

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE722-9 r.3.0
提出年月日	令和3年10月1日

泊発電所3号炉

重大事故等の有効性評価

比較表

令和3年10月

北海道電力株式会社

目次

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 評価にあ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の方針
- 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
- 6.9 参考文献

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

- 7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失
- 7.1.2 全交流動力電源喪失
- 7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失
- 7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- 7.1.5 原子炉停止機能喪失
- 7.1.6 ECCS注水機能喪失
- 7.1.7 ECCS再循環機能喪失
- 7.1.8 格納容器バイパス

7.2 重大事故

- 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 格納容器過圧破損
 - 7.2.1.2 格納容器過温破損
- 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
- 7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- 7.3.1 想定事故1
- 7.3.2 想定事故2

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

- 7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- 7.4.2 全交流動力電源喪失
- 7.4.3 原子炉冷却材の流出
- 7.4.4 反応度の誤投入

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
- 7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
- 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

付録

- 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
- 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
比較結果等を取りまとめた資料			
1. 最新審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)			
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した事項			
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの : なし			
d. 当社が自主的に変更したもの : なし			
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った事項			
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし			
c. 他社審査会合の指摘事項を確認した結果、変更したもの : なし			
d. 当社が自主的に変更したもの : なし			
1-3) バックフィット関連事項			
なし			
1-4) その他			
女川2号炉まとめ資料に合わせて記載ぶりを修正した箇所はない。			
2. 女川2号炉まとめ資料との比較結果の概要			
2-1) 比較表の構成及び資料構成について			
・比較表 : 女川原子力発電所2号炉はまとめ資料、泊発電所3号炉は設置変更許可申請書補正書案、大飯発電所3/4号炉はまとめ資料を記載しているため、記載表現が異なる箇所があるが文意に差異なし			
・資料構成 : 項目は女川/泊/大飯すべて同一であり、項目単位では各プラント横並びで比較可能			
・泊3号のDCHは格納容器過温破損と同一の評価事故シーケンスであり、有効性評価の条件等は格納容器過温破損を参照している			
・プラント型式や事故シーケンスグループ等の相違により記載表現・内容が異なる箇所があるが、基準適合の観点から大きな過不足は見られなかった			
2-2) 有効性評価の主な項目 (1/2)			
格納容器破損モードの特徴	女川原子力発電所2号炉 発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故(LOCA)又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS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況で原子炉圧力容器が損傷し、熔融炉心、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。	泊発電所3号炉 LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されること、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。	差異なし (記載表現は異なるが、ECCS等の安全機能が喪失し炉心熔融し、1次冷却材圧力(原子炉圧力)が高い状態で原子炉容器(原子炉圧力容器)が破損することで、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る、という特徴は泊も女川も同様)
格納容器破損防止対策(概略系統図参照)	原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し、熔融炉心、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することに対して、原子炉減圧を可能とするため、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。	原子炉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、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う対策を整備する。	設備の相違 ・設備は異なるが、原子炉容器(原子炉圧力容器)破損前までに弁を手動開放し1次冷却材圧力(原子炉圧力)を減圧させる点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

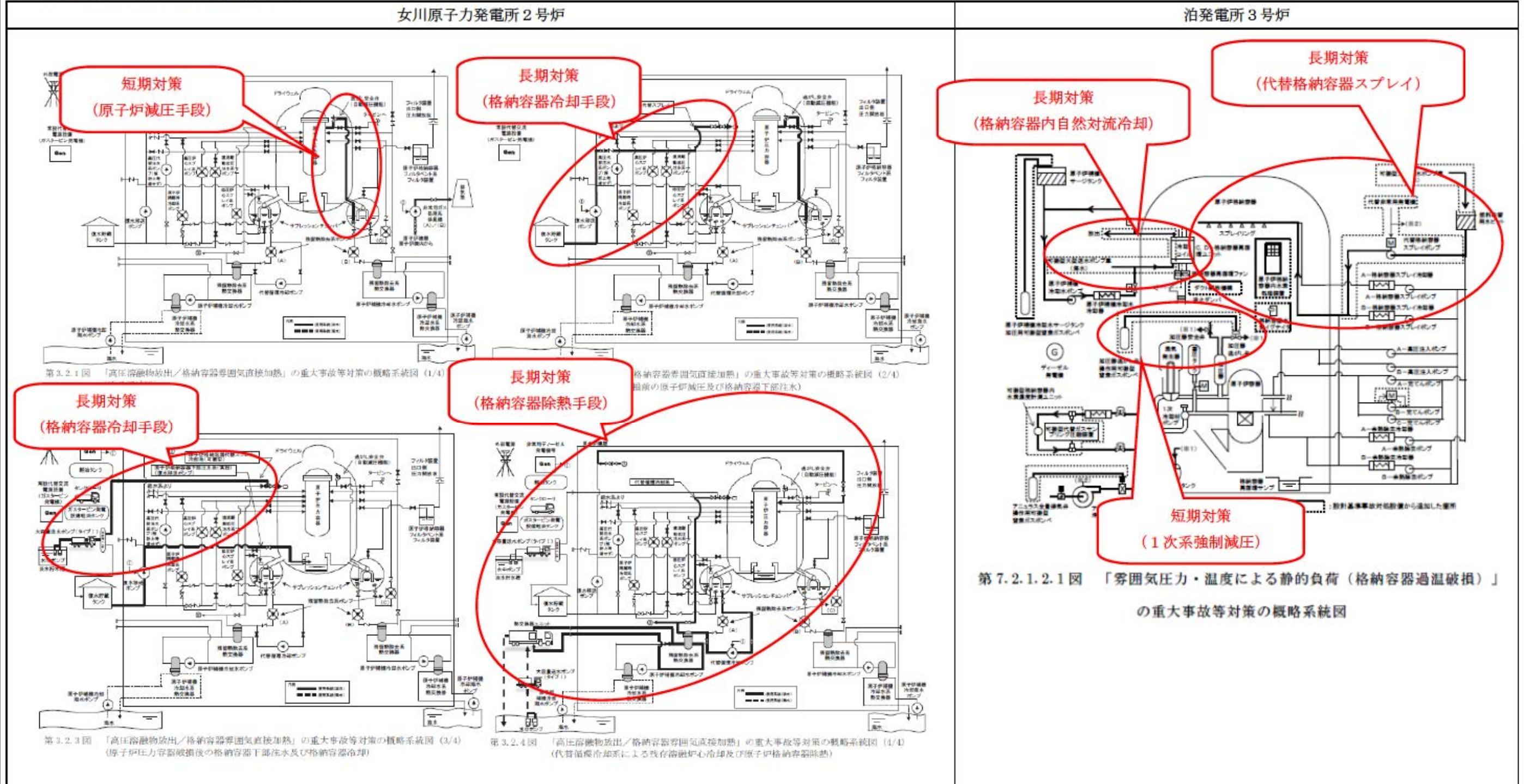
女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
2-2) 有効性評価の主な項目 (2/2)			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
評価事故シーケンス	「過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗(+DCH発生)」	「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮	評価事故シーケンスの相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮
有効性評価の結果 (評価項目等)	原子炉圧力容器の破損直前の原子炉圧力は約0.1MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。	1次冷却材圧力は、原子炉容器破損に至る事象発生時の約8.0時間後における1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下に低減される。	差異なし (RV破損時点の1次冷却材圧力は異なるが、評価項目を満足する点では、泊も女川も同様)
2-3) 主な差異			
	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
プラント損傷状態の相違	TQUX, 長期TB, TBD, TBU及びS2E	SED, TEI, TED, SEI, TEW, SLW, SLI 及び SEW	・PWRとBWRではプラント損傷状態の考え方が異なる
解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価	—	—	・プラント型式の相違により重要現象が異なるため、不確かさの影響評価の記載が異なる
解析条件の不確かさの影響評価	—	—	・プラント型式の相違により解析条件・項目や運転員等操作が異なるため、不確かさの影響評価の記載が異なる
2-4) 差異の識別の省略			
<ul style="list-style-type: none"> ➢ PDS (泊) ⇔プラント損傷状態 (女川) ➢ 1次系 (泊) ⇔1次冷却系 (大飯) ➢ 作動 (泊) ⇔動作 (大飯) ➢ 最小保有水量 (泊) ⇔最低保有水量 (大飯) 			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
-------------	---------	------------	-------

2-5) 重大事故等対策の概略系統図



<p>短期対策：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 長期対策：原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段 代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱手段</p>	<p>短期対策：加圧器逃がし弁による1次系強制減圧 長期対策：代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却</p>
---	---

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(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「高压溶融物放出／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、「1.2 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、TBD、TBU及びS2Eである。</p> <p>(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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS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、水蒸気及び水素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逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって、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、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）によって、格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は、原</p>	<p>7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>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</p> <p>(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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のある PDS 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、SED, TEI, TED, SEI, TEW, SLW, SLI 及び SEWがある。</p> <p>(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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉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、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。 また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。</p>	<p>3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(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「高压溶融物放出／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、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TEI、TED、TEW、SEI、SLI、SLW及びSEWがある。</p> <p>(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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉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、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。 また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。</p>	<p>プラント損傷状態の相違 ・PWRとBWRではプラント損傷状態の考え方が異なる</p> <p>対策の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）によって溶融炉心を冷却するとともに、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。その後、代替循環冷却系又は原子炉格納容器フィルタベント系によって格納容器の圧力及び温度を低下させる。</p> <p>なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、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使用できないものと仮定し、原子炉圧力容器破損に至るものとする。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。</p> <p>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。</p> <p>(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することに対して、原子炉減圧を可能とするため、</p>	<p>また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。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原子炉格納容器雰囲気除熱を行う。</p> <p>(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は、原子炉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、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水</p>	<p>また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p> <p>(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は、原子炉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、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水</p>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、1次冷却材圧力を低下させる逃がし</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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。</p> <p>また、原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の環境条件を緩和する観点から原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備し、原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却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原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。</p> <p>本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下のa. からj. に示すとともに、a. からj. の重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.2.1表に示す。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下のa. からg. である。</p> <p>本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第3.2.1図から第3.2.4図に、対応手順の概要を第3.2.5図に示す。このうち、本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第3.2.1図及び第3.2.2図である。</p>	<p>素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、溶解炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、原子炉格納容器内水素処理装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として格納容器水素イグナイタを設置する。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、溶解炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>弁を手動開放する手段を整備する点では、泊も女川も同様</p> <p>対策設備の相違</p> <p>対策の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第3.2.6図に示す。</p> <p>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、30名で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（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、運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故（LOCA）が発生した場合、同時に外部電源喪失が発生したことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p>	<p>【比較のため 7.2.1.2 格納容器過温破損の記載を転記】</p> <p>本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され、合計14名であり、事象発生3時間以降は参集要員も考慮する。具体的には、初動に必要な要員として、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名、発電所構内に常駐している要員のうち災害対策要員が5名、関係箇所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が3名である。</p> <p>この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、14名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入系及び格納容器スプレイ系の作動状況を確認する。その後、低圧注入系・高圧注入系の作動不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p>	<p>【比較のため 3.1.2 格納容器過温破損の記載を転記】</p> <p>本格納容器破損モードのうち、「3.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計48名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員14名（1号炉及び2号炉中央制御室要員4名を含む。）である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が26名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第3.1.2.3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、作業項目及び運転操作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、48名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「2.2 全交流動力電源喪失」の「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p>	<p>体制の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・要員体制が異なるが、整備した体制で対応可能な点は、泊も女川も同様 ・評価事故シーケンス以外の事故シーケンスに対しても対応可能な点も同様 <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はSBOを想定しており、SBOの対応手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」に飛ばしている ・PWRとBWRの相違 ・以降の手順はPWRとBWRで異なるため大飯と比較する ・なお、事象発生、ECCS等の機能喪失、炉心損傷を判断後、代替CVスプレイを実施し、長期的にはCV冷却を実施する点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
	<p>b. 全交流動力電源喪失の判断 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニユラス空気浄化設備の空気作動弁への代替空気供給、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開放並びに可搬型大型送水ポンプ車の準備を開始する。 また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、代替非常用発電機から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>b. 全交流動力電源喪失の判断 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。 また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違 ・泊は他のSBO事象と同様に非常用直流母線への給電確認を明確化している</p> <p>【大飯】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉 (添付資料 7.1.2.2)	大飯発電所3／4号炉 (添付資料 2.2.1)	差異の説明
<p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低でECCS等の自動起動信号が発生するが、全てのECCS等が機能喪失^{*1}していることを確認する。 ECCS等機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量等である。 ※1 ECCS等による注水ができない状態。高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合を想定。</p>	<p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての補助給水流量指示の合計が 80m³/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。 補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>f. 低圧注入系・高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認 1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、低圧注入流量、高圧注入流量等の指示により、低圧注入系・高圧注入系の作動不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。 低圧注入系・高圧注入系の作動不能の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）等である。</p> <p>g. 格納容器水素イグナイタの起動 炉心出口温度指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、格納容器水素イグナイタを起動する。また、全交流動力電源喪失時においては、代替非常用発電機より受電すれば、速やかに格納容器水素イグナイタを起動する。 格納容器水素イグナイタの起動に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>h. 可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アニュラス水素濃度計測ユニットの</p>	<p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125m³/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。 補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認 1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。 高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ積算流量等である。</p> <p>g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動 非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。</p> <p>h. 可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備</p>	<p>【大飯】 設計値の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・イグナイタの起動は、大飯は非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動するが、泊3号は手動起動としている</p> <p>【大飯】 手順の相違 ・泊3号はCV内水</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>c. 炉心損傷確認</p> <p>原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。</p> <p>炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサプレッションチェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p> <p>また、炉心損傷判断後は、格納容器内のpH調整のため薬品注入の準備を行う。格納容器内のpHを7以上に制御することで、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。</p> <p>なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。</p>	<p>準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アニュラス水素濃度計測ユニットの準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アニュラス水素濃度計測ユニットの準備に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。</p> <p>炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。 （添付資料 7.2.1.1.1）</p> <p>j. 格納容器水素イグナイタ及び原子炉格納容器内水素処理装置作動状況の確認</p> <p>格納容器水素イグナイタ及び原子炉格納容器内水素処理装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、格納容器水素イグナイタ温度及び原子炉格納容器内水素処</p>	<p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上となれば、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。</p> <p>なお、1次冷却材圧力が高圧時に炉心損傷の兆候を確認すれば、常時監視する運転員を配置し、炉心出口温度及び格納容器内の放射線量率の傾向を把握する。</p> <p>炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。 （添付資料 3.1.1.1）</p> <p>j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認</p> <p>原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により</p>	<p>素濃度計測ユニットと同時にアニュラス水素濃度計測ユニットを準備する手順としている</p> <p>【大飯】 記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>d. 水素濃度監視 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、格納容器内の水素濃度を確認する。 格納容器内の水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（D/W）及び格納容器内水素濃度（S/C）である。</p> <p>e. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧 原子炉水位の低下が継続し、有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動で開放し、原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）、原子炉圧力等である。 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。 （添付資料3.2.1）</p> <p>f. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水 原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した原子炉格納容</p>	<p>理装置温度の指示の上昇により確認する。 （設置許可基準規則等への適合性について（重大事故等対処施設）補足説明資料52-7, 52-9）</p> <p>k. 水素濃度監視 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内及びアニュラス部の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アニュラス水素濃度計測ユニットの準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度及びアニュラス内水素濃度の測定を開始する。 （添付資料7.2.1.1.2）</p> <p>1. 1次系強制減圧 炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力（広域）指示が2.0MPa[gage]以上であれば、加圧器逃がし弁操作可搬型窒素ガスポンベによる駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開放による1次系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、加圧器逃がし弁操作用バッテリーも準備する。 1次系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ 格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、代替格納容器スプレイポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、代替格納容</p>	<p>確認する。 （設置許可基準規則等への適合性について（重大事故等対処施設）補足説明資料52-8, 52-10）</p> <p>k. 水素濃度監視 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。 （添付資料3.1.1.2）</p> <p>1. 1次冷却系強制減圧 炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が2.0MPa[gage]以上であれば、加圧器逃がし弁の代替空気（窒素ポンベ接続）の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。 1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ 格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注</p>	<p>【大飯】 手順の相違 ・泊3号はCV内水素濃度計測ユニットと同時にアニュラス水素濃度計測ユニットを準備する手順としている</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水^{*2}を実施する。また、ドライウェル水位がドライウェル床面より0.23m上に水位があることを表すランプが点灯した時点で停止する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）、原子炉格納容器下部水位等である。</p> <p>※2 格納容器下部注水を原子炉格納容器代替スプレイ冷却系にて実施することにより、格納容器内の温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。</p> <p>なお、本操作に期待しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部破損に至るまでの間、逃がし安全弁（自動減圧機能）は原子炉減圧機能を維持できる。</p>	<p>器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）71%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%から81%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、代替格納容器スプレイポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、可搬型大型送水ポンプ車により海水の補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環切替の条件に達すれば、格納容器スプレイ系を再循環運転に切替え、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ再循環切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>（添付資料7.1.2.3, 7.2.1.1.3, 7.2.4.1）</p> <p>n. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p>	<p>水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%から71%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切替信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切替を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環自動切替に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>（添付資料 2.2.7, 3.1.1.3, 3.4.1）</p> <p>n. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・代替格納容器スプレイに関しては、大飯は燃料取替用水ピットと海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊3号は燃料取替用水ピットを水源とする代替格納容器スプレイポンプを使用し、燃料取替用水ピットが枯渇する前までに海水を補給することでスプレイを継続する</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・再循環切替は大飯は自動だが、泊3号は手動切替</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>g. 原子炉圧力容器破損確認</p> <p>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喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器下鏡部温度が 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等を継続監視する。</p> <p>格納容器下部水温の急激な上昇又は指示値喪失、原子炉圧力の急激な低下、ドライウエル圧力の急激な上昇、格納容器下部の雰囲気温度の急激な低下、格納容器内水素濃度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器の破損を判断する。</p> <p>これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は、格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移することで原子力圧力容器破損を再確認する。</p> <p>原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部温度等である。</p> <p>h. 溶融炉心への注水</p> <p>溶融炉心の冷却を維持するため、原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水により、ドライウエル水位にてドライウエル床面より 0.02m 上に水位があることを表すランプ</p>	<p>全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給（窒素ポンペ接続）及びダンパの自動開操作を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p>	<p>全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ポンペ接続）供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>が消灯していた場合、ドライウェル床面より0.23m上に水位があることを表すランプが点灯するまで注水を実施する。熔融炉心の冠水状態を維持するとともに、圧力抑制室水位の上昇を抑制し、原子炉格納容器フィルタベント系による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0.02mから0.23mの範囲に水位を維持する。</p> <p>原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量等である。原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）により熔融炉心の冷却が継続して行われていることは、原子炉格納容器下部注水流量のほか、ドライウェル水位によっても確認することができる。</p> <p>i. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力が0.640MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル温度が190℃以上に上昇した場合は、中央制御室からの遠隔操作にて格納容器へのスプレイ開始に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器スプレイ隔離弁）の開操作及び屋外での手動操作にて格納容器へのスプレイ流量調整に必要な手動弁（格納容器スプレイ弁）の流量調整操作により大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却時に、格納容器圧力が0.540MPa[gage]まで降下した場合又はドライウェル温度が150℃以下に低下した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬</p>	<p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合は、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p>	<p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p>	<p>【大飯】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>型)による格納容器冷却(間欠運転)を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、ドライウェル温度、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。</p> <p>j. 代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び格納容器除熱^{※3}</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備が完了した後、代替循環冷却系の運転準備を開始する。代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び格納容器除熱を開始するとともに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却及び原子炉格納容器下部注水系(常設)(復水移送ポンプ)による格納容器下部注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量)を用いて原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで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。</p> <p>代替循環冷却系による溶融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量)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、代替循環冷却ポンプ出口流量、ドライウェル圧力、サプレッションプール水温度等である。</p> <p>また、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、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p> <p>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、格納容器内雰囲気酸素濃度等である。</p> <p>※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケ</p>			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>ンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に原子炉補機代替冷却水系の設計値を用いる。</p>			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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、「1.2 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、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点から厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高压状態が維持される「過渡事象+高压注水失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗（+DCH発生）」である。</p> <p>本評価事故シーケンスは「高压溶融物放出／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を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（ECCS等）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使用できないものと仮定した^{※4}。また、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器破損に至る前提とした。</p> <p>※4 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。</p> <p>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格納容器下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。</p> <p>なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり、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</p>	<p>7.2.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>PDSの選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるPDSのうち、1次系の圧力が高く維持される過渡事象「T**」が1次系の減圧の観点から厳しい。「T**」のうち、最も1次冷却材圧力が高くなる全交流動力電源喪失等による加圧器逃がし弁の機能喪失は「TED」に含まれる。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高压で、原子炉容器が破損</p>	<p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、1次冷却系の圧力が高く維持される過渡事象「T**」が1次冷却系の減圧の観点から厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、高压溶融物放出時の原子炉格納容器雰囲気直接加熱の観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高压で、原子炉容器が破損</p>	<p>PWRとBWRの相違</p> <p>・評価事故シーケンスの選定方法は泊と女川で異なるため、以降、大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>A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の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。</p> <p>本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階でECCSである低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系のみならず、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧回路が作動せず、全ての低圧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損傷に至る状況が考えられる。</p> <p>手順上、全ての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が有効燃料棒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-水反応等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。また、代替自動減圧回路は低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系の起動が作動条件の一つであるため、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系がともに機能喪失している状況では作動しない。</p>	<p>した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。</p> <p>したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却系における構造材との熱伝達 ・1次冷却系における蓄圧タンク注入 ・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流） ・蒸気発生器における1次側、2次側の熱伝達 ・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流） ・蒸気発生器における2次側水位変化、ドライアウト ・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 	<p>した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。</p> <p>したがって、本評価事故シーケンスは「3.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却系における構造材との熱伝達 ・1次冷却系における蓄圧タンク注入 ・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流） ・蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達 ・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流） ・蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウト ・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 	<p>【大飯】 設計の相違 ・代替格納容器スプレイに関しては、大飯は燃料取替用水ピットと海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊3号は燃料取替用水ピットを水源とする代替格納容器スプレイポンプを使用し、燃料取替用水ピットが枯渇する前までに海水を補給することでスプレイを継続する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。</p> <p>なお、この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」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。</p> <p>本格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUXとし、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとしており、異なるプラント状態を選定している。TQUXとTQUVでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUVでは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）の機能に期待し、TQUXでは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）の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUVでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの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こととなる。また、TQUXは高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが、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）に期待し、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの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ことにより、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。</p> <p>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</p>	<p>ヨン</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互作用 ・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 ・炉心損傷後の原子炉容器破損，溶融 <p>・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 	<p>ヨン</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互作用 ・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 ・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融 ・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動 <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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、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、同様のシーケンスへの一連の対応の中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。</p> <p>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・ボイド率変化及び気液分離（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）並びに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及び原子炉圧力容器破損が重要現象となる。</p> <p>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の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。</p> <p>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。</p>	<p>本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系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解析コードとしてMAAPを使用する。</p> <p>(添付資料 7.2.1.1.4, 7.2.1.1.5)</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。</p>	<p>本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系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解析コードとしてMAAPを使用する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.4, 3.1.1.5)</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>(2) 有効性評価の条件 本評価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3.2.2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。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(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。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定 高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を、低压注水機能として残留熱除去系（低压注水モード）及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。さらに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にも期待しない※5ものとする。 これは、原子炉を減圧できない状況を想定するためである。</p> <p>※5 原子炉圧力容器破損前における低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水系ポンプ）による原子炉注水の機能喪失を想定する。原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）等、原子炉注水以外の緩和機能には期待する。 なお、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。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており、非</p>	<p>(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については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.2.1表に示す。 （添付資料7.2.1.2.1）</p> <p>【7.2.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p>	<p>(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については、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第3.2.1表に示す。 （添付資料3.1.2.1）</p> <p>【3.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「3.1.2.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p>	<p>PWRとBWRの相違 ・有効性評価の条件は評価事故シーケンスが異なること、PWRとBWRで設備構成が異なることから、以降、大飯と比較する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定する。</p> <p>(d) 高温ガスによる配管等のクリーブ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ブ破損や漏えい等は、考慮しないものとする。</p> <p>(e) 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-水反応及び熔融炉心・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「3.4 水素燃焼」と同様に、解析コードMAAPで得られる崩壊熱を基に評価するものとし「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 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) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、原子炉水位低(レベル2)到達時に停止するものとする。</p>	<p>(d) RCPシール部からの漏えい率 RCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果と同程度の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m³/hとし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm(約0.07インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。 なお、その他の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。 (添付資料7.1.2.10、7.2.1.2.2)</p> <p>(e) 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。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>a. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) リロケーション 炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。 (b) 原子炉容器破損 最大歪みを越えた場合に破損するものとする。 【7.2.1.2 格納容器過温破損より再掲】 (a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持</p>	<p>(d) RCPシール部からの漏えい率 WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h(21gpm相当)とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm(約0.13インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。 なお、その他の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。 (添付資料2.2.11、3.1.2.2)</p> <p>(e) 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。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「3.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>a. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) リロケーション 炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。 (b) 原子炉容器破損 最大歪みを越えた場合に破損するものとする。 【3.1.2 格納容器過温破損より再掲】 (a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・大飯はW社製RCP、泊3号はMHI製RCPを用いている。大飯はWCAP-15603に基づく値を評価に用い、泊3号は国内実記評価に基づく値を使用している。 (伊方と同様)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(c) 逃がし安全弁 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えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設） 原子炉圧力容器の破損前に、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）により、88m³/hで格納容器内にスプレイし、ドライウェル水位が0.23mに到達するまで水張りを実施するものとする。</p> <p>(e) 原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ） 原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し、50m³/hにて格納容器下部に注水を行うものとする。</p> <p>(f) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型） 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88m³/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 代替循環冷却系^{*6} 代替循環冷却系の循環流量は、全体で150m³/hとし、原子炉注水へ50m³/h、格納容器スプレイへ100m³/hにて流量分配し、それぞれ</p>	<p>圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最小保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa [gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量） 29.0m³（1基当たり）</p> <p>(b) 加圧器逃がし弁 1次系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ流量 原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として140m³/hとする。</p> <p>(d) 原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタ 原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタの効果については期待しないが、原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p>	<p>圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa [gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量（最低保有水量） 26.9m³（1基当たり）</p> <p>(b) 加圧器逃がし弁 1次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。</p> <p>(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量 原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として130m³/hとする。</p> <p>(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置 原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「3.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p>	<p>【大飯】 設置の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 ・代替格納容器スプレイに関しては、大飯は燃料取替用水ピットと海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊3号は燃料取替用水ピットを水源とする代替格納容器スプレイポンプを使用し、燃料取替用水ピットが枯渇する前までに海水を補給することでスプレイを継続する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>連続注水及び連続スプレイを実施する。</p> <p>※6 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に原子炉補機代替冷却水系の設計値を用いる。</p> <p>(h) 原子炉補機代替冷却水系 代替循環冷却系から原子炉補機代替冷却水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき14.7MW（サブプレッションプール水温150℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(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（ECCS等）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、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で開始する。</p> <p>(b) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ドライウエルの水位が0.23mに到達したことを確認した場合に停止する。</p> <p>(c) 原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）は、原子炉圧力容器破損以降、ドライウエル水位が0.02mまで低下した場合に開始し、0.23mに到達した場合に停止することで水位を維持する。</p> <p>(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬</p>	<p>【7.2.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>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。</p> <p>(a) 加圧器逃がし弁による1次系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の10分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位80%到達（原子炉格納容器保有水量2,270m³相当）、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未満である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。</p>	<p>【3.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の10分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位71%到達（原子炉格納容器保有水量2,000m³相当）、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未満である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・差異理由は前頁の とおり</p> <p>【大飯】 設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>型)による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.640MPa[gage]に到達した場合に開始する。</p> <p>なお、格納容器スプレイは原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し、事象発生から24時間後に停止するものとする。</p> <p>(e) 代替循環冷却系による格納容器除熱操作^{*7}は、原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し、事象発生から24時間後から開始するものとする。</p> <p>※7 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱は保守的に原子炉補機代替冷却水系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、原子炉補機代替冷却水系の準備に要する時間を設定する。</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件</p> <p>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。</p> <p>b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出^{*8}されるものとする。</p> <p>※8 セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAPの評価結果の方がNUREG-1465より大きく算出する。</p>	<p>(c) 可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p> <p>【7.2.1.1 格納容器過圧破損より再掲】</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、ウラン炉心にて定格出力の102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高40,000時間とする。 （添付資料7.2.1.1.7）</p> <p>b. 原子炉格納容器内に放出されるCs-137の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAPによる解析結果に比べて、Cs-137の大气への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。</p>	<p>(c) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p> <p>【3.1.1 格納容器過圧破損より再掲】</p> <p>(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、ウラン燃料を1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高40,000時間とする。 （添付資料3.1.1.7）</p> <p>b. 原子炉格納容器内に放出されるCs-137の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAPによる解析結果に比べて、Cs-137の大气への放出量の観点で保守的となる条件設定としてい</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>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チェンパ内のプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。</p> <p>d. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>(a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。 なお、格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果（除染係数は10）を考慮する。</p> <p>(b) 非常用ガス処理系による原子炉建屋原子炉棟の負圧が維持されていることを想定し、非常用ガス処理系の設計換気率0.5回/日相当を考慮する。 なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 (添付資料3.2.3)</p>	<p>(添付資料7.2.1.1.8)</p> <p>c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。 (添付資料7.2.1.1.9, 7.2.1.1.10)</p> <p>d. 時間経過とともにCs-137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても確認する。</p> <p>e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAPの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の0.16%/dとする。なお、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.135%/dとする。 (添付資料7.2.1.1.11)</p> <p>f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。</p> <p>g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として99%とする。 (添付資料7.2.1.1.12)</p> <p>h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上78分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。</p>	<p>る。</p> <p>(添付資料3.1.1.8)</p> <p>c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。 (添付資料3.1.1.9, 3.1.1.10)</p> <p>d. 時間経過とともにCs-137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても確認する。</p> <p>e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAPの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の0.16%/dとする。なお、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.125%/dとする。 (添付資料3.1.1.11)</p> <p>f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。</p> <p>g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として99%とする。 (添付資料3.1.1.12)</p> <p>h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上62分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。</p>	<p>【大飯】 漏えい率の相違 ・MAAP解析結果によるCV圧力の相違</p> <p>【大飯】 想定時間の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>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）、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッションプール水位、サプレッションプール水温及び注水流量の推移を第3.2.7図から第3.2.13図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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（ECCS等）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。</p> <p>水位低下により炉心が露出し、事象発生から約43分後に炉心損傷に至る。</p> <p>原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点（事象発生から約43分後）で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動で開放することで、原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）及び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4.3時間後に原子炉圧力容器破損に至る。</p> <p>事象発生から約2.5時間後、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による原子炉圧力容器破損前の格納容器下部への水張りを開始する。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による注水流量を88m³/hとし、ドライウェル水位が0.23mに到達するまで注水を実施する。</p> <p>原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が格納容</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.2格納容器過温破損」の第7.2.1.2.4図と同様である。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである1次冷却材圧力等の1次系パラメータの推移を第7.2.2.1図及び第7.2.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>「7.2.1.2.2(3)有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生後、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次冷却材の圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が作動する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.1時間後に炉心溶融に至る。</p> <p>さらに、炉心溶融開始の10分後、事象発生の約3.3時間後に加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を開始する。1次系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約8.0時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次冷却材圧力は低く抑えられる。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.13)</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展は、「3.1.2格納容器過温破損」の第3.1.2.4図及び第3.1.2.5図と同様である。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの変化を第3.2.1図及び第3.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>「3.1.2.2(3)a.事象進展」に示すとおり、事象発生後、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次冷却材の圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が作動する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.1時間後に炉心溶融に至る。</p> <p>さらに、炉心溶融開始の10分後、事象発生の約3.3時間後に加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を開始する。1次冷却系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約7.1時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次冷却材圧力は低く抑えられる。</p> <p>(添付資料3.1.1.13)</p>	<p>PWRとBWRの相違</p> <p>・有効性評価の結果は評価事故シーケンスが異なること、PWRとBWRで設備構成が異なることから、以降、大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>記載内容の相違</p> <p>・大飯は事象進展の図が2つに分かれているが、泊は1つにまとめている</p> <p>【大飯】</p> <p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>器下部の水位約3.8mの水中に落下する際に、溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱が起こり、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。</p> <p>溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）により格納容器下部に50m³/hの注水を行い、溶融炉心を冠水維持し、冷却する。</p> <p>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。格納容器圧力が0.640MPa[gage]に到達した時点で原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、最大圧力は約0.640MPa[gage]、最高温度は約180℃となる。</p> <p>事象発生から24時間が経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系による代替循環冷却系の運転を開始する。代替循環冷却系により、格納容器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、格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。</p> <p>なお、事象発生から約4.3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）を通過し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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.2.2）</p>	<p>なお、加圧器安全弁が作動している事象発生の約3.3時間後までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁は確実に開放可能である。その後、加圧器逃がし弁の開放による1次系強制減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに拡がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的影響に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイルクローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開放状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料7.2.1.2.2、7.2.1.2.3、7.2.1.2.4）</p>	<p>なお、加圧器安全弁が動作している事象発生の約3.3時間後までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁は確実に開操作可能である。その後、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系強制減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに拡がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的影響に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイルクローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.1.2.2、3.1.2.3、3.1.2.4）</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉圧力容器の破損直前の原子炉圧力は約0.1MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について、原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>1次冷却材圧力は第7.2.2.1図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約8.0時間後における1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下に低減される。</p> <p>なお、1次系強制減圧に成功し、2.0MPa[gage]以下で熔融炉心が放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、熔融炉心が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティに十分な水位を確保できること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞することから、多くの熔融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <p>(添付資料7.2.2.1)</p> <p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)及び(7)に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態の維持については、本評価事故シーケンスと「7.2.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同一であることから「7.2.1.2 格納容器過温破損」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶解が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>1次冷却材圧力は第3.2.1図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約7.1時間後における1次冷却材圧力は約1.8MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る。</p> <p>なお、1次冷却系強制減圧に成功し、2.0MPa[gage]以下で熔融炉心が放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、熔融炉心が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティに十分な水位を確保できること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞することから、多くの熔融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <p>(添付資料3.2.1)</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)及び(7)に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態の維持については、本評価事故シーケンスと「3.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同一であることから「3.1.2 格納容器過温破損」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶解が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「3.1.1 格納容器過圧破損」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また、格納容器下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「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。</p> <p>なお、「1.2.2.2 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)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、溶融炉心が格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 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)の評価項目について対策の有効性を確認できる。</p> <p>ここで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については、格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約 $1.2 \times 10^{-1} \text{TBq}$（7日間）となり、100TBq を下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137 の漏え</p>	<p>(5) 及び (8) に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「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」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>いが継続した場合の影響評価を行ったところ、約 1.3×10^{-1} TBq (30 日間) 及び約 1.3×10^{-1} TBq (100 日間) であり、100TBq を下回る。 (添付資料 3.5.1, 3.2.3, 3.2.4)</p>	<p>(6) に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応して水素が発生することを想定した「3.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>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（ECCS等）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。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、原子炉急速減圧操作及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）とする。</p> <p>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及び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、エンタレインメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-水反応速度、限界熱流束に係る係数、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数並びに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。</p>	<p>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</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により1次系を強制減圧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、炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作とする。</p>	<p>3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により1次冷却系を強制減圧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、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作とする。</p>	<p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊では操作条件の不確かさとして要員の配置による他の操作に与える影響を評価している <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は評価事故シーケンスの特徴を記載しており、女川はCV破損モードの特徴を記載している <p>対策設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・重大事故等対策の相違による不確かさの影響を確認する運転員等操作が異なる <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は「(1)解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」で確認した結果の要約して記載している

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴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。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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CORRA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、炉心溶融開始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ま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を想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの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、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンス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。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、また、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の10分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁開放操作及び炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の10分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作及び炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違 ・泊と女川では運転員等操作が異なるため記載内容が異なるが、どちらも運転員等操作時間に与える影響が小さいことは同様</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施するが、炉心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、炉心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下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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S A F E Rの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードM A A Pの評価結果の方が大きく、解析コードS A F E Rに対して保守的であることを確認している。</p> <p>このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの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。</p> <p>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T M I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。リロケーションの影響を受</p>	<p>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次系モデルは、T M I事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、T M I事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損が早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を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</p>	<p>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次冷却系モデルは、T M I事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、T M I事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等</p>	<p>重要現象の相違 ・泊と女川ではプラント型式の違いにより重要現象が異なる</p> <p>重要現象の相違 ・泊と女川ではプラント型式の違いにより重要現象が異なる</p> <p>運転員等操作の相違 ・リロケーション及び構造材との熱伝</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>ける可能性がある操作としては、原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内 F C I（熔融炉心細粒化）及び原子炉压力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、炉心下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉压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、原子炉压力容器内 F C I 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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは T M I 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熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉压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。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナム</p>	<p>与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器熔融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、感度解析によりデブリジェット径等の原子炉容器内の熔融炉心－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されており、また、原子炉容器内の熔融炉心－冷却材相互作用に対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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、T M I 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を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。</p>	<p>操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器内における熔融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、感度解析によりデブリジェット径等の原子炉容器内の熔融炉心－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されており、また、原子炉容器内の熔融炉心－冷却材相互作用に対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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、T M I 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を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。</p>	<p>達の影響を受ける操作が女川はあるが、泊はない</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、原子炉容器内 F C I に関する不確かさに対して感度解析を行い影響が小さいことを確認している点は、泊も女川も同様</p> <p>運転員等操作の相違 ・下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける操作が女川にはあるが、泊にはない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>への熔融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压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压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、原子炉压力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.2.5）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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CORRA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、炉心熔融開始時間及び炉心下部プレナムへの熔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、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの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、原子炉压力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持しているため、</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損が早まることが確認されているが、原子炉容器破損を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。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を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。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るとい挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、原子炉容器の破損判定に用いる溶接部の最大歪みを低下させた感度解析を実施し、RV破損時間が早まることを確認している点では、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>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。</p> <p>炉心における沸騰・ポ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压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の評価結果の方が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であることを確認している。</p> <p>このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压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、溶解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解開始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、原子炉压力容器が破損する前に、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</p>	<p>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さく、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るとい挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶解炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損が早まる場合があることが確認されているが、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るとい挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える</p>	<p>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次冷却系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さく、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るとい挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶解炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るとい挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>重要現象の相違 ・泊と女川ではプラント型式の違いにより重要現象が異なる</p> <p>重要現象の相違 ・泊と女川ではプラント型式の違いにより重要現象が異なる</p> <p>記載内容の相違 ・記載は異なるが、リロケーションの不確かさの影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響が小さい</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、炉心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、原子炉圧力容器が破損する前に、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。</p> <p>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。</p> <p>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4.3時間後）に対して早まる時間は僅かであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.2.5）</p>	<p>影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析により、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損が早まることを確認されているが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析により、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることを確認されているが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>い点は、泊も女川も同様</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、原子炉容器内FCIに関する不確かさに対して感度解析を行い影響が小さいことを確認している点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、原子炉容器の破損判定に用いる溶接部の最大歪みを低下させた感度解析を実施し、RV破損時間が早まることを確認している点では、泊も女川も同様</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(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</p>	<p>感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容器破損に至るまでの間に1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力の挙動は、蓄圧注入及び熔融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による1次冷却材の加圧現象、加圧器逃がし弁から蒸気放出による1次冷却材の減圧現象、並びに熔融炉心からの熱負荷、破損形態等により原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。1次冷却材の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入後、蓄圧タンク圧力と1次冷却材圧力が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ低下していく。</p> <p>また、圧カスパイク発生後の1次冷却材の減圧挙動について、下部プレナムへの熔融炉心落下挙動の不確かさにより1次冷却材の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も1次冷却材圧力に応じて変動することから、1次冷却材の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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</p>	<p>感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容器破損に至るまでの間に1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力の挙動は、蓄圧注入及び熔融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による1次冷却材の加圧現象、加圧器逃がし弁から蒸気放出による1次冷却材の減圧現象、並びに熔融炉心からの熱負荷、破損形態などにより原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。1次冷却材の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入開始後、蓄圧タンク圧力と1次冷却材圧力が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ低下していく。</p> <p>また、圧カスパイク発生後の1次冷却材の減圧挙動について、下部プレナムへの熔融炉心落下挙動の不確かさにより1次冷却材の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も1次冷却材圧力に応じて変動することから、1次冷却材の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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</p>	<p>記載方針の相違 ・泊では1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞する現象が見られたため考察を加えている。</p> <p>記載方針の相違 ・泊では圧カスパイクが1次冷却材の減圧現象に与える影響について考察を加えている。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>連する機器条件</p> <p>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 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、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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t 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（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）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（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）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。</p> <p>初期条件の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。</p> <p>(添付資料 3.2.5)</p>	<p>連する機器条件</p> <p>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 7.2.2.1 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値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、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な設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、蓄圧タンク保持圧力及び格納容器再循環ユニットの除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始が遅くなり、炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作及び代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。</p> <p>また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなるが、炉心溶融</p>	<p>する機器条件</p> <p>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 3.2.1 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値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、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な設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、蓄圧タンク保持圧力及び格納容器再循環ユニットの除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。</p> <p>また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。</p>	<p>差異の説明</p> <p>記載表現の相違 ・泊は具体的な項目名を記載している</p> <p>記載内容の相違 ・泊は代替 CV スプレイの開始及び再開操作が遅くなるが、女川は影響を受ける操作はない</p> <p>解析条件の相違 ・女川は主要な解析条件に原子炉水位及び炉心流量を挙げている</p> <p>解析条件の相違 ・泊は主要な解析条件に蓄圧タンク保</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t 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。</p> <p>初期条件の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。</p>	<p>は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであることから、炉心溶融開始又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、事象進展が遅くなり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力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。</p>	<p>は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであることから、炉心損傷又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、事象進展が遅くなり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力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。</p>	<p>持圧力を挙げている</p> <p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は主要な解析条件に再循環ユニットの除熱特性を挙げている <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載は異なるが、崩壊熱を最確値とした場合には崩壊熱が小さくなり事象視点が遅くなる点は、泊も女川も同様 <p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は主要な解析条件に原子炉水位及び炉心流量を挙げている

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(添付資料3.2.5)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の确实さ」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</p>	<p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に対する影響が考えられることから、蓄圧タンク保持圧力を最確値(4.4MPa[gage])とした感度解析を実施した。その結果、第7.2.2.3図に示すとおり、1次系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開放後の1次冷却材圧力が若干高く推移するものの、一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み、炉心溶融進展及び原子炉容器破損が遅くなる。このため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]で、2.0MPa[gage]を下回っており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.2.2.2)</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、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、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える</p>	<p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に対する影響が考えられることから、蓄圧タンク保持圧力を最確値(4.4MPa[gage])とした感度解析を実施した。その結果、第3.2.3図に示すとおり、1次冷却系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開操作後の1次冷却材圧力が若干高く推移するものの、一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み、炉心溶融進展及び原子炉容器破損が遅くなる。このため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は約1.7MPa[gage]で、2.0MPa[gage]を下回っており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.2.2)</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、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、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える</p>	<p>解析条件の相違 ・泊は主要な解析条件に蓄圧タンク保持圧力を挙げている</p> <p>解析条件の相違 ・泊は主要な解析条件に再循環ユニットの除熱特性を挙げている</p> <p>記載表現の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達時（事象発生から約43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、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達するまでには事象発生から約43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れる可能性があるが、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。</p> <p>操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）は、解析上の操作開始時間として原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に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、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約2.5時間の時間余裕がある。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながらあらかじ</p>	<p>影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響 本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。 【7.2.1.2 格納容器過温破損より再掲】 加圧器逃がし弁の開操作は、第7.2.1.2.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>代替格納容器スプレイの開始操作は、第7.2.1.2.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>代替格納容器スプレイの停止及び再開操作は、代替格納容器スプレイ開始操作と同一運転員等による操作であり、事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響 本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。 【3.1.2 格納容器過温破損より再掲】 加圧器逃がし弁の開操作は、第3.1.2.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>代替格納容器スプレイの開始操作は、第3.1.2.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>代替格納容器スプレイの停止及び再開操作は、代替格納容器スプレイ開始操作と同一運転員等による操作であり、事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>記載内容の相違</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが1次系強制減圧操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが代々格納容器スプレイ操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、また、他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定していることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.2.5)</p> <p>(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。</p>	<p>格納容器内自然対流冷却の操作は、第7.2.1.2.3図に示すとおり、現場操作であるが、同一運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「(3)操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の20分後に加圧器逃がし弁を開放した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作は、実際の操作においては、準備が完了した段階で1次系強制減圧操作を実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。このため、加圧器逃がし弁開放操作の開始</p>	<p>格納容器内自然対流冷却の操作は、第3.1.2.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「3.2.3(3)操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の20分後に加圧器逃がし弁を開放操作した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、実際の操作においては、準備が完了した段階で1次冷却系強制減圧操作を実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。このため、加圧器逃がし弁開放操作の</p>	<p>手順の相違 ・泊では格納容器内自然対流冷却の操作に関して影響を考察している ・女川には同様の手順はない</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが1次系強制減圧操作に関して影響を考察している点は泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・泊では1次系強制減圧開始を早くした場合及び遅くした場合の感度解析結果について記載している</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷</p>	<p>を10分早めた場合の感度解析を実施した。その結果、第7.2.2.4図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.3MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。この場合、基本ケースより早期に1次系の減圧が開始され、それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、基本ケースと同様、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で割った値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上げれば、蒸気生成量が増加し1次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで1次冷却材圧力が低下し、蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって、10分早く1次系強制減圧操作を開始しても、1次系減圧挙動は、基本ケースと同等と考えられる。一方、10分早く1次系強制減圧操作を開始することに伴い、基本ケースと比較して、炉心崩壊熱が約1%高い状態で事象が進展することになり、1次冷却材圧力挙動に影響を与えられと考えられる。しかしながら、1次系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され、その結果、原子炉容器破損が遅れることにより、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下することから、加圧器逃がし弁による1次系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ると考えられるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料7.2.1.2.6, 7.2.2.3)</p>	<p>開始を10分早めた場合の感度解析を実施した。その結果、第3.2.4図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.7MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。この場合、基本ケースより早期に1次冷却系の減圧が開始され、それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、基本ケースと同様、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で除した値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上げれば、蒸気生成量が増加し1次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで1次冷却材圧力が低下し、蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって、10分早く1次冷却系強制減圧操作を開始しても、1次冷却系減圧挙動は、基本ケースと同等と考えられる。一方、10分早く1次冷却系強制減圧操作を開始することに伴い、基本ケースと比較して、炉心崩壊熱が約1%高い状態で事象が進展することになり、1次冷却材圧力挙動に影響を与えられと考えられる。しかしながら、1次冷却系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され、その結果、原子炉容器破損が遅れることにより、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下することから、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ると考えられるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料3.1.2.6, 3.2.3)</p>	<p>記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）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。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 3.2.5）</p> <p>(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。</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器破損までの時間は事象発生から約4.3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。</p> <p>操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）については、原子炉压力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉压力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: center;">（添付資料 3.2.5）</p> <p>(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</p>	<p>(3) 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評価する。</p> <p>加圧器逃がし弁の開放操作に対する時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開放操作の開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第7.2.2.5図に示す。その結果、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.5MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っているため、20分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p>	<p>(3) 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評価する。</p> <p>加圧器逃がし弁の開放操作に対する操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開放操作の開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第3.2.5図に示す。その結果、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.9MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っているため、炉心溶融開始から20分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p>	<p>・女川は代替 CV スプレイ操作に関して記載しているが、泊は評価項目となるパラメータに与える影響が小さいため記載していない</p> <p>記載表現の相違 ・記載は異なるが、1次系強制減圧操作の操作時間余裕を考察している点は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・女川は代替 CV スプレイ操作に関して記載しているが、泊は評価項目となるパラメータに与える影響が小さいため記載していない</p> <p>記載内容の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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た。</p> <p>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余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料7.2.2.4)</p>	<p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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た。</p> <p>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余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 3.2.4、3.2.5)</p>	<p>記載表現の相違 ・泊は具体的な操作及びその効果を記載している</p> <p>記載内容の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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」における重大事故等対策時における必要な要員は、「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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、「6.1(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。 (添付資料3.2.6)</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（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590m³必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³及び淡水貯水槽に約10,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱については、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続</p>	<p>7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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、重大事故等対策に必要な要員は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>【7.2.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、重大事故等対策に必要な初動の要員は、「7.2.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり14名であり、事象発生3時間以降については参集要員も考慮する。したがって「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す発電所災害対策要員33名及び参集要員で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>【7.2.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>a. 水源</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水ピットを水源とし、水量1,700m³の使用が可能であることから、事象発生の約3.6時間後から約15.7時間後までのスプレイ継続（140m³/h）が可能である。また、事象発生の14.2時間後より可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピットへの海水補給を開始することが可能となるため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。</p>	<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>【3.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり48名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>【3.1.2 格納容器過温破損より再掲】</p> <p>a. 水源</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ（130m³/h）については、燃料取替用水ピットを水源とし、水量1,860m³の使用が可能であることから、事象発生の約3.6時間後から約17.9時間後までのスプレイ継続が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生の24時間後からは大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p>	<p>体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>水源の相違 ・泊は燃料取替用水ピットを水源とするが、女川は復水貯蔵タンクと淡水貯水槽を水源としている ・泊も女川も7日間の注水継続が可能 な点は同様</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>実施が可能である。</p> <p>b. 燃料 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水及び格納容器代替スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。本評価事故シーケンスでは取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱を想定し、事象発生後7日間原子炉補機代替冷却水系を運転した場合、約42kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kLの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水等及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約851kL）。</p>	<p>b. 燃料</p> <p>代替非常用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して、7日間の運転継続には約138.1kLの軽油が必要となる。</p> <p>緊急時対策所用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して、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。</p>	<p>b. 燃料 (a) 重油 空冷式非常用発電装置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して、7日間の運転継続には約133.4kLの重油が必要となる。</p> <p>電源車（緊急時対策所用）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して、7日間の運転継続に約3.1kLの重油が必要となる。</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生6.5時間後から24時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポ</p>	<p>燃料の相違 ・燃料の消費量や貯蔵量は異なるがDG、緊対所に関して評価し7日間の運転継続が可能なのは泊も女川も同様</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の22.6時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約10.5kLの軽油が必要となる。</p> <p>使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへ海水を補給するための可搬型大型送水ポンプ車については、事象発生後の14.2時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.1kLの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約167.1kLの軽油が必要となるが「7.5.1(2)資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量(540kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約540kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 7.2.1.2.11)</p>	<p>ンプ用)が運転したと想定して、約2.2kLの重油が必要となる。</p> <p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.7kLの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約186.4kLの重油が必要となるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち使用可能量(548kL)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5,709Lの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約11,418Lとなるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000Lにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約372kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 3.1.2.11)</p>	<p>記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はSBOを想定し代替非常用発電機について記載しているが、女川はDGについて記載している <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・緊急時対策所への電源共有に関してはSA61条で評価しており、有効性評価内で評価する方針としている

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
			ないことから泊は記載していないが、女川同様必要な負荷に対して電源供給が可能

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>3.2.5 結論</p> <p>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、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の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。</p> <p>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＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」について、有効性評価を行った。</p> <p>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時の原子炉圧力を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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 3.5.1）</p>	<p>7.2.2.5 結論</p> <p>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、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉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「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、加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を整備している。</p> <p>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「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による1次系強制減圧、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉容器破損までの1次冷却材圧力の低減及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。</p> <p style="text-align: center;">その結果、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は評価項目を満足していることを確認した。</p> <p>また、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については</p>	<p>3.2.5 結論</p> <p>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、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉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「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、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を整備している。</p> <p>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「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉容器破損までの1次冷却材圧力の低減並びに原子炉格納容器雰囲気の圧力の上昇抑制及び除熱が可能である。</p> <p style="text-align: center;">その結果、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は評価項目を満足していることを確認した。</p> <p>また、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については</p>	<p>重大事故等対策の相違</p> <p>評価事故シーケンスの相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はCCW機能喪失の重畳も考慮する <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は1次冷却材圧力の低減手段だけではなく、CVの冷却・除熱手段も記載している <p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は減圧する圧力の具体値を記載しているが、泊も2.0MPa[gage]以下に低減できることは前段に記載済み <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊ではDCH以外の評価項目に対して、

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3／4号炉	差異の説明
<p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、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。</p>	<p>「7.2.1.2 格納容器過温破損」、放射性物質の総放出量については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器外の溶融燃料－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」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>発電所災害対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による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り、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。</p>	<p>「3.1.2 格納容器過温破損」、放射性物質の総放出量については「3.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失においても供給可能である。</p> <p>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、加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による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り、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。</p>	<p>他の格納容器破損モードで確認した旨を記載</p> <p>記載表現の相違 ・要員について記載は異なるが、内容は同等</p> <p>重大事故等対策の相違 ・設備は異なるが弁を手動開放することで1次系を減圧する手段は、泊も女川も同様</p> <p>記載方針の相違 ・泊はCV冷却手段も記載している</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱

第3.2.1表 「高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (1/3)

女川原子力発電所2号炉				泊発電所3号炉				大飯発電所3/4号炉				差異の説明			
操作及び確認		予期		原因設備		可動設備		計測設備		可動設備		計測設備		差異の説明	
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認		運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故(LOCA)又は全交直動力電源喪失が発生して原子炉スクラムしたことを確認する。また、運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故(LOCA)が発生した場合は、同時に外部電源喪失が発生したことを確認する。		【非常用ディーゼル発電機】* 軽油タンク		---		平均出力監視モニター* 起動監視モニター*		---		---			
高圧・低圧注水機能喪失確認*		原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低でECCS等の自動起動信号が発生するが、全てのECCS等が機能喪失していることを確認する。		---		---		原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】* 【高圧炉心スプレイズ系ポンプ出口流量】* 【低圧炉心スプレイズ系ポンプ出口圧力】* 【冷却材除去ポンプ出口圧力】*		---		---			
高圧代替注水系による原子炉注水		高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水を起動し、原子炉水位を回復する。		高圧代替注水系 高圧貯蔵タンク*		---		高圧代替注水ポンプ出口流量 高圧貯蔵タンク水位		---		---			
炉心損傷確認		高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを格納容器内貯蔵燃料モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。		---		---		格納容器内貯蔵燃料モニタ(D/W)* 格納容器内貯蔵燃料モニタ(S/C)* 格納容器内水素濃度(D/W) 格納容器内水素濃度(S/C)		---		---			

*：既許可の対策となっていない設備を重大事故等対策対応設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対策設備（設計基準仕様）
 ■：有効性評価上考慮しない備付

※ ECCS等による原子炉注水ができない状態、高圧炉心スプレイズ系、低圧炉心スプレイズ系、高圧冷却系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイズ系及び原子炉隔離時冷却系並びに自動注水系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイズ系及び冷却材除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

第3.2.1表 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (2/3)

女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		大飯発電所3／4号炉		差異の説明
操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		常設設備	計装設備	
		可搬型設備	可搬型設備			
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急減圧	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水手段が全くない場合でも、中央制御室からの手動操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動で開放し、原子炉を急減圧する 	—	—	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 復水移送ポンプ* 復水貯蔵タンク*	原子炉水位 (S/A燃料棒) 原子炉水位 (燃料棒)* 原子炉圧力 (S/A) 原子炉圧力*	
原子炉格納容器代替スプレッド冷却系（常設）による格納容器下部への注水	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器下部温度300℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した原子炉格納容器代替スプレッド冷却系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。また、ドライウエル水位がドライウエル床面より0.23m以上に水位があることを表示ランプが点灯した時点で停止する 	—	—	復水移送ポンプ* 復水貯蔵タンク*	原子炉圧力容器温度 原子炉格納容器下部水位 格納容器代替スプレッド冷却系（常設） ドライウエル圧力 圧力制御室圧力 ドライウエル温度 ドライウエル水位 復水貯蔵タンク水位	
原子炉圧力容器破損確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器温度（下風部）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等を連続監視する。格納容器下部水温の急激な上昇又は指示値喪失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 	—	—	—	原子炉圧力容器温度 原子炉圧力 (S/A) 原子炉圧力* ドライウエル圧力 ドライウエル温度 格納容器内水温測定 (D/W) 格納容器内水温測定 (S/C) 原子炉格納容器下部温度	
溶融炉心への注水	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水を実施し、ドライウエル水位をドライウエル床面から0.02mから0.23mの範囲に水位を維持し溶融炉心の注水状態を維持する 	—	—	復水移送ポンプ* 復水貯蔵タンク*	原子炉格納容器下部注水流量 ドライウエル水位 復水貯蔵タンク水位	

*：既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

記載方針の相違
 ・泊は過温破損と同様の評価事故シーケンスのため過温破損を読み込んでおり記載していない

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

第3.2.1表 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (3/3)		重大事故等対応設備		女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
操作及び確認	手順	系統設備	可搬型設備	計装設備			
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が0.540MPa[gage]に到達した場合、大容量送水ポンプ（タイプ1）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器冷却を実施する 格納容器圧力が0.540MPa[gage]まで低下した場合又は外部水素注水制限値（サブプレッションポンプレベル水）が通常運転水位+約2mに到達した場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する 	ガスタービン発電設備組屋タンク 代替蒸留冷却ポンプ サプレッションポンプ* ガスタービン発電設備組屋タンク	大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ	ドライウェル圧力 圧力制御圧力 ドライウェル温度 原子炉格納容器代替スプレイ流量 圧力制御水位	代替蒸留冷却ポンプ出口流量 蒸留熱除去系冷却ライン流量（蒸留熱除去系） 原子炉格納容器代替スプレイ流量 原子炉格納容器下部注水流量 ドライウェル圧力 圧力制御圧力 ドライウェル温度 サプレッションポンプレベル水温度 圧力制御水位 格納容器内水素濃度(D)等 格納容器内水素濃度(S/C) 格納容器内雰囲気気水素濃度 格納容器内雰囲気気酸素濃度*		記載方針の相違 ・泊は過温破損と同様の評価事故シーケンスのため過温破損を読み込んでおり記載していない
代替蒸留冷却系による容器中心冷却及び格納容器加熱	<ul style="list-style-type: none"> 代替蒸留冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補助代替冷却水系を用いた代替蒸留冷却系による格納容器加熱を開始するとともに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器下部注水系（常設）（復本移送ポンプ）による格納容器下部注水を停止する。代替蒸留冷却系の流量は、代替蒸留冷却ポンプ出口流量及び蒸留熱除去系冷却ライン冷却流量（蒸留熱除去系）と格納容器代替スプレイ流量を用いて、原子炉注水弁と格納容器代替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代替スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器代替スプレイを実施する 水の放射能分解により水素及び酸素が発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確保する 						

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉

第3.2.2表 主要解析条件（高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M A A P	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
炉心流量	35.6×10 ³ l/s	定格流量として設定
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスポート下端から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
燃料	5×5燃料(A型)	-
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/DNS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定
格納容器容積（ドライウエル）	7,950m ³	格納容器の設計値として設定
格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	空筒部：5,100m ³ 液相部：2,850m ³	格納容器の設計値として設定
サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
格納容器温度（ドライウエル）	57℃	通常運転時の格納容器温度（ドライウエル）として設定
格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水位の上昇値として設定
格納容器圧力	5kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置	3.4kPa（ドライウエル/サブプレッションチェンバ/両相）	真空破壊装置の設計値として設定
外部水界の温度	40℃	通常運転時の炉水貯蔵タンク水温の定値（月平均値）を踏まえて設定
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初期水覆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	使用している材料の種類から設定
コンクリート以外の構造材の強さ	内側鋼板、外側鋼板及びリブ鋼板は考慮しない	内側鋼板、外側鋼板及びリブ鋼板については、コンクリートよりも脆点が高いことから、MCCIによる浸食量の評価において、保守的に考慮しない
原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	格納容器下部に等下する溶融物とは扱わない	燃焼度を下げないよう保守的に設定

第7.2.2.1表 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M A A P	本評価事故シナリオの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
炉心熱出力（初期）	100% (2,652MW) × 1.02	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2℃	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	17×17 燃料集合体を装着した3ループプラントを包括するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合金酸化物燃料の装荷を考慮している。

大飯発電所3/4号炉

第3.2.1表 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M A A P	本評価事故シナリオの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
炉心熱出力（初期）	100% (3,411MW) × 1.02	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
1次冷却材平均温度（初期）	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするようにより、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
高気圧室 2次冷却材水量（初期）	50t（1基当たり）	設計値として設定。
原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	評価結果を厳しくするようにより、原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び水位の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
ヒートシシク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするようにより、ヒートシシクの設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシシクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び水位の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

解析条件の相違
 ・解析条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉

第3.2.2表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能及び重大事故等対応設備による原子炉注水機能の喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として格納容器（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに、重大事故等対応設備による原子炉注水機能の喪失を設定
外部電源	外部電源なし	本評価事故シナリオへの事故対応に用いる設備は非常用高圧分岐に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事故進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定
高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等による影響	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

泊発電所3号炉

第7.2.2.1表 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能等の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 補助給水機能喪失 原子炉補機冷却水喪失 	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
RCP シール部からの漏えい率（初期）	<ul style="list-style-type: none"> 定格圧力において約1.5m³/h（1台当たり）相当となる 口径約0.2cm（約0.07インチ）（1台当たり）（事業発生時からの漏えいを仮定） 	RCP シール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果と同程度の値として設定。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを設定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生によるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

大飯発電所3/4号炉

第3.2.1表 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能等の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 補助給水機能喪失 原子炉補機冷却機能喪失 	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
RCPシール部からの漏えい率（初期）	約4.8m ³ /h（1台当たり）（事業発生時からの漏えいを仮定）	WCAP-15603のシールが健全な場合の漏えい率として1台当たり約4.8m ³ /h（218ppm相当）を設定。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを設定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生によるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

差異の説明

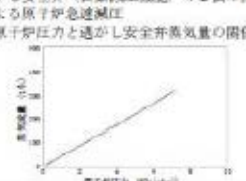
解析条件の相違
 ・解析条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉

第3.2.2表 主要解析条件（高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（3/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.0秒)	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、外部電源喪失時の沸騰加熱弁閉鎖及び蒸気止弁閉鎖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
再循環ポンプ	原子炉水位低（レベル2）到達時に停止	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、外部電源喪失と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル2）到達時に停止するものとして設定
過がし安全弁	過がし弁機能 1. 37MPa[gage]×2個、36t/h(1個当たり) 2. 14MPa[gage]×3個、36t/h(1個当たり) 3. 51MPa[gage]×3個、36t/h(1個当たり) 4. 58MPa[gage]×3個、36t/h(1個当たり) 過がし安全弁（自動減圧機能）の2個の開放による原子炉急減圧 <原子炉圧力と過がし安全弁蒸気量の関係> 	過がし安全弁の過がし弁機能の設計値として設定 過がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）	18m³/hにて格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
原子炉格納容器下部注水（常設）（注水移送ポンプ）	10m³/hにて格納容器下部に注水	格納容器の注水を継続可能な流量として設定
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可換型）	18m³/hにて格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
代替循環冷却系	循環流量は、主として120m³/hとし、原子炉注水へ80m³/h、格納容器スプレイへ10m³/hにて流量を分配 代替循環冷却系から原子炉格納容器冷却水への伝熱容量：14.3MW (ナプレッションプール水温150℃、海水温度26℃において)	代替循環冷却系の設計値として設定
原子炉補機代替冷却水系統	原子炉補機代替冷却水系統の伝熱容量：14.3MW (ナプレッションプール水温150℃、海水温度26℃において)	原子炉補機代替冷却水系統の設計値として設定
原子炉急減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%以上の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設定
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損直後の初期注水）	原子炉圧力容器下部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ドライケル水位が0.23mに到達したことを確認した場合に停止する	格納容器温度の抑制効果及び炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による炉液炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
原子炉格納容器下部注水（常設）（注水移送ポンプ）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損直後の注水）	原子炉圧力容器破損の際、ドライケル水位が0.02mまで低下した場合に開始し、0.23mに到達した場合に停止	炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による炉液炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可換型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.04MPa[gage]到達時	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定
代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事故発生24時間後	原子炉補機代替冷却水系統の準備時間を考慮し設定

注本格納容器破損モードの評価事故シナリオは原子炉補機冷却水（原子炉補機冷却水を含む）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱は保守的に原子炉補機冷却水を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、原子炉補機冷却水系統の準備に要する時間を設定する。

泊発電所3号炉

第7.2.2.1表 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（3/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低下（定格値の65%） (応答時間1.8秒) 4.0MPa[gage] (最低保持圧力) 29.0m³ (1基当たり) (最小保有水量) 95t/h (1個当たり) (2個)	トリップ設定値に許容誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号受信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。 炉心への注入のタイミミングを遅くし、炉心損傷のタイミミングを早める観点から最低保持圧力を設定。 最小の保有水量を設定。 加圧器逃がし弁の設計値を設定。 設計上期待できる値として設定。
蓄圧タンク保持圧力	140m³/h	設計上期待できる値として設定。
蓄圧タンク保有水量	2基 1基当たりの除熱特性(100℃～約155℃、約3.6MW～約6.5MW)	粗フェイルタがある場合の格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
加圧器逃がし弁	炉心の温度履歴に応じて発生 最大歪みを超えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検出により得られた知見に基づき設定。 複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損に對し、健全性が維持される最大の歪みを設定。
代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ流量	最大歪みを超えた場合に破損	
リロケーション		
原子炉容器破損		

重大事故等対策に関連する機器条件

大飯発電所3/4号炉

第3.2.1表 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（3/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ回転数低下（定格回転数の92.6%） (応答時間0.6秒) 4.04MPa[gage] (最低保持圧力) 26.9m³ (1基当たり) (最低保有水量) 95t/h(1個当たり) (2個)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号受信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。 炉心への注入のタイミミングを遅くし、炉心損傷のタイミミングを早める観点から最低保持圧力を設定。 最低の保有水量を設定。 加圧器逃がし弁の設計値を設定。 設計上期待できる値として設定。
蓄圧タンク保持圧力	130m³/h	設計上期待できる値として設定。
蓄圧タンク保有水量	2基 1基当たりの除熱特性： 100℃～約168℃、 約4.1MW～約11.2MW	粗フェイルタがある場合の格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
加圧器逃がし弁	炉心の温度履歴に応じて発生 最大歪みを超えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検出により得られた知見に基づき設定。 複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損に對し、健全性が維持される最大の歪みを設定。
代替格納容器スプレイポンプによる格納容器冷却操作		
リロケーション		
原子炉容器破損		

重大事故等対策に関連する機器条件

差異の説明

解析条件の相違
 ・解析条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

大飯発電所3／4号炉

差異の説明

第7.2.2.1表 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（4／4）

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	加圧器逃がし弁開	炉心溶融開始の10分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
	開始	炉心溶融開始の30分後	運転員等操作時間として、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作に係る理想操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して30分を想定して設定。
		一旦停止	格納容器再循環サンプ水位80%到達（原子炉格納容器保有水量2,270m ³ 相当） + 原子炉格納容器最高使用圧力未達
	再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達	運転員等操作時間を考慮して設定。
	停止	事象発生後の24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生後の24時間後	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。	

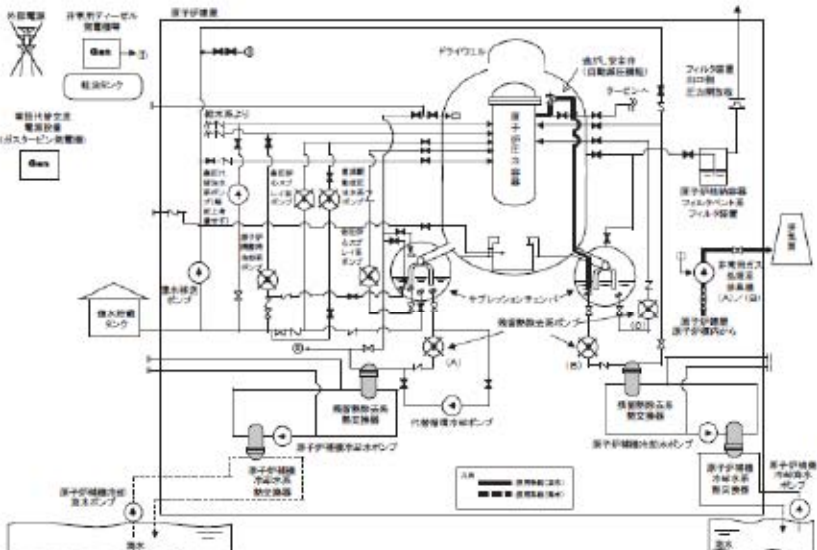
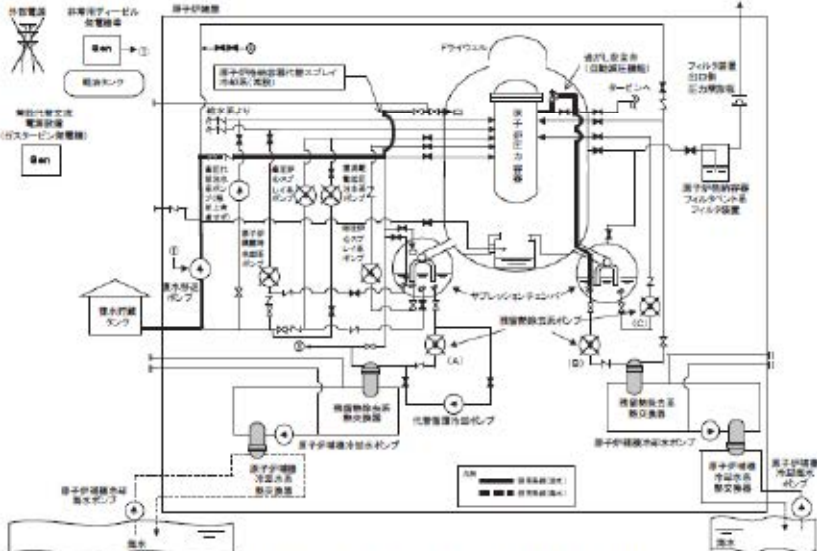
第3.2.1表 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（4／4）

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	加圧器逃がし弁開	炉心溶融開始の10分後	運転員操作時間を考慮して設定。
	開始	炉心溶融開始の30分後	運転員操作時間を考慮して設定。
		一旦停止	格納容器再循環サンプ水位71%到達（原子炉格納容器保有水量2,000m ³ 相当） + 原子炉格納容器最高使用圧力未達
	再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達	運転員等操作時間を考慮して設定。
	停止	事象発生後の24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生後の24時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。	

解析条件の相違
 ・解析条件は異なるものの、設計値や実績を基に一部保守的な設定としている点は、泊も女川も同様

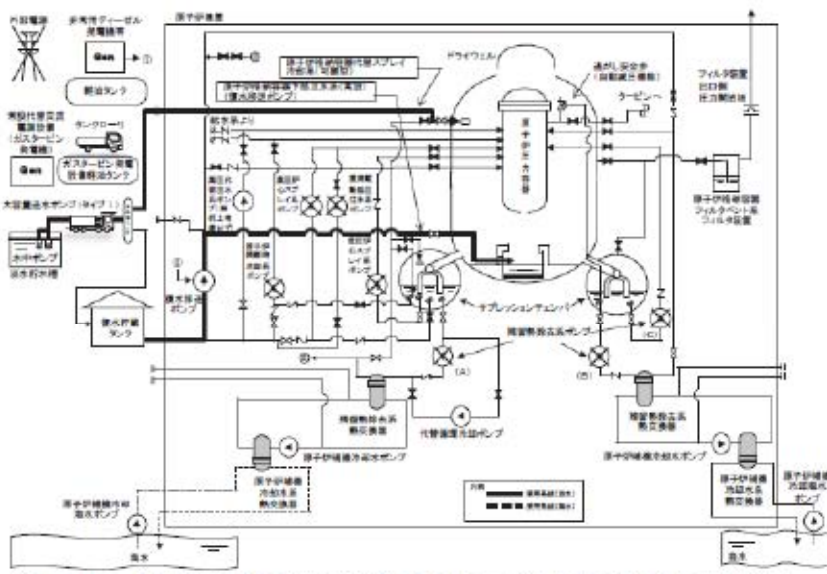
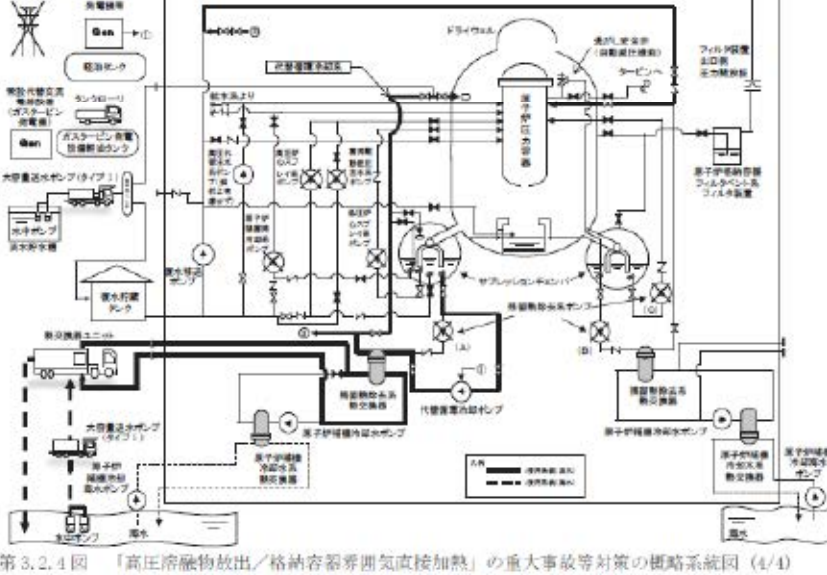
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
 <p>第3.2.1回 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉減圧)</p>			
 <p>第3.2.2回 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) (原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧及び格納容器下部注水)</p>			<p>記載方針の相違 ・泊は過温破損と同様の評価事故シーケンスのため過温破損を読み込んでおり記載していない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
 <p>第3.2.3図 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図（3/4） （原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水及び格納容器冷却）</p>			
 <p>第3.2.4図 「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図（4/4） （代替蒸発冷却系による残存溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱）</p>			<p>記載方針の相違 ・泊は過温破損と同様の評価事故シーケンスのため過温破損を読み込んでおり記載していない</p>

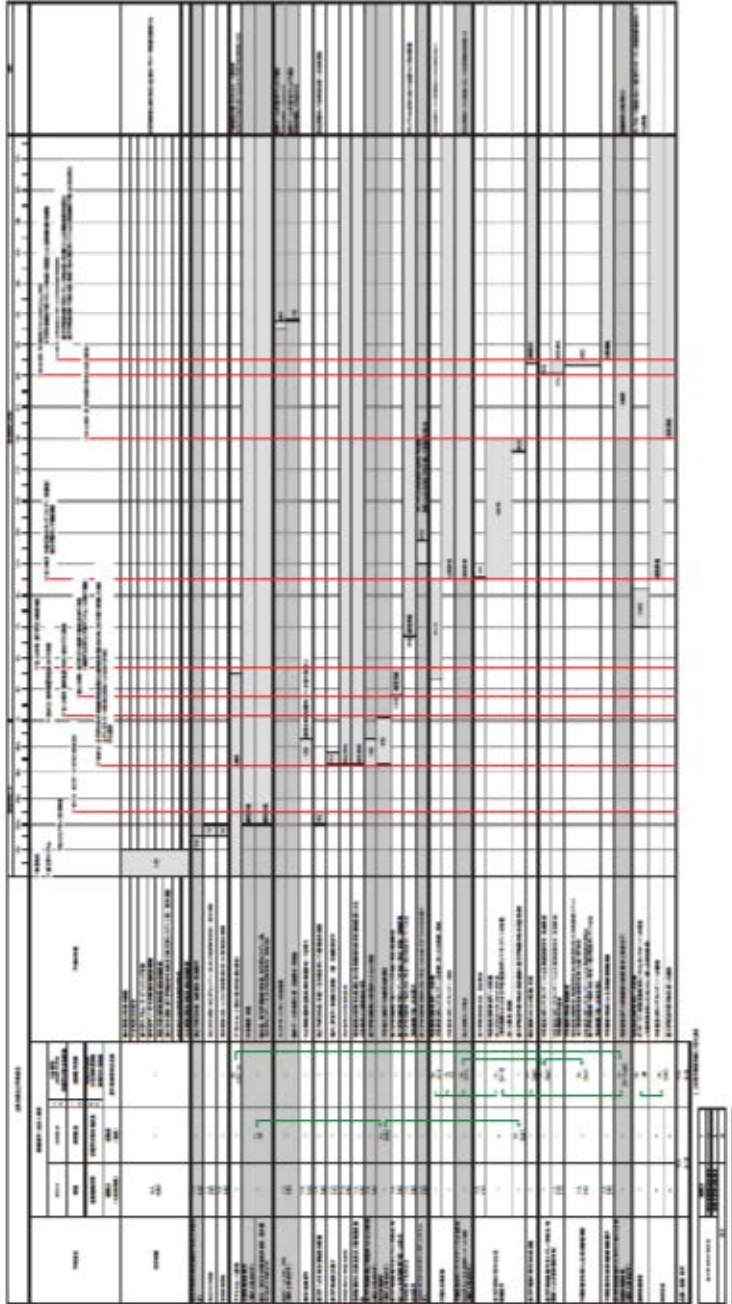
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>図 5.2.6 別 格納容器破損で「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」時の対応手順の概要</p>			<p>記載方針の相違 ・泊は過温破損と同様の評価事故シーケンスのため過温破損を読み込んでおり記載していない</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
 <p>図 3.2.0 図 格納容器雰囲気直接加熱/格納容器雰囲気直接加熱時の赤紫と青紫時間</p>			<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は過温破損と同様の評価事故シーケンスのため過温破損を読み込んでおり記載していない

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>(事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載)</p>			
<p>第3.2.7図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第7.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>第3.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>以降、事象進展が大きく異なるため大飯と比較</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第3.2.13図 注水流量の推移</p>	<p>第7.2.2.2図 蓄圧注入流量の推移</p>	<p>第3.2.2図 蓄圧注入流量の推移</p>	<p>解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大飯発電所3/4号炉	差異の説明
<p>原子炉水位 (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>— シールド外 - - シールド内 - - - ジェットポンプ内 - - - 下部プレナム</p> <p>透がし安全弁からの蒸気放出により水位が低下 原子炉水位が有効燃料層底部から有効燃料層長さの20%以上の位置に到達した時点で透がし安全弁（自動減圧機能）2個の開放による原子炉減圧により原子炉水位が低下 原子炉水位が有効燃料層底部に到達し、炉心下部プレナム水が高騰し、水位低下 原子炉水位が有効燃料層底部に到達し、炉心下部プレナム水が高騰し、水位低下 透がし安全弁（自動減圧機能）2個の開放による原子炉減圧により水位が低下</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>----- 感度ケース ——— 基本ケース</p> <p>加圧器透がしタンクラプチャディスク作動に伴う原子炉格納容器への蒸気放出 (約1.7時間) 炉心溶融開始 (約3.1時間) 1次系強制減圧開始 (約3.3時間) 下部プレナムの水と溶融炉心が反応した際の蒸気による加圧 加圧器安全弁作動開始 (約1.3時間) 蓄圧注入開始 (約3.5時間) 原子炉容器破損 (約9.0時間) 1次冷却材圧力：約1.4MPa[gage] 2.0MPa[gage]</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>----- 感度ケース ——— 基本ケース</p> <p>加圧器透がしタンクラプチャディスク作動に伴う原子炉格納容器への蒸気放出 (約1.9時間) 炉心溶融開始 (約3.1時間) 1次冷却系強制減圧開始 (約3.3時間) 下部プレナムの水と溶融炉心が反応した際の蒸気による加圧 加圧器安全弁作動開始 (約1.5時間) 蓄圧注入開始 (約3.0時間) 原子炉容器破損 (約7.7時間) 1次冷却材圧力：約1.7MPa[gage] 2.0MPa[gage]</p>	<p>【大飯】 解析結果の相違</p>
<p>第3.2.8図 原子炉水位 (シールド内外水位) の推移</p> <p>格納容器圧力 (MPa[gage])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>0.44MPa[gage]にて原子炉格納容器大型スプレイ作動 (可観測) による格納容器スプレイ開始 格納容器の限界圧力 0.44MPa[gage] 最大圧力：約0.54MPa[gage] (約23時間後) 代替循環冷却系投入による圧力低下 原子炉圧力容器破損に伴う格納容器下部への溶融炉心落下に伴う格納容器圧力上昇 透がし安全弁（自動減圧機能）2個の開放による格納容器圧力上昇</p>	<p>第7.2.2.3図 1次冷却材圧力の推移 (蓄圧タンク保持圧力の影響確認)</p> <p>格納容器圧力 (MPa[gage])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>0.44MPa[gage]にて原子炉格納容器大型スプレイ作動 (可観測) による格納容器スプレイ開始 格納容器の限界圧力 200℃ 代替循環冷却系投入による温度低下 原子炉圧力容器破損に伴う高濃度ガスの流入 最高温度：約180℃ (約23時間後) 透がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に伴い蒸気が流入</p>	<p>第3.2.3図 1次冷却材圧力の推移 (蓄圧タンク保持圧力の影響確認)</p> <p>格納容器温度 (℃)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>0.44MPa[gage]にて原子炉格納容器大型スプレイ作動 (可観測) による格納容器スプレイ開始 格納容器の限界温度 200℃ 代替循環冷却系投入による温度低下 原子炉圧力容器破損に伴う高濃度ガスの流入 最高温度：約180℃ (約23時間後) 透がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に伴い蒸気が流入</p>	
<p>第3.2.9図 格納容器圧力の推移</p> <p>格納容器温度 (℃)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>0.44MPa[gage]にて原子炉格納容器大型スプレイ作動 (可観測) による格納容器スプレイ開始 格納容器の限界温度 200℃ 代替循環冷却系投入による温度低下 原子炉圧力容器破損に伴う高濃度ガスの流入 最高温度：約180℃ (約23時間後) 透がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に伴い蒸気が流入</p>	<p>第3.2.10図 格納容器温度の推移</p> <p>格納容器温度 (℃)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>0.44MPa[gage]にて原子炉格納容器大型スプレイ作動 (可観測) による格納容器スプレイ開始 格納容器の限界温度 200℃ 代替循環冷却系投入による温度低下 原子炉圧力容器破損に伴う高濃度ガスの流入 最高温度：約180℃ (約23時間後) 透がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧に伴い蒸気が流入</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	大阪発電所3/4号炉	差異の説明
<p>サプレッションプール水位 (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第3.2.11図 サプレッションプール水位の推移</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>第7.2.2.4図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>第3.2.4図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p>
<p>サプレッションプール水温 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第3.2.12図 サプレッションプール水温の推移</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>第7.2.2.5図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (時)</p> <p>第3.2.5図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	<p>解析結果の相違</p>