連通管（6B×2：図 3）

さらに格納容器最下階フロアに溜まった水は、以下の経路により原子炉下部キャビティ室に流入する。（なお、RCS 配管破断水も同様の経路で原子炉下部キャビティ室に流入する）

- ⑤ 格納容器最下階フロアから原子炉下部キャビティ室に通じる連通管（6B×1：図 2）
- ⑥ CV サンプから下部キャビティ室に通じる床ドレン配管を逆流（4B×1：図 4）

また原子炉容器付近にスプレイされた水の一部は、下記の経路からも直接原子炉下部キャビティ室に流下する。

- ⑦ 原子炉容器と原子炉キャビティの隙間（RV シールリング部、RV と 1 次遮蔽コンクリートの隙間：図 5）

MCCI 防止の観点から、格納容器内にスプレイされた水を原子炉下部キャビティ室に流入させる必要があり、格納容器最下階フロア（床面：T.P.10.4m）から原子炉下部キャビティ室（床面：T.P.9.5m）に通じる連通管（6B×1 本：図 2）を設置している。この連通管の下端高さは T.P.10.62m であり、格納容器最下階フロアに溜まった水の水位が T.P.10.62m に達すると、原子炉下部キャビティ室に水が流入する。

さらに、原子炉下部キャビティ室から CV サンプへ通じる床ドレン配管（4B×1：図 4）を設置しており、格納容器内最底部に位置する CV サンプ及び床ドレン配管の高さは原子炉下部キャビティ室より低い位置にあることから、格納容器内にスプレイされた水が最初に溜まることになる CV サンプの水位が T.P.9.5m に達すると、原子炉下部キャビティ室に水が流入することとなる。CV サンプからの水の流入は上述の連通管からの水の流入よりも先に発生することになり、連通管を補完する役割を担っている。

以上のとおり、連通管及び床ドレン配管により原子炉下部キャビティ室への水の流入性は十分確保されている。

→ : 原子炉下部キャビティ室への流入経路 (⑤ ⑥ ⑦)
→ } : 格納容器最下階への流入経路 (① ② ③ ④)

全般として、水は目皿・ドレン配管や開口部を通じて最下階 (T.P.10.4m) に流下していく

ループ室内の床はグレーチングであり、T.P.17.8m のフロアまで流下していく (③) さらにループ室入口から外周通路部へ流出する

格納容器鋼板とフロア床最外周部の間に隙間があり、T.P.17.8m のフロアまで流下していく (①)

外周通路部の階段・開口部 (ハッチ等) から、最下階 (T.P.10.4m) に流下していく (②)

原子炉キャビティ

RCS 配管破断水

原子炉容器と原子炉キャビティの隙間から、原子炉下部キャビティ室へ流下する (⑦ : 図5)

格納容器最下階 (T.P.10.4m) に流下させるため、原子炉キャビティ底部に格納容器最下階に通じる連通管 (6B×2) を設置している (④ : 図3)

CV サンプから床ドレン配管 (4B) を逆流し、原子炉下部キャビティ室へ流入する (⑥ : 図4)

原子炉下部キャビティ室への流入性を確保するため、格納容器最下階から下部キャビティ室に通じる連通管 (6B : 逆止弁付) を設置している (⑤ : 図2)

CV サンプ

格納容器再循環サンプ

CV サンプ

T.P.10.4m フロア
 (..... : 水平方向の水の流れ)

図1 スプレイ水及び RCS 配管破断水の流下経路

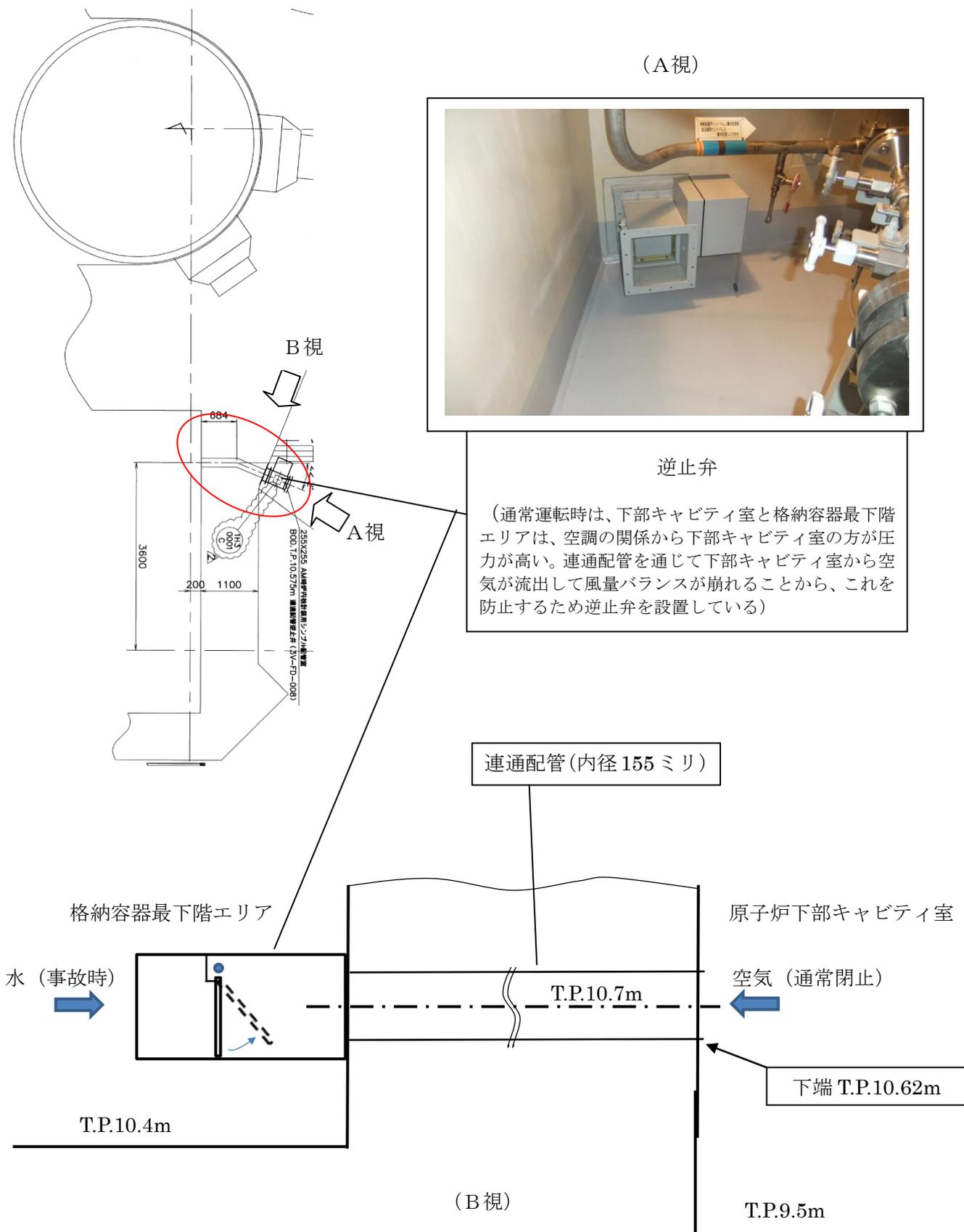


図2 原子炉下部キャビティ室への連通管 (図1の⑤)

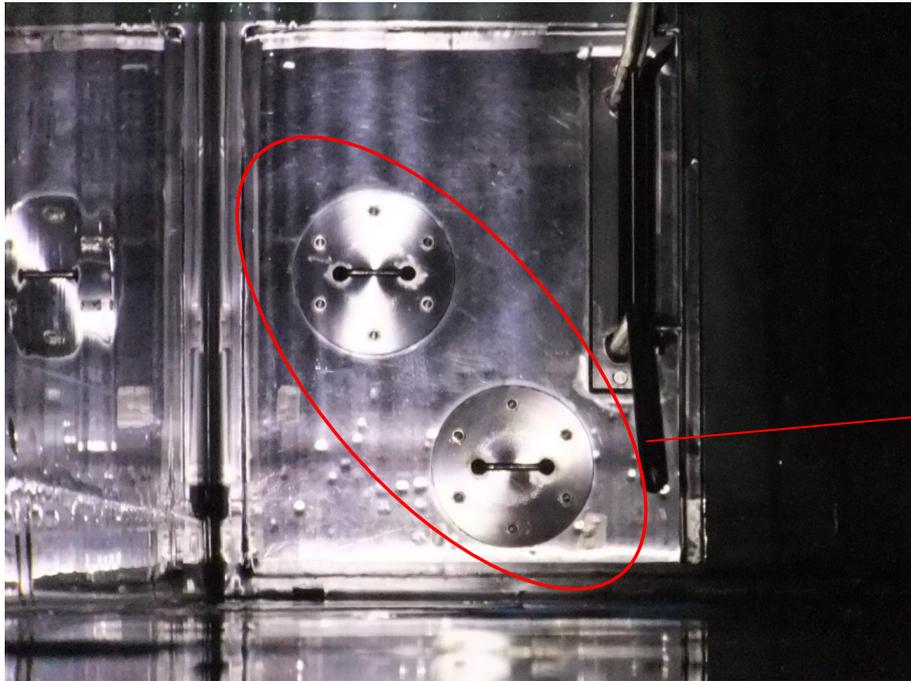
<原子炉下部キャビティ室への連通管のデブリによる閉塞の可能性について>

過去に大破断 LOCA 時に、デブリによる目詰りが懸念された再循環サンプスクリーンの、閉塞のメカニズムは以下のとおりである。(掃除機のフィルタの目詰りと同じメカニズム)

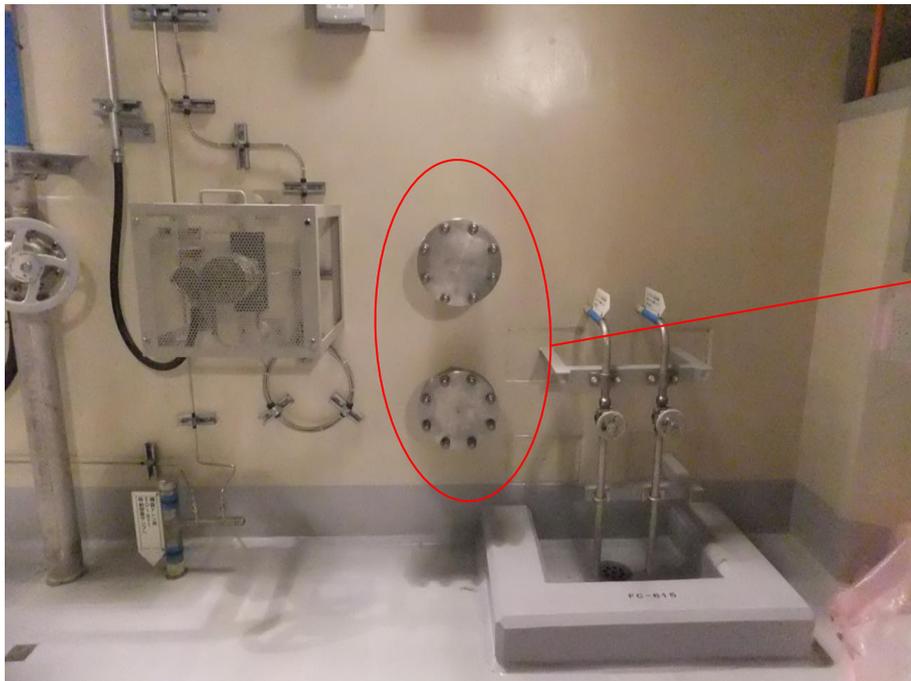
- ① 異物を除去するための細かいメッシュ (数ミリ) のスクリーンへの繊維質デブリの蓄積 (初期デブリヘッドの形成)
- ② 蓄積した繊維質デブリの隙間への粒子状異物の混入 (混合デブリヘッドの形成)
- ③ 混合デブリヘッドの圧縮

原子炉下部キャビティ室への連通管には、サンプスクリーンのように異物を除去するためのストレーナやフィルタは設置していないため、閉塞が発生する可能性は極めて小さい。

また大破断 LOCA 時に発生する主なデブリは、蒸気発生器や1次冷却材配管の保温材であり、大破断 LOCA 時のジェット水流により飛ばされ、床・壁等に衝突することにより微細化されるが、繊維長の長い繊維質保温材については大きな塊として残留する可能性がある。しかし、これらの連通管 (内径 155.2 ミリ) を一気に閉塞させるような大きな塊の保温材は、クロスオーバーレグの保温材を除き蒸気発生器室のグレーチング (3センチ×10センチのメッシュ) で捕捉されるか、T.P.17.3m の蒸気発生器室入口の堰で留められる、あるいは連通管に至るまでの T.P.17.3m の通路及び T.P.10.4m の通路等の複雑かつ長い流路の途中で床上に沈降すると考えられ、連通管を閉塞する可能性は極めて小さい。



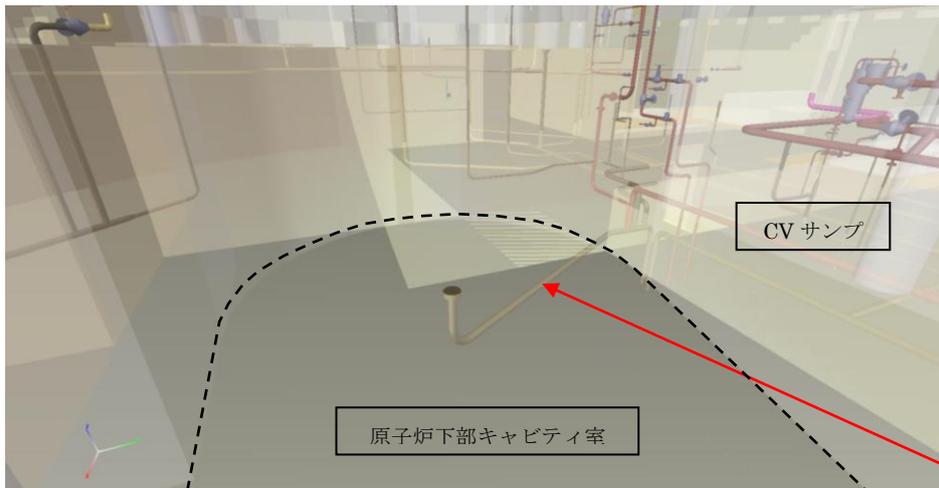
連通管の端部の
閉止フランジ
(原子炉キャビ
ティ底部側のフ
ランジ)



連通管の端部の
閉止フランジ
(格納容器最下
階側のフラン
ジ)

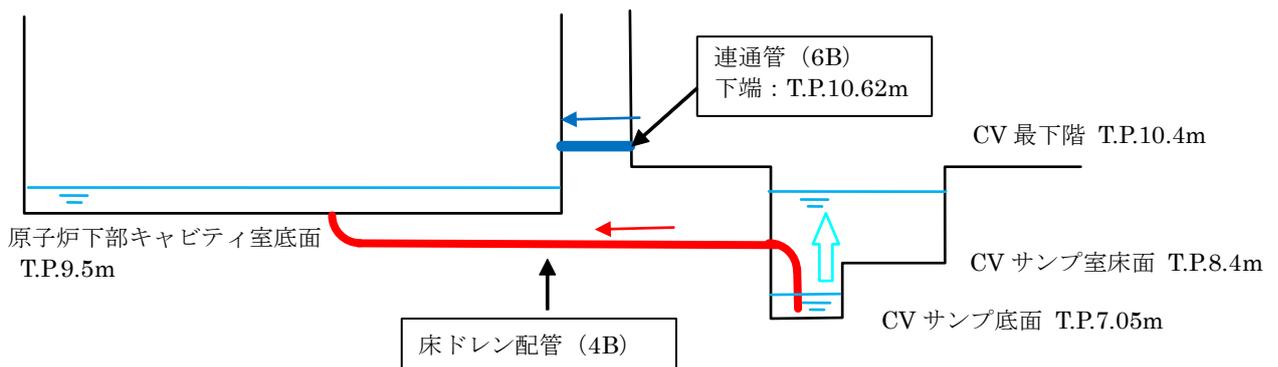
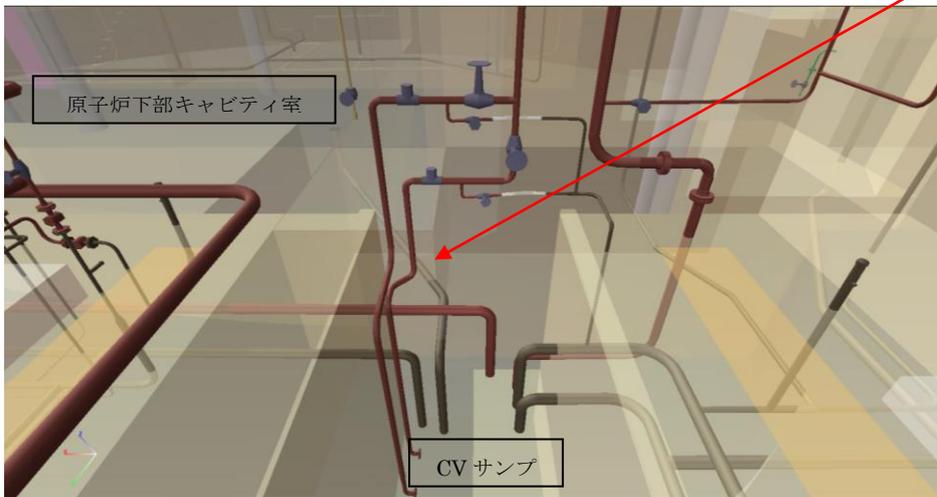
スプレイ水が原子炉キャビティに溜まらずに格納容器再循環サンプのある最下階に流下するよう、通常運転時はフランジを取外している。定検時は燃料交換時に原子炉キャビティに水張りするため、閉止フランジを取付ける。この流路は大破断 LOCA 時のデブリの影響は受けない。(写真は停止時に撮影)

図3 原子炉キャビティ底部 (写真上) から最下階 (写真下) への連通管 (図1の④)



床ドレン配管
(4インチ)

格納容器注水時には格納容器最下階の水位上昇に応じて CV サンプから原子炉下部キャビティ室に水が逆流して、流入する。



CV サンプは原子炉下部キャビティ室より下部に位置し、かつ格納容器内の最低部に位置することから、スプレイ水が最初に溜まる。ここに溜まった水は、床ドレンラインを逆流し、下部キャビティ室内に流入する。ドレンラインは4インチの配管であり、CV サンプで下向きになっているため、デブリが大量に入りやすく、閉塞しにくい形状となっている。

図4 原子炉下部キャビティ室から CV サンプへの床ドレン配管 (図1の⑥)

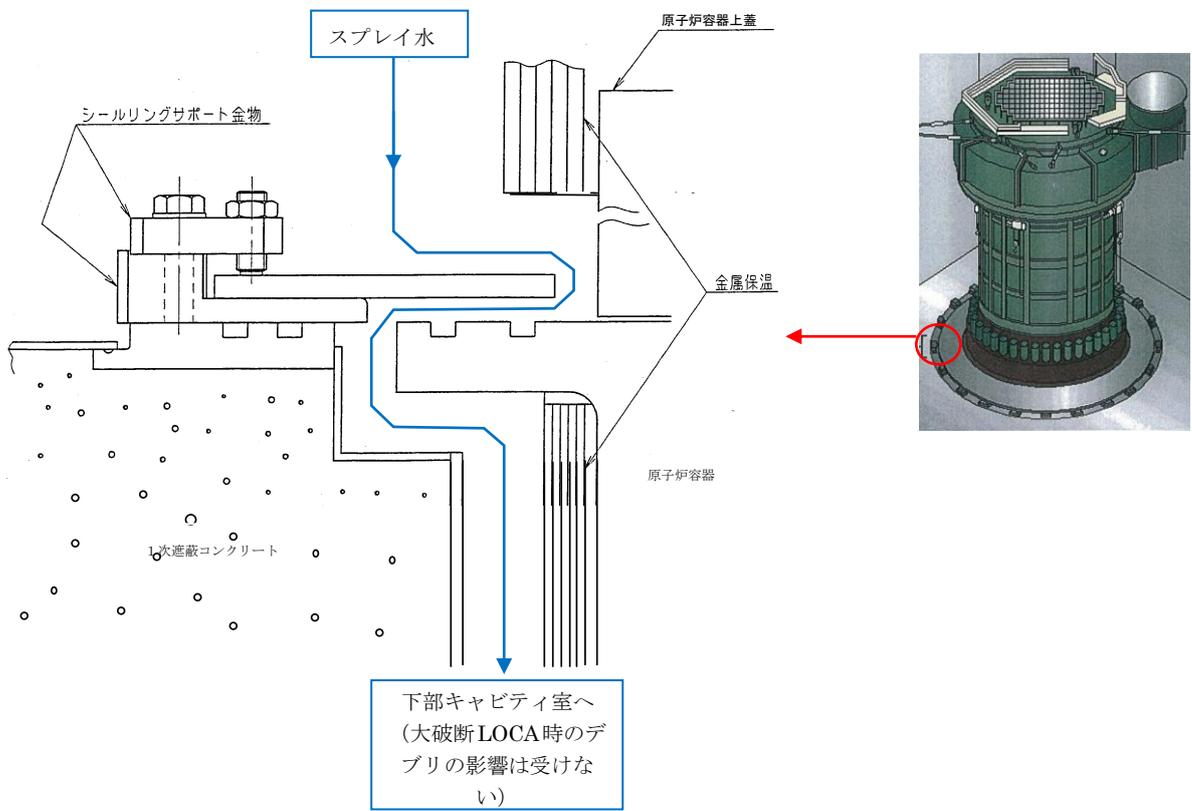


図5 原子炉容器と原子炉キャビティの隙間（シールリング部）（図1の⑦）

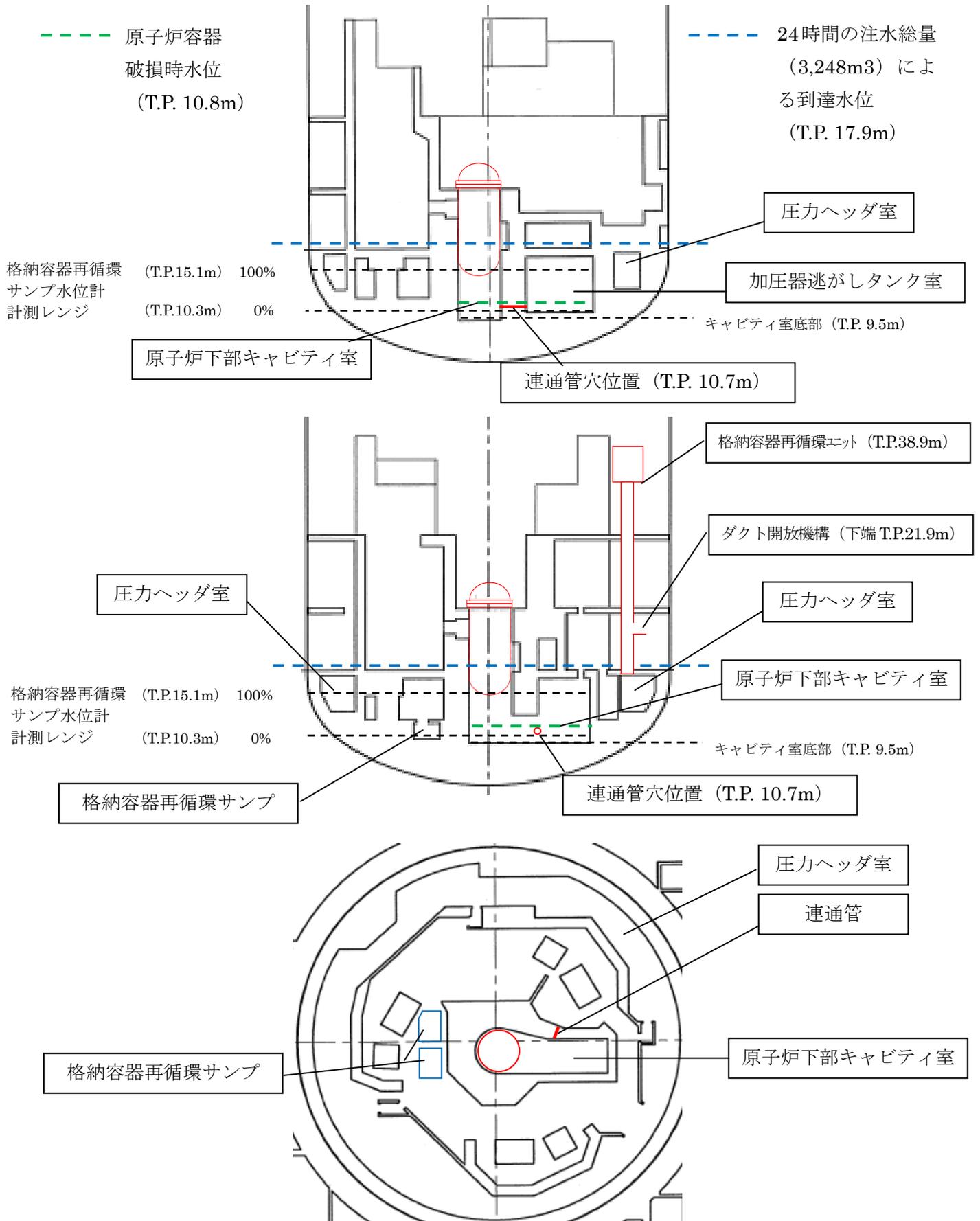


図6 格納容器内のレイアウト及び構造部材

1-9. 自主設備を使用した場合の水源の対応等への影響について

格納容器過温破損防止シナリオにおいて、有効性評価では期待していない自主設備（自己冷却式充てんポンプ及びSG直接給水用高圧ポンプ）を使用した場合でも、有効性評価で期待する機器に対し、水源の対応・電源負荷・燃料の対応の観点から悪影響を与えないことについて、以下のとおり確認している。

1. 水源の対応への影響

以下のとおり、有効性評価で期待する代替格納容器スプレイポンプの水源（燃料取替用水ピット（図1））の対応に対し、悪影響はないことを確認している。

（1）自己冷却式充てんポンプを使用する場合の影響

自己冷却式充てんポンプの水源は、代替格納容器スプレイポンプの水源と同じ燃料取替用水ピットとなる。従って燃料取替用水ピットへの海水等の補給開始が必要な時間への影響について評価を行う。

評価に際しては以下の条件を仮定する。

- ・自己冷却式充てんポンプの運転開始は事象発生後 130 分後とする。
- ・自己冷却式充てんポンプの炉心注入流量は 30m³/h 程度と想定されるが、保守的にポンプの定格流量の 45m³/h とする。
- ・自己冷却式充てんポンプの炉心注入により対応シナリオ自体が変わると考えられるが、当初のシナリオどおり代替格納容器スプレイポンプは事象発生後 3.5 時間後に運転開始とする。

上記の条件で評価した結果、燃料取替用水ピットへの海水等の補給開始が必要な時間は、事象発生後 15.6 時間後から 12.3 時間後に早まることとなるが、事象発生後約 8 時間後から、海水等の給水用ホース等の準備作業を開始することにより、対応は可能である。

（2）SG 直接給水用高圧ポンプを使用する場合の影響

SG 直接給水用高圧ポンプの水源は補助給水ピットであり、代替格納容器スプレイポンプの水源（燃料取替用水ピット）とは異なる。従って燃料取替用水ピットへの海水等の補給開始が必要な時間への影響はない。

なお参考として、保守的に事象発生後直ちに SG 直接給水用高圧ポンプを運転開始するケースを仮定した場合、補助給水ピットへは事象発生後 7.5 時間後までに海水等を補給する必要があるが、事象発生後 3.5 時間後から、海水等の給水用ホース等の準備作業を開始することにより、対応は可能である。

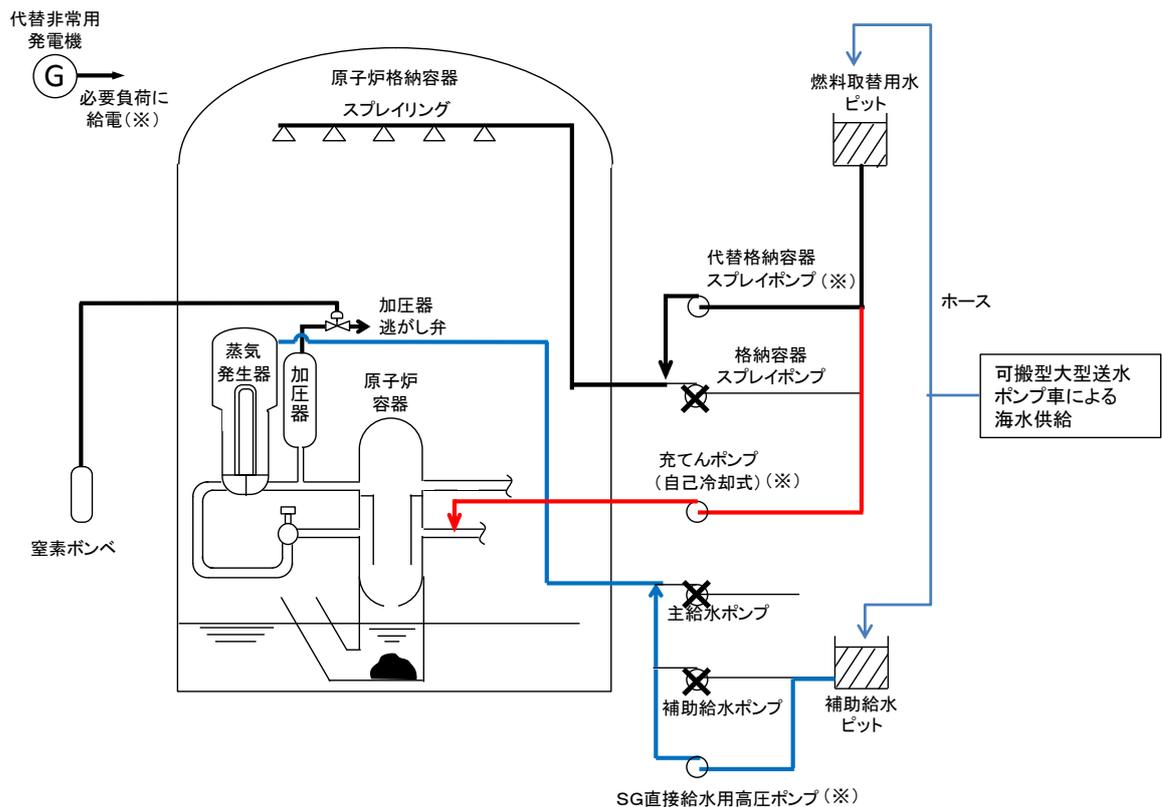


図1 水源の対応に係る概略系統

2. 電源の負荷容量への影響

有効性評価における機器の電源負荷の合計は 504kW であり、代替非常用発電機の給電容量の 3,200 kW 以下であることを確認している。

自己冷却式充てんポンプ及び SG 直接給水用高圧ポンプの負荷は、それぞれ 683kW 及び 381kW であり、これらの負荷を追加した場合の合計負荷は 1,568 kW であり、代替非常用発電機の給電容量の 3,200 kW 以下である。

従って、電源の負荷容量への悪影響はない。

3. 燃料の対応への影響

2. 項のとおり自己冷却式充てんポンプ及び SG 直接給水用高圧ポンプは代替非常用発電機から給電する。

有効性評価においては燃料消費量を、保守的に事象発生後直ちに代替非常用発電機を定格負荷で運転することで評価しており、自己冷却式充てんポンプ及び SG 直接給水用高圧ポンプを使用する場合もこの評価に包絡される。

従って、燃料の対応への悪影響はない。

以上

1-10 再循環ユニット等によるCV自然対流冷却について

1. CV限界圧力・温度における機器の健全性について

泊発電所3号機の評価事故シーケンスにおけるCV圧力・温度はCV限界圧力・温度を十分下回っているが、再循環ユニット等の機器はCV限界圧力・温度や放射線環境においても健全性を維持できる。

なお、機器の健全性評価については、工事計画認可申請書の説明において詳細説明する。
自然対流冷却に使用するユニット、ダクト類の構造図を添付1に示す。

(1) 再循環ユニットの強度

a. 冷却コイル

(a) 内圧が高い場合

日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格(2005年版(2007年追補版を含む。))」(JSME S NC1-2005/2007)(以下「設計・建設規格」という。)PPC1.3式に準拠して、CV内温度200°C、CV内圧力0.57MPaと設定して評価した。

(b) 外圧が高い場合

設計・建設規格 図PPC-3411-1により、限界温度(200°C)における引張許容応力と、(管の厚さ/管の外径)=1/15.2=0.066より、外面に許容される最高圧力を求めて評価した。

表1 再循環冷却コイル健全性評価結果

	内圧	外圧	必要肉厚	設計肉厚
(a)	1.5MPa	0.57MPa	0.316mm	1.0mm
	1.5MPa	0MPa	0.505mm	1.0mm
(b)	内圧	外圧	許容最高圧力	
	0MPa	0.57MPa	1.38MPa	

b. 再循環ユニット本体

格納容器が限界温度、限界圧力となっても、再循環ユニット内外で圧力差はなく、応力は発生しない。

(2) 再循環ユニットの耐震性

再循環ユニットは剛性の高い骨組鋼材に冷却コイル等を固定する構造であり、ユニット取付ボルトが十分な強度を有し転倒しなければ機器の健全性は保たれる。

耐震Sクラス相当の耐震評価を実施し、Ss地震動に対して定着部に発生する応力が許容応力以下であることにより確認した。

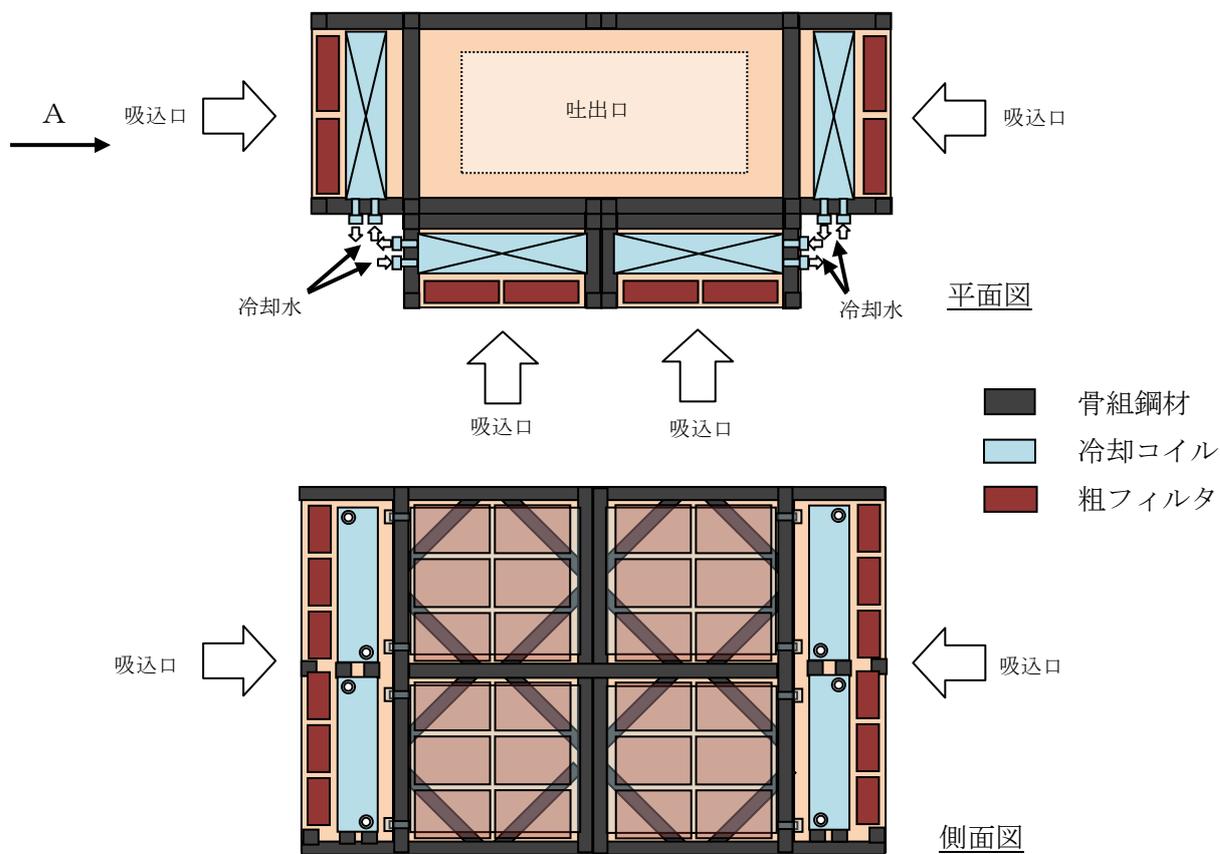


図2 再循環ユニットイメージ図

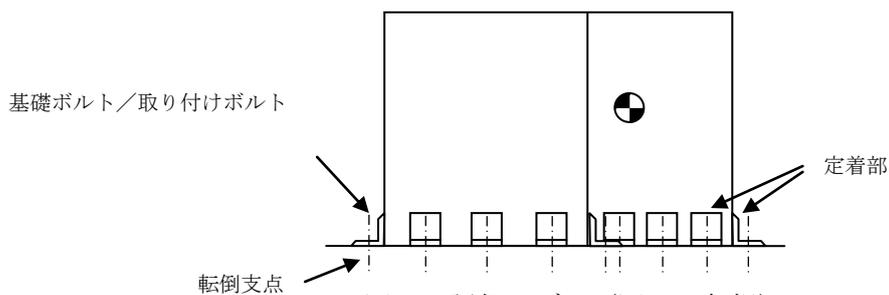


表2 評価結果

	発生値	許容値 ^{※1}	裕度
引張	112N/mm ²	207N/mm ²	1.84
せん断	32N/mm ²	159N/mm ²	4.96

※1) 地震発生時の格納容器雰囲気温度 (49℃) における許容値を示す。なお、仮に 200℃ を想定した場合においても、許容応力の低下割合は 2 割程度で問題となることは無く、十分な耐力を有していると言える。

(3) 温度等の影響

限界温度の機器材料への影響は表3に示すとおり、健全性に影響はない。

表3 温度影響のまとめ

材料	影響	健全性
冷却コイルチューブ、胴、ダクトなど金属材料	温度が上昇すると強度が低下	コイルは、上記評価の通り、強度上問題なし その他の金属材料は、150～200℃程度の温度による強度の変化はほとんどない
CCW配管との取り合い等のフランジガスケット（ノンアスベストシートガスケット）	最高使用温度260℃であり影響なし	健全性に影響なし
アクセスパネルの取り付けガスケット（ゴム系）	劣化の可能性	耐圧部でなく当該パネルは金属性ボルトで締結されていることから、外れることはなく、また、ユニット内外で圧力差も生じないことから機能に影響はない。

また、格納容器スプレイにより苛性ソーダ・ヒドラジンが格納容器内雰囲気中存在するような状態となっても、自然対流冷却の流路となる機器の金属材料・ガスケットともに劣化するものではなく、影響はない。

海水が混入した場合においても、鋼材はメッキ・塗装による防食処置がなされており、また、銅系材料は海水に対して耐食性を有することから、機能に影響が出るような腐食が発生する可能性は低い。

(4) 放射線影響について

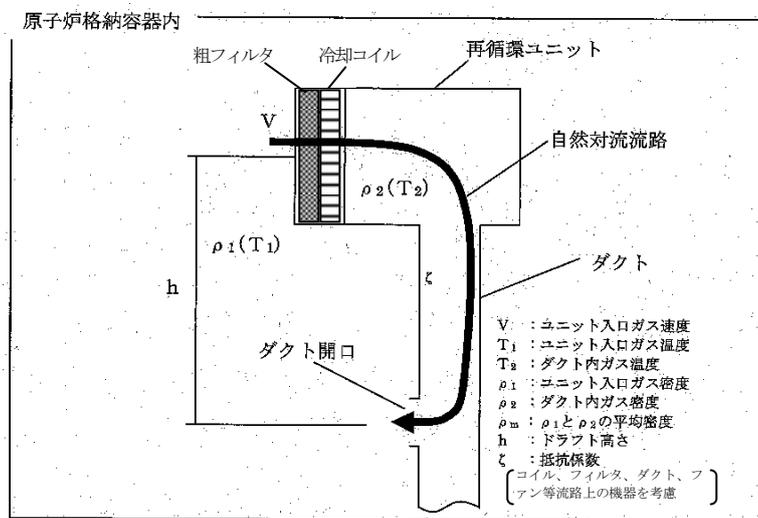
炉心熔融後の格納容器内は非常に強い放射線環境となる。自然対流冷却用いる再循環ユニット等は静的機器であり、放射線の影響を受ける電子機器などは用いていないため、放射線影響はないと考えられる。

また、再循環ユニットのアクセスパネルの取り付け等にゴム系のガスケットを用いているが、これが劣化しても除熱性能や強度に影響をしない。非アスベスト系のシートパッキンは放射線による劣化はない。

2. 再循環ユニット等の除熱能力について

(1) 再循環ユニット等によるCV自然対流冷却の原理

再循環ユニット等（再循環ユニット、ダクト及びダクト開放機構）は添付1に示す構造である。原子炉補機冷却水または海水の再循環ユニット通水により、再循環ユニット内に冷気が形成され、ダクト開放機構を通して冷気が放出されることにより、CV自然対流冷却を行う。（下図流動モデル参照）



圧力損失の内訳

要素	抵抗比率
粗フィルタ	82%
冷却コイル	7%
ダクト (ファン等を含む)	11%

図4 再循環ユニットにおける自然対流モデル

自然対流冷却流量（再循環ユニット入口混合ガス速度）は、再循環ユニットのドラフト高さ、密度差による自然対流力と流路圧損のバランスにより決まる。

$$\text{自然対流力} \quad P_d = h \times (\rho_2 - \rho_1)$$

$$\text{圧損} \quad \Delta P = \zeta \times V^2 \times \rho_m \div 2g, \quad \rho_m = (\rho_1 + \rho_2) / 2$$

$$\text{自然対流冷却流量} \quad V = \{ 2g h / \zeta \times (\rho_2 - \rho_1) / \rho_m \}^{0.5}$$

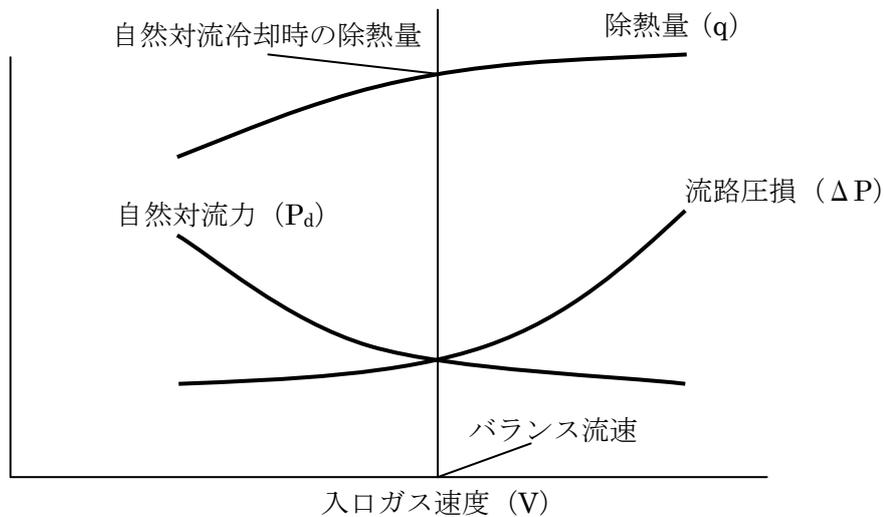


図5 自然対流冷却におけるバランスイメージ図

再循環ユニット等によるCV自然対流冷却除熱量は、ガス速度初期値と再循環ユニット入口ガス温度・密度 (T_1, ρ_1) を入力し、除熱量評価式からダクト内ガス温度・密度 (T_2, ρ_2) を求めて上記のバランス式を解いてガス速度を計算し、繰り返し計算で再循環ユニット入口ガス速度と除熱量を決定する。

この計算を格納容器雰囲気温度（再循環ユニット入口ガス温度）ごとに行い、格納容器雰囲気温度に対する除熱量を求めている。（図6参照）

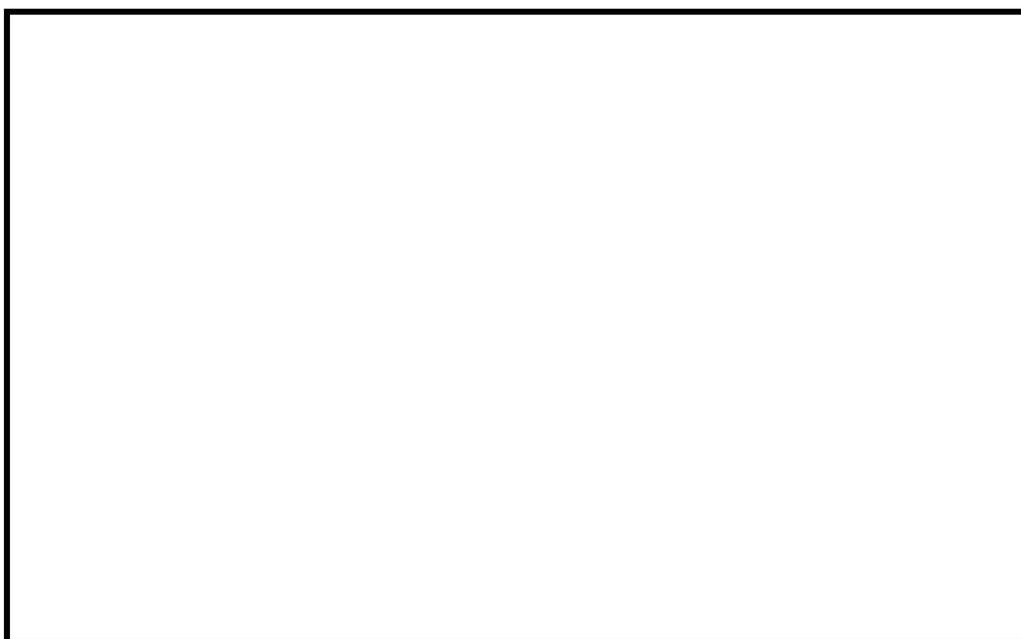


図6 重大事故時の格納容器再循環ユニット除熱量

(2) 標準3ループ再循環ユニット等と泊3号機再循環ユニット等の除熱能力

標準3ループ再循環ユニット等と泊3号機再循環ユニット等の自然対流冷却による除熱性能にかかる主な相違点は以下のとおりであり、除熱量はほぼ同等である。

表4 除熱性能の相違について個別要素^{※1}の影響 (at132°C)

	泊3号	標準3ループプラント	(概算の影響量)
冷却水流量	82m ³ /h	120m ³ /h	① 約70%
冷却水温度 ^{※3}	32°C (ΔT=98°C程度)	35°C (ΔT=95°C程度 ^{※2})	② 約103%
ドラフト高さ ^{※4}	約19m (流速:0.17m/s)	約5m (流速:0.12m/s)	③ 約140%
除熱量	5.6MW	5.8MW	ほぼ同等 (①×②×③)

※1 本表は除熱性能にかかる個別の要素の影響を評価するため、他の条件を泊3号機の場合とした場合の比較をおこなったものである。

※2 冷却水流量を泊3号相当(82m³/h)で冷却水温度を35°Cとした場合のΔTであり、実際は冷却水流量が120m³/hであることから冷却水温度のΔTが変化するため、標準3ループプラントのΔTは70°C程度となる。

※3 事象により海水で冷却するが、原子炉補機冷却水での冷却を評価することで保守的な評価としている。泊3号機では、それまでの標準的な設計の海水温度30°Cに対し、海水温度26°Cであるため、原子炉補機冷却水温度を低くすることが可能となっている。(これにより通常運転時の原子炉補機冷却水ΔTも標準的な設計4°C程度から6°C程度まで確保することができ、上記冷却水流量で同等の性能を確保することが可能となっている)

※4 ドラフト高さが高いほど自然対流力が高くなり、混合ガスの流量が大きくなることから、流速にほぼ比例し除熱量が大きくなる。

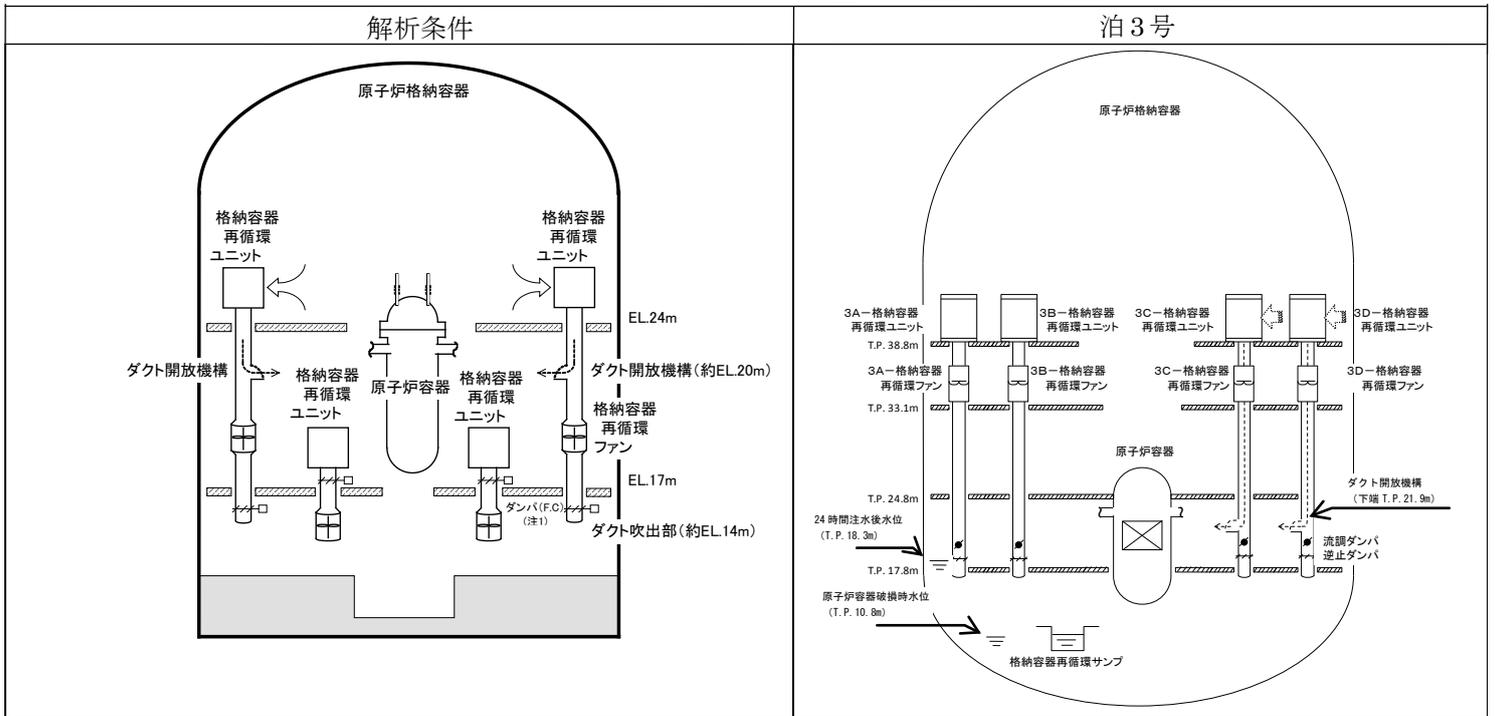


図7 標準3ループプラントとの比較

空気・蒸気の混合ガスにおける除熱評価式の妥当性について

1. 検証試験の概要

事故時と同様の空気と飽和水蒸気の混合ガスにおける除熱評価式の検証を、実機を模擬した試験装置により行った。試験の概要は以下の通り。

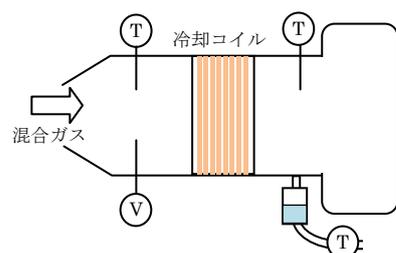


図1 試験装置の概念図

表1 主な再循環ユニット凝縮熱伝達実験条件

	実験条件	実機条件 (参考：泊3号機)
初期条件全圧	2～5ata	3.9～6.8ata
初期条件温度	93～139℃	132℃～155℃
混合ガス流速	0.1～0.4m/s	0.1～0.2m/s
冷却水入口温度	常温	同左
冷却水流量	13m ³ /hr (コイル1基あたり)	10.3m ³ /hr (コイル1基あたり)

2. 試験結果

検証試験結果の除熱量と評価式による除熱量の比較を図2に示す。評価式による除熱量は保守的な評価になっている。



図2 実験による検証試験データと除熱評価との比較

混合ガスの冷却（除熱）の評価では、下図に示すとおり、混合ガスからの伝熱（凝縮熱伝達①+温度差による熱伝達②）と凝縮膜から冷却水の熱伝達（③）がバランスすることをを用いて除熱量を評価する。

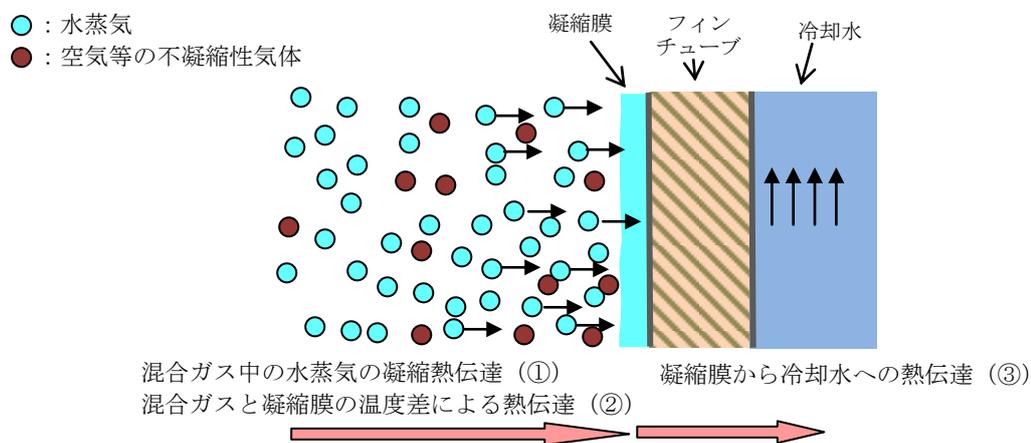


図3 再循環ユニット等による混合ガスの除熱（冷却）現象

この中で、ガスから凝縮膜へ伝熱される熱量（①+②）については、約9割以上が①の水蒸気凝縮の凝縮伝熱であり、格納容器雰囲気が高温度になるほどその割合が多くなる（泊3号機では、130℃で97%以上、155℃で98%以上）。

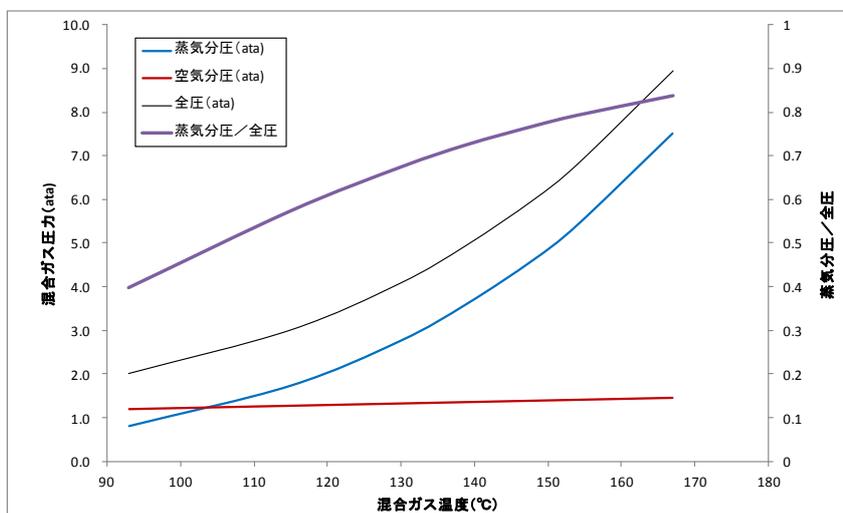


図4 水蒸気過圧された場合の格納容器内雰囲気条件

なお、これらの除熱評価式、実機試験は共に飽和蒸気条件を前提としている。また、有効性評価で自然対流冷却を期待しているいずれのシーケンスでも蒸気条件は飽和状態となっている。

MAAPコードにおける再循環ユニット等による除熱の取扱い

除熱評価式で計算する除熱量データを MAAP コードに受け渡す。

具体的には、下図に示すように MAAP の上部区画から空気・飽和蒸気の混合気体を吸気し、除熱後、アニュラ区画内に放出するよう、除熱式で除熱量を計算し、熱解析を行う。

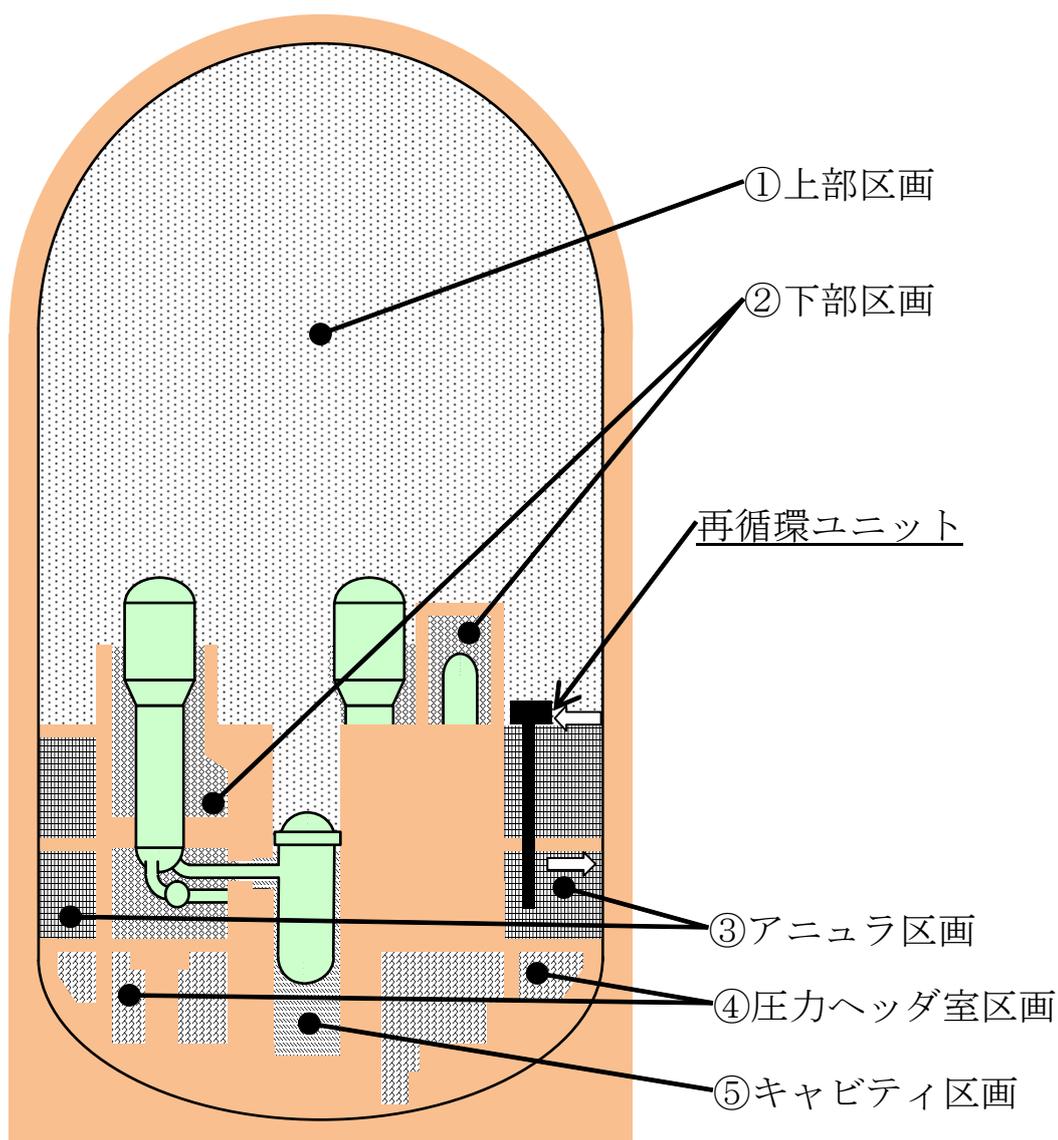
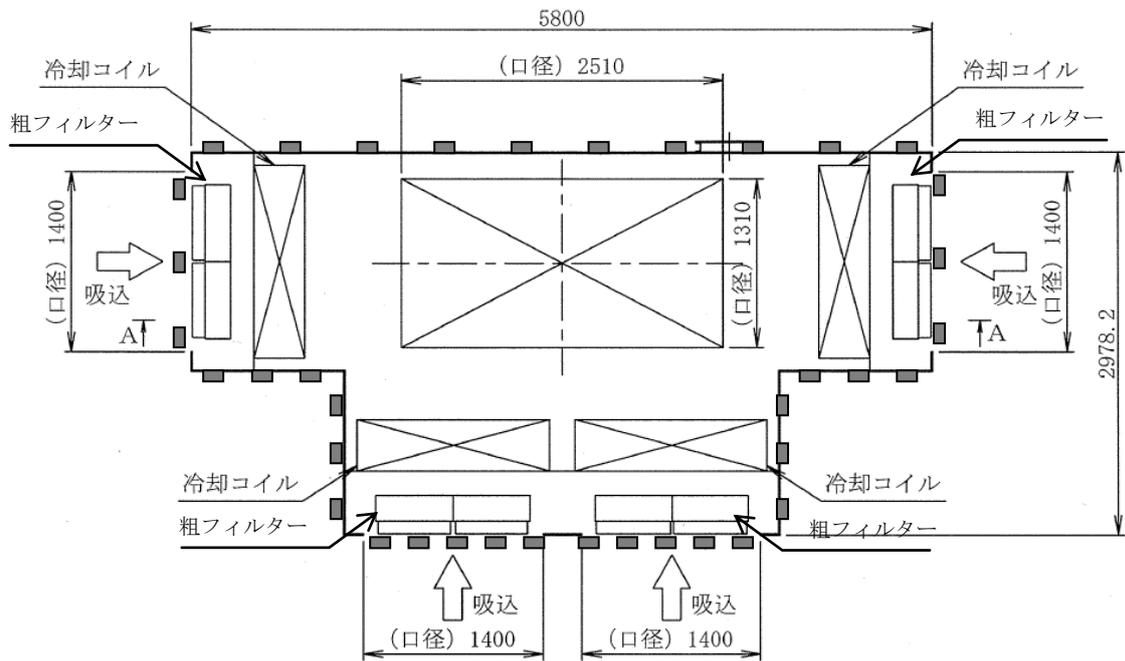
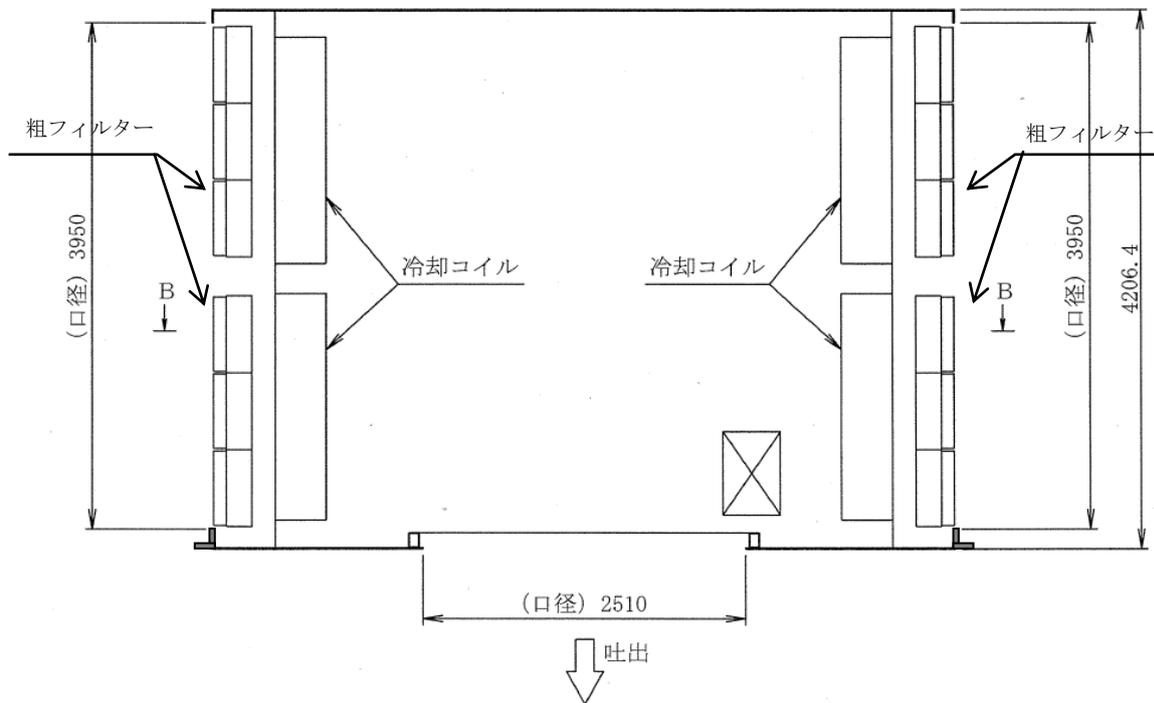


図 MAAP の Node の区画イメージ



平面図 (断面B-B)



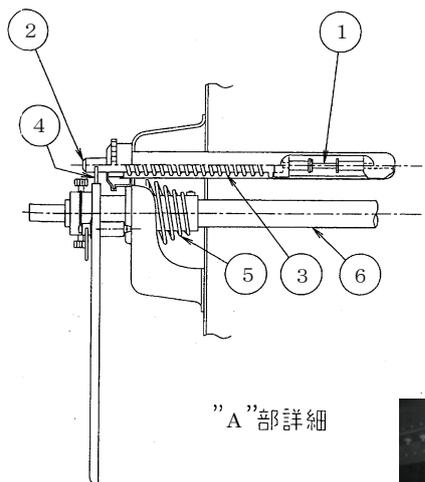
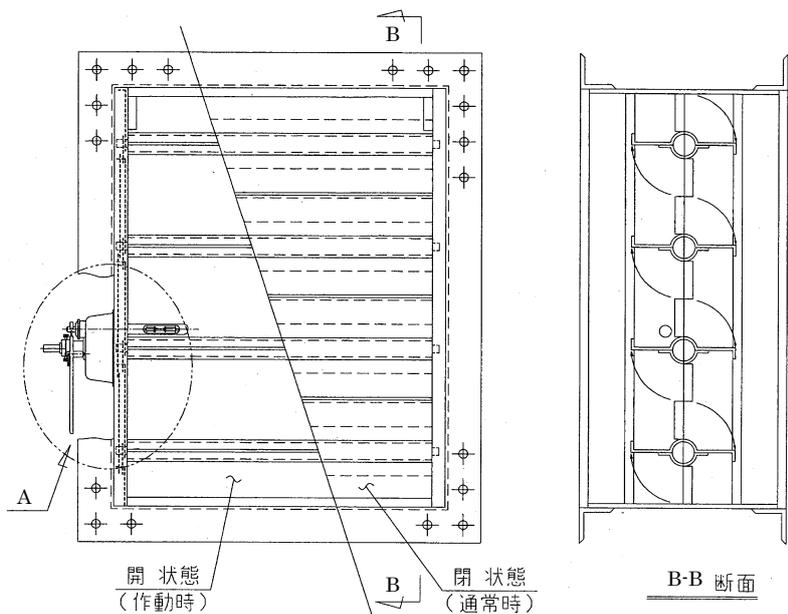
側面図 (断面A-A)

■ : 定着部

図 格納容器再循環ユニット構造図



格納容器再循環ユニット



- ① メルティングヒューズ
- ② ヒューズ押しピン
- ③ 押し出しスプリング
- ④ フック
- ⑤ 作動スプリング
- ⑥ シャフト

”A”部詳細



図 ダクト開放機構

2-1. 有効性評価の条件設定の考え方

【水素燃焼】

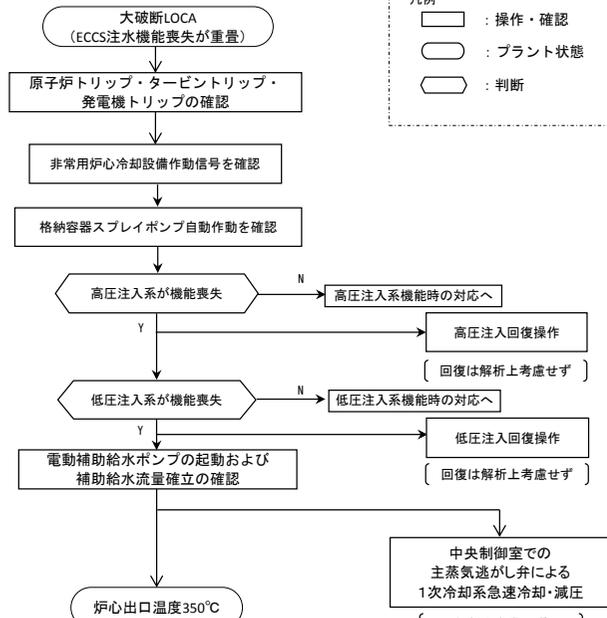
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉出力（初期）	100%(2,660 MWt)×1.02	崩壊熱等を保守的に評価する観点から、定格熱出力に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定 原子炉出力を高く設定することで、崩壊熱は大きくなり、早期に炉心損傷する観点から厳しい設定
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	冷却材喪失時に流出量が多く、事象の推移を保守的に評価する観点から、定格値に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1次冷却材平均温度（初期）	304.5℃	実運転上の100%設定値
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	「55Gウラン燃料+1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（なお、FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	炉心への注入を遅くする最低の圧力とし、早期に炉心損傷する観点から厳しい設定
蓄圧タンク保持水量	29.0m ³ /基（最低保持水量）	炉心への注入量を遅くする最低の水量とし、早期に炉心損傷する観点から厳しい設定
原子炉格納容器 スプレイポンプによる スプレイ流量	1,290 m ³ /h/台（最大流量）	原子炉格納容器への注水量を多くすることで水蒸気凝縮を促進し、水素濃度の観点から厳しい設定
破断位置、口径	高温側配管の完全両端破断	格納容器内へ早期にエネルギーが放出され、事象進展の観点から厳しい設定

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	GOTHIC	—
PAR 性能	1.2kg/h/台 (水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa 条件)	泊発電所 3 号機的设计値 (補足説明資料 2 - 4)
PAR 台数	5 台	泊発電所 3 号機的设计台数 (補足説明資料 2 - 4)
水素の発生	全炉心 Zr 量の 75% と水の反応に よる水素発生を考慮	—
	水の放射線分解及び金属腐食に よる水素発生を考慮	—
原子炉格納容器自由体積	65,500m ³ (最小値)	泊発電所 3 号機的设计値

【解析上の対応手順の概要フロー】

【運転要領(案)】

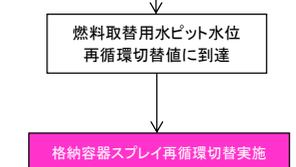
(解析上の時刻)
(0分)



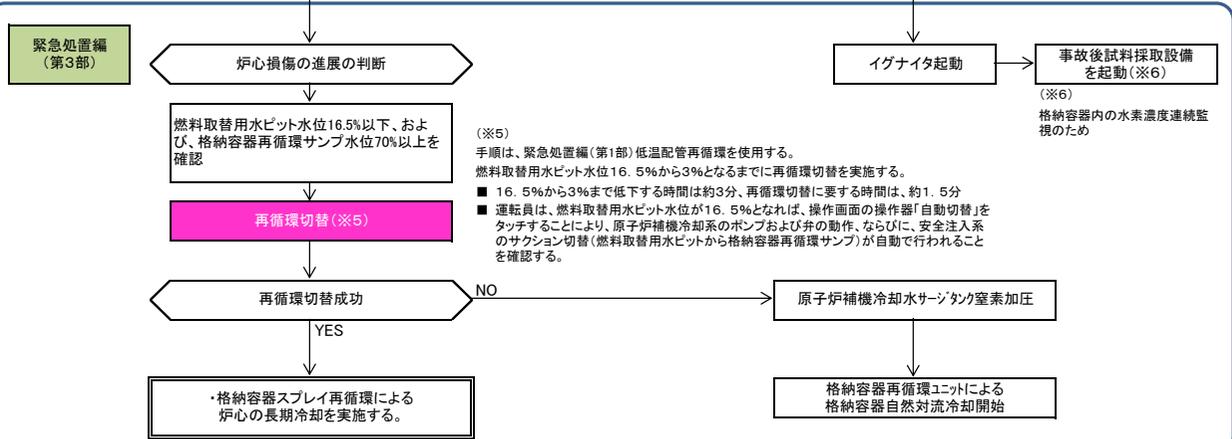
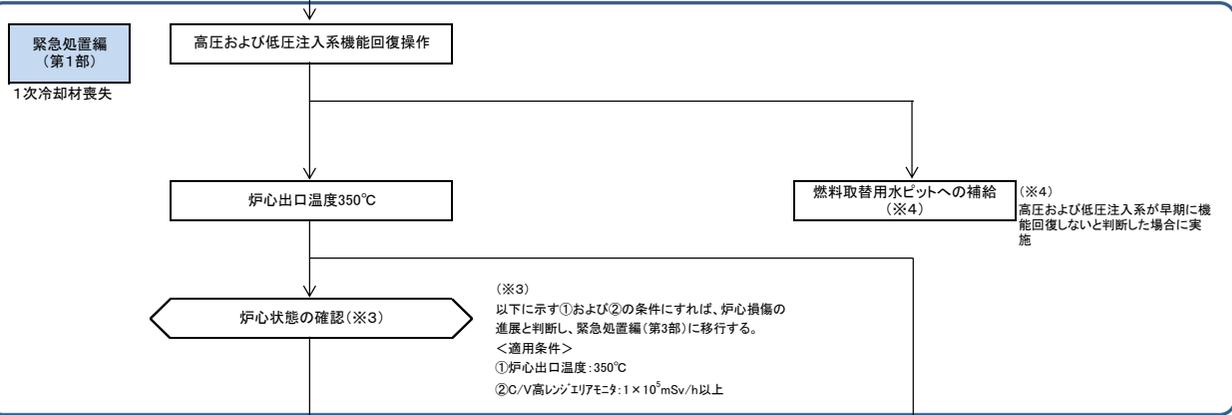
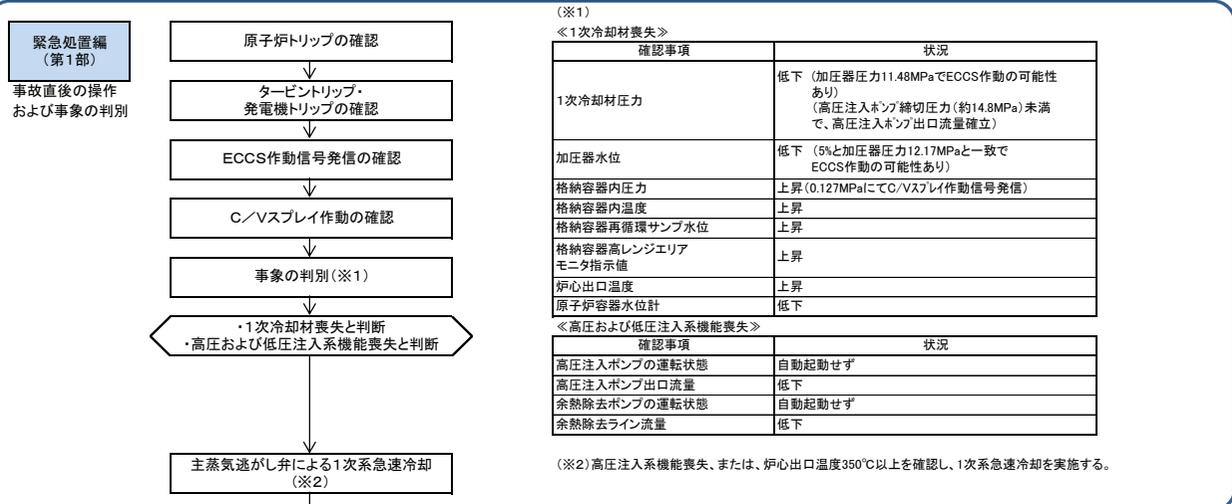
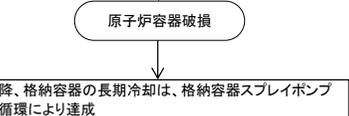
(約24分)



(約35分)



(約1.3時間)

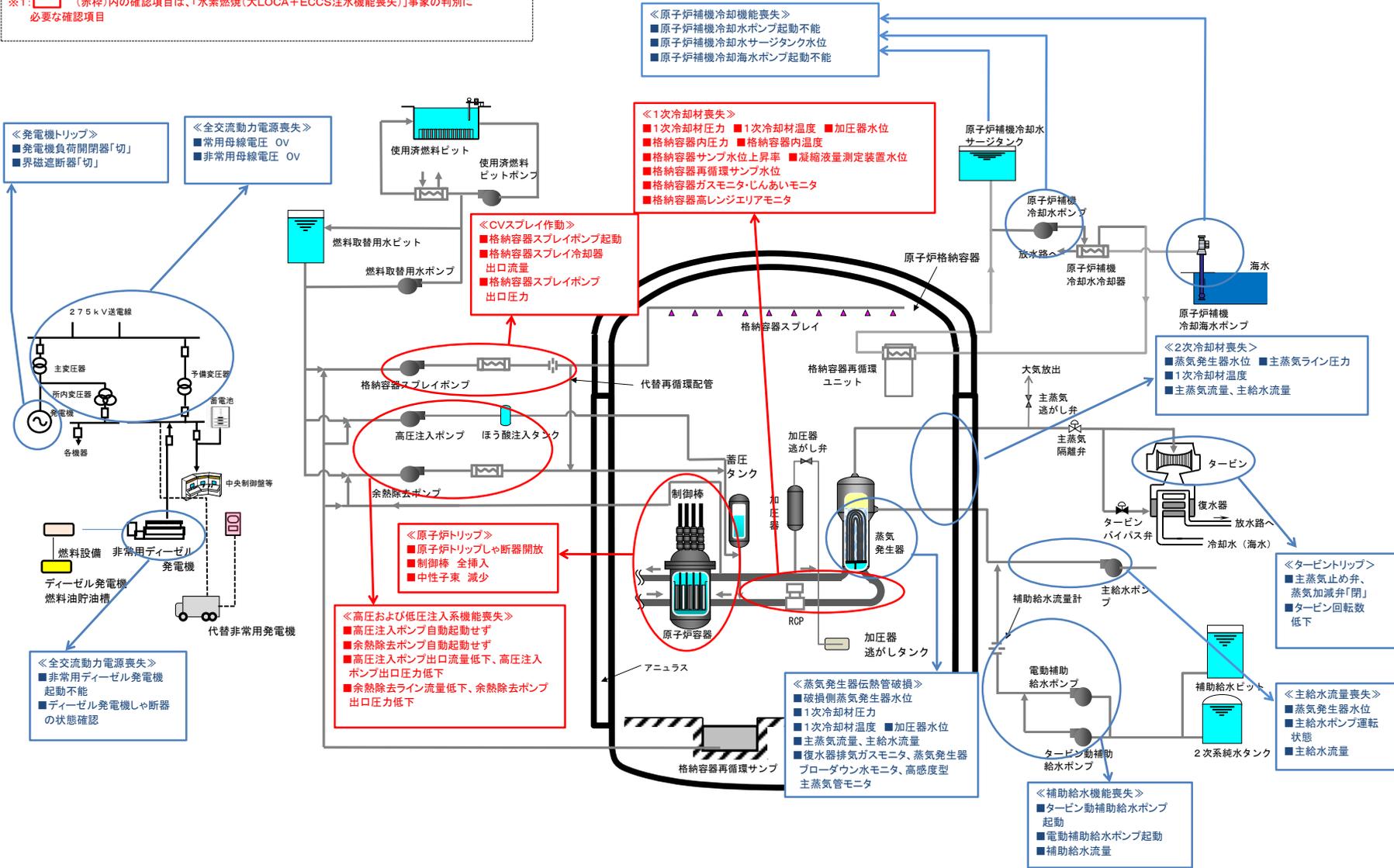


2-2-1

2-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 水素燃焼(大LOCA+ECCS注水機能喪失)

※1: (赤枠)内の確認項目は、「水素燃焼(大LOCA+ECCS注水機能喪失)」事象の判別に必要な確認項目

2-3-1



2-4. 原子炉格納容器内水素処理装置の仕様等について

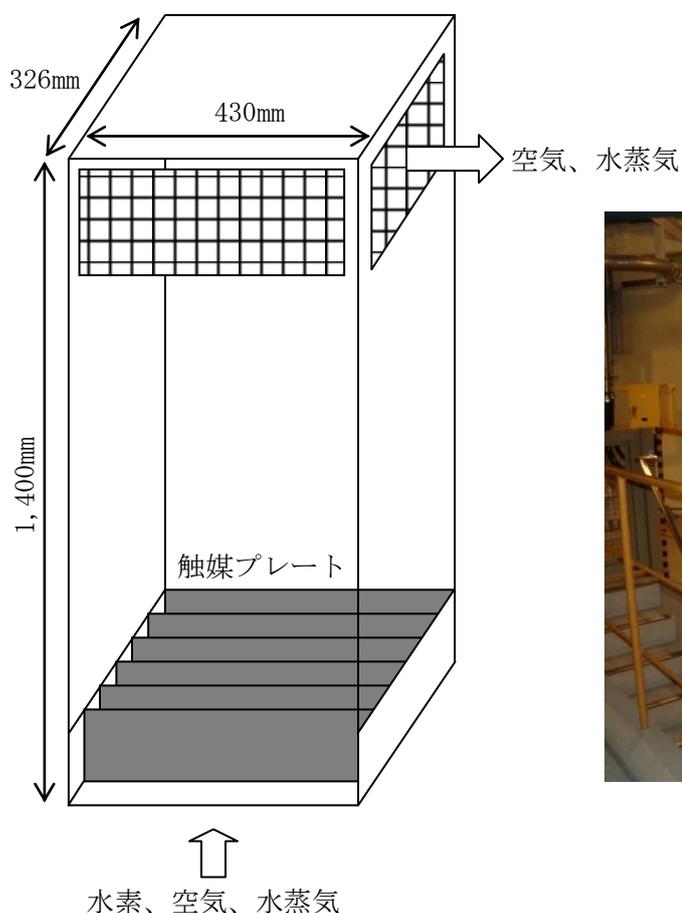
1. 水素処理の原理

原子炉格納容器内水素処理装置（以下「PAR」という。）の下面から水素ガスが内部へ流入すると、触媒プレート上で水素再結合反応が発生する。反応熱による温度上昇により、PAR 内部で上昇流が発生し、再結合反応で生成した水蒸気等は上部の排気口から排出される。

2. 仕様

種 類	静的触媒式水素再結合装置	
最高使用温度	約 500℃	
再結合効率	1.2kg/h/個（水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa）	
材 料	筐 体	SUS304 相当
	触媒プレート	白金系金属
台 数	5	

3. 主要寸法及び外観



PAR 外観

4. 設置場所

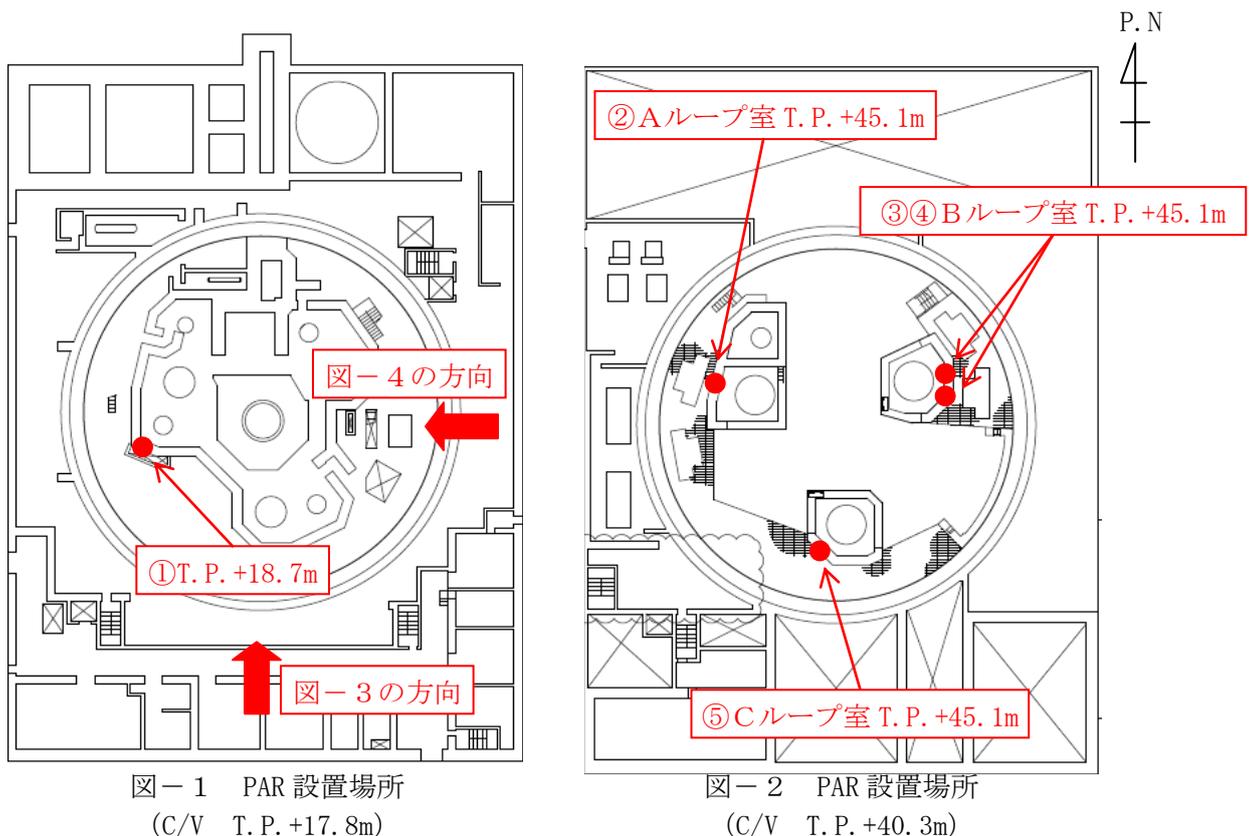
(1) 設置場所の考え方

PARは、触媒反応により比較的緩やかに水素を処理するものであり、炉心損傷に伴うZr-水反応及び水の放射線分解により発生し原子炉格納容器(以下「C/V」という。)内に放出される水素を長期的に低減させることを目的に設置する。

PARによる水素処理を効率的に行うため、C/V内に放出される水素が自然循環対流により良く混合し集まるC/V内上部ドーム部に重点的に4台、C/V内下部の水素放出源に近い開口部に1台、PARを設置する。

C/V内上部ドーム部については、上記のとおり、水素は自然循環対流により良く混合するため、PARの配置が水素除去性能に及ぼす影響は小さいことから、耐震性確保、点検・検査時のアクセス等の保守性、水素処理時の高温ガスによる影響等の安全性の観点で総合的に判断し、Aループ室及びCループ室の上部に各1台、C/V内水素放出源からの水素拡散経路を考慮しBループ室の上部に2台設置する。

(2) 設置場所



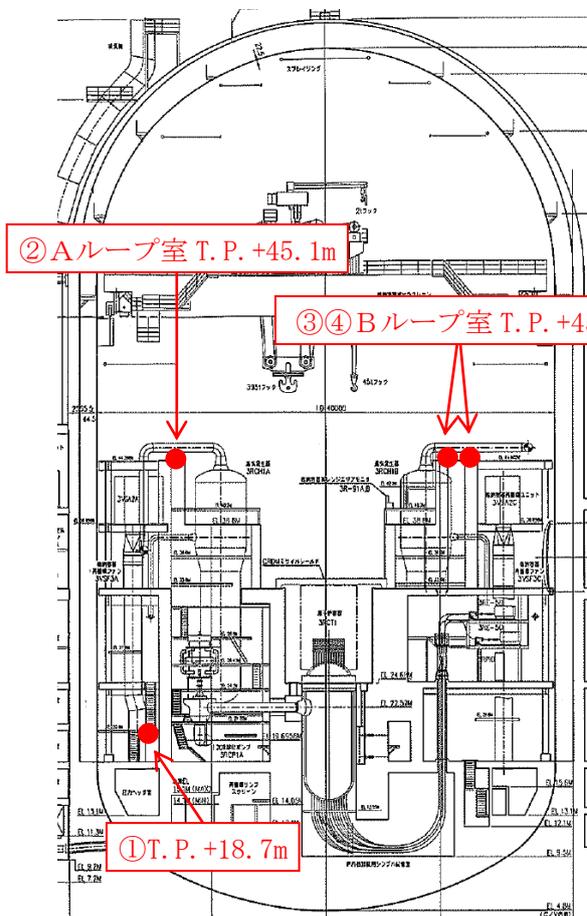


図-3 PAR 設置場所 (断面①)

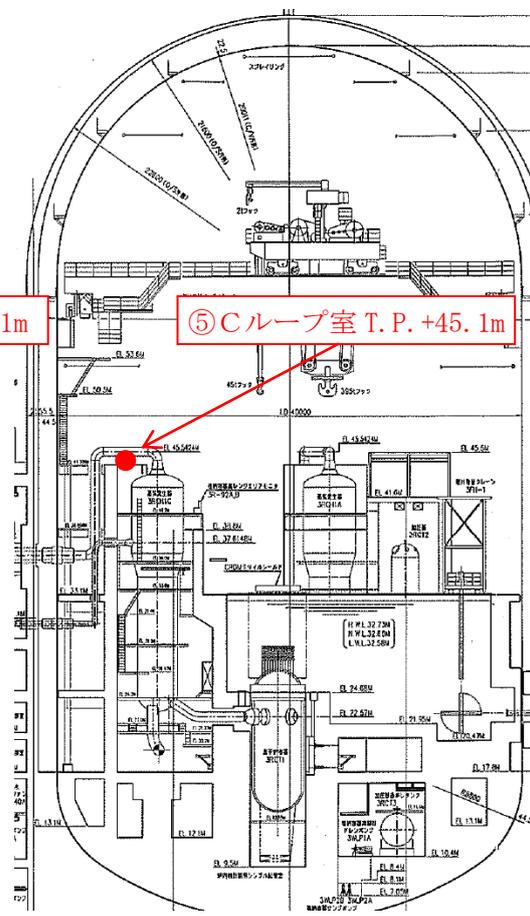


図-4 PAR 設置場所 (断面②)

5. 水素除去性能について

(1) 水素除去性能

泊発電所3号機に設置するPARは、メーカーの基本仕様として、1台当たり1.2kg/h（水素濃度4vol%、圧力0.15MPaのとき）の水素除去性能を有しており、これをC/V内に5台設置する。

PARの水素除去性能を示す再結合効率は、水素濃度、圧力等により変化し、1台当たりの再結合効率は、(1)式の評価式で与えられる。図-5は、圧力0.15MPa時の再結合効率を示したものである。

$$\gamma = \eta \cdot \min(X_{H_2}, 2 \cdot X_{O_2}, 8.0) \cdot (A \cdot P + B) \cdot \tanh(X_{H_2} - 0.5) \quad (1)$$

ここで、

- γ : 再結合効率 (g/s)
- η : 1.0 ($X_{O_2} > X_{H_2}$ の場合)
- X_{H_2} : 水素濃度 (vol%)
- X_{O_2} : 酸素濃度 (vol%)
- P : 圧力 (MPa)
- A及びB : 係数

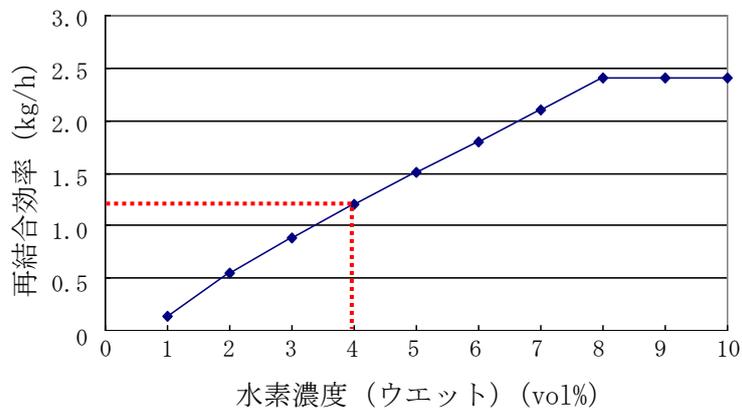


図-5 PAR 1台当たりの再結合効率 (圧力0.15MPa時)

(2) 実証試験結果（水素除去性能の妥当性確認）

以下の実証試験により、泊3号機に設置する PAR の水素除去性能の妥当性を確認した。

- a. 1/2 スケールモデルによる水素除去性能実証試験
- b. 再結合反応開始時の水素濃度の影響
- c. 高水素濃度の影響
- d. 格納容器スプレイの影響
- e. エアロゾルの影響

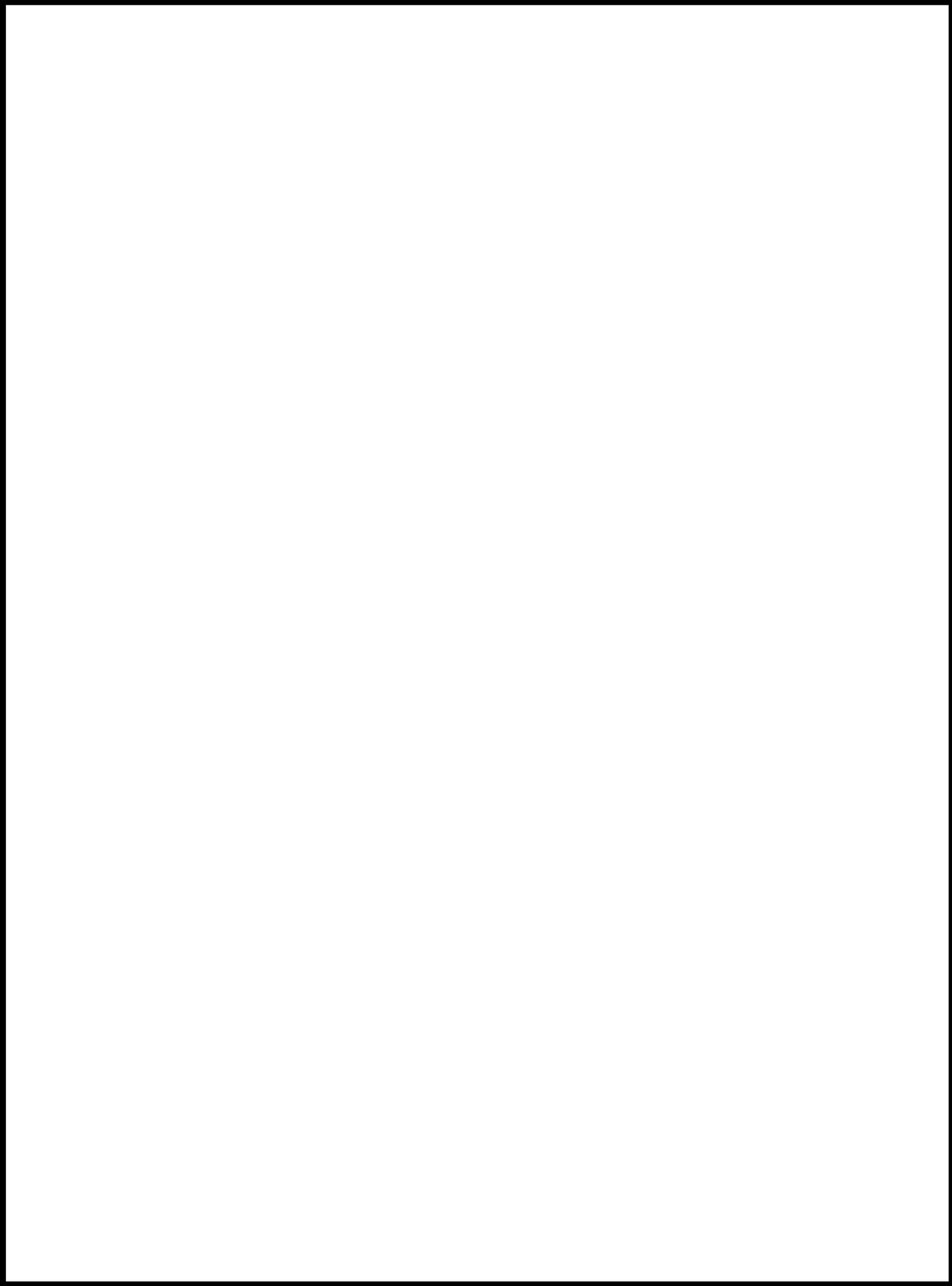
a. 1/2 スケールモデルによる水素除去性能実証試験

OECD/NEA の THAI Project では、今回泊3号機に設置する PAR と同型で規模が約 1/2（触媒プレート数が半分）の試験装置において PAR による水素処理試験が実施されている（図-6, 7）。

本試験条件は、触媒プレート数が泊3号機に設置する PAR の半分であり、触媒反応は触媒の表面積に比例することから、本試験における水素濃度 4vol%時の理論的な水素処理量は 0.6kg/h となるが、試験結果は 0.6kg/h よりやや低い値となっている。

これは、試験用に風速計及び風量を適切に計測するための風洞を PAR 入口に取り付けたことにより実機に比べ流体が流れにくくなっていること並びに計測機器の取り付けにより実質的な触媒プレート表面積が狭くなったことに起因すると考えられる。これを踏まえると、泊3号機に設置する PAR の再結合効率 1.2kg/h（水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa 時）は妥当であると考えられる。

なお、本試験では、水素燃焼の影響も確認しており、水素が燃焼した後においても PAR の性能が維持されることが確認されている。



b. 再結合反応開始時の水素濃度の影響

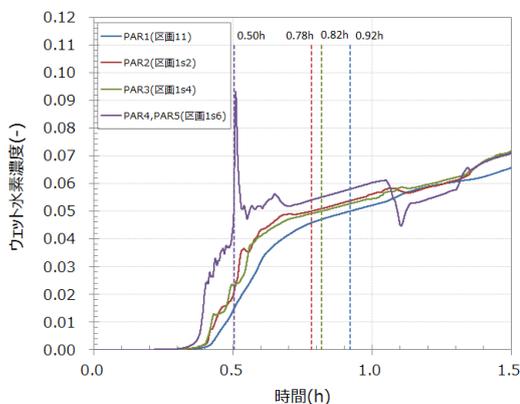
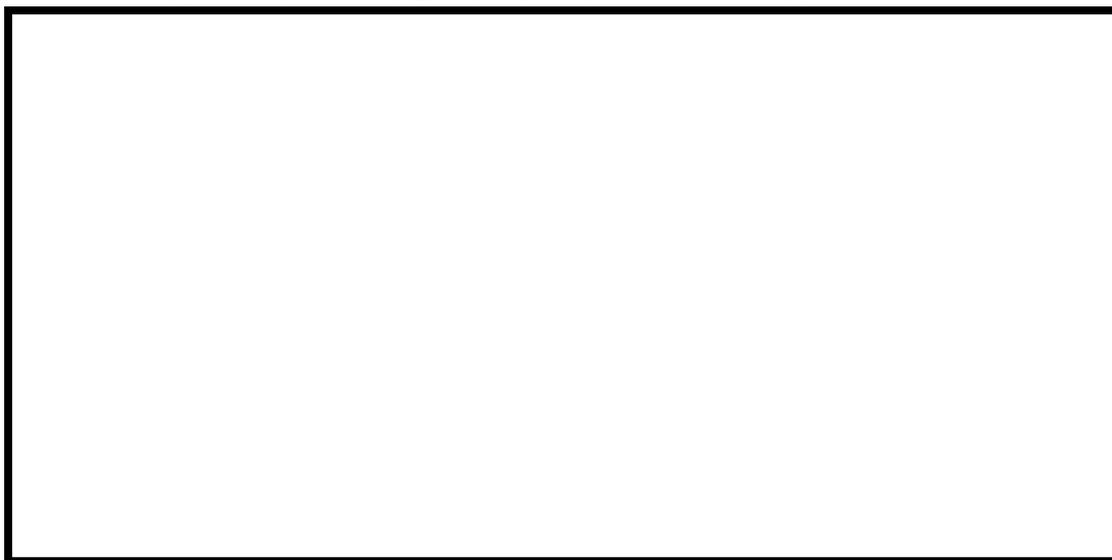
上記 OECD/NEA の THAI Project において、水蒸気濃度、圧力等の試験条件により PAR の再結合反応が始まる水素濃度が異なる結果が得られている（図－8）。この試験結果を踏まえ、再結合反応開始時の水素濃度の影響を評価した。

本試験結果では、水素濃度 4.5%までに再結合反応が開始していることから、水素濃度 5%で再結合反応が始まると仮定する。

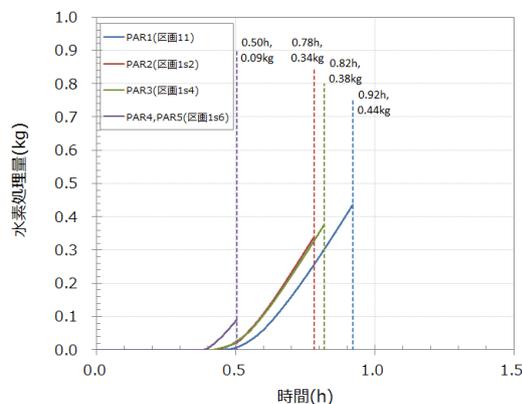
泊 3 号機における PAR 設置区画の水素濃度推移の解析結果を図－9 に示すが、水素濃度が 5%に到達する時間は、0.5h、0.78h、0.82h 及び 0.92h である。泊 3 号機に設置する PAR の水素処理量の積算値の解析結果を図－10 に示すが、上記時間までの積算処理量は、0.18kg (0.09kg×2 台)、0.34kg、0.38kg 及び 0.44kg の合計約 2kg である。

これは、水素濃度のピーク時点の水素放出量（約 660kg）の約 0.3%であり、水素濃度（ドライ換算）のピーク（約 11.6%）が約 0.03%増加する程度である。

したがって、再結合反応開始時の水素濃度が C/V 内の水素濃度に与える影響は小さく、これを解析上考慮する必要はないと考えられる。



図－9 PAR 設置場所の水素濃度推移



図－10 PAR の水素処理量（積算）

c. 高水素濃度の影響

AREVA 社の試験プログラムの中の TÜV において、水素燃焼による PAR への影響を確認しており（表－1）、水素燃焼後の損傷及び機能的な影響は見られなかったことが報告されている。

表－1 TÜV 試験の概要

実施主体（施設）	TÜV (Karlstein(AREVA NP))
試験条件	・試験温度：約 25～144℃ ・水素濃度：約 4～15vol% ・蒸気濃度：約 0～60vol%
PAR 試験体	AREVA 社小型 PAR

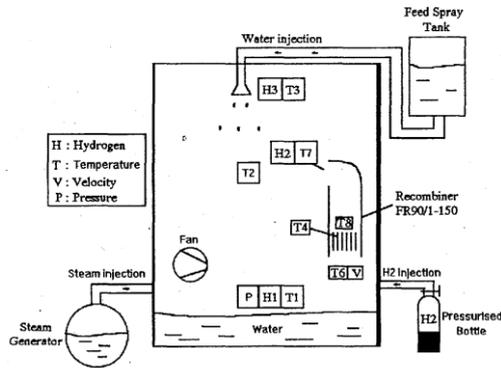
[出典] Response to Request for Additional Information No. 323,
Supplement 1 U.S.EPR Design Certification Application

d. 格納容器スプレイの影響

EDF の KALI-H2 Test では、格納容器スプレイ動作時の PAR の性能影響を確認しており（表-2、図-11）、格納容器スプレイが動作する場合、動作しない場合に比べ若干性能が低下すると報告されている。

表-2 KALI-H2 Test の概要

試験名（実施時期）	KALI-H2 Test (1993~1995, 1998)
実施主体（施設）	EDF (Cadarache)
試験条件	<ul style="list-style-type: none"> ・試験温度：約 100~140℃ ・試験圧力：約 2.3~5.2bar ・水素濃度：約 10vol% (ドライ) ・スプレイ水：NaOH/ほう酸水 ・スプレイ流量：0.0736kg/s ・試験装置体積：15.6m³
PAR 試験体	AREVA 社小型 PAR (FR90/1-150)



試験装置

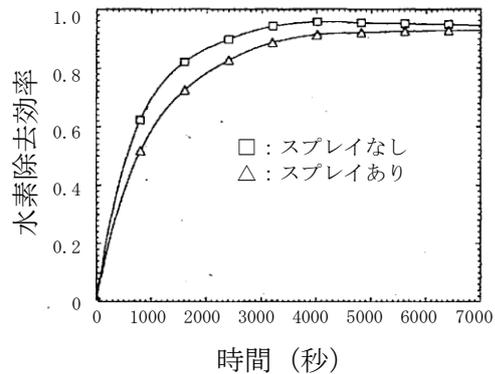
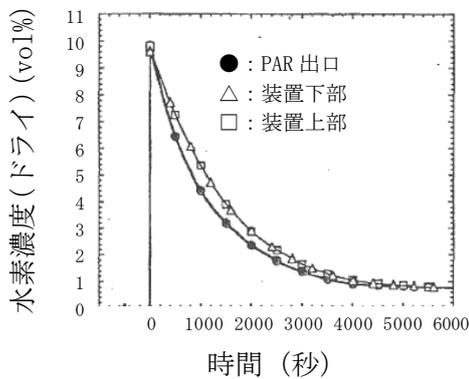
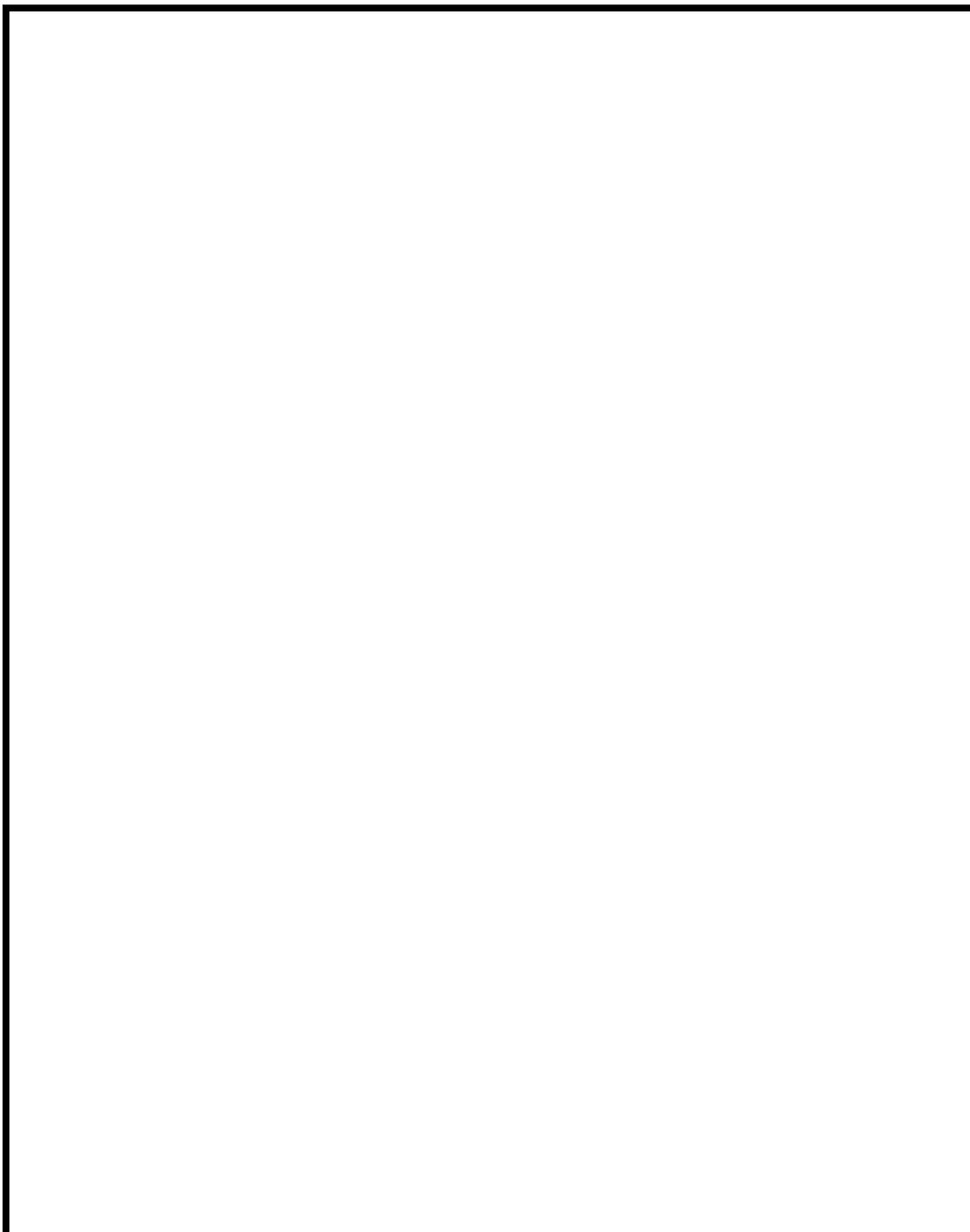


図-11 KALI-H2 Test の試験結果（格納容器スプレイの影響）

〔出典〕 Hydrogen Mitigation by a SIEMENS Recombiner in KALI Facilities)

また、メーカー社内においても同様の試験を実施し、PAR の水素除去性能が格納容器スプレイの影響を受けないことを確認している（図-12～14）。

単位体積当たりの格納容器スプレイの流量を比較すると、KALI-H2 Test は約 4.7g/s/m^3 、メーカー社内試験は約 159g/s/m^3 であり、泊3号機の約 11g/s/m^3 は両者の間にあることから、泊3号機の格納容器スプレイが PAR の水素除去性能に及ぼす影響は小さいと考えられる。

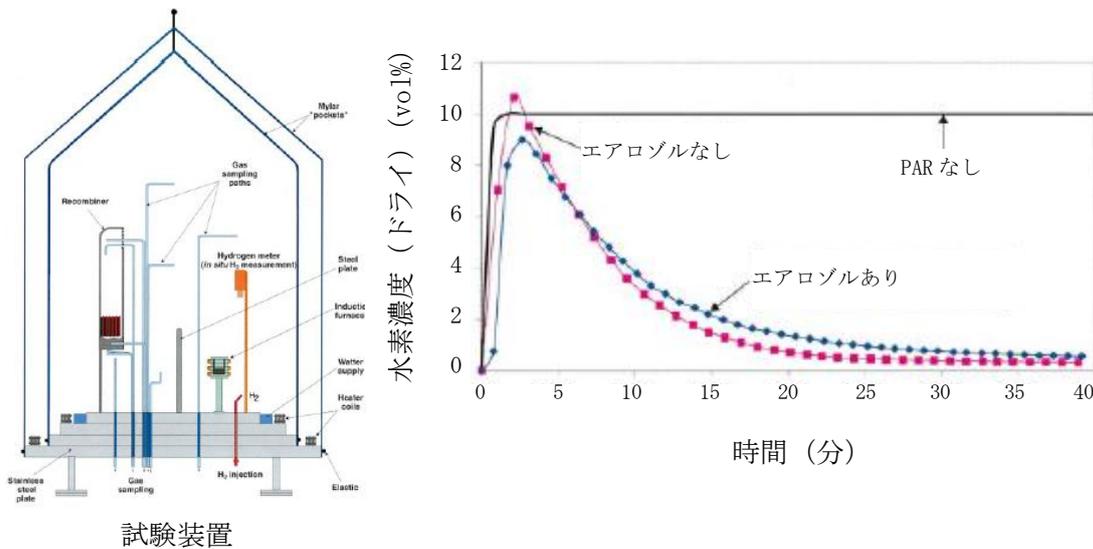


e. エアロゾルの影響

IPSN の H2PAR Program では、エアロゾル存在下の PAR の性能影響を確認しており（表－3、図－15）、エアロゾルが PAR の性能に有意な影響を与えないことが報告されているが、本シーケンスにおける泊3号機のエアロゾル浮遊濃度の最大値は約 800mg/m³（図－16）と本試験条件（200mg/m³）を超えており、上記試験結果を単純に適用することは難しい。

表－3 H2PAR Program の概要

試験名（実施時期）	H2PAR Program(1996～2000)
実施主体（施設）	EDF, CEA/IPSN(Cadarache)
試験条件	<ul style="list-style-type: none"> ・試験温度：約 80℃ ・水素濃度：約 6～10vol%（ドライ） ・エアロゾル：よう素他 200mg/m³
PAR 試験体	AREVA 社小型 PAR



図－15 H2PAR Program の試験結果

〔出典〕 IRSN research and development on hydrogen risk during severe pressurized water reactor accidents)

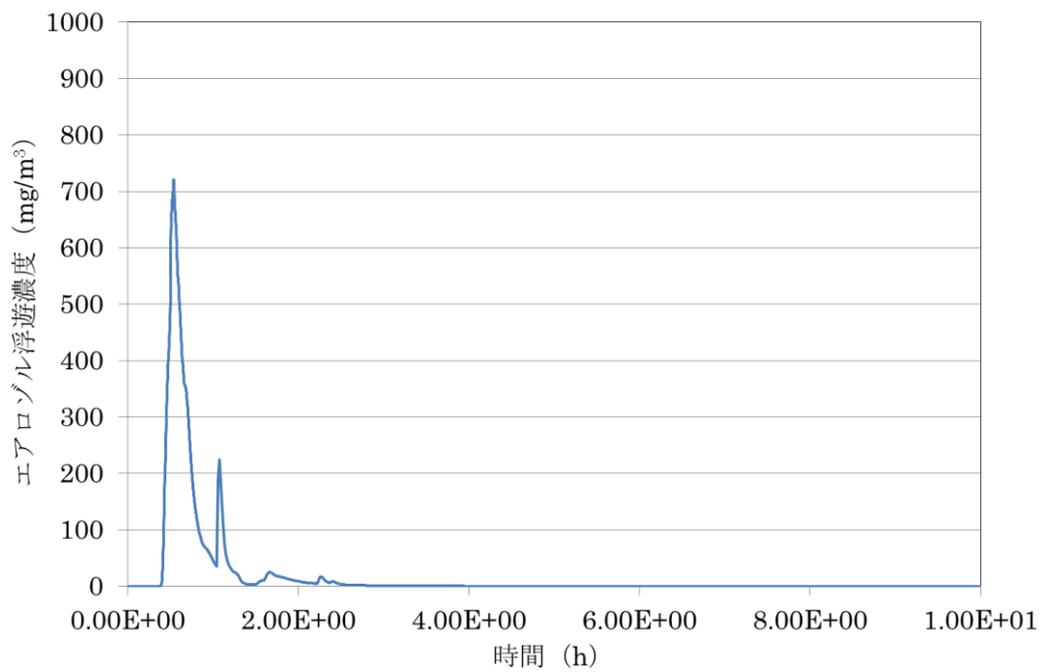


図-16 エアロゾルの浮遊濃度 (ドーム部)

一方、OECD/NEA の THAI Project においてもエアロゾル存在下の PAR の性能影響を確認しており（表－４、図－１７）、エアロゾルが PAR の性能に有意な影響を与えないことが報告されている。

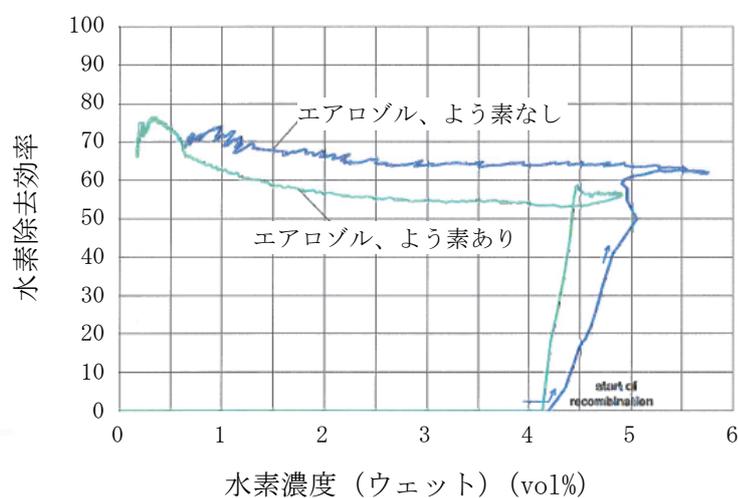
本試験は、エアロゾル濃度約 1.5g/m³ と泊 3 号機のエアロゾル浮遊濃度（最大 800mg/m³）より高い条件であることから、本試験結果から泊 3 号機のエアロゾルが PAR の水素除去性能に及ぼす影響は小さいと考えられる。

表－４ OECD/NEA THAI Project の概要

試験名（実施時期）	OECD/NEA THAI Project（2007～2010）
実施主体（施設）	フランス、ドイツ、カナダ、フィンランド、チェコ、オランダ、ハンガリー、韓国、スイス (Becker Tech., Eschborn)
試験条件	<ul style="list-style-type: none"> ・試験温度：約 95℃ ・試験圧力：約 2bar ・蒸気濃度：約 40vol% ・水素濃度：約 4vol%（ウェット） ・エアロゾル等：I₂ に加え、約 1.5～2.5g/m³ の SnO₂/LiNO₃ エアロゾルを注入
PAR 試験体	適用 PAR と同型式の PAR の触媒プレート数を 1/2 にした試験体を使用



試験装置



図－１７ OECD/NEA THAI Project の試験結果（エアロゾルの影響）

〔出典〕 OECD/NEA THAI Project, Hydrogen and Fission Product Issues Relevant for Containment Safety Assessment under Severe Accident Conditions, Final Report, 10 June 2010)

6. PAR の水素処理状況の確認方法

補足説明資料 2-10 「格納容器内水素濃度測定について」に示す C/V 内の水素濃度測定により、PAR の水素処理により水素濃度が低減されていることを確認する。

また、図-18 に示すとおり、触媒プレート、PAR 出口等の温度は水素濃度に依存するという試験結果が得られていることから、更なる信頼性向上対策として、PAR 内部又は出口付近の温度測定等による PAR の水素処理状況の監視について検討を進めている。



以 上

2-5. イグナイタの仕様等について

1. 水素処理の原理

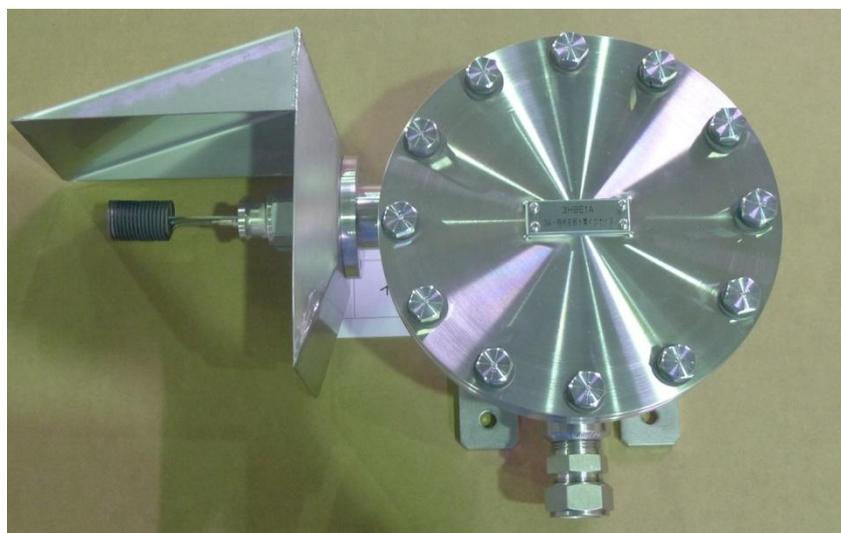
イグナイタに通電することにより、イグナイタ表面部を約 900℃まで上昇させる。これに伴い、イグナイタの周囲空気温度が水素の自己発火温度である約 560℃まで上昇し、イグナイタ周囲の水素を自己燃焼させる。

イグナイタ周囲の水素が燃焼することで、さらにその周囲の水素についても火炎伝搬によって燃焼させることができ、短時間で原子炉格納容器（以下「C/V」という。）内の水素濃度を低下させることができる。

2. 仕様

方式	ヒーティングコイル方式
燃焼開始水素濃度	8%（ウェット）以下
雰囲気温度	10℃以上
水蒸気濃度	55vol%以下
定格容量	556W/台
台数	11

3. 外観



4. 設置場所

(1) 設置場所の考え方

イグナイタの設置目的は、炉心損傷に伴う Zr-水反応により発生し C/V 内に放出される水素を早期に処理し、C/V 内の水素濃度を低減させることである。

C/V 内に放出される水素を早期に処理するため、水素放出源として想定される各ループ室、加圧器逃がしタンク付近等、水素拡散経路を含めて合計 11 台のイグナイタを設置する。

(2) 設置場所

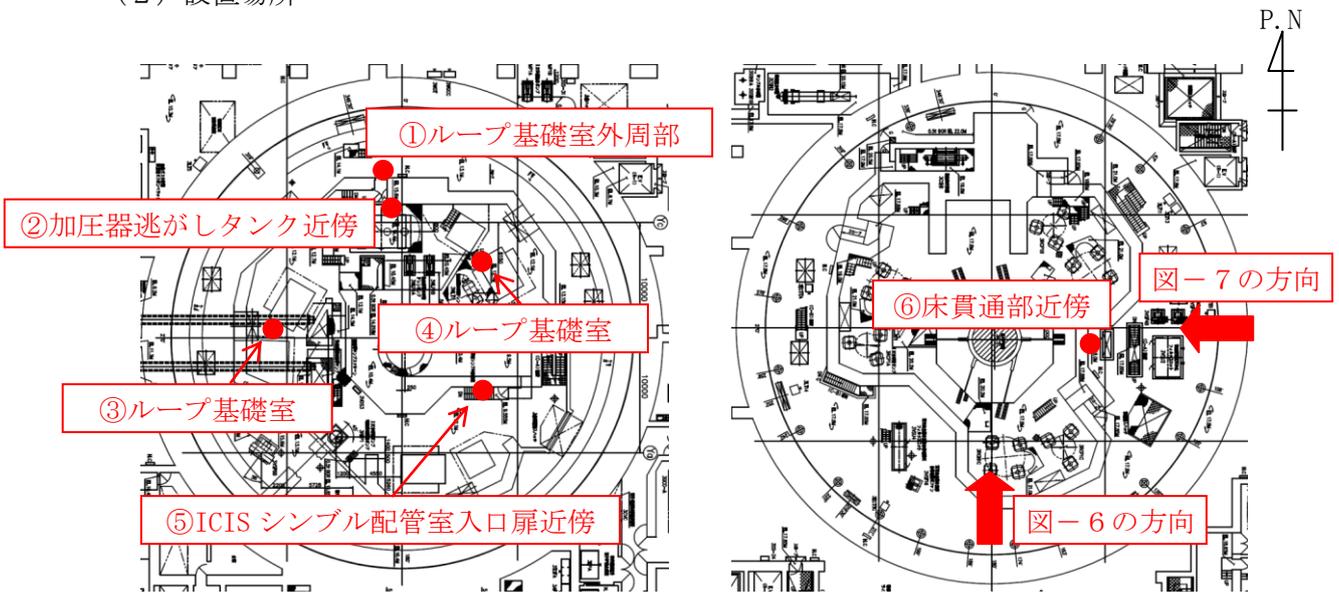


図-1 イグナイタ設置場所
(C/V T.P. +10.3m)

図-2 イグナイタ設置場所
(C/V T.P. +17.8m)

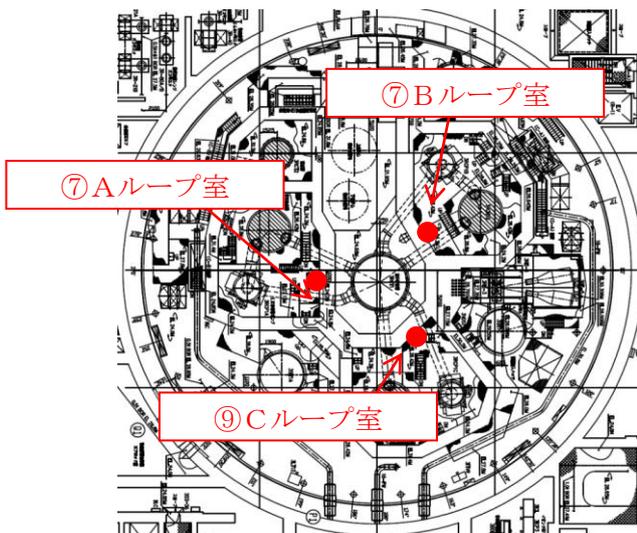


図-3 イグナイタ設置場所
(C/V T.P. +24.8m)

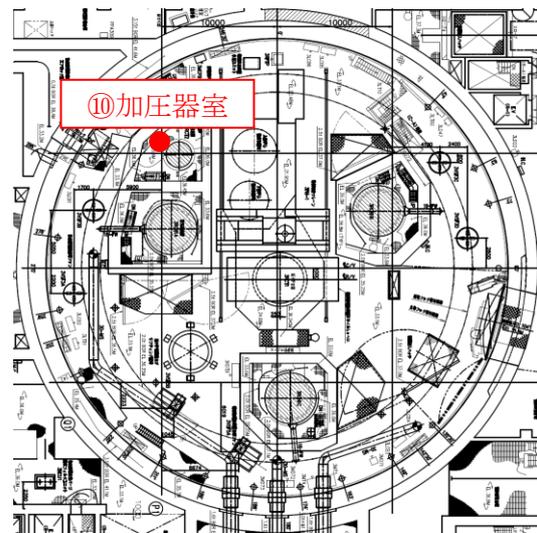


図-4 イグナイタ設置場所
(C/V T.P. +33.1m)

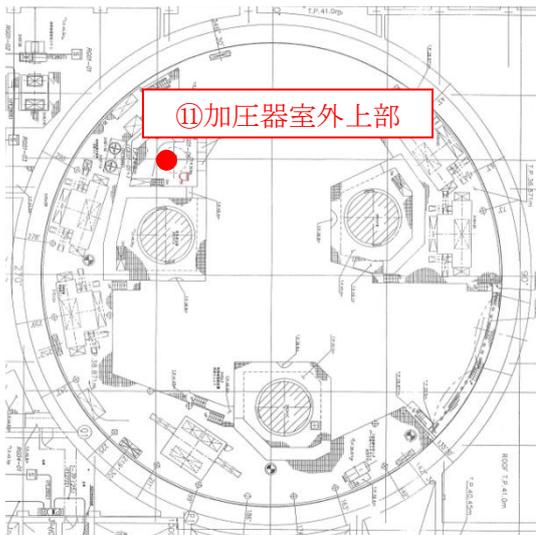


図-5 イグナイタ設置場所
(C/V T.P. +40.3m)

■ : PAR 設置場所

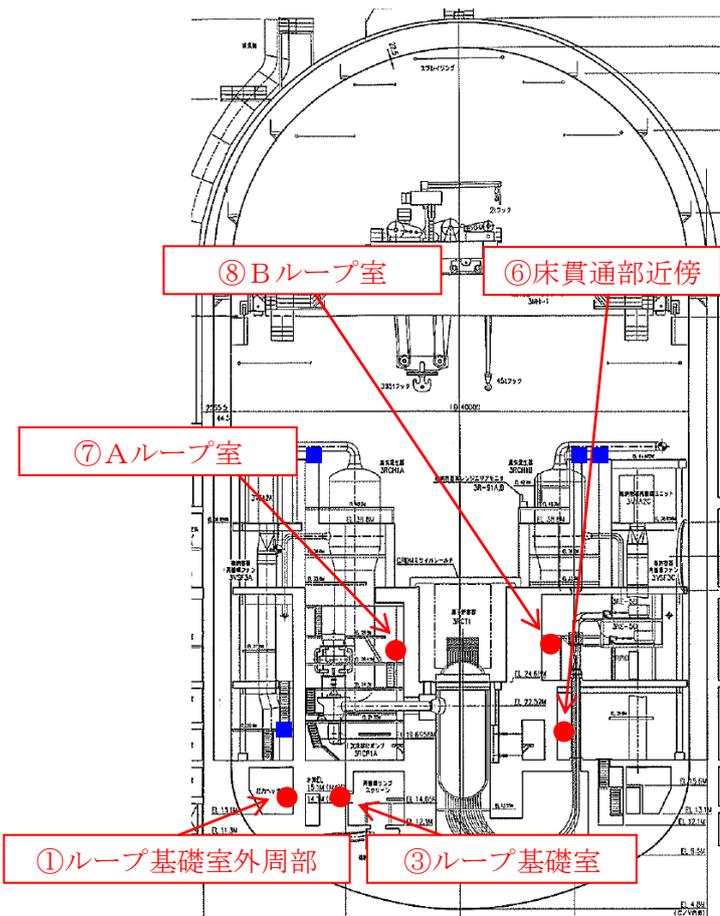


図-6 イグナイタ設置場所 (断面①)

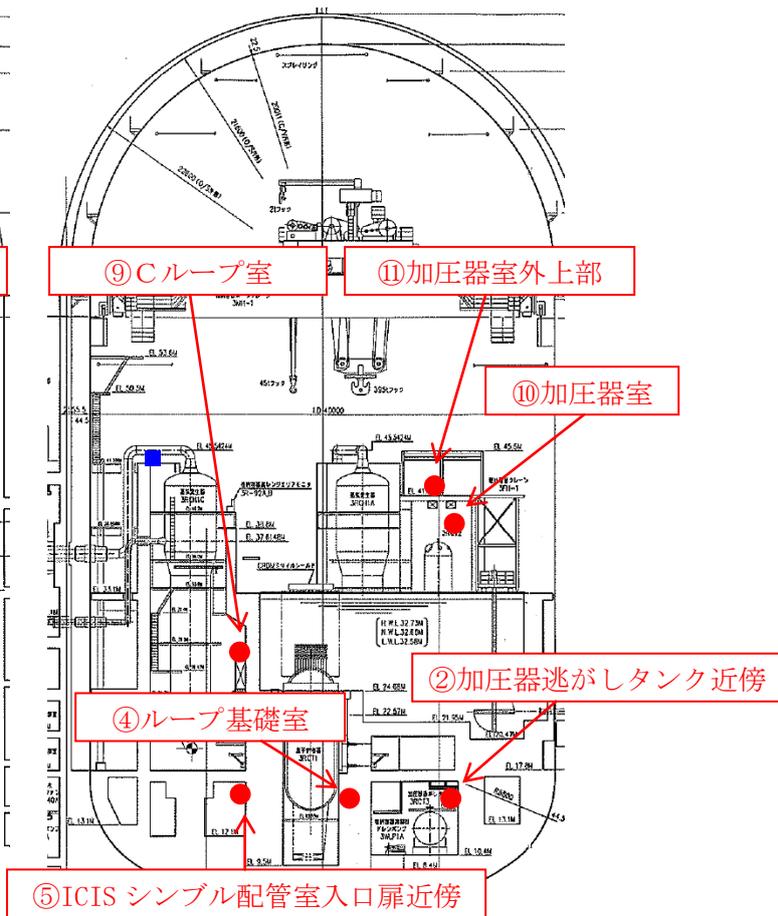


図-7 イグナイタ設置場所 (断面②)

5. 水素除去性能について

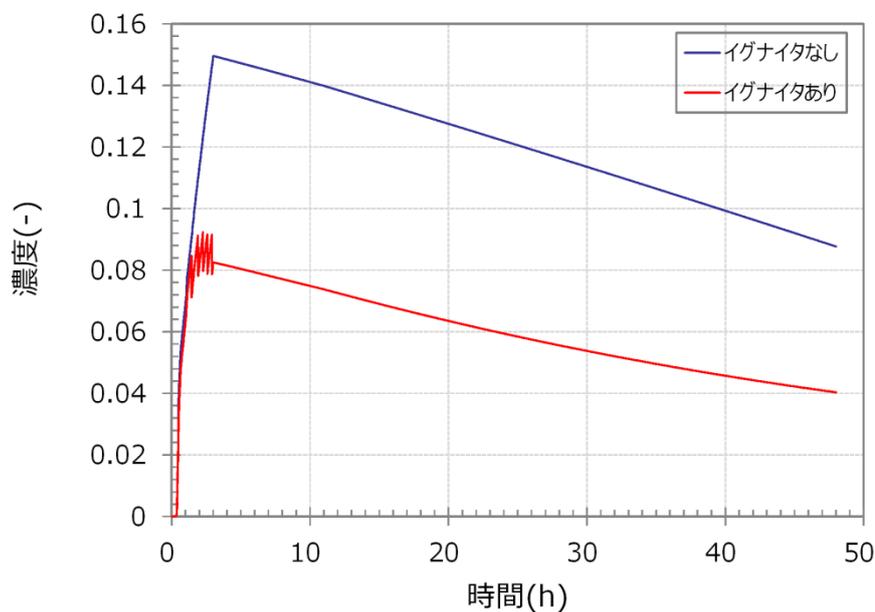
水素燃焼の観点から厳しいシーケンスとして「大破断 LOCA+ECCS 注入失敗」を想定し、全炉心内の Zr 量 100%が水と反応する等の保守的条件を仮定し、長期的な水素生成も考慮して解析を実施した。

(1) 解析条件

- PAR あり
- 全炉心内の Zr 量の 100%が水と反応
- 放射線水分解、金属腐食による水素生成を考慮
- 燃焼開始水素濃度：8%（ウェット）
- 水蒸気濃度：～55%

(2) 解析結果

全炉心内の Zr 量の 100%が水と反応する条件において、イグナイタを設置することにより C/V 内の水素濃度（ドライ）の最大値を 10%未満に低減することができることを確認した（図－8）。



図－8 C/V 内の平均水素濃度（ドライ）

6. 運用

イグナイタは、炉心損傷前（炉心出口温度 350℃到達時）に手動で起動する。なお、運転員の操作遅れ及びイグナイタ表面部の温度上昇時間を考慮しても、水素放出区画の水素濃度が燃焼開始水素濃度である 8%に至るまでに時間余裕があることを解析により確認している。

また、補足説明資料 2-10 「格納容器内水素濃度測定について」に示す C/V 内の水素濃度測定により、イグナイタの動作により水素濃度が低減されていることを確認する。

さらに、更なる信頼性向上対策として、原子炉格納容器内水素処理装置内部又は出口付近の温度測定等によるイグナイタの水素処理状況の監視について検討を進めている。

以 上

2-6. 原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱の影響

原子炉格納容器内水素処理装置（以下、「PAR」という）による水素処理に伴い発生する化学反応熱による影響について以下に示す。

図1に示すとおり、PARの処理能力は水素濃度に依存し、最大で約2.5kg/h（圧力0.15MPa[abs]の場合）となる。

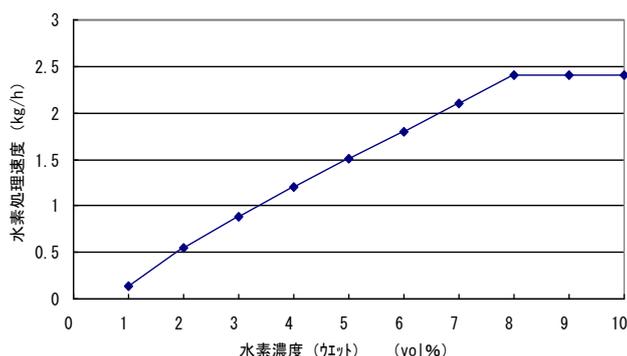


図1 PAR 1台あたりの水素除去性能（圧力0.15MPa[abs]）

ここで、水素処理速度 α [g/s] とすると、水素分子量は 2.01588 [g/mol]、水素再結合による発熱量は 286 [kJ/mol-H₂] であることから、原子炉格納容器内の PAR 5 台による水素処理に伴う発熱量は以下のとおりとなる。

$$\text{発熱量} = 5[\text{台}] \times \alpha [\text{g/s}] \times 286[\text{kJ/mol}] \div 2.01588[\text{g/mol}] \cdots \text{①}$$

次に、水素発生観点から厳しい事故シーケンスと考えられる「大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失（格納容器スプレイ成功）」において、全炉心内の Zr の 75% が水と反応した場合における PAR 5 台設置時の水素処理速度の推移を図2に示す。また、図2から①式に基づき算出した PAR 5 台からの発熱量の推移を図3に示す。

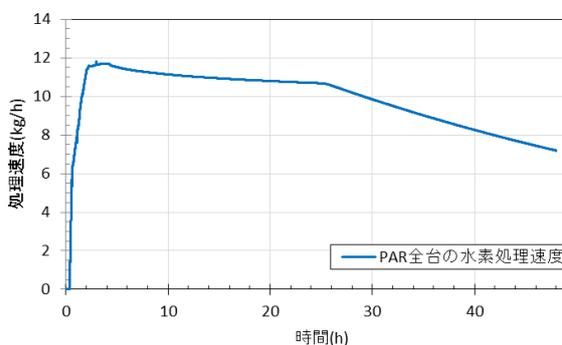


図2 PAR 5台での水素処理速度の推移

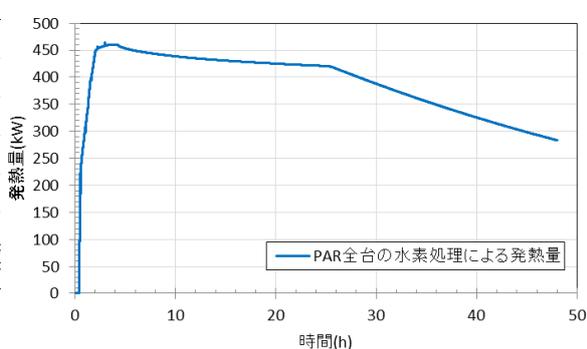


図3 PAR 5台からの発熱量の推移

図3に示した水素処理に伴う発熱量と崩壊熱の比較を図4及び表1に示す。

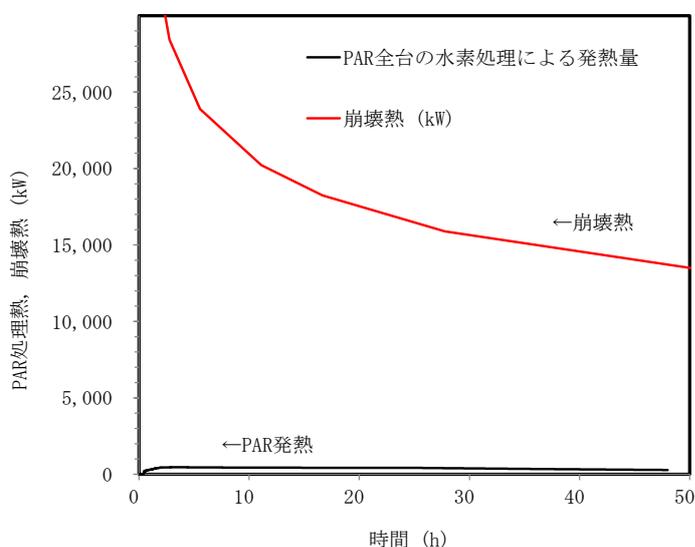


図4 PAR 5台の発熱量と崩壊熱

表1 PAR 5台の発熱量と崩壊熱

時間 (h)	発熱		
	PAR発熱 (kW)	崩壊熱 (kW)	PAR発熱/ 崩壊熱
3	455	28,067	1.62%
5	447	24,797	1.80%
10	430	20,956	2.05%
20	375	17,536	2.14%
30	327	15,653	2.09%
40	285	14,579	1.95%

本シーケンスでは、事象発生の約3.0時間後に原子炉格納容器内のドライ条件換算水素濃度が最大値約11.6vol%となり、その時点でのPAR 5台による水素処理に伴う発熱量は約455kWとなる。一方、同時点での崩壊熱は相対的に高く(約 2.81×10^4 kW)、崩壊熱に対するPARの発熱量の比率は約1.62%に留まる。

その後、PARによる水素処理が継続する一方で崩壊熱が減衰することから、崩壊熱に対するPARの発熱量の比率は事象発生の約30時間後まで約2%を上回るが、水素濃度の低下に伴いPARの発熱量も減衰し、事象発生の約40時間後では2%を下回る結果となった。

以上より、PARの水素処理に伴う発熱量は崩壊熱の2%程度に留まり、原子炉格納容器に与える熱的な影響への、PARの発熱の寄与は小さい。

項目			備考
放射線による ヒドラジンの分解	G 値	2.2	*2

*1:MHI-NES-1013「PWR プラントにおける LOCA 時の水の放射線分解による水素発生割合」

*2 : ”DECOMPOSITION RADIOCHIMIQUE DE L' HYDRAZINE EN SOLUTION AQUEUSE”

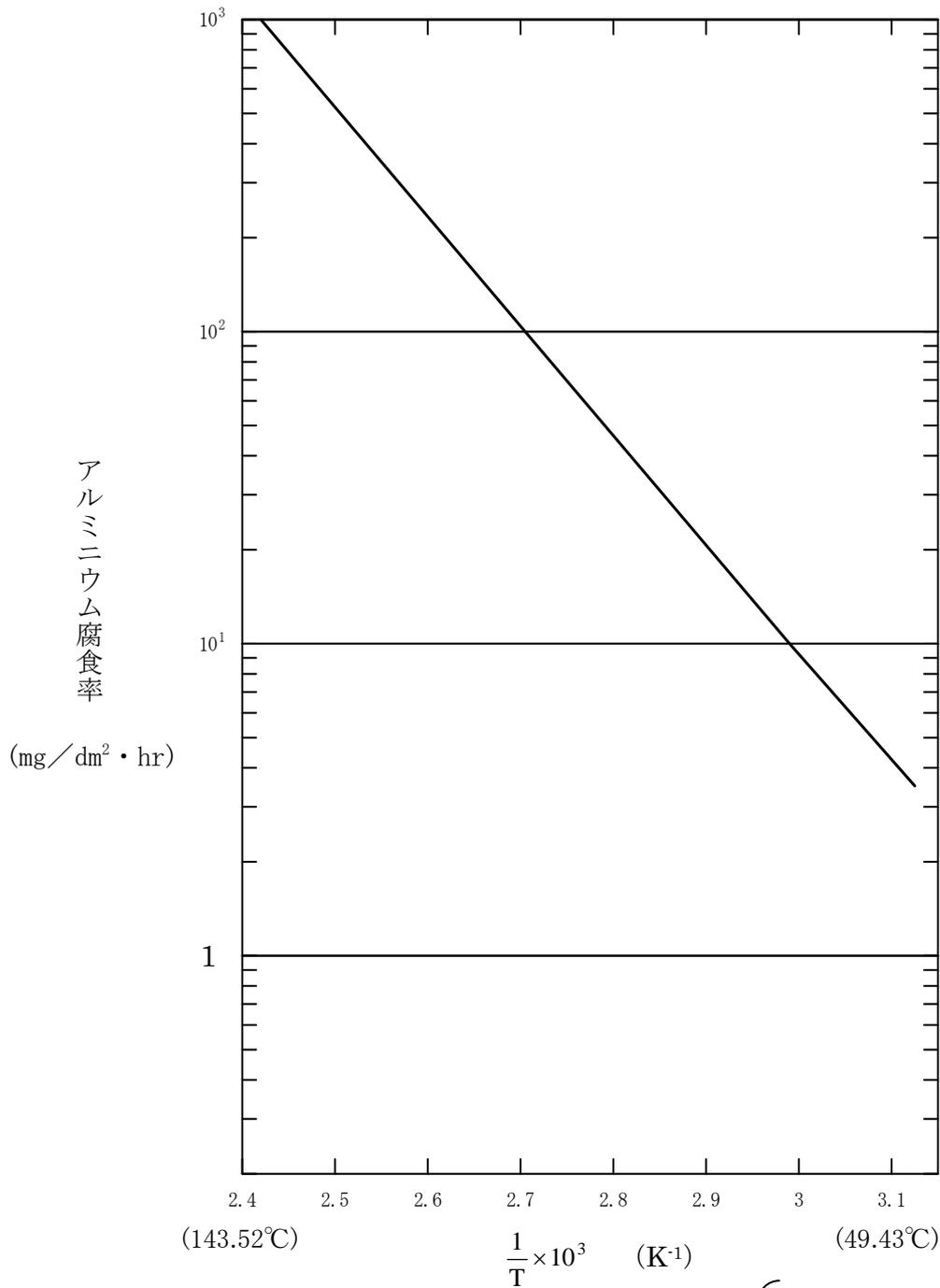


図1 アルミニウム腐食率

RESAR-414
Figure15.4-17
より引用

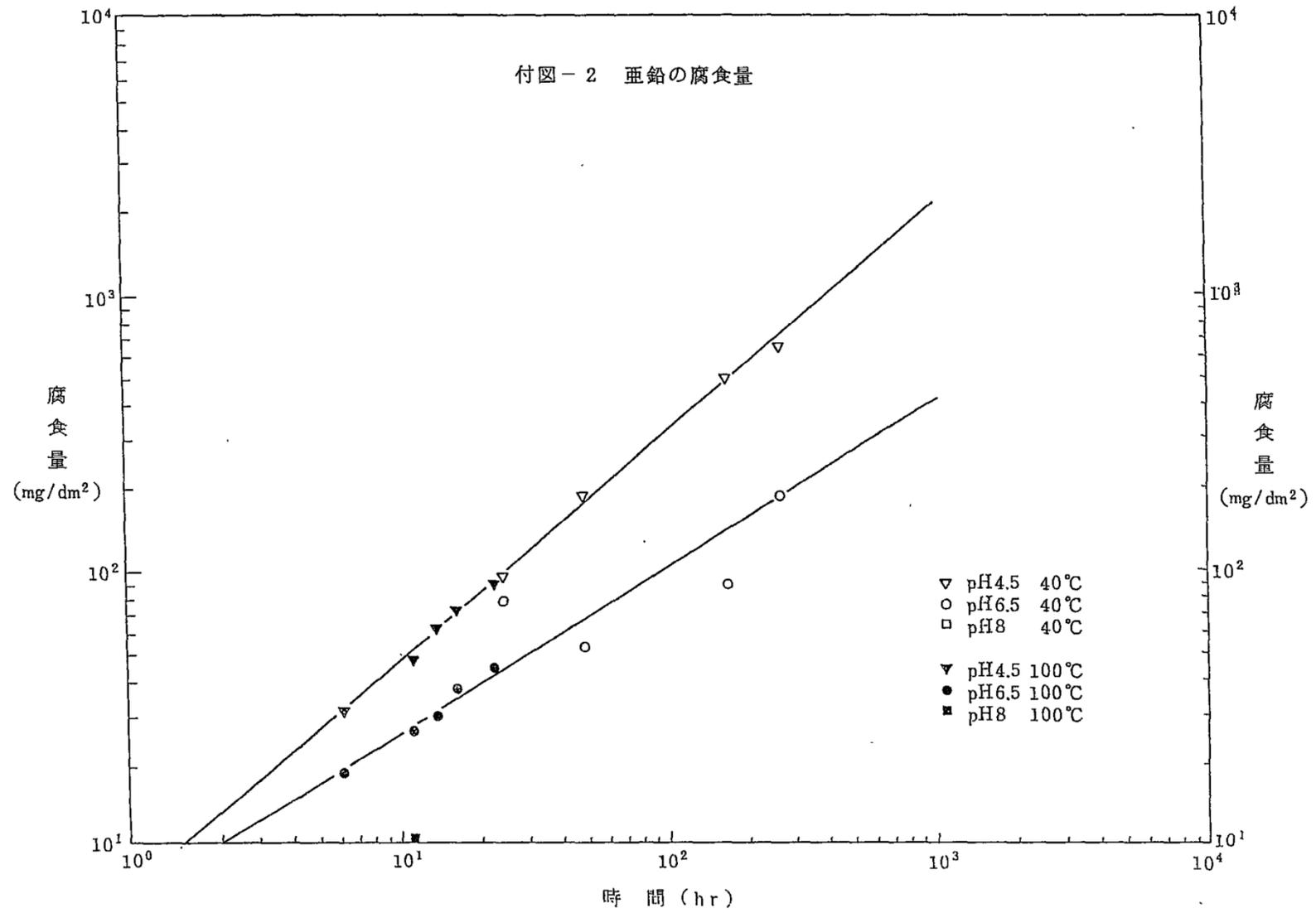


図2 亜鉛腐食量

3. 評価結果

放射線の水分解等による水素の発生量の評価結果を表2及び図3に示す。

表2 放射線の水分解等による水素の発生量

生成過程	水素発生量(kg) 事故後 120h 時点
(1) ① 原子炉容器内	0.8
(1) ② 格納容器内液相部	49.2
(1) ③ 格納容器内コリウム	38.3
(2) 金属腐食	115.1
(3) ヒドラジン分解	11.9
放射線水分解等による 合計水素発生量	215.4

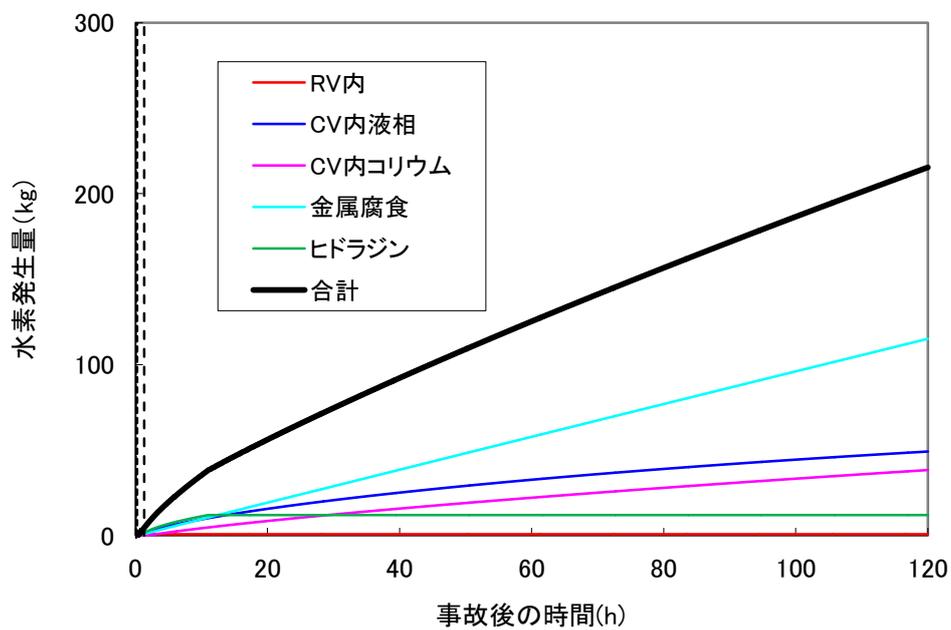


図3 放射線の水分解等による水素の発生量

放射線水分解時の水素生成割合（G 値）について

泊発電所 3 号機の有効性評価において放射線による水分解時の水素生成割合（G 値）について、炉心水に対し $G(H_2)=0.4$ 分子/100eV、サンプル水に対し $G(H_2)=0.3$ 分子/100eV を使用している。これは、平成 11 年度に実施された電力・メーカの共同研究として PWR 実機模擬条件下での試験結果に基づくものである。

この試験結果は「PWR プラントにおける LOCA 時の水の放射線分解による水素生成割合」（MHI-NES-1013 三菱重工業 平成 11 年）として公開されている。

本試験では、よう素を含むほう酸水を用いた水の放射線分解を行っている。試験体系としては、炉心水の放射線分解に対する模擬として「ダイナミック試験」、サンプル水の放射線分解に対する模擬として「カプセル試験」を実施している。

(1) 試験結果

本試験範囲で各パラメータによる実効 G 値の測定を行った結果、実行 G 値への影響として得られた知見を表 1 に示す。

表 1 各パラメータによる実効 G 値への影響

	パラメータ	実効 G 値への影響
ダイナミック試験	pH	高よう素濃度においては pH10 で実効 G 値が最大であるが、その影響は小さい。
	温度	非沸騰状態（～100℃）において、60℃で実効 G 値が最大となる。
	吸収線量	実効 G 値は吸収線量が増加するにつれ小さくなる。
	滞留時間	沸騰を模擬した試験では、滞留時間が短いほど実効 G 値は大きくなるが、その影響は小さい。
	ボイド	ボイド率が高いほど実効 G 値は大きくなるが、その影響は小さい。
カプセル試験	pH	高よう素濃度においては pH7 で実効 G 値が最大であるが、その影響は小さい。
	不純物	高よう素濃度においては不純物 (Ni, Fe) の実効 G 値への影響は無視できるほど小さい。
	気液体積比	実効 G 値は気液体積比 50 付近で最大となる。
	吸収線量	実効 G 値は吸収線量が増加するにつれ小さくなる。

上記試験の結果、安全解析で使用する実効G値は以下のように設定されている。

サンプル水 : 0.3 分子/100eV 以下
 炉心水 : 0.4 分子/100eV 以下

この設定にあたっては、低吸収線量時の比較的高い実効G値を採用しており、実効G値が時間経過による吸収線量の増加に伴い低下することを考慮すれば、保守的な設定と考えられる。

(2) シビアアクシデント時のG値への影響

実効G値に影響があるパラメータのうち、シビアアクシデント時と設計基準事故時で条件が異なってくると考えられるものについて、実効G値への影響を考慮した適合性を表2に示す。(1)で述べた実効G値については、シビアアクシデント時の放射線水分解による水素生成にも適用可能なものと判断している。

表2 シビアアクシデント時の実効G値への影響

パラメータ	シビアアクシデント時の実効G値への影響
不純物	高よう素濃度においては、よう素以外の不純物の実効G値への影響は事故時に想定される濃度範囲において、無視できるほど小さい。
吸収線量	試験では、実効G値は吸収線量が増加すると低下している。シビアアクシデント時は、炉内で溶融した燃料および容器より落下したデブリの影響で、炉心水および格納容器内水に対する吸収線量は増加すると考えられるため、シビアアクシデント時においても適用可能と考えられる。
温度	試験では、炉心水は25℃～115℃における沸騰および非沸騰状態を模擬し、サンプル水は25℃における非沸騰状態を模擬している。実効G値は炉心水については、60℃付近が最大となり、サンプル水については、低温の方が大きくなる。シビアアクシデント時は、炉内で溶融した燃料および容器より落下したデブリの影響で、炉心水およびサンプル水の温度は同程度以上になると考えられるため、シビアアクシデント時においても適用可能と考えられる。

放射線水分解の実効G値に影響を及ぼす因子について、以下に示す。

a. F P等の不純物の影響

シビアアクシデントにおいては設計基準事故では考慮していなかった大量のCs等の放出があることから、F P核種等の不純物に対する実効G値への影響を示す。

前述の試験においては、よう素以外の不純物として構造物等に含まれるFe、Niを考慮している。ここで、Feには Fe^{2+} と Fe^{3+} が存在し、下記の反応によってOHラジカル ($\text{OH}\cdot$) と反応する。



この反応によってOHラジカルが消費され、次のとおり、水素再結合反応が妨げられる方向に働く。



この結果、 H_2 濃度が高くなる傾向となることから、Feの量が増加すると実効G値は増加する。そのため、公開文献内では不純物の影響として確認の試験を実施している。

ただし、①の反応は、よう素イオン(I^-)の次の反応と競合する。



I^- 濃度が十分高ければ、①よりも③の反応が支配的となり、①の反応の寄与は無視できることから、不純物による影響は小さくなる。

一方、よう素以外の不純物で H_2 濃度に影響を与える可能性のある元素としては、上述したFeやIの様に

- (a) 水中への溶解度が高い
- (b) 異なる価数を持ったイオンが存在する

ものが挙げられる。

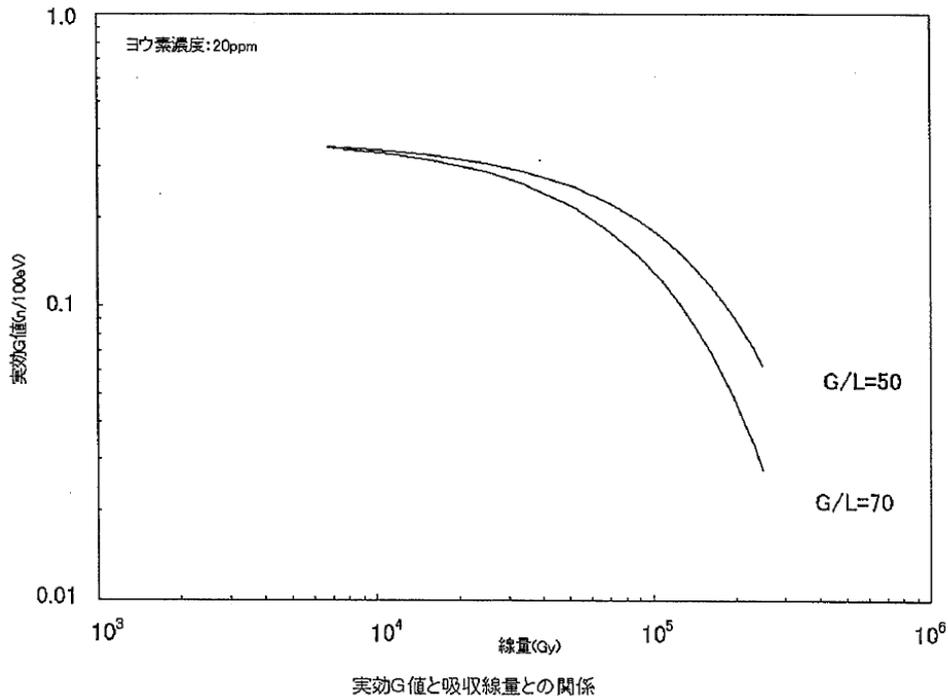
NUREG-1465に示されている元素グループのうち (a)、(b) をともに満たす元素としては、よう素 (I)、臭素 (Br) 以外にはない。ここで、よう素濃度については、炉心内の全よう素がスプレイ水に溶け込んだとしても、試験で実施されているよう素濃度 (20ppm) を超えることはない。また臭素については、よう素の炉心内に蓄積された質量に対して1桁程度小さいことから、その不純物濃度への寄与は試験で設定されているよう素濃度に包含されていると考えられる。

以上のことから、シビアアクシデント時の不純物に対しても、(1) で述べた実効G値は適用可能であると考えられる。

b. 吸収線量の影響

吸収線量の影響については、図1に示すとおり、吸収線量が増加するほど実効G値が低下することが確認できる。これは、水素濃度が高くなるにつれて、水素再結合反応の寄与が大きくなることで水素の生成が抑えられ、吸収エネルギー当たりの水素発生量

が小さくなるためである。したがって、シビアアクシデント時に吸収線量が増加したとしても、(1)で述べた実効G値は適用可能であると考えられる。



注) 図中の G/L は気液体積比を表す

図1 試験で得られた実効G値と吸収線量の関係

c. 温度の影響

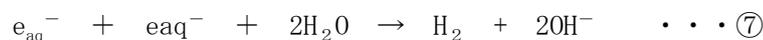
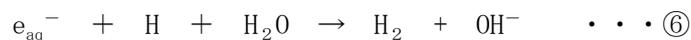
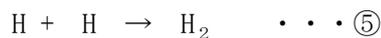
吸収線量同様に温度については、図2に示すとおり、炉心水では60°Cで最大となっており、60°Cにおける実効G値を包含するような値が設定されており、シビアアクシデント時の炉心水においても適用は可能であると考えられる。

一方、サンプル水については、実効G値は温度が高くなるほど小さくなる傾向がある。その理由を以下に示す。

水中に生成した水素が気相中に移行する過程において次の水素再結合反応によって水素生成が妨げられる。



④の反応には、温度依存性があるが、以下に示す水素生成反応の温度依存性に比べて、活性化エネルギーが高い。



注) e_{aq}^- は水合電子を表す。

このため、高温になるほど⑤～⑦に比べて、④の反応が起きやすくなる。この結果、高温で水素生成の実効G値が低くなる。

また、別文献においても図3に示す通り、温度が高くなるにつれて水素生成の逆反応（上述の④の反応）が進むことが記載されている。

以上のことから、シビアアクシデント時のサンプル水においても（1）で述べた実効G値の適用は可能であると考えられる。

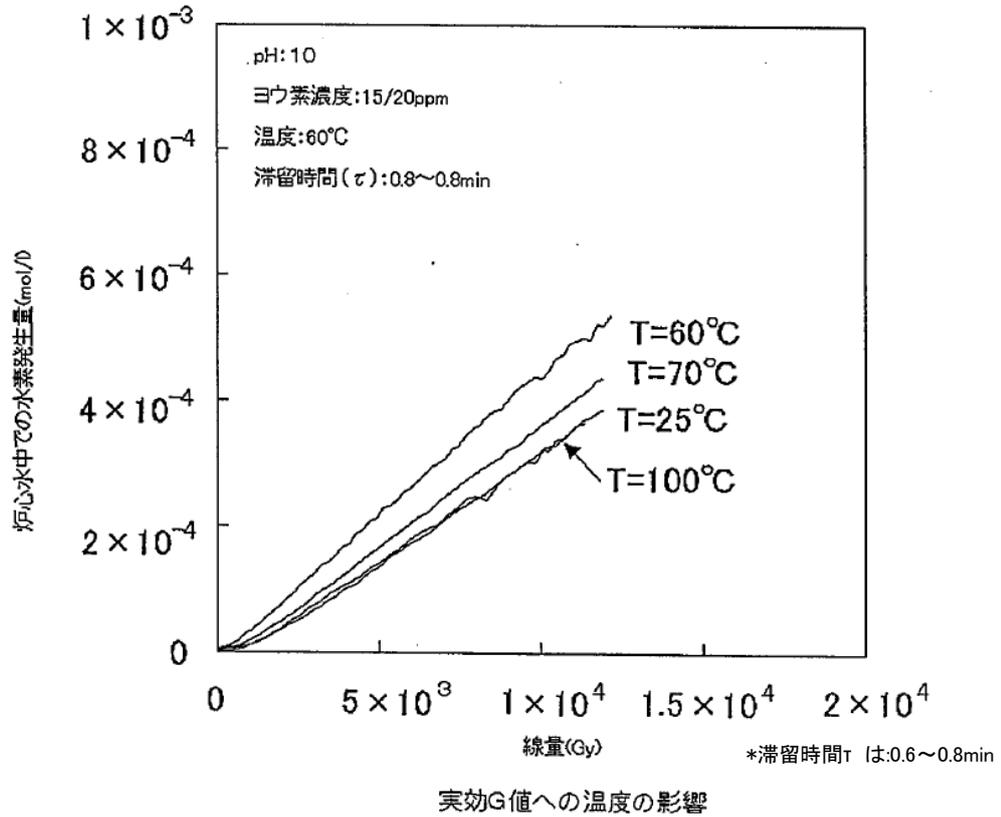


図2 試験で得られた実効G値と温度の関係

3.3 Effect of temperature

The effect of increasing temperature is to promote the chain back-reaction because reaction (a) has a higher activation energy than reaction (d)⁽⁶⁾. Although at 25°C $k_a = k_d$ and therefore normally half the OH radicals take part in the chain back-reaction, at 60°C k_a and k_d are increased by factors 3.5 and 2.2 respectively, giving a predominance of the back-reaction. This effect may account for the difference between

図3 実効G値の温度に対する影響*

*: Suppression by Dissolved Hydrogen of The Radiolysis of Water by Mixed Radiation Fields (HARWELL, AERE-M 2702)

d. サンプル水の実効G値について

炉心水とサンプル水の違いは、水が流れているか否かである。照射領域での滞留時間が長くなると、水素は再結合反応の寄与が大きくなり、実効G値は小さくなる。従って、シビアアクシデント時においても炉心水に比べ、サンプル水は実効G値が小さくなる傾向となる。

サンプル水の実効G値に影響する要因として、不純物、温度等が挙げられるが、表3のとおり、設計基準事故時に比べ、シビアアクシデント時の実効G値が大きくなるものではない。従って、サンプル水に対する実効G値として0.3を適用することは妥当である。

表3 サンプル水における設計基準事故とシビアアクシデントの相違

実効G値への影響要因	設計基準事故	シビアアクシデント	シビアアクシデントへのサンプル水実効G値の適用性
コリウム	なし	あり (設計基準事故より水温が高く、線源強度も大きい)	線源強度および温度参照
線源強度	設計基準事故相当	設計基準事故より大きい	吸収線量が多いほど実効G値は小さくなるため、設計基準事故よりも実効G値は小さい
不純物濃度	よう素濃度 約8 ppm	よう素濃度 約15 ppm	高よう素濃度ではよう素以外の不純物の実効G値への影響は小さい。また、重大事故時のよう素濃度は試験条件の範囲内
温度	大 LOCA 時の高温 度環境 (25℃以上)	重大事故時の高温 度環境 (25℃以上且 つ設計基準事故より 高温)	高温になるほど実効G値は小さくなるため、設計基準事故よりも実効G値は小さい

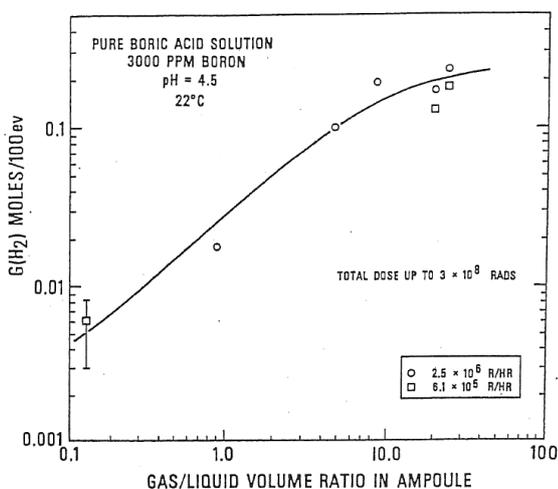
e. キャビティ水の放射線分解に対する考察

SA時には、キャビティ水に溶融炉心が落下する事態が生じるが、上述の考察のとおり、基本的にキャビティ水についても、サンプル水の実効G値（0.3）を適用可能であると考える。

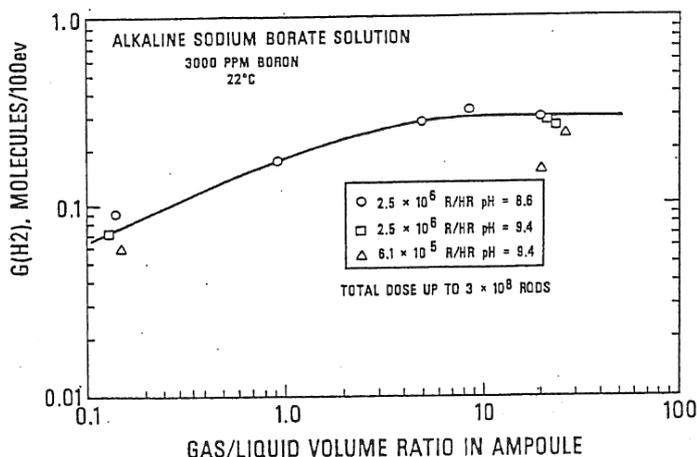
なお、キャビティ内では溶融炉心の影響で対流が生じる可能性があるが、キャビティ内の水は落下した溶融炉心からの放射線照射場内であり、流動の影響はないと考えられる。

また、図4に示すとおり、公開文献に示される国外の試験において、一定量の水を張った空間内に放射線発生源および熱源を設置した体系下における気液体積比と水素の実効G値の関係を測定した結果を見ると、気液体積比が大きくなるに従い実効G値が頭打ちとなる傾向にあり、対流を生じて水中を水素が移動したとしても気液界面での水素の移動が律速になってくるため、対流による影響は小さくなる傾向がある。

ここで、キャビティ水におけるデブリに対する実効G値を仮に0.4分子/100eVとした場合の試評価では、水放射線分解による水素発生量は事象発生後25時間時点では約12%増加（約3.5kg増）となり、サンプル水全体に対して、実効G値は0.34分子/100eVとなる。



(a) 酸性環境下



(b) アルカリ環境下

図4 気液体積比と実効G値の関係

アルミニウムの腐食率及び亜鉛の腐食量のシビアアクシデント時の適用性について

格納容器スプレイ水による金属腐食に伴う水素発生源として、原子炉格納容器内の機器及び構造物に使用されているアルミニウム及び亜鉛を考慮している。ここで、水素発生量評価に用いているアルミニウムの腐食率及び亜鉛の腐食量に関する相関式について、シビアアクシデント時における適用性を以下に示す。

1. アルミニウムの腐食率のシビアアクシデント温度環境下での適用性

アルミニウムの腐食の評価に用いている温度を図1に示す。アルミニウムの腐食の評価は高温が厳しく、原子炉格納容器の気相及び液相のうち、温度が高い原子炉下部キャビティ室の液相温度を代表として用いている。

図1に示す通り、評価対象シーケンス（大破断 LOCA+ECCS 注入失敗）において、原子炉格納容器内液相温度は図2に示した温度範囲（～約 140℃）を超えていない。

従って、アルミニウムの腐食率を適用することは妥当と判断している。

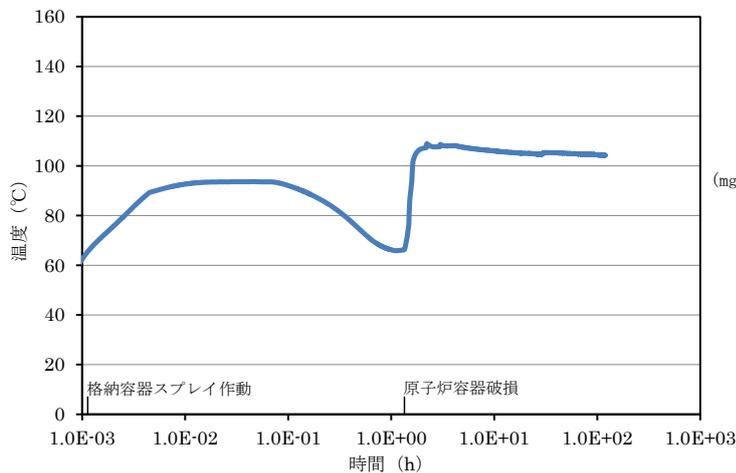


図1 原子炉格納容器内液相温度
(原子炉下部キャビティ室)

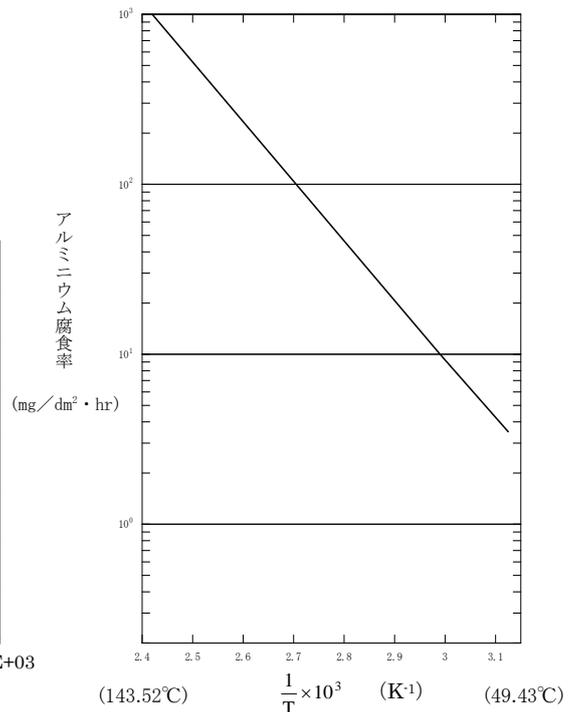


図2 アルミニウム腐食率

RESAR-414
Figure15.4-17
より引用

2. アルミニウムの腐食率及び亜鉛の腐食量のシビアアクシデント pH 環境下での適用性

アルミニウムの腐食率及び亜鉛の腐食量は、国内プラントの設計基準事故で想定している腐食率／腐食量を用いており、アルミニウムはアルカリに対して腐食が大きく、亜鉛は酸に対して腐食が大きい。ここで、泊発電所 3 号機において設計基準事故時に原子炉格納容器内に注水されるスプレイ水に添加する薬品は表 1 のとおりである。また、亜鉛の腐食量を図 3 に示す。

表 1 設計基準事故時に添加される薬品（泊発電所 3 号機）

添加薬品	性質	備考（設計基準事故での想定）
ヒドラジン	pH 調整前：酸性* pH 調整後：中性程度	よう素除去薬品としてヒドラジンを添加し、事故後 1 日で pH 調整のため NaOH を添加

*：スプレイ水中のほう酸の影響

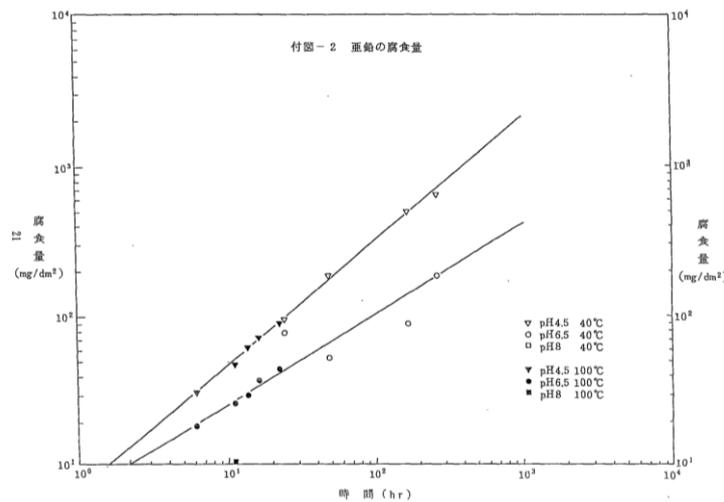


図 3 亜鉛腐食量

また、設計基準事故とシビアアクシデントでの薬品添加の想定を表 2 に示す。シビアアクシデントにおいては、設計基準事故で想定している薬品添加がされない可能性があるが、評価では腐食率は薬品添加の有無を包絡する設定としており問題はない。

設計基準事故時及びシビアアクシデント時とも、アルカリ性側の pH は 8 程度であるが、アルミニウムはそれよりも厳しい pH 9 以上での腐食率を用いている。また、酸性側の pH は 4.5 程度であり、亜鉛についての腐食量の想定は妥当であると判断している。

表 2 設計基準事故とシビアアクシデントでのスプレイ後の pH の想定

事象	設計基準事故	シビアアクシデント	備考
アルカリ性側 pH (アルミニウム腐食)	pH 約 8	同程度	シビアアクシデント対策のうち、代替格納容器スプレイを使用するシーケンスでは海水 (pH 8 程度) を利用し、薬品添加はない。
酸性側 pH (亜鉛腐食)	pH 約 4.5	同左 または pH4.5 以上	

【 参 考 】

アルミニウム、亜鉛の腐食速度における温度の影響について

金属の温度に対する腐食反応速度を整理する際、以下に示すアレニウス式がよく用いられる。

$$\log F = \frac{A}{T} + \log B$$

F : 腐食速度

A, B : 定数

T : 温度

温度依存性の大きいアルミニウムの腐食率は、140℃までの試験結果を包絡するようにアレニウス式でフィッティングしている。

したがって、アルミニウムの腐食率の評価では、140℃を大きく超えない範囲においては140℃までのデータを外挿することで対応が可能である。

一方、亜鉛の腐食については、腐食反応は酸素拡散律速となるために、腐食速度は温度に大きくは依存しない。

初期腐食は温度上昇により増加するが、その腐食生成物が腐食因子の拡散を妨害するために、経時的に腐食速度が低下し、腐食生成物量が少ない低い温度域よりも腐食速度が低下することになる。

したがって、60～70℃付近に腐食速度のピークがあり、それよりも高温領域においては、亜鉛の腐食速度は同等もしくは減少する傾向となる。

2-8. Zr-水反応割合の補正に関する取り扱いについて

水素燃焼事象の有効性評価においては、実現象としては原子炉容器破損後においても炉外の熔融炉心におけるZr-水反応が発生することを考慮して、全熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下し、熔融燃料温度が低下することで、Zr-水反応が発生しなくなる（事象発生後3時間経過後）までを補正期間とし、この間に生じるZr-水反応割合を全炉心75%相当まで補正（かさ上げ）することとしている。また、この補正については、一定期間に一定速度で反応するものとして実施している。

(1) 補正対象期間の相違による影響について

全炉心75%相当のZrが事象初期に一度に反応した時の水素濃度評価を別紙に示す。

別紙より、ドライ換算水素濃度最大値は約11.8%であり、ガイドにおいて示される爆轟限界を下回っている。

それ以降は、Zr-水反応はこれ以上生じないことから、静的触媒式水素再結合装置（PAR）の効果により、水素濃度が低下していくことから、水素濃度が上記の値を上回ることはない。

したがって、有効性評価における補正対象期間においては、原子炉容器破損までに全炉心内Zr量の75%が水と反応した場合においても、判断基準である格納容器内水素濃度13%（ドライ換算）以下を満足できる。

(2) 放射線水分解の影響について

格納容器内の水素発生源としては、Zr-水反応の他に放射線水分解等による水素があるが、事象発生後から、Zr-水反応量の補正対象期間の3時間における放射線水分解による水素生成量への寄与は小さく、評価には影響しないと考えられる。

全炉心内のZr量の75%が事象初期に水と反応する場合の水素濃度について

水素燃焼に係る有効性評価においては、全炉心内のZr量の75%が水と反応するものとして、格納容器内の水素濃度の評価を行っている。この際、MAAPコードの評価結果のZr-水反応による水素生成期間において、一定速度でZr-水反応量が増加すると仮定し、全炉心内のZr量の75%が水と反応するように補正し、GOTHICコードにて格納容器内の水素混合気の挙動を計算している。

ここでは、気体の状態方程式を用い、瞬時に全炉心内のZr量の75%が水と反応した場合の格納容器内のドライ換算水素濃度を以下のとおり計算した。

Zrの水による酸化反応は次の式で表される。



従って、Zr-水反応により生成される水素のモル数は次の式のとおりである。

$$n_{\text{H}_2} = 2m_{\text{Zr}} / M_{\text{Zr}} \quad (W_{\text{H}_2} = 2 n_{\text{H}_2}) \quad (2)$$

ここで、

m_{Zr} : Zr質量 約15.15 t (全炉心Zr量の75%)

M_{Zr} : Zr原子量 91.224 g/mol

n_{H_2} : 生成される水素のモル数

W_{H_2} : 生成される水素の重量

また、格納容器内の空気のモル数は空気を理想気体として扱うと、次の式で表される。

$$n_{\text{Air}} = P_{\text{cv}} V_{\text{cv}} / RT_{\text{cv}} \quad (3)$$

ここで、

R : 気体定数 8.314 J/(K・mol)

T_{cv} : 格納容器内温度 49°C (通常運転時の格納容器内温度の最大値を使用)

P_{cv} : 格納容器内圧力 約 1.01×10^5 Pa (大気圧: 1atm)

V_{cv} : 格納容器自由体積 65500m³

n_{Air} : 格納容器内の空気のモル数

従って、保守的に水蒸気を考慮しない格納容器内ドライ換算水素濃度は(2)、(3)式の空気及び水素のモル数から次の式で表される。

$$C_{\text{H}_2, \text{dry}} = (n_{\text{H}_2} / (n_{\text{Air}} + n_{\text{H}_2})) \times 100 = \text{約}11.82\%$$

ここで、

$C_{\text{H}_2, \text{dry}}$: 格納容器内ドライ換算水素濃度

以上のとおり、瞬時に全炉心内のZr量の75%が水と反応した場合においても、水素爆轟の目安となる格納容器内ドライ換算水素濃度が13%に到達することはない。

2-9. GOTHICコードにおける格納容器内水素濃度分布について

GOTHICコードを用いた格納容器内水素挙動解析におけるノード分割の設定および格納容器内水素濃度分布の結果について以下に示す。

GOTHICコードを用いた格納容器内水素挙動解析において、格納容器内体積の約73%を占める上部区画については、図1に示すようにノード分割して解析を行っている。これらの区画の中で、原子炉格納容器内水素処理装置（以下、「PAR」という）の設置箇所に対応する区画（Lv. 1のs2、s4およびs6）においては、PARの水素除去性能の評価式を適用し、水素濃度を評価している。

上部区画Lv. 1のうち4区画における水素濃度および水蒸気濃度挙動の比較を図3および図4に示す。図3より、PARが設置されている区画と設置されていない区画の水素濃度は、全解析時間を通し、ほぼ同様の挙動を示している。なお、s6区画において、初期に水素濃度が上昇しているが、破断口が設定されているBループ室の上部にあたり、短期的に水素発生に伴う上昇を示している。

また、上部区画のLv. 2、Lv. 3に位置する区画における水素濃度および水蒸気濃度をそれぞれ図5、図6および図7、図8に示す。ここで、各Lvの水素濃度である図3、図5および図7を比較すると、全12区画について水素濃度が全解析時間を通し、ほぼ同様の挙動を示している。残りの上部区画のノードについても、ほぼ同様の挙動となることを確認している。

従って、上部区画においては、水平方向および垂直方向ともに気体の混合が十分に進んでいるものと判断される。

次に、下部区画のうち破断口のある区画（区画9）と非隣接区画である3区画（区画3、区画10、区画17）における水素濃度および水蒸気濃度を図9、図10および図11、図12に示す。図9については、破断口が設定されている区画であり、破断発生時に急速に水素濃度が上昇するが、短時間で拡散し、水素濃度は低下している。ここで、下部区画の水素濃度である図9、図11を比較すると、全解析時間を通し、ほぼ同様の挙動を示している。

以上から、破断口が設定されている区画近傍において、事象初期に一時的な水素濃度の上昇が見られるが、拡散により、格納容器全体に渡って、気体の混合が十分に進んでいるものと判断される。

なお下部区画のうち、破断口が設定されているループ室および原子炉下部キャビティ室については、ウェット水素濃度が一時的に13%を超過している。

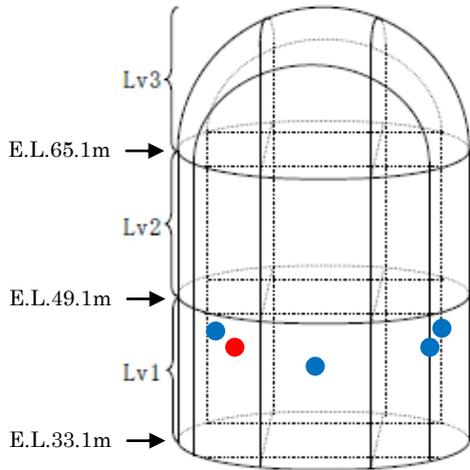
破断口が設定されているループ室（区画9）は、炉心内でZr-水反応等により発生した水素が破断口より噴出し、水素濃度が一時的に高くなることが考えられる。区画9の三元図を図13に示す。この図より、一時的にウェット水素濃度が最高値約15.8%に達する

が、爆轟領域には至らないため、水素爆轟は発生しない。

また、原子炉容器破損時および原子炉容器破損後の溶融デブリの落下により、原子炉下部キャビティ室（区画13）にてZr-反応等に伴う水素が発生することが考えられる。図14に原子炉下部キャビティ室の水素濃度を示す。原子炉容器破損時および原子炉下部キャビティ室への連続的な溶融デブリの落下に応じて、水素濃度が上昇している。

原子炉下部キャビティ室（区画13）の三元図を図15に示す。この図より、一時的にウェット水素濃度が最高値約13.2%に達するが、爆轟領域には至らないため、水素爆轟は発生しない。

枠囲いの内容は、商業機密に属するため公開できません。



- : PAR 設置
- : イグナイタ設置 (解析上は考慮せず)

Lv.3	s25	s26	s27
	s22	s23	s24
	s19	s20	s21

Lv.2	s16	s17	s18
	s13	s14	s15
	s10	s11	s12

Lv.1	s7(イグナイタ1台)	s8	s9
	s4 (PAR1 台)	s5	s6 (PAR2 台)
	s1	s2 (PAR1 台)	s3

※ は推移をグラフ化したノード

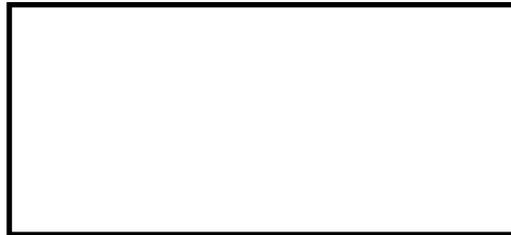


図1 GOTHICによる上部区画の分割図

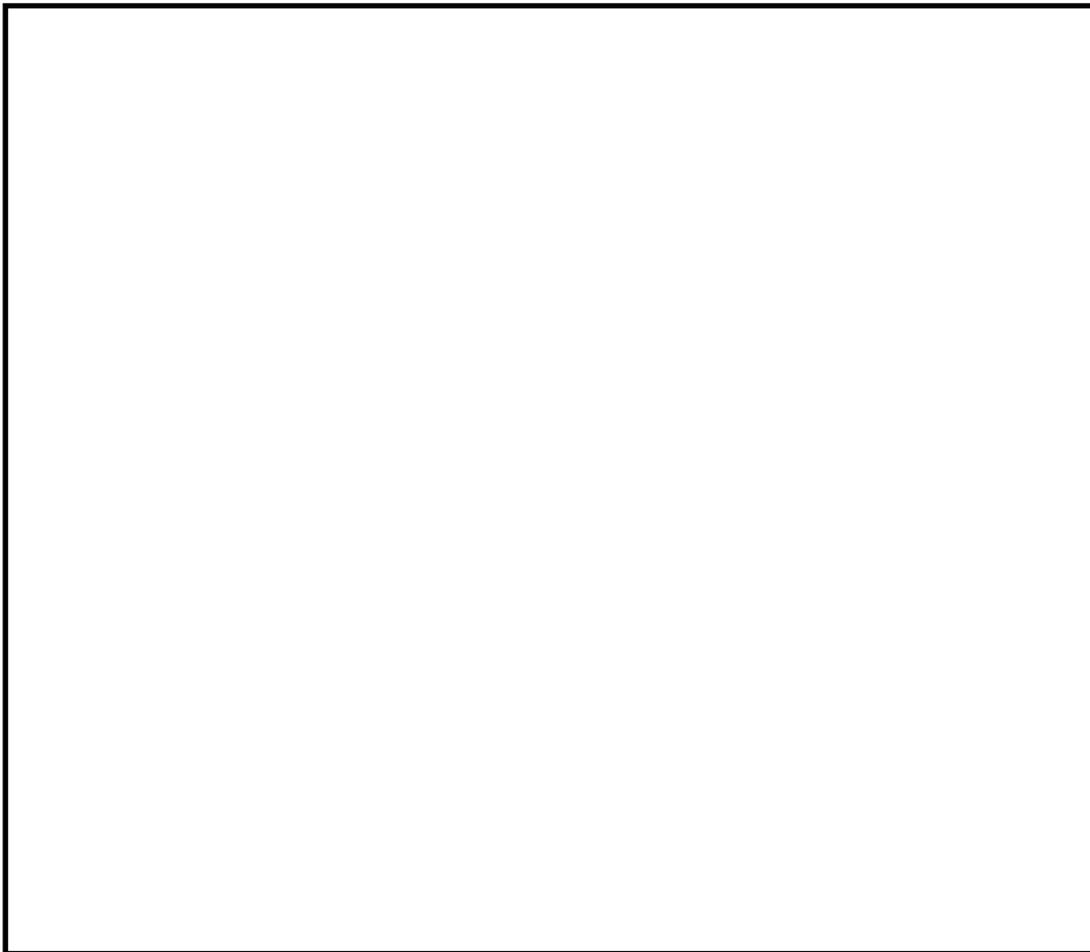


図2 GOTHICによる原子炉格納容器内のノード図

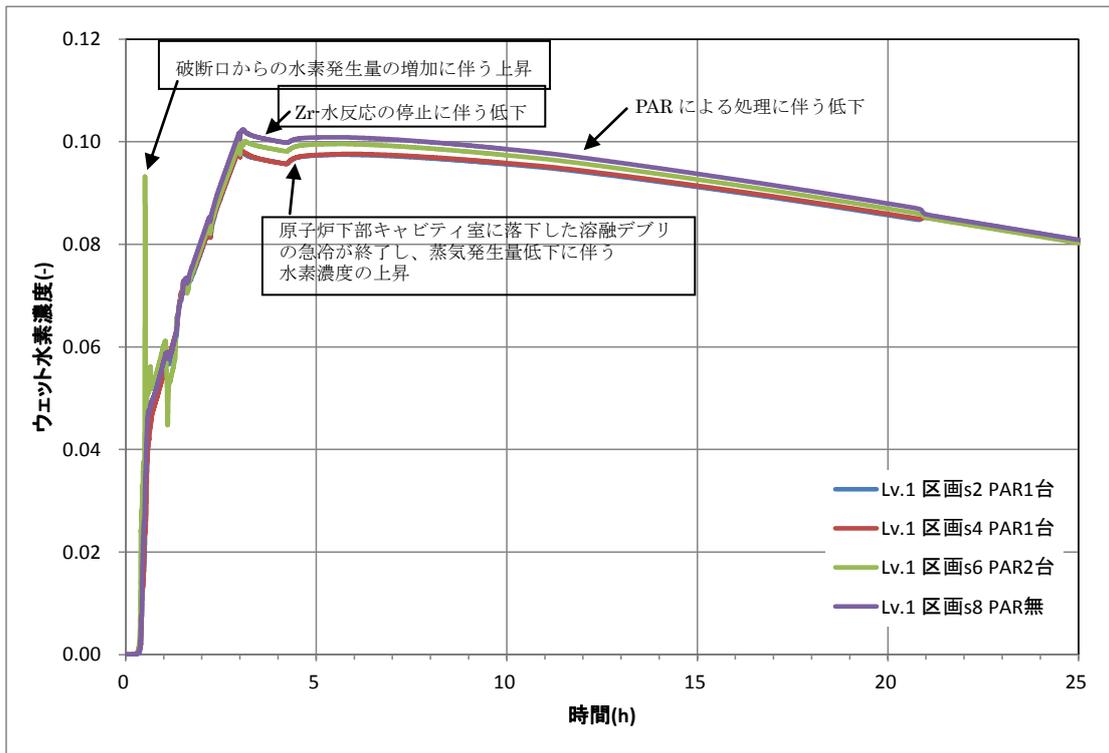


図3 上部区画 Lv.1 水素濃度

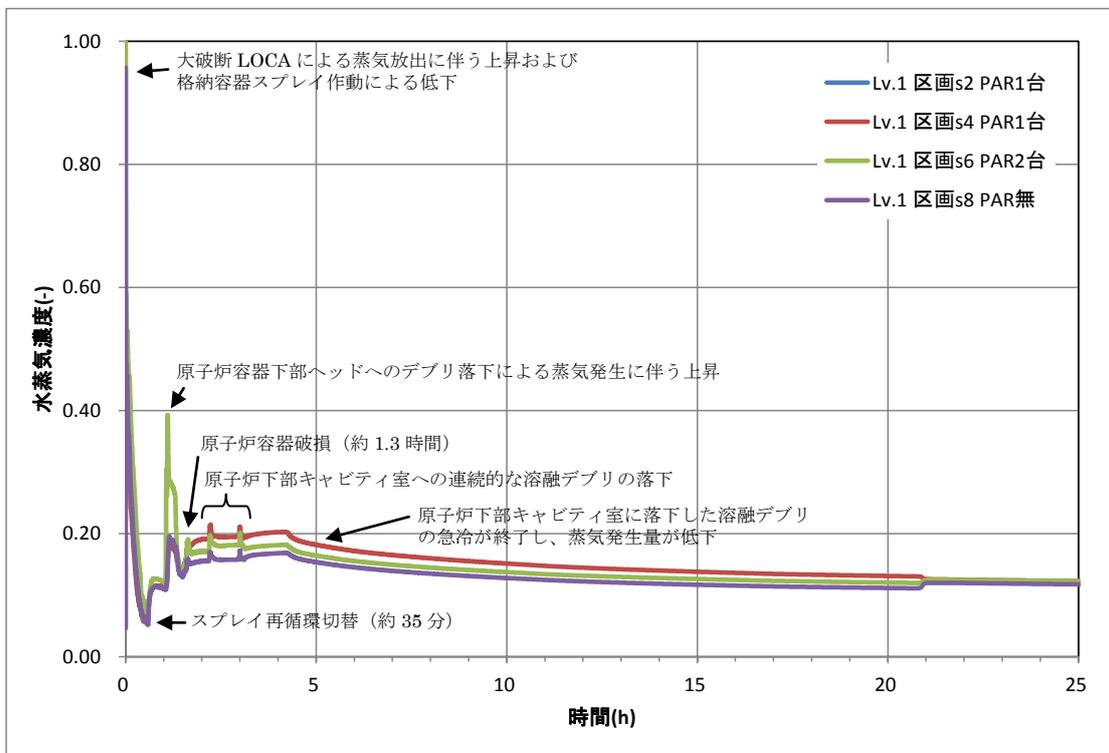


図4 上部区画 Lv.1 水蒸気濃度

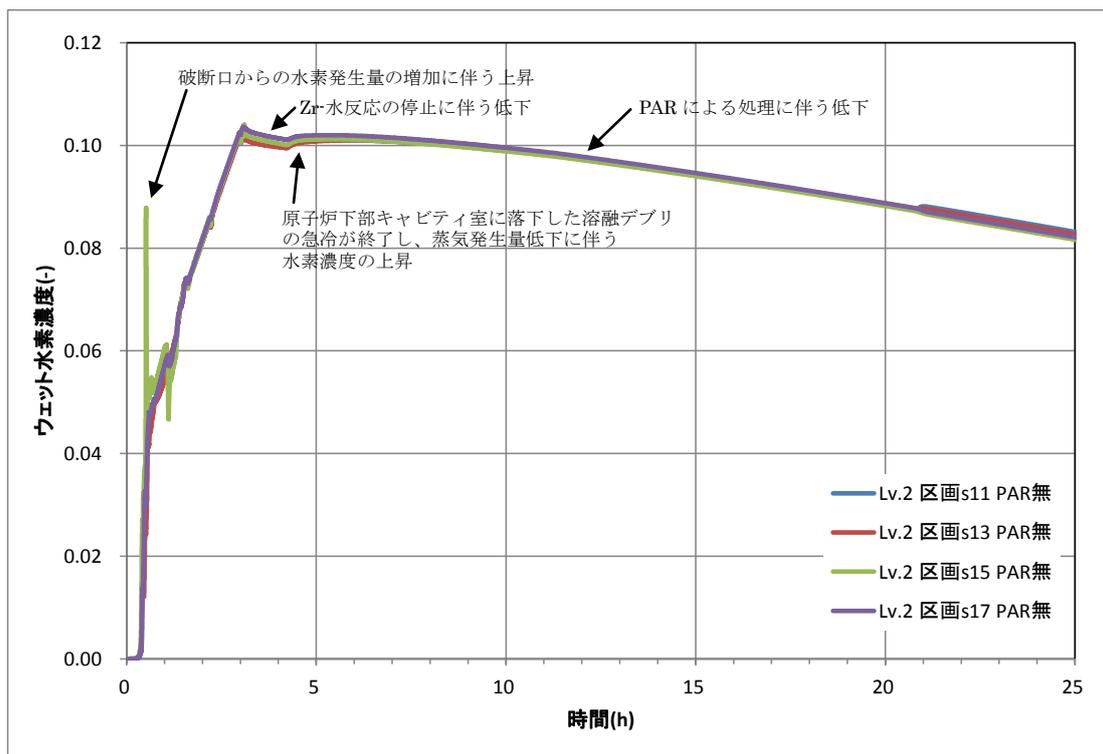


図5 上部区画 Lv.2 水素濃度

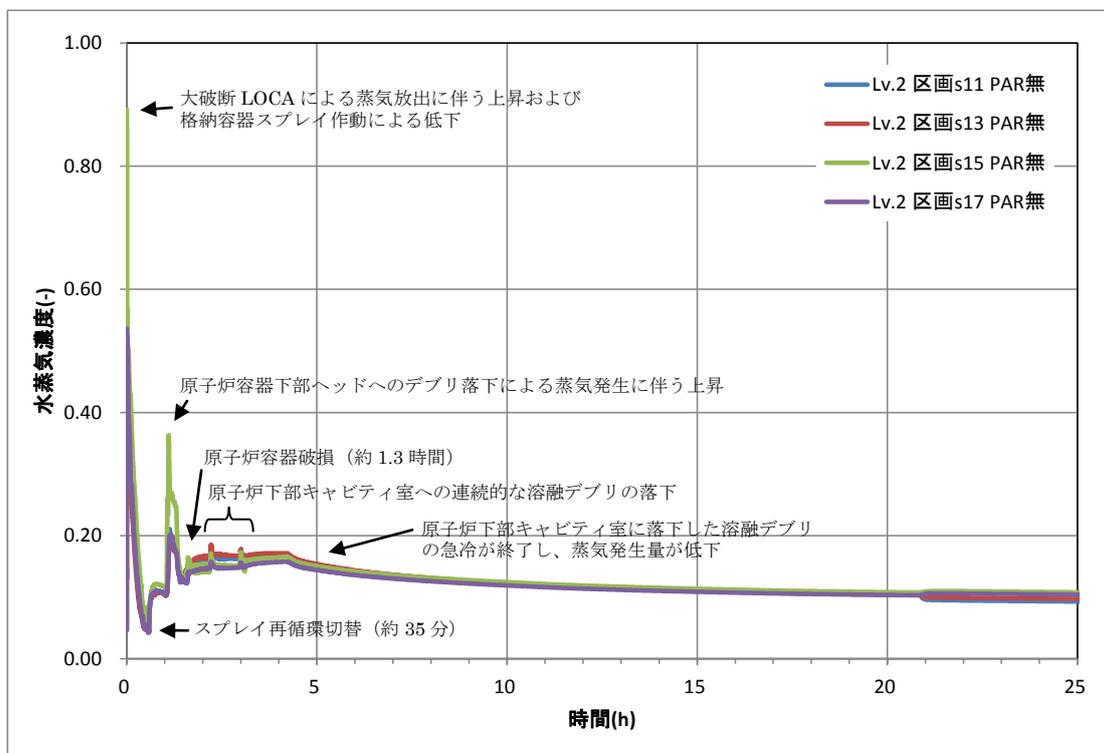


図6 上部区画 Lv.2 水蒸気濃度

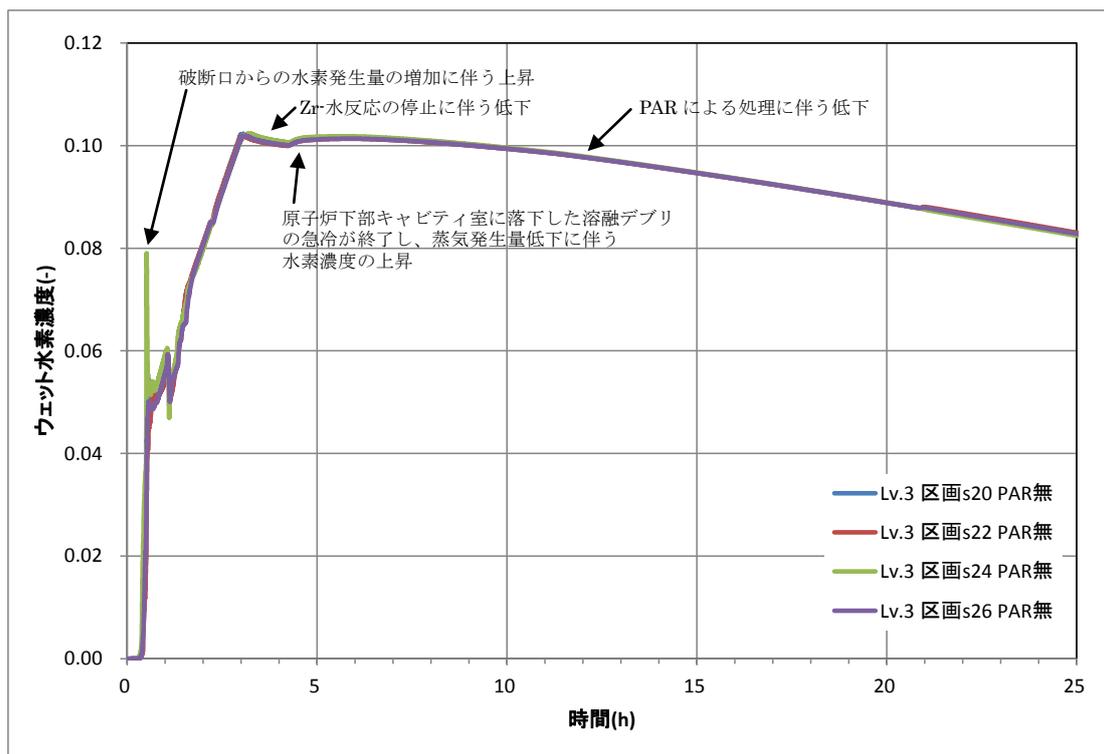


図7 上部区画 Lv.3 水素濃度

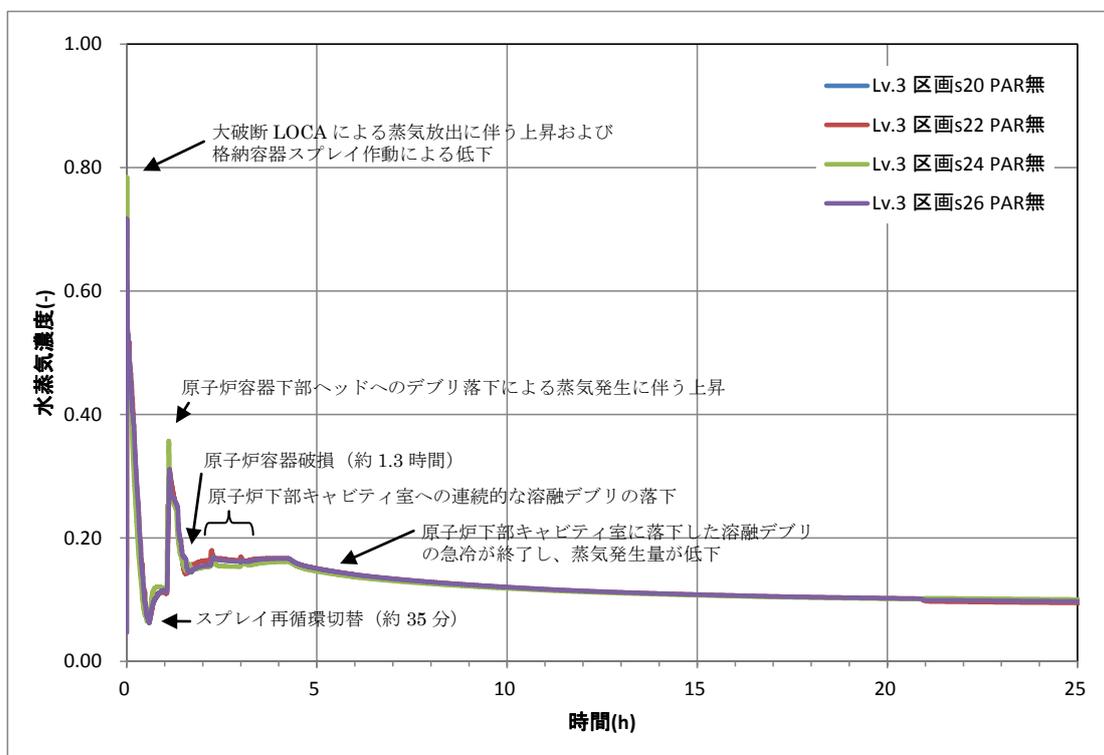


図8 上部区画 Lv.3 水蒸気濃度

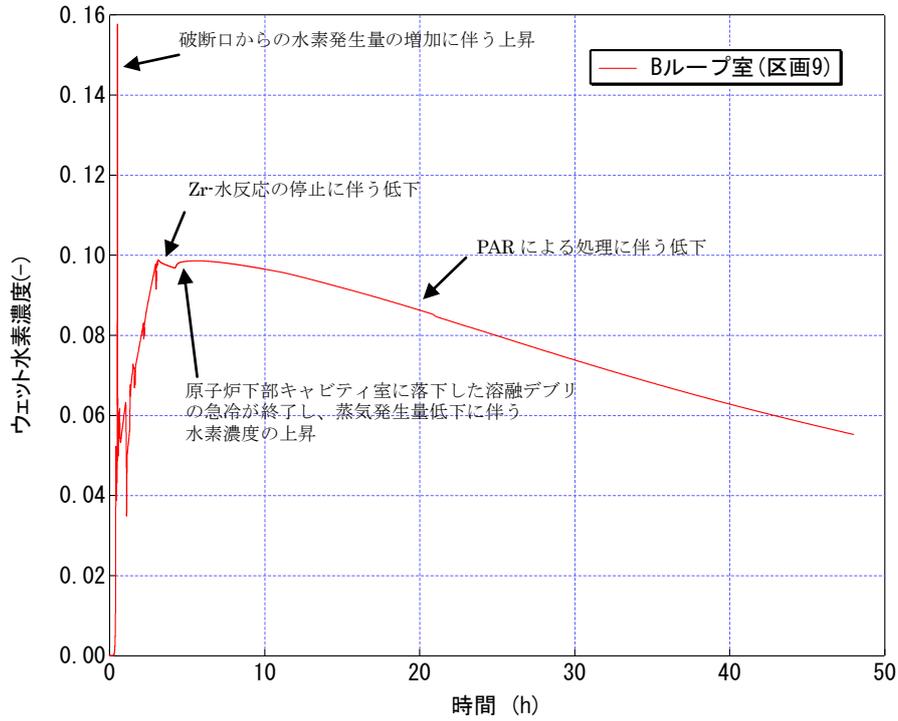


図9 ウェット水素濃度 (破断ループ室)

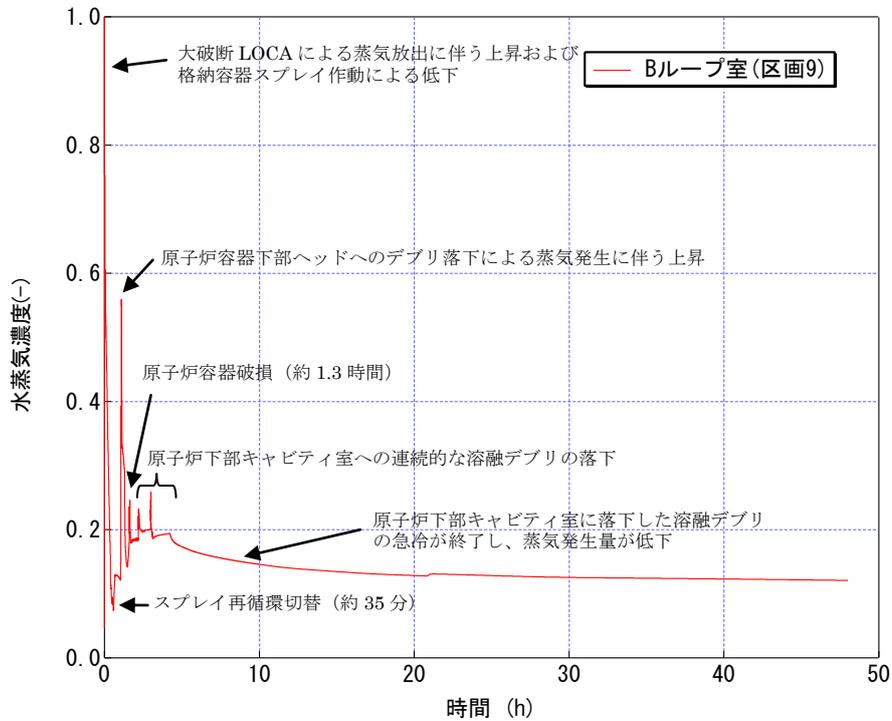


図10 水蒸気濃度 (破断ループ室)

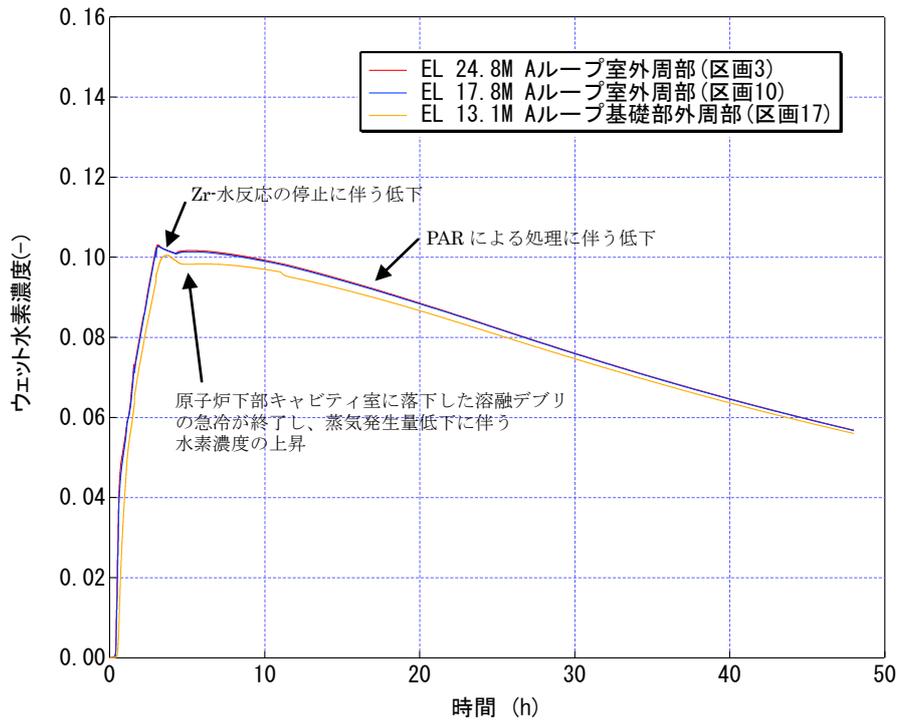


図 1 1 ウェット水素濃度 (ループ室外周部)

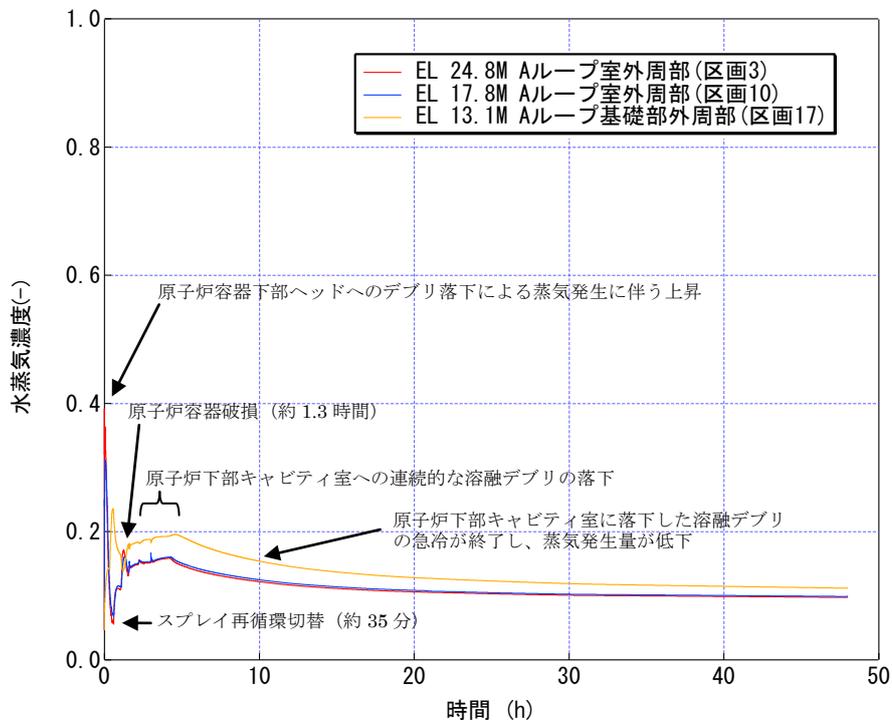


図 1 2 水蒸気濃度 (ループ室外周部)

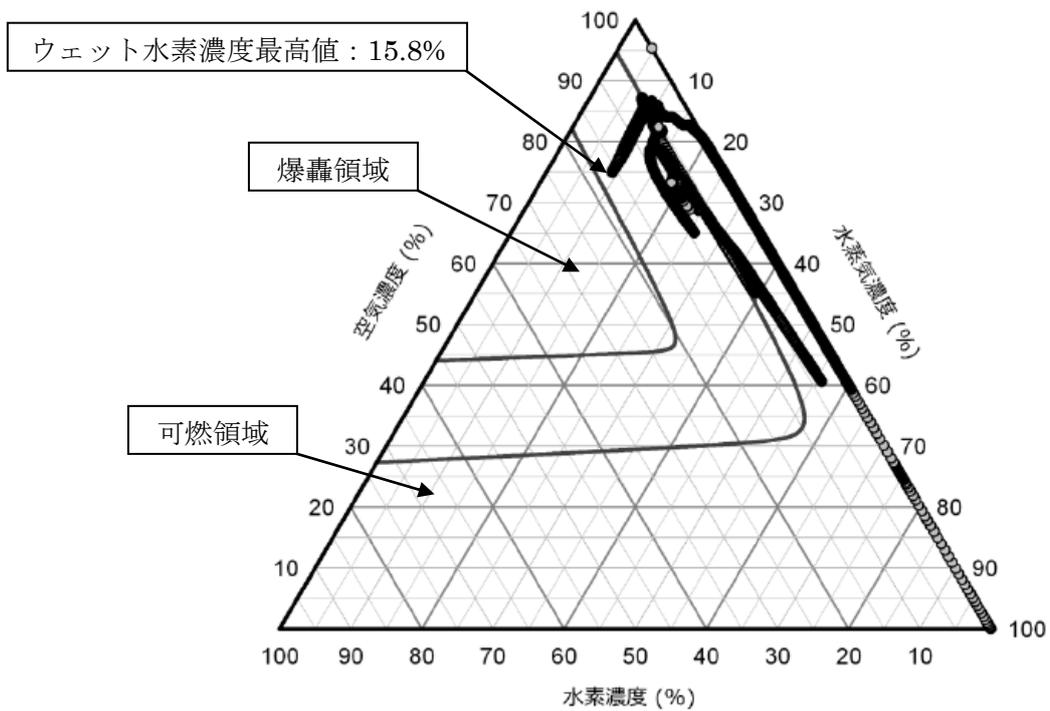


図 1 3 破断口設定区画 (区画 9) における三元図

(出典 : Z.M. Shapiro, T.R. Moffette, "HYDROGEN FLAMMABILITY DATA AND APPLICATION TO PWR LOSS-OF-COOLANT ACCIDENT", WAPD-SC-545, U.S. Atomic Energy Commission, Pittsburgh, PA, 1957, 13 pp.)

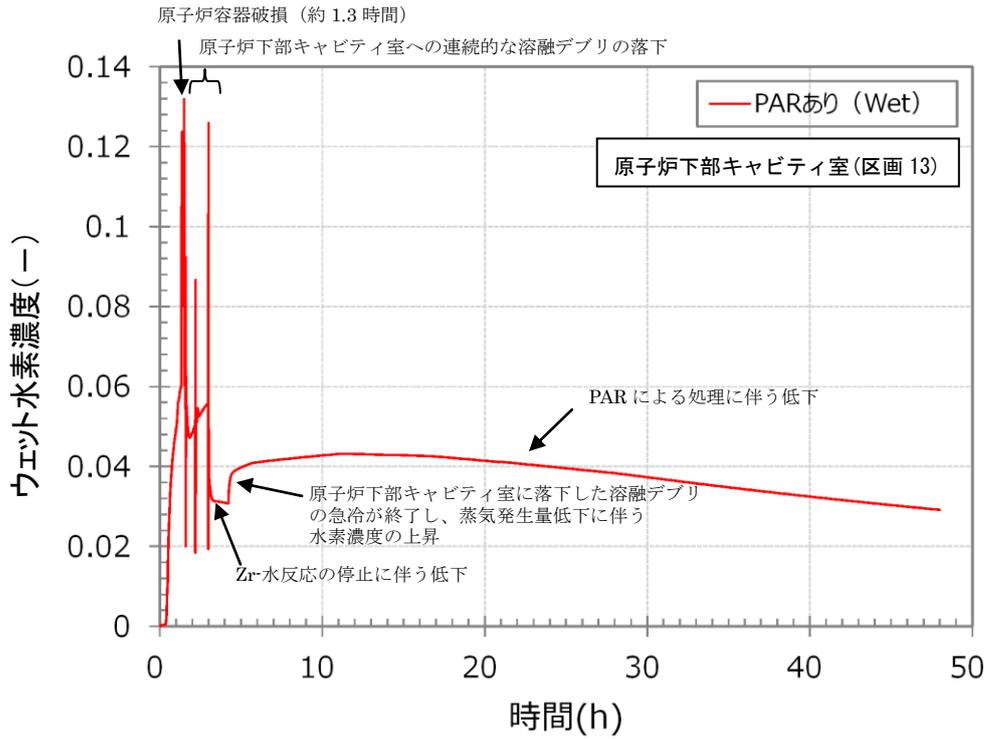


図 1 4 ウェット水素濃度 (原子炉下部キャビティ室)

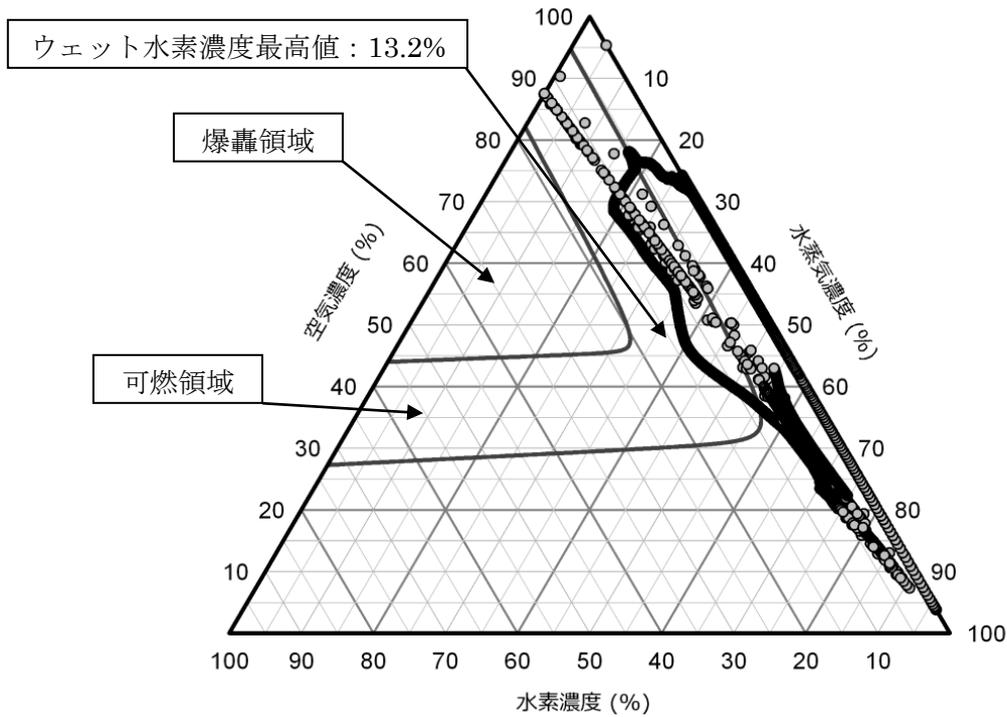


図 1 5 原子炉下部キャビティ室 (区画 1 3) における三元図

(出典 : Z.M. Shapiro, T.R. Moffette, "HYDROGEN FLAMMABILITY DATA AND APPLICATION TO PWR LOSS-OF-COOLANT ACCIDENT", WAPD-SC-545, U.S. Atomic Energy Commission, Pittsburgh, PA, 1957, 13 pp.)

2-10. 格納容器内水素濃度測定について

1. はじめに

本資料では、事故時の原子炉格納容器（以下「C/V」という。）内の水素濃度測定方法及び手順について説明する。

2. 水素濃度測定方法

C/V 雰囲気ガスサンプリング設備（以下「PASS」という。）により C/V 内の雰囲気ガスを循環させ、可搬型水素濃度計により水素濃度を連続測定し、中央制御室で監視する（図-1）。

なお、C/V 内水素濃度の変化率等の状況に応じ、連続測定から間欠運用に移行する又はガス分析計による間欠測定に切り替える。

3. 水素濃度測定手順

中央制御室からの水素濃度監視手順を以下に示す。

- ① 現場において、PASS の手動弁のラインアップ及び可搬型水素濃度計の接続を行う。
- ② 中央制御室において、C/V 隔離弁を開とする。
(図-1 の RM-001, 002, 015)
- ③ 現場において、ガスサンプリング圧縮装置（以下「GC」という。）を起動する。
- ④ 中央制御室において、C/V 内水素濃度を監視する。

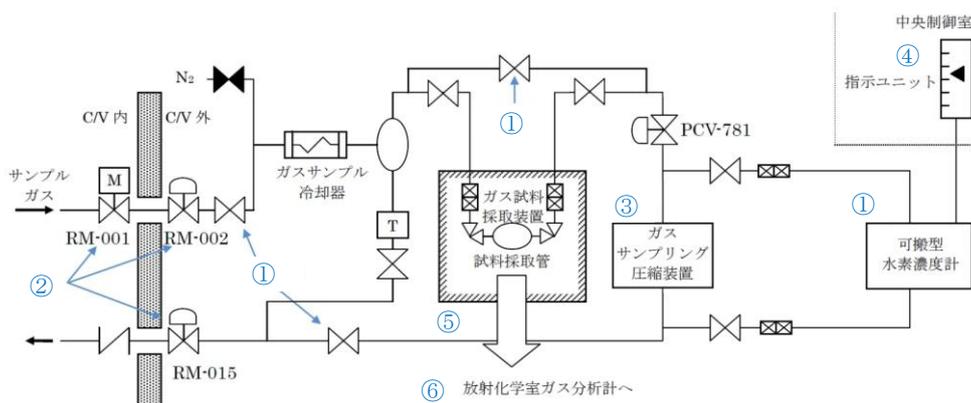


図-1 PASS 系統構成

ガス分析計により間欠測定を行う場合の手順は以下のとおり。

- ⑤ 試料採取管に試料ガスを採取する。
- ⑥ ガス分析計で水素濃度（ドライ換算）を測定する。

4. 水素濃度測定作業エリア環境

炉心の著しい損傷時、PASS 現場ラインアップ時の試料採取装置前面の線量率は、事故発生約 1.8 時間後に最大となり、C/V 内からの直接ガンマ線は約 36mSv/h と推定される（図-2）。

上記手順①の PASS 現場ラインアップ、可搬型水素濃度計接続及び③の GC 起動に要する時間は、移動時間を含め約 30 分を見込んでいます。

図-2 より、最大値約 36mSv/h となるのは一瞬であるが、この状況で運転員が 30 分間の現場操作を行うと仮定すると、運転員の被ばくは約 18mSv と推定される。

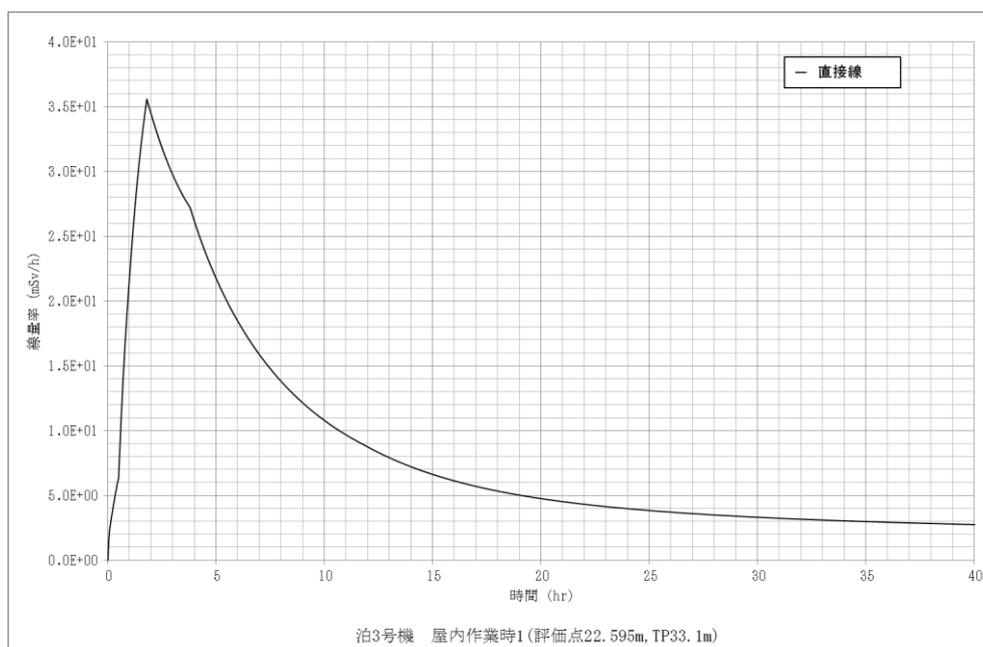


図-2 原子炉建屋内外外部遮蔽外面における事故後の線量率推移（参考）
（大 LOCA、ECCS 注入失敗、C/V スプレー失敗、代替スプレー成功）

5. 水素濃度測定方法（全交流動力電源喪失時）

全交流動力電源喪失時において、制御用空気および原子炉補機冷却海水の供給機能が喪失している場合は、以下の手順で PASS の運転を実施する。

- ① 制御用空気の供給機能が喪失しているので、空気作動弁を可搬型 N₂ ポンベにて強制開とし、開固定治具を取り付ける。
- ② 原子炉補機冷却海水の供給機能が喪失しているので、
 - ②-1 可搬型大型送水ポンプ車からの海水供給前に、原子炉補機冷却水システムが使用可能であれば、ガスサンプル冷却器へ通水可能となるようシステム構成を実施し、代替非常用発電機からの給電開始後、原子炉補機冷却水ポンプを運転し、ガスサンプル冷却器に冷却水を通水する。
 - ②-2 可搬型大型送水ポンプ車から海水を供給する場合は、ガスサンプル冷却器等へ通水可能となるようシステム構成を実施し、可搬型大型送水ポンプ車を運転し、ガスサンプル冷却器に冷却水（海水）を通水する。
- ③ C/V 内の圧力が高く本設の GC が使用できない場合は、可搬型の GC を PASS に接続する。

動的機器の電源は以下のとおりであり、全交流動力電源喪失時には代替非常用発電機から給電できる。

負 荷	電 源	備 考
RM-001(C/V 隔離弁)	非常用低圧母線	—
RM-002(C/V 隔離弁)	非常用直流母線	制御用空気が喪失している場合は、N ₂ ポンベで強制開し、固定治具で保持する。
RM-015(C/V 隔離弁)	非常用直流母線	
PCV-781 (圧力調整弁)	(常用直流母線)	N ₂ ポンベで強制開し、固定治具で調整開に保持する。
ガス圧縮装置 (GC)	非常用低圧母線	
可搬型代替 GC	非常用低圧母線	
可搬型水素濃度計	非常用低圧母線	
水素濃度指示計	非常用低圧母線	
原子炉補機冷却水ポンプ	非常用高圧母線	

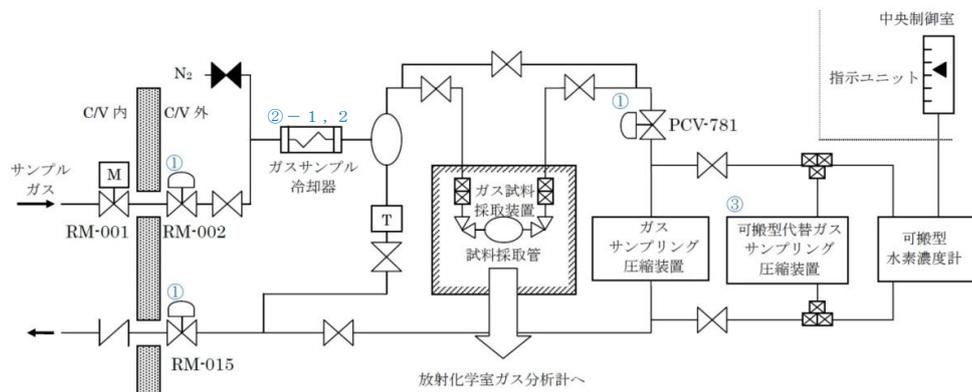


図-3 PASS 系統構成

以 上



① RM-002



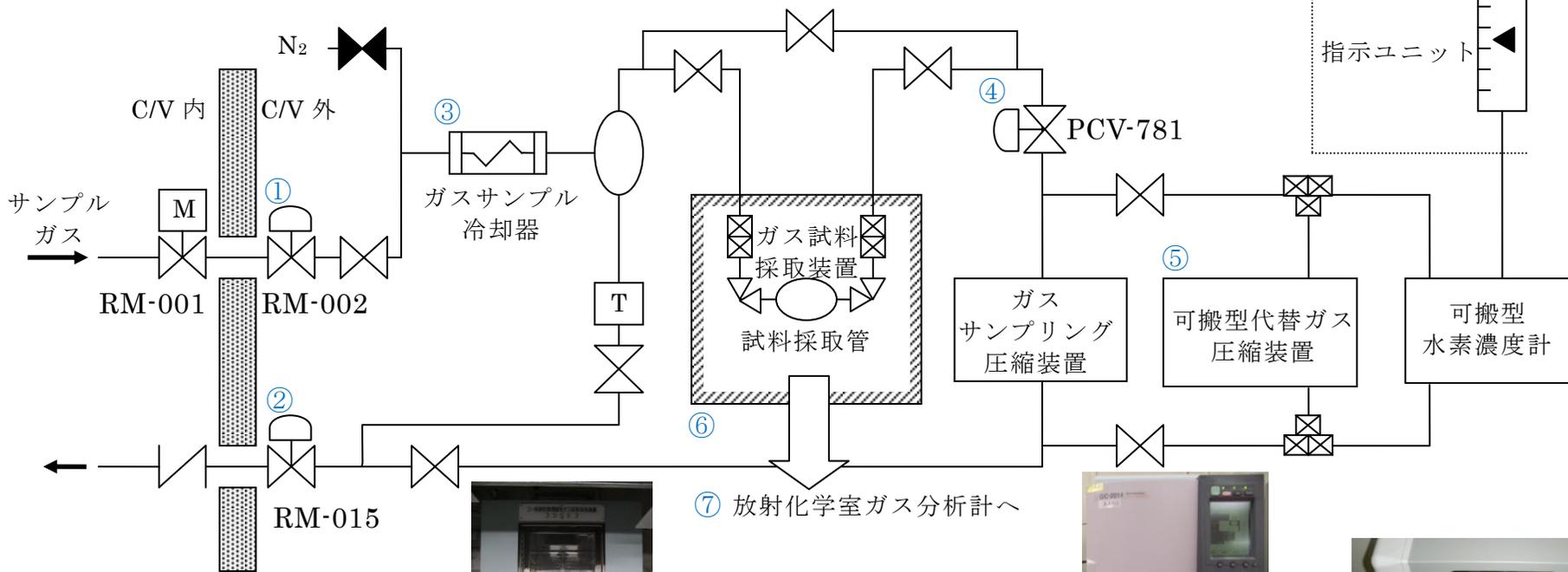
② RM-015



③ ガスサンプル冷却器



④ PCV-781



⑥ ガス試料採取装置



⑦ ガス分析計



⑤ 可搬型代替ガス圧縮装置

図-4 C/V内水素濃度測定装置関連設備 現場写真

3-1. 有効性評価の条件設定の考え方

(1) 想定事故1

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
SFP 崩壊熱	11.508MW	原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵されている使用済燃料及び1号及び2号機から輸送された使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組み合わせで貯蔵される場合を設定。 崩壊熱は以下により算出する。 FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (3-2. 参照)
事象発生前 SFP 水温	40℃	SFP 水温の実測値に基づき設定 (3-3. 参照)
SFP に隣接するピットの状態	Aピット、Bピット、検査ピット およびキャナル接続	燃料取出直後の状態を想定していることから、燃料取出中のピット状態に基づき設定 (3-6. 参照)
放射線の遮蔽が維持される水位	燃料頂部から 4.25m	SFP 中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) となる水位。NWL-3.37m に相当。 (3-4. 参照)
蒸発による水位低下量 および蒸発水量	水位低下量：3.3m 蒸発水量：約 630m ³	放射線の遮蔽が維持される水位までの許容水位低下量として 3.3m と設定。蒸発水量は当該水位低下量および SFP 設計値に基づき算出。

(2) 想定事故 2

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
SFP 崩壊熱	11.508MW	原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵されている使用済燃料及び1号及び2号機から輸送された使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組み合わせで貯蔵される場合を設定。 崩壊熱は以下により算出する。 FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (3-2. 参照)
事象発生前 SFP 水温	40℃	SFP 水温の実測値に基づき設定 (3-3. 参照)
SFP に隣接するピットの状態	Aピット、Bピット、検査ピット およびチャンネル接続	燃料取出直後の状態を想定していることから、燃料取出中のピット状態に基づき設定 (3-6. 参照)
放射線の遮蔽が維持される水位	燃料頂部から 4.25m	SFP 中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) となる水位。NWL-3.3m に相当。 (3-4. 参照)
冷却系配管の破断による水位低下量	NWL-1.35m	使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水が流出した場合を想定し設定 (3-7. 参照)
蒸発による水位低下量および蒸発水量	水位低下量：2.0m 蒸発水量：約 362m ³	冷却系配管の破損による水位低下後、放射線の遮蔽が維持される水位 (NWL-3.37m) までの許容水位低下量として 2.0m と設定。蒸発水量は当該水位低下量および SFP 設計値に基づき算出。

3-2. 泊3号機 崩壊熱及び必要補給水流量（使用済燃料ピット）

1. 給水流量計算に用いた崩壊熱

使用済燃料ピットの蒸発時間および必要補給水流量評価に必要な使用済燃料ピット保管燃料の崩壊熱の評価は以下のとおり設定した。

- ・使用済燃料ピットには、原子炉の運転停止後全炉心分の燃料を取り出した時点における全炉心分の燃料（MOX燃料40体、ウラン燃料117体、計157体）、以前から貯蔵されている使用済燃料及び1, 2号機から輸送された使用済燃料*1を考慮し、使用済燃料ピット貯蔵容量一杯に保管されているものとする。
- ・使用済燃料については、3号機の使用済燃料は定期検査ごとに約1/3炉心分（MOX燃料16体、ウラン燃料39体、計55体）が貯蔵され、1, 2号機の使用済燃料は、2年の冷却期間を経て1サイクルごとに約1/3炉心分（1号機40体、2号機40体）が輸送されるとし、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組み合わせで燃料を貯蔵した場合の崩壊熱を想定する。

なお、核分裂生成物（FP）崩壊熱に関しては、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和56年7月20日原子力安全委員会決定、平成4年6月11日一部改訂）」においてその使用が認められている日本原子力学会推奨値*2（不確定性（3 σ A）込み）を用い、アクチニド崩壊熱に関しては、十分実績のあるORIGEN2コード評価値（不確定性（20%）込み）を用いた。

- *1：3号機の使用済燃料ピットは、1, 2, 3号機共用設備としており、1, 2号機の使用済燃料は、各プラントの使用済燃料ピットで2年以上冷却した後、使用済燃料輸送容器に入れて3号機使用済燃料ピットへ運搬・貯蔵する。
- *2：「崩壊熱の推奨値とその使用法」（社団法人 日本原子力学会 原子炉崩壊熱基準専門委員会）

3-3. 使用済燃料ピットの初期水位・水温について

使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用および実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。

(1) SFP初期水位 (NWL : T.P.32.66m)

SFP水位は、水位低警報 (NWL-0.08m : T.P.32.58m) を下回らないよう、通常は水位 NWL±0.05m を目安に管理運用している。よって、最適評価として初期水位を NWL に設定した。

(2) SFP初期水温 (40℃)

SFP初期水温は、燃料取出し完了後のSFP水温の実測値に基づき設定した。至近の泊発電所における定検時の燃料取出し完了後～燃料装荷までのSFP水温実測値の最高値を以下に示す。

a. 泊発電所3号機

定検回数 (年度)	1回 (2011)	2回 (2012)
SFP水温	21.8	29.5

b. 泊発電所1号機

定検回数 (年度)	14回 (2007)	15回 (2008)	16回 (2009)	17回 (2011)
SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8

c. 泊発電所2号機

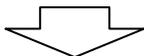
定検回数 (年度)	13回 (2008)	14回 (2009)	15回 (2010)	16回 (2011)
SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0

以上に示すとおり、SFP水温の最高値は約21℃～43℃の間で分布しており、初期水温を40℃とすることは最適評価として妥当と考える。

なお、使用済燃料ピット水に温度分布が生じている可能性もあるが、水温計は使用済燃料ピットの NWL から約 0.5m 下部が計測点であり、使用済燃料ピット（床レベル～NWL：11.96m）の水面付近の水温を計測している。よって、計測値は水温の比較的高い部分の温度を示していると考えられる。

また、仮に初期水位・水温が運用管理上の保守的設定として警報設定値となった場合の必要遮蔽厚さまでの水位低下時間を表 1 に示す。保守的設定で評価した場合の水位低下時間は想定事故 1 で約 1.5 日、想定事故 2 で約 0.9 日となるが、今回の有効性評価で示している使用済燃料ピットへ給水可能となる時間は事象発生後数時間程度であり、成立性に影響を与えるものではない。

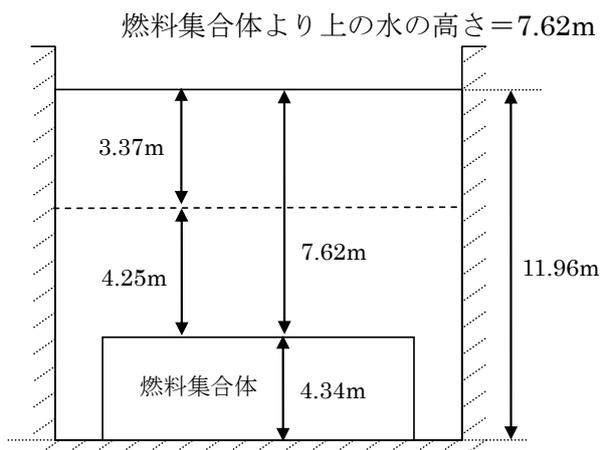
表 1 SFP 水位低下時間評価条件、評価結果

今回の有効性評価条件、 評価結果	保守的設定とした評価条件、 評価結果
(評価条件) ・初期水位：NWL ・初期水温：40℃  (評価結果) ・想定事故 1：1.65 日 ・想定事故 2：1.01 日	(評価条件) ・初期水位（警報設定値）：NWL-0.08m ・初期水温（警報設定値）：60℃  (評価結果) ・想定事故 1：1.53 日 ・想定事故 2：0.94 日

3-4. 泊3号機 使用済燃料ピット保有水高さ と 遮蔽機能について

以下のとおり、使用済燃料ピット保有水の水位が 3.37m 低下した場合でも、使用済燃料ピット中央水面での線量率は、燃料取替時の燃料取扱建屋の遮蔽設計基準値を超えない範囲である。

(1) 使用済燃料ピット保有水高さ



水位 3.37m 低下しても燃料頂部より上に十分な遮蔽厚さの水量 (4.25m 分) を有しており、使用済燃料ピットへの給水等の作業に支障はない。

(2) 必要遮蔽厚

図 1 から 4.25m 以上
(計算方法を (4) に示す)

(3) 許容水位低下量

$$7.62 - 4.25 = 3.37\text{m}$$

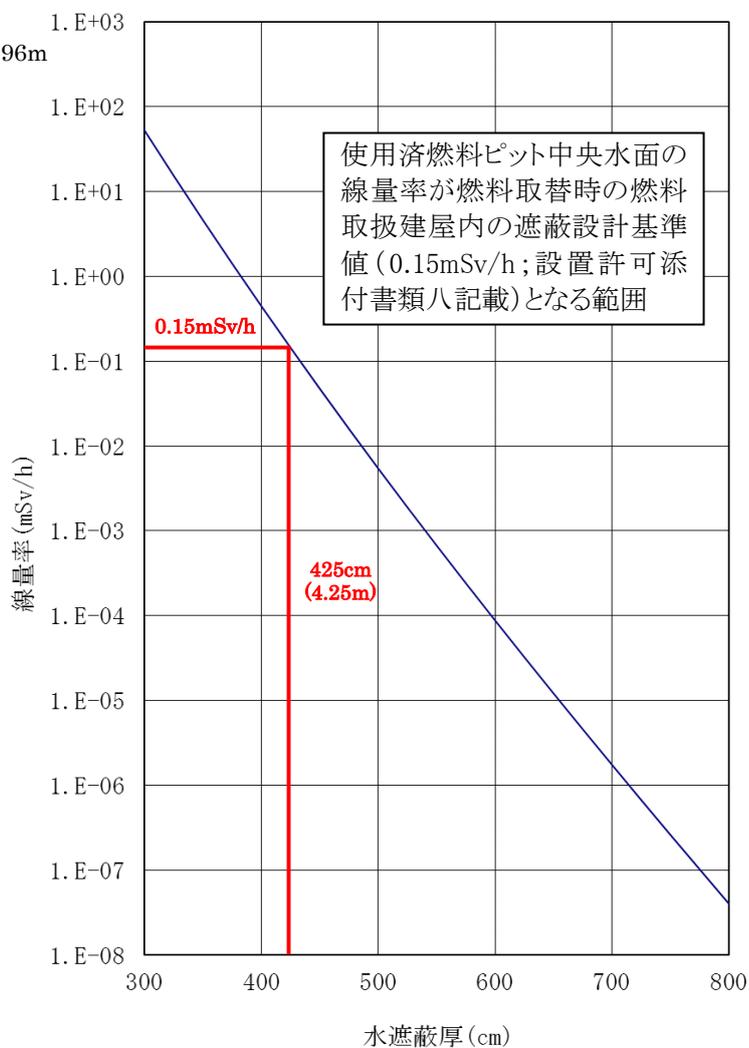


図1 水遮蔽厚に対する使用済燃料ピット水面中央線量

※水温 52℃、燃料有効部からの評価値(【参考】を参照)

(4) 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率」の計算方法について
「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率」については、以下の計算方法により求めている。

(a)使用済燃料の線源強度

使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている線源強度を使用している。これは、泊 3 号機にて使用される高燃焼度ステップ 2 ウラン燃料（最高燃焼度 55,000MWd/t）および MOX 燃料（最高燃焼度 45,000MWd/t）について ORIGEN2 コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。この値に対し、使用済燃料ピットの最大貯蔵体数（A ピット、B ピットのうち貯蔵体数の多い B ピットで代表）をかけた値を使用済燃料ピットの線源強度としている。

(b)水面線量率

線量率は、点減衰核積分コードである SPAN-SLAB コードを用いて計算している。計算式は以下のとおりである。

$$D(E) = \int_V K(E) \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$$

ここで、

- D(E) : 線量率 (mSv/h)
- S(E) : 線源強度 (MeV/cm³/s)
- K(E) : 線量率の換算係数 ((mSv/h)/(MeV/cm²/s))
- B(E) : ビルドアップファクタ

$$B(E) = A \cdot e^{(-\alpha_1 \cdot b)} + (1-A) \cdot e^{(-\alpha_2 \cdot b)}$$

A、 α_1 、 α_2 は定数

r : 線源から計算点までの距離 (cm)

V : 線源体積 (cm³)

b : 減衰距離

$$b = \sum_{i=1}^n \mu_i \cdot t_i$$

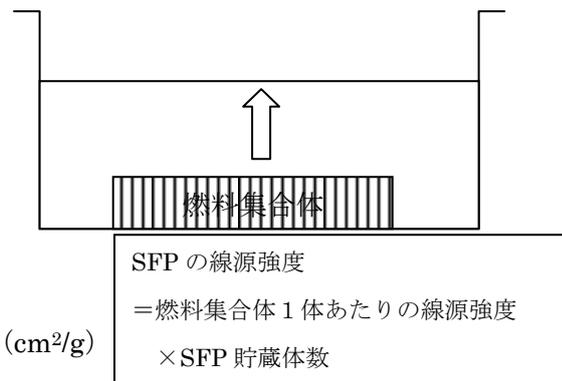
μ_i : 物質 i の線減衰係数 (cm⁻¹)

$$\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i$$

(μ/ρ)_i : 物質 i の質量減衰係数 (cm²/g)

ρ_i : 物質 i の密度 (g/cm³)

t_i : 物質 i の透過距離 (cm)



枠囲いの内容は、商業機密に属するため公開できません。

【参考】 必要遮蔽水厚の設定について

図1は水温 52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に 100℃の水を想定した場合、必要水遮蔽厚は約 11cm 増加する。

しかし、水の密度は温度上昇により低下（水 52℃：0.987g/cm³、水 100℃：0.958g/cm³）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が 100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約 30cm 増加する。よって、必要水遮蔽厚の増加分 11cm は、温度上昇に伴う水位増加分に包含される。

なお、以下の図2に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部は [] あり、プレナム部の [] を除いても [] の余裕がある。

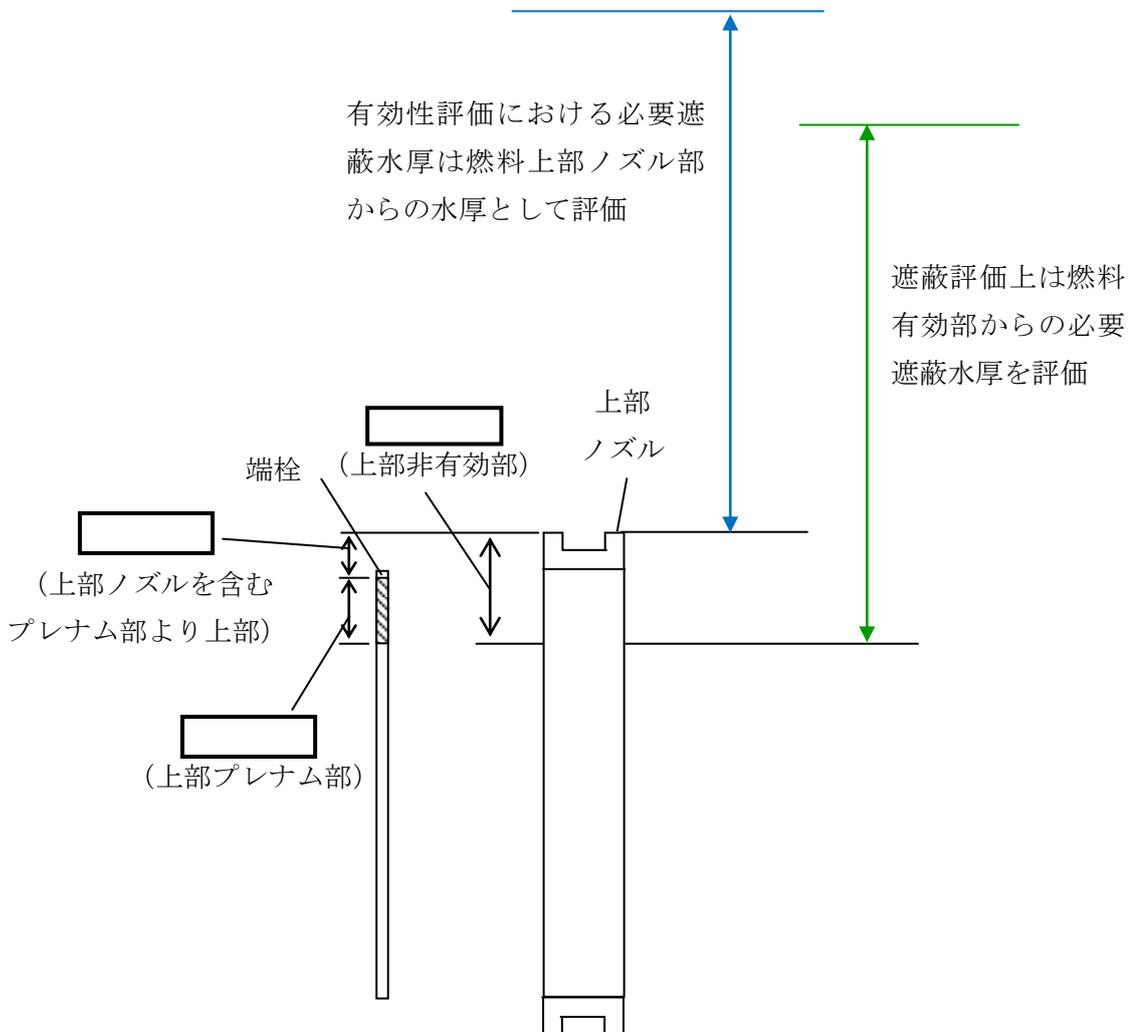


図2 燃料集合体および必要遮蔽水厚の寸法概略図

3-5. 使用済燃料ピット水位低下時間の計算条件について

3号機の使用済燃料ピット水位が **NWL-3.3m** に低下するまでの時間は、①水が沸騰するまでの時間と、②水の蒸発時間の合計であり、以下の式で計算する。

$$\text{①または②の時間[h]} = \frac{\text{水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピー変化[kJ/kg]}}{\text{崩壊熱[MW]} \times 1000 \times 3600}$$

①または②の時間は下記の条件で評価する。

- ・ ①の時間評価は、AピットおよびBピット、さらに燃料取替チャンネルおよび燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しない。したがって、沸騰までの評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定する。
- ・ ②の時間評価は、以下の②-1と②-2の合計の時間を想定する。
 - ②-1：沸騰までの時間が早いピットで、蒸発により水位が **NWL-3.3m** まで低下する時間
 - ②-2：沸騰までの時間が早いピットとつながる他ピットから水が流れ込み、沸騰・蒸発して水位が **NWL-3.3m** まで低下する時間。

(1) ①の時間評価について

<評価条件>

		Aピット	Bピット
水量	想定事故1	720m ³ (図1の領域 1-1,1-2,1-3の合計)	1030m ³ (図1の領域 3-1,3-2,3-3の合計)
	想定事故2	630m ³ (図2の領域 1-1,1-2,1-3の合計)	900m ³ (図2の領域 3-1,3-2,3-3の合計)
水密度 (100℃)		958kg/m ³	
エンタルピー変化		251.6kJ/kg ^{※1}	
崩壊熱		9.813MW ^{※2}	10.328MW ^{※3}

※1：100℃の飽和水エンタルピーと40℃の飽和水エンタルピーの差

※2：Aピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した場合の崩壊熱

※3：Bピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した場合の崩壊熱

<評価結果>

		Aピット	Bピット
想定事故1		約4.9時間	約6.6時間
想定事故2		約4.2時間	約5.8時間

(2) ②-1、②-2の時間評価について

<評価条件>

		②-1 (Aピット)	②-2 (他ピット)
水量	想定事故1	210m ³ (図1の領域1-1)	420m ³ (図1の領域2-1,3-1,4-1,5-1の合計)
	想定事故2	120m ³ (図2の領域1-1)	242m ³ (図2の領域2-1,3-1,4-1,5-1の合計)
水密度 (100℃)		958kg/m ³	
エンタルピー変化		2256.5kJ/kg ^{※4}	2466.3kJ/kg ^{※5}
崩壊熱		11.508MW ^{※6}	

※4：100℃の飽和蒸気エンタルピーと100℃の飽和水エンタルピーの差 (Aピット水)

※5：100℃の飽和蒸気エンタルピーと50℃ (注1参照) の飽和水エンタルピーの差 (他ピット水)

※6：A、Bピット合計の崩壊熱

注1：Aピットに流れ込む他ピット水の水温について

(1) のAピット100℃到達時間におけるBピット水の水温は、この場合のBピットの崩壊熱 $11.508\text{MW} - 9.813\text{MW} = 1.695\text{MW}$ およびBピット水量より、以下に示すとおり想定事故1および想定事故2共に約48℃となる。

	想定事故1	想定事故2
Aピット100℃到達時間	4.9時間	4.2時間
Bピット水量	1030m ³	900m ³
崩壊熱	1.695MW	
水密度 (100℃)	958kg/m ³	
エンタルピー変化	30.38kJ/kg	30.42 kJ/kg
Aピット100℃到達時の Bピット水温	約48℃	約48℃

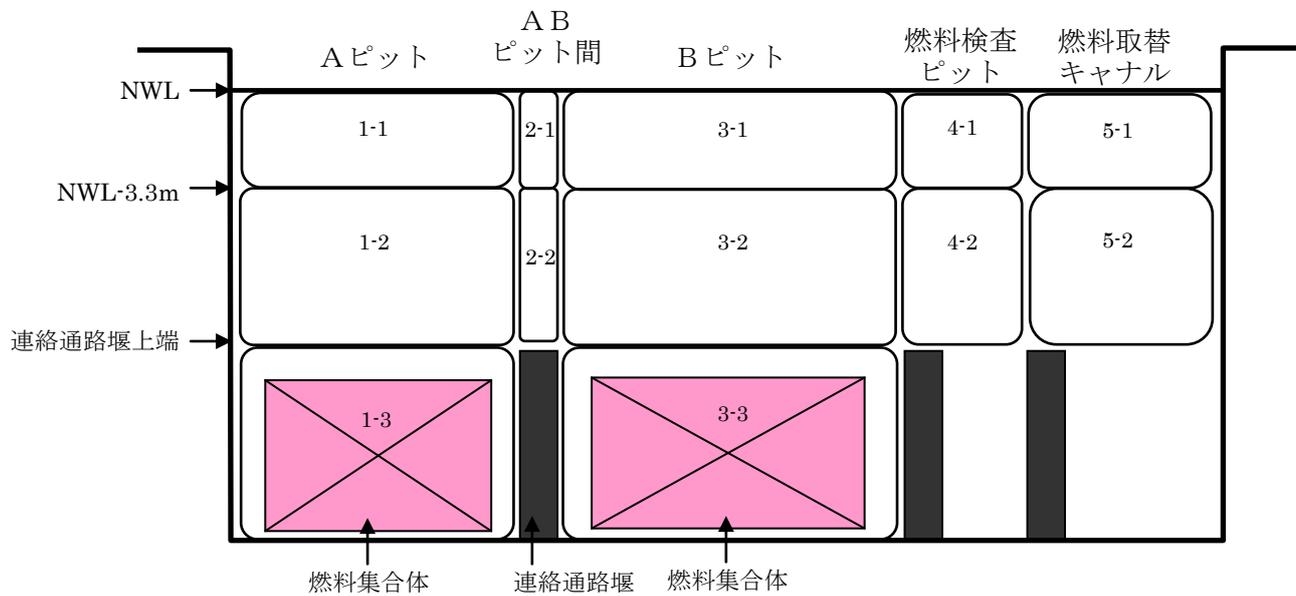
よって、(2)の蒸発時間評価において他ピットから流れ込む水の水温は、48℃に余裕をみて評価上50℃と設定した。

<評価結果>

	②-1 (Aピット)	②-2 (他ピット)
想定事故1	約10.9時間	約23.9時間
想定事故2	約6.2時間	約13.7時間

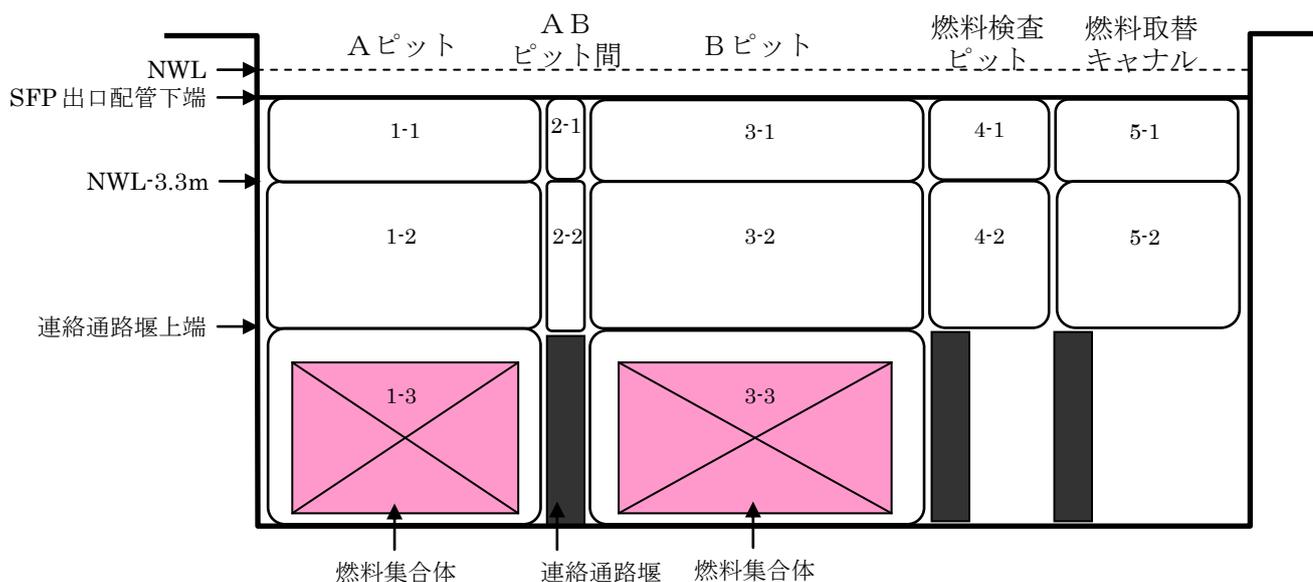
(3) 水位低下時間評価結果

	NWL-3.3m までの水位低下時間
想定事故1	約39.7時間
想定事故2	約24.1時間



Aピット		A Bピット間		Bピット		燃料検査ピット		燃料取替チャンネル	
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量
1-1	210m ³	2-1	5m ³	3-1	310m ³	4-1	60m ³	5-1	45m ³
1-2	280m ³	2-2	5m ³	3-2	390m ³	4-2	80m ³	5-2	65m ³
1-3	230m ³			3-3	330m ³				

図1 評価に用いた使用済燃料ピット等の水量（想定事故1）



Aピット		A Bピット間		Bピット		燃料検査ピット		燃料取替キヤナル	
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量
1-1	120m ³	2-1	3m ³	3-1	180m ³	4-1	36m ³	5-1	23m ³
1-2	280m ³	2-2	5m ³	3-2	390m ³	4-2	80m ³	5-2	65m ³
1-3	230m ³			3-3	330m ³				

図2 評価に用いた使用済燃料ピット等の水量（想定事故2）

（参考）計算条件の保守性について

本計算においては、燃料損傷対策の有効性を確認するにあたり、水位低下の時間評価では評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、使用済燃料からの崩壊熱については、すべて使用済燃料ピット水の温度上昇及び蒸発に寄与するとして評価結果が厳しくなるような条件設定としている。

100℃まで温度上昇する過程においては、ピット水温度の不均一が生じることも考えられるが、崩壊熱は最終的に全て水の温度上昇および蒸発に費やされるエネルギーとなることから、トータルの水位低下時間には影響しない。

また、計算に使用する崩壊熱は、保守的に発熱の大きいMOX燃料が支配的になる貯蔵条件を想定し、時間の経過による崩壊熱の減衰は考慮していない。

更に、事象発生から可搬型大型送水ポンプ車によるSFPへの給水準備完了までは数時間であり、本評価結果と比較して十分な余裕があることから、本想定事故に係る燃料損傷対策の有効性は十分確認できる。

3-6. 使用済燃料ピットに接続されるピットについて

使用済燃料ピットAピットとBピットは、連通堰により常時接続された状態である。Bピットは燃料検査ピット（燃料検査ピットはさらに燃料取替チャンネルと接続）及びキャスクピットと連通堰により繋がっており、SFPゲートによりこれらのピットと仕切ることが可能である。（図1参照）

有効性評価においては、燃料取出中を想定し、AピットとBピットに燃料検査ピットとチャンネルが接続され、キャスクピットはSFPゲートにより仕切られ、水がない空の状態である。

SFPゲートの遮水機能には十分な信頼性があり水が漏出する可能性は極めて低いが、万一SFPゲートの遮水機能が喪失した場合においても、使用済燃料ピット水位は遮蔽設計基準水位を下回らないことを確認した。

1. 使用済燃料ピットに接続されるピット状態の影響

今回の有効性評価の条件として想定した定検中（燃料取出中）の状態と、運転中（燃料装荷後）の状態に対し、それぞれ表1の条件に基づき評価した結果を表2に示す。使用済燃料ピット水位低下時間評価結果は、今回の評価に用いた定検中（燃料取出中）の状態の方が、運転中（燃料装荷後）に比べて厳しい。

- : 運転中（Aピット、Bピット）
- : 停止中（Aピット、Bピット、燃料検査ピット、燃料取替チャンネル）

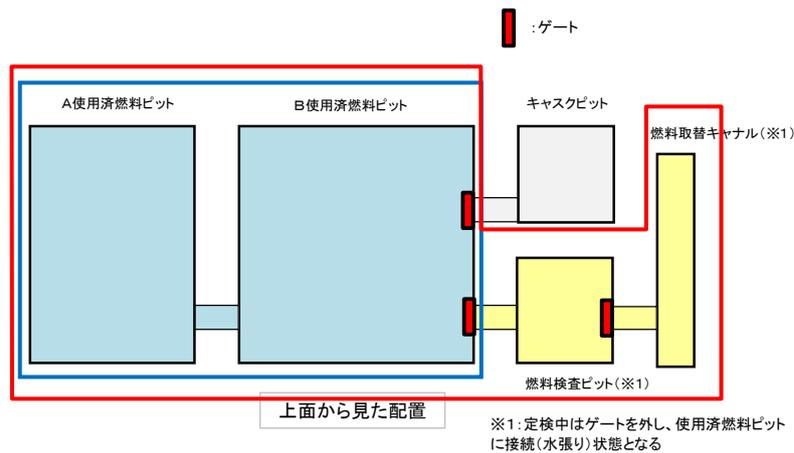


図1 泊3号機使用済燃料ピット周辺レイアウト

表1 SFP水位低下時間評価条件

	定検中（燃料取出中）	運転中（燃料装荷後）
SFP 崩壊熱	11.508MW <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管 	5.122MW ^{※1} <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷
SFPに接続されるピットの状態 ^{※2}	Aピット、Bピット、燃料検査ピット及びキャナル接続	Aピット及びBピットのみ接続（燃料検査ピット及びキャナルは切り離し）
蒸発水量	想定事故1：630m ³ 想定事故2：362m ³	想定事故1：525m ³ 想定事故2：303m ³
SFP 初期水温	40℃	30℃

※1：表3参照

※2：図1参照

表2 SFP水位時間評価結果

	定検中（燃料取出中）	運転中（燃料装荷後）
想定事故1	約1.6日	約3.3日
想定事故2	約1.0日	約2.1日

表3 燃料取出スキーム（運転中）

取出燃料	泊3号炉燃料					泊1, 2号炉燃料		
	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料	
		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)		取出燃料数	崩壊熱(MW)
今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—
今回取出	30日	8体	0.376	—	—	—	—	—
今回取出	30日	8体	0.390	39体	1.094	—	—	—
1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+30日	※1	0.166	39体	0.224	—	—	—
2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+30日	※1	0.085	39体	0.124	2年	40体×2	0.256
3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+30日	※1	0.062	39体	0.0841	(13ヶ月+30日)×1+2年	40体×2	0.168
4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+30日	※1	0.053	39体	0.063	—	—	—
5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+30日	※1	0.049	—	—	—	—	—
6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+30日	※1	0.047	—	—	—	—	—
7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+30日	※1	0.045	—	—	—	—	—
...	—	—	—	—	—
59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—
60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—
61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+30日	8体	0.013	—	—	—	—	—
小計	—	984体	3.112	195体	1.586	—	160体	0.424
合計	取出燃料体数※2	1,339体		崩壊熱		5.122MW		

※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1440体

2. SFP ゲート遮水機能の信頼性について

SFP ゲートは、ゲート受金具及びゲート受金物により連通部の SFP 壁面に取付け、ピット水からの水圧により SFP 壁面に押し付けられ、ゲートパッキンに面圧が発生し遮水機能を発揮する（図 2）。

想定事故 1（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の機能喪失）及び想定事故 2（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）において想定される状況においても以下のとおり遮水機能に問題はない。

① ピット水の温度上昇

ゲートパッキン（図 3）の材質は耐熱性に優れたシリコンゴムであり、100℃での耐水試験においても硬さ変化等が規格値を満足している。また沸騰により水が流動する状態になるが、水圧と比較するとその影響は僅かであり、遮水機能に影響はない。

② ピット水の水位低下

水位低下が発生した場合も、ピット水面からの深さに対して発生する水圧は同じであり、シール性には影響はない。

③ 地震発生時の影響

SFP ゲートには水圧による大きな力が掛かり地震によりゲートが外れることはないことを確認している。

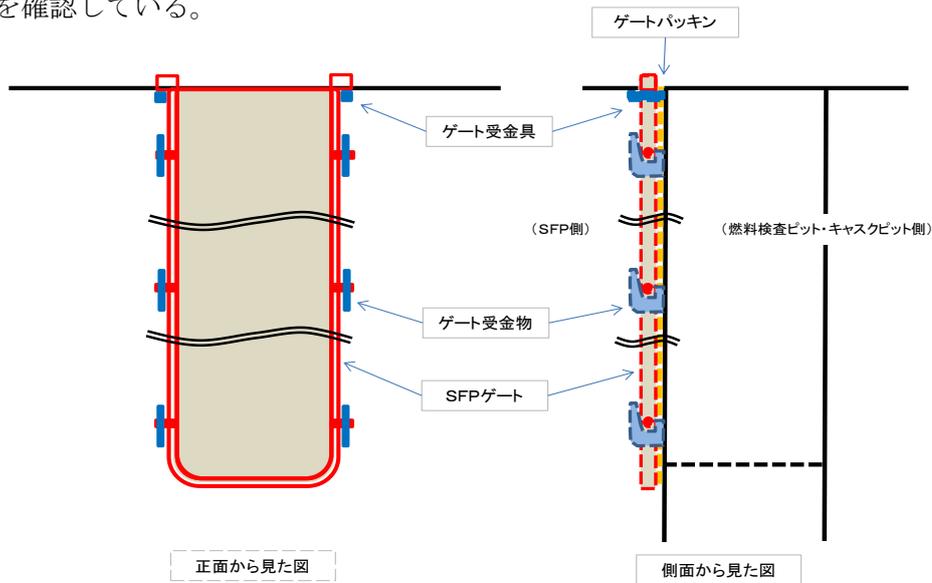


図 2 SFP ゲートの概要

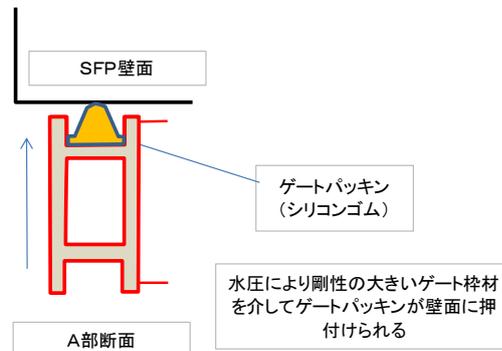
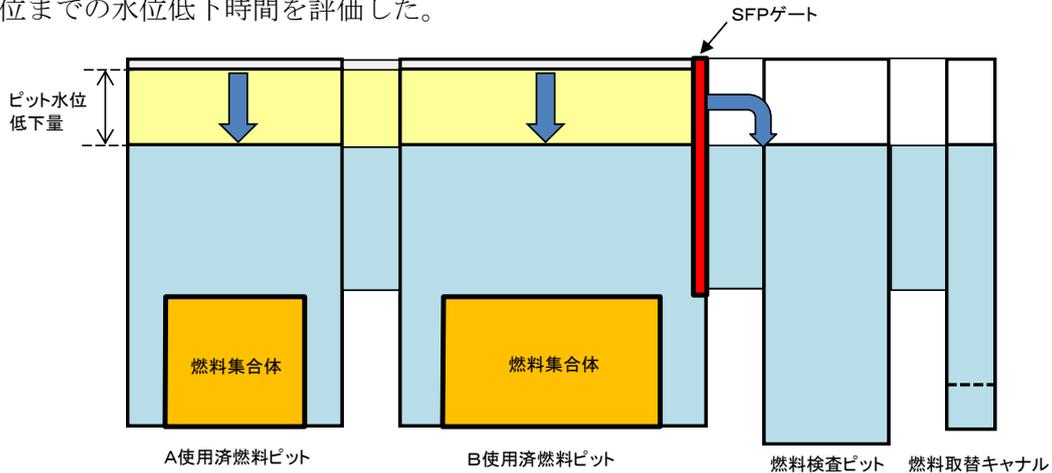


図 3 ゲートパッキンの概要

3. 使用済燃料ピットのゲートの遮水機能が喪失した場合の評価

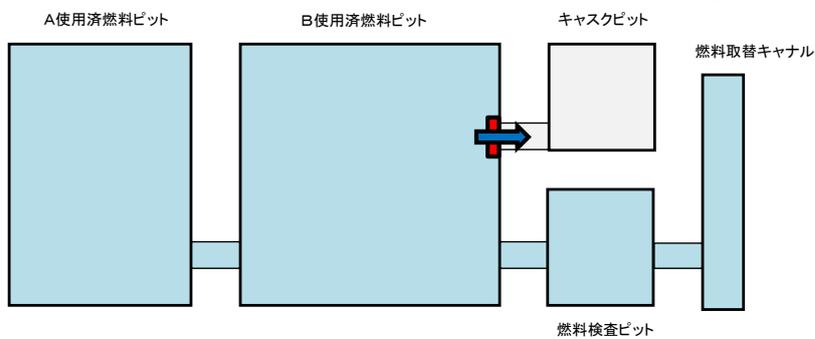
万一、使用済燃料ピットのゲートが外れること等によりゲートが遮水機能を喪失し使用済燃料ピット水が他ピットへ流出した場合の水位低下量、およびこの水位が下がった状態での使用済燃料ピット水の崩壊熱による温度上昇および蒸発による遮蔽設計基準水位までの水位低下時間を評価した。



○評価条件

- ・ 事象発生時の使用済燃料ピット水位はNWLとする。
- ・ 使用済燃料ピットに接続されるピットの状態は以下のとおりとする。

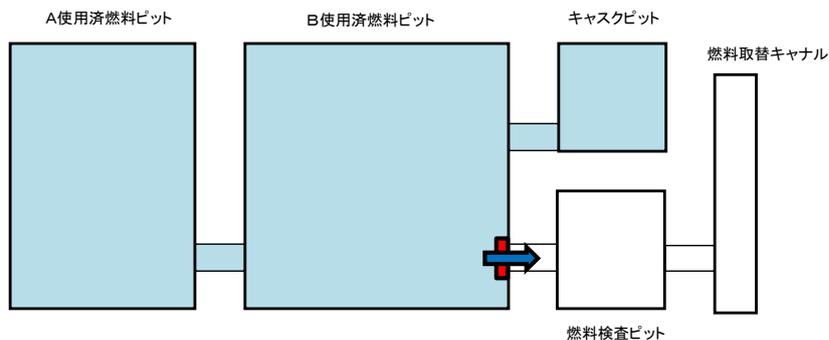
①定検中：Aピット、Bピット、燃料検査ピット及びキャナル接続



②運転中：Aピット、Bピットおよびカスクピット※¹接続

※¹：運転中は、水運用のため燃料検査ピット又はカスクピットと接続している。

本評価では、より容量の小さいカスクピットと接続しているものとする。



- ・ゲートが外れたと同時に使用済燃料ピット冷却系および補給水系が機能喪失したものと、使用済燃料ピット水の温度上昇および蒸発による遮蔽設計基準水位までの水位低下時間を評価する。

○評価結果

	ゲートが外れることによるピット水位低下量	NWL-3.3mまでの水位低下時間
定検中	1.2m	約1.1日
運転中	2.2m	約1.7日

万が一ゲートの遮水機能が喪失しても水位低下は運転中で2.2mであり、遮蔽設計基準水位を満足できる。また、SFP水が沸騰し遮蔽設計基準水位まで下がる時間は定検中で約1.1日であるが、給水準備に要する時間は数時間であるため、水位が遮蔽設計基準水位まで低下する前に給水を開始することが可能である。

3-7. 使用済燃料ピットに接続する冷却系配管の破断時の水位低下量について

泊3号機の SFP に接続している冷却系配管は、SFP 入口配管と出口配管がある。(図1)

SFP 入口配管が破断した場合、当該配管の SFP 接続部の開口部の高さは T.P.26.85m であるが、サイフォンブレーカが設置されており、SFP の水位がサイフォンブレーカの SFP 接続部の開口部の高さ T.P.32.42m まで低下すれば、サイフォンブレーカから空気が吸込まれサイフォン現象は解消され、SFP 入口配管からの漏えい及び SFP 水位の低下は停止する。

SFP 出口配管が破断した場合、当該配管の SFP 接続部の開口部の高さ(下端)は T.P.31.31m であり、この高さまで SFP 水位が低下すれば、SFP 出口配管からの漏えい及び SFP 水位の低下は停止する。

従って、SFP 水位が最も低下するのは、SFP 出口配管が破断するケースであり、その時 SFP の水位は T.P.31.31m まで低下する。(遮蔽が維持できる水位の約2メートル上)

○ SFP 冷却系配管の設計上の考慮について

SFP 冷却系配管は破損時にも使用済燃料が露出しないよう、下記の設計上の考慮をしている。

- ・ SFP 出口配管は、配管の破損によるピット水の流出を考慮しても使用済燃料が露出しないよう、SFP 上部に設置している。
- ・ SFP 入口配管は、使用済燃料の効率的な冷却のため燃料集合体に近い位置で SFP に接続しているが、配管の破損によるピット水の流出を考慮しても使用済燃料が露出しないよう、一旦 SFP 上部の高さまで立上げ、さらに最上部にサイフォンブレーカを設置している。サイフォンブレーカは SF 入口配管からの漏えいが発生した場合においても、ピット水の流出量を極力少なくするため、可能な限り SFP 水面に近い位置としている。

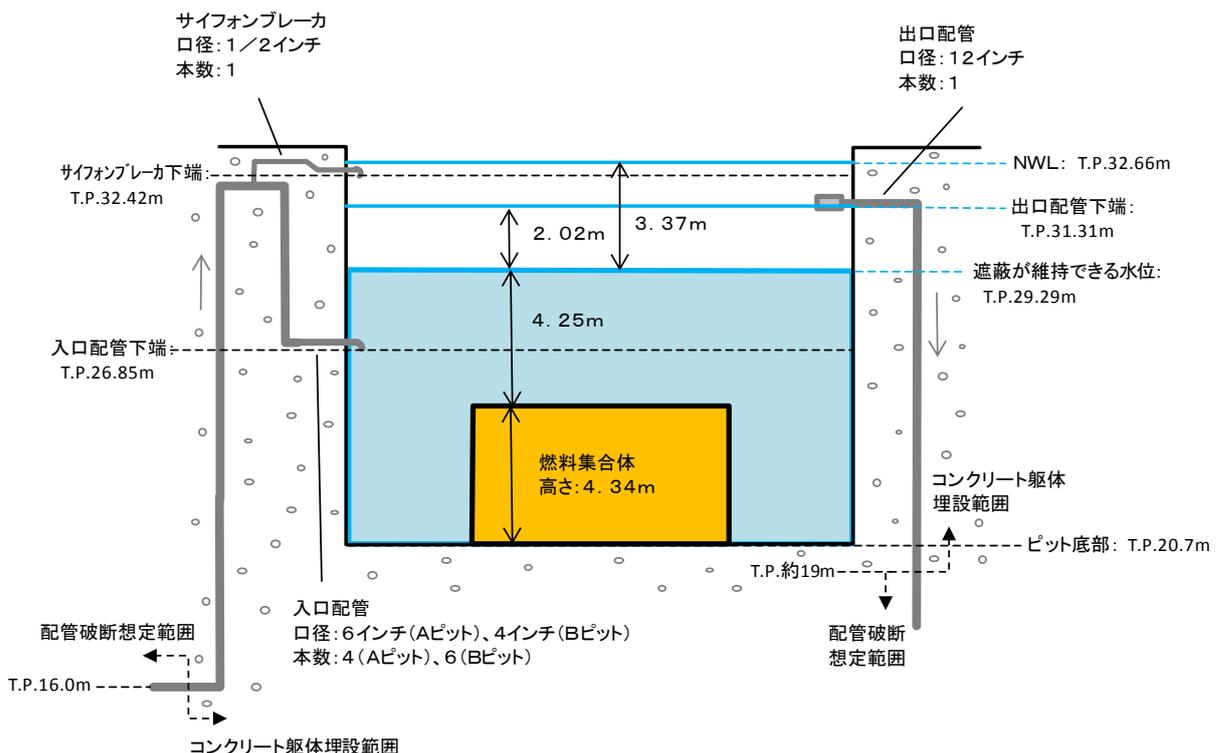


図1 使用済燃料ピットに接続する配管の概要

○ サイフォンブレーカの閉塞の可能性について

サイフォンブレーカは、下記のとおり閉塞等による機能喪失は発生しないと考えられることから、重大事故時においてもその効果を期待することができる。

(1) 地震による影響

- ・サイフォンブレーカは SFP 接続部以外は SFP の躯体コンクリートに埋設されており、耐震性については問題ない。

(2) 人的過誤による影響

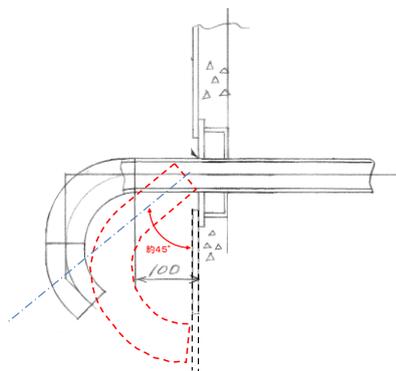
- ・サイフォンブレーカの構成機器は配管のみであり弁等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。SFP 入口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、SFP の水位がサイフォンブレーカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。

(3) 異物による閉塞

- ・サイフォンブレーカ（内径 16.7 ミリ）には通常時には SFP に向けて冷却水が常時流れていること、及び SFP 出口配管吸込部にはメッシュ隙間約 4.7 ミリのストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。また SFP 内は異物管理区域としていていることから、異物混入の可能性はない。

(4) 落下物による影響

- ・サイフォンブレーカは大部分がピットの躯体コンクリートに埋設されており、外部に露出しているのは出口端部のピット壁面から 20 センチ程度の僅かな部分であり、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。万が一上部からの落下物により、曲げによる変形が生じた場合も、その形状から曲げ変形の角度は 45° 程度であり、断面は楕円形状を保持したまま変形することから、流路が完全に閉塞することはない。



(5) 通水状況の確認

- ・サイフォンブレーカは、定期的に見視等により通水されていること（閉塞していないこと）を確認していくこととする。

以上

3-8. 使用済燃料ピットの監視機器について

3-8-1. 使用済燃料ピット監視機器における新規制要求事項への対応

1. 第54条第1項への対応

(1) 設計に当たって想定する事故

a. 想定事故1

使用済燃料ピット冷却系および補給水系が機能喪失することにより、使用済燃料ピット内の水温が上昇し、蒸発により水位が低下する。

b. 想定事故2

使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水が流出する。

(2) 想定する事故を踏まえた使用済燃料ピット付近の想定される環境

いずれの想定事故においても使用済燃料ピット水が使用済燃料の崩壊熱により沸騰し蒸発することにより水位が低下するが、可搬型大型送水ポンプ車による注水により遮蔽が維持できる水位（燃料頂部から4.25m）を確保できる。

建屋換気により監視計器廻りに蒸気が滞留することはないと考えるが、建屋換気に期待できない環境にも配慮する。

(3) 満たすべき要求事項

設置許可基準規則第54条解釈

4. a) 使用済燃料貯蔵槽の水位、水温及び上部の空間線量率について、燃料貯蔵設備に係る重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり測定可能であること。
4. b) これらの計測設備は、交流又は直流電源が必要な場合には、代替電源設備からの給電を可能とすること。
4. c) 使用済燃料貯蔵槽の状態をカメラにより監視できること。

2. 第54条第2項への対応

第54条第2項の大量の使用済燃料ピット水の漏えい等により水位が異常に低下した場合については、測定する水がほとんどない状態であり水位などの計測そのものが困難であると考えられるが、第1項への対応において可能な限り広い計測範囲等を確保することにより、事象発生からの進展状況の把握により必要な対応を判断する。

また、燃料損傷の有無の把握については空間線量率で把握でき、既設エリアモニタの計測範囲を超える事態においても、可搬型エリアモニタにてピットより離れた箇所からの測定により対応する。

3. 第 54 条解釈 4. a)に規定する測定範囲への対応

(1) 水位計

使用済燃料ピット水による燃料体の冠水状態を監視可能とするため、燃料貯蔵ラック上端近傍から使用済燃料貯蔵ピット上端近傍を計測範囲とする。これにより想定事故 1, 2 の有効性評価において予想される水位よりも大幅に広い範囲を監視できる。

ピットの損壊等により急激に水位が低下する場合には、水温への影響が現れるよりも早く対応に迫られることから、事象の把握及び収束に向けた対応の判断には水位計を主に用いるものと考えられ、この場合においても上記のとおり燃料冠水状態を監視可能である。

(2) 温度計

大気圧下の使用済燃料ピット水の飽和条件である 100℃までを計測範囲とする。

温度検出器の設置高さは、想定事故 2 において冷却系配管破断により低下する水位である使用済燃料ピット出口配管下端を下回る位置に設置する。これよりも使用済燃料ピット水位が低下する場合においても、それまでの水温の推移や水位などから使用済燃料ピット水の状況を把握できる。

また、使用済燃料ピット監視カメラは赤外線サーモカメラであるため、これにより燃料貯蔵ラック上端付近までの水面の温度監視も可能である。

(3) エリアモニタ

想定事故においても維持／確保することとしている遮蔽機能への要求値（遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h)）を監視可能とする。

想定事故を超える事態においては、既設エリアモニタおよびこの計測範囲を超えた場合には可搬型エリアモニタによりピットから離れた位置で計測することなどにより、燃料の損傷の有無や人の近づける範囲を把握できるものと考えている。

3-8-2. 機器仕様

1. 使用済燃料ピット水位計、温度計

(1) 仕様

a. 使用済燃料ピット水位 (AM用)

種類 : 電波式水位検出器

計測範囲 :

使用済燃料ピット内の燃料体の冠水状態を監視可能とするため、燃料貯蔵ラック上端近傍から使用済燃料ピット上端近傍を計測範囲としている。

最高使用温度 : 70℃ (メーカー試験により 確認済)

建屋空調の換気により、計器廻りに蒸気が滞留することはないと考えられ、事故環境においても使用可能と考えるが、100℃環境で使用することも考慮し、耐環境性の確認および必要に応じ更なる耐環境性向上を図ることを計画する。

保護等級 : IP65 (噴流、3分以上。メーカー試験により 確認済)

個数 : 2

電源 : 非常用電源に接続されており、代替非常用発電機からの給電が可能

b. 使用済燃料ピット温度 (AM用)

種類 : 測温抵抗体

計測範囲 : 0~100℃ (計測位置 : N. W. L-1. 45m^{※1})

大気圧下の使用済燃料ピット水の飽和条件である 100℃までを計測範囲とする。温度検出器の設置高さは、想定事故 2 において冷却系配管破断により低下する水位である使用済燃料ピット出口配管下端を下回る位置に設置する。

最高使用温度 : 150℃

保護等級 : IP67 (1m 以内浸水 (ターミナルヘッド部含む)、30 分)

個数 : 2

電源 : 非常用電源に接続されており、代替非常用発電機からの給電が可能

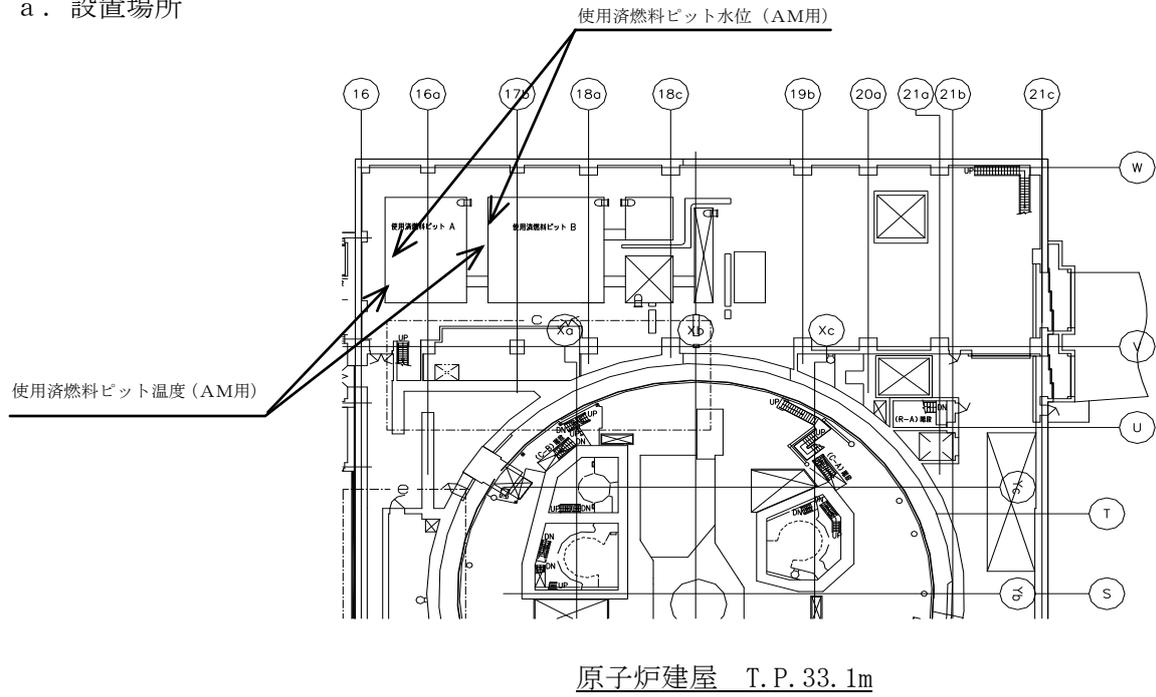
(※ 1) N. W. L は T. P. 32. 66m

IP65/IP67 の主な仕様比較 (JIS C 0920-2003)

保護等級	電気機器に対する保護内容	定義
IP65	耐じん形、噴流	[噴流に対して保護する] あらゆる方向からのノズルによる噴流水によっても有害な影響を及ぼしてはならない。
IP67	耐じん形、一時的潜水	[水に浸しても影響がないように保護する] 規程の圧力及び時間で外郭を一時的に水中に沈めたとき、有害な影響を生じる量の水の浸入があってはならない。

(2) 設備概要

a. 設置場所



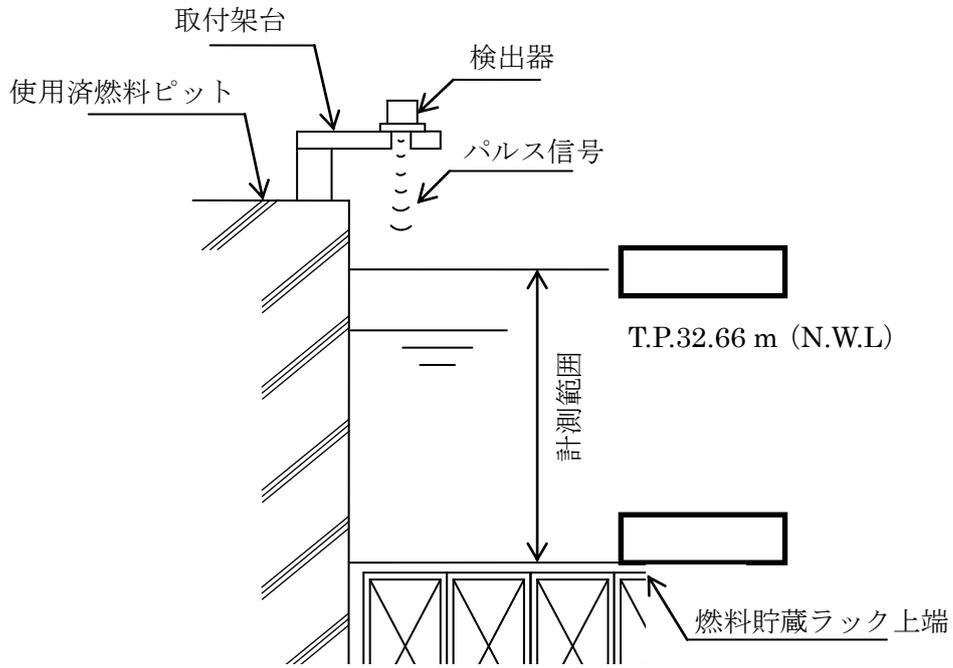
b. 外観



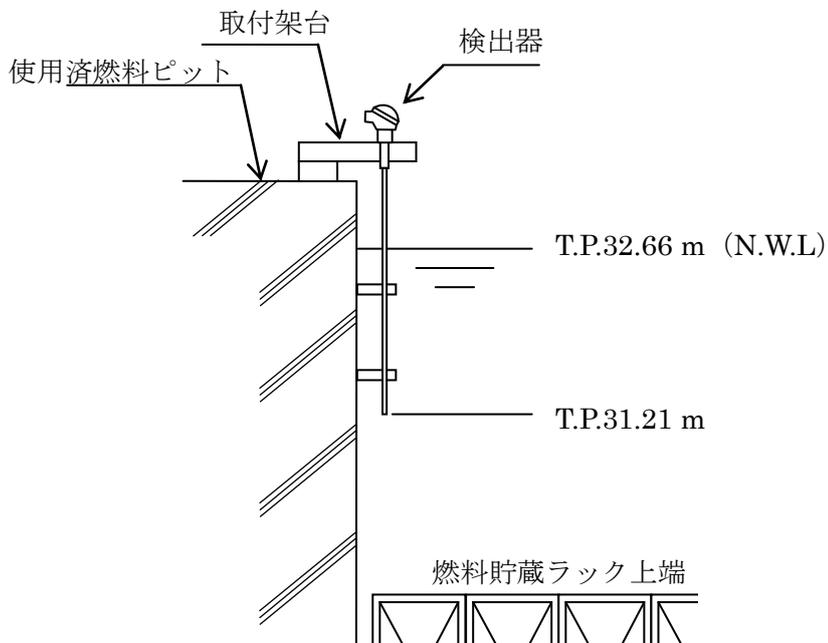
使用済燃料ピット温度 (AM用) 検出器

使用済燃料ピット水位 (AM用) 検出器

(3) 検出概要図



使用済燃料ピット水位検出概要図



使用済燃料ピット温度検出概要図

(4) 監視装置の構成

a. 使用済燃料ピット水位（AM用）

使用済燃料ピット水位（AM用）の検出信号は、電波式水位検出器からの電気信号を、中央制御室のAM設備監視操作盤の記録計に接続し、記録する。（第1図「使用済燃料ピット水位（AM用）の概略構成図」参照。）



第1図 使用済燃料ピット水位（AM用）の概略構成図

b. 使用済燃料ピット温度（AM用）

使用済燃料ピット温度（AM用）の検出信号は、測温抵抗体からの電気信号を、中央制御室のAM設備監視操作盤の記録計に接続し、記録する。（第2図「使用済燃料ピット温度（AM用）の概略構成図」参照。）



第2図 使用済燃料ピット温度（AM用）の概略構成図

2. 使用済燃料ピット監視カメラ

(1) 仕様

種類 : 防爆赤外線サーモカメラ

使用済燃料ピット水位や温度、ピット水の蒸散の度合い等、ピットの状態を中央制御室にて監視可能とするものである。

測定温度範囲 : $-40^{\circ}\text{C} \sim 120^{\circ}\text{C}$

最高使用温度 : 50°C (メーカ試験により 確認済)

建屋空調の換気により、カメラ廻りに蒸気が滞留することはないと考えられ、事故環境においても使用可能と考えるが、 100°C 環境で使用することも考慮し、更なる耐環境性向上を図ることを計画する。

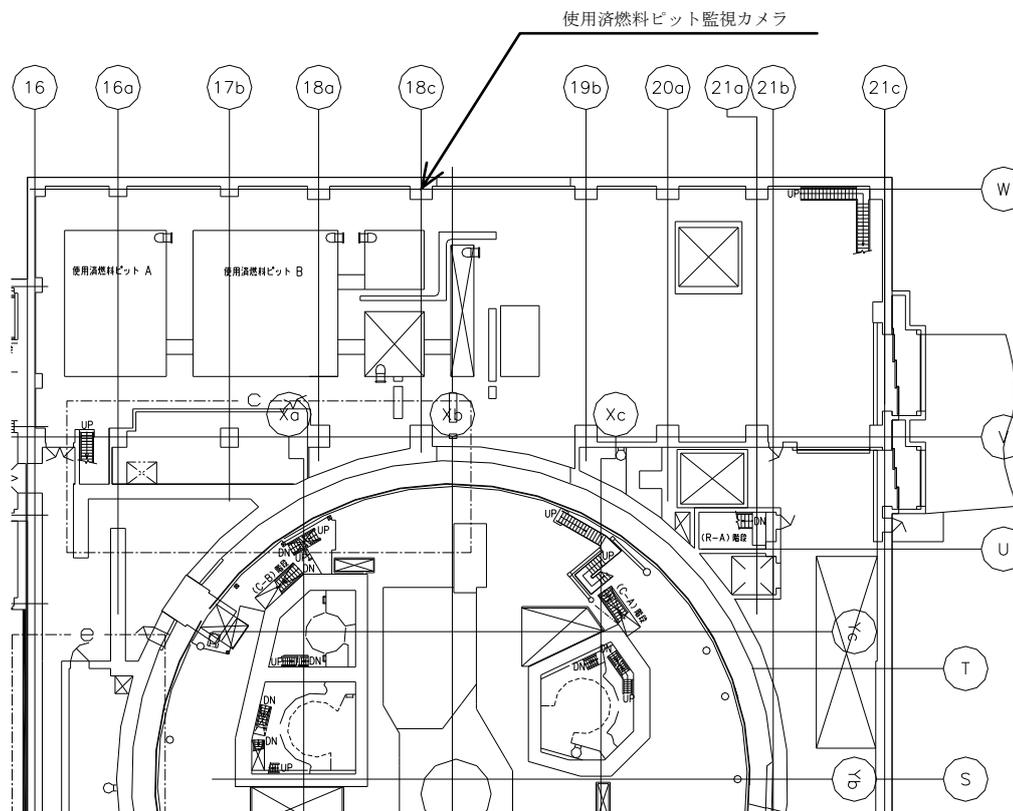
保護等級 : IP65 (耐じん形、噴流)

個数 : 1

電源 : 非常用電源に接続されており、代替非常用発電機からの給電が可能

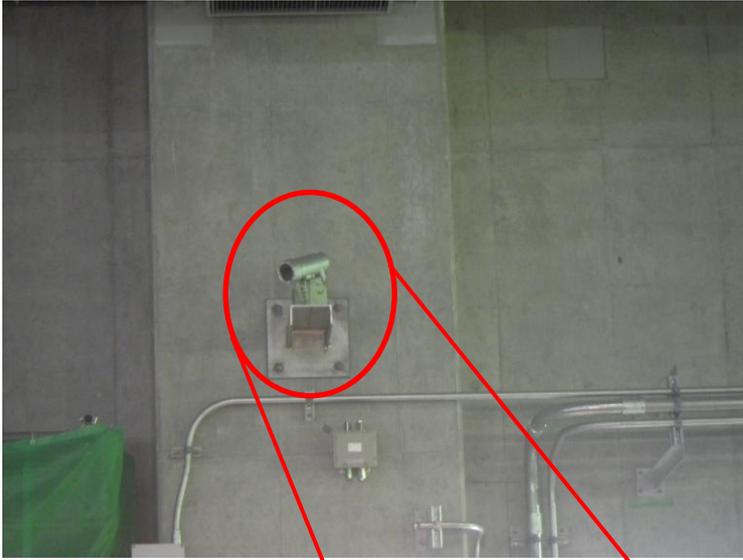
(2) 設備概要

a. 設置場所

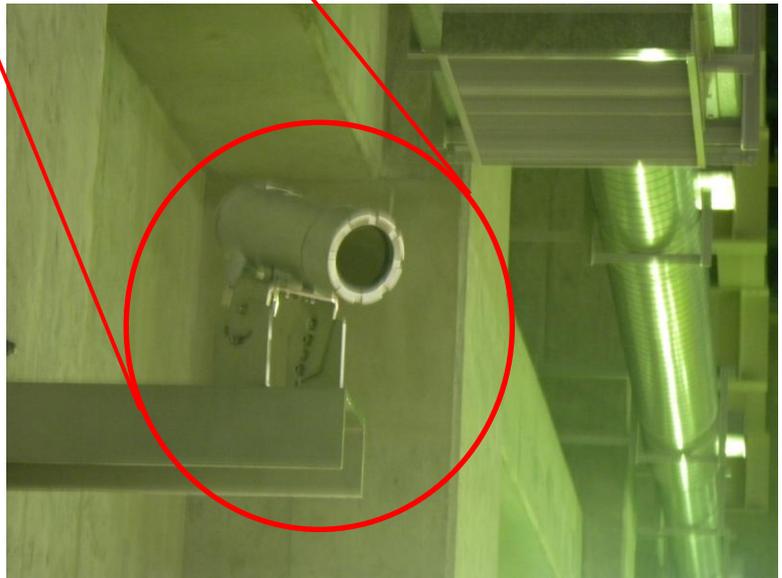


原子炉建屋 T.P. 33.1m

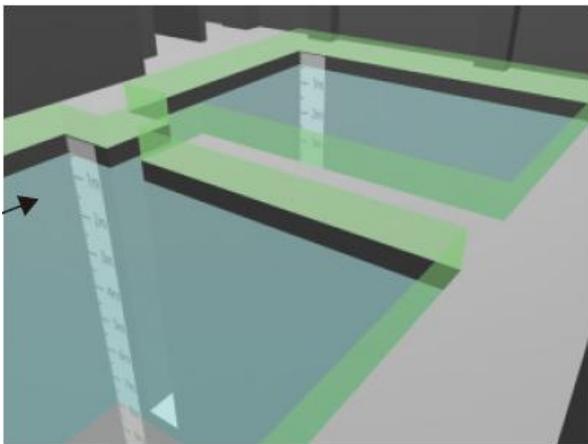
b. 外観



(a) 使用済燃料ピット監視カメラ設置状況（原子炉建屋 T.P. 33. 1m より+5m の高さに設置）



(b) 使用済燃料ピット監視カメラ拡大

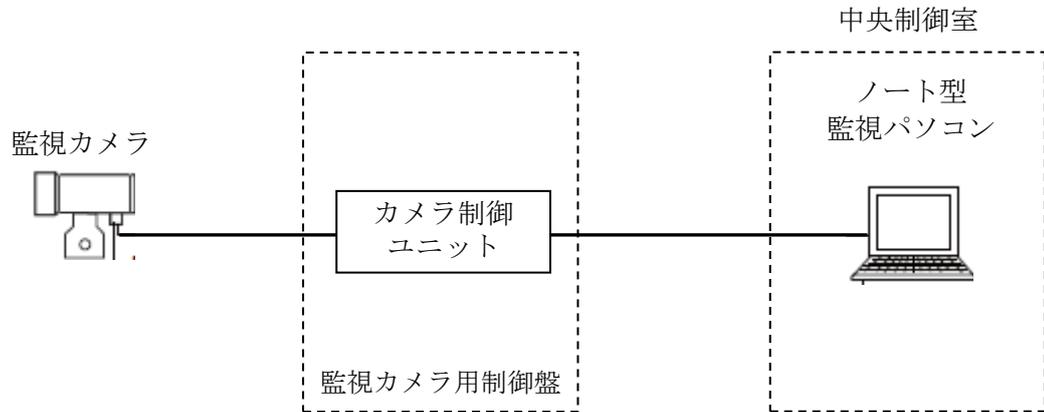


(c) 使用済燃料ピット監視カメラ視野イメージ

(3) 監視装置の構成

a. 使用済燃料ピット監視カメラ

使用済燃料ピット監視カメラの映像は、原子炉建屋 T.P. 28.9m に設置の使用済燃料ピット監視カメラ用制御盤内のカメラ制御ユニットを介して、中央制御室に配備のノート型監視パソコンにて監視する。(第1図「使用済燃料ピット監視カメラの概略構成図」参照。)



第1図 使用済燃料ピット監視カメラの概略構成図

3. 使用済燃料ピットエリアモニタ

(1) 仕様

種 類 : 半導体検出器

計測範囲 : 1~10⁵ μSv/h

想定事故においても維持／確保することとしている遮蔽機能への要求値（遮蔽設計基準値（0.15mSv/h））を監視可能とする。

最高使用温度 : 65℃

使用湿度範囲 : 0~95%RH

建屋空調の換気により、モニタ廻りに蒸気が滞留することはないと考えられ、事故環境においても使用可能と考えるが、温度 100℃、湿度 100%の環境で使用することも考慮し、更なる耐環境性向上を図ることを計画する。

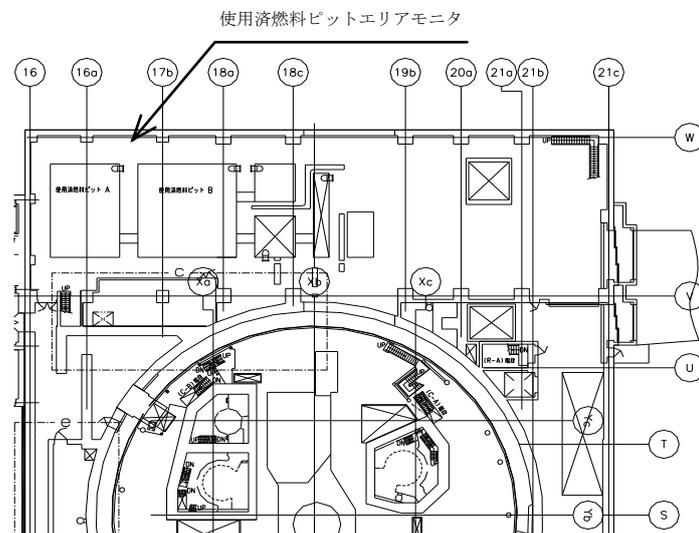
保護等級 : IP22（15° 傾斜しても鉛直に落下する水滴に対する保護）

個 数 : 1

電 源 : 非常用電源に接続されており、代替非常用発電機からの給電が可能

(2) 設備概要

a. 設置場所



原子炉建屋 T.P. 33.1m

b. 外観

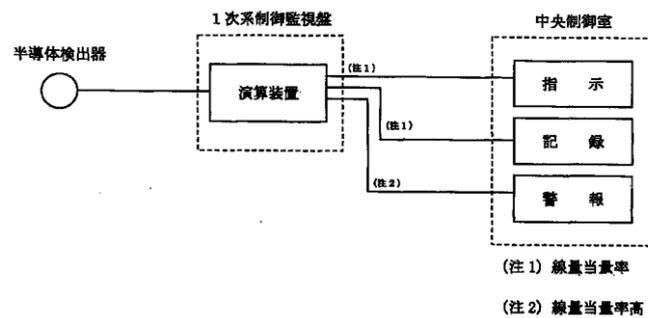


(3) 監視装置の構成

a. 使用済燃料ピットエリアモニタ

使用済燃料ピットエリアの線量当量率を半導体検出器を用いてパルス信号として検出する。検出したパルス信号を1次系制御監視盤内の演算装置にて線量当量率信号へ変換する処理を行った後、線量当量率を中央制御室に指示および記録する。

また、演算装置にて警報設定値との比較を行い、線量当量率が警報設定値に達した場合には、中央制御室内に音とともに個別警報表示および一括警報表示を行う。(第1図「使用済燃料ピットエリア線量当量率の概略構成図」)



第1図 使用済燃料ピットエリア線量当量率の概略構成図

4. 使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ

(1) 仕様

種類 : 半導体検出器

計測範囲 : 0.010~99.99mSv/h

最高使用温度 : 45℃

使用湿度範囲 : 40~90RH

建屋空調の換気により、モニタ廻りに蒸気が滞留することはないと考えられ、事故環境においても使用可能と考えるが、温度 100℃、湿度 100%の環境で使用することも考慮し、更なる耐環境性向上を図ることを計画する。

個数 : 1

電源 : バッテリー給電により 30 時間使用可能

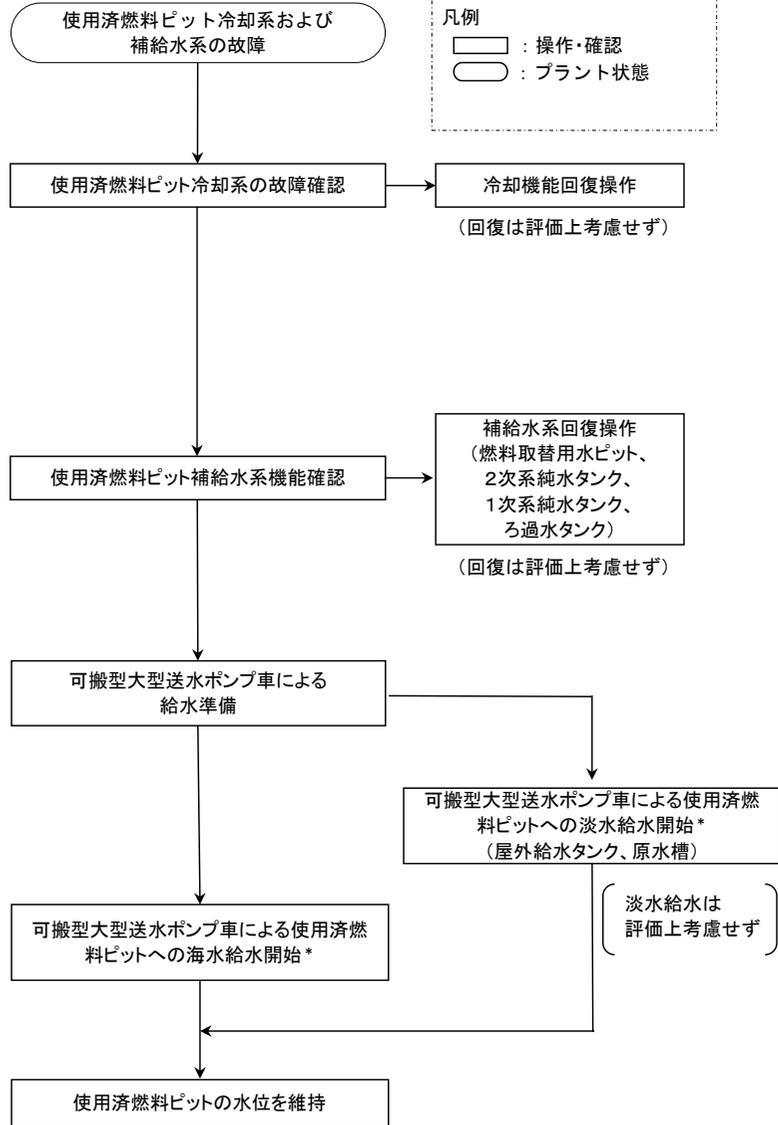
(2) 設備概要

a. 外観



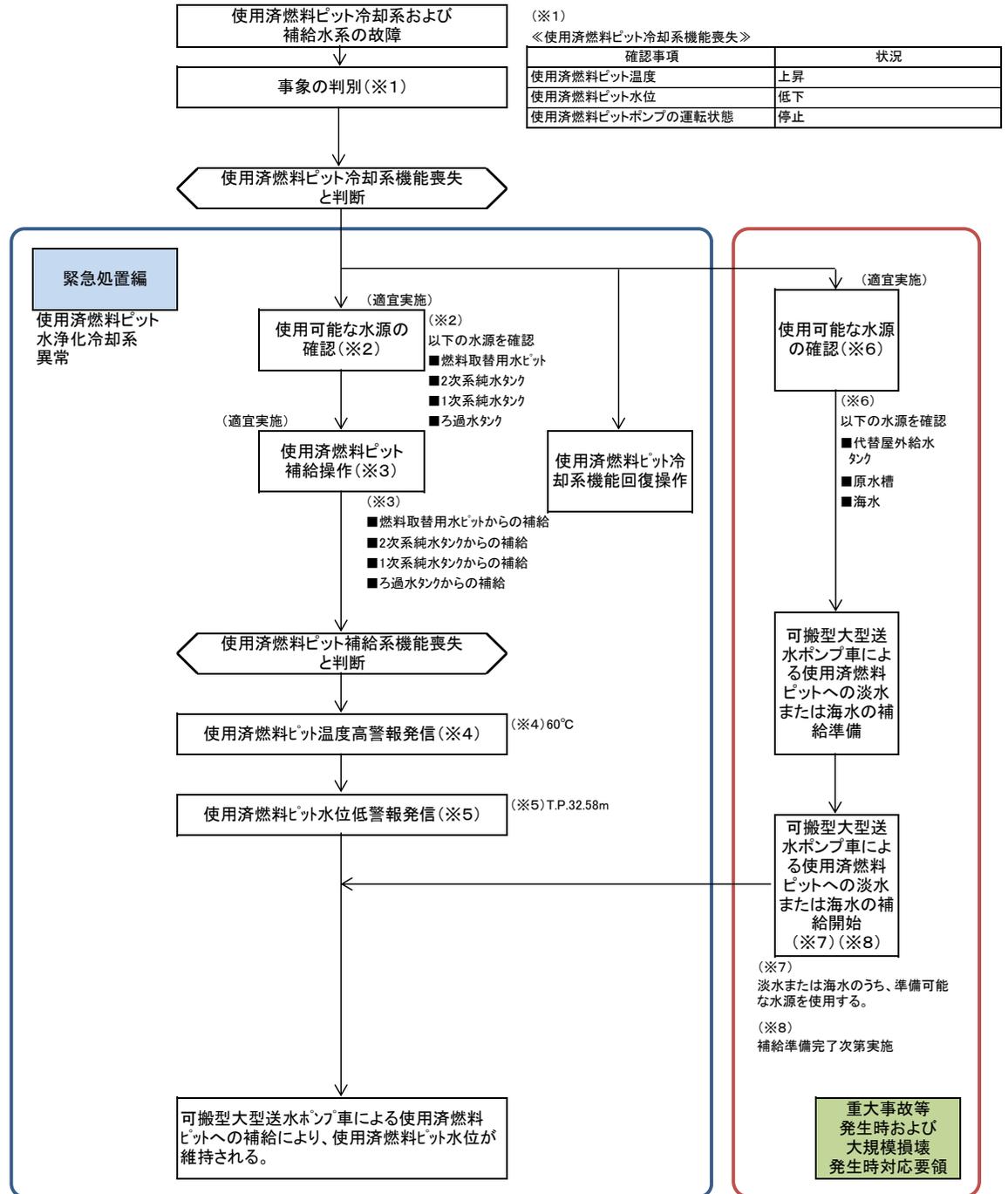
3-9. 有効性評価における対応手順(『評価』と『運転要領』との比較)【想定事故1(使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の機能喪失)】

【評価上の対応手順の概要フロー】



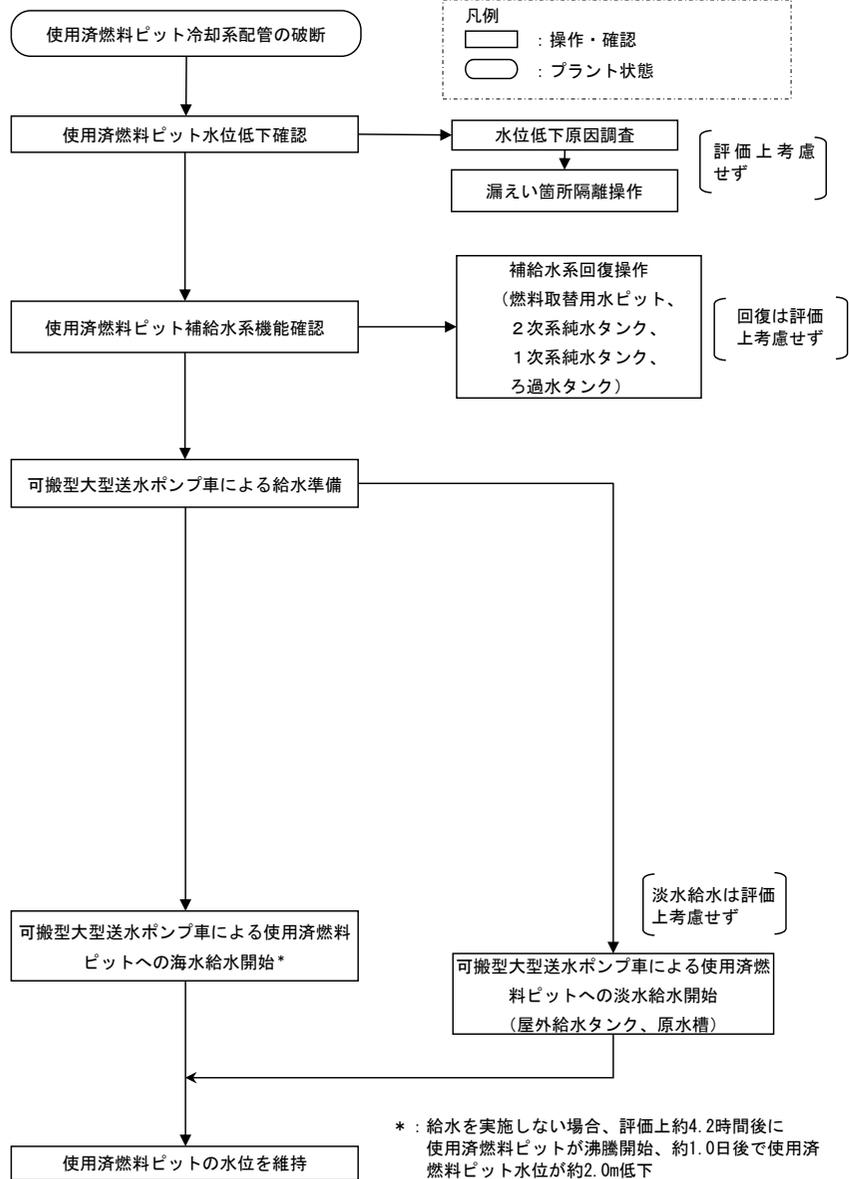
* : 給水を実施しない場合、評価上約4.9時間後に使用済燃料ピットが沸騰開始、約1.6日後で使用済燃料ピット水位が約3.3m低下(約3.3mは、被ばく評価上、遮蔽を維持する水位)

【運転要領(案)】

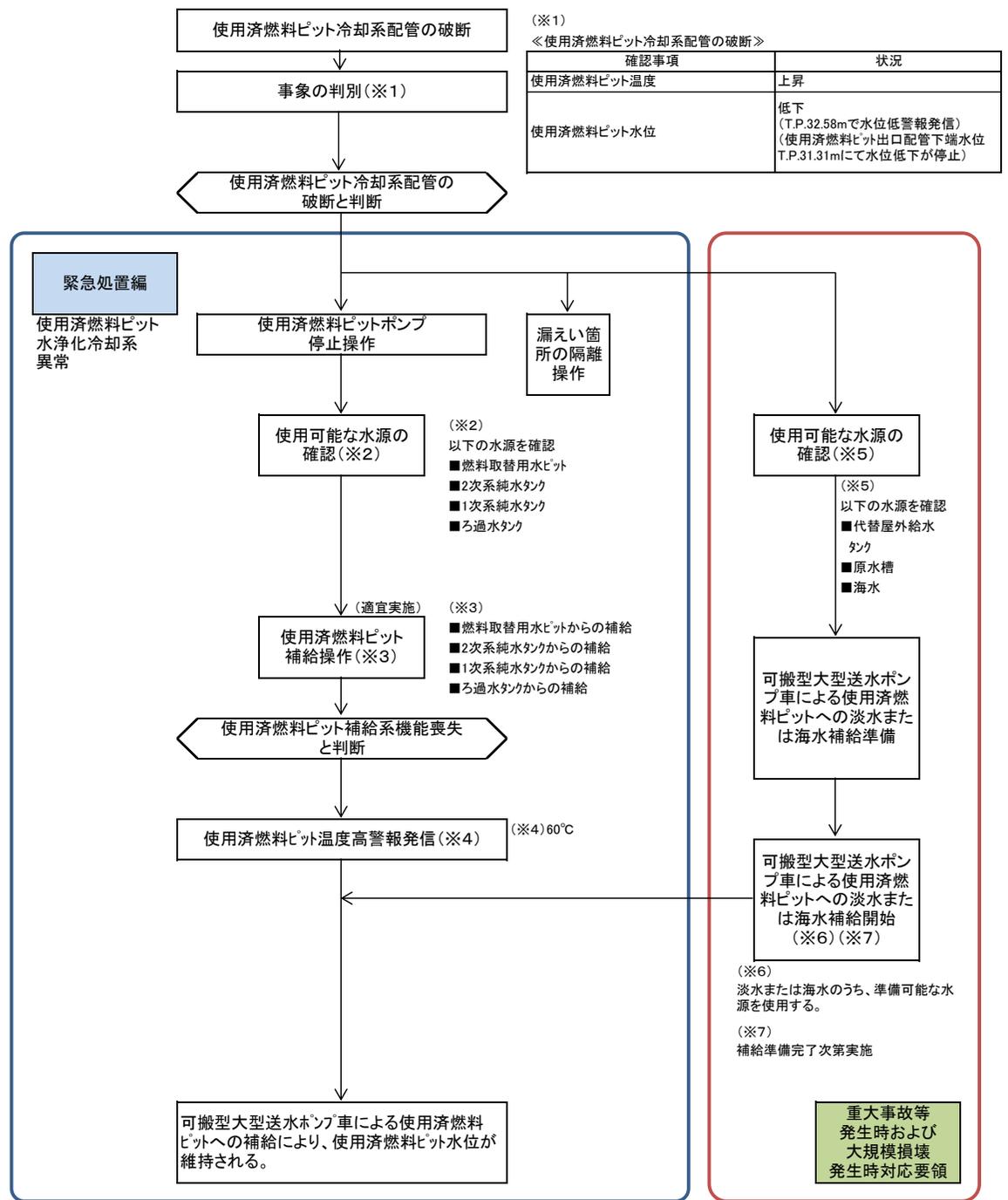


3-9. 有効性評価における対応手順(『評価』と『運転要領』との比較)【想定事故2(使用済燃料ピット冷却系配管の破断)】

【評価上の対応手順の概要フロー】

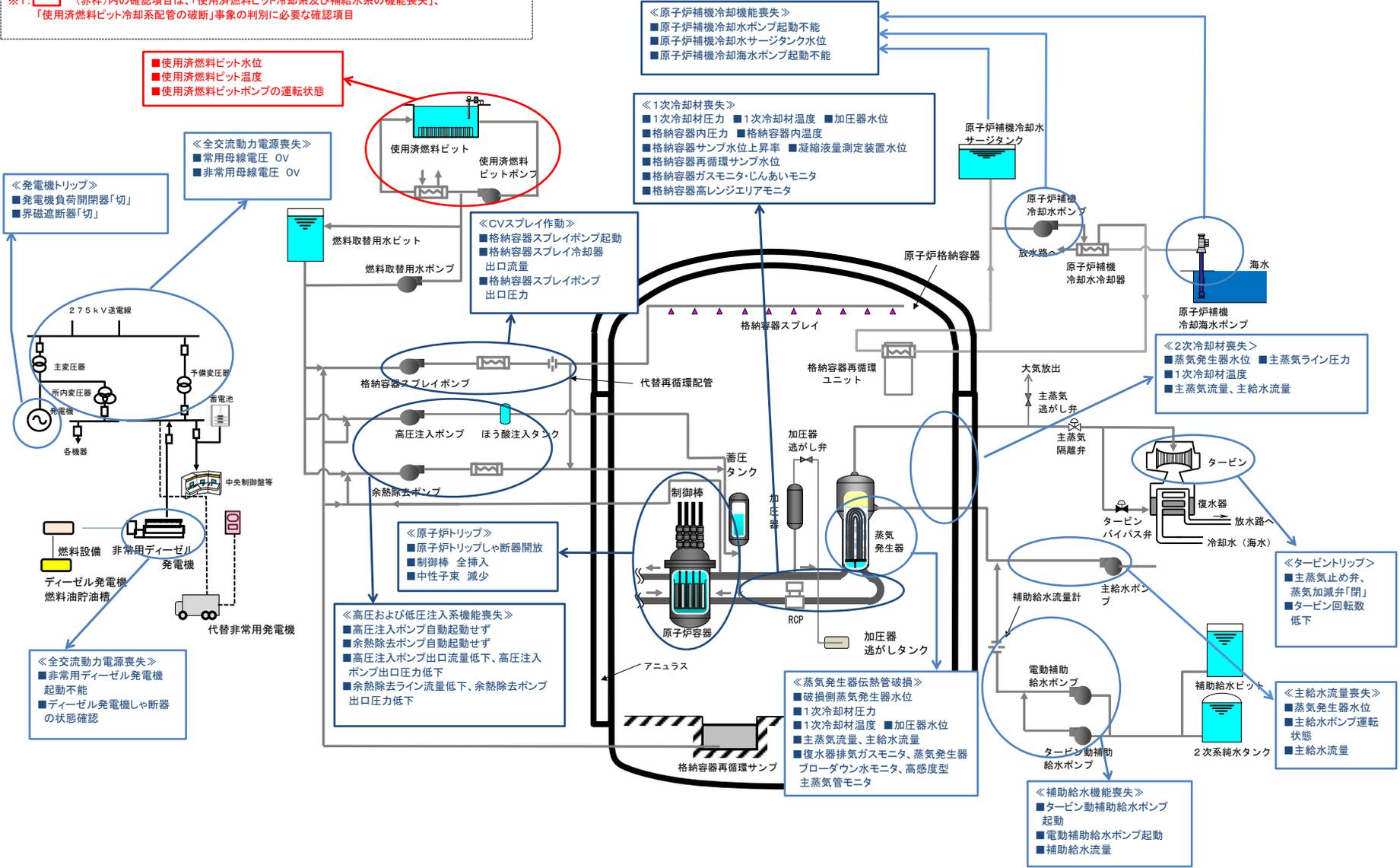


【運転要領(案)】



3-10. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 (使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の機能喪失)(使用済燃料ピット冷却系配管の破断)

※1: (赤枠)内の確認項目は、「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の機能喪失」、
「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」事象の判別に必要な確認項目



3-11. 使用済燃料ピット補給手段について

使用済燃料ピットへの補給は、燃料取替用水ピット、1次系純水タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、代替屋外給水タンク、原水槽および海水を水源とし、使用済燃料ピット水位を適宜確認しながら、恒設設備または可搬型大型送水ポンプ車により、下記の補給順序に従い水源を選択し補給を継続する。

上記の水源のうち、燃料取替用水ピットについては耐震Sクラスであり、代替屋外給水タンクについては、基準地震動Ssに対して耐震性を有していることを確認している。また、重大事故等に対処するための複数の淡水源としては、代替屋外給水タンク、2次系純水タンク※およびろ過水タンク※を淡水源として考慮している。

なお、海水以外の水源については、地震等により使用できない場合もあることから、各タンクの状態を確認の上使用する。最終的な水源としては海水を補給水源とする。

※：耐震Cクラス

<補給水源の優先順位について>

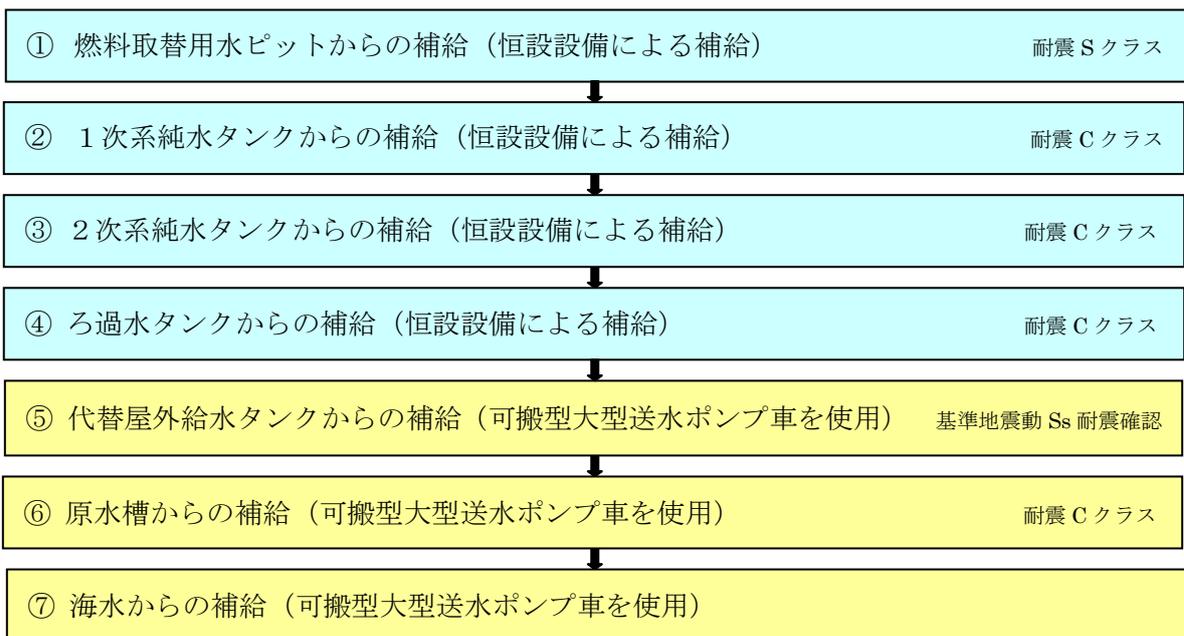
- ・使用済燃料ピット冷却系および補給水系の機能喪失の場合は、蒸発による水位低下であるため、補給水源としては必ずしもほう酸水である必要はない。また、配管破断等による水位低下の場合も同様であるが、ほう酸水を優先とする。

なお、ほう酸水および淡水による補給準備もしくは補給中においては、使用済燃料ピット水位および使用済燃料ピットエリアモニタを常時監視すると共に、必要な補給流量が確保できていない場合等については、速やかに補給流量を調節もしくは海水を含め他の補給手段を選択する。

<水位回復および水位調整について>

- ・使用済燃料ピット水位低下に対する補給操作においては、NWL(T.P. 32.66m)水位を目安に可能最大流量にて補給し、NWL水位到達後は各補給ラインにて流量調節が可能なことから、適宜流量調節を実施し、NWL水位を維持する手順としている。

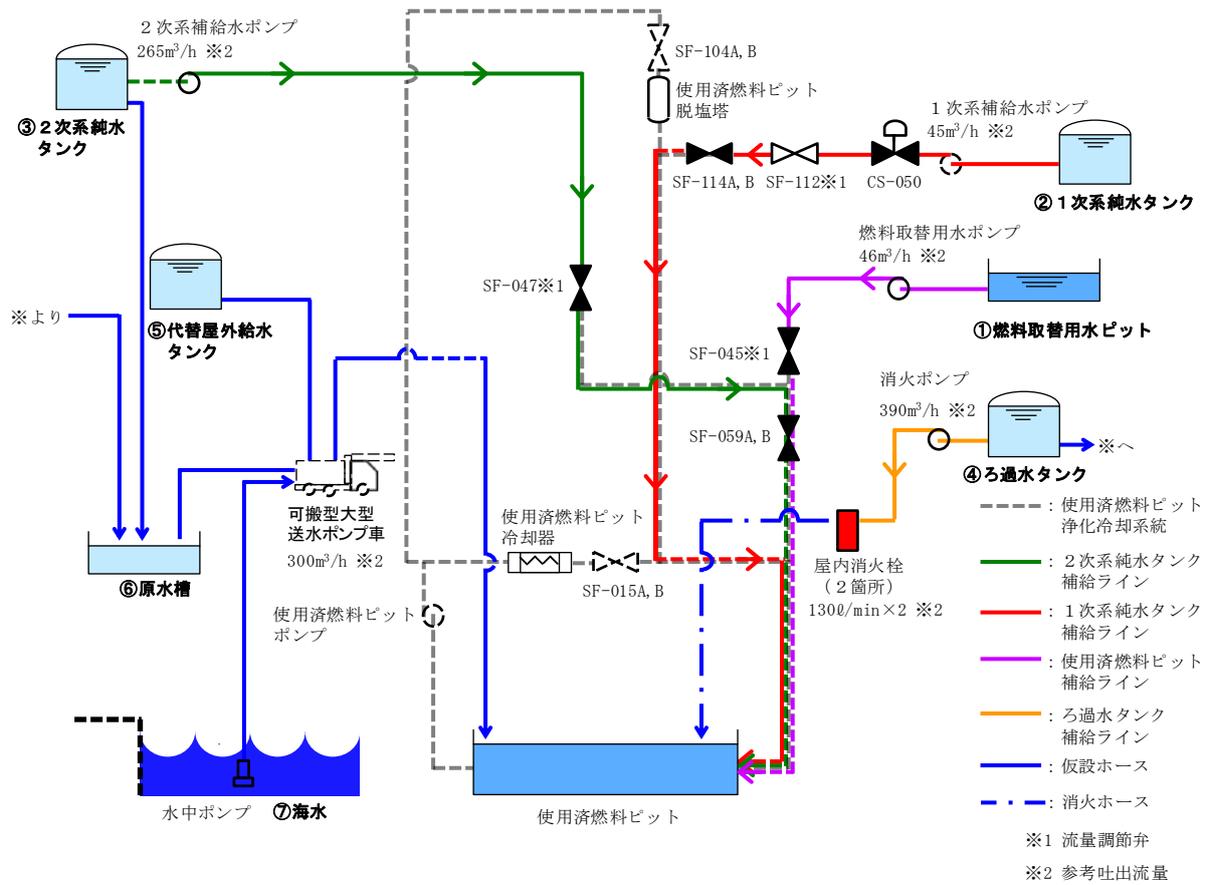
なお、使用済燃料ピット出口配管破断による水位低下の場合においては、使用済燃料ピット出口配管の接続位置(T.P. 31.31m)水位を目安とする。



建屋内設備による補給

屋外設備による補給

【使用済燃料ピット補給概要図】



3-12. 外部電源の有無の影響について

使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価について、外部電源を喪失した場合の影響を確認した。

1. 使用済燃料ピットの監視機器について

使用済燃料ピットの有効性評価において使用する以下の監視機器の電源は、(5)を除き全て計装用電源に接続されている。

- (1) 使用済燃料ピット水位計 (2個)
- (2) 使用済燃料ピット温度計 (2個)
- (3) 使用済燃料ピット監視カメラ (1個)
- (4) 使用済燃料ピットエリアモニタ (1個)
- (5) 使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ (1個)

外部電源が喪失した場合でも、(1)～(4)の監視機器には計装用電源に接続する蓄電池および自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、監視機器による使用済燃料ピット水位・水温等の継続監視が可能である。また、(5)可搬型モニタはバッテリー駆動であり、外部電源喪失の影響はない。

2. 使用済燃料ピットへの給水について

使用済燃料ピットへの給水作業に使用する設備は、可搬型大型送水ポンプ車、ホース延長回収車およびホースである。可搬型大型送水ポンプ車およびホース延長回収車は軽油を燃料とするエンジン駆動であり、ホース敷設・接続作業および給水作業において、外部電源喪失の影響は無い。

3. 燃料取扱棟の天井照明について

燃料取扱棟の天井照明は、外部電源が喪失した場合に数秒間は全消灯となるものの、ディーゼル発電機の自動起動により天井照明の約30%が復旧し、カメラ監視および給水作業に必要な照度は確保される。

4. 燃料取扱中の外部電源喪失について

使用済燃料ピットで燃料取扱(吊上げ)中に外部電源喪失が発生した場合、使用済燃料ピットクレーンのホイストは燃料保持のためロックされ、燃料は吊上げ状態のまま落下することなく安全に保持される。

仮にこの状態で使用済燃料ピットの冷却機能および補給水機能喪失事象、または使用済燃料ピット冷却系配管破断が発生した場合、クレーンの電源は常用系のためディーゼル発電機または代替非常用発電機からの給電は見込めないことから、事前に準備してお

く仮設の発電機から使用済燃料ピットクレーンへ電源供給を行い、吊上げ状態の燃料をすみやかにラックへ収容する。

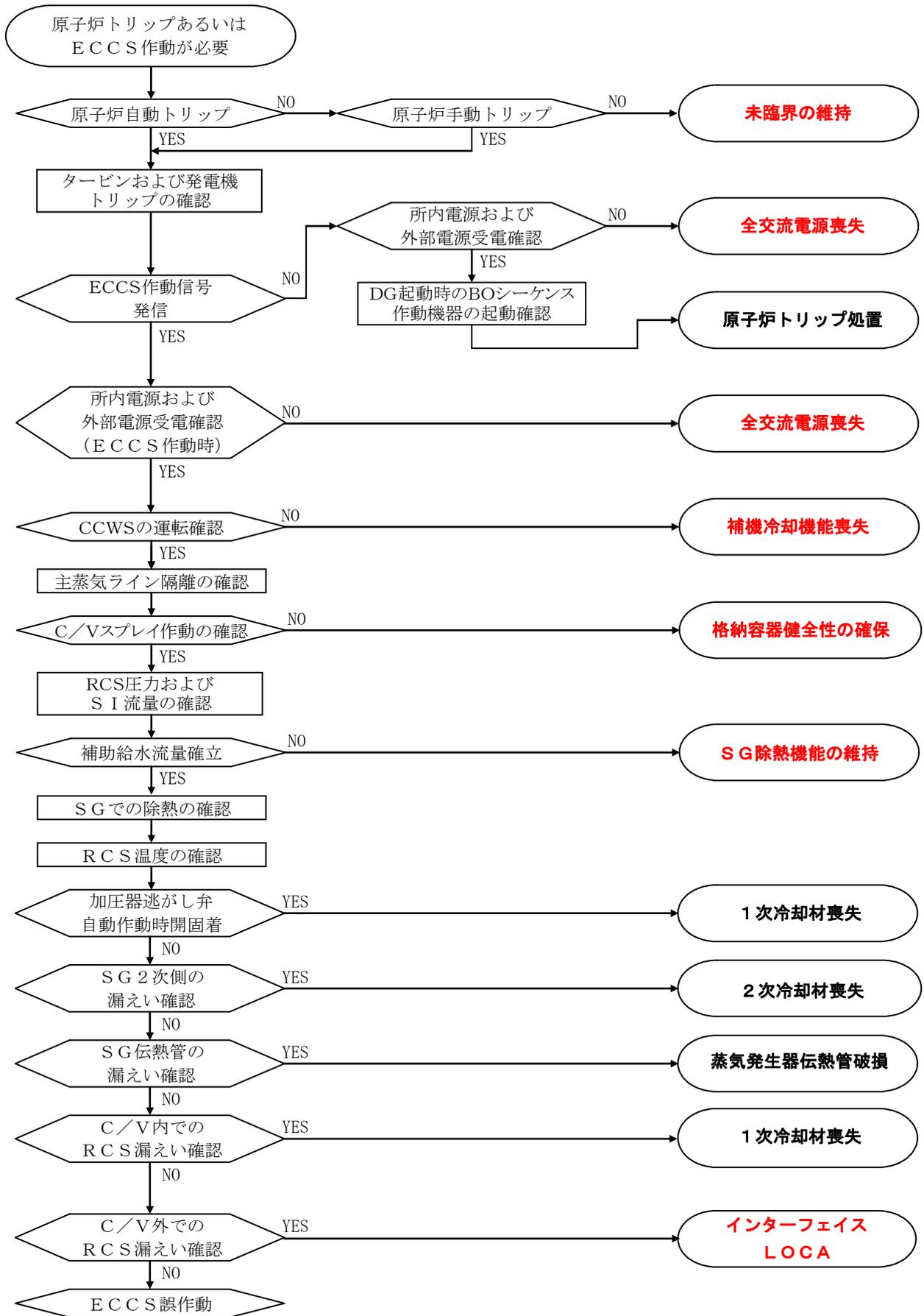
仮設の発電機からクレーン電源盤までのケーブル引き回し・接続および燃料のラック収容までの作業時間は約 80 分であるが、水位低下時間がより厳しい想定事故 2 においても事象発生 80 分後のピット水温上昇は 20℃程度であり、吊上げ中の燃料を安全にラックへ収容することが可能である。

以上より、外部電源喪失と同時にピットの冷却機能喪失等の事象が発生した場合においても、使用済燃料ピット水位・水温等の監視およびピットへの給水作業は可能であること、また、仮に燃料取扱中であった場合でも、燃料を安全にラックへ収容できることから、今回の使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価は妥当である。

4-1. 運転員の事象判別プロセスについて

- 運転中の異常な過渡変化および事故が発生した場合、運転員は「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の原則に基づき対応する。
まずは、運転要領緊急処置編（第1部）「事故直後の操作および事象の判別」にて、事故直後の操作と事象判別を行う。具体的には、「止める」機能確立のため、原子炉トリップを含むプラントトリップ確認を実施し、自動トリップしない場合には、手動によるトリップ操作を実施する。次に「冷やす」機能確立のため、安全注入（ECCS）作動信号の発信有無および外部電源の有無を確認した後、当該の信号が発信している場合には、安全系補機がシーケンス通りに自動作動し炉心にほう酸水が注入されるとともに、2次系による炉心冷却が維持されていることを確認する。また、「閉じ込める」機能確立のため、格納容器隔離弁により段階的に格納容器の隔離機能が確保されていることを確認する。
- これらの自動作動機器の動作状況および安全機能パラメータの確認を行う中で事象判別を実施し、事象毎に対応した手順に則り対応処置を実施することとなる。事象判別フローの概要は添付1のとおり。
運転員は、添付2「事象判別のための確認事項および判断基準」に示す様々な確認事項を確認するとともに、事象判別の判断基準に従い適切な運転要領を選択する。
これら事象毎に対応した手順は、運転要領「緊急処置編（第1部）」および「緊急処置編（第2部）事象ベース、安全機能ベース」にて構成されている。
これらの体系移行は、「緊急処置編（第1部）」による対応操作を実施中に、必要な安全機能や安全機器の多重故障等により炉心冷却機能等に重大な問題が生じた場合に、各々の判断基準に従い、「緊急処置編（第2部）事象ベース」および「緊急処置編（第2部）安全機能ベース」へ移行し対応処置を行うこととなる。
- さらにあらかじめ定められた炉心損傷の判断基準に合致すれば、「緊急処置編（第3部）」に移行し、炉心損傷進展の防止および緩和、ならびに、格納容器の健全性維持、外部への放射性物質放出の防止および緩和のための操作を行う。
- 添付3に「事象発生後に使用する手順の選定フロー」を、添付4に「安全機能パラメータおよび運転要領適用条件」、「緊急処置編（第3部）適用条件」を示す。

運転員の事象判別フロー概要



事象判別のための確認事項および判断基準

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
原子炉トリップ	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉トリップ遮断器「開放」 ●制御棒「全挿入」 ●中性子束「減少中」 	<ul style="list-style-type: none"> ●トリップできない場合は、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「未臨界の維持」へ移行 	
タービントリップ	<ul style="list-style-type: none"> ●非常しゃ断油圧力「低」 ●主蒸気止め弁「全閉」 ●蒸気加減弁「全閉」 ●インターセプト弁「全閉」 ●再熱蒸気止め弁「全閉」 		
発電機トリップ	<ul style="list-style-type: none"> ●発電機負荷開閉器「切」 ●界磁遮断器「切」 		
所内電源および外部電源受電確認	<ul style="list-style-type: none"> ●非常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●275kV甲、乙母線電圧「約275kV」 ●泊幹線1号線、泊幹線2号線、後志幹線1号線、後志幹線2号線電圧「約275kV」 	<ul style="list-style-type: none"> ●全ての確認事項について満足した場合、 緊急処置編（第1部）「原子炉トリップ処置」へ移行 ●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、ディーゼル発電機から受電している場合は、「BOシーケンス作動」を確認した後、 緊急処置編（第1部）「原子炉トリップ処置」へ移行 ●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、非常用高圧母線の両母線が受電不能である場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全交流電源喪失」へ移行 	
ECCS作動信号発信	<ul style="list-style-type: none"> ●ECCS作動ファーストアウト警報を確認 ●ECCS作動シーケンスによる機器の自動起動確認（※1） ●RCP「停止」 ●主給水隔離 ●原子炉格納容器隔離A作動 		※1： 高圧注入系、低圧注入系、補助給水系、原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系、制御用空気系、換気空調系の機器の起動
所内電源および外部電源受電確認（ECCS作動時）	<ul style="list-style-type: none"> ●ディーゼル発電機自動起動 ●非常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●275kV甲、乙母線電圧「約275kV」 ●泊幹線1号線、泊幹線2号線、後志幹線1号線、後志幹線2号線電圧「約275kV」 	<ul style="list-style-type: none"> ●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、非常用高圧母線の両母線が受電不能である場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全交流電源喪失」へ移行 	
CCWSの運転確認	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉補機冷却水ポンプ起動確認 ●原子炉補機冷却系のラインアップ正常の確認 ●原子炉補機冷却水サージタンク水位の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉補機冷却水サージタンク水位が維持できない場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「補機冷却機能喪失」へ移行 	
主蒸気ライン隔離	<ul style="list-style-type: none"> ●主蒸気隔離弁「閉」 		

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
C/Vスプレイ作動	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器スプレイポンプ起動確認 ●格納容器スプレイ系ラインアップ正常 ●原子炉格納容器隔離B作動 	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器圧力がC/Vスプレイ作動圧力以上で、格納容器スプレイ系が不作動の場合、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「格納容器健全性の確保」へ移行 	
RCS圧力およびSI流量の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●1次冷却材圧力の確認 ●高圧注入ポンプ出口圧力、流量の確認 		
補助給水流量の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●補助給水ライン流量「$\geq 80\text{m}^3/\text{h}$」 ●蒸気発生器水位の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ●補助給水ライン流量が「$< 80\text{m}^3/\text{h}$」、かつ、全蒸気発生器狭域水位「\leq下端水位」の場合、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「SG除熱機能の維持」へ移行 	
SGでの除熱確認	<ul style="list-style-type: none"> ●タービンバイパス弁による除熱確認 または ●主蒸気逃がし弁による除熱確認 		
RCS温度の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●1次冷却材温度確認 		
加圧器逃がし弁自動作動時開固着	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器逃がし弁、加圧器逃がし弁元弁の閉止に失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器逃がし弁、加圧器逃がし元弁の閉止に失敗した場合、 緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」に従い操作中、燃料取替用水ピット水位16.5%となり、再循環切替操作を実施したが、再循環運転に移行できない場合は、 緊急処置編（第2部）事象ベース「LOCA時再循環不能」に移行 	
SG2次側の漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●いずれかの蒸気発生器の主蒸気ライン圧力「低下」 ●いずれかの蒸気発生器の主蒸気ライン流量「上昇」 	<ul style="list-style-type: none"> ●蒸気発生器2次側の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「2次冷却材喪失」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「2次冷却材喪失」に従い操作中、健全蒸気発生器が確認できず、全蒸気発生器が減圧を示した場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全SGの異常な減圧」に移行 	
SG伝熱管の漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●復水器排気ガスモニタ指示値「上昇」 ●蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示値「上昇」 ●高感度型主蒸気管モニタ指示値「上昇」 	<ul style="list-style-type: none"> ●SG伝熱管の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」に従い操作中、破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力が無負荷圧力（6.93MPa）より低下し、減圧が継続している場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「SGTR時破損SG減圧継続」に移行 ●緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」に従い操作中、漏えい停止のための1次冷却系減圧操作が不可能な場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「SGTR時破損減圧操作不能」に移行 	
C/V内でのRCSの漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器じんあいモニタ指示値「上昇」 ●格納容器ガスモニタ指示値「上昇」 ●格納容器圧力「上昇」 ●格納容器再循環サンプル水位「上昇」 	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器内での1次冷却材の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」に従い操作中、燃料取替用水ピット水位16.5%となり、再循環切替操作を実施したが、再循環運転に移行できない場合は、 緊急処置編（第2部）事象ベース「LOCA時再循環不能」に移行 	

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
C/V外でのRCSの漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●排気筒ガスモニタ指示値「上昇」 ●原子炉補助建屋、原子炉建屋での漏えい（※2） 	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器外での1次冷却材の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「インターフェイスLOCA」へ移行 	※2： 補助建屋サンプタンク水位、漏えい検知器等による確認
ECCS誤作動の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●1次冷却材圧力 ●加圧器水位 ●格納容器じんあいモニタ、ガスモニタ ●格納容器圧力 ●格納容器再循環サンプ水位 ●復水器排気ガスモニタ指示値 ●蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示値 ●排気筒ガスモニタ指示値 ●主蒸気ライン圧力 ●主蒸気ライン流量 ●加圧器逃がしタンク水位・圧力・温度 	全ての確認事項が「正常」	

安全機能パラメータおよび運転要領適用条件

運転要領 緊急処置編（第2部） 安全機能ベース	安全機能パラメータおよび運転要領適用条件
未臨界の維持	原子炉出力「 $\geq 5\%$ 」 または 炉外核計測装置中間領域起動率「 > 0 」
炉心冷却の維持	炉心出口温度「 $\geq 350^{\circ}\text{C}$ 」
SG除熱機能の維持	全蒸気発生器狭域水位「 \leq 下端水位」 かつ 補助給水ライン流量「 $< 80\text{m}^3/\text{h}$ 」
格納容器健全性の確保	格納容器圧力「 $\geq 0.127\text{MPa}$ 」 かつ 格納容器スプレイ系不作動
放射能放出防止	格納容器高レンジエリアモニタ指示値「 $\geq 10^3\text{mSv/h}$ 」 かつ 格納容器スプレイ系不作動
1次系保有水の維持	ECCS作動中でなく かつ 加圧器水位「 $\leq 17\%$ 」

緊急処置編（第3部）適用条件

《適用条件》

炉心出口温度 350°C 以上 かつ 格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示値 $1 \times 10^5\text{mSv/h}$ 以上
