

## 1.5 法令への適合性の確認のための安全性評価結果

ここでは、法令への適合性の確認のための安全性評価結果に関して、原子炉等規制法第43条の3の5第2項第9号及び第10号並びに実用炉規則第3条第1項第6号及び第7号に基づく発電用原子炉の設置（変更）許可申請に係る手続きを通じて、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、設計基準事故時及び重大事故等時における安全性の評価（通常運転時の被ばく評価を含む。）を実施していることから、その評価内容を記載する。

具体的には、第1.5.1項に発電用原子炉設置許可申請書（以下「設置許可申請書」という。）本文九号「ハ．周辺監視区域の外における実効線量の算定の条件及び結果」、第1.5.2項に設置許可申請書本文十号「イ．運転時の異常な過渡変化」、第1.5.3項に設置許可申請書本文十号「ロ．設計基準事故」、第1.5.4項に設置許可申請書本文十号「ハ．重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。）又は重大事故」の評価内容を示す。

なお、評価時点において、設置工事が完了しておらず、運用を開始していない構築物、系統及び機器類（それらに係る体制や手順の整備等に関する事項を含む）については、その旨の注釈をつけることとする。なお、商業機密や防護上の理由のため公開できないもの<sup>※1</sup>については、参考資料－4にまとめて記載する。

また、設置許可申請書において設計方針のみが示されていて、評価結果の記載のないもの<sup>※2</sup>については、最新の評価結果を補足した。

※1 特定重大事故等対処施設

※2 人の居住の可能性のある敷地境界外における高浜発電所に係る年間直接線量及びスカイシャイン線量の合計

これまでの設置（変更）許可の経緯については、第1.1.1.2表に示す。

### 1.5.1 周辺監視区域の外における実効線量の算定の条件及び結果

「線量目標値に関する指針」に基づき、気体廃棄物中の希ガスの $\gamma$ 線、液体廃棄物中に含まれる放射性物質（よう素を除く。）並びに気体廃棄物中及び液体廃棄物中に含まれるよう素に起因する実効線量を、「線量目標値に対する評価指針」及び「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価する。

#### (1) 線量の評価条件

##### (i) 気体廃棄物中の希ガスの $\gamma$ 線に起因する実効線量

###### a. 年間放出量及び $\gamma$ 線実効エネルギー

- (a) ガス減衰タンク（1号炉及び2号炉）、ガス減衰タンク（3号炉及び4号炉）及び水素再結合ガス減衰タンク（3号炉及び4号炉）からの排気

希ガスの年間放出量及び $\gamma$ 線実効エネルギーは、それぞれ  $8.2 \times 10^{14} \text{Bq/y}$  及び  $3.7 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号及び2号各炉）並びに  $5.8 \times 10^{14} \text{Bq/y}$  及び  $3.4 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （3号及び4号各炉）とする。

- (b) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気

希ガスの年間放出量及び $\gamma$ 線実効エネルギーは、それぞれ  $5.0 \times 10^{13} \text{Bq/y}$  及び  $4.5 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号及び2号各炉）並びに  $2.2 \times 10^{13} \text{Bq/y}$  及び  $4.8 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （3号及び4号各炉）とする。

- (c) 原子炉格納容器減圧時の排気

希ガスの年間放出量及び $\gamma$ 線実効エネルギーは、それぞれ  $6.5 \times 10^{12} \text{Bq/y}$  及び  $4.6 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号炉）、 $6.6 \times 10^{12} \text{Bq/y}$  及び  $4.6 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （2号炉）並びに  $3.2 \times 10^{12} \text{Bq/y}$  及び  $4.9 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （3号及び4号各炉）とする。

- (d) 原子炉補助建屋の換気

希ガスの年間放出量及び $\gamma$ 線実効エネルギーは、それぞれ  $1.7 \times 10^{14} \text{Bq/y}$  及び  $9.1 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号及び2号各炉）並びに  $7.7 \times 10^{13} \text{Bq/y}$  及び  $1.6 \times 10^{-1} \text{MeV/dis}$ （3号及び4号各炉）

とする。

b. 気象条件

気象条件は、現地における 2006 年 1 月から 2006 年 12 月までの観測による実測値を使用する。

c. 計算地点

実効線量の計算は、将来の集落の形成を考慮し、2号原子炉を中心として 16 方位に分割したうちの陸側 13 方位の敷地境界外について行い、希ガスの  $\gamma$  線による実効線量が最大となる地点での線量を求める。

(ii) 液体廃棄物中に含まれる放射性物質に起因する実効線量

a. 年間放出量

液体廃棄物の放出量はトリチウムを除き、1号、2号、3号及び4号各炉  $3.7 \times 10^{10} \text{Bq/y}$ 、トリチウムについては、1号、2号、3号及び4号各炉  $5.6 \times 10^{13} \text{Bq/y}$  とする。

b. 海水中における放射性物質の濃度

海水中の放射性物質の濃度は、1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉の放射性物質の年間放出量をそれぞれの年間の復水器冷却水等の量で除した放水口における濃度とする。

なお、年間の復水器冷却水等の量は、放水口（1号及び2号炉共用）において各炉あたり  $1.28 \times 10^9 \text{m}^3/\text{y}$ 、放水口（3号及び4号炉共用）において各炉あたり  $1.59 \times 10^9 \text{m}^3/\text{y}$  を用いる。

また、前面海域での拡散による希釈効果は考慮しない。

(iii) 気体廃棄物中に含まれるよう素に起因する実効線量

a. 年間放出量

(a) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気

よう素の年間放出量は、I-131について  $2.1 \times 10^9 \text{Bq/y}$ （1号及び2号各炉）及び  $1.1 \times 10^9 \text{Bq/y}$ （3号及び4号各炉）、I-133について  $1.9 \times 10^9 \text{Bq/y}$ （1号及び2号各炉）及び  $1.5 \times 10^9 \text{Bq/y}$ （3号及び4号各炉）とする。

(b) 原子炉格納容器減圧時の排気

よう素の年間放出量は、I-131について  $9.7 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (1号及び2号各炉) 及び  $1.2 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (3号及び4号各炉)、I-133について  $2.7 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (1号及び2号各炉) 及び  $3.3 \times 10^8 \text{Bq/y}$  (3号及び4号各炉) とする。

(c) 原子炉補助建屋の換気

よう素の年間放出量は、I-131について  $8.9 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (1号及び2号各炉) 及び  $2.0 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (3号及び4号各炉)、I-133について  $1.5 \times 10^{10} \text{Bq/y}$  (1号炉)、 $1.6 \times 10^{10} \text{Bq/y}$  (2号炉) 及び  $3.4 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (3号及び4号各炉) とする。

(d) 定期検査時に放出されるよう素

よう素の年間放出量は、I-131について  $5.2 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (1号及び2号各炉) 及び  $1.1 \times 10^9 \text{Bq/y}$  (3号及び4号各炉) とする。

b. 気象条件

「1.5.1(1)(i)b. 気象条件」と同じとする。

c. 計算地点

呼吸及び葉菜摂取による実効線量を求める場合には、2号原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側13方位の敷地境界外であって、年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

牛乳摂取による実効線量を求める場合には、現存する牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

(2) 線量の評価結果

敷地境界外における1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉からの気体廃棄物中の希ガスの $\gamma$ 線に起因する実効線量、液体廃棄物中(よう素を除く。)に含まれる放射性物質に起因する実効線量及びよう素に起因する実効線量は、それぞれ年間約  $7.2 \mu \text{Sv}$ 、年間約  $2.1 \mu \text{Sv}$  及び年間約  $1.2 \mu \text{Sv}$  となり、合計は年間約  $11 \mu \text{Sv}$  である。

この値は、「線量目標値に関する指針」に示される線量目標値の年間  $50 \mu \text{Sv}$  を下回る。

なお、発電用原子炉施設の設計及び管理によって、通常運転時にお



いて原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による空気カーマが、人の居住の可能性のある敷地境界外において年間  $50 \mu \text{Gy}$  を下回るようにする。

高浜発電所における年間直接線量及びスカイシャイン線量の合計を第 1.5.1.1 表に示す。

第 1.5.1.1 表 高浜発電所における年間直接線量及びスカイシャイン線量の合計

線 源		線 量 ( $\mu$ Gy/年)	
原子炉格納容器	1・2号機	スカイシャイン線量	$9.8 \times 10^{-2}$
		直接線量	$1.4 \times 10^{-1}$
	3・4号機	スカイシャイン線量	$2.6 \times 10^{-3}$
		直接線量	$2.6 \times 10^{-1}$
原子炉補助建屋等	1・2号機 燃料取替用水タンク	スカイシャイン線量 直接線量	$2 \times 10^{-1}$
固体廃棄物貯蔵庫	A-廃棄物庫	スカイシャイン線量 直接線量	9
	B-廃棄物庫		$8.0 \times 10^{-2}$
	C-廃棄物庫		19
	D-廃棄物庫		6
	A蒸気発生器保管庫		2.9
	B蒸気発生器保管庫		$2.4 \times 10^{-1}$
	外部遮蔽壁保管庫		$1.1 \times 10^{-1}$
廃樹脂貯蔵室		スカイシャイン線量 直接線量	$2 \times 10^{-2}$
廃樹脂処理建屋		スカイシャイン線量 直接線量	$8 \times 10^{-4}$
固体廃棄物固型化处理建屋		スカイシャイン線量 直接線量	$9.1 \times 10^{-3}$
使用済燃料輸送容器保管建屋		スカイシャイン線量 直接線量	$3 \times 10^{-2}$
合 計			38.1

## 1.5.2 運転時の異常な過渡変化

事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

### (1) 基本方針

#### (i) 評価事象

本原子炉において評価する「運転時の異常な過渡変化」は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価指針」という。）に基づき、原子炉施設が制御されずに放置されると、炉心あるいは原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における安全保護系、原子炉停止系等の主として「異常影響緩和系」（以下「MS」という。）に属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、加圧水型である本原子炉施設の安全設計の基本方針に照らして、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

#### a. 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

- (a) 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き
- (b) 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
- (c) 制御棒の落下及び不整合
- (d) 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

#### b. 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

- (a) 原子炉冷却材流量の部分喪失
- (b) 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動
- (c) 外部電源喪失
- (d) 主給水流量喪失
- (e) 蒸気負荷の異常な増加
- (f) 2次冷却系の異常な減圧
- (g) 蒸気発生器への過剰給水

#### c. 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

- (a) 負荷の喪失

- (b) 原子炉冷却材系の異常な減圧
- (c) 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

(ii) 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心は損傷に至ることなく、かつ、原子炉施設は通常運転に復帰できる状態で事象が収束される設計であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。なお、判断基準の適用にあたっては、「安全評価指針」に従い、事象毎に選定して用いる。

- a. 最小限界熱流束比（以下「最小D N B R」という。）が許容限界値以上であること。
- b. 燃料被覆管の機械的破損が生じないよう、燃料中心最高温度は燃料ペレットの熔融点未満であること。
- c. 燃料エンタルピは許容限界値以下であること。
- d. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.1 倍の圧力 18.88MPa[gage]以下であること。

(iii) 事故に対処するために必要な施設

事故に対処するために必要な施設の安全機能のうち、解析に当たって考慮する主要なものを以下に示す。

a. M S - 1

- (a) 原子炉の緊急停止機能  
制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）
- (b) 未臨界維持機能  
制御棒クラスタ及び制御棒駆動系  
非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）
- (c) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能  
加圧器安全弁（開機能）
- (d) 原子炉停止後の除熱機能  
補助給水系  
主蒸気安全弁

(e) 工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能  
安全保護系

(f) 安全上特に重要な関連機能  
非常用電源系

b. MS-3

(a) タービントリップ機能  
タービントリップ

(2) 解析条件

(i) 主要な解析条件

a. 初期定常運転条件

原子炉出力の初期値として、定格値(2,660MWt)に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差(定格値の±2%)を考慮した値を用いる。また、1次冷却材平均温度の初期値は、定格値(302.3℃)に定常運転時の誤差(±2.2℃)を考慮した値、原子炉圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])に定常運転時の誤差(±0.21MPa)を考慮した値を用いる。

これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択するが、DNBRの評価では統計的熱設計手法を使用するため、初期定常の誤差の効果はパラメータの不確定さを統計的に考慮する因子(DNBR乗数)に含まれており、初期値として定格値を用いる。

b. 安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間を以下に示す。

出力領域中性子束高(高設定)

118%(定格出力値に対して)(応答時間 0.5 秒)

出力領域中性子束高(低設定)

35%(定格出力値に対して)(応答時間 0.5 秒)

過大温度 ΔT 高

1次冷却材平均温度等の関数(第 1.5.2.1 図参照)

(応答時間 6.0 秒)

過大出力  $\Delta T$  高

1 次冷却材平均温度等の関数（第 1.5.2.1 図参照）  
（応答時間 6.0 秒）

原子炉圧力高

16.61MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

原子炉圧力低

12.73MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

1 次冷却材流量低

87%（定格流量に対して）（応答時間 1.0 秒）

1 次冷却材ポンプ電源電圧低

65%（定格値に対して）（応答時間 1.2 秒）

蒸気発生器水位異常低

狭域水位検出器下端水位（応答時間 2.0 秒）

タービントリップ

－（応答時間 1.0 秒）

工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間を以下に示す。

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

12.04MPa[gage]（圧力）

水位検出器下端水位（水位）（応答時間 2.0 秒）

原子炉圧力異常低

11.36MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致

－（流量）

（主蒸気管破断で使用するが、この場合、主蒸気流量高は瞬時に発生するため、作動限界値は不要）

3.35MPa[gage]（圧力）（応答時間 2.0 秒）

原子炉格納容器圧力高

0.034MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

(b) 主蒸気ライン隔離信号

主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致

－ (流量)

(主蒸気管破断で使用するが、この場合、主蒸気流量高は瞬時に発生するため、作動限界値は不要)

3.35MPa[gage] (圧力) (応答時間 2.0 秒)

(c) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器圧力異常高

0.136MPa[gage] (応答時間 2.0 秒)

c. 原子炉トリップ特性

原子炉のトリップの効果을期待する場合には、トリップを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なトリップ遅れ時間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度値を有する制御棒クラスタ 1 本が、全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。

トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度の添加は、第 1.5.2.2 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%挿入までの時間を 2.2 秒とする。

d. 反応度係数

減速材密度係数は、出力運転状態からの解析では、サイクル初期からサイクル末期を含み、 $0 \sim 0.43(\Delta k/k)/(g/cm^3)$ の範囲の値を使用し、ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図に示す値を用いる。

e. 解析期間

各事象の解析は、原則として事象が収束し、補助給水系又は主給水系による蒸気発生器保有水の確保、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁による除熱及び化学体積制御系によるほう素の添加、さらには余熱除去冷却系の作動により、支障なく冷態停止に至ることができることが合理的に推定できる時点まで行うものとする。

(ii) 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

a. 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

原子炉の起動時に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 原子炉出力の初期値は定格値の  $10^{-13}$  とする。

(b) 初期温度条件は高温零出力状態の温度として、 $286.1^{\circ}\text{C}$  とする。また、初期の実効増倍率は  $1.0$  とする。

(c) 反応度添加率は  $8.6 \times 10^{-4}(\Delta k/k)/\text{s}$  とする。

(d) 実効遅発中性子割合 ( $\beta_{\text{eff}}$ ) は  $0.75\%$  を使用する。

(e) ドップラ係数は、燃料実効温度の関数として考慮し、絶対値が小さめの値とする。

(f) 減速材温度係数は  $8.0 \times 10^{-5}(\Delta k/k)/^{\circ}\text{C}$  とする。

(g) 原子炉は、「出力領域中性子束高 (低設定)」信号で自動停止するものとする。

(h) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピー解析の場合定常運転時の最低圧力、圧力解析の場合定常運転時の最高圧力とする。

b. 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) DNB R の評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/\text{cm}^3)$  とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の下限の値とする。

(c) 制御棒クラスタ引き抜きによる最大の反応度添加率は  $8.6 \times 10^{-4}(\Delta k/k)/\text{s}$  とする。

(d) 原子炉は、「出力領域中性子束高 (高設定)」信号又は「過大温度  $\Delta T$  高」信号のトリップ限界値に達すると、自動停止するものとする。

(e) 燃料中心温度の評価では、初期原子炉出力は最大出力(102%)とし、最も厳しい解析結果をもたらす燃焼度を仮定する。



c. 制御棒の落下及び不整合

原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障等により、炉心に挿入されている制御棒クラスタの配置に異常が生じ、炉心内の出力分布が変化する制御棒クラスタの落下と不整合の事象を想定する。

- (a) 初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の下限の値とする。
- (c) 添加される負の反応度は  $2.5 \times 10^{-3} \Delta k/k$  とし、瞬時に加わるものとする。
- (d) 制御用制御棒クラスタは、自動制御運転である場合と手動制御運転である場合の両方について解析する。
- (e) 制御棒クラスタの落下後の核的エンタルピ上昇熱水路係数 ( $F_{\Delta H^N}$ ) として、1.84 を使用する。
- (f) 制御棒クラスタ不整合は、制御棒クラスタバンク D が挿入限界に位置し、うち 1 本の制御棒クラスタが全引き抜き位置にあるものとする。

d. 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

原子炉の起動時又は出力運転中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1 次冷却材中に純水が注入され、1 次冷却材中のほう素濃度が低下して反応度が添加される事象を想定する。

- (a) プラント起動時の異常な希釈
  - a) 1 次冷却材の体積は、加圧器等を除いた 1 次冷却系の有効体積を用いる。
  - b) 1 次冷却系への純水補給最大流量は、1 次系補給水ポンプ 2 台運転時の全容量 ( $81.8 m^3/h$ ) とする。
  - c) 1 次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水（ほう素濃度 2,800ppm）で満たされているものとする。
  - d) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

(b) 出力運転時の異常な希釈

- a) 1次冷却材の体積は、プラント起動時と同様の有効体積を用いる。
- b) 1次冷却系への純水補給最大流量は、充てん／高圧注入ポンプ3台運転時の全容量(37.5m<sup>3</sup>/h)とする。
- c) 初期ほう素濃度は1,900ppmとする。
- d) 反応度停止余裕は0.018Δk/kとする。

(iii) 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

a. 原子炉冷却材流量の部分喪失

原子炉の出力運転中に、1次冷却材を駆動する1次冷却材ポンプの故障等により、炉心の冷却材流量が減少する事象を想定する。

- (a) 初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 減速材密度係数は $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$ とし、ドップラ出力係数は第1.5.2.3図の上限の値とする。
- (c) 原子炉の自動停止は、「1次冷却材流量低」信号によるものとする。
- (d) 1次冷却材流量コーストダウン曲線の計算に使用する1次冷却材ポンプの慣性モーメントは、3,110kg・m<sup>2</sup>を使用する。
- (e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

b. 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

1次冷却材ポンプ1台が停止しており、原子炉が部分負荷で運転中に、ポンプ制御系の故障、誤操作等により停止中のポンプが起動され、停止ループ中の比較的低温の冷却材が炉心に注入されて反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

- (a) DNB Rの評価では、初期原子炉出力は1ループ停止時の最大運転出力である60%とする。また、1次冷却材平均温度の初期値は60%出力運転時の値とし、原子炉圧力の初期値は定格値とする。
- (b) 停止している1次冷却材ポンプの起動に伴い、停止ループ中の流量は20秒で定格流量に達するものとする。

- (c) 減速材密度係数は  $0.43(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とする。
- (d) ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の下限の値とする。
- (e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。
- (f) 停止ループの 1 次冷却材ポンプ起動により反応度が添加され、原子炉出力が上昇すれば、「出力領域中性子束高（高設定）」信号により原子炉は自動停止する。
- (g) 燃料中心温度の評価では、初期値は DNB R の評価で用いた値に定常誤差を考慮して、それぞれ最大出力、最高温度及び最低圧力とする。

c. 外部電源喪失

原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により外部電源が喪失する事象を想定する。

- (a) 「1.5.2(2)(iii)d. 主給水流量喪失」及び「1.5.3(2)(ii)b. 原子炉冷却材流量の喪失」解析と同様である。

d. 主給水流量喪失

原子炉の出力運転中に、主給水ポンプ、復水ポンプ又は給水制御系の故障等により、すべての蒸気発生器への給水が停止し、原子炉からの除熱能力が低下する事象を想定する。

- (a) 初期値として原子炉出力は定常運転時の最大出力、加圧器保有水量は最大値(62%)、蒸気発生器水位は 3 基とも狭域水位検出器下端にあるものとする。
- (b) 崩壊熱は、(a)項の初期原子炉出力で無限時間運転した場合の値を使用する。
- (c) 原子炉の停止と同時に外部電源喪失を仮定し、1 次冷却材は、1 次冷却材ポンプの停止後コストダウンし、その後自然循環するものとする。
- (d) 電動補助給水ポンプ 1 台が原子炉トリップ 60 秒後に自動起動し、3 基の蒸気発生器に合わせて  $80m^3/h$  の流量で給水するものとする。タービン動補助給水ポンプによる補助給水は解析では無視する。

(e) タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は動作せず、主蒸気安全弁のみ動作するものとする。

(f) 以下の 2 つの場合を考慮する。

a) 原子炉圧力の評価では、加圧器スプレイ弁及び加圧器逃がし弁は動作しないものとする。

b) 加圧器水位の評価では、加圧器スプレイ弁及び加圧器逃がし弁は動作するものとする。

e. 蒸気負荷の異常な増加

原子炉の出力運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁の誤開放により主蒸気流量が異常に増加し、1次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 以下の 4 ケースに分けて解析する。

ケース A : 手動運転・サイクル初期

ケース B : 手動運転・サイクル末期

ケース C : 自動運転・サイクル初期

ケース D : 自動運転・サイクル末期

(c) 減速材密度係数はサイクル初期では  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とし、サイクル末期では  $0.43(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とする。

(d) ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の下限の値とする。

(e) 原子炉を定格出力で運転中に、蒸気流量が 10%急増するものとする。

f. 2次冷却系の異常な減圧

原子炉の高温停止中に、タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等の 2次冷却系の弁が誤開放し、1次冷却材の温度が低下して、反応度が添加される事象を想定する。

(a) 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は  $0.018\Delta k/k$  とする。1次冷却材中のほう素濃度は 0ppm を

仮定する。

(b) 解析はサイクル末期について行う。

減速材密度変化による反応度効果は、第 1.5.2.4 図に示すように減速材の密度の関数として与える。

(c) 1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、それぞれ 286.1℃及び 15.41MPa[gage]とする。

(d) タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等 2 次冷却系の弁のうち、最大容量を持った弁が 1 個全開するものとする。

蒸気の放出量は、7.48MPa[gage]にて 403t/h とする。

(e) 1 台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度 21,000ppm のほう酸水を 1 次冷却材低温側配管に注入するものとする。

また、ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発生してから、充てん／高圧注入ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び 1 次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

(f) 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

(g) 外部電源はあるものとする。

g. 蒸気発生器への過剰給水

原子炉の出力運転中に給水制御系の故障又は誤操作等により、蒸気発生器への給水が過剰となり、1 次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は  $0.43(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の下限の値とする。

(c) 主給水制御弁が 1 個全開し、蒸気発生器 1 基に定格流量の 170%で給水されるものとする。

(d) 「蒸気発生器水位異常高」信号で、タービンは自動停止し、引き続き「タービントリップ」信号によって原子炉は自動停止

する。

また、この「蒸気発生器水位異常高」信号によって、主給水隔離弁等が全閉し、給水は停止される。

(iv) 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

a. 負荷の喪失

原子炉の出力運転中に外部電源又はタービンの故障等により、タービンへの蒸気流量が急減し原子炉圧力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は、DNBRの評価では定格出力とし、原子炉圧力の評価では102%出力とする。

(b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とし、ドップラ出力係数は第1.5.2.3図の上限の値とする。

(c) 負荷が瞬時に完全に喪失するものとする。また、この場合、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は動作しないものとし、主蒸気安全弁が動作するものとする。

(d) 以下の2つの場合を考慮する。

a) DNBR評価では、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作するものとする。

b) 原子炉圧力評価では、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作しないものとする。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

b. 原子炉冷却材系の異常な減圧

原子炉の出力運転中に、1次冷却系の圧力制御系の故障等により、原子炉圧力が低下する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とする。また、反応度帰還あるいは炉心出力分布に関してボイドの発生による効果は考慮しない。

(c) ドップラ出力係数は第1.5.2.3図の上限の値とする。

(d) 1次冷却材の吹出し流量は、加圧器逃がし弁1個の定格容量

の 120%とする。

(e) 制御棒制御系は自動制御されているものとする。

(f) 出力ピーキング係数は変化しないものとする。

c. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

原子炉の出力運転中に、非常用炉心冷却系が誤起動する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とする。

(c) ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の下限の値とする。

(d) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(e) 原子炉が出力運転中に、2 台の充てん／高圧注入ポンプにより、ほう素濃度 21,000ppm のほう酸水が各ループの低温側配管に注入されるものとする。なお、冷却水の流量は 1 次冷却系の圧力とポンプの特性によって定まる値に余裕をみた値を仮定する。

(f) 原子炉の自動停止は「原子炉圧力低」信号によるものとする。

(3) 評価結果

判断基準に対する解析結果は以下のとおりである。

- a. 最小 DNB R については、これが最も厳しくなる「原子炉冷却材系の停止ループの誤起動」において約 1.3 であり、許容限界値である 1.17 を下回ることはない。
- b. 燃料中心最高温度については、これが最も厳しくなる「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」において、二酸化ウラン燃料で約 2,400°C、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料で約 2,400°C であり、それぞれ設計に当たっての制限値である 2,590°C、2,520°C を下回っており、熔融点未満である。
- c. 燃料エンタルピの最大値については、「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」において、二酸化ウラン燃料で生じ、約 350kJ/kg であり、燃料の許容設計限界である 712kJ/kg（「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」（以下「R I

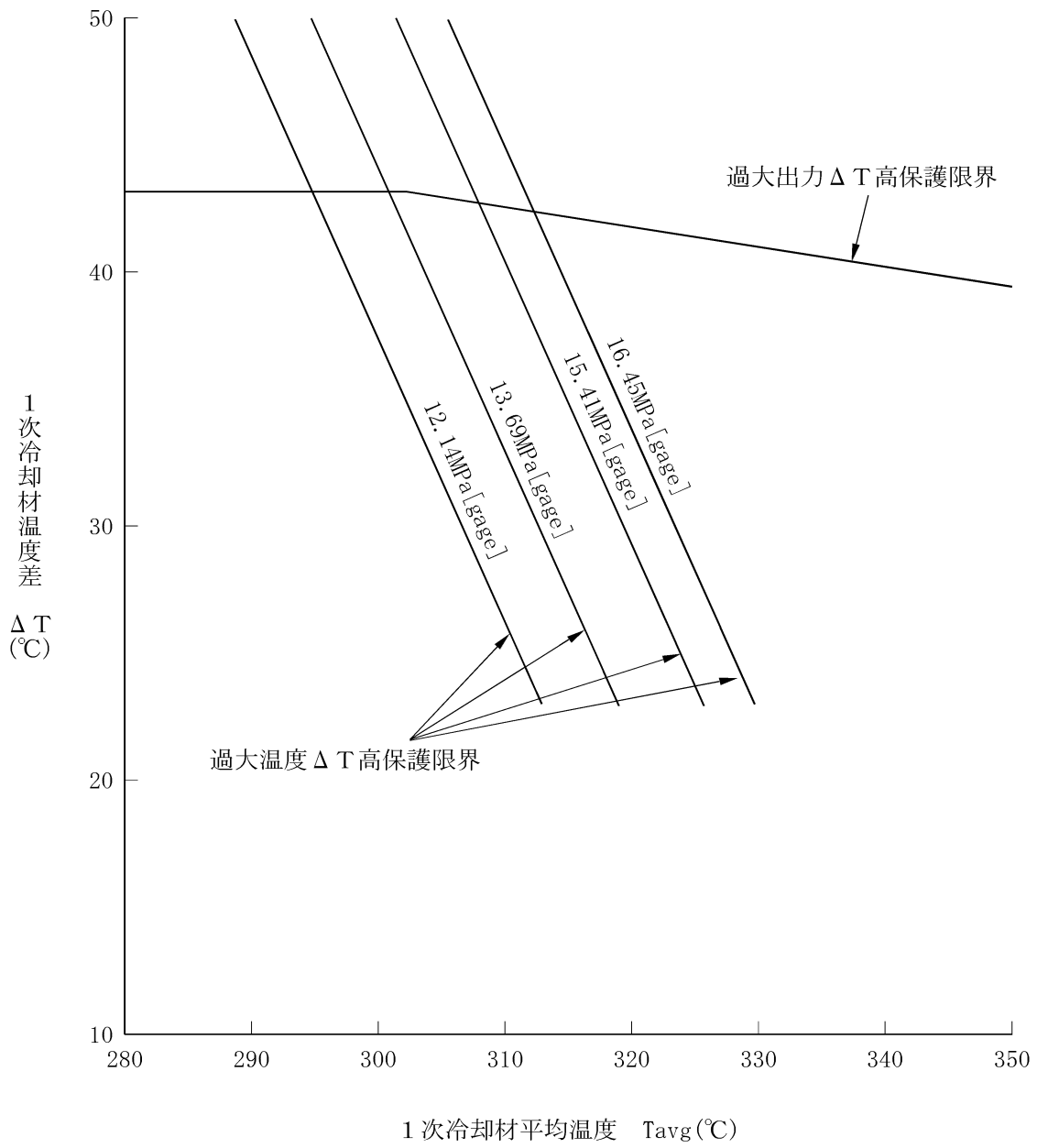
E評価指針」という。)に示す  $170\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$  に相当。)を下回っている。

なお、浸水燃料の存在を仮定しても、この過渡変化による燃料棒の破裂は生じない。

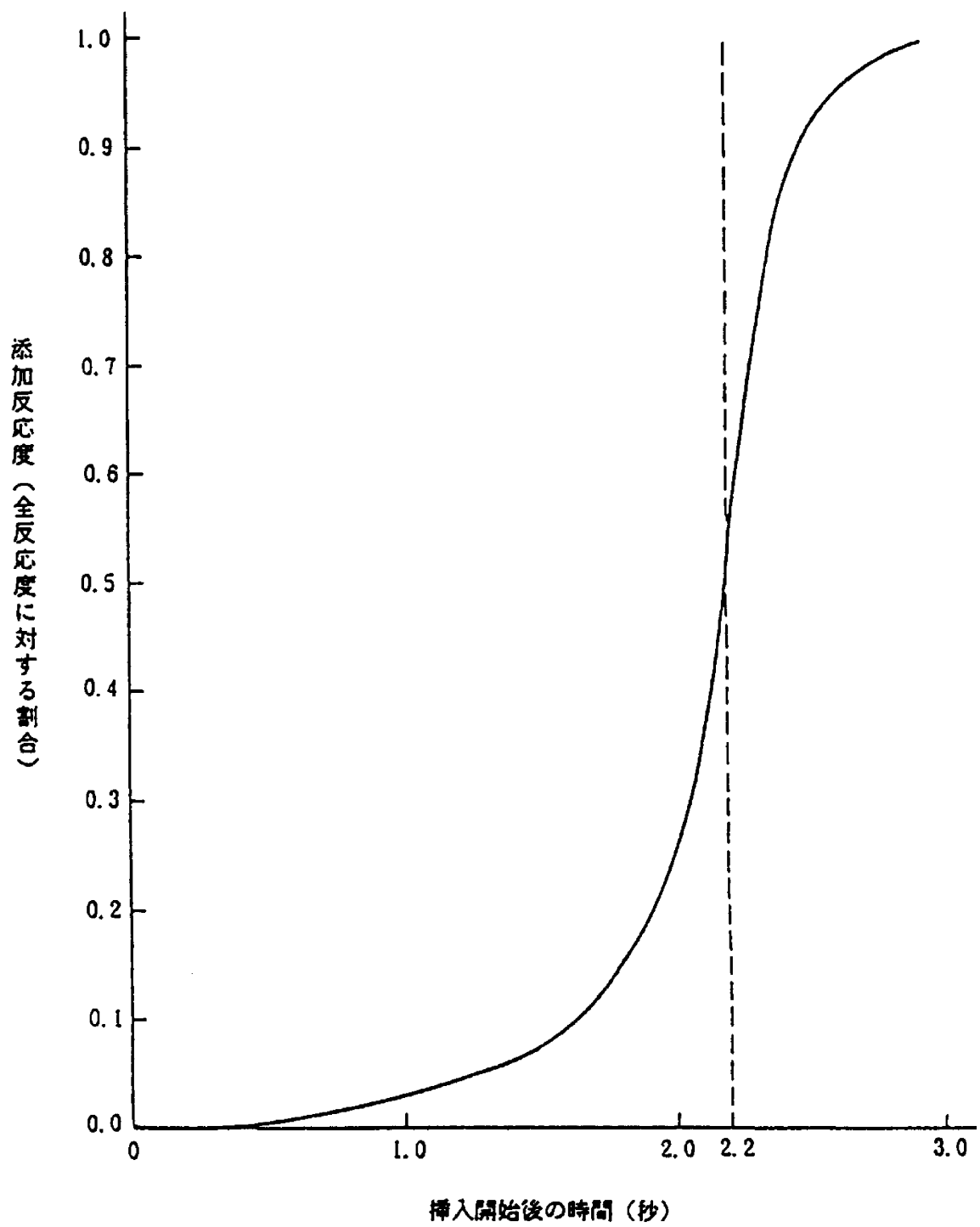
また、ピーク出力部燃料エンタルピー増分の最大値は、二酸化ウラン燃料で生じ、約  $80\text{kJ/kg}$  であり、ペレット燃焼度  $40,000\text{MWd/t}$  以上  $65,000\text{MWd/t}$  未満のペレット／被覆管機械的相互作用を原因とする破損（以下「PCMI破損」という。）のしきい値のめやすである  $209\text{kJ/kg}$ （「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」（以下「RIE報告書」という。）に示す  $50\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$  に相当。）を下回っており、燃料の健全性が損なわれることはない。

d. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「負荷の喪失」において約  $18.2\text{MPa}[\text{gage}]$  であり、最高使用圧力の 1.1 倍である  $18.88\text{MPa}[\text{gage}]$  を下回っている。

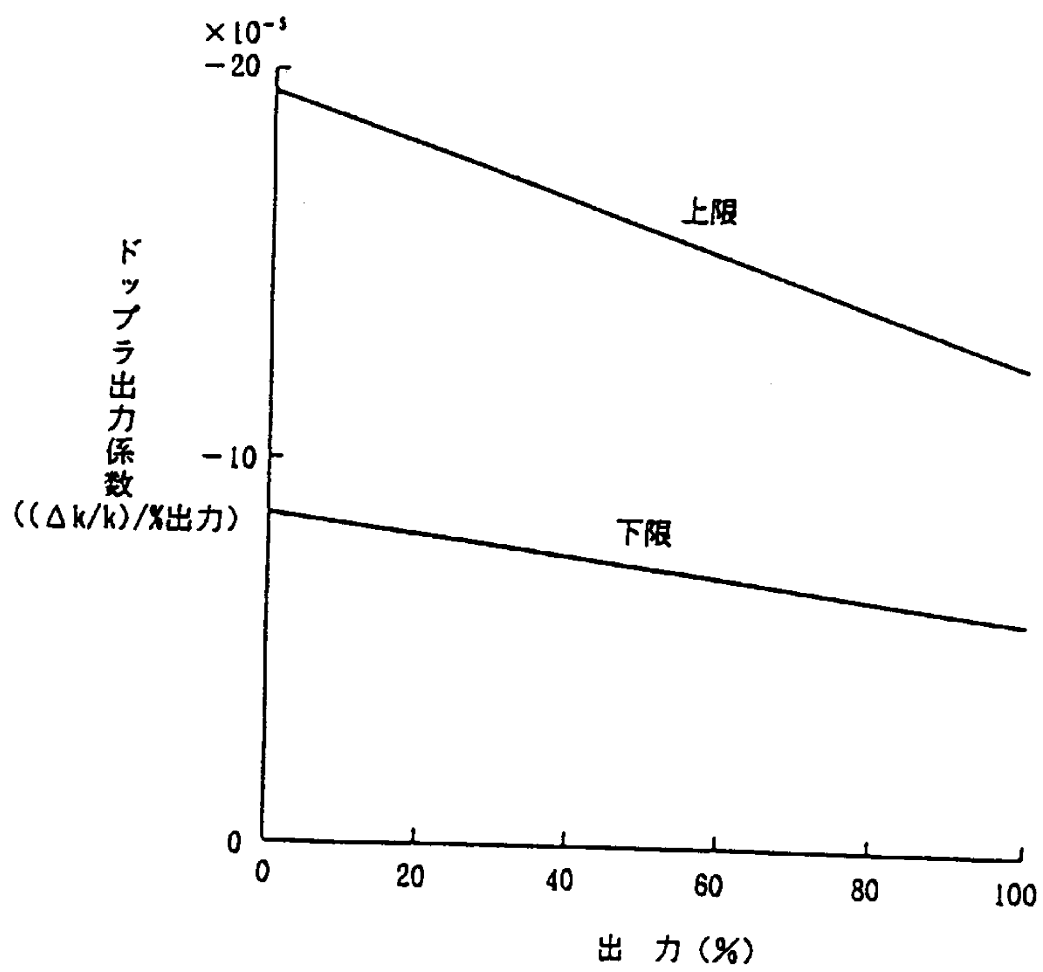




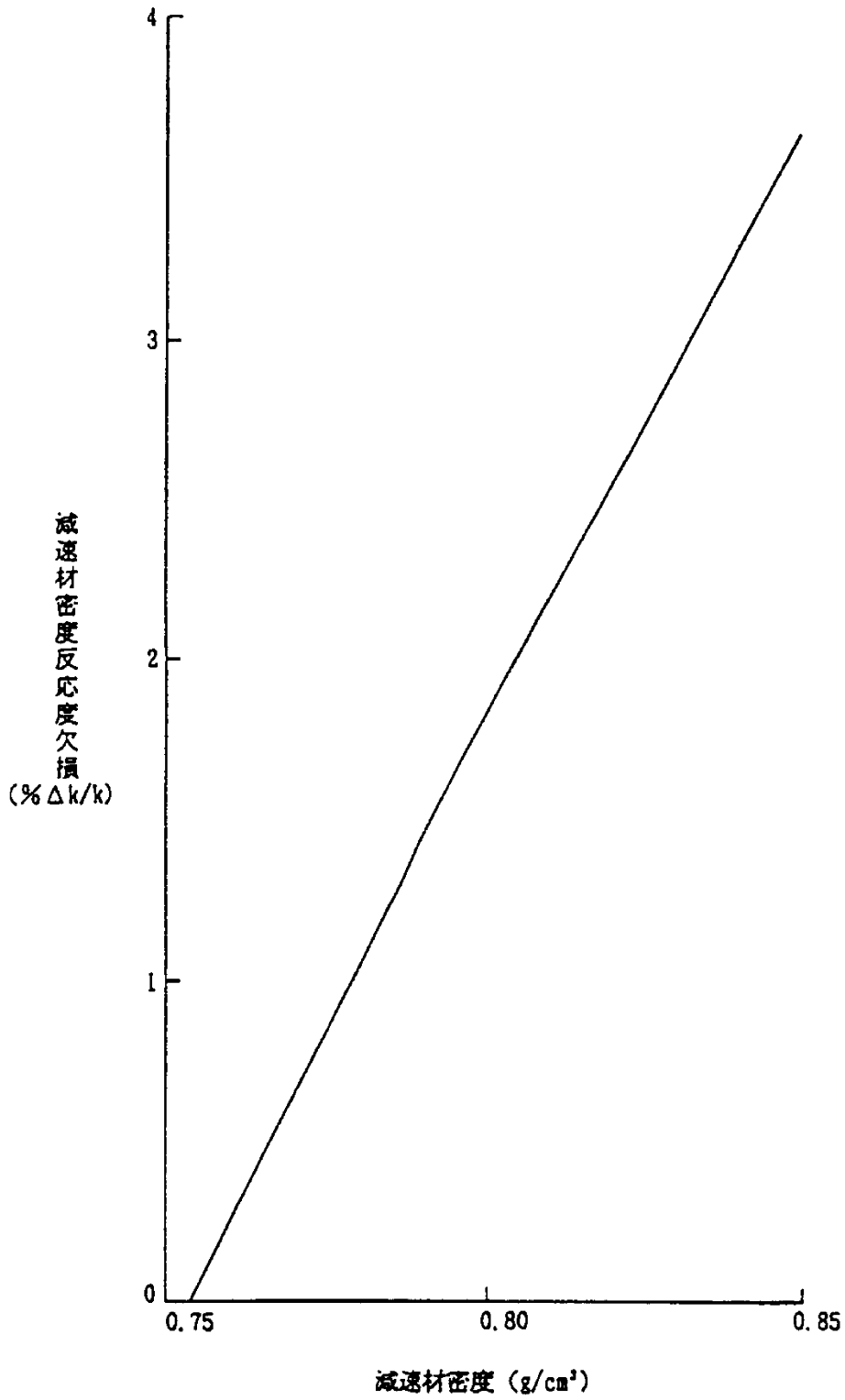
第 1.5.2.1 図 過大出力  $\Delta T$  高及び過大温度  $\Delta T$  高による保護限界図  
(代表例)



第 1.5.2.2 図 トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線



第 1.5.2.3 図 解析に使用したドップラ出力係数



第 1.5.2.4 図 解析に使用した減速材密度反応度欠損

### 1.5.3 設計基準事故

事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

#### (1) 基本方針

##### (i) 評価事象

本原子炉において評価する「設計基準事故」は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設から放出される放射性物質による敷地周辺への影響が大きくなる可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてMSに属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、加圧水型である本原子炉施設の安全設計の基本方針に照らして、代表的な事象を選定する。具体的には以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

- a. 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化
  - (a) 原子炉冷却材喪失
  - (b) 原子炉冷却材流量の喪失
  - (c) 原子炉冷却材ポンプの軸固着
  - (d) 主給水管破断
  - (e) 主蒸気管破断
- b. 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化
  - (a) 制御棒飛び出し
- c. 環境への放射性物質の異常な放出
  - (a) 放射性気体廃棄物処理施設の破損
  - (b) 蒸気発生器伝熱管破損
  - (c) 燃料集合体の落下
  - (d) 原子炉冷却材喪失
  - (e) 制御棒飛び出し
- d. 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化
  - (a) 原子炉冷却材喪失
  - (b) 可燃性ガスの発生

(ii) 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心の溶融あるいは著しい損傷のおそれがなく、かつ、事象の過程において他の異常状態の原因となるような2次的損傷が生じず、さらに放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。なお、判断基準の適用にあたっては、「安全評価指針」に従い、事象毎に選定して用いる。

- a. 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であること。
- b. 燃料エンタルピは制限値を超えないこと。
- c. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]以下であること。
- d. 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力（設計圧力の 1/0.9 倍）0.283MPa[gage]以下であること。
- e. 周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

(iii) 事故に対処するために必要な施設

事故に対処するために必要な施設の安全機能のうち、解析に当たって考慮する主要なものを以下に示す。

a. MS-1

(a) 原子炉の緊急停止機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）

(b) 未臨界維持機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系

非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）

(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能

加圧器安全弁（開機能）

(d) 原子炉停止後の除熱機能

補助給水系

主蒸気安全弁

主蒸気隔離弁

主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能）

(e) 炉心冷却機能

非常用炉心冷却系

(f) 放射性物質の閉じ込め機能、放射線の遮蔽及び放出低減機能

原子炉格納容器

アニュラス

原子炉格納容器隔離弁

原子炉格納容器スプレイ系

アニュラス空気浄化系

安全補機室空気浄化系

(g) 工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能

安全保護系

(h) 安全上特に重要な関連機能

非常用電源系

b. MS - 2

(a) 放射性物質放出の防止機能

排気筒

(b) 異常状態の緩和機能

加圧器逃がし弁（手動開閉機能）

c. MS - 3

(a) タービントリップ機能

タービントリップ

(2) 解析条件

(i) 主要な解析条件

1.5.2(2)(i)と同様である。

(ii) 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

a. 原子炉冷却材喪失

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する

配管又はこれに付随する機器等の破損等により、1次冷却材が系外に流出し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

(a) 非常用炉心冷却設備性能評価解析—大破断—

a) 配管の破断は低温側配管（1次冷却材ポンプ出口から原子炉入口ノズルまでの間）に起こるものとする。破断規模は1次冷却材管（内径約0.70m、肉厚約69mmのステンレス鋼）の両端破断が瞬時に発生するものとし、破断口における流出係数は1.0～0.4までの範囲について検討する。

b) 原子炉出力は定格出力の102%とし、熱流束熱水路係数は2.32、燃料棒の最大線出力密度は39.6kW/mの102%とする。また、軸方向の出力分布は熱流束熱水路係数2.32に基づいたコサイン分布を用いる。

c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保有水量 29.0m<sup>3</sup>/基

高压注入系及び低压注入系の作動時間遅れ 30秒

非常用炉心冷却設備作動信号は、「原子炉格納容器圧力高」信号、「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号又は「原子炉圧力異常低」信号のうち、早い方の信号により発信するものとする。

d) 単一故障の仮定として、低压注入系1系列を不作動とする。

また、外部電源の喪失により、常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

e) ブローダウン期間に蓄圧注入系より注入される水は、原子炉容器のダウンコマ部での蒸気の上昇流が十分に弱まり、注入水が上昇流に対向して下部プレナムに落下できるようになるまで、原子炉容器内残存水量として有効に作用しないものとする。

f) 再冠水解析においては、1次冷却材ポンプの駆動軸が固着



して動かないものとする。

g) 原子炉格納容器内圧の計算に際しては、内圧が低めになるような条件を選定する。

h) 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、ANSI/ANS-5.1-1979 に基づいて三菱原子力工業（株）の作成した曲線を使用する。また、アクチニドの崩壊熱も考慮する。

i) 事故発生時の燃料棒内の蓄積エネルギーの評価に当たっては、燃焼度や燃料ペレットの焼きしまりの影響を考慮する。

j) 原子炉容器頂部の初期の 1 次冷却材温度は、高温側配管冷却材温度に等しいと仮定する。

k) 蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%とする。

(b) 非常用炉心冷却設備性能評価解析—小破断—

小破断事故では、次に述べる条件を除いて、すべて大破断解析の条件と同じである。

a) 破断位置は低温側配管とし、破断面積については、一般的な感度解析の結果を踏まえて、最も厳しい場合をサーベイする。また、気相部破断については、加圧器気相部に接続する最大口径配管破断を解析する。

b) 単一故障の仮定として、ディーゼル発電機 1 台を不作動とする。

c) 非常用炉心冷却設備の高圧注入系の作動時間遅れは 25 秒とする。

b. 原子炉冷却材流量の喪失

原子炉の出力運転中に、1 次冷却材の流量が定格出力時の流量から自然循環流量にまで大幅に減少する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の上限の値とする。

- (c) 原子炉の自動停止は、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。
- (d) 1次冷却材流量のコーストダウン曲線の計算に使用する1次冷却材ポンプの慣性モーメントは、 $3,110\text{kg}\cdot\text{m}^2$ を使用する。
- (e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

c. 原子炉冷却材ポンプの軸固着

原子炉の出力運転中に、1次冷却材を駆動するポンプの回転軸が固着し、1次冷却材の流量が急激に減少する事象を想定する。

- (a) DNB Rの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 減速材密度係数は  $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$  とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2.3 図の上限の値とする。
- (c) 原子炉の自動停止は、「1次冷却材流量低」信号によるものとする。
- (d) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は 102%とし、加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁及びタービンバイパス弁は不動作とし、原子炉停止後の蒸気発生器への給水は行われないものとする。

d. 主給水管破断

原子炉の出力運転中に、給水系配管に破断が生じ、2次冷却材が喪失し、原子炉の冷却能力が低下する事象を想定する。

- (a) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は 102%とする。
- (b) すべての蒸気発生器への主給水は、主給水管破断発生と同時に停止するものとする。
- (c) 主給水管 1 本が瞬時に両端破断すると仮定するが、給水リングの開口部にて臨界流となるものとする。破断流量の計算には M o o d y のモデルを使用するものとする。
- (d) 原子炉は破断側の「蒸気発生器水位異常低」信号で自動停止するものとする。
- (e) 原子炉停止と同時に外部電源は喪失するものとする。
- (f) 崩壊熱は初期原子炉出力で無限時間運転した場合の値を使用

する。

(g) 運転員は事故の発生を検知してから 10 分後に健全側蒸気発生器 2 基に、タービン動補助給水系の単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台分の補助給水を供給する操作を行うものとする。

(h) DNB R の評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

e. 主蒸気管破断

原子炉の高温停止時に、2 次冷却系の破断等により、1 次冷却材の温度が低下し、反応度が添加される事象を想定する。

(a) 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は  $0.018\Delta k/k$  とする。1 次冷却材中のほう素濃度は  $0\text{ppm}$  を仮定する。

(b) 解析はサイクル末期について行う。

減速材密度変化による反応度効果は、第 1.5.2.4 図に示すように、減速材の密度の関数として与える。また、ドップラ出力係数による反応度効果は、第 1.5.3.1 図に示すように出力の関数として与える。

(c) 1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、それぞれ  $286.1^{\circ}\text{C}$  及び  $15.41\text{MPa}[\text{gage}]$  とする。

(d) 主蒸気管 1 本の瞬時の両端破断を仮定し、以下の 2 ケースについて解析する。

ケース A          外部電源あり

ケース B          外部電源なし

(e) 主蒸気逆止弁の効果は無視し、主蒸気管の隔離は、「主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致」信号により事故発生後 10 秒で閉止する主蒸気隔離弁によって行うものとする。

(f) DNB R の評価では、1 台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度  $21,000\text{ppm}$  のほう酸水を 1 次冷却材低温側配管に注入するものとする。なお、原

子炉圧力の評価では、2 台の充てん／高圧注入ポンプが作動するものとする。

ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び1次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

(g) 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

(h) 主蒸気管破断時の蒸気流量の計算には、M o o d y のモデルを使用する。

(i) D N B R の計算には、W - 3 相関式を使用する。

(j) 非常用炉心冷却設備作動信号発信後 10 分の時点で蒸気放出が継続している蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行うものとする。

(iii) 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

a. 制御棒飛び出し

原子炉が臨界又は臨界近傍にあるときに、制御棒駆動系あるいは圧力ハウジングの破断等により制御棒クラスタ 1 本が炉心外に飛び出し、急激な反応度の添加と出力分布変化を生ずる事象を想定する。

(a) 解析は以下の 4 ケースについて実施する。

サイクル初期高温全出力

サイクル末期高温全出力

サイクル初期高温零出力

サイクル末期高温零出力

(b) 高温全出力のケースでは、

a) 原子炉出力及び1次冷却材平均温度の初期値は、それぞれ 102%及び 304.5℃とする。なお、D N B R 評価の初期値は定格値とする。

b) 制御用制御棒クラスタバンク D は、制御棒クラスタ挿入限界位置にあると仮定し、その位置から制御棒クラスタ 1 本が

飛び出すものとする。

c) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（高設定）」信号によるものとする。

d) 原子炉圧力の初期値は、圧力解析の場合定常運転時の最高圧力とする。

(c) 高温零出力のケースでは、

a) 原子炉出力及び1次冷却材平均温度の初期値は、それぞれ定格出力の  $10^{-9}$  及び  $288.3^{\circ}\text{C}$  とする。

b) 制御用制御棒クラスタバンクDは全挿入位置、他のバンクは挿入限界位置にあると仮定し、バンクDに属するクラスタ1本が飛び出すものとする。

c) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（低設定）」信号によるものとする。

d) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピー解析の場合定常運転時の最低圧力、圧力解析の場合定常運転時の最高圧力とする。

(d) 原子炉圧力の評価においては、燃料から冷却材への熱伝達、金属-水反応、冷却材中での熱発生を考慮し、圧力ハウジングの破損による減圧効果を無視する。

(e) 制御棒クラスタの飛び出しによって、以下の反応度が0.1秒の間に添加されるものとする。

サイクル初期高温全出力	0.19%	$\Delta k/k$
サイクル末期高温全出力	0.19%	$\Delta k/k$
サイクル初期高温零出力	0.90%	$\Delta k/k$
サイクル末期高温零出力	1.0%	$\Delta k/k$

(f) 実効遅発中性子割合 ( $\beta_{\text{eff}}$ ) はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷する場合は、サイクル初期で0.47%、サイクル末期で0.41%を使用し、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷しない場合は、サイクル初期で0.52%、サイクル末期で0.43%を使用する。

(g) ギャップ熱伝達係数は、燃料エンタルピー解析では、小さめのギャップ熱伝達係数をコード内部で計算し、初期値から一定として使用する。

(h) 燃料被覆管表面熱伝達係数は以下に示す相関式により計算する。

a) サブクール状態      Dittus-Boelter の式

b) 核沸騰状態          Jens-Lottes の式

c) 膜沸騰状態          Bishop-Sandberg-Tong の式

解析ではいったんDNBに達すれば、その後は膜沸騰状態が持続するものとする。

(i) ドップラ反応度帰還は、燃料実効温度の関数として考慮する。圧力ハウジングの破損に伴う減圧沸騰による負の反応度効果は、考慮しないものとする。

(j) 制御棒クラスタ飛び出し直後の熱流束熱水路係数は以下の値を使用する。また、その後の熱流束熱水路係数は、高温全出力のケースについては一定とし、高温零出力のケースについては、制御棒クラスタ飛び出し後の反応度帰還効果による出力分布の変化を考慮する。

サイクル初期高温全出力	7.0
サイクル末期高温全出力	5.6
サイクル初期高温零出力	14
サイクル末期高温零出力	26

(iv) 環境への放射性物質の異常な放出

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

放射性気体廃棄物処理設備の一部が破損し、ここに貯留されていた気体状の放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 原子炉は事故直前まで定格出力の 102%で運転していたものとする。

(b) 1次冷却材中の希ガス濃度は燃料被覆管欠陥率を 1%として評価し、1次冷却材から抽出された放射性希ガスは、体積制御

タンクでその全量が水素によってパージされ、水素再結合ガス減衰タンクに貯蔵されるものとする。

(c) プラント稼働率は 100%とする。

(d) 8 基のタンクの切替えを考慮し、タンク 1 基当たりの貯蔵量が最大となる時点で破損するものとし、瞬時にタンク中の放射能全量が原子炉補助建屋内に放出されると仮定する。

(e) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 2006 年 1 月から 2006 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対線量 ( $D/Q$ ) を用いる。

#### b. 蒸気発生器伝熱管破損

原子炉の出力運転中に、蒸気発生器の伝熱管が破損し、2次冷却系を介して1次冷却材が原子炉格納容器外に放出される事象を想定する。

(a) 事故経過の解析

a) 初期原子炉出力は定格出力の 102%とする。

b) 1 基の蒸気発生器の伝熱管の 1 本が、瞬時に両端破断を起こしたものとする。流出流量の算出に当たっては、初期値を 130t/h とした 1 次冷却系と 2 次冷却系の差圧の平方根に比例する式を用いる。

c) 原子炉は、「原子炉圧力低」信号又は「過大温度  $\Delta T$  高」信号により自動停止するものとする。

d) 充てん／高圧注入ポンプ 2 台が作動するものとする。

また、補助給水ポンプはタービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台が作動するものとする。

e) 加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び主蒸気逃がし弁の動作に関しては以下のとおり考慮する。

① DNB R の評価では、加圧器圧力制御系及び加圧器水位制御系は動作しないものとする。

- ② 核分裂生成物の放出量評価では、加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び主蒸気逃がし弁が自動動作するものとする。
- f) 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。
- g) 事故終止のための運転員操作としては、以下のとおりとする。
- ① 破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作を行うとともに、破損側蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行う（原子炉トリップ後 10 分）。
  - ② 破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は、原子炉トリップの 10 分後に閉止操作を開始し、原子炉トリップ後 20 分で閉止するものとする。
  - ③ 健全側の主蒸気逃がし弁を開き、1 次冷却系の冷却を開始する（原子炉トリップ後 25 分）。
  - ④ 1 次冷却材を高温零出力温度以下に十分減温した後、加圧器逃がし弁を開き、1 次冷却系を減圧する。原子炉圧力が、破損側蒸気発生器の 2 次側圧力まで低下した時点で、加圧器逃がし弁を閉じる（解析では、1 次冷却材高温側配管温度が 274℃に減温された時点で減圧を開始する。）。
  - ⑤ 加圧器逃がし弁の閉止後、原子炉圧力の再上昇を確認した後、非常用炉心冷却設備を停止する（解析では、原子炉圧力の再上昇の幅は 0.98MPa とする。）。
- h) DNB R の評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 核分裂生成物の放出量及び線量の評価
- a) 原子炉は、事故直前まで定格出力の 102%で運転されていたものとする。その運転時間は燃料を 1/3 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 時間とする。
  - b) 破損側蒸気発生器は、事故発生後 48 分で隔離されるものとし、この間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する 1 次冷



却材量は 90t とする。また、流出した 1 次冷却材を含む 2 次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中へ放出される蒸気量は 30t とする。

c) 蒸気発生器伝熱管破損により新たに燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって、2 次冷却系へ流出する放射能源として、以下の 2 通りを仮定する。

① 燃料被覆管欠陥率 1%を用いて計算した 1 次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約  $6.9 \times 10^{13} \text{Bq}$ 、希ガス約  $3.4 \times 10^{14} \text{Bq}$  ( $\gamma$ 線エネルギー0.5MeV換算)。

② ①項の損傷燃料棒から新たに 1 次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約  $1.2 \times 10^{15} \text{Bq}$ 、希ガス約  $3.3 \times 10^{15} \text{Bq}$  ( $\gamma$ 線エネルギー0.5MeV換算)。

追加放出量は、事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし、この圧力低下に比例して 1 次冷却系に放出されるものとする。この場合の追加放出率は  $1.40 \times 10^{-2} \text{min}^{-1}$  とする。

d) この 1 次冷却材中の核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する放射エネルギーは、1 次冷却材中の濃度に依存するものとする。

e) 2 次冷却系に流出してきた希ガスについては、全量が大気中へ放出されるものとする。

f) 2 次冷却系に流出してきたよう素については、気液分配係数 100 で蒸気とともに大気に放出されるものとする。

g) 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

h) 破損側蒸気発生器隔離後も、2 次冷却系の弁からの蒸気漏えいにより、よう素が大気中に放出されるものとする。

弁からの蒸気漏えい率は、隔離直後  $5 \text{m}^3/\text{d}$  とし、その後は 2 次冷却系圧力が 24 時間で直線的に大気圧まで低下すると仮定し、この 2 次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気漏えい率が減少するものとする。

i) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 2006 年 1 月から 2006 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度 ( $\chi/Q$ ) 及び相対線量 ( $D/Q$ ) を用いる。

c. 燃料集合体の落下

原子炉の燃料交換時に、何らかの理由によって燃料集合体が落下して破損し、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 燃料取扱いに際し、使用済燃料ピット内で取扱い中の燃料集合体 1 体が操作上の最高の位置から落下し、落下した燃料集合体の全燃料棒の被覆管が破損するものとする。

(b) 原子炉停止時の燃料ギャップ内の核分裂生成物の量は、原子炉が定格出力の 102% で運転された取替炉心のサイクル末期の最大出力集合体 (運転時間 30,000 時間) のものとする。

(c) 燃料取替作業は、原子炉停止後 100 時間において開始され、この時点で落下事故が生じるものとする。

(d) 損傷した燃料棒の燃料ギャップ内の核分裂生成物の全量が、使用済燃料ピット水中に放出されるものとする。

(e) 使用済燃料ピット水中に放出された希ガスの水中への溶解を無視し、全量が燃料取扱室内に放出されるものとする。

(f) 使用済燃料ピット水中に放出されたよう素の水中での除染係数は 500 とする。

(g) 燃料取扱室内に放出された希ガス及びよう素は、アニュラス空気浄化設備を通して格納容器排気筒から大気中に放出されるものとする。よう素フィルタの効率率は 95% とする。

(h) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 2006 年 1 月から 2006 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度 ( $\chi/Q$ ) 及び相対線量 ( $D/Q$ ) を用いる。

d. 原子炉冷却材喪失

「1.5.3(1)(i)a.(a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 事故発生直前まで、原子炉は定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/3 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 時間とする。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス	1%
よう素	0.5%

(c) 放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素の形態をとるものとする。

(d) 原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。

(e) 原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素の除去効率は等価半減期 50 秒とする。

ただし、事故発生後、無機よう素の除去効果が有効になるまでの時間は 5 分とする。

(f) 単一故障の仮定として、ディーゼル発電機 1 台を不作動とする。

(g) 原子炉格納容器からの漏えい率は、事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率を下回らないような値とし、以下の表の漏えい率とする。

漏えい率 (%/d)	時間区分 (s)	
0.13	0	～ 1,000
0.12	1,000	～ 2,000
0.11	2,000	～ 15,000
0.10	15,000	～ 32,000
0.09	32,000	～ 58,000
0.08	58,000	～ 110,000
0.07	110,000	～ 220,000
0.06	220,000	～ 520,000
0.05	520,000	～ 2,592,000

(h) 原子炉格納容器からの漏えいは、その 97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り 3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

(i) 事故発生後、非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気浄化設備が起動し、アニュラス部の負圧達成時間は 10 分とする。

その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

また、負圧達成後も、アニュラス排気風量の切替え（事故発生後 30 分）までは、アニュラス内空気の再循環は考慮しない。

(j) 原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした気体は、アニュラス空気浄化設備を経て再循環するが、その一部は、アニュラス部の負圧維持のため排気筒より放出される。このとき、アニュラス部内での核分裂生成物の沈着の効果はないものとする。

(k) アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタの効率率は 95%とする。

(l) 希ガスに対するアニュラス空気浄化設備のフィルタ効果及び原子炉格納容器スプレイ水による除去効果等は無視する。

(m) 事故後の非常用炉心冷却設備及び原子炉格納容器スプレイ設備の再循環系（以下「再循環系」という。）からは、事故期

間中（30日間）安全補機室内へ  $4 \times 10^{-3} \text{m}^3/\text{h}$  の漏えいがあるものとする。

(n) 再循環水中の放射エネルギーは事故発生直後、(b)項と同量のよう素が無機よう素として溶解しているものとする。

(o) 再循環水体積は  $1,400 \text{m}^3$  とする。

(p) 再循環系から安全補機室に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率は 5%とし、安全補機室内でのよう素沈着率は 50%とする。

(q) 安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタの効率は 95%とする。

(r) 原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量については、以下の条件に従って評価する。

a) 事故時に炉心から原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、すべて原子炉格納容器内に均一に分布するものと仮定し、原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果や原子炉格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。

b) 核種の選定に当たって、よう素に関しては、核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギーの小さいもの以外の核種、希ガスに関しては、半減期 10 分以上の核種、その他の核種については、原子炉格納容器から外部遮蔽建屋ドーム部を透過した  $\gamma$  線の空気との散乱によるスカイシャイン線量及び原子炉格納容器から外部遮蔽建屋円筒部を透過した  $\gamma$  線による直接線量の計算に寄与するような十分高いエネルギーを持ち、半減期が 10 分以上の核種を対象とする。

c) 核分裂生成物による  $\gamma$  線エネルギーは以下のエネルギー範囲別に区分する。

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)
0.4	$E \leq 0.4$
0.8	$0.4 < E \leq 1.0$
1.3	$1.0 < E \leq 1.5$
1.7	$1.5 < E \leq 1.8$
2.5	$1.8 < E$

(s) 事故の評価期間は 30 日間とする。

(t) 環境への核分裂生成物の放出については、排気筒から放出されるものとする。

(u) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、現地における 2006 年 1 月から 2006 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度 ( $\chi/Q$ ) 及び相対線量 ( $D/Q$ ) を用いる。

e. 制御棒飛び出し

「1.5.3(1)(i)b.(a) 制御棒飛び出し」で想定した制御棒飛び出しの際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 破損する燃料棒割合としては、「1.5.3(2)(iii)a. 制御棒飛び出し」で評価した値のうち最も厳しい値である 12%を使用する。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス            0.28%

よう素            0.14%

(c) 非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気浄化設備が起動する。事故発生後、アニュラス部の負圧達成時間は 10 分とし、その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(d) 原子炉格納容器スプレイ設備は事故発生後 30 分で起動するものとする。

(e) 原子炉格納容器からの漏えい率は、次のように仮定する。

事故後 24 時間まで	0.111%/d
その後 29 日間	0.0555%/d

(f) その他の条件は、「1.5.3(2)(iv)d. 原子炉冷却材喪失」と同様である。

(v) 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

a. 原子炉冷却材喪失

「1.5.3(1)(i)a.(a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に 1 次冷却材が系外に流出し、原子炉格納容器内の温度及び圧力が異常に上昇する事象を想定する。

(a) 配管の破断は、蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断で、流出係数 1.0 の場合を解析する。

(b) 原子炉出力は定格出力の 102%とする。

(c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保有水量 29.0m<sup>3</sup>/基

また、高圧注入系及び低圧注入系からの注入は、ブローダウン終了と同時に開始されると仮定する。

(d) 単一故障の仮定として、原子炉格納容器スプレー設備 1 系列を不作動とする。

また、常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

(e) ブローダウン過程に蓄圧注入系より注入される水は、原子炉容器のダウンコマ部及び下部プレナムに注入されるものとする。

(f) 再冠水解析においては、1 次冷却材ポンプはその特性に従って動くものとする。

b. 可燃性ガスの発生

「1.5.3(1)(i)a.(a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、可燃性ガスが発生する事象を想定する。

- (a) 原子炉は事故直前まで定格出力の 102%で運転していたものとする。
- (b) 水素の発生源としては、炉心水及びサンプル水の放射線分解、ジルコニウム-水反応及びその他の金属との腐食反応を考慮する。
- (c) 事故時のジルコニウム-水反応割合は「1.5.3(2)(ii)a.(a) 非常用炉心冷却設備性能評価解析-大破断-」で得られた値の 5 倍の 1.5%とする。
- (d) 炉心内の核分裂生成物の内蔵量のうち、ハロゲン 50%、並びに、希ガス及びハロゲンを除く核分裂生成物の 1%が、原子炉格納容器内の液相中に存在するものとする。さらに、他の核分裂生成物は、希ガスを除き、すべて炉心部に存在するものとする。
- (e) 放射線分解により発生する水素ガスの発生割合 (G 値) は炉心水に対し 0.5 分子/100eV とする。
- (f) 単一故障の仮定として、低圧注入系 1 系列を不作動とする。

### (3) 評価結果

判断基準に対する解析結果は以下のとおりである。

- a. 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であることについては、「原子炉冷却材喪失」の場合が最も厳しく、以下のとおり、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」に示された基準を満たす。
  - (a) 燃料被覆管温度の最高値は、二酸化ウラン燃料で生じ、約 1,100°Cであり、制限値の 1,200°Cを下回る。
  - (b) 燃料被覆管の局所的最大ジルコニウム-水反応量は、二酸化ウラン燃料で生じ、燃料被覆管厚さの約 4.0%であり、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下である。
  - (c) 全炉心平均ジルコニウム-水反応量は 0.3%以下であり、反応に伴い発生する水素の量は原子炉格納容器の健全性確保の見地から十分低い。



(d) 再冠水開始以降、燃料被覆管の一部がバーストしている燃料棒でも、熱除去は順調に行われており、その後は、再循環モードの確立によって、長期にわたる炉心の冷却が可能である。

b. 燃料エンタルピーの最大値については、「制御棒飛び出し」において、二酸化ウラン燃料で約 450kJ/kg、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料で約 450kJ/kg であり、それぞれ判断基準である 833kJ/kg、770kJ/kg（「R I E 評価指針」に示す 230cal/g・UO<sub>2</sub> に対して燃焼が最も進んだペレットの融点低下及びガドリニア、プルトニウム添加によるペレット融点低下を考慮した燃料エンタルピー。）を下回っている。

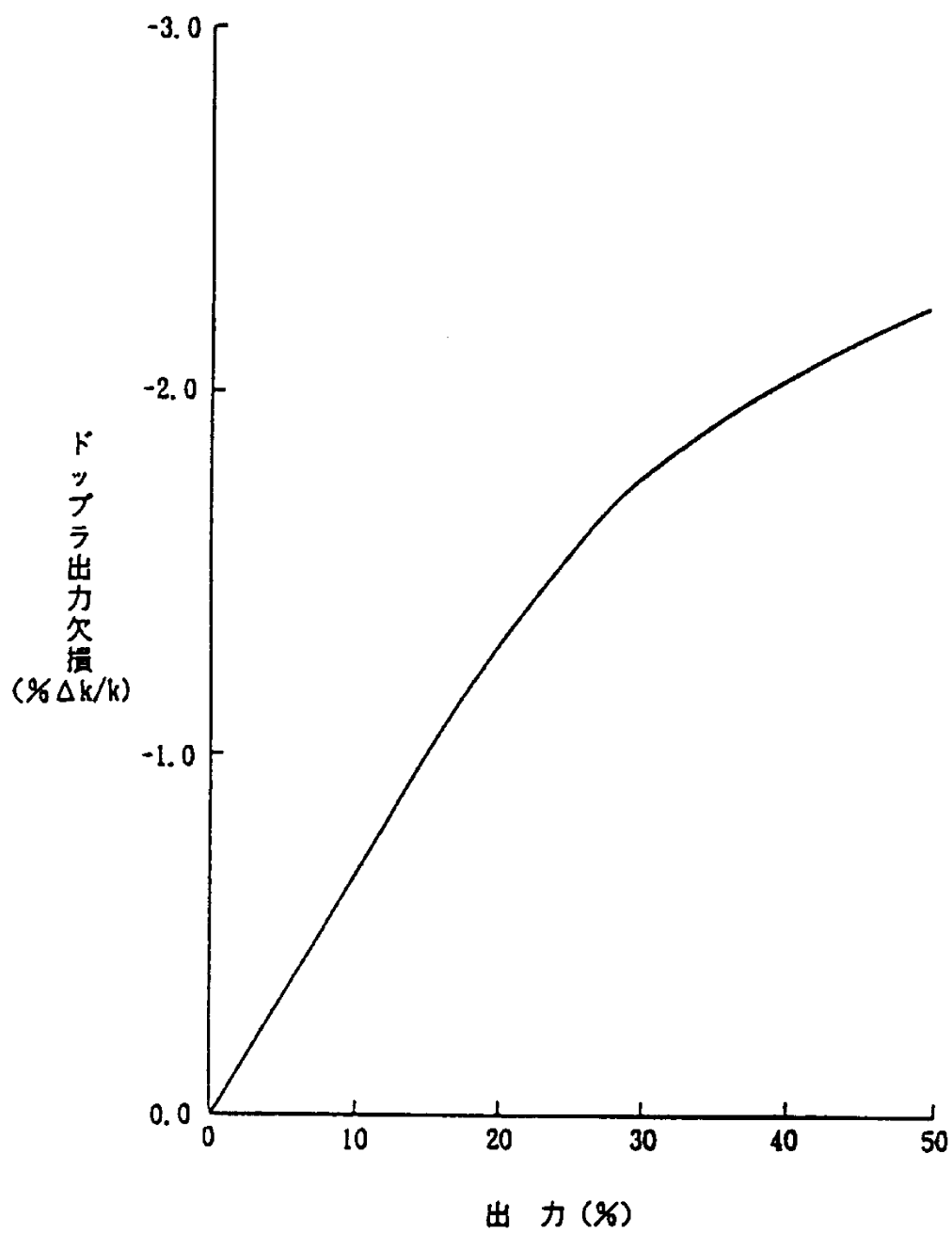
また、燃料破損時の影響については、「R I E 報告書」添付 4 の影響評価に包含される。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「主給水管破断」において約 19MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍である 20.59MPa[gage]を下回っている。

d. 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、「原子炉冷却材喪失」において約 0.25MPa[gage]であり、最高使用圧力である 0.283MPa[gage]を下回っている。なお、原子炉格納容器内温度は、最高使用温度を超えない。

また、可燃性ガスの発生に伴う原子炉格納容器内の水素最大濃度については、事故発生後 30 日時点で約 3.0%であり、可燃限界である 4%を下回っている。

e. 敷地等境界外における実効線量については、これが最も厳しくなる「蒸気発生器伝熱管破損」において約 2.8mSv であり、周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えるものではない。



第 1.5.3.1 図 解析に使用したドップラ出力欠損

#### 1.5.4 重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。）又は重大事故

事故に対処するために必要な施設及び体制並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

##### (1) 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

東京電力（株）福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた設備強化等の重大事故等対策に加え、重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合における以下の重大事故等対策設備に係る事項、復旧作業に係る事項、支援に係る事項及び手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し、運用面での対策を行う。

「(i) 重大事故等対策」について手順を整備し、重大事故等の対応を実施する。「(ii) 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おける事項」の「a. 可搬型設備等による対応」は、「(i) 重大事故等対策」の対応手順を基に大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合の様々な状況においても、事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し、大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合に対処する。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処するための体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「原子炉等規制法」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については、技術的能力審査基準で規定する内容に加え、設置許可基準規則に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 1.5.4.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等を適切に整備する。

(i) 重大事故等対策<sup>1</sup>

重大事故等対策において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災の過酷な状態においても、号炉ごとに独立して事故対応にあたることを原則とし、1つの号炉の事故対応が他号炉（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち自号炉を除く。）の事故対応に干渉することのないように以下の点を考慮し、重大事故等対処設備に係る事項、復旧作業に係る事項、支援に係る事項及び手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備に係る事項を規定する。

- ・可搬型重大事故等対処設備は、他号炉（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち自号炉を除く。）の設備の融通を前提とせず、号炉ごとに必要な数量を確保する。
- ・重大事故等対策要員は、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時に事故対応を行うため、号炉ごとに必要な要員を発電所内及び発電所近傍に常時確保する。
- ・事故対応に係る号炉ごとの作業の干渉を回避できるよう、号炉ごとに作業場所を分離する。また、1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉のそれぞれに専用の屋外アクセスルート及び海水の取水ポイントを設定する。
- ・指揮命令系統は、号炉ごとに設置する指揮者の下で独立して事故対応を行う体制とし、他号炉（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち自号炉を除く。）の影響を排除することにより事故対応を円滑に実施する。また、本部長は1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の状況把握に努め、号炉ごとに独立した対応が困難な場合においては、要員、設備及び資機材等の融通を行う等、必要に応じて号炉間の調整を行い、柔軟な対応を行うことにより迅速な事故収束に努める。

a. 重大事故等対処設備に係る事項

---

<sup>1</sup> 重大事故等対策のうち、1号炉及び2号炉に関するものは、今後の再稼動に向けた準備中であり、評価時点において運用を開始していない（ただし、注記のある一部を除く）（以下、第1.5.4項内にて同様）。

(a) 切替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし、本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて、通常時の系統状態から弁操作又は工具等の使用により切り替えられるようにして当該操作等について明確にし、通常時の系統状態から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに、確実に実行できるよう訓練を実施する。

(b) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するため、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬、移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地すべり、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対して近隣の産業施設の火災及び爆発（飛来物含む。）、航空機墜落による火災、火災の二次的影響（ばい煙及び有毒ガス）、輸送車両の発火、漂流船舶の衝突、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、電磁的障害並びに重大事故等時の高

線量下を考慮する。考慮すべき自然現象のうち、洪水に対しては敷地付近に河川がないこと、高潮に対しては津波に包絡されることから影響を受けない。また、外部人為事象のうち、近隣の産業施設の火災及び爆発（飛来物含む。）に対しては該当する施設がないこと、ダムの崩壊に対しては近傍にダムがないこと、電磁的障害に対しては道路及び通路面が直接影響を受けることはないことから、屋外及び屋内アクセスルートへの影響はない。生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから影響を受けない。万一、これらの影響を受けないとしている現象について、対応が必要となった場合においても、洪水、高潮及びダムの崩壊に対しては、津波と同様に対応し、近隣の産業施設の火災及び爆発（飛来物含む。）に対しては、森林火災と同様に対応する。

なお、可搬型重大事故等対処設備の保管場所については、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り保管し、屋外の可搬型重大事故等対処設備は複数箇所分散して保管する。

重大事故等が発生した場合、事故収束に迅速に対応するため、屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルートの状況確認、海水等の取水ポイントの状況確認、ホース敷設ルートの状況確認を行い、あわせて燃料油貯油そう、空冷式非常用発電装置、その他の屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する、地震による影響（周辺構造物の損壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊、道路面のすべり）、その他の自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪、降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため、障害物を除去可能なブルドーザを 2 台（3号及び4号炉共用、既設）、予備のブルドーザを 1 台（1号、2号、3号及び4号

炉共用、既設)、油圧ショベルを 1 台 (3 号及び 4 号炉共用、既設) 及び予備の油圧ショベルを 1 台 (1 号、2 号、3 号及び 4 号炉共用、既設) を保管、使用し、それを運転する要員を確保する。

また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上の自然流下も考慮した上で、溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確認する。

津波の影響については、防潮堤の中に早期に復旧可能なアクセスルートを確認する。想定を上回る万一のガレキ発生に対してはブルドーザ及び油圧ショベルにより速やかに撤去することにより対処する。

屋外アクセスルートについては、考慮すべき自然現象のうち凍結及び森林火災、外部人為事象のうち航空機墜落による火災、火災の二次的影響 (ばい煙及び有毒ガス)、飛来物 (航空機落下)、輸送車両の発火及び漂流船舶の衝突に対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確認する。

屋外アクセスルートの周辺構造物、周辺機器の倒壊による障害物については、ブルドーザ及び油圧ショベルによる撤去あるいは転倒による閉塞がないルートを通行する。

屋外アクセスルートは、基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対しては、崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザ及び油圧ショベルによる崩壊箇所の復旧を行う。

耐震裕度の低い地盤にアクセスルートを設定する場合は、道路面のすべりによる崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザ及び油圧ショベルによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する。

不等沈下等による段差の発生が想定される箇所においては、段差緩和対策を講じる設計とするとともに、段差が発生した場合には、ブルドーザ及び油圧ショベルによる段差発生箇所の復

旧を行う。さらに、地下構造物の損壊が想定される箇所については、陥没対策を講じる。なお、想定を上回る段差が発生した場合は、予備ルートの復旧及び油圧ショベルによる段差解消対策により対処する。

アクセスルート上の台風及び竜巻による飛来物、積雪、降灰については、ブルドーザ及び油圧ショベルによる撤去を行う。なお、想定を上回る積雪、降灰が発生した場合は、除雪、除灰の頻度を増加させることにより対処する。

重大事故等が発生した場合において、屋内の可搬型重大事故等対処設備の保管場所へ要員が移動するアクセスルートの状況確認を行い、あわせて恒設代替低圧注水ポンプ、その他の屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内のアクセスルートは、地震、津波、その他の自然現象による影響及び外部人為事象に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内のアクセスルート上には、転倒した場合に撤去できない資機材は設置しないこととするとともに、撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛、転倒防止措置により支障をきたさない措置を講じる。

機器からの溢水に対しては、適切な放射線防護具を着用することでアクセスルートを通行する。

アクセスルートの確保に当たっては、アクセスルートを選定し、ルート近傍の資機材を管理し、固縛等の対策を実施すること及び万一の際には迂回することにより通行性を確保する。

アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の化学物質を貯蔵しているタンクからの漏えいを考慮した薬品保護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況に応じて着用する。また、停電時及び夜間時においては、確実に運搬、移動ができるように、可搬型照明を配備する。

1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を想定しても、



事故対応に係る号炉ごとの作業の干渉を回避できるよう、1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉のそれぞれに専用のアクセスルートを設定する。

b. 復旧作業に係る事項

重大事故等発生時において、重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため、以下の基本方針に基づき実施する。

(a) 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。

事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能を回復することが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替え可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

- ・短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
- ・単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能が回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。
- ・復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品等の確保に努める。

また、予備品の取替作業に必要な資機材等として、ガレキ撤去等のためのブルドーザ、油圧ショベル、夜間の対応を想定し

た照明機器等及びその他の作業環境を想定した資機材を確保する。

(b) 保管場所

予備品等については、地震による周辺斜面の崩落、敷地下斜面のすべり、津波による浸水等の外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

(c) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

設備の復旧作業に支障がないよう、複数のアクセスルートを確認する等、a.(b)アクセスルートの確保と同じ運用管理を実施する。

c. 支援に係る事項

1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を想定しても、重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所内であらかじめ号炉ごとに必要な数量を確保した重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、重大事故等対策を実施し、事故発生後7日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。

また、関係機関等と協議及び合意の上、外部からの支援計画を定め、協力体制が整い次第、プラントメーカー及び建設会社からは設備の設計根拠、機器の詳細な情報、事故収束手段及び復旧対策等の提供、協力会社からは、事象進展予測及び放射線影響予測等の評価結果の情報提供、並びに事故収束及び復旧対策活動に必要な要員の支援、燃料供給会社からは燃料の供給並びに迅速な物資輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

他の原子力事業者からは、要員の派遣、資機材の貸与、環境放射線モニタリングの支援を受けられるほか、原子力緊急事態支援組織からは、被ばく低減のための遠隔操作可能なロボット等の資

機材、資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができるように支援計画を定める。

さらに、発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備、予備品及び燃料等について支援を受けることによって、発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料の確保を行い、継続的な重大事故等対策を実施できるように事故発生後 6 日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また、原子力事業所災害対策支援拠点から、災害対策支援に必要な資機材として、食料、その他の消耗品、汚染防護服及びその他の放射線管理に使用する資機材が継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

#### d. 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等発生時に的確かつ柔軟に対処できるよう、手順書を整備し、教育及び訓練を実施するとともに、要員を確保する等の必要な体制を整備する。

##### (a) 手順書の整備

重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう手順書を整備する。

また、手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書（以下「運転手順書」という。）、緊急時対策本部が使用する手順書（以下「緊急時対策本部用手順書」という。）及び緊急時対策本部のうち支援組織が使用する手順書（以下「支援組織用手順書」という。）を整備する。

(a-1) すべての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は 1 号炉、2 号炉、3 号炉及び 4 号炉の同時被災の過酷な状態において、限られた時間の中で原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類、その入手の方法

及び判断基準を整理し、手順を整備する。

原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるよう、パラメータを計測する計器故障時に原子炉施設の状態を把握するための手順、パラメータの把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を整備する。

具体的には、第 1.5.4.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

(a-2) 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に、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、判断基準を明確にした手順を以下のとおり整備する。

炉心損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損防止の対処に迷うことなく移行できるよう、原子炉格納容器への注水を最優先する判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷又は原子炉格納容器の破損を防止するために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況においては、迷わず海水注水を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

全交流動力電源喪失時等において、準備に長時間を要する可搬型設備を必要な時期に使用可能とするため、準備に掛かる時間を考慮の上、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷時において水素爆発を懸念し、水素濃度制御設備の必要な起動時期を見失うことがないように、水素濃度制御設備を速やかに起動する判断基準を明確にした手順を整備する。

その他、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に必要な各操作については、重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため、手順着手の判断基準を

明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時において、設計基準事故に用いる操作の制限事項が継続して適用されることで事故対応に悪影響を及ぼさないよう手順を区別するとともに、重大事故等発生時には速やかに移行できるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

- (a-3) 重大事故等対策の実施において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち、行動できるよう、社長があらかじめ方針を示す。

重大事故等発生時の運転操作において、当直課長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を運転手順書に整備する。

重大事故等発生時の発電所の緊急時対策本部活動において重大事故等対策を実施する際に、発電所の緊急時対策本部長が、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針にしたがった判断を実施する。また、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部用手順書に整備する。

- (a-4) 重大事故等対策時に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて実効的に重大事故等対策を実施するため、運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める。

運転手順書は、重大事故等対策を的確に実施するために、事故の進展状況に応じて構成し定める。

緊急時対策本部用手順書に、体制、通報及び緊急時対策本部内の連携等について明確にし、その中に支援組織用手順書を整備し、支援の対応等、重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

なお、運転手順書は、事故の進展状況に応じて、構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を

明確にする。

事故発生時は、故障及び設計基準事故に対処する運転手順書により事象判別及び初期対応を行う。多重故障等により設計基準事故を超えた場合は、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事象ベースの運転手順書に移行する。

事象判別及び初期対応を行っている場合又は事象ベースの運転手順書にて事故対応操作中は、安全機能パラメータを常に監視し、あらかじめ定めた適用条件が成立すれば、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安全機能ベースの運転手順書に移行する。

ただし、原因が明確でかつその原因除去あるいは対策が優先されるべき場合は、安全機能ベースの運転手順書には移行せず、その原因に対する事象ベースの運転手順書を優先する。

多重故障が解消され安全機能が回復すれば、故障及び設計基準事故に対処する運転手順書に戻り処置を行う。

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運転手順書による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書に移行し対応処置を実施する。

(a-5) 重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位、圧力、温度等の計測可能なパラメータを整理し、運転手順書に明記する。

重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを、あらかじめ選定し、重要な監視パラメータと有効な監視パラメータに位置づけ運転手順書に明記する。通常使用するパラメータが故障等により計測不能な場合は、代替パラメータにて当該パラメータを推定する方法を運転手順書に明記する。なお、記録が必要なパラメータ及び直流電源が喪失しても可搬型計測器により計測可能なパラメータをあらかじめ選定し、運転手順書に明記する。

また、重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について、運転員が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし、運転手順書に整理する。

また、有効性評価等にて整理した有効な情報について、緊急時対策本部要員が運転操作を支援するためのパラメータ挙動予測や影響評価のための判断情報とし、支援組織用手順書に整理する。

- (a-6) 前兆事象として把握ができるか、重大事故を引き起こす可能性があるかを考慮して、設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発表された場合等において、原則として循環水ポンプを停止（プラント停止）し、取水路防潮ゲートの閉止、原子炉の冷却操作を行う手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については、気象情報の収集、巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

- (a-7) 有毒ガス発生時に、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。固定源に対しては、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。可動源に対しては、換気空調設備の隔離等により、運転員（当直員）及び緊急時対策本部要員が事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても、運転員（当直員）及び緊急時対策本部要員のうち初動対応を行う者に対して配備した防護具を着用することにより、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

有毒ガスの発生による異常を検知した場合、通信連絡設備により、有毒ガスの発生を発電所内の必要な要員に周知する手順を整備する。

#### (b) 教育及び訓練の実施

運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員は、重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、原則、重大事故等発生時の発電所緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）の体制を通常時の組織の業務と対応するように定め、通常時の実務経験を通じて付与される力量に加え、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の力量の維持及び向上を図る。

緊急安全対策要員の教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

- ・各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年 1 回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。
- ・各要員が力量の維持及び向上を図るためには、各要員に応じた複数の教育及び訓練項目を受ける必要がある。複数の教育及び訓練項目で、手順が類似する項目については、年 1 回以上、毎年繰り返すことにより、各手順を習熟し、力



量の維持及び向上を図る。

- ・重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作について第 1.5.4.2 表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な要員数及び想定時間にて対応できるように、教育及び訓練を効率的かつ確実に実施する。

運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるよう、各要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、運転開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

重大事故等対策活動のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

- (b-1) 重大事故等対策は、幅広い原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ、重大事故等発生時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

- (b-2) 運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の各役割に応じて、重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるよう過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

現場作業に当たっている緊急安全対策要員が、作業に習熟し必要な対応ができるよう、運転員（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に実施する。

重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習等を定期的に計画する。

- (b-3) 重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するた

めに、普段から保守点検活動を社員自らも行って部品交換等の実務経験を積むこと等により原子炉施設及び予備品等について熟知する。

(b-4) 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、重大事故等発生時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した事故時対応訓練、夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練を実施する。

(b-5) 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、それらの情報及びマニュアルを用いた事故時対応訓練を行う。

(c) 体制の整備

重大事故等発生時において重大事故等に対応するための体制として、以下の基本方針に基づき整備する。

(c-1) 重大事故等対策を実施する実施組織及び支援組織の役割分担及び責任者等を定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、原子力防災体制等を発令し、要員の非常召集、通報連絡を行い、発電所に自らを本部長とする発電所対策本部を設置して対処する。

発電所対策本部に、重大事故等対策を実施する実施組織、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織を編成し、組織が効果的に重大事故等対策を実施できるよう、専門性及び経験を考慮した作業班の構成を行う。また、各班の役割分担、責任者である班長を定め、指揮命令系統を明確にし、

効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合の原子力防災組織において、その職務に支障をきたすことがないよう、独立性が確保できる組織に配置する。発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合、重大事故等対策における原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ、最優先に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故時等において、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、発電所対策本部の本部長は、その指示を踏まえ方針を決定する。

時間外、休日（夜間）に重大事故等が発生した場合、緊急時対策本部要員は、発電用原子炉主任技術者が原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるよう、通信連絡手段により必要の都度、情報連絡（プラントの状況、対策の状況）を行い、発電用原子炉主任技術者は、その情報連絡を受け、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は、連絡により発電所に非常召集する。重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に駆けつけられるよう、非常召集可能圏内に発電用原子炉主任技術者を号炉ごとに1名配置する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって、保安上必要な事項について確認を行う。

(c-2) 実施組織を、運転員等により事故拡大防止のための措置を実施する班及び応急対策の立案を実施する班により構成し、必要な役割の分担を行い重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

(c-3) 実施組織は、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉において同時に重大事故等が発生した場合において以下のとおり対応

できる組織とする。

発電所対策本部は、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災の場合において、本部長の指示により号炉ごとに指名した指揮者の指示のもと、号炉ごとの情報収集や事故対策の検討を行う。

緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を発電所内及び発電所近傍に常時確保し、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災が発生した場合においても、確保した緊急安全対策要員により、重大事故等対処設備を使用して炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故等対策に対応できる体制とする。

発電用原子炉主任技術者は、号炉ごとに選任<sup>2</sup>する。担当号炉のプラント状況把握及び事故対策に専念することにより、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を想定した場合においても指示を的確に実施する。

1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の発電用原子炉主任技術者は、号炉ごとの保安監督を誠実かつ、最優先に行う。

また、実施組織による重大事故等対策の実施に当たり、号炉ごとに選任した発電用原子炉主任技術者は、発電所対策本部から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は影響緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

(c-4) 発電所対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

技術支援組織は、事故状況の把握・評価及び事故時影響緩和操作の検討を行う班、放射線・放射能の測定、状況把握及び災害対策活動に伴う放射線防護措置等を行う班、運営支援

---

<sup>2</sup> 評価時点において、1号炉及び2号炉も含め、号炉ごとに選任済みである。

組織は、実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整えるため発電所対策本部の運営及び動員、輸送手段の確保を行う班、報道機関の対応を行う班、社内外対策本部との情報受理・伝達及び国・自治体等関係者との連絡調整を行う班で構成する。

(c-5) 重大事故等対策の実施が必要な状況において、原子力防災体制等を発令し、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の非常召集連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

時間外、休日（夜間）においては、重大事故等が発生した場合、速やかに対策の対応を行うため、発電所内及び発電所近傍に緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を常時確保し、体制を強化する。

なお、地震により緊急時呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常召集連絡ができない場合でも地震の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な要員は、原子力防災組織の統括管理及び全体指揮を行う全体指揮者、号炉ごとの指揮を行うユニット指揮者、通報連絡を行う通報連絡者並びに各重大事故等対策に係る現場での調整を行う現場調整者の緊急時対策本部要員 11名、運転操作指揮を行う当直課長及び当直主任、運転操作対応を行う1号炉及び2号炉の運転員 12名（1号炉及び2号炉のうち1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は10名、1号炉及び2号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は8名）、3号炉及び4号炉の運転員 12名（3号炉及び4号炉のうち1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は10名、3号炉及び4号炉の

原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 8 名)、運転支援活動、電源復旧活動、注水活動、消防活動及びガレキ除去活動を行う緊急安全対策要員 65 名の計 100 名(1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は計 92 名、2つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は計 84 名、3つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は計 76 名又はすべての原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は計 68 名)並びに被災後 6 時間以内を目途として参集し、注水活動を行う緊急安全対策要員 8 名及び発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員 20 名の計 28 名(以下「召集要員」という。)として、合計 128 名(1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は合計 120 名、2つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は合計 112 名、3つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は合計 104 名又はすべての原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は合計 96 名)を確保する。

なお、号炉ごとの指揮者は、重大事故等対策の初動後対策において、必要に応じて現場の指揮を行う。

また、火災発生時の初期消火活動に対応するため、消火活動要員についても発電所に常時確保する。

重大事故等発生時においては、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災が発生した場合も考慮し、消火活動要員 7 名を 1 つの班、及び消火活動要員を兼ねる緊急安全対策要員 7 名をもう 1 つの班とする構成とし、各々 2 つの号炉を分担して対応することを基本とする。発電所対策本部長は火災の状況に応じて、消火活動要員、設備及び資機材等の融通を行う等、柔軟な対応を行う。

重大事故等が発生した場合、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員は、緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)に参

集し、通報連絡、注水確保及び電源確保等の各要員の任務に応じた対応を行う。

重大事故等の対応については、高線量下の対応においても、当社社員及び協力会社社員を含め要員を確保する。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の重大事故等対策要員（運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員にて構成される。以下同じ。）に欠員が生じた場合は、休日、時間外（夜間）を含め重大事故等対策要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた重大事故等対策要員の体制に係る管理を行う。

重大事故等対策要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき時間外、休日（夜間）を含めて必要な要員を非常召集できるよう、定期的に通報連絡訓練を実施する。

(c-6) 重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は、上記(c-2)項及び(c-4)項のとおり明確にするとともに、各班に責任者である班長及び副班長を配置する。

(c-7) 発電所対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である本部長の所長（原子力防災管理者）及び班長が欠けた場合に備え、代行者と代行順位をあらかじめ定め明確にする。

(c-8) 実施体制が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、関係箇所との連携を図り迅速に対応することが必要なことから、支援組織が、発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等（テレビ

会議システムを含む。)を備えた緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)を整備する。さらに、実施組織が中央制御室、緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)及び現場との連携を図るため、携行型通話装置等を整備する。

- (c-9) 支援組織は、原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、原子力施設事態即応センターに設置する本店緊急時対策本部(以下「本店対策本部」という。)等の発電所内外の組織への通報及び連絡を実施できるように衛星電話(携帯)、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等を配備し、広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

社内外対策本部との情報受理・伝達及び国・自治体等関係者との連絡調整を行う班が、本店対策本部と発電所対策本部間において発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また、報道発表及び外部からの問い合わせ対応等については、本店対策本部の広報活動を行う班で実施することにより、発電所対策本部が事故対応に専念でき、また、発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

- (c-10) 重大事故等発生時に、発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。

発電所における原子力防災体制発令の報告を受け、本店における原子力防災体制を発令した場合、速やかに本店対策本部(原子力施設事態即応センター含む。)を中之島及び若狭に設置する。社長は、原子力災害対策活動を実施するため本店対策本部長としてその職務を行う。

また、原子力緊急事態宣言が発出された場合又はそのおそれがある場合は、本店対策本部長である社長は原則として、中之島から若狭へ移動し、災害対策活動の指揮を執る。社長が移動する場合は、定められた代行者が本店対策本部の指揮



を執る。なお、移動中の社長への連絡については、携帯電話等を使用する。

本店対策本部（中之島）においては、原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体制により発電所対策本部の支援を行い、本店対策本部（若狭）は、原子力部門による発電所対策本部への技術的支援を行う。

具体的には、発電所対策本部が事故対応に専念できるよう、本店対策本部（若狭）には、社内外情報の収集・連絡・記録、事故状況の把握・評価の支援、アクシデントマネジメントの支援、事故拡大防止策に関する支援、事故原因の究明・除去に関する支援及び復旧対策に関する支援等を行う班を設置し、本店対策本部（中之島）は、外部電源や通信設備に関する復旧等を行う班、本店対策本部の設営・運営、本部要員の召集並びに資機材及び食料の調達運搬等を行う班、自治体及び報道対応を行う班を設置し、発電所対策本部の災害対策活動の支援を行う。

本店対策本部は、原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合、あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を勘案した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し、必要な要員を派遣するとともに、災害対策支援に必要な資機材等の運搬を実施する。

本店対策本部は、他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援を要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

(c-11) 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて、社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等発生時に原子炉格納容器の設計圧力及び温度に近い状態が継続する場合等に備えて、機能喪失した設備の保

守を実施するための放射線量低減及び放射性物質を含んだ汚染水が発生した際の汚染水の処理等の事態収束活動を円滑に実施するため、平時から必要な協力活動体制を継続して構築する。

(ii) 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おける事項

a. 可搬型設備等による対応

大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合における体制の整備に関し、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、また、当該手順書にしたがって活動を行うための体制及び資機材を整備する。

- 一 大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること。
- 二 大規模損壊発生時における炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。
- 三 大規模損壊発生時における原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること。
- 四 大規模損壊発生時における使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。
- 五 大規模損壊発生時における放射性物質の放出を低減するための対策に関すること。

可搬型設備等による対応において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災の過酷な状態においても、号炉ごとに独立して事故対応にあたることを原則とし、1つの号炉の事故対応が他号炉（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち自号炉を除く。）の事故対応に干渉することのないように以下の点を考慮し、大規模損壊発生時の手順書の整備、大規模損壊の発生に備えた体制の整備及び大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備に係る事項を規定する。

- ・可搬型重大事故等対処設備は、他号炉（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち自号炉を除く。）の設備の融通を前提とせず、号炉ごとに必要な数量を確保する。
- ・重大事故等対策要員は、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時に事故対応を行うため、号炉ごとに必要な要員を発電所内及び発電所近傍に常時確保する。
- ・事故対応に係る号炉ごとの作業の干渉を回避できるよう、号炉ごとに作業場所を分離する。また、1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉のそれぞれに専用の屋外アクセスルート及び海水の取水ポイントを設定する。
- ・指揮命令系統は、号炉ごとに設置する指揮者の下で独立して事故対応を行う体制とし、他号炉（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち自号炉を除く。）の影響を排除することにより事故対応を円滑に実施する。また、本部長は1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の状況把握に努め、号炉ごとに独立した対応が困難な場合においては、要員、設備及び資機材等の融通を行う等、必要に応じて号炉間の調整を行い、柔軟な対応を行うことにより迅速な事故収束に努める。

(a) 大規模損壊発生時の手順書の整備

大規模損壊発生時の手順書を整備するに当たっては、大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象として、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定する。

大規模な自然災害については、多数ある自然災害の中から原子炉施設に大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害により、重大事故又は大規模損壊等が発生する可能性を考慮し対応手順書を整備する。

これに加え、確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）の結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスへ

の対応を含む手順書として、また、発生確率や地理的な理由により発生する可能性が極めて低いとして抽出していない外部事象に対しても緩和措置が行えるよう整備する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、大規模損壊を発生させる可能性の高い事象であることから、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを前提とした対応手順書を整備する。

(a-1) 大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害への対応における考慮

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を想定するに当たっては、国内外の基準等で示されている外部事象を網羅的に収集し、その中から考慮すべき自然災害に対して、設計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定し、原子炉施設の安全性に与える影響及び重畳することが考えられる自然災害の組み合わせについても考慮する。

また、事前予測が可能な自然災害については、影響を低減させるための必要な安全措置を講じることを考慮する。さらに、事態収束に必要と考えられる機能の状態に着目して事象の進展を考慮する。

(a-2) 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おける考慮

テロリズムには様々な状況が想定されるが、その中でも施設の広範囲にわたる損壊、不特定多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して原子炉施設に大きな影響を与える故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定し、その上で流用性を持たせた柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

(a-3) 大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

大規模損壊発生時の対応手順書については、(a-3-3)項に示す5つの項目に関する緩和等の措置を講じるため、可搬型重

大事故等対処設備による対応を中心とした多様性及び柔軟性を有するものとして、また、(a-3-3)項に示すとおり重大事故等対策において整備する手順等に対して、更なる多様性を持たせたものとして整備する。

大規模損壊により原子炉施設が受ける被害範囲は不確定性が大きく、重大事故等対策のようにあらかじめシナリオ設定した対応操作は困難であると考えられる。よって、施設の損壊状況等の把握を迅速に試みるとともに断片的に得られる情報、確保できる要員及び使用可能な設備等により、原子炉格納容器の破損緩和又は放射性物質の放出低減等のために効果的な対応操作を速やかにかつ臨機応変に選択及び実行する必要があることから、原子炉施設の被害状況を把握するための手段及び各対応操作の実行判断を行うための手段を手順として定め整備する。

また、当該の手順書については、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突が原子炉施設に及ぼす影響等、様々な状況を想定した場合における事象進展の抑制及び緩和対策の実効性を確認し整備する。

#### (a-3-1) 大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と判断フロー

大規模損壊発生時は、原子炉施設の状況把握が困難な場合、状況把握がある程度可能な場合を想定し、状況に応じた対応が可能となるよう判断フローを整備する。また、手順書を有効かつ効果的に活用するため、適用開始条件を明確化するとともに、緩和操作を選択するための判断フローを明示することにより必要な個別対応手段への移行基準を明確化する。

##### (a-3-1-1) 大規模損壊発生時の判断及び対応要否の判断基準

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突について、緊急地震速報、大津波警報等又は衝撃音、衝突音等により検知した場合、中央制御室の状況、プラント

状態の大まかな確認及び把握を行うとともに、大規模損壊発生（又は発生が疑われる場合）の判断を当直課長又は原子力防災管理者が行う。また、以下の適用開始条件に該当すると当直課長又は原子力防災管理者が判断すれば、大規模損壊時に対応する手順に基づき事故の進展防止及び影響を緩和するための活動を開始する。

(a-3-1-1-1) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突等により原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合

- ・プラント監視機能又は制御機能が喪失（中央制御室の喪失を含む。）
- ・使用済燃料ピットが損傷し漏えいが発生
- ・炉心冷却機能及び放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような大規模な損壊が発生
- ・大型航空機の衝突による大規模な火災が発生

(a-3-1-1-2) 当直課長が重大事故等発生時に期待する安全機能が喪失し、事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合

(a-3-1-1-3) 原子力防災管理者が大規模損壊時に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合

(a-3-1-2) 緩和操作を選択するための判断フロー

大規模損壊時に対応する手順による対応を判断後、原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いて施設の損壊状況及びプラントの状態等を把握し、各対応操作の実行判断を行うための手段に基づいて、事象進展に応じた対応操作を選定する。緩和操作を選択するための判断フローは、中央制御室の監視機能及び制御機能の喪失により状況把握が困難な場合には、外からの目視による確認又は可搬型計測器による優先順位にしたがった建屋内部の状況確認を順次行い、必要の都度緩和措置を行う。

また、中央制御室又は緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）での監視機能の一部が健全であり、速やかな安全機能等の状況把握が可能な場合には、建屋内部の状況から全体を速やかに把握し、優先順位を付けて喪失した機能を回復又は代替させる等により緩和措置を行う。また、適切な個別操作を速やかに選択できるように、当該フローに個別操作への移行基準を明確化する。

なお、個別操作を実行するために必要な重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備の使用可否については、大規模損壊時に対応する手順に基づく当該設備の状況確認を実施することにより判断する。

#### (a-3-2) 優先順位に係る基本的な考え方

環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、炉心損傷の潜在的可能性を最小限にすること、炉心損傷を少しでも遅らせることに寄与できる初期活動を行うとともに、事故対応への影響を把握するため、火災の状況を確認する。また、対応要員及び残存する資源等を基に有効かつ効果的な対応を選定し、事故を収束させる対応を行う。また、設計基準事故対処設備の安全機能の喪失、大規模な火災の発生及び運転員（当直員）を含む重大事故等対策要員等が被災した場合も対応できるようにするとともに、可搬型重大事故等対処設備等を活用することによって、(a-3-3)項の(a-3-3-1)項に示す 5 つの項目に関する緩和等の措置について、人命救助を行うとともに要員の安全を確保しつつ並行して行う。

さらに、環境への放射性物質の放出低減を最優先とする観点から、事故対応を行うためにアクセスルートの確保、操作の支障となる火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

対応の優先順位については、把握した対応可能要員数、

使用可能設備及び施設の状態に応じて選定する。

- ・原子炉施設の状況把握が困難な場合

プラント監視機能が喪失し、原子炉施設の状況把握が困難な場合においては、外観より施設の状況を把握するとともに、対応可能な要員の状況を可能な範囲で把握し、原子炉格納容器又は使用済燃料ピットから環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、大規模な火災の発生に対しても迅速に対応する。また、監視機能を復旧させるため、代替所内電源による給電により、監視機能の復旧措置を試みるとともに、可搬型計測器等を用いて可能な限り継続的に状態把握に努める。

外観より原子炉格納容器又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の破損が確認され、周辺の線量率が上昇している場合は、放射性物質の放出低減処置を行う。

外観より原子炉格納容器が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、原子炉格納容器破損の緩和処置を優先して実施し、炉心が損傷していないこと等を確認できた場合には、炉心損傷緩和の処置を実施する。

使用済燃料ピットへの対応については、外観より原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置及び漏えい抑制等の措置を行うとともに、常設設備又は可搬型設備による注水を行う。また、水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は建屋内部又は外部からのスプレイを行う。

- ・原子炉施設の状況把握がある程度可能な場合

プラント監視機能が健全である場合には、運転員（当直員）等により原子炉施設の状況を速やかに把握し、判断フローに基づいて「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」



機能の確保を基本とし、状況把握が困難な場合と同様に、環境への放射性物質の放出低減を目的に、優先的に実施すべき対応操作とその実効性を総合的に判断し、必要な緩和処置を実施する。

なお、部分的にしかパラメータ等を確認できない場合は、可搬型計測器等により確認を試みる。

上記の各対策の実施に当たっては、重大事故等対策におけるアクセスルート確保の考え方を基本に、被害状況を確認し、早急に復旧可能なルートを選定し、ブルドーザ及び油圧ショベルを用いて法面崩壊による土砂、建屋の損壊によるガレキ等の撤去活動を実施することでアクセスルートの確保を行う。また、事故対応の支障となるアクセスルート及び操作場所が火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

#### (a-3-3) 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

大規模損壊が発生した場合に対応する手順については、(a-3-3-1)項の5つの活動を行うための手順書として重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて、事象進展の抑制及び緩和に資するための多様性を持たせた手順等を適切に整備する。

また、(a-3-3-2)項から(a-3-3-14)項の手順等を基に、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合でも対応できるように現場にてプラントパラメータを監視するための手順、重大事故等対策と異なる判断基準により事故対応を行うための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

#### (a-3-3-1) 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

- ・大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として、故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し、放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備するとともに必要な設備を配備する。

また、地震及び津波のような大規模な自然災害によって施設内の油タンク火災等の大規模な火災が発生した場合においても、同様な対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

手順書については、以下の(a-3-3-12)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は、放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備するとともに、早期に準備が可能な化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車、又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃、あるいは可搬式消防ポンプ及び中型放水銃による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

また、重大事故等対策要員による消火活動を行う場合は、事故対応とは独立した通信手段を用いるために、別のトランシーバーの回線を使用することとし、発電所対策本部との連絡については衛星電話（携帯）を使用して、発電所対策本部長の指揮により対応を行う。

- ・ 炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順については、以下の(a-3-3-2)項から(a-3-3-6)項、(a-3-3-13)項及び(a-3-3-14)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

炉心の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場

合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は1次系のフィードアンドブリードを行う。
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において1次冷却材喪失事象が発生している場合は、多様な炉心注水手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。また、1次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。
- ・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。
- ・原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却には大容量ポンプを使用するため準備に時間がかかることから、多様な格納容器スプレイ手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
- ・原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-3)項から(a-3-3-10)項、(a-3-3-13)項及び(a-3-3-14)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策が必要

な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却及び減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は 1 次系のフィールドアンドブリードを行う。また、1 次冷却系を減圧する手段により、高圧溶融物放出及び原子炉格納容器内雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止する。
- ・炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合は、原子炉格納容器の破損を緩和するため、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器に注水し、原子炉容器内の残存溶融デブリを冷却する。
- ・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。
- ・原子炉格納容器内の冷却又は破損を緩和するため、格納容器内自然対流冷却、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は、可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
- ・溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の抑制及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止するため、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先

して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により、熔融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する。また、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、多様な炉心注水手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。

- ・ さらに、原子炉格納容器内に水素が放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を実施し、水素が原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を実施する。

- ・ 使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-11)項及び(a-3-3-13)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は、外観より原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置等の措置を行うとともに、早期に準備が可能な常設設備による注水を優先して実施し、常設設備による注水ができない場

合は、可搬型設備による注水を行う。水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は、建屋内部からのスプレイを行う。また、使用済燃料ピットの近傍に立ち入ることができない場合は、建屋外部からのスプレイを実施し、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、放水砲により燃料体の著しい損傷の進行を緩和する。

- ・放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料ピット内燃料体の著しい損傷に至った場合において、放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-11)項及び(a-3-3-12)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

放射性物質の放出を低減するための対策が必要な場合における対応手順の優先順位は、原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失した場合は、格納容器スプレイが実施可能であれば、早期に準備が可能な常設設備によるスプレイを優先して実施し、常設設備によるスプレイができない場合は可搬型設備によるスプレイを実施する。格納容器スプレイが使用不能な場合又は放水砲による放水が必要と判断した場合は、放水砲による放射性物質の放出低減操作を実施する。

使用済燃料ピット内燃料体の著しい損傷に至った場合は、建屋外部からのスプレイにより放射性物質の放出低減を実施し、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

(a-3-3-2) 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.2 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない場合に、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁による原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順

(a-3-3-3) 「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」

重大事故等対策にて整備する 1.3 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、すべての蒸気発生器が除熱できない状況において、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁による原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次系のフィードアンドブリードにより原子炉を減圧する手順

(a-3-3-4) 「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」

重大事故等対策にて整備する 1.4 の手順に加えて、以下の手順等を整備する。

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、すべての炉心注水の手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉に注水する手順

(a-3-3-5) 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」  
重大事故等対策にて整備する 1.5 の手順を用いた手順等を整備する。

(a-3-3-6) 「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」  
重大事故等対策にて整備する 1.6 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順

(a-3-3-7) 「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」  
重大事故等対策にて整備する 1.7 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順

(a-3-3-8) 「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」  
重大事故等対策にて整備する 1.8 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・すべての格納容器スプレイ及び炉心注水の手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順及び原子炉に注水する手



順

(a-3-3-9) 「1.9 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手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.9 の手順を用いた手順等を整備する。

(a-3-3-10) 「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」

重大事故等対策にて整備する 1.10 の手順を用いた手順等を整備する。

(a-3-3-11) 「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.11 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットへの注水による水位維持が不可能又は不明と判断した場合若しくは原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は損壊が不明な場合において、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、送水車及びスプレイヘッドの運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットへの外部スプレイを行う手順
- ・送水車による使用済燃料ピットへのスプレイの手順が使用できない場合に、化学消防自動車のスプレイヘッドに接続し、使用済燃料ピットへの建屋内部又は外部からのスプレイを行う手順

(a-3-3-12) 「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」

重大事故等対策にて整備する 1.12 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・原子炉格納容器、原子炉補助建屋等が破損している

場合又は破損が不明な場合に、建屋周辺の線量率が上昇している場合は、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器へスプレイする手順

- ・すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順

(a-3-3-13) 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.13 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・大規模な火災や長期間にわたり大津波警報が発令されている状況を考慮し、被災状況、場所により適切なルートで淡水（淡水貯水槽及び消火水バックアップタンク等）又は海水の水源を確保する手順

(a-3-3-14) 「1.14 電源の確保に関する手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.14 の手順を用いた手順を整備する。

(a-3-4) (a-3-3)項に示す大規模損壊への対応手順書は、中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるよう整備するが、中央制御室での監視及び制御機能に期待できる可能性も十分に考えられることから、運転員が使用する手順書も並行して活用した事故対応も考慮したものとする。

(b) 大規模損壊の発生に備えた体制の整備

大規模損壊発生時の体制については、組織が最も有効に機能すると考えられる通常の緊急時対策本部の体制により対応することを基本としつつ、通常とは異なる対応が必要となる状況においても流動性を持って対応できるように整備する。

また、重大事故等を超えるような状況を想定した大規模損壊発生時の対応手順に従って活動を行うことを前提とし、中央制

御室が機能喪失するような通常とは異なる体制で活動しなければならないような場合も対応できるよう教育、訓練及び体制の整備を実施する。

**(b-1) 大規模損壊への対応のための要員への教育及び訓練**

大規模損壊時への対応のための重大事故等対策要員（協力会社を含む。）への教育及び訓練については、重大事故等対策にて実施する教育及び訓練を基に、大規模損壊発生時における各要員の役割に応じた任務を遂行するに当たり必要となる力量を習得及び維持するため、教育及び訓練を実施する。また、通常の指揮命令系統が機能しない場合を想定した指揮者等の個別の教育訓練を実施する。さらに、要員の役割に応じて付与される力量に加え、流動性をもって対応できるような力量を確保していくことにより、期待する要員以外の要員でも対応できるよう教育訓練の充実を図る。

**(b-2) 大規模損壊発生時の体制**

原子炉施設において重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去並びに原子力災害の拡大防止及び緩和その他の必要な活動を迅速かつ円滑に実施するため、通常の原子力防災組織の体制を基本とする原子力防災組織を設置し、発電所に緊急時対策本部の体制を整える。

また、重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生した場合にも、速やかに対応を行うため、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における時間外、休日（夜間）においても発電所内に消火活動要員14名（消火活動要員7名及び消火活動要員を兼ねる緊急安全対策要員7名）を含む重大事故等対策要員100名（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は92名、2つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は84名、3つの原子炉容器に

燃料が装荷されていない場合は 76 名又はすべての原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 68 名) を確保し、大規模損壊の発生により中央制御室(運転員(当直員)を含む。)が機能しない場合においても、対応できるよう体制を整備する。

さらに、発電所構内の最低要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

大規模な火災が発生した場合においては、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災が発生した場合も考慮し、消火活動要員7名を1つの班、及び消火活動要員を兼ねる緊急安全対策要員7名をもう1つの班とする構成とし、各々2つの号炉を分担して対応することを基本とする。発電所対策本部長は火災の状況に応じて、消火活動要員、設備及び資機材等の融通を行う等、柔軟な対応を行う。

**(b-3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方**

大規模損壊発生時には、通常原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考えられる。このような状況においても、対応要員を確保するとともに指揮命令系統を確立できるよう、大規模損壊時に対応するための体制を基本的な考え方に基づき整備する。なお、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉が同時に大規模損壊に至った場合等、さらに過酷な状況に対応するための指揮命令系統として、緊急時対策本部の本部長と副本部長が各々2つの号炉を分担して統括し、情報共有を行いながら、必要に応じて号炉間の調整を行う等、柔軟に対応できるよう考慮するものとする。

- ・時間外、休日(夜間)における副原子力防災管理者を含む常駐者は、地震、津波等の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が発生した場合にも対応できるよう、分散して待機する。また、建

物の損壊等により対応要員が被災するような状況においても、構内に勤務している他の要員を発電所対策本部での役務に割り当てる等の措置を講じる。

- ・ プルーム放出時、最低限必要な要員は緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）にとどまり、プルーム通過後、活動を再開する。その他の要員は発電所外へ一時避難し、その後、交替要員として発電所へ再度非常召集する。
- ・ 大規模損壊と同時に大規模な火災が発生している場合、発電所対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、消火活動要員は消火活動を実施する。また、発電所対策本部長が、事故対応を実施及び継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、重大事故等対策要員を火災対応の指揮命令系統の下で消火活動に従事させる。

#### (b-4) 大規模損壊発生時の支援体制の確立

##### (b-4-1) 本店対策本部体制の確立

原子炉施設において大規模損壊が発生した場合の本店からの支援を実施するため、社長を本店の本部長とする本店対策本部が速やかに確立できる体制を整備する。

原子力緊急事態が発出された場合又はそのおそれがある場合は、社長は原則として、中之島から若狭へ移動し、原子力災害の指揮を執る。原子力災害と非常災害（一般災害）の複合災害発生時には、状況に応じて両者を統合した原子力緊急時対策・非常災害対策統合本部（以下「統合本部」という。）を設置する。

統合本部を設置した場合は、統合本部の本部長は原子力緊急時対策本部長とする。本部長は必要に応じて原子力災害を除く災害対応の指揮を本部長が指名する者に代行させる。

##### (b-4-2) 外部支援体制の確立

他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ応援要請し、技術的な支援が受けられる体制を構築する。

協力会社より現場作業や資機材輸送等に係る要員の派遣を要請できる体制、プラントメーカー及び建設会社による技術的支援を受けられる体制を整備する。

(c) 大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備

大規模損壊の発生に備え、大規模損壊発生時の対応手順に従って活動を行うために必要な重大事故等対処設備及び資機材を配備する。

(c-1) 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必要な設備の配備及び当該設備の防護の基本的な考え方

可搬型重大事故等対処設備は、重大事故等対策で配備する設備の基本的な考え方を基に、同等の機能を有する設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と同時に機能喪失することのないよう外部事象の影響を受けにくい場所に保管する。また、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の共通要因で、同時に複数の可搬型重大事故等対処設備が機能喪失しないように配慮する。

- ・可搬型重大事故等対処設備は、基準地震動を一定程度超える地震動に対して、地震により生ずる敷地下斜面のすべり、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に保管する。また、基準津波を一定程度超える津波に対して、裕度を有する高台に保管するとともに、竜巻により同時に機能喪失させないように、位置的分散を図り複数箇所に保管する。
- ・可搬型重大事故等対処設備は、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないよ

う、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとって当該建屋と同時に影響を受けない場所に分散して配備する。

- ・可搬型重大事故等対処設備同士の距離を十分に離して複数箇所に分散して保管するとともに、常設設備への接続口、アクセスルートを複数設ける。また、速やかに消火及びガレキ撤去できる資機材を当該事象による影響を受けにくい場所に保管する。

(c-2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

大規模損壊発生時の対応に必要な資機材については、重大事故等対策で配備する資機材の基本的な考え方を基に、高線量の環境、大規模な火災の発生及び外部支援が受けられない状況を想定し配備する。また、そのような状況においても使用を期待できるよう、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとった場所に分散して配備する。

- ・炉心損傷及び原子炉格納容器破損による高線量の環境下において事故対応するために着用するマスク、高線量対応防護服及び個人線量計等の必要な資機材を配備する。
- ・地震及び津波の大規模な自然災害による油タンク火災、又は故意による大型航空機の衝突に対して大規模な航空機燃料火災の発生時において、必要な消火活動を実施するために着用する防護具、消火剤等の資機材及び消火設備を配備する。
- ・大規模損壊の発生時において、指揮者と現場間、発電所外等との連絡に必通な通信手段を確保するため、多様な通信手段を複数整備する。また、消火活動専用の通信設備としてトランシーバー、衛星電話（携帯）を配備する。

b. 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備

特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備は参考資料－４に記載する。

(2) 有効性評価

(i) 基本方針

a. 評価事象

本原子炉施設が安全確保のために設計基準として設けた設備について、その機能が喪失した場合であっても、重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故（以下「重大事故等」という。）に対する対策により、事象進展を防止あるいは放射性物質の放出を抑制できることを示し、重大事故等に対する対策の有効性を確認する。

重大事故等に対する対策の有効性は「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」等（以下「規則等」という。）に基づき評価を実施し、有効性があることを確認する見地から、以下のとおり代表的な事象を選定する。

なお、選定に当たっては、確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）の知見を踏まえ、規則等で想定する事故シーケンスグループ（運転停止中を含む）、格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらすものが新たに抽出されないことを確認する。

また、1次冷却材配管の破断による原子炉冷却材喪失（以下「LOCA」という。）を想定する場合の配管の破断規模については、非常用炉心冷却設備（以下「ECCS」という。）の特徴を踏まえたPRA上の取扱いに従い、以下のとおり分類する。

・大破断LOCA

1次冷却材配管の両端破断のように、事象初期に急激な1次系の減圧を生じるもので、蓄圧注入系及び低圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のLOCAである。

・中破断LOCA

大破断LOCAと比較して破断口が小さく、1次系の減圧が比較的緩やかで、蓄圧注入系及び高圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のLOCAである。

(a) 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



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に対する炉心損傷防止対策の評価事象は、対応が可能な範囲を明確にした上で、事故シーケンスグループごとに炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

なお、事故シーケンスグループのうち、炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものについては、国内外の先進的な対策と同等のものを講じていることを確認する。

(a-1) 2次冷却系からの除熱機能喪失

主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故

(a-2) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び1次冷却材ポンプシール部からの1次冷却材の流出（以下「RCPシールLOCA」という。）が発生する事故並びに外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故

(a-3) 原子炉補機冷却機能喪失

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故

(a-4) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

(a-5) 原子炉停止機能喪失

主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故及び負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故

(a-6) ECCS注水機能喪失

中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故

(a-7) ECCS再循環機能喪失

大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故

(a-8) 格納容器バイパス

1次系の圧力が原子炉格納容器外の低圧系に付加されるために発生するLOCA（以下「インターフェイスシステムLOCA」という。）及び蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(b) 運転中の原子炉における重大事故

運転中の原子炉における重大事故に対する格納容器破損防止対策の評価事象は、原子炉施設の特性を考慮し、工学的に発生すると考えられる範囲を明確にした上で、格納容器破損モードごとに原子炉格納容器への負荷等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

(b-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）

(b-1-1) 格納容器過圧破損

大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

(b-1-2) 格納容器過温破損

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故

(b-2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故

(b-3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

(b-4) 水素燃焼

大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故

(b-5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

本原子炉施設においては、工学的に発生しない。

(b-6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

大破断 L O C A 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

(c) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故  
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故に対する使用済燃料ピット内の燃料損傷防止対策の評価事象は、規則等で想定された以下の事故とする。

(c-1) 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故（以下「想定事故 1」という。）

(c-2) サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故（以下「想定事故 2」という。）

(d) 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

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対する原子炉内の燃料損傷防止対策の評価事象は、事故シナリクスグループごとに燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

(d-1) 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故

(d-2) 全交流動力電源喪失

燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故

(d-3) 原子炉冷却材の流出

燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故

(d-4) 反応度の誤投入

原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故

b. 評価項目

(a) 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

炉心損傷防止対策について、以下の項目を概ね満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(a-1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。

(a-2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]を下回ること。

(a-3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力 0.283MPa[gage]又は限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.566MPa[gage]を下回ること。

(a-4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度 132℃又は限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(b) 運転中の原子炉における重大事故

格納容器破損防止対策について、以下の項目を概ね満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(b-1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.283MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.566MPa[gage]を下回ること。

(b-2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(b-3) 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

- (b-4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉冷却材圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。
- (b-5) 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。
- (b-6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には、原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol%以下であること。
- (b-7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(b-1)の要件を満足すること。
- (b-8) 熔融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。
- (c) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故  
使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料の損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。
  - (c-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
  - (c-2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
  - (c-3) 未臨界が維持されていること。
- (d) 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  
運転停止中の原子炉内の燃料損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。
  - (d-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
  - (d-2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
  - (d-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。）。

c. 事故に対処するために必要な施設

「(1) 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で整備する施設のうち、「(2) 有効性評価」において重大事故等に対処するために必要な施設を第 1.5.4.3 表に示す。

(ii) 評価条件

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とするが、標準値として評価項目となるパラメータに対し有意な影響を及ぼさないことを踏まえて条件を設定する場合もある。この際、解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。なお、有効性評価においては発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定しているが、3号炉と4号炉は同一の評価条件であることから、3号炉及び4号炉共通の条件として記載する。

a. 主要な解析条件

(a) 評価に当たって考慮する事項

(a-1) 安全機能の喪失に対する仮定

有効性評価で対象とする事象に応じ、適切に安全機能の喪失を考慮する。

(a-2) 外部電源に対する仮定

重大事故等に対する対策の有効性評価に当たっては、外部電源の有無の影響を考慮する。

(a-3) 単一故障に対する仮定

重大事故等は、設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、

設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

(a-4) 運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員の手動操作については、原則として、中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として、適切な時間余裕を設定する。

また、運転員等操作時間は、操作現場までのアクセスルート の状況、操作現場の状況等を踏まえ、訓練実績等に基づき設定する。

(b) 共通評価条件

(b-1) 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

(b-1-1) 初期条件

- ・ 炉心熱出力の初期値は、原則として、定格値 (2,652MWt) に正の定常誤差 (定格値の+2%) を考慮した値を用いる。

(事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。)

- ・ 1次冷却材平均温度の初期値は、原則として、定格値 (302.3℃) に正の定常誤差 (+2.2℃) を考慮した値を用いる。

(事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。)

- ・ 1次冷却材圧力の初期値は、原則として、定格値 (15.41MPa[gage]) に正の定常誤差 (+0.21MPa) を考慮した値を用いる。

(事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。)

- ・ 1次冷却材流量は熱設計流量を用いる。

- ・ 炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づ

く核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線（標準値）を使用する。

- ・炉心バイパス流量割合は 4%（標準値）を用いる。
- ・即発中性子寿命、遅発中性子割合、減速材密度係数、ドップラ係数等の核的パラメータは、原則として炉心運用を包絡する値を用いる。
- ・加圧器保有水量の初期値は 60%体積（標準値）とする。
- ・蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%を考慮する。また、蒸気発生器 2 次側保有水量は 1 基当たり 48t（標準値）を用いる。
- ・原子炉格納容器自由体積は 67,400m<sup>3</sup>を用いる。
- ・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値より小さい値（標準値）を用いる。
- ・原子炉格納容器の初期温度及び初期圧力は、49℃（標準値）及び 9.8kPa[gage]（標準値）を用いる。
- ・主要機器の形状に関する条件は、以下の値を用いる。
- ・原子炉容器及び 1 次冷却材ポンプは設計値を用いる。
- ・加圧器、蒸気発生器、1 次冷却材配管及び原子炉格納容器は標準値を用いる。

#### (b-1-2) 事故条件

1 次冷却材配管の破断による L O C A を想定する場合の配管の破断位置について、炉心損傷防止対策の有効性評価においては低温側とする。

#### (b-1-3) 重大事故等対策に関連する機器条件

- ・トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、余裕を考慮した値を使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%落下までの時間を 2.2 秒とする。
- ・安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間  
原子炉トリップ限界値及び応答時間として以下の値を



用いる。

過大温度 $\Delta T$ 高

1次冷却材平均温度等の関数（応答時間 6.0 秒）

原子炉圧力低

12.73MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

1次冷却材ポンプ電源電圧低

65%（定格値に対して）（応答時間 1.2 秒）

蒸気発生器水位異常低

蒸気発生器狭域水位 11%（応答時間 2.0 秒）

工学的安全施設作動信号のうち、非常用炉心冷却設備作動信号の作動限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

原子炉圧力異常低

11.36MPa[gage]（応答時間 0 秒、2.0 秒）

原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

12.04MPa[gage]（圧力）及び水位検出器下端水位（水位）の一致（応答時間 2.0 秒）

- ・原子炉制御設備は作動しないものとする。ただし、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁は自動作動するものとする。なお、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」のうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び給水制御系は自動作動するものとする。
- ・加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の容量は以下の値を使用する。また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の作動圧力については設計値に余裕を考慮した高い値を使用する。
- ・加圧器逃がし弁容量     : 95t/h（1個あたり）
- ・加圧器安全弁容量       : 157t/h（1個あたり）

- ・主蒸気逃がし弁容量 : 定格主蒸気流量  
(ループ当たり) の 10%
- ・主蒸気安全弁容量 : 定格主蒸気流量  
(ループ当たり) の 100%
- ・1次冷却材ポンプ回転数等の1次冷却材ポンプ仕様に関する条件は設計値を用いる。
- ・格納容器再循環ユニットは2基作動し、1基当たりの除熱特性(標準値: 100℃～約155℃、約1.9MW～約8.1MW)で原子炉格納容器を除熱するものとする。
- ・燃料取替用水タンクの容量は1,900m<sup>3</sup>(標準値)を用いる。

(b-2) 運転中の原子炉における重大事故

(b-2-1) 初期条件

(b-1-1)に同じ。なお、格納容器破損モード「水素燃焼」については、原子炉格納容器内に分散し配置した重大事故等対処施設の有効性を評価する観点から設計値に基づく条件とし、原子炉格納容器のヒートシンク、初期温度及び初期圧力は、以下の値を用いる。

- ・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値より大きい値を用いる。
- ・原子炉格納容器の初期温度及び初期圧力は、50℃及び0kPa[gage]を用いる。

(b-2-2) 事故条件

- ・1次冷却材配管の破断によるLOCAを想定する場合の配管の破断位置について、格納容器破損防止対策の有効性評価においては、高温側とする。

(b-2-3) 重大事故等対策に関連する機器条件

(b-1-3)に同じ

(b-3) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

#### (b-3-1) 初期条件

- ・使用済燃料ピットの熱負荷は、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組み合わせで貯蔵されている場合を想定して、**10.408MW** を用いる。
- ・事象発生前使用済燃料ピット水温は **40℃** を用いる。
- ・使用済燃料ピットに隣接するピットの状態として、Aピット、Bピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットは接続状態とする。なお、水温が **100℃** まで上昇する時間の評価は、Aピットのみを考慮する。
- ・使用済燃料ピット等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

#### (b-3-2) 重大事故等対策に関連する機器条件

- ・放射線の遮蔽が維持できる使用済燃料ピット水位としては、燃料頂部から約 **4.34m** とする。

#### (b-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

##### (b-4-1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）

- ・炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線（標準値）を使用する。
- ・事象は、原子炉停止の **55** 時間後に発生するものとする。
- ・1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。
- ・1次冷却材高温側温度の初期値は **93℃** とする。
- ・1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを **80mm** 上回る高さとする。
- ・1次系開口部は、加圧器安全弁が **3** 個取り外され、加圧器のベント弁が **2** 個開放されているものとする。
- ・主要機器の形状に関する条件は以下の値を用いる。

- ・原子炉容器及び1次冷却材ポンプは設計値を用いる。
- ・加圧器、蒸気発生器、1次冷却材配管及び原子炉格納容器は標準値を用いる。

b. 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

(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失

(a-1) 起因事象として、主給水流量喪失が発生するものとする。

(a-2) 安全機能としては、補助給水系の機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はあるものとする。

(a-4) フィードアンドブリードにおける炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、最小注入特性（高圧注入特性（ $0\text{m}^3/\text{h}$ ～約  $150\text{m}^3/\text{h}$ 、 $0\text{MPa}[\text{gage}]$ ～約  $16.9\text{MPa}[\text{gage}]$ ）を用いるものとする。

(a-5) フィードアンドブリードにおける1次冷却材の放出は、加圧器逃がし弁3個を使用し、1個当たりの容量は  $95\text{t/h}$  とする。

(a-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-6-1) フィードアンドブリードは、蒸気発生器広域水位が0%に到達した時点から5分後に開始する。

(b) 全交流動力電源喪失

(b-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b-2) 安全機能としては、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) RCPシール部からの漏えい率は、RCPシールLOCAが発生する場合は、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約  $109\text{m}^3/\text{h}$  とし、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮する。RCPシールLOCAが発生しない場合は、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約  $4.8\text{m}^3/\text{h}$

とし、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮する。

(b-5) タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、事象発生の60秒後に3基の蒸気発生器に合計160m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。

(b-6) 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

(b-7) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）

(b-8) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量は、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することとし、30m<sup>3</sup>/hを設定する。

(b-9) RCPシールLOCAが発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

(b-10) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-10-1) 2次系強制冷却操作は、事象発生の30分後に開始するものとする。

(b-10-2) 代替交流電源は、RCPシールLOCAが発生する場合においては事象発生の60分後に確立するものとし、RCPシールLOCAが発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生の24時間後に確立するものとする。

(b-10-3) 1次冷却材温度の維持は、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

- (b-10-4) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10分後に実施するものとする。
- (b-10-5) 2次系強制冷却の再開は、蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し、1次冷却材温度が170°Cに到達した段階でその状態を維持するものとする。
- (b-10-6) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。
- (b-10-7) R C P シール L O C A が発生する場合には、1次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。
- (c) 原子炉補機冷却機能喪失  
「(b) 全交流動力電源喪失」と同様である。
- (d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- (d-1) 起因事象として、中破断 L O C A が発生するものとし、破断口径は約 0.1m (4インチ) とする。
- (d-2) 安全機能としては、格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。
- (d-3) 外部電源はあるものとする。
- (d-4) 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、11.36MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。
- (d-5) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台作動し、最大注入特性（高圧注入特性（0m<sup>3</sup>/h～約220m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）、低圧注入特性（0m<sup>3</sup>/h～約1,730m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約1.2MPa[gage]）で炉心へ注水するものとする。
- (d-6) 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60

秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

(d-7) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力            4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量            29.0m<sup>3</sup> (1 基当たり)

(d-8) 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 16%到達後に行われるものとする。

(d-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(d-9-1) 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の開始は、原子炉格納容器の最高使用圧力 0.283MPa[gage]到達から 30 分後とする。

(e) 原子炉停止機能喪失

(e-1) 炉心熱出力の初期値は、定格値(2,652MWt)を用いる。

(e-2) 1 次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。

(e-3) 1 次冷却材平均温度の初期値は、定格値 (302.3℃) を用いる。

(e-4) 減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき、MOX燃料の装荷及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより -13pcm/°C (標準値) に設定する。

(e-5) ドブプラ特性は、ウラン燃料を装荷した炉心とMOX燃料を装荷した炉心の特性を考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性 (標準値) を設定する。

(e-6) 対象炉心は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(e-4)、(e-5)の特性を考慮した炉心を用いる。

(e-7) 起因事象として、以下のいずれかが発生するものとする。

- ・主給水流量喪失
- ・負荷の喪失

(e-8) 安全機能としては、原子炉停止機能が喪失するものとする。

(e-9) 外部電源はあるものとする。

(e-10) A T W S 緩和設備の作動信号は「蒸気発生器水位異常低」信号によるものとし、水位は狭域水位 7% を作動設定点とする。

(e-11) 主蒸気ライン隔離は、A T W S 緩和設備作動設定点到達の 17 秒後に隔離完了するものとする。

(e-12) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が A T W S 緩和設備作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

(f) E C C S 注水機能喪失

(f-1) 起因事象として、中破断 L O C A が発生するものとし、破断口径は、約 0.15m (6 インチ)、約 0.1m (4 インチ) 及び約 0.05m (2 インチ) とする。

(f-2) 安全機能としては、高圧注入機能が喪失するものとする。

(f-3) 外部電源はないものとする。

(f-4) 炉心への注水は、余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、最小注入特性（低圧注入特性（標準値：0m<sup>3</sup>/h～約 830m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約 0.7MPa[gage]）を用いるものとする。

(f-5) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

(f-6) 2 次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10% を処理するものとする。



(f-7) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力            4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量            29.0m<sup>3</sup> (1 基当たり)

(f-8) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(f-8-1) 非常用炉心冷却設備作動信号発信の 10 分後に 2 次系強制冷却操作を開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

(f-8-2) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) E C C S 再循環機能喪失

(g-1) 起因事象として、大破断 L O C A が発生するものとし、破断口径は、1 次冷却材配管 (約 0.70m (27.5 インチ)) の完全両端破断とする。

(g-2) 安全機能としては、E C C S 再循環機能が喪失するものとする。

(g-3) 外部電源はあるものとする。

(g-4) 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 16%到達時に行い、E C C S 再循環に失敗することを想定する。

(g-5) 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、11.36MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(g-6) 原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.136MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(g-7) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台作動し、最大注入特性 (高圧注入特性 (標準値 : 0m<sup>3</sup>/h ~ 約 350m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage] ~ 約 15.6MPa[gage])、低圧注入特性 (標準値 : 0m<sup>3</sup>/h ~ 約 1,820m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage] ~ 約

1.3MPa[gage])) で炉心へ注水するものとする。

(g-8) 格納容器スプレイポンプは 2 台作動し、最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、再循環時には 1 台作動し、最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

(g-9) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

(g-10) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 29.0m<sup>3</sup> (1 基当たり)

(g-11) 格納容器スプレイポンプ 1 台作動による代替再循環時の炉心への注水流量は、200m<sup>3</sup>/h を設定する。

(g-12) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(g-12-1) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始は、E C C S 再循環切替失敗から 30 分後とする。

(h) 格納容器バイパス

(h-1) インターフェイスシステム L O C A

(h-1-1) 起因事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。

(h-1-2) 1 次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。

(h-1-3) 破断口径は、以下のとおり設定する。

- ・原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (等価直径約 3.3cm (約 1.3 インチ) 相当)
- ・原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁

(等価直径約 11cm (約 4.2 インチ) 相当)

・原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等

(等価直径約 4.1cm (約 1.6 インチ) 相当)

(h-1-4) 安全機能としては、余熱除去機能が喪失するものとする。

(h-1-5) 外部電源はないものとする。

(h-1-6) 炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、最大注入特性（高圧注入特性（0m<sup>3</sup>/h～約 220m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

(h-1-7) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

(h-1-8) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 29.0m<sup>3</sup> (1 基当たり)

(h-1-9) 2 次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(h-1-10) 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(h-1-11) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(h-1-11-1) 主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却操作は、非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後に開始するものとする。

(h-1-11-2) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持する

ものとする。

(h-1-11-3) 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(h-1-11-4) 非常用炉心冷却設備停止条件が成立又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。

(h-1-11-5) 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

(h-2) 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(h-2-1) 起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

(h-2-2) 安全機能としては、破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。

(h-2-3) 外部電源はないものとする。

(h-2-4) 炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、最大注入特性（高圧注入特性（ $0\text{m}^3/\text{h}$ ～約 $220\text{m}^3/\text{h}$ 、 $0\text{MPa}[\text{gage}]$ ～約 $19.4\text{MPa}[\text{gage}]$ ）を用いるものとする。

(h-2-5) 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計 $280\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(h-2-6) 2次系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁2個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の

10%を処理するものとする。

(h-2-7) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(h-2-7-1) 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約 2 分を要するものとする。

(h-2-7-2) 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に 1 分を要するものとする。

(h-2-7-3) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(h-2-7-4) 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(h-2-7-5) 非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに 2 分の操作時間を考慮するものとする。

(h-2-7-6) 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

(h-2-7-7) 余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。

c. 運転中の原子炉における重大事故

(a) 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

(a-1) 格納容器過圧破損

(a-1-1) 事故進展解析の条件

(a-1-1-1) 起回事象として、大破断 L O C A が発生するものとし、

破断口径は、1次冷却材管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断とする。

(a-1-1-2) 安全機能としては、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(a-1-1-3) 外部電源はないものとする。

(a-1-1-4) 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮する。

(a-1-1-5) タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生後の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 160m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

(a-1-1-6) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力            4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量            29.0m<sup>3</sup>（1 基当たり）

(a-1-1-7) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、140m<sup>3</sup>/h とする。

(a-1-1-8) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

(a-1-1-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-1-1-9-1) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとし、事象発生後の 24 時間後に停止するものとする。

(a-1-1-9-2) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始は、事象発生後の 24 時間後とする。

(a-1-2) 放射性物質（Cs-137）の放出量評価の条件

(a-1-2-1) 事象発生直前まで、原子炉はウラン燃料が 3/4、MO

X燃料が 1/4 の装荷比率で定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/3 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 時間とする。

(a-1-2-2) 原子炉格納容器内に放出される Cs-137 の量は、炉心全体の内蔵量に対して、75%の割合で放出されるものとする。

(a-1-2-3) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 は、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。

(a-1-2-4) 評価期間は 7 日間とする。なお、事故後 7 日以降の影響についても確認する。

(a-1-2-5) 原子炉格納容器からの漏えい率は、評価期間中一定の 0.16%/d とする。なお、事故後 7 日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.135%/d とする。

(a-1-2-6) 原子炉格納容器からの漏えいは、その 97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り 3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

(a-1-2-7) アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は 99%とする。

(a-1-2-8) アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生の 78 分後とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた Cs-137 はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(a-2) 格納容器過温破損

(a-2-1) 事故解析の条件

(a-2-1-1) 起回事象として、外部電源が喪失するものとする。

(a-2-1-2) 安全機能としては、非常用所内交流電源が喪失するも

のとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(a-2-1-3) 外部電源はないものとする。

(a-2-1-4) R C P シール部の漏えい率として、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり約  $1.5\text{m}^3/\text{h}$  とし、1 次冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。

(a-2-1-5) 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮する。

(a-2-1-6) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力             $4.04\text{MPa}[\text{gage}]$

蓄圧タンクの保有水量             $29.0\text{m}^3$  (1 基当たり)

(a-2-1-7) 1 次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁 2 個を使用するものとし、1 個当たりの容量は  $95\text{t/h}$  とする。

(a-2-1-8) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、 $140\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(a-2-1-9) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

(a-2-1-10) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-2-1-10-1) 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧は、炉心溶融開始の 10 分後に開始するものとする。

(a-2-1-10-2) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位 77%到達 (原子炉格納容器保有水量  $1,700\text{m}^3$  相当)、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未満である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の 30 分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に



伴い、事象発生 の 24 時間後に停止するものとする。

(a-2-1-10-3) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始は、事象発生 の 24 時間後とする。

(b) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

「(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）(a-2) 格納容器過温破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(b-1) リロケーションは、炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。

(b-2) 原子炉容器は、最大歪みを超えた場合に破損するものとする。

(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

「(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）(a-1) 格納容器過圧破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(c-1) 原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径は、計装用案内管の径と同等とする。

(c-2) エントレインメント係数は、**Ricou-Spalding** モデルにおけるエントレインメント係数の最確値とする。

(c-3) 溶融炉心と水の伝熱面積は、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析の粒子径の最確値より算出された面積とする。

(d) 水素燃焼

(d-1) 起因事象として、大破断 L O C A が発生するものとし、破断口径は、1 次系冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断とする。

(d-2) 安全機能としては、低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。

(d-3) 外部電源はあるものとする。

- (d-4) 炉心内の金属-水反応による水素発生量は、MAAPによる評価結果に基づき全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応するように補正する。また、水の放射線分解及び金属腐食による水素の発生を考慮する。水の放射線分解では、水素の生成割合を、炉心水については0.4分子/100eV、サンプル水については0.3分子/100eVとする。金属腐食では、アルミニウム及び亜鉛を考慮する。
- (d-5) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の評価においては、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与するものとする。
- (d-6) 静的触媒式水素再結合装置は、5個の設置を考慮する。また、1個当たりの処理性能については設計値に基づき1.2kg/h（水素濃度4vol%、圧力0.15MPa[abs]）とする。
- (d-7) 原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。
- (d-8) 格納容器スプレイポンプは2台作動し、最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。
- (e) 溶融炉心・コンクリート相互作用
- 「(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）(a-1) 格納容器過圧破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。
- (e-1) 溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がりについては、原子炉下部キャビティ床底面の全面とする。
- (e-2) 溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限は、大気圧条件で0.8MW/m<sup>2</sup>相当とする。
- (e-3) 溶融炉心とコンクリートの伝熱として、伝熱抵抗を考慮せず、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となるよう設定する。
- d. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故
- (a) 想定事故1
- (a-1) 事象発生前使用済燃料ピット水位については、燃料頂部よ

り 7.34m とする。

(a-2) 安全機能としては、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はないものとする。

(a-4) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量は、20m<sup>3</sup>/h を設定する。

(a-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-5-1) 送水車による注水は、事象発生 of 7 時間後に開始するものとする。

(b) 想定事故 2

(b-1) 使用済燃料ピット冷却系配管の破断によって想定される初期水位については、使用済燃料ピット出口配管下端（燃料頂部より 6.18m）まで低下するものとする。また、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮する。

(b-2) 安全機能としては、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量は、20m<sup>3</sup>/h を設定する。

(b-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-5-1) 送水車による注水は、事象発生 of 7 時間後に開始するものとする。

e. 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

(a) 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

(a-1) 起因事象として、余熱除去ポンプ 1 台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪

失するものとする。

(a-2) 安全機能としては、運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、充てん／高压注入機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はないものとする。

(a-4) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力            1.0MPa[gage]<sup>3</sup>

蓄圧タンクの保有水量            29.0m<sup>3</sup>（1基当たり）

(a-5) 恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水流量は 30m<sup>3</sup>/h とする。

(a-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-6-1) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、1基目は事象発生の 60分後、2基目は事象発生の 90分後に注水するものとする。

(a-6-2) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、2基目の蓄圧タンクによる注水以降とし、事象発生の 91分後に開始するものとする。

(b) 全交流動力電源喪失

(b-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b-2) 安全機能としては、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力            1.0MPa[gage]<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> 蓄圧タンクの保持圧力として、評価時点における最新の保安規定では、運転モード1、2および3（1次冷却材圧力が 6.89MPa[gage]を超える場合）において 4.04MPa[gage]以上、運転モード3（1次冷却材圧力が 6.89MPa[gage]以下の場合）、4、5および6において 1.0MPa[gage]以上で管理することとしている。

蓄圧タンクの保有水量  $29.0\text{m}^3$  (1基当たり)

(b-5) 恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水流量は  $30\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(b-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-6-1) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、1基目は事象発生の60分後、2基目は事象発生の90分後に注水するものとする。

(b-6-2) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、2基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生の91分後に開始するものとする。

(c) 原子炉冷却材の流出

(c-1) 起因事象として、余熱除去系統から1次冷却材が流出するものとする。

(c-2) 1次冷却材は、流出流量を  $380\text{m}^3/\text{h}$  とする。さらに、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとし、流出口径は約  $0.2\text{m}$  (8インチ) 相当とする。

(c-3) 安全機能としては、1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、さらに運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c-4) 外部電源はないものとする。

(c-5) 充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水流量は  $31\text{m}^3/\text{h}$  を設定する。

(c-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(c-6-1) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水は、余熱除去機能喪失の20分後に開始するものとする。

(d) 反応度の誤投入

(d-1) 制御棒位置は全挿入状態とする。

- (d-2) 1次系の有効体積は、 $208\text{m}^3$ とする。
- (d-3) 原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度は  $2,800\text{ppm}$ とする。
- (d-4) 臨界ほう素濃度は  $1,850\text{ppm}$ とする。
- (d-5) 起回事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水されるものとする。
- (d-6) 1次系への純水注水最大流量は  $81.8\text{m}^3/\text{h}$ とする。
- (d-7) 外部電源はあるものとする。
- (d-8) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値は停止時中性子束レベルの  $0.8$  デカード上とする。
- (d-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
  - (d-9-1) 希釈停止操作は「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から  $10$  分後に開始し、操作に  $1$  分を要するものとする。

### (iii) 評価結果

評価項目となるパラメータに対する評価結果は以下のとおりであり、原則、事故シーケンスグループ、格納容器破損モード及び想定事故ごとに選定した評価事象のうち、発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定し、評価項目となるパラメータに対して最も厳しくなる原子炉施設の事故の結果を記載する。

#### a. 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

- (a) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には、燃料被覆管の最高温度が  $1,200^\circ\text{C}$ 以下であること及び燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの  $15\%$ 以下であることについては、これが最も厳しくなる「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」において、不確かさを考慮して

も以下のとおり評価項目となるパラメータを満足する。なお、「大破断 L O C A 時に低圧再循環機能が喪失する事故」の事象初期において、設計基準事故時の評価結果を参照した場合は、燃料被覆管温度の最高値は約 1,100℃、燃料被覆管の酸化量は約 4.0%となる。

(a-1) 燃料被覆管温度の最高値は約 740℃であり、不確かさを考慮しても 1,200℃以下である。

(a-2) 燃料被覆管の酸化量は約 0.1%であり、不確かさを考慮しても酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下である。

(b) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において約 19MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力の 1.2 倍である 20.59MPa[gage]を下回る。

(c) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.36MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力 0.283MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.566MPa[gage]を下回る。

(d) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、これが最も厳しくなる「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器温度の最高値は約 140℃であり、不確かさを考慮しても 200℃を下回る。

b. 運転中の原子炉における重大事故

(a) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.35MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力 0.283MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.566MPa[gage]を下回る。

- (b) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器温度の最高値は約 140°Cであり、不確かさを考慮しても 200°Cを下回る。
- (c) 放射性物質の総放出量については、これが最も厳しくなる「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、Cs-137の総放出量は、事故発生後から7日後までの間で約 4.2TBq、100日後までを考慮したとしても約 4.5TBqであり、不確かさを考慮しても放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響を小さくとどめている。
- (d) 原子炉圧力容器の破損時の原子炉冷却材圧力については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において約 1.4MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても 2.0MPa[gage]を下回る。
- (e) 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については、工学的に発生する可能性がある圧力スパイクの観点で最も厳しい「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」に原子炉格納容器内注水を考慮した事故において、圧力上昇は見られるものの、不確かさを考慮しても熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失することはない。
- (f) 水素濃度については、水素の放出時期と放出速度の観点で最も厳しくなる「大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」において、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度の最大値は約 12vol%であり、不確かさを考慮しても 13vol%以下である。また、水の放射線分解等によ



って発生する水素を考慮しても、原子炉格納容器内に設置する静的触媒式水素再結合装置の効果により、原子炉格納容器内の水素濃度は徐々に減少することから爆轟に至ることはない。

(g) 全炉心内のジルコニウム量の 75%と水が反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与することを想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は約 0.44MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.566MPa[gage]を下回る。

(h) 溶融炉心・コンクリート相互作用については、最も炉心溶融が早期に生じる「大破断 L O C A 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」においても、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより、溶融炉心からの崩壊熱は除去され、原子炉下部キャビティのコンクリートは有意に侵食されることはなく、不確かさを考慮しても原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失することはない。

c. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

初期水位の観点から最も厳しい想定事故 2 において、事故発生から使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h に相当する水位まで低下するのに要する時間は約 1.4 日であり、事故を検知し、送水車を配備し注水を行うまでに十分な時間余裕があることから、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。さらに、使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.977 であり、未臨界性を確保できる設計としている。この実効増倍率は使用済燃料ピット内の水の沸騰による水密度の低下に伴って低下することから、未臨界は維持される。このため、不確かさを考慮しても燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに未臨界は維

持される。

d. 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

炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から最も厳しい「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」及び「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたが閉止されている状態であるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値  $0.15\text{mSv/h}$  を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。また、炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。運転停止中において、炉心は高濃度のほう酸水で満たされており、ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約  $-4.6\%\Delta k/k$  であり、未臨界を維持できる。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、取替炉心を考慮しても炉心は露出することなく、未臨界は維持され、また、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽は維持される。

e. 重大事故等に対処するために必要な要員及び資源

重大事故等に対処するために必要な要員及び資源については、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等に対処できる要員、水源、燃料及び電源が確保される。

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（1 / 19）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	
方針目的	<p>運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、手動による原子炉緊急停止、原子炉出力抑制（自動）、原子炉出力抑制（手動）により原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持する手順等を整備する。また、原子炉の出力抑制を図った後にほう酸水注入により原子炉を未臨界に移行する手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p>原子炉緊急停止</p> <p>手動による</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急停止することができない事象（以下「A T W S」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）操作により、原子炉を緊急停止する。</p>
	<p>原子炉出力抑制</p> <p>（自動）</p> <p>A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、A T W S 緩和設備の自動作動により主蒸気隔離弁が閉止することで、1次冷却材温度が上昇し減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないこと、格納容器内の圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器内の圧力及び温度の上昇がわずかであること、並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</p>
	<p>原子炉出力抑制</p> <p>（手動）</p> <p>A T W S 緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動操作によりタービン手動トリップ操作、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで、1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器内の圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器内の圧力及び温度の上昇がわずかであること、並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</p>

<p>対応手順等</p>	<p>フロントライン系 機能喪失時</p>	<p>ほう酸水注入</p> <p>A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備のほう酸ポンプ、緊急ほう酸水補給弁及び充てん／高圧注入ポンプによりほう酸タンク水を原子炉へ注入するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。</p> <p>ほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸濃縮ラインが使用できない場合は、代替手段として充てん／高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを經由して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入し原子炉を未臨界状態へ移行させる。安全注入ラインが使用できない場合は、充てんラインより充てん／高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入する。</p> <p>ほう酸水注入は燃料取替ほう素濃度になるまで継続する。なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラント状態に応じて高温停止又は低温停止のほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。</p>
<p>配慮すべき事項</p>	<p>優先順位</p>	<p>A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（A T W S 緩和設備の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチにより手動にて原子炉の緊急停止操作を行う。蒸気発生器水位異常低信号による A T W S 緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチにより手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、A T W S 緩和設備の作動状況の確認を行う。</p> <p>中央制御室から原子炉トリップスイッチにより原子炉が緊急停止できない場合で、かつ A T W S 緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。</p> <p>原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（2 / 19）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等			
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、1次系のフィードアンドブリード又は蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視及び制御する手順等を整備する。</p>		
対応手順等	フロントライン系機能喪失時	1次系のフィードアンドブリード	<p>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替水位となれば中央制御室で再循環運転になったことを確認する。</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより低温停止状態とする。</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで再循環運転による1次系のフィードアンドブリードを継続する。</p>

<p style="text-align: center;">対応手順等</p>	<p style="text-align: center;">サポート系機能喪失時</p>	<p style="text-align: center;">（蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）） 補助給水ポンプの機能回復</p>	<p>常設直流電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、現場で専用工具を使用し、タービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げること及びタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>全交流動力電源喪失時において、常設直流電源系統が健全な場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプの起動及びタービン動補助給水ポンプ起動弁の開放により、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>なお、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。</p> <p>補助給水ポンプは、復水タンクから 2 次系純水タンクへの切り替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプを用いた蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。</p>
		<p style="text-align: center;">主蒸気逃がし弁の機能回復（蒸気放出） 2 次側による炉心冷却（蒸気発生器</p>	<p>主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合は、蒸気発生器への注水を確認し現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う。</p>

対応手順等	監視及び制御		<p>原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が機能喪失又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの作動状況を蒸気発生器補助給水流量計、復水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。</p> <p>燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合は、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。</p>
配慮すべき事項	優先順位		<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、1次系のフィードアンドブリードを行う。</p>
	機能喪失時	フロントライン系	<p>補助給水の機能が回復すれば、蒸気発生器への注水を確認し主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作により蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。</p>
	機能喪失時	サポート系	<p>全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等による非常用母線への給電を確認し起動する。</p> <p>電動補助給水ポンプ起動後は、長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
	復旧に係る手順等		

配慮すべき事項	操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁	<p>主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p>
	操作時の環境条件 主蒸気逃がし弁	<p>蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。</p>
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項	<p>全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。加圧器逃がし弁の開操作準備の手順は「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」にて整備する。</p>
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	<p>全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水流量調節弁後弁の開度を調整し、1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。</p>
	1次系のフィードアンドブリードの判断基準について	<p>蒸気発生器広域水位計は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。</p> <p>1次系のフィードアンドブリードを開始するすべての蒸気発生器の除熱を期待できない水位とは、上記の校正誤差に余裕を持たせた水位とする。</p>
	作業性	<p>タービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁は、現場において専用工具を用いて弁を押し上げる単純な操作で、タービン動補助給水ポンプ起動弁についても手動ハンドルにより容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。</p>



第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (3 / 19)

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			
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の減圧機能が喪失した場合においても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、1次系のフィードアンドブリード、蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉を減圧する手順等を整備する。</p> <p>また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、1次冷却系を減圧する手順等を整備する。</p> <p>さらに、蒸気発生器伝熱管破損又はインターフェイスシステムLOCA発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、1次冷却系を減圧する手順等を整備する。</p>		
	対応手順等	フロントライン系機能喪失時	<p>1次系のフィードアンドブリード</p> <p>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になり、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いた1次系のフィードアンドブリードにより1次冷却系を減圧する。燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプル水位を確認し、再循環切替水位になれば中央制御室で再循環運転になったことを確認する。</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行い、低温停止状態とする。</p> <p>蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで再循環運転による1次系のフィードアンドブリードを継続する。</p>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却 (注水)	<p>加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却により1次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。</p> <p>なお、補助給水ポンプの優先順位は、外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、代替電源からの給電時は燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。</p>
		蒸気発生器2次側による炉心冷却 (蒸気放出)	<p>加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器2次側による炉心冷却により1次冷却系の減圧が行われていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開放していなければ中央制御室にて開操作する。</p>

<p style="text-align: center;">対応手順等</p>	<p style="text-align: center;">サポート系機能喪失時</p>	<p style="text-align: center;">補助給水ポンプの機能回復（蒸気発生器 2次側による炉心冷却（注水））</p>	<p>タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプの機能が喪失し、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、現場で専用工具を使用しタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を押し上げること及びタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、常設直流電源系統が健全であれば、空冷式非常用発電装置からの給電によりタービン動補助給水ポンプ補助油ポンプを起動し、タービン動補助給水ポンプを起動する。</p> <p>タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから2次系純水タンクへの切り替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプを用いた蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。</p>
		<p style="text-align: center;">弁の機能回復（蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出））</p>	<p>主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合、蒸気発生器への注水を確認し現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却により1次冷却系の減圧を行う。</p> <p>全交流動力電源喪失時において、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）から空気配管に窒素を供給し、中央制御室から加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系の減圧を行う。</p> <p>また、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復が不能時は、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による1次冷却系の減圧を行う。</p> <p>常設直流電源喪失時において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合は、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、中央制御室からの操作による1次冷却系の減圧を行う。常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合は、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により直流電源を供給し、中央制御室から開操作し1次冷却系の減圧を行う。</p>

対応手順等	高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱防止	<p>炉心損傷時、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]以上である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する。</p>
	蒸気発生器伝熱管破損	<p>蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。</p> <p>破損側蒸気発生器を1次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力、水位及び高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続し破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系を減圧することにより1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。</p> <p>1次冷却系を減圧後、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を安全注入から充てんに切り替え、余熱除去系により炉心を冷却する。</p>
	インターフェイスシステムLOCA	<p>インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。</p> <p>1次冷却材圧力、加圧器水位の低下及び余熱除去ポンプ出口圧力上昇等によりインターフェイスシステムLOCAの発生を判断し、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを停止するため破損箇所を早期に発見し隔離する。</p> <p>破損箇所を隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧することにより1次冷却材の格納容器外への漏えいを抑制する。</p> <p>低温停止に移行するに当たり、余熱除去系による原子炉の冷却が困難な場合、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。</p>

配慮すべき事項	優先順位	系機能喪失時 フロントライン	蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次系のフィードアンドブリードを行う。
		機能喪失時 サポート系	補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る手順等	常設直流電源喪失時、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで、中央制御室から遠隔操作を行う。常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。	
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項	主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。	
	水喪失及び補助給電時の留意事項	全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。	
	環境条件	蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。 加圧器逃がし弁を確実に作動させるために、窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）の設定圧力は、有効性評価における原子炉容器破損前の格納容器圧力を考慮した上で余裕を持たせた値に設定する。	

配慮すべき事項	時の漏えい箇所 インターフェイスシステムLOCA	インターフェイスシステムLOCAの漏えい箇所の特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ及び火災報知器等により行う。
	時の内部溢水の影 響について	遠隔駆動機構による操作場所及び操作場所への通路部を、インターフェイスシステムLOCAにより漏えいが発生する機器の影響を受けない建屋とし、溢水影響がないようにする。
	タービン動補助給水 ポンプ駆動蒸気の確保	全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水流量調節弁後弁の開度を調整し、1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。
	1次系のフィードア ンドブリードの判断 基準について	蒸気発生器広域水位計は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。 1次系のフィードアンドブリードを開始する、すべての蒸気発生器の除熱を期待できない水位とは、上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。
	作業性	タービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁は、現場において専用工具を用いて弁を押し上げる単純な操作で、タービン動補助給水ポンプ起動弁についても手動ハンドルにより容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。 インターフェイスシステムLOCA発生時、現場での隔離操作は、アクセスルート及び操作場所の環境性等を考慮して、遠隔駆動機構により行う。

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（4 / 19）

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			
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、1次冷却材喪失事象が発生している場合は代替炉心注水、代替再循環運転により、1次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器2次側による炉心冷却により、運転停止中の場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器2次側による炉心冷却により原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、1次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉圧力容器内に残存した場合において、格納容器の破損を防止するため、格納容器水張りにより原子炉を冷却する手順等を整備する。</p>		
対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	<p>代替炉心注水</p> <p>非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・ 恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>・ 可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。</li> </ul> <p>代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、使用準備時間の短い A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）を優先し、次に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備である電動消火ポンプ等による代替注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。</p>

<p>対応手順等</p>	<p>1次冷却材喪失事象が発生している場合</p>	<p>フロントライン系機能喪失時</p>	<p>代替再循環運転</p> <p>非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合に、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）及びA格納容器スプレイ冷却器により格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する。</p> <p>再循環運転中に格納容器再循環サンプルスクリーン閉塞の徴候が見られた場合は、炉心の著しい損傷を防止するために余熱除去ポンプ1台運転とし流量を低下させ再循環運転を継続する。再循環運転できない場合は、燃料取替用水タンクを水源とし充てん／高圧注入ポンプ1台により原子炉への注水を行う。燃料取替用水タンクへの補給に成功している場合は、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水又は恒設代替低圧注水ポンプ等による代替炉心注水により原子炉への注水を行う。</p> <p>また、格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器2次側による炉心冷却及び原子炉補機冷却水を使用し格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内の冷却を行う。</p> <p>原子炉への注水は、格納容器内水位が格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない高さとなれば停止する。</p>
--------------	---------------------------	----------------------	--



対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系機能喪失時	代替炉心注水	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に原子炉への注水機能が喪失し、1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置より受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>・空冷式非常用発電装置より受電したB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。</li> </ul> <p>代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、注水流量が大きく、使用準備の早い恒設代替低圧注水ポンプを優先する。次にB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備であるA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR S-CSS連絡ライン使用）等を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。</p>
			代替再循環運転	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合、大容量ポンプによる代替補機冷却水の確保及び代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されていることを確認する。また、空冷式非常用発電装置より受電したB余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による代替再循環運転を行うとともに、大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失時に代替再循環運転に使用する機器の優先順位は、多様性拡張設備であるが使用準備時間が早いA余熱除去ポンプ（空調用冷水）を優先し、次にB余熱除去ポンプ（海水冷却）又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を使用する。</p>

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉容器に残存する場合	<p>格納容器水張り</p> <p>炉心の著しい損傷・溶融が発生した場合、格納容器圧力と温度又は格納容器再循環ユニット出入口の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であり原子炉圧力容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに、格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。</p> <p>格納容器スプレイポンプが使用できない場合は、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用し、次に可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器へ注水する。</p> <p>なお、格納容器への注水量は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない高さまでとする。</p>
	1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系機能喪失時 サポート系機能喪失時	<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>全交流動力電源喪失等により、中央制御室から主蒸気逃がし弁を操作できない場合は、現場にて手動で主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において低温停止への移行が必要な場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。</p>

対応手順等	運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	炉心注水／代替炉心注水	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。</li> <li>・ 蓄圧タンク水を原子炉に注水する。</li> <li>・ A格納容器スプレイポンプ（RHR S-CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・ 恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>・ 可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。</li> </ul> <p>炉心注水、代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室で操作可能である充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を行う。充てん／高圧注入ポンプが使用できない場合は、蓄圧タンクを使用する。</p> <p>上記による原子炉への注水不能の場合は、準備時間の短いA格納容器スプレイポンプ（RHR S-CSS連絡ライン使用）を使用し、次に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備である電動消火ポンプ等による代替注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。</p>
			代替再循環運転	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、A格納容器スプレイポンプ（RHR S-CSS連絡ライン使用）及びA格納容器スプレイ冷却器を用いた代替再循環運転により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。</p>

対応手順等	運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ1次冷却系統に開口部がない場合は、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において、低温停止への移行が必要な場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。</p>
-------	----------	---------------	--

<p>対応手順等</p>	<p>運転停止中の場合</p>	<p>サポ-ト系機能喪失時</p>	<p>代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 空冷式非常用発電装置より受電した後、蓄圧タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・ 空冷式非常用発電装置より受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>・ 空冷式非常用発電装置より受電したB充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・ 可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。</li> </ul> <p>代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、使用可能であれば多様性拡張設備であるが、電源回復しない場合でも注水が可能な燃料取替用水タンクからの重力注水を優先する。空冷式非常用発電装置から受電後は、準備時間が短い蓄圧タンクを使用する。並行して継続的に原子炉に注水するために恒設代替低圧注水ポンプを準備し、準備が整えば使用する。次にB充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備であるA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHR S-CSS連絡ライン使用）等による代替炉心注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。</p>
--------------	-----------------	-------------------	---

対応手順等	運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	代替再循環運転	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時は、大容量ポンプにより代替補機冷却水が確保され、空冷式非常用発電装置より受電したB余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による代替再循環運転を行うとともに、大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失時に代替再循環運転に使用する機器の優先順位は、使用可能であれば多様性拡張設備であるが使用準備時間が短いA余熱除去ポンプ（空調用冷水）を優先し、次にB余熱除去ポンプ（海水冷却）又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を使用する。</p>
			蒸気発生器2次側による炉心冷却	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に1次冷却系統に開口部がない場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保された場合は、現場にて主蒸気逃がし弁を手動で開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において、低温停止への移行が必要な場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。</p>
配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	優先順位	フロントライン系機能喪失時	<p>非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、代替炉心注水により原子炉へ注水し、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。</p>
			サポート系機能喪失時	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉への注水機能が喪失した場合、代替炉心注水により原子炉へ注水し、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。</p>

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	格納容器隔離弁の閉止	<p>全交流動力電源喪失時、1次冷却材ポンプシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリア冷却機能が喪失することにより、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがあるため、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等を閉止する。</p> <p>隔離は、空冷式非常用発電装置より電源を確保すれば、中央制御室にて1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p>
		恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	<p>全交流動力電源喪失と1次冷却材漏えい事象が重畳した場合の恒設代替低圧注水ポンプの注水先については、炉心注水側に系統構成し、空冷式非常用発電装置より受電すれば炉心注水を行う。なお、対応途中で事象が進展し、炉心損傷と判断すれば注水先を格納容器スプレイ側へ変更する。その後、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。</p>
		1次冷却材圧力監視に 残存デブリ冷却時の について	<p>原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、格納容器水張り操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材圧力が格納容器圧力より高い場合は、溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉内と格納容器を均圧させる。</p>
		残存デブリ冷却時の 注水量について	<p>格納容器への注水量は、原子炉格納容器水位計、格納容器スプレイ流量計、A格納容器スプレイ流量積算計、消火水注入流量積算計、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量計、燃料取替用水タンク水位の収支により注水量を把握する。</p> <p>残存デブリの影響を防止するための格納容器への注水量は、残存デブリを冷却し、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない高さまでとする。</p>

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	再循環運転後の 炉心損傷後の	<p>           炉心が損傷した場合において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え格納容器スプレイポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力及び格納容器内高レンジエリアモニタ等により、格納容器圧力の推移及び炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の格納容器圧力低減効果、ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施可否を検討する。         </p>
	再循環不能時の 格納容器内の冷却	<p>           代替再循環運転により格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水できない場合、余熱除去ポンプ格納容器再循環サンプル側入口隔離弁の開放不能により再循環運転に移行できない場合又は格納容器再循環サンプルスクリーンが閉塞した場合は、充てん／高圧注入ポンプ等により燃料取替用水タンク水を原子炉に注水するとともに、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。         </p>	



配慮すべき事項	運転停止中の場合	優先順位	フロントライン系 機能喪失時	<p>運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ1次冷却材系統に開口部がない場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却を優先する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却ができない場合は、炉心注水又は代替炉心注水による炉心冷却を行い、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。</p>
			サポート系 機能喪失時	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ1次冷却材系統に開口部がない場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却を実施する。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却ができない場合は、代替炉心注水による炉心冷却を行い、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。</p>
	格納容器内からの退避	<p>運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失した場合又は1次冷却材が流出した場合に、燃料取替用水タンクの保有水を充てん／高圧注入ポンプ等にて原子炉へ注水し開放中の加圧器安全弁から格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、格納容器内の雰囲気悪化から格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p> <p>また、運転停止中に1次冷却材の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束が上昇した場合は、臨界になる可能性があるため格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p>		
	復旧順に係る	<p>全交流動力電源が喪失した場合、設計基準事故対処設備を代替電源設備からの給電により起動し十分な期間の運転を継続させる。</p>		
	作業性	<p>B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水にかかる可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるよう可搬式代替低圧注水ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p>		

配慮すべき事項	電源確保	<p>空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプへ給電する。全交流動力電源喪失時は、代替電源設備によりB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
	燃料補給	<p>電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。</p> <p>電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプへの燃料補給に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（5 / 19）

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等		
方針目的	<p>設計基準事故対処設備が有する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おいて炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却、格納容器内自然対流冷却、代替補機冷却、大容量ポンプによる代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。</p>	
対応手順等	蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	<p>海水ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作することで、蒸気発生器 2 次側による原子炉の冷却を行う。</p> <p>補助給水ポンプについては、電動補助給水ポンプを優先して使用し、電動補助給水ポンプが使用できなければ、タービン動補助給水ポンプを使用する。</p>
	格納容器内自然対流冷却	<p>海水ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した状態において、1 次冷却材喪失事象が発生した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A、B 格納容器再循環ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け後、A、B 格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等により A、B 格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>
	代替補機冷却	<p>海水ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプにより C 充てん／高圧注入ポンプ、B 余熱除去ポンプに補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能回復を図る。</p>

<p>対応手順等</p>	<p>サポート系機能喪失時</p>	<p>蒸気発生器2次側による炉心冷却</p>	<p>全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ又は空冷式非常用発電装置から受電した電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作することで、蒸気発生器2次側による原子炉の冷却を行う。</p> <p>補助給水ポンプについては、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。</p>
		<p>自然対流冷却 格納容器内</p>	<p>全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、A、B格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>
		<p>大容量ポンプによる代替補機冷却</p>	<p>全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプによりC充てん／高圧注入ポンプ、B余熱除去ポンプに補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能回復を図る。</p>

配慮すべき事項	作業性	<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却にかかる可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却水系統と海水系統を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。</p>
	主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件	<p>蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初期対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。</p>
	電源確保	<p>全交流電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により電動補助給水ポンプへ給電する。給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
	燃料補給	<p>大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（6 / 19）

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等			
方針目的	<p>設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手順等を整備する。</p>		
対応手順等	炉心損傷前	フロントライン系機能喪失時	<p>自然対流冷却 格納容器内</p> <p>格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、又は格納容器スプレイ再循環運転時に格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉補機冷却水系統の沸騰を防止するため、原子炉補機冷却水サージタンクを窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）により加圧し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取り付け後、A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>
			<p>代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>

対応手順等	炉心損傷前	サポート系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、1次冷却材喪失事象が発生し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ格納容器へのスプレイができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、空冷式非常用発電装置から受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>
			格納容器内 自然対流冷却	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取り付け後、A、B格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>
	炉心損傷後	フロントライン系機能喪失時	格納容器内 自然対流冷却	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ格納容器スプレイポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉補機冷却水系統の沸騰を防止するため、原子炉補機冷却水サージタンクを窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）により加圧し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取り付け後、A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>

対応手順等	炉心損傷後	フロントライン系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に、格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器へスプレイする。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>恒設代替低圧注水ポンプ及びその他の多様性拡張設備による代替格納容器スプレイが実施できない場合、あらかじめ準備している可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器にスプレイする。</li> </ul>
		サポート系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失し、さらに格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器へスプレイする。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が最高使用圧力以上となった場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>恒設代替低圧注水ポンプ及びその他の多様性拡張設備による代替格納容器スプレイが実施できない場合、あらかじめ準備している可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器にスプレイする。</li> </ul>
			自然対流冷却 格納容器内	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取り付け後、A、B格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>



配慮すべき事項		優先順位	<p>炉心損傷前及び炉心損傷後のフロントライン系機能喪失時は、継続的な冷却実施の観点及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、代替格納容器スプレイよりも格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、サポート系機能喪失時の格納容器内自然対流冷却では大容量ポンプを使用するため準備に時間を要することから、使用を開始するまでの間に格納容器圧力が最高使用圧力に達した場合は代替格納容器スプレイを使用する。</p>
	格納容器内冷却	水素濃度	<p>炉心損傷後の格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から <b>50kPa</b> 低下したことを確認すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用とし、測定による水素濃度が <b>8vol%</b>（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p>
		注水量の管理	<p>格納容器内の冷却及び熔融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却を目的とした格納容器へのスプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器内自然対流冷却に影響しない高さまで達すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p>
		放射性物質濃度低減	<p>炉心損傷後において、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器再循環ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。</p>

配慮すべき事項	作業性	<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却水系統と海水系統を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。</p>
	電源確保	<p>空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプに給電する。給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
	燃料補給	<p>電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す、燃料油貯油そうの備蓄量（116.5kℓ 以上（1 基当たり）、4 基）を管理する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（7 / 19）

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		
方針 目的	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（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。	
対応 手順等	格納容器 スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ格納容器スプレイポンプが起動していない場合、格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする。
	格納容器内 自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉補機冷却水系統の沸騰を防止するため、原子炉補機冷却水サージタンクを窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）により加圧し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取り付け後、A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
	代替格納容器 スプレイ	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合、以下の手順により格納容器へスプレイする。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が最高使用圧力以上、かつ格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>恒設代替低圧注水ポンプ及びその他の代替格納容器スプレイが実施できない場合、あらかじめ準備している可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器にスプレイする。</li> </ul>

対応手順等	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失	格納容器内 自然対流冷却	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、大容量ポンプを配置、接続し、A、B格納容器再循環ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取り付け後、A、B格納容器再循環ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度指示の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</p>
		代替格納容器スプレイ	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、以下の手順により格納容器へスプレイする。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・格納容器圧力が最高使用圧力以上の場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>・恒設代替低圧注水ポンプ及びその他の代替格納容器スプレイが実施できない場合、あらかじめ準備している可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器にスプレイする。</li> </ul>

配慮すべき事項	優先順位	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、格納容器の圧力及び温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを優先する。次に、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器圧力が最高使用圧力以上に達した場合は、代替格納容器スプレイを行う。</p>
		原子炉補機冷却機能喪失	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却は大容量ポンプの使用準備に時間を要することから、この間に格納容器圧力が最高使用圧力以上に達した場合は、代替格納容器スプレイを行う。</p>
	格納容器内冷却	水素濃度	<p>炉心損傷後の格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から <b>50kPa</b> 低下したことを確認すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用とし、測定による水素濃度が <b>8vol%</b>（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p>
		注水量の管理	<p>格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器内自然対流冷却に影響しない高さになれば格納容器スプレイを停止し格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p>

配慮すべき事項	作業性	<p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却水系統と海水系統を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイにおける現場への移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。</p>
	電源確保	<p>空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプへ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
	燃料補給	<p>電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（8 / 19）

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			
方針目的	<p>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（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイにより、溶融し格納容器の下部に落下した炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の抑制及び溶融炉心が拡がり格納容器バウンダリへの接触を防止する手順等を整備する。</p> <p>また、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、炉心注水及び代替炉心注水により、原子炉を冷却する手順等を整備する。</p>		
対応手順等	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	健全	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能</p> <p>格納容器スプレイ</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位を確保し、維持する。</p>
		健全	<p>代替格納容器スプレイ</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器スプレイポンプの故障等により格納容器内への注水機能が喪失し、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、恒設代替低圧注水ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>
		喪失	<p>代替格納容器スプレイ</p> <p>全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、恒設代替低圧注水ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>

対応手順等	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	炉心注水	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・ A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水ができない場合、充てん／高圧注入ポンプにより充てんラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> </ul>
		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	代替炉心注水	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプの故障等により、原子炉への注水ができない場合に、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。</li> <li>・ 充てん／高圧注入ポンプの故障等により、充てんラインを使用した原子炉への注水ができない場合に、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> </ul>



<p>対応手順等</p>	<p>原子炉補機冷却機能喪失</p>	<p>代替炉心注水</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、熔融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> <li>・空冷式非常用発電装置により受電したB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</li> </ul> <p>代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行っていないければ恒設代替低圧注水ポンプを優先する。次にB充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。</p>
<p>配慮すべき事項</p>	<p>優先順位</p>	<p>格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却</p>	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する手段の優先順位は、格納容器スプレイポンプを使用する格納容器スプレイを優先し、次に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを使用する。</p>
	<p>優先順位</p>	<p>熔融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止</p>	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、熔融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段の優先順位は、中央制御室操作により早期に運転可能な充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを用いた原子炉への注水を優先する。次にA格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水、充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを用いた炉心注水、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。</p>
	<p>優先順位</p>	<p>原子炉下部キャビティ水位監視</p>	<p>熔融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を監視するため、格納容器へのスプレイ時は原子炉下部キャビティ水位計の作動により確認する。</p>

配慮すべき事項	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却するために、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレーする。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプにより原子炉への注水を実施している際に炉心損傷を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水から格納容器スプレーへ切り替える。</p>
	作業性	<p>B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるように作業場所近傍に使用工具を配備する。</p>
	電源確保	<p>空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプに給電する。全交流動力電源喪失時は、代替電源設備によりB 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（9 / 19）

1.9 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手順等		
方針目的	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解による水素が、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出された場合においても水素爆発による格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。</p>	
対応手順等	<p>静的触媒式水素再結合装置</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の作動状況を、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の温度指示上昇により確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の指示値を確認する。</p>
	<p>原子炉格納容器水素燃焼装置</p>	<p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置からの給電後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。また、原子炉格納容器水素燃焼装置の作動状況を、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の指示値を確認する。</p>

<p>対応手順等</p>	<p>水素濃度監視</p>	<p>可搬型格納容器内水素濃度計測装置</p>	<p>炉心出口温度が 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示が <math>1 \times 10^5 \text{mSv/h}</math> 以上に到達した場合、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動後、格納容器内の水素濃度を確認する。</p> <p>全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時は、空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型格納容器内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動後、格納容器内の水素濃度を確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内水素濃度を確認する。</p>
<p>配慮すべき事項</p>	<p>電源確保</p>		<p>全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備により水素濃度低減に使用する設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。代替電源設備により給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（10 / 19）

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	
方針目的	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素が原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p>水素排出</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス空気浄化ファンを運転し、アニュラス内の水素を含むガスがアニュラスからアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して屋外へ排出されていることを、アニュラス内圧力の低下にて確認する。</p> <p>全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、Aアニュラス空気浄化系の弁に窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）から代替制御用空気を供給し系統構成を行い、代替電源設備から給電した後、Aアニュラス空気浄化ファンを運転する。</p>
	<p>水素濃度監視</p> <p>炉心の損傷を判断した場合、アニュラス内の水素濃度を、格納容器内の水素濃度及び格納容器からアニュラスへの漏えい率により推定し監視する。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測装置を用いた格納容器内水素濃度の測定を行い、炉心損傷判断からの経過時間、格納容器内水素濃度の測定値並びに格納容器内高レンジリアモニタ（高レンジ）及びアニュラス水素濃度推定用可搬型線量率計の線量率の比により推定したアニュラスへの漏えい率により、関係図から格納容器内水素濃度の推移を推定し、アニュラス内の水素濃度を推定する。</p> <p>アニュラス内の放射線量の推定は、多様性拡張設備である格納容器排気筒高レンジガスモニタが使用可能であれば、アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率計よりも優先して使用する。</p>
配慮すべき事項	<p>水素濃度計測装置</p> <p>アニュラス内</p> <p>多様性拡張設備であるアニュラス内水素濃度計測装置は、炉心損傷後の高放射線及び高温下では、指示値に影響があることから参考値として扱う。</p> <p>アニュラス内水素濃度計測装置の指示値を参考にする場合は、計器類の環境特性を考慮する。</p>
	<p>電源確保</p> <p>全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備によりアニュラス空気浄化設備に給電する。給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（11 / 19）

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	
方針目的	<p>使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合、使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するため使用済燃料ピットへの注水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。</p> <p>使用済燃料ピット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ピットの水位が異常に低下した場合、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、放射性物質の放出を低減するため使用済燃料ピットへのスプレイ、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p>海水から使用済燃料ピットへの注水</p> <p>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生し、計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が 50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外に E.L. +32.26m 以下まで低下している場合、送水車により海水を使用済燃料ピットへ注水する。</p> <p>使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は、注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先する。送水車は、使用準備に時間を要することから、あらかじめ送水車等の運搬、設置及び接続の準備を行い、燃料取替用水タンク等の注水手段がなければ使用する。</p>

	使用済燃料ピットへのスプレー及び放水	<p>使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L. +31.01m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合、以下の手段により、使用済燃料ピットへスプレー又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・送水車及びスプレーヘッドにより海水を使用済燃料ピットへスプレーする。</li> <li>・原子炉補助建屋の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示上昇により原子炉補助建屋に近づけない場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</li> </ul>
対応手順等	使用済燃料ピットの監視	<p>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時、又は使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時、常設設備である使用済燃料ピット水位（広域）、使用済燃料ピット温度（AM用）及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより使用済燃料ピットの監視を行う。また、計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が 50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外に E.L. +32.26m 以下まで低下している場合、可搬型設備である可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットの監視を行う。</p> <p>使用済燃料ピットの監視は、常設設備により行うが、計器の計測範囲を超えた場合は、可搬型設備の計器を用いることで変動する可能性のある範囲を各計器がオーバーラップして監視する。直流電源が喪失している場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、可搬型設備の指示を確認する。</p> <p>可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係进行评估し、各設置場所間での関係性を把握し、指示値の傾向を確認することで使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定する。</p> <p>使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、使用済燃料ピットエリア監視カメラの耐環境性向上のため、空気を供給し冷却を行う。</p>

配慮すべき事項	作業性	<p>海水から使用済燃料ピットへの注水にかかる消防ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に使用工具及び消防ホース等を配備する。</p> <p>送水車による使用済燃料ピットへのスプレーにかかる消防ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に使用工具及び消防ホース等を配備する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、使用済燃料ピットの状態を監視するため、代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>
	燃料補給	<p>送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）の給油は、定格負荷運転時における燃料供給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の給油は、定格負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。燃料を供給する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p>



第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（12 / 19）

1.12 工場外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等			
方針目的	<p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の損傷又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、大気への拡散抑制、海洋への拡散抑制により工場等外（以下「発電所外」という。）への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。</p> <p>また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合に、航空機燃料火災への泡消火により、火災に対応する手順等を整備する。</p>		
対応手順等	原子炉格納容器の破損及び炉心の著しい損傷	大気への拡散抑制	<p>炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）が <math>1 \times 10^5 \text{mSv/h}</math> 以上となり、原子炉格納容器へのスプレイが確認できない場合、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲により海水を原子炉格納容器及びアニュラス部へ放水する。</p>
		海洋への拡散抑制	<p>原子炉格納容器及びアニュラス部へ放水し、放水による放射性物質を含む汚染水が発生する場合、発電所から海洋に流出する 5 箇所（取水路側 1 箇所、放水口側 4 箇所）にシルトフェンスを設置する。</p> <p>放水砲による原子炉格納容器及びアニュラス部への放水により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水排水の流路を通して海へ流れるため、排水路に、多様性拡張設備である放射性物質吸着剤を設置する。放射性物質吸着剤は、放水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に取水路側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、放水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。</p>

対応手順等	貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷	大気への拡散抑制	<p>使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.+31.01m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づける場合以下の手順により、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>送水車及びスプレイヘッドにより原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。</li> </ul> <p>使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.+31.01m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示値上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合以下の手順により、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合、送水車及びスプレイヘッドよりも射程距離が大きい大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</li> </ul>
		海洋への拡散抑制	<p>原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水し、放水による放射性物質を含む汚染水が発生する場合、発電所から海洋に流出する5箇所（取水路側1箇所、放水口側4箇所）にシルトフェンスを設置する。</p> <p>放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水排水の流路を通して海へ流れるため、排水路に、多様性拡張設備である放射性物質吸着剤を設置する。放射性物質吸着剤は、放水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に取水路側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、放水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。</p>
		航空機燃料火災への泡消火	<p>原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲を用いて、海水を泡混合器で泡消火剤と混合しながら放水することで航空機燃料火災へ泡消火を実施する。</p> <p>大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲の準備が完了するまで多様性拡張設備である化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは可搬式消防ポンプ及び中型放水銃により、アクセスルートの確保、要員の安全確保、航空機燃料の飛散による延焼拡大防止のために泡消火を実施する。</p>

配慮すべき事項	操作性	<p>放水砲による放水については、噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状にするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の抑制効果があることから、なるべく噴霧状を使用する。</p> <p>原子炉格納容器の損壊箇所が確認できる場合は、放水砲の噴射位置を原子炉格納容器損壊部に調整するが、確認できない場合は格納容器頂部へ調整する。</p> <p>放水砲は、最も効果的な方角から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水する。送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）への燃料供給に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p> <p>送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）の給油は、燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。</p>
	作業性	<p>大容量ポンプ（放水砲用）による大気への拡散抑制又は航空機燃料火災への泡消火に係る可搬型ホース取付け等については速やかに作業ができるように大容量ポンプ（放水砲用）の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを保管する。</p> <p>送水車及びスプレイヘッドによる大気への拡散抑制に係る可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に可搬型ホース等を保管する。</p>
	燃料補給	<p>送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）への給油は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の給油は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。</p> <p>送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給の手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（13 / 19）

1.13 重大事故等の収束に必要な水となる水の供給手順等		
方針目的	<p>設計基準事故の収束に必要な水源である燃料取替用水タンク、復水タンク等とは別に重大事故等の収束に必要な十分な量の水を有する水源として、淡水源及び海水等を確保する。</p> <p>設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要な十分な量の水を供給するため、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給、炉心注水及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転、使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）への水の供給、使用済燃料ピットから大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピットへのスプレイ及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水並びに炉心の著しい損傷及び格納容器破損時の格納容器及びアニュラス部への放水のための水の供給について手順等を整備する。</p>	
対応手順等	<p>蒸気発生器 2 次側による炉心冷却及び復水タンクへの供給</p> <p>できない場合の代替手段</p>	<p>重大事故等の発生により、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）手段の水源となる復水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で実施可能な 2 次系純水タンクへの水源切替を優先して実施する。すべての水源が使用不可能で蒸気発生器水位が低下した場合は、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより炉心に注水する操作と、加圧器逃がし弁の開操作により格納容器内部へ 1 次冷却材を放出する操作を組み合わせた 1 次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。</p>
	<p>復水タンクへの補給</p>	<p>重大事故等の発生時において、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、送水車により海水を水源として復水タンクへ補給する。</p> <p>復水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ送水車の使用準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で使用可能な 2 次系純水タンク等を優先して使用する。他の多様性拡張設備による淡水の補給手段が使用できない場合は、送水車の準備が整えば海水を使用する。</p>

対応手順等	燃料取水のための代替手段及び 燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの代替手段	<p>重大事故等の発生により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、以下の手段により、原子炉に注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・復水タンクを水源とし恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水により原子炉に注水する。</li> <li>・燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替えができない場合、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始し、他の多様性拡張設備による淡水の供給手段が使用できない場合は、海水を水源とし可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉に注水する。</li> </ul>
		燃料取替用水タンクへの補給	<p>重大事故等の発生時において、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する。</p> <p>燃料取替用水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるがほう酸水であり早期に使用可能な1次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し、準備が整えば復水タンクを使用する。</p>
	燃料取水のための代替手段及び 燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの供給ができない場合の代替手段	<p>重大事故等の発生により、格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、以下の手段により格納容器へスプレイする。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・復水タンクを水源として恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより格納容器へスプレイする。また、送水車により復水タンクに海水を補給する。</li> <li>・あらかじめ準備した可搬式代替低圧注水ポンプの準備が整い、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイが実施できない場合は、海水を水源とし可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器へスプレイする。</li> </ul>
		燃料取替用水タンクへの補給	<p>重大事故等の発生時において、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する。</p> <p>燃料取替用水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるがほう酸水であり早期に使用可能な1次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し、準備が整えば復水タンクを使用する。</p>

対応手順等	格納容器再循環サンプルとした再循環運転を水源	<p>重大事故等の発生による格納容器再循環サンプルを水源とした再循環運転において、余熱除去ポンプの故障等により、再循環運転による原子炉への注水機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）及び格納容器スプレイ冷却器による代替再循環運転により原子炉へ注水する。</li> <li>・ 全交流動力電源が喪失し、原子炉冷却機能が喪失した場合は、大容量ポンプによる代替補機冷却により冷却水を確保し、B余熱除去ポンプ（海水冷却）、又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環運転により原子炉へ注水する。</li> </ul>
	使用済燃料ピットへの水の供給	<p>使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合、海水を水源として送水車により使用済燃料ピットへ注水する。</p> <p>使用済燃料ピットへの注水の優先順位は、あらかじめ送水車の使用準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で実施可能な2次系純水タンク等を優先して使用する。他の多様性拡張設備による淡水の補給手段が使用できない場合は、送水車の準備が整えば海水を使用する。</p>
	使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時のスプレイ及び放水	<p>重大事故等の発生により、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい等が発生し、使用済燃料ピットの機能が喪失した場合に、使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満で水位低下が継続する場合、以下の手順により使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 送水車及びスプレイヘッドにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする。</li> <li>・ 原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示値上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。なお、海水を使用する際、取水箇所は取水口、海水ポンプ前及び放水口から取水箇所を選定し使用する。</li> </ul>
	炉心及び格納容器の破損及び放射線レベルの格納容器及び原子炉の損傷	<p>重大事故等が発生し、炉心出口温度が 350℃ 以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が <math>1 \times 10^5 \text{mSv/h}</math> 以上となり、格納容器へのスプレイが確認できない場合、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲により海水を格納容器及びアニュラス部へ放水する。</p>

配慮すべき事項	作業ルート確保	構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確認する。
	代替性	<p>当初選択した水源からの送水準備が完了後、引き続き次の水源からの送水準備を開始することで、水源が枯渇しないように、最終的には海水から取水することで水の供給が中断することなく、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を確保する。</p> <p>淡水又は海水を復水タンクへ補給することにより、継続的な蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）を成立させるため、復水タンクの保有水量を 646m<sup>3</sup>以上に管理する。</p> <p>淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること及び可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水により、継続的な炉心注水及び代替炉心注水を成立させるため、燃料取替用水タンクの保有水量を 1,600m<sup>3</sup>以上に管理する。</p> <p>淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、燃料取替用水タンクから復水タンクへ水源切替と復水タンクへの海水補給により、継続的な格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイを成立させるため、燃料取替用水タンクの保有水量を 1,600m<sup>3</sup>以上に管理する。</p>
	成立性	海水取水時は、ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく水を供給する。
	作業性	燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ出口ラインの通水用ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。
	燃料補給	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。重大事故等時 7日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、燃料油貯油そうの備蓄量（116.5kℓ以上（1基当たり）、4基）を管理する。

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（14 / 19）

1.14 電源の確保に関する手順等	
方針目的	<p>電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため代替電源（交流）、代替電源（直流）、代替所内電気設備から給電するための手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p>代替電源（交流）の給電</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用高圧母線へ代替電源（交流）から給電し、電圧計により受電確認する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置から受電準備を行ったのち空冷式非常用発電装置により給電する。</li> <li>・他号炉のディーゼル発電機が非常用高圧母線の電圧にて健全であることを確認した場合、号機間電力融通恒設ケーブルを使用し、給電する。あらかじめ敷設した号機間電力融通恒設ケーブルが使用できない場合は、配備している号機間電力融通予備ケーブルを使用し給電する</li> <li>・電源車から受電準備を行ったのち電源車を起動し給電する。</li> </ul> <p>代替電源（交流）の給電手順の優先順位は、空冷式非常用発電装置、号機間電力融通恒設ケーブル、電源車、号機間電力融通予備ケーブルの順で使用する。</p>
	<p>代替電源（直流）の給電</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、蓄電池（安全防護系用）により非常用直流母線へ給電する。合わせて、全交流動力電源喪失発生後 1 時間を目安に中央制御室で不要直流負荷の切り離しを行い、8 時間以降に現場にてさらに不要直流負荷の切り離しを行う。</p> <p>また、蓄電池（安全防護系用）の電圧が低下する前までに、蓄電池（3 系統目）からの直流給電を実施する。</p> <p>蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（3 系統目）の電圧が低下する前までに、代替電源（交流）及び可搬式整流器により非常用直流母線へ給電する。</p>
	<p>代替所内電気設備による電源給電</p> <p>所内電気設備が共通要因で機能を失った場合、少なくとも 1 系統は機能の維持及び人の接近性を確保するために、空冷式非常用発電装置から代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器へ給電する。</p>



配慮すべき事項	負荷容量	<p>空冷式非常用発電装置の必要最大負荷は、想定される事故シナリオのうち最大負荷となる、「外部電源が喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の場合である。空冷式非常用発電装置は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、空冷式非常用発電装置の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に供給する。</p> <p>号機間電力融通は、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で給電する。</p> <p>電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の負荷に給電する。</p>
	悪影響防止	<p>号機間電力融通ケーブルは、通常運転中は、遮断器及びケーブルにより系統から分離し、重大事故等時のみ接続する。</p> <p>空冷式非常用発電装置や電源車、号機間電力融通恒設ケーブル又は号機間電力融通予備ケーブルを使用した号機間融通により電力を供給する際、中央制御室で受電後の補機の自動起動を防止するため、補機の操作スイッチを「引断」又は「切」にする。</p> <p>受電後の蓄電池の充電による水素発生防止のため、蓄電池（安全防護系用）を用いた場合には、蓄電池室排気ファン用ダンパ及び中間建屋給気ファン用ダンパを「開」とし、蓄電池室排気ファン及び中間建屋給気ファンの起動により、蓄電池室の換気を行う。蓄電池（3系統目）を用いた場合には、蓄電池室（3系統目用）の換気を行う。</p>
	成立性	<p>所内直流電源設備から給電されている24時間以内に、常設代替電源（交流）である空冷式非常用発電装置により、十分な余裕を持って非常用直流母線に繋ぎ込み給電する。また、可搬型代替電源設備（交流）である電源車についても24時間以内に十分な余裕を持って給電する。</p>
	作業性	<p>暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。</p>
	燃料補給	<p>空冷式非常用発電装置又は電源車への給油は、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の給油は、負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（重油）も含め、燃料油貯油そうの備蓄量（116.5kl以上（1基当たり）、4基）を管理する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（15 / 19）

1.15 事故時の計装に関する手順等			
方針目的	<p>重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。</p>		
対応手順等	監視機能の喪失	計器故障時のパラメータ推定	<p>パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ（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等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、以下の手段により当該パラメータを推定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電用原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。</li> <li>・パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を除く。）の値を用いて以下の方法で推定する。</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>○同一物理量で推定（温度、圧力、水位、流量、放射線量）</li> <li>○水位を注水源若しくは注入先の水位変化又は注入量から推定</li> <li>○流量を注水先又は注水源の水位変化を監視することにより推定</li> <li>○除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定</li> <li>○1次系からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視することにより推定</li> <li>○圧力と温度を水の飽和状態の関係から推定</li> <li>○ほう素濃度と炉心の未臨界性から推定</li> <li>○装置の動作特性により推定</li> <li>○その他評価したパラメータの相関関係により推定</li> </ul>

対応手順等	監視機能の喪失	計器故障時のパラメータ推定	<p>計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。</p> <p>重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位を定める。</p>
	監視機能の喪失	計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定	<p>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。</p> <p>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、原子炉施設の状態を推定するための手段は、以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉圧力容器内の温度のパラメータである 1 次冷却材温度が計測範囲を超えた場合、可搬型計測器を接続し、検出器の抵抗を計測し、換算表を用いて温度へ変換する。多様性拡張設備である炉心出口温度が健全である場合は、炉心出口温度による計測を優先する。</li> <li>・ 原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位が低下して計測範囲を超えた場合は、原子炉水位で計測する。</li> </ul>

対応手順等	計器電源の喪失	計器電源の喪失時の対応	<p>直流電源が喪失し計測に必要な計器電源が喪失した場合、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手段は、以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流動力電源喪失時により計測に必要な計器電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（3系統目）、電源車等の運転により、計器へ給電する。</li> <li>・代替電源の供給ができない場合は、特に重要なパラメータとして、パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については、温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、可搬型計測器を接続し計測する。ただし、可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。</li> </ul> <p>また、可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。</p> <p>可搬型計測器による計測においては、計測の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し、計測又は監視する。</p>
	記録		<p>パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線線量率等）は、安全パラメータ表示システム（SPDS）、SPDS表示装置又は可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。</p> <p>安全パラメータ表示システム（SPDS）、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。</p>

配慮すべき事項	パラメータの選定	<p>         炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力に係る審査基準 1.1～1.10、1.13、1.14 のパラメータより選定する。       </p> <p>         選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下の通り分類する。       </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>       ・重要な監視パラメータ : 主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。     </li> <li>       ・有効な監視パラメータ : 主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測されるが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう。     </li> <li>       ・補助的な監視パラメータ : 原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。     </li> </ul> <p>         さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。       </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>       ・重要代替パラメータ : 重要な監視パラメータの代替パラメータのうち、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む。）並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。     </li> </ul>
---------	----------	---

配 慮 す べ き 事 項	握 原 子 炉 施 設 の 状 況 把	<p>設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲並びに計器の個数を明確化した運転手順書を整備する。</p>
	確 か ら し さ の 考 慮	<p>圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にないとパラメータに不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。</p> <p>アニュラス内の水素濃度を推定する場合は、パラメータの相関関係を用いて、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。</p> <p>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。</p>
	電 源 確 保	<p>全交流動力電源及び直流電源喪失時は、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（3系統目）、電源車等の運転により、計器へ給電する。</p> <p>給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（16 / 19）

1.16 原子炉制御室の居住性に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備及び資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止、放射性物質の濃度低減に係る手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p>居住性の確保</p> <p>重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないよう、中央制御室遮蔽及び中央制御室空調装置の外気を遮断した状態で閉回路循環運転（以下「中央制御室換気隔離モード」という。）により、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護するとともにマネジメント（マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し、以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 非常用炉心冷却設備作動信号発信又は中央制御室エリアモニタ指示上昇により中央制御室換気隔離信号の発信を確認した場合、中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードで運転中であることを確認する。全交流動力電源喪失により、中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードにできない場合は、手動によるダンパの開操作により中央制御室換気隔離モードの系統構成を行い、代替交流電源設備による給電後、中央制御室空調装置を運転する。</li> <li>・ 中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードとなった場合、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度又は二酸化炭素濃度が制限値を満足できない場合は、外気の取り入れを実施する。</li> <li>・ 全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、可搬型照明（SA）の内蔵蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備による給電後、可搬型照明（SA）を可搬型照明用電源に接続し中央制御室の照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である中央制御室非常用照明を優先して使用し、中央制御室非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（SA）を使用する。</li> <li>・ 炉心出口温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合、炉心損傷の徴候が見られた場合又は発電所対策本部長が必要と判断した場合は、運転員等の内部被ばくを低減するため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。</li> <li>・ 運転員等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、当直課長は発電所対策本部長等と協議の上、長期的な保安の観点から運転員等の交代要員体制を整備する。また、交代要員は運転員等の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。</li> </ul>

対応手順等	汚染の持ち込み防止	<p>原子力災害特別措置法第10条特定事象が発生した場合に、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。なお、チェンジングエリアの区画を恒設化し、速やかに使用できるようにする。</p> <p>全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は可搬型照明（SA）の内蔵蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備により給電後、可搬型照明（SA）を電源に接続しチェンジングエリアの照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、常設の多様性拡張設備であるチェンジングエリア非常用照明を優先して使用し、チェンジングエリア非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（SA）を使用する。</p>
	放射性物質の濃度低減	<p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス空気浄化ファンを運転し、原子炉格納容器から漏えいした空気がアニュラスから放射性物質低減機能を有するアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して屋外へ排出されていることを、アニュラス内圧力の低下にて確認する。</p> <p>全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、Aアニュラス空気浄化系の弁に窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）から代替制御用空気を供給し系統構成を行い、代替電源設備から給電した後、Aアニュラス空気浄化ファンを運転する。</p>
配慮すべき事項	放射線管理	<p>チェンジングエリアでは、現場作業を行う運転員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。除染により廃水が発生した場合は、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により中央制御室空調装置及び可搬型照明へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備によりアニュラス空気浄化設備に給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>



第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（17 / 19）

1.17 監視測定等に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため風向、風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p>放射線量の連続測定していることから、重大事故等時に設備が健全である場合は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストを優先し、機能が喪失した場合は、重大事故等対処設備である可搬式モニタリングポストにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電する。給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置からの給電を優先し、代替交流電源設備による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わる。</p> <p>原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合、発電所山岳及び海岸の敷地境界方向を含み原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量は、可搬式モニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその測定結果を記録する。ただし、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストが使用できる場合の当該 6 方位の測定については、モニタステーション及びモニタポストを優先して使用する。</p> <p>重大事故等時の放射性物質の濃度（空气中）は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM 汚染サーベイメータ、NaI シンチレーションサーベイメータ）により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。放射性物質の濃度（空气中）を測定する優先順位は、多様性拡張設備である移動式放射能測定装置（モニタ車）を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM 汚染サーベイメータ、NaI シンチレーションサーベイメータ）を使用する。</p> <p>重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における、放射性物質の濃度（空气中、水中、土壌中）及び放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM 汚染サーベイメータ、NaI シンチレーションサーベイメータ、ZnS シンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータ）及び電離箱サーベイメータにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>発電所の周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。</p>

対応手順等	風向、気象条件、風速その他の測定	<p>重大事故等時の風向、風速その他気象条件は、可搬型気象観測装置により測定し、及びその結果を記録する。風向、風速その他気象条件を測定する優先順位は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測装置を使用する。</p>
配慮すべき事項	測定頻度	<p>重大事故等時の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度については、モニタステーション及びモニタポストが使用できなくなった場合の放射線量の測定は、可搬式モニタリングポストにより連続測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壤中）及び海上モニタリングは、1回/日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状況及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。</p> <p>重大事故等時の風向、風速その他気象条件の測定は、連続測定を行う。</p>
	バックグラウンド低減対策	<p>重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器の養生を行う。放射性物質の放出により、モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、測定設備の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。</p> <p>重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測装置が測定不能になった場合、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策によりバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。</p>
	他の機体関係	<p>重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては、国、地方公共団体と連携して策定されるモニタリング計画にしたがい、資機材及び要員の動員、放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電される。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（18 / 19）

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	
方針 目的	<p>緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な、居住性の確保、必要な指示及び通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電に関する手順等を整備する。</p>
居住性 の確保	<p>重大事故等が発生した場合、緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（以下「緊急時対策所可搬型空気浄化装置」という。）による放射性物質の侵入低減、空気供給装置による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量が、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を考慮しても、7日間で100mSvを超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の居住性を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）を立ち上げる場合、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に接続し、起動するとともに、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じ、空気流入量を調整する。また、プルーム放出時の緊急時対策所換気設備切替えに備え、空気供給装置の系統構成等の準備を行う。</li> <li>・原子力災害対策特別措置法第10条事象が発生した場合、緊急時対策所内可搬型エリアモニタを緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内へ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタを1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の間に設置し、放射線量の測定を開始する。</li> <li>・緊急時対策所外可搬型エリアモニタの指示上昇や炉心損傷が生じる等、プルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化及び緊急時対策所換気設備切替えのための要員配置を行う。</li> <li>・原子炉格納容器からプルームが放出され、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ又は緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が上昇した場合、速やかに緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）における緊急時対策所換気設備を緊急時対策所可搬型空気浄化装置から空気供給装置へ切り替えるとともに、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定結果に応じ、空気流入量を調整する。その後、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が低下し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、緊急時対策所換気設備を空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置へ切り替える。</li> </ul>

<p>必要な指示及び通信連絡</p>	<p>重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の情報収集設備及び通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。</p> <p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に整備する。当該資料は常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。</p> <p>通信連絡に関わる手順等は、「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。</p>
<p>必要な数の要員の収容</p>	<p>緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水及び食料等を配備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の対策要員の装備(線量計、マスク等)を配備し、維持、管理し、重大事故等時にはこれらを用いて十分な放射線管理を行う。</li> <li>・緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジアエリアを通常時から設置し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。</li> <li>・少なくとも外部からの支援なしに 1 週間活動するために必要な飲料水、食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。</li> </ul>
<p>代替電源（交流）の給電</p>	<p>非常用母線からの給電喪失時は、電源車（緊急時対策所用）を起動し緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）へ給電する。代替交流電源である電源車（緊急時対策所用）は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の立ち上げ時にケーブル接続を行う。</p> <p>緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）立ち上げ時には、待機側の電源車（緊急時対策所用）のケーブル接続も行う。故障時により電源車（緊急時対策所用）の切替えが必要になった場合には、速やかに待機側の電源車（緊急時対策所用）を起動し切り替える。</p>

配置	<p>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるとともに、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を想定しても、独立した指揮命令を行えるレイアウトとし、遮音された少人数の会議スペースも確保できるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレ等を整備する。</p>
放射線管理	<p>チェンジングエリア内では現場作業を行う要員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。汚染による廃水が発生した場合、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p> <p>緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの性能の低下等、切替えが必要となった場合、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを待機側へ切り替え、線量に応じ、交換、保管する。</p> <p>現場作業を行う要員等は、身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内で待機する。</p>
電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉原子炉補助建屋に設置されている安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システムについては、空冷式非常用発電装置により給電される。</p> <p>給電の手順は、1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉の「1.14 電源の確保に関する手順等」、「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。</p>
燃料補給	<p>電源車（緊急時対策所用）への給油は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯油そう及びタンクローリーを用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉の「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す1号炉及び2号炉用を使用する燃料油貯油そうの備蓄量（180kℓ以上（1基当たり）、4基）、3号炉及び4号炉用を使用する燃料油貯油そうの備蓄量（116.5kℓ以上（1基当たり）、8基）を管理する。</p>

第 1.5.4.1 表 重大事故等対策における手順書の概要（19 / 19）

1.19 通信連絡に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡を必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備、発電所外（社内外）との通信連絡設備により通信連絡を行う手順等を整備する。</p>
対応手順等	<p style="text-align: center;">発電所内との通信連絡</p> <p>重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所内）により、運転員等及び緊急安全対策要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との間で相互に通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>通信連絡を行う場合の優先順位は、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所内）により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）へ、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（SPDS）及びSPDS表示装置を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、現場と中央制御室との連絡には携行型通話装置を使用し、現場又は中央制御室と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡には衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>通信連絡を行う場合の優先順位は、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を使用する。</p>

<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">対応手順等</p>	<p style="text-align: center;">発電所外（社内外）との通信連絡</p> <p>重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所外）により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）と原子力事業本部、本店、移動式放射能測定装置（モニタ車）、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>通信連絡を行う場合の優先順位は、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）及び緊急時衛星通報システム並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システムを使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）と原子力事業本部、本店、国、地方公共団体等との連絡には衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>通信連絡を行う場合の優先順位は、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。</p>
--	---

<p>配慮すべき事項</p>	<p>電源確保</p>	<p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により、衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、緊急時衛星通報システム、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置へ給電する。</p> <p>給電の手順は1号炉及び2号炉並びに3号炉及び4号炉の「1.14 電源の確保に関する手順等」、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。</p>
----------------	-------------	--



第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（1 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	—	—	—	—
1.2	タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	20 分
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.3 にて整備する。		
1.3	タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	1.2 にて整備する。		
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	4	15 分
	窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	35 分
	可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	35 分
	可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	2	41 分
緊急安全対策要員		2		
1.4	A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	15 分
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	3	26 分
	可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	3	5.5 時間
		緊急安全対策要員	18	
	A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転	運転員等 （中央制御室、現場）	2	15 分

第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（2 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.4	B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	4	85 分
		緊急安全対策要員	3	
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出	1.3 にて整備する。 （主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復と同様）		
	蓄圧タンクによる炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	16 分
1.5	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.3 にて整備する。		
	大容量ポンプを用いた A、B 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	1.7 にて整備する。		
	大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水	運転員等 （中央制御室、現場）	3	7.5 時間
緊急安全対策要員		16		
1.6	A、B 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	1.7 にて整備する。		
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	運転員等 （中央制御室、現場）	3	26 分
	大容量ポンプを用いた A、B 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	1.7 にて整備する。		
	可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	運転員等 （中央制御室、現場）	2	5.5 時間
		緊急安全対策要員	18	
	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）への燃料補給	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
	大容量ポンプへの燃料補給	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
送水車への燃料補給	緊急安全対策要員	2	2.3 時間	

第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（3 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.7	A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等 （中央制御室、現場）	2	87分
		緊急安全対策要員	1	
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	1.6にて整備する。		
	可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	1.6にて整備する。		
	大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等 （中央制御室、現場）	3	7.5時間
		緊急安全対策要員	16	
1.8	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	運転員等 （中央制御室、現場）	3	26分
	A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水	1.4にて整備する。		
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	1.4にて整備する。		
	B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	1.4にて整備する。		
1.9	可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視	運転員等 （中央制御室、現場）	4	50分
1.10	水素排出（アニュラス空気浄化設備）全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合の操作手順	運転員等 （中央制御室、現場）	2	20分
	可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度推定	運転員等 （中央制御室）	1	50分
緊急安全対策要員		1		

第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（4 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.11	海水から使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	5	2 時間
	送水車による使用済燃料ピットへのスプレー	緊急安全対策要員	5	2 時間
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による使用済燃料ピットへの放水	1.12 にて整備する。 （大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制と同様）		
	可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視	緊急安全対策要員	4	2 時間
1.12	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制	緊急安全対策要員	12	3.5 時間
	シルトフェンスによる海洋への拡散抑制	緊急安全対策要員	10	5 時間
	送水車及びスプレーヘッドによる大気拡散抑制	1.11 にて整備する。 （送水車による使用済燃料ピットへのスプレーと同様）		
	大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	緊急安全対策要員	12	3.5 時間
1.13	海水を用いた復水タンクへの補給	緊急安全対策要員	5	90 分
	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替（炉心注水時）	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.7 時間
		緊急安全対策要員	3	
	海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	海水を用いた復水タンクへの補給と同様。		
	燃料取替用水タンクから海水への水源切替（炉心注水時）	1.4 にて整備する。 （可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水と同様）		
	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替（格納容器スプレー時）	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.6 時間
		緊急安全対策要員	3	
	燃料取替用水タンクから海水への水源切替（格納容器スプレー時）	1.6 にて整備する。 （可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレーと同様）		
復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.4 時間	
	緊急安全対策要員	3		

第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（5 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転	1.4 にて整備する。		
	海水から使用済燃料ピットへの注水	1.11 にて整備する。		
	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	1.11 にて整備する。		
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による使用済燃料ピットへの放水	1.12 にて整備する。 （大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制と同様）		
	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプへの燃料補給	1.6 にて整備する。		
1.14	空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	3	16 分
	号機間電力融通恒設ケーブル（3 号～4 号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.3 時間
		緊急安全対策要員	2	
	電源車による代替電源（交流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.8 時間
		緊急安全対策要員	2	
	号機間電力融通予備ケーブル（3 号～4 号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.6 時間
		緊急安全対策要員	16	
	蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	2	18 分
	蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電	運転員等 （中央制御室、現場）	2	21 分
	可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電	運転員等（現場）	1	2 時間
		緊急安全対策要員	2	
	代替所内電気設備による交流及び直流の給電（空冷式非常用発電装置）	運転員等 （中央制御室、現場）	2	3.8 時間
緊急安全対策要員		2		
空冷式非常用発電装置への燃料（重油）補給	緊急安全対策要員	2	2.4 時間	
電源車への燃料（重油）補給	緊急安全対策要員	2	2.3 時間	

第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（6 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.15	可搬型計測器によるパラメータの測定	緊急安全対策要員	1	25 分
1.16	中央制御室空調装置の運転手順等（全交流動力電源が喪失した場合）	運転員等 （中央制御室）	1	65 分
		保修班	2	
1.17	可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定	放射線管理班	5	3.2 時間
	可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量の測定	放射線管理班	4	75 分 <sup>※1</sup>
	可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	60 分
	移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	70 分
	可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	120 分
	可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定	放射線管理班	2	60 分
	海上モニタリング測定	放射線管理班	3	110 分 <sup>※2</sup>
	モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策	放射線管理班	2	3.1 時間
	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	保修班	6	2.2 時間

※1：可搬式モニタリングポストによる代替測定でカバーできない 2 方位に設置した場合に想定される作業時間。

※2：小型船舶が海面に着水するまでの時間を記載した。その後の一連の作業（1 箇所当たり）の所要時間は、約 100 分。

第 1.5.4.2 表 重大事故等対策における操作の成立性（7 / 7）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.18	緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順	放射線管理班	1	19 分
	空気供給装置による空気供給準備手順	安全管理班	1	55 分
	緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置手順	放射線管理班	2	47 分
	空気供給装置への切替手順	放射線管理班他	2	2 分
	緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順	放射線管理班他	2	2 分
	緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順	放射線管理班	1	4 分
	電源車（緊急時対策所用）準備手順	保修班	2	14 分
	電源車（緊急時対策所用）起動手順	保修班	2	5 分
	電源車（緊急時対策所用）の切替手順	保修班	1	6 分
	電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料給油手順（1号炉及び2号炉用に使用するタンクローリーからの給油）	保修班	2	2.7 時間
	電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料給油手順（3号炉及び4号炉用に使用するタンクローリーからの給油）	保修班	2	2.3 時間
1.19	—	—	—	—

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「2次冷却系からの除熱機能喪失」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水系の機能喪失の判断 及び喪失時の対応	—	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
1次冷却系のフィードアンドブリード	主蒸気逃がし弁 充てん/高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 高圧安全注入流量 燃料取替用水タンク水位 蒸気発生器広域水位
蓄圧注入系動作の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材圧力
再循環自動切換の確認	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 加圧器逃がし弁	—	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 高圧安全注入流量
蒸気発生器水位回復の判断	—	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 蒸気発生器蒸気圧力 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域)
余熱除去系による炉心冷却	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 蓄圧タンク出口弁	—	余熱除去流量 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位
1次冷却系のフィードアンドブリード 停止	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量



第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「全交流動力電源喪失」(1/3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器蒸気圧力
タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵所	タンクローリー	—
1次冷却材漏えいの判断	—	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内低レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
補助給水系の機能維持の判断	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作	—	—	—

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「全交流動力電源喪失」(2/3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
不要直流電源負荷切離し	蓄電池 (安全防護系用)	—	—
蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	蓄圧タンク	—	1 次冷却材圧力
アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アンユラス空気浄化ファン アンユラス空気浄化フィルタ ユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	窒素ポンベ (アンユラス 浄化排気弁等作動用) タンクローリー	—
蓄圧タンク出口弁閉操作	蓄圧タンク出口弁	—	1 次冷却材圧力 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域)
蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	余熱除去流量 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口 流量積算 高圧安全注入流量

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「全交流動力電源喪失」(3/3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却並びに 高压代替再循環運転及び 低压代替再循環運転	燃料取替用水タンク B 余熱除去ポンプ (海水冷却) C 充てん/高压注入ポンプ (海水冷却) 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン A、B 格納容器再循環ユニット 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 可搬型温度計測装置 (格納容器 再循環ユニット入口温度/出口 温度 (SA) 用) 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 余熱除去流量 高压安全注入流量 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域)
蒸気発生器 2 次側による 炉心冷却の継続	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
原子炉補機冷却水系の復旧作業	—	—	—

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「原子炉補機冷却機能喪失」 (1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	常設設備
原子炉補機冷却機能喪失及び プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水ポンプの起動及び 補助給水流量確立の確認	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
原子炉補機冷却機能及び 制御用空気供給機能の回復操作	—	—	—
原子炉補機冷却機能喪失時の対応	—	—	—
1次冷却材漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位
補助給水系の機能維持の判断	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等 の閉操作	—	—	—
蒸気発生器2次側による炉心冷却	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 復水タンク 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材圧力

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「原子炉補機冷却機能喪失」 (2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタ ユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット	窒素ポンプ(アニュラス 浄化排気弁等作動用)	—
蓄圧タンク出口弁閉操作	蓄圧タンク出口弁	—	1 次冷却材圧力 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域)
蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開	主蒸気逃がし弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	余熱除去流量 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口 流量積算
格納容器内自然対流冷却並びに 高圧代替再循環運転及び 低圧代替再循環運転	燃料取替用水タンク B 余熱除去ポンプ (海水冷却) C 充てん/高圧注入ポンプ (海水冷却) 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 可搬型温度計測装置 (格納容器 再循環ユニット入口温度/出口 温度 (SA) 用) 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 余熱除去流量 高圧安全注入流量 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域)
原子炉補機冷却水系の復旧作業	—	—	—

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「原子炉格納容器の除熱機能喪失」 (1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
1次冷却材の漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内低レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位
蓄圧注入系動作の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材圧力
格納容器スプレイ機能喪失の判断	—	—	格納容器スプレイ流量積算 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位
格納容器スプレイ機能喪失時の対応	—	—	原子炉補機冷却水サージタンク 水位 原子炉補機冷却水サージタンク 加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 (格納容器 再循環ユニット入口温度/出口 温度 (SA) 用) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
燃料取替用水タンク補給操作	—	—	燃料取替用水タンク水位
再循環自動切換の確認	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン 充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 高圧安全注入流量 余熱除去流量

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「原子炉格納容器の除熱機能喪失」 (2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 海水ポンプ	窒素ポンベ (原子炉補機冷却水サージタンク加圧用)	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度 (SA) 用)
再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 A、B格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 海水ポンプ	窒素ポンベ (原子炉補機冷却水サージタンク加圧用)	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度 (SA) 用) 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 余熱除去流量 1次冷却材圧力 高圧安全注入流量 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域)

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「原子炉停止機能喪失」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉自動トリップ不能の判断	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ATWS緩和設備の作動及び作動状況確認	ATWS緩和設備 主蒸気隔離弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 蒸気発生器蒸気圧力 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ 緊急ほう酸水補給弁	—	ほう酸タンク水位
原子炉未臨界状態の確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
1次冷却系減温、減圧	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 蒸気発生器蒸気圧力 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
余熱除去系による炉心冷却	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	余熱除去流量 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 加圧器水位



第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「ECCS注水機能喪失」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん高圧注入ポンプ	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
1次冷却材の漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアモニタ (高レンジ) 格納容器内低レンジエアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位
高圧注入系の機能喪失の判断	—	—	高圧安全注入流量 燃料取替用水タンク水位
高圧注入系の機能喪失時の対応	—	—	—

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「ECCS注水機能喪失」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器2次側による炉心冷却	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉操作	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
炉心注水開始の確認	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
燃料取替用水タンク補給操作	—	—	燃料取替用水タンク水位
再循環自動切換の確認	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「ECCS再循環機能喪失」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材圧力
格納容器スプレイ作動状況の確認	燃料取替用水タンク 格納容器スプレイポンプ	—	格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位 格納容器スプレイ流量積算
1次冷却材の漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位
再循環自動切換	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプル 格納容器再循環サンプル スクリーン 充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	—	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量
再循環自動切換失敗の判断	—	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「ECCS再循環機能喪失」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設備	可搬設備	計装設備
再循環自動切換失敗時の対応	—	—	1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 燃料取替用水タンク水位
代替再循環運転による炉心冷却	A格納容器スプレイポンプ A格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 代替再循環配管	—	格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位
原子炉格納容器の健全性維持	B格納容器スプレイポンプ B格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン	—	格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力(AM用) 格納容器内温度

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん高圧注入ポンプ	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材圧力
余熱除去系統からの漏えいの判断	—	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器広域圧力 格納容器内温度
余熱除去系統隔離	—	—	余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位
余熱除去系統の隔離失敗の判断及び 対応操作	—	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
蒸気発生器2次側による炉心冷却	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
加圧器逃がし弁開操作による1次冷却 系減圧	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
高圧注入から充てん注入への切替え	充てん高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	高圧安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
蓄圧タンク出口弁閉操作	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
現場での余熱除去系統の隔離及び 余熱除去系統からの漏えい停止確認	余熱除去ポンプ入口弁	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 格納容器内温度
蒸気発生器2次側を使用した 除熱の確認	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）」  
(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん高圧注入ポンプ	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	—	—	蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 加圧器水位 1次冷却材圧力
補助給水ポンプ起動及び 補助給水流量確立の確認	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 復水タンク水位
破損側蒸気発生器の隔離	主蒸気隔離弁	—	—
破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	—	—	蒸気発生器蒸気圧力 1次冷却材圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 加圧器水位
破損側蒸気発生器圧力の 減圧継続時の対応	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 燃料取替用水タンク水位
加圧器逃がし弁開操作による1次冷却 系減圧	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
蓄圧タンク出口弁開操作	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
高圧注入から充てん注入への切替え	充てん高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	高圧安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

第1.5.4.3表 事故対処するために必要な施設  
「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）」  
（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去系による炉心冷却	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去流量
1次冷却系のフィードアンドブリード	充てん高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 高圧安全注入流量 燃料取替用水タンク水位
代替再循環運転への切替え	A格納容器スプレイポンプ A格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	—	—	—
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 蓄電池（安全防護系用）	タンクローリー	—
1次冷却材漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアモニタ （高レンジ） 格納容器内高レンジエアモニタ （低レンジ） 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
補助給水系の機能喪失の判断	—	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
高圧注入系、低圧注入系の動作不能 及び格納容器スプレー自動作動の確認	—	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレー流量積算 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 格納容器内温度
原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	—
可搬型格納容器内水素濃度計測装置の 準備	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 格納容器内高レンジエアモニタ （高レンジ） 格納容器内高レンジエアモニタ （低レンジ）
炉心損傷の判断	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 格納容器内高レンジエアモニタ （高レンジ） 格納容器内高レンジエアモニタ （低レンジ）



第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	—
水素濃度監視	燃料油貯油そう	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー	—
1次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁	窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）	1次冷却時圧力
代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	燃料取替用水タンク水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力(AM用) 格納容器内温度 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）	—
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用）

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	—	—	—
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 蓄電池（安全防護系用）	タンクローリー	—
1次冷却材漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ （低レンジ） 格納容器再循環サンパ広域水位 格納容器再循環サンパ狭域水位
補助給水系の機能喪失の判断	—	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	—	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 格納容器再循環サンパ広域水位 格納容器再循環サンパ狭域水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 格納容器内温度
原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	—
可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ （低レンジ）
炉心損傷の判断	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ （低レンジ）

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	—
水素濃度監視	燃料油貯油そう	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー	—
1次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁	窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）	1次冷却時圧力
代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	燃料取替用水タンク水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力(AM用) 格納容器内温度 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）	—
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用）

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」と同様である。

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様である。

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「水素燃焼」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	—	—	—
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 蓄電池 (安全防护系用)	タンクローリー	—
1次冷却材漏えいの判断	—	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位
補助給水系の機能喪失の判断	—	—	蒸気発生器補助給水流流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	—	—	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 格納容器再循環サンプル広域水位 格納容器再循環サンプル狭域水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 格納容器内温度
原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	—
可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	—	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ)
炉心損傷の判断	—	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ)

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「水素燃焼」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	—
水素濃度監視	燃料油貯油そう	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー	—
1次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁	窒素ポンベ(加圧器逃がし弁作動用)	1次冷却材圧力
代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	燃料取替用水タンク水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力(AM用) 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ(アニュラス浄化排気弁等作動用)	—
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 海水ポンプ 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー 窒素ポンベ(原子炉補機冷却水サージタンク加圧用)	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力(AM用) 可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度(SA)用) 原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「溶融炉心・コンクリート相互作用」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様である。



第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「想定事故 1」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	—	—	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ
使用済燃料ピット水温及び水位の確認	—	—	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ
使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	—	—	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピット注水操作	燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ (使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置含む) 可搬式使用済燃料ピット区域 周辺エリアモニタ 可搬型使用済燃料ピット水位

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設「想定事故 2」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	—	—	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ
使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	—	—	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピット水温上昇の確認	—	—	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ
使用済燃料ピット注水操作	燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	使用済燃料ピット温度 (AM用) 使用済燃料ピット水位 (広域) 使用済燃料ピットエリア 監視カメラ (使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置含む) 可搬式使用済燃料ピット区域 周辺エリアモニタ 可搬型使用済燃料ピット水位

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」  
(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去機能喪失の判断	—	—	余熱除去流量 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
原子炉格納容器からの回避指示及び格納容器エアロックの閉止	—	—	—
余熱除去機能回復操作	—	—	—
原子炉格納容器隔離操作	—	—	—
充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水	—	—	加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
燃料取替用水タンクによる炉心注水	—	—	—
炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 燃料取替用水タンク 恒設代替低圧注水ポンプ 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口 流量積算

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」  
(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタ ユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	格納容器広域圧力
代替再循環運転による1次冷却系の冷却	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう A格納容器スプレィポンプ A格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 代替再循環配管	タンクローリー	余熱除去流量 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口 流量積算
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯油そう B格納容器スプレィポンプ B格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン	窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA）用） 原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「全交流動力電源喪失（運転停止中）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の判断	—	—	—
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 蓄電池（安全防護系用）	タンクローリー	—
余熱除去機能喪失の判断	—	—	余熱除去流量 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
原子炉格納容器からの回避指示及び格納容器エアロックの閉止	—	—	—
燃料取替用水タンクによる炉心注水	—	—	—
原子炉格納容器隔離操作	—	—	—
炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口 流量積算

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「全交流動力電源喪失（運転停止中）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタ ユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット	窒素ポンベ（アニュラス 浄化排気弁等作動用）	格納容器広域圧力
低圧代替再循環による炉心冷却	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう B余熱除去ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン	大容量ポンプ タンクローリー	余熱除去流量 加圧器水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口 流量積算
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器 再循環ユニット入口温度/出口 温度（SA）用）
原子炉補機冷却水系の復旧作業	—	—	—

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「原子炉冷却材の流出」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
1次冷却系の水位低下による 余熱除去機能喪失の判断	—	—	余熱除去流量
余熱除去機能喪失時の対応	—	—	—
原子炉格納容器からの回避指示及び 格納容器エアロックの閉止	—	—	—
原子炉格納容器隔離操作	—	—	—
充てん高圧注入ポンプによる 炉心注水及び1次冷却系保水確保	充てん高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位
アニュラス空気浄化系及び 中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタ ユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	—	格納容器広域圧力
代替再循環運転による 1次冷却系の冷却	充てん高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう A格納容器スプレィポンプ A格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブ スクリーン 代替再循環配管	—	余熱除去流量 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯油そう B格納容器スプレィポンプ B格納容器スプレィ冷却器	窒素ボンベ（原子炉補 機冷却水サージタンク 加圧用）	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器 再循環ユニット入口温度/出口 温度（SA）用） 原子炉補機冷却水サージタンク 加圧ライン圧力

第 1.5.4.3 表 事故対処するために必要な施設  
「反応度の誤投入」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
反応度の誤投入の判断	—	—	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
原子炉格納容器からの退避指示及び 格納容器エアロックの閉止	—	—	—
希釈停止操作	—	—	—
ほう酸濃縮操作	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ 緊急ほう酸水補給弁	—	ほう酸タンク水位 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
未臨界状態の維持確認	—	—	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束