別添資料-1

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する 津波防護方針について

目 次

- 1. はじめに
- 2. 敷地に遡上する津波による敷地浸水評価
- 3. 敷地に遡上する津波に対する防護対象
- 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する重大事故等対処設備の津波防 護方針
 - 4.1 基準津波に対する重大事故等対処設備の津波防護方針の考慮
 - 4.1.1 基準津波に対する敷地への浸水防止
 - 4.1.2 基準津波に対する取水路・放水路等の経路からの津波の流入防止
 - 4.1.3 基準津波に対する取水口付近の漂流物に対する評価

4.2 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する重大事故等対処設備の津 波防護方針

4.2.1 津波防護対象施設·設備

- 4.2.2 津波防護対象施設・設備の分類
- 5. 津波防護の基本方針と概要
 - 5.1 津波防護対象施設・設備の分類毎の津波防護方針
- 6. 浸水防止対策
 - 6.1 浸水経路特定結果及び浸水防止対策
 - 6.2 各施設の浸水影響評価
 - 6.2.1 評価方法
 - 6.2.2 評価結果
 - 6.3 漂流物の抽出
 - 6.3.1 衝突影響を考慮する漂流物の抽出

目-1

7. 漂流物の影響, 津波荷重及び地震荷重評価

添付資料

- 添付資料-1 津波防護対象設備リスト,配置
- 添付資料-2 原子炉建屋の止水バウンダリ
- 添付資料-3 水密扉の仕様,配置
- 添付資料-4 貫通部止水処理の仕様,配置

1. はじめに

東海第二発電所における事故シーケンス選定では,敷地に遡上する津波を 起因とした事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」を抽出 し,津波防護対策を実施することとしている。本資料では,敷地に遡上する 津波に対する防護対策及び対策後の施設評価について説明する。

- 2. 敷地に遡上する津波による敷地浸水評価
- (1) 津波高さ

敷地に遡上する津波については,事故シーケンス選定の評価結果に基づいて,T.P.+24m(防潮堤位置)^{*1*2}の津波を想定する。

- ※1 T.P.は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位(平均潮位)を示す。
- ※2 津波高さ(T.P.+24m)は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を 設定した場合の防潮堤位置の最高水位を示す。
- (2) 敷地浸水評価の手法

敷地に遡上する津波に対する施設評価において,津波の水位変動の評価 は、基準津波で使用した津波シミュレーションプログラムを採用している。 津波シミュレーションの計算条件について第 2-1 表に示す。

津波高さの設定に当たっては、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定 した場合の防潮堤位置の最高水位(駆け上がり高さ)がT.P.+24mとなる ように、基準津波の策定に用いた波源のすべり量の割増しを行い設定した。 敷地内の浸水評価に当たっては、防潮堤(天端高さ T.P.+18~20m)をモ デリングし、施設位置における津波高さ及び流速の時刻歴波形を評価した。 なお、防波堤については、保守的にないものとした。

項目	条件	備考
解析領域	北海道から千葉房総付近までの太平洋	
メッシュ構成	沖合 4,320m→2,160m→720m→沿岸域 240m→ 発電所周辺 80m→40m→20m→10m→5m	長谷川他(1987)
基礎方程式	非線形長波理論	後藤・小川(1982) の方法
計算スキーム	スタッガード格子、リープ・フロッグ法	後藤・小川(1982) の方法
初期変動量	Mansinha and Smylie (1971) の方法	
境界条件	 沖側:後藤・小川(1982)の自由透過の条件 陸域:敷地周辺(計算格子間隔 80m~5m)の領域は小谷他(1998)の陸上遡上 境界条件 それ以外は完全反射条件 	
越流条件	防波堤:本間公式(1940) 護 岸:相田公式(1977)	
海底摩擦係数	マニングの粗度係数(n=0.03m ^{-1/3} s)	
水平渦動粘性係数	考慮していない(Kh=0)	
計算時間間隔	∠t=0.05 秒	C. F. L条件を満 たすように設定
計算時間	津波発生後 240 分間	十分な計算時間とな るように設定
潮位条件※	T.P.+0.81m(上昇側)	茨城港常陸那珂港区 (茨城県日立港区) の潮位表(平成16年 〜平成21年)を用い て設定

第2-1表 津波シミュレーションの計算手法

※ 2011 年東北地方太平洋沖地震による地殻変動量を考慮

(3) 敷地浸水評価の結果

第 2-1, 2-2 図に津波高さ分布(T.P.+m),第 2-3 図に最大浸水深分布(m)を示す。

- 第 2-1 図は、防潮堤を無限鉛直壁とした場合の津波高さ分布(T.P. +m)であり、無限鉛直壁への駆け上がり高さが最大で T.P.+24m となるように津波高さを設定したものである。無限鉛直壁であるた め、津波は防潮堤を乗り越えないが、防潮堤南側終端の脇からの回 り込みがある。
- ② 第 2-2 図は、防潮堤(天端高さ T.P. +18~20m)をモデリングした場合の津波高さ分布(T.P. +m)であり、上記①で設定した津波が、防潮堤を乗り越えて敷地に遡上した場合を示したものである。防潮堤を乗り越える際の津波高さは、無限鉛直壁への駆け上がり高さよりも低い T.P. +23.4m(最大値)となる。
- ③ 第 2-3 図は、上記①で設定した津波による最大浸水深(m)を示したもの(上記②の津波高さ分布(T.P.+m)を最大浸水深(m)に変えたもの)である。



最大水位上昇量分布

第2-1図 防潮堤を無限鉛直壁とした場合の津波高さ分布(T.P.+m)



最大水位上昇量分布

第2-2図 防潮堤高さを設定した場合の津波高さ分布(T.P.+m)



第 2-3 図 防潮堤高さを設定した場合の最大浸水深分布 (m)

3. 敷地に遡上する津波に対する防護対象

敷地に遡上する津波に対する防護対象は,津波に起因する事故シーケン スへの対応に必要な安全機能を有する重大事故等対処施設(重大事故等対 処設備(設計基準拡張)を含む,以下同様)及び重大事故等対処施設によ る事故対応を実施する上で必要となる機能を有する設備を選定した上で, それらを内包する施設として以下の施設を選定している。

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット(地上敷設部を含む)
- ③ 非常用取水設備(SA用海水ピット取水塔)
- ④ 常設代替高圧電源装置置場
- ⑤ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置(地下格納槽)地上敷設部含 む
- ⑥ 常設低圧代替注水系格納槽
- ⑦ 軽油貯蔵タンク(地下式)
- ⑧ 緊急時対策所

 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する重大事故等対処設備の津波防 護方針

4.1 基準津波に対する重大事故等対処設備の津波防護方針の考慮

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する津波防護においては,基準津波 に対する津波防護対策を考慮した設計を行う。具体的には,以下のとおりとす る。

4.1.1 基準津波に対する敷地への浸水防止

基準津波に対する敷地への浸水防止(外郭防護 1)については,「2. 設計基準対象施設の津波防護方針」で示したとおり,敷地全体を取り囲む形で 津波防護施設である防潮堤及び防潮堤の道路横断部2箇所に防潮扉を設置す る設計である。防潮堤の天端高さは,敷地前面東側で T.P.+20m,敷地側面 北側及び敷地側面南側で T.P.+18m であり,基準津波を超え敷地に遡上する 津波(防潮堤前面 T.P.+24.0m)に対しても耐力を有することから,本評価 においてもその機能を考慮する。

4.1.2 基準津波に対する取水路・放水路等の経路からの津波の流入防止

基準津波に対する取水路・放水路等の経路からの津波の流入防止について は、「2. 設計基準対象施設の津波防護方針」で示した設計基準対象施設の 津波防護対象設備と同様に、各施設からの津波の流入経路を特定し、流入経 路が存在する場合には、浸水防止対策を講じる設計であり、基準津波を超え 敷地に遡上する津波(防潮堤前面 T.P. +24.0m)の津波においてもその機能 を考慮する。

4.1.3 基準津波に対する取水口付近の漂流物に対する評価

基準津波時に考慮する取水口付近の漂流物については,漂流物となる可能 性のある施設・設備について,網羅的に現場調査等を行い,漂流物評価フロ ーチャートに基づき漂流の可能性を評価していることから,基準津波を超え

敷地に遡上する津波(防潮堤前面T.P.+24.0m)の漂流物の評価においても 考慮する。

4.2 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する重大事故等対処設備の津波 防護方針

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する津波防護についても,敷地の 特性(敷地の地形,敷地周辺及び敷地内の津波の遡上,浸水状況等)に応じ た設計を行うこととし,防護対象施設・設備としては,重要事故シーケン ス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」に対する炉心損傷防止 対策に必要な設備を防護方策の観点から分類し,それぞれに応じた設計を 行うこととする。

4.2.1 津波防護対象施設·設備

重要事故シーケンス「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」で期 待する施設・設備は、以下のとおりである。

(1) 原子炉建屋

原子炉建屋は,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安全機能 を有する重大事故防止設備及び重大事故緩和設備を内包しており,建屋壁 に扉等を有していること等を考慮し,津波の影響を評価し必要な場合は対 策を講じる必要がある。

(2) 緊急用海水ポンプピット

緊急用海水ポンプは、津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安 全機能を有する重大事故等対処設備であり、緊急用海水ポンプピット内 (地下格納槽内)に緊急用海水ポンプ等の緊急用海水系主要設備を内包し、 ポンプピット天井壁に点検口等を有すること等を考慮し、津波の影響を評 価し必要な場合は対策を講じる必要がある。

(3) 常設代替高圧電源装置置場

常設代替高圧電源装置は,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要 な安全機能を有する重大事故等対処設備であり,常設代替高圧電源装置置 場内に高圧電源車及び付属設備(燃料移送ポンプ,空調設備,電源設備等 を含む)を内包し,壁に点検口等を有すること等を考慮し,津波の影響を 評価し必要な場合は対策を講じる必要がある。

(4) 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置(地下格納槽)

格納容器圧力逃がし装置は,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必 要な安全機能を有する重大事故等対処設備であり,格納容器圧力逃がし装 置フィルタ装置等を地下格納槽内に内包することから,津波の影響を評価 し必要な場合は対策を講じる必要がある。

(5) 常設低圧代替注水系格納槽

常設低圧代替注水系は,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な 安全機能を有する重大事故等対処設備であり,常設低圧代替注水系格納槽 内に,常設低圧代替注水系ポンプ等の主要設備を内包しており,格納槽に 点検口等を有すること等を考慮し,津波の影響を評価し必要な場合は対策 を講じる必要がある。

(6) 軽油貯蔵タンク(地下式)

軽油貯蔵タンク(地下式)は、津波に起因する事故シーケンスへの対応に 必要な安全機能を有する重大事故等対処施設であり、常設代替高圧電源装 置の燃料を貯蔵する地下式タンクを設置する区画境界に点検口を有するこ と等を考慮し、津波の影響を評価し必要な場合は対策を講じる必要がある。

(7) 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置(地上敷設部)

格納容器圧力逃がし装置は,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必 要な安全機能を有する重大事故等対処施設であり,フィルタ装置を内包す

る地下格納槽の上部を排気管が貫通し,原子炉建屋壁面(屋外)に沿って 設置されること等を考慮し,津波の影響を評価し必要な場合は対策を講じ る必要がある。

(8) 非常用取水設備

非常用取水設備は、津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安全 機能を有する重大事故等対処施設である緊急用海水ポンプの流路であり、 このうち、SA用海水ピット取水塔は港湾内地下に設置されることから、 津波の影響を評価し必要な場合は対策を講じる必要がある。

(9) 緊急用海水ポンプピット(地上敷設部)

緊急用海水ポンプは,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安 全機能を有する重大事故等対処施設であり,緊急用海水ポンプピット上部 に換気用配管が設置されており,ポンプピット上部の天井壁を貫通し屋外 に通じる配管であること等を考慮し,津波の影響を評価し必要な場合は対 策を講じる必要がある。

(10) 緊急時対策所

緊急時対策所は,津波に起因する事故シーケンスへの対応に必要な安全機 能を有する重大事故等対処施設であり,津波の影響を評価し必要な場合は 対策を講じる必要がある。

以上の津波防護対象設備の評価に加え,敷地内の施設・設備が津波により倒 壊する等,重大事故等対処施設に波及的影響を与えないことを確認する。

4.2.2 津波防護対象施設・設備の分類

敷地に遡上する津波に対する防護対象施設・設備を,防護方策の観点から,次のとおり分類する。

- (1) 津波防護対象設備を内包する建屋・壁
 津波による影響から建屋・壁により隔離する。
 - ① 原子炉建屋
 - ② 緊急用海水ポンプピット
 - ③ 常設代替高圧電源装置置場
 - ④ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置(地下格納槽)
 - ⑤ 常設低圧代替注水系格納槽
 - ⑥ 軽油貯蔵タンク(地下式)
- (2) 建物・壁に内包されない津波防護対象設備

津波による影響に対して機能維持できるよう設計する。

- 緊急用海水ポンプピット(地上敷設部)
- ② 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置(地上敷設部)
- ③ 非常用取水設備(SA用海水ピット取水塔)
- (3) 高所に設置する施設・設備

津波が到達しない高さに設置する。

① 緊急時対策所

津波防護対象施設・設備配置を第4-1図に示す。

第4-1図 津波防護対象施設・設備配置図

- 5. 津波防護の基本方針と概要
- 5.1 津波防護対象施設・設備の分類毎の津波防護方針
- (1) 津波防護対象設備を内包する建屋・壁

原子炉建屋等の「津波防護対象設備を内包する建屋・壁」については,万 一当該建屋・壁内に浸水した場合には,同時に重要機能の喪失に至るリスク があることから,浸水経路(扉,貫通部等)を特定し,それぞれに対して, 十分高い位置まで浸水防止対策(水密扉の設置,貫通部止水処置等)を実施 する。

(2) 建・壁に内包されない津波防護対象設備

緊急用海水ポンプピット(地上敷設部)等の「建屋・壁に内包されない津 波防護対象設備」については,敷地に遡上する津波による浸水経路がなく, 機能に影響がないことを確認するとともに,点検路等の浸水経路がある場合 は,それに対して浸水防止対策(止水処置等)を実施する。

(3) 高所に設置する施設・設備

緊急時対策所は,敷地浸水評価結果から求めた緊急時対策所から最も近い 敷地の最大浸水深と,緊急時対策所の設置高さを比較し,最大浸水深さが緊 急時対策所の設置高さを下回る(津波が到達しない)ことを確認する。

6. 浸水防止対策

- 6.1 浸水経路特定結果及び浸水防止対策
 - (1) 原子炉建屋

津波防護対象設備を内包する建屋・壁のうち複数の階面(フロア)を 有する原子炉建屋について,浸水防止対策を分類毎に示す。浸水防止対 策の止水バウンダリは,添付資料-2に示すとおりである。

浸水防止対策の種類ごとの位置、仕様、構造は次のとおりとする。

①水密扉

水密扉の耐水圧は,数値シミュレーションによる津波評価に基づく, 各建屋,壁の位置(または,それを包絡する近傍の位置)における最 大浸水深に対する静水圧に耐える設計とする。材料は鋼製とし,扉枠 は建屋の床及び壁に支持する。

水密扉の水密性は, 扉締付装置で扉, パッキン, 扉枠を密着させる ことにより確保する。

水密扉の構造図を第6-1図に,各施設の浸水防止対策を第6-1表に, 水密扉の仕様,配置を添付資料-3に示す。

NO.	対策 分類	津波防護対象範囲	浸水経路*4	浸水防止対策 ※4
1	1	原子炉建屋 ^{※1}	機器搬出入口	水密扉
			人員用扉	水密扉
			貫通部	止水処理
			空調ダクト ^{**2}	止水板
2 -	1	格納容器 圧力逃がし装置 (地下格納槽)	人員用ハッチ	水密扉
			 機器用 ハッチ	水密ハッチ
	2	格納容器 圧力逃がし装置 (地上敷設部)	出口配管/配管貫通部	防護柵/ 止水処理
			排気管/排気管貫通部	防護柵/ 止水処理
3	1	緊急用海水ポンプピット	人員用ハッチ	水密扉
			機器用 ハッチ	水密ハッチ
	2	緊急用海水ポンプピット (地上敷設部)	換気用配管	防護柵/ 止水処理
4	1)	常設低圧代替 ① 注水系 ^{*3} (地下格納槽)	人員用ハッチ	水密扉
			機器用 ハッチ	水密ハッチ
			補給口	閉止栓

第6-1表 各施設の浸水防止対策 (1/2)

NO.	対策 分類	津波防護対象範囲	浸水経路 ^{※4}	浸水防止対策 [※] 4
5 ①		人員用扉	水密扉	
	1	常設代替高圧 電源装置置場	機器搬出入口	水密扉
			防波壁	水密扉
6	1	軽油貯蔵タンク (地下式)	点検用 マンホール	水密扉
7	2	非常用取水設備 (SA用海水ピット取水塔)	_	不要
8	3	緊急時対策所	なし	高所配置

第6-1表 各施設の浸水防止対策(2/2)

対策分類

津波防護対象設備を内包する建屋・壁

② 建物・壁に内包されない津波防護対象設備

③ 高所に設置する施設・設備

※1:原子炉棟,廃棄物処理棟(SA電源盤エリア),付属棟(電気室,ケーブル処理 室,MCR,空調機械室)を含む

※2:空調開口部設置下端を示す。

※3:常設低圧代替注水ポンプ室,代替淡水貯槽を含む

※4:浸水経路の構造,浸水防止対策については,設計の進捗により変更があり得る。



第6-1図 水密扉の構造(例)

② 貫通部止水処理

貫通部止水処理の種類ごとの構造を以下に示す。

- a. 充てん構造(モルタル)
- (a) 構造

貫通口あるいは貫通口と貫通物の間の隙間にモルタルを充てんする ことにより止水する構造である。第6-2図に充てん構造(モルタル) の標準的な構造図を示す。



(壁貫通部の例)

第6-2図 充てん構造(モルタル)の標準的な構造図

(b) 水密性

貫通部のモルタル充てん箇所には,無収縮モルタルを使用すること から隙間は生じ難く,また,モルタルは基本的に壁・床版(上版)と 同等の強度を有し,圧縮強度や付着強度も高いため,水圧に対する耐 性は十分あると考えられる。

(c) 耐震性

貫通口内に貫通物が存在する構造では,基準地震動 S_sによりモル タル充てん部に発生する配管反力がモルタルの許容圧縮強度及び許容 付着強度以下であることを確認する。

b. 充てん構造 (ウレタンゴム又はシリコンゴム)

(a) 構造

充てん構造(ウレタンゴム)は、貫通口と貫通物の間の隙間にパテ による仕切りを設けて、ウレタンゴムを充てんすることにより止水す る構造である。また、充てん構造(シリコンゴム)は、貫通口と貫通 物の間の隙間に鋼板による閉止板を設けて、シリコンゴムを充てんす ることにより止水する構造である。第6-3 図に充てん構造(ウレタン ゴム及びシリコンゴム)の標準的な概略構造図を示す。



⁽ウレタンゴムによる止水構造)

(シリコンゴムによる止水構造)

第 6-3 図 充てん構造 (ウレタンゴム又はシリコンゴム) の標準的な構造図

(b) 水密性

充てん構造(ウレタンゴム又はシリコンゴム)は,直接,津波波力 (水平力)を受ける箇所に設置するものではないため,静的荷重(静 水頭圧)に対する水密性を確保する。

本構造では、耐水性は補強板及びウレタンゴム又はシリコンゴム材 が担い水密性を確保することを基本としており、設置箇所で想定され

る浸水(静水頭圧)に対して,浸水防止機能が保持できることを必要 に応じて耐圧・漏水試験により確認する。第6-4回に実機模擬耐圧・ 漏水試験の実施例を示す。



第6-4図 実機模擬耐圧・漏水試験の実施例

(c) 耐震性

貫通口を通る配管等の貫通物は,同一建屋内の支持構造物により拘 束されており,地震時には建屋と配管等が連動した振動となることか ら,充てん材への地震の影響は軽微と考えられる。

なお,建屋間を貫通する配管等の地震時に躯体と貫通物間で大きな 相対変位が想定される箇所については,変位追従性に優れるブーツ構 造を適用する方針とする。

c. ブーツ構造

ブーツ構造は、貫通口と貫通物の間の隙間にラバーブーツ(シール カバー)を設置することにより止水する構造である。第6-5回にブー ツ構造の標準的な構造図を示す。

ブーツ構造は,変位追従性に優れ,主に地震による躯体と貫通物間 の相対変位が大きい部位,高温配管で配管の熱移動が生じる部位に適

用するものであり,貫通物の建屋間相対変位,熱変位を評価し,かつ, 施工性も考慮した上でウレタンゴム又はシリコンゴムによる充てん構 造では適用が困難と判断される貫通口に適用する。



第6-5図 ブーツ構造の標準的な構造図

d. 閉止構造

閉止構造は,貫通口に金属製の閉止板を溶接あるいは閉止フランジ 等をシール材とともにボルト等にて取り付けることにより止水する構 造である。第6-6図に閉止構造の標準的な構造図を示す。

閉止構造は,主として予備貫通口等の閉鎖可能な箇所に適用するも のであり,その設計に当たっては,設置場所で想定される水圧及び基 準地震動Ssによる地震力に対して,必要な浸水防止機能が保持でき ることを評価あるいは試験により確認する。



第 6-6 図 閉止構造の標準的な構造図

6.2 各施設の浸水影響評価

浸水対策を前提とし、津波防護対象範囲における各施設の浸水影響評価 を実施する。

6.2.1 評価方法

各施設の浸水影響評価の方法は以下のとおりである。

- (1)「津波防護対象設備を内包する建屋・壁」については、各施設の位置(または、それを包絡する近傍の位置)における最大浸水深と浸水防止対策高さを比較し、最大浸水深が浸水防止対策高さ以下であることを確認する。
- (2)「建屋・壁に内包されない津波防護対象設備」については、各設備の位置(または、それを包絡する近傍の位置)における最大浸水深に対し、各設備の機能(バウンダリ機能、電源供給機能)に影響を及ぼすおそれのある浸水経路がないことを確認する。点検路等の浸水経路がある場合は、最大浸水深と浸水防止対策高さを比較し、最大浸水深が浸水防止対策高さ以下であることを確認する。

(3)「高所に設置される施設・設備」については、敷地浸水評価結果から求めた各施設・設備から最も近い敷地の最大浸水深と各施設・設備の設置高さを比較し、最大浸水深が施設・設備の設置高さを下回ること(津波が到達しないこと)を確認する。

6.2.2 評価結果

各施設の浸水影響評価結果を第6-2表に,各施設の最大浸水位置にお ける時刻歴浸水深の例を第6-7図に示す。

「津波防護対象設備を内包する建屋・壁」については,各施設の位置 (または,それを包絡する近傍の位置)における最大浸水深が浸水防止 対策高さを下回ることから,設備の機能に影響を及ぼすことはない。

「建屋・壁に内包されない津波防護対象設備」については,各設備の 設置位置(または,それを包絡する近傍の位置)における最大浸水深に 対して浸水経路がないことから,各設備の機能に影響を及ぼすことはな い。具体例として,格納容器フィルタベント系排気配管(地上敷設部 分)については,溶接構造となっており浸水経路はないことから,バウ ンダリ機能は維持される。電源ケーブル(地上敷設部分)については, ジョイント部がない構造となっており浸水経路はないことから,電源供 給機能は維持される。

「高所に設置される施設・設備」については,各施設・設備から最も 近い敷地の最大浸水深に対して十分余裕のある敷地高さに設置すること により,津波が到達することはないことから,各設備の機能に影響を及 ぼすことはない。

番号	津波防護対象範囲	浸水経路*1	浸水防止対 策	最大浸水深 [m]	浸水防止 対策高さ (T.P. [m])
		機器搬出入口	水密扉	+8.39	+21.0
	原子炉建屋	人員用扉	水密扉		
1		貫通部	止水処理		
		空調ダクト ^{**2}	止水板		
		壁	補強壁		
2	格納容器 圧力逃がし装置 (地下格納槽)	人員用ハッチ	水密扉	+8.21	区 画 境界 の 水 密 化 に よ る 対策
		機器用 ハッチ	水密ハッチ		
		出口配管/配 管貫通部	防護柵/ 止水処理		
		排気管/排気 管貫通部	防護柵/ 止水処理		
		人員用ハッチ	水密扉	+8.21	
3 (緊急用海水系 (地下格納槽)	機器用 ハッチ	水密ハッチ		
		換気用配管	防護柵/ 止水処理		
常設低圧代 4 注水系 ^{※3} (地下格納槽		人員用ハッチ	水密扉		
	常設低圧代替 注水系 ^{※3} (地下格納槽)	機器用 ハッチ	水密ハッチ	+8.41	
		補給口	閉止栓		

第6-2表 各施設の浸水影響評価結果の例(1/2)

※1:空調開口部設置下端を示す。

※2:常設低圧代替注水ポンプ室,代替淡水貯槽を含む

※3:浸水経路の構造,浸水防止対策については,設計の進捗により変更があり得る。

番号	津波防護対象範囲	浸水経路	浸水防止対 策	最大浸水深 [m]	浸水防止 対策高さ (T.P. [m])
5 常設代替高圧 電源装置置場		人員用扉	水密扉		
	機器搬出入口	水密扉	浸水なし		
		防波壁	水密扉		対策不要
6	軽油貯蔵タンク (地下格納槽)	点検用 マンホール	水密扉	浸水なし	
7	非常用取水設備	S A 用海水ピ ット	浸水防止蓋 (SA用海 水ピット)	水中	対策不要
8	緊急時対策所	なし	高所配置	浸水なし	対策不要

第6-2表 各施設の浸水影響評価結果の例 (2/2)

評価点



T.P.+24m津波時の最大浸水深分布図



⑩防潮堤前面

時間(分)36.50036.66736.83337.00037.16737.33337.50037.66737.833水位(T.P.m)6.3723.40618.47818.30716.63215.94615.43715.17514.783

150

180

210

240

第6-7図 各設備の最大浸水位置における時刻歴浸水深(1/2)



第6-7図 各設備の最大浸水位置における時刻歴浸水深(2/2)

6.3 漂流物の抽出

基準津波を超え敷地に遡上する津波時は,防潮堤内側に津波が遡上するこ とから,基準津波時の防潮堤外側における漂流物抽出結果に加え,防潮堤 内側の施設・設備等の漂流物について衝突影響のある施設・設備を抽出し 評価する。

6.3.1 衝突影響を考慮する漂流物の抽出

防潮堤外側の漂流物となる可能性のある施設・設備は,基準津波時に考慮 する取水口付近の漂流物(取水性への影響)を網羅的に抽出・整理してお り,これを元に漂流物評価フローチャートにより評価対象の漂流物を抽出す る。

【防潮堤外側からの漂流物の抽出】

漂流物評価フローチャートに基づき,原子炉建屋又は建屋・壁に内包されない津波防護対象設備への影響を評価した結果,防潮堤外側から,浚渫用作業台船(約44t)又は漁船(約5t未満)の漂流物として防潮堤を乗り越え敷地内に侵入する可能性があるが,万が一乗り越えたとしても,最大浸水深が0.4m程度のエリアの敷地内に留まり,原子炉建屋又は建屋・壁に内包されない津波防護対象設備までは到達しないと考えられることから,漂流物の衝突評価は不要と評価する。フローチャートは,第6-8図 漂流物衝突評価フローチャートに示す。

【防潮堤内の漂流物の抽出】

漂流物評価フローチャートに基づき,原子炉建屋又は建屋・壁に内包され ない津波防護対象設備への影響を評価した結果,防潮堤内側の漂流の可能性 のある施設は,いずれも浮力よりも自重が大きく漂流物とはならない。ま た,抽出された施設等の設置エリアから,防護対象の原子炉建屋等の設置エ リアについては,最大浸水深が0.4m程度であることから,万が一抽出された

施設等が漂流物となった場合でも,設置エリア近傍に留まり,原子炉建屋又 は建屋・壁に内包されない津波防護対象設備までは到達しないと考えられる が,これ以外に,構内に常時存在すると予想される一般車両を想定し,一般 的重量である1.5tの車両が漂流・衝突するものと仮定し評価する。フローチ ャートは,第6-8図 漂流物衝突評価フローチャートに示す。



:内は,基準津波時における漂流物評価フローと同じである。

第6-8図 漂流物衝突評価フローチャート(1/2)



第6-8図 漂流物衝突評価フローチャート(2/2)

7. 漂流物の影響,津波荷重及び地震荷重評価

原子炉建屋又は建屋・壁に内包されない津波防護対象設備は,その構造 に応じ,津波による漂流物の影響,津波荷重及び地震荷重に対して,津波 防護機能が十分保持できるように設計する。

基準津波を超え敷地に遡上する津波による評価の考え方は,基準津波に 対する考え方を準用する。

(1)原子炉建屋

原子炉建屋は基準津波を超え敷地に遡上する津波の津波荷重や地震荷重 に対して,浸水防止機能が十分保持できるように以下の方針により設計す る。

a. 構造

原子炉建屋は,東西約67.0m,南北約67.0m,高さ約72.0mの半地下式の 鉄筋コンクリート造の建物である。



第7-1図 原子炉建屋外形図
設置エリア	構造形式	最大浸水深
(T.P. [m])		[m]
発電所敷地 +8.0	鉄筋コンクリート造 (半地下方式)	+0.39

第7-1表 原子炉建屋の最大浸水深

b. 荷重の組合せ(自重, 地震, 津波荷重)

原子炉建屋の設計においては,以下のとおり,常時荷重,地震荷重,津 波荷重及び余震荷重を適切に組み合わせた条件で評価を行う。

·常時荷重+地震荷重

·常時荷重+津波荷重

常時荷重+余震荷重+津波荷重

設計にあたっては, 漂流物の衝突及び自然現象による荷重との組合せを 適切に考慮する。

また,津波荷重と余震荷重の組合せにおいては,津波荷重は浸水及び冠 水を考慮する。

c.荷重の設定

原子炉建屋の浸水防止設計において考慮する荷重は,以下のように設定 する。

①常時荷重

自重を考慮する。

②地震荷重

基準地震動 S_sを考慮する。

③津波荷重

2.1.3 別添-34

原子炉建屋の最大浸水深を十分上回る水位を津波荷重水位とす る。また、津波波力は「津波避難ビルガイドライン及び津波避難ビ ル等の構造上の要件の解説」により適切に設定する。第7-2表に原 子炉建屋の津波荷重を示す。

最大浸水深	津波荷重水位
[m]	(T.P.[m])
+0.39	+21.0

第7-2表 原子炉建屋に適用する津波荷重

④余震荷重

余震による地震動を検討し,余震荷重を設定する。基準津波の波源 を震源とする余震等や設計用地震動 S_dのうち最大の地震力を余震荷 重として設定する。

⑤漂流物荷重

漂流物の衝突が考えられる場合は、評価対象となる漂流物を定義 し、漂流物の衝突力を衝突荷重として設定する。漂流物に対し、「道 路橋示方書(I共通編・IV下部構造編)・同解説」を参考に衝突荷重 を次式により算定する。

<算定式>

衝突荷重P=0.1×₩×v

ここで, P: 衝突力 (kN)

W:漂流物の荷重(kN)

v:表面流速(m/s)

2.1.3 別添-35

なお、表面速度vは、敷地に遡上する津波の速度スペクトル の分析結果に余裕を考慮した値とする。

d. 許容限界

津波防護機能に対する機能保持限界として、地震後、津波後の再使用 性を想定し、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、構成する部材が弾性領域内に収まることを基本として、津波防護機 能を保持していることを確認する。

(2) 建屋・壁に内包されない津波防護対象設備の設計方針

建屋・壁に内包されない格納容器圧力逃がし装置排気配管(地上敷設 部)等の津波防護対象設備については,浸水深さとそれぞれの設置条件 (地上部高さ,設備の構造等)に応じた浸水防止措置や漂流物防護対策等 の津波に対する防護措置を講じることにより,その機能が損なわれること が無いように設計する。第7-2図に,格納容器圧力逃がし装置排気配管 (地上敷設部)に対する漂流物衝突防護対策の例を示す。



第7-2図 漂流物衝突防護柵

添付資料

- 添付資料-1 津波防護対象設備リスト,配置
- 添付資料-2 原子炉建屋の止水バウンダリ
- 添付資料-3 水密扉の仕様,配置及び水密扉,壁の配置計画
- 添付資料-4 貫通部止水処理の仕様,配置

添付資料-1

津波防護対象設備リスト,配置

	機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)
3. 原子炉	冷却材圧力バウンダリ高圧時に発	電用原子炉を冷却するため	の設備
(1) 高圧代	、替注水系		
	常設高圧代替注水系ポンプ	原子炉建屋	_
	サプレッション・プール[水 源]	原子炉建屋	_
	高圧代替注水系(蒸気系)・ 主蒸気系・原子炉隔離時冷却 系(蒸気系)配管・弁	原子炉建屋	_
	高圧代替注水系(注水系)・ 原子炉隔離時冷却系(注水 系)配管・弁[流路]	原子炉建屋	_
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	-
(2) 原子炉	「隔離時冷却系(設計基準拡張)		
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	原子炉建屋原子炉棟	_
	サプレッション・プール[水 源]	原子炉建屋	_
	原子炉隔離時冷却系(蒸気 系)・主蒸気系配管・弁	原子炉建屋	_
	原子炉隔離時冷却系(注水 系)配管・弁[流路]	原子炉建屋	_
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	_
(3) 高圧炉	「心スプレイ系 (設計基準拡張)		
	高圧炉心スプレイ系ポンプ	原子炉建屋	_
	サプレッション・プール[水 源]	原子炉建屋	_
	高圧炉心スプレイ系 配管・ 弁・スパージャ[流路]	原子炉建屋	_
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	_
(5) ほう酸	変水注入系 重大事故等の進展抑	制	
	ほう酸水注入ポンプ	原子炉建屋	_
	ほう酸水貯蔵タンク	原子炉建屋	_
	ほう酸水注入系配管・弁 [流 路]	原子炉建屋	_
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	-
4. 原子炉	4. 原子炉圧力バウンダリを減圧するための設備		
(1)逃がし	安全弁		
	主蒸気逃がし安全弁	原子炉建屋	_

	機器名称	設置場所	設置高さ(T.P.)
	自動減圧機能用アキュムレー タ	原子炉建屋	_
	主蒸気系配管・クエンチャ [流路]	原子炉建屋	_
(2) 過渡時	身動減圧機能 ※自動減圧機能付	き逃がし安全弁のみ	
	過渡時自動減圧機能	原子炉建屋	_
	自動減圧系の起動阻止スイッ チ	原子炉建屋	_
(3) 逃がし	。 定安全并機能回復(可搬型代替直流	流電源設備)	
	可搬型代替直流電源設備用電 源切替盤	原子炉建屋	_
	可搬型代替低圧電源車接続盤	原子炉建屋	—
(4)逃がし	、 安全弁機能回復(代替窒素供給)) ※自動減圧機能付き逃がし	ン安全弁のみ
	高圧窒素ガスボンベ	原子炉建屋	_
	自動減圧機能用アキュムレー タ,高圧窒素ガス供給系(非 常用)・配管・弁[流路]	原子炉建屋	_
5. 原子炉	冷却材圧力バウンダリが低圧時に	発電用原子炉を冷却するた	めの設備
(1) 低圧代	、替注水系(常設)		
	常設低圧代替注水系ポンプ	常設低圧代替注水系格納槽	+8.0m
	代替淡水貯槽[水源]	常設低圧代替注水系格納槽	+8.0m
	低圧代替注水系配管・弁,残 留熱除去系配管・弁[流路]	常設低圧代替注水系格納 槽,原子炉建屋	+8.0m
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	_
(2) 残留素	。 除去系(低圧注水系)(設計基:	準拡張)	
	残留熱除去系(低圧注水系) ポンプ	原子炉建屋	_
	サプレッション・プール[水 源]	原子炉建屋	_
	残留熱除去系配管・弁[流路]	原子炉建屋	-
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	_
(3) 残留熱	\$P\$除去系(原子炉停止時冷却系)	(設計基準拡張)	
	残留熱除去系(原子炉停止時 冷却系)ポンプ	原子炉建屋	_
	原子炉圧力容器[水源]	原子炉建屋	—
	残留熱除去系,再循環系配 管・弁・熱交換器[流路]	原子炉建屋	_
	原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	_
(4)低圧炉	5心スプレイ系(設計基準拡張)		
	低圧炉心スプレイ系ポンプ	原子炉建屋	_

添付資料 1-2

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)
サプレッション・プール[水 源]	原子炉建屋	_
低圧炉心スプレイ系配管・ 弁・ストレーナ・スパージャ [流路]	原子炉建屋	_
原子炉圧力容器[注入先]	原子炉建屋	—
(7) 非常用取水設備		
SA用海水ピット	屋外	+8.0m
貯留堰	取水口前面の海中	-4.9m
取水路	屋外	_
取水ピット	屋外	
6. 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための	設備	
(1) 緊急用海水系		
S S	地下格納槽	+ 8. 0m
緊急用海水ストレーナ	常設代替海水取水設備建 屋(地下格納槽)	+ 8. 0m
緊急用海水系,残留熱除去 系,残留熱除去系海水系配 管・弁[流路]	地下格納槽,原子炉建屋	_
(2) S/P への蓄熱補助		
真空破壞弁 (S/C→D/W)	原子炉建屋	_
(3) 耐圧強化ベント系		
遠隔人力操作機構	原子炉建屋	_
耐圧強化ベント系,不活性ガ ス系,原子炉建屋ガス処理系 配管・弁,格納容器,真空破 壊弁[流路]	原子炉建屋	_
(4)格納容器圧力逃がし装置		
フィルタ装置	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
圧力開放板	屋外	_
遠隔人力操作機構	原子炉建屋	_
フィルタ装置遮へい	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
配管遮へい	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+ 8. 0m
可搬型代替注水大型ポンプ	可搬型設備保管場所	+12.0m
代替淡水貯槽	常設低圧代替注水系格納	+ 8. 0m
耐圧強化ベント系,不活性ガ ス系,原子炉建屋ガス処理系	原子炉建屋	_

	機器名称	設置場所	設置高さ(T.P.)
	配管・弁,格納容器,真空破 壊弁[流路]		
(5)残留熱ール冷却系)	】除去系(原子炉停止時冷却系, (設計基準拡張)	低圧注水系,格納容器スプ	レイ系,サプレッション・プ
(6) 非常用]取水設備		
	SA用海水ピット	屋外	+8.0m
	貯留堰	取水口前面の海中	-4.9m
	取水路	屋外	_
	取水ピット	屋外	_
7.原子炉	格納容器内の冷却等のための設備		
(1) 代替榕	納容器スプレイ冷却系(常設)		
	常設低圧代替注水系ポンプ	常設低圧代替注水系格納 槽	+8.0m
	代替淡水貯槽[水源]	常設低圧代替注水系格納 槽	+8.0m
	低圧代替注水系(常設),残 留熱除去系配管・弁・スプレ イヘッダ[流路]	常設低圧代替注水系格納 槽 原子炉建屋	+ 8. 0m
	格納容器[注入先]	原子炉建屋	_
(2) 残留勢	 除去系(格納容器スプレイ冷却:	系) (設計基準拡張)	
	残留熱除去系ポンプ(格納容 器スプレイ冷却系)	原子炉建屋	_
	残留熱除去系熱交換器	原子炉建屋	_
	スプレイヘッダ[流路]	原子炉建屋	_
(4) 残留熱	、除去系(サプレッション・プー)	ル水冷却系)(設計基準拡張	辰)
	残留熱除去系ポンプ(サプレ ッション・プール水冷却 系),残留熱除去系熱交換器	原子炉建屋	_
(5) 非常用	取水設備		
	SA用海水ピット	屋外	+ 8. 0m
	貯留堰	取水口前面の海中	-4.9m
	取水路	屋外	_
	取水ピット	屋外	_
8. 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備			
(1) 格納容器圧力逃がし装置			
	フィルタ装置	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	圧力開放板	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	移送ポンプ	格納容器圧力逃がし装置	+8.0m

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)	
	(地下格納槽)		
遠隔人力操作機構	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m	
フィルタ装置遮へい	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m	
配管遮へい	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+ 8. 0m	
二次隔離弁操作室	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+ 8. 0m	
二次隔離弁操作室遮へい	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m	
二次隔離弁操作室空気ボンベ ユニット(配管・弁)	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m	
格納容器圧力逃がし装置,不 活性ガス系,耐圧強化ベント 系配管・弁[流路],格納容 器,真空破壊弁(S/C→D /W)	原子炉建屋	_	
代替淡水貯槽[水源]	常設低圧代替注水系格納 槽	+8.0m	
(2) 代替循環冷却系			
代替循環冷却系ポンプ	原子炉建屋	_	
	原子炉建屋	—	
残留熱除去系熱交換器	原子炉建屋	_	
サプレッション・プール[水 源]	原子炉建屋	_	
代替循環冷却系,残留熱除去 系 配管・弁・熱交換器・ス トレーナ・スプレイヘッダ・ スパージャ[流路]	原子炉建屋	_	
原子炉圧力容器[注水先],原 子炉格納容器[注水先]	原子炉建屋	_	
9. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却す	るための設備		
(1) 格納容器下部注水系(常設)			
常設低圧代替注水系ポンプ	常設低圧代替注水系格納 槽	+8.0m	
代替淡水貯槽[水源]	常設低圧代替注水系格納 槽	+8.0m	
低圧代替注水系(常設),消 火系配管・弁[流路]	常設低圧代替注水系格納 槽 原子炉建屋	+ 8. 0m	
格納容器[注入先]	原子炉建屋	_	
格納容器[注入先]	原子炉建屋	_	
 10.水素爆発による原子炉格納容器の破損 	10. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備		

	機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)
(1) 不活性	ガス系		
	窒素ガス供給装置	屋外	+8.2m
(2) 格納容	器内の水素濃度監視設備		
	格納容器内水素濃度 (SA)	原子炉建屋	_
	格納容器内酸素濃度(SA)	原子炉建屋	_
(3) 水素爆	発による原子炉格納容器の破損	を防止するための設備	
	フィルタ装置	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	フィルタ装置水位*1	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	フィルタ装置圧力*1	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	フィルタ装置出口放射線モニ タ ^{※1}	原子炉建屋 屋外	— +23.7m
	フィルタ装置入口水素濃度*1	原子炉建屋	+20.3m
	フィルタ装置スクラビング水 pH ^{**1}	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8. 0m
	遠隔人力操作機構	原子炉棟 屋外	_
	圧力開放板	屋外	+23.7m
	フィルタ装置遮蔽	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	配管遮蔽	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+8.0m
	原子炉格納容器[ベント弁]	原子炉建屋	—
	格納容器圧力逃がし装置・不 活性ガス系・耐圧強化ベント 系 配管・弁[流路]	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽) 原子炉棟 屋外	_
11.水素	暴発による原子炉建屋等の破損を	防止するための設備	
(1) 静的触	或求求素再結合器		
	静的触媒式水素再結合器	原子炉建屋	_
	静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	原子炉建屋	_
	原子炉建屋水素濃度	原子炉建屋	_
12.使用済燃料貯槽の冷却等のための設備			
(1) 代替燃料プール注水系(注水ライン)			
	常設低圧代替注水系ポンプ	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	T. P. +8. 0m
	代替淡水貯槽[水源]	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	T. P. +8. 0m

	機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)	
(4) 代替燃	(4) 代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッダ)			
	代替燃料プール冷却系ポンプ	原子炉建屋	_	
	代替燃料プール冷却系熱交換 器	原子炉建屋	_	
	緊急用海水ポンプ	緊急用海水ポンプピット	T. P. +8. 0m	
	緊急用海水ストレーナ	緊急用海水ポンプピット	T. P. +8. 0m	
	使用済燃料プール 緊急用海水ポンプピット	緊急用海水ポンプピット	T. P. +8. 0m	
	代替燃料プール冷却系,燃料 プール冷却浄化系,緊急用海 水系,残留熱除去系海水系配 管・弁[流路]	原子炉建屋	_	
	使用済燃料プール[注入先]	原子炉建屋	_	
(5) 使用済	燃料プールの監視設備			
	使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)	原子炉建屋	T.P + 46.5m	
	使用済燃料プール温度 (SA)	原子炉建屋	T.P + 46.5m	
	使用済燃料プールエリア放射 線モニタ(高レンジ・低レン ジ)	原子炉建屋	T.P+46.5m以上	
	使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメ ラ用空冷装置を含む)	原子炉建屋 原子炉建屋付属棟	T.P+46.5m以上 T.P+23.0m	
13.工場外への放射性物質の拡散を抑制するための設備				
14. 重大事	事故等の収束に必要となる水の供			
(1)水源(の確保 ※水源としては海水も	使用可能		
	代替淡水貯槽	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	T. P. +8. 0m	
	サプレッション・プール	原子炉建屋	_	
	ほう酸水貯蔵タンク	原子炉建屋	_	
	使用済燃料プール	原子炉建屋	_	
	取水ピット	屋外	_	
15. 電源詞	没備			
(1) 常設代	:替交流電源設備			
	常設代替高圧電源装置	常設代替高圧 電源装置置場	T. P. +11. 0m	
	常設代替高圧電源装置用燃料 移送ポンプ	常設代替高圧 電源装置置場	T. P. +11. 0m	
	常設代替交流電源装置用 燃料移送系配管・弁[流路]	常設代替高圧 電源装置置場	T.P. +11.0m	

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)
(2) 非常用交流電源設備		
非常用ディーゼル発電機	原子炉建屋付属棟	_
非常用ディーゼル発電機用海 水ポンプ	屋外	_
非常用ディーゼル発電機用海 水配管・弁・ストレーナ[流 路]	原子炉建屋付属棟	_
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機	原子炉建屋付属棟	_
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機用海水ポン プ	屋外	_
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機用 海水配管・弁・ストレーナ [流路]	原子炉建屋付属棟・屋外	_
М/С НРСЅ	原子炉建屋付属棟	_
(3) 所内常設直流電源設備		
直流125V蓄電池2A	原子炉建屋付属棟	T.P. +10.5m
直流125V蓄電池 2 B	原子炉建屋付属棟	T.P. +8.2m
直流125V蓄電池HPCS	原子炉建屋付属棟	T.P. +10.5m
 ±24V中性子モニタ用蓄電池 2 A 	原子炉建屋付属棟	T.P. +8.2m
±24V中性子モニタ用蓄電池2 B	原子炉建屋付属棟	T.P. +8.2m
直流125V充電器2A	原子炉建屋付属棟	T.P. +10.5m
直流125V充電器 2 B	原子炉建屋付属棟	T.P. +10.5m
(4) 常設代替直流電源設備		
緊急用直流 125V 蓄電池	常設代替高圧電源装置置 場	T.P. +11.0m
緊急用直流 125V 充電器	原子炉建屋付属棟	_
(6)代替所内電気設備		
緊急用断路器 緊急用動力変圧器 緊急用動力変圧器 緊急用P/C 緊急用MCC 緊急用電源切替盤 可搬型代替低圧電源車接続盤	常設代替高圧電源装置置 場 原子炉建屋 原子炉建屋 接続口格納槽	T. P. + 11. 0m T. P. + 11. 0m T. P. + 18. 0m T. P. + 8. 0m
M/C 2C	原子炉建屋	T. P4. 0m
M∕C 2 D	原子炉建屋	T.P. +2.0m

	機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)
(7)燃料補給設備			
	軽油貯蔵タンク	屋外(地下タンク)	T.P. +11.0m
	燃料デイタンク	屋外(地下タンク)	T.P. +11.0m
	燃料移送ポンプ	常設代替高圧電源設備置 場	T.P. +11.0m
	非常用ディーゼル発電機用 燃料移送系配管・弁[流路]	付属建屋	_
	高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機用 燃料移送配管・弁「流路]	付属建屋	_
15.計装	設備		L
(1) 原子炉	「施設の状態を推定するための計算	裝	
a.原子;	炉圧力容器内の温度		
	原子炉圧力容器温度	原子炉格納容器内	+ 20.5m + 39.2m
	残留熱除去系熱交換器入口温 度	原子炉建屋	-4. Om
b.原子;	炉圧力容器内の圧力		
	原子炉圧力	原子炉建屋	+20.3m
	原子炉圧力 (SA)	原子炉建屋	+20.3m
c.原子炉圧力容器内の水位			
	原子炉水位(広帯域)	原子炉建屋	+20.3m
	原子炉水位(燃料域)	原子炉建屋	+14.0m
	原子炉水位(SA広帯域)	原子炉建屋	+20.3m
	原子炉水位(SA 燃料域)	原子炉建屋	+14.0m
d. 原子	「炉圧力容器への注水量		
	高圧代替注水系系統流量	原子炉建屋	-4. 0m
	低圧代替注水系原子炉注水流 量	原子炉建屋	+20.3m
	常設低圧代替注水系ポンプ流 量	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	+8.0m
	代替循環冷却系原子炉注水流 量	原子炉建屋	-4. Om
	原子炉隔離時冷却系系統流量	原子炉建屋	-4.0m
	残留熱除去系系統流量	原子炉建屋	+2.0m
	低圧炉心スプレイ系系統流量	原子炉建屋	+ 2. 0m
e.原子;	炉格納容器への注水量		

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)	
低圧代替注水系格納容器 レイ流量	スプ 原子炉建屋	+ 2. 0m + 20. 3m	
低圧代替注水系格納容器 注水流量	下部 原子炉建屋	+20.3m	
代替循環冷却系格納容器 レイ流量	スプ 原子炉建屋	-4. Om	
残留熱除去系系統流量	原子炉建屋	+2.0m	
d. 原子炉格納容器内の温度			
ドライウェル雰囲気温度	原子炉建屋	_	
サプレッション・チェン/ 囲気温度	^{、 索} 原子炉格納容器内	_	
サプレッション・プール7 度	^{水温} 原子炉格納容器内	_	
e. 原子炉格納容器内の圧力			
ドライウェル圧力	原子炉建屋	_	
サプレッション・チェン/ 力	^{、 圧} 原子炉建屋	_	
f. 原子炉格納容器内の水位	f. 原子炉格納容器内の水位		
サプレッション・プールオ	、位 原子炉建屋	_	
格納容器下部水位	原子炉格納容器内	-	
g. 原子炉格納容器内の水素濃度		•	
格納容器内水素濃度 (SA)	原子炉建屋	-	
h. 原子炉格納容器内の酸素濃度	· · · · ·		
格納容器内酸素濃度 (SA)	原子炉建屋	-	
i. 原子炉格納容器内の放射線量 [⊠]	22		
格納容器雰囲気放射線モン (D/W)	ニタ 原子炉建屋	_	
格納容器雰囲気放射線モン (S/C)	ニタ 原子炉建屋	_	
j. 未臨界の監視			
起動領域計装	原子炉格納容器内	_	
平均出力領域計装	原子炉格納容器内	_	
k. 最終ヒートシンクによる冷却状態の確認			
フィルタ装置水位	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+ 8. 0m	
フィルタ装置圧力	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	+ 8. 0m	
フィルタ装置出口放射線	モニ 原子炉建屋	_	

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)		
9	屋外			
フィルタ装置入口水素濃度	原子炉建屋	_		
フィルタ装置スクラビング水 pH	格納容器圧力逃がし装置 (地下格納槽)	_		
耐圧強化ベント系放射線モニタ	原子炉建屋	_		
サプレッション・プール水温 度	原子炉格納容器内	_		
 代替循環冷却系ポンプ入口温 	原子炉建屋	_		
代替循環冷却系原子炉注水流 量	原子炉建屋	_		
 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 	原子炉建屋	_		
残留熱除去系熱交換器入口温 度	原子炉建屋	_		
残留熱除去系熱交換器出口温 度	原子炉建屋	_		
残留熱除去系系統流量	原子炉建屋	_		
1. 格納容器バイパスの監視				
原子炉水位(広帯域)	原子炉建屋	_		
原子炉水位(燃料域)	原子炉建屋			
原子炉水位(SA広帯域)	原子炉建屋	_		
原子炉水位 (SA 燃料域)	原子炉建屋	_		
原子炉圧力	原子炉建屋	_		
原子炉圧力 (SA)	原子炉建屋	_		
ドライウェル雰囲気温度	原子炉建屋	_		
ドライウェル圧力	原子炉建屋	_		
サプレション・プール水位	原子炉建屋	_		
代替淡水貯槽水位	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	+ 8. 0m		
常設高圧代替注水系ポンプ吐	原子炉建屋	_		
出压力				
代替循環伶却糸ボンブ吐出圧 力	原子炉建屋	_		
原子炉隔離時冷却系ポンプ吐	原子炉建屋	_		
出圧力	·····································			
残留熱尿去糸ホンフ吐出圧力 低圧塩心スプレメ変ポンプ吐	尿于炉建 座			
山圧力	原子炉建屋	_		

機器名称		設置場所	設置高さ(T.P.)	
	常設低圧代替注水系ポンプ 吐出圧力	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	+8.0m	
n. 原子炉建屋内の水素濃度				
	原子炉建屋水素濃度	原子炉建屋	_	
	静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	常設低圧代替注水系 (地下格納槽)	+8.0m	
o. 使用	済燃料プールの監視			
	使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)	原子炉建屋	_	
	使用済燃料プール温度 (SA)	原子炉建屋	_	
	使用済燃料プールエリア放射 線モニタ(高レンジ・低レン ジ)	原子炉建屋	_	
	使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメ ラ用空冷装置を含む)	原子炉建屋 原子炉建屋	_	
p. 発電	所内の通信連絡			
	必要な情報を把握できる設備 (安全パラメータ表示システ ム(SPDS))	原子炉建屋 緊急時対策所	_	
q. 温度	,圧力,水位,注水量の計測・	監視		
	可搬型計測器	_	_	
16. 原子炸	戶制御室			
(1) 居住性	の確保			
	中央制御室	原子炉建屋	_	
	中央制御室遮蔽	原子炉建屋	_	
	中央制御室換気系空気調和機 ファン	原子炉建屋	_	
	中央制御室換気系フィルタ系 ファン	原子炉建屋	_	
	中央制御室換気系高性能粒子 フィルタ	原子炉建屋	_	
	中央制御室換気系チャコール フィルタ	原子炉建屋	_	
	中央制御室換気系給排気隔離 弁	原子炉建屋	_	
	非常用ガス再循環系 排風機	原子炉建屋	_	
	非常用ガス再循環系 フィル タトレイン	原子炉建屋	_	
	非常用ガス処理系 排風機	原子炉建屋	_	
	非常用ガス処理系 フィルタ トレイン	原子炉建屋	_	

添付資料 1-12

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)		
原子炉建屋ガス処理系	原子炉建屋	_		
中市制御安待避安連茲	厉 <u>了</u> 师建屋			
中央制御室待避室空気ボンベ	原子炉建屋	_		
ユニット(空気ホンベ) 中央制御室待避室空気ボンベ ユニット(配管・弁)	原子炉建屋	_		
差圧計	原子炉建屋	_		
可搬型照明 (SA)	原子炉建屋	_		
無線連絡設備(固定型)(待 避室)	原子炉建屋	_		
衛星電話設備(固定型)(待 避室)	原子炉建屋	_		
携行型有線通話装置(待避 室)	原子炉建屋			
データ表示装置(待機室)	原子炉建屋	_		
酸素濃度計	原子炉建屋	_		
二酸化炭素濃度計	原子炉建屋	_		
常設代替交流電源設備	_	_		
(2) 汚染の持ち込み防止				
可搬型照明 (SA)	原子炉建屋	_		
常設代替交流電源設備	_	_		
17. 監視測定等に関する設備				
(1) 放射線量の測定				
可搬型モニタリングポスト	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m		
 (2) 放射能観測車の代替測定装置				
可搬型ダスト・よう素サンプ ラ	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m		
N a I シンチレーションサー ベイ・メータ	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m		
<i>β</i> 線サーベイ・メータ	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m		
Z n Sシンチレーションサー ベイ・メータ	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m		
(3)発電所及びその周辺の測定に使用する測定器等				
可搬型ダスト・よう素サンプ ラ	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m		
N a I シンチレーションサー ベイ・メータ	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m		
β線サーベイ・メータ	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m		

	機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)	
	ZnSシンチレーションサー ベイ・メータ	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m	
	電離箱サーベイ・メータ	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m	
	小型船舶	屋外	_	
(4) 風向·	風速その他の気象条件の測定			
	可搬型気象観測設備	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m	
(5) 電源の) 確保			
	常設代替高圧電源装置	屋外	_	
18.緊急	時対策所の居住性に関する設備			
(1) 居住性	もの確保			
	緊急時対策所遮蔽	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m	
	緊急対策所非常用給気ファン	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m	
	緊急対策所排気ファン	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m	
	緊急対策所非常用空気浄化フ ィルタユニット	緊急時対策所	T. P. +23. 0-25. 0m	
	緊急時対策所加圧設備	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m	
	酸素濃度計*1	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m	
	二酸化炭素濃度計*1	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m	
	緊急時対策所エリアモニタ	緊急時対策所	T.P.+23.0-25.0m	
(2) 放射緩	泉量の測定			
	可搬型モニタリング・ポスト (加圧判断用)	緊急時対策所	T.P+10.5m以上	
(3) 必要な	に情報の把握			
	必要な情報を把握できる設備 (安全パラメータ表示システ ム(SPDS))	緊急時対策所	T.P+10.5m以上	
(4) 通信連絡				
	携行型有線通話装置	原子炉建屋	_	
	無線連絡設備(固定型)	原子炉建屋	_	
	無線連絡設備(携帯型)	原子炉建屋	_	
	衛星電話設備(固定型)	原子炉建屋	_	
	衛星電話設備(携帯型)	原子炉建屋	_	
	統合原子力防災ネットワーク に接続する通信連絡設備	原子炉建屋	_	
	データ伝送装置	原子炉建屋	—	
(5) 電源の確保				

機器名称	設置場所	設置高さ (T.P.)		
緊急時対策所用発電機	緊急時対策所	T.P+10.5m以上		
緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク	緊急時対策所	T.P+10.5m以上		
緊急時対策所用発電機 給油ポンプ	緊急時対策所	T.P+10.5m以上		
緊急時対策所用M/C	緊急時対策所	T.P+10.5m以上		
無線連絡設備(固定型)	原子炉建屋	_		
無線連絡設備(携帯型)	原子炉建屋	_		
衛星電話設備(固定型)	原子炉建屋	_		
衛星電話設備(携帯型)	原子炉建屋	_		
 必要な情報を把握できる設備 (安全パラメータ表示システム(SPDS)) 	原子炉建屋 緊急時対策所	— T.P+14.35m		
(6) 発電所外の通信連絡				
衛星電話設備(固定型)	原子炉建屋	_		
衛星電話設備(携帯型)	原子炉建屋	_		
緊急時対策支援システム伝送 装置	緊急時対策所	T.P+10.5m以上		

原子炉建屋の止水バウンダリ

第2-1図 原子炉建屋の止水バウンダリ計画(1/5)

第 2-2 図 原子炉建屋の止水バウンダリ計画 (2/5)

第2-3図 原子炉建屋の止水バウンダリ計画 (3/5)

第2-4図 原子炉建屋の止水バウンダリ計画(4/5)

第 2-5 図 原子炉建屋の止水バウンダリ計画 (5/5)

添付資料-3

水密扉の仕様,配置及び水密扉,壁の配置計画

種類 (名称)	主要寸法,材料及び取付箇所			
	主要	たて	mm	(2100)
水密扉 (R/B-B2F-03)	寸法	横	mm	(1000)
	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋地下2階
	主要	たて	mm	(1900)
水密扉	寸法	横	mm	(1000)
(R/B-B1F-01)		材料	_	鋼材
	取	付箇所	_	原子炉建屋地下1階
	主要	たて	mm	(1940)
水密扉	寸法	横	mm	(1020)
(R/B-1F-02)			_	鋼材
	取	付箇所	_	原子炉建屋1階
	主要 寸法	たて	mm	(5400)
水密扉		横	mm	(4900)
(R/B-1F-09)	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋1階
	主要 寸法	たて	mm	(2290)
水密扉		横	mm	(1520)
(R/B-1F-11)	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋1階
	主要	たて	mm	(3500)
水密扉 (R/B-1F-12)	寸法	横	mm	(2820)
	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋1階
	主要 寸法	たて	mm	(3080)
水密扉		横	mm	(1815)
(R/B-1F-13)	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋1階
水密扉	主要	たて	mm	(2030)

種類 (名称)	主要寸法,材料及び取付箇所			
(R/B-1F-14)	寸法	横	mm	(1100)
	材料 取付箇所		_	鋼材
			_	原子炉建屋1階
	主要 寸法	たて	mm	(2025)
水密扉		横	mm	(850)
(T/B-R/B-1F-01)	材料		-	鋼材
	取	付箇所	_	原子炉建屋1階
	主要	たて	mm	(2025)
水密扉	寸法	横	mm	(850)
(T/B-R/B-1F-02)		材料	_	鋼材
	取	付箇所	_	原子炉建屋1階
	主要	たて	mm	(2100)
水密扉	寸法	横	mm	(2100)
(R/B-2F-01)	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋2階
	主要	たて	mm	(1925)
水密扉	寸法	横	mm	(850)
(R/B-2F-06)	材料		_	鋼材
	取付箇所		_	原子炉建屋2階
	主要	たて	mm	(2025)
水密扉	寸法	横	mm	(1950)
(R/B-3F-01)	材料		_	鋼材
	取	取付箇所		原子炉建屋3階
	主要	たて	mm	(2025)
水密扉	寸法	横	mm	(1950)
(R/B-3F-02)		材料		鋼材
	取付箇所		-	原子炉建屋3階
水密扉 (R/B-3F-03)	主要	たて	mm	(2025)
	寸法	横	mm	(950)
	材料		_	鋼材
	取	取付箇所		原子炉建屋3階
	主要	たて	mm	(2025)
水密扉	寸法	横	mm	(950)
(R/B-3F-04)	材料		_	鋼材
	取付箇所		-	原子炉建屋3階

添付資料 3-2

種類 (名称)	主要寸法,材料及び取付箇所			
	主要 寸法	たて	mm	(2000)
水密扉		横	mm	(1000)
(R/B-3F-05)	材料		_	鋼材
	取付箇所		—	原子炉建屋3階
水密扉 (T/B-R/B-3F-01)	主要	たて	mm	(2025)
	寸法	横	mm	(2400)
	材料		_	鋼材
	取付箇所		—	原子炉建屋3階

注:()内は公称値を示す。

第3-1図 水密扉,壁の配置計画 (1/6)

第3-2図 水密扉,壁の配置計画(2/6)

第3-3図 水密扉,壁の配置計画(3/6)

第3-4図 水密扉,壁の配置計画(4/6)

第3-5図 水密扉,壁の配置計画(5/6)

第3-6図 水密扉,壁の配置計画 (6/6)

(水密扉の構造例)

水密扉は,扉(扉板,芯材),カンヌキ,ヒンジ,止水パッキン等で構成さ れており,アンカーボルトや埋込金物で躯体に固定されている。



水密扉の構造(例)

水密扉3
水密扉4

水密扉5

水密扉6

水密扉13

壁補強

貫通部止水処理の仕様,配置

1. はじめに

敷地に遡上する津波による津波防護対象範囲への浸水を防止するため,貫 通部に対して止水処理を実施する。

2. 貫通部止水処理箇所の配置

貫通部止水処理箇所の配置を第4-1~4図及び第4-1表に示す。

止水処理は,敷地に遡上する津波に対して機能が有効であることを確認す る。

第 4-1 図 貫通部止水処理箇所配置計画 (1/4)

第 4-2 図 貫通部止水処理箇所配置計画 (2/4)

第 4-3 図 貫通部止水処理箇所配置計画 (3/4)

第 4-4 図 貫通部止水処理箇所配置計画(4/4)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
1	原子炉棟	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 60	止水処理
2	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 60	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
3	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 190	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
4	原子炉建 屋	2	2 階 北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 228	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
5	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 472	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
6	原子炉建 屋	2	2 階 北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 876	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
7	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 926	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
8	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 926	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
9	原子炉建 屋	2	2階 北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 60	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
10	原子炉建 屋	2	2階 北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 190	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
11	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 876	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
12	原子炉建 屋	2	2 階 北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 926	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
13	原子炉建 屋	2	2階北側 4c~6c	10R-135-985	配管	φ 926	コーキンク [*] 補強 (MSトンネル室)
14	原子炉建 屋	2	2 階 北側 ケーブル処理 室	НК-С-09-1	トレイ	_	止水処理
15	原子炉建 屋	2	2階西側 P~R	C-12 (開口)	予備	150A	止水処理
16	原子炉建 屋	2	2階西側 P~R	C-12(開口)	予備	250A	防水板内のた め対象外
17	原子炉建 屋	2	2階西側 P~R	C-12 (開口)	予備	150A	防水板内のた め対象外
18	原子炉建 屋	2	2階南側 2C~8C	10R-130-223	配管	600A	止水処理

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画 (1/13)

添付資料 4-6

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
19	原子炉建 屋	2	2階南側 2C~8C	10R-130-223	配管	200A	止水処理
20	原子炉建 屋	2	2階南側 2C~8C	10R-130-223	配管	150A	止水処理
21	原子炉建 屋	2	2階南側 2C~8C	10R-130-223	配管	150A	止水処理
22	原子炉建 屋	2	2階南側 2C~8C	10R-130-223	配管	150A	止水処理
23	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備		防水板内のた め対象外
24	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
25	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
26	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
27	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
28	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
29	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
30	原子炉建 屋	1	1階南側 1c~9c	НК-С-13-1	予備	_	防水板内のた め対象外
31	原子炉建 屋	1	1 階 西側 P~R	C-12 (開口)	予備	150A	止水処理
32	原子炉建 屋	1	1 階 西側 P~R	C-12 (開口)	予備	250A	止水処理
33	原子炉建 屋	1	1 階 西側 P~R	C-12 (開口)	予備	250A	止水処理
34	原子炉建 屋	1	1 階 西側 P~R	C-12 (開口)	予備	250A	止水処理
35	原子炉建 屋	1	1 階 西側 P~R	C-12 (開口)	予備	250A	止水処理
36	原子炉建 屋	1	1階西側 1c,2c	НК-С-15	トレイ	_	防水板内のた め対象外

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画(2/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
37	原子炉建 屋	1	1 階 西側 J~P	НК-С-15-1	配管	100A	DF シール 60 充填
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
38	原子炉建 屋	1	1 階 西側 J~P	НК-С-15-1	電線管	_	止水処理
39	原子炉建 屋	1	1 階 西側 J~P	НК-С-15-1	電気 BOX	_	止水処理
40	原子炉建 屋	1	1階 西側 J ~P	HK-C-15-1	電線管	_	止水処理
41	原子炉建 屋	1	1階 西側 J ~P	HK-C-15-1	電気 BOX	_	止水処理
42	原子炉建 屋	1	1,2階 北側 2c~8c	НК-С-09	配管	250A	閉止板取付
43	原子炉建 屋	1	1,2階 北側 2c~8c	НК-С-09	ケーフ゛ル	_	止水処理
44	原子炉建 屋	1	1,2階 北側 2c~8c	НК-С-09	ケーフ゛ル	_	止水処理
45	原子炉建 屋	1	1,2階 北側 2c~8c	НК-С-09	電線管	_	止水処理
46	原子炉建 屋	1	1,2階 北側 2c~8c	НК-С-09	トレイ	_	止水処理
47	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
48	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
49	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
50	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
51	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
52	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
53	原子炉建 屋	1	1階 東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画 (3/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
54	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
55	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
56	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	200A	止水処理済, 既設ブーツコーキン グ補強
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
57	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
58	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
59	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
60	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	配管	二重管	止水処理済, 閉止板コーキング
61	原子炉建 屋	1	1階東側 J~N	C-01	電気 BOX	_	止水処理
62	原子炉建 屋	1	1階東側 J ~N	C-01	電線管, ブーツ	_	止水処理
63	原子炉建 屋	1	1階東側 J ~N	C-01	電線管, ブーツ	_	止水処理
64	原子炉建 屋	1	1階東側 J ~N	C-01	電線管, ブーツ	_	止水処理
65	原子炉建 屋	1	1階東側J ~N	C-01	電線管, ブーツ	_	止水処理
66	原子炉建 屋	1	1階東側 J ~N	C-01	電線管, ブーツ	_	止水処理
67	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	予備	150A	止水処理
68	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	予備	150A	止水処理
69	原子炉建 屋	1	1 階 東側 J~N	C-01	予備	150A	止水処理
70	原子炉建 屋	1	1,2階東側 N~S	C-02	配管	200A	止水処理, 配 管コーキング

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画(4/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
71	原子炉建 屋	1	1 階 南側 7c~9c	C-04	配管	250A	閉止板取付
72	原子炉建 屋	1	1階南側 7c~9c	C-04	電線管	_	止水処理
73	原子炉建 屋	1	1 階 南側 7c~9c	C-04	予備	150A	閉止板取付
74	原子炉建 屋	B1	B2,B1 階 北側 1c,2c	НК-С-01-2	トレイ	_	別途対策
75	原子炉建 屋	B1	B2,B1 階 北側 1c,2c	НК-С-01-2	トレイ	_	別途対策
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
76	原子炉建 屋	B1	B1 階 西側 J~Q	НК-С-08-1	配管	200A	閉止板取付
77	原子炉建 屋	B1	B1 階 西側 J~Q	HK-C-08-1	配管	200A	閉止板取付
78	原子炉建 屋	B1	B1 階 西側 J~Q	НК-С-08-1	電気 BOX	_	埋込み BOX の ため対象外 (未貫通)
79	原子炉建 屋	B1	B1 階 南側 2c~8c	10R-130-206	配管	250A	止水処理
80	原子炉建 屋	B1	B1 階 南側 2c~8c	10R-130-206	配管	300A	止水処理
81	原子炉建 屋	B1	B1 階 南側 2c~8c	10R-130-206	配管	300A	止水処理
82	原子炉建 屋	B1	B1 階 南側 2c~8c	10R-130-206	配管	300A	止水処理
83	原子炉建 屋	B1	B1 階 南側 2c~8c	10R-130-206	トレイ	_	止水処理
84	原子炉建 屋	B1	B1 階 南側 2c~8c	10R-130-206	トレイ	_	止水処理
85	原子炉建 屋	B1	B1 階 西側 P~R	10R-130-206	配管	300A	止水処理
86	原子炉建 屋	B1	B1 階 西側 P~R	10R-130-206	トレイ	_	止水処理
87	原子炉建 屋	B2	B2,B1 階 北側 1c,2c	НК-С-01-2	トレイ	_	止水処理

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画 (5/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
88	原子炉建 屋	B2	B2,B1 階 北側 1c,2c	НК-С-01-2	トレイ	_	止水処理
89	原子炉建 屋	B2	B2,B1 階 北側 1c,2c	НК-С-01-2	トレイ	_	止水処理
90	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 2c,3c	НК-С-01-1	予備	800A	閉止板取付
91	原子炉建 屋	B2	B2階北側 2c,3c	НК-С-01-1	予備	150A	閉止板取付
92	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	200A	閉止板取付(ア ンカーサポート部)
93	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	100A	閉止板取付
94	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	300A	止水処理,配 管コーキング
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
95	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	150A	閉止板取付
96	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	200A	閉止板取付
97	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	250A	止水処理,配 管コーキング
98	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	400A	閉止板取付
99	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	300A	閉止板取付
100	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	250A	止水処理済,新 規ブーツコーキング補 強
101	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
102	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	配管	250A	止水処理,配 管コーキング
103	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 4c,5c	НК-С-01	予備	250A	閉止板取付
104	原子炉建 屋	B2	B2階北側 4c,5c	НК-С-01	予備	200A	閉止板取付

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画 (6/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
105	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 4C~5C	НК-С-01	予備	250A	閉止板取付
106	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 4C~5C	НК-С-01	予備	150A	既設のまま
107	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	250A	閉止板取付
108	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	350A	閉止板取付
109	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	750A	閉止板取付
110	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	750A	閉止板取付
111	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	650A	止水処理,配 管コーキング
112	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	300A	閉止板取付
113	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	300A	閉止板取付
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
114	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	250A	閉止板取付
115	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	配管	300A	閉止板取付
116	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	予備	600A	閉止板取付
117	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	予備	600A	閉止板取付
118	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	予備	800A	閉止板取付
119	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 5c~7c	НК-С-02	予備	100A	閉止板取付
120	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
121	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画 (7/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
122	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	止水処理, 配 管コーキング
123	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	300A	閉止板取付
124	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	100A	閉止板取付
125	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	150A	閉止板取付
126	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
127	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
128	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
129	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	300A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
130	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	450A	止水処理済,既設 ブーツコーキング補強
131	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	250A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
132	原子炉建 屋	B2	B2階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
番号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
133	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-ОЗ	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
134	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
135	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	300A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
136	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
137	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	250A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
138	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画(8/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
139	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
140	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
141	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	200A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
142	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
143	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	150A	止水処理
144	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理
145	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	250A	閉止板取付
146	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	250A	閉止板取付
147	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	300A	閉止板取付
148	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	300A	閉止板取付
149	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	閉止板取付
150	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	閉止板取付
151	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	150A	閉止板取付
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
152	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	閉止板取付
153	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理
154	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理
155	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理

第 4-1 表 原子炉貫通部止水処理計画 (9/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
156	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	250A	止水処理
157	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理
158	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	150A	止水処理
159	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理
160	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	300A	止水処理
161	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	予備	200A	止水処理
162	原子炉建 屋	B2	B2 階 北側 6c~9c	НК-С-03	電線管	_	止水処理
163	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
164	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
165	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	150A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
166	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	300A	閉止板取付
167	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	150A	閉止板取付
168	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	800A	閉止板取付
169	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	配管	800A	閉止板取付
170	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	予備	150A	止水処理
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
171	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 J~N	C-06	予備	150A	止水処理
172	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	200A	閉止板取付

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画 (10/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
173	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	200A	閉止板取付
174	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	200A	閉止板取付
175	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	200A	閉止板取付
176	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	150A	閉止板取付
177	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	200A	閉止板取付
178	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	150A	閉止板取付
179	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	150A	閉止板取付
180	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	250A	閉止板取付
181	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	250A	閉止板取付
182	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	300A	閉止板取付後 既設ブーツ復旧
183	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	150A	閉止板取付
184	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	150A	閉止板取付
185	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	200A	閉止板取付
186	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	150A	止水処理
187	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	150A	止水処理
188	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	150A	止水処理
189	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	150A	止水処理
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画(11/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
190	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	250A	止水処理
191	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	150A	止水処理
192	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	150A	止水処理
193	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	予備	200A	閉止板取付
194	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	400A	閉止板取付
195	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	400A	閉止板取付
196	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	100A	閉止板取付
197	原子炉建 屋	B2	B2 階 東側 N~S	C-07	配管	100A	閉止板取付
198	原子炉建 屋	B2	B2 南側 7C~8C	10R-130-190	配管	150A	止水処理
199	原子炉建 屋	B2	B2 南側 4C~7C	10R-130-191	配管	150A	止水処理
200	原子炉建 屋	B2	B2 南側 4C~7C	10R-130-191	配管	250A	止水処理
201	原子炉建 屋	B2	B2 南側 4C~7C	10R-130-191	配管	200A	止水処理
202	原子炉建 屋	B2	B2 南側 4C~7C	10R-130-191	配管	_	止水処理
203	原子炉建 屋	B2	B2 南側 4C~7C	10R-130-191	トレイ	_	止水処理
204	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	配管	250A	止水処理
205	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	配管	250A	止水処理
206	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	配管	250A	止水処理
207	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	配管	250A	止水処理

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画(12/13)

番 号	建屋名	階 数	場所	場所 図面No. 種別		スリーブ 口径(A)	対策概要
208	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	配管	150A	止水処理
番 号	建屋名	階 数	場所	図面No.	種別	スリーブ 口径(A)	対策概要
209	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	トレイ	_	止水処理
210	原子炉建 屋	B2	B2 南側 2C~4C	10R-130-192	トレイ	_	止水処理
211	原子炉建 屋	B2	B2 西側 Q~R	10R-130-192	トレイ	_	止水処理
212	原子炉建 屋	B2	B2 西側 Q~R	10R-130-194	配管	150A	止水処理

第4-1表 原子炉貫通部止水処理計画(13/13)

別添資料-3

代替循環冷却の成立性について

目 次

1.		代春	捧循 理	澴冷却設備の構成・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1
	1.	1	設置	目的 · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	1
	1.	2	設備	構成の概略······	2
	1.	3	系統	記設計仕様······	4
		1.3	. 1	機械設備 · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	4
		1.3	. 2	計装設備·····	4
		1.3	. 3	電気設備・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	19
2.		代春	萫循 頊	景冷却設備の成立性確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	22
	2.	1	有效	性評価シナリオの成立性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	22
		2.1	.1	代替循環冷却の運用について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	22
		2.1	. 2	代替循環冷却の有効性について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	22
	2.	2	代替	循環冷却設備の操作性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	23
		2.2	. 1	代替循環冷却運転のために必要な系統・機器とアクセス性・・・・	23
		2.2	. 2	操作概要について・・・・・	36
	2.	3	系統	『運転時の監視項目・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	40
		2.3	. 1	水素及び酸素発生時の対応について・・・・・・・・・・・・・	40
3.		本系	系統の	の運用にあたって考慮すべき項目・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	49
	3.	1	放射	*線による影響について・・・・・・	49
	3.	2	系統	この健全性について・・・・・・	50

別 紙

1.	格納容器内水素・酸素濃度の測定原理と適用性について・・・・・	54
2.	循環流量の確保について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	61
3.	長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)での	
	適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について・・・	73
4.	系統のバウンダリに対する影響評価について・・・・・・・・・・・・	74
5.	代替循環冷却運転開始時期が評価より早まる場合について・・・・・	77
6.	系統が高線量となった場合の影響について・・・・・・・・・・・・	81

1. 代替循環冷却設備の構成

1.1 設置目的

代替循環冷却は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び 設備の基準に関する規則の解釈」の第50条(原子炉格納容器の過圧破損を 防止するための設備)のうち、①原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下さ せるために必要な設備であり、②格納容器ベントを実施する場合においても、 ベント時間を遅延させることが可能な設備である。さらに「viii)格納容器圧 力逃がし装置は、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接 続されていること。」に対し、③サプレッション・チェンバからのベントの 長期的な継続性をより確実にするための対策となる。

重大事故等においては、サプレッション・プールを水源とした残留熱除去 系が使用できない状況も想定され、この場合、外部水源による原子炉注水及 び格納容器スプレイを継続し、サプレッション・プール水位がサプレッショ ン・チェンバからのベントラインに到達するまでに格納容器スプレイを停止 し、格納容器ベント操作を実施することにより、フィード・アンド・ブリー ド冷却を継続することとなる。

上記に対し,重大事故等において,サプレッション・プールを水源とし, 格納容器除熱機能を有する代替循環冷却を用いることにより,以下について 可能となる。

- ① 代替循環冷却の格納容器除熱機能により、格納容器圧力の上昇を抑制で き、かつ、サプレッション・プールを水源とすることにより、その水位上 昇を抑制できることから、有効性評価の範囲においては格納容器の過圧破 損防止のためのベント回避が可能となる
- ② 格納容器ベントを実施する場合においても、格納容器除熱機能により格納容器圧力の上昇を低減でき、ベント時間を遅延させることができる

- ③ ベント実施後もサプレッション・プール水位の上昇は抑制されることから、スクラビング効果を有するサプレッション・チェンバからのベントの継続性がより確実なものとなる。また、燃料損傷前は、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合においても、耐圧強化ベント系又は代替循環冷却を用いることが可能であり、格納容器除熱機能の信頼性が向上する
- 1.2 設備構成の概略

代替循環冷却系の系統概要は以下のとおりである。

- (1) 本系統は、サプレッション・プールを水源とし、代替循環冷却ポンプに よる原子炉及び格納容器の循環冷却を行うことができる系統である。
- (2) 系統水は、サプレッション・プールから、残留熱除去系の配管及び熱交換器を通り、代替循環冷却系ポンプに供給される。代替循環冷却系ポンプにより昇圧された系統水は、残留熱除去系配管を通り、原子炉への注水及び格納容器スプレイに使用される。
- (3) 原子炉及び格納容器内に注水された系統水は、原子炉本体や格納容器内 配管の破断口等から、ダイヤフラムフロア、ベント管を経て、サプレッション・プールに流出することにより、循環冷却ラインを形成する。
- (4) なお、重大事故等における想定として、非常用炉心冷却系等の設計基準 事故対処設備に属する動的機器は、機能を喪失していることに加えて全交 流動力電源喪失が前提条件としていることから、本系統は、全交流動力電 源喪失した場合でも、発電所構内に配備した代替交流電源設備からの給電 が可能な設計としている。
- (5) 前述のとおり、本系統はサプレッション・プールに流出した水を、再び 原子炉注水及び格納容器スプレイの水源として使用する系統であるが、重 大事故等時におけるサプレッション・プール水の温度は約100℃を超える

状況が想定され,高温水を用いて原子炉圧力容器又は格納容器へ注水を行った場合,格納容器に対して更なる過圧の要因となり得る。このため,代 替循環冷却を行うには,代替残留熱除去海水系からの冷却水の供給により, 残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保する。

(6) 代替循環冷却機能を確保する際に使用する系統からの核分裂生成物の放 出を防止するため、代替循環冷却による循環ラインは閉ループにて構成す る。



第1.2-1図 代替循環冷却系の設備概要

- 1.3 系統設計仕様
- 1.3.1 機械設備

代替循環冷却系について,格納容器過温・過圧破損を防止するとともに, 格納容器ベントを実施することなく,格納容器からの除熱を行うことができ るよう設計する。

<設計条件>

当該系統起動後,格納容器限界温度・圧力(200℃,2Pd)を超えないよう サプレッション・プールを水源とし,原子炉への注水及び格納容器スプレイ ができること。

- ・原子炉注水流量:炉心を冠水できる流量であること
- ・格納容器スプレイ流量:スプレイ水が蒸気凝縮可能な粒径となる流量で あること

<主要仕様>

主要仕様は、以下に示すとおりである。

代替循環冷却系統

系統流量:250 m³/h (原子炉注水流量:50 m³/h)

(格納容器スプレイ流量:200 m³/h)

水 源:サプレッション・プール

除熱手段:代替残留熱除去系海水系

1.3.2 計裝設備

代替循環冷却系について,使用時の状態を監視するため,流量計,温度計 及び圧力計を設置する(第1.3.2-1図 参照)。これらの監視パラメータは, 中央制御室及び緊急時対策所で監視可能な設計としている。

(1) 設計方針

代替循環冷却系により有効に除熱できていることを確認するため,原子 炉格納容器の熱バランスを把握できる監視設備を設置する。代替循環冷却 系運転時の格納容器の熱バランスは,格納容器内部の温度と,代替循環冷 却系統により除熱される量を確認することで把握が可能である。よって, サプレッション・プール水温度及び,除熱量を確認するための代替循環冷 却系の系統流量(原子炉圧力容器への注水量及び格納容器へのスプレイ流 量),残留熱除去系熱交換器入口温度及び代替循環冷却系ポンプ入口温度 を監視できる設計とする。よって,下記で示す@~ (6)の計器を設置する。

・系統流量:

⑧ 代替循環冷却系原子炉注水流量

b 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

·残留熱除去系熱交換器入口温度:

© サプレッション・プール水温度

·残留熱除去系熱交換器出口温度:

また、代替循環冷却系ポンプの運転状態を監視するため、下記で示す@ の計器を設置する。

・代替循環冷却系ポンプの運転状態:

⑥ 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力

なお,上記に加え,残留熱除去系熱交換器二次側の温度,流量等を代替 残留熱除去系海水系側で確認することにより,システム全体の熱バランス を把握することが可能である。



第1.3.2-1図 代替循環冷却系 使用時の概略図

(2) 計装設備の仕様について

a. 機器仕様

計装設備の主要仕様を第1.3.2-1表に示す。

第1.3.2-1表 代替循環冷却運転に必要な計装設備の主要仕様

監視計器		計測範囲	- 測範囲 計測範囲の根拠		監視場所
a	代替循環冷却系原子炉 注水流量	$0\sim$ 200m ³ /h	代替循環冷却系による原子 炉圧力容器への注水時にお ける最大流量(50m ³ /h)を 監視可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
Þ	代替循環冷却系格納容 器スプレイ流量	$0\sim$ 400m ³ /h	代替循環冷却系による格納 容器スプレイ時における最 大流量(200m ³ /h)を監視 可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
©	サプレッション・プー ル水温度	0∼200℃	格納容器の限界圧力 (620kPa[gage])における サプレッション・プール水 の飽和温度(約167℃)を 監視可能。	3	中央制御室 (緊急時対策所)
đ	代替循環冷却系ポンプ 入口温度	0∼200℃	代替循環冷却時における代 替循環冷却系ポンプ入口の 最高使用温度(77℃)に余 裕を見込んだ設定としてい る。	1	中央制御室 (緊急時対策所)
e	代替循環冷却系ポンプ 吐出圧力	0∼5MPa[gage]	代替循環冷却系ポンプ吐出 圧力(1.87MPa[gage])を監視 可能。	1	中央制御室 (緊急時対策所)

b. 配置図(計画図)



第1.3.2-2 図 機器配置図(原子炉建屋(原子炉棟)地下2 階)

8

第1.3.2-3 図 機器配置図(原子炉建屋(原子炉棟)地下1 階)

第1.3.2-4 図 機器配置図(原子炉建屋(原子炉棟)2 階)


第1.3.2-5 図 機器配置図(原子炉建屋(原子炉棟)3 階)

11



第1.3.2-6 図 機器配置図(原子炉建屋(原子炉棟)4 階)

原子炉格納容器内における, ©サプレッション・プール水温度の位置 を第1.3.2-7 図に示す。



第1.3.2-7図 サプレッション・プール水温度の位置

- c. システム構成
 - ④ 代替循環冷却系原子炉注水流量

代替循環冷却系原子炉注水流量は,重大事故等対処設備の機能を有 しており,代替循環冷却系原子炉注水流量の検出信号は,差圧式流量 検出器にて差圧を検出し,演算装置にて電気信号へ変換する処理を行 った後,代替循環冷却系原子炉注水流量を中央制御室に指示し,記録 する。(第1.3.2-8図「代替循環冷却系原子炉注水流量の概略構成図」 参照。)



(注1)安全パラメータ表示システム



第1.3.2-8 図 代替循環冷却系原子炉注水流量の概略構成図

⑥ 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

代替循環冷却系格納容器スプレイ流量は,重大事故等対処設備の 機能を有しており,代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の検出信号 は,差圧式流量検出器にて差圧を検出し,演算装置にて電気信号へ変 換する処理を行った後,代替循環冷却系格納容器スプレイ流量を中央 制御室に指示し,記録する。(第1.3.2-9図「代替循環冷却系格納容 器スプレイ流量の概略構成図」参照。)



(注1) 安全パラメータ表示システム



第1.3.2-9 図 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の概略構成図

© サプレッション・プール水温度

サプレッション・プール水温度は、重大事故等対処設備の機能を有 しており、サプレッション・プール水温度の検出信号は、測温抵抗体 にて温度を電気信号に変換した後、サプレッション・プール水温度を 中央制御室に指示し、記録する。(第1.3.2-10図「サプレッション・ プール水温度の概略構成図」参照。)



(注1)安全パラメータ表示システム



第1.3.2-10図 サプレッション・プール水温度の概略構成図

d) 代替循環冷却系ポンプ入口温度

代替循環冷却系ポンプ入口温度は,重大事故等対処設備の機能を有 しており,代替循環冷却系ポンプ入口温度の検出信号は,熱電対にて 温度を電気信号に変換した後,代替循環冷却系ポンプ入口温度を中央 制御室に指示し,記録する。(第1.3.2-11図「代替循環冷却系ポンプ 入口温度の概略構成図」参照。)



(注1) 安全パラメータ表示システム



第1.3.2-11図 代替循環冷却系ポンプ入口温度の概略構成図

④ 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力

代替循環冷却系ポンプ吐出圧力は,重大事故等対処設備の機能を有 しており,代替循環冷却系ポンプ吐出圧力の検出信号は,弾性圧力検 出器にて圧力を検出し,演算装置にて電気信号へ変換する処理を行っ た後,代替循環冷却系ポンプ吐出圧力を中央制御室に指示し,記録す る。(第1.3.2-12図「代替循環冷却系ポンプ吐出圧力の概略構成図」 参照。)



(注1) 安全パラメータ表示システム



第1.3.2-12図 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力の概略構成図

- 1.3.3 電源設備
 - (1) 概要

代替循環冷却系の使用時に必要な電動機,計装設備,電動駆動弁を作動 させるため,全交流動力電源喪失時は代替交流電源設備から非常用所内電 気設備及び代替所内電気設備を経由して,また,非常用所内電気設備の電 源がある場合は非常用所内電気設備から及び常設代替交流電源設備から代 替所内電気設備を経由して必要な電力を供給できる設計としている。

(2) 電源供給負荷

代替循環冷却系の使用時に必要な負荷は第1.3.3-1図及び第1.3.3-1表に 示すとおりである。



第1.3.3-1 図 代替循環冷却系 概略図

図番	負荷	通常時の 電源供給元	代替所内電気設備 使用時の電源供給元
(a)	代替循環冷却ポンプ	緊急用P/C	緊急用P/C
(b)	代替循環冷却系入口弁	緊急用 MCC	緊急用 MCC
(c)	代替循環冷却系 原子炉圧力容器注水流量調節弁	緊急用 MCC	緊急用 MCC
(d)	代替循環冷却系格納容器 スプレイ流量調節弁	緊急用 MCC	緊急用 MCC
(e)	代替循環冷却系テストライン弁	緊急用 MCC	緊急用 MCC
(f)	残留熱除去系注水配管分離弁	緊急用 MCC	緊急用 MCC
(g)	残留熱除去系ポンプA入口弁	MCC 2C-3	緊急用 MCC
(h)	残留熱除去系熱交換器A出口弁	MCC 2C-3	緊急用 MCC
(i)	残留熱除去系熱交換器Aバイパス 弁	MCC 2C-5	緊急用 MCC
(j)	残留熱除去系A系格納容器スプレ イ弁	MCC 2C-9	緊急用 MCC
(k)	残留熱除去系A系注入弁	MCC 2C-8	緊急用 MCC
_	計装設備 ※3	緊急用 MCC	緊急用 MCC

第1.3.3-1表 代替循環冷却系の電源供給負荷

≫1:

※2: AM 用動力変圧器より AM 用 MCC 7B を受電する

※3:緊急用直流 125V 充電器を経由して以下のパラメータを確認する

- ·代替循環冷却系原子炉注水流量
- ・代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
- ・代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
- ・代替循環冷却系ポンプ入口温度
- ·原子炉水位
- ・ドライウェル圧力, サプレッション・チェンバ圧力
- ・ドライウェル雰囲気温度、サプレッション・チェンバ雰囲気温度
- ・サプレッション・プール水位
- ・サプレッション・プール水温度

※4:代替循環冷却系設置に伴い新設した設備

2. 代替循環冷却設備の成立性確認

2.1 有効性評価シナリオの成立性

2.1.1 代替循環冷却系の運用について

代替循環冷却系は、1.2に示すとおりサプレッション・プールを水源とし た低圧の原子炉注水及び格納容器除熱を実施可能な系統である。

低圧の原子炉注水が可能な重大事故等対処設備として,低圧代替注水系 (常設)を整備するが,代替循環冷却系は,運転に当たり残留熱除去系海水 系,緊急用海水系等による冷却水供給を必要とすることから,事象初期にお ける原子炉注水に当たっては,冷却水を必要としない低圧代替注水系(常設) を優先し,冷却水が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り 替える運用としている。

格納容器除熱が可能な重大事故等対処設備として,格納容器圧力逃がし装 置及び耐圧強化ベント系を整備している。格納容器圧力逃がし装置又は耐圧 強化ベント系による格納容器除熱が必要となるまでに冷却水供給を確保する ことが可能であることから,格納容器除熱に当たっては代替循環冷却系を優 先する運用としている。

2.1.2 代替循環冷却系の有効性について

代替循環冷却系の有効性については,格納容器除熱の観点で厳しいシナリ オである「東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価について」の

「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の 「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」,「3.2 高圧溶融物放出/格納 容器雰囲気直接加熱」「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作 用」「3.4 水素燃焼」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にお いて,事象を通じて限界圧力に到達することなく,格納容器ベントを回避又 は大幅に遅延することが可能となることを確認している。なお,炉心損傷防 止対策の有効性評価のうち,格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系 による格納容器除熱に期待している事故シーケンスグループについては,代 替循環冷却系に期待した有効性評価を実施することも考えられるが,保守的 に代替循環冷却系に期待しない場合を想定し,有効性を確認している。炉心 損傷防止対策の有効性評価において代替循環冷却系に期待した場合の影響は, 格納容器除熱の観点で厳しい想定である格納容器破損防止対策の有効性評価 に包含される。

- 2.2 代替循環冷却設備の操作性
- 2.2.1 代替循環冷却運転のために必要な系統・機器とアクセス性

代替循環冷却運転時あるいは運転後において,以下の操作又は作業が確実 に実施できることが必要である。

- (1) 代替循環冷却運転継続に必要な操作, 監視ができること
- (2) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水格納容器ベント操作ができる こと
- (3) 残留熱除去系の復旧作業ができること
- (1) 代替循環冷却運転継続に必要な操作,監視

代替循環冷却系の系統構成及び運転操作は,操作による放射線の影響を 考慮し,中央制御室での遠隔操作が可能な設計とする。(第2.2.1-1表及 び第2.2.1-1図参照)

代替循環冷却運転を開始した後は,代替循環冷却系ポンプの運転状態を 吐出圧力により監視する。また,原子炉注水流量を代替循環冷却系原子炉 注水流量にて監視し,格納容器スプレイ流量を代替循環冷却系格納容器ス プレイ流量にて監視する。代替循環冷却運転による系統水冷却状況を,代 替循環冷却系ポンプ入口温度及びサプレッション・プール水温度により確 認する。

代替循環冷却運転の効果を,原子炉水位,ドライウェル圧力,サプレッション・チェンバ圧力,ドライウェル雰囲気温度,サプレッション・チェ ンバ雰囲気温度,サプレッション・プール水位により確認する。

これらのパラメータは中央制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計とするため、代替循環冷却運転により配管周りの放射線量が上昇した場合においても監視が可能である。

また,代替循環冷却運転時には原子炉注水及び格納容器スプレイの流量 調整をする場合は,流量調整弁の操作により行うが,中央制御室から遠隔 で操作が可能な設計とするため,放射線量が上昇した場合においても操作 が可能である。(第2.2.1-1表及び第2.2.1-1図参照)

なお、代替循環冷却運転の評価は、事故発生14時間後としているが、対応要員が早期に確保され代替循環冷却運転の判断がされた場合は、評価上の時間を待つことなく運転を開始する。その場合の対応について「別紙-5」に記す。

24

図番	対象弁・監視機器	実施時期	操作概要	場所
(a)	代替循環冷却ポンプ	運転開始時	起動	中央制御室
(b)	代替循環冷却系入口弁	運転開始前	弁開	中央制御室
(c)	代替循環冷却系 原子炉圧力容器注水流量調節弁	運転開始前	弁開	中央制御室
(d)	代替循環冷却系格納容器 スプレイ流量調節弁	運転開始前	弁開	中央制御室
(e)	代替循環冷却系テストライン弁	運転開始前	弁開	中央制御室
(f)	残留熱除去系注水配管分離弁	運転開始前	弁閉	中央制御室
(g)	残留熱除去系ポンプA入口弁	運転開始前	弁開	中央制御室
(h)	残留熱除去系熱交換器A出口弁	運転開始前	弁閉	中央制御室
(i)	残留熱除去系熱交換器Aバイパス弁	運転開始前	弁閉	中央制御室
(j)	残留熱除去系A系格納容器スプレイ弁	運転開始時	弁開	中央制御室
(k)	残留熱除去系A系注入弁	運転開始時	弁開	中央制御室
	計装設備※1	運転時		中央制御室 緊急時対策所

第2.2.1-1表 代替循環冷却における操作対象弁・監視対象機器

※1:以下のパラメータを監視する

·代替循環冷却系原子炉注水流量

・代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

・代替循環冷却系ポンプ入口温度

・サプレッション・プール水温度

・代替循環冷却系ポンプ吐出圧力

・原子炉水位

・ドライウェル圧力, サプレッション・チェンバ圧力

・ドライウェル雰囲気温度、サプレッション・チェンバ雰囲気温度

・サプレッション・プール水位



第2.2.1-1 図 代替循環冷却系 概略図

(2) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水,格納容器ベント操作

代替循環冷却運転開始後に当該設備が機能喪失した場合の対応として, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器ベント操作が必要 となる。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は,中央制御室からの 遠隔操作による対応が可能である。 炉心損傷後の格納容器ベント操作について,操作対象弁は第2.2.1-2図 のとおりであり,これらの操作対象弁と代替循環冷却系統配管の主たる流 路の位置関係を第2.2.1-2表及び第2.2.1-3図~第2.2.1-5図に示す。こ れらの操作弁は中央制御室から遠隔操作可能な設計であるため,代替循環 冷却運転後の放射線量上昇による操作への影響はない。なお,何らかの理 由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操作不能となる場合は,放射 線量上昇による影響が小さい原子炉建屋原子炉棟外において遠隔手動操作 で操作する手段を備えている。なお,これらの操作位置は原子炉建屋原子 炉棟外であり,代替循環冷却系により高線量となる配管と離れていること から,放射線量上昇によるアクセス性及び弁操作性は問題ないと考えるが, 必要に応じて放射線防護対策を施す。



第2.2.1-2図 格納容器圧力逃がし装置系統概要図

ベント操作に必要な操作弁	配置
第一弁(サプレッション・チェンバ側)	弁①(第 2. 2. 1-3 図)
第一弁(ドライウェル側)	弁②(第 2. 2. 1-5 図)
第二弁	弁③(第 2. 2. 1-5 図)

第2.2.1-2表 ベント操作に必要な操作弁と配置



※:代替循環冷却系の配管は1階から地下2階に設置する方針であるが、ここでは格納容器 圧力逃がし装置の遠隔手動操作場所に最も近い1階の機器配置図を代表して記載する

第 2.2.1-3 図	機器配置図		
フィルタ装置格納林	曹の位置変更	等に伴い見直しあり	ſ

29

第 2.2.1-4 図 機器配置図

フィルタ装置格納槽の位置変更等に伴い見直しあり

第 2.2.1-5 図 機器配置図

(3) 残留熱除去系の復旧作業

代替循環冷却系は,残留熱除去系が機能喪失した場合に使用する系統で あり,残留熱除去系が復旧するまで運転継続することを目的としている。 よって,代替循環冷却運転による放射線量上昇の影響があっても,残留熱 除去系復旧作業ができることを示す。

代替循環冷却系では,サプレッション・プールからの吸込み並びに原子 炉注水及び格納容器スプレイに,残留熱除去系A系を使用する。このため, 残留熱除去系の復旧に際しては,代替循環冷却系の影響を受ける可能性が 低いB系の復旧を想定する。

残留熱除去系B系の復旧のためには,機能喪失要因にもよるが,原子炉 建屋原子炉棟地下2階の残留熱除去系Bポンプ室及び原子炉建屋原子炉棟 1階から地下1階の残留熱除去系Bポンプ室上部ハッチまでアクセスする ことができる必要がある。

第2.2.1-6~8 図に示すとおり,代替循環冷却系の運転により高線量と なる配管は,残留熱除去系Bポンプ室及び同上部ハッチ付近から離れてい ることから,アクセスは可能であると考える。なお,復旧作業時には必要 に応じて遮蔽体の使用,適切な放射線防護具を装備することにより,線量 による影響の低減を図る。

32



図 2.2.1-6 機器配置図



図 2.2.1-7 機器配置図



2.2.2 操作概要について

「東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価について」の「3.1 雰 囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」における手順の概要を第2.2.2-1図に,必 要な要員と作業項目を第2.2.2-2図及び第2.2.2-3図に示す。



第2.2.2-1 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)

(代替循環冷却系を使用する場合)の対応手順の概要

					常開気圧力・温度による	静的負荷(格納容器	器過圧・適	温破損)(代	替循環冷却系 <i>交</i> (東用する場合)														
r						1							49-10 =0-100 r											
						10	0	20	30	40	50	60	和頭呼引回(80	90	100								
L					1	2 1945 2004																		
	実施箇所・必要要員数			1		▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラ	14																	
	【】は他作業後に移動してきた要問					▼約4分	燃料被	廣管温度100	OK到達															
		1	r	1			約9分 幣	出科被覆管温	度1200°C到達															
操作項目	責任者	発電長	以	中央監視 運転操作指揮		44 - 100 A 84			▼ 25分 格納	容器冷却及	び原子炉注水	用始												
					Mil Association				▼約27分	燃料温度2	500K到達													
	補佐	剧発電長	١Å	運転操作指揮補佐	TR(1477342					7	7 43分 原子切	「水位レベル0	到達判断		マペデ	スタル(ド								
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡											T									
					4				1															
	運転員 (中央制御室)	運転 (現)	:員 場)	重大事故等対応要員 (現場)																				
-				1	●原子炉スクラムの確認	1					-				+									
					 タービン停止の確認 	•			-															
	2人 A.B	2人 人 B												●外部電源喪失等の確認										
状況判断					-	●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10 分						ilgino											
							●原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	**																
				●原子炉冷却材喪失の判断																				
					●炉心損傷の確認			11.000000																
今な法動力常須爽生の短期					●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗)	1分																		
			 ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗) 	2分																				
常設代替高圧電源装置に よる緊急用母線受電操作	【1 人】 B	-	-		◆常設代普高圧電源装置2台起動及び新念用印線受電操作	4 分																		
代替格納容器スプレイ冷	【1人】		_		●原子炉注水,格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作		4分																	
却系(常設)及び低圧代 替注水系(常設)準備操	В				●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	2分																		
作			2	<u></u> 0	●代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び低圧代替注水系(常設)による原子 炉注水 系統構成		3分																	
代基体論変要スプレイ冷却					●代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却開始操作		4 5	r i																
系(常設)による格納容器	[1人]	[LA] _	_	●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水開始操作	2分																			
系(常設)による原子炉注	A		A			●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作	and the second second			COMPACING STREET		6分				崩壊	裏熱相当の言							
200811					●代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却一時停止操作						3分													
pH同整新注入操作		1	-	a.	●pH 調整預注入操作								適宜3	厚施										
格納容器下部注水系(常 設)によるペデスタル(ド	[1人]				●格納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウェル部)注水開始操作				_		6	分			_									
ライウェル部) 注水操作	A				●格納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウェル部)注水停止操作									4分										
非常用ディーゼル発電機等 の回復操作	-	-		-	●非常用ディーゼル発電機等の回復操作									対応可能。	な要員にて	実施								
高圧炉心スプレイ系の回復 操作	7.1]] –			●高圧炉心スプレイ系の回復操作									対応可能	な要員にて	実施								
常設代替高圧電源装置によ	【1 人】 B		-		●受電前準備					35 5)														
○非常用は線の受電準備操作 作		2) C, I	D	877	●受電前準備						70分													
常時代藝高序會憲法團:上	0.41				●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作				Sec. 11 and 1 and		98 IN 1771 7		200 - 2015 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 - 2016 -		8分	- Dec - Co								
る非常用母線の受電操作	B				●緊急用母線から非常用母線20系への受電操作 ●非常用母線20系から非常用母線20系への受電操作											5 分								
原子炉建屋ガス処理系及び 中央制御室換気系の起動操 作	【1 人】 B	-		-	●原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作																			

第2.2.2-2図 循環冷却運転の作業と所要時間

(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(1/2)

110 120	130	140	150	偏考
ライウェル部)木位2.21	n到達			
7	✓ 2時間 原子炉建り 中央制御	電ガス処理3 室換気系	系及び	
				8
E水継続				
				解析上考慮しない
				解析上考慮しない
			ļ,	解析上考慮しない
	15 分			評価上 2時間で起動

経過時間(時間) 24 8 1 10 20 28 ▼約4,6時間 格納容器圧力465kPa[gage]到達 実施個所・必要要員数 ▼14時間 代替循環冷却系の運転開始 【 】は他作業後 移動してきた要員 操作項目 操作の内容 重大事故等対応要員 (現場) 運転員 (現場) 運転員 (中央制御室) 代替格納容器スプレイ冷却 系(常設)による格納容器冷 却操作 格納容器スプレイ中, 適宜状態監視 [1人] - 格納容器冷却操作 -緊急用海水系を用いた海水 通水操作 [1人] 20分 ●緊急用海水系による海水通水 系統構成 -----緊急用海水取水設備を用い た代替循環冷却系による原 子炉注水操作及び格納容器 除熱 ●代替循環冷却系の系統構成・起動操作 35 分 【1人】 --●代替循環冷却系運転開始 起動後,適宜状態監視 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)による格納容器冷却 操作及び低圧代替注水系(常 設)による原子炉注水操作 ●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作 崩壊熱相当の注水継続 [1人] ●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水停止操作 5分 ●使用済み燃料プールの冷却操作 -使用済燃料プールの冷却操作 -対応可能な要員にて実施 2 人 A, B 2 人 C, D 0人 必要要員合計

第2.2.2-3 図 循環冷却運転の作業と所要時間

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合)

(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)) (2/2)

36	40	44	48	備考
			解释	庁上考慮しない

- 2.3 系統運転時の監視項目
- 2.3.1 水素及び酸素発生時の対応について
 - (1) 想定水素·酸素発生量
 - a. 監視が必要となる状況と監視計器に求められる性能

有効性評価の事故シーケンス選定のプロセスにおいて,重大事故等対 処設備に期待しても炉心損傷を回避できず,有効性評価の対象とすべき 評価事故シーケンスとしては,「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉 心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水失敗」を抽出している。 さらにより厳しい状況下での重大事故等対処設備の有効性を確認する観 点から,全交流動力電源喪失(以下「SBO」という。)を重畳させて いる。

よって、この「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損 傷炉心冷却失敗+格納容器注水失敗(SBO重畳)」事故時への対応の 中で想定される水素及び酸素濃度を監視できる能力を備えることが、重 大事故時の水素及び酸素濃度の監視に最低限要求される性能となる。

b. 重大事故時の格納容器内の環境と水素及び酸素濃度

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の評価 事故シーケンスである「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失 敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水失敗(SBO重畳)」において, 必要な水素及び酸素濃度の監視能力を決定する上で必要な情報である格 納容器内の気体の組成の推移を第2.3.1-1図及び第2.3.1-2図に示す。

- ① 測定範囲について

一般に気相中の体積割合で5%以上の酸素と共に水素が存在する場合,水素濃度4%で燃焼,13%で爆轟が発生すると言われている。こ

c. 重大事故時の水素及び酸素濃度の監視計器に求められる性能

の観点から、少なくとも水素濃度は4%、酸素濃度は5%までの測定 が可能であることが必要である。

測定が必要となる時間

第2.3.1-1 図及び第2.3.1-2 図のとおり,解析上は事象発生から約 168 時間後まで酸素濃度が可燃限界である5%を超えることは無く, 格納容器内での水素燃焼は生じない。しかしながら,徐々にではある が,酸素濃度は上昇し続けることから,格納容器内酸素濃度計指示値 により,格納容器内酸素濃度が可燃限界未満であることを確認する。 また,格納容器内での水素爆発を防止することを目的として,酸素濃 度の可燃限界である5%に格納容器内酸素濃度計の誤差及び余裕を考 慮して,格納容器内酸素濃度が4.3%に到達した時点で格納容器ベン トを実施する運用とする。

格納容器除熱系が復旧されない場合,炉心から発生する崩壊熱が格 納容器内に蓄積され,それに伴い発生する蒸気の過圧によって格納容 器圧力は上昇し,格納容器の限界圧力である 620kPa [gage] に到達 するまでに格納容器ベントを実施することとなる(有効性評価「雰囲 気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では約 23 時間後に格納容器ベントを実施)。格納容器ベントを実施する約 23 時間までは,第2.3.1-1 図及び第2.3.1-2 図のとおり,水の放射 線分解によって発生する酸素は緩やかな上昇であることから,格納容 器内の酸素濃度が格納容器ベント基準である4.3vo1%(ウェット) に到達するおそれはない。

なお,有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過 圧・過温破損)」において,G値を設計基準事故対象設備である可燃 性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いたG値(沸騰状態:G(H

41

2)=0.4, G(0₂)=0.2) とした場合についても,格納容器内の酸素濃度が格納容器ベント基準である 4.3vol%(ウェット)に到達するのは、事象発生から約 49.1 時間後である(第 2.3.1-3 図及び第 2.3.1-4 図参照)。これより、除熱系が復旧されない約 14 時間以前においては格納容器内の酸素濃度がベント基準である 4.3vol%(ウェット)に到達することはない。

さらに,格納容器内の酸素濃度が4.3vo1%(ウェット)に到達し た場合,水素燃焼の発生防止を目的とした格納容器ベントを実施する ことにより,発生する蒸気とともに格納容器内の非凝縮性ガスのほと んどは格納容器圧力逃がし装置を通じて排出されることとなることか ら,格納容器内の酸素濃度が可燃性限界(約5%)に到達するおそれ はない。

③ 耐環境条件

「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却 失敗+格納容器注水失敗(SBO重畳)」における各パラメータの推 移を踏まえても測定可能であることが必要である。







第2.3.1-2図 サプレッション・チェンバ内の気体組成の推移 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」



第2.3.1-3図 ドライウェル内の気体組成の推移

(沸騰状態: $G(H_2) = 0.4$, $G(0_2) = 0.2$)



第2.3.1-4 図 サプレッション・チェンバ内の気体組成の推移 (沸騰状態:G(H₂)=0.4, G(O₂)=0.2)

(2) 水素・酸素の監視方法

水素濃度は4%,酸素濃度は5%までの測定が可能であることが必要であ ることから、「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉 心冷却失敗+格納容器注水失敗(SBO重畳)」事故時の代替循環冷却時 における格納容器内の水素・酸素濃度の監視は、以下の設備により実施す る。

第2.3.1-1表 計装設備の主要仕様

名称	検出器の 種類	計測範囲	個数	取付箇所
格納容器内水 素濃度(SA)	熱伝導式	0~100vol%	1	原子炉建屋原子炉棟 3階
格納容器内酸 素濃度(SA)	磁気力式	0∼25vo1%	1	原子炉建屋原子炉棟 3階

(3) 水素・酸素の処理方法

重大事故時に,7日間以内に水素と酸素の両方の濃度が可燃限界に到達 する可能性がある場合と,7日間以降の水素・酸素の扱いについて以下に 示す。

a.7日間以内に水素と酸素の両方の濃度が可燃限界に到達した場合

格納容器内の水素・酸素を処理する方法は格納容器ベントによる 格納容器外への放出である。東海第二発電所では,格納容器内水素 濃度計及び格納容器内酸素濃度計を設置するが,この計器の測定誤 差(酸素濃度:0.5vol%)及び余裕を考慮し,酸素濃度が4.3vol% (ウェット)に到達すれば格納容器圧力逃がし装置による格納容器 ベントを実施する。なお,格納容器ベントの実施により蒸気ととも に非凝縮性ガスは排出され,その後の格納容器内の気体組成は水蒸 気がほぼすべてを占めることとなる。

格納容器からの除熱系が復旧し,格納容器圧力制御が可能になっ た場合であっても,酸素濃度が 4.3vol% (ウェット)に到達した 場合,格納容器圧力逃がし装置を通じて非凝縮性ガスを格納容器外 へ排出することとなる。このとき格納容器スプレイによって,格納 容器圧力が低い状態での排出となるが,炉心崩壊熱による蒸気発生 は長時間継続するため,その蒸気とともに非凝縮性ガスは同時に排 出され,格納容器内に残る水素・酸素は無視し得る程度となり,可 燃限界に至ることはない。(「重大事故等対策の有効性評価 3.4 水 素燃焼 添付資料 3.4.1 G値の不確かさによる評価結果への影響 参照)。

b.7日間以降の水素・酸素の処理方法

a) と同様に,酸素濃度が 4.3vo1% (ウェット) に到達すれば, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントによって水素・酸素 を排出する。

(4) 格納容器内の酸素濃度の推定

格納容器内の酸素濃度を把握する目的としては、事故後に格納容器 内で水素燃焼が生じる可能性を把握することである。

有効性評価においては、全交流動力電源喪失を想定しているが、常 設代替高圧電源装置による格納容器内水素・酸素測定装置への給電は 事故発生後 25 分以内に可能であり、この時間までに格納容器内での 酸素濃度は 5%を超えることは無い。
ただし,格納容器内水素・酸素測定装置が機能喪失する等の万一の 場合を考慮し,格納容器内の酸素濃度の推定手段を整備している。

格納容器内酸素濃度の計測が困難になった場合,格納容器内雰囲気 放射レベル(D/W)及び格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) にて炉心損傷を判断した後,初期酸素濃度と保守的なG値(G(H2) =0.4,G(02)=0.2)を入力した評価結果(第2.3.1-3図,第2.3.1-4図)により推定する。

また,ドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力により, 格納容器内圧力が正圧であることを確認することで,事故後の原子炉 格納容器内への空気(酸素)の流入有無を把握し,水素燃焼の可能性 を推定する。

なお、事故時操作手順において、格納容器圧力制御のための格納容 器スプレイ実施時には、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェ ンバ圧力が 以上であることを確認してスプレイ操作 を判断することとしており、これにより格納容器内への空気(酸素) の流入防止が図られる。

「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」 において代替循環冷却系を使用する場合の格納容器内圧力の変化を第 2.3.1-5 図に示す。有効性評価の結果では、格納容器内圧力が正圧に 保たれる結果となっており、格納容器への空気流入の可能性がないこ とを確認している。

47



第2.3.1-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温 破損)」において代替循環冷却系を使用する場合の格納容器内圧力変化

初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした炉心損傷後の評価結果 (解析結果)では,実際の格納容器内の酸素濃度よりも高く評価され ることになるが,格納容器内での水素燃焼を防止する目的のためには, 妥当な推定手段である。

また,格納容器内圧力を確認し,事故後の格納容器内への空気(酸素)の流入有無を把握することは,初期酸素濃度と保守的なG値を入 力とした炉心損傷後の評価結果(解析結果)の信頼性を上げることに なる。

なお,格納容器内の酸素濃度を監視する目的は,格納容器内の水素 が燃焼を生じる可能性の高い濃度にあるかどうかを把握することであ り,代替パラメータ(格納容器内雰囲気放射線レベル,格納容器内圧 力)による格納容器内酸素の傾向及びインリークの有無の傾向を把握 できるため,計器誤差を考慮して対応することで操作に与える影響は ない。

- 3. 本系統の運用にあたって考慮すべき項目
- 3.1 放射線による影響について
- (1) 耐放射線に関する設計考慮について

代替循環冷却系は,重大事故時に炉心損傷した場合の放射線影響を考慮 して設計を行う。具体的には,放射線による劣化影響が懸念される有機材 (シール材等)が使用されている機器について,代替循環冷却系を運転す る環境における放射線影響を考慮して設計する。

代替循環冷却系を運転する際の放射線量については,簡易解析評価の結 果,運転時間 90 日とした場合に,代表的な配管表面部において積算放射 線量は給 と評価している。よって,代替循環冷却系の運転操作 に必要な機器で,放射線による劣化影響が懸念される機器(電動機,ケー ブル,シール材等)については,運転環境下における当該部位の放射線量 を考慮して機能確保可能な設計とする。

(2) 水の放射線分解による水素影響について

炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の 放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、代替循環冷 却運転中は配管内に流れがあり、又、冷却水が滞留する箇所がないことか ら、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。

代替循環冷却運転を停止した後は,可燃性ガスの爆発防止等の対策とし て,系統水を入れ替えるためにフラッシングを実施することとしており, 水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には 残留熱除去系A系ポンプのサプレッション・プール吸込弁を閉じ,可搬型 代替注水大型ポンプから系統内に外部水源を供給することにより,系統の フラッシングを実施する。

49

3.2系統の健全性について

(1) 代替循環冷却運転時の系統水漏えいの可能性

代替循環冷却運転時に系統水の漏えいがないことを確認し,系統の健全 性を示す。

代替循環冷却系は,既設の残留熱除去系と組み合せて重大事故等対処設 備として系統を構成しているものである。残留熱除去系を単独で通常どお り使用する場合には系統水が漏えいしない設計としているが,代替循環冷 却では通常と異なる流路であり,機器の状態も通常と異なることから,こ の点に着目して系統水が漏えいする可能性について検討した。

第3.3-1図に示すとおり、代替循環冷却は代替循環冷却系ポンプでサプ レッション・プールの水を循環させる系統構成となっており、残留熱除去 系が機能喪失している前提で使用する設備であるため、代替循環冷却運転 時は、残留熱除去系ポンプが停止している状態でポンプ内を流体が流れる こととなる。

残留熱除去系ポンプの軸封部はメカニカルシールで構成されており,ポ ンプ吐出側から分岐して送水される冷却水により温度上昇を抑えることが 可能な設計としているが,ポンプ停止時に流体が流れる状態においては, 通常どおりメカニカルシールに冷却水が送水されないことが考えられるた め、その際のシール機能への影響について確認した。

50



第3.3-1 図 代替循環冷却系 系統概要図

(2) 残留熱除去系ポンプ停止時のメカニカルシールのシール性について

残留熱除去系ポンプはメカニカルシールにより漏えいを防止する設計と なっており、第3.3-2図に示すとおりポンプ吐出の一部を封水ラインに送 水し、メカニカルシール冷却器を通して軸封部に冷却水を送ることで、ポ ンプ運転時のメカニカルシールの温度上昇を抑える構造となっている。 残留熱除去系ポンプのメカニカルシールは、第3.3-3図に示すとおり、 スプリングによって摺動部を押さえつける形でシールする構造となっている。

代替循環冷却運転時には残留熱除去系ポンプが停止している状態である ため、通常のポンプ運転時のようにフラッシング水が封水ラインを通じて メカニカルシール部に通水されないことが想定されるが、上述のとおり、 フラッシング水はメカニカルシールの温度上昇を抑えるためのものであり、 ポンプが運転していない状態では冷却の必要が無いため、特にメカニカル シールの機能としては問題にならない。よって、フラッシング水が無くて も、メカニカルシールはスプリングによって摺動部を押さえつけるタイプ であるため漏えいを防止することができる。

したがって,残留熱除去系ポンプが停止している代替循環冷却運転時に おいても軸封部のシール性に影響はなく,系統水が漏えいすることはない と考えられる。



第3.3-2 凶 残留熱除去系ボンブ概要図

第3.3-3 図 残留熱除去系ポンプ・メカニカルシール構造図

格納容器内水素・酸素濃度の測定原理と適用性について

- 1. 格納容器内水素濃度(SA)について
- (1) システム構成

格納容器内水素濃度(SA)は、重大事故等対処設備の機能を有しており、 格納容器内水素濃度(SA)の検出信号は、熱伝導式水素検出器にて水素濃 度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行った後、格納容器 内水素濃度(SA)を中央制御室に指示し、記録装置にて記録する。(第1 図「格納容器内水素濃度(SA)の概略構成図」参照。)



(注1)安全パラメータ表示システム



第1図 格納容器内水素濃度(SA)の概略構成図

(2) 測定原理

格納容器内の水素濃度を測定するために用いる格納容器内水素濃度(SA) は、熱伝導式のものを用いる。熱伝導式の水素検出器は、第2図に示すと おり、検知素子と補償素子(白金)でブリッジ回路が構成されている。検 知素子の部分に、測定対象ガスが流れるようになっており、補償素子の部 分には基準となる窒素ガスが密閉されているため、測定対象ガスとは接触 しない構造になっている。

水素濃度計の指示部より電圧を印可して検知素子と補償素子の両方のサ ーミスタを一定温度に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガス を流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵 抗が低下する。この検知素子の抵抗が低下するとブリッジ回路の平衡が失 われ、第2回のAB間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例す る原理を用いて、水素濃度を測定する。

なお,格納容器内水素濃度の計測範囲 0~100vol%において,計器仕様 は最大±1.7vol%の誤差を生じる可能性があるが,この誤差があることを 理解した上で,格納容器内の水素濃度の推移,傾向(トレンド)を監視し ていくことができる。



第2図 格納容器内水素濃度(SA)の測定原理

(3) 設置場所



- 2. 格納容器内酸素濃度(SA)について
 - (1) システム構成

格納容器内酸素濃度(SA)は、重大事故等対処設備の機能を有しており、 格納容器内酸素濃度(SA)の検出信号は、磁気力式酸素検出器にて酸素濃 度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行った後、格納容器 内酸素濃度(SA)を中央制御室に指示し、記録装置にて記録する。(第4 図「格納容器内酸素濃度(SA)の概略構成図」参照。)



(注1) 安全パラメータ表示システム



第4図 格納容器内酸素濃度(SA)の概略構成図

(2) 測定原理

格納容器内の酸素濃度を測定するために用いる格納容器内酸素濃度(SA) は、磁気力式のものを用いる。磁気力式の酸素検出器は、第5図及び第6 図に示すとおり、吊るされた2つの球体、くさび型状の磁極片、LEDか らの光を受光素子へ反射する鏡等にて構成されている。

ガラス管内は、磁極片により不均一な磁場が形成されており、そこに強 い磁化率を持つ酸素分子が流れ込むと、磁場に引き寄せられ、吊るされた 2 つの球体は遠ざかり、回転運動が生じる。これにより、LEDからの光 を受光素子へ反射する鏡の向きが変わることで、受光素子に当たる光量が 変化し、電圧が生じる。その後増幅器からこの変化に一致する電流が生じ、 ダンベル上のワイヤを通して発生する磁界がダンベルを元の位置に戻すよ う作用する。この反力を生む電流が酸素濃度の変化に比例する原理を用い て、酸素濃度を測定する。

なお,格納容器内酸素濃度(SA)の計測範囲 0~25vo1%において,計 器仕様は最大±0.6vo1%の誤差を生じる可能性があるが,この誤差がある ことを理解した上で,格納容器内の酸素濃度の推移傾向(トレンド)を監 視していくことができる。



格納容器内雰囲気ガス出口

第5図 酸素濃度計内部構造の概要図



第6図 格納容器内酸素濃度(SA) 電気回路図

(3) 設置場所



第7図 機器配置図

循環流量の確保について

代替循環冷却系の必要容量は,格納容器破損防止対策の有効性評価において 有効性が確認できている循環流量 250m³/h(原子炉注水:50m³/h,格納容器 スプレイ:200m³/h)^{*1}以上とする。よって,代替循環冷却系では循環流量 250 m³/h 以を確保する。

※1:3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損),3.2 高圧溶融 物放出/格納容器雰囲気直接加熱,3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料ー冷却材相 互作用,3.4 水素燃焼,3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用で期待する流量

代替循環冷却系ポンプは,循環流量 250 m³/h 以上を確保できるものを設置 する。代替循環冷却系ポンプの NPSH (Net Positive Suction Head)の評価 (例)を「(1) ポンプの NPSH 評価」に示す。

また,代替循環冷却系運転時の系統閉塞による性能低下を防止するための対 策を「(2)系統の閉塞防止対策」に示す。

ポンプの NPSH 評価

ポンプがキャビテーションを起こさず正常に動作するためには、流体圧 カや吸込配管圧力損失等により求められる「有効 NPSH」が、ポンプの

「必要 NPSH」と同等かそれ以上であること(有効 NPSH≧必要 NPSH)を満 足する必要があり,有効 NPSH と必要 NPSH を比較する NPSH 評価により確 認を行う。ここでは,代替循環冷却において代替循環冷却系ポンプが正常 に動作することを NPSH 評価により確認する。本評価では,第1図の系統 構成を想定し,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・プール水位と 代替循環冷却系ポンプ軸レベル間の水頭差,吸込配管圧力損失(残留熱除 去系ストレーナ,残留熱除去系ポンプ,残留熱除去系熱交換器の圧力損失 を含む)により求められる有効 NPSH と,代替循環冷却系ポンプの必要 NPSH を比較することで評価する。

代替循環冷却系においては,格納容器内圧力(S/C)が変動することが 想定され,これに伴い有効 NPSH が変動することとなるため,ここでは, 有効 NPSH を満足できる格納容器内圧力(S/C)の下限を示す。評価条件を 第1表に示す。



第1図 代替循環冷却系 系統概要図

	項目	設定値	単位	設定根拠
P_a	S/C 空間圧力	10. 3	m	保守的に大気圧と仮定
P_{v}	代替循環冷却系ポンプ		m	50℃における飽和蒸気圧力
	入口温度での飽和蒸気			
	圧(水頭圧換算値)			
H	S/P 水と代替循環冷却		'n	S/P水位レベル(LWL)とポ
	系ポンプ軸レベル間の			ンプ軸レベル:E の差
	水頭差	,		,
ΔH	吸込配管圧損		m	ポンプ最大流量 260m³/h におけ
	(ストレーナ込)			る圧損値
	デブリ圧損	. '	m	ECCS ストレーナ工認 説明書に
				おける NPSH 評価時のデブリ圧
				損を
				260m³/h 相当の値に換算
	代替循環冷却系ポンプ		m	ポンプ予想性能曲線読み取り値
	の必要 NPSH			(@260m ³ /h)

第1表 NPSH 評価条件

第1表の条件を元に、(有効 NPSH) ≧(必要 NPSH)の式より、有効 NPSH が必要 NPSH を満足できるか確認する。

上記の結果から、重大事故時において代替循環冷却は成立する。

(2) 循環流量評価

代替循環冷却において循環流量250m³/h(原子炉注水50m³/hかつ格納 容器スプレイ200m³/h)以上を確保できることを確認する。 確認方法は,代替循環ポンプの予想性能曲線(揚程と流量の関係図)か ら求める揚程が,水源と移送先の圧力差,静水頭,機器及び配管・弁類圧 損を基に算出するポンプの必要揚程を上回っていることとする。

代替循環冷却系ポンプの予想性能曲線から流量250m³/hにおいて揚程は 約 である。

次に,循環流量250m³/h(原子炉注水50m³/hかつ格納容器スプレイ 200m³/h)における水源と移送先の圧力差,静水頭,機器及び配管・弁 類圧損から必要揚程を求める。

<原子炉注水:50m³/h,格納容器スプレイ:200m³/h>

① 原子炉注水

	水源と移送先の圧力差		約
	静水頭		約
	機器及び配管・弁類圧損		約
	合計		約
②格納額	「器スプレイ		
	水源と移送先の圧力差		約
	静水頭		約
	機器及び配管・弁類圧損		約
•		, 	. <u> </u>
	合計		約

以上より,代替循環ポンプの予想性能曲線(揚程と流量の関係図)か ら求める揚程が,必要揚程を上回っており,循環流量が確保できることが 確認できた。

64

(3) 系統の閉塞防止対策

a. 系統の閉塞評価について

代替循環冷却系において系統機能喪失に繋がる閉塞事象が懸念される 箇所は,流路面積が小さくなる残留熱除去系吸込ストレーナ,格納容器 スプレイノズル部が考えられる。格納容器スプレイノズル部については, 最小流路面積部に異物が詰まることを防止するために,残留熱除去系吸 込ストレーナ孔径が最小流路面積以下になるように設計している(第2 表参照)。

第2表 残留熱除去糸ストレーナについて

よって,代替循環冷却系の閉塞防止に関する説明は,残留熱除去系吸 込ストレーナの閉塞防止対策について纏めている。

b. 残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策について

東海第二発電所では、残留熱除去系ストレーナを含む非常用炉心冷却 系ストレーナの閉塞防止対策として、多孔プレートを組み合わせた大型 ストレーナを採用するとともに、格納容器内の保温材のうち事故時に破 損が想定される繊維質保温材は撤去していることから、繊維質保温材の 薄膜効果^{*1}による異物の捕捉が生じることはない。

また,事故時に格納容器内において発生する可能性のある異物として は保温材(ケイ酸カルシウム等),塗装片,スラッジが想定されるが, LOCA時のブローダウン過程等のサプレッション・プール水の流動によ り粉砕され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維 質の保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。

また,代替循環冷却系を使用開始する時点ではサプレッション・プー ル内の流況は十分に静定している状態であり,ストレーナメッシュの通 過を阻害する程度の粒径を有する異物はサプレッション・プール底部に 沈着している状態であると考えられる^{*2}。

苛酷事故環境下では,損傷炉心を含むデブリが生じるが,仮に原子炉 圧力容器外に落下した場合でも,原子炉圧力容器下部のペデスタル部 (ドライウェル部)に蓄積することからサプレッション・プールへの流 入の可能性は低い。万が一,ペデスタルからオーバフローし,ベント管 を通じてサプレッション・プールに流入する場合であっても,金属を含 むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく**3,ストレーナを 閉塞させる要因になることはないと考えられる。このため,苛酷事故環 境下においても残留熱除去系ストレーナが閉塞する可能性を考慮する必 要はないと考えている。

さらに仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても、ポン プの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ **4,加えて、長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に、次項に て示すストレーナの逆洗操作が可能となるよう設計上の考慮を行ってい る。

※1:薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について

「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは、ストレーナの 表面のメッシュ(約1~2mm)を通過するような細かな粒子状のデ ブリ(スラッジ等)が、繊維質デブリによる形成した膜により捕捉 され圧損を上昇させるという効果をいう。



第2図 薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、NEDO-32686 に対する NRC の安全評価レポートの Appendix E で実験データに基づく考察とし て、「1/8 inch 以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのもの が不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」、と記載されて いる。また、R.G.1.82 においても「1/8 inch.(約3.1mm)を十分 下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではな いと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失 評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227 においても、この効 果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11 inch

(2.79mm)において、均一なベッドは形成されなかったという見解 が示されている。故に、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄け れば、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通 過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定 した圧損評価は不要であると考えられる。

また, GSI-191 において議論されているサンプスクリーン表面に おける化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して,上述のとお り繊維質保温材は使用されておらず,ストレーナ表面におけるデブ リベット形成の可能性がないことから,化学的相互作用による圧損 上昇の影響はないと考えられ,代替循環冷却系による長期的な冷却 の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

Table B-4	BWROG-Provided Size Distribution of the Suppression Pool Sludge					
Size Range µm	Average Size µm	% by weight				
0-5	2.5	81%				
5-10	7.5	14%				
10-75	42.5	5%				

第3表 NUREG/CR-6224 において参照されるスラッジ粒径の例

- ※2:格納容器破損防止対策の有効性評価において、代替循環冷却系 の使用開始は事故後約14時間後であり、LOCA後のブローダウン 等の事故発生直後のサプレッション・プール内の攪拌は十分に静 定しており、大部分の粒子状異物は底部に沈着している状態であ ると考える。また、粒子径が100μm程度である場合に浮遊する ために必要な流体速度は、理想的な球形状において0.1m/s程度 必要であり(原子力安全基盤機(H21.3),PWR プラントのLOCA 時長期炉心冷却性に係る検討),仮にストレーナメッシュを閉塞 させる程度の粒子径を有する異物がプール内に存在していた場合 においても、ストレーナ表面流速は約0.04 m/s程度であり、底 部に沈降したデブリがストレーナの吸い込みによって生じる流況 によって再浮遊するとは考えられない。
- ※3:BWR (Mark-Ⅱ) は RPV 破損後の溶融炉心の落下先はペデスタル (ドライウェル部) であり,代替循環冷却系の水源となるサプレ ッション・プールへ直接落下することはない。原子炉圧力容器へ

注水された冷却水はペデスタル(ドライウェル部)へ落下し,ダ イヤフラムフロア及びベント管を通じてサプレッション・プール へ流入することとなる(第3図参照)。粒子化した溶融炉心等が 下部ペデスタル内に存在している場合にストレーナメッシュを閉 塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって下部ペデスタ ルから巻き上げられ,さらにベント管からストレーナまで到達す るとは考えにくく,溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能 性は極めて小さいと考えられる。



第3図 原子炉圧力容器破損後の循環冷却による冷却の流れ

※4:GSI-191における検討において、サンプスクリーンを想定した 試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落 ちるとの結果が示されている(第4図参照)。

当該試験は PWR サンプスクリーン形状を想定しているものである が, BWR のストレーナ形状は円筒形であり(第5図参照), ポンプ の起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考え られ,注水流量の低下を検知した後, ポンプの起動・停止を実施す ることでデブリが落下し, 速やかに冷却を再開することが可能であ る。



第4図 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験 (April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)

第5図 BWR (Mark-Ⅱ) において設置されているストレーナ

_, 71

c. 閉塞時の逆洗操作について

前述(b)の閉塞防止対策に加えて,代替循環冷却系運転中に,仮に何 らかの異物により残留熱除去系吸込ストレーナが閉塞したことを想定し, 残留熱除去系吸込ストレーナを逆洗操作できる系統構成にしている。系 統構成の例を第6図に示しているが,MUWC外部接続口から構成される 逆洗ラインの系統構成操作を行い,可搬型代替注水大型ポンプを起動す ることで逆洗操作が可能な設計にしている。したがって,代替循環冷却 系運転継続中に流量監視し,流量傾向が異常に低下した場合は代替循環 冷却系ポンプを停止し,逆洗操作を実施する。



第6図 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作の系統構成について

長期的に維持される格納容器の状態(温度・圧力)での適切な地震力に対する 格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震評価に当たって,対象となる事故シ ーケンスは,格納容器過温・過圧の観点から有効性を評価するための雰囲気圧 力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の評価事故シーケンスで ある「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ 格納容器注水失敗(SBO重畳)」が対象となる。

「別紙-2 循環流量の確保」で示したとおり,代替循環冷却の運転は長期的 に継続可能と考えられるが,この場合,格納容器の温度・圧力が比較的高い状 態で長期的に維持されることから,適切な地震力に対する格納容器の頑健性の 確保が必要である。よって,格納容器の耐震評価に際しては,

- 事故後の運転状態V(L)*1のうち初期(例:3日後)における適切な地 震力との組合せ評価
- 事故後の運転状態V(L)のうち長期(例:60日後)における適切な地震 力との組合せ評価

を行うこととなる。

※1 運転状態V(L):重大事故等の状態のうち長期的(過渡状態を除く 一連の期間)に荷重が作用している状態 系統のバウンダリに対する影響評価について

1. はじめに

代替循環冷却を行う場合に,系統内の弁,配管及びポンプのバウンダリに 使用されているシール材について,放射線影響や化学影響によって材料が劣 化し,漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について,下記のとおり 評価を行った。

- 2. シール材の影響評価
- (1) 評価対象

代替循環冷却を行う場合に,サプレッション・プールからの流体が流れ る経路として,配管,弁及びポンプがあるため,これらの機器においてバ ウンダリを構成する部材である「配管フランジガスケット」「弁グランド シール」「ポンプメカニカルシール」「ポンプケーシングシール」を対象 に評価を行った。

(2) 放射線による影響

代替循環冷却では,重大事故時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため,系統内を高放射能の流体が流れることとなり,放射線による劣化が懸念される。

上記(1)に示す部材のうち,配管フランジガスケット及び弁グランドシ ールには,膨張黒鉛もしくはステンレス等の金属材料が用いられている。 これらは無機材料であり、高放射線下においても劣化の影響はないか極め て小さい。このため,これらについては放射線による影響はないか,耐放 射線性能が確認されたシール材を用いることにより,シール性能が維持さ れるものと考える。

残留熱除去系ポンプのバウンダリを構成する部材(メカニカルシール, ケーシングシール等)のシール材には、エチレンプロピレンゴム(EPDM) やフッ素ゴムが用いられており、放射線による影響を受けて劣化すること が考えられるため、今後、耐放射線性に優れたエチレンプロピレンゴム

(改良 EPDM)のシール材への取り替えを行うことにより,耐放射線性を 確保する。

また,代替循環冷却系ポンプのバウンダリを構成する部材(メカニカル シール,ケーシングシール等)のシール材についても同様に,耐放射線性 に優れた材料を選定する。

(3) 化学種による影響

炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性 がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素である ヨウ素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中 でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒 鉛ガスケットや金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はなく、 また、EPDM についても耐アルカリ性を有する材料である。このため、セ シウムによる化学影響はないものと考える。

一方,ハロゲン元素のヨウ素については,無機材料である膨張黒鉛ガス ケットや金属ガスケットでは影響がないが,有機材料である EPDM では影 響を生じる可能性がある。このうち,今後,設備での使用を考慮している 改良 EPDM については,自社研究による影響の確認を行っており,炉心損 傷時に想定されるヨウ素濃度(約450mg/m³)よりも高濃度のヨウ素環境 下(約1,000mg/m³)においても、圧縮永久歪み等のシール材としての性 状に大きな変化がないことを確認している。このように,ヨウ素に対する 性能が確認された材料を用いることにより,漏えい等の影響が生じること はないものと考える。

3. まとめ

以上より、代替循環冷却系の流路においてバウンダリを構成する部材であ る「配管フランジガスケット」「弁グランドシール」「ポンプメカニカルシ ール」「ポンプケーシングシール」を対象に評価を行った結果,無機材料で ある膨張黒鉛及び金属ガスケットには影響がないと評価できる。

一方,ポンプのバウンダリを構成する部材(メカニカルシール,ケーシン グシール等)に用いられているエチレンプロピレンゴム(EPDM),フッ素ゴ ムについては放射線による影響が生じる可能性があるため,これらへの耐性 を有することを確認したシール材への変更を行っていく。これにより,流路 からの漏えいの発生を防止する。 代替循環冷却系運転開始時期が評価より早まる場合について

重大事故等の有効性評価において,事象発生14時間後に代替循環冷却系が 起動することを想定し,その有効性を確認している。代替循環冷却系の起動は, 緊急用海水系の起動後に実施することを想定しているが,これらの起動操作は 常設設備であり,有効性評価で想定している14時間よりも早期に起動する可 能性がある。

このような場合の運転員の対応について以下に示す。雰囲気圧力・温度によ る静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合)の 必要な要員と作業項目を第1図に示す。代替循環冷却運転のために必要な運転 員は、中央制御室運転員Bの1名である。

○代替循環冷却運転開始時期が早まる場合の対応

常設代替交流電源設備からの交流電源回復後,低圧代替注水系(常設) による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格 納容器スプレイ操作等を運転員Aが,常設代替高圧電源装置による非常用 母線の受電操作並びに原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動 操作等を運転員Bが実施している。運転員Bが代替循環冷却の運転操作を することとしているが,常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操 作並びに原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作等は事故 発生後2時間までに完了することから,代替循環冷却運転開始時期が2時 間以降であれば操作が重なることはない。なお,代替循環冷却運転開始時 期が2時間以前になったとしても,運転員Bは作業員の被ばく低減のため の常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作,原子炉建屋ガス処

77

理系及び中央制御室換気系の起動操作を優先し,原子炉注水や格納容器冷却は運転員Aによる低圧代替注水系(常設)の操作により対応すると考えられるため,代替循環冷却運転開始は事故後2時間以降となり,操作が重なることは無い。

以上により,評価で考慮している「14時間後」の運転開始時間が早まる場 合があっても対応は可能である。

					常開気圧力・湿度による	静的負荷(格納容)	器過圧・過	温破損)(代	赫循環冷却系を	使用する場合)									
													99 15 mit 10	1155						
						1	0	20	30	40	50	60	*E180*F10	80	90	100				
					1															
		実施箇例	r•必要要員数	ć		▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラ	74													
	【】は他作業後 に移動してきた専問					▼約4分	燃料被	夏管温度100	0K到達											
		T	T	T	-	▽	約9分 燃	科被覆管温	度1200°C到達	<u>ir</u>										
	責任者	発電長	以	中央監視 運転操作指揮					▼ 25分 格納	容器冷却及	び原子炉注水開	用始								
操作項目					- 編/fimbesg				▼約27分	燃料温度2	2500K到達									
	補佐	開発電長	1, L	運転操作指揮補佐	- DRITE AT					7	▼ 43分 原子症	「水位レベル(到達判断		▽ペデスタル(ド					
	通報連絡者	災害対策要員	2.L	災害対策本部連絡 発電所外部連絡											T					
	78/8/153			10-1-10-10-00-01-01-00-03	1				1											
	(中央制御室)		(3)(場)	重入争成夺对応委員 (現場)																
2					●原子炉スクラムの確認						-									
					 タービン停止の確認 						-									
					 外部電源喪失等の確認 															
状况判断	2人 A, B	<u>e</u> :		 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 	10 分															
					 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 				5.75 TATUGS (197		-									
					●原子炉冷却材喪失の判断															
				●炉心損傷の確認			1112007070		11.000.000		vor		301050-3010							
今な法動力電源東生の回販	【1 人】 A				●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗)	1分														
主人の場合ノアビのトレスペノア目的に	【1 人】 B				●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗)	2分														
常設代替高圧電源装置に よる緊急用母線受電操作	【1 人】 B			ш»	●常設代特高圧電源装置2台起動及UT%念用単線受電操作	4分														
代替格納容器スプレイ冷	山人								●原子炉注水,格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作		4分									
却系(常設)及び低圧代 替注水系(常設)準備操	В		-		●原子炉冷却材浄化系破込弁の閉操作			2分	-		-									
作	[1人]		2	<u></u> 11	●代替格納容器スプレイ治却系(常設)による格納容器治却及び低圧代替注水系(常設)による原子 切注水 系統構成		3分		1											
					●代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却開始操作		4 分													
代替格納容器スプレイ帝軍系(常設)による格納容器	スプレイ冷却 よる格納容器		[1人] ●低圧代替注水系			●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水開始操作			2分											
帝却操作及び低圧代替在木系(常設)による原子炉注	Λ				●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作					6分				崩北	裏熱相当の					
水操作					●代替格納容器スプレイ治却系(常設)による格納容器治却一時停止操作						3分									
pH周整前注入操作	[1人]		5		●pH 調整剤注入操作							~~~	適宜	実施						
格納容器下部注水系(常	[1人]				●格納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウェル部)注水開始操作					6分										
(ド) しよるペデスタル (ド ワイウェル部) 注水操作	A		-		●格納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウェル部)注水停止操作									4分						
非常用ディーゼル発電機等の回復操作	-	-	-		●非常用ディーゼル発電機等の回復操作				-			-		対応可能	な要員にで	こ実施				
高圧炉心スプレイ系の回復 操作	7 .		5		●高圧炉心スプレイ系の回復操作									対応可能	な要員にて	て実施				
常設代替高圧電源装置によ	[1 人] B		-		●受電前準備	35 分														
る非常用母線の受電準備操作		2 / C, I	D	100	●受電前準備		70 分													
					●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作										8分					
常設代替高圧電源装置によ る非常用母線の受電操作	n 入1 B	12		<u></u>	●紫急用母線から非常用母線20系への受電機作 ●非常用母線20系から非常用母線20系への受電機作					ar 1947 an 1947						5 分				
原子炉建屋ガス処理系及び 中央制御室換気系の起動操 作	【1 人】 B	-	8	-	●原子炉建屋ガス処理系及び中央期御室換気系の起動操作															

第1図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)の作業と所要時間(1/2)

110 120	130	140	150	偏考
ライウェル部)木位2. 2	n到達			
7	✓ 2時間 原子炉建り 中央制御	電ガス処理3 室換気系	系及び	
				8
E水継続				
				解析上考慮しない
				解析上考慮しない
			ļ,	解析上考慮しない
	15 分			評価上 2時間で起動

				雰囲気圧力・温度による	静的負荷(格納容器過日	E・過温破損)(代替循環	2冷却系を使用する場)合)				
										経過時間 (時間)		
					4	8	12	16	20	24	28	32
操作项目	実施御所・必要要員数 【】は他作業後 移動してきた要員		実施術所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員 操作の内容			▼ 約4.6時間 格納密	器圧力465kPa[ga	ige]到達 ▼14時間 代	皆循環冷却系の運	転開始	·	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	-								
代替格納容器スプレイ治却 系(常設)による格納容器治 却操作	[1 人] 人		-	●格納容器冷却操作		格納容器× 適宜状	プレイ中, 徳監視					
緊急用海水系を用いた海水 通水操作	【1人】 8			●緊急用海水系による海水通水 系統構成			20 分					
緊急用海水取水設備を用い た代替循環治却系による原	[1人]			 ●代替循環冷却系の系統構成・起動操作 			35 分					
子炉注水操作及び格納容器 除熱	В	-	-	●代替循環冷却系運転開始							起動後,	適宜状態監視
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)による格納容器冷却	[1人]	11.2.1		●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作	崩壊熱相当の注水継続							
操作及び低圧代替注水系(常 設)による原子炉注水操作	A		_	●低圧代特注水系(常設)による原子炉注水停止操作	5分							
使用済燃料プールの冷却操作	-		E	●使用済み燃料プールの冷却操作						対応可能な要員にて	実施	
必要要員合計	2 人 A, B	2 人 C, D	0人									

第1図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)の作業と所要時間(2/2)

36	40	44	48	備考
·	·	·		
			解	折上考慮しない

系統が高線量となった場合の影響について

代替循環冷却の運転に伴い,系統が高線量となることが想定されるが,高線 量となった場合には,放射線による「操作性・アクセス性」の影響,及び「機 器」に対する放射線劣化影響が考えられる。

「操作性・アクセス性」に関する影響としては以下の影響が考えられる。

- ・代替循環冷却の系統構成,起動操作,運転継続に必要な操作・監視への
 影響
- ・代替循環冷却が機能喪失した場合に必要な操作への影響
- ・代替循環冷却運転時に必要な復旧作業(残留熱除去系の復旧作業)への
 影響

「機器」に対する放射線劣化影響としては以下の影響が考えられる。

・代替循環冷却時に使用する機器のうち、放射線劣化影響が懸念される機器(シール材、電動機、計器、ケーブル)への影響
 ・記の影響について、確認は思た第1声に示す。

上記の影響について,確認結果を第1表に示す。

81

第1表 高線量となった場合の操作性・アクセス性,機器への影響

確認項目							
操作性·	代替循環冷	系統構成	運転開始前の系統構成は、中央制御室からの電動駆				
アクセス	却の系統構		動弁の遠隔で操作可能な設計としているため、操作				
性	成, 起動操		への放射線による影響はない。(2.2.1(1)参照)				
	作,運転継	代替循環冷却ポン	運転開始時の代替循環冷却系ポンプの起動は中央制				
	続に必要な	プの起動	御室から遠隔で操作が可能な設計としているため、				
	操作・監視		操作への放射線による大きな影響はない。				
			(2.2.1(1)参照)				
		パラメータ監視	運転を開始した後の運転パラメータの監視は、中央				
			制御室及び緊急時対策所で監視が可能な設計として				
			いるため、放射線による大きな影響はない。				
			(2.2.1(1)参照)				
		流量調整	代替循環冷却運転時の原子炉注水及び格納容器スプ				
			レイの流量を調整する場合は、流量調整弁の操作に				
			より行うが、中央制御室から遠隔で操作が可能な設				
			計としているため、放射線による大きな影響はな				
			い。(2.2.1(1)参照)				
	代替循環冷	低圧代替注水系	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替				
	却が機能喪	(常設) による原	格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器ス				
	失した場合	子炉注水及び代替	プレイは,中央制御室から遠隔で操作が可能な設計				
	に必要な操	格納容器スプレイ	としているため、放射線による大きな影響はない。				
	作	冷却系(常設)に	(2.2.1(2)参照)				
		よる格納容器スプ					
		レイ					
		格納容器ベント	格納容器ベントの操作弁は中央制御室から遠隔操作				
			可能な設計であるため、代替循環冷却運転後の放射				
			線量上昇による操作への影響はない。なお、何らか				
			の理由によりベント操作弁が中央制御室から遠隔操				
			作不能となる場合は、放射線量上昇による影響が小				
			さい原子炉建屋原子炉棟外において遠隔手動操作す				
			る手段を備えている。				
			なお、これらの操作場所は原子炉建屋原子炉棟外で				
			あっても、代替循環冷却により高線量となる配管と				
			の位置が比較的近い箇所もあるため、放射線量上昇				
			によるアクセス性及び弁操作性を考慮し、必要に応				
			し (遮 敝 体 設 直 等 の 放 射 緑 防 護 対 策 を 施 す 。				
	山井在西水土		(4.4.1(2)				
探作性・	代貸循媒份却 佐業(登切券)	理転時に必要な復旧	11、首伯東行却連転時の放射線影響を受けることがな				
アクセス	TF耒(残留烈	际 本 が の 復 旧 作 兼)	い残留熱际本糸B糸ホンノ類の復旧のためには、機				
1生			形で大安囚にもよるか尿丁炉建産地下 2 階の残留熱				
			地下 1 陌の沈宙都陝云ボ 5 小ノノ 主の上部ハッナよ				
			「(ノシェヘッることかできる必要がめるか,上部へ				
		ッチ付近には高線量となる配管があることから,代 替循環冷却運転時の放射線量を考慮し,必要に応じ					
----	-----------------	--					
		て移動式遮蔽体等の放射線防護対策を施す。					
		なお、現場操作時は放射線量を測定し適切な防護装					
		備を装備したうえでアクセスすることとしている。					
		(2.2.1(3)参照)					
機器	シール材(配管,弁,ポンプ,熱	放射線による劣化影響が懸念される左記の機器につ					
	交換器)	いては、運転環境下における当該部位の放射線量を					
	電動機(弁,ポンプ)	考慮して代替循環冷却の系統機能確保可能な設計と					
	ケーブル	する。 (3.1(1)参照)					
	計器						

別添資料-4

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する ための設備について

1.	基本	方針	
1	.1 를	 東求事項の整理・・・・・・1	
1	.2 ù	商合のための設計方針・・・・・・1	
2.	水素	爆発による原子炉建物の損傷を防止するための設備・・・・・ 2	
2	. 1 7	<素濃度抑制設備······2	
	2.1.	1 水素濃度抑制設備の主要仕様・・・・・・・・・・・・・・・・ 2	
	2.1.	2 水素濃度抑制設備の設計方針・・・・・・・・・・・・・・・ 4	
	2.1.	3 水素濃度抑制設備の設計仕様・・・・・・・・・・・・・・・・ 6	
	2.1.	4 原子炉建屋原子炉棟の水素挙動・・・・・・・・・・・・・・1	0
2	.2	原子炉建屋水素濃度計	3
	2.2.	1 概要	3
	2.2.	2 主要仕様・・・・・・2	4
2	.3 💈	◎考文献・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	5

別紙

- 別紙1 PARの性能確認試験について
- 別紙2 反応阻害物質ファクターについて
- 別紙3 PARの動作監視について
- 別紙4 PAR周辺機器に対する悪影響防止
- 別紙5 局所エリアの漏えいガスの滞留
- 別紙6 格納容器頂部注水系について
- 別紙7 格納容器頂部注水系の効果を考慮した水素挙動について
- 別紙8 小漏えい時の原子炉建屋原子炉棟6階における水素挙動
- 別紙9 原子炉建屋水素濃度の適用性について

- 別紙10 PARの性能維持管理について
- 別紙11 触媒基材(アルミナ)について
- 別紙 12 原子炉建屋水素爆発防止対策

参考資料

- 参考1 原子炉建屋原子炉棟6階大物搬入口ハッチについて
- 参考2 原子炉建屋原子炉棟トップベントの設置について
- 参考3 原子炉建屋原子炉棟の水素挙動評価へのGOTHICコードの適用性
- 参考4 原子炉建屋ガス処理系の健全性について

<概 要>

1. において,実用発電用原子炉及びその附属施設の位置,構造及び設備の基準 に関する規則(以下「設置許可基準規則」という。),実用発電用原子炉及びそ の附属施設の技術基準に関する規則(以下「技術基準規則」という。)の要求事 項を明確化するとともに,それら要求に対する東海第二発電所における適合性 を示す。

において,水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備について、要求事項に対する適合性について説明する。

1. 基本方針

1.1 要求事項の整理

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備に関する設置許 可基準規則第53条及び技術基準規則第68条の要求事項を第1-1表に示す。

	、び技術基準規則第 68 条の要求事エ	3 🗧	可基準規則第	設置許可	到1-1表	甮
--	---------------------	-----	--------	------	-------	---

設置許可基準規則	技術基準規則	
第53条(水素爆発による原子炉 建屋等の損傷を防止するため の設備)	第 68 条 (水素爆発による原子炉 建屋等の損傷を防止するため の設備)	備考
発電用原子炉施設には、炉心	発電用原子炉施設には、炉心	_
の著しい損傷が発生した場合に	の著しい損傷が発生した場合に	
おいて原子炉建屋その他の原子	おいて原子炉建屋その他の原子	
炉格納容器から漏えいする気体	炉格納容器から漏えいする気体	
状の放射性物質を格納するため	状の放射性物質を格納するため	
の施設(以下「原子炉建屋等」	の施設(以下「原子炉建屋等」	
という。)の水素爆発による損	という。)の水素爆発による損	
傷を防止する必要がある場合に	傷を防止する必要がある場合に	
は、水素爆発による当該原子炉	は、水素爆発による当該原子炉	
建屋等の損傷を防止するために	建屋等の損傷を防止するために	
必要な設備を設けなければなら	必要な設備を施設しなければな	
ない。	らない。	

1.2 適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において,水素爆発による原子炉建屋原 子炉棟の損傷を防止するため,水素濃度制御設備及び水素濃度監視設備を設 ける。

(1) 水素濃度制御設備

水素濃度制御設備として静的触媒式水素再結合器(以下「PAR」とい う。)を設置し,原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度の上昇を抑制できる設 計とする。PARは,触媒カートリッジ及びハウジングで構成し,駆動用 の電源及び起動操作を必要としない設備である。

PARには静的触媒式水素再結合器動作監視装置(以下「動作監視装置」 という。)を設置する。動作監視装置は、中央制御室等にて監視可能であ り、代替電源設備から給電可能な設計とする。

(2) 水素濃度監視設備

原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視設備として原子炉建屋水素濃度計 (以下「水素濃度計」という。)を設置し,想定される事故時に水素濃度 が変動する可能性のある範囲で測定できる設計とする。水素濃度計は,中 央制御室等にて監視可能であり,代替電源設備から給電可能な設計とする。

上記の設備に加え,水素爆発による当該原子炉建屋原子炉棟の損傷を防止 するための自主対策設備として,格納容器トップフランジの過温破損を防止 し,原子炉建屋原子炉棟への水素漏えいを抑制するために格納容器頂部注水 系を設置する。格納容器頂部注水系には常設と可搬型がある。

格納容器頂部注水系(常設)は,重大事故等発生時に常設低圧代替注水系 ポンプにより,代替淡水貯槽の水を原子炉ウェルに注水することで,格納容 器頂部を冷却できる設計とする。

格納容器頂部注水系(可搬型)は,重大事故等発生時に原子炉建屋外から 淡水貯水池又は代替淡水貯槽の水,若しくは海水を,可搬型代替注水大型ポ ンプにより原子炉ウェルに注水することで,格納容器頂部を冷却できる設計 とする。 2. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

2.1 水素濃度制御設備

2.1.1 水素濃度制御設備の主要仕様

炉心の著しい損傷が発生した場合において,原子炉建屋原子炉棟の水素爆 発による損傷を防止するため,水素濃度制御設備としてPARを設置する。 なお,設置するPARは,国際的な性能試験等の実績があり,欧米で納入実 績のあるNIS社製のPARを採用する。

PARは、触媒反応を用いて可燃性ガス(水素,酸素)を再結合させて、 雰囲気を可燃限界未満に維持する設備であり、触媒カートリッジ及びハウジ ングで構成する。

触媒カートリッジは、ステンレス鋼板で形成したフレームの中に触媒を充 填しており、空気と触媒を接触させるために多数の長穴が開けられている。 触媒にはパラジウムを使用しており、表面には疎水コーティングを施すこと により、高湿度な雰囲気から触媒を保護し、水素、酸素を触媒に接触し易く している。

ハウジングはステンレス鋼製であり,触媒カートリッジを内部に収納し, 触媒カートリッジを水素処理に適切な間隔に保持し,水素処理に適切なガス の流れとなるよう設計されている。

PARは、周囲の水素の濃度上昇に応じて結合反応を開始する。触媒反応 により水素と酸素を結合させ、その反応熱による上昇流により触媒表面のガ スの流れを促し、結合反応を維持する。触媒を通過したガス及び結合反応に より生じた水蒸気は、PARの上方の排気口より空間内に拡散する。

従って, PARは電源及び起動操作を必要とせず,水素,酸素があれば自 動的に反応を開始する設備である。

PAR主要仕様を第2.1.1-1表, PAR概要図を第2.1.1-1図に示す。

第2.1.1-1表 PAR主要仕様

a. ハウジング
全高
幅
奥行
材料 ステンレス鋼

b. 触媒カートリッジ



c. 触媒

触媒基材 アルミナ触媒 パラジウム

d. 水素処理容量 約0.50kg/h/基

(水素濃度4vo1%, 大気圧, 温度100℃において)

e. 最高使用温度 300℃



触媒

第2.1.1-1図 PAR概要図

2.1.2 水素濃度制御設備の設計方針

PARは、 炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器から、 多量 の水素が原子炉建屋原子炉棟へ漏えいする過酷な状態を想定した場合におい て、原子炉建屋原子炉棟の水素濃度が可燃限界未満となる設計とする。

水素ガスの格納容器からの漏えい量は,事故シナリオに依存するが,有効 性評価結果(格納容器への雰囲気圧力・温度による静的負荷が大きい「冷却 材喪失(大LOCA)時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪 失する事故」を選定)を踏まえた条件において,原子炉建屋原子炉棟の水素 濃度が可燃限界未満となることを必要条件とした上で,更に過酷な条件を想 定して,PARの設計を実施する。

水素漏えい条件

水素漏えい条件は,第2.1.2-1表に示すとおり,有効性評価結果を踏まえ た条件より十分保守的に設定している。

第2.1.2-1表 PAR設計条件における水素漏えい条件

項目	PAR設計条件	【参考】有効性評価結果を踏ま えた条件
水素発生量	AFC(燃料有効部被覆管) 100%相当(約1400kg)	AFC21%相当(約210kg)
格納容器漏えい率	10%/d(一定)	約1.3%/d(最大)

水素発生量について

有効性評価結果を踏まえた条件(大LOCAシナリオ)では,事象発 生30分後に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始し,直ちに 炉心は冷却されるため,発生水素量はAFC21%相当となるが,さらに過酷 な条件として、AFC全量(AFC100%相当(全炉心内のジルコニウム量の約40%相当))が水素発生の主要因である金属一水反応すると仮定し、P ARを設計する。なお、有効性評価では、炉心内の金属一水反応による 水素発生量として、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場 合とMAAPによる評価結果を比較し、相対的に水素発生量が少なく、 酸素濃度を厳しく見積もる条件であるMAAPによる評価結果を用いて いる。また、これ以上、ジルコニウムと水とが反応することが考えにく い評価として、燃料被覆管のジルコニウム量の75%が水と反応すること を仮定した場合についても評価している。

② 格納容器漏えい率について

重大事故時に格納容器圧力が設計圧力を超える場合の格納容器漏えい 率は以下のAEC(Atomic Energy Commission)の式から設定する。重大事 故時は,格納容器圧力が設計圧力の2倍(以下「2Pd」という。)を超え ないよう運用するため、2Pdにおける格納容器漏えい率が最大漏えい率と なり,事故時条件として200℃,2Pd,AFC100%相当の水素発生量を想定 した場合におけるガス組成(水素:17%,窒素:16%,水蒸気:67%) を踏まえるとAECの式から約1.3%/dとなる。この値を有効性評価結果を 踏まえた条件としているが,更に過酷な条件として10%/dを仮定し,P ARを設計する。

(AECの式)

$$L = L_0 \cdot \sqrt{\frac{(P_t - P_a) \cdot R_t \cdot T_t}{(P_b - P_a) \cdot R_b \cdot T_b}}$$

L:格納容器漏えい率

Lo:設計漏えい率

- Pt:格納容器内圧力
- Pa:格納容器外圧力
- Pb:格納容器設計圧力
- Rt:事故時の気体定数
- Rb:空気の気体定数
- Tt:格納容器内温度
- Tb:格納容器設計温度

2.1.3 水素濃度制御設備の設計仕様

PAR設計方針に基づき設定したPARの設計仕様を第2.1.3-1表に示す。

545	
項目	仕様
水素処理容量	0.50kg/h/基
PAR設置基数	24基
設置箇所	原子炉建屋原子炉棟6階

第2.1.3-1表 PAR設計仕様

(1) 水素処理容量について

PARの水素処理容量は、以下の基本性能評価式によって表される。

DR = $A \times \left(\frac{C_{H2}}{100}\right)^{1.307} \times \frac{P}{T} \times 3600 \times SF$ (式2.1) DR : 水素処理容量 (kg/h/基) A : 定数 _____ C_{H2} : PAR入口水素濃度 (vo1%) P : 圧力 (10⁵Pa) T : 温度 (K) SF : スケールファクター

式(2.1)は、メーカによる開発試験を通じて、温度、圧力、水素濃度等 の雰囲気条件をパラメータとした水素処理容量の相関式であり、水素処理 容量は、単位時間当たりPAR内部を通過し、酸素と結合し水蒸気になる 水素の重量を示している。

スケールファクターは、 触媒カートリッジの寸法及び間隔を開発当時と

同じとすることを前提とし、開発試験時に使用された触媒カートリッジ枚数(88枚)に対して、実機で使用するPARの触媒カートリッジ枚数の比として設定されている。東海第二発電所で使用するPARの触媒カートリッジ枚数は22枚であり、スケールファクターは「22/88(=0.25)」となる(別紙1)。

これらに第2.1.3-2表の条件を設定し、PAR1基当たりの水素処理容量は、0.50kg/h/基(水素濃度4%、大気圧、100℃)とする。

第2.1.3-2表 水素処理容量設定根拠

項目	設定根拠
水素濃度 C _{H2}	水素の可燃限界濃度4%未満に低減するため、4%とする。
圧力 P	重大事故時の原子炉建屋原子炉棟の圧力は,格納容器からの ガスの漏えいにより大気圧より僅かに高くなると考えられる が,保守的に大気圧(101325Pa)とする。
温度 T	保守的に100℃(373.15K)とする。

PAR設置基数

PARの実機設計においては、PARの設置環境を踏まえ、式(2.1)に 反応阻害物質ファクター(Fi)を乗じた式(2.2)を用いる。

反応阻害物質ファクターとは、重大事故時に格納容器内に存在するガス 状よう素によるPARの性能低下を考慮したものであり、東海第二発電所 の実機設計における水素処理容量は、PARの水素処理容量(0.50kg/h /基)に0.5を乗じた0.25kg/h/基とする(別紙2)。

$$DR = A \times \left(\frac{C_{H2}}{100}\right)^{1.307} \times \frac{P}{T} \times 3600 \times SF \times F_{i} \cdots \cdots \cdots ($$

DR:水素処理容量(kg/h/基)

A :定数

C_{H2}: PAR入口水素濃度(vo1%)

P : 圧力 (10⁵Pa)

T :温度(K)

SF : スケールファクター (=0.25)

F_i : 反応阻害物質ファクター(=0.5)

これに第2.1.2-1表で設定したPAR設計条件を踏まえ、24基設置する。

基数=水素発生量×格納容器漏えい率/24(h/d)/設計水素処理容量 =1400(kg)×10(%/d)/24(h/d)/0.25(kg/h/基) -23.3基

また, PARの設計方針として, 原子炉建屋原子炉棟の水素濃度が, 可 燃限界未満になるように設置することから,上記で設定した基数に対して, 評価を行った。

① 評価方法

原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした水素は、比重の関係で原子炉建屋原 子炉棟6階まで上昇し、原子炉建屋原子炉棟6階に滞留することが予想さ れるため、原子炉建屋原子炉棟6階に対して、評価を実施する。なお、評 価に用いるモデルは、第2.1.3-1図のとおり。評価対象の空間内は、均一 に混合するものとして、質量、エネルギーバランスにより、水素濃度、温 度の時間変化を評価する。

12



② 評価条件

・機能が要求される状態

重大事故時等で炉心の著しい損傷が発生した場合において,格納容器破 損を防止するための重大事故等対処設備により,炉心損傷後であっても格 納容器の健全性を維持するための措置を講じている。したがって,格納容 器の健全性が維持されることにより,原子炉建屋原子炉棟への気体の漏え い率は格納容器設計漏えい率(0.5%/day)に維持されることになる。し かしながら,本設備の機能が要求される状態としては,重大事故時で不測 の事態を考慮し、格納容器設計漏えい率を大きく上回る格納容器漏えい率

(10%/day)の状態で水素ガスが原子炉建屋原子炉棟へ漏えいする事象を 想定する。

・水素低減性能に関する評価条件

PARについては以下の条件で評価する。

・水素処理容量:0.5kg/h/個

基数:24

本評価に使用するその他の条件を第2.1.3-3表に示す。

分類	項目	単位	条件
格納容器条件	格納容器容積 想定格納容器漏えい率	m³ %∕day	9800 10
格納容器内雰囲気条 件	 圧力 温度 水素濃度 酸素濃度 窒素濃度 水蒸気濃度 	kPa[gage] °C vo1% vo1% vo1% vo1%	620 (2Pd) 200 39 0 21 40
建屋条件	空間容積(原子炉建屋原子炉棟6階) 初期温度 初期圧力(大気圧) 初期酸素濃度 初期窒素濃度 初期水蒸気濃度	m ³ °C kPa[gage] vo1% vo1% vo1%	$29800 \\ 40 \\ 0 \\ 19.47 \\ 73.24 \\ 7.29$
放熱条件	外気温 放熱面積 熱通過率	℃ m ² W∕m ² ∕K	$\begin{array}{c} 40\\ 5000\\ 6\end{array}$
PAR条件	起動水素濃度 起動酸素濃度 反応阻害物質ファクター	vol% vol%	1.5 2.5 0.5

第2.1.3-3表 評価条件

③ 評価結果

第2.1.3-2図に原子炉建屋原子炉棟6階の水素濃度の時間変化,第2.1.3-3 図に原子炉建屋原子炉棟6階からの雰囲気温度の時間変化,及び第2.1.3-4図 に原子炉建屋原子炉棟6階からのガスの流出量の時間変化を示す。

格納容器からのガスの漏えいにより雰囲気温度が上昇するが、外気への放 熱とのバランスにより、雰囲気温度は一時的に約41℃の一定値に近づく。格 納容器から漏えいする水素により、原子炉建屋原子炉棟6階雰囲気の水素濃度 は上昇するが、約6.3時間後に1.5vo1%に到達すると、PARによる水素の再 結合処理が開始し、水素の再結合による発熱で雰囲気温度が更に上昇する。 原子炉建屋原子炉棟6階からのガスの流出量は、雰囲気温度の上昇率に応じて 膨張した気体分だけ増加するが、雰囲気温度が一定値に近づくとともに、格 納容器からのガスの漏えい量の約0.05kg/sに近づく結果となる。格納容器か らの漏えいエネルギー、水素の再結合による発熱及び外気への放熱量のバラ ンスにより、雰囲気温度は最終的に約58℃の一定値に近づく。一方、格納容 器からの水素の漏えい量、水素の再結合処理量、及び原子炉建屋原子炉棟6 階からの水素の流出量のバランスにより、雰囲気の水素濃度は最大値 3.1vo1%となった後、減少に転じる結果となっている。

以上より、PAR24基の設置により、本評価条件において原子炉建屋原子 炉棟6階の水素濃度を可燃限界である4vo1%未満に低減でき,原子炉建屋原子 炉棟の水素爆発を防止することが出来る。

15



第2.1.3-2図 原子炉建屋原子炉棟6階の水素濃度の時間変化



第2.1.3-3図 原子炉建屋原子炉棟6階の雰囲気温度の時間変化



第2.1.3-4図 原子炉建屋原子炉棟6階からのガス流出量の時間変化

(3) 設置箇所

炉心の著しい損傷が発生し,格納容器内に水素が蓄積した状態では,格 納容器のフランジ部等を通じて水素が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいする 可能性がある。原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした水素は,比重の関係で 原子炉建屋原子炉棟6階まで上昇し,原子炉建屋原子炉棟6階に滞留するこ とが予想される。

PARは水素が最も蓄積されると想定される原子炉建屋原子炉棟6階に 設置する。設置箇所の概略配置図を第2.1.3-5図に,設置概要図を第2.1.3-6 図に示す。

なお、PARの動作状況を監視することができるようPARに温度計を 設置する(別紙3)。

【考慮事項】

- ・耐震性確保のため、支持構造物に十分な強度をもって固定できる箇所に設置する。
- ・十分に性能を発揮できるよう、PARの給排気に十分な空間が確保で きる箇所に設置する。
- ・結合反応時に発生する熱の影響により、PARの周囲に安全機能を損なう設備がないことを確認する。
- ・定期検査等において,通行や点検作業の支障とならない箇所に設置する。



(4) PAR設置の設計フロー

PAR設置を検討する際,個数を設定し,現場取付作業性を考慮して設置 位置を設定するが,最終的にはこの配置で水素処理効果を評価して,「空間 水素濃度に偏りがないこと」,「可燃限界以下となること」を確認する。確 認の結果,性能要求が満足できない場合は,PARの配置変更,台数の再検 討を行い,再度水素処理効果を評価して設計の妥当性を確認する。PAR設 置の設計フローを第2.1.3-7図に示す。

第2.1.3-7図で示す「台数・配置決定」は、「2.1.3(2) PAR設置基数」で 示すとおり,原子炉建屋原子炉棟6階が可燃限界以下になるPAR必要台数を 決定し、「2.1.3(3)設置箇所」で示すとおり、PARによる気流の撹拌効果 及び施工性を踏まえて配置を決定する。しかしながら、この時点では原子炉 建屋原子炉棟6階を1点のモデルとした簡易評価結果による台数,配置決定で あるため「仮決定」という位置付けとなる。これら仮決定結果をインプット 条件とし、流動解析により空間「空間水素濃度に偏りはないか」、「空間水 素/酸素濃度は可燃限界未満を維持できるか」を確認し、「台数・配置決定」 の仮決定結果が妥当であるかを示し、最終決定する設計フローとしている。 これら設置位置の妥当性については、「2.1.4 原子炉建屋原子炉棟の水素挙 動」でPARの設置位置をモデル化した解析で示す。

これらの検討の結果, PAR配置は, 「2.1.3(3)設置箇所」の第2.1.3-5 図, 第2.1.3-6 図と設計した。

20



第2.1.3-7図 PAR設置の設計フロー

2.1.4 原子炉建屋原子炉棟の水素挙動

PARの効果について,GOTHICコードによる解析により原子炉建屋 原子炉棟の水素挙動を確認する。

また,東海第二発電所では炉心損傷を判断した場合,中央制御室での被ば く線量低減の観点から原子炉建屋ガス処理系(以下「FRVS/SGTS」 という。)の効果に期待することとしており,より現実的な解析条件として, FRVS/SGTSが起動している場合の水素挙動を確認する。

解析条件を第2.1.4-1 表から第2.1.4-4 表に,原子炉建屋原子炉棟の解析 モデルを第2.1.4-1 図及び第2.1.4-2 図,解析モデルにおける原子炉建屋原 子炉棟6階のPARの配置を第2.1.4-3 図に示す。

PARを設置している6階においては,100個のサブボリュームに分割し, 設置位置に該当する各ボリュームにPARを模擬したモデルを設定してい る。

大物搬入口及び各階段領域については,自然対流を模擬するため幾つかの サブボリュームに分割している。

No	項目	説明	
1	PAR の性能 (NIS 製 PAR-22) (1) 体積流量 Q	$Q = a \cdot \left(\frac{C_{H2}}{100}\right)^b \cdot 3600$	
		Q :体積流量 (u^3 /h/個) a :定数 (u^3 /h)	,
		C _H : 水素濃度 (%) b:定数	
	(2) 再結合効率 η	「NUCLEAR TECHNOLOGY VOL.112」の式(3)に示すηの値を使用。	0.846
	(3) 反応阻害物質 ファクター F _{inhibi}	製造上の性能のばらつき, プラント通常運転中及び事故時の劣化余裕を 考慮する。	0.5 (事故初 期より一 定)
	(4) 低酸素ファク ター F _{lowQ}	低酸素ファクターは以下のとおりとする。ただし 1 以上の場合は全て 1,0未満の場合は全て0とする。	
		$F_{iowO2} = 0.7421 \left(\frac{C_{O2}}{C_{H2}}\right)^3 - 0.6090 \left(\frac{C_{O2}}{C_{H2}}\right)^2 + 0.7046 \left(\frac{C_{O2}}{C_{H2}}\right) - 0.026$	
	,	C ₀₂ :酸素濃度 (vol%)	,
	(5)起動水素濃度 <i>C_{H2on}</i>	国内試験で起動が確認されている範囲に余裕を見た値。	1. 5%
	(6)起動酸素濃度 <i>C_{O2on}</i>	同上	2.5%
	(7)起動遅れ	考慮しない	_
	(8)水素処理速度	$W_{H2} = \eta \cdot F_{inhibit} \cdot F_{lowO2} \cdot Q \cdot \min(N_{H2}, 2N_{O2}) \cdot M_{H2}$	_
	W _{H 2}	W _{H2} :水素処理速度 (kg/h/個) N _{H2} :単位体積あたりの水素モル数 (mo1/m ³) N _{O2} :単位体積当たりの酸素モル数 (mo1/m ³) M _{H2} :水素分子量 (kg/mo1)	
2	_ PAR個数	実際の設置個数	24 個
3	PAR設置位置	第 2. 1. 4-3 図参照	_

第2.1.4-1表 PARの解析条件

第2.1.4-2表 マル	チノードモデル	の解析条件	(1/2)
--------------	---------	-------	-------

No	項目	入力値	備考
1	原子炉建屋原子炉棟の条 件		
	(1) 圧力(初期条件)	大気圧	6 階中心高さにおける圧力を 101.325kPa と し,他階は6 階中心高さより空気の水頭差を 考慮した値とする
	(2)温度(初期条件)	40°C	想定される高めの温度として設定
	(3)組成(初期条件)	相対湿度 100%の空気	同上
	(4)空間容積(固定)	6 階:22,330m ³ 5 階(西側):2,070m ³ 5 階(東側):2,490m ³ 4 階(西側):2,570m ³ 4 階(西側):4,030m ³ 3 階(西側):3,260m ³ 3 階(西側):3,600m ³ 2 階(西側):1,870m ³ 2 階(西側):1,580m ³ 1 階(西側):1,580m ³ 1 階(東側):1,600m ³ 地下 1 階(西側):1,760m ³ 地下 1 階(東側):1,760m ³ 地下 2 階(西側):1,210m ³ 地下 2 階(北東側):390m ³ 地下 2 階(南東側):380m ³	入力値は, 容積×0.7 とする。(躯体分, 機 器配管分を差し引いた値)
	(5)開口面積(固定)	第 2.1.4-3 表参照	垂直方向の開口として模擬する箇所は,大物 搬入口及び各階段とする
2	圧力境界条件		
	(か前・かえへの痛えい) (1)圧力(固定)	101. 325kPa	大気圧
	(2)温度(固定)	40°C	想定される高めの温度として設定
	(3)酸素濃度(固定)	21vol%	乾燥空気の組成
	(4)窒素濃度(固定)	79vol%	同上
3	流出条件(外部への漏え い) (1)位置	6 階	

No	項目	入力値	備考
4	放熱条件 (1)內壁熱伝達率 (原子炉建屋燃料取替床 一壁面)	凝縮熱伝達及び自然対流 熱伝達を考慮	GOTHICコード内のモデルを使用 ・凝縮熱伝達モデル:DLM-FM ・自然対流熱伝達モデル:垂直平板(壁),水平 平板(天井)
	(2) 壁厚さ (固定)	壁 — m 天井 — m	躯体図より算出
	(3)壁内熱伝導率(固定)	1. 5₩∕m/K	コンクリートの物性
	(4)壁の比熱(固定)	lkJ/kg/K	同上
	(5)壁の密度(固定)	2, 400kg∕m³	同上
	(6) 外壁熱伝達率(壁面-外気)	6₩∕m²∕K	建物内温度 200℃ (流入気体温度),外気温 40℃ における自然対流熱伝達率を使用
	(7) 外気温 (固定)	40°C	同上
	(8) 放熱面積(固定)	東西壁:1,579.3m ² 南北壁:1,475.2m ² 天井:1,933.8m ²	躯体図より算出

第 2.1.4-2表 マルチノードモデルの解析条件(2/2)

第 2.1.4-3 表 開口面積

(単位・m²)

フロア	大物	北東部	北西部	西部	西部	北部	南西部	東部	南部
A Pik -t-	服人口	階段	階段	階段	階段」	階段	階段	階段	階段
6階床									
5階床									
4階床		•	,						
3階床									
2階床									
1階床							,		~
地下1階床	- -								

フロア	FRVS吸込み(排気)流量 [m ³ /h]	FRVS戻り(給気)流量 [m ³ /h]
6階	4, 250	4, 765
5階(西側)		497
5階(東側)		315
4階(西側)		664
4階(東側)		1, 152
3階(西側)		580
3階(東側)	4, 250	493
2階(西側)		1,024
2階(東側)	4, 250	935
1階(西側)		261
1階(東側)		261
地下1階(西側)		782
地下1階(東側)	4, 250	782
地下2階(西側)		445
地下2階(北東側)		335
地下2階(南東側)	—	141
	17,000	13, 430

第2.1.4-4表 SGTS/FRVSの解析条件

※ FRVS吸込み流量と戻り流量の差分がSGTS単体の定格流量。
 (17,000 - 13,430 = 3,570m³/h)

Ş.

第2.1.4-1 図 GOTHIC解析モデル ノーディング図



第2.1.4-2 図 6 階サブボリューム分割図

.

28



第 2.1.4-3 図 PAR設置箇所

2.1.4.1 解析条件

(1) 格納容器漏えい条件

格納容器から原子炉建屋原子炉棟への漏えい条件として,「a. 設計条件」, 「b. 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)」,「c. 有効性評 価シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)」のいずれかを用いる。

a. 設計条件

格納容器からの漏えい条件を第2.1.4.1-1表に示す。格納容器ベント は想定せず,また,格納容器漏えい率10%/dayとする。漏えいするガ スの組成は,格納容器漏えい率に応じて時間とともに水素及び窒素が減 少し,その減少分は水蒸気に置き換わる条件とする。漏えいするガス組 成の時間変化を第2.1.4.1-1図に示す。

b. 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)

格納容器からの漏えい条件を第2.1.4.1-2表に示す。漏えいするガス の圧力,温度,ガス組成(水蒸気分率,水素分率,窒素分率)は,第 2.1.4.1-2図から第2.1.4.1-5図に示す「雰囲気圧力・温度による静的 負荷(格納容器過圧・過温破損)」のシナリオにおける格納容器圧力逃が し装置を用いた除熱を考慮した場合のMAAP解析結果の圧力,温度, ガス濃度をそれぞれ保守側に包絡するように設定する。なお,格納容器 ベントの実施時刻についても,保守側に包絡するよう「事故発生30時間 後」とする。

c. 有効性評価シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)

格納容器からの漏えい条件を第2.1.4.1-3表に示す。漏えいするガス の圧力,温度,ガス組成(水蒸気分率,水素分率,窒素分率)は,第 2.1.4.1-6図から第2.1.4.1-9図に示す「雰囲気圧力・温度による静的 負荷(格納容器過圧・過温破損)」のシナリオにおける代替循環冷却系を 用いた除熱を考慮した場合のMAAP解析結果の圧力,温度,ガス濃度 をそれぞれ保守側に包絡するように設定する。

	解析冬件	備老
	<u>(1)</u>	<u>ک</u> . شر
庄刀[kPa[gage]]	620	
温度[℃]	200	
水素分率[vo1%]	39	格納容器漏えい率に応じて時間とともに水
水蒸気分率[vo1%]	40	素および窒素が減少し、その減少分は全て
窒素分率[vo1%]	21	水蒸気に置き換わる条件とする。
格納容器漏えい率	10	
[%/day]	10	

第2.1.4.1-1 表 設計条件における漏えい条件

第2.1.4.1-2表 有効性評価シナリオ包絡条件

-75 H	ドライ	ウェル	サプレッション・チェンバ		
坦日	$0\sim\!30\mathrm{h}$	$30\mathrm{h}{\sim}$	$0\sim\!30\mathrm{h}$	$30h\sim$	
	620	15.5	620	15.5	
圧刀[kPa[gage]]	(2Pd)	(0.05Pd)	(2Pd)	(0.05Pd)	
温度[℃]	200	171	200	171	
水素分率[vo1%]	22	0	28	0	
水蒸気分率[vo1%]	78	100	72	100	
格納容器漏えい率	1 5	0.9	1 5	0.2	
[%/day]	1. 5	0.2	1. 5		
備考	6階,2階の漏えい条件		地下1階の漏えい条件		

(格納容器ベント使用時)における漏えい条件
第2.1.4.1-3 表 有効性評価シナリオ包絡条件

	D/W			W∕W					
項目	0~	$18 \sim$	$96\sim$	$120 \sim$	$0\sim$	$18 \sim$	$36\sim$	$96\sim$	$120 \sim$
	18h	96h	120h	168h	18h	36h	96h	120h	168h
	620 372		72	248	620	372		248	
圧力[kPa[gage]]	(2Pd) (1.2Pd)		2Pd)	(0.8Pd)	(2Pd)	(1.2Pd)		(0.8Pd)	
温度[℃]		200 171		171	200		171		
水素分率[vo1%]	21	21 25		25	29	29 17			
水蒸気分率[vo1%]	79)	75		71 83				
格納容器漏えい率	1.5	1.2		1.0	1.5	1.2 1.0			
~ day」 	6 陛							化	
ζή HIV				11					

(代替循環冷却系使用時)における漏えい条件



第2.1.4.1-1図 漏えいガス組成の時間変化(設計条件)



第2.1.4.1-2図 格納容器圧力(有効性評価シナリオ包絡条件)

(格納容器ベント使用時)



第2.1.4.1-3図 格納容器温度(有効性評価シナリオ包絡条件)

(格納容器ベント使用時)



第2.1.4.1-4 図 ドライウェル組成(有効性評価シナリオ包絡条件)

(格納容器ベント使用時)



第2.1.4.1-5 図 サプレッション・チェンバ組成(有効性評価シナリオ包絡条

件)(格納容器ベント使用時)



第2.1.4.1-6図 格納容器圧力(有効性評価シナリオ包絡条件)

(代替循環冷却系使用時)



⁽代替循環冷却系使用時)



第2.1.4.1-8 図 ドライウェル組成(有効性評価シナリオ包絡条件)

(代替循環冷却系使用時)



第2.1.4.1-9 図 サプレッション・チェンバ組成(有効性評価シナリオ包絡条 件)(代替循環冷却系使用時)

(2) 漏えい箇所

漏えい箇所は以下の格納容器主フランジ及び格納容器ハッチ類の貫通部 とする。

- ・格納容器主フランジ(原子炉建屋原子炉棟6階)
- ・ドライウェル機器ハッチ(原子炉建屋原子炉棟2階西側)
- ・CRD 搬出ハッチ(原子炉建屋原子炉棟2階西側)
- ・所員用エアロック(原子炉建屋原子炉棟2階東側)
- ・サプレッション・チェンバアクセスハッチ(原子炉建屋原子炉棟地下 1階西側)

6階(格納容器主フランジ)のみから漏えいする条件又は複数フロアから漏えいする条件を使用する。複数フロアからの漏えいを想定する場合, 各フロアの漏えい量は、全漏えい量を各漏えい箇所の周長割合で分配して 計算する。水素漏えい量の分配条件を第2.1.4.1-4表に示す。

部屋の位置を第2.1.4.1-10図, 第2.1.4.1-11図に示す。

					周長害	」合※2	漏えい量	割合※3	
漏えい ロン	いフ ア	漏えい箇所	口径 [mm]	周長 [mm] ※1	全 フロア	ウェル 注水 想定時	全 フロア	ウェル 注水 想定時	漏えいの対 象とする小 部屋
6 ß	比百	格納容器 主フランジ					· .		_
· 2 階	西側	ドライウェ ル機器 ハッチ CRD 搬出 ハッチ		·					ドライウェ ル機器ハッ チ及び CRD 搬出ハッチ のある部屋
	東側	所員用 エアロック							所員用エア ロックのあ る部屋
地 下 1階	西側	サプレッシ ョン・チェン バ アクセス ハッチ	,						サプレッシ ョン・チェ ンバ アク セスハッチ のある部屋

第2.1.4.1-4表 水素漏えい量の分配条件

※1 所員用エアロックの周長は、エアロック扉内側の矩形部分の周長とする。

その他の周長は, 漏えい箇所の口径 [mm] から周長 [mm] (口径 [mm] ×円周率) を算出する。

※2 周長割合=漏えい箇所の周長/各漏えい箇所の周長合計値。

※3 各フロアの周長割合合計値を各フロアの漏えい量割合とする。全漏えい量 に漏えい量割合の数値を乗じた値を各フロアの漏えい量とする。



第 2.1.4.1-10 図 原子炉建屋原子炉棟 2 階



2.1.4.2 解析結果

2.1.4.1 で示した解析条件の組み合わせから,第2.1.4.2-1 表に示す3ケースを選定し,解析を行った。

	ケース 1 (格納容器ベント使用時の影 響確認)	ケース 2 (設計裕度の確認)	ケース 3 (代替循環冷却系使用時の影 響確認)
モデル	原子炉颈	書屋原子炉棟 全階を模擬した	こモデル
シナリオ	有効性評価シナリオ (格納容器ベント使用時)	設計条件	有効性評価シナリオ (代替循環冷却系使用時)
漏えい箇所	6 階, 2 階,地下1 階	6 階	6 階, 2 階,地下1 階
格納容器 漏えい率	1.5%⁄day	10%⁄day	1.5%⁄day
FRVS/SGTS	稼働	停止	稼働

第2.1.4.2-1 表 解析ケース

- ケース1:格納容器過圧・過温シナリオ(格納容器ベント使用時)において各 フロアに水素が漏えいした場合の建屋内挙動を確認するため,全漏 えい量を原子炉建屋原子炉棟6階及び下層階(2階,地下1階)に分 配した条件での水素濃度の時間変化を評価する。漏えい条件は,第 2.1.4.1-2表に示す有効性評価包絡条件とし,FRVS/SGTSが 事象発生2時間後から起動することを想定する。
- ケース2: PARの設計裕度の確認を行うため、ケース1のシナリオに対して +分保守的に設定したPAR設計条件(10%/day)を用いて、全漏 えい量が原子炉建屋原子炉棟6階から漏えいする場合の水素濃度の 時間変化を評価する。また、FRVS/SGTSの効果も期待しな い。
- ケース3:格納容器過圧・過温シナリオ(代替循環冷却系使用時)において各 フロアに水素が漏えいした場合の建屋内挙動を確認するため、ケー

ス1と同様に全漏えい量を原子炉建屋原子炉棟6階(6階)及び下層 階(2階,地下1階)に分配した条件で,水素濃度の時間変化を評価 する。漏えい条件は,第2.1.4.1-3表に示す代替循環冷却シナリオ 包絡条件とし,FRVS/SGTSが事象発生2時間後から起動す ることを想定する。 (1) ケース1

格納容器過圧・過温シナリオ(格納容器ベント使用時)において各フロ アに水素が漏えいした場合の建屋内挙動を確認するため,原子炉建屋原子 炉棟6階及び下層階からの漏えいした場合の水素濃度の時間変化を評価し た。解析結果を第2.1.4.2-1図に示す。

また,原子炉建屋原子炉棟6階における水素の成層化を確認するため, 原子炉建屋原子炉棟6階を132個のノードに区切ったサブボリューム別の 水素濃度の時間変化を第2.1.4.2-2図に示す。



第2.1.4.2-1図 ケース1 水素濃度の時間変化(原子炉建屋原子炉棟全域)



第2.1.4.2-2図 ケース1 水素濃度の時間変化(サブボリューム別)

下層階から漏えいした水素は、大物搬入口及び各階段を通じて原子炉建 屋原子炉棟全域で水素濃度が均一化することが確認できた。また、水素濃 度の最大値は、事象発生後約30時間後に格納容器ベントを実施することで、 格納容器からの漏えいが抑制され、PAR起動水素濃度である1.5%未満 となる結果となった。 (2) ケース2

設計裕度の確認を行うため,格納容器過圧・過温シナリオ(格納容器ベント使用時)に対して十分保守的に設定した仮想的な条件であるPAR設計値(水素発生量AFC100%相当及び格納容器漏えい率10%/day)を用いて評価した水素が全量PAR設置エリアである原子炉建屋原子炉棟6階のみから漏えいするとして,水素濃度の時間変化を評価した。解析結果を第2.1.4.2-3 図に示す。

また,サブボリューム別の水素濃度の時間変化を第2.1.4.2-4図に示す。



第2.1.4.2-3図 ケース2 水素濃度の時間変化(原子炉建屋原子炉棟全域)



第2.1.4.2-4 図 ケース2 水素濃度の時間変化(サブボリューム別)

設計条件の水素発生量に対してPARによる水素処理が効果を発揮し, 原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度上昇が抑制されるものの,事象発生後約 150時間で原子炉建屋原子炉棟6階の酸素が欠乏し,PARの反応開始酸 素濃度を下回ることで処理が行われなくなり,水素濃度が上昇する結果と なった。この状態においても,酸素濃度が可燃限界未満であることから, 水素燃焼が発生することはない。さらに,第2.1.4.2-5図に示すとおり, 原子炉建屋水素濃度が2%に到達した場合,格納容器から異常な漏えいが 発生しているものと判断し,格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベン トを実施する運用としており,格納容器ベント実施によって原子炉建屋水 素濃度を低減させることで,水素濃度が可燃限界に到達することはない。

また,第2.1.4.2-4 図に示すとおり,原子炉建屋原子炉棟6 階は均一化 されており,成層化しないことが確認された。



第2.1.4.2-5図 建屋水素対策フロー

(3) ケース3

格納容器過圧・過温シナリオ(代替循環冷却系使用時)の影響確認を行 うため、ケース1の評価シナリオを代替循環冷却系シナリオに変更して、 水素濃度の時間変化を評価した。解析結果を第2.1.4.2-6図に示す。



また,サブボリューム別の水素濃度の時間変化を第2.1.4.2-4図に示す。

第2.1.4.2-6図 ケース3 水素濃度の時間変化(原子炉建屋原子炉棟全域)



第2.1.4.2-7図 ケース3 水素濃度の時間変化(サブボリューム別)

格納容器ベントを実施せず,設計漏えい率相当の水素が漏えいし続ける ケースにおいても,水素濃度はケース1と同様に原子炉建屋水素濃度はP AR起動水素濃度である1.5%に到達することはなく,可燃限界にも到達 しないことを確認した。 2.2 原子炉建屋水素濃度

2.2.1 概要

想定される事故時に原子炉建屋原子炉棟の水素濃度が変動する可能性 のある範囲で測定できる監視設備として水素濃度計を設置する。(別紙9 参照)

水素濃度は、中央制御室等にて監視可能であり、代替電源設備から給 電可能である。

原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした水素は、比重の関係で原子炉建屋 原子炉棟6階まで上昇し、滞留することが予想される。PARは水素を 処理する際の熱でガス温度が上昇するため、PARで上昇気流が発生し、 原子炉建屋原子炉棟6階の水素ガスが自然対流を起こし拡散される。こ れらを考慮し、設置位置は、水素が最も蓄積されると想定される原子炉 建屋原子炉棟6階の天井付近とする。(第2.2-1図参照)。

なお,別紙5にて説明する局所エリアに漏えいした水素を早期検知及 び滞留状況を把握することは,水素爆発による原子炉建屋原子炉棟の損 傷を防止するために有益な情報になることから,局所エリアに漏えいし た水素を計測するため水素濃度計を設置し,事故時の監視性能を向上さ せる(第2.2-2図~第2.2-3図参照)。

これにより,格納容器内にて発生した水素が漏えいするポテンシャル のある箇所での水素濃度と,水素が最終的に滞留する原子炉建屋原子炉 棟6階での濃度の両方が監視できることとなり,原子炉建屋原子炉棟全 体での水素影響を把握することが可能となる。

- 2.2.2 主要仕様
 - (1) 機器仕様

①原子炉建屋水素濃度(6階)

種 類:触媒式水素検出器

計測範囲:0~10vo1%

- 個 数:2台
- ②原子炉建屋水素濃度(2階,地下1階)

種 類:熱伝導式水素検出器

計測範囲:0~20vo1%

個数:3台

(2) 配置場所

水素濃度検出器の配置場所を第2.2-1 図から第2.2-3 に示す。



第2.2-1 図 原子炉建屋水素濃度検出器配置図(原子炉棟6階)

第2.2-2 図 原子炉建屋水素濃度検出器配置図(原子炉棟2階)



第2.2-3 図 原子炉建屋水素濃度検出器配置図(原子炉棟地下1階)

(3) システム構成

①原子炉建屋水素濃度

原子炉建屋水素濃度は、重大事故等対処設備の機能を有しており、原 子炉建屋水素濃度の検出信号は、触媒式水素検出器、熱伝導式水素検出 器にて水素濃度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行っ た後、原子炉建屋水素濃度を中央制御室及び緊急時対策所に指示し、記 録する。概略構成図を第2.2-4図に示す。



第2.2-4 図 原子炉建屋水素濃度の概略構成図



照)。 代替電源設備から供給可能な設計と 原子炉建屋原子炉棟内の水素濃 承 \subset R ている。 測定 4 Ś (第3.2-た . 57 68 77 сл П 交 ¥, 要な計器の電源は, 第 3.2-6 図参





第3.2-6 図 単線結線図(直流電源設備)

2.3 参考文献

- 1 Experimentelle Untersuchungen zum Verhalten des von NIS entwickelten Katalysator-Modellmoduls im 1:1 Masstab bei versuchiedenen Systemzustaenden im Model-Containment, Battele-Europe (1991)
- 2 Generic tests of Passive autocatalytic Recombiners(PARs) for combustible Gas Control in Nuclear Power Plants Vol.1 Program Description, EPRI (1997)
- 3 Generic tests of Passive autocatalytic Recombiners(PARs) for combustible Gas Control in Nuclear Power Plants Vol. 2 Program Description, EPRI (1997)
- 4 Depletion Rate of NIS PAR Module, NIS (1999)
- 5 K. Fischer, "Qualification of a Passive Catalytic Module for Hydrogen Mitigation", Nuclear Technology vol. 112, (1995)
- 6 OECD-NEA THAI Project Quick Look Report Hydrogen Recombiner Tests HR-14 to HR-16 October 2009
- 7 Effects of inhibitors and poisons on the Performance of Passive Autocatalytic Recombiner (PARs) for Combustible gas control in ALWRs, EPRI (1997)
- 8 Thomas K. Blanchat, Asimios C. Malliakos, "TESTING A PASSIVE AUTOCATALYTIC RECOMBINER IN SURTESY TEST", Nuclear Technology Vol. 129 March 2000

PARの性能確認試験について

メーカによる開発試験によりPARの基本性能評価式が設定され、様々な環 境下でのPARの性能確認のため、国際的な実証試験が実施されている。以下 に性能評価式の導出、様々な環境下におけるPARの性能評価等を示す。

(1) 基本性能評価式の設定

基本性能評価式の設定, PAR設置位置の違いによる性能評価を目的とし, PAR開発試験として, Battelle MC試験が実施されている。

試験条件を第1表,試験体概要を第1図に示す。複数の部屋に区画された 試験装置内にPARを設置したのち,水素を注入し,各部屋での水素濃度 等を測定している。

第2図は、R5の部屋にPARを設置し、雰囲気を蒸気条件にしたのちにR5 の部屋へ水素を注入したケースの試験概要を示している。この試験ケース における各部屋の水素濃度変化を第3図に示す。触媒反応によって生じる対 流等の効果により、水素濃度分布はほぼ均一になっていることが分かる。 得られた試験結果をもとに、PARの入口・出口における水素濃度の差よ り算出した再結合効率を第4図に示す。再結合効率は約85%(0.846)とな っている。

この試験を通じて基本性能評価式は設定されており、以下に導出過程を示す。

メーカにおいて、PARへの流入量と水素濃度の相関は以下の式で表されると仮定している。

 $Q = a \cdot \left(\frac{C_{H2}}{100}\right)^{b}$ 式① Q : PARへの流入量 (m³/s) C_{H2} : 水素濃度 (vo1%)

a :定数

b : 定数

単位時間当たりの水素処理容量は,単位時間当たりにPARへ流入する 水素量とPARの性能を示す再結合効率により表され,以下となる。

 $DR = Q \cdot \left(\frac{C_{H2}}{100}\right) \cdot \gamma \cdot \eta \quad \cdots \quad \exists \textcircled{2}$

DR:水素処理容量(kg/s)

 γ :水素密度(kg/m³)

η:再結合効率

試験における測定値による水素処理容量は以下となる。

 $DR = \frac{dC_{H2}}{dt} \cdot V_{c} \cdot \gamma \cdots \vec{J} ③$ $\frac{dC_{H2}}{dt} : 水素濃度変化率$

Vc:試験容器体積(m³)

式②及び③より,試験におけるPARへの流入量は,水素濃度変化の測 定値から求まる。

$$Q = \frac{dC_{H2}}{dt} \cdot V_c / \left(\frac{C_{H2}}{100} \cdot \eta\right) \cdots \overrightarrow{x}$$

式④による流入量と、その時の水素濃度のデータより、式①の定数a,b はフィッティングにより決定される。



式①, ②より水素処理速度は以下のように表される。

$$DR = a \cdot \left(\frac{C_{H2}}{100}\right)^{b+1} \cdot \gamma \cdot \eta \cdots \overrightarrow{R}$$

ここで、水素密度は気体の状態方程式に従い、次式で表される。

 $\gamma = \frac{P}{T \cdot R_{H2}} \cdots \vec{C}$ 式⑥ P: 圧力 (10⁵Pa) T: 温度 (K)

R_{H2}:水素の気体定数 (10⁵ J/kg・K)

式⑤,⑥により、PARの水素処理容量は次式で表される。

$$DR = \frac{a \cdot \eta}{R_{H2}} \cdot \left(\frac{C_{H2}}{100}\right)^{b+1} \cdot \frac{P}{T} \cdots T$$

$$\frac{\mathbf{a} \cdot \boldsymbol{\eta}}{\mathbf{R}_{H2}} \coloneqq \mathbf{A} = \boxed{\qquad} , \quad \mathbf{b} + \mathbf{1} = \boxed{\qquad}$$

式⑦にスケールファクターを乗じたものが式(2.1)に示すPARの基本 性能評価式となる。

試験名称		Battelle MC試験
試験体		[mm] (プロトタイプ)
試験条件	温度	85∼95°C
圧力		l bar
	水蒸気濃度	40~50 vol%
1	水素濃度	3∼5 vol%, 9∼10 vol%

第1表 試験条件



第1図 試験体概要図

第2図 試験概要



第3図 試験結果(各部屋の水素濃度変化)



第4図 試験結果(再結合効率の算出)

(2) 雰囲気の違いによるPARの性能影響

EPRI(米国電力研究所)とEDFの合同により、CEA(フランス原子力庁) のCadarache研究所のKALI施設を用い,圧力,温度,蒸気等の雰囲気条件の 違いによる影響の有無を確認するため,KALI試験が実施されている。試験 条件を第2表に,試験体の概要を第5図に,試験装置の概要を第6図に示す。

試験名称		KALI試験
試験体		テストタイプ(試験用触媒カートリッジ5枚)
試験条件	温度	30∼115℃
	圧力	1. 3~4. 0 bar
	水蒸気濃度	0∼50 vo1%
	水素濃度	2~10 vol%

第2表 試験条件

第5図 試験体概要

第6図 試験装置概要

蒸気環境下での影響

蒸気環境下での影響について確認した試験条件を第3表に,試験結果を 第7図に示す。ドライ条件下と比べて,水蒸気濃度50vol%の条件下にお いて,PARの性能は同等であり,蒸気による影響はないと考えられる。

第3表	試験条件	(蒸気環境によ	る影響)

試験ケース	温度	圧力	水素濃度	蒸気濃度
N8/2	30°C	3.25 bar	4 vol%	0 vol%
N9/2	114℃	3.25 bar	4 vol%	50 vol%

第7図 試験結果(蒸気環境下での影響)

水蒸気濃度 50vol%において, PARの性能に影響がないことから, 重 大事故時の条件下で水蒸気濃度が 50vol%に満たないことを確認する。重 大事故時に格納容器から 10%/day でガスが原子炉建屋原子炉棟に漏えい した場合の原子炉建屋原子炉棟の水蒸気濃度を第8 図に示す。



第8図 原子炉建屋原子炉棟6階水蒸気濃度(10%/day漏えい条件)

第8図のとおり、重大事故時において、水蒸気濃度は50%/dayに達 することはなく、水蒸気による影響はないと考えられる。

また,使用済燃料プールの沸騰により大量の蒸気が発生した場合,蒸 気により水素は希釈され,原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度及び酸素濃 度は低下し,可燃限界に達することはないと考える。 低酸素環境下での影響

KALI試験において、低酸素濃度条件下での影響について確認されてお り、試験条件を第4表に、試験結果を第9図に示す。試験条件としては、 初期水素濃度及び酸素濃度以外は同じ雰囲気条件としており、第8図に示 すように、酸素濃度が低い場合、水素と酸素による再結合反応が進まな くなることから、PARの性能が低下していることが分かる。また、N4 /2の試験ケースで酸素が十分にあると想定して基本性能評価式を用い て水素処理容量を算出した場合、N6/22及びN13/7の試験結果と相違な いことからも、低酸素環境下ではPARの性能が低下するといえる。

東海第二発電所の場合,水素発生量に比べて十分な酸素量を有してい ることを確認しており,酸素濃度による影響はない。

試験ケース	温度	圧力	初期水素濃度	初期酸素濃度
N4/2	30°C	1.3 bar	8 vo1%	3.8 vol%
N6/22	30°C	1.3 bar	4 vol%	20.1 vol%
N13/7	30°C	1.3 bar	5 vol%	20 vol%

第4表 試験条件(酸素濃度による影響)



第9回 試験結果(酸素濃度による影響)
(3) スケールファクターの妥当性

触媒カートリッジ88枚相当の試験体(1/1スケール)を用いたBattelle MC試験結果に基づき基本性能評価式が設定され、その後、触媒カートリッ ジの寸法及び設置間隔を保ったままカートリッジ枚数が44枚(1/2スケー ル)、22枚(1/4スケール)、11枚(1/8スケール)である小型化された PARが開発された。

これらの小型PARは、単位流路面積当たりの触媒カートリッジ表面積 が同一となるよう、ハウジングの開口面積の比も1/2、1/4、1/8として いることから、水素処理容量がカートリッジ枚数に比例するものとして、 スケールファクターが設定されている。また、試験等のために触媒カート リッジの高さ以外の寸法を変更している場合でも、触媒カートリッジの設 置間隔を同じにすることで、同様にスケールファクターはハウジングの開 口面積の比で整理できる。基本性能評価式(式⑦)にこのスケールファク ターを乗じたものが小型PARの基本性能となる。

KALI試験では、小型PARよりも更に流路面積の小さい試験体で性能が 確認されている。試験結果とスケールファクターを考慮した基本性能評価 式との比較を第9図に示す。図中の点線は、基本性能評価式を用いて試験条 件及び水素濃度から算出し、スケールファクター(1/40)を考慮したもの である。実機において使用される水素濃度の範囲において、試験結果と基 本性能評価式(点線)はよく合っており、スケールファクターが妥当であ ることを示している。

Battelle MC試験, KALI試験及び東海第二発電所で使用するPARの仕様の比較を第5表に示す。触媒カートリッジ部やチムニ部のハウジングの高さは同じで、違いは触媒カートリッジ枚数又はハウジング開口面積であることから、スケールファクターとしては0.025~1の範囲であれば適用可能と

考える。東海第二発電所で使用するPARは1/4スケールでこの範囲内に あることから,スケールファクター及び基本性能評価式は適用可能である。

第10図 KALI試験結果と基本性能評価式との比較

	Battelle MC試験	KALI試験	東海第二
PARモデル PAR-88		試験用PAR	PAR-22
触媒カートリッジ枚数	88枚	5枚(縮小)	22枚
ハウジング開口面積	7568cm ²	190cm ²	1892cm²
スケールファクター	-1	0. 025	0. 25
延長チムニの有無	なし (標準チムニ)	なし (標準チム ニ)	なし (標準チムニ)

第5表 PARの仕様比較

69

(4) PARの反応開始遅れの影響

PARの結合反応の開始水素濃度について,NRC(米国原子力規制委員会) の委託によりSandia国立研究所(SNL)にて実施されたSNL試験にて確認さ れている。第6表に試験条件及び反応開始水素濃度を示す。雰囲気条件の違 いに関わらず,水素濃度1vo1%未満でPARによる結合反応を開始してい る。

GOTHICによる原子炉建屋原子炉棟の水素濃度解析においては,P ARによる反応開始水素濃度を1.5vo1%に設定しており,PARの起動に 対して余裕を持たせている。解析結果においても,原子炉建屋原子炉棟の 水素濃度を可燃限界未満に抑制していることから,PARの反応開始遅れ の影響はないと考える。

試験番号	圧力 (bar)	温度 (℃)	水蒸気濃度 (%)	酸素濃度 (%)	反応開始水 素濃度 (mo1%)
PAR-1	2	22	0	21	0.3
PAR-2	2	22	0	21	0.15
PAR-3	2	102	52	10	0.4

第6表 SNL試験の試験条件及び反応開始水素濃度

(5) PARの最高使用温度

東海第二発電所で設置するPARハウジング部の最高使用温度は、TH AI試験の結果に基づき設定している。THAI試験は、OECD/NEAのTHAI PROJECTにて、各メーカのPARの性能確認のため実施された試験である。 試験装置及び試験体の概要を第10図に示す。

第11図に示すとおり、THAI試験ではPAR各部の温度を測定しており、PARの最高使用温度を設定するうえでは、PAR内部を通過するガス温度のうち、触媒の反応熱が加味される触媒通過後の排気温度を考慮する。

試験では,注入口から水素を供給して試験装置内の水素濃度を上昇させ た後,水素供給を停止して試験装置内の水素濃度を低下させ,PAR各部 の温度の時間変化を確認している。第13図はPAR入口水素濃度と各部温 度の時間変化を示したもので,第14図は各部の温度履歴をPAR入口水素 濃度に対して図示したものである。

試験開始から115~130分の水素濃度が一定の時は,発熱量は変わらず温 度は変化しない。水素濃度上昇時は反応熱が増加するが,各部の熱容量等 の影響により温度上昇は遅れ,水素濃度低下時は反応熱が低下するが,各 部の放熱速度等の影響により温度低下は遅れる傾向にある。

図13及び図14より、ガス温度の中でも高い温度で推移している測定点 (359 KTF gas2)でも、水素濃度4vo1%の温度は水素濃度低下時において も300℃を下回っていることが分かる。

したがって,東海第二発電所に設置するPARの最高使用温度を300℃と することは妥当と考えられる。

71



第11図 試験装置及び試験体の概要

第12図 試験体の温度計測点

第13図 温度及びPAR入口水素濃度の時間変化



第14図 温度及びPAR入口水素濃度の関係

(6) チムニの影響について

水素低減性能試験において, PARにチムニ(煙突)を取り付けることによ り,水素低減性能が大きくなることが確認されている。煙突が取り付けられ ていない場合,高さ500mmの煙突が取り付けられた場合,高さ1000mmの煙突が 取り付けられた場合の水素低減性能の係数について,製造メーカ社内の試験 プログラムの中で確認されており,煙突が取り付けられていない場合と比較 して高さ500mmの煙突が取り付けられた場合は1.15程度,高さ1000mmの煙突が 取り付けられた場合は1.25程度という数字が報告されている。

東海第二発電所に設置するPARの水素処理容量は,第5表に示すとおり, 延長チムニなしと同じ条件であると設定している。このため,チムニの影響 がないことを確認している。

参考文献一覧

- 1 Experimentelle Untersuchungen zum Verhalten des von NIS entwickelten Katalysator-Modellmoduls im 1:1 Masstab bei versuchiedenen Systemzustaenden im Model-Containment, Battele-Europe (1991)
- 2 Generic tests of Passive autocatalytic Recombiners(PARs) for combustible Gas Control in Nuclear Power Plants Vol.1 Program Description, EPRI (1997)
- 3 Generic tests of Passive autocatalytic Recombiners(PARs) for combustible Gas Control in Nuclear Power Plants Vol. 2 Program Description, EPRI (1997)
- 4 Depletion Rate of NIS PAR Module, NIS (1999)
- 5 K. Fischer, "Qualification of a Passive Catalytic Module for Hydrogen Mitigation", Nuclear Technology vol. 112, (1995)
- 6 OECD-NEA THAI Project Quick Look Report Hydrogen Recombiner Tests HR-14 to HR-16 October 2009

反応阻害物質ファクターについて

炉心損傷を伴う重大事故時において,格納容器内によう化セシウム等の粒子 状放射性物質,ガス状よう素,蒸気等が発生する。これらが原子炉建屋原子炉 棟6階へ漏えいした場合,PARの性能に影響を与える可能性があるため,影響 評価を行う必要がある。

粒子状放射性物質については,沈着や格納容器スプレイにより除去されるこ とから,原子炉建屋原子炉棟6階への漏えい量は十分小さく,影響はないと考え られる。また,別紙1に示したように,蒸気環境下による性能への影響ないと考 えられる。

したがって、影響因子としてはガス状よう素を対象とし、以下のとおりPA Rの性能への影響を評価する。

(1) ガス状よう素による影響

事故時に炉内に内蔵されるよう素元素量は約18.1kgであり,NUREG-1465 に基づき,格納容器内へのよう素の放出割合を61%,Regulatory Guide 1.195に基づき,無機よう素生成割合を91%,有機よう素生成割合を4%と する。また,格納容器内の自然沈着による除去効果については,CSEでの実 験結果に基づき,事象発生後2時間までは除去効果を考慮せず,2時間以降 はDF200を考慮する。

このとき,格納容器の漏えい率を一律10%/d,原子炉建屋原子炉棟6階 へ全量漏えいすると仮定した場合ガス状よう素は約11mg/m³となる。

よう素による影響を確認するために行われたBattelle MC試験の試験条件を第1表に,試験結果を第1図に示す。試験は,蒸気環境下において空間

に対するよう素割合約300mg/m³で実施しており約25%性能低下している ことが確認されている。

試験条件と比べて東海第二発電所で想定されるガス状よう素濃度は十分 に小さく,影響は小さいと考えるが,よう素環境下でのPARの性能低下 を考慮し,反応阻害物質ファクターとして「0.5」を設定する。

なお、反応阻害はよう素が触媒に付着することで起こるものであり、ス ケールファクターが変わっても、PAR内部の流速は一律であり、付着す るよう素の割合は変わらないため、ガス状よう素による影響評価にスケー ルファクターを考慮する必要はない。

第1表 試験条件(よう素の影響)

温度	圧力	初期水素濃度	蒸気濃度	よう素濃度
120°C	2 bar	4 vol%	50∼70 vol%	300 mg∕m³

第1図 試験結果(よう素の影響)

本試験は,第1表に示す条件でよう素による触媒性能低下の影響を確認し ているが,本試験結果が実機条件に適用できるかを確認するために,本試 験結果における水蒸気濃度,温度,圧力の影響について示す。

触媒の被毒は,強力な化学吸着による触媒反応の阻害によって発生する。 したがって,よう素による被毒は,よう素によるパラジウム原子の物理的 な閉塞により発生する(第2図参照)。水蒸気濃度と圧力はパラジウム表面 に結合しているよう素の状態を変えることができないため,基本的には水 蒸気濃度と圧力は,よう素による被毒効果に与える影響は無いと考えられ る。なお,水蒸気については,触媒に被膜ができること等による物理的な 触媒性能低下の影響が考えられるが,それについては「別紙1(2)① 蒸気 環境下での影響」のとおり,有意な影響はないことを確認している。さら に,触媒粒には疎水コーティングが施されていることから,水蒸気による 性能低下を防ぐ設計考慮がなされている。

また、本試験条件は、東海第二発電所の事故時に想定される環境と比較 し、よう素濃度、水蒸気濃度は保守的な条件となっている。これらを踏ま え、本試験結果における水蒸気濃度、圧力が与える大きな影響はない。



第2図 パラジウムへのよう素の結合の概略図

一方,温度については,触媒周りの温度が200℃付近の高温になると,吸 着されたパラジウムとよう素が分離し,パラジウムは触媒機能を回復する 知見が既往研究より確認されている(第3図参照)。これは温度が上がったこ とにより化学結合状態が壊れてパラジウムとよう素が分離する状況になっ たことによるものと考えられる。



第3図 再結合効果と温度の関係

PARは再結合反応を始めると,触媒温度が上昇し触媒自体は200℃を超 える高温状態になる。NIS社製PAR触媒は,粒型の触媒粒をカートリッジ に敷き詰めた構造になっており,被毒物質に全ての触媒が覆われることを 防ぐことが設計上配慮されている。よって,被毒されていない部分は再結 合反応が始まり,それに伴い触媒粒の温度が上昇することで,被毒された 部分の吸着されたパラジウムとよう素が分離することで触媒機能が回復す る傾向になると考えられる。すなわち,よう素による被毒は再結合反応開 始時に影響するものであるが,反応が開始すると,触媒温度上昇が支配的 となり,試験条件としての温度は,影響を無視できるものと考えられる。 よって,本試験結果で示す触媒性能低下評価において,温度条件は大きな 影響を与えるものではない。

1 Effects of inhibitors and poisons on the Performance of Passive Autocatalytic Recombiner (PARs) for Combustible gas control in ALWRs, EPRI (1997)

PAR動作監視装置について

(1) 目的

PARは,原子炉建屋原子炉棟6階内の水素濃度上昇に伴い自動的に作動 する装置であり、電源や運転員による操作が不要な装置である。

PARは、触媒における再結合反応により水素を除去する装置であるの で、水素濃度の上昇に伴って装置の入口側と出口側の温度差が上昇する(第 1図、第2図参照)ことから、PARに温度計を設置することにより、水素 処理の状況を把握することができ、PARによる水素処理が行われている ことを確認することが出来れば、事故対処時の有効な情報となると考えら れる。

このことから,原子炉建屋原子炉棟内に設置されているPAR(2基)に 熱電対を入口側と出口側に取付け,中央制御室にてPARの温度を確認出 来るようにし,重大事故等対処時の監視情報の充実を図る。



第2図 PAR温度と水素濃度の関係

(2) 設備概要

PAR2基に対し、入口側及び出口側に熱電対を取り付け、事故時のPA Rの測定温度を中央制御室にて監視できるようにする。

熱電対の設置位置は, PAR入口及び出口近傍に熱電対シースを取り付け, ガス温度を測定できるようにする。

実験結果(第2図)において,触媒部での水素再結合反応に伴い,水素濃 度1.0vol%程度でPAR入口と出口のガス温度差は約40K,水素濃度4vol% 程度でPAR入口と出口のガス温度差は約170Kになっており,PARの入 口側と出口側の温度差が明確であることから,PAR動作を把握できる。 また,当該試験結果よりムTと水素濃度の関係は直線で近似でき,温度差を 計測することにより原子炉建屋水素濃度を推定することが可能である。試 験結果のばらつき等を考慮し,保守的に温度差が100K未満であれば水素濃 度は4%未満と判断可能である。



第3図 PARへの熱電対取付位置概要図

PARへの熱電対取付位置は, サポートとの干渉を考慮したPAR筐体 付近への取り付け性, 固定性, 保守性等を考慮してPAR入口側及び出口 側のガス温度が測れる位置とする。(第3図参照)

熱電対シースは φ 3.2mmであり、 PARへの流路影響の観点から水素除 去性能へ影響を及ぼすものではない。

測定温度は、中央制御室及び緊急時対策所に指示及び記録される。(第 4図参照)

第1表 PAR動作監視装置の主要仕様

名称	種類	計測範囲	個数	取付箇所
PAR 動作監視装置	熱電対	0∼300°C	4**	原子炉建屋原子炉 棟6階

※:2基のPARに対して、出入口に1個設置



第4図 PAR動作監視装置の概略構成図

(3) PAR動作監視装置の設置場所

PARは水素を処理する際の熱でガス温度が上昇するため, PAR装置 で上昇気流が発生する。したがって, 原子炉建屋原子炉棟6階の水素ガス が自然対流を起こし拡散されることから, 原子炉建屋原子炉棟6階の両壁 面に配置したPAR全体に水素ガスが行き渡り,一様に触媒反応を起こし て温度が上昇すると想定している。

以上を考慮して、PARの動作監視装置の設置場所は、位置的分散を考 慮して、原子炉建屋原子炉棟6階の両壁面に配置したそれぞれ1台のPA Rに設置する。(第5図参照)



第5図 PAR動作監視装置の概略構成図

参考文献一覧

1 Thomas K. Blanchat, Asimios C. Malliakos, "TESTING A PASSIVE AUTOCATALYTIC RECOMBINER IN SURTESY TEST", Nuclear Technology Vol. 129 March 2000

別紙 4

PAR周辺機器に対する悪影響防止について

PARは水素処理が始まると触媒温度が上昇するため、PARの温度上昇 が周辺機器に影響を与えないための設置方針を以下に示す。

・PAR周囲(排気ロ方面を除く)に,熱影響により安全機能を損なう 設備がないことを,熱影響評価結果を踏まえて確認する。

・ PAR 排気口方面には、高温ガスが流れることから、付近に安全機能 を損なう設備がないことを確認する。

以上の方針から,原子炉建屋原子炉棟6階に設置する重大事故等対処設備に ついてはPARによる熱的な悪影響がないことを確認する方針としている。 水素濃度監視設備については,原子炉建屋原子炉棟6階天井付近に設置するこ とで,PAR設置位置から10m以上離す設計とするため,PARの温度上昇に よる水素濃度監視機能への悪影響は生じない。

局所エリアの漏えいガスの滞留

1. 評価方法

第1表に示す格納容器からの水素漏えいが想定される局所エリアにおいて, 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)及び有効性評価シナ リオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)の水素濃度がそれぞれ可燃限界未満 であることを確認する。

階数	漏えい箇所	エリア名称	空間容積(m ³)	
	ドライウェル機器ハッチ	ドライウェル機器ハ ッチ及び CPD 拠出の	40.1	
2 階	CRD 搬出ハッチ	ッチのある部屋	42.1	
	所員用エアロック	所員用エアロックの ある部屋	23.4	
地下1階	サプレッション・チェンバ アクセスハッチ	サプレッション・チ ェンバアクセスハッ チのある部屋	1557.7	

第1表 局所エリア

- 2. 解析条件
 - (1) 解析モデル

解析モデルを第1図に示す。漏えい箇所及び隣接するエリアでの水素濃 度を確認するため、解析モデルは、小部屋とその隣接エリアをそれぞれ1 ノードでモデル化し、流入境界条件を設けて格納容器からの漏えいを与え る。また、圧力境界条件を設けて外部への流出をモデル化する。

エリア内は断熱とし、構造物のヒートシンク,壁を介した隣接エリアの 伝熱はモデル化しない。伝熱による蒸気の凝縮だけ水素濃度が高くなると 考えられることから,保守的に評価するため,蒸気の100%凝縮を仮定した 漏えい条件を想定する。



第1図 2ノードモデル

(2) 解析条件

2ノードモデルにおける解析条件を第2表に示す。

第2表 2ノードモデル解析条件

No	項目	解析条件	備考
1	原子炉建屋原子炉棟の 条件 (1) 圧力(初期条件) (2) 温度(初期条件) (3) 組成(初期条件) (4) 空間容積(固定)	101.325kPa 40℃ 相対湿度 100%の空気 第 1 表参照	大気圧 想定される高めの温度として設定 同上
2	 圧力境界条件 (外部への漏えい) (1)圧力(固定) (2)温度(固定) (3)酸素濃度(固定) (4)窒素濃度(固定) 	101. 325kPa 40°C 21% 79%	大気圧 想定される高めの温度として設定 乾燥空気の組成 同上
3	流出条件 (外部への漏えい) (1)流出条件	圧力損失なし	

各小部屋の漏えい量は,全漏えい量を各漏えい箇所の周長割合で分配して計算する。漏えいの分配条件は第2.1.4.1-4表と同様である。

(3) 漏えい条件

有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)及び有効性評価 シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)における漏えい条件を第3表 及び第4表に示す。

第3表 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)

百日	ドライ	ウェル	サプレッション・チェンバ		
項目	$0\sim\!30\mathrm{h}$	$30h\sim$	$0\sim\!30h$	$30h\sim$	
圧力(kPa[gage])	620 (2Pd)		620 (2Pd)		
温度(℃) (上:格納容器内, 下:建屋への漏えい時)	200 100	流入なし	200 100	流入なし	
水素濃度 [vo1%]	100		100		
水蒸気濃度[vo1%]	0		0		
格納容器漏えい率[%/day]	0.33		0.42		
備考	6 階, 2 階の	D漏えい条件	地下1	階の漏えい条件	

における漏えい条件

	D/W					W∕W			
項目	$0\sim$	$18 \sim$	$96\sim$	$120\sim$	$0\sim$	$18 \sim$	$36\sim$	$96\sim$	$120 \sim$
	18h	96h	120h	168h	18h	36h	96h	120h	168h
圧力[kPa[gage]]	620 372 (2Pd) (1. 2Pd)		248 (0.8P d)	620 (2Pd)	0 372 d) (1. 2Pd)			248 (0.8Pd)	
温度[℃] (上:格納容器内, 下:建屋への漏え い時)	200 100			171 100	200 100				171 100
水素濃度[%]		10	0		100				
水蒸気濃度[%]		0			0				
格納容器漏えい率 [%/day]	0.315 0.252 0.3		0.25	0. 435 0. 348 0. 1			0.17		
備考	6 階, 2 階の漏えい条件				地下18	皆の漏え	えい条件	:	

における漏えい条件

3. 解析結果

各ケースの168h までの水素濃度最大値を第5表に示す。また,水素濃度の 時間変化を第2図から第7図に示す。

ケース	格納容器漏え		水素濃度最	大値[%]
No	い条件	評価対象とする小部屋	評価対象とする 小部屋	隣接エリア
1	有効性評価シ	ドライウェル機器ハッチ及び CRD 搬 出ハッチのある部屋 有効性評価シ (原子炉建屋原子炉棟 2 階西側)		0.52
2	ナリオ包絡条 件 (格納容器 ベント使用	所員用エアロックのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟2階東側)	0.53	0.20
3	時)	 時) サプレッション・チェンバアクセスハッチのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟地下1階西側) 		0.91
4	右効性証価シ	ドライウェル機器ハッチ及び CRD 搬 出ハッチのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟2階西側)	2.22	1.53
5	 オリオ包絡条 件(代替循環 冷却系使用 	ナリオ包絡条 所員用エアロックのある部屋 件(代替循環 (原子炉建屋原子炉棟2階東側)		0.58
6	時)	サプレッション・チェンバアクセスハ ッチのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟地下1階西側)	1.83	1.83

第5表 解析結果



第2図 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)における 水素挙動(ドライウェル機器ハッチ及び CRD 搬出ハッチのある部屋)



第3図 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)における 水素挙動(所員用エアロックのある部屋)



第4図 有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)における 水素挙動(サプレッション・チェンバアクセスハッチのある部屋)



第5図 有効性評価シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)における 水素挙動(ドライウェル機器ハッチ及び CRD 搬出ハッチのある部屋)



第6図 有効性評価シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)における 水素挙動(所員用エアロックのある部屋)



第7図 有効性評価シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)における 水素挙動(サプレッション・チェンバアクセスハッチのある部屋)

解析の結果から、有効性評価シナリオ包絡条件(格納容器ベント使用時)で は、対象小部屋の水素濃度は格納容器からの漏えいにより上昇するが、ベント を想定した 30h で最大となる。その後は、水素濃度が低下すると同時に隣接エ リアと水素濃度が均一化することから、可燃限界に到達することはない。

有効性評価シナリオ包絡条件(代替循環冷却系使用時)に期待するシナリオでは,対象小部屋の水素濃度は全体的には上昇傾向となり,168h時点で最も高くなるものの,可燃限界未満となる結果となった。

2ノードの解析において、小部屋と隣接エリアについては、それぞれ同等の レートで上昇し続けるものの、2.1.4.2で示したケース1及び3において、建 屋全体の水素濃度が均一化されていることから、小部屋に漏えいした水素は隣 接エリアを介して原子炉建屋原子炉棟6階に流入するものと考えられる。この ことから小部屋に設置している水素濃度計は漏えいの早期発見に使用し、格納 容器ベント基準に用いる水素濃度計は、原子炉建屋原子炉棟6階天井付近に設 置している原子炉建屋水素濃度計とする。

格納容器頂部注水系について

格納容器頂部注水系は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納 容器頂部を冷却することで格納容器外への水素漏えいを抑制し、原子炉建屋 原子炉棟の水素爆発を防止する機能を有するものであり、自主対策設備とし て設置する。格納容器頂部は第1図、第2図に示すように、原子炉ウェルに水 を注水することで、格納容器トップヘッドフランジを外側から冷却すること ができる。格納容器トップヘッドフランジは事故時の過温・過圧状態に伴う フランジ開ロで、シール材が追従できない程の劣化があると、閉じ込め機能 を喪失する。このシール材は、以前はシリコンゴムを採用していたが、格納 容器閉じ込め機能の強化のために耐熱性、耐蒸気性、耐放射線性に優れた改 良EPDM製シール材に変更し閉じ込め機能強化を図っている。改良EPDM製シー ル材は200℃蒸気が7日間継続しても閉じ込め機能が確保できることを確認し ているが、シール材の温度が低くなると、熱劣化要因が低下し、閉じ込め機 能もより健全となり、原子炉建屋原子炉棟への水素漏えいを抑制できる。

このことから,設置許可基準規則第53条(原子炉建屋水素爆発防止)に対す る自主対策設備として,重大事故時に原子炉ウェルに注水し,格納容器外側 からトップヘッドフランジシール材を冷却し水素漏えいを抑制することを目 的として,原子炉格納容器頂部注水系を設置する。







第2図 格納容器頂部注水系 (可搬型)

(1) 格納容器頂部注水系の設計方針について

格納容器頂部注水系(常設及び可搬型)は,原子炉ウェルに水を注水し, トップヘッドフランジシール材を格納容器外部から冷却することを目的と した系統である。

格納容器頂部注水系(常設)は、常設低圧代替注水ポンプ等で構成してお り、炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替淡水貯槽の水を原子 炉ウェルに注水し格納容器頂部を冷却することで、格納容器頂部からの水 素漏えいを抑制する設計とする。

また,格納容器頂部注水系(可搬型)は,可搬型代替注水大型ポンプ及び 接続口等で構成しており,炉心の著しい損傷が発生した場合において,代 替淡水源の水,若しくは海水を原子炉ウェルに注水し格納容器頂部を冷却 することで,格納容器頂部からの水素漏えいを抑制する設計とする。

第1表 格納容器頂部注水系主要仕様

	常設低圧代替注水ポンプ	可搬型代替注水大型ポンプ
台数	1	1
容量	約200 m ³ /h	約1,440 m ³ /h (吐出圧力1.4MPaにおいて)

(2) 格納容器頂部注水系の効果について

重大事故時における格納容器過温・過圧事象において、トップヘッドフ ランジの閉じ込め機能を強化するために格納容器限界温度(200℃)が7日間 継続したとしても健全性が確認できる改良EPDM製シール材を取り付ける。

これにより、トップヘッドフランジからの水素ガス漏えいポテンシャル は低減しているが、格納容器頂部注水により原子炉ウェルに常温の水を注 水することで冷却効果が得られるため、水素ガスの漏えいを更に抑制する ことが可能である。よって,格納容器頂部注水系は,原子炉建屋原子炉棟の水素爆発防止対策の1つとして効果的である。

(3) 格納容器頂部注水系による格納容器への影響について

格納容器頂部注水系は,格納容器温度が200℃のような過温状態で常温の 水を原子炉ウェルに注水することから,格納容器トップへッドフランジ部 を急冷することにより格納容器閉じ込め機能に影響が無いかについて評価 を行った。

(評価方法)

格納容器過温時に原子炉ウェルに注水することで,低温の水が格納容器 トップヘッドフランジに与える熱的影響を評価する。格納容器への影響と しては鋼材部の熱影響が考えられるため,影響する可能性がある部位とし てはトップヘッドフランジ及びトップヘッドフランジ締付ボルトが挙げら れる。このうち,体積が小さい方が水により温度影響を受けるため,評価 対象としてトップヘッドフランジボルトを選定し,トップヘッドフランジ 締付ボルトの急冷による熱的影響を評価する。

(評価結果)

格納容器頂部注水によるトップヘッドフランジ締付ボルト冷却時の発生 応力について第2表に示す。評価結果から、ボルトが200℃から20℃まで急 冷された場合でも、応力値は降伏応力を下回っておりボルトが破損するこ とはない。

101

項目	記号	単位	値	備考
材料			SNCM439	トップヘッドフランジ締付
				ボルトの材料
ヤング率	Е	MPa	204000	
熱膨張率	α	1/K	1.27E-05	
温度差	Δ T	К	180	水温20℃とし,格納容器温
				度200℃時の温度差
ひずみ	٤		2.29E-03	$\varepsilon = \alpha \cdot \Delta T$
応力	σ	MPa	466	$\sigma = \mathbf{E} \cdot \boldsymbol{\alpha} \cdot \boldsymbol{\Delta} \mathbf{T}$
設計降伏点	Sy	MPa	754	SNCM439(200°C)
設計引張応力	Su	MPa	865	SNCM439(200℃)

第2表 トップヘッドフランジ締付ボルトの熱収縮による応力評価結果

(まとめ)

上記の結果から,格納容器頂部注水による急冷により格納容器閉じ込め 機能に悪影響を与えることはない。また,低炭素鋼の延性一脆性遷移温度 は一般的に約-10℃以下であり,水温はこの温度領域以上であるので脆性 の影響もないと考えられる。

(4) 格納容器頂部注水系の監視方法について

格納容器頂部注水系の使用時における監視は,可搬型代替注水ポンプ付 属の流量計と,D/Wヘッド雰囲気温度計により行う。可搬型代替注水ポンプ で注水する際に流量計で累積注水流量を確認することで,原子炉ウェル内 に注水した水量から原子炉ウェル水位を想定すると同時に,D/Wヘッド雰囲 気温度計の指示により格納容器トップヘッドフランジが冷却されているこ とを確認し,格納容器頂部注水系の効果を監視する。
別紙7

格納容器頂部注水系の効果を考慮した水素挙動について

格納容器頂部注水系は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容 器頂部を冷却することで格納容器外への水素漏えいを抑制し、原子炉建屋原子 炉棟の水素爆発を防止する機能を有している。

格納容器頂部注水系の効果によって,格納容器主フランジからの漏えいが無 くなり,原子炉建屋原子炉棟6階に直接水素が漏えいしなくなった場合の建屋 挙動を確認するため,漏えい箇所を下層階のみとしたケースの評価を実施した。 漏えい箇所以外の条件は第2.1.4.2-1表のケース1と同様である。第1図に解 析結果を示す。



(漏えい箇所:下層階のみ)

下層階のみから水素が漏えいした場合においても, FRVS/SGTSによ る混合効果によって, 各エリアの水素濃度が均一化され, 可燃限界を大きく下 回る結果となった。

また,格納容器頂部に注水した水が沸騰することで,原子炉建屋原子炉棟6 階に水蒸気が追加で発生及び滞留し,原子炉建屋原子炉棟6階への水素流入を 阻害する恐れがあるため,影響を評価した。

影響評価のため、FRVS/SGTSの稼働,停止による混合効果を確認する。FRVS/SGTS稼働する場合の解析結果は、第2.1.4.2-1表のケース1と同様である。また、FRVS/SGTSが稼働しない場合の解析結果を第2図で示す。



第2図 水素濃度の時間変化(原子炉建屋原子炉棟全域) (ケース1のFRVS/SGTSが停止している場合)

第2.1.4.2-1 図に示すケース1のFRVS/SGTS稼働時において,各エ リアの水素濃度は均等に上昇していることが確認されるが,第2図のFRVS /SGTS停止時では,各エリア水素濃度の均一化に時間を要している。よっ て,FRVS/SGTSの稼働による原子炉建屋原子炉棟内の混合効果は大き く,原子炉建屋原子炉棟6階で発生した水蒸気によって,水素の流入が阻害さ れることはない。 小漏えい時の原子炉建屋原子炉棟6階における水素挙動

格納容器から原子炉建屋原子炉棟へ漏えいする水素が少ない場合において, 水素が成層化しないことを解析により確認する。

格納容器ベントまでの漏えい率を,格納容器漏えい率を設計漏えい率相当で ある 0.5%/day とした。格納容器漏えい率以外の評価条件は,第2.1.4.2-1表 のケース 2 と同様である。水素濃度の解析結果を第1図に示す。



第1図 小漏えい時の原子炉建屋原子炉棟6階水素挙動(サブボリューム)

PAR起動前においてもサブボリュームごとの水素濃度の差はほとんどなく, 漏えい量を小さくした場合でも成層化は起こらないことを確認した。

原子炉建屋水素濃度の適用性について

原子炉建屋水素濃度は、炉心の著しい損傷が発生した場合に、原子炉建屋原 子炉棟内に発生する水素を監視する目的で、水素濃度が変動する可能性のある 範囲で測定できる設計としている。

1. 計測範囲の考え方

炉心損傷時に格納容器内に発生する水素が原子炉建屋原子炉棟に漏え いした場合に、PARによる水素濃度低減(可燃性限界である 4vo1%未 満)をトレンドとして連続監視出来ることが主な役割であることから, これを計測可能な以下の範囲とする。

- ・原子炉建屋水素濃度(6階):0~10vol%
- ・原子炉建屋水素濃度(2階,地下1階):0~20vol%
- 2. 水素濃度計の測定原理

①原子炉建屋水素濃度(6階)

原子炉建屋原子炉棟6階に設置する水素濃度は,触媒式の検出器を用いる。

触媒式の水素検出器は、検知素子と補償素子が第1図のようにホイー ストンブリッジ回路に組み込まれている。検知素子は触媒活性材でコー ティングされており、水素が検知素子に触れると触媒反応により空気中 の酸素と結合し、発熱して検知素子温度が上昇する。検知素子温度が上 昇することにより、検知素子の抵抗値が変化するとブリッジ回路の平衡 がくずれ、信号出力が得られる。水素と酸素の結合による発熱量は水素 濃度に比例するため、検知素子の温度変化による抵抗値変化を水素濃度 として測定できる。

また,水素による検知素子の温度上昇と環境温度の上昇を区別するため,素子表面に触媒層を有さない補償素子により環境温度の変化による 検知素子の抵抗値変化は相殺される。



第1図 原子炉建屋水素濃度(6階)検出回路の概要図

②原子炉建屋水素濃度(2階,地下1階)

原子炉建屋原子炉棟2階,地下1階に設置する水素濃度は,水素濃度熱 伝導式のものを用いる。

熱伝導式水素検出器は、検知素子と補償素子が第2図のようにホイート ストンブリッジ回路に組み込まれている。検知素子側は、原子炉建屋内雰 囲気ガスが触れるようになっており、補償素子側は基準となる標準空気が 密閉され、測定ガスは直接接触しない構造になっている。このため、水素 が検知素子に接触することで、補償素子と接触している基準となる標準空 気との熱伝導度の違いから温度差が生じ,抵抗値が変化し,ブリッジ回路 の平衡がくずれ,信号出力が得られる。検知素子に接触するガスの熱伝導 度は水素濃度に比例するため、検知素子の温度変化による抵抗値変化を水 素濃度として測定できる。

また,補償素子の標準空気容器の外側には測定ガスが同様に流れ,温度 補償は考慮された構造となっている。

熱伝導式水素検出器は、標準空気に対する測定ガスの熱伝導率の差が大 きいことを利用しているものである。水素の熱伝導率は、約0.18W/(m・ k)at27℃である一方、酸素、窒素は、約0.02W/(m・k) at27℃と水素より1 桁小さく、これらのガス成分の変動があっても水素濃度測に対する大きな 誤差にはならない。



第2図 原子炉建屋水素濃度(2階,地下1階)検出回路の概要図

3. 原子炉建屋水素濃度検出器の耐環境性について

水素濃度検出器の耐環境仕様は各設置場所で想定される温度,湿度及 び放射線量の環境を有している。第1表に想定される環境と水素濃度の 耐環境仕様を示す。

第1表 水素濃度検出器の設置場所の想定環境及び耐環境仕様

	項目	想定環境*	検出器の 耐環境仕様
原子炉建屋原子炉 棟6階水素濃度	温 度 湿 度 積算放射線量	65.6℃ 100%RH 1.8kGy(7 日間)	
原子炉建屋原子炉 棟2階,地下1階 水素濃度	温 度 湿 度 積算放射線量	65.6℃ 100%RH 1.8kGy(7 日間)	

※想定環境は、詳細評価により今後見直す可能性がある。

PARの性能維持管理について

設置段階及び供用開始以降のPARの性能を維持するため、以下のような検 査及び点検を行う。

(1) PARの性能確保の考え方

PARの性能評価式は、PAR内部を通過する水素量(流量)と触媒に よる再結合効率(触媒反応)の関係から導出されたものであり、流量及び 触媒反応に影響を与える各パラメータについて、検査又は点検時に確認す ることでPARの性能を確保できると考える。第1表にPARの性能確保に 必要となるパラメータとその確認項目を示す。

性能因子	影響因子	確認項目
流量	水素濃度	対象外 (雰囲気条件)
	压力,温度	対象外 (雰囲気条件)
	PARハウジング部の幾何学的構造	
	・ハウジング構造	・外観, 寸法及び材料確認
触媒反応	触媒カートリッジの幾何学的配置	
	・触媒カートリッジの枚数	·外観,員数確認
	・触媒カートリッジ寸法	· 寸法確認
	触媒の品質管理	・製作時の仕様確認
	触媒の性能	
	・触媒の健全性	・機能確認
	・触媒の欠落	・外観確認
	・触媒の汚れ	

第1表 PARの性能確保に必要な確認項目

(2) 検査及び点検内容

(1)の考え方を踏まえ,以下に示す検査及び点検を実施することで,PA Rの性能を確保する。設置段階における検査内容を第2表に,供用開始以降 の点検内容を第3表に示す。

対象部位	分類	検査内容	
触媒	仕様確認	比表面積,直径,パラジウム含有量につい	
		て、管理値を満足することを確認する。	
	外観検査	有意な変形、傷等の有無について、目視に	
		より確認する。	
	機能検査	健全性確認として、検査装置により結合反	
		応時の温度上昇率を測定し、管理値を満足	
		することを確認する。	
触媒カートリッ	仕様確認	触媒充填量について、管理値を満足するこ	
ジ		とを確認する。	
	外観検査	有意な変形,傷等の有無について,目視に	
		より確認する。員数についても確認する。	
	寸法検査	主要な寸法について,実測により確認する。	
本体(ハウジン	外観検査	有意な変形,傷等の有無について,目視に	
グ)		より確認する。	
	寸法検査	主要な寸法について,実測により確認する。	
	材料検査	ミルシートにより確認する。	

第2表 設置段階における検査内容

第3表 供用開始以降の点検内容

対象部位	分類	検査内容	
触媒	外観点検	有意な変形、傷等の有無について、目視に	
		より確認する。	
	機能検査	健全性確認として,検査装置により結合反	
		応時の温度上昇率を測定し、管理値を満足	
		することを確認する。	
触媒カートリッ	外観検査	有意な変形、傷等の有無について、目視に	
ジ		より確認する。員数についても確認する。	
本体(ハウジン	外観検査	有意な変形、傷等の有無について、目視に	
グ)		より確認する。	

(3) 触媒の品質管理

触媒はロットごと(約150kg)にパラジウム溶液に浸し乾燥させた後に疎 ホコーティングを施す工程で製作され,その触媒の比表面積,直径及びパ ラジウム含有量について,第4表に示す管理値を満足していることを確認し ているため,ロットで製作された触媒について,大きなばらつきはないと 考える。品質管理された触媒を触媒カートリッジへ充填する際には,規定 量充填されていることを全ての触媒カートリッジに対して確認するため, 同じロットで製作された触媒が充填された触媒カートリッジの性能は同様 であると考える。

また,触媒カートリッジを試験装置にセットし,所定の水素濃度の試験 ガスを通気した際の結合反応による温度上昇率を確認することで,工場製 作時における触媒の健全性を担保することとしている。触媒の製作工程及 び所定の品質管理を行うことを踏まえると,触媒の健全性確認の抜き取り 数としては1ロット当たり触媒カートリッジ1枚を確認することで十分であ る。

114

対象	項目	管理値
触媒カートリッジ	触媒充填量	
触媒	比表面積	
	直径	
	パラジウム含有量	
	健全性	水素を含む試験ガスを通気後20
	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	分以内に10℃以上上昇又は30分
,	、	以内に20℃以上上昇

第4表 触媒製作段階における管理項目

(4) 触媒の健全性

工場製作時の品質管理の一つとして触媒の健全性確認を行うが、使用開 始前においてもPARの性能担保の観点から同様に健全性確認を実施する。 また、PARを設置する原子炉建屋原子炉棟6階の雰囲気環境は空気、室温 条件であり、化学薬剤等の触媒の活性を低下させるような要因はないこと から、触媒にとって良好な環境条件であるが、供用開始後の経年劣化の有 無を評価するため、触媒の健全性を確認する必要がある。

触媒カートリッジを試験装置にセットし,所定の水素濃度の試験ガスを 供給し,水素と酸素の結合反応による温度上昇率を測定することで、メー カ推奨の判定基準を満足していることを評価し,触媒の健全性を確認する。 工場製作時,使用開始前(現地据付時)及び供用開始以降の試験条件,判 定基準を第5表に,試験装置の概要を第1図に示す。

工場製作時においては、メーカ標準の試験条件として水素濃度3vol%の 試験ガスを通気するが、国内で実施する使用開始前、供用開始後の健全性 確認は、国内で一般的に手配可能な水素ボンベ(水素濃度:1.3vol%)を 用いて実施する。工場製作時に比べて、低い水素濃度条件で行うため、水 素処理能力が低く,温度上昇も小さい状態となるが,工場製作時と同じ判 定基準を用いるため,保守的な性能管理となる。

なお,使用開始前及び供用開始後の健全性確認試験の抜き取り数につい ては,検査要領を定める際に適切に設定する。

第5表	触媒の健全性確認試験条件

	工場製作時	使用開始前	供用開始後
試験条件	水素濃度:3vo1%	水素濃度:1.3vo1%	水素濃度:1.3vo1%
	試験流量:1500L/h	試験流量:1500L/h	試験流量:1500L/h
判定基準	10℃以上/20分	10℃以上/20分	10℃以上/20分
	又は	又は	又は
	20℃以上/30分	20℃以上/30分	20℃以上/30分



第1図 検査装置の概要図

触媒基材(アルミナ)について

NIS-PARは、触媒担体としてペレット状のアルミナを使用している。 アルミナについては、熱水環境で水酸基をもつアルミナ(ベーマイト)に変化 し、シリコン系のシール材に含まれる揮発性物質(シロキサン)とベーマイト の水酸基が化学結合することで、触媒表面にシロキサン重合物の膜を形成し、 反応を阻害する知見*が得られている。

*「事対2147-002中部電力(株)浜岡原子力発電所4・5号機気体廃棄物処理系の水素濃度上昇 に伴う原子炉手動停止(平成21年7月7日経済産業省原子力安全・保安院)」

浜岡の事象では,触媒基材の製造工程において,SCC対策として温水洗浄が実施されており,その際,アルミナの一部がベーマイト化したことが確認されている(第1図参照)。

NIS-PARは、触媒基材の製造工程において温水洗浄のプロセスがない こと、X線回折分析によりベーマイトがないことが確認されているため、ベーマ イト化による触媒の性能低下については対策済みである。また、シロキサンに よる影響は、密閉空間内でPAR触媒をシロキサン試薬に曝露し、曝露後の再 結合反応による温度上昇時間を確認することにより、水素処理性能への影響を 確認しており、有意な差はなく、シロキサンに対して、被毒による影響がない ことを確認している。

117



[出典]「事対2147-002中部電力(株)浜岡原子力発電所4・5号機気体廃棄物処理系の水素濃度上昇に 伴う原子炉手動停止(平成21年7月7日経済産業省原子力安全・保安院)」

第1図 浜岡OG系触媒の事象発生前の製造工程

原子炉建屋水素爆発防止対策

1.水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する対策の基本方針

東海第二発電所の重大事故対策を含めた深層防護の第3層及び第4層のイメ ージを第1図に示す。



第1図 重大事故対策を含めた深層防護第3層及び第4層のイメージ

東海第二発電所の重大事故時の水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止す る対策の基本方針として,まず水素の発生を防止する対策,次に格納容器から の水素漏えいを防止する対策,さらには格納容器から漏えいした水素による原 子炉建屋での水素爆発防止する対策を実施することとしている。

深層防護の第3層として,設計基準対処設備により炉心損傷を防止する。重大 事故等が発生した場合においては,深層防護の第4層として,低圧代替注水系 等により炉心の著しい損傷を防止する。また,炉心の著しい損傷が発生した場 合には,代替格納容器スプレイ冷却系,格納容器圧力逃がし装置及び格納容器 頂部注水系等により格納容器破損を防止する。なお,格納容器頂部注水系は, 格納容器頂部の温度を低下させ,格納容器頂部からの水素漏えいを抑制する。

それでもなお,格納容器内で発生した水素が原子炉建屋原子炉棟に漏えいした場合には,PARにより水素を処理することで原子炉建屋原子炉棟の水素爆 発による損傷防止を図る。

2. PARによる原子炉建屋水素爆発防止対策

炉心の著しい損傷が発生した場合において,格納容器から原子炉建屋原子炉 棟へ漏えいが想定される箇所として,格納容器主フランジ及び格納容器ハッチ 類がある。格納容器主フランジからの漏えいガスは原子炉建屋原子炉棟6階に 上昇する。格納容器ハッチ類からの漏えいガスは,隣接する通路に流出し,大 物搬入ロハッチ等の開口部を通じて,原子炉建屋原子炉棟6階に上昇する。原 子炉建屋原子炉棟6階に上昇した水素は,PARにより処理する。

3. 格納容器から想定を超える水素漏えい時の対応

格納容器破損モードのうち,事象進展が早く格納容器圧力及び温度が高く推移する「格納容器過圧・過温破損」では,原子炉建屋原子炉棟の水素濃度はP

AR起動水素濃度である 1.5vol%未満で推移し,原子炉建屋原子炉棟が水素爆発により損傷することはない。

不測の事態により,格納容器から原子炉建屋原子炉棟へ想定を超える水素漏 えいが確認された場合には、PARによる水素処理に加えて,格納容器圧力逃 がし装置によるベントを行い,大規模な格納容器破損に至ることを回避し,ま た,格納容器から原子炉建屋原子炉棟への水素漏えいを抑制し,水素爆発によ る原子炉建屋原子炉棟の損傷を防止する。

格納容器から想定を超える水素漏えい時の対応フローを第2図に示す。



※格納容器から原子炉建屋への想定を超える漏えいの認知

・格納容器からの水素漏えいを検知する手段として、水素濃度計があり、想定を超える水素漏え いの判断は、「原子炉建屋水素濃度計指示値が2%に到達した場合」とする。

第2図 格納容器からの想定を超える水素漏えい時の対応フロー

(格納容器圧力逃がし装置によるベント実施の判断フロー)

原子炉建屋原子炉棟6階大物搬入口ハッチについて

重大事故時に格納容器から漏えいした水素を原子炉建屋原子炉棟6階に導く ために,通常運転時は原子炉建屋6階大物搬入口ハッチを開状態に維持すること とする。大物搬入口ハッチカバーは2分割の折り畳み式カバーであり,電動チ ェーンブロックにより開閉する。また,電動チェーンブロックにより全開状態 で固定するとともに,開状態においてはストッパーピンを入れておくことで, 意図しない閉動作を防止する。(第1,2図参照)

なお、今後は必要に応じて固縛等を実施する。



第1図 大物搬入ロハッチの閉状態



第2図 大物搬入口ハッチの開状態

参考 2

原子炉建屋原子炉棟トップベント設備の設置について

原子炉建屋原子炉棟トップベント設備を設置し,仮に原子炉建屋原子炉 棟内の水素濃度が上昇した場合においても,原子炉建屋原子炉棟6階天井 部の水素を外部へ排出することで,水素の建屋内滞留を防止する設計とす る。

原子炉建屋原子炉棟トップベント設備としては,原子炉建屋原子炉棟屋 上に2個の弁を設置し,遠隔人力操作機構にて遠隔で操作が可能なものと する。

トップベントを開放する場合は,原子炉建屋原子炉棟外への放射性物質 の拡散を抑制するため,放水砲による原子炉建屋原子炉棟屋上への放水を 並行して実施することとする。なお,放水砲については「3.12工場等外へ の放射性物質の拡散を抑制するための設備(設置許可基準規則第55条に対 する設計方針を示す章)」で示す。



第1図 原子炉建屋原子炉棟トップベント設備 設備概要

原子炉建屋原子炉棟の水素挙動評価へのGOTHICコードの適用性

1. はじめに

原子炉建屋水素対策の有効性を評価するための熱流動解析において、米国 EPRI(Electric Power Research Institute)により開発された汎用熱流動 解析コード「GOTHIC(Generation of Thermal-Hydraulic Information for Containments)」を用いている。以下に本解析コードを用いる妥当性を示 す。

- 2. 本解析コードの特徴
 - (1) 概要

本解析コードは、気相、液体連続相、及び液体分散相(液滴)の3相について、各々、質量、運動量及びエネルギーの3保存式を解く、完全3流体(9保存式)解析コードである。

各相間の質量,運動量及びエネルギーの移動は構成式で表され,これに より,凝縮・沸騰現象や,凝縮した液体によって随伴される気相の流れ等, 複雑な混相流現象を模擬することができる。また,ファン・水素再結合器 等の機器モデルが組み込まれており,これらの機器の作動及び制御を模擬 できる。

このような基本構成により,原子炉建物内における気液混相の熱流動を 取り扱うことができる。

(2) 流体

前述のように、本解析コードは気相及び液相の熱流動を取り扱うことが できる。このうち気体については、蒸気だけでなく水素、窒素、酸素等の 様々なガスが混合した多成分ガスを取り扱うことができる。

(3) 伝熱

流体の各相間の伝熱(エネルギー移動)は,(1)で記述したように構成式 で表される。

流体と壁面等の構造体との間の伝熱は,壁面熱伝達モデルにより評価す る。壁面熱伝達モデルは,自然対流熱伝達及び強制対流熱伝達,凝縮熱伝 達等のモデルが組み込まれており,流体と構造物の間の熱伝達及び壁面近 傍の蒸気の凝縮等を考慮できる。また,構造物内部の熱伝導を考慮できる。

(4) 形状モデル

本解析コードの形状モデル例を第1図に示す。本解析コードでは、区画 を複数ボリューム(サブボリューム分割)として扱う分布定数系モデルと、 区画を1ボリュームとして扱う集中定数系モデルがあり、解析内容に応じ て適切にモデル化することが可能である。

このうち,分布定数系モデル(サブボリュームモデル)は,いわゆる直交 系の構造格子モデルであり,3次元の流体挙動が計算される。分布定数系モ デルにおいては,各サブボリュームの体積や高さ等,また,サブボリュー ム間の流路面積や水力等価直径等の形状パラメータを設定することにより, 当該部の3次元形状をモデル化することが可能である。さらに,乱流モデ ル及び分子拡散モデルが組み込まれており,乱流拡散及び分子拡散による 質量・運動量・エネルギーの移動を考慮可能である。また,壁面摩擦モデ ルや局所圧力損失モデルにより,壁面と流体との相互作用や,流路内の構 造物を通過することによる運動量・エネルギーの損失を考慮可能である。 さらに,各相間の界面を通じた質量,運動量,エネルギーの移動が考慮さ れている。各サブボリュームについて,これらのモデルを含む質量・運動 量・エネルギーの保存式を計算することにより,三次元熱流動を評価する。

集中定数系においては、各区画・各相について質量とエネルギーの保存式 が計算される。一方、集中定数系の区画間の流れはフローパスモデルで模擬 する。フローパスは、各相について1次元の運動量の保存式が計算され、壁 面摩擦モデル、局所圧力損失モデル、各相間の界面を通じた運動量の移動等 が考慮されている。

また、区画と境界条件とを接続することにより、境界との流体の流入・流 出が計算される。フローパスは1次元の流れであるが、場合によって、これ らを複数設置することにより、区画間の循環流れ等も模擬することができる。 形状モデルの例を第1図に示す。



第1図 形状モデル例

(5) 境界条件

流入境界から流入する流体の種類,流量,エネルギー等を設定できる。 また,圧力境界条件により,境界での流体の圧力等を設定できる。一方, 熱伝導体の境界においては,境界での熱流束,温度等を設定可能である。

(6) 機器モデル

ファンや水素再結合器等の機器を模擬できる。ファンモデルは、フロー パスに流入・流出する流量を制御できる。水素再結合器モデルは、当該モ デルに流入する水素と酸素の結合反応及び上記結合反応によって生じる反応発熱を制御できる。

3. 本解析コードの妥当性確認

原子炉建屋水素対策の有効性を評価するための熱流動解析に本解析コードを 用いることの妥当性を確認するため、基本的な物理現象である3次元的な流動 によるガスの流動・拡散現象、ガスの熱流動と水素ガス濃度変化への影響が大 きい水蒸気の壁面熱伝達による凝縮及び構造体内部熱伝導、PARモデルに着 目する。

(1) 3次元流動解析への適用性

原子炉建屋内では,格納容器等から漏えいしたガスが拡散し混合する。 原子炉建屋水素対策の有効性評価では,オペレーティングフロアに対して, 複数ボリューム分割できる分布定数系モデルを適用することで,水素や水 蒸気等ガスのボリューム間の拡散・混合を解析可能である。

ガスの拡散・混合に関する代表的な総合効果試験としてNUPEC試験 がある(第2図参照)。NUPEC試験は,第1表及び第3図から第5図に 示すように,25の区画に分割された試験体系において,ガス放出の有無, 放出ガスの種類(水蒸気又は水素の代替としてのヘリウム)やスプレイの有 無等を考慮した試験が行われ,雰囲気圧力・温度やガス濃度分布が測定さ れている。ここでは,水蒸気及び水素の代替としてのヘリウムの両方を放 出し,かつスプレイを想定しない点で,原子炉建物水素対策の想定条件に 近い試験ケースTestM-4-3を対象に,解析の試験データとの比較を行った。 TestM-4-3の試験条件を以下に示す。 ・初期圧力:101(kPa(abs))。

初期温度:28(℃)

・蒸気の放出条件: 0.33 (kg/s) (1,800sec で停止)

・ヘリウムの放出条件: 0.03 (kg/s) (1,800sec で停止)

・ガス放出区画:第4図参照

・スプレイ:なし

以上より,格納容器漏えいによる水素や水蒸気の放出を想定して,ガス拡 散・混合を評価する原子炉建物水素流動解析に本解析コードを適用するのは 妥当である。

第1表 NUPEC試験体系の内部区画(出典:参考文献[1]Table3-2)

ノード番号	区画
1 -	炉内計装チェイス
2	CV サンプ ポンプ室
3	一般部(下部) C
4	一般部(下部) D
5	一般部(下部) A
6	一般部(下部) B
. 7	SG 基礎部 C
8	SG 基礎部 D
	(Test M-4-3 ガス放出区画)
9	CV 冷却材 ドレンタンク
10	SG 基礎部 A
11	SG 基礎部 B
12	一般部(上部) C, D
13	一般部(上部) A, B
14	SG ループ室 C
15	SGループ室 D
16	加圧器室(下部)
17	SGループ室 A
18	SG ループ室 B
19	ギャビティ
20	SG 煙突部 C
21	SG 煙突部 D
22	加圧器室(上部)
23	SG 煙突部 A
24	SG 煙突部 B
25	ドーム部



HYDROGEN CONCENTRATION (vol. %)

第2図 水素濃度の範囲と試験スケール(出典:[1]Fig. 3-1)



第3図 NUPEC試験体系の概要(出典:[2]Fig. 17-1)



第4図 NUPEC試験体系における区画と開口部(出典:[2]Fig. 17-2)



第5図 NUPEC試験体系におけるヘリウム濃度及び圧力の計測点 (出典:[3]図 3.1.4)

第6図 NUPEC試験の解析モデル概要(出典:[2]Fig.17-3)

第7図 NUPEC試験の解析モデルにおける分布定数系によるノード分割

(出典: [2]Fig. 17-4)



第8図 格納容器圧力(出典:[2] Fig. 17-16)

.



第9図 格納容器温度(出典:[2] Fig. 17-17)



第10図 ヘリウム濃度(出典:[2] Fig. 17-19)

•

(2) 水蒸気凝縮(壁面熱伝達)への適用性

凝縮熱伝達モデルとして, DLM-FMモデル(Diffusion Layer Model with enhancement due to Film roughening and Mist generation in the boundary layer)を使用した。本モデルは,液膜の擾乱や壁面付近での液滴 発生を考慮した最適評価モデルである。

本モデルで評価した凝縮熱伝達について,個別効果試験データとの比較 を第11図に示す。また,比較する試験パラメータの範囲を以下に示す。

図に示すとおり、ほとんどの試験データに対して約20%以内で予測でき ている。想定されるパラメータ範囲は、以下に示すように試験パラメータ の範囲を概ね満たすことから、本モデルを適用するのは妥当である。 第11図 DLM-FMモデルの試験データとの比較(出典:[2] Fig. 5-40)

(3) 構造体内部熱伝導

オペレーティングフロアの壁及び天井の構造体を熱伝導体とみなし、G OTHICコードに内蔵されている1次元熱伝導モデルを使用している。

円筒の熱伝導体において、熱伝導体の初期温度を 500 (F),熱伝導体周り の流体温度を 200 (F)とした条件で、GOTHICコードで評価した円筒中 心の温度の時間変化と理論解との比較を第 12 図に示す。GOTHICコー ドは理論解とよく一致しており、原子炉建物水素対策の有効性評価の中で、 構造体内部熱伝導へ本モデルを適用することは妥当である。

139
第12図 円筒中心温度の1次元熱伝導モデルによる計算結果(変数名:TA3) 、 と解析解(変数名:DC3T)との比較(出典:参考文献[2]Fig.4-11)

(4) PARモデル

オペレーティングフロアのような相対的に広大な空間に設置されたPA Rによる水素再結合挙動を、本解析コードによって適切に行えるかについ ては、以下の2つの点に着目して検討する必要がある。

- ・本解析コードでモデル化するPARにおいて、本来、PAR内部で生じているような局所的な熱・流動影響を伴う水素・酸素再結合を取り扱えるか
- ・PARの大きさに対して,相対的に空間スケールの大きい「粗メッシュ」 モデルによっても,適正なPAR流入気体条件(水素,酸素濃度,気体温 度,圧力)を与えることができるか

以下では、これらの観点に対しての考察・検討を示す。

a. PAR内の局所流動の扱い

PARの内部においては、カートリッジにおける水素・酸素の再結合 開始に伴い、カートリッジでの再結合熱の流入気体への伝熱、伝熱に伴 う気体の浮力による上昇流の発生、及び上昇流に対する流動抵抗の発生 等、複雑な熱流動が発生していると考えられる。

 KALI試験^[4]でのPARの水素処理量の基本式についての妥当性検

 証解析においては、

(第13 図) より求めた処 理速度の実験値と,試験条件(温度,圧力は代表値)を相関式への入力 値として与えて算出した処理速度を比較しており,これによって相関式 の妥当性が確認された。すなわち,PAR内部の複雑な流動の結果とし ての水素処理容量を,PARの入口において計測された水素濃度,気体 温度及び気体圧力の関数として整理して与えたものが,水素処理容量相 関式である。水素処理容量相関式はPAR内の浮力や流動抵抗等の局所 流動及び水素処理特性を内包しており,PAR入口条件として水素濃度, 気体圧力,気体温度を与えれば,これらのPAR内部の局所性を陰に含 んだ形で,当該PAR水素処理容量を得ることができるように配慮され ている。

第13図 KALI試験の計測位置

b. GOTHICにおけるPARのモデル化

 GOTHICにおいては、NIS社製のPARによる水素処理相関式

 を,機器モデルの一つである

 で模擬している。GOTHICにおけるPARの組込

 みロジックを第14図に示す。

 を使用して、Fischer^[5]の相関式に示されるPAR入口から自然に引

 き込まれる
 を模擬している。次に、

 を使用して、「シークから上記の相関式で計算される水素処理量を模

 擬している。



第14図 PARの組み込みロジック

144

c. GOTHICのオペレーティングフロア解析モデルとPARモデルの 関係

上記b.により、GOTHICコードにおいて、PARの水素処理容 量相関式を忠実にモデル化していることを示した。また、a.により、 PAR入口の水素濃度、気体圧力、気体温度を与えれば、適正な水素処 理容量を計算できることを示した。

GOTHICによるPARの解析においては、オペレーティングフロ ア内のサブボリュームの大きさは、PARの大きさと比較して大きく、 PAR入口部を局所的にモデル化はしていない。すなわち、PARの水 素処理量を適正に評価するためには、PARの入口条件を適切に評価す る必要がある。これについて考察を行った。

PARモデルでは、フローパスの入口と出口を同じサブボリュームに 接続し、同サブボリュームの水素濃度・酸素濃度・温度をPAR入口の 条件として使用している。PARが設置される実機建屋体系では、作動 中のPAR排気は周囲雰囲気に比べて高温であるので、上方へ立ち昇っ て行き、PARの周囲に留まることはないと考えられるので、このよう にPAR設置ボリュームに排気を混合させるモデル化は、以下に示すと おり保守的な設定と考える。

水素濃度

PARで処理され水素濃度が低くなったガスが、フローパスの出口 より同サブボリュームに排出され混合する。そのため、同サブボリュ ームの水素濃度は、実際のPAR入口の水素濃度よりも低くなり、相 関式で計算した水素処理容量が小さくなるため保守的な設定と考える。 PARで処理され酸素濃度が低くなったガスが,フローパスの出口 より同サブボリュームに排出され混合する。そのため,同サブボリュ ームの酸素濃度は,実際のPAR入口の酸素濃度よりも低くなり,P ARの起動の観点で保守的な設定と考える。ただし,東海第二発電所 の場合,水素発生量に比べて十分な酸素量を有しており,酸素濃度に よる影響はない。

·気体温度

GOTHICモデルにおいては、PARの水素・酸素再結合による 発生熱量が、サブノード内の気体全体を加熱するため、PAR出口温 度については、実際よりも低く評価され、浮力による上昇速度が実際 よりも小さくなる。これは、オペレーティングフロアの気体の混合性 を小さくする。水素濃度分布の局所化や成層化の観点からは、オペレ ーティングフロアの気体の混合性が促進されないほうが一般に厳しい 評価となると考えられる。

また、PARに流入する気体温度の観点からは、実際よりも高温な 気体がPARに流入することになり、これはPARの水素処理速度を 実際よりも低下させる方向に作用する。

気体圧力

解析においては、サブノード内の気体圧力は一定である。一方、実際の流動においては、圧力に分布がある。しかしながら、解析対象と しているような、解放空間における空間内の圧力差は小さく、圧力分 布を均一に扱っている影響は僅少と考えられる。

d. PAR設置状態における総合的な解析能力

3.(1)に示したNUPEC試験についての解析は、上記のa.からc. が適合する状況で行われたものであり、この結果は、3.(1)で先述のよう に、GOTHICで適切なPAR解析を行い得ることを示している。

以上から, GOTHICコードによるPAR解析については,

- ・ PAR内の局所性については, PAR入口条件に縮約された水素処 理容量相関式により,
- PAR周囲を比較的粗メッシュで扱っていることについては、その 設定がPARの水素処理量やオペレーティングフロア内のガス混合
 性を低く見積もる定性的傾向があることにより、

評価モデルとしては適正であることを示した。

また,総合的な評価能力については,3.(1)の実験解析により,適切な 解析能力があることを示した。

以上の検討から、GOTHICにおけるPARのモデル化、及び同モデ ルを用いての水素・酸素再結合解析は適正に実施できる。

参考文献一覧

- 1 NUPEC, "Final Comparison Reprot on ISP-35: NUPEC Hydrogen Mixing and Distoribution Test(Test M-7-1)", CSNI Report NEA/CSNI/R(94)29, December, 1994.
- 2 GOTHIC Thermal Hydraulic Analysis Package, Version 8.1(QA). EPRI, Palo Alto, CA: 2014.
- 独立行政法人原子力安全基盤機構,溶接部等熱影響部信頼性実証試験(原子 炉格納容器)に関する報告書(平成4年度),平成5年3月

- 4 EPRI and EDF, "Generic Tests of Passive Autocatalytic Recombiners (PARs) for Combustible Gas Control in Nuclear Power Plants", June 1997.
- 5 K. FISCHER, "QUALIFICATION OF A PASSIVE CATALYTIC MODULE FOR HYDROGEN MITIGATION", Nuclear Technology VOL. 112, Oct. 1995

原子炉建屋ガス処理系の健全性について

(1) 原子炉建屋ガス処理系の水素爆発に対する考慮について

原子炉建屋ガス処理系は,原子炉建屋原子炉棟の水素濃度が可燃限界未 満の範囲において使用する。原子炉建屋ガス処理系運転中は原子炉建屋原 子炉棟の水素濃度を監視し,原子炉建屋原子炉棟の水素濃度が可燃限界を 超えるおそれがある場合は,原子炉建屋ガス処理系を停止する。

原子炉建屋ガス処理系は,非常用ガス再循環系と非常用ガス処理系から なり,非常用ガス再循環系は,フィルタユニット,排風機,ダクト及び弁 などから構成されており,原子炉建屋内でガスを再循環させ,放射性物質 を吸着除去する。非常用ガス処理系は,フィルタユニット,排風機,ダク ト及び弁などから構成されており,非常用ガス再循環系で処理したガスの 一部を再度処理した後,非常用ガス処理系排気筒から大気へ放出させ,原 子炉建屋原子炉棟を負圧に保つ。

原子炉建屋ガス処理系風量は,非常用ガス再循環系が17,000m³/h,非 常用ガス処理系が3,570m³/hと十分大きいため,水素が系統内で留まるこ とはない。

非常用ガス再循環系のフィルタユニットには、よう素用チャコールフィ ルタの性能を満足させるため電気ヒータを使用している。電気ヒータはフ ィン付の外装管内に収納されており非常用ガス再循環系の処理空気と直接 接触しない構造となっている。また、非常用ガス外再循環系の処理空気温 度が105℃及び137℃以上となった場合に過熱防止用サーモスタットが動作 する設計となっており、水素ガスの着火温度である約500℃*に対して十分 低い温度での使用となる。

この設計により、「電気設備に関する技術基準を定める省令」第六十九 条及び「工場電気設備防爆指針」で要求される防爆性雰囲気とはならない ため、原子炉建屋ガス処理系に設置される電気・計装品を防爆型とする必 要はなく、防爆を目的とした電気設備の接地の必要もない。ただし、電気 設備の必要な箇所には「原子力発電工作物に係る電気設備に関する技術基 準を定める省令」第十条、第十一条に基づく接地を施す設計とする。

※ 水素ガスの着火温度について(水素濃度等の依存性について)

水素ガスの着火温度(自然着火温度)は濃度,圧力等に依存性があるが,水素と 空気の混合気体の1気圧における最低着火温度として500℃であることが機械工学 便覧に示されている。

第1図に, NUREG/CR 2726「LIGHT WATER REACTOR HYDROGEN MANUAL June 1983」 及び Westinghouse Electric Corporation のレポート「Hydrogen Flammability Data and Application to PWR Loss-of-Coolant Accident, Report WAPD-SC-545」 に示されている「水素濃度と水素着火温度の関係」を示す。第1図は圧力が792kPa の場合でのデータであるが、水素着火温度は水素濃度、水蒸気濃度に依存するもの の500℃を下回らないことが分かる。

また,第2図に,同じNUREG/CR2726に示されている「水素の最低着火エネルギー と圧力の関係」を示す。第2図は,圧力が低くなるほど水素の最低着火エネルギー が大ききことを示していることから,圧力が低くなるほど水素の着火温度は高くな ることが分かる。

第1図,第2図から,水素の着火温度は濃度,圧力に依存するが500℃を下回らないと考えられる。

150



NUREG/CR 2726「 LIGHT WATER REACTOR HYDROGEN MANUAL June 1983」から引用

第2図 水素の最低着火エネルギーと圧力の関係

양

20

30

40

HYDROGEN IN AIR, PERCENT BY VOLUME

50

60

10

0.01

70