添付書類十の一部補正

平成 26 年 5 月 20 日付け設置変更許可申請の別添 7 を以下のとおり補正する。

頁	行	補　正　前	補　正　後
10－目－1 10－目－3 10－目－3 の後 10－4－1 ～ 10－4－161 10－4－161 の後	上 2 ～ 上 10 下 1	〔その 2－新型８×８ ～ 4．重大事故及び仮想事故 （削除） 4．重大事故及び仮想事故 － 〔その 2－新型８×８ ～ 4.7　参考文献 －	（削除） （削除） 別紙 1 を追記する。 （削除） 別紙 2 を追記する。

別紙１

5.　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

5.1　重大事故等対策

5.2　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

6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

6.1　概要

6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定

6.3　評価に当たって考慮する事項

6.4　有効性評価に使用する計算プログラム

6.5　有効性評価における解析の条件設定方針

6.6　解析の実施方針

6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

6.8　必要な要員及び資源の評価方針

7.　重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

7.1　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

7.2　重大事故

7.3　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

7.4　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

7.5　必要な要員及び資源の評価

下記項目について，以下のとおり読替える。

変　　更　　前	変　　更　　後
〔その1－新型８×８燃料が装荷されるまでのサイクル〕	〔その1－新型８×８燃料が装荷されるまでのサイクル〕
1　まえがき	1.　まえがき
(1) 異常な過渡変化時の安全基準	(1) 異常な過渡変化時の安全基準
a　添付書類８の 14.3.3	a　添付書類八の 3.8.3
2　異常な過渡変化	2.　異常な過渡変化
2.1　序	2.1　序
2.1.2　解析方法	2.1.2　解析方法
(1) プラント系過渡変化の解析方法	(1) プラント系過渡変化の解析方法
添付書類８の第 14.4-3 図	添付書類八の第 3.10－3 図
c　その他	c　その他
(f)　添付書類８の第 14.2-6 図	(f)　添付書類八の第 3.7－6 図
(g)　添付書類８の第 14.2-7 図	(g)　添付書類八の第 3.7－7 図
(i)　添付書類８の第 14.2-5 図	(i)　添付書類八の第 3.7－5 図
(j)　添付書類８の第 14.2-2，3 図	(j)　添付書類八の第 3.7－2，3 図
(2) 反応度付加に伴う過渡変化の解析方法	(2) 反応度付加に伴う過渡変化の解析方法
a　起動時における制御棒引抜き	a　起動時における制御棒引抜き
Ⓒ 添付書類８の 14.2.3	Ⓒ 添付書類八の 3.7.3
b　出力運転中の制御棒引抜き	b　出力運転中の制御棒引抜き
ⓑ 添付書類８の 14.3.4	ⓑ 添付書類八の 3.8.4

変　　更　　前	変　　更　　後
2.2　早期炉心における過渡解析	2.2　早期炉心における過渡解析
2.2.4　制御棒系の過渡変化	2.2.4　制御棒系の過渡変化
2.2.4.1　起動時における制御棒引抜き	2.2.4.1　起動時における制御棒引抜き
14.2.4(1)	3.7.4(1)
2.3　平衡炉心末期における過渡解析	2.3　平衡炉心末期における過渡解析
添付書類８の14.2.4(1)反応度	添付書類八の3.7.4（1)反応度
3　事故解析	3.　事故解析
3.2　制御棒落下事故	3.2　制御棒落下事故
3.2.3　事故解析	3.2.3　事故解析
(2) 解析前提	(2) 解析前提
e 添付書類８の第 2.2-2 図及び第 2.2-3 図	e 添付書類八の第 3.7－2 図及び第 3.7－3 図
〔その 2－新型８×８燃料が装荷され，新型８×８ジルコニウムライナ燃料が装荷されるまでのサイクル〕	〔その 2－新型８×８燃料が装荷され，新型８×８ジルコニウムライナ燃料が装荷されるまでのサイクル〕
2.　運転時の異常な過渡変化	2.　運転時の異常な過渡変化
2.3　解析方法及び解析条件	2.3　解析方法及び解析条件
2.3.1　解析方法	2.3.1　解析方法
(1) 添付書類八の「14.4動特性」	(1) 添付書類八の「3.9　動特性」
(2) 添付書類八の「14.3熱水力設計」	(2) 添付書類八の「3.8　熱水力設計」

変　　更　　前	変　　更　　後
2.3.2　解析条件	2.3.2　解析条件
(5) その他の解析条件	(5) その他の解析条件
(3) その他	(3) その他
f.添付書類八の第 14.2-6 図	f.添付書類八の第 3.7－6 図
g.添付書類八の第 14.2-7 図	g,添付書類八の第 3.7－7 図
i.添付書類八の第 14.2-5 図	i.添付書類八の第 3.7－5 図
j.添付書類八の第 14.2-2 図	j.添付書類八の第 3.7－2 図
注4)	注4)
添付書類八の第 14.2-5 図	添付書類八の第 3.7－5 図
添付書類八の第 14.2-2 図	添付書類八の第 3.7－2 図
2.4　過 渡 解 析	2.4　過 渡 解 析
2.4.1　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	2.4.1　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化
2.4.1.2　出力運転中の制御棒引抜き	2.4.1.2　出力運転中の制御棒引抜き
(3) 解析方法	(3) 解析方法
添付書類八の「14.2.3　解析方法」	添付書類八の「3.7.3　解析方法」
3.　事故	3.　事故
3.2　再循環ポンプ軸固着事故	3.2　再循環ポンプ軸固着事故
3.2.3　事故経過の解析	3.2.3　事故経過の解析
(1) 解析条件	(1) 解析条件
c. 添付書類八の「14.2.4.1 反応度」	c. 添付書類八の「3.7.4.1 反応度」
(2) 解析方法	(2) 解析方法
a. 添付書類八の「14.4 動特性」	a. 添付書類八の「3.9　動特性」

変　　更　　前	変　　更　　後
3.2.4　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「14.2.4.1 反応度」 3.3　冷却材喪失事故 3.3.5　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「14.3.7　熱水力特性」 3.5　主蒸気管破断事故 3.5.5　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「14.3.7　熱水力特性」 3.7　制御棒落下事故 3.7.3　事故経過の解析 (1) 解析条件 f. ドップラ反応度係数 添付書類八の第 14.2-2 図 〔その3－新型８×８ジルコニウムライナ燃料が装荷され，高燃焼度８×８燃料が装荷されるまでのサイクル〕 2.　運転時の異常な過渡変化 2.3　解析方法及び解析条件 2.3.1　解析方法	3.2.4　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「3.7.4.1　反応度」 3.3　冷却材喪失事故 3.3.5　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「3.8.7　熱水力特性」 3.5　主蒸気管破断事故 3.5.5　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「3.8.7　熱水力特性」 3.7　制御棒落下事故 3.7.3　事故経過の解析 (1) 解析条件 f. ドップラ反応度係数 添付書類八の第 3.7－2 図 〔その3－新型８×８ジルコニウムライナ燃料が装荷され，高燃焼度８×８燃料が装荷されるまでのサイクル〕 2.　運転時の異常な過渡変化 2.3　解析方法及び解析条件 2.3.1　解析方法

変　　更　　前	変　　更　　後
(1) 添付書類八の「14.4 動特性」	(1) 添付書類八の「3.9　動特性」
(2) 添付書類八の「14.3 熱水力設計」	(2) 添付書類八の「3.8　熱水力設計」
2.3.2　解析条件	2.3.2　解析条件
(5) その他の解析条件	(5) その他の解析条件
(3) その他	(3) その他
f. 添付書類八の第 14.2-6 図	f. 添付書類八の第 3.7－6 図
g. 添付書類八の第 14.2-7 図	g, 添付書類八の第 3.7－7 図
i. 添付書類八の第 14.2-5 図	i. 添付書類八の第 3.7－5 図
j. 添付書類八の第 14.2-2 図	j. 添付書類八の第 3.7－2 図
注 4)	注 4)
添付書類八の第 14.2-5 図	添付書類八の第 3.7－5 図
添付書類八の第 14.2-2 図	添付書類八の第 3.7－2 図
2.4　過渡解析	2.4　過渡解析
2.4.1　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	2.4.1　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化
2.4.1.2　出力運転中の制御棒引抜き	2.4.1.2　出力運転中の制御棒引抜き
(3) 解析方法	(3) 解析方法
添付書類八の「14.2.3　解析方法」	添付書類八の「3.7.3　解析方法」
3. 事故	3. 事故
3.2 再循環ポンプ軸固着事故	3.2 再循環ポンプ軸固着事故
3.2.3　事故経過の解析	3.2.3　事故経過の解析

変　　更　　前	変　　更　　後
(1) 解析条件	(1) 解析条件
c. 添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	c. 添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
(2) 解析方法	(2) 解析方法
a. 添付書類八の「14.4　動特性」	a. 添付書類八の「3.9　動特性」
3.2.4 判断基準への適合性の検討	3.2.4 判断基準への適合性の検討
添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
3.3　冷却材喪失事故	3.3　冷却材喪失事故
3.3.5　判断基準への適合性の検討	3.3.5　判断基準への適合性の検討
添付書類八の「14.3.7　熱水力特性」	添付書類八の「3.8.7　熱水力特性」
3.5　主蒸気管破断事故	3.5　主蒸気管破断事故
3.5.5　判断基準への適合性の検討	3.5.5　判断基準への適合性の検討
添付書類八の「14.3.7　熱水力特性」	添付書類八の「3.8.7　熱水力特性」
3.7　制御棒落下事故	3.7　制御棒落下事故
3.7.3　事故経過の解析	3.7.3　事故経過の解析
(1) 解析条件	(1) 解析条件
f. ドップラ反応度係数	f. ドップラ反応度係数
添付書類八の第 14.2-2 図	添付書類八の第 3.7－2 図
〔その4－高燃焼度８×８燃料が装荷され，９×９燃料が装荷されるまで	〔その4－高燃焼度８×８燃料が装荷され，９×９燃料が装荷されるまで

変　　更　　前	変　　更　　後
のサイクル〕	のサイクル〕
2.　運転時の異常な過渡変化の解析	2.　運転時の異常な過渡変化の解析
2.2　解析方法及び解析条件	2.2　解析方法及び解析条件
2.2.2　解析条件	2.2.2　解析条件
(4) その他の解析条件	(4) その他の解析条件
(3)　その他	(3)　その他
f　添付書類八の第 14.2-6 図	f　添付書類八の第 3.7－6 図
g　添付書類八の第 14.2-7 図	g　添付書類八の第 3.7－7 図
i　添付書類八の第 14.2-5 図	i　添付書類八の第 3.7－5 図
j　添付書類八の第 14.2-2 図	j　添付書類八の第 3.7－2 図
注 4)	注 4)
添付書類八の第 14.2-5 図（その 4)	添付書類八の第 3.7－5 図（その 4)
添付書類八の第 14.2-2 図（その 4)	添付書類八の第 3.7－2 図（その 4)
添付書類八の第 14.2-5 図（その 3)	添付書類八の第 3.7－5 図（その 3)
添付書類八の第 14.2-2 図（その 3)	添付書類八の第 3.7－2 図（その 3)
3　事故解析	3 事故解析
3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化
3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失	3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失

変　　更　　前	変　　更　　後
3.2.2.2　事故経過の解析	3.2.2.2　事故経過の解析
(1) 解析条件	(1) 解析条件
d　添付書類八の「14.2.4.1反応度」	d 添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
3.2.2.4　判断基準への適合性の検討	3.2.2.4　判断基準への適合性の検討
添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着	3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着
3.2.3.3　事故経過の解析	3.2.3.3　事故経過の解析
(1) 解析条件	(1) 解析条件
d　添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	d　添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
3.2.3.4　判断基準への適合性の検討	3.2.3.4　判断基準への適合性の検討
添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
3.3 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	3.3 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化
3.3.1　制御棒落下	3.3.1　制御棒落下
3.3.1.3　事故経過の解析	3.3.1.3　事故経過の解析
(1) 解析条件	(1) 解析条件
g　ドップラ反応度係数	g ドップラ反応度係数
添付書類八の第 14.2-2 図	添付書類八の第 3.7－2 図
〔その5－９×９燃料が装荷されたサイクル以降〕	[その 5－９×９燃料が装荷されたサイクル以降〕
2.　運転時の異常な過渡変化の解析	2.　運転時の異常な過渡変化の解析

変　　更　　前	変　　更　　後
2.2　解析方法及び解析条件	2.2　解析方法及び解析条件
2.2.2　解析条件	2.2.2　解析条件
(4) その他の解析条件	(4) その他の解析条件
(3)　その他	(3)　その他
f.　添付書類八の第 14.2-6 図（その 5A），（その 5B）	f.　添付書類八の第 3.7－6 図（その 5A），（その 5B）
g.　添付書類八の第 14.2-7 図（その 5A），（その 5B）	g.　添付書類八の第 3.7－7 図（その 5A），（その 5B）
i.　添付書類八の第 14.2-5 図（その 5A），（その 5B）	i.　添付書類八の第 3.7－5 図（その 5A），（その 5B）
j.　添付書類八の第 14.2-2 図（その 5A），（その 5B）	j.　添付書類八の第 3.7－2 図（その 5A），（その 5B）
注 4)	注4)
添付書類八の第 14.2-5 図（その 5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）	添付書類八の第 3.7－5 図（その 5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）
添付書類八の第 14.2-2 図（その 5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）	添付書類八の第 3.7－2 図（その 5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）
添付書類八の第 14.2-5 図（その 5B）（９×９燃料（B型）取替炉心）	添付書類八の第 3.7－5 図（その 5B）（９×９燃料（B型）取替炉心）
添付書類八の第 14.2-2 図（その	添付書類八の第 3.7－2 図（その

変　　更　　前	変　　更　　後
5B）（９×９燃料（B型）取替炉心）	5B）（９×９燃料（B型）取替炉心）
3.　事故解析	3.　事故解析
3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化
3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失	3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失
3.2.2.3　事故経過の解析	3.2.2.3　事故経過の解析
3.2.2.3.1　９×９燃料(A型)を装荷した炉心について	3.2.2.3.1　９×９燃料(A型)を装荷した炉心について
(1) 解析条件	(1) 解析条件
d.　添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	d.　添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
e. 添付書類八の第 14.2-5 図(その5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）	e. 添付書類八の第 3.7－5 図(その5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）
f. 添付書類八の第 14.2-2 図(その5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）	f. 添付書類八の第 3.7－2 図(その5A）（９×９燃料（A型）取替炉心）
3.2.2.3.2　９×９燃料(B型)を装荷した炉心について	3.2.2.3.2　９×９燃料(B型)を装荷した炉心について
(1) 解析条件	(1) 解析条件
d. 添付書類八の「14.2.4.1反応度」	d.　添付書類八の「3.7.4.1　反応度」

変　　更　　前	変　　更　　後
e. 添付書類八の第 14.2-5 図（その5B）（９×９燃料（Ｂ型）取替炉心）	e. 添付書類八の第 3.7－5 図（その5B）（９×９燃料（Ｂ型）取替炉心）
f. 添付書類八の第 14.2-2 図（その5B）（９×９燃料（Ｂ型）取替炉心）	f. 添付書類八の第 3.7－2 図（その5B）（９×９燃料（Ｂ型）取替炉心
3.2.2.4　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	3.2.2.4　判断基準への適合性の検討 添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着	3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着
3.2.3.3　事故経過の解析	3.2.3.3　事故経過の解析
3.2.3.3.1　９×９燃料（Ａ型）を装荷した炉心について	3.2.3.3.1　９×９燃料（Ａ型）を装荷した炉心について
d. 添付書類八の「14.2.4.1　反応度」	d. 添付書類八の「3.7.4.1　反応度」
e. 添付書類八の第 14.2-5 図（その5A）（９×９燃料（Ａ型）取替炉心）	e. 添付書類八の第 3.7－5 図（その5A）（９×９燃料（Ａ型）取替炉心）
f. 添付書類八の第 14.2-2 図（その5A）（９×９燃料（Ａ型）取替炉心）	f. 添付書類八の第 3.7－2 図（その5A）（９×９燃料（Ａ型）取替炉心）
3.2.3.3.2　９×９燃料（Ｂ型）を装荷した炉心について	3.2.3.3.2　９×９燃料（Ｂ型）を装荷した炉心について

変　　更　　前	変　　更　　後
(1) 解析条件	(1) 解析条件
d. 添付書類八の「14.2.4.1 反応度」	d. 添付書類八の「3.7.4.1 反応度」
e. 添付書類八の第 14.2-5 図(その5B)(９×９燃料(Ｂ型)取替炉心)	e. 添付書類八の第 3.7－5 図(その5B)(９×９燃料(Ｂ型)取替炉心)
f. 添付書類八の第 14.2-2 図(その5B)(９×９燃料(Ｂ型)取替炉心)	f. 添付書類八の第 3.7－2 図(その5B)(９×９燃料(Ｂ型)取替炉心
3.2.3.4 判断基準への適合性の検討	3.2.3.4 判断基準への適合性の検討
添付書類八の「14.2.4.1 反応度」	添付書類八の「3.7.4.1 反応度」
3.3 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	3.3 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化
3.3.1 制御棒落下	3.3.1 制御棒落下
3.3.1.3 事故経過の解析	3.3.1.3 事故経過の解析
3.3.1.3.1 ９×９燃料(Ａ型)を装荷した炉心について	3.3.1.3.1 ９×９燃料(Ａ型)を装荷した炉心について
(1) 解析条件	(1) 解析条件
g. ドップラ係数	g. ドップラ係数
添付書類八の第 14.2-2 図(その5A)	添付書類八の第 3.7－2 図(その5A)
3.3.1.3.2 ９×９燃料(Ｂ型)を装荷	3.3.1.3.2 ９×９燃料(Ｂ型)を装荷

変　　更　　前	変　　更　　後
した炉心について (1) 解析条件 g.　ドップラ係数 添付書類八の第 14.2-2 図（その5B） 追補 1 「2　異常な過渡変化」の追補 1 変更の内容 (a) ボイド反応度係数，ドップラー反応度係数 添付書類８の第 2.2-5 図 添付書類８の第 2.2-2 図及び 2.2-3 図	した炉心について (1) 解析条件 g.　ドップラ係数 添付書類八の第 3.7－2 図（その5B） 追補 1 「2　異常な過渡変化」の追補 1 変更の内容 (a) ボイド反応度係数，ドップラー反応度係数 添付書類八の第 3.7－5 図 添付書類八の第 3.7－2 図及び 3.7－3 図

5. 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重大事故等対策の設備強化等の対策に加え，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した場合における以下の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を考慮し当該事故等に対処するために必要な手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備等運用面での対策を行う。

「5.1 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。「5.2 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「5.2.1 可搬型設備等による対応」は「5.1 重大事故等対策」の対応手順を基に，大規模な損壊が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，大規模な損壊が発生した場合の対応を実施する。

重大事故等又は大規模損壊に対処し得る体制においても技術的能力を維持管理していくために必要な事項を，「核原料物質，核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」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，技術的能力の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5.1－1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。

5.1　重大事故等対策

5.1.1　重大事故等対処設備に係る事項

(1)　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はない。

(2)　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に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，アクセスルートは，別ルートも考慮して複数ルートを確保する。複数ルートのうち少なくとも１ルートは，想定される自然現象，発電用原子炉施設の安全性を損なわせるおそれがある原因となる外部人為事象（故意によるものを除く。），溢水及び火災を想定しても，速やかに運搬，移動が可能なルートとするとともに，他の復旧可能なルートも確保する。

屋内及び屋外アクセスルートは，想定される自然現象として，地震，津波，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災及び高潮を，外部人為事象（故意によるものを除く。）として，航空機落下，ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突，電磁的障害又は

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。また，重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

想定される自然現象又は外部人為事象のうち，洪水，地滑り，高潮，ダムの崩壊，爆発及び船舶の衝突については，立地的要因によりアクセスルートは影響を受けないため考慮しない。また，落雷，生物学的事象及び電磁的障害についても，アクセスルートは直接の影響を受けないため考慮しない。森林火災については，出火原因が自然現象とたき火及びタバコ等の人為によるものがあるが，どちらの出火原因によってもアクセスルートへの影響は同様であることから，自然現象として選定し考慮する。

なお，屋外アクセスルートは，基準地震動S_s及び敷地遡上津波の影響を受けないルートを確保する。

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る。また，屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所は周囲を植生に囲まれていることから，防火帯の内側に設置した上で，森林からの離隔距離を確保し，複数箇所に分散して保管する。

ａ．屋外アクセスルートの確保

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（可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替交流電源設備等）の保管場所から目的地まで運搬するアクセスルートの状況確認，取水ポイントの状況確認及びホース敷設ルートの状況確認を行い，あわせて，軽油貯蔵タンク，可搬型設備用軽油タンク，常設代替交流電源設備，その他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想定される自然現象のうち，地震による影響（周辺構造物の倒壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊及び道路面のすべり，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，地中埋設構造物の損壊），風（台風）及び竜巻による飛来物，積雪，火山の影響を想定し，複数のアクセスルートの中から状況を確認し，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ホイールローダ等の重機を保管，使用し，それを運転できる要員を確保する。

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，道路上へ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保する。

地震及び津波の影響については，基準津波の影響を受けず，かつ，基準地震動S_sに対して影響を受けないルート若しくは重機による復旧等が可能なルートを確保する。また，このアクセスルートの中から，敷地に遡上する津波の影響を受けないアクセスルートを少なくとも１ルート確保する。

屋外アクセスルートは，想定される自然現象のうち，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，地滑り，火山の影響，森林火災及び高潮を考慮する。また，外部人為事象のうち，航空機落下，近隣工場等の火災及び有毒ガスを考慮する。これらに対して，別ルートも考慮した複数のアクセスルートを確保する。有毒ガスに対しては，複数のアクセスルート確保に加え，防護具等の装備により通行に影響はない。

屋外アクセスルートの周辺構造物等の倒壊による障害物については，ホイールローダ等の重機による撤去あるいは別ルートを

確保する。

屋外アクセスルートは，地震の影響による周辺斜面の崩壊や道路面のすべりで崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で，ホイールローダ等の重機による崩壊箇所の復旧を行い，通行性を確保する。

不等沈下及び地中構造物の損壊に伴う段差の発生が想定される箇所において，アクセスルートに影響がある場合は事前対策（路盤補強等）を講じるが，想定を上回る段差が発生した場合は，別ルートの通行又は土のう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風（台風）及び竜巻による飛来物に対してはホイールローダ等の重機による撤去を行い，積雪及び火山の影響（降灰）についてはホイールローダ等の重機による除雪及び除灰を行う。なお，想定を上回る積雪又は火山の影響が発生した場合は，除雪及び除灰の頻度を増加させることにより対処する。また，凍結及び積雪に対して，道路については融雪剤を配備し，車両は凍結及び積雪に対処したタイヤを装着し通行性を確保する。

屋外アクセスルートの地震発生時における，火災の発生防止策（可燃物収納容器の固縛による転倒防止）及び火災の拡大防止策（大量の可燃物を内包する変圧器の防油堤の設置）については，「火災防護計画」に定める。

屋外の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薬品タンクからの漏えいを考慮した薬品防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。

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。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。停電時及び夜間時の確実な運搬や移動のための可搬型照明装置を配備する。また，現場との通信連絡手段を確保する。

b．屋内アクセスルートの確保

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（可搬型計測器，非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ等）の操作場所に移動するためのアクセスルートの状況確認を行い，合わせて，その他屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内アクセスルートは，地震，津波，その他自然現象による影響（洪水，風（台風），竜巻，積雪，凍結，落雷，地滑り，火山の影響，森林火災，高潮，降水，生物学的事象）及び外部人為事象（故意によるものを除く。）（航空機落下，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突，電磁的障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）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に確保する。

屋内アクセスルートは，重大事故等が発生した場合において必要となる現場操作を実施する場所まで移動可能なルートを選定する。また，地震時に通行が阻害されないように，通行性確保対策として，アクセスルート上の資機材を固縛，転倒防止により通行に支障を来さない措置を講じる。地震及び津波以外の自然現象に対しても，外部からの衝撃による損傷の防止が図られたアクセスルートを設定する。

屋内アクセスルート周辺の機器に対しては火災の発生防止処置を実施する。

機器からの溢水が発生した場合は，現場の状況に応じて，適切な防護具を着用することにより，屋内アクセスルートを通行する。

屋内の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薬品タンクからの漏えいを考慮した薬品防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。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。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。

5.1.2　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。

(1)　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回復を図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を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の確保に努める。

また，予備品の取替え作業に必要な資機材等として，がれき撤去のためのホイールローダ等の重機，夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。

(2) 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。

(3) 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に，複数のアクセスルートを確保するとともに，複数ルートのうち少なくとも1ルートは，想定される自然現象，外部人為事象（故意によるものを除く。），溢水及び火災を想定しても，運搬及び移動に支障を来さないように，通行性を確保する等，「5.1.1（2）アクセスルートの確保」と同じ運用管理を実施する。

なお，確保するアクセスルートは，ルート上にがれき等が散乱してもホイールローダ等の重機による復旧により，重大事故等対策に必要なホースやケーブルの敷設が可能である。

5.1.3　支援に係る事項

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用意され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。重大事故等の対応に必要な水源については，淡水源に加え最終的に海水に切り替えることにより水源が枯渇することがないようにする。

プラントメーカ，協力会社及びその他の関係機関とは平時から必要な連絡体制を整備する等の協力関係を構築するとともに，あらかじめ重大事故等発生に備え協議，合意の上，外部からの支援計画を定め，事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援や要員派遣等の支援及び燃料の供給の協定を締結し，発電所を支援できる体制を整備する。

重大事故等発生後，当社対策本部が発足し協力体制が整い次第，プラントメーカ及び協力会社等から重大事故等発生後に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や要員の派遣等，重大事故等発生後に必要な支援が受けられる体制を整備し，また，要員の運搬及び資機材の輸送について支援を迅速に得られるように支援計画を定める。

資機材等の輸送に関しては，専用の輸送車両を常備した運送会社及びヘリコプタ運航会社と協力協定を締結し，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。

原子力災害における原子力事業者間協力協定に基づき，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

グの支援を受ける他，原子力緊急事態支援組織（以下「支援組織」という。）からは，被ばく低減のために遠隔操作可能なロボット及び無線重機等の資機材並びに資機材を操作する要員の派遣，放射線量をはじめとする環境情報収集の支援及び作業を行う上で必要となるアクセスルート確保作業の支援等の発電所における事故収束活動を受けられるように支援計画を定める。

事故等発生後 6 日後までに，あらかじめ選定している候補施設の中から原子力事業所災害対策支援拠点を選定し，発電所の事故収束対応を維持するために必要な燃料，資機材等を継続的に支援できる体制を整備する。また，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，資機材及び燃料を支援できるように，社内で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（通信連絡設備，放射線測定装置等），食糧，その他の消耗品も含めた資機材，予備品，燃料等について，事象発生後 6 日後までに支援できる体制を整備する。

5.1.4　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるように，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。

(1)　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に手順書を整備する。

重大事故等時に使用する手順書は，当直運転員が使用する運転手順書と，当直運転員を除いた発電所災害対策要員（以下「災害対策要員」という。）が使用する手順書（以下「災害対策本部手順書」という。）に分けて整備する。

ａ．全ての交流動力電源及び所内常設直流電源の喪失，安全系の機器又は計測器類の多重故障等の過酷な状態において，限られた時間の中で発電用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，運転手順書及び災害対策本部手順書にまとめる。

発電用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に，パラメータを計測する計器故障時に発電用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発電用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災害対策本部手順書に整備する。

具体的には，第 5.1－1 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。

b．炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止のために，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に，あらかじめ判断基準を明確にした手順を以下のとおり運転手順書に整備する。

原子炉停止機能喪失時においては，迷わずほう酸水注入を行えるように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，設備への悪影響を懸念することなく，迷わず海水注入を行えるように判断基準を明確にした手順を整備する。

原子炉格納容器圧力が限界圧力に達する前，又は，原子炉格納容器からの異常漏えいが発生した場合に，確実に格納容器圧力逃がし装置の使用が行えるように判断基準を明確にした手順を，運転手順書に整備し，この運転手順書に従い，発電所災害対策本部長の権限と責任において，当直発電長が格納容器圧力逃がし装置等によるベントを実施する。

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，準備に要する時間を考慮の上，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

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は，設計基準事故時に用いる操作の制限事項は適用しないことを明確にした手順を整備する。

c．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という共通認識を持って行動できるように，社長は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，当直発電長が躊躇せず指示できるように，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災害対策本部活動において，重大事故等対策を実施する際に，発電所の災害対策本部長は，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に従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，災害対策本部手順書に整備する。

d．重大事故等対策時に使用する手順書として，当直運転員と災害対策要員が連携し，事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するため，運転手順書及び災害対策本部手順書を適切に定める。

なお，災害対策本部手順書には，火山の影響（降灰），竜巻等の自然災害による重大事故等対処設備への影響を低減させるため，火山灰の除灰及び竜巻時の固縛等の対処を行う手順についても整備する。

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，以下のように構成し定める。

・警報処置手順書

中央制御室及び現場制御盤に警報が発生した際に，警報発生原因の除去あるいはプラントを安全な状態に維持するために必要な対応操作に使用

・非常時運転手順書（事象ベース）

単一の故障等で発生する可能性のある異常又は事故が発生した際に，事故の進展を防止するために必要な対応操作に使用

・非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）

事故の起因事象を問わず，非常時運転手順書（事象ベース）では対処できない複数の設備の故障等による異常又は事故が発生した際に，重大事故への進展を防止するために必要な対応操作に使用

・非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った際に，事故の拡大を防止し影響を緩和するために必要な対応操作に使用

実施組織が重大事故等対策を的確に実施するためのその他の対応手順として，大気及び海洋への放射性物質の拡散の抑制，中央制御室，モニタリング設備，発電所対策本部並びに通信連絡設備に関する手順書を定める。

災害対策本部は，当直運転員からの要請あるいは災害対策本部の判断により，当直運転員の事故対応の支援を行う。災害対策本部手順書には，事故状況に応じた手段等を定めた重大事故等対策要領を整備するとともに，現場での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。

運転手順書は，事故の進展状況に応じて構成を明確化し，運転

手順書間を的確に移行できるように，移行基準を明確にする。

異常又は事故の発生時，警報処置手順書により初期対応を行う。

警報処置手順書に基づく対応において事象が進展した場合には，警報ごとの手順書に従い，非常時運転手順書（事象ベース）に移行する。

警報処置手順書及び非常時運転手順書（事象ベース）で対応中に，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）の導入条件が成立した場合には，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に移行する。

ただし，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）の導入条件が成立した場合でも，原子炉スクラム時の確認事項等，非常時運転手順書（事象ベース）に具体的内容を定めている対応については，非常時運転手順書（事象ベース）を参照する。

異常又は事故が収束した場合は，非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）に従い復旧の措置を行う。

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った場合は，非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）に移行する。

ｅ．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，運転手順書及び災害対策本部手順書に明記する。

重大事故等に対処するために把握することが必要なパラメータのうち，原子炉施設の状態を直接監視するパラメータ（以下「主要なパラメータ」という。）を，あらかじめ発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータの中から選定し，運転手順書及び災害対策本部手順書に整理する。

整理に当たっては，耐震性，耐環境性のある計測機器での確認の可否，記録の可否，直流電源喪失時における可搬型計測器による計測可否等の情報を運転手順書に明記する。

なお，発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータが故障等により計測不能な場合は，他の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及び災害対策本部手順書に明記する。

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災害対策本部手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について，当直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，災害対策要員が運転操作を支援するための参考情報とし，災害対策本部手順書に整理する。

f．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，原子炉停止操作を開始する判断を定めた手順を整備する。また，発電所構内の避難指示及び建屋の水密扉を閉止し，潮位計，取水ピット水位計及び津波監視カメラによる津波の継続監視を行う手順を運転手順書及び災害対策本部手順書に整備する。

台風進路に想定される場合には，屋外設備の暴風雨対策の強化

及び巡視点検を強化する手順を運転手順書に整備する。

竜巻の発生が予想される場合には，車両の退避又は固縛の実施，クレーン作業の中止，建屋の水密扉等の閉止状態を確認する手順を運転手順書及び災害対策本部手順書に整備する。

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前兆事象に応じた事故の未然防止の対応を行う手順を運転手順書及び災害対策本部手順書に整備する。

(2) 教育及び訓練の実施

当直運転員及び発電所災害対策要員は，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，通常時の実務経験を通じて付与される力量を考慮し，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当直運転員及び災害対策要員の力量の維持及び向上を図る。

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，各要員の役割に応じた教育及び訓練を受ける必要がある。各要員の役割に応じた教育及び訓練を年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。

・各要員の力量評価の結果に基づき教育及び訓練の有効性評価を行い，年1回の実施頻度では力量の維持が困難と判断される教育及び訓練については，年2回以上の実施頻度に見直す。

・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は，第5.1－2表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な重大事故等に対処する要員数及び想定時間にて対応できるように，教育及び訓練により効果的かつ確実に実施できることを確認する。

・教育及び訓練の実施結果により，手順，資機材及び体制について改善要否を評価し，必要により手順，資機材の改善，教育及び訓練計画への反映を行い，力量を含む対応能力の向上を図る。

当直運転員及び災害対策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に，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重大事故等に対処する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。

計画（Ｐ），実施（Ｄ），評価（Ｃ），改善（Ａ）のプロセスを適切に実施し，ＰＤＣＡサイクルを回すことで，必要に応じて手順書の改善，体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

ａ．重大事故等対策は，幅広い発電用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，重大事故等に対処する要員の役割に応じて，重大事故等発生時の発電用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。

重大事故等が発生した場合にプラント状態を早期に安定な状態に導くための的確な状況把握，確実及び迅速な対応を実施するために必要な知識について，当直運転員及び災害対策要員の役割に応じた，教育及び訓練を定期的に実施する。

b．当直運転員及び災害対策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に，重大事故の内容，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実施する。

現場作業に当たっている災害対策要員が，作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるように，当直運転員（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訓練等を定期的に計画する。

当直運転員に対しては，知識の向上と手順書の実効性を確認するため，シミュレータ訓練又は模擬訓練を実施する。シミュレータ訓練は，従来からの設計基準事故等に加え，重大事故等に対し適切に対応できるように計画的に実施する。また，重大事故等が発生した時の対応力を養成するため，手順に従った対応中において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等，多岐にわたる機器の故障を模擬し，関連パラメータによる事象判断能力，代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図る。また，福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえ，監視計器が設置されている周囲環境条件の変化により，監視計器が

示す値の変化に関する教育及び訓練等を実施する。

災害対策本部の実施組織の要員に対しては，要員の役割に応じて，発電用原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した注水確保の対応操作を習得することを目的に，手順や資機材の取り扱い方法の習得を図るための個別訓練を，訓練ごとに実施頻度を定めて実施する。個別訓練は，訓練ごとの訓練対象者全員が実際の設備又は訓練設備を操作する訓練を実施する。

災害対策要員である実施組織及び支援組織に対しては，アクシデントマネジメントの概要，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，確実な指揮命令の伝達の一連の災害対策本部の機能，支援組織の位置付け，実施組織と支援組織の連携を含む災害対策本部の構成及び手順書の構成に関する机上教育とともに，災害対策本部の各要員に応じて，災害対策に係る訓練を実施する。

c．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，発電用原子炉施設及び予備品等について熟知し，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が必要なため，以下の活動を行う。

当直運転員は，通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき，設備の巡視点検，定期試験及び運転に必要な操作を社員自らが行う。

災害対策要員のうち保修班員は，研修施設にてポンプ，弁設備の分解点検，調整，部品交換等の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに，設備の点検において

は，保守実施方法をまとめた社内規程に基づき，現場において，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，工事要領書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を社員自らが行う。

重大事故等対策については，災害対策要員が，要員の役割に応じて，可搬型重大事故等対処設備の設置，配管接続，ケーブルの敷設接続，放出される放射性物質の濃度，放射線の量の測定及びアクセスルートの確保，その他の重大事故等対策の資機材を用いた対応訓練を社員自らが行う。

d．重大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。

e．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に，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実施する。

それらの情報及び手順書・社内規程を用いて，事故時対応訓練を行うことで，設備資機材の保管場所，保管状態を把握し，取扱いの習熟を図るとともに，資機材等に関する情報及びマニュアルの管理を実施する。

(3) 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。

a．重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割

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。

重大事故等対策の実施が必要な状況において，事故原因の除去等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，事象に応じて非常事態を宣言し，災害対策要員の非常招集，通報連絡を行い，所長を災害対策本部長とする発電所災害対策本部を設置して対処する。

所長は，災害対策本部の本部長として，災害対策本部の統括管理を行い，責任を持って原子力防災の活動方針を決定する。

本部長の下に本部長代理を設置し，本部長代理は本部長を補佐し，本部長が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。

災害対策本部は，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で編成する。

また，災害対策本部は，通常時の発電所体制下での運転，日常保守点検活動の実施経験が災害対策本部での事故対応，復旧活動に活かすことができ，組織が効果的に重大事故等対策を実施できるように，専門性及び経験を考慮した作業班で構成する。

災害対策本部は，本部長，本部長代理，本部員及び発電用原子炉主任技術者で構成される「本部」と，七つの作業班で構成され，役割分担に応じて対処する。

災害対策本部において，指揮命令は基本的に災害対策本部長を最上位に置き，階層構造の上位から下位に向かってなされる。一方，下位から上位へは，実施事項等が報告される。また，プラン

ト状況や各班の対応状況についても各本部員より適宜報告されるため，常に綿密な情報の共有がなされる。

あらかじめ定めた手順に従って運転班（当直発電長）が行う運転操作や復旧操作については，当直発電長の判断により自律的に実施し，運転班本部員に実施の報告が上がってくることになる。

災害対策本部の機能を担う要員の規模は，対応する事故の様相及び事故の進展や収束の状況により異なるが，プルーム通過の前，プルーム通過中及びプルーム通過後でも，要員の規模を拡大及び縮小しながら円滑な対応が可能な組織とする。

格納容器ベントに伴ってプルームが通過する際には，プルーム通過時においても，緊急時対策所，中央制御室待避室及び二次隔離弁操作室にて監視及び操作に必要な災害対策要員を残す。それ以外の災害対策要員は，プルームが通過する前に原子力事業所災害対策支援拠点に一時退避するが，プルームが通過したと判断され次第，災害対策本部の体制がプルーム通過時の体制から重大事故時の対応体制に移行するのに合わせて，発電所に招集する。

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災害対策本部において，その職務に支障を来すことがないように，独立性が確保できる配置とし，重大事故等対策における発電用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。

また，発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策において，発電用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，災害対策本部長は，その指示を踏まえ方針を決定する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，災害対策要員は発電用原子炉主任技術者が発電用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に，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得られた情報に基づき，発電用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，重大事故等の発生連絡を受けた場合，災害対策本部に駆けつける。重大事故等の発生連絡を受けた後，速やかに災害対策本部に駆けつけられるように，早期に非常招集が可能なエリア（東海村又は隣接市町村）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を配置する。

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。

b．実施組織は，当直，重大事故等の現場活動を行う重大事故等対応要員及び初期消火活動を行う自衛消防隊で構成する。

実施組織の要員は，庶務班（アクセスルートの確保，消火活動等の実施），保修班（給水確保及び電源確保に伴う措置等の実施）及び運転班（事故の影響緩和・拡大防止に関する運転上の措置等の実施）で構成され，各班には必要な指示を行う班長を配置する。

c．隣接する東海発電所との同時発災により各発電所での対応が必要な事象が発生した場合，災害対策本部は各発電所の状況や使用可能な設備，事象の進展等の状況を共有し，東海発電所長及び東海第二発電所長を兼務する災害対策本部長が対応すべき優先順位の最終的な判断を行う。

また，情報の混乱により通報連絡が遅れることのないように，通報連絡を行う情報班を設け，原子力災害対策特別措置法（以下「原災法」という。）に定められた通報連絡先へ円滑に通報連絡を行う体制とする。

東海第二発電所の発電用原子炉主任技術者は，東海第二発電所の保安監督を誠実かつ，最優先に行う。

発電用原子炉主任技術者の選任については，隣接する東海発電所は廃止措置中であり，かつ，全燃料取り出し済みである。

このため，東海発電所において重大事故等は発生せず，複数号炉の同時被災を考慮する必要が無いことから，東海第二発電所のみ発電用原子炉主任技術者を選任している。

d．災害対策本部には，支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

支援組織のうち技術支援組織は，技術班（事故状況の把握・評価，プラント状態の進展予測・評価，事故拡大防止対策の検討及び技術的助言等），放射線管理班（発電所内外の放射線・放射能の状況把握，影響範囲の評価，被ばく管理，汚染拡大防止措置等に関する技術的助言，二次災害防止に関する措置等），保修班（事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示，不具合設備の応急復旧及び技術的助言，放射性物質の汚染除去等），運転班（プラント状態の把握及び災害対策本部へのインプット，事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と，班員に対して具体的な作業指示や作業状況を本部に報告する班長を配置する。

支援組織のうち運営支援組織は，情報班（事故に関する情報収

集・整理及び連絡調整，本店（東京）（以下「本店」という。）対策本部及び社外機関との連絡調整等），広報班（発生した事象に関する広報，関係地方公共団体の対応，報道機関等の社外対応，発電所内外へ広く情報提供等），庶務班（災害対策本部の運営，防災資機材の調達及び輸送，所内警備，避難誘導，医療（救護）に関する措置，二次災害防止に関する措置等）で構成し，各班には必要な指示を行う本部員と班長を配置する。

e．所長（原子力防災管理者）は，警戒事象（その時点では，公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが，原災法第 10 条第 1 項に基づく特定事象に至るおそれがある事象），特定事象又は原災法第 15 条第 1 項に該当する事象が発生した場合においては，非常事態を宣言し，要員の非常招集，通報連絡を行い，所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所警戒本部又は災害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。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合でも，速やかに対策を行えるように，発電所内に必要な重大事故等に対処する要員を常時確保する。

災害対策本部（全体体制）が構築されるまでの間，統括待機当番者（副原子力防災管理者）の指揮の下，当直運転員及び重大事故等対応要員を主体とした初動の体制を確保し，迅速な対応を図る。具体的には，統括待機当番者は関係箇所と通信連絡設備を用いて情報連携しながら，当直運転員及び重大事故等対応要員へ指示を行う。当直運転員及び重大事故等対応要員は，統括待機当番者の指示の下，必要な重大事故等対策を行う。

非常招集する要員への連絡については，一斉通報システム又は電話を活用する。なお，地震により通信障害等が発生し，一斉通報システム又は電話を用いて非常招集連絡ができない場合においても，発電所周辺地域（東海村）で震度6弱以上の地震が発生した場合には，各災害対策要員は，社内規程に基づき自主的に参集する。

重大事故等が発生した場合にすみやかに対応するため，重大事故等に対処する要員として，災害対策要員21名，当直運転員7名，火災発生時の初期消火活動に対応するための自衛消防隊11名の合計39名を確保する。

また，参集する災害対策要員として，発電所敷地内に待機する39名を除く要員71名（拘束当番）を確保する。

中央制御室の当直運転員は，当直発電長，当直副発電長，当直運転員の計7名／直を配置している。なお，原子炉運転停止中※については，当直運転員を5名／直とする。

※　原子炉の状態が冷温停止（原子炉冷却材温度が100℃未満）及び燃料交換の期間

参集する災害対策要員については，多くの要員が東海村内に居住していることから，非常招集から2時間後には，重大事故等対応に必要な要員が参集すると評価しているが，参集性をより高めるため，運転操作，給水確保及び電源確保に係る役割を担う要員は，その要員の居住地に応じて発電所近傍に待機させる。

発電所外から要員が参集するルートは，発電所正門を通行する参集ルートを使用する。また，発電所正門を通行する参集ルートが使用できない場合は，隣接事業所の敷地内の通行を含む当該参

集ルート以外の参集ルートを使用して参集する。

隣接事業所の敷地内を通行して参集する場合は，隣接事業所の敷地内の通行を可能とした隣接事業所との合意文書に基づき，要員は隣接事業所の敷地内を通行して発電所に参集するとともに，要員の通行に支障を来す障害物等が確認された場合には，当社が障害物の除去を実施する。

重大事故等の対応で，高線量下における対応が必要な場合においても，社員で対応できるように要員を確保する。

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，所定の要員に欠員が生じた場合は，夜間・休日（平日の勤務時間帯以外）を含め要員の補充を行うとともに，そのような事態に備えた体制に係る管理を行う。

必要な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，夜間・休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な要員を非常招集できるように，定期的に通報連絡訓練を実施する。

f．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(a)項，(b)項及び(d)項のとおり明確にするとともに，各班に責任者として本部員及び班長を配置する。

g．災害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）が不在の場合に備え，あらかじめ定めた順位に従い，副原子力防災管理者がその職務を代行する。また，災害対策本部の各班を統括する本部員，班

長についても不在の場合に備え，代行者をあらかじめ明確にする。

当直発電長が急病等により勤務の継続が困難となった場合は，発電長代務者が中央制御室へ到着するまでの間，運転管理に当たっている当直副発電長が代務に当たることをあらかじめ定めている。

h．災害対策要員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な対応により事故対応を円滑に実施することが必要なことから，以下の施設及び設備を整備する。

支援組織が，重大事故等対応に必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（以下「ＳＰＤＳ」という。），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（テレビ会議システム，ＩＰ－電話機，ＩＰ－ＦＡＸ），衛星電話設備及び無線連絡設備等を備えた緊急時対策所を整備する。

実施組織が，中央制御室，緊急時対策所及び現場との連携を図るため，携行型有線通話装置，無線通話設備及び衛星電話設備等を整備する。また，電源が喪失し照明が消灯した場合でも，迅速な現場への移動，操作及び作業を実施し，作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるようにヘッドライト及びランタン等を整備する。

これらは，重大事故等時において，初期に使用する施設及び設

備であり，これらの施設又は設備を使用することによって発電用原子炉施設の状態を確認し，必要な発電所内外各所へ通報連絡を行い，また重大事故等対処のため，夜間においても速やかに現場へ移動する。

ｉ．支援組織は，発電用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対策本部，国，関係地方公共団体等の発電所内外の組織への通報連絡を実施できるように，衛星電話設備及び統合原子力防災ネットワークを用いた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。

発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況に係る情報は，災害対策本部の各班の報告をもとに情報班にて一元的に集約管理し，発電所内外で共有するとともに，本店対策本部と災害対策本部間において，衛星電話設備，統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備及び安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）等を使用することにより，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，本店対策本部との情報共有を密にすることで報道発表，外部からの問い合わせ対応及び関係機関への連絡を本店対策本部で実施し，災害対策本部が事故対応に専念でき，かつ，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。

ｊ．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。

発電所において，警戒事象，特定事象又は原災法第 15 条第 1 項に該当する事象が発生した場合においては，非常事態を宣言す

るとともに本店発電管理室長へ報告する。

報告を受けた本店発電管理室長はただちに社長に報告し，社長は本店における非常事態を発令する。本店発電管理室長から連絡を受けた本店庶務班長は，本店における本店対策本部組織の要員を非常招集する。

社長は，本店における非常事態を発令した場合，すみやかに本店対策本部を設置し，本店対策本部長としてその職務を行う。社長が不在の場合は，あらかじめ定めた順位に従い，本店対策本部の副本部長がその職務を代行する。

社長は，本店対策本部の設置，運営，統括及び災害対策活動に関する統括管理を行い，副本部長は本部長を補佐する。本店対策本部各班長は，本部長が行う災害対策活動を補佐する。

本店対策本部は，全社での体制とし，災害対策本部が重大事故等対策に専念できるように支援する。

本店対策本部は，福島第一原子力発電所の事故から得られた教訓から原子力防災組織に適用すべき必要要件を定めた体制とすることにより，社長を本部長とした指揮命令系統を明確にし，災害対策本部が重大事故等対策に専念できる体制を整備する。

情報班は，事故に関する情報の収集，災害対策本部への指導・援助及び本店対策本部内での連絡調整，社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡，報告等を行う。

庶務班は，通信施設の確保，要員の確保，応援計画案の作成及び各班応援計画の取りまとめ等を行う。

広報班は，報道機関等との対応，広報関係資料の作成，応援計画案の作成等を行う。

技術班は，原子炉・燃料の安全に係る事項の検討，発電所施設・環境調査施設の健全性確認，災害対策本部が行う応急活動の検討，応援計画案の作成等を行う。

放射線管理班は，放射線管理に係る事項の検討，個人被ばくに係る事項の検討，応援計画の作成等を行う。

保健安全班は，緊急被ばく医療に係る事項の検討，応援計画案の作成等を行う。

社長は，発電所における重大事故等対策の実施を支援するために，原災法第 10 条通報後，原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本店庶務班長に指示する。

本店庶務班長は，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考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定する。

本店庶務班長は，原子力事業所災害対策支援拠点へ必要な要員を派遣するとともに，原子力事業所災害対策拠点を運営し，災害対策に必要な資機材等の支援を実施する。

本店庶務班長は，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，支援が受けられる体制を整備する。

k．本店対策本部は，全社での体制とし，重大事故等の拡大防止を図り，特に中長期の対応について災害対策本部の活動を支援することを役割としている。このため，重大事故等発生後の中長期的な対応が必要になる場合には，本店対策本部が中心となり，プラントメーカ及び協力会社を含めた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。

重大事故等への対応操作や作業が長期間にわたる場合に備えて，機能喪失した設備の部品取替による復旧手段を整備するとともに，主要な設備※の取替物品をあらかじめ確保する。

※主要な設備とは，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等をいう。

また，重大事故等発生時に，機能喪失した設備の保守を実施するための作業環境の線量低減対策やプラントの状況に応じた事故収束手段及び復旧対策に関する技術支援を迅速に得られるように，プラントメーカとの間で支援体制を整備している。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（1／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">運転時の異常な過渡変化時において，発電用原子炉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，代替制御棒挿入機能による制御棒挿入，原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制，自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止により，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するための手順等を整備する。
また，自動での原子炉緊急停止及び手動による原子炉緊急停止ができない場合，原子炉出力抑制を図った後に，ほう酸水注入により未臨界に移行する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">フロントライン系故障</td><td>代替制御棒挿入機能による制御棒挿入</td><td>運転時の異常な過渡変化時において，原子炉緊急停止（原子炉スクラム）ができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）が発生するおそれがある場合又はＡＴＷＳが発生した場合は，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒の自動挿入により，原子炉が緊急停止したことを確認する。
また，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で挿入されなかった場合又は最大未臨界引抜位置を確認できない場合は，中央制御室からの手動操作によりＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させて制御棒を挿入し，原子炉を緊急停止する。</td></tr>
<tr><td>原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制</td><td>ＡＴＷＳが発生した場合は，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）により原子炉再循環ポンプが自動で停止するため，炉心流量が低下し，原子炉出力が抑制されたことを確認する。
また，自動で停止しない場合は，中央制御室からの手動操作により原子炉再循環ポンプを停止させ，原子炉の出力を抑制する。</td></tr>
</table>

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			
		自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止	ＡＴＷＳが発生した場合は，自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動を阻止し，自動減圧による原子炉への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する。
対応手段等	フロントライン系故障	ほう酸水注入	ＡＴＷＳが発生した場合は，自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止を実施した後，サプレッション・プール水の温度が原子炉出力－サプレッション・プール水温度相関曲線の「ほう酸水注入系起動領域」に近接した場合に，中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し，ほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。 また，ＡＴＷＳ発生時に不安定な出力振動（以下「中性子束振動」という。）を確認した場合は，ほう酸水注入系によりほう酸水を注入する。

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		
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	運転時の異常な過渡変化時において，ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又はＡＴＷＳが発生した場合は，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒の自動挿入により原子炉を緊急停止する。 ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で挿入されなかった場合又は最大未臨界引抜位置を確認できない場合は，中央制御室からの手動操作によりＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させて制御棒を挿入し，原子炉を緊急停止する。 ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が挿入されない若しくは最大未臨界引抜位置まで挿入されない場合，又は制御棒位置指示が確認できない場合は，原子炉停止機能喪失と判断し，原子炉出力が規定値以上の場合は，原子炉再循環ポンプの手動停止により原子炉出力抑制を行うとともに，自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動を阻止する。 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止を実施した後，サプレッション・プール水の温度が原子炉出力－サプレッション・プール水温度相関曲線の「ほう酸水注入系起動領域」に近接した場合，又は中性子束振動が確認された場合は，中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し，ほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。

第 5.1－1 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			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，高圧代替注水系による原子炉注水，高圧代替注水系の現場操作による原子炉注水により原子炉を冷却する手順等を整備する。 また，原子炉を冷却するため，原子炉水位を監視及び制御する手順等を整備する。 さらに，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水注入系により注水する手順等を整備する。
対応手段等	設計基準事故対処設備を使用した対応手段		設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が健全であれば，これらを重大事故等対処設備と位置付け重大事故等の対処に用いる。
	フロントライン系故障	高圧代替注水系による原子炉注水	設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ポンプの故障により原子炉へ注水ができない場合は，中央制御室からの手動操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し，原子炉へ注水する。
	サポート系故障時	現場での人力操作による高圧代替注水系起動	全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉への注水ができない場合は，常設高圧代替注水系ポンプを中央制御室からの手動起動による原子炉注水のほか，現場での人力による弁の操作により常設高圧代替注水系ポンプを起動し原子炉へ注水する。
		代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系の復旧	全交流動力電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動及び運転継続に必要な直流電源を所内常設直流電源設備により給電している場合は，所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に以下の手段等により直流電源を確保し，原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。 ・代替交流電源設備（常設又は可搬型）により充電器に給電し，直流電源を供給する。 ・代替直流電源設備（常設又は可搬型）により直流電源を供給する。

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			
対応手段等	監視及び制御		「高圧代替注水系による原子炉注水」及び「現場での人力操作による高圧代替注水系起動」により原子炉へ注水する際には，原子炉水位を，原子炉水位（広帯域，燃料域，ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域）等により監視する。 また，これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合，当該パラメータの値を推定する。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動する場合は，高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位（広帯域，燃料域，ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ），高圧代替注水系系統流量，サプレッション・プール水位により監視する。 現場での人力操作により高圧代替注水系を起動する場合は，高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位（広帯域，燃料域，ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域），高圧代替注水系系統流量等により監視する。 原子炉水位の調整が必要な場合は，中央制御室からの操作，又は現場での弁の操作により原子炉水位を制御する。
	重大事故等の進展抑制	ほう酸水注入系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び高圧代替注水系による原子炉注水により原子炉水位が維持できない場合には，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水貯蔵タンクを水源として，ほう酸水注入系により原子炉へ注水する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持できない場合は，中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉へ注水する。 この対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，高圧代替注水系の運転を継続する。

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			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	サポート系故障時	全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用できない場合は，中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉へ注水する。中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は，現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉へ注水する。 これらの対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，高圧代替注水系の運転を継続する。 全交流動力電源のみ喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動及び運転継続に必要な直流電源を所内常設直流電源設備により給電している場合は，所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に常設代替交流電源設備，又は可搬型代替交流電源設備により充電器に給電し，原子炉隔離時冷却系の起動及び運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉へ注水する。 代替交流電源設備により給電ができない場合は，常設代替直流電源設備又は可搬型代替直流電源設備により，原子炉隔離時冷却系の起動及び運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉へ注水する。 可搬型代替交流電源設備，可搬型代替直流電源設備等に燃料を給油することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。
	現場での弁の手動操作による高圧代替注水系の起動時の環境条件		現場での人力操作による高圧代替注水系起動は，円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。

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		
配慮すべき事項	作業性	現場での人力操作による高圧代替注水系起動は，通常の弁操作である。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備，又は可搬型代替交流電源設備を用いてほう酸水注入系へ給電する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（3／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準対象施設が有する発電用原子炉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，過渡時自動減圧機能による原子炉減圧の自動化及び手動操作による減圧により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。
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，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。
さらに，インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時において，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離する手順等を整備するとともに，隔離ができない場合は，減圧する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td rowspan="2">フロントライン系故障時</td><td>減圧の自動化</td><td>設計基準事故対処設備である逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動減圧機能（以下「自動減圧系」という。）が故障により原子炉の自動減圧ができない場合は，過渡時自動減圧機能の自動作動を確認し，原子炉を減圧する。</td></tr>
<tr><td>手動操作による減圧</td><td>設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障により原子炉の自動減圧ができない場合は，中央制御室からの手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）用電磁弁を作動させ，アキュムレータに蓄圧された窒素を逃がし安全弁（自動減圧機能）に供給することにより逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して原子炉を減圧する。</td></tr>
<tr><td>サポート系故障時</td><td>常設直流電源系統喪失時の減圧</td><td>常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し，原子炉の減圧ができない場合は，以下の手段により直流電源を確保し，逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させて原子炉を減圧する。
・常設代替直流電源設備により直流電源を確保する。常設代替直流電源設備により直流電源を確保できない場合は，可搬型代替直流電源設備等により直流電源を確保する。
・中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し，逃がし安全弁（自動減圧機能）を手動操作により開放して，原子炉を減圧する。</td></tr>
</table>

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			
対応手段等	サポート系故障時	非常用窒素供給系による窒素確保	逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は，非常用窒素供給系により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保し，逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させ原子炉を減圧する。 非常用窒素供給系からの供給期間中において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の窒素の供給圧力が低下した場合に，予備の高圧窒素ボンベに切り替える。また，非常用窒素供給系高圧窒素ボンベの圧力が低下した場合は，予備の非常用窒素供給系高圧窒素ボンベに切り替えることで窒素を確保し，原子炉を減圧する。 逃がし安全弁の駆動に必要な窒素供給が喪失した場合，非常用逃がし安全弁駆動系の中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の窒素を確保し，逃がし安全弁（逃がし弁機能）を開放することで，原子炉を減圧する。
		非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧	逃がし安全弁の作動に必要なアキュムレータ（逃がし弁機能用及び自動減圧機能用）の供給圧力が喪失した場合，非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能）のアクチュエータに非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベから窒素を供給することで，逃がし安全弁（逃がし弁機能）を開放して原子炉を減圧する。また，予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベに切り替えることで窒素を供給することで窒素を確保し，原子炉を減圧する。
		代替電源設備を用いた逃がし安全弁の復旧	全交流動力電源喪失及び常設直流電源喪失により逃がし安全弁による原子炉の減圧機能が喪失した場合は，以下の手段により直流電源を確保し，逃がし安全弁の機能を復旧することで原子炉を減圧する。 ・代替直流電源設備等により直流電源を確保する。 ・代替交流電源設備等により充電器に給電することで，直流電源を確保する。

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			
対応手段等	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止		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，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため，中央制御室からの手動操作で逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放することにより原子炉を減圧する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時		インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，中央制御室から漏えい箇所の隔離操作を実施する。 漏えい箇所の隔離ができない場合は，原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため，逃がし安全弁により原子炉を減圧し，現場での弁の隔離操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	逃がし安全弁の自動減圧機能喪失により逃がし安全弁が自動で作動しない場合，低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代替注水系による原子炉注水準備が完了した後，逃がし安全弁（自動減圧機能）の中央制御室からの手動操作により原子炉を減圧する。 なお，原子炉水位低異常低下（レベル１）設定点到達10分後及び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転している場合，過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）を作動させて自動で原子炉を減圧する。

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			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	サポート系故障時	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合は，常設代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）を作動させて，原子炉を減圧する。 全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備等により充電器に給電することで直流電源を確保し，逃がし安全弁機能を回復させて原子炉を減圧する。 常設代替直流電源設備による直流電源の確保に失敗した場合は，可搬型代替直流電源設備等により逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させて原子炉を減圧する。 逃がし安全弁の作動に必要な窒素の喪失により逃がし安全弁が作動しない場合は，非常用窒素供給系により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源が確保され，逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧する。 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源が確保できない場合，非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁(逃がし弁機能)の駆動源を確保する。
	逃がし安全弁の背圧対策		逃がし安全弁は，非常窒素供給系及び非常用逃がし安全弁駆動系により，想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動させることができるよう，逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力を設定する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡによる溢水の影響		隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートは，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よりも上層階に位置し，溢水の影響を受けないようにする。

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		
配慮すべき事項	インターフェイスシステムＬＯＣＡの検知	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，非常用炉心冷却系の系統圧力，原子炉圧力，原子炉水位及び格納容器圧力等の関連パラメータ変化を確認することで判断する。また，非常用炉心冷却系のポンプ室は，原子炉建屋原子炉棟内において各部屋が分離されているため，漏えい場所の特定は，床漏えい検出器及び火災報知器等により行う。
	作業性	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，漏えいした水の滞留及び蒸気による高湿度環境が想定されるが，現場での隔離操作は環境性等を考慮し，自給式呼吸用保護具を着用する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（4／19）

<table>
<tr><td colspan="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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">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の破損を防止するため，低圧代替注水系による原子炉を冷却する手順等を整備する。
また，炉心の著しい損傷，溶融が発生し，原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存する場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td colspan="2">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系又は原子炉停止時冷却系）又は低圧炉心スプレイ系が健全であれば重大事故等対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td>原子炉運転中の場合</td><td>フロントライン系故障時</td><td>低圧代替注水系による原子炉の冷却</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプの故障により原子炉注水ができない場合は，以下の手段により原子炉へ注水し，原子炉を冷却する。
・代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。
・低圧代替注水系（常設）が使用できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。
なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。</td></tr>
</table>

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				
対応手段等	原子炉運転中の場合	サポート系故障	残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の復旧	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合は，低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え，常設代替交流電源設備を用いて非常交流電源設備へ給電することにより，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を復旧し，サプレッション・プールを水源とした，原子炉へ注水し，原子炉を冷却する。 また，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が残留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合は，緊急用海水ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を復旧し，サプレッション・プールを水源とした，原子炉へ注水し，原子炉を冷却する。 なお，常設代替交流電源設備等へ燃料を給油し，電源の供給を継続することにより，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を運転継続することが可能である。 原子炉運転停止後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に移行し，長期的に原子炉を除熱する。
		溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	低圧代替注水系による残存溶融炉心の冷却	炉心の著しい損傷，溶融が発生し，原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存する場合は，以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し，残存溶融炉心を冷却する。 ・サプレッション・プールを水源とした，代替循環冷却系により注水する。 ・代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却ができない場合は，代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心の冷却ができない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）により注水する。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。

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				
対応手段等	原子炉停止中の場合	フロントライン系故障	低圧代替注水系による原子炉の冷却	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプが故障により原子炉除熱ができない場合は，以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し，原子炉を冷却する。 ・代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）により注水する。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。
		サポート系故障	残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の復旧	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合は，低圧代替注水系による原子炉の冷却に加え，常設代替交流電源設備を用いて非常用交流電源設備へ給電することにより，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧し，原子炉の除熱を実施する。 また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が残留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合は，緊急用海水ポンプ又は代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧し，原子炉の除熱を実施する。 なお，常設代替交流電源設備へ燃料を給油し，電源の供給を継続することにより，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を運転継続する。

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				
配慮すべき事項	原子炉運転中の場合	重大事故等の対応手段の選択	フロントライン系故障	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の故障により原子炉注水ができない場合において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 低圧代替注水系（常設）により原子炉の冷却ができない場合において，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。 低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉への注水手段は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水手段と同時並行で準備を開始する。
			サポート系故障	常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合において，残留熱除去系海水系の運転ができる場合は，残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却する。残留熱除去系（低圧注水系）の運転ができない場合は，低圧炉心スプレイ系により原子炉を冷却する。 また，残留熱除去系海水系が使用できない場合は，緊急用海水系により冷却水を確保し，残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉を冷却する。残留熱除去系（低圧注水系）の運転ができない場合は，低圧炉心スプレイ系により原子炉を冷却する。

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				
配慮すべき事項	原子炉運転中の場合	重大事故等の対応手段の選択	溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	炉心の著しい損傷，溶融が発生し，原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存する場合において，代替循環冷却系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，代替循環冷却系により残存溶融炉心を冷却する。 代替循環冷却系により残存溶融炉心の冷却ができない場合において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心を冷却する。 低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心の冷却ができない場合において，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）により残存溶融炉心を冷却する。
	原子炉停止中の場合	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 低圧代替注水系（常設）により原子炉の冷却ができない場合おいて，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。
			サポート系故障	常設代替交流電源設備により交流動力電源が確保できた場合において，残留熱除去系海水系の運転ができる場合は，残留熱除去系（停止時冷却系）により原子炉を除熱する。 また，残留熱除去系海水系の運転ができない場合は，緊急用海水系により冷却水を確保し，残留熱除去系（停止時冷却系）により原子炉を除熱する。

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		
配慮すべき事項	残存溶融炉心の冷却における留意事項	残存溶融炉心の冷却については，格納容器スプレイ及びペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な流量を確保し，原子炉圧力容器内へ崩壊熱相当量の注水を実施する。しかし，十分な注水流量が確保できない場合は，格納容器スプレイを優先する。
	作業性	低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備等を用いて低圧代替注水系等による注水に必要な設備へ給電する。
	燃料補給	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（5／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">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も，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（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，格納容器逃がし装置又は耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱，緊急用海水系による原子炉格納容器内の除熱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。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td colspan="2">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系海水系が健全であれば，重大事故等対処設備と位置付け重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td>フロントライン系故障時</td><td>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）ポンプの故障により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は，以下の手段により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。
・格納容器圧力逃がし装置により輸送する。
・格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合は，耐圧強化ベント系により輸送する。
なお，中央制御室から格納容器圧力逃がし装置を遠隔操作できない場合は，遠隔人力操作機構を使用した現場（二次格納施設外）での操作を実施する。</td></tr>
<tr><td>サポート系故障時</td><td>緊急用海水系による除熱</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は，緊急用海水系により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。</td></tr>
</table>

1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等			
対応手段等	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	残留熱除去系が機能喪失し，サプレッション・プール水位指示値が規定水位に到達した場合は，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備を開始する。 格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は，耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。 残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は，内部水源である代替循環冷却系により原子炉格納容器内の除熱を実施するが，代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，外部水源を使用した代替格納容器スプレイを実施する。 外部水源を使用した代替格納容器スプレイによりサプレッション・プールの水位が上昇し，サプレッション・プール水位指示値が代替格納容器スプレイ停止判断の水位指示値に到達した場合は，外部水源を使用した代替格納容器スプレイを停止し，原子炉格納容器が規定圧力に到達した場合に，格納容器ベント操作に移行する。 なお，格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系を用いて格納容器ベントを実施する場合は，スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるサプレッション・チェンバ側ベントを第一優先とする。
配慮すべき事項	作業性		格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構による現場操作については，操作に必要な工具等はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。
	電源確保		全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントを実施するために必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は，遠隔人力操作機構による現場操作を行う。 全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系），残留熱除去系海水系及び緊急用海水系を復旧する。
	燃料補給		配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（6／19）

<table>
<tr><td colspan="5">1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器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，代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉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。
また，炉心の著しい損傷が発生した場合においても，原子炉格納容器の破損を防止するため，代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器内の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。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td colspan="3">設計基準事故対処設備を使用した対応手段</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）が健全であれば，重大事故等対処設備と位置付け重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td>炉心損傷前</td><td>フロントライン系故障時</td><td>代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の除熱及び冷却</td><td>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能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，以下の手段により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
・内部水源であるサプレッション・プールを水源とした，代替循環冷却系により除熱する。
・代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，外部水源である代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により冷却する。
・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却できない場合は，外部水源である西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により冷却する。
なお，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は，海を水源として利用できる。</td></tr>
</table>

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等				
対応手段等	炉心損傷前	サポート系故障時	常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合は，常設代替交流電源設備を用いて非常用交流電源設備へ給電するとともに，残留熱除去系海水ポンプ，緊急用海水ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）を復旧し，サプレッション・プールを水源とした原子炉格納容器内を除熱する。
	炉心損傷後	フロントライン系故障時	代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の除熱及び冷却	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能喪失した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，以下の手段により原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる。 ・外部水源である代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により冷却する。 ・代替循環冷却系の冷却水が確保された場合は，内部水源であるサプレッション・プールを水源とした，代替循環冷却系により除熱する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系が使用できない場合は，外部水源である西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により冷却する。 なお，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は，海を水源として利用できる。

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等				
対応手段等	炉心損傷後	サポート系故障時	常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合は，常設代替交流電源設備を用いて非常用交流電源設備に給電するとともに，残留熱除去系海水ポンプ，緊急用海水ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）を復旧し，サプレッション・プールを水源として原子炉格納容器内を除熱する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時		設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能喪失した場合，炉心損傷前後において，以下の優先順位で除熱及び冷却を実施する。 ・炉心損傷前 代替循環冷却系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール（内部水源））が確保されている場合は，代替循環冷却系により原子炉格納容器内を除熱する。 代替循環冷却系が使用できない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。 代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用できない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	・炉心損傷後 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。 代替循環冷却系の冷却水，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール（内部水源））が確保されている場合は，代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却を停止する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系が使用できない場合において，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽（外部水源））が確保されている場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。
	作業性		低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備等を用いて代替格納容器スプレイ冷却系等による原子炉格納容器内の冷却及び除熱に必要な設備へ給電する。
	燃料補給		配慮すべき事項は，「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 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，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系により，原子炉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。	
対応手段等	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉格納容器の破損を防止のために代替循環冷却系による除熱を優先して実施するが，代替循環冷却系が使用できない場合は，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。 格納容器逃がし装置の隔離弁第一弁（サプレッション・チェンバ側，ドライウェル側），第二弁及び第二弁バイパス弁の駆動源が喪失した場合においても，遠隔人力操作機構により人力で開操作することで，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉格納容器の破損を防止するため，代替循環冷却系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は，代替循環冷却系により原子炉格納容器内を減圧及び除熱する。 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，代替格納容器スプレイを実施する。 サプレッション・プール水位指示値が格納容器スプレイ停止水位に到達した場合は，代替格納容器スプレイを停止し，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内を減圧及び除熱する。 中央制御室から格納容器圧力逃がし装置の遠隔操作ができない場合は，遠隔人力操作機構による現場での手動操作を行う。 なお，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する場合は，スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるサプレッション・チェンバ側ベントを第一優先とする。 サプレッション・チェンバ側ベントが実施できない場合は，ドライウェル側ベントを実施する。

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			
配慮すべき事項	格納容器ベント時の留意事項	格納容器圧力逃がし装置の不活性ガスによる系統内の置換	格納容器圧力逃がし装置の使用後にスクラビング水が放射線分解し，水素及び酸素が発生するため，可搬型窒素供給装置により格納容器圧力逃がし装置内を不活性ガス（窒素）に置換することにより水素爆発を防止する。
		原子炉格納容器の負圧破損の防止	原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置の使用後に，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に不活性ガス（窒素）を供給する。 また，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱は，サプレッション・チェンバ圧力が規定値まで低下した場合に停止する。
		放射線防護	格納容器ベントを実施した場合，プルームの影響による被ばくを低減するため，中央制御室待避室へ待避し，データ表示装置（待避室）によりプラントパラメータを継続して監視する。 放射線防護を考慮し，遠隔人力操作機構による現場操作場所は，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）に第二弁操作室を設置する。 第二弁操作室は，必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし，第二弁操作室空気ボンベユニットにて正圧化することにより，外気の流入を一定時間遮断することで，格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作する要員の被ばくを低減する。
		電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントに必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は，遠隔人力操作機構による現場操作を行う。
	代替循環冷却時の留意事項	電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備を用いて代替循環冷却系へ給電する。

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		
配慮すべき事項	作業性	遠隔人力操作機構の操作については，操作に必要な工具等はなく通常の弁操作と同様であり，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）の第二弁操作室で実施する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（8／19）

<table>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）による原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器下部注水系により，溶融し，原子炉格納容器の下部（以下「ペデスタル（ドライウェル部）」という。）に落下した炉心を冷却する手順等を整備する。
また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手段等</td><td>ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却</td><td>格納容器下部注水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却するため，以下の手段によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。
・代替淡水貯槽を水源として，格納容器下部注水系（常設）により注水する。
・格納容器下部注水系（常設）により注水できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽として，格納容器下部注水系（可搬型）により注水する。
なお，格納容器下部注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。</td></tr>
</table>

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			
対応手段等	溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	原子炉圧力容器への注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下を遅延又は防止するため，以下の手段により原子炉圧力容器へ注水する。原子炉圧力容器へ注水する場合は，ほう酸水注水系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を同時並行で実施する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は，サプレッション・プールを水源として，原子炉隔離時冷却系により注水する。 ・原子炉隔離時冷却系により注水できない場合は，サプレッション・プールを水源として，高圧代替注水系により注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は，代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により注水できない場合は，サプレッション・プールを水源として，代替循環冷却系により注水する。 ・代替循環冷却系により注水できない場合は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源とした，低圧代替注水系（可搬型）により注水する。 なお，低圧代替注水系（可搬型）による注水は，海を水源として利用できる。
配慮すべき事項	重大事故時等の対応手段の選択	ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却	ペデスタル（ドライウェル部）には，通常運転時から水を確保するとともに，炉心が損傷した場合に，ペデスタル（ドライウェル部）の水位が確実に確保されていることを確認するため，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）に注水する。 また，原子炉圧力容器破損後は，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）に注水することで，ペデスタル（ドライウェル部）床面に落下した溶融炉心を冠水冷却する。 格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水できない状況において，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，格納容器下部注水系（可搬型）にてペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。

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			
配慮すべき事項	重大事故時等の対応手段の選択	溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，原子炉隔離時冷却系に異常がなく，直流電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器へ注水する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，高圧代替注水系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，低圧代替注水系（常設）に異常がなく，交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，代替循環冷却系に異常がなく，交流動力電源及び水源（サプレッション・プール）が確保されている場合は，代替循環冷却系により原子炉圧力容器へ注水する。 代替循環冷却系が使用できない場合において，低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。
	作業性		格納容器下部注水系（可搬型）及び低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備等を用いて格納容器下部注水系及び低圧代替注水系による注水に必要な設備へ給電する。
	燃料補給		配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 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		炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により発生する水素及び酸素が，原子炉格納容器内に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原子炉格納容器内の不活性化，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素のベント，及び原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を行う手順等を整備する。
対応手段等	原子炉格納容器内の不活性化　不活性ガス系による	原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉運転中の原子炉格納容器内は，不活性ガス（窒素）により不活性化した状態とする。
	原子炉格納容器内の不活性化　可搬型窒素供給装置による	炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱時に，原子炉格納容器内で発生する水素及び酸素の反応による水素爆発を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性化する。
	原子炉格納容器水素爆発防止　格納容器圧力逃がし装置による	原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素を格納容器圧力逃がし装置により大気にベントし，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する。

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		
対応手段等	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視	原子炉格納容器内に発生する水素と酸素の濃度を，格納容器内水素濃度（ＳＡ），格納容器内酸素濃度（ＳＡ）により測定し，監視する。 全交流動力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（ＳＡ），格納容器内酸素濃度（ＳＡ）を用いて測定し，監視する。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	原子炉格納容器内の酸素濃度が格納容器内酸素濃度（ＳＡ）にて不活性ガス（窒素）注入開始の規定値に到達した場合は，可搬型窒素供給装置により不活性ガス（窒素）を原子炉格納容器内へ注入する。 原子炉格納容器内の酸素濃度が格納容器内酸素濃度（ＳＡ）にてベント規定値に到達した場合は，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内に滞留している水素及び酸素をベントする。 なお，格納容器圧力逃がし装置を用いて，原子炉格納容器内に滞留している水素及び酸素をベントする場合は，スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるサプレッション・チェンバ側の第一弁開操作を第一優先とする。サプレッション・チェンバ側の第一弁開操作が実施できない場合には，ドライウェル側の第一弁開操作を実施する。 その後，第二弁開操作を実施し水素及び酸素を排出する。第二弁開操作が実施できない場合には，第二弁バイパス弁を開操作して水素及び酸素を排出する。
	原子炉格納容器内の水素及び酸素のベント時の留意事項	格納容器圧力逃がし装置を使用する場合，プルームの影響による被ばくを低減するため，中央制御室待避室へ待避し，データ表示装置（待避室）によりプラントパラメータを継続して監視する。 放射線防護を考慮し，遠隔人力操作機構による現場操作場所として，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）に第二弁操作室を設置する。 第二弁操作室は，必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし，第二弁操作室空気ボンベユニットにて正圧化することにより，外気の流入を一定時間遮断することで，格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作員の被ばくを低減する。

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		
配慮すべき事項	作業性	遠隔人力操作機構の操作については，操作に必要な工具等はなく通常の弁操作と同様であり，原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）の第二弁操作室で実施する。
	電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，代替交流電源設備により原子炉格納容器内の水素及び酸素のベントに必要な電動弁，格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）へ給電する。

第 5.1－1 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		炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内に水素が放出され，原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合においても，水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，原子炉建屋ガス処理系及び静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制及び原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視を行う手順等を整備する。
対応手段等	原子炉建屋ガス処理系による水素濃度抑制	原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合は，原子炉建屋ガス処理系により水素を排出し，原子炉建屋原子炉棟内での水素の滞留を防止する。 全交流動力電源が喪失した場合は，常設代替交流電源設備により交流動力電源を確保し，原子炉建屋ガス処理系による水素排出を実施する。
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制	原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合に，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度の上昇を抑制し，水素爆発を防止するため，静的触媒式水素再結合器により漏えいした水素と酸素を触媒反応によって再結合させる。 全交流動力電源が喪失した場合は，代替電源設備から静的触媒式水素再結合器動作監視装置に給電することにより，静的触媒式水素再結合器の作動状況を監視する。
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で，水素濃度を測定し，監視する。 全交流動力電源が喪失した場合は，代替電源設備から原子炉建屋水素濃度に給電することにより，　原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度を監視する。
配慮すべき事項	原子炉建屋ガス処理系の停止	原子炉建屋ガス処理系の系統内での水素爆発を回避するため，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が上昇し，原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が原子炉建屋ガス処理系停止判断の水素濃度指示値以上となった場合は，原子炉建屋ガス処理系を停止する。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（11／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料プール」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し，又は使用済燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合において，使用済燃料プール内の燃料体又は使用済燃料（以下「使用済燃料プール内の燃料体等」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，使用済燃料プール代替注水，使用済燃料プールの監視を行う手順等を整備する。
また，使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合において，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減するため，使用済燃料プールへのスプレイ，大気への拡散抑制，使用済燃料プールの監視を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時
又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時</td><td>使用済燃料プール代替注水</td><td>燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）が有する使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失した場合，又は使用済燃料プールの小規模な水の漏えいにより水位の低下が発生した場合は，以下の手段による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止する。
・代替淡水貯槽を水源として，常設低圧代替注水系ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して注水する。
・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）にて使用済燃料プールへ注水ができず，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満でない場合，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して注水する。
なお，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水は，海を水源として利用できる。

使用済燃料プールに接続する配管の破断等により，燃料プール水戻り配管からサイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えいが発生した場合に，使用済燃料プールのサイフォン防止機能を有するサイフォンブレーク用配管によりサイフォン現象の継続を停止する。</td></tr>
</table>

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等			
対応手段等	使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時の対応手段及び設備	使用済燃料プールスプレイ	使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時，以下の手段による使用済燃料プールへのスプレイにより，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減する。 ・代替淡水貯槽を水源として，常設低圧代替注水系ポンプにより代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用して使用済燃料プールへのスプレイを実施する。 ・代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用して使用済燃料プールへのスプレイを実施する。 ・代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用して使用済燃料プールへのスプレイを実施する。 なお，可搬型代替注水大型ポンプにより代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水は，海を水源として利用できる。
		大気への拡散抑制	使用済燃料プールからの大量の水の漏えいにより，使用済燃料プールの水位が異常に低下し，使用済燃料プールスプレイによるスプレイを実施しても使用済燃料プールの水位が上昇しない場合，又は使用済燃料プールスプレイによるスプレイが実施できない場合に，可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲により原子炉建屋に海水を放水し，大気への放射性物質の拡散を抑制する。

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等			
対応手段等	重大事故等時における使用済燃料プールの監視	使用済燃料プールの監視設備による使用済み燃料プールの状態監視	使用済燃料プールの冷却機能若しくは注水機能喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時若しくは使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），使用済燃料プール温度（ＳＡ），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置含む。）により，使用済燃料プールの水位，水温及び上部空間線量率の状態監視を行う。 なお，使用済燃料プール監視カメラは，耐環境性向上のため使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置にて空気を供給する。 燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ及び使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）の機能が喪失している場合は，あらかじめ評価（使用済燃料配置変更ごとに行う空間線量率評価）し把握した水位と放射線量率の相関（減衰率）関係により使用済燃料プールの空間線量率を推定する。
		代替電源による給電	交流又は直流電源が喪失した場合，使用済燃料プールの状態を監視するため，常設代替交流電源設備や常設代替直流電源設備等を用いて使用済燃料プール監視設備へ給電する。
	重大事故等時における使用済燃料プールの冷却	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	使用済燃料プール冷却機能の喪失が発生し，使用済燃料プールの温度上昇が確認された場合は，常設代替交流電源設備により電源を確保し，緊急用海水系により冷却水を確保することで，代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールを冷却する。

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等		
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	使用済燃料プール注水機能の喪失又は使用済燃料プール水の漏えいが発生し，使用済燃料プールの水位低下が確認された場合は，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水を実施する。 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水ができず，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満でない場合は，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水を実施する。 使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満の場合は，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイを実施する。 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用できない場合は，使用済燃料プール水位が遮蔽維持水位の判断基準とする線量率（立入制限線量率）によりアクセス可否を判断し，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイを実施する。 使用済燃料プール冷却機能の喪失が発生し，使用済燃料プールの温度上昇が確認された場合は，常設代替交流電源設備により電源を確保し，緊急用海水系により冷却水を確保することで，代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールを冷却する。
	作業性	代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ及び可搬型スプレイノズル）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（12／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">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プール内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において，大気への放射性物質の拡散抑制，海洋への放射性物質の拡散抑制により，原子炉建屋から発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。
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おいて，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。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">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プール内の燃料体等の著しい損傷</td><td>大気への放射性物質の拡散抑制</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉注水を高圧代替注水系系統流量等により確認できない場合，使用済燃料プール水位が低下した場合において，使用済燃料プールスプレイが実施できない場合，使用済燃料プールスプレイを実施しても水位が維持できない場合，又は大型航空機の衝突等により，原子炉建屋の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建屋損壊を確認した場合は，海を水源として可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による放水準備を開始する。
その後，原子炉格納容器への注水及びスプレイが低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等により確認できず，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力の上昇が確認され，原子炉格納容器の破損のおそれがあると判断した場合，原子炉建屋水素濃度が2vol％に到達した場合に格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベントによる水素排出ができず，原子炉建屋水素濃度の上昇が継続することにより，ブローアウトパネルを開放する場合，使用済燃料プールスプレイが実施できない場合，使用済燃料プールスプレイを実施しても水位が維持できない場合，又はプラントの異常により，モニタリング・ポスト等の指示値の有意な変動の確認により，原子炉格納容器及び原子炉建屋の破損があると判断した場合は，原子炉建屋に海水を放水する。</td></tr>
<tr><td>海洋への放射性物質の拡散抑制</td><td>可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲により原子炉建屋へ海水を放水することで放射性物質を含む汚染水が発生するため，防潮堤内の雨水排水路集水桝及び放水路に汚濁防止膜を設置することで，海洋への放射性物質の拡散を抑制する。
汚濁防止膜は，雨水排水路集水桝－１～９及び放水路－Ａ～Ｃの計12箇所に設置するが，放水した汚染水が直接流れ込む雨水排水路集水桝－８及び放水路－Ａ～Ｃの4箇所を優先的に設置し，その後，残り8箇所の雨水排水路集水桝に設置する。</td></tr>
</table>

1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等		
対応手段等	航空機燃料火災への泡消火	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おいて，海を水源として可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火を実施する。
配慮すべき事項	操作性	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，直線状と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拡散抑制効果が期待できることから，なるべく噴霧状を使用する。 放水砲は風向き等の天候状況及びアクセス状況に応じて，最も効果的な方角から，原子炉建屋破損口等の放射性物質放出箇所に向けて放水を実施する。
	作業性	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲の準備にあたり，プラント状況や周辺の現場状況，ホースの敷設時間等を考慮し，複数あるホース敷設ルートから作業時間が短くなるよう適切なルートを選択する。 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可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）の保管場所に使用工具及びホースを配備する。
	燃料補給	配慮すべき事項は，「1.14　電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（13／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故の収束に必要な水源であるサプレッション・プールとは別に，重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する代替淡水貯槽，西側淡水貯水設備，海を水源として，淡水又は海水を確保する。
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となる十分な量の水を供給するため，代替淡水貯槽，サプレッション・プール，西側淡水貯水設備，海及びほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段，並びに代替淡水貯槽，西側淡水貯水設備等への水の補給について手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">水源を利用した対応手段</td><td>サプレッション・プールを水源とした対応手段</td><td>重大事故等の収束に必要となる水源であるサプレッション・プールを利用した，以下の手段により対応する。
・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧時においては，高圧代替注水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉へ注水する。
・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時においては，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系により原子炉へ注水する。
・原子炉格納容器内の除熱のため，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系，サプレッション・プール冷却系）により原子炉格納容器内を除熱する。
・原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱のため，代替循環冷却系により原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内を除熱する。</td></tr>
<tr><td>代替淡水貯槽を水源とした対応手段（常設）</td><td>サプレッション・プールを水源として利用できない場合は，代替淡水貯槽を水源とした，以下の手段により対応する。
・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時においては，低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する。
・原子炉格納容器内の冷却のため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により冷却する。
・格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器下部へ注水する。
・使用済燃料プールへの注水及びスプレイのため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ）により注水及びスプレイを実施する。</td></tr>
</table>

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等			
対応手段等	水源を利用した対応手段	西側淡水貯水設備を水源とした対応手段	サプレッション・プールが利用できず，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプによる注水等を実施できない場合は，西側淡水貯水設備を水源とした，以下の手段により対応する。 ・可搬型代替注水中型ポンプにより原子炉へ注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時においては，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内の冷却を行う。 ・可搬型代替注水中型ポンプによりフィルタ装置スクラビング水を補給する。 ・格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）により使用済燃料プールへ注水を実施する。
		代替淡水貯槽を水源とした対応手段（可搬型）	西側淡水貯水設備を水源として利用できない場合は，代替淡水貯槽を水源とした，以下の手段により対応する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時においては，低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。 ・可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置スクラビング水を補給する。 ・格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ，可搬型スプレイノズル）により使用済燃料プールへ注水及びスプレイを実施する。

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等			
対応手段等	水源を利用した対応手順	海を水源とした対応手段	サプレッション・プール，代替淡水貯水槽及び西側代替淡水貯水設備を水源として利用できない場合は，海を水源とした，以下の手段により対応する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時においては，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。 ・格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン，常設スプレイヘッダ，可搬型スプレイノズル）により使用済燃料プールへ注水及びスプレイを実施する。 ・残留熱除去系海水系による冷却水を確保する。 ・最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送のため，緊急用海水系により冷却水を確保する。 ・大気への放射性物質の拡散抑制のため，可搬型代替大型ポンプ（放水用）及び放水砲により，大気への放射性物質の拡散抑制を行う。 ・航空機燃料火災への泡消火のため，可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）により対応する。 ・２Ｃ，２Ｄ 非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系により冷却を確保するため，電源給電機能を復旧する。

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等			
対応手段等		ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応手段	ＡＴＷＳが発生した場合，又は重大事故等の進展抑制や溶融炉心のペデスタル（ドライウェル床面）への落下遅延・防止が必要となる場合は，ほう酸水貯蔵タンクを水源として，ほう酸水注入系により原子炉へほう酸水を注入する。
	水源へ水を補給するための対応手段	代替淡水貯槽へ水を補給	重大事故等の収束のために代替淡水貯槽を使用する場合は，西側淡水貯水設備から可搬型代替注水中型ポンプにより，淡水を補給する。 また，水源の枯渇等により淡水の補給が継続できない場合においても，海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から可搬型代替注水大型ポンプにより，海水を補給する。
		西側淡水貯水設備へ水を補給するための対応手段	重大事故等の収束のために西側淡水貯水設備を使用する場合は，代替淡水貯槽から可搬型代替注水大型ポンプにより，淡水を補給する。 また，水源の枯渇等により淡水の補給が継続できない場合においても，海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から可搬型代替注水大型ポンプにより，海水を補給する。
配慮すべき事項	送水ルートの選択		接続口の選択は，各作業時間（出動準備，移動，水源の蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設，ホース接続及び送水準備）を考慮し，送水開始までの時間が最短となる組合せを優先して選択する。

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等		
配慮すべき事項	切替え性	重大事故等の収束に必要な水の供給には淡水を優先して使用する。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備の枯渇等により，淡水の供給が継続できないおそれがある場合は，海水の供給に切り替える。 代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系（常設）による重大事故等の収束に必要な水の供給を行っている場合は，水の供給が中断することなく淡水から海水への切替えが可能である。 また，代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備を水源とした低圧代替注水系（可搬型）による重大事故等の収束に必要な水の供給を行っている場合は，あらかじめ可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる水源切替え準備をすることにより，速やかに淡水から海水への切替えが可能である。 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）で想定される事故の収束に必要な対応には，外部水源（代替淡水貯槽）から内部水源（サプレッション・プール）への供給に切り替えて，原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱を行う。
	作業性	西側代替淡水貯水設備及び代替淡水貯水槽への補給，可搬型代替注水大型ポンプによる送水で使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプのホース等の接続は，速やかに作業ができるように，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（14／19）

<table>
<tr><td colspan="4">1.14　電源の確保に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において，炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，必要な電力を確保するために重大事故等対処設備として，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，所内常設直流電源設備，常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備，代替所内電気設備を確保する手順等を整備する。
また，重大事故等の対処に必要な設備を継続運転させるため，燃料給油設備により給油する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手段等</td><td colspan="2">重大事故等対処設備</td><td>設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備が健全であれば重大事故等対処設備と位置づけ重大事故等の対処に用いる。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">交流電源喪失時</td><td>代替交流電源設備による給電</td><td>外部電源が喪失した場合，外部電源及び非常用高圧母線が喪失した場合，以下の手段により非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ給電する。
・常設代替交流電源設備を用いて給電する。
・常設代替交流電源設備等を用いて給電できない場合は，可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。</td></tr>
<tr><td>直流電源喪失時</td><td>代替直流電源設備による給電</td><td>外部電源及び非常用高圧母線が喪失した場合において，充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は，以下の手段により直流電源設備へ給電する。
・代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間，所内常設直流電源設備を用いて給電する。
・所内常設直流電源設備を用いて給電できない場合は，可搬型代替直流電源設備等を用いて給電する。</td></tr>
</table>

1.14　電源の確保に関する手順等			
対応手段等	非常用所内電気設備機能喪失時	代替所内電気設備による給電	設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は，代替所内電気設備を用いて電路を確保し，代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。
考慮すべき事項	負荷容量		重大事故等対策の有効性を確認する事故シーケンス等のうち必要な負荷が最大となる「全交流動力電源喪失」の対処のために必要な設備へ給電する。 重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合，常設代替交流電源設備等の負荷容量を確認し，代替手段が使用可能であることを確認する。
配慮すべき事項	悪影響防止		代替交流電源設備等を用いて給電する場合は，受電前準備として非常用高圧母線，パワーセンタ及びＭＣＣの負荷の遮断器を「切」とし，動的機器の自動起動防止のため，スイッチを「切」又は「切保持」とする。
	成立性		常設代替直流電源設備から給電されている24時間以内に，代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ十分な余裕を持って直流電源設備を給電する。
	作業性		ヘッドライト及びＬＥＤライトの配備により，建屋内照明の消灯時における作業性を確保する。
	燃料補給		重大事故等の対処で使用する設備を必要な期間継続して運転させるため，タンクローリ等の燃料給油設備を用いて各設備の燃料が枯渇するまでに給油する。 タンクローリの給油は，可搬型設備用軽油タンクを使用する。 多くの給油対象設備が必要となる事象を想定し，重大事故等発生後7日間，それらの設備の運転継続に必要な燃料(軽油)を確保するため，可搬型設備用軽油タンク1基あたり30kL以上を7基とし，管理する。

第 5.1－1 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	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，当該パラメータの推定に有効な情報を把握するため，計器故障時の対応，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。
パラメータの選定及び分類	重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る審査基準 1.1～1.15 の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータ並びに有効性評価の判断及び確認に用いるパラメータから抽出し，これを抽出パラメータとする。 抽出パラメータのうち，炉心損傷防止及び格納容器破損防止対策等を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。 また，計器の故障，計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合及び計器電源の喪失により，主要パラメータを計測することが困難となった場合において，主要パラメータを推定するために必要なパラメータを代替パラメータとする。 主要パラメータは，以下のとおり分類する。 ・重要監視パラメータ 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を少なくとも 1 つ以上有するパラメータをいう ・有効監視パラメータ 主要パラメータのうち，自主対策設備の計器のみで計測されるが，計測することが困難になった場合にその代替パラメータが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されるパラメータをいう 代替パラメータは，以下のとおり分類する。 ・重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が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少なくとも 1 つ以上有するパラメータをいう ・常用代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータが自主対策設備の計器のみで計測されるパラメータをいう 抽出パラメータのうち，原子炉施設の状態を直接監視することはできないが，電源設備の受電状態，重大事故等対処設備の運転状態及びその他の設備の運転状態により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。

1.15　事故時の計装に関する手順等				
対応手段等	監視機能喪失	計器故障時	他チャンネルによる計測	主要パラメータを計測する多重化された重要計器※1が，計器の故障により計測することが困難となった場合において，他チャンネルの重要計器により計測できる場合は，当該計器を用いて計測を行う。
			代替パラメータによる推定	主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合は，代替パラメータにより主要パラメータの推定を行う。 推定に当たっては，使用する計器が複数ある場合は，代替パラメータと主要パラメータの関連性，検出器の種類，使用環境条件及び計測される値の確からしさを考慮し，使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。 代替パラメータによる主要パラメータの推定は，以下の方法で行う。 ・同一物理量（温度，圧力，水位，流量，放射線量率，水素濃度及び中性子束）から推定 ・水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力から推定 ・流量を注水先又は水源の水位変化を監視することにより推定 ・圧力から原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の水位を推定 ・原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを水位，圧力等の傾向監視により推定 ・圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定 ・水素濃度が燃焼するおそれのある状態であるかを推定 ・装置の作動状況により水素濃度を推定 ・制御棒の位置指示により未臨界を推定 ・プラントの状態により最終ヒートシンクの確保を推定 ・使用済燃料プールの状態を同一物理量（温度），あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により，使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定

1.15　事故時の計装に関する手順等				
対応手段等	監視機能喪失	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	代替パラメータによる推定	原子炉圧力容器内の温度，圧力及び水位並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち，パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは，原子炉圧力容器内の温度と水位である。 原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。 ・原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータである原子炉圧力容器温度が計測範囲を超えた場合は，炉心損傷状態と推定して対応する。なお，原子炉圧力容器温度（下鏡部）をＲＰＶ破損徴候パラメータとして「300℃到達」が検知され，やがてＲＰＶ破損に至る可能性が高い状況であると判断し，破損判断パラメータである格納容器下部水温を常時監視する。 ・原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は，高圧代替注水系系統流量，低圧代替注水系原子炉注水流量，代替循環冷却系原子炉注水流量，原子炉隔離時冷却系系統流量，高圧炉心スプレイ系系統流量，残留熱除去系系統流量，低圧炉心スプレイ系系統流量のうち，機器動作状態にある流量計から崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し，直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉圧力容器内の水位を推定する。 なお，原子炉圧力容器内が満水状態であることは，原子炉圧力又は原子炉圧力（ＳＡ）とサプレッション・チェンバ圧力の差圧により，原子炉圧力容器内の水位が有効燃料長頂部以上であることは推定可能である。
			可搬型計装器による計測	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合で，重要代替計器の故障等により代替パラメータによる推定が困難となった場合に，可搬型計測器により原子炉圧力容器温度を計測する。

1.15　事故時の計装に関する手順等		
対応手段等	計器電源喪失	全交流動力電源喪失が発生した場合は,以下の手段により計器へ給電し，重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。 ・常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備から給電する。 ・直流電源が枯渇するおそれがある場合は，可搬型代替直流電源設備から給電する。 代替電源（交流，直流）からの給電が困難となり，計器電源が喪失し，中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合は，重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータのうち，手順着手の判断基準及び操作に必要なパラメータを可搬型計測器により計測又は監視する。
	パラメータ記録	重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータは，安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）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主要パラメータ(使用した計測結果を含む）の値及び可搬型計測器で計測されるパラメータの値は，記録用紙に記録する。
配慮すべき事項	原子炉施設の状態把握	重要監視パラメータを計測する重要計器※1及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器※2の計測範囲及び個数，耐震性及び電源設備からの給電元を示し，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を明確化する。
	確からしさの考慮	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故進展状況を踏まえ，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。 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。
	可搬型計測器による計測又は監視の留意事項	可搬型計測器による計測対象の選定を行う際，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つの適切なチャンネル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。

※1 ：重要計器；重要代替監視パラメータを計測する計器のうち，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

※2 ：重要代替計器；重要代替監視パラメータを計測する計器のうち，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

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（16／19）

<table>
<tr><td colspan="3">1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">重大事故等が発生した場合において，運転員等が中央制御室にとどまるために必要な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に係る手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td>居住性の確保</td><td>中央制御室にとどまる運転員等の被ばく量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため，中央制御室遮蔽，中央制御室待避室遮蔽，中央制御室換気系フィルタ系ファン，非常用ガス処理系排風機及び中央制御室待避室空気ボンベユニット（空気ボンベ）等により，中央制御室の空気を清浄に保ち，環境に放出された放射性物質による放射線被ばくから運転員等を防護するため中央制御室の居住性を確保する。
・環境に放出された放射性物質による放射線被ばくから運転員等を防護するため，中央制御室換気系による閉回路循環運転及び原子炉建屋ガス処理系の運転を行い，中央制御室の空気を清浄に保つ。また，重大事故等時にブローアウトパネルが開放した場合に閉止を行う。
・中央制御室及び中央制御室待避室の居住性確保の観点から，中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度の測定及び管理を行う。
・中央制御室及び中央制御室待避室の居住性確保の観点から，中央制御室の照明が使用できない場合において，可搬型照明（ＳＡ）により照明を確保する。
・格納容器圧力逃がし装置を使用する際に待避する中央制御室待避室を中央制御室待避室空気ボンベユニットにより加圧し，中央制御室待避室の居住性を確保する。運転員等が中央制御室待避室に待避後も，データ表示装置（待避室）にてプラントパラメータを継続して監視できるようにする。運転員等が中央制御室待避室に待避後も，衛星電話設備（可搬型）（待避室）にて発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡できるようにする。
・運転員等は，中央制御室又は中央制御室待避室に滞在中は，中央制御室・中央制御室待避室の設計上，全面マスクを着用する必要はないが，中央制御室換気系等の機能喪失時や現場作業等を考慮し全面マスクを着用する。</td></tr>
<tr><td>汚染の持ち込み防止</td><td>中央制御室の外側が放射性物質により汚染した状況下において，中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため，モニタリング及び作業服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。
また，チェンジングエリア設置場所付近の全照明が消灯した場合は，可搬型照明（ＳＡ）を設置する。</td></tr>
</table>

1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等		
配慮すべき事項	放射線管理	チェンジングエリア内では，重大事故等対応要員が汚染検査及び除染を行うとともに，チェンジングエリアの汚染管理を行う。 除染は，クリーンウエスでの拭き取りによる除染を基本とするが，拭き取りにて除染できない場合は，簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は，必要に応じて吸水シートへ染み込ませる等により固体廃棄物とすることで廃棄物管理を行う。
	電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は，代替交流電源設備により受電し，系統構成実施後に中央制御室換気系による閉回路循環運転，及び原子炉建屋ガス処理系の運転を行う。

第 5.1－1 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	重大事故等が発生した場合に，発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，発電用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，重大事故等が発生した場合に，発電所における風向，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。	
対応手段等	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	重大事故等時に，発電所及びその周辺において，自主対策設備であるモニタリング・ポストにより発電用原子炉施設から放出される放射性物質の放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。モニタリング・ポストは，通常時から放射線量を連続測定しており，重大事故等時に健全な場合は，継続して放射線量を連続測定する。重大事故等時に，発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，可搬型モニタリング・ポストにより発電用原子炉施設から放出される放射性物質の放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。また，重大事故等時に，モニタリング・ポストが機能喪失した場合，可搬型モニタリング・ポストによる代替測定を行う。 重大事故等時に，発電所及びその周辺において，自主対策設備である放射能観測車により発電用原子炉施設から放出される放射性物質の空気中の濃度を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。放射能観測車の測定機能が喪失した場合，可搬型放射能測定装置（可搬型ダスト・よう素サンプラ，ＮａＩシンチレーションサーベイ・メータ，β線サーベイ・メータ及びＺｎＳシンチレーションサーベイ・メータ）により，空気中の放射性物質の濃度を代替測定する。 重大事故等時に，発電所及びその周辺において，可搬型放射能測定装置（可搬型ダスト・よう素サンプラ，ＮａＩシンチレーションサーベイ・メータ，β線サーベイ・メータ及びＺｎＳシンチレーションサーベイ・メータ）等により放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。 重大事故等時に，周辺海域において，小型船舶，可搬型放射能測定装置及び電離箱サーベイ・メータ等により空気中及び水中の放射性物質の濃度並びに放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。

1.17　監視測定等に関する手順等		
	風向，風速その他	重大事故等時に，発電所において，自主対策設備である気象観測設備により風向，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。気象観測設備は，通常時から風向，風速その他の気象条件を連続測定しており，重大事故等時に健全な場合は，継続して連続測定し，測定結果は記録用紙に記録し，保存する。重大事故等時に，気象観測設備が機能喪失した場合，可搬型気象観測設備による代替測定を行う。
対応手段等	測定頻度	可搬型モニタリング・ポストを用いた放射線量の測定は，連続測定とする。 放射性物質濃度の測定（空気中，水中，土壌中）及び海上モニタリングは，1回／日以上とする。ただし，発電用原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し，測定しない場合もある。 風向，風速その他の気象条件の測定は，連続測定とする。
配慮すべき事項	バックグラウンド低減対策	事故後の周辺汚染によりモニタリング・ポストによる測定ができなくなることを避けるため，検出器保護カバーの交換を行い，バックグラウンド低減対策を行う。同様に可搬型モニタリング・ポストによる測定ができなくなることを避けるため，養生シートの交換を行い，バックグラウンド低減対策を行う。また，電離箱サーベイ・メータ等により可搬型モニタリング・ポスト周辺の汚染を確認した場合，除草，周辺の土壌撤去等により，バックグラウンドの低減を行う。 事故後の周辺汚染により可搬型放射能測定装置による放射性物質の濃度の測定ができなくなることを避けるため，検出器を遮蔽材で囲みバックグラウンド低減対策を行う。なお，可搬型放射能測定装置の検出器周囲を遮蔽材で囲んだ場合でも測定ができなくなるおそれがある場合は，さらにバックグラウンドレベルが低い場所に移動して，測定を行う。
	他の機関との連携	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，その他関係機関と連携して策定されるモニタリング計画に従い，資機材の確保，要員の動員及び放出源情報の提供とともにモニタリングに係る適切な連携体制を構築する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によりモニタリング・ポストへ給電する。無停電電源装置は，全交流動力電源喪失時に約12時間の間モニタリング・ポストへ給電することが可能である。 モニタリング・ポストは，電源が喪失した状態から，代替電源設備により給電した場合，自動的に放射線量の連続測定を開始する。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（18／19）

<table>
<tr><td colspan="3">1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">緊急時対策所には，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等が緊急時対策所にとどまり，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，発電所内外の通信連絡を行う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発電所災害対策本部としての機能を維持するために必要な設備及び資機材を活用した手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td>居住性の確保</td><td>重大事故等時においても，必要な指示を行う要員等の被ばく線量を 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の居住性を確保する。
・重大事故が発生するおそれがある場合等，発電所災害対策本部が緊急時対策所を使用するための準備として，災害対策本部を立ち上げるために緊急時対策所非常用換気設備を運転する。また，重大事故等時に，重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等をプルームから防護し，緊急時対策所の居住性を確保する。
・酸素欠乏症防止のため，緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。また，緊急時対策所加圧設備運転中に緊急時対策所の居住性が確保されていることを確認するため，緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。
・「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に，緊急時対策所内への放射性物質等の取り込み量を微量のうちに検知するため，緊急時対策所内へ緊急時対策所エリアモニタを設置する。なお，緊急時対策所建屋付近（屋外）に設置する可搬型モニタリング・ポストについても緊急時対策所内を加圧するための判断に用いる。</td></tr>
<tr><td>必要な情報の把握及び通信連絡</td><td>重大事故等時に，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，緊急時対策所のＳＰＤＳ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。
また，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，緊急時対策所に整備する。
重大事故等時において，緊急時対策所の通信連絡設備により，発電所内外の通信連絡をする場所と通信連絡を行う。</td></tr>
</table>

1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等		
対応手段等	必要な数の要員の収容	緊急時対策所は，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，必要な現場作業を行う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として最大 100 名を収容する。 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放射線管理を行うための資機材，チェンジングエリア用資機材，飲料水及び食料等を整備し，維持，管理するとともに，放射線管理等の運用を行う。 ・7 日間外部からの支援がなくとも対策要員が使用するのに十分な数量の装備（タイベック，個人線量計，全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材を配備するとともに，通常時から維持，管理する。 ・緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において，緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため，モニタリング及び作業服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置及び運用する。 ・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重大事故等の発生後，少なくとも外部からの支援なしに 7 日間，活動するために必要な飲料水，食料等を備蓄するとともに，通常時から維持，管理する。また，適切な頻度で緊急時対策所内の空気中放射性物質濃度の測定を行い，飲食しても問題ない環境であることを確認する。
	代替電源設備からの給電	緊急時対策所は，常用電源設備からの受電が喪失した場合は，代替電源設備として緊急時対策所用発電機により緊急時対策所へ給電する。
配慮すべき事項	配置	要員の収容にあたっては，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との輻輳を避けるレイアウトとなるように考慮する。また，要員の収容が適切に行えるようにトイレ，休憩スペース等を整備する。

1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等		
配慮すべき事項	放射線管理	除染は，クリーンウエスでの拭き取りによる除染を基本とするが，拭き取りにて除染ができない場合は，簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は，必要に応じてウエスへ染み込ませる等により固体廃棄物として廃棄する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は，代替電源設備からの給電により，緊急時対策所の安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び通信連絡設備を使用する。

第 5.1－1 表　重大事故等対策における手順書の概要（19／19）

<table>
<tr><td colspan="3">1.19　通信連絡に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">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する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（発電所内），発電所外（社内外）との通信連絡設備（発電所外）により通信連絡を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手段等</td><td>発電所内の通信連絡</td><td>運転員及び災害対策要員が，中央制御室，屋内外の作業場所及び緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行う場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型），無線連絡設備（携帯型）及び携行型有線通話装置等を使用する。
全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（充電池及び乾電池を含む。）を用いてこれらの設備へ給電する。
また，緊急時対策所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場合は，安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）を使用する。
直流電源喪失時等は，可搬型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，その結果を発電所内の必要な場所で共有する場合は，以下の手順により実施する。
・屋内の作業場所と中央制御室との連絡には，携行型有線通話装置を使用する。
・屋外の作業場所と緊急時対策所との連絡には，衛星電話設備（固定型）及び衛星電話設備（携帯型）を使用する。
・中央制御室と緊急時対策所との連絡には，衛星電話設備（固定型）を使用する。
・屋外の作業場所間の連絡には，無線連絡設備（携帯型）を使用する。
・緊急時対策所内での連絡には，携行型有線通話装置を使用する。
・放射能観測車と緊急時対策所との連絡には，衛星電話設備（固定型）及び衛星電話設備（携帯型）を使用する。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td colspan="4">1.19　通信連絡に関する手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手段等</td><td rowspan="2">発電所外（社内外）との通信連絡</td><td colspan="2">災害対策要員が，中央制御室及び緊急時対策所と本店（東京），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場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）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（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）等を使用する。
全交流動力電源喪失時は，代替電源設備（充電池及び乾電池を含む。）を用いてこれらの設備へ給電する。
国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）へ必要なデータを伝送し，パラメータを共有する場合は，データ伝送設備を使用する。
直流電源喪失時等は，可搬型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，その結果を発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合は，以下の手順により実施する。
・中央制御室と本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との連絡には，衛星電話設備（固定型）を使用する。
・緊急時対策所と本店（東京），国，地方公共団体，その他関係機関等との連絡には，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）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（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">配慮すべき事項</td><td rowspan="2">重大事故等時の対応手段の選択</td><td>発電所内の通信連絡</td><td>中央制御室の運転員，緊急時対策所の災害対策要員及び屋内外の運転員等並びに災害対策要員が，中央制御室，緊急時対策所，屋内外の作業場所との間で操作，作業等に係る通信連絡を行う場合は，屋内外で使用が可能であり，通常時から使用する送受話器（ページング）及び電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末，ＦＡＸ）を使用するが，これらが使用できない場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型），無線連絡設備（固定型），無線連絡設備（携帯型）及び携行型有線通話装置を使用する。
なお，特に重要なパラメータを計測し，その結果を発電所内の必要な場所で共有する場合も同様である。</td></tr>
</table>

1.19　通信連絡に関する手順等			
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	発電所外（社内外）との通信連絡	中央制御室に滞在する情報班員が，本店（東京），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場合は，加入電話設備（加入電話及び加入ＦＡＸ）及び電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末及びＦＡＸ）を使用するが，これらが使用できない場合は，衛星電話設備（固定型）を使用する。 緊急時対策所の災害対策要員が，本店（東京），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場合は，加入電話設備（加入電話及び加入ＦＡＸ）及び電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末及びＦＡＸ）を使用するが，これらが使用できない場合は，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）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（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 なお，特に重要なパラメータを計測し，その結果を発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合も同様である。
	電源確保		全交流動力電源喪失時は，代替電源設備を用いて，衛星電話設備（固定型），統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ），安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びデータ伝送設備へ給電する。

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.1	－	－	－	－
1.2	現場での人力操作による高圧代替注水系起動	運転員等 （中央制御室，現場）	5	58 分以内
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14 に記載の［常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］及び［可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］と同様		
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14 に記載の［可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電］と同様		
1.3	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	1.14 に記載の［可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電］と同様		
	非常用窒素供給系による窒素確保（非常用窒素供給系高圧窒素ガスボンベ切替え）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	281 分以内
	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧（非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替え）	運転員等（現場）	2	120 分以内
	代替直流電源設備による復旧	1.14 に記載の［可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電］		
	代替交流電源設備による復旧	1.14 に記載の［常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］		
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応（中央制御室からの遠隔操作による漏えい箇所の隔離ができない場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	300 分以内
1.4	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）（現場操作） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	165 分以内
		重大事故等対応要員	8	

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.4	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱	運転員等 （中央制御室，現場）	3	177 分以内
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第一弁（Ｓ／Ｃ側）遠隔操作不可の場合）	1.7 と同様		
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第二弁遠隔操作不可の場合）	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水補給 （代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水の補給の場合）	1.7 と同様		
	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 （格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合）	1.7 と同様		
	フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水移送	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水移送 （代替淡水貯槽からのフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張りの場合）	1.7 と同様		
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第一弁（Ｄ／Ｗ側）遠隔操作不可の場合）	運転員等（現場）	3	140 分以内
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から残留熱除去系Ｂ系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内の冷却の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	195 分以内
		重大事故等対応要員	8	

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）（現場操作）（西側淡水貯水設備から残留熱除去系Ｂ系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内の冷却の場合）	運転員等（中央制御室，現場）	6	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（淡水／海水）（現場操作）（代替淡水貯槽から残留熱除去系Ａ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内の冷却の場合）	運転員等（現場）	6	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び徐熱（現場操作）（第一弁（Ｓ／Ｃ側）遠隔操作不可の場合のベント準備）	運転員等（現場）	3	125 分以内
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（第二弁遠隔操作不可の場合）	重大事故等対応要員	3	30 分以内
	フィルタ装置スクラビング水補給（代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水の補給の場合）	重大事故等対応要員	8	180 分以内
	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換（格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合）	重大事故等対応要員	6	135 分以内
	フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員	4	135 分以内
	フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等（中央制御室，現場）	3	54 分以内
	フィルタ装置スクラビング水移送（代替淡水貯槽からのフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張りの場合）	重大事故等対応要員	8	180 分以内
1.8	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）（代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用したペデスタル（ドライウェル部）への初期水張りの場合）	運転員等（中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.8	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用したペデスタル（ドライウェル部）への初期水張りの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用したペデスタル（ドライウェル部）への初期水張りの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から残留熱除去系Ｃ系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系Ｃ系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.9	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化（格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器（Ｓ／Ｃ側）内への不活性ガス（窒素）注入の場合）	重大事故等対応要員	6	135 分以内
	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電	1.14 に記載の［可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電］及び［可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電］と同様。		

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.10	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電	1.14 に記載の［可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電］及び［可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電］と同様。		
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋廃棄物処理棟東側扉を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	435 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋原子炉棟大物搬入口を使用した使用済燃料プールスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	370 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員	8	210 分以内
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員	5	360 分以内
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員	8	210 分以内
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	535 分以内
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水 （可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	320 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	370 分以内

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.13	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から原子炉建屋西側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	310 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から高所東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	220 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から高所西側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	225 分以内
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	180 分以内
	西側淡水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水 （可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	175 分以内
	西側淡水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 （可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給）	運転員等 （中央制御室）	2	160 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 （可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から代替淡水貯槽への補給）	運転員等 （中央制御室）	2	160 分以内
		重大事故等対応要員	8	

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 （可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽から西側淡水貯水設備への補給）	運転員等 （中央制御室）	2	165 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（ＳＡ用海水ピット）から西側淡水貯水設備への送水）	運転員等 （中央制御室）	2	220 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.14	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	3	92 分以内
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	1	210 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	3	170 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員等 （中央制御室，現場）	1	190 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型設備用軽油タンクからのタンクローリへの給油（初回）	重大事故等対応要員	2	90 分以内
	可搬型設備用軽油タンクからのタンクローリへの給油（２回目以降）	重大事故等対応要員	2	50 分以内
	タンクローリから各機器への給油	重大事故等対応要員	2	26 分以内
1.15	可搬型計測器による計測	重大事故等対応要員	2	54 分以内
1.16	チェンジングエリアの設置及び運用	重大事故等対応要員	2	170 分以内
1.17	可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	重大事故等対応要員	2	475 分以内
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	重大事故等対応要員	2	110 分以内

第 5.1－2 表　重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要　員	要員数	想定時間
1.17	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定（空気中の放射性物質の濃度の測定）	重大事故等対応要員	2	110 分以内
	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定（水中の放射性物質の濃度の測定）	重大事故等対応要員	2	90 分以内
	可搬型放射能測定装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定（土壌中の放射性物質の濃度の測定）	重大事故等対応要員	2	100 分以内
	海上モニタリング	重大事故等対応要員	4	290 分以内
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	185 分以内
	可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	300 分以内
	放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	30 分以内
	可搬型気象観測設備による代替測定	重大事故等対応要員	2	80 分以内
1.18	緊急時対策所非常用換気設備運転手順	災害対策要員	1	5 分以内
	緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順	災害対策要員	2	65 分以内
	緊急時対策所加圧設備への切替手順	災害対策要員	2	5 分以内
	緊急時対策所加圧設備の停止手順	災害対策要員	2	67 分以内
	緊急時対策所エリアモニタ設置手順	重大事故等対応要員	1	10 分以内
	チェンジングエリアの設置及び運用手順	重大事故等対応要員	2	20 分以内
	緊急時対策所用発電機による給電	災害対策要員	1	3 分以内
1.19	代替電源設備からの給電等	1.14 に記載の［常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］及び［可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電］と同様。 1.18 に記載の［緊急時対策所用発電機による給電］と同様。		

5.2　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

5.2.1　可搬型設備等による対応

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による発電用原子炉施設の大規模な損壊（以下「大規模損壊」という。）が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，当該手順書に従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。

5.2.1.1　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発電用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を選定した上で，当該の自然災害により発電用原子炉施設に重大事故，大規模損壊等が発生する可能

性を考慮した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おいて抽出しなかった地震及び津波特有の事故シーケンスについても対応できる手順書として，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ため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に整備する。

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。

以下において，大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象について整理する。検討プロセスの概要を第 5.2.1 図に示す。

(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網羅的に抽出するため，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，自然災害 55 事象，外部人為事象 23 事象を抽出した。

そのうちの自然災害 55 事象について，設計基準又は観測記録を超えるような非常に苛酷な状況を想定した場合にプラントの安全性が損なわれる可能性について評価し，発生し得るプラント状態（起因事象）を特定した。その結果，特にプラントの安全性に影響を与える可能性のある自然災害として，地震，津波，竜巻，凍結，積雪，落雷，火山の影響，森林火災，隕石の 9 事象を選定した。また，重畳することが想定される自然災害である，地震と津波が重畳して発生した場合，地震による影響への対応が津波によって遅れる等，事故対応に影響を及ぼす可能性があることから，選定したそれぞれの単独事象と同様にプラントへの影響評価を実施した。なお，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に必要な安全

措置を講じることを考慮した。特にプラントの安全性に影響を与える可能性のある自然災害の影響を整理した結果を第 5.2.1 表及び第 5.2.2 表に示す。

また，外部人為事象 23 事象について，自然災害と同様の評価を行い，特にプラントの安全性に影響を与える可能性のある外部人為事象として，衛星の落下，航空機落下を選定した。特にプラントの安全性に影響を与える可能性のある外部人為事象の影響を整理した結果を第 5.2.3 表に示す。

ａ．自然災害の規模の想定

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の抽出に当たっては，自然災害に対して，設計基準又は観測記録を超えるような非常に苛酷な状況を想定し，当該事象が発電用原子炉施設の安全性に与える影響を評価している。以下に，特にプラントの安全性に影響を与える自然災害として選定した事象において，想定した自然災害の規模を示す。また，特にプラントの安全性に影響を与える外部人為事象として選定した事象の規模も合わせて示す。

(a)　地震

基準地震動を超えるような大規模な地震が発生する可能性は低いものと考えるが，基準地震動を一定程度超える規模を想定する。

なお，地震の事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆なく発生することを想定する。

(b)　津波

敷地遡上津波を超えるような大規模な津波が発生する可能性は低いが，敷地遡上津波を一定程度超える規模を想定する。

なお，津波の事前の予測については，施設近傍で津波が発生する可能性は低いものと考えるが，地震発生後，時間的余裕の少ない津波が

来襲すると想定する。

(c) 竜巻

最大風速 100m／s を超えるような竜巻が発生する可能性は低いが，100m／s を超える規模を想定する。

なお，事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（飛散防止措置の確認等）を講じることが可能である。

(d) 凍結

敷地付近で観測された最低気温－12.7℃を下回る気温が発生する可能性は低いが，最低気温－12.7℃を下回る規模を想定する。

なお，事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（加温等の凍結防止対策）を講じることが可能である。

(e) 積雪

建築基準法で定められた敷地付近の垂直積雪量 30cm を超える積雪が発生する可能性は低いが，垂直積雪量 30 cmを超える規模を想定する。

なお，事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（除雪）を講じることが可能である。

(f) 落雷

敷地付近で設計基準雷撃電流 220kA を超える雷サージが発生する可能性は低いが，設計基準雷撃電流 220kA を超える規模を想定する。

なお，雷発生までの時間的余裕はないものとする。

(g) 火山の影響

敷地において想定される降下火砕物の堆積厚さ 50 cmを超える降下火砕物が発生する可能性は低いが，堆積厚さ 50 cmを超える規模を想定する。

なお，事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（降下火砕物の除去等）を講じることが可能である。

(h) 森林火災

防火帯を超えるような規模の森林火災が発生する可能性は低いが，防火帯を超えて延焼するような規模を想定する。

なお，森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分あることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，予防散水する等の安全対策を講じることが可能である。

(i) 隕石

敷地内に隕石が落下する可能性は低いが，敷地内の建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模を想定する。

なお，隕石落下までの時間的余裕はないものとする。

(j) 地震と津波の重畳

大規模地震後に実施する屋外作業の開始が，大規模地震後の大規模津波によって，遅れる可能性がある。

斜面の崩壊，地盤の陥没，がれき，漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。

両事象の重畳が発生した場合においても，影響を受けにくい場所に分散配置している可搬型重大事故等対処設備等による事故の影響緩和措置に期待できる。

(k)　衛星の落下

敷地内に衛星が落下する可能性は低いが，敷地内の建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模を想定する。

なお，衛星落下までの時間的余裕はないものとする。

(l)　航空機落下

敷地内に航空機が落下する可能性は低いが，敷地内の建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模を想定する。

b．大規模損壊を発生させる可能性のある事象の特定

特にプラントの安全性に影響を与える可能性のある自然災害について，それぞれで特定した起因事象・シナリオからプラントへ与える影響を評価し，大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を検討する。

プラント状態を特定するに当たっては，大規模損壊の事象収束に必要と考えられる以下の機能の状態に着目して作成したイベントツリーによる事象進展評価を考慮した。

(a)　建屋・構築物，機器の損傷により直接炉心損傷に至るおそれのあるもの

ⅰ）　原子炉建屋・原子炉格納容器機能維持

ⅱ）　計装・制御

ⅲ）　原子炉冷却材圧力バウンダリ

(b)　安全機能に広範な影響を及ぼすサポート機能

ⅰ）　最終ヒートシンク

ⅱ）　非常用電源

(c)　安全機能

ⅰ）　炉心冷却

ⅱ）　崩壊熱除去

ｃ．イベントツリーによる整理

イベントツリーによる整理結果を第 5.2.2 図に示す。ここで，最終的なプラント状態が単独事象を考慮した場合と同様となる地震と津波の重畳については示していない。また，自然災害である隕石並びに外部人為事象である衛星の落下及び航空機落下については，大型航空機の衝突と同様にプラントに大きな影響を与える事象であることは明らかなことから，イベントツリーで示していない。

(a)　地震

大規模な地震の想定では，変圧器等の損傷に伴う外部電源喪失，設計基準事故対処設備の損傷に伴う炉心冷却機能喪失及び崩壊熱除去機能喪失に至る可能性がある。また，非常用海水ポンプ損傷に伴う最終ヒートシンク喪失や交流電源設備又は直流電源設備の損傷により，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。これに加えて原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（ＬＯＣＡ）等の事故が発生した場合には，設計基準事故対処設備が機能喪失していることから重大事故に至る可能性がある。さらに，全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合には，重大事故から大規模損壊に至る可能性がある。

また，レベル１ＰＲＡの知見から原子炉建屋損傷，原子炉格納容器損傷，格納容器バイパス，原子炉圧力容器損傷，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ－ＬＯＣＡ，計装・制御系喪失により大規模損壊に至る可能性がある。その他，地震によりスクラム信号が発信した場合は，現実的には炉内構造物等が損傷に至るおそれのある最大加速度による荷重を受けるより前に制御棒挿入が完了するものと考えられるが，万一，地震による炉内構造物等の損傷により制御棒挿入が失敗し，さらに直流電源喪失

又は交流電源喪失が重畳した場合（直流電源喪失＋原子炉停止失敗，交流電源喪失＋原子炉停止失敗），大規模損壊に至る可能性がある。

また，レベル１．５ＰＲＡの知見により，地震により重大事故が発生した場合において，事象発生前に原子炉格納容器隔離失敗が発生していた場合，大規模損壊に至る可能性がある。

その他，モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性や斜面の崩壊，地盤の陥没等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。

(b)　津波

大規模な津波の想定では，変圧器等の損傷に伴う外部電源喪失に至る可能性がある。また，非常用海水ポンプ損傷に伴う最終ヒートシンク喪失により崩壊熱除去機能喪失に至る可能性があり，その状態において外部電源喪失が重畳した場合には，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。また，原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失に至る可能性がある。さらに，全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が津波により機能喪失した場合には，重大事故から大規模損壊に至る可能性がある。

また，レベル１ＰＲＡの知見から，防潮堤損傷により大規模損壊に至る可能性がある。

その他，保管している危険物による火災の発生の可能性，モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性，がれき，漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。

(c)　地震と津波の重畳

(a)項の地震及び（b）項の津波の想定において発生する可能性のあ

るとしたプラント状態が，地震と津波の重畳の想定では同様に発生する可能性があり，大規模損壊に至る可能性がある。

大規模地震後に実施する屋外作業の開始が，大規模地震後の大規模津波によって，遅れる可能性がある。

斜面の崩壊，地盤の陥没，がれき，漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。

(d)　竜巻

大規模な竜巻の想定では，変圧器等の損傷に伴う外部電源喪失に至る可能性がある。また，非常用海水ポンプ損傷に伴う最終ヒートシンク喪失により崩壊熱除去機能喪失に至る可能性があり，その状態において外部電源喪失が重畳した場合には，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。さらに，全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が竜巻により機能喪失した場合には，重大事故から大規模損壊に至る可能性がある。ただし，竜巻については，竜巻進路周辺に影響が集中すると考えられ，可搬型重大事故等対処設備は分散配置していることから，進路から離れた所に設置しているものは竜巻の影響を免れること，また，飛来物等によりアクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性があるものの，その影響は地震及び津波と比較して小さいと考えられることから，竜巻により，全交流動力電源喪失の発生に加え代替電源が喪失した場合における対応は，地震及び津波のシナリオに代表されると考えられる。

(e)　凍結

送電線や碍子への着氷により影響を与える可能性があることから，

外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，事前の予測が可能であることから，体制を強化して凍結防止等の必要な安全対策を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

(f)　積雪

送電線や碍子への着雪により影響を与える可能性があることから，外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，事前の予測が可能であることから，体制を強化して除雪等の必要な安全対策を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

(g)　落雷

落雷の影響により，外部電源喪失が発生する可能性がある。また，非常用海水ポンプ損傷に伴う最終ヒートシンク喪失により崩壊熱除去機能喪失に至る可能性があり，その状態において外部電源喪失が重畳した場合には，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。

なお，雷害防止対策を講じている。

(h)　火山の影響

送電線や碍子への降下火砕物の付着により影響を与える可能性があることから，外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，事前の予測が可能であることから，体制を強化して降下火砕物の除去等の必要な安全対策を講じることにより，プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

(i)　森林火災

送電鉄塔や送電線へ影響を与える可能性があることから，外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし，発電用原子炉施設へ影響がないように防火帯幅を確保しており，予防散水等の対策を講じる十分な時間余裕があることから，プラントの安全性に影響を与える可能性は

低い。

(j)　隕石

隕石による影響については，以下に示す観点から，大型航空機の衝突又は津波の影響と同様の影響を及ぼす事象として整理されると考えられる。

隕石の落下による影響については，歴史的には地球規模の災害をもたらすものから，家屋に損傷を与える程度のものまで様々であるが，影響緩和対策を講ずることを想定する観点から，被害程度は建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模までの隕石の落下を想定する。この被害想定は，積載燃料による火災影響を除いた大型航空機の衝突と同様であり，同様の手順で対応できる。また，発電所近海への隕石の落下に伴う津波については，津波と同様の手順で対応できる。

(k)　衛星の落下

衛星の落下による影響については，以下に示す観点から，大型航空機の衝突又は津波の影響と同様の影響を及ぼす事象として整理されると考えられる。

人工衛星の落下による地上施設の損傷事例はこれまでないものの，大型の宇宙ステーション等が地上に落下した場合には被害の発生を否定できないため，影響緩和対策を講ずることを想定する観点から，被害程度は建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模までの衛星の落下を想定する。この被害想定は，積載燃料による火災影響を除いた大型航空機の衝突と同様であり，同様の手順で対応できる。また，発電所近海への衛星の落下に伴う津波については，津波と同様の手順で対応できる。

(l)　航空機落下

航空機落下による影響については，故意による大型航空機の衝突と同様と考えられる。

これらの整理から，プラントの最終状態は次の 3 項目に類型化することができる。第 5.2.4 表に事象ごとに整理した結果を示す。

・大規模損壊（重大事故を上回る状態）

・重大事故又は重大事故に至るおそれがある事故

・設計基準事故

第 5.2.4 表に示すとおり，発電用原子炉施設において大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害については，地震，津波並びに地震及び津波の重畳の 3 事象を代表として整理する。また，上記 3 事象以外の自然災害，外部人為事象については，発電所の安全性に影響を与える可能性はあるものの大規模損壊に至ることはない事象又は大規模損壊に至ったとしても，上記 3 事象の自然災害又は(2)項に示す故意による大型航空機の衝突に代表され，被害の様態から同様の手順で対応できる。

(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発電用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。

以上より大規模損壊の対応手順の整備に当たっては，(1)項及び(2)項において整理した大規模損壊の発生によって，多量の放射性物質が環境中に放出されるような万一の事態に至る可能性も想定し，発電用原子炉施設に

おいて使える可能性のある設備，資機材及び要員を活用した柔軟で多様性のある手段を構築するように考慮する。

(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，以下のｃ．(a)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考慮した多様性及び柔軟性を有するものとして整備する。

大規模損壊発生時の手順書による対応操作は，大規模損壊によって発電用原子炉施設が受ける被害範囲は不確定性が大きく，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ことから，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により，大規模火災への対応，炉心の著しい損傷の緩和，原子炉格納容器の破損緩和，使用済燃料プールの水位確保及び燃料体の著しい損傷緩和，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，かつ臨機応変に選択及び実行する必要がある。

このため，発電用原子炉施設の状態を把握するためのチェックシート及び以下に示す項目を目的とした対応操作の優先順位付けや対策決定の判断をするための災害対策本部で使用する対応フロー等を大規模損壊時に対応する手順として整備する。また，こ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発電用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以下の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。

＜炉心の著しい損傷を緩和するための対策＞

・ 炉心の著しい損傷防止のための原子炉停止及び原子炉への注水

＜原子炉格納容器の破損を緩和するための対策＞

・ 炉心損傷回避及び著しい炉心損傷緩和が困難な場合の原子炉格納容器からの除熱並びに原子炉格納容器破損回避

＜使用済燃料プール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＞

・ 使用済燃料プールの水位異常低下時の使用済燃料プールへの注水

＜放射性物質の放出を低減するための対策＞

・ 放射性物質放出の可能性がある場合の原子炉建屋への放水による拡散抑制

＜大規模な火災が発生した場合における消火活動＞

・ 消火活動

＜その他の対策＞

・ 対応に必要なアクセスルートの確保

・ 電源及び水源の確保並びに燃料給油

上記の各項目に対応する操作の一覧を第 5.2.5 表に示す。

大規模損壊発生時において，上記の大規模損壊時に対応する手順に基づく対応（火災対応を含む。）の優先順位に係る基本的な考え方及び優先順位に従った具体的な対応について以下に示す。

ａ．大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と対応フロー

大規模損壊発生時は，発電用原子炉施設の状況把握が困難で事故対応の判断ができない場合は，プラント状態が悪化した等の安全側に判断した措置をとるように対応フローを整備する。また，大規模損壊発生時に使用する手順書を有効，かつ効果的に使用するため，対応手順書において適用開始条件を明確化するとともに，対応フローを明示することにより必要な個別戦略への移行基準を明確化する。

(a)　大規模損壊発生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その他のテロリズムの発生について，緊急地震速報，大津波警報，外部からの情報連絡，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（火災発生の有無，建屋の損壊状況等）を行うとともに，大規模損壊の発生（又は発生が疑われる場合）の判断を原子力防災管理者又は当直発電長が行う。また，原子力防災管理者又は当直発電長が以下の適用開始条件に該当すると判断した場合は，大規模損壊時に対応する手順に基づく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。

ⅰ） 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により発電用原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合又は疑われる場合

- プラント監視機能又は制御機能の喪失によりプラント状態把握に支障が発生した場合（中央制御室の機能喪失を含む。）
- 使用済燃料プールの損傷により水の漏えいが発生し，使用済燃料プールの水位が維持できない場合
- 原子炉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（建屋損壊に伴う広範囲な機能喪失等）がプラントに発生した場合
- 大型航空機の衝突による大規模な火災が発生した場合

ⅱ） 原子力防災管理者が大規模損壊に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合※

ⅲ） 当直発電長が大規模損壊に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合※

※ 大規模損壊に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合とは，重大事故等発生時に期待する設備等が機能喪失し，事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合をいう。

(b) 大規模損壊発生時の対応フロー

大規模損壊時に対応する手順による対応実施を判断した後，発電用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，把握した被害状況等から各個別戦略における対応操作の必要性及び実施可否を判断することにより，事象進展に応じた対応操作を選定する。中央制御室の監視及び制御機能の喪失により，原子炉停止状況などのプラントの状況把握が困難な場合には，外からの目視による確認及び可搬型計測器による優先順位に従った内部の状況確認を順次行い，緩和措置を行う。また，中央制御室又は緊急時対策所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，外からの目視に加えて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，適切な個別戦略を速やかに選択できるように，対応フローに個別戦略への移行基準を明確化する。個別戦略実行のために必要な設備の使用可否については，大規模損壊時に対応するチェックシート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。

b．優先順位に係る基本的な考え方

大規模損壊発生時には，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，確保できる要員及び残

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機能喪失，大規模な火災の発生及び災害対策要員の一部が被災した場合でも対応できるようにする。

このような状況においても，可搬型重大事故等対処設備等を活用することによって，「大規模な火災が発生した場合における消火活動」，「炉心の著しい損傷緩和」，「原子炉格納容器の破損緩和」，「使用済燃料プール水位確保及び燃料体の著しい損傷緩和」及び「放射性物質の放出低減」の対応を行う。人命救助が必要な場合は原子力災害に対応しつつ，発電所構内の人員の協力を得て人命の救助を要員の安全を確保しながら行う。

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のアクセスルート及び操作場所に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。

上記の火災への対応を含む優先順位に係る基本的な考え方に基づく，大規模損壊発生時の初動対応及び大規模火災への対応について，優先順位に従った具体的な対応を以下に示す。

(a) 大規模損壊が発生又は発生するおそれがある場合，原子力防災管理者又は当直発電長は事象に応じた以下の対応及び確認を行う。

ⅰ） 事前の予測ができない自然災害（地震）又は大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合

中央制御室が機能している場合は，当直発電長が，地震発生時は緊急地震速報及び地震に伴う警報等により，大型航空機の衝突その他のテロリズム発生時は，衝撃音，衝突音，外部からの通報等によ

り事象を検知し，被災状況，運転状況の確認を行い，原子力防災管理者へ状況報告を行うとともに，要員の非常招集及び外部への通報連絡を行う。

中央制御室が機能していない場合又は当直発電長から原子力防災管理者へ連絡がない場合は，原子力防災管理者が，地震発生時は緊急地震速報等により，大型航空機の衝突その他のテロリズム発生時は，衝撃音，衝突音，外部からの通報等により事象を検知し，中央制御室へ状況の確認，連絡を行うとともに，要員の非常招集及び外部への通報連絡を行う。

なお，外部からの通報等により，大型航空機の衝突その他のテロリズムの予兆情報を事前に入手した場合は，事前対応として大規模損壊発生時の影響を緩和するため，原子炉停止操作等の必要な措置を行う。

ⅱ） 事前の予測ができる自然災害（津波）が発生した場合

大津波警報が発表された場合，当直発電長は原子炉停止操作を開始するとともに，原子力防災管理者への連絡及び所内一斉放送による所内関係者への避難指示並びに関係各所への連絡を行う。連絡を受けた原子力防災管理者は，第2波，第3波の津波襲来等の情報収集及び海面状態の監視を行う。また，緊急時対策所へ要員の非常招集及び外部への通報連絡を行う。

(b) 原子力防災管理者は，非常招集した各要員から発電用原子炉施設の被災状況に関する情報を収集し，大まかな状況の確認及び把握（火災発生の有無，建屋の損壊状況，アクセスルート損傷状況）を行う。原子力防災管理者が発電用原子炉施設の被害状況を把握するためのチェックシートを用いた状況把握が必要と判断すれば，大規模損壊時に対

応する手順に基づく対応を開始する。

(c)　災害対策本部は，以下の項目の確認及び対応を最優先に実施する。

・中央制御室との連絡及びプラントパラメータの監視機能確認

（中央制御室と連絡が取れない場合等，当直発電長の指揮下で対応できない場合は，当直要員又は災害対策要員の中から運転操作に係る対応の責任者を定め対応に当たらせる）

・原子炉停止確認

（原子炉が停止していない場合，原子炉停止操作を速やかに試みる）

・原子炉注水確認

（原子炉への注水が確認できない場合，原子炉注水操作を速やかに試みる）

・放射線モニタ指示値の確認

（モニタ指示値により事故，炉心及び使用済燃料プールの状況を推測する）

・火災の確認

（火災が発生している場合は，事故対応への支障の有無を確認する）

(d)　災害対策本部は，上記の確認及び対応を実施した後，詳細な状況を把握するため以下の項目を確認する。

ⅰ）　対応可能な要員の確認

ⅱ）　通信設備の確認

ⅲ）　建屋等へのアクセス性確認

ⅳ）　施設損壊状態確認

ⅴ）　電源系統の確認

ⅵ） 常設設備の確認

ⅶ） 可搬型設備，資機材等の確認

ⅷ） 水源の確認

(e) 災害対策本部は，(c)項，(d)項の確認と並行して以下の対応を実施する。

その際，対応の優先順位については，把握した対応可能な災害対策要員数，使用可能な設備及び施設の状態に応じて選定する。

ⅰ） 発電用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，発電用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，環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え，(f)項に示す当面達成すべき目標に基づき優先して実施すべき対応操作とその実効性を総合的に判断して必要な緩和措置を実施する。また，監視機能を復旧させるため，代替電源からの電源供給により監視機能の復旧を試みるとともに，可搬型計測器等を用いて可能な限り継続的にプラントの状況把握に努める。発電用原子炉施設の状況把握が困難な場合の概略フローを第 5.2.3 図に示す。

ⅱ） 発電用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，対応可能な要員の状況及び発電用原子炉施設の状況を可能な範囲で速やかに把握し，「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最優先に考え，(f)項に示す当面達成すべき目標を設定し，必要な緩和措置を実施する。

なお，部分的にパラメータ等を確認できない場合は，代替電源からの電源供給による復旧，可搬型計測器等による確認を試みる。

(f) (e)項の対策の実施に当たっては，災害対策本部は，(c)項，(d)項の確認項目を基に，当面達成すべき目標を以下のとおり設定し，必要な緩和措置を実施する。

ⅰ） 炉心損傷回避又は緩和

炉心が損傷していないこと，又は炉心損傷しているものの原子炉圧力容器が健全であることが確認された場合は，原子炉注水等の炉心損傷回避又は緩和の措置を優先的に行う。

プラント監視機能が喪失し，発電用原子炉施設の状況把握が困難な場合においては，外観から原子炉建屋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，第一義目的として原子炉注水等の炉心損傷回避又は緩和のための緩和措置を優先的に行う。

ⅱ） 原子炉格納容器破損回避又は緩和

原子炉圧力容器が破損するまでにⅰ)項の措置による速やかな原子炉注水が困難である場合は，事象の進展に伴いペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融炉心冷却等の炉心損傷後における原子炉格納容器破損回避又は緩和のための措置を優先的に行う。

ⅲ） 使用済燃料プール水位確保及び燃料体の損傷回避及び緩和

使用済燃料プール水位低下が確認された場合又は使用済燃料プール冷却機能の喪失が確認された場合は，使用済燃料プール水位確保及び燃料体の著しい損傷回避又は緩和のための措置を行う。

プラント監視機能が喪失し，発電用原子炉施設の状況把握が困難な場合は，外観から原子炉建屋が健全であることが確認できた場合

は，使用済燃料プール内の燃料体への対応として使用済燃料プール水位確保及び燃料体の著しい損傷回避又は緩和のための措置を行う。

ⅳ） 放射性物質の放出低減

炉心損傷及び原子炉格納容器の損傷が確認された場合は，放射性物質の放出低減のための措置を行う。

プラント監視機能が喪失し，発電用原子炉施設の状況把握が困難な場合においては，外観から原子炉格納容器や使用済燃料プールへの影響が懸念されるほどの原子炉建屋の損傷が確認され，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のための措置を行う。

これらの目標は，複数の目標を同時に設定するケースも想定される。その場合の優先順位は，環境への放射性物質放出等の影響緩和を最優先として，プラントの事象進展により決定する。また，プラントの事象進展に応じて，設定する目標も随時見直していくこととする。

(g) (c)項から(e)項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の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，ホイールローダ等を用いてがれき等の撤去作業を実施することでアクセスルートの確保を行う。また，事故対応を行うためのアクセスルート及び各影響緩和対策の操作に支障となる火災並びに延焼することにより被害の拡散につながる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

c．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）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考慮した多様性及び柔軟性を有するものとして整備

する。また，(b)項から(n)項の手順等を基本に，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等を用いた手順，中央制御室における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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。また，大規模損壊に特化した手順を(o)項に示す。

なお，プラントパラメータの採取手段の優先順位は，採取に時間を要しない中央制御室等の常設計器等の使用を第一優先とし，監視機能の喪失により採取できない場合は，中央制御室内の計器盤内にて可搬型計測器等の使用を第二優先とする。中央制御室内でパラメータが採取できない場合は，現場の常設計器又は可搬型計測器を使用して採取する。

第5.2.6表から第5.2.18表に機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順を，第5.2.19表に大規模損壊に特化した手順を示す。

(a)　5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

イ．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，地震や津波のような自然現象において，施設内の油タンク火災等の複数の危険物内包設備の火災が発生した場合にも対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

手順については，(1)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水槽付消防ポンプ自動車による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

地震により建屋内部に火災が発生した場合において，屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備は火災の影響を受けないと考えられるため，これらの設備を中心とした事故対応を行うことが可能である。

なお，当該の対応において，可搬型重大事故等対処設備の常設配管への接続場所又は系統構成のために操作が必要な弁等の設置場所において火災が発生している場合は，消火活動を速やかに実施し，接続箇所までのアクセスルート等を確保する。具体的には，次の手順で対応を行う。

①アクセスルートに障害がない箇所があれば，その箇所を使用する。

②複数ある接続箇所へのいずれのアクセスルートにも障害がある場合，最も確保しやすい接続箇所へのアクセスルートを優先的に確保する。

③①又は②で接続箇所へのアクセスルートを確保した後，予備として他の接続箇所1箇所へのアクセスルートを確保する。

消火活動を行うに当たっては，火災発見の都度，次に示す区分の消火活動の優先度に基づき消火対象を判定し，優先度の高い火災より順次消火活動を実施する。

(1)　アクセスルート・活動場所の確保のための消火

①アクセスルート確保

②車両及びホースルートの設置エリアの確保

（初期消火に用いる化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自

動車等）

(2)　原子力安全の確保のための消火

③重大事故等対処設備が設置された建屋，放射性物質内包の建屋

④可搬型重大事故等対処設備の屋外接続箇所及び設置エリアの確保

⑤可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲の設置エリア並びにホースルートの確保

(3)　火災の波及性が考えられ，事故収束に向けて原子力安全に影響を与える可能性がある火災の消火

⑥可搬型重大事故等対処設備の複数の屋外接続箇所の確保

(4)　その他火災の消火

(1)から(3)以外の火災は，対応可能な段階になってから，可能な範囲で消火する。

建屋内外ともに上記の考え方を基本に消火するが，大型航空機衝突による建屋内の大規模な火災時は，入域可能な状態になってから消火活動を実施する。

ロ．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，(b)項から(d)項，(m)項及び(n)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は次のとおりとする。

・原子炉停止機能が喪失した場合は，原子炉手動スクラム，原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制，ほう酸水注入，代替制

御棒挿入機能による制御棒挿入又は原子炉水位低下による原子炉出力抑制を行う。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時において，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の故障により原子炉の冷却が行えない場合に，高圧代替注水系により原子炉を冷却する。全交流動力電源喪失及び所内常設直流電源設備喪失により原子炉の冷却が行えない場合は，常設代替直流電源設備より給電される高圧代替注水系による原子炉の冷却又は高圧代替注水系の現場起動により原子炉を冷却する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に注水機能が喪失している状態において，原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に期待している注水機能が使用できる場合は，逃がし安全弁による原子炉減圧操作を行う。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において原子炉の冷却を行う場合は，高圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水系）又は低圧炉心スプレイ系を使用する。これらの系統により原子炉の冷却が行えない場合は，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系又は補給水系により原子炉を冷却する。

ハ．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については，(e)項から(j)項，(m)項及び(n)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は次のとおりである。

・残留熱除去系海水ポンプの故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合には，緊急用海水系と合わせて残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系，格納容器スプレイ冷却系又は原子炉停止時冷却系）により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が故障又は全交流動力電源喪失により機能喪失した場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），代替循環冷却系，消火系又は補給水系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の過圧破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系により，原子炉格納容器内の減圧及び除熱を行う。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ＭＣＣＩによる原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器下部注水系（常設），格納容器下部注水系（可搬型），消火系又は補給水系によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。

・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原子炉運転中の原子炉格納容器内は不活性ガス（窒素）置換により原子炉格納容器内雰囲気を不活性化した状態になっているが，炉心の著しい損傷が発生し，ジルコニウムー水反応並びに水の放射線分解による水素及び酸素の発生によって可燃限界を超えるおそれがある場合は，可燃性ガス濃度制御系により水素又は酸素の濃度を抑制する。可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合等においては，可搬型窒

素供給装置により原子炉格納容器への窒素注入を行うことで酸素濃度を抑制し，さらに酸素濃度が上昇する場合においては，格納容器圧力逃がし装置により水素及び酸素を原子炉格納容器外に排出する。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合に，水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，水素濃度を監視するとともに，原子炉建屋ガス処理系による水素排出を行う。

ニ．使用済燃料プール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

使用済燃料プール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については，(k)項，(m)項及び(n)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

使用済燃料プール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は次のとおりとする。

・使用済燃料プールの状態を監視するため，使用済燃料プール水位・温度，使用済燃料プールエリア放射線モニタ及び使用済燃料プール監視カメラを使用する。

・使用済燃料プールの注水機能の喪失又は使用済燃料プールからの水の漏えい，その他の要因により使用済燃料プールの水位が低下した場合は，常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ，補給水系又は消火系により使用済燃料プール注水を行うことで，使用済燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，臨界を防止する。

・使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により使用済燃料プールの水位維持が行えない場合は，常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプによる使用済燃料プールスプレイにより，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和するとともに，環境への放射性物質の放出を可能な限り低減させる。

・燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系による使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合，代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールの除熱を実施する。

ホ．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プール内の燃料体等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については，(l)項及び(m)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段は次のとおりとする。

・原子炉建屋から直接放射性物質が拡散する場合，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により原子炉建屋へ放水し，大気への放射性物質の拡散を抑制する。

・その際，放水することで放射性物質を含む汚染水が発生するため，汚濁防止膜及び放射性物質吸着材を設置することにより，汚染水の海洋への拡散抑制を行う。

(b) 「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備が有する機能は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による注水機能である。

これらの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，原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷を緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における原子炉を冷却するための手順の例を次に示す。

・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による冷却機能が喪失した場合，中央制御室又は現場手動による高圧代替注水系の起動により原子炉の冷却を行う。

・全交流動力電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設直流電源設備により給電している場合は，所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備（常設又は可搬型）又は代替直流電源設備（常設又は可搬型）により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して原子炉へ注水する。

・高圧炉心スプレイ系の機能喪失又は全交流動力電源喪失時において，原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持できない場合には，ほう酸水貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入を実施する。

・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持できない場合で，非常用交流電源設備により電源及び冷却水を確保し，復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉への注水を実施する。

(c)　「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準対象施設が有する原子炉の減圧機能は，逃がし安全弁による減圧機能である。

この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，原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備及び手順を整備する。

また，インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。

なお，損傷箇所が隔離できない場合は，逃がし安全弁による減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器

の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に原子炉冷却圧力バウンダリを減圧するための手順の例を次に示す。

・低圧で原子炉へ注水可能な系統又は低圧代替注水系による原子炉注水準備が完了した後，逃がし安全弁の手動操作により原子炉を減圧する。

・常設直流電源喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し，原子炉の減圧ができない場合，常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備及び逃がし安全弁用可搬型蓄電池により逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させ原子炉を減圧する。

・逃がし安全弁作動の作動に必要な逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合に，高圧窒素ガス供給系（非常用）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保し，逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させ原子炉を減圧する。

・全交流動力電源喪失及び常設直流電源喪失により逃がし安全弁による原子炉の減圧機能が喪失した場合に，代替電源により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し，逃がし安全弁の機能を

復旧することで原子炉を減圧する。

(d) 「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備が有する機能は，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による注水機能である。また，原子炉を長期的に冷却するための設計基準事故対処設備が有する機能は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能である。

これらの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，原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時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緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時における原子炉を冷却するための手順の例を次に示す。

・残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポ

ンプが故障により原子炉注水ができない場合は，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系及び補給水系により原子炉へ注水する。

(e)　「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

イ．重大事故等対策に係る手順

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は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系海水系による除熱機能である。

これらの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（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，最終ヒートシンクへ輸送するための対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時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緩和するため，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順の例を次に示す。

・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール

冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）ポンプが故障により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合には，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

・残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合には，緊急用海水系により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する手段を確保する。緊急用海水系と合わせて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系又は格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

なお，全交流動力電源喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）ポンプが起動できない場合には，常設代替交流電源設備により緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「Ｍ／Ｃ」という。）を受電した後，緊急用Ｍ／ＣからＭ／Ｃ　２Ｃ又はＭ／Ｃ　２Ｄへ電源を供給することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）を復旧する。

(f)　「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」

イ．重大事故等対策に係る手順

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能は，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）による原子炉格納容器内の除熱機能である。

この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，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備及び手順

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も原子炉格納容器内の破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時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緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に原子炉格納容器内を冷却するための手順の例を次に示す。

・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプが故障により機能喪失した場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），代替循環冷却系，消火系及び補給水系により原子炉格納容器内を冷却する。

・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失により使用できない場合には，常設代替交流電源設備により緊急用Ｍ／Ｃを受電した後，緊急用Ｍ／ＣからＭ／Ｃ　２Ｃ又はＭ／Ｃ　２Ｄへ電源を供給するとともに，残留熱除去系海水ポンプ，緊急用海水ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系

（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）を復旧する。

・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）が残留熱除去系海水系機能喪失により使用できない場合には，緊急用海水系ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプで冷却水を確保することにより，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）を復旧する。

(g)　「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷が生じた場合において原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認する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。

大規模損壊発生時に原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順の例を次に示す。

・炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系により原

子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

(h)　「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器の破損を防止するため，ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却する対処設備及び手順を整備する。

また，溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）への落下を遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水する対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても溶融炉心による原子炉格納容器の破損を緩和するため及び溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延させる又は防止するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順の例を次に示す。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却するため，格納容器下部注水系（常設），格納容器下部注水系（可搬型），消火系及

び補給水系によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下を遅延又は防止するため，原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系，補給水系及びほう酸水注入系により原子炉圧力容器へ注水する。

(i)　「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応により発生する水素及び水の放射線分解により発生する水素と酸素の反応による水素爆発により原子炉格納容器が破損することを防止するための対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に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の例を次に示す。

・残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱

時において，原子炉格納容器内で発生する水素及び酸素の反応による水素爆発を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性化する。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応により発生する水素及び水の放射線分解により発生する水素と酸素を格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器外に排出し，水素爆発による原子炉格納容器破損を防止する。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応により発生する水素及び水の放射線分解により発生する水素と酸素が変動する可能性のある範囲にわたって水素濃度及び酸素濃度監視設備にて原子炉格納容器内の雰囲気ガスをサンプリングし，水素濃度及び酸素濃度を測定し，監視する。

(j)　「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉建屋原子炉棟に漏えいした場合においても，水素爆発による原子炉建屋原子炉棟の損傷を防止するための対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても水素爆発による原子炉建屋原子炉棟の損傷を緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に水素爆発による原子炉建屋原子炉棟の損傷を防止するための手順の例を次に示す。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉建屋原子炉棟の水素濃度を原子炉建屋水素濃度により監視する。

・炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合に，水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため，原子炉建屋ガス処理系による水素排出を行う。

(k)　「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

イ．重大事故等対策に係る手順

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失し，又は使用済燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合において，使用済燃料プール内の燃料体又は使用済燃料（以下「使用済燃料プール内の燃料体等」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の対処設備及び手順を整備する。

また，使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合において，使用済燃料プール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の対応設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても使用済燃料プール内の燃料体等の著し

い損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，及び放射性物質の放出を低減するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に使用済燃料プールを冷却するための手順の例を次に示す。

・使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能喪失時，若しくは使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時に，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン），可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン），補給水系及び消火系を使用した使用済燃料プール注水により冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止する。

・使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時に，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイにより使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，及び放射性物質

の放出を低減する。

・使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合に，緊急用海水系又は可搬型代替注水大型ポンプで冷却水を確保することにより，代替燃料プール冷却系にて使用済燃料プールを冷却する。

(1)　「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」

イ．重大事故等対策に係る手順

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プール内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において，発電所敷地外への放射性物質の拡散を抑制するための対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても発電用原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に発電用原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するための手順の例を次に示す。

・炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損のおそれ又は使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合，原子炉建屋への放水により大気への放射性物質の拡散抑制を行う。また，放水により放射性物質を含む汚染水が発生する場合，汚濁防止膜及び放射性物質吸着材により，海洋への拡散抑制を行う。

(m)　「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」

イ．重大事故等対策に係る手順

重大事故等が発生した場合において，設計基準事故の収束に必要な水源とは別に重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて，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となる十分な量の水を供給するために必要な設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時に事故の収束に必要となる水の供給手順の例を次に示す。

・代替淡水貯槽を水源とした各種注水時において，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備又は可搬型代替注水大型ポンプにより淡水タンクから代替淡水貯槽へ補給する。なお，代替淡水貯槽へ淡水を補給できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプにより海から代替淡水貯槽へ海水を補給する。

・西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる注水時において，可搬型代替注水大型ポンプにより代替淡水貯槽

又は淡水タンクから西側淡水貯水設備へ補給する。なお，西側淡水貯水設備へ淡水を補給できない場合には，可搬型代替注水大型ポンプにより海から西側淡水貯水設備へ海水を補給する。

(n)　「1.14　電源の確保に関する手順等」

イ．重大事故等対策に係る手順

電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，代替電源から給電するための対処設備及び手順を整備する。

ロ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内燃料体の著しい損傷を緩和するため，重大事故等対策で整備した手順を基本とし，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，中央制御室における監視及び制御機能が喪失した場合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，可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順，建物や設備の状況を目視にて確認するための手順，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。

大規模損壊発生時の電源の確保手順の例を次に示す。

・非常用ディーゼル発電機の故障により非常用所内電源設備への交流電源の給電ができない場合，常設代替交流電源設備により代替所内電気設備を介して非常用所内電気設備へ給電する。

・非常用ディーゼル発電機の故障により直流125V充電器２Ａ・２Ｂ

の交流入力電源が喪失し，直流125V蓄電池２Ａ・２Ｂの枯渇により直流125V主母線盤２Ａ・２Ｂへの給電ができない場合，常設代替直流電源設備により緊急用直流125V主母線盤及び可搬型代替直流電源設備電源切替盤を介して直流125V主母線盤２Ａ・２Ｂへ給電する。

(o)　「5.2.1　可搬型設備等による対応手順等」

大規模損壊発生時に使用する設備と手順については，先に記載した（b）項から（n）項で示した重大事故等対策で整備する手順等を活用することで「炉心の著しい損傷を緩和するための対策」，「原子炉格納容器の破損を緩和するための対策」，「使用済燃料プール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」，「放射性物質の放出を低減させるための対策」及び「大規模な火災が発生した場合における消火活動」の措置を行う。

さらに，柔軟な対応を行うため上記の手順に加えて，以下の大規模損壊に特化した手順を整備する。

イ．格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順

大規模損壊では，炉心損傷後，放射線モニタ類の指示値の急激な上昇等から原子炉格納容器からの異常な漏えいを検知した場合や格納容器スプレイ機能を有する重大事故等対処設備が機能喪失した場合等を想定し，原子炉格納容器破損緩和や放射性物質の放出低減を目的とした格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順を整備する。

ロ．格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水手順

原子炉格納容器温度の上昇により原子炉格納容器トップヘッドフラ

ンジからの水素漏えいが発生する場合を想定し，水素漏えいを抑制するための格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水手順を整備する。

ハ．格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水手順

原子炉格納容器温度の上昇により原子炉格納容器トップヘッドフランジからの水素漏えいが発生する場合を想定し，水素漏えいを抑制するための格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水手順を整備する。

ニ．原子炉建屋からの水素の排出手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出ができず，原子炉建屋水素濃度の上昇が継続する場合を想定し，ブローアウトパネルの開放（ブローアウトパネル閉止装置が閉止状態である場合は，ブローアウトパネルの開放）による原子炉建屋からの水素の排出手順を整備する。

ホ．可搬型代替注水中型ポンプによる消火手順

化学消防車，水槽付消防ポンプ自動車，可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）等を用いた火災時の対応が困難な場合を想定し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた消火手順を整備する。

ヘ．可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による使用済燃料プールへの注水手順

大規模な地震等により使用済燃料プールが損傷し，技術的能力「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて水位が維持できない場合，ブローアウトパネルの開放（ブローアウトパネル閉止装置が閉止状態である場合は，ブローアウトパネル閉止装置の開放）を行い，その開口部を介して，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲

による使用済燃料プールへの注水手順を整備する。

ト．可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による使用済燃料乾式貯蔵建屋への放水手順

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により使用済燃料乾式貯蔵設備に大規模な損壊が発生した場合を想定し，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による使用済燃料乾式貯蔵建屋への放水手順を整備する。

チ．現場での可搬型計測器によるパラメータ計測，監視手順

中央制御室が機能喪失する場合を想定し，現場での可搬型計測器によるパラメータ監視手順を整備する。

これらの手順のうち，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については，ホ項が該当する。また，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については，チ項が該当する。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については，イ項からニ項及びチ項が該当する。放射性物質の放出を低減させるための対策に関する手順等については，ヘ項及びト項が該当する。

ｄ．ｃ．項に示す大規模損壊への対応手順書は，万一を考慮し中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるように整備するが，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，運転手順書を活用した事故対応も考慮したものとする。

ｅ．ｃ．項に示す大規模損壊への対応手順書については，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により発生する可能性のある大規模損壊への対応を考慮する。また，ＰＲＡ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等について，当該事故により発生する可能性のある重大事故，大規模損壊への対応も考慮する。加えて，大規模損壊発生時に，同等の機能を有する可搬型重大事故等対処設備，常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備が同時に機能喪失することなく，炉心注水，電源確保，放射性物質拡散抑制等の各対策が上記設備のいずれかにより達成できるように構成する。

ｆ．発電用原子炉施設において整備する大規模損壊発生時に対応する手順については，大規模損壊に関する考慮事項等，米国におけるＮＥＩガイドの考え方も参考とする。また，当該ガイドの要求内容に照らして発電用原子炉施設の対応状況を確認する。

5.2.1.2　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災害対策本部の体制を基本としつつ，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，5.2.1.1項の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場合にも対応できるように，重大事故等対策では考慮されていない大規模損壊に対する脆弱性を補完する手順書を用いた活動を行うための教育及び訓練の実施並びに体制の整備を図る。

(1)　大規模損壊への対応のための要員への教育及び訓練の実施

大規模損壊への対応のための災害対策要員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に加え，大規模損壊発生時に対応する手順，資機材の取扱い等を習得するための教育及び訓練を実施する。実施に当たり，各要員の役割に応じた任務を遂行するために必要となる力

量を習得及び維持できるように，以下の教育及び訓練を実施する。さらに，要員の役割に応じて付与される力量に加え，流動性をもって柔軟に対応できるような力量を確保していくことにより，本来の役割を担う要員以外の要員でも対応できるように教育の充実を図る。必要となる力量を第5.2.20表に示す。

ａ．大規模損壊発生時に対応する手順，資機材の取扱い等を習得するための要素訓練を，訓練ごとに実施頻度を定めて実施する。

ｂ．重大事故等対応要員については，初動で対応する要員を最大限に活用する観点から，期待する要員以外の要員でも流動性を持って柔軟に対応できるように，要員の役割に応じて付与される力量に加え臨機応変な配置変更に対応できる知識及び技能を習得する等，担当する役割以外の教育及び訓練の充実を図る。

ｃ．原子力防災管理者及び副原子力防災管理者に対し，通常の指揮命令系統が機能しない場合及び残存する資源等を最大限に活用しなければならない事態を想定した個別の教育及び訓練を実施する。

ｄ．大規模損壊発生時に対応する組織及びそれを支援する組織の実効性等を確認するための定期的な総合訓練を継続的に実施する。

(2)　大規模損壊発生時の体制

発電用原子炉施設において重大事故等及び大規模損壊（大規模火災の発生を含む。）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必要な活動を迅速かつ円滑に実施するため，所長（原子力防災管理者）は，災害対策本部体制を整備する。

ａ．夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）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した場合にも，速やかに対応を行う

ため，発電所構内に災害対策要員39名（当直要員7名，自衛消防隊11名を含む。）を常時確保した体制を整備する。

また，故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生により，中央制御室（当直要員を含む。）が機能しない場合も想定し，あらかじめ定められた災害対策要員の役割を変更することで迅速な対応を可能とする。

b．大規模損壊発生時において，災害対策要員として参集を期待されている社員寮，社宅等の要員の発電所へのアクセスルートは複数確保されており，当該要員はその中から通行可能なルートを選択し発電所へ参集する。なお，あらかじめ指名された発電所参集要員以外の要員は発電所外集合場所に参集し，災害対策本部の指示に従い対応する。

c．夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，大規模な自然災害が発生した場合においても，上記アクセスルートで社員寮，社宅等からの参集に期待できると想定されるが，万一，要員参集に時間を要する場合であっても，要員が参集するまでの間，発電所構内に待機する災害対策要員により，事故対応を行えるように体制を整備する。

(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考え方

大規模損壊発生時には，通常の災害対策本部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に，大規模損壊発生時に対応するための体制を次の基本的な考え方に基づき整備する。

a．大規模損壊への対応要員を常時確保するため，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，発電所構内に常時確保する初動対応要員39名（当直要員7名，自衛消防隊11名を含む。）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に，分散して待機する。また，地震，津波等の大規模な自然災害による待機場所への影響が考えられる場合は，屋外への退避及び高所への避難等を行う。なお，万一，待機場所となる建屋の一部が倒壊し，一部の初動対応要員が被災した場合は，発電所構内に分散待機する初動対応要員や発電所構内で勤務している他の要員を活用する等の措置を講じて対応する。

b．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の発生により，通常の災害対策本部体制での指揮命令系統が機能しない場合も考慮し，原子力防災管理者の代行者（副原子力防災管理者）をあらかじめ複数定めることで体制を維持する。

c．大規模損壊等により炉心が損傷した場合において，原子炉格納容器の破損のおそれがある場合又は破損した場合，緊急時対策所，中央制御室待避室及び二次隔離弁操作室に残る要員（以下「最低限必要な要員」という。）以外を緊急時対策所で待機させるか発電所構外へ一時退避させるかを判断する。プルーム放出時は，最低限必要な要員は，緊急時対策所，中央制御室待避室及び二次隔離弁操作室に留まり，プルーム通過後，活動を再開する。プルーム通過時は，最低限必要な要員以外の要員は発電所構外へ一時退避し，その後，災害対策本部長の指示により再参集する。ただし，原子炉格納容器が破損している場合等，一時退避中に被ばくのおそれがある場合には，緊急時対策所に留まるものとする。

d．大規模損壊と同時に大規模な火災が発生している場合，災害対策本部の指揮命令系統の下，自衛消防隊は消火活動を実施する。また，原子力防災管理者が，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，災害対策本部の指揮命令系統の下，

放水砲等の対応を行う要員を消火活動に従事させる。これら大規模損壊発生時の火災対応については，夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）には統括待機当番者（副原子力防災管理者）の指揮命令系統の下で消火活動を行う。

(4)　大規模損壊発生時の対応拠点

大規模損壊が発生した場合において，災害対策本部長を含む災害対策本部の要員が対応を行う拠点は，緊急時対策所を基本とする。また，代替可能なスペースとして，緊急時対策室建屋（免震構造）を状況に応じて活用する。

当直要員の拠点については，中央制御室が機能している場合は中央制御室とするが，中央制御室が機能していない場合や火災等により当直要員に危険が及ぶおそれがある場合は，施設の損壊状況及び対応可能な要員等を勘案し災害対策本部が適切な拠点を判断する。

(5)　大規模損壊発生時の支援体制の確立

ａ．本店対策本部体制の確立

大規模損壊発生時における本店対策本部の設置による発電所への支援体制は，「5.1.4(3)　体制の整備」で整備する支援体制と同様である。

ｂ．外部支援体制の確立

大規模損壊発生時における外部支援体制は，「5.1.3　支援に係る事項」で整備する外部支援体制と同様である。

5.2.1.3　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，5.2.1.1 項における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。

(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

大規模損壊時において，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に，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考慮する。

ａ．屋外の可搬型重大事故等対処設備は，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場所に保管する。

ｂ．屋外の可搬型重大事故等対処設備は，津波により設計基準事故対処設備又は常設重大事故等対処設備と同時に機能喪失させないように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所に保管する。

ｃ．屋外の可搬型重大事故等対処設備は，設計基準を一定程度超える竜巻及び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影響を考慮して，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が設置されている原子炉建屋等から 100m 以上離隔を確保した上で，複数箇所に分散して保管する。

ｄ．　原子力建屋外から水又は電力を供給する可搬型重大事故等対処設備は，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。

ｅ．地震，津波，大規模な火災等の発生に備え，アクセスルートを確保するために，速やかに消火及びがれき撤去できる可搬型設備を当該事象に

よる影響を受けにくい場所に保管する。

(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に，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。

ａ．全交流動力電源喪失が発生する環境で対応するために必要な照明機能を有する資機材を配備する。

ｂ．地震及び津波のような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伴う大規模な燃料火災の発生に備え，必要な消火活動を実施するために着用する防護具，消火薬剤等の資機材及び消火設備を配備する。

ｃ．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，事故対応のために着用する全面マスク，タイベック，個人線量計等の必要な資機材を配備する。

ｄ．化学薬品等が流出した場合に事故対応を行うために着用するマスク，長靴等の資機材を配備する。

ｅ．大規模な自然災害により外部支援が受けられない場合も事故対応を行うための防護具，線量計，食料等の資機材を配備する。

ｆ．大規模損壊発生時において，災害対策本部と現場間，発電所外等との連絡に必要な通信連絡手段を確保するため，多様な複数の通信連絡設備を配備する。

また，通常の通信連絡手段が使用不能な場合を想定し，無線連絡設備，携行型有線通話装置，衛星電話設備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を配備する。

第5.2.1表　自然災害9事象がプラントへ与える影響評価（1／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
地震	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・地震の事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆なく発生すると想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・開閉所設備の碍子，変圧器等の損傷に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・交流電源設備の損傷により，非常用交流電源が喪失し，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・非常用海水ポンプの損傷により，最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。 ・直流電源設備の損傷により，非常用交流電源の制御機能が喪失し，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・中央制御室は，堅牢な建屋内にあることから，運転員による操作機能の喪失は可能性として低いが，計装・制御機能については喪失する可能性がある。 ・原子炉建屋又は原子炉格納容器の損傷により，建屋内の機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡ又は格納容器バイパスが発生し，ＥＣＣＳ注入機能も有効に機能せず，重大事故に至る可能性がある。原子炉格納容器が損傷した場合には，閉じ込め機能に期待できない。 ・原子炉建屋の損傷により，使用済燃料プールが損傷し，重大事故に至る可能性がある。 ・モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性がある。 ・保管している危険物による火災の発生の可能性がある。 ・斜面の崩壊，地盤の陥没等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・モニタリング・ポストが使用できない場合は，可搬型設備による測定及び監視を行う。 ・化学消防自動車等の消火設備による消火を行う。 ・ホイールローダ等によるアクセスルートの仮復旧を行う。	【基準地震動を一定程度超える規模】 ・外部電源設備 ・交流電源設備 ・海水ポンプ（ＲＨＲＳ，ＤＧＳ，ＨＰＣＳ－ＤＧＳ） ・直流電源 ・計測・制御系 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等） ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉格納容器 ・原子炉圧力容器 ・原子炉建屋 ・使用済燃料プール ・モニタリング・ポスト	【以下のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・崩壊熱除去機能喪失 ・炉心冷却機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・ＬＯＣＡ ・計装・制御系喪失 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉建屋損傷 原子炉建屋損傷，原子炉格納容器損傷等による閉じ込め機能の喪失により大規模損壊に至る可能性がある。 また，全交流動力電源喪失（設計基準事故対処設備の機能喪失）に加えて，地震により代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，大規模損壊に至る可能性がある。

第 5.2.1 表　自然災害 9 事象がプラントへ与える影響評価（2／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
津波	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・津波の事前の予測については，施設近傍で津波が発生する可能性は低いものと考えるが，地震発生後，時間的余裕の少ない津波が来襲すると想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・ 津波の波力や漂流物衝突による変圧器等の損傷に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・ 海水ポンプの被水により最終ヒートシンク喪失が発生し，これに伴い非常用ディーゼル発電機の機能喪失により，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 また，最終ヒートシンク喪失及び全交流動力電源喪失により，使用済燃料プールの冷却機能が喪失する可能性がある。 ・原子炉建屋内への津波の浸水に伴う直流 125V 主母線盤の損傷により，非常用交流電源の制御機能が喪失し，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・防潮堤の損傷により敷地内に多量の津波が流入することで，屋内外の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する可能性がある。 ・モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性がある。 ・ がれき，漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・モニタリング・ポストが使用できない場合は，可搬型設備による測定及び監視を行う。 ・化学消防自動車等の消火設備による消火を行う。 ・ホイールローダ等によるアクセスルートの仮復旧を行う。	【敷地遡上津波を一定程度超える規模】 ・外部電源設備 ・交流電源設備 ・海水ポンプ（ＲＨＲＳ，ＤＧＳ，ＨＰＣＳ－ＤＧＳ） ・直流電源 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等） ・使用済燃料プール冷却設備 ・モニタリング・ポスト	【以下のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失により，大規模損壊に至る可能性がある。 また，全交流動力電源喪失（設計基準事故対処設備の機能喪失）に加えて，津波により代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，大規模損壊に至る可能性がある。

第 5.2.1 表　自然災害 9 事象がプラントへ与える影響評価（3／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
竜巻	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・最大風速 100m／s を超えるような竜巻が発生する可能性は低いが，100m／s を超える規模を想定する。 ・竜巻防護設備及び竜巻防護設備に波及的影響を及ぼし得る設備は，風速 100m／s の竜巻から設定した荷重に対して，飛来物防護対策設備等によって防護されている。 ・事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（飛散防止措置の確認等）を講じることが可能である。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・風荷重及び飛来物の衝突による送電線の損傷に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・飛来物の衝突による海水ポンプの損傷により最終ヒートシンク喪失が発生し，非常用ディーゼル発電機の機能喪失により，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 また，最終ヒートシンク喪失及び全交流動力電源喪失により，使用済燃料プールの冷却機能が喪失する可能性がある。 ・飛来物等によりアクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・ホイールローダ等によるアクセスルートの仮復旧を行う。 ・あらかじめ体制を強化しての対策（飛散防止措置の確認等）。	【最大風速 100m／s を超える竜巻】 ・外部電源設備 ・交流電源設備 ・海水ポンプ（ＲＨＲＳ，ＤＧＳ，ＨＰＣＳ－ＤＧＳ） ・使用済燃料プール冷却設備	【以下のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失 全交流動力電源喪失（設計基準事故対処設備の機能喪失）に加えて，竜巻により代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，大規模損壊に至る可能性がある。

第 5.2.1 表　自然災害 9 事象がプラントへ与える影響評価（4／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
凍結	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地付近で観測された最低気温－12.7℃を下回る気温が発生する可能性は低いが，最低気温－12.7℃を下回る規模を想定する。 ・屋外機器で凍結のおそれのあるものは保温等の凍結防止対策を講じている。 ・事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（加温等の凍結防止対策）を講じることが可能である。 【観測記録を下回る場合の影響評価】 ・送電線や碍子への着氷により相間短絡の発生に伴う外部電源喪失の可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・あらかじめ体制を強化しての対策（加温等の凍結防止対策）。	【－12.7℃を下回る低温】 ・外部電源設備	・外部電源喪失
積雪	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・建築基準法で定められた敷地付近の垂直積雪量 30cm を超える積雪が発生する可能性は低いが，垂直積雪量 30 ㎝を超える規模を想定する。 ・事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（除雪）を講じることが可能である。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送電線や碍子への着雪により相間短絡の発生に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・積雪により,アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・ホイールローダ等によるアクセスルートの仮復旧を行う。 ・あらかじめ体制を強化しての対策（除雪）。	【垂直積雪量 30 ㎝を超える積雪】 ・外部電源設備	・外部電源喪失

第 5.2.1 表　自然災害 9 事象がプラントへ与える影響評価（5／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
落雷	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地付近で設計基準雷撃電流 220kA を超える雷サージが発生する可能性は低いが，設計基準雷撃電流 220kA を超える規模を想定する。 ・落雷に対して，建築基準法に基づき高さ 20mを超える排気筒等へ避雷設備を設置し，避雷導体により接地網と接続する。接地網は，雷撃に伴う構内接地系の接地電位分布を平坦化することから，安全保護系等の設備に影響を与えることはなく，安全に大地に導くことができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・雷サージの影響による外部電源喪失の可能性がある。 ・雷サージの影響による海水ポンプの損傷により最終ヒートシンク喪失が発生し，これに伴い非常用ディーゼル発電機の機能喪失により，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 また，最終ヒートシンク喪失及び全交流動力電源喪失により，使用済燃料プールの冷却機能が喪失する可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。	【設計基準雷撃電流 220kA を超える雷サージ】 ・外部電源設備 ・交流電源設備 ・海水ポンプ（ＲＨＲＳ，ＤＧＳ，ＨＰＣＳ－ＤＧＳ） ・使用済燃料プール冷却設備	【以下のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失

第5.2.1表　自然災害9事象がプラントへ与える影響評価（6／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
火山の影響	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地において想定される堆積厚さ 50 cmを超える降下火砕物が発生する可能性は低いが，堆積厚さ50 cmを超える規模を想定する。 ・事前の予測が可能であることから，プラントの安全性に影響を与えることがないよう，あらかじめ体制を強化して安全対策（降下火砕物の除去等）を講じることが可能である。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送電線や碍子への降下火砕物の付着により相間短絡の発生に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・降下火砕物の堆積により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・ホイールローダ等によるアクセスルートの仮復旧を行う。 ・あらかじめ体制を強化しての対策（降下火砕物の除去）。	【堆積厚さ50 cmを超える降下火砕物】 ・外部電源設備	・外部電源喪失
森林火災	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・防火帯を超えるような規模の森林火災が発生する可能性は低いが，防火帯を超えて延焼するような規模を想定する。 ・森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分あることから，プラントの安全性に影響を与えることがないように，予防散水する等の安全対策を講じることが可能である。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送電鉄塔，送電線の損傷に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・森林火災の延焼により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・化学消防自動車等の消火設備による建屋及びアクセスルートへの予防散水。	【防火帯を超えるような森林火災】 ・外部電源設備	・外部電源喪失

第 5.2.1 表　自然災害 9 事象がプラントへ与える影響評価（7／7）

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
隕　石	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地内に隕石が落下する可能性は低いが，敷地内の建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模を想定する。 ・予兆なく発生し，隕石落下までの余裕時間はないものとして想定する。 【隕石が落下した場合の影響評価】 ・建屋又は屋外設備等に隕石が衝突した場合は，当該建屋又は設備が損傷し，機能喪失に至る可能性がある。 ・発電所近海に隕石が落下した場合に発生する津波により安全機能が冠水し，機能喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・建屋又は屋外設備等に隕石が衝突した場合は，故意による大型航空機の衝突と同様に対応する。 ・発電所近海に隕石が落下し，津波が発生した場合は，津波発生時と同様に対応する。	・具体的に喪失する機器は特定しない （津波又は故意による大型航空機の衝突による影響に包絡）	・具体的なプラント状態は特定しない （津波又は故意による大型航空機の衝突による影響に包絡）

第5.2.2表　自然災害の重畳がプラントへ与える影響評価

自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
地震と津波の重畳	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・地震の事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆なく発生するものと想定する。 ・津波の事前の予測については，発電所近海での震源による地震を考え，地震発生後，時間的余裕の少ない津波が来襲すると想定する。 ・地震により原子炉建屋の浸水防止対策が機能喪失し，建屋内浸水が発生することを想定する。 ・地震と津波の重畳が発生した場合においても，影響を受けにくい場所に分散配置している可搬型重大事故等対処設備等による事故の影響緩和措置に期待できる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・開閉所設備の碍子等の損傷又は津波の波力や漂流物衝突による変圧器等の損傷に伴う外部電源喪失の可能性がある。 ・交流電源設備の損傷により，非常用交流電源が喪失し，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・海水ポンプの被水により最終ヒートシンク喪失が発生し，これに伴い非常用ディーゼル発電機の機能喪失により，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・中央制御室は，堅牢な建屋内にあることから，運転員による操作機能の喪失は可能性として低いが，計装・制御機能については喪失する可能性がある。 ・原子炉建屋又は原子炉格納容器の損傷により，建屋内の機器，配管が損傷して大規模なＬＯＣＡ又は格納容器バイパスが発生し，ＥＣＣＳ注入機能も有効に機能せず，重大事故に至る可能性がある。原子炉格納容器が損傷した場合には，閉じ込め機能に期待できない。 ・最終ヒートシンク喪失及び全交流動力電源喪失により，使用済燃料プールの冷却機能が喪失する可能性がある。 ・原子炉建屋の損傷により，使用済燃料プールが損傷し，重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉建屋内への津波による浸水により，直流 125V 主母線盤が冠水することにより，直流 125V の制御電源が喪失する可能性がある ・防潮堤の損傷により敷地内に多量の津波が流入することで，屋内外の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する可能性がある。 ・モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性がある。 ・保管している危険物による火災の発生の可能性がある。 ・大規模地震後に実施する屋外作業の開始が，大規模地震後の大規模津波によって，遅れる可能性がある。 ・斜面の崩壊，地盤の陥没，がれき，漂流物，タンク火災等により，アクセスルートの通行に支障を来し，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型設備の使用を基本としたプラント状態の把握，給電及び注水を行う。 ・モニタリング・ポストが使用できない場合は，可搬型設備による測定及び監視を行う。 ・化学消防自動車等の消火設備による消火を行う。 ・ホイールローダ等によるアクセスルートの仮復旧を行う。	【基準地震動及び敷地遡上津波を一定程度超える規模】 ・外部電源設備 ・交流電源設備 ・海水ポンプ（ＲＨＲＳ，ＤＧＳ，ＨＰＣＳ－ＤＧＳ） ・直流電源 ・計測・制御系 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等） ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉格納容器 ・原子炉圧力容器 ・原子炉建屋 ・使用済燃料プール ・使用済燃料プール冷却設備 ・モニタリング・ポスト	【以下のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・崩壊熱除去機能喪失 ・炉心冷却機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・ＬＯＣＡ ・計装・制御系喪失 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉建屋損傷 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 原子炉建屋損傷，原子炉格納容器損傷等による閉じ込め機能の喪失により，大規模損壊に至る可能性がある。 また，全交流動力電源喪失（設計基準事故対処設備の機能喪失）に加えて，地震，津波により代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，大規模損壊に至る可能性がある。

第 5.2.3 表　外部人為事象がプラントへ与える影響評価

外部 人為事象	外部人為事象がプラントに与える影響評価	外部人為事象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
衛星の 落下	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地内に衛星が落下する可能性は低いが，敷地内の建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模を想定する。 ・予兆なく発生し，衛星の落下までの余裕時間はないものとして想定する。 【衛星が落下した場合の影響評価】 ・建屋又は屋外設備等に衛星が衝突した場合は，当該建屋又は設備が損傷し，機能喪失に至る可能性がある。 ・発電所近海に衛星が落下した場合に発生する津波により安全機能が冠水し，機能喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・建屋又は屋外設備等に衛星が衝突した場合は，故意による大型航空機の衝突と同様に対応する。 ・発電所近海に衛星が落下し，津波が発生した場合は，津波発生時と同様に対応する。	・具体的に喪失する機器は特定しない （津波又は故意による大型航空機の衝突による影響に包絡）	・具体的なプラント状態は特定しない （津波又は故意による大型航空機の衝突による影響に包絡）
航空機 落下	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地内に航空機が落下する可能性は低いが，敷地内の建屋及び屋外設備に大きな損傷を及ぼし得る規模を想定する。 ・故意による大型航空機の衝突による影響と同様の影響が想定される。 ・施設の広範囲にわたる損傷，不特定多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生する可能性がある。 【主な対応】 ・故意による大型航空機の衝突と同様に対応する。	・故意による大型航空機の衝突と同様	・故意による大型航空機の衝突と同様

第 5.2.4 表　大規模損壊へ至る可能性のある自然災害・外部人為事象（1／2）

自然災害 外部人為事象	大規模損壊（重大事故を上回る状態）	重大事故又は重大事故に至るおそれがある事故	設計基準事故等
地震	・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ－ＬＯＣＡ） ・計装・制御系喪失 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉建屋損傷 全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，放射性物質の放出に至る可能性がある	・崩壊熱除去機能喪失 ・高圧・低圧注水機能喪失 ・高圧注水・減圧機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・ＬＯＣＡ時注水機能喪失 ・ＬＯＣＡ＋崩壊熱除去機能喪失 ・ＬＯＣＡ＋全交流動力電源喪失	・外部電源喪失 ・過渡事象 ・ＬＯＣＡ（設計基準事故）
津波	・防潮堤損傷 全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，放射性物質の放出に至る可能性がある	・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・外部電源喪失 ・通常／緊急停止等
地震と津波の重畳	・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ－ＬＯＣＡ） ・計装・制御系喪失 ・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉建屋損傷 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，放射性物質の放出に至る可能性がある	・崩壊熱除去機能喪失 ・高圧・低圧注水機能喪失 ・高圧注水・減圧機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・ＬＯＣＡ時注水機能喪失 ・ＬＯＣＡ＋崩壊熱除去機能喪失 ・ＬＯＣＡ＋全交流動力電源喪失	・外部電源喪失 ・過渡事象 ・通常／緊急停止等 ・ＬＯＣＡ（設計基準事故）
竜巻	全交流動力電源喪失に加えて，代替電源である常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が機能喪失した場合は，放射性物質の放出に至る可能性がある	・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失	・外部電源喪失 ・過渡事象
	全交流動力電源喪失に加えて，重大事故等対処設備である常設代替高圧電源装置が機能喪失した場合は，放射性物質の放出に至る可能性があるものの，被害の様態から地震及び津波のシナリオに代表される事象として整理される		
凍結	（なし）	（なし）	・外部電源喪失
積雪	（なし）	（なし）	・外部電源喪失

第 5.2.4 表　大規模損壊へ至る可能性のある自然災害・外部人為事象（2／2）

自然災害 外部人為事象	大規模損壊（重大事故を上回る状態）	重大事故又は重大事故に至るおそれがある事故	設計基準事故等
落雷	（なし）	・崩壊熱除去機能喪失 ・全交流動力電源喪失	・外部電源喪失 ・過渡事象
火山の影響	（なし）	（なし）	・外部電源喪失
森林火災	（なし）	（なし）	・外部電源喪失
隕石	津波又は故意による大型航空機の衝突と同様		
衛星の落下	津波又は故意による大型航空機の衝突と同様		
航空機落下	故意による大型航空機の衝突と同様		

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（1／7）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
炉心の著しい損傷を緩和するための対策	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	原子炉緊急停止（原子炉スクラム）ができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）が発生した場合に，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能又は原子炉再循環ポンプ手動停止により，原子炉出力を抑制する。	・第 1 項（1.1）
	ほう酸水注入	ＡＴＷＳが発生した場合に，ほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする。	
	原子炉水位低下による原子炉出力抑制	ＡＴＷＳが発生した場合に，原子炉圧力容器内の水位を低下させることにより原子炉の出力を抑制する。	
	制御棒挿入	ＡＴＷＳが発生した場合に，原子炉手動スクラム又は代替制御棒挿入機能による制御棒全挿入が確認できない場合，手動操作により，制御棒を挿入する。	
	高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の故障又は全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統の喪失により原子炉注水ができない場合，中央制御室又は現場手動での高圧代替注水系の起動により，原子炉の冷却を行う。	・第 3 項，4 項（1.2），（1.13）
	原子炉隔離時冷却系による注水継続	原子炉隔離時冷却系が全交流動力電源喪失により原子炉注水を継続できない場合，代替電源を接続し，原子炉注水を継続する。	
	ほう酸水注入系又は制御棒駆動水圧系による進展抑制	原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び高圧代替注水系による原子炉注水で原子炉水位維持ができない場合，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水注入系及び制御棒駆動水圧系により原子炉へ注水する。	

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（2／7）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
炉心の著しい損傷を緩和するための対策	原子炉減圧操作	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，低圧で注水可能な設備による原子炉への注水を行うために，逃がし安全弁，タービン・バイパス弁，原子炉隔離時冷却系により原子炉を減圧する。	・第 3 項，4 項（1.3）
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続による減圧	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し，原子炉の減圧ができない場合，逃がし安全弁の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し，原子炉を減圧する。	
	非常用逃がし安全弁駆動系による減圧	非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の電磁弁排気ポートに窒素を供給することで，逃がし安全弁（逃がし弁機能）を開放して原子炉を減圧する。	
	高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素確保	逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な逃がし安全弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合に，高圧窒素ガス供給系（非常用）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保し，原子炉を減圧する。	
	低圧代替注水	残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の故障等により原子炉注水ができない場合には，低圧代替注水系（常設），代替循環冷却系，低圧代替注水系（可搬型），消火系及び補給水系により原子炉へ注水する。	・第 3 項，4 項（1.4），（1.13）

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（3／7）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
原子炉格納容器の破損を緩和するための対策	緊急用海水系による除熱	残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合には，緊急用海水系により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。	・第 3 項，4 項（1.5）
	代替残留熱除去系海水系による除熱	緊急用海水系の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合には，代替残留熱除去系海水系により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。	
	代替格納容器スプレイ	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合には，代替格納容器スプレイ冷却系（常設），代替循環冷却系，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），消火系及び補給水系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	・第 3 項，4 項（1.6）
	格納容器圧力逃がし装置による減圧及び除熱	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の過圧破損を防止するため，格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	・第 3 項，4 項（1.7）
	代替循環冷却系による減圧及び除熱	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の過圧破損を防止するため，代替循環冷却系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	
	ペデスタル（ドライウェル部）への注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却するため，格納容器下部注水系（常設），格納容器下部注水系（可搬型），消火系及び補給水系によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水する。	・第 3 項，4 項（1.8）

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（4／7）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
原子炉格納容器の破損を緩和するための対策	可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性化	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生する水素及び酸素による水素爆発を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性化する。	・第 3 項，4 項（1.9）
	格納容器圧力逃がし装置による水素及び酸素排出	炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素による水素爆発を防止するため，格納容器圧力逃がし装置により水素及び酸素を原子炉格納容器外に排出する。	
	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素による水素爆発を防止するため，可燃性ガス濃度制御系にて水素及び酸素を再結合する。	
	原子炉建屋ガス処理系による水素排出	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合に，原子炉建屋ガス処理系により水素を排出し，原子炉建屋原子炉棟内での水素の滞留を防止する。	・第 3 項，4 項（1.10）
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした場合に，原子炉建屋水素濃度にて原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度を監視する。	

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（5／7）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
使用済燃料プール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	燃料プール代替注水	使用済燃料プールの冷却機能若しくは注水機能の喪失，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えいが発生した場合，常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ，補給水系及び消火系により使用済燃料プールへ注水し，使用済燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止する。	・第 3 項，4 項（1.11），（1.13）
	燃料プールスプレイ	使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合，常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプにより使用済燃料プールへスプレイし，燃料損傷を緩和し，臨界を防止し，及び放射性物質の放出を低減する。	
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合，代替燃料プール冷却系により，使用済燃料プールを冷却する。	
放射性物質の放出を低減するための対策	大気への拡散抑制	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プール内の燃料体等の著しい損傷に至った場合，可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲により，大気への拡散抑制を行う。	・第 3 項，4 項（1.12）
	海洋への拡散抑制	放水により放射性物質を含む汚染水が発生する場合は，汚濁防止膜及び放射性物質吸着材により海洋への拡散抑制を行う。	

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（6／7）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
対応に必要なアクセスルートの確保	アクセスルートの確保	大規模損壊発生時に可搬型設備や要員の移動に使用するアクセスルート上にがれき等によって障害が発生した場合，がれき撤去等のアクセスルートの確保の活動を行う。	・第 1 項，2 項（2.1）
大規模な火災が発生した場合における消火活動	消火活動	大規模な火災又はアクセスルートの確保において障害となる火災が発生した場合，可搬型代替注水大型ポンプ，放水砲，可搬型代替注水中型ポンプ，放水銃，化学消防自動車又は水槽付消防ポンプ自動車による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。	・第 2 項（2.1）
電源確保	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備及び代替所内電気設備への給電	外部電源が喪失した場合，常設代替交流電源設備から代替所内電気設備に給電するとともに，非常用ディーゼル発電機から非常用所内電気設備への給電ができない場合は，代替所内電気設備から非常用所内電気設備へ給電する。	・第 3 項，4 項（1.14），（1.15）
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備又は代替所内電気設備への給電	常設代替交流電源設備又は代替所内電気設備である緊急用M／Cから非常用所内電気設備への給電ができない場合は，可搬型代替交流電源設備から非常用所内電気設備へ給電する。また，常設代替交流電源設備から代替所内電気設備への給電ができない場合は，可搬型代替交流電源設備から代替所内電気設備へ給電する。	
	可搬型代替直流電源設備による直流 125V 主母線盤２Ａ・２Ｂへの給電	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障により直流 125V 充電器Ａ・Ｂの交流入力電源が喪失し，所内常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池２Ａ・２Ｂの枯渇により直流 125V 主母線盤２Ａ・２Ｂへの給電ができない場合は，可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により直流 125V 主母線盤２Ａ・２Ｂへ給電する。	

第 5.2.5 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（7／7）

対応操作		内 容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
電源確保	可搬型代替直流電源設備による緊急用125V主母線盤への給電	代替所内電気設備から緊急用直流 125V 充電器への交流入力電源が喪失し，緊急用 125V 蓄電池の枯渇により緊急用 125V 主母線盤への給電ができない場合は，可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により緊急用 125V 主母線盤へ給電する。	・第 3 項，4 項 (1.14)，(1.15)
	代替電源等による計測，監視	監視する計器に供給する電源が喪失し，監視機能が喪失した場合に，蓄電池，代替電源（交流，直流）より給電し，当該パラメータの計器により計測又は監視する。 また，計器電源が喪失した場合に，電源（乾電池）を内蔵した可搬型計器を用いて計測又は監視する。	
水源確保	代替淡水貯槽への補給	重大事故等の収束のために代替淡水貯槽を使用する場合は，可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ補給し，注水を継続する。	・第 3 項，4 項 (1.13)
	西側淡水貯水設備への補給	重大事故等の収束のために西側淡水貯水設備を使用する場合は，可搬型代替注水大型ポンプにより西側淡水貯水設備へ補給し，注水を継続する。	
燃料給油	燃料給油	可搬型重大事故等対処設備等への給油が必要な場合，タンクローリにより，可搬型設備用軽油タンクの軽油を可搬型重大事故等対処設備等へ給油する。	・第 1 項 (1.14)

第5.2.6表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）対応手段，対応設備，手順書一覧（1／11）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉注水）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	主要設備	原子炉隔離時冷却系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			関連設備	サプレッション・プール 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 所内常設直流電源設備※2 ・125V系蓄電池　A系	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／11）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉注水）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	主要設備	高圧炉心スプレイ系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			関連設備	サプレッション・プール 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※2 ・軽油貯蔵タンク ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／11）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	原子炉隔離時冷却系ポンプ 高圧炉心スプレイ系ポンプ	中央制御室からの高圧代替注水系起動	主要設備	常設高圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※2 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※2 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／11）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 所内常設直流電源設備（常設直流電源系統）	中央制御室からの高圧代替注水系起動	主要設備	常設高圧代替注水系ポンプ 高圧代替注水系タービン止め弁 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※2 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※2 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／11）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 所内常設直流電源設備（常設直流電源系統）	現場での人力操作による高圧代替注水系起動	主要設備	常設高圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			関連設備	サプレッション・プール 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／11）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	主要設備	原子炉隔離時冷却系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※2 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／11）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	主要設備	原子炉隔離時冷却系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※2 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※2 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／11）

（監視及び制御）

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

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（9／11）

（重大事故等の進展抑制）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
重大事故等の進展抑制	－	ほう酸水注入系による原子炉注水（ほう酸水注入）	主要設備	ほう酸水注入ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※2 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（10／11）

（重大事故等の進展抑制）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
重大事故等の進展抑制	－	ほう酸水注入系による原子炉注水（継続注水）	主要設備	ほう酸水注入ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※2 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※2 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				純水系	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（11／11）

（重大事故等の進展抑制）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
重大事故等の進展抑制	－	制御棒駆動水圧系による原子炉注水	主要設備	逃がし安全弁（安全弁機能）※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等
				制御棒駆動水ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※2 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※2 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系配管・弁 補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.15　事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※4：運転員による操作不要の設備である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.7表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.3）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／21）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障時	自動減圧系	原子炉減圧の自動化	主要設備	過渡時自動減圧機能 逃がし安全弁（自動減圧機能）※3 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	—※2
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／21）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障時	自動減圧系	手動による原子炉減圧（逃がし安全弁による減圧①）	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　A系 ・125V系蓄電池　B系 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／21）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障時	自動減圧系	手動による原子炉減圧（逃がし安全弁による減圧②）	主要設備	逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　A系 ・125V系蓄電池　B系 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／21）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障時	自動減圧系	手動による原子炉減圧（原子炉隔離時冷却系の復水貯蔵タンク循環運転による減圧）	主要設備	原子炉隔離時冷却系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　A系 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／21）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障時	自動減圧系	手動による原子炉減圧（タービン・バイパス弁による減圧）	主要設備	タービン・バイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等
			関連設備	主蒸気系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	所内常設直流電源設備（常設直流電源系統）	常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 ・緊急用電源切替盤	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	所内常設直流電源設備（常設直流電源系統）	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 ・緊急用電源切替盤 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	所内常設直流電源設備（常設直流電源系統）	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復	主要設備	逃がし安全弁用可搬型蓄電池 逃がし安全弁（自動減圧機能）※6 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	－	非常用窒素供給系による窒素確保	主要設備	非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ 逃がし安全弁（自動減圧機能）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等
			関連設備	自動減圧機能用アキュムレータ 主蒸気系配管・クエンチャ 非常用窒素供給系配管・弁	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	－	可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			主要設備	可搬型窒素供給装置（小型）	自主対策設備	
			関連設備	自動減圧機能用アキュムレータ 主蒸気系配管・クエンチャ 非常用窒素供給系配管・弁	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	－	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧	主要設備	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ 逃がし安全弁（逃がし弁機能）※5	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	非常用逃がし安全弁駆動系配管・弁 主蒸気系配管・クエンチャ 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	－	逃がし安全弁の背圧対策	主要設備	非常用窒素供給系 非常用逃がし安全弁駆動系	重大事故等対処設備	－※7

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機等（全交流動力電源） 所内常設直流電源設備のうち蓄電池及び充電器（常設直流電源）	代替直流電源設備による復旧①	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気配管・クエンチャ 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機等（全交流動力電源） 所内常設直流電源設備のうち蓄電池及び充電器（常設直流電源）	代替直流電源設備による復旧②	主要設備	逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（15／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機等（全交流動力電源） 所内常設直流電源設備のうち蓄電池（常設直流電源）	代替交流電源設備による復旧①	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料補給設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（16／21）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障時	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機等（全交流動力電源） 所内常設直流電源設備のうち蓄電池（常設直流電源）	代替交流電源設備による復旧②	主要設備	逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「急速減圧」等 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（17／21）

（原子炉格納容器破損の防止）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器破損の防止	－	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止①	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　Ａ系 ・125V系蓄電池　Ｂ系 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（18／21）

（原子炉格納容器破損の防止）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器破損の防止	－	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止②	主要設備	逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　Ａ系 ・125V系蓄電池　Ｂ系 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（19／21）

（インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時	－	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応①	主要設備	逃がし安全弁（自動減圧機能） 自動減圧機能用アキュムレータ 高圧炉心スプレイ系注入弁 原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁 低圧炉心スプレイ系注入弁 残留熱除去系Ａ系注入弁 残留熱除去系Ｂ系注入弁 残留熱除去系Ｃ系注入弁	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「二次格納施設制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　Ａ系 ・125V系蓄電池　Ｂ系 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替交流電源設備 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料補給設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（20／21）

（インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時	－	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応②	主要設備	高圧炉心スプレイ系注入弁 原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁 低圧炉心スプレイ系注入弁 残留熱除去系Ａ系注入弁 残留熱除去系Ｂ系注入弁 残留熱除去系Ｃ系注入弁	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「二次格納施設制御」等 重大事故等対策要領
				逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	
			関連設備	主蒸気系配管・クエンチャ 所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　Ａ系 ・125V系蓄電池　Ｂ系 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替交流電源設備 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料補給設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（21／21）

（インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時	－	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応③	主要設備	高圧炉心スプレイ系注入弁 原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁 低圧炉心スプレイ系注入弁 残留熱除去系Ａ系注入弁 残留熱除去系Ｂ系注入弁 残留熱除去系Ｃ系注入弁	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「二次格納施設制御」等 重大事故等対策要領
				タービン・バイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	
			関連設備	所内常設直流電源設備※4 ・125V系蓄電池　Ａ系 ・125V系蓄電池　Ｂ系 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替交流電源設備 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料補給設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				主蒸気系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：過渡時自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。
※3：逃がし安全弁（自動減圧機能）Ｂ及びＣが対象である。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：逃がし安全弁（逃がし弁機能）Ａ，Ｇ，Ｓ及びＶが対象である。
※6：逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が対象である。
※7：選定される重大事故等の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，あらかじめ供給圧力を設定している。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.8表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）対応手段，対応設備，手順書一覧（1／34）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉注水）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	主要設備	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／34）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉注水）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	主要設備	低圧炉心スプレイ系ポンプ 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			関連設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／34）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	主要設備	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「減圧冷却」等
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 再循環系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 ホース 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	代替循環冷却系による原子炉注水①	主要設備	残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	代替循環冷却系による原子炉注水②	主要設備	緊急用海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			主要設備	代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	代替循環冷却系による原子炉注水③	主要設備	残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				代替循環冷却系ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	消火系による原子炉注水	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／34）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	補給水系による原子炉注水	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／34）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水①	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12／34）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水②	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 緊急用海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／34）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水③	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油補給設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／34）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水①	主要設備	低圧炉心スプレイ系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油補給設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（15／34）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水②	主要設備	低圧炉心スプレイ系ポンプ（海水冷却） 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油補給設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（16／34）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水③	主要設備	低圧炉心スプレイ系ポンプ（海水冷却）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（17／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（18／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 ホース 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（19／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（20／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 緊急用海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（21／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（22／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	消火系による残存溶融炉心の冷却	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（23／34）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	補給水系による残存溶融炉心の冷却	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（24／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（25／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 ホース 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（26／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉注水①	主要設備	残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（27／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉注水②	主要設備	緊急用海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（28／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉注水③	主要設備	残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				代替循環冷却系ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（29／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	消火系による原子炉注水	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（30／34）

（原子炉運転停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ	補給水系による原子炉注水	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（31／34）

（原子炉運転停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱①	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 再循環系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（32／34）

（原子炉運転停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱②	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 緊急用海水ポンプ※2 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 再循環系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（33／34）

（原子炉運転停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱③	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	残留熱除去系配管・弁 再循環系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（34／34）

（原子炉運転停止中のサポート系故障時）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対応設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="3">サポート系故障</td><td rowspan="3">－</td><td rowspan="3">原子炉冷却材浄化系による進展抑制</td><td>主要設備</td><td>原子炉冷却材浄化系ポンプ
原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器</td><td>自主対策設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「減圧冷却」 等</td></tr>
<tr><td rowspan="2">関連設備</td><td>原子炉圧力容器
再循環系配管・弁</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>原子炉冷却材浄化系配管・弁
給水系配管・弁</td><td>自主対策設備</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.9表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）対応手段，対応設備，手順書一覧（1／11）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	主要設備	残留熱除去系ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」等
			関連設備	残留熱除去系海水系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用取水設備 ・貯留堰 ・取水路 非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／11）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用するサプレッション・プール水の除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱	主要設備	残留熱除去系ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「Ｓ／Ｐ温度制御」等
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系海水系配管・弁 非常用取水設備 ・貯留堰 ・取水路 非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／11）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉格納容器内の除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	主要設備	残留熱除去系ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系海水系配管・弁 原子炉格納容器 非常用取水設備 ・貯留堰 ・取水路 非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／11）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保	主要設備	残留熱除去系海水ポンプ 残留熱除去系海水ストレーナ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「Ｓ／Ｐ温度制御」等
			関連設備	残留熱除去系海水系配管・弁 非常用取水設備 ・貯留堰 ・取水路 非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／11）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系） ポンプ	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱①（第一弁を使用した場合）	主要設備	格納容器圧力逃がし装置※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※6 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／11）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系） ポンプ	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱②（第一弁バイパス弁を使用した場合）	主要設備	格納容器圧力逃がし装置※4	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※6 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／11）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系） ポンプ	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱①（第一弁を使用した場合）	主要設備	第一弁（Ｓ／Ｃ側） 第一弁（Ｄ／Ｗ側） 耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	遠隔人力操作機構 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 原子炉建屋ガス処理系配管・弁 原子炉格納容器 真空破壊弁 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／11）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系）ポンプ	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱②（第一弁バイパス弁を使用した場合）	主要設備	耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
				第一弁（Ｓ／Ｃ側）バイパス弁 第一弁（Ｄ／Ｗ側）バイパス弁	自主対策設備	
			関連設備	遠隔人力操作機構 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 原子炉建屋ガス処理系配管・弁 原子炉格納容器 真空破壊弁 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／11）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系，サプレッション・プール冷却系及び格納容器スプレイ冷却系） ポンプ	遠隔人力操作機構による現場操作	主要設備	遠隔人力操作機構※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／11）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	残留熱除去系海水系 外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	緊急用海水系による除熱	主要設備	緊急用海水ポンプ 緊急用海水ストレーナ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ※2 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）ポンプ※3 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「Ｓ／Ｐ温度制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系海水系配管・弁 非常用取水設備 ・ＳＡ用海水ピット ・海水引込み管 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・緊急用海水ポンプピット ・緊急用海水取水管 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／11）

（サポート系故障時）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対応設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="3">サポート系故障</td><td rowspan="3">残留熱除去系海水系

外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）</td><td rowspan="3">代替残留熱除去系海水系による除熱</td><td rowspan="2">主要設備</td><td>残留熱除去系熱交換器
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ※2
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）ポンプ※3
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ※3</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「S／P温度制御」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>可搬型代替注水大型ポンプ※5</td><td>自主対策設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td>残留熱除去系海水系配管・弁
緊急用海水系配管・弁
ホース
非常用取水設備
・SA用海水ピット
・海水引込み管
・SA用海水ピット取水塔
常設代替交流電源設備※6
・常設代替高圧電源装置
燃料給油設備※6
・軽油貯蔵タンク
・常設代替高圧電源装置
燃料移送ポンプ
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「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。
※4：手順については「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」にて整備する。
※5：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.10表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）対応手段，対応設備，手順書一覧（1／36）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉格納容器内の除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	主要設備	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／36）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用するサプレッション・プール水の除熱）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
設計基準事故対処設備	－	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱	主要設備	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｓ／Ｐ温度制御」 等
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｓ／Ｐ温度制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｓ／Ｐ温度制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系Ｂ系配管・弁・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ ホース 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	消火系による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／36）

（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	主要設備	ドライウェル内ガス冷却装置送風機 ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイル	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｄ／Ｗ温度制御」 等
			関連設備	原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／36）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱①	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（15／36）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱②	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」 等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（16／36）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱③	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（17／36）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱①	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｓ／Ｐ温度制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（18／36）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱②	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｓ／Ｐ温度制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（19／36）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱③	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「Ｓ／Ｐ温度制御」 等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（20／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（21／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（22／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（23／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 不測事態 「ＡＭ初期対応」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（24／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 不測事態 「ＡＭ初期対応」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（25／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 不測事態 「ＡＭ初期対応」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（26／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 不測事態 「ＡＭ初期対応」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系Ｂ系配管・弁・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（27／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ ホース 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（28／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	消火系による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（29／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－２」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（30／36）

（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
フロントライン系故障	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系）ポンプ	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	主要設備	ドライウェル内ガス冷却装置送風機 ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイル	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」
			関連設備	原子炉格納容器 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（31／36）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱①	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（32／36）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱②	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（33／36）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱③	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（34／36）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱①	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（35／36）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱②	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（36／36）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
サポート系故障	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱③	主要設備	残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.11表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.7）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱①	主要設備	フィルタ装置 第一弁（S／C側） 第一弁（D／W側） 第二弁 第二弁バイパス弁 第二弁操作室遮蔽 第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ） 差圧計 遠隔人力操作機構 圧力開放板	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	可搬型窒素供給装置 ・窒素供給装置 ・窒素供給装置用電源車 フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 移送ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3 西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 真空破壊弁 窒素供給配管・弁 第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁） 移送配管・弁 補給水配管・弁 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱②	主要設備	フィルタ装置 第二弁 第二弁バイパス弁 第二弁操作室遮蔽 第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ） 差圧計 遠隔人力操作機構 圧力開放板	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
				第一弁（Ｓ／Ｃ側）バイパス弁 第一弁（Ｄ／Ｗ側）バイパス弁	自主対策設備	
			関連設備	可搬型窒素供給装置 ・窒素供給装置 ・窒素供給装置用電源車 フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 移送ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3 西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 真空破壊弁 窒素供給配管・弁 第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁） 移送配管・弁 補給水配管・弁 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用 125V 系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				淡水タンク※3	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	－	遠隔人力操作機構による現場操作	主要設備	遠隔人力操作機構 第二弁操作室遮蔽 第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ） 差圧計	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」
			関連設備	第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁）	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	－	不活性ガス（窒素）による系統内の置換	主要設備	可搬型窒素供給装置 ・窒素供給装置 ・窒素供給装置用電源車	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 フィルタ装置 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	－	原子炉格納容器負圧破損の防止	主要設備	可搬型窒素供給装置 ・窒素供給装置 ・窒素供給装置用電源車	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 サプレッション・プール 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 サプレッション・プール 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置 燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 サプレッション・プール	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
原子炉格納容器の過圧破損防止	－	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入	主要設備	薬液タンク 蓄圧タンク加圧用窒素ガスボンベ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール	重大事故等対処設備	
				残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ サプレッション・プール水ｐＨ制御装置配管・弁 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用 125V 系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.12表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.8）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ コリウムシールド	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」， 「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3 コリウムシールド	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－３ａ」，「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 格納容器下部注水系配管・弁 ホース 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	コリウムシールド	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－３ａ」，「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
				ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	コリウムシールド	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－３ａ」，「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
				復水移送ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	主要設備	原子炉隔離時冷却系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール※4 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※5 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水	主要設備	常設高圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※5 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	西側淡水貯水設備 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系Ｃ系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ ホース 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水①	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系海水ポンプ※2 残留熱除去系海水ストレーナ※2 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水②	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 緊急用海水ポンプ※2 緊急用海水ストレーナ※2 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水③	主要設備	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ※2	自主対策設備	
			関連設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	消火系による原子炉圧力容器への注水	主要設備	ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	補給水系による原子炉圧力容器への注水	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	残留熱除去系Ｂ系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	主要設備	ほう酸水注入ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：サプレッション・プールから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.13表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.9）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化	主要設備	不活性ガス系※2	－※3	－※2
			関連設備	原子炉格納容器	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化	主要設備	可搬型窒素供給装置 ・窒素供給装置 ・窒素供給装置用電源車	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	不活性ガス系配管・弁 原子炉格納容器 燃料給油設備※6 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止	主要設備	格納容器圧力逃がし装置※5	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	フィルタ装置入口水素濃度 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※6 ・緊急用 125V 系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	主要設備	可燃性ガス濃度制御系ブロワ 可燃性ガス濃度制御系加熱器 可燃性ガス濃度制御系再結合器 可燃性ガス濃度制御系冷却器	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置　燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	
				可燃性ガス濃度制御系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	主要設備	格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視①	主要設備	残留熱除去系海水ポンプ※4 残留熱除去系海水ストレーナ※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			主要設備	格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度	自主対策設備	
			関連設備	非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視②	主要設備	緊急用海水ポンプ※4 緊急用海水ストレーナ※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
				格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度	自主対策設備	
			関連設備	非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視③	主要設備	格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 可搬型代替注水大型ポンプ※4	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	非常用交流電源設備※6 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／9）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電	主要設備	格納容器圧力逃がし装置※5 格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※6 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※6 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※6 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性ガス系により常時不活性化している。
※3：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置づけない。
※4：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5：手順については「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」にて整備する。
※6：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.14表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.10）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／4）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	－	原子炉建屋ガス処理系による水素排出	主要設備	非常用ガス処理系排風機 非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系フィルタユニット 非常用ガス再循環系フィルタユニット	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「水素」 重大事故等対策要領
			関連設備	非常用ガス処理系排気筒 非常用ガス処理系配管・弁 非常用ガス再循環系配管・弁 非常用交流電源設備※3 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※3 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※3 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：静的触媒式水素再結合器は，運転員等による操作不要の水素濃度制御設備である。
※3：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／4）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	－	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制	主要設備	静的触媒式水素再結合器※2 静的触媒式水素再結合器動作監視装置	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「水素」 重大事故等対策要領
			関連設備	原子炉建屋原子炉棟 常設代替交流電源設備※3 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※3 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※3 ・緊急用 125V 系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※3 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※3 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源設備燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：静的触媒式水素再結合器は，運転員等による操作不要の水素濃度抑制設備である。
※3：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／4）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	－	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視	主要設備	原子炉建屋水素濃度	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「水素」 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※3 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※3 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※3 ・緊急用 125V 系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※3 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※3 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：静的触媒式水素再結合器は，運転員等による操作不要の水素濃度抑制設備である。
※3：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／4）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	－	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電	主要設備	非常用ガス処理系排風機 非常用ガス再循環系排風機 静的触媒式水素再結合器動作監視装置 原子炉建屋水素濃度	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※3 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※3 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※3 ・緊急用 125V 系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※3 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※3 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：静的触媒式水素再結合器は，運転員等による操作不要の水素濃度抑制設備である。
※3：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.15表　機能喪失を想定する設計基準対象施設と整備する手順（1.11）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替燃料プール注水系配管・弁 使用済燃料プール 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ※3 可搬型代替注水大型ポンプ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 西側淡水貯水設備※3 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替燃料プール注水系配管・弁 ホース 使用済燃料プール 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	補給水系による使用済燃料プール注水	主要設備	復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 使用済燃料プール 非常用交流電源設備※4 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				復水貯蔵タンク 補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	消火系による使用済燃料プール注水 （消火栓を使用した使用済燃料プール注水の場合）	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「使用済燃料プール制御」等
			関連設備	サイフォン防止機能※5 使用済燃料プール	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁・ホース	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	消火系による使用済燃料プール注水（残留熱除去系ラインを使用した使用済燃料プール注水の場合）	主要設備	電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 残留熱除去系配管・弁 残留熱除去系Ｂ系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 使用済燃料プール 非常用交流電源設備※4 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 消火系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	－	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ 常設スプレイヘッダ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替燃料プール注水系配管・弁 使用済燃料プール 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	－	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ※3 常設スプレイヘッダ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 代替淡水貯槽※3 低圧代替注水系配管・弁 代替燃料プール注水系配管・弁 ホース 使用済燃料プール 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	－	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ※3 可搬型スプレイノズル	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	サイフォン防止機能※5 代替淡水貯槽※3 ホース 使用済燃料プール 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	－	漏えい緩和	主要設備	シール材 接着剤 ステンレス鋼板 吊り降ろしロープ	－※6	重大事故等対策要領

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	－	大気への拡散抑制	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）※2 放水砲※2	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	ホース 燃料給油設備※4 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
重大事故等時における使用済燃料プールの監視	使用済燃料プール水位 燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度 使用済燃料プール温度 燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ 原子炉建屋換気系燃料取替床排気ダクト放射線モニタ 原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	使用済燃料プールの監視	主要設備	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
重大事故等時における使用済燃料プールの監視	－	代替電源による給電	主要設備	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 重大事故等対策要領
			関連設備	常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※4 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※4 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
重大事故等時における使用済燃料プールの冷却	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却①	主要設備	代替燃料プール冷却系ポンプ 代替燃料プール冷却系熱交換器 使用済燃料プール 緊急用海水ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	緊急用海水ストレーナ 代替燃料プール冷却系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 スキマサージタンク 緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系海水系配管・弁 非常用取水設備 ・ＳＡ用海水ピット ・海水引込み管 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・緊急用海水ポンプピット ・緊急用海水取水管 常設代替交流電源設備※4 ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※4 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／14）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準対象施設</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対応設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="3">重大事故等時における使用済燃料プールの冷却</td><td rowspan="3">燃料プール冷却浄化系

残留熱除去系
（使用済燃料プール水の冷却及び補給）</td><td rowspan="3">代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却②</td><td rowspan="2">主要設備</td><td>代替燃料プール冷却系ポンプ
代替燃料プール冷却系熱交換器
使用済燃料プール</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「使用済燃料プール制御」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>可搬型代替注水大型ポンプ</td><td>自主対策設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td>代替燃料プール冷却系配管・弁
燃料プール冷却浄化系配管・弁
スキマサージタンク
緊急用海水系配管・弁
残留熱除去系海水系配管・弁
ホース
非常用取水設備
・ＳＡ用海水ピット
・海水引込み管
・ＳＡ用海水ピット取水塔
常設代替交流電源設備※4
・常設代替高圧電源装置
可搬型代替交流電源設備※4
・可搬型代替低圧電源車
燃料給油設備※4
・軽油貯蔵タンク
・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.12　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」にて整備する。
※3：手順については「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第 5.2.16 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.12）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／2）

分類	機能喪失を想定する設計基準対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損 使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷	－	大気への放射性物質の拡散抑制	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領「大気への放射性物質の拡散抑制」
			関連設備	ホース ＳＡ用海水ピット取水塔 海水引込み管 ＳＡ用海水ピット 燃料補給設備※2		
		大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認	主要設備	ガンマカメラ サーモカメラ	自主対策設備	
		海洋への放射性物質の拡散抑制①	主要設備	汚濁防止膜	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領「海洋への放射性物質の拡散抑制」
		海洋への放射性物質の拡散抑制②	主要設備	放射性物質吸着材	自主対策設備	

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

※2　手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整理する。

■　自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／2）

分類	機能喪失を想定する設計基準対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
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	－	初期対応における延焼防止処置①	主要設備	化学消防自動車 水槽付消防ポンプ自動車 泡消火薬剤容器（消防車用） 消火栓（原水タンク）	自主対策設備	防火管理要領
			関連設備	燃料補給設備※2		
		初期対応における延焼防止処置②	主要設備	化学消防自動車 水槽付消防ポンプ自動車 泡消火薬剤容器（消防車用） 防火水槽	自主対策設備	
			関連設備	燃料補給設備※2		
		航空機燃料火災への泡消火	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲 泡混合器 泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領 「航空機燃料火災への泡消火」
			関連設備	ホース ＳＡ用海水ピット取水塔 海水引込み管 ＳＡ用海水ピット 燃料補給設備※2		

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

※2　手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整理する。

■　自主的に整備する対応手段を示す。

第 5.2.17 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）代替淡水貯槽を水源とした対応（常設）	サプレッション・プール	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	主要設備	代替淡水貯槽 常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	主要設備	代替淡水貯槽 常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	代替淡水貯槽 常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」， 「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
代替淡水貯槽を水源とした対応（常設）（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）	主要設備	代替淡水貯槽 常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）	主要設備	代替淡水貯槽 常設低圧代替注水系ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
代替淡水貯槽を水源とした対応（常設）（原子炉格納容器下部への注水）	－	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	代替淡水貯槽 常設低圧代替注水系ポンプ コリウムシールド	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」， 「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="4">代替淡水貯槽を水源とした対応（常設）
（使用済燃料プールへの注水／スプレイ）</td><td rowspan="4">－</td><td rowspan="2">常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系
（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水</td><td>主要設備</td><td>代替淡水貯槽
常設低圧代替注水系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="4">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「使用済燃料プール制御」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系
（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ</td><td>主要設備</td><td>代替淡水貯槽
常設低圧代替注水系ポンプ
常設スプレイヘッダ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）（可搬型代替注水大型ポンプによる送水）	サプレッション・プール	可搬型代替注水大型ポンプによる送水	可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉建屋東側接続口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又は高所西側接続口への送水時			重大事故等対策要領
			主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
	－		可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水時			
			主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ フィルタ装置	重大事故等対処設備	
			関連設備	格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
			関連設備	上記以外の関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
			関連設備	上記以外の関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－１」， 「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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。		
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="2">代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）
（フィルタ装置スクラビング水補給）</td><td rowspan="2">－</td><td rowspan="2">フィルタ装置スクラビング水補給</td><td>主要設備</td><td>代替淡水貯槽
可搬型代替注水大型ポンプ
フィルタ装置</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="2">重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td>格納容器圧力逃がし装置配管・弁
ホース
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td rowspan="3">代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）
（原子炉格納容器下部への注水）</td><td rowspan="3">－</td><td rowspan="3">格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水</td><td>主要設備</td><td>代替淡水貯槽
可搬型代替注水大型ポンプ
コリウムシールド</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「ＡＭ設備別操作手順書」

非常時運転手順書Ⅲ
（シビアアクシデント）
「注水－３ａ」，
「注水－３ｂ」

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td rowspan="2">関連設備</td><td>低圧代替注水系配管・弁
ホース
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td colspan="2">上記以外の関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（7／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
代替淡水貯槽を水源とした対応（可搬型）（使用済燃料プールへの注水／スプレイ）	－	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ 常設スプレイヘッダ	重大事故等対処設備	
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		
		可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型スプレイノズル	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（8／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="5">サプレッション・プールを水源とした対応
（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水）</td><td rowspan="5">－</td><td rowspan="2">高圧代替注水系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水（中央制御室からの高圧代替注水系起動）</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
常設高圧代替注水系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="4">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「水位確保」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">高圧代替注水系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水（現場での人力操作による高圧代替注水系起動）</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
常設高圧代替注水系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉隔離時冷却系によるサプレッション・プールを水源とした原子炉注水</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
原子炉隔離時冷却系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="2">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「水位確保」等</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（9／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="5">サプレッション・プールを水源とした対応
（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水）</td><td rowspan="5">－</td><td rowspan="2">高圧炉心スプレイ系による
サプレッション・プールを
水源とした原子炉注水</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
高圧炉心スプレイ系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="2">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「水位確保」等</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水
（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）
の床面への落下遅延・防止）</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
原子炉隔離時冷却系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「ＡＭ設備別操作手順書」

非常時運転手順書Ⅲ
（シビアアクシデント）
「注水－１」，
「注水－２」

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水
（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）
の床面への落下遅延・防止）</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
常設高圧代替注水系ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（10／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	－	残留熱除去系による原子炉注水	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		残留熱除去系による原子炉注水（復旧後の原子炉注水①）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		残留熱除去系による原子炉注水（復旧後の原子炉注水②）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		残留熱除去系による原子炉注水（復旧後の原子炉注水③）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（11／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	－	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水	主要設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系ポンプ 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧炉心スプレイ系による原子炉注水（復旧後の原子炉注水①）	主要設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧炉心スプレイ系による原子炉注水（復旧後の原子炉注水②）	主要設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系ポンプ（海水冷却） 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧炉心スプレイ系による原子炉注水（復旧後の原子炉注水③）	主要設備	サプレッション・プール 低圧炉心スプレイ系ポンプ（海水冷却）	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（12／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉格納容器内の除熱）	－	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱（復旧後の原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷前））①	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱（復旧後の原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷前））②	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（13／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉格納容器内の除熱）	－	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱（復旧後の原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷前））③	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱（復旧後の原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷後））①	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱（復旧後の原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷後））②	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（14／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="4">サプレッション・プールを水源とした対応
（原子炉格納容器内の除熱）</td><td rowspan="4">－</td><td rowspan="3">残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱
（復旧後の原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷後））③）</td><td rowspan="2">主要設備</td><td>サプレッション・プール
残留熱除去系ポンプ（海水冷却）
残留熱除去系熱交換器</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「ＡＭ設備別操作手順書」

非常時運転手順書Ⅲ
（シビアアクシデント）
「除熱－１」，
「除熱－３」

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>可搬型代替注水大型ポンプ</td><td>自主対策設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による
サプレッション・プール水の除熱</td><td>主要設備</td><td>サプレッション・プール
残留熱除去系ポンプ
残留熱除去系熱交換器
残留熱除去系海水ポンプ※3
残留熱除去系海水ストレーナ※3</td><td>重大事故等対処設備</td><td>非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
格納容器制御
「Ｓ／Ｐ温度制御」等</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（15／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉格納容器内の除熱）	－	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱（復旧後のサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷前）①）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御「S／P温度制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱（復旧後のサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷前）②）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱（復旧後のサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷前）③）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（16／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉格納容器内の除熱）	－	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱（復旧後のサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷後）①）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱（復旧後のサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷後）②）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱（復旧後のサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷後）③）	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系ポンプ（海水冷却） 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（17／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系による原子炉注水①	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		代替循環冷却系による原子炉注水②	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
				代替循環冷却系ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		代替循環冷却系による原子炉注水③	主要設備	サプレッション・プール 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				代替循環冷却系ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（18／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－4」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（19／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷前）①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御「S／P温度制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷前）②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷前）③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（20／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷後）①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷後）②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱（炉心損傷後）③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（21／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	原子炉格納容器内の除熱（代替循環冷却系による炉心損傷前）①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		原子炉格納容器内の除熱（代替循環冷却系による炉心損傷前）②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		原子炉格納容器内の除熱（代替循環冷却系による炉心損傷前）③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（22／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷後）①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－２」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷後）②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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。		
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱（炉心損傷後）③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（23／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－３」，「放出」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（24／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
サプレッション・プールを水源とした対応（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱）	－	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）①	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
		代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）②	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
		代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）③	主要設備	サプレッション・プール 代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（25／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="6">西側淡水貯水設備を水源とした対応
（可搬型代替注水中型ポンプによる送水）</td><td rowspan="3">サプレッション・プール</td><td rowspan="4">可搬型代替注水中型ポンプによる送水</td><td colspan="3">可搬型代替注水中型ポンプによる高所東側接続口，高所西側接続口，原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口への送水時</td><td rowspan="5">重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>主要設備</td><td>西側淡水貯水設備
可搬型代替注水中型ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td>低圧代替注水系配管・弁
ホース
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td rowspan="3">－</td><td colspan="3">可搬型代替注水中型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水時</td></tr>
<tr><td>主要設備</td><td>西側淡水貯水設備
可搬型代替注水中型ポンプ
フィルタ装置</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td>格納容器圧力逃がし装置配管・弁
ホース
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td rowspan="6">西側淡水貯水設備を水源とした対応
（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）</td><td rowspan="6">サプレッション・プール</td><td rowspan="3">低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水</td><td>主要設備</td><td>西側淡水貯水設備
可搬型代替注水中型ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「水位確保」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td rowspan="2">関連設備</td><td>低圧代替注水系配管・弁
ホース
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td colspan="2">上記以外の関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却</td><td>主要設備</td><td>西側淡水貯水設備
可搬型代替注水中型ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="3">常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「ＡＭ設備別操作手順書」

非常時運転手順書Ⅲ
（シビアアクシデント）
「注水－４」

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td rowspan="2">関連設備</td><td>低圧代替注水系配管・弁
ホース
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td colspan="2">上記以外の関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（26／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
西側淡水貯水設備を水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」， 「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
西側淡水貯水設備を水源とした対応（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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。		
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（27／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
西側淡水貯水設備を水源とした対応（フィルタ装置スクラビング水補給）	－	フィルタ装置スクラビング水補給	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水中型ポンプ フィルタ装置	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
西側淡水貯水設備を水源とした対応（原子炉格納容器下部への注水）	－	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水中型ポンプ コリウムシールド	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－３ａ」，「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
西側淡水貯水設備を水源とした対応（使用済燃料プールへの注水）	－	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（28／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした対応	サプレッション・プール	消火系による原子炉注水	主要設備	ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		消火系による残存溶融炉心の冷却	主要設備	ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		消火系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」， 「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（29／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした対応（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	消火系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）	主要設備	ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		消火系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）	主要設備	ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした対応（原子炉格納容器下部への注水）	－	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	コリウムシールド	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」， 「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
				ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（30／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした対応（使用済燃料プールへの注水）	－	消火系による使用済燃料プール注水	主要設備	ろ過水貯蔵タンク 多目的タンク 電動駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		
復水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	原子炉隔離時冷却系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉注水	主要設備	復水貯蔵タンク	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
				原子炉隔離時冷却系ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	原子炉圧力容器 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ 所内常設直流電源設備※5 ・125V系蓄電池　A系	重大事故等対処設備	
				補給水系配管・弁	自主対策設備	
		高圧炉心スプレイ系による復水貯蔵タンクを水源とした原子炉注水	主要設備	復水貯蔵タンク	自主対策設備	
				高圧炉心スプレイ系ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	原子炉圧力容器 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 非常用交流電源設備※5 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	
				補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（31／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
復水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水）	－	制御棒駆動水圧系による原子炉注水	主要設備	復水貯蔵タンク 制御棒駆動水ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
	サプレッション・プール	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	復水貯蔵タンク	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」， 「注水－２」 重大事故等対策要領
				原子炉隔離時冷却系ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	原子炉圧力容器 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 常設代替交流電源設備※5 ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 常設代替直流電源設備※5 ・緊急用125V系蓄電池 可搬型代替直流電源設備※5 ・可搬型代替低圧電源車 ・可搬型整流器 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				補給水系配管・弁	自主対策設備	
復水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	補給水系による原子炉注水	主要設備	復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（32／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
復水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	補給水系による残存溶融炉心の冷却	主要設備	復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
		補給水系による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」， 「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
復水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	補給水系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）	主要設備	復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 格納容器制御 「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		
		補給水系による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）	主要設備	復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（33／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
復水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉格納容器下部への注水）	－	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	コリウムシールド	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－３ａ」，「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
				復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
復水貯蔵タンクを水源とした対応（使用済燃料プールへの注水）	－	補給水系による使用済燃料プール注水	主要設備	復水貯蔵タンク 復水移送ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		
淡水タンクを水源とした対応（可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水）	－	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水	主要設備	多目的タンク ろ過水貯蔵タンク 原水タンク 純水貯蔵タンク	自主対策設備	重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ フィルタ装置	重大事故等対処設備	
			関連設備	格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				多目的タンク配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（34／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
淡水タンクを水源とした対応（フィルタ装置スクラビング水補給）	－	フィルタ装置スクラビング水補給	主要設備	多目的タンク ろ過水貯蔵タンク 原水タンク 純水貯蔵タンク	自主対策設備	重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ フィルタ装置	重大事故等対処設備	
			関連設備	格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				多目的タンク配管・弁	自主対策設備	
海を水源とした対応（可搬型代替注水大型ポンプによる送水）	サプレッション・プール	可搬型代替注水大型ポンプによる送水	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
海を水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（35／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
海を水源とした対応（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水）	サプレッション・プール	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－４」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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」にて整備する。		
		低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
海を水源とした対応（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷前）	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「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。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（36／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
海を水源とした対応（原子炉格納容器内の冷却）	サプレッション・プール	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（炉心損傷後）	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」，「除熱－２」，「除熱－３」 重大事故等対策要領
				低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
			関連設備	上記以外の関連設備は「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。		
海を水源とした対応（原子炉格納容器下部への注水）	－	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ コリウムシールド	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「ＡＭ設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－３ａ」，「注水－３ｂ」 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
海を水源とした対応（使用済燃料プールへの注水／スプレイ）	－	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				上記以外の関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（37／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="4">海を水源とした対応
（使用済燃料プールへの注水／スプレイ）</td><td rowspan="4">－</td><td rowspan="3">可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ</td><td>主要設備</td><td>可搬型代替注水大型ポンプ
常設スプレイヘッダ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="4">非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）
「使用済燃料プール制御」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td>低圧代替注水系配管・弁
ホース
非常用取水設備※3
・ＳＡ用海水ピット取水塔
・海水引込管
・ＳＡ用海水ピット
燃料給油設備※5
・可搬型設備用軽油タンク
・タンクローリ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">上記以外の関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ</td><td>主要設備</td><td>可搬型代替注水大型ポンプ
可搬型スプレイノズル</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">海を水源とした対応
（残留熱除去系海水系による冷却水の確保）</td><td rowspan="2">－</td><td rowspan="2">残留熱除去系海水系による冷却水の確保</td><td>主要設備</td><td>残留熱除去系海水ポンプ
残留熱除去系海水ストレーナ
残留熱除去系熱交換器</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="2">非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）
「Ｓ／Ｐ温度制御」等</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（38／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
海を水源とした対応（最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送）	－	緊急用海水系による冷却水の確保	主要設備	緊急用海水ポンプ 緊急用海水ストレーナ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ※2 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）ポンプ※4 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「S／P温度制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。		
		代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			主要設備	残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ※2 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）ポンプ※4 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ※4	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。		
海を水源とした対応（大気への放射性物質の拡散抑制）	－	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領 「大気への放射性物質の拡散抑制」
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		
海を水源とした対応（航空機燃料火災への泡消火）	－	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用），放水砲，泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲 泡混合器 泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領 「航空機燃料火災への泡消火」
			関連設備	関連設備は「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」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（39／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保（２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系を水源とした対応）	－	２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保（非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）	主要設備	２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ２Ｃ　Ｄ／Ｇ ２Ｄ　Ｄ／Ｇ ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。		
	－	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電）	主要設備	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ Ｍ／Ｃ　ＨＰＣＳ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
				Ｍ／Ｃ　２Ｅ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（40／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水（２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は海を水源とした対応）	－	２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	重大事故等対策要領
				２Ｃ　Ｄ／Ｇ ２Ｄ　Ｄ／Ｇ ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。		
海を水源とした対応（代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却）	－	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却①	主要設備	代替燃料プール冷却系ポンプ 代替燃料プール冷却系熱交換器 使用済燃料プール 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（41／48）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="3">対処設備</th><th>整備する手順書※1</th></tr>
<tr><td rowspan="3">海を水源とした対応
（代替燃料プール冷却系による
使用済燃料プール冷却）</td><td rowspan="3">－</td><td rowspan="3">代替燃料プール冷却系による
使用済燃料プール冷却②</td><td>主要設備</td><td>可搬型代替注水大型ポンプ</td><td>自主対策設備</td><td rowspan="3">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「使用済燃料プール制御」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>主要設備</td><td>代替燃料プール冷却系ポンプ
代替燃料プール冷却系熱交換器
使用済燃料プール</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応
（原子炉圧力容器へのほう酸水注入）</td><td rowspan="6">－</td><td rowspan="2">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）原子炉制御
「反応度制御」</td><td>主要設備</td><td>ほう酸水貯蔵タンク
ほう酸水注入ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="2">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
原子炉制御「反応度制御」</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ほう酸水注入系による
原子炉注水（ほう酸水注入）</td><td>主要設備</td><td>ほう酸水貯蔵タンク
ほう酸水注入ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td><td rowspan="4">非常時運転手順書Ⅱ
（徴候ベース）
「水位確保」等

重大事故等対策要領</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ほう酸水注入系による
原子炉注水（継続注水）</td><td>主要設備</td><td>ほう酸水貯蔵タンク
ほう酸水注入ポンプ</td><td>重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>関連設備</td><td colspan="2">関連設備は「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」にて整備する。
なお，当該対応手段には，「純水系（自主対策設備）」を使用するため，自主的に整備する対応手段とする。</td></tr>
</table>

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（42／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応（原子炉圧力容器へのほう酸水注入）	－	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入（溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止）	主要設備	ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入ポンプ	重大事故等対処設備	常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM設備別操作手順書」 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－１」，「注水－２」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
代替淡水貯槽へ水を補給するための対応（可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水））	－	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	主要設備	西側淡水貯水設備 代替淡水貯槽 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
		淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	主要設備	多目的タンク ろ過水貯蔵タンク 原水タンク 純水貯蔵タンク	自主対策設備	
				代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				多目的タンク配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（43／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
代替淡水貯槽へ水を補給するための対応（可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水））	－	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	主要設備	代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
西側淡水貯水設備へ水を補給するための対応（可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水））	－	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	主要設備	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（44／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
西側淡水貯水設備へ水を補給するための対応（可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水））	－	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	主要設備	多目的タンク ろ過水貯蔵タンク 原水タンク 純水貯蔵タンク	自主対策設備	重大事故等対策要領
			主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	ホース 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
			関連設備	多目的タンク配管・弁	自主対策設備	
		海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給	主要設備	西側淡水貯水設備 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（45／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源の切替え）水源を切り替えるための対応	－	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水時の水源の切替え	主要設備	復水貯蔵タンク	自主対策設備	重大事故等対策要領
				サプレッション・プール	重大事故等対処設備	
			関連設備	原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ 所内常設直流電源設備※5 ・125V系蓄電池　A系	重大事故等対処設備	
				補給水系配管・弁	自主対策設備	
		高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時の水源の切替え	主要設備	復水貯蔵タンク	自主対策設備	
				サプレッション・プール	重大事故等対処設備	
			関連設備	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 非常用交流電源設備※5 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ 燃料給油設備※5 ・軽油貯蔵タンク ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	
				補給水系配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（46／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
水源を切り替えるための対応（淡水から海水への切替え）	－	代替淡水貯槽へ補給する水源の切替え（西側淡水貯水設備から補給している場合）	主要設備	西側淡水貯水設備 代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
		代替淡水貯槽へ補給する水源の切替え（淡水タンクから補給している場合）	主要設備	多目的タンク ろ過水貯蔵タンク 原水タンク 純水貯蔵タンク	自主対策設備	
				代替淡水貯槽 可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				多目的タンク配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（47／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
水源を切り替えるための対応（淡水から海水への切替え）	－	西側淡水貯水設備へ補給する水源の切替え（代替淡水貯槽から補給している場合）	主要設備	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
		西側淡水貯水設備へ補給する水源の切替え（淡水タンクから補給している場合）	主要設備	多目的タンク ろ過水貯蔵タンク 原水タンク 純水貯蔵タンク	自主対策設備	
				西側淡水貯水設備 可搬型代替注水大型ポンプ	重大事故等対処設備	
			関連設備	ホース 非常用取水設備※3 ・ＳＡ用海水ピット取水塔 ・海水引込管 ・ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備※5 ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	
				多目的タンク配管・弁	自主対策設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（48／48）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備			整備する手順書※1
（外部水源を切り替えるための対応（外部水源から内部水源への切替え）	－	外部水源（代替淡水貯槽）から内部水源（サプレッション・プール）への切替え①	主要設備	サプレッション・プール 代替淡水貯槽 代替循環冷却系ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水ポンプ※3 残留熱除去系海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－１」， 「注水－２」， 「注水－４」， 「除熱－１」， 「除熱－２」， 「除熱－３」 重大事故等対策要領
			関連設備	関連設備は「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」，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
		外部水源（代替淡水貯槽）から内部水源（サプレッション・プール）への切替え②	主要設備	サプレッション・プール 代替淡水貯槽 代替循環冷却系ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 緊急用海水ポンプ※3 緊急用海水ストレーナ※3	重大事故等対処設備	
			関連設備	関連設備は「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」，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		
		外部水源（代替淡水貯槽）から内部水源（サプレッション・プール）への切替え③	主要設備	サプレッション・プール 代替淡水貯槽 代替循環冷却系ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ 残留熱除去系熱交換器	重大事故等対処設備	
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	関連設備は「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」，「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」及び「1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。		

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：手順については「1.4　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」にて整備する。
※3：手順については「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：手順については「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。
※5：手順については「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

第5.2.18表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.14）

対応手段，対応設備，手順書一覧（1／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	－	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電（1／2）	主要設備	２Ｃ　Ｄ／Ｇ ２Ｄ　Ｄ／Ｇ ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「減圧冷却」等 重大事故等対策要領
			関連設備	軽油貯蔵タンク～２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ～２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～２ＣＤ／Ｇ流路 軽油貯蔵タンク～２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～２Ｄ非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～２ＤＤ／Ｇ流路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ系蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	－	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電（２／２）	関連設備	軽油貯蔵タンク～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ　流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ～２Ｃ　Ｄ／Ｇ流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ～２Ｄ　Ｄ／Ｇ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ流路 ２Ｃ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／Ｃ２Ｃ電路 ２Ｄ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／Ｃ２Ｄ電路 ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／ＣＨＰＣＳ電路	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」等 重大事故等対策要領

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ系蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	手対応段	対応設備			整備する手順書※1
代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	主要設備	常設代替高圧電源装置	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全交流電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	軽油貯蔵タンク～常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ流路 常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ～常設代替高圧電源装置流路 常設代替高圧電源装置～緊急用断路器電路 緊急用断路器～緊急用Ｍ／Ｃ電路 緊急用Ｍ／Ｃ～Ｍ／Ｃ　２Ｃ電路 緊急用Ｍ／Ｃ～Ｍ／Ｃ　２Ｄ電路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	主要設備	可搬型代替低圧電源車	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全交流電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	可搬型設備用軽油タンク～タンクローリ流路 タンクローリ～可搬型代替低圧電源車流路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～Ｐ／Ｃ　２Ｃ電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～Ｐ／Ｃ　２Ｄ電路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～Ｐ／Ｃ　２Ｃ電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～Ｐ／Ｃ　２Ｄ電路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ池及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
□：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（5／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電	主要設備	ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ Ｍ／Ｃ　ＨＰＣＳ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
				Ｍ／Ｃ　２Ｅ	自主対策設備	
			関連設備	軽油貯蔵タンク～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ流路 ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／ＣＨＰＣＳ電路	重大事故等対処設備	
				Ｍ／Ｃ　ＨＰＣＳ～Ｍ／Ｃ２Ｅ電路 Ｍ／Ｃ　２Ｅ～Ｍ／Ｃ　２Ｃ電路 Ｍ／Ｃ　２Ｅ～Ｍ／Ｃ　２Ｄ電路	自主対策設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（6／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機海水系 又は 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系	２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧（１／２）	主要設備	２Ｃ　Ｄ／Ｇ ２Ｄ　Ｄ／Ｇ ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	軽油貯蔵タンク～２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ～２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～Ｄ／Ｇ　２Ｃ流路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（7／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機海水系 又は 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系	２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧（２／２）	関連設備	軽油貯蔵タンク～２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～２Ｄ非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～Ｄ／Ｇ　２Ｄ流路 軽油貯蔵タンク～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ　流路 ２Ｃ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／Ｃ　２Ｃ電路 ２Ｄ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／Ｃ　２Ｄ電路 ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／ＣＨＰＣＳ電路	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ～２Ｃ　Ｄ／Ｇ流路 可搬型代替注水大型ポンプ～２Ｄ　Ｄ／Ｇ流路 可搬型代替注水大型ポンプ～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ流路	自主対策設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（8／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機 及びＨＰＣＳディーゼル発電機	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	主要設備	125V 系蓄電池　Ａ系※2 125V 系蓄電池　Ｂ系※2 125V 系蓄電池　ＨＰＣＳ系※2 中性子モニタ用蓄電池　Ａ系※2 中性子モニタ用蓄電池　Ｂ系※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全交流電源喪失」
			関連設備	125V 系蓄電池　Ａ系～直流 125V 主母線盤　２Ａ電路 125V 系蓄電池　Ｂ系～直流 125V 主母線盤　２Ｂ電路 125V 系蓄電池　ＨＰＣＳ系～直流 125V 主母線盤　ＨＰＣＳ電路 中性子モニタ用蓄電池　Ａ系～直流±24V 中性子モニタ用分電盤　２Ａ電路 中性子モニタ用蓄電池　Ｂ系～直流±24V 中性子モニタ用分電盤　２Ｂ電路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（9／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電（１／２）	主要設備	可搬型代替低圧電源車 可搬型整流器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全交流電源喪失」 「全直流電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	可搬型設備用軽油タンク～タンクローリ流路 タンクローリ～可搬型代替低圧電源車流路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～可搬型整流器電路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～可搬型整流器電路 可搬型整流器～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～可搬型代替直流電源設備用電源切替盤電路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（10／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電（２／２）	関連設備	可搬型整流器～可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～可搬型代替直流電源設備用電源切替盤電路 可搬型代替直流電源設備用電源切替盤～直流125V主母線盤２Ａ電路 可搬型代替直流電源設備用電源切替盤～直流125V主母線盤２Ｂ電路	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全交流電源喪失」 「全直流電源喪失」 重大事故等対策要領

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（11／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機 及び Ｍ／Ｃ　２Ｃ・２Ｄ	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電（１／２）	主要設備	ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ Ｍ／Ｃ　ＨＰＣＳ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
				直流125V予備充電器	自主対策設備	
			関連設備	軽油貯蔵タンク～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ流路 ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ～Ｍ／ＣＨＰＣＳ電路 Ｍ／Ｃ　ＨＰＣＳ～ＭＣＣＨＰＣＳ	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（12／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機 及び Ｍ／Ｃ　２Ｃ・２Ｄ	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電（２／２）	関連設備	ＭＣＣ　ＨＰＣＳ～直流125V予備充電器電路 直流125V予備充電器～直流125V主母線盤２Ａ電路 直流125V予備充電器～直流125V主母線盤２Ｂ電路	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	非常用所内電気設備	常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	主要設備	常設代替高圧電源装置 緊急用Ｍ／Ｃ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「外部電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	軽油貯蔵タンク～常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ流路 常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ～常設代替高圧電源装置流路 常設代替高圧電源装置～緊急用断路器電路 緊急用断路器～緊急用Ｍ／Ｃ電路 緊急用Ｍ／Ｃ～緊急用動力変圧器電路 緊急用動力変圧器～緊急用Ｐ／Ｃ電路 緊急用Ｐ／Ｃ～緊急用ＭＣＣ電路 緊急用ＭＣＣ～緊急用直流125V充電器電路 緊急用ＭＣＣ～緊急用電源切替盤電路	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※3：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	非常用所内電気設備	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	主要設備	可搬型代替低圧電源車 緊急用Ｐ／Ｃ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「外部電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	可搬型設備用軽油タンク～タンクローリ流路 タンクローリ～可搬型代替低圧電源車流路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～緊急用Ｐ／Ｃ電路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～緊急用Ｐ／Ｃ電路 緊急用Ｐ／Ｃ～緊急用ＭＣＣ電路 緊急用ＭＣＣ～緊急用直流125V充電器電路 緊急用ＭＣＣ～緊急用電源切替盤電路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（15／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	非常用所内電気設備	常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	主要設備	緊急用125V系蓄電池※3 緊急用直流125V主母線盤	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全直流電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	緊急用125V系蓄電池～緊急用直流125V主母線盤電路 緊急用125V主母線盤～緊急用直流125VＭＣＣ電路 緊急用125V主母線盤～緊急用直流125V計装分電盤電路 緊急用125V直流ＭＣＣ～緊急用電源切替盤電路 緊急用直流125V計装分電盤～緊急用電源切替盤電路	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：125V系蓄電　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ池及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※3：緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
□ 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（16／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	非常用所内電気設備	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電（1／2）	主要設備	可搬型代替低圧電源車 可搬型整流器 緊急用直流125V主母線盤	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全直流電源喪失」 重大事故等対策要領
			関連設備	可搬型設備用軽油タンク～タンクローリ流路 タンクローリ～可搬型代替低圧電源車流路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～可搬型整流器電路 可搬型整流器～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）～可搬型代替直流電源設備用電源切替盤電路 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～可搬型整流器電路	重大事故等対処設備	

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

※2：125V 系蓄電　A系・B系・ＨＰＣＳ池及び中性子モニタ用蓄電池　A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※3：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

□ 自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（17／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	非常用所内電気設備	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電（2／2）	関連設備	可搬型整流器～可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）電路 可搬型代替低圧電源車接続盤（東側）～可搬型代替直流電源設備用電源切替盤電路 可搬型代替直流電源設備用電源切替盤～緊急用直流125主母線盤電路 緊急用直流125V主母線盤～緊急用直流125VＭＣＣ電路 緊急用直流125V主母線盤～緊急用直流125V計装分電盤 緊急用直流125VＭＣＣ～緊急用電源切替盤電路 緊急用直流125V計装分電盤～緊急用電源切替盤電路	重大事故等対処設備	非常時運転手順書（事象ベース） 「全直流電源喪失」 重大事故等対策要領

※1：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※2：125V 系蓄電池　A系・B系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※3：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（18／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
燃料給油設備による各機器への給油	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	主要設備	可搬型設備用軽油タンク タンクローリ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	可搬型代替設備用軽油タンク～タンクローリ流路 タンクローリ～各機器流路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電池　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（19／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
燃料給油設備による各機器への給油	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	主要設備	軽油貯蔵タンク 常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	軽油貯蔵タンク～常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ流路 常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ～常設代替高圧電源装置流路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V 系蓄電　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ池及び中性子モニタ用蓄電池　Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（20／20）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備			整備する手順書※1
燃料給油設備による各機器への給油	２Ｃ・２Ｄ 非常用ディーゼル発電機 及び ＨＰＣＳディーゼル発電機	軽油貯蔵タンクから２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油	主要設備	軽油貯蔵タンク ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	重大事故等対策要領
			関連設備	軽油貯蔵タンク～２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃　料移送ポンプ～２Ｃ　非常用ディーゼル発電機燃料油デイタンク流路 ２Ｃ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～２Ｃ　Ｄ／Ｇ流路 軽油貯蔵タンク～２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～２Ｄ　非常用ディーゼル発電機燃料油デイタンク流路 ２Ｄ　非常用ディーゼル発電機　燃料油デイタンク～２Ｄ　Ｄ／Ｇ流路 軽油貯蔵タンク～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料移送ポンプ～高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　燃料油デイタンク流路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイタンク～ＨＰＣＳ　Ｄ／Ｇ　流路	重大事故等対処設備	

※１：整備する手順の概要は「1.0　重大事故等対策における共通事項　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。
※２：125V　Ａ系・Ｂ系・ＨＰＣＳ系蓄電池及び中性子モニタ用蓄電池Ａ系・Ｂ系からの給電は，運転員による操作は不要である。
※３：緊急用 125V 系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。
：自主的に整備する対応手段を示す。

第 5.2.19 表　大規模損壊に特化した手順（1／2）

想定	対応手段	対応手順	対応設備		整備する手順書の分類
炉心損傷後，原子炉格納容器破損緩和又は放射性物質の放出低減を目的とした格納容器ベントを行う場合	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順	主要設備	フィルタ装置 第一弁（S／C側） 第一弁（D／W側） 第二弁 第二弁バイパス弁 圧力開放板	大規模損壊時に対応する手順
			関連設備	第二弁操作室遮蔽 第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ） 差圧計 遠隔人力操作機構 可搬型窒素供給装置 フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 移送ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 代替淡水貯槽 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 真空破壊弁 窒素供給配管・弁 第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁） 移送配管・弁 補給水配管・弁 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 燃料給油設備	
原子炉格納容器温度の上昇により原子炉格納容器トップヘッドフランジからの水素漏えいが発生する場合	原子炉ウェルへの注水	格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水手順	主要設備	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 常設代替交流電源設備 燃料給油設備 原子炉ウェル 格納容器頂部注水系配管・弁	
原子炉格納容器温度の上昇により原子炉格納容器トップヘッドフランジからの水素漏えいが発生する場合	原子炉ウェルへの注水	格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水手順	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ 代替淡水貯槽	
			関連設備	低圧代替注水系配管・弁 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 燃料給油設備 原子炉ウェル 格納容器頂部注水系配管・弁	

第 5.2.19 表　大規模損壊に特化した手順（2／2）

想定	対応手段	対応手順	対応設備		整備する手順書の分類
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出ができず，原子炉建屋水素濃度の上昇が継続する場合	原子炉建屋原子炉棟の水素排出	原子炉建屋からの水素の排出手順	主要設備	ブローアウトパネル ブローアウトパネル閉止装置 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲	大規模損壊時に対応する手順
			関連設備	ホース ＳＡ用海水ピット取水塔 海水引込管 ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備	
化学消防車，水槽付消防ポンプ自動車，可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）等を用いた火災時の対応が困難な場合	消火	可搬型代替注水中型ポンプによる消火手順	主要設備	可搬型代替注水中型ポンプ 泡消火薬剤容器（消防車用） 放水銃	
			関連設備	燃料給油設備	
使用済燃料プールが損傷し，常設及び可搬設備による注水を行うが，水位が維持できない場合	放水砲による使用済燃料プールへの注水	可搬型代替注水大型ポンプによる使用済燃料プールへの放水手順	主要設備	ブローアウトパネル ブローアウトパネル閉止装置 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲	
			関連設備	ホース ＳＡ用海水ピット取水塔 海水引込管 ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備	
使用済燃料乾式貯蔵設備に大規模な損壊が発生した場合	使用済燃料乾式貯蔵設備への放水	可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による使用済燃料乾式貯蔵設備への放水手順	主要設備	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） 放水砲 泡混合器 泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）	
			関連設備	ホース ＳＡ用海水ピット取水塔 海水引込管 ＳＡ用海水ピット 燃料給油設備	
中央制御室の機能喪失等により，中央制御室にて可搬型計測器の接続が不可能となった場合	監視機能の回復	現場での可搬型計測器によるパラメータ計測，監視手順	主要設備	可搬型計測器	

第 5.2.20 表　大規模損壊発生時の対応に係る発電所要員の力量管理について

要員	必要な作業	必要な力量
災害対策要員 ・本部長，本部長代理，本部員	○発電所における災害対策活動の実施	○事故状況の把握 ○対応判断 ○適確な指揮 ○各班との連携
災害対策要員 ・上記及び当直要員以外の要員	○発電所における災害対策活動の実施 （統括／班長指示による） ○関係箇所への情報提供 ○各班要員の活動状況把握	○所掌内容の理解 ○対策本部との情報共有 ○各班との連携
当直要員	○事故状況の把握 ○事故拡大防止に必要な運転上の措置 ○除熱機能等確保に伴う措置	○確実なプラント状況把握 ○運転操作 ○事故対応手順の理解
実施組織	○復旧対策の実施 ・資機材の移動，電源車による給電，原子炉への注水，使用済燃料プールへの注水等 ○消火活動	○個別手順の理解 ○資機材の取扱い ○配置場所の把握
支援組織	○事故拡大防止対策の検討 ○資材の調達及び輸送 ○放射線・放射能の状況把握 ○社外関係機関への通報・連絡	○事故状況の把握 ○各班との情報共有 ○個別手順の理解 ○資機材の取扱い

ａ．外部事象の網羅的な抽出

国内外の基準を参考に，網羅的に外部事象を抽出・整理し自然災害 55 事象，外部人為事象 23 事象を抽出

⇩

ｂ．個別の事象に対するプラントの安全性への影響評価（起因事象の特定）

設計基準又は観測記録を超えるような非常に過酷な状況を想定した場合の自然災害及び外部人為事象によって，プラントの安全性が損なわれる可能性について評価を実施し，発生しうるプラント状態（起因事象）を特定

⇩

ｃ．特にプラントの安全性に影響を与える可能性のある外部事象の選定

b.の影響評価により，特にプラントの安全性に影響を与える可能性がある自然災害9事象及び外部人為事象2事象を選定

【自然災害】

・地震
・津波
・竜巻
・凍結
・積雪
・落雷
・火山の影響
・森林火災
・隕石

【外部人為事象】

・衛星の落下
・航空機落下

⇩

ｄ．大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象の検討

ｃ.で選定した事象について，それぞれで特定した起因事象・シナリオからプラントへ与える影響を評価し，大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を検討する

また，重畳することが想定される自然災害として，地震と津波の重畳が発生した場合，地震による影響に対する対応が津波によって遅れる等，事故対応に影響を及ぼす可能性があることから，選定したそれぞれの単独事象と同様にプラントへの影響評価を実施する

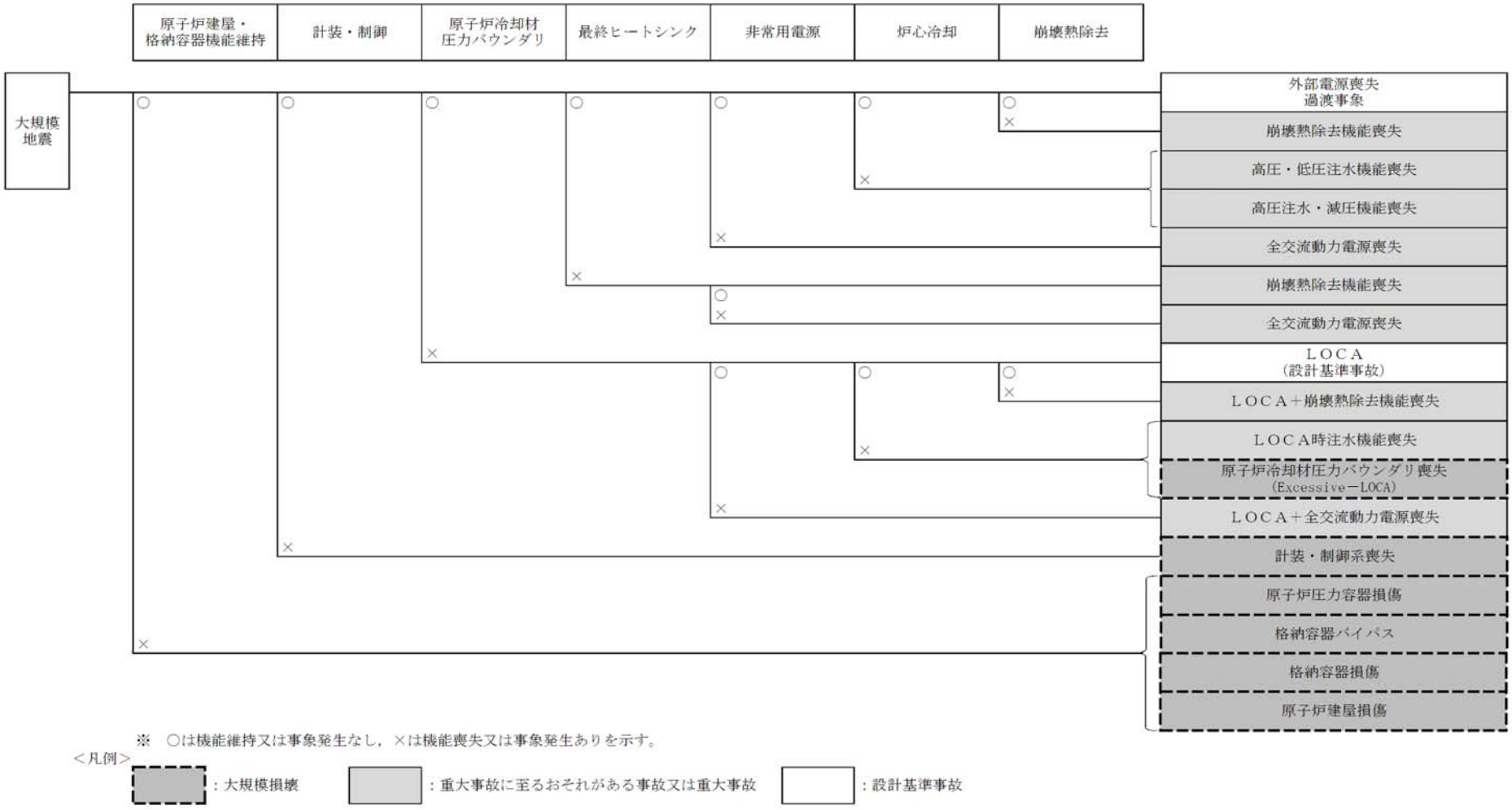
評価の結果，大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害として，以下の3事象を代表として選定

【自然災害】

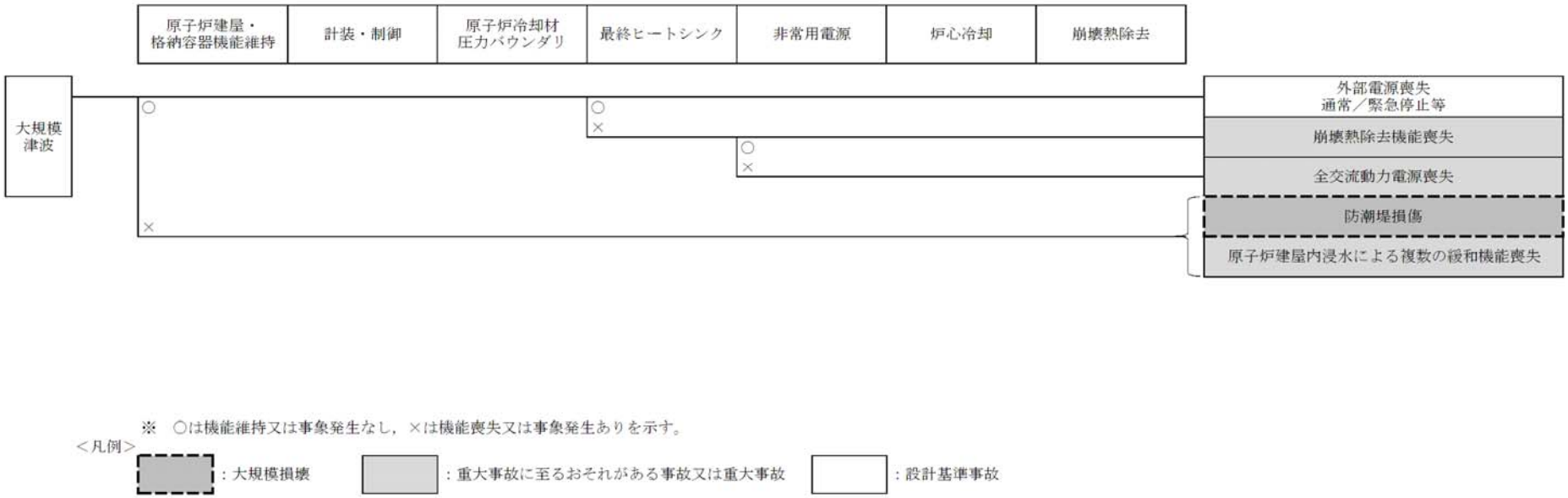
・地震
・津波
・地震と津波の重畳

上記以外の自然災害及び外部人為事象については，大規模損壊に至ることはない事象又は大規模損壊に至ったとしても上記の3事象の自然災害又は「故意による大型航空機の衝突」に代表され，被害の様態から同様の手順で対応可能である

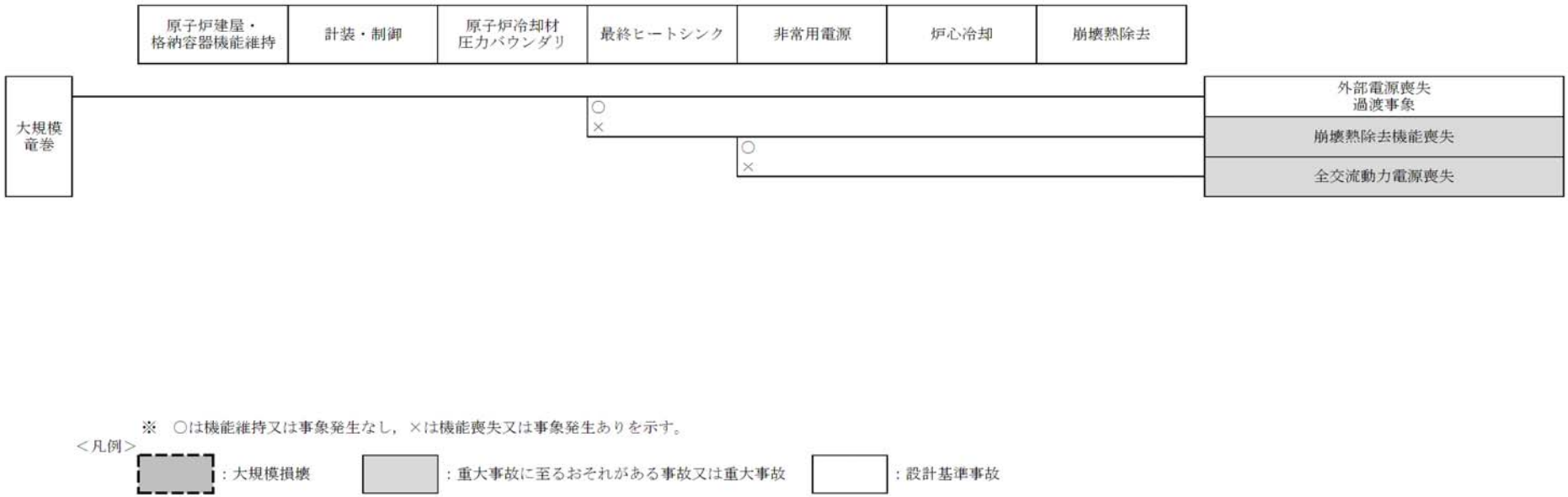
第 5.2.1 図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討プロセスの概要



第 5.2.2 図　自然災害（地震）により生じ得るプラントの状況（1／8）



第 5.2.2 図　自然災害（津波）により生じ得るプラントの状況（2／8）



第 5.2.2 図　自然災害（竜巻）により生じ得るプラントの状況（3／8）



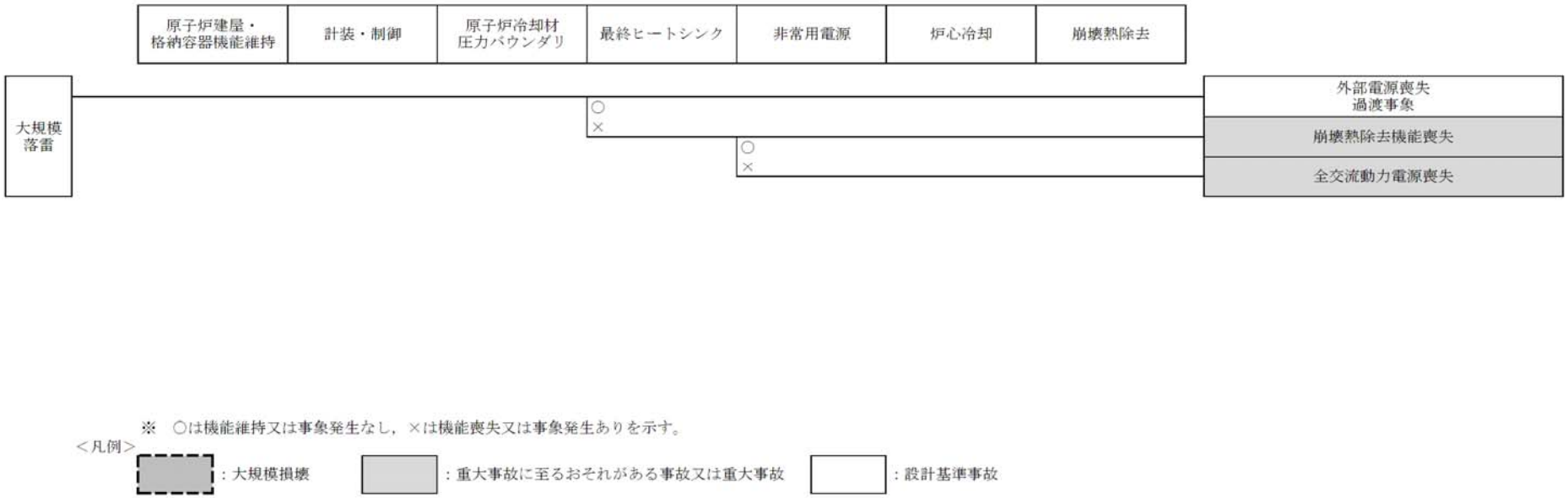
※　○は機能維持又は事象発生なし，×は機能喪失又は事象発生ありを示す。

＜凡例＞　：大規模損壊　：重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故　：設計基準事故

第 5.2.2 図　自然災害（凍結）により生じ得るプラントの状況（4／8）



第 5.2.2 図　自然災害（積雪）により生じ得るプラントの状況（5／8）



第5.2.2図　自然災害（落雷）により生じ得るプラントの状況（6／8）



※　○は機能維持又は事象発生なし，×は機能喪失又は事象発生ありを示す。

＜凡例＞

：大規模損壊　：重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故　：設計基準事故

第 5.2.2 図　自然災害（火山の影響）により生じ得るプラントの状況（7／8）

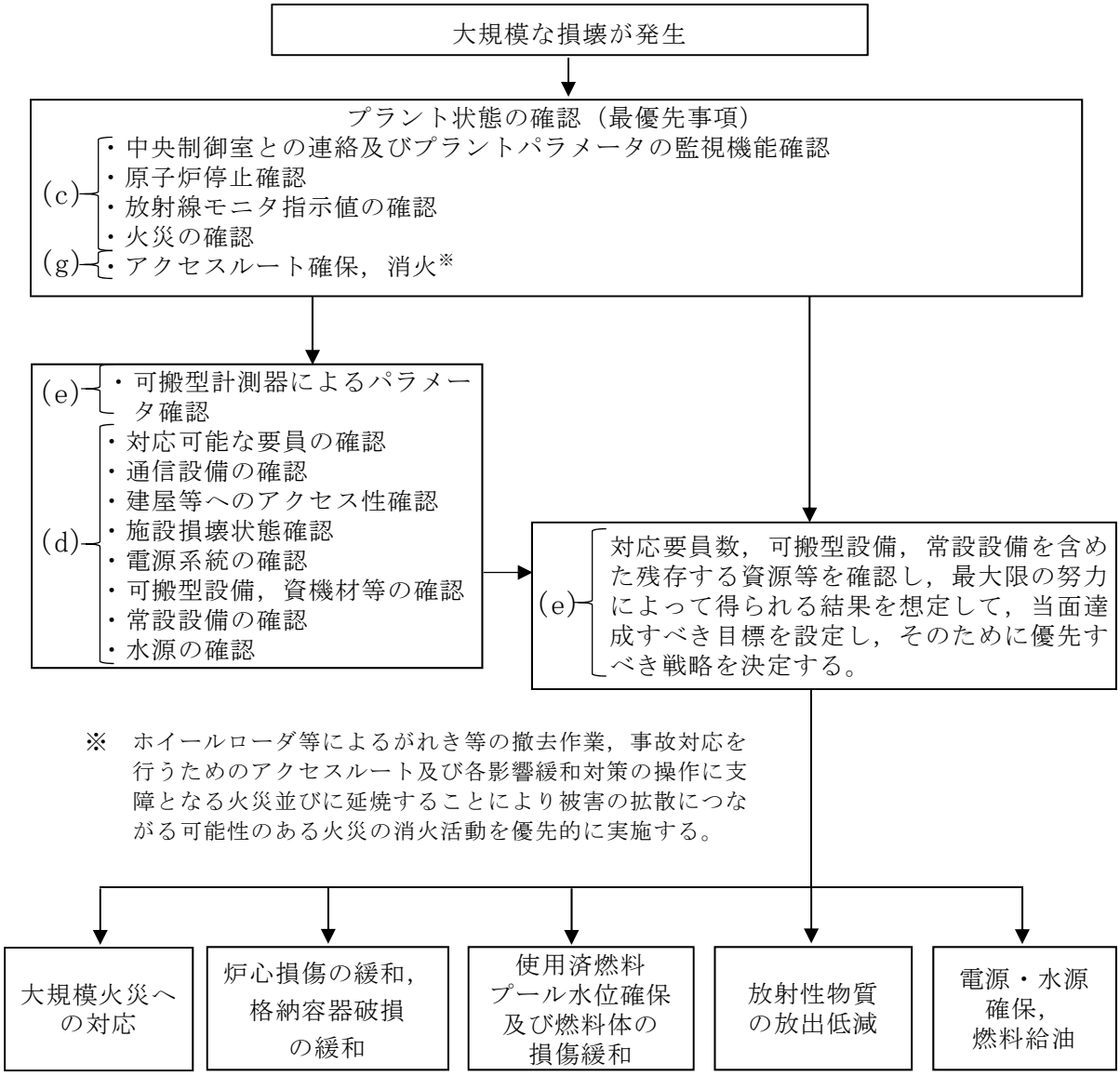


※　○は機能維持又は事象発生なし，×は機能喪失又は事象発生ありを示す。

＜凡例＞

：大規模損壊　：重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故　：設計基準事故

第 5.2.2 図　自然災害（森林火災）により生じ得るプラントの状況（8／8）



第5.2.3図　大規模損壊発生時の対応全体概略フロー

（プラント状況把握が困難な場合）

6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

6.1　概　要

本発電用原子炉施設において,「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」,「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも，炉心の著しい損傷の防止，燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）の著しい損傷の防止，燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損及び発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の防止のために講ずることとしている措置(以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため，以下のとおり，評価対象とする事故シーケンスを整理し，対応する評価項目を設定した上で，計算プログラムを用いた解析等を踏まえて，設備，手順及び体制の有効性を評価する。

6.1.1　評価対象の整理及び評価項目の設定

本発電用原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）の知見等を踏まえ，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い，措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス」という。）を選定して，対応する措置の有効性評価を行う。

有効性評価に際しては，事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

具体的には「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」による。

6.1.2　評価に当たって考慮する事項

有効性評価は,「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の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に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」という。）で講ずることとしている措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源，燃料及び電源の資源並びに要員を整理した上で，安全機能の喪失に対する仮定，外部電源に対する仮定，単一故障に対する仮定，運転員及び重大事故等対応要員（以下「運転員等」という。）の操作時間に対する仮定等を考慮して，原則として事故が収束し,「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び格納容器が安定状態に,「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については使用済燃料プールの水位が回復し，水位及び温度が安定した状態に,「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。

具体的には「6.3　評価に当たって考慮する事項」による。

6.1.3　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価において使用する計算プログラム(以下「解析コード」という。)は，事故シーケンスの特徴に応じて，評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や運転員等操作に有意な影響を与える現象(以下「重要現象」という。）がモデル化されており，実験等を基に妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。

具体的には「6.4　有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。

6.1.4　有効性評価における解析の条件設定

有効性評価における解析の条件設定については，「6.3　評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに，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用いるか又は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する余裕が小さくなるよう設定する。また，解析コードや解析条件の不確かさの影響が大きい場合には，影響評価において感度解析等を実施することを前提に設定する。

具体的には「6.5　有効性評価における解析の条件設定の方針」による。

6.1.5　解析の実施

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

6.1.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認する。また，これらの不確かさの影響を踏まえても，措置の実現性に問題がなく，評価項目を満足することを感度解析等により確認する。

具体的には「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」による。

6.1.7　必要な要員及び資源の評価

必要な要員及び資源については，少なくとも外部支援がないものとして発電所内単独での措置を 7 日間継続して実施できることを確認する。

具体的には「6.8　必要な要員及び資源の評価方針」による。

6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定

重大事故等対策の有効性を確認するため,重大事故等のそれぞれについて,以下のとおり，事故シーケンスのグループ化，重要事故シーケンスの選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。

炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては，アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を対象として実施したＰＲＡの結果を活用する。

「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」に対しては，発電用原子炉施設内部の原因によって引き起こされる事象(以下「内部事象」という。）を対象とする内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡに加えて，ＰＲＡが適用可能な外部事象として地震，津波についてそれぞれ地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては，内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡを活用する。「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」に対しては，内部事

象停止時レベル１ＰＲＡを活用する。

ＰＲＡを実施した結果，本発電用原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-4}／炉年程度，格納容器破損頻度は 10^{-4}／炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-5}／施設定期検査程度である。

また，現状ＰＲＡが適用できない地震及び津波以外の外部事象については，当該外部事象により誘発される起因事象について分析した結果，いずれも内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから，新たに追加すべき事故シーケンスグループ等はない。

なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の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に係る審査基準（以下「技術的能力審査基準」という。）」，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則（以下「設置許可基準規則」という。）」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（以下「技術基準規則」という。）」との関連を第 6.2－1 表に示す。

ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については，「追補２．Ｉ　事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について」に示す。

6.2.1　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

6.2.1.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し，発電用原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構築物，系統及び機器

がその安全機能を喪失した場合であって，炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスについて本発電用原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえてグループ化し，それぞれの事故シーケンスグループに対して重要事故シーケンスを選定し評価を行う。

(1)　事故シーケンスの抽出

内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおいては，各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーを用いて網羅的に分析し，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 6.2－1 図に内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリーを示す。

地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡにおいては，地震や津波により引き起こされる起因事象をプラントへ与える影響度の高い順に階層イベントツリーの形で整理することで，原子炉建屋や格納容器等の大規模な損傷が発生し，直接炉心損傷に至る事故シーケンスや，複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また，緩和設備による対応に期待できる起因事象については，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様に各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーで分析し，事故シーケンスを抽出する。第 6.2－2 図に地震レベル１ＰＲＡの階層イベントツリーを，第 6.2－3 図に地震レベル１ＰＲＡのイベントツリーを，第 6.2－4 図に津波レベル１ＰＲＡの階層イベントツリーを，第 6.2－5 図に津波レベル１ＰＲＡのイベントツリーを示す。

地震や津波の場合，各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの，喪失する安全機能が内部事象と同じ場合は炉心損傷を防止するための緩和設備も同じとなるため，事故シーケンスは内部事象と同じとなる。また，

地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡでは，複数の安全機能が地震又は津波によって同時に損傷する事象や，建屋・構築物等の損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱う。

具体的には，地震レベル１ＰＲＡでは，建屋の損傷や原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷，計測・制御機能喪失によって本発電用原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等，緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており，これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

津波レベル１ＰＲＡでは，防潮堤高さを超える津波を対象に，非常用海水ポンプの被水・没水により最終ヒートシンクが喪失する事象，原子炉建屋内浸水により複数の緩和機能が喪失する事象，防潮堤損傷により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象を抽出しており，これらは津波特有の事故シーケンスとして抽出する。

なお，ＬＯＣＡでは，原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答，成功基準等が異なるため，流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。

ａ．大破断ＬＯＣＡ

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように，事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので，自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

ｂ．中小破断ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡと比較して破断口径が小さく，原子炉減圧が緩やかなもので，低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模のＬＯＣＡである。

ｃ．Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡであり，非常用炉心冷却系の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2)　事故シーケンスのグループ化

ＰＲＡの知見を活用して抽出した事故シーケンスを，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお，ＰＲＡではＬＯＣＡ時の注水機能喪失シーケンスを，破断口径の大きさに応じて大破断ＬＯＣＡ及び中小破断ＬＯＣＡに詳細化しているが，いずれもＬＯＣＡ時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため，ＬＯＣＡ時注水機能喪失に該当するものとして整理する。

ａ．高圧・低圧注水機能喪失

ｂ．高圧注水・減圧機能喪失

ｃ．全交流動力電源喪失

ｄ．崩壊熱除去機能喪失

ｅ．原子炉停止機能喪失

ｆ．ＬＯＣＡ時注水機能喪失

ｇ．格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

ｈ．津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事故シーケンスについては，敷地内への浸水により内部事象起因の事故シーケンスとは本発電用原子炉施設への影響が異なることから，津波特有の事故シーケンスグループとして抽出している。

また，地震及び津波特有の事象で，以下に示す７つの事故シーケンスは，事象発生時に本発電用原子炉施設に与える影響が大きな幅を有し，建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することが困難であるため，上記の事故シ

ーケンスグループとは直接的に対応しない事故シーケンスとして抽出している。

・防潮堤損傷

・原子炉建屋損傷

・格納容器損傷

・原子炉圧力容器損傷

・格納容器バイパス（地震による格納容器外での配管破損と隔離弁の閉失敗の重畳）

・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）

・計装・制御系喪失

これらの地震及び津波特有の各事故シーケンスによる炉心損傷頻度は，全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与である。また，これらの事故シーケンスは本発電用原子炉施設に及ぼす影響について大きな幅を有しており，事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて対応すべきものである。具体的には，影響が限定されるような小規模な事故の場合には，使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用して，事故進展の緩和を図ることが可能であり，実際には炉心損傷頻度はより低減されると考えられる。また，上記に該当しないような深刻な事故の場合には，可搬型設備等を駆使した大規模損壊対策による対応を含め，臨機応変に影響緩和を図る。

以上のことから，これらの事故シーケンスを有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして追加する必要はない。

(3)　重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シー

ケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕，炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性を考慮し選定する。

重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

ａ．高圧・低圧注水機能喪失

時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち,「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」が代表性を有しているため，この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが,他の区分は健全であるため,対応手段が著しく制限される状態にない。

また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｂ．高圧注水・減圧機能喪失

時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち,「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」が代表性を有しているため,この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として，原子炉

水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが,他の区分は健全であるため,対応手段が著しく制限される状態にない。

また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｃ．全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは，安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため，原子炉圧力，時間余裕及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の３つに細分化し，それぞれの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定する。

(a)　長期ＴＢ

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生するとともに，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却にも失敗し，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功するが，蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉圧力が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが,共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に

対する時間余裕並びに炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功)」を重要事故シーケンスとして選定する。

(b)　ＴＢＤ，ＴＢＵ

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，直流又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心冷却にも失敗することにより，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とし，直流電源に失敗し高圧炉心冷却に失敗する事故シーケンス（ＴＢＤ）と，外部電源喪失又は直流電源故障を起因とし，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心冷却系に失敗する事故シーケンス（ＴＢＵ）からなるが，これらの事故シーケンスに対する炉心損傷防止対策が同じであることから，1 つの事故シーケンスグループとして取り扱う。

また，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕及び炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ)」を重要事故シーケンスとして選定する。

(c)　ＴＢＰ

本事故シーケンスグループは，外部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系に失敗するとともに逃がし安全弁 1 弁の再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで，原子炉隔離時冷却系が運転不能と

なることにより，炉心の冷却が十分に行われずに，原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは，外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕並びに炉心損傷防止に必要な設備容量はいずれも同等であることから，代表性の観点から「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

ｄ．崩壊熱除去機能喪失

時間余裕及び設備容量の観点から，原子炉が自動停止する過渡事象，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系喪失（直流電源故障）及びＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスのうち，「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」が代表的な事故シーケンスであることから，この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として，原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。また，崩壊熱除去機能が喪失する要因が残留熱除去系の故障の場合と取水機能が喪失する場合で炉心損傷防止対策が異なることを踏まえ，「過渡事象＋ＲＨＲ失敗（ＲＨＲ故障時）」及び「過渡事象＋ＲＨＲ失敗（取水機能喪失時）」を重要事故シーケンスとする。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。また，外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とする事故シーケンスは交流動力電

源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスであるが，代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから，対応手段が著しく制限される状態ではない。ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスについては，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となるため，ＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い，過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。

また，本事故シーケンスグループに対する主な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすることにより，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｅ．原子炉停止機能喪失

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは，時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため，代表性の観点から「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。ここで，起因事象発生後の原子炉圧力の上昇が大きく，反応度の観点で厳しい過渡事象として，主蒸気隔離弁閉を起因事象として選定する。

なお，サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態にない。また，ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスについては，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，代替制御棒挿入機能に期待することに対応可能であり，炉心損傷頻度も極めて小さい。

ｆ．ＬＯＣＡ時注水機能喪失

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは，共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため，代表性の観点から「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

ｇ．格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは,「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」のみであることから，これを重要事故シーケンスとして選定する。なお，格納容器バイパスとしては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管が格納容器外で破断する事象も想定できるが，これはＰＲＡの検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に，考慮の対象から除外している。

ｈ．津波浸水による注水機能喪失

本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，本事故シーケンスグループに対しては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

共通原因故障又は系統間の機能の依存性，時間余裕並びに設備容量の観点から,「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

なお，本事故シーケンスグループは外部電源喪失が重畳すると全交流動力電源喪失が発生するため，本事故シーケンスグループの主な炉心損傷防止対策は津波防護対策に加えて全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループと同様となる。また，本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスの炉心損傷防止対策に差異がないため，選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

なお，国内外の先進的な対策を講じた場合であっても，全ての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては，以下の事故シーケンスが抽出されている。

①大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

②直流電源喪失＋原子炉停止失敗

③交流電源喪失＋原子炉停止失敗

①の事故シーケンスについては，格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとしており，格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認していることから，これを除く事故シーケンスを対象に，重要事故シーケンスの選定を実施している。

②，③の事故シーケンスは地震レベル１ＰＲＡから抽出された事故シーケンスであり，炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが，喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。これらの事故シーケンスは，炉内構造物等の損傷による原子炉停止機能喪失と，直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり，代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから，炉心損傷を防止することができない。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル１ＰＲＡでは，炉内構造物等

が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが，実機のスクラム信号「地震加速度大」は，最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し，炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため，現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第6.2－2表に示す。

6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「6.2.1.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては，炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。

(1)　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。

(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8.62MPa［gage］の1.2倍である10.34MPa［gage］を下回ること。

(3)　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は,限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa［gage］の 2 倍の圧力 0.62MPa［gage］を下回ること。

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

また，格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では,上記の評価項目に加えて,敷地境界外での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこととして，発生事故当たり 5mSv 以下であることを確認する。

ここで，格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，東海第二発電所における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。

ここで記載している，格納容器本体，シール部等の格納容器バウンダリ構成部の健全性については,「追補２．Ⅱ　原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」にて示す。

6.2.2　運転中の原子炉における重大事故

6.2.2.1　格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードを，本発電用原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえて選定し，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1)　格納容器破損モードの抽出

内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡにおいては事象進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析し，格納容器破損モードの抽出を行う。

具体的には，事象進展を炉心損傷前，原子炉圧力容器破損前，原子炉圧力容器破損直後，事故後期の長期の各プラント状態に分類し，それぞれの

状態で発生する負荷を抽出している。また，事象進展中に実施される緩和手段等を考慮し，第 6.2－6 図に示すイベントツリーを作成し，格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理する。

(2)　格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを，事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで，水素燃焼については，本発電用原子炉施設では，運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しているため，ＰＲＡで定量化する格納容器破損モードから除外しているが，有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で，格納容器破損モードとして挙げている。

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）

ｂ．高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

ｃ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

ｄ．水素燃焼

ｅ．溶融炉心・コンクリート相互作用

また，上記に分類されない格納容器破損モードとして，以下の格納容器破損モードを抽出している。

・過圧破損（未臨界確保失敗）

・過圧破損（崩壊熱除去失敗）

・格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

過圧破損（未臨界確保失敗），過圧破損（崩壊熱除去失敗）は格納容器先行破損，格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）は炉心損傷の前に格納容器が破損している事故シーケンスであり，「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」の評価において，各々重要事故シーケンスを選定し，重大事故等防止対策の有効性を確認していることから，新たな格納容器破損モードとして追加する必要はない。

格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）については，炉心損傷時点で何らかの要因により格納容器隔離に失敗している格納容器破損モードであるが，炉心損傷の防止を図るとともに，万一の重大事故発生時に格納容器の隔離に失敗することのないよう，格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備，日常の格納容器の圧力監視等で対応すべき事象であることから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

(3)　評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに，有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には，格納容器破損モードごとに，当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「ＰＤＳ」という。）に属する事故シーケンスの中から，当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また，ＰＤＳの分類結果についての説明を第6.2－3表に示す。

なお，ＰＤＳとして「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」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。

高圧・低圧注水機能喪失：ＴＱＵＶ

高圧注水・減圧機能喪失：ＴＱＵＸ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）：長期ＴＢ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗＋ＲＣＩＣ失敗：ＴＢＵ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗）＋ＨＰＣＳ失敗：ＴＢＤ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗：ＴＢＰ

ＬＯＣＡ時注水機能喪失（大／中小破断ＬＯＣＡ）：ＬＯＣＡ

崩壊熱除去機能喪失：ＴＷ

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）（ＨＰＣＳ成功）：ＴＢＷ

原子炉停止機能喪失：ＴＣ

格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）：ＩＳＬＯＣＡ

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）

本格納容器破損モードに至る可能性のあるＰＤＳのうち，ＬＯＣＡは原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く，事象進展の観点で厳しい。頻度の観点では，過圧破損についてはＴＱＵＸが全体の 100％を占め，過温破損については長期ＴＢが全体の約 87％を占めている。対策の観点では，過圧破損に対しては格納容器の除熱が，過温破損に対しては格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。

ＬＯＣＡに属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の時間余裕，必要な設備容量の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡを起因とし，炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「6.2.1.1(3)　重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包絡関係や，格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて，

「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｂ．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含まれるＰＤＳのうち，長期ＴＢは炉心損傷に至る前にＲＣＩＣによる一時的な冷却に成功しており，起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵが厳しいＰＤＳとなる。高圧状態で炉心損傷に至る点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵにＰＤＳ選定上の有意な違いはないことから，これらのうち，本格納容器破損モードを代表するＰＤＳとして，ＴＱＵＸを選定する。

ＴＱＵＸに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早く，時間余裕及び設備容量の観点で厳しい，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｃ．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含まれるＰＤＳのうち，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）の観点からは，格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く，原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合，格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また，本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では，溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である，格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが，その一方で，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発

生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸ，ＴＢＵ及び長期ＴＢは選定対象から除外する。ＬＯＣＡは，蒸気が急速に格納容器に流出するため，ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり，酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。よって，本格納容器破損モードにおいて厳しいＰＤＳとして,原子炉の水位低下が早く,原子炉圧力容器破損までの時間が短いＴＱＵＶを選定する。

ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早い過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）」を評価事故シーケンスとして選定する。

ｄ．水素燃焼

本発電用原子炉施設では，格納容器内が窒素置換され，初期酸素濃度が低く保たれている。炉心損傷に伴い，水素濃度は容易に 13vol％を超えることから，水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため，炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。本格納容器破損モードはＰＲＡから抽出されたものではないが，評価のためにＰＤＳを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のＰＤＳから選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが，酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため，炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウムー水反応による水素ガス発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウムー水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外へ

の冷却材の放出経路から，ＬＯＣＡとその他のＰＤＳに大別できる。ＬＯＣＡでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され，冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから，ジルコニウムー水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり，水素濃度は 13vol％を上回るものの，その他のＰＤＳに比べて水素ガス発生量が少なくなると考えられる。このため，ＬＯＣＡでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のＰＤＳよりも相対的に高くなる可能性が考えられる。

以上のことから，同じＰＤＳでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また，6.2.1.1(3)に示すとおり，炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては，大破断ＬＯＣＡと非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。これらのことから，「(1)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において選定した評価事故シーケンス，「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。

有効性評価に当たっては，酸素濃度の上昇に着目する観点から，ジルコニウムー水反応による水素ガスの過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素ガスを格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し，炉心損傷後に原子炉注水に成功し，格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。

ｅ．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含まれるＰＤＳのうち，溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の観点からは，格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破

損に至る場合，格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く，また，落下速度が大きくなることで，格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり，落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると，原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が，格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また，原子炉圧力容器破損が想定される状況では，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため，原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＰＤＳを選定するものとし，高圧状態で破損するＴＱＵＸ，ＴＢＵ及び長期ＴＢは選定対象から除外する。ＬＯＣＡは原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため，溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが，有効性評価における本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること，原子炉圧力容器破損までの時間余裕は事象発生から 3 時間以上であることから，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。また，ＦＣＩとＭＣＣＩは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから，ＦＣＩと同じＰＤＳを選定することにより，一連のプラント挙動を確認することができる。以上より，ＭＣＣＩへの対応の厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。

ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早い過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）」を評価事故シーケンスとして選定する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第6.2－3表に示す。

6.2.2.2　有効性を確認するための評価項目の設定

「6.2.2.1　格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては，格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため，以下の評価項目を設定する。なお，格納容器直接接触（シェルアタック）については，ＢＷＲ　Ｍａｒｋ－Ⅰ型の格納容器に特有の格納容器破損モードであり，東海第二発電所のＭａｒｋ－Ⅱ型の格納容器は溶融炉心が格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため，格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること」については，有効性を確認するための評価項目として設定しない。

(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 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。

(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。

(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。

(4)　原子炉圧力容器の破損までに，原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。

(5)　急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－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。

(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酸素濃度が 5vol％以下であること。

(7)　可燃性ガスの蓄積，燃焼が生じた場合においても，(1)の要件を満足すること。

(8)　溶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溶融炉心が適切に冷却されること。

このうち，原子炉圧力容器が健全な評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7) が評価対象となる。原子炉圧力容器の破損を仮定する評価事故シーケンスについては，評価項目のうち(4)，(5)及び(8)が評価対象となるが,原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から，評価項目のうち(1)から(3)，(6)及び(7)についても評価を行う。

6.2.3　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

6.2.3.1　想定事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については，本発電用原子炉施設において，使用済燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する以下の事故の評価を行う。

(1)　想定事故１

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故

(2)　想定事故２

サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故

6.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定

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

(1)　燃料有効長頂部が冠水していること。

(2)　放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3)　未臨界が維持されていること。

6.2.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

6.2.4.1　事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

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

※　「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から，原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり，本評価対象と異なる。ただし，「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列ま

で」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては，給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり，かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル１ＰＲＡの評価範囲と位置づけている。

(1)　運転停止中事故シーケンスの抽出

内部事象停止時レベル１ＰＲＡにおいては，各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第6.2－7図に示すイベントツリーで分析し，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2)　運転停止中事故シーケンスのグループ化

ＰＲＡの結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて，重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう，燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお，反応度の誤投入については，複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく，また万一，反応度事故に至った場合でも，局所的な事象で収束し，燃料の著しい破損または大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから，内部事象停止時レベル１ＰＲＡの起因事象から除外しているが，本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。

ａ．崩壊熱除去機能喪失

ｂ．全交流動力電源喪失

ｃ．原子炉冷却材の流出

ｄ．反応度の誤投入

(3)　重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には，燃料損傷までの時間余裕，燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で，より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

ａ．崩壊熱除去機能喪失

本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない原子炉停止後１日後に，崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。

ｂ．全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から，「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から，崩壊熱が高く，原子炉冷却材の保有水量が少ない原子炉停止後１日後に，崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。

ｃ．原子炉冷却材の流出

燃料損傷までの時間余裕が最も短く，代表性を有する事故シーケンスとして，「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・

炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお，流出流量が比較的大きい，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ及びＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡについては，作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であり認知が容易であること，及び燃料損傷防止対策となる待機中のＥＣＣＳ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいことを考慮し，重要事故シーケンスとしては選定しない。また，ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡについては，原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため，原子炉ウェル水位は適宜監視されており，認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。

ｄ．反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは，「反応度の誤投入」のみであることから，重要事故シーケンスとして選定する。具体的には，代表性の観点から，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第6.2－4表に示す。

6.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定

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

ため，以下の評価項目を設定する。

(1)　燃料有効長頂部が冠水していること。

(2)　放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3)　未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）。

6.3　評価に当たって考慮する事項

6.3.1　有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンス毎に関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち，「重大事故等対処設備について」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが，手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源，燃料，電源等の資源や要員を整理し，資源及び要員の確保に関する評価を行う。なお，「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における１つの事故シーケンスグループ並びに「運転中の原子炉における重大事故」における1 つの格納容器破損モードにおいて複数の対策があり，それぞれで重要事故シーケンスを選定していない場合には，代表性及び包含性を整理し，解析を行う。

6.3.2　安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンス毎に，ＰＲＡの結果を踏まえ，起因事象の

発生に加えて，想定する多重故障，共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。また，機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

6.3.3　外部電源に対する仮定

外部電源の有無の双方について考慮するが，基本的には原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生するため，原子炉水位の低下が大きくなる厳しい条件として外部電源ありを想定し，運転員等操作においては外部電源がない場合も考慮する。ただし，外部電源がない場合の方が有効性を確認するための評価項目に対する余裕が小さくなるような場合には，外部電源がない場合を想定する。

6.3.4　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可能な限り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。

6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順に基づいて実施するため，有効性評価では，事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定している。

事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については,原則として,中央制御室での状況確認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，操作場所までのアクセスルートの状況，操作場所の作業環境等を踏まえ，実現可能と考えられる操作時間の想定等に基づき設定する。

(1)　運転員等の操作時間余裕に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作時間余裕は，以下のとおり設定している。

a．事象発生直後の中央制御室では10分間※1の状況確認を行うものとし，状況確認後に引き続いて実施する操作については，状況確認10分＋操作時間※2とする。

b．操作開始条件に到達したことを起点とした操作については，操作開始条件到達時点から操作時間※2を考慮する。

c．ただし，パラメータ変化が緩やかで対応操作までの時間余裕が十分確保でき，数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については，操作開始条件に到達した時点で操作が完了するものとする。

d．その他，設定した時間までに時間余裕が十分ある操作については，設定時間で操作完了するものとする。

※1　原子炉スクラム確認は，事象発生後の最初の確認項目であり，スクラムに失敗している場合は，直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し，原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため，10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即した有効性評価とならないことから，原子炉停止機能喪失では，10分の状況確認時間を設定せずに，個別に状況確認時間を設定する。

※2　訓練等に基づく実移動時間や操作等に必要な時間から保守的に設定している。

(2)　操作時間の積上げについて

(1)の基本設定においてａ．及びｂ．に分類される操作時間の積上げについては，原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし，以下の操作については，5分単位の切上げを行わないものとする。

① 原子炉スクラム失敗時の対応操作

原子炉スクラム失敗を確認した後に，直ちに実施する一連の操作であり，5分単位の切上げを行うことで，実際の運転手順に即した有効性評価とならないため，切上処理は行わないものとする。

② 可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧

時間余裕を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に，一連の操作として行う短時間の単一操作であるため,切上処理は行わないものとする。

③ 原子炉圧力容器破損時の対応操作

原子炉圧力容器破損判断で実施する操作については，原子炉圧力容器破損前に破損の兆候を検知し，破損判断パラメータを常時監視することによって,原子炉圧力容器破損後に時間遅れなく操作に移行できるため，切上処理は行わないものとする。

6.3.6 考慮する範囲

有効性評価の実施に当たっては，異常状態の発生前の状態として，通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し，サイクル期間中の炉心燃焼度変化，燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

また，有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが，有効性評価における解析としては，原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし，外部支援がないものとして7日間の対策成立性を評価する。

燃料の種類については，代表的に９×９燃料（Ａ型）を評価対象とする。９×９燃料（Ａ型）及び９×９燃料（Ｂ型）の熱水力特性はほぼ同じであり，また，炉心全体及び局所的な核特性が混在炉心ゆえに厳しくなることはないため，代表的に９×９燃料（Ａ型）単独炉心及び９×９燃料（Ｂ型）単独炉心について，解析条件を厳しく与え評価を行っているが，燃料型式の違いにより解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果及び本発電用原子炉施設の重大事故等対策（設備，手順等）の有効性を確認するという目的を踏まえ，評価対象の燃料型式は１つとし，代表的に９×９燃料（Ａ型）について評価を実施する。

6.4　有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価に使用する解析コードは，事故シーケンスの特徴に応じて，重要現象がモデル化されており，実験等を基に妥当性が確認され，適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして，以下に示す解析コードを使用する。また，重要事故シーケンスに対して適用する解析コードについて，事故シーケンスグループ等との対応を第 6.4－1 表から第 6.4－3 表に示す。

ここで記載している解析コードの妥当性確認内容や不確かさ等については，「追補２．Ⅲ　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」に示す。

6.4.1　ＳＡＦＥＲ

6.4.1.1　概　　要

長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲは，長期間の原子炉内熱水力過渡変化を解析するコードである。原子炉内を 9 ノードに分割し，原子炉圧力，各ノードの水位変化等を計算する。原子炉内冷却材量の評価に当たって

は，上部タイプレート，炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象（ＣＣＦＬ）及び上部プレナムにおけるサブクール域の局在化により冷却材が下部プレナムに落下する現象（ＣＣＦＬブレークダウン）を考慮することができる。

本コードでは，平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体に対して燃料ペレット，燃料被覆管，チャンネルボックス等の温度計算を行う。燃料被覆管の温度計算においては，その冷却状態に応じた熱伝達係数，燃料棒間の輻射及び燃料棒とチャンネルボックスの輻射を考慮することができる。また，燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応（ジルコニウム－水反応）をＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔの式によって計算し，表面の酸化量を求める。さらに，燃料棒内の圧力を計算することによって，燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し，破裂が起きた場合には，燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム－水反応を考慮する。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，プラント過渡特性パラメータ，非常用炉心冷却系等の特性，想定破断の位置，破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，燃料被覆管酸化量等が求められる。

6.4.1.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心及び原子炉圧力容器における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。

(1)　炉　　心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料

被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

6.4.1.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ及びＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－4 表に示すとおりである。

6.4.2 ＲＥＤＹ

6.4.2.1 概　　要

プラント動特性解析コードＲＥＤＹは，炉心，原子炉圧力容器，原子炉圧力容器内部構造物，原子炉冷却材再循環系，主蒸気管，タービン系，格納容器等のプラント全体を模擬し，6 群の遅発中性子及び反応度フィードバックを含む炉心一点近似動特性，燃料棒の熱的動特性及び冷却材の熱水力挙動を計算する。

本コードの入力は，原子炉出力，炉心流量等の初期条件，原子炉，主蒸気管，格納容器等のデータ，核データ，燃料棒データ，各種制御系データ等であり，出力として，原子炉出力，原子炉圧力，炉心流量，原子炉水位，格納

容器圧力，サプレッション・プール水温度等の時間変化が求められる。

なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，格納容器圧力，サプレッション・プール水温度の時間変化を求めることができるように，格納容器モデルを追加したものである。

6.4.2.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器及び格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉　　心

核については，重要現象として核分裂出力，反応度フィードバック効果（ボイド反応度，ドップラ反応度，ボロン反応度）及び崩壊熱がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。

(2)　原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散がモデル化されている。

(3)　格納容器

重要現象として，サプレッション・プール冷却がモデル化されている。

6.4.2.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実

施している。具体的には，ＡＢＷＲ実機試験解析，設計解析での確認等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－5 表に示すとおりである。

6.4.3　ＳＣＡＴ

6.4.3.1　概　　要

単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴは，単一チャンネルを模擬し，これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて，燃料棒には半径方向にのみ熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し，チャンネル内冷却材には，質量及びエネルギ保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。

本コードの入力は，燃料集合体の幾何学的形状，軸方向出力分布等の炉心データ，燃料集合体出力，チャンネル入口流量等の初期条件，ＲＥＤＹコードの出力から得られたチャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり，出力として，ＧＥＸＬ相関式に基づく限界出力比，各ノードでの冷却材流量，クオリティ等の時間変化が求められる。

なお，本コードは，従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに，沸騰遷移後の燃料被覆管温度を求めることができるように，沸騰遷移後の燃料被覆管－冷却材間の熱伝達評価式とリウェット相関式を適用している。

6.4.3.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1) 炉　　心

核については，重要現象として，出力分布変化がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，気液熱非平衡がモデル化されている。

6.4.3.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＡＴＬＡＳ試験，ＮＵＰＥＣ　ＢＷＲ燃料集合体熱水力試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－6 表に示すとおりである。

6.4.4　ＭＡＡＰ

6.4.4.1　概　　要

シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰは，炉心損傷を伴う事故シーケンスについて，炉心損傷，原子炉圧力容器破損，格納容器破損，放射性物質の環境放出に至るまでのプラント内の熱水力及び放射性物質挙動を解析するコードである。炉心損傷後の原子炉内及び格納容器内を一次系，ドライウェル及びウェットウェルに分割し，重大事故等時に想定される炉心のヒートアップ，燃料被覆管の酸化・破損，炉心損傷，溶融炉心移行挙動と冷却性，水素と水蒸気の生成，溶融炉心・コンクリート反応，格納容器圧力・温度，放射性物質の放出と移行／沈着挙動等の諸現象がモデル化され，また，種々の注水設備や冷却設備の特性や制御系がモデル化できるため，自動トリップ

や運転員操作等によるシステム応答を含む，重大事故等時のプラント挙動の評価が可能である。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び炉心に関するデータ，格納容器自由空間体積，流路面積及び流路抵抗，注水設備，原子炉減圧設備及び冷却設備の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料温度，溶融炉心温度，格納容器圧力，格納容器温度，コンクリート侵食量，放射性物質の格納容器内の分布等が求められる。

6.4.4.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器，格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），格納容器（炉心損傷後）における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉　　心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管変形及び燃料被覆管酸化がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（炉心水位）・対向流がモデル化されている。

(2)　原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材流出（臨界流・差圧流）及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

(3)　格納容器

重要現象として，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，放射線水分解等による水素・酸素発生並びに格納容器ベント及びサプレッション・プール冷却がモデル化されている。

(4)　原子炉圧力容器（炉心損傷後）

重要現象として，リロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内ＦＣＩ(溶融炉心細粒化),原子炉圧力容器内ＦＣＩ(デブリ粒子熱伝達)，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損及び原子炉圧力容器内ＦＰ挙動がモデル化されている。

(5)　格納容器（炉心損傷後）

重要現象として，原子炉圧力容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化)，原子炉圧力容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達)，格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり，溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱，溶融炉心とコンクリートの伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生，格納容器内ＦＰ挙動がモデル化されている。

6.4.4.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＴＭＩ事故解析，ＣＯＲＡ実験解析，ＨＤＲ実験解析，ＣＳＴＦ実験解析，ＡＣＥ実験解析，ＳＵＲＣ－４実験解析，ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析，ＡＢＣＯＶＥ実験解析，感度解析等により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性

確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 6.4－7 表に示すとおりである。

6.4.5　ＡＰＥＸ

6.4.5.1　概　　要

反応度投入事象解析コードＡＰＥＸは，熱的現象を断熱としており，炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による中性子動特性方程式で表し，出力の炉心空間分布を二次元（Ｒ－Ｚ）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は，出力分布に比例するものとし，炉心平均エンタルピがある程度上昇する間（エンタルピステップ）は，出力分布は一定としている。また，投入反応度としては，制御棒価値，スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが，このドップラ反応度は，二次元拡散計算による出力分布を考慮して求められる。

ＡＰＥＸの入力は，炉心の幾何学的形状，各種中性子断面積，拡散係数，ドップラ係数，炉心動特性パラメータ等の核データ，制御棒反応度の時間変化等であり，出力として，中性子束分布，エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。

ＡＰＥＸの出力に基づき，単チャンネル熱水力解析を行う場合には，単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）を用いる。

ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）は，燃料棒を燃料ペレット，ペレットと被覆管の間の空隙部であるギャップ部及び被覆管で構成し，ノードごとに径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び被覆管には，径方向一次元の非定常熱伝導方程式を適用して燃料棒内の温度分布を計算し，チャンネル内冷却材には，質量,運動量及びエネルギ保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。冷却材の沸騰状態に応じた熱伝達率相関式を用いることにより，燃料棒の除

熱量を求める。

ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）の入力は，ＡＰＥＸの出力から得られた炉心平均出力変化及び炉心出力分布に加え，燃料集合体幾何条件，燃料集合体熱水力データ，燃料物性データ，ギャップ熱伝達係数，ペレット径方向出力分布，局所出力ピーキング係数等であり，出力として，非断熱燃料エンタルピの時間変化が求められる。

6.4.5.2　重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1)　炉　　心

核については，重要現象として，核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果及び制御棒反応度効果がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

6.4.5.3　妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には，ＳＰＥＲＴ－ⅢＥ炉心実験，実効共鳴積分測定に関わるＨｅｌｌｓｔｒａｎｄの実験式，ＭＩＳＴＲＡＬ臨界試験及び実機での制御棒価値測定試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第6.4－8表に示すとおりである。

6.5　有効性評価における解析の条件設定の方針

6.5.1　解析条件設定の考え方

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用いるか又は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する余裕が小さくなるよう設定する。この際，「6.4　有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した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，さらに本発電用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。ただし，「6.5.2　共通解析条件」に示す解析条件については共通の解析条件として設定する。

なお，初期条件とは異常状態が発生する前の発電用原子炉施設の状態，事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態，機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態，操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。

6.5.2　共通解析条件

操作条件については，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが，以下に示す解析条件は，各重要事故シーケンスにおいてその影響が大きく変わらないことから，原則として共通の条件として設定する。また，原子炉冷却材バウンダリを構成する配管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置については，原子炉圧力バウンダリに接続する液相部配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）を選定する。なお，解析条件の不確かさの影響については，グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

6.5.2.1　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

(1)　初期条件

a．事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く事故シーケンスグループにおいて用いる条件

(a)　初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力の初期値として定格値（6.93MPa[gage]）及び炉心流量の初期値として100％流量（48,300t／h）を用いるものとする。

(b)　炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は９×９燃料(Ａ型)を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(b-1)　原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は,「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９＋２σを最確条件としたＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また,使用する崩壊熱は，1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度33GWd／tの条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第6.5－1図に示す。

(b-2)　最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，保安規定の運転上の制限における上限値として，44.0kW／mを用いるものとする。

(c)　原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

(d)　格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」では，格納容器に関する解析条件は用いない。

(d-1)　容　　積

格納容器容積について，ドライウェルは設計値として 5,700m^3，サプレッション・チェンバ空間部及び液相部は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，サプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する 4,100m^3（空間部）及び 3,300m^3（液相部）を用いるものとする。

(d-2)　初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について，ドライウェル雰囲気温度は 57℃，サプレッション・プール水温度は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるものとする。

(d-3)　サプレッション・プール初期水位

サプレッション・プールの初期水位は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値である 6.983m（サプレッション・チェンバ底部から）を用いるものとする。

(d-4)　ベント管真空破壊装置

ベント管真空破壊装置の作動条件は，設計値として 3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）を用いるものとする。

(e)　外部水源の温度

外部水源の温度は，35℃とする。

(f)　主要機器の形状

原子炉圧力容器，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

b．事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において用いる条件

(a)　初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力（圧力容器ドーム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]），炉心流量の初期値として保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である85%流量（41,060t／h）及び主蒸気流量の初期値として，定格値（6,420t／h）を用いるものとする。

(b)　給水温度

給水温度の初期値は，216℃とする。

(c)　炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は９×９燃料(Ａ型)を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(c-1)　最小限界出力比

燃料の最小限界出力比は，９×９燃料(Ａ型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値である1.24を用いるものとする。

(c-2)　最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は，保安規定の運転上の制限における上限値として，44.0kW／mを用いるものとする。

(c-3)　核データ

動的ボイド係数はサイクル末期の値の 1.25 倍,動的ドップラ係数はサイクル末期の値の 0.9 倍を用いるものとする。

(d)　原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

(e)　格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。

(e-1)　容　　積

格納容器容積について，空間部は，設計値として 9,800m^3，サプレッション・プール水量は，保安規定の運転上の制限における下限値として 3,300m^{3}を用いるものとする。

(e-2)　初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について，サプレッション・プール水温は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるものとする。

(f)　主要機器の形状

原子炉圧力容器，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(2)　重大事故等対策に関連する機器条件

a．安全保護系等の設定点

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

原子炉水位低（レベル３）設定点

セパレータスカート下端から＋66cm

（燃料有効長頂部から＋452cm）（遅れ時間 1.05 秒）

工学的安全施設作動回路等の設定点として，以下の値を用いるものとする。

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

セパレータスカート下端から－63cm

（燃料有効長頂部から＋323cm）

原子炉水位異常低下（レベル２）（再循環ポンプ全台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から－63cm

（燃料有効長頂部から＋323cm）

原子炉水位異常低下（レベル２）（主蒸気隔離弁閉止）設定点

セパレータスカート下端から－63cm

（燃料有効長頂部から＋323cm）

原子炉水位異常低下（レベル１）（低圧炉心スプレイ系起動，低圧注水系起動，自動減圧系作動信号）設定点

セパレータスカート下端から－345cm

（燃料有効長頂部から＋41cm）

原子炉水位高（レベル８）（原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水停止）設定点

セパレートスカート下端から＋175cm

（燃料有効長頂部から＋561cm）

原子炉圧力高（再循環ポンプ全台トリップ）設定点

原子炉圧力 7.39MPa［gage］

ドライウェル圧力高(非常用炉心冷却系起動,自動減圧系作動信号)

設定点

ドライウェル圧力 13.7kPa［gage］

b．逃がし安全弁

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

逃がし弁機能

7.37MPa[gage]×2 個，354.6t／h／個

7.44MPa[gage]×4 個，357.8t／h／個

7.51MPa[gage]×4 個，361.1t／h／個

7.58MPa[gage]×4 個，364.3t／h／個

7.65MPa[gage]×4 個，367.6t／h／個

安全弁機能

7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個

8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個

8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個

8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個

8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個

6.5.2.2　運転中の原子炉における重大事故

(1)　初期条件

ａ．初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力（圧力容器ドーム部）の初期値として定格値（6.93MPa[gage]）及び炉心流量の初期値として定格値（48,300t／h（100％流量））を用いるものとする。

ｂ．炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，炉心に関する条件は９×９燃料(Ａ型)を装荷した平衡サイクルを想定した値，燃料ペレット，燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(a)　原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却 系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979+2σ を最確条件としたＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979 の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は，1 サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度 33GWd／t の条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第6.5－1図に示す。

ｃ．原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は，通常運転水位とする。

ｄ．格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお，評価事故シーケンス「雰囲気圧力・温度の静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」及び「水素燃焼」では以下のうち，(e)から(h)は解析条件として用いない。

(a)　容　　積

格納容器容積について，ドライウェルは設計値として　5,700m^3，

サプレッション・チェンバ空間部及び液相部は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，サプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する 4,100m^3（空間部）及び 3,300m^3（液相部）を用いるものとする。

(b)　初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について，ドライウェル雰囲気温度は 57℃，サプレッション・プール水温度は 32℃を用いるものとする。また，格納容器の初期圧力は 5kPa[gage]を用いるものとする。

(c)　サプレッション・プール初期水位

サプレッション・プールの初期水位は，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値である 6.983m（サプレッション・チェンバ底部が基準）を用いるものとする。

(d)　ベント管真空破壊装置

ベント管真空破壊装置の作動条件は，設計値（3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧））を用いるものとする。

(e)　溶融炉心からプール水への熱流束

溶融炉心からプール水への熱流束は，800kW／m^{2}相当（圧力依存あり）とする。

(f)　コンクリートの種類

コンクリートの種類は，玄武岩系コンクリートとする。

(g)　コンクリート以外の構造材の扱い

鉄筋コンクリート内の鉄筋については，コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しないものとする。

(h)　原子炉圧力容器下部の構造物の扱い

原子炉圧力容器下部の構造物は，発熱密度を下げないよう保守的にペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融物とは扱わないものとする。

e．外部水源の温度

外部水源の温度は，35℃とする。

f．主要機器の形状

原子炉圧力容器，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管，格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a．逃がし安全弁

逃がし安全弁の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。

7.79MPa[gage]×2個，385.2t／h／個

8.10MPa[gage]×4個，400.5t／h／個

8.17MPa[gage]×4個，403.9t／h／個

8.24MPa[gage]×4個，407.2t／h／個

8.31MPa[gage]×4個，410.6t／h／個

6.5.2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件

a．燃料崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後9日）で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大数が貯蔵されていることを

想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約9.1MWを用いるものとする。

b．使用済燃料プール水温

使用済燃料プールの初期水温は，保安規定の運転上の制限における上限値として，65℃を用いるものとする。

c．使用済燃料プールのプールゲートの状態

保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉状態とする。

d．主要機器の形状

使用済燃料プール等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

6.5.2.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1)　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）

a．崩 壊 熱

原子炉停止後の崩壊熱は，第6.5－1図に示すＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979の式に基づくものとし,また,崩壊熱を厳しく見積もるために,原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。この時の崩壊熱は約18.8MWである。

b．原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

c．原子炉水温

原子炉水温の初期値は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃とする。

d．主要機器の形状

原子炉圧力容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

6.6　解析の実施方針

有効性評価における解析は，評価項目となるパラメータの推移のほか，事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し，事象進展が適切に解析されていることを確認し，その結果を明示する。

なお，事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ，解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ，評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

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

不確かさの影響確認は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり，重畳する影響因子がないと考えられる等，影響が容易に把握できる場合は，選定している重要事故シーケンスの解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く，現象が複雑である等，影響が容易に把握できない場合は，事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

6.7.1　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

「6.4　有効性評価に使用する計算プログラム」においては，重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており，そのうち第 6.7－1 表から第 6.7－3 表に示す物理現象

を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えるものと整理している。解析コードの不確かさは，選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

6.7.2　解析条件の不確かさの影響評価

解析条件のうち，初期条件，事故条件及び機器条件の不確かさについて，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。また，解析条件のうち操作条件の不確かさとして，操作の不確かさ要因である，「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作」及び「操作の確実さ」に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

6.7.3　操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作について，その遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

6.8　必要な要員及び資源の評価方針

6.8.1　必要な要員の評価

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して，「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備する体制で評価を行い，必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される参集要員が行う作業については，事象発生2時間後までは期待しないものとする。

6.8.2　必要な資源の評価

重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については，必要となる水源，燃料及び電源の資源の確保の観点から，必要水量，燃料消費量及び電源負荷を評価し，7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを確認する。

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（1／14）

事故シーケンスグループ等			技術的能力審査基準	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16
			設置許可基準規則／技術基準規則	44 条 ／59 条	45 条 ／60 条	46 条 ／61 条	47 条 ／62 条	48 条 ／63 条	49 条 ／64 条	50 条 ／65 条	51 条 ／66 条	52 条 ／67 条	53 条 ／68 条	54 条 ／69 条	55 条 ／70 条	56 条 ／71 条	57 条 ／72 条	58 条 ／73 条	59 条 ／74 条
			重要事故シーケンス	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	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	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	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	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	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	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	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	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	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	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性等に関する手順等
炉心損傷防止	7.1.1	高圧・低圧注水機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCA を除く)の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失する事故			●	●	●	●							●	●		
	7.1.2	高圧注水・減圧機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCA を除く)の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能が喪失する事故			●	●	●	●							●	●		
	7.1.3	全交流動力電源喪失 （長期ＴＢ）	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗する事故		●	●	●	●	●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （ＴＢＤ，ＴＢＵ）	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し，直流電源が喪失する事故		●	●	●	●	●							●	●	●	
		全交流動力電源喪失 （ＴＢＰ）	外部電源喪失発生後，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し，逃がし安全弁再閉に失敗する事故		●	●	●	●	●							●	●	●	
	7.1.4	崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故		●	●	●	●	●							●	●	●	
		崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事故		●	●	●	●	●							●	●		
	7.1.5	原子炉停止機能喪失	運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失する事故	●	●			●	●							●	●		
	7.1.6	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	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の中小規模の破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故			●	●	●	●							●	●		
	7.1.7	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の故障等により，低圧設計部分が過圧され破断する事故		●	●	●	●	●							●	●		
	7.1.8	津波浸水による注水機能喪失	基準津波を超え敷地に遡上する津波により，取水機能及び原子炉注水機能が喪失する事故		●	●	●	●	●							●	●	●	

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（2／14）

事故シーケンスグループ等			技術的能力審査基準	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16
			設置許可基準規則／技術基準規則	44 条／59 条	45 条／60 条	46 条／61 条	47 条／62 条	48 条／63 条	49 条／64 条	50 条／65 条	51 条／66 条	52 条／67 条	53 条／68 条	54 条／69 条	55 条／70 条	56 条／71 条	57 条／72 条	58 条／73 条	59 条／74 条
			重要事故シーケンス	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	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	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	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	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	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	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	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	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	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	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性等に関する手順等
格納容器破損防止	7.2.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	LOCA 発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり，代替循環冷却系を使用する場合				●		●	●		●				●	●	●	●
		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	LOCA 発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり，代替循環冷却系を使用できない場合				●		●	●		●				●	●	●	●
	7.2.2	高圧溶融物放出／格納容器直接加熱	原子炉の出力運転中の過渡事象の発生と，原子炉への注水機能が全喪失する事故			●			●	●	●	●				●	●	●	●
	7.2.3	原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用	原子炉の出力運転中の過渡事象の発生と，原子炉への注水機能が全喪失する事故			●			●	●	●	●				●	●	●	●
	7.2.4	水素燃焼	LOCA 発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり，代替循環冷却系を使用する場合				●		●	●		●				●	●	●	●
	7.2.5	溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉の出力運転中の過渡事象の発生と，原子炉への注水機能が全喪失する事故			●			●	●	●	●				●	●	●	●
SFP 燃料損傷防止	7.3.1	想定事故１	使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故											●		●	●		
	7.3.2	想定事故２	サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故											●		●	●		
停止中の燃料損傷防止	7.4.1	崩壊熱除去機能喪失	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する事故			●	●	●								●	●		
	7.4.2	全交流動力電源喪失	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失する事故			●	●	●								●	●	●	
	7.4.3	原子炉冷却材の流出	原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への冷却材の漏えいが発生し，崩壊熱除去機能が喪失する事故				●	●								●	●		
	7.4.4	反応度の誤投入	原子炉の運転停止中に制御棒の誤引抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する事故																

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（3／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.1	原子炉手動スクラム								○															
	代替制御棒挿入機能による制御棒挿入								○															
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制								○															
	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制								●															
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止								●															
	ほう酸水注入								●															
	原子炉水位低下による原子炉出力抑制								○															
	制御棒挿入								○															
1.2	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水			●		●	●	●	●		●	●												
	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水							●	●															
	中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○			○	○		○						
	現場での人力操作による高圧代替注水系起動																							
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																							
	高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○			○	○		○						
	高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器																							
	ほう酸水注入系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	制御棒駆動水圧系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（4／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.3	原子炉減圧の自動化		●																					
	手動による原子炉減圧	●		●	●	●	●	●		●	●	●									●	●		
	常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復																							
	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復																							
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復																							
	非常用窒素供給系による窒素確保																							
	可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保																							
	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧																							
	逃がし安全弁の背圧対策																							
	代替直流電源設備による復旧				●																			
	代替交流電源設備による復旧				○																			
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止														●	●		●						
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応										●													

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（5／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.4	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水		●																		●		●	
	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水		●								●													
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱																				●		●	
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	●	○				●	●		●	●										○	●	○	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●									○	○	○	
	代替循環冷却系による原子炉注水	○						○		○											○	○	○	
	消火系による原子炉注水	○	○	○	○	○	○	○		○	○										○	○	○	
	補給水系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○										○		○	
	残留熱除去系（低圧注水系）復旧後の原子炉注水			●	●	●	●					●												
	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水																							
	低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却												●	●			●							
	低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却												○	○			○							
	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却												○	○			○							
	消火系による残存溶融炉心の冷却												○	○			○							
	補給水系による残存溶融炉心の冷却												○	○			○							
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)復旧後の原子炉除熱																					●		
	原子炉冷却材浄化系による進展抑制																							

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（6／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.5	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱																				●	●	●	
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱		●	●	●	●	●		●		●	●												
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱			●	●	●	●					●												
	残留熱除去系海水系による冷却水（海水）の確保		●	●	●	●			●												●	●	●	
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●														
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○						○		○														
	遠隔人力操作機構による現場操作	○						○		○														
	緊急用海水系による除熱			○	○	○	●					●									○	○	○	
	代替残留熱除去系海水系による除熱			○	○	○	○														○	○	○	

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（7／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.6	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱																							
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱		●						●		●													
	代替循環冷却系によるサプレッション・プール水の除熱																							
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●						
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内の冷却	●		○	○	○	○	●		●		○	●	●	●	●	●	●						
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	消火系による原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）復旧後の原子炉格納容器内の除熱			●	●	●	●					●												
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）復旧後のサプレッション・プール水の除熱			●	●	●	●					●												
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												○	●	○	○	○	○						
	遠隔人力操作機構による現場操作												○	○	○	○	○	○						
	不活性ガス（窒素）による系統内の置換																							
	原子炉格納容器負圧破損の防止																							
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱												●	○	●	●	●	●						
	サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入												○	○	○	○	○	○						

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（8／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.8	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	●	●	○	●						
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水												○	○	○	○	○	○						
	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水																							
	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水														●	●		●						
	消火系による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	補給水系による原子炉圧力容器への注水														○	○		○						
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入														○	○		○						
1.9	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化																							
	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化												●		●	●	●	●						
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出																							
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																							
	格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視												●	●	●	●	●	●						
	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視																							
	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電												●	●	●	●	●	●						

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（9／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.10	原子炉建屋ガス処理系による水素排出																								
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制																								
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視																								
	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電																								
1.11	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水																	○	○						
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水																	●	●						
	補給水系による使用済燃料プール注水																	○	○						
	消火系による使用済燃料プール注水																	○	○						
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ																	○	○						
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ																	○	○						
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ																	○	○						
	漏えい緩和																								
	大気への拡散抑制																								
	使用済燃料プールの監視																	●	●						
	代替電源による給電																	●	●						
	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○		

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（10／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.12	大気への放射性物質の拡散抑制																							
	大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認																							
	海洋への放射性物質の拡散抑制																							
	化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器（消防車用）による初期対応における延焼防止処置																							
	可搬型代替注水大型ポンプ，放水砲及び泡消火薬剤（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火																							
1.13	代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	●		○	○	○	●	●		●	●	○	●	●			●				○	●	○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却	●		○	○	○		●		●		○	●	●	●	●	●	●			○	●	○	
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	●	○	●	●						
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																		○	○				
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水			●	●	●	●	●	●		●	●												
	サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水		●			●	●				●	●									●	●	●	
	サプレッション・プールを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●		●		●	●												
	サプレッション・プールを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●			○	○	○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		●	○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水																		●	●				
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	○

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（11／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○				
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○				○	○		○	○		○	○	○	○	○	○			○		○	
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○						
	復水貯蔵タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																		○	○				
	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																							
	海を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水																							
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																							
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																							
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ																							
	海を水源とした残留熱除去系海水系による冷却水の確保		●	●	●	●			●		●										●	●	●	
	海を水源とした最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送			○	○	○	●					●	●	●	○	●	●	●			○	○	○	
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制																							
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火																							
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系による冷却水の確保																							
	海を水源とした２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水																							

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（12／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.13	海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	
	ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入	○	○				○	○	●	○	○		○	○	○	○	○	○						
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給	●						●		●				●										
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																							
	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給																							
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																							
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																							
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給																							
	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源の切り替え																							
	代替淡水貯槽へ補給する水源の切り替え																							
	西側淡水貯水設備へ補給する水源の切り替え																							
	外部水源から内部水源への切り替え												●	○			●							

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（13／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止											重要事故シーケンス：原子炉格納容器の破損の防止						重要事故シーケンス：使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		重要事故シーケンス：運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止			
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故１	想定事故２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.14	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	●	●					●	●	●	●								●	●	●		●	
	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●	●	●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			○	○	○																○		
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電（非常用Ｍ／Ｃ　２Ｃ・２Ｄ母線への給電）																							
	２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機海水系又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系への代替送水による２Ｃ・２Ｄ非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧																							
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●				●		
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電				○																			
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電（直流１２５Ｖ主母線への給電）																							
	常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			○	○	○							○	○	○	○	○	○				○		
	常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電																							
	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	●		●	●	●		●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●				
	軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	●		●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		
	軽油貯蔵タンクから２Ｃ・２Ｄ　非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油	●	●					●	●	●	●								●	●	●		●	

第 6.2－1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連（14／14）

技術的能力対応手段と有効性評価　比較表

●：有効性評価において，解析上考慮している
○：有効性評価において，解析上考慮していない

※対応手段は，今後の検討等により変更となる可能性があります。

技術的能力審査基準	対応手段	重要事故シーケンス：炉心の著しい損傷の防止：高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	原子炉停止機能喪失	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	津波浸水による注水機能喪失	原子炉格納容器の破損の防止：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止：想定事故１	想定事故２	運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入
1.15	計器故障時の手順																							
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順																							
	常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電				●																			
	可搬型代替直流電源設備からの給電																							
	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視																							
1.16	中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保（交流動力電源が正常な場合）																							
	中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保（全交流動力電源が喪失した場合）												●	●	●	●	●	●						
	ブローアウトパネルが開放した場合の閉止																							
	中央制御室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理																							
	中央制御室待避室の酸素及び二酸化炭素の濃度測定と濃度管理																							
	可搬型照明による中央制御室の照明の確保																							
	可搬型照明による中央制御室待避室の照明の確保													●										
	中央制御室待避室の準備													●										
	データ表示装置（待避室）によるプラントパラメータの監視													●										
	衛星電話設備（可搬型）（待避室）による通信連絡													●										
	その他の放射線防護措置等に関する手順等												○	○	○	○	○	○						
	チェンジングエリアの設置及び運用												○	○	○	○	○	○						

第 6.2－2 表　重要事故シーケンスの選定（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）（1／2）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
高圧・低圧注水機能喪失		・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
高圧注水・減圧機能喪失		・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉手動減圧失敗
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功） ・サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）
	ＴＢＤ， ＴＢＵ	・外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗
	ＴＢＰ	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗 ・サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗

第 6.2－2 表　重要事故シーケンスの選定（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）（2／2）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
崩壊熱除去機能喪失	・過渡事象＋ＲＨＲ失敗 ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 ・外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功） ・外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功） ・外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗 ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗 ・サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功） ・サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功） ・中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗 ・大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗	・過渡事象＋ＲＨＲ失敗
原子炉停止機能喪失	・過渡事象＋原子炉停止失敗 ・サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗 ・大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗	・過渡事象＋原子炉停止失敗
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
格納容器バイパス（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	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ
津波浸水による注水機能喪失	・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 ・最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功） ・最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗 ・最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（1／7）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	選定したＰＤＳ	選定したＰＤＳの考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損） 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＬＯＣＡ	【事象進展（過圧・過温）緩和の時間余裕及び設備容量の厳しさ】 ・他のＰＤＳと比較して，ＬＯＣＡは原子炉冷却材の流出を伴うことから，水位低下が早く，事象進展が早い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。 以上より，余裕時間及び設備容量の厳しさの観点から，ＬＯＣＡを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＤ	・ＴＱＵＸ	【事象進展緩和（減圧）の時間余裕の厳しさ】 ・長期ＴＢは事象初期においてＲＣＩＣによる冷却が有効なＰＤＳであり，減圧までの余裕時間の観点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵの方が厳しい。 ・高圧状態で原子炉圧力容器破損に至る点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵにＰＤＳ選定上の有意な違いはない。 以上より，最も厳しいＰＤＳから，ＴＱＵＸを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（2／7）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	選定したＰＤＳ	選定したＰＤＳの考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＴＱＵＶ	【事象（ＦＣＩにおける発生エネルギーの大きさ）の厳しさ】 ・溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーは，格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く，保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から，高圧状態が維持されるＰＤＳであるＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵ，長期ＴＢはＦＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ＬＯＣＡは，炉内での蒸気の発生状況の差異から，酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス（ＴＱＵＶ，ＴＢＰ）より小さくなり，デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。また，ＦＣＩは低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であり，ＬＯＣＡは破断口から高温の冷却材が流出し，ペデスタル（ドライウェル部）に滞留するため，ＦＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ＴＢＰについて，事象初期のＲＣＩＣによる一時的な注水を考慮すると，ＴＱＵＶに比べて水位低下が遅く事象進展が遅い。 ・過渡事象のうち，原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 以上より，ＦＣＩの厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	・ＴＱＵＶ ・ＴＱＵＸ ・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ ・ＬＯＣＡ	・ＴＱＵＶ	【事象（ＭＣＣＩに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ）及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・ＭＣＣＩの観点からは，ペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で，高圧状態が維持されるＰＤＳであるＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵ，長期ＴＢはＭＣＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ＬＯＣＡは，原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため，溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが，有効性評価における本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること，原子炉圧力容器破損までの余裕時間は事象発生から 3 時間以上あることから，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・ＦＣＩとＭＣＣＩは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから，ＦＣＩと同じＰＤＳを選定することにより，一連のプラント挙動を確認することができる。 以上より，ＭＣＣＩへの対応の厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（3／7）

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	選定したＰＤＳ	選定したＰＤＳの考え方
水素燃焼	－	・ＬＯＣＡ	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「ＰＲＡに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが，東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため，レベル１．５ＰＲＡでは水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため，東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・東海第二発電所では，格納容器内が窒素置換され，初期酸素濃度が低く保たれている。また，炉心損傷に伴い，水素は容易に可燃限界を超えることから，水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため，水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，格納容器において事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして，ＬＯＣＡとＥＣＣＳ注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため，評価シーケンスとしては，ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失）を想定することが適切であると考えられる。 以上より，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスと同様，ＬＯＣＡを評価対象ＰＤＳとして選定する。

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（4／7）

補足：ＰＤＳの分類の定義

ＰＤＳ	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保
ＴＱＵＶ	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源　有 直流電源　有
ＴＱＵＸ	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源　有 直流電源　有
長期ＴＢ	炉心損傷後	高圧	後期	交流電源　無 直流電源　有
ＴＢＵ	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源　無 直流電源　有
ＴＢＰ	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源　無 直流電源　有
ＴＢＤ	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源　無 直流電源　無
ＴＷ／ＴＢＷ	炉心損傷前	－	後期	－
ＴＣ	炉心損傷前	－	早期	－
ＬＯＣＡ	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源　有 直流電源　有
ＩＳＬＯＣＡ	炉心損傷前	－	早期	－

注：ハッチングは炉心損傷前に格納容器破損に至る事故シーケンスであることから，解釈１－２（ｂ）に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認する。このため，格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とするＰＤＳを示す。

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（5／7）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	・ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 （過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスとなり，各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の点で同じとなることから，有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。）
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	・ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗 ・中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ペデスタル）失敗	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	・ＴＱＵＸ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（6／7）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）	・ＴＱＵＶ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	・ＴＱＵＶ	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル） ・サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）	・過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）

第 6.2－3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（7／7）

格納容器破損モード	選定したＰＤＳ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
水素燃焼	・ＬＯＣＡ	－	－	・大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（＋格納容器ベント無し） （ジルコニウム－水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から，炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し，その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。また，格納容器ベントを実施する場合，格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され．格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから，格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。）

第 6.2－4 表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス （重要事故シーケンス）
崩壊熱除去機能喪失	・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
原子炉冷却材の流出	・原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗
反応度の誤投入	・反応度の誤投入	・反応度の誤投入 （代表性の観点から停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故を想定する。）

第 6.4－1 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表

－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－

事故シーケンスグループ	適用コード
高圧・低圧注水機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
高圧注水・減圧機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
崩壊熱除去機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
原子炉停止機能喪失	ＲＥＤＹ ＳＣＡＴ
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＳＡＦＥＲ ＭＡＡＰ
格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	ＳＡＦＥＲ
津波浸水による注水機能喪失	－

第 6.4－2 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表

－運転中の原子炉における重大事故－

格納容器破損モード	適用コード
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	ＭＡＡＰ
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＭＡＡＰ
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	ＭＡＡＰ
水素燃焼	ＭＡＡＰ
溶融炉心・コンクリート相互作用	ＭＡＡＰ

第 6.4－3 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表

－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－

運転停止中原子炉における燃料損傷防止	適用コード
崩壊熱除去機能喪失	－
全交流動力電源喪失	－
原子炉冷却材の流出	－
反応度の誤投入	ＡＰＥＸ ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）

第6.4－4表　ＳＡＦＥＲにおける重要現象の不確かさ等（1／2）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。
炉心 （燃料）	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却過程（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは＋20℃～＋40℃程度である。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。
炉心 （熱流動）	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは＋20℃～＋40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。

第6.4－4表　ＳＡＦＥＲにおける重要現象の不確かさ等（2／2）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉 圧力容器 （逃がし安全弁含む）	沸騰・ボイド率変化 気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。
	冷却材放出 （臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。
	ECCS 注水（給水系・代替注水含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。

第 6.4－5 表　ＲＥＤＹにおける重要現象の不確かさ等

分　類	重要現象		解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	核分裂出力		核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果		反応度モデル （ボイド・ドップラ）	動的ボイド係数：[redacted] 動的ドップラ係数：[redacted]
			反応度モデル （ボロン）	高温停止に必要なボロン反応度：－3％Δｋ
	崩壊熱		崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して，1 秒後の時点で＋0.8％／－0.1％の不確かさを有する。
炉心 （熱流動）	沸騰・ボイド率変化		炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により，炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して，以下の不確かさを有する。 補正無し／最大補正二次関数
原子炉 圧力容器 （逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	コーストダウン特性	再循環系モデル	再循環ポンプ慣性時定数 ：＋10％／－10％
		自然循環流量		モデルの仮定に含まれる。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）		逃がし安全弁モデル	逃がし安全弁流量：＋16.6％
	ECCS 注水 （給水系・代替注水設備含む）		給水系モデル	給水エンタルピ (1)給水温度（主蒸気流量零で）： －60kJ／kg（－14℃） (2)遅れ時間：＋50 秒
				高圧炉心注水系流量 ：実力値（137％）
				サプレッション・プール水の初期エンタルピ ：設計仕様の常用温度下限（－104kJ／kg（－25℃））
	ほう酸水の拡散		ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定。
格納容器	サプレッション・プール冷却		格納容器モデル	保守的モデルに含まれる。

第 6.4－6 表　ＳＣＡＴにおける重要現象の不確かさ等

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	出力分布変化	出力分布モデル	解析コードは，保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。
炉心 （燃料）	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル，燃料ペレット－被覆管ギャップ熱伝達モデル	解析コードは，燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため，主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では，燃料被覆管温度を高めに評価する。また，給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では，表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル，リウェットモデル	解析コードは，燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用したことに加え，被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価し，燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは，燃料被覆管温度に依存するリウェット相関式（相関式２）を使用し，上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから，リウェット時刻を遅めに評価し，燃料被覆管温度を高めに評価する。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは，沸騰遷移が生じ易い条件として，SLMCPR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため，燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。
炉心 （熱流動）	気液熱非平衡	熱伝達モデル，リウェットモデル	解析コードは，沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正 Dougall-Rohsenow 式）を採用したことに加え，被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため，冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって，燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は，修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。

第 6.4－7 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（1／4）

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

第 6.4－7 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（2／4）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ	
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向は良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導			
	気液界面の熱伝達			
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	
	放射線水分解等による水素・酸素発生	－	窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化が行われており，酸素発生は水の放射線分解に起因する。	
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	

第 6.4－7 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（3／4）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉 圧力容器 （炉心損傷後） （逃がし安全弁含む）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。
	構造材との熱伝達		
	原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心の挙動）	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として，溶融ジェット径，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，いずれについても，原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度は小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）		
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙の動）	TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響するパラメータとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし，仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり，実機における影響は十分小さいと判断される。
	放射線水分解等による水素・酸素発生	格納容器モデル（水素発生）	炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は，TMI 事故解析を通じて分析結果と良く一致することを確認した。
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により，FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激な FP 放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。

第 6.4－7 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等（4／4）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
格納容器 （炉心損傷後）	原子炉圧力容器外 FCI （溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心の挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に影響する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器外 FCI （デブリ粒子熱伝達）		
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心の挙動）	溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき，落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると想定される。ただし，堆積形状の不確かさが想定されるため，個別プラントのペデスタルの形状や事前水張りの深さを踏まえて，拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象に関する不確かさの要因分析により，エントレインメント係数，上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果，コンクリート侵食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また，上面熱流束を下限値とした場合でも，コンクリート侵食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。 上記の感度解析は，想定される範囲で厳しい条件を与えて感度を確認したものであり，不確かさを考慮しても実機でのコンクリート侵食量は感度解析よりも厳しくなることはないと考えられる。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及び SURC-4 実験解析により，溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。 実験で確認されている侵食の不均一性については，実験における侵食のばらつきが MAAP コードの予測侵食量の 20%の範囲内に収まっていることから，上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		
	格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により，FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激な FP 放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。 ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。

第 6.4－8 表　ＡＰＥＸにおける重要現象の不確かさ等（1／2）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	核分裂出力	一点近似動特性モデル(炉出力) 出力分布は二次元拡散モデル核定数は三次元体系の炉心の空間効果を考慮し二次元体系に縮約	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	二次元(RZ)拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳しく設定し，さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値(燃焼度 0GWd／t での値)を用いるといった保守的なモデルを適用していることから，出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない	ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，Hellstrand の試験等との比較から 7～9%であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは，MISTRAL 臨界試験との比較から 4%であることを確認した。
	制御棒反応度効果	三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力	制御棒反応度の不確かさは，起動試験時及び炉物理試験時に行われた制御棒価値の測定結果と解析結果の比較から 9%以下であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは，MISTRAL 臨界試験との比較から 4%であることを確認した。

第 6.4－8 表　ＡＰＥＸにおける重要現象の不確かさ等（2／2）

分　類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は 0%と報告されており，類似の事象である本事故シーケンスについても，影響はほとんど生じないため,考慮しない。
	燃料棒表面熱伝達	単相強制対流： Dittus-Boelter の式 核沸騰状態： Jens-Lottes の式 膜沸騰状態(低温時): NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく，事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため，除熱量に不確かさがあるとしても，燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどないため，考慮しない。
	沸騰遷移	低温時: Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから，沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどないため，考慮しない。

第 6.7－1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（1／3）

評価事象		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	津波浸水による注水機能喪失
分類	評価指標／物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－	－	○	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－	－	○	－	－	－
	反応度フィードバック効果	－	－	－	－	○	－	－	－
	制御棒反応度効果	－	－	－	－	－	－	－	－
	崩壊熱	○	○	○	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	○※	－	－	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－	－	○	－	－	－
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	○	○	○	○	○	○	○	○
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	－	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	－	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	－	○	○	○
	気液熱非平衡	○	○	○	○	○	○	○	○
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－	－
	三次元効果	○	○	○	○	○※1	○	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※　三次元効果の模擬は，ＲＥＤＹ／ＳＣＡＴコード体系では困難であるため，米国において中性子束振動の評価実績のある原子炉過渡解析コード（ＴＲＡＣ）を使用して，参考的に解析して影響を確認している。

第 6.7－1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（2／3）

評価事象		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	津波浸水による注水機能喪失
分類	物理現象＼評価指標	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－	－	－	－	○	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	○	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	○	○	○	○	－	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	－	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－	－	－	－
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	○	○	○	○	○	○	○	○
	ほう酸水の拡散	－	－	－	－	○	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 6.7－1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（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）（3／3）

評価事象		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	津波浸水による注水機能喪失
分類	評価指標／物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器圧力 格納容器圧力及び温度
格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	○※2	－	－	－
	格納容器各領域間の流動	○	○	○	○	－	○	－	○
	サプレッション・プール冷却	－	○	○	○※1	○	－	－	○
	気液界面の熱伝達	○	○	○	○	－	○	－	○
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	○	○	○	－	○	－	○
	スプレイ冷却	○	－	○	○	－	○	－	○
	放射線水分解等による水素・酸素発生	－	－	－	－	－	－	－	－
	格納容器ベント	○	－	－	○※1	－	○	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1　評価事象「崩壊熱除去機能喪失」の有効性評価では，「取水機能が喪失した場合」と「残留熱除去系が故障した場合」について有効性を確認しており，取水機能が喪失した場合には，サプレッション・プール冷却が，残留熱除去系が故障した場合には格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※2　第 1.7－1 表（2／3）の「冷却材放出（臨界流・差圧流）」と同一の物理現象

第 6.7－2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

（運転中の原子炉における重大事故）（1／5）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－	－	－
	反応度フィードバック効果	－	－	－	－	－
	制御棒反応度効果	－	－	－	－	－
	崩壊熱	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	－	－	－	－	－
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○
	三次元効果	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 6.7－2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

（運転中の原子炉における重大事故）（2／5）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容 器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	－	－	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	○	－	－	○	－※1
	ほう酸水の拡散	－	－	－	－	－
	三次元効果	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1　評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価においては，ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）を実施せず，その有効性を確認していることから，当該の事故シーケンスについては，ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）は重要現象とならない。

第 6.7－2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

（運転中の原子炉における重大事故）（3／5）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
格納容器	冷却材放出	－	－	－	－	－
	格納容器各領域間の流動	○	－	○	○	－
	サプレッション・プール冷却	○※1	－	－	○	－
	気液界面の熱伝達	○	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	－	－	－	－
	スプレイ冷却	○	－	－	○	－
	放射線水分解等による水素・酸素発生	○※2	－	－	○※2	－
	格納容器ベント	○※1	－	－	－※3	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1　評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価においては，「代替循環冷却系を使用する場合」と「代替循環冷却系を使用できない場合」の有効性を確認しており，代替循環冷却系を使用する場合はサプレッション・プール冷却が，代替循環冷却系を使用できない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※2　物理現象「放射線水分解による水素・酸素発生」の評価指標への影響については，評価事象「水素燃焼」において，解析条件の不確かさとして整理し，評価指標への影響を確認する。

※3　評価事象「水素燃焼」の有効性評価の評価事故シーケンスにおいては，格納容器ベントを実施せず，その有効性を確認していることから，当該の事故シーケンスにおいては，格納容器ベントは重要現象とならない。

第 6.7－2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

（運転中の原子炉における重大事故）（4／5）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 ＼ 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	○	○	○	○	○
	原子炉容器内FCI（溶融炉心細粒化）	－	○	－	－	－
	原子炉容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）	－	○	－	－	－
	溶融炉心の再臨界	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	○	○	○	○	○
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○※1	○	－	－	○
	原子炉圧力容器破損	○※1	○	○	○※1	○
	放射線水分解等による水素・酸素発生	○※2	－	－	○※2	－
	原子炉圧力容器内FP挙動	○	－	－	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）　－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1　評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。

※2　物理現象「放射線水分解等による水素・酸素発生」の評価指標への影響については，評価事象「水素燃焼」において，解析条件の不確かさとして整理し，評価指標への影響を確認する。

第 6.7－2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

（運転中の原子炉における重大事故）（5／5）

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標 物理現象	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器破損後の高圧溶融炉心放出	－	－	－	－	－
	格納容器雰囲気直接加熱	－	－	－	－	－
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	－	－	－	－	○
	内部構造物の溶融，破損	－	－	－	－	－
	原子炉圧力容器外FCI（溶融炉心細粒化）	○※1	－	○	－	○
	原子炉圧力容器外FCI（デブリ粒子熱伝達）	○※1	－	○	－	○
	格納容器直接接触	－	－	－	－	－
	溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱	○※1	－	－	－	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	○※1	－	－	－	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	○※1	－	－	○※1	○
	溶融炉心の再臨界	－	－	－	－	－
	格納容器内FP挙動	○	－	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

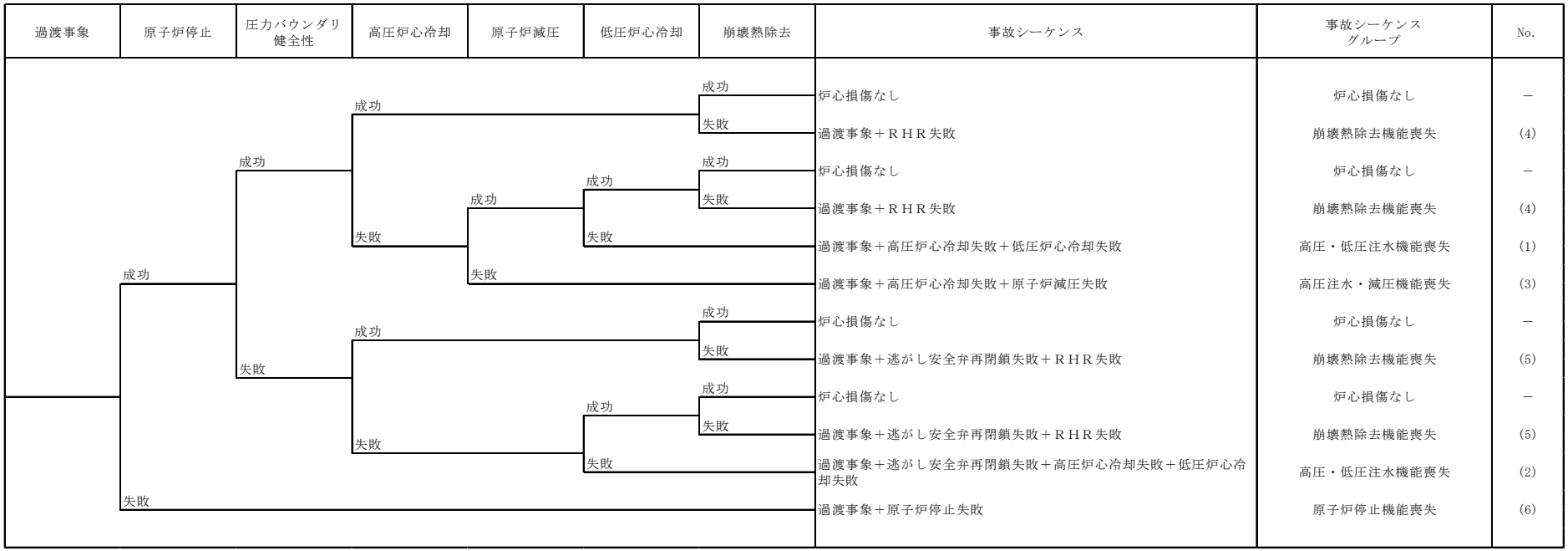
※1　評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では，当該物理現象の発生に至らないが，当該物理現象による評価指標への影響については，評価事象「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。

第 6.7－3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

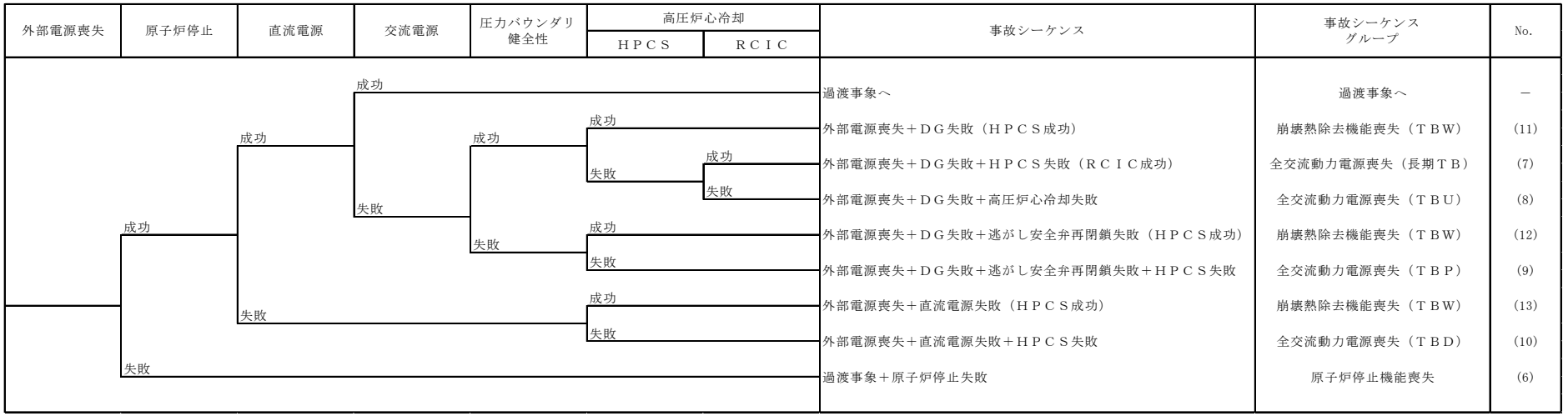
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

評価事象		反応度の誤投入
分類	物理現象 ＼ 評価指標	燃料エンタルピ
炉心（核）	核分裂出力	○
	出力分布変化	○
	反応度フィードバック効果	○
	制御棒反応度効果	○
	崩壊熱	－
	三次元効果	－
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	○
	燃料棒表面熱伝達	○
	沸騰遷移	○
	燃料被覆管酸化	－
	燃料被覆管変形	－
	三次元効果	－
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－
	気液熱非平衡	－
	圧力損失	－
	三次元効果	－
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－
	気液熱非平衡	－
	圧力損失	－
	構造材との熱伝達	－
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	－
	ほう酸水の拡散	－
	三次元効果	－

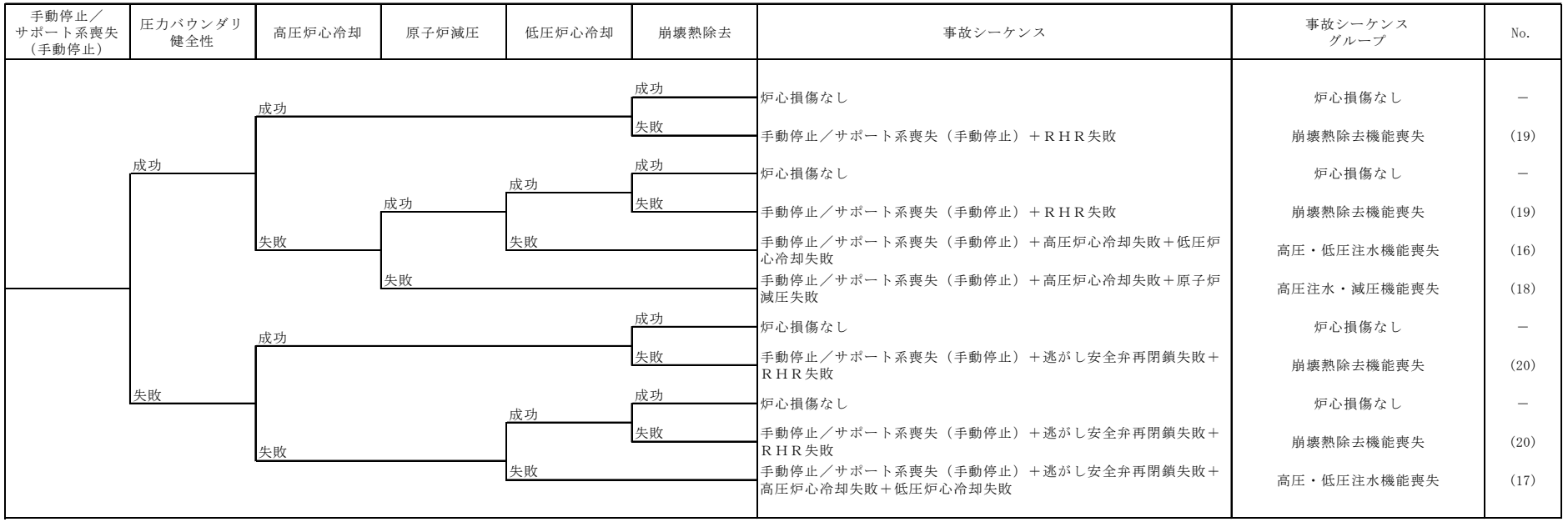
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象



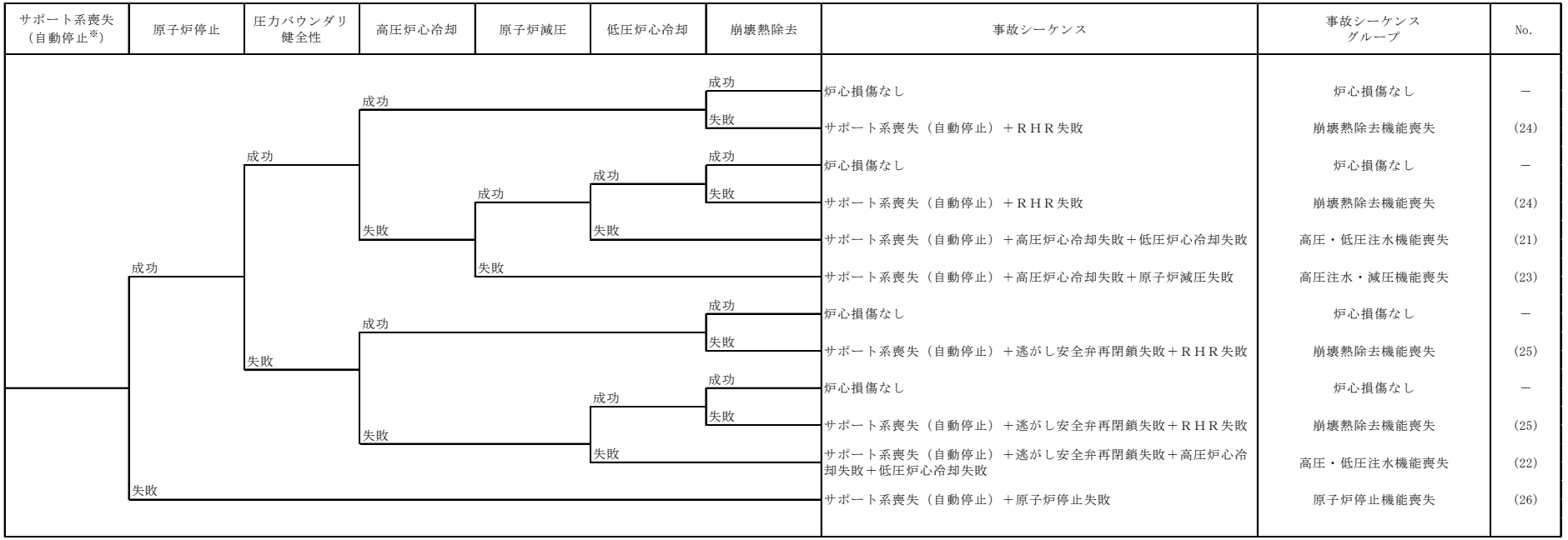
第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（1／7）



第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（2／7）

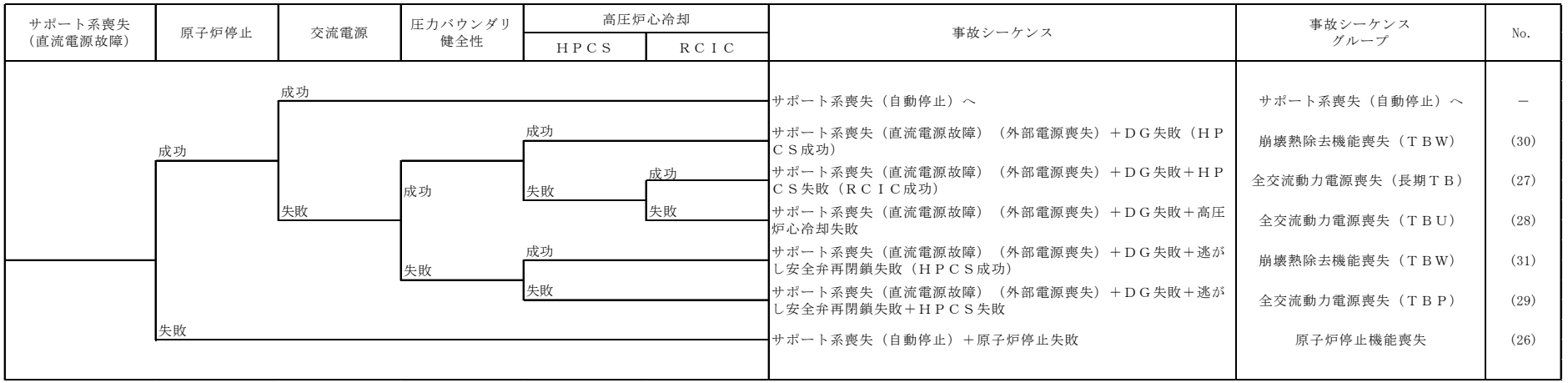


第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（3／7）

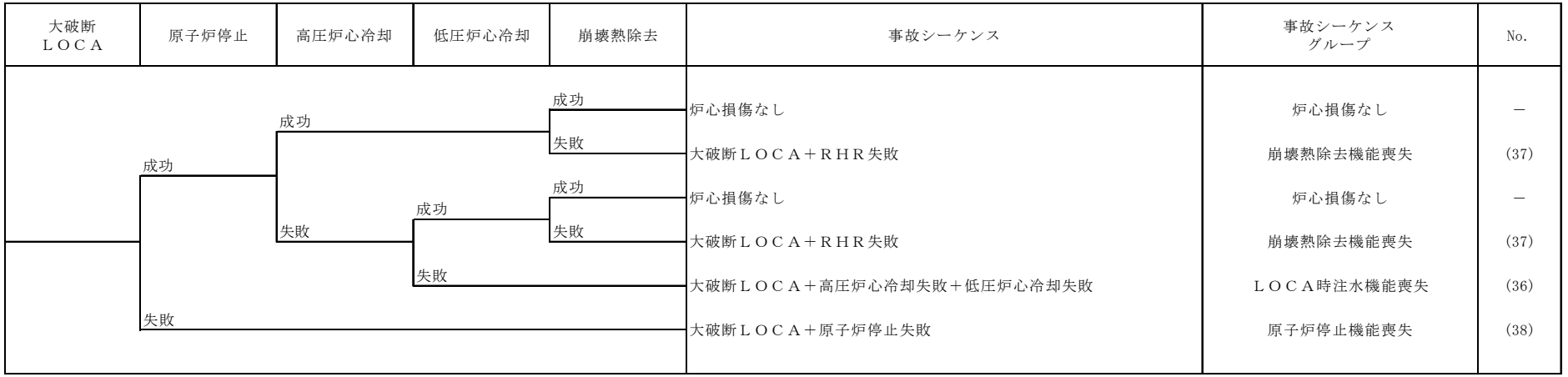


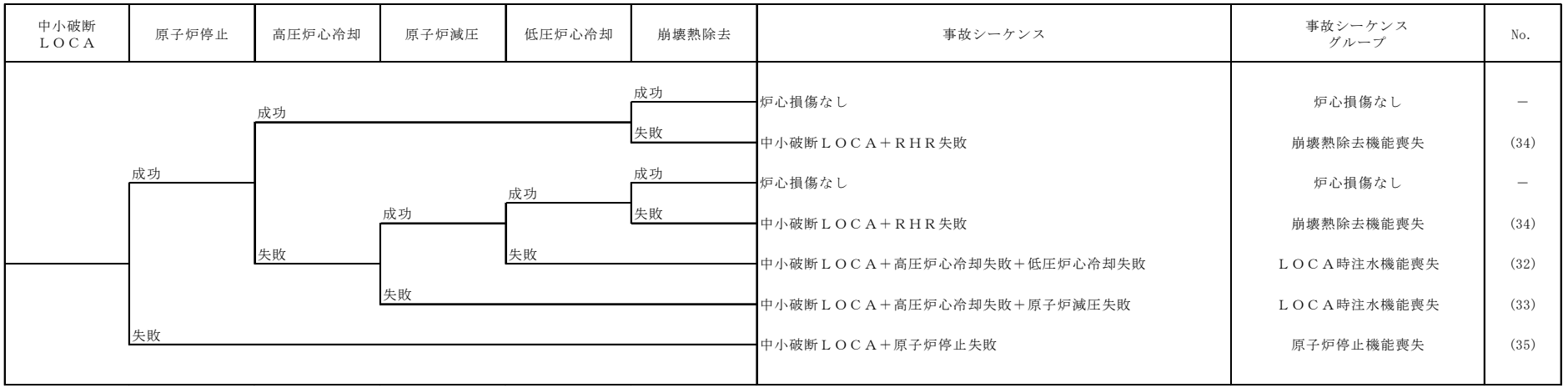
※　サポート系喪失において，原子炉自動停止に至る事象のうち，直流電源故障については別途評価。

第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（4／7）



第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（5／7）

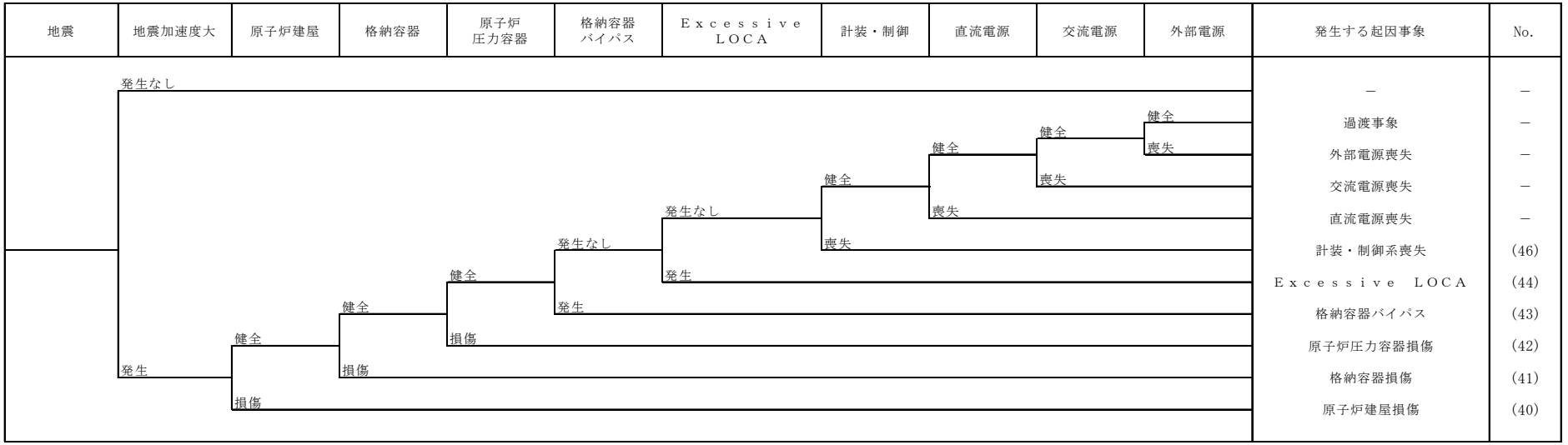




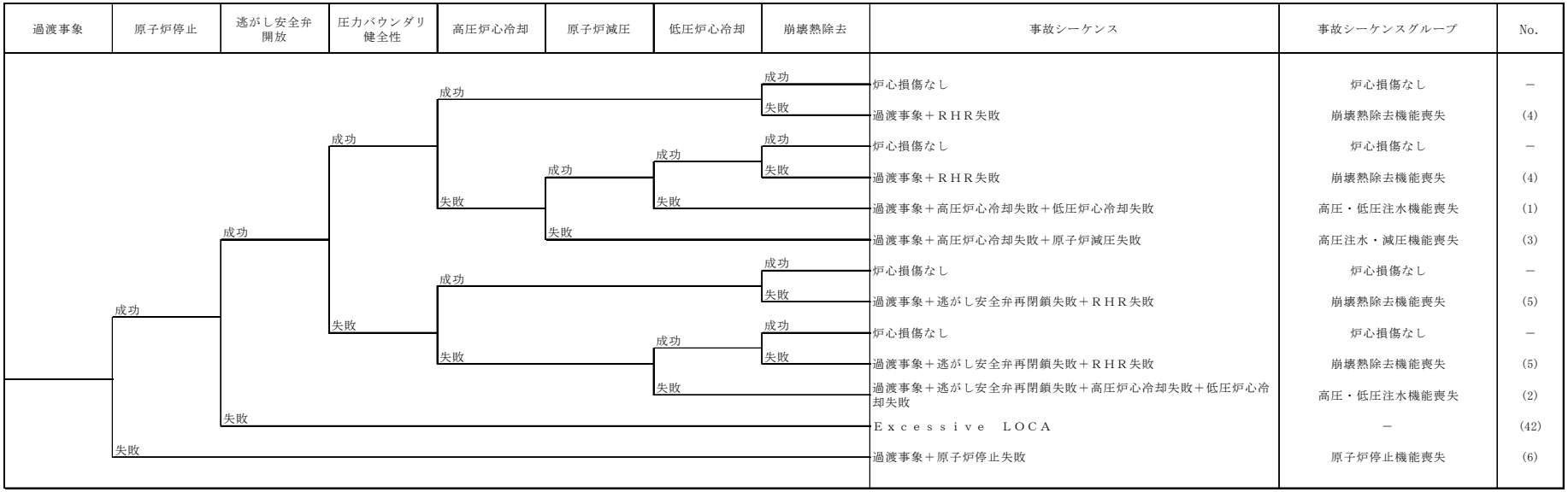
第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（6／7）

インターフェイスシステムＬＯＣＡ	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	格納容器バイパス （インターフェイス システムＬＯＣＡ）	(39)

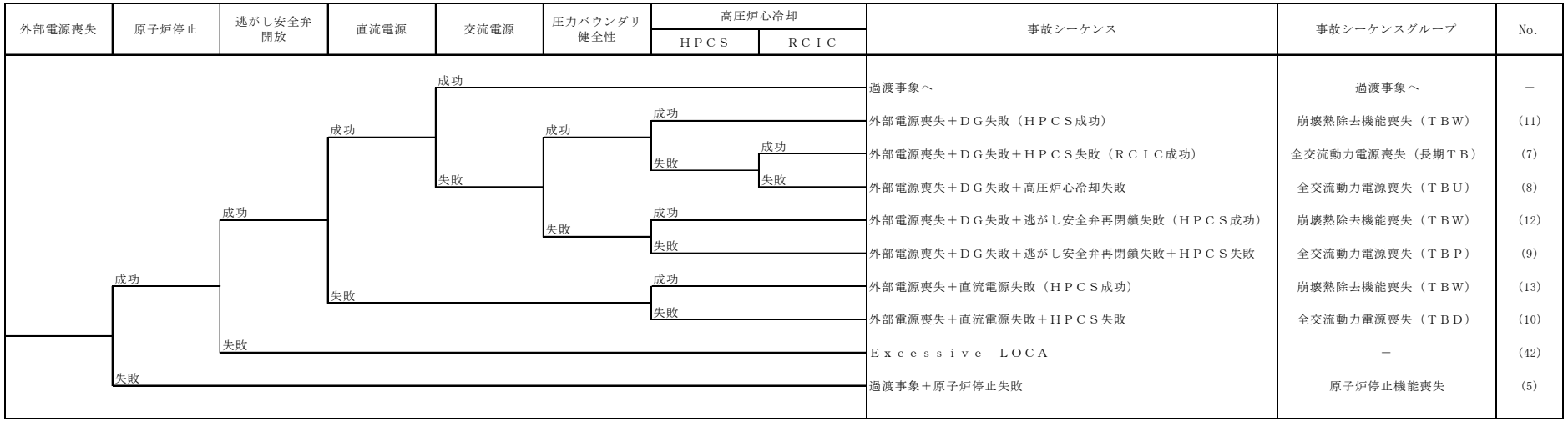
第 6.2－1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー（7／7）



第 6.2－2 図　地震レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー



第 6.2－3 図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（1／3）

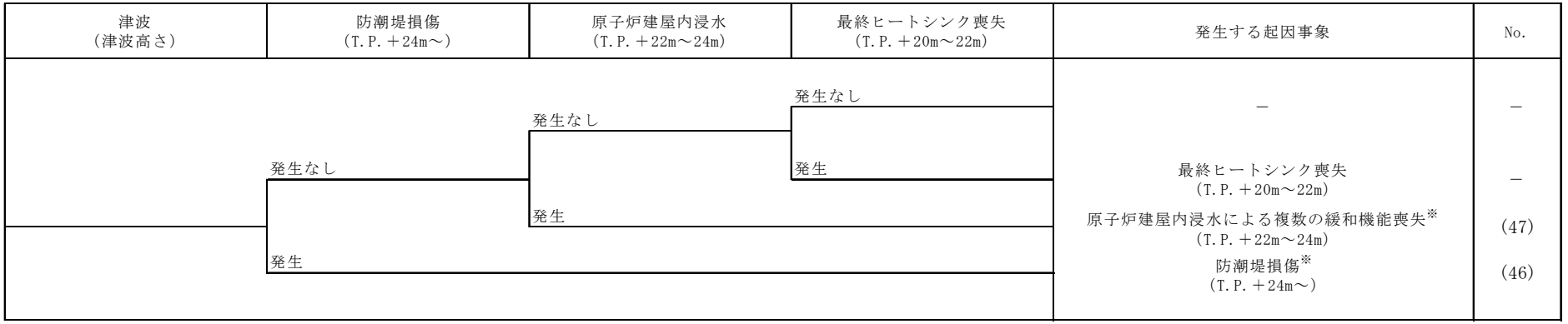


第 6.2－3 図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（2／3）





第 6.2－3 図　地震レベル１ＰＲＡイベントツリー（3／3）

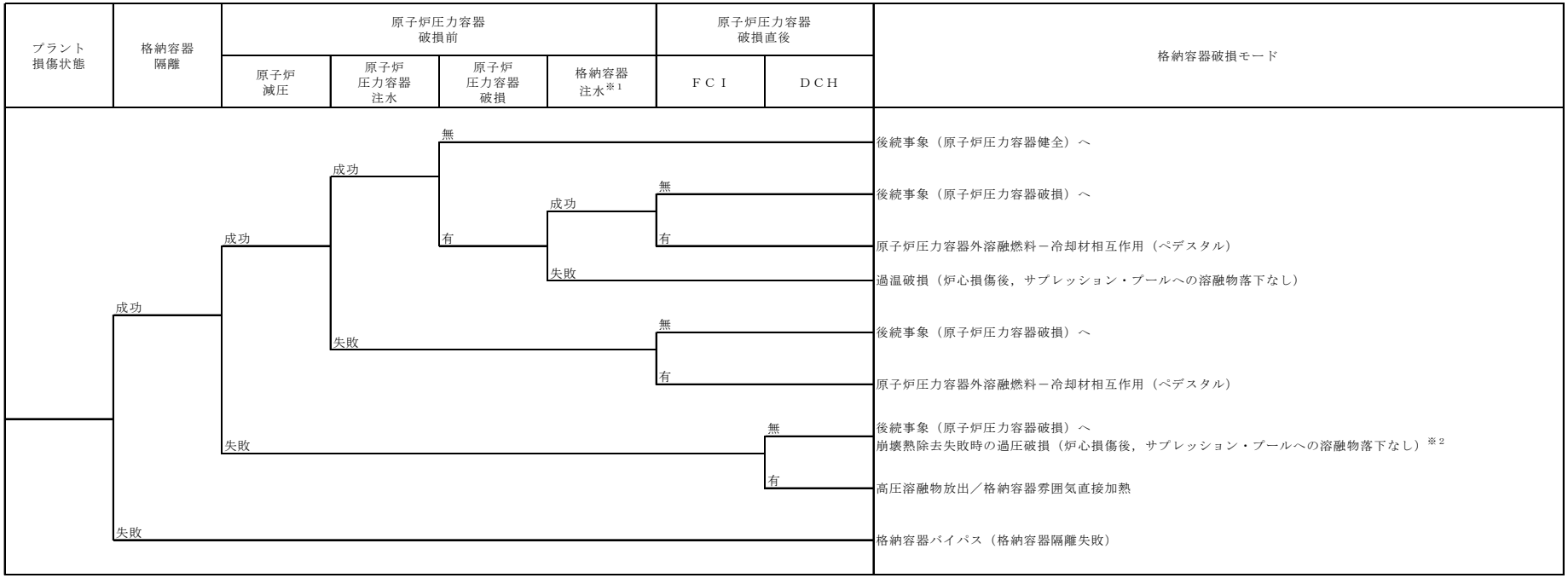


※　炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

第6.2－4図　津波レベル１ＰＲＡ階層イベントツリー

最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
		成功	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	津波浸水による注水機能喪失	(48)
	成功				
		失敗	最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗	津波浸水による注水機能喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による注水機能喪失	(50)

第 6.2－5 図　津波レベル１ＰＲＡイベントツリー

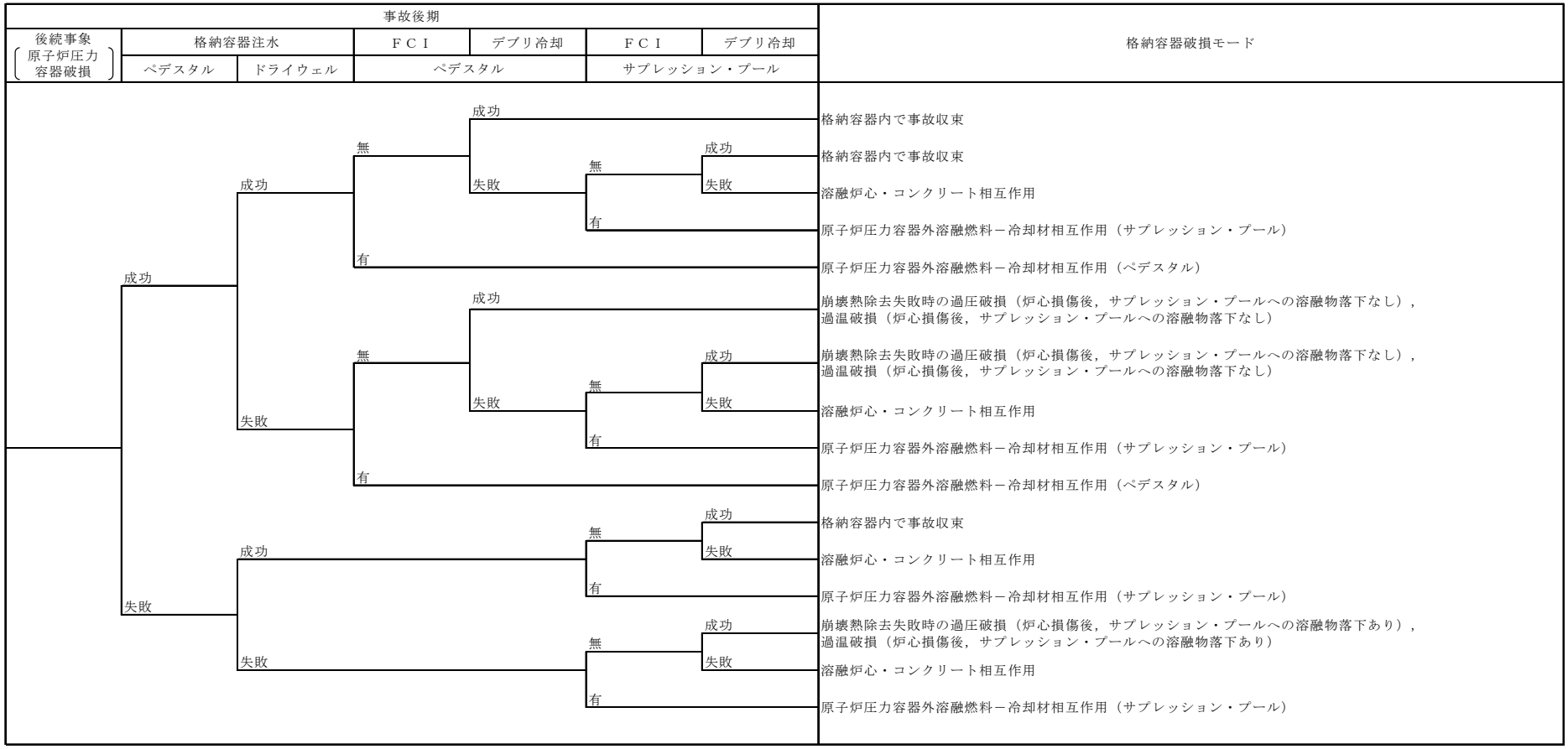


ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
ＤＣＨ：格納容器雰囲気直接加熱
※１　ＬＯＣＡシーケンスは，格納容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため，本ヘディングの成功／失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮した。
※２　長期ＴＢシーケンスは，原子炉圧力容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る。

第 6.2－6 図　格納容器イベントツリー（1／3）

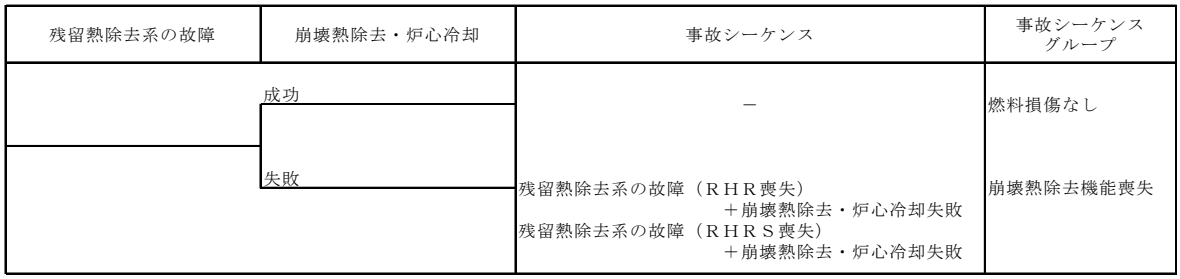
事故後期		格納容器破損モード
後続事象 〔 原子炉圧力容器健全 〕	格納容器注水	
	成功	原子炉圧力容器内で事故収束
	失敗	崩壊熱除去失敗時の過圧破損 （炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下なし）

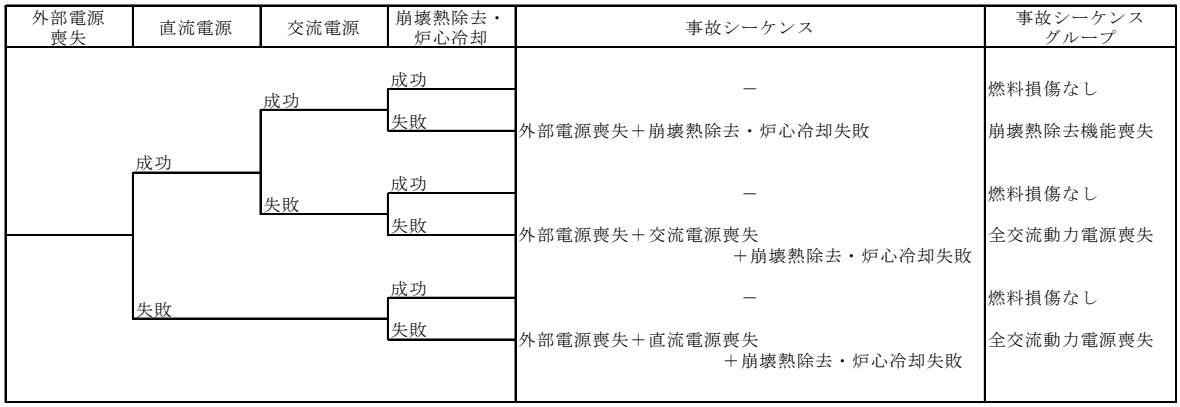
第 6.2－6 図　格納容器イベントツリー（2／3）

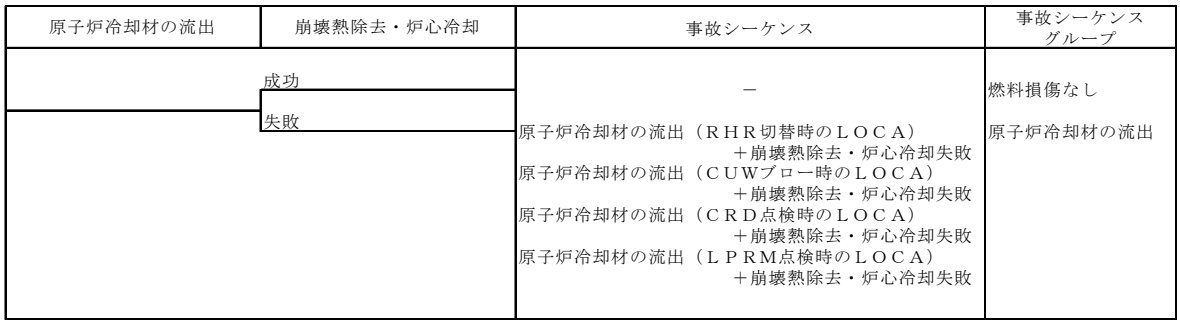


ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

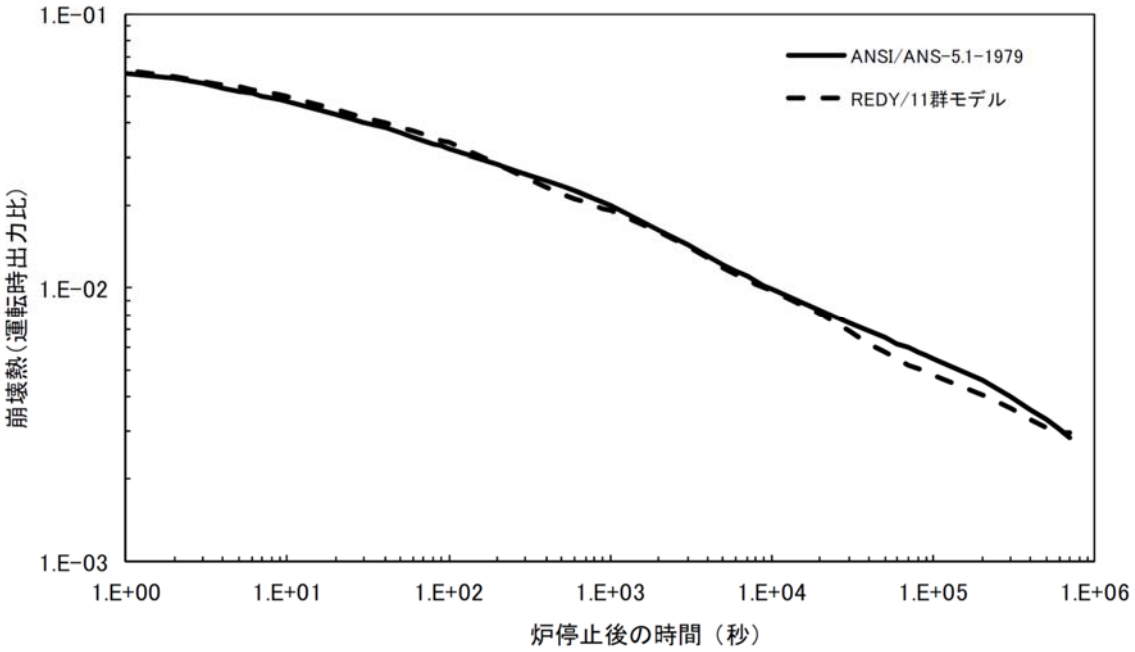
第 6.2－6 図　格納容器イベントツリー（3／3）







第 6.2－7 図　内部事象停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー



第 6.5－1 図　原子炉停止後の崩壊熱

7.　重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

本発電用原子炉施設は，設計基準としての安全対策を講じており，「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」を想定した解析においても，炉心の著しい損傷に至ること等はなく，安全性は十分確保し得ると考える。

ここでは，本発電用原子炉施設において想定する重大事故等に対して，その発生原因と防止対策を説明し，対策の有効性評価を行うことで，重大事故等の発生に対しても対処可能であることを説明する。

有効性評価に当たっては，「6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」において示す方針に基づいて評価を行った結果を示す。

7.1　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

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて，その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し，炉心損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.1.1　高圧・低圧注水機能喪失

7.1.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再

閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」,⑤「サポート系喪失(自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事

故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器内の冷却を行い，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.1－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.1－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.1－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員17名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員 5 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場

操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名及び現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.1－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 17 名及び参集要員 5 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

ｃ．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮

しない。

高圧代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。

d．低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

e．高圧・低圧注水機能の回復操作

高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。

緊急用母線の受電に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。

ｈ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

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

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

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

ｉ．原子炉水位の調整操作

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

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

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

ｊ．代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

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

ｋ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常

設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

1．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納

容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）等である。

また，サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

ｍ．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

ｎ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｏ．使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降,炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

7.1.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし,逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流)，沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離(水位変化)･対向流及びＥＣＣＳ注水(給水系及び代替注水設備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格

納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c) ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動操作による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～378m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～

2.38MPa[dif]※）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順における調整範囲（102m^3／h～130m^3／h）の上限である130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし，格納容器圧力が310kPa[gage]において13.4kg／sの排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線

受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施する。

(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.1－4 図から第 7.1.1－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.1－9 図から第 7.1.1－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.1－15 図から第 7.1.1－18 図に示す。

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

ａ．事象進展

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

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

原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション･プール水位が通常水位＋6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ,事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.1－9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生

の約35分後に最高温度の約338℃に到達するが,評価項目である1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり，評価項目である15%を下回る。

原子炉圧力は，第7.1.1－4図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても，約8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第7.1.1－15図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約28時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第7.1.1－16図に示すとおり，事象発生の約28時間後に最高値の約143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第7.1.1－5図に示すように,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され,炉心冷却が維持される。また,第7.1.1－15図及び第7.1.1－16図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱実施時の敷地境界外での実効線量は，ベントタイミングに有意な差はないが，原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，敷地境界外の実効線量が厳しくなる「7.1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。

7.1.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に手動操作により原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容

器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水），常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.1－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起

動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合,サプレッション･プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評

価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

ｂ．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解

析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作

開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも 0.62MPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，同様に高圧・低圧注水機能が喪失し，原子炉減圧操作も 25分であることから事象進展が同等となる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，25 分の減圧操作遅れを想定した場合には，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，格納容器ベント時の敷地境界外線量も約 4.4mSv となり 5mSv を下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行するため，重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 14 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上昇するが，過圧の観点で厳しい「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達してから 0.62MPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

7.1.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり17名であり，災害対策要員の39名で対処可能である。

また，事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり，発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。

(2) 必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,350m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}及び西側淡水貯水設備に約5,000m^{3}の水を保有しており，可搬型代替注水中型ポンプを用いて，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発

電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で約 755.5kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる補給について，7 日間の継続が可能である。

c．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 1,128kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.1.1.5　結　論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧・低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

なお，格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界外での実効線量は，

周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.1－1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（1／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁* ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.1－1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（2／5）

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

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.1－1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（3／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系の起動操作	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	ドライウェル圧力* サプレッション･チェンバ圧力* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.1－1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション･チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位* 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa［gage］に到達したことを確認し，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力* サプレッション･チェンバ圧力* サプレッション・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.1－1 表　高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（5／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

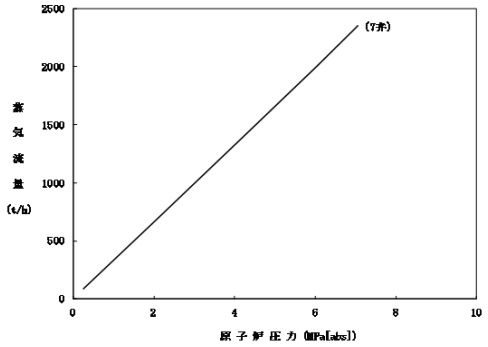
第 7.1.1－2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

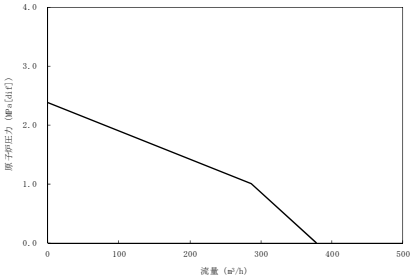
第 7.1.1－2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 7.1.1－2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3／5）

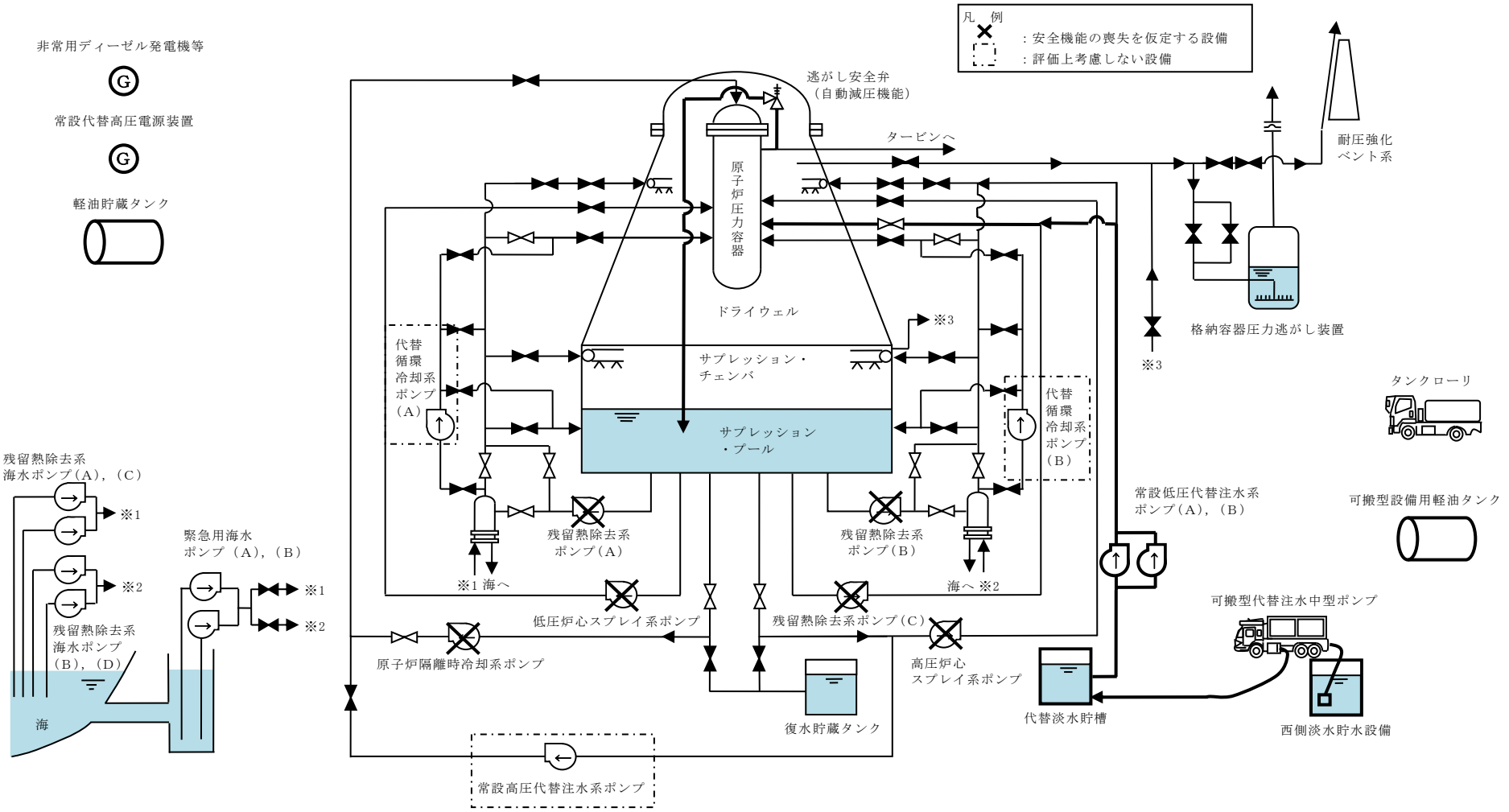
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.1－2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4／5）

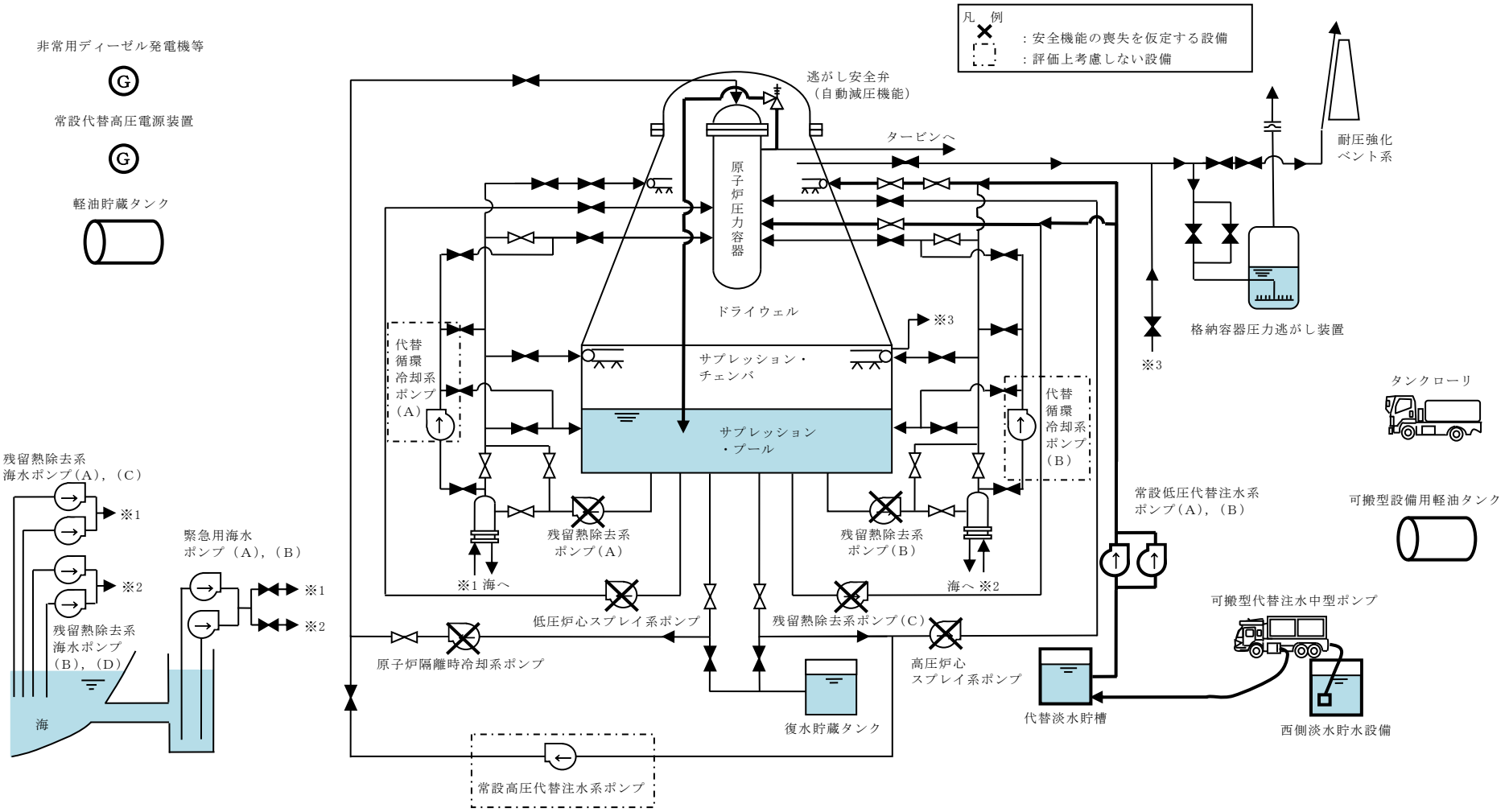
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m^3／h～378m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として，運転手順の流量調整範囲（102m^3／h ～130m^3／h）における上限を設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 7.1.1－2 表　主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5／5）

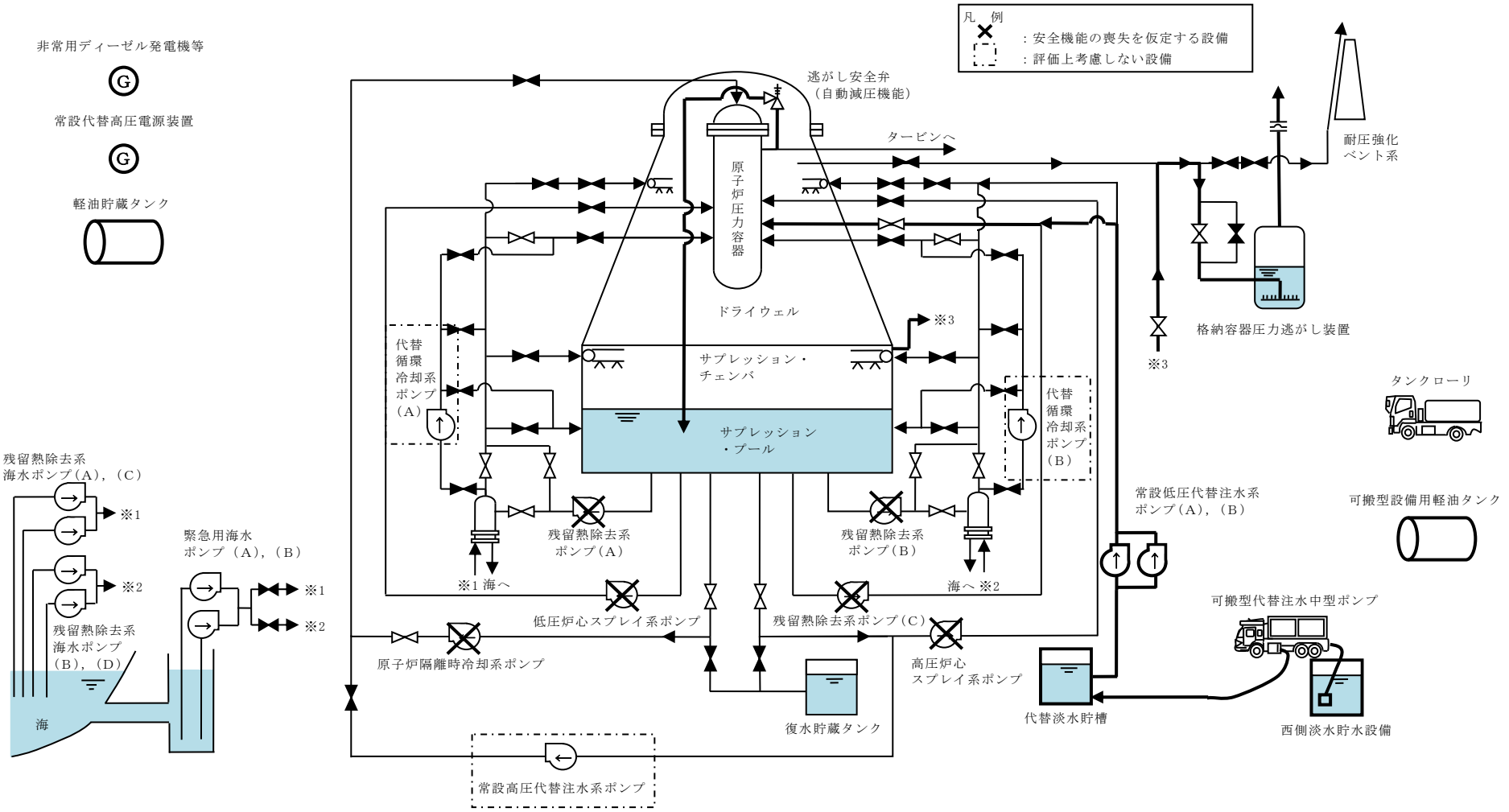
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	格納容器圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



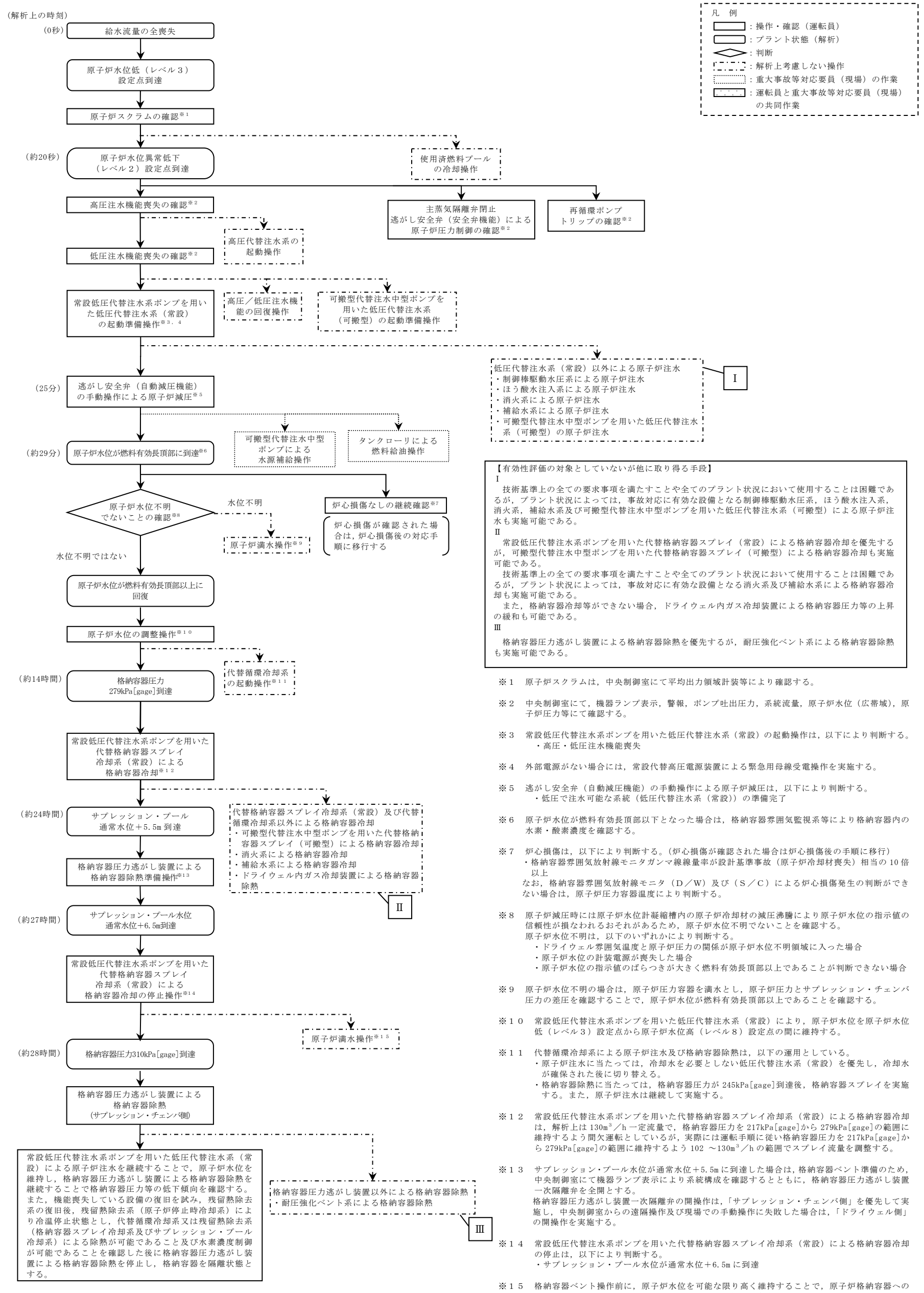
第 7.1.1－1 図　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 7.1.1－1 図　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 7.1.1－1 図　高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

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

II

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。

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

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

III

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

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

※３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※４　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※５　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（常設））の準備完了

※６　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※７　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１１　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は，以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１２　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m^3／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m^3／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１３　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１４　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１５　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

第 7.1.1－2 図　高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

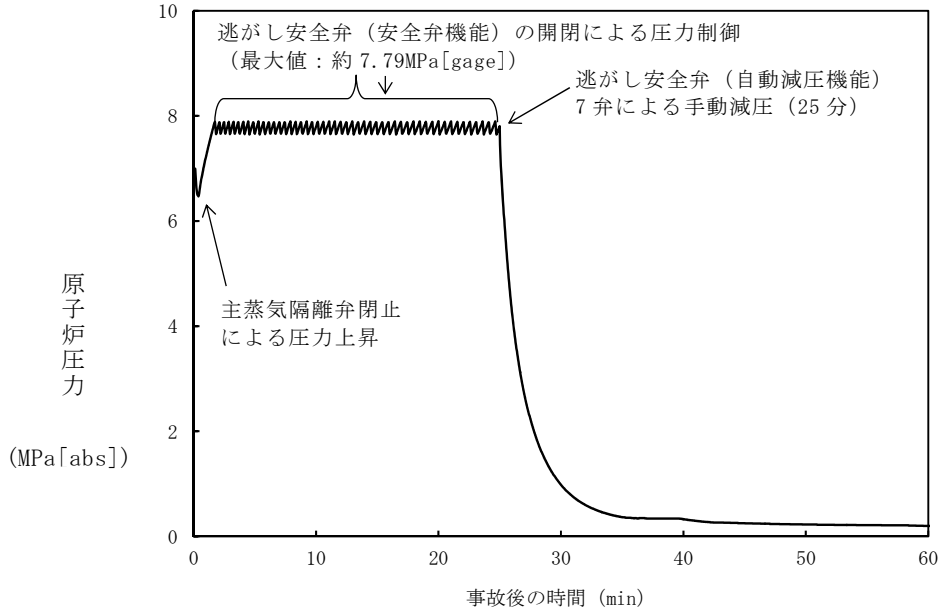
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備　考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約21分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達 ▽25分　原子炉減圧開始	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作	4分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）	4分	
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	3分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		8人 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	

第 7.1.1－3 図　高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

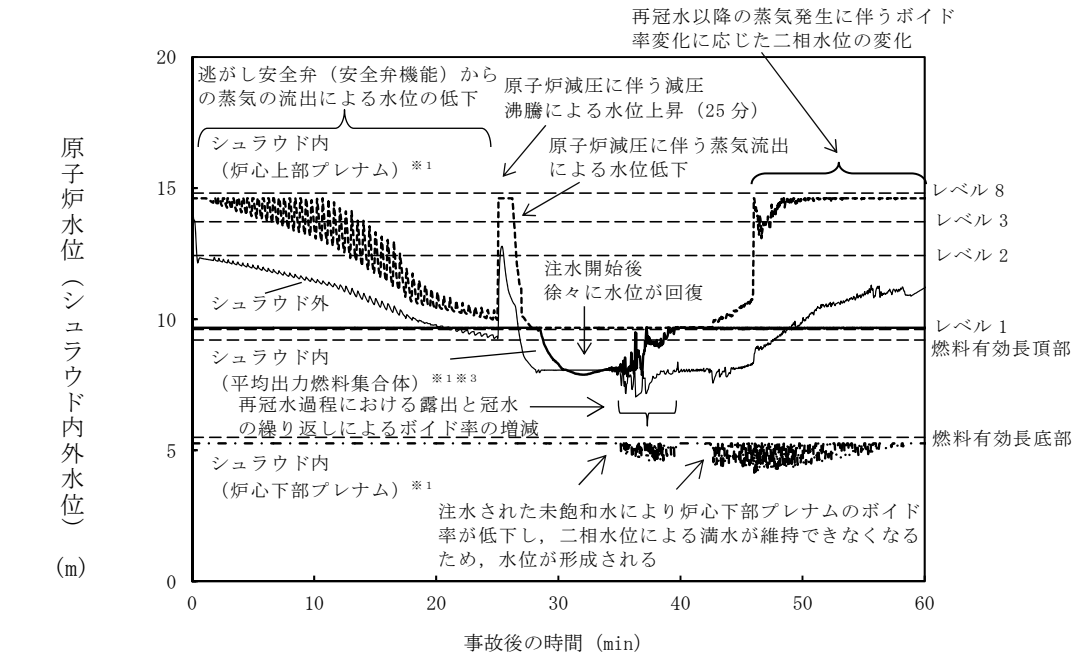
高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽事象発生 ▽25分　原子炉減圧開始 ▽約14時間　格納容器圧力279kPa［gage］到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　格納容器圧力310kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	注水開始後，適宜原子炉水位調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分	
	－	【2人】＋1人 C，D，E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125 分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後，適宜状態監視	
	－	－	3人 （参集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	180 分	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある
	－	－	【2人】 c，d	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	8人　a～h 及び参集5人			

第 7.1.1－3 図　高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）



第 7.1.1－4 図　原子炉圧力の推移

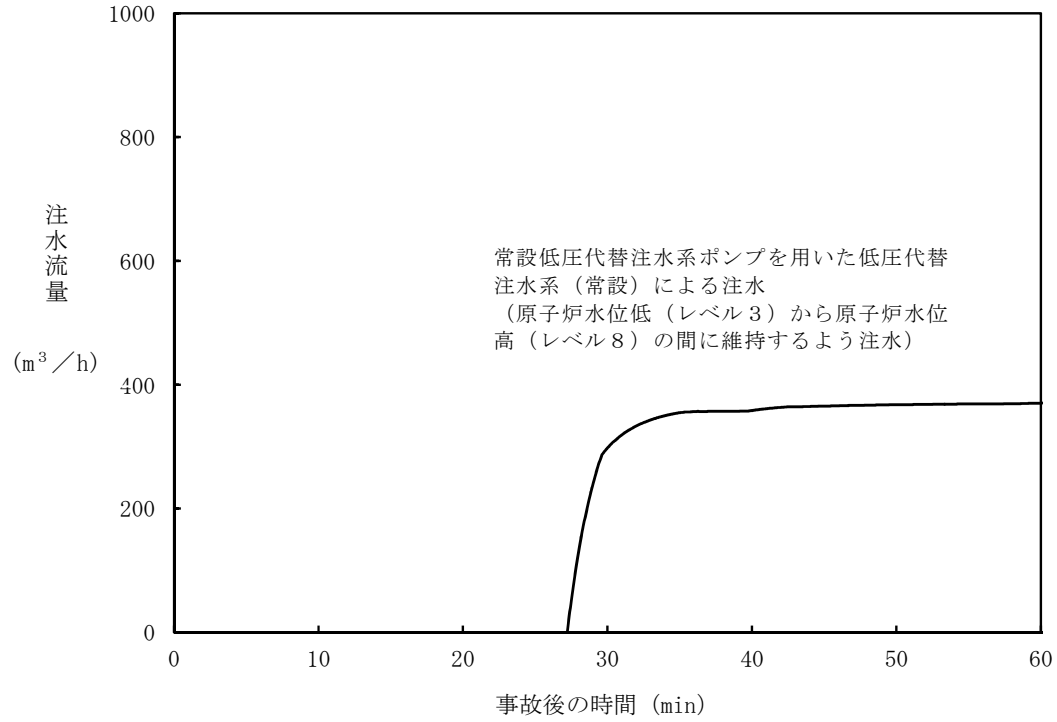


第 7.1.1－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※2

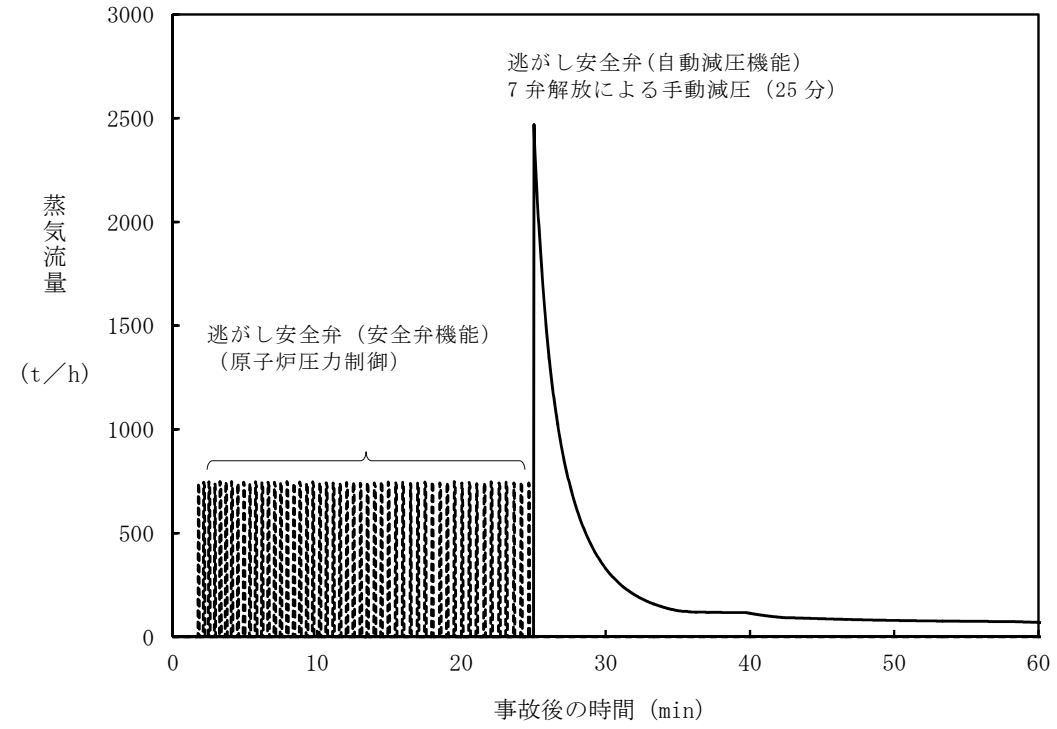
※1　ＳＡＦＥＲでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム，炉心，炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事象発生 30～40 分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態），事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては，上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば，炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは，その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し，炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは，各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお，図の点線は炉心上部プレナム，実線は平均出力燃料集合体，一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。

※2　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており，二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では，水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され，二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると，水がほぼない状態でも，二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）

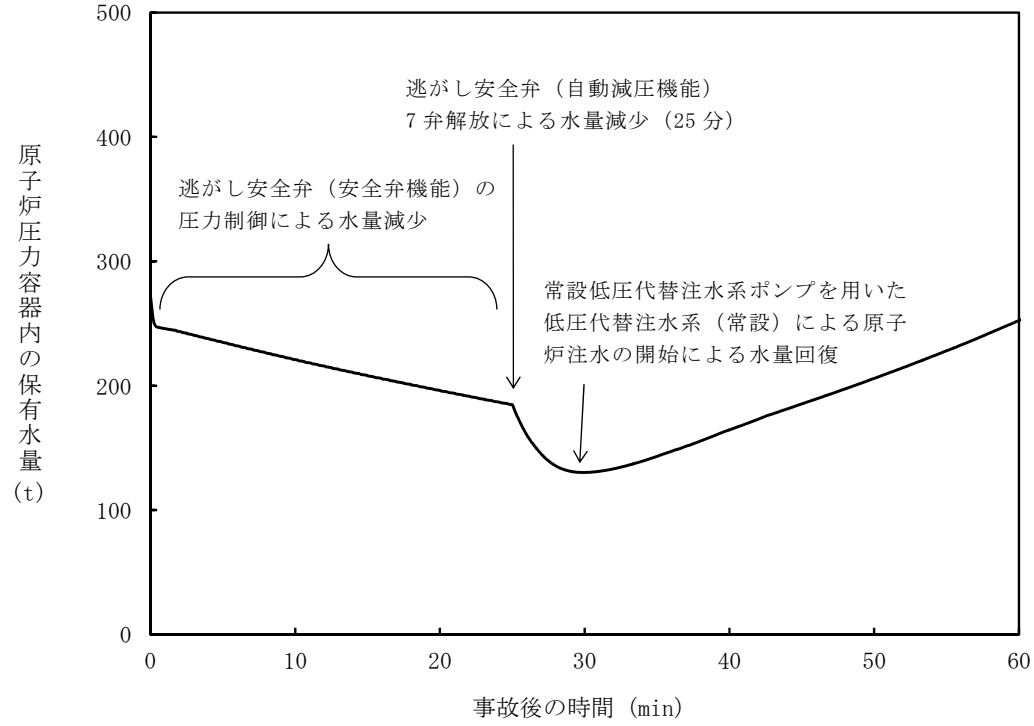
※3　「燃料被覆管温度計算の観点から，集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。
（付録 3　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて　第 1 部　ＳＡＦＥＲコード　3.3 解析モデル　3.3.1　熱水力モデル　(1) ノード分割　⑨ノード 9：燃料集合体　参照）



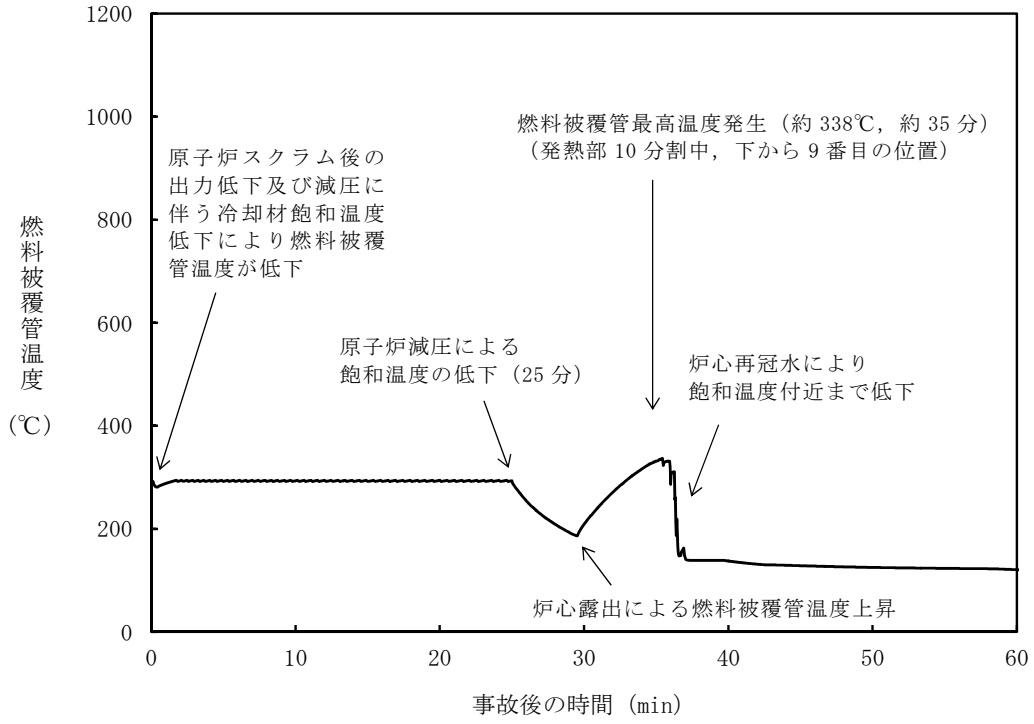
第 7.1.1－6 図　注水流量の推移



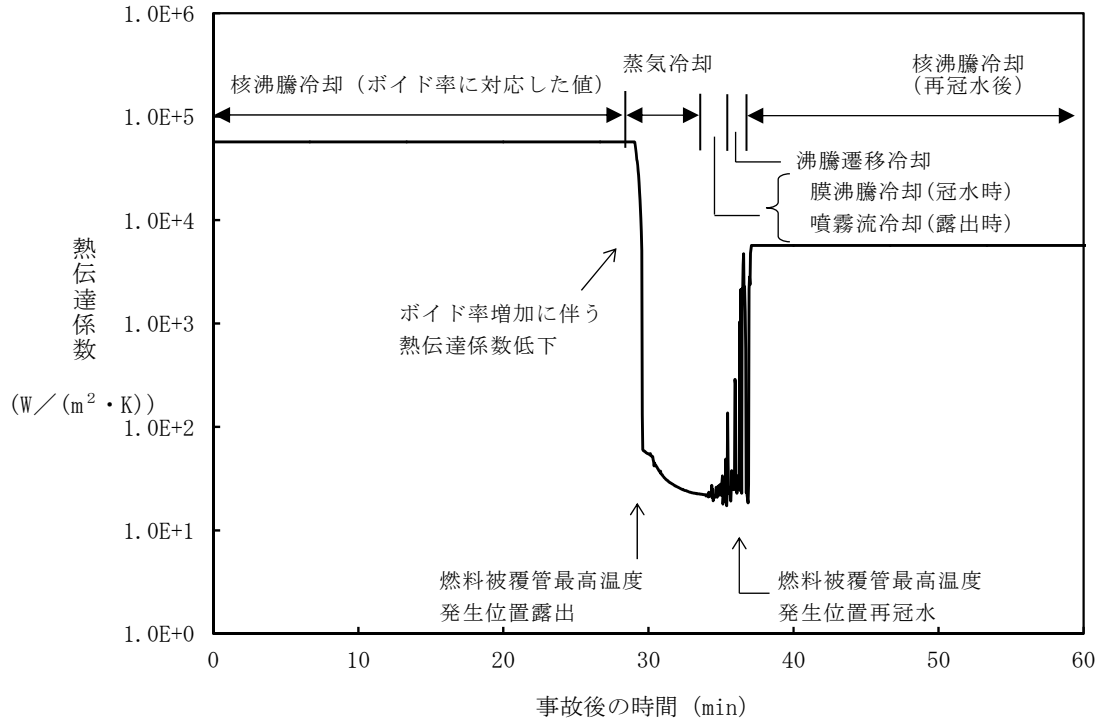
第 7.1.1－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



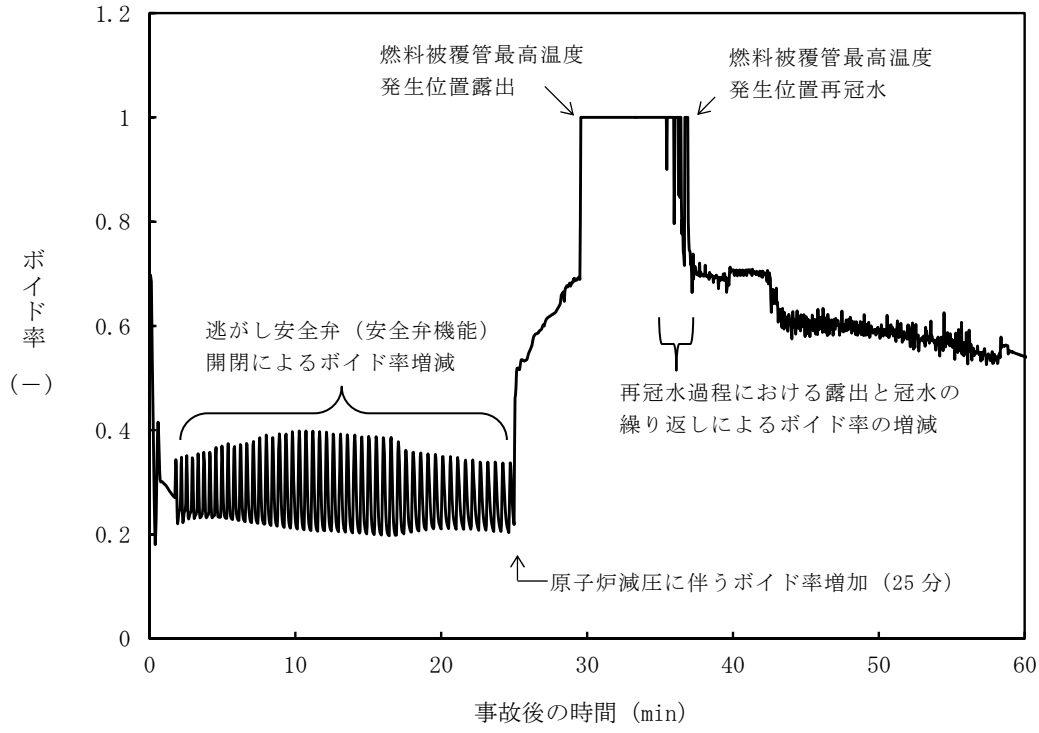
第 7.1.1－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



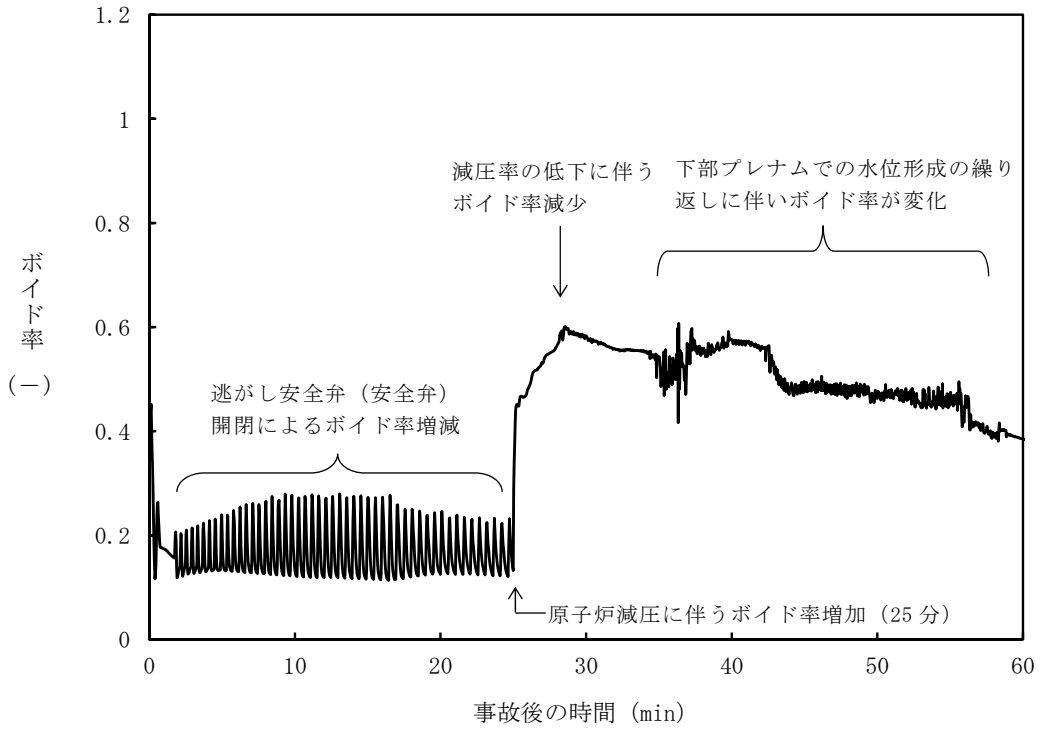
第 7.1.1－9 図　燃料被覆管温度の推移



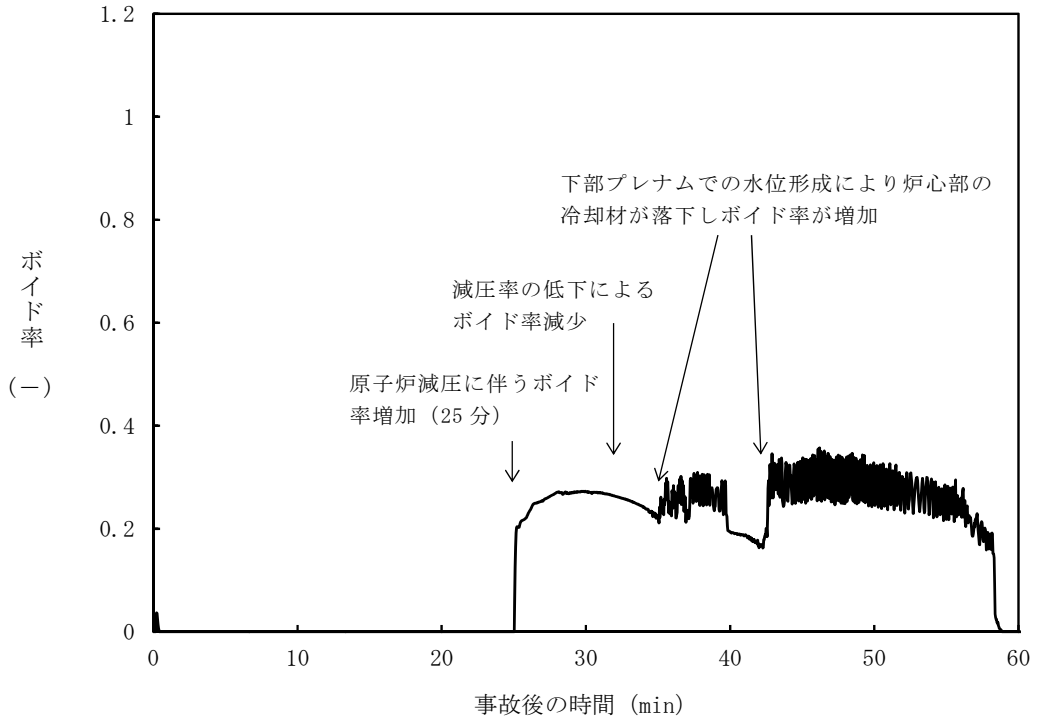
第 7.1.1－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



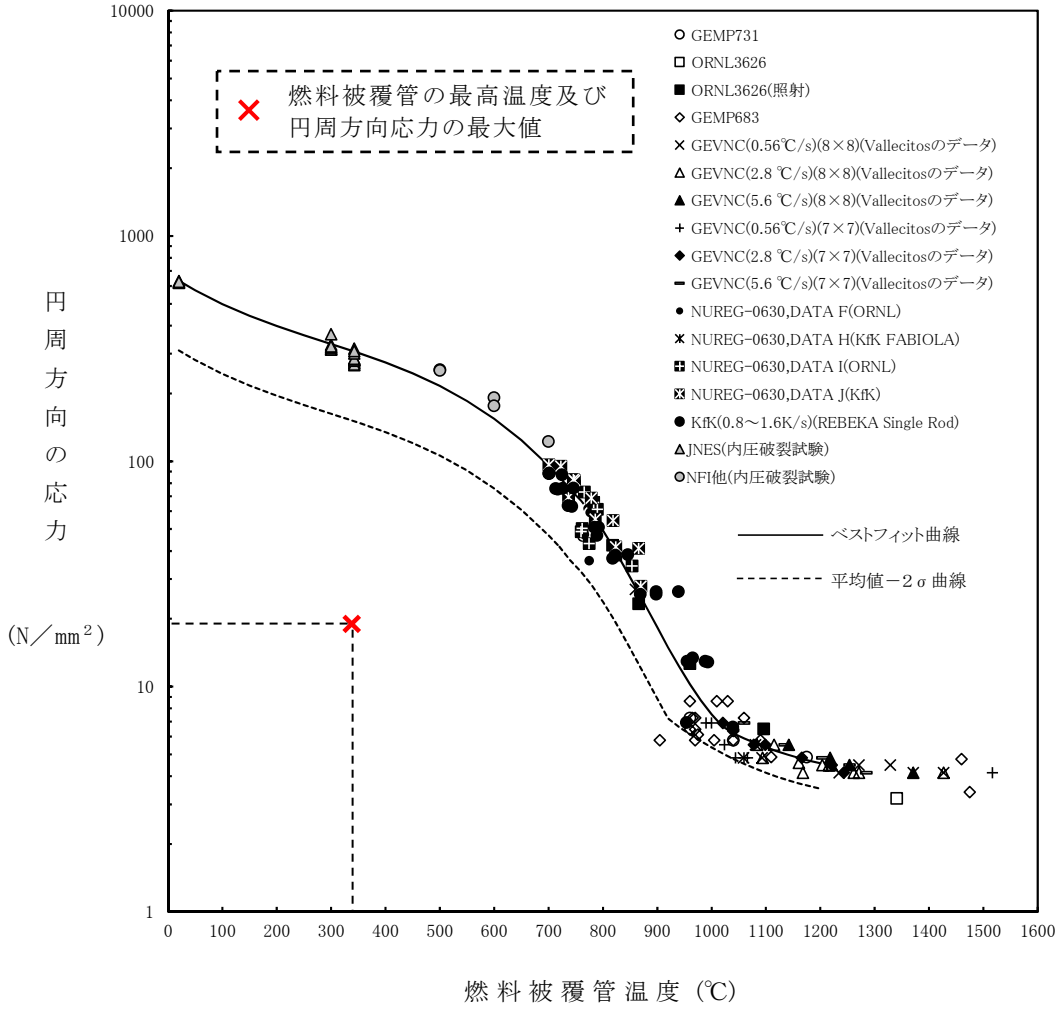
第 7.1.1－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



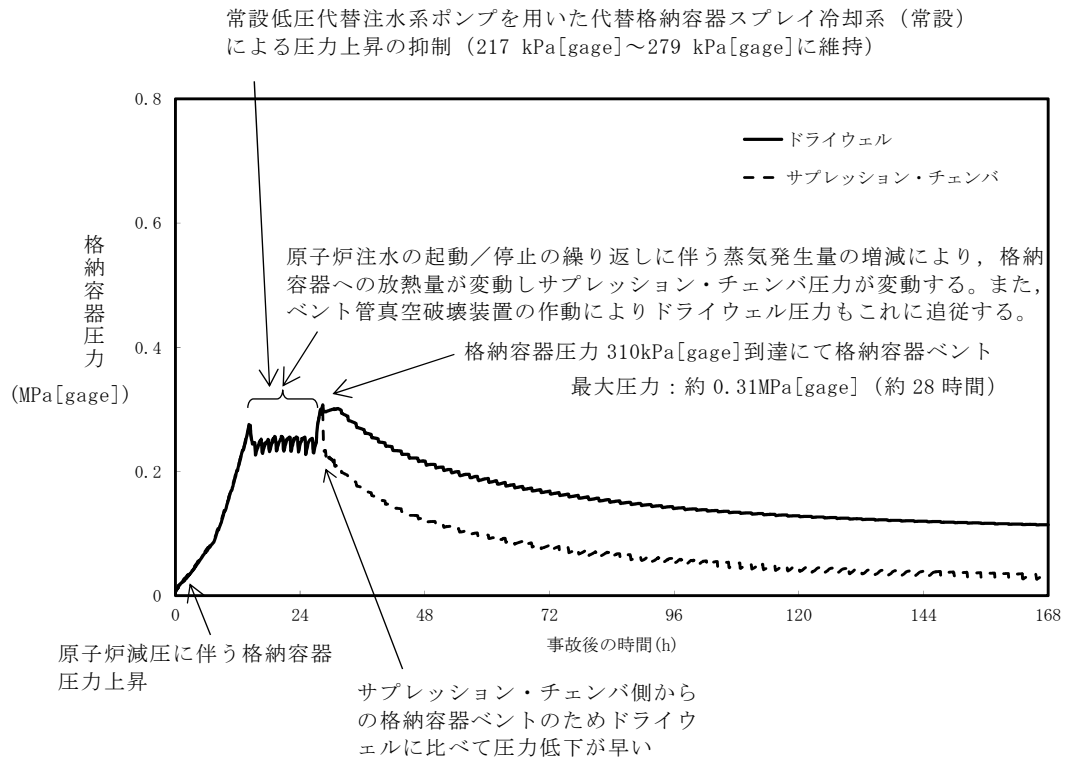
第 7.1.1－12 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移



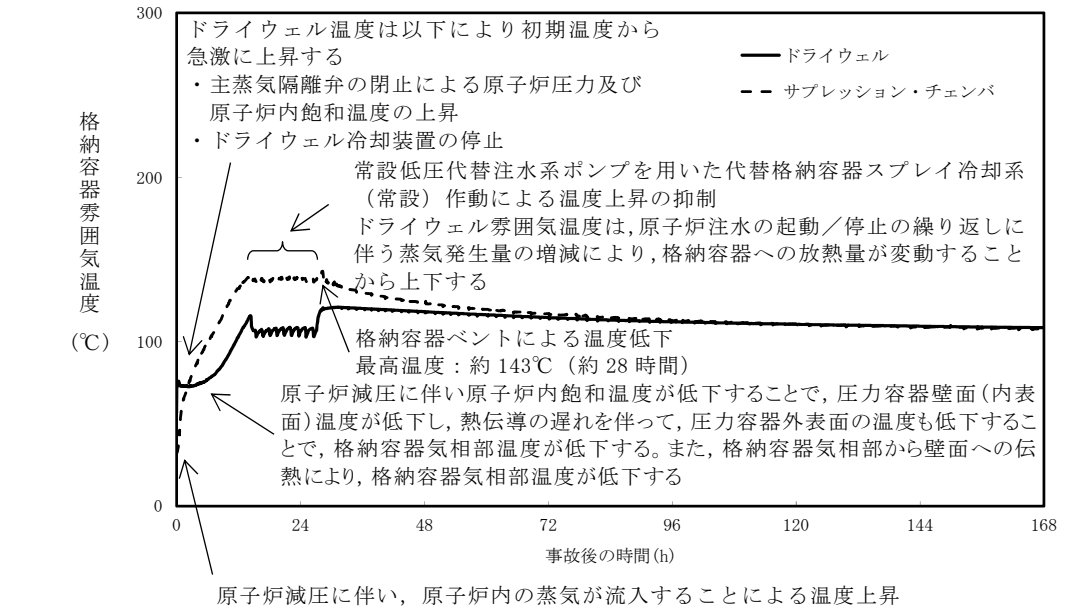
第 7.1.1－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



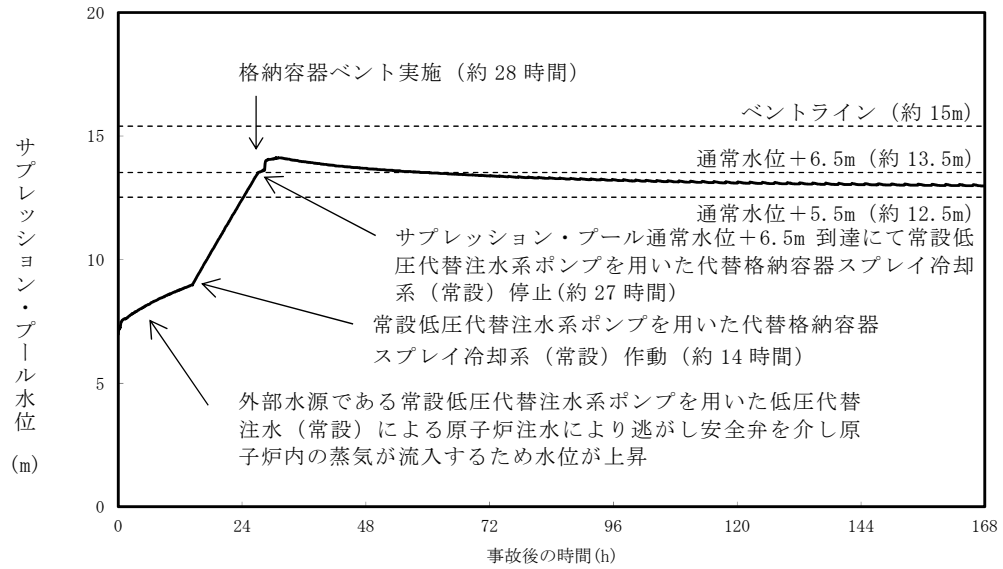
第 7.1.1－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



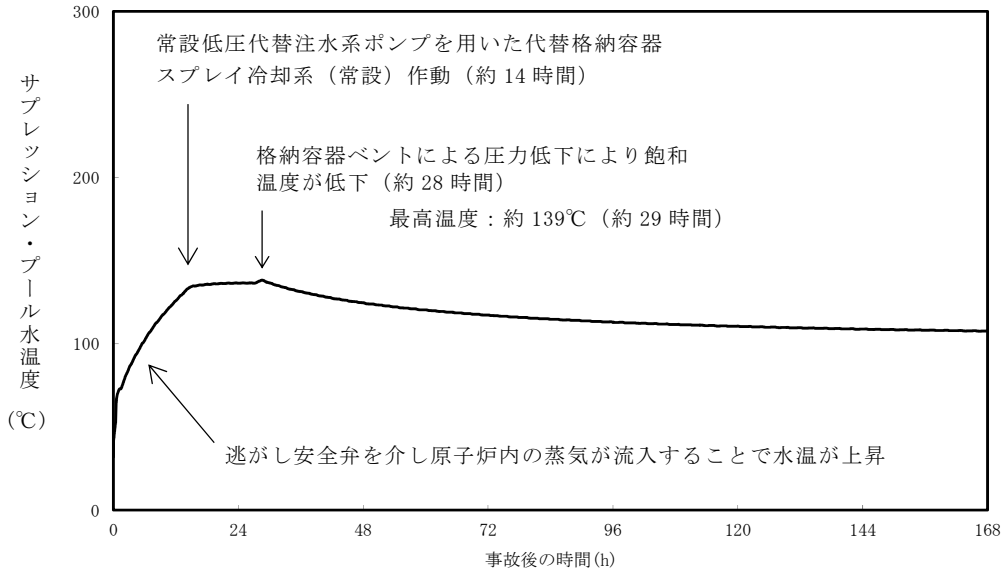
第 7.1.1－15 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.1－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.1－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.1.1－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

7.1.2　高圧注水・減圧機能喪失

7.1.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失するとともに，原子炉減圧機能も喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，低圧注水機能は維持されるが高圧注水機能が喪失するとともに原子炉が高圧のまま減圧できないため炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧注水機能又は減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧注水・減圧機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなる

ことで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として減圧機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉減圧機能により原子炉を減圧し低圧注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧回路を用いた過渡時自動減圧機能付きの逃がし安全弁（以下「逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能)」という。）による原子炉自動減圧手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.2－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.2－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要

な要員は初動対応要員８名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長１名，当直副発電長１名，運転操作対応を行う当直運転員4名及び通報連絡等を行う災害対策要員2名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.2－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員８名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

ｃ．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は，解析上考慮しない。

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

d．高圧注水機能の回復操作

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。

e．低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認

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

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

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

f．原子炉自動減圧の確認

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

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

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

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

g．原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧

力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。

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

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域)，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

ｈ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に機能を切り替えることでサプレッション・プール冷却を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度等である。

ｉ．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

7.1.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，過渡時自動減圧回路は，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達から 10 分後に作動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁により原子炉を自動で減圧するものとし，容量として 1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　低圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（注水流量：0m^3／h～1,561m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.99MPa[dif]※において）で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

原子炉水位異常低下（レベル１）信号で 3 系統が自動起動し，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧後に，1 台当たり最小流量特性（注水流量：0m^3／h～1,676m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系

のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。

(g)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）

自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち，1 系統を残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えるものとする。

伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への切り替え操作は，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点）及び切替えに要する時間を考慮し，原子炉水位高（レベル８）設定点到達の 5 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.2－4 図から第 7.1.2－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.2－9 図から第 7.1.2－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール

水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.2－15 図から第 7.1.2－18 図に示す。

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

ａ．事象進展

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

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

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

置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.2－9 図に示すとおり，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 41 分後に最高温度の約 711℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.2－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.2－15 図に示すとおり，原子炉圧力容器で発

生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，事象発生の約 41 分後にサプレッション・プール冷却を実施することにより上昇が抑制され，崩壊熱が残留熱除去系の除熱能力を下回った以降に低下傾向となる。このため，格納容器バウンダリにかかる圧力は，事象発生の約 17 時間後に最高値の約 0.04MPa[gage]となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。

格納容器雰囲気温度は，第 7.1.2－16 図に示すとおり，事象発生の約 128 時間後に最高値の約 90℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.1.2－5 図に示すように,低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.2－15 図及び第 7.1.2－16 図に示すように，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す（1）から（4）の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時

間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスでは，高圧注水・減圧機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動した後に過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧し炉心を冷却すること並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被

覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余

裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.2－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を

与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧回路による原子炉自動減圧により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部

電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は確保されるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)は，最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル８）設定点到達（事象発生から約 36 分）から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は早くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作と

は異なる運転員が実施することから，この他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション･プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり，運転操作が遅れる場合においても，格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の実施基準である 279kPa［gage］に到達するまでの時間は，事象進展が同様となる「7.1.1　高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約 14 時間後であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作

時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

7.1.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.2.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり8名であり，災害対策要員の39名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継

続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると,7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。合計で 614.3kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

7.1.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，高圧注水機能及び減圧機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能)を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケン

ス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，過渡時自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉自動減圧，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効性であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.2－1 表　高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁* ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
高圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.2－1 表　高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動したことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉自動減圧の確認	・原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達の 10 分後に過渡時自動減圧回路が作動することにより逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁が自動開放したことを確認する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	過渡時自動減圧回路 逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）*
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.2－1 表　高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によりサプレッション・プール冷却を開始する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

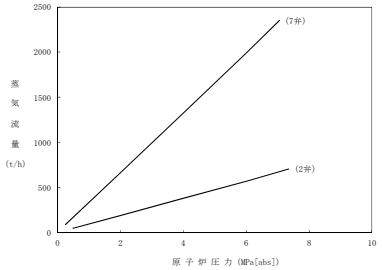
第 7.1.2－2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ＡＮＳＩ／ＡＮＳ-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

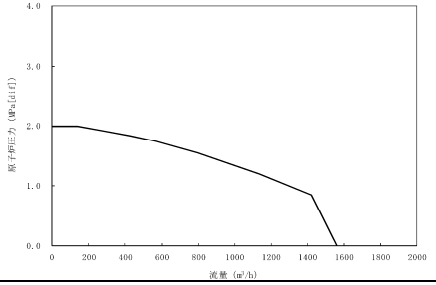
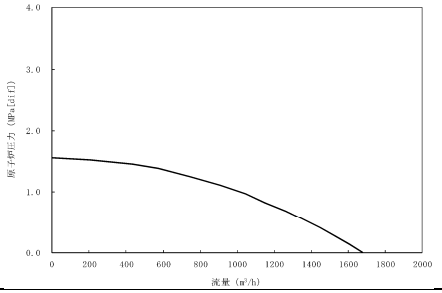
第 7.1.2－2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 7.1.2－2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（3／5）

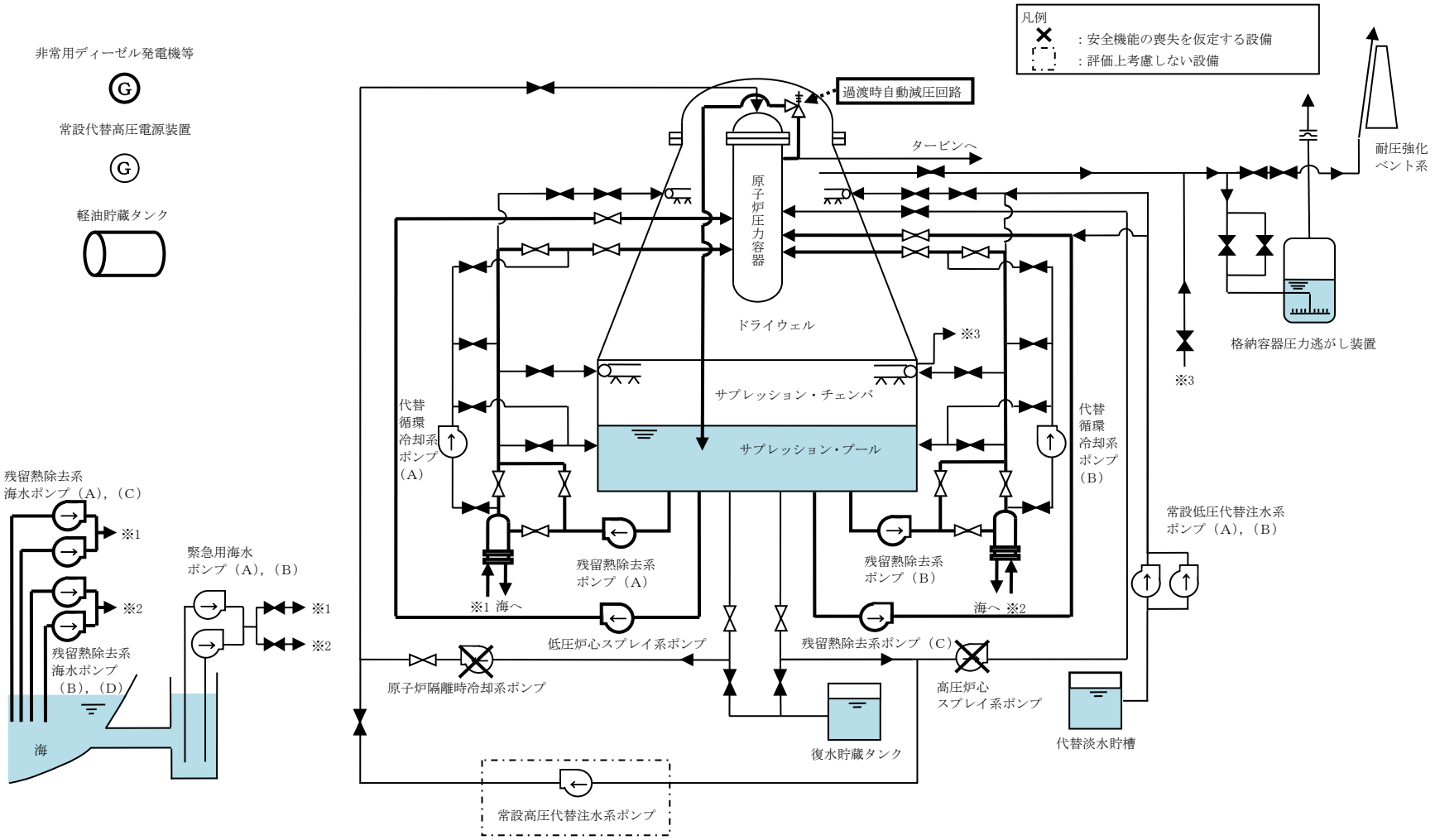
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御） 安全弁機能 7.79MPa[gage]×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa[gage]×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa[gage]×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa[gage]×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa[gage]×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧時） 逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁を開放することによる原子炉減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達から 10 分後 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.2－2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4／5）

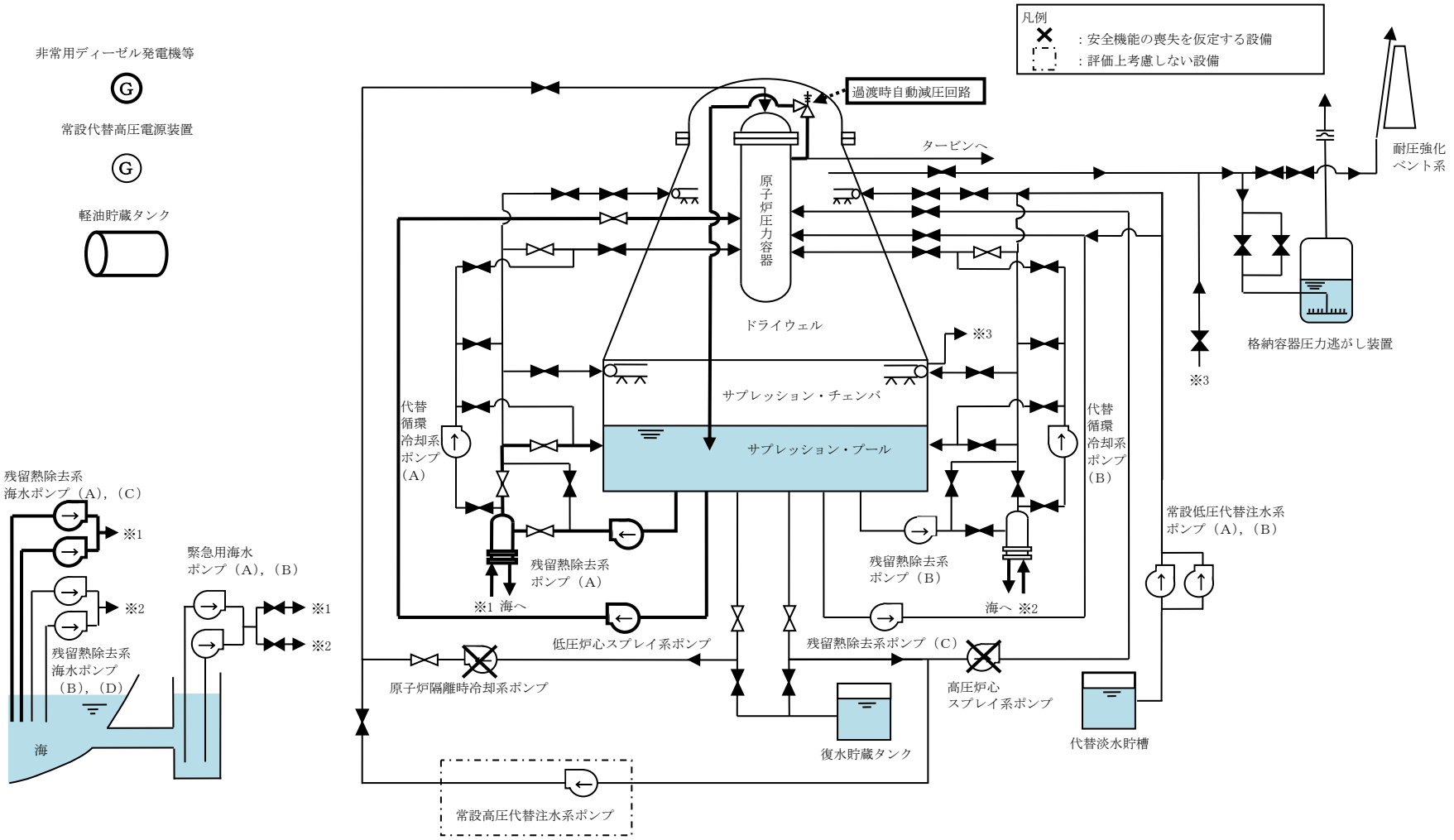
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～1,561m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル１）信号で自動起動し３系統で注水 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性（1 台当たり） ・注水流量：0m^3／h～1,676m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 7.1.2－2 表　主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5／5）

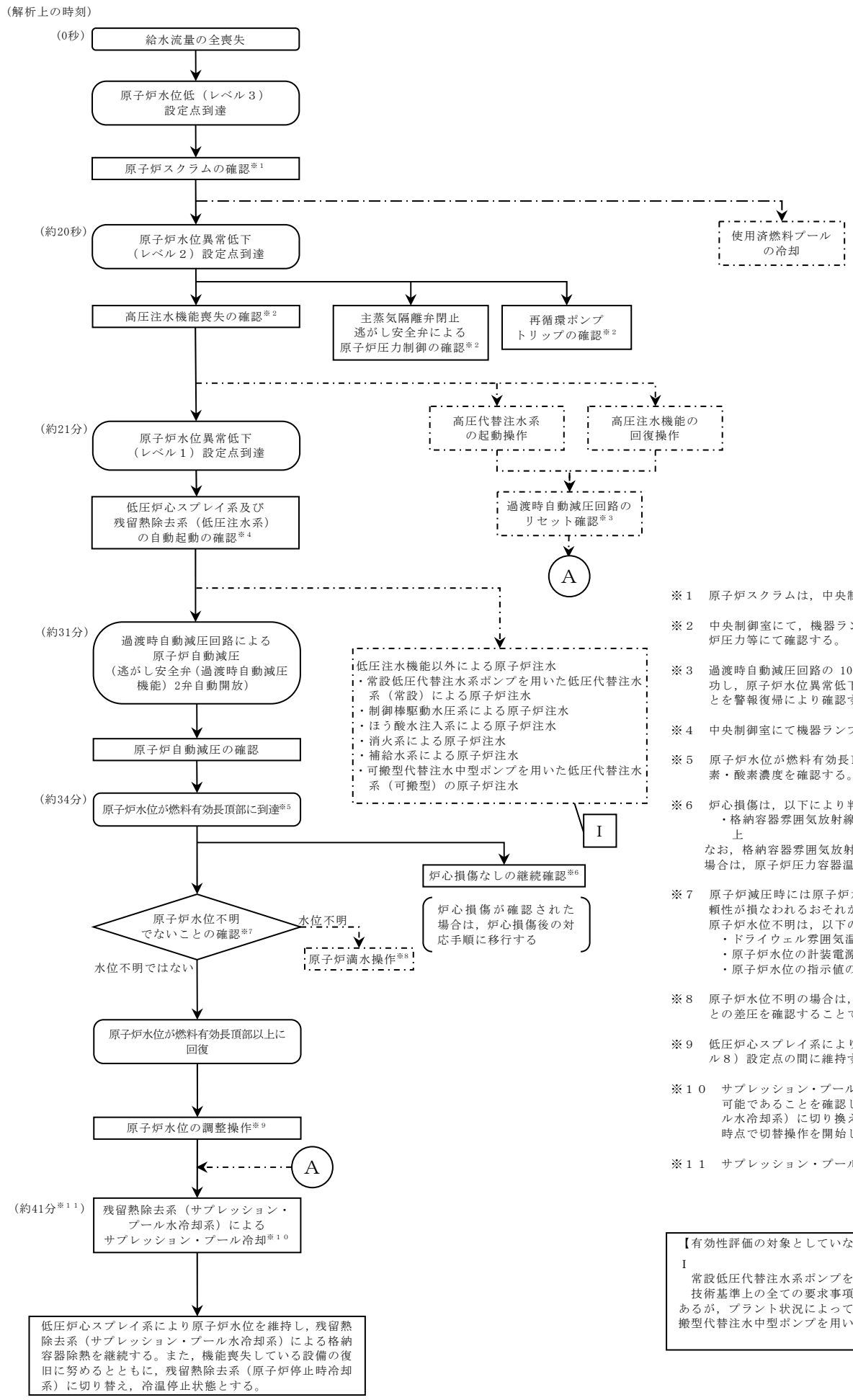
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	原子炉水位高（レベル８）設定点到達から 5 分後	運転手順に基づき，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点）を踏まえ，原子炉注水による炉心冷却達成後の操作として，運転モードの切替えに要する時間を考慮して設定



第 7.1.2－1 図　高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階）



第 7.1.2－1 図　高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）
（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階）



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

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

※３　過渡時自動減圧回路の 10 分間タイマー作動中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し，原子炉水位異常低下（レベル１）設定点以上に回復した場合は，タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。

※４　中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。

※５　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※６　炉心損傷は，以下により判断する（燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行）。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※８　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※９　低圧炉心スプレイ系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１０　サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認し，残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り換える。解析上は，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で切替操作を開始し，この５分後にサプレッション・プール冷却を開始する想定としている。

※１１　サプレッション・プール冷却の開始時間は，ＭＡＡＰ解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

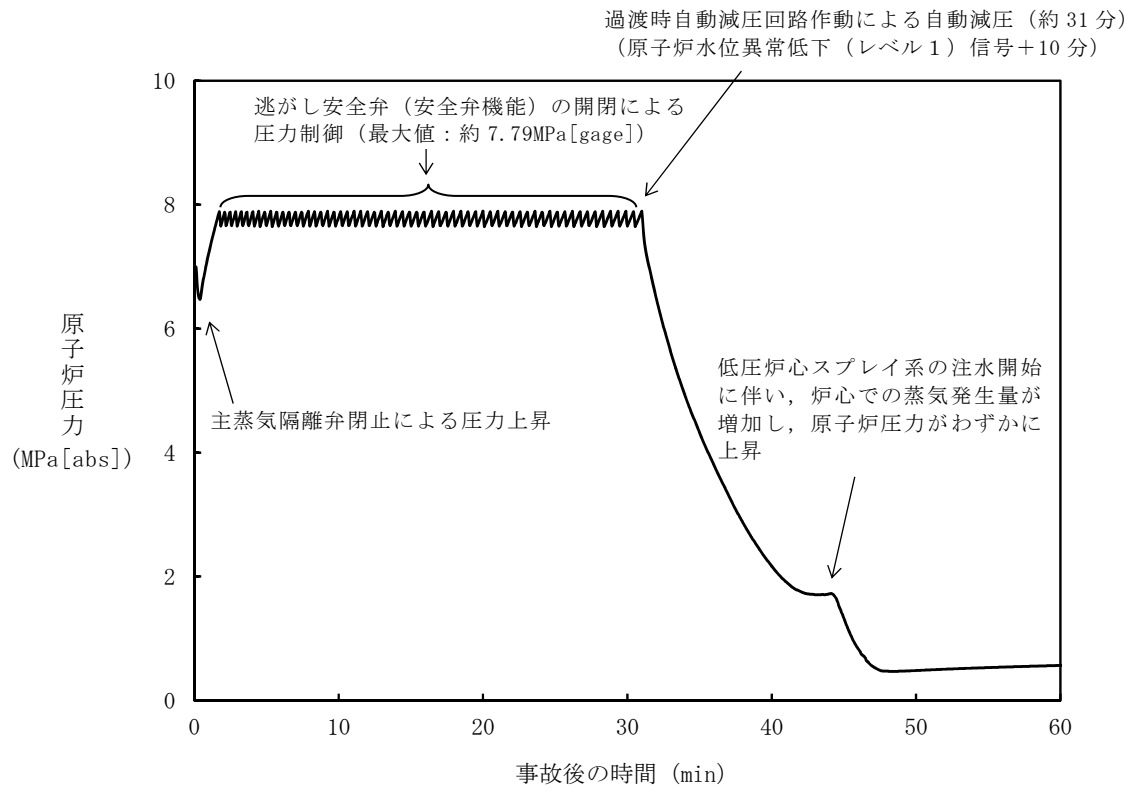
I
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

第 7.1.2－2 図　高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

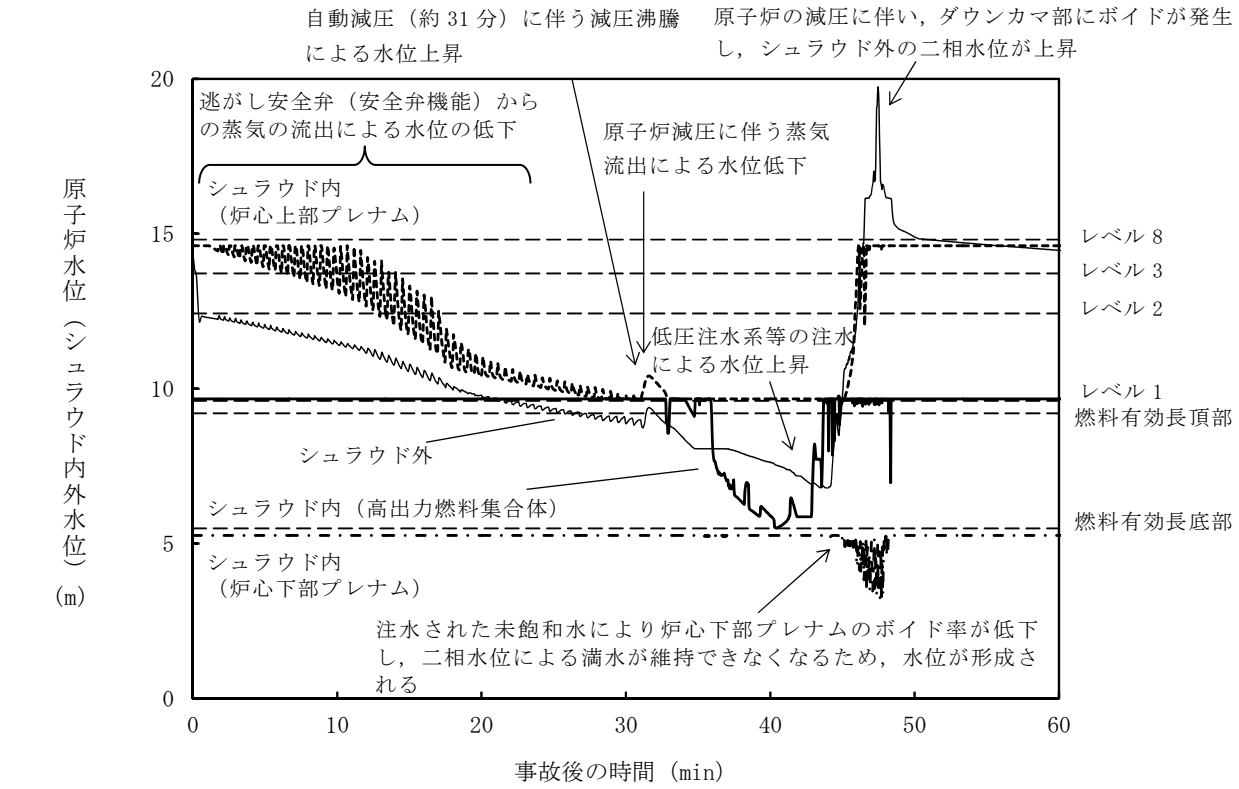
高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90分 25時間	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)			
					▽事象発生		
					▽原子炉スクラム		
					▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達		
					▽プラント状況判断		
					▽約21分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達		
					▽約31分　過渡時自動減圧回路自動作動		
					▽約34分　原子炉水位燃料有効長頂部到達		
					▽約41分　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）への移行		
状況判断	2人 A，B	－	－		●原子炉スクラム確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－	－		●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－	－		●高圧代替注水系の手動起動操作	4分	解析上考慮しない
高圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D	－		●高圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
低圧炉心スプレイ系等の自動起動	【1人】 A	－	－		●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認	適宜確認	
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A	－	－		●逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁　自動開放確認	適宜確認	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－		●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	【1人】 B	－	－		●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替操作（1系列）	4分	手順上は原子炉水位燃料有効長頂部回復で実施するが，解析上は原子炉水位高（レベル８）到達から5分後に開始
					●サプレッション・プール冷却運転の状態監視	適宜確認	
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
					●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D	0人				

第 7.1.2－3 図　高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

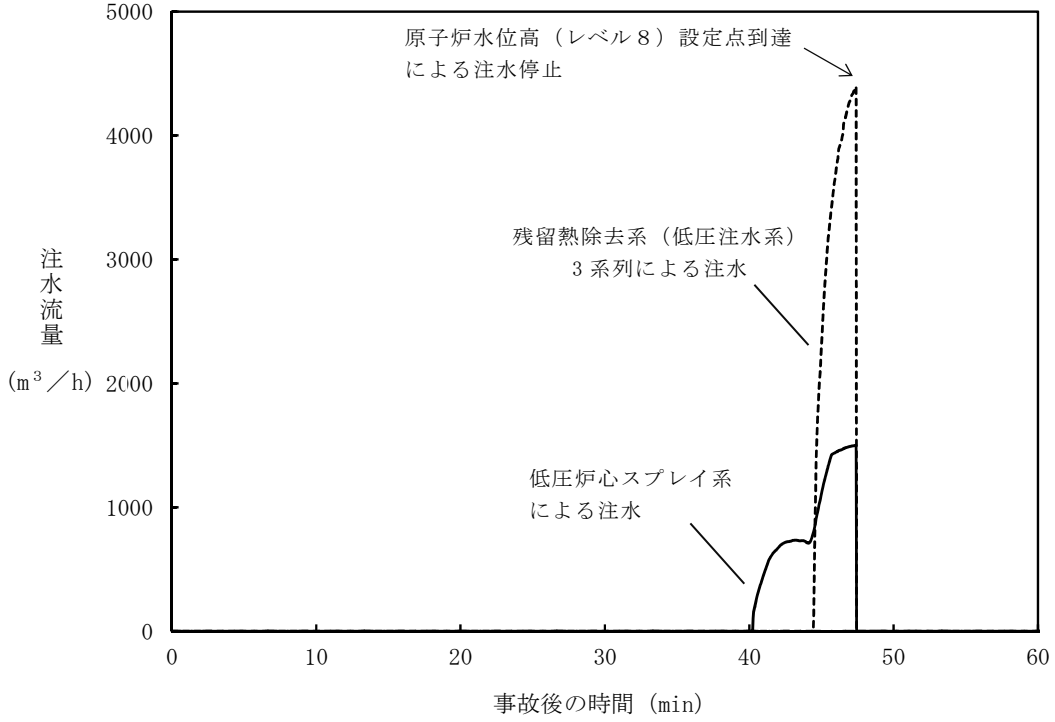


第 7.1.2－4 図　原子炉圧力の推移

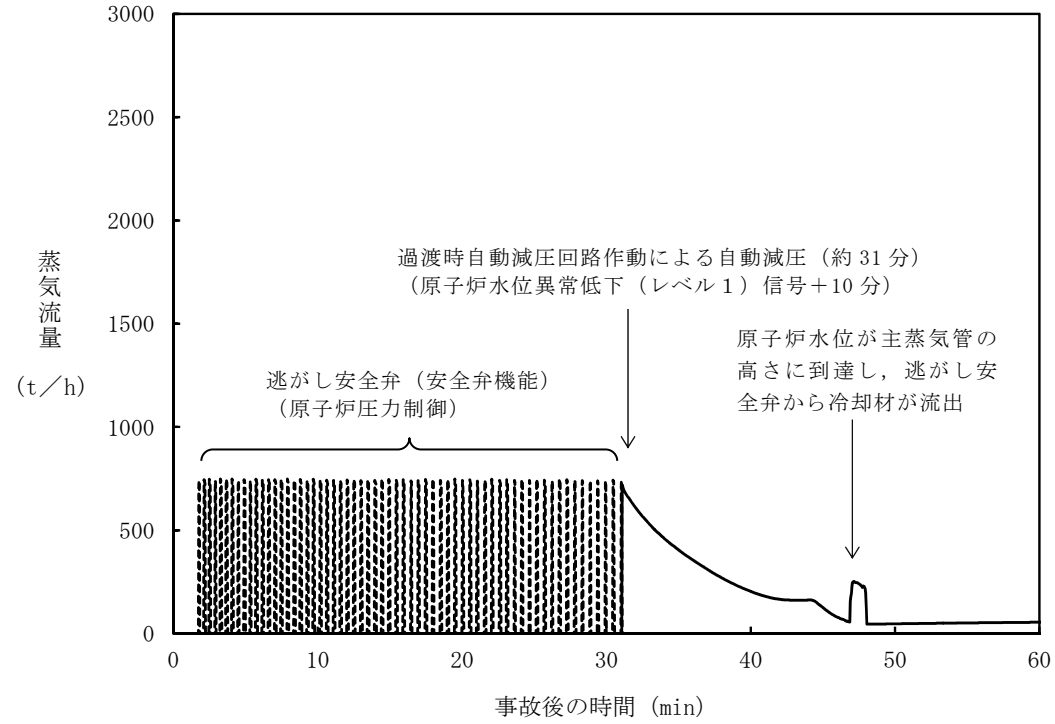


第 7.1.2－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

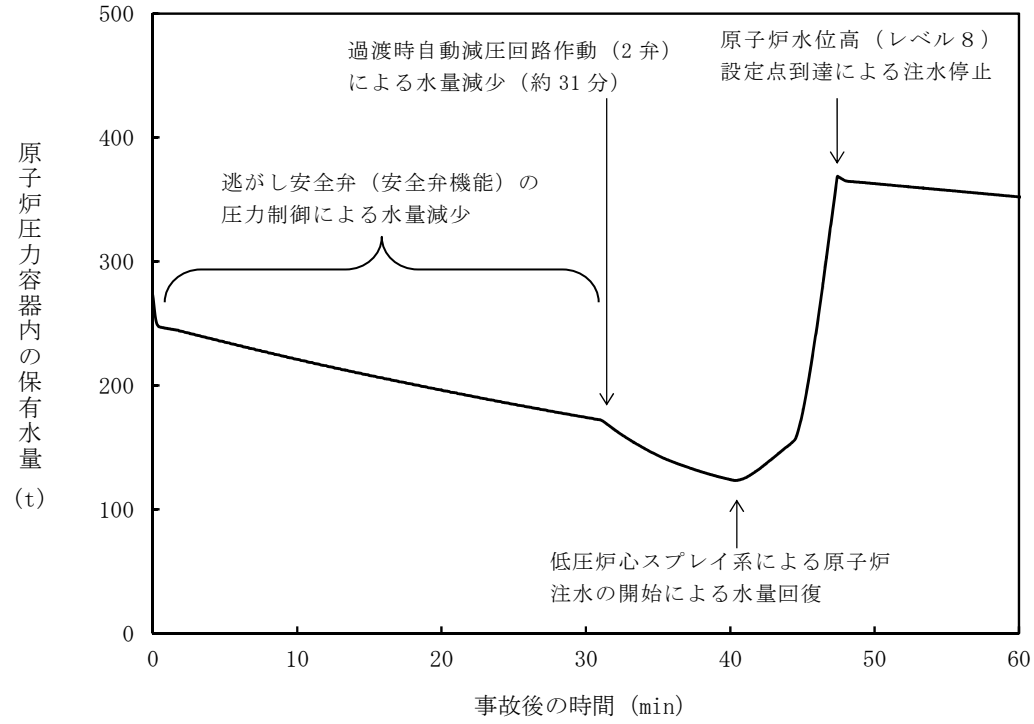
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



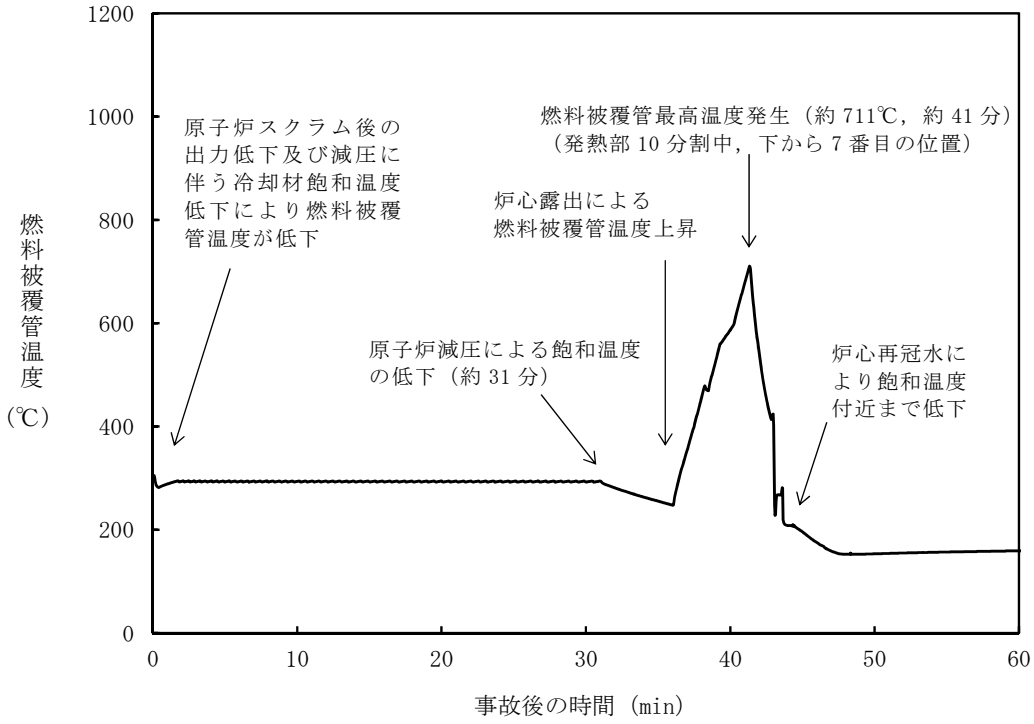
第 7.1.2－6 図　注水流量の推移



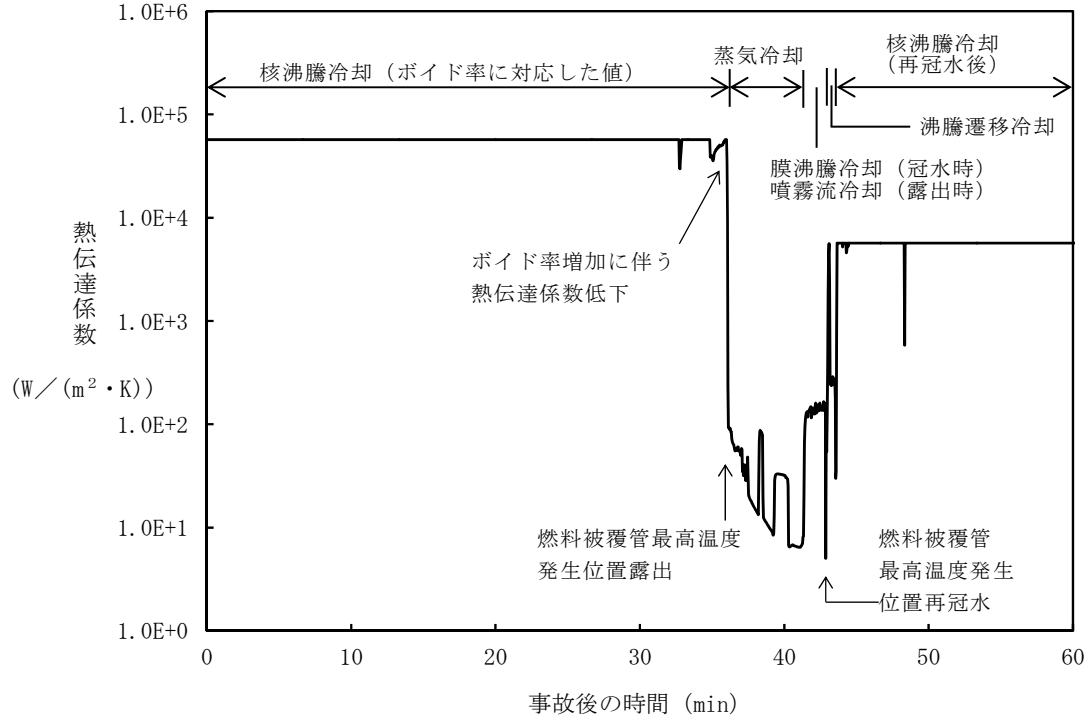
第 7.1.2－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



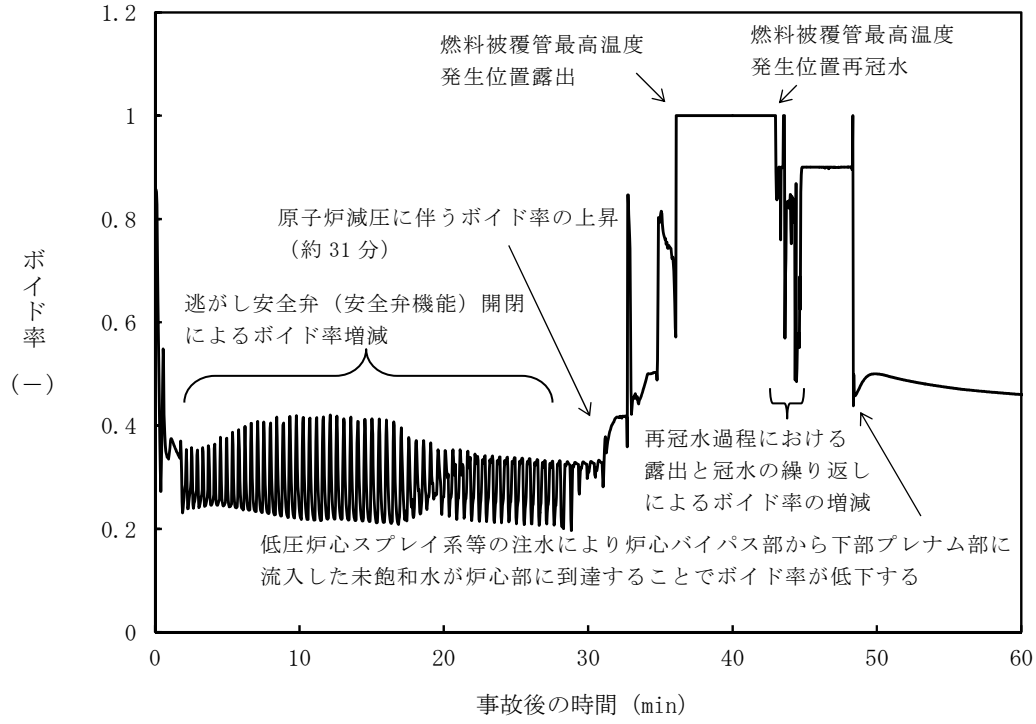
第 7.1.2－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



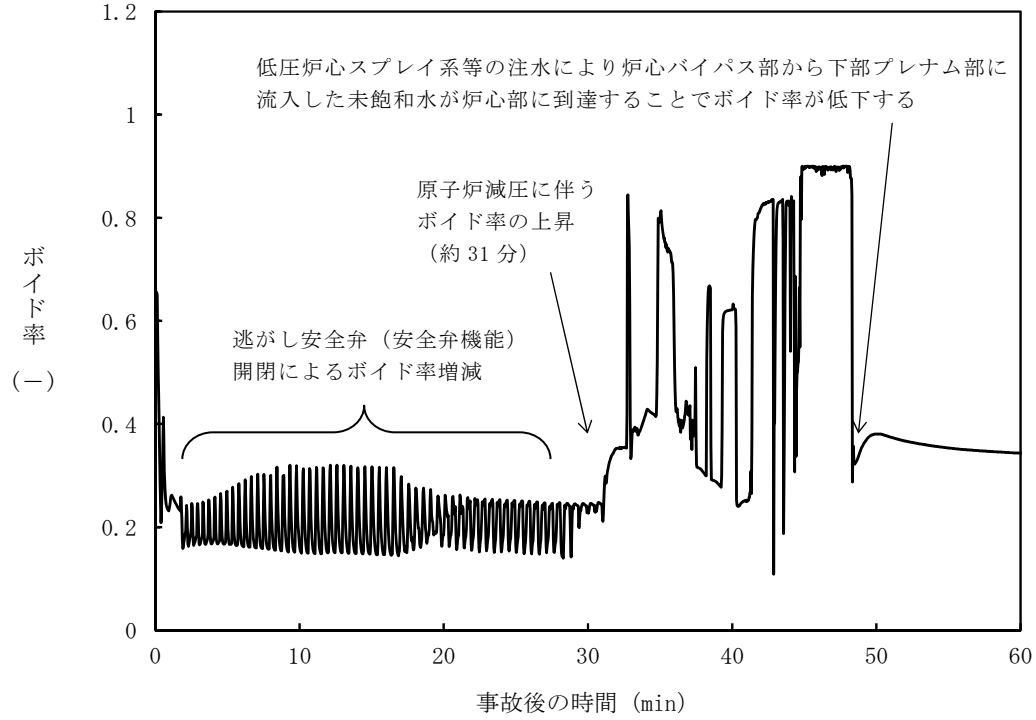
第 7.1.2－9 図　燃料被覆管温度の推移



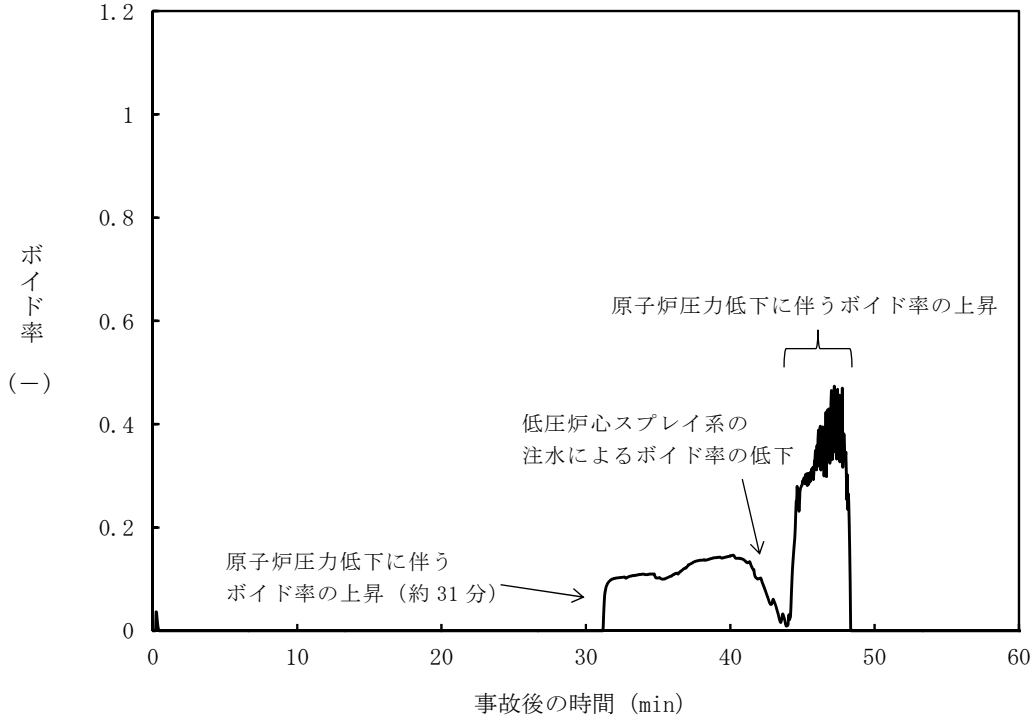
第 7.1.2－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



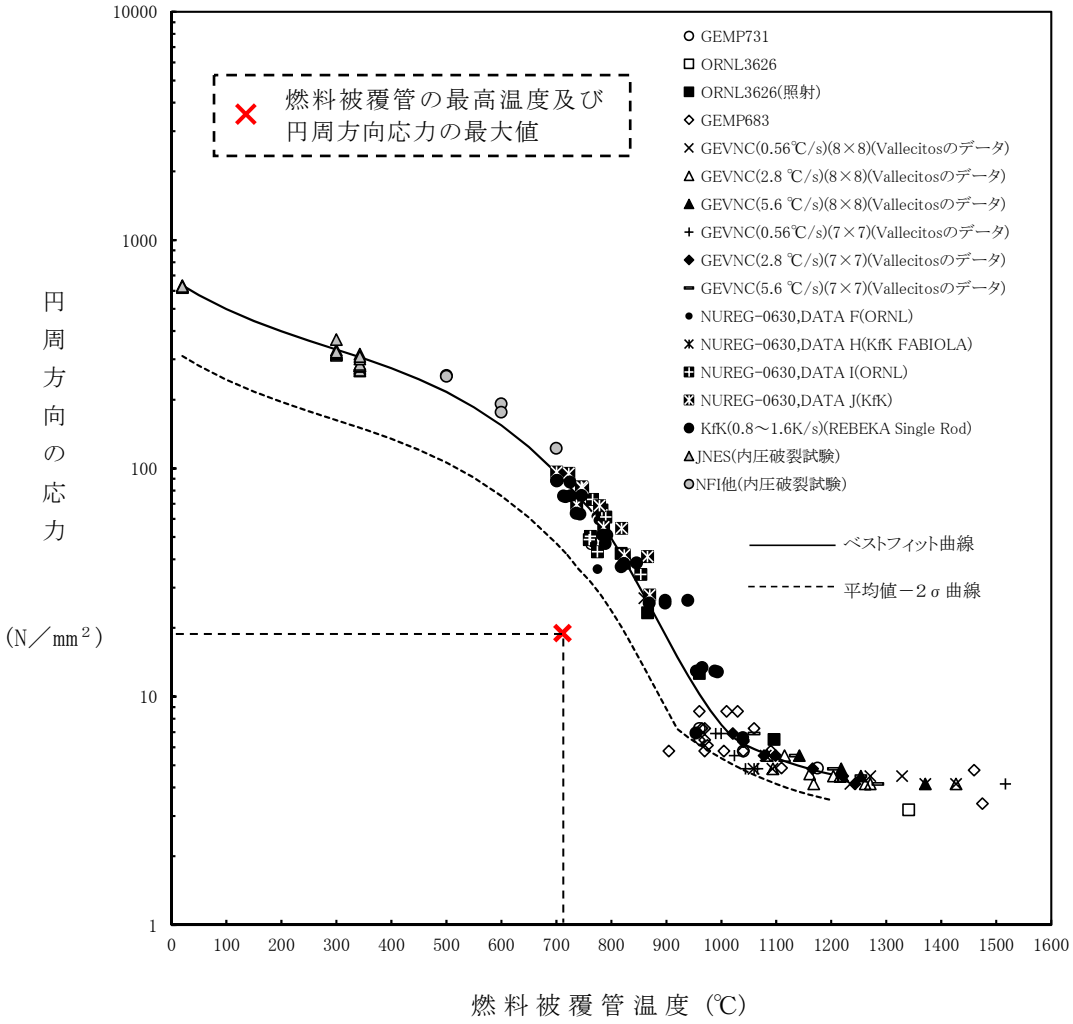
第 7.1.2－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



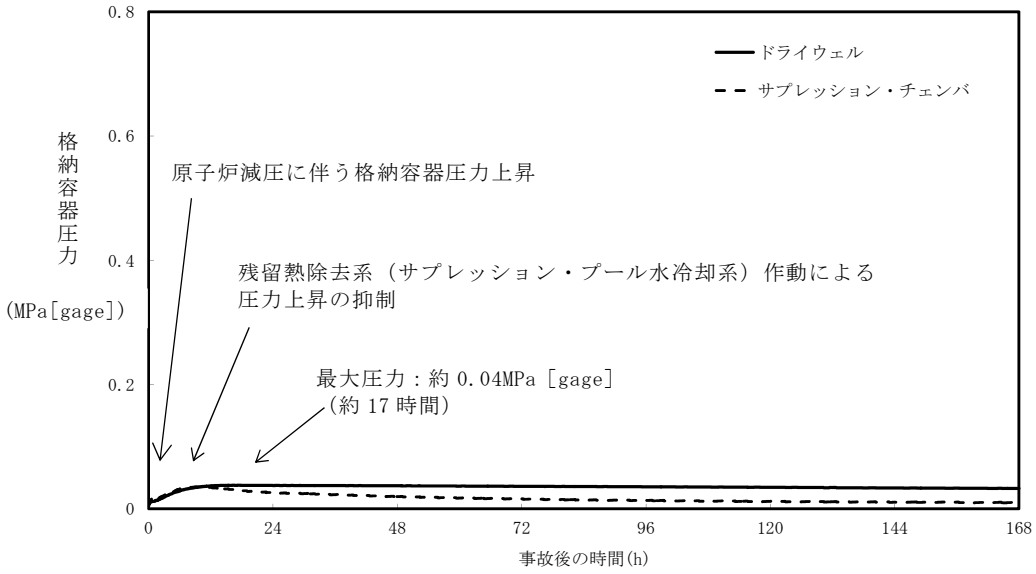
第 7.1.2－12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



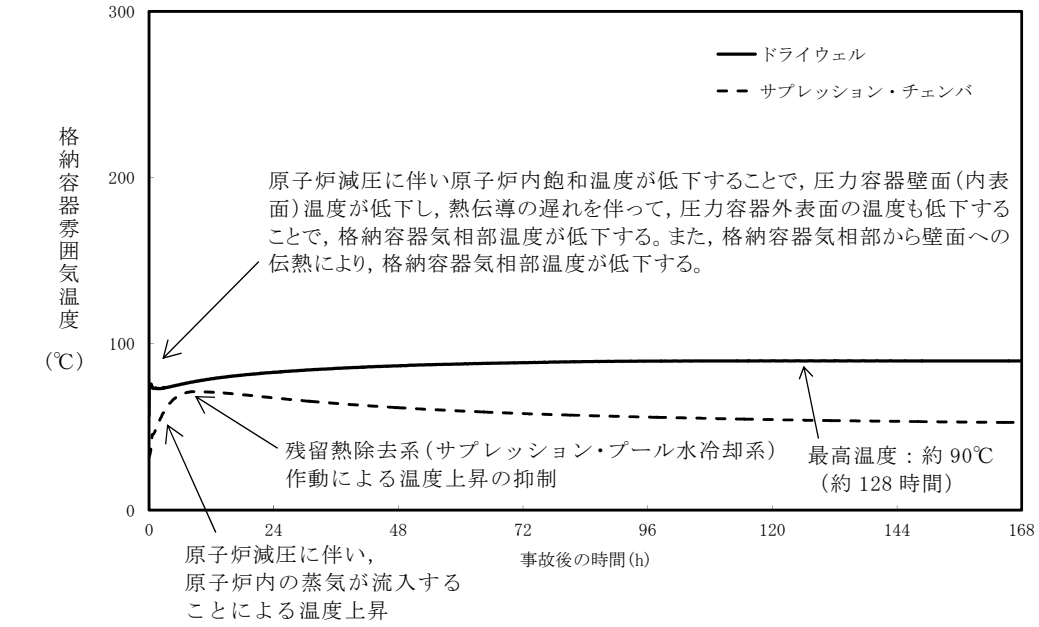
第 7.1.2－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



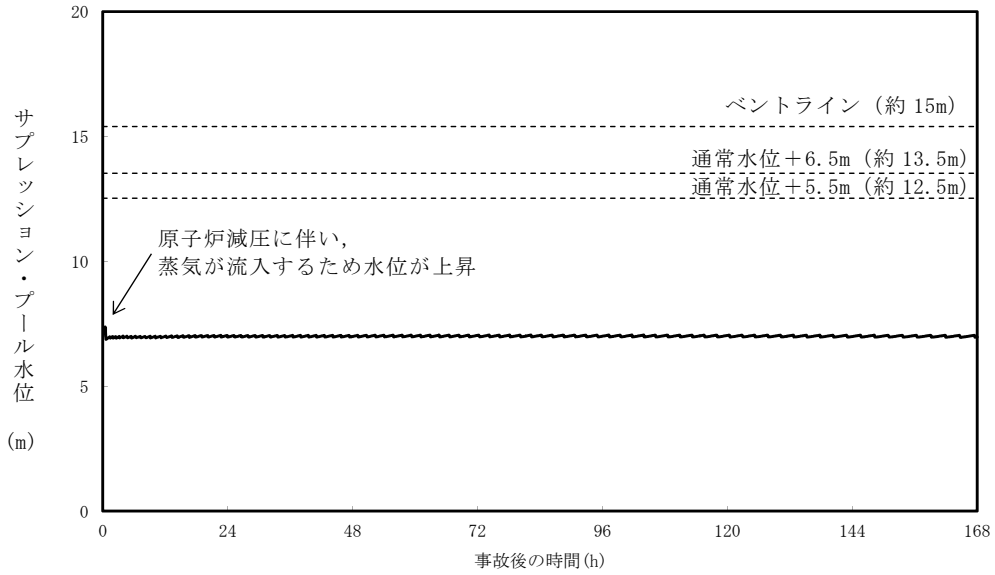
第 7.1.2－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



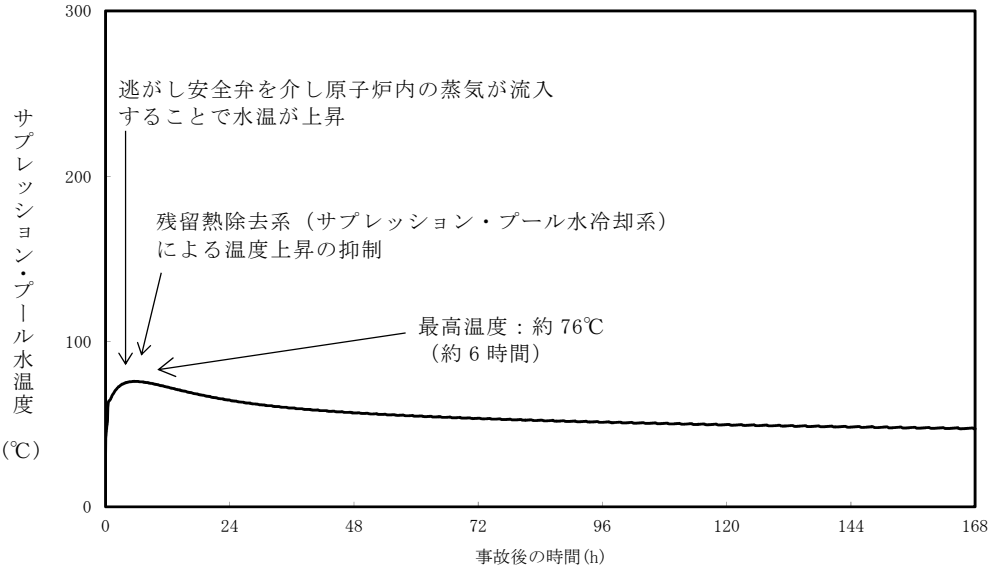
第 7.1.2－15 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.2－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.2－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.1.2－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

7.1.3　全交流動力電源喪失

7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

7.1.3.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ)」に含まれる事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功)」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功)」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ)」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは,全交流動力電源が喪失した状態において,直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い,格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.1－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.3.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.3.1－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要

な要員は初動対応要員22名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員6名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長1名，当直副発電長1名，運転操作対応を行う当直運転員5名，通報連絡等を行う災害対策要員2名及び現場操作を行う重大事故等対応要員13名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員2名，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員2名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第7.1.3.1－3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員22名及び参集要員6名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

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

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水

位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

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

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

ｄ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

ｅ．電源確保操作対応

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

ｆ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

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

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限

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

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

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

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

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

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

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

ｉ．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｊ．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内

常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

l．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電

源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｏ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｐ．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

7.1.3.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ

失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功)」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化)・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流)，沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離(水位変化)･対向流及びＥＣＣＳ注水(給水系及び代替注水設備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.3.1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条

件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過

度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高(レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高(レベル８)設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に注水を停止する。

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ1台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0m^3／h～1,676m^3／h（0MPa[dif]～1.55MPa[dif]※において)の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～110m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する

場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順に基づき 130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。

(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。

(d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.3.1－4 図から第 7.1.3.1－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.3.1－9 図から

第 7.1.3.1－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.3.1－15 図から第 7.1.3.1－18 図に示す。

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

ａ．事象進展

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

所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより，24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線へ

の交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.3.1－9 図に示すとおり，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.3.1－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa[gage]以

下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.3.1－15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の２倍(0.62MPa[gage])を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 7.1.3.1－16 図に示すとおり，事象発生の約 23 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.1.3.1－5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.3.1－15 図及び第 7.1.3.1－16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認

した。

7.1.3.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失後，原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し原子炉注水機能が喪失する。また，全交流動力電源喪失に伴い，崩壊熱除去機能も喪失する。このため，直流電源の負荷切離操作を実施すること，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施すること，可搬型代替注水中型ポンプを用いた原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，直流電源の負荷切離操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与

える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さく

なるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.3.1－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33～約41kW／mであり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／tに対して最確条件は33GWd／t以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッショ

ン・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした

場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響

として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から 8 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

7.1.3.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.3.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器

冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,130m^{3}の水が必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

b．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として約 4,497kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

7.1.3.1.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」では，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し，原子炉へ注水する機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備している。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に対して有効である。

第 7.1.3.1－1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故等対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	所内常設直流電源設備* 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.1－1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故等対策について（2／4）

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

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.1－1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故等対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・以降，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備*	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.1－1 表　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）における重大事故等対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

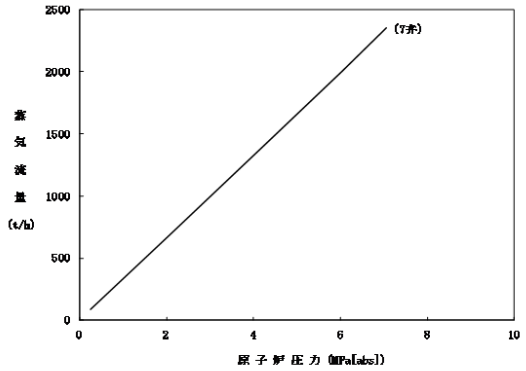
第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（2／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

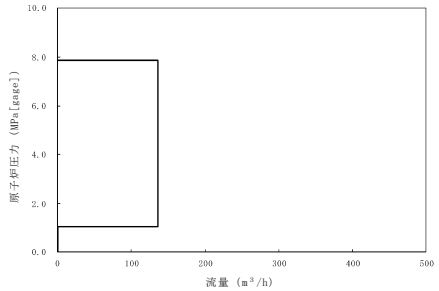
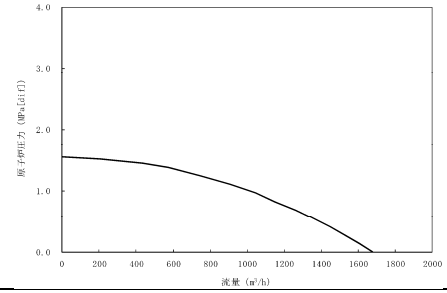
第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（3／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

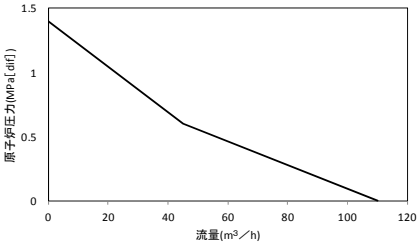
第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（4／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（5／7）

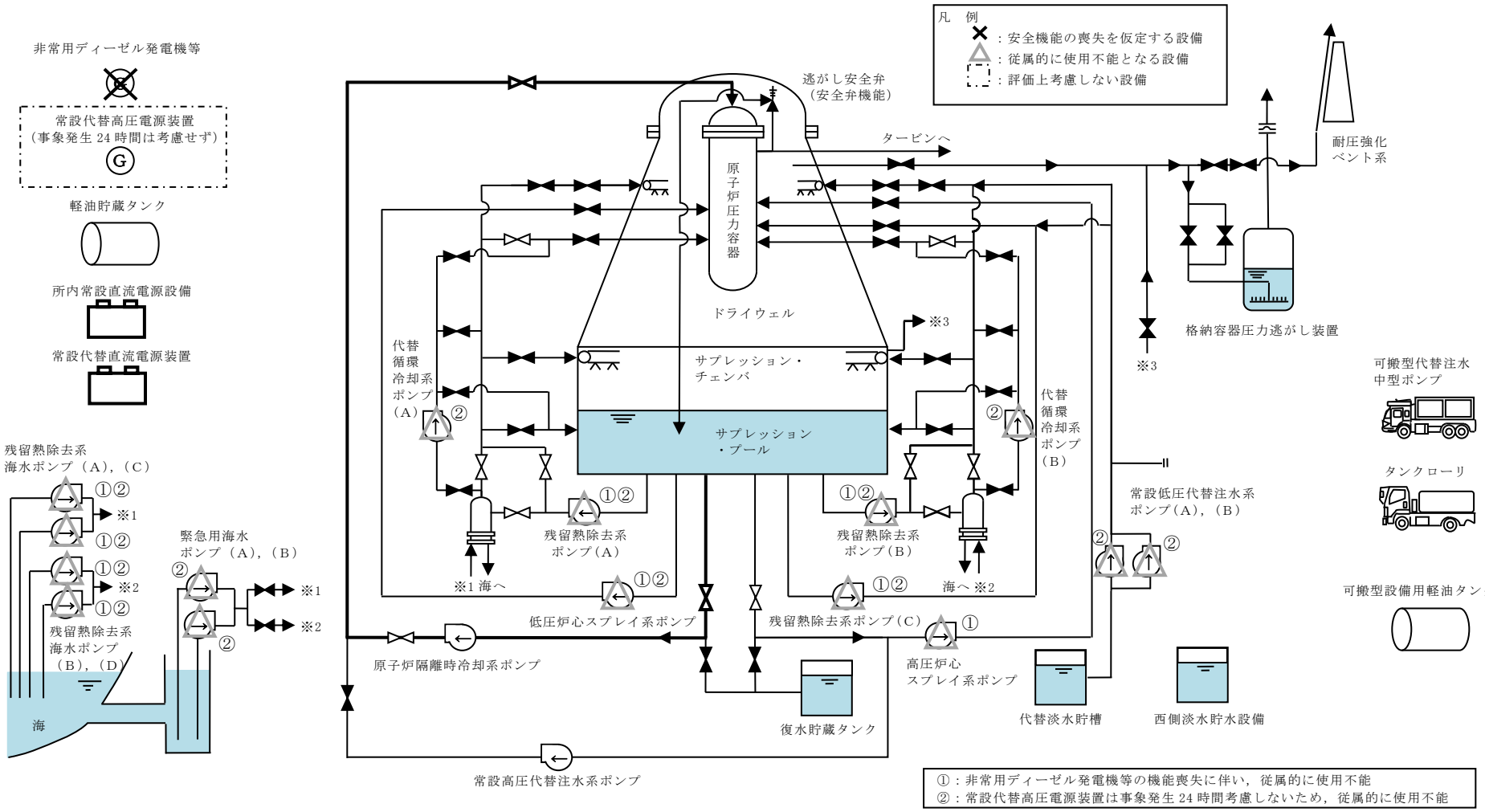
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～1,676m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（6／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～110m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

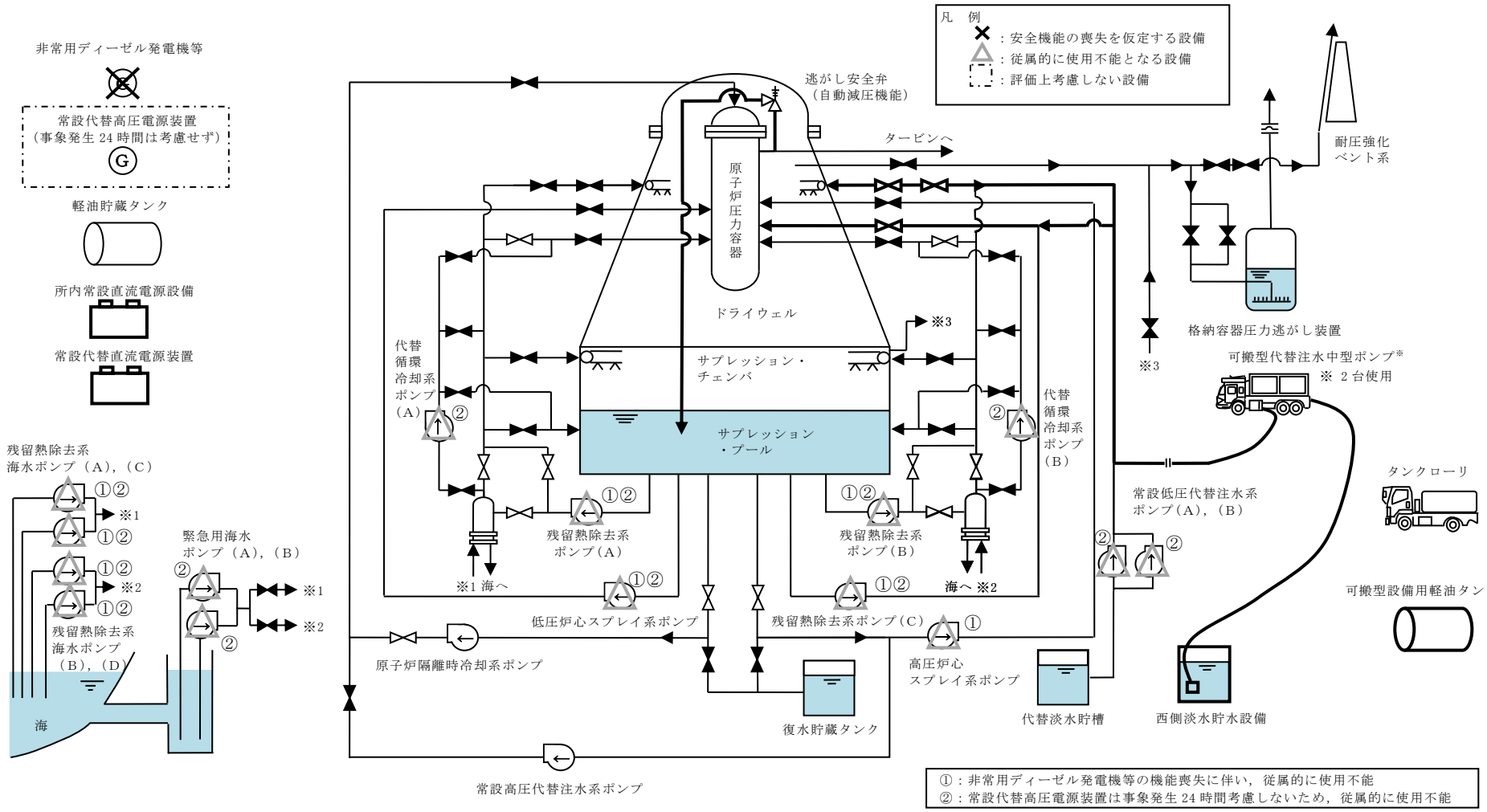
第 7.1.3.1－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））（7／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には，低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

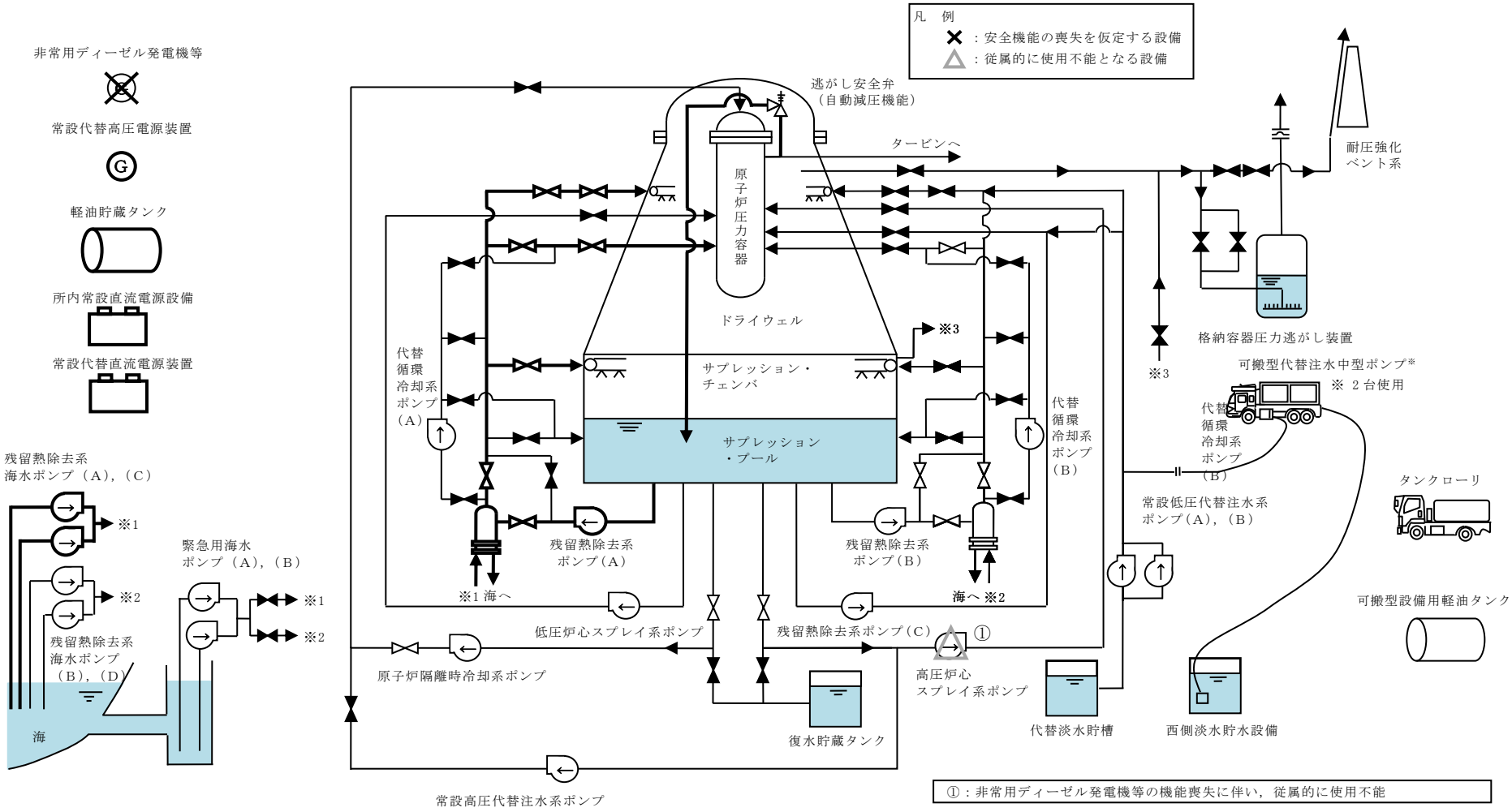


第 7.1.3.1－1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）

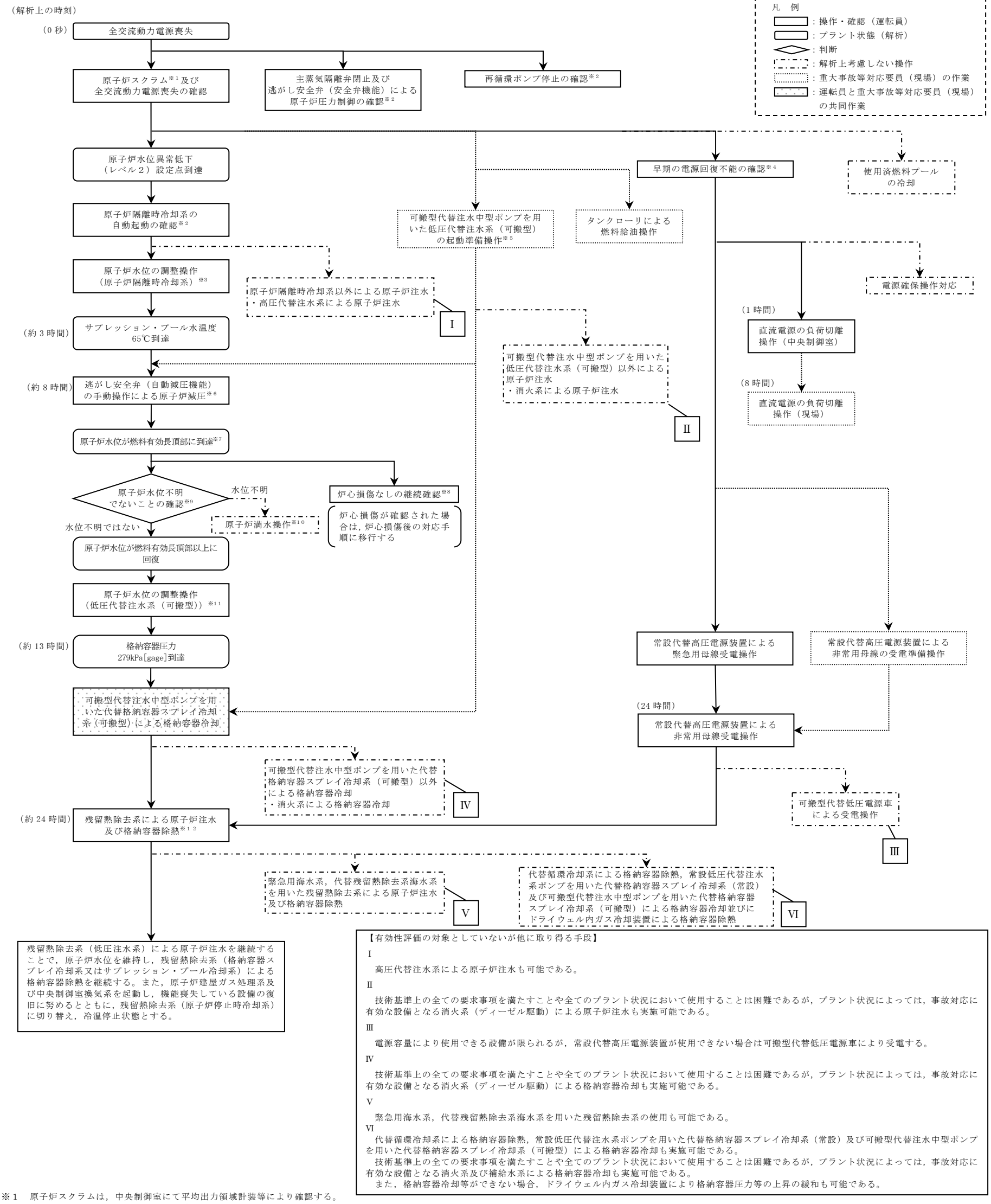
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 7.1.3.1－1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 7.1.3.1－1 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※４　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※６　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※７　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※９　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１０　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１１　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 7.1.3.1－2 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の対応手順の概要

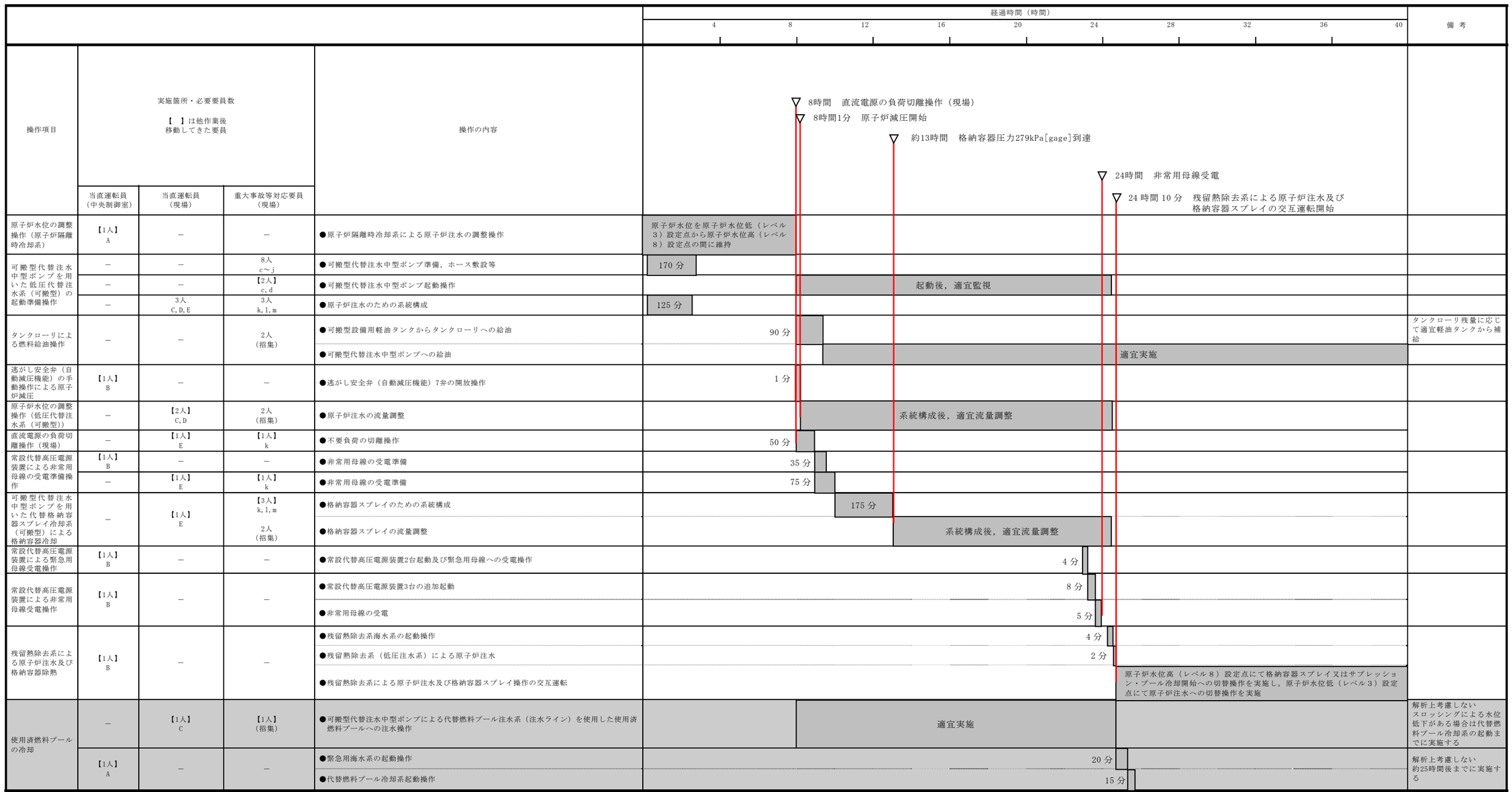
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備　考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽1時間　直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
	－	3人 C，D，E		3人 k，l，m	●原子炉注水のための系統構成	125 分	

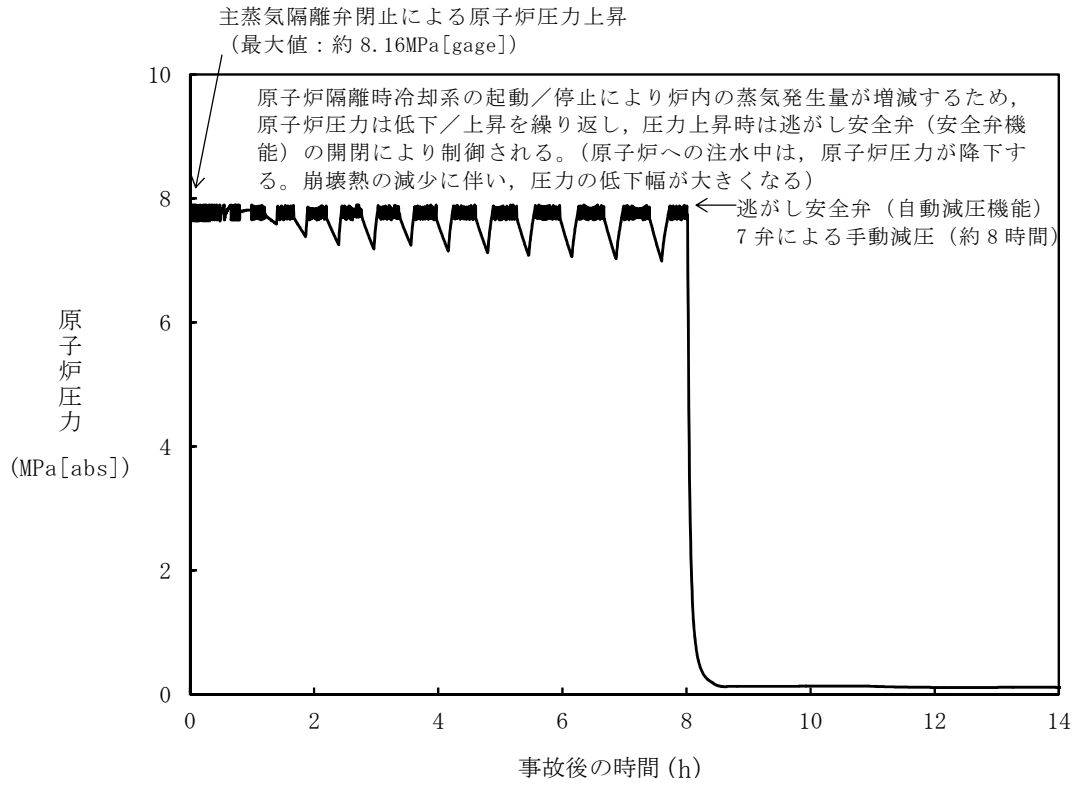
第 7.1.3.1－3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の作業と所要時間(1／2)

全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

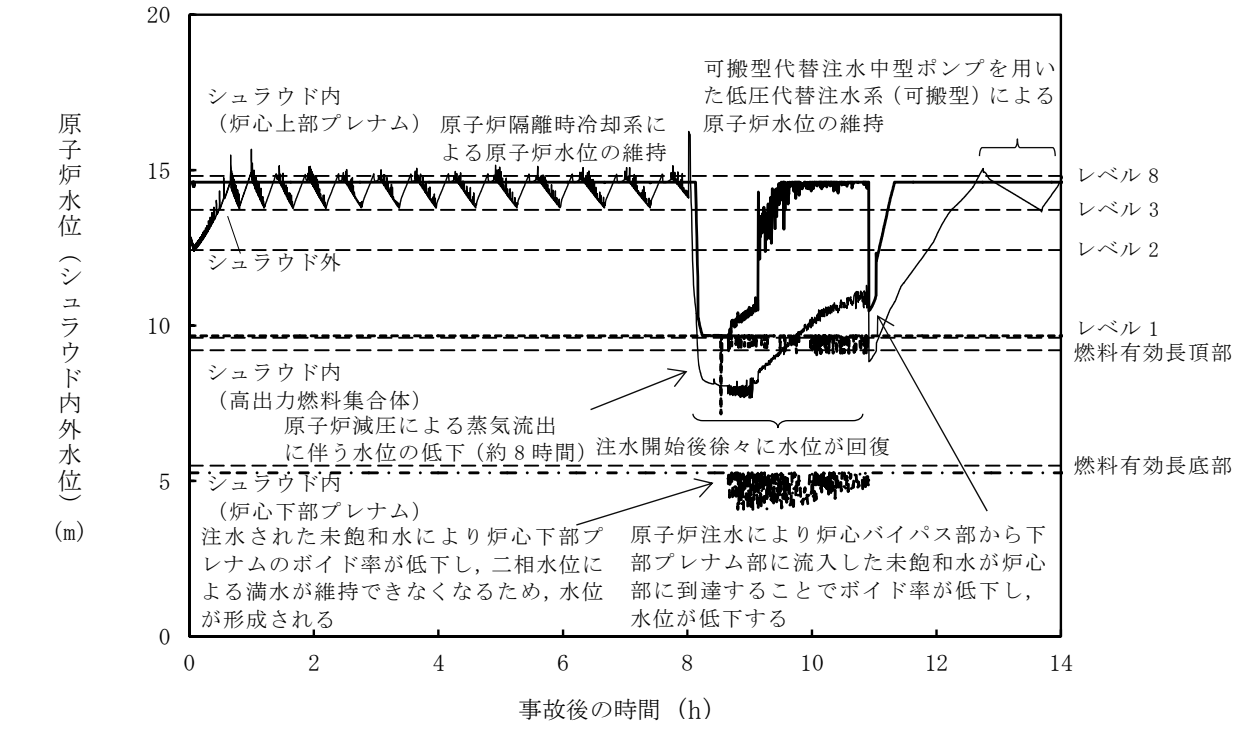
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	備考
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	
	－	－	【2人】 c,d	●可搬型代替注水中型ポンプ起動操作	
	－	3人 C,D,E	3人 k,l,m	●原子炉注水のための系統構成	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C,D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	
	－	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 k,l,m 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成	
				●格納容器スプレイの流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作	
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	
				●非常用母線の受電	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	13人　a～m 及び招集6人		



第 7.1.3.1－3 図　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）の作業と所要時間(2／2)

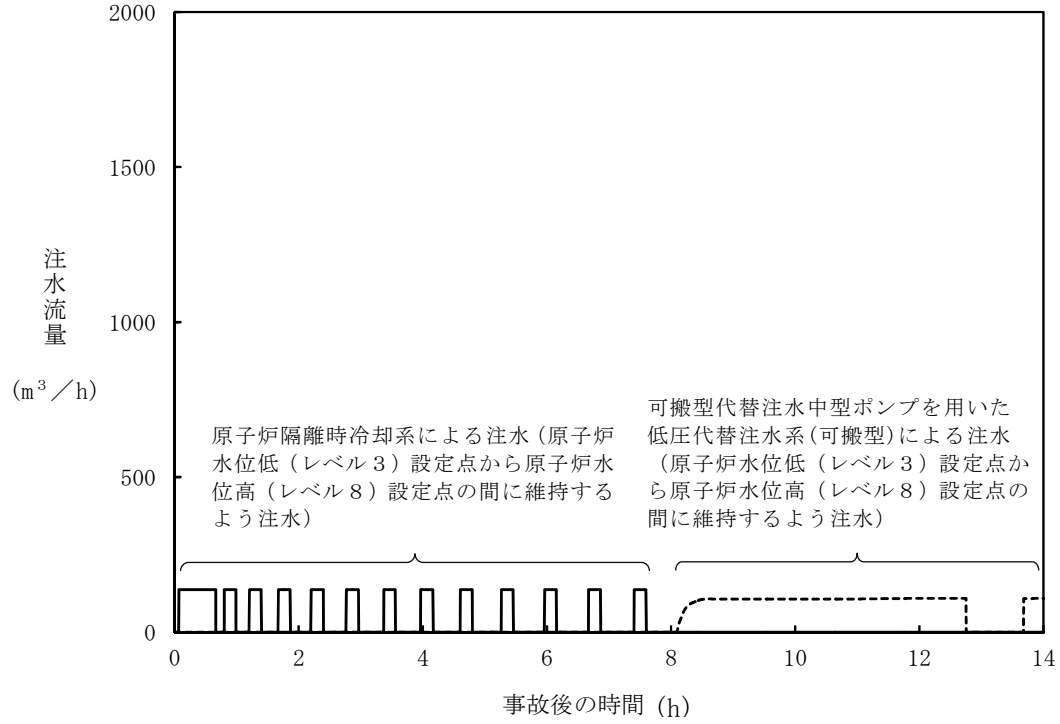


第 7.1.3.1－4 図　原子炉圧力の推移

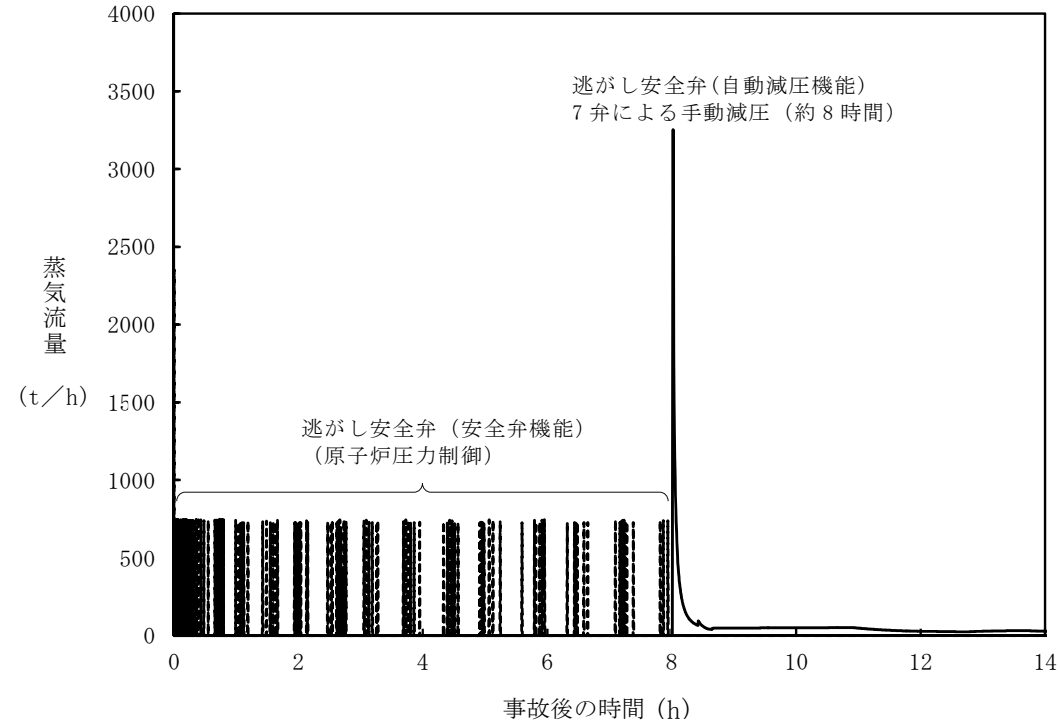


第 7.1.3.1－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

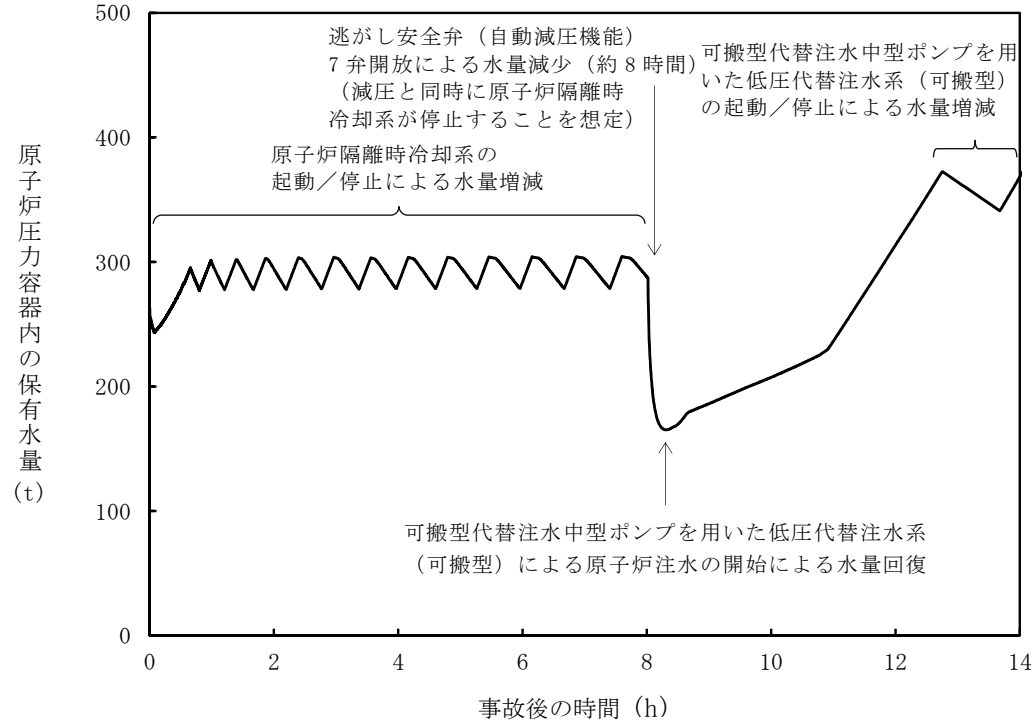
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合，二相水位を示している。



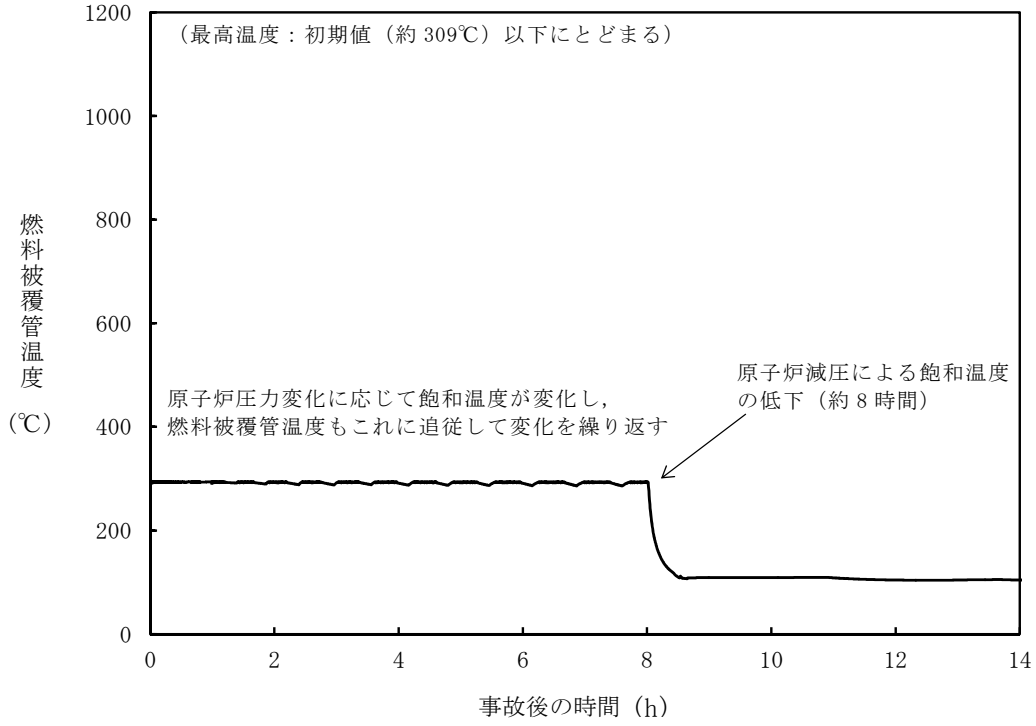
第 7.1.3.1－6 図　注水流量の推移



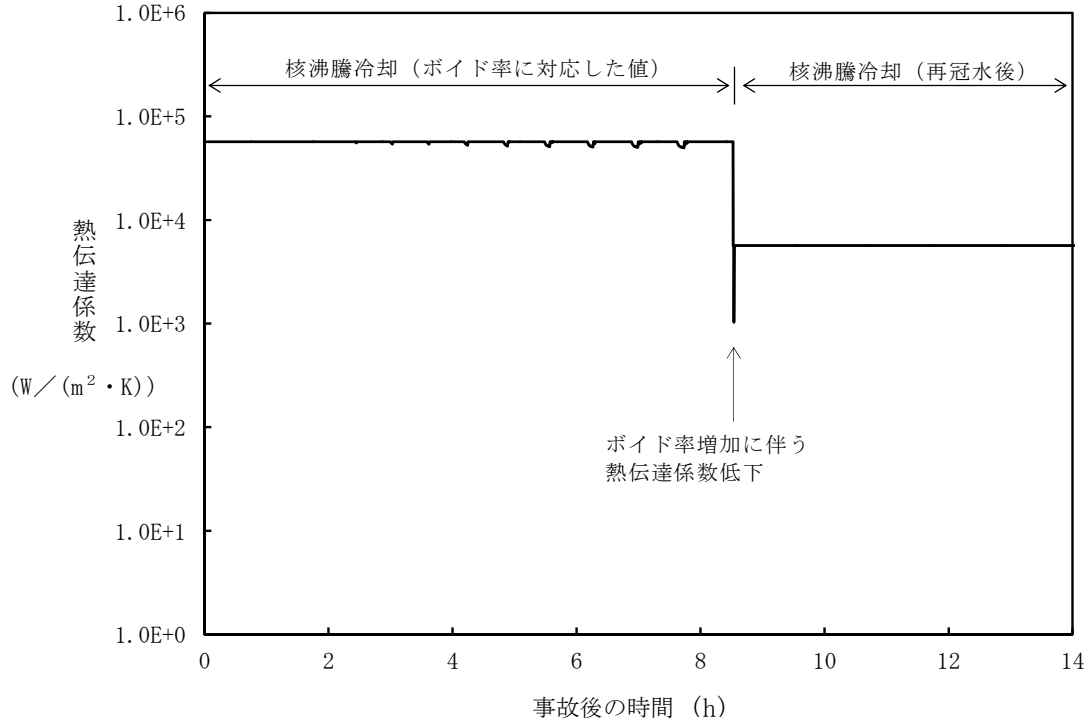
第 7.1.3.1－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



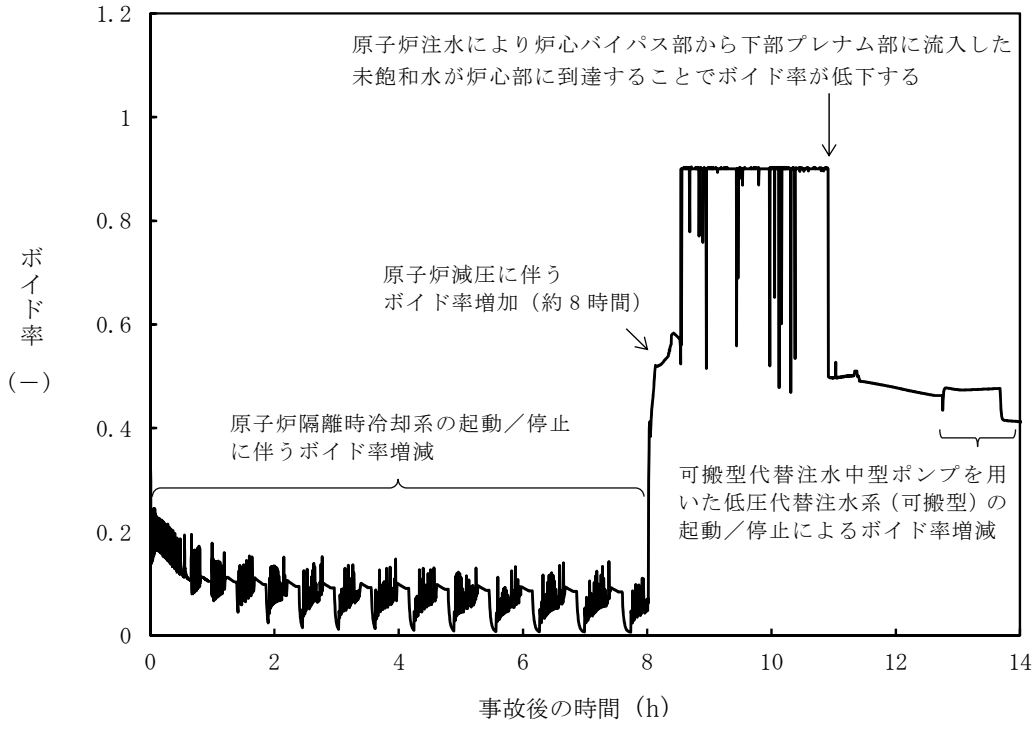
第 7.1.3.1－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



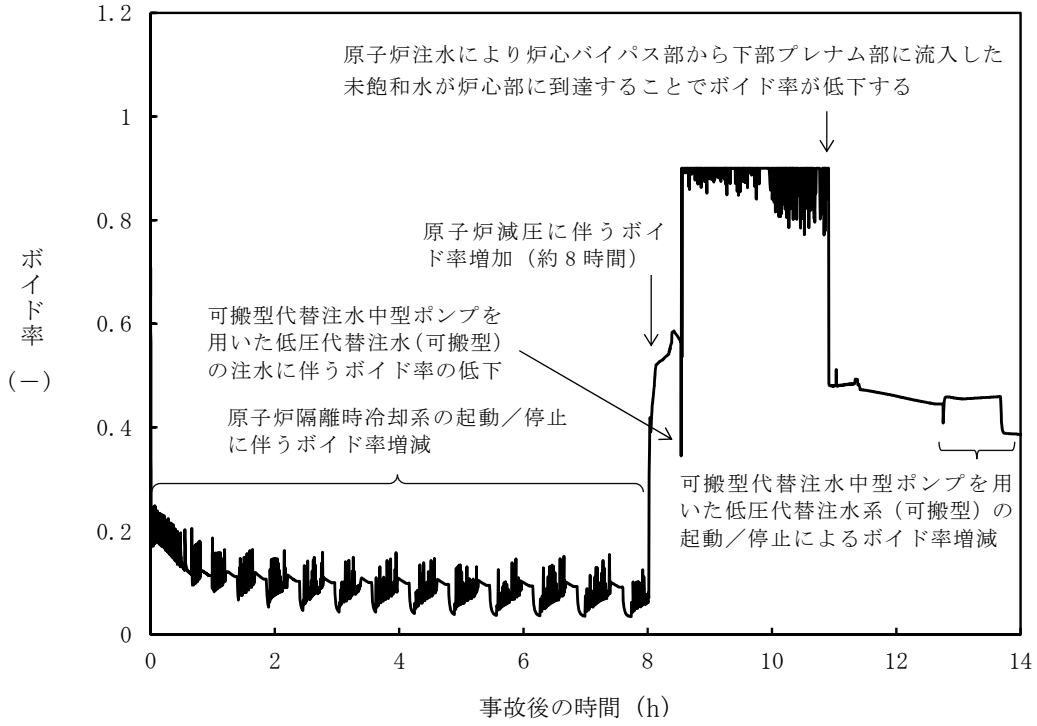
第 7.1.3.1－9 図　燃料被覆管温度の推移



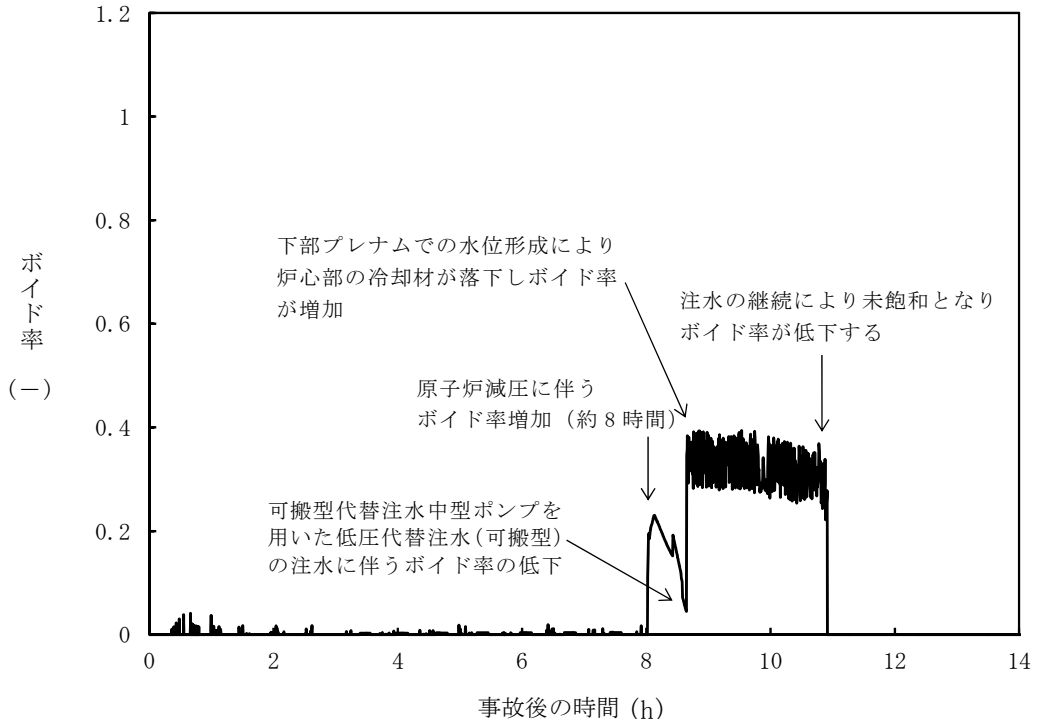
第 7.1.3.1－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



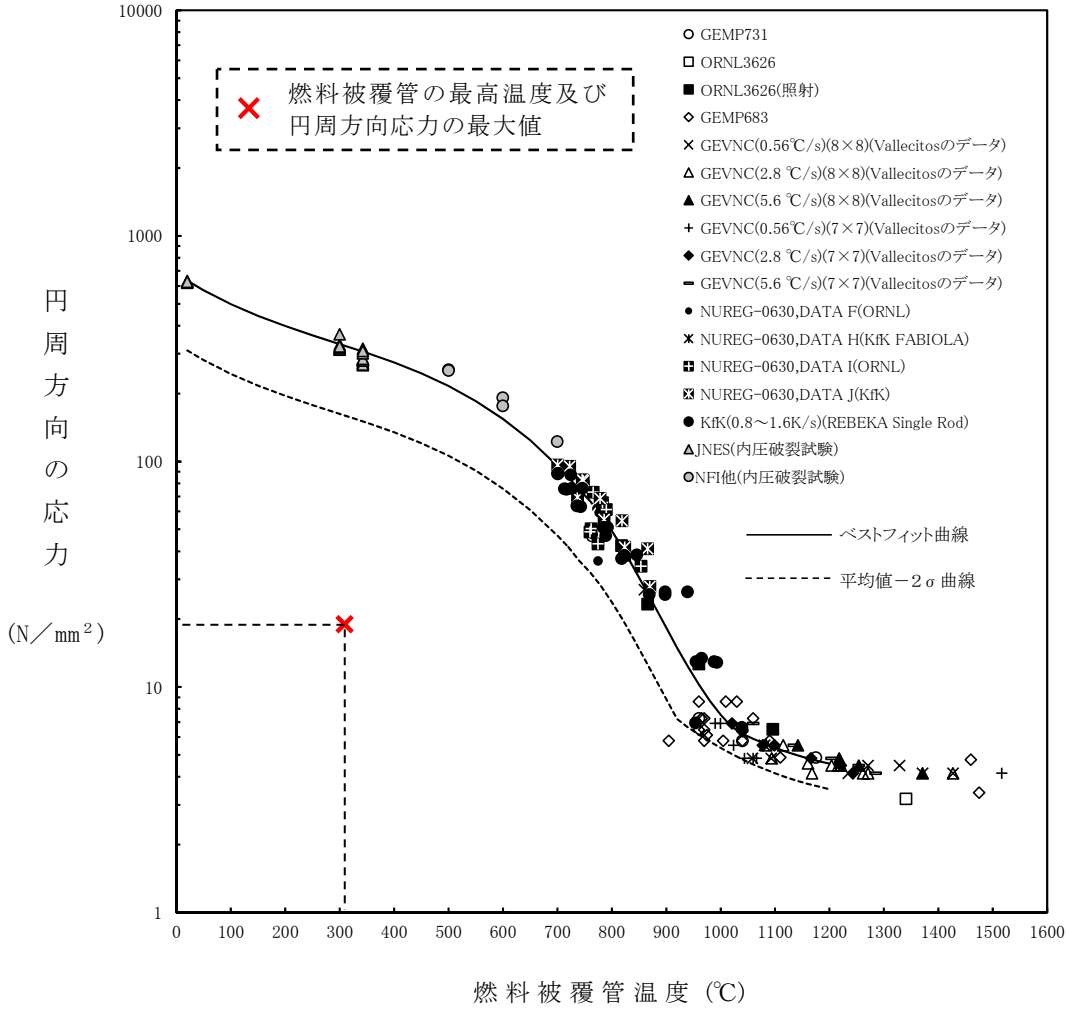
第 7.1.3.1－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



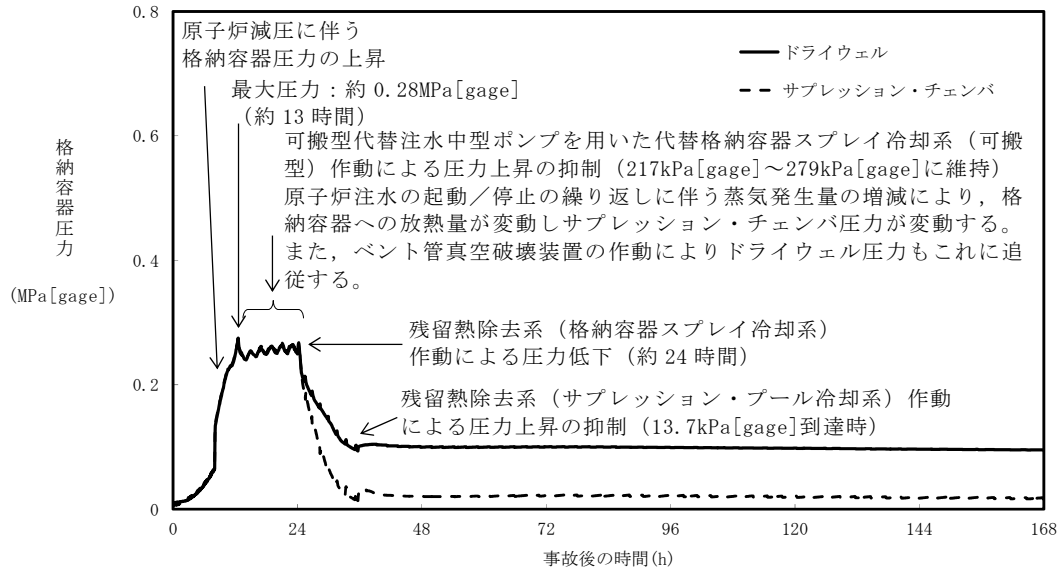
第 7.1.3.1－12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



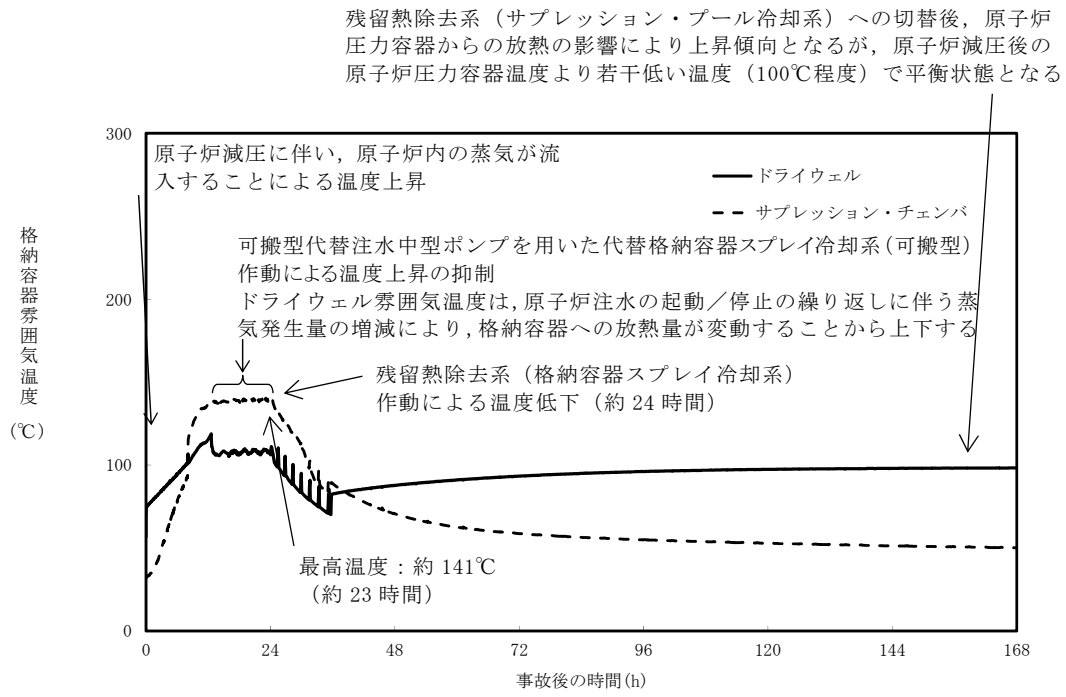
第 7.1.3.1－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



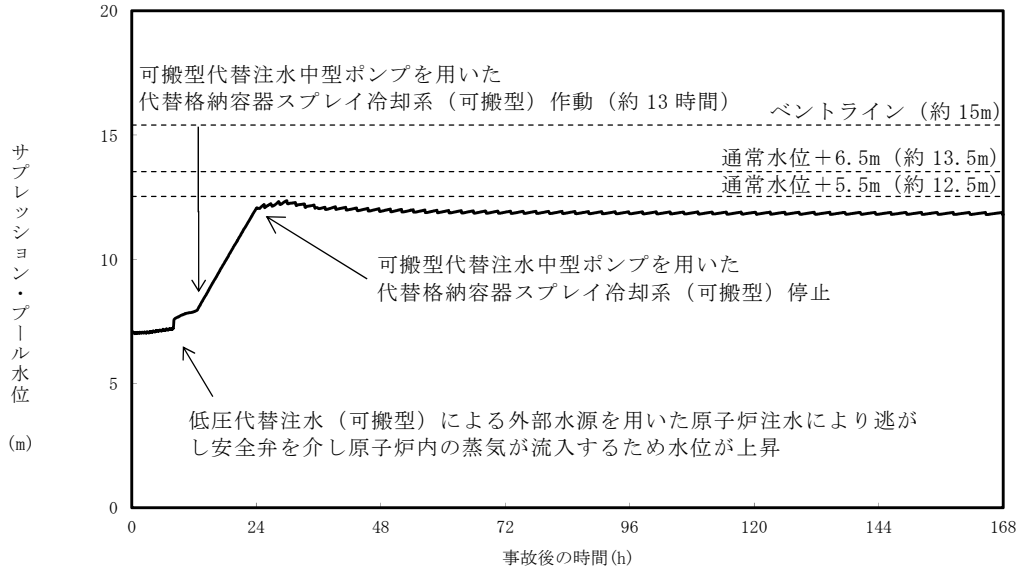
第 7.1.3.1－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



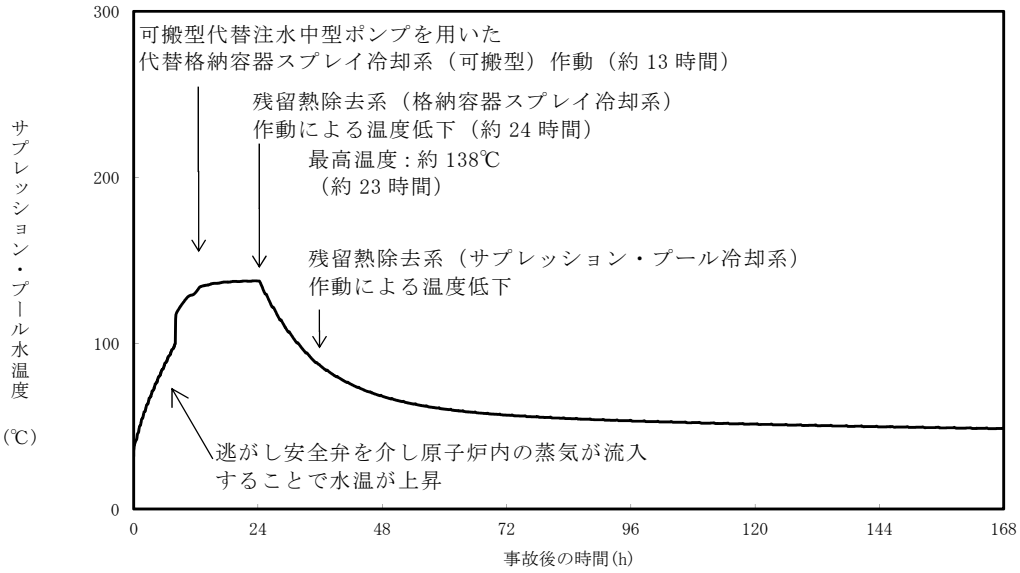
第 7.1.3.1－15 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.3.1－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.3.1－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.1.3.1－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

7.1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

7.1.3.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗※＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ）」，②「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）」である。

※　直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流

動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.3.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対

策における手順と設備との関係を第 7.1.3.2－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員22名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.3.2－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 22 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失する※1ことで全電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する※2。また，早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。

原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧，Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧等である。

※1　直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。

※2　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。

ｂ．高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，中央制御室からの遠隔操作により，高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量である。

ｃ．原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は，原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。

ｄ．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

ｅ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポ

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

ｆ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

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

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

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

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

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

ｇ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により高圧代替注水系

が停止したことを確認する。

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

ｈ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｉ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

ｊ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

ｋ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

ｌ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｍ．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

7.1.3.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＤ)」である。なお，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ)」は，全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり，この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源装置に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化)・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流)，沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化)・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水系含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があること

から，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.3.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。これにより，全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動操作による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　高圧代替注水系

136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高(レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし，非常

用母線の受電が完了した時点で手動起動し，0m^3／h～1,676m^3／h（0MPa[dif]※～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ２台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～110m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ２台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順に基づき 130m^3／h(一定)を用いるものとする。また，格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に，1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が

13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は，熱交換器1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流動力電源は24時間使用できないものとし，事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b) 高圧代替注水系の起動操作は，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して，事象発生25分後に実施するものとする。

(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から8時間1分後に実施する。

(d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から24時間10分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.3.2－4 図から第 7.1.3.2－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.3.2－9 図から第 7.1.3.2－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.3.2－15 図から第 7.1.3.2－18 図に示す。

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

ａ．事象進展

全電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後，事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

代替直流電源設備は，事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧

機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，高圧代替注水系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.3.2－9 図に示すとおり，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管

の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.3.2－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa [gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.3.2－15 図に示すとおり，全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 7.1.3.2－16 図に示すとおり，事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.1.3.2－5 図に示すように，高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.3.2－15 図及び第 7.1.3.2－16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する

ことで，高温停止での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.3.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失に加えて，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため，高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，高圧代替注水系の起動操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬

型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに

対する余裕は大きくなる。

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

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.3.2－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／mであり,最確条件とした

場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／

m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作

所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の

操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については，操作開始時間が事象発生25分後と同様であるが,高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて，原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから事象進展がより厳しくなる「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，10分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の8時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約13時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプ

の準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり,評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており,準備時間が確保できることから,時間余裕がある。

(4) まとめ

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

7.1.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は,「7.1.3.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1 (2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,130m^{3}の水が必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な

負荷として約 4,497kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，代替の蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

7.1.3.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」に対する炉心損傷防止対策としては,初期の対策として常設代替直流電源設備,高圧代替注水系,逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗(ＴＢＤ)」

について有効性評価を行った。

上記の場合においても，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」において，常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉

心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」に対して有効である。

第 7.1.3.2－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故等対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	・外部電源が喪失するとともに，直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全電源喪失となり，原子炉はスクラムするが，直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができないため，原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 ・全電源喪失により，早期の電源回復不能と判断する。	逃がし安全弁（安全弁機能）＊ 常設代替直流電源設備	－	原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊ 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
高圧代替注水系の起動操作	・全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	－	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	・高圧代替注水系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	・直流電源の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	－	可搬型代替注水中型ポンプ	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.2－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故等対策について（2／3）

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

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.2－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故等対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.2－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における重大事故等対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

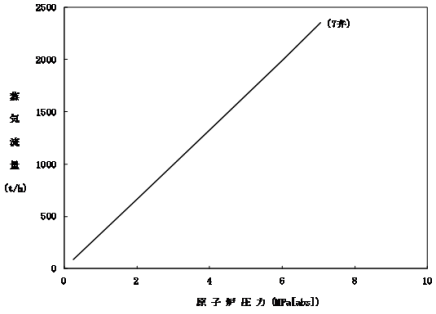
第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（2／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備の機能喪失	所内常設直流電源設備の喪失による非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源喪失を想定

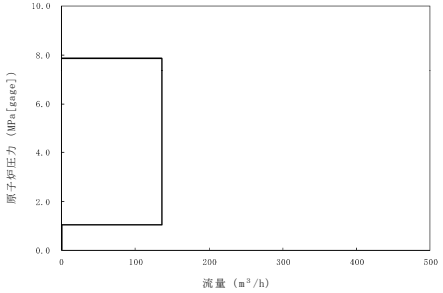
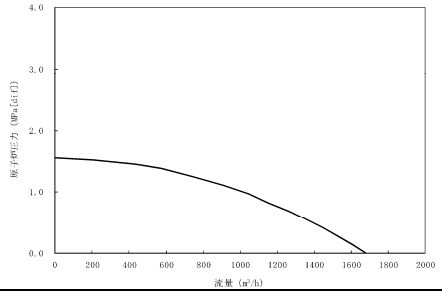
第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（3／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

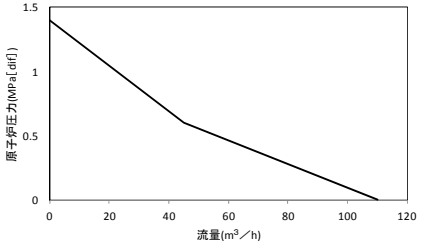
第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（4／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（5／7）

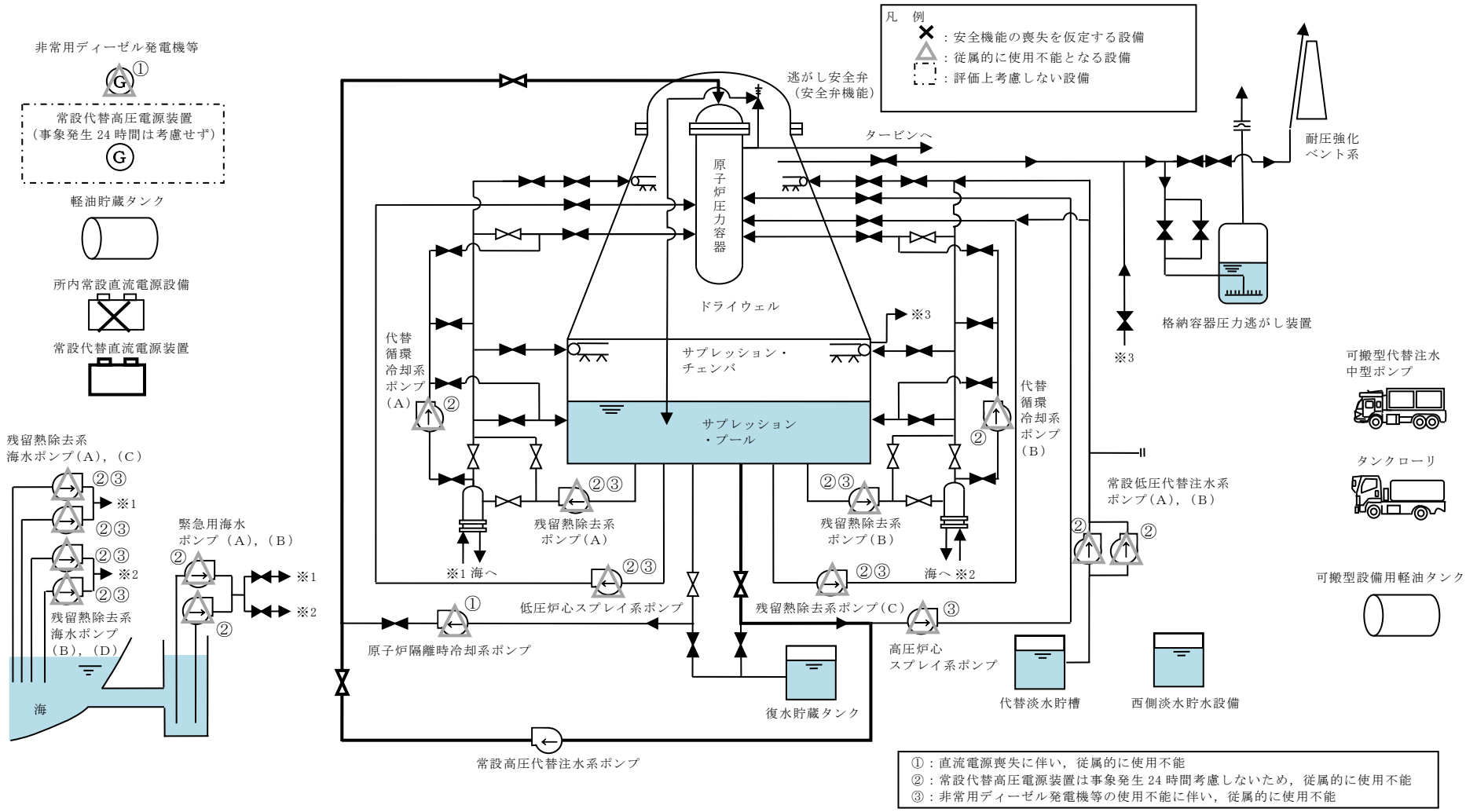
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高圧代替注水系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0m^3／h～1,676m^3／h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（6／7）

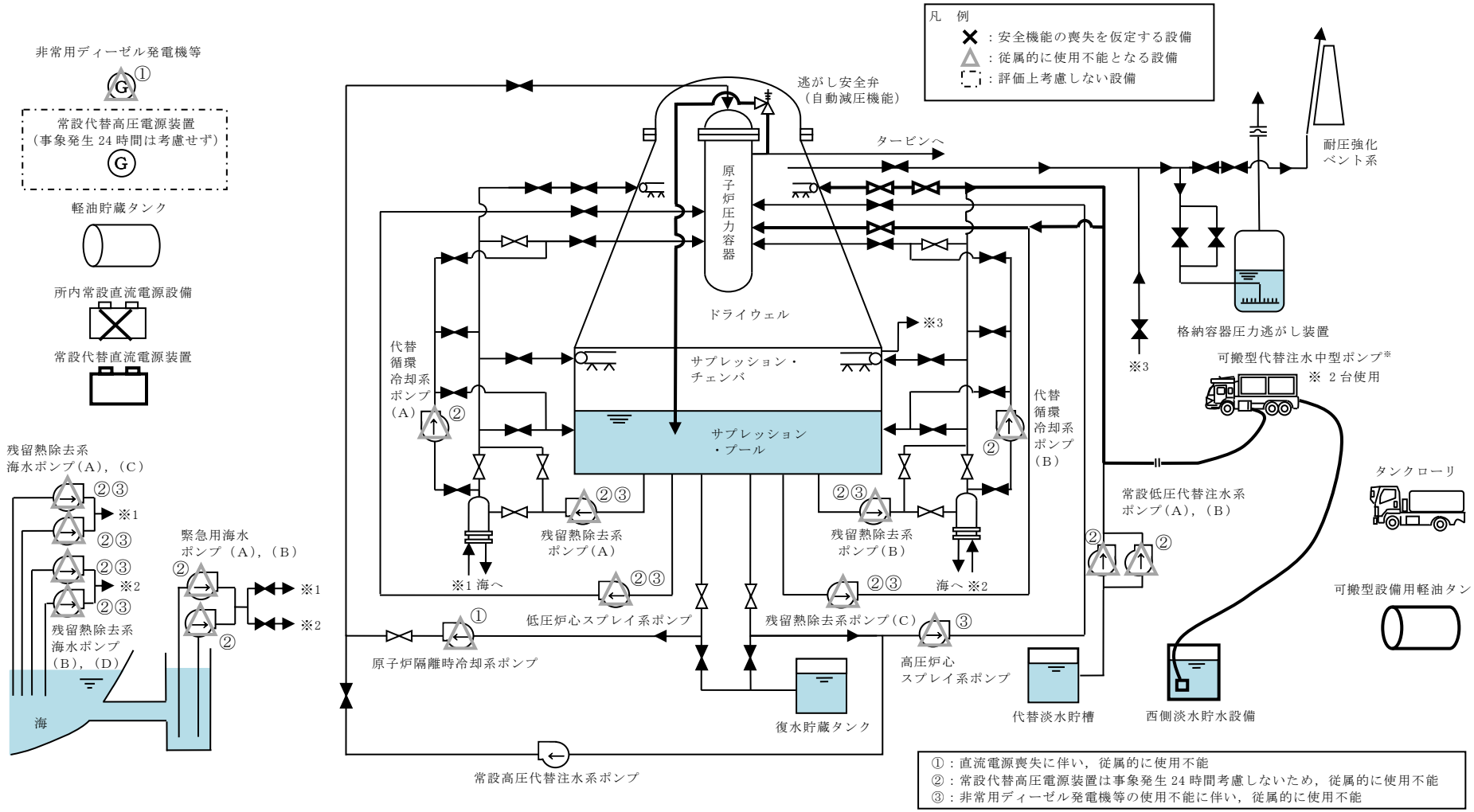
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～110m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 7.1.3.2－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ））（7／7）

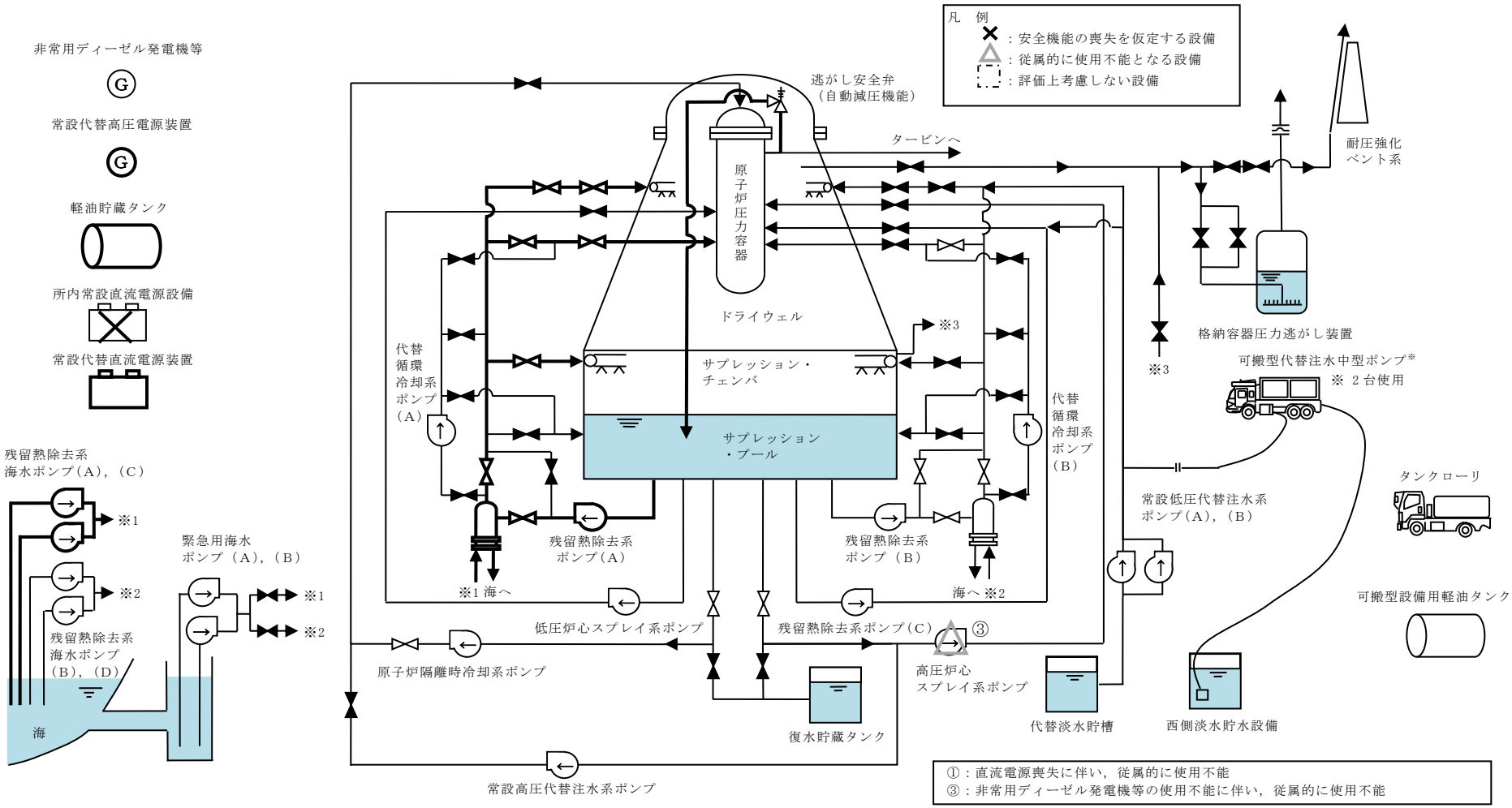
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，直流電源喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため，状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で，サプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



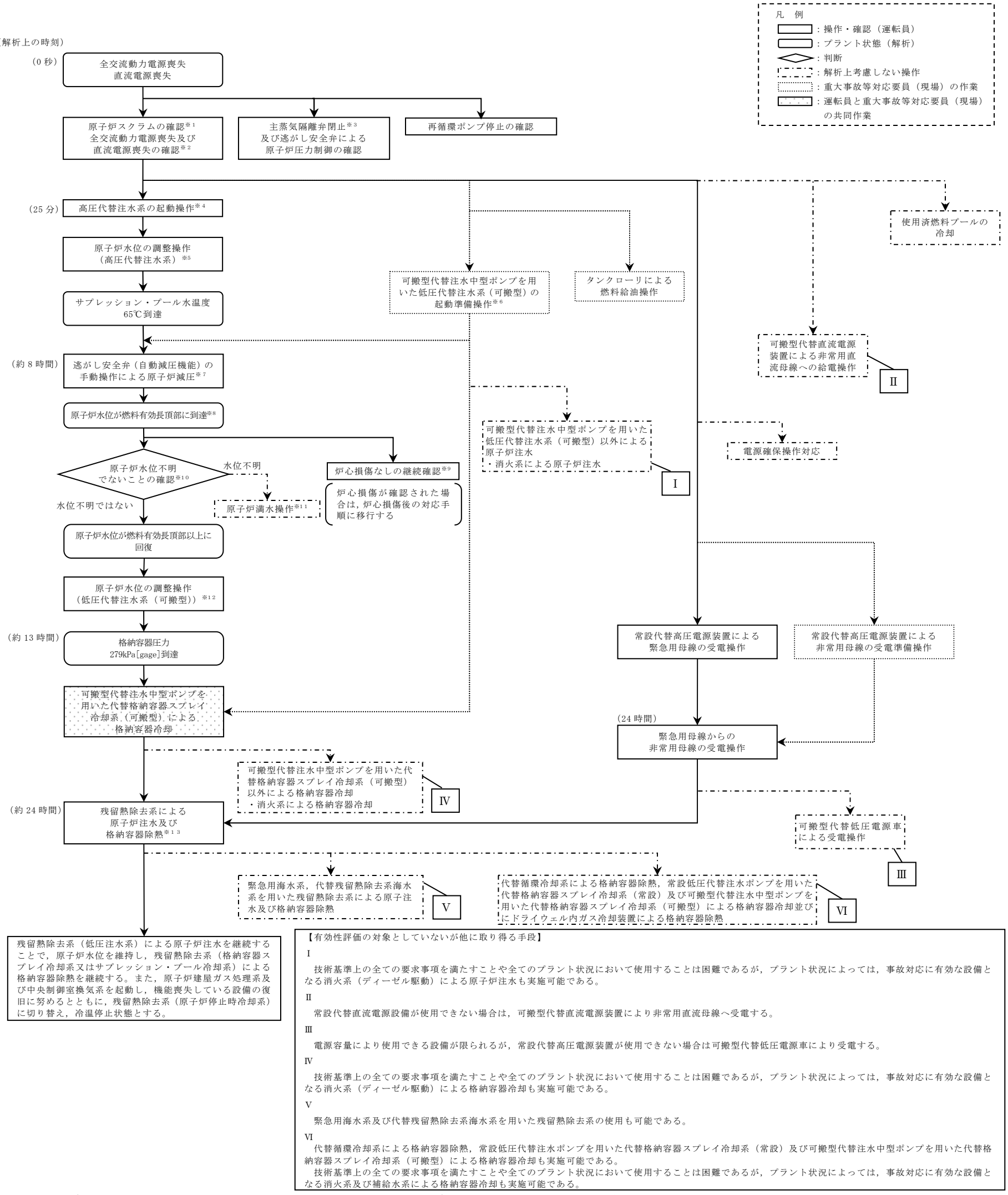
第 7.1.3.2－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧代替注水系による原子炉注水段階）



第 7.1.3.2－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 7.1.3.2－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１　直流電源喪失時には，平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また，原子炉スクラムに失敗している場合は，炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し，また作動頻度も高くなることから，原子炉圧力（ＳＡ）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものと考える。

※２　直流電源喪失は，中央制御室にて，照明の消灯，非常用ディーゼル発電機の機器ランプ表示，機器故障警報，非常用交流母線電圧，直流母線電圧等により判断する。
また，全電源喪失を確認し，早期の電源回復不能と判断する。

※３　主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することで閉となる。

※４　高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
・全電源喪失

※５　高圧代替注水系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作の完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 7.1.3.2－2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

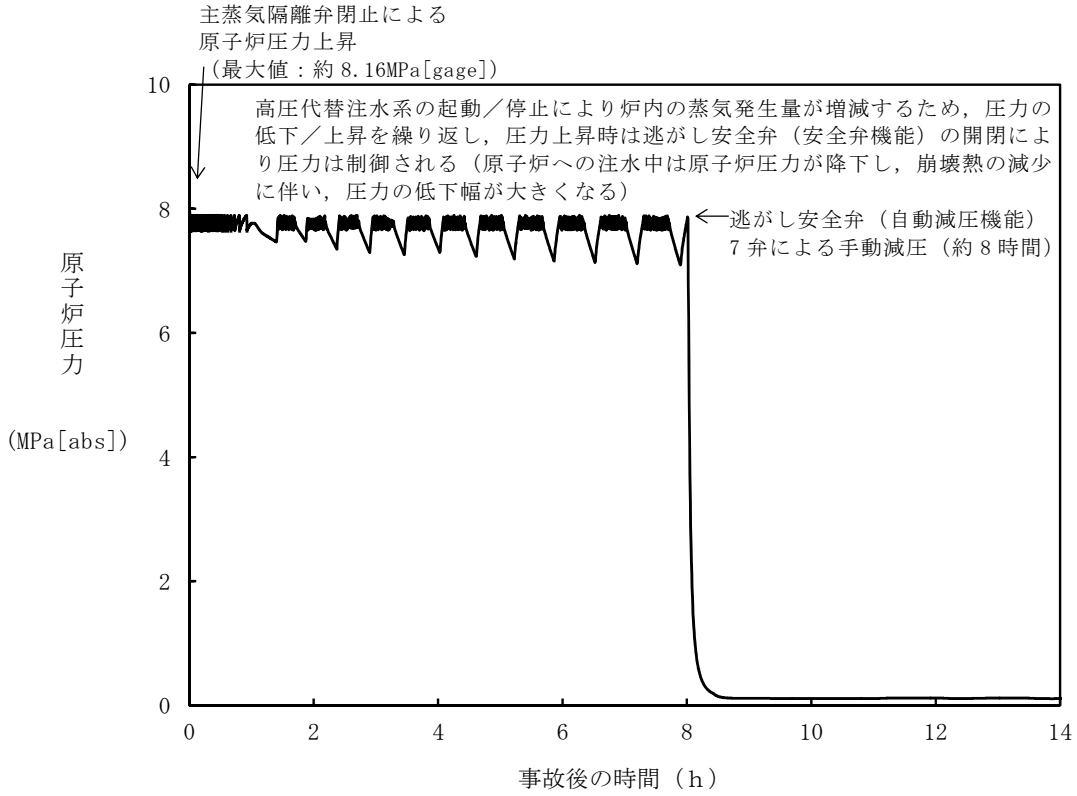
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0　10　20　30　40　50　60　70　80　90　100　110　120	備　考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽25分　高圧代替注水系による原子炉注水開始	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	3人 C，D，E		－	●乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備	1分	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●全電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認	10分	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作	4分	
	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成	6分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	解析上考慮しない	
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	
	－	3人 C，D，E		3人 k，l，m	●原子炉注水のための系統構成	125分	

第 7.1.3.2－3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の作業と所要時間（1／2）

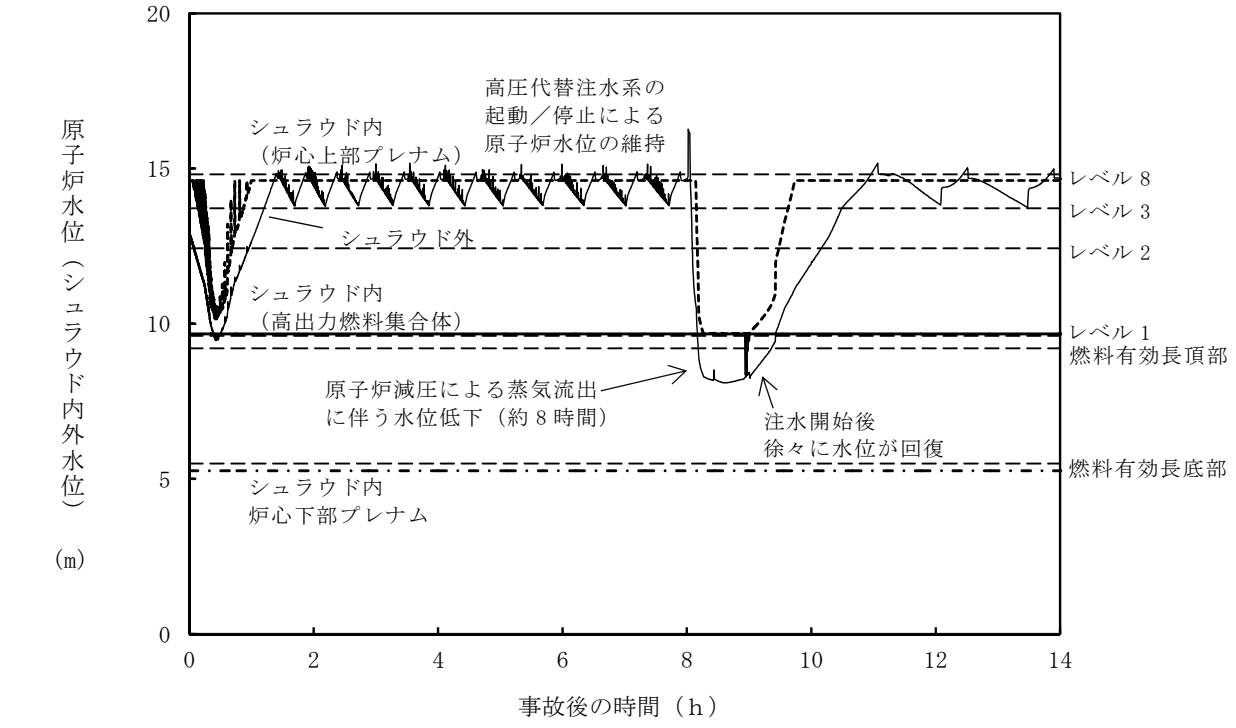
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 ▽8時間1分　原子炉減圧開始 ▽約13時間　格納容器圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間10分　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	備　考
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水中型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C，D，E	3人 k，l，m	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
				●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （参集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	30 分	
	－	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備	185 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 k，l，m 2人 （参集）	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分	
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8 分	
				●非常用母線の受電	9 分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	2 分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	13人　a～m 及び参集6人			

第 7.1.3.2－3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）の作業と所要時間（2／2）

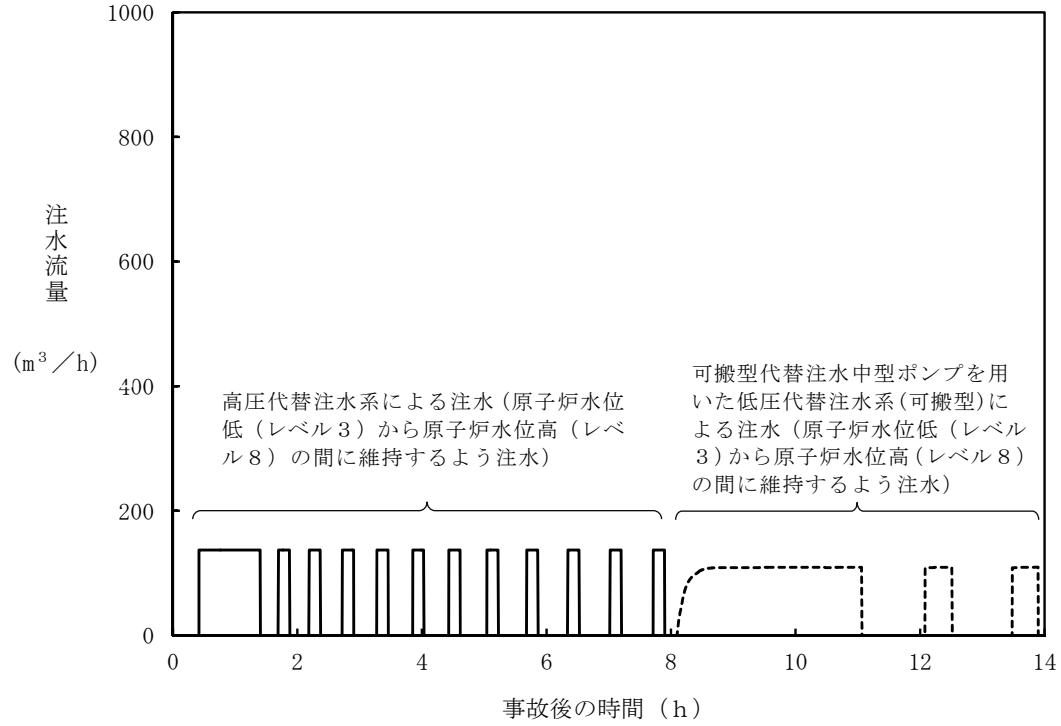


第 7.1.3.2－4 図　原子炉圧力の推移

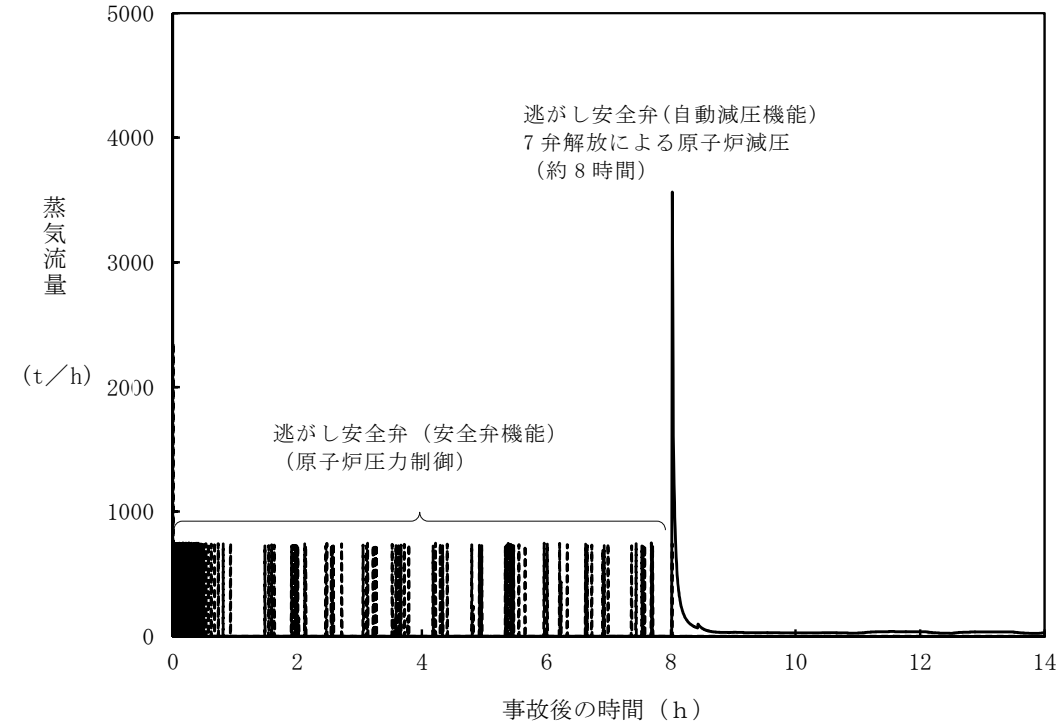


第 7.1.3.2－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

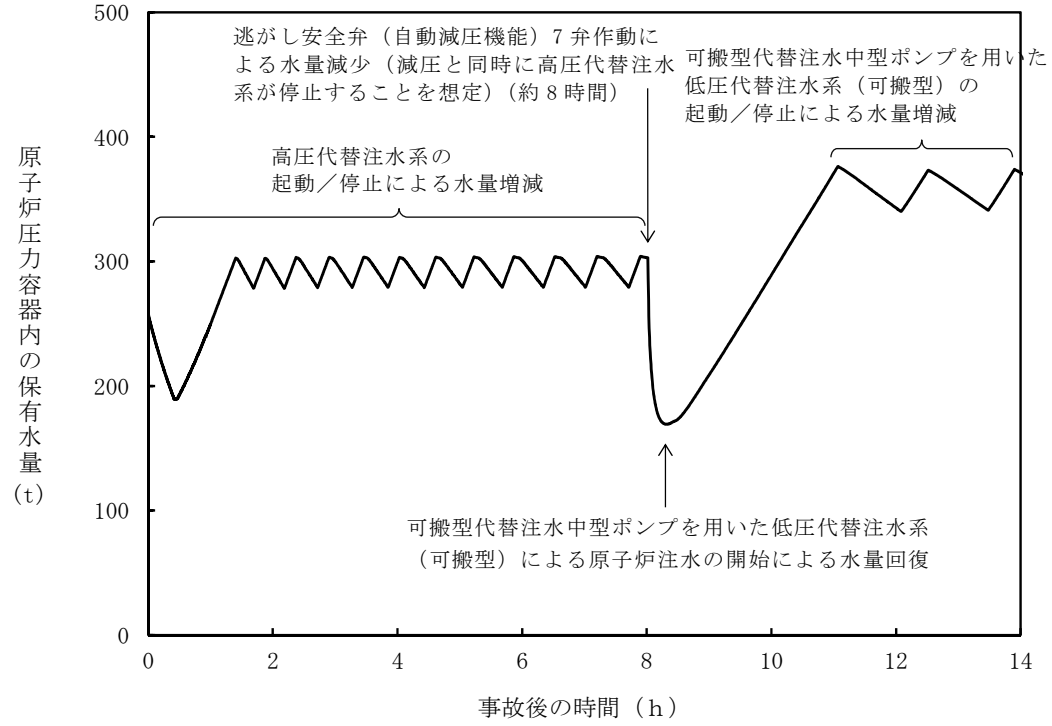
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



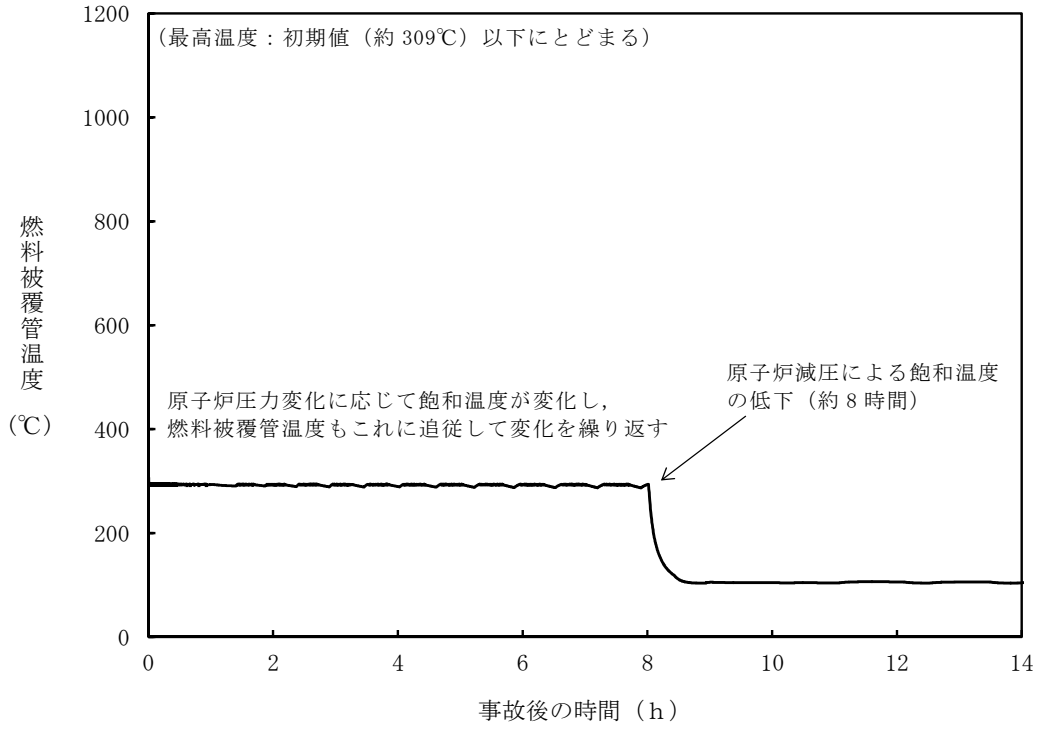
第 7.1.3.2－6 図　注水流量の推移



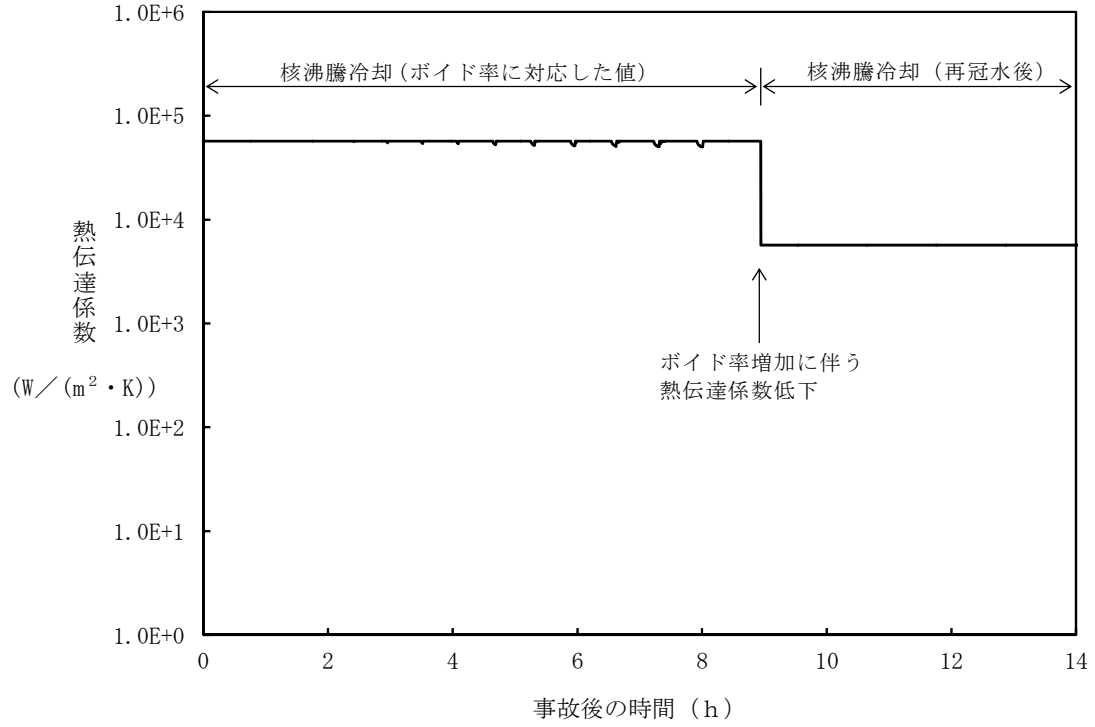
第 7.1.3.2－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



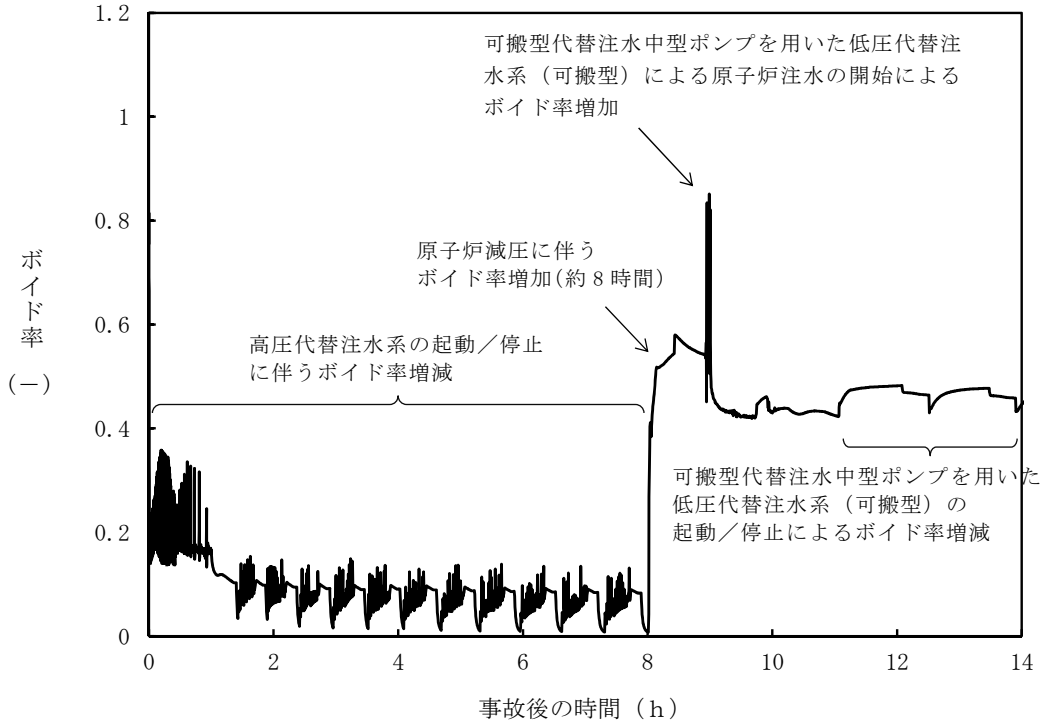
第 7.1.3.2－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



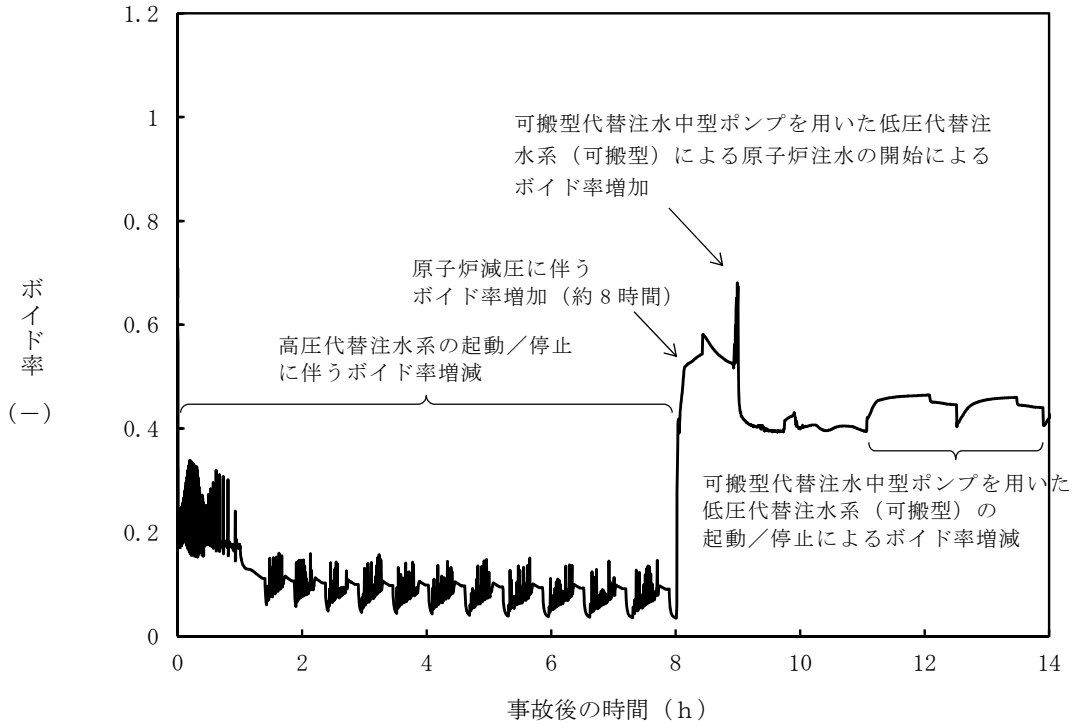
第 7.1.3.2－9 図　燃料被覆管温度の推移



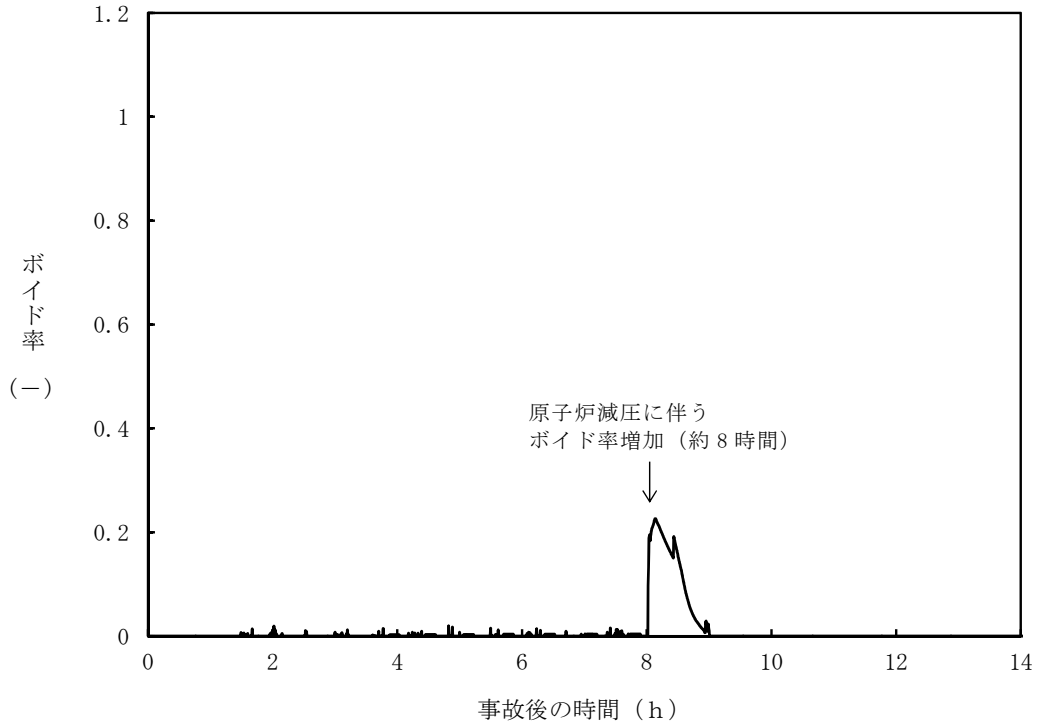
第 7.1.3.2－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



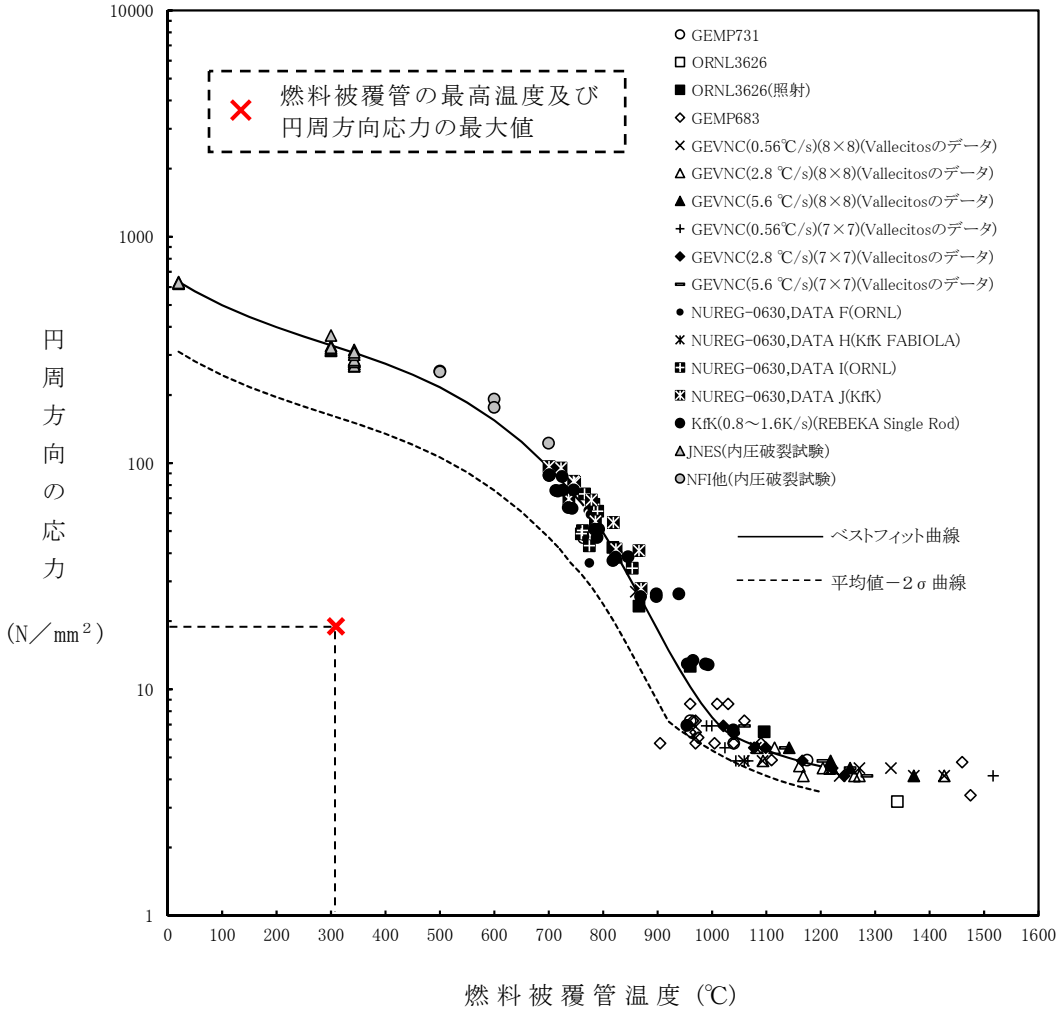
第 7.1.3.2－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



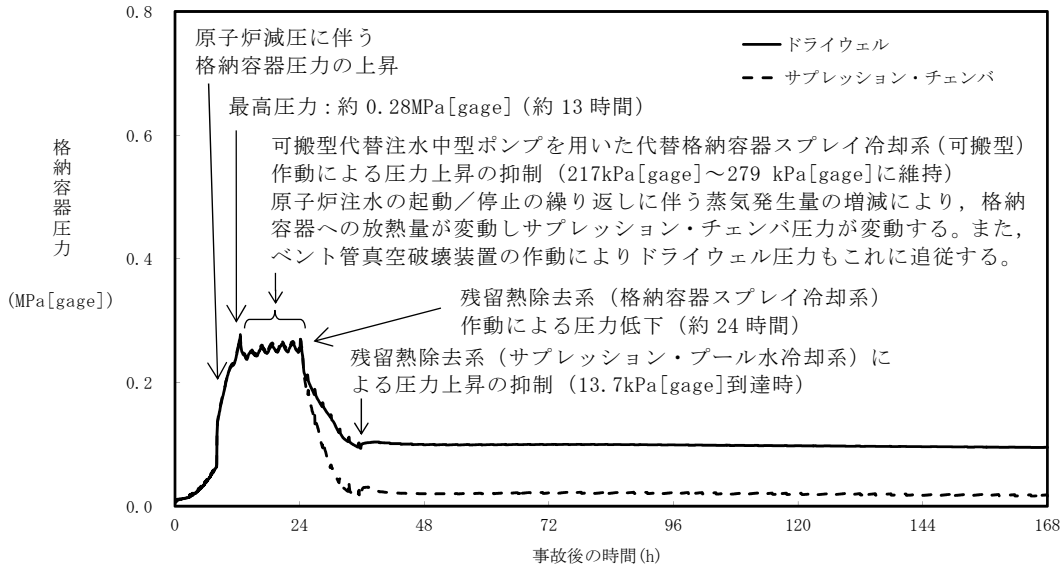
第 7.1.3.2－12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



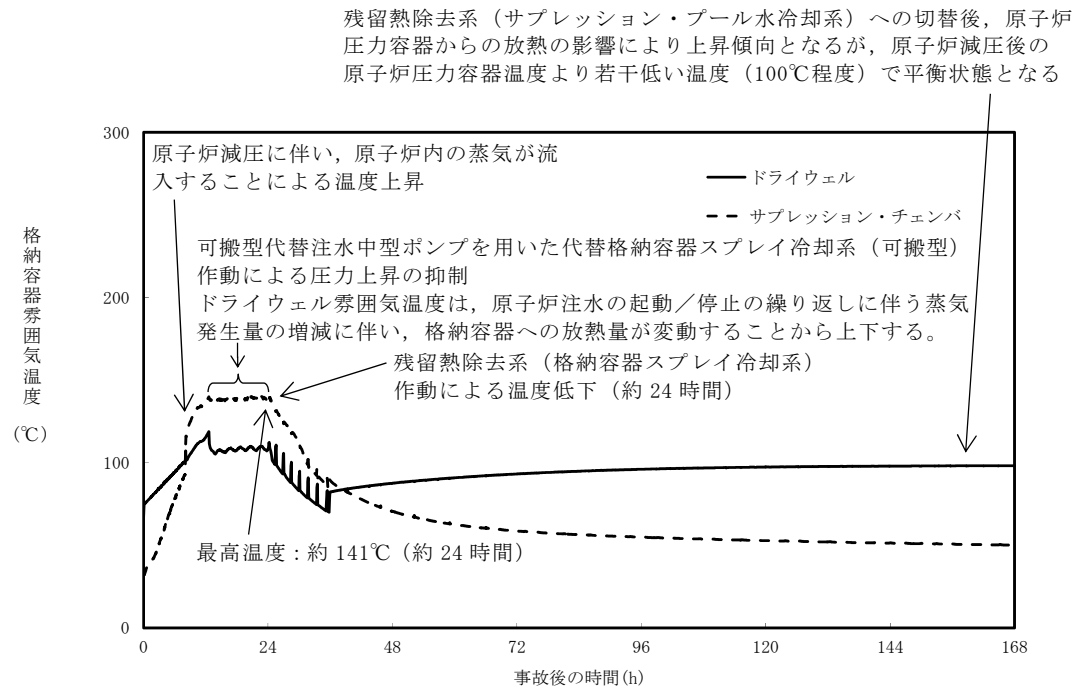
第 7.1.3.2－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



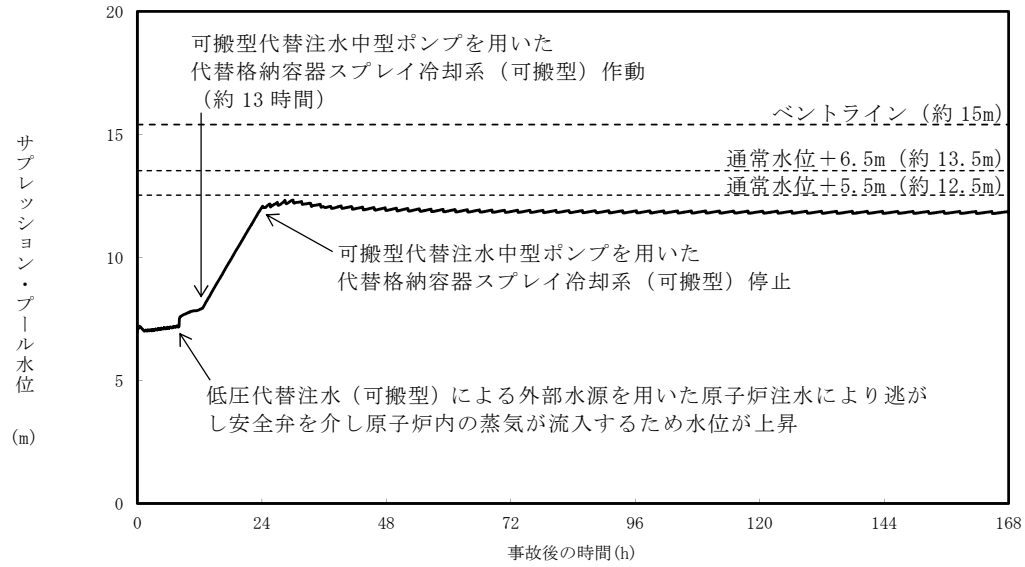
第 7.1.3.2－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



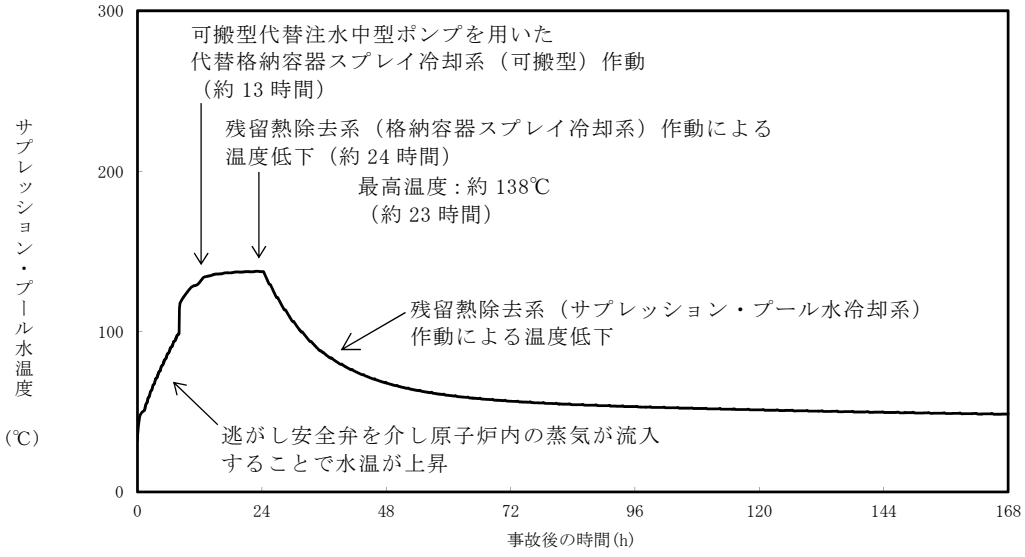
第 7.1.3.2－15 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.3.2－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.3.2－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.1.3.2－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

7.1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

7.1.3.3.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁１弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁１弁開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁１弁開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.3－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.3.3－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策にお

ける手順と設備との関係を第 7.1.3.3－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員22名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.3.3－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 22 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず，原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

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

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

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

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

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

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

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

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

ｄ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これによ

り，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

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

f．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお，逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め７弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

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

h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高

（レベル８）設定点の間で維持する。

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

ｉ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｊ．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

ｋ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

ｌ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高

圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C　２C（２D）電圧である。

o．残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

p．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定

点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

7.1.3.3.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失するとともに，逃がし安全弁の再閉鎖失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は，原子炉隔離時冷却系も停止することで，全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結

果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.3.3－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。同時に，逃がし安全弁１弁の開固着が発生するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し，閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，外部電源喪失により駆動電源が喪失し，全台停止するものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着の１弁と合わせて合計７弁使用するものとし，容量として，１弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高(レベル８)設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高(レベル８)設定点の範囲に維持する。また，運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が

1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止するものとする。

(f)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ1台を使用するものとし，非常用母線の受電が完了した後に手動起動し，0m^3／h～1,676m^3／h（0MPa[dif]※～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g)　低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～110m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，50m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順に基づき130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間

に 1.9×10^{3}t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション･プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。

(c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，状況判断，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 3 時間 1 分後に実施する。

(d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.3.3－4 図から第 7.1.3.3－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.3.3－9 図から第 7.1.3.3－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.3.3－15 図から第 7.1.3.3－18 図に示す。

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

ａ．事象進展

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

逃がし安全弁 1 弁が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生の約 1.3 時間後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し，燃料有効長頂部を下回る。

事象発生の 3 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると，原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後，原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し，ボイド率は低下する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し，その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を開始することで，その後も炉心の冷却は維持される。

また，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，

原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 14 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し，事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.3.3－9 図に示すとおり，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 212 分後に約 746℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下にとどまることから，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.3.3－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.46MPa [gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.3.3－15 図に示すとおり，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生

した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 7.1.3.3－16 図に示すとおり，事象発生の約 14 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.1.3.3－5 図に示すように，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.3.3－15 図及び第 7.1.3.3－16 図に示すように，事象発生の約 24 時間後に，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し，また，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.3.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等

操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスでは，全交流動力電源の喪失に加えて，逃がし安全弁１弁が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため，直流電源の負荷切離操作を実施すること，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水），直流電源の負荷切離操作，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確か

さとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容

器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び

内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.3.3－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／mであり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／tに対して最確条件は33GWd／t以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水

位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており，直流電源の負荷切離操作（現場）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく,実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに

実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり，この場合には，原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，この場合には，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間

余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し，直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の 8 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

第 7.1.3.3－19 図から第 7.1.3.3－21 図に示すとおり，操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し，事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに操作を実施する場合，燃料被覆管の最高温度は約 875℃となり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，55 分程度の時間余裕は確保されている。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，事象発生の約 14 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し，可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の 3 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等

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

7.1.3.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.3.3.1（3）　炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,160m^3の水が必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約 5,000m^3の水を保有していること

から，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,497kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

7.1.3.3.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」では，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失する

とともに，逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにか

かる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」において，所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」に対して有効である。

第 7.1.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（1／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	・外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	所内常設直流電源設備* 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（2／5）

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

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（3／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 ・逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。	－	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	・可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ*	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備*	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.3－1 表　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時における重大事故等対策について（5／5）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（1／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

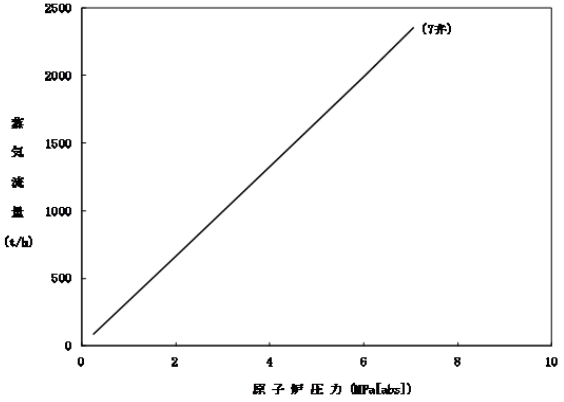
第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（2／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 気相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 なお，交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し，この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失することを想定

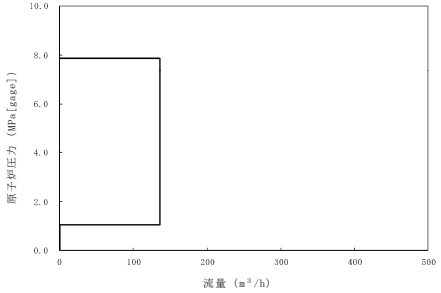
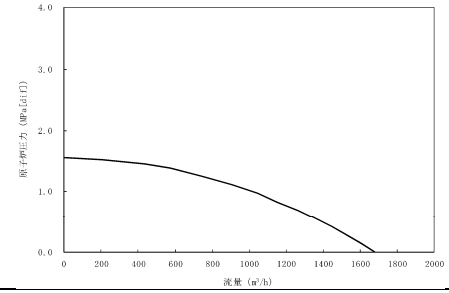
第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（3／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

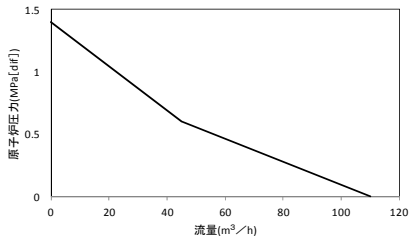
第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（4／7）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせて 7 弁で原子炉減圧） ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（5／7）

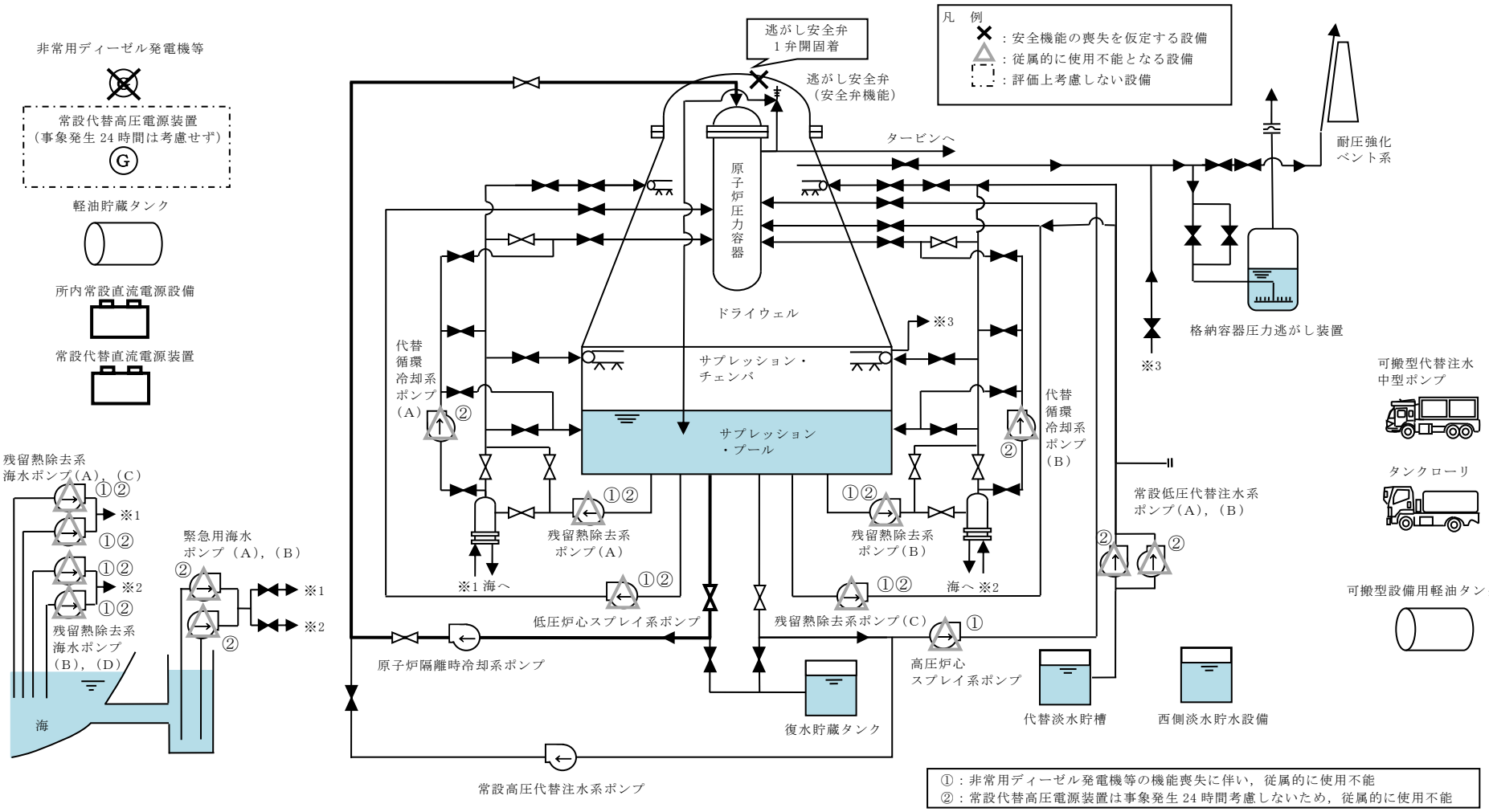
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して，原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0m^3／h～1,676m^3／h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（6／7）

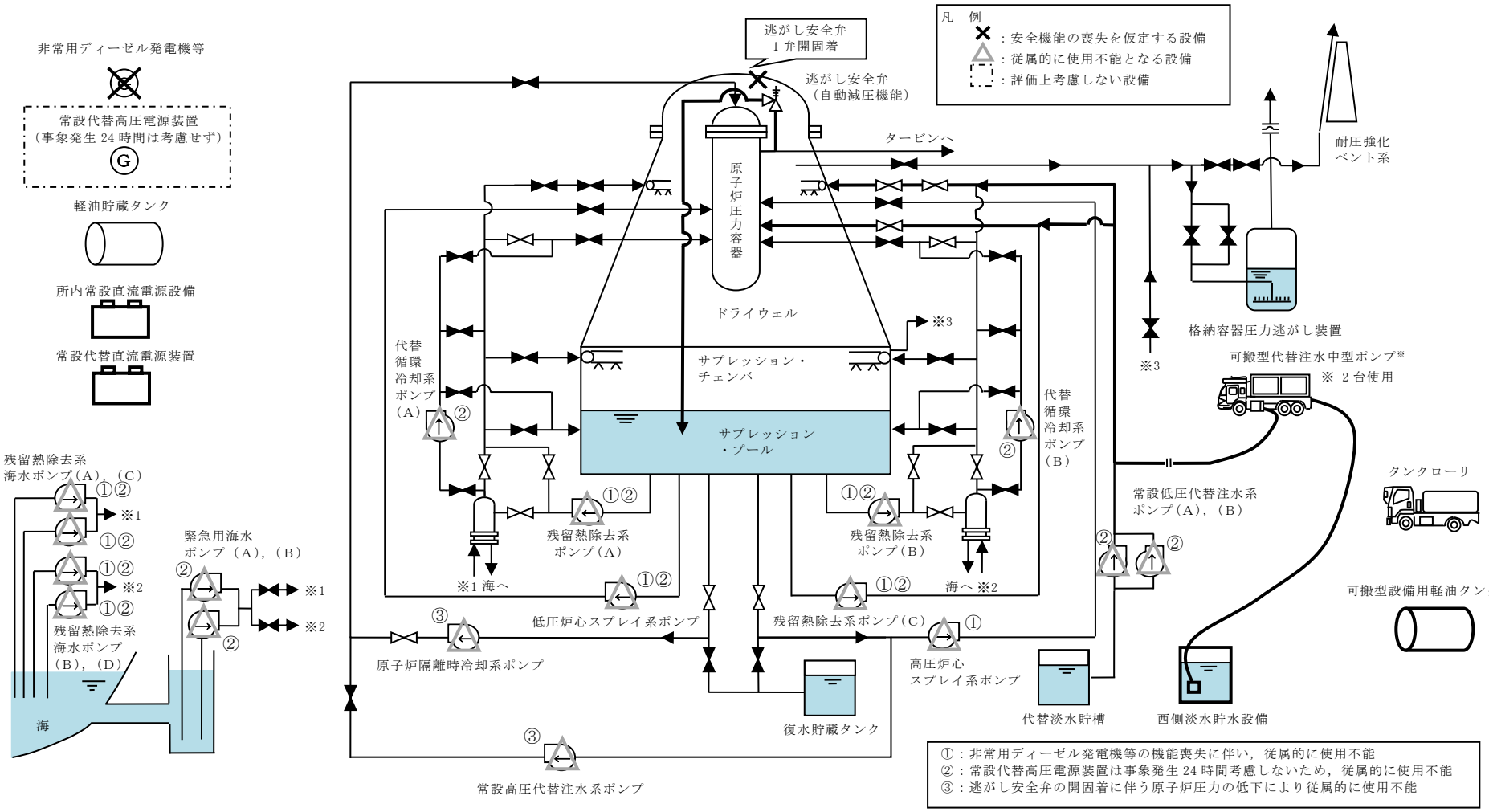
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～110m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^{3}t／h （95％：ドライウェル，5％：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 7.1.3.3－2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））（7／7）

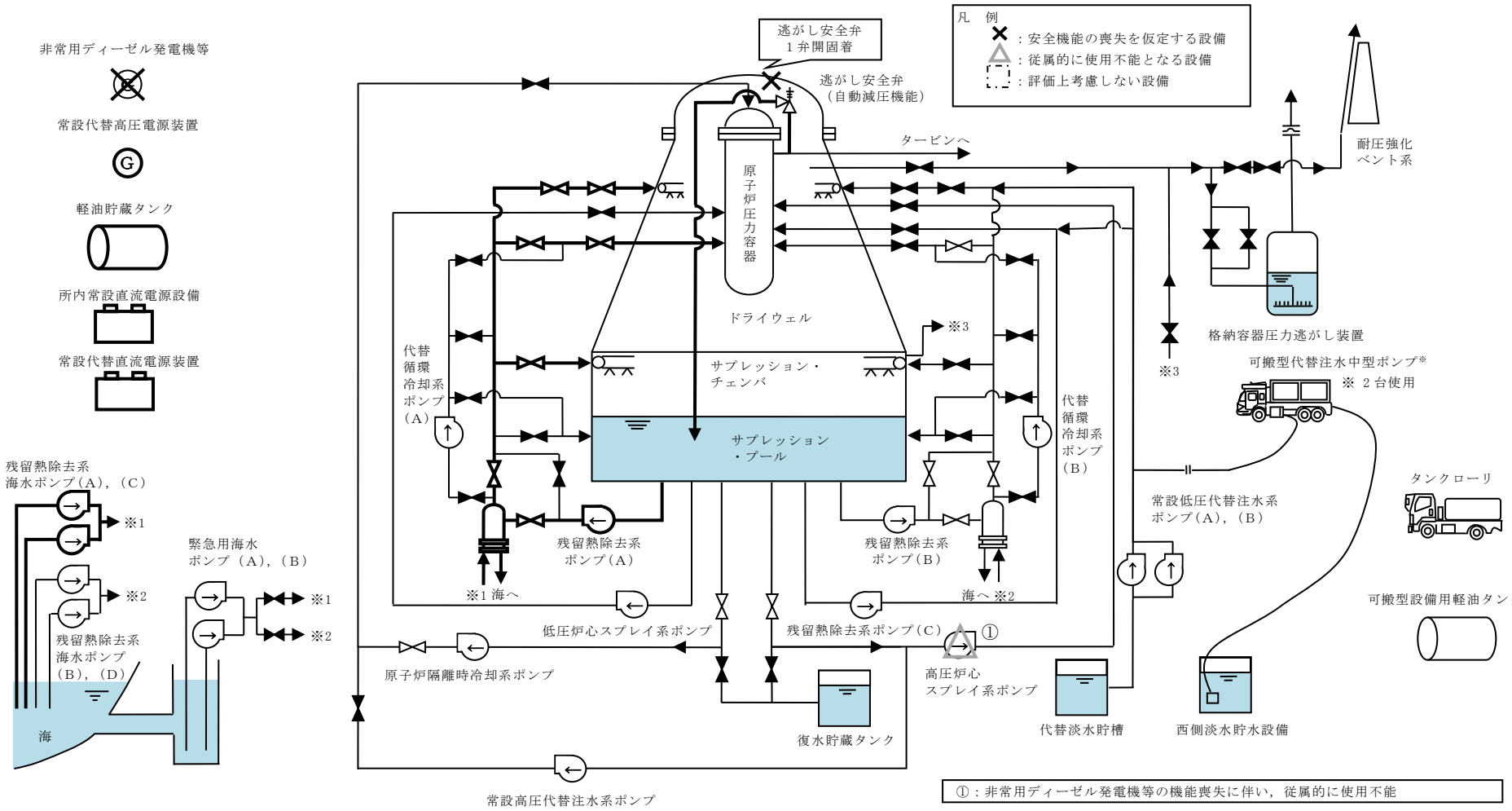
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



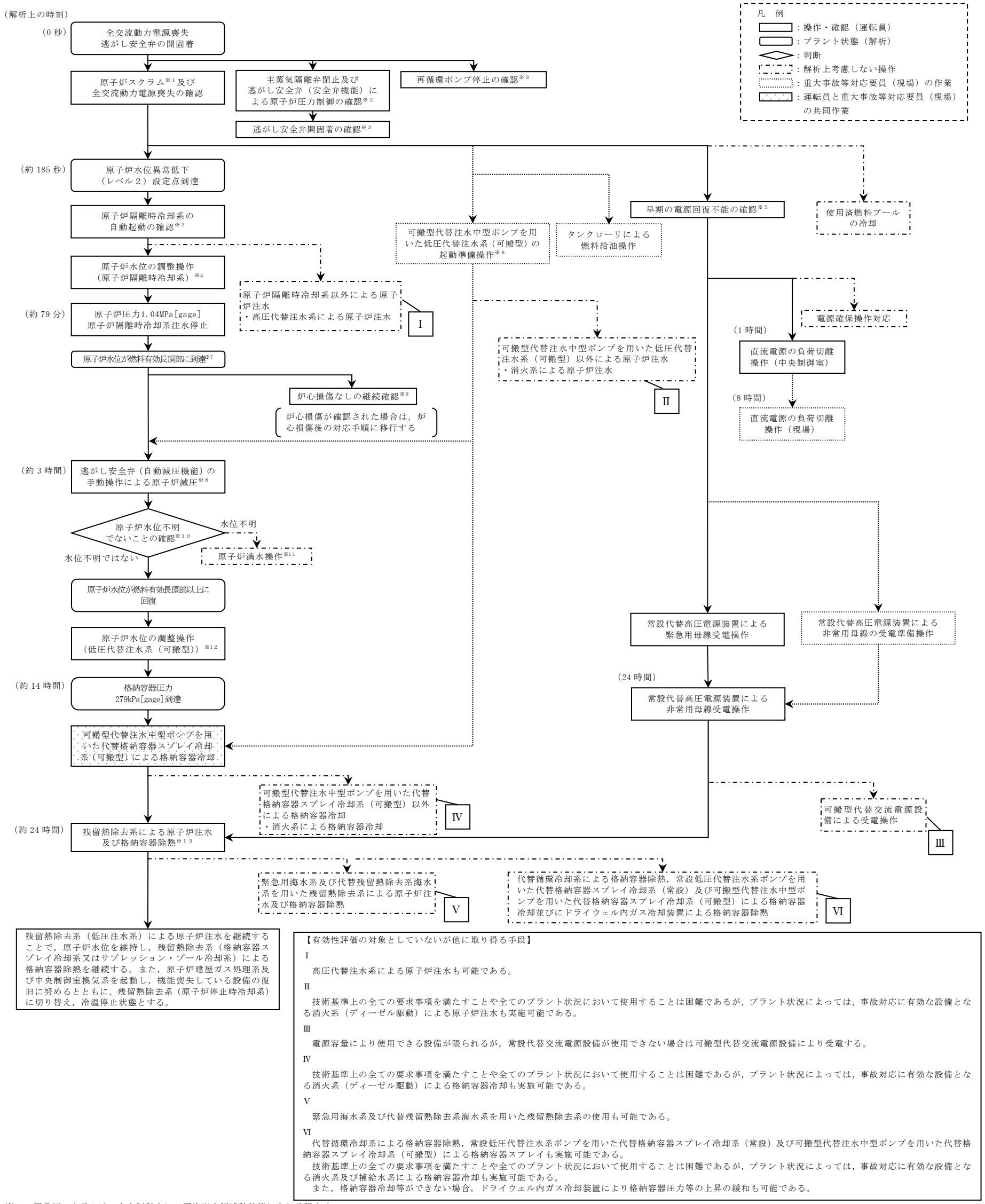
第 7.1.3.3－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 7.1.3.3－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 7.1.3.3－1 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

III

電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

IV

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。

V

緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

VI

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

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

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

※１：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
※２：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※３：主蒸気隔離弁の閉止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。
※４：原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※８：低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
※９：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。
※１０：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２：可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１３：残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

第 7.1.3.3－2 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

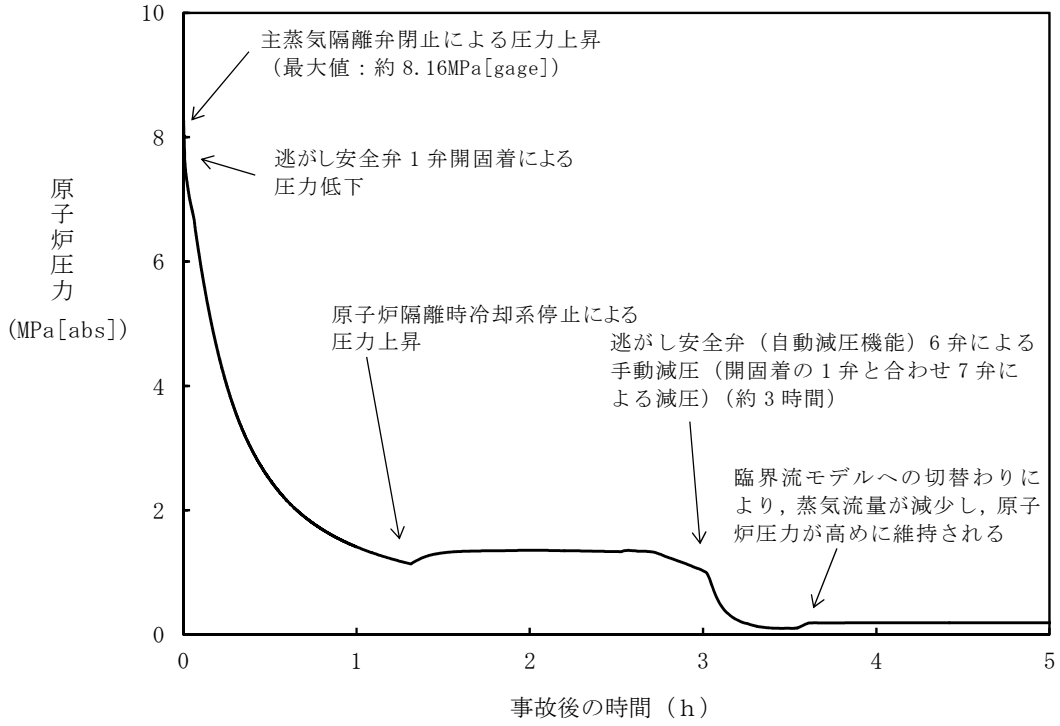
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備　考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽1時間　直流電源の負荷切離操作（中央制御室） ▽約79分　原子炉圧力1.04MPa到達 （原子炉隔離時冷却系停止）	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●逃がし安全弁開固着の確認 ●再循環ポンプ停止の確認	10 分	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
	－	3人 C，D，E		3人 k，l，m	●原子炉注水のための系統構成	125 分	
直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	

第 7.1.3.3－3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（1／2）

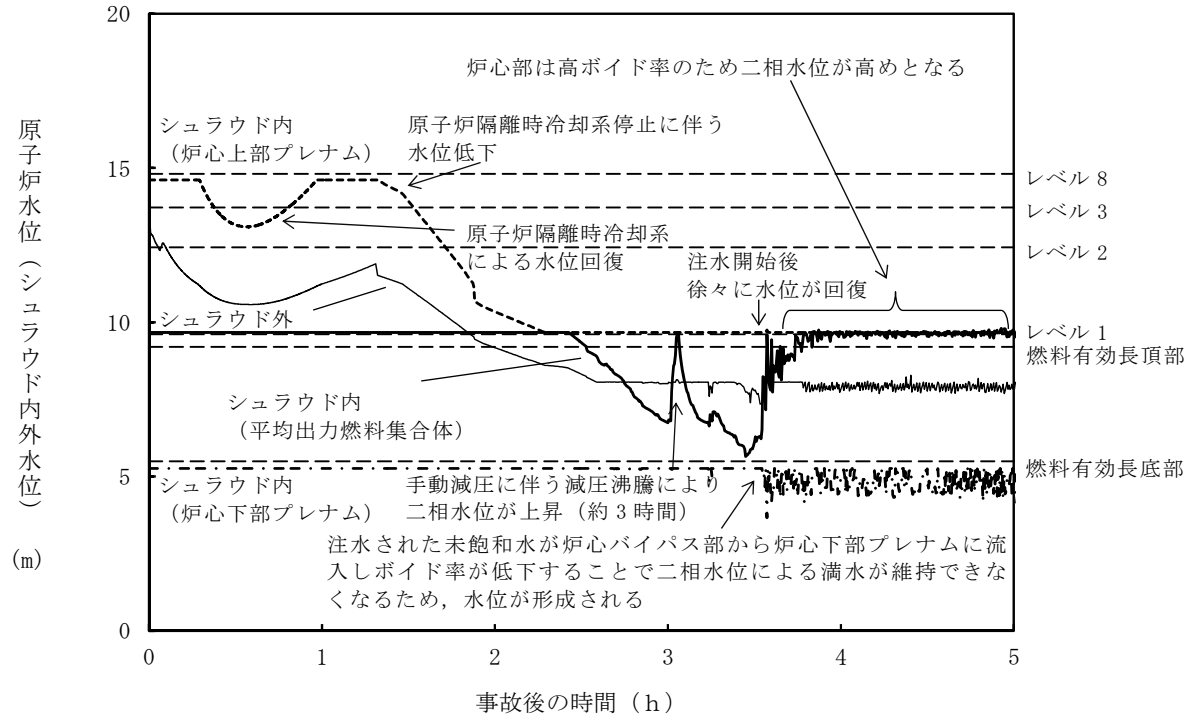
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40	備考
					▽3時間1分　原子炉減圧操作 ▽8時間　直流電源の負荷切離操作（現場） ▽約14時間　格納容器圧力279kPa[gage]到達 ▽24時間　非常用母線受電 ▽24時間10分　残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水中型ポンプ起動操作	起動後，適宜監視	
	－	3人 C，D，E	3人 k，l，m	●原子炉注水のための系統構成	125分	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	適宜実施	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （参集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作	50分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35分	
	－	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備	75分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 k，l，m 2人 （参集）	●格納容器スプレイのための系統構成		
				●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後，適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	4分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	8分	
				●非常用母線の受電	5分	
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分	
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	2分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	13人　a～m 及び参集6人			

第 7.1.3.3－3 図　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の作業と所要時間（2／2）

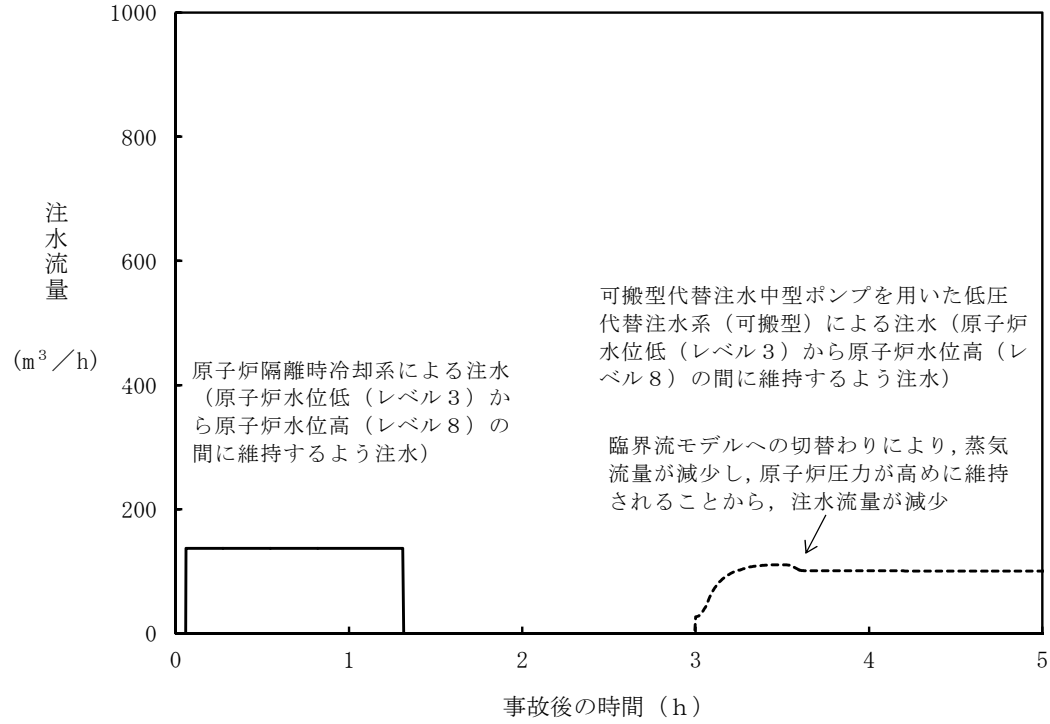


第 7.1.3.3－4 図　原子炉圧力の推移

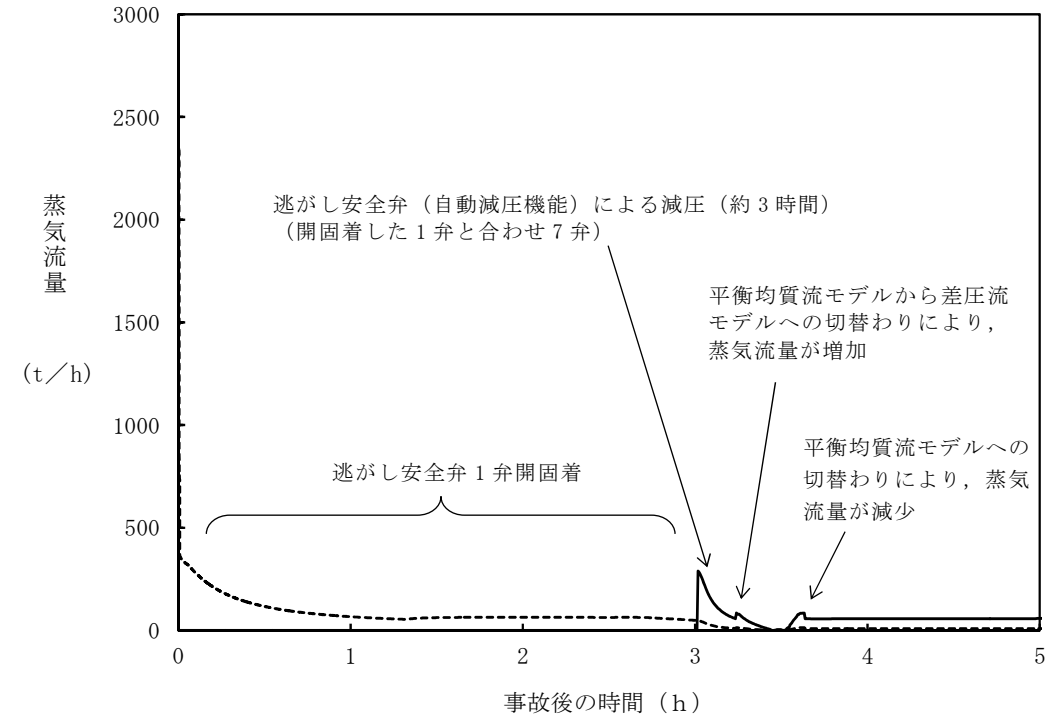


第 7.1.3.3－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

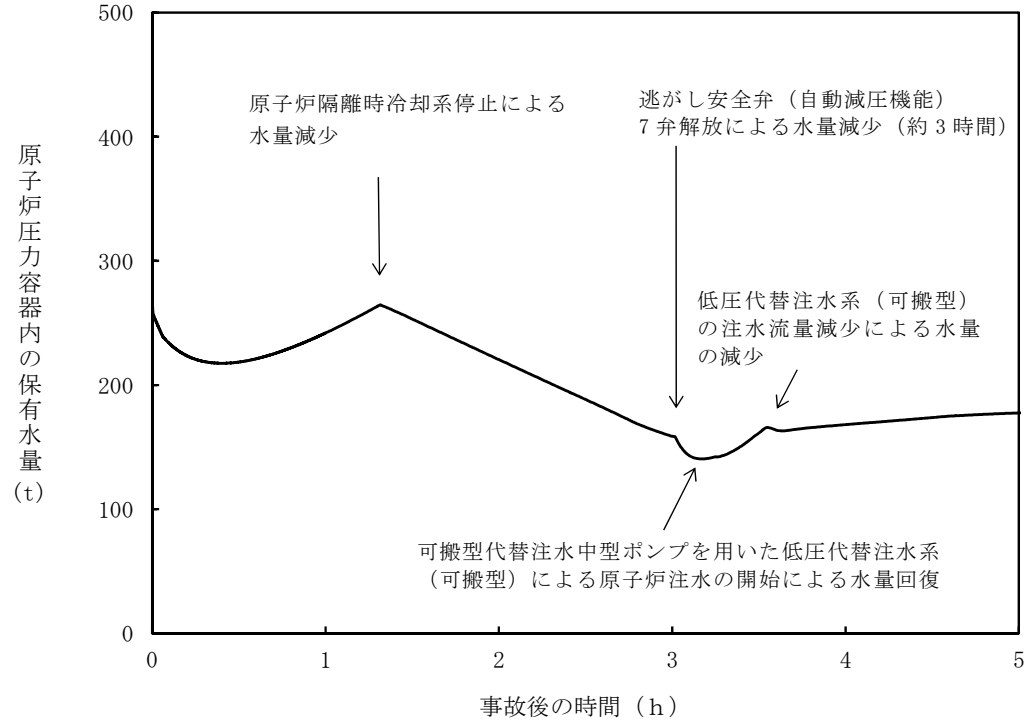
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



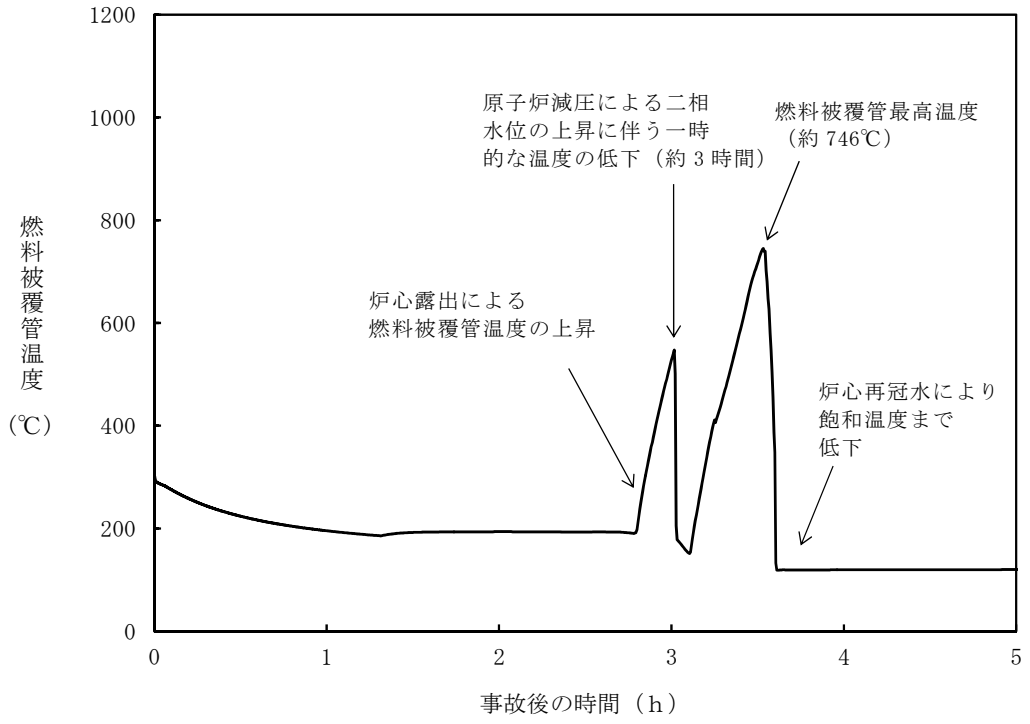
第 7.1.3.3－6 図　注水流量の推移



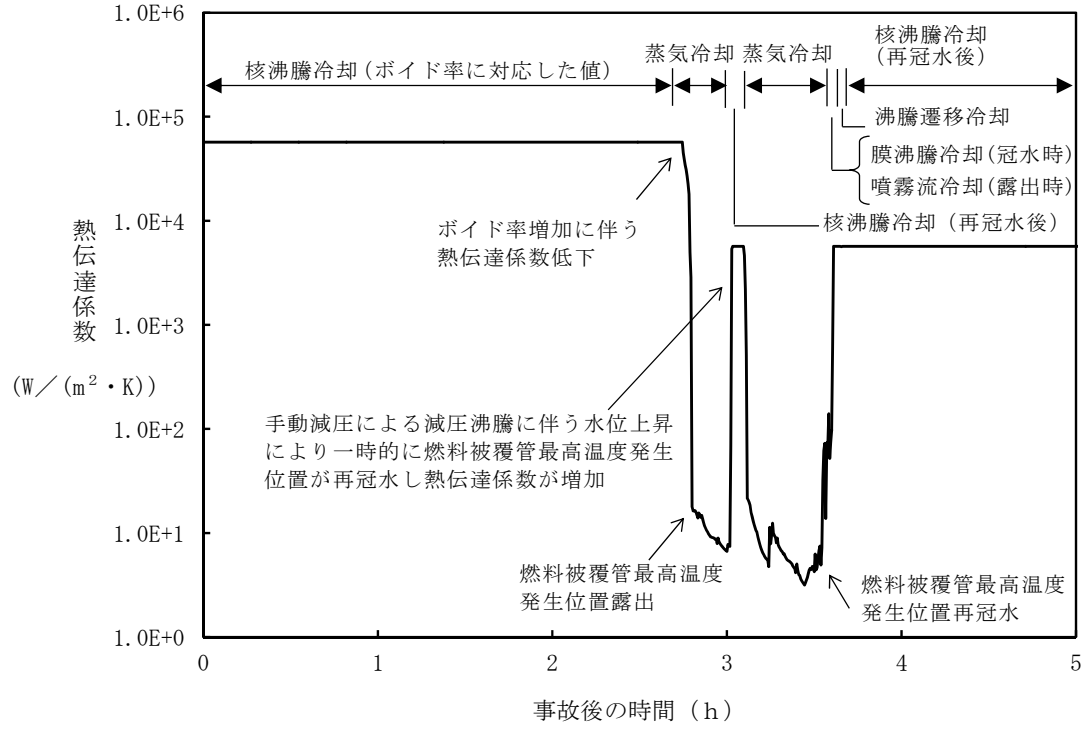
第 7.1.3.3－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



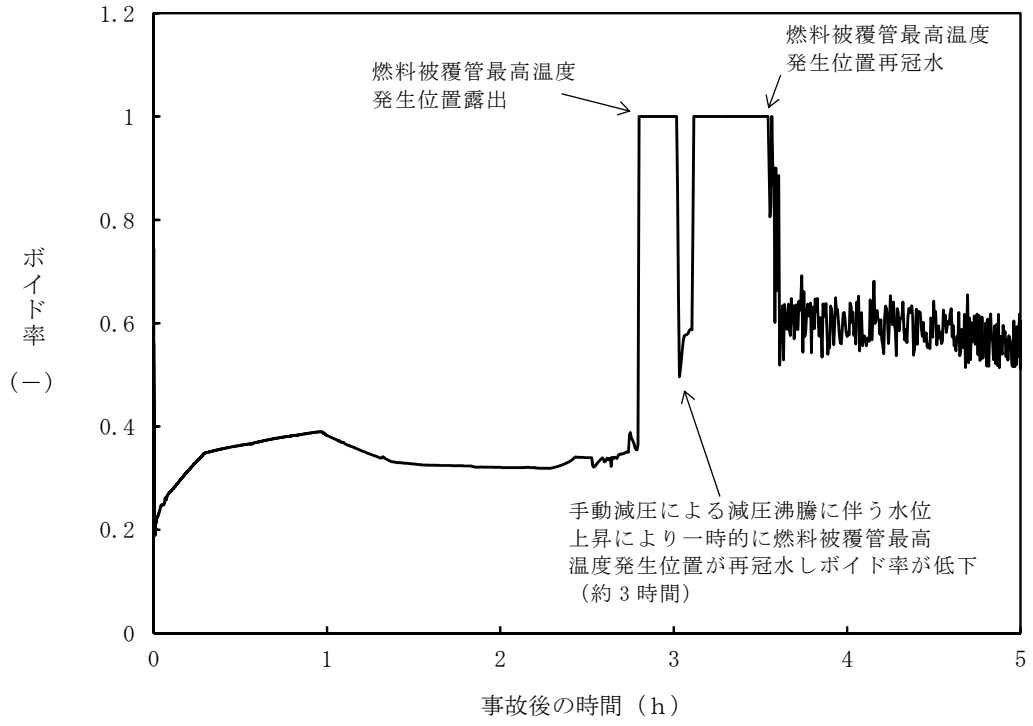
第 7.1.3.3－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



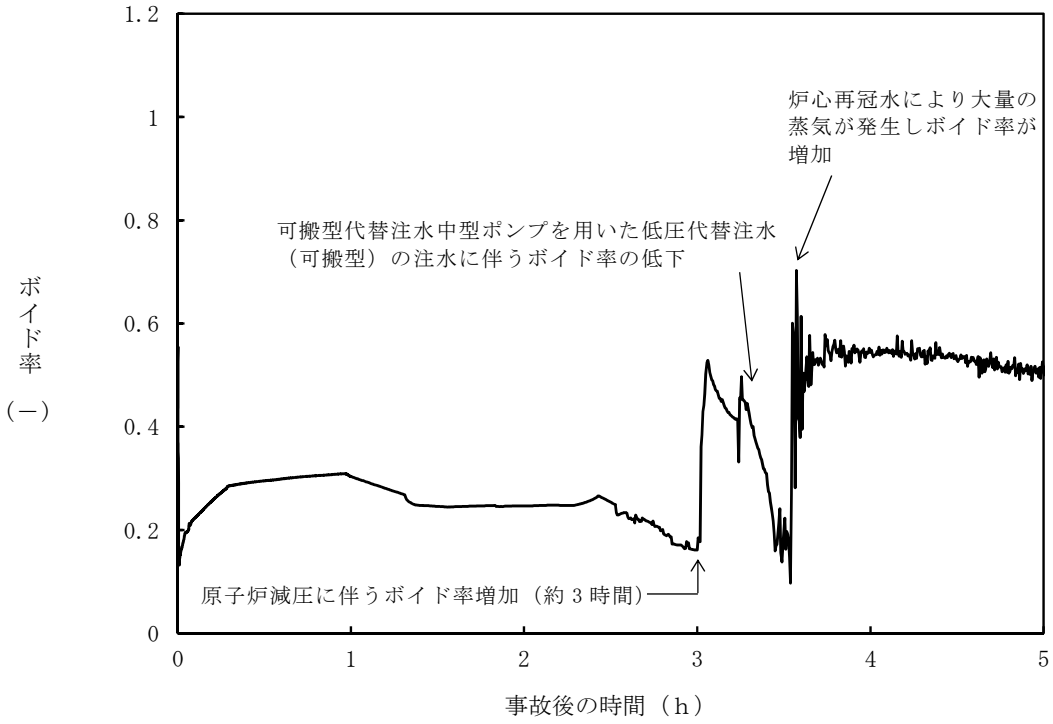
第 7.1.3.3－9 図　燃料被覆管温度の推移



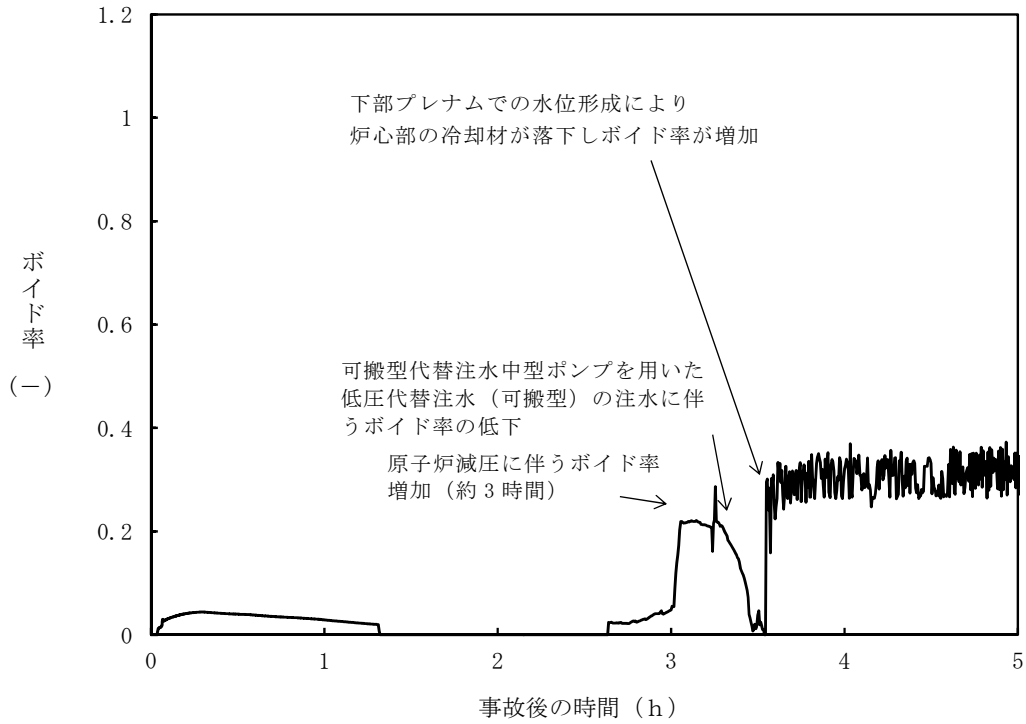
第 7.1.3.3－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



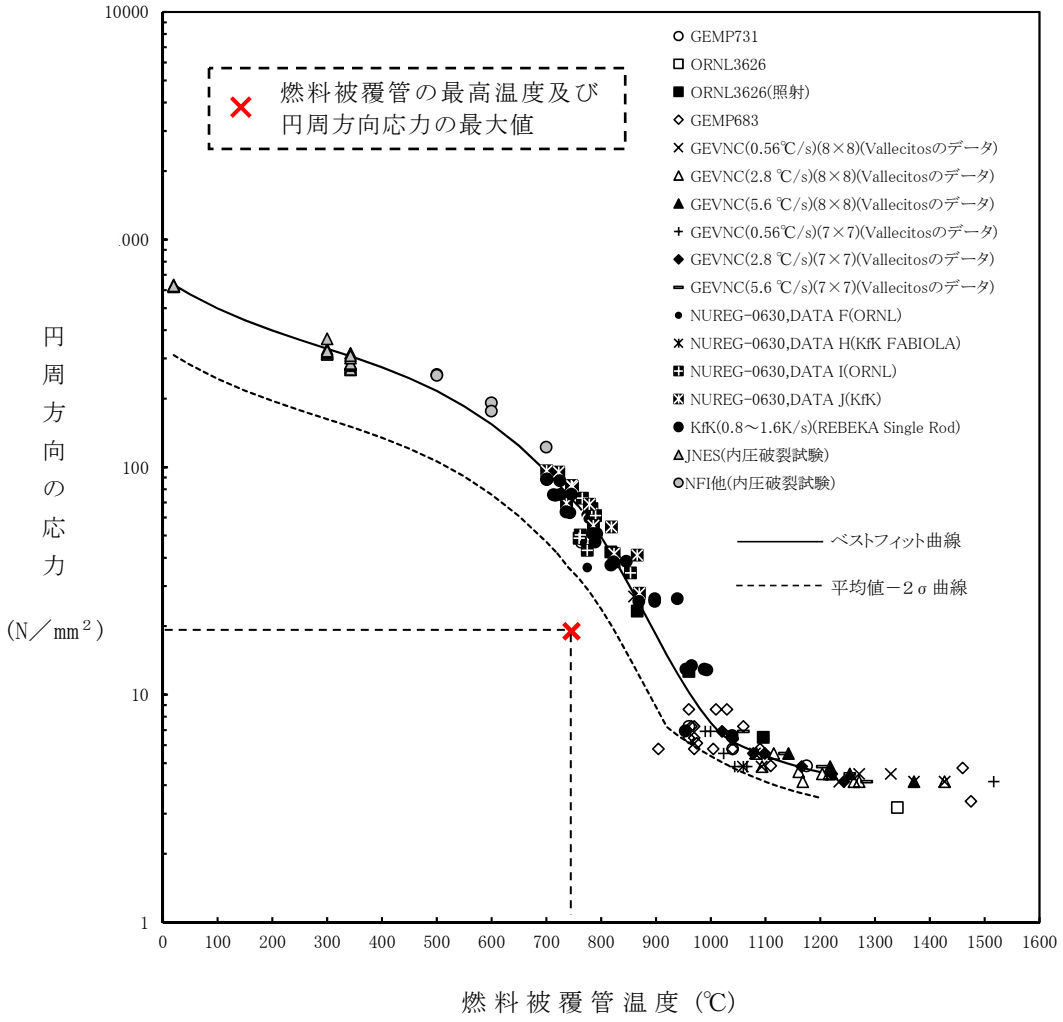
第 7.1.3.3－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



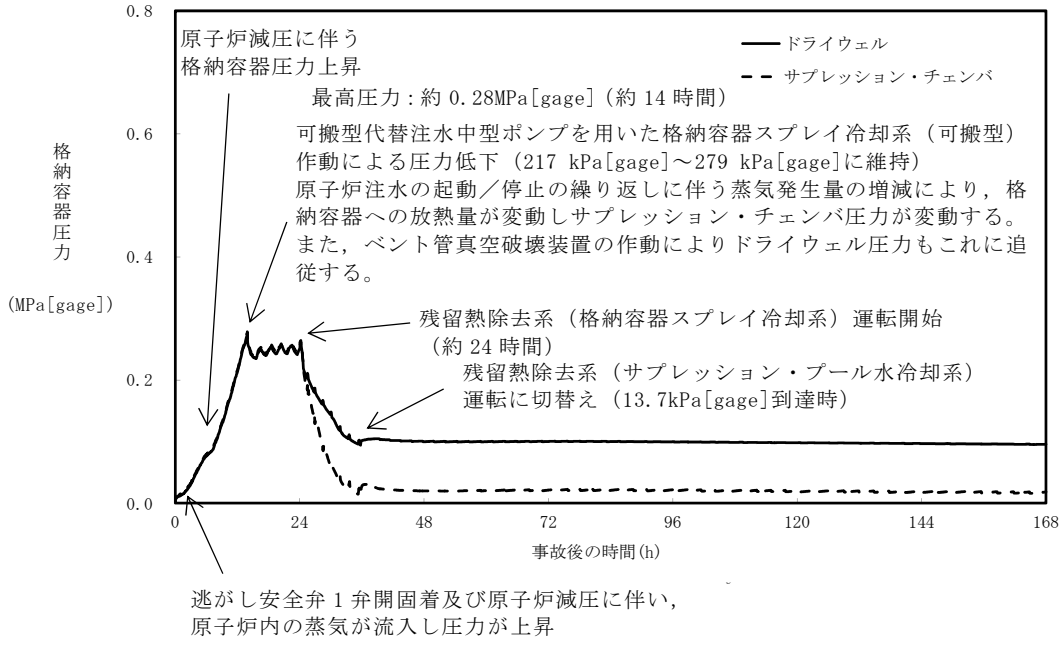
第 7.1.3.3－12 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移



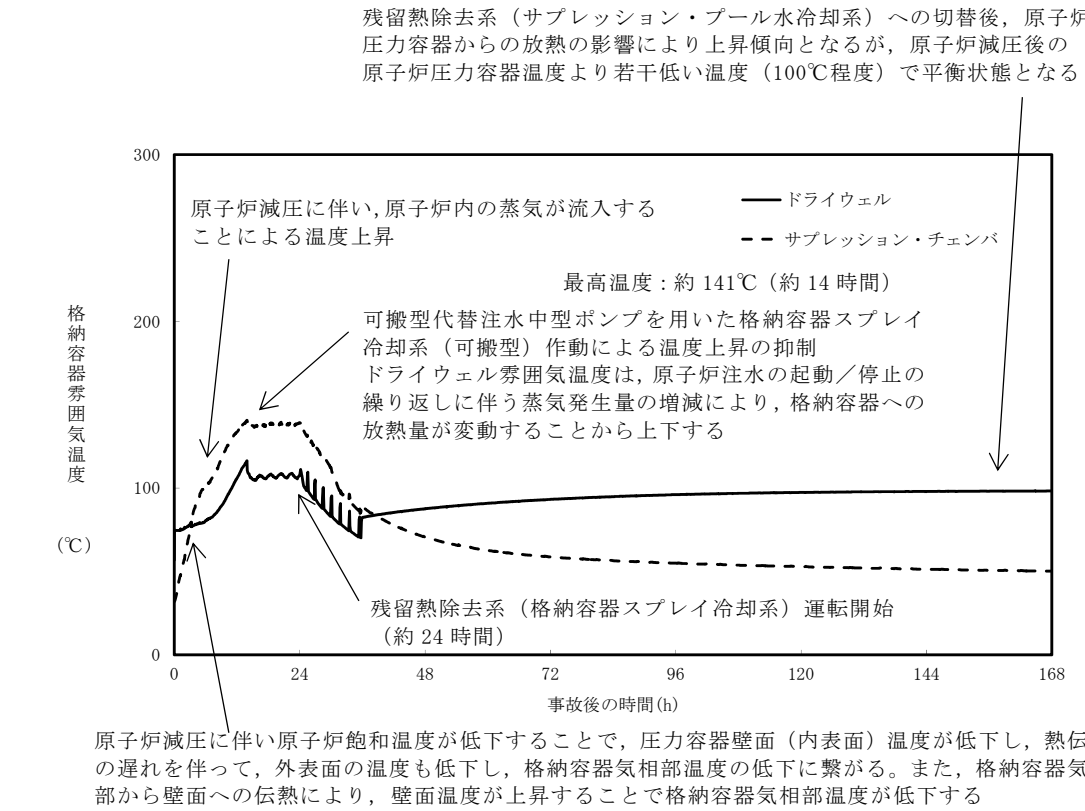
第 7.1.3.3－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



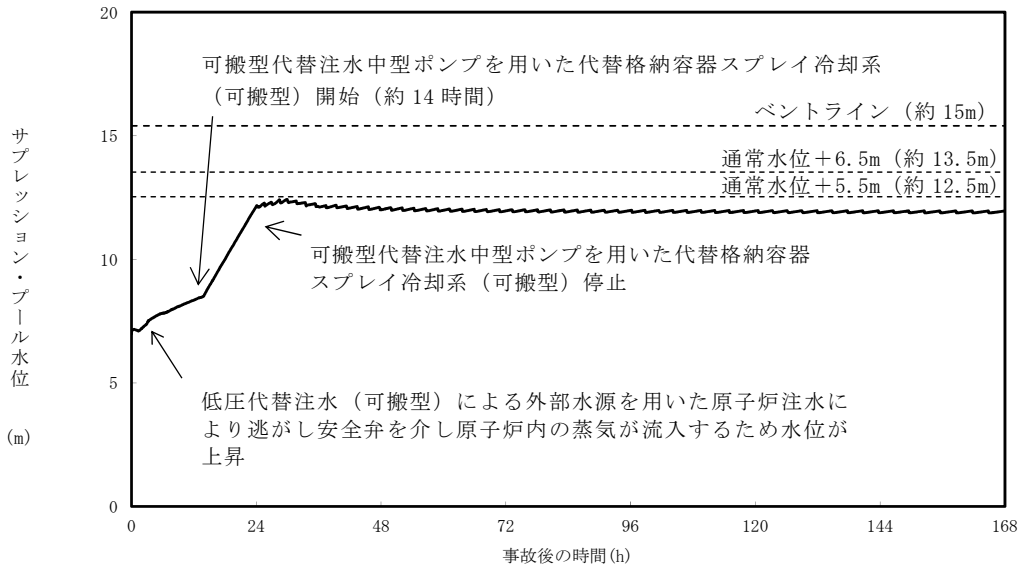
第 7.1.3.3－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



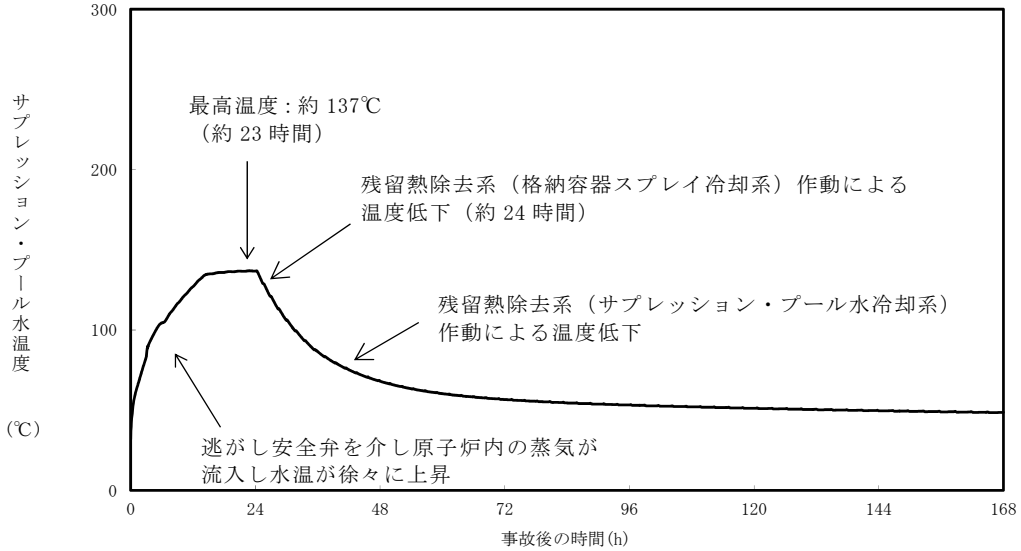
第 7.1.3.3－15 図　格納容器圧力の推移



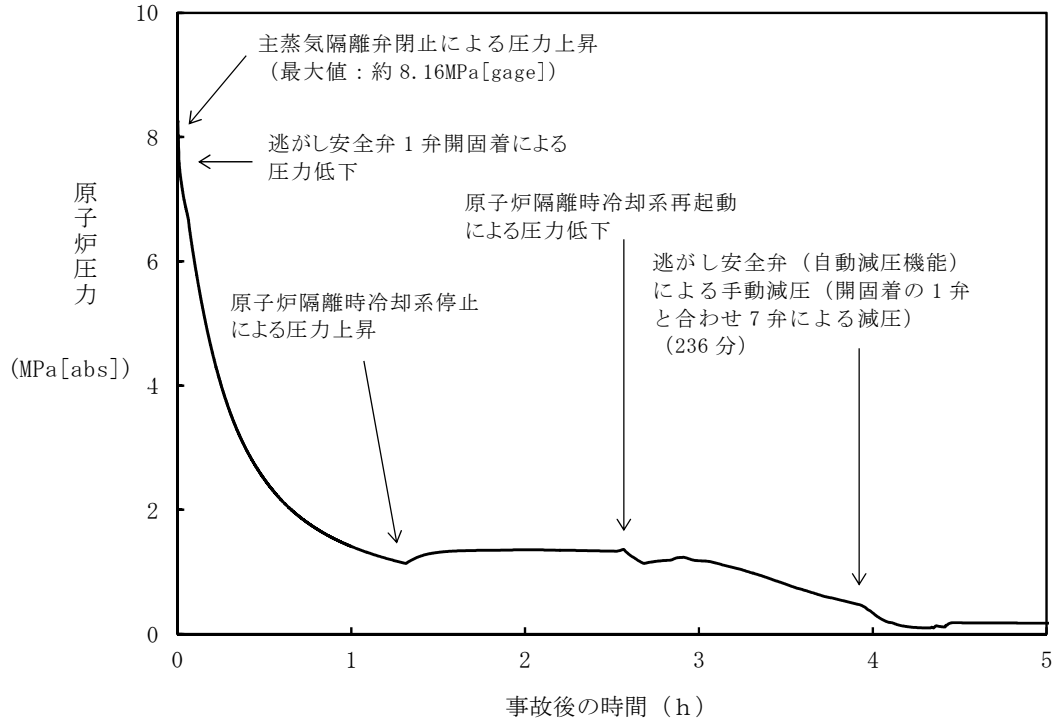
第 7.1.3.3－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



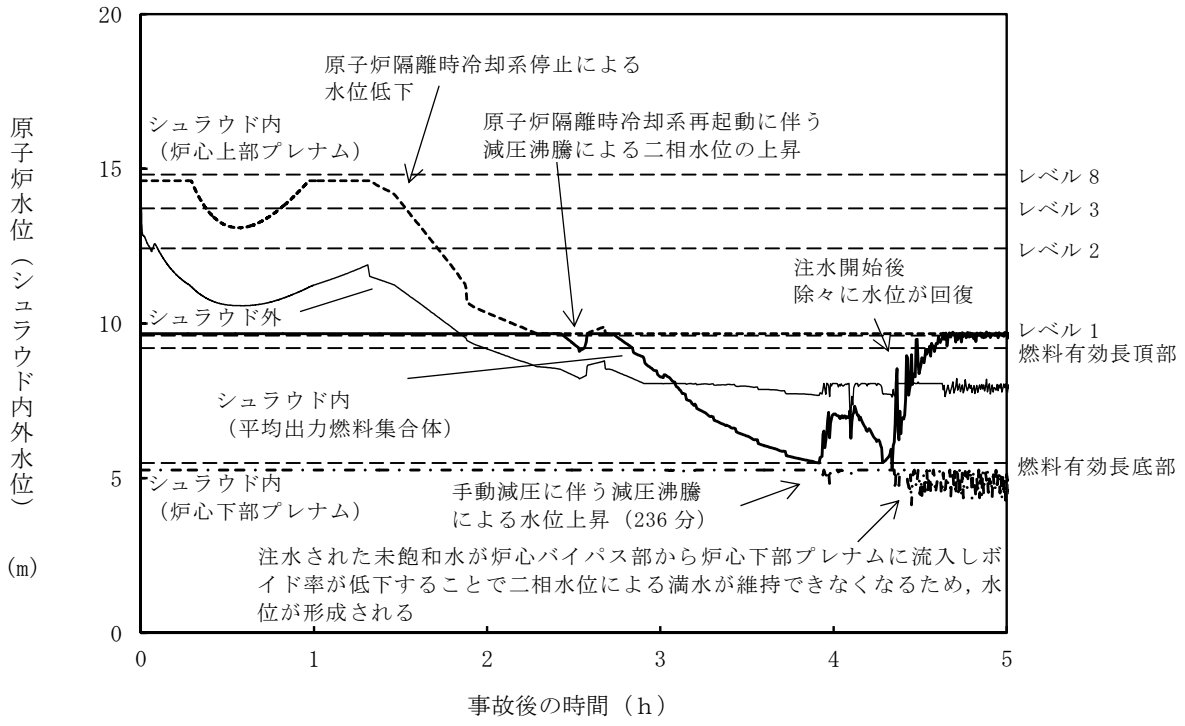
第 7.1.3.3－17 図　サプレッション・プール水位の推移



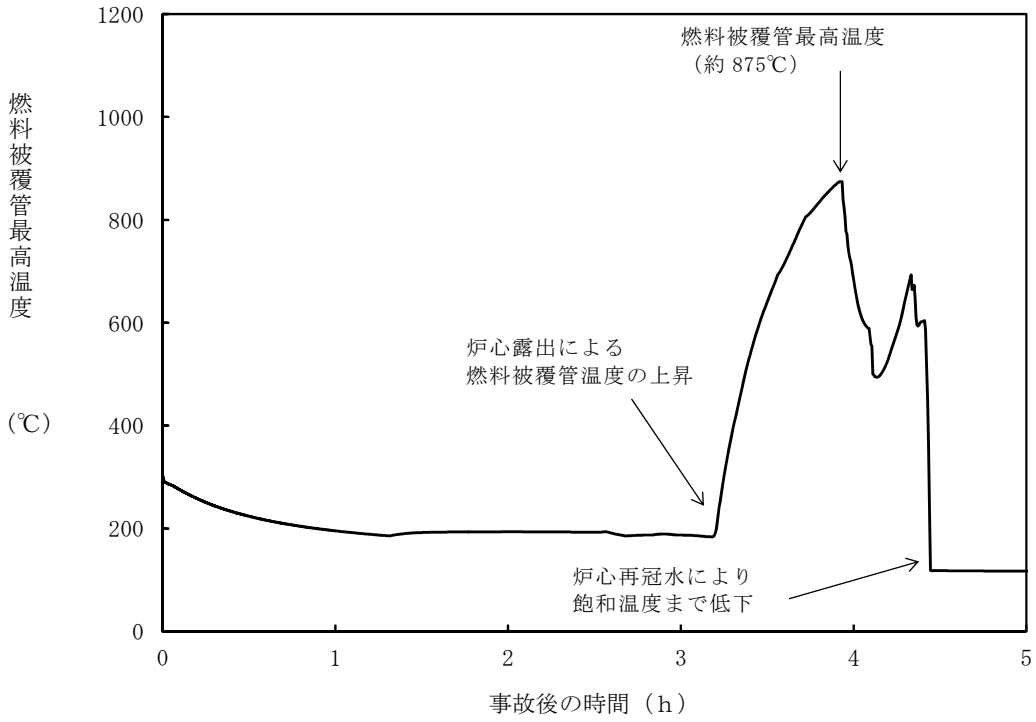
第 7.1.3.3－18 図　サプレッション・プール水温度の推移



第 7.1.3.3－19 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）



第 7.1.3.3－20 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55 分）



第 7.1.3.3－21 図　燃料被覆管最高温度の推移（遅れ時間 55 分）

7.1.4　崩壊熱除去機能喪失

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は，崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。

7.1.4.1　取水機能が喪失した場合

7.1.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功)」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑫「中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑬「大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水

機能等により炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については，原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，代替の海水取水機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち取水機能が喪失した場合において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態

に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.4.1－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.4.1－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策の手順と設備との関係を第 7.1.4.1－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 18 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.4.1－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 18 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

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

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

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

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

ｄ．取水機能喪失の確認

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し，取水機能喪失を確認する。

取水機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系海水系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

ｅ．残留熱除去系海水系の回復操作

取水機能喪失の確認後，残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。

ｆ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力等であ

る。

g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

h．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

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

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

i．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

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

j．緊急用海水系を用いた海水通水操作

取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。

緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

ｋ．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を起動し，格納容器除熱を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

１．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を継続的に実施する。

7.1.4.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断にお

ける余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。また，運転員等操作においては，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。

本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求め

る。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.4.1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(f)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，注水流量は，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～378m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]※～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。残留熱除去系の準備完了後，原子炉水位高（レベル８）設定点到達で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g)　残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし，0m^3／h～1,676m^3／h（0MPa[dif]～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(h)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10^3t／h の流量で格納容器へスプレイするものとし，そのうち 95%をドライウェルへ，5%をサプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお，格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切り替える。

(i)　緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は，約 24MW（サプレッショ

ン・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に実施する。

(b)　緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱は，格納容器圧力が 279kPa［gage］に到達した場合に実施する。また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した場合は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.4.1－4 図から第 7.1.4.1－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.4.1－9 図から

第 7.1.4.1－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.4.1－15 図から第 7.1.4.1－18 図に示す。

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

ａ．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により，原子炉はスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，炉心の冠水が維持される。

その後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し，事象発生の約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で，手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生

する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b．評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 7.1.4.1－9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.4.1－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.4.1－15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍

（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 7.1.4.1－16 図に示すとおり，事象発生の約 13 時間後に最高値の約 141℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.1.4.1－5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，その後，約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.4.1－15 図及び第 7.1.4.1－16 図に示すように，残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，原子炉隔離時冷却系により炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，緊急用海水系を用いた残留熱除去系によ

る格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量

及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.4.1－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は，外部電源がない

場合も考慮して設定していることから，外部電源がない場合でも運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部

電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及

び格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(3)　操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目と

なるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から少なくとも8時間程度の時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

(4) まとめ

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

7.1.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能

である。

(2)　必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において，必要な水源，燃料及び電源は「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 620m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合，常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 3,173kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.1.4.1.5　結　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では，炉心冷却には成功するが，崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより，原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにか

かる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。

第 7.1.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* 主蒸気隔離弁* ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*
取水機能喪失の確認	・サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールの冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，取水機能喪失を確認する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系海水系系統流量* Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系海水系の回復操作	・取水機能喪失の確認後，残留熱除去系の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M／C電圧
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水中型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ*	－	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
緊急用海水系を用いた海水通水操作	・取水機能喪失の確認後，緊急用海水系を起動する。	緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・緊急用海水系の起動後，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器除熱を交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

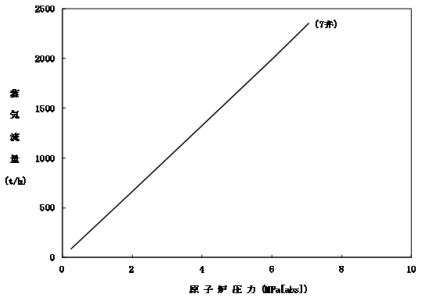
第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300ｔ／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

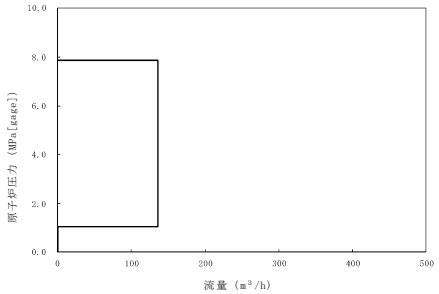
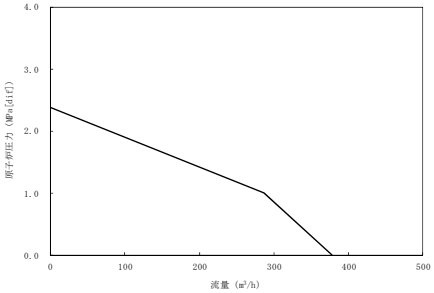
第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・ プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい外部電源ありを設定

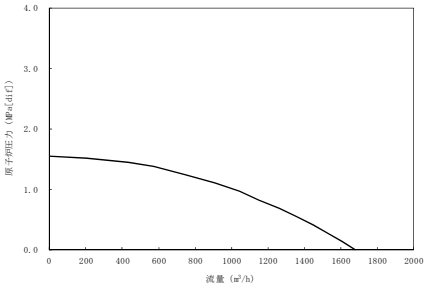
第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4／6）

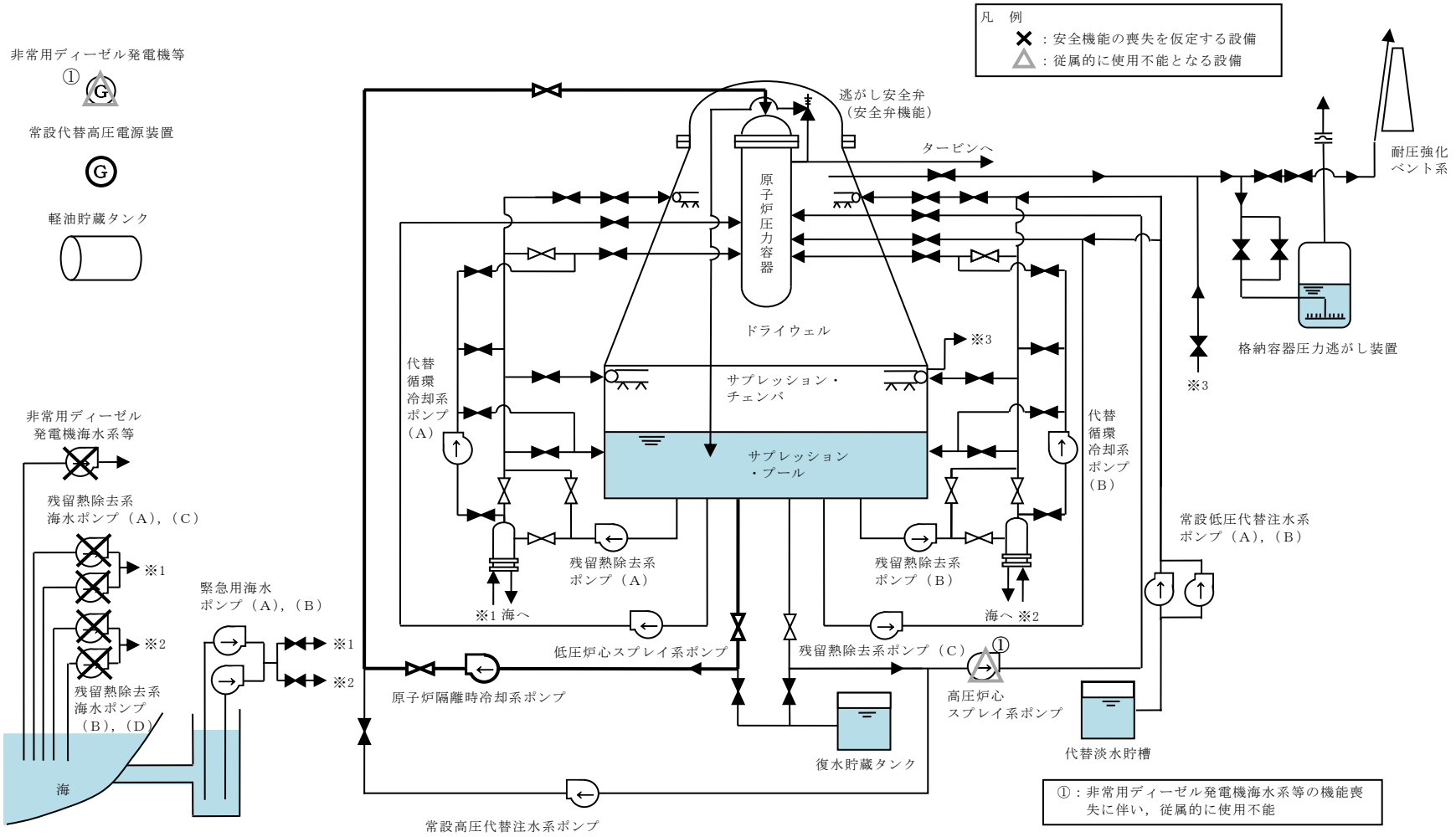
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 残留熱除去系の準備完了後，原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m^3／h～378m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 

第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5／6）

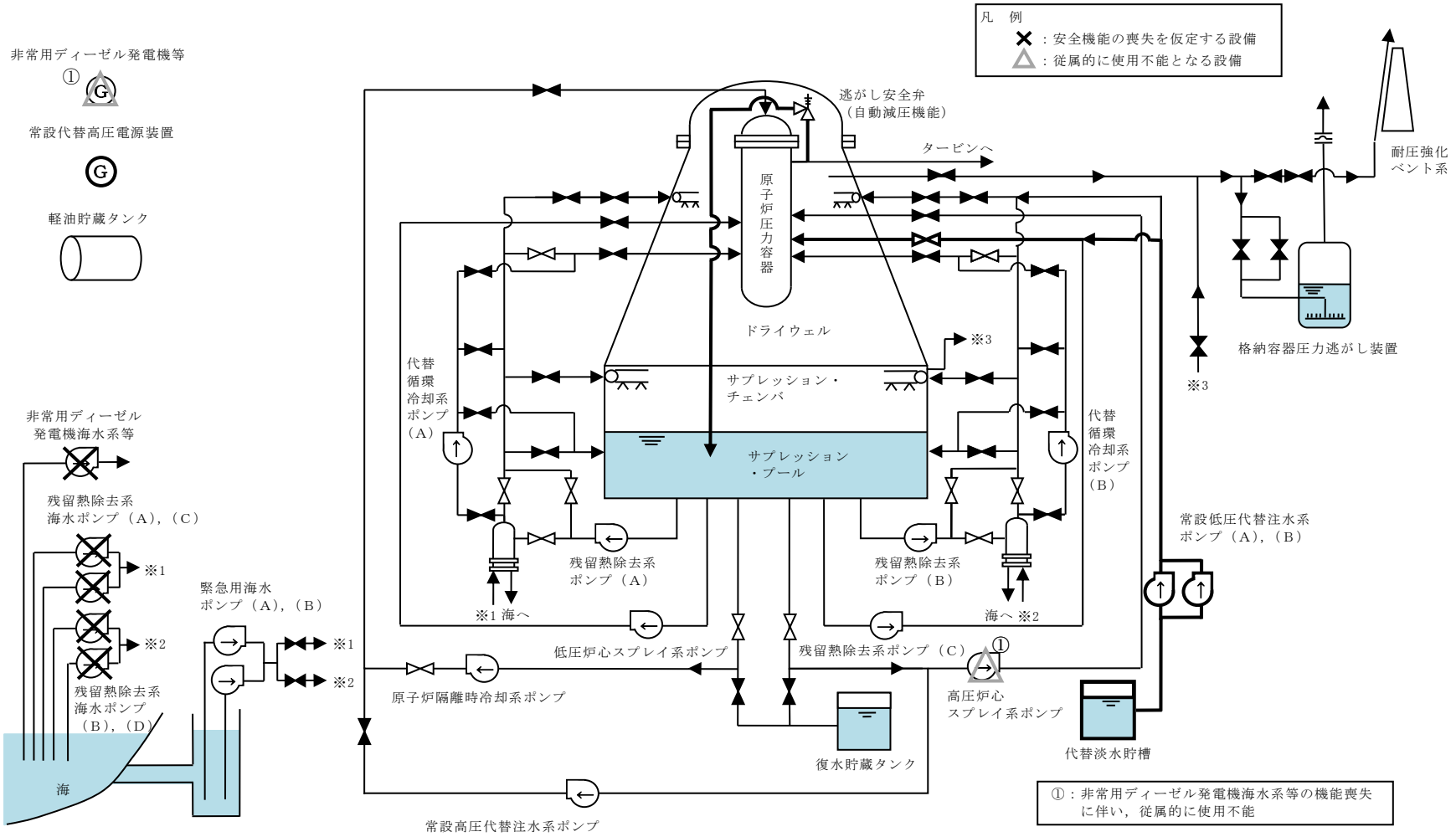
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0m^3／h～1,676m^3／h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10^3t／h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
	緊急用海水系	伝熱容量：約 24MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 7.1.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6／6）

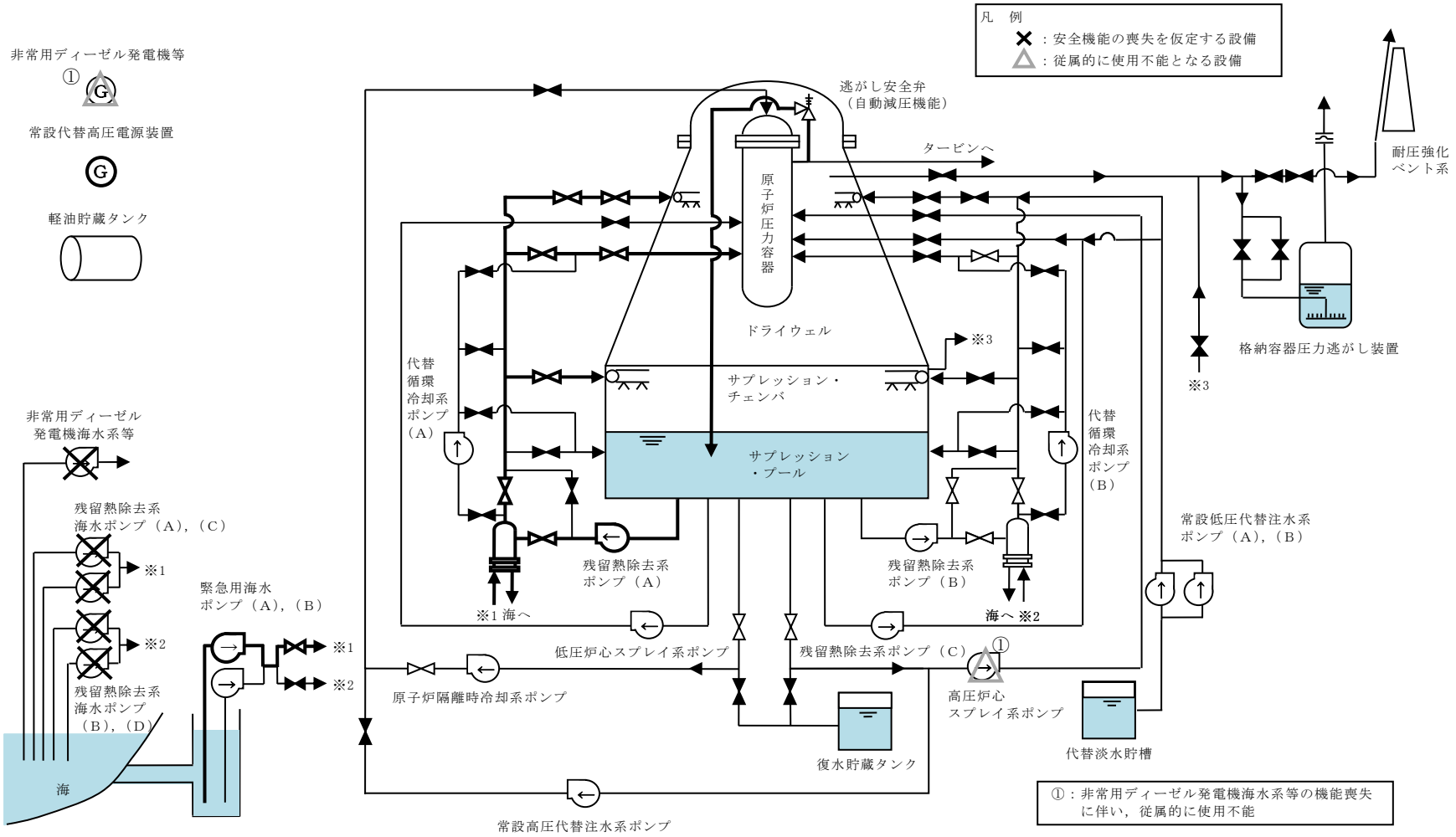
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき，サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサプレッション・プール冷却モード運転，格納容器圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが，余裕時間を確認する観点で，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定 また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する



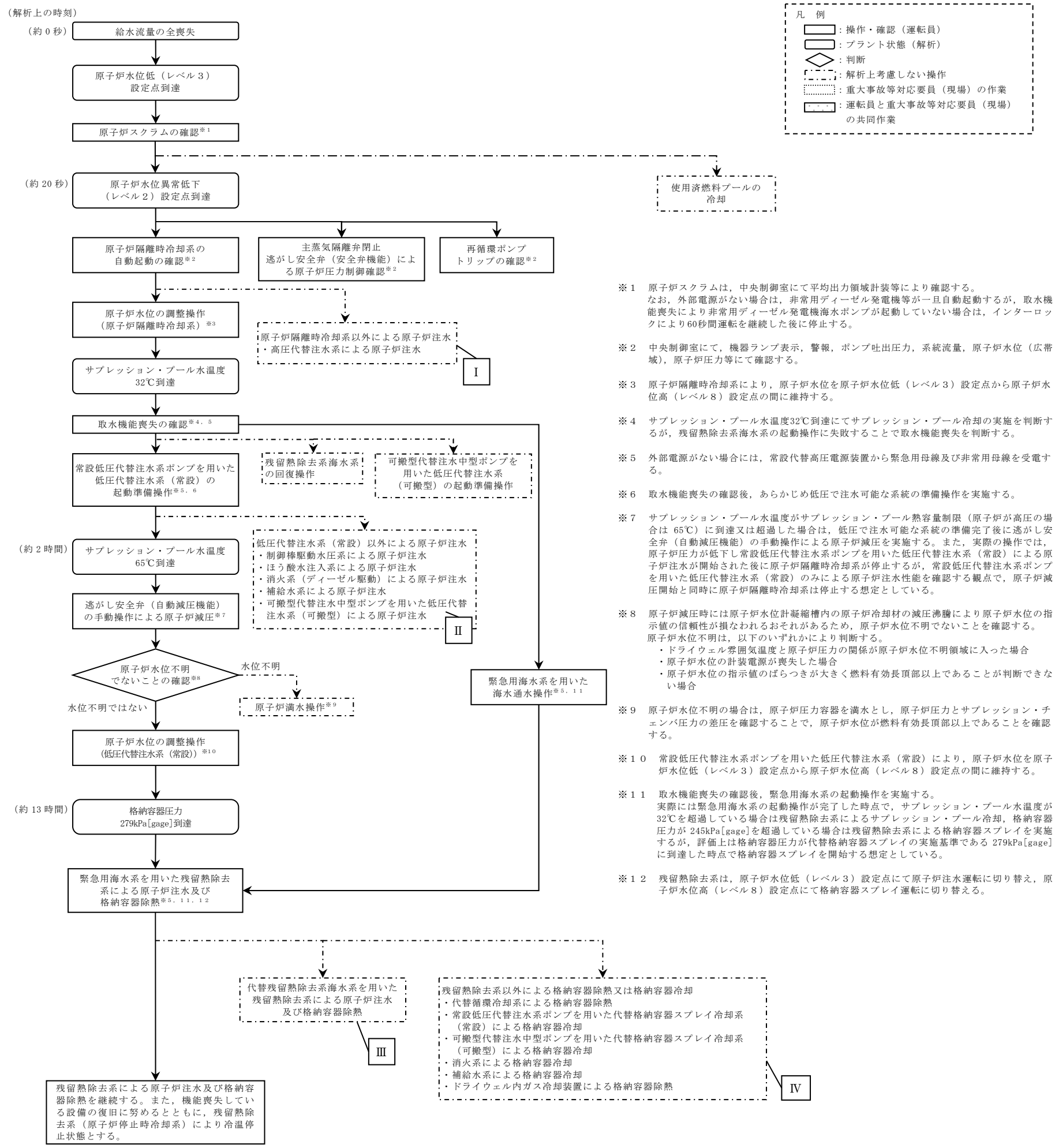
第 7.1.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 7.1.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 7.1.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
なお，外部電源がない場合は，非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが，取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は，インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。

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

※３　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※４　サプレッション・プール水温度32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。

※５　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。

※６　取水機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１１　取水機能喪失の確認後，緊急用海水系の起動操作を実施する。
実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で，サプレッション・プール水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却，格納容器圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが，評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。

※１２　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水運転に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

II

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

III

代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

IV

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

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

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

第 7.1.4.1－2 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要

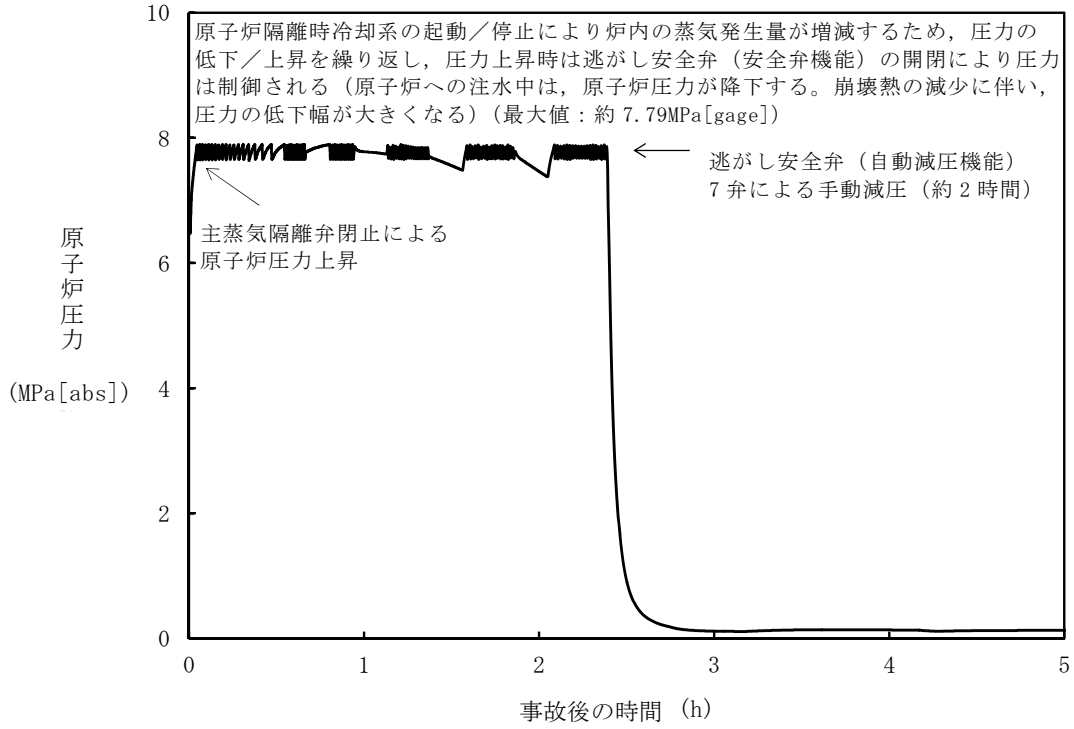
操作項目	実施個所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備 考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	▽原子炉スクラム		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	▽プラント状況判断		
状況判断	２人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機の停止確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作	1 分	解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備	35 分	外部電源がない場合に実施する
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備	75 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作	8 分	外部電源がない場合に実施する
					●非常用母線受電	5 分	
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4 分	
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	3 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない

第 7.1.4.1－3 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1／2）

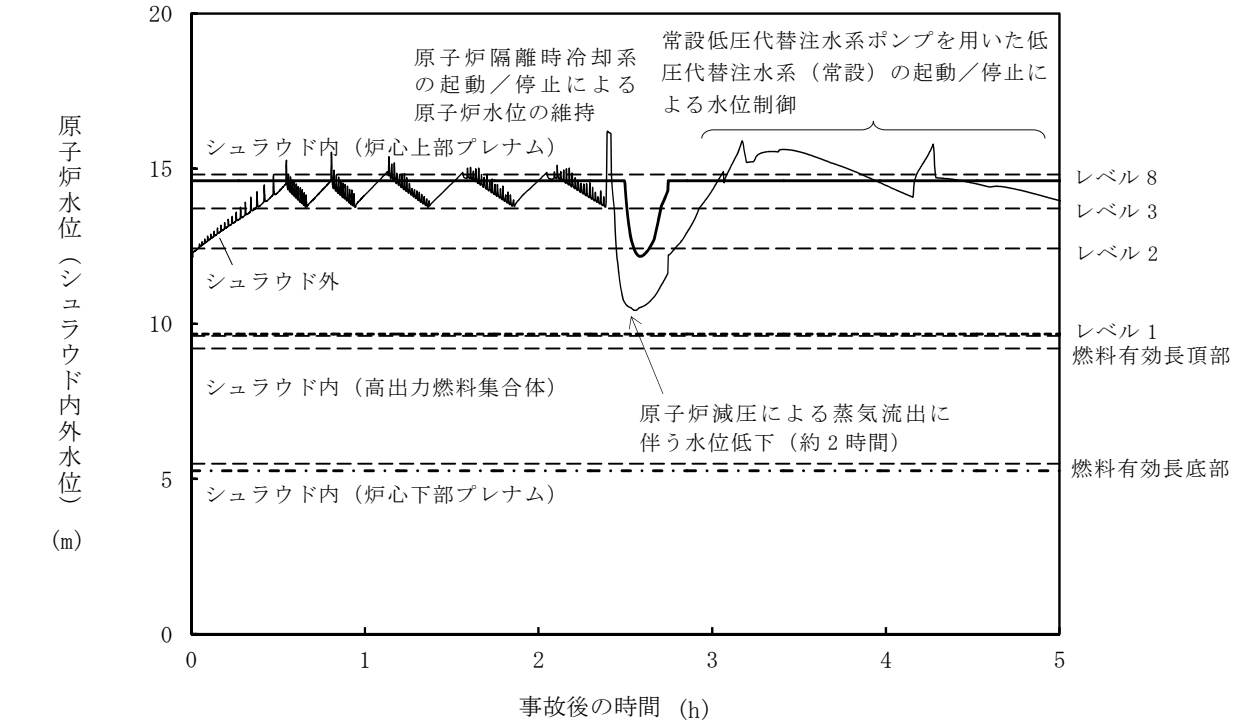
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施個所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 0 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽事象発生 ▽約2時間　サプレッション・プール水温度65℃ ▽約13時間　格納容器圧力279kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	3分	取水機能喪失後に実施する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A			●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系による海水通水系統構成	20分	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作	2分	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル８）設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却運転への切替操作を実施し，原子炉水位低（レベル３）設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施する	
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170分	解析上考慮しない
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D	10人 a～j			

第 7.1.4.1－3 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2／2）

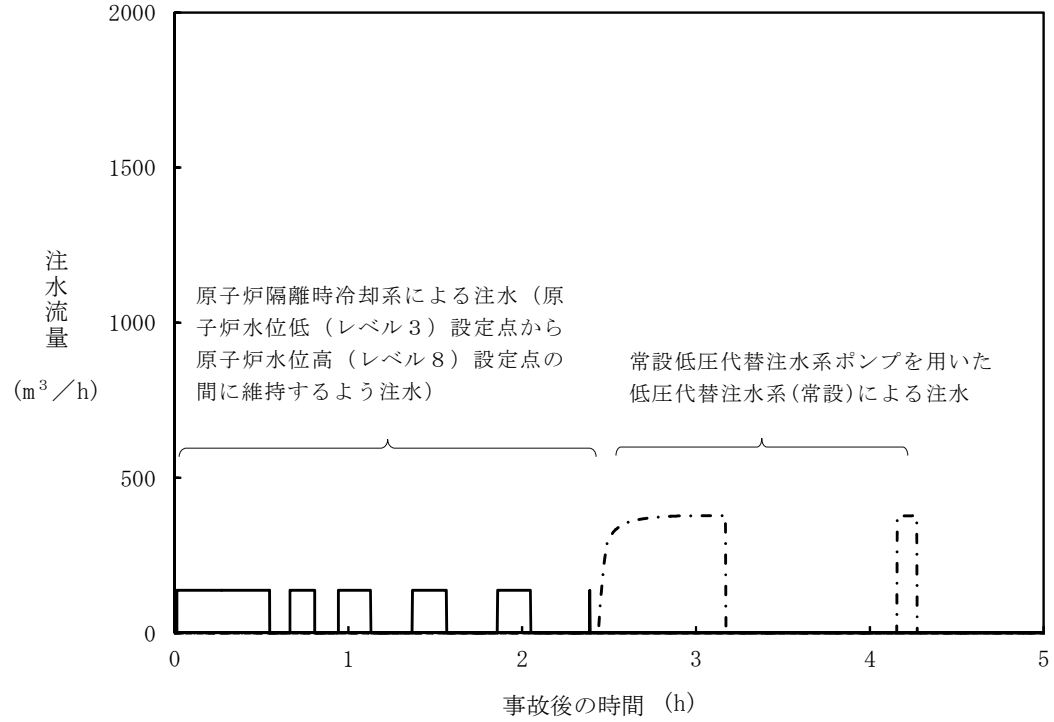


第 7.1.4.1－4 図　原子炉圧力の推移

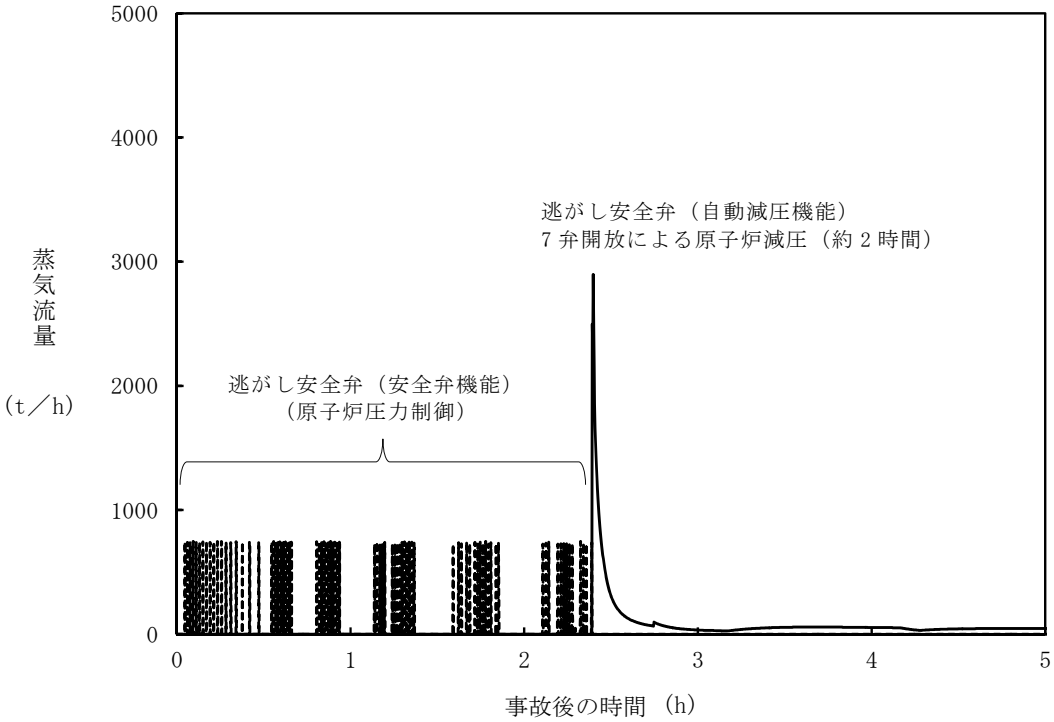


第 7.1.4.1－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

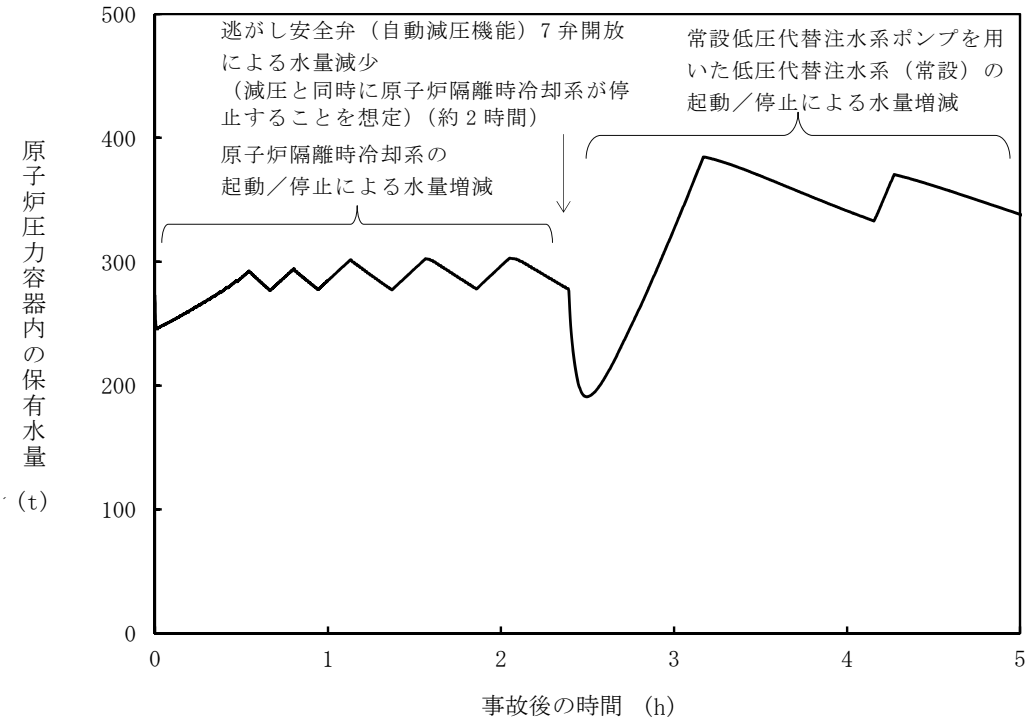
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



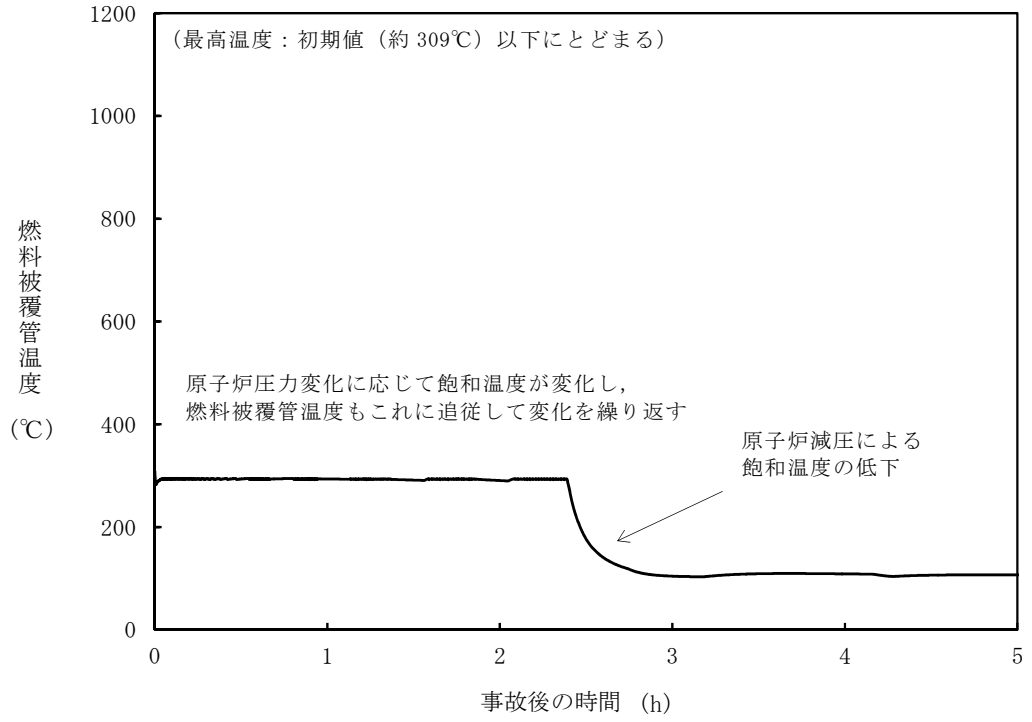
第 7.1.4.1－6 図　注水流量の推移



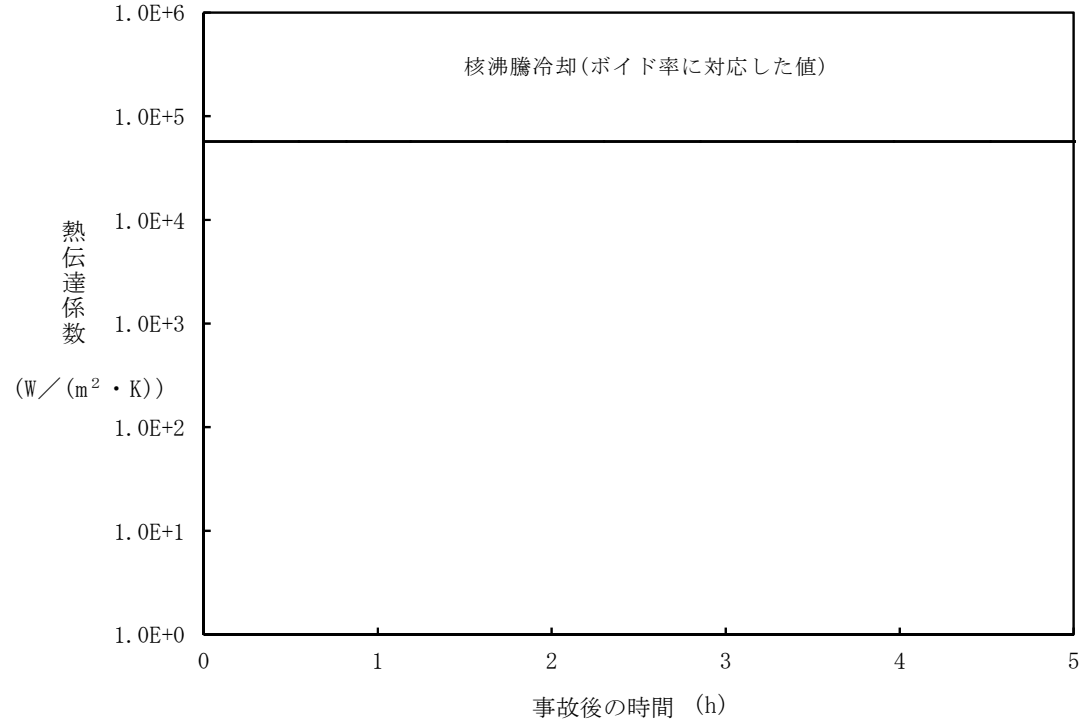
第 7.1.4.1－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



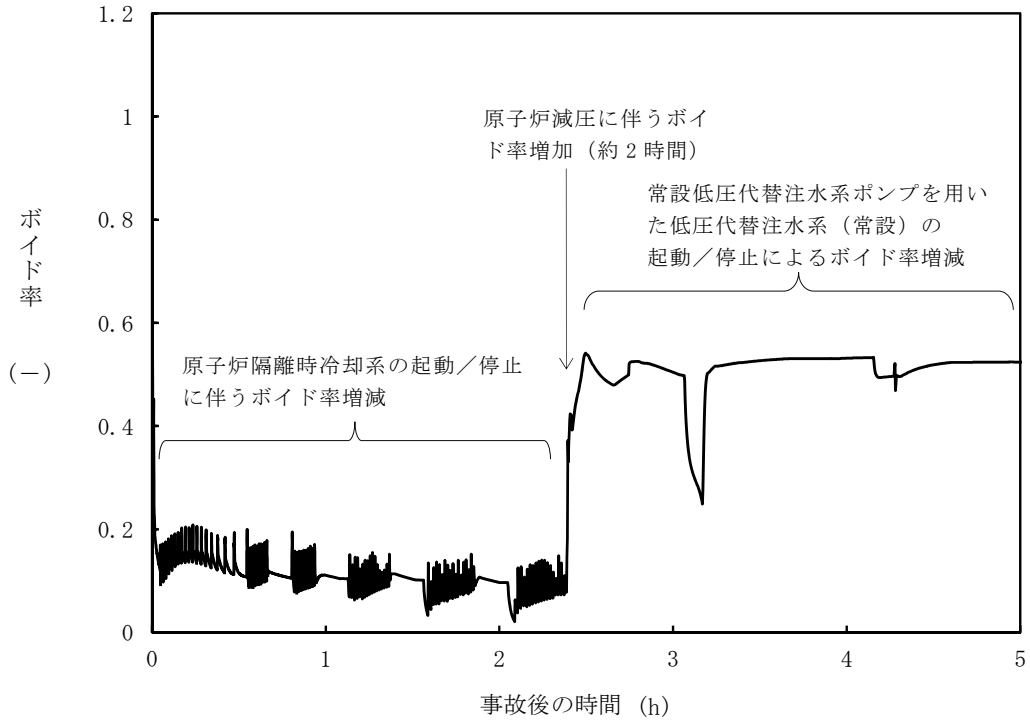
第 7.1.4.1－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



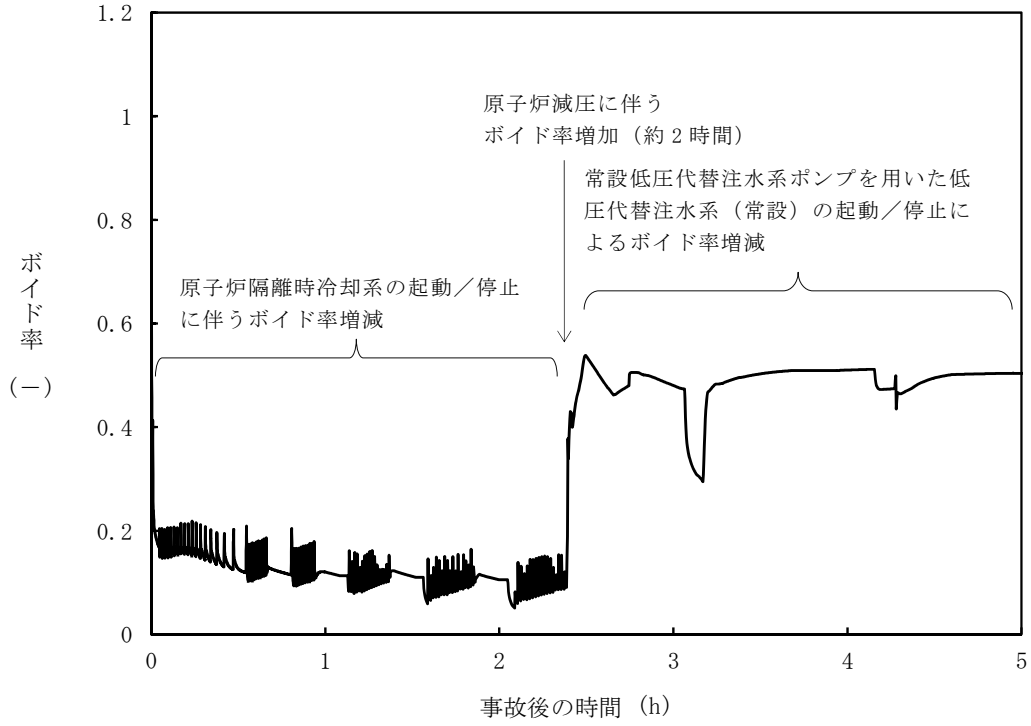
第 7.1.4.1－9 図　燃料被覆管温度の推移



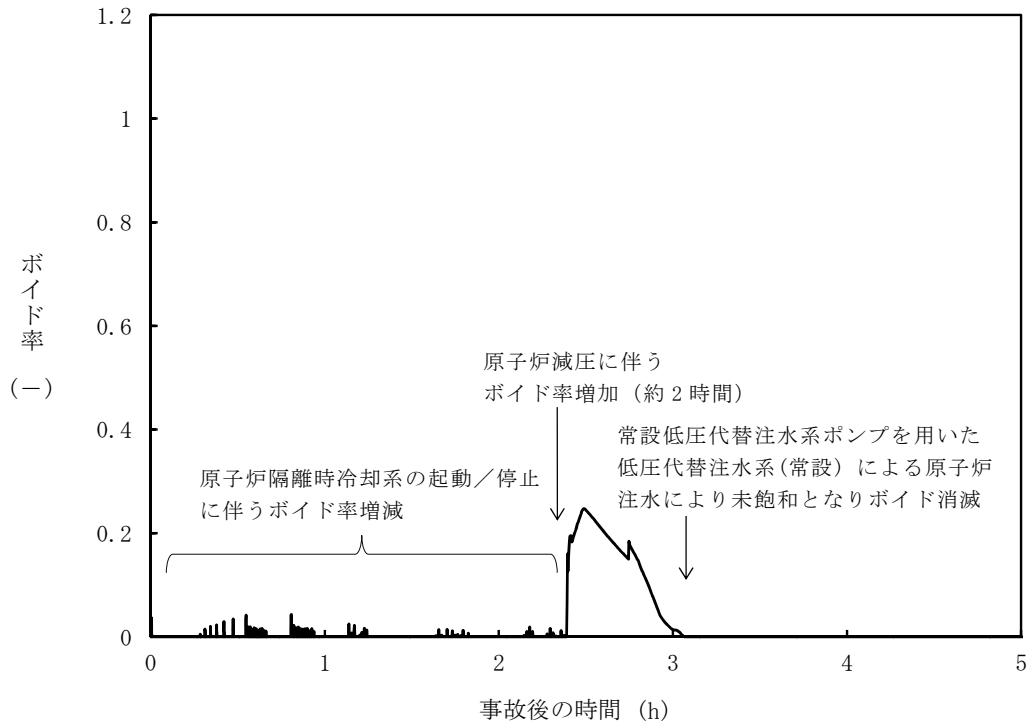
第 7.1.4.1－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



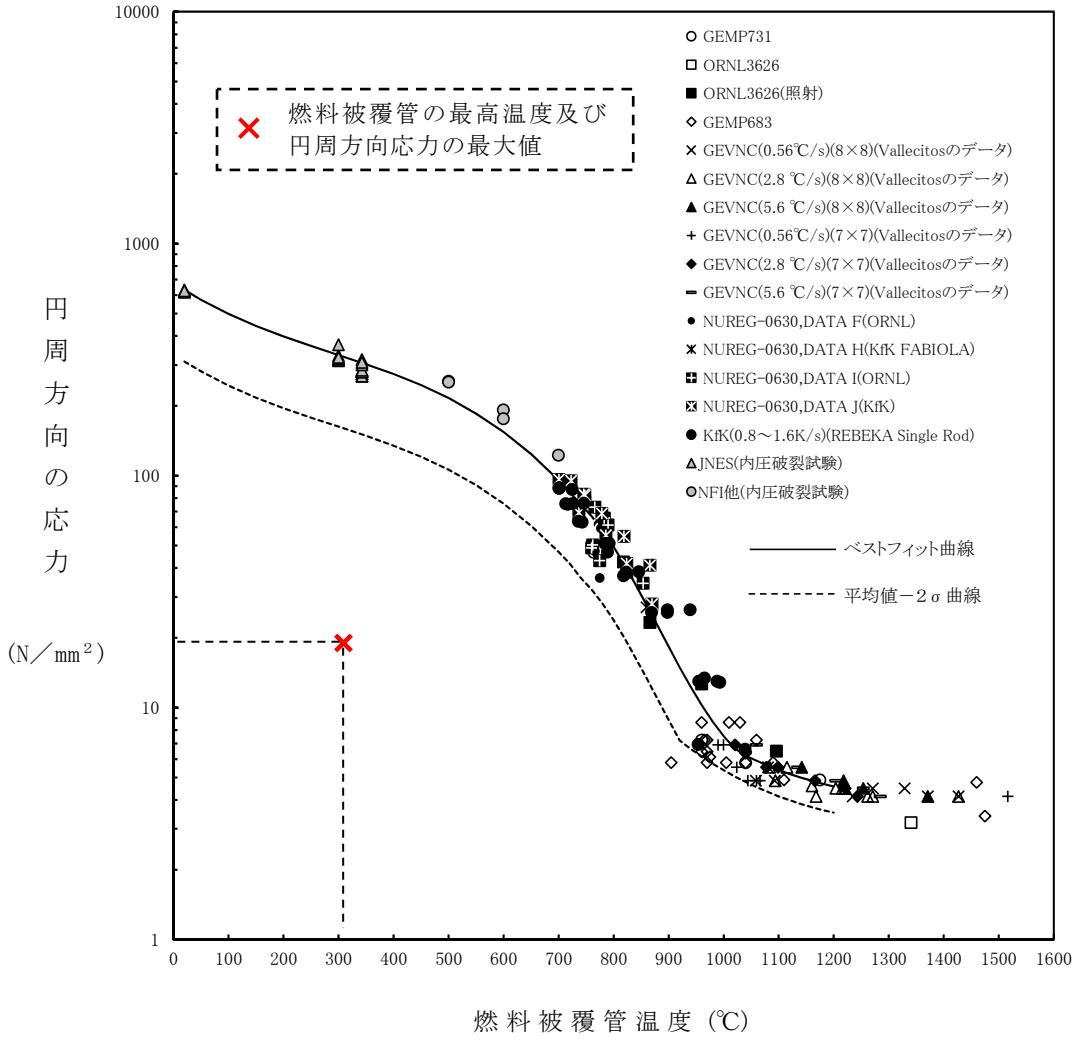
第 7.1.4.1－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



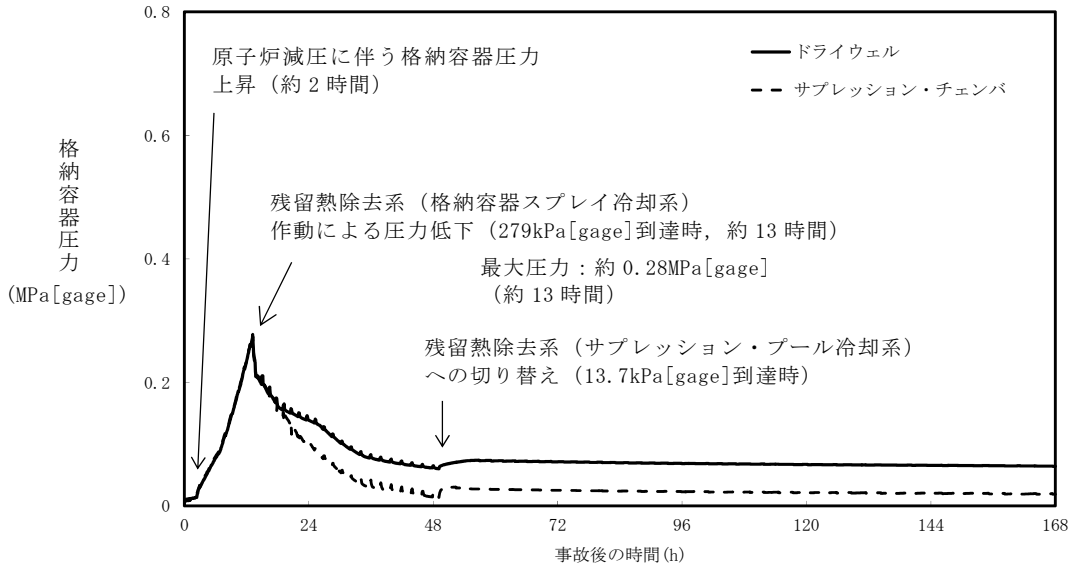
第 7.1.4.1－12 図　高出力燃料集合体におけるボイド率の推移



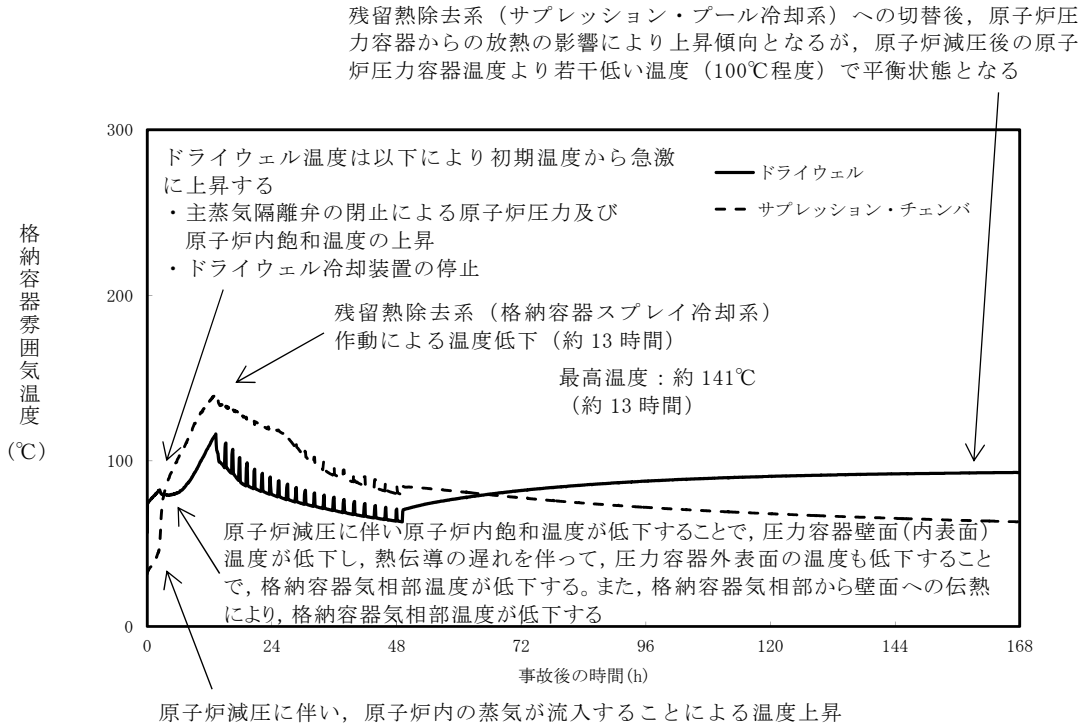
第 7.1.4.1－13 図　炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移



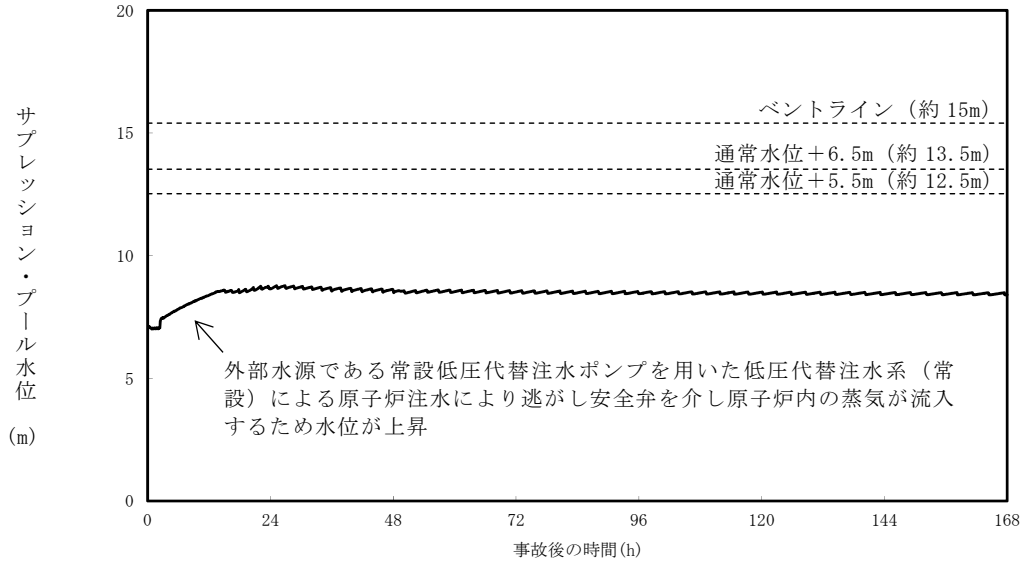
第 7.1.4.1－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



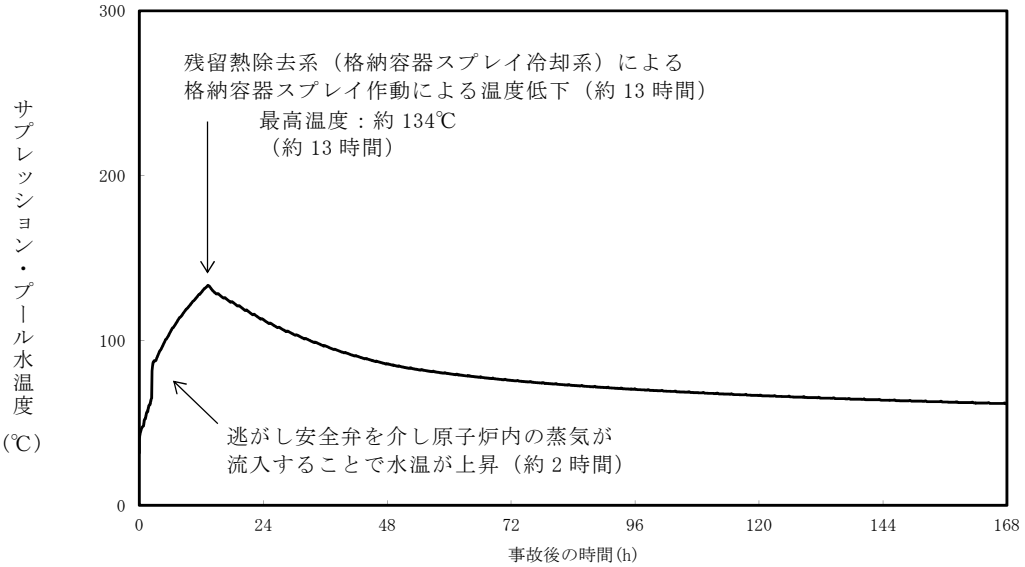
第 7.1.4.1－15 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.4.1－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.4.1－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.1.4.1－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

7.1.4.2　残留熱除去系が故障した場合

7.1.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功)」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」,⑧「サポート系喪失(自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功)」，⑫「中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑬「大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器

破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については，原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器内の冷却を行い，代替の残留熱除去機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち残留熱除去系が故障した場合において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概

略系統図を第 7.1.4.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.4.2－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.4.2－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員17名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員 5 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名，現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.4.2－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 17 名及び参集要員 5 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに,再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合は，ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線が受電される。

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉水位回復後は，原子炉水位を監視しつつ，原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

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

ｄ．崩壊熱除去機能喪失の確認

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。

崩壊熱除去機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

ｅ．残留熱除去系の回復操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。

ｆ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後，低圧で注水可能な系統※として，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代

替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。

緊急用母線の受電に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

※ 本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

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

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

h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

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

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

ｉ．代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

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

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

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操

作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5mに到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

k．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）等である。

また，サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

l．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

ｍ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

7.1.4.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。

本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め，高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には，炉心冷却に成功する。また，中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため，代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.4.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障等により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動操作による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　高圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，最小流量特性（0m^3／h～1,419m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]※～7.65MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持し，

原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(g)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～378m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

(h)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順における調整範囲（102m^3／h～130m^3／h）の上限である130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i)　格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし，格納容器圧力が310kPa[gage]において13.4kg／sの排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対

する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転手順に基づきサプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に実施する。

(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 7.1.4.2－4 図から第 7.1.4.2－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.4.2－9 図から第 7.1.4.2－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.4.2－15 図から第 7.1.4.2－18 図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。な

お，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a．事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することで原子炉水位が維持される。

その後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，事象発生の約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。このため，事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa［gage］に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制され

る。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点でサプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.4.2－9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.4.2－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.4.2－15 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 7.1.4.2－16 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.1.4.2－5 図に示すように，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.4.2－15 図及び第 7.1.4.2－16 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施時の敷地境界での実効線量は，ベントタイミングに有意な差はないが，原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，敷地境界外の実効線量が厳しくなる「7.1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去

系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。

7.1.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，原子炉隔離時冷却系等により炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要事象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプ

レイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾

向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから,評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.4.2－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／mであり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度

33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため,運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合,サプレッション･プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部

電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除

く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，事象進展に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことか

ら，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも 0.62MPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，原子炉隔離時冷却系による注水持続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。なお，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり，この場合は更に余裕時間がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上

昇するが，過圧の観点で厳しい「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達してから 0.62MPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

7.1.4.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 17 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において，必要な水源，燃料及び電源は「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,410m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}及び西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有しており，可搬型代替注水中型ポンプを用いて，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で 755.5kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続

が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる補給について，7 日間の継続が可能である。

c．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 1,128kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.1.4.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合では，炉心冷却には成功するが，崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより，原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系

（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺公衆に対して著しい被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，

7日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対して有効である。

第 7.1.4.2－1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(1／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 ・外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線が受電される。	主蒸気隔離弁* 高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能） 非常用ディーゼル発電機* 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.4.2－1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(2／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
崩壊熱除去機能喪失の確認	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，崩壊熱除去機能喪失を確認する。	－	－	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系の回復操作	・崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・崩壊熱除去機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ*	－	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.4.2－1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(3／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設))	・原子炉減圧により常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
代替循環冷却系の起動操作	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	ドライウェル圧力* サプレッション･チェンバ圧力* 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.4.2－1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(4／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション･チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位* 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力* サプレッション･チェンバ圧力* サプレッション・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.4.2－1 表　崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(5／5)

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

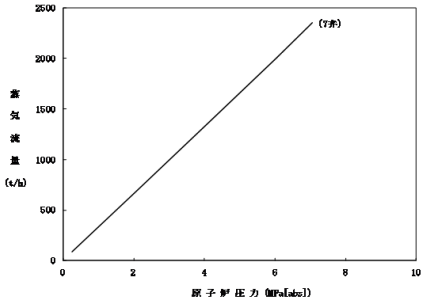
第 7.1.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t ／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい設定として，通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計におけるドライウェル平均温度を設定

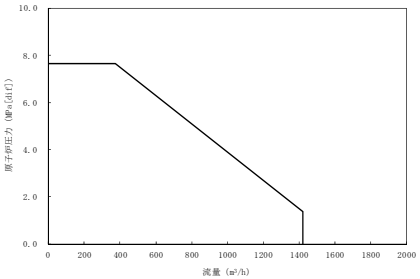
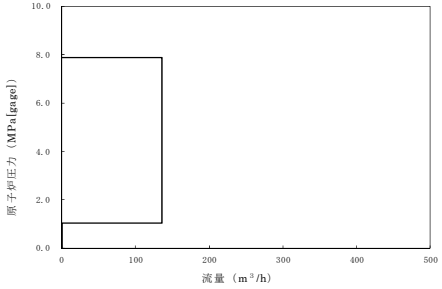
第 7.1.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い，原子炉スクラム，高圧注水機能の自動起動，主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

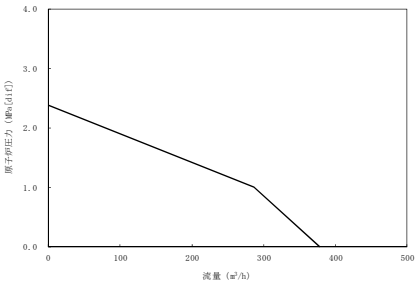
第 7.1.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4／6）

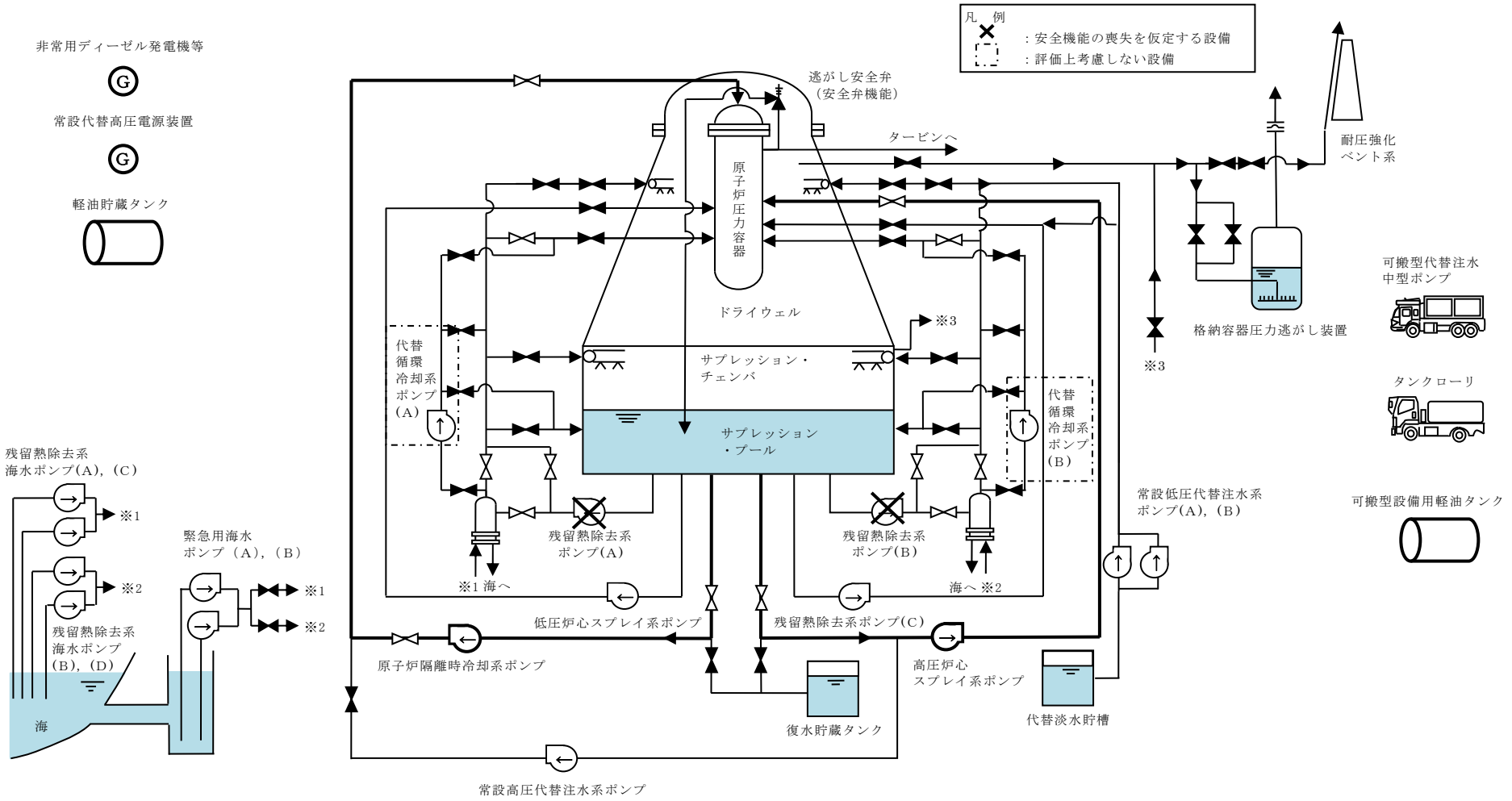
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復し，原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～1,419m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～7.65MPa[dif]	設計値を設定 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 

第 7.1.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5／6）

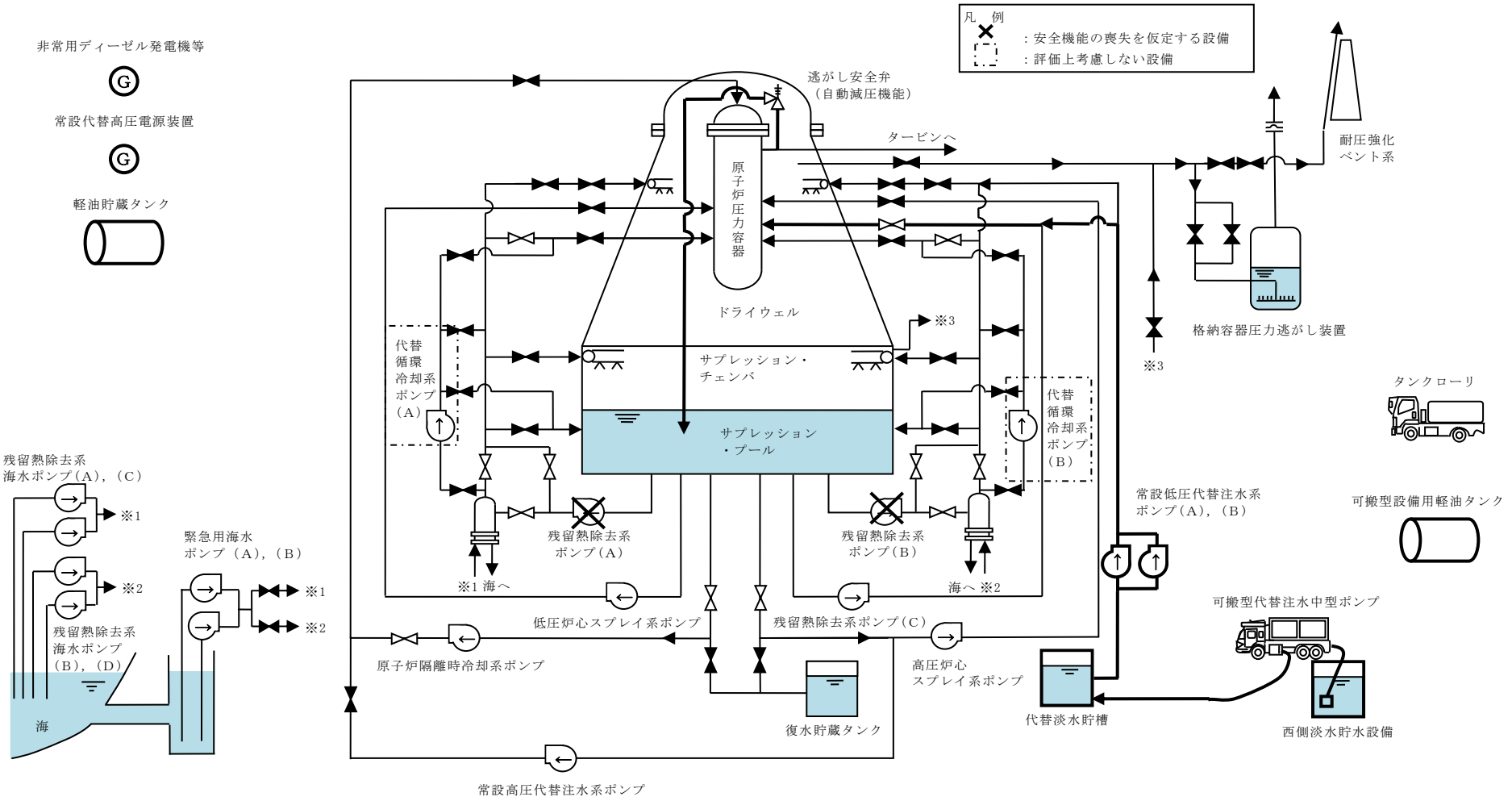
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低(レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m^3／h～378m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として，運転手順の流量調整範囲（102m^3／h ～130m^3／h）における上限を設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 7.1.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6／6）

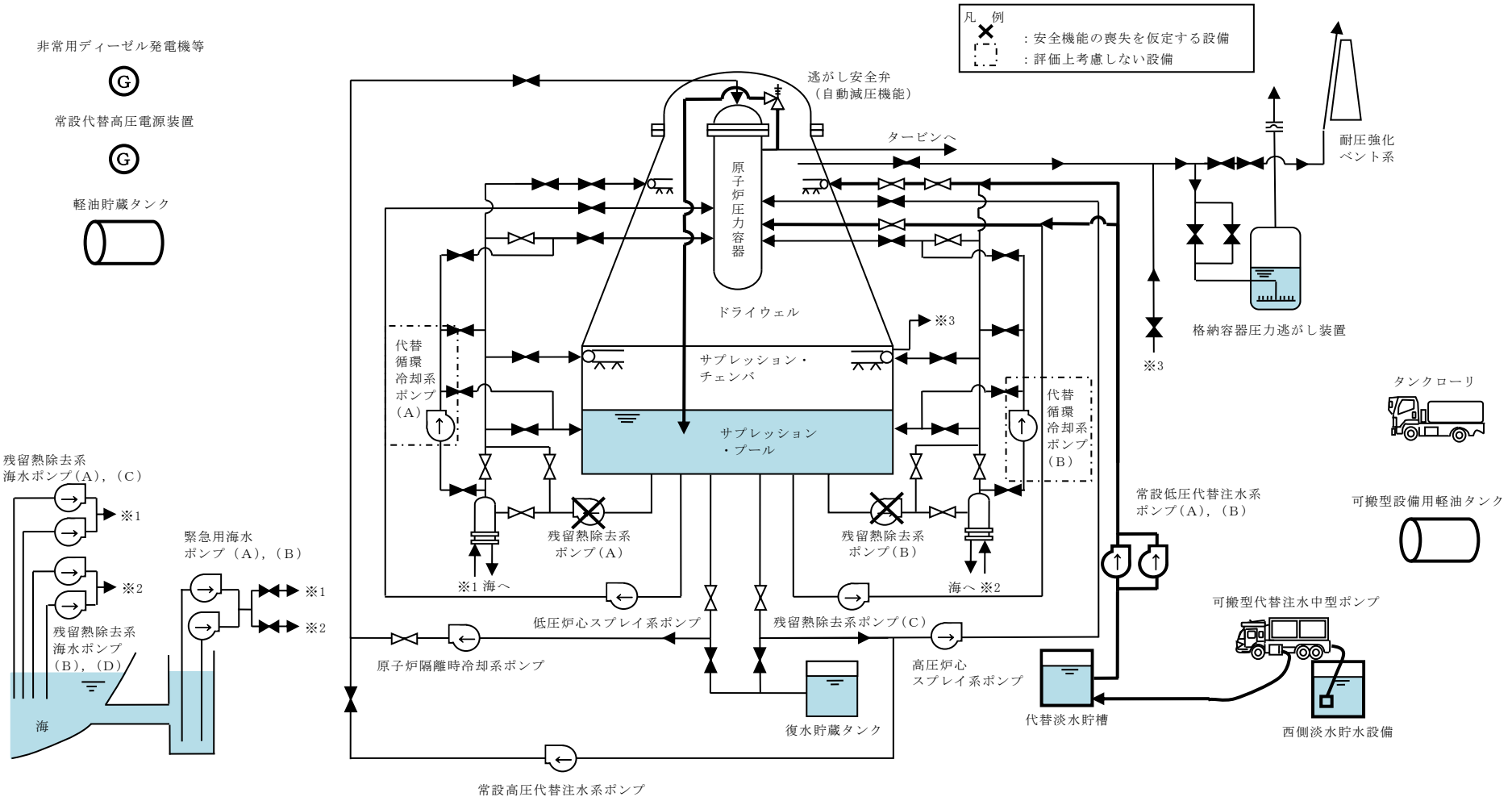
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき，サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	格納容器圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



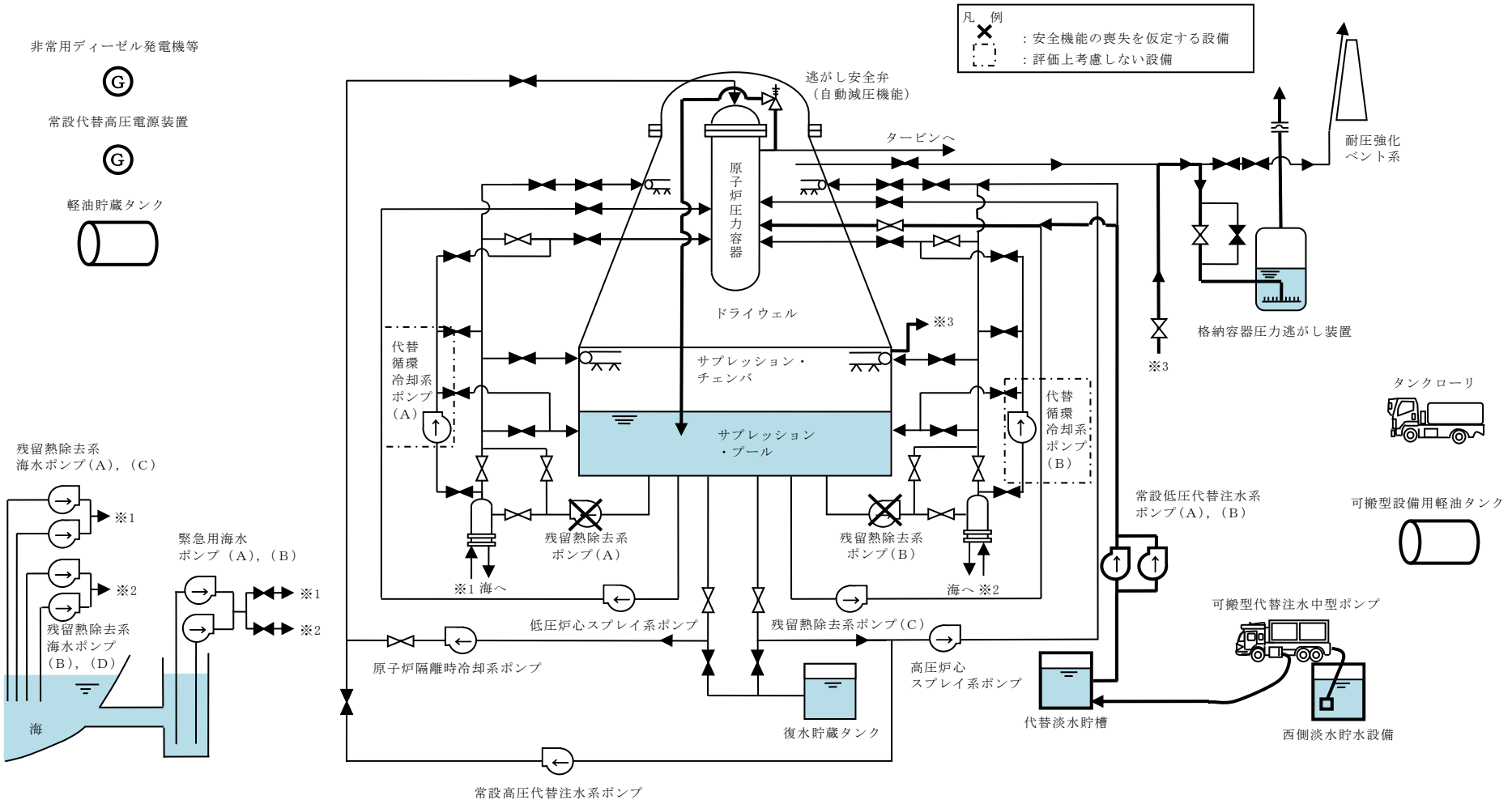
第 7.1.4.2－1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／4）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



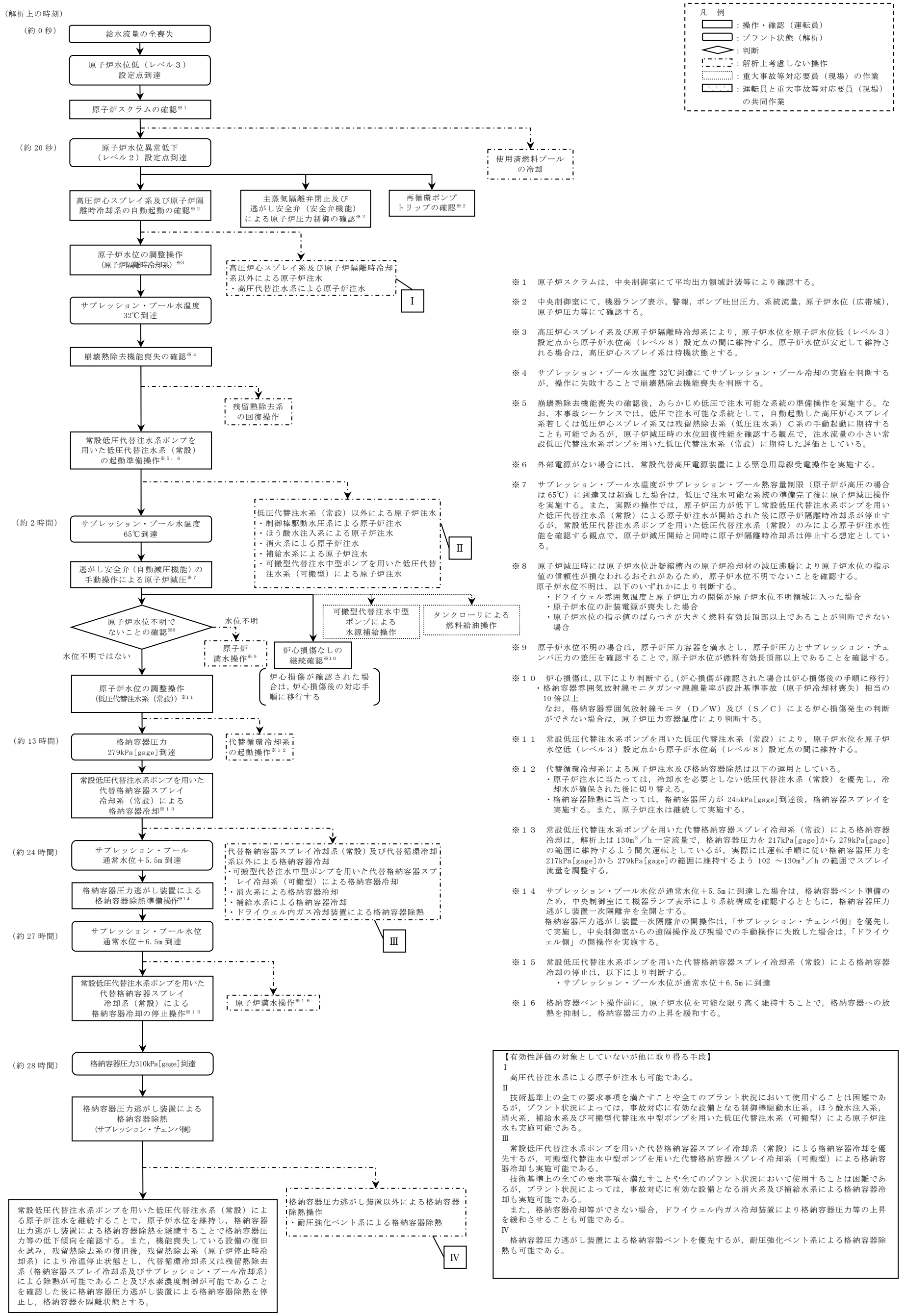
第 7.1.4.2－1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 7.1.4.2－1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 7.1.4.2－1 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4／4）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器除熱段階）



※１　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

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

※３　高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※４　サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが，操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。

※５　崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系の手動起動に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

※６　外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。

※８　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※９　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１２　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m^3／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m^3／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１４　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１６　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
Ⅱ
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
Ⅲ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
Ⅳ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

第 7.1.4.2－2 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の対応手順の概要

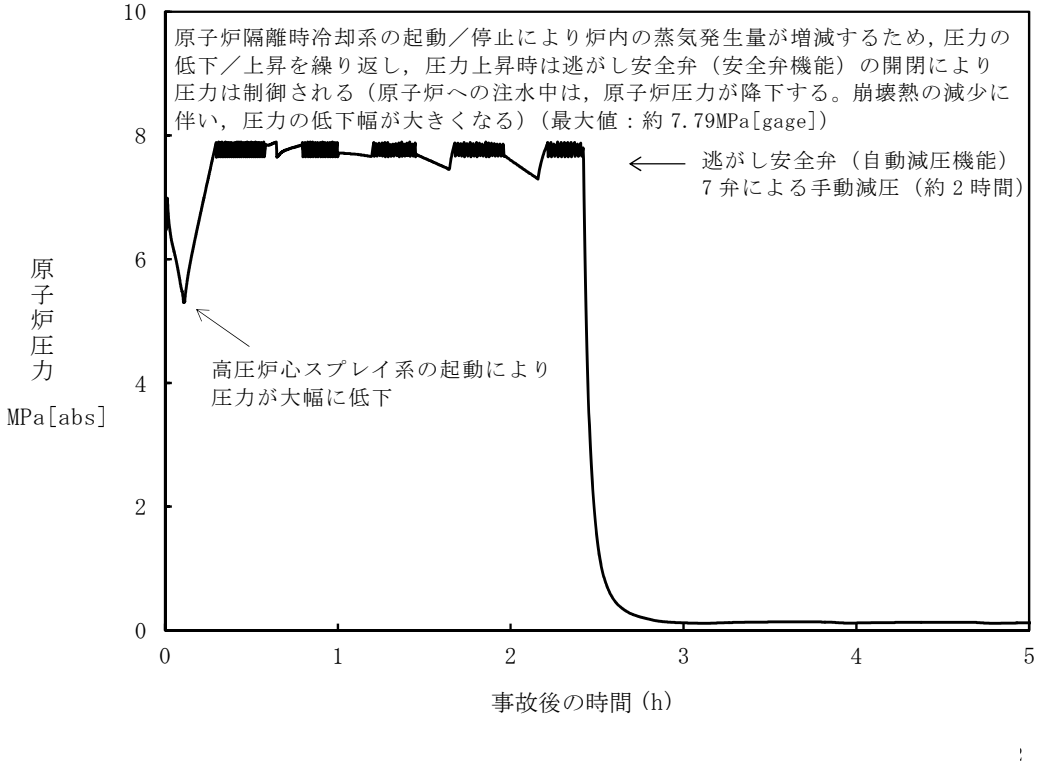
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	▽原子炉スクラム	
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達	
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	▽プラント状況判断	
状況判断	2人 A,B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機の自動起動確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系自動起動の確認 10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする	
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗） 10 分	
残留熱除去系の回復操作	－	2人 C,D		－	●残留熱除去系の機能回復操作，失敗原因調査 適宜実施	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作 4 分	外部電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成 3 分	

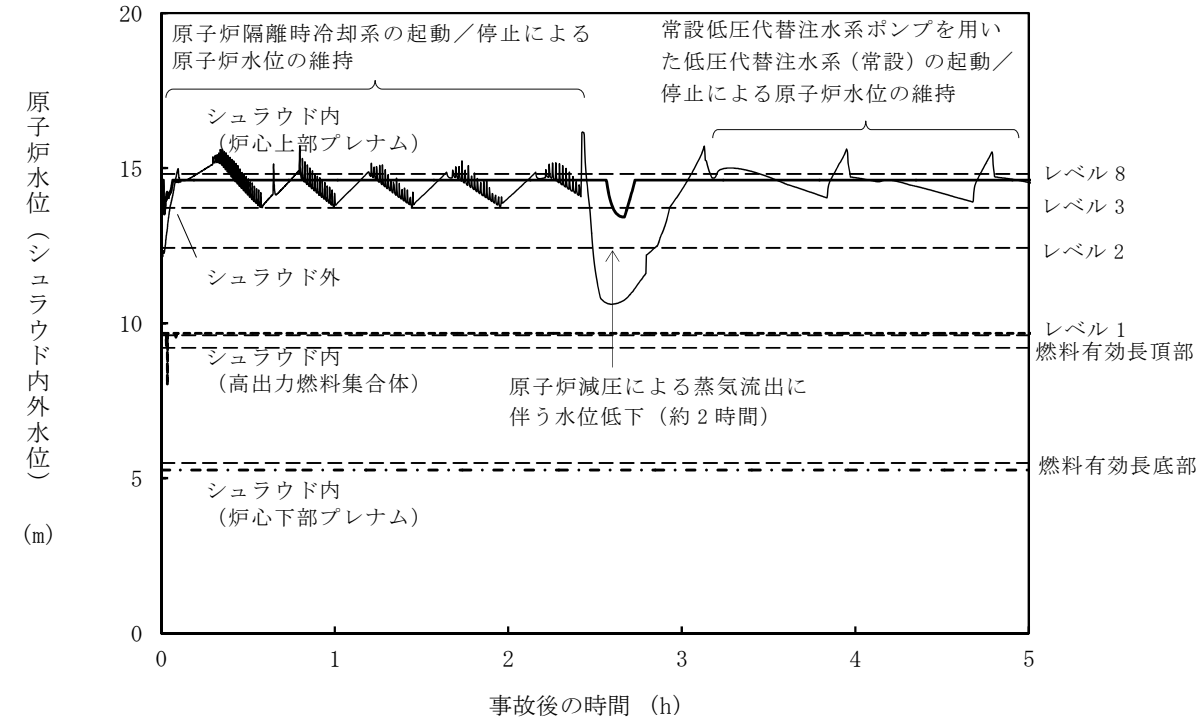
第 7.1.4.2－3 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽事象発生 ▽約2時間　サプレッション・プール水温度65℃到達 ▽約13時間　格納容器圧力279kPa［gage］到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　格納容器圧力310kPa［gage］到達	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	3分	サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	注水開始後，適宜原子炉水位調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中，適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5分	
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後，適宜状態監視	
	－	－	3人 （参集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	－	－	8人 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	180分	
	－	－	【2人】 a,b	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり，代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	8人　a～h 及び参集5人			

第 7.1.4.2－3 図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（2／2）

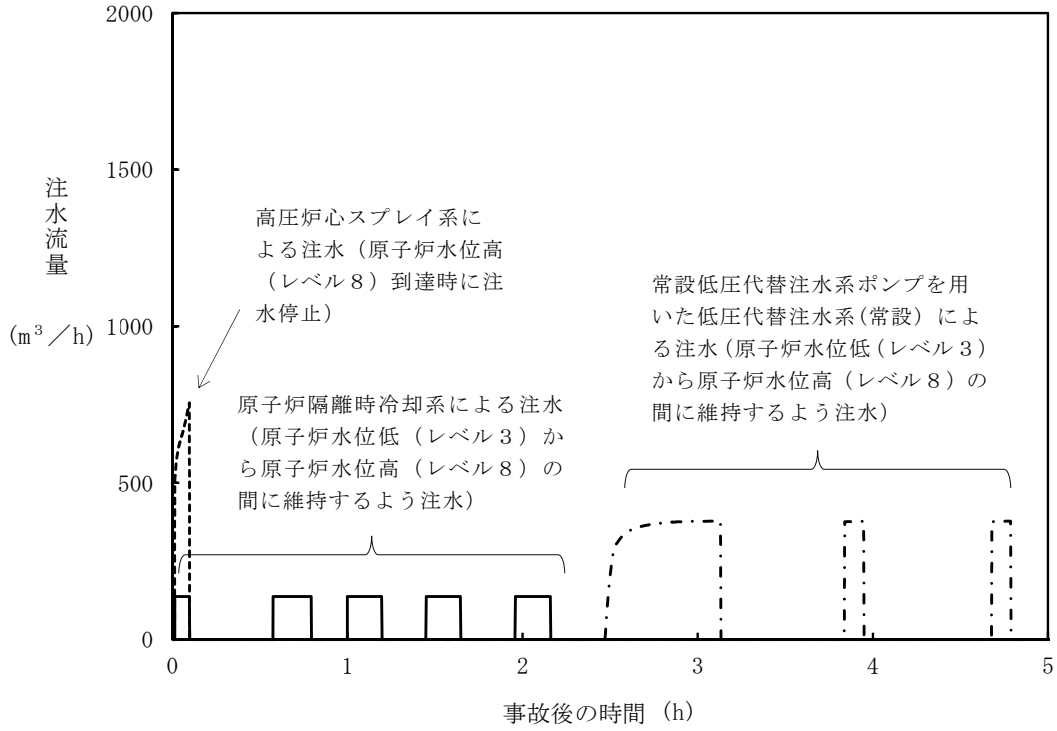


第 7.1.4.2－4 図　原子炉圧力の推移

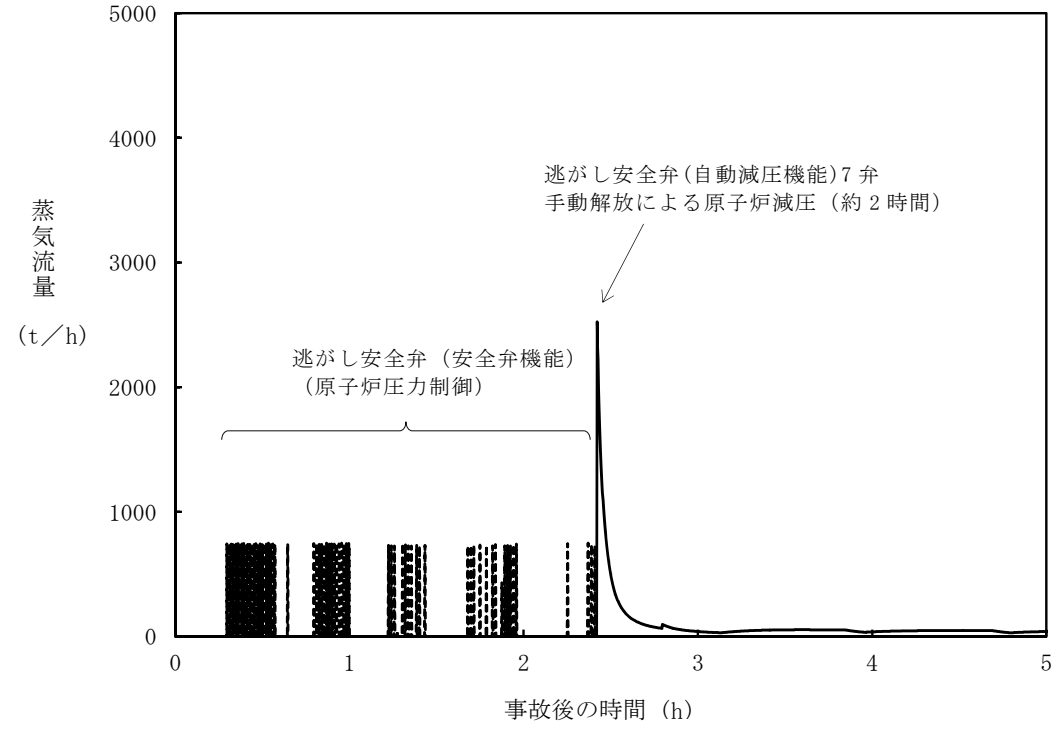


第 7.1.4.2－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

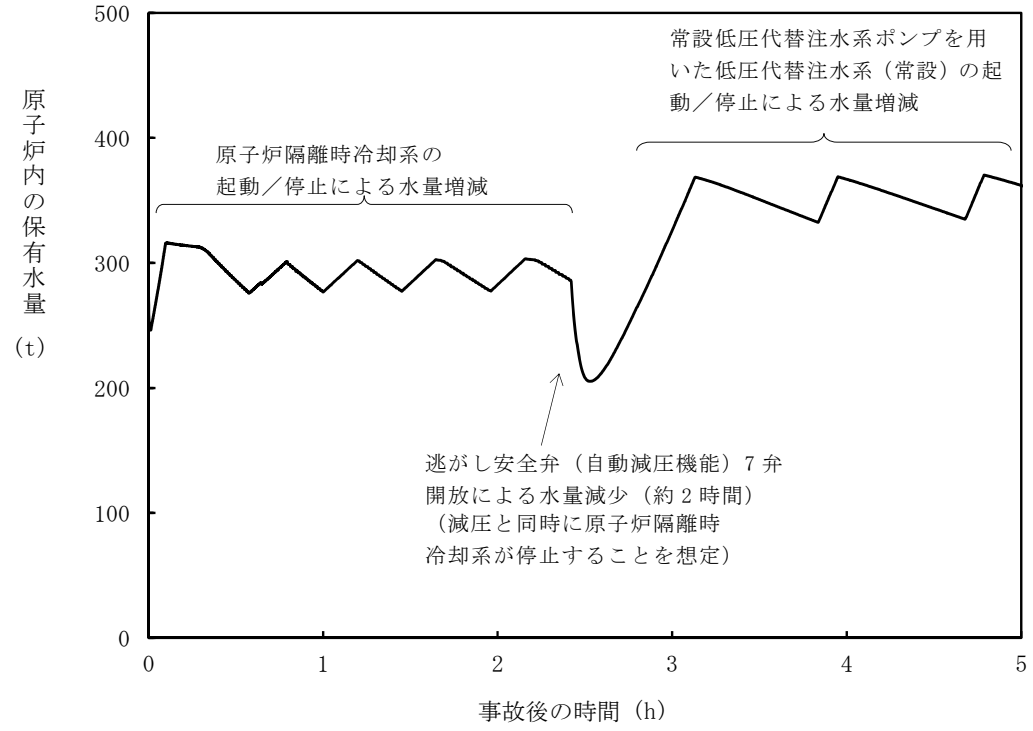
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



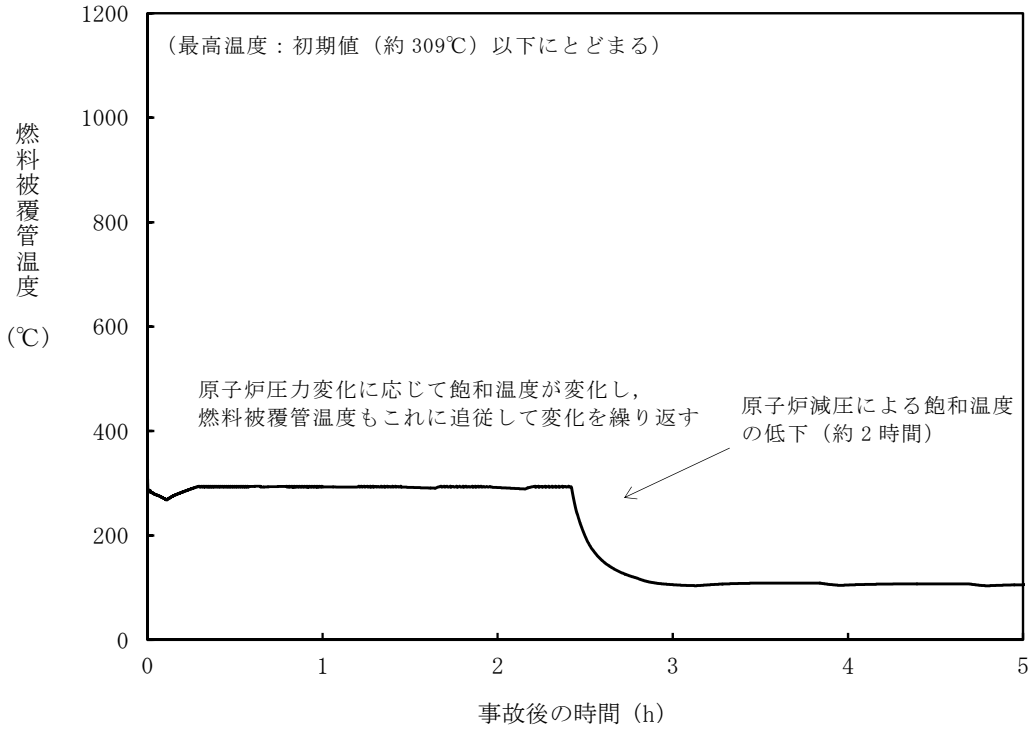
第 7.1.4.2－6 図　注水流量の推移



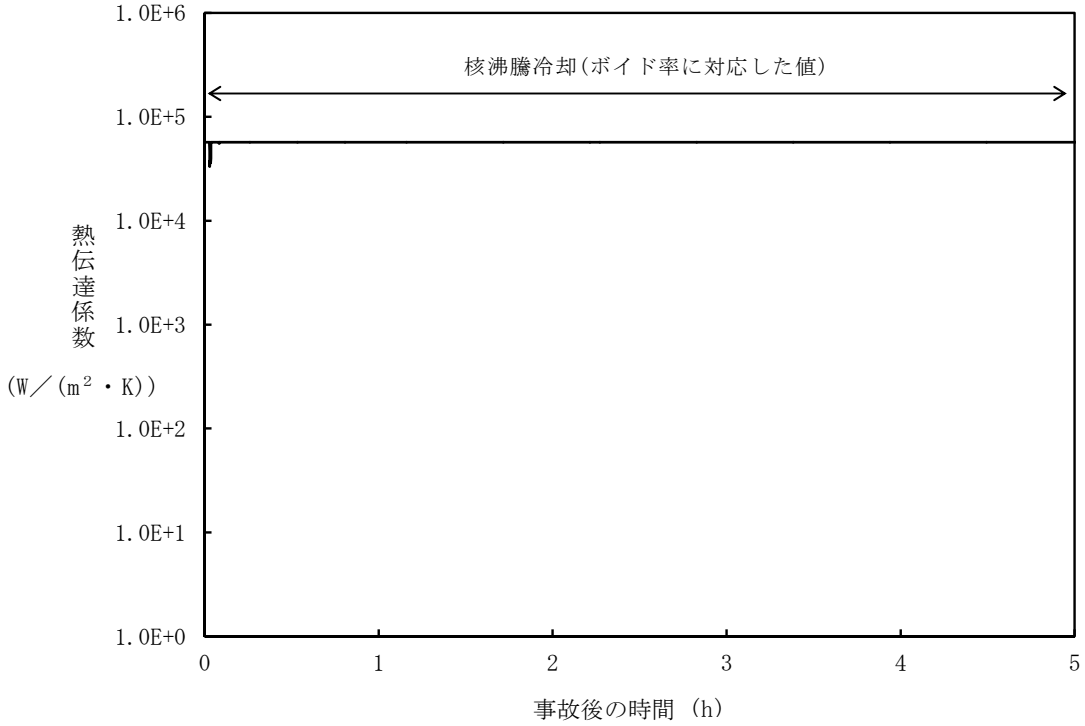
第 7.1.4.2－7 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



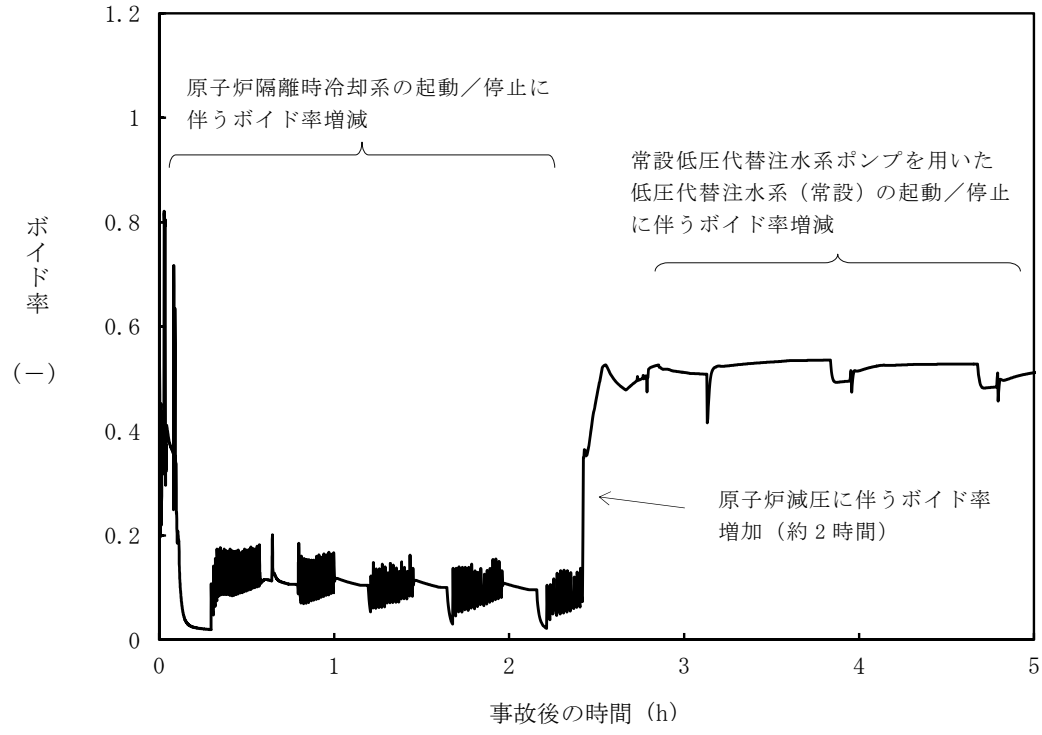
第 7.1.4.2－8 図　原子炉内保有水量の推移



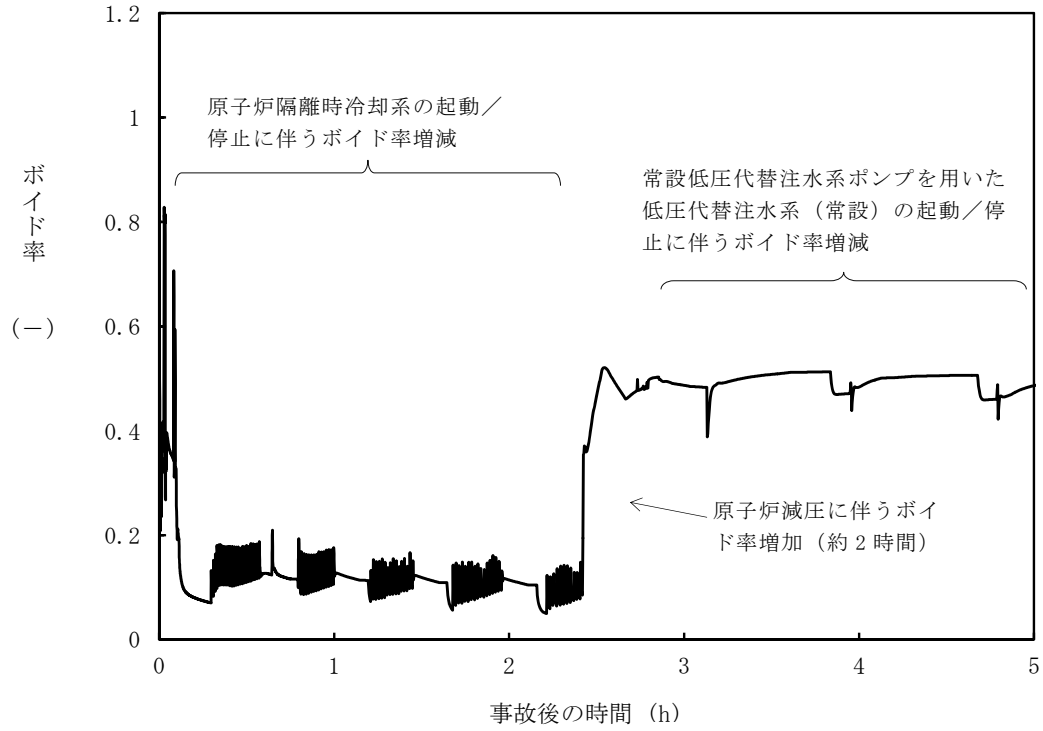
第 7.1.4.2－9 図　燃料被覆管温度の推移



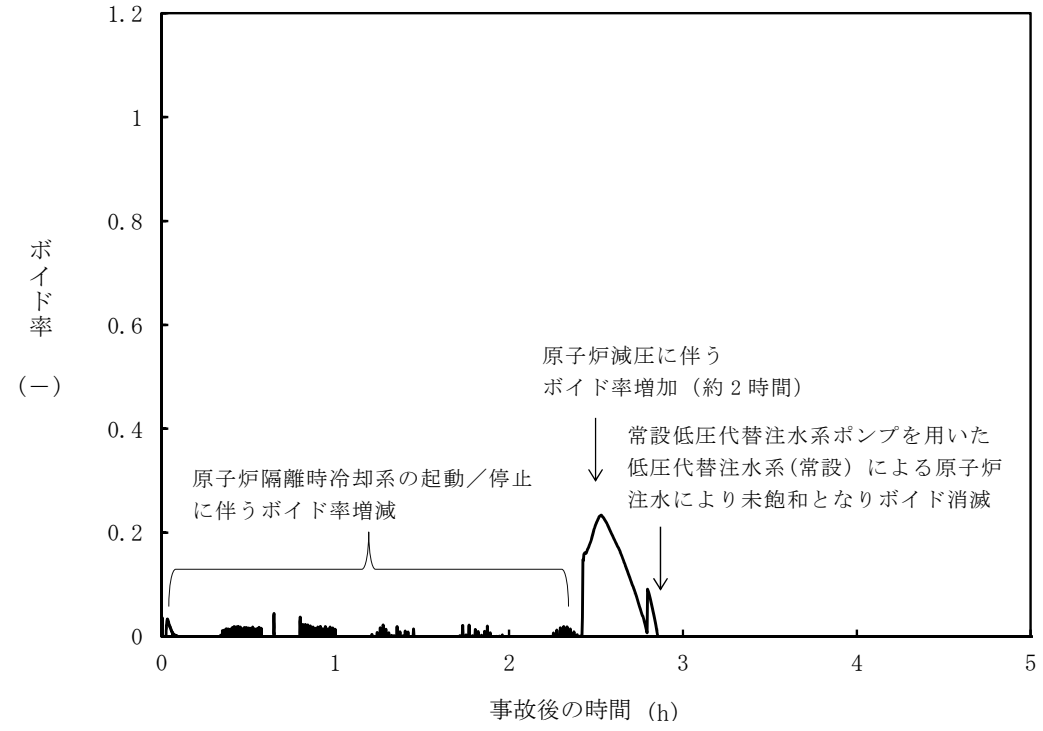
第 7.1.4.2－10 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



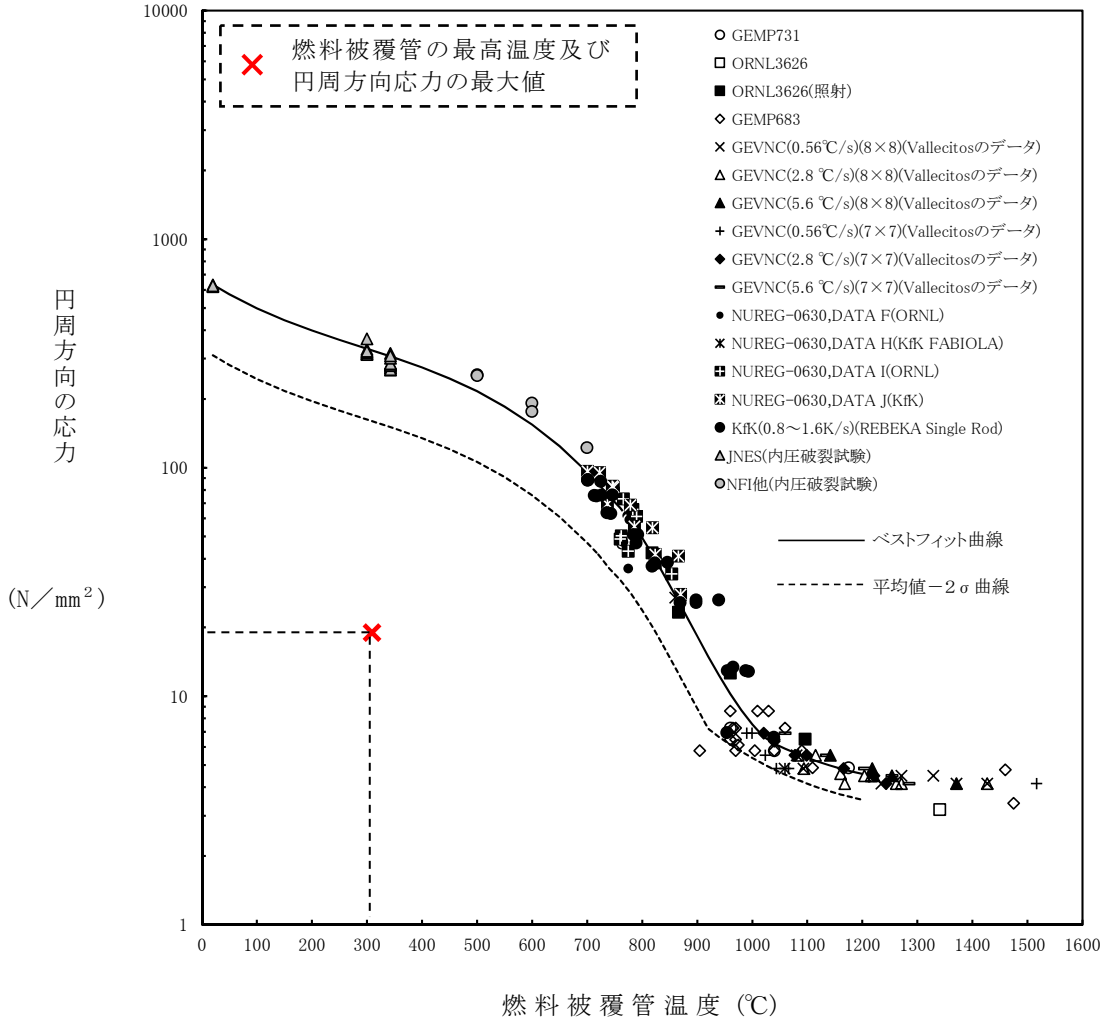
第 7.1.4.2－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



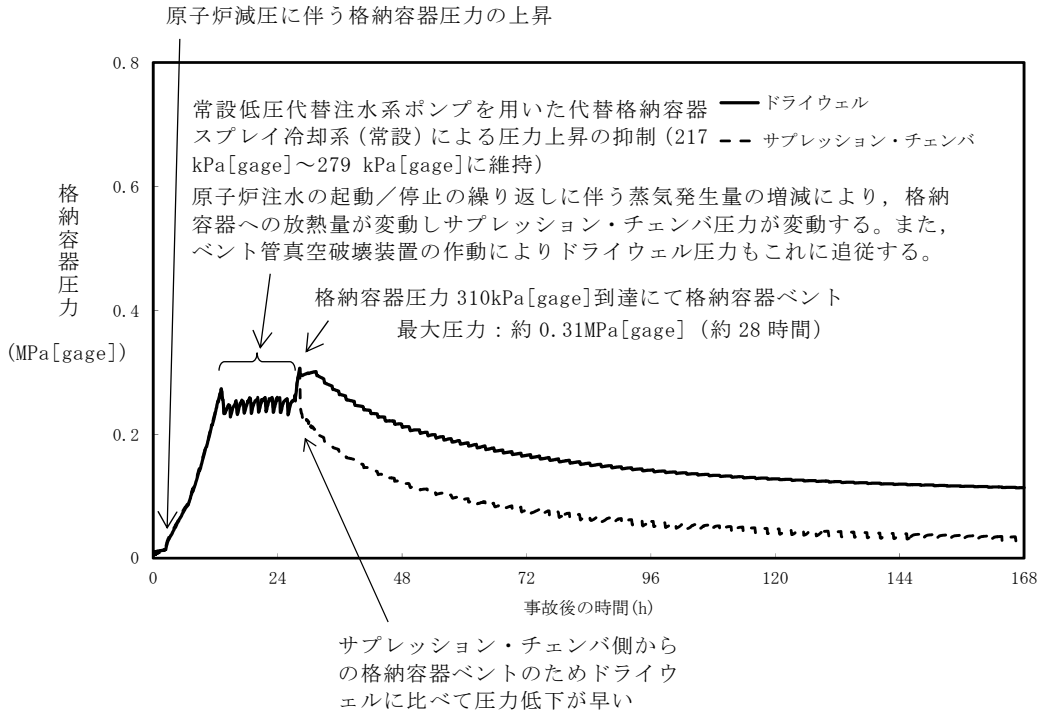
第 7.1.4.2－12 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



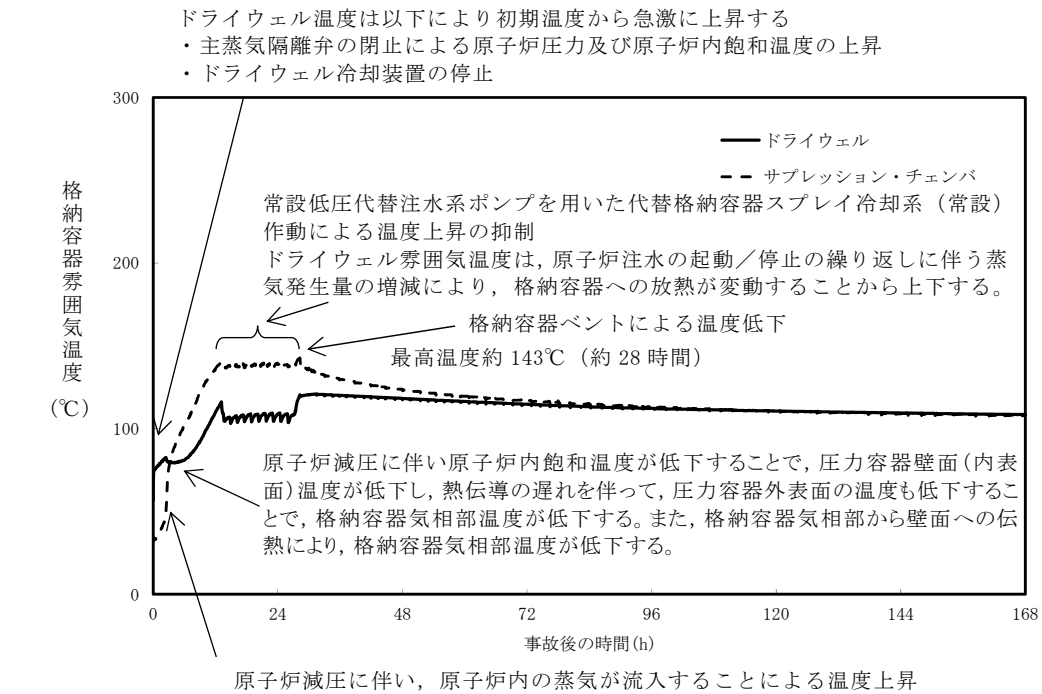
第7.1.4.2－13図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



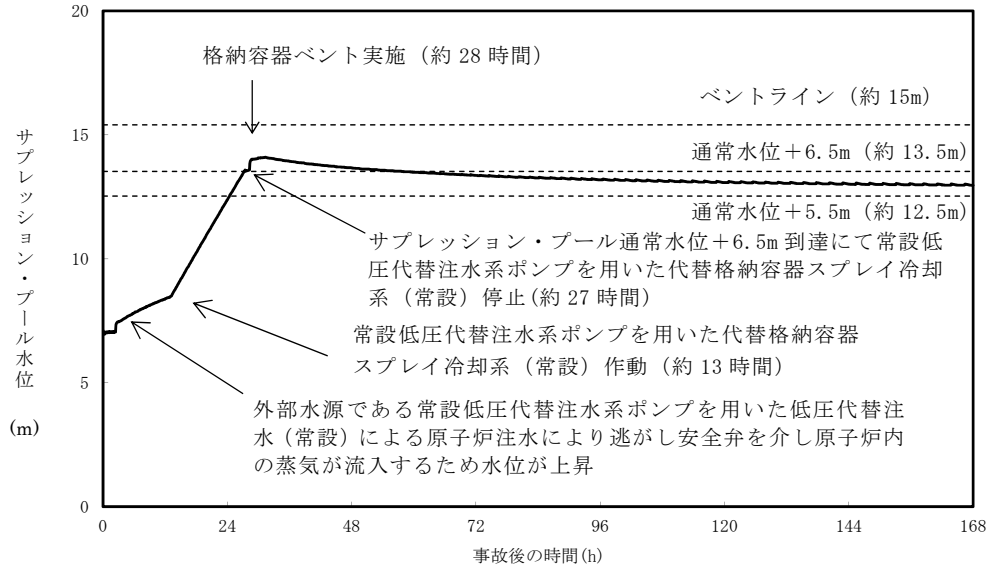
第 7.1.4.2－14 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



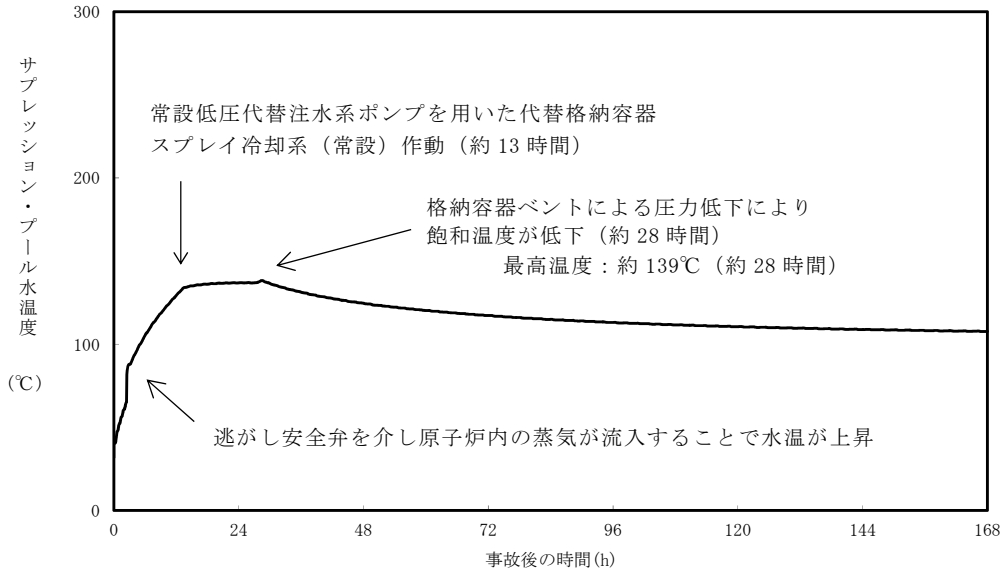
第 7.1.4.2－15 図　格納容器圧力の推移



第 7.1.4.2－16 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.4.2－17 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.1.4.2－18 図　サプレッション・プール水温度の推移

7.1.5　原子炉停止機能喪失

7.1.5.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗」及び④「大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，原子炉停止機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに，重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが，代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第 7.1.5－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.5－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.5－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 8 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 4 名及び通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.5－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 8 名で対処可能である。

ａ．原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後，中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが，これにも失敗したことで，原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し，再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。

また，制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉で発生した蒸気が，逃がし安全弁を介してサプレッション･プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され，同時に給水加熱喪失となり給水温度が低下することで,原子炉出力は徐々に上昇する。このため，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍まで低下させ，原子炉出力を抑制する。

また,復水器ホットウェル水位の低下に伴い,給復水系は全停となり,原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し,原子炉注水を開始したことを確認する。

高圧炉心スプレイ系等の自動起動確認に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

ｃ．自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧され，低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し，正の反応度が印加されることを防止するため，原子炉停止機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお，自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。

自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

ｄ．ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また，中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は，平均出力領域計装，サプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界になったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装等である。

e．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入することで，サプレッション・プール水温度は上昇する。このため，サプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却運転を開始し，格納容器除熱を開始する。有効性評価においては，事象発生から短時間でサプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するため，手順に従い，ほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度，残留熱除去系系統流量である。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。

f．原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い，原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また，原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。ま

た，ほう酸水の全量注入完了を確認した後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），起動領域計装等である。

ｇ．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

7.1.5.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし，原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。また，本事故シーケンスでは，原子炉水位が高めに維持され，炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として，評価上，重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスは，原子炉冷却材の流出により，ほ

う酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，これらの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており，また，この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果（ボイド反応度，ドップラ反応度，ボロン反応度），崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡，原子炉圧力容器における冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードＲＥＤＹ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴにより中性子束，平均表面熱流束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サプレッション・プール水温，格納容器圧力等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.5－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　炉心流量

初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 41,060t／h（85%）を設定する。

b．事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。

2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。

3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は，平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，原子炉出力の観点で厳しくなる。

(d) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しくなる。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。

(b)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は原子炉水位異常低下(レベル２)信号により，再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。また，原子炉出力が 35%以上で，再循環ポンプがトリップした場合に作動する選択制御棒挿入については，作動しないものとする。

(c)　逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため，原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，逃がし安全弁（18 弁）は，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(d)　高圧炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号により自動起動し，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145m^3／h～1,506m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]※～8.30MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は,炉心に冷水が大量に注水され，原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから，ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で

原子炉へ注水するものとする。また，サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。

(f)　ほう酸水注入系

注入流量 163L／min 及びほう酸濃度 13.4wt％にて注水するものとする。

(g)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）

伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 53MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　自動減圧系等の作動阻止操作は，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して，事象発生 4 分後に実施する。

(b)　ほう酸水注入系の起動操作は，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 6 分後に実施する。

(c)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，事象発生の約 1 分後にドライウェル圧力高信号が発信してから 10 分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから，これに操作に要する時間を考慮して，事象発生 17 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第 7.1.5－4 図から第 7.1.5－18 図に，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 7.1.5－19 図に示す。

※　非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから，シュラウド外水位の評価結果を示した。

ａ．事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後，原子炉自動スクラム信号が発信するが，原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで，燃料被覆管の温度が約 872℃まで上昇する。事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップする。なお，本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は，本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

また，タービン駆動給水ポンプはトリップし，電動駆動給水ポンプが自動起動することで，給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は，再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが，給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し，燃料被覆管温度が一時的に上昇するが，初期のピーク温度（872℃）未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁（逃がし弁機能）を介してサプレッション・プールに流入するため，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し，事象発生の約 57 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）により高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また，事象発生の約 85 秒後にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し，この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し，事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給水系による原子炉注水の停止後は，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持される。また，原子炉隔離時冷却系は，サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止するが，その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生の 6 分後にほう酸水注入系を起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し，原子炉水位は徐々に上昇するため，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。

事象発生の 17 分後に残留熱除去系(サプレッション･プール水冷却系) 2 系統による格納容器除熱を開始する。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管温度は，主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり，再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウェットすることで低下する。

第 7.1.5－10 図に示すとおり，事象発生の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872℃に到達するが，評価項目である 1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.5－7 図及び第 7.1.5－17 図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約 8.19MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.49MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は，第 7.1.5－19 図に示すとおり，ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し，原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが，それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]，約 115℃以下となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し，未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，制御棒の挿入機能を復旧し，原子炉を減圧した後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.5.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され，逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため，ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により格納容器除熱を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，自動減圧系等の作動阻止操作，ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから，燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として，最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「ＳＬＭＣＰＲ」という。）を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力

及びサプレッション・プール水温度は低くなるが，ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため，燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため,過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウェット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに，高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから,燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり，燃料被覆管温度は低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウェット時刻は遅く評価されるが，更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合を仮定しても，第 7.1.5－20 図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1,060℃であり,「7.1.5.2(3)　有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの評価項目を満足する。燃料

被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり，評価項目を満足する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として，ＳＬＭＣＰＲを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており,燃料被覆管温度を高めに評価する。このため，実際の燃料被覆管温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため，実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.5－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060ｔ／h（定格流

量の 85%流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33 W／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍(動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して，最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，事象進展に与える影響が小さいことを確認している(「付録３　重大事故等対策の

有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部ＲＥＤＹ）」）。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び主蒸気流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の

保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プール水温度の最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※　限界出力比指標は，実際の運転管理に用いる指標であり，最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり，この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件で設定した 41,060 t ／h（定格流量の 85%流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり，最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標※で 0.98 以下であり，最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は，解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍(動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数)に対して，最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは，事象進展に応じて変動し得るが，厳しい組合せとした場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している(「付録３　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部　ＲＥＤＹ)」)。

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

事故条件の外部電源の有無については，給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は，第 7.1.5－21 図から第 7.1.5－24 図に示すとおり，外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，ＲＥＤＹコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サプレッション・プール水温度の最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり，事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 4 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 6 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は,解析上の操作開始時間として事象発生から 17 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については，解析上，ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル１）の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり，この 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで，原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁にて原子炉減圧をする場合について，同じ操作を実施している「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると，減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。よって，合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸注入系の起動操作は，仮に操作が遅れた場合，未臨界達成タイミングが遅れることでサプレッション・プール水温度の上昇が大

きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱は，仮に操作が遅れた場合，格納容器除熱の開始が遅れることで，サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，サプレッション･プール冷却を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃／分程度であることから，200℃に対して十分な時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

7.1.5.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策に必要な要員は，「7.1.5.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 8 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。合計で約 614.3kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能

である。

7.1.5.5　結　論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで，最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入による原子炉停止，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.5－1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	・運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉自動スクラム失敗を確認する。 ・原子炉自動スクラム失敗の確認後，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「ＲＵＮ」から「ＳＨＵＴ　ＤＯＷＮ」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。 ・原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで，原子炉停止機能喪失を判断する。 ・原子炉圧力高信号によりＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し，原子炉出力が低下したことを確認する。 ・制御棒挿入機能の回復操作を実施する。	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.5－1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	・ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し，ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが，電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・逃がし安全弁（逃がし弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後，復水器ホットウェル水位低下により，給復水系が全停となるが，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始したことを確認する。	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁（逃がし弁機能）*	－	ドライウェル圧力* 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 平均出力領域計装* 起動領域計装*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.5－1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	・原子炉停止機能喪失の確認後，自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。 ・自動減圧系の作動阻止操作により，過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	－	ドライウェル圧力* 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
ほう酸水注入系の起動操作	・原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後，平均出力領域計装指示値が 10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認する。 ・ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ・中性子束振動の発生を確認した場合にも，ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ・ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し，未臨界になったことを確認する。	ほう酸水注入系*	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッション・プール水温度* ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.5－1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施する。 ・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 ・サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）*	－	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*
原子炉水位の調整操作	・ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで，原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持する。 ・ほう酸水の全量注入完了の確認後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。	ほう酸水注入系* 高圧炉心スプレイ系*		平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

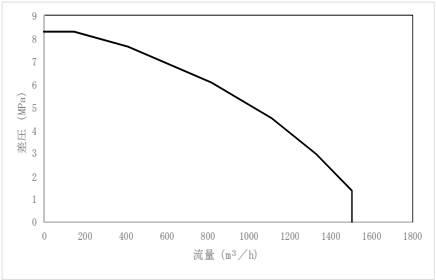
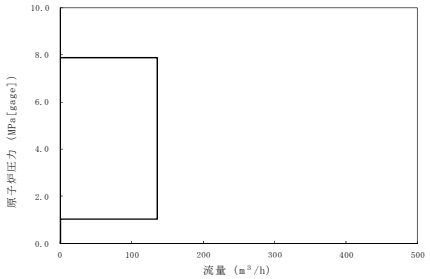
第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：ＲＥＤＹ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t／h （85%）	初期炉心流量が小さいほど，初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t／h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216℃	初期給水温度が低いほど，印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため，通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し，電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
	燃料及び炉心	９×９燃料（Ａ型） 単一炉心	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	核データ （動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ （動的ドップラ係数）	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器空間体積	9,800m^3	設計値を設定

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水量	3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく，原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで，原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く，原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）にて全台トリップ（遅れ時間 0.2 秒）	設計値を設定
	ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個，354.6t／h／個 7.44MPa[gage]×4 個，357.8t／h／個 7.51MPa[gage]×4 個，361.1t／h／個 7.58MPa[gage]×4 個，364.3t／h／個 7.65MPa[gage]×4 個，367.6t／h／個	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が，原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となる

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持 ・注水流量：145m^3／h～1,506m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～8.30MPa[dif]	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く，注水流量が大きい方が，原子炉水位が高めに維持されることで，原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，自動起動遅れ時間を 0 秒とし，注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定 
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） 原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル１）設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから，設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が，原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため，0 秒を設定 

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4／6）

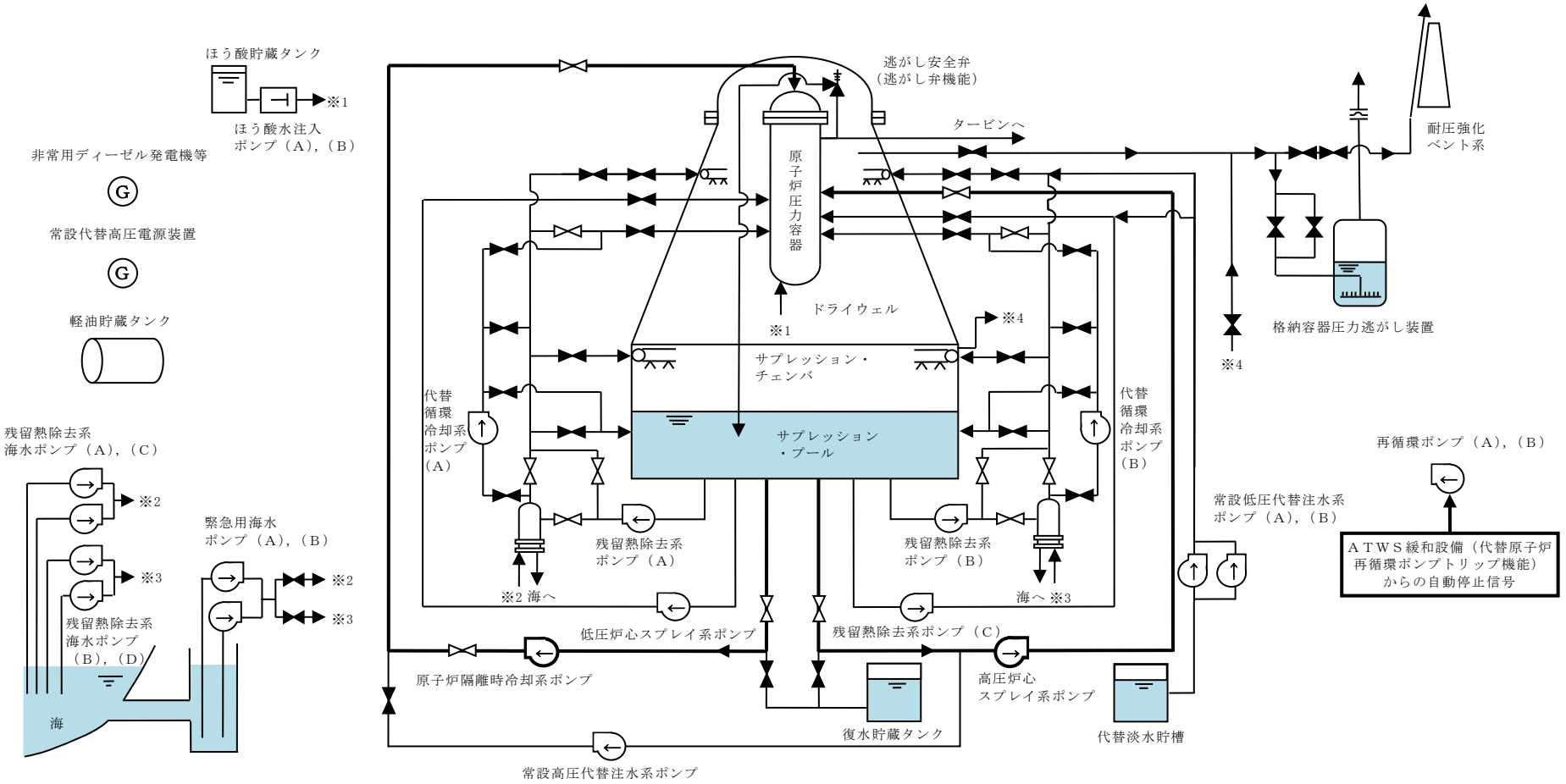
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸注入系	注入流量：163L／min ほう酸水濃度：13.4wt％	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から 3 分 30 秒後 （事象発生から 9 分 30 秒後）	炉心部へのほう酸注入開始は，ほう酸水注入系の起動後，注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	伝熱容量：約 53MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 27.2℃において）	設計値を設定

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5／6）

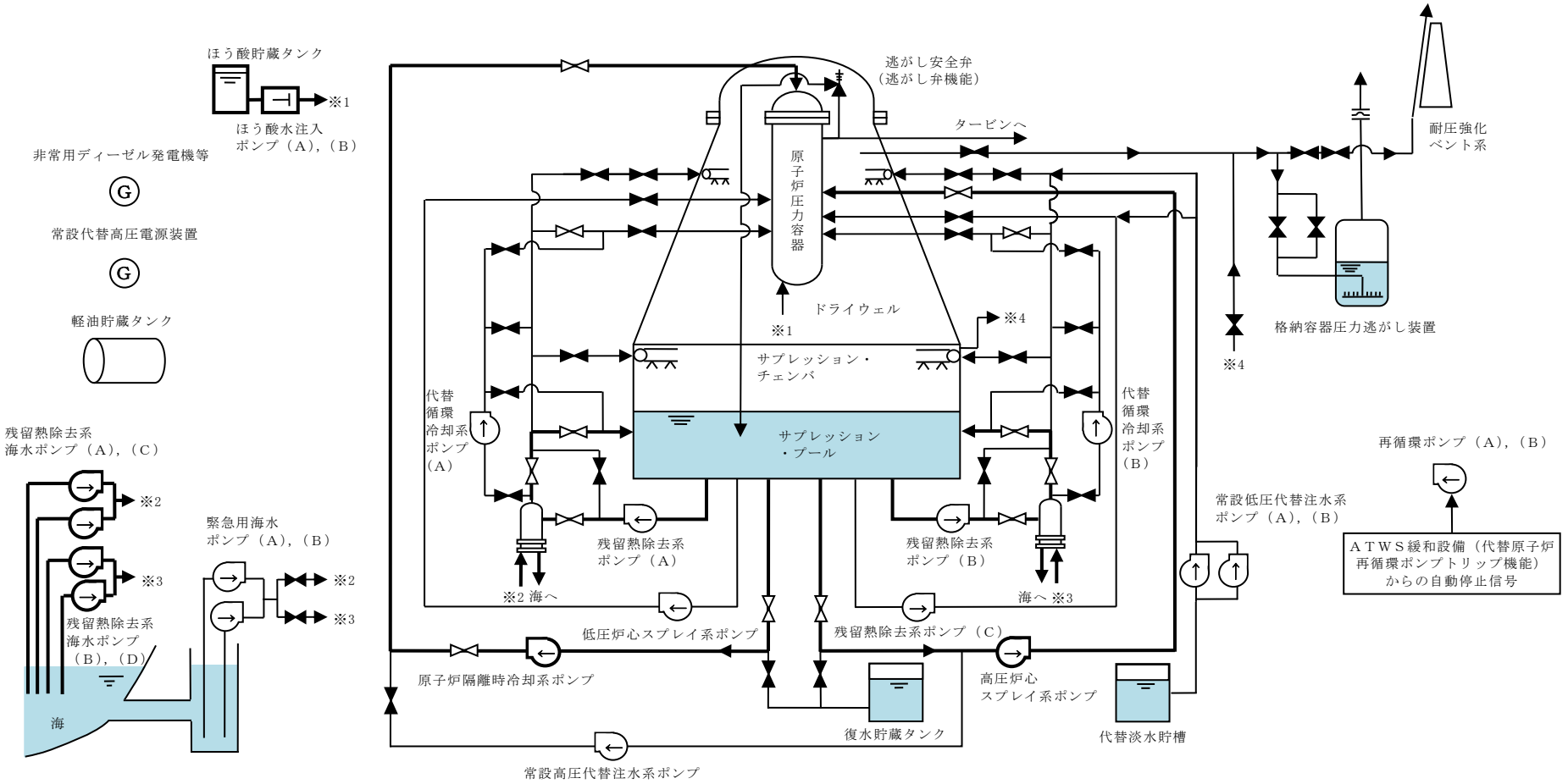
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき，自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため，自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき，状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 7.1.5－2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6／6）

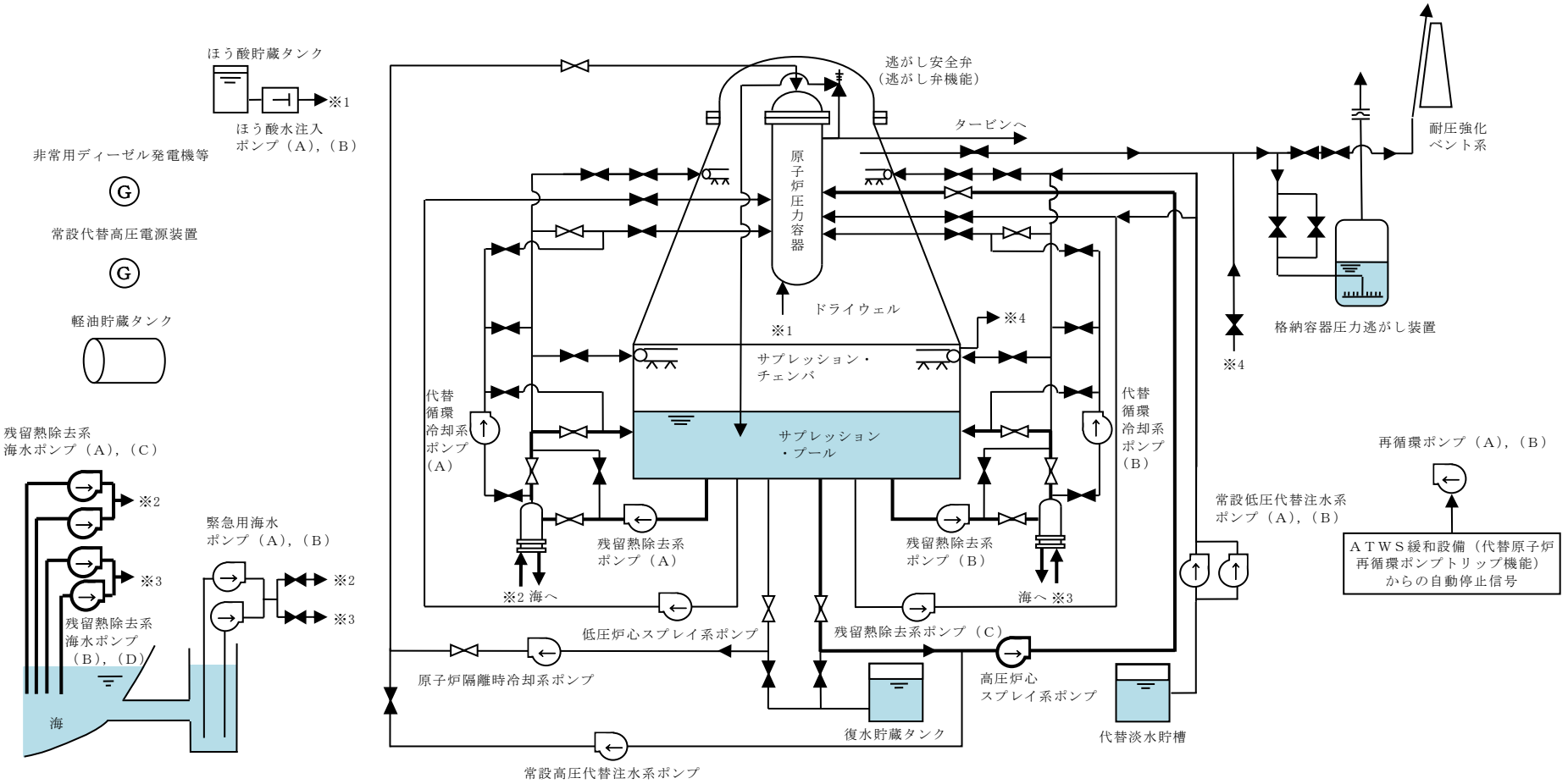
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：ＳＣＡＴ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで，被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，９×９燃料（Ａ型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		ＧＥＸＬ相関式	沸騰遷移の判定は，ＧＥＸＬ相関式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達相関式		修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式		「ＢＷＲにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における相関式２	－



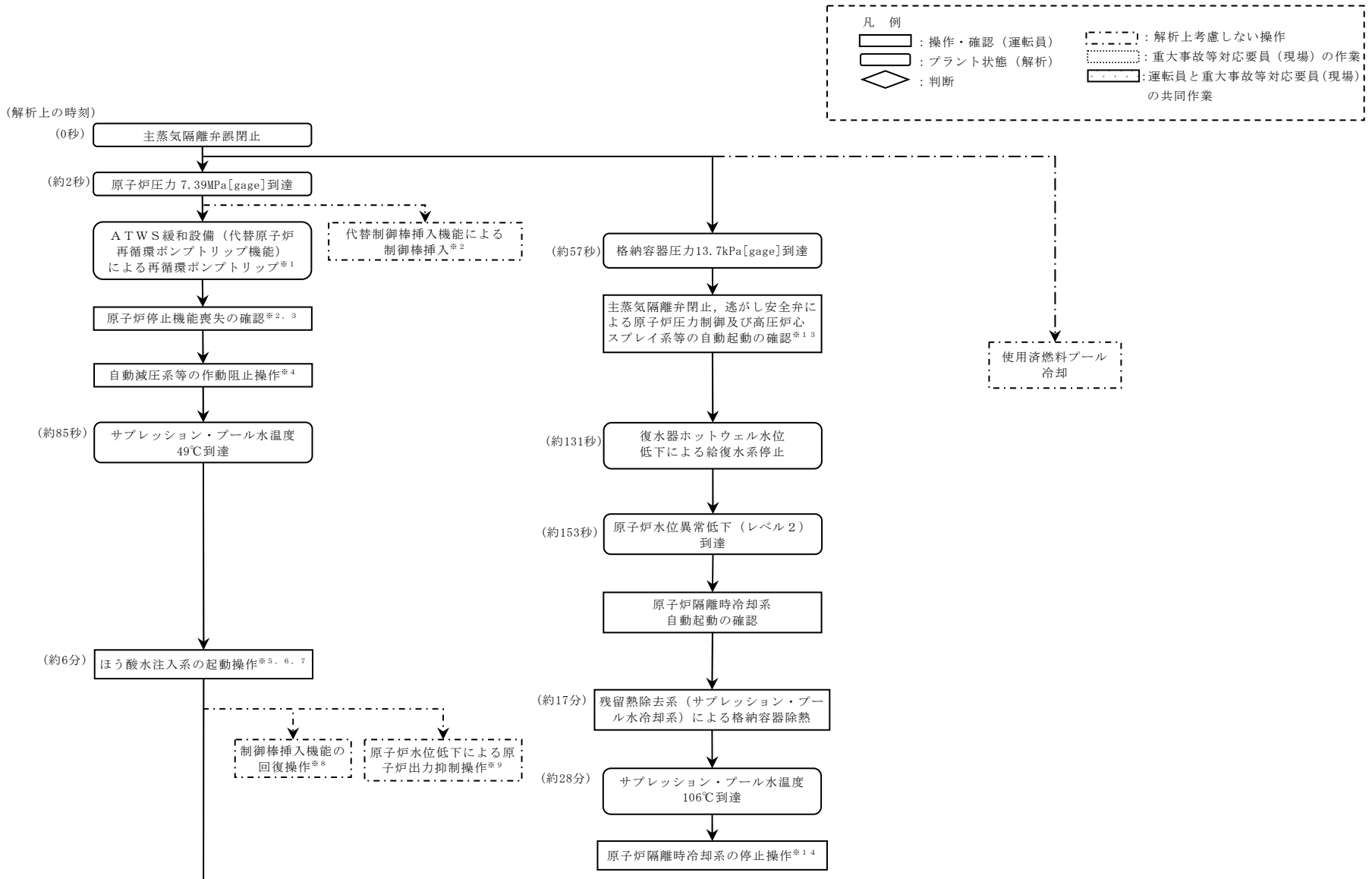
第 7.1.5－1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
並びにＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による
原子炉出力の抑制段階）



第 7.1.5－1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水，
ほう酸注入系による原子炉停止並びに
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）



第 7.1.5－1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱段階）



※１　再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。

※２　代替制御棒挿入機能，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。

※３　全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合，原子炉スクラム失敗と判断する。

※４　自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると，炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから，原子炉停止機能喪失を確認した場合は，自動減圧系等の作動を阻止する。

※５　ほう酸水注入系起動操作は，出力領域計装指示値が10%以上で，かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。

※６　中央制御室にて，警報，機器ランプ表示，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。

※７　ほう酸水注入系起動操作は，以下により，中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が20%を超えた場合
又は
・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し，最大振幅が10%を超えた場合

※８　制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが，解析上考慮しない。
・中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作
・現場での計器用空気系の排気操作
・現場でのスクラム個別スイッチの操作
・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水

※９　原子炉停止機能喪失時は，運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが，解析上考慮しない。

※１０　ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは，原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持する。

※１１　ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。

※１２　ほう酸水注入系の全量注入完了後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持する。

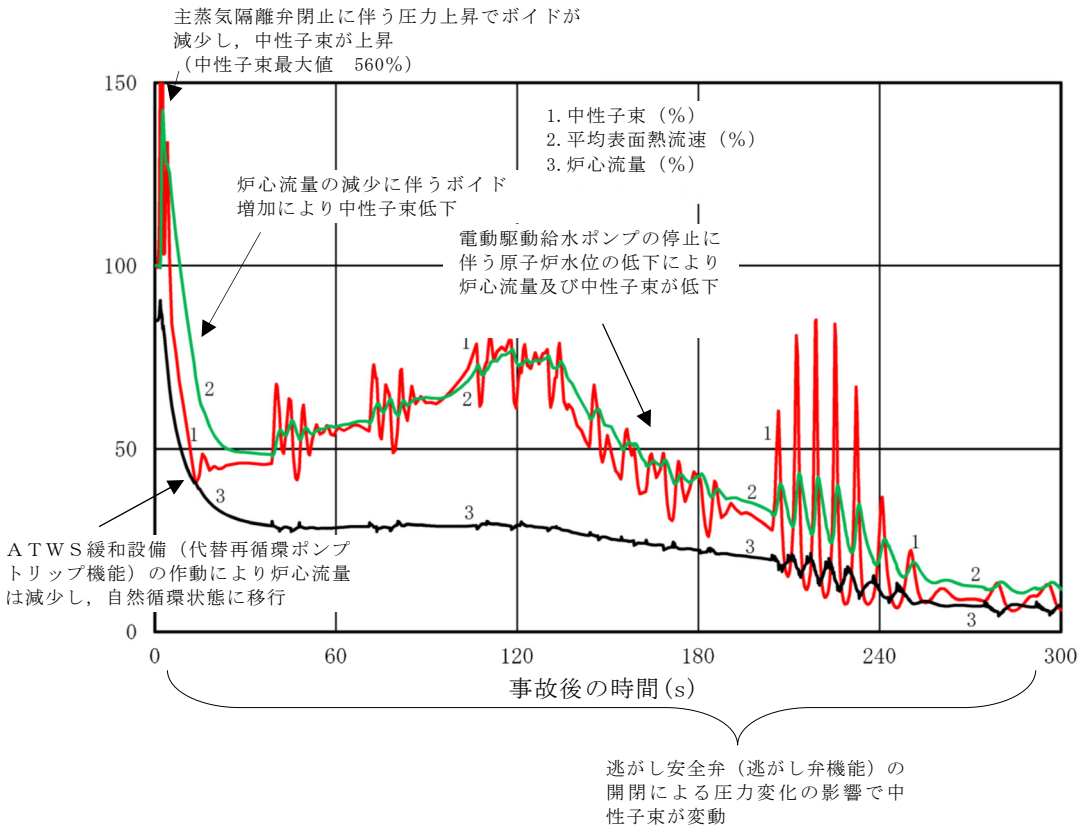
※１３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力等にて確認する。 原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが，ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

※１４　原子炉隔離時冷却系は，水源であるサプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。
原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

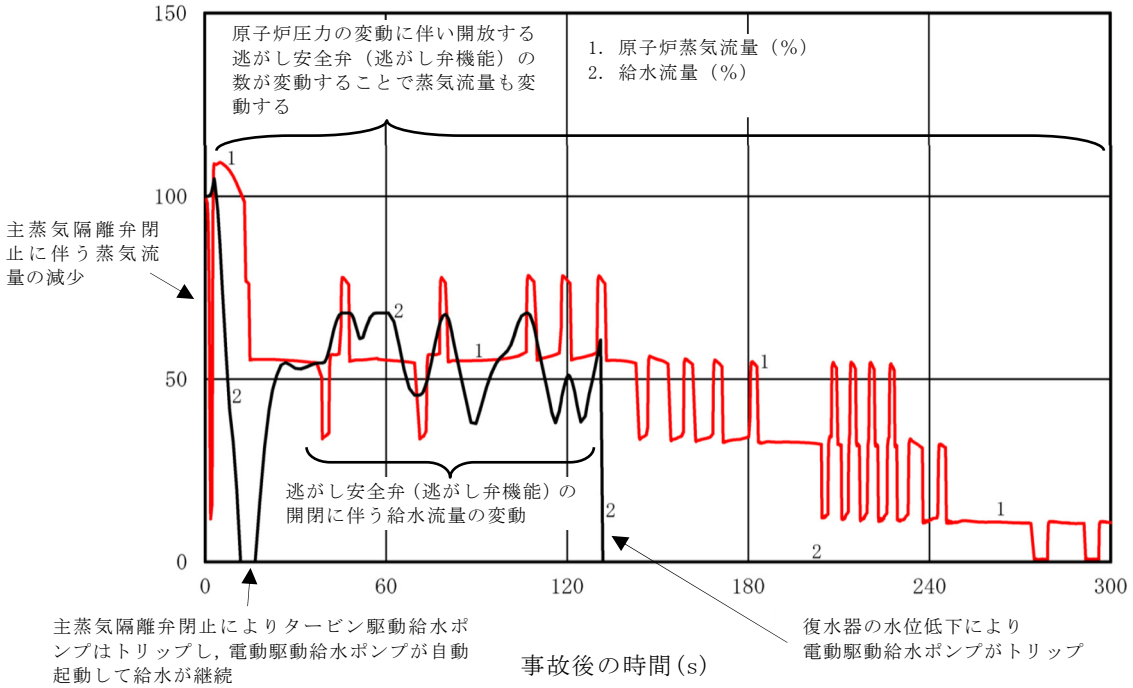
第 7.1.5－2 図　原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 5 / 10 / 15 / 20 / 30 / 40 / 24 / 25 経過時間（時間）	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽原子炉自動スクラム信号発信 ▽約57秒　ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage]設定点)到達 ▽約1.4分　サプレッション・プール水温49℃到達 ▽約2.2分　復水器ホットウェル水位低下による電動駆動給水ポンプ ▽約2.6分　原子炉水位異常低下（レベル２）到達 ▽約5.9分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達＋120秒 ▽6分　ほう酸水注入系起動 ▽9.5分　炉心部へのほう酸注入開始　▽17分　残留熱除去系（2系列）による格納容器除熱開始 ▽約28分　サプレッション・プール水温度106℃到達	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	－	－	●原子炉自動スクラム失敗の確認 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認	3分	手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しないが，原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間（3分）ではこれらの操作時間も考慮して設定している。
	1人 B	－	－	●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確 ●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10分	
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	－	－	●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	1分	
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	－	－	●ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2分 ほう酸水全量注入完了までは適宜状態監視し，全量注入完了を確認した後にほう酸水注入系を停止	中性子束振動の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒挿入機能の回復操作	【1人】 A	－	－	●原子炉水位低下操作による原子出力の抑制操作	原子炉水位調整	解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒挿入機能の回復操作
	【2人】 A，B	－	－	●代替制御棒挿入回路の起動操作 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作	16分	
	－	2人 C，D	－	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作	45分	
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】 B	－	－	●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2系列）	6分	
				●サプレッション・プール冷却状況監視	適宜実施	
原子炉水位調整操作	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作	適宜実施 サプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合，原子炉隔離時冷却系を停止	
	【1人】 A	－	－	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系の流量調整操作	適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル１）設定点付近に維持し， 全量注入完了後は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15　分	
必要要員合計	2人 A,B	2人 C，D	0人			

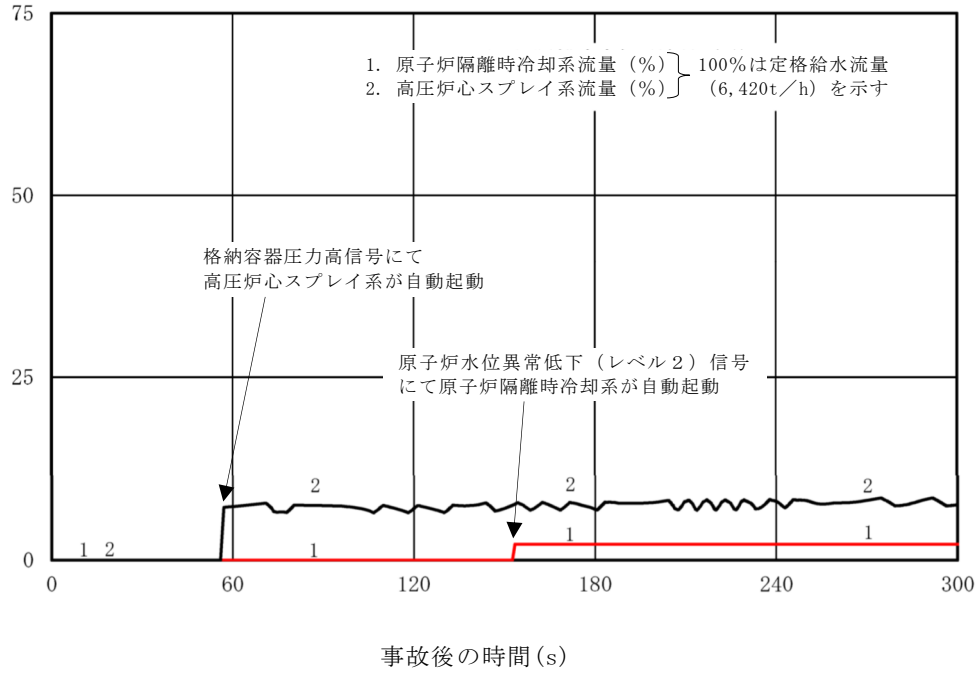
第7.1.5－3図　原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



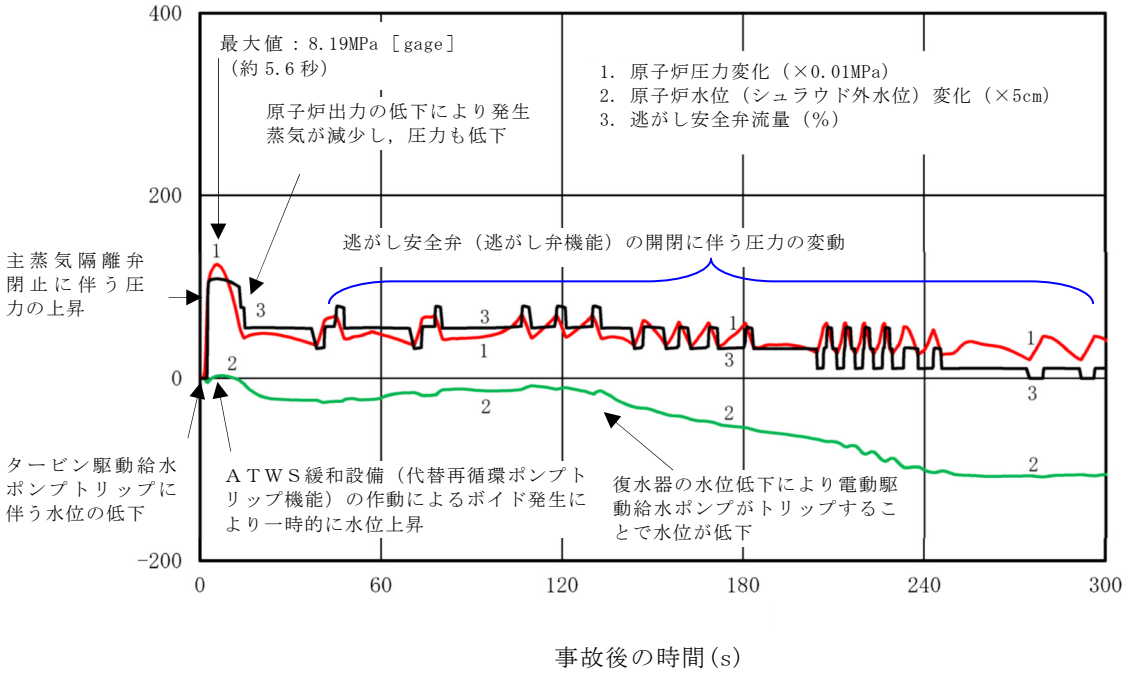
第 7.1.5－4 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）



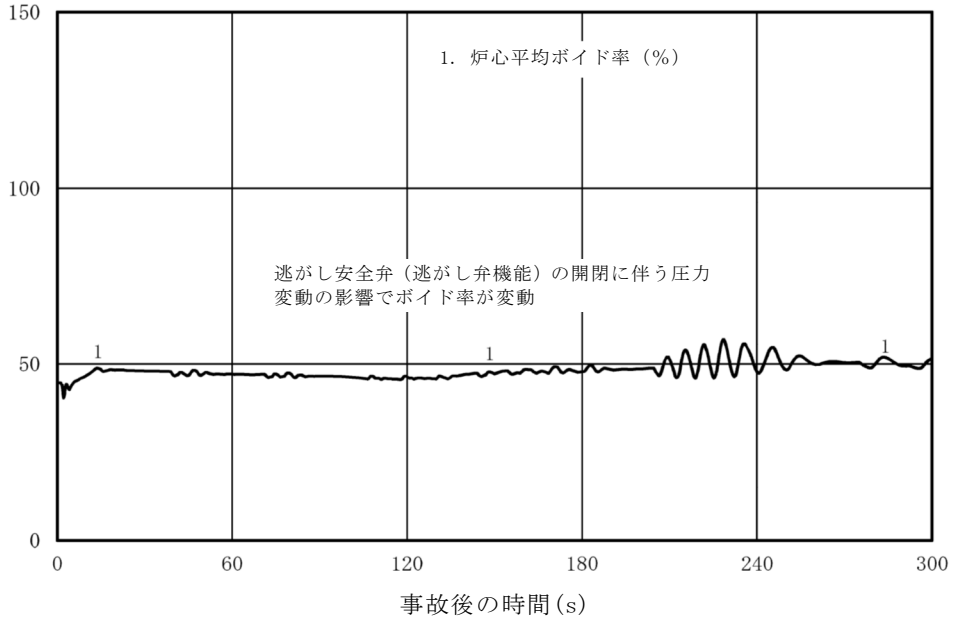
第 7.1.5－5 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



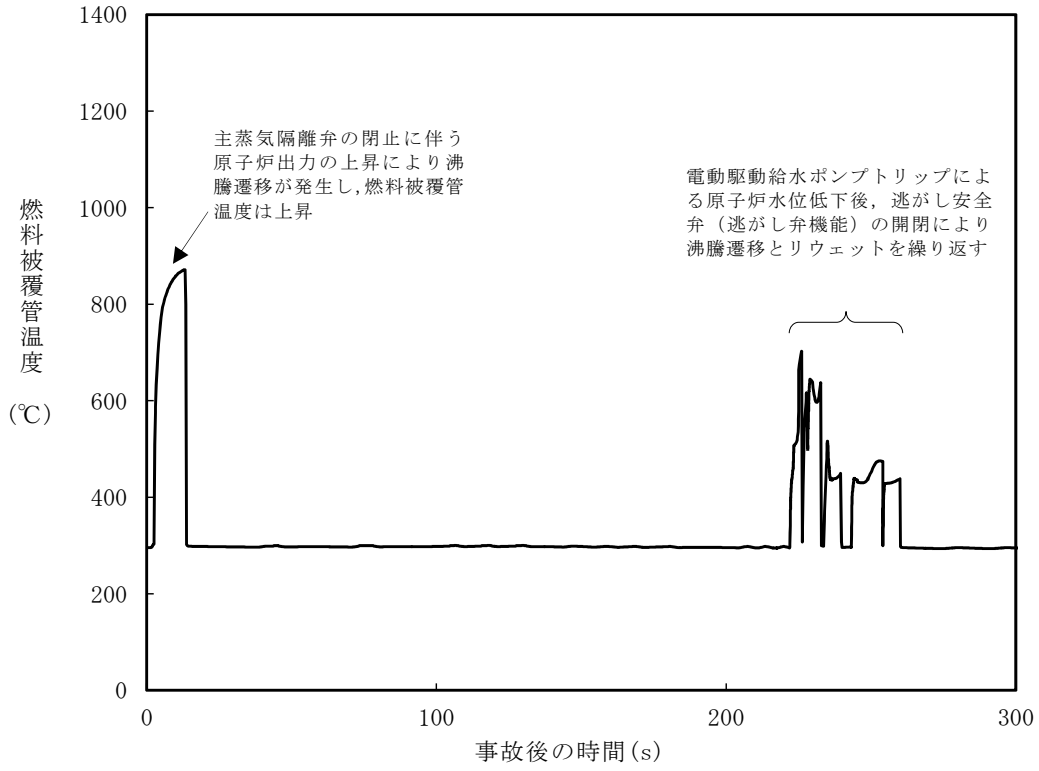
第 7.1.5－6 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（短期）



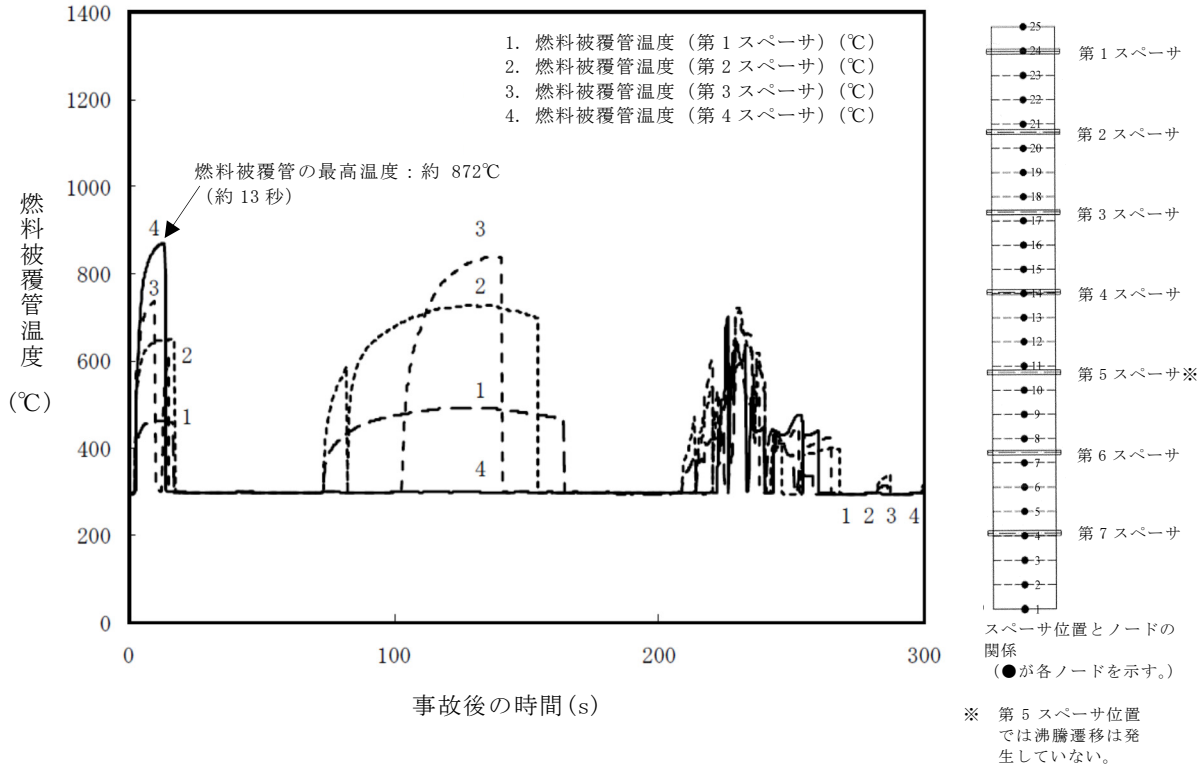
第 7.1.5－7 図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁の流量の推移（短期）



第 7.1.5－8 図　炉心平均ボイド率の推移（短期）

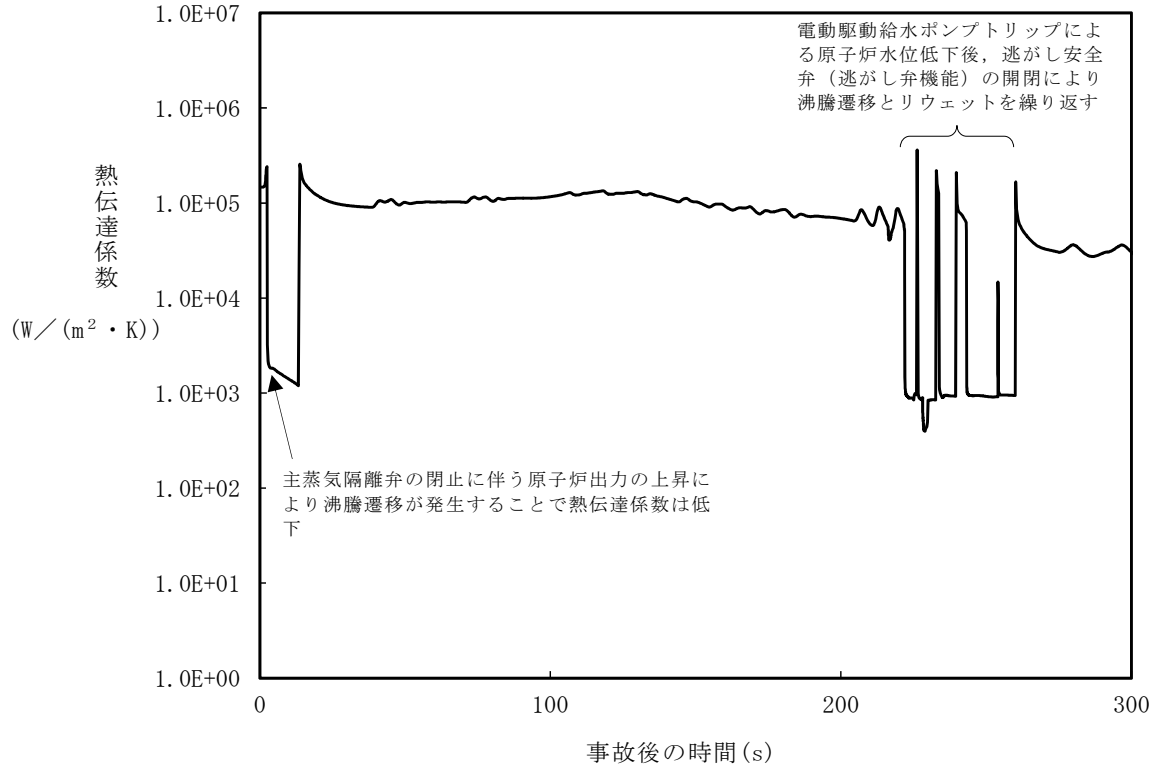


第 7.1.5－9 図　燃料被覆管温度(燃料被覆管最高温度発生位置)の推移(短期)

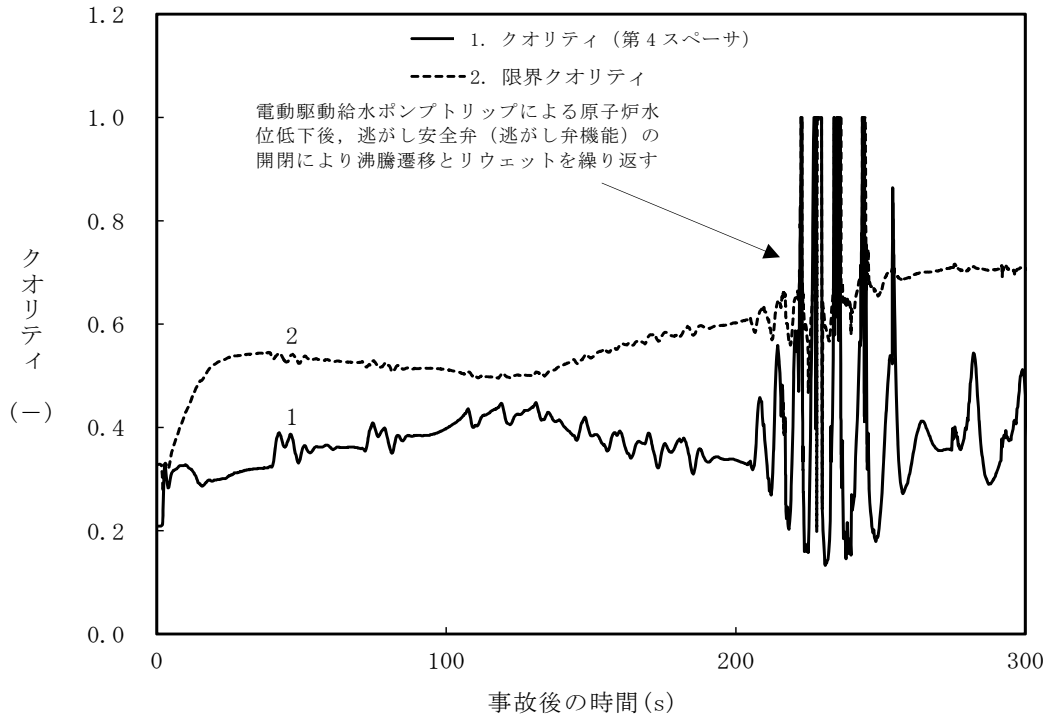


第 7.1.5－10 図　燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

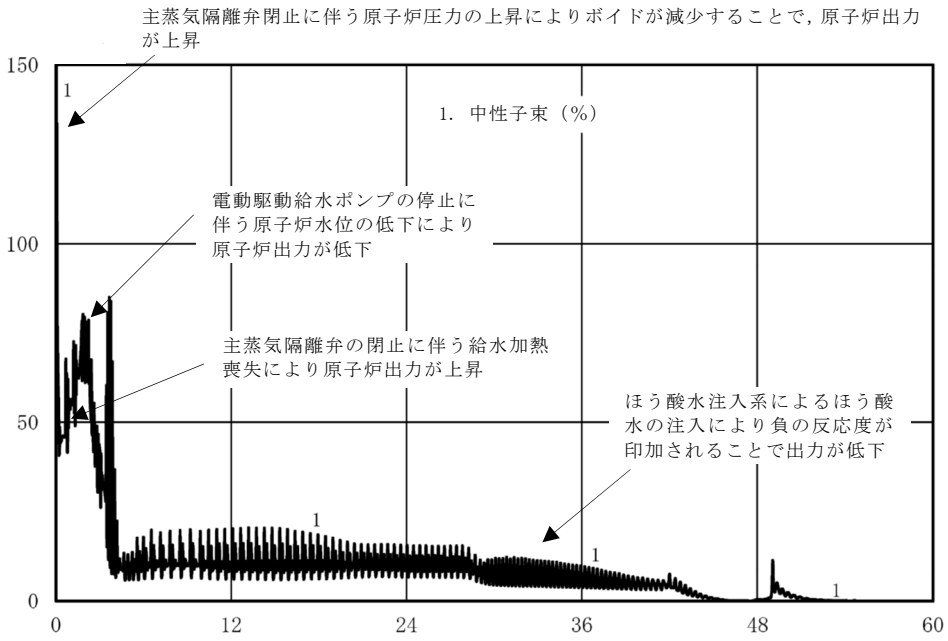
燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で，最高温度を評価している。



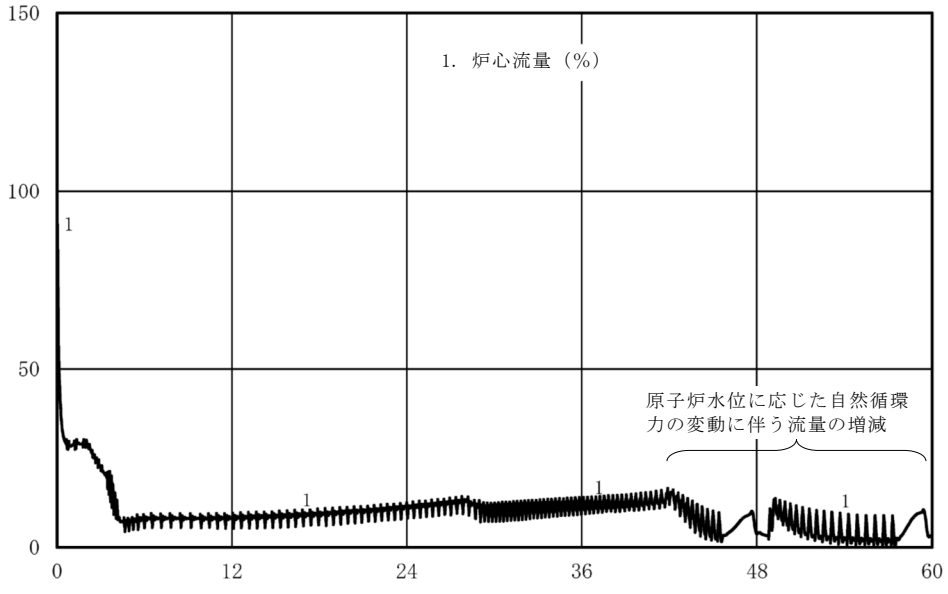
第 7.1.5－11 図　熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



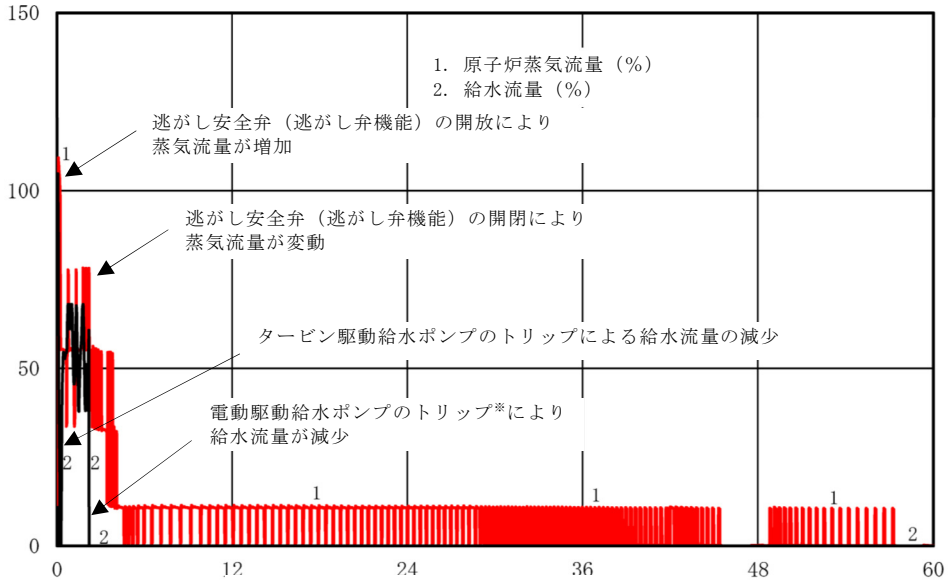
第 7.1.5－12 図　クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



第 7.1.5－13 図　中性子束の推移（長期）

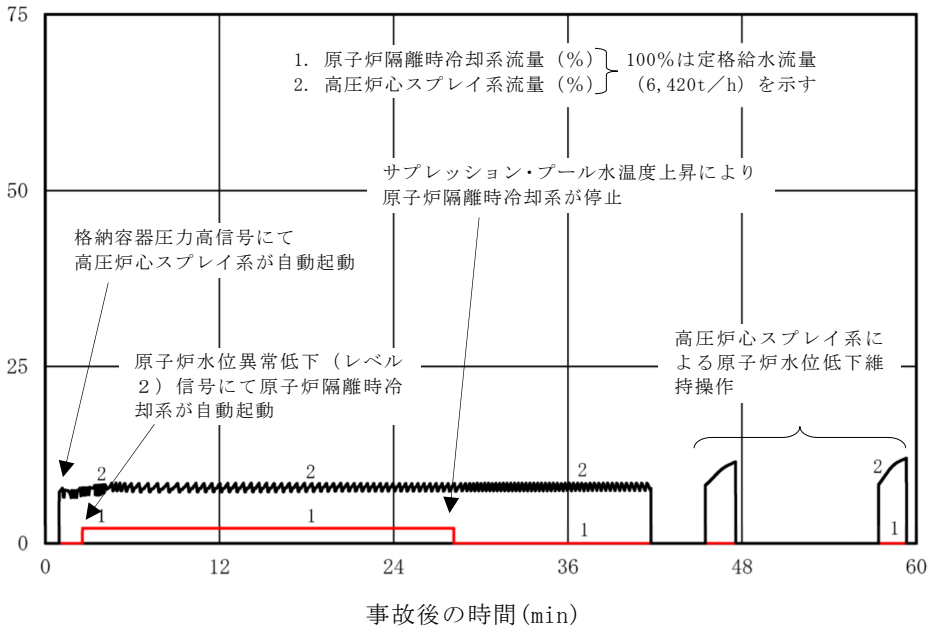


第 7.1.5－14 図　炉心流量の推移（長期）

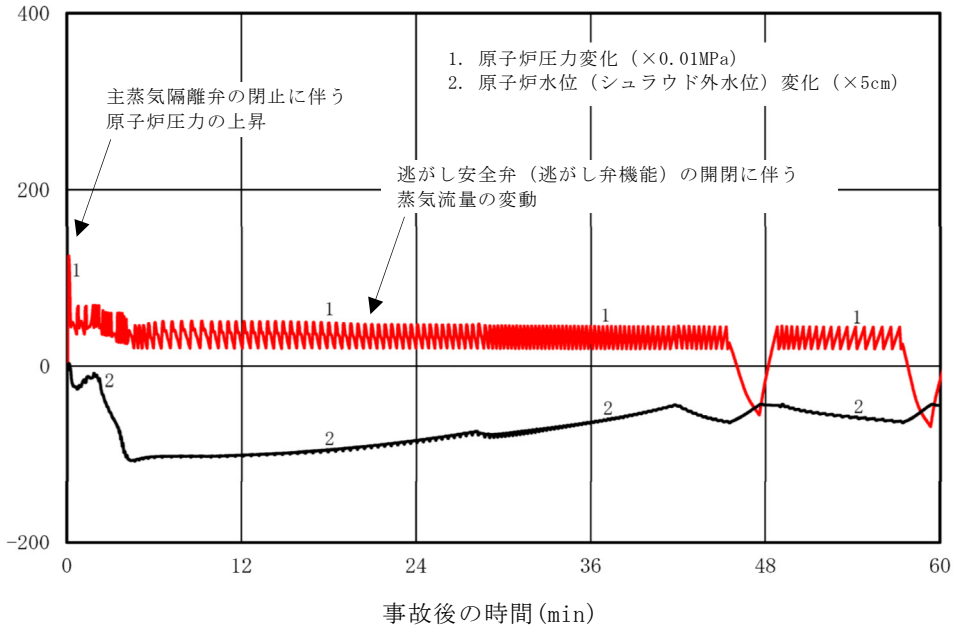


※ 復水器ホットウェル水位低低信号により給復水系は全停となる。実機でも数秒の時間遅れしかないことを踏まえ，今回の評価では，低圧復水ポンプ，高圧復水ポンプ及び電動駆動給水ポンプの停止を同時刻としている。

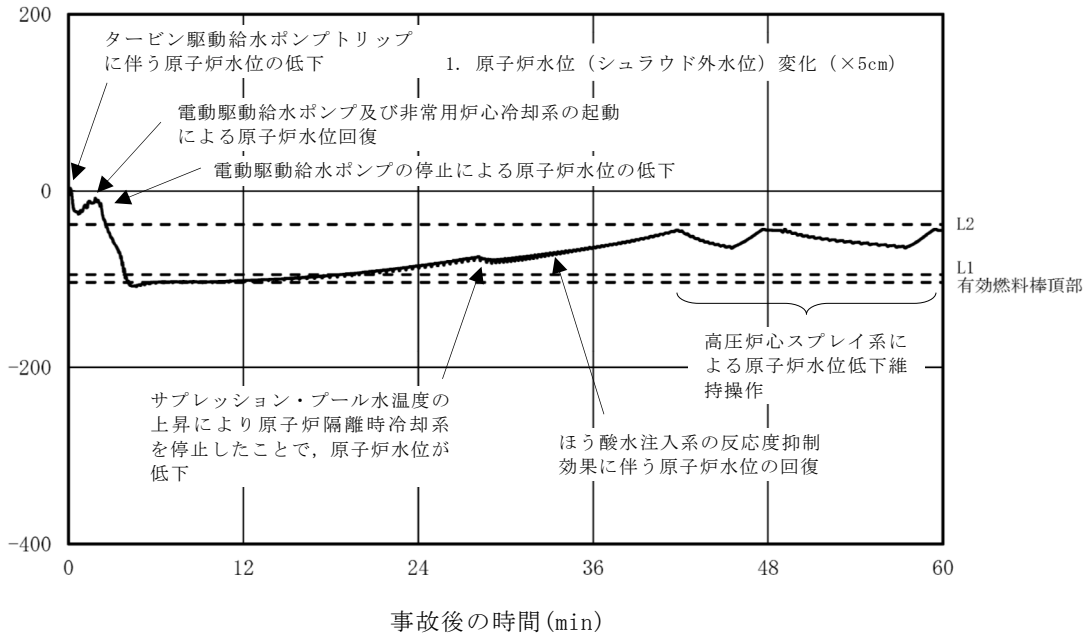
第 7.1.5－15 図　原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



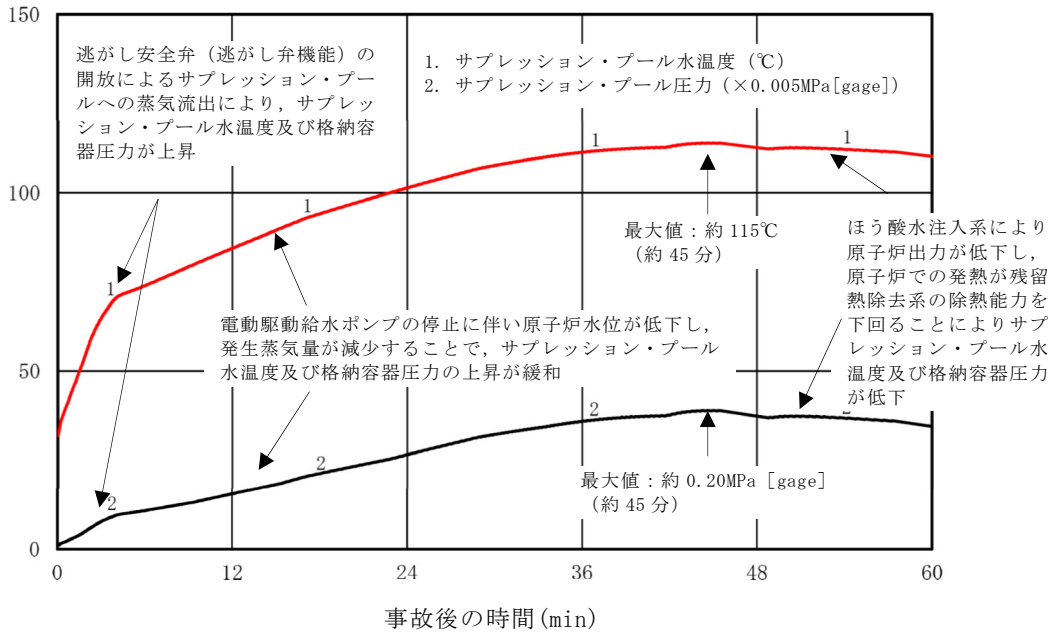
第 7.1.5－16 図　原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（長期）



第 7.1.5－17 図　原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）

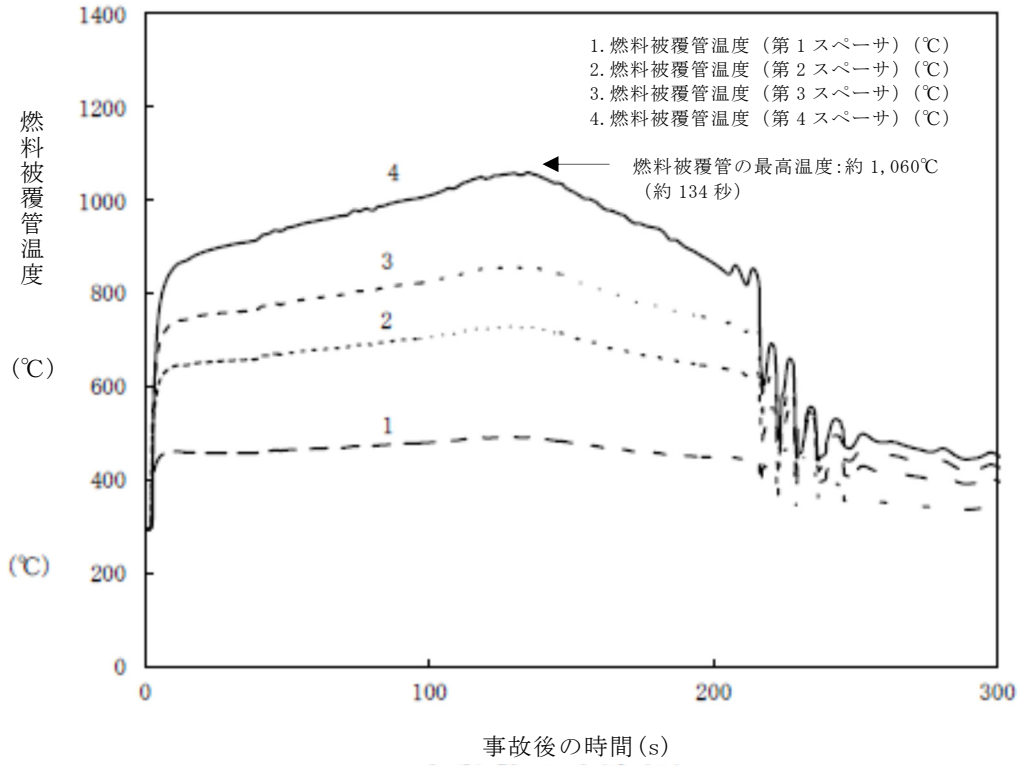


第 7.1.5－18 図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）

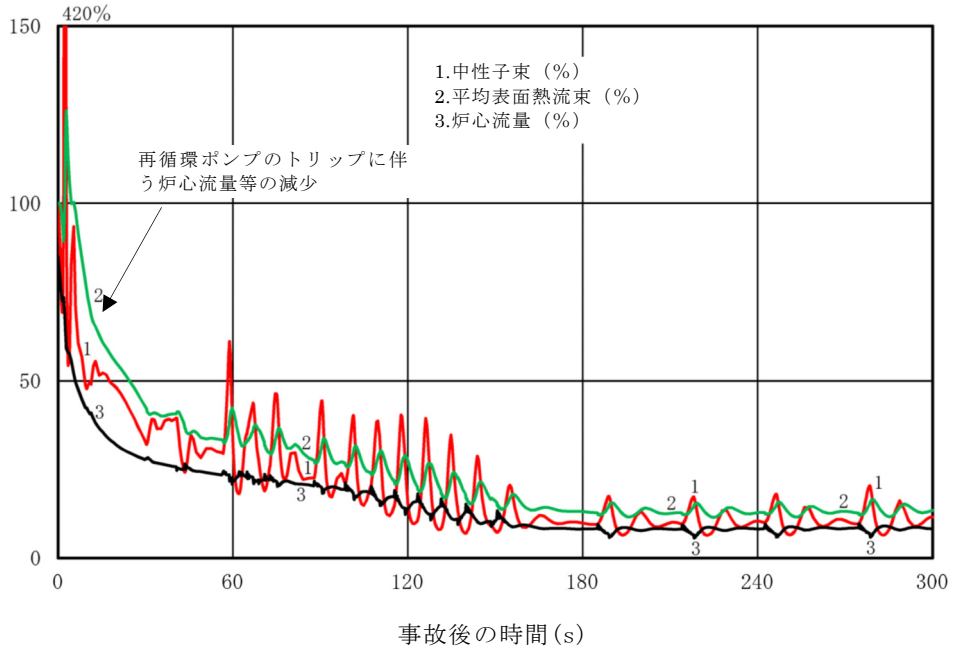


第 7.1.5－19 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移

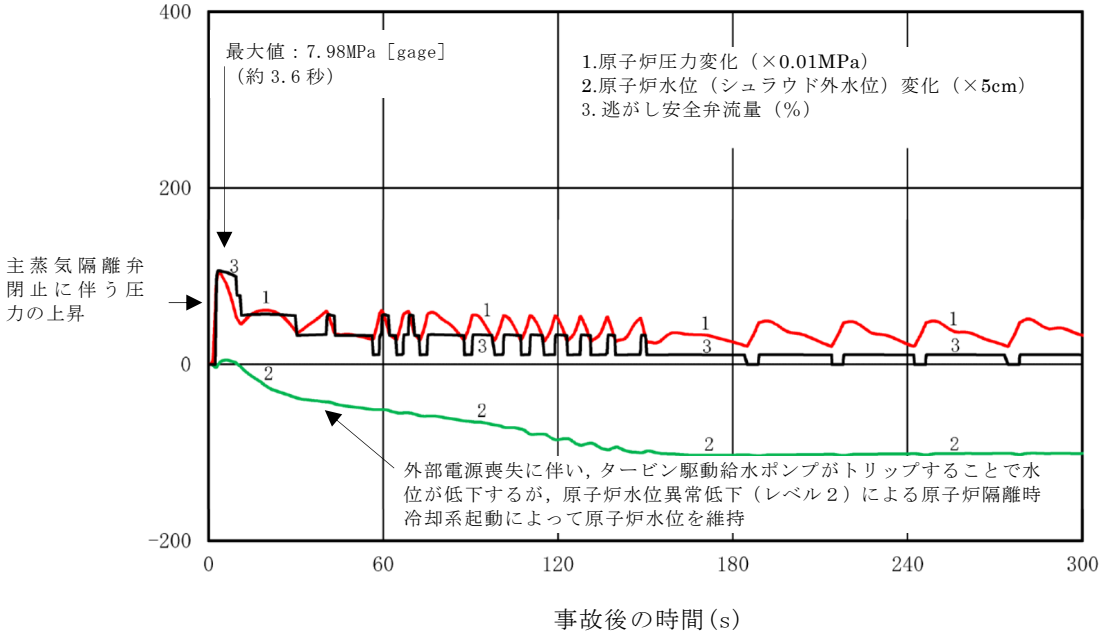
（長期）



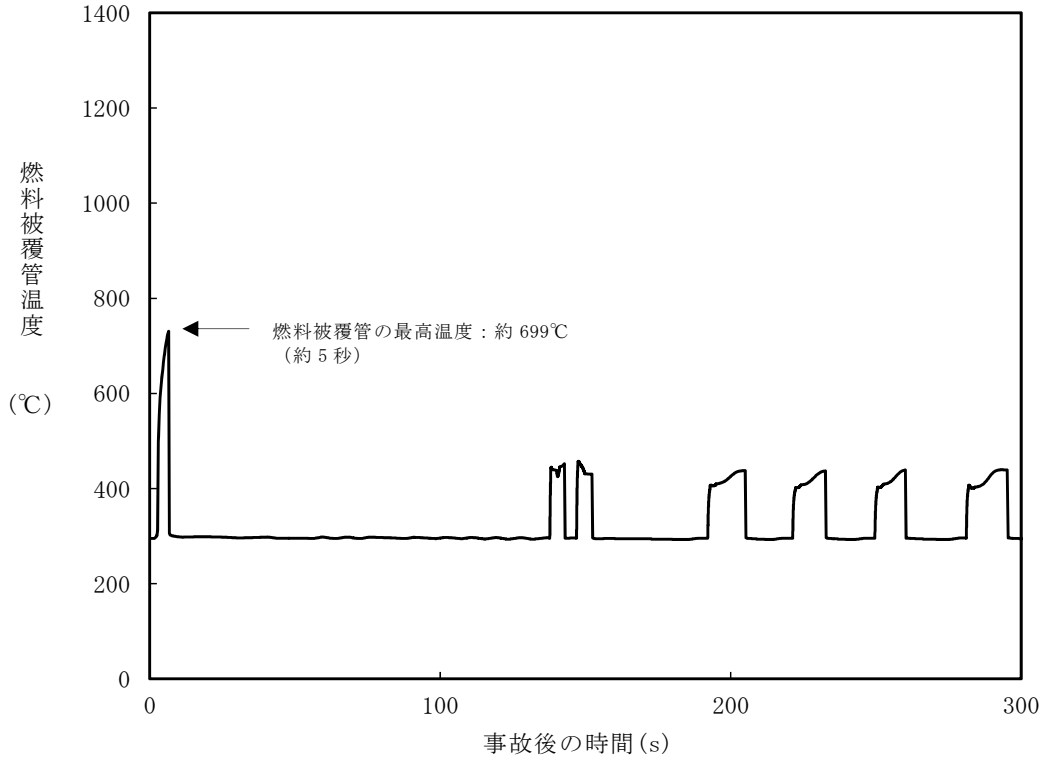
第 7.1.5－20 図　燃料被覆管温度（リウェット考慮をしない場合）（短期）



第 7.1.5－21 図　中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（外部電源がない場合）（短期）

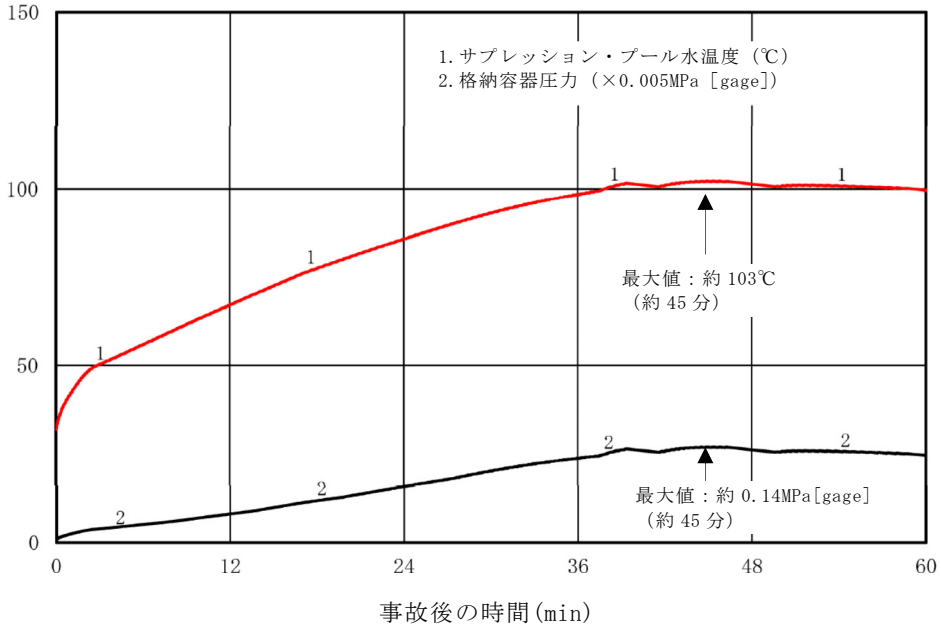


第 7.1.5－22 図　原子炉圧力，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び逃がし安全弁流量の推移（外部電源がない場合）（短期）



第 7.1.5－23 図　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移

（外部電源がない場合）（短期）



第 7.1.5－24 図　サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移

（外部電源がない場合）（長期）

7.1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

7.1.6.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び②「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断ＬＯＣＡのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することができないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」は，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に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，中小破断ＬＯＣＡが発生し，同時に高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価として

は，中小破断ＬＯＣＡ発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。中小破断ＬＯＣＡ発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，格納容器内の冷却を行い，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.6－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.6－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.6－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員17名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員 5 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名及び現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.6－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 17 名及び参集要員 5 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。

原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離

時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は,各系統の流量等である。

ｃ．高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

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

ｄ．低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統のポンプ吐出圧力である。

ｅ．高圧・低圧注水機能の回復操作

高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

ｆ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失及びＬＯＣＡ発生の確認後，一連の操作として原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設低圧代替注水系ポンプ

を用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

緊急用母線の受電に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。

h．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

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

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

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

i．原子炉水位の調整操作

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

低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。

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

ｊ．代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

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

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

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した

場合，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

1．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また，格納容器ベント操作前に，原子炉満水操作として，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する。なお，原子炉満水操作は，解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

また，サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッ

ション・プール水位等である。

ｍ．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施し，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

ｎ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｏ．使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

7.1.6.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＬＯＣＡを起因事象とし，全ての注水機能を喪失する「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。また，原子炉水位の低下を厳しくする観点で，評価上は給水流量の全喪失を想定する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.1.6－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a．事故条件

(a)　起因事象

破断位置は，冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし，液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないこと並びに格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））では原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（配管断面積約 2,400 cm^2）の破断を想定することを考慮し，再循環配管とする。

破断面積は，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし，不確かさを考慮して約 3.7 cm^2及び約 9.5 cm^2とする。なお，約 9.5 cm^2の破断面積は，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）の操作時間余裕を考慮しない場合に，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な範囲で最大となる破断面積を確認するために設定する。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。また，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合,原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは，それぞれ原子炉水位低（レベル３）信号及び原子炉水位異常低下（レ

ベル２）信号となり，原子炉水位の低下が大きくなることで，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動操作による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～378m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]※）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m^3／h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位

を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順における調整範囲の上限である 130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g)　格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし，格納容器圧力が 310kPa[gage]において 13.4kg／s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施する。

(b)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系

（常設）による格納容器冷却は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず，燃料被覆管の破裂も発生していないため，放射性物質の放出を評価する際は，設計基準事故に対する評価手法を採用することで保守性が確保される。このため，敷地境界外での実効線量評価に当たっては,「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会　平成 2 年 8 月 30 日)」に示されている評価手法を参照した。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。

ａ．事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容される I-131 の最大濃度とし,その組成を拡散組成とする。これにより，事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は，I-131 等価量で約 4.7×10^{12}Bq となる。

ｂ．原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は，I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値※である 2.22×10^{14}Bq とし，その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより，原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は，希ガスについては γ 線実効エネルギ 0.5MeV 換算値で約 6.0×10^{15}Bq，よう素については I-131 等価量で約 3.9×10^{14}Bq とな

る。

※ 過去に実測された I-131 の追加放出量から，熱出力 1,000MW 当たりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合，熱出力 1,000MW 当たりの I-131 の追加放出量の平均値に当たる値は 2.78×10^{13}Bq（750Ci）であり，東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は，これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14}Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci＝3.7×10^{10}Bq）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所　事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）

c．燃料棒から追加放出されるよう素のうち，有機よう素は 4%とし，残りの 96%は無機よう素とする。

d．燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち，希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち，10%は瞬時に気相部に移行するものとし，残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバされる割合は 2%とする。

e．原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁等を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，格納容器内に移行するものとする。この場合，希ガス及び有機よう素の全量が，無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。

f．サプレッション・チェンバの無機よう素は，サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが，ドライウェルからの格納容器ベントを踏まえ，スクラビングの効果を考慮しないものとする。また，無機よう素の格納容器内への沈着効果及び格納容器スプレイ水による除去効果は考慮しないものと

する。核分裂生成物の減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

g．核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする※。

※　格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合，建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが，これによる敷地境界外での実効線量への影響は，格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の敷地境界外の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し，格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなることで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。

h．敷地境界外における実効線量は，内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し，よう素の内部被ばくによる実効線量は(1)式で，希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で，それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad \cdots\cdots (1)$$

R　　：呼吸率（m^3／h）

H_{∞}　：よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量

（1.6×10^{-7}Sv／Bq）

χ／Q：相対濃度（s／m^3）

Q_I　：事故期間中のよう素の大気放出量（Bq）

（I-131 等価量－小児実効線量係数換算）

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad \cdots\cdots (2)$$

K　　：空気吸収線量から実効線量への換算係数

（K=1Sv／Gy）

Ｄ／Ｑ：相対線量（Gy／Bq）

Q_{γ}　：事故期間中の希ガスの大気放出量（Bq）

（γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値）

ｉ．大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，地上放出，実効放出継続時間 1 時間※の値として，相対濃度（χ／Ｑ）を 2.9×10^{-5}s／m^3，相対線量（Ｄ／Ｑ）を 4.0×10^{-19}Gy／Bq とし，耐圧強化ベント系を用いる場合は，主排気筒放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度（χ／Ｑ）は 2.0×10^{-6}s／m^3，相対線量（Ｄ／Ｑ）は 8.1×10^{-20}Gy／Bq とする。

※　本評価では，実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である 1 時間を使用している。なお，実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり，短時間であるほど保守的な相対濃度，相対線量となる。

ｊ．格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50，無機よう素の除染係数を 100 とする。

(4)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおいて，約 3.7cm^2の破断を想定する場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.6－4 図から第 7.1.6－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第7.1.6－9図から第7.1.6－15図に，格納容器圧力，

格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第7.1.6－16図から第7.1.6－19図に示す。同様に，約9.5cm^{2}の破断を想定する場合のパラメータの推移を第7.1.6－20図から第7.1.6－31図に示す。

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

ａ．事象進展

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

注水が開始されると，原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

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

また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション･プール水位が通常水位＋6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ,事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・

プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.6－9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，約 3.7cm^{2}の破断の場合には，事象発生の約 37 分後に最高値の約 616℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また，約 9.5cm^{2}の破断の場合には，第 7.1.6－25 図に示すとおり，事象発生の約 31 分後に約 842℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の酸化量は，約 3.7cm^{2}の破断の場合及び約 9.5cm^{2}の破断の場合ともに，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。原子炉圧力は，第 7.1.6－4 図及び第 7.1.6－20 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は，第 7.1.6－16 図に示すとおり，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約

28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は，第 7.1.6－17 図に示すとおり，事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。また，格納容器圧力及び雰囲気温度は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となることから，約 9.5 cm^2の破断を想定する場合でも，最高値は同等となる。

第 7.1.6－5 図に示すように，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 7.1.6－16 図及び第 7.1.6－17 図に示すように，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで，高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，約 1.6×10^{-1}mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-1}mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。また，評価条件としてＬＯＣＡ発生の有無のみが異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「ＬＯＣＡ時注水機能喪失（破断面積 3.7 cm^2）」における格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の実施時刻（格納容器圧力 310kPa[gage]到達時）は，おおむね同等（約 28 時間後）であることから，破断面積の違いが格納容器除熱の実施時刻に与える影響は非常に小さい。 このため，約 9.5 cm^2の破断を想定する場合でも，格納容器内での核分裂生成物の減衰時間は同等となり，実効線量の評価結果に有意な違いはないと考えら

れる。

安定状態が確立した以降は，残留熱除去系を復旧した後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。

7.1.6.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に手動操作により原子炉を手動減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水),常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器

除熱とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験

体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内

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

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.6－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は,解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～約41kW／mであり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注

水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし，不確かさを考慮して約 3.7 cm^2及び約 9.5 cm^2の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm^2より小さい場合は，原子炉水位の低下は遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が約 9.5cm^2を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については，「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合,サプレッション･プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり,最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となる

パラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，炉心冷却の観点で厳しい再循環配管に対して，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし，不確かさを考慮して約 3.7 cm^2及び約 9.5 cm^2の破断面積を設定している。破断面積が約 9.5 cm^2より小さい場合は，原子炉水位の低下は遅くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。破断面積が約 9.5cm^2を超え，炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については，「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定して

いる。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉

減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員

により対応が可能であることから,この他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響

を及ぼすが，この場合でも 0.62MPa[gage]を十分に下回ると考えられることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(3) 操作時間余裕の把握

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

第 7.1.6－32 図から第 7.1.6－34 図に示すとおり，操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，約 3.7cm^{2}の破断の場合には，10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することを感度解析により確認しているため，10 分程度の操作時間余裕は確保されている。また，25 分の減圧操作遅れを想定した場合には,一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，格納容器ベント時の敷地境界線量も約 4.4mSv となり 5mSv を下回るが，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後の対応手順に移行するため，重大事故での対策の範囲となる。なお，約 9.5cm^{2}の破断の場合には，評価上考慮しない高圧代替注水系による原子炉注水に期待することで，操作時間余裕を確保することができる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，事象発生の約 16 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，事象発生の約 28 時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間

余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上昇するが，過圧の観点で厳しい「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達してから 0.62MPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

7.1.6.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な要員は，「7.1.6.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 17 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,320m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}及び西側淡水貯水設備に約 5,000m^3，合計で約 9,300m^{3}の水を保有しており，可搬型代替注水中型ポンプを用いて，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の注水継続が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，

7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で 755.5kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる補給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 1,128kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.1.6.5　結　論

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，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において中小破断ＬＯＣＡが発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ自動減圧

系が機能喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

なお，格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界での実効線量は，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.6－1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故等対策について（1／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びＬＯＣＡ発生の確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより，高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁* ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.6－1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故等対策について（2／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系の起動操作失敗後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し，手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
高圧／低圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・低圧注水機能喪失及びＬＯＣＡ発生の確認後，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	・低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水中型ポンプ	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。 ・炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ*	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）*

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.6－1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故等対策について（3／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	・原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 ・サプレッション・プール水位が，通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション･チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位* 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.6－1 表　ＬＯＣＡ時注水機能喪失における重大事故等対策について（4／4）

確認及び操作	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による格納容器除熱	・格納容器圧力が 245kPa［gage］に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	ドライウェル圧力* サプレッション･チェンバ圧力* 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として，原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	ドライウェル圧力* サプレッション･チェンバ圧力* サプレッション・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ，Ｓ／Ｃ）* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	・水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

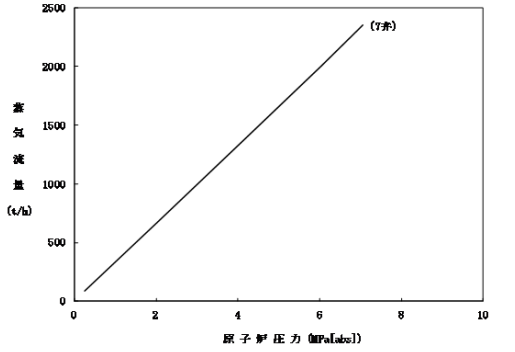
第 7.1.6－2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）(1／5)

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126 ㎝）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

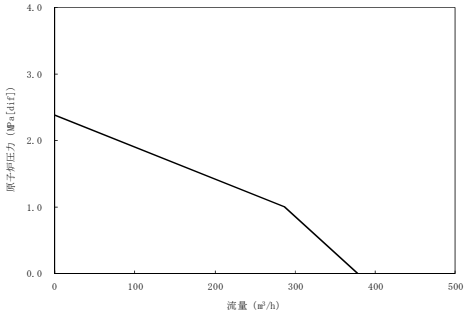
第 7.1.6－2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（2／5）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	再循環配管に 約 3.7cm^2及び約 9.5cm^2の 破断が発生	破断位置は，冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし，シュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないこと及び格納容器破損防止対策の有効性評価では原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径の破断を想定することを考慮し，再循環配管とする。 破断面積は，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲とし，不確かさを考慮して約 3.7 cm^2及び約 9.5 cm^2とする。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 また，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第 7.1.6－2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）(3／5)

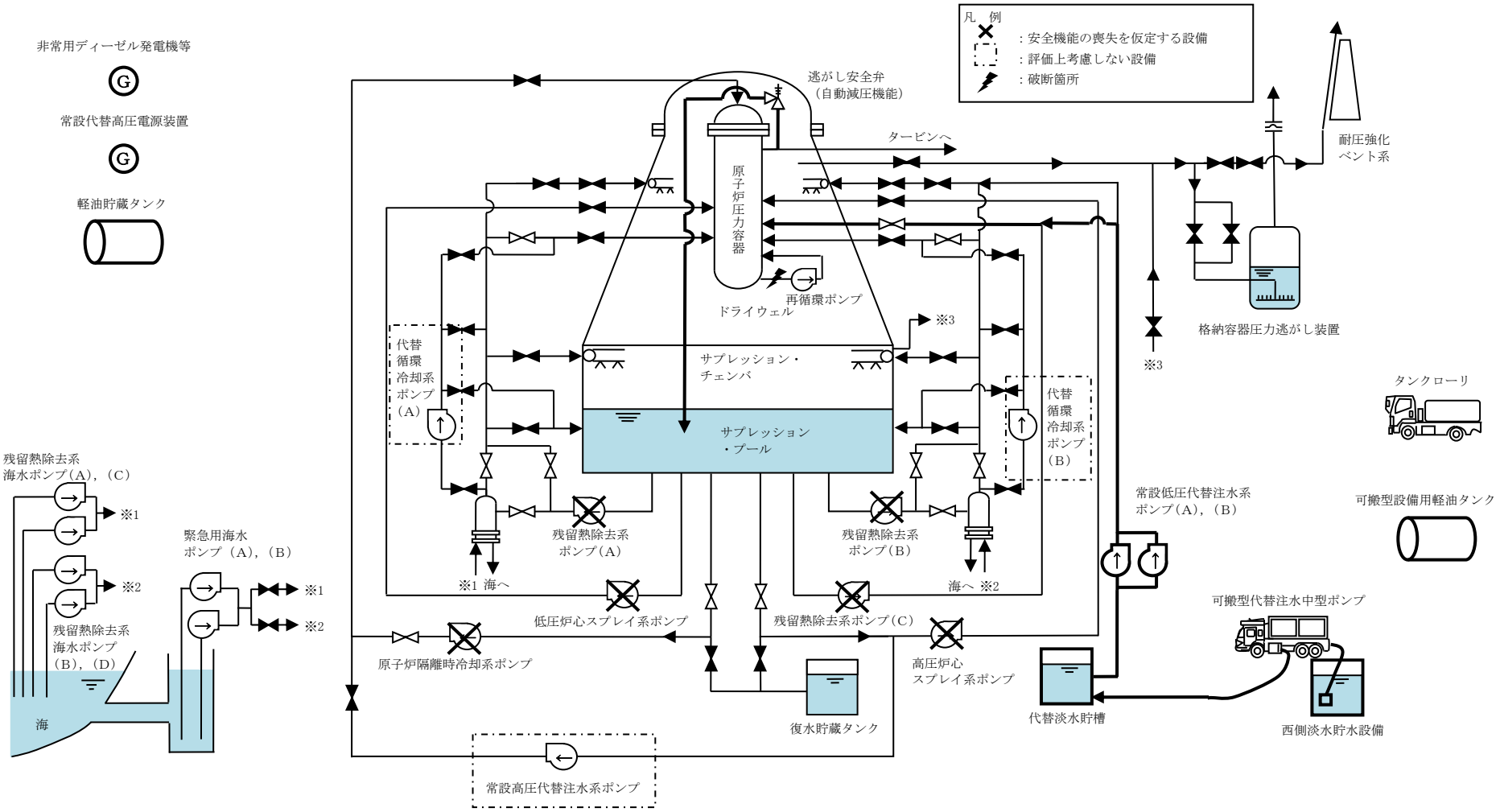
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.6－2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（4／5）

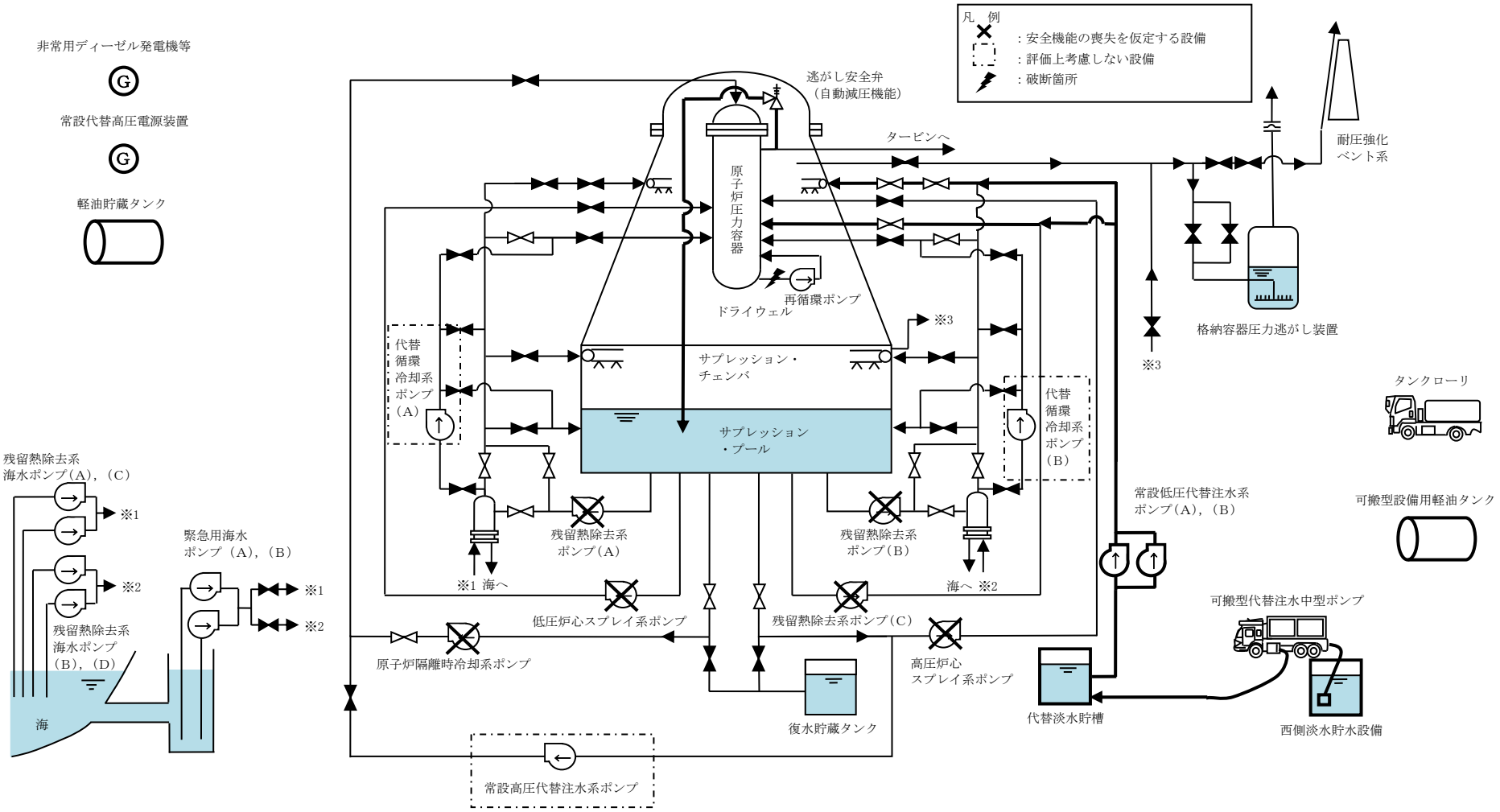
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m^3／h～378m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として,機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m^3／h（一定）	併用時の系統評価に基づき，保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として，運転手順の流量調整範囲（102m^3／h ～130m^3／h）における上限を設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg／s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として,機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 7.1.6－2 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（5／5）

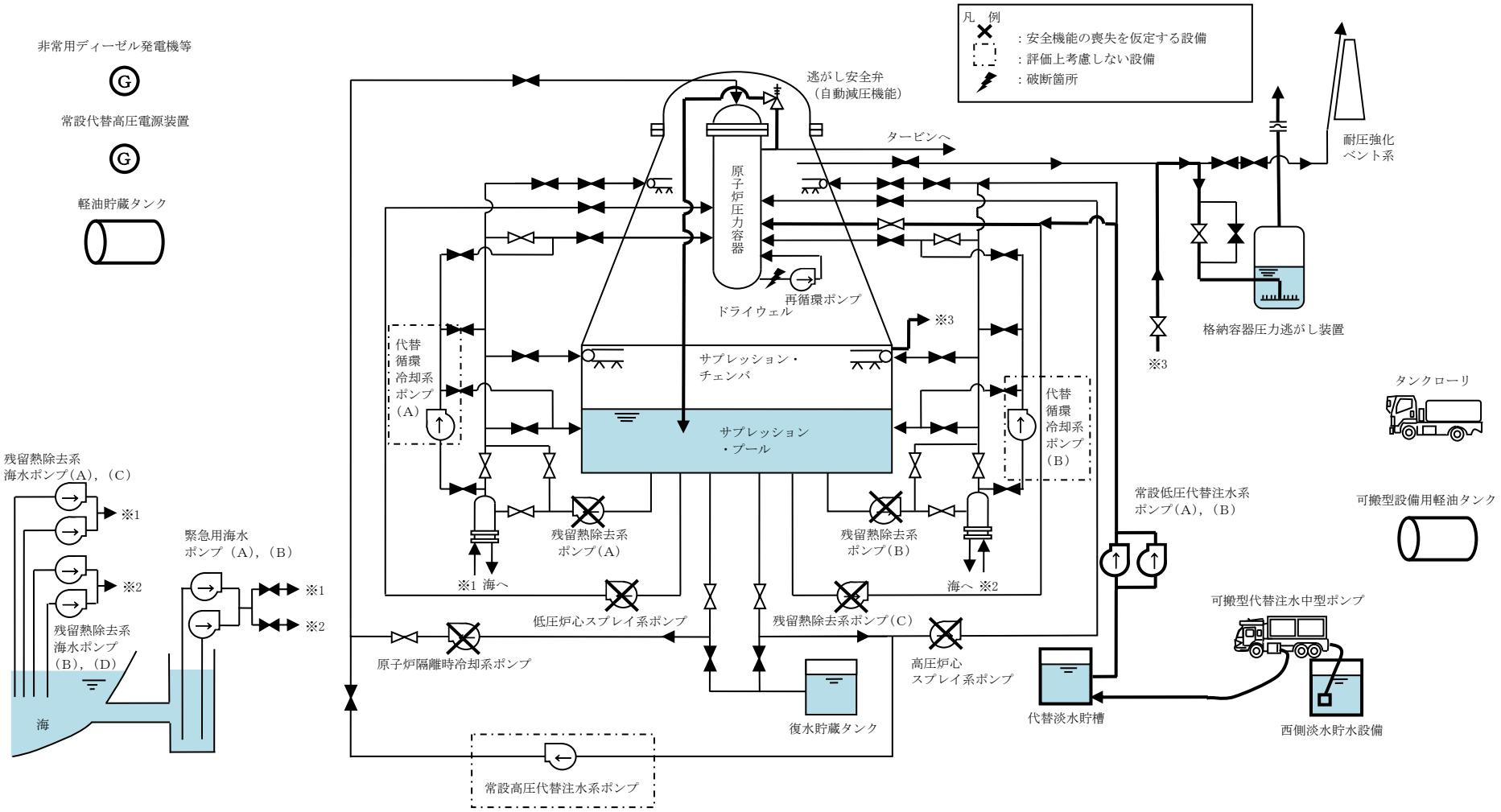
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の注水準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	格納容器圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



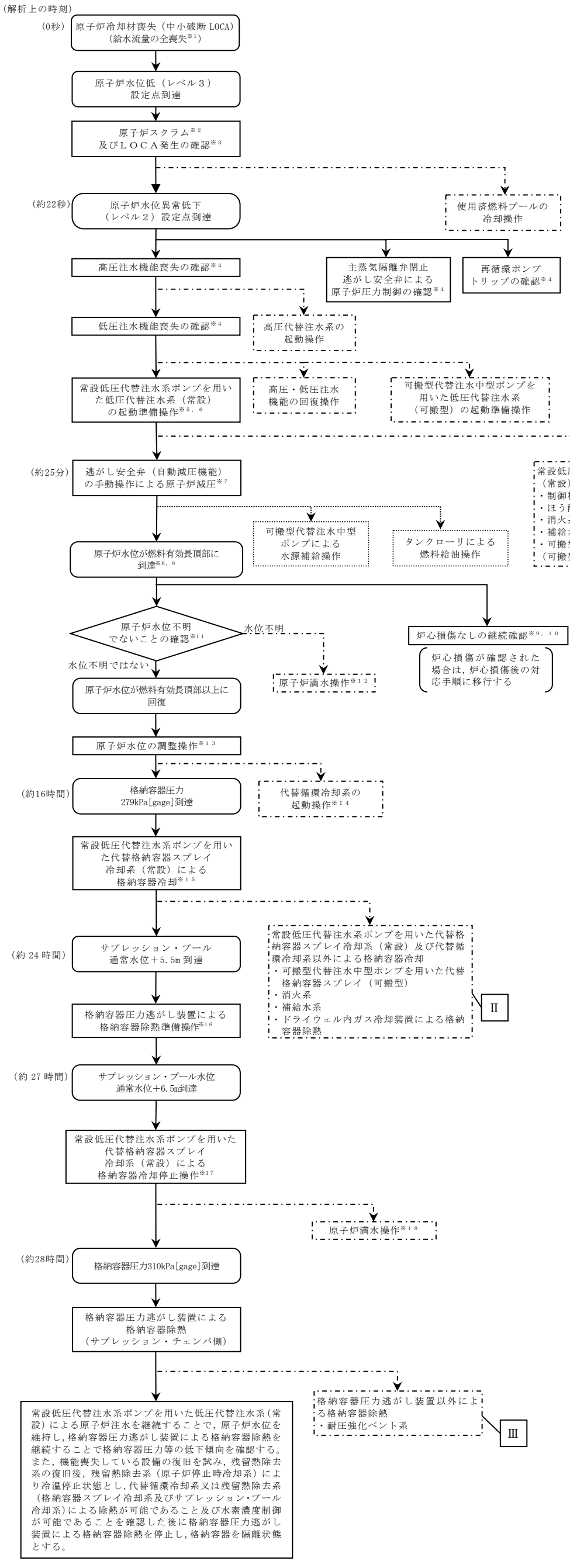
第 7.1.6－1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 7.1.6－1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 7.1.6－1 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）



※１：原子炉水位の低下を厳しくする観点から，給水流量の全喪失を想定する。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達

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

※５：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・高圧・低圧注水機能喪失

※６：外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※７　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は，以下により判断する。
・低圧で注水可能な系統（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））の準備完了

※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※９　破断面積が重要事故シーケンスでの設定より大きい場合は，原子炉水位の低下が早くなることで，燃料有効長頂部到達及び炉心損傷なしの継続確認実施のタイミングが早くなる。

※１０　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※１１　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※１２　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

※１３　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

※１４　代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
・原子炉注水に当たっては，冷却水を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し，冷却水が確保された後に切り替える。
・格納容器除熱に当たっては，格納容器圧力が 245kPa[gage]到達後，格納容器スプレイを実施する。また，原子炉注水は継続して実施する。

※１５　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上は 130m^3／h 一定流量で，格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage]から 279kPa[gage]の範囲に維持するよう 102 ～130m^3／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※１６　サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。
格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※１７　常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は，以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達

※１８　格納容器ベント操作前に，原子炉水位を可能な限り高く維持することで，原子炉格納容器への放熱を抑制し，格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない。）。

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る可能性のあるもの】
Ⅰ
炉心損傷防止としての流量は確保できないが，制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，ほう酸水注入系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（常設）による格納容器冷却を優先するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
流量は少ないが，消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
また，格納容器冷却等ができない場合，ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。
Ⅲ
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが，耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

第 7.1.6－2 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失（中小破断ＬＯＣＡ）の対応手順の概要

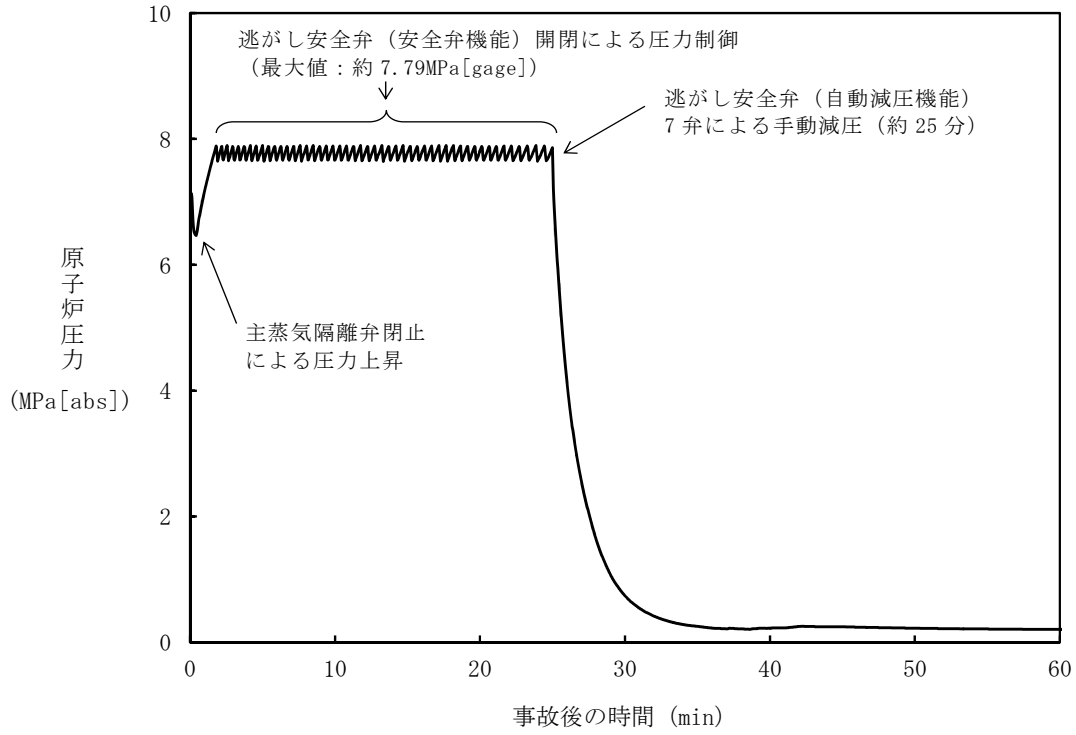
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110	備　考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約22秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽約40秒　ドライウェル圧力高設定点（13.7kPa[gage]）到達 ▽プラント状況判断 ▽約15分　原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達 ▽25分　原子炉減圧開始	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
状況判断	2人 A,B	－		－ ●ＬＯＣＡ発生の確認 ●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1 人】 A	－		－ ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2 分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1 人】 B	－		－ ●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－ ●高圧代替注水系の起動操作	4 分	解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－ ●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）	4 分	
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－ ●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－ ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2 分	
	【1人】 A	－		－ ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	－	－		8人 a～j ●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1 人】 B	－		－ ●逃がし安全弁7弁の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作	【1 人】 A	－		－ ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	

第 7.1.6－3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

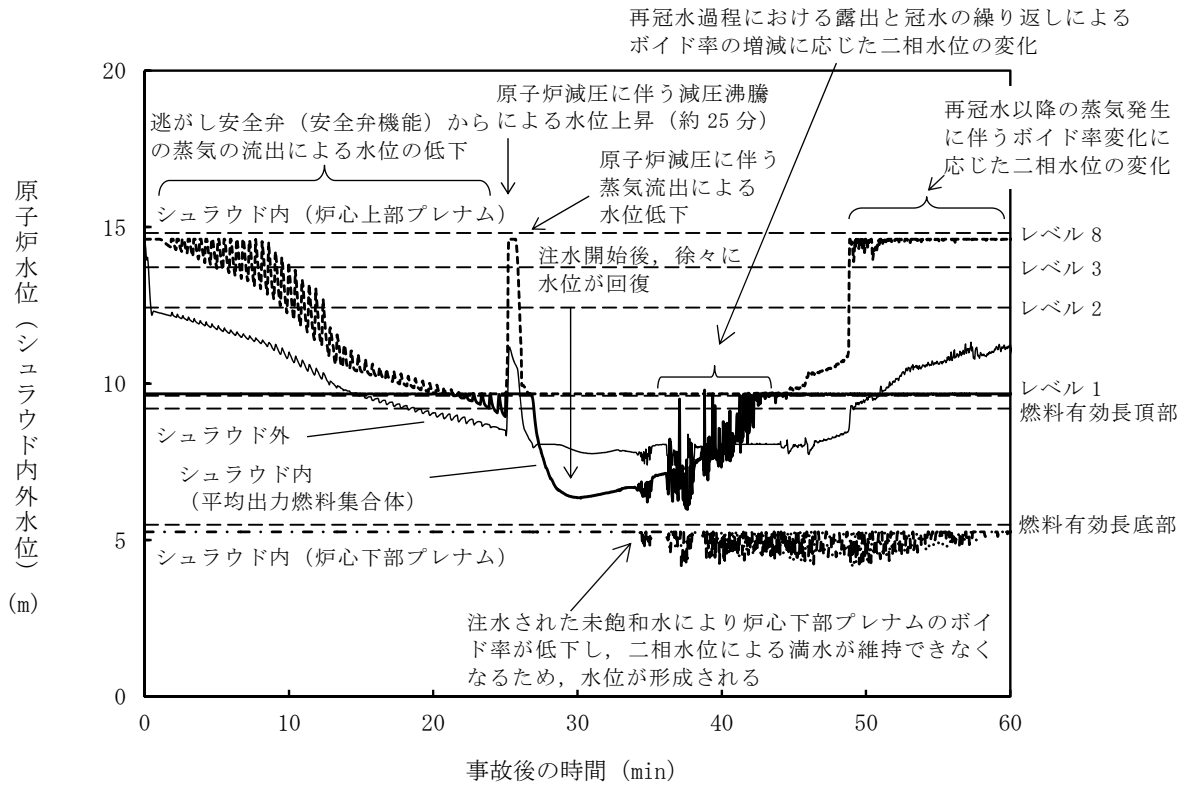
ＬＯＣＡ時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員 運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48	備考
					▽25分　原子炉減圧開始 ▽約16時間　格納容器圧力279kPa[gage]到達 ▽約24時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋5.5m到達 ▽約27時間　サプレッション・プール水位　通常水位＋6.5m到達 ▽約28時間　格納容器圧力310kPa[gage]到達	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水	適宜原子炉注水を調整	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は，低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視	
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分	
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125 分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後　適宜状態監視	
	－	－	3人 （参集）	●現場手動による格納容器ベント操作	75 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	180 分	
	－	－	【2人】 a，b	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり，代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	8人　a～h 及び参集5人			

第 7.1.6－3 図　ＬＯＣＡ時注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

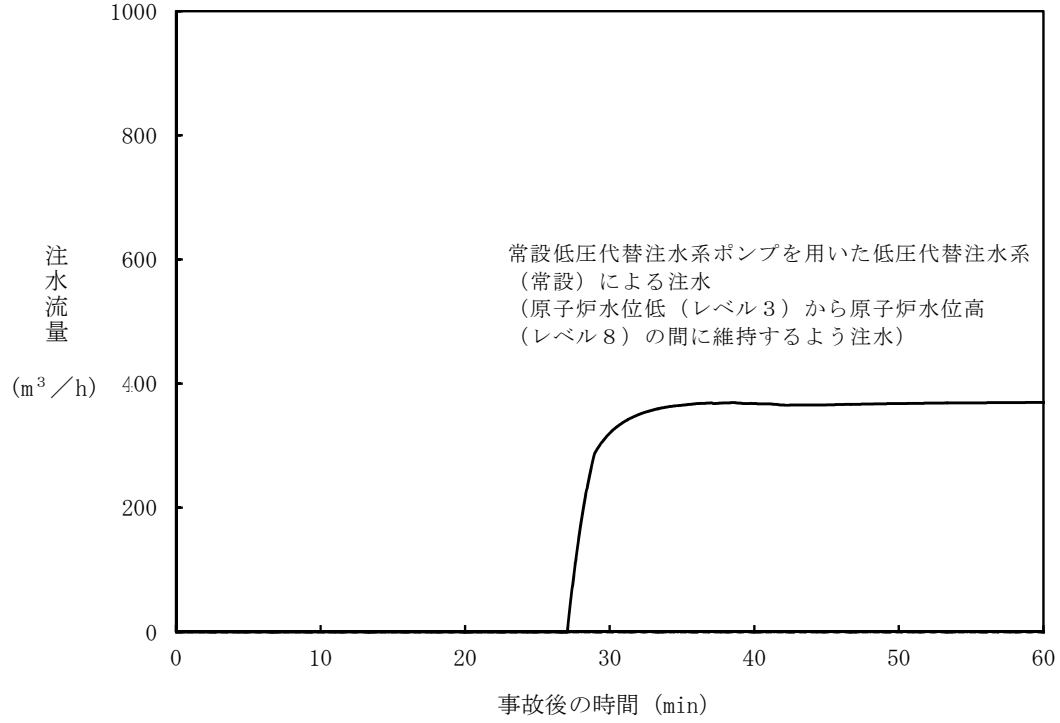


第 7.1.6－4 図　原子炉圧力の推移（約 3.7cm^{2}の破断）

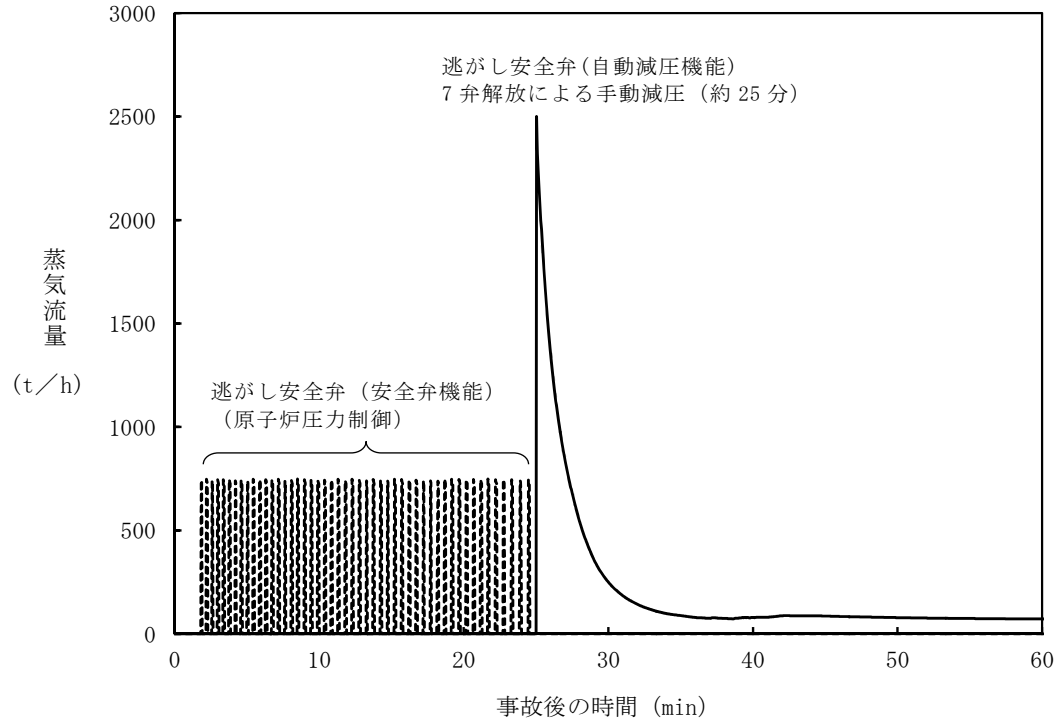


第7.1.6－5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（約3.7cm^{2}の破断）

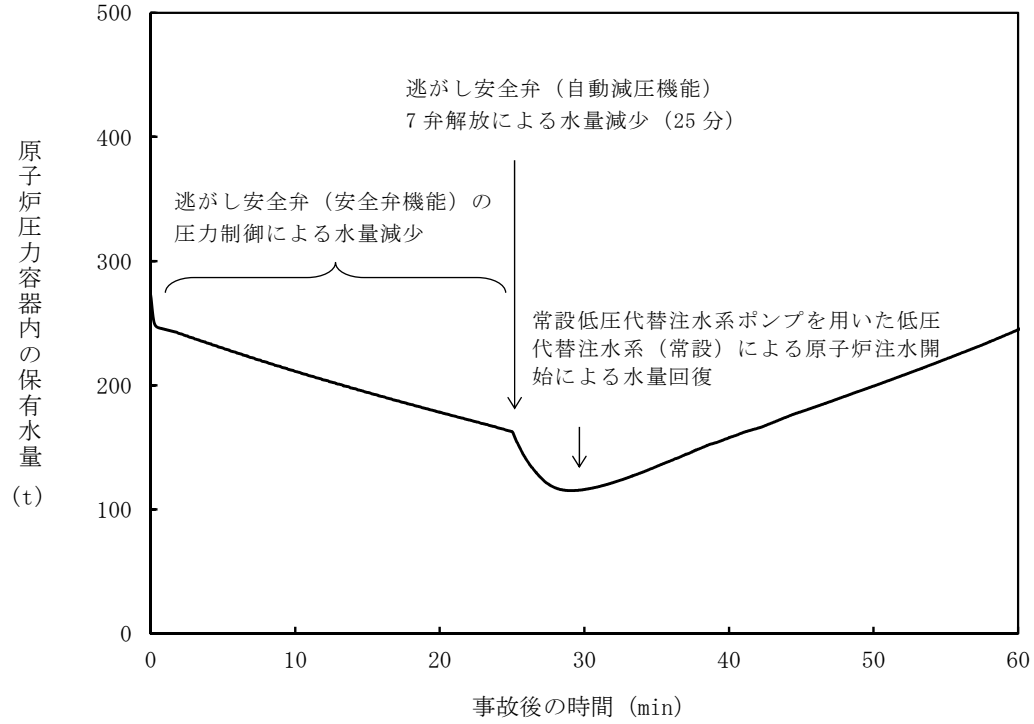
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



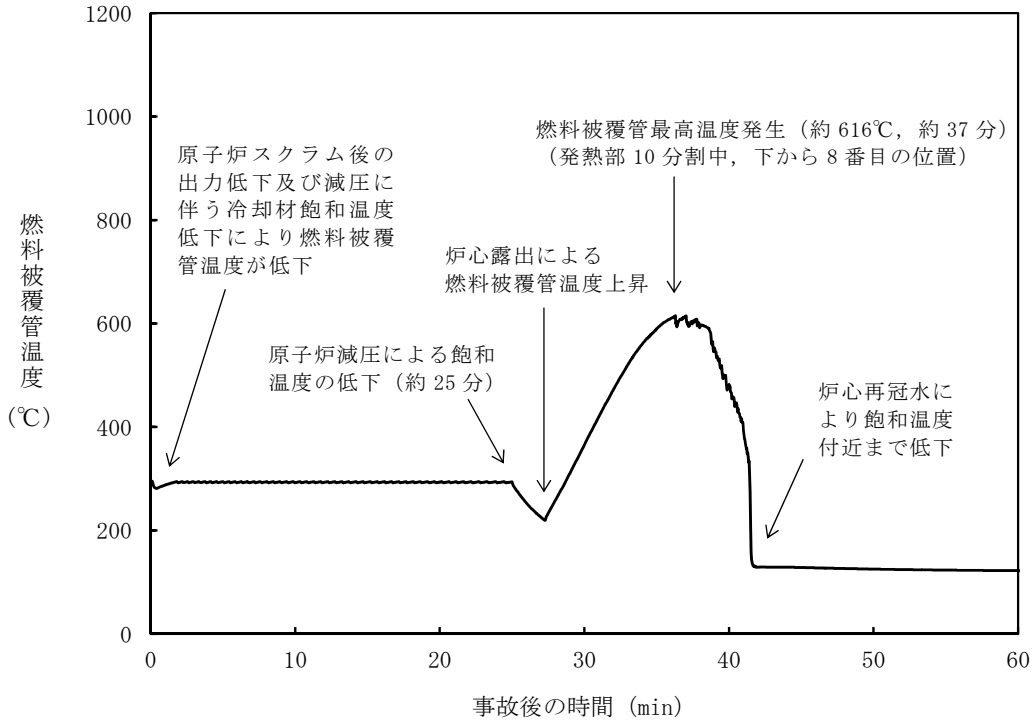
第7.1.6－6図　注水流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



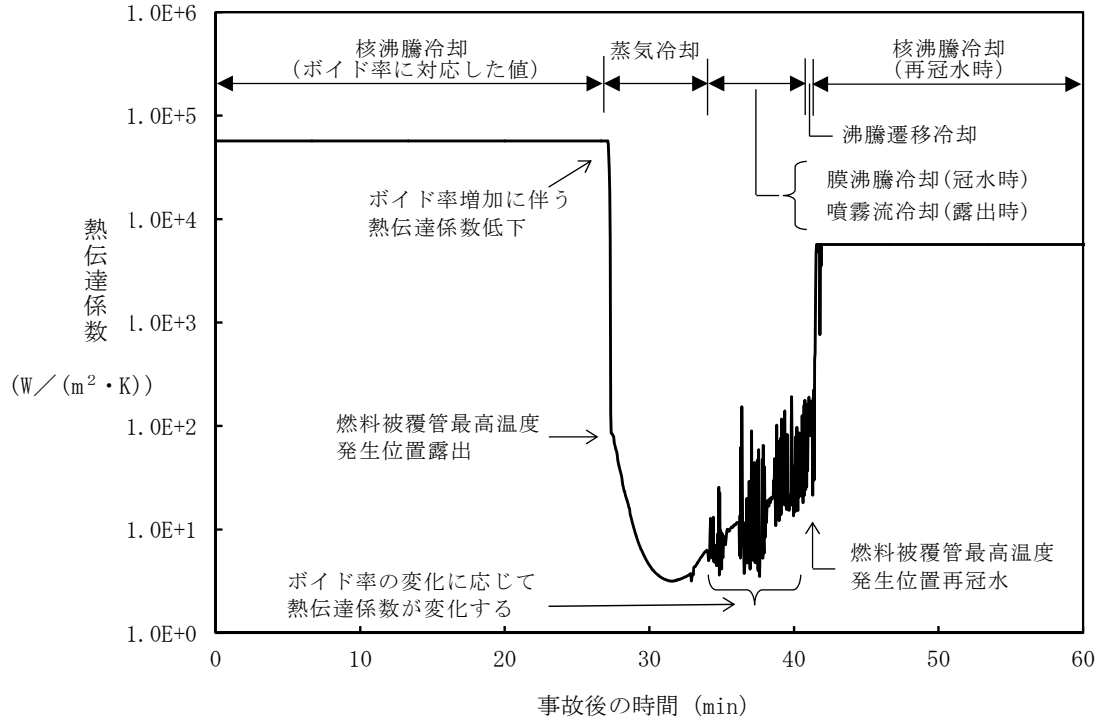
第7.1.6－7図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



第7.1.6－8図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約3.7cm^{2}の破断）

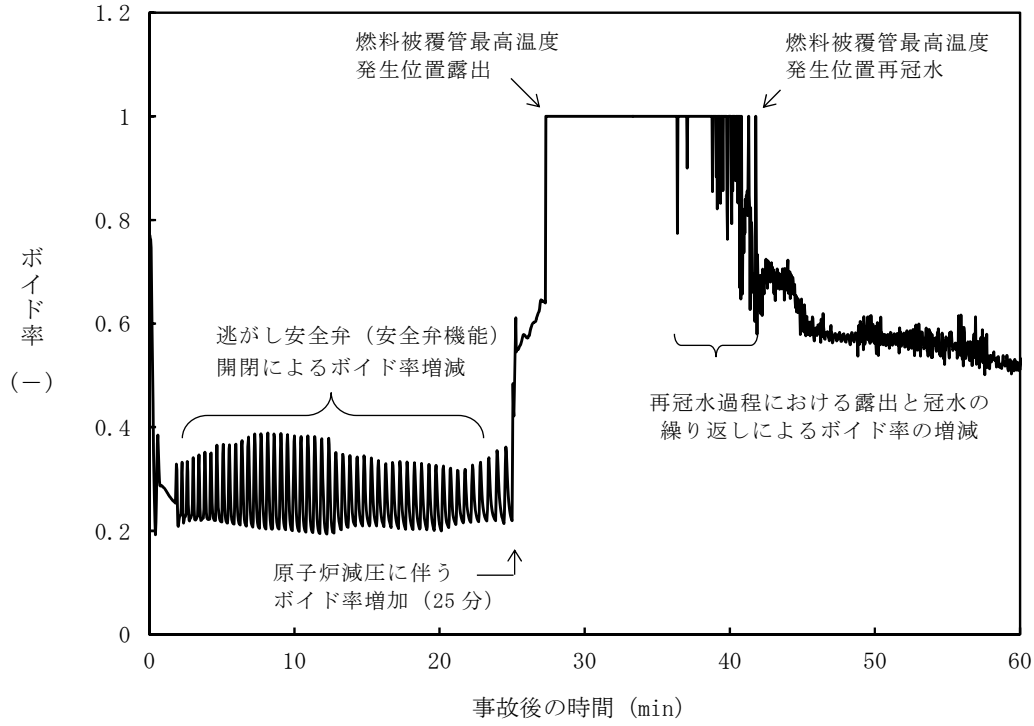


第 7.1.6－9 図　燃料被覆管温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



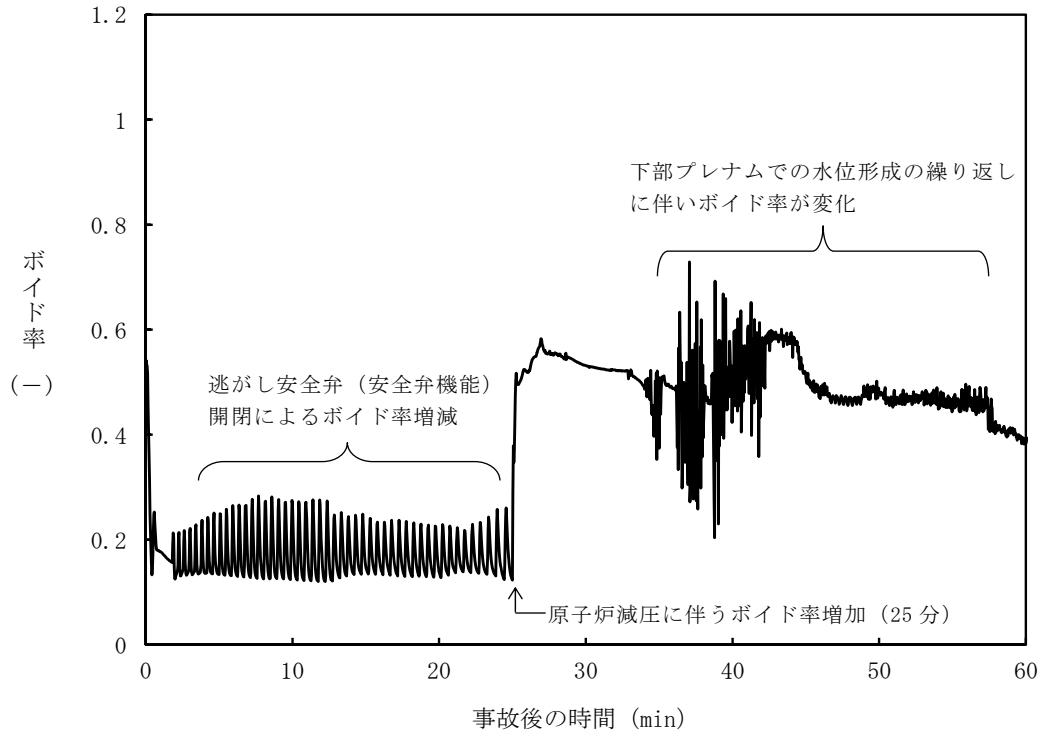
第7.1.6－10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

(約 3.7cm^{2}の破断)

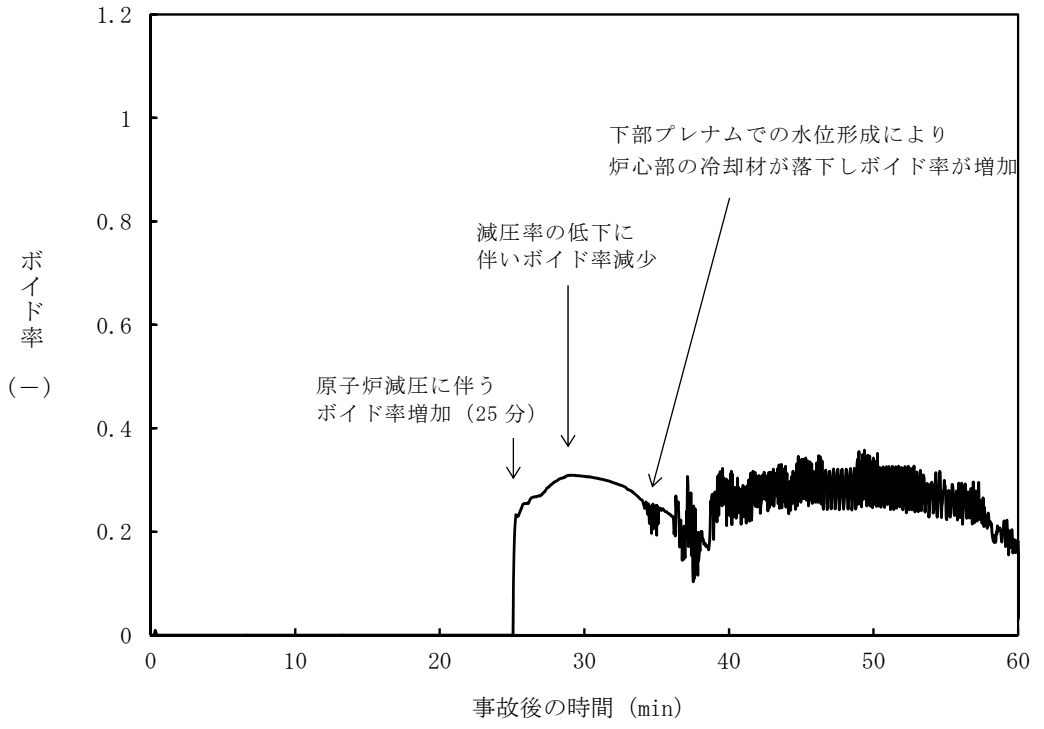


第7.1.6－11図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

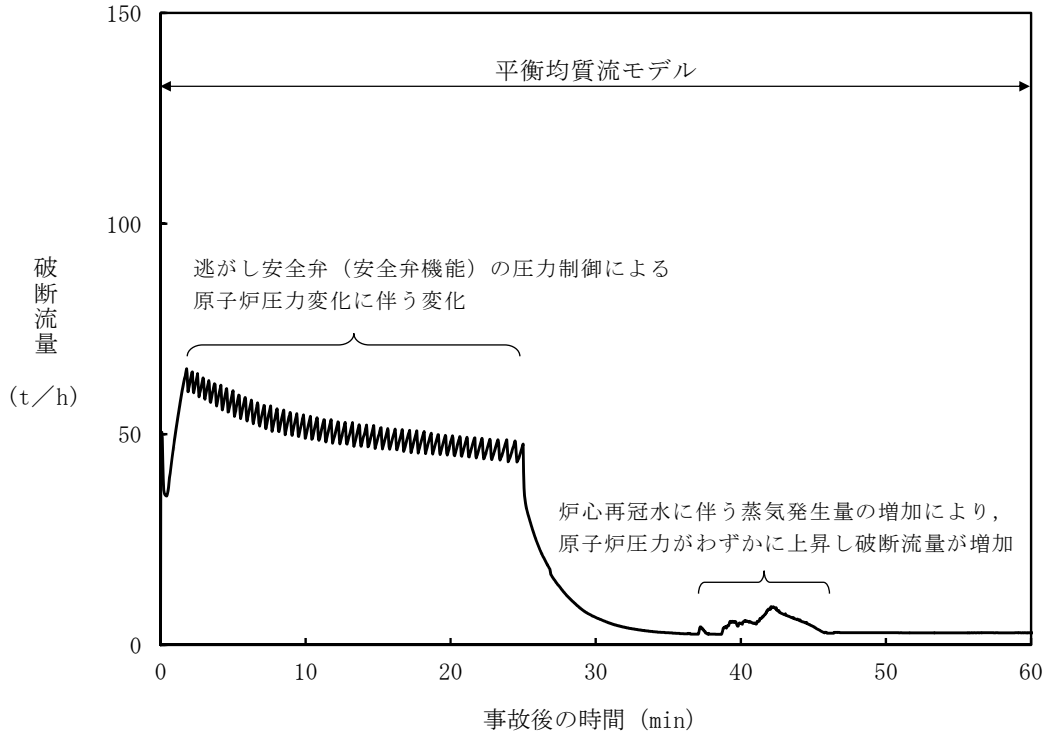
(約3.7cm^{2}の破断)



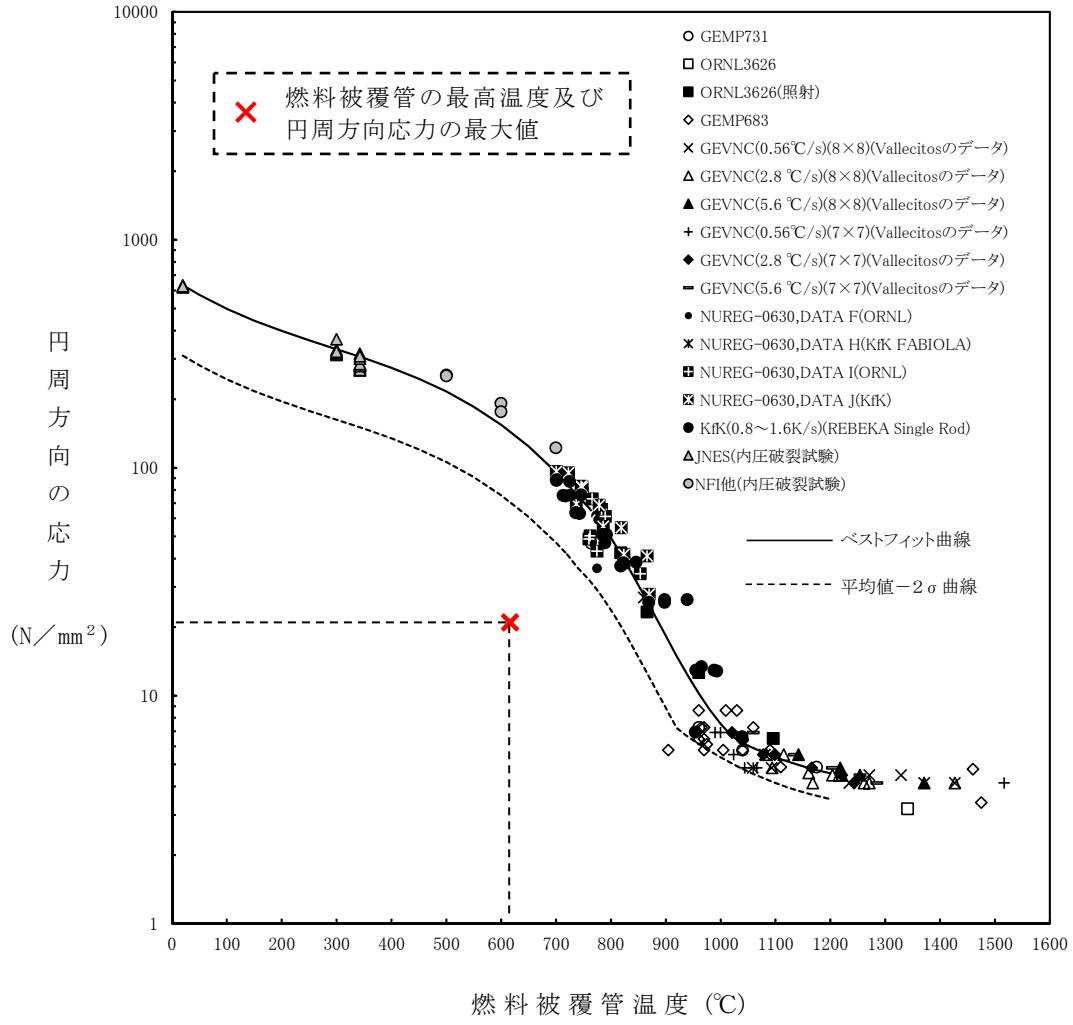
第7.1.6－12図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移（約3.7cm^{2}の破断）



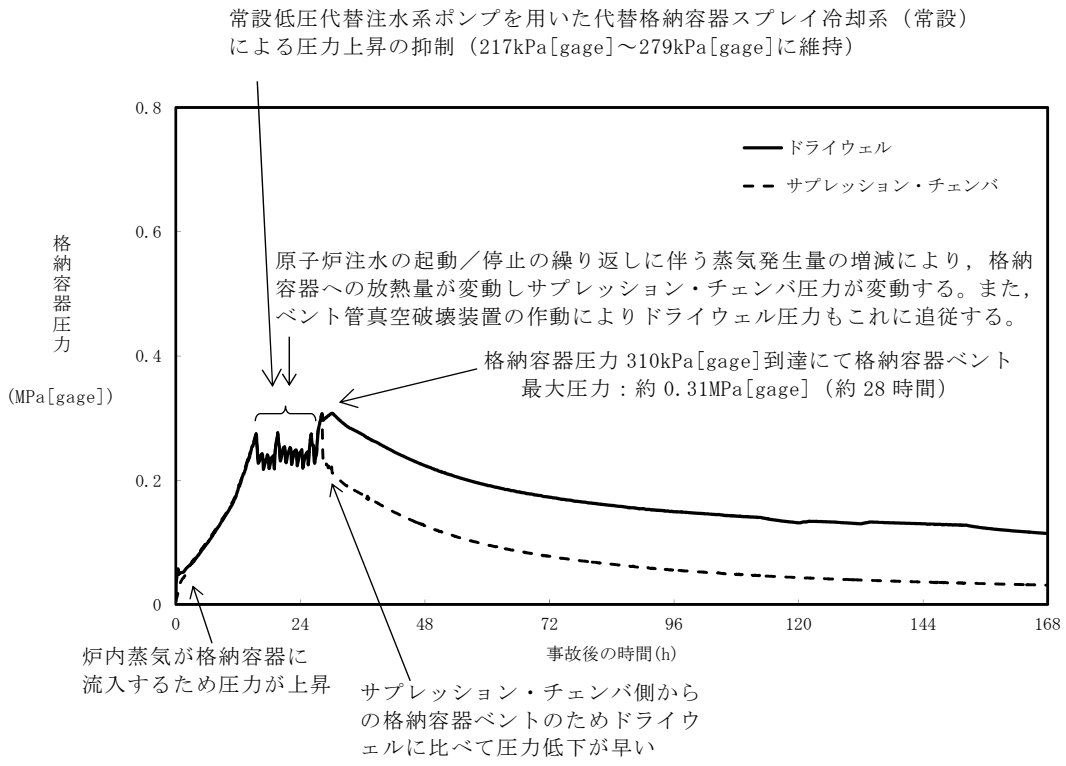
第7.1.6－13図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約3.7cm^{2}の破断）



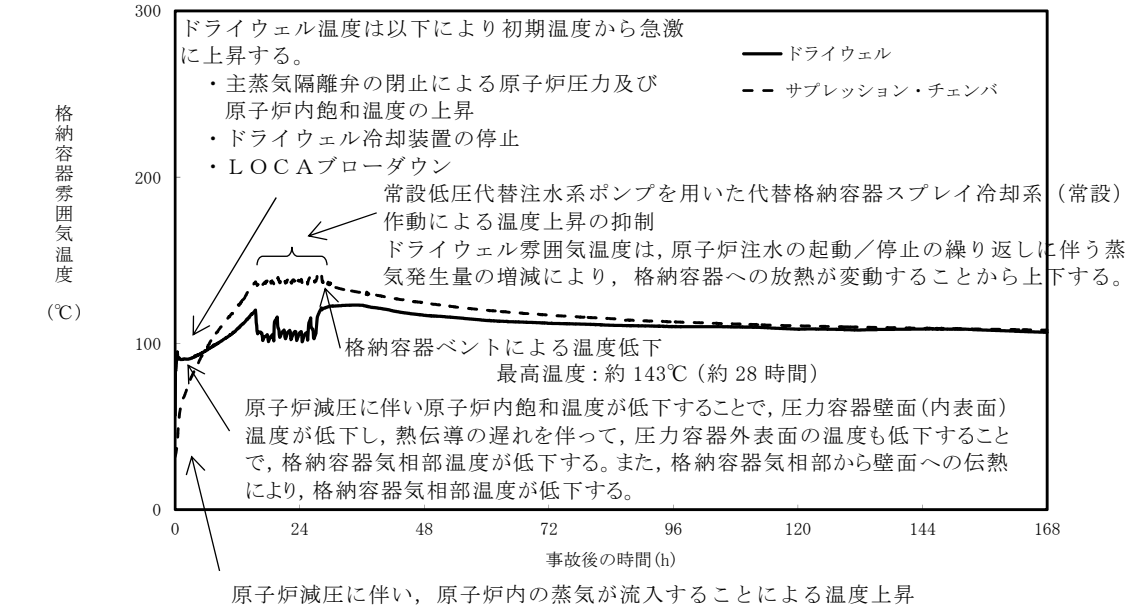
第7.1.6－14図　破断流量の推移（約3.7cm^{2}の破断）



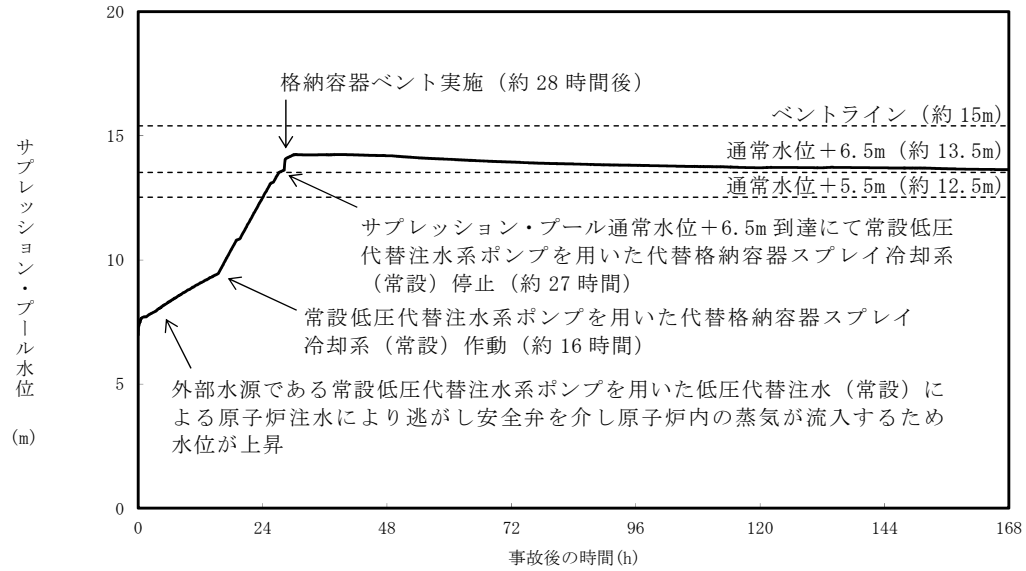
第7.1.6－15図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約3.7cm²の破断）



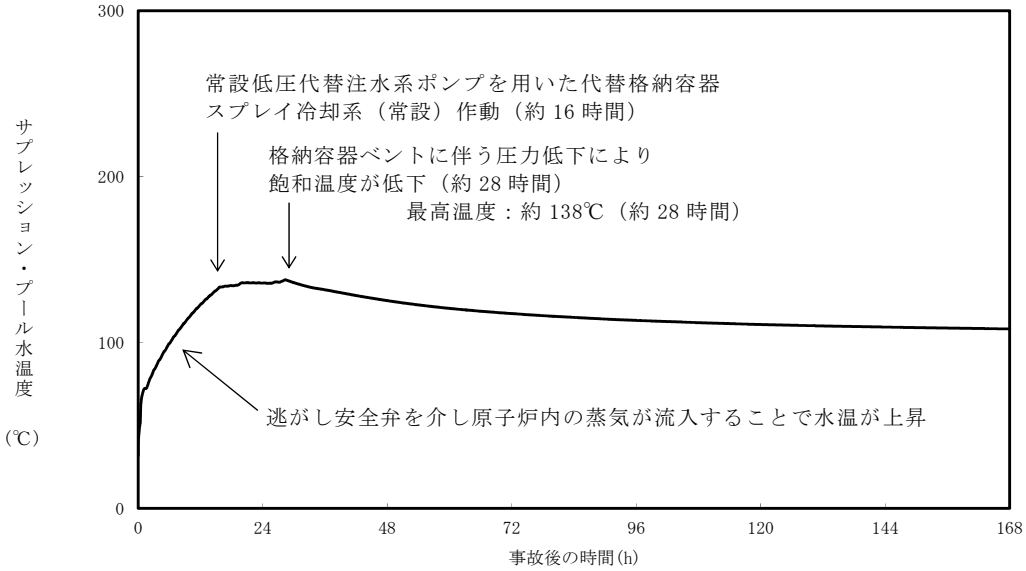
第 7.1.6－16 図　格納容器圧力の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



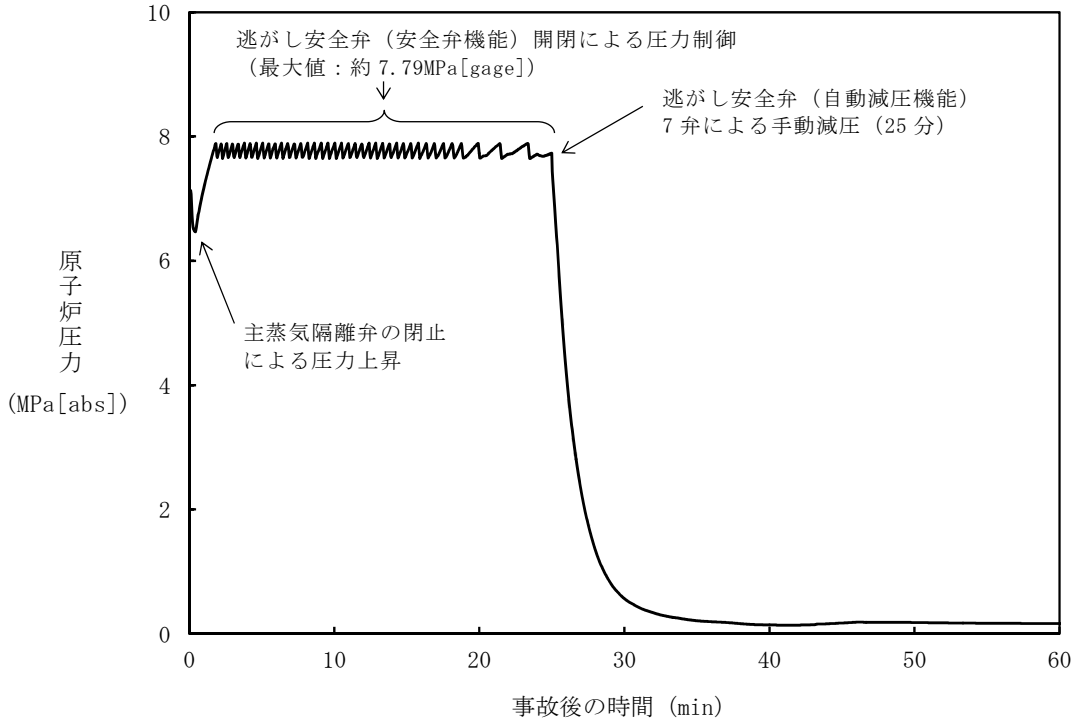
第 7.1.6－17 図　格納容器雰囲気温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



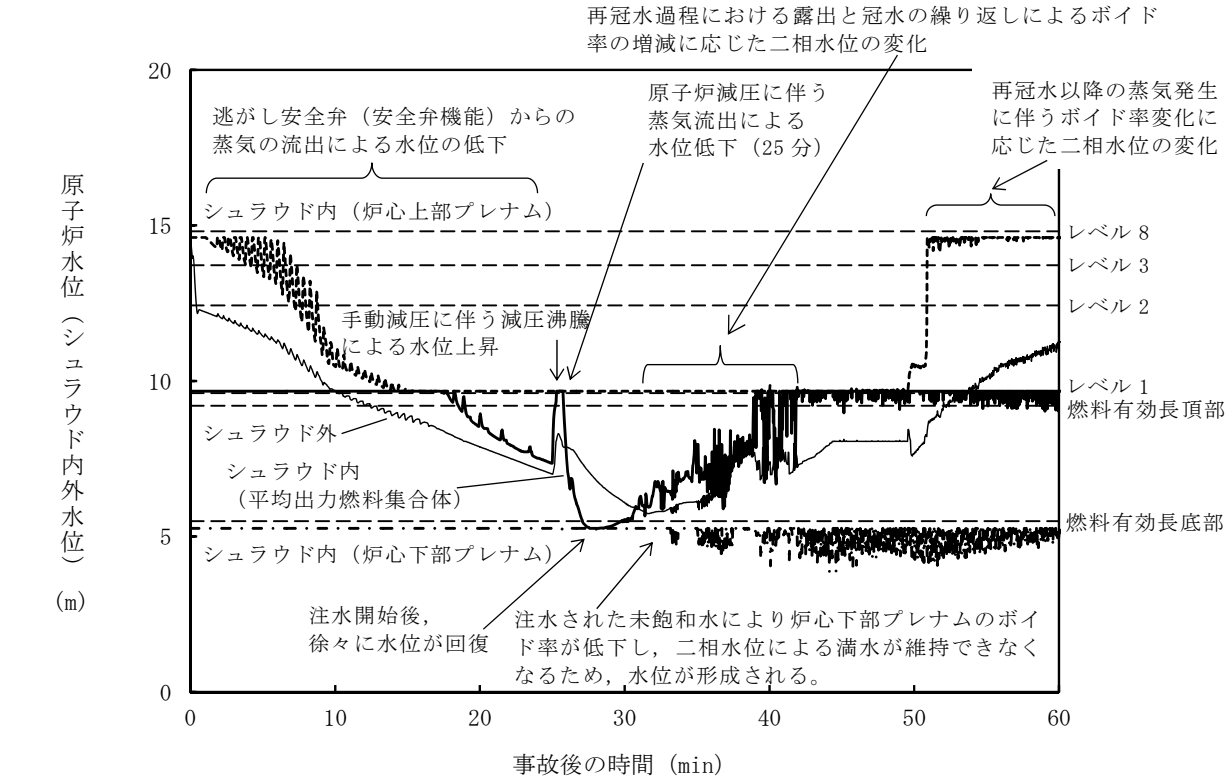
第 7.1.6－18 図　サプレッション・プール水位の推移（約 3.7cm^{2}の破断）



第 7.1.6－19 図　サプレッション・プール水温度の推移（約 3.7cm^{2}の破断）

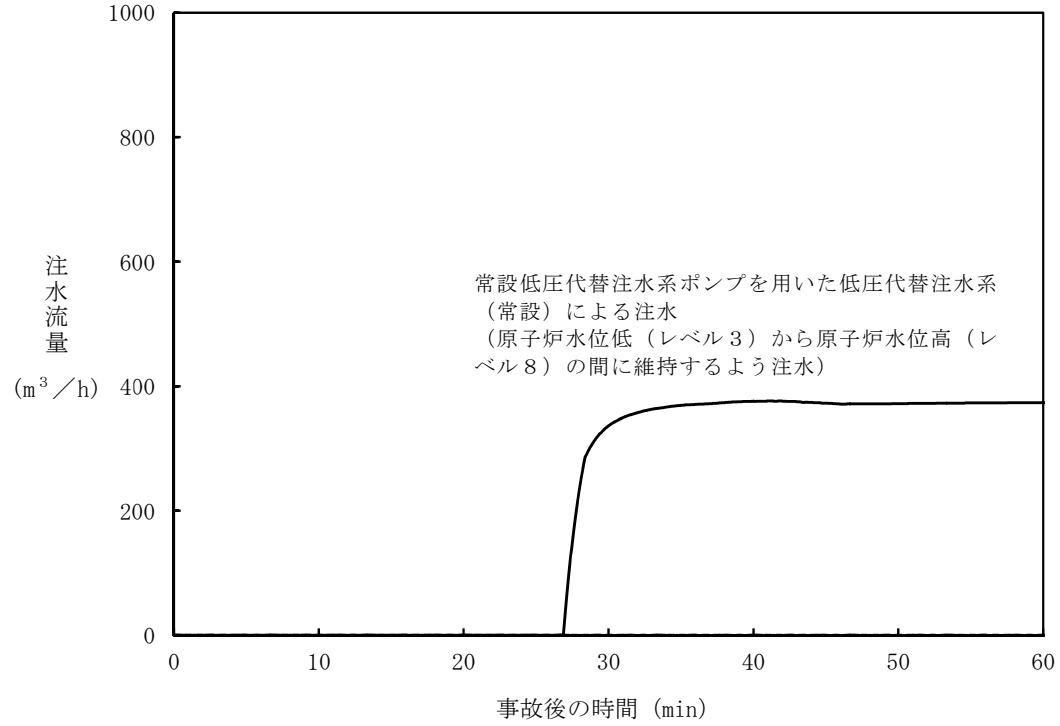


第 7.1.6－20 図　原子炉圧力の推移（約 9.5cm^{2}の破断）

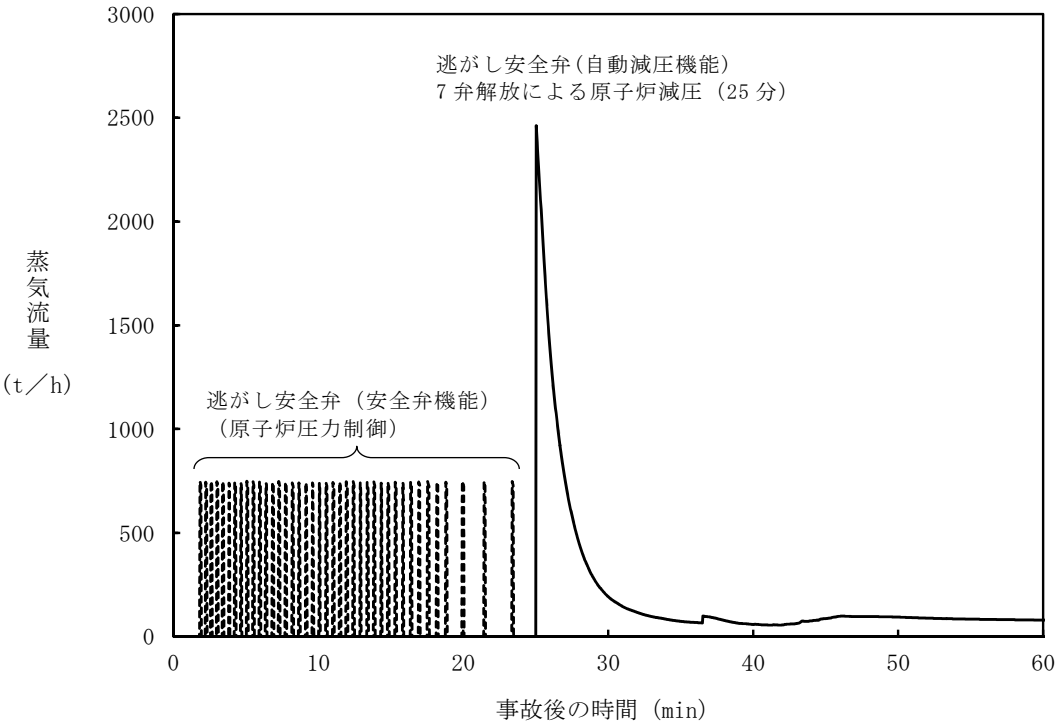


第 7.1.6－21 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）（約 9.5cm^{2}の破断）※

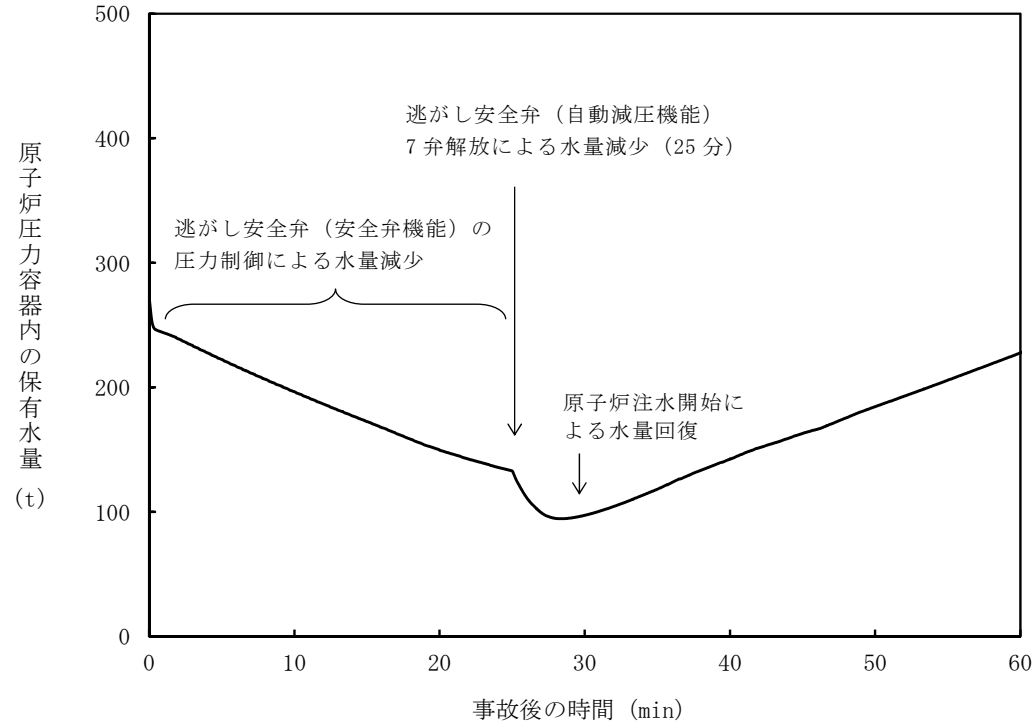
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



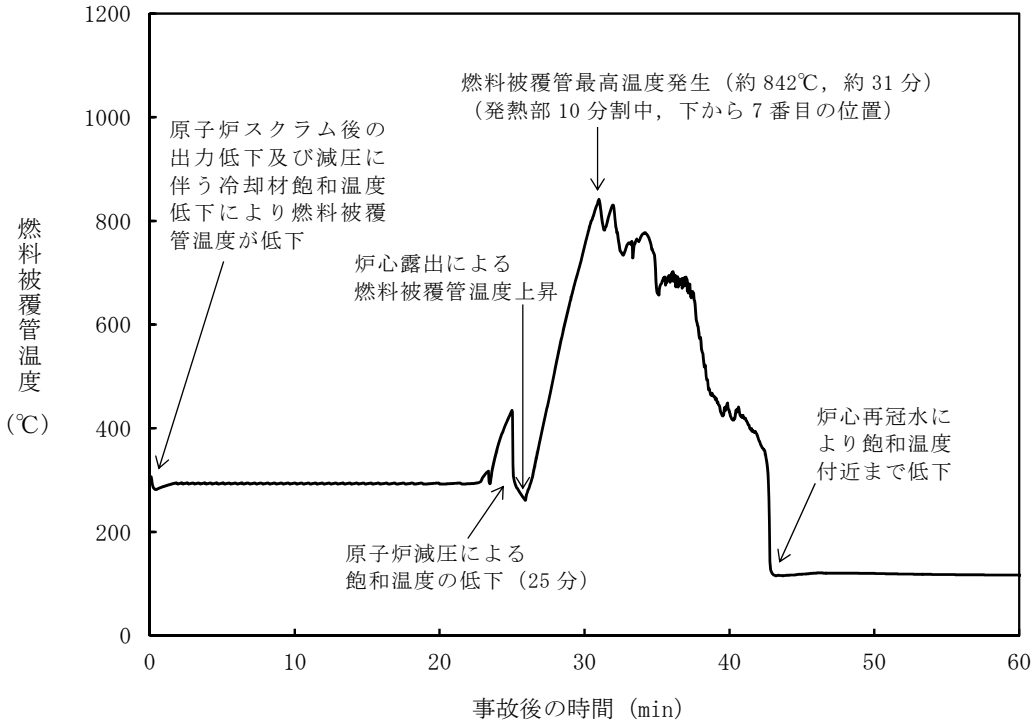
第 7.1.6－22 図　注水流量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



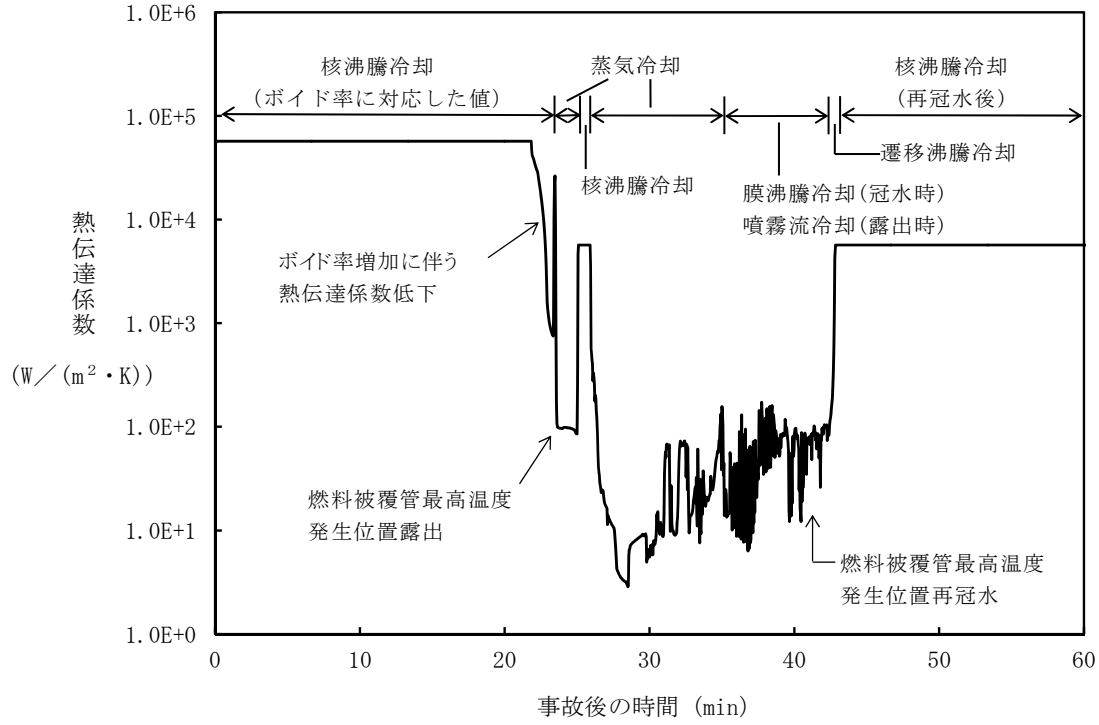
第 7.1.6－23 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



第 7.1.6－24 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移（約 9.5cm^{2}の破断）

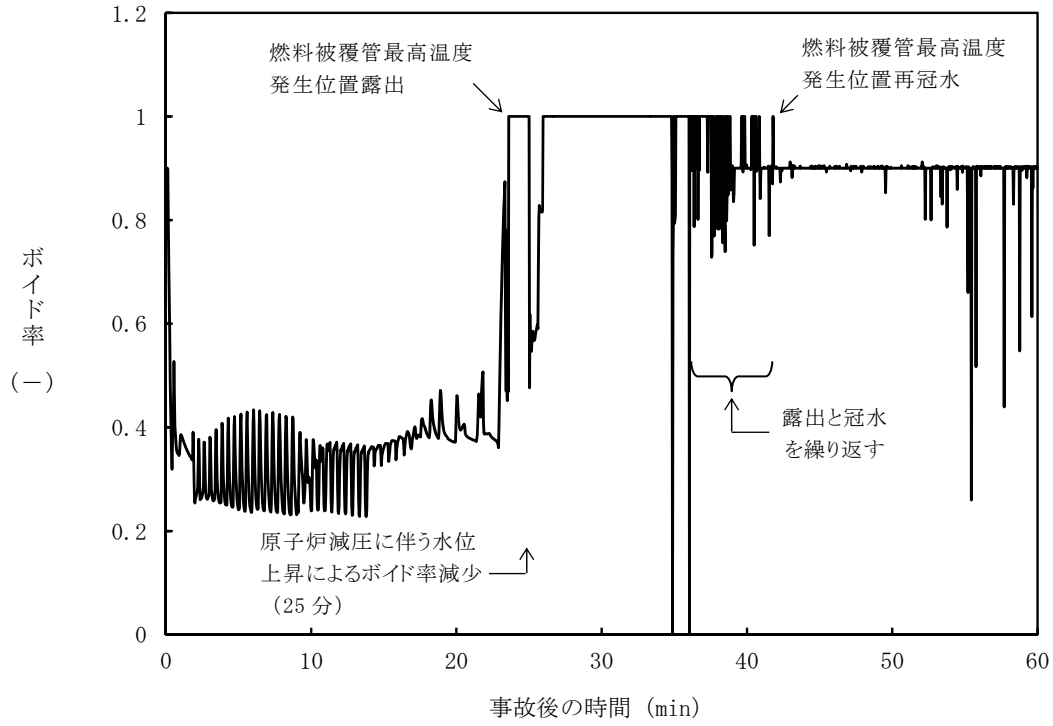


第 7.1.6－25 図　燃料被覆管温度の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



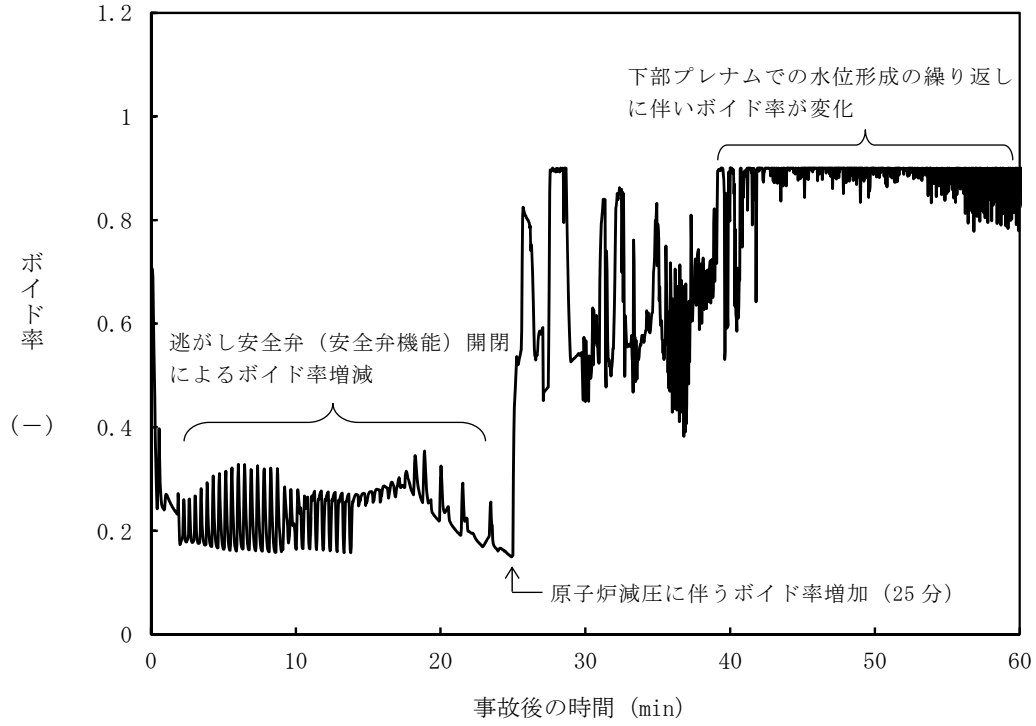
第 7.1.6－26 図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数

(約 9.5cm^{2}の破断)

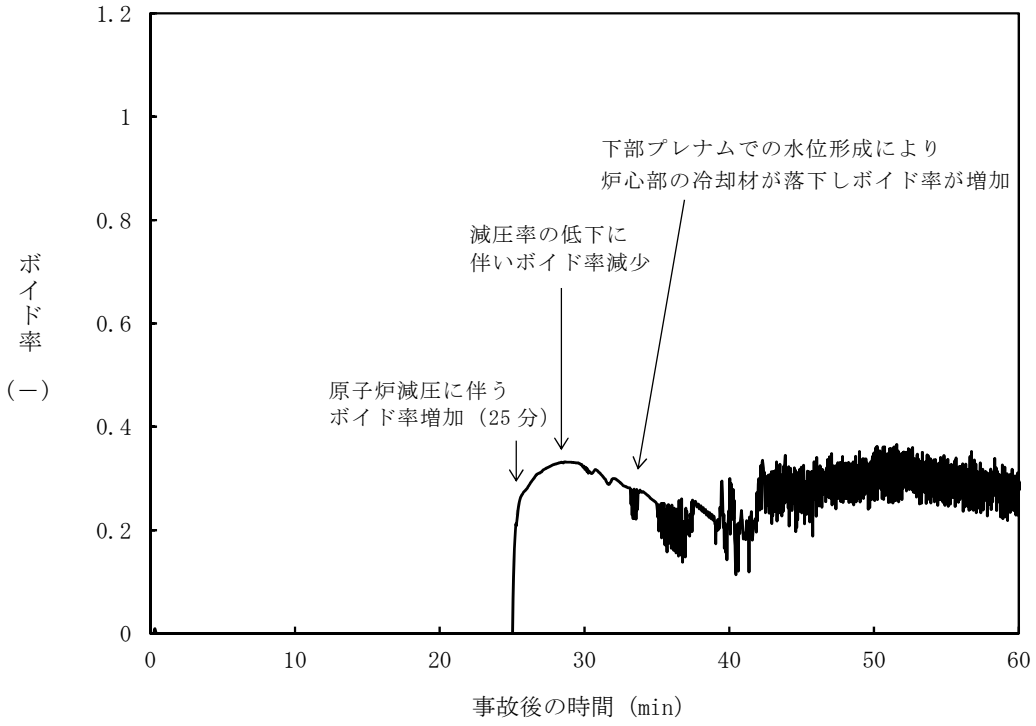


第 7.1.6－27 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率

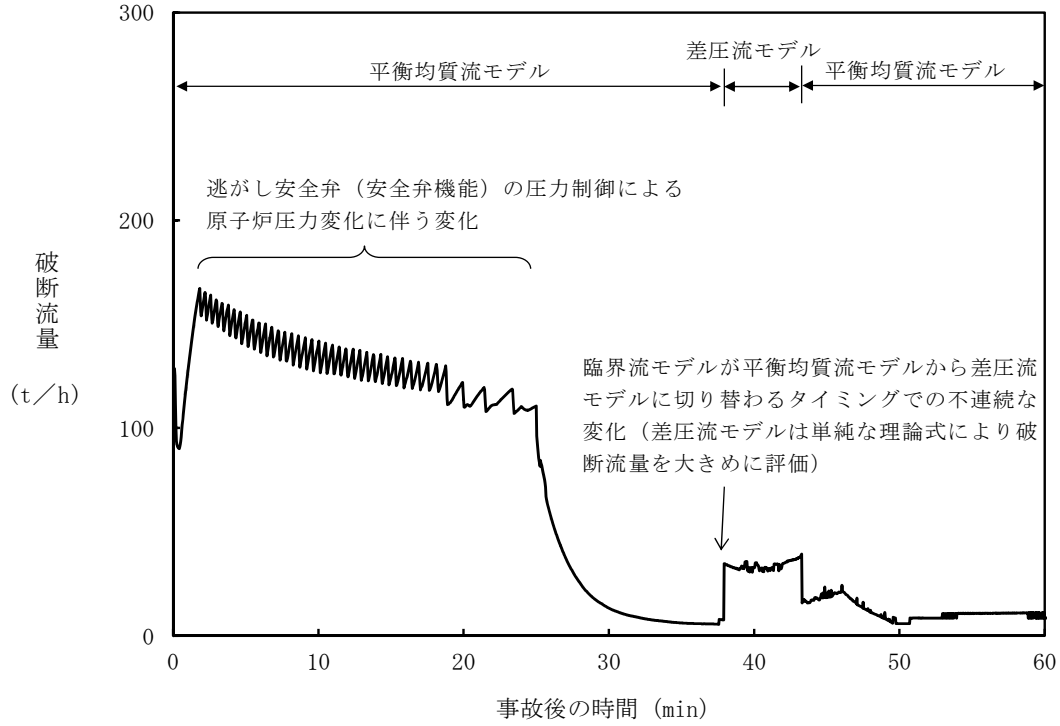
(約 9.5cm^{2}の破断)



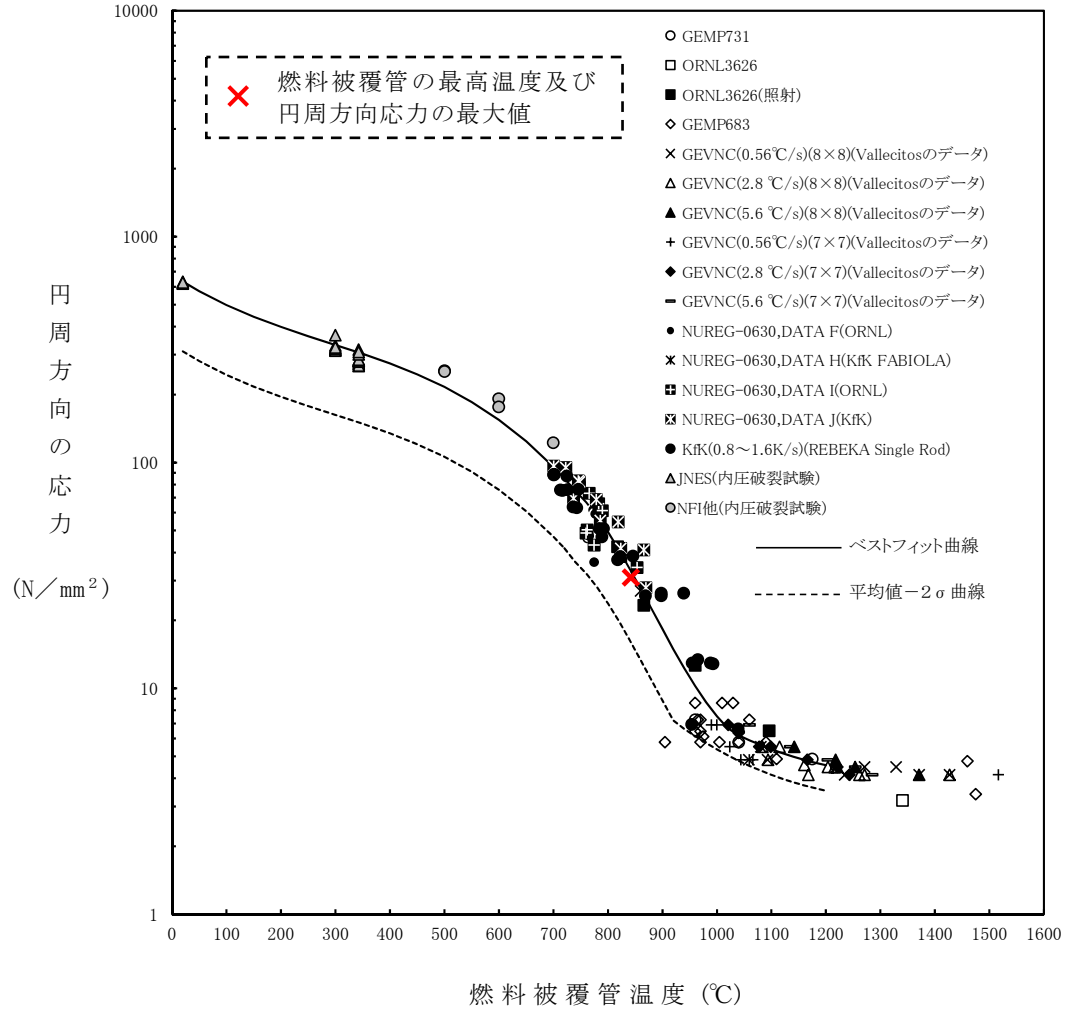
第 7.1.6－28 図　高出力燃料集合体のボイド率の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



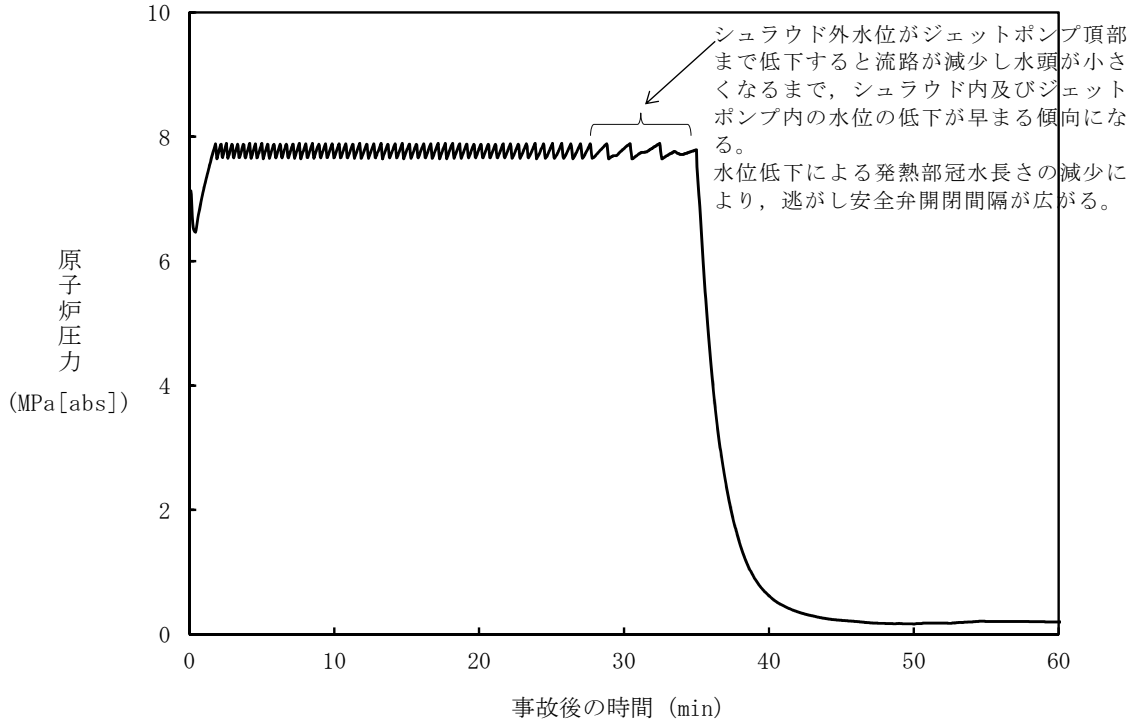
第 7.1.6－29 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約 9.5cm^{2}の破断）



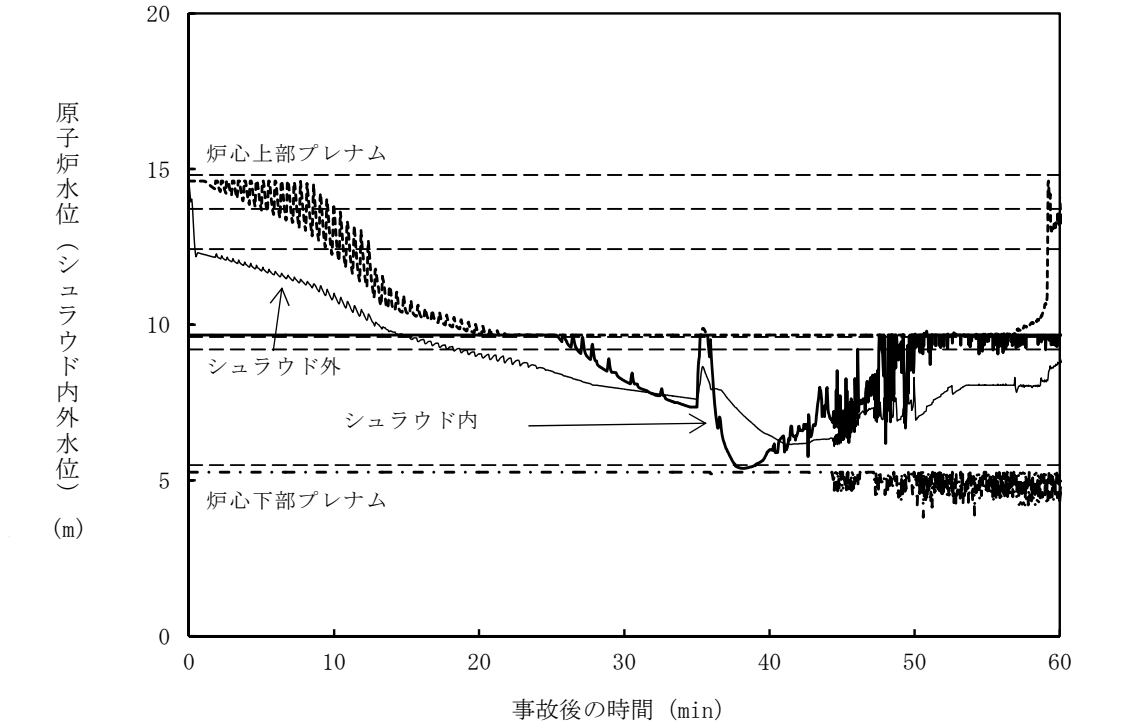
第 7.1.6－30 図　破断流量の推移（約 9.5cm^2 の破断）



第 7.1.6－31 図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約 9.5cm^{2}の破断）

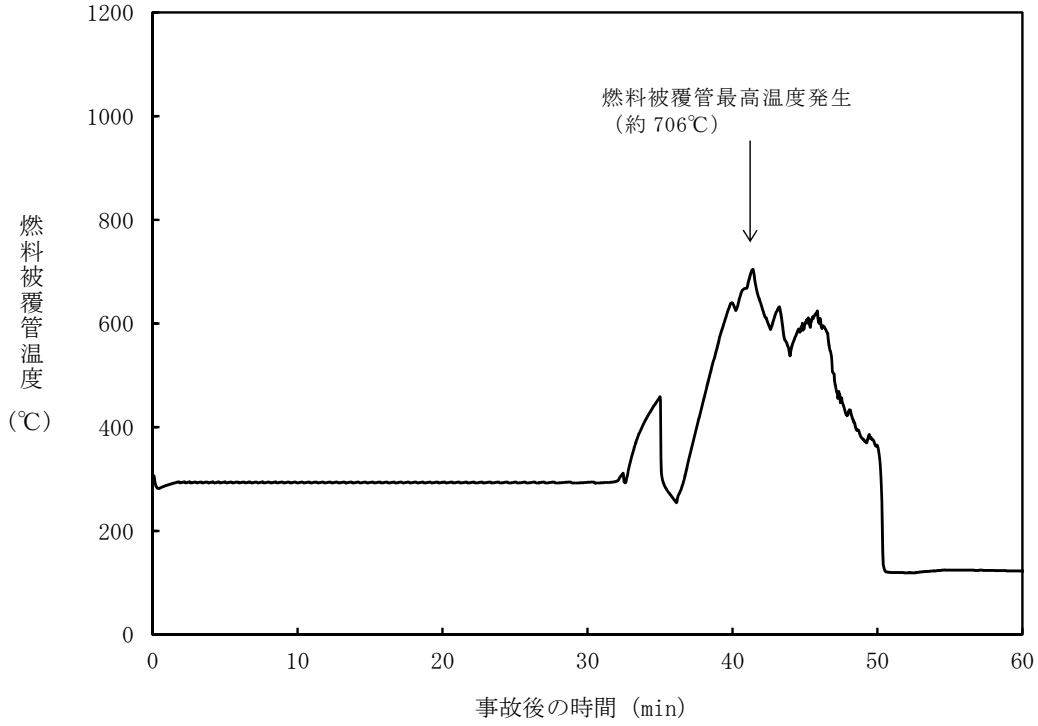


第 7.1.6－32 図　原子炉圧力の推移（遅れ時間 10 分）



第 7.1.6－33 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※（遅れ時間 10 分）

※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



第 7.1.6－34 図　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間 10 分）

7.1.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

7.1.7.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）（以下「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」という。)」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムＬＯＣＡ（以下「ＩＳＬＯＣＡ」という。)」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」は，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損し，原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，ＩＳＬＯＣＡが発生することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，ＩＳＬＯＣＡに対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，健全な原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，原子炉冷却材の流出の抑制を図り，漏え

い箇所を隔離することによって格納容器外への原子炉冷却材の流出の停止を図る。また，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送することによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.7－1 図に，対応手順の概要を第 7.1.7－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 7.1.7－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 10 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 1 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.7－3 図に示す。

ａ．ＩＳＬＯＣＡの発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損することで，ＩＳＬＯＣＡが発生する。

ｂ．原子炉スクラムの確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｃ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに,再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

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

ｄ．ＩＳＬＯＣＡ発生の確認

隔離弁（残留熱除去系の注入弁）の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと，主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等によりＩＳＬＯＣＡが発生したことを確認する。

ＩＳＬＯＣＡ発生の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

監視可能であれば，原子炉建屋内空間線量率，区画浸水警報，火災警報等による情報も総合的に確認する。

ｅ．中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

ＩＳＬＯＣＡ発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。

また，残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｆ．低圧炉心スプレイ系の起動操作

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。

低圧炉心スプレイ系の起動操作に必要な計装設備は，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力である。

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

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

低圧炉心スプレイ系の起動後，破断箇所からの漏えい抑制のため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

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

ｈ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

ＩＳＬＯＣＡ発生の確認後，外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は,常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

緊急用母線の受電に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

ｉ．原子炉水位の維持操作

原子炉減圧操作に伴い，原子炉水位が一時的に低下し，その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点以上に回復した以降は，破断口からの漏えい抑制のため，原子炉水位を，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点以上で可能な限り低めに維持する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。

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

ｊ．中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作

原子炉圧力が 3MPa［gage］に到達後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉圧力等である。

ｋ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却を実施する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却に必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度等である。

ｌ．現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し，残留熱除去系を隔離する。

現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｍ．原子炉水位の調整操作

残留熱除去系の隔離成功後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｎ．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降，炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

7.1.7.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損する「ＩＳＬＯＣＡ」である。また，原子炉水位の低下を厳しくする観点で，評価上は給水流量の全喪失を想定する。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びＥＣＣＳ注水（給水系及び代替注水設備含む）が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，ＳＡＦＥＲコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をＳＡＦＥＲコードよりも低めに評価するＣＨＡＳＴＥコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける主要な解析条件を第 7.1.7－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，残留熱除去系Ｂ系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により，残留熱除去系Ｂ系の熱交換器フランジ部に破断面積約 21cm^{2}相当の漏えいが発生するものとする。

破断面積は，ＩＳＬＯＣＡ発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した構造健全性評価※の結果，系統に破損が発生しないことを確認したことから，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して，保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定する。

※　保守的に圧力 8.2MPa[gage]及び温度 288℃が継続して負荷される条件にて構造健全性評価を実施

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

ＩＳＬＯＣＡの発生を想定する残留熱除去系Ｂ系が機能喪失するものとする。

また，原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により閉止するものとする。

(c) ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動操作による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル２）信号により自動起動し，136.7m^3／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で

原子炉へ注水する。原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持する。また，原子炉減圧と同時に注水を停止するものとする。

(f)　低圧炉心スプレイ系

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧後に，最小流量特性（0m^3／h～1,561m^3／h，注水圧力 0MPa[dif] ※～1.99MPa[dif]において）で原子炉へ注水するものとする。また，ＩＳＬＯＣＡ発生時は隔離成功までの期間において外部水源による注水を優先するため，原子炉減圧後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始し，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点まで回復した１分後に注水を停止するものとし，残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持するものとする。

※　MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧。(以下同様)

(g)　低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ２台を使用するものとし，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m^3／h～378m^3／h，注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また，運転手順に従い，ＩＳＬＯＣＡ発生時は隔離成功までの期間において，漏えい抑制のために原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り低めに維持することから，評価上は，漏えい量を厳しくする観点で原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持するものとする。また，隔離成功後は低圧炉心スプレイ系による内部水

源の原子炉注水に切り替えることから，残留熱除去系の隔離に成功した１分後に注水を停止するものとする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って，以下のとおり設定する。

(a)　逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，状況判断，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作，低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して，事象発生 15 分後に実施するものとする。なお，外部電源がない場合でも，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線に電源を供給することから運転員等操作に与える影響はない。

(b)　余裕時間を確認する観点で事象発生５時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.7－4 図から第 7.1.7－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.7－9

図から第 7.1.7－15 図に示す。

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

ａ．事象進展

事象発生と同時に給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル３）信号により原子炉がスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。この後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止を試みるが，これに失敗するため，低圧炉心スプレイ系を起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施し，原子炉冷却材の漏えいを抑制する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，隔離に成功するまでの期間は，外部水源による原子炉注水を実施する。

事象発生の 5 時間後に，現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持する。

高出力燃料集合体のボイド率については，原子炉減圧や原子炉注水により増減するが，炉心の冠水状態は維持されるため燃料被覆管温度が上昇することはない。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管温度は，第 7.1.7－9 図に示すとおり，炉心の冠水が維持され，初期値（約 309℃）以下にとどまることから，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は，第 7.1.7－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa［gage］以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても，約 8.09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，原子炉減圧や破断箇所から原子炉建屋へ流出するものを除く蒸気がサプレッション・プールへ流入することで上昇する。一方，設計基準事故「原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては，事象開始から原子炉圧力容器内で発生した蒸気は全て格納容器内に流入し続けることを想定し評価しており，この場合でも格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，それぞれ約 0.25MPa[gage]及び約 136℃にとどまる。このため，本事象においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

第 7.1.7－5 図に示すように，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作には失敗するが，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施することで破断箇所からの原子炉冷却材の漏えいが抑制され，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常

設）による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水が維持される。その後，現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施し，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで，高温停止状態での安定状態が確立する。

安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す（1）から（4）の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.7.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，ＩＳＬＯＣＡにより原子炉冷却材の漏えいが発生するため，原子炉を減圧することで原子炉冷却材の漏えいを抑制すること及び漏えい箇所の隔離操作を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すと

おりであり，それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.1.7－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した44.0kW／mに対して最確条件は約33kW／m～41kW／mであり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度33GWd／tに対して最確条件は33GWd／t以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動

により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系の電源は確保されていることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和されることから,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定するとともに，保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，解析上の操作開始時間として事象発生から 15 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて

設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合，原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが，閉止操作の有無に関わらず，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により炉心の冠水状態は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(3)　操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目と

なるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水）は，操作が遅れた場合でも原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により，炉心の冠水状態は維持されることから，時間余裕がある。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は，閉止操作の有無に関わらず,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）の原子炉注水により，炉心の冠水状態は維持されることから，時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

7.1.7.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.7.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 490m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で 755.5kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.1.7.5　結　論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」では，ＩＳＬＯＣＡの発生により原子炉冷却材が流出し，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段並びに隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段を整備し,安定状態に向けた対策として,逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため,安定状態に向けた対策として残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」の重要事故

シーケンス「ＩＳＬＯＣＡ」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段，隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで炉心の著しい損傷を防止することができる。

この結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」において，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧による漏えい抑制手段，隔離弁閉止による漏えい箇所の隔離手段並びに残留熱除去系（サプレッション･プール水冷却系)による格納容器除熱手段の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ)」に対して有効である。

第 7.1.7－1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ＩＳＬＯＣＡの発生	・原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧されて破損することで，ＩＳＬＯＣＡが発生する。	－	－	－
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプがトリップしたことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* 主蒸気隔離弁* ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
ＩＳＬＯＣＡ発生の確認	・隔離弁の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと，主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等によりＩＳＬＯＣＡが発生したことを確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.7－1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。 ・残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。	－	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力＊
低圧炉心スプレイ系の起動操作	・中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作の失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。 ・外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。	低圧炉心スプレイ系＊ 非常用ディーゼル発電機＊ 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力＊
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	・低圧炉心スプレイ系の起動操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能)7 弁の手動開放により，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊ 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ＊	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ）
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・ＩＳＬＯＣＡ発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用Ｍ／Ｃ電圧

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.7－1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の維持操作	・原子炉減圧操作に伴い，原子炉水位が一時的に低下し，その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点以上に回復した以降は，破断口からの漏えい抑制のため，原子炉水位を，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点以上で可能な限り低めに維持する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイ系* 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力*
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	・原子炉圧力が 3MPa［gage］到達後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。	－	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却	・サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.7－1 表　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	・現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し，残留熱除去系を隔離する。	残留熱除去系注入弁*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉水位の調整操作	・残留熱除去系の隔離成功後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。	低圧炉心スプレイ系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧炉心スプレイ系流量*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

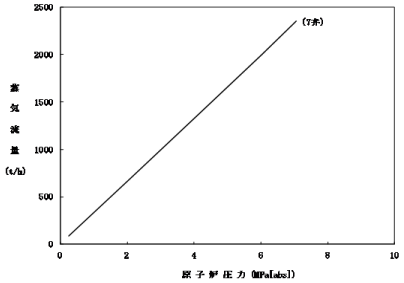
第 7.1.7－2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＡＦＥＲ	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定

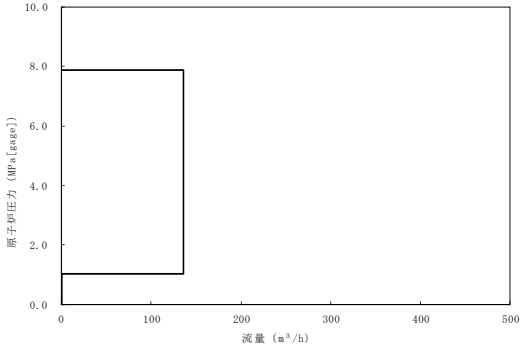
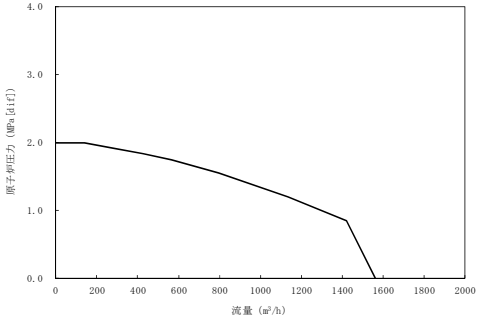
第 7.1.7－2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（2／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系Ｂ系 熱交換器フランジ部に 約 21cm^{2}の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果，ＩＳＬＯＣＡにより系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa［gage］）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続的に負荷され，かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	ＩＳＬＯＣＡの発生を想定する 残留熱除去系Ｂ系の機能喪失	ＩＳＬＯＣＡが発生した系統の機能喪失を設定
		原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系Ｃ系の機能喪失	残留熱除去系Ｂ系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため，保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系Ｃ系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

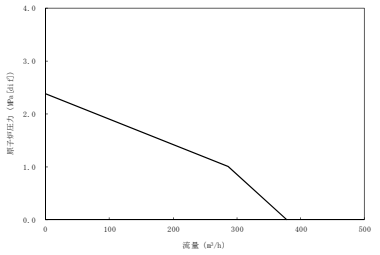
第 7.1.7－2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（3／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で閉止	設計値を設定
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 7.1.7－2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（4／6）

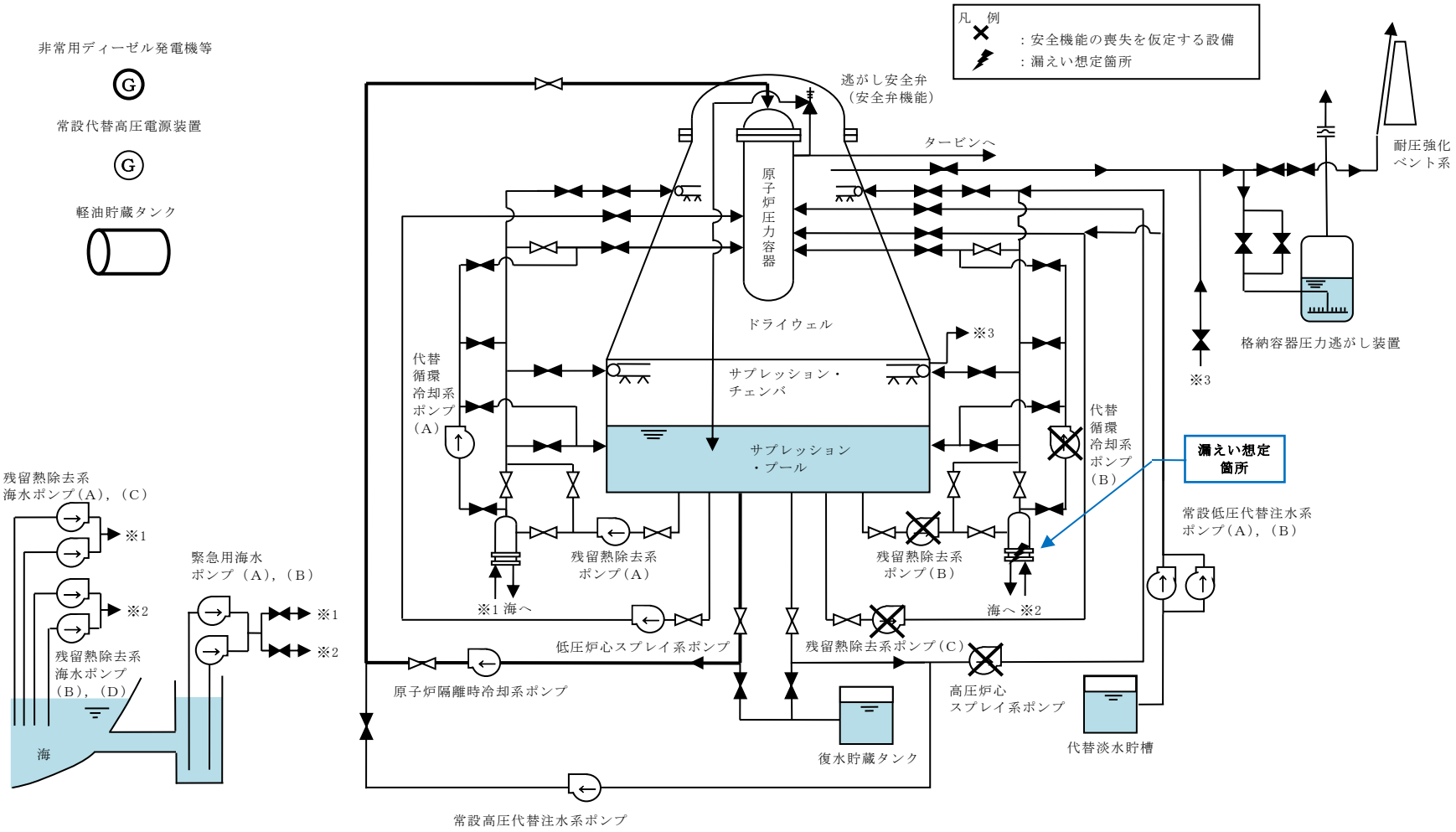
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水流量：136.7m^3／h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	低圧炉心スプレイ系	原子炉減圧後は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点まで回復した１分後に注水停止 残留熱除去系の隔離成功後に原子炉注水を再開し，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0m^3／h～1,561m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.99MPa[dif]	設計値を設定 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 

第 7.1.7－2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（5／6）

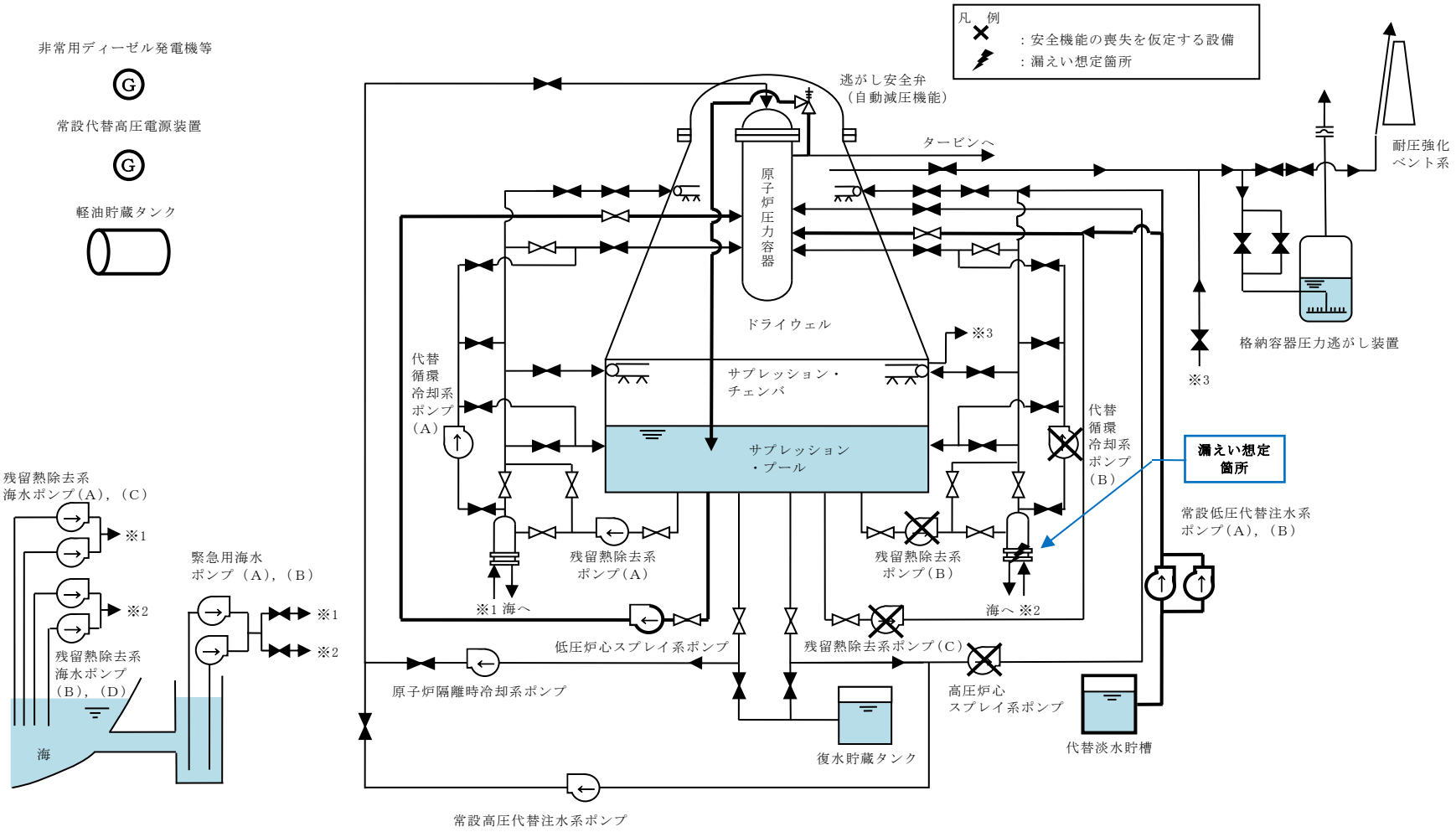
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉減圧後は，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）設定点まで回復した以降に，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点以上に維持 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作完了の１分後に注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m^3／h～378m^3／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞ 

第 7.1.7－2 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（6／6）

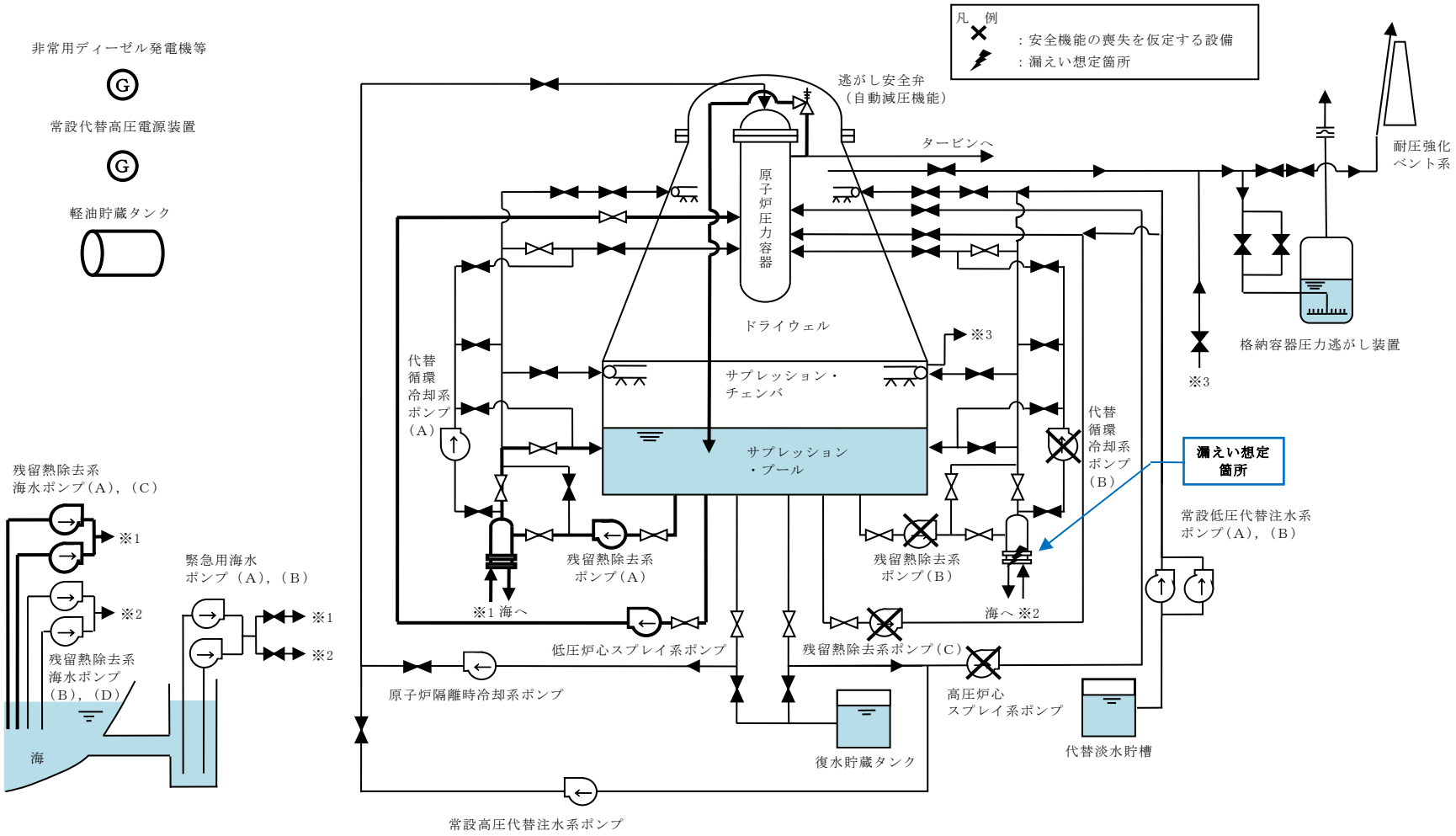
項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	事象発生から 15 分後	運転手順に基づき，ＩＳＬＯＣＡの発生を確認し，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に失敗した場合に，原子炉圧力容器からの漏えいを抑制するために実施することから，状況判断，中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作，低圧炉心スプレイ系の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	事象発生から 5 時間後	余裕時間を確認する観点で事象発生 5 時間後に現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作が完了するものとして設定



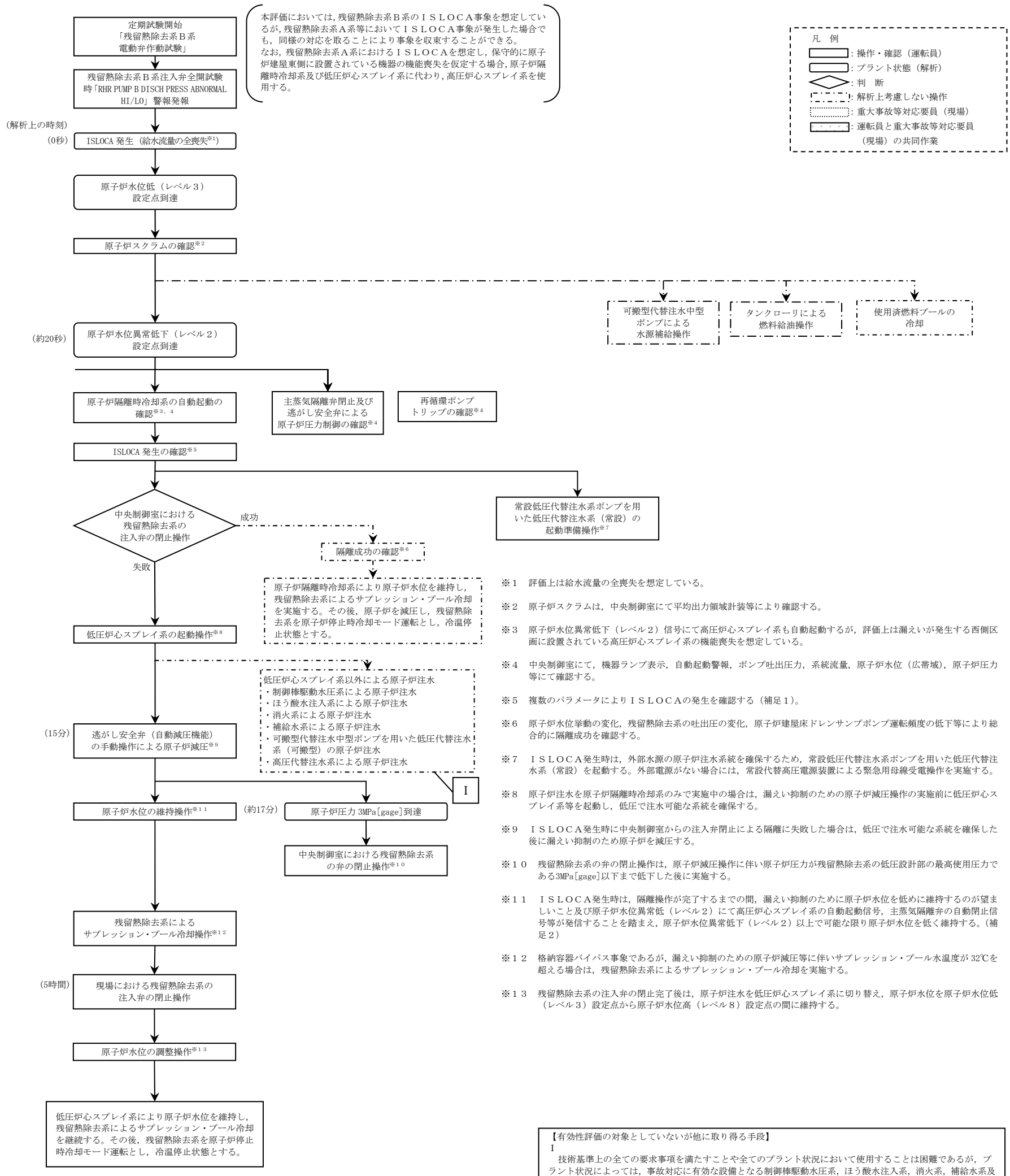
第 7.1.7－1 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 7.1.7－1 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系
（常設）による原子炉注水段階）



第 7.1.7－1 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による
格納容器除熱段階）



※１　評価上は給水流量の全喪失を想定している。

※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３　原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて高圧炉心スプレイ系も自動起動するが，評価上は漏えいが発生する西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定している。

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

※５　複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する（補足１）。

※６　原子炉水位挙動の変化，残留熱除去系の吐出圧の変化，原子炉建屋床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。

※７　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，外部水源の原子炉注水系統を確保するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。外部電源がない場合には，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。

※８　原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は，漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイ系等を起動し，低圧で注水可能な系統を確保する。

※９　ＩＳＬＯＣＡ発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は，低圧で注水可能な系統を確保した後に漏えい抑制のため原子炉を減圧する。

※１０　残留熱除去系の弁の閉止操作は，原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa[gage]以下まで低下した後に実施する。

※１１　ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低（レベル２）にて高圧炉心スプレイ系の自動起動信号，主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。（補足２）

※１２　格納容器バイパス事象であるが，漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサプレッション・プール水温度が 32℃を超える場合は，残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。

※１３　残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は，原子炉注水を低圧炉心スプレイ系に切り替え，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
I
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる制御棒駆動水圧系，ほう酸水注入系，消火系，補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

補足１
ＩＳＬＯＣＡの発生は，隔離弁等の開操作実施時に以下のパラメータにより確認する。
・弁操作を実施した系統の圧力変動（残留熱除去系ポンプ吐出圧力）
・主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始されたにも関わらず原子炉水位の低下が継続（原子炉水位（広帯域，ＳＡ広帯域，燃料域，ＳＡ燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量）

監視可能であれば，以下のパラメータによる情報も勘案し総合的にＩＳＬＯＣＡ発生を確認する。
・系統異常過圧警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW 等）発報
・区画浸水警報（RHR Hx AREA FLOODING 等）発報
・区画温度上昇警報（RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等）発報
・火災警報発報
・原子炉建屋内空間線量率上昇警報（R/B AREA RADIATION HIGH）発報
・原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報（DUST MONITOR SYS ABNORMAL）発報
・主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
・原子炉建屋内異常漏えい警報（R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH，R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等）発報
・原子炉建屋機器ドレンサンプ温度高（R/B ED SUMP TEMP HIGH）発報
・ドライウェル圧力及び雰囲気温度が有意に上昇していない

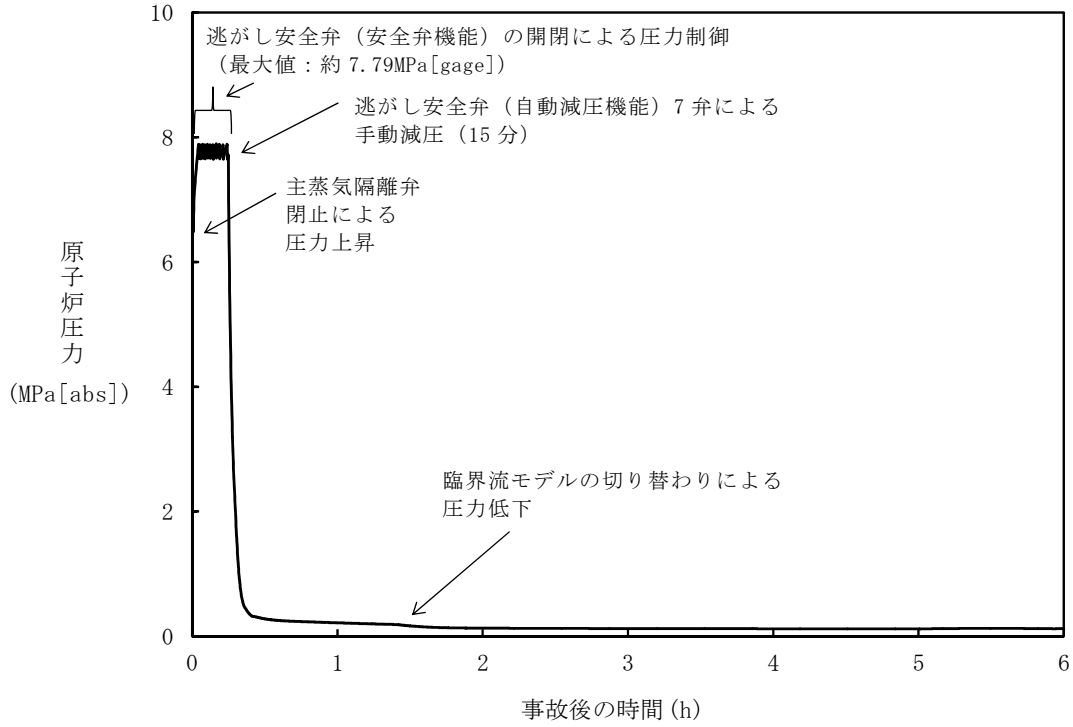
補足２
ＩＳＬＯＣＡの発生時は，原子炉水位異常低下（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
・原子炉水位低（レベル３）・・・・・・・・300㎜
・原子炉水位異常低下（レベル２）・・・・・－950㎜
・高圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227㎜
・低圧炉心スプレイ系注水ノズル　・・・・・－1,227㎜
・原子炉水位異常低下（レベル１）・・・・・－3,800㎜
・残留熱除去系注水ノズル・・・　・・・・・－3,938㎜
・燃料有効長頂部　・・・・・・・・・・・・・－4,248㎜

第 7.1.7－2 図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）の対応手順の概要

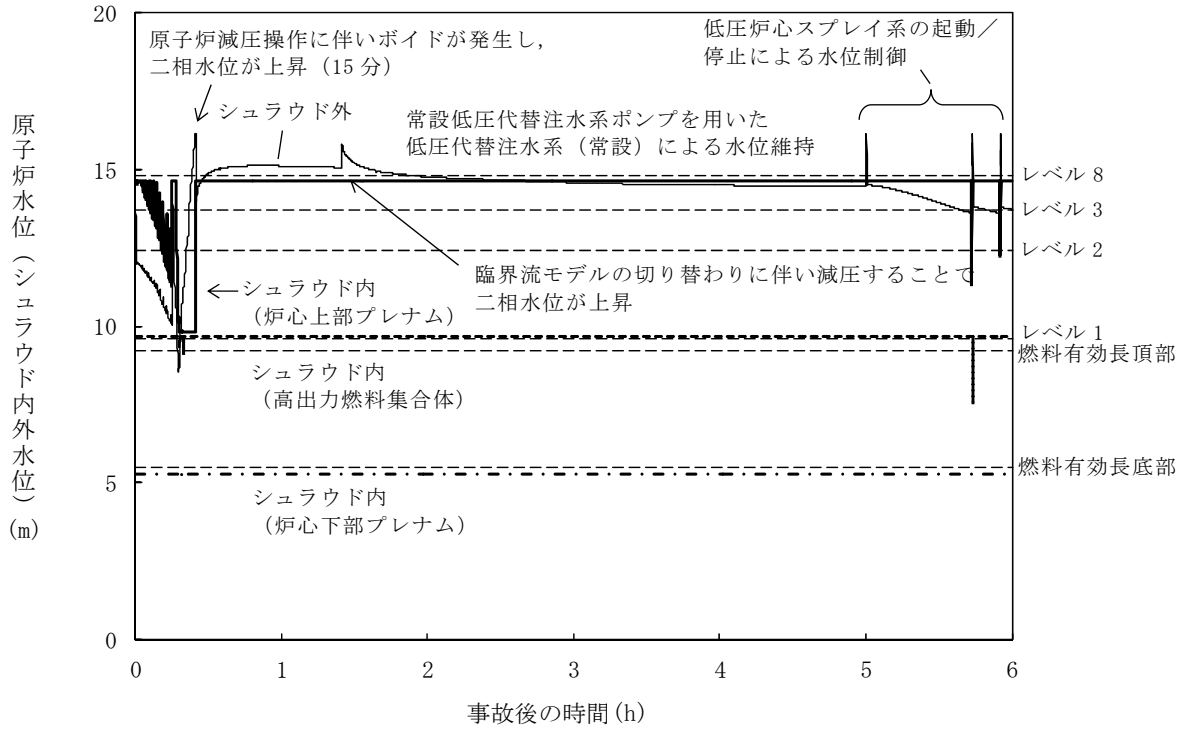
格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間 0 10 20 30 40 50 60分 2 3 4 5 24 25時間	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約15分　原子炉減圧開始 ▽約17分　原子炉圧力3MPa[gage]到達 ▽約5時間　残留除去系からの漏えい停止	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)		
状況確認	2人 A，B	－		－ ●ＩＳＬＯＣＡ発生の確認 ●外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は，外部電源がない場合に実施する
中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	【1人】 A	－		－ ●残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗） ●残留熱除去系レグシールポンプの停止操作	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－ ●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分	
低圧炉心スプレイ系の起動操作	【1人】 A	－		－ ●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－		－ ●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－ ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3分	
残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	－		－ ●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却	6分	
原子炉水位の維持操作	【1人】 A	－		－ ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位調整操作	漏えい抑制のため原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル２）以上で可能な限り低めに維持	
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	【1人】 A	－		－ ●熱交換器出入口弁等の閉止操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	－	3人 C，D，E	1人 a	●保護具装備/装備補助 ●現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	115分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	－		－ ●低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点に維持	
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－		－ ●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	1人 a			

第7.1.7－3図　格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）の作業と所要時間

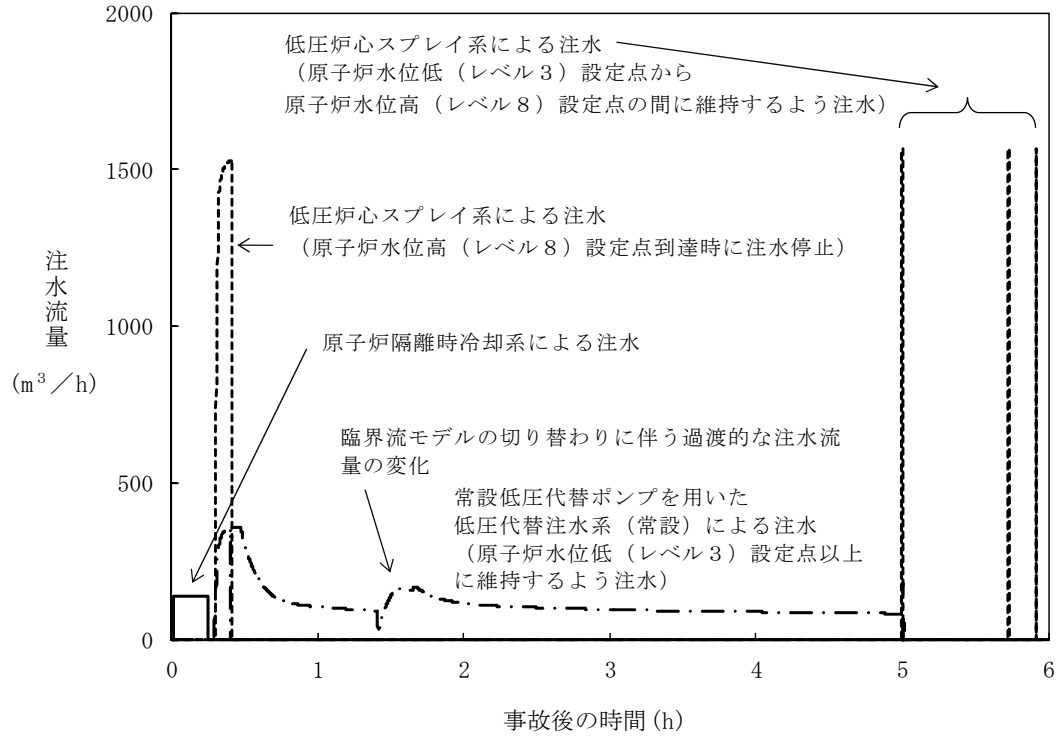


第7.1.7－4図　原子炉圧力の推移

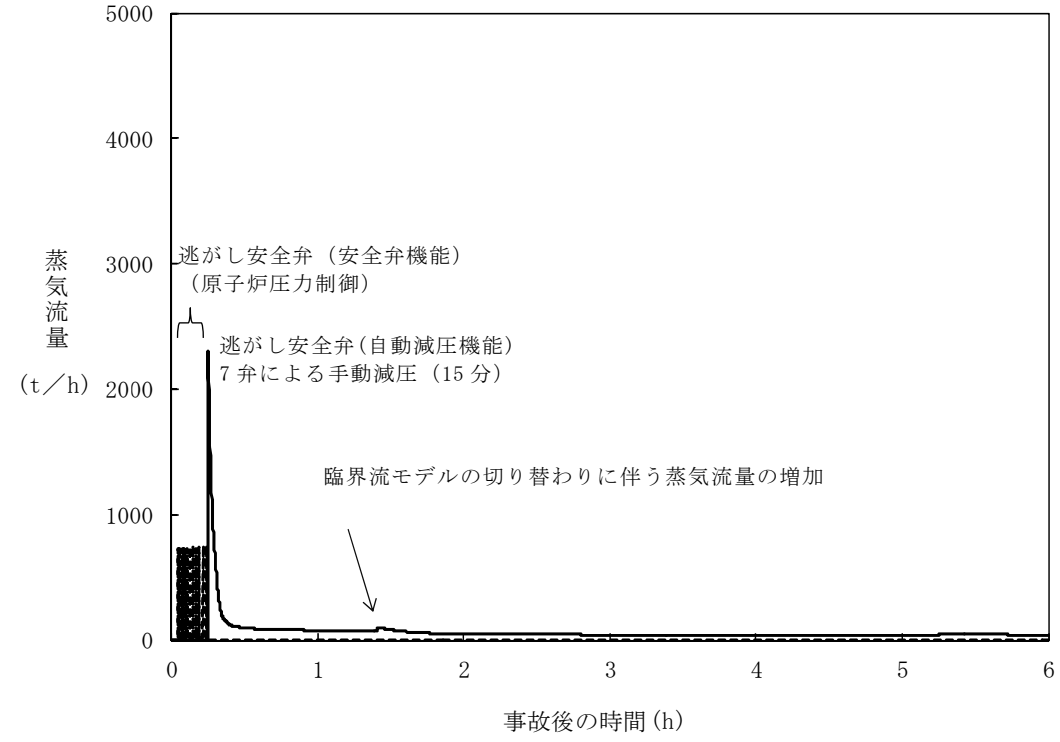


第7.1.7－5図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

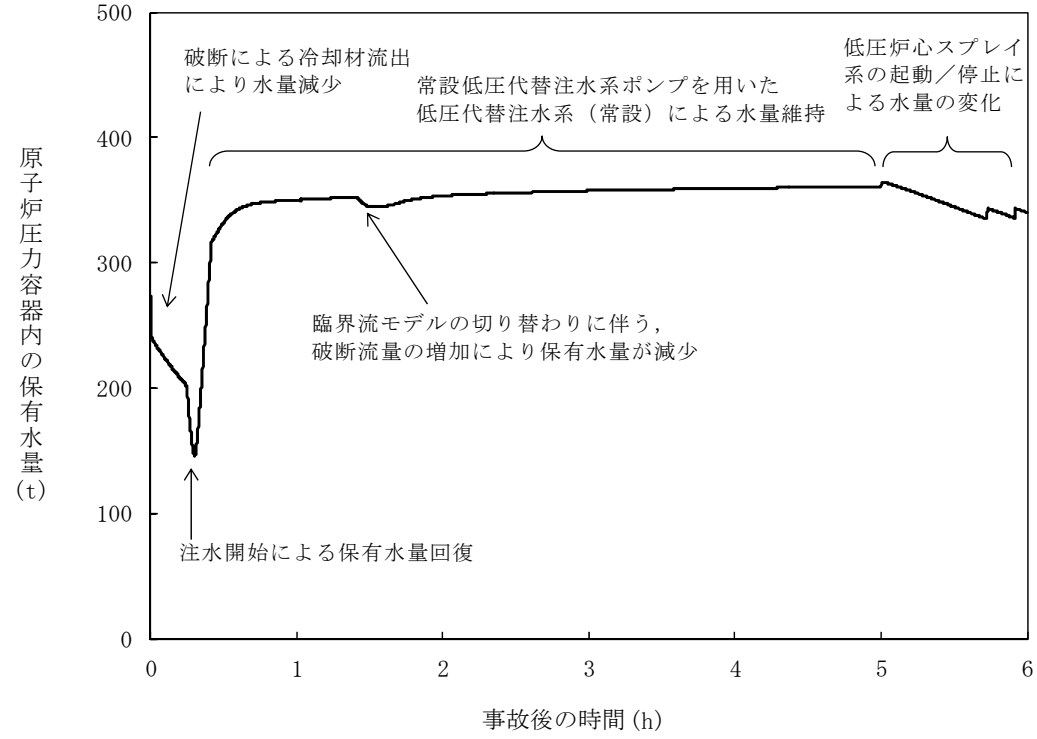
※　シュラウド内外水位はボイドを含む場合は，二相水位を示している。



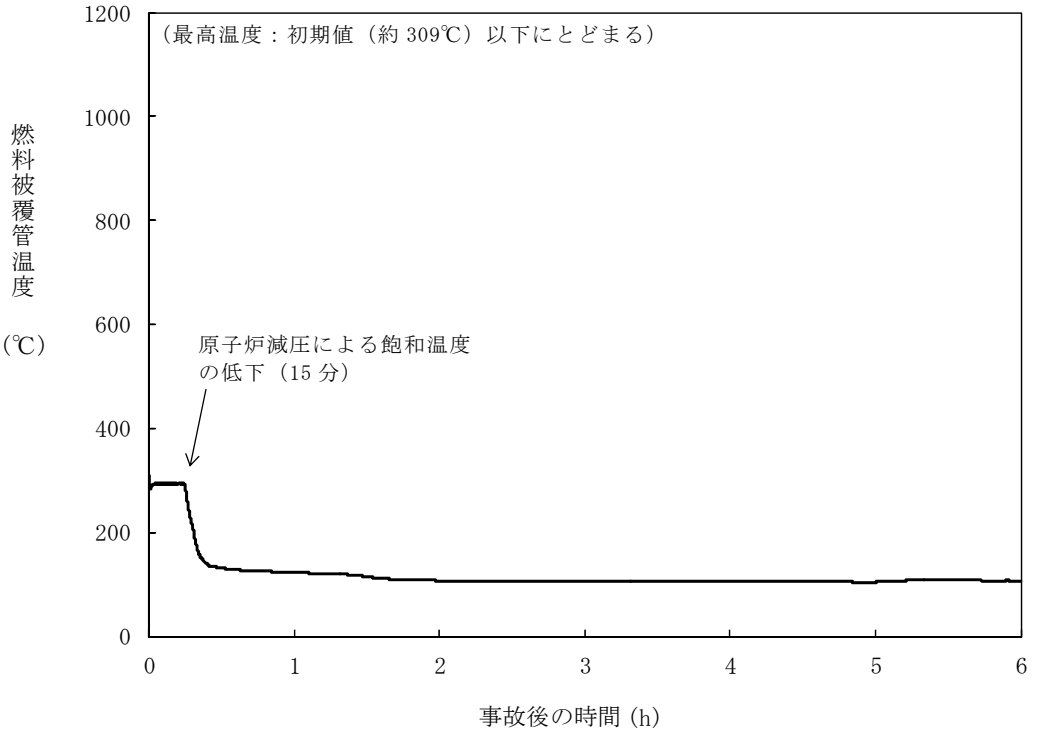
第7.1.7－6図　注水流量の推移



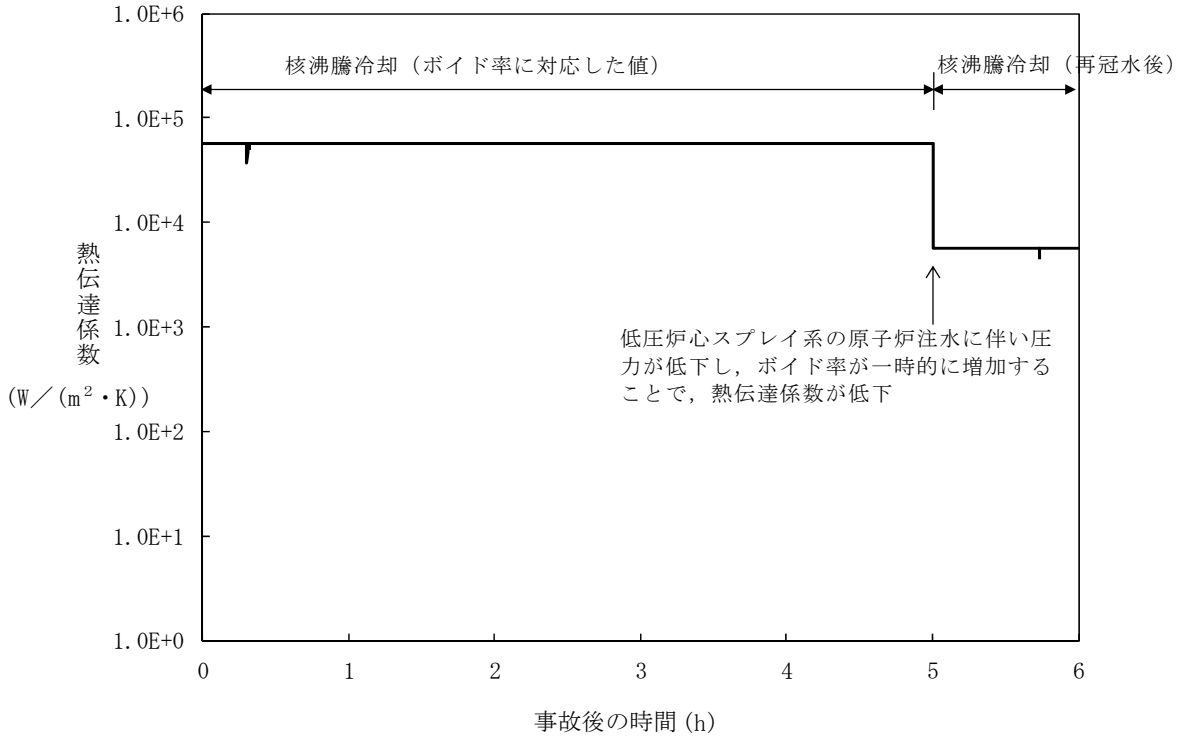
第7.1.7－7図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



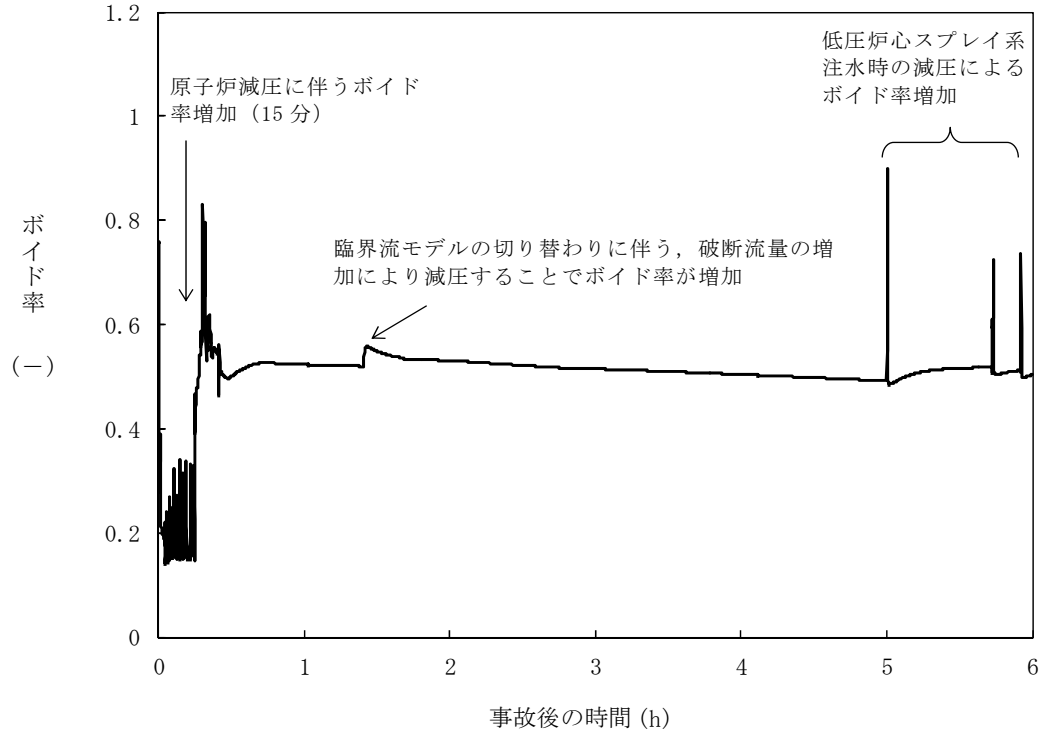
第7.1.7－8図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



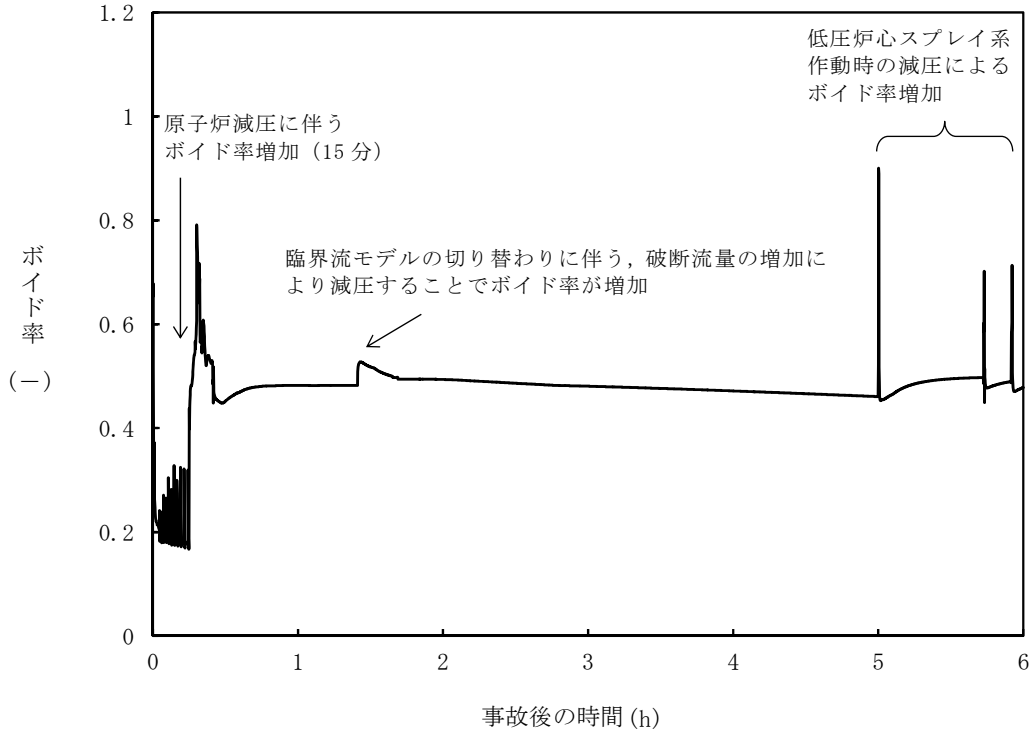
第 7.1.7－9 図　燃料被覆管温度の推移



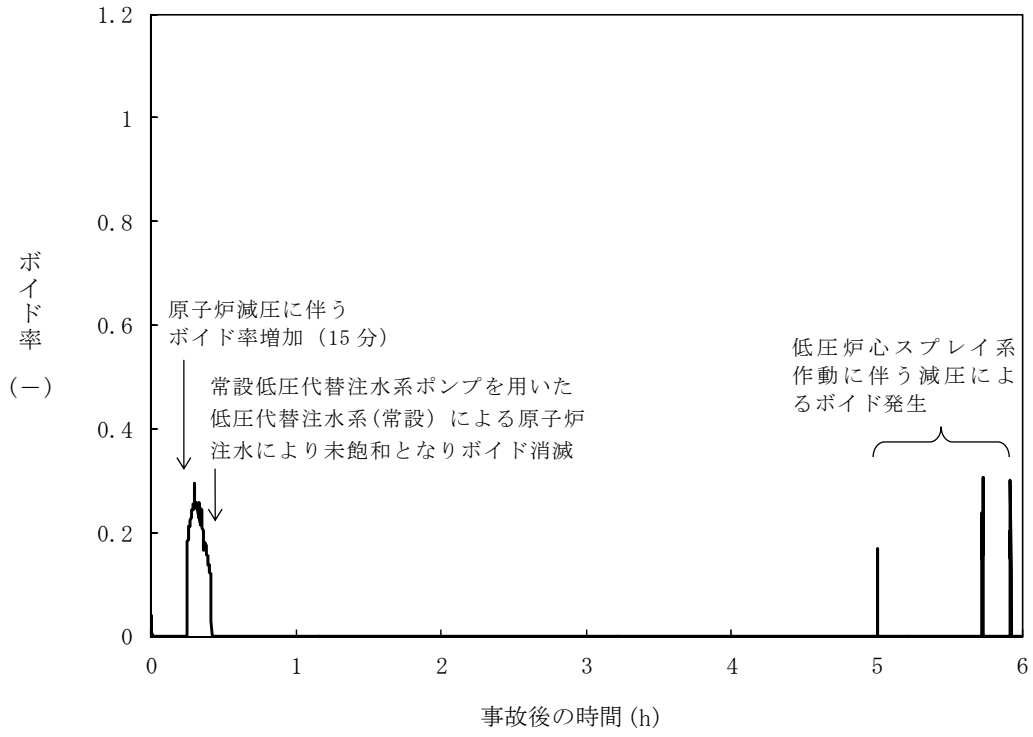
第7.1.7－10図　燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



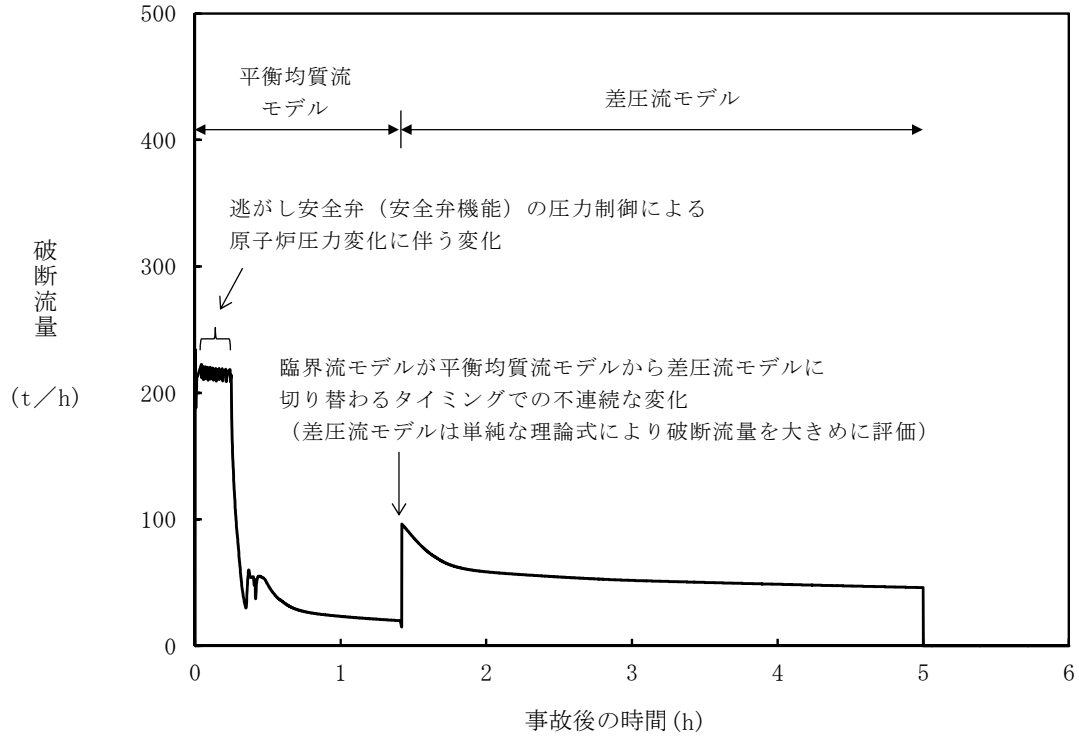
第 7.1.7－11 図　燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



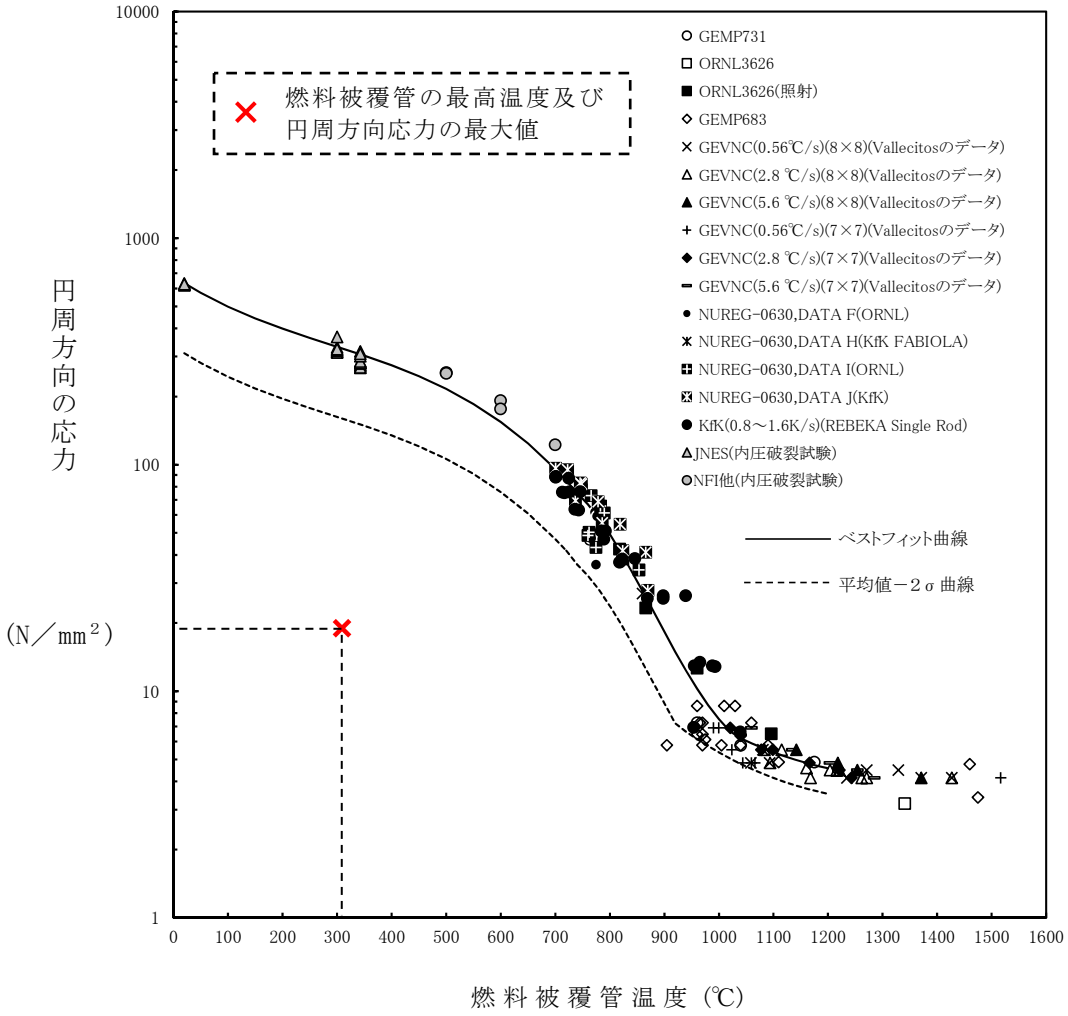
第7.1.7－12図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 7.1.7－13 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 7.1.7－14 図　破断流量の推移



第7.1.7－15図　燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

7.1.8　津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，津波ＰＲＡによって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6}／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり，炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

7.1.8.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」，②「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功)」，③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は，基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能），残留熱除去系，所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備），低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），緊急用海水系，常設代替高圧電源装置に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実施する。

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納

容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。津波防護対策の概要を第 7.1.8－1 図に，対策の概略系統図を第 7.1.8－2 図に，対応手順の概要を第 7.1.8－3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.1.8－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 22 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.8－4 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 22 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラムの確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

外部電源が喪失している場合は，津波による非常用ディーゼル発電機用海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となる。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

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

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

ｃ．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

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

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

ｄ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

ｅ．電源確保操作対応

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

ｆ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動

準備操作

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

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

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

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

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

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

h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

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

原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

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

ｉ．タンクローリによる燃料給油操作

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所においてタンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

ｊ．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

ｋ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

津波により崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa［gage］に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

ｌ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C　２C（２D）電圧である。

o．緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

p．使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却

を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

7.1.8.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループにおいては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち，想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が代表的な事故シーケンスとなるが，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して，「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象，適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については，「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

なお，本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち，「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，本重要事故シーケンスと同様になる。原子炉隔離時冷却系を含む高圧注水機能が喪失する「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」となることから，

「7.1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ)」における重大事故等対策である高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備についても津波防護対象とすることで対策の有効性が確認される。また，逃がし安全弁１弁の開固着が発生する「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮すると，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」となることから，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が「7.1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ)」での操作所要時間内に完了することを確認することで対策の有効性が確認される。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ)」と同様である。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は，約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

ｂ．重大事故等対策に関連する操作条件

(a)　緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 25 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様となる。「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」及び本重要事故シーケンスでは，非常用母線の受電が完了する 24 時間以降に残留熱除去系による格納容器除熱を実施するが，「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において格納容器圧力及び雰囲気温度が最大となるのは 24 時間以前であることから，緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最大値は同じとなり，評価項目を満足する。また，緊急用海水系を用いた場合，残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが，同じく緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する「7.1.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，本重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の 13 時間後において，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施した場合でも，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を有していることを確認していることから，緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さい。

以上により，本評価では，「6.2.1.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.1.8.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については，残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様である。

緊急用海水系の不確かさの影響については，「7.1.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」において確認している。

7.1.8.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.1.8.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1（2）　資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m^3必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約 5,000m^3の水を保有していることから，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後から

の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 2,823kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

7.1.8.5　結　論

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」では，敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により，初期の対策として所内常設直流電源設備，原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作に

よる原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」について，有効性評価を実施した。

上記は「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」と同様であり，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上により，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において，敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.8－1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について（1／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。 ・津波による非常用ディーゼル発電機用海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となる。	所内常設直流電源設備* 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	・原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	・原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.8－1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について（2／4）

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

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.8－1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について（3／4）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・以降，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。 ・原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備*	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa［gage］ 又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウェル圧力* ドライウェル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*

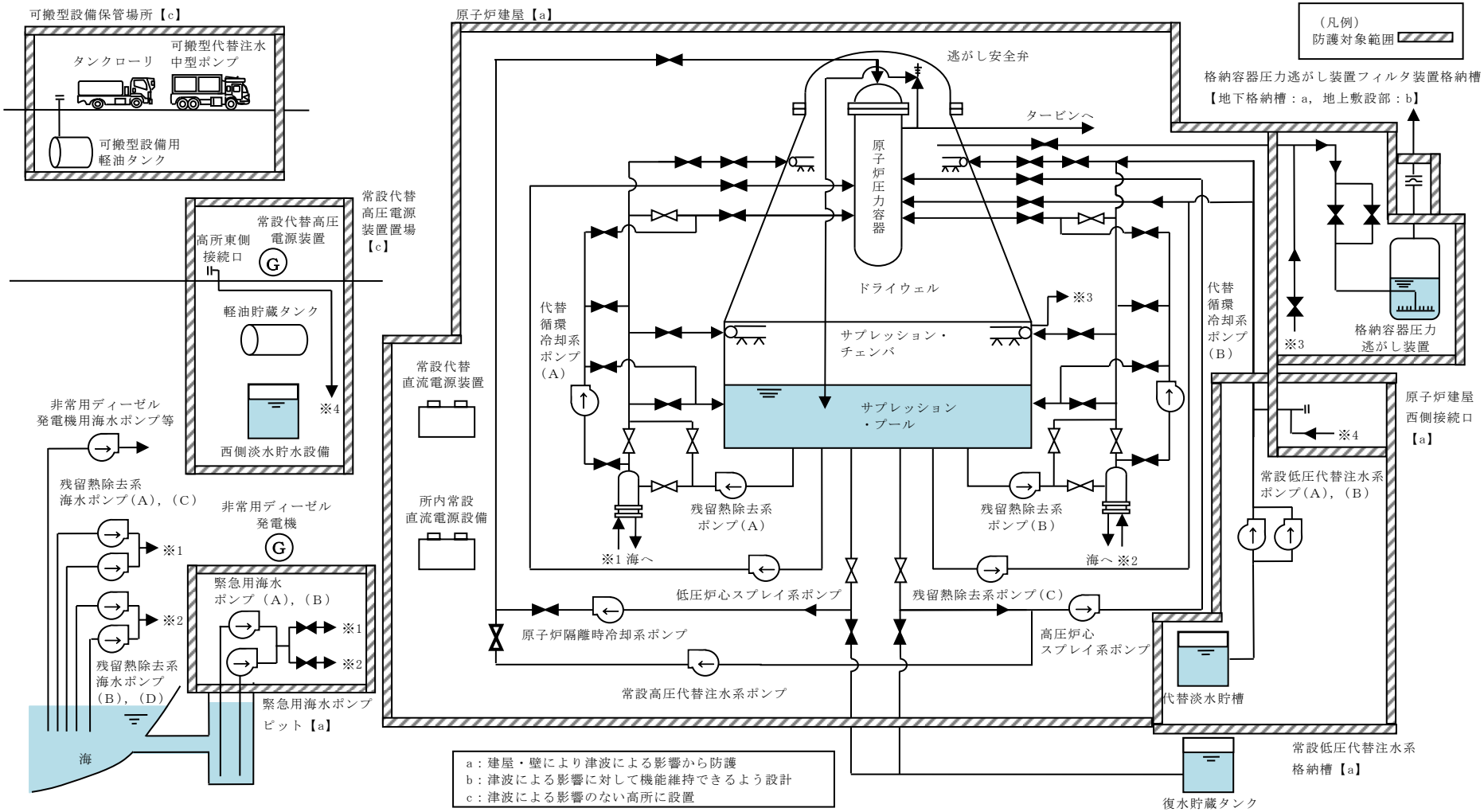
＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.8－1 表　津波浸水による注水機能喪失における重大事故等対策について（4／4）

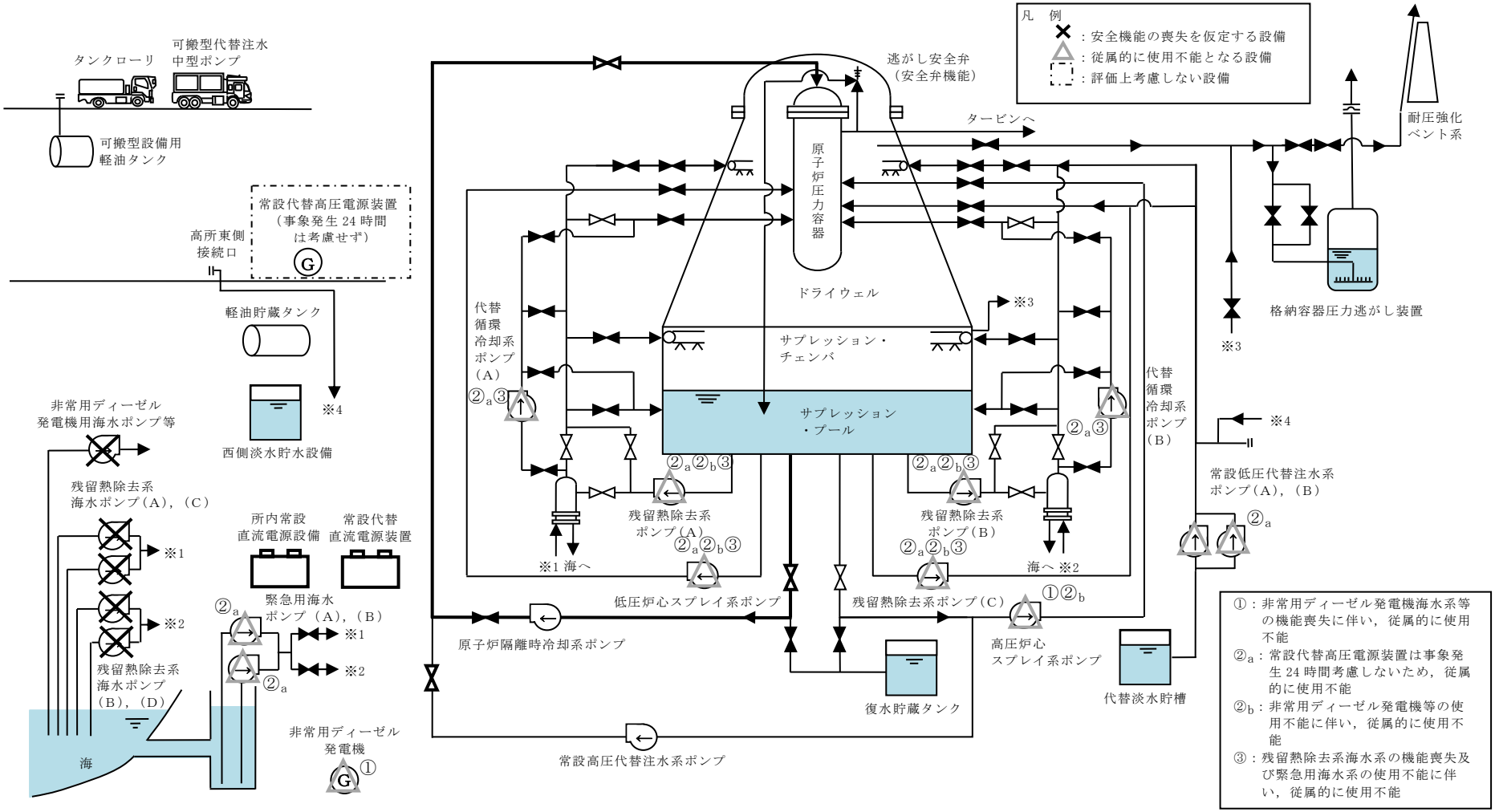
操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ又は２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線の受電後，緊急用海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

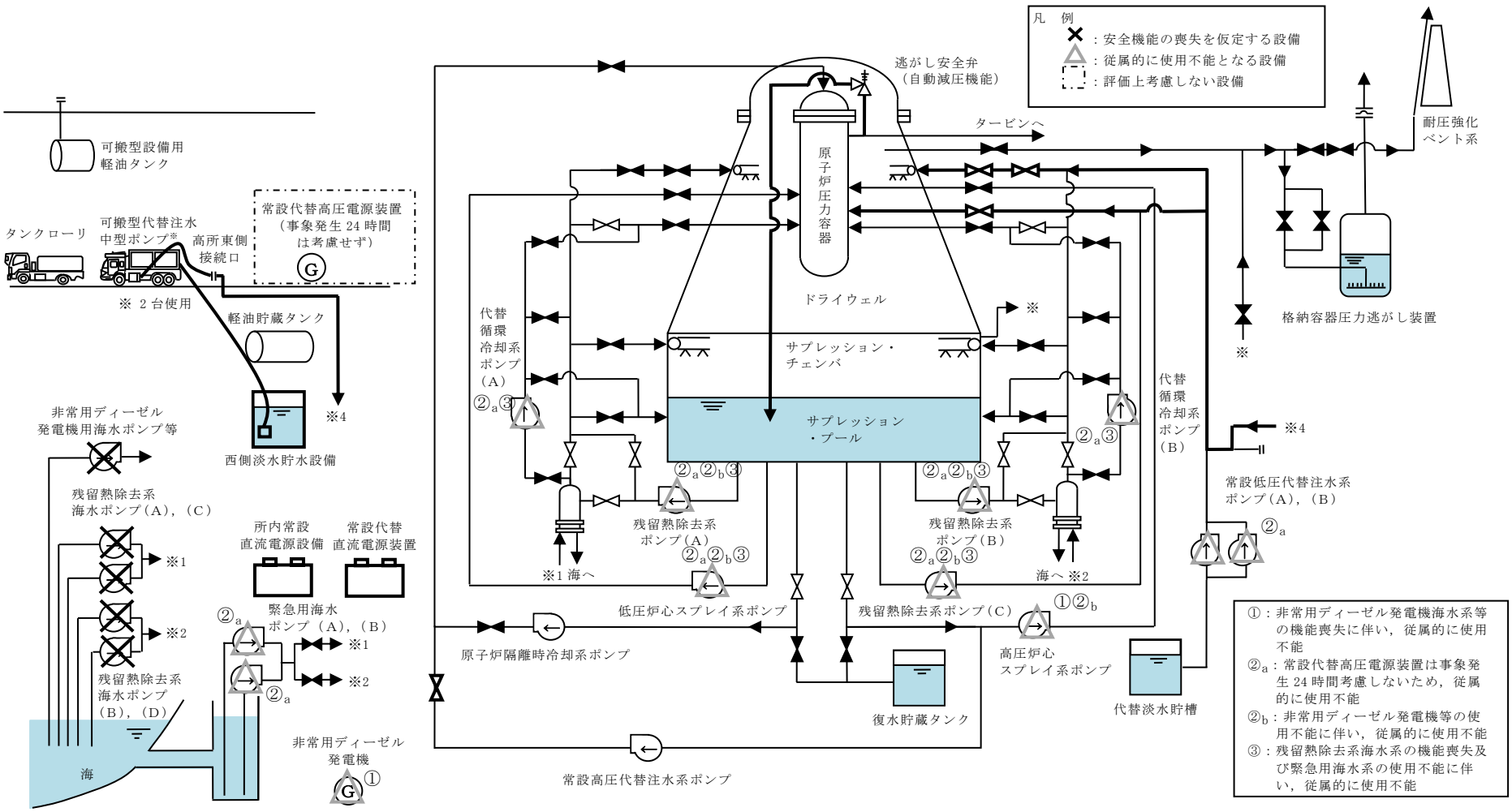
＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



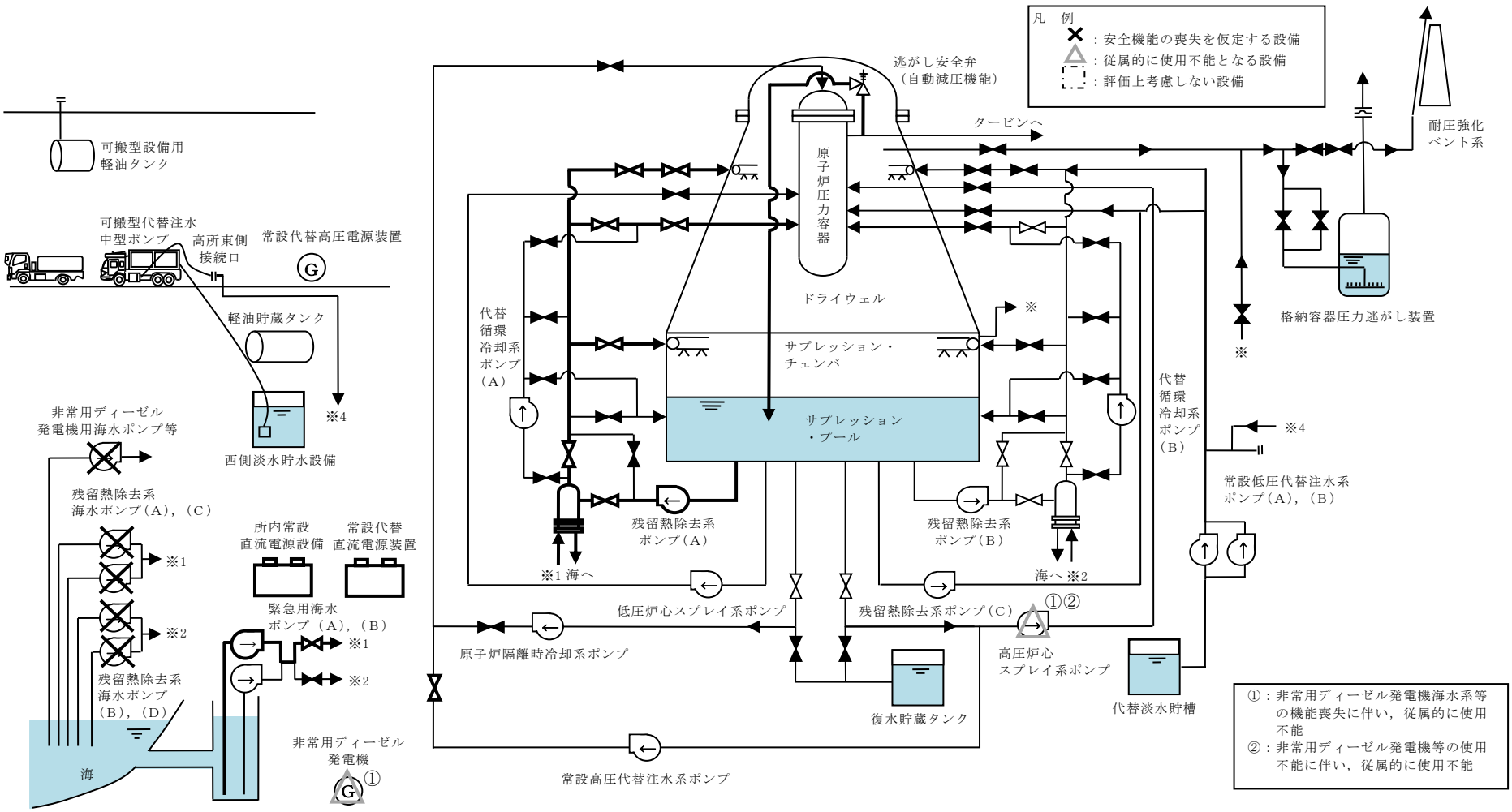
第 7.1.8－1 図　敷地に遡上する津波への防護対策概要



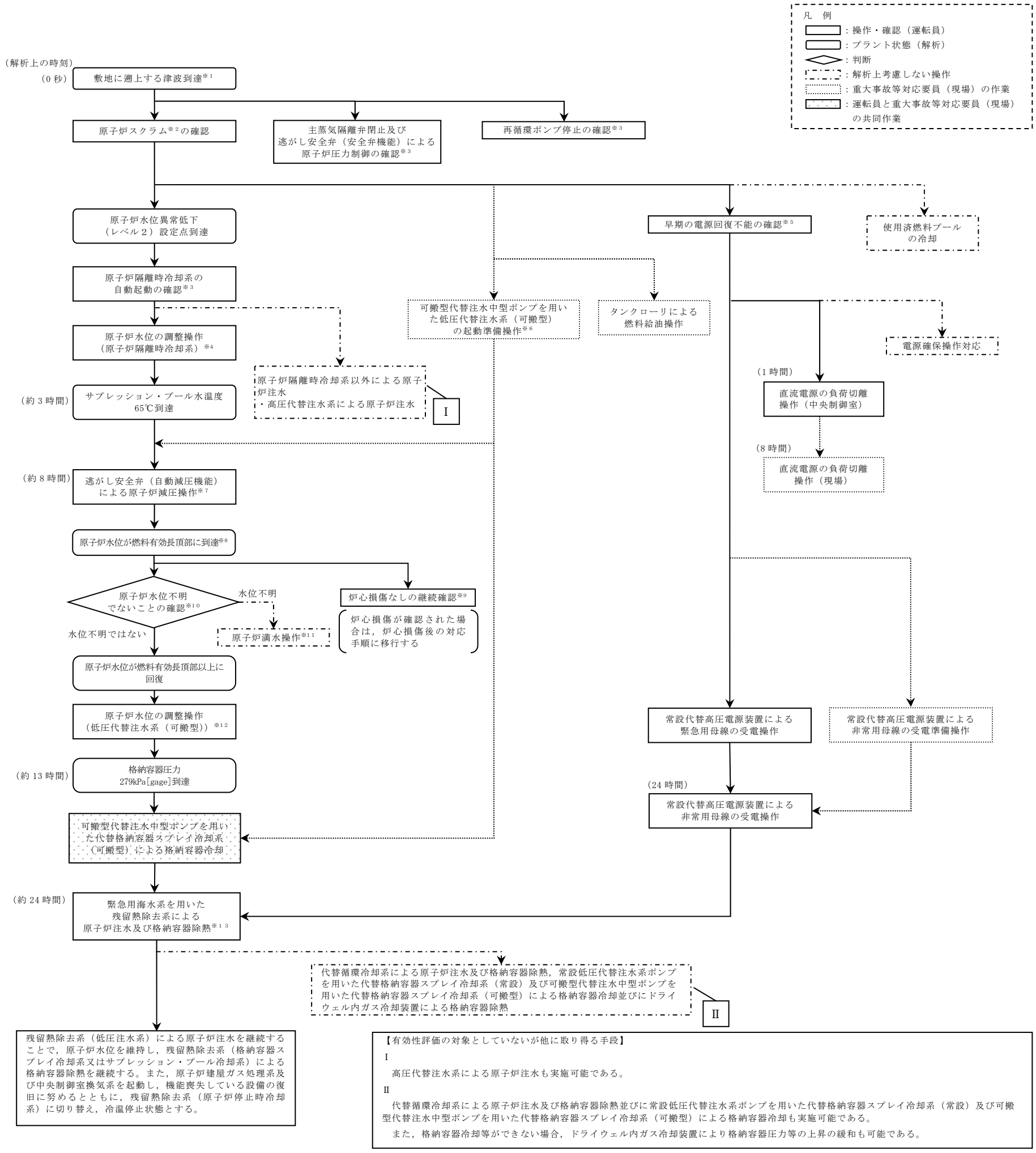
第 7.1.8－2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 7.1.8－2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）
（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 7.1.8－2 図　津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階）



※１　敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また，重要事故シーケンスにおいては，「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」との従属性を考慮して，外部電源喪失を想定する。
※２　原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域等により確認する。
※３　中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力，系統流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４　原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※５　中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６　全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は，速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
※７　サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８　原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は，格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※９　炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上
※１０　原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
※１１　原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
※１２　可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持する。
※１３　残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）設定点にて残留熱除去系（低圧注水系）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

第 7.1.8－3 図　津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

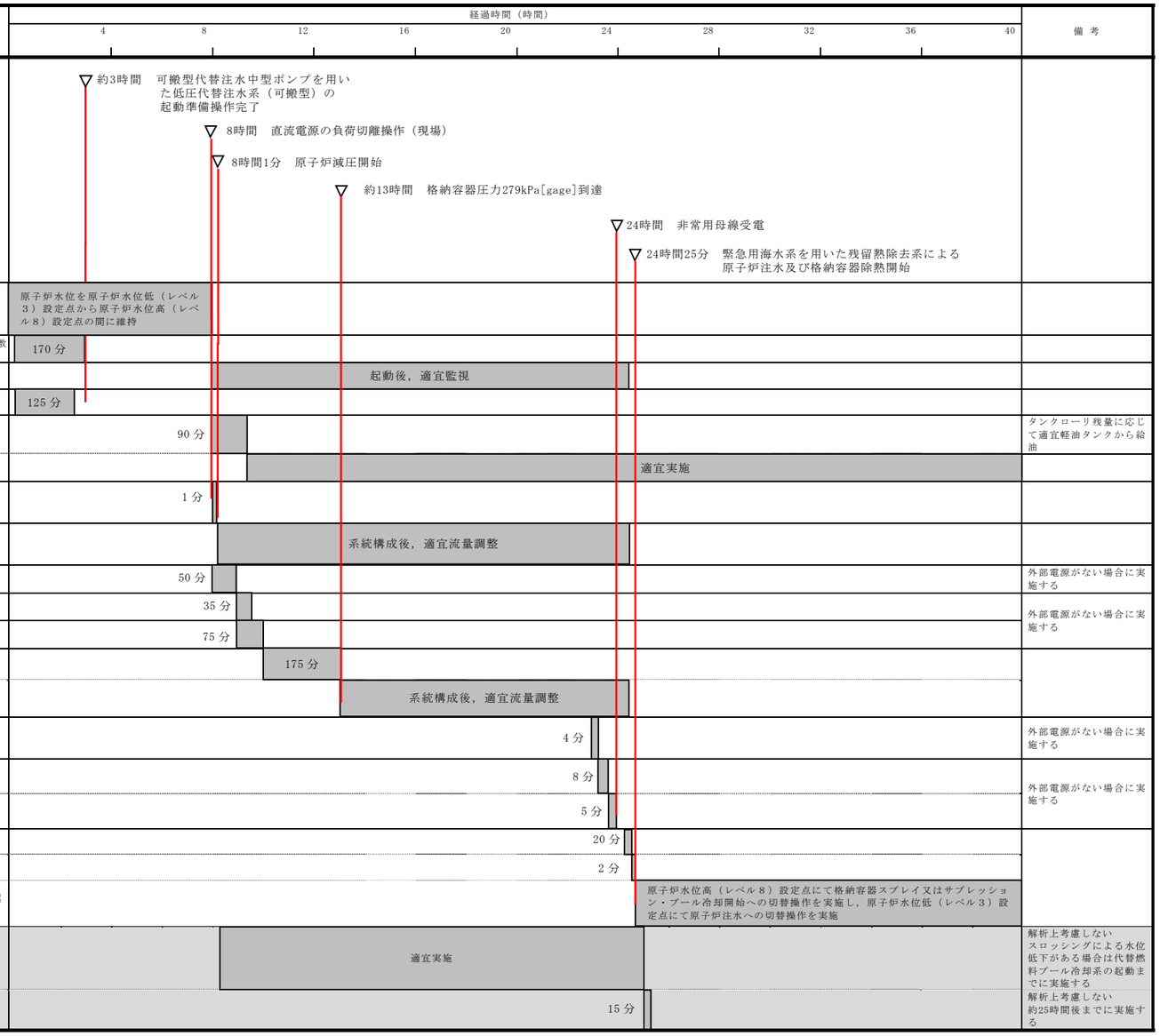
津波浸水による注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備 考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽敷地内への津波浸水発生 ▽原子炉スクラム ▽プラント状況判断 ▽1時間　直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量の全喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10 分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）設定点から原子炉水位高（レベル８）設定点の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	外部電源がない場合に実施する
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作	6 分	外部電源がない場合に実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－		8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，西側淡水貯水設備からのホース敷設等	170 分	
	－	3人 C，D，E		3人 k，l，m	●原子炉注水のための系統構成	125 分	

第 7.1.8－4 図　津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

津波浸水による注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	備考
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，西側淡水貯水設備からのホース敷設等	
	－	－	【2人】 c,d	●可搬型代替注水中型ポンプ起動操作	
	－	3人 C,D,E	3人 k,l,m	●原子炉注水のための系統構成	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C,D	2人 （参集）	●原子炉注水の流量調整	
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	外部電源がない場合に実施する
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 k,l,m 2人 （参集）	●格納容器スプレイのための系統構成	
				●格納容器スプレイの流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作	外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動	外部電源がない場合に実施する
				●非常用母線の受電	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作	
				●残留熱除去系による原子炉注水	
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	－	－	●代替燃料プール冷却系起動操作	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	13人　a～m 及び参集6人		



第 7.1.8－4 図　津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

7.2　運転中の原子炉における重大事故

本発電用原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて，その発生要因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，格納容器破損防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

7.2.1.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ，ＴＢＤ及びＬＯＣＡである。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」では，発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，損傷炉心の冷却のための常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器ス

プレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。

また，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素供給することによって，格納容器の破損を防止する。

本格納容器破損モードは，格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり，代替循環冷却系の使用可否により，格納容器圧力・雰囲気温度等の挙動が異なることが想定されるため，代替循環冷却系を使用する場合と使用できない場合の両者について，格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。

なお，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており，原子炉圧力容器破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合の本格納容器破損モードに対する評価については，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて確認する。

7.2.1.2　代替循環冷却系を使用する場合

7.2.1.2.1　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して，格納容器の破損を防止し，かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段及び格納容器除熱手段，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.2.1.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.2.1.2－2 図に，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策の手順と設備との関係を第 7.2.1.2－1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 18 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 7.2.1.2－3 図に示す。

なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，代替循環冷却系を使用できない場合の初動対応要員 19 名及び参集要員 5 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認

運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁の閉止，再循環ポンプの停止及びＬＯＣＡが発生したことを確認する。

原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

なお，対応操作は，原子炉水位，格納容器圧力等の徴候に応じて行うため，破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や，破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。

ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。

原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量である。

ｃ．炉心損傷確認

原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上となった場合とする。

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

ｄ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の

電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。

ｅ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作

中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源供給を開始し，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。具体的には，格納容器スプレイ弁と原子炉注水弁を用いて中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイと原子炉注水に分配し，それぞれ連続で格納容器スプレイ及び原子炉注水を実施する。

(a)　常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

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

原子炉注水に伴い炉心部で発生する過熱蒸気により，格納容器圧力及び雰囲気温度が急激に上昇する。格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作のために必要な計装設備は，低圧代

替注水系格納容器スプレイ流量等である。

(c)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで，原子炉圧力容器破損に至ることなく，ジェットポンプ上端（以下「原子炉水位Ｌ０」という。）以上まで原子炉水位が回復し，炉心は冠水する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

なお，ＬＯＣＡにより格納容器雰囲気温度が上昇し，ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は，水位不明と判断する。

水位不明判断に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

水位不明と判断した場合，原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な水量を注水する。具体的には，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。

原子炉水位Ｌ０まで冠水した後は，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始後に，サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。なお，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱ができない

場合は，サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

ｆ．電源確保操作対応

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

ｇ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

ｈ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧及びＭ／Ｃ　２Ｄ電圧である。

ｉ．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。

ｊ．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお，有効性評価においては，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。

k．緊急用海水系による海水通水操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後，中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。

緊急用海水系による海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。

l．代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作

緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。具体的には，原子炉注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系原子炉注水流量等であり，格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

以降，損傷炉心の冷却は，代替循環冷却系による原子炉注水により継

続的に行い，また，格納容器除熱は，代替循環冷却系により継続的に行う。

m．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作

代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は，水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ溶融炉心・コンクリート相互作用の影響を緩和する観点から格納容器下部水位を約 1m に調整することが目的であるため，格納容器下部水位が 1m を超えて上昇したことを確認後，ペデスタル（ドライウェル部）への注水を停止する。その後，ペデスタル（ドライウェル部）水はサプレッション・プールに排水され，格納容器下部水位は約 1m に調整される。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作のために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器下部注水流量等である。

n．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作の実施後は，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作に必要な計装設備は，格納

容器内水素濃度（ＳＡ）である。

ｏ．サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。サプレッション・プール水のｐＨを７以上に制御することで，サプレッション・プール水中での分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，ｐＨ制御には期待しない。

ｐ．使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

ｑ．可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作

格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を供給することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。

可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作に必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度（ＳＡ）等である。

ｒ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。

7.2.1.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，

「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＬＯＣＡに属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の時間余裕，必要な設備容量の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡに加えて，ＥＣＣＳ注水機能が喪失する「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

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

本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内ＦＰ挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における格納容器内ＦＰ挙動が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目と

なるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.2.1.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，再循環系の吸込配管とする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし，さらに全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

(c)　外部電源

外部電源は使用できないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき，外部電源なしを想定する。

(d)　水素の発生

水素の発生については，ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。

(d)　低圧代替注水系（常設）

原子炉注水は 230m^3／h（一定）を用いるものとする。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。

(e)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器冷却は，常設低圧代替注水系２台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m^3／h（一定）を用いるものとする。なお，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。

(f)　格納容器下部注水系（常設）

格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作についても考慮しない。

(g)　代替循環冷却系

代替循環冷却系の循環流量は，炉心冷却の維持に必要な流量，格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，全体

で 250m^3／h とし，ドライウェルへ 150m^3／h，原子炉へ 100m^3／h にて流量分配し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

(h) 緊急用海水系

代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は，約 14MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

(i) 可搬型窒素供給装置

可搬型窒素供給装置は，窒素 198m^3／h 及び酸素 2m^3／h の流量で格納容器内に注入するものとする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流電源は，常設代替高圧電源装置によって供給を開始し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 25 分後から開始する。なお，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替循環冷却系の起動により停止する。

(b) 緊急用海水系及び代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は，緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮して，事象発生 90 分後から開始するものとする。

(c) 可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給操作は，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素供給を開始する。なお，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給は格納容器圧力 310kPa

［gage］到達により停止する。

(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 放出量評価）の条件

(a) 事象発生直前まで，定格出力の 100％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，燃料を約 1／4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。

(b) 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は，事象進展に応じた割合で，格納容器内に放出されるものとする。

(c) 格納容器内に放出されたＣｓ－137 は，格納容器スプレイやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。

(d) 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。

ⅰ） 格納容器からの漏えい率は，設計漏えい率及びＡＥＣの式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。

ⅱ） 漏えい量を保守的に見積もるため，原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋の負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また，原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は，大気への放出率を 1 回／日（設計値）とする。

なお，原子炉建屋ガス処理系は，常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し，起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。

iii） 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.2.1.2－4 図から第 7.2.1.2－8 図に，燃料最高温度の推移を第 7.2.1.2－9 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.2.1.2－10 図から第 7.2.1.2－15 図に示す。

ａ．事象進展

大破断ＬＯＣＡ時に高圧・低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 9 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 25 分後，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は冠水する。

格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。このため，原子炉注水と同時に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

事象発生から 90 分経過した時点で，代替循環冷却系による原子炉注

水及び格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系による原子炉注水により，冷却材の一部は破断口から流出するが，溶融炉心は原子炉水位ＬＯ位置相当で冠水維持される。また，格納容器除熱により，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制され，その後，徐々に低下する。

事象発生から約 84 時間後に格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達し，可搬型窒素供給装置を用いたサプレッション・チェンバへの窒素供給を実施するため格納容器圧力が徐々に上昇するが，事象発生から約 164 時間後に格納容器圧力が 310kPa［gage］に到達し窒素供給を停止するため，格納容器圧力の上昇は停止する。

ｂ．評価項目等

格納容器圧力は，第 7.2.1.2－10 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，圧力上昇は抑制される。その結果，格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.31MPa［gage］となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa［gage］）を下回る。なお，格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 164 時間後において，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 3％未満であるため，その影響は無視し得る程度である。

格納容器雰囲気温度は，第 7.2.1.2－11 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，温度上昇は抑制される。その結果，格納容器バウ

ンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 139℃となり，評価項目である 200℃を下回る。なお，事象発生直後，破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約 202℃となるが，この時の格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 137℃であり，評価項目である 200℃を下回る。

第 7.2.1.2－4 図及び第 7.2.1.2－6 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 7.2.1.2－10 図及び第 7.2.1.2－11 図に示すとおり，90 分後に開始する代替循環冷却系の運転により，格納容器除熱を行うことによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

大気中へのＣｓ－137 放出量は約 7.5TBq（事象発生 7 日間）であり，評価項目である 100TBq を下回る。また，事象発生からの 7 日間以降，Ｃｓ－137 の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果，約 7.5TBq（30 日間）及び約 7.5TBq（100 日間）であり，いずれの場合も 100TBq を下回る。なお，放出量評価においては，原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び除去効果を保守的に考慮しておらず，これらの効果を考慮した場合，放出量は小さくなると考える。

本評価では，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について，対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの蓄積については，ジルコニウム－水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても，格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって，その影響について確認した。

また，(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの燃焼については，「7.2.4

水素燃焼」において，酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって，可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。

7.2.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」（代替循環冷却系を使用する場合）では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性

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

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

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内

部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さい。本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現

できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

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

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価

結果の方が保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現

できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＡＢＣＯＶＥ実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.1.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度約 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び

雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部，サプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。本評価事故シーケンスでは，原子炉水位を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替循環冷却系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の緊急用海水系は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上する

ため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなる。本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び雰囲気温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度約 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレイ冷却系及び代替循環冷却系により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部，サプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同程度であり，第 7.2.1.2－16 図及び第 7.2.1.2－17 図に示すとおり，格納容器圧力及び温度は，それぞれ

評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa［gage］）及び 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の代替循環冷却系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の緊急用海水系は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくことから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並び

に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作については認知に 10 分間，操作所要時間に 6 分間，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については操作所要時間に 9 分間，合計 25 分間を想定しており，解析上の操作開始時間と同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は，解析上の運転開始時間として事象発生から 90 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替循環冷却系運転は事象発生 90 分後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，緊急用海水系の準備期間を考慮して設定したものであり，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実際の操作開

始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，緊急用海水系の操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，この場合，格納容器圧力及び雰囲気温度等を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

第 7.2.1.3－16 図から第 7.2.1.3－18 図に示すとおり，操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，事象発生から 50 分後（操作開始時間の 25 分程度の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となり，時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作については，緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作開始までの時間は

事象発生から 90 分であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa［gage］）に到達するまでの時間は事象発生約 14 時間後であり，約 12 時間の余裕があることから，時間余裕がある。

(4) まとめ

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

7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 18 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資

源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 400m^{3}の水が必要となる。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水量を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型窒素供給装置による格納容器への窒素供給については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 18.5kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型窒素供給装置による格納容器への窒素供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 2,413kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.2.1.2.5　結　論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・

過温破損)」では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段及び格納容器除熱手段，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について，代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，並びに代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで，格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果，格納容器圧力逃がし装置を使用せず，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても，格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」において，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」に対して有効である。

第 7.2.1.2－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用する場合）（1／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認	・運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。 ・格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。	所内常設直流電源設備＊ 主蒸気隔離弁＊	－	平均出力領域計装＊ 起動領域計装＊ 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊ 緊急用Ｍ／Ｃ電圧 ドライウェル圧力＊ サプレッション・チェンバ圧力＊
原子炉への注水機能喪失の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	－	－	原子炉隔離時冷却系系統流量＊
炉心損傷確認	・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上の場合とする。	所内常設直流電源設備＊	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）＊ 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）＊
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.2－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用する場合）（2／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 ・緊急用母線の受電を確認後，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ・原子炉冷却材喪失により，ドライウェル雰囲気温度の指示が原子炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用M／C電圧 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） ドライウェル雰囲気温度* ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。 ・外部電源の機能回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水中型ポンプ ホイールローダ	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.2－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用する場合）(3／5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	中央制御室換気系＊ 非常用ガス処理系＊ 非常用ガス再循環系＊	－	－
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。	ほう酸水注入系＊	－	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力＊
緊急用海水系による海水通水操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後，中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。	緊急用海水ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.2－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用する場合）（4／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	・緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで，原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位計（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位計（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） サプレッション・チェンバ圧力＊ ドライウェル圧力＊
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.2－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用する場合）（5／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－
可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	・格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を供給することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	－	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 7.2.1.2－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（1／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定

第 7.2.1.2－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（2／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の温度	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	ペデスタル（ドライウェル部）のプール水	考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するが，格納容器の熱容量に寄与することから，格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として，ペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮しない

第 7.2.1.2－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（3／5）

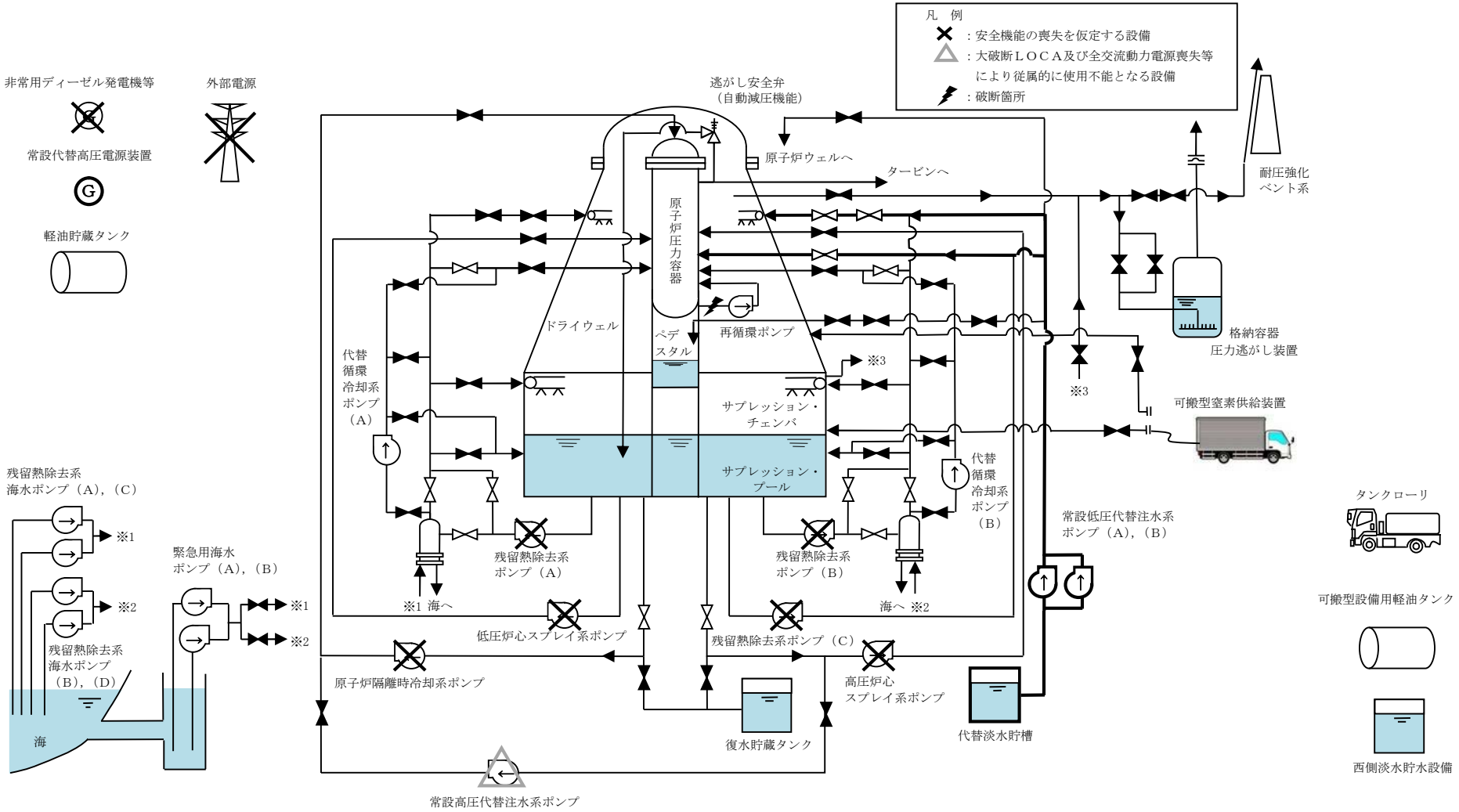
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち，口径が最大である再循環系の吸込配管における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

第 7.2.1.2－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（4／5）

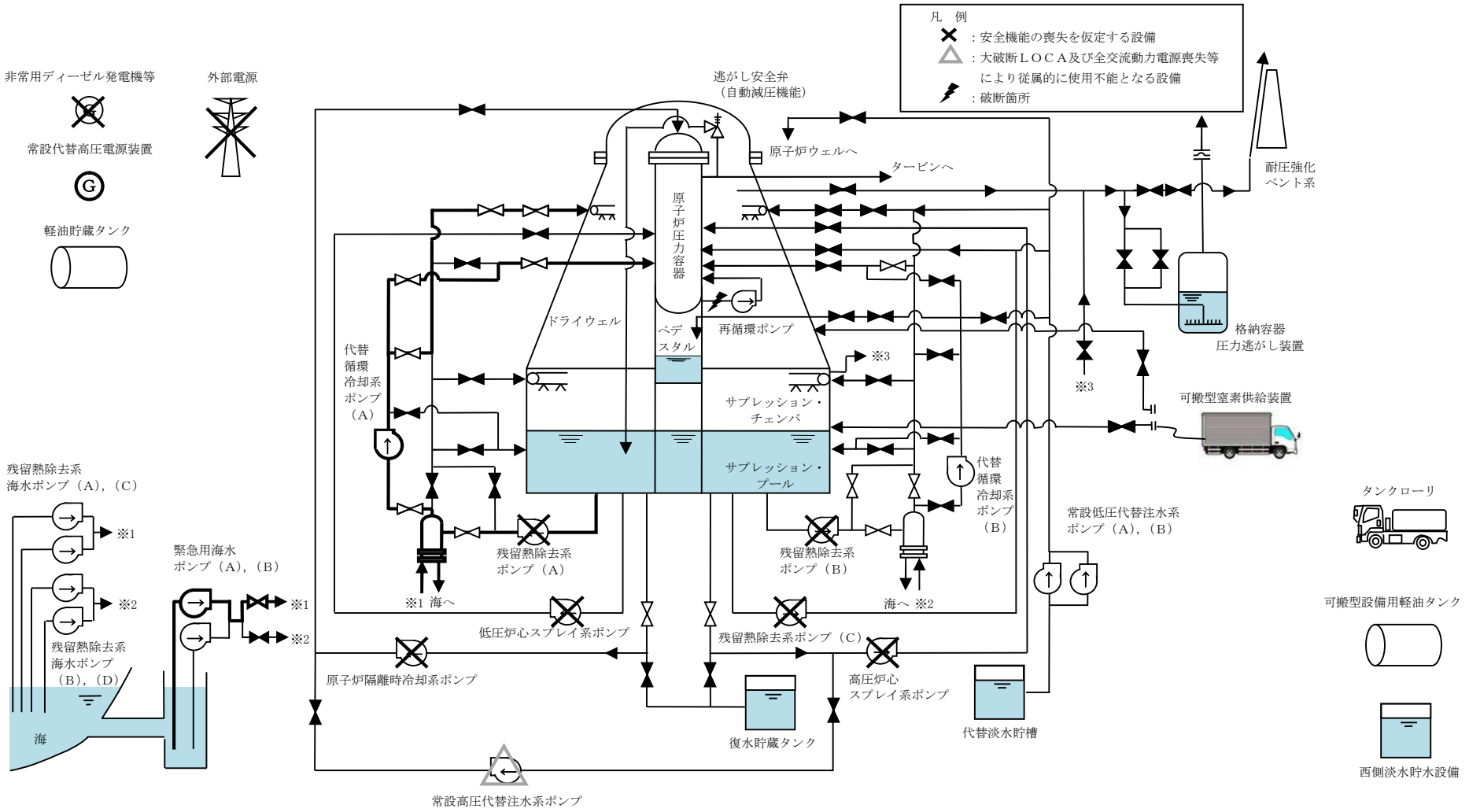
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号にてスクラムするものとして設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）	注水流量：230m^3／h（一定）	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作についても考慮しない。
	代替循環冷却系	循環流量は，全体で 250m^3／h とし，原子炉へ 150m^3／h，格納容器スプレイへ 100m^3／h に流量を分配	炉心冷却の維持に必要な流量，格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約 14MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	代替循環冷却系及び緊急用海水系の系統流量を考慮し設定 代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	可搬型窒素供給装置	窒素 198m^3／h 及び酸素 2m^3／h の流量で窒素供給	格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定

第 7.2.1.2－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（5／5）

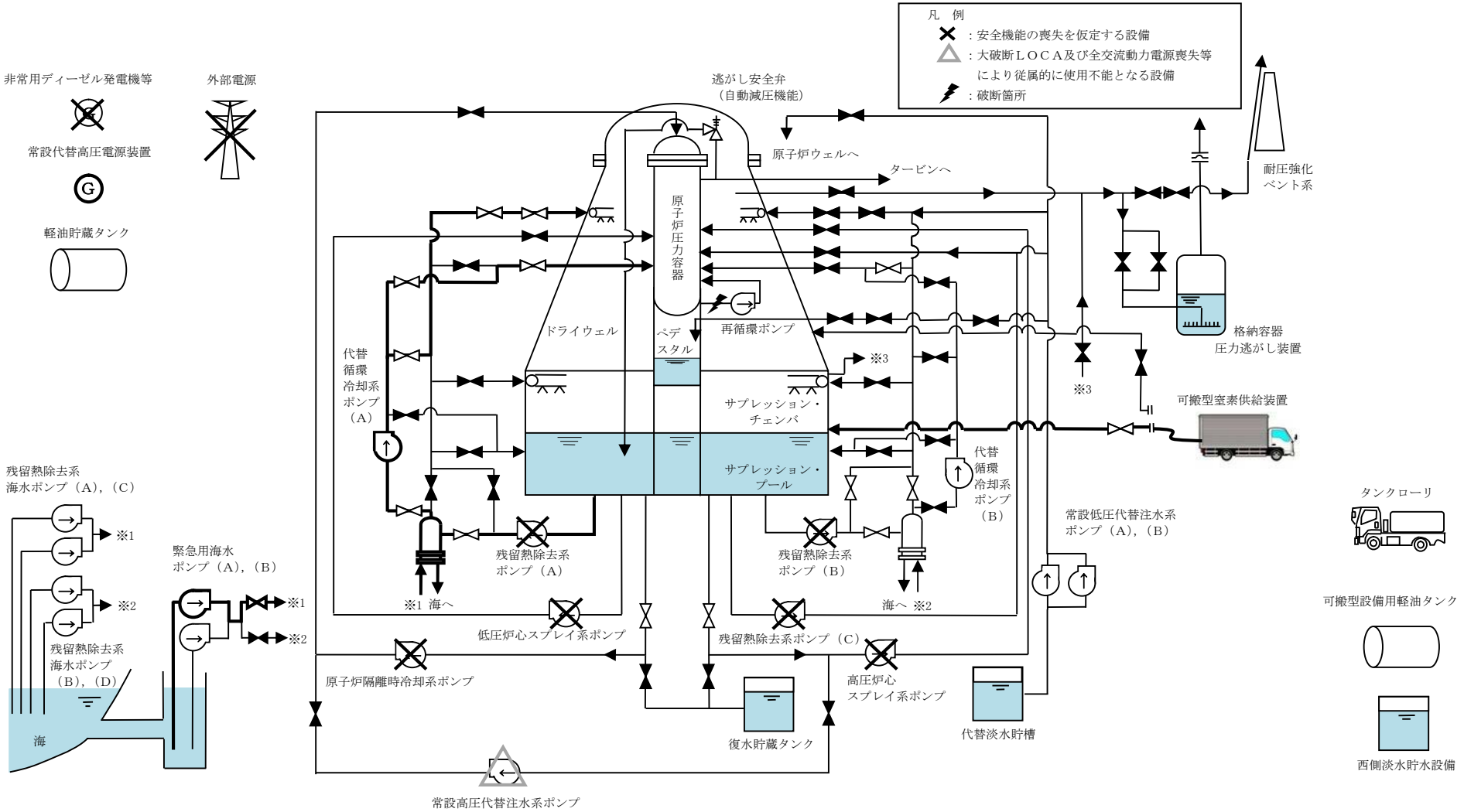
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備に要する時間を考慮して設定
	緊急用海水系及び代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	事象発生から 90 分後	緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備期間を考慮して設定
	可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	格納容器内酸素濃度が 4.0%（ドライ条件）に到達時	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3%（ドライ条件）到達を防止する観点で設定



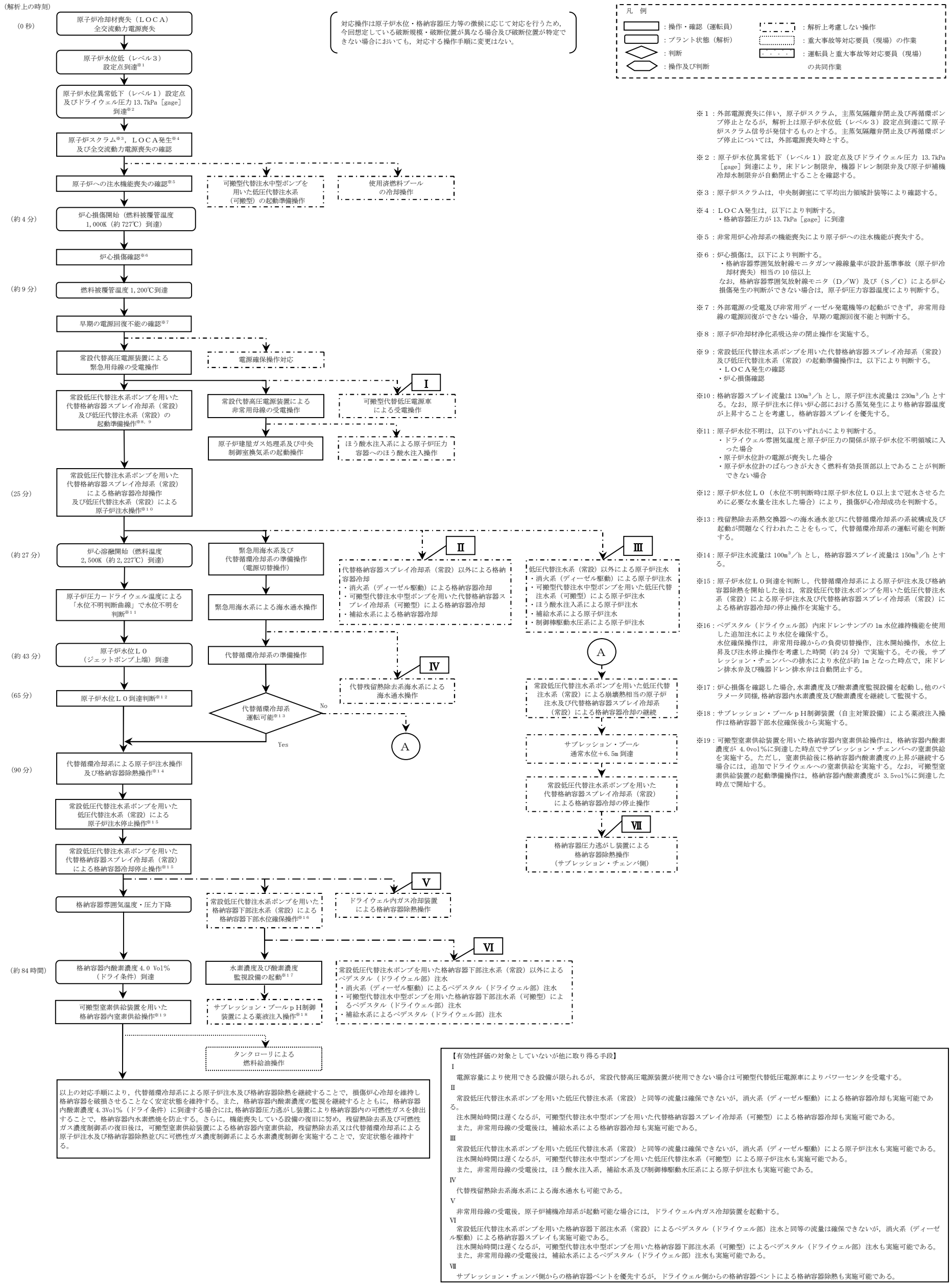
第 7.2.1.2－1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の
重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（1／3）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 7.2.1.2－1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の
重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（2／3）
（代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



第 7.2.1.2－1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の
重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（3／3）
（代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱並びに可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給段階）



※１：外部電源喪失に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止となるが，解析上は原子炉水位低（レベル３）設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止については，外部電源喪失時とする。

※２：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及びドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達により，床ドレン制限弁，機器ドレン制限弁及び原子炉補機冷却水制限弁が自動閉止することを確認する。

※３：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※４：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達

※５：非常用炉心冷却系の機能喪失により原子炉への注水機能が喪失する。

※６：炉心損傷は，以下により判断する。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７：外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。

※８：原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。

※９：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・ＬＯＣＡ発生の確認
・炉心損傷確認

※10：格納容器スプレイ流量は 130m³／h とし，原子炉注水流量は 230m³／h とする。なお，原子炉注水に伴い炉心部における蒸気発生により格納容器温度が上昇することを考慮し，格納容器スプレイを優先する。

※11：原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※12：原子炉水位Ｌ０（水位不明判断時は原子炉水位Ｌ０以上まで冠水させるために必要な水量を注水した場合）により，損傷炉心冷却成功を判断する。

※13：残留熱除去系熱交換器への海水通水並びに代替循環冷却系の系統構成及び起動が問題なく行われたことをもって，代替循環冷却系の運転可能を判断する。

※14：原子炉注水流量は 100m³／h とし，格納容器スプレイ流量は 150m³／h とする。

※15：原子炉水位Ｌ０到達を判断し，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始した後は，常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止操作を実施する。

※16：ペデスタル（ドライウェル部）内床ドレンサンプの 1m 水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
水位確保操作は，非常用母線からの負荷切替操作，注水開始操作，水位上昇及び注水停止操作を考慮した時間（約 24 分）で実施する。その後，サプレッション・チェンバへの排水により水位が約 1m となった時点で，床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。

※17：炉心損傷を確認した場合，水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，他のパラメータ同様，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続して監視する。

※18：サプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入操作は格納容器下部水位確保後から実施する。

※19：可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作は，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％に到達した時点でサプレッション・チェンバへの窒素供給を実施する。ただし，窒素供給後に格納容器内酸素濃度の上昇が継続する場合には，追加でドライウェルへの窒素供給を実施する。なお，可搬型窒素供給装置の起動準備操作は，格納容器内酸素濃度が 3.5vol％に到達した時点で開始する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車によりパワーセンタを受電する。

Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅲ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，ほう酸水注入系，補給水系及び制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。

Ⅳ
代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。

Ⅴ
非常用母線の受電後，原子炉補機冷却系が起動可能な場合には，ドライウェル内ガス冷却装置を起動する。

Ⅵ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。

Ⅶ
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが，ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。

第 7.2.1.2－2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用する場合）

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

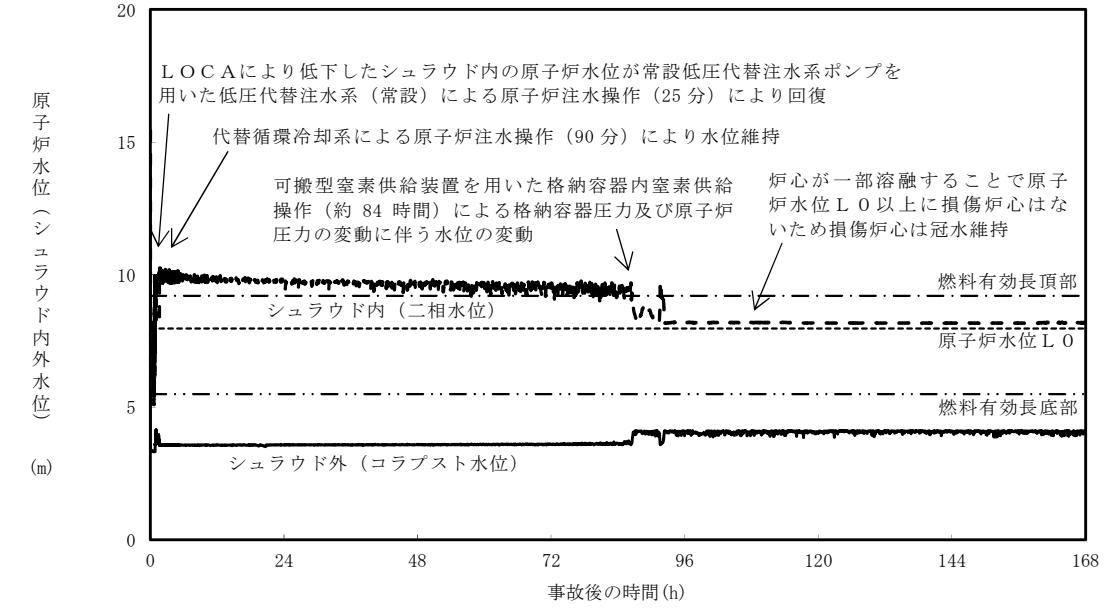
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮 補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部 連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等 対応要員 （現場）			
						▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約4分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K到達） ▽約9分 燃料被覆管温度1,200℃到達 ▽プラント状況判断 ▽25分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▽65分 原子炉水位ＬＯ到達判断 ▽約27分 炉心溶融開始（燃料温度2,500K到達） ▽2時間 原子炉建屋ガス処理系及び 中央制御室換気系の起動による負圧達成	
状況判断	2人 A，B	－	－		●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認 ●ＬＯＣＡ発生の確認 ●原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達の確認 ●炉心損傷確認	10 分	
早期の電源回復不能の確認	【1 人】 A	－	－		●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1 人】 B	－	－		●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－	2人 a，b		●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1 人】 B	－	－		●常設代替高圧電源装置２台起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作	【1 人】 B	－	－		●原子炉注水及び格納容器スプレイに必要な負荷の電源切替操作	4 分	
					●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	2 分	
	【1 人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	【1 人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	6 分 原子炉注水及び格納容器冷却開始後，適宜状態監視	
緊急用海水系による海水通水操作	【1 人】 A	－	－		●緊急用海水系に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
					●緊急用海水系による海水通水　系統構成及び起動	20 分 海水通水開始後，適宜状態監視	
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1 人】 A	－	－		●代替循環冷却系起動に必要な負荷の電源切替操作	6 分	
					●代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱　系統構成及び起動	35 分 格納容器除熱開始後，適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	【1 人】 A	－	－		●非常用母線からの負荷切替操作	4 分	解析上考慮しない
					●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル水位の調整操作	20 分 水位調整後，適宜状態監視	
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1 人】 A	－	－		●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8 分 適宜，格納容器内酸素及び水素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時睡気状態であり，交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後，睡気が自動的に開始される
サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	【1 人】 A	－	－		●サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	15 分	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1 人】 B	－	－		●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	2 人 C，D	－		●非常用母線の受電準備	75 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1 人】 B	－	－		●常設代替高圧電源装置3台追加起動	8 分	
					●非常用母線の受電	5 分	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1 人】 B	－	－		●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5 分 起動操作実施後，適宜状態監視	
					●中央制御室換気系の起動操作	6 分 起動操作実施後，適宜状態監視	
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 B	－	－		●ほう酸水注入系起動操作	2 分	解析上考慮しない
					●ほう酸水注入系の注入状態監視	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	

第 7.2.1.2－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（1／2）

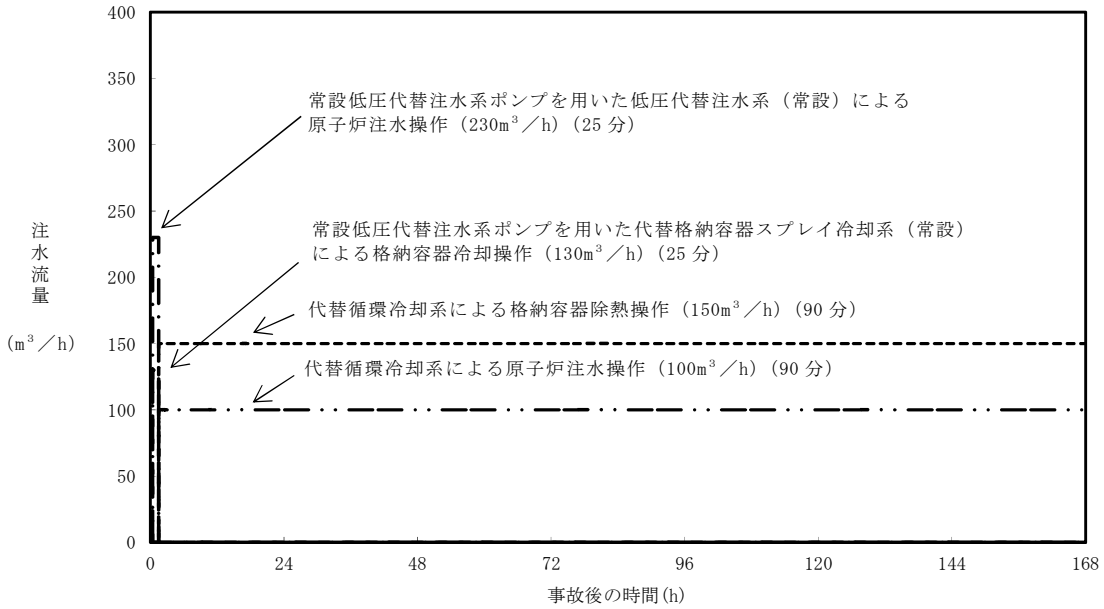
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

操作項目	実施個所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 12 24 36 48 60 72 84 96 108 120 132 144 156 168 170 ▽約62時間 格納容器酸素濃度3.5vol％（ドライ条件）到達 ▽約84時間 格納容器酸素濃度4.0vol％（ドライ条件）到達 ▽約164時間 格納容器圧力310kPa［gage］到達	備考
使用済燃料プールの冷却操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	解析上考慮しない 25時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	が心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し，モニタ指示を確認しながら作業を行う
可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	－	－	【6 人】 c～h	●可搬型窒素供給装置起動準備操作	155 分	可搬型窒素供給装置起動後，適宜状態監視
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2 人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
				●可搬型窒素供給装置への給油	適宜実施	
必要要員合計	2 人 A，B	2 人 C，D	10人 a～j 及び参集2人			

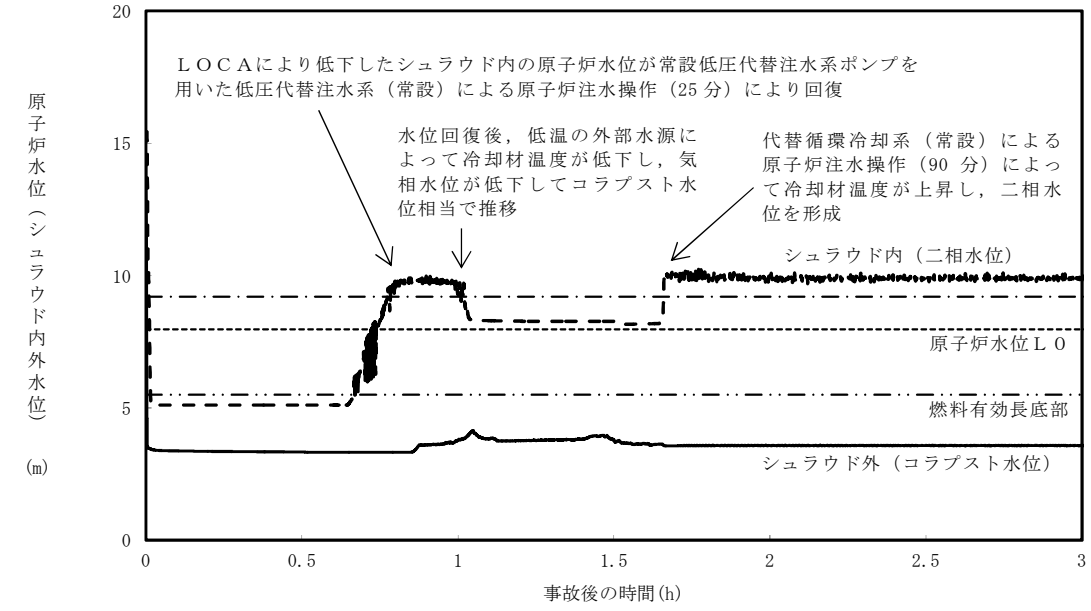
第 7.2.1.2－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（2／2）



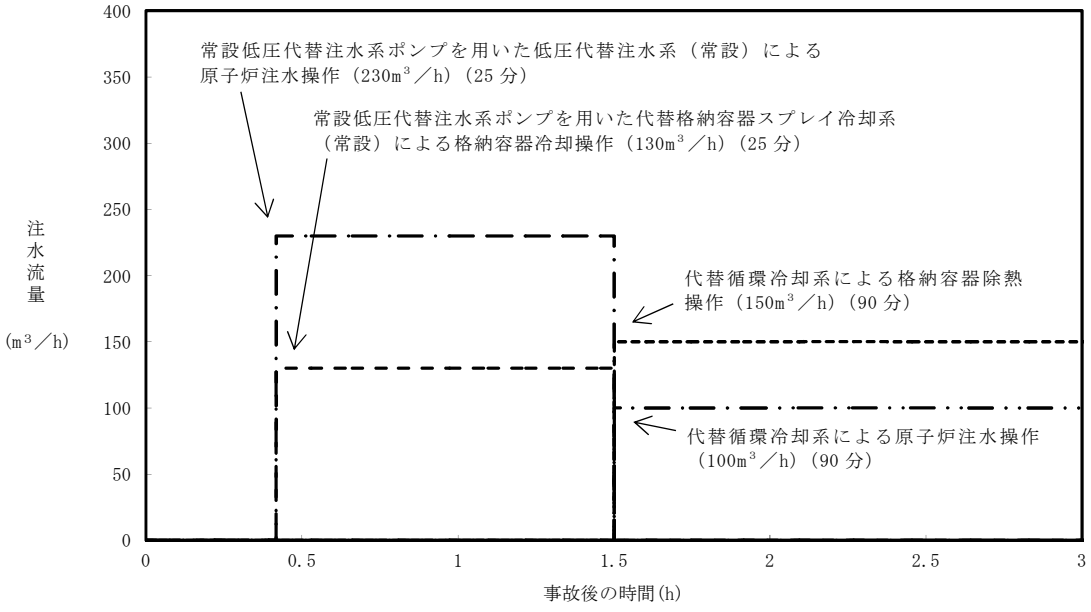
第 7.2.1.2－4 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



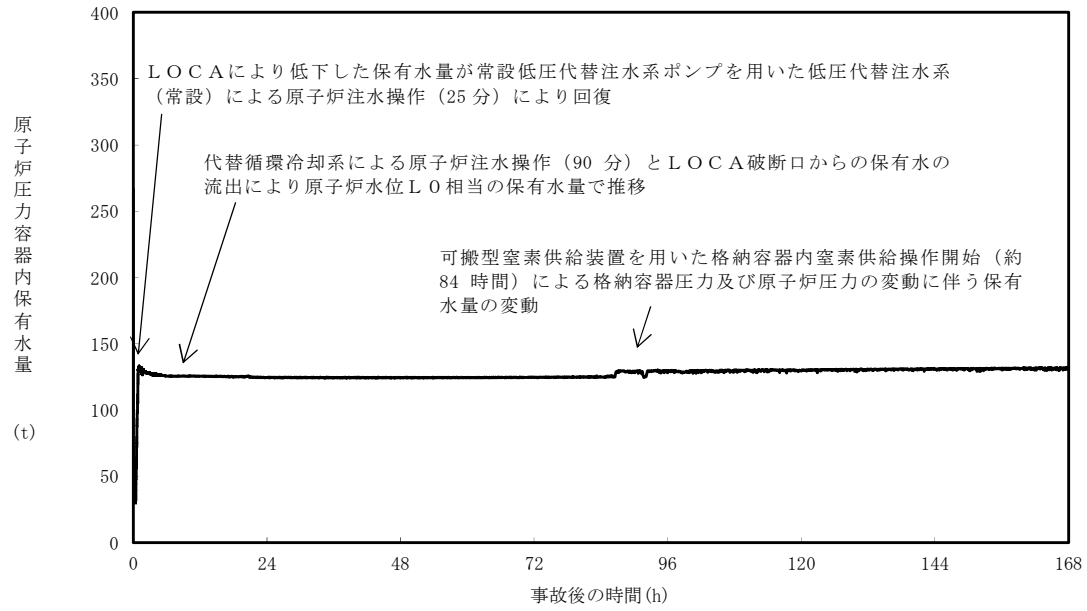
第 7.2.1.2－5 図　注水流量の推移



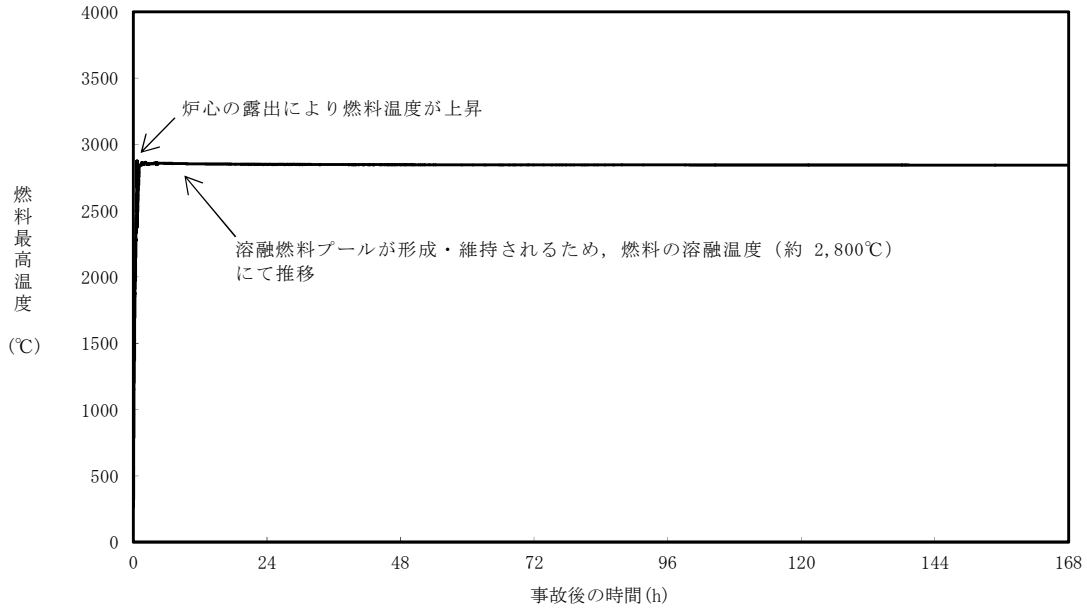
第 7.2.1.2－6 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（～3 時間）



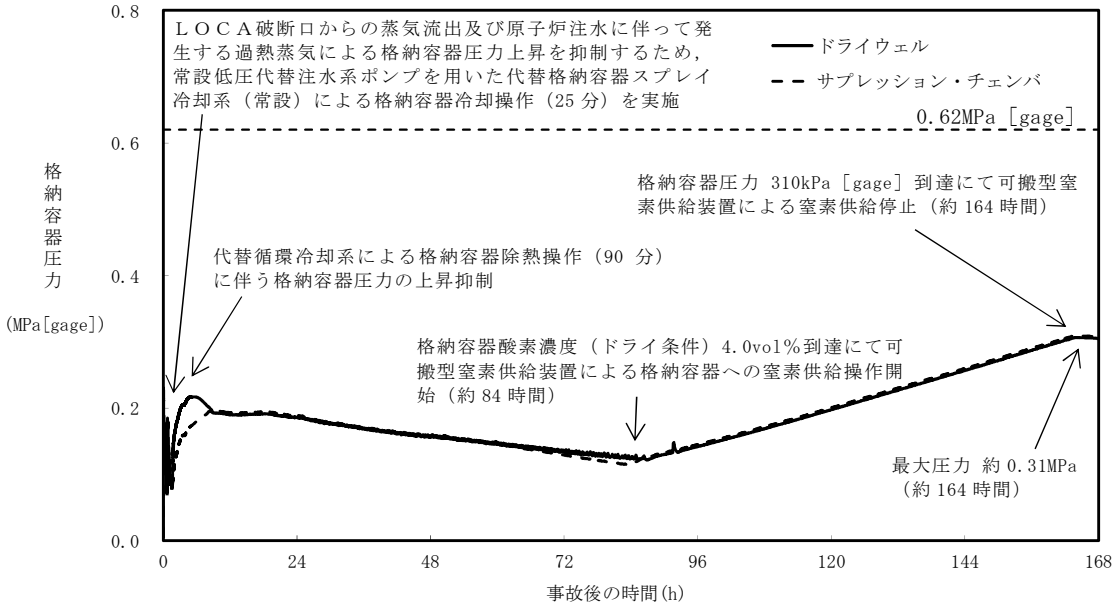
第 7.2.1.2－7 図　注水流量の推移（～3 時間）



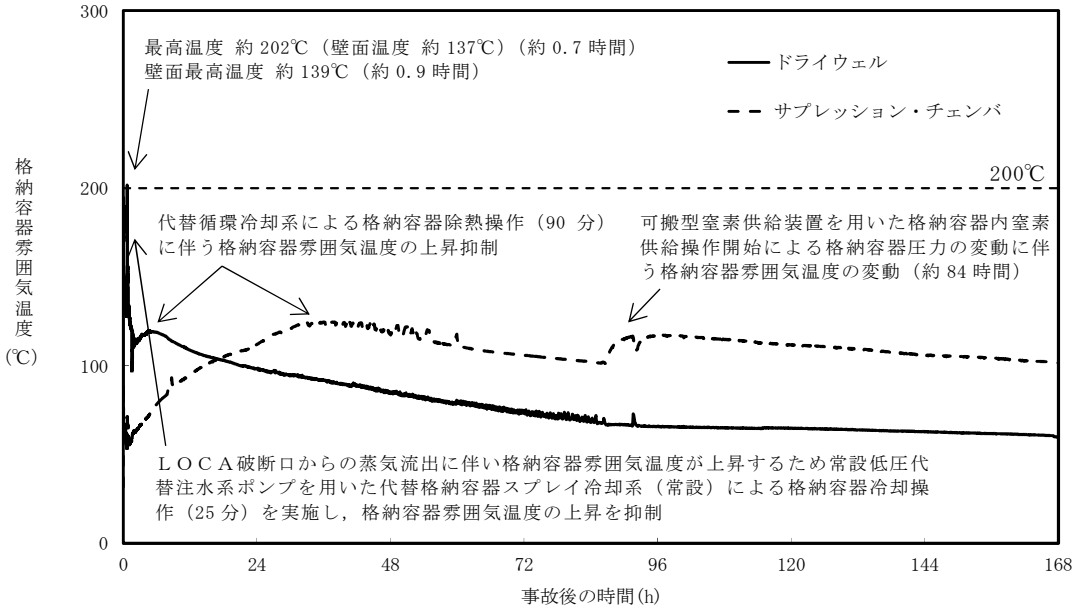
第 7.2.1.2－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



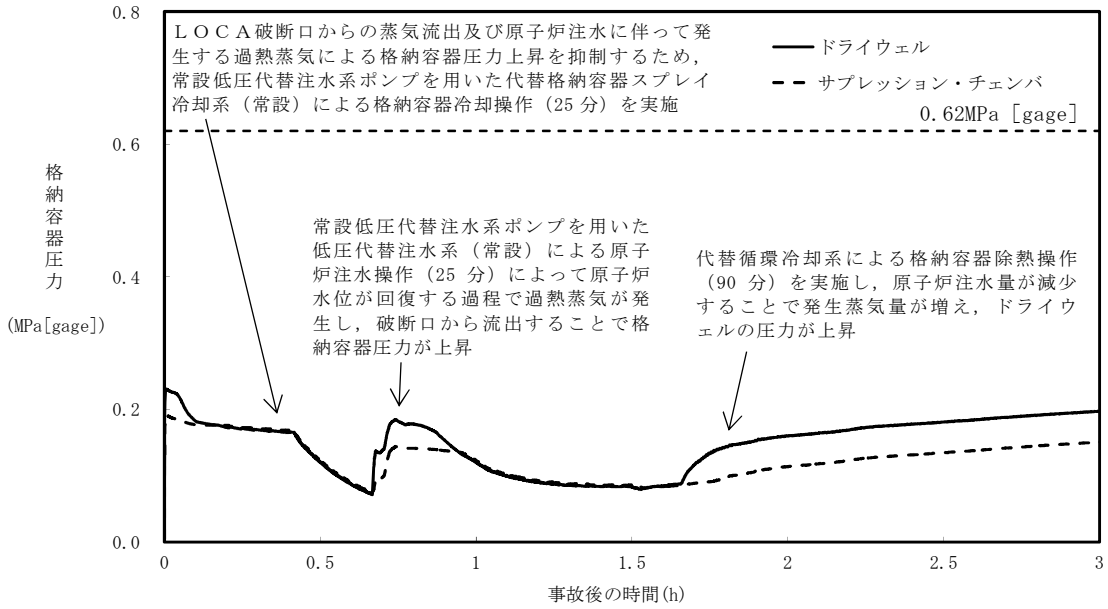
第 7.2.1.2－9 図　燃料最高温度の推移



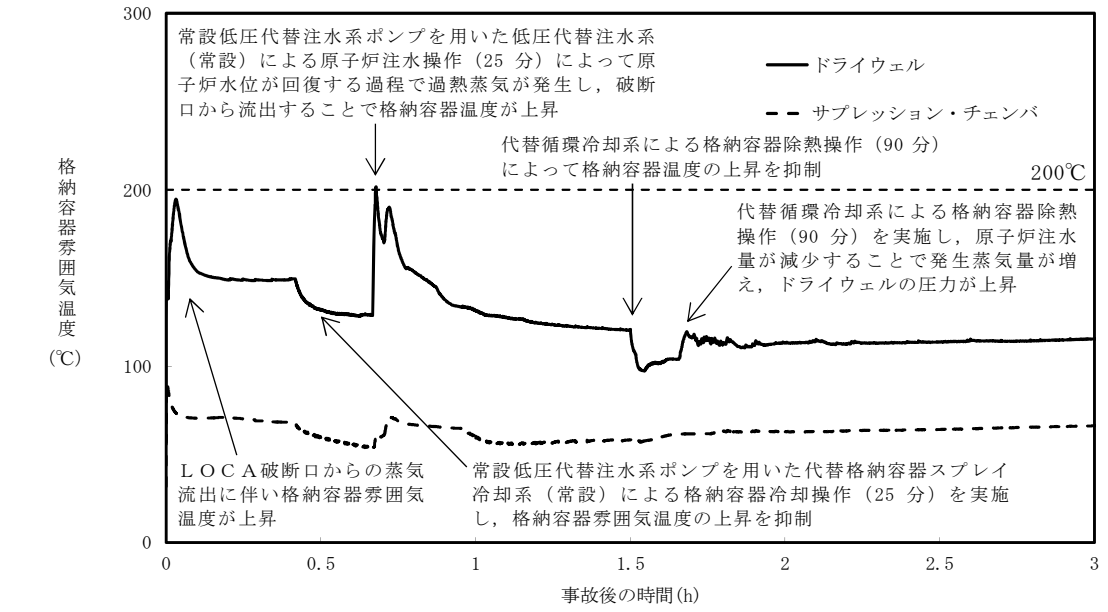
第 7.2.1.2－10 図　格納容器圧力の推移



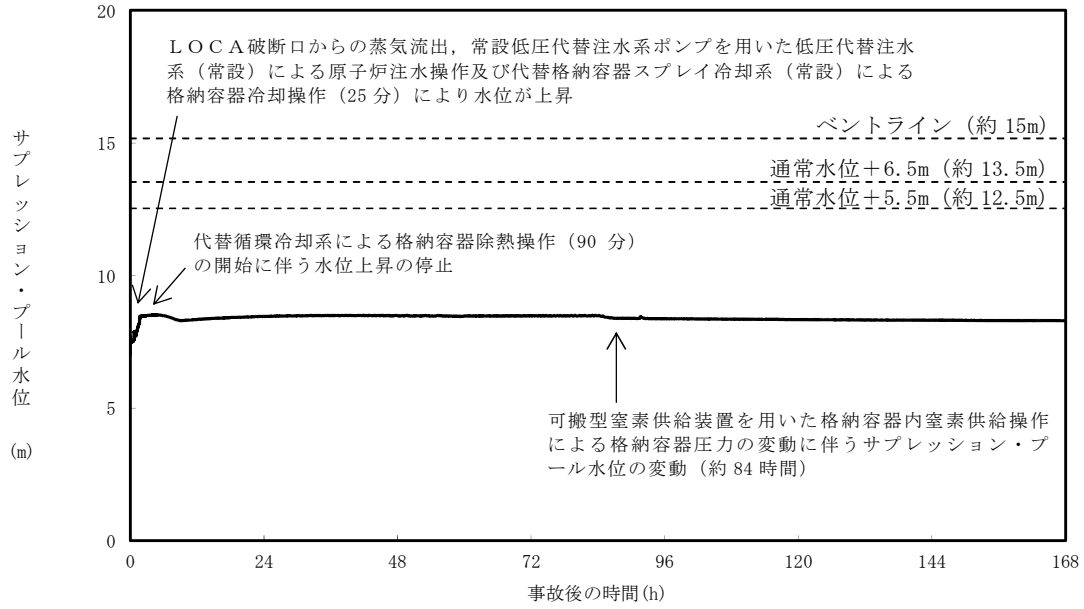
第 7.2.1.2－11 図　格納容器雰囲気温度の推移



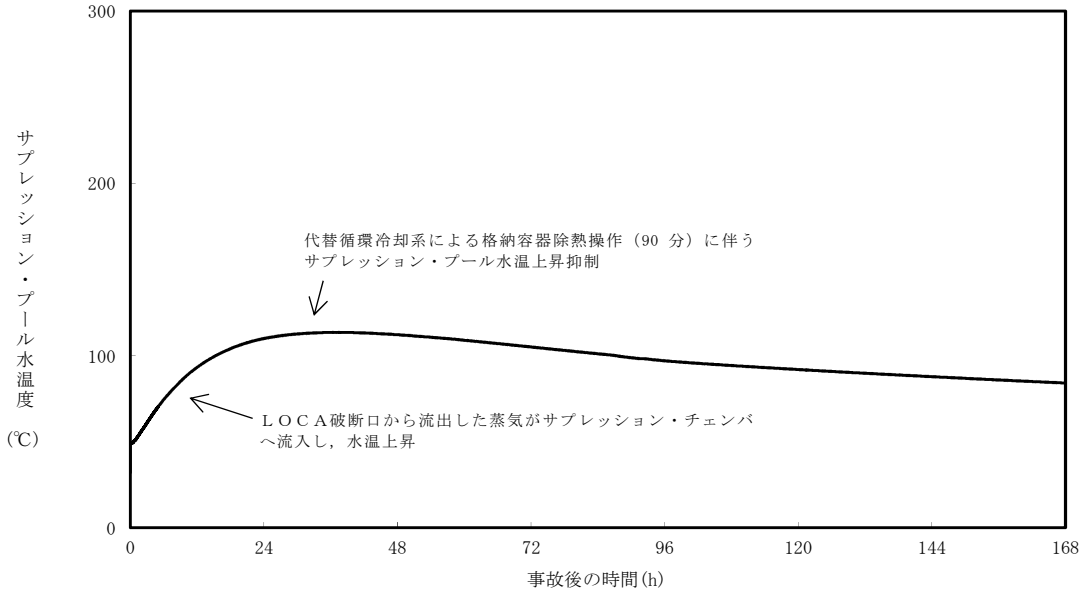
第 7.2.1.2－12 図　格納容器圧力の推移（～3 時間）



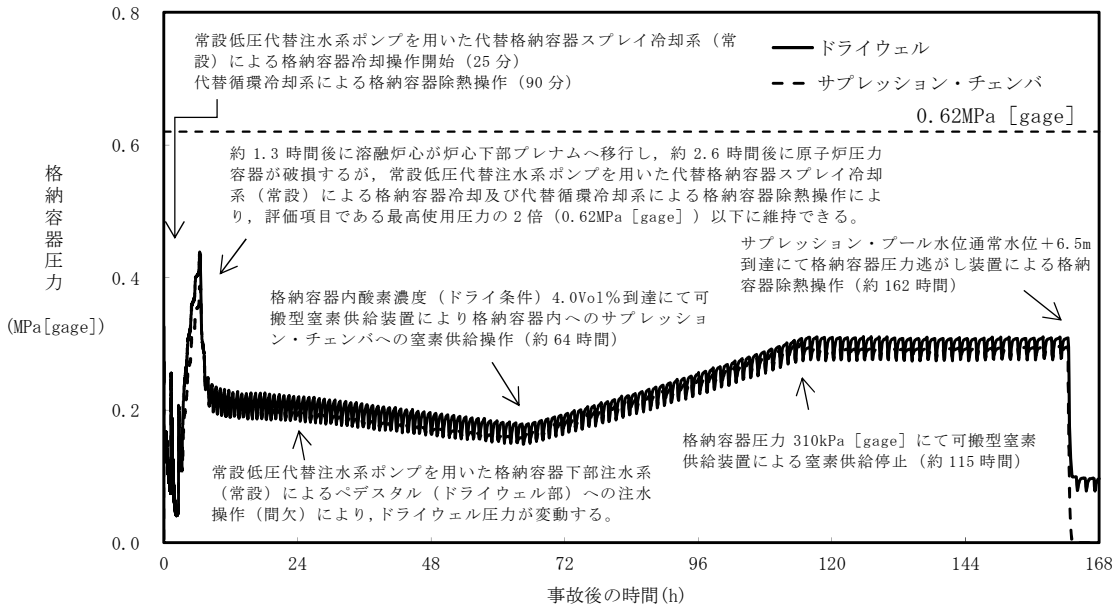
第 7.2.1.2－13 図　格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）



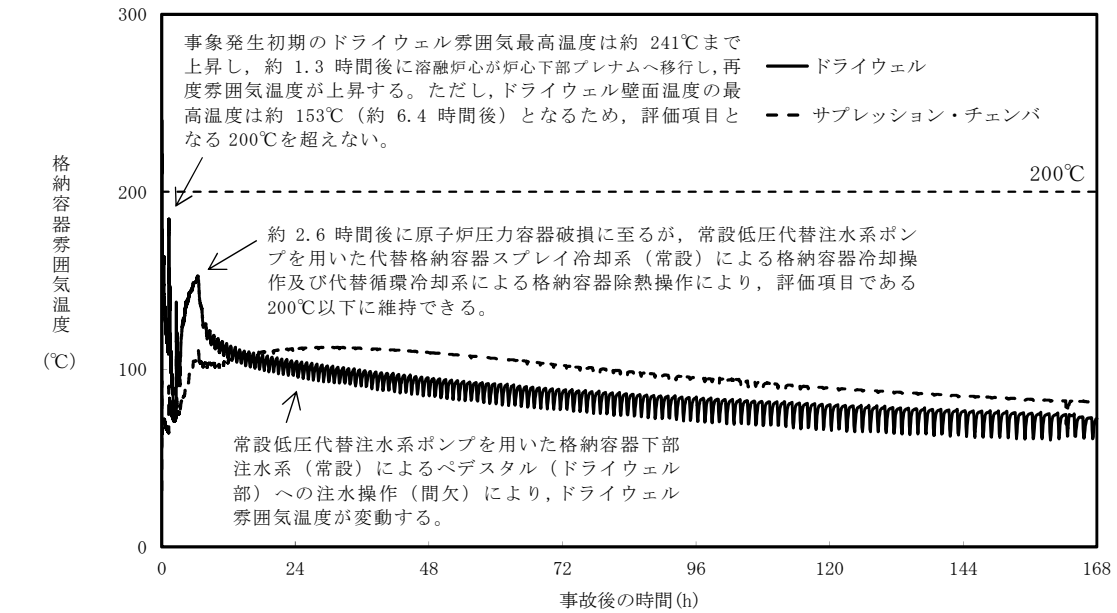
第 7.2.1.2－14 図　サプレッション・プール水位の推移



第 7.2.1.2－15 図　サプレッション・プール水温度の推移



第 7.2.1.2－16 図　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合の格納容器圧力の推移



第 7.2.1.2－17 図　Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合の格納容器雰囲気温度の推移

7.2.1.3　代替循環冷却系を使用できない場合

7.2.1.3.1　格納容器破損防止対策

「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」では，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して，代替循環冷却系を使用する場合を想定し，期待する格納容器破損防止対策の有効性を評価している。代替循環冷却系は多重化設計とした上で，さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため，重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から，本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスにおいて代替循環冷却系が使用できない場合を想定し，格納容器圧力逃がし装置により格納容器の過圧・過温破損が防止できることを確認する。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して，格納容器の破損を防止し，かつ放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.2.1.3－1 図に，対応手順の概要を第 7.2.1.3－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.2.1.3－1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 19 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名

である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長１名，当直副発電長１名，運転操作対応を行う当直運転員５名，通報連絡等を行う災害対策要員２名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員２名及び現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員３名である。必要な要員と作業項目について第 7.2.1.3－3 図に示す。

なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 19 名及び参集要員５名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認

原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認については，「7.2.1.2.1 ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認」と同じ。

ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認

原子炉への注水機能喪失の確認については，「7.2.1.2.1 ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認」と同じ。

ｃ．炉心損傷確認

炉心損傷確認については，「7.2.1.2.1 ｃ．炉心損傷確認」と同じ。

ｄ．早期の電源回復不能の確認

早期の電源回復不能の確認については，「7.2.1.2.1 ｄ．早期の電源回復不能の確認」と同じ。

ｅ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，「7.2.1.2.1 e．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作」と同じ。

f．電源確保操作対応

電源確保操作対応については，「7.2.1.2.1 f．電源確保操作対応」と同じ。

g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作については，「7.2.1.2.1 g．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作」と同じ。

h．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作については，「7.2.1.2.1 h．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作」と同じ。

i．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作

原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作については，「7.2.1.2.1 i．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作」と同じ。

j．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作について

は，「7.2.1.2.1 ｊ．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作」と同じ。

ｋ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作については，「7.2.1.2.1 ｍ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作」と同じ。

ｌ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作については，「7.2.1.2.1 ｎ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作」と同じ。

ｍ．サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作

サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作については，「7.2.1.2.1 ｏ．サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作」と同じ。

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

格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。格納容器圧力が465kPa［gage］に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施し，格納容器圧力が 400kPa［gage］到達により格納容器冷却を停止する。以降，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の運転により，格納容器圧力を400kPa［gage］から 465kPa［gage］の範囲で制御する。これは，格納

容器圧力を 400kPa［gage］から 465kPa［gage］の高い領域で維持することでスプレイ効果を高め，サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減するための運用として設定している。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位の上昇（約 2m）を考慮しても，サプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないようにサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m で格納容器冷却を停止する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止を確認するため必要な計装設備はサプレッション・プール水位である。

ｏ．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）

サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。

さらに，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，中央制御室からの遠隔操作によ

り格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ圧力等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位等である。

以降，損傷炉心の冷却は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に行い，また，格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

ｐ．使用済燃料プールの冷却操作

使用済燃料プールの冷却操作については，「7.2.1.2.1 ｐ．使用済燃料プールの冷却操作」と同じ。

ｑ．可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

アクセスルートの復旧，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等の実施後，代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は，代替淡水貯槽水位である。

ｒ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

7.2.1.3.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＬＯＣＡに属する事故シーケンスのうち，破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く，また，水位回復に必要な流量が多いため，対応時の時間余裕，必要な設備容量の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡに加えて，ＥＣＣＳ注水機能が喪失する「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

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

本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内ＦＰ挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における格納容器内ＦＰ挙動が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本

評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.2.1.3－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，再循環系の吸込配管とする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし，さらに全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。なお，代替循環冷却系は使用できないものとする。

(c)　外部電源

外部電源は使用できないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき，外部電源なしを想定する。

(d)　水素の発生

水素の発生については，ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。

(c)　再循環ポンプ

再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。

(d)　低圧代替注水系（常設）

原子炉注水は 230m^3／h（一定）を用いるものとし，原子炉水位Ｌ０まで回復後は，崩壊熱による蒸発量相当の注水流量で注水するものとする。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量配分することで実施する。

(e)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器冷却は，常設低圧代替注水系２台を使用するものとし，事象初期の原子炉注水実施時の格納容器スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として 130m^3／h（一定）を用いるものとする。また，465kPa［gage］到達時の格納容器スプレイ流量は，サプレッション・プール水位の上昇による格納容器ベントを早くする観点から，同様に 130m^3／h（一定）を用いるものとする。なお，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。

(f)　格納容器下部注水系（常設）

格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作についても考慮しない。

(g) 格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力 310kPa［gage］において，13.4kg／s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流電源は，常設代替高圧電源装置によって供給を開始し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 25 分後から開始する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱ができないこと及び原子炉水位Ｌ０まで回復したことを確認し，原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整するとともに，格納容器冷却を停止する。

(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 465kPa［gage］に到達した場合に開始し，400kPa［gage］に到達した場合は停止する。なお，格納容器スプレイはサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に格納容器冷却を停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後に実施する。

(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 放出量評価）の条件

(a) 事象発生直前まで，定格出力の 100％で長期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，燃料を約 1／4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。

(b) 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は，事象進展に応じた割合で，格納容器内に放出されるものとする。

(c) 格納容器内に放出されたＣｓ－137 は，格納容器スプレイやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。

(d) 格納容器圧力逃がし装置を介して大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価条件は以下のとおりとする。

ⅰ） サプレッション・チェンバ又はドライウェルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出するものとする。

ⅱ） 格納容器内から原子炉建屋への漏えいはないものとする。

ⅲ） 格納容器圧力逃がし装置のフィルタによる除去係数は，1,000（設計値）とする。

(e) 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。

ⅰ） 格納容器からの漏えい率は，設計漏えい率及びＡＥＣの式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。

ⅱ） 漏えい量を保守的に見積もるため，原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋の負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また，原子炉建屋ガス処理系

により負圧を達成した後は，大気への放出率を 1 回／日（設計値）とする。

なお，原子炉建屋ガス処理系は，常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し，起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。

iii） 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.2.1.3－4 図から第 7.2.1.3－8 図に，燃料最高温度の推移を第 7.2.1.3－9 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.2.1.3－10 図から第 7.2.1.3－15 図に示す。

ａ．事象進展

大破断ＬＯＣＡ時に高圧・低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 9 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 25 分後，常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は冠水する。

格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。このため，原子炉注水と同時に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって，格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

原子炉水位が原子炉水位ＬＯに回復後，サプレッション・プール水位の上昇を抑制するため，崩壊熱による蒸発量相当の原子炉注水流量とすることで原子炉水位ＬＯを維持するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を一時停止する。

その後，崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等の格納容器内への放出により，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため，再度，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

ベントラインの水没防止のために，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作に伴うサプレッション・プール水位の上昇（約 2m）を考慮し，サプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。事象発生から約 19 時間経過した時点でサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施し，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させる。格納容器雰

囲気温度は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施後，溶融炉心からの放熱によって上昇傾向となる期間が生じるが，崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて，その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器除熱操作の実施により低下する。なお，格納容器除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。

b．評価項目等

格納容器圧力は，第 7.2.1.3－10 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.47MPa［gage］となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa［gage］）を下回る。なお，格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 18 時間後（最も遅く最大値に到達する時間）において，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の約 2%であるため，その影響は無視し得る程度である。

格納容器雰囲気温度は，第 7.2.1.3－11 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 157℃となり，評価項目である 200℃を下回る。な

お，事象開始直後，破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約 202℃となるが，この時の格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 137℃であり，評価項目である 200℃を下回る。

大気中へのＣｓ－137 放出量について，ベントラインへの移行量においては保守的に格納容器からの漏えいがない場合を想定し評価しており，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのＣｓ－137 の放出量は約 1.2×10^{-4}TBq（事象発生 7 日間）であり，評価項目である 100TBq を下回る。また，ドライウェルのベントラインを経由した場合の放出量は約 3.7TBq（事象発生 7 日間）であり，評価項目である 100TBq を下回る。

原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量については，約 14.3TBq（事象発生 7 日間）であり，格納容器からの漏えいがない場合の評価におけるサプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのＣｓ－137 の放出量を加えた場合でも，約 15TBq（事象発生 7 日間）であり，評価項目である 100TBq を下回る。なお，ドライウェルのベントラインを経由した場合の放出量を加えた場合でも，約 18TBq（事象発生 7 日間）であり，100TBq を下回る。

事象発生 7 日間以降，Ｃｓ－137 の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器逃がし装置による放出量は，約 1.3×10^{-4}TBq（30 日間）及び 1.4×10^{-4}TBq（100 日間）であり，原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量を加えた場合でも，約 15TBq（30 日間）及び約 15TBq（100 日間）であり，いずれの場合も 100TBq を下回る。

第 7.2.1.3－4 図及び第 7.2.1.3－6 図に示すとおり，常設低圧代替注

水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 7.2.1.3－14 図に示すとおり，約 19 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

本評価では，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。

7.2.1.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」（代替循環冷却系を使用できない場合）では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

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

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

している。原子炉注水操作については，高圧・低圧注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データとよく一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下さ

せた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，リロケーションを起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性が確認されている。また，炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム

－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との

熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動及び炉心損傷後の格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルは，ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により，原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルは，ＡＢＣＯＶＥ実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって，大気中へのＣｓ－137 の放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置によるＣｓ－137 の放出量は，評価項目（100TBq を下回っていること）に対して，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.2×10^{-4} TBq（7 日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 3.7TBq（7 日間）であり，評価項目である 100TBq に対して余裕がある。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第

7.2.1.3－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部，サプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操

作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなる可能性がある。溶融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合，サプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱がおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくな

る。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部，サプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同程度であり，第7.2.1.2－16図及び第7.2.1.2－17図に示すとおり，格納容器圧力及び温度は，それぞれ評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa［gage］）及び200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）は原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能

な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり，ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位ＬＯまで回復した場合，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替

注水系（常設）による原子炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。当該操作開始時間は，解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力 465kPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準（サプレッション・プール水位通常水位＋6.5m）に到達するのは，事象発生の約 19 時間後である。また，格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，

サプレッション・プール水位通常水位＋6.5m 到達時に速やかに格納容器除熱をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器冷却操作の開始は原子炉水位Ｌ０まで水位回復し格納容器冷却を一時停止させた後，格納容器圧力 465kPa［gage］到達時点となり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 7.2.1.3－16 図から第 7.2.1.3－18 図に示すとおり，事象発生から 50 分後（操作開始時間の 25 分程度の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。

なお，格納容器ベント時におけるＣｓ放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが，格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから，放出量に与える影響は小さい。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については，代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作開始までの時間は，事象発生から約 3.9 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

なお，操作が大幅に遅れるような場合でも，格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生後約 14 時間後であり，時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 19 時間後の操作であり，

準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

(4) まとめ

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

7.2.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 19 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,490m^{3}の水が必要となる。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}及び西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有しており，可搬型代替注水中型ポンプを用いて，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の対応が可能である。

b．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる補給について，7 日間の継続が可能である。

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 2,653kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.2.1.3.5　結　論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発

生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備している。また，安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

格納容器圧力逃がし装置は，多重化設計とする代替循環冷却系のさらなる後段の対策であり，重大事故時に事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について，代替循環冷却系を使用できない場合を想定し，格納容器圧力逃がし装置を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

第 7.2.1.3－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／4）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認	・運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。 ・格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。	所内常設直流電源設備* 主蒸気隔離弁*	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧 ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*
原子炉への注水機能喪失の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	－	－	原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷確認	・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上の場合とする。	所内常設直流電源設備*	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）*
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上より，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.3－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／4）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 ・緊急用母線の受電を確認後，原子炉冷却材浄化系吸込み弁の閉止操作を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ・原子炉冷却材喪失により，ドライウェル雰囲気温度の指示が原子炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位レベル０以上まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	緊急用M／C電圧 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） ドライウェル雰囲気温度* ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。 ・外部電源の機能回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水中型ポンプ ホイールローダ	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧*

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.3－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用できない場合）（3／4）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	中央制御室換気系＊ 非常用ガス処理系＊ 非常用ガス再循環系＊	－	－
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。	ほう酸水注入系＊	－	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力＊
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.3－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用できない場合）（4／4）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	・格納容器圧力が 465kPa［gage］に到達したことを確認した場合，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。 ・格納容器圧力を 465kPa［gage］と 400kPa［gage］の間で制御する。 ・格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作に伴うサプレッション・プール水位上昇を考慮しても，サプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように格納容器スプレイを停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	サプレッション・プール水位* ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	・サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達後，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を開始する。 ・サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達後，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始する。	格納容器圧力逃がし装置 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	サプレッション・プール水位* ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた水源補給操作	・可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.1.3－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定

第 7.2.1.3－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の温度	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	ペデスタル（ドライウェル部）のプール水	考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するが，格納容器の熱容量に寄与することから，格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として，ペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮しない

第 7.2.1.3－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用できない場合）（3／5）

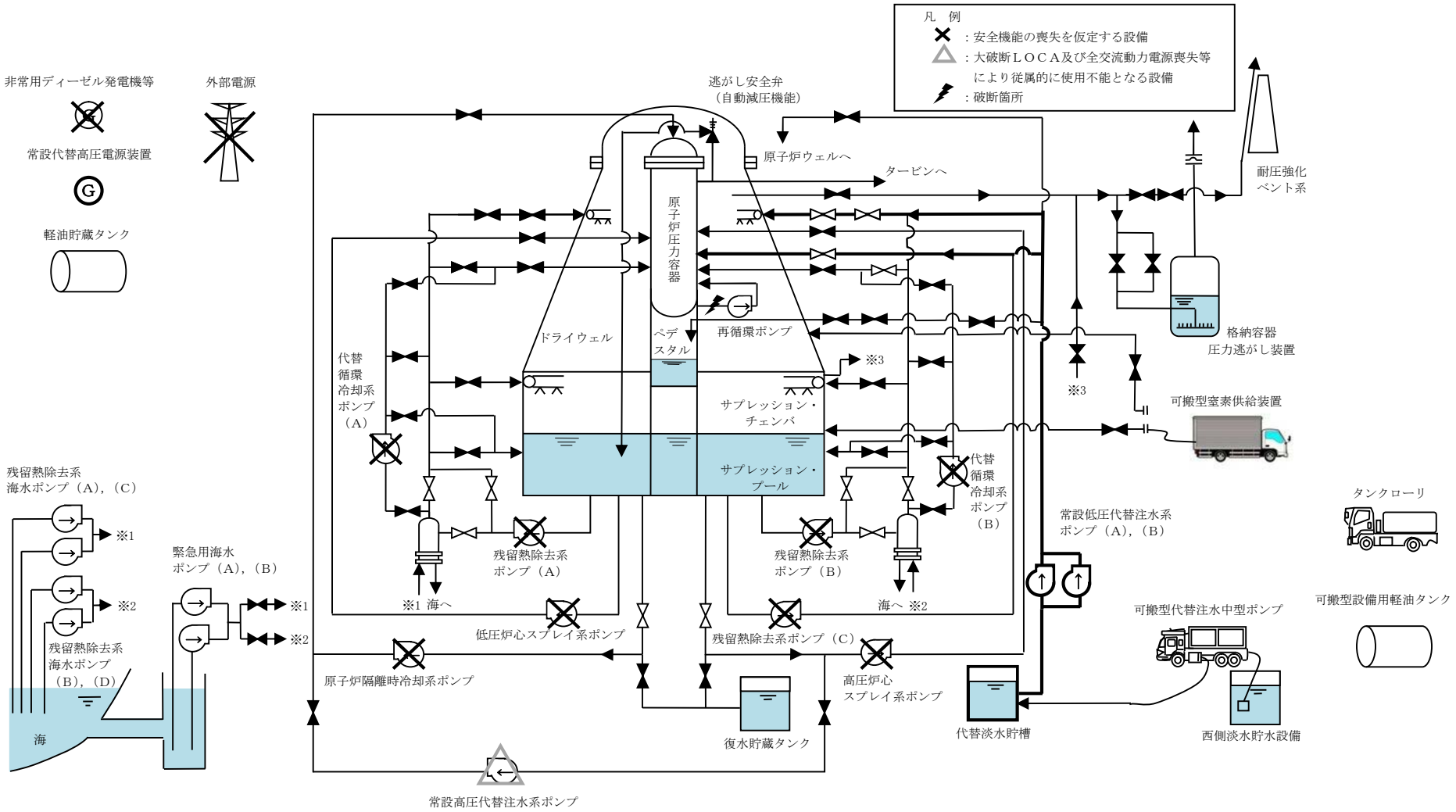
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として，原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち，口径が最大である再循環系の吸込配管における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから考慮していない

第 7.2.1.3－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用できない場合）（4／5）

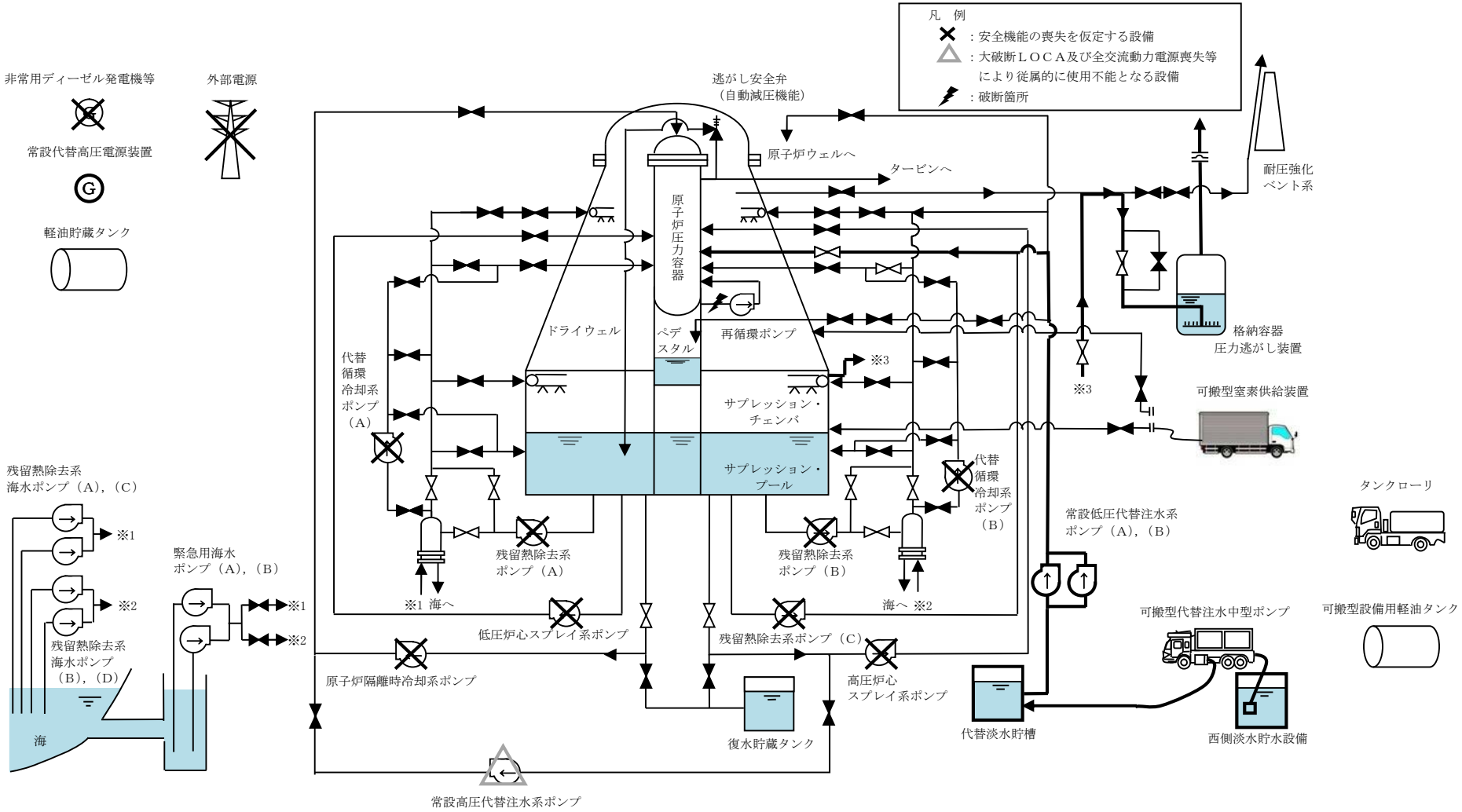
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号にてスクラムするものとして設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）	注水流量：230m^3／h（一定）	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定
		465kPa［gage］到達時 スプレイ流量：130m^3／h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇による格納容器ベントを早くする観点から，運転手順に基づき設定
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作についても考慮しない。
	格納容器圧力逃がし装置	排気特性：13.4kg／s（格納容器圧力 310kPa［gage］において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最少流量特性を設定

第 7.2.1.3－2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用できない場合）（5／5）

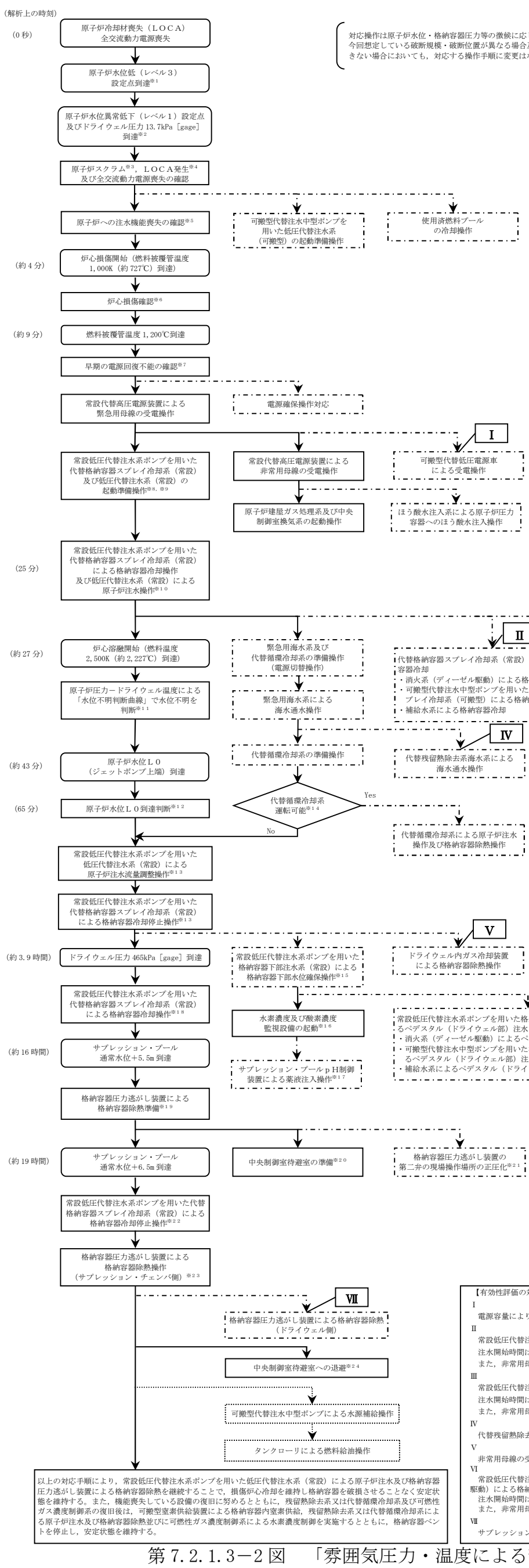
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 465kPa［gage］到達時	運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の 2 倍（620kPa［gage］）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後	評価項目である最高使用圧力の 2 倍（620kPa［gage］）への到達防止を踏まえて設定



第 7.2.1.3－1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の
重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／2）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 7.2.1.3－1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の
重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／2）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）



※１：外部電源喪失に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止となるが，解析上は原子炉水位低（レベル３）設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止については，外部電源喪失時とする。

※２：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及びドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達により，床ドレン制限弁，機器ドレン制限弁及び原子炉補機冷却水制限弁が自動閉止することを確認する。

※３：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※４：ＬＯＣＡ発生は，以下により判断する。
・格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達

※５：非常用炉心冷却系の機能喪失により原子炉への注水機能が喪失する。

※６：炉心損傷は，以下により判断する。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※７：外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。

※８：原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。

※９：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・ＬＯＣＡ発生の確認
・炉心損傷確認

※10：格納容器スプレイ流量は 130m³／h とし，原子炉注水流量は 230m³／h とする。なお，原子炉注水に伴い炉心部における蒸気発生により格納容器温度が上昇することを考慮し，格納容器スプレイを優先する。

※11：原子炉水位不明は，以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合

※12：原子炉水位ＬＯ（水位不明判断時は原子炉水位ＬＯ以上まで冠水させるために必要な水量を注水した場合）により，損傷炉心冷却成功を判断する。

※13：原子炉水位ＬＯ到達の判断後，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱ができない場合は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

※14：残留熱除去系熱交換器への海水通水並びに代替循環冷却系の系統構成及び起動が問題なく行われたことをもって，代替循環冷却系の運転可能を判断する。

※15：ペデスタル（ドライウェル部）内床ドレンサンプの 1m 水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
水位確保操作は，非常用母線からの負荷切替操作，注水開始操作，水位上昇及び注水停止操作を考慮した時間（約 24 分）で実施する。その後，サプレッション・チェンバへの排水により水位が約 1m となった時点で，床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。

※16：炉心損傷を確認した場合，水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，他のパラメータ同様，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続して監視する。

※17：サプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入操作は格納容器下部水位確保後から実施する。

※18：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，解析上は 130m³／h 一定流量で，格納容器圧力を 400kPa[gage]から 465kPa[gage]の範囲に維持するよう間欠運転としているが，実際には運転手順に従い格納容器圧力を 400kPa[gage]から 465kPa[gage]の範囲に維持するよう 102～130m³／h の範囲でスプレイ流量を調整する。

※19：サプレッション・プール水位が通常水位＋5.5m に到達した場合は，格納容器ベント準備のため，中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに，格納容器圧力逃がし装置の第一弁を全開とする。第一弁の開操作は，「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し，中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は，「ドライウェル側」の開操作を実施する。

※20：中央制御室待避室の準備操作は，以下を実施する。
・中央制御室待避室内の正圧化準備操作
・可搬照明の設置
・データ表示装置（待避室）の起動操作
・衛星電話の設置
なお，中央制御室退避室内の正圧化は，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.4m に到達することにより開始する。

※21 格納容器圧力逃がし装置の第二弁の現場操作場所への移動完了後，正圧化を実施する。

※22：サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達することにより判断する。

※23：常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止操作を実施後，本操作を実施する。

※24：格納容器ベント操作実施後，発電長，運転員Ａ及び運転員Ｂは，中央制御室待避室へ退避する。その後，中央制御室待避室外の雰囲気線量率が低下したことを確認し，中央制御室待避室から退室する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車によりパワーセンタを受電する。

Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器冷却も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，補給水系による格納容器冷却も実施可能である。

Ⅲ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，ほう酸水注入系，補給水系及び制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。

Ⅳ
代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。

Ⅴ
非常用母線の受電後，原子炉補機冷却系が起動可能な場合には，ドライウェル内ガス冷却装置を起動する。

Ⅵ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。

Ⅶ
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが，ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。

第 7.2.1.3－2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用できない場合）

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

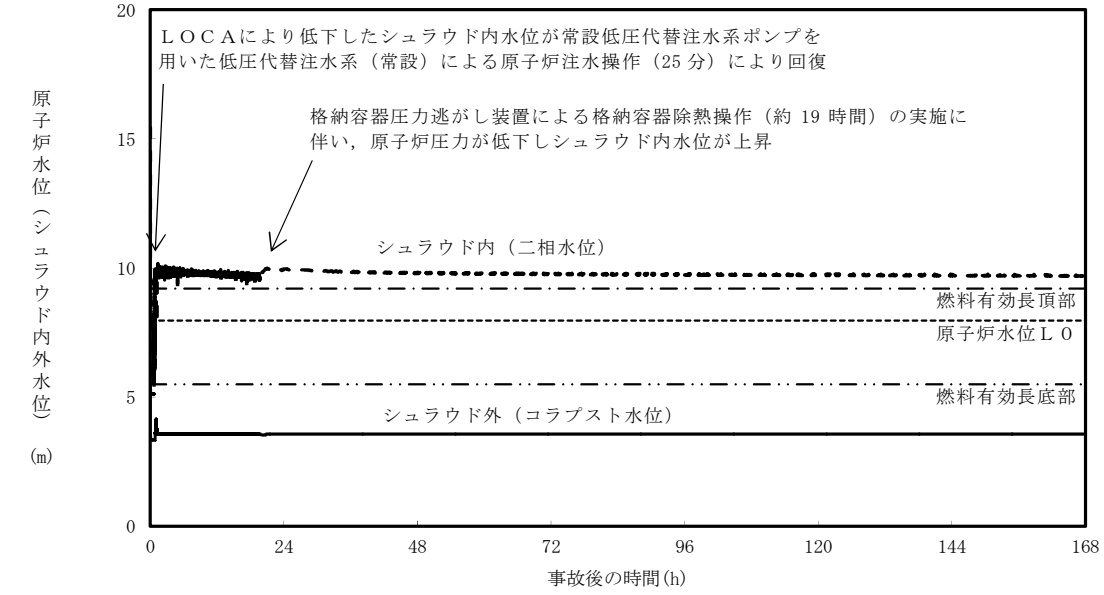
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後に移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
					▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約４分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K 到達） ▽ 約９分 燃料被覆管温度1,200℃到達 ▽ プラント状況判断 ▽ 25 分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▽ 約 27 分 炉心溶融開始（燃料温度2,500K 到達） ▽ 65 分 原子炉水位ＬＯ到達判断 ▽ ２時間 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成	
状況判断	２人 A，B	－	－	●原子炉スクラム確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認 ●ＬＯＣＡ発生の確認 ●原子炉水位異常低下（レベル１）設定点到達の確認 ●炉心損傷確認	10 分	
早期の電源回復不能の確認	【１人】 A	－	－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【１人】 B	－	－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－	２人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【１人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置２台起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作	【１人】 B	－	－	●原子炉注水及び格納容器スプレイに必要な負荷の電源切替操作 ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	4 分 2 分	
	【１人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	【１人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量調整操作	6 分 原子炉注水及び格納容器冷却開始後，適宜状態監視 6 分 流量調整後（崩壊熱相当），適宜状態監視	解析上では，事象発生12時間までは時間間隔で注水量を変更し，12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	【１人】 A	－	－	●非常用母線からの負荷切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位の調整操作	4 分 20 分 水位調整後，適宜状態監視	解析上考慮しない
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【１人】 A	－	－	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8 分 適宜，格納容器内酸素及び水素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時暖気状態であり，交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後，暖気が自動的に開始される
サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	【１人】 A	－	－	●サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	15 分	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【１人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	２人 C，D	－	●非常用母線の受電準備	75 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【１人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置３台追加起動 ●非常用母線の受電	8 分 5 分	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【１人】 B	－	－	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作 ●中央制御室換気系の起動操作	5 分 起動操作実施後，適宜状態監視 6 分 起動操作実施後，適宜状態監視	
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 B	－	－	●ほう酸水注入系起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2 分 ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	解析上考慮しない

第 7.2.1.3－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／2）

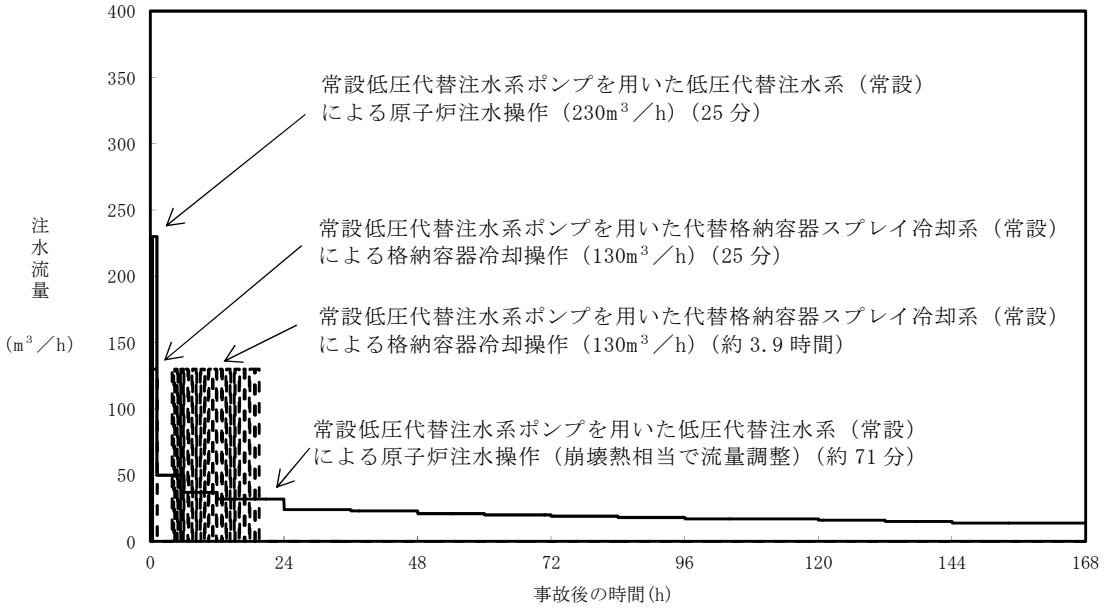
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 4 8 12 16 20 24 28 42 46 48	備考
					▽約 3.9 時間　格納容器圧力 465kPa［gage］到達 ▽約 16 時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋5.5m 到達 ▽約 19 時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋6.5m 到達 ▽約 42.6 時間　代替淡水貯槽残量 1,000m³ 到達	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量調整操作	流量調整後（崩壊熱相当），適宜状態監視	解析上では，事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し，12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	間欠スプレイにより格納容器圧力を 400kPa から 465kPa の間に維持	解析上では，約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが，実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし，並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備	【1 人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分	
	－	【2 人】＋1 人 C，D，E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125 分	解析上考慮しない
	1 人 副発電長	【3 人】 C，D，E	－	●緊急時対策所への退避	35 分	第一弁操作完了後緊急時対策所に退避する
	－	－	3 人（招集）	●現場移動（第二弁）	45 分	
中央制御室待避室の準備	【1 人】 B	－	－	●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	20 分	
				●可搬照明の設置	15 分	
				●データ表示装置（待避室）の起動操作	15 分	
				●衛星電話の設置	5 分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	【1 人】 A	－	－	●代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ停止操作	3 分	
				●格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作	2 分	
				●ベント状態監視	格納容器ベント実施後，適宜状態監視	
	－	－	【3 人】（招集）	●格納容器フィルタベント系第二弁の現場操作場所の正圧化	10 分	
				●現場手動による格納容器ベント操作	30 分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.4mに到達時に待避室の加圧操作を行う
				●格納容器フィルタベント系第二弁の現場操作場所への退避	180 分	
				●緊急時対策所への帰還	45 分	
	【1 人】 B	－	－	●中央制御室待避室内の正圧化操作	5 分	
	1 人＋【2 人】 発電長，A，B	－	－	●中央制御室待避室内への退避	300 分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.4mに到達時に待避室の加圧操作を行う
使用済燃料プールの冷却操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	20 分	解析上考慮しない 25時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し，モニタ指示を確認しながら作業を行う
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	180 分	水源枯渇までは十分余裕がある
	－	－	【2人】 c，d	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2 人（参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油	適宜実施	
	2 人 A，B	3 人 C，D，E	10 人 a～j 及び参集 5 人			

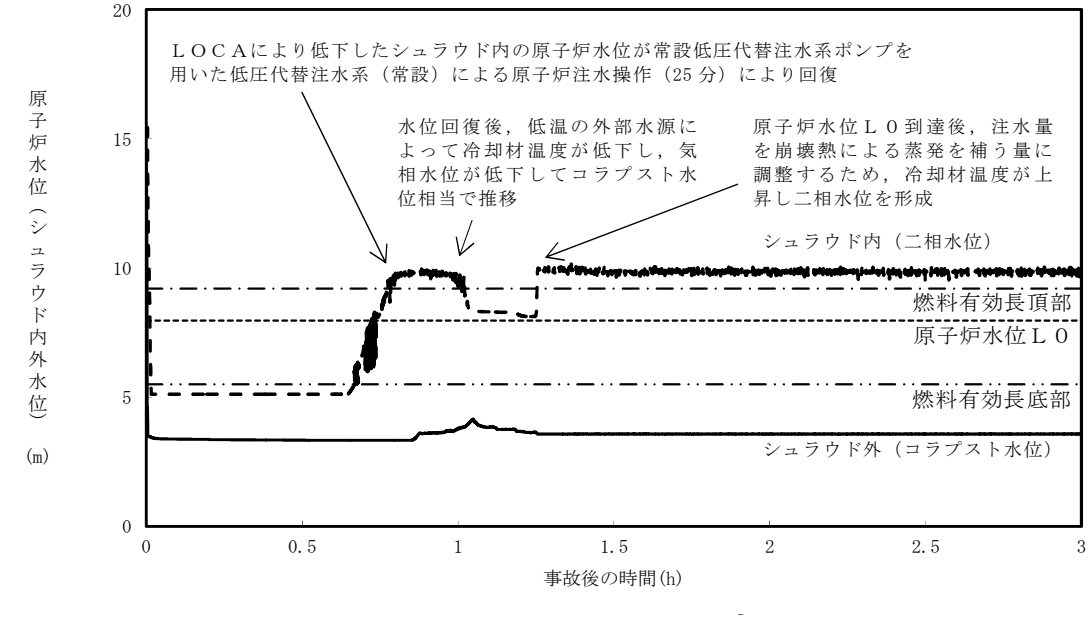
第 7.2.1.3－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／2）



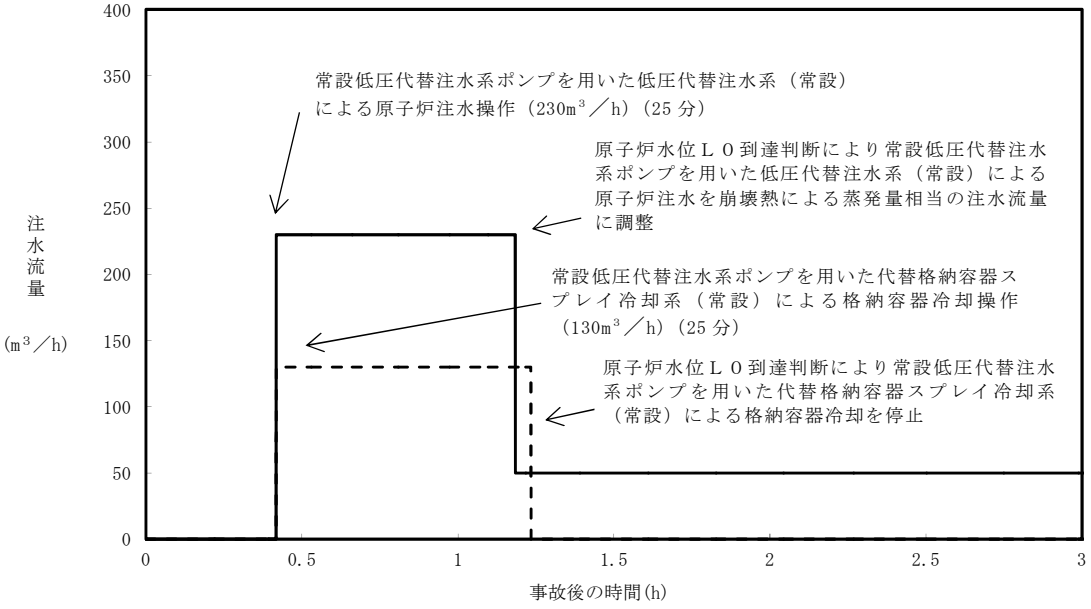
第 7.2.1.3－4 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



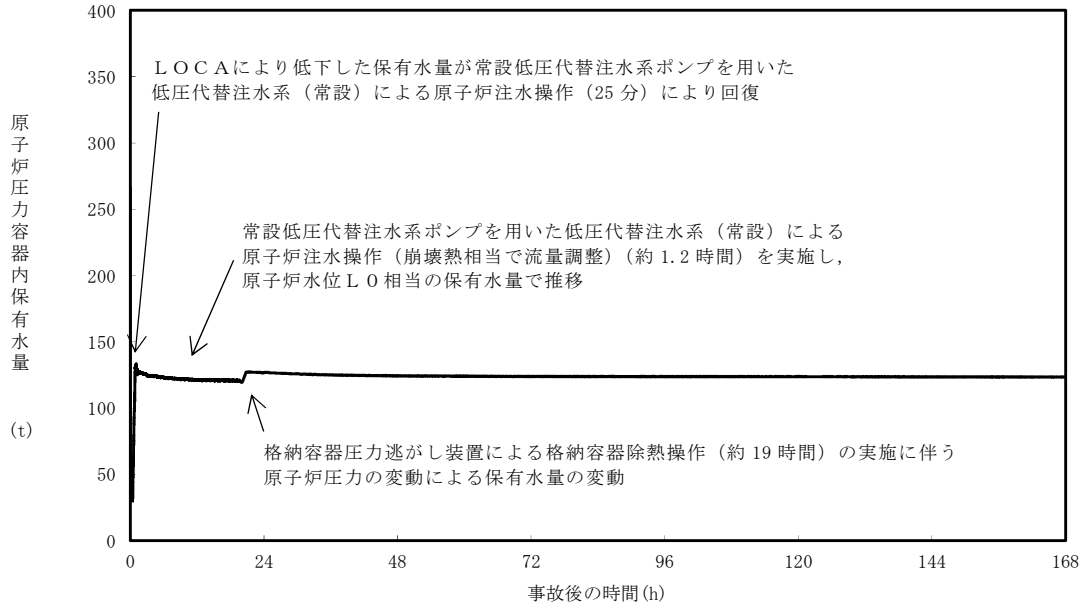
第 7.2.1.3－5 図　注水流量の推移



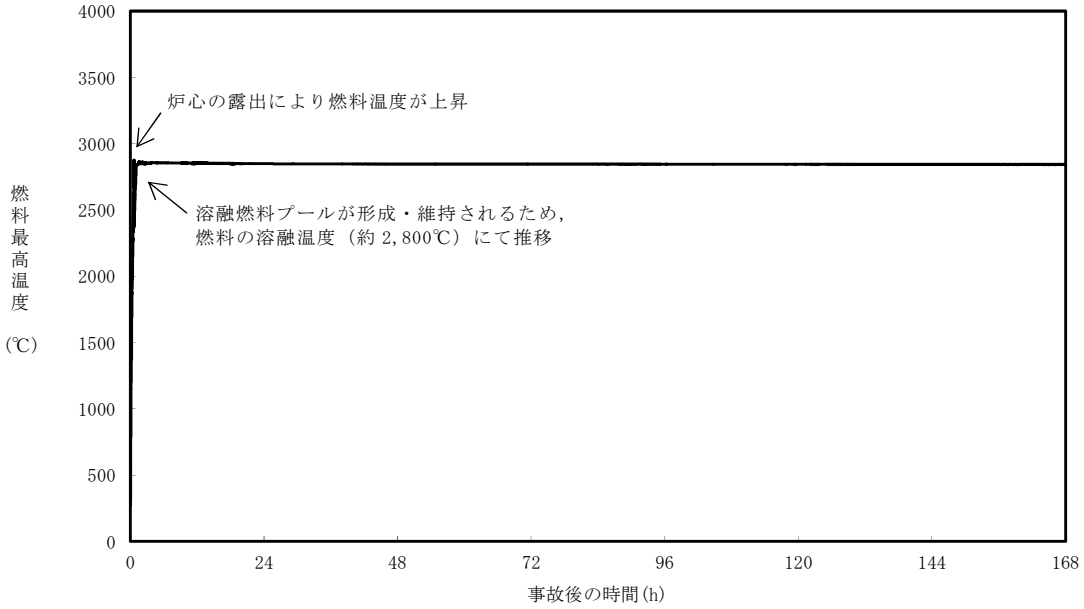
第 7.2.1.3－6 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（～3 時間）



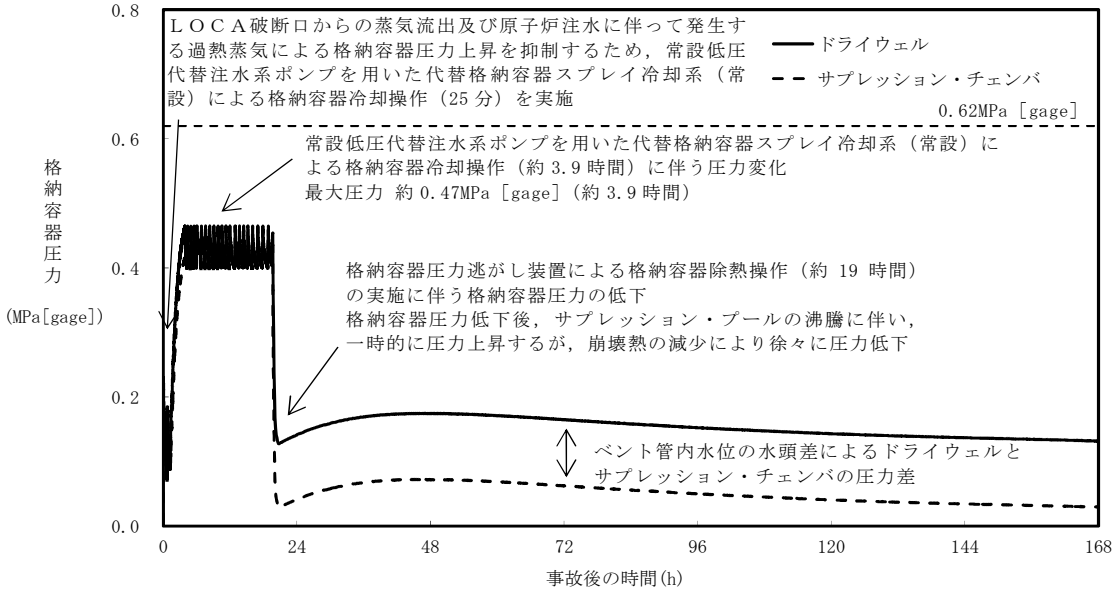
第 7.2.1.3－7 図　注水流量の推移（～3 時間）



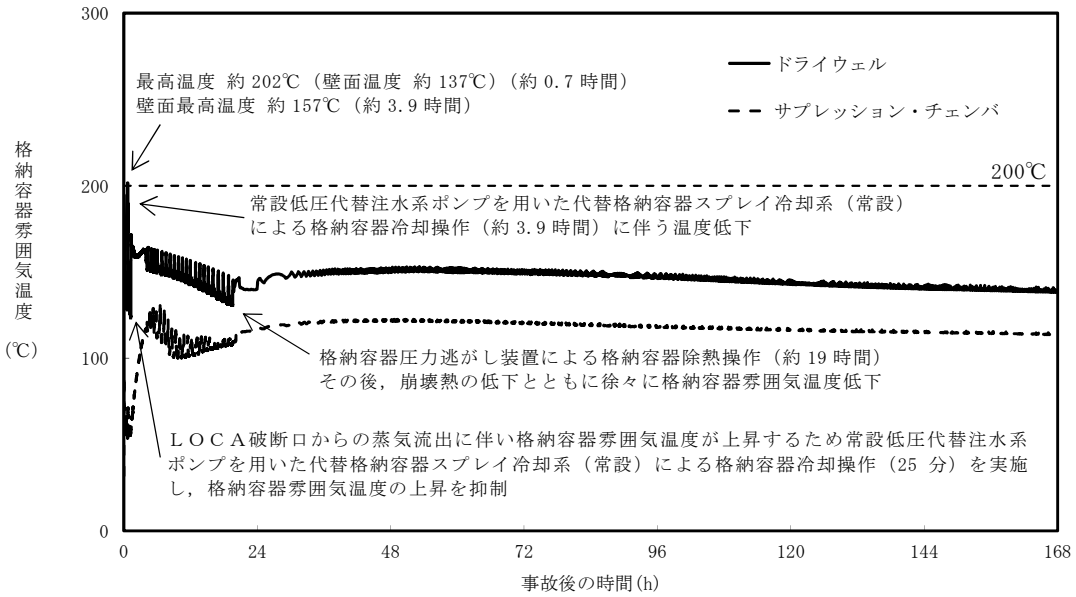
第 7.2.1.3－8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



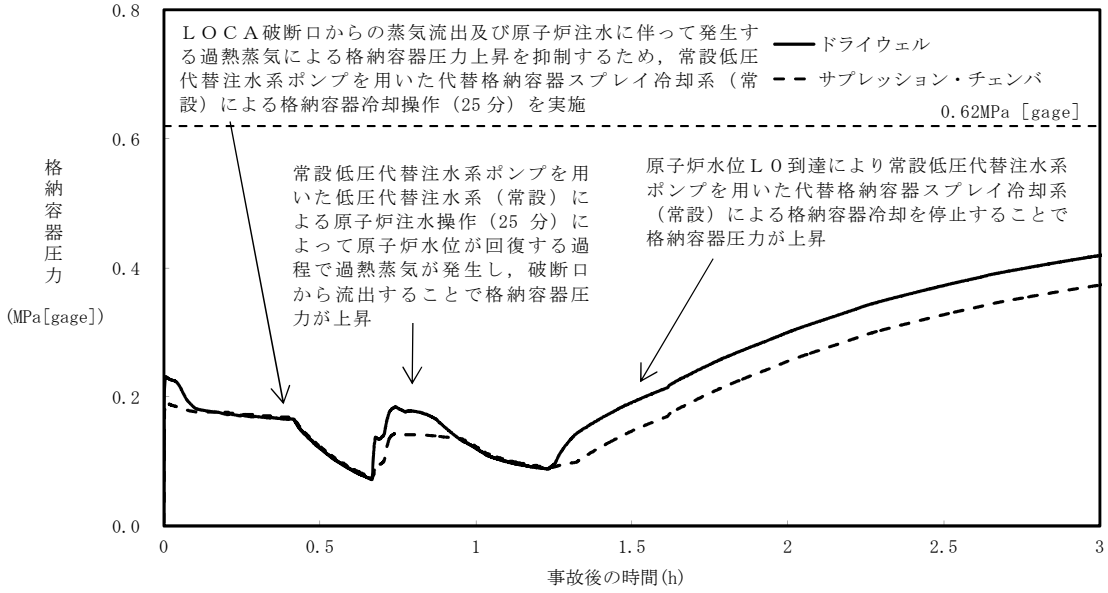
第 7.2.1.3－9 図　燃料最高温度の推移



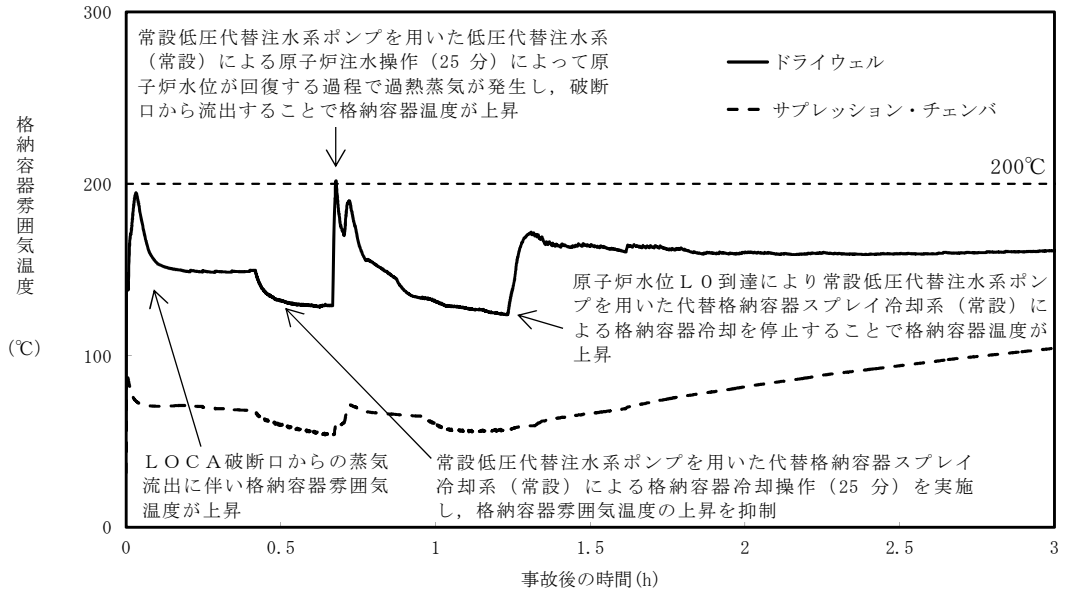
第 7.2.1.3－10 図　格納容器圧力の推移



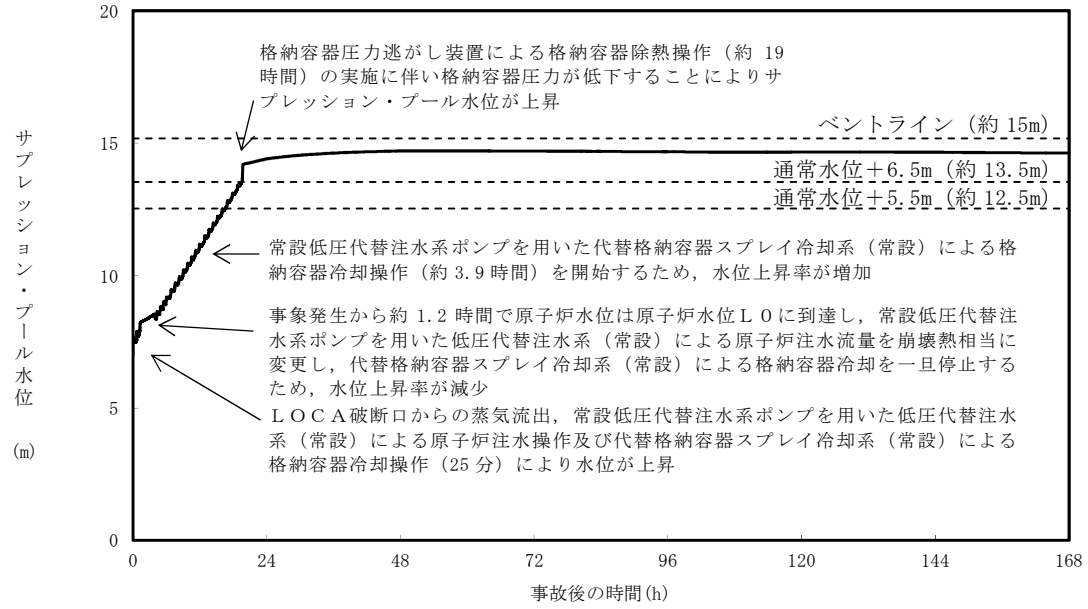
第 7.2.1.3－11 図　格納容器雰囲気温度の推移



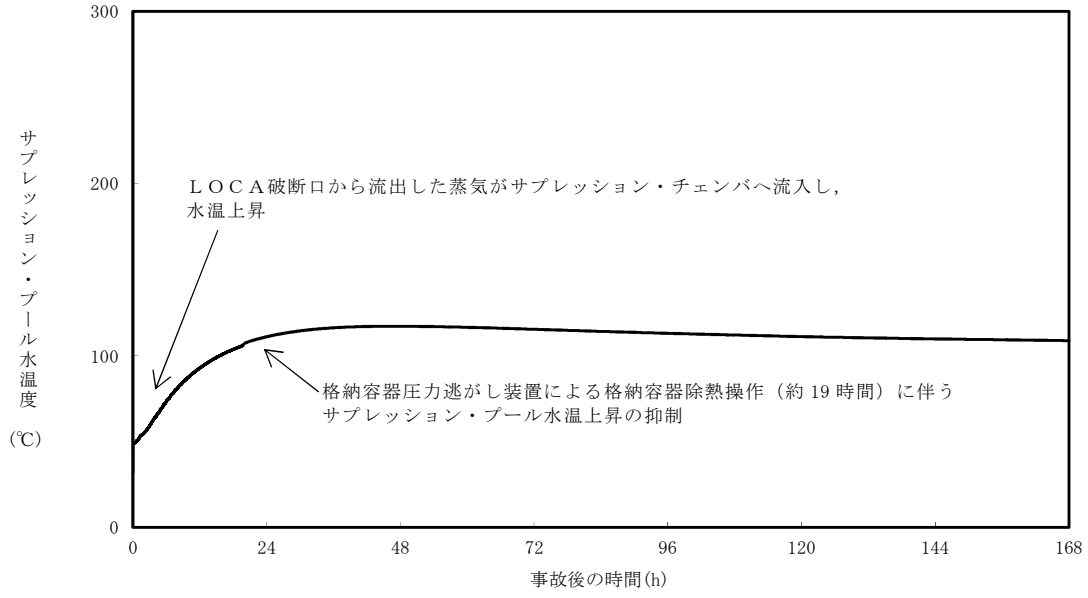
第 7.2.1.3－12 図　格納容器圧力の推移（～3 時間）



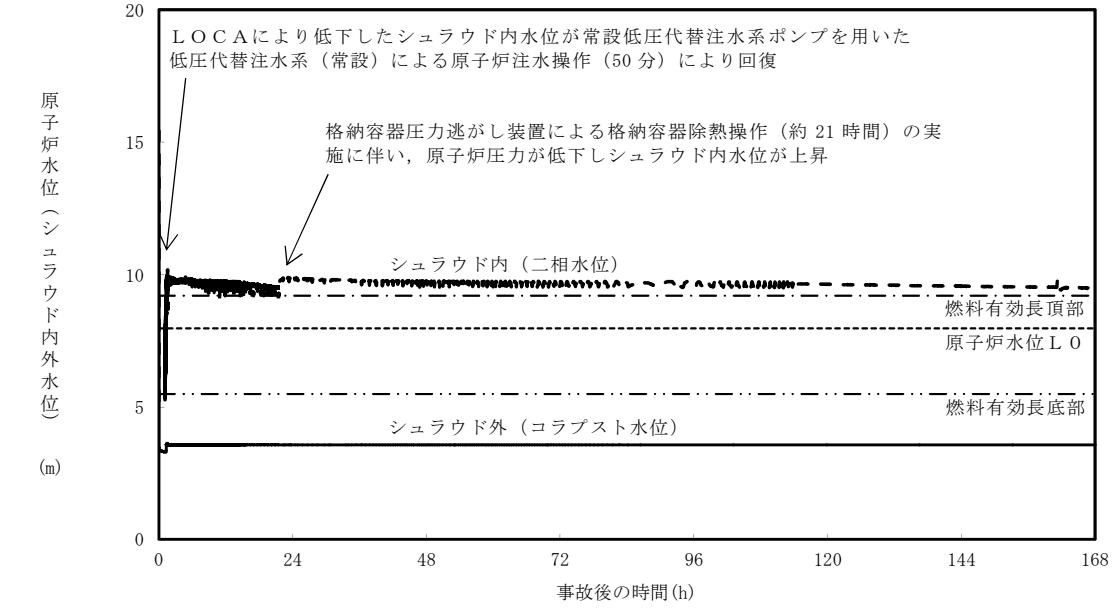
第 7.2.1.3－13 図　格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）



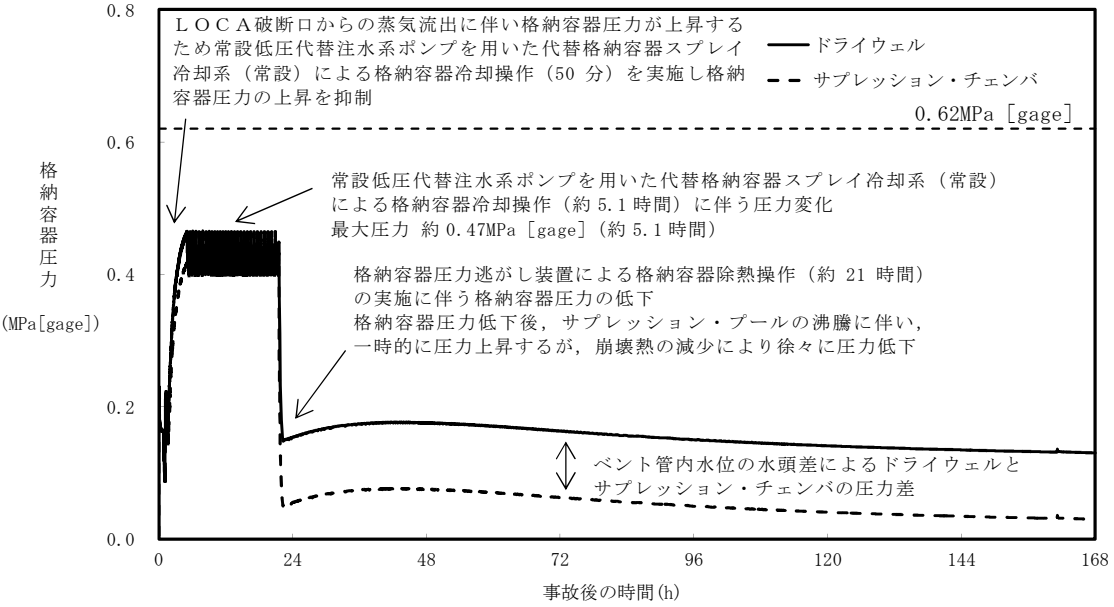
第 7.2.1.3－14 図　サプレッション・プール水位の推移



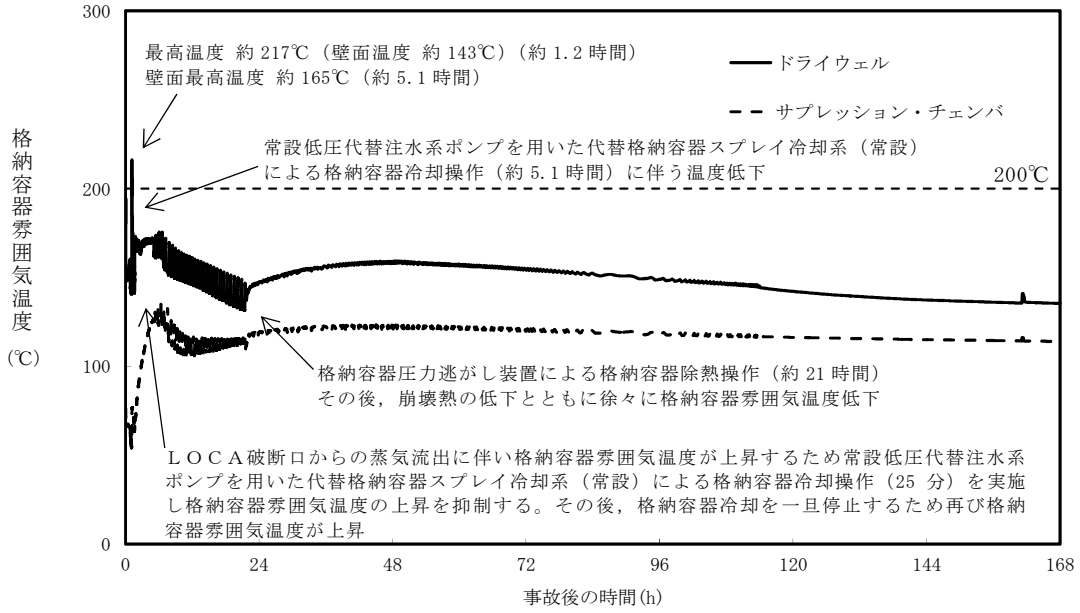
第 7.2.1.3－15 図　サプレッション・プール水温度の推移



第 7.2.1.3－16 図　事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 7.2.1.3－17 図　事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器圧力の推移



第 7.2.1.3－18 図　事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器雰囲気温度の推移

7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

7.2.2.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ及びＴＢＤである。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状態で原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気，水素等の急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに原子炉を減圧することによって，格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保するとともに，長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，格納容器の破損を防止する。

さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素供給することによって，格納容器の破損を防止する。

本格納容器破損モードに対する有効性を評価するためには，原子炉圧力容器が破損した時点及びその後のプラント状態を評価する必要があることから，原子炉圧力容器破損までは原子炉への注水を考慮しないものとする。一方，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため，原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって，本評価では原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから，これを考慮した有効性評価を実施することとする。また，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について評価することとする。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，格納容器雰囲気が直接加熱されることを防止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。

また，原子炉圧力容器の下部から落下する溶融炉心の冷却の観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水手段を整備する。

さらに，原子炉圧力容器破損前における格納容器からの除熱のため，緊急用海水系による海水通水手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段を整備する。なお，この格納容器除熱手段には逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，緊急用海水系

による海水通水手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。

また，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備する。

本格納容器破損モードの防止及びその他の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要を以下に示す。対策の概略系統図を第 7.2.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.2.2－2 図に示す。また，重大事故等対策の手順と設備との関係を第 7.2.2－1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 18 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 4 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 7.2.2－3 図に示す。

なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 18 名及び参集要員 2 名で対処可能である。

ａ．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。

原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量である。

ｃ．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。

ｄ．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

ｅ．電源確保操作対応

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

ｆ．可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

ｇ．高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達した後，中央制御室からの遠隔操作により原

子炉隔離時冷却系の手動起動を試みるが失敗したことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

ｈ．常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動する。なお，有効性評価においては，高圧代替注水系による原子炉注水操作には期待しない。

高圧代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量である。

ｉ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧及びＭ／Ｃ　２Ｄ電圧である。

ｊ．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。

ｋ．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお，有効性評価においては，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。

l．緊急用海水系による海水通水操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室にて，非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。

緊急用海水系による海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。

m．代替循環冷却系による格納容器除熱操作

緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで，格納容器スプレイを実施し，格納容器除熱を実施する。

代替循環冷却系による格納容器除熱操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

n．炉心損傷確認

原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上となった場合とする。

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

o．逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁による原子炉急速減圧操作

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

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（燃料域）等である。

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

p．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作

代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は，水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ溶融炉心・コンクリートの影響を緩和する観点から格納容器下部水位を約 1.0m に調整することが目的であるため，格納容器下部水位が 1m を超えて上昇したことを確認後，ペデスタル（ドライウェル部）への注水を停止する。その後，ペデスタル（ドライウェル部）水はサプレッション・プールに排水され，格納容器下部水位は約 1.0m に調整される。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によ

る格納容器下部水位確保操作に必要な計装設備は，格納容器下部水位等である。

ｑ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作

炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度（ＳＡ）等である。

ｒ．サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。サプレッション・プール水のｐＨを７以上に制御することで，サプレッション・プール水中での分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，ｐＨ制御には期待しない。

ｓ．格納容器下部水温の継続監視

原子炉圧力容器破損の徴候として，原子炉水位の低下，制御棒位置の指示値の喪失数増加，原子炉圧力容器温度（下鏡部）の 300℃到達といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達した場合には，原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温を継続監視する。

格納容器下部水温の継続監視の開始に必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度等である。

ｔ．原子炉圧力容器破損の判断

格納容器下部水温の指示上昇又はダウンスケールといったパラメータの変化によって，原子炉圧力容器破損を判断する。

原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は，格納容器下部水温である。

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

原子炉圧力容器破損の判断後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作のために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。

ｖ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位 2.75m までペデスタル（ドライウェル部）注水を実施する。以降は，ペデスタル（ドライウェル部）満水付近で溶融炉心の冠水状態を維持するとともに，サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，約 2.25m から約 2.75m の

範囲に水位を維持する。ただし，高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，断続的に溶融炉心が落下した際の水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制する観点から，約 0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作に必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器下部注水流量等である。

格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることは，格納容器下部水位計によって確認することができる。高さ 0.2m までの溶融炉心堆積を検知した場合は，原子炉圧力容器破損時の影響を受けないペデスタル外側のボックス内の格納容器下部水位計（2.25m 及び 2.75m 位置にそれぞれ複数設置）によって格納容器下部水位を監視し，溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることを確認できる。また，高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，格納容器下部水位計（0.5m 及び 1m 位置にそれぞれ複数設置）によって，溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることを確認できる。なお，格納容器下部雰囲気温度により格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していることを確認することによっても，溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。

w．代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作

「m．代替循環冷却系による格納容器除熱操作」以降，代替循環冷却系による格納容器除熱を継続するが，原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は，原子炉圧力容器内の冷却及び格納容器の除熱のため，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系の注水先を原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水

と格納容器スプレイを実施する。サプレッション・プールを水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施し，緊急用海水系により格納容器内の熱を海に逃がすことで，格納容器外からの注水によるサプレッション・プール水位の上昇抑制を図る。

代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，代替循環冷却系原子炉注水流量等である。

ｘ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作

代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作を実施後，サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，「ｕ．常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作」を一旦停止し，格納容器への水の持ち込みを制限する。ただし，格納容器圧力が上昇し，465kPa［gage］に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施し，格納容器圧力が 400kPa［gage］到達により格納容器冷却を停止する。以降，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の運転により，格納容器圧力を 400kPa［gage］から 465kPa［gage］の範囲で制御する。これは，格納容器圧力を 400kPa［gage］から 465kPa［gage］の高い領域で維持することでスプレイ効果を高め，サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減するための運用として設定している。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常

設）による格納容器圧力制御操作に必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。

ｙ．使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

ｚ．可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作

格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を供給することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。

可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作に必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度（ＳＡ）である。

ａａ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。

7.2.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＸとし，ＴＱＵＸに属する事故シーケンスの内，事象進展が早く，時間余裕及び設備容量の観点で厳しい「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ」である。

本評価事故シーケンスでは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性評価として，原子炉圧力容器破損時の原子炉冷却材圧力を確認する観点より，原子炉圧力容器破損までは事象を進

展させることを前提とする必要があり，原子炉への注水失敗により原子炉圧力容器破損に至る状況を仮定する。具体的には，炉心損傷前の段階で設計基準事故対処設備の非常用炉心冷却系である高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系並びに原子炉隔離時冷却系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「7.1.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した過渡時自動減圧回路が作動せず，低圧注水機能を含む全ての注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心が損傷し，その後，原子炉圧力容器破損に至る状況を仮定する。

仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には，原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れやペデスタル（ドライウェル部）への落下量の抑制等，事象進展の緩和に期待できると考えられるが，本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。

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

なお，格納容器過圧・過温破損の観点については，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり，ＬＯＣＡをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは，過圧の観点ではＬＯＣＡによるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり，過温の観点では，事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また，本格納容器破

損モードを評価する上では，原子炉圧力容器が高圧の状態で破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから，ＬＯＣＡをプラント損傷状態とする事故シーケンスは，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。

本格納容器破損モードではプラント損傷状態をＴＱＵＸとし，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとしており，異なるプラント損傷状態を選定している。

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

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

以上のとおり，どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり，運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，本評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対

応及び事象進展と同じものとなる。よって，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については，同じシーケンスで各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達並びに原子炉圧力容器破損が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 7.2.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし，さらに全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

(c)　重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定

原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉への注水を考慮しないものとする。なお，常設低圧代替注水系ポンプを用いた原子炉注水以外の緩和機能となる代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器下部注水系（常設）は考慮する。原子炉圧力容器破損後は，原子炉圧力容器内の冷却を考慮し，代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。

また，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響を「7.2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」において評価するものとする。

(d)　外部電源

外部電源は使用できないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき，外部電源なしを想定する。

(e)　高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響

原子炉圧力を厳しく評価するため，高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は，考慮しないものとする。

(f)　水素及び酸素の発生

水素の発生については，ジルコニウム－水反応及び溶融炉心・コン

クリート相互作用を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生を考慮していない。このため，水の放射線分解による水素及び酸素の発生量は「7.2.4 水素燃焼」と同様に，解析コードＭＡＡＰで得られる崩壊熱をもとに評価する。初期条件の初期酸素濃度並びに事故条件の水素及び酸素の発生については，「7.2.4 水素燃焼」と同じである。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁を使用するものとし，容量として，1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e) 代替循環冷却系

代替循環冷却系の循環流量は，炉心冷却の維持に必要な流量，格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，全体で 250m^3／h とし，原子炉圧力容器破損前及び原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向となるまではドライウェルへ 250m^3／h で連続スプレイを実施する。原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力が低

下傾向に転じた後は，ドライウェルへ 150m^3／h，原子炉へ 100m^3／hにて流量配分し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

(f)　緊急用海水系

代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は，約 14MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

(g)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

原子炉圧力容器破損の判断後に，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，300m^3／h にて格納容器内にスプレイするものとする。格納容器圧力が低下傾向となれば，一旦格納容器スプレイを停止するが，再度格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力 465kPa［gage］に到達した場合は，運転員の操作頻度を厳しめに高くする観点から，130m^3／h にて格納容器内にスプレイするものとする。

(h)　格納容器下部注水系（常設）

原子炉圧力容器破損の判断後に，溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し，80m^3／h にてペデスタル（ドライウェル部）に注水するものとする。

(i)　可搬型窒素供給装置

可搬型窒素供給装置は，窒素 198m^3／h 及び酸素 2m^3／h の流量で格納容器内に注入するものとする。

(j)　コリウムシールド耐熱材の種類

コンクリートの侵食を抑制する観点から，ジルコニア耐熱材を設定する。

(k)　コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度

ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき，2,100℃を設定する。

(l)　ペデスタル（ドライウェル部）床面積

溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなることから，コリウムシールドを考慮した床面積を設定する。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 原子炉急速減圧操作は，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で開始するものとする。

(b) 代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し，事象発生 90 分後から開始するものとする。その後，原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて 30 分後に，ドライウェルと原子炉へ流量配分し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施することで，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施するものとする。

(c) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作は，炉心損傷後に代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施した後に開始し，格納容器下部水位が 1m を超えて上昇したことを確認した場合に停止するが，ペデスタル（ドライウェル部）には事象初期から約 1m の水位を形成していることから，有効性評価上は本操作を考慮しないものとする。

(d) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系

（常設）による格納容器冷却操作は，原子炉圧力容器破損の判断及び操作実施に必要な時間を考慮し，原子炉圧力容器破損の 6 分後に開始するものとする。また，原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて 30 分後に停止するものとする。その後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作は，格納容器圧力が 465kPa［gage］に到達した場合に開始し，格納容器圧力が 400kPa［gage］まで低下した場合に停止する間欠注水を行うものとする。

(e) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作は，操作実施に必要な時間を考慮し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作の 1 分後に開始するものとする。また，格納容器下部水位が 2.75m に到達した場合に停止するものとする。その後は，格納容器下部水位が 2.25m まで低下した場合に注水を開始し，2.75m に到達した場合に停止する間欠注水を行うものとする。

(f) 可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給操作は，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素供給を開始するものとする。

(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 放出量評価）の条件

(a) 事象発生直前まで，定格出力の 100％で長期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，燃料を約 1／4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。

(b) 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は，事象進展に応じた割合で，格納容器内に放出されるものとする。

(c) 格納容器内に放出されたＣｓ－137 については，格納容器スプレイ

やサプレッション・プール水でのスクラビング等による除去効果を受けるものする。

(d) 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。

ⅰ） 格納容器からの漏えい率は，設計漏えい率及びＡＥＣの式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。

ⅱ） 漏えい量を保守的に見積もるため，原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス再循環系及び非常用ガス処理系で構成）により原子炉建屋の負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また，原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は，大気への放出率を 1 回／日（設計値）とする。

なお，原子炉建屋ガス処理系は，常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し，起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。

ⅲ） 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）及び原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移を第 7.2.2－4 図から第 7.2.2－6 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位，サプレッション・プール水温度及び注水流量の推移を第 7.2.2－7 図から第 7.2.2－16 図に，ペデスタル（ドライウェル部）の水

位，ペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量並びにドライウェル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件，ドライ条件）の推移を第 7.2.2－17 図から第 7.2.2－27 図にそれぞれ示す。

ａ．事象進展

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

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

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

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

溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下した後は，常設低圧

代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）に 80m^3／h の注水を行い，溶融炉心を冠水維持することで，継続的に溶融炉心の冷却を実施する。

崩壊熱が格納容器内に蒸気として放出されるため，格納容器圧力は急激に上昇する。原子炉圧力容器破損前から代替循環冷却系による格納容器除熱操作により 250m^3／h の格納容器スプレイを実施していること，原子炉圧力容器破損を判断した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作により 300m^3／h の格納容器スプレイを実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

格納容器圧力が低下傾向となった時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器冷却を停止するとともに，代替循環冷却系の循環流量を調整し，ドライウェルへ 150m^3／h，原子炉へ 100m^3／h に分配する。その後，格納容器圧力が 465kPa［gage］に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による 130m^3／h の格納容器スプレイを実施する。これらによって，格納容器圧力及び雰囲気圧力及び温度の上昇は抑制され，その後，徐々に低下するとともに，ペデスタル（ドライウェル部）の溶融炉心は安定的に冷却される。

また，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した時点で，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器（サプレッション・チェンバ）内への窒素供給操作を実施することで，格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。

なお，事象発生から約 4.5 時間後の原子炉圧力容器破損までは，逃がし安全弁（自動減圧機能）によって原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下

に維持することが必要となるが，炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁（自動減圧機能）を通ってサプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても，逃がし安全弁（自動減圧機能）は確実に開状態を維持することが可能である。

b．評価項目等

格納容器圧力は，第 7.2.2－7 図及び第 7.2.2－9 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，圧力上昇は抑制される。事象発生の約 7.4 時間後に最高値の約 0.47MPa［gage］となるが，以降は低下傾向となることから，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa［gage］）を下回る。なお，格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 7.4 時間後においても，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 1%未満であるため，その影響は無視し得る程度である。

格納容器雰囲気温度は，第 7.2.2－8 図及び第 7.2.2－10 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，温度上昇は抑制される。事象発生の約 7.4 時間後に最高値の約 151℃となるが，以降は低下傾向となることから，評価項目である 200℃を下回る。

原子炉圧力は，第 7.2.2－4 図に示すとおり，原子炉圧力容器の破損

直前で約 0.3MPa［gage］であり，原子炉圧力容器の破損までに 2.0MPa［gage］以下に低減される。

格納容器内の水素濃度は，第 7.2.2－26 図及び第 7.2.2－27 図に示すとおり，ジルコニウム－水反応等により発生した水素が格納容器へ放出されることで 13vol％を上回るが，第 7.2.2－24 図及び第 7.2.2－25 図に示すとおり，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した時点で可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給を行うことによって，酸素濃度の最高値は約 4.0vol％（ドライ条件）にとどまることから，可燃限界である 5vol％を下回る。なお，コリウムシールドによってペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリートの侵食は抑制されることから，溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは発生しない。

第 7.2.2－9 図及び第 7.2.2－10 図に示すとおり，事象発生から約 4.5 時間後に溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）へ落下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を行うことで，第 7.2.2－7 図及び第 7.2.2－8 図に示すとおり，格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度は低下傾向を示し，ペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器雰囲気は安定して除熱される。

事象発生から 7 日までの大気中へのＣｓ－137 放出量は，約 3.2×10^{-2}TBq であり，評価項目である 100TBq を下回る。また，事象発生から 7 日間以降，Ｃｓ－137 の放出が継続した場合の放出量評価を行ったところ，約 3.4×10^{-2}TBq（事象発生 30 日間）及び約 3.9×10^{-2}TBq

（事象発生 100 日間）であり，いずれの場合も 100TBq を下回る。

本評価では，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)，(6)及び(7)の評価項目並びにペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態の維持について，対策の有効性を確認した。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目については，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において確認している。また，(8)の評価項目については，「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において確認している。

7.2.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り，原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，原子炉急速減圧操作，緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作とする。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下流量，溶融ジェット径，溶融炉心粒子化割合，冷却材とデブリ粒子の伝熱，炉心ヒートアップ，炉心崩壊挙動，溶融炉心と上面水プールとの

伝熱，溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達，原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。

これらの不確かさに対して，燃料ペレットが崩壊する時間及び温度，溶融ジェット径，エントレインメント係数，デブリ粒子径，ジルコニウムー水反応速度，限界熱流束に係る係数，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数，溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

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

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することで原子炉圧力

容器破損に至ることを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20％上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり，また，燃料被覆管温度及び原子炉圧力容器温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内ＦＣＩを操作開

始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている操作として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作があるが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間はわずかであり，また，原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，原子炉圧力容器の破損判断パラメータである格納容器下部水温計の指示を継続監視することで，原子炉圧力容器破損を速やかに判断可能であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性

を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20％上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に低減し，原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力を2.0MPa［gage］以下に維持しているため，運転員等操作時間に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析より炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損が発生する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響

はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損が発生する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を低下させ，2.0MPa［gage］以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.2.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確

条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉急速減圧操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（緊急用海水ポンプを用いた緊急用海水系による海水通水操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の

低下は緩和され，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器破損も遅くなり，原子炉急速減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作は，解析上の操作時間として原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達時（事象発生から約 38 分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達するまでには事象発生から約 38 分の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くな

る可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から90 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替循環冷却系運転は事象発生 90 分後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，緊急用海水系の準備期間を考慮して設定したものであり，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.5時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については，格納容器除熱開始までの時間は事象発生から 90 分あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉圧力容器破損に至るまでの時間は事象発生から約4.5時間であり，約3時間の余裕があることから，時間余裕がある。

(4) 原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響評価

重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定として，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉への注水を考慮しないものとしているが，故障により原子炉注水ができない状態であった場合，故障要因を除去できないまま，原子炉圧力容器破損後も原子炉へ注水できないことも考えられる。この影響を考慮した感度解析を実施した。格納容器圧力の推移を第 7.2.2－28 図，格納容器雰囲気温度の推移を第 7.2.2－29 図に示す。原子炉圧力容器破損後に原子炉へ注水できない場合においても，格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度の観点では大きな影響はないことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。また，原子炉圧力容器破損後も原子炉へ注水できない場合の感度解析を実施した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価

項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

7.2.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は，「7.2.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 18 名であり，災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

ａ．水　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 380m^3の水が必要となる。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3の水量を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要とな

る。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型窒素供給装置による格納容器への窒素供給については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 18.5kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型窒素供給装置による格納容器への窒素供給について，7 日間の継続が可能である。

c．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 2,756kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.2.2.5　結　論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，原子炉圧力が高い状態で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧により，原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に低減することが可能である。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

第 7.2.2－1 表　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（1／6）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	・運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 ・主蒸気隔離弁が自動閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能）＊ 所内常設直流電源設備＊ 主蒸気隔離弁＊	－	平均出力領域計装＊ 起動領域計装＊ 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊ 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
原子炉への注水機能喪失の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	－	－	原子炉隔離時冷却系系統流量＊
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。 ・外部電源の機能回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	代替淡水貯槽	可搬型代替注水中型ポンプ ホイールローダ	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.2－1 表　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（2／6）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により原子炉隔離時冷却系の手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量＊ 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ）
常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系	－	高圧代替注水系系統流量
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	中央制御室換気系＊ 非常用ガス処理系＊ 非常用ガス再循環系＊	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.2－1 表　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（3／6）

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

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.2－1 表　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（4／6）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールｐＨ制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。	－	－	－
格納容器下部水温の継続監視	・原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達した場合には，原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温を継続監視する。	－	－	原子炉圧力容器温度 格納容器下部水温
原子炉圧力容器破損の判断	・格納容器下部水温計の指示上昇又はダウンスケールといったパラメータの変化によって，原子炉圧力容器破損を判断する。	－	－	格納容器下部水温

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.2－1 表　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（5／6）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	・原子炉圧力容器破損の判断後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・チェンバ圧力＊ ドライウェル圧力＊
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位 2.75m までペデスタル（ドライウェル部）注水を実施する。以降は，約 2.25m から約 2.75m の範囲に水位を維持する。 ・高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，約 0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水温
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	・原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系の注水先を原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水と格納容器スプレイを実施する。	代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 サプレッション・チェンバ圧力＊ ドライウェル圧力＊

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.2－1 表　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（6／6）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作	・代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作を実施後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。 ・格納容器圧力が 465kPa［gage］に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施し，格納容器圧力が 400kPa［gage］到達により格納容器冷却を停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・チェンバ圧力＊ ドライウェル圧力＊
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－
可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	・格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を供給することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	－	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／7）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t／h	定格流量を設定
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，１サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約１ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m^3	設計値を設定
	格納容器体積（ウェットウェル）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定

第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／7）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m（通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の温度	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW／m^2相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定
	ペデスタル（ドライウェル部）水張り水位	ペデスタル（ドライウェル部）床面から 1m	「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して設定
	原子炉圧力容器下部及びペデスタル（ドライウェル部）内構造物の扱い	ペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定
	コンクリート以外の構造材の扱い	鉄筋は考慮しない	鉄筋についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない

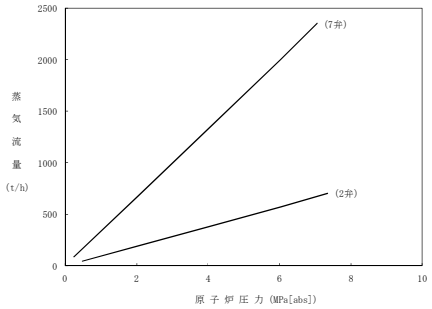
第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3／7）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定	原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	原子炉圧力容器が破損する条件として，原子炉注水を考慮しない設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／7）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）信号にてスクラムするものとして設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定

第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5／7）

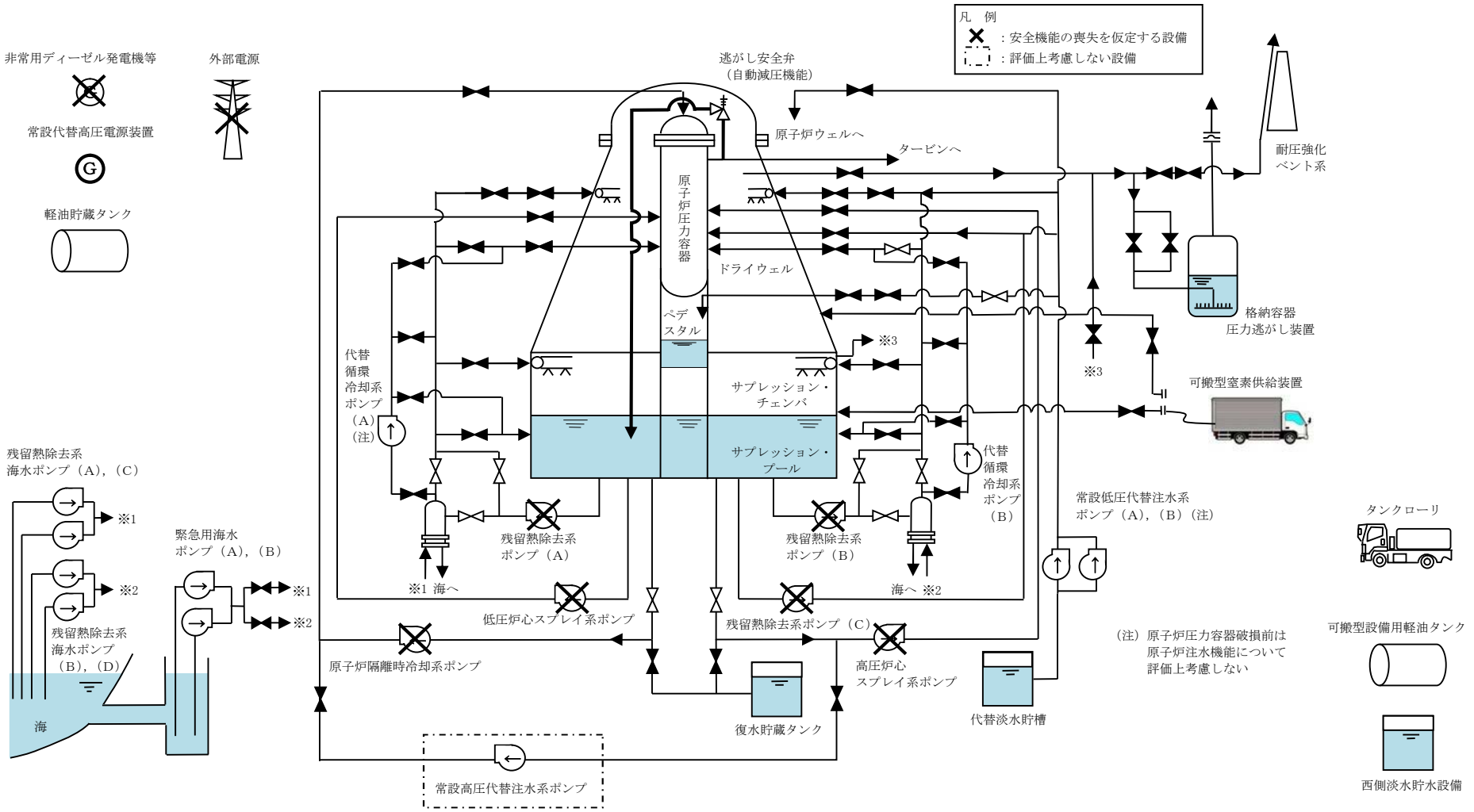
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h／個 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h／個 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h／個 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h／個 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h／個	設計値を設定 なお，安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁の開放による原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
	代替循環冷却系	総循環流量：250m^3／h ・250m^3／h の流量で格納容器へスプレイ ・150m^3／h の流量で格納容器へスプレイ及び 100m^3／h の流量で原子炉へ注水	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量及び原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却に必要な流量を考慮して設定
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約 14MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	代替循環冷却系及び緊急用海水系の系統流量を考慮し設定 代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（6／7）

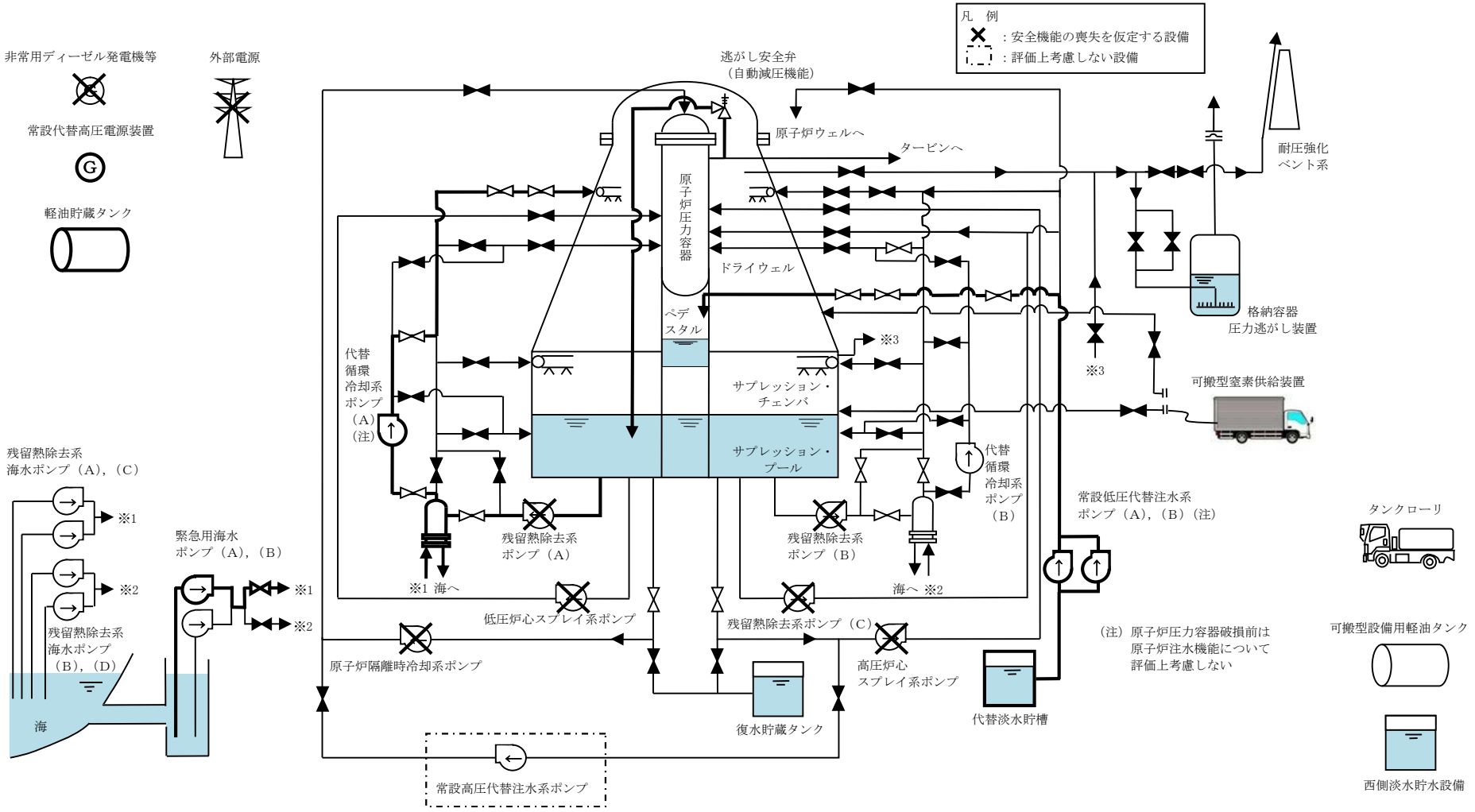
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損判断後： 300m^3／h にて格納容器へスプレイ	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
		格納容器圧力制御： 130m^3／h にて格納容器へスプレイ	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量であり，かつ運転員の操作頻度を厳しめに高くする観点から，運転手順に基づき設定
	格納容器下部注水系（常設）	80m^3／h にてペデスタル（ドライウェル部）へ注水	溶融炉心の冠水継続が可能な流量として設定
	可搬型窒素供給装置	窒素 198m^3／h 及び酸素 2m^3／h の流量で窒素供給	格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定
	コリウムシールド耐熱材の種類	ジルコニア耐熱材	コンクリートの侵食を抑制する観点から設定
	コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度	2,100℃	ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定
	ペデスタル（ドライウェル部）床面積	コリウムシールドを考慮	溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなる設定

第 7.2.2－2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（7／7）

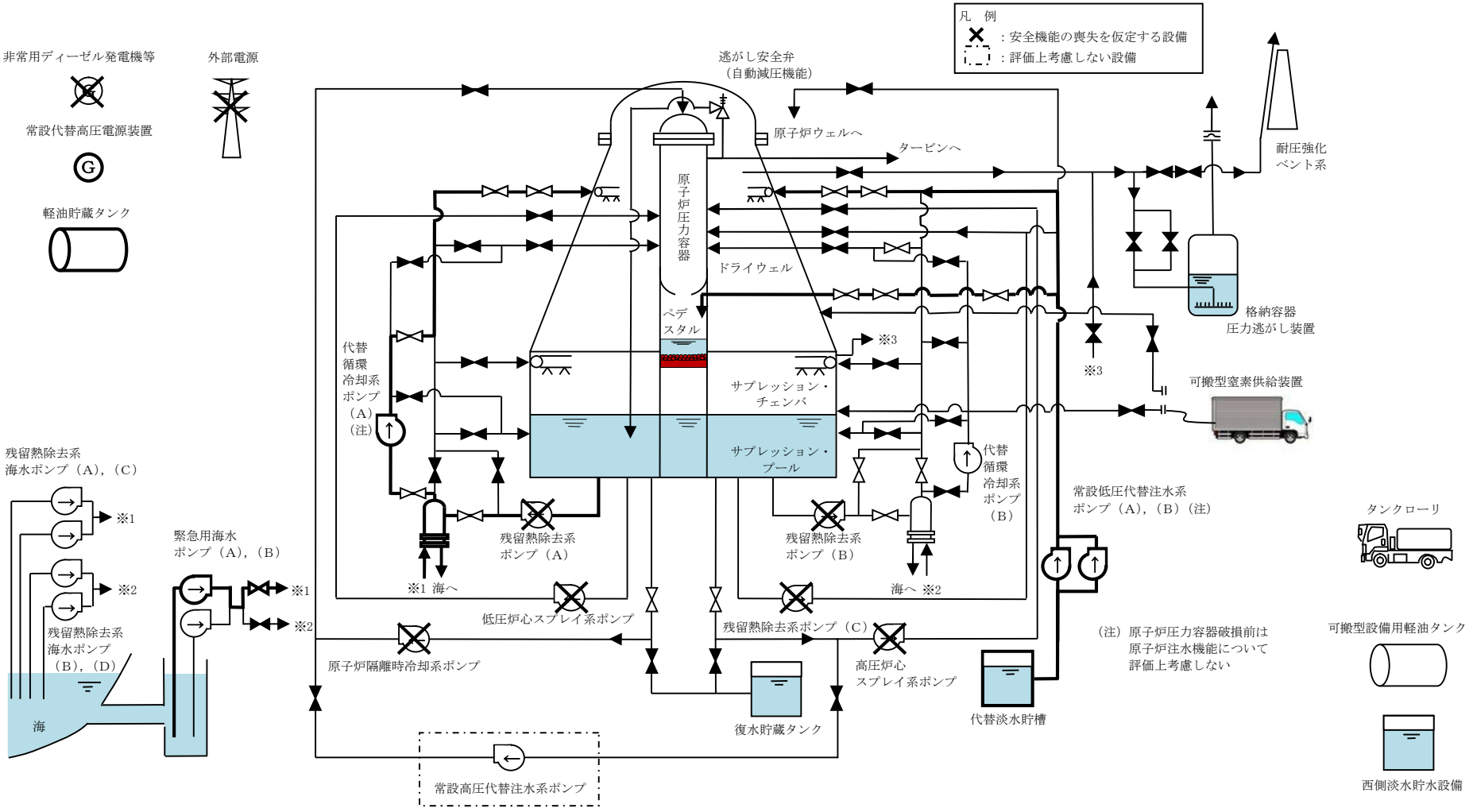
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮して設定
	緊急用海水系による海水通水及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生から 90 分後	緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	解析上考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には事象初期から 1m の水位を形成していることから，解析上は本操作を考慮しない
	常設低圧代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



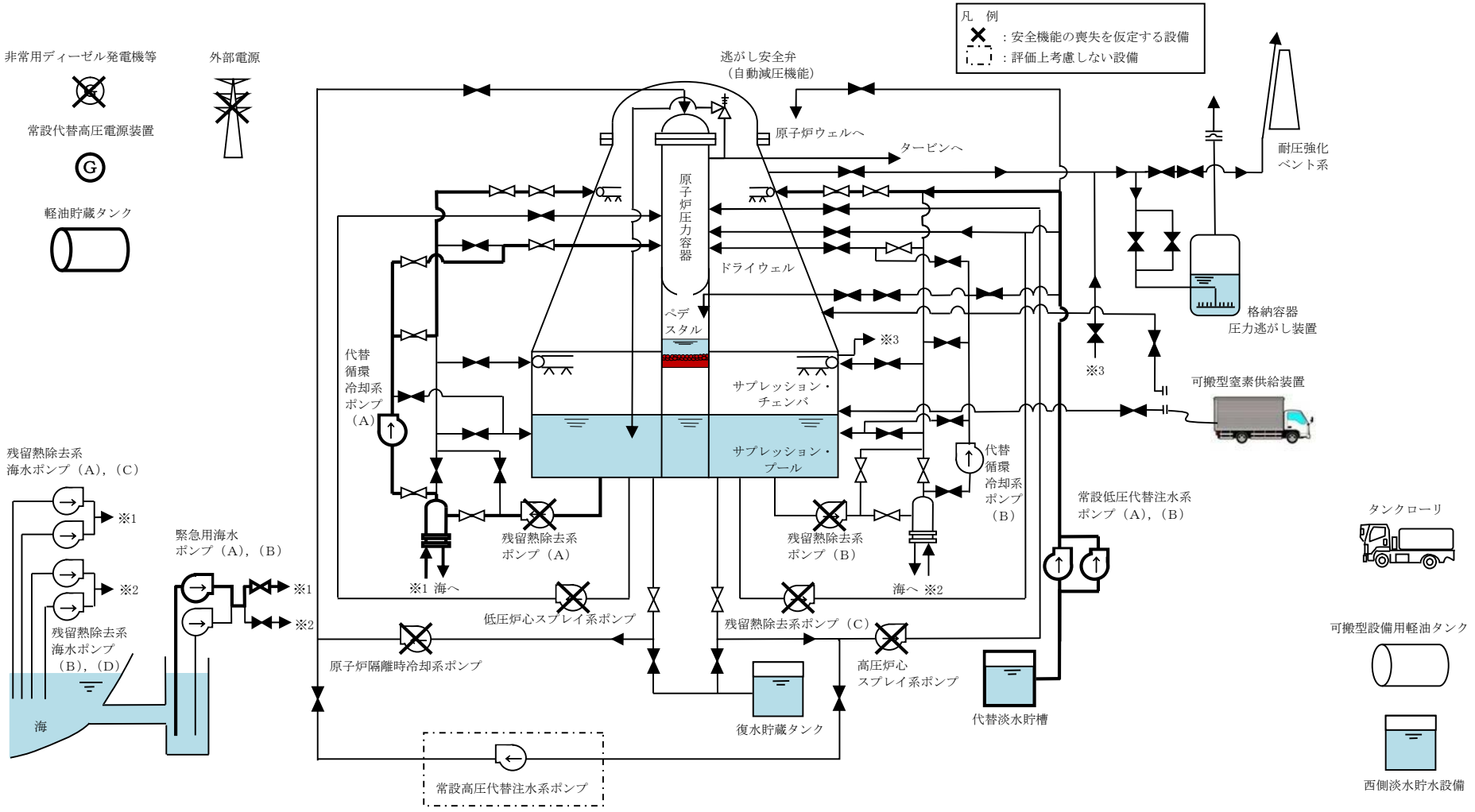
第 7.2.2－1 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対処設備の概略系統図（1／5）
（原子炉圧力容器破損前の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧段階）



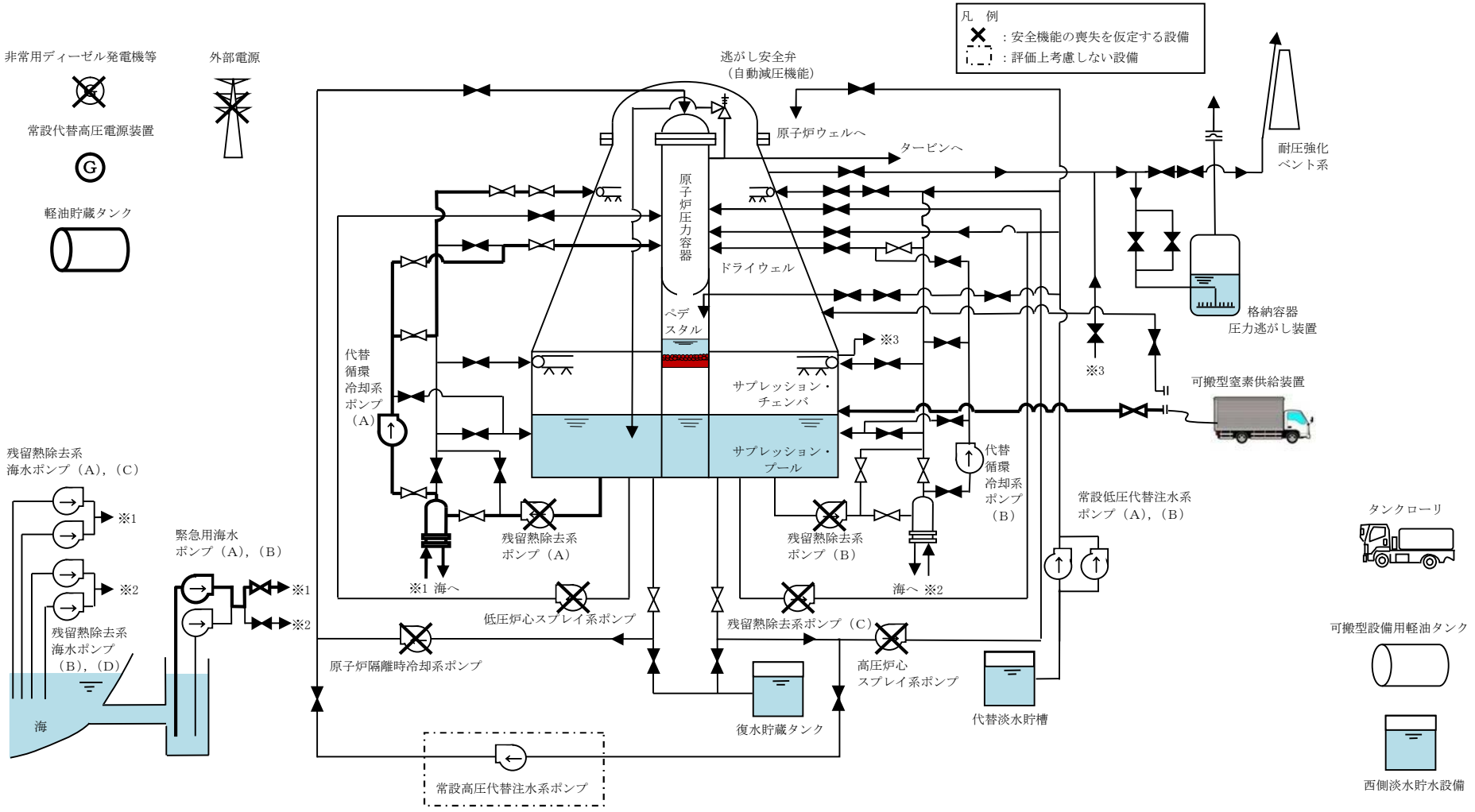
第 7.2.2－1 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対処設備の概略系統図（2／5）
（原子炉圧力容器破損前の代替循環冷却系による格納容器除熱及び
格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保段階）



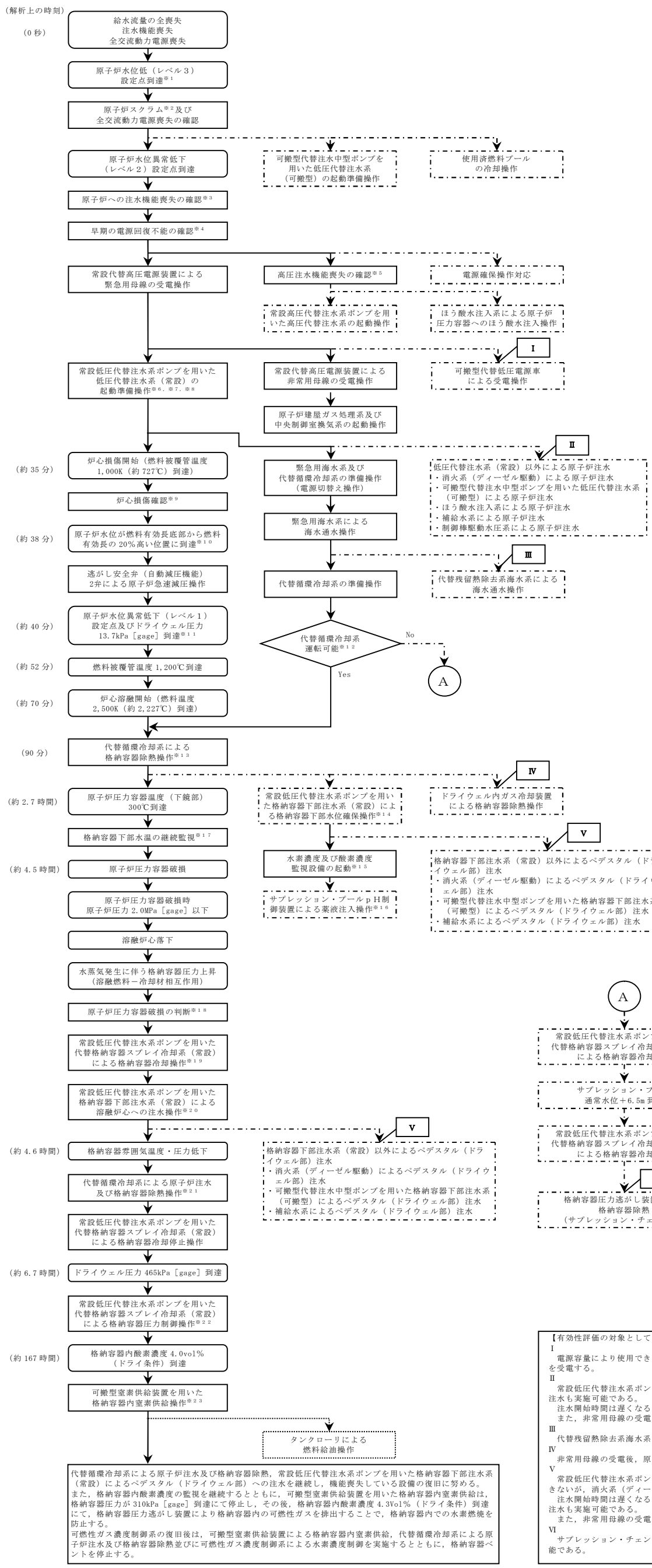
第 7.2.2－1 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対処設備の概略系統図（3／5）
（原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による
格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水段階）



第 7.2.2－1 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対処設備の概略系統図（4／5）
（原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱，
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御段階）



第 7.2.2－1 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対処設備の概略系統図（5／5）
（原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱，
可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給段階）



凡　例

：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：操作及び判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

※１：外部電源喪失に伴い，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止となるが，解析上は原子炉水位低（レベル３）設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び再循環ポンプ停止については，外部電源喪失時とする。

※２：原子炉スクラムは，中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※３：全交流動力電源喪失及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗により原子炉への注水機能が喪失する。

※４：外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。

※５：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ吐出圧力計，系統流量計，原子炉水位計，原子炉圧力計等にて確認する。

※６：原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。

※７：常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作は，以下により判断する。
・ＬＯＣＡ発生の確認なし
・高圧・低圧注水機能喪失

※８：格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価を実施する上で，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても考慮しないものと仮定する。

※９：炉心損傷は，以下により判断する。
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び（Ｓ／Ｃ）による炉心損傷発生の判断ができない場合は，原子炉圧力容器温度により判断する。

※10：原子炉注水の手段が全くない場合，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%高い位置に到達した時点で，原子炉急速減圧操作の実施を判断する。
「燃料有効長底部から燃料有効長の 20%高い位置」とは，原子炉水位（燃料域）で－2966mm を示す。

※11：原子炉水位異常低下（レベル１）設定点及びドライウェル圧力
13.7kPa［gage］到達により，床ドレン制限弁，機器ドレン制限弁及び原子炉補機冷却水制限弁が自動閉止することを確認する。

※12：残留熱除去系熱交換器への海水通水並びに代替循環冷却系の系統構成及び起動が問題なく行われたことをもって，代替循環冷却系の運転可能を判断する。

※13：炉心損傷していること及び原子炉注水機能が喪失していることにより代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。
格納容器スプレイ流量は 250m^3／h で開始する。

※14：ペデスタル（ドライウェル部）内床ドレンサンプの 1m 水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
水位確保操作は，非常用母線からの負荷切替え操作，注水開始操作，水位上昇及び注水停止操作を考慮した時間（約 24 分）で実施する。その後，サプレッション・チェンバへの排水により水位が約 1m となった後，床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。

※15：炉心損傷を確認した場合，水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，他のパラメータ同様，格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続して監視する。

※16：サプレッション・プール pH制御装置（自主対策設備）による薬液注入操作は，格納容器下部水位確保後から実施する。

※17：原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したことにより原子炉圧力容器の破損徴候を確認し，原子炉圧力容器の破損の速やかな判断のために格納容器下部水温を継続監視する。
原子炉圧力容器の破損徴候判断パラメータは以下のとおり。
・原子炉水位の「低下（喪失）」
・制御棒位置の指示値の「喪失数増加」
・原子炉圧力容器温度（下鏡部）が「300℃到達」

※18：原子炉圧力容器破損の判断は，以下の破損判断パラメータにより行う。
・格納容器下部水温の「上昇」又は「喪失」
併せて，格納容器下部水温（20cm 位置）の指示変化（オーバースケールやダウンスケール）により溶融炉心の多量落下を判断する。

※19：原子炉圧力容器が破損したことにより，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施する。
格納容器スプレイ流量は 300m^3／h で開始し，格納容器圧力が低下傾向に転じた後，スプレイを停止する。

※20：溶融炉心の多量落下に伴い，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作を実施する。
ペデスタル（ドライウェル部）注水流量は 80m^3／h で開始し，格納容器下部水位が 2.75m に到達後，注水を停止する。その後は格納容器下部水位を約 2.25m～約 2.75m の範囲に制御する。なお，実手順としては，作業員及びペデスタル（ドライウェル部）への注水弁に対する負荷低減の観点から，全炉心の崩壊熱による蒸発量相当の注水量で注水を実施する。ただし，全炉心の崩壊熱による蒸発量相当の注水量が格納容器下部注水系（常設）の最低流量を下回る場合は，最低流量にて注水する運用とする。

※21：原子炉圧力容器の破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後，代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作を実施するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を停止する。
代替循環冷却系による原子炉注水流量は 100m^3／h とし，格納容器スプレイ流量は 150m^3／h とする。

※22：格納容器圧力が 465kPa［gage］に到達した場合に実施し，これ以降は，格納容器圧力を 400kPa［gage］から 465kPa［gage］の範囲に維持する。なお，実手順としては，作業員及びスプレイ弁に対する負荷削減の観点並びに格納容器圧力を高い領域で維持することによりスプレイ効果を高める観点から，制御範囲内の可能な限り高い圧力でスプレイ流量を調整しながら連続で実施する。

※23：可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作は，格納容器内酸素濃度が 4.0vol%に到達した時点でサプレッション・チェンバへの窒素供給を実施する。ただし，窒素供給後に格納容器内酸素濃度の上昇が継続する場合には，追加でドライウェルへの窒素供給を実施する。なお，可搬型窒素供給装置の起動準備操作は，格納容器内酸素濃度が 3.5vol%に到達した時点で開始する。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車によりパワーセンタを受電する。

Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，ほう酸水注入系，補給水系及び制御棒駆動水圧系による原子炉注水も実施可能である。

Ⅲ
代替残留熱除去系海水系による海水通水も可能である。

Ⅳ
非常用母線の受電後，原子炉補機冷却系が起動可能な場合には，ドライウェル内ガス冷却装置を起動する。

Ⅴ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）以外によるペデスタル（ドライウェル部）注水と同等の流量は確保できないが，消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。
また，非常用母線の受電後は，補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水も実施可能である。

Ⅵ
サプレッション・チェンバ側からの格納容器ベントを優先するが，ドライウェル側からの格納容器ベントによる格納容器除熱も実施可能である。

第 7.2.2－2 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の対応手順の概要

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

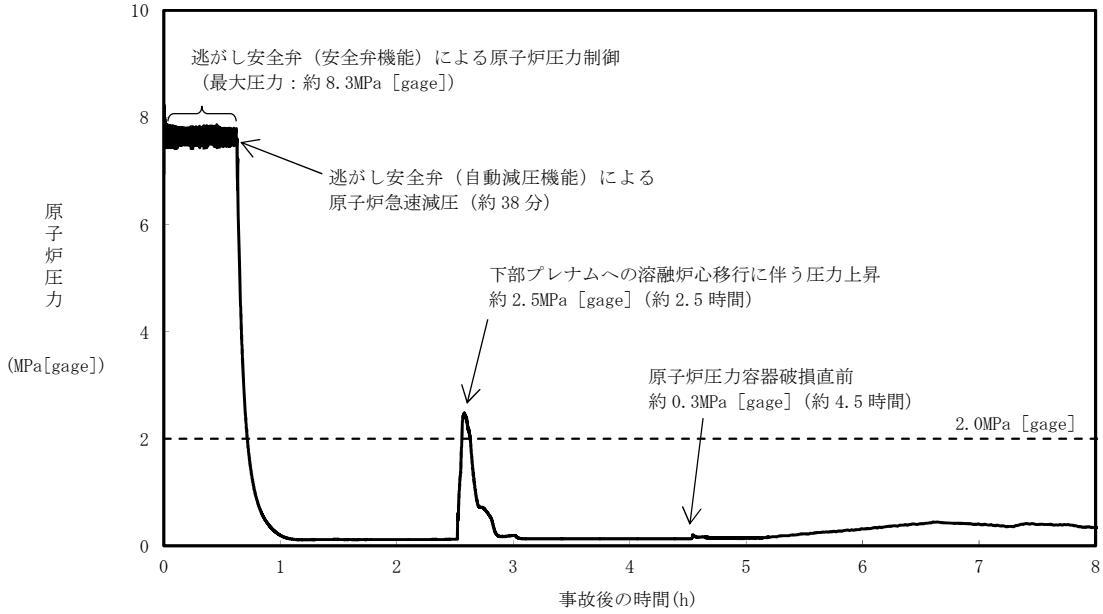
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約35分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度 1,000K 到達） ▽約52分 燃料被覆管温度 1,200℃到達 ▽約70分 炉心溶融開始（燃料温度 2,500K 到達） ▽2 時間 原子炉建屋ガス処理系及び 中央制御室換気系の起動による負圧達成 ▽プラント状況判断 ▽約 38 分 原子炉水位が燃料有効長底部から 燃料有効長の 20%高い位置に到達	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認	10 分	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分	
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置２台起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2 分	
常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作	4 分	解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）準備操作	【1人】 B	－		－	●原子炉注水，原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	4 分	原子炉注水は解析上考慮しない
					●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	2 分	
	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	3 分	
緊急用海水系による海水通水操作	【1人】 A	－		－	●緊急用海水系及び代替循環冷却系起動に必要な負荷の電源切替操作	4 分	
					●緊急用海水系による海水通水　系統構成及び起動	20 分	海水通水開始後，適宜状態監視
代替循環冷却系による格納容器除熱操作	【1人】 A	－		－	●代替循環冷却系起動に必要な負荷の電源切替操作	6 分	原子炉注水は解析上考慮しない
					●代替循環冷却系による格納容器除熱操作　系統構成及び起動	35 分	格納容器除熱開始後，適宜状態監視
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作	【1人】 A	－		－	●非常用母線からの負荷切替え操作	4 分	解析上考慮しない
					●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル水位の調整操作	20 分	水位調整後，適宜状態監視
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1人】 A	－		－	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8 分	適宜，格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時暖気状態であり，交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後，暖気が自動的に開始される
サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	【1人】 A	－		－	●サプレッション・プールｐＨ制御装置による薬液注入操作	15 分	解析上考慮しない
炉心損傷確認	【1人】 B	－		－	●炉心損傷確認	2 分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉急速減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉急速減圧操作	1 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備	35 分	
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備	75 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動	8 分	
					●非常用母線受電	5 分	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1人】 B	－		－	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5 分	起動操作実施後，適宜状態監視
					●中央制御室換気系の起動操作	6 分	起動操作実施後，適宜状態監視
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	【1人】 B	－		－	●ほう酸水注入系起動操作	2 分	解析上考慮しない
					●ほう酸水注入系の注入状態監視	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	

第 7.2.2－3 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の作業と所要時間（1／2）

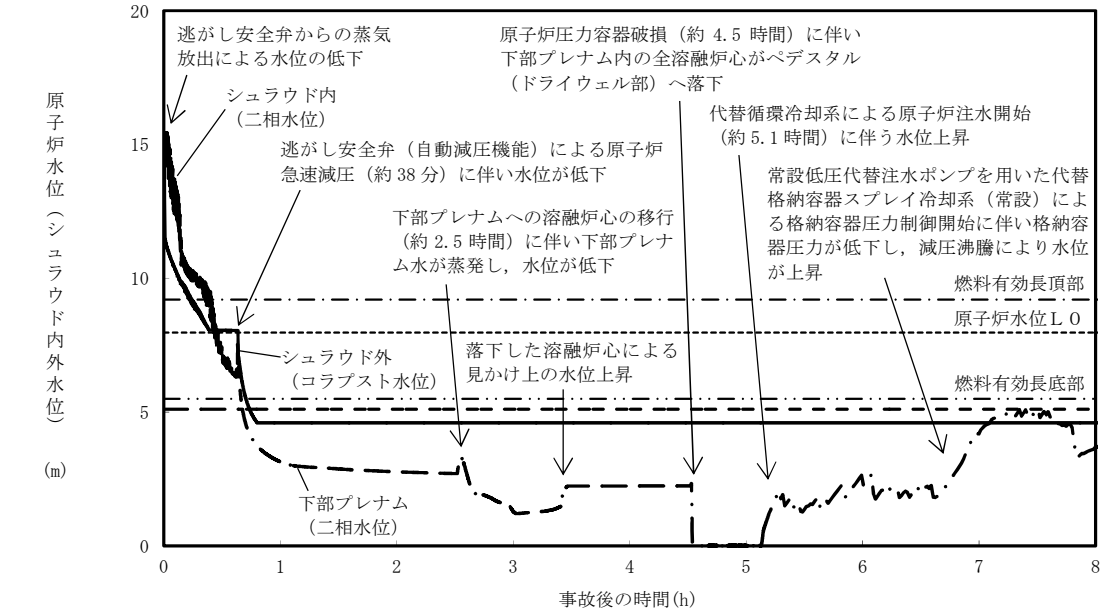
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 25 124 167	備考
					▽約 2.7 時間 原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃到達 ▽約 4.5 時間 原子炉圧力容器破損 ▽格納容器圧力 低下から 30 分後 ▽約 124 時間 格納容器内酸素濃度 3.5vol％（ドライ条件）到達 ▽約 167 時間 格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件）到達	
原子炉圧力容器破損の判断	【1人】 A	－	－	●原子炉圧力容器破損の判断 ●溶融炉心の堆積量確認	破損判断パラメータ（格納容器下部水温）の継続監視 5 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	1 分 適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水・水位制御操作	1 分 注水開始後，水位制御を継続	解析上では，約10分以上の間隔でペデスタル水位が変動するが，実運用上では崩壊熱相当の注水量に変更することで可能な限り連続注水する手順とし，並行した操作を極力減らすこととする
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	流量調整及び原子炉注水開始後，適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作	適宜実施	解析上では，約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが，実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし，並行した操作を極力減らすこととする
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分	解析上考慮しない 事象発生後約25時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない 炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し，モニタ指示を確認しながら作業を行う
可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	－	－	【6人】 c～h	●可搬型窒素供給装置起動操作	155 分 可搬型窒素供給装置起動後 適宜状態監視	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2人（参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油	90 分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
				●可搬型窒素供給装置への給油	適宜実施	
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D	10人 a～j 及び参集2人			

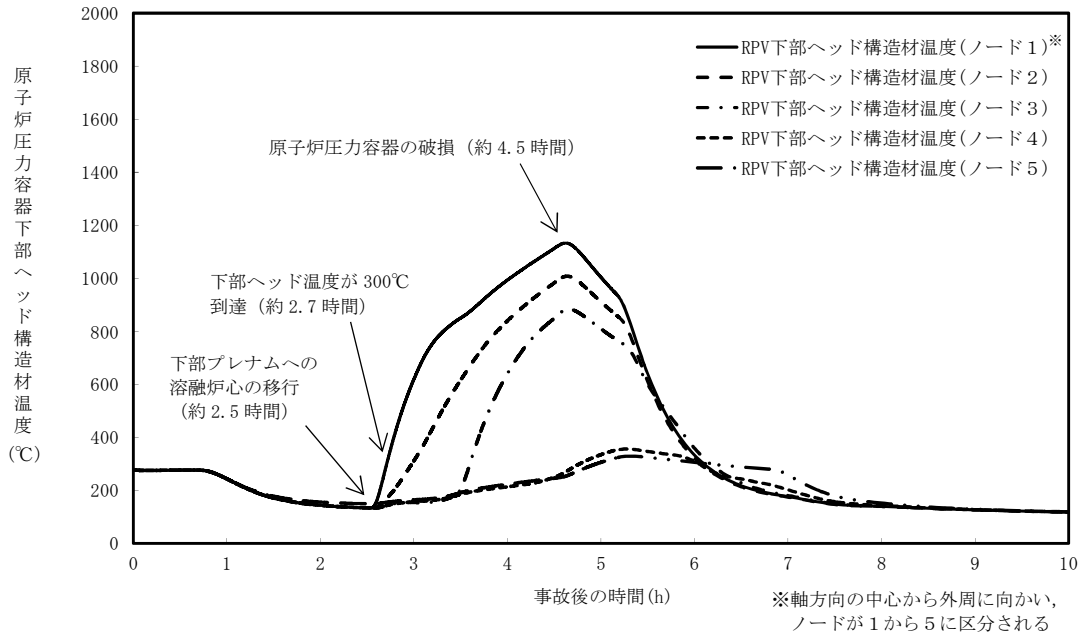
第 7.2.2－3 図　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の作業と所要時間（2／2）



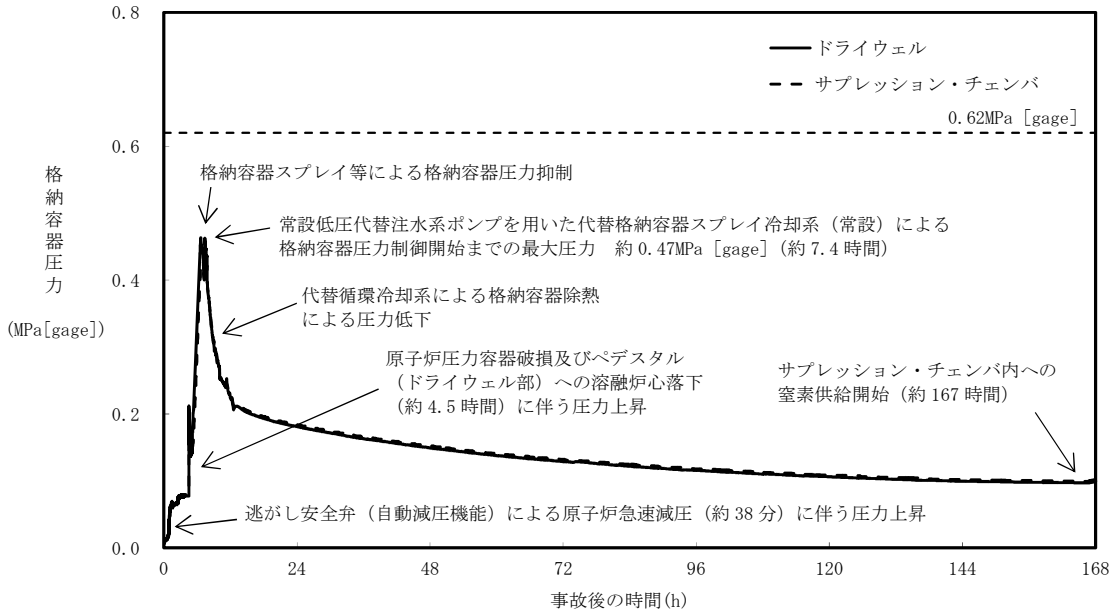
第 7.2.2－4 図　原子炉圧力の推移



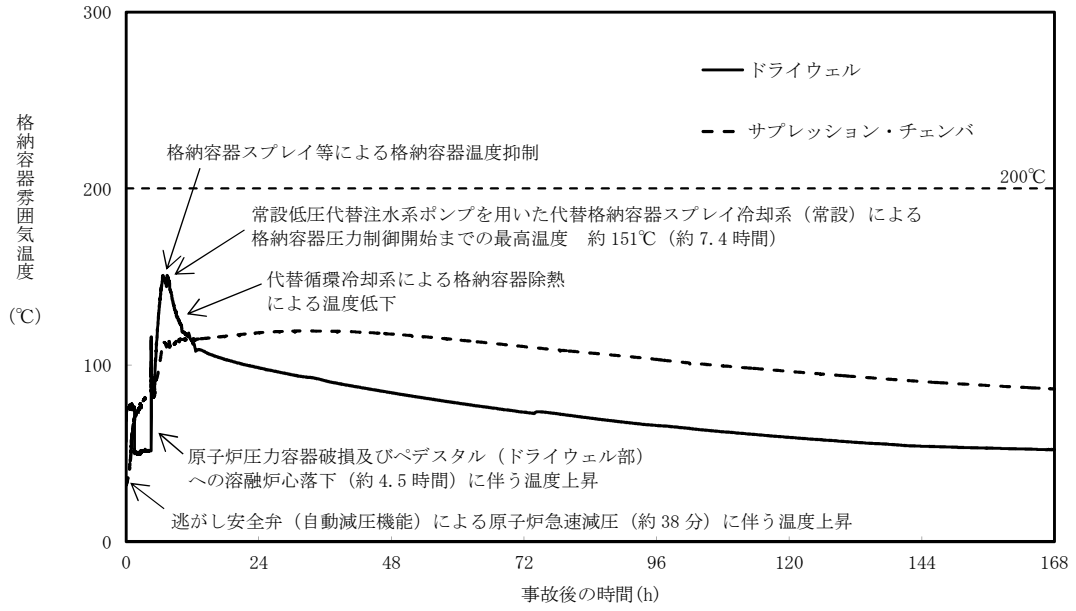
第 7.2.2－5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



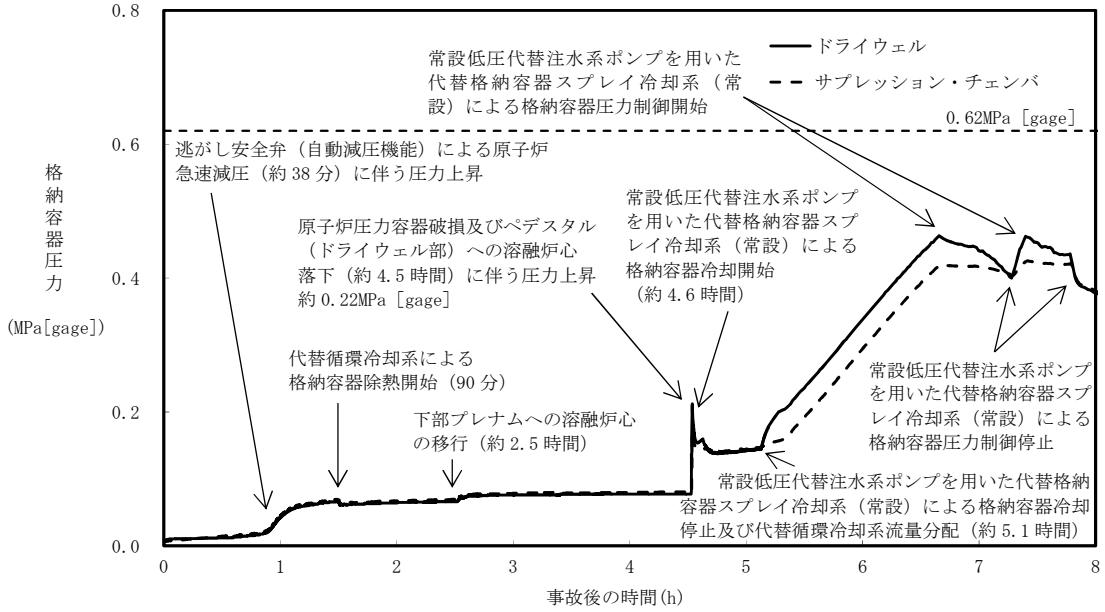
第 7.2.2－6 図　原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移



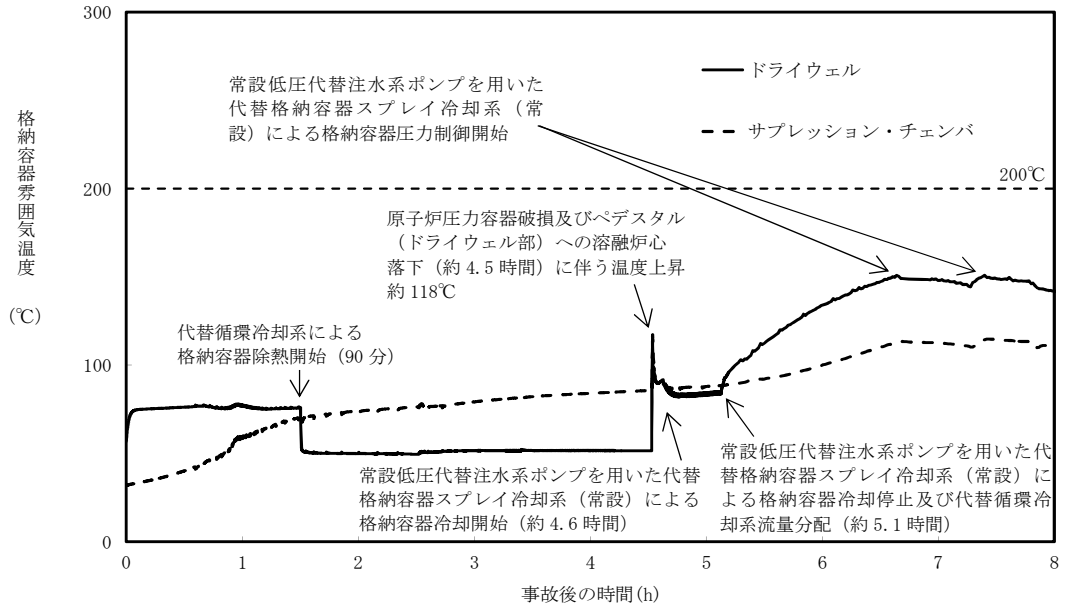
第 7.2.2－7 図　格納容器圧力の推移



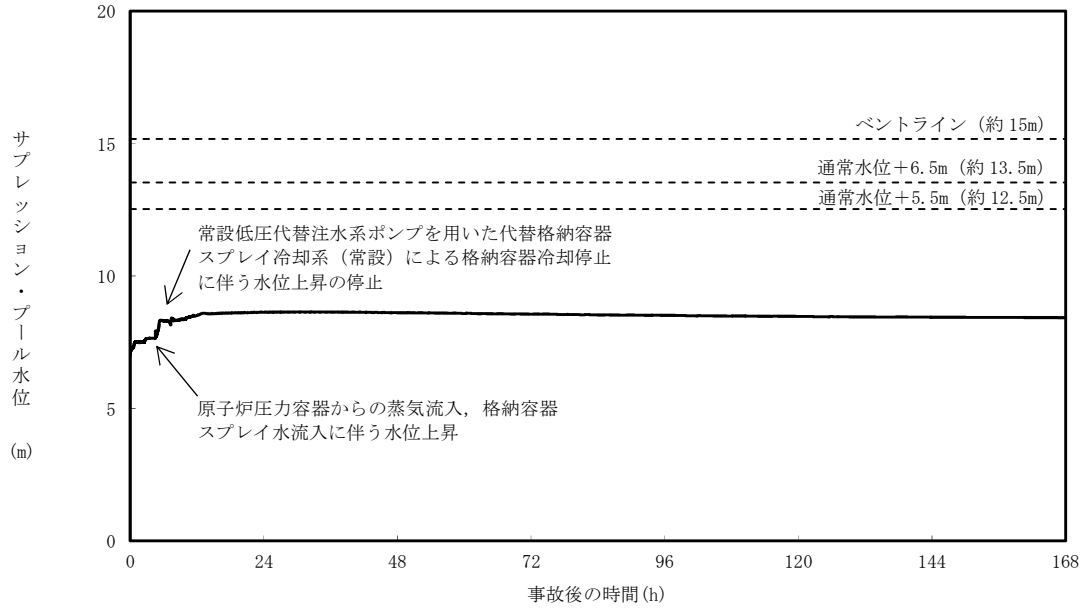
第 7.2.2－8 図　格納容器雰囲気温度の推移



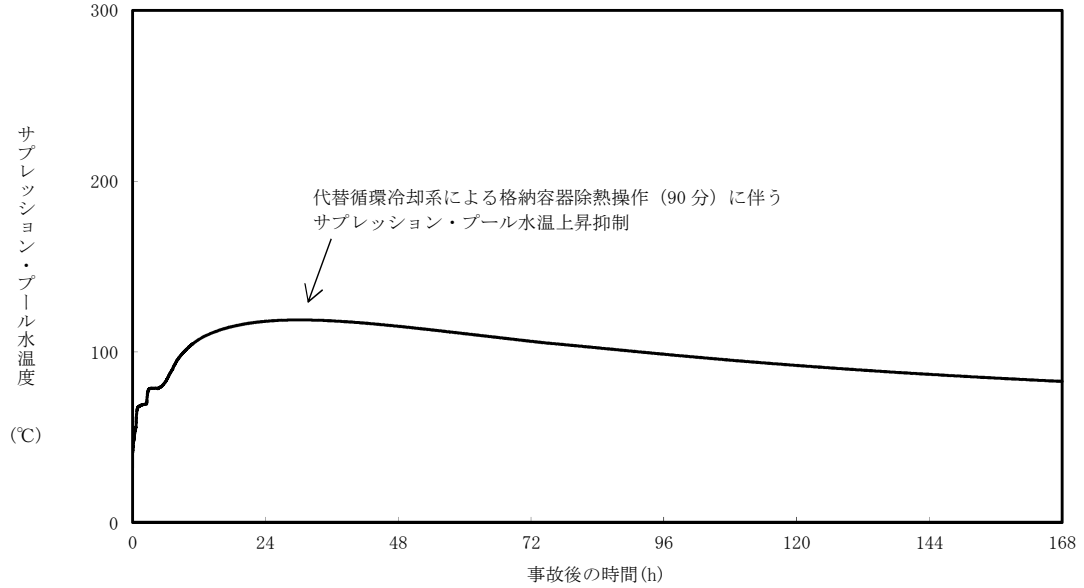
第 7.2.2－9 図　格納容器圧力の推移（～8 時間）



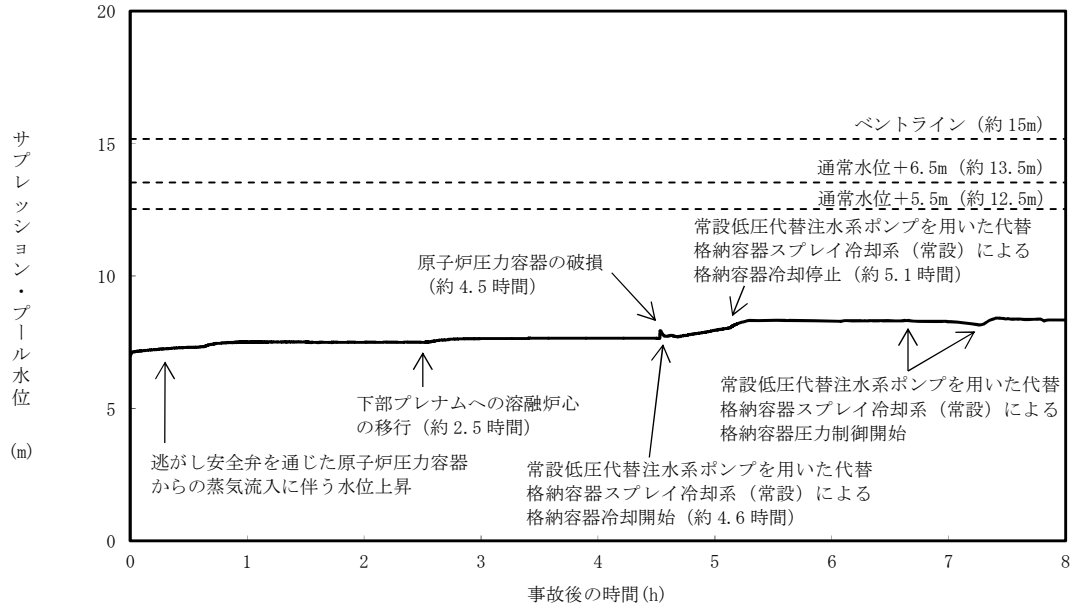
第 7.2.2－10 図　格納容器雰囲気温度の推移（～8 時間）



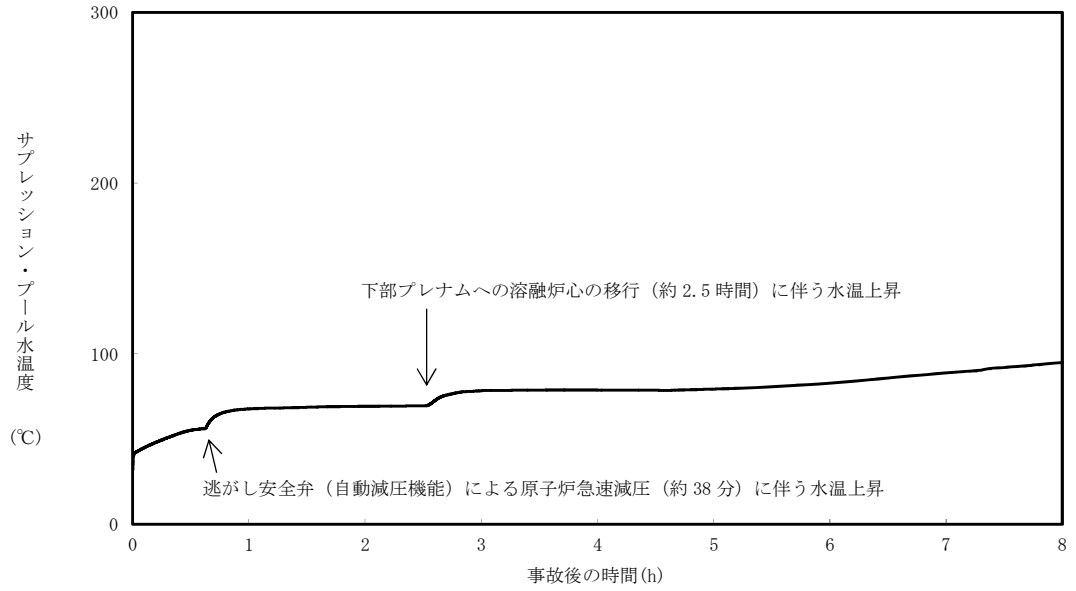
第 7.2.2－11 図　サプレッション・プール水位の推移



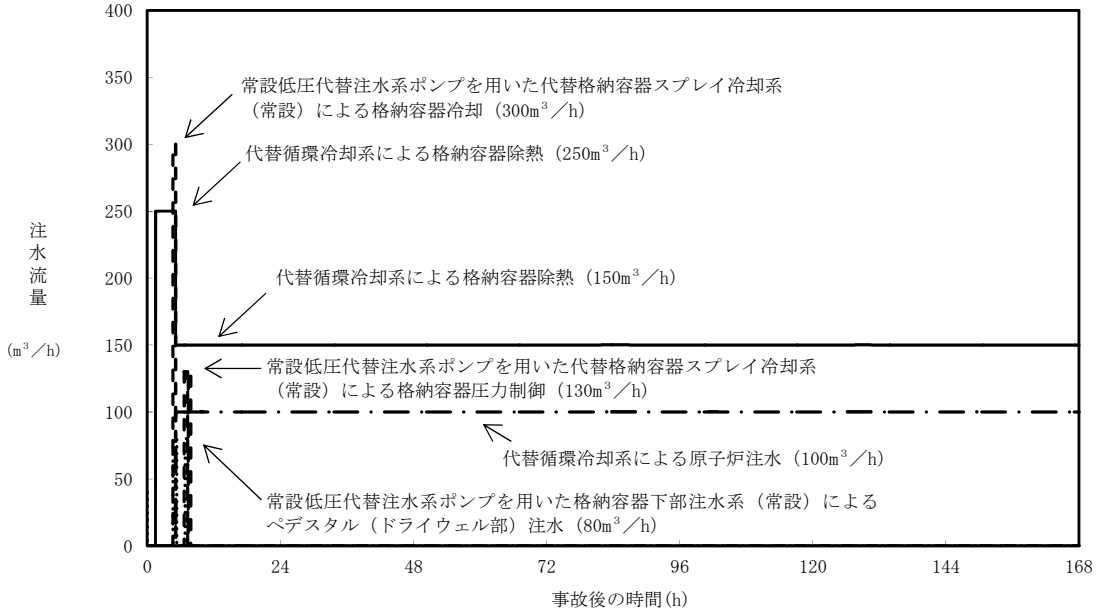
第 7.2.2－12 図　サプレッション・プール水温度の推移



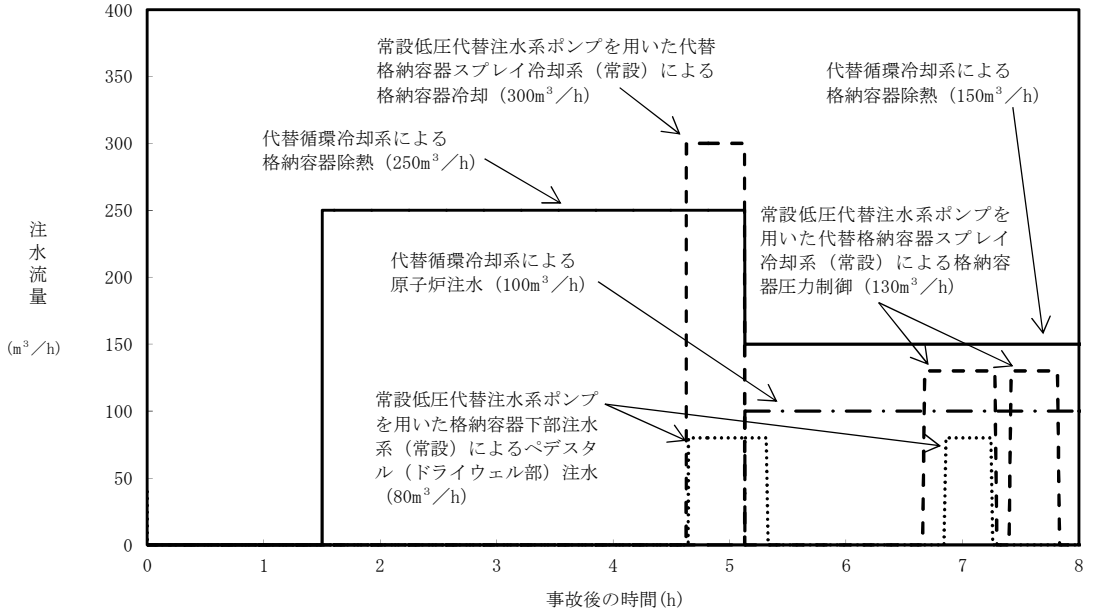
第 7.2.2－13 図　サプレッション・プール水位の推移（～8 時間）



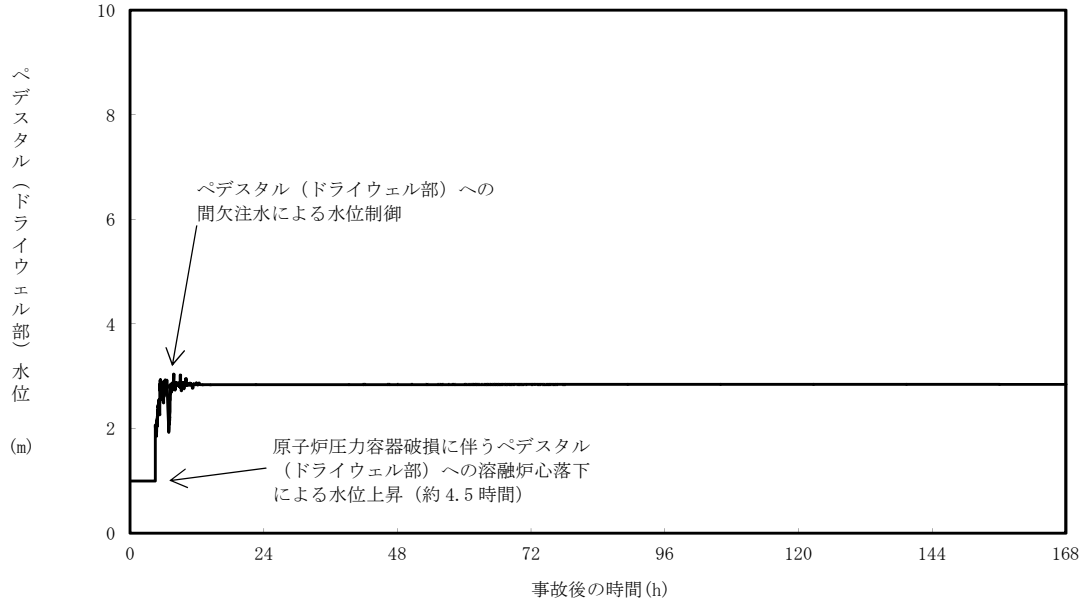
第 7.2.2－14 図　サプレッション・プール水温度の推移（～8 時間）



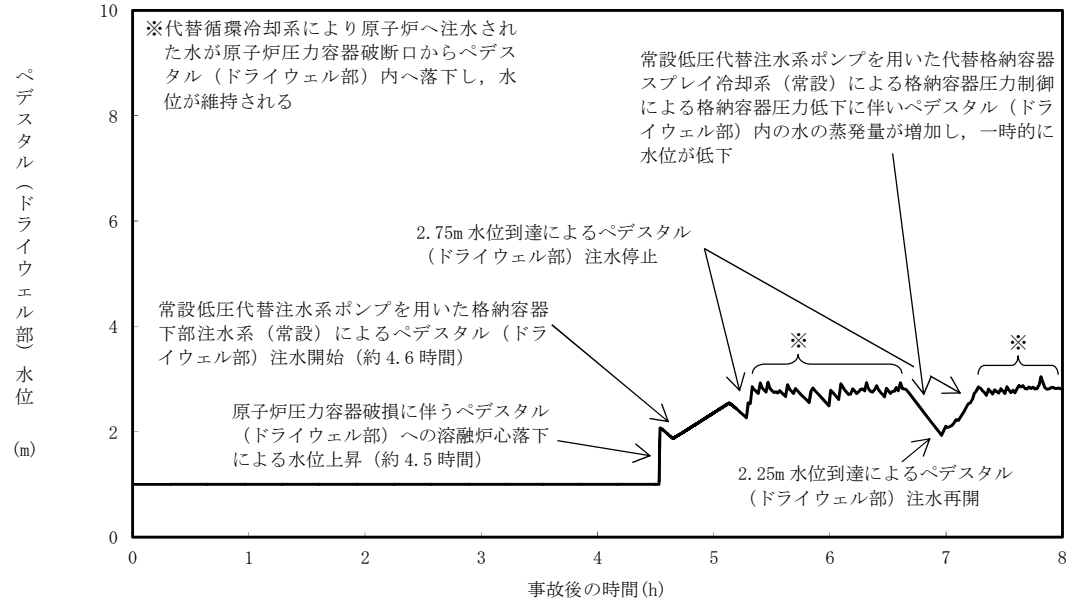
第 7.2.2－15 図　注水流量の推移



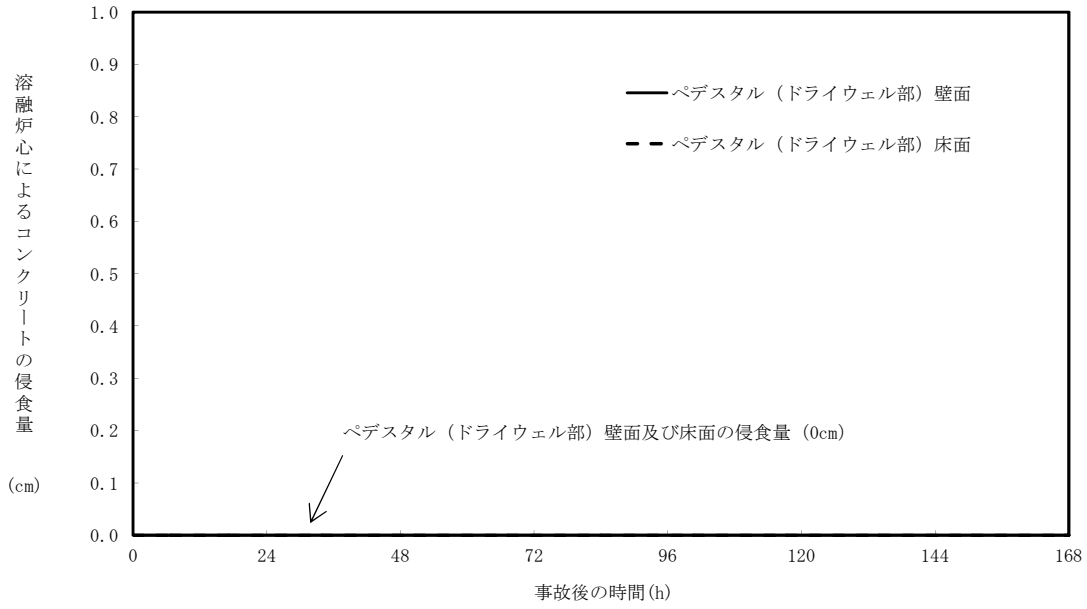
第 7.2.2－16 図　注水流量の推移（～8 時間）



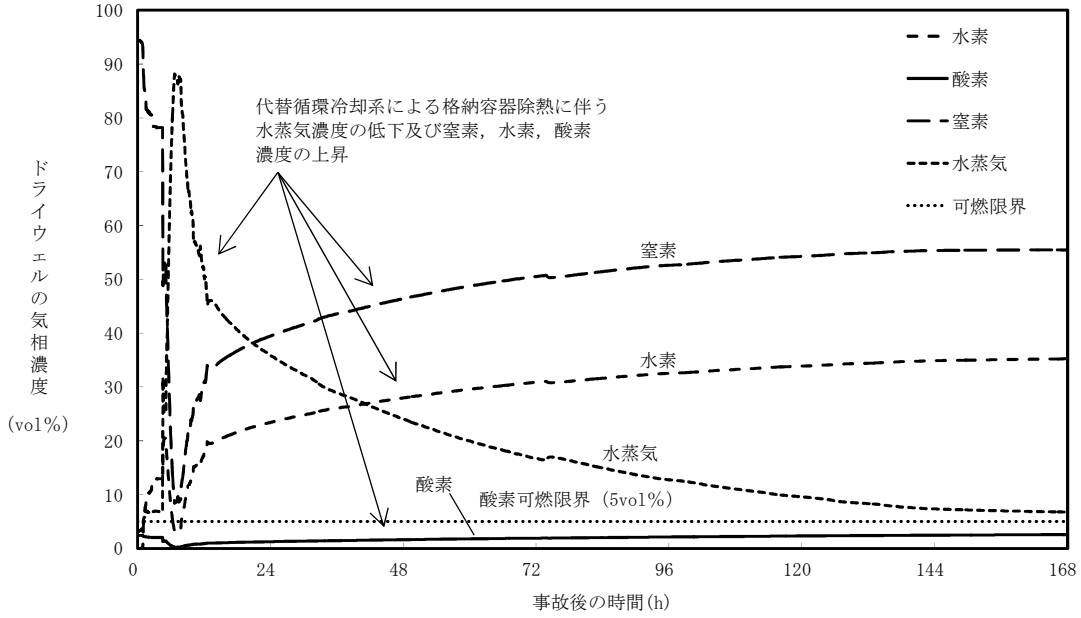
第 7.2.2－17 図　ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移



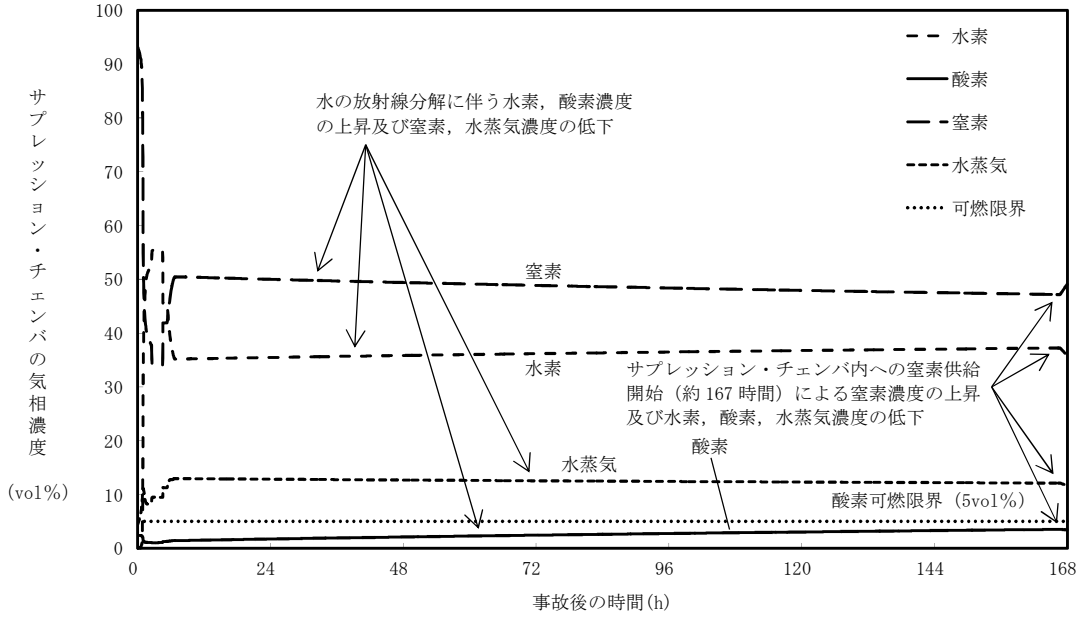
第 7.2.2－18 図　ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移（～8 時間）



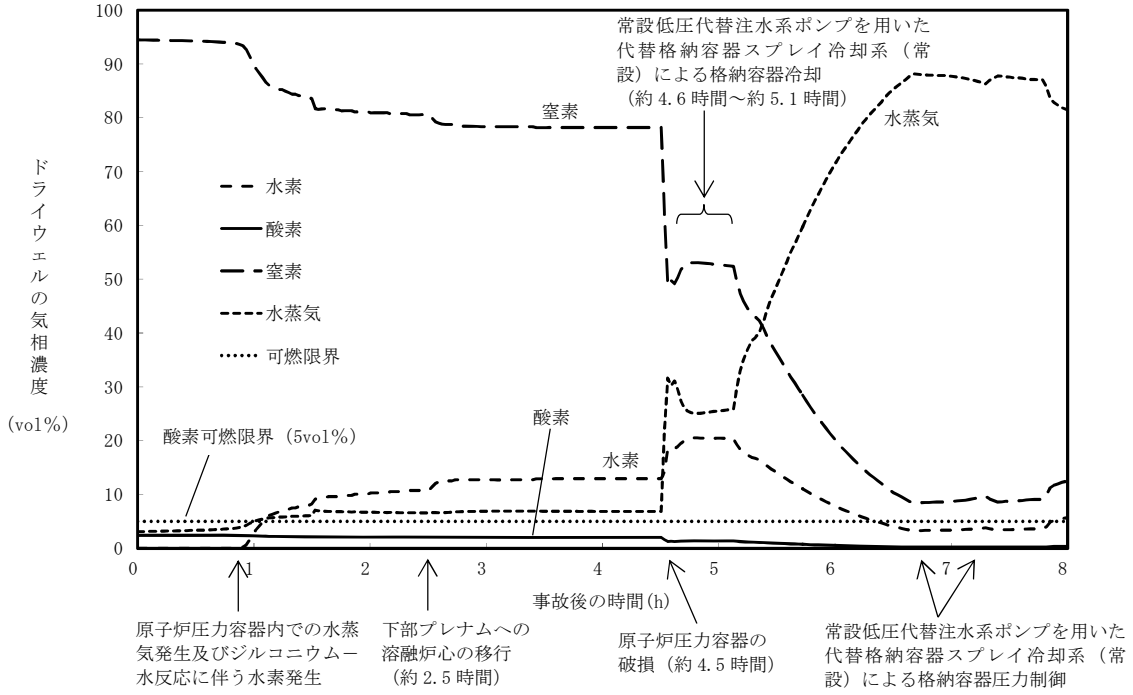
第 7.2.2－19 図　ペデスタル（ドライウェル部）の
壁面及び床面のコンクリート侵食量の推移



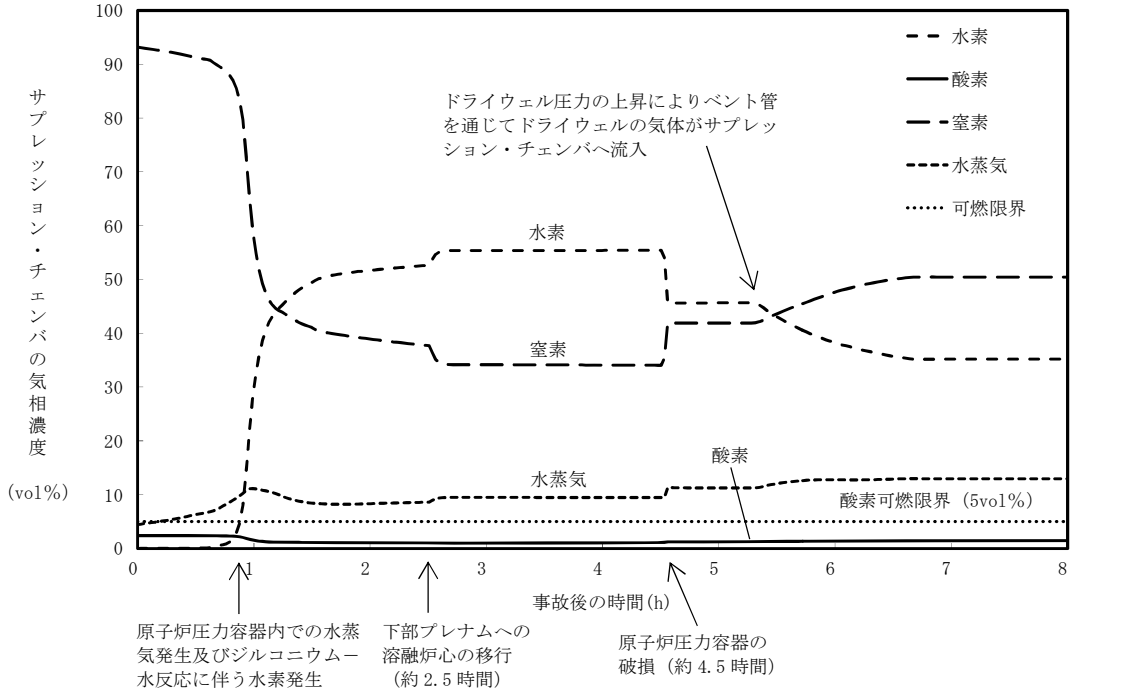
第 7.2.2－20 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）



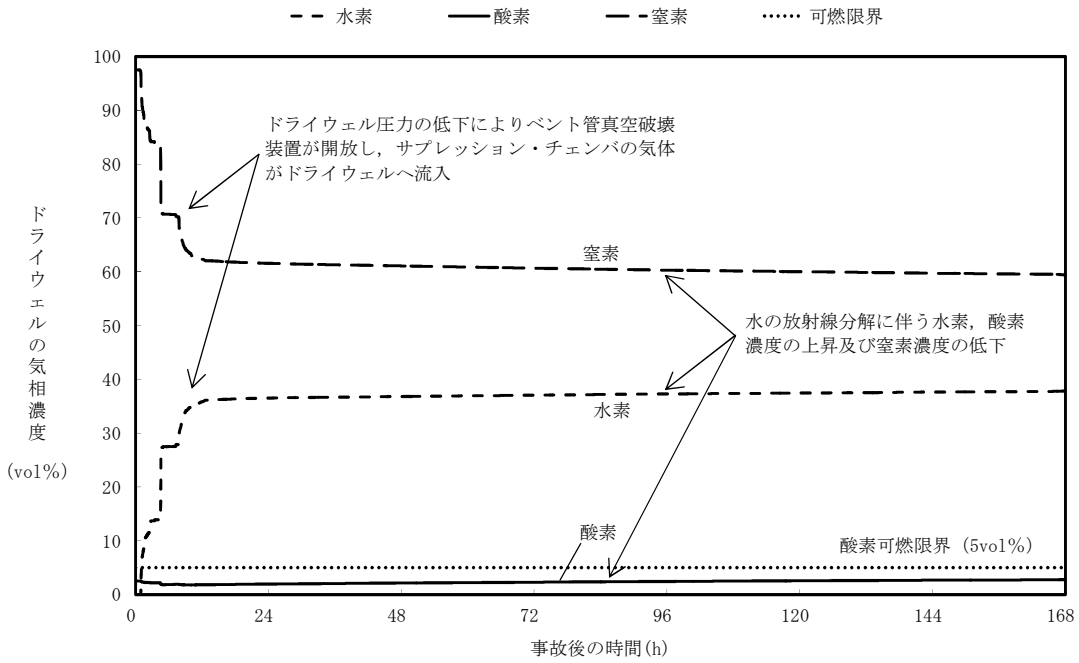
第 7.2.2－21 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）



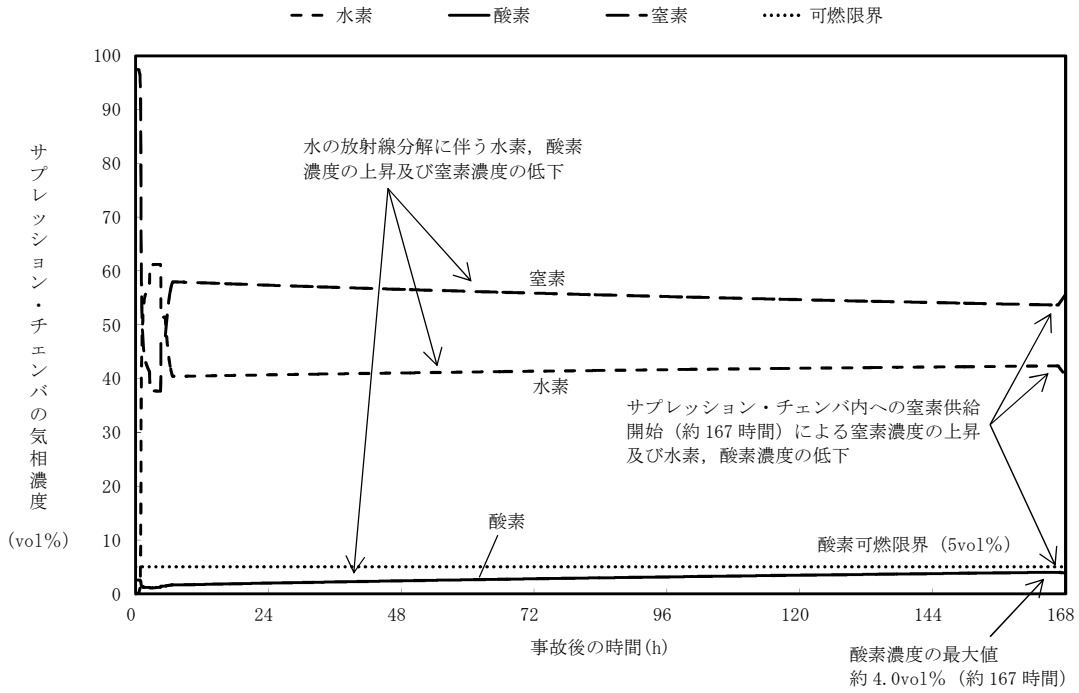
第 7.2.2－22 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）
（～8 時間）



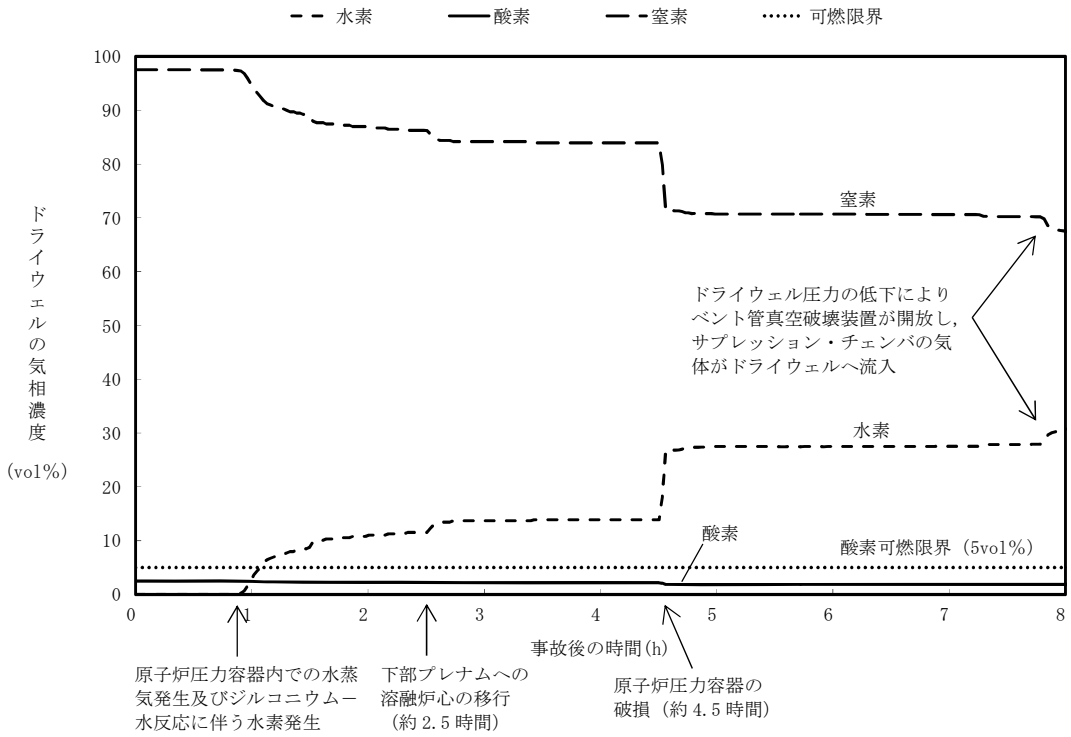
第 7.2.2－23 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）
（～8 時間）



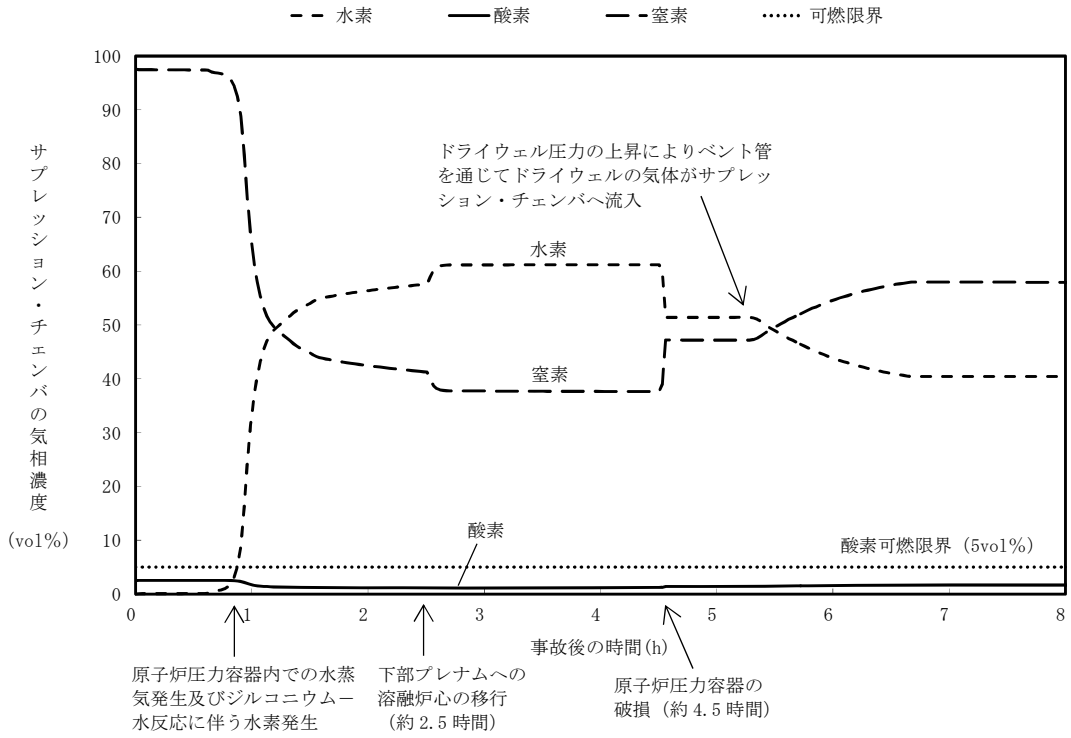
第 7.2.2－24 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



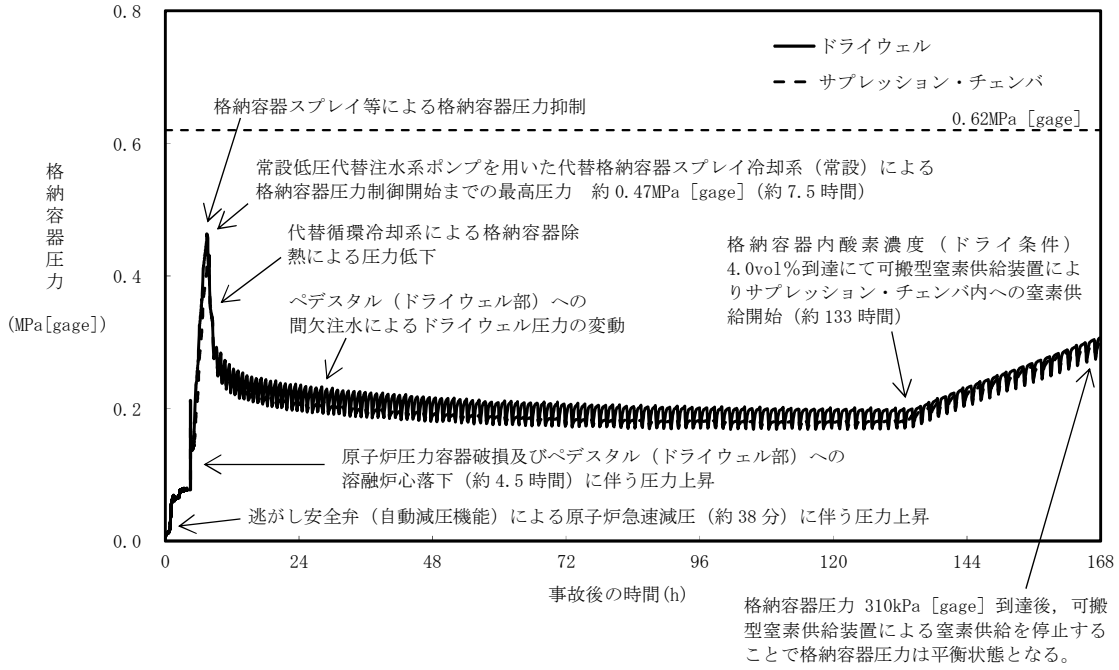
第 7.2.2－25 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）



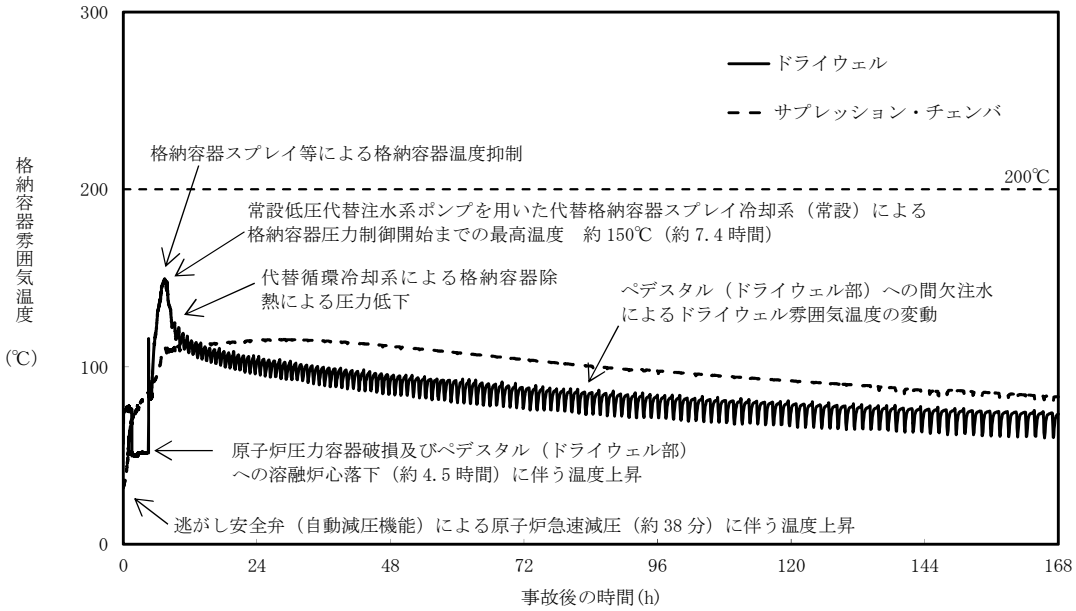
第 7.2.2－26 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）
（～8 時間）



第 7.2.2－27 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）
（～8 時間）



第 7.2.2－28 図　原子炉圧力容器破損後に原子炉注水しない場合の
格納容器圧力の推移



第 7.2.2－29 図　原子炉圧力容器破損後に原子炉注水しない場合の
格納容器雰囲気温度の推移

7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

7.2.3.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ，ＴＢＤ及びＬＯＣＡである。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合には構造物が破壊され格納容器の破損に至る。

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については，これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は，溶融炉心が水中に落下し，細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し，そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に，瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象である。細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり，何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。ペデスタル（ドライウェル部）に張られた水は準静的であり，外乱が加わる要素は考えにくい。このことから，実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

また，水蒸気爆発とは別に，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇（以下「圧力スパイク」という。）が発生する。

上記のとおり，現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから，本評価では，圧力スパイクについてその影響を評価する。

したがって，本格納容器破損モードでは，ペデスタル（ドライウェル部）の水位を約1mに維持し，溶融炉心からペデスタル（ドライウェル部）のプール水への伝熱による，水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより，格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保するとともに，長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，格納容器の破損を防止する。

さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素供給することによって，格納容器の破損を防止する。

本格納容器破損モードに対する有効性を評価するためには，原子炉圧力容器が破損した時点及びその後のプラント状態を評価する必要があることから，原子炉圧力容器破損までは原子炉への注水を考慮しないものとする。一方，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため，原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって本評価では，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対

策及び手順を整備することから，これを考慮した有効性評価を実施することとする。また，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について評価することとする。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは，ペデスタル（ドライウェル部）への溶融炉心の落下を想定する。この状況では，ペデスタル（ドライウェル部）における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から，ペデスタル（ドライウェル部）に水プールが存在することから，溶融炉心落下時にはペデスタル（ドライウェル部）に水が張られた状態を想定する。なお，この水張り水位は，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して約1mとしており，ペデスタル（ドライウェル部）の水位を約1mに維持する手段を整備する。

また，原子炉圧力容器の下部から落下する溶融炉心の冷却の観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水手段を整備する。

さらに，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，緊急用海水系による海水通水手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。

また，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備する。

本格納容器破損モードの防止及びその他の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の「7.2.2.1(3) 格納容器破損防止対策」と同様である。対策の概略系統図及び対応手順の概要は「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第7.2.2－1図及び第7.2.2－2図である。また，重大事故等対策の手順と設備との関係は，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第7.2.2－1表である。

7.2.3.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＶとし，ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，事象進展が早い過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）」である。

「6.2.2.1(3) 評価事故シーケンスの選定」に示すとおり，プラント損傷状態の選定では，溶融炉心の内部エネルギの観点でより厳しいと考えられるＴＱＵＶを選定した。一方，プラント損傷状態をＬＯＣＡとする場合，事象発生直後から原子炉冷却材が格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。この時の圧力スパイクへの影響については，解析条件のうち事故条件の不確かさとして評価する。

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

なお，本評価事故シーケンスは，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納容器破損モード及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとし，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をＴＱＵＸとしており，異なるプラント損傷状態を選定している。しかしながら，どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20％上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，これらの格納容器破損モードについては同じシーケンスで評価する。

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

よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより格納容器圧力等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本

評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件は，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度の推移を第7.2.3－1図及び第7.2.3－2図に示す。

ａ．事象進展

事象進展は「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

ｂ．評価項目等

格納容器圧力は，第7.2.3－1図に示すとおり，溶融炉心とペデスタル（ドライウェル部）の水との相互作用によって発生する圧力スパイクは約0.22MPa［gage］にとどまることから，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa［gage］）を下回る。また，格納容器雰囲気温度は，第7.2.3－2図に示すとおり，約118℃にとどまることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である200℃を下回る。これらのことから，溶融炉心とペデスタル（ドライウェル部）の水との相互作用による熱的・機械的荷重は格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

本評価では，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)，(6)及び(7)に示す評価項目並びにペデスタル（ドライウェル部）

に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態維持については，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において確認している。また，(8)の評価項目については，「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において確認している。

7.2.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り，溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）の水中に落下して大きいエネルギを発生することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作とする。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下速度，細粒化量及びプール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。本評価事故シーケンスの評価では，溶融炉心の落下速度，細粒化量の不確かさに対して，エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価を実施する。なお，プール水とデブリ粒子の伝熱の不確かさに対してデブリ粒子径を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

なお，これまでのＦＣＩ実験の知見からは，一部の二酸化ウラン混合物を

用いて実機条件よりも高い溶融物温度の条件の下で実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されているが，実機で想定される程度の溶融物の温度において実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例は確認されていないことから，実機条件においては格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと推定される。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，燃料棒被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認している

ことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力及び雰囲気温度制御操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている操作として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常

設）による格納容器冷却操作があるが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間はわずかであり，また，原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，原子炉圧力容器の破損判断パラメータである格納容器下部水温計の指示を継続監視することで，原子炉圧力容器破損を速やかに判断可能であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを起点とした運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

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

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価

結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認しており，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による格納容器圧力上昇に与える影響はほぼないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により，最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及び

デブリ粒子径の感度解析により，ＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型格納容器プラントにおいては原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。このうち，ＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントおいては，最も感度のあるエントレインメント係数について感度解析を行った結果，第7.2.3－3図及び第7.2.3－4図に示すとおり，エントレインメント係数を変化させた場合においても原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響が小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.2－2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd／tに対して最確条件は33GWd／t以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時

間に与える影響はない。

初期条件の外部水源の温度は，解析条件の35℃に対して最確条件は35℃以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，ペデスタル（ドライウェル部）への注水温度がおおむね低くなるが，注水温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，大破断ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の放出量が増加することにより原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は早まるが，操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd／tに対して最確条件は33GWd／t以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，溶融炉心の持つエネルギが小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の外部水源の温度は，解析条件の35℃に対して最確条件は35℃以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，

ペデスタル（ドライウェル部）への注水温度がおおむね低くなり，原子炉圧力容器破損時のペデスタル（ドライウェル部）のプール水温度が低くなるが，ペデスタル（ドライウェル部）のプール水温度が低い場合は，顕熱によるエネルギの吸収量が多くなり，潜熱で吸収するエネルギが相対的に減少し，圧力スパイクに寄与する水蒸気発生量が低下することで格納容器圧力の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。事故条件について，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを評価するに当たり，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。感度解析は，事故シーケンスを「大破断ＬＯＣＡ＋注水機能喪失」とし，本評価事故シーケンスの解析条件と同様，電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなることを考慮したものである。その結果，第7.2.3－5図に示すとおり，事象発生から約3.3時間後に原子炉圧力容器破損に至り，圧力スパイクの最大値は約0.20MPa［gage］となったが，圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり，評価項目である最高使用圧

力の2倍（0.62MPa［gage］）以下であることから，評価項目を満足する。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，事象発生90分後に開始することとしているが，余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，緊急用海水系の準備期間を考慮して設定したものであり，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作は，解析上考慮していないが，操作時間として代替循環冷却系による格納容器除熱操作実施から24分後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器破損までに事象発生から約4.5時間の時間余裕があり，実態の操作時間は想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，緊急用海水系の操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作時間は想定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については，格納容器除熱開始までの時間は事象発生から90分あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉圧力容器破損に至るまでの時間は事象発生から約4.5時間であり，約3時間の時間余裕がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作については，事象発生から90分後の代替循環冷却系による格納容器除熱操作実施に対し，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.5時間ある。操作時間は約24分間であることから，操作完了後の排水時間5分を考慮しても，操作遅れに対して約2.5時間程度の時間余裕がある。

(4)　まとめ

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

なお，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について感度解析を実施しており，評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。

7.2.3.4　必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから，必要な要員及び資源の評価は「7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。

7.2.3.5　結　論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合には構造物が破壊され格納容器が破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する格納容器破

損防止対策としては，ペデスタル（ドライウェル部）の水位を約 1m に維持する手段を整備している。

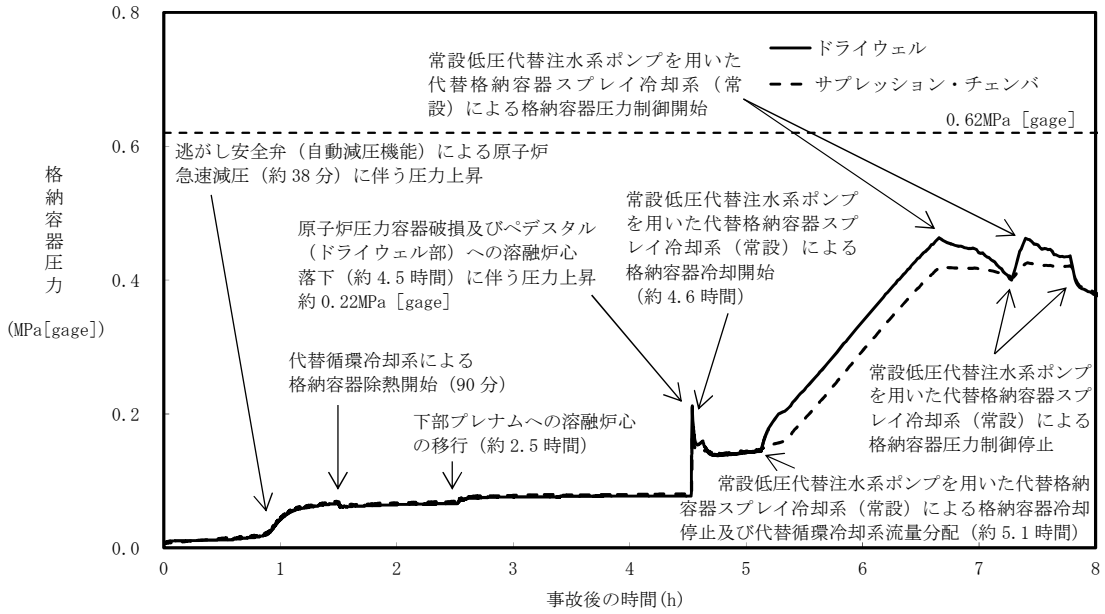
格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）」について，有効性評価を行った。

上記の場合には，溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下することで圧力スパイクが発生するが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa［gage］）を下回るため，格納容器バウンダリの機能は維持される。また，安定状態を維持できる。

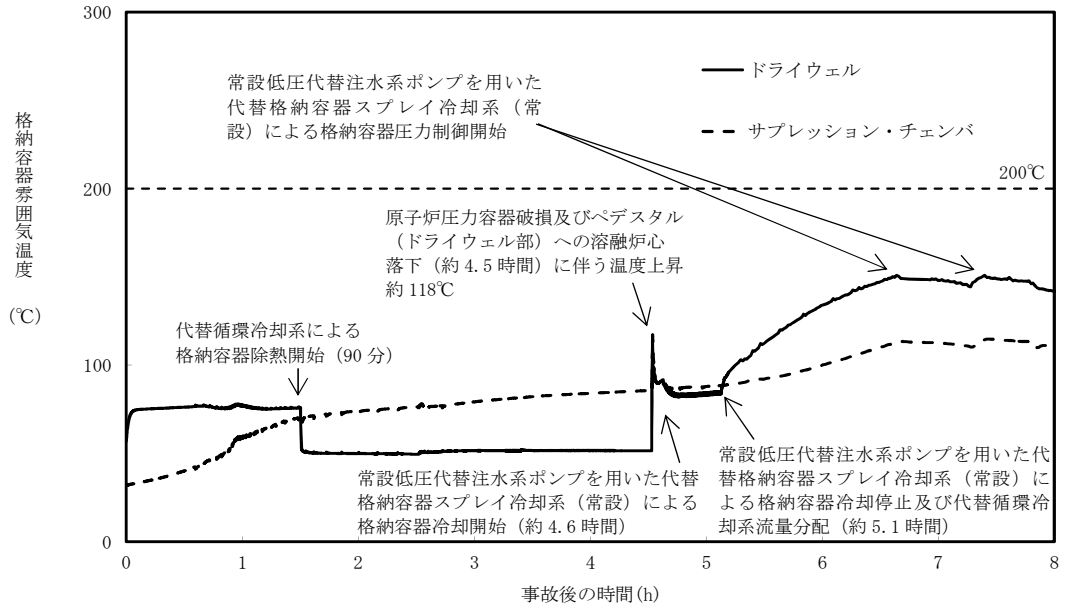
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7日間以上の供給が可能である。

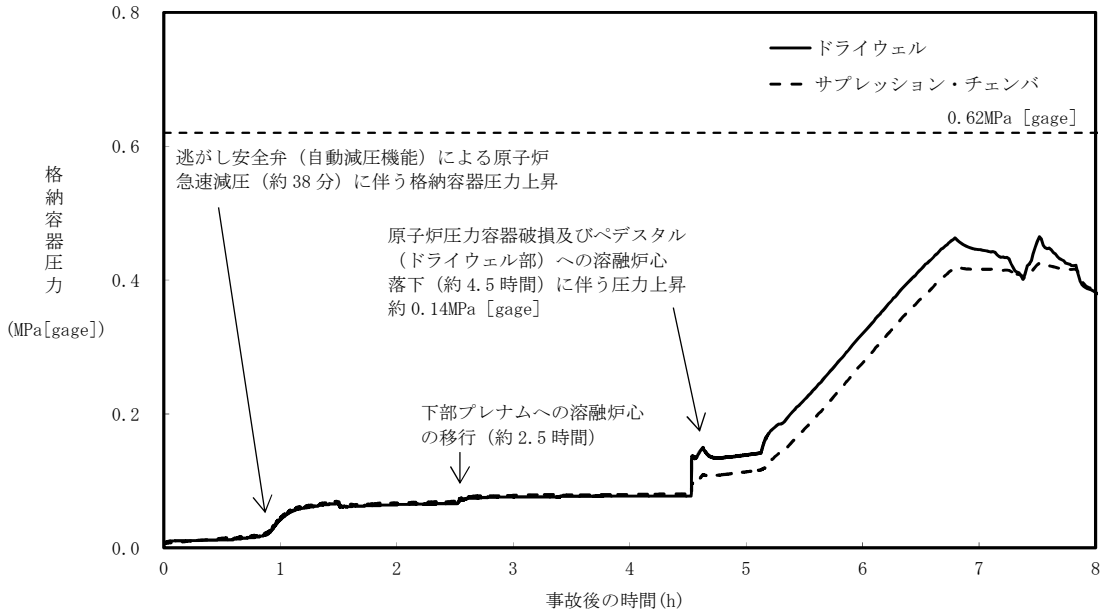
以上のことから，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。



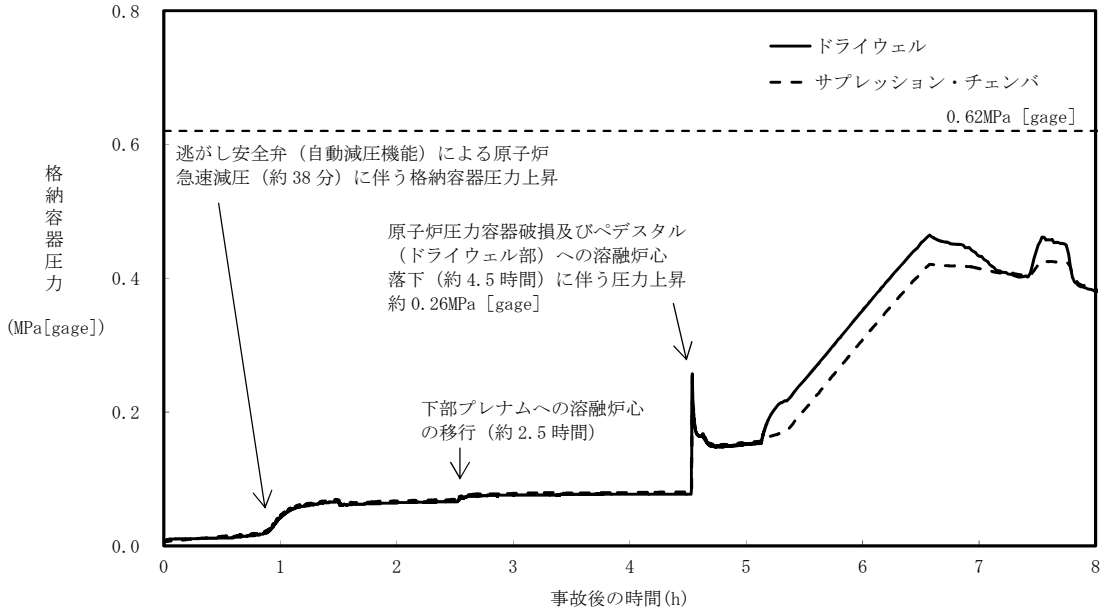
第 7.2.3－1 図　格納容器圧力の推移



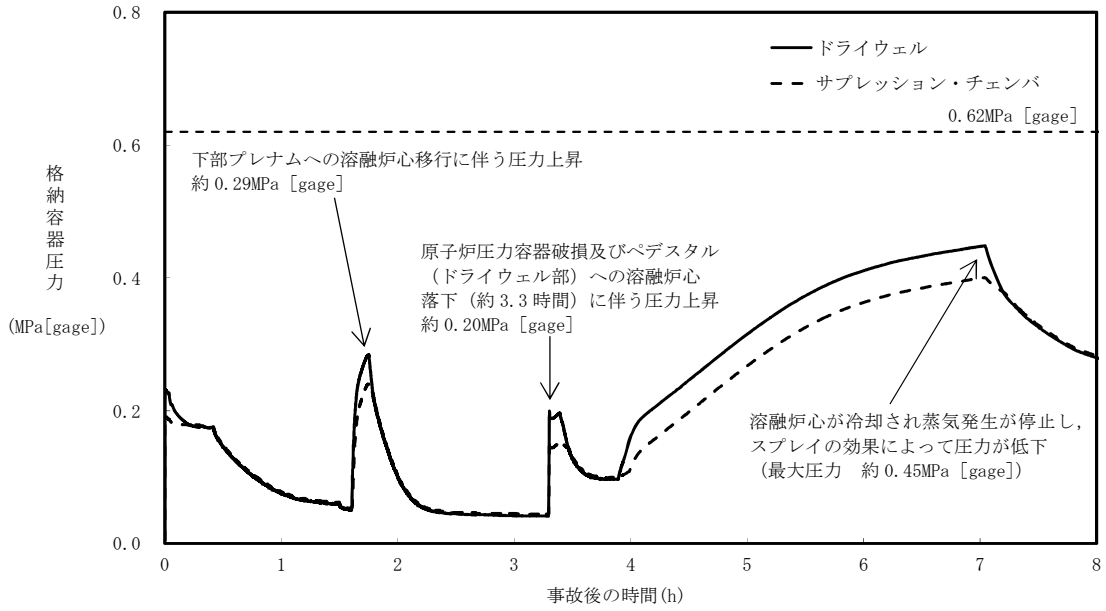
第 7.2.3－2 図　格納容器雰囲気温度の推移



第 7.2.3－3 図　エントレインメント係数を最小値とした場合の
格納容器圧力の推移



第7.2.3－4図　エントレインメント係数を最大値とした場合の
格納容器圧力の推移



第7.2.3－5図　起因事象をＬＯＣＡとした場合の格納容器圧力の推移

7.2.4　水素燃焼

7.2.4.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，確率論的リスク評価の結果からは抽出されない。このため，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「水素燃焼」の観点で評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定する。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解，金属腐食，溶融炉心・コンクリート相互作用等により発生する水素によって格納容器内の水素濃度が上昇し，水の放射線分解により発生する酸素によって格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内の水素と酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ，格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化及び格納容器内への窒素供給によって，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に維持し，格納容器の破損を防止する。また，溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生に対しては「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」のとおり，コリウムシールドの設置及びペデスタル（ドライウェル部）への注水によって水素発生を抑制する。

なお，格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol％以下又は酸素濃度が 5vol％以下であれば爆轟を防止できると判断されるが，東海第二発電所において重大事故が発生した場合，ジルコニウムー水反応によって水素濃度は 13vol％を大きく上回る。このため，本格納容器破損モー

ドによる格納容器の破損を防止する上では，酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化及び可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給により，水素燃焼による格納容器破損を防止する。

「7.2.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり，格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，格納容器破損防止対策は「7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。

7.2.4.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち，格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスである「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

この事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスと同じであることから，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替

循環冷却系を使用する場合」と同じ評価事故シーケンスとした。また，評価事故シーケンスを「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は，「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」では格納容器圧力逃がし装置に期待することで，格納容器内の気体が排出され，水素及び酸素の絶対量が減少することで，格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器破損，放射線水分解等による水素・酸素発生，原子炉圧力容器内ＦＰ挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，スプレイ冷却，放射線水分解等による水素・酸素発生並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における格納容器内ＦＰ挙動が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，格納容器内の気相濃度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷

（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の条件は「7.2.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。この他に，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 7.2.4－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a) 初期酸素濃度

格納容器の初期酸素濃度は，保安規定の運転上の制限における上限の 2.5vol％（ドライ条件）とする。

ｂ．事故条件

(a) 炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量

炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は，全炉心内のジルコニウム量の 75％が水と反応した場合と解析コードＭＡＡＰの評価結果であるジルコニウム－水反応量（約 10.1％）を比較し，水素発生量が少ない解析コードＭＡＡＰの評価結果を用いた。これは，重大事故が発生した場合，ジルコニウム－水反応によって水素濃度は 13vol％を大きく上回ること及び格納容器内の水素濃度が低い場合，相対的に酸素濃度は高くなることから，酸素濃度の上昇による可燃限界到達の観点で厳しいシーケンスとなるためである。

(b) 水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は，解析コードＭＡＡＰで得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで，水素及び酸素の発生割合（Ｇ値（100eV 当たりの分子発生量），以下「Ｇ値」という。）は，それぞれ 0.06，0.03 とする。また，原子炉冷却材に

よる放射線エネルギの吸収割合は，サプレッション・プール内の核分裂生成物については，ベータ線，ガンマ線ともに 1，サプレッション・プール以外に存在する核分裂生成物についてはベータ線，ガンマ線ともに 0.1 とする。

(c)　金属腐食等による水素発生量

格納容器内の亜鉛の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素の発生量は，ジルコニウムー水反応による水素発生量に比べて少なく，また，水素の発生は，格納容器内の水素濃度を上昇させ，酸素濃度を低下させると考えられることから，金属腐食等による水素発生量は考慮しない。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の結果は「7.2.1.2.2(4) 有効性評価の結果」と同じである。この他に，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件，ドライ条件）の推移を第 7.2.4－1 図から第 7.2.4－10 図に，事象発生から 7 日間における酸素濃度の最大値と到達時間を第 7.2.4－2 表に示す。

ａ．事象進展

事象進展は「7.2.1.2.2(4) ａ．事象進展」と同じである。

上記の事象進展に伴い，主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に，全炉心のジルコニウム量の約 10.1%が水と反応して水素が発生し，炉心の再冠水に伴い事象発生から約 2.7 時間後にジルコニウムー水反応は

停止する。発生した水素は原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに，破断口からドライウェルに流入する。また，原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内における核分裂生成物による水の放射線分解により水素及び酸素が発生する。代替循環冷却系による格納容器除熱の開始後は，サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い，格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。事象発生から約 84 時間後に，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達し，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給操作を実施することで，格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。なお，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給は，格納容器圧力が 310kPa［gage］に到達した時点で停止する。

b．評価項目等

格納容器内の水素濃度は，事象発生直後から 13vol％を上回るが，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した時点で可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給を行うことによって，酸素濃度の最高値は約 4.0vol％（ドライ条件）にとどまることから，可燃限界である 5vol％を下回る。

その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至る可能性のある場合については，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作によって水素及び酸素を排出し，水素濃度及び酸素濃度を低減することで，安定状態を維持できる。

本評価では，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について，酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また，(7)の評価項目について，可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの蓄積によ

る(1)の評価項目への影響については，評価事故シーケンス及び格納容器破損防止対策が同じである「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。

なお，本評価は選定された評価事故シーケンスに対する，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心が落下しない場合の評価であるが，溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下した場合の水素発生の影響については，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

7.2.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「7.2.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では，格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおける，解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は，「7.2.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，「7.2.1.2.3(2) ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件」と同様であるが，本評価事故シーケンスを評価する上で，事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の初期酸素濃度は，解析条件の 2.5vol％に対して最確条件は約 1vol％～約 2vol％であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，初期酸素濃度が低くなるため，本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるため，格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給の開始時間は遅くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

事故条件の炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量は，解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 10.1％が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には水素発生量が変動する可能性があるが，本評価事故シーケンスにおいては，水素発生量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

金属腐食等による水素発生量は，最確条件とした場合には水素発生量が増加するため，本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるため，格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給

の開始時間は遅くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

事故条件の水の放射線分解によるG値は，解析条件の水素：0.06，酸素：0.03 に対して最確条件は同じであるが，G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合，格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には，格納容器圧力逃がし装置を使用し，格納容器内の気体を排出する必要がある。なお，格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等の操作については，「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」において，成立性を確認している。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の初期酸素濃度は，解析条件の 2.5vol％に対して最確条件は約 1vol％～約 2vol％であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため，本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量は，解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 10.1％が水と反応して発生する水素量に対して，最確条件は事象進展に依存するものであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，水素発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量は，運転員等操作である常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については，「7.2.1.2.3(2) b．操作

条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており，炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量に与える影響は小さい。仮に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合，第 7.2.4－11 図及び第 7.2.4－12 図に示すとおり，全炉心内のジルコニウム量の約 15.3%が水と反応し，炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量は 5 割程度増加するが，ドライ条件における酸素濃度の最大値は約 4.0vol%であり，可燃限界を下回る。また，本評価における酸素濃度と同等の値であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，仮に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が遅れた場合，第 7.2.4－13 図及び第 7.2.4－14 図に示すとおり，全炉心内のジルコニウム量の約 7.6%が水と反応し，炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量は 1 割程度減少するが，ドライ条件における酸素濃度の最大値は約 4.0vol%であり，可燃限界を下回る。また，本評価における酸素濃度と同等の値であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

金属腐食等による水素発生量は，最確条件とした場合には水素発生量が増加するため，本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の水の放射線分解によるＧ値は，解析条件の水素：0.06，酸素：0.03 に対して最確条件は同じであるが，本解析条件の不確かさとして，Ｇ値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合，格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域

となる可能性がある。その場合には，格納容器圧力逃がし装置を使用し，格納容器内の気体を排出することが可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

Ｇ値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合として，Ｇ値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いているＧ値（沸騰状態の場合，水素：0.4，酸素：0.2，非沸騰状態の場合，水素：0.25，酸素：0.125）を使用した感度解析を実施した。第 7.2.4－15 図から第 7.2.4－17 図に示すとおり，格納容器内の酸素濃度は，ドライ条件において事象発生から約 122 時間で 4.3vol％に到達するが，格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。4.3vol％（ドライ条件）到達時点で格納容器内の気体の排出操作を実施すると，水蒸気とともに非凝縮性ガスが格納容器外に押し出される。また，可搬型窒素供給設備を用いた格納容器内への窒素供給により，ドライ条件においても酸素濃度は可燃限界である 5vol％に到達しないため，水素燃焼が発生することはない。

格納容器圧力逃がし装置による対応が生じる場合，その対応フローは「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」と同じであり，格納容器圧力逃がし装置の操作が必要となる時間は，「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」よりも，本感度解析による評価結果の方が遅いことから，水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気中へのＣｓ－137 の総放出量の観点でも，本感度解析による評価結果の方が，事象発生から格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから，「7.2.1.3 代替循環冷却

系を使用できない場合」の評価結果である約 3.7TBq を超えることはなく，評価項目である 100TBq を十分に下回る。

ｂ．操作条件

本評価事故シーケンスにおける操作条件は，「7.2.1.2.3(2) ｂ．操作条件」と同様である。

(3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「7.2.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。

(4) まとめ

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

7.2.4.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，必要な要員及び資源の評価は「7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。

7.2.4.5 結 論

格納容器破損モード「水素燃焼」では，ジルコニウム－水反応等によって

発生した水素と，水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ，格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化を実施するとともに，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備している。

格納容器破損モード「水素燃焼」では，酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ，炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について，代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化及び可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給により，酸素濃度はドライ条件においても可燃限界である 5vol％以下となることから，水素燃焼に至ることはなく，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化及び可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格

納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

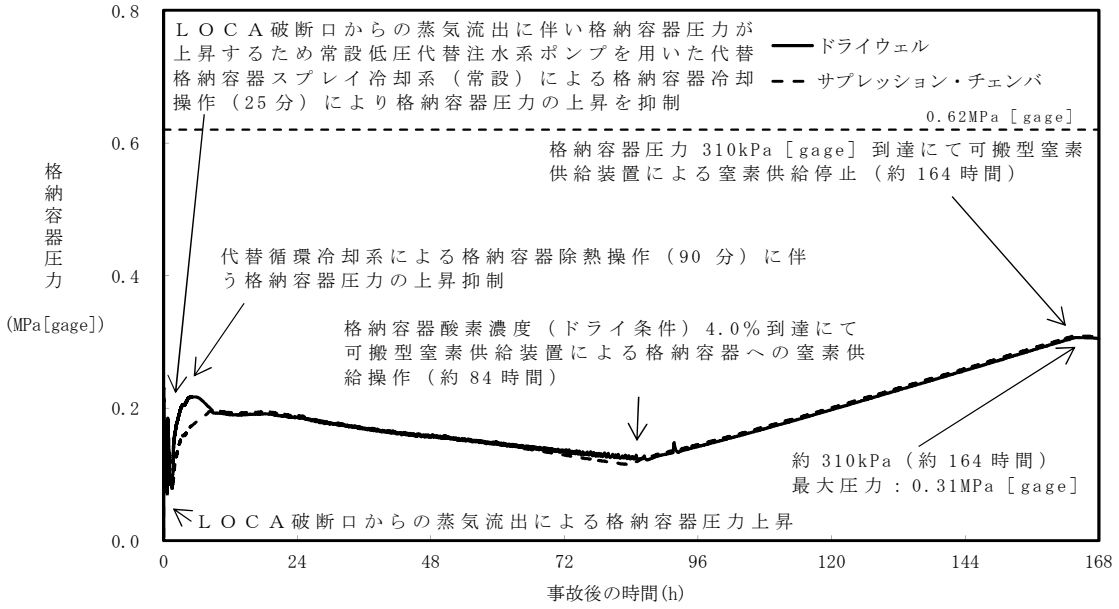
第 7.2.4－1 表　主要解析条件（水素燃焼）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	初期酸素濃度	2.5vol％	保安規定の運転上の制限における上限として設定
事故条件	炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウム量の約 10.1％が水と反応して発生する水素量	解析コードＭＡＡＰによる評価結果
	金属腐食等による水素発生量	考慮しない	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素：0.06 分子／100eV 酸素：0.03 分子／100eV	重大事故時における格納容器内の条件を考慮して設定

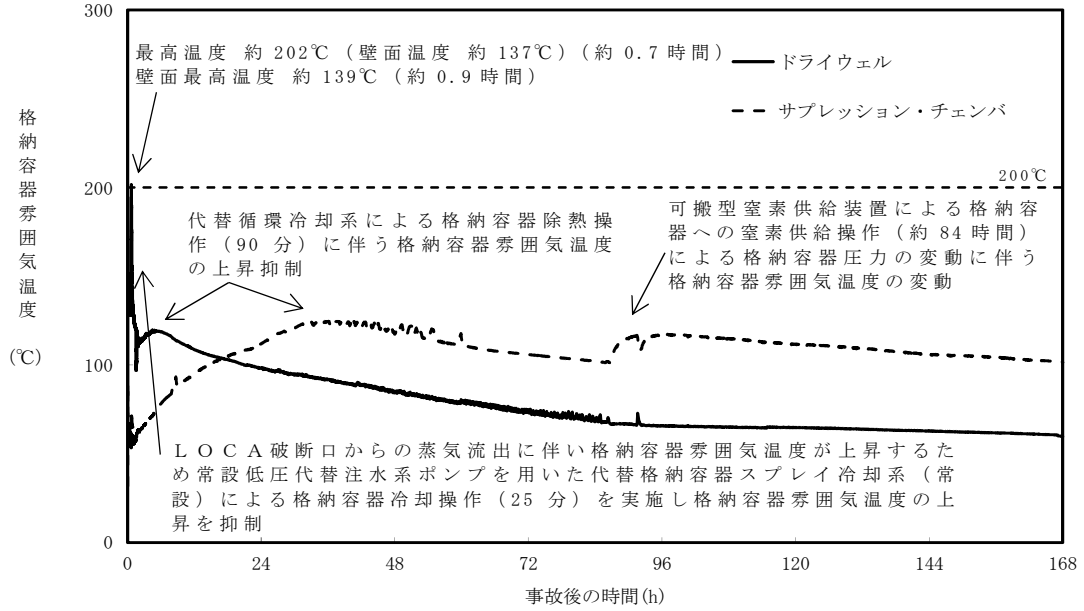
第 7.2.4－2 表　事象発生から 7 日間（168 時間）における酸素濃度の最大値及び到達時間※

	ウェット条件	ドライ条件
ドライウェル	約 2.7vol％（約 115 時間）	約 2.8vol％（約 107 時間）
サプレッション・チェンバ	約 2.5vol％（約 0.4 時間）	約 4.0vol％（約 84 時間）

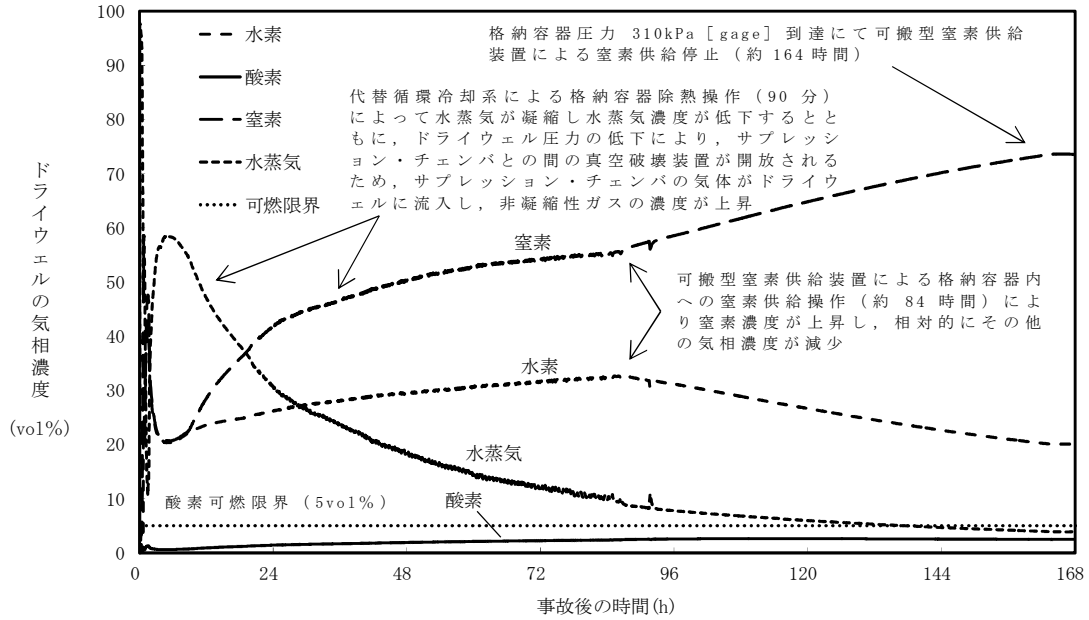
※　全炉心内のジルコニウム量の約 10.1％が反応した場合



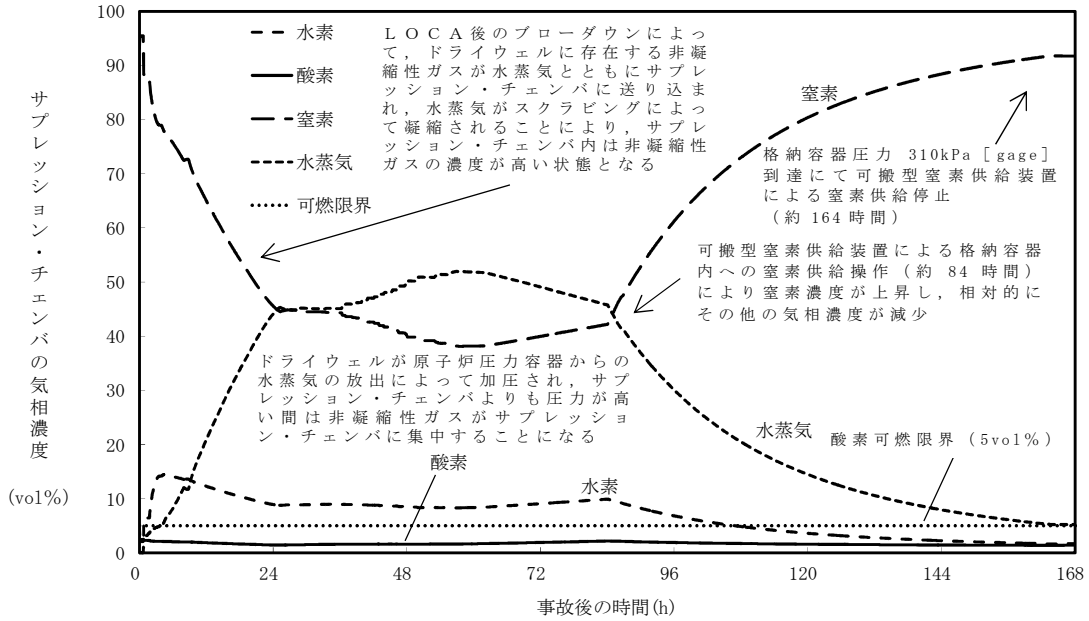
第 7.2.4－1 図　格納容器圧力の推移



第 7.2.4－2 図　格納容器雰囲気温度の推移

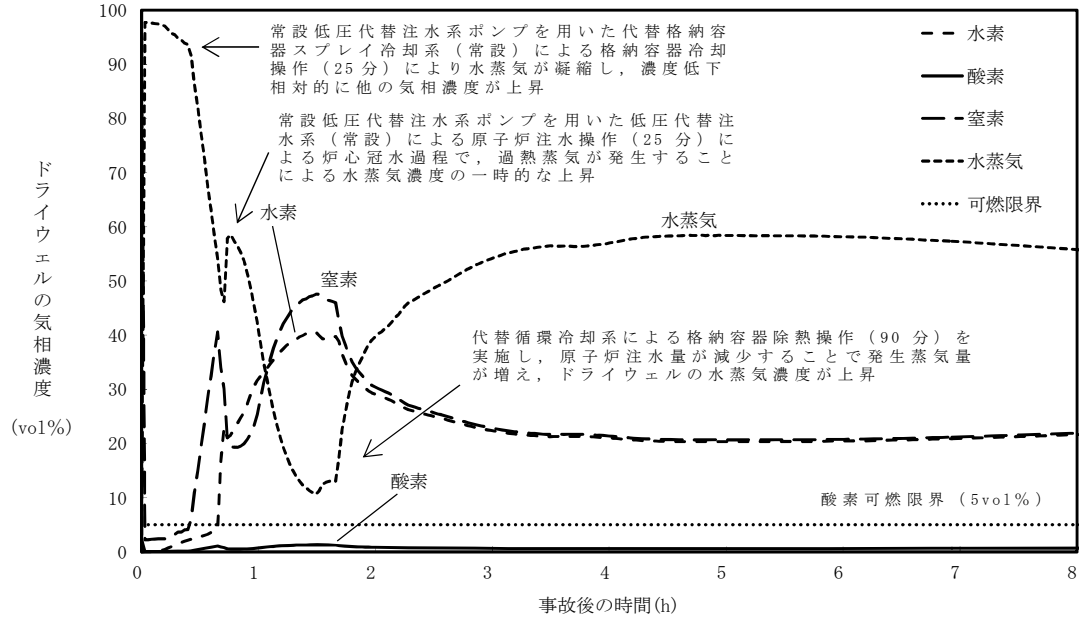


第 7.2.4－3 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）



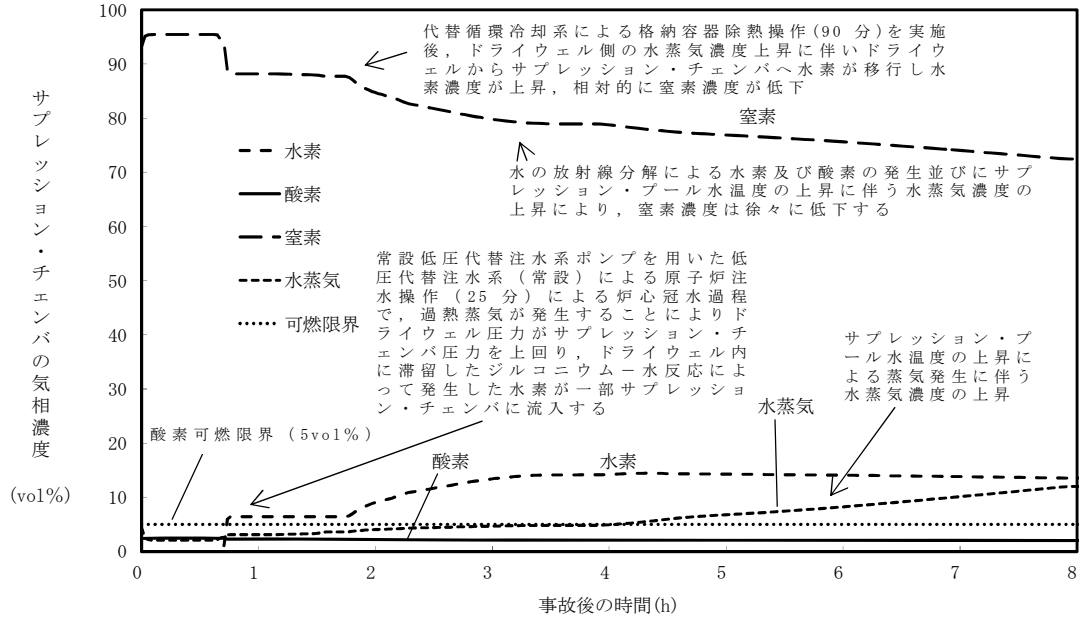
第 7.2.4－4 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移

（ウェット条件）



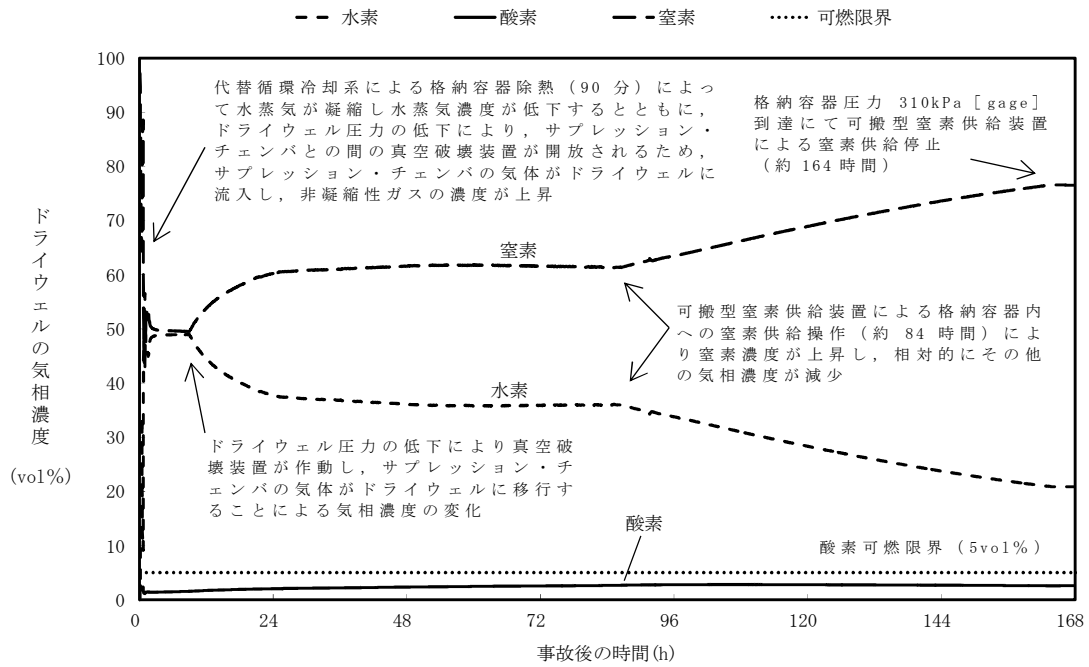
第 7.2.4－5 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）

（～8 時間）

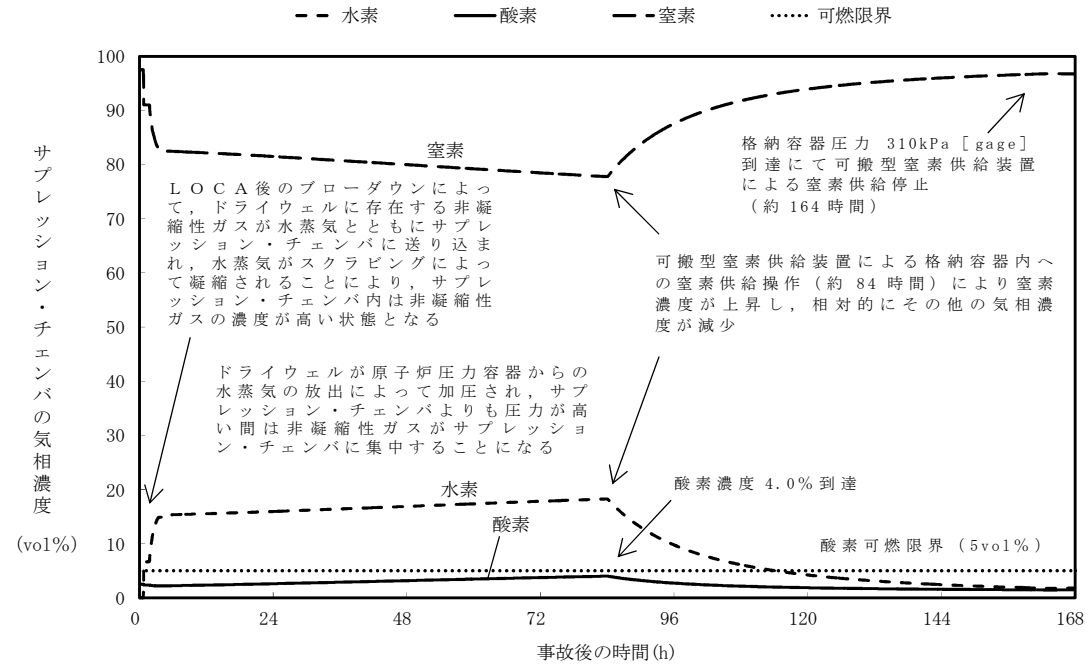


第 7.2.4－6 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移

（ウェット条件）（～8 時間）

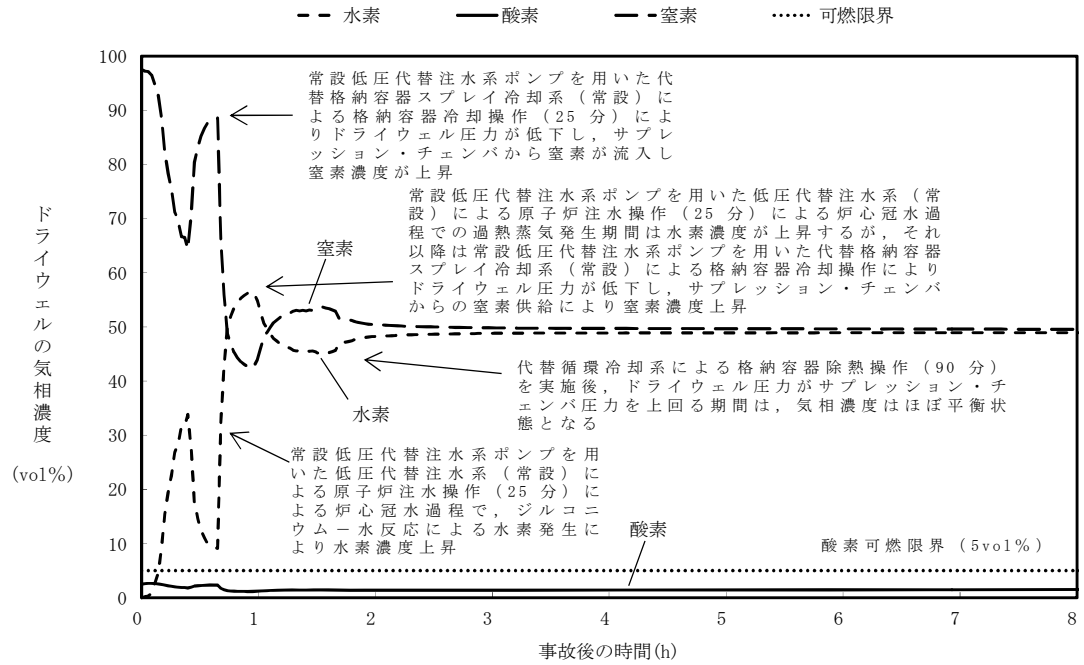


第 7.2.4－7 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



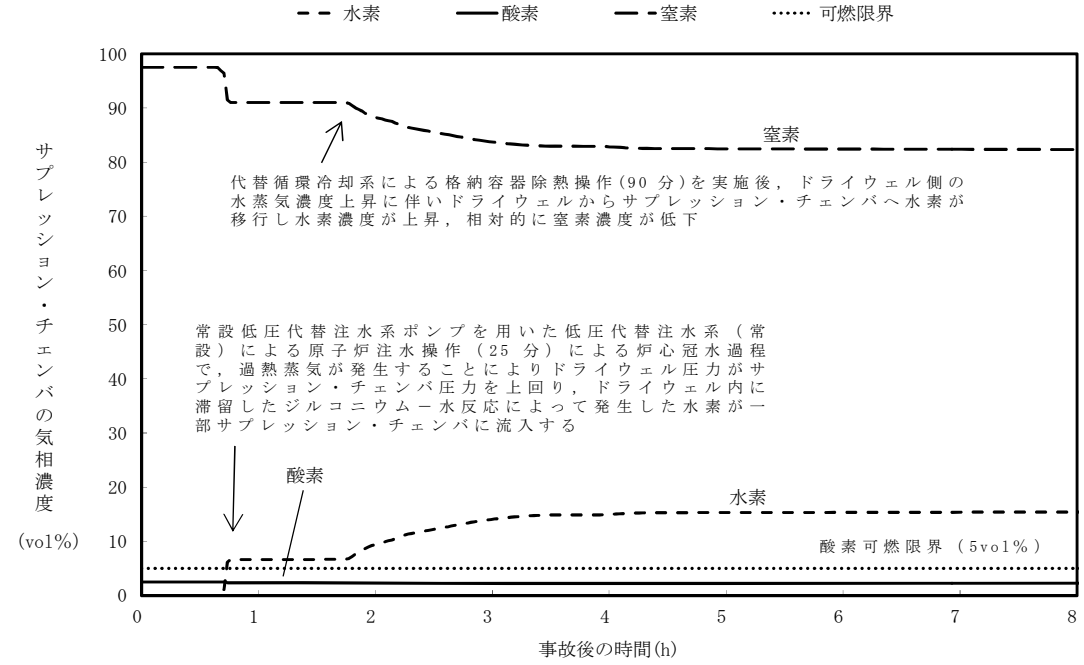
第 7.2.4－8 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移

（ドライ条件）



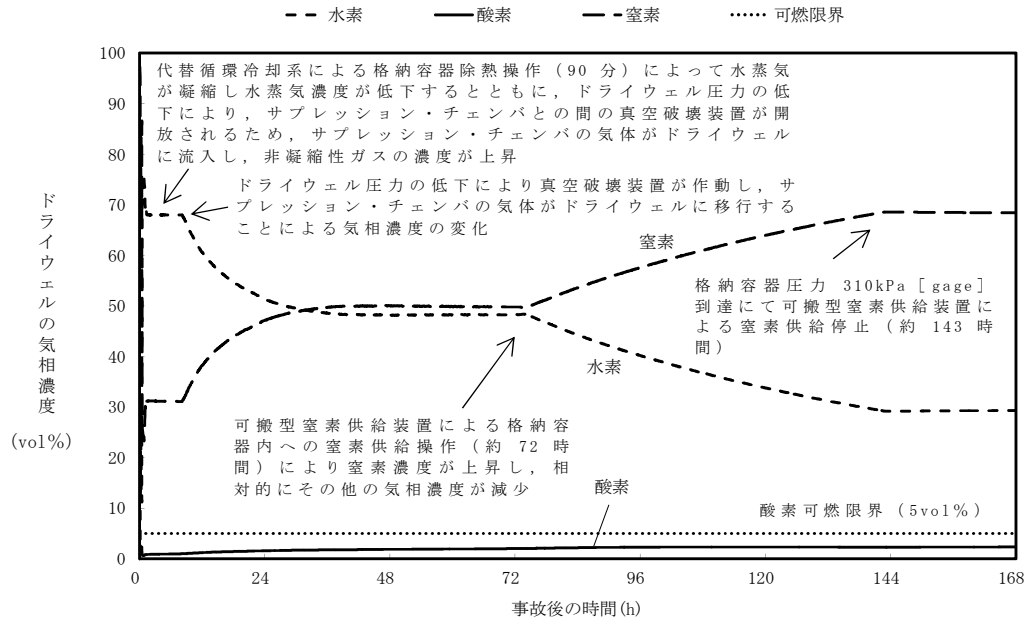
第 7.2.4－9 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）

（～8 時間）

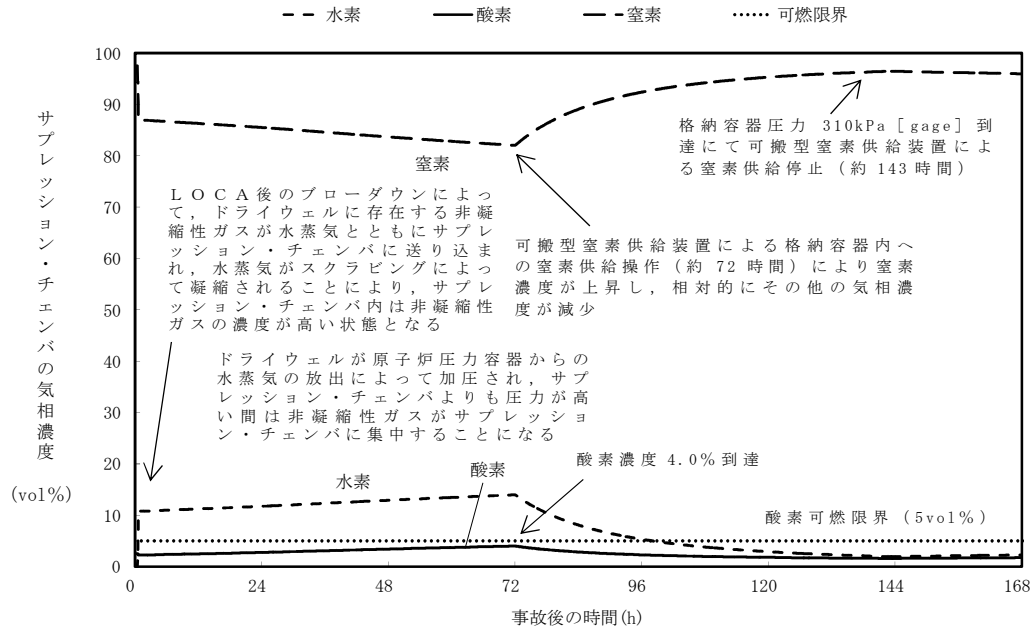


第 7.2.4－10 図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移

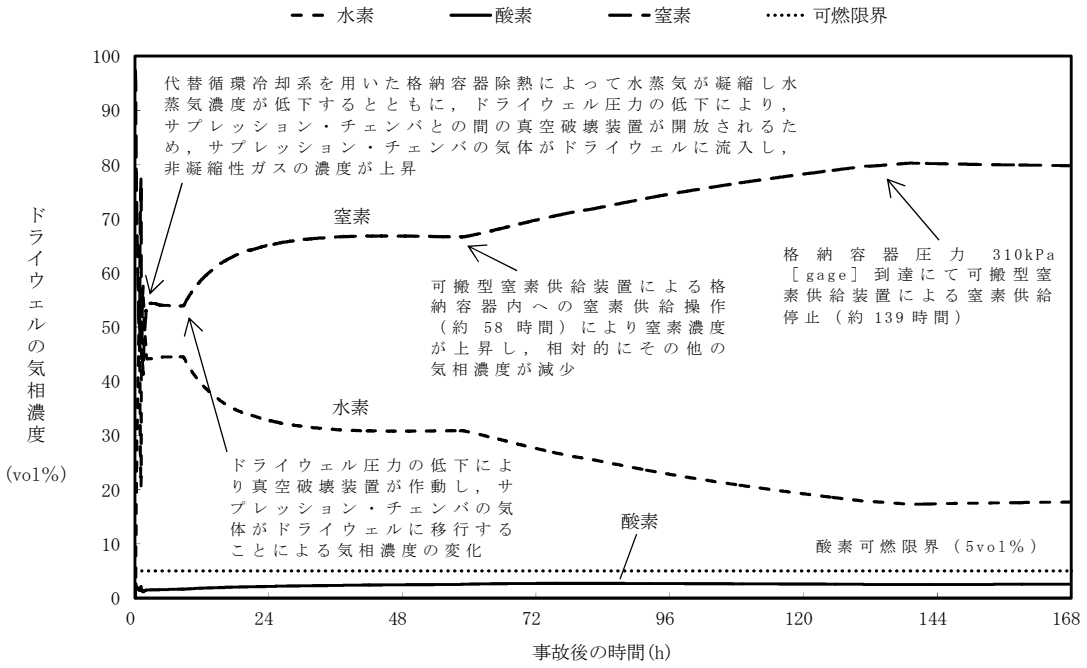
（ドライ条件）（～8 時間）



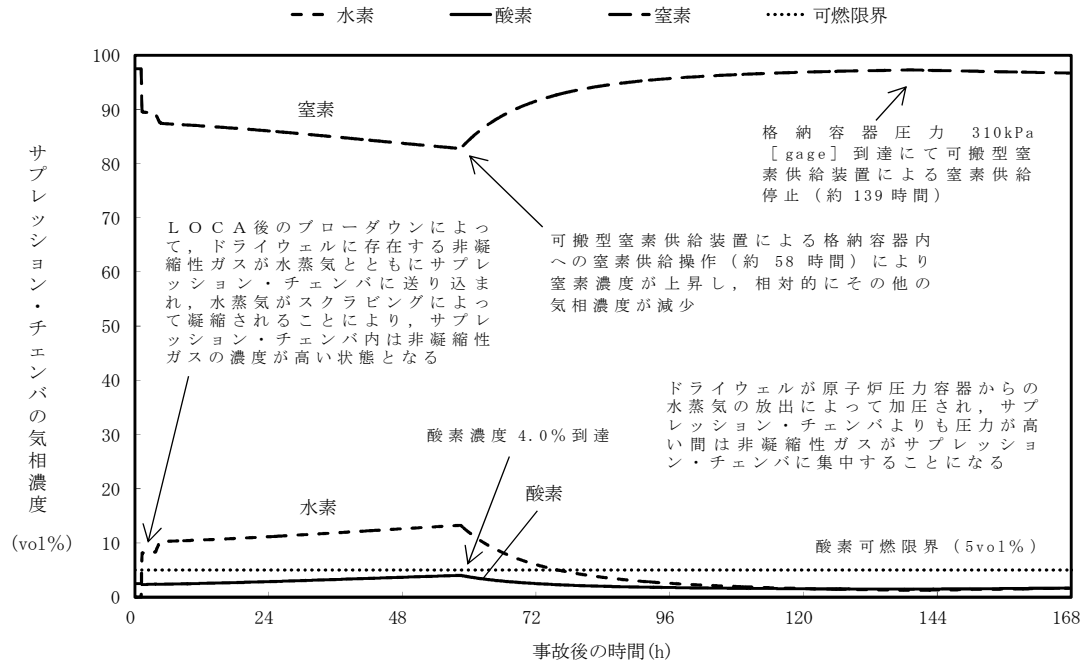
第 7.2.4－11 図　事象発生から 15 分後に原子炉注水を開始した場合のドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



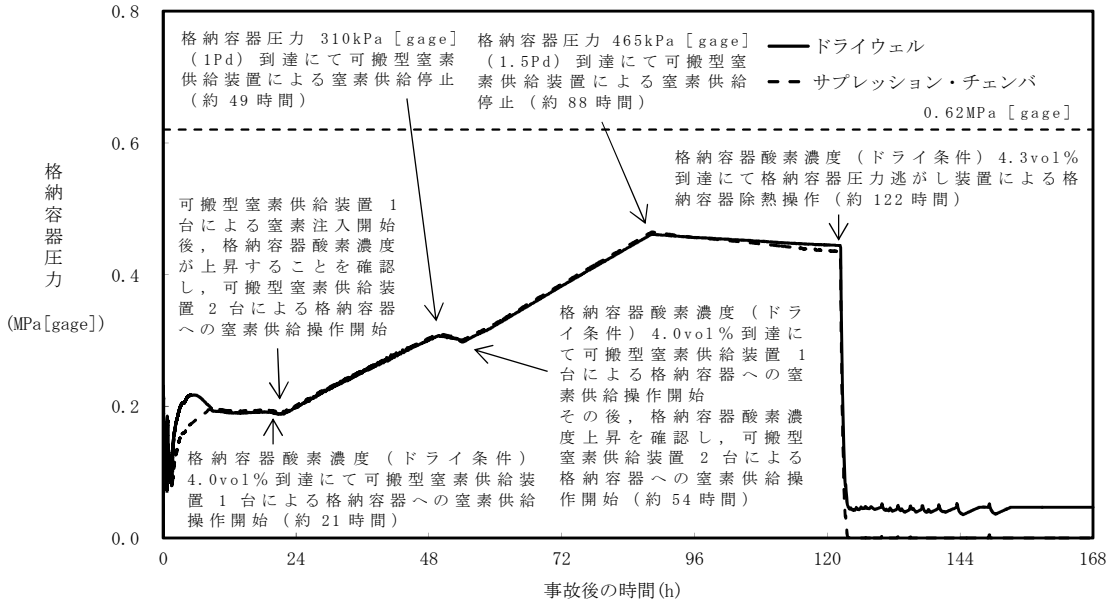
第 7.2.4－12 図　事象発生から 15 分後に原子炉注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）



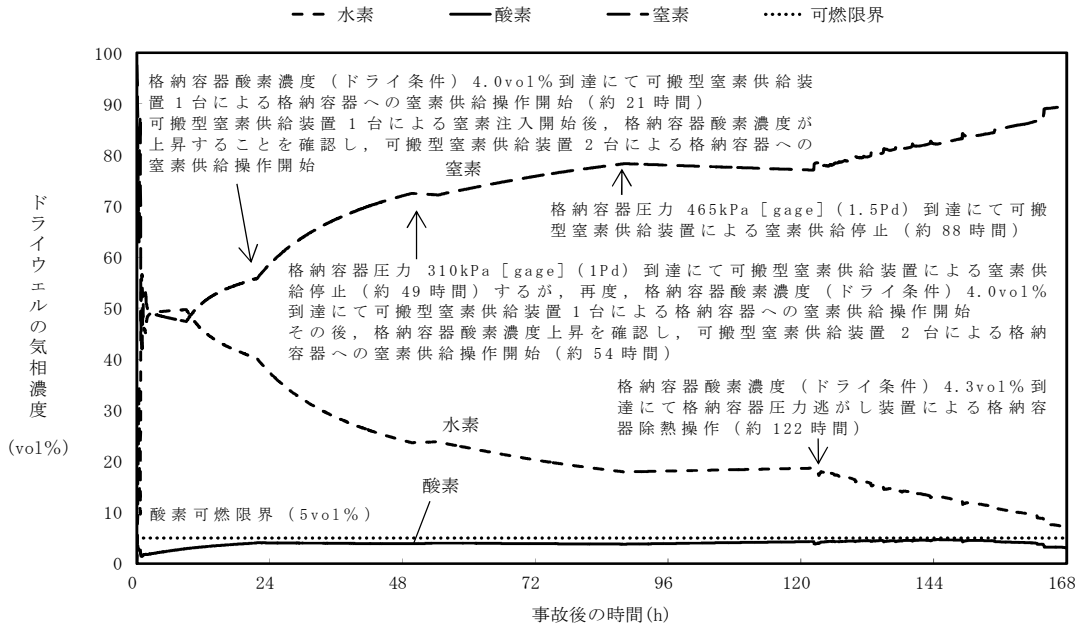
第 7.2.4－13 図　事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合のドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



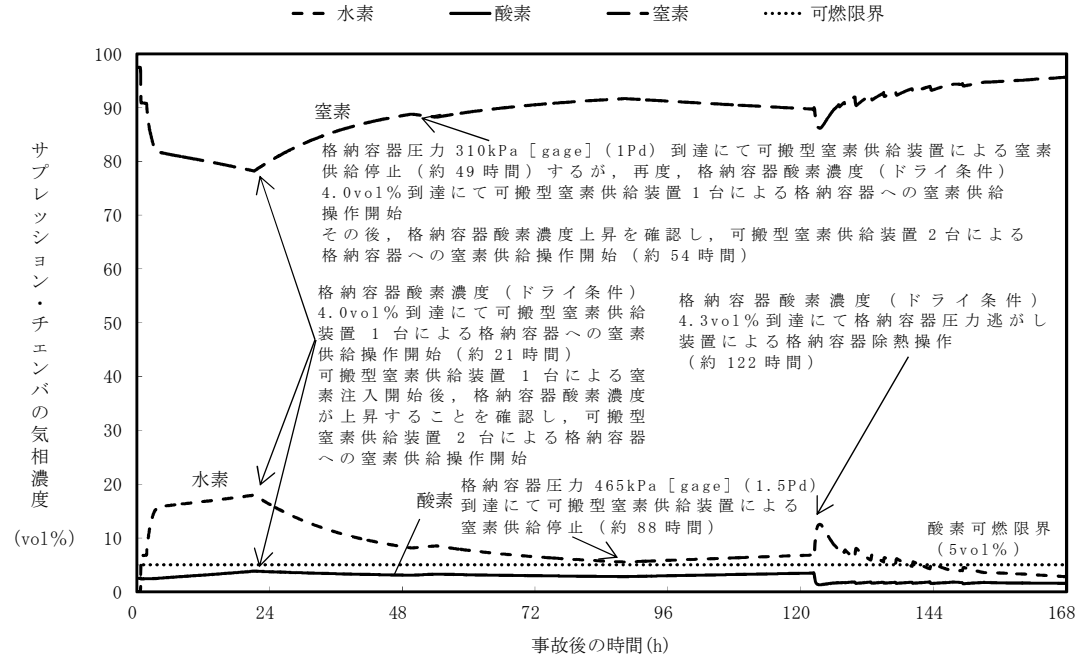
第 7.2.4－14 図　事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）



第 7.2.4－15 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移



第 7.2.4－16 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合の
ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）



第 7.2.4－17 図　G 値を設計基準事故ベースとした場合の
サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）

7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用

7.2.5.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ，ＴＢＤ及びＬＯＣＡである。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応等によって，ペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートが侵食され，格納容器の構造部材の支持機能を喪失し，格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，ペデスタル（ドライウェル部）にコリウムシールドを設置するとともに，通常運転中にあらかじめペデスタル（ドライウェル部）に約 1m の水位で水張りを実施した上で，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保し，また，溶融炉心の落下後は，溶融炉心への注水によって溶融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による水素ガス発生を抑制するとともに格納容器の破損を防止する。

また，長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，格納容器の破損を防止する。

さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素供給することによって，格納容器の破損を防止する。

本格納容器破損モードに対する有効性を評価するためには，原子炉圧力容器が破損した時点及びその後のプラント状態を評価する必要があることから，原子炉圧力容器破損までは原子炉への注水を考慮しないものとする。一方，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため，原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって，本評価では，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから，これを考慮した有効性評価を実施することとする。また，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について評価することとする。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して，ペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートの侵食による原子炉圧力容器の支持機能喪失を防止するため，ペデスタル（ドライウェル部）にコリウムシールドを設置するとともに，通常運転中にあらかじめペデスタル（ドライウェル部）に約 1m の水位で水張りを実施した上で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保手段及び溶融炉心への注水手段を整備する。

また，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレ

イ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，緊急用海水系による海水通水手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードの防止及びその他の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の「7.2.2.1(3) 格納容器破損防止対策」と同様である。対策の概略系統図及び対応手順の概要は「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第 7.2.2－1 図及び第 7.2.2－2 図である。また，重大事故等対策の手順と設備との関係は，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第 7.2.2－1 表である。

7.2.5.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＶとし，ＴＱＵＶに属する事故シーケンスのうち，時間余裕の厳しさの観点から，事象進展が早い過渡事象を起因とする，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル)」である。

「6.2.2.1(3) 評価事故シーケンスの選定」に示すとおり，プラント損傷状態の選定では，ＬＯＣＡとＴＱＵＶを比較し，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はないこと，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用と溶融炉心・コンクリート相互作用は原子炉圧力容器破損後に生ずる一連の物理現象であることから，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」と同じプラント損傷状態を選定し一連のプラント

挙動を確認することを考慮し，ＴＱＵＶを選定した。

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

なお，本評価事故シーケンスは，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納容器破損モード及び「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとし，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をＴＱＵＸとしており，異なるプラント損傷状態を選定している。しかしながら，どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，これらの格納容器破損モードについては同様のシーケンスで評価する。

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

（デブリ粒子熱伝達），溶融炉心とペデスタル（ドライウェル部）プール水との伝熱，溶融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生が重要現象となる。

よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰによりペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件は，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。また，初期条件の初期酸素濃度並びに事故条件の水素及び酸素の発生については，「7.2.4 水素燃焼」と同じである。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおけるペデスタル（ドライウェル部）の水位，ペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量の推移を第 7.2.5－1 図及び第 7.2.5－2 図に示す。

ａ．事象進展

事象進展は「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

ｂ．評価項目等

第 7.2.5－2 図に示すとおり，コリウムシールドの設置によりコンク

リートの侵食を抑制するとともに，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保及び溶融炉心への注水によりペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心を冷却することで，ペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリートの温度は融点に至らず侵食は生じない。このため，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

なお，ＭＡＡＰコードによる評価においては，コリウムシールドと溶融炉心の接触面温度は 2,100℃未満であり，コリウムシールドの侵食は生じない。ただし，溶融炉心中の酸化鉄成分との共晶反応も含めて評価した場合には，コリウムシールドには 3.3cm 程度の侵食が生じるが，この場合においてもペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリートの温度は融点に至らず侵食は生じない。このため，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。また，コリウムシールドの侵食に伴うガスの発生は生じず，溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは発生しない。

本評価では，「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(8)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)，(6)及び(7)に示す評価項目並びにペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態維持については，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において確認している。また，(5)の評価項目については，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において確認している。

7.2.5.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器の破損に至り，溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下してコンクリートを侵食することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作とする。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心の粒子化，溶融炉心の拡がり，デブリから水への熱伝達，コリウムシールドを介した熱伝達，コンクリート種類が挙げられる。また，コリウムシールドは金属酸化物との共晶反応により侵食される可能性がある。

本評価事故シーケンスの評価では，溶融炉心から水への熱伝達が本格納容器破損モードに対して影響が大きいことを踏まえて，デブリ上面の性状に対して上面熱流束を変化させた場合の影響評価を実施する。なお，溶融炉心の粒子化の不確かさに対してエントレインメント係数を変化させた場合，コンクリート種類に対して壁方向と床方向の熱分配を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。また，コリムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した影響評価を実施する。これらの影響評価に加え，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から崩壊熱を変化させた場合の影響評価を実施する。

また，ペデスタル（ドライウェル部）への溶融炉心の落下に対しては，原

子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，格納容器下部水温計の指示を継続監視することで原子炉圧力容器破損を判断し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作を行うといった兆候を捉えた対応によって，溶融炉心を確実に冷却できることを確認している。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作を実施するが，下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器温度（下鏡部）の上昇及び原子炉圧力容器破損時の格納容器下部水温の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている常

設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉圧力容器の破損の影響を受ける可能性がある操作としては，溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作があるが，下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器温度（下鏡部）の上昇及び原子炉圧力容器破損時の格納容器下部水温の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器の破損を起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作に係る運転員等操作

時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉圧力容器破損の影響を受ける可能性がある操作としては，溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作があるが，原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから，原子炉圧力容器の破損を起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して，十数分早まる程度であり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納

容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作に与える影響はない。

炉心損傷後の格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数，デブリ粒子径の感度解析により，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを起点とした運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の格納容器における格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱の不確かさとして，エントレインメント係数，溶融炉心からのプール水への熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数がコンクリート侵食量に影響を与えることを確認している。これより，コリウムシールド侵食量に対しても影響を

与える可能性があるが，本評価事故シーケンスでは，コリウムシールド及びコンクリートの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の格納容器における溶融炉心とコンクリート伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして，コリウムシールド及びコンクリートの侵食量への影響が考えられるが，コリウムシールド及びコンクリートの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。なお，炉心損傷後の格納容器における溶融炉心とコンクリート伝熱，コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさがコンクリート侵食に与える影響に対しては，実験解析によりコンクリート侵食量を適切に評価できることを確認している。また，ＭＡＡＰコードにおける溶融炉心から構造材への伝熱は材質に依存しないモデルであり，コリウムシールドにも適用可能である。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損時点でペデスタル（ドライウェル部）に水張りが実施されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流

の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により，水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認している。また，原子炉圧力容器破損時点でペデスタル（ドライウェル部）に水張りが実施されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により，原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損時点でペデスタル（ドライウェル部）に水張りが実施されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損時点でペデスタル（ドライウェル部）に水張りが実施されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが，原子炉圧力容

器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して，早まる時間はわずかであり，破損時間がわずかに早まった場合においても，ペデスタル（ドライウェル部）に水張りが実施されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，原子炉圧力容器内ＦＰ挙動と溶融炉心との相互作用によるコリウムシールド及びコンクリートの侵食量に関連はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，エントレインメント係数の感度解析より溶融炉心の細粒化割合がコンクリート侵食に与える感度は小さいことを確認している。また，このことは，エントレインメント係数の不確かさにより溶融炉心の細粒化割合が変化した場合でも溶融炉心の温度に対する感度は小さいことを示しており，コリウムシールド侵食に与える感度についても同様に小さいと考えられることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の格納容器における格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりについて，実機では溶融炉心の落下量が多く崩壊熱による継続的な加熱も生じることから各種実験と比較してより拡がりやすい傾向となる。また，溶融炉心の拡がりが抑制されると想定した場合は，種々の不均一な堆積形状を考慮しても，拡がりが抑制されないペデスタル（ドライウェル部）への均一堆積形状の方が溶融炉心と水の伝熱面積が大きくなり，溶融炉心が冷却される傾向となる。拡がりが抑制されない均一堆積形状の場合，溶融炉心落下時点における溶融炉心とコリウムシールドの接触面温度はコリウムシールドの侵食開始温度を下回っており，また，常設

低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水によって溶融炉心は継続的に冷却されることから，溶融炉心の拡がりが抑制されると想定した場合においても，コリウムシールド及びコンクリートの侵食への影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，炉心損傷後の溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱の不確かさとして，エントレインメント係数，溶融炉心からプール水への熱流束及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ，コンクリート侵食量について支配的な溶融炉心からプール水への熱流束についての感度解析を実施した。その結果，コリウムシールド及びコンクリートの侵食は生じていないことから，原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

コリウムシールドの伝熱物性値の温度依存性の影響については，「7.2.5.3(4) コリウムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した影響評価」において，評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.2.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t

に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉圧力容器の破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の溶融炉心からプールへの熱流束は，解析条件の 800kW／m^2相当（圧力依存あり）に対して最確条件は 800kW／m^2相当（圧力依存あり）であり，最確条件とした場合は，解析条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは，解析条件の鉄筋は考慮しないことに対して最確条件はコンクリート以外の素材を考慮することであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，コンクリートより融点の高い鉄筋の耐熱の効果により，コンクリートの侵食が抑制されるが，コンクリートの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，コリウムシールドについては，機器条件にて考慮している。

初期条件の原子炉圧力容器下部及びペデスタル（ドライウェル部）内構造物の扱いは，解析条件のペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融物とは扱わないことに対して，最確条件は部分的な溶融が生じ，ペデスタル（ドライウェル部）に落下する可能性があり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，溶融物の発熱密度が下

がるため，コリウムシールド及びコンクリートの侵食が抑制されるが，コリウムシールド及びコンクリートの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定しているが，起因事象の違いによって操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件のコリウムシールド耐熱材の種類及びペデスタル（ドライウェル部）床面積は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件のコリウムシールド耐熱材の侵食開始温度は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。なお，溶融炉心中の酸化鉄成分との共晶反応も含めて評価すると，コリウムシールドには 3.3cm 程度の侵食が生じるものの，コリウムシールドの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響

はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は 33GWd／t 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため，溶融炉心の持つエネルギが小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の溶融炉心からのプールへの熱流束は，解析条件の 800kW／m^2相当（圧力依存あり）に対して最確条件は 800kW／m^2相当（圧力依存あり）であり，最確条件とした場合は，解析条件と同様であるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。コリウムシールド及びコンクリートの侵食量に対しては，実験で確認されている侵食面における侵食の不均一性等の影響を確認する観点から，コンクリート侵食量への影響が最も大きい溶融炉心からプール水への熱流束について，感度解析を実施した。その結果，コリウムシールド及びコンクリートの侵食は生じず，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。また，溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは発生しない。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは，解析条件の鉄筋は考慮しないことに対して最確条件はコンクリート以外の素材を考慮することであり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，コンクリートより融点の高い鉄筋の耐熱の効果により，コンクリートの侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，コリウムシールドについては，機器条件にて考慮している。

初期条件の原子炉圧力容器下部及びペデスタル（ドライウェル部）内構造物の扱いは，解析条件のペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融物とは扱わないことに対して最確条件は部分的な溶融が生じ，ペデスタル（ドライウェル部）に落下する可能性があり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，溶融物の発熱密度が下がるため，コリウムシールド及びコンクリートの侵食が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件について，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。感度解析は，起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるＬＯＣＡ等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定し，事故シーケンスを「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」として，本評価事故シーケンスの評価条件と同様に，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても原子炉圧力容器破損まで使用できないものと仮定した。この場合，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなるため，溶融炉心落下時の崩壊熱が大きくなるが，コリウムシールド及びコンクリートの侵食は生じず，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。

機器条件のコリウムシールド耐熱材の種類及びペデスタル（ドライウェル部）床面積は，解析条件と最確条件は同様であることから，事

象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件のコリウムシールド耐熱材の侵食開始温度は，解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，溶融炉心中の酸化鉄成分との共晶反応も含めて評価すると，コリウムシールドには3.3cm 程度の侵食が生じるが，この影響については「7.2.5.3(4) コリウムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した影響評価」にて，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，解析上の操作時間として原子炉圧力容器破損から 6 分後（事象発生から約 4.6 時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器破損までに事象発生から約 4.5 時間の時間余裕があり，また，溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は，原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，原子炉圧力容器

の破損判断パラメータである格納容器下部水温計の指示を継続監視することで原子炉圧力容器破損を判断し，格納容器冷却を実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していること，また，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はないことから，操作時間に与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水は，解析上の操作時間として原子炉圧力容器破損から 7 分後（事象発生から約 4.6 時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器破損までに事象発生から約 4.5 時間の時間余裕があり，また，溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水は，原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，原子炉圧力容器の破損判断パラメータである格納容器下部水温計の指示を継続監視することで原子炉圧力容器破損を判断し，注水操作を実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していること，また，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はないことから，操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の溶融炉心落下後の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水については，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 4.5 時間あり，また，溶融炉心落下後にペデスタル（ドライウェル部）注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム－水反応による発熱により蒸発するまでには約 0.3 時間の時間余裕がある。

(4) コリウムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した影響評価

コリウムシールドの材質であるジルコニアは，溶融炉心中に存在する金属酸化物との共晶反応を考慮した場合に侵食される可能性がある。また，ＭＡＡＰコードにおけるコリウムシールドの伝熱モデルには伝熱物性値の温度依存性の不確かさが考えられる。このため，コリウムシールド設置に伴うこれらの影響を考慮した感度解析を実施した。

解析条件ついて，金属酸化物との共晶反応により侵食したコリウムシールドの厚さは，ＣＩＴ実験の知見を踏まえた侵食量を想定し 11cm とした。また，コリウムシールドの熱伝導率及び比熱はペデスタル（ドライウェル部）の温度を厳しく評価するため，常温時のジルコニアの物性値とした。

第 7.2.5－3 図にペデスタル（ドライウェル部）壁面及び床面のコンクリートの温度の推移を示す。感度解析の結果，溶融炉心と接するコリウムシールドの温度は融点に至らず侵食は進行せず，また，ペデスタル（ドライウェル部）コンクリートの壁面及び床面の温度も融点に至らず侵食しないことを確認した。したがって，コリウムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。また，コリウムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した感度解析を実施した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

なお，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について感度解析を実施しており，評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。

7.2.5.4　必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから，必要な要員及び資源の評価は「7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。

7.2.5.5　結　論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応等によって，ペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートが侵食され，格納容器の構造部材の支持機能を喪失し，格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては，ペデスタル（ドライウェル部）にコリウムシールドを設置するとともに，通常運転中にあらかじめペデスタル（ドライウェル部）に約 1m の水位で水張りを実施した上で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保手段及び溶融炉心への注水手段を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）」について，有効性評価を行った。

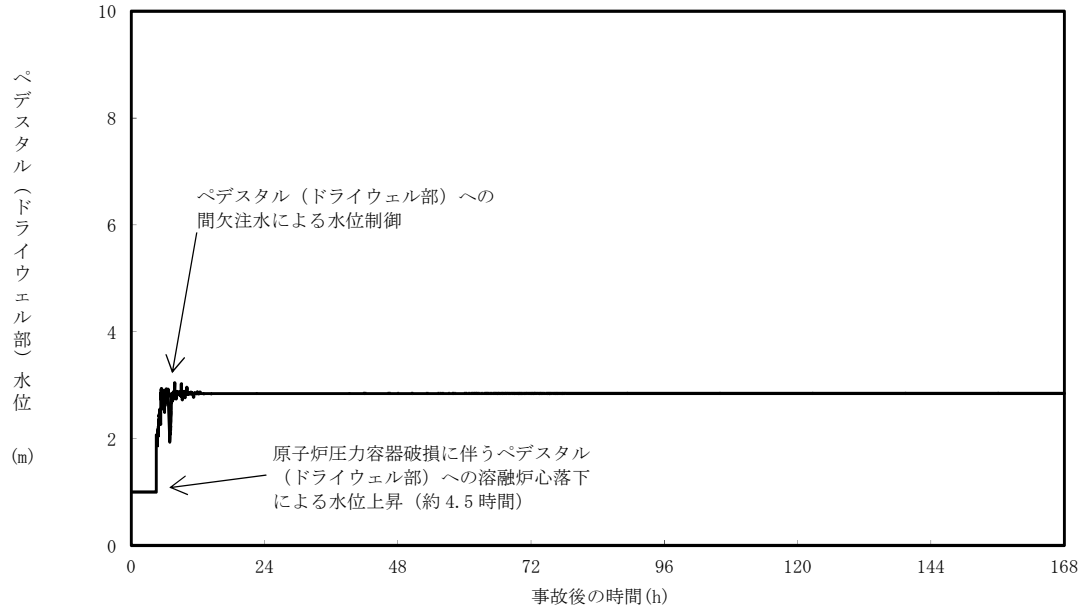
上記の場合においても，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保及び溶融炉心への注水を実施することにより，溶融炉心の冷却が可能である。その結果，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリートの侵食は生じず，原子炉圧力容器の支持

機能を維持できる。また，安定状態を維持できる。

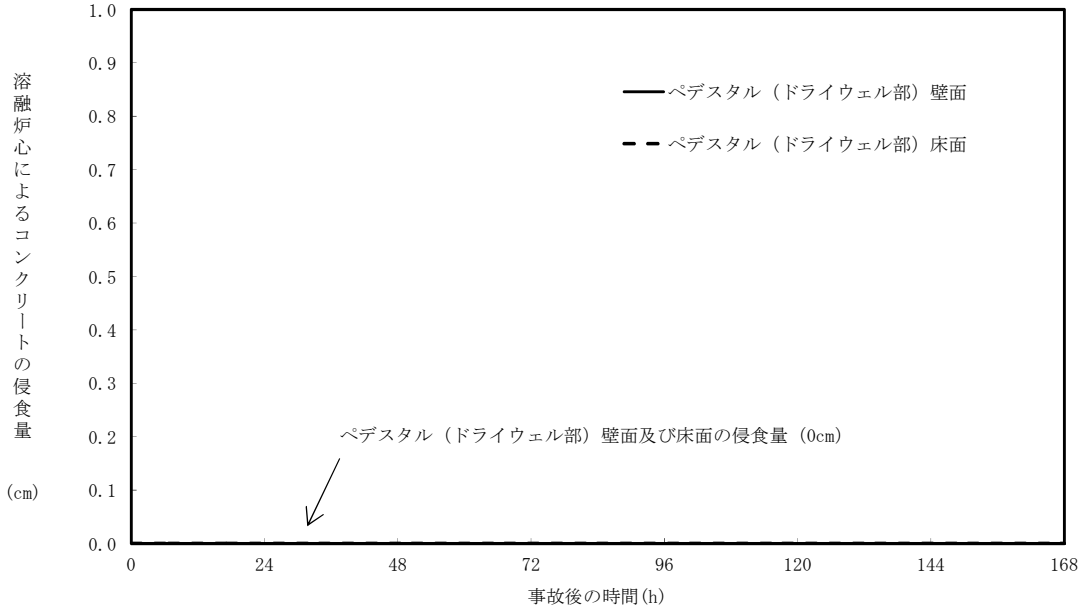
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7日間以上の供給が可能である。

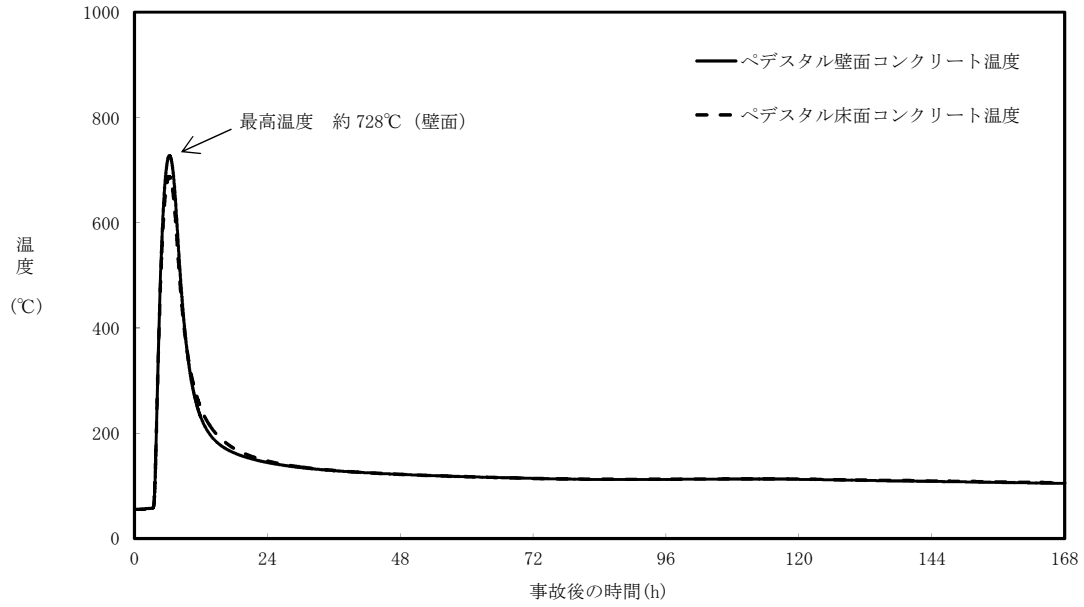
以上のことから，格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において，コリウムシールドの設置，通常運転中のペデスタル（ドライウェル部）における約 1m の水位での水張り，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保及び溶融炉心への注水等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。



第 7.2.5－1 図　ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移



第 7.2.5－2 図　ペデスタル（ドライウェル部）の
壁面及び床面のコンクリート侵食量の推移



第 7.2.5－3 図　コリウムシールドの侵食及び伝熱物性値の温度依存性を考慮した場合のペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート温度の推移

7.3　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設における想定事故について，その発生原因と，当該事故に対処するために必要な対策について説明し，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.3.1　想定事故１

7.3.1.1　想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。

(2)　想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置が取られない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，想定事故１では，使用済燃料プールへの注水の確保を行う

ことによって，燃料損傷の防止を図るとともに，使用済燃料プール水位を維持する。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故１における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

本評価では，対応操作に時間を要する可搬型設備を用いた使用済燃料プールへの注水手段のうち，地震・津波の影響を受けない西側淡水貯水設備を水源とする,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を代表として評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 7.3.1－1 図に，対応手順の概要を第 7.3.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 7.3.1－1 表に示す。

想定事故１において，必要な要員は，初動対応要員 15 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は,燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.3.1－3 図に示す。

ａ．使用済燃料プール冷却機能喪失の確認

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プールの冷却機能の喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｂ．使用済燃料プール注水機能喪失の確認

使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水※準備を行う。補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

※　残留熱除去系（燃料プール冷却機能）と系統構成が異なるため，残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が可能な場合がある。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｃ．使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｄ．使用済燃料プール冷却機能の回復操作

使用済燃料プール冷却機能(燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系)の回復操作を実施する。

ｅ．使用済燃料プール注水機能の回復操作

使用済燃料プール注水機能(補給水系及び残留熱除去系)の回復操作を実施する。

ｆ.常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作

中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

なお，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は評価上考慮しない。

常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作に必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｇ．可搬型スプレイノズルの準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。なお，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。

ｈ.可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)

を使用した使用済燃料プールへの注水準備

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プール注水の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）に給電する。

緊急用母線の受電に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

ⅰ.可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位（線量率が10mSv／h※となる通常水位から約0.86m下の水位)より高く維持する。

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

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた

場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟６階での被ばく量は限定的である。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｊ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

7.3.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定する事故は，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として，「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが，使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持されることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維持できることを評価する。また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。

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

ａ．初期条件

(a)　使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b)　崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に,原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお，この時の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量（水源温度 35℃）は約 13m^3／h である。

ｂ．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系，補給水系等の機能が喪失するものとする。

(b)　外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源がない場合においても，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象の進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／hを設定する。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は，事象発生8時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故１における使用済燃料プール水位の時間変化を第 7.3.1－4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 7.3.1－5 図に示す。

ａ．事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 6.9℃／h で上昇し，事象発生から約 5.1 時間後に 100℃に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 8 時間経過した時点で可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却機能を回復しつつ，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用し，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持する。

ｂ．評価項目等

使用済燃料プール水位は，第 7.3.1－4 図に示すとおり，通常水位から約 0.4m 下まで低下するに留まり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 7.3.1－5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.4m 下の水位になった場合の線量率は，約 1mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお，線量の評価点は原子炉建屋最上階における使用済制御棒ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により，水密度によ

らず未臨界は維持される。

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

本評価では，「6.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.3.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.3.1－2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定としているが，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の使用済燃料プールの初期水温及び初期

水位並びにプールゲートの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

初期条件の使用済燃料プールの水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，それにより時間余裕及び水位低下による異常認知の時間が短くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持され

る最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約1.6倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は水温の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約12℃～約40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下

が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，それにより時間余裕が短くなることが考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間，水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率

が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお，本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約0.70m 低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

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

b．操作条件

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

(a)　操作の不確かさが操作時間に与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員

等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生8 時間後として設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの冷却機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

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

(2)　操作時間余裕の把握

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

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

(3)　ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与え

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

7.3.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故1の重大事故等対策における必要な初動対応要員は「7.3.1.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり15名であり，災害対策要員の37名で対処可能である。

また，事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり，発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故1において，必要な水源，燃料及び電源は「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a．水　　源

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，7日間の対応を考慮すると，合計約2,120m^{3}の水が必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約5,000m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7日間の対応が可能である。

b．燃　　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については,事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で 755.5kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転を想定して約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　　源

重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 394kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2

台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

7.3.1.5　結　　論

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能が喪失し，使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故１について有効性評価を実施した。

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

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

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

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

操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

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

第 7.3.1－1 表　想定事故 1 における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール冷却機能喪失の確認	・使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。	－	－	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール注水機能喪失の確認	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。補給水系及び残留熱除去系による注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。	－	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール水位，温度の監視	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	・使用済燃料プールの冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。	－	－	－
使用済燃料プール注水機能の回復操作	・使用済燃料プールの注水機能の回復操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.3.1－1 表　想定事故１における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用Ｍ／Ｃ電圧
可搬型スプレイノズル準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，可搬型スプレイノズル等を設置する。	－	可搬型スプレイノズル	－
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	・可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の常設配管に設置されている電動弁の開操作を実施する。 ・外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	可搬型代替注水中型ポンプ	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク* 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

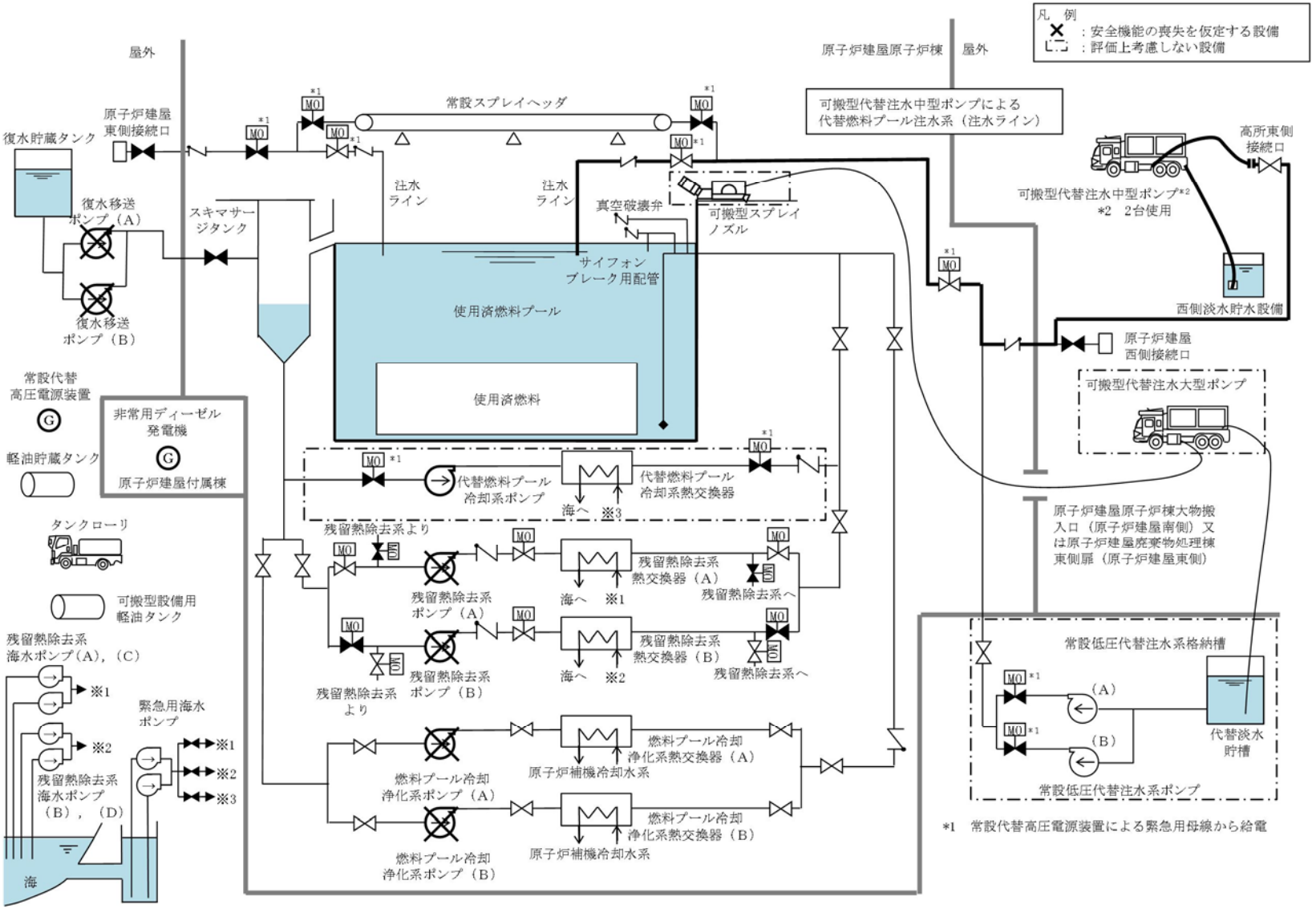
：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.3.1－2 表　主要評価条件（想定事故１）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m^3	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運転中の最大値として，保安規定の運転上の制限を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日）※1 で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱はＯＲＩＧＥＮ２を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m^3／h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定

※1　東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



第 7.3.1－1 図　想定事故１の重大事故等対策の概略系統図

※1　燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は，機器ランプ表示，機器故障警報，及び系統流量計指示等により確認する。
※2　使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，補給水系及び残留熱除去系の再起動を行うが，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合は，使用済燃料プールへの注水機能が喪失したことを確認する。
※3　外部電源喪失が発生した場合は常設代替高圧電源装置2台を起動し，常設低圧代替注水ポンプ，代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）の負荷に給電するため，緊急用母線の受電操作を実施する。
※4　使用済燃料プールの水位・温度は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）の指示等により監視するとともに，使用済燃料プールへの代替注水手段による対応を開始する。
※5　原子炉建屋原子炉棟6階アクセス可能な場合に実施する。アクセス不可能な場合は可搬型代替注水中型ポンプ準備を実施する。
※6　サイフォン現象発生時はサイフォンブレーク用配管により使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端付近で維持されることを考慮し，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端以上の場合は小規模な漏えい，燃料プール水戻り配管水平部下端未満の場合は大量の水の漏えいが発生していると判断し，前者は注水による対応手段，後者はスプレイによる対応手段を選択する。
※7　可搬型代替注水中型ポンプの他に，可搬型代替注水大型ポンプを使用することができる。
※8　事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は，通常水位から約0.4m下となる。

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

プラント前提条件
・プラント停止9日後
・全燃料取出時，プールゲート閉

（解析上の時刻）
（0秒）　外部電源喪失

（10分）
- 使用済燃料プール冷却機能喪失の確認※1
- 使用済燃料プール注水機能喪失の確認※2
- 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認
- 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作※3
- 使用済燃料プール冷却機能の回復操作
- 使用済燃料プール注水機能の回復操作
- 使用済燃料プールの水位，温度の監視※4
- 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水
- 可搬型スプレイノズル準備※5
- 使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満※6
  - No
    - 補給水系及び消火系による使用済燃料プール注水 → I
    - 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備※7
    - タンクローリーによる燃料補給
  - Yes

（約5.1時間）　使用済燃料プール水温100℃到達
- 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ → Ⅱ
- 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ → Ⅱ
- 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ → Ⅱ

（約8.0時間）　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始※8
- 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後は，残留熱除去系等による冷却を実施する。

（注水が実施できなかった場合）
（約11時間）　使用済燃料プール水位約0.86m低下（10mSv／h）

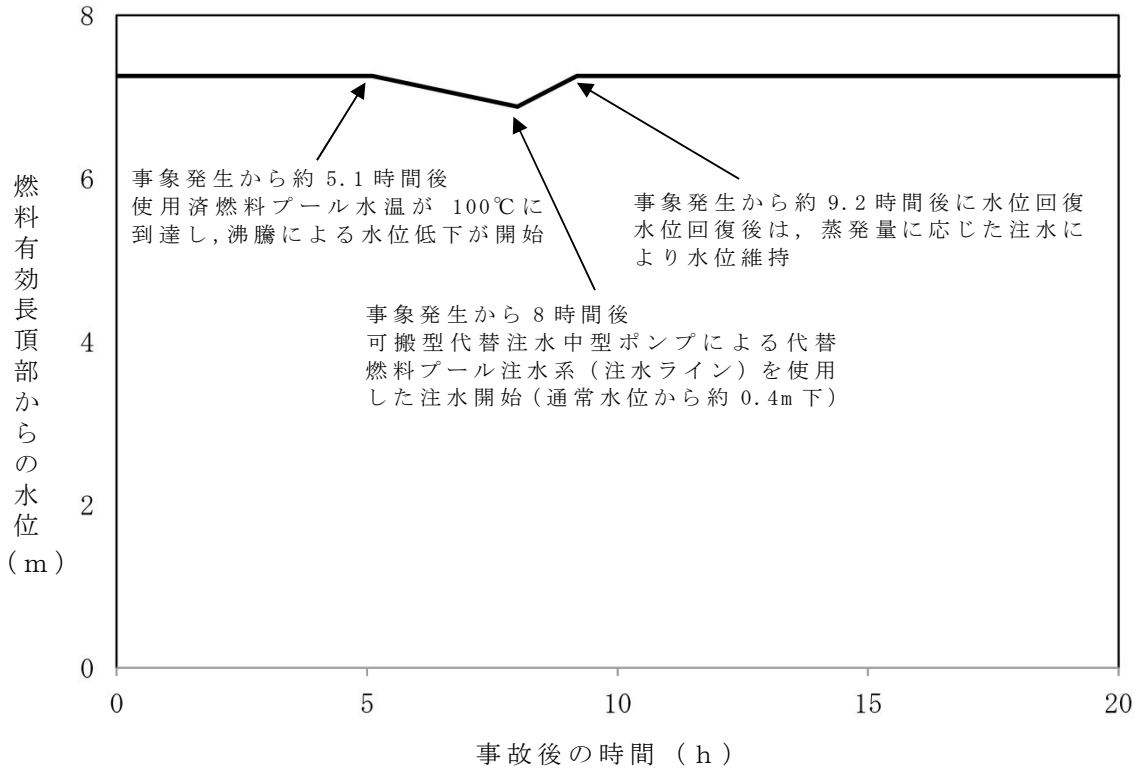
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，補給水系及び消火系による使用済燃料プール注水も実施可能である。
Ⅱ
使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合には，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイにより，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和することができる。

第 7.3.1－2 図　想定事故１の対応手順の概要

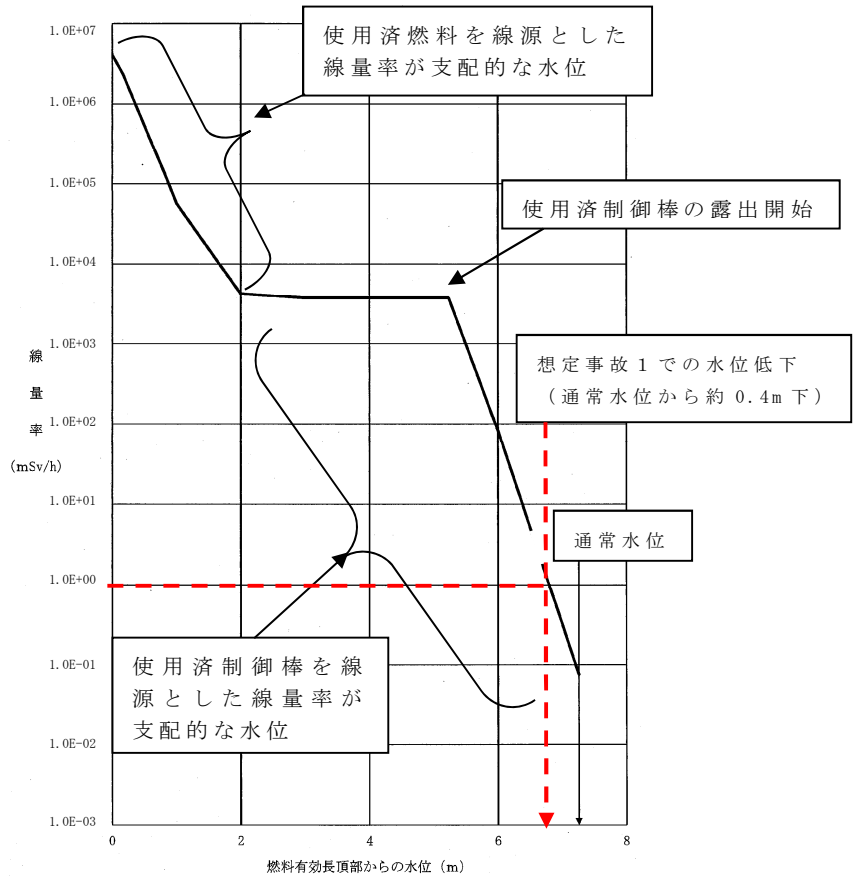
想定事故１

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 ▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.1 時間　使用済燃料プール水温 100℃到達 ▽8 時間　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水開始	備考
	責任者	当直発電長	1 人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	当直副発電長	1 人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2 人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央監視）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系） ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（残留熱除去系及び補給水系）	10 分	
	【1人】 A	－		－	●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	－	2人 B, C		－	●使用済燃料プール冷却機能の回復操作（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系），失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	【2人】 B, C		－	●使用済燃料プール注水機能の回復操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	適宜実施	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	15 分	解析上考慮しない
可搬型スプレイノズル準備	－	－		8人 a～h	●原子炉建屋への移動	40 分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
					●ホース及び可搬型スプレイノズル設置※	130 分	
					●可搬型代替注水中型ポンプの保管場所への移動	30 分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	－	－		【8人】 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
	【1人】 A	－		－	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	4 分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	－	－		【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	起動後適宜状態監視	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－		2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90 分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油
					●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	2人 B, C		8人　a～h 及び参集2人			

第 7.3.1－3 図　想定事故１の作業と所要時間



第 7.3.1－4 図　使用済燃料プール水位の変化



第 7.3.1－5 図　線量評価点における線量率と水位の関係

7.3.2　想定事故２

7.3.2.1　想定事故２の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。

(2)　想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故２では，使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料は露出し，燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，想定事故２では，使用済燃料プール水の漏えいの停止や，使用済燃料プールへの注水の確保を行うことによって，燃料損傷の防止を図るとともに，使用済燃料プール水位を維持する。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，サイフォンブレーク用配管による使用済燃料プール保有水のサイフォン現象による漏えいの防止手段，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

本評価では，対応操作に時間を要する可搬型設備を用いた使用済燃料プールへの注水手段のうち，地震・津波の影響を受けない西側淡水貯水設備を水源とする，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を代表として評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 7.3.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.3.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 7.3.2－1 表に示す。

想定事故２において，必要な要員は初動対応要員 15 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 7.3.2－3 図に示す。

ａ．使用済燃料プール水位低下の確認

燃料プール冷却浄化系配管の破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下する。使用済燃料プールの水位が低下したことを使用済燃料プール水位低警報の発信等により確認する。

使用済燃料プール水位低下を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）である。

ｂ．使用済燃料プール注水機能喪失の確認

使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため，残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｃ．使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｄ．使用済燃料プール注水機能の回復操作

使用済燃料プール注水機能（残留熱除去系及び補給水系）の回復操作を実施する。

ｅ．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン

）を使用した使用済燃料プールへの注水操作

中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

なお，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は評価上考慮しない。

常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作に必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｆ．可搬型スプレイノズルの準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。なお，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。

ｇ．可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備は注水機能喪失による異常の認知を起点として開始する。

外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。

緊急用母線の受電に必要な計装設備は，緊急用Ｍ／Ｃ電圧である。

ｈ．可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

を使用した使用済燃料プールへの注水

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる水位（線量率が 10mSv／h※となる通常水位から約 0.86m 下の水位）より高く維持する。

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

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

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｉ．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

7.3.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定事故２の評価においては，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」を想定する。

なお，使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに，使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け，サイフォン現象により，使用済燃料プール水が流出しない設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり，信頼性は十分高いと考えられるが，本想定事故では閉固着を想定する。

想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断の後，使用済燃料プール水の漏えいが発生するが，サイフォンブレーク用配管により使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され，使用済燃料プール水位の低下は燃料プール冷却浄化系戻り配管下端位置（通常水位から約0.23m 下）で停止する。その後，崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，放射線の遮蔽が維持される使用済燃料プール水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持されることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず未臨界が維持できることを評価する。

また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２におけ

る運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２特有の評価条件を以下に示す。

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

ａ．初期条件

(a)　使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b)　崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に,原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお，この時の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量（水源温度 35℃）は約 13m^3／h である。

b．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系，補給水系等の機能が喪失するものとする。

(b)　配管破断の想定

燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する。

(c)　使用済燃料プール水位の低下

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。サイフォン現象による使用済燃料プールの水位低下は，サイフォンブレーク用配管により，燃料プール冷却浄化系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）で停止することを想定する。なお，このときの水位低下は，保守的に瞬時に上記水位まで低下することを想定する。

(d)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり,外部電源がある場合と事象進展は同様となるが,資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱

による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／h を設定する。

ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は，事象発生 8 時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故２における使用済燃料プール水位の時間変化を第 7.3.2－4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 7.3.2－5 図に示す。

ａ．事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断により，使用済燃料プール水位が燃料プール冷却浄化系戻り配管下端まで瞬時に低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プール水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下していること等を確認し，使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレーク用配管によりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。使用済燃料プールの注水機能喪失を確認し，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行うが，補給水系が使用不可能な場合，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの注水が開始されるまで，使用済燃料プール水温

は約 7.0℃／h で上昇し，事象発生から約 5.0 時間後に 100℃に達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。

その後は，使用済燃料プールの冷却系を回復しつつ，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）により，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持する。

b．評価項目等

使用済燃料プール水位の時間変化は第 7.3.2－4 図に示すとおり，通常水位から約 0.6m 下まで低下するに留まり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，使用済燃料プール水温は事象発生後約 5.0 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 7.3.2－5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.6m 下の水位になった場合の線量率は，約 3mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低い値であることから，この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋最上階における使用済制御棒ハンガ真上の床面高さとしている。

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

事象発生 8 時間後から可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後，蒸発量に応じた使用済燃

料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の回復に努める。回復後は補給水系によりスキマサージタンクへの注水を実施し，漏えい個所を隔離した状態で残留熱除去系等により冷却を実施することで安定状態を維持できる。

本評価では，「6.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.3.2.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，サイフォンブレーク用配管により使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され，燃料プール冷却浄化系戻り配管下端（通常水位から約 0.23m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は,可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.3.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値又は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると

考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の使用済燃料プールの初期水温，初期水位，プールゲートの状態，破断箇所・状態の想定及びサイフォン現象による水位低下量の影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることも考えられ，それにより時間余裕が短くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた

場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，

自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合,通常水位よりも低くなることも考えられるが,仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，漏えいによる水位低下は，サイフォンブレーク用配管により燃料プール冷却浄化系配管下端位置（通常水位から約 0.23m 下）で停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生してい

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

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

破断箇所・状態及びサイフォン現象による水位低下量の想定は，評価条件では残留熱除去系に比べて耐震性が低い燃料プール冷却浄化系配管が破断し，燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を想定しているが,最確条件では事故毎に異なる。

ただし，サイフォンブレーク用配管により燃料プール冷却浄化系配管下端位置（通常水位から約 0.23m 下）で漏えいが停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

評価条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

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

(2)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から9時間以上，燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生から2日以上であり，これに対して，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間であることから，時間余裕がある。

(3)　ま と め

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

7.3.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故2の重大事故等対策における必要な初動対応要員は「7.3.2.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり15名であり，災害対策要員の37名で対処可能である。

また，事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり，発電所構外

から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故２において，必要な水源，燃料及び電源は「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,120m^{3}の水が必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　　料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。合計で 755.5kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，事象発生直後からの

運転を想定すると，7 日間の運転を想定して約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水について，7 日間の継続が可能である。

c．電　　源

重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

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

7.3.2.5　結　　論

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

いる。

想定事故２について有効性評価を実施した。

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

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

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，サイフォンブレーク用配管による漏えいの防止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故２に対して有効である。

第 7.3.2－1 表　想定事故２における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下の確認	・使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下する。使用済燃料プールの水位が低下したことを使用済燃料プール水位低警報の発信等により確認する。	－	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）
使用済燃料プール注水機能喪失の確認	・使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため，残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。 ・中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。	－	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 残留熱除去系系統流量*
使用済燃料プール水位，温度監視	・使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール注水機能の回復操作	・使用済燃料プール注水機能（残留熱除去系及び補給水系）の回復操作は要員にて実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	－	使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用Ｍ／Ｃ電圧

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.3.2－1 表　想定事故２における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型スプレイノズル準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，可搬型スプレイノズル等を設置する。	－	可搬型スプレイノズル	－
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	・可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備は注水機能喪失による異常の認知を起点として開始する。なお，外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	可搬型代替注水中型ポンプ	緊急用Ｍ／Ｃ電圧
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク* 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	使用済燃料プール温度（ＳＡ） 使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

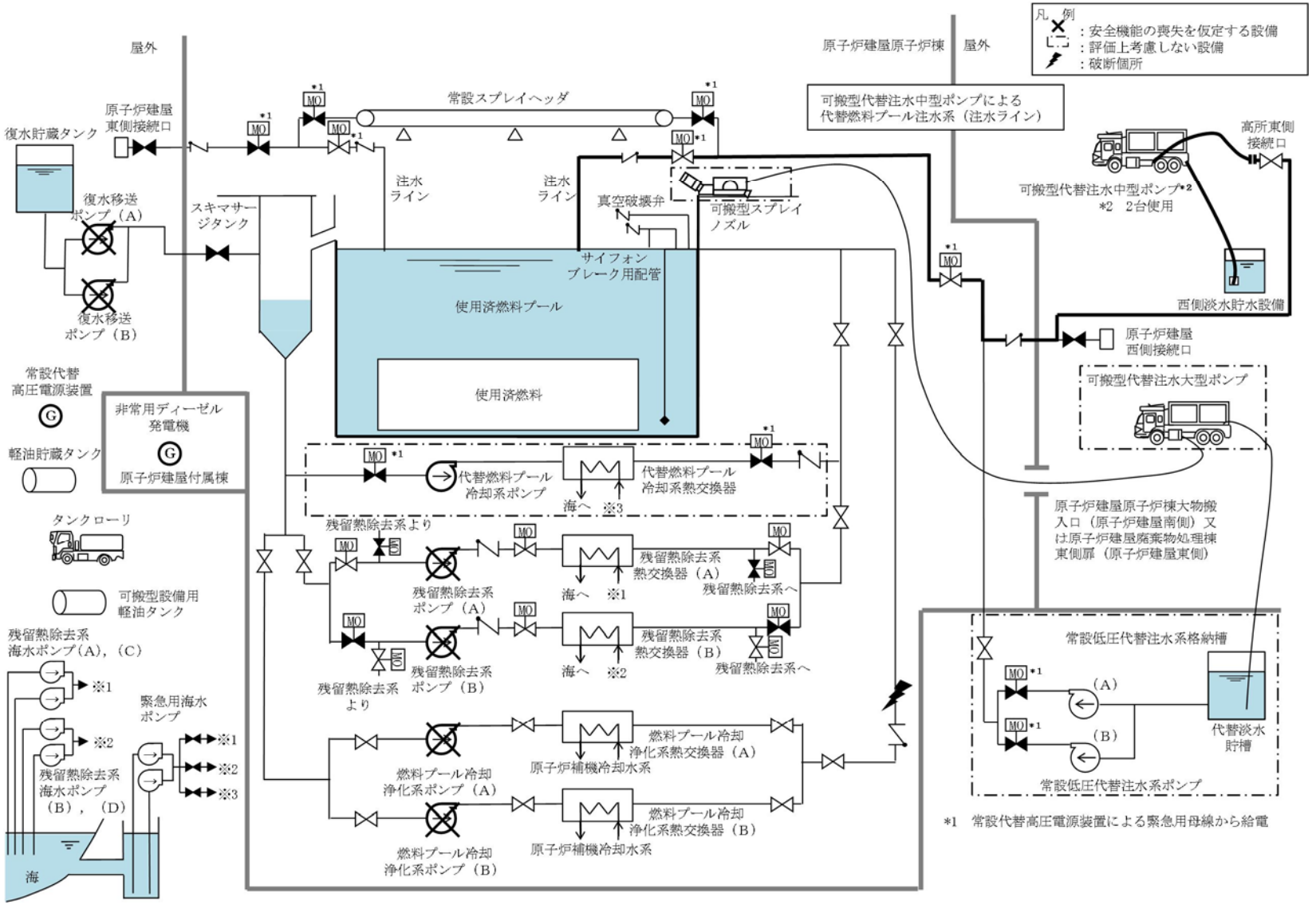
：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

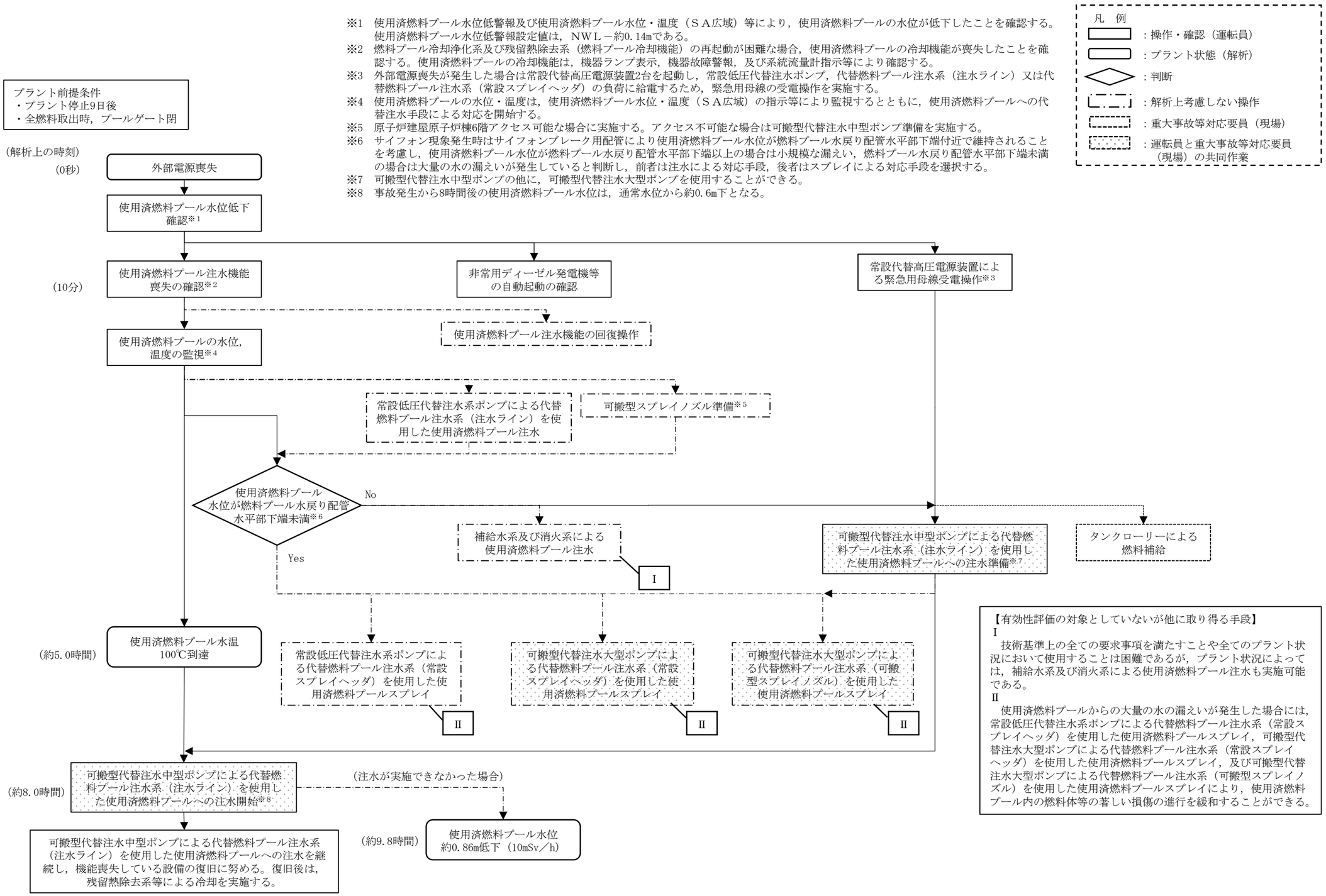
第 7.3.2－2 表　主要評価条件（想定事故２）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m^3	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉鎖時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運転中の最大値として，保安規定の運転上の制限値を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日）※1 で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱はＯＲＩＧＥＮ２を用いて算出
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	使用済燃料プール水位が低下する可能性のある漏えい事象として，使用済燃料プールの冷却系の配管破断を想定するとともに，使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。 サイフォンブレーク用配管により，サイフォン現象による流出が防止されるため，使用済燃料プール水位は燃料プール冷却浄化系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり，保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m^3／h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定

※1　東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



第 7.3.2－1 図　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図

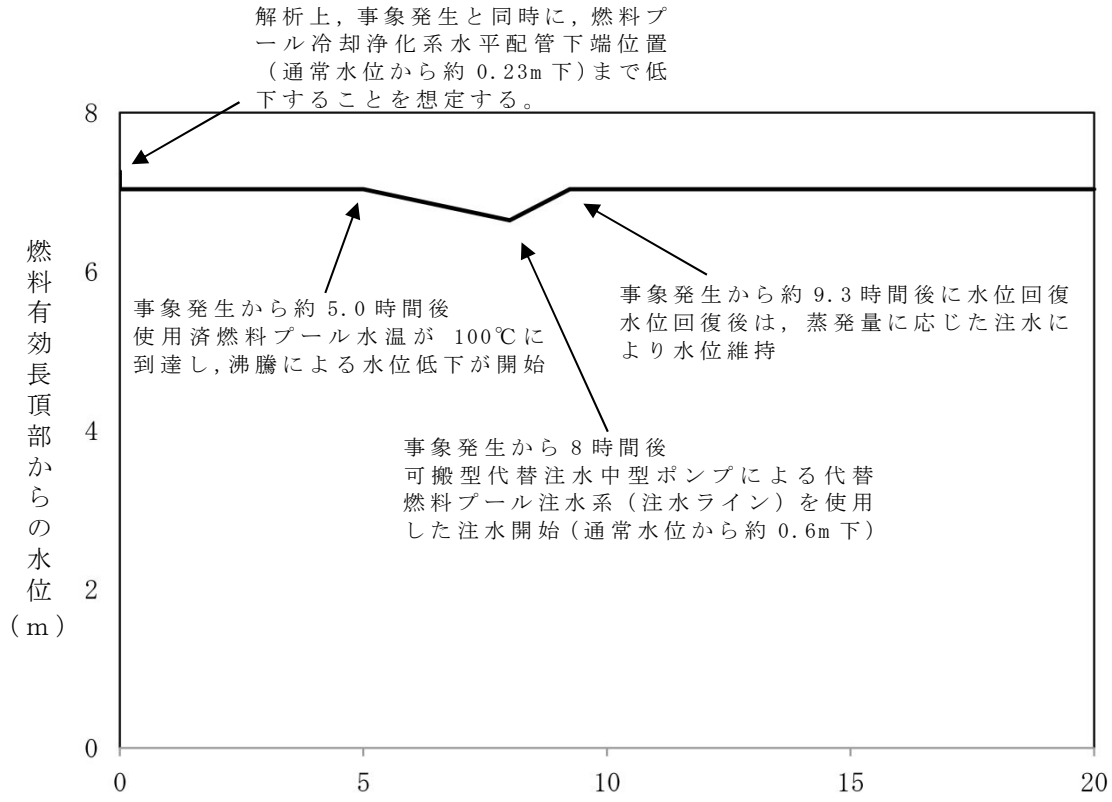


第 7.3.2－2 図　想定事故２の対応手順の概要

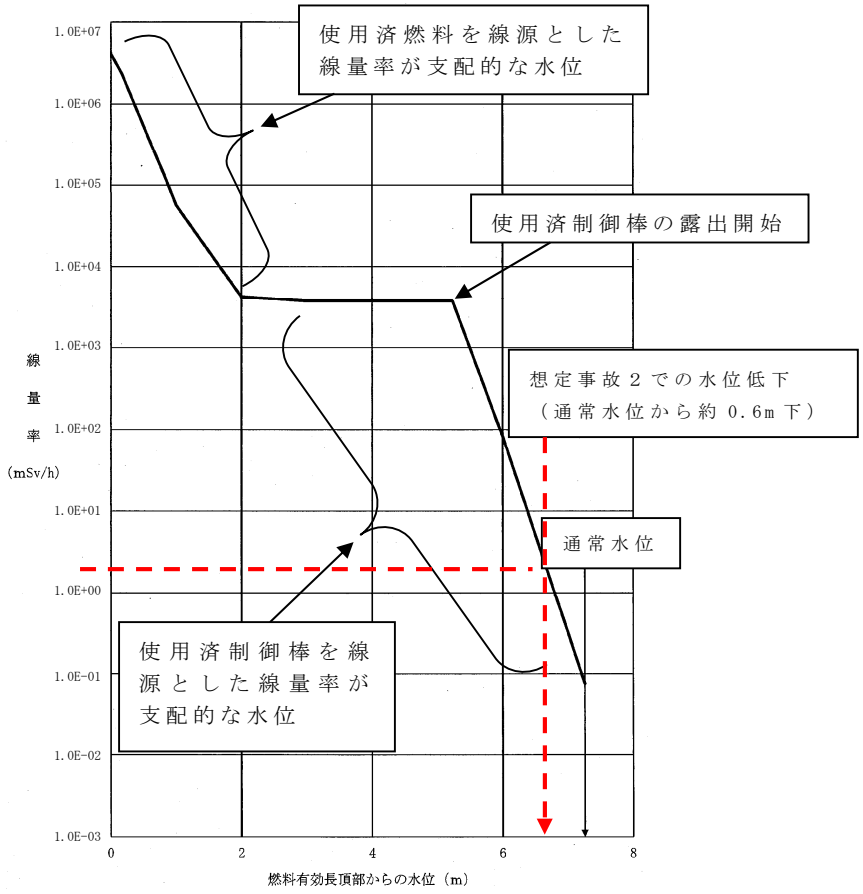
想定事故２

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 ▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.0 時間　使用済燃料プール水温 100℃到達 ▽ 8 時間　可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水開始	備考
	責任者	当直発電長	1 人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	当直副発電長	1 人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2 人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央監視）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位低下の確認 ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（残留熱除去系及び補給水系）	10 分	
	【1人】 A	－		－	●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	2人 B，C		－	●使用済燃料プール冷却機能及び注水機能の回復操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない。
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	15 分	解析上考慮しない
可搬型スプレイノズル準備	－	－		8人 a～h	●原子炉建屋への移動	40 分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
					●ホース及び可搬型スプレイノズル設置※	130 分	
					●可搬型代替注水中型ポンプの保管場所への移動	30 分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	－	－		【8人】 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	
	【1人】 A	－		－	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	4 分	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	－	－		【2人】 a，b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	起動後適宜状態監視	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－		2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90 分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
					●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
漏えい箇所の同定及び隔離	【1人】 A	－		－	●警報確認による原因調査	適宜実施	解析上考慮しない。
	－	【2人】 B，C			●現場での系統隔離操作	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	2 人 B，C		8人　a～h 及び参集２人			

第 7.3.2－3 図　想定事故２の作業と所要時間



第 7.3.2－4 図　使用済燃料プール水位の変化



第 7.3.2－5 図　線量評価点における線量率と水位の関係

7.4　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

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて，その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い，その結果について説明する。

7.4.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

7.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に含まれる事故シーケンスとしては,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，対策の有効性

評価には，崩壊熱除去機能に対する設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，残留熱除去系の補機冷却機能が喪失した場合については，「7.4.2　全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。対策の概略系統図を第7.4.1－1図に，対応手順の概要を第7.4.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第7.4.1－1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は，初動対応要員9名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長1名，当直副発電長1名，運転操作対応を行う当直運転員3名，通報連絡等を行う災害対策要員2名及び現場操作を行う重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第7.4.1－3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員9名で対処可能である。

ａ．運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認

1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

b．作業員への退避指示

発電長は，崩壊熱除去機能の喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。

c．崩壊熱除去機能の回復操作

崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。

d．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

e．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。

f．原子炉保護系母線の受電操作

非常用ディーゼル発電機による非常用母線受電操作の完了後，非常用

母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。

ｇ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場※にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

※　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

ｈ．使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

7.4.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし，崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは，運転停止中のいずれのプラント状態（ＰＯＳ）においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手

段の多様性の観点から,「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

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

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.1－2表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉圧力容器の状態は，未開放状態又は開放状態であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，未開放状態を評価条件とする。

(b)　崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとする。また，評価対象としたＰＯＳ－Ａは原子炉停止１日後～2日後であるが，崩壊熱が高く，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，原子炉停止１日後の崩壊熱を評価条件とする。この時の崩壊熱は約18.8MWである。

なお，この時の崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要

な冷却材（32℃）の注水量は約 27m^3／h である。

(c)　原子炉初期水位及び原子炉初期水温

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

(d)　原子炉初期圧力

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

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

ｂ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。

ここで,事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合,原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには，格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため，運転員は事象後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため，本評価においては，運転員による対応操作を厳しく評価する観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは，外部電源がある場合を想定する。

事象発生1時間以降は，外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m^3／hとする。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量

伝熱容量は，熱交換器1基当たり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

d.　重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 7.4.1－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 7.4.1－5 図に示す。

ａ．事象進展

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

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

ｂ．評価項目等

原子炉水位は，第 7.4.1－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり，燃料の冠水は維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 7.4.1－5 図に示すとおり，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h※が維持され

る水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m まで低下することはないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されるため，未臨界は確保されている。

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

本評価では，「6.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

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

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

7.4.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に，運転中の残留熱除去系

（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.4.1－2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約18.8MWに対して最確条件は約18.8MW以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止1日後の温度の実績値であるが，原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものと考えられる。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場

合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，

運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は,評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。また，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも,必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.9 時間，燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.9 時間，燃料有効長頂部ま

での時間余裕は約 4.3 時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を認知し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の注水操作開始を設定しているが,実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。なお，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報により事象発生を認知可能であり，待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが，本評価ではこれに期待しないこととする。

(2)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5 時間，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 6.3 時間であり，これに対して，事故を認知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

(3)　ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

7.4.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重大事故等対策時における必要な初動対応要員は，「7.4.1.3(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 9 名であり，災害対

策要員の 37 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，必要な水源，燃料及び電源の資源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。合計で約 614.3kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　　源

重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等か

らの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

7.4.1.5　結　　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系)の故障により,崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策としては，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び対策本部要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を期待しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対して有効である。

第 7.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	・1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。	－	－	残留熱除去系系統流量※1，＊ 残留熱除去系ポンプ吐出圧力※1，＊ 残留熱除去系熱交換器入口温度※2，＊ 残留熱除去系熱交換器出口温度※3，＊ 残留熱除去系海水系系統流量※4，＊
作業員への退避指示	・発電長は，崩壊熱除去機能の喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ避難指示を行う。	－	－	－
崩壊熱除去機能の回復操作	・崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	・崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 弁を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊ 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ＊	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ）

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

※1　残留熱除去系ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
※2　残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器バイパス弁の誤開時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
※3　残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器入口弁の誤閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
※4　残留熱除去系海水ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

第 7.4.1－1 表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	・崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 残留熱除去系系統流量*
原子炉保護系母線の受電操作	・非常用ディーゼル発電機による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。 ・原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	－
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	・待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 残留熱除去系海水系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

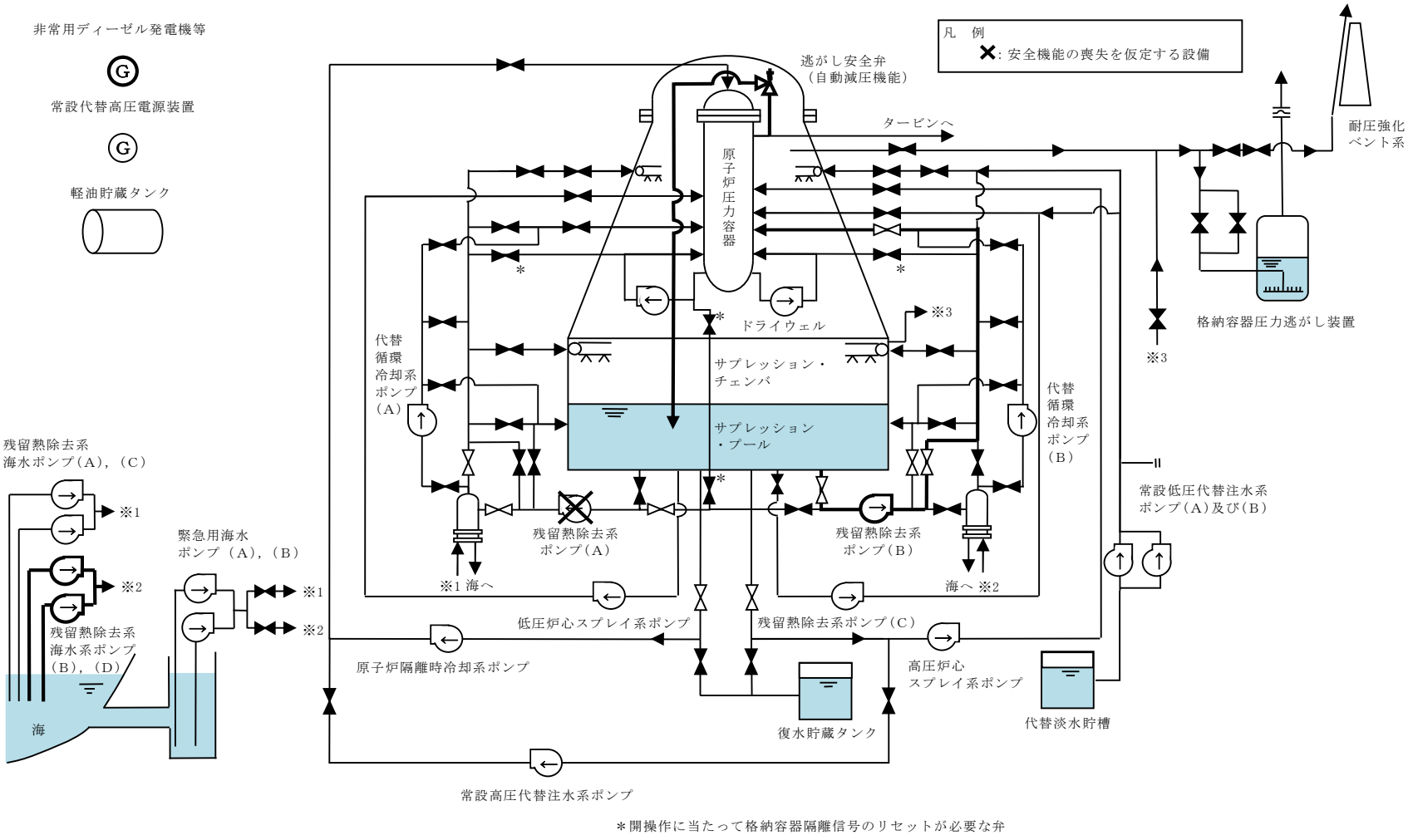
＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.4.1－2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

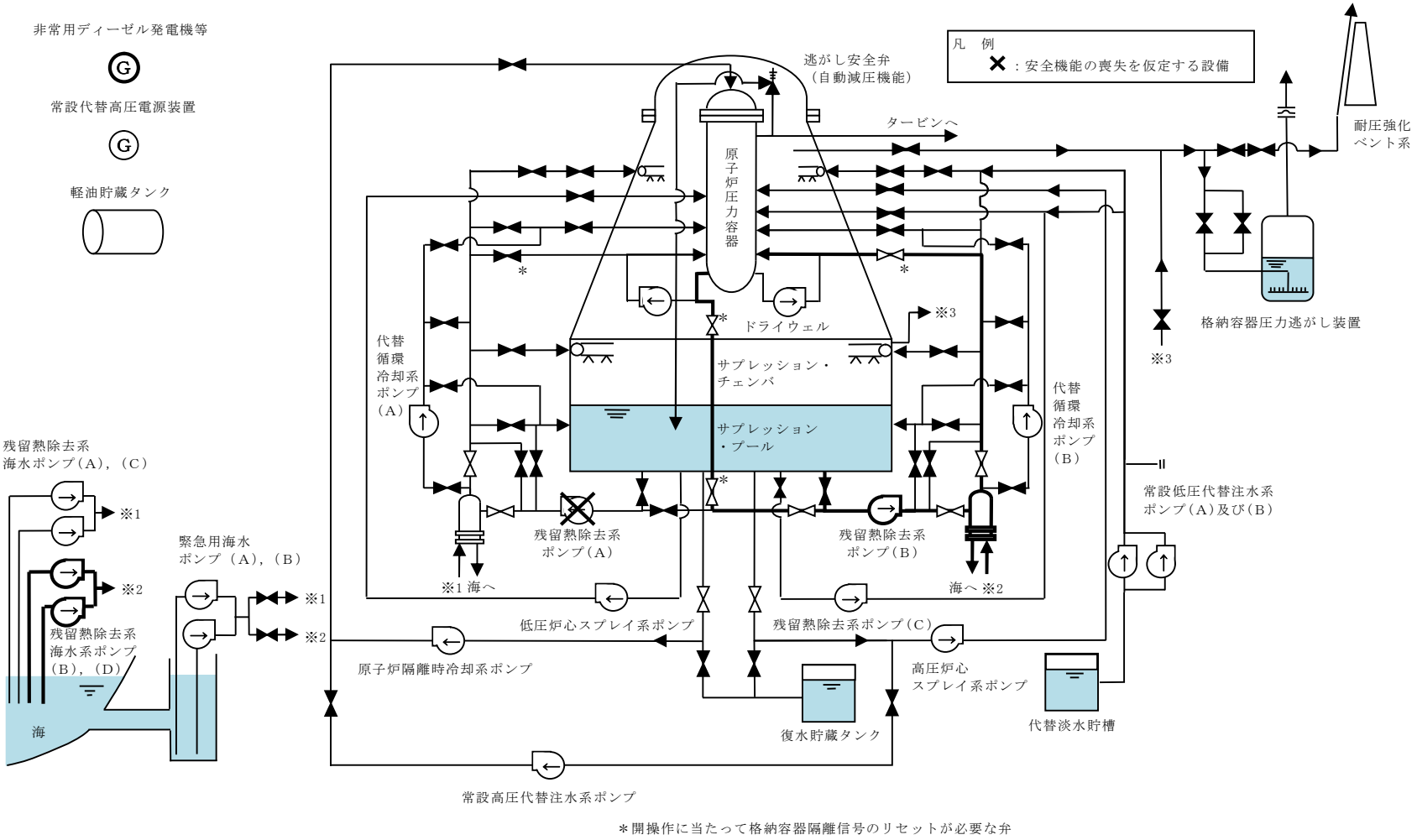
項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩 壊 熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979 （９×９燃料（A型），燃焼度33GWd／t，原子炉停止1日後）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	原子炉初期水位	通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m）	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	サプレッション・プール水温	32℃	保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定

第 7.4.1－2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

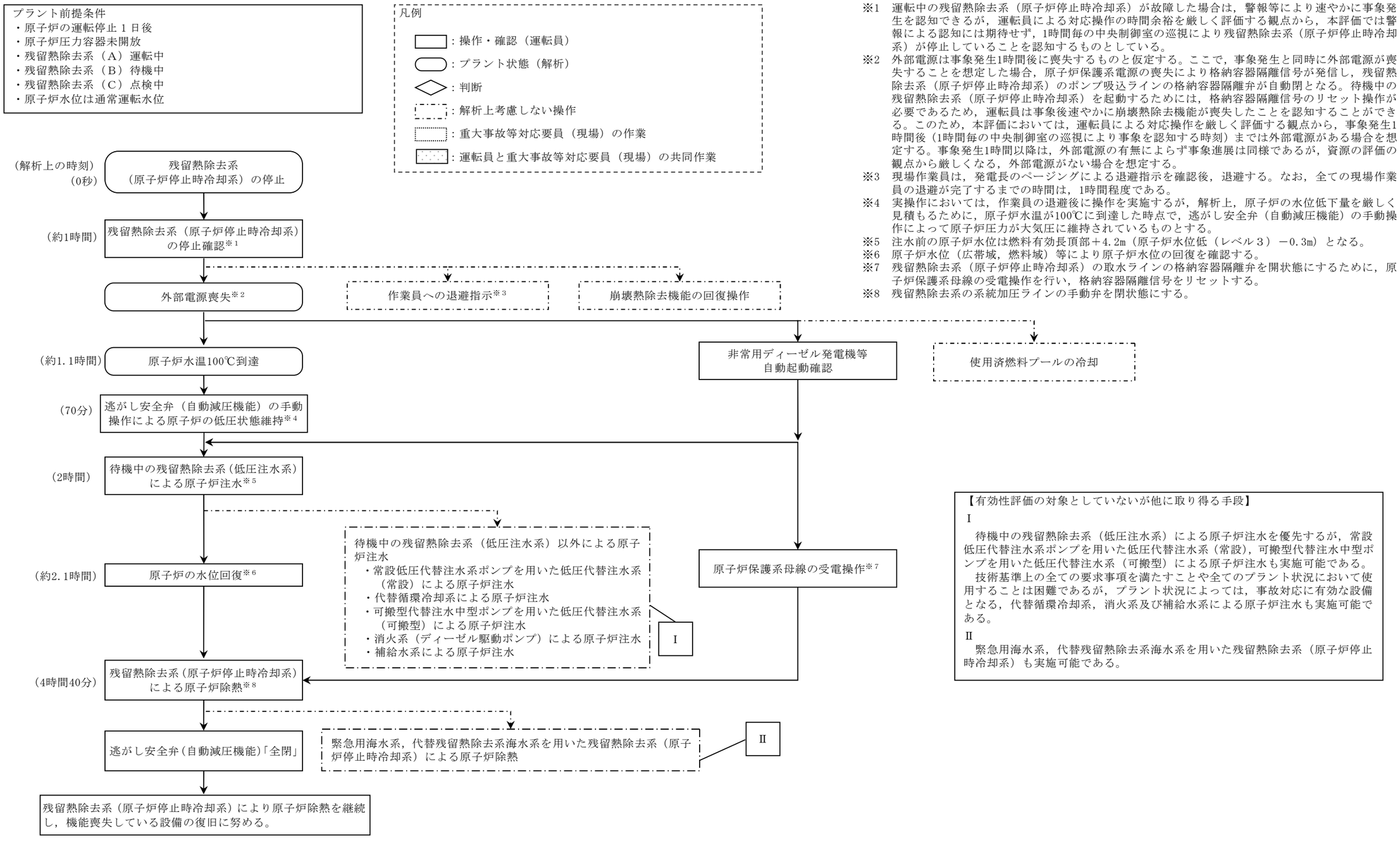
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後　：外部電源なし	事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには，格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため，運転員は事象後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため，本評価においては，運転員による対応操作を厳しく評価する観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量	1,605m^3／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1台当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象発生の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して設定



第 7.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（原子炉減圧及び残留熱除去系（低圧注水系））



第 7.4.1－1 図　崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）
（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））



※1　運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。

※2　外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。ここで，事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合，原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには，格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため，運転員は事象後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため，本評価においては，運転員による対応操作を厳しく評価する観点から，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

※3　現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※4　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

※5　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部＋4.2m（原子炉水位低（レベル３）－0.3m）となる。

※6　原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

※7　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために，原子炉保護系母線の受電操作を行い，格納容器隔離信号をリセットする。

※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を優先するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替循環冷却系，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

Ⅱ

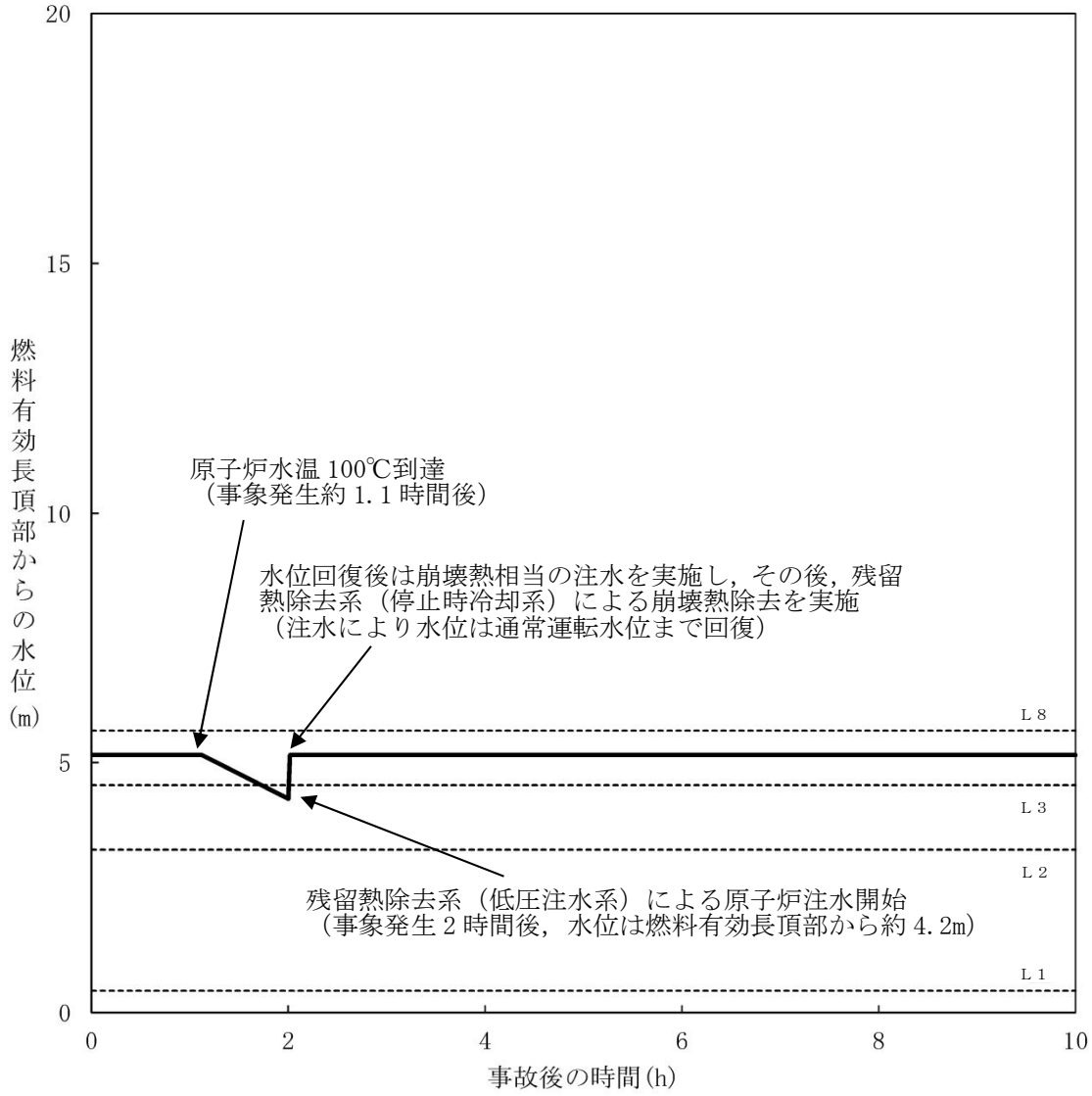
緊急用海水系，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）も実施可能である。

第 7.4.1－2 図　崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

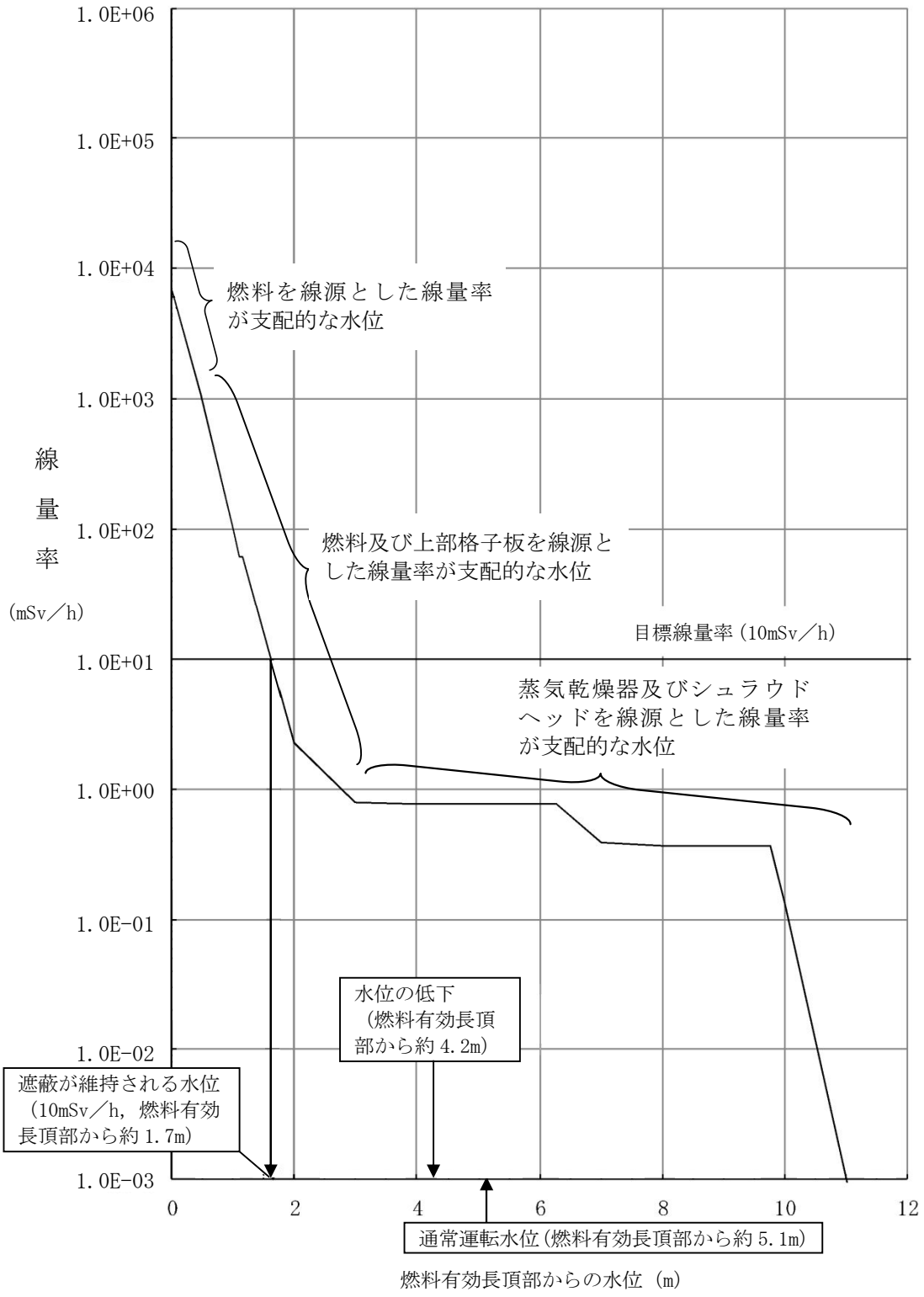
停止中の崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 55	備 考
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
						▽事象発生 ▽約1時間　プラント状況判断 ▽約1.1時間　原子炉水温100℃到達 ▽2時間　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽約2.1時間　原子炉水位回復 ▽4時間40分 残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系） 運転開始	
状況判断	1人 A	－	－		●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	10分	
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認		残留熱除去系（A）
作業員への退避指示	－	－	－		●発電長による作業員への退避指示	60分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で発電長が指示する
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－	－		●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	1分	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－		●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分	
	－	【2人】 B，C	－		●原子炉保護系母線の復旧操作	105分	
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	－	－		●待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	5分	
崩壊熱除去機能の確保操作	－	－	2人 a，b		●崩壊熱除去機能回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－		●原子炉保護系母線の復旧操作	40分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（低圧注水系）の停止	2分	残留熱除去系（B）
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	30分	
	－	【2人】 B，C	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	45分	
	【1人】 A	－	－		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作	6分	
					●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	適宜監視	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
					●緊急用海水系の起動操作	20分	
					●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	解析上考慮しない 約55時間までに実施する
必要要員　合計	1人 A	2人 B，C	2人 a，b				

第7.4.1－3図　崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第7.4.1－4図　原子炉水位の推移



第7.4.1－5図　原子炉水位と線量率

7.4.2　全交流動力電源喪失

7.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の交流動力電源供給機能からの給電により原子炉注水機能を確保し，原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替高圧電源装置による給電手段及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.2－1 図に，対応手順の概要を第 7.4.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故対策における手順と設備との関係を第 7.4.2－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 17 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.4.2－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 17 名で対処可能である。

ａ．全交流動力電源喪失の確認

原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。

ｂ．作業員への退避指示

発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。

c．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧等である。

d．電源確保操作対応

全交流動力電源喪失の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。

f．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動

減圧機能）1弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

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

i．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C　2C（2D）電圧である。

j．原子炉保護系母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。

k．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。なお，残留熱除去系海水系が使用できない場合は，緊急用海水系により補機を冷却

する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

１．使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

7.4.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは,運転停止中のいずれのプラント状態（ＰＯＳ）においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から,「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

また，評価条件の不確かさの影響評価として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.2－2表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉圧力容器の状態は，未開放状態又は開放状態であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，未開放状態を評価条件とする。

(b)　崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとする。また，評価対象としたＰＯＳ－Ａは原子炉停止１日後～2日後であるが，崩壊熱が高く，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，原子炉停止１日後の崩壊熱を評価条件とする。この時の崩壊熱は約18.8MWである。

なお，この時の崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な冷却材（35℃）の注水量は約27m^3／hである。

(c)　原子炉初期水位及び初期水温

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

(d)　原子炉圧力

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

※　実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

ｂ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

ｃ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必

要な注水流量として，27m^3／h を設定するものとする。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，事象発生 25 分後に完了する。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は，非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 4 時間 35 分後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 7.4.2－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 7.4.2－5 図に示す。

a．事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより，原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが，事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作を完了し，原子炉冷却材の蒸発量を補うために必要な注水流量で原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近

で維持することができる。

事象発生から 4 時間 35 分経過した時点で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。

b．評価項目等

原子炉水位は，第 7.4.2－4 図に示すとおり，蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき，燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 7.4.2－5 図に示すとおり，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h※が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため，放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h を下回る）。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については，現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。

事象発生から 4 時間 35 分経過した時点で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開することにより，長期的に安定状態を維持できる。

以上により，本評価では，「6.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※　本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬型スプレイ

ノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め，原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

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

7.4.2.3　不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替高圧電源装置による受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な

影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが，原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものと考えられる。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源喪失による異常の認知を起点と

するものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料

の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持できる水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.9時間，燃料有効長頂部までの時間は約4.3時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の52℃に対して最確条件は約47℃～約58℃である。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱の場合でも，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持できる水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間余裕は約2.9時間，燃料有効長頂部までの時間余裕は約4.3時間であり，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件

も大気圧であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動による原子炉注水準備操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）

による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置からの緊急用母線の受電，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の時間余裕については，原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり，事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため，十分な時間余裕を確保できる。

(3)　ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与え

る影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響はない。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

7.4.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「7.4.2.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名であり，災害対策要員の 37 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 100m^{3}必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有していることから，水源が枯渇することはなく，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要とな

る。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

c．電　　源

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 4,587kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

7.4.2.5　結　　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の供給手段，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の給電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）

による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，常設代替高圧電源装置からの給電による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を用いた原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.4.2－1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	・原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失することを確認する。	－	－	－
作業員への退避指示	・発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能と判断する。 ・これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	M／C　２C電圧＊ M／C　２D電圧＊ 緊急用M／C電圧
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.4.2－1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により，原子炉水温が 100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 弁を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）＊ 所内常設直流電源設備＊ 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ＊	－	原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊ 代替淡水貯槽	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 原子炉圧力＊ 原子炉圧力（ＳＡ） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ及び２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧＊ Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧＊

：有効性評価上考慮しない操作

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.4.2－1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉保護系母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。 ・原子炉保護系母線の受電後，格納容器隔離信号をリセットする。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	－
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）＊ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク＊	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 残留熱除去系系統流量＊ 残留熱除去系熱交換器入口温度＊ 残留熱除去系熱交換器出口温度＊ 残留熱除去系海水系系統流量＊
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

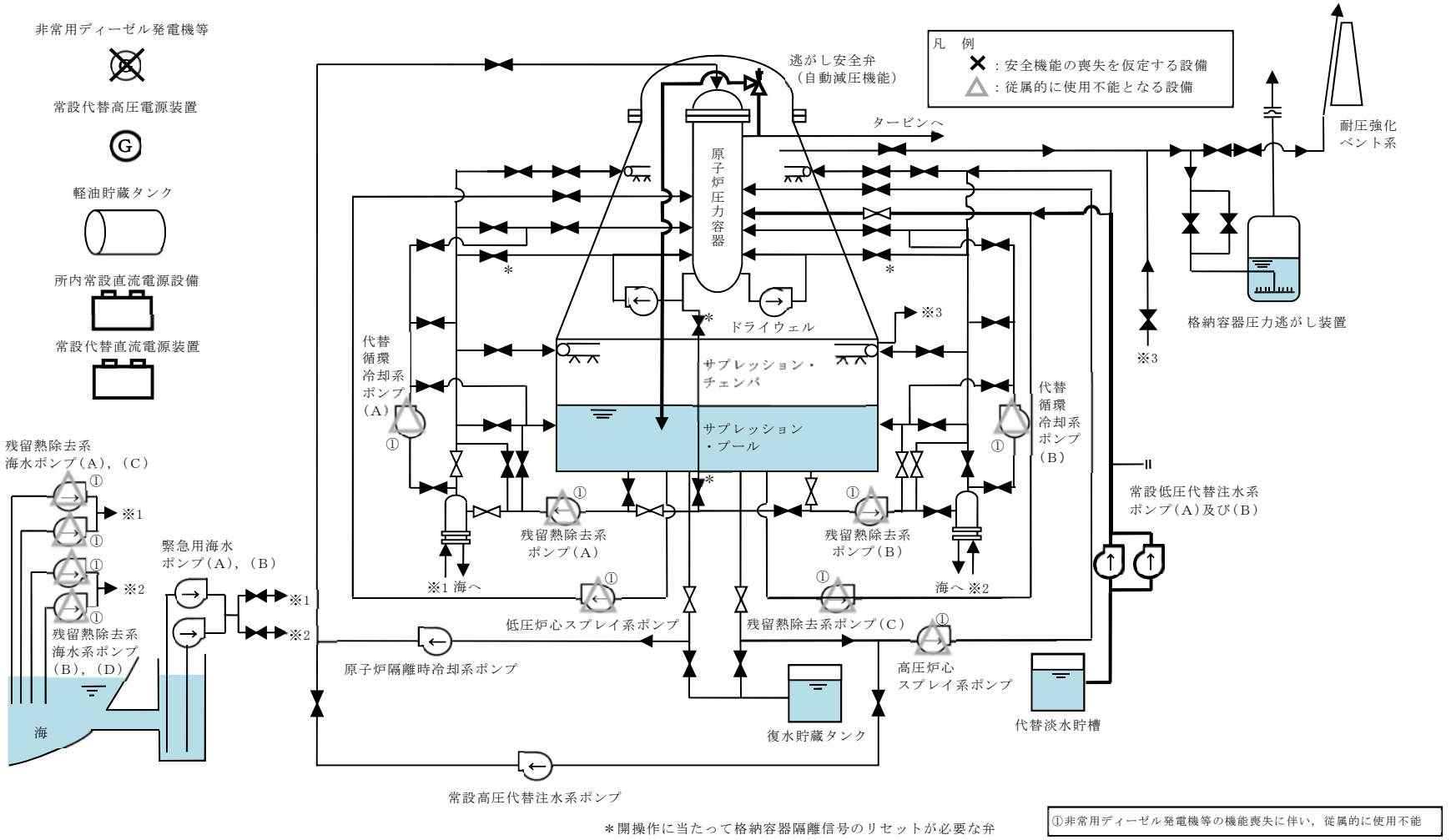
＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.4.2－2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1／2）

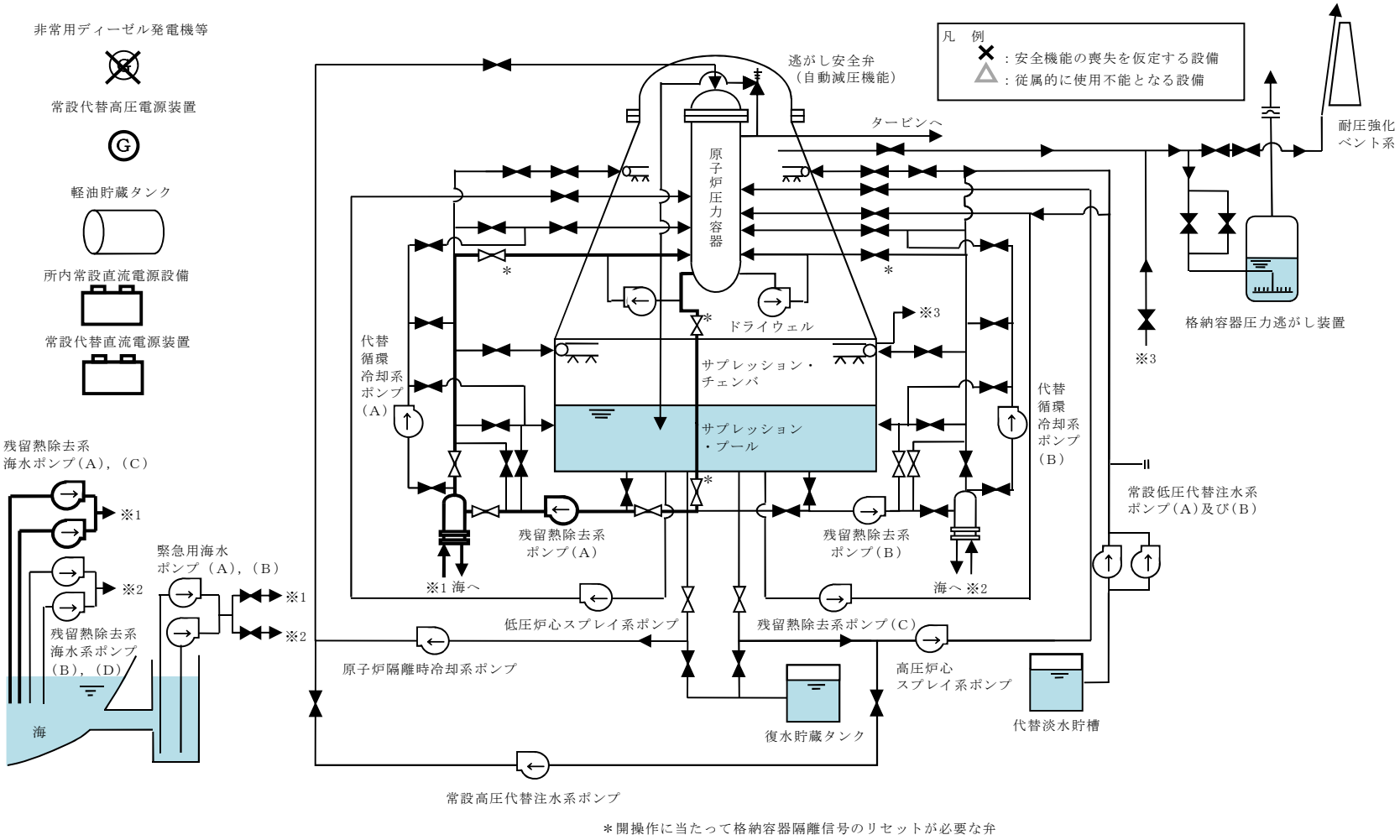
項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩 壊 熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979 （9×9燃料（A型），燃焼度 33GWd／t，原子炉停止1日後）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	原子炉初期水位	通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m）	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	外部水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による，外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源の喪失を設定

第 7.4.2－2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量	27m^3／h	崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な原子炉注水流量を設定
	残留熱除去系海水系	伝熱容量：約43MW （原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）起動準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から 4 時間 35 分後	常設代替高圧電源装置による非常用交流母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



第 7.4.2－1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））



＊開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 7.4.2－1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）
（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））

プラント前提条件
・原子炉の運転停止１日後
・原子炉圧力容器未開放
・残留熱除去系（Ａ）運転中
・残留熱除去系（Ｂ）待機中
・残留熱除去系（Ｃ）点検中
・全ての非常用ディーゼル発電機待機中
・原子炉水位は通常運転水位

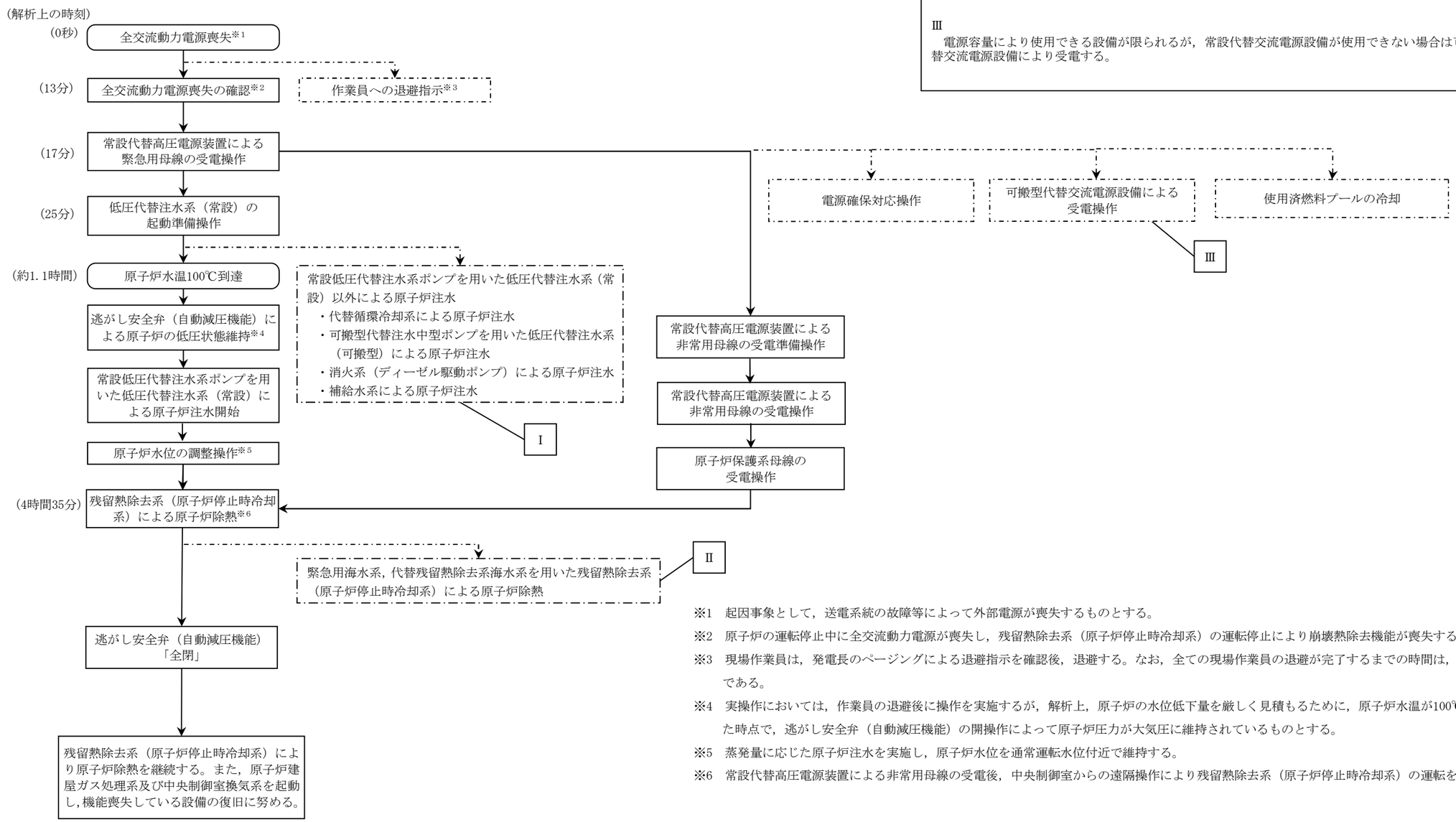
凡例
：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

【有効性評価の対象としていないが，他に取り得る手段】

Ⅰ
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，代替循環冷却系及び消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。

Ⅱ
緊急用海水系，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）も実施可能である。

Ⅲ
電源容量により使用できる設備が限られるが，常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



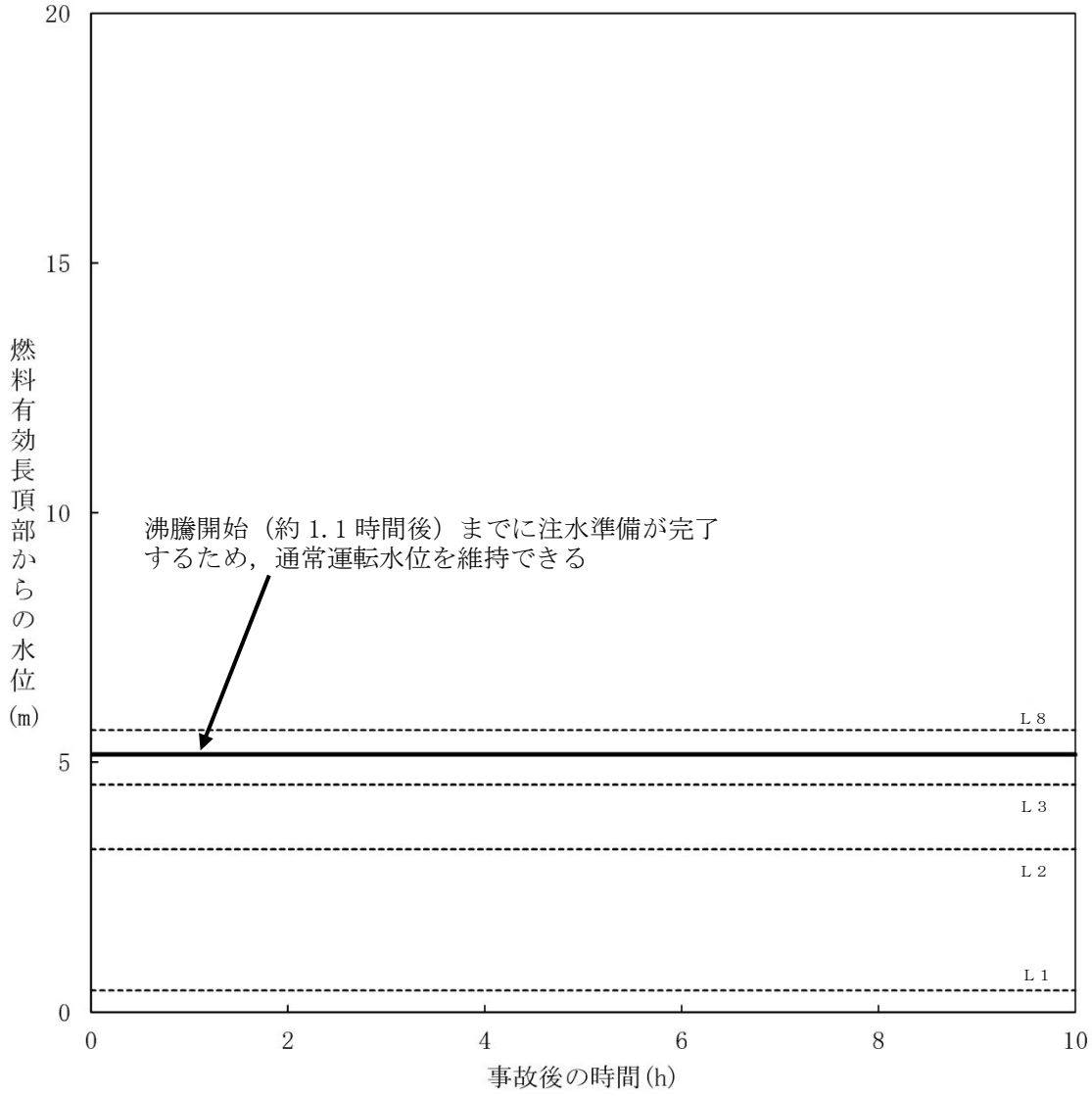
※1　起因事象として，送電系統の故障等によって外部電源が喪失するものとする。
※2　原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。
※3　現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※4　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
※5　蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。
※6　常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。

第 7.4.2－2 図　全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

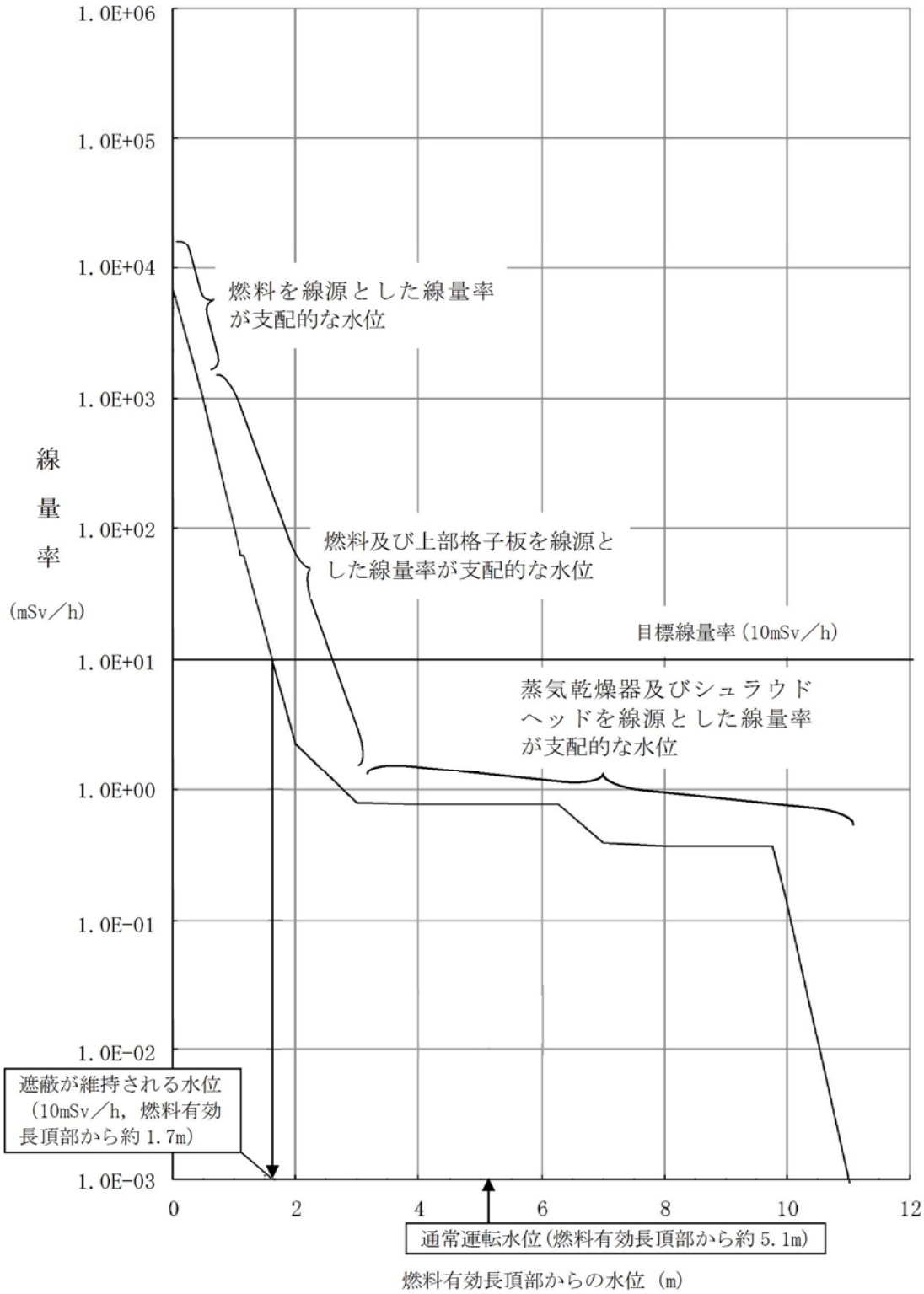
停止中の全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 0 1 2 3 4 5 55	備 考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生 ▽約 10 分　プラント状況判断 ▽13 分　全交流動力電源喪失の確認 ▽25 分　低圧代替注水系（常設）準備完了 ▽約 1.1 時間　原子炉水温 100℃到達 ▽4 時間 35 分 残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系） 運転開始	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10 分	
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	1 分 2 分	
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で発電長が指示する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成	4 分 3 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	－		－	●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	2人 B，C		－	●非常用母線の受電準備	75 分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近に維持	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電	8 分 5 分	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分	
	－	【2人】 B，C		－	●原子炉保護系母線の復旧操作	105 分	
	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧操作	40 分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動準備 ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	6 分 4 分 1 分 適宜実施	残留熱除去系（A）
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20 分 15 分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 約55時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－		8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
必要要員　合計	1人 A	2人 B，C		10人　a～j			

第 7.4.2－3 図　全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第7.4.2－4図　全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化



第7.4.2－5図　原子炉水位と線量率

7.4.3　原子炉冷却材の流出

7.4.3.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスとしては,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の漏えいによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.3－1 図に，対応手順の概要を第 7.4.3－2 図に，重要事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 7.4.3－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 7 名である。

初動対応要員の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員3名及び通報連絡等を行う災害対策要員2名である。

必要な要員と作業項目について第 7.4.3－3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員を確認した結果，初動対応要員 7 名で対処可能である。

ａ．原子炉冷却材流出の確認

原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，1 時間毎の中央制御室の巡視により確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｂ．作業員への退避指示

発電長は，原子炉冷却材流出を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。

ｃ．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央

制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。

ｄ．原子炉冷却材漏えい箇所の隔離

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで,原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，原子炉冷却材の流出を起因事象とする,「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

残留熱除去系は通常，2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉水位が通常運転水位であるプラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）を想定することにより，時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお，原子炉水位が通常運転水位の

場合は原子炉水位（広帯域，燃料域）による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが，評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のＰＯＳにおいても評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

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

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.4.3－2表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

評価対象としたＰＯＳ－Ａにおける原子炉圧力容器の状態は，未開放状態又は開放状態であるが，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい未開放状態を評価条件とする。なお，原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが，本評価ではこれらに期待しないこととする。

(b)　原子炉初期水位及び原子炉初期水温

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

ｂ．事故条件

(a)　原子炉冷却材のサプレッション・プールへの流出流量

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時の原子炉冷却材の流出を想定する。具体的には，切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによって原子炉冷却材がサプレッション・プールへ流出することを想定し，流出流量は 45m^3／h とする。

(b)　崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について

本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており，崩壊熱除去機能は維持されていることから，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の取水ラインの格納容器隔離弁が閉となり，

原子炉冷却材流出が停止することから，外部電源がある場合の方が，原子炉冷却材流出の観点で厳しくなる。

ｃ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m^3／h を設定するものとする。

ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a)　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。また，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの漏えい箇所の隔離は，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 7.4.3－4 図に,原子炉水位と線量率の関係を第 7.4.3－5 図に示す。

ａ．事象進展

事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から 2 時間経過した時点で，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は原子炉冷却材の漏えい個所を隔離することによって流出を止

め，また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により崩壊熱除去機能を回復する。

b．評価項目等

原子炉水位は，第 7.4.3－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 2.1m まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。

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

原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による崩壊熱除去機能を回復することで，安定状態を維持できる。

本評価では，「6.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

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

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子

炉棟6階での被ばく量は限定的である。

7.4.3.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により，水位を回復させることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.4.3－2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目に対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態，並びに原子炉初期圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については，評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉圧力容器が閉鎖状態に対し，最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉ウェル満水期間又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつ

プールゲートが閉状態の場合については，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため時間余裕が長くなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが，同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については，評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し，最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合においては，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため，ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり，評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，評価項目とな

るパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は，評価上の操作開始条件として，事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，その後速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時刻は早くなると考えられる。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作の開始時間が早くなることに伴い，当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作について，当該操作に対する時間余裕は，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり，これに対して，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。

(3)　ま と め

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

した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

7.4.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策時における必要な初動対応要員は，「7.4.3.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名であり，災害対策要員の 37 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

ａ．水　　源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・プール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の対応が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

ｂ．燃　　料

外部電源喪失を想定した場合，非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，

7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。合計で 614.3kL の軽油が必要となるが，軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

ｃ．電　　源

外部電源喪失を想定した場合,重大事故等対策時に必要な負荷のうち,非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については,非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，電源供給が可能である。

7.4.3.5　結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，残留熱除去系の運転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について，有効性評価を実施した。

上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び未臨界の確保

ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を考慮しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 7.4.3－1 表　原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材の流出の確認	・1 時間毎の中央制御室の巡視により，原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） サプレッション・プール水位＊
作業員への退避指示	・発電長は，原子炉冷却材の流出を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。	－	－	－
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	・原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）＊	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域） 残留熱除去系系統流量＊
原子炉冷却材漏えい箇所の隔離	・原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域，燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域，ＳＡ燃料域）

：有効性評価上考慮しない操作

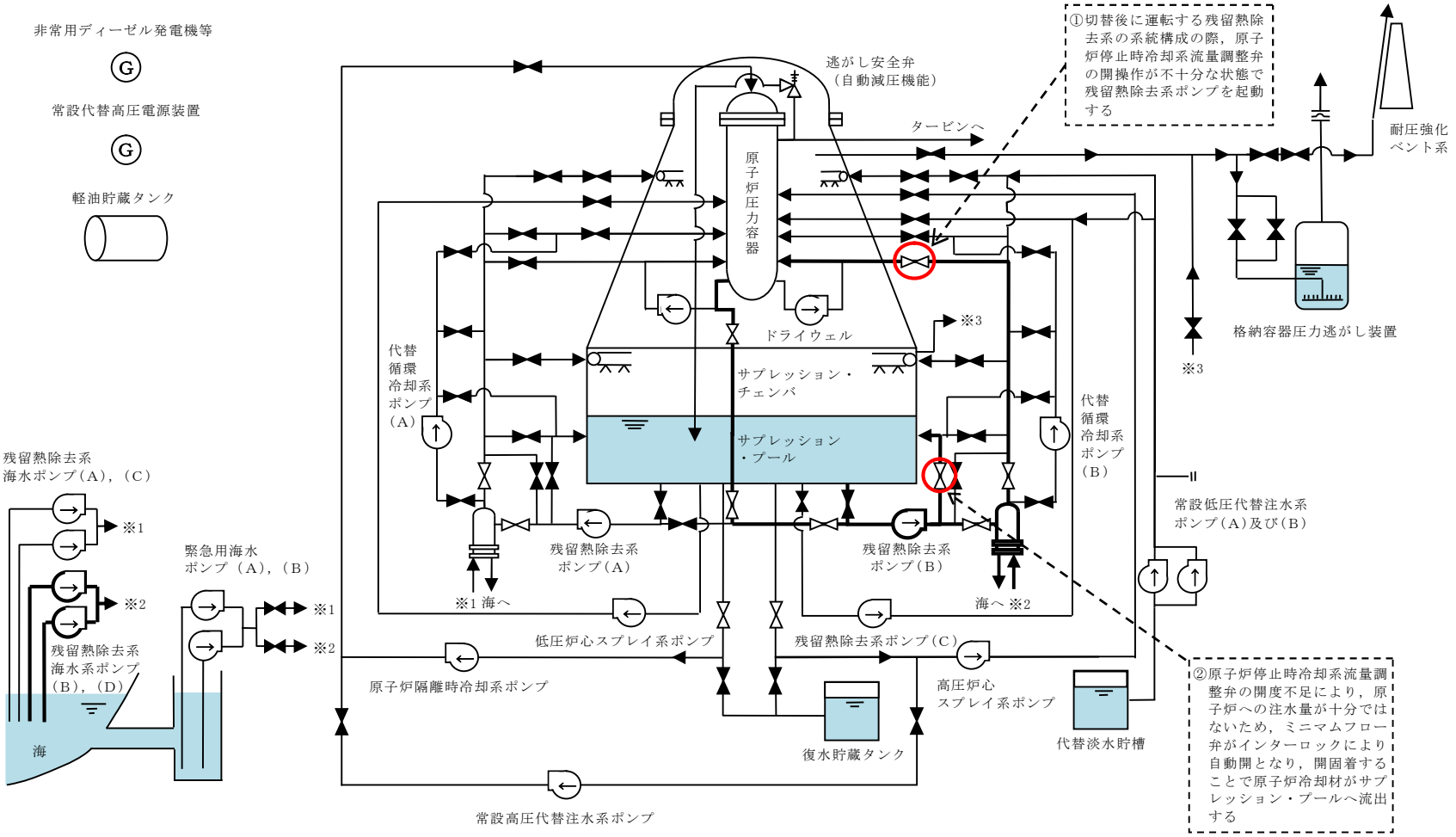
＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.4.3－2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる，原子炉圧力容器が未開放，かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 （燃料有効長頂部から約 5.1m）	
	原子炉の初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	$45m^3／h$	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計，及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定している。このため，崩壊熱除去機能は喪失しないことから，原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

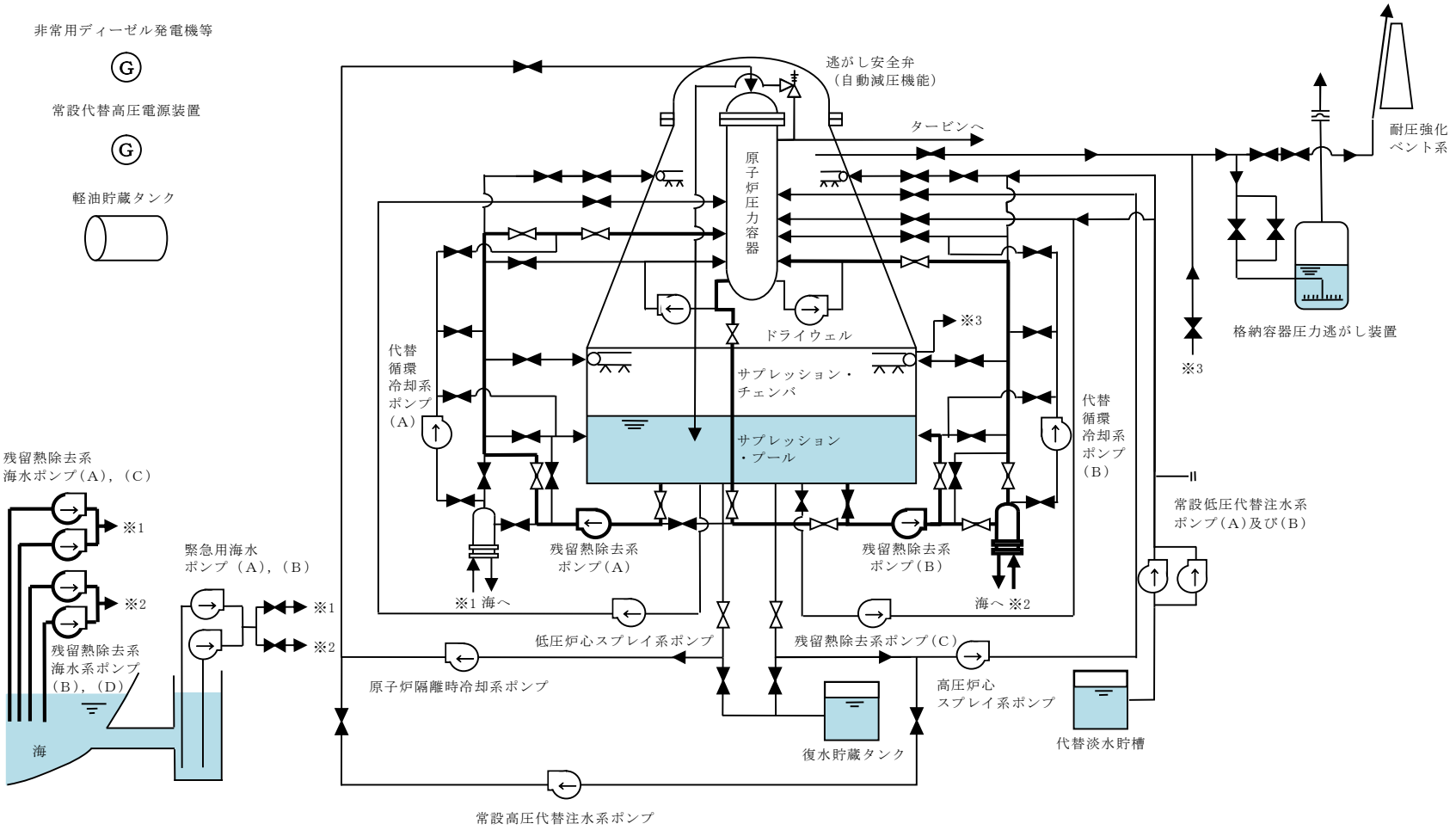
第 7.4.3－2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）(2／2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水流量	1,605m^3／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出の停止	－	残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕がある。



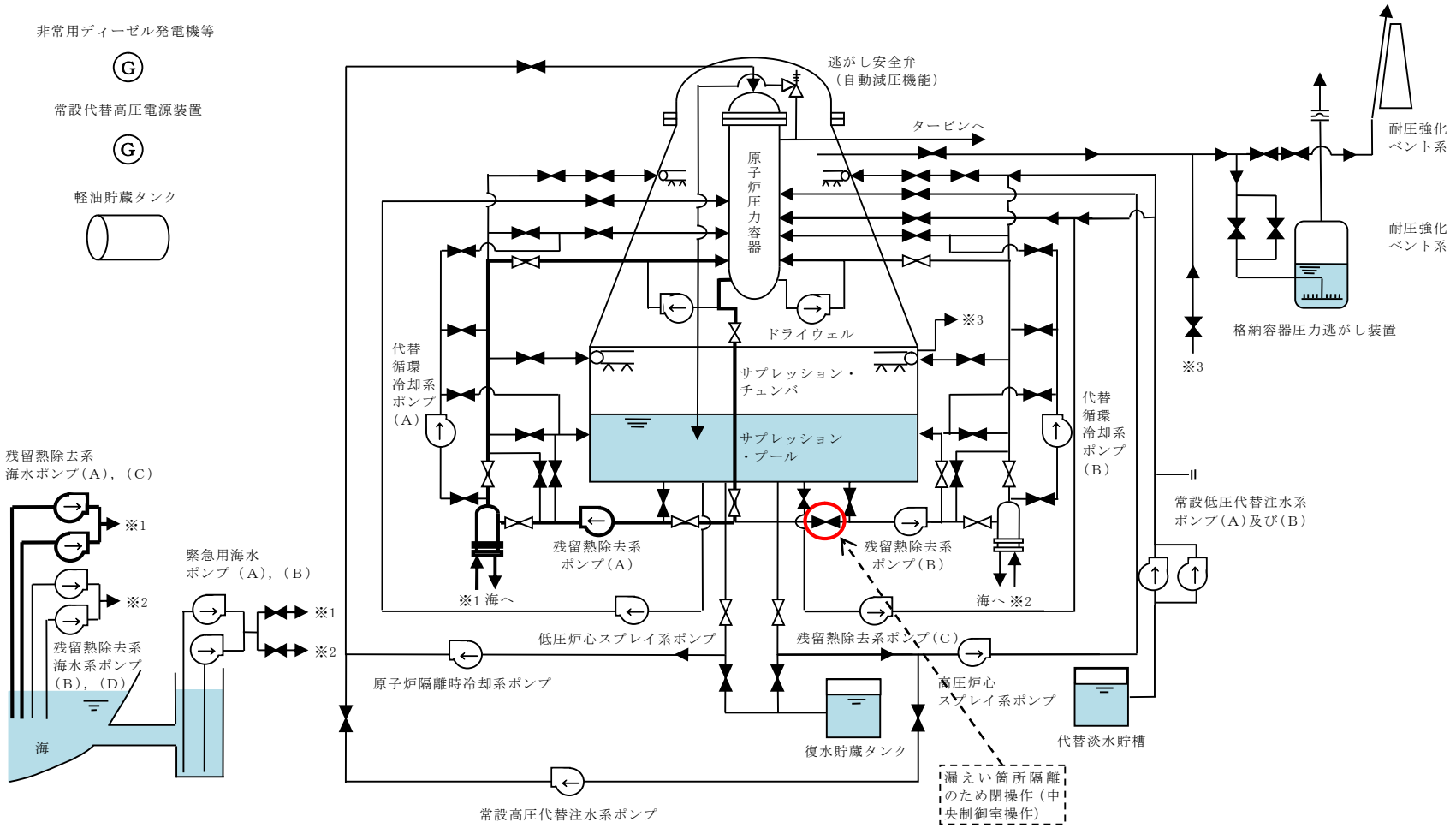
第 7.4.3－1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）

（原子炉冷却材の流出）

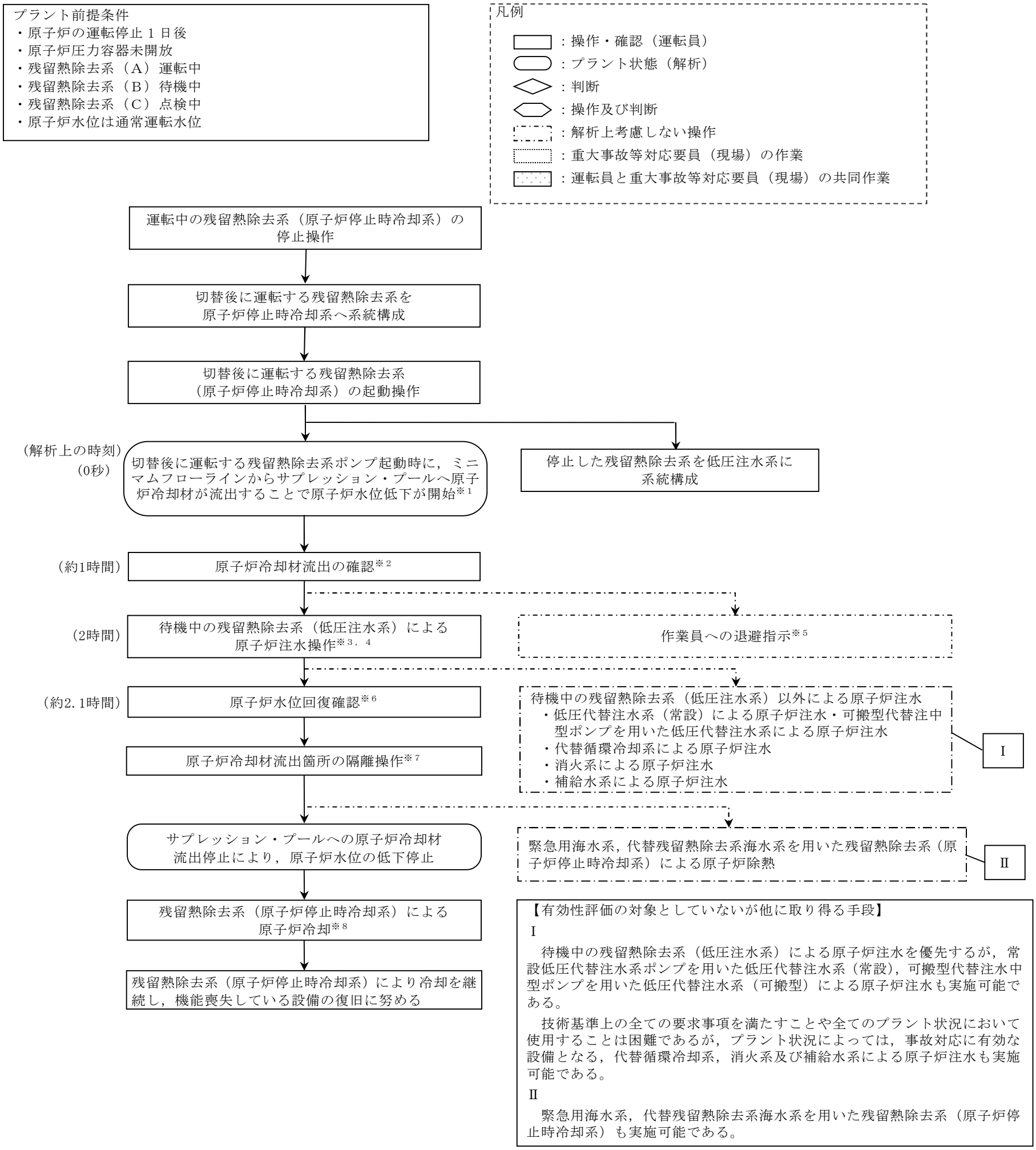


第 7.4.3－1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）

（残留熱除去系（低圧注水系））



第 7.4.3－1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（漏えい箇所の隔離及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））

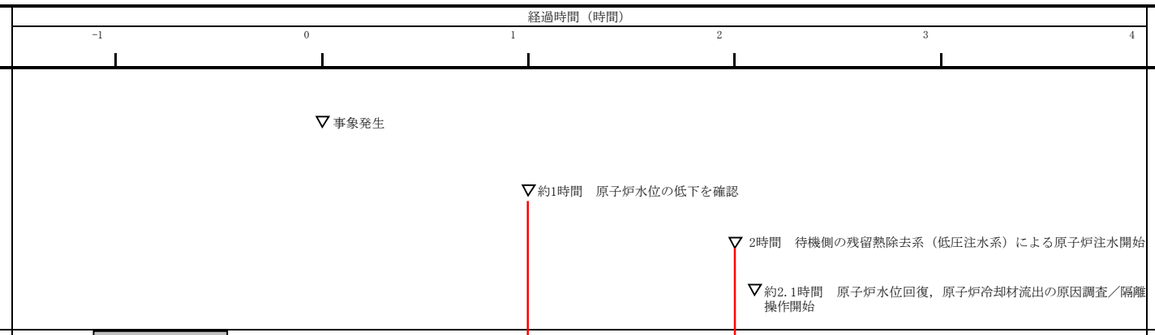


※1　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・プールに流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は45m^3／h，原子炉水位の低下速度は1.5m／h）。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替後にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温等）を確認するため，早期に原子炉冷却材の流出を確認することができる。
※2　原子炉冷却材の流出が発生した場合は，警報等により速やかに事象発生を認知できるが，運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から，本評価では警報による認知には期待せず，1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。
※3　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施する。
※4　注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部＋2.1m（原子炉水位低（レベル３）－2.4m）となる。
※5　現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　中央制御室において，原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

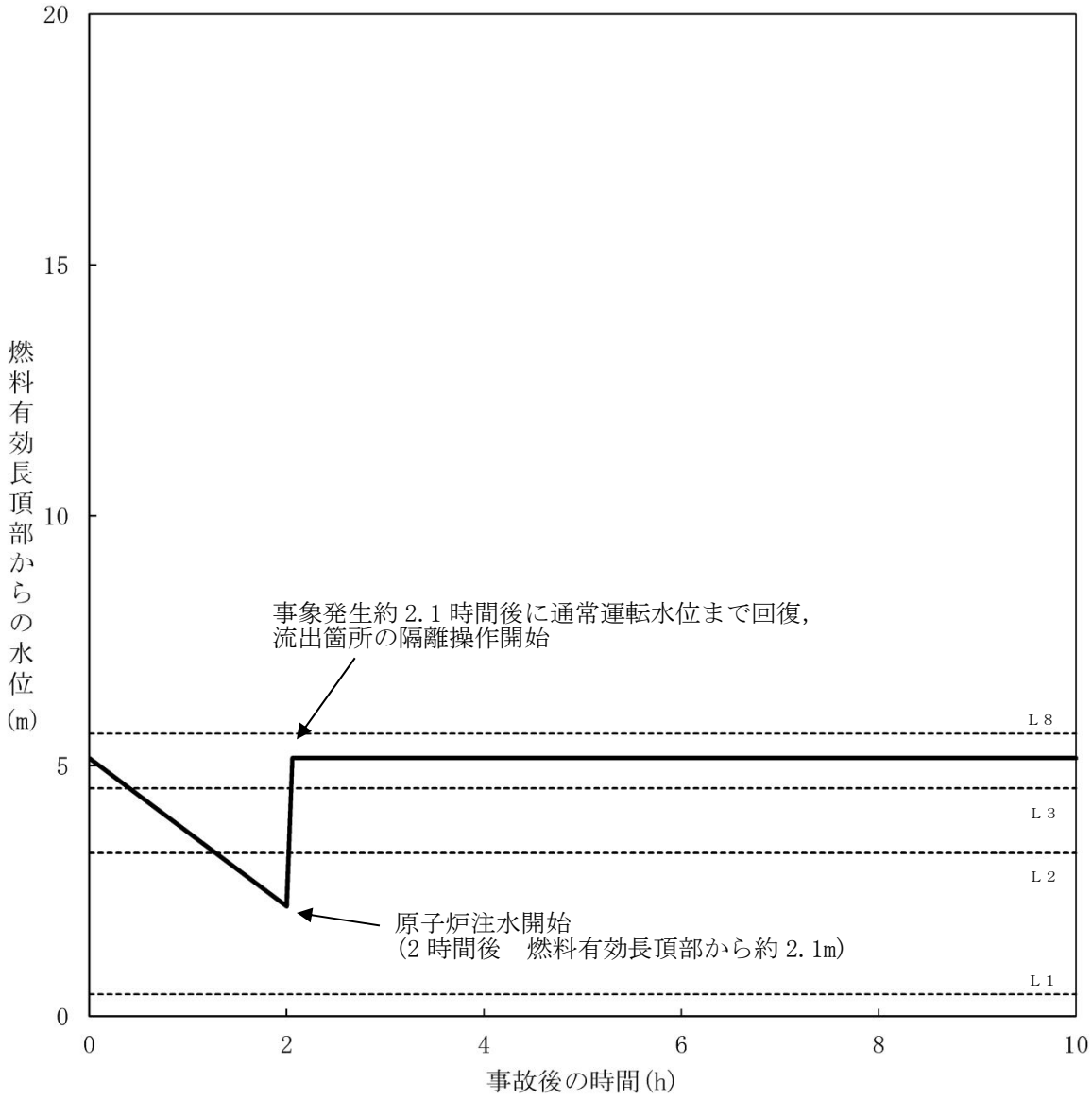
第 7.4.3－2 図　事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

原子炉冷却材の流出

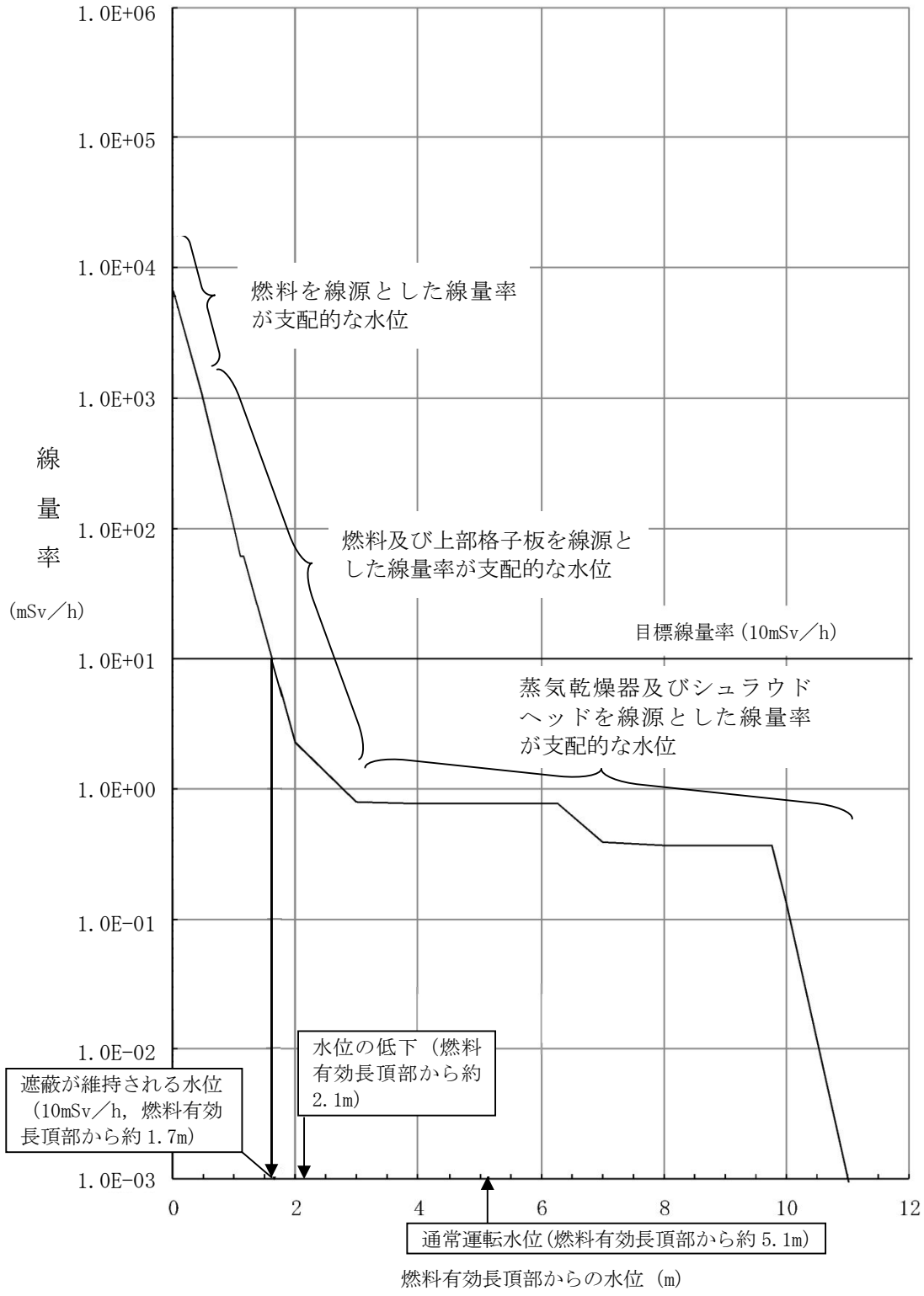
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	備考
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐		
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替	－ 1人 A	2人 B，C －		－ －	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作 ●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作	残留熱除去系（B）
	【1人】 A	－		－	●切替後に運転する残留熱除去系を原子炉停止時冷却系へ系統構成／起動操作	
	－	【2人】 B，C		－	●停止した残留熱除去系を低圧注水系へ系統構成	
	【1人】 A	－		－	●停止した残留熱除去系を低圧注水系へ系統構成	
状況判断	【1人】 A	－		－	●原子炉冷却材流出の確認	残留熱除去系（A）
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●原子炉水位，温度監視 ●待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作	残留熱除去系（A）
原子炉冷却材流出箇所の隔離	【1人】 A	－		－	●原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作／残留熱除去系ポンプの停止	
必要要員数　合計	1人 A	2人 B，C		0人		



第 7.4.3－3 図　原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間



第 7.4.3－4 図　原子炉冷却材の流出における原子炉水位の変化
（燃料有効長頂部からの水位）



第7.4.3－5図　原子炉水位と線量率

7.4.4　反応度の誤投入

7.4.4.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスとしては,「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり,「反応度の誤投入」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，反応度の誤投入により，原子炉が臨界に達することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため,運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には,原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を第7.4.4－1図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故

等対策における手順と設備との関係を第 7.4.4－1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいては，重大事故等対策は全て自動で作動するため，中央制御室の当直運転員による確認のみであり，対応操作の要員は不要である。

なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。

ａ．誤操作による反応度誤投入

運転停止中に，制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。

ｂ．反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認

制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし，制御棒が全挿入となり，原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。

7.4.4.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」であ

る。

運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モード・スイッチを「燃料交換」位置として，1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い，原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則として 1 ノッチずつ操作を行い，起動領域計装により中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒が過剰に引き抜かれることにより臨界に至る反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードＡＰＥＸ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「7.4.4.3(3)　感度解析」において，それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.4－2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，９×９燃料（Ａ型）平衡炉心のサイクル初期とする。

(b)　実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c)　原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉初期出力は定格値の 10^{-8}，原子炉初期圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ／kgUO_2とする。

ｂ．事故条件

(a)　起因事象

運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b)　誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は，最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とし，事象を厳しく評価するため，最大反応度価値を有

する制御棒が引き抜かれている状態での原子炉の臨界状態と，その状態からの連続的な誤引き抜きを想定する。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.71％Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第 7.4.4－2 図に示す。

なお，通常，制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値を 1.0％Δk 以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約 1.71％Δk が加わる上記の評価に包含されるものと考える。

(c)　外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　制御棒の引抜速度

制御棒は,引抜速度の上限値 9.1cm／s にて連続で引き抜かれるものとする※。引抜制御棒反応度曲線を第 7.4.4－2 図に示す。

※　あらかじめ停止余裕が確認されている場合，一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き抜き操作，及び反応度価値の小さい制御棒位置（30Pos.）以降の制御棒引き抜き操作については，連続引き抜きが実施可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b)　原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第 7.4.4－3 図に示す。なお，スクラム信号の発生時の起動領域計装は，Ａ，Ｂチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。

ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第 7.4.4－1 図に，炉心平均中性子束の推移を第 7.4.4－4 図に示す。

ａ．事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生し，原子炉はスクラムする。このとき，投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：0.68％Δk）であるが，原子炉出力は定格出力の約 15％まで上昇するにとどまる。また，燃料エンタルピは最大で約 85kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である 272kJ／kgUO_2（65cal／gUO_2）を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約 77kJ／kgUO_2であり，「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」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安

である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ／kgUO_2（40cal／gUO_2）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

b．評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，燃料有効長頂部は冠水を維持しており，放射線の遮蔽は維持される。

以上により，本評価では，「6.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

7.4.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスでは，自動作動する原子炉緊急停止系により，自動的に原子炉をスクラムさせることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価を行う重要現象は，「6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a．運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは,「7.4.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

b．評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，実験により解析コードは7～9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約 9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.4.4－2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは,「7.4.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが,「(5)　解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

実効増倍率について,実際の炉心設計では,設計上の余裕を見込み,最大反応度価値を持つ制御棒 1 本が完全に引き抜かれた状態でも，炉心の実効増倍率の計算値は，常に 0.99 未満となるよう設計する。実効増倍率が 0.99 の場合は,臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 1kJ／kgUO_2）と小さくなり，即発臨界に至らないこととなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが,「(5)解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5)　解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

制御棒引抜阻止は，本評価において期待していないが，これに期待した場合，運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し，事象が収束するため,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ｂ．操作条件

本重要事故シーケンスは,「7.4.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作に関する条件はない。

(3)　感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果，引抜制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。

ドップラ反応度フィードバック効果を＋10%とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 80kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ$_2$），－10%とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 92kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 83kJ／kgＵＯ$_2$），また引抜制御棒反応度を＋10%とした場合に投入される反応度は 1.15 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 102kJ／kgＵＯ$_2$，増分

の最大値：約 94kJ／kgUO_2），－10％とした場合に投入される反応度は 1.12 ドル，実効遅発中性子割合を＋10％とした場合に投入される反応度は 1.11 ドル，－10％とした場合に投入される反応度は 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 90kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 82kJ／kgUO_2）となる。以上より，燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。

(4)　操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは，「7.4.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，操作時間余裕に関する影響はない。

(5)　解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてＢ型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた評価においても，投入される反応度は 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ／kgUO_2，燃料エンタルピの増分の最大値：約 72kJ／kgUO_2）に留まることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の 10^{-8} の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（1.13 ドル）と大きく差異がない，1.09 ドル（10 倍）及び 1.17 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 124kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 115kJ／kgU

O_2）（1／10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。初期燃料温度を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度（52℃）を考慮して 60℃とした場合の感度解析を実施し,1.13 ドル(燃料エンタルピ最大値:約 96kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 80kJ／kgUO_2）であった。有効性評価での結果（1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 77kJ／kgUO_2）と大きな差異がないことから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

※　本評価で評価対象とした９×９燃料では,初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃焼やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

(6)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

7.4.4.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重大事故等対策は自動で作動するため，対応の要員の確保は不要である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

ａ．水　　源

本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。

ｂ．燃　　料

本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。

ｃ．電　　源

本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。

7.4.4.5 結　　論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはな

く，未臨界を維持することが可能である。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため，対応の要員の確保は不要である。また，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の運転員１名で実施可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 7.4.4－1 表　反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に，制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。	－	－	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域計装*

＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

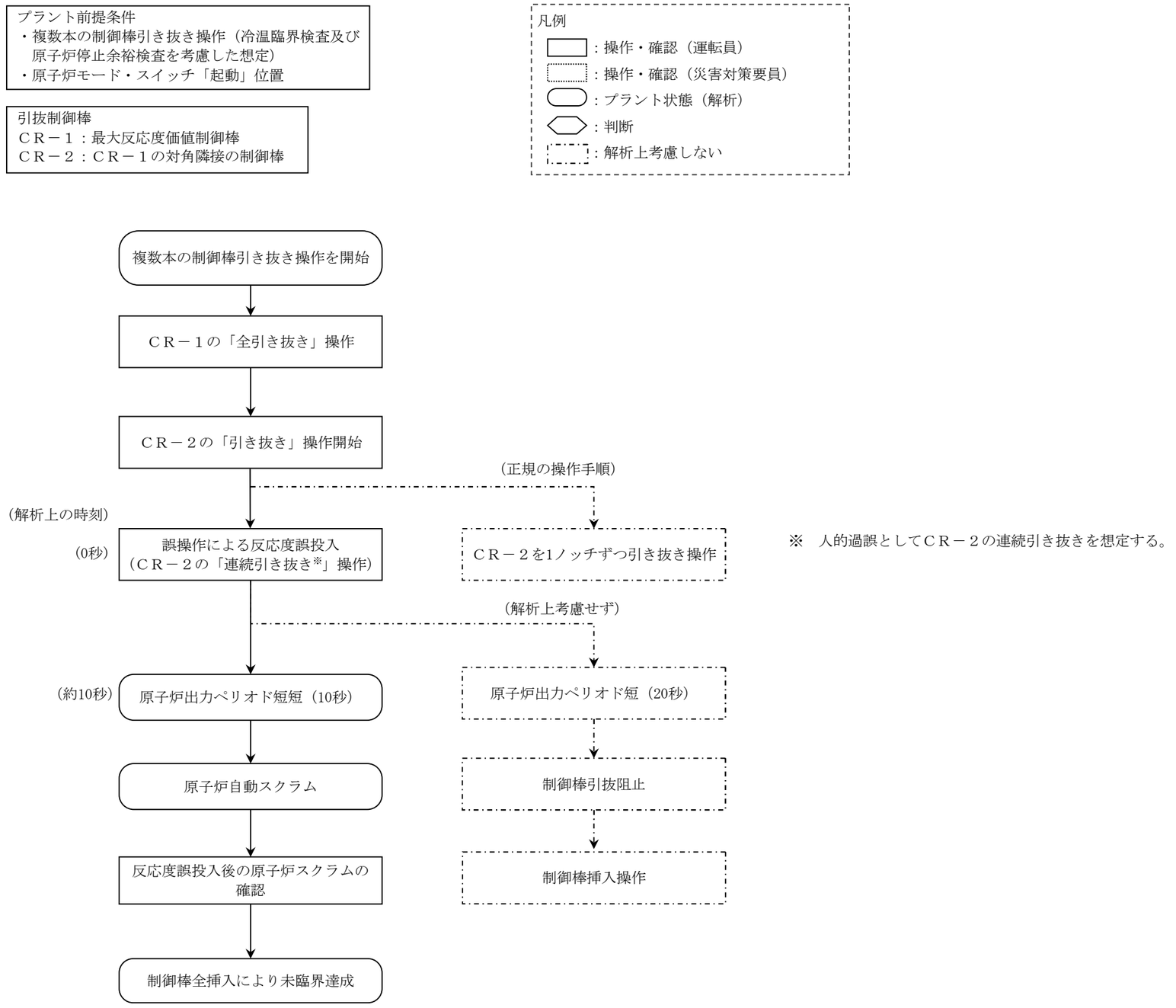
第7.4.4－2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（1／2）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		ＡＰＥＸ／ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）	－
初期条件	炉心状態	９×９燃料（Ａ型） 平衡炉心のサイクル初期	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）の特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の10^{-8}	原子炉が低温状態であることを想定して設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage]	停止時余裕検査時の原子炉圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	冷却材温度が低い場合，水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため，冷却材温度の運用の下限値を設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ／kgUO_2	冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，最大反応度価値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 なお，通常，制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値を1.0％Δk以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約1.71％Δkが加わる上記の評価に包含されるものと考える。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71％Δk） 引抜制御棒反応度曲線は，第7.4.4－2図のとおり
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源があるものとして想定

第 7.4.4－2 表　主要解析条件（反応度の誤投入）（2／2）

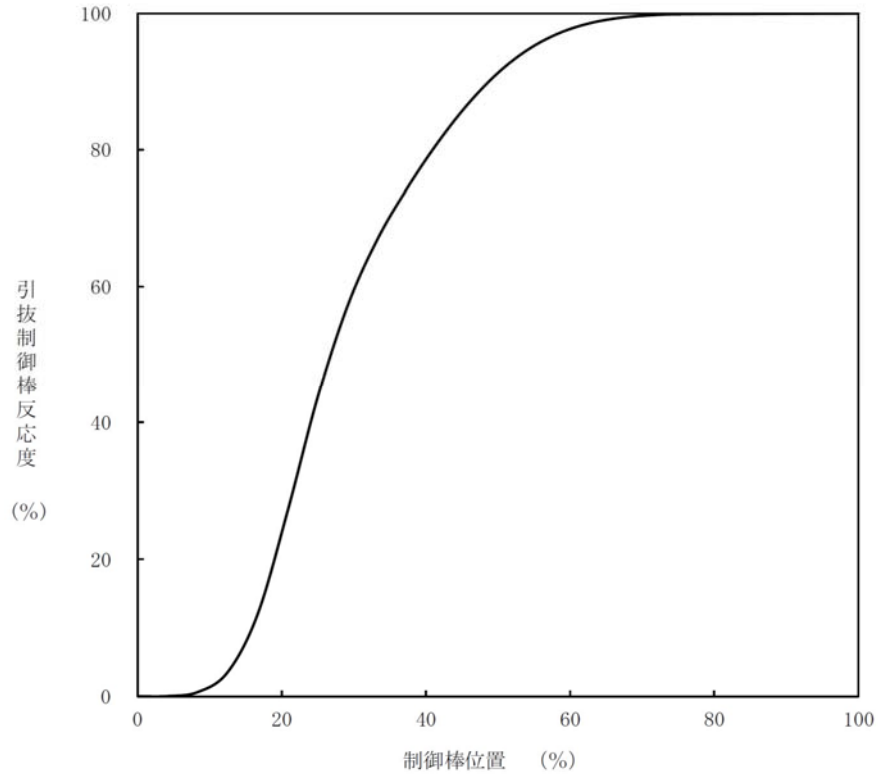
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
機器条件（重大事故等対策に関連する）	制御棒の引抜速度	9.1cm／s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ 1 個	A，Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより，厳しい評価となる。
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加し，厳しい評価となる
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短短信号（10 秒）	起動領域計装のスクラム機能を設定※

※　複数の制御棒引き抜きを伴う検査の実施する際において，発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること（指示値の異常有無確認，点検記録及び校正記録等の確認等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。
そのため，本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。

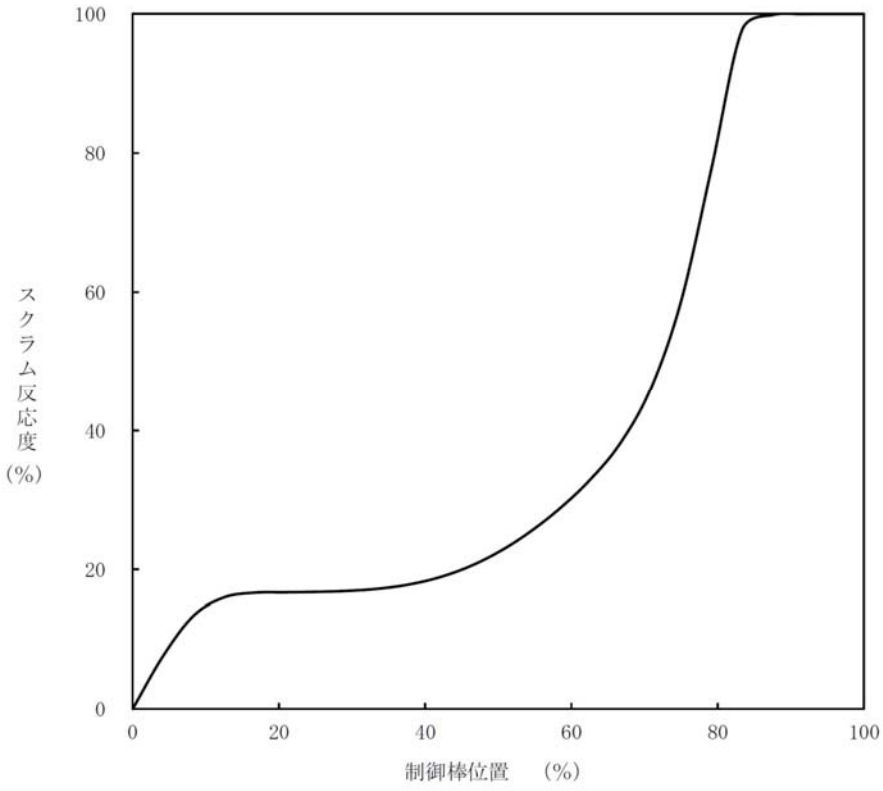


※　人的過誤としてＣＲ－２の連続引き抜きを想定する。

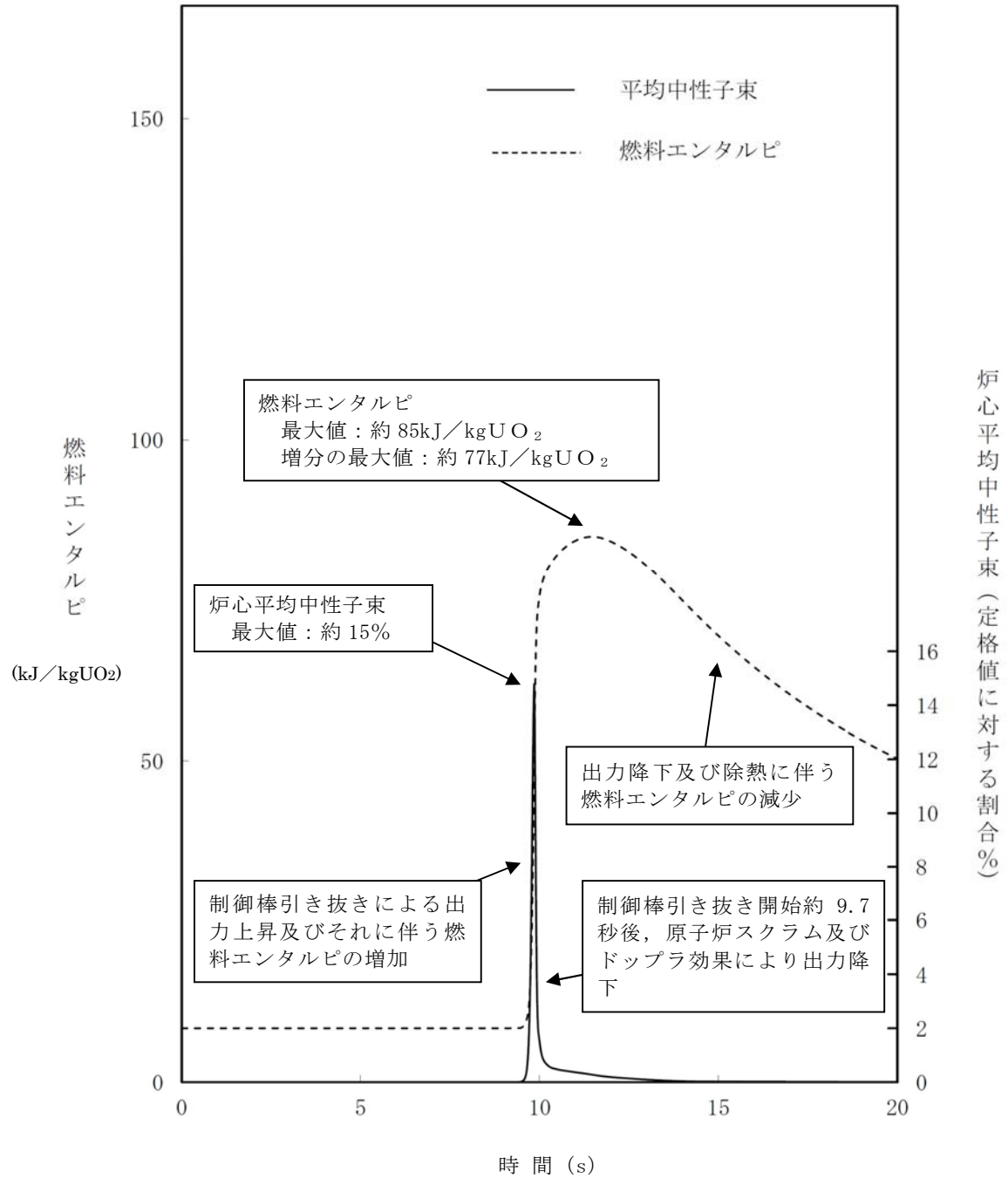
第 7.4.4－1 図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 7.4.4－2 図　引抜制御棒反応度曲線



第 7.4.4－3 図　スクラム反応度曲線



第 7.4.4－4 図　反応度の誤投入における事象変化

7.5　必要な要員及び資源の評価

7.5.1　必要な要員及び資源の評価条件

(1)　要員の評価条件

ａ．各事故シーケンスグループ等において実施する作業に対し，以下の(a)から(c)の条件を考慮して必要な当直要員及び災害対策要員の評価を行い，必要な作業対応が可能であることを評価する。また，発電所外から参集する災害対策要員が行う作業については，事象発生2時間以降に期待することとして評価する。なお，必要な要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保する。

(a)　原子炉運転中においては，中央制御室の当直要員 7 名及び発電所構内に常駐している災害対策要員32名の合計39名で対応を行うことで，必要な作業対応が可能であることを評価する。

(b)　原子炉停止中においては，中央制御室の当直要員 5 名及び発電所構内に常駐している災害対策要員32名の合計37名で対応を行うことで，必要な作業対応が可能であることを評価する。

(c)　使用済燃料プールに全炉心燃料が取り出されている期間においては，中央制御室の当直要員5名及び発電所構内に常駐している災害対策要員32名の合計 37 名で対応を行うことで，必要な作業対応が可能であることを評価する。

ｂ．屋外作業に係る要員の評価においては，有効性評価で考慮する屋外作業ごとに移動時間及びアクセスルートの復旧時間を考慮して評価する。

(2)　資源の評価条件

ａ．共　通

(a)　各事故シーケンスグループ等において，重大事故等対策を7日間継

続するために必要な水源，燃料及び電源に関する評価を行う。

b．水　源

(a)　原子炉，格納容器，使用済燃料プール等への注水において，水源として使用する代替淡水貯槽（約 4,300m^3）又は西側淡水貯水設備（約 5,000m^3）が，他の淡水源から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いて水の移送が開始可能となるまでに枯渇しないことを評価する。

(b)　可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替淡水貯槽と西側淡水貯水設備の間の水移送について，注水に使用する水源が枯渇することなく補給可能であることを評価する。

(c)　水源の評価については，必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから，必要注水量が多い重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで，他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c．燃　料

(a)　非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。），常設代替交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ並びに可搬型窒素供給装置のうち，事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し，消費する燃料（軽油）が，備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。

(b)　全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスについては，仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて

常設代替交流電源設備から給電することを想定し，燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(c) 全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については，常設代替交流電源設備からの給電に伴う燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(d) 可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の使用を想定する重要事故シーケンス等については，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

(e) 燃料消費量の計算においては，保守的に使用を想定する電源設備等が保守的に事象発生直後から 7 日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

d．電　源

(a) 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては，常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が，連続定格容量未満となることを評価する。

(b) 外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても，外部

電源が喪失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため，電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。

(c)　各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は，重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため，重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで，他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

(d)　有効性評価において，期待していない設備であっても，電源を消費する設備については電源負荷になるものとして評価する。

(e)　有効性評価において低圧代替注水系（常設）が運転継続する事故シーケンスグループ等について，実手順上は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系による冷却水が確保された場合，低圧代替注水系（常設）から代替循環冷却系に切り替えて原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。連続最大負荷容量の評価が代替循環冷却系を起動し，低圧代替注水系（常設）を停止するより，低圧代替注水系（常設）の運転を継続した方が保守的となる。このため，電源評価においては，代替循環冷却系を起動し低圧代替注水系（常設）を停止する場合ではなく，低圧代替注水系（常設）の運転を継続する場合の評価を実施する。

7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1)　必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，必要な作業項目，要員数及び移動時間を含めた所要時間について評価を実施した。

原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は，

「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」,「7.1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」,「7.1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」,「7.1.8 津波浸水による注水機能喪失」である。内訳は，当直発電長１名，当直副発電長１名，運転操作対応を行う当直運転員５名，通報連絡等を行う災害対策要員２名，現場操作を行う重大事故等対応要員（初動対応要員）13名，燃料給油操作を行う重大事故等対応要員（参集要員）２名，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員（参集要員）２名並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員（参集要員）２名である。

事象発生２時間以内に必要な作業対応は災害対策要員の初動体制の要員39名で対処可能である。また，参集要員に期待する作業については，事象発生２時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループは，「7.4.2　全交流動力電源喪失」である。内訳は，当直発電長１名，当直副発電長１名，運転操作対応を行う当直運転員３名，通報連絡等を行う災害対策要員２名及び現場操作を行う重大事故等対応要員（初動対応要員）10名である。

事象発生２時間以内に必要な作業対応は災害対策要員の初動体制の要員37名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

使用済燃料プールに全炉心燃料が取り出されている期間において，必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は，「7.3.1　想定事故１」及び「7.3.2　想定事故２」の事象である。内訳は，当直発電長１名，当直副

発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員（初動対応要員）8 名及び燃料給油操作を行う重大事故等対応要員（参集要員）2 名である。事象発生 2 時間以内に必要な作業対応は災害対策要員の初動体制の要員 37 名で対処可能である。また，参集要員に期待する作業については，事象発生 2 時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

7.5.3　重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，外部からの支援を考慮しない場合でも，重大事故等対策を 7 日間継続して実施するために必要な水源，燃料及び電源について評価を実施した。

(1)　水源の評価結果

ａ．原子炉，格納容器等への注水

原子炉，格納容器等への注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち，事故収束に代替循環冷却系を使用できない場合（7.2.1.3)」である。

代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプによる原子炉注水及び代替格納容器スプレイに約 5,490m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有しており，事象発生約 42.6 時間（代替淡水貯槽の残量 1,000m^{3}到達時点）以降から，可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への水の移送準備を開始することで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。

ｂ．使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.3.1　想定事故１」及び「7.3.2　想定事故２」である。

西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プール注水において，約 2,120m^{3}の水が必要となる。

水源として，西側淡水貯水設備に約 5,000m^{3}の水を保有しており，7 日間の注水継続が可能である。

(2)　燃料の評価結果

ａ．電源供給に係る燃料評価

軽油貯蔵タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.1.1　高圧・低圧注水機能喪失」，「7.1.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」，「7.1.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」，「7.1.7　格納容器バイパス(インターフェイスシステムＬＯＣＡ)」，「7.3.1　想定事故１」及び「7.3.2　想定事故２」である。

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）からの電源供給については，事象発生直後から全負荷での運転を 7 日間継続した場合，約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに備蓄している軽油量の合計は約 800kL であり，必要量の軽油を供給可能である。

ｂ．可搬型設備に係る燃料評価

可搬型設備用軽油タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケン

スグループ等は，「7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち，事故収束に代替循環冷却系を使用する場合(7.2.1.2)」，「7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，「7.2.4　水素燃焼」及び「7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

可搬型窒素供給装置からの窒素供給については，事象発生直後から全負荷での運転を 7 日間継続した場合，約 18.5kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに備蓄している軽油量の合計は約 210kL であり，必要量の軽油を供給可能である。

(3)　電源の評価結果

電源の供給において評価上最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.4.2　全交流動力電源喪失」である。

常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷約 4,587kW である。常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量については 5,520kW であり，必要となる電源を供給可能である。

また，直流電源については非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備にて供給可能である。なお，事故シーケンスグループ「7.1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」，「7.1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ／ＴＢＵ）」，「7.1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」及び「7.1.8　津波浸水による注水機能喪失」では，交流電源が 24 時間復旧しない場合を想定しており，この場合でも，不要直流負荷の切離し等により 24 時間の直流電源供給が可能である。