C-17-2改0

東海第二発電所

燃料有効長頂部寸法値に係る審査資料 の調査結果

日本原子力発電株式会社

平成 30 年 1 月 31 日

本資料のうち,	┃は商業機密又は防護上の観点から公開できません	υ。
---------	-------------------------	----

監視計器一覧(2/3)



対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 非常時運転手順書 (徴候ベース)原子炉制御「反応度制御」					
原子炉スクラム成功確認	判断基準	原子炉スクラム成功確認	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系 ² 平均出力領域計装 ¹ 起動領域計装 ¹		
原子炉再循環ポンプ停止 による原子炉出力抑制	操作	原子炉出力	平均出力領域計装 ¹ 起動領域計装 ¹		
		原子炉再循環ポンプ運転状態	原子炉再循環ポンプ表示灯		
自動減圧系の起動阻止ス イッチによる原子炉出力 急上昇防止	操 作	自動減圧系及び過渡時自動減圧機 能の起動阻止状態	自動減圧系及び過渡時自動減圧機能 起動阻止状態表示灯		
		プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系 ²		
	操作	未臨界の監視	平均出力領域計装 ¹ 起動領域計装 ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位		
ほう酸水注入		操作	最終ヒートシンクによる冷却状態 の確認	サプレッション・プール水温度 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹ 残留熱除去系海水系系統流量 ¹	
		補機監視機能	局所出力領域計装 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力		
		原子炉出力	平均出力領域計装 ¹ 起動領域計装 ¹		
		原子炉隔離状態の有無	主蒸気隔離弁開閉表示灯		
原子炉水位低下による原 子炉出力抑制	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹		
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない常用計器及び常用代替計器により監視するパラメータを

示す。

3:原子炉自動スクラム信号の設定値については,添付資料1.1.3%参照。

技術的能力において,括弧書きで記載している設備及び分類を以下に示

す。

1.1

分類	括弧書きで記載している設備
А	A T W S 緩和設備(代替制御棒挿入機能)
А	ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)手動スイッチ
A	ATWS緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)

1.2

分類	括弧書きで記載している設備				
С	逃がし安全弁(安全弁機能)				
А	原子炉水位(広帯域)				
А	原子炉水位(燃料域)				
А	原子炉水位(SA広帯域)				
А	原子炉水位(SA燃料域)				
A	原子炉圧力(SA)				

1.3

分類	括弧書きで記載している設備
С	逃がし安全弁(自動減圧機能)
С	逃がし安全弁(逃がし弁機能)
А	可搬型窒素供給装置(小型)

プレッション・プール<mark>及び逃がし安全弁(安全弁機能)</mark>は重大事故等 対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は,審査 基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.2.1)

以上の重大事故等対処設備により,全交流動力電源が喪失した場合,又は全交流動力電源の喪失及び常設直流電源系統が喪失した場合 においても,原子炉を冷却することができる。

d. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「1.2.1(2) b.(a) 高圧代替注水系による原子炉注水」及び 「1.2.1(2) c.(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失 時の原子炉注水」により原子炉へ注水する際は,原子炉水位を監視又 は推定する手段がある。

また,原子炉へ注水するための常設高圧代替注水系ポンプの作動状 況を確認する手段がある。

さらに,原子炉を冷却するための原子炉水位を制御する手段がある。

<mark>なお,現場計器については,S_s機能維持を担保する設計である。</mark> 監視及び制御に使用する設備(監視計器)は以下のとおり。

高圧代替注水系(中央制御室起動時)の監視計器

- ・原子炉水位(広帯域, 燃料域, SA広帯域, SA燃料域)
- ・原子炉圧力,原子炉圧力(SA)
- ·高圧代替注水系系統流量
- ・サプレッション・プール水位

1.2 - 10



高圧代替注水系(現場起動時)の監視計器

- ・原子炉水位(広帯域 ² 燃料域 ² , SA広帯域 ² , SA燃 料域 ²)
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・可搬型計測器
- ・常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力
- ・常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力
- ・高圧代替注水系タービン入口圧力
- ・高圧代替注水系タービン排気圧力
- 中央制御室にて監視可能であるが,現場においても監視可能。
- (b) 重大事故等対処設備

「1.2.1(2) d. 監視及び制御」で使用する設備のうち,原子炉水位 (広帯域),原子炉水位 (燃料域),原子炉水位(SA広帯域),原子 炉水位(SA燃料域),原子炉圧力,原子炉圧力(SA),高圧代替注 水系系統流量,サプレッション・プール水位,常設高圧代替注水系ポ ンプ吐出圧力,常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力,高圧代替注水系 タービン入口圧力,高圧代替注水系タービン排気圧力 及び可搬型計測 器は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの選定した設備は,審査基準及び基準規則に要求される設備 が全て網羅されている。

(添付資料1.2.1)

以上の重大事故等対処設備を<mark>用いて原子炉水位及び常設高圧代替注</mark> 水系ポンプの作動状況を</mark>監視することにより,原子炉を冷却するため に<mark>必要な</mark>監視及び制御ができる。

1.2 - 11

修正不要

有効性評価TBP時のRCIC再起動操作において,原子炉水位(燃料域)の指示するTAF水位は, 実際のTAF水位より51mm下であるため,再起動の操作遅れに伴う注水遅れのおそれがある。 しかし,本操作はTBP時の評価には使用されておらず,原子炉圧力があった場合の操作として, 記載している。よって,評価上,問題となるものではない。

が停止した場合,又は原子炉圧力容器内の圧力低下により原子炉隔離時冷 却系系統流量が確保できず,原子炉圧力容器内の水位低下が継続している 場合には,原子炉隔離時冷却系ポンプを手動停止する。なお,原子炉圧力 容器内の水位が原子炉水位異常低下(レベル1)設定点未満で,原子炉圧 力容器内の圧力が確保された場合に,原子炉隔離時冷却系ポンプを起動 し,原子炉圧力容器内の水位が燃料有効長頂部到達までに原子炉への注水 を開始する。

- a.手順着手の判断基準
 - 以下のいずれかの状況に至った場合。
 - 自動起動信号が発信した場合

原子炉水位異常低下(レベル2)信号が発信した場合。

手動起動の場合

給水系(タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ)による 原子炉注水ができず,原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベ ル3)設定点以上に維持できない場合において,サプレッション・プ ールの水位が確保されている場合。

b.操作手順

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。 概要図を第1.2 - 2図に<mark>,タイムチャートを第1.2 - 3図に</mark>示す。

発電長は,手順着手の判断基準に基づき,運転員等に原子炉隔離時 冷却系ポンプの手動起動又は自動起動の確認を指示する。

- (1) 高圧代替注水系による原子炉注水
 - a.中央制御室からの高圧代替注水系起動

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した場合は, 中央制御室からの手動操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し原 子炉への注水を実施する。

なお,原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位 低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持 するように原子炉水位(狭帯域,広帯域,燃料域,SA広帯域,SA燃 料域)により監視する。また,これらの計測機器が故障又は計測範囲 (把握能力)を超えた場合,当該パラメータの値を推定する手順を整備 する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については,「1.15 事 故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(添付資料1.2.5)

(a) 手順着手の判断基準

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉注水がで きず,原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以 上に維持できない場合において,サプレッション・プールの水位が確 保されている場合。

(b) 操作手順

中央制御室からの高圧代替注水系起動による原子炉注水手順の概要 は以下のとおり。

概要図を第1.2 - <mark>6</mark>図に,タイムチャートを第1.2 - <mark>7</mark>図に示す。 発電長は,手順着手の判断基準に基づき,運転員等に中央制御室 からの高圧代替注水系起動の準備を指示する。

される<mark>常設</mark>高圧代替注水系<mark>ポンプ</mark>を中央制御室からの手動操作により起 動し原子炉への注水を実施する。

なお,原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位 低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持 するように原子炉水位(狭帯域,広帯域,燃料域 SA広帯域,SA燃 料域)により監視する。また,これらの計測機器が故障又は計測範囲 (把握能力)を超えた場合,当該パラメータの値を推定する手順を整備 する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については,「1.15 事 故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(添付資料1.2.5)

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失し,原子炉隔離時 冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉注水ができず,原子炉圧 力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以上に維持できな い場合において,サプレッション・プールの水位が確保されている場 合。

(b) 操作手順

中央制御室からの高圧代替注水系起動の操作手順については,

「1.2.2.2(1) a . 中央制御室からの高圧代替注水系起動」の操作手順 と同様である。

(c) 操作の成立性

中央制御室からの高圧代替注水系起動の操作の成立性については, 「1.2.2.2(1)a.中央制御室からの高圧代替注水系起動」の操作の成 立性と同様である。

1.2 - 22

b.現場での人力操作による高圧代替注水系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により,原子炉隔離時 冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉への注水ができない場合に おいて,直流電源の確保ができず中央制御室からの手動操作により常設 高圧代替注水系ポンプが起動できない場合は,現場での人力による弁の 操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し原子炉への注水を実施す る。

なお,原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位 低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持 するように原子炉水位 狭帯域,広帯域 燃料域 SA広帯域 SA燃 料域)により監視する。また,これらの計測機器が故障又は計測範囲 (把握能力)を超えた場合,当該パラメータの値を推定する手順を整備 する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については,「1.15 事 故時の計装に関する手順等」にて整備する。

「1.2.2.4 監視及び制御」の手順については ,「1.2.2.3(1) b.現 場での人力操作による高圧代替注水系起動」にて整備する。

(添付資料1.2.5)

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失し,原子炉隔離時 冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉注水ができず,原子炉圧 力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以上に維持できな い場合で,中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動で きない場合において,サプレッション・プールの水位の水位が確保さ れている場合。

<mark>対応手段,対応設備,手順書一覧</mark>(<mark>8</mark>/<mark>11</mark>)

(監視及び制御)

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段		対応設備	整備する手順書 1	
監視及び	_	監視及び	主要設備	<u>原子炉水位(広</u> 業域) 原子炉水位(燃料域) <u>原子炉水位(SA広</u> 帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	重大事故等対処設備	非常時運転手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等
制御	び 制 御	制 御 3	関連設備	常設高圧代替注水系ポンプ吐出 圧力 常設高圧代替注水系ポンプ入口 圧力 高圧代替注水系タービン入口圧 力 高圧代替注水系タービン排気圧 力	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領

1:整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要 について」にて整理する。

2:手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 3:<mark>手順については</mark>「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。 4:運転員による操作不要の設備である。

□:自主的に整備する対応手段を示す。



第1.2-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1 / <mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.2.2.1 <mark>設計基準事故対処設備を使用した</mark> 対応手順				
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>国子炉水位(広</u> 業域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原于炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹ 1 1	
	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量	
	华 操作	水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹	
(1) 原子炉隔離時冷却		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
がによる原ナゲ注 水		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SALA帯域) ¹ 原子炉水位(SALA帯域) ¹	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹	
		原子炉圧力容器内への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹	
1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大				
事 事 故等対処設備とする。				



監視計器一覧(2 / <mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.2.2.1 <mark> 設計基準事故対処設備を使用した</mark> 対応手順				
		判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
			原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹
	(2) 高圧炉心スプレイ 系による原子炉注 水 【		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹
(2) 高圧炉 亥亡上			補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力
示によ 水		操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
			原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
			原子炉圧力容器内への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 1
			水源の確保	サプレッション・プール水位 1

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(3/<mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.2.2.2 フロントライン系 (1) 高圧代替注水系によ	系故障 に る原子	寺の対応手順 ・炉注水	
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹
a.中央制御室からの高		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
正代替注水系起動	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量 1
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大
事故等対処設備とする。



監視計器一覧(<mark>4</mark> / <mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.2.2.3 サポート系故障 (1) 全交流動力電源喪失	寺の対応 ミ及び常	5手順 設直流電源系統喪失時の原子炉注』	ĸ
	判断基準	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV 系原子力1号線電圧 メタルクラッド開閉装置(以下「メタル クラッド開閉装置」を「M/C」とい う。) 2C電圧 ² パワーセンタ(以下「パワーセンタ」を 「P/C」という。) 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² 直流 125V主母線盤 2A電圧 直流 125V主母線盤 2B電圧
		原子炉圧力容器内の水位	<mark>原子炉水位(狭帯域)</mark> 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹
a.中央制御室からの高 圧代替注水系起動		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の水位	<mark>原子炉水位(狭帯域)</mark> 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量 1
		水源の確保	サプレッション・プール水位 1

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(<mark>5</mark>/<mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.2.2.3 サポート系故障 (1) 全交流動力電源喪失	寺の対応 ミ及び常	5手順 設直流電源系統喪失時の原子炉注』	K	
	判断基準	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV 系原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² 直流 125V主母線盤 2A電圧 直流 125V主母線盤 2B <mark>電圧</mark>	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹ (¹ 切搬空訂測器) 原子炉水位(狭帯域)	
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 高圧代替注水系系統流量 ¹ (可搬型計測器)	
b . 現場での人力操作に よる高圧代替注水系 起動		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹	
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(燃料域) 1 原子炉水位(SAム帯域) 1 原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉水位(※帯域) 1	
		原子炉圧力容器への注水流量	高圧代替注水系系統流量 ¹ (可搬型計測器)	
		補機監視機能	常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力 高圧代替注水系タービン入口圧力 高圧代替注水系タービン排気圧力	
1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大				

事故等対処設備とする。



<u> 監視計器一覧(6/</u>	<mark>8)</mark>		
対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.2.2.4 監視及び制御			
(1) 原子炉水位の監視 又は推定	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。	
	操 作		
	判断基準	電源	275kV 東海原子力線1 L , 2 L 電圧 154kV 系原子力1 号線電圧 M / C 2 C 電圧 ² P / C 2 C 電圧 ² M / C 2 D 電圧 ² P / C 2 D 電圧 ² 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧
(2) 常設高圧代替注水系ポンプの作動状況確認	~	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(燃料域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA燃料域 1 「可搬型計測器) 1
	操作	「1.2.2.3(1)b.現場での人力 る。	操作による高圧代替注水系起動」に整備す
	判断基準	電源	275kV 東海原子力線 1 L , 2 L 電圧 154kV 系原子力 1 号線電圧 M / C 2 C 電圧 ² P / C 2 C 電圧 ² M / C 2 D 電圧 ² P / C 2 D 電圧 ² 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧
(3) 原子炉水位の制御		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹ (可搬型計測器)
		原子炉圧力容器への注水流量	<mark>高圧代替注水系系統流量 1</mark> (可搬型計測器)
	操作	「1.2.2.3(1)b.現場での人力 る。	操作による高圧代替注水系起動」に整備す
1・重大車均等対加設備と	1.70	亜 求 車 佰 た 滞 た し た 舌 亜 欧 俎 パ ラ マ	ニタ乃が重亜化麸欧祖パラメニタをテす

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。

 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。



監視計器一覧(<mark>7</mark>/<mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視パラメータ(計器)			
1.2.2. <mark>5</mark> 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制					
a.ほう酸水注入系によ る原子炉注水	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	<mark>原子炉水位(狭帯域)</mark> 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ <mark>高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 高圧代替注水系系統流量 ¹</mark>		
		電源	275kV 東海原子力線 1 L , 2 L 電圧 154kV 系原子力 1 号線電圧 M / C 2 C 電圧 ² M / C 2 D 電圧 ² P / C 2 C 電圧 ² P / C 2 D 電圧 ²		
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 <mark>高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力</mark> 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	<mark>原子炉水位(狭帯域)</mark> 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		補機監視機能	純水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 <mark>2</mark>		

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大
事故等対処設備とする。

監視計器一覧(<mark>8</mark>/<mark>8</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視パラメータ(計器)	
1.2.2. <mark>5</mark> 重大事故等の進展 (1) 重大事故等の進展扣	€抑制₿ ₽制	もの対応手順	
	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 高圧代替注水系系統流量 ¹
b . 制御棒駆動水圧系に よる原子炉注水		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動水圧系系統流量
			復水貯蔵タンク水位
		補機監視機能	制御棒駆動系冷却水ライン流量

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大
事故等対処設備とする。



重大事故等対処設備					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
	原子炉水位(広帯域)	既設				
	原子炉水位(燃料域)	既設				
	原子炉水位(SA広帯域)	新設				
	原子炉水位(SA燃料域)	新設				
	原子炉圧力	既設				
	原子炉圧力(SA)	新設				
監 視 及 び 制	高圧代替注水系系統流量	新設		-	-	-
御	<mark>サプレッション・プール水位</mark>	既設				
	<mark>可搬型計測器</mark>	新設				
	常設高圧代替注水系ポンプ吐 出圧力	新設				
	常設高圧代替注水系ポンプ入 <mark>口圧力</mark>	新設				
	高圧代替注水系ターピン入口 圧力	新設				
	高圧代替注水系ターピン排気 圧力	<mark>新設</mark>				

審査基準,基準規則と対処設備との対応表(7/11)



<mark>添付資料1.2.5</mark>

<mark>原子炉水位計の校正条件について</mark>

修正不要 計器名称の記載のみ

技術的能力審査基準において,監視計器のうち原子炉水位(狭帯域),原子 炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉水位(SA広帯域)及び原 子炉水位(SA燃料域)について,使用用途と校正条件を整理する。



第1図 原子炉水位計の指示範囲

計器名称	指示範囲	用途	校正条件	
原子炉水位(狭帯域)	$0 \sim 1,500$ mm 1	通常の運転水位監視	定格運転時の圧力・	温度
原子炉水位(広帯域)	$-3,800 \sim 1,500$ mm 1	過渡時の水位監視	定格運転時の圧力・	温度
原子炉水位(S A 広帯域)	- 3,800 ~ 1,500mm 1	過渡時の水位監視	定格運転時の圧力	原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA燃料域)
原子炉水位(燃料域)	- 3,800~1,300mm ²	事故後の水位監視	大気圧・飽和温度	については,指示範囲変更 修正必要
原 子 炉 水 位 (S A 燃 料 域)	- 3,800 ~ 1,300 mm 2	事故後の水位監視	大気圧・飽和温度	
 水 位 計 測 基 準 点 : <u>蒸 気 乾 燥 器 ス カ</u> 水 位 計 測 基 準 点 : 有 効 燃 料 頂 部 (ート下端(圧力容器基準点。 圧力容器基準点より 9,152mm	13,400mm) n)	1	有効燃料負部に9152mmの 記載有。 修正必要

第1表 原子炉水位計





<u>炉心損傷前において</u>,低圧で原子炉へ注水可能な系統¹又 は低圧代替注水系²1系統以上起動できた場合。

- 1:炉心損傷前における「低圧で原子炉へ注水可能な系統」 とは、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留 熱除去系(低圧注水系)、給水系(電動駆動給水ポン プ)及び復水系をいう。
- 2: 炉心損傷前における「低圧代替注水系」とは,低圧代替 注水系(常設),低圧代替注水系(可搬型),代替循環 冷却系,消火系及び補給水系をいう。

【逃がし安全弁<mark>(自動減圧機能)</mark>2個での減圧の場合】

炉心損傷を判断した場合³で,原子炉圧力容器内の圧力が 0.69MPa [gage]以上の場合に高圧注水系統⁴が使用できず, 低圧注水系統⁵1系統以上起動できた場合,又は原子炉注水手 段がなく,原子炉圧力容器内の水位が規定水位 燃料有効長 底部から燃料有効長の20%高い位置)に到達した場合。

(添付資料1.3.8)

- 3:格納容器雰囲気放射線モニタの 線線量率が,設計基準 事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当す る指示値の10倍以上となった場合,又は格納容器雰囲気 放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度 で300 以上を確認した場合。
- 4: 炉心損傷後における「高圧注水系統」とは、高圧炉心ス プレイ系、給水系(電動駆動給水ポンプ)、原子炉隔離 時冷却系及び高圧代替注水系をいう。
- 5: 炉心損傷後における「低圧注水系統」とは,復水系,低

合,原子炉隔離時冷却系<mark>の復水貯蔵タンク循環運転</mark>による原子炉の減圧を 実施する。<mark>ただし,インターフェイスシステムLOCA発生時の減圧手段</mark> <mark>としては使用しない。</mark>

原子炉隔離時冷却系<mark>の復水貯蔵タンク循環運転</mark>による原子炉の減圧がで きない場合,主蒸気隔離弁が開可能であれば,復水器を使用したタービ ン・バイパス弁による原子炉減圧を実施する。

また,炉心損傷を判断した場合で,原子炉圧力容器内の圧力が0.69MPa [gage]以上の場合に高圧注水系統が使用できず,低圧注水系統1系統以 上起動できた場合,又は原子炉注水手段がなく,原子炉圧力容器内の水位 が規定水位 燃料有効長 系部から燃料有効長の20%高い位置)に到達した 場合に逃がし安全弁の中央制御室からの操作により原子炉の減圧を実施す る。

なお,原子炉水位低異常低下(レベル1)設定点到達10分後及び残留熱 除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転している場合,過渡時 自動減圧機能により逃がし安全弁(自動減圧機能)7個のうち,2個を作動 させて自動で原子炉を減圧する。

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

- (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧
 - a.常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失し た場合,常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池によ り逃がし安全弁(自動減圧機能)の作動に必要な直流電源を確保し,逃 がし安全弁(自動減圧機能)を中央制御室からの手動操作により開放し て,原子炉を減圧する。

(a) 手順着手の判断基準

第1.3-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/6)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ <mark>(計器)</mark>		
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧					
a.手動による原子炉減圧	判断基準	注水手段の確保(運転状態)	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ² 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ² 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ² 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ² 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ² 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
(a) 逃がし安全弁による減圧 【逃がし安全弁7個での減圧		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
の場合】	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(然料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 1		
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度 1		
	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧代替注水系系統流量 ¹ 給水流量		
a . 手動による原子炉減圧 (a) 逃がし安全弁による減圧 【逃がし安全弁 2 個での減圧 の場合】		注水手段の確保(運転状態)	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ² 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 ² 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ² 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ² 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ² 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ² 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ² 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力		
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭带域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SAL)(素) 原子炉水位(SAL)(素) 原子炉水位(SAL)(素)		
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1		

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。



<mark>監視計器一覧(2/6)</mark>

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧					
	判断基準	注水手段の確保(運転状態)	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ² 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ² 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ² 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ² 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
a . 手動による原子炉減圧 <mark>(b)</mark> 原子炉隔離時冷却系の復 水貯蔵タンク循環運転による		運転状態の監視(運転状態)	原子炉隔離時冷却系系統流量 ² 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 ² 復水貯蔵タンク水位		
減圧		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭带域) 原子炉水位(広带域) ¹ 原子炉水位(然料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水 ^{位 1}		
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度 ¹		
	判断基準	注水手段の確保(運転状態)	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ² 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ² 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ² 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ² 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
a . 手動による原子炉減圧 <mark>(c)</mark> ターピン・バイパス弁に よる減圧		運転状態の監視(運転状態)	原子炉隔離時冷却系系統流量 ² 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 ² 復水貯蔵タンク水位		
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		補機監視機能	復水器真空度		

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。



監視計器一覧(5/6)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.3.2.4 インターフェイス	スシステ ム	ムLOCA発生時の対応手順		
 (1) 非常時運転手順書 (徴候ペース) 「二次格納施設制御」 	判断基準	格納容器バイバスの監視	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> <u>高庄炉水(SA燃料域)</u> <u>高庄炉水(JUA 系ホンブ</u> 吐出圧力) <u>原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力</u> <u>低</u> 圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力」 <mark>残留熱除去系ポンプ吐出圧力」</mark>	
	操作	格納容器バイパスの監視	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(SA(帯域)) 同子炉水位(SA(帯域)) 同子炉圧力(SA) 「 原子炉圧力(SA) 「 下ライウェル界囲気温度」 ドライウェル圧力」 高圧炉心スブレイ系ポンブ吐出圧力」 高圧炉心スブレイ系ポンプ吐出圧力」 低圧炉心スブレイ系ポンプ吐出圧力」 残留熱除去系ポンプ吐出圧力」 主蒸気流量 給水流量	
		原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬ライン用) ¹	
		補機監視機能	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹ 代替淡水貯槽水位 ¹	
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度 1	
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 残留熱除去系海水系系統流量 ¹	

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択





第1.3 - 15 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート(1/2)

燃料有効頂部の記載のみ。修正不要 TAF水位は原子炉減圧に係る操作の移行判断・導入条件に用いているが,原子炉水位(燃料域) の指示するTAF水位は,実際のTAF水位より51mm下であるため,減圧遅れに伴う 低圧注水遅れのおそれがある。 しかし,注水遅れを考慮したプラント挙動解析結果から,炉心損傷防止の観点として問題と なるものではない。

原子炉への注水を速やかに行う場合

高圧注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが,炉心露出 (原子炉水位が燃料有効長頂部以下)の時間が最長許容炉心露出時間 を上回った場合

原子炉水位不明が発生し,低圧の注水機能により原子炉圧力容器を満 水にする場合

インターフェイスシステムLOCAが発生し,中央制御室からの遠隔 隔離に失敗した場合

また,以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は,減圧による格 納容器への熱負荷に留意し,格納容器圧力及び温度を監視しながら逃が し安全弁7弁を順次開放するが,原子炉冷却材温度変化率55 /h以下 は適用されない。

サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合

格納容器圧力を約 245kPa [gage](0.8Pd)以下に維持できない場合 ドライウェル温度が約 171 に到達した場合

サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.270m に接近又は通常水 位 - 50 cm以下となった場合

本操作は,逃がし安全弁(自動減圧機能)「7弁」を手動開放するこ とを第一優先とする。

それができない場合は,逃がし安全弁(自動減圧機能)以外の逃がし 安全弁を含めたものから使用可能なもの「7弁」を手動開放する。

さらに,それもできない場合は,急速減圧に必要な最小弁数である 「1弁」以上を手動開放することにより急速減圧する。逃がし安全弁

1.3 - 181

2. 炉心損傷後の原子炉の減圧操作

原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合 には、原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要 がある。この際、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減 圧を遅らせ、原子炉水位計(燃料域)で原子炉水位が「燃料有効長底部から 燃料有効長の20%高い位置」(以下「BAF+20%」という)を下回った場 合に、逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁で原子炉の減圧を実施する手順とし ている。

減圧を実施する水位及び弁数については,以下の評価結果をもとに決定し ている。

(1) 原子炉手動減圧のタイミングについて

原子炉への注水手段がない場合の原子炉手動減圧のタイミングを検討す るため,原子炉水位が「原子炉水位異常低下(レベル1)」(以下「L1」 という。)に到達後10分から50分のそれぞれのタイミングで減圧する場合 の解析を実施し,水素の積算発生量を評価した。減圧に用いる逃がし安全 弁(自動減圧機能)の弁数は,7弁(逃がし安全弁(自動減圧機能)全 弁),2弁及び1弁のそれぞれで実施されるものとした。

評価結果を第2表に示すとともに,それぞれの弁数で減圧した場合の原 子炉水位及び積算水素発生量の推移を,第3図から第8図に示す。これらの 評価結果から,水素の積算発生量については,おおむねL1到達後35分か ら50分の間で大きな差が現れた。

この評価結果から,酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発になる前の,L1到達後35分までに減圧を実施することが望ましいと判断した。

(2) 原子炉手動減圧に用いる弁数について

1.3 - 187

第2表より,(1)で判断した原子炉手動減圧を実施するタイミング(L1 到達後35分)近辺の減圧タイミングに着目すると,逃がし安全弁(自動減 圧機能)1弁の場合の水素発生量が大きくなっている。また,減圧時の炉 内蒸気流量の観点では,逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁の場合よりも 逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁の場合の方が,炉内蒸気流量が小さい ことから,被覆管に対する負荷が小さいものと考える。

減圧完了までの時間については,第3図,第5図及び第7図のとおり,弁 数が少ないほど長くなるが,いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時 間に対しては十分な余裕があるため,原子炉圧力容器破損時の溶融炉心落 下量など,原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。

以上から,原子炉手動減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁(自動減 圧機能)2弁とした。

(3) 原子炉手動減圧を実施する原子炉水位について

上記評価結果より,原子炉手動減圧をL1到達後35分以降に実施する場合に水素の積算発生量に顕著な増加が見られること,また,減圧をL1到 達後10分から35分の間で実施する場合には水素の積算発生量に有意な傾向 が確認されないことを踏まえ,蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する 観点から,減圧はL1到達後35分で実施するものとし,判断基準としては このタイミングに相当する原子炉水位を用いることとした。

第5図より,L1到達後35分での原子炉水位はBAF+20%程度である ことから,これを原子炉手動減圧実施の水位とした。

なお,海外における同様の判断基準を調査した結果,米国の緊急時操作 ガイドライン(EPG)^[1]の例では,不測事態の蒸気冷却の手順におい て,原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF+70%程

度としていることを確認した。これは,BAF+70%程度よりも原子炉水 位が高い状況では,注水がなくかつ原子炉減圧していない状態でも,冠水 部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断し ているものと推定される。当社の判断基準は,米国の例との差異はあるも のの,上述の評価結果を踏まえ蒸気冷却効果,水素発生量及び被覆管に対 する負荷の観点から定めているものであり,妥当であると考える。

(4) 原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は,原子炉水位計(燃料域)によって確認する。原子炉水位 が BAF+20% こ到達する時点(事象発生から約38分後)では,原子炉 圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが,ドライウェル内の気 相部温度は80 程度であることから,原子炉水位計の凝縮槽内の水位は 維持され,原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また,仮に水位不明となった場合は炉心損傷を判断した時点で急速減圧 を実施する手順となっており,同等の対応となることから,運転員の対応 に影響はない。

[1] "ABWR Design Control Document [Tier2, Chapter18, Human Factors Engineering]", GE Nuclear Energy, Mar.1997.

TAFの水位位置を示しているがグラフの目盛が2m単位のため, 51mmの差異はグラフ上影響はないため,修正不要



第3図 原子炉水位の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁)



第4図 積算水素発生量の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁)

TAFの水位位置を示しているがグラフの目盛が2m単位のため, 51mmの差異はグラフ上影響はないため,修正不要



第5図 原子炉水位の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁)



第6図 積算水素発生量の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁)



第7図 原子炉水位の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)1弁)



第8図 積算水素発生量の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)1弁)

第1.4-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.1 <mark>設計基準事故対処設備を使用した</mark> 対応手順					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹		
(1) 残留熱除去系(低圧 注水系)による原子 炉注水		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ <u>原子炉水位(燃料域)</u> ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹		
		水源の確保	サプレッション・プール水位 1		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力		

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。
監視計器一覧(2/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)			
1.4.2.1 <mark>設計基準事故対処設備を使用した</mark> 対応手順						
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ <u>原子炉水位(SA広帯</u> 域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹			
	判断	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹			
	举 準 	補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力			
(2) 低圧炉心スプレイ系 による原子炉注水		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹			
による原丁が注小	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ <u>原子炉水位(燃料域)</u> ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ <u>原千炉水位(SA燃料</u> 域) ¹			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹			
		原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレイ系系統流量 1			
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹			
·		補機監視機能	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力			

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(3 / 17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)				
1.4.2.1 <mark>設計基準事故対処</mark>	1.4.2.1 設計基準事故対処設備を使用した <mark>対応手順</mark>						
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SAム帯域) ¹ 原子炉水位(SA <u>燃料</u> 域) ¹				
	+	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹				
(3) 残留熱除去系(原子	3) 残留熱除去系(原子 炉停止時冷却系)に よる原子炉除熱 操 作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ <u>原子炉水位(SA広帯域)¹</u> 原子炉水位(SA燃料域) ¹				
よる原子炉除熱		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹				
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1				
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力				
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹				
1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。							

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(4/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a.低圧代替注水					
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹		
	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹		
(a) 低圧代替注水系(常 設)による原子炉注 水	÷	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 1		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ <u>原子炉水位(燃料域</u> ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA <u>広</u> 帯域) ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 1 サプレッション・チェンバ圧力 1		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ</mark> <mark>イン用)</mark> ¹		
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 1		
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力		

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(5/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a.低圧代替注水					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> 原子炉水位(燃料域 <u>原子炉水位(</u> SAIA帯域) ¹ <u>原子炉水位(SAIA</u> 帯域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹		
(6) 低口從耕汁水衣(哥		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力		
搬型)による原子炉 注水(淡水/海水)		水源の確保	<mark>西側淡水貯水設備水位 ¹</mark> 代替淡水貯槽水位 ¹		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA <u>広</u> 帯域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ</mark> イン用) ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬ラ イン用) ¹		
4. 素十事物签补加机体		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 ¹ 代替淡水貯槽水位 ¹		

2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備を活用する。

監視計器一覧(6/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a.低圧代替注水				
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料琙) ¹	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ <mark>イン用)</mark> ¹	
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
(c) 代替循環冷却系によ る原子炉注水		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SALA帯域) ¹ 原子炉水位(SALA帯域) ¹	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹	
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量 1	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹	
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(7/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a.低圧代替注水					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ</mark> イン用) ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力		
(d) 消火系による原子炉 注水		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位		
汪水	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹		
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位		
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力		

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2: <mark>重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大</mark> 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(8/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a.低圧代替注水					
 (e) 補給水系による原子 炉注水 	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SAム帯域) ¹ 原子炉水位(SA <u>ム</u> 帯域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ</mark> <mark>イン用)</mark> ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力		

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2: <mark>重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大</mark> 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(9/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)			
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a.復旧						
(a) 残留熱除去系(低圧 注水系)復旧後の原 子炉注水	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹			
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² パワーセンタ(以下「パワーセンタ」 を「P/C」という。) 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² 緊急用M/C電圧 ² 緊急用P/C電圧 ²			
		最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交 換器) ¹ 緊急用海水系流量(残留熱除去系補 機) ¹ 残留熱除去系海水系系統流量 ¹			
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹			
	│ 操 │ 作	原子炉圧力容器への注水量	我留熱除去系系統流量 ¹			
		水源の確保	サプレッション・プール水位 1			
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力			

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(10/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)			
1.4.2.2 原子炉運転中にさ (2) サポート系故障時の a.復旧	1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a.復旧					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹			
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² 緊急用M/C電圧 ² 緊急用P/C電圧 ²			
		最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交 換器) ¹ 緊急用海水系流量(残留熱除去系補 機) ¹ 残留熱除去系海水系系統流量 ¹			
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹			
(b) 低圧炉心スプレイ系 復旧後の原子炉注水		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力			
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹			
	操作	原子炉圧力容器への注水量	 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹			
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹			
		補機監視機能	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力			

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2: <mark>重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大</mark>

<mark>事故等対処設備とする。</mark>

監視計器一覧(11/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a.低圧代替注水					
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹		
 (a) 低圧代替注水系(常 設)による残存溶融 炉心の冷却 	判断基準 操作	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下 検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 1		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ</mark> <mark>イン用)</mark> ¹		
		水源の確保	 代替淡水貯槽水位 ¹		
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力		

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:<mark>重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大</mark> <mark>事故等対処設備とする。</mark>

監視計器一覧(12/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.4.2.2 原子炉運転中における (3) 溶融炉心が原子炉圧力容 a.低圧代替注水	る対応 容器内	「手順 に残存する場合の対応手順	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹
	判新	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下 検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ¹
	5基準	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ラ イン用) ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹
 (b) 低圧代替注水系(可 搬型)による残存溶 融炉心の冷却(淡水 /海水) 		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力
		水源の確保	<mark>西側淡水貯水設備水位 ¹</mark> 代替淡水貯槽水位 ¹
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
	操 作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ</mark> イン用) ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬ラ イン用) ¹
		水源の確保	<mark>西側淡水貯水設備水位 ¹</mark> 代替淡水貯槽水位 ¹

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(13/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)				
1.4.2 (3) a	1.4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a.低圧代替注水						
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹				
			<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹			
	判断基準	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ <mark>格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下</mark> 検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ¹				
			原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹			
(c)	(c) 代替循環冷却系によ る確友滚融炉心の冷		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力			
	却		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(燃料域)</u> 原子炉水位(SA広電域) 1 <u>原子炉水位(SA燃料域</u> 1				
		操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹			
			原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量 1			
			 水源の確保	 サプレッション・プール水位 ¹			
			補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力			

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(14 / 17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.4.2.2 原子炉運転中にお (3) 溶融炉心が原子炉圧 a.低圧代替注水	ける対応 力容器内	。 5手順 に残存する場合の対応手順	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 「 原子炉水位(SALL帯域) 「 原子炉水位(SALL帯域) 1 原子炉水位(SALL帯域)
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 1 サプレッション・チェンバ圧力 1
(d) 消火系による残存溶 融炉心の冷却	判断基準	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下 検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ¹
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設ラ イン用)</mark> ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹
			補機監視機能
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 「泉子炉水位(燃料域) 「 「泉子炉水位(SA広帯域) 「 「泉子炉水位(SA広帯域) 「
	操	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
	作	原子炉圧力容器への注水量	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	7 0 =	補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力

2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(15/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.4.2.2 原子炉運転中にま (3) 溶融炉心が原子炉圧 a.低圧代替注水	6ける対応 力容器内	。 5手順 1に残存する場合の対応手順	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹
	判	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下 検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ¹
(e) 補給水系による残存 溶融炉心の冷却	断基準	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> <mark>ライン用)</mark> ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹
			補機監視機能
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原于炉水位(SA広帯 域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
	操	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
	作	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(16/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.4.2.3 原子炉運転停止中に (2) サポート系故障時の対 a.復旧	こおける す応手順	対応手順	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
	判断基準	電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C2C電圧 ² P/C2C電圧 ² M/C2D電圧 ² P/C2D電圧 ² 緊急用M/C電圧 ² 緊急用P/C電圧 ²
		最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換 器) ¹ <mark>緊急用海水系流量(残留熱除去系補機)</mark> ¹ 残留熱除去系海水系系統流量 ¹
(a) 残留熱除去系(原子 炉停止時冷却系)復 旧後の原子炉除熱	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。 2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

<mark>事故等対処設備とする。</mark>

<mark>監視計器一覧(17/17)</mark>

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.4.2.3 原子炉運転停止中 (2) サポート系故障時の a.復旧					
	<mark>判</mark> 断	原子炉圧力容器への注水量	<mark>残留熱除去系系統流量 1</mark>		
	基 準	補機監視機能	<mark>残留熱除去系ポンプ吐出圧力</mark>		
<mark>(b) 原子炉冷却材浄化系</mark> による進展抑制	<mark>操</mark> 作	<mark>原子炉圧力容器内の水位</mark>	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域 原子炉水位(SA広帯域) 1 1		
		原子炉圧力容器内の温度	<mark>原子炉圧力容器温度 ¹</mark>		
		<mark>最終ヒートシンクの確保</mark>	<mark>原子炉冷却材浄化系系統流量</mark> 原子炉冷却材浄化系原子炉出口温度 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器出口 温度		
1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。					
2: 重大事故等対処設備を消	古用する	<u> キ順等の看手の判断基準として用いる</u>	のバラメータ(計器)については,重大		
事故寺对処設備とする。					

第1.5-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/5)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.5.2.1 <mark>設計基準事故対処設</mark> (1) 残留熱除去系海水系に	<mark>没備を使</mark> よる冷却	<mark>用した</mark> 対応手順 即水(海水)の確保	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(然料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気 温度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹
-		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ¹
	操作	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹ 残留熱除去系海水系系統流量 ¹

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない常用計器及び常用代替計器により監視するパラメータを

示す。

3: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

第1.6-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1 / <mark>20</mark>)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.6.2.1 設計基準事故対	1.6.2.1 設計基準事故対処設備を使用した <mark>対応手順</mark>				
		原子炉圧力容器内の水位	<u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原于炉水位(SA広電 域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
	判 断 基	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹		
	準	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンパ雰囲気温度 ¹		
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹		
(1) 残留熱除去系(格 納容器スプレイ冷 却系)による <mark>原子</mark>		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹		
<mark>炉</mark> 格納容器内の除 熱		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンパ雰囲気温度 ¹		
	操	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ¹		
	作	<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	残留熱除去系系統流量 1		
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力		

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

<mark>監視計器一覧(10/20)</mark>

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.6.2.2 炉心の著しい損傷 (2) サポート系故障時の a.復旧	§防止0 対応手	Dための対応手順 順			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SAム帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンパ雰囲気温度 ¹		
	判	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 ¹ 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器)		
	断基準		緊急用海水系流量(残留熱除去系補機) ¹		
(a) 残留熱除去系(格 納容器スプレイ冷 却系)復旧後の <mark>原</mark> <mark>子炉</mark> 格納容器内の 除熱	半	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV 原子力1号線電圧 緊急用M/C電圧 ² 緊急用 <mark>パワーセンタ(以下「パワーセンタ」</mark> を「P/C」という。)電圧 ² M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ²		
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹		
	操	<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹		
	Ϋ́F	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器出口温度 ¹		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	サプレッション・プール水位 1		
1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大					

2:重大事故等対処設備を活用す 事故等対処設備とする。



第1.6-4表 格納容器スプレイ開始,停止の判断基準

		格納容器スプレイ開始の判断基準	残留熱除去系 による格納容器 スプレイ <mark>(内部水源)</mark>	<mark>代替循環冷却系</mark> による格納容器 スプレイ ³ (内部水源)	<mark>代替格納容器</mark> スプレイによる <mark>格納容器スプレイ</mark> (外部水源)		格納容器
炉		ドライウェル圧力指示値が 13.7kPa[gage]以上で,原子炉水位(広帯域)指示 値で-3,800mm 未満を経験し原子炉水位(燃料域)指示値で-1,067mm 以上に維持さ れている場合	D / W , S / P	-	-		
の著しい		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa[gage]以上で,24 時間継続した 場合	S / P	-	-	圧	以下のいずれかの冬件でス-
い 損 傷 防	い 圧力制御 損傷 防 止 の た め の 対応	サプレッション・チェンバ圧力指示値が 98kPa[gage]以上で,24 時間継続した 場合	D / W , S / P	-	-	力 制 御	・サプレッション・チェン/
止 の た め		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa[gage](0.8Pd)以上の場合	D / W , S / P	d / W	-	温 度 制 御	・ドライウェル内ガス冷却∛ 温度指示値が 66 以下
の 対 応		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa[gage](0.9Pd)以上の場合 ¹	<mark>D / W , S / P</mark>	<mark>D / W</mark>	D / W	・水位	・サプレッション・チェンノ
	阳南西州御	ドライウェル雰囲気温度指示値が 171 に近接した場合	D / W	<mark>d / w</mark>	D / W	制 御	・サプレッション・プールオ
	温度制御	サプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が 104 に近接した場合	S / P	-	S/P ⁴		
	水位制御 2	サプレッション・プール水位指示値が <mark>+6.0m</mark> に近接した場合	D / W	ע ק	D / W		

(炉心の著しい損傷防止のための対応)

1:残留熱除去系(低圧注水系)が起動し原子炉の冷却を実施している場合は,原子炉の冷却を優先するが,サプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa[gage]<mark>(0.9Pd)</mark>を超える場合は,残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉の冷却を停止し,残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)による格納容器スプレイを実施することにより,<mark>原子炉</mark>格納容器の健全性を維持する。

2:原子炉冷却材喪失時,真空破壊弁の機能喪失前に<mark>原子炉</mark>格納容器内の圧力を低<mark>下させ</mark>,ドライウェルとサプレッション・チェンバの圧力を平衡にする。

3:代替循環冷却系は、D/Wのみ格納容器スプレイを実施する。残留熱除去系におけるS/Pスプレイの流量配分は、系統全流量に対して 5%相当であり、残留熱除去系よりも系統流量が少ない代替循環冷却系にてS/Pスプレイを実施してもスプレイによる除熱効果 は低く、また、代替循環冷却系はサプレッション・プールを循環することでサプレッション・プール水の除熱が可能であることから、S/Pスプレイを設計上考慮していない。

4: 消火系及び補給水系による代替格納容器スプレイに限る。

原子炉永位(燃料域)指示値で-1,067mm(LO)の位置は正しいが, 燃料域の基準が変更になるため数値の修正要。

器スプレイ停止の判断基準

プレイを停止する。

バ圧力指示値が 13 .7kPa[gage]<mark>未満</mark>まで低下した場合 装置戻り温度指示値が 65 以下かつドライウェル雰囲気

バ雰囲気指示値が 82 未満まで低下した場合 水位指示値が+6.5m以上の場合



第1.6-5表 格納容器スプレイ開始,停止の判断基準

(<mark>原子炉</mark>格納容器破損を防止するための対応)

				格納容器スプレイ開始の判	格納容器 スプレイ流量 (m ³ /h) <mark>[最大流量]</mark>	圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	*	
格納容器		格納容器スプレイ 代替循環冷却系による	内 部 水 源	代替循環冷却系	炉心損傷した場合	150	D / W	D / W	ドライウェル圧力又はサ <mark>未満</mark> まで低下した場合
品破損を防止するための対応	AM初期対応・除熱(1・除熱)	格 納 容 器 ス プレイ に よ る	<mark>外</mark> 部 水 源	代替格納容器スプレイ(常設) 代替格納容器スプレイ(可搬型) <mark>(自主対策設備:消火系,補給水系)</mark>	炉心損傷した場合	130	D / W	D / W	ドライウェル圧力指示値 値で-1,067mm 以上に維持 示値で-1,067mm よで水位 サプレッション・プール ドライウェル雰囲気温度 時,内部水源による格納 ドライウェル圧力又はサ ま満まで低下した場合
	3	格納容器スプレイ	内 部 水 源	残留熱除去系	ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧 力指示値が 245kPa [gage] (0.8Pd)以上の場合	1,690	S / P D / W	D / W S / P	
, t	優先順位を	示す。							

原子炉永位(燃料域)指示値で-1,067mm(L0)の位置は正しいが, 燃料域の基準が変更になるため数値の修正要。

格納容器スプレイ停止の判断基準

・プレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa[gage]

直が 13.7kPa[gage]以上で,原子炉水位(燃料域)指示 持できず,炉心損傷した場合,原子炉水位(燃料域)指 位が回復した場合

∧水位指示値が+6.5m以上の場合

<mark>モ指示値が 171 未満及び原子炉圧力容器が健全である</mark> <mark>內容器スプレイが開始された場合</mark>

<mark>+プレッション・チェン</mark>バ圧力指示値が 13.7kPa[gage]

ナプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa[gage]

監視計器一覧(4/5)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の	過圧破損	防止のための対応手順	
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ¹
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹
	判	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹
	断 基 準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温 度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ¹
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 ¹
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
(2) 代替循環冷却系によ る原子炉格納容器内 の減圧及び除熱	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ <u>原子炉水位(燃料域</u> ¹ <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> ¹ <u>原子炉水位(SA燃料域</u> ¹
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温 度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹
		最終ヒートシンクの確保	代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹ 代替循環冷却系格納容器スプレイ流 量 ¹ 代替循環冷却系ポンプ入口温度 ¹ 残留熱除去系熱交換器入口温度 ¹
		原子炉格納容器内の水位	 サプレッション・プール水位 ¹
		 原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流 量(常設ライン用) ¹
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

2: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない常用計器及び常用代替計器により監視するパラメータを示す。

第1.8-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.8.2.1 ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ペデスタル(ドライウェル部)への注水				
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ¹	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ <u>原子炉水位(悠料</u> 域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹	
	判断	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	格納容器下部水温 <mark>(水温計兼デブリ落</mark> 下検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ¹	
a . 格納容器下部注水系	基準	電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 メタルクラッド開閉装置(以下「メタ ルクラッド開閉装置」を「M/C」と いう。) 2C電圧 ² パワーセンタ(以下「パワーセンタ」 を「P/C」という。) 2C電圧 2 M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ²	
スタル(ドライウェ ル部)への注水		補機監視機能	制御棒位置指示	
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 1	
	操作	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹	
			<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹ <mark>格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆</mark> 積検知用) ¹
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の水位	格納容器下部水位 <mark>(高さ 1m 超検知</mark> 用) ¹ 格納容器下部水位(高さ 0.5m,1.0m 未満検知用) ¹ 格納容器下部水位(満水管理用) ¹	
		<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ¹	
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 1	

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視ハラメータ及び重要代替監視ハラメータを示す。 2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(2/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.8.2.1 ペデスタル(ドライ (1) ペデスタル(ドライ	ウェル部 ウェル部	。 3)の床面に落下した溶融炉心の冷却。)への注水	のための対応手順
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 見 イ (7) 700(SALS景域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹
	判	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	格納容器下部水温 <mark>(水温計</mark> 兼デブリ落 <mark>下検知用)</mark> ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ¹
	断 基 準	<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量
b.格納容器下部注水系		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ²
デスタル(ドライウ ェル部)への注水 (淡水 / 海水)		補機監視機能	制御棒位置指示 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力
		水源の確保	<mark>西側淡水貯水設備水位 ¹</mark> 代替淡水貯槽水位 ¹
	操作	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹ <mark>格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆</mark> 積検知用) ¹
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の水位	格納容器下部水位 <mark>(高さ 1m 超検知</mark> 用) ¹ 格納容器下部水位(高さ 0.5m,1.0m 未満検知用) ¹ 格納容器下部水位(満水管理用) ¹
		<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ¹
 	ての要求	水源の確保 水源の確保 家事項を満たした重要監視パラメータ	<mark>西側淡水貯水設備水位 ¹</mark> 代替淡水貯槽水位 ¹ 及び重要代替監視パラメータを示す。

2: 重大事故等対処設備としての安永事項を過たした重要監視バクメーク及び重要代目監視バクメークを示す。 2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(3 / 12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
	゙ウェル部 ウェル部)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順)への注水			
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ <u>原子炉水位(燃料域</u> ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹		
	判断	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	格納容器下部水温 <mark>(水温計兼デブリ落</mark> 下検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ¹		
	▲ 準 	<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ¹		
c.消火系によるペデス タル(ドライウェル 部)への注水		電源	のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(S A 広帯域) 1 市 格納容器下部水温(水温計兼デブリ増 積検知用) 1 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 1 Y C 2 C 電圧 2 P / C 2 D 電圧 2 N / C 2 D 電圧 2 P / C 2 D 電圧 2 N / C 2 D 電圧 2 P / C 2 D 電圧 2 N / C 2 D 電圧 2 N / D 2 F 1		
		補機監視機能	制御棒位置指示 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	D)冷却のための対応手順 率 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子が水位(SA広帯域) 1 原子が水位(SA広帯域) 1 原子が水位(SA広帯域) 1 原子が水位(SA広帯域) 1 原子が水位(SA広帯域) 1 原子が水位(SA燃料域) 1 原子が水位(SA燃料域) 1 水晶計兼デブリ堆 積検知用) 1 格納容器下部水位 「おくつりマレビカ」1 サブレッション・チェンバ圧力 1 サブレッション・チェンバ圧力 1 サブレッション・チェンバ圧力 1 サブレッション・チェンバア開気温度 1 サブレッション・ブール水温度 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 指納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 「消火系ボンブ吐出へッダ圧力 1 「火系ボンブ吐出へッダ圧力 1 「火系ボンブ吐出へッダ圧力 「水気水ンブ吐出へッダ圧力 「水気水ンブ吐		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹		
	操作	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹ <mark>格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆</mark> 積検知用) ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の水位	格納容器下部水位 <mark>(高さ 1m 超検知</mark> 用) ¹ 格納容器下部水位(高さ 0.5m,1.0m 未満検知用) ¹ 格納容器下部水位(満水管理用) ¹		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ¹		
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位		
1:重大事故等対処設備とし 2:重大事故等対処設備を活	、 ての要求 用する手	求事項を満たした重要監視パラメータ ↓順等の着手の判断基準として用いる	及び重要代替監視パラメータを示す。 パラメータ(計器)については、重大		

:重大事故等対処設備を活 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(4/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.8.2.1 ペデスタル(ドライ (1) ペデスタル(ドライ	ウェル部 ウェル部	3)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順)への注水		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹	
		原子炉圧力容器内の温度	監視パラメータ(計器) Dための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広料域) 1 原子炉水位(SA広料域] 1 水品計兼デブリ落 下検知用) 1 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) 1 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 1 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2D電圧 2 N/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 1 サブレッション・チェンバ圧力 1 ドライウェル圧力 1 サブレッション・チェンバ原引気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・ジール水温度 1 格納容器下部水位(高さ0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ0.5m, 1.0m 未満検知常部本気部水	
		原子炉圧力容器内の水位	監視パラメータ(計器) ロのための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) ' 下校二力容器温度 ' 原子炉圧力容器温度 ' 原子炉水位(広帯域) ' 原子炉水位(SA盔帯域) ' 原子炉水位(SA盔料域) ' 「ア校知用) ' 格納容器下部水温(水温計兼デブリ準 積検知用) ' 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ' 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C2C電圧 2 P/C2C電圧 2 P/C2C電圧 2 P/C2D電圧 2 財御棒位置指示 常設低圧代替注水系ポンプ吐出た力 1 ドライウェル圧力 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 ' サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 格納容器下部水位(高さ 1m 超検知 用) 1 格納容器下部水位(高さ 1m 超検知 用) 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 権納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 権納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 復水形蔵タンク水位 7 復水貯蔵タンク水位	
	判断	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	監視パラメータ(計器) のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) ¹ 原子炉圧力容器温度 ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 水約容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ¹ 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ¹ 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² M/F蔵の学びつかん (寝水貯蔵タンク水位 ドライウェル圧力 ¹ サブレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ サブレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ オージレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ 1 格納容器下部水位(高さ0.5m,1.0m 未満検知容器下部水位(満水管理用) ¹ イ 復水形蔵タンク水位 海谷話下部水位(満水管理用) ¹	
	基準	<mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	監視パラメータ(計器)Dのための対応手順格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1原子炉圧力容器温度 1原子炉水位(広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広帯域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1原子炉水位(SA広幣域) 1水浴(N温計兼デブリ準積検知用) 1低圧代替注水系格納容器下部注水流量 11とこて電圧 2P/C 2C電圧 2P/C 2C電圧 2P/C 2C電圧 2P/C 2D電圧 2P/C 2D電圧 2P/C 2D電圧 2P/C 2D電圧 2Nの体管式やウェル圧力 1サブレッション・チェンバ圧力 1サブレッション・チェンパ牙囲気温度 1サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1特納容器下部水位(高さ1m超検知相) 1格納容器下部水位(高さ0.5m,1.0m未満検知用) 1格納容器下部水位(満水管理用) 1低圧代替注水系格納容器下部注水流量 12復水貯蔵タンク水位	
d . 補給水系によるペデ スタル(ドライウェ ル部)への注水		電源	監視パラメータ(計器) Dのための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ' 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ' 原子炉上力容器温度 ' 原子炉水位(広帯域) ' 原子炉水位(SA広帯域) ' 原子炉水位(SA広帯域) ' 原子炉水位(SA広帯域) ' 原子炉水位(SA広料域) ' 原子炉水位(SA広料域) ' 原子炉水位(SA広料域) ' 原子炉水位(SA広料域) ' 原子炉水位(SA広料域) ' 「ア検知用) ' 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ' 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ' 1 275kV東海原子力線1 L, 2 L電圧 154kV原子力1 号線電圧 M/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 3 D電圧 2 制御棒位置指示 常設低圧代替注水系ポンプ吐出へッダ圧力 ' 境水貯蔵タンク水位 ドライウェル原力 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・チェンパ雰囲気温度 1 サブレッション・ジール水温度 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 私納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 私納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 私納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) 1 私納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 復水貯蔵タンク水位	
		補機監視機能	▲ Sa Să Ajuşti ▲ MANORAL D' (Blan) した 溶融炉心の冷却のための対応手順	
		水源の確保	 	
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ¹ サプレッション・チェンバ圧力 ¹	
	操作	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ¹ サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ¹ サプレッション・プール水温度 ¹ 格納容器下部水温(水温計兼デプリ堆 積検知用) ¹	
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の水位	格納容器下部水位 <mark>(高さ 1m 超検知</mark> 用) ¹ 格納容器下部水位(高さ 0.5m,1.0m 未満検知用) ¹ 格納容器下部水位(満水管理用) ¹	
		 <mark>原子炉</mark> 格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ¹	
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(5/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタ (1) 原子炉圧力容器への;	'ル(ドラ 主水	イウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順			
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ <u>原子炉水位(燃料域)</u> ¹ <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹		
	判	原子炉圧力容器内の圧力	「京子炉圧力容器温度 ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹ 原子炉圧力(SA) ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² P/C 2D電圧 ² G圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出た力 のスプレイ系ポンプ吐出た力		
	が断基準	原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 給水流量		
a.原子炉隔離時冷却系 による原子炉圧力容 器への注水		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ²		
		補機監視機能	IRX等の対応に なる監視項目 監視パラメータ(計器) D床面への落下遅延・防止のための対応手順 器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ¹ 器内の温度 原子炉正力容器温度 ¹ 器内の水位 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 器内の圧力 原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹ 器への注水量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 指4V/原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² P/C 2D電圧 ² 第 高圧炉心スプレイ系系が立プ吐出圧力 総水流量 第 高圧炉心スプレイ系系が次回転 第 高圧炉心スプレイ系系が次回転 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 第 <		
		水源の確保	監視パラメータ(計器) 防止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力な広(広帯域) 1 原子炉正力1 原子炉正力(SA) 1 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 Akw、流量 275kV東海原子力線1L,2L電圧 1 54kv原子力1号線電圧 1 M/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2D電圧 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉原番時冷却系示ンプ吐出圧力 サプレッション・ブール水位 1 ア子炉下隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 サプレッション・ブール水位 1 ア子炉下隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 サプレッション・ブール水位 1 アジレッション・ブール水位 1 <		
		補機監視機能 水源の確保 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の圧力	<u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ <u>原子炉水位(燃料域)</u> ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 1		
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	ーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーーー		
1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。					

監視計器一覧(6/12)

	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
ル(ドラ _{主水}	イウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順			
	<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1		
	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹		
N/al	原子炉圧力容器内の圧力	監視パラメータ(計器) 部のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)1 原子炉圧力容器温度1 原子炉正力容器温度1 原子炉水位(広帯域)1 原子炉正力(SA)1 原子炉圧力1 原子炉正力(SA)1 原子炉正力1 原子炉正力1 原子炉正力1 原子炉正力1 原子炉正力1 原子炉原離時冷却系系統流量1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C2C電圧2 P/C2C電圧2 P/C2C電圧2 P/C2D電圧2 P/C2D電圧2 P/C2D電圧2 高圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ボンプ吐出圧力 原子炉水位(広帯域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉水位(SA燃料域)1 原子炉正力(SA)1 高正代替注水系系統流量1 常設高正代替注水系ボンプ吐出圧力		
判 断 基 準	原子炉圧力容器への注水量	監視パラメータ(計器) buocbooxy応手順 粘納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉広力(広帯域) 1 原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉広力(SA) 1 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 絵水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 1 ア/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 D電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 D電圧 3 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ホメデンプレイ系ポンプロ 原子炉隔離時冷却系ポンプロ 原子炉原子(SA) 1 原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉水位(SA 原		
	電源	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力 1 原子炉圧力 (SA) 1 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 ネ水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2D電圧 2 F/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 N/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 F/C 2D電圧 2 N/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 P/C 2D電圧 2 N/C 2D電圧 2 F/F和に出た力 協水系ポンプ吐出不少ダ圧力 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力 1 原子炉圧力 1 原子炉圧力(SA) 1 高圧代替注水系系統流量 1 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力		
	補機監視機能	 ・防止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ¹ 原子炉圧力容器温度 ¹ 原子炉圧力容器温度 ¹ 原子炉圧力容器温度 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹ 原子炉圧力(SA) ¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 総水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹ 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² ア/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² P/C 2D電圧 ² ア/C 2D電圧 ² ア/C 2D電圧 ² ア/C 2D電圧 ² 第子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出へッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 東子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力 ¹ 市子炉圧力(SA) ¹ 高圧代替注水系系統流量 ¹ オブレッション・プール水位 ¹ アジレッション・プール水位 ¹ アジレッション・プール水位 ¹ 		
	水源の確保	監視パラメータ(計器) 防止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力 (SA) 1 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 絵水流量 原子炉原力 (SA) 1 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 275kV東海原子力線1 L, 2 L電圧 SAV(原子力 1 号線電圧 M/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 ア/C 2 C電圧 2 ア/C 2 D電圧 2 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 サプレッション・ブール水位 1 原子炉水位(SAL需域) 1 原子炉圧力(SA) 1 高正代替注水系系統流量 1 常設高圧代替注水系系統流量 1 プレッション・ブール水位 1 サブレッション・ブール水位 1 プレッション・ブール水位 1 プレッション・ブール水位 1 プレッション・ブール水位 1 プレッション・ブール水位 1 プレッション・ブール水位 1		
	原子炉圧力容器内の水位	Dynolic 監視項目 監視パラメータ(計器) への落下遅延・防止のための対応手順 D放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ' R 合炉水位(広帯域) ' R 子炉圧力容器温度 ' D温度 原子炉圧力容器温度 ' D法位 原子炉圧力容器温度 ' D水位 原子炉圧力容器温度 ' D水位 原子炉圧力 (SA) ' DE力 原子炉圧力 (SA) ' DE力 原子炉圧力 (SA) ' D注水量 高圧炉心スブレイ系系統流量 ' A/C 2 C電圧 2 P / C 2 C電圧 2 P / C 2 C電圧 2 P / C 2 D電圧 2 D/C 2 D電圧 2 P / C 2 D電圧 2 P / C 2 D電圧 2 P / C 2 D電圧 2 D/C 2 D電圧 2 P / C 2 D電圧 2 D/C 2 D		
操	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
IF	原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量 1		
	補機監視機能	常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力		
	水源の確保	サプレッション・プール水位 1		
	ル主 判断基準 操作 マーク ア ア	重大事故等の対応に 必要となる監視項目 ル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・ 注水 原子ゲレニカ容器内の放射線量率 原子ゲ圧力容器内の次位 原子ゲ圧力容器への注水量 電源 補機監視機能 水源の確保 原子ゲ圧力容器内の水位 小源の確保 原子ゲ圧力容器内の水位 ホ源の確保 原子ゲ圧力容器内の水位 原子ゲルニカ容器内の水位 市税 市機監視機能 水源の確保 原子ゲ圧力容器内の注水量 市税 ホ源の確保 ホ源の確保 ホ源の確保 水源の確保 市機監視機能 水源の確保		

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(7 / 12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタ (1) 原子炉圧力容器への;	7ル(ドラ 注水		防止のための対応手順		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力 (SA) 1 原子炉圧力 (SA) 1 除子炉圧力 (SA) 1 給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 だ低圧炉心スプレイ系系統流量 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M / C 2C電圧 2 P / C 2C電圧 2 P / C 2D電圧 2 P / C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 P / C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 C 2D電圧 2 M / C 2D電工 2 M / C 2D電圧 2 M / C 2D電圧 2 M / C 2D電工 2 M / C 2D電 2 M / C 2D電 2 M / C 2D M /		
c . 低圧代替注水系(常 設)による原子炉圧 力容器への注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ¹ 原子炉圧力容器温度 ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹ 原子炉圧力(SA) ¹ 給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² P/C 2D電圧 ² M/C 2D電圧 ² AX系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 1 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉圧力 (SA) ¹ 原子炉圧力 (SA) ¹ R子炉圧力 (SA) ¹ 同子炉圧力 (SA) ¹ R子炉圧力 (SA) ¹ R子炉圧力 (SA) ¹ R子炉正力 (SA) ¹ (C2) ¹ R子(C2) ¹ R R R R R R R R R R R R R		
		電源	原子炉水位(SA燃料域) 1 原子炉圧力1 原子炉圧力(SA)1 給水流量 1 高圧炉心スプレイ系系統流量1 1 残留熱除去系系統流量1 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C2C電圧2 P/C2C電圧2 P/C2D電圧2 A M/C2D電圧2 A M/C2D電圧2 A KK系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 代替淡水貯槽水位1 1		
		補機監視機能	山のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉正力(SA) 1 総水流量 高圧炉心スブレイ系系統流量 1 代留熱除去系系統流量 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2D電圧 2 M/C 2D電圧 2 M/C 2D電圧 2 M/C 2D電圧 2 P/C 2C電圧 2 ア/C 2D電圧 2 M/C 2D電圧 2 M/C 3D電圧 2 M/C 4 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広ボンブ吐出た力 代 原子炉正力(SA) 1 電子 アン用) 1		
		水源の確保	止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力 (SA) 1 給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 低圧炉心スプレイ系系統流量 1 代替淡水貯槽水位 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA) 1 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) 1 常設低圧代替注水系示ブブ吐出圧力 代替淡水貯槽水位 1 で重要代替監視パラメータを示す。 ラメータ(計器)については, 重大		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(燃料域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA燃料域 1		
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> <mark>ライン用)</mark> ¹		
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 1		
1:重大事故等対処設備とし 2:重大事故等対処設備を活	ノての要求 5日する手	₹事項を満たした重要監視パラメータ €順等の着手の判断基準として用いる	皮ひ重要代替監視バラメータを示す。 <mark>パラメータ(計器)については、重大</mark>		

事故等対処設備とする。

監視計器一覧(8/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタ (1) 原子炉圧力容器への;	'ル(ドラ 主水		防止のための対応手順		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1		
		原子炉圧力容器内の水位	<u>原子炉水位(広帯域)</u> ¹ <u>原子炉水位(燃料域)</u> ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		 原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
d . 低圧代替注水系(可 搬型)による原子炉 圧力容器への注水 (淡水 / 海水)	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> ライン用) ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹		
		電源	1 Ref (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1)		
		補機監視機能	給水系ボンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 残留熱除去系ボンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		水源の確保	監視パラメータ(計器) buockooykofu buockooykofu kawapasagamaakayaka Rawapasagamaakayaka grype prype grype grype <td< td=""></td<>		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
	操	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
	ΤF	原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> ライン用) ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬 ライン用) ¹		
		水源の確 <mark>保</mark>	西側淡水貯水設備水位 ¹ 代替淡水貯槽水位 ¹		
1:重大事故等対処設備とし 2:重大事故等対処設備を活 事故等対処設備とする。	っての要求 日する手	₹事項を満たした重要監視パラメータ <mark>≦順等の着手の判断基準として用いる</mark>	及び重要代替監視パラメータを示す。 <mark>パラメータ(計器)については,重大</mark>		

監視計器一覧(9/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタ (1) 原子炉圧力容器への注	/ル(ドラ 注水	イウェル部)の床面への落下遅延・	防止のための対応手順		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	監視パラメータ(計器) b止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力容器温度 1 原子炉正力(SA) 1 旅泳流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 低圧ゲレスプレイ系系統流量 1 代田代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) 1 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 2 P/C 2C電圧 2 P/C 2D電圧 2 ア/C 2D電圧 3 総水系ポンプ吐出た力 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ポンプ吐出圧力 東子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA」		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
e.代替循環冷却系によ る原子炉圧力容器へ の注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> ライン用) ¹		
		電源	 給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量¹ 残留熱除去系系統流量¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用)¹ 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧² P/C 2C電圧² P/C 2D電圧² P/C 2D電圧² P/C 2D電圧² P/C 2D電圧² M/C 2D電圧² M/C 2D電圧² M/C 2D電圧² M/C 2D電圧² M/C 2D電圧² M/C 2D電圧² 		
		補機監視機能	広止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) 協称流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 (低圧代替注水系原子炉注水流量(常設) オン用) 275kV東海原子力線1L,2L電圧 54kV原子力1号線電圧 M / C 2 C電圧 P / C 2 D電圧 C 会校水位(広帯域) 「 原子炉水位(S A 広帯域) 「 原子炉水位(S A 広帯域) 「 原子炉圧力(S A) 「 原子炉圧力(S A) 「 R 合が水位(S A 広帯域) 「 原子炉圧力(S A) 「 R 合が広(S A)		
		水源の確保	監視パラメータ(計器)		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹		
	操作	P/C 2D電圧 ² 補機監視機能 給水系ポンプ吐出ヘッダ) 高圧炉心スプレイ系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ 残留熱除去系ポンプ吐出) 常設低圧代替注水系ポンプ 水源の確保 サプレッション・プール: 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力(SA) 1 原子炉圧力容器への注水量 代替循環冷却系原子炉注:	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量 1		
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力		
		水源の確認	サプレッション・プール水位 1		
1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。 					



監視計器一覧(10/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタ (1) 原子炉圧力容器への激	ル(ドラ _{主水}	, [;] イウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順			
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
f . 消火系による原子炉 圧力容器への注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> ライン用) ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹		
		電源	お止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力容器温度 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉圧力 原子炉正力(SA) 原子炉圧力 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 協水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 (K圧炉心スプレイ系系統流量) 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設) ライン用) 1 代替循環冷却系原子炉注水流量(常設) ライン用) 1 代替循環冷却系原子炉注水流量(常設) ライン用) 1 代替循環冷却系原子炉注水流量 1 たび車次のスプレイ系ポンプ吐出た力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 「日本がなごびレイ系ポンプ吐出圧力 高上が心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設 ア/C 2 回電圧 給水系ポンプ吐出た力 高山水貯蔵タンク水位 原子炉水位(SA) 「 原子炉水位(SA) 「 原子炉水位(SA) 「 原子炉水位(SA) 「 原子炉水位(SA) 「 原子炉水位(SA)		
		補機監視機能	監視パラメータ(計器) b止のための対応手順 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) 1 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) 1 原子炉圧力容器温度 1 原子炉水位(広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉広力(SA) 1 給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 1 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設 ライン用) 1 代替循環冷却系原子炉注水流量 (常設 ライン用) 1 代替循環冷却系原子炉注水流量 (常設 ライン用) 2 ア/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 C電圧 2 P/C 2 D電圧 2 AM系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 高山水貯蔵タンク水位 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 高山水貯蔵タンク水位 原子炉圧力 (SA) 1 焼 路軟除去系系統流量 1 「原子炉圧力 (SA) 1 原子炉水位(SA広帯域) 1 原子炉圧力 (SA) 1 原子炉圧力 (SA) 1 原子炉圧力 (SA) 1 原子炉上力 (SA) 1 原子炉圧力 (SA) 1 原子炉上力 (SA) 1 原子炉工力 (SA) 1 原子炉工力 (SA) 1 原子炉工力 (SA) 1 原子炉工力 (SA) 1		
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位		
		福橋部宮部内の温度 席子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力 「 原子炉圧力容器内の正力 原子炉圧力 「 原子炉圧力容器への注水量 協子炉圧力 「 家子炉圧力容器への注水量 協子炉上力 「 家子炉圧力容器への注水量 協子が広 (SA) 「 第子炉圧力容器への注水量 協子(K) 第日間を近か込スブレイ系系統流量 「 低圧(位) (SA) 「 第日間の市 (SA) 「 原子炉圧力容器への注水量 協家系が二ブレイ系ボンデジオ、流量 マンドレクス (SA) 「 (低圧(位) (C) 「 (C) 2 (C電圧 2) (C)			
	操	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
	ĩ⊧	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ¹		
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
			ろ過水貯蔵タンク水位		

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧(11/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタ (1) 原子炉圧力容器への;	ル(ドラ 主水	[;] イウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順		
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹	
g . 補給水系による原子 炉圧力容器への注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 残留熱除去系系統流量 ¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量 <mark>(常設</mark> ライン用) ¹ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ¹	
		電源	 塩視ハラメーダ(計番) b止のための対応手順 	
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		単人事な等の対応に 必要となる監視項目 監視バラメータ(計器) ジライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 原子炉相納容器内の放射線量率 席子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器への注水量 常子炉圧力容器への注水量 な源の確保 電源 アナケビロンマレイ系示が注水流 ライン用) マケレスブレイ系示が定力 (SA) 市子炉圧力容器への注水量 「日子炉水位(SA) 「日子炉水位(SA) 原子炉圧力容器への注水量 「日子炉水位(SA) 「日子炉水位(SA) 「日子炉工力容器への注水量 「日子炉水位(SA) 「日子炉水位(SA) 「日子炉水位(SA) 「日子炉水位(SA) 「日子炉工力(SA) 「日子炉工力(SA) 「日子炉工力(SA) 「日子炉工力(SA) 「日子炉工力(SA) 「日子炉工水流 「日子炉工水流 「日子炉工水流 「日子炉工水流 「日子炉工、「日子戸子」 「日子炉工、「日子」 「日子/日子」 「日子/日子/日子 「日子/日子		
		「原子炉圧力(SA)」 「原子炉圧力(SA)」 原子炉圧力容器への注水量 「島水流量」 高圧炉心スプレイ系系統流量」 (低圧炉心スプレイ系系統流量) 「低圧代替注水系原子炉注水流量 ライン用)」 「代替循環冷却系原子炉注水流量 ライン用)」 「代替循環冷却系原子炉注水流量 フイン用)」 「代替循環冷却系原子炉注水流量 フイン用)」 「代替循環冷却系原子炉注水流量 ア/(日)」 電源 275kV東海原子力線1L,2L電 154kV原子力1号線電圧 M/(C)2C電圧2 ア/C)2C電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧2 P/(C)2D電圧2 ア/C)2D電圧3 第 病変の確保 復水貯蔵タンク水位 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力1 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力1 原子炉圧力容器への注水量 残留熱除去系系統流量1 補機監視機能 復水形蔵タンク水位 東子炉圧力容器への注水量 残留熱除去系系統流量1 補機監視機能 復水貯蔵タンク水位 事項を満たした重要監視パラムータ及び重要式着数率パラムータを示		
	操	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹	
	作	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 1	
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力	
			復水貯蔵タンク水位	

1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バフメータ及び重要代督監視ハフメータを示す。 2:<mark>重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大</mark>

<mark>事故等対処設備とする。</mark>

監視計器一覧(12 / 12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
	'ル(ドラ 主水		止のための対応手順	
		<mark>原子炉</mark> 格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D / W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S / C) ¹	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ¹	
h . ほう酸注入系による 原子炉圧力容器への ほう酸水注入	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ² P/C 2C電圧 ² M/C 2D電圧 ² P/C 2D電圧 ²	
	揭	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域 原子炉水位(SA広帯域 原子炉水位(SA燃料域	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域 ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域 ¹	
	作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹	
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 <mark>²</mark>	
1:重大事故等対処設備とし 2:重大事故等対処設備とし		、 事項を満たした重要監視パラメータ及 「順等の差手の判断其進として思いるパ	び重要代替監視パラメータを示す。	
- <u>-</u> ・ 単八	1 H 9 8 1	「順守の有于の判断率午C0て用いるハ		



放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は,その状況 (必要となる現場及び操作する時間)によって異なる。重大事故であること を考慮し,例えば原子炉建屋最上階において 10mSv/h の場合は,通常水位 から約0.86m下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。



第2図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第3図に,使用済燃料プールの断面積及び保有 水の容積を第1表に示す。



第3図 東海第二発電所 使用済燃料プールの構造高さ

1.11 - 163

修正不要 使用済燃料貯蔵プール内での燃料有効頂部であり, 原子炉内でのTAF位置と関連なし。

b. 沸騰開始からの水位低下時間

1時間当たりの沸騰による蒸発量
$$(m^3 / h) = \frac{ 燃料の崩壊熱(MW) \times 10^3 \times 3600}{ 水の密度(kg / m^3) \times 蒸発潜熱(kJ / kg)}$$

水位低下時間(h)= 通常水位から 燃料有効長頂部までの水量(m^3)×水の密度(kg / m^3)²×蒸発潜熱(kJ / kg)³ 燃料の崩壊熱(MW)×10³×3600

c. 沸騰による水位低下平均速度

2,256.47

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており,保有水が少ないため, 使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く,使用済燃料プール上部で は水位低下速度は遅い。ここでは,上記3.のとおり,下部から上部までの 平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求め,一律適用する。これは, 遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて,以下の条件にて算定した。

837.6

水の比熱 ¹ (kJ/kg/)	使用済	燃料 プールの水量 (m ³)	水の密度 ² (kg/m ³)	燃料の崩壊熱 (₩)	
4.185		1,189.9	958	9.058	
				_	
蒸発潜熱 3	通営水位から	燃物。	通常水位から燃料有効長頂	通常水位から約0.86m	ま
$(k / k \alpha)$	ショーズの		郭≓での享任美(m)	での7k島(m ³)	

7.26

100

- 1 65 から 100 までの飽和水の比熱のうち,最小となる 65 の値を使用(1999年 蒸気表より)
- 2 65 から 100 までの飽和水の密度のうち,最小となる 100 の値を使用(1999 年蒸気表より)
- 3 100 の飽和水のエンタルピと 100 飽和蒸気のエンタルピの差より算出(1999 年蒸気表より)

なお, a.~ c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定
があるが,使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ,総合的に保守的な評価になっていると考えられる。

【保守的な仮定】

・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。

・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

【非保守的な仮定】

・簡易的な評価とするため,プール水は全て均一の温度と仮定し,プール 全体が100 に到達した時間を沸騰開始としている。

なお,注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価の仮定 による影響は無視できる程度だと考える。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温100 到達までの時間(h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m³/h)	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間 4(h)	約 11.7
燃料有効長丁語にで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 ⁴ (h)	約 60.6
使用済燃料ブール水位の低下速度(m/h)	約 0.13

4 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合,燃料の崩壊熱により使用済 燃料プール温度が上昇し,約5.1時間後に沸騰開始となり,蒸発により水位 低下が始まる。この時の蒸発量は約15.1m³/hである。

よって,使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位 (通常水位より約0.86m下)まで低下するのは約11.7時間後であり,可搬 型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用し た注水操作の時間余裕は十分にある。





配管破断により保有水が漏えいし,水平配管の配管下端部(通常水位から 約0.23m下)まで水位が低下した場合,崩壊熱除去機能喪失に伴い,事象発 生から約5.0時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位(通常水位より約0.86m下)まで低 下するのは事象発生から約9.8時間後であり,可搬型代替注水中型ポンプに よる代替燃料プール注水系(注水ライン)による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温100 到達までの時間(h)	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量(m³/h)	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間(h)	約 9.8
燃料有効長丁語なまで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間(h)	約 58.7
使用済燃料プール水位の低下速度(m/h)	約 0.13

事象発生から沸騰開始までの時間を含む



監視計器一覧(12/21)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)		
1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (5) ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした対応手順					
c . ろ過水貯蔵タンク又は多目的タ	ンクを	を水源とした原子炉格納容器下	「部への注水		
(a) 消火系によるペデスタル (ドライウェル部)への注 水	判断基準	「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」に て整備する。			
	操 作				
d .ろ過水貯蔵タンク又は多目的タ	ンクを	を水源とした使用済燃料プール	レヘの注水		
(a) 消火系による使用済燃料プ ール注水	(a) 消火系による使用済燃料プ 判断基準 「1.11」使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。				
	操 作				
1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (<mark>6</mark>) 復水貯蔵タンクを水源とした	i と対応	手順			
a . 復水貯蔵タンクを水源とした原	[子炉)	令却材圧力バウンダリ高圧時 <i>の</i>	D原子炉圧力容器への注水		
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(燃料域)</u> <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量		
	-	水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
(a) 原子炉隔離時冷却系による -		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
復水貯蔵タンクを水源とし た原子炉注水		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
	操 作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
		原子炉圧力容器内への 注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		

1: 重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等 対処設備とする。

監視計器一覧(13/21)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (6) 復水貯蔵タンクを水源とした対応手順				
a.復水貯蔵タンクを水源とした原	夏子炉;	令却材圧力バウンダリ高圧時の	D原子炉圧力容器への注水	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(燃料域)</u> 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	
	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ¹	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	
(b) 高圧炉心スプレイ系による 復水貯蔵タンクを水源とし		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
復水貯蔵タンクを水源とし た原子炉注水	_ U 操 作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)</u> 1 <u>原子炉水位(燃料域)</u> 1 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) ¹	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹	
		原子炉圧力容器内への 注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 1	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	
(c) 制御棒駆動水圧系による原 子炉注水	判断基準	「1.2 原子炉冷却材圧カバウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷 るための手順等」にて整備する。		
	操作			

 ・重大事故等対処設備としての安求事項を満たした重安監視ハラメータ及び重要に旨監視ハラメータを示す。

 ・重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等
 が処設備とする。

監視計器一覧(14/21)

対応手順		重大事故等の対応に 監視パラメータ(計器) 必要となる監視項目			
1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (<mark>6</mark>) 復水貯蔵タンクを水源とした対応手順					
a.復水貯蔵タンクを水源とした	亰子炉 〉	令却材圧力バウンダリ高圧時の	D原子炉圧力容器への注水		
		原子炉格納容器内の 放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) ¹		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 1		
		原子炉圧力容器内の水位	<u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(燃料域)</u> 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
	半山	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(SA) ¹		
	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ¹ 給水流量		
(d) 原子炉隔離時冷却系による 原子炉圧力容器への注水 (溶融炉心のペデスタル		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 メタルクラッド開閉装置 2C電圧 ² パワーセンタ 2C電圧 ² メタルクラッド開閉装置 2D電圧 ² パワーセンタ 2D電圧 ²		
(ドライワェル部)の床面 への落下遅延・防止)		補機監視機能	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ¹ 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ¹ 原子炉水位(SA燃料域) ¹		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ¹ 原子炉圧力(S A) ¹		
	作	原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 1		
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		

2: 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大事故等 対処設備とする。



安全機能	系統・設備
(設置許可基準規則第12条)	
非常用の直流電源機能	直流電源設備
非常用の計測制御用直流電源機能	計測制御用電源設備
補機冷却機能	残留熱除去系海水系 及び
	ディーゼル発電機海水系
冷却用海水供給機能	残留熱除去系海水系 及び
	ディーゼル発電機海水系
原子炉制御室非常用換気空調機能	中央制御室換気系
圧縮空気供給機能	逃がし安全弁及び自動減圧機能のア
	キュムレータ並びに主蒸気隔離弁の
	アキュムレータ
原子炉冷却材圧力バウンダリを構成	原子炉冷却材圧カバウンダリ隔離弁
する配管の隔離機能	
原子炉格納容器バウンダリを構成す	原子炉格納容器バウンダリ隔離弁
る配管の隔離機能	
原子炉停止系に対する作動信号(常	安全保護系(スクラム機能)
用系として作動させるものを除く)	
の発生機能	
工学的安全施設に分類される機器若	安全保護系(非常用炉心冷却系作動,
しくは系統に対する作動信号の発生	主蒸気隔離,原子炉格納容器隔離,
機能	原子炉建屋ガス処理系作動)
事故時の原子炉の停止状態の把握機	起動領域計装
能	原子炉スクラム用電磁接触器の状態
	監視設備及び制御棒位置監視設備
事故時の炉心冷却状態の把握機能	原子炉水位計装(広帯域)燃料域)
	原子炉圧力計装
事故時の放射能閉じ込め状態の把握	原子炉格納容器圧力計装
機能	サプレッション・プール水温度計装
	原子炉格納容器エリア放射線量率計
	装
事故時のプラント操作のための情報	原子炉圧力計装
の把握機能	原子炉水位計装(広帯域)燃料域)
	原子炉格納容器圧力計装
	サブレッション・プール水温度計装
	原子炉格納容器水素濃度計装
	原子炉格納容器酸素濃度計装
	主排気筒放射線モニタ計装

予備品(第1.0.3-2表 1.予備品)を保管する系統

TAFの記載のみ。 修正不要

炉心損傷開始の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては,注水機能喪失により原子炉水位が燃料有効 長頂部(以下「TAF」という。)以上に維持できない場合において,原子炉 水位が低下し,炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

非常時運転手順書 (徴候ベース)では,原子炉への注水系統を十分に確保 できず原子炉水位がTAF未満となった際,CAMSを用いて,ドライウェル 又はウェットウェルの 線線量率の状況を確認し,図1に示す設計基準原子炉 冷却材喪失事故時追加放出相当の10倍以上となった場合を,炉心損傷の判断と している。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生 成物が逃がし安全弁等を介して<mark>原子炉</mark>格納容器内に流入する事象進展を踏まえ て,<mark>原子炉</mark>格納容器内の線線量率の値の上昇を,運転操作における炉心損傷 の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

また,福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計,CAMS等の計器が 使用不能となり,炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み,CAMSに 頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており,その結果,CAMSの使 用不能の場合は,「原子炉圧力容器温度:300 以上」を炉心損傷の判断基準と して手順に追加する。

原子炉圧力容器温度は,炉心が冠水している場合には,逃がし安全弁動作圧 力(安全弁機能の最大8.31MPa[gage])における飽和温度約299 を超えること なく,300 以上にはならない。一方,原子炉水位の低下により炉心が露出した 場合には過熱蒸気雰囲気となり,温度は飽和温度を超えて上昇するため,300 以上になると考えられる。上記より,炉心損傷の判断基準を300 以上としてい



<mark>赤数字</mark>:操作内容の判断は別紙5参照



別紙3(8/15)

PCV水素濃度制御

(PC/H)

TAFの記載のみ。修正不要 炉心損傷開始の確認は、TAF水位を下回った以降に行うこととしているため、 炉心損傷確認の開始が遅れるおそれがある。 しかし、炉心損傷はTAF位置から51mmを超えて更に下まわる水位に おいて発生することが考えられ、その場合には既に炉心損傷開始の 確認に着手できていることとなるため、問題となるものではない。

別紙3(9/15)

使用済燃料プール制御 (SF/C)

<mark>赤数字</mark>:操作内容の判断は別紙5参照





TAFの記載のみ。修正不要 TAFの記載のみ。修正不要 TAF水位は原子炉減圧に係る操作の移行判断・導入条件に用いているが, 原子炉水位(燃料域)の指示するTAF水位は,実際のTAF水位より 51mm下であるため,減圧遅れに伴う低圧注水遅れのおそれがある。 しかし,注水遅れを考慮したプラント挙動解析結果からは,炉心損傷防止の観点からは, 問題となるものではない。



別紙3(13/15)



別紙3(14/15)





		修正不要 目的と略語説明のTAFの記載。	EOP 目的及び基本的な考え方		
	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	
	「水位確保」 (RC/L)	・原子炉水位を <mark>燃料有効長頂</mark> <mark>部(T</mark> AF)以上に回復させ, 安定に維持する。			
<mark>原子炉制御</mark>					
	【略語】 L - 8:原子炉水位 L - 3:原子炉水位 L - 2:原子炉水位 L - 1:原子炉水位 TAF :燃料有効長]	高(レベル8) 低(レベル3) 異常低(レベル2) 異常低(レベル1) 頂部			

運転操作手順書名称 目的 導入条件 脱出条件 「S/P水位制御」 ・S/P 水位を監視し,制御す (SP/L) る。 <mark>(続き)</mark> 「PCV水素濃度 ・PCV内の水素及び酸素濃度 を監視し,制御する。 制御」 (P C / H) 格納容器制御 【略語】 <mark>FCS :可燃性ガス濃度制御系</mark> <mark>CAMS:PCV雰囲気モニタ</mark>

EOP 目的及び基本的な考え方

別紙4(7/13)

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	
	「水位回復」	・原子炉水位を回復する。			
	(C1)				
不 測					
事 態					
	<mark>【略語】</mark> RCIC:原子炉隔離	時冷却系			

EOP 目的及び基本的な考え方

別紙4(9/13)



EOP 目的及び基本的な考え方

	運転操作手順書名称	目的	導入条件	脱出条件	
	「急速減圧」	・原子炉を速やかに減圧する。			
	(C2)				
	(続き)				
不					
· 測 事					
態					

別紙4(11/13)

TAFの記載のみ。修正不要 TAFの記載のみ。修正不要 FAF水位は原子炉減圧に係る操作の移行判断・導入条件に用いているが, 原子炉水位(燃料域)の指示するTAF水位は,実際のTAF水位より 51mm下であるため,減圧遅れに伴う低圧注水遅れのおそれがある。 しかし,注水遅れを考慮したプラント挙動解析結果からは,炉心損傷防止の観点からは, 問題となるものではない。

別紙5-12(4/6)

E O P 「水位回復(C1)」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
	<mark>C</mark> 1 3-1	RCIC 又は高圧代替注 水系作動中	・原子炉水位 ・RCIC の運転状態 ・高圧代替注水系の運転状態	
水位 上昇中	<mark>C</mark> 1 3-2	TAF 迷続時間の確認	・原子炉水位 ・最長許容炉心露出時間 ・原子炉停止後の時間 ・TAF <mark>継続時間</mark>	
	<mark>C</mark> 1 3-3	TAF 未満	・原子炉水位	

修正不要 燃料域水位計は,有効燃料頂部 9152㎜を基準としているため減圧判断の遅れのおそれあり。 しかし、数時間ある原子炉圧力容器破損までの余裕時間に対して,判断遅れが数分程度で あることから、問題となるものではない。

E O P 「 A M 初期対応 (C 4) 」操作等判断基準一覧

制御項目	文	寸応時の判断項目	判断のための確認項目	操作手順
	<mark>C</mark> 4 1-2	原子炉水位L <mark>-</mark> 1未満	・原子炉水位	
AM初期	<mark>C</mark> 4 1-3	原子炉水位 BAF + 20%到達	・原子炉水位	
対応 C 4	<mark>C</mark> 4 1-4	炉心損傷開始確認	・CAMS による 線線量率 ・原子炉停止後の経過時間 ・RPV 温度	

AM操作方針の全体流れ図

別紙7(1/11)

注水-1:「損傷炉心への注水」

修正不要 燃料域水位計は,有効燃料頂部 9152mmを基準としているため減圧判断の遅れのおそれあり。 しかし、数時間ある原子炉圧力容器破損までの余裕時間に対して,判断遅れが数分程度で あることから、問題となるものではない。

別紙7(2/11)

SOP 目的及び基本的な考え方

修正不要 燃料域水位計は,有 しかし、数時間ある あることから、問題	9効燃料頂部 9152m 原子炉圧力容器破 しとなるものではな	mを基準と 損までのst い。

ストラテジ名称	目的	移行条件	
注水 <mark>-</mark> 1 「損傷炉心への注水」	・炉心損傷後,最初に実施され るストラテジであり,損傷炉 心へ注水することによって 損傷炉心の冷却を行い,RPV の破損を回避する。		
注水 <mark>-</mark> 2 「長期の原子炉水位の確 保」	・原子炉の水位を長期的に確保 する。		

: しているため減圧判断の遅れのおそれあり。 余裕時間に対して,判断遅れが数分程度で

別紙9-1(3/4)

修正不要 燃料域水位計は,有効燃料頂部 9152mmを基準としているため減圧判断の遅れのおそれあり。 しかし、数時間ある原子炉圧力容器破損までの余裕時間に対して,判断遅れが数分程度で あることから、問題となるものではない。

SOP「注水-1:損傷炉心への注水」操作等判断基準一覧

制御項目	対応時の判断項目		判断のための確認項目	操作手順
初期注水	<mark>注水 1</mark> 1-3	低圧注水系統使用 可能	・低圧注水系統の状態	
	<mark>注水 1</mark> 1-4	原子炉水位 BAF + 20%到達	・原子炉水位	

修正不要 計器名称の記載のみ



10 - 5 - 40

監視計器一覧(2/3)

対応手順		重大事故等の対応に 監視パラメータ(計器 必要となる監視項目		
 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)原子炉制御「反応度制御」 				
原子炉スクラム成功確認	判断基準	原子炉スクラム成功確認	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系 ^{※2} 平均出力領域計装 ^{※1} 起動領域計装 ^{※1}	
原子炉再循環ボンプ停止 操 による原子炉出力抑制 作		原子炉出力	平均出力領域計装 ^{並1} 起動領域計装 ^{会1}	
		原子炉再循環ポンプ運転状態	原子炉再循環ポンプ表示灯	
自動減圧系の起動阻止ス イッチによる原子炉出力 急上昇防止	操作	自動減圧系及び過渡時自動減圧機 能の起動阻止状態	自動減圧系及び過渡時自動減圧機能 起動阻止状態表示灯	
	操作	ブラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系 ^{※2}	
		未臨界の監視	平均出力領域計装 ^{*1} 起動領域計装 ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位	
ほう酸水注入		最終ヒートシンクによる冷却状態 の確認	サプレッション・プール水温度 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}	
		補機監視機能	局所出力領域計装 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力	
		原子炉出力	平均出力領域計装 ^{※1} 起動領域計装 ^{※1}	
		原子炉隔離状態の有無	主蒸気隔離弁開閉表示灯	
原子炉水位低下による原 子炉出力抑制	€ 作	原子炉圧力容器内の水位	◎子炉水位(広素城) ^{※1} 原子炉水位(燃料城) ^{※1} 原子炉水位(SA広宿城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ⁺¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ⁺¹	
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
※2:重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない常用計器及び常用代替計器により監視するパラメータを示す。

プレッション・プール及び逃がし安全弁(安全弁機能)は重大事故等 対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は,審査 基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により,全交流動力電源が喪失した場 合,又は全交流動力電源の喪失及び常設直流電源系統が喪失した場合 においても,原子炉を冷却することができる。

 d. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「1.2.1(2) b. (a) 高圧代替注水系による原子炉注水」及び 「1.2.1(2) c. (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失 時の原子炉注水」により原子炉へ注水する際は,原子炉水位を監視又 は推定する手段がある。

また,原子炉へ注水するための常設高圧代替注水系ポンプの作動状 況を確認する手段がある。

さらに,原子炉を冷却するための原子炉水位を制御する手段があ る。

なお,現場計器については,S_s機能維持を担保する設計である。 監視及び制御に使用する設備(監視計器)は以下のとおり。

高圧代替注水系(中央制御室起動時)の監視計器

・原子炉水位(広帯域,燃料域,SA広帯域,SA燃料域)

・原子炉圧力,原子炉圧力(SA)

高圧代替注水系系統流量

・サプレッション・プール水位

高圧代替注水系(現場起動時)の監視計器

1.2 - 10

 ・原子炉水位(広帯域^{*2},燃料域^{*2},SA広帯域^{*2},SA燃料 域^{*2})

- 高圧代替注水系系統流量
- ・可搬型計測器
- ・常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力
- ・常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力
- ・高圧代替注水系タービン入口圧力
- ・高圧代替注水系タービン排気圧力

※2:中央制御室にて監視可能であるが,現場においても監視可 能。

(b) 重大事故等対処設備

「1.2.1(2) d. 監視及び制御」で使用する設備のうち,原子炉水位 (広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉水位(SA広帯域),原子 炉水位(SA燃料域),原子炉圧力,原子炉圧力(SA),高圧代替注 水系系統流量,サプレッション・プール水位,常設高圧代替注水系ポ ンプ吐出圧力,常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力,高圧代替注水系 タービン入口圧力,高圧代替注水系タービン排気圧力及び可搬型計測 器は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの選定した設備は,審査基準及び基準規則に要求される設備 が全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備を用いて原子炉水位及び常設高圧代替注 水系ポンプの作動状況を監視することにより,原子炉を冷却するため に必要な監視及び制御ができる。

- ・重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備
- (a) 重大事故等の進展抑制

1.2 - 11

カ容器内の圧力が確保された場合に,原子炉隔離時冷却系ポンプを起動 し,原子炉圧力容器内の水位が燃料有効長頂部到達までに原子炉への注水 を開始する。

a. 手順着手の判断基準

以下のいずれかの状況に至った場合。

原子炉水位異常低下(レベル2)信号が発信した場合。

②手動起動の場合

給水系(タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ)による 原子炉注水ができず,原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベ ル3)設定点以上に維持できない場合において,サプレッション・プ ールの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.2-2図に、タイムチャートを第1.2-3図に示す。

②運転員等は中央制御室にて、原子炉隔離時冷却系ポンプの手動起動 操作、又は自動起動信号(原子炉水位異常低下(レベル2))によ

り,原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁,原子炉隔離時冷却系蒸気供 給弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁が開し,原子炉隔離時冷 却系ポンプが起動したことを確認した後,発電長に報告する。

③運転員等は中央制御室にて、原子炉への注水が開始されたことを原 子炉隔離時冷却系系統流量の流量上昇で確認し、発電長に報告す る。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉隔離時 冷却系ポンプの手動起動又は自動起動の確認を指示する。

- ⑤運転員等は中央制御室にて、高圧炉心スプレイ系原子炉注入弁の開 閉操作により高圧炉心スプレイ系系統流量を調整することで、原子 炉圧力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以上から原 子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持し、発電長に報告する。
- c. 操作の成立性

上記の操作は,作業開始を判断してから高圧炉心スプレイ系による原 子炉注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- 【自動起動信号が発信した場合】
 - ・中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名にて実施した場合,3
 分以内と想定する。
- 【手動起動の場合】
 - ・中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名にて実施した場合,3
 分以内と想定する。

中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため, 速や かに対応できる。

- 1.2.2.2 フロントライン系故障時の対応手順
 - (1) 高圧代替注水系による原子炉注水
 - a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した場合は, 中央制御室からの手動操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し原 子炉への注水を実施する。

なお,原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位 低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持 するように原子炉水位(狭帯域,広帯域,燃料域,SA広帯域,SA燃 料域)により監視する。また,これらの計測機器が故障又は計測範囲 上記の中央制御室対応を運転員等(当直運転員)2名にて実施した 場合,作業開始を判断してから中央制御室からの高圧代替注水系起動 による原子炉注水開始まで10分以内と想定する。中央制御室に設置さ れている操作盤からの遠隔操作であるため,速やかに対応できる。

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フ ローチャートを第1.2-14図に示す。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し原子炉圧力容 器内の水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以上に維持できない場合 は、中央制御室からの手動操作により重大事故等対処設備である高圧代替 注水系を起動し原子炉へ注水する。

1.2.2.3 サポート系故障時の対応手順

- (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉注水
 - a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により,原子炉隔離時 冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉への注水ができない場合 に,常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池から給電 される常設高圧代替注水系ポンプを中央制御室からの手動操作により起 動し原子炉への注水を実施する。

なお,原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位 低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持 するように原子炉水位(狭帯域,広帯域,燃料域,SA広帯域,SA燃 料域)により監視する。また,これらの計測機器が故障又は計測範囲 (把握能力)を超えた場合,当該パラメータの値を推定する手順を整備 する。 するように原子炉水位(狭帯域、広帯域、燃料域、SA広帯域、SA燃

料域)により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲

(把握能力)を超えた場合,当該パラメータの値を推定する手順を整備 する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については,「1.15 事 故時の計装に関する手順等」にて整備する。

「1.2.2.4 監視及び制御」の手順については、「1.2.2.3(1) b. 現 場での人力操作による高圧代替注水系起動」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失し,原子炉隔離時 冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉注水ができず,原子炉圧 力容器内の水位を原子炉水位低(レベル3)設定点以上に維持できな い場合で,中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動で きない場合において,サプレッション・プールの水位の水位が確保さ れている場合。

(b) 操作手順

現場での人力操作による高圧代替注水系起動での原子炉注水手順の 概要は以下のとおり。

概要図を第1.2-8図に、タイムチャートを第1.2-9図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に現場での人 力操作による高圧代替注水系起動の準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、原子炉水位及び高圧代替注水系系統 流量の計器端子台に可搬型計測器を接続し、原子炉水位指示値を 確認する。

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (8/11)

(監視及び制御)

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対応設備			整備する手順書 ^{※1}
監視及び制御	_	監視及び制御 ※3	主要設備関連設備	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(紫料域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 高圧代替注水系系統流量 サプレッション・プール水位 可搬型計測器 常設高圧代替注水系ポンプ吐出 圧力 常設高圧代替注水系ポンプ入口 圧力 高圧代替注水系タービン入口圧 力	重大事故等対処設備 重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 重大事故等対策要領

※1:整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要 ※1: 金備する手順の観要は、1:0 重大事故専大衆におりる実過事項 重大について」にて整理する。
 ※2: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

※4:運転員による操作不要の設備である。

:自主的に整備する対応手段を示す。

第1.2-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)		
 1.2.2.1 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料城) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{∞1}		
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量		
		水源の確保	サプレッション・プール水位※1		
 原子炉隔離時冷却 		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
水による原ナ炉注水	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量※1		
		水源の確保	サプレッション・プール水位※1		

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

事故等対処設備とする。
監視計器一覧(2/8)

対応手順			重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)		
1.2.	 1.2.2.1 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 					
		イ注 判断基準 操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭带城) 原子炉水位(広帯城)*1 原子炉水位(悠料域)*1 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{#1}		
			原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量*1		
	高圧炉心スプレイ 系による原子炉注 水		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{歩1}		
(2)			補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ボンプ吐出圧力 給水系ボンプ吐出ヘッダ圧力		
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料取) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}		
			原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
			原子炉圧力容器内への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量*1		
			水源の確保	サプレッション・プール水位※1		

監視計器一覧(3/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)		
 1.2.2.2 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 高圧代替注水系による原子炉注水 					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉木位(狭带城) 原子炉木位(広帯城) ^{※1} 原子炉木位(燃料域) ^{※1} 原子炉木位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉木位(SA燃料域) ^{※1}		
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{*1} 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{*1}		
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{幸1}		
 a. 中央制御室からの高 		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		
圧代替注水系起動	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉木位(狭帯域) 原子炉木位(広帯域) ^{※1} 原子炉木位(燃料域) ^{※1} 原子炉木位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉木位(SA燃料敏) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量*1		
		水源の確保	サプレッション・プール水位並1		

監視計器一覧 (4/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)			
 1.2.2.3 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉注水 						
	判断基準	電源	 275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV 系原子力1号線電圧 メタルクラッド開閉装置(以下「メタル クラッド開閉装置)を「M/C」とい う。) 2C電圧^{車2} パワーセンタ(以下「パワーセンタ」を 「P/C」という。) 2C電圧^{準2} M/C 2D電圧^{※2} P/C 2D電圧^{※2} 直流125V主母線盤 2A電圧 直流125V主母線盤 2B電圧 			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料戦) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域 ^{※1}			
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※1} 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}			
 a. 中央制御室からの高 正代替注水系起動 		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{幸1}			
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ボンブ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ボンブ吐出圧力			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉木位(狭帯域) 原子炉木位(広帯域) ^{★1} 原子炉木位(悠料域) ^{★1} 原子炉木位(SA広帯域) ^{★1} 原子炉木位(SA燃料域) ^{★1}			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{並1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}			
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量*1			
		水源の確保	サプレッション・プール水位※1			

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備とする。



監視計器一覧(5/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)			
 1.2.2.3 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉注水 						
	判断基準 操作	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV系原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{÷2} P/C 2C電圧 ^{÷2} M/C 2D電圧 ^{*2} P/C 2D電圧 ^{*2} 直流125V主母線盤 2A電圧 直流125V主母線盤 2B電圧			
		原子炉圧力容器内の水位	<u>原子炉水位</u> (広帯域) ^{※1} <u>原子炉水位</u> (悠科域) ^{※1} <u>原子炉水位(SA広帯城)^{※1}</u> <u>原子炉水位(SA燃料域)^{※1}</u> (可撮型計測器) 原子炉水位(狭帯城)			
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{率1} 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 高圧代替注水系系統流量 ^{※1} (可搬型計測器)			
 b. 現場での人力操作に よる高圧代替注水系 起動 		水源の確保	サプレッション・プール木位*1			
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉木位(広帯城) ^{※1} 原子炉木位(悠科城) ^{※1} 原子炉木位(SA広帯城) ^{※1} 原子炉木位(SA燃料城) ^{※1} (可搬型計測器) 原子炉木位(狭帯域)			
		原子炉圧力容器への注水流量	高圧代替注水系系統流量 ^{並1} (可搬型計測器)			
		補機監視機能	常設高圧代替注水系ボンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ボンプ入口圧力 高圧代替注水系タービン入口圧力 高圧代替注水系タービン排気圧力			

監視計器一覧(6/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)
1.2.2.4 監視及び制御		·	
 原子炉水位の監視 マロ#定 	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。	
	操作		
	判断基準	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV系原子力1号線電圧 M/C2C電圧 ^{※2} P/C2C電圧 ^{※2} M/C2D電圧 ^{※2} P/C2D電圧 ^{※2} 直流125V主母線盤2B電圧 直流125V主母線盤2B電圧
(2) 常設高圧代替注水 系ポンプの作動状 況確認		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料城) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1} (可搬型計測器)
	操作	「1.2.2.3(1)b. 現場での人力 る。	操作による高圧代替注水系起動」に整備す
	判断基準	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV 系原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{⊕2} P/C 2C電圧 ^{⊕2} M/C 2D電圧 ^{⊕2} P/C 2D電圧 ^{⊕2} 直流125V主母線盤 2A電圧 直流125V主母線盤 2B電圧
(3) 原子炉水位の制御		原子炉圧力容器内の水位	<u>原子炬水位(広襟域)^{※1}</u> <u>原子炬水位(燃料域)^{※1}</u> <u>原子炬水位(SA広襟城)^{※1}</u> <u>原子炬水位(SA燃料域)^{※1}</u> (可搬型計測器)
		原子炉圧力容器への注水流量	高圧代替注水系系統流量 ^{並1} (可搬型計測器)
	操作	「1.2.2.3 (1) b. 現場での人力 る。	操作による高圧代替注水系起動」に整備す

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の看手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備とする。 監視計器一覧(7/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)			
 1.2.2.5 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制 						
	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{∞1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域)*1 原子炉水位(燃料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{*1}			
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※1} 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 高圧代替注水系系統流量 ^{※1}			
		電源	275kV 東海原子力線1L, 2L電圧 154kV 系原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}			
 a. ほう酸水注入系によ る原子炉注水 		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力			
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉木位(狭帯城) 原子炉木位(広帯城) ^{素1} 原子炉木位(燃料域) ^{素1} 原子炉木位(SA広帯城) ^{≈1} 原子炉木位(SA燃料城) ^{≈1}			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}			
		補機監視機能	純水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力			
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 ^{幸2}			



監視計器一覧(8/8)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)		
 1.2.2.5 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制 					
	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(悠科域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}		
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ⁺¹ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ⁺¹ 高圧代替注水系系統流量 ⁺¹		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
b. 制御棒駆動水圧系に		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力		
よる原子炉注水	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉木位(狭帯域) 原子炉木位(広帯域) ^{≥1} 原子炉木位(悠科域) ^{≥1} 原子炉木位(SA広帯域) ^{≥1} 原子炉木位(SA燃料域) ^{≈1} ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動水圧系系統流量		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
		補機監視機能	制御棒駆動系冷却水ライン流量		

燃料有効長の記載のみ。修正不要 燃料域水位計は,有効燃料頂部 9152mmを基準としているため減圧判断の遅れのおそれあり。 しかし、数時間ある原子炉圧力容器破損までの余裕時間に対して,判断遅れが数分程度で あることから、問題となるものではない。

【逃がし安全弁(自動減圧機能)2個での減圧の場合】

炉心損傷を判断した場合^{※3}で,原子炉圧力容器内の圧力が 0.69MPa [gage] 以上の場合に高圧注水系統^{※4}が使用できず, 低圧注水系統^{※5}1系統以上起動できた場合,又は原子炉注水手 段がなく,原子炉圧力容器内の水位が規定水位 燃料有効長 底部から燃料有効長()20%高い位置)に到達した場合。

- ※3:格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が,設計基準 事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当す る指示値の10倍以上となった場合,又は格納容器雰囲気 放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度 で300℃以上を確認した場合。
- ※4: 炉心損傷後における「高圧注水系統」とは、高圧炉心ス プレイ系、給水系(電動駆動給水ポンプ),原子炉隔離 時冷却系及び高圧代替注水系をいう。
- ※5: 炉心損傷後における「低圧注水系統」とは、復水系、低 圧炉心スプレイ系、残留熱除去系(低圧注水系),低圧 代替注水系(常設),低圧代替注水系(可搬型),代替 循環冷却系、消火系及び補給水系をいう。
- ii) 操作手順

逃がし安全弁の手動操作による減圧手順は以下の通り。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に逃がし 安全弁による原子炉の減圧を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、以下の操作及び確認により原子 炉の減圧を行い、発電長に報告する。(操作及び確認は(i) から順に実施する。)

1.3 - 19

燃料有効長の記載のみ。修正不要 燃料域水位計は,有効燃料頂部 9152mmを基準としているため減圧判断の遅れのおそれあり。 しかし、数時間ある原子炉圧力容器破損までの余裕時間に対して,判断遅れが数分程度で あることから、問題となるものではない。

開操作し、原子炉の減圧を行い、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名にて実施し た場合,作業開始を判断してからタービンバイパス弁による原子炉 減圧開始までの所要時間は3分以内と想定する。なお,中央制御室 に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため,速やかに対応 できる。

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フ ローチャートを第1.3-15図に示す。

逃がし安全弁の自動減圧機能喪失により逃がし安全弁が自動で作動しな い場合,炉心損傷前であれば,低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代 替注水系による原子炉注水準備が完了した後,逃がし安全弁の中央制御室 からの操作により原子炉の減圧を実施する。

逃がし安全弁の中央制御室からの操作により原子炉の減圧ができない場 合,原子炉隔離時冷却系の復水貯蔵タンク循環運転による原子炉の減圧を 実施する。ただし,インターフェイスシステムLOCA発生時の減圧手段 としては使用しない。

原子炉隔離時冷却系の復水貯蔵タンク循環運転による原子炉の減圧がで きない場合,主蒸気隔離弁が開可能であれば,復水器を使用したタービ ン・バイパス弁による原子炉減圧を実施する。

また, 炉心損傷を判断した場合で, 原子炉圧力容器内の圧力が0.69MPa [gage] 以上の場合に高圧注水系統が使用できず, 低圧注水系統1系統以 上起動できた場合, 又は原子炉注水手段がなく, 原子炉圧力容器内の水位 が規定水位 (燃料有効長度部から燃料有効長の20%高い位置) に到達した

1.3 - 22

第1.3-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/6)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)			
1.3.2.1 フロントライン系 (1) 代替減圧	 3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧 					
a. 手動による原子炉減圧	判断基準	注水手段の確保(運転状態)	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ⁶² 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ⁶² 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ⁶² 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ⁶² 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ⁹² 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 後水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力			
 (a) 逃がし安全弁による減圧 【逃がし安全弁7個での減圧 		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{**} 原子炉圧力(SA) ^{**}			
の場合】	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{®1} 原子炉水位(広帯域) ^{®1} 原子炉水位(悠料域) ^{®1} 原子炉水位(SA広幕域) ^{®1}			
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位*1			
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度*1			
	判断基連	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ^{キ1} 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ^{キ1}			
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度®1			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{÷1} 原子炉圧力 (SA) ^{*1}			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(燃料城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}			
		原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ⁰¹ 原子炉隔離時冷却系系統流量 ⁰¹ 高圧代替注水系系統流量 ⁰¹ 給水流量			
 a. 手動による原子炉減圧 (a) 逃がし安全弁による減圧 【逃がし安全弁2個での減圧の場合】 		注水手段の確保(運転状態)	高圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 原子炉隔離時冷却系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 常設高圧代替注水系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 残留熱除去系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 代替循環冷却系ボンプ吐出圧力 ^{®2} 消火系ボンプ吐出ヘッダ圧力 後水移送ボンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ボンプ吐出ヘッダ圧力			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{**} 原子炉圧力(SA)**			
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭需域) 原子炉水位(広需域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}			
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ^{キ1} 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ^{キ1}			
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度*1			



監視計器一覧(2/6)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)			
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧						
	判断基準	注水手段の確保(運転状態)	残留熱除去系ボンプ吐出圧力 ^{©2} 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 ^{©2} 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力 ^{©2} 代替循環冷却系ボンプ吐出圧力 ^{©2} 消火系ボンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ボンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ボンプ吐出ヘッダ圧力			
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{*1} 原子炉圧力(SA) ^{*1}			
 a.手動による原子炉減圧 (b) 原子炉隔離時冷却系の復 水貯蔵タンク循環運転による 		運転状態の監視(運転状態)	原子炉隔離時冷却系系統流量 ⁶² 原子炉隔離時冷却系ボンプ吐出圧力 ⁶² 復水貯蔵タンク水位			
減圧		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{⇒1} 原子炉圧力 (SA) ^{≈1}			
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{∞1} 原子炉水位(≪料域) ^{∞1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{∞1}			
		原子炉格納容器内の水位	サブレッション・ブール水位*1			
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度**1			
	判断基	注水手段の確保 (運転状態)	残留熱除去系ボンプ吐出圧力 ⁶² 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 ⁶² 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力 ⁶² 代替循環冷却系ボンプ吐出圧力 ⁶² 消火系ボンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ボンプ吐出ヘッダ圧力 給水系ボンプ吐出ヘッダ圧力			
	進	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{*1} 原子炉圧力(SA) ^{*1}			
 a. 手動による原子炉減圧 (c) タービン・バイバス弁に よる減圧 		運転状態の監視(運転状態)	原子炉隔離時冷却系系統流量 ⁶² 原子炉隔離時冷却系ボンプ吐出圧力 ⁸² 復水貯蔵タンク水位			
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉压力 ^{*1} 原子炉压力 (SA) *1			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭器域) ^{●1} 原子炉水位(広器域) ^{●1} 原子炉水位(冬A広器域) ^{●1} 原子炉水位(SA広器域) ^{●1}			
		補機監視機能	復水器真空度			

監視計器一覧(5/6)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.4 インターフェイン	スシステノ	LOCA発生時の対応手順		
	判断基準	格納容器バイバスの監視	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ⁰¹ <u>原子炉水位(広帯域)¹¹</u> <u>原子炉水位(SA広帯域)¹¹</u> <u>第1</u> 高圧炉心スプレイ系ポンプ社出圧力 ⁰¹ 原子炉隔離時冷却系ポンプ社出圧力 ⁰¹ 低圧炉心スプレイ系ポンプ社出圧力 ⁰¹ 低圧炉心スプレイ系ポンプ社出圧力 ⁰¹	
 非常時運転手順書Ⅱ 	操作	格納容器バイバスの監視	 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域)^{*1} 夏子炉水位(広帯域)^{*1} 夏子炉水位(SA広帯域)^{*1} 夏子炉圧力^{*1} 第子炉圧力^{*1} 第子炉圧力(SA)^{*1} ドライウェル券囲気温度^{*1} ドライウェルビ力^{*1} 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力^{*1} 既子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力^{*1} 既留熱除去系ポンプ吐出圧力^{*1} 主蒸気流量 給水流量 	
(微候ペース) 「二次格納施設制御」		原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統演量 ⁵¹ 残留熱除去系系統液量 ⁵¹ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ⁵¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) ⁵¹ 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬ライン用) ⁵¹	
		補機監視機能	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{**} 代替淡水貯槽水位 ^{**}	
		原子炉格納容器内の温度	サブレッション・ブール水温度**	
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{≈1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{≈1} 残留熱除去系系統流量 ^{≈1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{≈1}	



第1.4-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)		
 4.2.1 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{≈1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1}		
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※1} 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}		
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		
(1) 残留熱除去系(低圧 注水系)による原子		水源の確保	サプレッション・プール水位※1		
炉注水	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(获帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{≈1} 原子炉圧力(SA) ^{∞1}		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{卷1}		
		水源の確保	サブレッション・ブール水位※1		
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力		

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

事故等対処設備とする。

監視計器一覧(2/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)		
 4.2.1 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 					
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(決帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料城) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯城) ^{∞1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{∞1}		
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※1} 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}		
		補機監視機能	給水系ボンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		
(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水		水源の確保	サプレッション・ブール水位※1		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{☆1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
		原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}		
		水源の確保	サプレッション・プール水位*1		
		補機監視機能	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力		

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(3/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
 4.2.1 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 				
(3) 残留熱除去系(原子)	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{*1} <u>原子炉水位(SA広帯</u> 域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{*1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{≈1} 原子炉圧力(SA) ^{∞1}	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭蒂域) 原子炉水位(広蒂域) ^{*1} 原子炉水位(紫料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広蒂域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{*1}	
よる原子炉除熱		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{≈1} 原子炉圧力(SA) ^{≈1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力	
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1}	

監視計器一覧(4/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)
 4.2.2 原子炉運転中にま フロントライン系故 a、低圧代替注水 	ける対応 障時の対	;手順 応手順	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(決帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{≈1} 原子炉水位(燃料域) ^{∞1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1}
	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}
 (a) 低圧代替注水系(常 設)による原子炉注 水 	τhε	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位 ^{※1}
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1}
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{※1}
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力

監視計器一覧(5/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)		
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水 					
 (b) 低圧代替注水系(可 搬型)による原子炉 注水(淡水/海水) 	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{≈1} 原子炉水位(燃料域) ^{≈1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1}		
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}		
		補機監視機能	残留熱除去系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力 代替循環冷却系ボンプ吐出圧力 消火系ボンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 ^{※1} 代替淡水貯槽水位 ^{※1}		
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯坡) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}		
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用)*1 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬ラ イン用)*1		
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 ^{÷1} 代替淡水貯槽水位 ^{÷1}		

監視計器一覧(6/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)	
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 フロントライン系故障時の対応手順 a.低圧代替注水 				
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{≈1} 原子炉水位(燃料域) ^{≈1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{∞1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{∞1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{※1}	
		補機監視機能	残留熱除去系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力	
 (c) 代替循環冷却系によ る原子炉注水 		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{※1}	
	操作	原子炉圧力容器内の木位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 尿子炉水位(SA燃料取 ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{÷1} 原子炉圧力 (SA) ^{*1}	
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量※1	
		水源の確保	サプレッション・プール水位※1	
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	

監視計器一覧(7/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)	
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水 				
 (d) 消火系による原子炉 注水 	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(決帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{*1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}	
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
	操作	原子炉圧力容器内の木位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{並1}	
		水源の確保	る過水貯蔵タンク水位	
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力	

監視計器一覧(8/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水 				
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{*1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}	
		補機監視機能	残留熱除去系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力 代替循環冷却系ボンプ吐出圧力 消火系ボンプ吐出ヘッダ圧力	
 (e) 補給水系による原子 (c) 荷油オ 		水源の確保	復木貯蔵タンク木位	
炉洼水	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{並1}	
		水源の確保	復水貯蔵タンク木位	
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力	

監視計器一覧(9/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 				
 (a) 残留熱除去系(低圧 注水系)復旧後の原 子炉注水 	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭带城) 原子炉水位(広葉城) ^{素1} 原子炉水位(燃料域) ^{素1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{素1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{素1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{等2} パワーセンタ(以下「パワーセンタ」 を「P/C」という。) 2C電圧 ^{等2} M/C 2D電圧 ^{等2} P/C 2D電圧 ^{等2} 緊急用M/C電圧 ^{等2} 緊急用P/C電圧 ^{等2}	
		最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交 換器) ^{※1} 緊急用海水系流量(残留熱除去系補 機) ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭带域) 原子炉水位(広帯域) ^{車1} 原子炉水位(燃料域) ^{車1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{車1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{車1}	
	1.2	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{≈1} 原子炉圧力(SA) ^{≈1}	
	操作	原子炉圧力容器への注水量	残留熟除去系系統流量※1	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{来1}	
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるバラメータ(計器)については、重 事故等対処設備とする。

監視計器一覧(10/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)	
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a.復旧 				
 (b) 低圧炉心スプレイ系 復旧後の原子炉注水 	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(紫科域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{等2} P/C 2C電圧 ^{等2} M/C 2D電圧 ^{等2} P/C 2D電圧 ^{等2} P/C 2D電圧 ^{等2} 緊急用M/C電圧 ^{等2} 緊急用P/C電圧 ^{等2}	
		最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交 換器) ^{※1} 緊急用海水系流量(残留熱除去系補 機) ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量*1	
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・ブール水位 ^{※1}	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{章1} 原子炉水位(燃料域) ^{章1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{章1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{章1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{查1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレイ系系統流量※1	
		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{並1}	
		補機監視機能	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (11/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
 4.2.2 原子炉運転中にま (3) 溶融炉心が原子炉圧 a. 低圧代替注水)ける対応 力容器内	「手順に残存する場合の対応手順」	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
 (a) 低圧代替注水系(常 設)による残存溶融 炉心の冷却 	判断基連	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} 格納容器下部水温(木温計兼デブリ落下 検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(木温計兼デブリ堆積 検知用) ^{※1}
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位*1
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{車1}
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力

監視計器一覧 (12/17)

	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
はる対応 力容器内	: :手順 に残存する場合の対応手順	
	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(決帯域) <u>原子炉水位(広帯域)^{※1}</u> <u>原子炉水位(燃料域)^{※1}</u> <u>原子炉水位(SA広帯</u> 域) ^{※1} <u>原子炉水位(SA燃料域)^{※1}</u>
	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
判断基連	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下 検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ^{※1}
	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}
	補機監視機能	残留熱除去系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ボンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力
	水源の確保	西側淡水貯水設備水位 ^{※1} 代替淡水貯槽水位 ^{※1}
	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) <u>原子炉水位(広帯域)^{※1}</u> <u>原子炉水位(燃料域)^{※1}</u> <u>原子炉水位(SA広帯</u> 域) ^{※1} <u>原子炉水位(SA</u> 燃料域) ^{※1}
操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}
TF	原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用)*1 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬ラ イン用)*1
	水源の確保	西側淡水貯水設備水位 ^{※1} 代替淡水貯槽水位 ^{※1}
	け容器内 判断基準 単作	重大事故等の対応に 必要となる監視項目 記する対応手順 力容器内に残存する場合の対応手順 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の正力 原子炉圧力容器への注水量 摘機監視機能 水源の確保 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 京子炉圧力容器への注水量 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の正力 原子炉圧力容器内の正力

監視計器一覧 (13/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)		
1.4.2.2 (3) 済 a.f	 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a.低圧代替注水 				
			原子炉圧力容器内の木位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
			原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}	
	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デプリ落下 検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デプリ堆積 検知用) ^{※1}		
			原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}	
(c) 代料 ろ利	 (c) 代替循環冷却系によ A 総 友 溶 一 短 点 の 冷 		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力	
却			水源の確保	サプレッション・プール水位※1	
		原子炉圧力容器内の木位	原子炉水位(決帯城) 原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料城) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1}		
		损	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
		作	原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量*1	
			水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{※1}	
				補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (14/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)	
 4.2.2 原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a.低圧代替注水 				
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(決帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ³	
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}	
(d) 消火系による残存溶<融炉心の冷却	判断基理 操作	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ落下 検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デプリ堆積 検知用) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{÷1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{*1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ラ イン用) ^{*1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{*1}	
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{÷1} 原子炉圧力(SA) ^{÷1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量*1	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (15/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視バラメータ(計器)	
 4.2.2 原子炉運転中にま (3) 溶融炉心が原子炉圧 a.低圧代替注水 	sける対応 力容器内	5手順 に残存する場合の対応手順	
	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域)*1 原子炉水位(燃料域) 第1 原子炉水位(SA広帯域)*1 原子炉水位(SA燃料域) 1
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{を1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{を1}
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} 格納容器下部木温(水温計兼デブリ落下 検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆積 検知用) ^{※1}
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}
 (e) 補給水系による残存 溶融炉心の冷却 		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力
		水源の確保	復木貯蔵タンク水位
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{章1} 原子炉圧力(SA) ^{章1}
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量※1
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力

監視計器一覧(16/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)
 4.2.3 原子炉運転停止中 (2) サポート系故障時の a、復旧 	っにおける 対応手順	対応手順	
 (a) 残留熱除去系(原子 炉停止時冷却系)復 旧後の原子炉除熟 		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}
	判断基理	電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{⊕2} P/C 2C電圧 ^{⊕2} M/C 2D電圧 ^{⊕2} P/C 2D電圧 ^{⊕2} P/C 2D電圧 ^{⊕2} 緊急用M/C電圧 ^{⊕2} 緊急用P/C電圧 ^{⊕2}
		最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器) ^{※1} 緊急用海水系流量(残留熱除去系補機) ^{※1} 残留熱除去系海水系系統流量 ^{※1}
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{≈1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度*1
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1}

監視計器一覧 (17/17)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
 4.2.3 原子炉運転停止中 (2) サポート系故障時の a、復旧 			
判断		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量※1
(b) 原子炉冷却材浄化系 による進展抑制	基準	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の木位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1}
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度*1
		最終ヒートシンクの確保	原子炉冷却材浄化系系統流量 原子炉冷却材浄化系原子炉出口温度 原子炉冷却材浄化系非再生熟交換器出口 温度

※1:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大

第1.5-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/5)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
 1.5.2.1 設計基準事故対処 (1) 残留熱除去系海水系に 	設備を使 こよる冷却	用した対応手順 印木 (海木) の確保	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{≈1} 原子炉圧力(SA) ^{∞1}
	判断基準	原子炉圧力容器内の木位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{*1} 原子炉水位(悠料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{*1}
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{幸1} サプレッション・チェンバ雰囲気 温度 ^{巻1} サプレッション・プール水温度 ^{巻1}
-		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位※1
	操作	最終ヒートシンクの確保	残留熟除去系熱交換器入口温度 ^{※1} 残留熟除去系熱交換器出口温度 ^{※1} 残留熟除去系海水系系統流量 ^{※1}

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。※2:重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない常用計器及び常用代替計器により監視するパラメータを示す。

※3:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備とする。

第1.6-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/20)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視パラメータ(計器)			
 6.2.1 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 					
			原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料取) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{幸1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{幸1}	
			原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1}	
 (1) 残留熱除去系(格 納容器スプレイ冷 却系)による原子 		水源の確保	サプレッション・プール水位 ^{※1}		
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{章1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{章1}		
	炉格納容器内の除 熱	操	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1}	
			原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位 ^{※1}	
	作	原子炉格納容器への注水量	残留熟除去系系統流量※1		
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{※1}		
		補機監視機能	残留熟除去系ポンプ吐出圧力		

監視計器一覧 (10/20)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視パラメータ(計器)		
 6.2.2 炉心の著しい損傷防止の (2) サポート系故障時の対応手 a、復旧 			っための対応手順 ・順	
		原子炉圧力容器内の木位	原子炉木位(広帯域) ^{※1} 原子炉木位(燃料域) ^{※1} 原子炉木位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉木位(SA燃料域) ^{※1}	
		判断基	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{を1} サブレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
			原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{を1} サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1}
			最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 ⁵¹ 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器) ⁸¹ 緊急用海水系流量(残留熱除去系補機) ⁵¹
 (a) 残留熟除去系(格 納容器スプレイ冷 却系)復旧後の原 子炉格納容器内の 除熟 	4	電源	275kV 東海原子力線1L,2L電圧 154kV 原子力1号線電圧 緊急用M/C電圧 ^{※2} 緊急用パワーセンタ(以下「パワーセンタ」 を「P/C」という。)電圧 ^{※2} M/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}	
			水源の確保	サブレッション・ブール水位※1
		操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{を1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
			原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1}
			原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系系統流量 ^{÷1}
			最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{章1} 残留熱除去系熱交換器出口温度 ^{章1}
			補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
			水源の確保	サブレッション・ブール水位 ^{※1}

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。

※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大 事故等対処設備とする。

		格納容器スプレイ開始の判断基準	残留懸除去楽 による終始客器 メプレイ (内部永順)	代替組織冷却系 による終納客器 スプレイ ⁸³ (約部水副)	代格格納容器 スプレイによる 格納容器スプレイ (外部水派)		株純営器スプレイ停止の判断基準	
5		ドライクェル圧力指示値が13.7km [gage] 以上で、原子炉水位(広巻成)指示 値で-3,800mm米満を接載し原子炉水位(燃料版)指示値で-1,667mm以上に維持さ れている場合	D/W, S/P	I	I			
50k2;		サプレッション・チェンバ圧力指示値が13.7kPa [gage] 以上で,24時間線化た場合	s / p	I	I	E E	「のいずれかの希望でスプレメを除きする。	
い現態的	压力制御	サプレッション・チェンバ圧力指示値が 98kPa [gage] 以上で, 24時間線終した 場合	D∕W, S∕P	I	I			
ಗಲಗತ		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa [gage] (0.8Pd)以上の場合	D∕W, S∕P	m∕u	I	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	ドライ ウェル内ガス治理装置戻り温度指示値が 65℃以下かつドライウェル雰囲気 1度指示値が 66℃以下	
ら友设		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa [gage] (0.9Pd) 以上の場合 ⁸¹	D/W, S/P	M∕ Q	D∕W	₹• 水位 ;	ナブレッション・チュンズ雰囲気指示値が BSC未過まで低下した場合	
		ドライウェル雰囲気道度指示値が 111℃に近後した場合	M∕Q	M∕Q	M∕/Q	2 2 2 2 2	ナブレッション・ブール永位語示値が + 6° ten 以上の違合	
	04.02 mg 40	サンファション・チョンス券回気通貨指示値が 104Cに活搬した場合	s/P	I	8 / P ⁹⁴			
	水位制钢单=	サレフッション・レーチズ仮指示値の+40 gm に活該した場合	M∕d	m∕d	m∕ ɗ			
: 換留) (格) : 原子(第除去系(低圧注 第容器スプレイ治 下治超終責失時,	(米茶)の総動し原子炉の合語を実施している場合は、原子炉の治理を優先するが、サ (出茶)による株納容器スプレイを実施することにより、原子炉株納容器の融全性を確 算空破壊弁の機能喪失前に原子炉株納容器内の圧力を低下させ、ドライクェルとサブ	· <i>ナ</i> レッション・チェ) 持士る。 ・レッション・チョン	ンバ圧力指示値が 279 べの圧力を平衡にする	da [gage] (0.9Pd) &	と超える場合に	2、残留熟碎去系(低圧注水系)による原子がの冷却を停止し、残健熟除去系	1

第1.6-4表 格納容器スプレイ開始,停止の判断基準

(炉心の著しい損傷防止のための対応)

※3:ポド市活動装要火時、其実装練水の機能販売前に原小甲稀謝問題点の圧力を施下めも、デラメクビルファンロン・チェンスの圧力を早齢にすめ。 ※3:代替機械必要がは、1D/Wの午後発酵業メノアーを発展する 正式の人気が洗いた時間通信部点はチノアッション・デーテタ酸繊水のロロトキノアンジョン・ビール水の開催的なは、低低の機能におした 5%回回であり、数倍都能力感じりも感染消暖が少分でた存産機合活感に入る/アメノアムが消消したもメプラムに言の袋能効果 第1:注意点、15%に代表的酸素が膨メレアンジョン・デーテタ酸酸水のロロトキノアンジョン・ジール水の酸素に酸わたのはいざの、のノアメゲラムを設計力高度の目前が少分でた存産機合活感に入る/アメノアムを実現したのなどの高級な影

格納容器スプレイ停止の判断基準	ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が 13. Tatha [gage] 来講主で低下した場合	ドライクエル匠力指示値が13.7kPa [gage] 以上で、原子炉水紋 (修料紙) 指示 値で-1.067mm以上に維持できず、炉心損傷した場合、原子炉水紋 (修料紙) 指示能質で-1.067mm まで水位が回復した場合	サプレッション・ブール水低指示能が+6.5m以上の場合	ドライウェル専用気温度指示値が111℃未満及び原子が圧力等結が減全である 時、内部水源による格納容器スプレイが開始された場合	ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が 13. TaPa [gage] 米満まで低下した場合	ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 米満まで低下した場合		
圧力宥器 破損後	W/U		D∕W			⊕D∕W ⊗s∕P		
压力容器 破损值	M∕ CI		D/W			M∕0©		
格納済器 スプレイ洗量 (m ³ /h) [最大洗量]		130			1, 690			
5.8.박 F-6-班錄 L-6-배合			が心損傷した場合			ドライウェル圧力又はサブレッション・チェンバ圧 力指示値が 245kPa [gage] (0.87d) 以上の集合		
格納官器スプレイ開始の制	代酵蛹混合组系	代替格納官器スプレイ(北段) 代替格納省器スプレイ(可與型) (自主政策設備: 別火系, 補給水系)			残留删除式消			
	内括水源		外指水	<u>1</u>		内部水源		
	格納容器スプレイ 代替器環応対系による	名称	売約線 K 対線 K	774 7747	410	格衝容器スプレイ 教留動線法承による		
	<	N 影照林()	≷•益彩·	·\$	1990 - 19			
	格納容器磁損を防止するための対応							

第1.6-5表 格納容器スプレイ開始,停止の判断基準 (原子炉格納容器破損を防止するための対応)

No.21-4

修正要 原子炉水位(燃料域)指示値で-1,067mm(LO)の位置は正しいが, 燃料域の基準が変更になるため数値の修正要。

1.6 - 132

監視計器一覧(4/5)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
 1.7.2.1 原子炉格納容器の 	過圧破損	防止のための対応手順	
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ^{※1}
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
	判	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンパ圧力 ^{※1}
	斯基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンバ雰囲気温 度 ^{※1} サプレッション・プール水温度 ^{※1}
(2) 代替循環冷却系によ る原子炉格納容器内 の減圧及び除熱		水源の確保	サプレッション・プール水位※1
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 ⁶¹
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{*1} 原子炉水位(燃料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1}
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンパ圧力 ^{※1}
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンバ雰囲気温 度 ^{※1} サプレッション・プール水温度 ^{※1}
		最終ヒートシンクの確保	代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1} 代替循環冷却系格納容器スプレイ流 量 ^{※1} 代替循環冷却系ポンプ入口温度 ^{※1} 残留熱除去系熱交換器入口温度 ^{※1}
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・ブール水位**
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流 量(常設ライン用) ^{※1}
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。※2:重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない常用計器及び常用代替計器により監視するバラメータを

示す。
第1.8-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 1.8.2.1 ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ペデスタル(ドライウェル部)への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/ W) * ¹ 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/ C) ^{±1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
a. 格納容器下部注水系		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
	判断	原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温(水温計兼デブリ落 下検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ^{※1}	
	基準	電源	 275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 メタルクラッド開閉装置(以下「メタルクラッド開閉装置」を「M/C」と いう。) 2C電圧^{※2} パワーセンタ(以下「パワーセンタ」 を「P/C」という。) 2C電圧^{※2} M/C 2D電圧^{※2} P/C 2D電圧^{※2} 	
(常設)によるヘナ スタル (ドライウェ		補機監視機能	制御棒位置指示	
ル部)への注水		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1	
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}	
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンパ雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・プール水温度 ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ^{※1}	
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位(高さ1m 超検知 用) ^{※1} 格納容器下部水位(高さ0.5m, 1.0m 未満検知用) ^{※1} 格納容器下部水位(満水管理用) ^{※1}	
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ※1	
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大

事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (2/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 1.8.2.1 ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ペデスタル(ドライウェル部)への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{造1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{塗1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{*1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
	判	原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温(水温計兼デブリ落 下検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ^{※1}	
	基準	原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ※1	
 b. 格納容器下部注水系 (可搬型)によるペ デスタル(ドライウ ェル部)への注水 (淡水/海水) 		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}	
		補機監視機能	制御棒位置指示 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	西侧淡水貯水設備水位 ^{並1} 代替淡水貯槽水位 ^{並1}	
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}	
		原子炉格納容器内の温度	 ドライウェル雰囲気温度^{※1} サプレッション・チェンパ雰囲気温度 *1 サプレッション・プール水温度^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用)^{※1} 	
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位(高さ 1m 超検知 用) ¹ 格納容器下部水位(高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用) ¹ 格納容器下部水位(満水管理用) ¹	
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ※1	
		水源の確保	西侧淡水貯水設備水位 ^{※1} 代替淡水貯槽水位 ^{※1}	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (3/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.8.2.1 ペデスタル(ドライ (1) ペデスタル(ドライ	ウェル部 ウェル部))の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 への注水	
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{※1}
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} <u>原子炉水位(燃料</u>) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}
	判断	原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温(水温計兼デブリ落 下検知用)*1 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用)*1
	準	原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 *1
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}
タル (ドライウェル 部) への注水		補機監視機能	制御棒位置指示 常設低圧代替注水系ボンプ吐出圧力
		水源の確保	ろ過木貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{※1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{※1}
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンバ雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・ブール水温度 ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ^{※1}
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位(高さ1m 超検知 用) ^{※1} 格納容器下部水位(高さ0.5m, 1.0m 未満検知用) ^{※1} 格納容器下部水位(満水管理用) ^{※1}
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ※1
		補機監視機能	消火系ボンブ吐出ヘッダ圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大

監視計器一覧(4/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
 1.8.2.1 ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1) ペデスタル(ドライウェル部)への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ¹	
	判断	原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温(水温計兼デブリ落 下検知用) ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ^{※1}	
	進	原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ※1	
 d. 補給水系によるペデ スタル (ドライウェ ル部) への注水 		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}	
		補機監視機能	制御棒位置指示 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 ^{幸1} サプレッション・チェンバ圧力 ^{幸1}	
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・チェンパ雰囲気温度 ^{※1} サプレッション・プール水温度 ^{※1} 格納容器下部水温(水温計兼デブリ堆 積検知用) ^{※1}	
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位(高さ1m 超検知 用)* ¹ 格納容器下部水位(高さ0.5m, 1.0m 未満検知用) ^{※1} 格納容器下部水位(満水管理用) ^{※1}	
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ※1	
		補機監視機能	復水移送ボンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大

事故等対処設備とする。

監視計器一覧(5/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{章1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{準1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} <u>原子炉水位(添料域)^{※1}</u> 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
	判	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}	
	断基進	原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量*1 給水流量	
a. 原子炉隔離時冷却系 による原子炉圧力容 器への注水		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}	
		補機監視機能	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	サプレッション・プール水位*1	
	操	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力*1 原子炉圧力(SA)*1	
		原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量※1	
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サブレッション・ブール水位*1	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (6/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ(計器)	
 1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度*:	
b. 高圧代替注水系によ る原子炉圧力容器へ の注水		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯城) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}	
	*11	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}	
	刊断基準	原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{≈2} P/C 2C電圧 ^{≈2} M/C 2D電圧 ^{≈2} P/C 2D電圧 ^{≈2}	
		補機監視機能	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・プール水位*1	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯城) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量※1	
		補機監視機能	常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・ブール水位 ^{*1}	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

監視計器一覧 (7/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{車1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{車1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
c.低圧代替注水系(常 設)による原子炉圧 力容器への注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{率2} P/C 2C電圧 ^{率2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}	
		補機監視機能	給水系ボンブ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ボンプ吐出圧力 残留熱除去系ボンプ吐出圧力	
		水源の確保	代替淡水貯槽水位*1	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{*1} 原子炉水位(燃料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{*1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1}	
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	代替淡水貯槽水位※1	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。

監視計器一覧 (8/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
d. 低圧代替注水系(可 搬型)による原子炉 圧力容器への注水 (淡水/海水)	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{準1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{準1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{%2} P/C 2C電圧 ^{%2} M/C 2D電圧 ^{%2} P/C 2D電圧 ^{%2}	
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出へッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	西侧淡水貯水設備水位 ^{※1} 代替淡水貯槽水位 ^{※1}	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯城) ^{*1} 原子炉水位(燃料城) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{*1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
		原子炉圧力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(可搬 ライン用) ^{※1}	
		水源の確保	西侧淡水貯水設備水位 ^{並1} 代替淡水貯槽水位 ^{並1}	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については,重大 事故等対処設備とする。



監視計器一覧 (9/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ^{並1}	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{≤1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
e. 代替循環冷却系によ る原子炉圧力容器へ の注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{⊕2} P/C 2C電圧 ^{⊕2} M/C 2D電圧 ^{⊕2} P/C 2D電圧 ^{⊕2} P/C 2D電圧 ^{⊕2}	
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熟除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・プール水位**1	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ¹ 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料城) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{∞1}	
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量※1	
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	サプレッション・プール水位*1	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

監視計器一覧 (10/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{#1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{#1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ⁸¹	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
f. 消火系による原子炉 圧力容器への注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L.2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{#2} P/C 2C電圧 ^{#2} M/C 2D電圧 ^{#2} P/C 2D電圧 ^{#2}	
		補機監視機能	給木系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	
	操	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(紫科域) ¹¹ 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}	
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量※1	
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

監視計器一覧 (11/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)	
 8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度※1	
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} <u>原子炉水位(燃料域)^{※1}</u> 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}	
g. 補給水系による原子 炉圧力容器への注水	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 低圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 残留熱除去系系統流量 ^{※1} 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設 ライン用) ^{※1} 代替循環冷却系原子炉注水流量 ^{※1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{≈2} P/C 2C電圧 ^{≈2} M/C 2D電圧 ^{∞2} P/C 2D電圧 ^{∞2}	
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	
	操	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} 原子炉水位(燃料域) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力*1 原子炉圧力(SA) ^{※1}	
	作	原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量※1	
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力	
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

監視計器一覧 (12/12)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
 8.2.2 溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 				
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W) ^{売1} 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/ C) ^{売1}	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ^{∞1}	
h. ほう酸注入系による 原子炉圧力容器への ほう酸水注入	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{*1} <u>原子炉水位(燃料域)^{*1}</u> 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{*1}	
		電源	275kV東海原子力線1L,2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 ^{※2} P/C 2C電圧 ^{※2} M/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2} P/C 2D電圧 ^{※2}	
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{※1} <u>原子炉水位(燃料域</u>) ^{※1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{※1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{※1}	
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}	
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 ^{※2}	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。
※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータ(計器)については、重大事故等対処設備とする。

監視計器一覧 (12/21)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視バラメータ (計器)			
1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (5) ろ過水貯蔵タンク又は多目	頁 的タン	クを水源とした対応手順				
 c. ろ過水貯蔵タンク又は多目的 	マンクス	を水源とした原子炉格納容器	「部への注水			
 (a) 消火系によるペデスタル (ドライウェル部) への注 	判断基準	「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順 て整備する				
*	操作	> A00- 1119 ≠ 10 ² 0.				
d. ろ過水貯蔵タンク又は多目的タ	リンクミ	を水源とした使用済燃料ブール	レヘの注水			
 (a) 消火系による使用済燃料プ ール注水 	判断基準	「1.11 使用済燃料貯蔵槽 <i>。</i>	D冷却等のための手順等」にて整備する。			
	操作					
 1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (6) 復水貯蔵タンクを水源とし 	 1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (6) 復水貯蔵タンクを水源とした対応手順 					
 a. 復水貯蔵タンクを水源とした 	〔[子炉]	令却材圧カバウンダリ高圧時の	D原子炉圧力容器への注水			
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{±1} <u>原子炉水位(</u> 燃料 <u>域</u>) ^{≥1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{±1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{±1}			
	判断基準	原子炉圧力容器への注木量	給水流量			
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位			
 (a) 原子炉隔離時冷却系による 		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力			
復水貯蔵タンクを水源とし た原子炉注水		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯城) 原子炉水位(広帯城) ⁺¹ <u>原子炉水位(SA広帯</u> 城) ⁺¹ 原子炉水位(SA広帯城) ⁺¹ 原子炉水位(SA燃料城) ⁺¹			
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力(SA) ^{※1}			
		原子炉圧力容器内への 注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{並1}			
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位			

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視バラメータ及び重要代替監視バラメータを示す。 ※2:重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるバラメータ(計器)については,重大事故等 対処設備とする。

監視計器一覧 (13/21)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視パラメータ(計器)	
1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (6) 復水貯蔵タンクを水源とし	手順		
a. 復水貯蔵タンクを水源とした。	氰子炉?	命却材圧力バウンダリ高圧時0	D原子炉圧力容器への注水
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) ^{●1} 原子炉水位(SA広帯域)^{●1} <u>原子炉水位(SA広帯域)^{●1}</u>
	判断基準	原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 ^{#1}
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
 (b) 高圧炉心スプレイ系による (b) おた時美々ンクをす源とし 		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力
た原子炉注水	-	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(狭带城) 原子炉水位(広帯城)*1 原子炉水位(燃料域)*1 原子炉水位(SA広帯域)*1 原子炉水位(SA燃料域)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{※1}
		原子炉圧力容器内への 注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1}
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
 (c) 制御棒駆動水圧系による原 	 (c) 制御棒駆動水圧系による原 		、ウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却す
子炉注水 操作		るための手順等」にて整備する。	

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。



監視計器一覧 (14/21)

対応手順		重大事故等の対応に 必要となる監視項目 監視パラメータ(計器)			
 1.13.2.1 水源を利用した対応手順 (6) 復水貯蔵タンクを水源とし 	頁 た対応	手順			
 a. 復水貯蔵タンクを水源とした 	第子炉?	令却材圧力バウンダリ高圧時0	D原子炉圧力容器への注水		
		原子炉格納容器内の 放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ^{※1} 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ^{※1}		
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度*1		
		原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位(広帯城) ^{*1} 原子炉水位(燃料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉圧力 ^{*1} 原子炉圧力 ^{*1} 原子炉圧力 (SA) ^{*1}	原子炉水位(広帯域) ^{±1} 原子炉水位(燃料域) ^{±1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{±1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{±1}		
	stat	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ^{差1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}		
	刊断基準	原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量 ^{※1} 給水流量		
 (d) 原子炉隔離時冷却系による 原子炉圧力容器への注水 (溶融炉心のペデスタル) 		原+炉圧力容器への注水量 給水流量 電源 275kV東海原子力線1L,2L電 154kV原子力1号線電圧 メタルクラッド開閉装置 2C電 パワーセンタ 2C電圧*2 メタルクラッド開閉装置 2D電 パワーセンタ 2D電圧*2 2D電圧*2			
(ドライウェル部)の床面への落下遅延・防止)		補機監視機能 高圧炉心スプレイ系 給水系ポンプ吐出へ	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 給水系ポンプ吐出ヘッダ圧力		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(広帯域) ^{*1} 原子炉水位(燃料域) ^{*1} 原子炉水位(SA広帯域) ^{*1} 原子炉水位(SA燃料域) ^{e1}		
	10.	原子炉圧力容器への注水量 原子炉圧力(SA)* 原子炉圧力容器への注水量 高圧炉心スプレイ系系 給水流量 電源 275kV東海原子力線1 154kV原子力1号線電 メタルクラッド開閉 パワーセンタ 2 C番 メタルクラッド開閉 パワーセンタ 2 C番 メタルクラッド開閉 パワーセンタ 2 D番 補機監視機能 高圧炉心スプレイ系示 給水系ポンプ吐出へご 水源の確保 復水貯蔵タンク水位 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力*1 原子炉圧力(SA)* 原子炉圧力(SA)* 原子炉圧力(SA)* 補機監視機能 原子炉隔置時冷却系示 補機監視機能 原子炉隔200 水源の確保 復水貯蔵タンク水位	原子炉圧力 ^{※1} 原子炉圧力 (SA) ^{∞1}		
	作	原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔灘時冷却系系統流量 ^{並1}		
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力		
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位		

※1:重大事故等対処設備としての要求事項を満たした重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを示す。

東海第二発電所

大規模な自然災害又は故意による 大型航空機の衝突その他のテロリズムへの 対応について

平成 30 年 1 月 日本原子力発電株式会社

	項目	仕様	
	燃料種類	9×9燃料(A型)	
	U ²³⁵ 濃縮度	wt % ¹	
	ペレット密度	理論密度の 97%	
燃料仕様	ペレット直径	0.96 cm	
	被覆管外径	1.12 cm	
	被覆管厚さ	0.71 mm	
	燃料有効長	3.71m	
	ラックタイプ	キャン型	
	ラックピッチ	mm	
住田这<i>雌</i>羽二 11 万	材料	ボロン添加ステンレス鋼	
使用消燃料フツク	ボロン濃度	wt % ²	
	板厚	mm	
	内のり	mm	

第6表 未臨界性評価の基本計算条件

1:未臨界性評価用燃料集合体(k = 1.3 未燃焼組成, Gd なし) 2:ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。

<mark>対応手段,対応設備,手順書一覧(8/13)</mark>

(監視及び制御)

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段		対応設備		整備する手順書 1
監視及び制御	-	原子炉水位の監視又は推定」。	主要設備	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 可搬型計測器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書 (徴候ペース) 「水位確保」等 A M設備別操作手順 書 重大事故等対策要領
1:整	1:整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要					

について」にて整理する。 2:手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 3:手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

4:運転員による操作不要の設備である。

□:自主的に整備する対応手段を示す。

<mark>対応手段,対応設備,手順書一覧(9/13)</mark>

(監視及び制御)

原子炉水位(広帯域)	
監 祝 及 - - - 原子炉水位(燃料域) 重 (原子炉水位(SA広帯域)) 重 大 事 故 協子炉水位(SA広帯域) 事 次 原子炉水位(SA広帯域) 事 故 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 対 (徴候ベース) 市 水 系 小 び -	書
制 御 ブ の 作 ブ の 作 常設高圧代替注水系ポンプ吐出 圧力 重 大 事 故 等 関 常設高圧代替注水系ポンプ入口 強 確 重 大 事 故 高圧代替注水系タービン入口圧 力 高圧代替注水系タービン入口圧 力 動 故 等	要領
1:整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要	E C

について」にて登せりる。
 2:手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 3:手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
 4:運転員による操作不要の設備である。
 □ :自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段,対応設備,手順書一覧(10/13)

(監視及び制御)

<mark>分類</mark>	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段		対応設備		<mark>整備する手順書 ¹</mark>
監視及び		原子炉水盘	主要設備	<u>原子炉水位(広帯域)</u> <u>原子炉水位(燃料域)</u> <u>原子炉水位(SA広帯域)</u> 原子炉水位(SA燃料域) 高圧代替注水系系統流量 可搬型計測器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等
ひ 制 御		1 2 の 制 御	関連設備	常設高圧代替注水系ポンプ吐出 圧力	重大事故等対処設備	A M設備別操作手順 書 重大事故等対策要領
<mark>1:整</mark>	<mark>備する手順の概要は「1.0</mark> 重	<mark>之大事故等</mark>	学対策に	おける共通事項 重大事故等対応は	<mark>こ係る手</mark>	順書の構成と概要
に	について」にて整理する。 					

2: 手順については '1.14 電源の確保に関する手順寺」にて整備する。 3: 手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。 4: 運転員による操作不要の設備である。 □ : 自主的に整備する対応手段を示す。 電源の催保に関する手順寺」にて整備

さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替 注水系(常設)による原子炉注水操作については,高圧・低圧注水機能 が喪失したと判断した場合,速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用い た低圧代替注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う 手順となっており,燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転 員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。また, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系による 格納容器冷却操作については,炉心ヒートアップの感度解析では,格納 容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認しており,格納容 器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はない ことから,運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流 の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は、原子炉水位 挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAF ERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価 結果の方が保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回 復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認 している。原子炉注水操作については、高圧・低圧注水機能が喪失した と判断した場合、速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替 注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う手順となっ ており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないこ とから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動,構造材との熱伝達及び内 部熱伝導,気液界面の熱伝達の不確かさとして,格納容器モデル(格納 容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲

認されたが,小規模体系の模擬性が原因と推測され,実機の大規模な体 系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シ ーケンスでは,炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出を操作開始の起 点としている運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える 影響はない。

炉心損傷後の格納容器における格納容器内FP挙動の不確かさとして, 核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE実験解析により格納容 器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本 評価事故シーケンスでは,炉心損傷後の格納容器内FP挙動を操作開始 の起点としている運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与 える影響はない。

(添付資料 3.1.2.11)

b.評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化,燃料棒表面熱伝達,燃料被覆管酸化 及び燃料被覆管変形の不確かさとして,炉心ヒートアップに関するモデ ルは,TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性 を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応 速度の係数についての感度解析)では,格納容器圧力及び雰囲気温度へ の影響は小さいことを確認していることから,評価項目となるパラメー タに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流 の不確かさとして,炉心モデル(炉心水位計算モデル)は,原子炉水位 挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAF ERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価 結果の方が保守的であり,注水操作による燃料有効長頂部までの水位回



内酸素濃度4.3vo1%(ドライ条件)に到達する場合には,格納容器圧力透がし装置により格納容器内の可燃性ガスを 出することで,格納容器内水素燃焼を防止する。さらに,機能喪失している設備の復旧に努め,残留熱除去系及び可 性ガス濃度制御系の復旧後は,可攪型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入,残留熱除去系又は代替循環冷却	の月火茶(アイービル製動)、備給水素及びり飯室で置法が中空ルンフスはり飯室で置法水入空ルノノを用いたで自動各種スクレイを动水(り飯室)による植 納容器冷却与実施可能である。 また、格納容器冷却等ができない場合,ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。				
による原ナゲ注小及び指則合語除熱型びにリ際性ガス濃度が倒発による小糸濃度が倒定美態することで、安定な感で維持する。	技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが,プラント状況によっては,事故対応に有効な設備とな る制御棒駆動水圧系,ほう酸水注入系,消火系(ディーゼル駆動),補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注 水系(可搬型)による原子炉注水も実施可能である。				
	代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。				
	技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが,プラント状況によっては,事故対応に有効な設備とな る消火系(ディーゼル駆動),補給水系及び可搬型代替注水中型ボンブ又は可搬型代替注水大型ボンブを用いた格納容器下部注水系(可搬型)によるペデスタル (ドライウェル部)注水も実施可能である。				

サブレッション・チェンバ側からの格納容器ペントを優先するが,ドライウェル側からの格納容器ペントによる格納容器<mark>減圧及び</mark>除熱も実施可能である。

第3.1.2-2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)」 の対応手順の概要(代替循環冷却系を使用する場合)



第3.1.2-4図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移



第3.1.2-5図 注水流量の推移



第3.1.2-6図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移(~3時間)



第3.1.2-7図 注水流量の推移(~3時間)

原子炉水位不明時の対応について

1. 概 要

重大事故等対処設備とする原子炉水位計は,原子炉水位(SA広帯域)及 び原子炉水位(SA燃料域)があり,それぞれの計測範囲で原子炉圧力容器 内の水位を確認する。

2. 水位不明判断条件

以下の<mark>いずれかに該当する</mark>場合,原子炉水位不明と判断する。

- a.<mark>原子炉水位計</mark>の電源が喪失した場合
- b.原子炉水位計の指示に「ばらつき」があり,原子炉水位が燃料有効長 頂部以上であることが判定できない場合
- c.ドライウェル雰囲気温度が,原子炉圧力に対する飽和温度に達した場合(非常時運転手順書の中で定める水位不明判断曲線で水位不明領 域に入った場合)



第1図 水位不明判断曲線

添付 3.1.2.2 - 1

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について

(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))

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出 力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変 化		TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発 生,炉心領域での溶融進展状態について,TMI事故分析 結果と良く一致することを確認した	が心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートア ップの感度解析(ジルコニウム - 水反応速度の係数についての感 度解析)では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認し ている	
	燃料棒表面熱伝 達	炉心モデル(炉心熱水 カモデル)	CORA 実験解析における,燃料被覆管,制御棒及びチャン ネルボックスの温度変化について,測定データと良く一 致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)によ る原子炉注水操作については,高圧・低圧注水機能が喪失したと 判断した場合,速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧 代替注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う	炉心ヒートアップに関するモデルは,TMI 事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒート アップの感度解析(ジルコニウム - 水反応速度の係数についての 感度解析)では,格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さい ことを確認していることから,評価項目となるパラメータに与え る影響は小さい。
	燃料被覆管酸化	溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	炉心ビートアッフ速度の増加(破復宣観化の促進)を想定し,仮想的な厳しい振り幅ではあるが,ジルコニウム- 水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV,大破断LOCAシーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は,ほぼ変化しない。	手順となっており,燃料被覆管温度等を操作開始の起点としてい る運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響 はない。 また,常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ 冷却系による格納容器冷却操作については,炉心ヒートアップの 感度解析では,格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいこ とを確認しており,格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起 点としている運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に 与える影響はない。	
炉心	燃料被覆管变形				
	沸騰・ボイド率 変化	炉心モデル(炉心水位	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して, MAAP コードと SAFER コードの比較を行い,以下の傾向を 確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析 コード MAAP の評価結果の方が保守的であり,注水操作によう <u>効燃料棒頂部</u> での水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果 との差異は小さいことを確認している。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析 コード NAAPの評価結果の方が保守的であり,注水操作によ <mark>有</mark>
	気液分離(水位 変化)・対向流	計算モデル) 取り扱っていないこと等から,水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP ユードの方が保守的であり,その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	原子炉注水操作については,高上・低上注水機能が喪失したと判 断した場合,速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代 替注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う手 順となっており,原子炉水位を操作開始の起点としている運転員 等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	効燃料棒頂部。での水位回復時刻は解析コード SAFER の評価経 との差異は小さいことを確認していることから,評価項目とな パラメータに与える影響は小さい。	
原子炉 圧力容器	ECCS 注水 (給水 系・代替注水設 備含む)	安全系モデル(非常用 炉心冷却系) 安全系モデル(代替注 水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

No.30-7

大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する

格納容器破損防止対策の有効性について

大破断LOCAを上回る規模のLOCA(以下「Excessive LOC A」という。)が発生した場合には,原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低 下が早く,かつ,非常用炉心冷却系が使用できない場合は,早期に炉心損傷に 至ることとなり,炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

Excessive LOCAは、一次冷却材圧カバウンダリとなる複数の配 管が同時に破断する場合を想定するが、破断箇所により事象進展は大きく変わ る。炉心や格納容器への影響の観点から、破断箇所は大きく以下の2通りに分 類できる。

・注水系配管破断の有無(注水可否)

非常用炉心冷却系等による原子炉への注水が不可能となるため,原子炉 水位低下による炉心損傷後は,原子炉圧力容器破損に至ることとなる。

・燃料有効長頂部位置以下の配管破断の有無

燃料有効長頂部位置より下に設置している配管が破断した場合,液相配 管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く,原子炉水位の低下が 早くなる。また,炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失すること から,原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心 冠水を維持できない可能性がある。

上記を踏まえ,事故の想定に当たり破断配管の選定を第1表のとおり整理した。

		燃料有効長頂部 立置以下の配管破断				
		無	有			
注水配管	無	炉心の冠水を維持するためのバウン ダリは喪失しないためExcess ive LOCA発生後の原子炉へ の注水が行われると,大破断LOC Aと同等程度の事象進展になると考 えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダ リは喪失するが, E x c e s s i v e L O C A 発生後の原子炉への注水を考 慮すると,冠水するまでに要する時間 は左記に比べて長くなるものの,大破 断 L O C A と同等程度の事象進展にな ると考えられる。			
新	有	原子炉水位の低下は早まるが「過渡 事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧 失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH」と同等程度の事象進展にな ると考えられる。	原子炉水位の低下は早まり,原子炉注 水による炉心冷却もできず,かつ,炉 心の冠水を維持するためのバウンダリ が喪失するため,事象進展は極端に早 くなる。			

第1表 破断配管の選定

第1表より,破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及び燃料有効長頂部 位置以下の配管が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。 なお,破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの,原子炉 圧力容器から格納容器内へ放出されるエネルギは同程度であり,長期的な挙動 は大破断LOCAと同等と考えられるため「大破断LOCA+高圧炉心冷却失 敗+低圧炉心冷却失敗」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能するこ とで,格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは、「Excessive LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷 却失敗」について,格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するた め,保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。 < 主な破断想定箇所 >

注水配管 燃料有効長頂部位置以上の配管	蒸気配管 給水配管 低圧注水系配管 低圧炉心スプレイ系配管
	高圧炉心スプレイ系配管
燃料有効長頂部位置以下の配管	再循環配管 底部ドレン配管

Excessive LOCA発生後,原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し,事象発生後早期に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727)に到達し,炉心損傷が開始する。また,事象発生から約17分後に燃料温度は約2,500K(約2,227)に到達する。事象発生から25分後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始するが,注水配管が破断しているため原子炉圧力容器へは注水されず,原子炉水位は回復することなく原子炉圧力容器破損に至る。

事象発生から 25 分後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器ス プレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を開始し,90 分後から代替循環冷却 系による格納容器除熱に切り替えることで,原子炉圧力容器破損前の格納容器 圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する。原子炉圧力容器破損後は,代替循環冷却 系による格納容器除熱に加えて,常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納 容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び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) 注水を実施することで,格納容器圧 力及び雰囲気温度上昇を抑制するとともに,ペデスタル(ドライウェル部)へ 落下した溶融炉心の冷却を維持する。

格納容器圧力,格納容器雰囲気温度等の推移を第1図から第7図に示す。

第1図のとおり,格納容器バウンダリにかかる圧力は,評価項目となるパラ メータである最高使用圧力の2倍(0.62MPa[gage])を超えない。また,第2 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは, 「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおり であり,それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化,燃料棒表面熱伝達,燃料被覆管酸化 及び燃料被覆管変形の不確かさとして,炉心ヒートアップに関するモデ ルは,TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性 を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム - 水反応 速度の係数についての感度解析)では,炉心溶融時間に与える影響は小 さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替 注水系(常設)による原子炉注水操作については,高圧・低圧注水機能 が喪失したと判断した場合,速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用い た低圧代替注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う 手順となっており,燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点と している運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響 はない。また,常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレ イ冷却系による格納容器冷却操作については,炉心ヒートアップの感度 解析では,格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認し ていることから,運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流 の不確かさとして,炉心モデル(炉心水位計算モデル)は,原子炉水位 挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAF ERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価 結果の方が保守的であり,注水操作による燃料有効長頂部までの水位回 復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認

が確認されている。また,炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム - 水反応速度の係数についての感度解析)では,格納容器圧力及び雰囲 気温度への影響は小さいことを確認していることから,評価項目となる パラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流 の不確かさとして,炉心モデル(炉心水位計算モデル)では,原子炉水 位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSA FERの評価結果との比較により,水位低下幅は解析コードMAAPの 評価結果の方が保守的であり,注水操作による燃料有効長頂部までの水 位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを 確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さ い。

格納容器における格納容器各領域間の流動,構造材との熱伝達及び内 部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして,格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容 器雰囲気温度を十数 程度,格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾 向を確認しているが,BWRの格納容器内の区画とは異なる等,実験体 系に起因するものと考えられ,実機体系においては不確かさが小さくな るものと推定される。しかし,全体としては格納容器圧力及び雰囲気温 度の傾向を適切に再現できていることから,評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。また,格納容器各領域間の流動,構造材との熱 伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては,CSTF実験解析により格 納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動は測定データとよく一致するこ とを確認しており,その差異は小さいことから,評価項目となるパラメ



第3.1.3-2 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)」

の対応手順の概要(代替循環冷却系を使用できない場合)



第3.1.3-4図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移



第3.2.1.3-5図 注水流量の推移



第3.1.3-6図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移(~3時間)



第3.1.3-7図 注水流量の推移(~3時間)



第3.1.3-16図 事象発生から 50分後に原子炉注水を開始した場合の



原子炉水位 (シュラウド内外水位)の推移

第3.1.3-17図 事象発生から 50分後に原子炉注水を開始した場合の

格納容器圧力の推移
炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

- 1. 炉心損傷の判断基準
- 1.1 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては,注水機能喪失により原子炉水位が燃料有 効長頂部(以下「TAF」という。)以上に維持できない場合において,原子 炉水位が低下し,炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

炉心損傷の判断基準は非常時運転手順書 (徴候ベース)において,原子 炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がTAF未満となった場合, 格納容器雰囲気放射線モニタを用いてドライウェル及びサプレッション・チ ェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し,第1図に示す設計基準事故にお ける原子炉冷却材喪失 ¹時の追加放出量(以下「追加放出量」という。)に 相当する指示値の10倍以上となった場合を,炉心損傷の判断としている。炉 心損傷により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物 (FP)が,逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を踏ま えて,格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を,運転操作における炉心損 傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いる。

1 設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大とな

る事象

また,格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合は,原子炉圧力容 器表面温度(下鏡部)300 以上を炉心損傷判断基準として手順に追加する。 原子炉圧力容器内表面温度(下鏡部)は,炉心が冠水している場合には,逃 がし安全弁動作圧力(安全弁機能の最大 8.31MPa[gage])における飽和温度 約299 を超えることなく,300 以上にはならない。一方,炉心損傷が進展 し,溶融炉心が原子炉圧力容器下部に移行する場合には,原子炉圧力容器表

添付 3.1.3.2 - 1

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について

(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できない場合))

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/2)

朋瑗熟	炉心モデル(原子炉出 力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。		
燃料棒内温度変 化		TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発 生,炉心領域での溶融進展状態について,TMI 事故分析 結果と良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは,TMI 事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートア ップの感度解析(ジルコニウム・水反応速度の係数についての感 度解析)では,炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認し			
燃料棒表面熱伝 達	炉心モデル (炉心熱水 カモデル) 溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	CORA 実験解析における,燃料被覆管,制御棒及びチャン ネルボックスの温度変化について,測定データと良く一 致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想	ている。 常設低圧代替注水系ボンブを用いた低圧代替注水系(常設)に。 る原子炉注水操作については,高圧・低圧注水機能が喪失した。 判断した場合,速やかに常設低圧代替注水系ボンブを用いた低近 代替注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行	炉心ヒートアップに関するモデルは,TMI 事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒート アップの感度解析(ジルコニウム - 水反応速度の係数についての		
燃料被覆管酸化		 溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ) 定し、仮想 認した。 ・TOUV,大 時刻への ・下部プレ 化しない 	定し,仮想的な敵しい振り幅ではあるか,シルコニワム- 水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確 認した。 ・TOW,大破断LOCAシーケンスともに,炉心溶融の開始 時刻への影響は小さい	手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としてい る運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響 はない。 また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ 冷却をによる技術容器の知識をについてけ、他心とニトマップの	感度解析)では,格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さい ことを確認していることから,評価項目となるバラメータに与え る影響は小さい。	
燃料被覆管变形			 下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は,ほぼ変化しない 	、海索による宿納谷語な海探作については、水心ビードアックの 感度解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいこ とを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小 さい。		
沸騰・ボイド率 変化	炉心モデル(炉心水位	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して, MAAP コードと SAFER コードの比較を行い,以下の傾向を 確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析 コード MAAP の評価結果の方が保守的であり,注水操作による 効燃料棒頂部。 ての水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果 との差異は小さいことを確認している。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析 コード WMP の評価結果の方が保守的であり,注水操作によっ有		
気液分離(水位 変化)・対向流	計算モデル)	取り扱っていないこと等から,水位変化に差異が生じ たものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であ り,その後の注水操作による有効燃料棒頂部。 での水 位回復時刻は両コードで同等でので。	原子炉注水操作については,高圧・低圧注水機能が喪失したと判 断した場合,速やかに常設低圧代替注水系ボンブを用いた低圧代 替注水系(常設)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う手 順となっており,原子炉水位を操作開始の起点としている運転員 等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価編末 との差異は小さいことを確認していることから,評価項目となる パラメータに与える影響は小さい。		
ECCS 注水(給水 系・代替注水設 備含む)	安全系モデル(非常用 炉心冷却系) 安全系モデル(代替注 水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。		
_	燃料棒内温度変 化 燃料棒表面熱伝 達 燃料被覆管酸化 燃料被覆管酸化 燃料被覆管变形 沸騰・ボイド率 変化 気液分離(水位 変化)・対向流 ECCS 注水(給水 系・代替注水設 備含む)	燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 燃料棒表面熱伝達 燃料被覆管酸化 溶融炉心の挙動モデル(燃料被覆管変形 燃料被覆管変形 洗膳・ボイド率変化 実施 ・ボイド率変化 気液分離(水位 変化)・対向流 ECCS 注水(給水 系・代替注水設 備含む) 安全系モデル((非常用 炉心冷却系)) 安全系モデル(代替注 水設備)	燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 か心モデル(炉心熱水 力モデル) 溶融炉心の学動モデル (炉心ヒートアッブ) アメリオックスの温度変化について、アメリオ物理音、制御棒及びチャン ネルボックスの温度変化について、アメリオ物理音、制御棒及びチャン ネルボックスの温度変化について、アメリオ物理音動化の促進)を想 なることを確認した。 燃料被覆音酸化 溶融炉心の学動モデル (炉心ヒートアップ) アメリオックスの温度変化について、アメリオ、クタン なりることを確認した。 燃料被覆音変形 アルボックスの温度の増加(被覆音酸化の促進)を想 定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム・ 水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確 認した。 燃料被覆音変形 アシン や心モデル(炉心水位 計算モデル) ・「ロUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開始 時刻小の影響は小さい ・下部プレナムへの活融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変 化しない 洗洗 ゲ心モデル(炉心水位 計算モデル) ・「UUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、 MAAP コードでは SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を 確認した。 気液分離(水位 変化)・対向流 ゲ心モデル(炉心水位 計算モデル) TUUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、 MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を 確認した。 ECCS 注水(給水 系・代替注水設 備含む) 安全系モデル(非常用 炉心冷却系) 安全系モデル(代替注 水設備) 入力値に含まれる。	燃料棒内温度変化 アルビートアップはので加速な運転して、アンプロデンドレスの加速なのないで、アンプロデンドログロクロ、水反応速度の係数についての時残を 生またのの水位にするが、シンコークム・水反応速度の係数についての時残を 生またのの水位にするが、シンコークム・水反応速度の係数についての時残を 生またのの水位にするが、シンコークム・水反応速度の係数についての時残を ないた。シンズのごまたを確認した。 がいモデル(炉心熱水 力モデル) 「おかひの学動モデル(ゲルビートアップ) アンプロデンタンスので加速な使用のたいたきないた。 かいビートアップは、シングを用いた低圧代替注水系、パンプを用いた低圧代替注水系、パンプを用いた低圧代替注水系、パンプを用いた低圧活注水系が、プロシートを アングロジンクスのごなないた。 がいビートアップブンの「「おいご」のごなるが、デンコークム・ からとートアップブンの「「おいご」のごなるが、デンコークム・ からとートアップブンの「「おいご」のごないたまるが、ジンコークム・ からとートアップン」 アンジンの「ないこ」を確認した。 からとートアップブンの「ない」のごなるが、デンコークム・ からこことを留いした。 からし、トアップブンの「ないた」を認定した。 ・ ていし、たきがになるか、ジンコークム・ からし、トアップン」 では、からが急い時間に見る からし、たいたに圧 やらした、たかいごなん からし、たいたいた でがしたし、アンスともに、からごきゆう でのがごまからいたまままた。 がのがごまからいたいた でのがごまからいた でのがでは、 ホーク・ がのがでは、 市がのた おいた たいた がのがでは、 市がのた からいた ボジー ケンス及び中小弦動「LOCAシーケンスとにが」 いた ・ TOW、シーケンス及び中小弦動「LOCAシーケンスとにがし いた いた		

No.30-18



第2図 操作25分遅れにおける原子炉水位の推移



第3図 操作25分遅れにおける注水流量の推移

添付 3.1.3.9 - 4

する。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は,格納容器雰囲気放射線 モニタ(D/W)等である。

o.逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作

原子炉水位の低下が継続し,燃料有効長底部から燃料有効長の 20% 上の位置 2到達した時点で,中央制御室からの遠隔操作により逃がし安 全弁(自動減圧機能)2個を手動で開放し,原子炉を急速減圧する。な お,この原子炉減圧のタイミングは,原子炉水位が燃料有効長頂部し下 となった場合,原子炉減圧を遅らせた方が,原子炉圧力容器内の原子炉 冷却材の量を多く維持できるため,原子炉圧力容器破損に至る時間を遅 らせることができる一方で,ジルコニウム-水反応が著しくなる前に原 子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定し たものである。

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作に必要な 計装設備は,原子炉水位(燃料域)等である。

原子炉減圧後は、逃がし安全弁(自動減圧機能)の開状態を保持し、 原子炉圧力を低圧状態に維持する。

(添付資料3.2.1)

p.常設低圧代替注水系ポンプを用いた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)水位の</mark>確保操作

代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後,中央制御室からの 遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた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)への注水操作を実施する。 この場合の注水は,水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつ つ溶融炉心・コンクリートの影響を緩和する観点から格納容器下部水位 を考慮する。

なお,格納容器過圧・過温破損の観点については,「3.1 雰囲気圧力・ 温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」にて示したとおり,L OCAをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。こ れは,過圧の観点ではLOCAによるドライウェルへの蒸気の放出及び原 子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳し いためであり,過温の観点では,事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る 事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また,本格納容器破損 モードを評価する上では,原子炉圧力容器が高圧の状態で破損に至る事故 シーケンスを選定する必要があることから,LOCAをプラント損傷状態 とする事故シーケンスは,本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに は適さない。

本格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUXとし、「3.3 原 子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コン クリート相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとしており、異なる プラント損傷状態を選定している。

TQUVでは,安全機能の喪失に対する仮定として,減圧機能は喪失し ていないが,低圧注水機能が喪失していることから原子炉注水ができない ため,原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置と到 達した時点で逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作によって原子炉を 減圧し,高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。

TQUXでは,安全機能の喪失に対する仮定として,減圧機能が喪失し ているため,原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位 置に到達した時点で,重大事故等対処設備としての逃がし安全弁(自動減 圧機能)の手動操作によって原子炉を減圧し,高圧溶融物放出/格納容器

3.2 - 14

原子炉圧力容器破損の判断後に,溶融炉心の冠水継続が可能な流量 を考慮し,80m³/h にてペデスタル(ドライウェル部)に注水するものとする。

(i) 可搬型窒素供給装置

可搬型窒素供給装置は,窒素 198m³/h 及び酸素 2m³/h の流量で 格納容器内に注入するものとする。

(j) コリウムシールド耐熱材の種類

コンクリートの侵食を抑制する観点から,ジルコニア耐熱材を設定 する。

- (k) コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度
 ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき,2,100 を設定する。
 (添付資料 3.5.1)
- (I) ペデスタル(ドライウェル部)床面積 溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより,コンクリート侵食量の観 点で厳しくなることから,コリウムシールドを考慮した床面積を設定 する。
- c.重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対 する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作は,設計基準事故対処設備による原子炉注水機能(非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系)のみならず,重大事故等対処設備による原子 炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転 手順に従い,原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20% 常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系)が機能喪失し,重大事故等対 処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定するこ とから,原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し, 事象発生から約 35 分後に炉心損傷が開始する。原子炉水位が燃料有効 長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点(事象発生から 約 38 分後)で,中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動 減圧機能)2個を手動で開放することで,原子炉急速減圧を実施する。

事象発生から 90 分後に代替循環冷却系による格納容器除熱を行う。 また,代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後,常設低圧代替 注水系ポンプを用いた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)水位の確保操作を実施し,格納容器下部水位を約 1.0mに調整する。

原子炉減圧後の低圧代替注水系(常設)又は代替循環冷却系による原 子炉注水は実施しないものと仮定するため,事象発生から約4.5時間後 に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器が破損し,溶融炉心がペデスタル(ドライウェル部) の水位約 1mの水中に落下する際に,溶融炉心からペデスタル(ドライ ウェル部)プール水への伝熱が起こり,水蒸気が発生することに伴う圧 力上昇が生じる。

溶融炉心がペデスタル(ドライウェル部)に落下した後は,常設低圧 代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によりペデスタ ル(ドライウェル部)に 80m³/h の注水を行い,溶融炉心を冠水維持 することで,継続的に溶融炉心の冷却を実施する。

崩壊熱が格納容器内に蒸気として放出されるため,格納容器圧力は急 激に上昇する。原子炉圧力容器破損前から代替循環冷却系による格納容 ジェット径,エントレインメント係数,デブリ粒子径,ジルコニウム-水反応速度,限界熱流束に係る係数,下部プレナムギャップ除熱量に係る係数, 溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対す る影響は小さいことを確認している。

また,原子炉水位を監視し,原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置 2 到達した時点で原子炉急速減圧を行うといった,兆候を 捉えた対応を図ることによって,炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生 する前に速やかに 2.0MPa [gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能 であることを確認している。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは, 「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおり であり,それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化,燃料棒表面熱伝達,燃料被覆管酸化 及び燃料被覆管変形の不確かさとして,炉心ヒートアップに関するモデ ルは,TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性 を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム - 水反応 速度の係数についての感度解析)では,炉心溶融時間及び炉心下部プレ ナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり,影響 は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは,重大事故等 対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することで原子炉圧力 容器破損に至ることを想定しており,最初に実施すべき操作は原子炉水 位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点の 逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作であり、また、燃料被覆管温度及び原子炉圧力容器温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流 の不確かさとして,炉心モデル(炉心水位計算モデル)は,原子炉水位 挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAF ERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価 結果の方が保守的であることを確認している。このため,原子炉水位が 燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達する時間が早ま る可能性があるが,数分程度の差異であることから,運転員等操作時間 に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との 熱伝達の不確かさとして,溶融炉心の挙動モデルはTMI事故について の再現性を確認している。また,炉心ノード崩壊のパラメータを低下さ せた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいこと を確認している。本評価事故シーケンスでは,リロケーション及び構造 材との熱伝達を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FCI(溶融 炉心細粒化)及び原子炉圧力容器内FCI(デブリ粒子熱伝達)の不確 かさとして,下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により, 原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認し ている。本評価事故シーケンスでは,原子炉圧力容器内FCIを操作開 始の起点としている運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に ルは, TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性 を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム - 水反応 速度の係数についての感度解析)では, 炉心溶融時間及び炉心下部プレ ナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり, 影響は小 さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは,原子炉水位が燃 料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点での逃が し安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作によって速やか に原子炉圧力を 2.0MPa [gage]以下に低減し,原子炉圧力容器破損ま でに原子炉圧力を 2.0MPa [gage]以下に維持しているため,運転員等 操作時間に与える影響はないことから,評価項目となるパラメータに与 える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流 の不確かさとして,炉心モデル(炉心水位計算モデル)は,原子炉水位 挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAF ERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価 結果の方が保守的であることを確認している。このため,原子炉水位が 燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達する時間が早ま る可能性があるが,数分程度の差異であり,原子炉急速減圧操作後に原 子炉圧力は速やかに低下することから,評価項目となるパラメータに与 える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との 熱伝達の不確かさとして,溶融炉心の挙動モデルはTMI事故について の再現性を確認している。また,炉心ノード崩壊のパラメータを低下さ せた感度解析より炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認してい る。本評価事故シーケンスでは,原子炉圧力容器破損が発生する前に, おむね小さくなるため,発生する蒸気量は少なくなり,原子炉水位の 低下は緩和され,逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉 減圧操作の開始が遅くなるが,原子炉圧力容器破損も遅くなり,原子 炉減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから,評価項 目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力,原子炉水位及び炉心流量は,解析条件の不 確かさとして,ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが,事 象進展に与える影響は小さいことから,評価項目となるパラメータに 与える影響は小さい。

(添付資料 3.2.9)

b.操作条件

操作条件の不確かさとして,操作に係る不確かさを「認知」,「要員配 置」,「移動」,「操作所要時間」,「他の並列操作有無」及び「操作の確実 さ」の6要因に分類し,これらの要因が,運転員等操作時間に与える影 響を評価する。また,運転員等操作時間に与える影響が評価項目となる パラメータに与える影響を評価し,評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧 操作は,解析上の操作時間として原子炉水位が然料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達時(事象発生から約38分後)を設定 している。運転員等操作時間に与える影響として,原子炉水位が燃料 有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達するまでには事象 発生から約38分の時間余裕があり,また,原子炉減圧操作は原子炉 水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり,実態の 操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため,操作開始時間に

3.2 - 34

	第3.2-1表	高圧溶融物放出 /	′格納容器雰囲気直接加熱にる	ちける重大事故等対策について(3/6)
--	---------	-----------	----------------	---------------------

	ゴ店	重大事故等対処設備					
採TF 及び唯認	丁順	常設設備	可搬型設備	計装設備			
緊急用海水系による <mark>冷</mark> <mark>却水(海水)の確保</mark> 操 作	 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) による原子炉注水機能喪失を確認した後,中央制御室にて, 非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷 却系の弁を対象に,緊急用母線から電源が供給されるよう電 源切り替え操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動 し,緊急用海水系に海水を通水する。 	緊急用海水ポンプ 常設代替高圧電源装 置 <mark>軽油貯蔵タンク</mark>	-	緊急用海水系流量(残 留熱除去系熱交換器)			
代替循環冷却系による 格納容器除熱操作	 ・緊急用海水系に海水を通水した後,中央制御室からの遠隔操 作により代替循環冷却系ポンプを起動することで,格納容器 スプレイを実施し,格納容器除熱を実施する。 	代替循環冷却系ポン プ サプレッション・プ ール [*] 常設代替高圧電源装 置 <mark>軽油貯蔵タンク</mark>	-	代替循環冷却系格納容 器スプレイ流量 ドライウェル圧力* サプレッション・チェ ンバ圧力*			
炉心損傷 <mark>の</mark> 確認	・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い,炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は,格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍以上となった場合とする。	-	-	格納容器雰囲気放射線 モニタ(D / W) <mark>*</mark> 格納容器雰囲気放射線 モニタ(S / C) <mark>*</mark>			
逃がし安全弁(自動減 圧機能) <mark>の手動による</mark> <mark>原子炉減圧</mark> 操作	 ・原子炉水位の低下が継続し,燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で,甲央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能)2個を手動で開放し,原子炉を急速減圧する。 ・原子炉急速減圧後は,逃がし安全弁(自動減圧機能)の開状態を保持し,原子炉圧力を低圧状態に維持する。 	^逃 がし安全弁(自動 減圧機能) [*] 非常用窒素供給系高 圧窒素ボンベ [*] <mark>所内常設直流電源設</mark> 備	-	原子炉水位(燃料域) [*] 原子炉水位(SA燃料 域) 原子炉圧力 [*] 原子炉圧力(SA) サプレッション・プー ル水温度 [*]			

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	逃がし安全弁(自動減圧機能)の 手動による原子炉減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効 長の20%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮して設定
	緊急用海水系による <mark>冷却水(海</mark> <mark>水)の確保操作</mark> 及び代替循環冷却 系による格納容器除熱操作	事象発生から 90 分後	緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮して設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用い た格納容器下部注水系(常設)に よる <mark>ペデスタル(ドライウェル</mark> <mark>部)水位の</mark> 確保操作	解析上考慮しない	ペデスタル(ドライウェル部)には事象初期から 1m の水位を形 成していることから,解析上は本操作を考慮しない
	常設低圧代替注水系ポンプを用い た代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)による格納容器冷却操作 <mark>(原子炉圧力容器破損後)</mark>	原子炉圧力容器破損6分後に開始し,格納 容器圧力が低下傾向に転じてから 30 分後 に停止	原子炉圧力容器破損の判断及び操作実施に必要な時間を考慮し て設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用い た格納容器下部注水系による <mark>ペデ</mark> <mark>スタル(ドライウェル部)</mark> 注水操 作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格 納容器スプレイ冷却系(常設)による格納 容器冷却操作(原子炉圧力容器破損後)開 始から1分後に開始し,格納容器下部水位 2.75mに到達した時点で停止 その後は,2.25m まで低下した時点で開始 し,2.75mに到達した時点で停止	操作実施に必要な時間を考慮して設定 炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリ ート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用い た代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)による格納容器 <mark>冷却</mark> 操作	格納容器圧力 465kPa [gage]に到達した 場合に開始し,格納容器圧力 400kPa [gage]まで低下した時点で停止	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定
	可搬型窒素供給装置 <mark>による</mark> 格納容 器内 <mark>への</mark> 窒素 <mark>注入</mark> 操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol %(ドライ 条件)に到達した場合に開始	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol %(ドライ条 件)到達を防止する観点で設定

第3.2-2表 主要解析条件(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(7/7)

No.31-10





第3.2-2図 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の対応手順の概要

3.2 - 59

高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

														経過時間	間(分)					
						10	1	20 3	80	40 50	0 60	70	80 90	100	110	120	130	140	0 150	I.
		実施箇所 【 】 移動し	 ・必要要員 は他作業後 てきた要員 	過数 き し		♥ 事象発生	E		▽	約35分 炉心損傷開始	台(燃料被覆	寶管温度 1,000K 到:	達)							
操作項目	責任者補佐	当直発電長当直影電長	1人 1人	中央監視 運転操作指揮 運転操作指揮補佐	操作の内容	▼ 原子炉ス	クラム				▼ 約52 燃料	分 被覆管温度 1,200	到達				✓ 2 時間 原子炉建属 中央制御室	『ガス処』 『換気系	理系及び の起動による	る負圧
	指揮者等	<mark>災害対策要員</mark> (指揮者等)	<mark>4人</mark>	<mark>初動での指揮</mark> 発電所内外連絡		7	7 プラン	レト状況判断		▽約38分		▽ 約 <mark>1</mark> 炉心	.2時間 >溶融開始(燃料	温度 2,50	00K 到達)					
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転 (現場)	5員)	重大事故等対応要員 (現場)					_	原子炉水 燃料有効	位か燃科有: 長の 20%高	初長低部から い位置に到達								
					原子炉スクラムの確認	-														
					ダーとン停止の確認 	-														
状況判断	2人 A , B	-		-	7日10日が6天の11日80 再循環ボンブ停止の確認	10 分														
					主義気隔離弁関止及び逃がし安全弁(安全弁機能)による原う 炉圧力制御の確認 非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	-														
	[1]]				原子炉への注水機能喪失の確認					<u> </u>										
早期の電源回復不能の確認	【1入】 【1入】	-		-	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) 非常用ディーゼル発電機の手動起動操作(失敗)) 1分 2分														
乘 酒池/2/42///	В			2人			<u> </u>								法中中的	-				
电源確保探TFXI心 常設代替高圧電源装置による緊急用	[1人]	-		a,b	電源回復採TF 常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	■ 4分									週旦夫加	1				_
母線の受電操作 高広注水機能率生の確認	B 【1人】	_			「「「「「」」」「「」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」	2分														
中央制御室からの高圧代替注水系	A 【1人】				高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操															
中天町回車がつり両正に置た小茶 の起動操作 常設低圧代替注水系ポンプを用いた 代替格納容器スプレイ冷却系(常 設)及び低圧代替注水系(常設)の	A 【1人】	-		-	作 常設低圧代替注水系ボンブを用いた低圧代替注水系(常設)は よる原子炉注水及び代替格納容器スブレイ冷却系(常設)によ	4, ,	// 4分													
	В	-		-	● 作割谷語 授型に必要な見何の 電源切留採FF 原子炉冷却材浄化系吸込弁の 閉止操作		2分													
起動操作	【1人】 A	-		-	常設低圧代替注水系ボンブを用いた代替格納容器スプレイ冷击 系(常設)による格納容器冷却及び低圧代替注水系(常設)に よる原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	0 2	3分		_											
緊急用海水系による冷却水(海水)	【1人】	-		-	緊急用海水系 <mark>による海水通水</mark> に必要な負荷の電源切替操作 			4 分												_
の確決課[F	A				緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	*			2	20 分 海水通水局				閉始後 , 適宜≍ ┃	犬態監視	ļ				
代替循環冷却系による格納容器 <mark>除熱</mark> 操作	【1人】 A	-		-	10首個項々可称による原ナアは小及び相對各語体系に必要な見 荷の電源切替操作 代替循環冷却系による格納容器除熱 <mark>の</mark> 系統構成操作及び起動	₹ •••••••					6分	35 分					格約	内容器除	熱開始後,這	適宜北
常設低圧代替注水系ポンプを用いた 格納容器下部注水系(常設)による	【1人】				** 常設低圧代替注水系ボンブを用いた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)注水に必要な負荷の電源切]							4分							
<mark>ペデスタル(ドライウェル部)</mark> 水位 の確保操作	A	-		-	□ 1781- 常設低圧代替注水系ボンプを用いた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)水位の調整操作								L		20 分				水位調	 書整後
水素濃度及び酸素濃度監視設備の 起動操作	【1人】 	-		-	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作											8 5			適宜 , 格納	容器区
サプレッション・プール <mark>水</mark> pH制御 装置による薬液注入操作	【1人】 A	-		-	サプレッション・プール <mark>水</mark> pH制御装置による薬液注入操作												15 分			
炉心損傷 <mark>の</mark> 確認	【1人】 B	-		-	炉心損傷 <mark>の</mark> 確認				2分											
逃がし安全弁(自動減圧機能)の <mark>手動</mark> による原子炉減圧 <mark>操作</mark>	【1人】 B	-		-	逃がし安全弁(自動減圧機能) <mark>2個の手動開</mark> 放操作				1分											
常設代替高圧電源装置による非常用	【1人】 B	-		-	非常用母線 <mark>の</mark> 受電準備操作 <mark>(中央制御室)</mark>						35 分									
は緑の受電準備操作	-	2人 C,D		-	非常用母線 <mark>の</mark> 受電準備操作 <mark>(現場)</mark>						75 分									
常設代替高圧電源装置による非常用 母線 <mark>の</mark> 受電操作	【1人】 B	-		-	常設代替高圧電源装置 3 台の追加起動操作 									8分 5分						
原子炉建屋ガス処理系及び中央制	【1人】				原子炉建屋ガス処理系の起動操作									I	5分				起動操作実	施後
御室換気系の起動操作	В			-	中央制御室換気系の起動操作											6分	•		起動操作	作実放
<mark>ほう酸水注入系による原子炉圧力</mark>	【1人】				ほう酸水注入系 <mark>の</mark> 起動操作											2分				
容器へのほう酸水注入操作	В	В	ほう酸水注入系の注入状態監視														ほう酸水	K全量		

第3.2-3図 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の作業と所要時間(1/2)

160 170 180 190 200	備考
王達成	
上建版	
	解析上考慮しない
	解析上考慮しない
	原子炉注水は解析上考慮 しない
	原子炉注水は解析ト考慮
伏熊監視	しない
	解析上老歯したい
後,適宜状態監視	NIN T Sher Croker
	通常運転時は外部電源で常時
内水素濃度及び酸素濃度の監視	暖気状態であり,交流電源喪 失時は代替交流電源設備によ
	り緊急用母線受電後 , 暖気が 自動的に開始される
	解析上考慮しない
2 1211年代1月1日	
2、週旦仅愿監倪	
施役,週冝状態監倪	
	解析上考慮しない
シェムタフキで通常性能数组	







第3.2-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について

原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合に は、原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要があ る。この際、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅 らせ、原子炉水位計(燃料域)で原子炉水位が「燃料有効長底部から燃料有効 長の20%高い位置」(以下「BAF+20%」という。)を下回った場合に、逃 がし安全弁(自動減圧機能)2個で原子炉の減圧を実施する手順としている。 減圧を実施する水位及び弁の個数については、以下の評価結果をもとに決定 している。

(1) 原子炉手動減圧のタイミングについて

原子炉への注水手段がない場合の原子炉手動減圧のタイミングを検討す るため,原子炉水位が「原子炉水位異常低下(レベル1)」(以下「L1」 という)に到達後10分から50分のそれぞれのタイミングで減圧する場合の 解析を実施し,水素の積算発生量を評価した。減圧に用いる逃がし安全弁 (自動減圧機能)の弁の個数は,7個(逃がし安全弁(自動減圧機能)全て), 2個及び1個のそれぞれで実施されるものとした。

評価結果を第1表に示すとともに、それぞれの弁の個数で減圧した場合の 原子炉水位及び積算水素発生量の推移を,第1図から第6図に示す。これら の評価結果から,水素の積算発生量については,おおむねL1到達後35分 から50分の間で大きな差が現れた。

この評価結果から,酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発になる前の,L1到達後35分までに減圧を実施することが望ましいと判断した。

(2) 原子炉手動減圧に用いる弁の個数について

第1表より,(1)で判断した原子炉手動減圧を実施するタイミング(L1 到達後35分)近辺の減圧タイミングに着目すると,逃がし安全弁(自動減 圧機能)1弁の場合の水素発生量が大きくなっている。また,減圧時の炉内 蒸気流量の観点では,逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁の場合よりも逃が し安全弁(自動減圧機能)2弁の場合の方が,炉内蒸気流量が小さいことか ら,被覆管に対する負荷が小さいものと考える。

減圧完了までの時間については,第1図,第3図及び第5図のとおり,弁の 個数が少ないほど長くなるが,いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの 時間に対しては十分な余裕があるため,原子炉圧力容器破損時の溶融炉心 落下量など,原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。

以上から,原子炉手動減圧の際に開放する<mark>弁の個数</mark>は逃がし安全弁(自動減圧機能)2個とした。

(3) 原子炉手動減圧を実施する原子炉水位について

上記評価結果より,原子炉手動減圧をL1到達後35分以降に実施する場合に水素の積算発生量に顕著な増加が見られること,また,減圧をL1到 達後10分から35分の間で実施する場合には水素の積算発生量に有意な傾向 が確認されないことを踏まえ,蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する 観点から,減圧はL1到達後35分で実施するものとし,判断基準としては このタイミングに相当する原子炉水位を用いることとした。

第3図より,L1到達後35分での原子炉水位はBAF+20%程度であることから,これを原子炉手動減圧実施の水位とした。

なお,海外における同様の判断基準を調査した結果,米国の緊急時操作 ガイドライン(EPG)^[1]の例では,不測事態の蒸気冷却の手順において, 原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF+70%程度としていることを確認した。これは,BAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では,注水がなくかつ原子炉減圧していない状態でも,冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は,米国の例との差異はあるものの,上述の評価結果を踏まえ蒸気冷却効果,水素発生量及び被覆管に対する負荷の観点から定めているものであり,妥当であると考える。

(4) 原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は,原子炉水位計(燃料域)によって確認する。原子炉水位 が BAF+20% 到達する時点(事象発生から約38分後)では,原子炉圧 力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが,ドライウェル内の気相 部温度は80 程度であることから,原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持 され,原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また,仮に水位不明となった場合は炉心損傷を判断した時点で急速減圧 を実施する手順となっており,同等の対応となることから,運転員の対応 に影響はない。

[1] "ABWR Design Control Document [Tier2, Chapter18, Human Factors Engineering]", GE Nuclear Energy, Mar.1997.



第1図 原子炉水位の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)<mark>7個</mark>)



第2図 積算水素発生量の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)<mark>7個</mark>)



第3図 原子炉水位の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)<mark>2個</mark>)



第4図 積算水素発生量の時間変化(逃がし安全弁(自動減圧機能)<mark>2個</mark>)





解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータ に与える影響	
	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出 力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるバラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	燃料棒内温度变 化		TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発 生,炉心領域での溶融進展状態について,TMI 事故分析 結果と一致することを確認した。 CORA 実験解析における,燃料被覆管,制御棒及びチャン さルボックスの温度変化について、測定データと良く一	ゲ心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。 ゲ心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム - 水反応速度の係数 についての感度解析)では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナム へ、咳聴ゆい発行の開始時期に対する感感性数分程度であり、影	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートア ップの感度解析(ジルコニウム・水反応速度の係数についての感 度解析)では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心 終行の開始時間への感度け数分程度であり、影響化小さいことを	
	燃料棒表面熱伝 達	炉心モデル(炉心熱水 カモデル)	致することを確認した。 が心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想 定し,仮想的な厳しい振り幅ではあるが,ジルコニウム	響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは、重大事故等対処設備を含む全ての原 子炉への注水機能が喪失することで原子炉圧力容器破損し	確認している。 本評価事故シーケンスでは,原子炉水位が 然料有効長の長さの20%上の位置に 到達した時点での運転員等操作	
炉心	燃料被覆管酸化	カモテル) 溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	パモデル) 溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	- 水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を 確認した。 が心ヒートアップ) がひいたートアップ) ・TOUV,大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開 始時刻への溶融炉心移行の開始時刻は、ほ 「すび化しない	ことを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位か数料 有効長底部から数料有効長の長さの20%上の位置こ到達した時 気の原子が利止保住でのり、また、※料板復音温度等を操作開始 の起点としている運転員等操作はないことから,運転員等操作時 間に与える影響はない。	による原ナゲ忌迷減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し,原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力 を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため,運転員等操作時間に 与える影響はないことから,評価項目となるパラメータに与える 影響はない。
	燃料被覆管变形					
	沸騰・ボイド率 変化	炉心モデル(炉心水位 計算モデル)	TOUX シーケンス及び中小破断LOCA シーケンスに対して, MAAP コードと SAFER コードの比較を行い,以下の傾向を 確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を 取り扱っていないこと等から,水位変化に差異が生じ たものの水位低下幅は MAAP コードの支が保守的であ	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解 析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認してい る。このため、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置 の差違であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さ	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解 析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認してい る。このため、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置 到達する時間か早まる可能性かあるか、数分程度 の差違であり、原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低	
	気液分離(水位 変化)・対向流		り、その後の注水操作による燃料有効長燃料有効長頂 部ま <mark>での水位回復時刻は両ユードで同等である</mark>	ι) <u>。</u>	下することから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
原子炉 圧力容器	冷却材放出(臨 界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル (破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は,設計値に基づいて計算され る。	逃がし安全弁からの流量は,設計に基づいて流量が計算されてい ることから不確かさは小さい。このため,事象進展に与える影響 はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁からの流量は,設計に基づいて計算されていること から不確かさは小さい。このため,原子炉急速減圧操作後の原子 炉圧力の低下挙動に対する影響はないことから,評価項目となる パラメータに与える影響はない。	

添付資料 3.2.9

項目		解析条件(初期条件,事 不確	故条件及び機器条件)の かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータ
		解析条件 最確条件				に与える影響
	起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位の低下の観点で厳し い事象を設定	起因事象として,原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力パウンダリ喪失を仮定した場合は,減圧 操作が不要となる。	起因事象として,原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力パウンダリ喪失を仮定した場合は,減圧 操作が不要となる。
事故条件	安全機能の喪失に 対する仮定	高圧注水機能及び低 圧注水機能の喪失 全交流動力電源喪失	-	高圧注水機能として高圧炉心ス ブレイ系及び原子炉隔離時冷却 系,低圧注水機能として低圧炉心 スプレイ系及び残留熱除去系(低 圧注水系)の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考 慮し設定	-	-
	重大事故等対処設 備による原子炉注 水に対する仮定	原子炉圧力容器破損 前の重大事故等対処 設備による原子炉注 水を考慮しない	-	原子炉圧力容器が破損する条件 として ,原子炉注水を考慮しない 設定	-	-
	外部電源	外部電源なし	-	安全機能の喪失に対する仮定に 基づき設定 ただし、原子炉スクラムについて は、外部電源ありの場合を包括す る条件として、機器条件に示すと おり設定	-	-
	高温ガスによる配 管等のクリーブ破 損や漏えい等	考慮しない	発生する可能性は否 定できない	原子炉圧力を厳しく評価するも のとして設定	高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等が生じる原因と して炉心ヒードアップによる影響と推定できるが、本シナリオでは クリーブ破損や漏えい等の発生前に原子炉水位か <mark>怒料有効長底部</mark> (BAF)+20%位置 こて減圧操作を実施することから,事象進展に 与える影響は小さく,運転員等操作時間に与える影響はない。 (添付資料 3.2.4)	高温ガスによる配管等のクリーブ被損や漏えい等が生じる原因と して炉心ヒードアップによる影響と推定できるが 本シナリオでは クリーブ被損や温えい等の発生前に原子炉水位、燃料有効長底部 (BAF)+20%位置 こて減圧操作を実施することから,事家運底に 与える影響は小さく,評価項目となるパラメータに与える影響はな い。 (添付資料3.2.4)

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/4)

第3表 運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(1/3)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ 解析条件 条件設定の 考す方		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となる パラメータ 操作時間余裕 に与える影響		訓練実績等	
操作条件	逃がし安全弁 (自)の手る原 にに上操 ゲ滅圧操 ゲ	原子炉水位が燃料 有効長底部から燃 料有効長の20% 上の位置(ご到達し (事象発生から約 38 分後)	考 え 方 心 散 影考 慮 し て 設 定	【認知】 操作開始時間に到達するのは事象発生から約38分後であり,原子炉水位は事故時の 重要監視バラメータとして継続監視しているため,認知に大幅な時間遅れを生じるこ とは考えにくく,認知遅れによる操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり,当直運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室での操作のみであり,当直運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室の入イッチによる簡易な操作のため,操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく,操作時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の入イッチによる簡易な操作のため,誤操作は起こりにくく,そ のため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉水位が燃料有効長底 部から燃料有効長の20%上 の位置に到達するまでには 事家先上があり。また、原子 炉急速減圧操作は原子炉水 位の低下じめ準備が可能で あり、実態の設定体開始時間 は解析上の設置を開作時間 に与える影響も小さい。 当該操作は、解析コード及 び解析条件(操作条件時間に 与える影響も小さい。 当該操作件(操作条件を除 く)の不確かさにより操作 開始時間は遅れる可能作 あるが、中央制御室で行う 作業であり、他の操作との 重複もないことから、他の 操作に与える影響はい。	実態の操作時間 は解析上ので はことは にことなら シロータに ある 影響 は小さい。	原子炉急速減圧操作に ついては,原子炉圧力容 器破損までに完了する 必要があるが,原子炉圧 力容器破損までの中間 は事象発生から約4.5時 間であり,準備時間が確 保できるため,時間余裕 がある。	中央制御室におけ る操作のため、シミュレータにて訓練 宇続を取得 訓練では、原子炉水 位がから双約有料有対長の の20%上の位置に 到達後,1分で逃が し安全弁(目動源圧 機能)の2弁開によ る減圧操作を開始。 想定で意操作が実施 可能なことを確認 した。	
"件	緊急用海海 海 の <mark>確保</mark> が代系 に 路 除 規 線 作	事象発生 90 分後	操作 所 要 時 間 む 記 定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源 回復ができない場合,早期の電源回復不可と判断し,これにより緊急用海水系の起動 準備を開始する手順としている。そのため,認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり,当直運転員は中央制御室に常駐していることから,操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室での操作のみであり,当直運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作時間に与える影響はなし。 【操作時間に与える影響はなし。 【操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 中央制御室における操作は,ポンプ起動,系統構成にかかる時間として緊急用海水系の起動に 20 分,代替循環冷却系の起動に 35 分を想定しており,操作時間に完裕を確保している。 【他の並列操作は用】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく,操作時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室の利御盤のスイッチによる簡易な操作のため,誤操作は起こりにくく,そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替循環冷却系運転は事象 発生90分後で前が時間余裕 を含めて設定されているため 操作の一時間余裕 を含めて設定されているため 操作の「与える影響ないた」 に与える影響と、小本操作の操作さい。 また,本操作の操作で開 始時間に与える影響と、小本 にしたので開始時間が早まれ にちえの単作作の増加するので 第3000 たもの子供作の場合でも 電気が、その他の操作と 並列して実施する場合で も、願次実施し所定の時間 までに操作を完了できるこ とから影響はない。	緊操早はる格が見た。 とのがにます。 ないのが にまっ、 ない、 ない、 ない、 ない、 ない、 ない、 ない、 ない	緊急用海水系及び代替 循環冷却系による名格納 容器除熱開始までの時 間は事象発時間が確保で きるため,時間が確保があ る。なお、ような事に に遅れるよでも、原子炉 圧力容器破損に至るま での時間す象なり、約 3時間の余裕があること から,時間余裕がある。	中央制御室におけ っとつり(模で) っ)のため,シミ っ)のため,シミ しつり(夜で) り得。 い得。 いた。 記 ので、 した。 に お の の に お の の の に 参 れ の で の に 参 に 約 の の で の に の に の の 得 。 い の で の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の に の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ ら ふ の れ の ふ の た の い る の の の の の の の の の の の の の	

解析条件のうち事故条件の不確かさとして評価する。

また,本評価事故シーケンスにおいては,電源の復旧,注水機能の確保 等,必要となる事故対処設備が多く,格納容器への注水・除熱を実施する までの対応時間を厳しく評価する観点から,全交流動力電源喪失の重畳を 考慮する。

なお,本評価事故シーケンスは,「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲 気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において有効 性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納容器破損モー ド及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUVとし,「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」ではプ ラント損傷状態をTQUXとしており,異なるプラント損傷状態を選定し ている。しかしながら,どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位 が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で逃がし 安全弁(自動減圧機能)の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であ り,原子炉減圧以降も,溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格 納容器破損モードを,定められた一連の手順に従って防止することとなる。 このことから,これらの格納容器破損モードについては同じシーケンスで 評価する。

本評価事故シーケンスでは,炉心における崩壊熱,燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達,燃料被覆管酸化,燃料被覆管変形,沸騰・ボイド率変 化,気液分離(水位変化)・対向流,炉心損傷後の原子炉圧力容器におけ るリロケーション,構造材との熱伝達,原子炉圧力容器破損,格納容器に おける格納容器各領域間の流動,炉心損傷後の格納容器における原子炉圧 力容器外FCI(溶融炉心細粒化)並びに原子炉圧力容器外FCI(デブ リ粒子熱伝達)が重要現象となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用)

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータ に与える影響	
	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出 力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
炉心	燃料棒内温度変 化		TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発 生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析 結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における,燃料被覆管,制御棒及びチャン ネルボッスの温度変化について、測定データと良く一	ゲ心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性が確認されている。ゲ心ヒート アップの感度解析(ジルコニウム - 水反応速度の係数についての 感度解析)では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉 心発行の開始時間に対する感感に数公程度であい。影響け小さい	ゲ心ヒートアップに関するモデルは,TMI事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。ゲ心ヒートア ップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感 度解析)では,格納容器圧力挙動への影響は小さいことを確認し ていることから、逆価値目とたるパラメータに与える影響けか	
	燃料棒表面熱伝 達	炉心モデル(炉心熱水 カモデル)	 ネルボックスの温度変化について、測定テータと良く一致することを確認した。 炉心モデル(炉心熱水 コモデル) 客融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) (炉心ヒートアップ) 	ことを確認している。 本評価事故シーケンスでは,然料被覆管温度等を操作開始の起点 としている運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与 える影響はない。		
	燃料被覆管酸化	溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)				
	燃料被覆管变形					
	沸騰・ボイド率 変化	炉心モデル(炉心水位	TOUX シーケンス及び中小破断LOCA シーケンスに対して, MAAP コードと SAFER コードの比較を行い,以下の傾向を 確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を 取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じ	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解 析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認してい ることから,運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解 析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認してい ることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	気液分離(水位 変化)・対向流	計算モデル)	たものの水位低下幅は MAAP <u>ユードの方が</u> 保守的であ り,その後の注水操作によ <mark>る 石効燃料構 (1)</mark> までの水 位回復時刻は両コードで同等である			
格納容器	格納容器各領域 間の流動	格納容器モデル(格納 容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では,格納容器圧力及び雰囲気温度につい て,温度成層化含めて傾向を良く再現できることを確認 した。格納容器雰囲気温度を十数 程度高めに、格納容 器圧力を1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが, 実験体系に起因するものと考えられ,実機体系において はこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。ま た,非凝縮性ガス濃度の挙動について,解析結果が測定 データと良く一致することを確認した。 CSTF 実験解析では,格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度 の挙動について,解析結果が測定データと良く一致する ことを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数 程度,格納 容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが,BWR の格納容器内の区画とは異なる等,実験体系に起因するのと考 えられ,実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小 さくなるものと推定される。しかし,全体としては格納容器圧力 及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できている。本評価事故シー ケンスでは,格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とし ている運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える 影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数 程 度,格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認している が,BNRの格納容器内の区画とは異なる等,実験体系に起因する ものと考えられ,実機体系においてはこの解析で確認された不確 かさは小さくなるものと推定される。しかし,全体としては格納 容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることか ら,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

添付 3.3.6 - 1

添付資料 3.3.6

生ずる一連の物理現象であることから、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用」と同じプラント損傷状態を選定し一連のプラント挙動を確認することを考慮し、TQUVを選定した。

また,本評価事故シーケンスにおいては,電源の復旧,注水機能の確保 等,必要となる事故対処設備が多く,格納容器への注水・除熱を実施する までの対応時間を厳しく評価する観点から,全交流動力電源喪失の重畳を 考慮する。

なお,本評価事故シーケンスは,「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲 気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用」 において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納 容器破損モード及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用」 ではプラント損傷状態をTQUVとし,「3.2 高圧溶融物放出/格納容器 雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をTQUXとしており,異なるプ ラント損傷状態を選定している。しかしながら,どちらのプラント損傷状 態であっても原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位 置に到達した時点で逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動開操作によって 原子炉を減圧する手順であり,原子炉減圧以降も,溶融炉心の挙動に従っ て一連の流れで生じる各格納容器破損モードを,定められた一連の手順に 従って防止することとなる。このことから,これらの格納容器破損モード については同様のシーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは,炉心における崩壊熱,燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達,燃料被覆管酸化,燃料被覆管変形,沸騰・ボイド率変 化,気液分離(水位変化)・対向流,炉心損傷後の原子炉圧力容器におけ るリロケーション,構造材との熱伝達,下部プレナムでの溶融炉心の熱伝 達,原子炉圧力容器破損,原子炉圧力容器内FP挙動,炉心損傷後の格納

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(溶融炉心・コンクリート相互作用)

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/3)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出 力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度变 化		TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生,炉心領域での溶融進展状態について,TMI 事故分析 結果と一致することを確認した。 CORA 実験解析における,燃料被覆管,制御棒及びチャン	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。 炉心ヒートア ップの感度解析(ジルコニウム・水反応速度の係数についての感 度解析)では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心 移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいこ	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性 及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートア ップの感度解析(ジルコニウム・水反応速度の係数についての感 度解析)では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心 終行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいこ。
	燃料棒表面熱伝 達	炉心モデル(炉心熱水 カモデル)	致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想 定し,仮想的な厳しい振り幅ではあるが,ジルコニウム -水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を	とを確認している。 本評価事故シーケンスでは,原子炉圧力容器破損時点で常設低圧 代替注水系ボンプを用いた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常設低圧代替注水系ボンプを用い	とを確認している。 本評価事故シーケンスでは,原子炉圧力容器破損時点でペデスタ ル(ドライウェル部)に事前水張りが実施されていることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料被覆管酸化	溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	確認した。 ・TQUV,大破断 LOCA シーケンスともに,炉心溶融の開 始時刻への影響は小さい。 ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は,ほ	た格納容器下部注水系(常設)によるペテスタル(ドライウェル 部)注水操作を実施するが,下部プレナムへの溶触炉心移行の開 始時間の不確かさは小さく,下部プレナムへ溶融炉心が移行した 際の原子炉圧力容器温度(下鏡部)の上昇及び原子炉圧力容器破 晶時の私体の容異で調水泡の上見は急齢であることから、登設低下	
	燃料被覆管变形		は変化しない。	損時の4倍約谷器下部が温の上升は急吸でのることから、希該面圧 代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設) による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用い た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)注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	沸騰・ボイド率 変化	炉心モデル(炉心水位 計算モデル)	TOUX シーケンス及び中小破断LOCA シーケンスに対して, MAAP コードと SAFER コードの比較を行い,以下の傾向を 確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を 取り扱っていないこと等から,水位変化に差異が生じ たものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であ	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解 析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認してい ることから,運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であ る解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解 析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認してい る。また、原子炉圧力容器破損時点でペデスタル(ドライウェル 部)に事前水張りが実施されていることから,評価項目となるバ ラメータに与える影響は小さい。
	気液分離(水位 変化)・対向流		リ,その後の注水操作による <mark>自効燃料棒頂音</mark> までの水 位回復時刻は両コードで同等である。		

<u>第2表</u>解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(5/<mark>6</mark>)

	頂 月	解析条件(初期条件,事	故条件及び機器条件)の かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータ
		解析条件	最確条件			に与える影響
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3)信号	ターピン蒸気加減弁 急速閉信号又は原子 炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持さ れる厳しい設定として,外部電源喪失時 のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉 保護系電源喪失による原子炉スクラム については保守的に考慮せず,原子炉水 位低(レベル3)にてスクラムするもの として設定	最確条件とした場合には,原子炉熱出力の低下が早くなるた め,発生する蒸気量は少なくなることから,原子炉水位低下 が緩やかになり,燃料有効長底部から燃料有効長の20%高 1.位置3 達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操 作の開始が遅くなる。また,原子炉圧力容器破損に至るまで の事象進展が緩やかになり,原子炉圧力容器破損を操作開始 の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替 格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及 び常設低圧代替注水系ポンプを用いた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) 注水操作の開 始が遅くなる。	最確条件とした場合には,原子炉熱出力の低下が早くなるため,溶 融炉心の持つエネルギが小さくなることから,評価項目となるパラ メータに対する余裕は大きくなる。
	主蒸気隔離弁	集弁 事象発生と同時に閉 止 事象発生と同時に閉 止 「 「 テゲ保護系電源喪 失又は原子が水位異 常低下(レベル2)信 日 日 日 日 日 「 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日		最確条件とした場合には,逃がし安全弁を通じて格納容器内 に放出される蒸気流量が減少することから,格納容器圧力及 び雰囲気温度の上昇が遅くなるが,操作手順(常設低圧代替 注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設) による格納容器冷却操作を実施すること)に変わりはないこ とから,運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には,逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出 される蒸気流量が減少することから,格納容器圧力及び雰囲気温度 の上昇が遅くなるが.その影響は小さいことから,評価項目となる バラメータに与える影響は小さい。	
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停 止	電源喪失によるポン プ停止(事象発生と同 時)	事象進展に与える影響は軽微であるこ とから,全交流動力電源喪失によるポン プ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であり,事象進展に与える影響は ないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり,事象進展に与える影響はないことから,評価項目となるバラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79 MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] 385.2 t/h/弁~ 410.6t/h/弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] 385.2t / h / 弁~ 410.6t / h / 弁 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べ て原子炉圧力が高めに維持され、原子炉 減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力 に到達するまでの時間が遅くなるため、 事象発生初期において高圧注水機能及 び低圧注水機能が喪失する事故シーケ ンスにおいては、評価項目に対して厳し い条件となる	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与え る影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響 はなく,評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操 作時) (原子) 兆がし安全弁(自動減 逃がし 圧機能)2弁を開開す 圧機能 ることによる原子炉 ること 減圧 減圧	<mark>(原子炉手動減圧操</mark> 作時) 逃がし安全弁(自動減 圧機能) <mark>2 弁を開開す</mark> ることによる原子炉 減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流 量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与え る影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響 はなく,評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		原子炉圧力容器破損 判断後: 300m ³ / h にてドライ ウェルヘスプレイ	原子炉圧力容器破損 判断後: 300m ³ /h にてドライ ウェルヘスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必 要なスプレイ流量を考慮し , 設定	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与え る影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響 はなく,評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替格納容器スプ レイ冷却系(常設)	格納容器圧力制御: 130m ³ / h にてドライ ウェルヘスプレイ	格納容器圧力制御: 102m ³ / h ~ 130m ³ / h にてドライウェルへ スプレイ	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を 抑制可能な流量であり,かつ運転員の操 作頻度を厳しめに高くする観点から,運 転手順に基づき設定	最確条件とした場合には,スプレイ流量が低下することで格 納容器圧力の低下が緩慢となるため操作頻度は低下するが, 操作手順(常設低圧代替注水系ボンブを用いた代替格納容器 スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作を実施する こと)に変わりはないことから,事象進展に与える影響はな く,運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には,スプレイ流量が低下することで格納容器 圧力の低下が緩慢となるが,操作手順(常設低圧代替注水系ポンプ を用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却 操作を実施すること)に変わりはないことから,事象進展に与える 影響はなく,評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		格納容器温度制御: 300m ³ / h にてドライ ウェルヘスプレイ	格納容器温度制御: 300m ³ / h にてドライ ウェルヘスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必 要なスプレイ流量を考慮し , 設定	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与え る影響はなく,運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから,事象進展に与える影響 はなく,評価項目となるバラメータに与える影響はない。

	+ e u +	格納容器 <mark>破損</mark> 防止設備				
格納容器破損モード	事象設定	損傷炉心冷却	格納容器破損 <mark>防止</mark>	電源・水源		
高圧溶融物放出 / 格納容 器雰囲気直接加熱 (DCH)	【事象概要】 給水流量の全喪失の発生とともに高圧及び低 圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が 発生し,重大事故等対処設備による原子炉注 水を考慮しないため炉心損傷に至る。 手順に従い,原子炉水位が燃料有効長頂部か ら燃料有効長の20%高い位置に到達した時点 で逃がし安全弁2弁を用いて原子炉を手動減	【格納容器スプレイ】 常設低圧代替注水系ポンプ(2台) ・残留熱除去系 B 系ライン経由で注入 ・原子炉圧力容器破損(約 4.5 時間後)を検 知し,300m ³ / h でスプレイ(ペデスタル(ド ライウェル部)注水と同時)		【格納容器スプレイ】 【格納容器スプレイ】 常設低圧代替注水系ポンプ(2台) ・残留熱除去系 B 系ライン経由で注入 ・残留熱除去系 B 系ライン経由で注入 ・残留熱除去系 B 系ライン経由で注入 ・原子炉圧力容器破損(約 4.5 時間後)を検 知し,300m³ / h でスプレイ(ペデスタル(ド ライウェル部)注水と同時) 【電源】 常設代替語 高圧注水】 ・格納容器圧力が低下傾向に転じた後, 130m³ / h で圧力制御 (400kPa[gage] ~ 465kPa[gage]) 【電源】 常設代替語 滅圧】 がし安全弁(自動減圧機能)(2弁) 原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有 から調査に知達した時点で手 【ペデスタル(ドライウェル部)注水】 常設低圧代替注水系ポンプ(2台) ・外部電源 ・ゲロ損傷を確認後,事前水張り ・原子炉圧力容器破損(約 4.5 時間後)を検 (低圧代替 代替格納 (第段)	【雷源】	
原子炉圧力容器外の溶融 燃料 - 冷却材相互作用 (FCI)	圧する。 原子炉圧力容器破損 <mark>が破損し,溶融炉心がペ</mark> デスタル(ドライウェル部)に落下すること で,溶融炉心と水の相互作用による荷重が生 じるが,代替循環冷却系による格納容器除熱 及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)に よる格納容器冷却により 格納容器の健全性は 維持される。また,ペデスタル(ドライウェ	【高圧注水】 - 【減圧】 <u>逃がし安全弁(自動減圧機能)(2 弁)</u> ・原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有 効長の 20%高い位置に到達した時点で手	 ・格納容器圧力が低下傾向に転じた後, 130m³ / h で圧力制御 (400kPa[gage] ~ 465kPa[gage]) 【ペデスタル(ドライウェル部)注水】 第設低圧代替注水系ポンプ(2台) ・炉心損傷を確認後,事前水張り ・原子炉圧力容器破損(約 4.5 時間後)を検 		常設代替高圧電源装置 ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後,常 設代替高圧電源装置2台を起 動し,緊急用母線に給電 (低圧代替注水系(常設)及び 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)に給電)	×
溶融炉心・コンクリート 相互作用 (M C C I)	 	 ・格納容器圧力が低下傾向に転じた後,注水 を停止 【海水除熱】 <u>緊急用海水系,代替循環冷却系</u> ・事象発生 90 分後から開始 【格納容器ベント】 - 【窒素注入】 ・格納容器内酸素濃度 4.0%(ドライ)到達で 窒素注入開始 	 ・事象発生2時間後から,常設 代替高圧電源装置3台を追加 起動し,非常用母線に給電 【水源(補給含む)】 代替淡水貯槽,サブレッショ ン・プール ・初期水量のみで対応可能。 			

- :常設重大事故等対処設備に期待していない

常設設備の可搬型での代替

< 格納容器破損防止 > <mark>ペデスタル(ドライウェル部)には通常運転時から 1m 水位</mark> ^が確保されているため,原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉 いが落下することで蒸気が発生し格納容器の加圧・加温に <mark>寄与する。作業着手が遅れた場合には格納容器スプレイに</mark> <mark>、って原子炉圧力容器破損時の加圧・加温を抑制できない</mark> J能性がある。また,ペデスタル(ドライウェル部)注水 5実施できないため,溶融炉心の露出やコリウムシールド D侵食によって格納容器の健全性に影響を与える可能性が 5る。

第9表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の

評価結果

項目	評価結果		
使用済燃料プールの水温が 100 に到達 するまでの時間	約36時間		
使用済燃料プールの水位が燃料有効長 頂部に到達するまでの時間	約260時間		
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発分) ^{1 , 3}	約 410m ³		
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発+スロッシング分) ^{2,3}	約 490m ³		

1 蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量

2 蒸発による水位低下分 + スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量

3 10m³未満を切上げて表示

計装設備は,原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部 こ到達した場合は炉心損傷がないことを 継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は,<mark>格</mark> 納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ <mark>(S/C)</mark>である。

i.原子炉水位の調整操作<mark>(低圧代替注水系(常設))</mark>

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作により, 原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると,原子炉 注水が開始され,原子炉水位が回復したことを確認する。

また,原子炉水位回復後は,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3) 設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作<mark>(低圧代替注水系(常設))</mark>に必要な計装設備は, 原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域)</mark>等である。

j.代替循環冷却系の起動操作

海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操 作により,代替循環冷却系を起動し,原子炉注水を実施する。また,格 納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は,中央制御室からの遠隔操 作により,代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお,代替 循環冷却系の起動操作は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は,代替循環冷却系格納 容器スプレイ流量等である。

k.常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常 設)による格納容器冷却操作

崩壊熱除去機能を喪失しているため,格納容器圧力及び雰囲気温度が

図に示す。

炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し,運転員操作の観点ではシュ ラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。な お,シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから,原 子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a . 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位 低(レベル3)信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉 水位異常低下(レベル2)設定点まで低下すると,主蒸気隔離弁の閉止 及び再循環ポンプトリップが発生するとともに,原子炉隔離時冷却系及 び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが,機器故障等により 自動起動及び手動起動に失敗する。その後,一連の操作として低圧炉心 スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動を試みるが,機 器故障等により失敗し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注 水系)の吐出圧力が確保されないため,自動減圧系についても作動しな い。このため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常) 設)の起動操作を実施し , 事象発生の 25 分後に , 手動操作により逃がし 安全弁(自動減圧機能)7 弁による原子炉減圧を実施することで,常設 低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注 水操作を開始する。原子炉減圧を開始すると,原子炉冷却材の流出によ り原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下 し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原 子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は,原子炉減圧操作による原 子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は,燃料被覆管最高温度発

第2.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について(2/5)

┼₽ <i>╟</i> ╴┰ァँ┲╧╝	手順	重大事故等対処設備		
操TF 及 0 唯 認		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧 <mark>注水機能及び</mark> 低圧注水機	・高圧炉心スプレイ系,原子炉隔離時冷却系,	-	-	-
能の回復操作	低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低			
	圧注水系)の回復操作を実施する。			
常設低圧代替注水系ポンプを	・低圧注水機能喪失の確認後,常設低圧代替	常設低圧代替注水	-	常設低圧代替注水系ポンプ吐
用いた低圧代替注水系(常設)	注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常	系ポンプ		出圧力
の <mark>起動</mark> 操作	設)を起動する。	代替淡水貯槽		緊急用M/C電圧
	・外部電源が喪失している場合は,常設代替	常設代替高圧電源		
	高圧電源装置を起動し,緊急用母線を受電	装置		
	する。	軽油貯蔵タンク		
可搬型代替注水中型ポンプを	・低圧注水機能喪失の確認後,可搬型代替注	<mark>西側淡水貯水設備</mark>	可搬型代替注	-
用いた低圧代替注水系(可搬	水中型ポンプ準備,ホース敷設等を実施す		水中型ポンプ	
型)の <mark>起動準備</mark> 操作	వె.			
逃がし安全弁(自動減圧機能)	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代	逃がし安全弁(自	-	原子炉圧力*
の手動による原子炉減圧操作	替注水系(常設)の <mark>起動</mark> 操作の完了後,逃	動減圧機能)*		原子炉圧力(SA)
	がし安全弁(自動減圧機能)7 弁を手動開放	<mark>非常用窒素供給系</mark>		格納容器雰囲気放射線モニタ
	することにより,原子炉減圧操作を実施す	<mark>高圧窒素ボンベ</mark>		(D/W)*
	వ.			格納容器雰囲気放射線モニタ
	・原子炉水位か <mark>燃料有効長頂部</mark> を下回った場			(S/C)*
	合は,炉心損傷がないことを継続的に確認			
	する。			

:有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



15 格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、原子炉格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する(解析上考慮しない。)。

第2.1-2図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要


第2.1-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移 ²

- 1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位 を計算している。事象発生 30~40 分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なし の状態),事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノ ード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているの は、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナム の水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。 なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの 領域の水位を示す。
- 2 シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており,二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では,水と蒸気の質量及び二相混合 相のボイド率が計算され,二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合体 積を計算し続けると,水がほぼない状態でも,二相混合体積(水位)として扱われるため水位を高めに評価 することとなる。)
- 3 「燃料被覆管温度計算の観点から,集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。 (付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ノード9:燃料集合体 参照)



平均出力燃料集合体

高出力燃料集合体

第2図 原子炉水位挙動の例(高圧・低圧注水機能喪失)

圧代替注水系による原子炉注水は,解析上考慮しない。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は,高圧代替注水系系統 流量等である。

d.高圧注水機能の回復操作

高圧注水機能の回復操作を実施する。

e.低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認

原子炉水位異常低下(レベル1)信号により低圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系(低圧注水系)3系統が自動起動する。

低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認に必要な計装設備は,原子炉 水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),低圧炉心スプレイ系吐出圧力等 である。

外部電源が喪失している場合は,非常用ディーゼル発電機等が自動起 動し,非常用母線に電源を供給する。

f.原子炉自動減圧の確認

原子炉水位異常低下(レベル1)信号発信の10分後,かつ低圧炉心ス プレイ系又は残留熱除去系(低圧注水系)の吐出圧力が確立されている 場合,過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁が 自動開放することで原子炉が減圧される。

原子炉自動減圧の確認に必要な計装設備は,原子炉水位(広帯域),原 子炉水位(燃料域),原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は,格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)である。

度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2 - 9図から第2.2 - 14図に, 格納容器圧力,格納容器雰囲気温度,サプレッション・プール水位及びサ プレッション・プール水温度の推移を第2.2 - 15 図から第2.2 - 18 図に示 す。

炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し,運転員操作の観点ではシュ ラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。な お,シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから,原 子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a . 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し,原子炉水位 低(レベル3)信号により原子炉がスクラムする。その後,原子炉水位 が原子炉水位異常低下(レベル2)設定点まで低下すると,主蒸気隔離 弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに,原子炉隔離時 冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが,機器故障 等により自動起動及び手動起動に失敗する。

事象発生の約21分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下(レベル1) 設定点に到達すると,低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水 系)が自動起動するとともに,過渡時自動減圧機能の作動タイマーが作 動し,この10分後,事象発生の約31分後に過渡時自動減圧機能により 逃がし安全弁(自動減圧機能)2 弁が自動開放する。原子炉減圧が開始 されると,逃がし安全弁(自動減圧機能)開放による蒸気流出によって 原子炉水位は低下し燃料有効長頂部を下回るが,原子炉圧力が低下し低 圧炉心スプレイ系等による原子炉注水が開始されると,原子炉水位が回 復し炉心は再冠水する。

2.2-10

はいたですごです。	千	重大爭政寺对処設備		
採作及び確認		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系等の自	・原子炉水位が ,原子炉水位異常低下(レ	低圧炉心スプレイ系 *	-	原子炉水位(広帯域)*
動起動の確認	ベル1)設定点に到達した時点で低圧	残留熱除去系(低圧注水		原子炉水位(燃料域)*
	炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低	系)*		原子炉水位(SA広帯域)
	圧注水系)が自動起動したことを確認	<mark>サプレッション・プール[*]</mark>		原子炉水位(SA燃料域)
	する。	<mark>非常用ディーゼル発電機[*]</mark>		低圧炉心スプレイ系ポンプ
	・外部電源が喪失している場合には,非	軽油貯蔵タンク		吐出圧力*
	常用ディーゼル発電機が自動起動し,			残留熱除去系ポンプ吐出圧
	非常用母線に電源を供給する。			力*
原子炉自動減圧の確認	・原子炉水位異常低下(レベル1)設定	過渡時自動減圧機能	-	原子炉水位(広帯域)*
	点到達の 10 分後に過渡時自動減圧機	逃がし安全弁(自動減圧機		原子炉水位(燃料域)*
	能が作動することにより逃がし安全	能) <mark>*</mark>		原子炉水位(SA広帯域)
	弁(自動減圧機能)2 弁が自動開放し	<mark>非常用窒素供給系高圧窒</mark>		原子炉水位(SA燃料域)
	たことを確認する。	<mark>素ボンベ</mark>		原子炉圧力*
	・原子炉水位か <mark>燃料有効長頂部</mark> こ到達し			原子炉圧力(SA)
	た場合は , 炉心頂傷かないことを継続			格納容器雰囲気放射線モニ
	的に確認する。			夕(D/W) [*]
				格納容器雰囲気放射線モニ
				夕(S/C) [*]
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系*	-	原子炉水位(広帯域)*
<mark>(低圧炉心スプレイ系)</mark>	及び残留熱除去系(低圧注水系)から	残留熱除去系(低圧注水		原子炉水位(燃料域)*
	の原子炉注水が開始され ,原子炉水位	系)*		原子炉水位(SA広帯域)
	が回復したことを確認する。	<mark>サプレッション・プール*</mark>		原子炉水位(SA燃料域)
	・原子炉水位回復後は ,原子炉水位低(レ	<mark>非常用ディーゼル発電機*</mark>		低圧炉心スプレイ系ポンプ
	ベル3)設定点から原子炉水位高(レ	軽油貯蔵タンク		□吐出圧力*
	ベル8)設定点の間に維持する。			残留熱除去系ポンプ吐出圧
				力*

第2.2-1表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について(2/3)

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第2.2-2図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

										高圧注水・減圧	機能喪	失									
															43	调時間					
						0 1	0		20	3	0		40	5	0	60		70	8	80	
	1								I		1		I		1						
		実施箇所	f・必要要!	員数		↓ ↓事象発生															
	【 】は他作業後		後		▽ 原子炉スクラ	Ь															
		移動し	ってきた要	員		▽約20秒 原子	炉水	位異常(£下(レ	√ベル2)設定♬	点到達										
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽ フラント状況判断 ▽ 約21分 両子炉水f					3水位異常低下(レベル1)設定占到達										
操作項目					操作の内容					V MJ217J 1/3C.											
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐								▽約	34分 厦	原子炉水位燃料	有効長頂部到	」達					
	<mark>指揮者等</mark>	<mark>災害対策要員</mark> (指揮者等)	<mark>4人</mark>	初動での指揮 発電所内外連絡								•		✔ 約41分 残	留熱除去系(サプレッ	ション・	プール冷却	系)への種	多行	
	当方演新日			電士車均等対応亜昌	-																
	(中央制御室)	ョ旦連 ^単 (現場	4頁 書)	重八争成夺为心安复 (現場)																	
					原子炉スクラム <mark>の</mark> 確認																
					タービン停止の確認																
					外部電源喪失の確認																
状況判断	2人 A , B					給水流量全喪失の確認															
		-		-	再循環ポンプトリップの確認	10 57															
					主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁(安全弁機能)による原子 炉圧力制御の確認																
					非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認																
					高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の 確認																
高圧注水機能喪失 の確認	【1人】 A	-		-	高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作 (失敗)	25	r														
<mark>常設代替高圧電源</mark> 装置による緊急用 母線の受電操作	【1人】 B	-		-	<mark>常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操</mark> 作	4分															
中央制御室からの 高圧代替注水系起 動操作	【1人】 A	-		-	高圧代替注水系による原子炉注水 <mark>の系統構成操作及び起動操作</mark>			4分													
高圧注水機能の回 復操作	-	2人 C,I	D	-	高圧注水機能の回復操作,失敗原因調査												適宜実	施			
<mark>低圧注水機能の自</mark> 動起動確認	【1人】 	-		-	低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の自動起 動確認					適宜確認											
原子炉自動減圧の 確認	【1人】 A	-		-	逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁の自動開放確認							適宜碩	隺認								
原子炉水位の調整 操作 <mark>(低圧炉心ス</mark> <mark>プレイ系)</mark>	【1人】 A	-		-	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作									原子	炉水位を原子	炉水位低	(レベル	3)設定点	から原子畑	中水位高(レベ)	
残留熱除去系(サ ブレッション・プ					残留熱除去系(低圧注水系)から残留熱除去系(サブレッショ ン・ブール冷却系)への切替操作(1系列)								4 分								
ール冷却系)によ るサプレッショ ン・プール <mark>冷却操</mark>	【1人】 B	-		-	残留熱除去系(サブレッション・ブール冷却系)によるサブレ ッション・ブール冷却 <mark>状態の監視</mark>														適宜確	自認	
<u>IF</u> 使用済燃料プール	【1人】				常設低圧代替注水系ポンプ <mark>による</mark> 代替燃料ブール注水系(注水 ライン)を <mark>使用した</mark> 使用済燃料ブールへの注水操作						1				適宜実	[施					
の冷却 <mark>操作</mark>	A				緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作																
					代替燃料プール冷却系 <mark>の</mark> 起動操作																
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,I	D	人0																	

第2.2-3図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

v				
90 🖌	>		25 時間	備考
	<u>}</u>			
				外部電源喪失の確認及び
				非常用 5 1 - ビル 光電機 等の自動起動の確認は,
				外部電源がない場合に実 施する
				外部雷源がない場合に実
				施する 施する
				解析上考慮しない
				解析上考慮しない
8)設定点の	D間に維持			
				手順上は原子炉水位燃料 有効長頂部回復で実施す
				るが、解析上は原子炉水位 高(レベル8)到達から5 分後に開始
				解析上考慮しない
				スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃
				**フール冷却系の起動ま でに実施する
		20 分		解析上考慮しない
			15 分	20时间俊よじに美施する







第2.2-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

シュラウド内外水位はボイドを含む場合は,二相水位を示している。



第2図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移(感度解析ケース)



第3図 燃料被覆管温度の推移(感度解析ケース)

添付 2.2.3-3

g.逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は 65)に到達したことを確認し,可搬型代替注 水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作が完了 した後に,中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機 能)7弁を手動開放し,原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作に必要な 計装設備は,原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部 こ到達した場合は炉心損傷がないことを 継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は,格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)である。

h.原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作により, 原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると,原子炉 注水が開始され,原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回 復後は,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位 高(レベル8)設定点の間で維持する。また,原子炉圧力の低下により 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))に必要な計装設備 は,原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),低圧代替注水系原子 炉注水流量等である。

i . タンクローリによる燃料<mark>給油</mark>操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型

2.3.1-5

第2.3.1-1表 全交流動力電源喪失(長期TB)における重大事故等対策について(2/4)

ᇥᇨᇃᇵᇔ	工 匠	重大事故等対処設備				
操作及び確認		常設設備	可搬型設備	計装設備		
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後,中央制御室	-	-	-		
	からの遠隔操作により外部電源の受電及び					
	非常用ディーゼル発電機等の起動を試みる					
	が,失敗したことを確認し,早期の電源回					
	復不能を確認する。					
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実	-	-	-		
	施する。					
	・外部電源の回復操作を実施する。					
可搬型代替注水中型ポンプを	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪	西側淡水貯水設備	可搬型代替注	-		
用いた低圧代替注水系(可搬	失の確認後,可搬型代替注水中型ポンプを		水中型ポンプ			
型)の <mark>起動準備操作</mark>	用いた低圧代替注水系(可搬型)による原					
	子炉注水準備を開始する。					
│逃がし安全弁(自動減圧機能)	・サプレッション・プール水温度がサプレッ	逃がし安全弁(自	-	サプレッション・プール水温		
の手動による原子炉減圧 <mark>操作</mark>	ション・プール熱容量制限(原子炉が高圧	動減圧機能)*		度*		
	の場合は 65)に到達したことを確認する。	<mark>非常用窒素供給系</mark>		原子炉圧力*		
	・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代	<mark>高圧窒素ボンベ</mark>		原子炉圧力(SA)		
	替注水系(可搬型)の <mark>起動準備操作</mark> の完了	<mark>所内常設直流電源</mark>		ドライウェル雰囲気温度*		
	後,逃がし安全弁(自動減圧機能)7 弁の手	<mark>設備</mark>		格納容器雰囲気放射線モニタ		
	動開放により <u>,原子炉減圧を</u> 実施する。			(D/W)*		
	・原子炉水位か燃料有効長頂部を下回った場			格納容器雰囲気放射線モニタ		
	合は,炉心損傷がないことを継続的に確認			(S/C)*		
	する。					

:有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのブラント状況において使用することは困難であるが プラント状況によっては,事故対応に有効 な設備となる<mark>代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型),</mark>消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また,格納容器冷却等ができない場合,ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

- 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- 中央制御室にて,機器ランプ表示,警報,ポンプ吐出圧力,系統流量,原子炉水位(広帯域),原子炉圧力等にて確認する。 2
- 原子炉隔離時冷却系により,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。 3
- 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず,非常用母線の電源回復ができない場合,早期の電源回復不能と判断する。 4
- 5
- 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ティーセルを電機の起動かできず、非常用母縁の電源回復かできない場合、早期の電源回復不能と判断する。 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水可離な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた。 水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限(原子炉が高圧の場合は 65)に到達又は超過した場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた。 後に原子炉減圧操作を実施 する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた。 後に原子炉減圧操作を実施 する。また、実際の操作では、原子が圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた た低圧代替注水系(可搬型)のみによる水が位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。 原子炉水位が 燃料有効長頂部。 以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行) 6
- 7
- 8
- ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準載(「のごが加速しいになり」、構造した。 ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故(原子炉冷却材喪失)相当の 10 倍以上 なお,格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び(S/C)による炉心損傷発生の判断ができない場合は,原子炉圧力容器温度により判断する。
- 9 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため,原子炉水位不明でないことを確認する。
 - 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合

- ・原子が水位の訂表電源が喪失した場合
 ・原子が水位の訂表電源が喪失した低場合
 ・原子が水位の訂表電源が喪失した場合
 ・原子が水位の訂表電源が喪失した場合
 ・原子が水位の指示値のばらつきが大き 燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
 10 原子が水位不明の場合は,原子が圧力容器を滴水とし,原子が圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで,原子が水位た
 2 原子数水位不明の場合は,原子が水位低(レベル3)設定点にて残留熱除去系(低圧注水系)に切り替え,原子が水位高(レベル8)設定点にて残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は
 2 残留熱除去系は,原子が水位低(レベル3)設定点にて残留熱除去系(低圧注水系)に切り替え,原子が水位高(レベル8)設定点にて残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系) 却系)に切り替える。

第2.3.1-2図 全交流動力電源喪失(長期TB)の対応手順の概要

2.3.1-46









シュラウド内外水位はボイドを含む場合,二相水位を示している。

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後,可搬型代替注水中型ポ ンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備を開始す る。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し, 屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備,ホース敷設等を 実施した後にポンプ起動操作を実施する。

f.逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作

全電源喪失の確認後,逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原 子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は65)に到達したことを確認し,可搬型代替注 水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作及び逃 がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作に必要な電源 の切替え操作が完了した後に,中央制御室からの遠隔操作により逃がし 安全弁(自動減圧機能)7弁を手動開放し,原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作に必要な 計装設備は,原子炉圧力(SA)等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部 こ到達した場合は炉心損傷がないことを 継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は,格 納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)である。

g.原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(可搬型))

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作により, 原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると,原子炉 注水が開始され,原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は,原子炉

2.3.2-5

第2.3.2-1表 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)時における重大事故等対策について(2/4)

□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□□	王 匠	重大事故等対処設備				
採旧及び確認		常設設備	可搬設備	計装設備		
逃がし安全弁(自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	 ・全電源喪失の確認後,逃がし安全弁(自動 減圧機能)の手動による原子炉減圧操作に 必要な負荷の電源切替えを実施する。 ・サプレッション・プール水温度がサプレッ ション・プール熱容量制限(原子炉が高圧 の場合は65)に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代 替注水系(可搬型)の起動準備操作及び逃 がし安全弁(自動減圧機能)の手動による 原子炉減圧操作に必要な電源の切替操作が 完了した後に,逃がし安全弁(自動減圧機 能)7弁を手動開放することにより,原子炉 減圧を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場 合は,炉心損傷がないことを継続的に確認 	逃がし安全弁(自 動減圧機能) [*] 非常用窒素供給系 高圧窒素ボンベ 常設代替直流電源 設備	-	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力(SA) ドライウェル雰囲気温度* 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)*		
原子炉水位の調整操作(低圧代 替注水系(可搬型)) タンクローリによる燃料給油 操作	 9 る。 ・原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)からの原子炉注水が開始され,原子炉水位が回復することを確認する。 ・原子炉水位回復後は,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。 ・高圧代替注水系が停止したことを確認する。 ・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油 タンク	可搬型代替注 水中型ポンプ タンクローリ	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流 量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力(SA)		

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



- また,全電源喪失を確認し,早期の電源回復不能と判断 する
- 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。 3
- 4 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し,高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。 ・全電源喪失
- 高圧代替注水系により,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。
- 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備を開始する。なお,低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器ス プレイ冷却系(可搬型)には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。 6
- フレイ冷却糸(可振型)には同じ可振型代替注水中型ボンブを用いる。
 サブレッション・ブール水温度がサブレッション・ブール熱容量制限(原子炉が高圧の場合は65)に到達又は超過した場合は,低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動でき,逃がし安全弁(自動減圧機能)に必要な電源の切替え操作が完了した後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では,原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ボンブを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが、ご構型化体注水水(可搬型)による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが、ご用型型化体注水水(可搬型)による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系
 アナル、(市場型化体注水、中型ボンブを用いた低圧代替注水系(可搬型)の原子炉水位回復性能を確認する観点で,原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。
 原子炉水位/燃料有効長頂部以下となった場合は,格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)

- ・格納容器雰囲気放射線モニタインマ線線量率が設計基準事故(原子炉冷却材製長)相当の10倍以上 なお,格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び(S/C)による炉心損傷発生の判断ができない場合は,原子炉圧力容器温度により判断する。
- 10 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため,原子炉水位不明でないことを確認する。
 - 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合

- ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合 ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合 ・原子炉水位の指示値のばらつきが大き 11 原子炉水位不明の場合は,原子炉圧力容器を凋水とひ,原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで,原子炉水位1燃料有効長頂部以上であることを確認する。 2 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)により,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル。)設定点の間に維持する。 3 残留熱除去系は,原子炉水位低(レベル3)設定点にて残留熱除去系(低圧注水系)に切り替え,原子炉水位高(レベル8)設定点にて残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系))又は<mark>残留熱除去系(</mark>サプレッション・プール冷 却系)に切り替える。

第2.3.2-2図 全交流動力電源喪失(TBD,TBU)の対応手順の概要

2.3.2-46







第2.3.2-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

:シュラウド内外水位はボイドを含む場合は,二相水位を示している。

2.3.2-49

b.原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達した時点 で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は,原子炉水 位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉隔離時冷却系系統流量等で ある。

c.原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され,原子炉水位 が回復したことを確認する。また,原子炉水位回復後は,原子炉水位を 原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点 の間で維持する。

原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)に必要な計装設備は, 原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域)等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は,逃がし安全弁の開固着によって,原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下する までの間継続する。

原子炉隔離時冷却系の停止後は,逃がし安全弁を介して原子炉圧力容 器内の蒸気が流出し,保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低 下するため,燃料有効長頂部と到達したことを確認した場合は,炉心損 傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は,格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)である。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後,中央制御室からの遠隔操作により外部

2.3.3-4

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力,原子炉水位(シュラウド内 外水位),注水流量,逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器 内の保有水量の推移を第2.3.3-4 図から第2.3.3-8 図に,燃料被覆管温 度,燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数,燃料被覆管最高温 度発生位置におけるボイド率,平均出力燃料集合体のボイド率,炉心下部 プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被 覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.3-9 図から第 2.3.3-14 図に,格納容器圧力,格納容器雰囲気温度,サプレッション・ プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.3-15 図か ら第2.3.3-18 図に示す。

炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し,運転員操作の観点ではシュ ラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。な お,シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから,原 子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a . 事象進展

全交流動力電源喪失後,原子炉スクラム,主蒸気隔離弁の閉止及び再 循環ポンプの停止が発生し,原子炉水位が原子炉水位異常低下(レベル 2)設定点に到達すると,原子炉隔離時冷却系が自動起動し,原子炉へ の注水が開始されることで,原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁1弁が開固着することで,蒸気の流出が継続し,事象発 生の約79分後に原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下し,原子炉隔離時 冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し,燃料有効長頂部を 下回る。

事象発生の3時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注

2.3.3-14

第2.3.3-1表 全交流動力電源喪失(TBP)時における重大事故等対策について(2/5)

撮作兀୵シェ∞ञ	副 正	重大事故等対処設備				
操作及び確認	于順	常設設備	可搬型設備	計装設備		
原子炉水位の調整操作(原子炉	・原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注	原子炉隔離時冷却	-	原子炉水位(広帯域)*		
隔離時冷却系)	水が開始され,原子炉水位が回復したこと	系*		原子炉水位(燃料域)*		
	を確認する。	<mark>サプレッション・</mark>		原子炉水位(SA広帯域)		
	・原子炉水位回復後は,原子炉水位を原子炉	<mark>プール*</mark>		原子炉水位(SA燃料域)		
	水位低(レベル3)設定点から原子炉水位	所内常設直流電源		原子炉隔離時冷却系系統流量		
	高(レベル8)設定点の間に維持する。	設備		*		
	・原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は,			原子炉圧力*		
	逃がし安全弁の開固着によって,原子炉隔			原子炉圧力(SA)		
	離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧			格納容器雰囲気放射線モニタ		
	力が低下するまでの間継続する。			(D/W)*		
	・原子炉隔離時冷却系の停止後は,逃がし安			格納容器雰囲気放射線モニタ		
	全弁の <mark>開固着により原</mark> 子炉水位が徐々に低			(S/C)*		
	下し, <mark>燃料有効長頂部</mark> に到達したことを確					
	認した場合は,炉心損傷がないことを継続					
	的に確認する。					
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後,中央制御室	-	-	-		
	からの遠隔操作により外部電源の受電及び					
	非常用ディーゼル発電機等の起動を試みる					
	が,失敗したことを確認し,早期の電源回					
	復不能を確認する。					
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実	-	-	-		
	施する。					
	・外部電源の回復操作を実施する。					

:有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



- 2 中央制御室にて,機器ランプ表示,警報,ポンプ吐出圧
- 代替循環冷却系による格納容器除熱操作,常設低圧代替注水系ボンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び可搬型代替注水中型ボンプを用いた代 力,系統流量,原子炉水位(広帯域),原子炉圧力等にて 替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイも実施可能である。 確認する。 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが,プラント状況によっては,事故対応に有効な設備とな
- 主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設 3 <mark>プを用いた格納容器スプレイ冷却系(可搬型),</mark>消火系及び補給水系による格納容器冷却操作も実施可能である。 定圧力以下まで低下することにより異常を検知し,逃が また,格納容器冷却等ができない場合,ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。 し安全弁の開固着を確認する。
- 4

- 原子炉水位が<mark>燃料有効長頂部</mark>人下となった場合は,格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- 8
- 低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子が減圧操作を実施する。 炉心損傷は,以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行) 9
- ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍以上 なお,格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍以上
- 10 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため,原子炉水位不明でないことを確認する。
 - 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合

- ・ドライリエルタ風気温度と原ナが圧力の関係が原ナが水山や研領域に入うた場合
 ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 ・原子炉水位の引流値のばらつきが大きく燃料有効長頂部 人上であることが判断できない場合
 11 原子炉水位不明の場合は,原子炉圧力容器を滴水とし、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで,原子炉水位た 「酸型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)により,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。
 13 残留熱除去系(は,原子炉水位低(レベル3)設定点にて残留熱除去系(低圧注水系)に切り替え,原子炉水位高(レベル8)設定点にて残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サプレッション・プール冷 <mark>却系)</mark>に切り替える。

第2.3.3-2図 全交流動力電源喪失(TBP)の対応手順の概要

2.3.3-47



第2.3.3-4図 原子炉圧力の推移



第2.3.3-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

シュラウド内外水位はボイドを含む場合は,二相水位を示している。

2.3.3-50



第2.3.3-19図 原子炉圧力の推移(遅れ時間55分)



第2.3.3-20 図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移(遅れ時間 55 分)



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが,プラント状況によっては,事故対応に有 効な設備となる制御棒駆動水圧系,ほう酸水注入系,消火系,補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原 子炉注水も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが,プラント状況によっては,事故対応に有 <mark>効な設備となる</mark>代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

代替循環冷却系,常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器 スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイも実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが,プラント状況によっては,事故対応に有 効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

また,格納容器冷却等ができない場合,ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

第2.4.1-2図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)の対応手順の概要

2.4.1-40







第2.4.1-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

シュラウド内外水位はボイドを含む場合は,二相水位を示している。

2.4.1-43

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFER)(2/2)

分類	重要現象	解析モデル	デモデル 不確かさ 運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	沸騰・ボイド率変 化,気液分離(水 位変化)・対向流, 三次元効果	二相流体の流動 モデル	TBL,ROSA-,FIST-ABWRの実験解析において, 二相水位変化は,解析結果に重畳する水位振動 成分を除いて,実験結果とおおむね同等の結果 が得られている。低圧代替注水系の注水による 燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の 不確かさは+20~+40 程度である。 また,原子炉圧力の評価において,ROSA-では, 2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに 予測する傾向を呈しており,解析上,低圧注水 系の起動タイミングを早め解析上,低圧に注水 る。しかし,実験で圧力低下が遅れた理由は, 水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温 度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上 昇し,LPCSスプレイの転剤や過熱蒸気により上 昇し,LPCSスプレイの転剤や過熱蒸気により上 昇し,LPCSスプレイの転剤や過熱蒸気により上 昇し,LPCSスプレイの転剤や過熱蒸気により上 昇し,LPCSスプレイの転剤や過熱蒸気により上 昇し、LPCSスプレイの転剤で急熱された際に蒸 気が発生したためであり,低圧代替注水系を注 水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮 する必要のない不確かさである。このため,燃 料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注 水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可 能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であ ることから,運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の 分類にて示す。	解析コードは,燃料被覆管温度に対して,解析結果に重畳する水 位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると20~ 40 程度低めに評価する可能性があるが,有効性評価解析では原 子炉水位力燃料有効長度部を下回ることがなく,炉心露出後の再 冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する 必要がないため,評価項目となるパラメータに与える影響はな い。	
原子。	沸騰・凝縮・ボイ ド率変化,気液分 離(水位変化)・ 対向流	二相流体の流動 モデル	下部プレナムの二相水位を除き,ダウンカマの 二相水位(シュラウド外水位)に関する不確か さを取り扱う。シュラウド外水位については, 燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対し ても二相水位及びこれを決定する二相流動モデ ルの妥当性の有無は重要でなく,質量及び水頭 のパランスだけて定まるコラプスト水位が取り 扱えれば十分である。このため,特段の不確か さを考慮する必要はない。	解析コードは,ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから,運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは,ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
,炉圧力容器	冷却材放出(臨界 流・差圧流)	臨界流モデル	TBL,ROSA-,FIST-ABWRの実験解析において, 圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果 が得られており,臨界流モデルに関して特段の 不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは,原子炉圧力変化を適切に評価することから,運転 員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は,圧力容器ノズル又はノズ ルに接続する配管を通過し,平衡均質流に達するのに十分な長さ であることから,管入口付近の非平衡の影響は無視できると考え られ,平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは,原子炉圧力変化を適切に評価することから,評価 項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は,圧力容器ノズル又はノズ ルに接続する配管を通過し,平衡均質流に達するのに十分な長さ であることから,管入口付近の非平衡の影響は無視できると考え られ,平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	
	ECCS 注水(給水 系・代替注水系含 む。)	原子炉注水系モ デル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流 量の関係を使用しており,実機設備仕様に対し て注水流量を少なめに与え,燃料被覆管温度を 高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項 目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価 項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	



第2.4.2-2図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の対応手順の概要

2.4.2-49







第2.4.2-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

シュラウド内外水位はボイドを含む場合は,二相水位を示している。

2.4.2-52

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFER)(1/2)

分類	分類 重要現象 解析モデ		不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することによ り崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項 目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項 目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	燃料棒表面熱伝 達,沸騰遷移,気 液熱非平衡	燃 料棒 表面 熱 伝 達モデル	TBL,ROSA-の実験解析において,熱伝達係数 を低めに評価する可能性があり,他の解析モデ ルの不確かさとあいまってコード全体として, スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度 に比べて最大50 程度高めに評価する。また, 低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程 における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確か さは+20 ~+40 程度である。	解析コードは,実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50 高め に評価することから,解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さ く評価する可能性がある。よって,実際の燃料棒表面での熱伝達 は大きくなることで,燃料被覆管温度は低くなるが,事象初期の 原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動 起動により確保され,燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運 転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はな い。	実解析コードは,実験解析において熱伝達モデルの保守性により 燃料被覆管温度を高めに評価し,有効性評価解析においても燃料 被覆管温度を高めに評価することから,評価項目となるパラメー タに対する余裕は大きくなる。ただし,炉心部の冠水が維持され る本事故シーケンスでは,この影響は小さい。	
炉心	燃料被覆管酸化	ジルコニウム - 水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく 見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用 しており,保守的な結果を与える。	解析コードは,酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について 保守的な結果を与えるため,燃料被覆管温度を高めに評価する可 能性がある。よって,実際の燃料被覆管温度は低くなるが,事象 初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系 の自動起動により確保され,燃料被覆管温度を操作開始の起点と する運転員等操作はないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは,酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について 保守的な結果を与えるため,燃料被覆管温度を高く評価すること から,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。た だし,おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは, この影響は小さい。	
	燃料被覆管变形	膨れ・破裂評価モ デル	膨れ・破裂は,燃料被覆管温度と円周方向応力 に基づいて評価され,燃料被覆管温度は上述の ように高めに評価され,円周方向応力は燃焼期 間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定 し保守的に評価している。したがって,ベスト フィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおお むね保守的となる。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることは なく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから, 燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響は ない。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることは なく,燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから, 燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに 与える影響はない。	

第1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFER)(2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変 化,気液分離(水 位変化)・対向流, 三次元効果	ニ 相 流 体 の 流 動 モデル	TBL, ROSA-,FIST-ABWR の実験解析において, 二相水位変化は,解析結果に重畳する水位振動 成分を除いて,実験結果とおおむね同等の結果 が得られている。低圧代替注水系の注水による 燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の 不確かさは+20 ~ +40 程度である。 また,原子炉圧力の評価において,ROSA-では, 2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに 予測する傾向を呈しており,解析上,低圧注水 系の起動タイミングを早める可能性が示され る。しかし,実験で圧力低下が遅れた理由は, 水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温 度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上 昇し,LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸 気が発生したためであり,低圧代替注水系を注 水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮 する必要のない不確かさである。このため,燃 料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注 水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可 能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であ ることから,運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の 分類にて示す。	解析コードは,燃料被覆管温度に対して,解析結果に重畳する水 位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20 ~ 40 程度低めに評価する可能性があるが,有効性評価解析では原 子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく,炉心露出後の再 冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必 要がないため,評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子的	沸騰・凝縮・ポイ ド率変化 , 気液分 離(水位変化)・ 対向流	ニ相流体の流動 モデル	下部ブレナムの二相水位を除き,ダウンカマの 二相水位(シュラウド外水位)に関する不確か さを取り扱う。シュラウド外水位については, 燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対し ても二相水位及びこれを決定する二相流動モデ ルの妥当性の有無は重要でなく,質量及び水頭 のパランスだけて定まるコラブスト水位が取り 扱えれば十分である。このため,特段の不確か さを考慮する必要はない。	解析コードは,ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから,運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは,ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから,評価項目となるバラメータに与える影響は小さい。
,炉圧力容器	冷却材放出(臨界 流・差圧流)	臨界流モデル	TBL,ROSA-,FIST-ABWRの実験解析において, 圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果 が得られており,臨界流モデルに関して特段の 不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは,原子炉圧力変化を適切に評価することから,運転 員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は,圧力容器ノズル又はノズ ルに接続する配管を通過し,平衡均質流に達するのに十分な長さ であることから,管入口付近の非平衡の影響は無視できると考え られ,平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは,原子炉圧力変化を適切に評価することから,評価 項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は,圧力容器ノズル又はノズ ルに接続する配管を通過し,平衡均質流に達するのに十分な長さ であることから,管入口付近の非平衡の影響は無視できると考え られ,平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水(給水 系・代替注水系含 む)	原 子 炉 注 水 系 モ デル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流 量の関係を使用しており,実機設備仕様に対し て注水流量を少なめに与え,燃料被覆管温度を 高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項 目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項 目となるバラメータに与える影響」にて確認。

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧<mark>操作</mark>に必要な 計装設備は,原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部 こ到達した場合は炉心損傷がないことを 継続的に確認する。

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は,<mark>格納容器雰 囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)</mark> である。

i.原子炉水位の調整操作<mark>(低圧代替注水系(常設))</mark>

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧により, 原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) の吐出圧力を下回ると,原子炉注水が開始され,原子炉水位が回復した ことを確認する。また,原子炉水位回復後は,原子炉水位を原子炉水位 低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間で維持 する。

原子炉水位の調整操作<mark>(低圧代替注水系(常設))</mark>に必要な計装設備は, <mark>原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域)</mark>等である。

j.代替循環冷却系の起動操作

海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操 作により,代替循環冷却系を起動し,原子炉注水を実施する。また,格 納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は,中央制御室からの遠隔操 作により,代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお,代替 循環冷却系の起動操作は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は,代替循環冷却系格納 容器スプレイ流量等である。 ついても作動しない。このため,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低 圧代替注水系(常設)の起動操作を実施し,事象発生の25分後に,手動 操作により逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁による原子炉減圧を実施 することで,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると,原子炉冷却材 の流出により原子炉水位は低下し,燃料有効長頂部を下回るが,原子炉 圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) による原子炉注水が開始されると,原子炉水位が回復し炉心は再冠水す る。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は,原子炉減圧操作による原 子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は,燃料被覆管最高温度発 生位置が露出し,核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。 原子炉圧力が低下し,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水 系(常設)による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると, ボイド率は低下し,熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下 する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については, 上記の挙動に伴い増減する。

また,崩壊熱除去機能が喪失しているため,原子炉圧力容器内で発生 した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで,格納 容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため,格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で,常設低圧代替注水系ポンプを用いた代 替格納容器スプレイ冷却系(常設)の格納容器冷却を実施することによ り,格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注 水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容 器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し,

2.6-19

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について(2/4)

ᅏᇶᆕᇑᅚᇗᇾᆤᆑᄯ	王 匠		重大事故等	事故等対処設備		
唯認及び操作		常設設備	可搬型設備	計装設備		
高圧 <mark>注水機能及び</mark> 低圧注水機	・高圧炉心スプレイ系,原子炉隔離時冷却系,	-	-	-		
能の回復操作	低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低					
	圧注水系)の回復操作を実施する。					
常設低圧代替注水系ポンプを	・低圧注水機能喪失及びLOCA発生の確認	常設低圧代替注水	-	常設低圧代替注水系ポンプ吐		
用いた低圧代替注水系(常設)	後,原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	系ポンプ		出圧力		
の起動操作	を実施し,常設代替注水ポンプを用いた低	代替淡水貯槽		緊急用M/C電圧		
	圧代替注水系(常設)を起動する。	常設代替高圧電源				
	・外部電源が喪失している場合は,常設代替	装置				
	高圧電源装置を起動し,緊急用母線を受電	軽油貯蔵タンク				
	する。					
可搬型代替注水中型ポンプを	・低圧注水機能喪失の確認後,可搬型代替注	西側淡水貯水設備	可搬型代替注	-		
用いた低圧代替注水系(可搬	水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施		水中型ポンプ			
型)の <mark>起動</mark> 準備操作	する。					
逃がし安全弁(自動減圧機能)	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代	逃がし安全弁(自	-	原子炉圧力*		
の手動による原子炉減圧 <mark>操作</mark>	替注水系(常設)の起動準備操作の完了後,	動減圧機能)*		原子炉圧力(SA)		
	逃がし安全弁 (自動減圧機能)7 弁の手動開	<mark>非常用窒素供給系</mark>		格納容器雰囲気放射線モニタ		
	放により,原子炉減圧操作を実施する。	<mark>高圧窒素ボンベ</mark>		(D/W)*		
	・ <mark>原子炉水位か</mark> 燃料有効長頂部 <mark>を下回った場</mark>			格納容器雰囲気放射線モニタ		
	<mark>合は,</mark> 炉心損傷がないことを継続的に確認			(S/C)*		
	する。					
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポン	常設低圧代替注水	-	<mark>原子炉水位(広帯域)[*]</mark>		
(低圧代替注水系(常設))	プを用いた低圧代替注水系(常設)からの	系ポンプ		<mark>原子炉水位(燃料域)*</mark>		
	原子炉注水が開始され,原子炉水位が回復	代替淡水貯槽		<mark>原子炉水位(SA広帯域)</mark>		
	したことを確認する。	常設代替高圧電源		<mark>原子炉水位(SA燃料域)</mark>		
	・原子炉水位回復後は,原子炉水位を原子炉	装置		低圧代替注水系原子炉注水流		
	水位低(レベル3)設定点から原子炉水位	軽油貯蔵タンク		量		
	高(レベル8)設定点の間に維持する。			代替淡水貯槽水位		

:有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第2.6-2図 LOCA時注水機能喪失(中小破断LOCA)の対応手順の概要

2.6-51



第2.6-4図 原子炉圧力の推移(約3.7cm²の破断)



第2.6-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移(約3.7cm²の破断)

シュラウド内外水位はボイドを含む場合は,二相水位を示している。







第2.6-21図 原子炉水位(シュラウド内外水位)(約9.5cm²の破断)

シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。
第1表 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管



第2図 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

添付 2.6.1-10

破断面積:約3.7cm²

破断面積:約9.5cm²



第3図 破断面積約3.7cm²と約9.5cm²とのパラメータ推移の比較



第4図 主蒸気配管に約224cm²の破断面積を設定した場合

添付 2.6.1-12



第5図 原子炉圧力容器底部ドレン配管に約9.2cm²の破断面積を設定した場合

添付 2.6.1-13



補足1	補足 2
ISLOCAの発生は,隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。	ISLOCAの発生時は,原子炉水位
・弁操作を実施した系統の圧力変動(残留熱除去系ポンプ吐出圧力)	子炉水位を低めに維持する。
・主蒸気隔離弁が閉止し,原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下	・原子炉水位低(レベル3)・・・・
が継続(原子炉水位(広帯域,SA広帯域,燃料域,SA燃料域),原子炉隔離時冷却系系統流量)	・原子炉水位異常低下(レベル2)・
	・高圧炉心スプレイ系注水ノズル ・
監視可能であれば、以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にISLOCA発生を確認する。	・低圧炉心スプレイ系注水ノズル ・
・系統異常過圧警報(RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等)発報	・原子炉水位異常低下(レベル1)・
・区画浸水警報(RHR Hx AREA FLOODING等)発報	・ 成留執除去 気 注水 ノブル・・・・
・区画温度上昇警報(RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI等)発報	・燃料有効長頂部 ・・・・・・・
 ・火災警報発報 	(基準水位(蒸気乾燥器ト病レヘル)
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報(R/B AREA RADIATION HIGH)発報	
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報(DUST MONITOR SYS ABNORMAL)発報	
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生	
・原子炉建屋内異常漏えい警報(R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等)発報	
・原子炉建屋機器ドレンサンブ温度高(R/B ED SUMP TEMP HIGH)発報	
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない	



第2.7-2図 格納容器バイパス(ISLOCA)の対応手順の概要









シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

2.7-42

の電源回復ができない場合,早期の電源回復不能と判断する。これにより,常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。 e.電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後,非常用ディーゼル発電機等の機能回復 操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f.可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動 準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後,敷地に遡上す る津波の影響を受けない高所において可搬型代替注水中型ポンプを用い た低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備を開始する。原子炉 建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成操作を実施し,屋外 の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備,ホース敷設等を実施 後にポンプ起動操作を実施する。

g.逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は65)に到達したことを確認し,可搬型代替 注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作が完 了した後に,中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧 機能)7弁を手動開放し,原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作に必要な 計装設備は,原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部 こ到達した場合は炉心損傷がないことを 継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は,格 納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器雰囲気放射線モニタ

第2.8-1表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について(2/4)

ᇥᄹᇼᅒ	工 III		重大事故等対処設備		
	于順	常設設備	可搬型設備	計装設備	
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後,中央制御室	-	-	-	
	からの遠隔操作により外部電源の受電及び				
	非常用ディーゼル発電機等の起動を試みる				
	が,失敗したことを確認し,早期の電源回				
	復不能を確認する。				
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実	-	-	-	
	施する。				
	・外部電源の回復操作を実施する。				
可搬型代替注水中型ポンプを	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪	<mark>西側淡水貯水設備</mark>	可搬型代替注	-	
用いた低圧代替注水系(可搬	失の確認後,可搬型代替注水中型ポンプを		水中型ポンプ		
型)の <mark>起動準備操作</mark>	用いた低圧代替注水系(可搬型)による原				
	子炉注水準備を開始する。				
逃がし安全弁(自動減圧機	・サプレッション・プール水温度がサプレッ	逃がし安全弁(自	可搬型代替注	サプレッション・プール水温	
能)の手動による原子炉減圧	ション・プール熱容量制限(原子炉が高圧	動減圧機能)*	水中型ポンプ	度*	
操作	の場合は 65)に到達したことを確認す	非常用窒素供給系		原子炉圧力*	
	3.	高圧窒素ボンベ		原子炉圧力(SA)	
	・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代	所内常設直流電源		ドライウェル雰囲気温度*	
	替注水系(可搬型)の <mark>起動準備操作</mark> の完了	設備		格納容器雰囲気放射線モニタ	
	後,逃がし安全弁(自動減圧機能)7 弁の			(D/W)*	
	手動開放により、原子炉減圧を実施する。			格納容器雰囲気放射線モニタ	
	・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場			(S/C)*	
	合は、炉心損傷かないことを継続的に確認				
	する。				

:有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.8-16



敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また,重要事故シーケンスにおいては,「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC 成功)」との従属性を考慮して,外部電源喪失を想定する。 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域等により確認する。

- 3 中央制御室にて,機器ランプ表示,警報,ポンプ吐出圧力,系統流量,原子炉水位(広帯域),原子炉圧力等にて確認する。

- 4 原子炉隔離時冷却系により,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。
 5 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず,非常用母線の電源回復ができない場合,早期の電源回復不能と判断する。
 6 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は,速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備操作を開始する。なお,低圧代替注水系(可搬
- 型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)には同じ可搬型代替注水中型ボンプを用いる。 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限(原子炉が高圧の場合は 65)に到達又は超過した場合は,低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また,実際の操作では,原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが,評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが,評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが,評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが,評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた 7 操作では、原子が圧力が低下しつ感子で見なが、上で確認する観点で、原子が減圧開始と同時に原子が隔離時冷却系は停止す
 低圧代替注水子(可燃型)のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子が減圧開始と同時に原子が隔離時冷却系は停止す
 原子が水位か燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の10倍以上

- 10 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため,原子炉水位不明でないことを確認する。 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- 11 原子炉水位不明の場合は,原子炉圧力容器を満水とし,原子炉圧力とサブレッション・チェンパ圧力の差圧を確認することで,原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。 12 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)により,原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。
- 13 残留熱除去系は,原子炉水位低(レベル3)設定点にて残留熱除去系(低圧注水系)に切り替え,原子炉水位高(レベル8)設定点にて残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷 却系)に切り替える。

第2.8-3図 津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

2.8-23

1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については,使用済燃料プールに おける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認する ため,以下の評価項目を設定する。

- (1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界が維持されていること。

1.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」につい ては,復水器真空破壊から制御棒引抜開始までの期間を評価対象 とし,原 子炉の水位,温度,圧力などのプラントパラメータの類似性,保守点検状況 などに応じた緩和設備の使用可能性,起因事象,成功基準に関する類似性に 応じて,プラントの状態を適切に区分する。また,区分したプラント状態を 考慮し,燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを, 本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ運転停止中事故シー ケンスグループにグループ化し,運転停止中事故シーケンスグループごとに, 重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効 性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期 間は「主発電機の解列から,原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」 となり,本評価対象と異なる。ただし,「主発電機の解列から復水器真空破壊ま で」及び「制御棒引抜開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」 における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては,給水系を除く緩 要事故シーケンスについて整理した結果を第1.2-4表に示す。

1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に 挙げた事故シーケンスグループについては,運転停止中の原子炉における燃 料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認する ため,以下の評価項目を設定する。

- (1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界を確保すること(ただし,通常の運転操作における臨界又は 燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨 界は除く。)。
- 1.3 評価に当たって考慮する事項
- 1.3.1 有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンス毎に関連する措置を「技術的能力に係る審 査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」との関 係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては、「技術的能力に係る審査 基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち、「重大事故等対 処設備について」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが、手順 及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源、燃料、電 源等の資源や要員を整理し、資源及び要員の確保に関する評価を行う。なお、

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停 止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における1つの事 故シーケンスグループ並びに「運転中の原子炉における重大事故」における

(添付資料 1.5.5)

- (2) 重大事故等対策に関連する機器条件
 - a.安全保護系等の設定点

原子炉緊急停止系作動回路のスクラム設定点として,以下の値を用い るものとする。

原子炉水位低(レベル3)設定点

【燃料有効長頂部から + 452cm) 【遅れ時間 1.05 秒)

工学的安全施設作動回路等の設定点として,以下の値を用いるものと する。

原子炉水位異常低下(レベル2)(原子炉隔離時冷却系起動,高圧炉 心スプレイ系起動)設定点

セパレータスカート下端から - 63cm

[燃料有効長頂部から+323cm)

原子炉水位異常低下(レベル2)(再循環ポンプ全台トリップ)設定 点

セパレータスカート下端から - 63cm

燃料有効長頂部から+323cm)

原子炉水位異常低下(レベル2)(主蒸気隔離弁閉止)設定点

セパレータスカート下端から - 63cm

(燃料有効長頂部から+323cm)

原子炉水位異常低下(レベル1)(低圧炉心スプレイ系起動,低圧注 水系起動,自動減圧系作動信号)設定点 セパレータスカート下端から - 345cm

〔燃料有効長頂部から+41cm)

原子炉水位高(レベル8)(原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水 停止)設定点

セパレートスカート下端から + 175cm

(燃料有効長頂部から+561cm)

原子炉圧力高(再循環ポンプ全台トリップ)設定点

原子炉圧力 7.39MPa [gage]

ドライウェル圧力高(非常用炉心冷却系起動,自動減圧系作動信号) 設定点

ドライウェル圧力 13.7kPa [gage]

b.逃がし安全弁

原子炉停止機能喪失以外においては,安全弁機能(以下「逃がし安全 弁(安全弁機能)」という。)による原子炉圧力制御に期待することとし, 原子炉停止機能喪失においては,高圧炉心スプレイ系による原子炉注水 流量が大きくなる条件として逃がし弁機能(以下「逃がし安全弁(逃が し弁機能)」という。),による原子炉圧力制御に期待することとする。逃 がし安全弁の吹出し圧力及び容量(吹出し圧力における値)は,設計値 として以下の値を用いるものとする。

逃がし弁機能

7.37MPa[gage]×2個,354.6t/h/個

7.44MPa[gage]×4個,357.8t/h/個

7.51MPa[gage]×4個,361.1t/h/個

7.58MPa[gage]×4個,364.3t/h/個

7.65MPa[gage] × 4 個, 367.6t / h / 個

	1)
--	----

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び 崩壊熱)	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており,解析モデルの不確かさの影響はない。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル(炉心熱水力モデ ル)	TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生,炉心領域での溶融進展状態 について,TMI事故分析結果と良く一致することを確認した。
	燃料棒表面熱伝達	溶融炉心の挙動モデル(炉心 ヒートアップ)	CORA 実験解析における,燃料被覆管,制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について,測定データと良く一致することを確認した。
wh . N.	燃料被覆管酸化		が応ビードアック速度の増加(被復首酸化の促進)を認定し、仮認的な厳しい振り幅 ではあるが、ジルコニウム - 水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確 認した。
ж ² ло	燃料被覆管变形		・TQUV,大破断 LOCA シーケンスともに,炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は,ほぼ変化しない。
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル(炉心水位計算モ デル)	TQUX 及び中小破断 LOCA シーケンスに対して,MAAP コードと SAFER コードの比較を行 い,以下の傾向を確認した。
	気液分離(水位変化)・対 向流		・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から, 水位変化に差異が生じたものの,水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり,そ の後の注水操作による <mark>有効燃料棒頂部</mark> までの水位回復時刻は両コードで同等であ る。
原子炉	冷却材放出(臨界流・差圧 流)	原子炉圧力容器モデル(破断 流モデル)	逃がし安全弁からの流量は,設計値に基づいて計算される。
(逃がし安全) (逃がし安全) (注)	ECCS 注水(給水系・代替注 水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷 却系) 安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており,解析モデルの不確かさの影響はない。

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
	原子炉急速減圧操作	原 子 炉 水 位 が <mark>燃 料 有 効</mark> 長 底 部 か ら 燃 料 有 効 長 <mark>の 19 % 局 い 位 重</mark> に 到 達 した 時点	c 原子炉水位は事象発生後から緩やかに低下 するものであり ,本操作の至近に別操作もな いため ,操作開始条件到達時には操作するこ とが可能
	代 替 循 環 冷 却 系 ポ ン プ を 用 い た 代 替 循 環 冷 却 系 に よ る 格 納 容器 冷 却	事象発生90分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分 単位で切上げ
高 圧 溶 融 物 放 出 / 格 納 容 器 雰 囲 気 直 接 加 熱	常 設 低 圧 代 替 注 水 系 ポ ン プ を 用 い た 代 替 格 納 容 器 ス プ レ イ 冷却 系(常 設)による 格 納 容 器 冷却	原 子 炉 圧 力 容 器 破 損 か ら 6分後(約4.6時間後)	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案 し ,余裕時間を含めて設定した確認時間及び 操作時間を積上げ
	溶融炉心落下後の常設低圧代 替注水系ポンプを用いた格納 容器下部注水系(常設)による ペデスタル(ドライウェル部) への注水	原 子 炉 圧 力 容 器 破 損 か ら7分後(約4.6時間後)	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案 し ,余裕時間を含めて設定した確認時間及び 操作時間を積上げ
	可 搬 型 窒 素 供 給 装 置 を 用 い た 格納容 器 内 窒 素 供 給 操 作	格 納 容 器 内 酸 素 濃 度 が 4.0%(ドライ 条 件) 到 達時	c 格納容器内酸素濃度は事象発生後から緩や かに上昇するものであり,本操作の至近に別 操作もなく,操作開始条件到達時には操作す ることが可能

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定(14/19)

3. 幾何形状データ

(1) 主蒸気管,燃料棒等に関するデータ

項目	対 象	データ	備考
蒸気ドーム部出口から	長さ,断面積(内径),	第2図参照	注記1,2
主蒸気隔離弁までのデ	容積,エレベーショ		設計値
- <i>9</i>	ン		
主蒸気隔離弁から主蒸	長さ,断面積(内径),	第2図参照	注記 2
気加減弁までのデータ	容積,エレベーショ		設計値
(主蒸気ヘッダを含む)	ン		
主蒸気ラインからター	長さ,断面積(内径),	第 2 図 参 照	注記 2
ビンバイパス弁までの	容積,エレベーショ		設計値
データ	ン		
燃料集合体(9×9 燃料	長さ	第 3-1 図参照	各燃料型式毎に
(A型))のデータ			記載
			設計値
蒸気ドーム部のデータ	長さ,容積	第4図参照	設計値
燃 料 棒 (9 × 9 燃 料 (A	長さ,半数,ギャッ	第 5-1 図参照	各燃料型式毎に
型))のデータ	プ熱伝達係数(炉心		記載
	平均,ホット)		設計値
水位計のタップ位置	圧力容器底部からの 高さ		設計値

注記2:配管の始点・終点の明確化のため名称を併せて記載した。

(例) 蒸気ドーム部~主蒸気隔離弁入口,長さ ××mm,断面積 ××mm²・・・

(2) 原子炉圧力容器に関するデータ

項目	対 象	寸 法 (m)	備考
原子炉のエレベー	・蒸気ドーム部		設計値
ションに関するデ	(ベッセル内)高さ		
ー タ	・蒸気乾燥器頂部高さ		設計値
	・蒸気出口ノズル下端高さ		設計値
	及び内径		
	・蒸気乾燥器底部高さ		設計値
	・気水分離器頂部高さ		設計値
	・通常運転水位		解析では狭帯域と
			広帯域の初期水位
			は同一とする。
			設計値
	・シュラウドヘッド・ドー		設計値
	ム頂部高さ(内側)		
	・シュラウドヘッド・ドー		設計値
	ム底部高さ		
	・チャンネルボックス上端		設計値
	高さ		
	・ <mark>燃料有効長頂部高さ</mark>		設計値
	・ジェットポンプ底部高さ		設計値
	・ジェットポンプ・スロー		設計値
	ト入口高さ		
	・燃料有効長底部高さ		設計値
	・再循環水出口ノズル下端		設計値
	高さ及び内径		
	・支持板底部高さ		設計値
	・制御棒案内管頂部高さ		設計値
	・制御棒案内管底部高さ		設計値
	・給水スパージャノズル高		設計値
	ъ с		

(原子炉圧力容器底部からの高さ)

項目	対 象	体 積 (m ³)	ボイド率 (%)	備考
原子炉の体積に関	・下部プレナム底部から炉		-	設計値
するデータ	心支持板までの体積			
(1)下部プレナム	(制御棒案内管体積は除			
	<)			
	・制 御 棒 案 内 管 体 積		-	設計値
(2)炉心	・下部体プレート内部及び		-	設計値
(チャンネル内)	燃 料 サ ポ ー ト 内 部			
	・ <mark>燃料有効長底部から燃料</mark>		38	設計値
	有効長頂部までの体積			
	及び平均ボイド率			
	・ 燃料有効長頂部からチャ		64	
	ンネルボックス上端ま			
	で の 体 積 及 び 平 均 ボ イ			
	ド 率			
(3)バイパス	・炉心支持板からチャンネ		0	設計値
(シュラウド内)	ルボックス上端までの			
	体積及び平均ボイド率			
(4)上部 プレナム	・チャンネルボックス上端		60	
	からシュラウドヘッ			
	ド・ドーム頂部までの体			
	積及び平均ボイド率			
	・気水分離器		-	
	(全数 ,スタンドパイプ及			
	び 気 水 分 離 器 ス カ ー ト			設計値
	内を除く溢水レベルま			
	で)			
	・スタンドパイプ(全数)		-	設計値



項目	仕様	入力値	備考
R PEL(mm)	燃料ペレット半径		
	神 77 谷 中 半 公		
	1227日11日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日1日		
R GP(mm)	ギャップ幅		
R FCO(mm)	被覆管外半径		
LF(mm)	燃料棒有効長(標準)		部分長の下端/上
	燃料棒有効長(部分長)		端位置は標準の下
	下 端 位 置 (部 分 長)		端を基準(0mm)とし
	上端位置(部分長)		たときの値とする。
ペレット		SAFER:平坦	
径方向発熱分布		SCAT:別添3	
		参照	
ペレット密度	(kg/m³)		
ペレット物性値	温度(K)と熱伝導率(W/m・K)のテーブ	表 5-1-1 参照	温度 300~3000K の
	ル		範囲
	温度 (K) と比熱 (J / kg・ K) の テ ー ブ ル		
被 覆 管 密 度	(kg⁄m³)		
被覆管物性値	温度 (K)と熱伝導率 (W / m・K)のテーブ	表 5-1-2 参照	温度 300~1100K
	JL		(被覆管の物性値と
	温度(K)と比熱(J / kg・K)のテーブル		して現実的な範囲)
ギャップ	平均:	図 3-19×9燃	集合体のギャップ
コンダクタンス		料 (A 型) 集合	コンダクタンスの
(₩/m²·K)	ホット:	体略図参照	ため、図 3-1 への記
			載とする。

第 5-1 図 9×9 燃料(A型)燃料棒略図

原子炉圧力	7 弁減圧 (高圧・低圧注水 機能喪失)	2 弁減圧 (高圧注水・ 減圧機能喪失)	時間の差
3MPa[gage]	1.7 分後	6.4 分後	約 4.7 分
2MPa[gage]	2.7 分後	9.2 分後	約 5.8 分
1MPa[gage]	4.6 分後	14.3 分後	約 9.7 分

第1表 逃がし安全弁作動数による減圧時間の違い

(2) 逃がし安全弁作動数を7 弁から2 弁にした場合に評価項目に与
 える影響

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」及び「L OCA時注水機能喪失」の有効性評価においては,高圧注水機能 が喪失することから,運転手順に従い逃がし安全弁7弁にて原子 炉を減圧し,常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系(常 設)による原子炉注水を実施する。

これらの事故シーケンスについては,減圧操作の開始が 10 分程 度遅れた場合でも,評価項目を満足するとともに燃料被覆管の破 裂が発生しないことを確認している。

よって,原子炉減圧時の逃がし安全弁の作動数を7弁から2弁 にした場合でも,炉心損傷防止対策の有効性評価における評価項 目に与える影響は小さく,逃がし安全弁の作動数については,7弁 確保されていれば十分と考えられる。

 3. DCH発生防止に対する逃がし安全弁7弁のSA設備化の十分性 炉心損傷後,原子炉注水手段がない場合には,燃料有効頂底部+
 20%水位にて逃がし安全弁(自動減圧機能)2弁を開け原子炉を減圧 であることを考慮し,例えば原子炉建屋最上階において10mSv/hの場合は,通常水位から約0.86m下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。 放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3に示す。



第2図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第3図に,使用済燃料プールの断面積及 び保有水の容積を第1表に示す。



第3図 東海第二発電所 使用済燃料プールの構造高さ

項目	断面積(m³)	容積(m³)	
	約 116	約 100	
	約 115	約 737	
	約 83	約 352	
合計		約 1,189	

第1表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

第3図に示す各領域 ~ の保有水の容積は,使用済燃料プール容 積から機器の容積を除くことで算出し,各領域の断面積については,

の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し,,

の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお,断 面積については各領域での平均的な値を示しているが,プール内に設 置されている機器の多くは , の底部又は壁面下部にあるため,平 均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対 する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速 くなることから,保守的な評価となっている。

4. 想定事故1における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における,崩壊 熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間,沸騰開始後の水位低 下時間及び沸騰による水位低下平均速度について,以下の式を用いて 算定した。事象を厳しく評価するため,使用済燃料プールの初期水温 は,保安規定の運転上の制限における上限値である65 とする。また, 発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし,使用済 燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。

- (1) 算定方法,算定条件
- a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

b. 沸騰開始からの水位低下時間

1時間当たりの沸騰による蒸発量 $(m^3 / h) = \frac{燃料の崩壊熱(MW) \times 10^3 \times 3600}{$ 水の密度 $(kg / m^3) \times 蒸発潜熱(kJ / kg)}$

水位低下時間(h)= <u>通常水位から燃料有効 長頂部までの水量 (m^3)×水の密度(kg / m^3) ²×蒸発潜熱(kJ / kg) ³ 燃料の崩壊熱(MW)×10³×3600</u>

c.沸騰による水位低下平均速度

水位低下速度(*m / h*)= 通常水位から燃料有効 長頂部までの高低差 (*m*) 通常水位から燃料有効 長頂部まで水位低下に かかる時間(*h*)

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており,保有水が少な いため,使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く,使用済燃 料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは,上記3.のとおり, 下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求 め,一律適用する。これは,遮蔽が維持されるまでの水位の評価にお いて保守的な想定である。

上記計算式を用いて、以下の条件にて算定した。

水の比熱 1	使用済燃料プールの水	水の密度2	燃料の崩壊熱
(kJ / kg /)	量(m³)	(kg/m³)	(MW)
4.185	約 1,189	958	9.058

蒸発潜熱 3	通常水位から燃料有効長	通常水位から燃料有効長	通常水位から約0.86m
(kJ / kg)	頂部までの水量 (m ³)	頂部までの高低差 (m)	までの水量 (m ³)
2,256.47	837.6	7.26	100

1 65 から 100 までの飽和水の比熱のうち,最小となる 65 の値を使用 (1999 年蒸気表より)

2 65 から 100 までの飽和水の密度のうち,最小となる 100 の値を使用 (1999 年蒸気表より)

3 100 の飽和水のエンタルピと 100 飽和蒸気のエンタルピの差より算出 (1999 年蒸気表より)

なお, a.~ c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的 な仮定があるが,使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮し ていないことの影響が大きいと考えられ,総合的に保守的な評価にな

添付1.5.9-4

っていると考えられる。

【保守的な仮定】

・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想 定している。

・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

【非保守的な仮定】

・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、 プールの全体が 100 に到達した時間を沸騰開始としている。

なお,注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価 の仮定による影響は無視できる程度だと考える。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100 到達までの時間 (h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m ³ /h)	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間(h)	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間(h)	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度(m/h)	約 0.13

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合,燃料の崩壊熱により 使用済燃料プール温度が上昇し,約 5.1 時間後に沸騰開始となり,蒸 発により水位低下が始まる。この時の蒸発量は約 15.1m³/h である。

よって,使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低 水位(通常水位より約0.86m下)まで低下するのは約11.7時間後であ り,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ラ イン)を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

<参考>

有効性評価では崩壊熱が厳しい定検中に全炉心燃料が取り出される想

定であり,通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合,燃料の崩壊熱により使用 済燃料プール温度が上昇し,約37.8時間後に沸騰開始となり,その後使 用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位 通常水位 より約0.86m下)まで低下するのは約66.4時間後となる。このように原 子炉運転中の使用済燃料プールは,原子炉停止中の使用済燃料プールに 比べてさらに長い時間余裕がある。

項目	算定結果	
燃料の崩壊熱(MW)	約 2.1	
使用済燃料プールの初期水温 ⁴ ()	40	
使用済燃料プール水温 100 到達までの時間(h)	約 37.8	
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m ³ /h)	約 3.5	
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間 5(h)	約 66.4	
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 ⁵ (h)	約 277.8	
使用済燃料ブール水位の低下速度 (m/h)	約 0.03	
4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定		

5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

め,重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり,緊急 作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。また,作 業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合 でも,事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため,原子炉建屋 原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。

必要な遮蔽水位は第 10 図より ,開始水位から約 0.86m 低下した水 位 <mark>である。</mark>



T : 遮蔽水位の高さを示す (単位:m)

第4図 使用済燃料の線量率計算モデル



第10図 放射線の遮蔽が維持される水位

第1表 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

第2表 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管 最高温度
主蒸気配管(出口ノズル) (気相部配管)	約 3.7 cm ²	338
再循環配管(出口ノズル) (シュラウド外の液相部配管)		616
底部ドレン配管(出口ノズル) (シュラウド内の液相部配管)		617

b.破断面積

炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で「LOCA時注水機能喪失」 の事象進展の特徴を代表できる破断面積約3.7cm²(0.004ft²)を設定し 使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが,使用済燃料プールへの注水に より,使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量 率が10mSv/hとなる通常水位から約0.86m下の水位)を確保できることを 評価する。なお,放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保 できることで,燃料有効長頂部の冠水は維持される。また,未臨界が維持 されることについては,使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維 持できることを評価する。

また,評価条件の不確かさの影響評価の範囲として,想定事故1におけ る運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.2, 4.1.3)

(2) 有効性評価の条件

想定事故1に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.1-2表に 示す。また,主要な評価条件について,想定事故1特有の評価条件を以下 に示す。

なお,本評価では,崩壊熱及び当直運転員の人数の観点から厳しい条件 である,原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転 中の使用済燃料プールは,崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プール に比べて小さく事象進展が緩やかになること,また,より多くの当直運転 員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.1.2)

a . 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見

その後は,蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し,使用済 燃料プール水位を維持しつつ,使用済燃料プールの冷却機能の回復に努 める。

b.評価項目等

使用済燃料プール水位は,第4.1-4 図に示すとおり,通常水位から約 0.38m 下まで低下するにとどまり 燃料有効長頂部は冠水維持される。 また,使用済燃料プール水は事象発生約5.1時間で沸騰し,その後100 付近で維持される。

また,第4.1-5 図に示すとおり,使用済燃料プール水位が通常水位か ら約0.38m下の水位になった場合の線量率は 約1.1mSv/hであり,必 要な遮蔽の目安と考える10mSv/hと比べて低いことから,この水位にお いて放射線の遮蔽は維持されている。なお,線量率の評価点は原子炉建 屋原子炉棟6階における制御棒貯蔵ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラック セルに貯蔵されており,必要な燃料間距離をとる等の設計により,水密 度によらず未臨界は維持される。

事象発生8時間後から可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プー ル注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を行うこ とで使用済燃料プール水位は回復し,その後,蒸発量に応じた使用済燃 料プールへの注水を継続し,機能喪失している設備の回復に努める。回 復後は残留熱除去系等による冷却を実施することで安定状態を維持でき る。

以上により,本評価では,「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項 目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について,対策の有効性を確認

水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく,使用 済燃料プールの冷却機能の喪失による異常の認知を起点とするもので あるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は,評価条件の65 に対して最確 条件は約12 ~約40 であり,本評価条件の不確かさとして,最確条 件とした場合,評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温 より低くなることが考えられ,その場合には,更に時間余裕が長くな るが,注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるもので はなく,使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点と するものであるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は,評価条件の通常水位に対し て最確条件は通常水位付近であり,本評価条件の不確かさとして,そ の変動を考慮した場合,通常水位より低くなることも考えられ,その 場合には,時間余裕及び水位低下による異常認知の時間が短くなるが, 注水操作は燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく, 使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点とするもの であるため,運転員等操作時間に与える影響はない。また,初期に地 震誘因のスロッシングが発生していた場合は,最大で0.70m 程度の水 位の低下が発生し,使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持され る最低水位(線量率が10mSv/hとなる通常水位から約0.86m下の水位) に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり,それ以降は 原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し,その場における長時間の 作業は困難となる。ただし,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃 料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水 操作は屋外での操作であるため,現場操作に必要な遮蔽は維持される。

られる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定 した場合は,使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低 水位(線量率が10mSv/hとなる通常水位から約0.86m下の水位) に到 達するまでの時間は事象発生から約6時間後となり,それ以降は原子 炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し,その場における長時間の作業 は困難となる。ただし,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プ ール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 は屋外での操作であるため,現場操作に必要な遮蔽は維持される。ま た,燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から2 日以上あり,事象発生から8時間後までに可搬型代替注水中型ポンプ による代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した注水が可能で あるため,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は,評価条件の通常水位に対して 最確条件は通常水位付近であり,本評価条件の不確かさとして,その 変動を考慮した場合,通常水位より低くなることも考えられ,その場 合には,より時間余裕が短くなるが,仮に初期水位を水位低警報レベ ル(通常水位から約0.14m低下した位置)とした場合であっても,放 射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が10mSv/hとなる通常水位 から約0.86m下の水位)に到達するまでの時間は事象発生から約10 時間,水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から約10 時間,水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2日以上あり,事象発生から8時間後までに可搬型代替注水中型ポン プによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した注水が可能 であるため,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また, 初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は,最大で約 0.70m程度の水位の低下が発生し,使用済燃料プール水位が放射線の

遮蔽が維持される最低水位(線量率が 10mSv / h となる通常水位から約 0.86m 下の水位) に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後と なり,それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し,その場 における長時間の作業は困難となる。ただし,可搬型代替注水中型ポ ンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃 料プールへの注水操作は屋外での操作であるため,現場操作に必要な 遮蔽は維持される。また,燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの 時間は事象発生から2日以上あり,事象発生から8時間後までに可搬 型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を 使用した注水が可能であるため,評価項目となるパラメータに与える 影響は小さい。なお,本スロッシングの評価には余震の影響を考慮し ていないが,余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ,本震 時のスロッシングによってプール水位が約0.70m 低下しているため, プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な 水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は,評価条件のプールゲート閉鎖に 対して最確条件はプールゲート開放であり,本評価条件の不確かさと して,最確条件とした場合,保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり,使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩や かになることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく なる。

b.操作条件

操作条件の不確かさとして,操作に係る不確かさを「認知」,「要員配 置」,「移動」,「操作所要時間」,「他の並列操作有無」及び「操作の確実

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から,評価項目となるパラメ ータに対して,対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認 し,その結果を以下に示す。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注 水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕に ついては,放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が10mSv/hとなる 通常水位から約0.86m下の水位)に到達するまでの時間が事象発生から11 時間以上,燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から2日以上 であり,これに対して,注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間 であることから,時間余裕がある。

(添付資料 4.1.9)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として,運転員等操作時間に与え る影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認 した。この結果,評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等 を考慮した場合においても,評価項目となるパラメータに与える影響は小 さい。この他,評価項目となるパラメータに対して,対策の有効性が確認 できる範囲内において,運転員等操作時間には時間余裕がある。

- 4.1.4 必要な要員及び資源の評価
- (1) 必要な要員の評価

想定事故1の重大事故等対策における必要な災害対策要員(初動)は 「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり17名であり,災害対策要員
が特徴である。想定事故1に対する燃料損傷防止対策としては,可搬型代 替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した 使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故1について有効性評価を実施した。

上記の場合においても,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プー ル注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水により,使 用済燃料プールの水位を回復させ維持することができることから,放射線 の遮蔽が維持され,かつ,燃料損傷することはない。

また,使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており,必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため,未臨界は維持される。

その結果 燃料有効長頂部 つ冠水,放射線の遮蔽が維持される水位の確 保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また,安定 状態を維持することができる。

評価条件の不確かさについて確認した結果,運転員等操作時間に与える 影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また,対策の 有効性が確認できる範囲内において,操作時間余裕について確認した結果, 操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は,災害対策要員にて確保可能である。 また,必要な水源,燃料及び電源については,7日間以上の供給が可能で ある。

以上のことから,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水 系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止 対策は,想定事故1に対して有効である。

第4.1-2表 主要評価条件(想定事故1)

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方			
	使用済燃料プールの保有水量	約1,189m ³	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため,プールゲート閉時の水量を設定			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位 <mark>(燃料有効長頂部から約 7.26m 上)</mark> を設定			
	使用済燃料プールの初期水温	65	通常運転中の最大値として,保安規定の運転上の制限を設定			
	燃料の崩壊熱	約9.1MW 取出時平均燃焼度: 貯蔵燃料:45GWd/t 炉心燃料:33GWd/t	原子炉の停止後最短期間(原子炉停止後9日) ¹ で取り出された全炉心分の燃料と 過去に取り出された燃料を合わせて,使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されて いることを想定し,崩壊熱はORIGEN2を用いて算出			
事故	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能 及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として,残留熱除去系(使用済燃料プ ール水の冷却及び補給),燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定			
条 件	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから,資源の観点で厳しい外部電源な しを設定			
関連する機器条件重大事故等対策に	可搬型代替注水中型ポンプに よる代替燃料プール注水系 (注 水ライン)を使用した使用済燃 料プールへの注水流量	50m³⁄h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流 量として設定			
関連する操作条件重大事故等対策に	可搬型代替注水中型ポンプに よる代替燃料プール注水系 (注水ライン)を使用した使 用済燃料プールへの注水開始	事象発生から8時間後	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した 使用済燃料プールへの注水操作は,可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プー ル注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操 作(ホース敷設,可搬型スプレイノズル設置)の終了後から開始するものとし,可 搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使 用済燃料プールへの注水操作の時間を考慮して設定			
1	1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し,解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約9日を考慮して原子炉停止後9日 を設定。原子炉停止後9日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低					

を設定。原子炉停止後9日とは発電機解列以前からの時間を示している。通常停止操作において原子炉 下させるが,崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

4.1 - 23



 凡 例	
	:操作・確認(運転員)
	:プラント状態(解析)
\diamond	:判断
ii	:解析上考慮しない操作
[]	:重大事故等対応要員(現場)
<u> (1919</u>	: 運転員と重大事故等対応要員 (現場)の共同作業



第4.1-4図 使用済燃料プール水位の変化



第4.1-5図 線量評価点における線量率と水位の関係

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は,そ の状況(必要となる現場及び操作する時間)によって異なる。重大 事故であることを考慮し,例えば原子炉建屋原子炉棟6階において 10mSv / h の場合は,通常水位から約 0.86m 下の位置より高い遮蔽 水位が必要となる。

放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法について は添付資料 4.1.3 に示す。



第2図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第3図に,使用済燃料プールの断面積 及び保有水の容積を第1表に示す。



第1表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積(m ²)	保有水の容積(m ³)
	約 116	約 100
	約 115	約 737
	約 83	約 352
合計		約 1,189

第3図に示す各領域 ~ の保有水の容積は,使用済燃料プール 容積から機器の容積を除くことで算出し,各領域の断面積について は, の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用 し, , の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。 なお,断面積については各領域での平均的な値を示しているが,プ ール内に設置されている機器の多くは , の底部又は壁面下部に あるため,平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。 保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水 位低下速度は速くなることから,保守的な評価となっている。

4. 想定事故1における時間余裕

添付 4.1.2 - 3

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における,崩 壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間,沸騰開始後の水 位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について,以下の式を 用いて算定した。事象を厳しく評価するため,使用済燃料プールの 初期水温は,保安規定の運転上の制限における上限値である65 と する。また,発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するも のとし,使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しな い。

(1) 算定方法,算定条件

a . 冷却機能停止から沸騰までの時間
沸騰までの時間(h)= (100(_)-65(_))×水の比熱(kJ / kg / _) ¹×使用済燃料プールの水量(m³)×水の密度(kg / m³)</sup> ² 燃料の崩壊熱(MW)×10³×3600
b . 沸騰開始からの水位低下時間

1時間当たりの沸騰による蒸発量(m³ / h) = <u>燃料の崩壊熱(MW)×10³×3600</u> 水の密度(kg / m³)²×蒸発潜熱(kJ / kg)³ 水位低下時間h) 通常水位から燃料有效長頂部までの水量h³)×水の密度(kg / m³)²×蒸発潜熱(kJ / kg)³ 燃料の崩壊熱(MW)×10³×3600 C . 沸騰による水位低下平均速度

水位低下速度(m / h) - 通常水位から燃料有効 長頂部までの高低差(m) 通常水位から燃料有効 長頂部まで水位低下にかかる時間(h)

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており,保有水が少 ないため,使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く,使用 済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは,3.のとお り,下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均 値を求め,一律適用する。これは,遮蔽が維持されるまでの水位の 評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて,以下の条件にて算定した。

水の比熱 ¹	使用済燃料プール	水の密度 ²	燃料の崩壊熱
(kJ / kg /)	の水量(m ³)	(kg/m ³)	(₩)
4.185	約 1,189	958	約 9.1

蒸発潜熱 ³ (kJ / kg)	通常水位から燃料有 効長頂部までの水量 (m ³)	通常水位から燃料有 効長頂部までの高低 差(m)	通常水位から約 0.86m下までの水 量(m ³)
2,256.47	837.6	7.26	100

1 65 から 100 までの飽和水の比熱のうち,最小となる 65 の

値を使用(1999年蒸気表より)

- 2 65 から 100 までの飽和水の密度のうち,最小となる 100 の値を使用(1999 年蒸気表より)
- 3 100 の飽和水の比エンタルピと 100 飽和蒸気の比エンタル ピの差より算出(1999 年蒸気表より)

なお, a.~ c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守 的な仮定があるが,総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの 放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ,保守的な評 価になっていると考えられる。

- 【保守的な仮定】
 - ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を 想定している。

・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。 【非保守的な仮定】

・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、

プール全体が 100 に到達した時間を沸騰開始としている。 なお,注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評

添付 4.1.2 - 5

価の仮定による影響は無視できる程度であると考える。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100 到達までの時間(h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m ³ /h)	約 15.1
<u>必要注水流量(</u> m ³ / h) ⁴	約 13.0
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまで の時間 ⁵(h)	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの 時間 ⁵ (h)	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

4 必要注水流量は次の式で求める

必要注水流量=(崩壊熱×3,600)/((h_s - h_f)×_f)

h。: 飽和蒸気の比エンタルピ(kJ/kg) 2,675.57

h_f:注水(35 飽和水)の比エンタルピ(kJ/kg) = 146.64

_f:注水(35 飽和水)の密度(kg/m³)=994

5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合,燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し,約 5.1 時間後に沸騰開始となり, 蒸発により水位低下が始まる。このときの蒸発量は約 15.1m³ / h で ある。

よって,使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最 低水位(通常水位より約 0.86m 下)まで低下する時間は約 11.7 時間 後であり,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン)を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。 <参考 >

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り

出される想定であり、通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合,燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し,約 37.8 時間後に沸騰開始となり,その後使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位 (通常水位より約 0.86m下)まで低下するのは約 66.4 時間後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは,原子炉停止中の使用済燃料プールは,原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱(MW)	約 2.1
使用済燃料プールの初期水温 ゜()	40
使用済燃料プール水温 100 到達までの時間(h)	約 37.8
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量(m ³ /h)	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまで の時間 ⁷ (h)	約 66.4
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの 時間 ⁷ (h)	約 277.8
使用済燃料ブール水位の低下速度 (m / h)	約 0.03

6 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設 定

7 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

2 原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが,線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

計算モデル:直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いてお り,その評価モデルを第1図に示す。また,式 で算出した体積当 燃 たりの線源強度を第1表に示す。なお,評価モデルにおいては 料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが,実際の使用済 燃料では,燃料有効長以外の構造体(上部タイプレート等)におい 燃料有効 ても,放射化等により線源を有している。しかしながら 長以外の構造体の線源強度は,10⁹ cm⁻³・s⁻¹程度と考えられ 3 燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は,使用済燃料プ ールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり, 放射線の遮蔽が維持される水位(通常水位から約 0.86m 下、 におい ては,使用済燃料由来の線量率は小さく(第7図参照),線量率全体 の 0.01% 未満の寄与であるため,評価結果に対する燃料有効長以外 の構造体の影響は十分に無視できる。

³ 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒 中間部と同等の線源強度と仮定(第2表参照)

員による使用済燃料プールへの注水準備操作(可搬型スプレイノ ズルの設置及びホース敷設等)を想定しており,原子炉建屋原子 炉棟 6 階を含め,原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内で ある。そのため,重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり,緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕が ある。

また,作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在 していた場合でも,事象発生後速やかに管理区域外へ退避するた め,原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお,必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv / h は,東海第二発 電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における 線量率の実績値(約3.5mSv / h)より高い線量率である。

必要な遮蔽水位は第 7 図より開始水位から約 0.86m 低下した水 位である。なお,本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮し ていないが,原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグランドの線量 率の実績値は約 0.05mSv / h 未満と小さく,本評価の通常水位時の 線量率を下回っており,バックグラウンドの影響については本評 価の保守性に包絡されている。



	項目	仕様
	燃料種類	9 × 9 燃料(A 型)
	U ^{2 3 5} 濃 縮 度	w t % ¹
	ペレット密度	理論密度の 97%
燃料仕様	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
•	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	mm
作田文峰羽三、五	材料	ボロン添加ステンレス鋼
伊 用 済 燃 科 フ ツ ク 	ボロン濃度	w t % ²
	板厚	mm
	内のり	mm

第1表 未臨界性評価の基本計算条件

1 未臨界性評価用燃料集合体(k = 1.3 未燃焼組成,Gdなし) 2 ボロン濃度の解析使用値は,製造公差下限値とする。



第1図 角管型ラックの計算体系



式の Mv/RT は温度によって定まるため,水面の単位面積から単位時間に蒸 発する水の質量 w と,水蒸気圧勾配 de/dx との関係から,水蒸気の拡散係数が 求められる。この方法により,15 付近の温度で測定した w と de/dx との関係 から,温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数 D は,次の 式で表される。

 $D = 0.241 \left(\frac{273+t}{288}\right)^{1.75} \left(\frac{P_0}{P}\right) \quad [\text{cm}^2 / \text{s}] \quad \cdot \quad \cdot$

ここで, t は温度, P₀は標準気圧(=1,013.25hPa), P は空気の圧力である。

式と 式から,比例定数Kは次の 式で表される。

 $K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5}$ [g/ (cm·s·hPa)]· · ·

温度(t=0~50)と比例定数Kの関係を図1に示す。なお,温度が95, 空気の圧力が1atmの標準状態における比例定数Kは0.218×10⁻⁶g/(cm・s・ hPa)となり,1時間当たりの拡散による自然蒸発量は約6.64kg/m²と評価される。

想定事故1における沸騰開始までの時間は5.1時間であるが,保守的にこの 期間中に95 で自然蒸発を継続したと仮定した場合,その総量は約4.1m³とな る。事象開始時に4.1m³が蒸発したと仮定しても,遮蔽維持水位到達までの時 間は,4.1m³の蒸発を仮定しない場合と同じく約11.7時間であり有意な変化は 生じない。



図1 温度と比例定数の関係図

【1】 「湿度と蒸発 - 基礎から計測技術まで - 」(コロナ社)

添付 4.1.7 - 2

用済燃料の崩壊熱によりSFP水位が燃料有効長頂部まで低下するま での時間余裕を評価した。

- なお,原子炉が未開放の状態であった場合,漏えいした燃料プールの 保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むこ とで原子炉ウェルの水位を上昇させ,原子炉ウェル側とSFP側の水 位が均一になった際にSFPからの保有水の漏えいが停止することも 考えられるが,本評価においてはその効果に期待しないものとした。
- ・SFP内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故1及び想定事故2と同様、約9.1MWとした。
- ・サイフォン等による漏えいはサイフォンブレーク用配管や現場の隔離 操作により停止されるものとした。

S F P 保有水量(流出前)	約 1,189m ³
原子炉ウェル等への流出量	約 813m ³
プール保有水量(流出後)	約 376m ³
プール水位低下量(通常運転水位からの低下)	約 7.0m

評価結果

事象発生からSFP保有水の沸騰開始までの時間余裕は約1.6時間で あった。また,沸騰によりSFP水位が低下し,SFP水位が燃料有効 長頂部まで低下するまでの時間余裕は約3.2時間であった。

SFP水位の低下により原子炉建屋原子炉棟6階の線量率は上昇する ため,原子炉建屋原子炉棟6階での作業は困難となるが,事象開始から 燃料有効長頂部までSFP水位が低下する時間余裕は約3.2時間あるた め,原子炉建屋原子炉棟6階での作業が不要である注水手段(代替燃料 プール注水系(注水ライン))によりSFPにおける燃料損傷を防止する ことができる。

添付 4.1.8 - 4

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後, SFP水が沸騰するまでの時間	約 1.6 時間	
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が 低下するまでの時間	約 3.2 時間	



まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があ るものであり,かつ万一SFPゲート部からリークがあった場合でも, SFP水位が約7.0m低下するが,燃料が露出することはなく,SFP水 位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間後までに原子炉建屋 原子炉棟6階での作業が不要である注水手段(代替燃料プール注水系(注 水ライン))により注水を開始することでSFP内燃料の損傷を防止する ことが可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故1)

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/3)

	項目	評価条件(初 機器条件) 評価条件	期 ,事故及び の不確かさ 最確条件	評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
1	初 使 用 ゴ ー 別 期 水 件 位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	評価条件では通常水位を設定して いるため,通常水位より低い水位の 変動を考慮した場合,それにより時 間余裕及じ水位低下による異常の 認知の時間が短くなることが考え られるが,本事象における注水操作 は,使用済燃料プール水の初期水位 に応じた対応をとるものではなく, 使用済燃料プールの冷却機能喪失 による異常の認知を起点として操 作を開始が遅くなることはなく,運転 員等操作時間に与える影響はない。 また,初期に地震誘因のスロッシン グが発生していた場合は,最大で約 0.70m 程度の水位の低下が発生し, この場合,事象発生から約5時間以 降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量 率が上昇し,その場における長時間 の作業は困難となる。ただし,可搬 型代替注水中型ポンプによる代替 燃料プール注水系(注水ライン)を 使用した注水操作は屋外での操作 であるため,現場操作に必要な遮蔽 は維持される。このため,運転員等 操作時間に与える影響はない。	評価条件では通常水位を設定しているため,その変動を考慮した場合,通 常水位よりも低くなることが考えられ,それにより時間余裕が短くなるこ とが考えられるが,仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約 0.14m低下した位置)とした場合であっても放射線の遮蔽が維持される星低 水位に到達するまでの時間は事象発生から約11時間,水位が燃料有効長頂 部長で低下するまでの時間は事象発生から2日以上あり,事家発生から8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注 水ライン)を使用した注水が可能であるため,評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。 また,初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は,最大で約 0.70m程度の水位の低下が発生し,使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が 維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後とな り,それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し,その場におけ る長時間の作業は困難となる。ただし,可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注 水操作は屋外での操作であるため,現場操作に必要な遮蔽は維持される。 なお,本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが,余震は 本震よりも小さな地震動となると考えられ,本震時のスロッシングによっ てプール水位が約0.70m低下しているため,プール水温度の上昇による水 位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

添付資料 4.1.9

第2表 運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(1/2)

		評価条	件(操作条件)			評価項目とな		
	項目	評価上の 操作開始 時間	評価条件設定 の考え方	操作の不確かさ要因 連転員等操作時間に 与える影響		る パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可替型に替-系イ用用プの作搬注ポよ燃ル(ンし済-注型水ンる料注注)た燃ル水代中プ代プ水ラ使使料へ操	事か間発ら後	可水に料系ン使ーの型型るー搬ノし料レ作設レ置らの代ポ代ルラし料注間設搬中よプ()を用ル操代ポ代ル型ズたプイ(「イ)の開と替ン替注イたプ水を定型型るー注使済へ作替ン替注スル使ーのホ搬ノ終始し注プ燃水ン使ー操考代ポ代ル水用燃のは注プ燃水プを用ル準ー型ズ了す「河水に料((を用ル作慮替ン替注ラし料注「可水に料(レ使済ス備ススル後る搬中よプ注使済へのし注プ燃水イたプ水搬大よプ可イ用燃プ操敷プ設かも型型る-水用燃の時て	【認知】 可搬型代替注水中型ボンプによる代替燃料プール注水系(注水ラ イン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発 生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの冷 却機能の喪失による異常を認知できる時間は十分にあり,認知遅 れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は,注水操作の実施期間中に 他の操作を担っていないことから,操作開始時間に与える影響は ない。 【移動】 可搬型代替注水中型ボンプによる代替燃料プール注水系(注水ラ イン)で使用する可搬型代替注水中型ボンプ等は車両であり,自 走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外 部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、 ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制 としている。 【操作所要時間】 要員の移動時間に20分,可搬型代替注水中型ボンプ準備,西側淡 水貯設備からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め150分 を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定してい るが,使用済燃料ブールの冷却機能の喪失による異常を認知した 時点での準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間 間は早くなる場合が考えられる。 【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水 系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレ イの準備操作(ホース敷設,可搬型スプレイノズル設置)の終了 後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応 要員に他の並列操作はなく,操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は,操作の信頼性向上や要員の安 全のため2人1組で実施することとしており,誤操作は起こりに くく,誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低 い。	評問後る型プープしル作型置す型プープしル作搬ンプイ済水考使のくれプ早価後る型プープしル作型置す型プープしル作搬ンプイ済水考使のくれプレムス小プーレをプーンと燃操感用注なるたいレレをスホノ用レスイイで水グのも替よ注イ使プーンと燃け、「たくない、「ない」とない、「たい」とない、「たい」とない、「たい」とない、「たい」とない、「たい」とない、「たい」と、「たい」と、「たい」と、「たい」、「たい」、「たい」、「たい」、「たい」、「たい」、「たい」、「たい」	評開し作早がこ用ルが評るにはる。価始,開く考の済水早価パ対大し時実始なえ場燃位く項ラすきの間際時るら合料のな目メるき操にの間場れ,プ回りと一余く作対操が合,使一復,な夕裕な	当時ののような、 当時ののでは、 当時ののでは、 当時ののです。 「 には、 一 には、 一 には、 一 に、 一 の た の た の た の た の た の た の た の た の た の	可水準設含をしの2り注プ敷も績分る図転可と搬中備等め17て移っ,水準設含等。範し操能を型型,は所分い動以搬中,は夢めで想囲て作で確代ポー移要と。時内型型ホ,訓約し内いがあし替ンス動時想要間で代ポー移練 1 てでる実るた。注プ敷も間定員はあ替ンス動実54い意運施こ。

ール水の漏えいが発生するが,サイフォンプレーク用配管により使用済燃 料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され,使用済燃料プール 水位の低下は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下) で停止する。その後,崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇,沸騰及 び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。可搬型代替注水中型ポ ンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を用いた使用済燃料プー ルへの注水により,使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最 低水位(線量率が10mSv/hとなる通常水位から約0.86m下の水位)を確保 できることを評価する。なお,放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プー ル水位を確保できることで、燃料有効長頂部の冠水は維持される。また, 未臨界が維持されることについては,使用済燃料プール水の水密度によら ず未臨界が維持できることを評価する。

また,評価条件の不確かさの影響評価の範囲として,想定事故2におけ る運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1, 4.2.2)

(2) 有効性評価の条件

想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2-2表に 示す。また,主要な評価条件について,想定事故2特有の評価条件を以下 に示す。

なお,本評価では,崩壊熱及び当直運転員の人数の観点から厳しい条件 である,原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転 中の使用済燃料プールは,崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プール に比べて小さく事象進展が緩やかになること,また,より多くの当直運転 その後は,蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し,使用済 燃料プール水位を維持しつつ,使用済燃料プールの冷却機能の回復に努 める。

b.評価項目等

使用済燃料プール水位の時間変化は第4.2-4 図に示すとおり,通常水 位から約0.62m下まで低下するにとどまり,燃料有効長頂部は冠水維持 される。また,使用済燃料プール水温は事象発生後約5.0時間で沸騰し, その後100 付近で維持される。

また,第4.2-5 図に示すとおり,使用済燃料プール水位が通常水位か ら約0.62m下の水位になった場合の線量率は,約3.1mSv/hであり,必 要な遮蔽の目安と考える10mSv/hと比べて低い値であることから,この 水位において放射線の遮蔽は維持される。なお,線量率の評価点は原子 炉建屋原子炉棟6階における制御棒貯蔵ハンガ真上の床面高さとしてい る。

使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラック セルに貯蔵されており,必要な燃料間距離をとる等の設計により,水密 度によらず未臨界は維持される。

事象発生8時間後から可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プー ル注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を行うこ とで使用済燃料プール水位は回復し,その後,蒸発量に応じた使用済燃 料プールへの注水を継続し,機能喪失している設備の回復に努める。回 復後は補給水系によりスキマサージタンクへの注水を実施し,漏えい箇 所を隔離した状態で残留熱除去系等により冷却を実施することで安定状 態を維持できる。

初期条件の使用済燃料プール水温は,評価条件の65 に対して最確 条件は約12 ~約40 であり,本評価条件の不確かさとして,最確条 件とした場合,評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より 低くなるため,沸騰開始時間が遅くなり,水位低下は緩和されること から,評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお, 自然蒸発,使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により, 評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下 が始まることも考えられる。しかし,自然蒸発による影響は沸騰によ る水位低下と比べてわずかであり、気化熱により使用済燃料プール水 は冷却される。また,使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始 後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考え られる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定 した場合は、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低 水位(線量率が10mSv/hとなる通常水位から約0.86m下の水位)に到 達するまでの時間は事象発生から約4時間後となり、それ以降は原子 炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し,その場における長時間の作業 は困難となる。ただし,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プ ール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。ま た | 燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から8時間後までに可搬型代替注水中型ポンプ による代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した注水が可能で あるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は,評価条件の通常水位に対して 最確条件では通常水位付近であり,本評価条件の不確かさとして,そ の変動を考慮した場合、通常水位よりも低くなることも考えられるが、 仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.14m低下した位) 置)とした場合であっても,漏えいによる水位低下は,サイフォンブ レーク用配管により燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から 約0.23m下)で停止することから,評価項目となるパラメータに与え る影響はない。また、初期に地震誘因のスロッシングが発生していた 場合は,最大で約 0.70m の水位の低下が発生し,使用済燃料プール水 位が放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が10mSv/hとなる通 常水位から約 0.86m 下の水位) に到達するまでの時間は事象発生から 約5時間後となり,それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上 昇し,その場における長時間の作業は困難となる。ただし,可搬型代 替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用 した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場 操作に必要な遮蔽は維持される。また 燃料有効長頂部まで水位が低 下するまでの時間は事象発生から2日以上あり,事象発生から8時間 後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注 水ライン)を使用した注水が可能であるため,評価項目となるパラメ ータに与える影響は小さい。なお,本スロッシングの評価には余震の 影響を考慮していないが,余震は本震よりも小さな地震動となると考 えられ,本震時のスロッシングによってプール水位が約0.70m低下し ているため、プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震 による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は,評価条件のプールゲート閉鎖に 対して最確条件はプールゲート開放であり,本評価条件の不確かさと して,最確条件とした場合,保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 ズル設置)の終了後から開始するものであり,可搬型代替注水大型ポ ンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用し た使用済燃料プールスプレイの準備操作の所要時間,及び可搬型代替 注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用し た使用済燃料プールへの注水操作の所要時間を考慮すると,実際には 使用済燃料プールへの注水開始時間は早くなることが考えられるため, 使用済燃料プール水位の回復は早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン)を使用した注水操作は,運転員等操作時間に与える影響として,評価上の操作開始時間に対して,実際の操作開始時間が早 くなる場合が考えられ,この場合使用済燃料プール水位の回復が早く なり,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.2.4)

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から,評価項目となるパラメ ータに対して,対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認 し,その結果を以下に示す。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注 水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕に ついては,放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が10mSv/hとなる 通常水位から約0.86m下の水位)に到達するまでの時間が事象発生から9 時間以上,燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から2日以上 であり,これに対して,注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間 であることから,時間余裕がある。 ての電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 394kW であるが,常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台) の連続定格容量は2,208kW であることから,必要負荷に対しての電源供 給が可能である。

(添付資料 4.2.8)

4.2.5 結 論

想定事故2では,燃料プール冷却浄化系配管の破断により漏えいが発生し た際に真空破壊弁の機能が十分に働かず,サイフォン現象等による使用済燃 料プール水の小規模な喪失が発生し,かつ,使用済燃料プールへの水の補給 にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで,やがて燃料集合体が 露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止 対策としては,サイフォンブレーク用配管による漏えい防止手段及び可搬型 代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した 使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故2について有効性評価を実施した。

上記の場合においても,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール 注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水により,使用済 燃料プール水位を回復し維持することができることから,放射線の遮蔽が維 持され,かつ,燃料損傷することはない。

また,使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており,必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の 状態によらず臨界未満となるため,未臨界は維持される。

その結果 燃料有効長頂部 の 冠水,放射線の遮蔽が維持される水位の確保

初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約1,189m ³	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため、プールゲート閉鎖時の水量を設定			
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位 燃料有効長頂部から約 7.26m 上)を設定			
	使用済燃料プールの初期水温	65	通常運転中の最大値として,保安規定の運転上の制限値を設定			
	燃料の崩壊熱	約9.1MW 取出時平均燃焼度: 貯蔵燃料:45GWd/t 炉心燃料:33GWd/t	原子炉の停止後最短期間(原子炉停止後 9 日) ¹ で取り出された全炉心分の燃料 と過去に取り出された燃料を合わせて,使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵さ れていることを想定し,崩壊熱はORIGEN2を用いて算出			
事故条	漏えいによる使用済燃料プ ール水位の低下	事象発生と同時に通常水位 から約0.23m下まで低下	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えい として,燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定するとともに,破断を想定して いる燃料プール冷却浄化系配管に設置されている2個の真空破壊弁については, 閉固着を仮定する。 サイフォンブレーク用配管により,サイフォン現象による流出が停止されるため, 使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m 下)までの低下にとどまり,保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。			
件	安全機能の喪失 に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能 及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として,残留熱除去系,燃料プール 冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定			
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが,資源の観点で厳しい外部電源なしを 設定			
機器条件 電大事故等対	可搬型代替注水中型ポンプ による代替燃料プール注水 系(注水ライン)を使用した 使用済燃料プールへの注水 流量	50m ³ / h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な 流量として設定			
策に 環た 事故 等対 る対	可搬型代替注水中型ポンプ による代替燃料プール注水 系(注水ライン)の使用済燃 料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用し た使用済燃料プールへの注水操作は,可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料 プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレイの 準備操作の終了後から開始するものとし,可搬型代替注水中型ポンプによる代替 燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作の時 間を考慮して設定			
1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し,解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約9日を考慮して原子炉停止後9日 を設定。原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが,崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。						

第4.2-2表 主要評価条件(想定事故2)



凡例	
	:操作・確認(運転員)
	:プラント状態(解析)
<>	:判断
ii	:解析上考慮しない操作
[]	:重大事故等対応要員(現場)
	:運転員と重大事故等対応要員 (現場)の共同作業



事故後の時間(h)

第4.2-4図 使用済燃料プール水位の変化



第4.2-5図 線量評価点における線量率と水位の関係



配管破断により保有水が漏えいし,燃料プール水戻り配管水平部 下端(通常水位から約 0.23m 下)まで水位が低下した場合,崩壊熱 除去機能喪失に伴い,事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始によ り水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位(通常水位より約0.86m下) まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり,可搬型代替注 水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)による注 水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果	
使用済燃料プール水温 100 到達までの時間(h)	約 5.0	
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量(m ³ /h)	約 15.1	
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間 (h)	約 9.8	
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 (h)	約 58.7	
使用済燃料プール水位の低下速度(m/h)	約 0.13	

事象発生から沸騰開始までの時間を含む

この対策として,常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッダ),可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注 水系(常設スプレイヘッダ),可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プー ル注水系(可搬型スプレイノズル)によるSFPへのスプレイ及び放水設備 によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び 環境への放射性物質放出の低減を行う。

4. 結論

SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある ~ の事象につい て検討した。

使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は , , であり,基準地震動S_sの地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは , である。

の「サイフォン現象による漏えい」は,真空破壊弁が機能しないことを 想定すると,SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから, 漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり,また, 注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから,有効性 評価において選定している。 ク用配管から空気を吸込み,配管頂部に空気が溜まり始め,配管下 端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。

以上により,使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平 部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまる。

(3) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第3図に示す。第3図よ

り,使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した
場合においても,原子炉建屋原子炉棟 6 階の雰囲気線量率は約

1.0mSv / h 以下となることから,使用済燃料プールはサイフォン現 象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水 位を確保することが可能である。



第3図 使用済燃料プール水位と線量率

- 3. サイフォンブレーク用配管の健全性について
- (1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震 S クラスで設計されており,その配管にサイフォンブレーク用配管を接続するため,耐震性については問題ない。

評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/4)

項目		評価条件(初期,事故及び 機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響		
		評価条件	最確条件					
初期条件	使 用 済 畑 ア 切 期 水 位	通常水位	通常水位 付近	通常水位を設定	評価条件では通常水位を設定して いるため、その変動を考慮した場 合、通常水位よりも低くなることが 考えられるが、注水操作は、燃料プ ール水の初期水位に応じた対応を とるものではなく、水位低下による 異常の認知を起点とするものであ るため、運転員等操作時間に与える 影響はない。 また、初期に地震誘因のスロッシン グが発生していた場合は、最大で 0.70m 程度の水位の低下が約5時間。 いで離社の気になりた約5時間の に満たり、その場における長時間 の作業は困難となる。ただし、可搬 型代替注水中型ボンプによる代替 燃料プール注水系(注水ライン)を 使用した注水操作は屋外での操作 であるため、現場操作に必要な遮蔽 は維持される。このため、運転員等 操作時間に与える影響はない。	評価条件では通常水位を設定しているため,その変動を考慮した場合,通 常水位よりも低くなることが考えられるが,仮に初期水位を水位低警報レ ベル(通常水位から約0.14m低下した位置)とした場合であっても,サイ フォン現象により瞬時に燃料ブール水戻り配管水平部下端(通常水位から 約0.23m下)まで低下することを評価上想定しているため,評価項目とな るパラメータに与える影響はない。 また初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は最大で約0.70 m程度の水位の低下が発生し使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持 される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり, それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が上昇し,その場における長 時間の作業は困難となる。ただし,可搬型代替注水中型ポンプによる代替 燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操 作は屋外での操作であるため,現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお, 本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが,余震は本震よ りも小さな地震動となると考えられ,本震時のスロッシングによってブー ル水位が約0.70m低下しているため,使用済燃料プール水温度の上昇によ る使用済燃料プール水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下は ないと考えられる。		

第2表 運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(1/2)

項目		評価条件(操作条件)				評価項目と なる		
		評価上の 操作開始 時間	評価条件設定 の考え方	操作の不確かさ要因	連転員等操作時間に 与える影響	パラメータ に 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可替型に替-系イ用用プの作搬注ポよ燃ル(ンし済-注型水ンる料注水をた燃ル水代中プ代プ水ラ使使料へ操	事か後 象 8 時 後	可水に料系ン使ー操代ポ代ル型ズたプイ(可イの開と替ン替注イたプ水を定搬中よプ()用ル作替ン替注スル使ーのホ搬ノ終始し注プ燃水ン使ー操考型型るー注使済へは注プ燃水プを用ル準ー型ズ了す可水に料系()を用ル作慮代ポ代ル水用燃の可水に料系(レ使済ス備衷スに後る搬中よプ注使済へのし替ン替注ラし料注搬大よプ可イ用燃プ操設プ置かも型型るー水用燃の時て注プ燃水イたプ水型型るー搬ノし料レ作,レ)らの代ポ代ルラし料注間設	【認知】 可搬型代替注水中型ボンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から 8 時 間後としているが,それまでに使用済燃料ブールの水位低下に伴う異 常を認知できる時間は十分にあり,認知遅れにより操作開始時間に与 える影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は,注水操作の実施期間中に他の 操作を担っていないことから,操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 可搬型代替注水中型ボンブによる代替燃料ブール注水系(注水ライン) で使用する可搬型代替注水中型ボンブ等は車両であり,自走にて作業 現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事 象の場合に,アクセスルートに被害があっても,ブルドーザー等にて 必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。 【操作所野間】 要員の移動時間に20分,可搬型代替注水中型ボンブ準備,西側淡水貯 設備からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め150分を想定している。 評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが,使用済 燃料プールの水位低下による異常を認知し補給水系及び残留熱除去系 による使用済燃料プールへの注水機能喪失を確認した時点での準備が 可能である。なお,その場合,実際の操作開始時間は早くなる場合が 考えられる。 【他の並列操作の有無】 本操作は,可搬型代替注水大型ボンブによる代替燃料ブール注水系(可 搬型スブレイノズル)を使用した使用済燃料ブールスプレイの準備操 作(ホース敷設,可搬型スプレイノズル設置)の終了後から開始する ものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作は なく,操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は,操作の信頼性向上や要員の安全の ためえん」和で実施することとしており,誤操作は起こりにくく,誤 操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	評間後が型プース使プ備可ルらり大替(ズ用レ要代にルン済水考はへ早ら燃復価をと,代にルプ用ー操搬設開,型燃可ル済イ時替よ注)燃操慮す用注マーン、「「「「「」」」、「「」」、「」」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、」、「」、」、「」、」、「」、」、「」、」、「」、」、、、、、、	評作にの時な考の済ル復りとメす大価開対操間るえ場燃水が ,,なーるき上始し作が場ら合料位早価る夕余くの時実開早合 , 使プのく項パに裕る操間際始くがこ用ー回な目ラ対は。	当対余線維最到で事ら間長水す時発以れ事し開で時た裕該す裕の持低達の象約、頂位る間生上に故て始の間めが操るは遮さ水す時発 9. 料部がまがらり対を注す間で時る作時放蔽れ位る間生 8. 有ま低で事2,し認水るはあ間。に間射がるにまがか時効で下の象日こて知をま 8.る余	可水準設含をしの2り注プ敷も績分る図転可と搬中備等め17て移、,水準設含等。範し操能を型型,は所分る動以搬中備等めで想囲て作で確代ポー移要と。時内型型ホ,訓約し内いがあし替ンス動時想要間で代ポー移練11てでる実るた。注プ敷も間定員はあ替ンス動実54い意運施こ。

止1日後~2日後であるが,崩壊熱が高く,遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい,原子炉停止1日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約18.8MWである。

なお,このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材(32)の注水量は約27m³/hである。

(添付資料 5.1.4, 5.1.5)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

評価対象とした POS-Aにおける原子炉水位は,通常運転水位(燃料有効長頂部から約5.1m上)から原子炉ウェル満水(燃料有効長頂部から約16.7m上)までの範囲であるが,遮蔽維持水位到達までの時間 余裕の観点で厳しい,通常運転水位を評価条件とする。また,原子炉 初期水温は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計温度である 52 を評価条件とする。

(d) 原子炉初期圧力

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉の圧力は大気圧であるた め原子炉の初期圧力は大気圧とする。また,解析上,原子炉の水位低 下量を厳しく見積もるために,逃がし安全弁(自動減圧機能)の開操 作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

実操作では待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の起動準備が完了した 時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原 子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため,原子炉圧力が 大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

(e) 残留熱除去系の初期運転状態
残留熱除去系の初期運転状態は,以下の状態とする。
・残留熱除去系(A):原子炉停止時冷却系の状態で運転中

5.1 - 6
除去系(原子炉停止時冷却系)の停止の認知及び操作の時間を元に, 更に時間余裕を考慮して,事象発生から2時間後に実施するものとする。

- (c) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転は,原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して,事象発生から4時間40分後に実施する。
- (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.1-4 図に 原子炉水位 と線量率の関係を第5.1-5 図に示す。

a . 事象進展

事象発生後,残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障に伴い崩壊 熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し,約1.1時間後に 沸騰,蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。1時間毎の中央 制御室の巡視により,崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し,事 象発生から2時間後に,待機中の残留熱除去系(低圧注水系)を起動し, 原子炉注水を行う。

事象発生から4時間40分後,残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)への切替操作を実施し,崩壊熱除去機能を回復することによって,原子炉水温は低下する。

b.評価項目等

原子炉水位は,第5.1-4図に示すとおり,燃料有効長頂部の約4.2m 上まで低下するに留まり,燃料の冠水は維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり,第5.1-5図に示すとおり,必要な遮 蔽が維持できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される 水位)である燃料有効長頂部の約1.7m上まで低下することはないため, 放射線の遮蔽は維持される。なお,線量率の評価点は燃料取替機床上と している。また,全制御棒全挿入状態が維持されるため,未臨界は確保 されている。

原子炉水位回復後,残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による除熱 を継続することで,長期的に安定状態を維持できる。

以上により,本評価では,「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項 目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について,対策の有効性を確認 した。

本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は,原 子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/hと設定した。原子炉建屋 原子炉棟6階での操作は,使用済燃料プールの同時被災時における重大事 故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作(可搬型スプレ イノズルの設置及びホース敷設等)を想定しており,原子炉建屋原子炉棟 6階を含め,原子炉建屋内に滞在する時間は2.2時間以内である。そのた め,重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSvであり,緊急作業時 における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

また,作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも,事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため,原子炉建屋原子 炉棟6階での被ばく量は限定的である。

(添付資料 5.1.6, 5.1.7)

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲としては,運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価す

5.1 - 10

である。本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり,原子炉水 位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があ るものの,原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるもの ではなく,崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため, 運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は,評価条件の通常運転水位(燃料有効 長頂部から約5.1m上)に対して最確条件は通常運転水位に対してゆら ぎ(通常運転水位±10cm程度)がある。本評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水位より低 くなる場合があり,燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くな る場合があるものの,原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応 をとるものではなく,崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするもので あるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は,評価条件の大気圧に対して最確条件 も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合, 評価条件と同様であるため,事象進展に与える影響はなく,運転員等 操作時間に与える影響はない。仮に,原子炉圧力が大気圧より高い場 合は,沸騰開始時間が遅くなり,水位低下速度は緩やかになるが,原 子炉への注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく, 崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため,運転員等操 作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は,評価条件の原子炉圧力容器未 開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり,本評価条件 の不確かさとして,最確条件とした場合,原子炉圧力容器未開放の場

5.1 - 12

合は評価条件と同様であるため,事象進展に与える影響はなく,運転 員等操作時間に与える影響はない。また,原子炉圧力容器開放の場合 は原子炉減圧操作が不要となるが,事象進展に与える影響は小さく, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約18.8000 に対して最確条件 は約18.8000 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とし た場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、 原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評 価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉停 止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露 出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉水温が100 かつ原子炉停 止から12時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる 水位(必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持できる水位)である燃 料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.9時間、 燃料有効長頂部までの時間は約4.3時間であり、必要な放射線の遮蔽 は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保され

初期条件の原子炉初期水温は,評価条件の52 に対して最確条件は 約47 ~約58 である。本評価条件の不確かさとして,最確条件とし た場合は,評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合 があり,原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は 短くなる。原子炉水温が100 かつ原子炉停止から12時間後の燃料の 崩壊熱の場合でも,必要な遮蔽が維持できる水位(必要な遮蔽の目安

5.1 - 13

とした 10mSv / h が維持できる水位) である燃料有効長頂部の 約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は 約 2.9 時間 燃料有効長頂部ま での時間余裕に約 4.3 時間 であり,必要な放射線の遮蔽は維持され, 原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は,評価条件の通常運転水位(燃料有効 長頂部から約5.1m上) こ対して最確条件は通常運転水位に対してゆら ぎ(通常運転水位±10cm程度)がある。本評価条件の不確かさとして 最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水位より低 くなる場合があるものの,原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は, 事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから,評価項目とな るパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は,評価条件の大気圧に対して最確条件 も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合, 評価条件と同様であることから,事象進展に与える影響はなく,評価 項目となるパラメータに与える影響はない。仮に,原子炉圧力が大気 圧より高い場合は,沸騰開始時間が遅くなり,原子炉水位の低下速度 は緩やかになることから,評価項目となるパラメータの判断基準に対 する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は,評価条件の原子炉圧力容器未 開放に対して最確条件は事故事象毎であり,本評価条件の不確かさと して最確条件とした場合,原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と 同様であるため,事象進展に与える影響はなく,評価項目となるパラ メータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減 圧操作が不要となるが,事象進展に与える影響は小さく,評価項目と (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水 操作は,運転員等操作時間に与える影響として,注水開始が早くなる 場合は原子炉水位の低下が抑制され,評価項目となるパラメータの判 断基準に対する余裕が大きくなる。なお,運転中の残留熱除去系(原 子炉停止時冷却系)が故障した場合は,警報により事象発生を認知可 能であり,待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やか に起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため,評価 項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが,本評 価ではこれに期待しないこととする。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響を把握する観点から,評価項目となるパラメータに 対して,対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し,そ の結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作 については,通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達 するまでの時間に約4.5時間,燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下する までの時間に約6.3時間であり,これに対して,事故を認知して注水を開 始するまでの時間は2時間であることから,準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として,運転員等操作時間に与え

第5.1-2表 主要評価条件(崩壊熱除去機能喪失)(1/2)

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方		
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定		
	崩壊熱	約18.8MW ANSI / ANS-5.1-1979 (9×9燃料(A型),燃焼度 33GWd/t,原子炉停止1日後)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため,崩 壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として,1サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼 度を設定		
期条	原子炉初期水位	通常運転水位(燃料有効長頂 部から約5.1m上)	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい,通常運転水位を設定		
1+	原子炉初期水温	52	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値を設定		
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定		
	サプレッション・プール水 温	32	保安規定の運転上の制限における上限値を設定		
事	起因事象 残留熱除去系機能喪失		運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障を想定		
²² 条件	安全機能の喪失 に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障による崩壊熱除去 機能の喪失を想定		

原子炉停止から1日(24時間)後とは,発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが,崩壊熱評価は原 子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



第5.1-2図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)が故障した場合は,警報等により速やかに事象発生を 認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による 認知には期待せず,1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)が停止

することを想定した場合、原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去 系(原子炉停止時冷却系)を起動するためには,格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため, 運転員は事象後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため,本評価 においては,運転員による対応操作を厳しく評価する観点から,事象発生1時間後(1時間毎の中央制) 御室の巡視により事象を認知する時刻)までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降 は,外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが,資源の評価の観点から厳しくなる,外部電源

3 現場作業員は,当直発電長のページングによる退避指示を確認後,退避する。なお,全ての現場作業

もるために,原子炉水温が100 に到達した時点で,逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作によ

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注 水,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)及び可搬型代 替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水も実施

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使 用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備 となる,代替循環冷却系,可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型),消火系(ディーゼル駆動ポンプ)及び補給水系による原子炉注水も

緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使 用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備 となる,代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱,及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能であ





運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における

基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により,基準水位到 達までの時間余裕と必要な注水量について,以下の式を用いて計算を行った。な お,事象を厳しく評価するため,発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸 発に寄与するものとし,原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

- (1) 100 に至るまでの時間
 - 100 に至るまでの時間は次の式で求める。

 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \frac{52}{(Q \times 3,600)} = 約1.1h$

- t₁ :100 に至るまでの時間(h)
- h₁₀₀:100 の飽和水の比エンタルピ(kJ/kg)=419.10
- h₅₂ :52 の飽和水の比エンタルピ(kJ/kg) = 217.70
- V 。 :通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) # 381
 - ₅₂ :52 の水密度(kg/m³)=987
- Q :崩壊熱(MW) = 18.8
- (2) 基準水位(燃料有効長頂部)又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に 至るまでの時間 崩壊熱(蒸発)によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める。
 t = t₁ + t₂ = 約 6.3h
 t₂ = (h_s - h₁₀₀) × V_u × ₅₂ / (Q × 3,600) = 約 5.2h

t :基準水位に至るまでの時間(h)

t₂:100 到達から基準水位に至るまでの時間(h)

h_s: 飽和蒸気の比エンタルピ(kJ/kg) = 2,675.57

V u:基準水位までの水の体積(m³) = 157

崩壊熱(蒸発)によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 は次の式で求める。

t = t₁ + t₃ = 約 4.5h
t₃ = (h_s - h₁₀₀) × V_u × ₅₂ / (Q × 3,600) 約 3.4h
t : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間(h)
t₃: 100 到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間(h)
V_u: 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積(m³) = 105

(3) 崩壊熱による蒸発量

崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。

V_h = (Q×3,600) / ((h_s - h₁₀₀) × ₁₀₀) ⁼約32m/h³ V_h :蒸発量(m³/h)

100 :100 の水密度(kg/m³)=958

(4) 必要な注水量

崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

 $f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times f)$

f :必要な注水量(m³/h)

_f:注水(飽和水)の密度(kg/m³)

h_f:注水(飽和水)の比エンタルピ(kJ/kg)

水源がサプレッション・プール(水温:32)の場合及び代替淡水貯槽(水 温35)の飽和水の密度,飽和水の比エンタルピ及び必要注水量の評価結果 は次のとおりである。

水源	サプレッション・	代替淡水
パラメータ	プール	貯槽
飽和水の密度(_f)(kg/m³)	995	994
飽和水の比エンタルピ(h _f)(kJ / kg)	134.11	146.64
必要注水流量(f)(m³ / h)	約 26.7	約 26.9

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における

崩壊熱の設定の考え方

本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のう ち,「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故 シーケンスに対する有効性評価では,原子炉停止から1日後の崩壊 熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評 価している。

一般に,定期検査期間が数十日であることを考慮すると,原子炉 停止から1日(24時間)後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であ ると考えられるが,仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での 崩壊熱を用いれば,より厳しい評価条件となる。

原子炉停止から1日(24時間)後とは,発電機解列からの時間を示して いる。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々 に低下させるが,崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を 低下させる保守的な計算条件となっている。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時の期間を復水器真空破壊からとすると,通常,復 水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における発電 機解列から12時間以上経過している。仮に,原子炉水温が100 かつ 原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合,燃料有効 長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕に約4.3時間とな り,POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが,「崩壊熱除

添付 5.1.5-1

去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後,「全 交流動力電源喪失」における原子炉注水開始は事象発生から25分後 であるため,燃料有効長頂部の冠水は維持される。

また,遮蔽維持水位到達までの時間余裕は,約2.9時間となり,P OS-Aに比べて時間余裕が約1.6時間短くなるものの,放射線の遮 蔽に必要な水位は維持される。

(添付資料5.1.7)

このように,より厳しい崩壊熱を設定した場合においても,燃料 有効長頂部の冠水は維持され,放射線の遮蔽に必要な水位は維持さ れることを確認した。 Rコード(Ver1.04)を用いて計算し,評価に用いた条件は以下に示す ものを用いた。

評価点は燃料取替機床上とした。

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため,線源に近い燃料 取替機床上を代表としている。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料,上部格子坂,シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

線源形状:燃料集合体の全てに燃料がある状態

燃料有効長:3.7m

ガンマ線エネルギ:計算に使用するガンマ線は,エネルギ 5 群とする。

線源材質:燃料及び水(密度_____g/cm³)

線源強度:文献値 ¹に記載のエネルギー当たりの線源強度を 基に,9×9燃料(A型)の体積当たりの線源強度を式 で算 出した。

線源強度 $(\gamma/s/cm')=\frac{$ 文献に記載の線源強度 $(MeV/(W \cdot s))$ ×燃料集合体当たりの熱出力 (W/ϕ) 各群のエネルギ(MeV)×燃料集合体体積 (cm'/ϕ)

このときの線源条件は以下となる。なお,使用している文献 値は,燃料照射期間10⁶時間(約114年)と,東海第二発電所 の実績を包絡した条件で評価されており,東海第二発電所に 関する本評価においても適用可能である。



(寸法は公称値を示す)

単位:m ×:評価点(燃料取替機床上)

第3図 燃料の線量率計算モデル

線源材質 : 平板(密度 g / cm³) シュラウドヘッドの材質 の密度は , 同等である で代 表した

線量率計算モデル(遮蔽)を第3,4図に示す。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1),(2)の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係 を第7図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位(目安と考える 10mSv / h) は、「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。



(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維 持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用い て求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ, 原子炉停止から 12 時間後と1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第2表に示す。

その結果,原子炉停止1日後における必要な遮蔽を確保できる水 位到達までの時間余裕は,崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間 (2時間),全交流動力電源喪失時の注水開始までの時間(25分)に 対して十分な余裕があることを確認した。

第2表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の

算出条件及び算出結果

	算出条件	算出結果		
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温 崩壊熱		必要な遮蔽を確保 できる水位到達ま での時間余裕 での時間余裕	
12 時間 (不確かさで確認す る感度解析ケース)	100	約 22.4MW	約2.9時間	約4.3時間
24 時間 (有効性評価で確認 するベースケース)	52	約 18.8MW	約4.5時間	約6.3時間

格納容器蓋等による放射線の遮蔽には期待していない

5. 事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時,作 業員は,発電長のページングによる退避指示により,現場からの退避 を開始し,全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は,1時間

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)(1/3)

項目		評価条件(初期,事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の	海転昌竿の撮作時間にヒラス影響	河価項日 とかるパラメ 一々に ヒラス影響
		評価条件	最確条件	考え方	理料員寺の保旧时间に与える影音	計画項目となるパリアータに与える影響
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW ANSI / ANS-5.1-1979 (9×9 燃料(A 型), 燃 焼度 33GWd / t,原子炉 停止1日後)	約 18.8WW 以下	停止後の時間につ いては , 停止後の 時間が短くなるよ うに 1 日後の状態 を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱 より小さくなるため,原子炉水温上昇及び原子炉水 位低下速度は緩やかになるが,原子炉への注水操作 は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく,崩壊熱 除去機能喪失の認知を起点とするものであるため, 運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料 の崩壊熱より小さくなるため,原子炉水温 上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかにな ることから,評価項目となるパラメータの 判断基準に対する余裕が大きくなる。 また,原子炉停止後の時間が短く,燃料の 崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕 が短くなる。原子炉水温が100 かつ原子炉 停止から12時間後の燃料の崩壊熱の場合で も,必要な遮蔽が維持できる水位(必要な 遮蔽の目安とした10mSv/hが維持できる水 位)である燃料有効長頂部の約1.7m上の高 さに到達するまでの時間は約2.9時間 料有効長頂部までの時間は約4.3時間であ り,必要な放射線の遮蔽は維持され,原子 炉への注水操作に対して十分な時間余裕が 確保されているため,評価項目となるパラ メータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水温	52	約 47 ~約 58 ¹ (実績値)	残留熱除去系(原 子炉停止時冷却 系)の設計値を設 定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水 温より高くなる場合があり,原子炉水位が燃料有効 長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合 があるものの,原子炉への注水操作は原子炉水温に 応じた対応をとるものではなく,崩壊熱除去機能喪 失の認知を起点とする操作であるため,運転員等操 作時間に与える影響はない。	最確条件では,評価条件で設定している原 子炉初期水温より高くなる場合があり,原 子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するま での時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100 かつ原子炉停止から12時間後の燃料 の崩壊熱の場合でも,必要な遮蔽が維持で きる水位である燃料有効長頂部の約1.7m上 の高さに到達するまでの時間余裕は約2.9 時間 燃料有効長頂部までの時間余裕は約2.9 時間であり,必要な放射線の遮蔽は維持 され,原子炉への注水操作に対して十分な 時間余裕が確保されているため,評価項目 となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から 約5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位 ± 10㎝ 程度)(実績値)	原子炉停止初期の 通常水位付近にあ る状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水 位より低くなる場合があり,原子炉水位が燃料有効 長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合 があるものの,原子炉への注水操作は原子炉水位に 応じた対応をとるものではなく,崩壊熱除去機能喪 失の認知を起点とするものであるため,運転員等操 作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子 炉初期水位より低くなる場合があり,原子 炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまで の時間余裕は短くなる場合があるものの, 原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は, 事象発生後の水位低下量に対して十分小さ いため,評価項目となるパラメータに与え る影響は小さい。

1 過去のプラント停止操作実施時の発電機解列から約 24時間経過後の原子炉水温の実績データ。

添付 5.1.8-1

評価条件(操作条件) 項目 評価上の 評価条件(牛(操作条件) 評価条件設定の	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となるパラ メータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
操 待機中の残留熱 作 除去系(低圧注 条 水系)による注 件 水操作	操作開始条件 事象発生から 2時間後	<u>考え万</u> 事象の認知及び 操作に,更にして 設定	【認知】 評価では,1時間毎の中央制御室の巡視に より,崩壊熱除去機能が喪失していること を確認すると想定している。原子炉水位低 下を認知した後に原子炉注水操作の必要性 を認知することは容易であり,評価上の原 子炉注水操作開始時間に対して,実際の原 子炉注水操作開始時間に対して,実際の原 子炉注水操作開始時間に早くなる場合が考 えられる。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり,運転員は 中央制御室に常駐していることから,操作 時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室での操作のみであり,移動が操 作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易 な操作であり,緩やかな原子炉水位低下に 対して操作に要する時間は短く,操作開始 時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから,操作時間に 与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる容易 な操作のため,誤操作は起こりにくいこと から,誤操作等が操作開始時間に影響を及 ぼす可能性は非常に低い。	原子炉水位低下を認知 アケンクでで、 かの必はにです。 なって、 での、 での、 での、 での、 での、 での、 での、 での	原子炉なで低い デキャン が子さな位価項 クマク水 デキシン が、 が、 が、 が、 が、 が、 でのよ で、 のよ で、 で、 に、 、 が、 に、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、	原運線のる最大学校 原運線のる最大学校 がなかが水蔵低まで時間 がのであり、壊を注でであし、 なるする4.5 長月まで時でする にはり、壊壊認水のの した。 ないの間 のでの した。 に よいの した。 に ないの した。 に ないの した。 に ないの した。 に ないの した。 に ないの で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の 間 の で の で し の で し た に た に た の で の で の で の 間 の で の で の で の 間 の で で の で の で で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の で の の の の で の の の の の の の の の の の の の	中けシてて、 中けシマでは、 やいたいで、 やいたいで、 やいたいで、 やいたいで、 やいたいで、 やいたい、 やいたい、 やい、 でで、 やい、 で、 やい、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、 で、

第2表 運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)(1/2)

持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい,未開放状態を評価条件と する。また,格納容器の状態は開放状態とし,格納容器蓋等の構造物 による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は,ANSI/ANS-5.1-1979の 式に基づくものとする。また,評価対象としたPOS-Aは原子炉停 止1日後~2日後であるが,崩壊熱が高く,遮蔽維持水位到達までの 時間余裕の観点で厳しい,原子炉停止1日後の崩壊熱を評価条件とす る。このときの崩壊熱は約18.8WWである。

なお,このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材(35)の注水量は約27m³/hである。

(添付資料 5.1.4, 5.1.5)

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉水位は,通常運転水位(燃料有効長頂部から約5.1m上)から原子炉ウェル満水水位(燃料有効長頂部から約16.7m上)までの範囲であるが,遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい,通常運転水位を評価条件とする。また,原子炉初期水温は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計温度である52 を評価条件とする。

(d) 原子炉圧力

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また,解析上,水位低下量を厳 しく見積もるために,逃がし安全弁(自動減圧機能)の開操作によっ て原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)

a . 事象進展

事象発生後,全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失するこ とにより,原子炉水温が上昇し,約1.1時間後に沸騰,蒸発することで 原子炉水位は低下し始めるが,事象発生後速やかに全交流動力電源喪失 を判断し,中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置によ る交流電源の供給を開始し,事象発生から25分経過した時点で常設低 圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作を完了 し,原子炉冷却材の蒸発量を補うために必要な注水流量で原子炉注水を 実施することによって,原子炉水位を通常運転水位付近で維持すること ができる。

事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で,緊急用海水系を用いた残 留熱除去系(原子炉停止時冷却系)復旧後の原子炉除熱を開始すること によって,原子炉水温は低下する。

b.評価項目等

原子炉水位は,第5.2-4 図に示すとおり,蒸発量に応じた注水により 通常運転水位付近で維持でき,燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり,第5.2-5図に示すとおり,必要な遮蔽を確保できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が確保される水位)である燃料有効長頂部の約1.7m上まで低下することがないため, 放射線の遮蔽は維持される(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を下回る)。なお,線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また,全制御棒全挿入状態が維持されているため,未臨界は確保されている。

なお,事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については,現場環境が悪化する前に退避が可能であるため,影響はない。

事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で,緊急用海水系を用いた残

水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合が あるものの,原子炉への注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対 応をとるものではなく,全交流動力電源の喪失の認知を起点とするも のであるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は,評価条件の通常運転水位(燃料有効 長頂部から約 5.1m 上) に対して最確条件は通常運転水位に対してゆ らぎ(通常運転水位±10cm程度)がある。本評価条件の不確かさとし て,最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水位よ り低くなる場合があり,燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短 くなる場合があるものの,原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた 対応をとるものではなく,全交流動力電源喪失の認知を起点とするも のであるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は,評価条件の大気圧に対して最確条件 も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合, 評価条件と同様であるため,事象進展に与える影響はなく,運転員等 操作時間に与える影響はない。仮に,原子炉圧力が大気圧より高い場 合は,沸騰開始時間が遅くなり,水位低下速度は緩やかになるが,原 子炉への注水操作や給電操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるも のではなく,全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするも のであるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は,評価条件の原子炉圧力容器未 開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり,本評価条件 の不確かさとして,最確条件とした場合,原子炉圧力容器未開放の場 合は評価条件と同様であるため,事象進展に与える影響はなく,運転 員等操作時間に与える影響はない。また,原子炉圧力容器開放の場合

5.2 - 13

は原子炉減圧操作が不要となるが,事象進展に与える影響は小さく, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は,評価条件の約 18.800 に対して最確条件は約 18.800 以下であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合,評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため,原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また,原子炉停止後の時間が短く,燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100 かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも,必要な遮蔽が維持できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv / h が維持できる水位)である燃料有効長頂部までの時間に約 2.9 時間,燃料有効長頂部までの時間に約 4.3 時間であり,必要な放射線の遮蔽は維持され,原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は,評価条件の 52 に対して最確条件は 約47 ~約58 である。本評価条件の不確かさとして,最確条件とし た場合は,評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合 があり,原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は 短くなる。原子炉水温が 100 かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の 崩壊熱の場合でも,必要な遮蔽が維持できる水位(必要な遮蔽の目安 とした 10mSv / h が維持できる水位)である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕に約 2.9 時間 燃料有効長頂部ま での時間余裕は約4.3時間であり,必要な放射線の遮蔽は維持され, 原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は,評価条件の通常運転水位(燃料有効 長頂部から約 5.1m 上) に対して最確条件は通常運転水位に対してゆ らぎ(通常運転水位±10cm 程度)がある。本評価条件の不確かさとし て最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水位より 低くなる場合があるものの,原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は, 事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから,評価項目とな るパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は,評価条件の大気圧に対して最確条件 も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合, 評価条件と同様であることから,事象進展に与える影響はなく,評価 項目となるパラメータに与える影響はない。仮に,原子炉圧力が大気 圧より高い場合は,沸騰開始時間が遅くなり,原子炉水位の低下速度 は緩やかになることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は 大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は,評価条件の原子炉圧力容器未 開放に対して最確条件は事故事象毎であり,本評価条件の不確かさと して,最確条件とした場合,原子炉圧力容器未開放の場合は,評価条 件と同様であるため,事象進展に与える影響はなく,評価項目となる パラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は,原子 炉減圧操作が不要となるが,事象進展に与える影響は小さく,評価項 目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.2 - 15

び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動 操作は,運転員操作時間に与える影響として,実態の操作開始時間は 解析上の設定とほぼ同等であることから,評価項目となるパラメータ に与える影響は小さい。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から,評価項目となるパラメ ータに対して,対策の有効性が確認できる範囲での操作時間余裕を確認し, その結果を以下に示す。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) の起動操作の時間余裕については,原子炉水位が通常水位から放射線の遮 蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.5時間 通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕に約6.3時間で あり,事象発生から25分で原子炉注水準備が完了するため,十分な時間余 裕を確保できる。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として,運転員等操作時間に与え る影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認 した。この結果,評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項 目となるパラメータに与える影響はない。この他,評価項目となるパラメ ータに対して,対策の有効性が確認できる範囲内において,操作時間には 時間余裕がある。

(添付資料 5.2.2, 5.2.3)

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方						
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定						
		約18.8MW	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため,崩						
		ANSI / ANS-5.1-1979	壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として ,1サイクルの運転期間(13ヶ						
	朋	(9×9燃料(A型),燃焼度	月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を						
żП		33GWd / t,原子炉停止1日後)	設定						
期	医乙醇初期水体	通常運転水位(燃料有効長頂部							
条件	原于炉初期水位	から約5.1m上)	巡 敵維 持 小 1 辺 到 達 ま						
	原子炉初期水温 52		残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値を設定						
		大気圧	百子炉の運転停止1日後の実績を設定						
	りまたでの日本	25	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として,年						
	外部水源の温度	35	間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定						
	起因事象 外部電源喪失		送電系統又は所内主発電設備の故障等による,外部電源喪失を設定						
+									
爭故 条 件	女全機能の喪失に	全交流動力電源喪失	 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定						
	対する仮定								
	外部電源 	外部電源なし	│ 起因事象として外部電源の喪失を設定 │						
	<u> </u>								

第5.2-2表 主要評価条件(全交流動力電源喪失)(1/2)

原子炉停止から1日(24時間)後とは,発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが,崩壊熱評価は原 子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。





評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 全交流動力電源喪失)

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中 全交流動力電源喪失)(1/3)

百日		評価条件(初期,事故及び機器条件)の不確かさ		証価冬性設定の考え方	運転昌竿の撮作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	項口	評価条件	最確条件	市画赤叶改定の考え力	建築員等の採作時間に与える影響		
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (ANSI/ANS-5.1-1979) (9×9 燃料(A型),燃 焼度 33GWd/t,原子炉 停止後1日)	約 18.8MW 以下	停止後の時間について は,停止後の時間が短 くなるように1日後の 状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の 崩壊熱より小さくなるため,原子炉水温の上昇 は緩やかになるが,注水操作や給電操作は崩壊 熱に応じた対応をとるものではなく,全交流動 力電源の喪失の認知を起点とする操作である ため,運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の 崩壊熱より小さくなるため,原子炉水温上昇及 び原子炉水位低下速度は緩やかになることか ら,評価項目となるパラメータに対する余裕は 大きくなる。 また,原子炉停止後の時間が短く,燃料の崩壊 熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短く なる。原子炉水温が100 かつ原子炉停止から 12時間後の燃料の崩壊熱の場合でも,必要な 遮蔽が維持できる水位(必要な遮蔽の目安とし た10mSv/hが維持できる水位)である燃料有 効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの 時間に約2.9時間燃料有効長頂部までの時間 に約4.3時間であり,必要な放射線の遮蔽は維 持され,原子炉への注水操作に対して十分な時 間余裕が確保されているため,評価項目となる パラメータに与える影響は小さい。	
	原子炉初期水温	52	約 47 ~約 58 ¹ (実績値)	残留熱除去系(原子炉 停止時冷却系)の設計 値及び運転停止1日後 の原子炉水温の実績値 (47 ~58)を踏ま えて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉 初期水位より低くなる場合があり,原子炉水位 が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余 裕が短くなる場合があるものの,原子炉への注 水操作は原子炉水位に応じた対応をとるもの ではなく,崩壊熱除去機能喪失の認知を起点と するものであるため,運転員等操作時間に与え る影響はない。	最確条件では,評価条件で設定している原子炉 初期水温より高くなる場合があり,原子炉水位 が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余 裕は短くなる。原子炉水温が100 かつ原子炉 停止から12時間後の燃料の崩壊熱の場合で も,必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有 効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの 時間余裕は約2.9時間,燃料有効長頂部までの 時間余裕は約4.3時間であり,必要な放射線の 遮蔽は維持され,原子炉への注水操作に対して 十分な時間余裕が確保されているため,評価項 目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	原子炉初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から 約5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位 ± 10cm 程度)(実績値)	原子炉停止初期の通常 水位付近にある状態を 想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初 期水位より低くなる場合があり,原子炉水位が 燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が 短くなる場合があるものの,注水操作や給電操 作は原子炉水位に応じた対応をとるものではな く,全交流動力電源の喪失の認知を起点とする 操作であるため,運転員等操作時間に与える影 響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉 初期水位より低くなる場合があり,原子炉水位 が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余 裕は短くなる場合があるものの,燃料有効長頂 部まで水位が低下する時間は長くなることか ら,評価項目となるパラメータに対する余裕は 大きくなる。	添付資料 5
	1 過去のプラン	ノト停止操作実施時の	 発 電 機 解 列 から 約 24	時間経過後の原子炉フ	操作であるため,運転員等操作時間に与える影響はない。 * 温 の 実 績 デ ー タ。	ら,評価項目となるパラメータに対する余裕は 大きくなる。 	

添付 5.2.2-1

. N

第2表 運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(1/2)

項目		評価条件(操作条件) 評価上の 操作開始 条件 評価条件設定の 考え方				証価佰日とかスパ		
				操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える 影響	評価項目となるハ ラメータに与える 影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常 設 紙 に た プ 代 替 を 府 に 、 水 氏 に 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、	常代系を低注設操発 25設替ポ用圧水)作生分低注ンい代(起事か後	状況でで、 状況でで、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常 用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合,早期の電源回復不可と判 断し,これにより常設低圧代替注水系 ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) の準備を開始する手順としている。事 象判断の時間として10分を想定してお り,全交流動力電源喪失時に交流電源 及び注水手段の確保の必要性を認知す ることは容易であることから,認知遅 れが操作開始時間に影響を及ぼす可能 性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり,運転 員は中央制御室での操作のみであり,運転 員は中央制御室での操作のみであり,移動 が操作時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室での操作時間はない。 【移動】 中央制御室での操作のみであり,移動 が操作所要時間は1分単位で設定してお り,実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから,操作開始 時間に与える影響はない。 【他の並列操作はないことから,操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる 簡単な操作であり,誤操作は起こりに くいことから,誤操作等が操作開始時 間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系(常 設)の起動操作は,常設代替 高圧電源装置からの受電操 作後に実施するため,受電操 作の影響を受けるが,実際の 操作時間が評価上の操作開 始時間とほぼ同等であり,操 作開始時間に与える影響は 小さい。	実際の操作上の の操作上のである にほぼから、 がつきる に した なる える 影響 は い さい。	原運転のるする、 原運転ののででは、 家でのでは、 ないなが、 ででで、 で、 ないで、 で、 で、 ので、 ので、 で、 で、 で、 で、 ので、 ので、 ので、	常系爪低(常は、「「「」」、「「」」、「「」」、「「」」、「「」」、「」、「」、」、「」、

また,評価条件の不確かさの影響評価の範囲として,本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

R H R 切替時のLOCAによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3-2表に示す。また,主要な評価条件について,本重要事故シーケンス 特有の評価条件を以下に示す。

a . 初期条件

(a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態

運転停止中における原子炉圧力容器の状態は,未開放状態又は開放 状態であるが,遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい未開 放状態を評価条件とする。また,格納容器の状態は開放状態とし,格 納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とす る。なお,原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩 和設備の自動起動等に期待できる場合があるが,本評価ではこれらに 期待しないこととする。

(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

運転停止中における原子炉水位は,通常運転水位(燃料有効長頂部 から約5.1m上)から原子炉ウェル満水(燃料有効長頂部から約16.7m 上)までの範囲であるが,遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で 厳しい通常運転水位を評価条件とする。なお,原子炉初期水位が原子 炉ウェル満水の場合は,原子炉圧力容器蓋による遮蔽に期待できなくなるものの,保有水量が多く,遮蔽維持水位到達までの余裕時間は通常運転水位の場合よりも長くなることから,通常運転水位の場合に評価項目を満足することを確認することにより,原子炉ウェル満水の場合においても評価項目を満足できることを確認できる。

また,原子炉初期水温は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設 計温度である 52 を評価条件とする。

(c) 残留熱除去系の初期運転状態

残留熱除去系の初期運転状態は以下の状態とし,残留熱除去系の運転号機を残留熱除去系(A)から残留熱除去系(B)へ切り替えるものとする。

- ・残留熱除去系(A):原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- ・残留熱除去系(B):低圧注水系の状態で待機中
- ・残留熱除去系(C): 点検に伴う待機除外中
- b.事故条件
- (a) 原子炉冷却材のサプレッション・プールへの流出流量

残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時の原子炉 冷却材の流出を想定する。具体的には,切替後に運転する残留熱除去 系の系統構成の際,原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分 な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより,残留熱除去系ポ ンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり,開固着 することによって原子炉冷却材がサプレッション・プールへ流出する ことを想定し,流出流量は45m³/hとする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について

原子炉水位は,第5.3-4図に示すとおり,燃料有効長頂部の約2.1m 上まで低下するにとどまり,燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり,必要な遮蔽が維持できる水位(必要 な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位)である燃料有効長頂 部の約1.7m上を下回ることがないため,放射線の遮蔽は維持される。な お,線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また,全制御棒全挿 入状態が維持されているため,未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後,残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転によ る原子炉除熱を行うことで,安定状態を維持できる。

以上により,本評価では,「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項 目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について,対策の有効性を確認 した。

本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は,原 子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/hと設定した。原子炉建屋 原子炉棟6階での操作は,使用済燃料プールの同時被災時における重大事 故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作(可搬型スプレ イノズルの設置及びホース敷設等)を想定しており,原子炉建屋原子炉棟 6階を含め,原子炉建屋内に滞在する時間は2.2時間以内である。そのた め,重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSvであり,緊急作業時 における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

また,作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも,事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため,原子炉建屋原子 炉棟6階での被ばく量は限定的である。

(添付資料 5.1.7, 5.3.3)
操作は,操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子 炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い,当操作の開始時間が早 くなる場合が考えられる。また,その他の操作と並列して実施する場 合でも,順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響 はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水 操作は,運転員等操作時間に与える影響として,原子炉注水の開始が 早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され,評価項目となるパラメー タに与える余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は,運転員等操作時間 に与える影響として,原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は 原子炉水位の低下が抑制され,評価項目となるパラメータに対する余 裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から,評価項目となるパラメ ータに対して,対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を確認し, その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作 について,当該操作に対する時間余裕は,必要な遮蔽が確保される最低水 位に到達するまでに約2.3時間あり,これに対して,事故を認知して原子 炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから,時間余裕がある。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作について,残留熱除去系(低

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方			
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる 原子			
初期条件	原子炉の初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 <u>5.1m上</u>)	炉圧力容器が未開放,かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定			
	原子炉の初期水温	52	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値を設定			
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定			
	原子炉冷却材のサプレッシ ョン・チェンバへの流出量	45m³∕h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計 ,及び原子炉の保有水と残留熱除去系 ポンプの水頭圧差から設定			
事故条件	崩壊熱による原子炉水温の 上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発 は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため,残留熱除去系(原子炉停止時冷却 系)は運転状態を想定している。このため,崩壊熱除去機能は喪失しないことから, 原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。			
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は,原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止 時冷却系)のポンプ吸込ラインの弁が閉となり,原子炉冷却材の流出が停止するこ とから,原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定			

第5.3-2表 🗄	Ξ要評価条件 (原子炉冷却材の流出)(1 / 2)
-----------	-----------------------------	---



除去系海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱,及び原子 炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

- 1 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時,原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除 去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・プールに流出することを想定する(原子炉冷却材の流出量は45m³/h,原子炉水位の低下速度は約1.5m/h)。
- 2 原子炉冷却材の流出が発生した場合は,警報等により速やかに事象発生を認知できるが,運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から,本評価では警報による認知には期待せず,1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。
- 3 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約2.1m上(原子炉水位低(レベル3)-約2.4m)となる。
- 4 現場作業員は、当直発電長のページングによる退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間 程度である。
- 5 中央制御室において,原子炉水位(広帯域,燃料域)等により原子炉水位の回復を確認する。
- 6 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。
- 7 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第5.3-2 図 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

5.3 - 23





原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価 項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失,全交流動力電源喪失及び原子炉 冷却材の流出においては,原子炉圧力容器未開放時を想定しており, 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は,注水開始までの 時間に対して十分な余裕があることを確認している。

(添付資料5.1.7)

運転停止中の原子炉冷却材の流出の事故シーケンスでは,崩壊熱除 去機能喪失及び全交流動力電源喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有 水量の減少が大きく,点検などに係る原子炉冷却材の流出は原子炉圧 力容器開放状態にて発生することも考えられるため,ここでは,原子 炉圧力容器開放状態を対象に線量率の評価を行う。なお,本評価にお いては,線量率を厳しく評価するため,上部格子板,シュラウドヘッ ド及び蒸気乾燥器を放射線源として考慮しているが,これらの構造物 による遮蔽には期待しない保守的な評価条件とした。

2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料,上部格子板,シュラウドヘッド及び蒸気乾燥 器をモデル化した。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

線源形状:燃料集合体の全てに燃料がある状態

燃料有効長:約3.7m



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギ	線源強度			
(MeV)	(cm ⁻³ • s ⁻¹)			
1.0	6.0E+11			
2.0	1.1E+11			
3.0	2.0E+09			
4.0	3.0E+07			

(2) 上部格子板

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は,保守的に燃料 取替機床上とした。なお,評価では第1図~第4図の線量率計算モデ ルに示すように原子炉ウェル筐体による遮蔽は考慮せず,線源から 評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失,全交流動力電源喪失及び原子 炉冷却材の流出では,評価点とした燃料取替機床上がある原子炉建 屋最上階での操作は不要であり,仮に事象発生時に作業員が原子炉 建屋最上階で施設定期検査による作業を実施している場合であって も,退避警報による事象認知後に速やかに退避するため,水位低下 後に長時間作業することはない。

放射線の遮蔽を維持するために必要な水位 は第5図より,燃料有 効長頂部から約6.4m上となり,原子炉ウェル満水時の水位から約 10.4m低下した水位である。

本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は, 原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/hと設定した。原子炉 建屋原子炉棟6階での操作は,使用済燃料プールの同時被災時における 重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作(可搬 型スプレイノズルの設置及びホース敷設等)を想定しており,原子炉建 屋原子炉棟6階を含め,原子炉建屋内に滞在する時間は2.2時間以内であ る。そのため,重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSvであり, 緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

また,作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた 場合でも,事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため,原子炉建屋 原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。



評価条件の不確かさの影響評価について(原子炉冷却材の流出)

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中 原子炉冷却材の流出)(1/2)

項目		評価条件(初期,事故及び機器条件) の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉の初期水位 及び原子炉圧力容 器の状態	通常運転水位及 び原子炉圧力容 器未開放	事故事象毎	評価項目となるパラメ ータに対して時間余裕 が厳しくなる,通常水位 を想定	原子炉圧力容器が開放状態で,原子炉ウェル満 水又は原子炉ウェル満水への移行期間,かつプ ールゲートが閉状態の場合,評価条件よりも原 子炉初期水位が高くなるため遮蔽水位到達ま での時間余裕が長くなるが,残留熱除去系(低 圧注水系)による原子炉への注水操作及び原子 炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出 の認知を起点とする操作であるため,運転員等 操作時間に与える影響はない。 また,原子炉ウェル満水時においてプールゲー トが開状態の場合は更に時間余裕が長くなる が,同様の理由により運転員等操作時間に与え る影響はない。	原子炉圧力容器が開放状態で,原子炉初期水 位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満 水への移行期間,かつプールゲートが閉状態 の場合,評価条件よりも原子炉初期水位が高 くなるため,遮蔽水位到達までの時間余裕は 約18.4時間と,評価条件に比べて長くなる。 また,プールゲートが開状態の場合は更に時 間余裕が長くなることから,評価項目となる パラメータに与える余裕は更に大きくなる が,残留熱除去系(低圧注水系)による原子 炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停 止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点と する操作であるため,評価項目となるパラメ ータに与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧	原子炉停止から 1 日後 の状態を想定	最確条件と評価条件が同様であることから,事 象進展に与える影響はなく,運転員等操作時間 に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく,評価項目とな るパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響,評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(運転停止中 原子炉冷却材の流出)(1/2)

	15 D	評価条件(操作	「条件)の不確かさ		運転員等操作時間に	評価項目となるパラ	提作时间会议	训练中结签	
項目		評価上の探fF 開始条件	評価宗件設定の 考え方	採作の不確かさ委囚	与える影響	メータに与える影響	採TF时间木俗	训然夫俱守	
操作条件	待機中の残留熱 除去系)の 低 正 操 作	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び 操作の時間を基 に,更に時間余裕 を考慮して設定	【認知】 評価では,原子炉水位の低下及びサプレッ ション・プールの水位の上昇を,1 時間毎 の中央制御室の巡視により確認すると想定 している。実際は,残留熱除去系(原子炉 停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラ ント状態(原子炉水位等)の確認により, 早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能 性がある。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり,運転員 は中央制御室内での操作のみであり,運転員 は中央制御室内での操作のみであり,移動が 操作開始時間に与える影響はない。 【穆動】 中央制御室内での操作のみであり,移動が 操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系(低圧注水系)のポンプ起動 操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内 の操作盤でのスイッチによる操作時間は5分を 想定しており,原子炉水位の低下に対して 操作に要する時間は短い。 【他の並列操作はないことから,操作開始時 間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤のスイッチによる簡 単な操作であり,誤操作は起こりにくいこ とから,誤操作等が操作開始時間に影響を 及ぼす可能性は非常に小さい。	原原要はは間始実熱時の状等にや作のるで、 「 のこので発原定運気(のの) のの定で発原でして、 のの定で発展でで、 のの定で、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 のので、 ので、	原子炉注水操作開始 が早くなる場合は原 子炉水位低下が抑まる パラメータに対する 余裕は大きくなる。	原運転のでは、「「「「」」」、「「」」、「」」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「	所想ちった。 新生にに、 新生に、 新生に、 新生に、 一般でで、 一般でで、 一般でで、 ので、 ので、 ので、 ので、 ので、 ので、 ので、 ので、 ので、	

- < R H R 切替時の L O C A 発生時の流出量の算出 >
 - (1) 評価条件
 - a. ミニマムフローラインオリフィス仕様
 - ・オリフィス設計流量 56.8m³/h
 - ・オリフィス設計差圧 198.1m
 - b. 原子炉圧力 大気圧状態
 - c. RHRポンプと原子炉水との水頭差(RHRポンプレベル:E.L-約
 3.4m)
 - ・通常水位 38.0m(EL.約 34.6m EL.約 3.4m)
 - ・原子炉ウェル満水 49.5m (EL.約 46.1m~-EL.約 3.4m)
 - d. 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転中にミニマムフロー弁
 が全開となった場合のオリフィス差圧=ポンプ出口圧力=ポンプ揚
 程(85.3m)+水頭差

- ・原子炉ウェル満水 134.8m (EL.約 46.1m~ EL.約 3.4m)
- (2)評価式
 - オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。

 $P = 198.1 \times (Q / 56.8)^{2}$

- Q = 56.8 × (P / 198.1)
 - P:オリフィス差圧

Q:オリフィス差圧が Pの際の流量(m³/h)

(3)評価結果

- ・通常水位 : 45m³ / h
- ・ウェル満水:47m³/h

3. **POSを選定する上で考慮した**点

残留熱除去系は通常,2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施し ており,POS-AからPOS-Dの期間において,作業や点検等に伴い運 転号機の切替を実施する場合がある。これらのPOSより,以下の点を考慮 してPOSの選定を行った。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では,原子炉停 止後の時間が短いPOSの方が適切である。ただし,本重要事故シーケン スでは崩壊熱除去機能が喪失しないため,崩壊熱による原子炉水温の上昇 及び蒸発は発生しないことから,崩壊熱の違いによる時間余裕への影響は ない。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では,原子炉ウェル満水の状態が最 も余裕があり,原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件とな る。原子炉ウェル満水時における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約 18.4 時間であるのに対して通常運転水位における遮蔽維持水位到達まで の時間余裕に約2.3時間である。

(3) 事象発生時の認知性

事象発生時の認知性の観点では,時間余裕が短い,すなわち保有水量が 少ないPOSの方が適切である。なお,原子炉圧力容器の上蓋が閉止され ている場合,原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に 期待できる場合があるが,有効性評価ではこれらに期待しないことで認知 性をより厳しく扱った。

添付 5.3.2-3

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では,原子炉圧力容器の上 蓋が閉止されている場合,原子炉水位が燃料有効長頂部から約1.7m上に低 下するまでは原子炉圧力容器の上蓋等により遮蔽される。一方,原子炉圧 力容器の上蓋が開放されている場合は,原子炉水位が燃料有効長頂部から 約6.4m上に低下するまでは原子炉ウェルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても,遮蔽が維持される下限水位到達までに注水す ることが可能であり遮蔽が維持されることから,作業環境に与える影響は ない。

4. POSの選定結果と考察

重要事故シーケンスとして選定したRHR切替時のLOCAのプラント状 態は,RHR切替を実施する場合があるPOS-AからPOS-Dのうち, 時間余裕の観点で厳しい原子炉水位が通常運転水位であるPOS-A,C, Dを選定した。また,他のPOSの評価が,POS-A,C,DのRHR切 替時のLOCAの評価に包絡されることを第2表で確認した。

事故シーケンス	POS	原子炉水位	燃料損傷に至るまで の保有水量(m ³) ¹	冷却材流出流量 (m ³ / h)	燃料損傷までの 余裕時間(h)
RHR切替時	В	原子炉ウェル満水	1,056	47	22.7
のLOCA	A , C , D 通常水位		157	45	3.5
C U W ブロー時 の L O C A	C,D	通常水位 <mark>²</mark>	157	45	3.5
C R D 点検時 の L O C A	B 原子炉ウェル満水		1,056	204	5.5
L P R M 点検時 の L O C A	В	原子炉ウェル満水	1,056	93	12.1

第1表 燃料損傷までの余裕時間

1 原子炉ウェル満水状態における保有水量は、原子炉側のみの水量を考慮(プールゲートが閉止状態であることを想定し、使用済燃料プールの保有水量を含めない。)。

2 CUWブローは原子炉水位が通常水位より高い状態において,原子炉冷却材を放射性廃棄物処理施設等へブローすることにより,原子炉水位を通常水位とするための操作である。CUWブロー時のLOCAは,原子炉水位が通常水位に到達した際にCUWブローの停止操作に失敗することにより原子炉冷却材の流出が継続し,燃料損傷に至る事故シーケンスであるため,燃料損傷に至るまでの余裕時間は原子炉水位が通常水位の場合の保有水量を用いて評価している。

第3-2表 燃料損傷までの余裕時間(2/2)

事故シーケンス	POS	原子炉水位	燃料損傷に至るまで の保有水量(m ³) ²	冷却材流出流量 (m ³ / h)	燃料損傷までの 余裕時間(h)
RHR切替時	В	原子炉ウェル満水			22.7
のLOCA	C , D	通常水位			3.5
C U W ブロー時	СD	通堂水位			3.5
のLOCA	с, в				0.0
CRD点検時	B	百之怕百,儿法水			5 5
のLOCA	Б	示」 A ノエル 両小			5.5
LPRM点検時	P	百乙怕百天儿港水			10 1
のLOCA	D	尿丁かうエル両小			12.1

(b)「原子炉冷却材の流出」の場合

2 原子炉ウェル満水状態における保有水量は、「原子炉側のみの水量を考慮(プールグートが閉止状態であ ることを想定し,使用済燃料プールの保有水量を含めない。)。

なお,崩壊熱による原子炉冷却材の減少については,崩壊熱による水温上昇により蒸発が開始するまでに,原子炉冷却材の流出による水位低下により燃料損傷に至ることから考慮しない。

第3-2表 燃料損傷までの余裕時間(1/2)

POS	プラント状態の推移	原子炉水位	燃料損傷までの 余裕時間(h) ¹
S	原子炉冷温停止への移行状態	语学业位	4.1
А	PCV/PRV開放への移行状態	一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一	6.0
B 1			54.7
B 2			92.4
B 3	百乙位五十二进水北能	<u> </u>	109.3
B 4	原子がウェル両小仏感	尿丁ゲウエル両小	157.7
B 5			177.3
B 6			203.0
C 1			37.6
C 2		通常水位	40.1
D	起動準備状態		42.8

(a)「崩壊熱除去機能喪失」,「全交流動力電源喪失」の場合

1 原子炉ウェル満水状態における余裕時間の評価は,燃料の取出状態に関わらず,以下のとおり保守 的な仮定を基に評価。

崩壊熱 : 炉心及び使用済燃料プール内の燃料の崩壊熱を考慮

保有水量:原子炉側のみの水量を考慮(使用済燃料プールの保有水量を含めない。)





(2) 原子炉ウェル満水(POS-B1~B6)

原子炉ウェル満水時の場合の保有水量は,原子炉圧力容器底部 から原子炉ウェル満水までの水量(a+b+c+d1+d2)とした。また, 崩壊熱により蒸発する水量はTAFから原子炉ウェル満水までの 水量(c+d1+d2)を考慮した。

上記の水量の設定は,評価対象を炉心またはSFPいずれの燃料 とした場合にも,表2に示すとおり保守的な条件となっている。

II.	証価に使用する	評価	に使用する水量	現実的な水量		
ノール ゲート	計価に使用する水量の範囲	対象	保有水量	対象	保有水量	
		燃料	(保有水エリア)	燃料	(保有水エリア)	
	崩壊熱により水					
	温が上昇する範	炉心		炉心		
88	囲					
	崩壊熱により冷					
	却材が蒸発・流出	炉心		炉心		
	する範囲					
	崩壊熱により水温が上昇する節	炉心		炉心		
	画 一 田	<i>N</i> 10		SFP		
開	崩壊熱により冷	د خبر		炉心		
	却材か烝発・流出	炉心				
	ッの門互			SFP		
	プール ゲート 閉	プール 評価に使用する 水量の範囲 ゲート 崩壊熱により水 温が上昇する範囲 崩壊熱により次 却材が蒸発・流出 する範囲 開 崩壊熱により次 却材が蒸発・流出 する範囲 開 崩壊熱により次 二の範囲	プール ゲート 評価に使用する 水量の範囲 評価 対象 燃料 崩壊熱により水 温が上昇する範 明 炉心 崩壊熱により冷 超材が蒸発・流出 する範囲 炉心 崩壊熱により冷 却材が蒸発・流出 する範囲 炉心 開 崩壊熱により次 力る範囲 炉心 開 崩壊熱により次 支る範囲 炉心	プール ゲート 評価に使用する 水量の範囲 評価:使用する水量 対象 パ目 保有水量 (保有水工リア) 崩壊熱により水 温が上昇する範 期<壊熱により冷 却材が蒸発・流出 する範囲 か心 崩壊熱により次 知材が蒸発・流出 する範囲 炉心 崩壊熱により次 和材が蒸発・流出 する範囲 炉心 崩壊熱により次 市<	プール ゲート 評価に使用する水量 対象 保有水量 対象 対象 保有水量 対象 保有水量 対象 崩壊熱により水 炉心 上昇する範 炉心 か心 崩壊熱により冷 炉心 少心 か心 か心 崩壊熱により冷 炉心 ケ心 か心 か心 崩壊熱により次 炉心 ケ心 ケ心 か心 崩壊熱により次 ケ心 ケ心 ケ心 ケ心 崩壊熱により次 ケ心 ケ心 ケ心 ケ心 崩壊熱により次 ケ心 ケ心 ケ心 ケ心 崩壊気により次 ケ心 ケ心 ケ心 ケ心 第 市はが蒸発・流出 ケ心 ケ心 ケ心 第 市気 ケシ ケシ ケシ 方<	

表2 設定した保有水量



<u>エリア</u>分割保有水量

	水量 (m ³)	
а	原子炉圧力容器底部から燃料有効長底部まで	
b	燃料有効長底部から燃料有効長頂部まで	
с	燃料有効長頂部から通常水位まで	
d1	通常水位から原子炉圧力容器フランジまで	
d2	原子炉圧力容器フランジから原子炉ウェル満 水水位まで	
е	燃料プール底部から燃料有効長頂部まで	
f ' f ' '	燃料有効長頂部から燃料プール通常水位まで	
•		

図1 保有水のエリア分割概要図

炉心損傷条件について

1.炉心損傷の判定条件及び評価条件

(1) 炉心損傷の判定条件

本評価では炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

・炉心燃料の燃料有効長頂部(TAF)が露出した状態

(2) 炉心損傷までの余裕時間評価における評価条件

炉心損傷の判定条件となるTAFの露出までの余裕時間は,保 有水量や崩壊熱に依存する。POSごとの評価条件について,表1 に示す。

POS	原子炉水位	プール ゲート	保有水量	評 価 対 象 燃 料	崩壊熱を考 慮する燃料	
POS-S, A,C1,C2, D	原子炉通常水位	閉		炉心燃料	炉心燃料	
P O S - B 1 ~ B 6	原子炉ウェル満水	開		炉心燃料	炉心燃料 + SFP内の 使用済燃料	

表 1 炉心損傷判定の評価条件

2. 冷却材の保有水量

1.の評価条件における保有水量は,以下のとおり設定した。なお,保有水量の設定に使用した保有水量のエリア分割の概要は図 1 に示すとおりである。

(1) 原子炉通常水位(POS-S,A,C1,C2,D)

通常水位の場合の保有水量は,原子炉圧力容器底部から原子炉 通常水位までの水量(a+b+c)とした。また,崩壊熱により蒸発す る水量はTAFから通常水位までの水量(c)を考慮した。

添付 3.1.2.3 - 1 - 1

4.1.5 成功基準の設定

■炉心損傷判定条件

▶ 炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出した状態

■起因事象毎の成功基準

▶各POSに対して炉心損傷防止に必要な緩和設備を設定

POS											
起因事象	S	А	B 1	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6	C 1	C 2	D
RHR喪失	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B CST-A CST-B	CST-A	CST-A	CST-B	R H R - A H P C S L P C S L P C I - A C S T - A C S T - B	H P C S L P C S C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	H P C S L P C S L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
R H R S 喪失	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B C S T - A C S T - B	CST-A	CST-A	CST-B	R H R - A H P C S L P C S L P C I - A C S T - A C S T - B	H P C S C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	H P C S L P C S C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
外部電源 喪失	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B C S T - A C S T - B	RHR - A LPCI - A CST - A	LPCI-B	L P C I - B C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B C S T - B C S T - B	RHR - A HPCS LPCS LPCI - A CST - A CST - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
RHR 切替時の LOCA				L P C I - B C S T - A			HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B			HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
C U W ブロー時の LOCA									H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B		HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CRD 点検時の LOCA				LPCI-B CST-A							
				LPCI-B CST-A							
:しRU点棟	「「「「」」「」」「」」「」」「」」「」」「」」「」」「」」」「」」」	フゥ,大規倶沭山	ロ府はしろIに期	付じさない							

各起因事象及び各プラント状態における成功基準



4.1.5 成功基準の設定

■炉心損傷(燃料損傷)の防止に必要な緩和設備又は緩和操作の組合せ及びそれらの機能を達成 するために必要な条件を成功基準として設定

● 炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出した状態とした。

POS											
起因事象	S	A	B 1	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6	C 1	C 2	D
RHR喪失	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	RHR - B HPCS LPCS LPCI - B CST - A CST - B	CST-A	CST-A	CST-B	R H R - A H P C S L P C S L P C I - A C S T - A C S T - B	H P C S L P C S C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	HPCS LPCS LPCI-C CST-A CST-B	R H R - B H P C S L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
R H R S 喪失	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	RHR - B HPCS LPCI - B CST - A CST - B	CST-A	CST-A	CST-B	R H R - A H P C S L P C S L P C I - A C S T - A C S T - B	H P C S C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	H P C S L P C S C S T - A C S T - B	R H R - B H P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
外部電源 喪失	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - B C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B C S T - A C S T - B	R H R - A L P C I - A C S T - A	LPCI-B	L P C I - B C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B C S T - B C S T - B	RHR - A HPCS LPCS LPCI - A CST - A CST - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C I - A L P C I - A L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - B L P C S L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B	R H R - A R H R - B H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
RHR 切替時の LOCA				L P C I - B C S T - A			HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B			HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
 ブロー時の し O C A									H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B		H P C S L P C S L P C I - A L P C I - B L P C I - C C S T - A C S T - B
CRD 点検時の LOCA				LPCI-B CST-A							
LPRM 点検時の LOCA		3大 十坦语达4									

各起因事象及び各プラント状態における成功基準







No.55-6

炉心損傷防止に必要な安全機能の考え方について

(1) 炉心損傷の判定条件

本 P R A では,炉心損傷の判定条件を次のとおり設定している。 ・炉心燃料の燃料有効長頂部(T A F)が露出した状態

(2) 炉心損傷防止に必要な安全機能

各起因事象において炉心損傷防止に必要な安全機能は以下のとおりである。

a.崩壊熱除去失敗(残留熱除去系の故障及び外部電源喪失)

崩壊熱除去失敗に係る起因事象に対して,炉心損傷防止に必要な安全 機能を表1に示す。

POS	S	А	В	С	D
RPV の状態	閉鎖	閉鎖~開放	開放	開放~閉鎖	閉鎖
PCV の状態	開放	開放	開放	開放 1	閉鎖
	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能
必要な 安全機能	注水機能 減圧機能	注水機能 減圧機能 ²	注水機能	注水機能 減圧機能 ²	注水機能 減圧機能 PCV 除熱機能

表1 炉心損傷防止に必要な安全機能(崩壊熱除去失敗)

1:格納容器漏えい率検査のため、PCVは一時的に閉鎖されるが、この期間は短期間であり、崩壊熱量も小さいため、PCV開放状態で代表させた。
 2:RPVが閉鎖されている期間のみ。

RPVが閉鎖されている状態(POS-S,POS-A,POS-C 及びPOS-D)においては,崩壊熱除去失敗時に冷却材温度が100 に到達後,水蒸気によりRPVが加圧されると,原子炉減圧が必要となる。

原子炉減圧に失敗する要因として,SRVの機械的故障と運転員によるSRV開操作失敗があるが,SRVの機械的故障については18弁の全

添付3.1.2.3-4-1

 4. 運転停止中原子炉の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果

 評価条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第 13 表から第 15 表に示す。

評価項目	変更前(申請時)	変更後	評価項目		
	両て約水位の低工	厳約方が目頂がから	燃料有効長頂部冠水		
原子炉水位	原ナゲ小位の低下		遮蔽維持		
	<i>ふ</i> し	£94.2⊪⊥	(目安:10mSv/h)		
未臨界の維持 未臨界を維持		未臨 <mark>界を維持</mark>	未臨界の維持		
必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上					

第13表 評価結果(崩壊熱除去機能喪失)

第14表 評価結果(全交流動力電源喪失)

評価項目	変更前(申請時)	変更後	評価項目		
	「「「「「」」「」」「」」「」」「」」「」」」	臣之始北位の任工	燃料有効長頂部冠水		
原子炉水位	原ナ炉水位の低下		遮蔽維持		
	74 U	74 U	(目安:10mSv/h)		
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持		
必要な渡薪が維持される原子炉水位け燃料有効長頂部の約1.7m ト					

必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第15表 評価結果(原子炉冷却材の流出)

評価項目	変更前(申請時)	変更後	評価項目		
	燃料右対巨頂如から	燃料方効巨頂辺から	燃料有効長頂部冠水		
原子炉水位	燃料的初支頂部から	燃料有効 支頂部 から	遮蔽維持		
	約3.7111	£9 2.1⊪ ⊥	(目安:10mSv/h)		
未臨界の維持 未臨界を維持		未 <mark>臨界を維持</mark>	未臨界の維持		
必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上					

No.57-1





2

1-1-0

i

•

∭ − 6

生体しゃへい装置のしゃへいおよび熱除去計算書

.

	[Pmax]	(軸方向)	最 大	炉心境界
	[Pavg] Z		1. 5	0. 4
	[Pmax]	(兆径方面)	最 大	如心境界
Pavg R	X + (+1:)Σ (+1)Σ	1.4	0. 7	

(4) 力i 心

113

	如心有効長さ	3 6 5,8	3 ст				<u> </u>
(5)	如心材料の容積比				1 ₄ 9	i	
	物質	密度	2 1	客積 比			
	UO ₂	1.0.4		0.2 5 4			
	Zr	6.4		0.1 1 9			
	11 ₂ O	1.0		0.288			
	Void	0		0.3 3 9			
(6)	原子如正力容器						
	圧力容器の厚さ		1 5.7 cm				
	圧力容器被買材の	厚さ	0, 8 5	сл)			
(7)	知心シュラウドの厚	さ	5.08	्म •			1

- (8) 如心における放射線源
 - a. 高速中性手源

核分裂申牲子のエネルギーは0.1~10 bievの範囲内に含まれる。 が出力3293 Mwtにおける0.1 Mev以上の高速申牲子線源Svは次の とおりである。

¥ = 6 = − 5 = 1

67	゛ある。		
(i)	原子炉熱出力		3293 MW t
(11)	出た密度		50.1 Watt/cc.
(111)	ビーキング係数		· · · · ·
	(r) 軸方向(Pm	ax vg)最大	1.4
		炉心境界	0.5
	四 半径方向〔Pm	ax yg)最大	1.4
		炉心境界	0. 7
(iγ)	有効炉心寸法	•	
-	(1) 炉心等価直径		475.2 <i>cm</i>
Г	(四) 炉心有効長さ		370.8 cm
(v)	炉心材料の容積比		· · ·
		UO ₂	0.2 5 4
		ジルカロイ	0.119
	•	水	0.288
		ボイト	0.3 3 9
(Vi)	炉心材料の密度	-	
(Vİ)	炉心材料の密度	UO2	1 0.4
(Vİ)	炉心材料の密度	UO ₂ ジルカロイ	1 0.4
(Vi)	炉心 材料 の密度	UO ₂ ジルカロイ 水	1 0.4 6.4 1.0
(Vi)	炉心材料 の密度 -	UO ₂ ジルカロイ 水 ポイド	1 0.4 6.4 1.0 0

• .

(Ⅶ) 原子炉運転温度

(m) 原子炉圧力容器

 $\mathbf{II} - 3 - 2 - 10$

原子炉本体

2 炉心に係る次の事項

炉心等価直径

mm



(1) 炉心形状 (チャンネルボックスの主要寸法及び材料を付記すること。),格子形状,燃

料集合体数, 炉心有効高さ及び炉心等価直径

注記 *1:既工事計画書に記載がないため記載の適正化を行う。記載内容は,設計図書による。

*2:記載の適正化を行う。既工事計画書には「円柱状(8×8 型及び 9×9 型燃料集合体形 状、チャンネルボックス付き」と記載。

変 更 前	変更後
4. 残留除去設備	4. 残留除去設備
4.1 残留熱除去系	4.1 残留熱除去系
(1) 系統構成	(1) 系統構成
通常の停止操作の場合において、残留熱除去系は、燃料の許容損傷限界及び原子炉冷却材圧力バウンダ	通常の停止操作の場合において、残留熱除去系は、燃料の許容損傷限界及び原子炉冷却材圧力バウンダ
リの健全性を維持するため、設計条件を超えずに残留熱を除去し、さらにその後原子炉停止時冷却系で残	リの健全性を維持するため、設計条件を超えずに残留熱を除去し、さらにその後原子炉停止時冷却系で残
留熱及び炉心の崩壊熱を除去できる設計とする。	留熱及び炉心の崩壊熱を除去できる設計とする。
残留熱除去系の冷却速度は、原子炉冷却材圧力バウンダリの加熱・冷却速度の制限値(55℃/h)を超え	残留熱除去系の冷却速度は,原子炉冷却材圧力バウンダリの加熱・冷却速度の制限値(55℃/h)を超え
ないように制限できる設計とする。	ないように制限できる設計とする。
	設計基準事故対処設備の機能が健全な場合において、原子炉の崩壊熱を除去するための設備として重大
	事故等対処設備(残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱)を設ける。
	残留熱除去系ポンプによる残留熱除去機能が健全な場合において、原子炉の崩壊熱を除去するための重
	大事故等対処設備(残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱)として残留熱除去系ポンプ,
	残留熱除去系熱交換器,残留熱除去系海水ポンプ及び残留熱除去系海水ストレーナを使用する。
	残留熱除去系ポンプは,残留熱除去系熱交換器を介して,原子炉圧力容器内の水を循環させることで,
	原子炉の除熱が可能な設計とする。
	原子炉運転停止中において、全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系機能喪失によるサポート系の
	故障により、残留熱除去系が原子炉の冷却機能を喪失した場合の重大事故等対処設備(常設代替交流電源
	設備による残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の復旧)として、常設代替高圧電源装置、残留熱除去系
	ポンプ,残留熱除去系熱交換器,残留熱除去系海水ポンプ及び残留熱除去系海水ストレーナを使用する。
	なお、残留熱除去系海水系の機能喪失によるサポート系の故障の場合は、緊急用海水系の緊急用海水ポ
	ンプ及び緊急用海水ストレーナを使用する。
	残留熱除去系ポンプは、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置からの給電により機能を復
	旧し、原子炉圧力容器内の水を、残留熱除去系熱交換器を介して注水することで、原子炉の除熱が可能な
	設計とする。
	残留熱除去系ポンプは,常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置から給電が可能な設計とす
	る。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)に使用する残留熱除去系熱交換器の冷却用海水は、残留熱除去系
	海水系の残留熱除去系海水ポンプから供給が可能な設計とする。
	残留熱除去系熱交換器は、緊急用海水ポンプ及び緊急用海水ストレーナで構成する緊急用海水系により
	冷却できる設計とする。
	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備のうち、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送するための設備
	として重大事故等対処設備(残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱,残留熱除去系(サ
	プレッション・プール冷却系)によるサプレッション・プール水の除熱,残留熱除去系(格納容器スプレ
	イ冷却系)による原子炉格納容器内の除熱、残留熱除去系海水系による除熱、格納容器圧力逃がし装置に
	よる原子炉格納容器内の減圧及び除熱、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱、遠隔
	人力操作機構による現場操作及び緊急用海水系による除熱)を設ける。

36**blo.60-1**

変 更 前	変更後
	設計基準事故対処設備である残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)が健全であれば重大事故等対処設備
	として使用する設計とする。
	設計基準事故対処設備である残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)が健全であれば重大事故
	等対処設備として使用する設計とする。
	残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)については、「5 原子炉格納施設 第2章 3. 圧力低
	減設備その他の安全設備 3.2.2 サプレッション・プール冷却系 原子炉格納容器内の冷却等のための設
	備」に示す。
	設計基準事故対処設備である残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)が健全であれば重大事故等対処
	設備として使用する設計とする。
	残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)については、「5 原子炉格納施設 第2章 3. 圧力低減設備
	その他の安全設備 3.2.1 格納容器スプレイ冷却系 原子炉格納容器内の冷却等のための設備」に示す。
	(2) インターフェイスシステムLOCA時の隔離
	インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量の抑
	制及び漏えい個所を隔離するための設備として重大事故等対処設備(インターフェイスシステムLOCA
	発生時の対応)を設ける。
	インターフェイスシステムLOCA発生時に原子炉冷却材の原子炉格納容器外への漏えい個所を隔離す
	るための重大事故等対処設備として、高圧炉心スプレイ糸注入弁、原子炉隔離時冷却糸原子炉注入弁、低
	圧炉心スフレイ糸注入弁,残留熱除去糸A糸注入弁,残留熱除去糸B糸注入并及び残留熱除去糸C糸注入
	开(以下、「インダーフェイスシステムLOCA隔離开」という。)を使用する。
	インターノエイスシステムLOCA隔離升は、現場で升を操作することにより原子炉常却材の漏えい個所
	インターノエイスンステムLOCA 隔離井は、原士炉建産原士炉棟内に設直し、里人争戦等時にわける壊 焼を供た老虎」を記むしたスーナた。根佐は、記墨相正で可能な記むしたス
	現米性を考慮した設計とする。また、採用は、設直物用で可能な設計とする。
	4.2 格納容器圧力逃がし装置
	残留熱除去系ポンプの故障により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に,炉心の著し
	い損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための重大事故等対処設備(格納容器圧力逃がし装置による
	原子炉格納容器内の減圧及び除熱)として、格納容器圧力逃がし装置は、フィルタ装置(フィルタ容器、
	スクラビング水,金属フィルタ,よう素除去部),第一弁 (S/C側),第一弁 (D/W側),第二弁,第二
	弁バイパス弁及び圧力開放板で構成し、格納容器内雰囲気ガスを不活性ガス系及び耐圧強化ベント系を介
	して、フィルタ装置へ導き、放射性物質を低減させた後に原子炉建屋原子炉棟屋上に設ける排気口を通し
	て放出することで、排気中に含まれる放射性物質の環境への放出量を抑制しつつ、原子炉格納容器内に蓄
	積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送が可能な設計とする。
	格納容器圧力逃がし装置を使用した場合に放出される放射性物質の放出量に対して、あらかじめ敷地境
	界での線量評価を行うこととする。
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱、遠隔人力操作機構による現場操作に
	ついては、「5 原子炉格納施設 第2章 3. 圧力低減設備その他の安全設備 3.6.1 格納容器圧力逃がし

変 更 前	変 更 後
	装置 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」に示す。 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の第一弁(S/C側),第一弁(D/W 側),第二弁及び第二弁バイパス弁の駆動源が喪失した場合においても,隔離弁に遠隔人力操作機構を設け 人力により確実に操作可能とすることで,原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である 大気へ輸送が可能な設計とする。
	4.3 耐圧強化ベント系 (1) 系統構成
	(1) 糸硫構成 残留熱除去系ボンプの故障により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、炉心の著し い損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための重大事故等対処設備(耐圧強化ベント系による原子炉 格納容器内の減圧及び除熱)として、耐圧強化ベント系は、第一弁(S/C側)、第一弁(D/W側)、耐圧 強化ベント系一次隔離弁、耐圧強化ベント系二次隔離弁等で構成し、格納容器内雰囲気ガスを不活性ガス 系及び原子炉建屋ガス処理系を介して、排気筒に隣接する非常用ガス処理系排気筒を通して放出すること で、原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送が可能な設計する。 耐圧強化ベント系は、重大事故等時において、原子炉格納容器が負圧とならない設計とする。仮に、原 子炉格納容器内にスプレイする場合においても、原子炉格納容器内圧力が既定の圧力まで減圧した場合に は、原子炉格納容器へのスプレイを停止する運用とする。 耐圧強化ベント系の排出経路に設置する隔離弁(第一弁(S/C側)、第一弁(D/W側)、耐圧強化ベ ント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁)は電動弁とし、常設代替交流電源設備である常設代
	替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から給電が可能な設計とすると ともに、第一弁(S/C側)、第一弁(D/W側)については、駆動部に遠隔人力操作機構を設け、原子炉 建屋原子炉棟外から手動操作が可能な設計とする。 耐圧強化ベント系は、原子炉格納容器のサプレッション・チェンバ側及びドライウェル側のいずれから
	も排気が可能な設計とする。
	サプレッション・チェンバ側からの排気では、サプレッション・チェンバの水面からの高さを確保し、 ドライウェルからの排気では、ドライウェル床面からの高さを確保するとともに燃料有効長頂部よりも高 い位置に接続箇所を設けることで、水没の悪影響を受けない設計とする。
	最終ヒートシンクへ熱を輸送する設備として使用する耐圧強化ベント系は、炉心損傷前に使用するため、 排気中に含まれる放射性物質及び可燃性ガスは微量であるが、耐圧強化ベント系を使用した場合に放出さ れる放射性物質の放出量に対して、あらかじめ敷地境界での線量評価を行うこととする。
	(2)多様性,位置的分散 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱は,残留熱除去系(原子炉停止時冷却系,格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系)及び残留熱除去系海水系と共通要因によって同時に機能を損なわないよう,ポンプ及び熱交換器を使用せずに最終的な熱の逃がし場である大気へ熱の 輸送が可能な設計とすることで、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系,格納容器スプレイ冷却系及びサプ
	レッション・プール冷却系)及び残留熱除去系海水系に対して多様性を有する設計とする。
変 更 前	変更後
-------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------
	する。
	3.5.2 窒素ガス代替注入系
	格納容器圧力逃がし装置使用後においても、可燃性ガスによる爆発及び格納容器の負圧破損を防止
	するために、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内に不活性ガス(窒素)を供給できる設計とする。
	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のうち、炉心の著しい損傷が発生した
	場合において、原子炉格納容器内における水素爆発による破損を防止できるように、原子炉格納容器
	内を不活性化するための設備として、重大事故等対処設備(可搬型窒素供給装置による原子炉格納容
	器内の不活性化)を設ける設計とする。
	原子炉格納容器内を不活性化するための重大事故等対処設備として、可搬型窒素供給装置及び可搬
	型窒素供給装置用電源を使用する設計とする。
	可搬型窒素供給装置は、可搬型窒素供給装置及び可搬型窒素供給装置用電源車で構成し、原子炉格
	納容器内に窒素を供給することで、ジルコニウムー水反応及び水の放射線分解等により原子炉格納容
	器内に発生する水素及び酸素の濃度を可燃限界未満にできる設計とする。 「時間は古りの時間」を見た、一部に関わればない問題、「古見い約~50~10~10~10~10~10~10~10~10~10~10~10~10~10
	可搬型窒素供給装直のうち,可搬型窒素供給装直は,谷重か約200 Nm [*] /h/個であり,個数か2個(予 (性の四))
	(備21値) とする。
	3.6
	3.6.1 格納容器圧力迷が已装置
	(1) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の渦圧破損防止
	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、炉心の著しい損傷が発生した場合におい
	て、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための重
	大事故等対処設備として、格納容器圧力逃がし装置は、フィルタ装置(フィルタ容器、スクラビング
	水,金属フィルタ,よう素除去部),第一弁(S/C側),第一弁(D/W側),第二弁,第二弁バイ
	パス弁,圧力開放板,移送ポンプ等で構成し,原子炉格納容器内雰囲気ガスを不活性ガス系及び耐圧
	強化ベント系を経由して、フィルタ装置へ導き、放射性物質を低減させた後に原子炉建屋屋上に設け
	る放出口から排出することで、排気中に含まれる放射性物質の環境への放出量を低減しつつ、原子炉
	格納容器内の圧力及び温度を低下できる設計とする。
	フィルタ装置は、フィルタ装置内のスクラビング水(水と薬液)、金属フィルタ及びよう素除去部に
	より原子炉格納容器内雰囲気ガスの放射性物質を捕集できる設計とする。
	フィルタ装置は、フィルタの構造及び機能の健全性を維持し、かつ、捕集した放射性よう素の再揮
	発を防止するために、捕集した放射性物質の崩壊熱等を考慮した設計とする。
	格納容器圧力逃がし装置は、第一弁(S/C側)又は第一弁(D/W側)並びに第二弁又は第二弁バ
	イパス弁の開操作により原子炉格納容器内雰囲気ガスの放射性物質をフィルタ装置で捕集した後、原

変 更 前	変更後
	子炉格納容器内雰囲気ガスを大気放出し、第一弁(S/C側)又は第一弁(D/W側)の閉操作でその
	大気放出を停止することができる設計とする。
	本系統は、サプレッション・チェンバ側及びドライウェル側のいずれからも排気できる設計とする。
	サプレッション・チェンバ側からの排気ではサプレッション・チェンバの水面からの高さを確保し,
	ドライウェル側からの排気では、燃料有効長頂部よりも高い位置に接続箇所を設けることで、長期的
	にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない設計とする。
	格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、系統内を不活性
	ガス(窒素)で置換した状態で待機させ、系統内に可燃性ガス(水素)が蓄積する可能性のある箇所に
	はバイパスラインを設け、可燃性ガスを排出できる設計とするとともに、使用後においても不活性ガ
	スで置換できるよう,可搬型窒素供給装置を用いて系統内に窒素を供給できる設計とすることで,系
	統内で水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に達することを防止できる設計とする。
	格納容器圧力逃がし装置は,他の発電用原子炉とは共用しない。また,格納容器圧力逃がし装置と
	他の系統・機器を隔離する弁は直列で 2 弁設置し,格納容器圧力逃がし装置と他の系統・機器を確実
	に隔離することで、悪影響を及ぼさない設計とする。
	代替格納容器スプレイ冷却系等により原子炉格納容器内にスプレイする場合は、原子炉格納容器が
	負圧とならないよう、原子炉格納容器が規定の圧力に達した場合には、スプレイを停止する運用とす
	る。
	格納容器圧力逃がし装置使用時の排出経路に設置される第一弁(S/C側),第一弁(D/W側),
	第二弁及び第二弁バイパス弁は、中央制御室のスイッチで操作が可能な設計とし、また、駆動源喪失
	時であっても人力により容易かつ確実に開閉操作が可能な遠隔人力操作機構を有する設計とする。
	系統内に設ける圧力開放板は、原子炉格納容器の隔離機能として使用せず、格納容器圧力逃がし装
	置の使用の妨げにならないよう、原子炉格納容器からの排気圧力と比較して十分に低い圧力で動作す
	る設計とし、格納容器圧力逃がし装置内を不活性ガス(窒素)で待機する際の大気との隔壁として設
	置する。
	格納容器圧力逃がし装置使用時の排出経路に設置される第一弁(S/C側),第一弁(D/W側),
	第二弁及び第二弁バイパス弁は、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替
	交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から給電できる設計とする。
	格納容器圧力逃がし装置を使用した場合、フィルタ装置に捕集した放射性物質の崩壊熱によりスク
	ラビング水が蒸発することでスクラビング水位は徐々に低下することから、放射性物質除去性能維持
	のため可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置に水を供給できる設計とする。
	(2) 格納容器圧力逃がし装置による水素排出
	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のうち、炉心の著しい損傷が発生した
	場合において、原子炉格納容器内に滞留する水素及び酸素を大気へ放出するための設備として、以下
	の重大事故等対処設備(格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出)を
	設ける。

822**No.61-2**

NT2 補② Ⅱ R0

						変 更 前	変 更 後					
	名				称	原子炉水位(燃料域)*1						
検	出	器の	種	類	_	差圧式水位検出器						
計	測	範	Ī	囲	mm	-3800~1300*2						
樹富	報	動 作	範	囲	.	_	が再た!					
個				数	_	2	後史はし					
	系	統		名		原子炉水位						
取		ライン	∕ 名)	_	(燃料域)						
付	設	置		床	_	原子炉建屋原子炉棟 EL.14.00 m						
1.1	溢 7	水防 割	医上	の	•		RB-2-8* ³					
固	区	画	番	号	_		. RB-2-9*4					
所	溢 2	水 防 讀	复 上	の								
•	配 慮	配慮が必要な高さ		-		EL. 14. 20 世以上						

No.62-1

*2:基準点は,原子炉圧力容器零レベルより 915 cm 上とする。(燃料有効長頂部)

*3:対象計器は, LT-B22-N044A

*4:対象計器は, LT-B22-N044B

NT2 補① II RO



NT2 補① II RO



V-1-1-6 安全設備及び重大事故等対処設備が使用される 条件の下における健全性に関する説明書

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定(1/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
百	原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チャンネル	①原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。
二		②原子炉圧力	②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合には、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にある
炉		②原子炉圧力 (SA)	と想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。
容		②原子炉水位(広帯域)	また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器内の温度を
一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一		②原子炉水位(燃料域)	推定する。
0		②原子炉水位(SA広帯域)	③残留熱除去糸が運転状態であれば、残留熱除去糸熱交換器人口温度により推定する。
温		②原子炉水位(SA燃料域)	
皮		③残留熱除去系熱交換器入口温度	推定は, 主要パラメータの他チャンネルを優先する。
	原子炉圧力	①主要パラメータの他チャンネル	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。
		②原子炉圧力 (SA)	②原子炉圧力の監視が不可能となった場合には、原子炉圧力(SA)により推定する。
		③原子炉水位(広帯域)	③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧力容器温度より飽和温度/
原工		③原子炉水位(燃料域)	圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。
」「炉		③原子炉水位(SA広帯域)	
圧		③原子炉水位(SA燃料域)	推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
力		③原子炉圧力容器温度	
谷器	原子炉圧力 (SA)	①主要パラメータの他チャンネル	①原子炉圧力(SA)の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。
丙		②原子炉圧力	②原子炉圧力(SA)の監視が不可能となった場合には、原子炉圧力により推定する。
		③原子炉水位(広帯域)	③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧力容器温度より飽和温度/
上力		③原子炉水位(燃料域)	圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。
//		③原子炉水位 (SA広帯域)	
1		③原子炉水位(SA燃料域)	推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
		③原子炉圧力容器温度	

注記 *1:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

^{*2: []}は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を 把握することが可能な計器)を示す。

V-1-3-2 燃料取扱設備,新燃料貯蔵設備及び使用済燃料貯蔵設備の 核燃料物質が臨界に達しないことに関する説明書

目 次

1.	概	要	•	•••	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	1
2.	基本	方針	••	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	1
3.	使用	済燃料	プー	ル	水	扇ン	えし	い目	時(D ラ	未聞	塩り	界(性	評亻	価		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	1
3. 1	1 評	価の基	本方	針	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	1
3.2	2 計会	算方法	•		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	2
ć	3.2.1	計算	体系	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	2
ć	3.2.2	計算	条件	: •	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	3
3. 3	3 計	算結果	•		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	3

1. 概 要

本資料は、「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。)第26条及び第69条並びにそれらの「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の解釈」(以下「解釈」という。)に基づき、燃料体又 は使用済燃料(以下「燃料体等」という。)が臨界に達しないことを説明するものである。

なお,技術基準規則第26条の要求事項に変更がないため,技術基準規則第26条の要 求事項に係る燃料取扱設備,新燃料貯蔵設備及び使用済燃料貯蔵設備の核燃料物質が臨 界に達しないことの説明に関しては,今回の申請において変更は行わない。

今回は,技術基準規則第69条の要求事項に基づき,使用済燃料貯蔵槽(以下「使用済 燃料プール」という。)の水位が低下した場合において,燃料体等が臨界に達しないこと を説明する。

2. 基本方針

使用済燃料プールは、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系の故障等により使用済燃 料プールの冷却機能が喪失及び補給水系の故障により使用済燃料プールの注水機能が喪 失又は使用済燃料プールに接続する配管の破損等により使用済燃料プール水の小規模な 漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合(以下「小規模漏 えい時」という。)に、技術基準規則第69条第1項及び解釈により施設が要求されてい る可搬型代替注水設備による冷却及び水位確保により使用済燃料プールの機能(燃料体 等の冷却,水深の遮蔽能力)を維持するとともに、実効増倍率が最も高くなる冠水状態に おいても臨界を防止できる設計とする。

また,使用済燃料プールは,使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因 により,当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合(以下「大規模漏えい時」 という。)に,技術基準規則第69条第2項及び解釈により施設が要求されている可搬型 スプレイ設備(使用済燃料プールへのスプレイ)にて,使用済燃料ラック(以下「ラッ ク」という。)及び燃料体等を冷却し,臨界にならないよう配慮したラック形状において, スプレイや蒸気条件においても臨界を防止できる設計とする。

このため、小規模漏えい時及び大規模漏えい時の使用済燃料プールの未臨界性評価の 評価基準は、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ラックボロン濃度、ラックセル 内燃料配置それぞれについての不確定性を考慮し、最も結果が厳しくなる状態で、いか なる一様な水密度であっても実効増倍率が 0.95以下となる設計とする。

- 3. 使用済燃料プール水漏えい時の未臨界性評価
- 3.1 評価の基本方針

使用済燃料プールで小規模漏えいが発生した場合,可搬型代替注水設備による注水 により放射線の遮蔽が維持される水位を確保でき,あわせて燃料有効長頂部の冠水状

1

態を維持できる。また,使用済燃料プールに貯蔵される燃料体等の冷却が可能である。 なお,放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることについては,「V-1-3-5 使用 済燃料貯蔵槽の水深の遮蔽能力に関する説明書」にて説明し,燃料体等の冷却が可能 であることについては,「V-1-3-4 使用済燃料貯蔵槽の冷却能力に関する説明書」に て説明する。

可搬型代替注水設備による注水により燃料体等を冷却及び放射線の遮蔽が維持され る水位を確保することで,使用済燃料プールの機能(燃料体等の冷却,水深の遮蔽能 力)が維持される。

可搬型代替注水設備による注水により燃料体等を冷却及び放射線の遮蔽が維持され る水位を確保することで,使用済燃料プールの機能(燃料体等の冷却,水深の遮蔽能 力)が維持される。

放射線の遮蔽が維持される水位が確保された状態で使用済燃料プール水の温度が上 昇して沸騰状態となり、水密度が低下した場合、燃料体等は水密度の低下とともに、 減速された中性子が燃料領域で核分裂反応に寄与する割合が低下する設計としている ため、使用済燃料プール全体の実効増倍率は、水密度が高い冠水時に比べて低下する。 このため、小規模漏えい時の使用済燃料プールの未臨界性評価は、実効増倍率が最も 高くなる冠水状態で臨界を防止できることを確認する。

また,使用済燃料プールで大規摸漏えいが発生した場合,可搬型スプレイ設備(使用 済燃料プールへのスプレイ)により,使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の 進行を緩和し,できる限り環境への放射性物質の放出を低減するため,使用済燃料プ ール全面にスプレイを実施し,ラック及び燃料体等を冷却する。なお,使用済燃料プ ール全面にスプレイを実施し,ラック及び燃料体等を冷却することについては,「V-1-3-4 使用済燃料貯蔵槽の冷却能力に関する説明書」にて説明する。

大規模漏えい時の使用済燃料プールの未臨界性評価は,可搬型スプレイ設備(使用 済燃料プールへのスプレイ)にて,ラック及び燃料体等を冷却し,臨界にならないよ う配慮したラック形状において,スプレイや蒸気条件においても臨界を防止できるこ とを確認するため,使用済燃料プール全体の水密度を一様に0.0~1.0 g/cm³まで変化 させた条件で実効増倍率の計算を行う。この水密度の条件により,小規模漏えい時の 冠水状態で臨界を防止できることも確認する。

実効増倍率の計算には、3次元モンテカルロ計算コード KENO-V.a を内蔵した SCALE システムを使用し、その解析フローチャートを第1図に示す。なお、評価に用いる計 算コード SCALE システムの検証及び妥当性確認等の概要については、付録 22「計算機 プログラム(解析コード)の概要」に示す。

3.2 計算方法

3.2.1 計算体系

計算体系としては,垂直方向は有限の高さ(燃料有効長 3.71 m+燃料上下に 30 cm の水領域を設け,その外側の境界条件を真空とする。)とし,水平方向は無限の広がりを持つ体系とする。

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼(以下「B-SUS」という。)製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は 限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びい かなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装 荷時の無限増倍率が1.30となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プ ール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれにつ いて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を 第1表に、計算体系を第2図に示す。

3.2.2 計算条件

評価の計算条件は以下のとおりである。

- (a) 燃料の濃縮度は wt%とする。
- (b) 水の密度は, 0~1.0 g/cm³とする。
- (c) 燃料有効長は、3.71 mとする。
- (d) ボロン濃度の解析使用値は、製造公差下限値の wt%とする。

以下の計算条件は公称値に正負の製作公差を未臨界性評価上厳しくなる側に不 確定性として考慮するものである。なお、ラックセル内での燃料配置については、 ラック内で燃料が偏心すると、中性子の強吸収体である B-SUS に接近することに より、燃料領域の熱中性子が減少するため、実効増倍率が最も高くなるラックセ ル内中央配置とする(第2図)。

- (e) ラックピッチ
- (f) ラック板厚
- (g) ラック内のり
- 3.3 計算結果

使用済燃料プール水漏えい時の未臨界性評価結果を第3図に示す。実効増倍率は不 確定性を考慮しても最大で0.93となり,0.95以下を満足している。

	項目	仕様
	燃料種類	9×9燃料 (A型)
	U ²³⁵ 濃縮度	wt%*1
	ペレット密度	理論密度の 97 %
燃料仕様	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	mm
は田文牌料ラック	材料	ボロン添加ステンレス鋼
使用消除科ノツク	ボロン濃度	wt % * 2
	板厚	mm
	内のり	mm

第1表 未臨界性評価の基本計算条件

注記 *1:未臨界性評価用燃料集合体(k∞=1.3 未燃焼組成, Gd なし) *2:ボロン濃度の解析使用値は,製造公差下限値とする。



第1図 解析フローチャート

No.65-7

第2図 角管型ラックの計算体系

第3図 実効増倍率の水密度依存性

6

No.65-8

V-1-3-5 使用済燃料貯蔵槽の水深の遮蔽能力に関する説明書

するために必要な水遮蔽厚を算定する。

- 3.1 評価条件
- 3.1.1 使用済燃料の計算条件
 - (1) 使用済燃料プールの水面における線量率の計算においては貯蔵容量分(2250体) の使用済燃料貯蔵を想定する。
 - (2) 使用済燃料プールの水温は100 ℃とし、水の密度は0.958 g/cm^{3*}とする。
 - (3)使用済燃料は使用済燃料有効部

 を線源とする。

 然料有効部以外の燃料集合体構造部材による遮蔽効果は考慮せず、遮蔽能力が構

 造部材より小さい水とみなす。
 - (4) 使用済燃料貯蔵ラックによる遮蔽効果は考慮せず, ラック材料よりも遮蔽効果の 小さい水とみなす。
- 3.1.2 使用済制御棒の計算条件
 - (1) 使用済制御棒からの線量率計算においては制御棒・破損燃料貯蔵ラック又は制御 棒貯蔵ハンガ全てに使用済制御棒が貯蔵された状態を想定する。
 - (2) 使用済燃料プールの水温は100 ℃とし、水の密度は0.958 g/cm^{3*}とする。
 - (3)使用済制御棒は実際の制御棒・破損燃料貯蔵ラック又は制御棒貯蔵ハンガの配置 と面積を包絡するような直方体線源とする。使用済制御棒は、遮蔽能力が構造部 材より小さい水とみなす。
 - (4)制御棒・破損燃料貯蔵ラック又は制御棒貯蔵ハンガによる遮蔽効果は考慮せず、 ラック材料又はハンガ材料よりも遮蔽効果の小さい水とみなす。

注記 *:「1999 日本機械学会蒸気表」

- 4. 線 源
- 4.1 使用済燃料の線源強度^{*1}

使用済燃料プール水深評価では、プール内ラックに貯蔵されている使用済燃料を線 源として考える。使用済燃料の照射期間は 10⁶時間(約 114 年)とし、原子炉停止後 貯蔵までの期間として、9 日*2を考慮する。なお、原子炉運転中の燃料集合体 1 体当 たりの熱出力は 4.31 MW(9×9燃料(A型))とする。このときの線源強度は第 1 表 となる。

V-1-5-1 計測装置の構成に関する説明書並びに計測範囲及び警報動作 範囲に関する説明書

No.67-1

			プラントの状態*1と				
A th	动制物用		設計基準事故時*1	重大事故	改等時*1		
石林	市门即已因	通常運転時* ¹	(運転時の異常な過 渡変化時を含む)	炉心損傷前	炉心損傷後	前旗範囲の設定に因りる考入力	
原子炉水位(広帯域)	-3800∼ 1500 mm ^{*4}	1260 mm*4	-3800~1400 mm*4	-3800~ 1400 mm ^{*4}	1260 皿以下*4	炉心の冷却状況を把握する上で,原子炉水 位制御範囲(レベル 3~8(300~1400 mm*4)) を監視可能である。	
原子炉水位(燃料域)	−3800~ 1300 mm*5	1300 mm*5	448~1300 mm* ⁵	0∼1300 mm*5 .	1300 ㎜以下*5	炉心の冷却状況を把握する上で,燃料有効 長底部まで監視可能である。	
原子炉水位 (SA広帯域)	−3800~ 1500 mm ^{*4}	1260 nm ^{*4}	-3800~1400 mm*4	−3800∼ 1400`mm ^{*4}	· 1260 m 以下*4	炉心の冷却状況を把握する上で,原子炉水 位制御範囲(レベル 3~8(300~1400 mm*4)) を監視可能である。	
原子炉水位 (SA燃料域)	−3800~ 1300 mm* ⁵	1300 mm ^{*5}	448~1300 mm* ⁵	0∼1300 mm*5	1300 mm以下*5	炉心の冷却状況を把握する上で,燃料有効 長底部まで監視可能である。	
ドライウェル圧力	0∼1 MPa[abs]	5 kPa [gage]	279 kPa[gage] 以下	310 kPa[gage] 以下	620 kPa[gage] 以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡する ように,原子炉格納容器の限界圧力(620 kPa[gage])に余裕を見込んだ設定とする。	
サプレッション・ チェンバ圧力	0∼1 MPa[abs]	5 kPa[gage]	279 kPa[gage] 以下	310 kPa[gage] 以下	620 kPa[gage] 以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡する ように,原子炉格納容器の限界圧力(620 kPa[gage])に余裕を見込んだ設定とする。	
サプレッション・ プール水温度	0∼200 °C	32 ℃以下	104 ℃以下	139 ℃以下	119 ℃以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡する ように、サプレッション・プール水温度 (139 ℃)に余裕を見込んだ設定とする。	
ドライウェル 雰囲気温度	0∼300 °C	57 ℃以下	171 ℃以下	123 ℃以下	202 ℃以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡する ように,ドライウェル雰囲気温度(202 ℃) に余裕を見込んだ設定とする。	
サプレッション・ チェンバ雰囲気温度	0~200 ℃	32 ℃以下	171 ℃以下	143 ℃以下	132 ℃以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡する ように、サプレッション・チェンバ雰囲気 温度(171℃)に余裕を見込んだ設定とす る。	

表 4-1 計測装置の計測範囲(4/8)

No.67-2

- 注記 *1:プラント状態の定義は,以下のとおり。
 - ・通常運転時:計画的に行われる起動,停止,出力運転,高温停止,冷温停止,燃料取替等の発電用原子炉施設の運転であって,その運転 状態が所定の制限内にあるもの。
 - ・運転時の異常な過渡変化時:発電用原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作,及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態。
 - ・設計基準事故時:「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって,発生する頻度は希であるが,発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定されるもの。
 - ・重大事故等時:発電用原子炉施設の安全設計の観点から想定される事故を超える事故の発生により,発電用原子炉の炉心の著しい損傷が 発生するおそれがある状態又は炉心の著しい損傷が発生した状態。
 - *2: 各測定レンジにおける出力比を示す。
 - *3: 定格出力時の値に対する比率で示す。
 - *4:基準点は,原子炉圧力容器零レベルより1340 cm上とする。(蒸気乾燥器スカート下端)

*5:基準点は,原子炉圧力容器零レベルより915 cm上とする。(燃料有効長頂部)

- *6:基準点は,通常運転水位 EL.3030 mm。
- *7:ペデスタル底面(コリウムシールド上表面)からの高さ。

下方 パーマーク								
監視ハラメータ								
原子炉圧力容器温度	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 1200 程度までの温							
	度測定が可能。							
高圧代替注水系系統流量	0~50 L/s に相当する検出器からの電気信号を計測。							
低口代麸汁水药丙乙怕汁水沽旱	0~500 m³/h , 0~300 m³/h , 0~80 m³/h にそれぞれ相当する検出							
	器からの電気信号を計測。							
代替循環冷却系原子炉注水流量	0~150 m³/h に相当する検出器からの電気信号を計測。							
代替循環冷却系ポンプ入口温度								
残留熱除去系熱交換器入口温度	快山都内部の温度系士の喇熱温度でのる 330 柱度までの温度 測定が可能							
残留熱除去系熱交換器出口温度								
原子炉隔離時冷却系系統流量	0~50 L/s に相当する検出器からの電気信号を計測。							
高圧炉心スプレイ系系統流量	0~500 L/s に相当する検出器からの電気信号を計測。							
低圧炉心スプレイ系系統流量	0、600 1 /2 に相当する検出器からの電気信号を計測							
残留熱除去系系統流量	0~000 L/S に作当りる快山谷からの电気信ちを計測。							
原子炉圧力								
原子炉圧力(SA)	0~10.5 MFaに相当9 る検山部からの電気信号を計測。							
原子炉水位(広帯域)	-3800~1500 mm*1に相当する検出器からの電気信号を計測。							
原子炉水位(燃料域)	-3800~1300 mm ^{*2} に相当する検出器からの電気信号を計測。							
原子炉水位(SA広帯域)	-3800~1500 mm ^{*1} に相当する検出器からの電気信号を計測。							
原子炉水位(SA燃料域)	-3800~1300 mm*2に相当する検出器からの電気信号を計測。							
ドライウェル圧力								
サプレッション・チェンバ圧力								
	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 500 程度までの温度							
リフレッション・フール小温度	測定が可能。							
ドライウェル雰囲気温度								
サプレッション・チェンバ	快山 話内部の 温度系士の 喇熱 温度 このる 330 相度ま この 温度 							
雰囲気温度	別たが可能。							
	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 500 程度までの温度							
格納谷益下部水温	測定が可能。							
代替淡水貯槽水位	0~20 mに相当する検出器からの電気信号を計測。							
西側淡水貯水設備水位	0~4.5 mに相当する検出器からの電気信号を計測。							
低圧代替注水系								
格納容器スプレイ流量	0~500 ㎡/N に相当 9 る検出 かりの 電気 信 亏 を 計測。							

表 4-2 可搬型計測器の測定範囲(1/2)

表 4-2 可搬型計測器の測定範囲(2/2)

監視パラメータ	測定範囲等						
低圧代替注水系 格納容器下部注水流量	0~200 m ³ /h に相当する検出器からの電気信号を計測。						
│代替循環冷却系 │格納容器スプレイ流量	0~300 m ³ /h に相当する検出器からの電気信号を計測。						
サプレッション・プール水位	-1~9 m ^{*3} に相当する検出器からの電気信号を計測。						
格納容器下部水位	検出器からの 0N-0FF 信号に相当する電気信号を計測。						
フィルタ装置水位	180~5500 mm に相当する検出器からの電気信号を計測。						
フィルタ装置圧力	0~1 MPaに相当する検出器からの電気信号を計測。						
フィルタ装置	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 350 程度までの温度						
スクラビング水温度	測定が可能。						
残留熱除去系海水系系統流量	0~550 L/s に相当する検出器からの電気信号を計測。						
緊急用海水系流量							
(残留熱除去系熱交換器)	0~800 〒川に相当9 る検山路からの电気信ちを計測。						
緊急用海水系流量	0~50 m3/b に相当する検出器からの電気信号を計測						
(残留熱除去系補機)							
常設高圧代替注水系	0~10 MPaに相当する検出器からの雷気信号を計測。						
ポンプ吐出圧力	し~10 MFaに相当9 る検山部からの電気信号を計測。						
常設低圧代替注水系							
ポンプ吐出圧力	0~5 MPaに相当する検出器からの電気信号を計測。						
代替循環冷却系ポンプ吐出圧力							
原子炉隔離時冷却系							
ポンプ吐出圧力	0~10 MPaに相当する検出器からの雪気信号を計測						
高圧炉心スプレイ系							
ポンプ吐出圧力							
低圧炉心スプレイ系							
ポンプ吐出圧力	0~4 MPaに相当する検出器からの電気信号を計測。						
残留熱除去系ポンプ吐出圧力							
静的触媒式水素再結合器	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 350 程度までの温度						
動作監視装置	測定が可能。						
使用済燃料プール水位・温度	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 500 程度までの温度						
(SA広域)	測定が可能。						
	検出器内部の温度素子の耐熱温度である 350 程度までの温度						
医市府燃和フ ^ー ル/皿反(SA) 	測定が可能。						
注記 *1:基準点は,原子炉圧ス	り容器零レベルより 1340 cm 上とする。(蒸気乾燥器スカート下端)						
*2:基準点は,原子炉圧	カ容器零レベルより 915 cm 上とする。(燃料有効長頂部)						

*3:基準点は,通常運転水位 EL.3030 mm。

(3) 過渡時自動減圧機能

名	7	称	原子炉水位異常低(レベル1)
保 護	目的/機育	山下	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧,かつ設計基準事故対処設備が有す る原子炉の減圧機能が喪失した場合,炉心の著しい損傷を防止し,原子炉 冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するため,逃が し安全弁を作動させる。
設	定 亻	値	

【設定根拠】

設定値は、次の事項を考慮して決定する。

高圧注水機能が喪失し,原子炉水位のみ低下していく事象では,ドライウェル圧力高が発生し ないため,自動減圧系が起動しない。自動減圧系の代替として原子炉を減圧させるため,残留熱 除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転中を条件として,自動減圧系と同様の原子炉水 位異常低(レベル1)を設定する。

*1:原子炉圧力容器零レベルは、原子炉圧力容器基準点を示す。

<補足>

炉心の著しい損傷を防止するためのシステムであることを考慮し,炉心が露出しないように燃 料有効長頂部より高い設定として,原子炉水位異常低(レベル1)とする。

逃がし安全弁の作動は原子炉冷却材の放出となり,その補給には残留熱除去系ポンプ,低圧炉 心スプレイ系ポンプからの注水が必要であることを考慮して,残留熱除去系ポンプ,低圧炉心ス プレイ系ポンプが自動起動する原子炉水位異常低(レベル1)とする。



- e. 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁については,現場でも操作が可能となるよう,遠 隔人力操作機構を設け,原子炉建屋原子炉棟外から容易かつ確実に開閉操作できる設 計とする。
- f. 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の 隔離弁の操作ができるよう、遠隔人力操作機構を介した操作場所又は操作室を放射線 量率の低い原子炉建屋付属棟に設置する設計とする。さらに、第二弁及び第二弁バイ パス弁の操作室には、格納容器圧力逃がし装置使用後に高線量となる配管に対する遮 蔽及び格納容器内雰囲気ガスの操作室への流入防止装置(空気ボンベユニット)を設 ける設計とする。
- g. 格納容器圧力逃がし装置待機時に格納容器圧力逃がし装置内を不活性ガス(窒素)に て置換する際の大気との障壁として,圧力開放板を設置する設計とする。

圧力開放板は,格納容器からのベントガス圧力(0.31 MPa[gage]~0.62 MPa[gage]) と比較して十分に低い圧力である0.08 MPa[gage]にて開放し,格納容器圧力逃がし装 置の使用の妨げにならない設計とする。

- h. 格納容器圧力逃がし装置は、サプレッション・チェンバ側及びドライウェル側のいずれからも排気できる設計とする。サプレッション・チェンバ側からの排気ではサプレッション・プールの水面からの高さを確保し、ドライウェル側からの排気では燃料 有効長頂部よりも高い位置に接続箇所を設けることで、長期的にも溶融炉心及び水没の影響を受けない設計とする。
- i. 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置は、フィルタ装置格納槽(地下埋設)に格納し、十分な厚さのコンクリート及び覆土により地上面の放射線量を十分に低減する設計とする。また、フィルタ装置に接続する配管等については、原子炉建屋原子炉棟内及び原子炉建屋付属棟内に設置することにより、事故時の復旧作業における被ばくを低減する設計とする。

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内の水 素濃度が可燃限界未満となる設計とする。

格納容器からの水素の漏えい量は,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「原子炉冷却材喪失(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内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。

(1) 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+ 分保守的に設定している。

項目	PAR設計条件	【参考】有効性評価結果 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))									
水素発生量	約1400 kg (AFC <mark>燃料有効部</mark> 疲覆 管)100 %相当)	約700 kg (ジルコニウムー水反応, 金属腐 食, 水の放射線分解考慮)									
格納容器漏えい率	10 %/day (一定)	約1.3 %/day(最大)									

第2.1.2-1表 PAR設計条件における水素漏えい条件

a. 水素発生量について

有効性評価シナリオ(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、事象発生25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 が冷却されるため、発生水素量は、ジルコニウムー水反応、金属腐食及び水の放射線分解 での水素発生量を考慮しても約700 kgとなるが、更に過酷な条件として、約1400 kg(A FC(燃料有効部波覆管)100%相当)が発生するものとしてPARを設計する。

b. 格納容器漏えい率について

重大事故等発生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。重大事故等発生時は,格納容器 圧力が設計圧力の2倍(以下「2 Pd」という。)を超えないように運用するため,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 ℃,2 Pd,AFC 100 %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:39 %,窒素:21 %, 水蒸気:40 %)を踏まえると,AECの式から約1.4 %/dayとなる。この値は,有効性 評価結果を包含した条件であるが,更に過酷な条件として10 %/dayの漏えい率を仮定 し,PARを設計する。

別添 2-4

適合性確認対象設備ごとの調達に係る管理のグレード及び実績(設備関係)

		設備区分/系統/機器区分		機器名	重要度分類	「7.3 設計・開発」の適用有無本文品質保証計画	「7.4 調達」の適用有無本文品質保証計画	備考		
		炉心形状,格子形状,燃料集合体数, 炉心有劲高さるび炉心等価直径	_	炉心形状,格子形状等	既設設備でる 理に基づき	あり,当町 実施してい	。 時の調達管 いる。			
		燃料材の種類,燃料集合体平均濃縮 度又は富化度,燃料集合体最高燃焼 度及び核燃料物質の最大装荷量	-	燃料材	既設設備でる 理に基づき3	あり,当 町 実施してい	事の調達管 いる。			
			炉心シュラウド	炉心シュラウド	既設設備でる 理に基づき3	あり, 当 実施して <i>レ</i>	時の調達管 いろ.			
			及びシュラウド サポート	シュラウドサポート	既設設備でる 理に基づき3	あり,当 町 実施して V				
	炉心		上部格子板	上部格子板	既設設備でる	<u>大地 してい</u> あり,当日 宝庙 してい	 時の調達管 \ス			
		炉心支持構造物	炉心支持板	炉心支持板	既設設備でる	<u>へ起して</u> 、 あり,当 町 宝庙してレ	 時の調達管 \ろ			
				中央燃料支持金具	既設設備でる	<u>へ起して</u> 、 あり,当町 宇施1 てレ	し。 時の調達管 いる			
			燃料支持金具	周辺燃料支持金具	既設設備でる	<u>奥旭 してい</u> あり,当町 実施 L デレ	<u>。</u> 時の調達管			
			制御棒案内管	制御棒案内管	既設設備でる	<u>実施してい</u> あり、当時 実施してい	い。 時の調達管			
		原子炉圧力容器本体並びに監視試験 片	_	原子炉圧力容器	既設設備でる理に基づき	<u>実施して</u> あり,当 町 実施してい				
			支持構造物	溝造物 原子炉圧力容器スカート 既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。						
		原子炉圧力容器支持構造物	基礎ボルト	原子炉圧力容器の基礎ボルト	既設設備でる 理に基づき?	あり,当町 実施してい	時の調達管 いる。			
			原子炉圧力容器 スタビライザ	スタビライザ(原子炉圧力容器~しゃへい壁間)	既設設備でる理に基づき	あり, 当 町 実施して レ				
			原子炉格納容器	スタビライザ (しゃへい壁〜格納容器間)	既設設備でる	<u>へ起して</u> あり,当町 宇施1 てい	 時の調達管 \^_			
		原子炉圧力容器付属構造物	 中性子束計測ハ ウジング 	中性子計測ハウジング	既設設備では理に基づき	実施してい あり、当時 実施してい	もの 静の調達管 いる。			
原			制御棒駆動機構 ハウジング	制御棒駆動機構ハウジング	既設設備でる 理に基づき3	あり,当町 実施してい	時の調達管 いる。			
子炉本体			 制御棒駆動機構 ハウジング支持 金具 	制御棒駆動機構ハウジング支持金具	既設設備でる 理に基づき3	あり,当町 実施してい	時の調達管 いる。			
			ジェットポンプ 計測管貫通部シ ール	ジェットポンプ計測管貫通部シール	既設設備でる 理に基づき	あり,当町 実施してい	時の調達管 ∖る。			
			差圧検出・ほう酸 水注入配管	差圧検出・ほう酸水注入管(ティーより N10 ノズ ルまでの外管)	既設設備でる 理に基づき3	あり,当町 実施してい	時の調達管 いる。			
	原子		蒸気乾燥器の蒸 気乾燥器ユニッ	蒸気乾燥器ユニット	既設設備でる 理に基づき?	あり,当町 実施してい	時の調達管 いる。			
	炉圧力		ト し ト 及び 蒸気 乾燥 	蒸気乾燥器ハウジング	既設設備でる	あり, 当時 	寺の調達管 			
	容器		与水分離哭及78	気水分離器	既設設備でお	<u>へ起して</u> い あり,当时 宝施1 てい	<u>。</u> 時の調達管 いろ			
			スタンドパイプ	スタンドパイプ	理に素うさ <u>実施している。</u> 既設設備であり,当時の調達管					
			シュラウドヘッ	シュラウドヘッド	既設設備でる	<u>実施して</u> あり,当町 実施してい	<u>、</u> の調達管 、ス			
			ジェットポンプ	ジェットポンプ	既設設備でる	<u>実施してい</u> あり,当町	<u>、</u> の。 時の調達管			
				給水スパージャ	理に基づき。 既設設備でる	実施してい あり,当时	<u>、</u> 時の調達管			
		原子炉圧力容器内部構造物		高圧炉心スプレイスパージャ	理に基づき。 既設設備でる	実施してい	<u>いる。</u> 時の調達管			
				低圧炉心スプレイスパージャ	理に基づきる 既設設備でる	実施してい あり、当時	いる。 時の調達管			
			スパージャ及び	残留熱除去系配管(原子炉圧力容器内部)	理に基づき 既設設備でお	実施してい あり,当时	いる。 時の調達管			
			内部配管	高圧炉心スプレイ配管(原子炉圧力変異内部)	理に基づき 既設設備でる	実施してい あり,当町				
				低圧垢心スプレイ配管(原子伝圧力変異内域)	理に基づき 既設設備でる	実施してい あり,当时	いる。 時の調達管			
				<u>************************************</u>	理に基づき実施している。 既設設備であり、当時の調達管					
			中性子束計測案	上二次山・はノ取小江八官(原丁ア/二月存益内部) 	 理に基づき 既設設備で 	実施してい あり,当雨	いる。 時の調達管			
1			内管	屮'任于計測系内官	理に基づき	実施してい	13.			





東海第二発電所 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは,ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルを平成6年11月に設置(平成3年5月認可)し,現在に至るまで燃料を貯蔵している。使用済燃料プールには,通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが,臨界設計では,新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように,炉心装荷時の無限増倍率が1.30となる燃料を用いて評価している。また,使用済燃料プール水温,ラック製造公差,ボロン添加率,ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第54-13-1表に,ラック形状が確保された状態を前提とした計算体系を第54-13-1 図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となり,使用済燃料プールの スプレイ設備が作動する状態となった場合には,使用済燃料プールの水密度 が減少することにより,ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し,実 効増倍率を低下させる効果が生じる。一方,ラックセル間では水及びラック セルによる中性子を吸収する効果が減少するため,隣接ラックへの中性子の 流れ込みが強くなり,実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の2 つの効果のバランスにより決定されるため,ラックの材質・ピッチの組合せ によっては通常の冠水状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性 がある。

そこで,東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一様に 1.0 ~0.0g/cm³と変化させて実効増倍率を計算したところ,中性子の強吸収体 であるラックセル中のボロンの効果により,実効増倍率を増加させる効果が

54 - 13 - 2

ある隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから,第 54 - 13 - 2 図に示すとおり,水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得 られた。ボロンは供用期間中に中性子を吸収し,中性子の吸収体としての効 果が低下することが考えられるが,仮に供用期間を 60 年としても効果の低 下はごく僅かである。このため,水密度が減少する事象が生じた場合でも未 臨界は維持されることとなる。

なお,解析には,米国オークリッジ国立研究所(ORNL)が米国原子力 規制委員会(NRC)の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカル 口法に基づく3次元多群輸送計算コードであり,米国内及び日本国内の臨界 安全評価に広く使用されているSCALEシステムを用いた。

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9×9燃料(A型)
	U ²³⁵ 濃縮度	wt % ¹
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	wt % ²
	板厚	mm
	内のり	mm

第 54<mark>-</mark>13-1 表 未臨界性評価の基本計算条件

1:未臨界性評価用燃料集合体(k = 1.3 未燃焼組成,Gdなし)

2:ボロン濃度の解析使用値は,製造公差下限値とする。



第 54<mark>-</mark>13<mark>-</mark>1 図 角管型ラックの計算体系



第 54<mark>-</mark>13<mark>-</mark>2 図 実効増倍率の水密度依存性

使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス 鋼製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は 限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、 新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の 評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率が1.30となる燃料を用 いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、 ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が 厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第1 表に、計算体系を第1図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となった場合には, 使用済燃料プールの水密度が減少することにより, ラックセル内で 中性子を減速する効果が減少し, 実効増倍率を低下させる効果が生 じる。一方, ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸 収する効果が減少するため, 隣接ラックへの中性子の流れ込みが強 くなり, 実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は 上記の2つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ ピッチの組合せによっては通常の冠水状態と比較して未臨界性評価 結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一様に1.0~0.0g/cm³と変化させて実効増倍率を計算したところ、中 性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増 倍率を増加させる効果がある隣接ラックへの中性子流れ込みが抑制

添付 4.1.5-1

されることから,第2図に示すとおり,水密度の減少に伴い実効増 倍率は単調に減少する結果が得られた。このため,水密度が減少す る事象が生じた場合でも未臨界は維持されることとなる。

なお,解析には,米国オークリッジ国立研究所(ORNL)が米 国原子力規制委員会(NRC)の原子力関連許認可評価用として作 成したモンテカルロ法に基づく3次元多群輸送計算コードであり, 米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されているSCAL Eシステムを用いた。

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9×9燃料(A型)
	U ²³⁵ 濃縮度	wt% ^{% 1}
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	wt% * 2
	板厚	mm
	内のり	mm

第1表 未臨界性評価の基本計算条件

※1 未臨界性評価用燃料集合体(k∞=1.3 未燃焼組成, G d なし)※2 ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。



第1図 角管型ラックの計算体系



第2図 実効増倍率の水密度依存性

4. 使用済燃料プール水の大規模漏えい時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは,ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルを平成6年11月に設置し,現在に至るまで燃料を貯蔵している。使用 済燃料プールには,通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが, 臨界設計では,新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安 全側の評価を得るように,炉心装荷時の無限増倍率が1.30となる燃料を用 いて評価している。また,使用済燃料プール水温,ラック製造公差,ボロン 添加率,ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態 で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第6表に,ラック形状が確 保された状態を前提とした計算体系を第2図に示す。

仮に使用済燃料プール水が大規模漏えいし,使用済燃料プールのスプレイ 設備が作動する状態となった場合には,使用済燃料プールの水密度が減少す ることにより,ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し,実効増倍率 を低下させる効果が生じる。一方,ラックセル間では水及びラックセルによ る中性子を吸収する効果が減少するため,隣接ラックへの中性子の流れ込み が強くなり,実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の2 つの効果のバランスにより決定されるため,ラックの材質・ピッチの組合せ によっては通常の冠水状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性 がある。

そこで,東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一様に 1.0 ~0.0g/cm³と変化させて実効増倍率を計算したところ,中性子の強吸収体 であるラックセル中のボロンの効果により,実効増倍率を増加させる効果が ある隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから,第3図に示す とおり,水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。

No.73-1
ボロンは共用期間中に中性子を吸収し,中性子の吸収体としての効果が低下 することが考えられるが,仮に共用期間を 60 年としても効果の低下はごく わずかである。このため,水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は 維持されることとなる。

なお,解析には,米国オークリッジ国立研究所(ORNL)が米国原子力 規制委員会(NRC)の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカル 口法に基づく3次元多群輸送計算コードであり,米国内及び日本国内の臨界 安全評価に広く使用されているSCALEシステムを用いた。

	項目	仕様	
	燃料種類	9×9燃料(A型)	
	U ²³⁵ 濃縮度	wt % ¹	
	ペレット密度	理論密度の 97%	
燃料仕様	ペレット直径	0.96 cm	
	被覆管外径	1.12 cm	
	被覆管厚さ	0.71 mm	
	燃料有効長	3.71m	
	ラックタイプ	キャン型	
	ラックピッチ	mm	
住田这<i>雌</i>羽二五万	材料	ボロン添加ステンレス鋼	
使用済燃料フツク	ボロン濃度	wt % ²	
	板厚	mm	
	内のり	mm	

第6表 未臨界性評価の基本計算条件

1:未臨界性評価用燃料集合体(k = 1.3 未燃焼組成, Gd なし) 2:ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。



第2図 角管型ラックの計算体系



第3図 実効増倍率の水密度依存性

東海第二発電所の使用済燃料プールでは,ボロン添加ステンレス鋼(以下「B-SUS」という。) 製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには,通常は 限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが,臨界設計では,新燃料及びい かなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように,炉心装 荷時の無限増倍率が1.30となる燃料を用いて評価している。また,使用済燃料プ ール水温,ラック製造公差,ボロン添加率,ラックセル内燃料配置それぞれにつ いて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を 第1表に,計算体系を第2図に示す。

3.2.2 計算条件

評価の計算条件は以下のとおりである。

- (a) 燃料の濃縮度は wt%とする。
- (b) 水の密度は, 0~1.0 g/cm³とする。
- (c) 燃料有効長は、3.71 mとする。
- (d) ボロン濃度の解析使用値は,製造公差下限値の wt%とする。

以下の計算条件は公称値に正負の製作公差を未臨界性評価上厳しくなる側に不確定性として考慮するものである。なお,ラックセル内での燃料配置については, ラック内で燃料が偏心すると,中性子の強吸収体である B-SUS に接近することにより,燃料領域の熱中性子が減少するため,実効増倍率が最も高くなるラックセル内中央配置とする(第2図)。

- (e) ラックピッチ
- (f) ラック板厚
- (g) ラック内のり

3.3 計算結果

使用済燃料プール水漏えい時の未臨界性評価結果を第3図に示す。実効増倍率は不 確定性を考慮しても最大で0.93となり,0.95以下を満足している。

		項目	仕様			
		燃料種類	9×9燃料(A型)			
				U ²³⁵ 濃縮度	wt% * 1	
				ペレット密度	理論密度の 97 %	
燃	料	仕	様	ペレット直径	0.96 cm	
				被覆管外径	1.12 cm	
			被覆管厚さ	0.71 mm		
		燃料有効長	3.71 m			
				ラックタイプ	キャン型	
				ラックピッチ	mm	
使用这		-	材料	ボロン添加ステンレス鋼		
伊 田 済 燃 科 フ ツ 2 	.)	ボロン濃度	wt%* ²			
			板厚	mm		
		内のり	mm			

第1表 未臨界性評価の基本計算条件

注記 *1:未臨界性評価用燃料集合体(k = 1.3 未燃焼組成, Gd なし) *2:ボロン濃度の解析使用値は,製造公差下限値とする。

- 2. 評価条件
 - ・放熱面積 :取出燃料の燃料被覆管表面積(約9.20 m²)1 体
 - ・崩壊熱:取出燃料(約11.9 k₩)1 体
 - ・使用済燃料プール雰囲気 :100 の飽和蒸気
 - ・放熱手段 :対流及び輻射
- 3. 評価方法
- (1)放熱面積A(約9.20 m²)
 - $A = \times \text{Drod} \times L \times \text{Nrod} \times \text{Nfa}_1 \quad 9.20 \quad [\text{m}^2]$
 - ここで,

Drod:燃料棒外径(11.2×10⁻³m)

Nrod:燃料集合体あたりの燃料棒数(通常燃料棒66本,部分長燃料棒8本)

L : 燃料棒有効長さ(通常燃料棒約3.71 m, 部分長燃料棒約2.16 m)

Nfa₁:燃料集合体数(1 体)

(2)崩壊熱B(約11.9 kW)

「V-1-3-4 使用済燃料貯蔵槽の冷却能力に関する説明書」第3.2-3表の崩壊熱を用いて, B=Dh÷Nfa₂ 11.9×10³ [W]

ここで,

Dh :5サイクル目の取出燃料の崩壊熱(1.09×10⁶ W[9×9(A型)燃料])

Nfa₂:燃料集合体数(92体:5サイクル目の取出燃料体数[9×9(A型)燃料])

(3)対流及び輻射による放熱C,D(C+D=崩壊熱B)

対流及び輻射による放熱は,以下の式を満足することから,その合計が崩壊熱と等しくなる 燃料被覆管表面温度(TS)を求める。

(対流)C

 $C=(TS-TA) \times A \times h$

(輻射)D

 $D=((TS+T_0)^4 - (TA+T_0)^4) \times A \times f \times \times F_{12}$

ここで,

TS:燃料被覆管表面温度()

TA:雰囲気温度(100)

(スプレイ水が崩壊熱による蒸発量を上回ることから熱平衡状態を仮定)

h :対流熱伝達率(9.23 W/m²・K)

方格子に配列した円柱状の構造である。十字形の制御棒は,4 体の 燃料集合体によって囲まれる配置とする。

また, 燃料集合体は炉心シュラウド, 上部炉心格子, 炉心支持板, 燃料支持金具及び制御棒案内管で構成する炉心支持構造物で支持さ れ, その荷重は原子炉容器(原子炉圧力容器)に伝えられる。

冷却材は,燃料集合体周囲のチャンネル・ボックスが形成した冷 却材流路を炉心下方から上方向に流れる。

これらの構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び 事故時において原子炉を安全に停止し、かつ炉心の冷却を確保し得 る構造とする。

b.	格子形状	C格子
c.	主要寸法	•
	炉心等価直径	約 4.8m
	炉心有効高さ	約 3.7m

(2) 燃料体の最大そう入量

追

録七

- 燃料集合体の体数 764
 - 炉心全ウラン量約142t(8×8燃料)

約 133t (新型8×8燃料,新型8×8ジル

コニウムライナ燃料)

以下特に断らない限り、新型8×8燃料と新型8×8ジルコ
ニウムライナ燃料を総称して新型8×8燃料という。
約131t(高燃焼度8×8燃料)
約132t(9×9燃料(A型))
約131t(9×9燃料(B型))

- 5 -

 以下特に断らない限り、	9×9燃料	(A型)	と 9 × 9 燃	料
(B型)を総称して9×	9袱料という	-		

(3) 主要な核的制限値

原子炉を安全かつ安定に制御することを目的として,次のような核 的制限値を設定する。

a. 反応度停止余裕

最大反応度価値を有する制御棒が ! 本未挿入の状態であっても, 他の制御棒によって常に炉心を臨界未満にできる能力を持つ設計と する。

b. 制御棒の最大反応度価値

臨界近接時の制御棒の最大反応度価値は 0.015∆ k 以下 (9×9 燃料が装荷されるまでのサイクル)又は 0.013∆ k 以下 (9×9燃 料が装荷されたサイクル以降)とする。

- c. 減速材ポイド係数及びドップラ係数
 - 減速材ボイド係数及びドップラ係数は,負となるように設計する。
- (4) 主要な熱的制限値

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に,安全保護系の作動等 とあいまって,燃料被覆管の過熱及び過度の歪を生じさせないことを 目的として,次のような通常運転時の熱的制限値を設定する。

- a. 最小限界出力比
- (a) 9×9燃料が装荷されるまでのサイクル

i)第1サイクルより第3サイクル末期までの期間及び第4サイ クル以降の各サイクルについて、サイクル初期から、サイクル 末期よりさかのぼって炉心平均燃焼度で1,000MWd/t手前までの期間

- 6 -

9×9/燃料

(ジルコニウム ジルカロ (ジルコニウ

(3) 燃料要素の構造

a.構造

燃料要素(燃料棒)は、円筒形被覆管に二酸化ウラン焼結ペレット(一部ガドリニアを含む。)を挿入し、両端を密封した構造とし、 8×8燃料はヘリウムが充てんされ、新型8×8燃料、高燃焼度8 ×8燃料及び9×9燃料はヘリウムが加圧充てんされている。

b. 主要寸法

燃料棒外径

8×8燃料	•		約13mm
新型8×8燃料		н. Н	約12mm
高燃焼度 8 × 8 燃料			約 12mm
9×9燃料			約11mm
被覆管厚さ			
8×8燃料	•		約0. 9mm
新型8×8燃料			約0. 9mm
新型 8 × 8 ジルコニッ	ウムライナ燃料	-	· · · · · ·

約0.9mm(うちジルコニウム内張約0.1mm) 高燃焼度8×8燃料

約0.9mm(うちジルコニウム内張約0.1mm)

約0.7mm(うちジルコニウム内張約0.1mm)

9×9燃料

燃料棒有効長さ

 \sim

追

録七

8×8燃料	約3.7m
新型8×8燃料	約3.7m
高燃焼度8×8燃料	約3.7m
9×9燃料(A型)	· · · · ·
標準燃料棒	約3.7m
部分長燃料棒	約2.2m
9×9燃料(B型)	約3.7m

(4) 燃料集合体の構造

a. 構 造

8×8燃料は63本の燃料棒と1本のウォータ・ロッドを,新型8 ×8燃料は62本の燃料棒と2本のウォータ・ロッドを,高燃焼度8 ×8燃料は60本の燃料棒と1本のウォータ・ロッドをそれぞれ8行 8列の正方形に配列し,また,9×9燃料(A型)は74本の燃料棒 (標準燃料棒66本及び部分長燃料棒8本)と2本のウォータ・ロッ ドを,9×9燃料(B型)は72本の燃料棒と1本のウォータ・テャ ンネルをそれぞれ9行9列の正方形に配列し,上端及び下端にタ イ・プレートを取り付ける。

燃料集合体の外側にはチャンネル・ボックスを取り付け,冷却材 流路を構成する。各燃料棒の間隔は,ウォータ・ロッド又はウォー タ・チャンネルで上下方向の位置を定めたスペーサにより一定に保 たれる構造とする。

燃料集合体は,原子炉の使用期間中に生じ得る種々の因子を考慮 しても,その健全性を失うことがない設計とする。

また,燃料集合体は,輸送及び取扱い中に過度の変形を生じない 設計とする。

-10-

却材は、再循環水入口ノズルから原子炉圧力容器内にもどり、ライザを経て ジェット・ポンプに導かれ、ジェット駆動流体としてジェット・ノズルから 噴出し、環状部の冷却材を吸い込む。

気水分離器内に送られた気水混合流は、遠心分離効果によって蒸気と水と に分離される。蒸気は、さらに乾燥器に入って最終的に蒸気中の湿分が取除 _かれた後、原子炉圧力容器の4個の蒸気出口ノズルから容器外へ出る。乾燥 _af上部の乾燥蒸気領域は、乾燥器から炉内の最低水位レベルまで延長してい るシュラウドによって、気水分離器を出た気水混合流と隔離されている。

気水分離器及び乾燥器で分離された水は乾燥器下部の蒸気プレナムに集合 し、炉心シュラウドと原子炉圧力容器壁の間の環状部を下方に流れ、給水ス パージャから原子炉圧力容器内に入ってくる給水と合流してその一部は外部 再循環回路へ行き、残りは直接ジェット・ポンプへ入る。

原子炉及び炉心についての主要設計仕様は、次のとおりである。

原子炉熱出力	3, 293MWt
炉心冷却材流量	約 48.3×103T/h
冷却材炉心入口サプクーリング	約 10.1Kcal/kg
炉心出口平均蒸気重量率	約 13.5%
原子炉圧力(原子炉圧力容器ドーム)	約 70.7 kg/cm²・g

炉		Ъ		
実	效	b,	高	約 3.71m
等	価	直	径	約 4.75m
全	ウラ	シン	量	約 142T
再行	循環	回路	各数	2
蒸	気	流	量	約 6.42×10 ³ T/h
蒸	気	圧	カ	約 70.7 kg/cm ¹ ・g
蒸	気	温	度	約 286℃

8 - 3 - 3

〔その2-新型8×8燃料が装荷され,新型8×8ジルコニウムライナ燃料が 装荷されるまでのサイクル〕

本原子炉は、冷却材及び減速材に軽水を使用した強制循環直接サイクルで、 内部気水分離方式及び内蔵ジェット・ポンプ方式を採用した沸騰水型原子炉 である。本原子炉の定格熱出力は3,293MWであるが、原子炉の主要な安全施 設(逃がし安全弁,非常用炉心冷却系,原子炉格納容器等)の設計は、熱出 力3,440MW(約105%定格出力)について行う。

炉心設計に当たっては、設計の便宜上「14.3.7.4出力分布」に述べる設計 出力分布を仮定し、定格出力条件において「14.3.5熱水力設計限界値」に述 べる熱水力設計限界値を満足するように設計パラメータを決定する。 炉心の形状は、高さ約3.7m、等価直径約4.8mの直円筒形で764体の燃料集

合体と185本の制御棒で構成されている。燃料集合体には、1体当たり63本の 燃料棒と1本のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下3.では「8×8 燃料」という。),及び1体当たり62本の燃料棒と2本のウォータ・ロッドで 構成される集合体(以下3.では「新型8×8燃料」という。)の2種類があ る。

炉心は,原則としてバッチ単位(約1/4~約1/3)で新型8×8燃料に取 替えていき,最終的には新型8×8燃料のみで構成されることになる。 燃料の平均燃焼度の目標値は,初装荷燃料で約21,000MWd/t,取替燃料で 約27,500MWd/t~約28,500MWd/tである。

原子炉の基本的構成要素は,原子炉圧力容器(以下3.では「圧力容器」と いう。),圧力容器内部構造物,炉心及び制御棒とその駆動機構等である。 第3.1-1図及び第3.4-1図は,これら構成要素の相対的な配置を示すもので ある。圧力容器には,炉心,炉心支持構造物,ジェット・ポンプ,気水分離 器,乾燥器等が内蔵されている。

8 - 3 - 4

No.76-No.80 -3

一追

録

六

第3.1-1表 原子炉及び炉心の主要設計仕様

原子炉熱出力	3,293MW
再循環ループ数	2
冷却材全流量	約48.3×10 ³ t/h
一枦心入口サブクーリング	約47.7kJ/kg
炉心出口平均蒸気重量率	約13.5wt%
原子炉圧力(圧力容器ドーム部)	約6.93MPa[gage]
炉心	

有効高さ	約3.71m
等価直径	約4.75m
全ウラン量	約1421 (8×8燃料)
	約1331 (新型 8 × 8 燃料, 新型 8 ×
	8 ジルコニウムライナ燃料)
	約1311(高燃焼度8×8燃料)
	約1321(9×9燃料(A型))
	約1311(9×9燃料(B型))
蒸気流量	約6.42×10 ³ t/h
蒸気圧力	約6.93MPa[gage]
蒸気温度	約286℃



第3.1-1図 原子炉内部構造概略図

8 - 3 - 20

.

追

録六

L

8 - 3 - 19

3.2.6 燃料の使用実績

(1) 発電用原子炉燃料の使用実績

発電用原子炉燃料は、1960年のドレスデン1号炉初装荷燃料以来過去約 20年にわたる使用実績をもっており⁽³⁾ ⁽²⁹⁾ ⁽³⁰⁾ ⁽³¹⁾ ⁽³²⁾ ⁽³³⁾,そ れらの使用経験や多数の開発試験燃料の使用経験は、その後の発電用原子 炉の燃料設計、運転条件、燃料製造技術等の向上に反映されている。

沸騰水型原子炉に使用されたジルカロイー2被覆管燃料棒は,1980年12 月までに200万本以上に達している。このうち被覆管の損傷を生じた燃料 棒は、1973年に改良型7×7燃料、1974年に8×8燃料が採用されて以 来非常に少なくなっている。

これらの燃料は,最大線出力密度32.8~60.7kW/mで使用されており, 燃料集合体平均燃焼度では約27,000MWd/t,炉内滞在期間では11年以上を 達成しているものもある⁽²⁹⁾ (30) (31) (32) (33)。

燃料の熱的制限値及び損傷限界値は、これらの燃料の使用実績及び開発 試験結果に基づいて定めたものである。8×8燃料及び新型8×8燃料の 主な核熟設計パラメータは、次のとおりである。

	8×8燃料	新型8×8燃料
(a) 最大線出力密度(kW/m)	44.0	44.0
(b) 最大熱流束 (kcal/m ² ·h)	約960,000	約981,000
(c) 燃料棒最大燃焼度(MWd/1)	45,000	45,000
(d)炉内滞在期間(年)	4~6	4~7

また,燃料の寸法,形状等についてみると,8×8燃料及び新型8×8 燃料の設計仕様値は,次表に示すように従来使用してきた燃料の設計仕様 範囲内にある。

8 - 3 - 51

	8×8 燃料	新型8×8 燃 料	従来燃料
燃料集合体形状	8×8	8×8	$\begin{array}{cccc} 6 \times 6 & 7 \times 7 & 8 \times 8 \\ 9 \times 9 & 11 \times 11 & 12 \times 12 \end{array}$
燃料棒有効長(cm)	約371	約371	144~381
プレナム体積比 (プレナム体積/燃料体積)	約0.1	約0.1	0.013~0.11
燃料棒外径 (cm)	約1.25	約1.23	1.08~1.51
ペレットー被覆管間隙(mm)	約0.23	約0.24	0.07~0.30
燃料棒ピッチ(cm)	約1.63	約1.63	1.35~2.22
燃料棒間隙 (cm)	約0.37	約0.40	0.33~0.54

(2) 開発試験燃料の使用実績

GE社又はGE社と米国AECの共同開発計画下で行われた開発試験燃料及び燃料カプセルの試験は、燃料棒にして2,300本以上になる⁽³²⁾

これらの開発試験により,通常の発電用原子炉では達せられないような 高出力,高燃焼度での試験が行われており,燃料性能の究明に役立てられ ている。

これらの開発試験燃料は、以下に示すように通常の設計範囲を超える厳しい条件下で試験されており、良好な結果が得られている。

(ì) 線 出 力 密 度 43~190k₩/m

(ii) 燃料棒最大燃焼度 1,500~100,000MWd/t

これらの値は、8×8燃料及び新型8×8燃料の設計最大線出力密度 44.0kW/m及び燃料棒最大燃焼度45.000MWd/tと対比できる。

また, 寸法, 形状等についてみると, 8×8燃料及び新型8×8燃料の 設計仕様は, 次表に示すように開発試験燃料の設計仕様範囲内に入ってい

る。

No.76-No.80 -5

追

镊

六

	8×8燃料	新型8×8燃料
(a)最大線出力密度(kW/m)	44.0	44.0
(b)最大熱流束(kcal/m ² ·h)	約960,000	約981,000
(c)燃料棒最大燃焼度(MWd/t)	45,000	45,000
(d) 炉内滞在期間(年)	4~6	4~7.

また,燃料の寸法,形状等についてみると,8×8燃料及び新型8×8 燃料の設計仕様値は,次表に示すように従来使用してきた燃料の設計仕様 範囲内にある。

	8×8 燃料	新型 8 × 8 燃 料	従来燃料
燃料集合体形状	8×8	8×8	$\begin{array}{cccc} 6 \times 6 & 7 \times 7 & 8 \times 8 \\ 9 \times 9 & 11 \times 11 & 12 \times 12 \end{array}$
燃料棒有効長(cm)	約371	約371	144~381
プレナム体積比 (プレナム体積/燃料体積)	約0.1	約0.1	0.013~0.11
燃料棒外径(cm)	約1.25	約1.23	1.08~1.51
ペレットー被覆管間隙(nm)	約0.23	約0.24	0.07~0.30
燃料棒ピッチ(cm)	約1.63	約1.63	1.35~2.22
燃料棒間隙 (cm)	約0.37	約0.40	0.33~0.54

(2) 開発試験燃料の使用実績

追

録六

<u>ب</u>

GE社又はGE社と米国AECの共同開発計画下で行われた開発試験燃料及び燃料カプセルの試験は、燃料棒にして2,300本以上になる⁽³²⁾

これらの開発試験により、通常の発電用原子炉では達せられないような 高出力、高燃焼度での試験が行われており、燃料性能の究明に役立てられ ている。

これらの開発試験燃料は、以下に示すように通常の設計範囲を超える厳

8 - 3 - 69

しい条件下で試験されており、良好な結果が得られている。

(i) 線 出 力 密 度 43~190kW/m

(ii) 燃料棒最大燃焼度 1,500~100,000MWd/1

これらの値は、8×8燃料及び新型8×8燃料の設計最大線出力密度

44.0kW/m及び燃料棒最大燃焼度45,000MWd/tと対比できる。

また, 寸法, 形状等についてみると, 8×8燃料及び新型8×8燃料の 設計仕様は, 次表に示すように開発試験燃料の設計仕様範囲内に入ってい る。

						8×8燃料	新型8×8燃料	開発試験燃料
燃	料	棒	直	径	(cm)	約1.25	約1.23	0.64~1.8
被	覆	管	肉	厚	(mm)	約0.86	約0.86	0.38~1.5
~1	レット	一被	覆管晶	引隙	(nn)	約0.23	約0.24	0.04~0.41
ペ	レ	ット	· 長	さ	(cm)	約1.1	約1.0	0.76~2.4

8 - 3 - 70

3.2.6 燃料の使用実績

(1) 発電用原子炉燃料の使用実績

発電用原子炉燃料は、1960年のドレスデン1号炉初装荷燃料以来長年に わたる使用実績をもっており⁽³⁾⁽²⁹⁾⁽³⁰⁾⁽³¹⁾⁽³²⁾⁽³³⁾⁽³¹⁾⁽⁴⁰⁾, それら の使用経験や多数の開発試験燃料の使用経験は、その後の発電用原子炉の 燃料設計,運転条件,燃料製造技術等の向上に反映されている。

沸腾水型原子炉に使用されたジルカロイー2被覆管燃料棒は、1987年1 月までに 380万本以上に達している。このうち被覆管の損傷を生じた燃料 棒は、1973年に改良型7×7燃料、1974年に8×8燃料が採用されて以来 非常に少なくなっている。

これらの燃料は、最大線出力密度32.8~60.7kW/mで使用されており、燃料集合体平均燃焼度では約 46,000MWd/t、炉内滞在期間では11年以上を達成しているものもある。^{(29) (30) (31) (32) (32) (32) (31) (40)}

燃料の熱的制限値及び損傷限界値は、これらの燃料の使用実績及び開発 試験結果に基づいて定めたものである。高燃焼度8×8燃料の主な核熱設 計パラメータは、次のとおりである。

(a)	最大線出力密度	44.0 kW/m
(b)	最大熱流來	981,000 kcal/m³h
(C)	燃料集合体最大燃焼度	50,000 MWd/t
(d)	炉内滞在期間	4~7年

また、燃料の寸法,形状等についてみると,高燃焼度8×8燃料の設計 仕様値は,次表に示すように従来使用してきた燃料の設計仕様範囲内にあ る。

8 - 3 - 99

	高燃焼度 8×8燃料	従来燃料
燃料集合体形状	8 × 8	$\begin{array}{cccc} 6 \times 6 & 7 \times 7 \\ 8 \times 8 & 9 \times 9 \\ 11 \times 11 & 12 \times 12 \end{array}$
燃料榨有効長(m)	約3.71	1. 44~3. 81
プレナム体積比 (フレナム体積/燃料体積)	約0.1	0.013~0.11
燃料棒外径(cm)	約1.23	1,08~1.51
ペレット- 被復管間隙 (mm)	約0.20	0.07~0.30
燃料格ピッチ(cm)	約1.63	1. 35~2. 22
燃料桦間隙(cm)	約0.40	0. 33~0. 54

(2) 開発試験燃料の使用実績

GE社又はGE社と米国AECの共同開発計画下で行われた開発試験燃料及び燃料カブセルの試験は、燃料棒にして 2.300本以上になる。^{(32) (33)} これらの開発試験により、通常の発電用原子炉では達せられないような 高出力、高燃焼度での試験が行われており、燃料性能の究明に役立てられ ている。

これらの開発試験燃料は,以下に示すように通常の設計範囲を超える厳 しい条件下で試験されており,良好な結果が得られている。

(i)線出力密度 43~190kW/m

(ii)燃料捧最大燃焼度 1,500~100,000MWd/t

これらの値は、高燃焼度8×8燃料の設計最大線出力密度44.0kW/m及び 燃料棒最大燃焼度約 57,000MWd/tと対比できる。

また、 寸法、 形状等についてみると、 高燃焼度 8 × 8 燃料の設計仕様は、 次表に示すように開発試験燃料の設計仕様範囲内に入っている。

8 - 3 - 100

No.76-No.80 -7

追

録六

		and the second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second second se	
	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (B型)	従来燃料
燃料集合体形状	9×9	9 × 9	6×6 7×7 8×8 9×9 11×11 12×12
	標準燃料棒		•
燃料棒有効長さ(m)	約3.71 部分長燃料棒	約3.71	1.44~3.81
	約2.16		
	標準燃料棒		
ブレナム体積比 (プレナム体積/燃料体積)	約0.1 部分長燃料棒 約0.2	約0.1	0.013~0.11
燃料棒外径(cm)	約1.12	約1.10	1.08~1.51
ペレットー被覆管間隙 (mm)	約0.20	約0.20	0.07~0.30
燃料棒ビッチ (cm)	約1.44	約1.45	1.35~2.22
燃料棒間隙(cm)	約0.32	約0.35	0.33~0.54

〔追録六〕

ار از از از میز از از

	8×8燃料	新型8×8燃料	新型8×8ジルコニウムラ イナ燃料	高 燃 焼 度 8×8 燃料	9×9燃料 (A #4)	9×9燃料 (B型)
ペレット直径	約 1.06cm	約 1.03cm	約1.03cm	約1.04cm	約 0. 96cm	約 0.94cm
ペレット長さ	約1.1 cm	約1.0 cm	約1.0 cm	約1.0 cm	約1.0 cm	約10 cm
ペレット密度	理論密度の約 95%	理論密度の約 95%	理論密度の約 95%	理論密度の約 97%	理論密度の約 97%	理論密度の約 97%
ペレット材	UO ₂ , UO ₂ -Gd ₂ O ₃	U0,, U0,-Gd,0,	UO1, UO2-Gd202	UO,, UO,-Gd,O,	UO ₂ , UO ₂ -Gd_O ₂	UO., UOGd.O.
被覆管外径	約 1.25cm	約 1.23cm	約 1.23cm	約 1.23cm	約1.12cm	約1.10cm
被覆管厚さ	彩 0.86mm	約 0. 86mm	約 0. 86mm (うちジルコニウム内張約 0. 1mm)	約 0.86mm (うちジルコニウム内張約 0.1mm)	約 0.71mm (うちジルコニウム内張約 0.1mm)	約 0. 70mm (うちジ ルニウム内張約 0. 1mm
被覆管材料	ジルカロイー2	ジルカロイー2	ジルカロイー2 (ジルコニウム内張)	ジルカロイー2 (ジルコニウム内張)	ジルカロイー2 (ジルコニウム内張)	ジルカロイー2 (ジルコニウム内張)
燃料集合体全長 (つかみ部分を含む)	約 4.47m	約 4.47m	約 4.47m	約 4.47m	約 4. 47m	約 4.47m
燃料棒有効長さ	約3.71m	約3.71m	約3.71m	約3.71m	標準燃料棒 約3.71m	約 3.71m
					部分長燃料棒 約 2.16m	
ペレットー被覆管間隙	約 0. 23mm	約 0. 24mm	約 0.24mm	約 0. 20mm	約 0. 20mm	約 0. 20mm
プレナム体積比	約 0.1	約 0.1	約 0.1	約 0.1	標準燃料棒 約 0.1 部分長燃料棒 約 0.2	約 0.1
ウラン濃縮度 初装荷燃料集合体平均	約 2. 2wt %	_	-	-		-
取替燃料集合体平均	約 2.7wt%	約2.9wt%	約 3.0wt %	約3.4w1%	約3.7wt%	約3.7w1%
燃 焼 度 初装荷燃料集合体平均 取替燃料集合体平均	終 21,000MWd/t 終 27,500MWd/t	— 糸J 28, 500M₩d/t	 終」33,000₩₩d/t	 約 39,500M₩d/t	ー 約 45,000MWd/t	 約 45,000M₩d/t
燃料集合体最高	40,000MWd/t	40,000MWd/t	40,000MWd/t	50, 000NWd/t	55,000MWd⁄t	55,000MWd/t
最大線出力密度	44.Ok\/m	44.0kW/m	44.0k₩∕m	44.0kW/m	44.0k₩∕m	44.0k₩∕m
ペレット最高温度 (設計線出力密度)	約1,830℃ (UO ₂)	¥91,850℃ (U0₂)	約1,850℃(U0 ₂)	約1,590℃(U0 ₂) 約1,740℃ (4.5w1%Gd,0,入り)	約1,550℃(U0 ₂) 約1,650℃ (5.0wt%Gd,0,入り)	約1,550℃(UO,) 約1,640℃ (5.0w1%Gd,0,入り)
波覆管外面最高温度	約 380℃	約 390℃	約 390℃	約310℃	約310℃	約 340℃
へりウム封入圧	大気圧	約 0. 3MPa	約 0. 3MPa	約 0.5MPa	約1.0MPa	約 1. OMPa
Gd,O,濃度	511%以下	6w1%以下	6w1%以下	5.5w1%以下	3~5wt%程度	3~5w1%程度
	約1.25cm	約 1.50cm	約 1.50cm	約 3. 40cm	約 2.49cm	
)+-カ.チャンネルタレ 梔	—	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	-		-	約 3.85cm

追録六〕

第 3.2-1 表 燃料設計仕様概要

8 - 3 - 128 No.76-No.80 -9 が最大となるのは、キャノン濃度が最大となった時点に炉停止から急激に 定格出力運転に入ったと仮定した場合である。

上述の仮定により計算されたキセノン燃焼による反応庭増加率は,制御 権挿入による反応度減少率よりも十分小さく、したがってキセノン燃焼は、 制御権挿入によって十分余裕をもって制御できる。

原子炉緊急停止に使用するほう酸水注入系は,キセノン崩壊による反応 度増加を考慮して設計される。

(7) ガドリニア入り燃料

132

追録六

ガドリニアを燃料に含入する目的の一つは十分な炉停止余裕を得るため である。停止余裕に関する設計基準は突効増倍率が最大となる温度,燃焼 度時点で反応度が最大の制御棒を1本全引抜きし,その他の制御棒全挿入 の状態で実効増倍率Keffが0.99以下とすることである。第14.2-1 図にガドリニア入り燃料を使用した場合の計算結果を示す。この結果より 設計基準を満足していることが分る。

ガドリニア(Gd₂O₃) は二酸化ウラン(UO₂) 中に一様に分布していて, 固溶体を形成している。ガドリニウム(Gd)同位元素の中性子吸収断面 積が非常に大きいため,燃料バンドル内のカドリニア入り燃料棒の発生熱 流取は相対的に低い。ガドリニア入り燃料棒の出力は,最大出力燃料棒の 出力に対して燃焼初期で約30%,第1サイクル末期で約90%である。 ガドリニア入りの燃料棒出力はそれ以後低下する。

二酸化ウランに含入するガドリニア濃度は設計基準, 炉心性能等を考慮し て最終設計で決定する。通常ガドリニア濃度は1~5 w/oで, 燃料バン ドル当りのガドリニア燃料棒の本数は7本以下である。 14.2.5 核特性データ表

以上のような諸点を考慮して設計された原子炉の核特性に関するおもなデ ータは下記のとおりである。

	燃料集合体数	764
	燃料棒配列	8×8
	実効燃料棒長さ	約 3.71m
	実効炉心直径	約 4.75m >>
	減速材対燃料体積比	約 2.55
	U-235 平均濃縮度	
	初装荷燃料集合体平均濃縮度	約 2.2wt%
	取替燃料集合体平均濃縮度	約 2.7wt%
	平均燃焼度	
	初装荷燃料集合体平均燃焼度	約 21,000MWD/
	取替燃料集合体平均燃焼度	約 27,500MWD/
	制御棒数	185
	制御棒ピッチ	約 30.48cm
,	平均高速中性子束	約 1.3×10 ¹⁴ n/cm ² ·s
	平均熱中性子束	約、4.6×10 ¹³ n/cm ² ・s

8 - 14 - 18

No.76-No.80 -10

8 - 14 - 17

14.2.5 核特性データ

以上のような諸点を考慮して設計された原子炉の核特性に関する主なデー タは、下記のとおりである。

燃料集合体数	164
燃料棒配列	8×8
有効燃料棒長さ	約3.71m
等価炉心直径	約4.75m
减速材对燃料体積比	約2.55(8×8燃料)
	約2.80(新型8×8燃料)

ゥ	ラ	ン	濃	縮	度	
---	---	---	---	---	---	--

平均熱中性子束

初装荷燃料集合体平均	約2.2w1%
取替燃料集合体平均	約2.7wt%(8×8燃料)
	約2.9w1%(新型8×8燃料)
Gd ₂ O ₃ 濃 度	1~6w1%
Gd ₂ O ₃ 入り燃料棒本数	10本以下/燃料集合体
燃焼度	
初装荷燃料集合体平均	約21,000MWd/1
取替燃料集合体平均	約27,500MWd/t(8×8燃料)
• • • •	約28,500MWd/t(新型 8 × 8 燃料)
制御棒数	185
制 御 棒 ビ ッ チ	約30.5cm
制御棒ブレード幅	約24.8cm
平均高速中性子束	約1.3×10 ¹⁴ n/cm ² s

約4.6×10¹³n/cm²s(初装荷炉心) 約4.0×10¹³n/cm²s(取替炉心) 中性子平均寿命 約43μs
ドップラ反応度係数 第14.2-2図
ボイド反応度係数 第14.2-5図
実効遅発中性子割合 約0.0060 (取替炉心サイクル初期)
約0.0053 (取替炉心サイクル末期)
出力反応度係数 約-0.04 (Δk/k) / (ΔP/P) より負

8-14-36

追

録六

<u>ت</u> :

No.76-No.80 -11

8-14-35

14.2.5 核特性データ

 \sim

追

録六

以上のような諸点を考慮して設計された原子炉の核特性に関する主なデー

タは、下記のとおりである。	
燃料集合体数	764
燃料棒配列	8×8
有 効 燃 料 棒 長 さ	約3.71m
等価炉心直径	約4.75m
減速材対燃料体積比	約2.55(8×8燃料)
	約2.80 (新型8×8燃料)
ウ ラ ン 濃 縮 度	
取替燃料集合体平均	約2.7wt%~約3.0wt%
Gd₂O₃ 濃度	1 w t % ~ 6 w t %
Gd ₂ O ₃ 入り燃料棒本数	10本以下/燃料集合体
燃焼度	
取替燃料集合体平均	約27,500NWd/t~約33,000MWd/t
制御棒数	185
制 御 棒 ピ ッ チ	約30.5cm
制御棒ブレード幅	約25cm
平均高速中性子束	約1.3×10 ¹⁴ n/cm ² s
平均熱中性子束	約4.0×10'3n/cm²s
中性子平均寿命	約43µs
ドップラ反応度係数	第14.2-2図
ボイド反応度係数	第14.2-5図
実効遅発中性子割合	約0.0060(サイクル初期)
	約0.0053(サイクル末期)
出力反応度係数	約-0.04 (Δk/k) / (ΔP/P) より負

〔その4-高燃焼度8×8燃料が装荷され,9×9燃料が装荷されるまでのサ イクル〕

14.2.1 概 要

本原子がは低濃縮二酸化ウラン(以下14. では「U02」という。)を燃料 とする軽水減速の沸騰水型原子がである。出力運転時には、減速材が沸騰し、 が心内で蒸気ボイドが発生する。核分裂は、主として軽水で減速された熱中 性子によるものである。核特性上の主要因子である減速材(水)対燃料(U02, 体積比は新型8×8燃料(以下,特にことわらない限り,新型8×8燃料と新型 8×8ジルコニウムライナ燃料を総称して新型8×8燃料という。)及び高燃焼 度8×8燃料でそれぞれ約2.80及び約2.91である。

燃料集合体及び制卸権は、それぞれ約15cm及び約30cmのピッチの正方格子 をなすように配置する。燃料集合体間の水ギャップは、制御棒が入る側も、 人らない側も同じ大きさになるよう設計する。このことにより、制御棒引抜 き時の局所ピーキングを低くすることができる。

U02燃料中のウラン 238は、運転中に中性子を吸収してプルトニウムに転換される。このプルトニウムは、炉心の持つ反応度を増加させ、また、熱出力にも寄与することになる。更に、ウラン 238は、高速中性子により、直接核分裂するが、この割合は金出力の約7%である。またウラン 238の核分裂は、炉心内の遅発中性子の増加にも寄与する。出力運転中の中性子平均寿命は、約43μs で、炉心寿命中ほとんど変化しない。実効遅発中性子割合は、 サイクル初期で約0.0060、サイクル末期で約0.0053となる。

ドップラ反応度係数は、負で、大きいため、核的逸走時の最大出力は、十 分安全な範囲に抑制される。また、ボイド反応度係数も負で大きいため、原 子炉の安全性が確保され、キセノンによる出力の持続振動は、発生しない。

8 - 14 - 53

8 - 14 - 54

No.76-No.80 -12

反応度が最大の制御棒を1本全引抜きし、その他の制御棒が全そう入の状態 で実効増倍率の計算値を0.99未満とすることである。第14.2-1図に示すように、設計方針を満足していることが分かる。

Gd203は、U02に一様に分布していて固溶体を形成している。ガドリニウム (Gd) 同位元素の中性子吸取断面積が非常に大きいため、燃料集合体内のGd203入り燃料棒の発生出力は、相対的に低い。 Gd203入り燃料棒の出力は、Gd203濃度 4.5wt%の場合、最大出力燃料棒の出力に対して燃焼初期で約40%、当該燃料が装荷されたサイクル末期で約90%である。 Gd203入り燃料棒出力は、それ以後低下する。

U02に含入する Gd203 濃度,本数等, Gd203燃料の設計は,設計方針,炉 心性能等を考慮して最終設計で決定する。通常 Gd203濃度は、1~6wt%で、 燃料集合体1体当たりの Gd203入り燃料棒本数は12本以下である。

14.2.5 核特性データ

以上のような諸点を考慮して設計された原子炉の核特性に関する主なデー タは、下記のとおりである。

	燃料集合体数	764
	燃料棒配列	8 × 8
	有効燃料棒長さ	約3.71m
	等価炉心直径	彩J4.75m
	减速材对燃料体積比	約2.80 (新型8×8燃料)
		約2.91 (高燃焼度 8 × 8 燃料)
	ウラン濃縮度	
	取替燃料集合体平均	約 2.9wt%~約 3.4wt%
	Gd203 濃度	1 wt%~6 wt%
	Gd203 入り燃料棒本数	12本以下/燃料集合体
	燃燒度	•
	取替燃料集合体平均	約 28,500MWd/t~約 39,500MWd/t
	制御棒数	185
	制御枠ピッチ	約30.5cm
	制御棒ブレード幅	約25cm
	平均高速中性子束	約 1.2×10 ¹⁴ n/cnîs
	平均熱中性子束	約 3.6×10 ¹³ n/cmts
	中性子平均寿命	約43µs
,	ドップラ反応度係数	第14.2-2図
	ボイド反応度係数	第14.2-5図
	実効遅発中性子割合	約0.0060(サイクル初期)
		約0,0053(サイクル末期)

8 - 14 - 70

追 録 六

△ k / min程度である。一方,制御棒挿入による反応度減少率は,0.0012
△ k / min程度は十分期待できる。したがって,キセノン燃焼は,制御棒挿
入によって十分余裕をもって制御できる。

後備原子炉停止に使用するほう酸水注入系は,キセノン崩壊による反応度 増加を考慮してほう酸水注入速度の設計を行う。

8 - 14 - 89

 ~ 2

〔追録六

. ب

14.2.5 核特性データ

以上のような諸点を考慮して設計された原子炉の核特性に関する主なデー 夕は、下記のとおりである。

	燃料集合体数	764
	燃料棒配列	
	高燃焼度 8 × 8 燃料	8×8
	9×9燃料	9×9
	燃料棒有効長さ	
	高燃焼度 8 × 8 燃料	約3.71m
. •	9×9燃料(A型)	
	標準燃料棒	約3.71m
•	部分長燃料棒	約2.16m
	9×9燃料(B型)	約3.71m
	炉心等価直径	約4.75m
	減速材対燃料体積比	約2.91 (高燃焼度8×8燃料)
		約2.92(9×9燃料(A型))
		約2.99(9×9燃料(B型))
- 	ウラン濃縮度	
	取替燃料集合体平均	約3.4w1%(高燃焼度 8 × 8 燃料)
		約3.7w1%(9×9燃料)
•	燃焼度	
•	取替燃料集合体平均	約39,500MWd/t(高燃焼度8×8燃料)
		約45,000MWd/t(9×9燃料)
	制御棒本数	185
•		8-14-90

No.76-No.80 -14

2. 炉心設計基準

炉心は以下に述べる基準をすべて満足するように設計する。

2.1 原子炉熱出力

発電端電気出力 1100MW を達成するために必要な原子炉熱出力は,原子炉タービン熱 バランスに基づき 3293MW であり,後述する伝熱過程において燃料の健全性を損なうこ となくタービン発電機へ伝達しなければならない。

この原子炉熱出力は,有効高さ 3708mmの 764 体の燃料集合体内で起こる核分裂により発生し,ジェットポンプにより強制循環される軽水冷却材に伝達されて蒸気を発生 させる。この蒸気は飽和水とともに炉心を上方へ流れ,上部プレナムに至り,蒸気は 気水分離器及び乾燥器を経て直接タービンへ送られる。

2.2 燃料棒線出力密度

沸騰水型原子炉における燃料の健全性を維持するための炉心設計条件は,燃料被覆 管の変形による損傷を防ぐための基準である。この損傷に対して被覆管の円周方向平 均塑性歪1%を燃料の許容設計限界として用いる。

燃料棒設計最大線出力密度は,運転時の異常な過渡変化が生じても燃料の許容設計 限界を超えないよう燃料棒最大線出力密度44.0kW/mに設定し,これを燃料棒線出力密 度の通常運転時の熱的制限値とする。

2.3 熱水力特性(引用文献(1),(2),(3),(4)参照)

燃料の健全性を維持するための熱水力設計条件は、被覆管の温度を過度に高くする ことなく熱除去するための基準である。

冷却不十分のために生じる燃料被覆管の過熱による損傷に対し、炉心を監視することの不確かさを考慮して、運転時の異常な過渡変化が起こっても炉心内の 99.9%以上の燃料棒が沸騰遷移を起こさないという設計基準を用いる。

この設計基準は,沸騰遷移相関式を用いて沸騰遷移が起こりはじめると予測した燃 料集合体出力(限界出力)と実際の出力との比の炉心内最小値である最小限界出力比 (以下「MCPR」という。)を用いて評価する。炉心熱水力特性を考慮して統計的 に解析評価した結果,MCPRの許容設計限界は 1.07 である。MCPRの通常運転 時の熱的制限値は,運転時の異常な過渡変化が生じても燃料の許容設計限界を超えな いよう次のように設定する。 3. 炉心設計仕様(引用文献(5),(6)参照)

本原子炉の性能に関する主なデータは下記のとおりである。

炉 心

燃	料	集	合	体	数	764
炉	心	等	価	直	径	4753 mm
炉	心	有	効	高	さ	3708 mm
格	-	子	形	<u>;</u>	状	C格子

燃	科材	奉			<u>高燃焼度8×8燃料</u>	<u>9×9燃料(A型)</u>	<u>9×9燃料(B型)</u>
ペ	レ	ット	、直	径	10.4mm	9.6mm	9.4mm
被	覆	管	厚	さ	0.86mm	0.71mm	0.70mm
					うちジルコニウム	うちジルコニウム	うちジルコニウム
					内張約 0.1mm	内張約 0.1mm	内張約 0.1mm
被	覆	管	外	径	12.3mm	11.2 mm	11.Omm
燃	料 棒	б有	劾 長	さ	3708mm	標準燃料棒 3708mm	3708mm
					_	部分長燃料棒 2163mm	_
プ	レナ	- 7	体 積	比	0.1	標準燃料棒 0.1	0.1
					_	部分長燃料棒 0.2	<u> </u>
ペ	レ	ッ	Ъ	材	二酸化ウラジ	同左	同左
					(一部ガドリニア		
					を含む)		
被	覆	管	材	料	ジルカロイー2	同左	同左
					(ジルコニウム内張)		
ペ	ν	ッ	ト密	度	理論密度の約 97 %	同左	同左
\sim	リウ	1 4	封入	圧	約 0.5 MPa[abs]	約 1.0 MPa[abs]	同左
ガ	ドリ	リニ	ア 濃	度	5.5 wt%以下	5.0 wt%以下	5.0 wt%以下
燃料	集合	体					
燃	料	棒	配	列	8×8正方格子	9×9正方格子	同左
燃	料	棒	本	数	60	74	72
					(うち部分長燃料棒:8)	
ウ	オー :	タロ	ッド本	数	1	2	-
ウ	オージ	タチ	ャンネ	:JVZ	ト数 -		1
燃	料	棒	ピッ	チ	16.3mm	14.4mm	14.5mm
燃	料	材	質	量	約 196kg	約 197kg	約 196kg
集	合	体系	総 質	量	約 299kg	約 295kg	約 293kg
(チャ	ンネ	ルボッ	ックン	スを含む)		

4

めることができる。

以上が炉心出力分布の計算方法であり、この結果を用いて限界出力比を、また 6.2.1 項で求めた局所出力分布を使用して各燃料集合体の各軸方向位置における線出力密 度を計算することができる。

この計算の全体の流れを 図 6-3 に示す。

6.3 燃料集合体内出力分布

出力運転時の燃料集合体の出力及び燃料集合体内出力分布は制御棒の有無により変 化する。

この他にチャンネル内ボイド量,燃料集合体の燃焼度,可燃性中性子吸収物質であ るガドリニア入り燃料棒の位置等も燃料集合体内出力分布に影響を与える因子となる。

図 6-4 に各燃料集合体タイプの燃料棒配列及び濃縮度分布,図 6-5 にガドリニア分 布を示す。

一般に燃焼初期においてはガドリニアの中性子吸収によりガドリニア入り燃料棒の 出力は低く,ガドリニアが燃えつきた後の高い燃焼時点では,ガドリニア入り燃料棒 は燃料集合体内出力分布に大きな影響を与えない。

6.2.1項の単位燃料集合体核計算で述べた方法により求めた局所ピーキング係数の燃 焼に伴う変化例を 図 6-6 に示す。また, R因子の燃焼に伴う変化例を 図 6-7 に示す。

6.4 炉心内出力分布

炉心は,764 体の燃料集合体,185 本の制御棒及び軽水減速冷却材により構成される。 炉心の寸法は有効高さ 3708mm,等価直径 4753mm で,その形状がほぼ円柱状をなすように燃料集合体が配置される。

制御棒各1本のまわりに4体の燃料集合体が装荷されるが、これらの燃料集合体は 制御棒案内管の上部に取り付けた燃料支持金具で支持される。

燃料集合体の上部は上部格子板で保持される。また,炉心は炉心シュラウドでダウ ンカマから分離されている。

炉心内には、その他炉内中性子検出器が設置されている。炉心配置を 図 6-8, 炉心 内燃料集合体配置を 図 6-9 に示す。

沸騰水型原子炉では、運転中の軸方向出力分布は制御棒の炉心下方向からの挿入と 軸方向ボイド分布の二つの効果によって平坦化され、また、ウラン濃縮度及びガドリ ニア濃度を軸方向に変化させることにより更に平坦化を図っている。半径方向の出力 分布は、制御棒の適切な配置により平坦化される。

出力変更は、制御棒と炉心流量制御により行われ、このうち制御棒は主として、長 期間の燃焼に伴う反応度変化の補償に使用される。

6.2.2 項の全炉心核熱水力特性計算で述べた方法により求めた第 20 サイクル初期及







<u>A-A矢視図</u>



B-B断面図







A-A′矢視図



B - B ′ 矢視図



別添資料2

東海第二発電所

使用済燃料プール監視設備について

TAF(水遮へいに影響あり)



第1図 使用済燃料プールとスキマサージタンク間の概要図



第2図 使用済燃料プール水位の警報設定範囲概要図

(2) 運転操作における警報設定値の評価

以下の諸条件(有効性評価で使用)を用いて評価した。

- ・プール保有水量:1,189m³
- ・プール断面積:116m²
- ・使用済燃料プールの冷却系の機能喪失後,プール水温上昇速度:

別添 2 - 37

7.0 /h

・使用済燃料プール冷却系の機能喪失後,プール水位低下速度: 0.131m/h

水位低警報設定値は通常水位 - 142mm(EL.46,053mm)であり,必要な水 遮蔽(10mSv/hの場合)は通常水位から約 - 0.9mである。仮に使用済燃 料プール水の蒸発(水位低下速度0.131m/h)を想定した場合,水位低警 報発生から必要となる水遮蔽(水位)が失われるまでの時間は約5時間と なり,使用済燃料プールへの補給操作に余裕¹を持った設計としてい る。

水位高警報設定値は通常水位+36mm(EL.46,231mm)であり,仮に復水 移送系(約30m³/h)により使用済燃料プールへ補給をし続けてしまった 場合,水位高警報発生から運転操作床面へプール水がオーバーフローする まで約62分であり,警報発生から補給停止操作をする上で余裕*を持っ た設計としている。

1:運転員の手動操作の時間的余裕(10分)+補給開始又は補給停止 操作(約16分)を考慮しても余裕を持った設計としている。 3.11.2.5.3.2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針

- (1) 容量(設置許可基準規則第43条第2項一)
- () 要求事項

TAF 燃料有効長が変われば水 遮へい値も変わるのでは。

想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。

() 適合性

基本方針については、「2.3.2 容量等」に示す。

使用済燃料プール水位・温度(SA広域)は,重大事故等時において 変動する可能性のある使用済燃料プール水位の範囲(N.W.Lから-0.7m)及び温度の範囲(0~100)にわたり測定が可能な設計とする。 使用済燃料プール温度(SA)は,重大事故等時において変動する可 能性のある使用済燃料プール温度の範囲(0~100)にわたり測定が可 能な設計とする。

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)は,重 大事故等時において変動する可能性のある範囲(<u>3.1</u>mSv/h以下)にわ たり測定が可能な設計とする。

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)のうち使用済燃料プール監視カメラは,重大事故等時におい て蒸気環境下での監視性を考慮して,赤外線機能により使用済燃料プー ルの状況を把握可能な設計とする。また,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)のうち使用済燃料プ ール監視カメラの設置場所は,使用済燃料プールの状況が確認できるよ う視野を考慮した設計とする。なお,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)のうち使用済燃料プール

3.11 - 139

なお,第五十四条第1項で要求される想定事故は第37条解釈3-1(a) 想定事故1(冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し,蒸発により 水位が低下する事故)及び(b)想定事故2(サイフォン現象等により使 用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故)であり, 水位が低下した場合の最低水位(有効性評価:燃料プール冷却浄化系配管 が破断した場合の水位(EL.45,495mm))においても温度計測できる設置位 置とする。(第54-11-4図参照)





なお,第五十四条第1項で要求される想定事故(第37条解釈3-1(a) 想定事故1(冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し,蒸発により 水位が低下する事故)及び(b)想定事故2(サイフォン現象等により使 用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故))におけ る水位が低下した場合の最低水位(有効性評価:燃料プール冷却浄化系配 管が破断した場合の水位(EL.45,495mm)においても温度計測できる設置 位置としている。(第54-11-6図参照)



11<mark>-</mark>8 図参照)

1.0E+07 使用済燃料プー ルエリア放射線モニタ : 重大事故等対処設備 1.0E+06 :設計基準対象施設 1.0E+05 1.0E+04 高レンジン 1.0E+03 **線量率**(mSv/h) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ 1.0E+02 1.0E+01 燃料取替フロア燃料プール 排気ダクト放射線モニタ 運転水位 1.0E+00 原子炉 エリア放射線モニタ 舮 涭 低レンジン 1.0E-01 建屋 放射線モニタ 遮蔽区分 B(0.01mSv/h) 1.0E-02 1.0E-03-7 0 2 6 8 4 燃料有効長頂部からの水位(m) 燃料ラック上端 (TAF)

第 54<mark>-</mark>11<mark>-</mark>8 図 水位と放射線線量率の関係

ΤΑF



[空間線量率監視]

使用済燃料プール区域の空間線量率を把握するため線量率監視を行う。

使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備については, 第 54 - 11 - 13 図に示す。





第 54<mark>-11-</mark>13 図 使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備

概略図

過渡時自動減圧機能

名称	原子炉水位異常低下(レベル1)
	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合であって設計
	基準事故対処設備の原子炉の有する減圧機能が喪失した
	場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破
保護目的 / 機能	損(炉心の著しい損傷後に発生するものに限る。)を防
	止するため,原子炉水位異常低下(レベル1)及び残留
	熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転状態
	で逃がし安全弁(自動減圧機能)を作動させる。
設定値	原子炉圧力容器ゼロレベル より 960cm 以上

【設定根拠】

過渡事象時に高圧注水機能が喪失し,原子炉水位のみ低下していく事象で は,ドライウェル圧力高が発生せず,自動減圧系が自動起動しない。そのた め,自動減圧系の代替として,原子炉を減圧させるため,残留熱除去系ポン プ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転中のみ,自動減圧系と同様の原子炉水 位異常低下(レベル1)を設定する。

注記<mark></mark>:原子炉圧力容器ゼロレベルは,原子炉圧力容器基準点を示す。 <補足 >

- ・炉心の著しい損傷を防止するために作動する回路であることから,炉心 が露出しないように燃料有効長頂部より高い設定として,原子炉水位異 常低下(レベル1)とする。
- ・逃がし安全弁の作動は冷却材の放出となり、その補給に残留熱除去系、 低圧炉心スプレイ系により注水が必要であることを考慮して、残留熱除 去系、低圧炉心スプレイ系が自動起動する原子炉水位異常低下(レベル 1)の設定とする。
No.6 まとめ資料(SA58条本体)

(5)	原子炉	×位(燃料域))
	兼用する	る設備は以下の	のとおり。
	・原子炊	^ゆ プラント・:	プロセス計装
	・計装詞	殳備(重大事 は	汝等対処設備)
	個	数	2
	計測筆	節囲	- 3,800mm ~ 1,300mm

(6) 原子炉水位(SA広帯域)

個	数	1
計測範	通	- 3,800mm ~ 1,500mm

(7) 原子炉水位(SA燃料域)

個	数	1
計測範	迂囲	- 3,800mm ~ 1,300mm

(8) 高圧代替注水系系統流量

個	数	1
計測	範囲	0L/s~50L/s

(9) 低圧代替注水系原子炉注水流量

低圧代替注水系(常設)

個数1

計測範囲 Om³/h~500m³/h

低圧代替注水系(常設)

個数1

58条-21

915cm基準

915cm基準

第 6.4 - 3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(2 / 11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ		個数計測範囲		設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数	
	原子炉水位(広帯域)		2	-3,800~1,500mm 4	-3,800~1,400mm 4			
	原子炉水位(燃料域)		2	-3,800~1,300mm 5	448~1,300mm 5	炉心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制御範囲レベ	1	
	原子炉水位(SA広帯域)		1	-3,800~1,500mm 4	3,800~1,500 mm 4 - 3,800~1,400 mm 4 視可能。		1	
	原子炉水位(SA燃料域)		1	-3,800~1,300mm 5	-3,800~1,300 mm 5 448~1,300 mm 5			
原子	高圧代替注水系系統流量	2						
, 炉 圧	低圧代替注水系原子炉注水流量	2						
力容	代替循環冷却系原子炉注水流量	2						
品内の	原子炉隔離時冷却系系統流量	2		水量」を監視するパラメータと同じ。				
。 水 位	高圧炉心スプレイ系系統流量	2						
	残留熱除去系系統流量	2						
	低圧炉心スプレイ系系統流量	2						
	原子炉圧力	2						
	原子炉圧力(SA)	2		・ 原ナが注川谷裔内の注川」を監視9 るハフメータと回し。				
	サプレッション・チェンバ圧力	2			「原子炉格納容器内の」	王力」を監視するパラメータと同じ。		

915cm基準

第6.4-3表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(11/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	ſ	個数計測範囲		設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	
	使用済燃料プール水位・温度(SA 広域) ^月		1	- 4,300 ~ +7,200mm 19 (EL.35,077 ~ 46,577mm)	+ 6,818mm (EL.46,195mm)	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール 上部から使用済燃料ラック下端(EL.35,097mm)までの範 囲にわたり水位を監視可能。	-
使 用 済			1 20	0~120	66 <mark>以下</mark>	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール の温度(100)を監視可能。	1
が燃料プ	使用済燃料プール温度(SA)		1 21	0~120	<mark>- 6</mark>	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール の温度(100)を監視可能。	
ー ル の	イ ル の 使用済燃料プールエリア放射線モニタ 監 (高レンジ・低レンジ) 視		1	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	- 6	重大事故等時に変動する可能性がある放射線量率	
。 監 視			1	10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	- 0	(3.0mSv/h以下)を監視可能。	-
	使用済燃料プール監視カメラ		1	-	- 6	重大事故等時において使用済燃料プール及びその周辺の 状況を監視可能。	-

1 : 分類のうち, 重要監視パラメータとしてのみ使用する。

- 3:設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。
- 4 : 基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより 1,340cm)。
- 6: 重大事故等時に使用する設備のため,設計基準事故時は値なし。
- 7:常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用。
- 10: RPV破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)。
- 12:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)。
- 14: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ < 0.2m の場合)(高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)。
- 15: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2mの場合)(満水管理水位計)。
- 16: 炉心損傷は,原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv / h (経過時間ととも に判断値は低くなる)であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
- 17:平均出力領域計装 A~Fの 6 チャンネルのうち,A,B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個,B,D,F にはそれぞれ 22 個の検出 器がある。
- 18:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置。
- 19:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm(使用済燃料プール底部より 4,688mm)。
- 20: 検出点2箇所。 21:検出点8箇所。

2:分類のうち,重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

5:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)。

8: 可搬型設備による対応時に使用。 9:狭带域流量。

11:ペデスタル底面(コリウムシールド上表面:EL.11.806mm)からの高さ。

13: R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)。

第6.4-4表 代替パラメータによる主要パラメータの推定(1/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ 1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(営A広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 残留熱除去系熱交換器入口温度	原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推定 する。 原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は,原子炉水位から原子炉圧力 容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧力より飽和温度/圧力の関 係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また,スクラム後,原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より 原子炉圧力容器内の温度を推定する。 残留熱除去系が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換器入口温度により推定す る。 推定は,主要パラメータの他チャンネルを優先する。
原子炉圧力	原子炉圧力	主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉圧力容器温度	原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推定する。 原子炉圧力の監視が不可能となった場合は,原子炉圧力(SA)により推定する。 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧 力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推 定する。 推定は,主要パラメータの他チャンネルを優先する。
2容器内の圧力	原子炉圧力(SA)	主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉正力容器温度	原子炉圧力(SA)の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推定 する。 原子炉圧力(SA)の監視が不可能となった場合 <mark>は</mark> ,原子炉圧力により推定する。 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧 力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推 定する。 推定は,主要パラメータの他チャンネルを優先する。

1:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

2:[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

3.15.2.1.2 主要設備の仕様

主要機器の仕様を第3.15-2表に示す。

915cm基準

第3.15-2表	計装設備の主要機器仕様((1/4)	

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
原子炉圧力容器温度	熱電対	0 ~ 500	4	原子炉格納容器内
原子炉圧力	弾性圧力検出器	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉圧力(SA)	弾性圧力検出器	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位(広帯域)	差圧式水位検出器	$-3,800 \sim 1,500$ mm 1	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位(燃料域)	差圧式水位検出器	$-3,800 \sim 1,300$ mm 2	2	原子炉建屋原子炉棟2階
原子炉水位(SA広帯域)	差圧式水位検出器	$-3,800 \sim 1,500$ mm 1	1	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位(SA燃料域)	差圧式水位検出器	$-3,800 \sim 1,300$ mm 2	1	原子炉建屋原子炉棟2階
高圧代替注水系系統流量	差圧式流量検出器	0~50L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下 2 階
低圧代替注水系原子炉注	ᅷᆮᆠᇾᇢᇈᆈᄜ	0~500m ³ /h ³ 0~80m ³ /h ^{3,5}	各 1	原子炉建屋原子炉棟3階
水流量	差 圧式流量 検出器 	0~300m ³ /h ⁴ 0~ 80m ³ /h ^{4, 5}	各 1	原子炉建屋原子炉棟2階
代替循環冷却系原子炉注	差圧式流量検出器	0~150m ³ /h	1	原子炉建屋原子炉棟地下 2 階
水流量			1	原子炉建屋原子炉棟2階
原子炉隔離時冷却系系統 流量	差圧式流量検出器	0~50L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下 2 階
高圧炉心スプレイ系系統 流量	差圧式流量検出器	0~500L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
残留熱除去系系統流量	差圧式流量検出器	0~600L/s	3	原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
低圧炉心スプレイ系系統 流量	差圧式流量検出器	0~600L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
低圧代替注水系格納容器	差圧式流量検出器	0~500m ³ /h ³	1	原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
スプレイ流量		0~500m ³ /h ⁴	1	原子炉建屋原子炉棟3階
低圧代替注水系格納容器 下部注水流量	差圧式流量検出器	0~200m ³ /h	1	原子炉建屋原子炉棟3階
代替循環冷却系格納容器 スプレイ流量	差圧式流量検出器	0~300m ³ /h	2	原子炉建屋原子炉棟地下 2 階
ドライウェル雰囲気温度	熱電対	0~300	8	原子炉格納容器内

第3.15-2表 計装設備の主要機器仕様(4/4)

915cm基準

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	
百乙帕建尼水丰沸中	触媒式 水素検出器	0 ~ 10vol %	2	原子炉建屋原子炉棟6階	
尿丁水娃崖小系辰反	熱伝導式 水素検出器	0 ~ 20vol %	3	原子炉建屋原子炉棟地下 1 階,2 階	
静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	的触媒式水素再結合器		4 ¹³	原子炉建屋原子炉棟6階	
格納容器内酸素濃度 (SA)	磁気力式 酸素検出器	0 ~ 25vol %	1	原子炉建屋原子炉棟3階	
使用済燃料プール水位・	ガイドパルス式 水位検出器	- 4,300 ~ + 7,200mm ¹⁴ (EL.35,077 ~ 46,577mm)	1	原子炉建屋原子炉棟6階	
温度(SA仏域)	測温抵抗体	0 ~ 120	1 ¹⁵		
使用済燃料プール温度 (SA)	熱電対	0 ~ 120	1 ¹⁶	原子炉建屋原子炉棟6階	
使用済燃料プールエリア		10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	1	┍╴╴┢╆┍┍┍╶┍┢	
放射線モニタ(高レンジ・ 低レンジ)	1 7 7 7 7 7 7 7 7	10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	1	<u>原于炉建座原于炉</u> 棵 6 陷	
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 含む)	赤外線カメラ	-	1	原子炉建屋原子炉棟6階 (使用済燃料プール監視 カメラ用空冷装置:原子 炉建屋付属棟4階)	

<u>1 · 其進占は蒸気乾燥哭フカート下端(ベッセルゼロレベル上り 1</u>,340cm)

2 :基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)

3: 常設設備による対応時及ひ可搬型設備による対応時の両万で使用

4 : 可搬型設備による対応時に使用

5 :狭帯域流量

6 : R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)

- 7 :ペデスタル底面(コリウムシールド上表面:EL.11,806mm)からの高さ
- 8 : 基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より7,030mm)
- 9 : R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)

10: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ < 0.2m の場合)(高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)

- 11: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2mの場合)(満水管理水位計)
- 12:平均出力領域計装 A~Fの6 チャンネルのうち, A,Bの2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B,D,F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。
- 13:2個の静的触媒式水素再結合器に対して,出入口に1個ずつ設置

14:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)

15:検出点2箇所

16: 検出点 8 箇所

915cm基準

第 3.15 - 14 表 多重性を有する<mark>対象</mark>パラメータ

名称	計測範囲	個数	取付場所
原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位(広帯域)	$-3,800 \sim 1,500$ mm 1	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位(燃料域)	$-3,800 \sim 1,300$ mm 2	2	原子炉建屋原子炉棟2階
格納容器下部水温	0~500 ³ (ペデスタル床面 0m, 0.2m) ⁴	各 5	原子炉格納容器内
	+1.05m ^{4, 5} (EL.12,856mm)	2	原子炉格納容器内
格納容器下部水位	+0.50m,+0.95m ^{4, 6} (EL.12,306mm,12,756mm)	各 2	原子炉格納容器内
	+ 2.25m, + 2.75m ^{4, 7} (EL.14,056mm, 14,556mm)	各 2	原子炉格納容器内
格納容器雰囲気放射線モニ タ(D / W)	10 ⁻² ~ 10 ⁵ Sv / h	2	原子炉建屋原子炉棟 3 階
格納容器雰囲気放射線モニ 夕(S/C)	10 ⁻² ~ 10 ⁵ Sv / h	2	原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
起動領域計装	$10^{-1} \sim 10^{6} \text{ cps}$ $(1.0 \times 10^{3} \sim 1.0 \times 10^{9} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$ $0 \sim 40\% \text{ X lt } 0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^{8} \sim 1.5 \times 10^{13} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$	8	原子炉格納容器内
平均出力領域計装	$0 \sim 125\%$ (1.0 × 10 ^{1 2} ~ 1.0 × 10 ^{1 4} cm ⁻² • s ⁻¹)	2 8	原子炉格納容器内
フィルタ装置水位	180~5,500mm	2	格納容器圧力逃がし装置格納 槽内
フィルタ装置出口放射線モ ニタ(高レンジ)	10 ⁻² ~ 10 ⁵ Sv / h	2	原子炉建屋廃棄物処理棟1階, 屋外(原子炉建屋南側外壁面)
フィルタ装置入口水素濃度	0 ~ 100vol %	2	原子炉建屋廃棄物処理棟3階
	0~10vol%	2	原子炉建屋原子炉棟6階
原子炉建屋水素濃度	0 ~ 20vol %	3	原子炉建屋原子炉棟地下1階, 2階

1:基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより1.340cm)

2:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)

3: R P V 破損及ひテフリ洛ト・堆積検知(局さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)

4:ペデスタル底面(コリウムシールド上表面:EL.11,806mm)からの高さ

5: R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)

6: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ < 0.2m の場合)(高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)

7: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2m の場合)(満水管理水位計)

8: 平均出力領域計装 A~Fの6 チャンネルのうち, A,Bの2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B,D,F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

対応手段等	監視機能喪失	計器の計測範囲(把握能力)を超えた場合	代替パラメータによる推定	 原子炉圧力容器内の温度,圧力及び水位並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち,パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは,原子炉圧力容器内の温度と水位である。 原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。 ・原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータである原子炉圧力容器はするパラメータである原子炉圧力容器点でする。なお,RPV破損徴候パラメータとして原子炉圧力容器温度(下鏡部)が「300 到達」を検知することにより,やがてRPV破損に至る可能性が高い状況であると判断し,破損判断パラメータである格納容器下部水温を常時監視する。 ・原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は,高圧代替注水系系統流量,低圧 ・原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は,高圧代替注水系系統流量,低圧 ・原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は,高圧代替注水系気子が注水流量, 原子炉隔離時冷却系系統流量,低圧炉心スプレイ系系統流量のうち, 機器動作状態にある流量計から崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し,直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水位を推定する。なお,原子炉圧力容器内の水位を推定する。なお,原子炉圧力容器内の水位を推定する。
	場合	に場合		により原子炉圧刀容器内の水位を推定する。 なお,原子炉圧力容器内が満水状態であることは,原子炉圧力 又は原子炉圧力(SA)とサプレッション・チェンバ圧力の差 圧により,原子炉圧力容器内の水位が <mark>燃料有効長</mark> 頂部以上であ
			ることは推正可能である。	
			可搬型計装器	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータの値が計器の計測 範囲を超えた場合で,重要代替計器の故障等により代替パラメータ による推定が困難となった場合に,可搬型計測器により原子炉圧力 容器温度を計測する。

915cm基準

第 3.15-17 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(2 / 13)

分類	毎 重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ		個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器 個数	第 3.15-2 ,3 図 No.	
	原子炉水位(広帯域)		2	- 3,800 ~ 1,500 mm 4	- 3,800 ~ 1,400 mm 4		Ss 機能 維持	区分 , 直流電源 22	差圧式水位 検出器		42	
	原子炉水位(燃料域)		2	- 3,800~1,300 mm 5	448~1,300mm 5	⁵ 心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制 11節囲レベル <mark>3~8</mark> (300~1 400mm 4)及び		ゆ心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制 S 区分 , 直流電源 22 枚	差圧式水位 検出器	:位 	43	
	原子炉水位(SA広帯域)		1	- 3,800~1,500 mm 4	- 3,800~1,400 mm 4	mm 燃料有効長底部 まで監視可能。	Ss 機能 維持	緊急用 直流電源 22	差圧式水位 検出器		4	
	原子炉水位(SA燃料域)		1	- 3,800~1,300 mm 5	448~1,300mm 5	Ss 魚		緊急用 直流電源 22	差圧式水位 検出器		45	
原子	高圧代替注水系系統流量	2										
炉水圧	低圧代替注水系原子炉注水流量	2		「 原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。								
口 刀 容 器	代替循環冷却系原子炉注水流量	2										
内の	原子炉隔離時冷却系系統流量	2										
	高圧炉心スプレイ系系統流量	2										
	残留熱除去系系統流量	2										
	低圧炉心スプレイ系系統流量	2										
	原子炉圧力	2			г	百之怕に力突哭肉のに力、た飲祖するパラメータ	フと同じ					
	原子炉圧力(SA)	2	- 原ナが圧力谷益内の圧力」を監視するハラスーグと回し。 2									
	サプレッション・チェンバ圧力	2	「 原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。									

915cm基準

第3.15-17 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(13/13)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器 個数	第 3.15-2 ,3 図 No.		
	使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)	1	- 4,300 ~ + 7,200mm 19 (EL.35,077 ~ 46,577mm)	+6,818mm (EL.46,195mm)	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プール上部から使用済燃料ラック下 端(EL.35,097mm)までの範囲にわたり水位 を監視可能。	Ss 機能 維持	Ss 機能 維持	区分 能 直流電源 寺 緊急用	区分 直流電源 緊急用	ガイドパル ス式水位 検出器	- 24	26
使用済燃料プ		1 20	0~120	66 <mark>以下</mark>	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プールの温度(100)を監視可能。		直流電源	測温 抵抗体	1			
	使用済燃料プール温度(SA)	1 21	0~120	<mark>- 6</mark>	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プールの温度(100)を監視可能。	Ss 機能 維持	緊急用 直流電源	熱電対	I	20		
レル	使用済燃料プールエリア	1	10 ⁻² ~ 10 ⁵ Sv / h	- 6	重大事故等時に変動する可能性がある放射	Ss 機能	緊急用	イオン	- 24	28		
の監	(高レンジ・低レンジ)	1	10 ⁻³ ~ 10 ⁴ mSv / h	- 0	線量率(3.0mSv/h以下)を監視可能。	維持	直流電源	チェンバ	- 27			
視	使用済燃料プール監視カメラ	1	-	- 6	重大事故等時において使用済燃料プール及 びその周辺の状況を監視可能。	Ss 機能 維持	カメラ:緊急 用直流電源 空冷装置:緊 急用交流電源	赤外線 カメラ	- 24	(9) (9)		

1 :分類のうち,重要監視パラメータとしてのみ使用する。 2:分類のうち,重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

3:設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

4 :基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより 1,340cm)。

5:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)。

6 : 重大事故等時に使用する設備のため,設計基準事故時は値なし。

7 :常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用。 8:可搬型設備による対応時に使用。 9:狭帯域流量。

- 10: R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)。 11: ペデスタル底面(コリウムシールド上表面: EL.11,806mm)からの高さ。
- 12:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より7,030mm)。 13:R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)。
- 14: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ<0.2m の場合)(高さ0.5m,1.0m 未満水位計)。 15: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2m の場合)(満水管理水位計)。

16: 炉心損傷は,原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h(経過時間とともに判断値 は低くなる)であり,設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。

17:平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A,B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B,D,F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

18:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置。 19:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm(使用済燃料プール底部より4,688mm)。

- 20: 検出点 2 箇所。 21: 検出点 8 箇所。
- 22:「設置許可基準規則」第47条,48条及び49条で抽出された計装設備は設計基準事故対処設備に対して多様性及び独立性を有し,位置的分散を図ることとしており,電源について は,非常用所内電気設備と独立性を有し,位置的分散を図る設計とする。詳細については,「3.14 電源設備(「設置許可基準規則」第57条に対する設計方針を示す章)の補足説 明資料57-9」参照。なお,各条文に対するパラメータの選定結果は,補足説明資料58-10に整理している。
- 23:「設置許可基準規則」第51条で抽出された計装設備は複数のパラメータとすることで多様性を有しており,低圧代替注水系格納容器下部注水流量及び格納容器下部水位に対して常 設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力及びドライウェル雰囲気温度はそれぞれ独立性を有する設計としている。電源については,常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備か ら代替所内電源設備を経由して電源を受電できる設計とするとともに,可搬型計測器による計測が可能な設計としており,多様性を有している。詳細については,「3.14 電源設備(「設 置許可基準規則」第57条に対する設計方針を示す章)の補足説明資料57-9」参照。なお,各条文に対するパラメータの選定結果は,補足説明資料58-10に整理している。
- 24: 可搬型計測器で計測できるパラメータでない場合を「-」で示す。全交流動力電源喪失時は,水素・酸素濃度監視装置,放射線監視装置,炉内核計装装置及び使用済燃料プール監 視装置(水位・温度(SA広域),監視カメラ)に対して常設代替交流電源設備により電源供給された場合には,監視計器は使用可能である。

第3.15-18 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定(1/16)

【推定ケース】

3.15 -

79

ケース 1	:	同一物理量(温度,圧力,水位,流量,放射線量率,水素濃度及び中性子束)から推定する。
ケース 2	:	水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力から推定する。
ケース 3	:	流量を注水先又は水源の水位変化を監視することにより推定する。
ケース 4	:	圧力から原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の水位を推定する。
ケース 5	:	原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを水位,圧力等の傾向監視により推定する。
ケース 6	:	圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定する。
ケース 7	:	水素燃焼するおそれのある状態であるかを推定する。
ケース 8	:	装置の作動状況により水素濃度を推定する。
ケース9	:	制御棒の位置指示により未臨界を推定する。
ケース10	:	プラントの状態により最終ヒートシンクの確保を推定する。
ケース11	:	使用済燃料プールの状態を同一物理量(温度),あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により,

使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。

<mark>ケース12 :</mark>デブリの冠水状態を温度により推定する。

なお,代替パラメータによる推定に当たっては,代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

燃料有効長頂部

分類	主要パラメータ	代替パラメータ 1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 残留熱除去系熱交換器入口温度	ケース 1 ケース 6 ケース 1	原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推 定する。 原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は,原子炉水位から原子炉圧 力容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧力より飽和温度/圧力 の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また,スクラム後,原子炉水位か燃料有効長頂部 到達するまでの経過時間よ り原子炉圧力容器内の温度を推定する。 残留熱除去系が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換器入口温度により推定 する。 推定は,主要パラメータの他チャンネルを優先する。

1:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

2:[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能な計器)を示す。

まとめ資料(SA58条補足説明資料)

燃料有効長頂部

915cm基準

第58-6-2表 計測装置の計測範囲(5/10)

			プラントの状態			
名称	計測範囲		設計基準事故時 1	重大事故等	等時 ¹	計測範囲の設定に関する考え方
		通常運転時 ′	(連転時の異常な 過渡変化時を含む)	炉心損傷前	炉心損傷後	
原子炉水位 (広帯域)	$-3,800 \sim 1,500$ mm 5	1,260mm ⁵	- 3,800 ~ 1,400 mm ⁵			
原子炉水位 (燃料域)	- 3,800~1,300mm ⁶	1,300mm ⁶	448 ~ 1,300 mm ⁶	- 3,8 <u>00~1,400mm ⁵</u>	.800~1.400mm ⁵ 1.260mm ⁵ 以下	炉心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位
原子炉水位 (SA広帯域)	$-3,800 \sim 1,500$ mm 5	1,260mm ⁵	$-3,800 \sim 1,400$ mm 5	0~1,300mm ⁶ <mark>1,300mm ⁶以下</mark>		
原子炉水位 (SA燃料域)	- 3,800~1,300mm ⁶	1,300mm ⁶	448 ~ 1,300 mm ⁶			
ドライウェル圧力	0~1MPa[abs]	5kPa[gage]	2 <mark>79</mark> kPa[gage] 以下	310kPa[gage] 以下	620kPa[gage] 以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡するよ うに, <mark>原子炉格納容器の限界圧力</mark>
サプレッション・ チェンバ圧力	0~1MPa[abs]	5kPa[gage]	<mark>279</mark> kPa[gage] 以下	310kPa[gage] 以下	620kPa[gage] 以下	(620kPa[gage])に余裕を見込んだ設定とす る。
ドライウェル雰囲気 温度	0 ~ 300	57 <mark>以下</mark>	1 <mark>71</mark> 以下	12 <mark>3</mark> 以下	<mark>202</mark> 以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡するよ うに,ドライウェル雰囲気温度(<mark>202</mark>)に余 裕を見込んだ設定とする。
サプレッション・ チェンバ雰囲気温度	0 ~ 200	32 <mark>以下</mark>	1 <mark>71</mark> 以下	14 <mark>3</mark> 以下	1 <mark>32</mark> 以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡するよ うに,サプレッション・チェンバ雰囲気温度 (1 <mark>71</mark>)に余裕を見込んだ設定とする。
サプレッション・ プール水温度	0 ~ 200	32 <mark>以下</mark>	<mark>104</mark> 以下	139 以下	1 <mark>19</mark> 以下	重大事故等時のパラメータ変動を包絡するよ うに,サプレッション・プール水温度(139) に余裕を見込んだ設定とする。
格納容器下部水温	0~500 ⁷ (ペデスタル床面 0m, 0.2m) ⁸				0 <mark>_</mark> 以下又は 500 以上	ペデスタルにデブリが落下・堆積した際に水 温上昇又はデブリが接触し指示がダウンスケ ールすることでデブリの落下・堆積が検知可 能である。

915cm基準

燃料有効長頂部

- 1:プラント状態の定義は,以下のとおり。
 - ・通常運転時:計画的に行われる起動,停止,出力運転,高温停止,冷温停止,燃料取替等の原子炉施設の運転であって,その運転状態が所 定の制限内にあるもの。通常運転時に想定される設計値を記載。
 - ・運転時の異常な過渡変化時:原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作,及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態。運転時の異常な過渡変化時に想定される設計値を記載。
 - ・設計基準事故時:「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって,発生する頻度は希であるが,原子炉施設の安全設計の観点から 想定されるもの。設計基準事故時に想定される設計値を記載。
 - ・重大事故等時:原子炉施設の安全設計の観点から想定される事故を超える事故の発生により,原子炉の炉心の著しい損傷が発生するおそれ がある状態又は炉心の著しい損傷が発生した状態。重大事故等時に想定される設計値を記載。
- 2:常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用
- 3 : 可搬型設備による対応時に使用
- 4 :狭帯域流量
- 5 : 基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより 1,340cm)
- 6 :基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)
- 7 : R P V 破損及びデフリ落ト・堆積検知(局さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)
- 8 :ペデスタル底面(コリウムシールド上表面:EL.11,806mm)からの高さ
- 9 :基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)
- 10: R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)
- 11: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ<0.2mの場合)(高さ0.5m,1.0m 未満水位計)
- 12: RPV破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2mの場合)(満水管理水位計)
- 13: 炉心損傷は,原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値 は約10Sv / h (経過時間とともに判断値は低くなる)であり,設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
- 14:300 以上となる場合があるが,炉心損傷と判断し冷却未達を判断する上で問題ない。
- 15:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)

9	1	5	2	mm基準
---	---	---	---	------

参考資料

ΤΑF

原子炉水位の概要図を第 58 - 6 - <mark>60</mark>図に,インターロックの概要を 第 58 - 6 - 4 表に示す。

第 58 - 6 - <mark>60</mark>図 原子炉水位の概要図

ΤΑF

第 58 - 6 - 4 表 インターロック概要

原子炉水位	基準水位との差	主要なインターロック
L 8 : 原子炉水位高(レベル 8)	+1,400mm	原子炉隔離時冷却系自動停止 高圧炉心スプレイ系注入弁閉止
L 5 6	+ 900mm	通常運転水位
L3: 原子炉水位低(レベル3)	+ 300mm	原子炉スクラム 非常用ガス処理系自動起動
L 2 : 原子炉水位異常低下(レベル 2)	- 950mm	原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 主蒸気隔離弁閉止 <mark>原子炉</mark> 再循環ポンプトリップ
L1: 原子炉水位異常低下(レベル1)	- 3,800mm	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動 自動減圧系タイマー作動
TAF: 燃料有効長頂部	- 4,248mm	(燃料有効長頂部)
L 0 : ジェットポンプ上端	- 5,315mm	(ジェットポンプ上端)

:ドライウェル圧力高信号とのアンド条件で作動

ΤΑF

(a) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉圧力容器内の温度)

項目	原子炉圧力容器内の温度						
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準				
主要 パラメータ	原子炉圧力容器温度	0 ~ 500	302 <mark>以下</mark>				
	原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>				
	原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>				
	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	- 3,800 ~ 1,500mm * 1 - 3,800 ~ 1,300mm * 2	- 3.800 ~ 1.400mm * 1 448 ~ 1,300mm * 2				
代替 パラメータ	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	- 3.800 ~ 1.500mm * 1 - 3.800 ~ 1.300mm * 2	- 3.800 ~ 1.400mm * 1 448 ~ 1.300mm * 2				
		0 ~ 300	249 <mark>以下</mark>				
	- *1:基準点は蒸気乾燥器スカート下端 *2:基準点は燃料有効長頂部(ベッセ		(1,340cm)				
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータにて原子炉圧力容器内の温度を監視する目的 は,炉心の冷却状態を把握することである。 特に原子炉冷却材喪失事故時において,原子炉圧力容器への注水に期待できない場 合,原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位が低下し,炉心が露出すれば炉心が 過熱状態となり,冷却処置が遅れると炉心損傷に至る。 このような場合,炉心の冷却状態を把握し,事故時の対応手段を判断する上で主要パ ラメータにて原子炉圧力容器内の温度を監視することが重要である。						
推定方法	原子炉圧力容器内の温度の主要パラ 能となった場合には,原子炉水位パ燃料 力容器内の水蒸気が飽和状態にあって 内の温度を推定する。 また,スクラム後,原子炉水位がTA 器内の温度を推定できる。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系) 口温度により測定可能である。 推定方法は,以下のとおりである。 原子炉圧力,原子炉圧力(SA) 原子炉水位がTAF以上の場合にに 利用し,第58-7-1図を用いて原子炉 推定可能範囲:100~310	メータである原子炉圧ナ 斗有効長頂部(TAF) 以 ますることで,原子炉圧 「こ到達してからの経過 が運転状態であれば,死 は,飽和状態と想定し,館 炉圧力より原子炉圧力容	容器温度の監視が不可 人上の場合は,原子炉圧 方より原子炉圧力容器 動時間より原子炉圧力容 酸酸酸 大系熱交換器入 の和温度/圧力の関係を 器内の温度を推定する。				



58 - 7 - 3

TAF

	残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換 器入口温度により <mark>炉</mark> 水の温度を推定 <mark>する</mark> 。
	原子炉圧力,原子炉圧力(SA),原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域), 原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位(SA燃料域) 原子炉圧力による推定手順は,原子炉水位がTAF以上の場合には,原子炉圧力 容器内が飽和状態と想定し,原子炉圧力容器内の温度は上記の推定方法 で推定が できるため,事故収束を行う上で問題とならない。 原子炉水位がTAF以下の場合には,輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を 考慮していないたの正確な評価は困難だが,原子炉圧力容器内の状態を把握する上 で有効である。
	残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換 器入口温度により炉水の温度を計測可能である。
推定の評価	< 誤差による影響について> 原子炉圧力容器内の温度を監視する目的は、炉心の冷却状態を把握することであり、 代替パラメータ(原子炉圧力,原子炉圧力(SA),原子炉水位(広帯域),原子炉水 位(燃料域),原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位(SA燃料域))による推定では、 温度に換算して原子炉圧力容器内の温度の傾向が把握でき、計器誤差 ¹ を考慮した上 で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。原子炉内 燃料温度推定計算シートは、輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していな いため、実際の温度より高めに温度が算出される可能性があることを考慮して対応す ることで、重大事故等時の対策を実施することが可能である。 1:原子炉圧力容器の定格圧力:約7MPa[gage](飽和温度:約287)に対して、 原子炉圧力の誤差:±91kPa[gage]から温度に換算した場合は287±4.3 程 度、原子炉圧力(SA)の誤差:±84kPa[gage]から温度に換算した場合は 287±4.0 程度。
	代替パラメータ(残留熱除去系熱交換器入口温度)による推定は,同一物理量からの推定であり,計器誤差 ² を考慮した上で対応することにより,重大事故等時の対策 を実施することが可能である。 2:残留熱除去系熱交換器入口温度の誤差:±3.1
	以上より,これらの代替パラメータによる推定で,炉心損傷防止対策及び格納容器 破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。

(b) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉圧力容器内の圧力)

項目	原子炉圧力容器内の圧力					
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準			
主要	原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>			
パラメータ	原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>			
	原子炉圧力(SA) (原子炉圧力の代替)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>			
	原子炉圧力 (原子炉圧力(SA)の代替)	0 ~ 10.5MPa [gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>			
化麸	原子炉水位(広帯域)	- 3.800 ~ 1.500mm * 1	- 3.800 ~ 1.400mm * 1			
パラメータ		- 3,800~1,300mm*2	448~1,300mm*2			
	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	- 3 800~1 500mm*1 - 3 800~1 300mm*2	- 3 800~1 400mm*1 448~1 300mm*2			
	原子炉压力容器温度	0~500	302 <u>방</u> 토			
		 (ベッセルゼロレベルド	1) 1 340cm)			
	*2:基準点は燃料有効長頂部(ベッセ	ルゼロレベルより 915cm)			
計測目的	重大事故等時において,主要パラメ- 的は,低圧注水選択のための減圧確認及 る。	- タにて原子炉圧力容器 るび原子炉圧力容器の損 [。]	内の圧力を監視する目 傷確認を行うことであ			
推定方法	「「「「「「」」」」」では「「」」」では「「」」」では「「」」」」」では「「」」」」」」では「「」」」」」」」」	メータである原子炉圧力 圧力(SA)を推定する 包和状態にあると想定す 包和状態にあると想定す 連指定できる。原子炉圧力 雪する。 内の圧力を計測すること; 第58-7-3 図を用いて属 4 6 8 7 6 8 7 6 8 7 6 7 6 8 7 6 8 7 6 8 7 7 7 8 8 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9	0の監視が不可能となっ 5場合は原子炉圧力にて ることで,原子炉圧力容 つ容器内が飽和状態でな ができ,原子炉の状態に マテ炉圧力容器温度より			
	50 0 0 2 原 図 58 - 7 - 3 飽和温度 /	4 6 8 子炉圧カ (MPa[gage]) 圧力の関係を利用した圧	」 10 三力の推定			

58 - 7 - 5

(c) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉圧力容器内の水位)

項目	原子炉圧力容器内の水位							
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準					
	原子炉水位(広帯域)	- 3.800~1.500mm*1	- 3.800~1.400mm*1					
主要	原子炉水位(燃料域)	- 3,800~1,300mm*2	448~1,300mm*2					
バラメータ	原子炉水位(SA広帯域)	- 3,800 ~ 1,500mm * 1	- 3,800 ~ 1,400mm * 1					
	原于炉水位(SA燃料域)	- 3,800 ~ 1,300mm * 2	448 ~ 1,300mm ^ 1					
	原子炉水位(広 帯域) 原子炉水位(燃料域)	- 3,800 ~ 1,500mm * 1 - 3,800 ~ 1,300mm * 2	- 3,800 ~ 1,400mm * 1 448 ~ 1,300mm * 2					
	 (原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位 (SA燃料域)の代替) 							
	原子炉水位(SA広帯域)	- 3,800~1,500mm*1	- 3,800~1,400mm*1					
	原子炉水位(SA燃料域)	- 3,800~1,300mm*2	448~1,300mm*2					
	(原于炉水位(広帝域),原于炉水位(蒸料域)の代替)							
	高圧代替注水系系統流量	0~50L/s						
		0~500m³/h*3						
	低口华转计业友百了帕计业法星	0~ 80m³/h*3,*5						
		0~300m³/h*4						
代替		0~ 80m³/h*4,*5						
パラメータ	代替循環冷却系原子炉注水流量	0~150m³/h						
	原子炉隔離時冷却系系統流量	0~50L/s	40L / s					
	高圧炉心スプレイ系系統流量	0~500L/s	438L / s					
	残留熱除去系系統流量	0~600L/s	470L / s					
	低圧炉心スプレイ系系統流量	0~600L/s	456L / s					
	原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>					
	原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>					
	サプレッション・チェンバ圧力	0~1MPa[abs]	<mark>279</mark> kPa[gage] <mark>以下</mark>					
	*1:基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより_1,340cm)							
	*2:基準点は燃料有効長頂部(ベッセル							
	*3: 吊設設備による対応時及び可搬空設備による対応時の回方で使用 *4:可搬型設備による対応時に使用, *5:狭帯域流量							
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータにて原子炉圧力容器内の水位を監視する目に は,炉心冷却状態を確認することである。							
推定方法	原子炉圧力容器内の水位の主要パラメータである原子炉水位の計測が困難になった場合,代替パラメータの 原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位(CA燃料域)(原子炉 水位(SA広帯域),原子炉水位(SA燃料域)を推定する場合は,原子炉水位(広帯域), 原子炉水位(燃料域)にて推定), 原子炉圧力容器への注水流量(高圧代替注水系系統 流量,低圧代替注水系原子炉注水流量,代替循環冷却系原子炉注水流量,原子炉隔離時 冷却系系統流量,高圧炉心スプレイ系系統流量,残留熱除去系系統流量,低圧炉心スプ レイ系系統流量)により原子炉圧力容器内の水位を推定することができる。 推定方法は,以下のとおりである。							

(d) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉圧力容器への注水量)

項目	原子炉圧力容器への注水量								
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準						
	高圧代替注水系系統流量	0~50L/s							
		0~500m³/h*1							
		0~ 80m³/h*1,*3							
主要 パラメータ	低庄代替汪水系原子炉汪水流量 	0~300m ³ /h*2							
		$0 \sim 80 \text{m}^3 / \text{h} * 2, * 3$							
	代替循環冷却系原子炉注水流量	0~150m³⁄h							
	原子炉隔離時冷却系系統流量	0~50L/s	40L / s						
	高圧炉心スプレイ系系統流量	0~500L/s	438L / s						
	残留熱除去系系統流量	0~600L/s	470L / s						
	低圧炉心スプレイ系系統流量	0~600L/s	456L / s						
	サプレッション・プール水位 (高圧代替注水系系統流量,代替循環 冷却系原子炉注水流量,原子炉隔離時 冷却系系統流量,高圧炉心スプレイ系 系統流量,残留熱除去系系統流量,低圧 炉心スプレイ系系統流量の代替)	- 1~9m*4 (EL.2,030~12,030mm)	- 0.5~0m (EL.2,530~3,030mm)						
	代替淡水貯槽水位 (低圧代替注水系原子炉注水流量の代 替)	0~20m							
代替 パラメータ	西側淡水貯水設備水位 (低圧代替注水系原子炉注水流量の代 替)	0~4.5m							
	原子炉水位(広帯域)	- 3.800 ~ 1.500mm * 5	- 3.800 ~ 1.400mm * 5						
	原子炉水位(燃料域)	- 3,800 ~ 1,300mm * 6	448 ~ 1,300mm * 6						
	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	- 3,800 ~ 1,500mm * 5 - 3,800 ~ 1,300mm * 6	- 3 800 ~ 1 400mm * 5 448 ~ 1,300mm * 6						
	*1:常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用 *2:可搬型設備による対応時に使用, *3:狭帯域流量 *4:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm(サプレッション・チェンバ底部より 7,030mm) *5:基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより 1,340cm) *6:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)								
計測目的	重大事故等時において,主要パラメ- 目的は,注水設備が機能していることを	-タにて原子炉圧力容器 を確認し炉心冷却状態を	への注水量を監視する 把握することである。						
推定方法	原子炉圧力容器への注水量の主要パラメータである各系統の注水流量の計測が困難 になった場合,水源であるサプレッション・プール,代替淡水貯槽 <mark>又は西側淡水貯水設</mark> 備並びに注水先の原子炉圧力容器の水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定 することができる。								
	推定方法は,以下のとおりである。 サプレッション・プール水位 サプレッション・プールの水位容量曲線を用いて,水位の変化量から注水した水量 を推定する。なお,炉心冷却状態を原子炉水位にて合わせて確認する。								

(m) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(格納容器バイパスの監視)

:有効監視パラメータ

項目	格納容器バイパスの監視									
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準							
	原子炉圧力]容器パラメータ								
	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	- 3.800 ~ 1.500mm * 1 - 3,800 ~ 1,300mm * 2	- 3.800~1.400mm*1 448~1,300mm*2							
	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	- 3,800 ~ 1,500mm * 1 - 3,800 ~ 1,300mm * 2	- 3.800~1.400mm*1 448~1,300mm*2							
	原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>							
主要 パラメータ	原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>							
		容器パラメータ								
	ドライウェル雰囲気温度	0 ~ 300	1 <mark>71</mark> 以下							
	ドライウェル圧力	0~1MPa[abs]	2 <mark>79</mark> kPa[gage] <mark>以下</mark>							
	原子炉建	屋パラメータ								
	[エリア放射線モニタ]	10 ⁻⁴ ~ 10 ⁰ mSv / h								
	ドライウェル雰囲気温度 (原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃 料域),原子炉水位(SA広帯域),原子 炉水位(SA燃料域),原子炉圧力,原子 炉圧力(SA),[エリア放射線モニタ]]の代替)	0 ~ 300	1 <mark>71</mark> 以下							
	ドライウェル圧力 (原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃 料域),原子炉水位(SA広帯域),原子 炉水位(SA燃料域),原子炉圧力,原子 炉圧力(SA),[エリア放射線モニタ] の代替)	0~1MPa[abs]	2 <mark>79</mark> kPa[gage] <mark>以下</mark>							
代替 パラメータ	[エリア放射線モニタ] (原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃 料域),原子炉水位(SA広帯域),原子 炉水位(SA燃料域),原子炉圧力,原 子炉圧力(SA),ドライウェル雰囲気 温度,ドライウェル圧力の代替)	10 ⁻⁴ ~10 ⁰ mSv/h								
	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) (ドライウェル雰囲気温度,ドライウェ ル圧力[エリア放射線モニタ] の代替)	- 3,800 ~ 1,500mm * 1 - 3,800 ~ 1,300mm * 2	- 3,800 ~ 1,400mm * 1 448 ~ 1,300mm * 2							
	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) (ドライウェル雰囲気温度,ドライウェ ル圧力[エリア放射線モニタ] の代替)	- 3,800 ~ 1,500mm * 1 - 3,800 ~ 1,300mm * 2	- 3,800 ~ 1,400mm * 1 448 ~ 1,300mm * 2							
	原子炉圧力 (ドライウェル雰囲気温度,ドライウェ ル圧力[エリア放射線モニタ] の代替)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>							
	原子炉圧力(SA) (ドライウェル雰囲気温度,ドライウェ ル圧力[エリア放射線モニタ] の代替)	0~10.5MPa[gage]	8. <mark>62</mark> MPa[gage] <mark>以下</mark>							

	*1:基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより 1,340㎝) *2:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915㎝)
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータにて格納容器バイパス <mark>を</mark> 監視する目的は, <mark>原</mark> <mark>子炉</mark> 格納容器外にて冷却材漏えい事象が発生したことを確認することである。 なお,格納容器バイパスの監視は,プラントの状態を監視することで確認でき,単 ーパラメータで確認することは困難であり,複数のパラメータを組み合わせることに より監視が可能である。
	格納容器バイパス監視の主要パラメータは,<原子炉圧力容器パラメータ>,<格納 容器パラメータ>,<原子炉建屋パラメータ>に分けられる。 <原子炉圧力容器パラメータ>の主要パラメータである原子炉水位(広帯域),原子 炉水位(燃料域),原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位(SA燃料域),原子炉圧力, 原子炉圧力(SA)の計測が困難になった場合,代替パラメータの<格納容器パラメー タ>,<原子炉建屋パラメータ>により推定する。
	<格納容器パラメータ>の主要パラメータであるドライウェル雰囲気温度 ,ドライウ ェル圧力の計測が困難になった場合,代替パラメータの<原子炉圧力容器パラメータ >,<原子炉建屋パラメータ>により推定する。
	<原子炉建屋パラメータ>の主要パラメータであるエリア放射線モニタの計測が困 難になった場合 , 代替パラメータの<原子炉圧力容器パラメータ> , <原子炉格納容器 パラメータ>により推定する。
	推定方法は,以下のとおりである。
推定方法	< 原子炉圧力容器パラメータ> <格納容器パラメータ>, <原子炉建屋パラメータ> <原子炉圧力容器パラメータ>の計測が困難になった場合,<格納容器パラメータ >に漏えいの傾向がないこと及び<原子炉建屋パラメータ>に漏えいの傾向がある ことにより,格納容器バイパスの発生を推定することができる。
	<格納容器パラメータ> <原子炉圧力容器パラメータ>,<原子炉建屋パラメータ> <格納容器パラメータ>の計測が困難になった場合,<原子炉圧力容器パラメータ >に漏えいの傾向があること及び<原子炉建屋パラメータ>に漏えいの傾向がある ことにより,格納容器バイパスの発生を推定することができる。
	<原子炉建屋パラメータ> <原子炉圧力容器パラメータ>,<格納容器パラメータ> <原子炉建屋パラメータ>の計測が困難になった場合,<原子炉圧力容器パラメー タ>に漏えいの傾向があること及び<格納容器パラメータ>に漏えいの傾向がない ことにより,格納容器バイパスの発生を推定することができる。
	格納容器バイパス発生は,原子炉圧力容器からの漏えい発生を<原子炉圧力容器パラ メータ>により確認し, <mark>原子炉</mark> 格納容器内での漏えいの傾向がないことを<格納容器パ ラメータ>により確認し,原子炉建屋での漏えい傾向があることを<原子炉建屋パラメ ータ> により確認することで可能である。
推定の評価	いずれかのパラメータが計測不可能になったとしても残りのパラメータにより , <mark>原子</mark> <mark>炉</mark> 格納容器外での漏えい発生を確認することができるため , この推定の方法は , 格納容 器バイパス発生を把握する上で適切である。
	< 誤差による影響について > 格納容器バイパスの監視を実施する目的は , <mark>原子炉</mark> 格納容器外にて冷却材漏えい事象

	<mark> </mark> 原子炉水位(広帯域) (代替淡水貯槽水位,西側淡水貯蔵設 備水位の代替)	- 3,800~1,500mm*1	- 3,800~1,400mm*1						
	<mark> 原子炉水位(燃料域)</mark> (代替淡水貯槽水位,西側淡水貯蔵設 備水位の代替)	- 3,800~1,300mm*6	448 ~ 1,300mm * 6						
	<mark>「</mark> 原子炉水位(SA広帯域) (代替淡水貯槽水位,西側淡水貯蔵設 備水位の代替)	- 3,800~1,500mm*5	- 3,800 ~ 1,400mm * 5						
	<mark> 原子炉水位(SA燃料域)</mark> (代替淡水貯槽水位,西側淡水貯蔵設 備水位の代替)	- 3,800~1,300mm*6	448 ~ 1,300mm * 6						
	<mark>・</mark> サプレッション・プール水位 (代替淡水貯槽水位,西側淡水貯蔵設 備水位の代替)	- 1~9m*1 (EL.2,030~12,030mm)	- 0.5~0m (EL.2,530~3,030mm)						
	<mark></mark> 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 (代替淡水貯槽水位の代替)	0 ~ 5MPa [gage]							
	*1:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm *2:常設設備による対応時及び可搬型 *3:可搬型設備による対応時に使用, *5:基準点は蒸気乾燥器スカート下端 *6:基準点は燃料有効長頂部(ベッセ	n(サプレッション・チェ 設備による対応時の両方 *4:狭帯域流量 (ベッセルゼロレベルよ ルゼロレベルより 915cm	ンバ底部より 7,030mm) すで使用 い 1,340cm)						
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータにて水源を確認する目的は,原子炉圧力容 器及び <mark>原子炉</mark> 格納容器への注水が継続可能であることを確認することである。								
	サプレッション・プール,代替淡水貯槽又は西側淡水貯蔵設備を水源とするポンプの 注水量,吐出圧力により,サプレッション・プール水位,代替淡水貯槽水位又は西側淡 水貯蔵設備水位を推定する。また,注水先の原子炉水位及びサプレッション・プール水 位の水位変化により代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を推定する。なお,代 替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。								
	推定方法は,以下のとおりである。								
推定方法	<サプレッション・プール水位> サプレッション・プールを水源とする注水系の流量 サプレッション・プールを水源とする高圧代替注水系,代替循環冷却系,原子炉降 離時冷却系,高圧炉心スプレイ系,残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系の流量から これら系統が正常に動作していることを把握することにより,水源であるサプレッション・プールの水位が確保されていることを推定する。								
	サプレッション・プールを水源とする注水系のポンプ吐出圧力 サプレッション・プールを水源とする常設高圧代替注水系ポンプ,代替循環冷却系 ポンプ,原子炉隔離時冷却系ポンプ,高圧炉心スプレイ系ポンプ,残留熱除去系ポン プ及び低圧炉心スプレイ系ポンプの吐出圧力から,各ポンプが正常に動作しているこ とを把握することにより,水源であるサプレッション・プール水位が確保されている ことを推定する。								
	< 代替淡水貯槽水位 > 低圧代替注水系原子炉注水流量,低 注水系格納容器下部流量 代替淡水貯槽の水位容量曲線を用し 注水系格納容器スプレイ流量,低圧f	転圧代替注水系格納容器 ↓て , 低圧代替注水系原 € 【替注水系格納容器下部)	スプレイ流量 , 低圧代替 子炉注水流量 , 低圧代替 流量から推定する。						



(参考)第58-7-1表 計装設備の計器誤差について(1/4)

名称	検出器 の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差 17
原子炉圧力容器温度	熱電対	0 ~ 500	4	原子炉格納容器内	±4.9
原子炉圧力	弾性 圧力検出器	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟 3 階	±91kPa
原子炉圧力(SA)	弾性 圧力検出器	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟 3 階	± 84kPa
原子炉水位(広帯域)	差圧式 水位検出器	$-3,800 \sim 1,500$ mm 1	2	原子炉建屋原子炉棟 3 階	± 46mm
原子炉水位(燃料域)	差圧式 水位検出器	$-3,800 \sim 1,300$ mm 2	2	原子炉建屋原子炉棟 2 階	± 44mm
原子炉水位(SA広帯域)	差圧式 水位検出器	$-3,800 \sim 1,500$ mm 1	1	原子炉建屋原子炉棟 3 階	± 43mm
原子炉水位(SA燃料域)	差圧式 水位検出器	$-3,800 \sim 1,300$ mm 2	1	原子炉建屋原子炉棟 2 階	± 41mm
高圧代替注水系系統流量	差圧式 流量検出器	0~50L/s	1	原子炉建屋原子炉棟 地下 2 階	±0.4L/s
		0~500m³/h ³	<u>ح</u> ۱	原子炉建屋原子炉棟	±4.0m³⁄h
低圧代替注水系原子炉注 水流量	差圧式	0~80m³/h ^{3, 5}	1 T T	3 階	±0.7m³/h
	流量検出器	0~300m ³ /h ⁴	A	原子炉建屋原子炉棟	±2.4m³/h
		0~80m³/h ^{4, 5}	E I	2 階	±0.7m³/h
代替循環冷却系原子炉注 水流量	差圧式 流量検出器	0~150m³⁄h	2	原子炉建屋原子炉棟 地上 2 階	±1.6m³/h
原子炉隔離時冷却系系統 流量	差圧式 流量検出器	0 ~ 50L / s	1	原子炉建屋原子炉棟 地下 2 階	±0.5L/s
高圧炉心スプレイ系系統 流量	差圧式 流量検出器	0~500L/s	1	原子炉建屋原子炉棟 地下1階	±4.3L/s
残留熱除去系系統流量	差圧式 流量検出器	0 ~ 600L / s	3	原子炉建屋原子炉棟 地下1階	±5.2L/s
低圧炉心スプレイ系系統 流量	差圧式 流量検出器	0 ~ 600L / s	1	原子炉建屋原子炉棟 地下1階	±5.2L/s
低圧代替注水系格納容器	差圧式	0~500m ³ /h ³	1	原子炉建屋原子炉棟 地下1階	±4.0m ³ /h
スプレイ流量	流量検出器	0~500m³/h ⁴	1	原子炉建屋原子炉棟 3 階	±4.0m³/h
低圧代替注水系格納容器 下部注水流量	差圧式 流量検出器	0~200m³/h	1	原子炉建屋原子炉棟 3 階	±1.6m ³ /h
代替循環冷却系格納容器 スプレイ流量	差圧式 流量検出器	0~300m³/h	2	原子炉建屋原子炉棟 地下 2 階	±3.2m ³ /h
ドライウェル雰囲気温度	熱電対	0 ~ 300	8	原子炉格納容器内	±3.2
サプレッション・チェン バ雰囲気温度	熱電対	0 ~ 200	2	原子炉格納容器内	±2.0

第58-8-1表 可搬型計測器の必要個数整理(1/4)

分類	監視パラメータ	監視パラメータの 計測範囲	可搬型計測器の 測定可能範囲	重要 計器数 1	必要 個数 2	検出器の種類	測定箇所	備考			
原子炉圧力容器 内の温度	原子炉圧力容器温度	0 ~ 500	0~1,200 *1	4	1	熱電対	中央制御室	複数チャンネルが存在するが,代 表して1チャンネルを測定する。			
原子炉圧力容器	原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	0~10.5MPa[gage]	2		弾性圧力検出器	中央制御室	複数チャンネルが存在するが,代			
内の圧力	原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	0~10.5MPa[gage]	2		弾性圧力検出器	中央制御室	表して1チャンネルを測定する。			
	原子炉水位(広帯域)	- 3,800~1,500 mm * 2	- 3,800~1,500 mm * 2	2		差圧式水位検出器	中央制御室				
原子炉圧力容器	原子炉水位(燃料域)	- 3,800 ~ 1,300 mm * 3	- 3,800~1,300 mm * 3	2	1	差圧式水位検出器	中央制御室	複数チャンネルが存在するが,代			
の水位	原子炉水位 (SA広帯域)	- 3,800 ~ 1,500 mm * 2	- 3,800~1,500 mm * 2	1	I	差圧式水位検出器	中央制御室	表して1チャンネルを測定する。			
	原子炉水位 (S A 燃料域)	- 3,800~1,300 mm * 3	- 3,800~1,300 mm * 3	1		差圧式水位検出器	中央制御室				
	高圧代替注水系 系統流量	0~50L/s	0~50L/s	1		差圧式流量検出器	中央制御室				
	原子炉隔離時冷却系 系統流量	0~50L/s	0~50L/s	1	1	差圧式流量検出器	中央制御室	いずれかの系統を使用する。			
	高圧炉心スプレイ系 系統流量	0~500L/s	0 ~ 500L / s	1		差圧式流量検出器	中央制御室				
		0~500m³/h*4	0~500m³/h*4	52 1		差圧式流量検出器	中央制御室				
原子炉圧力容器	低圧代替注水系	0~80m³/h*4,*6	0~80m³/h*4,*6			差圧式流量検出器	中央制御室				
への注水量	原子炉注水流量	0~300m³/h*5	0~300m³/h*5			差圧式流量検出器	中央制御室				
		0~80m³/h*5,*6	0~80m³/h*5,*6	合 1	1	差圧式流量検出器	中央制御室	いずれかの系統を使用する。			
	代替循環冷却系 原子炉注水流量	0~150m³⁄h	0~150m³⁄h	<mark>2</mark>	·	差圧式流量検出器	中央制御室				
	残留熱除去系 系統流量	0~600L/s	0~600L/s	3		差圧式流量検出器	中央制御室				
	低圧炉心スプレイ系 系統流量	0~600L/s	0~600L/s	1		差圧式流量検出器	中央制御室				

1:監視パラメータの計器数 2:可搬型計測器の必要個数

| 配備<mark>個数</mark>:可搬型計測器(温度,圧力,水位,流量計測用)を 20 個(<mark>測定時の</mark>故障を<mark>想定</mark>した 1 個含む)配備する。なお,故障<mark>時</mark>及 | び<mark>保守</mark>点検時の予備として 20 個配備する。(今後の検討によって可搬型計測器の必要<mark>個数</mark>は変更の可能性がある。)

:可搬型計測器(圧力・水位・流量計測用)を 19 個(<mark>測定時の</mark>故障を<mark>想定</mark>した 1 個含む)配備する。なお,故障<mark>時</mark>及び<mark>保守</mark> 点検時の予備として 19 個配備する。(今後の検討によって可搬型計測器の必要<mark>個数</mark>は変更の可能性がある。)

- *1 :測定可能範囲については,カタログ値より抜粋。
- *2 :基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより1,340cm)
- *3 :基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)
- →4 . 常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用
- *5 : 可搬型設備による対応時に使用
- *6 :狭帯域流量

28

.

o

- *7 : R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)
- *8 :ペデスタル底面(コリウムシールド上表面:EL.11,806mm)からの高さ
- *9 :基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より7,030mm)
- *10: R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)
- *11: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ < 0.2m の場合)(高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)
- *12:RPV破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2mの場合)(満水管理水位計)
- *13:定格出力時の値に対する比率で示す。
- ∞ * 14:平均出力領域計装 A~Fの6 チャンネルのうち, A,Bの2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B,D,F には
 - それぞれ 22 個の検出器がある。
 - *15:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置
 - *16:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)
 - *17:検出点2箇所
 - *18:検出点8箇所
 - *19:全交流動力電源喪失時は,水素・酸素監視装置,放射線監視装置,炉内核計装装置及び使用済燃料プール監視装置(水位・温度(SA広域),監視カメラ) に対して常設代替交流電源設備により電源供給された場合には,監視計器は使用可能である。



第1表 重要監視パラメータ<mark>及び重要代替監視パラメータ</mark>の設定個数(2/<mark>6</mark>)

分類	名称	計測範囲	個数	設定個数の考え方
原子炉格納容器へ の注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ	0~500m³⁄h	1	系統流量(常設ライン)を監視可能な流量計を新規に1個設置する。
	流量	0~500m³⁄h	1	系統流量(可搬ライン)を監視可能な流量計を新規に1個設置する。
	低圧代替注水系格納容器下部注水 流量	0~200m³/h	1	系統流量を監視可能な流量計を新規に1個設置する。
	ドライウェル雰囲気温度	0 ~ 300	8	ドライウェル内の温度分布を把握するため, R P V フランジの高さ(ドライウェル上 部)に 2 個, 燃料有効長頂部の高さ(ドライウェル中部)に 2 個, ドライウェル機器 ハッチ及び所員用エアロックの高さ(ドライウェル下部)に 2 個, ペデスタル上部に 2 個, 合計 8 個を新規に設置する。
	サプレッション・チェンバ雰囲気 温度	0 ~ 200	2	サプレッション・チェンバ内の <mark>温度分布を把握するため</mark> ,既設と同程度の高さに新規 に 2 個設置する。
	サプレッション・プール水温度	0 ~ 200	3	サプレッション・プール水の <mark>温度分布を把握するため</mark> ,縦方向へ,既設と同程度の高 さ(上部,中部,下部)に新規に3個設置する。
原子炉格納容器内 の温度		0~500 (ペデスタル床面 Om)	5	ペデスタル底部にデブリが落下した際に,水温上昇や高温のデブリが接触し指示値が ダウンスケールすることでデプリ落下を検知する。デブリの落下,堆積挙動の不確か さを考慮して等間隔で計5個(予備1個含む)を設置し,RPV破損の早期判断の観 点から,2個以上が上昇傾向(デブリの落下による水温上昇)又はダウンスケール(温 度計の溶融による短絡又は導通)となった場合に,RPV破損を判断する。
	格納容器下部水温	0~500 (ペデスタル床面+0.2m)	5	ペデスタル床面から 0.2m 以上のデブリが堆積した際に,水温上昇や高温のデプリが接触し指示値がダウンスケールすることでデブリ堆積を検知する。デブリの落下,堆積 挙動の不確かさを考慮して等間隔で計 5 個(予備 1 個含む)を設置し,十分な量のデ ブリ堆積検知の観点から,3 個以上がオーバースケール(デブリの接触による温度上 昇)又はダウンスケール(温度計の溶融による短絡又は導通)した場合にペデスタル 満水までの注水を判断する。
原子炉格納容器内	ドライウェル圧力	0~1MPa [abs]	1	<mark>原子炉</mark> 格納容器の限界圧力(620kPa[gege])を監視可能な圧力計を新規に1個設置す る。
の圧力	サプレッション・チェンバ圧力	0 ~ 1MPa [abs]	1	<mark>原子炉</mark> 格納容器の限界圧力(620kPa[gege])を監視可能な圧力計を新規に1個設置す る。

第1表 重要監視パラメータ<mark>及び重要代替監視パラメータ</mark>の設定個数(6/<mark>6</mark>)

分類	名称	計測範囲	個数	設定個数の考え方		
原子炉格納容器内 の酸素濃度	格納容器内酸素濃度(SA)	0 ~ 25vo l %	1	重大事故等時に <mark>原子炉</mark> 格納容器内の水素燃焼の可能性(酸素濃度:5vol%)を監視する ため,D/W,S/C運転切替(サンプリング式)により計測可能な酸素濃度計を新 規に設置する。		
	使用済燃料プール水位・温度(S	- 4,300 ~ + 7,200mm (EL.35,077 ~ 46,577mm)	1	通常水位から燃料ラック下端(EL.35,097mm)まで監視可能な水位計を新規に 1 個設置 する。		
	A 広域)	0~120	1 ¹	通常水温から沸騰水温(水位高さ:燃料ラック中央付近)まで監視可能な温度計を新 規に1個設置する。		
使用済燃料プール	使用済燃料プール温度(SA)	0 ~ 120	1 2	通常水温から沸騰水温(水位高さ: <mark>TAF1m下)</mark> まで監視可能な温度計を <mark>新規に</mark> 1 個設定する。		
の監視	使用済燃料プールエリア放射線モ	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv / h	1	通常水位からBAFまで水位変動した際の放射線量 <mark>率</mark> を監視可能な高レンジ・低レン		
	ニタ(高レンジ・低レンジ)	10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	1	ジモニタを新規に各1個設置する。		
	使用済燃料プール監視カメラ	赤外線カメラ	1	通常水位から <mark>TAF</mark> まで監視可能な監視カメラを新規に1個設置する。		

1:検出点 2 箇所, 2:検出点 8 箇所

原子炉水位不明時の対応について

燃料有効長頂部

1. 概 要

重大事故等対処設備とする原子炉水位計は,<mark>原子炉水位(広帯域)及び原</mark> <mark>子炉水位(燃料域)並びに</mark>原子炉水位(SA広帯域)及び原子炉水位(SA 燃料域)があり ,それぞれの計測範囲で原子炉圧力容器内の水位を確認する。

2. 水位不明判断条件

以下の場合,原子炉水位不明と判断する。

- a. 原子炉水位指示計の電源が喪失した場合
- b.原子炉水位計の指示に「ばらつき」があり,原子炉水位が燃料有効長 頂部以上であることが判定できない場合
- c.ドライウェル雰囲気温度が、原子炉圧力に対する飽和温度に達した場合(不測事態「水位不明(C3)」の中で定める水位不明判断曲線で水位不明領域に入った場合)



第1図 水位不明判断曲線

別紙 4 - 1

No.8

まとめ資料(技術的能力1.15)

次に常用代替計器により代替パラメータを計測し、主要パラメータを推定する。

(2) 計器の計測範囲(把握能力)を超えた場合の手順

計器の計測範囲(把握能力)を超えた場合に,原子炉圧力容器内の温度,圧力及び水位並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器 への注水量を代替パラメータにより推定する。また,推定するた めに必要な代替パラメータについては,複数のパラメータの中か ら確からしさを考慮し,第1.15-3表に優先順位を定める。

これらのパラメータのうち,パラメータの値が計器の計測範囲 を超えるものは,原子炉圧力容器内の温度と水位であり,その他 のパラメータは計測範囲を超えない。なお,これらのパラメータ 以外で計器の計測範囲を超えた場合には,可搬型計測器により計 測することも可能である。可搬型計測器により計測可能な計器に ついて第 1.15 - 2 表,第 1.15 - 6 表に示す。

(添付資料 1.15.5)

・原子炉圧力容器内の温度

原子炉圧力容器内の温度を計測する原子炉圧力容器温度の 計測範囲は,0~500 である。

重大事故等時において原子炉の冷却機能が喪失し,原子炉 圧力容器内の水位が燃料有効長頂部以下になった場合,原子 炉圧力容器温度は計測範囲を超える場合がある。その場合, 重大事故等時における炉心損傷の判断基準は 300 以上であ り,また,損傷炉心の冷却失敗判断及び原子炉圧力容器破損 の徴候検知は原子炉圧力容器温度(下鏡部)が300 に到達した場合であり,計測範囲内で判断可能である。

なお,原子炉圧力容器温度が計測範囲を超える(500 以上) 場合は,可搬型計測器により原子炉圧力容器温度を計測する。

・原子炉圧力容器内の圧力

原子炉圧力容器内の圧力を計測する原子炉圧力及び原子炉 圧力(SA)の計測範囲は、0~10.5MPa[gage]である。原子 炉圧力容器の最高使用圧力(8.62MPa[gage])の 1.2 倍 (10.34MPa[gage])を監視可能であり、重大事故等時におい て原子炉圧力容器内の圧力は、計器の計測範囲内で計測が可 能である。

・原子炉圧力容器内の水位

原子炉圧力容器内の水位を計測する原子炉水位(広帯域) 及び原子炉水位(SA広帯域)の計測範囲は,蒸気乾燥器スカ ート下端を基準に - 3,800 mm ~ 1,500mm である。また,原子炉 水位(燃料域)及び原子炉水位(SA燃料域)の計測範囲につ いては,燃料有効長頂部を基準に - 3,800 mm ~ 1,300mm である。 炉心の冷却状態を把握する上で,原子炉水位制御範囲レベ ル3~8(蒸気乾燥器スカート下端を基準に 300~1,400mm) 及び燃料有効長底部まで監視可能であり,原子炉圧力容器内 の水位は,計器の計測範囲内で計測が可能である。

重大事故等時において原子炉の冷却機能が喪失し,原子炉 圧力容器内の水位が燃料有効長頂部以下になった場合,原子

1.15 - 24

炉水位は計測範囲を超える場合がある。その場合,高圧代替 注水系系統流量,低圧代替注水系原子炉注水流量,代替循環 冷却系原子炉注水流量,原子炉隔離時冷却系系統流量,高圧 炉心スプレイ系系統流量,残留熱除去系系統流量,低圧炉心 スプレイ系系統流量のうち,機器動作状態にある流量計から 崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し,直前まで判明してい た水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水 位を推定することが可能である。

また,原子炉の満水確認は,原子炉圧力又は原子炉圧力(SA)とサプレッション・チェンバ圧力の差圧により,原子炉圧 力容器内の水位が燃料有効長頂部以上であることは原子炉圧 力容器温度により監視可能である。

原子炉冷却材喪失(大破断LOCA)又は炉心損傷後にお いて原子炉水位不明と判断した場合は,事象進展に応じ,原 子炉水位L<mark>0</mark>までの水位回復判断を原子炉注水流量と必要注 水時間により,また,損傷炉心の冷却維持判断を崩壊熱相当 以上の原子炉注水流量により,さらに,損傷炉心の冷却失敗 判断に原子炉圧力容器温度(下鏡部)を用いて,原子炉水位を 推定する。

(添付資料 1.15.<mark>12</mark>)

・原子炉圧力容器への注水量

原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータは,高圧 代替注水系系統流量,低圧代替注水系原子炉注水流量,代替 循環冷却系原子炉注水流量,原子炉隔離時冷却系系統流量,

1.15 - 25

915cm基準

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ		個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器 個数	第1.15-3 図 No.		
	原子炉水位(広帯域)		2	- 3,800 ~ 1,500 mm 4	- 3,800 ~ 1,400 mm 4		Ss 機能 維持	区分 , 直流電源 22	差圧式水位 検出器		42		
	原子炉水位(燃料域)		2	- 3,800 ~ 1,300 mm 5	448~1,300 mm 5	把握能力(計測範囲の考え方) 00 mm が心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制 知範囲レベルる~8(300~1,400mm 4)及び のmm 燃料有効長底部まで監視可能。 mm 「原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータ	S	区分 , 直流電源 22	差圧式水位 検出器	4	43		
	原子炉水位(SA広帯域)		1	- 3,800 ~ 1,500 mm 4	- 3,800~1,400 mm 4		amm (27) ルネー <mark>8</mark> (300~1,400mm 4)及び 然料有効長底部まで監視可能。	差圧式水位 検出器	位	44			
	原子炉水位(SA燃料域)		1	- 3,800 ~ 1,300 mm 5	448~1,300 mm 5		Ss 機能 維持	緊急用 直流電源 22	差圧式水位 検出器		45		
原子	高圧代替注水系系統流量	2											
炉水庄	低圧代替注水系原子炉注水流量	2		「原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。									
口刀容器	代替循環冷却系原子炉注水流量	2											
内の	原子炉隔離時冷却系系統流量	2											
	高圧炉心スプレイ系系統流量	2											
	残留熱除去系系統流量	2											
	低圧炉心スプレイ系系統流量	2											
	原子炉圧力	2			r								
	原子炉圧力(SA)	2	- 尿丁が圧力谷谷内の圧力」を監視するハフスークと同し。 ?										
	サプレッション・チェンバ圧力	2		「 原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。									

第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(2/13)

915cm基準

第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(13/13)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器 個数	第1.15-3 図 No.
使 用 済 料 で	使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)	1	- 4,300 ~ + 7,200mm 19 (EL.35,077 ~ 46,577mm)	+6,818mm (EL.46,195mm)	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プール上部から使用済燃料ラック下 端(EL.35,097mm)までの範囲にわたり水位 を監視可能。	Ss 機能 維持	区分 能 直流電源 • 緊急用 直流電源	ガイドパル ス式水位 検出器	- 24	26
		1 20	0~120	66 <mark>以下</mark>	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プールの温度(100)を監視可能。			測温 抵抗体	1	
	使用済燃料プール温度(SA)	1 21	0~120	<mark>- 6</mark>	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プールの温度(100)を監視可能。	Ss 機能 維持	緊急用 直流電源	熱電対		2
レ	使用済燃料プールエリア	1	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv / h	6	重大事故等時に変動する可能性がある放射	Ss 機能	緊急用	イオン	- 24	08
の 監	(高レンジ・低レンジ)	1	10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	- 0	線量率(3.0mSv/h以下)を監視可能。	維持	直流電源	チェンバ	- 24	20
祖	使用済燃料プール監視カメラ	1	-	- 6	重大事故等時において使用済燃料プール及 びその周辺の状況を監視可能。	Ss 機能 維持	カメラ:緊急 用直流電源 空冷装置:緊 急用交流電源	赤外線 カメラ	- 24	29 30

1 :分類のうち,重要監視パラメータとしてのみ使用する。 2:分類のうち,重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

3:設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

4 : 基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより 1,340cm)。

5:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)。

6 : 重大事故等時に使用する設備のため,設計基準事故時は値なし。

7 :常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用。 8:可搬型設備による対応時に使用。 9:狭帯域流量。

10: R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)。 11: ペデスタル底面(コリウムシールド上表面: EL.11,806mm)からの高さ。

12:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より7,030mm)。 13:R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)。

14: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ<0.2mの場合)(高さ0.5m,1.0m未満水位計)。 15: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2mの場合)(満水管理水位計)。

16: 炉心損傷は,原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h(経過時間とともに判断値 は低くなる)であり,設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。

17: 平均出力領域計装 A ~ F の 6 チャンネルのうち, A,B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B,D,F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

18:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置。 19:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm(使用済燃料プール底部より4,688mm)。

20: 検出点 2 箇所。 21: 検出点 8 箇所。

- 22:「設置許可基準規則」第47条,48条及び49条で抽出された計装設備は設計基準事故対処設備に対して多様性及び独立性を有し,位置的分散を図ることとしており,電源について は,非常用所内電気設備と独立性を有し,位置的分散を図る設計とする。詳細については,「3.14 電源設備(「設置許可基準規則」第57条に対する設計方針を示す章)の補足説 明資料57-9」参照。なお,各条文に対するパラメータの選定結果は,補足説明資料58-10に整理している。
- 23:「設置許可基準規則」第51条で抽出された計装設備は複数のパラメータとすることで多様性を有しており,低圧代替注水系格納容器下部注水流量及び格納容器下部水位に対して常 設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力及びドライウェル雰囲気温度はそれぞれ独立性を有する設計としている。電源については,常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備か ら代替所内電源設備を経由して電源を受電できる設計とするとともに,可搬型計測器による計測が可能な設計としており,多様性を有している。詳細については,「3.14 電源設備(「設 置許可基準規則」第57条に対する設計方針を示す章)の補足説明資料57-9」参照。なお,各条文に対するパラメータの選定結果は,補足説明資料58-10に整理している。
- 24:可搬型計測器で計測できるパラメータでない場合を「-」で示す。全交流動力電源喪失時は,水素・酸素濃度監視装置,放射線監視装置,炉内核計装装置及び使用済燃料プール監 視装置(水位・温度(SA広域),監視カメラ)<mark>に対して</mark>常設代替交流電源設備により電源供給された場合には,監視計器は使用可能である。
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定(1/16)

【推定ケース】

ケース 1	:	同一物理量(温度,圧力,水位,流量,放射線量率,水素濃度及び中性子束)から推定する。
ケース 2	:	水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力から推定する。
ケース 3	:	流量を注水先又は水源の水位変化を監視することにより推定する。
ケース 4	:	圧力から原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の水位を推定する。
ケース 5	:	原子炉冷却材圧カバウンダリからの漏えいを水位,圧力等の傾向監視により推定する。
ケース 6	:	圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定する。
ケース 7	:	水素燃焼するおそれのある状態であるかを推定する。
ケース 8	:	装置の作動状況により水素濃度を推定する。
ケース9	:	制御棒の位置指示により未臨界を推定する。
ケース10	:	プラントの状態により最終ヒートシンクの確保を推定する。
ケース11	:	使用済燃料プールの状態を同一物理量(温度),あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により

使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。

ケース12 : デブリの冠水状態を温度により推定する。

なお,代替パラメータによる推定に当たっては,代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

分類	主要パラメータ	代替パラメータ 1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 残留熱除去系熱交換器入口温度	ケース 1 ケース 6 ケース 1	原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推 定する。 原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は,原子炉水位から原子炉圧 力容器内が飽和状態にあると想定することで,原子炉圧力より飽和温度/圧力 の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また,スクラム後,原子炉水位な燃料有効長頂部 こ到達するまでの経過時間よ り原子炉圧力容器内の温度を推定する。 残留熱除去系が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換器入口温度により推定 する。 推定は,主要パラメータの他チャンネルを優先する。

1:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

2:[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能な計器)を示す。

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

									監視パラメータ					
··································				抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替ハ	゚゚゚ヺメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	項日	分類		±1.00.1%		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ		÷1.00 W		SBO影響		
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器政障等	SBO
a.手動によ る原子炉減圧 (a)逃がし安		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
全弁による減 圧 <mark>【逃がし安</mark> 全弁2個での		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>減圧の場合】</mark>									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	力により,原子炉圧力谷器内の温 度の代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後 , 原子炉水位が燃料有	
		原子炉圧	Fateronia						原子炉水位 (燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
判断 基準 (1 人 4	半山	刀容器内 の温度	原子炉庄刀谷器温度	4	4	4		-	原子炉水位(SAム帯域) 百子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原子炉圧刀容器内の温度の 代替監視可能	出ハフメータ にて確認
	7断基準(1)								残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	直接的に原子炉圧力容器内の圧力 を計測することができ,監視可能		
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1		監視事項は抽
			原子炉圧力	2	2	1		-	原子炉水位(<mark>燃料</mark> 域)	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉水	出パラメータ
									原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	位により原子炉圧力の代替監視可	にて確認
		原子炉圧							<u>原子炉水位(<mark>SA</mark>燃料域)</u>	1	1	1	能	
		力容器内							原于炉庄刀谷器温度	4	4	4	支持的に直て的にも家路中のにも	
		の圧力							原子炉圧力	2	2	1	直接的に原子炉圧力谷器内の圧力 を計測することができ,監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1		監視事項は抽
			原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2		-	原子炉水位(燃料域) 医子腔水位(² 24年世代)	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉水	出バラメータ
											1	1	111により原子炉圧刀の代替監視可	にく催認
									尿丁水水位(<mark>SA燃料域)</mark> 盾子帕压力突哭泪度	1	1	1	FE	
					1	1				7	7			1

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

									監視パラメータ					
ᆉᅕᆍᇝ	西西			抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
XJ/W-+FX	項日	分類	主要女称	≐⊥⊒य़₩⋼		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	社界存物	≐⊥92₩1		SBO影響		600
			司命石小	司	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司留石柳	司品奴	直後	負荷切り離し後	司	300
a . 手動によ る原子炉減圧 (a) 逃がし安		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
全弁による減 圧 <mark>【逃がし安</mark> <mark>全弁2個での</mark>		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>減圧の場合】</mark>	操作								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	(n)								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	3								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が <mark>然料有</mark>	
	<mark>)</mark>	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部上到達するまでの経過時	監視事項は抽
		刀谷器内	原子炉圧刀容器温度	4	4	4		-		1	1	1	間より原子炉圧刀容器内の温度の	出バラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1		にて催認
. 香西飲泪									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
: 重要監祥	視パラン	 メータ .	 : 有効監視パラメータ		助パラ	 メータ							監視可能	

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
ᆉᅣᅕᆍᇝ	西미			抽出	出パラン	、ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心士叔	坦日	分類	社界存货	승규 모모 꽃는		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要互称	승규 모모 꽃는		SBO影響	<u> </u>	000
			訂益石柳	計辞数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂益石柳	訂辞奴	直後	負荷切り離し後	計器政障等	2B0
(3) 残留熱除 去系(原子炉									原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	直接的に原子炉圧力容器内の圧力 を計測することができ,監視可能	
停 止 時 冷 却 系)による原			原子炉圧力	2	2	1		-	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	飽和温度/圧力の関係から原子炉水	監視事項は抽 出パラメータ
子炉除熱		医乙炔氏							原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1 1	1 1	1 1	位により原子炉圧力の代替監視可 能	にて確認
		原于炉庄							原子炉圧力容器温度	4	4	4		
		の圧力							原子炉圧力	2	2	1	直接的に原子炉圧力容器内の圧力 を計測することができ,監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1		監視事項は抽
			原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2		-	原子炉水位(燃料域)	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉水	出パラメータ
									原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	位により原子炉圧力の代替監視可	にて確認
									原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	能	
操									原子炉圧力容器温度	4	4	4		
操 作 2	操								原子炉圧力	2	2	1	11111日日本111日日の11日日の11日日の11日日の11日日の11日日の	
	作 (っ								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	刀により,原子炉圧刀容器内の温 度の代替監視可能	_
	7								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	2	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	-	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(SA広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出バラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代留監視り能	にく惟認
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態でめれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
		補機監視 機能	残留熱除去系ポンプ 吐出圧力	3	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-
			残留熱除去系熱交換 器入口温度	2	0	0		-	原子炉圧力容器温度	4	4	4	原子炉圧力容器温度,ドライウェ	
		最終ヒー トシンク	残留熱除去系熱交換 器出口温度	2	0	0		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ル	監視事項は抽 出パラメータ
		の確保	残留熱除去系系統流	3	0	0		-	サプレッション・チェンバ雰囲 気温度	2	2	2	ション・ノール小温度により,残 留熱除去系による冷却の代替監視 コキ	にて確認
			単						サプレッション・プール水温度	3	3	3	P1 86	

:重要監視パラメータ, :有効監視パラメータ, :補助パラメータ

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
ᆉᇠᆍᄢ				抽题	出パラン	、ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替ノ	(ラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	項日	分類	主要女称	≐⊥ ⊐₽ ₩ħ		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	社界存物	≐⊥92₩b		SBO影響		000
			司命石小	司話奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司命石小	司	直後	負荷切り離し後	司敌风空	360
(a) 残留熱除 去系(原子炉									原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	直接的に原子炉圧力容器内の圧力 を計測することができ,監視可能	
停 止 時 冷 却 系)復旧後の			原子炉圧力	2	2	1		-	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	飽和温度/圧力の関係から原子炉水	監視事項は抽 出パラメータ
原子炉除熱		百子炉庄							原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1 1	1 1	1 1	位により原子炉圧力の代替監視可 能	にて確認
		力容器内							原子炉圧力容器温度	4	4	4		
		の圧力							原子炉圧力	2	2	1	直接的に原子炉圧力容器内の圧力 を計測することができ,監視可能	
			原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2		-	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	 飽和温度/圧力の関係から原子炉水	監視事項は抽 出パラメータ
									原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	位により原子炉圧力の代替監視可	にて確認
									原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	能	
									原子炉圧力容器温度	4	4	4		
	挹								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	作(原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	カにより,原于炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	2								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後、原子炉水位が燃料有	
	2	原子炉庄	医乙帕氏力索器泪度		4	4				2	2	1	切長貝部に到達するまでの経過時 明トル度スやにも容器中の温度の	監倪事項は抽 山パニメ ク
	U	の温度	尿丁炉圧刀谷品温度	4	4	4		-	原于炉水位(SAU带域) 原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原子が圧力谷路内の温度の 代替監視可能	山ハフスータ
									残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
		補機監視 機能	残留熱除去系ポンプ吐 出圧力(A,B系のみ)	2	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-
			残留熱除去系熱交換 器入口温度	2	0	0		-	原子炉圧力容器温度	4	4	4	原子炉圧力容器温度,ドライウェ	
		最終ヒー	残留熱除去系熱交換 器出口温度	2	0	0		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ル雰囲気温度,サプレッション・ チェンバ雰囲気温度及びサプレッ	監視事項は抽
		ァシンク の確保	残留熱除去系系統流	2	0	0			サプレッション・チェンバ雰 囲気温度	2	2	2	ション・プール水温度により,残 留熱除去系による冷却の代替監視	ロハラメータ にて確認
				3	U	U		-	サプレッション・プール水温 度	3	3	3	可能	

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

									監視パラメータ						
ᆉᅉᆍᇷ	75 0			抽	出パラン	(ータを計測する詞	+器		抽出パラメータの代替パ	パラメー	タを計測	則する計	器	評価	
刘心于段	項日	分類		÷1.00.14		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ				SBO影響	E .		
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切	り離し後	計器政障等	SBO
(b) 原子炉冷 却材浄化系に よる進展抑制									原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 高圧代替注水系系統流量	2 2 1	2 2 1		1 1 1	直接的に原子炉圧力容器内の水位 を計測することができ,監視可能	
									低圧代替注水系原子炉注水流量	<mark>4</mark>	4		<mark>4</mark>	原子炉圧力容器へ注水している系	監視事項は抽
		原子炉圧 力容器内 の水位	<mark>原子炉水位(SA広</mark> 帯域)	1	1	1		-	化督循境冷却系原于炉注水流 量 	2 1	2 1		2	統の注水流量と崩壊熱除去に必要 な水量より原子炉水位の代替監視	出八ラメータ にて確認
			<mark>原子炉水位(SA燃</mark>	1	1	<mark>1</mark>		-	高圧炉心スプレイ系系統流量	1			0	· <mark>可能</mark>	
		2)	<mark>料域)</mark>						<u></u> 残留熱除去系系統流量	3			0		
									<mark>低圧炉心スプレイ系系統流量</mark>	1	0		<mark>0</mark>		
									<mark>原子炉圧力</mark>	2	2		<mark>1</mark>	原子炉圧力,原子炉圧力(SA)	監視事項は抽
									<u> 原子炉圧刀(SA)</u> サプレッシュン・チェンバ圧	2	2		2	及びサブレッション・チェン八圧	出パラメータ
	操								ックレッション フェンバ圧 力	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		<mark>1</mark>	水を推定する。	<mark>にて確認</mark>
									<mark>原子炉圧力</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>		<mark>1</mark>	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	2 / 2								<mark>原子炉圧力(SA)</mark>	2	2		2	カにより,原子炉圧力容器内の温 <mark>度の代替監視可能</mark>	
	$\overline{}$	EZME							原子炉水位(広帯域)	2	2		1	スクラム後、原子炉水位が燃料有	
		原子炉庄 力容器内	原子炉压力容器温度	4	4	4		_	原于炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA広帯域)	2 1	2 1		1	効長頂部に到達9 るまでの経適時 問より原子炉圧力容器内の温度の	<u> 監倪争</u> 頃は拙 出パラメータ
		の 温度				•			原子炉水位(SA燃料域)	1	. <mark>1</mark>		1	代替監視可能	にて確認
									残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	<mark>0</mark>		0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
			<mark>原子炉冷却材浄化系</mark> <mark>系統流量</mark>	2	<mark>2</mark>	<mark>0</mark>		百子帕公却林海	-	-	-		-	-	-
		<mark>最終ヒー</mark> トシンク	原子 <mark>炉冷却材浄化系</mark> 原子炉出口温度	1	1	O			-	-	-		-	-	-
		<mark>の確保</mark>	原子炉冷却材浄化系 非再生熱交換器出口 <mark>温度</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	0		を確認するパラ <mark>メータ</mark>	-	-	-		-	-	-

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

									監視パラメータ					
计内于印	西미			抽	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替	パラメー	タを計	測する計器	評価	
刘心于段	坦日	分類	計器勾称	⇒∔522米カ		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計四夕秒	⇒∔922米5		SBO影響	計器物確準	SB0
			司箭石小	司	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司話石小	司 話奴	直後	負荷切り離し後	自認政時令	3BU
1.5.2.2 フロ (1) 最終ヒ・ a.格納容	1ントラ ートシン 器圧力	イン系故 レク (大気 逃がし装置	障時の対応手順 〔) への代替熱輸送 置による <mark>原子炉</mark> 格納容器	弱の減ら	王及び除	熱								
(a) 格納容器 圧力逃がし装 <u>置</u> による <mark>原子</mark>		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ ルを計測することができ,監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>炉</mark> 格納容器内 の減圧及び除 熱		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ ルを計測することができ,監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
									原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により , 原子炉圧力容器の温度の代替 監視可能	
		原子炉圧							原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有効長	監視事項は抽
		力容器 <mark>内</mark> の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	1 1	1 1	1 1	」 自部に到達するまでの経過時間より原 子炉圧力容器内の温度の代替監視可能	出バラメータ にて確認
	判断基準								, 残留熱除去系熱交換器入口 温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば,残 留熱除去系熱交換器入口温度より原子 炉圧力容器温度の代替監視可能	
									低圧代替注水系原子炉注水 流量	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>低圧代替注水系原子炉注水流量,</mark> 低 広代 広 広 た 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、 、	
									低圧代替注水系格納容器ス プレイ流量	2	2	2	たい自注小家宿納谷路スクレイ派重 及び低圧代替注水系格納容器下部注 北流星の注水星とり、共常しいシュ	
		原子炉格	+						低圧代替注水系格納容器下 <mark>部注水流量</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	1	- <mark>水流重</mark> の注水重より,サフレッショ ン・プール水位の代替監視可能	監視事項は抽
		納容器内	リフレッション・フール水位	1	1	1		-	代替淡水貯槽水位	1	1	1	代替淡水貯槽水位,西側淡水貯水設	出パラメータ
		の水位							<mark>西側淡水貯水設備水位</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	1	備水位の水位変化より,サプレッシ <mark>ョン・プール水位の代替監視可能</mark>	にて催認
									ドライウェル圧力	1	1	1	ドライウェル圧力とサプレッショ	
									サプレッション・チェンバ 圧力	1	1	1	ン・チェンバ圧力の差圧より,サプ レッション・プール水位の代替監視 可能	

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

									監視パラメータ					
计内工机	西미			抽出	出パラメ	ータを計測する言	器		抽出パラメータの代替	パラメー	- タを計	測する計器	評価	
刘心于段	坝日	分類	主要友物	승규 모모 풍성		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計照存施	승규 모모 풍동		SBO影響		000
			訂益名称	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂益名称	亩Τ畲剱	直後	負荷切り離し後	計器以降等	5B0
1.5.2.2 フロ	コントラ	イン系故	章時の対応手順											
(1) 最終ヒ ト 耐圧強化	<u>ートシ:</u> 	ンク (大気 	,) への代替熱輸送 			I		-				-		欧油車酒け姉
D ・ 耐圧強化 ベント系によ る <mark>原子炉</mark> 格納		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ ルを計測することができ,監視可能	監祝事項は抽 出パラメータ にて確認
容器内の減圧 及び除熱		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ ルを計測することができ,監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
									原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により , 原子炉圧力容器の温度の代替 監視可能	
		原子炉圧 カ容器の	原子炉压力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料 <mark>域)</mark>	2 2	2 2	1 1	 スクラム後,原子炉水位が燃料有効長 頂部に到達するまでの経過時間より原	監視事項は抽
	判	温度	以 1 / 1 / 1 / 1 / 1 / 1 / 1 / 1 / 1 / 1	-	-	-			原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1 1	1 1	1 1	子炉圧力容器内の温度の代替監視可能	にて確認
	が断基準								残留熱除去系熱交換器入口 温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば,残 留熱除去系熱交換器入口温度より原子 炉圧力容器温度の代替監視可能	
									低圧代替注水系原子炉注水 <mark>流量</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	ー <mark>低圧代替注水系原子炉注水流量,</mark> 低圧 化萃注水系格纳容器スプレイ流量のび	
									低圧代替注水系格納容器ス プレイ流量	2	2	2	低圧代替注水系格納容器下部注水流量	
		原子炉格	サプレッション・プ	1	1	1			<mark>低圧代替注水系格納容器下</mark> 部注水流量	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	ル水位の代替監視可能	監視事項は抽
		刷谷品内の水位	ール水位	'	1	1		-	代替淡水貯槽水位	1	1	1	代替淡水貯槽水位,西側淡水貯水設備	にて確認
									<mark>西側淡水貯水設備水位</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	1	<mark>水位</mark> の水位変化より,サブレッショ ン・プール水位の代替監視可能	
									ドライウェル圧力	1	1	1	ドライウェル圧力とサプレッション・	
									サフレッション・チェンバ 圧力	1	1	1	チェンハ圧刀の差圧より,サブレッシ ョン・プール水位の代替監視可能	

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									<mark>監視パラメータ</mark>					
封広壬四	西묘			<mark>抽</mark> 出	<mark>出パラメ</mark>	ータを計測する計	器		<mark>抽出パラメータの代替ハ</mark>	゚゚゚ラメー	<mark>タを計</mark> 測	<mark> する計器</mark>	評価	
<mark>╳⋽╜Ѿ╶┱</mark>	坦日	<mark>分類</mark>	計哭夕称	計毀粉		SB0影響	<mark>パラメータ</mark>	<mark>補助パラメータ</mark>	計哭夕称	計毀粉		SBO影響	計器均倍等	SBO
			ᇦᆝᅕᄚᅚᆜᄭᄽ		<mark>直後</mark>	<mark>負荷切り離し後</mark>	<mark>分類</mark>	<mark>分類理由</mark>			<mark>直後</mark>	<mark>負荷切り離し後</mark>	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	<mark>000</mark>
<mark>1.6.2.3 原子</mark> (1) フロン a.代替循	子炉格納 トライン 環冷却	容器破損な ン系故障時 系による原	を防止するための対応 の対応手順 子炉格納容器内の除熱	<mark>手順</mark> ·										
<mark>(a) 代替循環</mark> 冷却系による <mark>サプレッショ</mark>		<mark>原子炉格</mark> 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(D/W)	2	<mark>2</mark>	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ <mark>(S/C)</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>ン・プール水</mark> の除熱		<mark>の放射線</mark> 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(S/C)	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									<mark>原子炉圧力</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>1</mark>	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									<mark>原子炉圧力(SA)</mark>	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 <mark>度の代替監視可能</mark>	
		原子炉圧		_		_			原子炉水位(広帯域) <mark>原子炉水位(燃料域)</mark>	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	<mark>監視事項は抽</mark>
	判 断 其	力容器内 の温度	<mark>原子炉圧力容器温度</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>		-	原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	1 1	1 1	1 1	間より原子炉圧力容器内の温度の <mark>代替監視可能</mark>	出パラメータ <mark>にて確認</mark>
	華 (1 / 2								<mark>残留熱除去系熱交換器入口温度</mark>	2	0	<mark>0</mark>	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 <u>監視可能</u>	
			サプレッション・プ ール水温度	3	<mark>3</mark>	3		-	<mark>サプレッション・チェンパ雰囲</mark> 気温度	2	2	2	サブレッション・チェンパ雰囲気 温度の温度変化によりサプレッシ ョン・ブール水温度の代替監視可 <u>能</u>	監視事項は抽 出パラメータ <mark>にて確認</mark>
		<mark>原子炉格</mark> 納容器内 の温度	<mark>サプレッション・チ</mark>	2	2	2		_	<mark>サプレッション・プール水温度</mark>	<mark>3</mark>	3	3	サプレッション・プール水温度の 温度変化によりサプレッション・ チェンバ雰囲気温度の代替監視可 能	監視事項は抽
			<mark>ェンパ雰囲気温度</mark>	4	4	4	-		サプレッション・チェンバ圧力	<mark>1</mark>	1	1	飽和温度/圧力の関係からサプレッ ション・チェンバ圧力によりサプ レッション・チェンパ雰囲気温度 の代替監視可能	山ハンハータ にて確認

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix Matrix										<mark>監視パラメータ</mark>					
NODE:NS 回日 回日 回日 回日 NODE:NS PED: PED: PED: PED: PED: PED: PED: PED:	ᆉᇊᆍᄢ				<mark>抽出</mark>	<mark>出パラメ</mark>	ータを計測する計	<mark>器</mark>		<mark>抽出パラメータの代替/</mark>	<mark>パラメー</mark>	<mark>タを計測</mark>	<mark>則する計器</mark>	評価	
「「」」」」 「「」」」」 「「」」」」」」 「「」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」」」 「」」」」」」」」 「」」」」」」」」 「」」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」」 「」」」」」」 「」」」」」 「」」」」」 「」」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 「」」」 <th」」< th=""> 「」」<!--</th--><th>刘心于段</th><th>坦日</th><th><mark>分類</mark></th><th></th><th>+1.00 W</th><th></th><th>SB0影響</th><th>パラメータ</th><th>補助パラメータ</th><th></th><th></th><th></th><th>SB0影響</th><th></th><th></th></th」」<>	刘心于段	坦日	<mark>分類</mark>		+1.00 W		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ				SB0影響		
1.6.2.3 原子が各株容器被はそかにするとめの対応手順 1.7 ロントクイメ高な開かりの活手順 1.7 ロントクイメ高な開かりの活手順 1.7 ロントクイメ高な開かりの活手順 1.7 ロントクイメ高な開かりの活手順 1.7 ロントクイン高な開かりの活手順 1.7 ロントクイン高な開かりの活手順 1.7 ロントクイン高な開かりの活手順 1.7 ロントクイン高な開かりの活手順 1.7 ロントクイン高な開かりの活き所 1.7 ロントクインコンド 1.7 ロントクインド 1.7 ロントクインド </th <th></th> <th></th> <th></th> <th>計器名称</th> <th><mark>計器数</mark></th> <th><mark>直後</mark></th> <th><mark>負荷切り離し後</mark></th> <th>·····································</th> <th><mark>····································</mark></th> <th>計器名称</th> <th><mark>計器数</mark></th> <th><mark>直後</mark></th> <th><mark>負荷切り離し後</mark></th> <th>計器故障等</th> <th><mark>SB0</mark></th>				計器名称	<mark>計器数</mark>	<mark>直後</mark>	<mark>負荷切り離し後</mark>	·····································	<mark>····································</mark>	計器名称	<mark>計器数</mark>	<mark>直後</mark>	<mark>負荷切り離し後</mark>	計器故障等	<mark>SB0</mark>
(1) コレントライン系が建築・マンボデンドは新空音の発展 (1) 化管理器 (1) 化管理器 (1) 化管理器 (1) 化管理器 (1) 化管理器 (1) 化管理器 (1) 化 (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1)	<mark>1.6.2.3 原子</mark>	炉格納	容器破損	を防止するための対応	<mark>手順</mark>										
	(1) フロン 。 (1)	トライン	ノ系故障時	の対応手順 このなかの発力の除効											
次合系による 原子が結合理 のの激素 原子体結(常音深囲気放射線モニタ)(2)(2) 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2	<u>a</u> 1.首相 (b) 代替循環	泉/マ피パ	r IC み の lが	丁邓伯納谷裔內切际热										直接的に格納容器内雰囲気放射線	乾視事項は抽
For the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the field of the fi	冷却系による		原子炉格	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ、監	出パラメータ
端内の除熱 「「「「「「」」」」」」」」」」 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	<mark>原子炉格納容</mark>		納容器内	<mark>線モニダ(D/W)</mark>			_				_		_	<mark>視可能</mark>	<mark>にて確認</mark>
単単 線モニタ(S / C) 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	<mark>器内の除熱</mark>		の放射線	格納容器雰囲気放射		_	_	_		格納容器雰囲気放射線モニタ		_	_	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
Image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in the image: Problem in t			<mark>量率</mark>	<u>線モニタ(S/C)</u>	2 2	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>		-	(D/W)	2 2	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	レベルを計測することができ,監	出バラメータ
Image: Processing and the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set of the set											2	2	4	<u>悦り能</u> 約12月度 (日本の関係から原子炉日	<mark>に C 惟認</mark>
											<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	カにより、原子炉圧力容器内の温	
N R A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A										<mark>原子炉圧力(SA)</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	度の代替監視可能	
$\left[\left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2} \right] + \left[\frac{1}{2$										<mark>原子炉水位(広帯域)</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>1</mark>	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
기容器内 原子炉上刀容器温度 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4			原子炉圧			_	_	_	_	原子炉水位(燃料域)	<mark>2</mark>	2	<mark>1</mark>	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize Normalize			力容器内	<mark>原子炉圧力容器温度</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>		-		1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の のまたは、	出バラメータ にて確認
・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・		判	<mark>の温度</mark>							<u> </u>	<u>1</u>	<u>1</u>	1 	<mark>1、肖監視り能</mark> 武昭執除土系が運転状態であれ	<mark>に C 惟認</mark>
第 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		断								<u> </u>	_	_	_	ば、我留執除去系執交換器入口温	
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		幸 準								度	<mark>2</mark>	<mark>0</mark>	<mark>0</mark>	度より原子炉圧力容器温度の代替	
・ ・														<mark>監視可能</mark>	
2 A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A A		/								サプレッション・チェンバ圧	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す	
ドライウェル圧力 1 1 1		2								<mark>ח</mark>	-		-		
R + P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P P </td <td></td> <td></td> <td></td> <td>ドライウェル圧力</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td></td> <td>_</td> <td>ドライウェル雰囲気温度</td> <td>8</td> <td>8</td> <td>8</td> <td>トフィリエル芬田丸温度の変化に 上り ドライウェル圧力の代替欧</td> <td>監倪争頃は抽 出パラメータ</td>				ドライウェル圧力	1	1	1		_	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	トフィリエル芬田丸温度の変化に 上り ドライウェル圧力の代替欧	監倪争頃は抽 出パラメータ
原子炉格 原子炉格 回 回 回 0 0 監視可能であれば、ドライウェル 納容器内 の圧力 の圧力 ・ 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1					•	•	•	_			~	~	-	3. ファーンエンエル 座外の や 首 血 視可能	に て 確認
原子炉格 原子炉格 正力(常用計器)により監視可能 納容器内 の圧力 のE力 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 </td <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2</td> <td>0</td> <td>ō</td> <td><mark>監視可</mark>能であれば,ドライウェル</td> <td></td>											2	0	ō	<mark>監視可</mark> 能であれば,ドライウェル	
納容器内 の圧力 の圧力 ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ <t< td=""><td></td><td></td><td><mark>原子炉格</mark></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td><mark>-</mark></td><td>U U</td><td><u>v</u></td><td><mark>圧力(常用計器)により監視可能</mark></td><td></td></t<>			<mark>原子炉格</mark>								<mark>-</mark>	U U	<u>v</u>	<mark>圧力(常用計器)により監視可能</mark>	
DEJ DEJ DEJ T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T T			納容器内							ドライウェル圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す	
サプレッション・チェンバタ回知 サプレッション・チェンバ圧力 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1			の圧力								-	-		ることかでき、監視可能	
				サプレッション・チ	_	_	_	_		サプレッション・チェンバ雰	2	2	2	リフレッション・デェンハ分囲丸 温度の変化により、サプレッショ	監視事項は抽
				<u>・ </u>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		-	田気温度	-	-	-	ン・チェンバ圧力の代替監視可能	出バラメータ
<u>「サプレッション・チェンパ圧」」の「監視可能であれば,サプレッショー」」</u>										「サプレッション・チェンバロ			_	監視可能であれば,サプレッショ	<mark>に C 唯認</mark>
1000000000000000000000000000000000000											<mark>2</mark>	<mark>0</mark>	<mark>0</mark>	ン・チェンバ圧力(常用計器)に	
														<mark>より監視可能。</mark>	

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~				抽出	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替/	パラメー	タを計測	側する計器	評価	
对心于段	項日	分類				SBO影響	パラメータ	補助パラメータ		÷1.00.10		SB0影響		
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器故障等	SBO
1.6.2.3 原子	炉格納	容器破損	を防止するための対応引	手順		•			0					•
<ul><li>(1) フロン</li><li>b 代替格約</li></ul>	トライン	ン系故障時 スプレイ	の対応手順											
(a) 代替格納			抱体应用美国与社会						也是这里是国际社会的工具力				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
容器スプレイ		原子炉格	格納谷츕芬囲丸放射 線モニタ(D/W)	2	2	2		-		2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
冷却系(常		納容器内											視可能	にて確認
設)による原 子炉格幼容器		の 別 別 別 服 家	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格 <mark>納容器</mark> 雰囲気放射線モニタ	2	2	2	自接的に格納容器内雰囲気放射線 しべしを計測することができ 町	監倪事項は抽 出パラメータ
内の冷却		±+	線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2			( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	視可能	にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	力により、原子炉圧力容器内の温	
										2	2	1	度の11首監視可能 フクラム後 百子帕水位が燃料右	
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
		力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
	判	の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
	断								花网教院士玄教六梅熙》口泪				残留熱除去系が運転状態であれ	
	華								戏虽然际云尔然父探奇八口温 度	2	0	0	は,残留熱味去な熱交換品へ口温度より原子炉圧力容器温度の代替	
	$\widehat{1}$												監視可能	
	/								サプレッション・チェンバ圧	1	1	1	直接的に格納容器内の圧力を計測	
	2								<u>л</u>				することができ,監視可能	欧油車ではま
			ドライウェル圧力	1	1	1		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	トライリェル芬囲気温度の変化に  より ドライウェル圧力の代替緊	監祝事項は抽 出パラメータ
										Ū	Ŭ	0	視可能	にて確認
									[ドライウェル圧力]	2	0	0	監視可能であれば,ドライウェル	
		原子炉格								-	Ŭ	Ű	圧力(常用計器)により監視可能	
		納谷							ドライウェル圧力	1	1	1	且接的に格納谷器内圧力を計測9 ろことができ  監祖可能	
		\$7/ <u>1</u> /J											サプレッション・チェンバ雰囲気	타방후주나사
			サプレッション・チ	1	1	1		-	サブレッション・チェンハ雰 囲気温度	2	2	2	温度の変化により,サプレッショ	監倪事項は抽 出パラメータ
			ェンバ圧力	'				-	山水価皮				ン・チェンバ圧力の代替監視可能	にて確認
									[サプレッション・チェンバ圧	2	0	0	監視可能であれば,サブレッショ	
									力]	2	0	U	レージェンハ圧力(市内計器)に より監視可能	

### 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
计内工机	西미			抽	出パラン	< タを計測する計	器		抽出パラメータの代替ノ	パラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	項日	分類	計照存物	승규 모모 꽃는		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計明有物	승규 모모 꽃들		SBO影響		000
			計   谷   称	計	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計益名称	計	直後	負荷切り離し後	計器故障寺	SBO
1.6.2.3 <mark>原子</mark> (1) フロン b.代替格	<mark>子炉</mark> 格納 トライン 納容器	容器破損 ン系故障時 スプレイ	を防止するための対応 い対応手順	手順		·		·						
(b) 代替格納 容器スプレイ 冷却系(可搬		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
型)による <mark>原</mark> <mark>子炉格</mark> 納容器 内の冷却(淡		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
水 / 海水)									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温  度の代替監視可能	
		原子炉圧							原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
		力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	1 1	1 1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	出パラメータ にて確認
	判断基								残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
	準 へ 1								サプレッション・チェンバ圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
	3)		ドライウェル圧力	1	1	1		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ドライウェル雰囲気温度の変化に より,ドライウェル圧力の代替監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		原子炉格							[ドライウェル圧力]	2	0	0	監視可能であれば , ドライウェル 圧力 ( 常用計器 ) により監視可能	
		納容器内 の圧力							ドライウェル圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			サプレッション・チ ェンバ圧力	1	1	1		-	サプレッション・チェンバ雰囲 気温度	2	2	2	サプレッション・チェンバ雰囲気 温度の変化により,サプレッショ ン・チェンバ圧力の代替監視可能	」 監視事項は抽 出パラメータ
									[サプレッション・チェンバ圧 力]	2	0	0	監視可能であれば,サプレッショ ン・チェンバ圧力(常用計器)に より監視可能	
		原子炉格							ドライウェル圧力	1	1	1	ドライウェル圧力及びサプレッシ	監視事項は抽
		納容器内 の温度	ドライウェル雰囲気 温度	8	8	8		-	サプレッション・チェンバ圧力	1	1	1	ョン・チェンバ圧力の変化によ  り,ドライウェル雰囲気温度の代  替監視可能	出パラメータ にて確認

### 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
H 다 프 테				抽出	出パラメ	ータを計測する計	+器		抽出パラメータの代替パ	゚゚ヲメー	タを計測	する計器	評価	
对心于段	項日	分類	白田石仁			SBO影響	パラメータ	補助パラメータ				SBO影響		
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	SBO
1.6.2.3 <mark>原子</mark> (1) フロン b.代替格約	<mark>炉</mark> 格納 トライン 納容器ス	容器破損 ン系故障時 スプレイ	を防止するための対応 の対応手順	手順										
(c) 消火系に よる <mark>原子炉</mark> 格 納容器内の冷		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
却		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
		原子炉圧							原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
		力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	出パラメータ
	判断基準(1	оуш <u>у</u> с							残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	R 留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
	2								サプレッション・チェンバ圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			ドライウェル圧力	1	1	1		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ドライウェル雰囲気温度の変化に より,ドライウェル圧力の代替監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		原子炉格							[ドライウェル圧力]	2	0	0	監視可能であれば,ドライウェル 圧力 ( 常用計器 ) により監視可能	
		納容器内 の圧力							ドライウェル圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			サプレッション・チ ェンバ圧力	1	1	1		-	ーーーー サプレッション・チェンバ雰囲 気温度	2	2	2	サプレッション・チェンバ雰囲気 温度の変化により,サプレッショ ン・チェンバ圧力の代替監視可能	監視事項は抽 出パラメータ
									[サプレッション・チェンバ圧 力]	2	0	0	監視可能であれば,サプレッショ ン・チェンバ圧力(常用計器)に より監視可能	にく催認

### 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
ᆉᆉᅕᆍᅒ				抽出	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替ハ	゚゚゚ラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	項日	分類				SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	白明石石	÷1 00 #6		SBO影響		050
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	SBO
1.6.2.3 <mark>原子</mark> (1) フロン	<mark>炉</mark> 格納 トライン	容器破損な	を防止するための対応手 の対応手順	手順						•	•			
<u>D.1代質格</u> (d)補給水系 による <mark>原子炉</mark> 格納容器内の	<b>씱谷</b> 益,	くフレ1 原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
冷却		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
		原子炉圧							原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	ska	力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1 1	1 1	1 1	間より原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	出パラメータ にて確認
	判断基準(1								残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
	2								サプレッション・チェンバ圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			ドライウェル圧力	1	1	1		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ドライウェル雰囲気温度の変化に より,ドライウェル圧力の代替監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		原子炉格							[ドライウェル圧力]	2	0	0	監視可能であれば , ドライウェル 圧力 ( 常用計器 ) により監視可能	
		納容器内 の圧力							ドライウェル圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			サプレッション・チ ェンバ圧力	1	1	1		-	サプレッション・チェンバ雰囲 気温度	2	2	2	サプレッション・チェンバ雰囲気 温度の変化により,サプレッショ ン・チェンバ圧力の代替監視可能	監視事項は抽 出パラメータ
									[サプレッション・チェンバ圧 力]	2	0	0	監視可能であれば,サプレッショ ン・チェンバ圧力(常用計器)に より監視可能	にし唯祕

### 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
动应手段	百日			抽出	出パラメ	- タを計測する言	器		抽出パラメータの代替ノ	(ラメー	タを計測	削する計器	評価	
	坝口	分類	計哭夕称	計毀物		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計架夕称	計哭物		SBO影響	計哭妆陪笑	SBO
			司石合有小小	百十百百女义	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司協力が	百十百百女义	直後	負荷切り離し後	司留政情守	300
1.6.2.3 <mark>原子</mark> (1) フロン c.ドライ [・]	<mark>・炉</mark> 格納 トライン ウェルP	容器破損 ン系故障時 内ガス冷却	を防止するための対応引 iの対応手順 ]装置による <mark>原子炉</mark> 格納	F順 容器内の	) <mark>除熱</mark>									
(a) ドライウ ェル内ガス冷 却装置による		<mark>原子炉格</mark> 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(D/W)	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	2	<mark>2</mark>	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 <mark>レベルを計測することができ,監</mark> 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>原子炉</mark> 格納容 器内の <mark>除熱</mark>		<mark>の放射線</mark> 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(S/C)	2	<mark>2</mark>	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 <mark>レベルを計測することができ,監</mark> 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									<mark>原子炉圧力</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>1</mark>	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									<mark>原子炉圧力(SA)</mark>	2	2	2	<mark>カにより,原子炉圧力容器内の温</mark> <mark>度の代替監視可能</mark>	
		<u> 原子炉圧</u>							<mark>原子炉水位(広帯域)</mark> 原子炉水位(燃料域)	2	22	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項け抽
	判断基	かりなた 力容器内 の温度	<mark>原子炉圧力容器温度</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	4		-	<u>原子炉水位(SA広帯域)</u> 原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	出パラメータ にて確認
	華( <mark>1/2</mark> )								残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0 0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
			残留熱除去系系統流 量	3	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-
									代替淡水貯槽水位	1	1	1	代替淡水貯槽水位,西側淡水貯水	
		原子炉格 納容器へ	低圧代替注水系格納	1	1	1		-	<mark>西側淡水貯水設備水位</mark>	1	1	1	<mark>設備水位</mark> の水位変化より,低圧代 替注水系格納容器スプレイ流量の 代替監視可能	監視事項は抽 出パラメータ
		の注水量	甘福ヘノレイ加重						サプレッション・プール水位	1	1	1	サプレッション・プール水位の水 位変化より,低圧代替注水系格納 容器スプレイ流量の代替監視可能	にて確認
			代替循環冷却系格納 容器スプレイ流量	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2	-	-	-	-	-	-	-	-

### 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
ᆉᅣᆍᇷ				抽出	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替/	(ラメー	タを計測	側する計器	評価	
对心于段	項日	分類				SBO影響	パラメータ	補助パラメータ				SB0影響		000
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	SBO
1.6.2.3 <mark>原子</mark> (2) サポート a. 復旧	<mark>~炉</mark> 格納 •系故障	容器破損な  時の対応=	を防止するための対応 手順	手順										
(a) 残留熱除 去系 <mark>(格納容</mark> 器スプレイ冷		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>却系)</mark> 復旧後 の <mark>原子炉</mark> 格納 容器内の <mark>除熱</mark>		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
		力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
	判断基準(								残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
	1 / 3								サプレッション・チェンバ圧 力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
	Ŭ		ドライウェル圧力	1	1	1		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ドライウェル雰囲気温度の変化に より,ドライウェル圧力の代替監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		原子炉格 納容哭肉							[ドライウェル圧力]	2	0	0	監視可能であれば,ドライウェル 圧力(常用計器)により監視可 能。	
		の圧力							ドライウェル圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			サプレッション・チ ェンバ圧力	1	1	1		-	サプレッション・チェンバ雰 囲気温度	2	2	2	サプレッション・チェンバ雰囲気 温度の変化により,サプレッショ ン・チェンバ圧力の代替監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									 [サプレッション・チェンバ圧 力]	2	0	0	監視可能であれば,サプレッショ ン・チェンバ圧力(常用計器)に より監視可能。	

### 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

									監視パラメータ					
计内手机	西			抽题	出パラメ	ータを計測する言	器		抽出パラメータの代替ノ	パラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	項日	分類	自明存货			SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	自用力指			SBO影響		050
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	SBO
(b) 残留熱除 去系(サプレ ッション・プ		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽
ール冷却系) 復旧後のサプ レッション・		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	山ハリメータ にて確認
プール水の <mark>除</mark>									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
<mark>뽔</mark> 산									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	N/d	原子炉圧	医马拉氏上方明治疗	Ι.					原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	判断	刀谷 恭 内 の 温 度	原于炉庄刀谷岙温度	4	4	4		-	原子炉水位(SAム帝域) 原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原ナ炉圧刀谷器内の温度の 代替監視可能	出ハフメータ にて確認
	基準 (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1)	о <i>лш</i> і <u>х</u>							就自然你去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	IС С ИД µ0
	•		サプレッション・プ <mark>ール水温度</mark>	3 3	<mark>3</mark>	3		-	<mark>サプレッション・チェンパ雰</mark> 囲気温度	2	2	2	サプレッション・チェンパ雰囲気 温度の温度変化によりサプレッシ ョン・プール水温度の代替監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		<mark>原子炉格</mark> 納容器内 の温度	<mark>サプレッション・チ</mark>		2	2			<mark>サプレッション・プール水温</mark> 度	3	<mark>3</mark>	<mark>3</mark>	サプレッション・プール水温度の 温度変化によりサプレッション・ チェンバ雰囲気温度の代替監視可 能	監視事項は抽 ^{出パラマータ}
			<mark>ェンバ雰囲気温度</mark>	4	4	2 		-	サプレッション・チェンバ圧 カ	1	1	1	飽和温度/圧力の関係からサプレッ ション・チェンバ圧力によりサプ レッション・チェンバ雰囲気温度 の代替監視可能	ロハンスータ にて確認

:重要監視パラメータ, :有効監視パラメータ, :補助パラメータ

## 1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

									監視パラメータ					
动应手印	西미			抽出	パラメー	- タを計測する計器	말		抽出パラメータの代替	パラメー	タを計測	側する計器	評価	
XINGTFX	坦日	分類	計器名称	計器数		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計器名称	計器数		SBO影響	計器故隨等	SB0
					直後	負荷切り離し後	分類	分類理由			直後	負荷切り離し後		020
1.7.2.1 <mark>原于</mark> (1) 枚如3	<mark>F炉</mark> 格納 突哭圧す	容器の過点	±破損防止のための対応手 罟にょろ <mark>百子炉</mark> 柊幼突哭ロ	*順 5の減圧	757℃全参	a.								
a. 格納容		12010		307/100/11					抱体应明美国与教学馆工具有				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
器圧力逃がし		原子炉格	格納谷 恭芬田 丸 放射線	2	2	2		-		2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
装置による原		納容器内											視可能	にて確認
<mark>于炉</mark> 格納谷益 内の減圧及び		の放射線 景変	格納容器雰囲気放射線	2	2	2			格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	自接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ。	監視事頃は抽
除熱		±++	モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	視可能	にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温	
										-	-	-	度の代替監視可能	_
		原子炉圧							原于炉水位( <b>広</b> 帝或) 百子怕水位(燃料城)	2	2	1	人クフム後,原子炉水位か燃料有	監視事項は抽
		力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <u>SA</u> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
	判断基								残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
	準								低圧代替注水系原子炉注水流 量	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	低圧代替注水系原子炉注水流量, 低圧代替注水系格納容器スプレイ 流星乃び低圧代替注水系格納容器スプレイ	
									低圧代替注水系格納容器スプ レイ流量	2	2	2	加重及び低生代自生小宗 伯納谷福 下部注水流量の注水量より,サプ	
		原子炉格	<u></u>						低圧代替注水系格納容器下部 注水流量	1	1	1	視可能	監視事項は抽
		納容器内	リプレッション・ノー	1	1	1		-	代替淡水 <mark>貯槽水位</mark>	1	1	1	代替淡水貯槽水位, <mark>西側淡水貯水</mark>	出パラメータ
		の水位							<mark>西側淡水貯水設備水位</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	1	<mark>設備水位</mark> の水位変化より,サプレ ッション・プール水位の代替監視 可能	にて確認
									ドライウェル圧力	1	1	1	ドライウェル圧力とサプレッショ	]
									サプレッション・チェンバ圧 カ	1	1	1	ン・チェンバ圧力の差圧より,サ プレッション・プール水位の代替 監視可能	

## 1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

									監視パラメータ					
计内工机	西미			抽出	パラメー	- タを計測する計器	足		抽出パラメータの代替	パラメー	タを計測	側する計器	評価	
XIND+FX	坝日	分類	⇒□四々わ	<u>☆↓ 명명 ₩</u> ₩		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要在步	승규 모모 꽃는		SBO影響		000
			訂益名称	亩Τ畲剱	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂辞名称	計辞数	直後	負荷切り離し後	計器效障等	5B0
1.7.2.1 <mark>原子</mark> (1) <mark>格納容</mark>	<mark>~炉</mark> 格納 器圧力i	容器の過 <u> </u>   <mark>逃がし装置</mark>	王破損防止のための対応手 による原子炉格納容器内の	^三 順 の減圧及	び除熱									
<mark>b 第二弁操</mark> 作室の正圧化		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	力により,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	1
		原子炉圧							原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
		力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	出パラメータにて確認
	判断基準								残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	,
									<mark>低圧代替注水系原子炉注水流 量</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	低圧代替注水系原子炉注水流量, 低圧代替注水系格納容器スプレイ	
									<mark>低圧代替注水系格納容器スプ</mark> <mark>レイ流量</mark>	2	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	流量及び低圧代替注水系格納容器 下部注水流量の注水量より,サブ	•
		百乙帕枚							<mark>低圧代替注水系格納容器下部</mark> <mark>注水流量</mark>	1	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>レッション・プール水位の代替監</mark> <mark>視可能</mark>	欧油車酒け抽
		凉于 / 柏 納容器内	<mark>サプレッション・プー</mark>	1	1	1		-	<mark>代替淡水貯槽水位</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	代替淡水貯槽水位,西側淡水貯水	出パラメータ
		<mark>の水位</mark>	ル水位	•					<mark>西側淡水貯水設備水位</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	設備水位の水位変化より,サプレ ッション・プール水位の代替監視 可能	山 にて確認
									<mark>ドライウェル圧力</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	ドライウェル圧力とサプレッショ	
									サプレッション・チェンバ圧 カ	1	1	<mark>1</mark>	ン・チェンバ圧力の差圧より,サ ブレッション・プール水位の代替 監視可能	
			<mark>第二弁操作室差圧</mark>	1	1	1		二次隔離弁操作	-	-	-	-	-	-
	操作	補機監視 機能	空気ボンベユニット <mark>空</mark> <mark>気供給</mark> 流量	1	1	1		室の陽圧化を確 認するパラメー タ	-	-	-	-	-	-

## 1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

									監視パラメータ					
计内工机	西미			抽出	パラメー	- タを計測する計器	망고		抽出パラメータの代替/	(ラメー	タを計測	則する計器	評価	
ӼӅӀѾ҆Ҭ҅Ӻӯ	坝日	分類	社四々称	≐⊥92 ₩5		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要复步	≐⊥ 므로 米ヶ		SBO影響		000
			司話台孙	司話奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司命石小	司	直後	負荷切り離し後	可留以信令	360
1.7.2.1 <mark>原子</mark>	<mark>·炉</mark> 格納	容器の過度	E破損防止のための対応手	順										
(2) 代替循 環冷却系によ る <mark>原子炉</mark> 格納		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
容器内の減圧 及び除熱		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温  度の代替監視可能	
		百之协正							原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	欧油車酒け姉
		原ナゲ圧 力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	<u>原子炉水位(燃料域)</u> 原乙的水位( <mark>CA</mark> 広葉は)	2	2	1	効長 頂部に 到達するまでの 経過時 問 とい 原 ろ 的 に カ 家 器 中 の 泪 度 の	当祝争項は抽 出パラメータ
		の温度							原于炉水位(SA丛带域) 原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	間より原子が圧力容益内の温度の 代替監視可能	にて確認
	判断基準(								残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
	1 /								サプレッション・チェンバ圧 力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
	n )		ドライウェル圧力	1	1	1		-	ドライウェル雰囲気温度	8	8	8	ドライウェル雰囲気温度の変化に より,ドライウェル圧力の代替監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		原子炉格 ^{納容器内}							[ドライウェル圧力]	2	0	0	監視可能であればドライウェル圧 力(常用計器)により代替監視可 能	
		の圧力							ドライウェル圧力	1	1	1	直接的に格納容器内圧力を計測す ることができ,監視可能	
			サプレッション・チェ ンバ圧力	1	1	1		-	サプレッション・チェンバ雰 囲気温度	2	2	2	サプレッション・チェンバ雰囲気 温度の変化により,サプレッショ ン・チェンバ圧力の代替監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									[サプレッション・チェンバ 圧力]	2	0	0	監視可能であればサプレッショ ン・チェンバ圧力(常用計器)に より代替監視可能	にて唯祕

:重要監視パラメータ, :有効監視パラメータ, :補助パラメータ

## 1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

									監視パラメータ					
HC IN				抽出	パラメ-	- タを計測する計器	Provide statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements and statements an		抽出パラメータの代替	パラメー	タを計済	測する計器	評価	
刘心于段	項日	分類	白明白街			SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	白明石街			SBO影響		050
			計益名称	訂	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計   谷	計츕剱	直後	負荷切り離し後	計益改障等	SBO
1.7.2.1 <mark>原子</mark>	<mark>- 炉</mark> 格糾	容器の過り	王破損防止のための対応手	順	•							·		
(3) サプレ ッション・プ ール水pH制		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>御装置による</mark> 薬液注入		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	判断	原子炉圧							原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	スクラム後,原子炉水位が燃料有 効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	基準	力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域) 原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1 1	1 1	1 1	間より原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	出パラメータ にて確認
									残留熱除去系熱交換器入口温 度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
		水源の確 保	薬液タンク <mark>液位</mark>	1	1	1		サ プ レ ッ シ ョ ン・プール水pH 制御設備の状態 を確認するパラ メータ	-	-	-	-	-	-
	操	補機監視 機能	薬液タンク圧力	1	1	1		サプレッショ ン・プール水pH 制御設備の状態	-	-	-	-	-	-
	作	<mark>水源の確</mark> 保	薬液タンク <mark>液位</mark>	1	1	1		を確認するパラ メータ	-	-	-	-	-	-

:重要監視パラメータ, :有効監視パラメータ, :補助パラメータ

## 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手码	百日			抽题	出パラメ	ータを計測する計	·器		抽出パラメータの代替パ	ミラメー	タを計測	する計器	評価	
XJ/UJ-FX	坦日	分類	社界女称	<u>★</u> ↓ 명명 ₩6		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要女称	승규 모모 풍성		SBO影響		600
			司命石柳	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂品石小	計辞奴	直後	負荷切り離し後	司窃奴悼夺	360
1.8.2.1 ペラ	デスタル	・(ドライワ	ウェル部)の床面に落て	した溶	融炉心の	の冷却のための対応	手順					- -		
(1) ペデス	タル(	ドライウェ	ル部)への注水			,						1		
a.格納容器			格納容器雰囲気放射						格納容器雰囲気放射線モニタ				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
		原子炉格	線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	レヘルを計測9ることかでさ,監 相可能	山ハフメータ
(市設)によるペデスタル		約谷部内の放射線											代り能 古培的に柊幼容器内雰囲気放射線	医加重面け加
(ドライウェ		量率	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	していた していた 計測することができ、 監	出パラメータ
、 ル部)への注	判	_ ·	線モニタ( <mark>S/C</mark> )	-	-	-			( <mark>D/W</mark> )	-	-	_	視可能	にて確認
<mark>水</mark>	断								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	茟								「百子炉圧力( <mark>S▲</mark> )	2	2	2	力により,原子炉圧力容器内の温	
									床」》[[], [], [], [], [], [], [], [], [], [],	2	2	2	度の代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後、原子炉水位が燃料有	
	3	原子炉圧	Faketona						原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	Ŭ	刀谷器内	原子炉庄刀谷器温度	4	4	4		-		1	1	1	間より原子炉圧刀容器内の温度の	出ハフメータ
		の温度							原于炉水位( <mark>SA</mark> 燃料哦)	1	1	1	代留監視り能	にて惟認
													残留熱际去糸か連転状態でめれ げ	
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	は, % 田 熱 际 云 赤 熱 文 探 命 八 山 血	
													度なりに「メニハ日留温度のNTT 監視可能	
: 重要監	- 視パラ:	×-9,		, : 補	亅助パラ	メータ					1	1		11

## 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手印	西미			抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	坦日	分類	主要な物			SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	土明友物			SBO影響		600
			司奤石仦	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司岙石彻	計辞奴	直後	負荷切り離し後	司	380
1.8.2.1 ペテ	「スタル	(ドライ・	ウェル部)の床面に落	下した溶	融炉心の	の冷却のための対応	手順		•			•		
(1) ペデス・	タル(	<u>、ライウェ</u>	.ル部)への注水											
b.格納容器		·프 그 바바	格納容器雰囲気放射		0	0			格納容器雰囲気放射線モニタ	0	0	0	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
ト部注水系		原于炉格 幼家哭肉	線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	Z		-	( <mark>S/C</mark> )	Z	2	2	レヘルを計測9ることかでき、監 相可能	山ハフメータ にて確認
よるペデスタ		の放射線											直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
<mark>ル(ドライウ</mark>		量率	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ、監	出パラメータ
<mark>ェル部)への</mark>	判		緑モーダ( <mark>S/し</mark> )						( <mark>D/W</mark> )				視可能	にて確認
<u>注水(淡水/</u>	断								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
<mark>海水)</mark>	基準(								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	5	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(SA広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出バラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代督監視可能	にて催認
													残留熟除去糸か連転状態であれ げ 成四熱除土系熱充物器入口温	
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	は、戊田熱味云が熱文換命八口価 度上11百子炉圧力容哭温度の代替	
													監視可能	
: 重要監	視パラ:	メータ,	:有効監視パラメータ	', :褚	助パラ	メータ								

## 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应于码	百日			抽出	出パラメ	トータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ミラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于叔	坦日	分類	社界女称	승규 모모 풍성		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要女称	슬나 모모 ※6		SBO影響	主要步降等	600
			司命石协	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂品石小	計話奴	直後	負荷切り離し後	司部政障守	360
1.8.2.1 ペデ	「スタル	(ドライワ	フェル部)の床面に落□	Fした溶	融炉心の	の冷却のための対応	手順					•		
(1) ペデス	タル(	ドライウェ	ル部)への注水		1							1		
C.消火糸に		正了的故	格納容器雰囲気放射		0	0			格納容器雰囲気放射線モニタ	0	0	0	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
よるヘナスダ ル(ドライウ		原于炉格 幼家哭肉	線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	レヘルを計測9ることかでき、監 相可能	山ハフメータ にて確認
ル( エル部)への		の放射線											直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
<mark>注水</mark>		量率	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
	判		線モニダ( <mark>S/し</mark> )						( <mark>D/W</mark> )				視可能	にて確認
	断其								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	準								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	力により,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1									2	2	1	スクラム後、原子炉水位が燃料有	
	<mark>/</mark>	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	<u> </u>	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
													残留熱除去系が運転状態であれ	
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	は、残留熱除去糸熱交換器入口温度というののである。	
													度より原ナゲ圧力谷器温度の代替 監視可能	
: 重要監	視パラン		:有効監視パラメータ	,:補	動パラ	メータ					1	1		11

## 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应于码	百日			抽题	出パラメ	<b>ト</b> ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
XJIIU于FX	坦日	分類	主要女称	승규 모모 풍성		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	1.2.2.4.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.1.	승규 모모 풍동		SBO影響		600
			司命石小	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司 奋	計辞数	直後	負荷切り離し後	司窃奴悼夺	360
1.8.2.1 ペテ	「スタル	(ドライ・	フェル部)の床面に落□	Fした溶	融炉心の	の冷却のための対応	手順					•		
(1) ペデス	タル(	ドライウェ	ル部)への注水			r					1			
d. 補給水糸			格納容器雰囲気放射			0			格納容器雰囲気放射線モニタ				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
によるヘナス タル(ドライ		原子炉格	線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	レヘルを計測9ることかでさ,監 迫可能	出ハフメータ にて確認
フル(ドン1 ウェル部)へ		約合品内の放射線											1次り能 古培的に柊幼容器内雰囲気放射線	医相東面け地
の注水		量率	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	していた していた 計測することができ、 監	ニパチ頃は山
	判	<u> </u>	線モニタ( <mark>S/C</mark> )	-	-	-			( <mark>D/W</mark> )	-	_	-	視可能	にて確認
	断								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	茟								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	力により、原子炉圧力容器内の温	
	1												度の代替監視可能	
	· /	医乙硷区							原于炉水位(広帝域) 原之的水位(燃料技)	2	2	1	スクラム後、原子炉水位か燃料角	타 개 ㅋㅋㅋ
	3	原于炉庄	百之帕压力灾哭泪度	4	4	4				2	2	1	別長頂部に到達するまでの経過時間ということは、	<u> 当</u> 倪争頃は抽 中パラメータ
		の温度	尿」不圧力各品温反	4	4	4		-		1	1	1	代替監視可能	して確認
		<u>حر، سر ده</u>											祝留執除去系が運転状態であれ	10 C ME #0
									形成并成于方林士的明义同语文				ば、残留熱除去系熱交換器入口温	
									残留熟除去糸熟父換器入口温度	2	0	0	度より原子炉圧力容器温度の代替	
													監視可能	
:重要監	視パラン	メータ,	:有効監視パラメータ	, : 補	間助パラ	メータ								

## 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手段	西미			抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
ℷ℩ⅈⅅℲℲℇℷ	坦日	分類	計四夕秒	≐⊥92₩5		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計型夕秒	≐⊥92₩1		SBO影響	計器物障架	800
			司話名称	計츕剱	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司	計	直後	負荷切り離し後	<b>吉和</b> 如	280
1.8.2.2 溶融	炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)の	の床面への	の落下遁	産延・防止のための	)対応手順							
(1) 原子炉/	王力容器	皆への注水		-	1	1						1		
a . 原子炉隔 離時冷却系に よる原子炉圧		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納谷器内雰囲気放射線  レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
力容器への注 水	判	の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
	断								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	力により , 原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	5	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	\smile	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出バラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて催認
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
:重要監	視パラン	メータ,	:有効監視パラメータ	,:補	助パラ	メータ								

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手段	西미			抽	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ミラメー	タを計測	する計器	評価	
XJINGTED	坦日	分類	社界女称	★L 명명 ₩h		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	计现存物	<u>⇒⊥ 92,%</u> 5		SBO影響	主要步降等	000
			司命石小	亩Τ畲剱	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司命石小	計話奴	直後	負荷切り離し後	司部政障守	380
1.8.2.2 溶融	炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)の	の床面への	の落下遁	産延・防止のための)対応手順		•			•		
(1) 原子炉	王力容智	暑への注水				1								
b. 高圧代替		正フやお	格納容器雰囲気放射		0	0			格納容器雰囲気放射線モニタ	0	0	0	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
注水 余による 百子 仲 圧 力 容		原于炉格 幼 家 巽内	線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	レヘルを計測9ることかでき、監 相可能	山ハフメータ にて確認
器への注水		の放射線											直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
		量率	格納谷器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
	判		線モニダ(<mark>S/し</mark>)						(<mark>D/W</mark>)				視可能	にて確認
	断其								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	牽								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	5	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	<u> </u>	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
													残留熱除去系が運転状態であれ	
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	は、残留熱除去糸熱父換益入口温度ということが、	
													度より原ナゲ圧力谷留温度の代音 監視可能	
:重要監	視パラ:	メータ,	:有効監視パラメータ	,:補	助パラ	メータ				r				I

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
计内手机	西미			抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
XJ//D-J-FX	坦日	分類	⇒□四々わ	승규 모모 꽃는		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要女称	승규 모모 풍동		SBO影響		600
			司奤石仦	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司 奋	訂辞奴	直後	負荷切り離し後	司	380
1.8.2.2 溶融	虹炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)0	の床面への	の落下遁	፪延・防止のため <i>0</i>)対応手順							
(1) 原子炉	圧力容認	皆への注水	<u>.</u>											
C.低圧代替			格納容器雰囲気放射						格納容器雰囲気放射線モニタ				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
注 水 糸 (吊		原子炉格	線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	レヘルを計測することかでき、監 加可能	出ハフメータ にて確認
マクトレスの家		約合品内の放射線											低 引 能 古 培 的 に 柊 如 容 哭 内 雲 囲 気 故 射 線	にて確認
への注水		量率	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	していた計測することができ、監	出パラメータ
	判	_ ·	線モニタ(<mark>S/C</mark>)		_	_			(<mark>D/W</mark>)	_	_	_	視可能	にて確認
	断								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	茟								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	力により、原子炉圧力容器内の温	
	1									0	0	1	度の11首監視り能 コクニノ後 医乙始少位が燃料を	
	/	百子怕圧							尿丁炉小位(丛带线) 盾子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後、原ナゲ小位が燃料有効 していた。 このでの ないたい ない の に の は ない の ない の に の は ない の の に の は の に の は の い の の の の の の の の の の の の の の の の	欧油车酒什抽
	4	凉了》 <u>广</u> 力容器内	原子炉压力容器温度	4	4	4		-		1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度		l .					原子炉水位(SA燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
									球の劫除士友劫六悔哭)口泪中	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温	
									戏由款际云东款父操品入口温度	Z	0	U	度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
: 重要監	視パラ	メータ,	:有効監視パラメータ	,:補	間パラ	メータ								

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手印	西미			抽题	出パラメ	-タを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	坦日	分類	⇒□四々秒	ㅎ.나		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要友称	승규 모모 풍동		SBO影響	之思步陈答	000
			訂辞名称	計츕釵	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂益石柳	計츕剱	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	280
1.8.2.2 溶融	炉心の	ペデスタノ	ル(ドライウェル部)(の床面への	の落下過	産延・防止のための)対応手順						-	
(1) 原子炉	王力容智	皆への注水				1						1		
d.低圧代替		·프 그 바라 바이	格納容器雰囲気放射		0	0			格納容器雰囲気放射線モニタ	0	0	0	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
江小奈(可倣 刊)によろ原		原于炉格 幼家哭肉	線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	Z		-	(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	レヘルを計測することができ,監 視可能	山ハラメータ にて確認
子炉圧力容器		の放射線	收休古明美丽与长向						收付 승명 좀 떠 두 해 하 성 성 후 는				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
への注水(淡		量率		2	2	2		-	格納谷器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
水 / 海水)	判		線モニタ(<mark>37し</mark>)										視可能	にて確認
	断基								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	準								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	刀により,原子炉圧刀容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	6	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	\cup	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(SA広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出バラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料 」	1	1	1	に 留 監 の た た た の に に た た い に た た し 能 - - - - - - - - - - - - -	にく唯認
													残留熟除去糸か連転状態でめれ げ	
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	度上り原子炉圧力容器温度の代替	
													監視可能	
: 重要監	視パラン	メータ,	: 有効監視パラメータ	', :褚	前助パラ	メータ					-	•	•	•

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ			-		
动应手段	百日			抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	゚゚゚ラメー	タを計測	する計器	評価	
XINCTFX	坦日	分類	主要女称	승규 모모 풍성		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	计现在物	승규 모모 풍성		SBO影響		000
			司命石小	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司命石小	計辞奴	直後	負荷切り離し後	司留奴悼守	360
1.8.2.2 溶融	炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)の	の床面への	の落下遁	軽延・防止のため <i>0</i>)対応手順					•		
(1) 原子炉/	王力容器	暑への注水	<u>.</u>	1	1				0					
e.代替循環		医フ心物	格納容器雰囲気放射	2	2	2			格納容器雰囲気放射線モニタ	~	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
同子炉圧力容		原于炉枪 幼突哭内	線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	(<mark>S / C</mark>)	2	2	2	レベルを計測することができ,監 視可能	山ハラメータ にて確認
器への注水		の放射線											直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
		量率	格納谷器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
	判		線モニタ(<mark>37し</mark>)										視可能	にて確認
	断基								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	蓮								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	5	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	\cup	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
:重要監	視パラン	メータ,	:有効監視パラメータ	, : 補	助パラ	メータ								

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手段	西미			抽と	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
XJIICITEZ	坦日	分類	社界女称	승규 모모 풍산		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	1.2.2.4.10	승규 모모 ※6		SBO影響		600
			司益有你	計話剱	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司 奋	訂辞奴	直後	負荷切り離し後	司留奴悼守	360
1.8.2.2 溶融	虹炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)の	の床面への	の落下遁	誕・防止のための)対応手順							
(1) 原子炉	圧力容器	暑への注水												
f.消火系に			格納容器雰囲気放射						格納容器雰囲気放射線モニタ				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
よる原子炉圧		原子炉格	線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	レベルを計測することができ、監	出バラメータ
川谷岙への注		剥谷菇内											悦可能	にし唯認
小		の 成別 緑 家	格納容器雰囲気放射	2	2	2			格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	直接的に恰納谷器内芬囲丸放射線	<u> 当</u> 代争 項 は 抽 山 パ ラ メ _ ム
	半山	里平	線モニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	日本 1 月前 1 月前 1 日本 1 日本 1 日本 1 日本 1 日本 1 日本 1 日本 1 日	して確認
	断								原子炉圧力	2	2	1	鮑和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	基進												力により、原子炉圧力容器内の温	
	+ (原子炉庄刀(<mark>SA</mark>)	2	2	2	度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	5	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	$\overline{}$	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて確認
													残留熱除去系が運転状態であれ	
									残留埶除去系埶交換器入口温度	2	0	0	ば,残留熱除去系熱交換器入口温	
											-	-	度より原子炉圧力容器温度の代替	
	1												監俔ባ能	

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手段	西미			抽题	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ミラメーク	タを計測	する計器	評価	
አካጦር ትጀ	坦日	分類	計四夕秒	≐⊥92₩5		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計四夕称	≐⊥92₩/		SBO影響	計器物障等	800
			司話名称	計츕剱	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司	計츕剱	直後	負荷切り離し後	吉和 如	280
1.8.2.2 溶融	炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)の	の床面への	の落下遁	産延・防止のための	D対応手順							
(1) 原子炉/	王力容智	皆への注水		-	1	1		1				1		
g . 補給水糸 による原子炉 圧力容器への		原子炉格 納容器内	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納谷器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
注水	判	の放射線 量率	格納容器雰囲気放射 線モニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ (<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線 レベルを計測することができ,監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
	断								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	力により , 原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	5	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	$\smile$	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出バラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>S A</mark> 燃料域) ────	1	1	1	代替監視可能	にて催認
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温 度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
:重要監	視パラン	メータ,	:有効監視パラメータ	,:補	助パラ	メータ								

## 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

									監視パラメータ					
动应手段	百日			抽出	出パラメ	<b>ト</b> ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	ラメー	タを計測	する計器	評価	
XJIIU-TFX	坦日	分類	主要女称	승규 모모 풍성		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	计现存物	승규 만만 싸는		SBO影響	主要步降等	000
			司命石小	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司留石柳	訂辞奴	直後	負荷切り離し後	司部政障守	380
1.8.2.2 溶融	炉心の	ペデスタノ	レ(ドライウェル部)の	の床面への	の落下退	産延・防止のための	)対応手順					- -		
(1) 原子炉	王力容器	暑への注水						r				T		
h.ほう酸注		正了哈拉	格納容器雰囲気放射		0	0			格納容器雰囲気放射線モニタ	•	0	0	直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
八余による原 子炉圧力容哭		原于炉格 幼家哭肉	線モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	レヘルを計測9ることかでき、監 相可能	山ハフメータ にて確認
へのほう酸水		の放射線											直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
注入		量率	格納容器雰囲気放射	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニタ	2	2	2	レベルを計測することができ,監	出パラメータ
	判		緑モニダ( <mark>S/し</mark> )						( <mark>D7W</mark> )				視可能	にて確認
	断基								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧	
	· 運								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	カにより,原子炉圧力容器内の温 度の代替監視可能	
	1								原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有	
	3	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	効長頂部に到達するまでの経過時	監視事項は抽
	$\overline{}$	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	間より原子炉圧力容器内の温度の	出パラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>SⅠ</mark> 燃料域)	1	1	1	代替監視可能	にて催認
									战空執险≠玄執夵拘哭↓□涅度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれ ば,残留熱除去系熱交換器入口温	
										2	5	Ŭ	度より原子炉圧力容器温度の代替 監視可能	
: 重要監	視パラン	メータ,	:有効監視パラメータ	,:補	助パラ	メータ								

## 1.9 水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための手順等

								Ē	<b>á視パラメータ</b>					
- 	75 10			抽出/	パラメー	タを計測する計器			抽出パラメータの代替	替パラメ・	ータを言	測する計器	評価	
刘心于段	坝日	分類	主要友物	승규 모모 풍성		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	⇒□四友物	±⊥		SBO影響	<u> ⇒∔ </u>	000
			計益名称	計츕剱	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計   谷	計	直後	負荷切り離し後	計器政障等	SBO
1.9.2.1 水素	爆発に	よる <mark>原子</mark> が	<mark>P</mark> 格納容器の破損を防止する	るための	対応手順	Į			•			•		•
(1) 原子炉	格納容器	器内の不活	<mark>性化による水素爆発防止</mark>										<b>主持的后期他们的现去是网络我的问题</b>	
D 素供給装置に よる原子炉格		<mark>原子炉格</mark> 納容器内	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(D/W)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(S/C)	2	<mark>2</mark>	2	重接的に格納谷益内芬囲丸放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>納容器内の不</mark> 活性化		<mark>の放射線</mark> 量率	格納容器雰囲気放射線モ <mark>ニタ(S/C)</mark>	2	<mark>2</mark>	2		-	格納容器雰囲気放射線モ <mark>ニタ(D/W)</mark>	2	<mark>2</mark>	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									サプレッション・チェン バ圧力	1	<mark>1</mark>	1	直接的に格納容器内圧力を計測する ことができ,監視可能	
			<mark>ドライウェル圧力</mark>	1	<mark>1</mark>	1		-	<mark>ドライウェル雰囲気温度</mark>	8	8	8	ドライウェル雰囲気温度の変化によ り,ドライウェル圧力の代替監視可 能	<mark>監視事項は抽 出パラメータ</mark> にて確認
		原子炉格							[ドライウェル圧力]	2	<mark>0</mark>	<mark>0</mark>	監視可能であれば,ドライウェル圧 <u>力(常用計器)により監視可能</u>	
	判断其	納容器内 の圧力							<mark>ドライウェル圧力</mark>	1	<mark>1</mark>	1	直接的に格納容器内圧力を計測する ことができ,監視可能	-
	金 <mark>準(1)</mark>		サプレッション・チェン バ圧力	1	1	1		-	サプレッション・チェン パ雰囲気温度	2	2	2	サブレッション・チェンパ雰囲気温 度の変化により,サプレッション・ <mark>チェンパ圧力の代替監視可能</mark>	<mark>監視事項は抽</mark> 出パラメータ にて確認
	<mark>/ 3</mark> )								[サプレッション・チェン バ圧力]	2	<mark>0</mark>	<mark>0</mark>	監視可能であれば,サプレッショ ン・チェンバ圧力(常用計器)によ <mark>り監視可能</mark>	
									<mark>原子炉圧力</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>1</mark>	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
									原子炉圧力(SA)	2	2	<mark>2</mark>	により,原子炉圧刀谷器内の温度の 代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2 2	2 2	1 1	<mark>スクラム後,原子炉水位が燃料有効</mark>	
		原子炉圧 力容器内 <mark>の温度</mark>	<mark>原子炉圧力容器温度</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	4		-	原子炉水位( S A 広帯 域) 原子炉水位( S A 燃料 域)	1 1	<mark>1</mark> 1	1 1	長頂部に到達するまでの経過時間よ り原子炉圧力容器内の温度の代替監 視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	<mark>0</mark>	O	残留熱除去系が運転状態であれば, 残留熱除去系熱交換器入口温度より 原子炉圧力容器温度の代替監視可能	

## 1.9 水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための手順等

								Ē	な視パラメータ					
计内工机	西미			抽出/	パラメー	タを計測する計器			抽出パラメータの代替	パラメ・	- タを計	·測する計器	評価	
刘心士权	坦日	分類	計四方指	승규 모모 꽃는		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	社界存私	승규 모모 풍동		SBO影響		000
			訂益石亦	計辞数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂辞名称	計話叙	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	280
1.9.2.1 水	素爆発に	よる <mark>原子</mark> /	<mark>沪</mark> 格納容器の破損を防止する	らための	対応手順			•				•		
(2) 炉心(	D著しい	損傷が発生	した場合の <mark>原子炉</mark> 格納容器	水素爆発	防止			n				r	1	
a . 格納容器 圧力逃がしる	면 면 문	<mark>原子炉</mark> 格	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可	監視事項は抽 出パラメータ
置による <mark>原</mark>	F	納容器内	_9 ( <mark>D / W</mark> )						$-9\left(\frac{5}{C}\right)$				能	にて確認
<mark>炉</mark> 格納容器 <mark>z</mark> 素爆発防止	K	の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線モ ニタ( <mark>S / C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 **	監視事項は抽 出パラメータ
	判									0	2	1	形 約和温度/広わの間係から原之炉広力	にし唯認
	断								原于炉庄刀	Z	2	1	即和温度/圧力の関係から原すが圧力	
	基準								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	代替監視可能	
	$\widehat{1}$								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
		店フ炉に							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有効	欧加東西はか
	<mark>4</mark>	原于炉庄 力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原 子 炉 水 位 ( <mark>SA</mark> 広 帯 域)	1	1	1	長頂部に到達するまでの経過時間よ り原子炉圧力容器内の温度の代替監	監祝事頃は抽 出パラメータ
		の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料 ^城 ン	1	1	1	視可能	にて確認
									¹³³ ) 残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば , 残留熱除去系熱交換器入口温度より 原子炉圧力容器温度の代替監視可能	

1.15 - 473

## 1.9 水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための手順等

	項目	監視パラメータ												
対応手段		分類	抽出パラメータを計測する計器						抽出パラメータの代替パラメータを計測する計器			評価		
			計器名称	計器数		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要在指	計器数	SB0影響			000
					直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計益名称		直後	負荷切り離し後	計益奴障寺	SBO
1.9.2.1 水素爆発による <mark>原子炉</mark> 格納容器の破損を防止するための対応手順														
(2) 炉心の	著しい	損傷が発生	した場合の <mark>原子炉</mark> 格納容	器水素爆	発防止	1		[				[	古拉的广牧师家路内泰田气动针组上	欧油東西は抽
D . 可 <u><u><u></u></u> </u>	判断基准	<mark>原子炉</mark> 格 納容器内 の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に恰納谷器内芬囲丸成別線レベルを計測することができ、監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
			格納容器雰囲気放射線 モニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベルを計測することができ,監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
		原子炉圧 力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	コ か 監視事項は抽 は は にて確認 り
									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有交 長頂部に到達するまでの経過時間。 り原子炉圧力容器内の温度の代替 週可能	
										1	1	1		
									, 我留熱除去系熱交換器入口 温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば, 残留熱除去系熱交換器入口温度より 原子炉圧力容器温度の代替監視可能	
		<mark>原</mark> 納の皮 格内 度	格 納 容 器 内 水 素 濃 度 ( <mark>S A</mark> )	1	0	0		-	格納容器雰囲気放射線モニ タ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	格納容器雰囲気放射線モニタ( <mark>D/</mark> W)または格納容器雰囲気放射線モ	<mark>/</mark> 三 名 □ 二 監視事項は抽 ッ ニ ス
	$\begin{pmatrix} +\\ 1 \end{pmatrix}$								格納 <mark>容器雰囲気放射線モニ</mark> タ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	ニタ( <mark>S/C</mark> )の解析結果により格 納容器内水素濃度の代替監視可能	
	2								ドライウェル圧力	1	1	1	格納容器内が正圧であることを確認	
									サプレッション・チェンバ 圧力	1	1	1	することにより,空気(酸素)の流 入を把握し,水素燃焼の可能性を代 替監視可能	にて確認
									[格納容器内水素濃度]	2	0	0	監視可能であれば,格納容器内水素 濃度(常用計器)により監視可能	
			<mark>【格納容器内水素濃度】</mark>	2	Q	Q	•	•	格納容器内水素濃度( S A)	-	-	-	直接的に原子炉格納容器内の水素濃 度を計測することができ,監視可能	監視事項は代 替パラメータ にて確認
									格納容器雰囲気放射線モニ <mark>タ(D/W)</mark>	2	2	2	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W)または格納容器雰囲気放射線モ ニタ(S/C)の解析結果により格 納容器内水素濃度の代替監視可能	監視事項は代 替パラメータ にて確認
									格納容器雰囲気放射線モニ <mark>タ(S/C)</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2		
									<mark>ドライウェル</mark> 圧力	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	格納容器内が正圧であることを確認	認 ^充 替パラメータ にて確認
									<mark>サプレッション・チェンバ</mark> 圧力	1	1	<mark>1</mark>	することにより,空気(酸素)の流 <mark>入を把握し,水素燃焼の可能性を代</mark> 替監視可能	
## 1.9 水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための手順等

								Ē	<b>á視パラメータ</b>					
动应手段	西미			抽出/	パラメー	タを計測する計器			抽出パラメータの代替	替パラメ・	ータを言	削する計器	評価	
刘心于段	坝日	分類		승규 모모 꽃눈		SB0影響	パラメータ	補助パラメータ	⇒□四友物	±⊥		SBO影響		000
			訂益石亦	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂益名称	亩Τ畲剱	直後	負荷切り離し後	<b>訂</b> 話 故 悼 寺	SBO
1.9.2.1 水素 (3) <mark>原子炉</mark>	爆発に 格納容	よる <mark>原子炊</mark> 器内の水素	<mark>P</mark> 格納容器の破損を防止する 濃度及び酸素濃度の監視	らための	対応手順	Į								
a . 格納容器 内 水 素 濃 度 (SA)及び		<mark>原子炉</mark> 格 納容器内	格納容器雰囲気放射線モ ニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
格納容器内酸 素 濃 度 ( S A)による <mark>原</mark>		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線モ ニタ( <mark>S/C</mark> )	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ( <mark>D/W</mark> )	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>子炉</mark> 格納容器									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
内の水素濃度 及び酸素濃度	判断								原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	
監視	基								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
	÷	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後、原子炉水位が燃料有効	監視事項は抽
		力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(	1	1 1	1 1	長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器内の温度の代替監 視可能	出パラメータ にて確認
									~~~~~ 残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば, 残留熱除去系熱交換器入口温度より 原子炉圧力容器温度の代替監視可能	
									格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	格納容器雰囲気放射線モニタ(<mark>D /</mark> W)または格納容器雰囲気放射線モ	
		<mark>原子炉</mark> 格							格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	ニタ(<mark>S/C</mark>)の解析結果により格 納容器内水素濃度の代替監視可能	
		納容器内	格納容器内水素濃度(<mark>S</mark>	1	0	0			ドライウェル圧力	1	1	1	格納容器内が正圧であることを確認	監視事頃は抽
		の水素濃 度	<mark>A</mark>)		0	Ū			サプレッション・チェン バ圧力	1	1	1	することにより,空気(酸素)の流 入を把握し,水素燃焼の可能性を代 替監視可能	にて確認
	操								[格納容器内水素濃度]	2	0	0	監視可能であれば , 格納容器内水素 濃度 (常用計器) により監視可能	
	作								格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	格納容器雰囲気放射線モニタ(D/ W)または格納容器雰囲気放射線モ	
		<mark>原子炉</mark> 格							格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2	ニタ(<mark>S/C</mark>)の解析結果により格 納容器内酸素濃度の代替監視可能	
		納容器内	格納容器内酸素濃度(<mark>S</mark>	1	0	0			、 ドライウェル圧力	1	1	1	格納容器内が正圧であることを確認	監視事項は抽
		の酸素濃 度	<mark>A</mark>)	1	0				サプレッション・チェン バ圧力	1	1	1	することにより,空気(酸素)の流 入を把握し,水素燃焼の可能性を代 替監視可能	にて確認
										2	0	0	監視可能であれば,格納容器内酸素 濃度(常用計器)により監視可能	

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の損傷を防止するための手順等

								Ē	監視パラメータ					
ᆉᇠᆂᄢ				抽出/	(ラメー	タを計測する計器	2		抽出パラメータの代替	替パラメ	ータを言	†測する計器	評価	
刘心于段	項日	分類	1四 5 4			SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	自由有有			SBO影響		
			計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	計器名称	計器数	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	SBO
1.9.2.1 水素	素爆発に	よる <mark>原子</mark> /	<mark>炉</mark> 格納容器の破損を防止する	るための	対応手順	Į		•	u.			1	•	
(3) <mark>原子炉</mark>	格納容	器内の水素	濃度及び酸素濃度の監視		r	1	1		II.		1	1	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
b.格納容器			格納容器雰囲気放射線モ		0	0			格納容器雰囲気放射線モ			0	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ	監視事項は抽
芬田 スモーク		<mark>原于炉</mark> 格 幼突哭内	ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	ハルを計測9ることかでき,監視可 能	山ハフメータ
格納容器内の		の放射線											直接的に格納容器内雰囲気放射線レ	監視事項は抽
水素濃度及び		量率	格納谷器雰囲気放射線モ	2	2	2		-	格納谷器雰囲気放射線モ	2	2	2	ベルを計測することができ,監視可	出パラメータ
酸素濃度監視			_9(<mark>37C</mark>)						_9(<mark>D/W</mark>)				能	にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
	判								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により,原子炉圧刀谷츕内の温度の (分替数相可能)	
	断基								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		4
	準	医乙硷反							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有効	医治日毒 西山 + + + + +
		原于炉庄 力 宏 哭 内	百子炉压力容哭温度	4	4	А			原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯				長頂部に到達するまでの経過時間よ	監視争項は抽出パラメータ
		の温度							域)	1	1	1	り原子炉圧力容器内の温度の代替監	にて確認
									原 于 炉 水 位 (<mark>SA</mark> 燃 科 博)	1	1	1	倪可能	
														1
									残留熟除 去 糸熟父換器入 □泪度	2	0	0	残留熱除去系熱交換器入口温度より	
													原子炉圧力容器温度の代替監視可能	
		<mark>原子炉</mark> 格 她容器中												
		約谷谷内の水素濃	[格納容器内水素濃度]	<mark>2</mark>	<mark>0</mark>	<mark>0</mark>		-	-	-	-	-	-	-
		度												
		<mark>原子炉</mark> 格												
	操	納容器内	[格納容器内酸素濃度]	2	0	0		-	-	-	-	-	-	-
	1ïF	の酸素濃				-							_	_
		<u>اخ</u> ر	残留埶除去系海水系系統											
		補機監視	流量	2	0	0		-	-	-	-	-	-	-
		機能	緊急用海水系流量(残留	1	1	1		_	_		-	_	_	_
			熱除去系補機)	' '	'			-	_	_	_	-	-	-

:重要監視パラメータ, :有効監視パラメータ, :補助パラメータ

No.92-43

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

								Ē	塩視パラメータ					
计内子印	西미			抽出/	(ラメー	タを計測する計器	1		抽出パラメータの代替	 オパラメ	ータを言	測する計器	評価	
XJIUJFZ	坝日	分類	主要友物	승규 모모 ※6		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	⇒□四友物	승규 모모 풍동		SBO影響	<u> </u>	000
			訂替石柳	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂益名称	亩Τ畲剱	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	280
1.10.2.1 水	素爆発	こよる原子	炉建屋 <mark>等</mark> の損傷を防止する	ための対	応手順									
(1) 原子炉; 。	建屋力。	ス処埋糸に 	<mark>よる水素排出</mark>										直接的に柊純容器内雰囲気放射線し	欧泪車佰け抽
電源が健全で		<mark>原子炉</mark> 格	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2	こ日本のに相続各語内分面、成別家レ ベルを計測することができ,監視可	ニパークは日本
<mark>ある場合の操</mark>		納容器内	ニタ(<mark>D/w</mark>)						ニタ(<mark>S/C</mark>)				۴	にて確認
<mark>作手順</mark>		の放射線	格納容器雰囲気放射線モ						格納容器雰囲気放射線モ		_		直接的に格納容器内雰囲気放射線レ	監視事項は抽
		重平	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	ヘルを計測することかでさ,監視可能	出ハフメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	<u>。</u> 飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
									「 「「「」」「「」」 「」」 「」」 「」」 「」」 「」」 「」」 「」」	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の	
										-	-	2	代替監視可能	
									原于炉水位(広帝或) 原子炉水位(燃料域)	2	2	1	マクラム後 百子炉水位が燃料有効	
		原子炉圧	医乙帕氏力容器泪度	4	4	4			原子炉水位(SA広帯	_	-		長頂部に到達するまでの経過時間よ	監視事項は抽
		の温度	原于炉庄门谷岙温度	4	4	4		-	域)	1	1	1	り原子炉圧力容器内の温度の代替監	山ハラメータにて確認
	判断基								原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料 城∖	1	1	1	視可能	
													残留埶除去系が運転状態であれば、	
	奉準								残留熱除去糸熱交換器入 □泪度	2	0	0	残留熱除去系熱交換器入口温度より	
	▲ 単 単 一 単 一 一 単 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一												原子炉圧力容器温度の代替監視可能	
			275k// 南海佰子力線 1 1	_	_	_		果 海 原 子 刀 線 11 21 の受需状	_	_			_	_
			2L電圧	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>		態を確認するパ	-	-	-	-	-	-
								<mark>ラメータ</mark>						
			1541// () () () () () () () () () () () () ()	4	4	4		原子力1号線の	_			_		
		雷源	134KV尿丁/JI 5級电圧	•	'	<u>-</u>		支電状態を確認するパラメータ	-	-	-	-	-	-
		<u> </u>	<mark>M/C 2C電圧</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		<mark>非常用M / Cの</mark>	-	-	-	-	-	-
			M/C 2D電圧	1	1	1		受電状態を確認	-	-	-	-	-	-
				1	1	1		<mark>9るハラメータ</mark> 非党田P/Cの						
								受電状態を確認						
			P/C 2D電圧	1	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		<mark>するパラメータ</mark>	-	-	-	-	-	-
			北世田北京市街道の向后					原子炉建屋ガス						
			非吊用刀人冉 伯 気気 流量	2	0	0		処理糸の運転状能を確認するパ	-	-	-	-	-	-
	操	補機監視	//// _					ラメータ						
	作	機能						原子炉建屋ガス						
			非常用ガス処理系空気流 豊	2	0	0		処理系の運転状態を確認するパ	-	-	-	-	-	-
			里					ぶ を 唯 認 り る 八						

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

								Ē	塩視パラメータ					
ᆉᇠᆂᄢ				抽出ノ	パラメー	タを計測する計器	i T		抽出パラメータの代替	すパラメ・	ータを計	測する計器	評価	
灯心于段	項日	分類		승규 모모 풍동		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	社界有物	승규 모모 풍동		SBO影響		000
			司話石小	司話奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司裔右孙	司日子文	直後	負荷切り離し後	司器政障夺	200
<mark>b.全交流動</mark> 力電源が喪失 した場合の操		<mark>原子炉</mark> 格 納容器内	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>作手順</mark>		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
									原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	
									原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有効	監視事項は抽
		力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原	1	1	1	長貝部に到達するまでの経過時間よ り 両 ヱ 帕 広 カ の 翌	出パラメータ
	判	の温度							域) 原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料 域)	1	1	1	視可能	にて確認
判 断 基 準								残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば, 残留熱除去系熱交換器入口温度より 原子炉圧力容器温度の代替監視可能		
			275kV東海原子力線1L, 2L電圧	2	2	2		東海原子力線 1L,2L の受電状 態を確認するパ <mark>ラメータ</mark>	-	-	-	-	•	-
		<mark>電源</mark>	<mark>154kV原子力 1 号線電圧</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	1		<mark>原子力 1 号線の</mark> 受電状態を確認 するパラメータ	-	•	-	-	•	-
			M/C 2C電圧	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		<mark>非常用M/Cの</mark>	-	-	-	-	-	-
			M/C2D電圧	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		<mark>受電状態を確認</mark> <mark>するパラメータ</mark>	-	-	-	-	-	-
			<mark>P/C2C電圧</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>		非常用 P / C の	-	-	-	-	<mark>-</mark>	-
			<mark>P/C 2D電圧</mark>	<mark>1</mark>	<mark>1</mark>	1		受電状態を確認 <mark>するパラメータ</mark>	-	-	-	-	-	-
	操	補機監視	非常用ガス再循環系空気 流量	2	0	0		原子炉建屋ガス 処理系の運転状 態を確認するパ ラメータ	-	-	-	-	-	-
	筰	機能	非常用ガス処理系空気流 量	2	0	0		原子炉建屋ガス 処理系の運転状 態を確認するパ ラメータ	-	-	-	-	-	-
					·····	-	1		8					

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

								Ē	監視パラメータ					
ᆉᅣᆍᄠ	西			抽出/	ペラメー	タを計測する計器	2		抽出パラメータの代替	オパラメ	ータを計	·測する計器	評価	
XINDTEX	項日	分類	⇒□四々も	☆↓ 명명 ₩6		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	社界内街	☆↓ 명명 ₩6		SBO影響		000
			訂益名称	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂益名称	計辞奴	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	280
1.10.2.1 水	素爆発日	こよる原子	炉建屋 <mark>等</mark> の損傷を防止する	ための対	応手順				•			•		•
(2) 水素濃	度制御(こよる原子 「	<mark>·炉建屋原子炉棟の損傷防止</mark>	1		1	1			1			去拉的后边体向四古美国与龙总体上	~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~
a.原子炉建 屋原子炉棟内 の水素濃度監		<mark>原子炉</mark> 格 納容器内	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	直接的に格納谷器内芬囲丸放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>視</mark>		の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ ベルを計測することができ,監視可 能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
									原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
	判								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の 代替監視可能	
	基進								原子炉水位 (広帯域)	2	2	1		
	一	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後,原子炉水位が燃料有効	監視事項は抽
		力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(1 1	1 1	1 1	長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器内の温度の代替監 視可能	出パラメータ にて確認
									域)					4
									残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	0	0	残留熱除去系が連転状態であれば, 残留熱除去系熱交換器入口温度より 原子炉圧力容器温度の代替監視可能	
		原子炉建 屋内の水 素濃度	原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋原子炉棟6階 ・原子炉建屋原子炉棟2 階,原子炉建屋原子炉 棟地下1階	2 3	0 3	0 3		- -	静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	4	4	4	静的触媒式水素再結合器 動作監視装 置により原子炉建屋水素濃度の代替 監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
	+8		静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-
	作	補機監視		2	0	0		原子炉建屋ガス 処理系の運転状 態を確認するパ ラメータ	-	-	-	-	-	-
		機能	非常用ガス処理系空気流 量	2	0	0		原子炉建屋ガス 処理系の運転状 態を確認するパ ラメータ	-	-	-	-	-	-

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

								Ē	監視パラメータ					
动应手段	西미			抽出。	パラメー	- タを計測する計器	R E		抽出パラメータの代替	替パラメ	ータを言	†測する計器	評価	
XJ//U- J -FX	坦日	分類	社界女称	≐⊥⊒21米/		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	社界女称	≐⊥ 므모 米/		SBO影響	社界市院等	000
			司쯉右孙	司	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司益石小	司日子文	直後	負荷切り離し後	司部政障守	360
<mark>1.12.2.1 炉</mark>	<mark>心の著し</mark>	い損傷及	び原子炉格納容器の破損時	又は使用	用済燃料	プール内の燃料体	<mark>\$い著しいま</mark>	<mark>員傷時の手順等</mark>						
(1) 大気/	への放身 「	」 線物質の	<mark>拡散抑制</mark>		1	1	r					1	r	
a.可搬型代 恭注水士刑ポ		百乙帅按	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2			格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ	監視事頃は抽
^{自圧小八聖小} ンプ(放水		原于炉宿 納容器内	ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	ルを計測することができ,監視可能	にて確認
用)及び放水 砲による大気 <mark>への放射性物</mark>	手順着	の放射線 量率	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	格納容器雰囲気放射線モ ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ ルを計測することができ,監視可能	監視事項は抽 出パラメータ にて確認
<mark>質の拡散抑制</mark>	チの								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
	判断								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の代 替監視可能	
	華準								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
	$\widehat{1}$	原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	 スクラム後,原子炉水位が燃料有効長	監視事項は抽
	- / 5)	力容器内 の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 丛帯 域) 原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料 域)	1 1	1 1	1 1	頂部に到達するまでの経過時間より原 子炉圧力容器内の温度の代替監視可能	出パラメータ にて確認
									一~ 残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば,残 留熱除去系熱交換器入口温度より原子 炉圧力容器温度の代替監視可能	

1.15 -. 521

<mark>第1表</mark> 重大事故等対処に係る監視事項

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

								Ē	塩視パラメータ					
动应手印	西미			抽出。	パラメー	- タを計測する計器	ц.		抽出パラメータの代替	替パラメ	ータを言	†測する計器	評価	
XJ//U- J -FQ	坦日	分類	社界女物	≐⊥⊒21米/		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	社界女称	≐⊥92%/		SBO影響	社 2210 位 2	600
			司쯉右孙	司	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司益有例	司 話奴	直後	負荷切り離し後	司留奴悼令	380
<mark>1.12.2.1 炉</mark>	心の著し	しい損傷及	び原子炉格納容器の破損時	又は使用	用済燃料	プール内の燃料体	、 等の著しい	<mark>損傷時の手順等</mark>				•		
<u>(1)</u> 大気⁄	<mark>への放身</mark>	「線物質の	<mark>拡散抑制</mark>			1			1					
b.ガンマカ		店フ心技	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2			格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ	監視事項は抽
スノスはリー モカメラによ		原于炉格 納容器内	ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2		-	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	ルを計測することができ,監視可能	山ハフスータ にて確認
る大気への放	手	の放射線	格納容器雰囲気放射線モ	0	0				格納容器雰囲気放射線モ	0	0		直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ	監視事項は抽
射性物質の拡 散抑制効果の	順	里쑤	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	Z		-	ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	ルを計測することができ,監視可能	エハラメータ にて確認
<mark>確認</mark>	・手のの								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
	判断								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により , 原子炉圧力容器内の温度の代 替監視可能	
	華								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後、原子炉水位が燃料有効長	監視事項は抽
		力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>SA</mark> 広帯 域)	1	1	1	頂部に到達するまでの経過時間より原	出パラメータ
	5	の温度							, 原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料	1	1	1	子炉圧刀容器内の温度の代替監視可能	にて催認
									域)					
									残留熱除去系熱交換器入	0	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば,残	
									口温度	2	U	U	自然际云系統文探る八口温度より原士 炉圧力容器温度の代替監視可能	
				A-# 01	»— ,	1 <u>_</u>	l	I				1		ļI

1.15 - 529

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

								Ē	盗視パラメータ					
动应手段	西미			抽出。	パラメー	タを計測する計器	вуа		抽出パラメータの代替	替パラメ	ータを言	†測する計器	評価	
XINGTER	坝日	分類	主要友场	승규 다가 싸는		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	主要友物	승규 모모 풍성		SBO影響		000
			訂辞名称	計辞奴	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	訂辞石柳	計辞奴	直後	負荷切り離し後	計器政障寺	2B0
<mark>1.12.2.1 炉</mark>	<mark>心の著し</mark>	い損傷及	び原子炉格納容器の破損時	又は使用	用済燃料	プール内の燃料体	等の著しい	<mark>損傷時の手順等</mark>	•			•		
<mark>(2) 海洋⁄</mark>	への放射	性物質の	<mark>拡散抑制</mark>					1		1		1		
a.汚濁防止 増に h z 海洋		医フ心物	格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2			格納容器雰囲気放射線モ	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ	監視事項は抽
展による 一 への放射性物		原于炉格 納容器内	ニタ(<mark>D/W</mark>)	Z	2	2		-	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2	ルを計測することができ,監視可能	出ハラメータ にて確認
<mark>質の拡散抑制</mark>	手	の放射線	格納容器雰囲気放射線モ						格納容器雰囲気放射線モ				直接的に格納容器内雰囲気放射線レベ	監視事項は抽
	順	里쑤	ニタ(<mark>S/C</mark>)	2	2	2		-	ニタ(<mark>D/W</mark>)	2	2	2	ルを計測することができ,監視可能	エハラメータ にて確認
	・手の								原子炉圧力	2	2	1	飽和温度/圧力の関係から原子炉圧力	
	判断								原子炉圧力(<mark>SA</mark>)	2	2	2	により,原子炉圧力容器内の温度の代 替監視可能	
	□ 幸 準								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	スクラム後、原子炉水位が燃料有効長	監視事項は抽
	/ 5	力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位(<mark>S A</mark> 広帯 域)	1	1	1	頂部に到達するまでの経過時間より原	出パラメータ
	Ĵ	の加皮							原子炉水位(<mark>SA</mark> 燃料 ^{域)}	1	1	1	」が圧力容弱的の温度の代目量況可能	
									~~~~ 残留熱除去系熱交換器入 口温度	2	0	0	残留熱除去系が運転状態であれば,残 留熱除去系熱交換器入口温度より原子 炉圧力容器温度の代替監視可能	

1.15 - 534

# <mark>第1表</mark>重大事故等対処に係る監視事項

## 1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

								Ē	な視パラメータ					
动应手段	百戶			抽出	パラメ-	- タを計測する計器	Par a la	抽出パラメータの代替	<b>替パラメ</b>	ータを言	†測する計器	評価		
XJ/UJ-FX	坦日	分類	社界女称	≐⊥ 므로 米ヶ		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	社界女称	≐⊥ 므로 米ヶ		SBO影響	<b>社器</b> 物磅等	000
			司쯉右孙	司	直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	司話石孙	司	直後	負荷切り離し後	司留奴悼令	360
<mark>1.12.2.1 炉</mark>	心の著し	い損傷及	び原子炉格納容器の破損時	又は使用	<b>刊済燃</b> 料	プール内の燃料体	<del>、</del> 等の著しい	<mark>員傷時の手順等</mark>						
<u>(2) 海洋/</u>	への放射	性物質の	<mark>拡散抑制</mark>			T	[					1		
D. 放射性物		百之怕故	<mark>格納容器雰囲気放射線モ</mark>	2	2	2		_	<mark>格納容器雰囲気放射線モ</mark>	2	2	2	直接的に格納容器内雰囲気放射線レ <mark>ベ</mark>	監視事項は抽 出パラメータ
る海洋への放		納容器内	<mark>ニタ(D/W)</mark>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	-		<mark>ニタ(S/C)</mark>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	ルを計測することができ,監視可能	ー にて確認
<mark>射性物質の拡</mark>	手	の放射線	格纳容器究用气放射缐于	_	_	_		_	格纳容器究用气放射線干	_	_	_	直接的に格幼容器内雰囲気放射線レベ	<mark>監視事項</mark> は抽
散抑制	<mark>順</mark> 差	<mark>量率</mark>		<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>		-		<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	2	ルを計測することができ、監視可能	出パラメータ にて確認
	手								原子炉压力	2	2	1	鉤和温度/圧力の関係から原子炉圧力	<mark>に し¹推認</mark>
	の判									-	-		により、原子炉圧力容器内の温度の代	
	断其								原于炉庄刀(SA) —————————————————————	<mark>∠</mark>	<b>_</b>	2 	<mark>替監視可能</mark>	
	準								原子炉水位(広帯域)	2	2	1		
	1	<mark>原子炉圧</mark>		_	_	_	_	_	<u>原于炉水位(燃料域)</u> 原子炉水位(SA広帯	<mark>_</mark>	<mark>_</mark>	l l	スクラム後,原子炉水位が燃料有効長	<mark>監視事項は抽</mark>
	/	力容器内	原子炉圧力容器温度	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>	<mark>4</mark>		-	成) 域)	1	1	1	頂部に到達するまでの経過時間より原	出パラメータ
	<b>)</b>	<mark>の温度</mark>							<mark>原子炉水位(SA燃料</mark>	<mark>1</mark>	1	1	<u> ナ炉圧力谷益内の温度の代替監視可能</u>	して催認
									<mark>域)</mark>					
									<mark>残留熱除去系熱交換器入</mark>	<mark>2</mark>	0	<b>•</b>	残留熱除去糸が運転状態であれば,残 昭執除土系執充換器入口温度という	
									口温度	<mark>_</mark>		<u> </u>	中国のの石がが、大阪商八日一度より原子 炉圧力容器温度の代替監視可能	
: 重要監	_ 視パラン	x-9.	:有効監視パラメータ	:補助	パラメー	-9		ļ.		1	1	<u>,</u>		ι

### 1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等

									監視パラメータ					
ᆉᆕᆍᇭ				抽出	出パラメ	ータを計測する計	器		抽出パラメータの代替パ	゚゚ヲメー	タを計測	する計器	評価	
刘心于段	項日	分類	計哭夕称	针哭数		SBO影響	パラメータ	補助パラメータ	計哭夕称	针哭数		SBO影響	計哭故陪笑	SBO
			A   144 1011小		直後	負荷切り離し後	分類	分類理由	A 1 164 10 11 10 1		直後	負荷切り離し後		300
1.13.2.1 水	源を利	用した対応	手順											
(6) 復水貯	蔵タン·	フを水源と	:した对心手順 とした百之的ふ却材にす	トバウト//	ガロ宣ロ	「時の百之炉に力の	マキション							
a. 復小線		フを小原	このに尿」が存却的圧/		ノリ同口			1					古培的仁教幼家器由雪田复放射线	欧油車西け抽
(0) 原于炉 隔離時冷却系		百子炉格	格納容器雰囲気放射	2	2	2		_	格 <mark>納容器雰囲気放射線モニタ</mark>	2	2	2	且按りに恰納谷器内芬西式放射線	1 単パラメータ
による原子炉		納容器内	線モニタ( <mark>D/W</mark> )		2	2			( <mark>S/C</mark> )	-	2	2	可能	にて確認
圧力容器への		の放射線	按她家罂粟圈复放射						找她容器重用复放射线工一点				直接的に格納容器内雰囲気放射線	監視事項は抽
注水(溶融炉		量率	伯納谷品分田×1加別 線干=夕( <u>S/C</u> )	2	2	2		-	伯納谷協分田×1加別線モータ (D/W)	2	2	2	レベルを計測することができ,監視	出パラメータ
心のペデスタ													可能	にて確認
ル(トライリ									原子炉圧刀	2	2	1	飽札温度/圧刀の関係から原子炉圧	
面への落下遅									原子炉圧力( <mark>SA</mark> )	2	2	2	の代替監視可能	
延・防止)									原子炉水位(広帯域)	2	2	1	スクラム後 ,原子炉水位が燃料有効	l
		原子炉圧							原子炉水位(燃料域)	2	2	1	長頂部に到達するまでの経過時間	監視事項は抽
	半山	力容器内	原子炉圧力容器温度	4	4	4		-	原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	より原子炉圧力容器内の温度の代	出パラメータ
	断	の温度							原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	替監視可能 	にて確認
	基進												残留熟除去糸か連転状態でめれは,   成四熱除土系熱六協器) 口温度 F	
									残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0	0	1) 原子炉圧力容器温度の代替監視	
	1												可能	
	3								原子炉水位( <mark>SA</mark> 広帯域)	1	1	1	直接的に原子炉圧力容器内の水位	
	Ū								原子炉水位( <mark>SA</mark> 燃料域)	1	1	1	を計測することができ,監視可能	
									高圧代替注水系系統流量	1	1	1		
									低圧代替注水系原子炉注水流量	<mark>4</mark>	4	<mark>4</mark>	原子炉圧力容器へ注水している系	監視事項は抽
		原子炉圧							代替循環冷却系原子炉注水流量	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	<mark>2</mark>	統の注水流量と崩壊熱除去に必要	出パラメータ
		力容器内	原子炉水位 (広帯域)	2	2	1		-	原子炉隔離時冷却系系統流量	1	1	1	な水量より原子炉水位の代替監視	にて確認
		の水位	原子炉水位(燃料域)	2	2	1		-	高圧炉心スプレイ糸糸統流量	1	0	0		
		( 1 /							残留熱除去系系統流量	3	0	0		
		<mark>2)</mark>							低圧炉心スプレイ糸糸統流量	1	0	0		
										2	2	1	原子炉庄力,原子炉庄力(SA)及	監視事項は抽
									<mark>原子炉庄刀(SA)</mark>	2	<mark>2</mark>	2	ひワノレッション・チェンバ圧刀の 美にから原えゆにも容器の満せた	出パラメータ
									<mark>サプレッション・チェンバ圧力</mark>	1	1	<mark>1</mark>	<u>をはから原すがは力谷器の両水を</u> <mark>推定する。</mark>	<mark>にて確認</mark>

添付資料 1.15.5

## 可搬型計測器の必要個数整理(1/4)

分類	監視パラメータ	監視パラメータの 計測範囲	可搬型計測器の 測定可能範囲	重要 計器数 1	必要 個数 2	検出器の種類	測定箇所	備考
原子炉圧力容器 内の温度	原子炉圧力容器温度	0 ~ 500	0~1,200 *1	4	1	熱電対	中央制御室	複数チャンネルが存在するが,代 表して1チャンネルを測定する。
原子炉圧力容器	原子炉圧力	0~10.5MPa[gage]	0~10.5MPa[gage]	2	4	弾性圧力検出器	中央制御室	複数チャンネルが存在するが,代
内の圧力	原子炉圧力(SA)	0~10.5MPa[gage]	0~10.5MPa[gage]	2		弾性圧力検出器	中央制御室	表して1チャンネルを測定する。
	原子炉水位(広帯域)	- 3,800 ~ 1,500 mm * 2	- 3,800~1,500 mm * 2	2		差圧式水位検出器	中央制御室	
原子炉圧力容器	原子炉水位(燃料域)	- 3,800 ~ 1,300 mm * 3	- 3,800~1,300 mm * 3	2	1	差圧式水位検出器	中央制御室	複数チャンネルが存在するが,代
の水位	原子炉水位(SA広帯 域)	- 3,800 ~ 1,500 mm * 2	- 3,800 ~ 1,500 mm * 2	1	1	差圧式水位検出器	中央制御室	表して1チャンネルを測定する。
	原子炉水位(SA燃料 域)	- 3,800 ~ 1,300 mm * 3	- 3,800~1,300 mm * 3	1		差圧式水位検出器	中央制御室	
	高圧代替注水系 系統流量	0~50L/s	0~50L/s	1		差圧式流量検出器	中央制御室	
	原子炉隔離時冷却系 系統流量	0~50L/s	0~50L/s	1	1	差圧式流量検出器	中央制御室	いずれかの系統を使用する。
	高圧炉心スプレイ系 系統流量	0~500L/s	0~500L/s	1		差圧式流量検出器	中央制御室	
		0~500m³/h*4	0~500m³/h*4	54		差圧式流量検出器	中央制御室	
原子炉圧力容器	低圧代替注水系	$0 \sim 80 \text{m}^3 / \text{h}^4, \pm 6$	0~80m ³ /h*4,*6			差圧式流量検出器	中央制御室	
への注水量	原子炉注水流量	0~300m³/h*5	0~300m³/h*5	<b>A</b>		差圧式流量検出器	中央制御室	
		0~80m³/h*5,*6	0~80m ³ /h*5,*6	台(	1	差圧式流量検出器	中央制御室	いずれかの系統を使用する。
	代替循環冷却系 原子炉注水流量	0~150m³/h	0~150m³/h	<mark>2</mark>		差圧式流量検出器	中央制御室	
		0~600L/s	0~600L/s	3		差圧式流量検出器	中央制御室	
	低圧炉心スプレイ系 系統流量	0~600L/s	0~600L/s	1		差圧式流量検出器	中央制御室	

1:監視パラメータの計器数 2:可搬型計測器の必要個数

1.15 - 812

- 配備<mark>個数</mark>:可搬型計測器(温度,圧力,水位,流量計測用)を 20 個(<mark>測定時の</mark>故障を<mark>想定</mark>した 1 個含む)配備する。なお,故障<mark>時</mark> 及び<mark>保守</mark>点検時の予備として 20 個配備する。( 今後の検討によって可搬型計測器の必要<mark>個数</mark>は変更の可能性がある。)

915cm基準

- *1 :測定可能範囲については,カタログ値より抜粋。
- <u>*2: 基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより</u>1,340cm)
- *3 :基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)
- *5 : 可搬型設備による対応時に使用
- *6 :狭帯域流量

сл

- 816

- *7: R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m,0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)
- *8 :ペデスタル底面(コリウムシールド上表面:EL.11,806mm)からの高さ
- *9: 基準点は通常運転水位 EL.3,030mm (サプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)
- *10: R P V 破損前までの水位管理(高さ1m 超水位計)
- *11: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ<0.2m の場合)(高さ0.5m,1.0m 未満水位計)
- * 12: RPV破損後の水位管理(デブリ堆積高さ 0.2mの場合)(満水管理水位計)
- *13:定格出力時の値に対する比率で示す。
- * 14:平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち,A,B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A,C,E チャンネルにはそれぞれ 21 個,B,D,F には それぞれ 22 個の検出器がある。
  - *15:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置
  - *16:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm (使用済燃料プール底部より4,688mm)
  - *17:検出点2箇所
  - *18:検出点8箇所
  - *19:全交流動力電源喪失時は,水素・酸素監視装置,放射線監視装置,炉内核計装装置及び使用済燃料プール監視装置(水位・温度(SA広域),監視カメラ) に対して常設代替交流電源設備により電源供給された場合には,監視計器は使用可能である。

: 温度, 圧力・水位・流量計測用 : 圧力・水位・流量計測用

分類	主要パラメータ	判断基準 1	代替パラメータ 2	代替パラメータによる判断への影響	影響
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	手         炉心損傷確認           有         原子炉圧力容器破損確           手         認           有         原子炉格納容器下部へ           手         の注水判断           有         原子炉除熱機能確認           手	主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 残留熱除去系熱交換器入口温度	原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は,他チ ャンネルにより推定可能であり,判断に与える影響はない。 原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は,原子炉 水位か <mark>燃料有効長頂部</mark> 以上の場合は,原子炉圧力容器内が飽 和状態にあると想定し,原子炉圧力容器内の温度は原子炉圧 力,原子炉圧力(SA),原子炉水位(広帯域),原子炉水位 (燃料域),原子炉水位(SA広帯域),原子炉水位(SA燃 料域)で推定できるため,事故収束を行う上で問題とはなら ない。 原子炉水位が燃料有効長頂部に下の場合には,スクラム後の 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達してからの経過時間よ り原子炉圧力容器内の温度を推定可能であり,輻射伝熱及び 燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため正確な評 価は困難だが,原子炉圧力容器内の状態を把握する上で有効 である。 残留熱除去系が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換器入 口温度により推定可能であり,判断に与える影響はない。	なし
原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA)	有     高圧・低圧注水機能確       手     認       有     原子炉圧力容器減圧機       手     炉心損傷確認       有     原子炉圧力容器破損確       有     高圧・低圧注水機能確       有     高圧・低圧注水機能確       有     原子炉圧力容器減圧機       手     20       方     原子炉圧力容器減圧機       手     炉心損傷確認       有     原子炉圧力容器減圧機       手     炉心損傷確認       手     炉心損傷確認	<ul> <li>主要パラメータの他チャンネル 原子炉圧力(SA)</li> <li>原子炉水位(広帯域)</li> <li>原子炉水位(広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉圧力容器温度</li> <li>主要パラメータの他チャンネル</li> <li>原子炉水位(広帯域)</li> <li>原子炉水位(広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>原子炉水位(SA燃料域)</li> </ul>	原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネル により推定可能であり,判断に与える影響はない。 原子炉圧力の監視が不可能となった場合は,同じ仕様の原子 炉圧力(SA)により監視可能であり,判断に与える影響は ない。 原子炉水位から原子炉圧力容器内の圧力は上記,で推 定ができるため,事故収束を行う上で問題とはならない。 原子炉圧力(SA)の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推定可能であり,判断に与える影響はない。 原子炉圧力(SA)の1チャンネルが故障した場合は,他チャンネルにより推定可能であり,判断に与える影響はない。 原子炉圧力(SA)の監視が不可能となった場合は,同じ仕 様の原子炉圧力により監視可能であり,判断に与える影響は ない。 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあることが 前提であるものの原子炉圧力容器内の圧力は上記,で推	なし

#### <mark>1表</mark> 代替パラメータによる判断への影響(1/<mark>16</mark>) 第

1:有:重要事故シーケンス(有効性評価)に使用した判断基準,手:技術的能力審査基準(各手順)に係る判断基準

2:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

3:[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能な計器)を示す。

推定ケース11:使用済燃料プールの状態を同一物理量(温度),あらかじめ評価した水 位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により,使用済燃料 プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。

分類	使用済燃料プールの監視										
	主要パラメータ	代替パラメータ(番号は優先順位を示す。)									
使用済燃料	プール水位・温度(SA広域)	使用済燃料プール温度(SA)									
		使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・									
		<u>低レンジ)</u>									
		使用済燃料プール監視カメラ									
/1> ++ + +											

代替パラメータ推定方法

使用済燃料プール水位・温度(SA広域)の監視が不可能となった場合には,使用済燃料プール温度(SA)により使用済燃料プールの温度を推定する。また,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)にて放射線量を計測した後,水位と放射線量率の関係から水位を推定する。 使用済燃料プール監視カメラにより,使用済燃料プールの状態を監視する。

推定は,温度の場合は同じ仕様である使用済燃料プール温度(SA)を,水位の場合は使用済燃料 プールを直接監視する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)を優先する。

代替パラメータによる推定の具体例

 使用済燃料プール水位・温度(SA広域)の計測が困難になった場合,代替パラメータの使用済 燃料プール温度(SA)により,使用済燃料プールの冷却状況を推定する。また,代替パラメータの使用済燃料プールエリア放射線モニタにより水位/放射線量の関係を利用して第6図より,必要 な水位が確保されていることを推定する。

使用済燃料プール水位・温度(SA広域)の計測が困難になった場合,代替パラメータの使用済

#### 原子炉水位不明時の対応について

1. 概 要

重大事故等対処設備とする原子炉水位計は,<mark>原子炉水位(広帯域)及び原</mark> <mark>子炉水位(燃料域)並びに</mark>原子炉水位(SA広帯域)及び原子炉水位(SA 燃料域 )があり ,それぞれの計測範囲で原子炉圧力容器内の水位を確認する。

2. 水位不明判断条件

以下の場合,原子炉水位不明と判断する。

- a. 原子炉水位指示計の電源が喪失した場合
- b.原子炉水位計の指示に「ばらつき」があり,原子炉水位が<mark>然料有効長</mark> 頂部以上であることが判定できない場合
- c.ドライウェル雰囲気温度が、原子炉圧力に対する飽和温度に達した場合(不測事態「水位不明(C3)」の中で定める水位不明判断曲線で水位不明領域に入った場合)



第1図 水位不明判断曲線

TAF

1. 目 的

本資料は、日本原子力発電株式会社殿 東海第二発電所 原子炉建屋等重大事故時環境評 価委託に係り、使用済燃料貯蔵プール(以下、SFP)の水位低下時の吸収線量を評価した結果 を報告するものである。

- 2. 関連資料
- (1) 格納容器及び原子炉建屋の環境条件・放射線包絡条件について (2017 年 8 月 7 日,日本原子力発電(株))
- (2) 東海第二発電所 SFP 燃料損傷防止対策の有効性評価の解析実施依頼について (発室 発第8号,平成28年4月4日)
- (3) HE-14-5360R0 SFP 水位低下時の線量率評価
- 3. 参考文献
- Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., "REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING", INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962
- 2) RIST NEWS No.33 「実効線量評価のための遮蔽計算の現状」2002.3.31, 高度情報科学技 術研究機構
- 4. 評価条件

SFP 水位低下時の線量率評価は,関連資料(2)の条件下で評価されている⁽³⁾。本書では, この関連資料(3)の概要を述べるものとする。

- 4.1 線源条件及び計算モデル
- (1) 使用済燃料
  - ・線源条件は、使用済み燃料貯蔵ラックの全てに使用済燃料が満たされた状態を想定する。使用済燃料貯蔵ラックの形状は7804mm×7804mm×3708mmとし、その上端の位置はEL38935(燃料有効部上端位置)とする。使用済燃料の線源強度は文献値¹⁾をベースにガンマ線エネルギ4群の線源強度を使用する。このときの線源条件は以下となる。照射期間 :10⁶時間
    - 冷却期間 :9日
    - 燃料仕様 :STEPⅢ燃料
  - ・使用済燃料の水位と線量率の計算モデルを図1に示す。
- (2) 制御棒貯蔵ラック
  - 線源条件は、制御棒・破損燃料貯蔵ラック(以下、制御棒貯蔵ラックという)の制御
     棒用スペースが全て満たされた状態を想定する。制御棒貯蔵ラックの形状は1671mm
     (3 体分)×1302mm×4413mm とし、その上端の位置はEL39102 とする。
  - ・ 制御棒貯蔵ラックの水位と線量率の計算モデルを図2に示す。

EDS No. HE-14-5443/Rev.0

ΤΑF

(9/10)



図4 制御棒上部ハンガがある場合の SFP 水位に対する吸収線量 (線源:使用済燃料+制御棒ラック+上下段制御棒ハンガ)

# 設置許可変更申請書 添付八 6.計測制御系統施設

第6.4-3表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備) (2/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ		個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数					
	原子炉水位 (広帯城)		2	$-3,800 \sim 1,500 \text{ mm} \% 4$	-3,800∼1,400 mm¾4							
	原子炉水位 (燃料域)		2	<b>−</b> 3,800∼1,300 mm※5	448~1, 300 mm※5	炉心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制御範囲(レ						
	原子炉水位(SA広帯域)		1	<b>−</b> 3,800~1,500 mm¾4	<b>−</b> 3,800~1,400 mm¥4	ベル3~8) (300~1,400mm ※4) 及び燃料有効長底部まで 監視可能。	1					
	原子炉水位(SA燃料域)		1	−3,800~1,300 mm※5	448~1, 300 mm※5							
③ 原 二	高圧代替注水系系統流量	₩2										
炉圧	低圧代替注水系原子炉注水流量	₩2	- 1300」は計測範囲上限であり、この数値 は変更しないため修正不要									
力容	代替循環冷却系原子炉注水流量	₩2										
お内の	原子炉隔離時冷却系系統流量	₩2	「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。									
水位	高圧炉心スプレイ系系統流量	₩2										
	残留熱除去系系統流量	₩2										
	低圧炉心スプレイ系系統流量	₩2										
	原子炉圧力	₩2										
	原子炉圧力 (SA)	₩2	心尿丁ア圧力谷奋的の圧力」を監視りなハノト一クと回し。									
	サプレッション・チェンバ圧力	レッション・チェンバ圧力 ※2 「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。										

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	可搬型 計測器
使用済燃料プール水位・温度(SA		1	-4, 300~+7, 200mm ※19 (EL. 35, 077~46, 577mm)	+6,818mm (EL.46,195mm)	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール 上部から使用済燃料ラック下端(EL.35,097mm)までの範 囲にわたり水位を監視可能。	<u>個数</u>
10使用 液	広城)	1 ※20	0∼120°C	66°C	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール の温度(100℃)を監視可能。	
済燃料プ	済 燃 料 使用済燃料プール温度(SA)		0∼120°C	66°C	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール の温度(100℃)を監視可能。	
ールの	使用済燃料プールエリア放射線モニタ	1	$10^{-2} \sim 10^{5}  \text{Sv/h}$	重大事故等時に変動する可能性がある放射線量率		
監視	(高レンジ・低レンジ)	1	$10^{-3}$ $\sim$ $10^4$ mSv $\swarrow$ h	- ~0	(3.0mSv∕h以下)を監視可能。	
	使用済燃料プール監視カメラ	1	-	-*6	重大事故等時において使用済燃料プール及びその周辺の 状況を監視可能。	-

第6.4-3表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(11/11)

-6 - 101

 $\infty$ 

※1:分類のうち,重要監視パラメータとしてのみ使用する。 ※2:分類のうち,重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

※3:設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

※4 : 基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより1,340cm)。

※5:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより 915cm)。 「915cm」 「920cm」に修正要

※6 :重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。

※7:常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用。 ※8:可搬型設備による対応時に使用。 ※9:狭帯域流量。

※10: R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m, 0. 2m 位置水温計兼デブリ検知器)。 ※11: ペデスタル底面(コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm)からの高さ。

※12:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm(サプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)。 ※13:RPV破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)。

※14: RPV破損後の水位管理(デブリ堆積高さ<0.2mの場合) (高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)。

※15: R P V 破損後の水位管理(デブリ堆積高さ≧0.2m の場合)(満水管理水位計)。

※16: 炉心損傷は、原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h(経過時間とともに 判断値は低くなる)であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。

※17: 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器が ある。

※18:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置。

※19:基準点は使用済燃料ラック上端 EL. 39, 377mm(使用済燃料プール底部より 4, 688mm)。

※20:検出点2箇所。 ※21:検出点8箇所。

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	<ol> <li>①主要パラメータの他チャンネル</li> <li>②原子炉圧力</li> <li>②原子炉圧力(SA)</li> <li>②原子炉水位(広帯域)</li> <li>②原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>②原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>②原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>③残留熱除去系熱交換器入口温度</li> </ol>	<ul> <li>①原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。</li> <li>②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合には、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。</li> <li>また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器内の温度を推定する。</li> <li>③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。</li> <li>修正不要</li> <li>推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。</li> </ul>
原子炉圧カ	原子炉圧力	<ol> <li>①主要パラメータの他チャンネル</li> <li>②原子炉圧力(SA)</li> <li>③原子炉水位(広帯域)</li> <li>③原子炉水位(燃料域)</li> <li>③原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>③原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>③原子炉圧力容器温度</li> </ol>	<ul> <li>①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。</li> <li>②原子炉圧力の監視が不可能となった場合には、原子炉圧力(SA)により推定する。</li> <li>③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。</li> <li>推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。</li> </ul>
?容器内の圧力	原子炉圧力 (SA)	<ol> <li>①主要パラメータの他チャンネル</li> <li>②原子炉圧力</li> <li>③原子炉水位(広帯域)</li> <li>③原子炉水位(燃料域)</li> <li>③原子炉水位(SA広帯域)</li> <li>③原子炉水位(SA燃料域)</li> <li>③原子炉圧力容器温度</li> </ol>	<ul> <li>①原子炉圧力(SA)の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。</li> <li>②原子炉圧力(SA)の監視が不可能となった場合には、原子炉圧力により推定する。</li> <li>③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。</li> <li>推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。</li> </ul>

第6.4-4表 代替パラメータによる主要パラメータの推定(1/14)

※1:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2: []は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

8-6-102

論理回路電源は,配線用遮断器及びヒューズにより分離することで,自動減 圧系に悪影響を及ぼさない設計とする。

過渡時自動減圧機能は、他の設備と電気的に分離することで、他の設備に 悪影響を及ぼさない設計とする。

非常用窒素供給系は,自動減圧機能用アキュムレータへの窒素供給圧力の 低下を検出し,自動的に通常待機時の系統構成から,弁の作動によって重大 事故等対処設備としての系統構成とすることで,他の設備に悪影響を及ぼさ ない設計とする。

非常用逃がし安全弁駆動系は,通常待機時の系統構成から,弁の操作によ って重大事故等対処設備としての系統構成とすることで,他の設備に悪影響 を及ぼさない設計とする。

6.8.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.7.2 容量等」に示す。

過渡時自動減圧機能は、重大事故等時において炉心の著しい損傷を防止す るために作動する回路であることから、炉心が露出しないように燃料有効長 頂部より高い設定として原子炉水位異常低下(レベル1)の信号の計器誤差 を考慮して確実に作動する設計とする。また、逃がし安全弁が作動すると冷 却材が放出され、その補給に残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポ ンプによる注水が必要であることから、原子炉水位異常低下(レベル1)及 び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転の場合に作動す る設計とする。

> 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベは,重大事故等時において炉心の損傷及 び原子炉格納容器の破損を防止するため,逃がし安全弁(自動減圧機能)を 作動させ,原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要となる容量を

> > 8-6-165

NO.13

から確からしさを考慮し、第1.15-3表に優先順位を定める。

これらのパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲 を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度と水位であり、その他 のパラメータは計測範囲を超えない。なお、これらのパラメータ 以外で計器の計測範囲を超えた場合には、可搬型計測器により計 測することも可能である。可搬型計測器により計測可能な計器に ついて第1.15-2表に示す。

原子炉圧力容器内の温度

原子炉圧力容器内の温度を計測する原子炉圧力容器温度の 計測範囲は、0~500℃である。

重大事故等時において原子炉の冷却機能が喪失し,原子炉 修正不要 圧力容器内の水位が燃料有効長頂部以下になった場合,原子 炉圧力容器温度は計測範囲を超える場合がある。その場合, 重大事故等時における炉心損傷の判断基準は 300℃以上であ り,また,損傷炉心の冷却失敗判断及び原子炉圧力容器破損 の徴候検知は原子炉圧力容器温度(下鏡部)が 300℃に到達し た場合であり,計測範囲内で判断可能である。

> なお,原子炉圧力容器温度が計測範囲を超える(500℃以上) 場合は,可搬型計測器により原子炉圧力容器温度を計測する。

・原子炉圧力容器内の圧力

原子炉圧力容器内の圧力を計測する原子炉圧力及び原子炉 圧力(SA)の計測範囲は、0~10.5MPa [gage] である。原 子炉圧力容器の最高使用圧力(8.62MPa [gage])の 1.2 倍

1.15-23

(10.34MPa [gage])を監視可能であり,重大事故等時において原子炉圧力容器内の圧力は,計器の計測範囲内で計測が可能である。

・原子炉圧力容器内の水位

原子炉圧力容器内の水位を計測する原子炉水位(広帯域) 及び原子炉水位(SA広帯域)の計測範囲は,蒸気乾燥器ス カート下端を基準に-3,800 mm~1,500mm である。また,原子 炉水位(燃料域)及び原子炉水位(SA燃料域)の計測範囲 については,燃料有効長頂部を基準に-3,800 mm~1,300mm で ある。

炉心の冷却状態を把握する上で,原子炉水位制御範囲レベル 3~8(蒸気乾燥器スカート下端を基準に 300~1,400mm)及 び燃料有効長底部まで監視可能であり,原子炉圧力容器内の 水位は,計器の計測範囲内で計測が可能である。

重大事故等時において原子炉の冷却機能が喪失し,原子炉 圧力容器内の水位が燃料有効長頂部以下になった場合,原子 炉水位は計測範囲を超える場合がある。その場合,高圧代替 注水系系統流量,低圧代替注水系原子炉注水流量,代替循環 冷却系原子炉注水流量,原子炉隔離時冷却系系統流量,高圧 炉心スプレイ系系統流量,残留熱除去系系統流量,低圧炉心 スプレイ系系統流量のうち,機器動作状態にある流量計から 崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し,直前まで判明してい た水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水 位を推定することが可能である。

1.15-24

NO.15

また,原子炉の満水確認は,原子炉圧力又は原子炉圧力(SA)とサプレッション・チェンバ圧力の差圧により,原子炉 圧力容器内の水位が燃料有効長頂部以上であることは原子炉 圧力容器温度により監視可能である。

原子炉冷却材喪失(大破断LOCA)又は炉心損傷後にお いて原子炉水位不明と判断した場合は,事象進展に応じ,原 子炉水位L0までの水位回復判断を原子炉注水流量と必要注 水時間により,また,損傷炉心の冷却維持判断を崩壊熱相当 以上の原子炉注水流量により,さらに,損傷炉心の冷却失敗 判断に原子炉圧力容器温度(下鏡部)を用いて,原子炉水位 を推定する。

・原子炉圧力容器への注水量

原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータは,高圧 代替注水系系統流量,低圧代替注水系原子炉注水流量,代替 循環冷却系原子炉注水流量,原子炉隔離時冷却系系統流量, 高圧炉心スプレイ系系統流量,残留熱除去系系統流量,低圧 炉心スプレイ系系統流量である。

高圧代替注水系系統流量の計測範囲は、0~50L/sとして おり、計測対象である常設高圧代替注水系ポンプの最大流量 は 38L/s であるため、重大事故等時において計器の計測範 囲内での流量測定が可能である。

低圧代替注水系(常設)による低圧代替注水系原子炉注水 流量の計測範囲は、0~500m³/h(狭帯域は 0~80m³/h)と しており、計測対象である低圧代替注水系(常設)による原

1.15 - 25

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重:	大事故等対処設備)(2/13
--------------------------------------	----------------

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ		個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器 個数	第1.15-3 図 No.			
	原子炉水位(広帯域)		2	−3,800~1,500 mm ※4	-3,800∼1,400 mm ※4		F心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制     Ss 機能 維持     区分 I,II 直流電源 ※22       S     区分 I,II 直流電源 ※22	差圧式水位 検出器	位	42				
	原子炉水位(燃料域)		2	−3,800~1,300 mm ※5	448∼1,300 mm ※5	炉心の冷却状況を把握する上で,原子炉水位制 漁笠四4,50,000,000,000,000,000,000,000,000,000		区分Ⅰ,Ⅱ 直流電源 ※22	差圧式水位 検出器	1	43			
	原子炉水位(SA広帯域)		1	−3,800~1,500 mm ※4	-3,800∼1,400 mm ※4	<ul> <li>申配四レベル 3~8 (300~1,400mm ※4) 及び</li> <li>Ss 機能 維持</li> <li>Ss 機能 維持</li> <li>Ss 機能 維持</li> <li>Ss 機能 ※22</li> </ul>	差圧式水位 検出器		4					
0	原子炉水位(SA燃料域)		1	−3,800~1,300 mm ※5	448∼1,300 mm ※5		Ss 機能 維持	緊急用 直流電源 ※22	差圧式水位 検出器		45			
⑤原子	高圧代替注水系系統流量	₩2	2											
→ 一 小 一 小 一 小 一 小 一 一 小 一 一 小 一 一 小 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一 一	低圧代替注水系原子炉注水流量 ※2													
	代替循環冷却系原子炉注水流量	₩2												
内の	原子炉隔離時冷却系系統流量	₩2		「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。										
	高圧炉心スプレイ系系統流量	₩2												
	残留熱除去系系統流量	₩2												
	低圧炉心スプレイ系系統流量	₩2												
	原子炉圧力	₩2												
	原子炉圧力(SA)	₩2												
	サプレッション・チェンバ圧力	₩2	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。											

1.15-42

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力(計測範囲の考え方)	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器 個数	第 1.15-3 図 No.
ش (آ)	使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)	1	-4,300~+7,200mm ※19 (EL.35,077∼ 46,577mm)	+ 6,818mm (EL.46,195mm)	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プール上部から使用済燃料ラック下 端(EL.35,097mm)までの範囲にわたり水位 を監視可能。	Ss 機能 維持	区分Ⅱ 直流電源 緊急用 直流電源	ガイドパル ス式水位 検出器	- * 24	26
<b>使用済燃料プールの監視</b>		1 ※20	0∼120°C	66°C	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プールの温度(100℃)を監視可能。			測温 抵抗体	1	
	使用済燃料プール温度(SA)	1 ₩21	0∼120°C	66°C	重大事故等時に変動する可能性のある使用 済燃料プールの温度(100℃)を監視可能。	Ss 機能 維持	緊急用 直流電源	熱電対	1	27)
	使用済燃料プールエリア	1	$10^{-2} \sim 10^{5}  \text{Sv} / h$	×c	重大事故等時に変動する可能性がある放射	Ss 機能	緊急用	イオン チェンバ	- * 24	28
	(高レンジ・低レンジ)	1	$10^{-3} \sim 10^4  \mathrm{mSv} \diagup \mathrm{h}$	20	線量率(3.0mSv/h以下)を監視可能。	維持	直流電源			20
	使用済燃料プール監視カメラ	1	_	- *6	重大事故等時において使用済燃料プール及 びその周辺の状況を監視可能。	Ss 機能 維持	カメラ:緊急 用直流電源 空冷装置:緊 急用交流電源	赤外線 カメラ	-*24	29 39

第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ(重大事故等対処設備)(13/13)

※1:分類のうち,重要監視パラメータとしてのみ使用する。 ※2:分類のうち,重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

※3:設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

※4 :基準点は蒸気乾燥器スカート下端(ベッセルゼロレベルより1,340cm)。※5:基準点は燃料有効長頂部(ベッセルゼロレベルより915cm)。

※6 :重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。

※7:常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用。 ※8:可搬型設備による対応時に使用。 ※9:狭帯域流量。

※10: R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知(高さ 0m, 0. 2m 位置水温計兼デブリ検知器)。 ※11: ペデスタル底面(コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm)からの高さ。

※12:基準点は通常運転水位 EL.3,030mm(サプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)。 ※13: R P V 破損前までの水位管理(高さ 1m 超水位計)。

※14: R P V破損後の水位管理(デブリ堆積高さ<0.2mの場合)(高さ0.5m,1.0m未満水位計)。 ※15: R P V破損後の水位管理(デブリ堆積高さ≥0.2mの場合)(満水管理水位計)。

※16: 炉心損傷は,原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h(経過時間とともに判断値 は低くなる)であり,設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。

※17:平均出力領域計装 A~Fの6チャンネルのうち, A,Bの2チャンネルが対象。平均出力領域計装のA,C,Eチャンネルにはそれぞれ21個, B,D,Fにはそれぞれ22個の検出器がある。

※18:2個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に1個ずつ設置。 ※19:基準点は使用済燃料ラック上端 EL.39,377mm(使用済燃料プール底部より4,688mm)。

※20:検出点2箇所。 ※21:検出点8箇所。

- ※22:「設置許可基準規則」第47条,48条及び49条で抽出された計装設備は設計基準事故対処設備に対して多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ることとしており、電源について は、非常用所内電気設備と独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。詳細については、「3.14 電源設備(「設置許可基準規則」第57条に対する設計方針を示す章)の補足説 明資料57-9」参照。なお、各条文に対するパラメータの選定結果は、補足説明資料58-10に整理している。
- ※23:「設置許可基準規則」第51条で抽出された計装設備は複数のパラメータとすることで多様性を有しており、低圧代替注水系格納容器下部注水流量及び格納容器下部水位に対して常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力及びドライウェル雰囲気温度はそれぞれ独立性を有する設計としている。電源については、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備から代替所内電源設備を経由して電源を受電できる設計とするとともに、可搬型計測器による計測が可能な設計としており、多様性を有している。詳細については、「3.14電源設備(「設置許可基準規則」第57条に対する設計方針を示す章)の補足説明資料57-9」参照。なお、各条文に対するパラメータの選定結果は、補足説明資料58-10に整理している。
- ※24:可搬型計測器で計測できるパラメータでない場合を「一」で示す。全交流動力電源喪失時は,水素・酸素濃度監視装置,放射線監視装置,炉内核計装装置及び使用済燃料プール監 視装置(水位・温度(SA広域),監視カメラ)に対して常設代替交流電源設備により電源供給された場合には,監視計器は使用可能である。

第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定(1/16)

#### 【推定ケース】

- ケース1: 同一物理量(温度,圧力,水位,流量,放射線量率,水素濃度及び中性子束)から推定する。
- ケース2 : 水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力から推定する。
- ケース3 : 流量を注水先又は水源の水位変化を監視することにより推定する。
- ケース4 : 圧力から原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の水位を推定する。
- ケース5 : 原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを水位,圧力等の傾向監視により推定する。
- ケース6 : 圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定する。
- ケース7 : 水素燃焼するおそれのある状態であるかを推定する。
- ケース8 : 装置の作動状況により水素濃度を推定する。
- ケース9 : 制御棒の位置指示により未臨界を推定する。
- ケース10 : プラントの状態により最終ヒートシンクの確保を推定する。
- ケース11 : 使用済燃料プールの状態を同一物理量(温度),あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により, 使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。

なお、代替パラメータによる推定に当たっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

分類	主要パラメータ	代替パラメータ ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器	原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チャンネル       ②原子炉圧力       ②原子炉圧力(SA)       ②原子炉水位(広帯域)       ②原子炉水位(燃料域)       ②原子炉水位(SA広帯域)	$\frac{f}{f} - \chi 1$ $f - \chi 6$	<ul> <li>①原子炉圧力容器温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。</li> <li>②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合には、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。</li> <li>また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間よ</li> </ul>
奋内の温度		②原子炉水位(SA燃料域) ③残留熱除去系熱交換器入口温度	ケース 1	り原子炉圧力容器内の温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば,残留熱除去系熱交換器入口温度により推定 する。 推定は,主要パラメータの他チャンネルを優先する。

※1:代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2:[ ]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ(耐震性又は耐環境性等はないが,監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能な計器)を示す。

÷



第2.5-17図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移(長期)



第2.5-18 図 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移(長期)

# 別冊

# (No.26, 28)

本資料は商業機密又は防護上の観点から公開できません。