

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-9 改 11
提出年月日	平成 30 年 2 月 26 日

## 東海第二発電所

### 重大事故等対策の有効性評価

#### 比較表

平成 30 年 2 月  
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。



## 目 次

### 重大事故等対策の有効性評価

#### 1. 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

#### 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

##### 2.1 高圧・低圧注水機能喪失

##### 2.2 高圧注水・減圧機能喪失

##### 2.3 全交流動力電源喪失

##### 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）

##### 2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）

##### 2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

##### 2.4 崩壊熱除去機能喪失

##### 2.4.1 取水機能が喪失した場合

##### 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

##### 2.5 原子炉停止機能喪失

##### 2.6 L O C A時注水機能喪失

##### 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）

#### 3. 重大事故

##### 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

##### 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合



- 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
  - 4.1 想定事故 1
  - 4.2 想定事故 2
- 5. 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
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
  - 5.2 全交流動力電源喪失
  - 5.3 原子炉冷却材の流出
  - 5.4 反応度の誤投入
- 6. 必要な要員及び資源の評価
- 付録 1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>7.1.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能のみに期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「7.1.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することに</p>	<p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは，高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るととも</p>	<p>・P R Aの違いにより事故シーケンス名称に違いがあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待した場合の事象進展については，中長期的に熱容量制限で減圧して低圧の原子炉注水に移行するため本事故シーケンスと同じとなることを説明。なお，東海第二でも柏崎刈羽と同様にT B Uシーケンスにおいては高圧代替注水系に期待した評価としており，また，本事故シーケンスについては低圧注水</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>よって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.1－1 図から第 7.1.1－3 図に，手順の概要を第 7.1.1－4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.1－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 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，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。</p> <p>発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。</p> <p>また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.1－5 図に示す。</p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，24 名で対処可能である。</p>	<p>に，格納容器内の冷却を行い，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い，格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。なお，安定状態に向けた対策として，代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱手段も整備している。代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱操作は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に優先して実施するものであり，中央制御室からの遠隔操作により約 1 時間で実施可能であることから，格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する事象発生の約 28 時間後までに十分な時間余裕をもって完了することができる。また，これらの系統に期待する場合には，格納容器圧力逃がし装置に期待しなくても安定状態の達成が可能であり，この場合には格納容器圧力及び雰囲気温度の評価項目に対する余裕は大きくなることから，評価上は保守的に期待しないこととする。対策の概略系統図を第 2.1－1 図に，対応手順の概要を第 2.1－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.1－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は，災害対策要員（初動）19 名及び参集要員 5 名である。</p> <p>災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行うための当直運転員 5 名，指揮，通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名である。</p> <p>参集要員の内訳は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第二弁操作）を行うための重大事故等対応要員 3 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.1－3 図に示す。</p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，災害対策要員（初動）19 名及び参集要員 5 名で対処可能である。</p>	<p>機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認しているという点で実態として違いはない。</p> <p>・手順上優先順位の高い代替循環冷却系等の対策について追記することとした。</p> <p>・プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p> <p>・東海第二では参集要員は 2 時間以内に参集可能なことを確認していることから，2 時間以降に期待する評価としている。</p> <p>・FCVS 設計の違いにより，東海第二では「フィルタ装置薬液補給作業」は不要。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</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>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>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（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を追加起動し，2 台運転とする。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。</p>	<p>a. 原子炉スクラムの確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに，再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統の流量等である。</p> <p>c. 高圧代替注水系の起動操作</p> <p>高圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系の系統構成及び起動操作を実施し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系の起動操作は解析上考慮しない。</p> <p>高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。</p> <p>d. 低圧注水機能喪失の確認</p> <p>高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作の失敗後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。</p> <p>低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，各系統の吐出圧等である。</p> <p>e. 高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作</p> <p>高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。</p> <p>f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作</p> <p>低圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に必要な計装設備は，常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。</p> <p>外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。</p> <p>緊急用母線を受電に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。</p> <p>g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備，ホース敷設等を実施する。</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>東海第二では，高圧注水機能の自動起動失敗を確認した場合には，運転手順に従い，一連の操作として以下を実施し，これら全てに失敗した場合に低圧代替注水系の起動操作を実施する。<ul style="list-style-type: none"><li>高圧注水機能の手動起動</li><li>高圧代替注水系の手動起動</li><li>低圧注水機能の手動起動</li></ul></li><li>東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</li><li>設備設計の違いにより，東海第二ではバイパス流防止系統構成は不要。</li><li>東海第二では，外部電源ありを評価条件としつつ，運転員等操作においては，外部電源がない場合も考慮</li></ul>	



柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位</p>	<p>h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開放し，原子炉減圧を実施する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。</p> <p>炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）である。</p> <p>i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。</p> <p>また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>j. 代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作</p> <p>海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系を起動し，原子炉注水を実施する。また，格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作は解析上考慮しない。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。</p> <p>k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は，ドライウエル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サブプレッション・プール</p>	<p>・運転手順に従い，T A Fに到達した場合は，炉心損傷がないことを確認する旨を記載</p> <p>・東海第二の常設低圧代替注水系ポンプは，原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施可能な設計とし</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレィを再開する。</p> <p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないこと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レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p>	<p>水位等である。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに、サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>l. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。なお、原子炉満水操作は、解析上考慮しない。</p> <p>格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱が可能である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）、格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）等である。</p> <p>また、サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位等である。</p> <p>m. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作</p> <p>水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。</p>	<p>ていることから、切替操作は不要。</p> <p>・東海第二では、中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合の操作時間余裕も考慮して、通常水位+5.5m到達にて格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を中央制御室から開操作する運用としている。</p> <p>・東海第二のFCVS2 次隔離弁は全開運用にて設計している。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>以降，炉心冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP，炉心ヒートアップ解析コード CHASTE により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度（以降，格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心露出時間が長く，燃料被覆管の最高温度が高くなるため，輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>n. タンクローリによる燃料給油操作</p> <p>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</p> <p>o. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>以降，炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し，格納容器減圧及び除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びECCS 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。</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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>・低圧代替注水系（常設）の設備仕様（注水流量）の違いに主に起因して，東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分な余裕があることからCHASTEコードによる詳細評価は実施しない。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7. 1. 1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合，事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>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。</p> <p>(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）</p> <p>ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）は，原子炉水位の低下に伴い，<b>原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し，原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。</b></p> <p>(c) 逃がし安全弁</p> <p><b>逃がし安全弁の逃がし弁機能</b>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，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2. 1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し，<b>再循環系ポンプ</b>トリップは，原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなることで，<b>炉心の冷却</b>の観点で厳しくなる。<b>なお，運転員等操作においては，外部電源喪失についても考慮する。</b></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>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。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) A T W S 緩和設備（代替原子炉<b>再循環系ポンプ</b>トリップ機能）</p> <p>A T W S 緩和設備（代替原子炉<b>再循環系ポンプ</b>トリップ機能）は，<b>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</b></p> <p>(d) 逃がし安全弁</p> <p><b>逃がし安全弁（安全弁機能）</b>にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，手動による原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 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 6%を処理するものとする。</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では，原子炉圧力が高めに維持され，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため，事象発生初期において高圧注水機能が喪失</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(d) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大 300m<sup>3</sup>/h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</p> <p>格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m<sup>3</sup>/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(f) 格納容器圧力逃がし装置等</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開 ※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始するものとし，操作時間は約 4 分間とする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から約 14 分後に開始する。</p>	<p>(e) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，注水流量は，原子炉注水のみを実施する場合，機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m<sup>3</sup>/h～378m<sup>3</sup>/h，注水圧力：0MPa[dif] ※～2.38MPa[dif]）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。</p> <p>※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし，スプレイ流量は，運転手順における調整範囲（102m<sup>3</sup>/h～130m<sup>3</sup>/h）の上限である 130m<sup>3</sup>/h（一定）を用いるものとする。また，格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置</p> <p>格納容器圧力逃がし装置 二次隔離弁を全開とし，格納容器圧力が 310kPa[gage]において 13.4kg/s の排気流量にて格納容器減圧及び除熱操作を実施するものとする。</p> <p>なお，耐圧強化ベント系を使用する場合には，格納容器圧力逃がし装置を使用する場合と比較して実際の排気流量が大きくなり，格納容器圧力の低下傾向が大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包含される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧</p>	<p>し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では，外部電源がない場合も考慮して操作条件を設定</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後，格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第7.1.1－6図から第7.1.1－11図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第7.1.1－12図から第7.1.1－17図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第7.1.1－18図から第7.1.1－21図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の起動に失敗する。これにより，残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし，原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。事象発生から約14分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで，原子炉急速減圧を</p>	<p>代替注水系（常設）の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生25分後に実施する。</p> <p>(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお，格納容器スプレイは，サブプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は，格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1－4図から第2.1－8図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1－9図から第2.1－14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.1－15図から第2.1－18図に示す。</p> <p>※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，機器故障等により失敗し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。このため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起</p>	<p>・手順の違い</p> <p>・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>実施し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は，第 7.1.1－12 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 874℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%</p>	<p>動操作を実施し，事象発生の 25 分後に，手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉減圧を実施することで，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を開始する。原子炉減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると，原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>また，崩壊熱除去機能が喪失しているため，原子炉圧力容器で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサプレッション・プール水位は徐々に上昇し，事象発生の約 27 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達した時点でサプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ，事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお，格納容器減圧及び除熱実施時のサプレッション・プール水位は，ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため，これらの設備の機能は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は，第 2.1－9 図に示すとおり，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 35 分後に最高温度の約 338℃に到達するが，評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.1－6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.81MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7.1.1－7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p>	<p>平均出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。</p> <p>（添付資料 2.1.1）</p> <p>原子炉圧力は、第 2.1－4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第 2.1－15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.1－16 図に示すとおり、事象発生の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.1－5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.1－15 図及び第 2.1－16 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を継続することで、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱実施時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、ベントタイミングに有意な差はないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウエルに放出された核分裂生成物がドライウエルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため、非居住区域境界及び敷地境界の実効線量が厳しくなる「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果（非居住区域境界：約 1.6×10<sup>-1</sup>mSv（格納容器圧力逃がし装置使用時）、約 6.2×10<sup>-1</sup>mSv（耐圧強化ベント系使用時）、敷地境界：約 4.1×10<sup>-1</sup>mSv（格納容器圧力逃がし装置使用時）、約 6.2×10<sup>-1</sup>mSv（耐圧強化ベント系使用時））以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>（添付資料 2.1.2）</p> <p>安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」</p>	<p>・東海第二では、高温停止での安定状態及び冷温停止状態への移行にすいて記載</p> <p>・東海第二においては、安全評価指針に基づく事故時の線量評価は、周辺公衆への放射線の影響を評価する観点から、従来から非居住区域境界に線量評価点を設定し評価しており、また、有効性評価ガイドでは敷地境界で実効線量を評価することから両者の評価を実施している。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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。高圧・低圧注水機能喪失では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，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ると考えられる操作として，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む），代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</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>本重要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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝</p>	<p>に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 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は，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に手動操作により原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作），常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作とする。</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>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却<b>操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする</b>格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び除熱操作</b>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却<b>操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする</b>格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び除熱操作</b>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2. 1. 3）</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表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>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表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>		



## 東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

<div>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機</div>	<div>東海第二発電所</div>	<div>備 考</div>
<div> <div>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</div> <div>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</div> <div> <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 7.1.1－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，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> </div> <div>(a) 運転員等操作時間に与える影響</div> <div> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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>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 30GWd/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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> </div> <div> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> </div> </div>	<div> <div>(添付資料 2.1.3)</div> <div>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</div> <div>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</div> <div> <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 2.1－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。</p> </div> <div>(a) 運転員等操作時間に与える影響</div> <div> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は燃焼度 33GWd/t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また，燃焼度 33GWd/t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする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，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> </div> </div>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m<sup>3</sup>／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m<sup>3</sup>／h～130m<sup>3</sup>／h）となる。最確条件とした場合，サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>（添付資料 2. 1. 3）</p>		
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響		
<p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44. 0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44. 0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／mであり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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 30GWd/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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，燃焼度 33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなり，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>		
<p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サブプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>		
<p>事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p>	<p>事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環系ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>		
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合，おおむね注水		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，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>b. 操作条件</p> <p>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「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 14 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，高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は，時間余裕を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり，原子炉への注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa〔gage〕到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa〔gage〕付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>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，中央制御室で行う操作であり，原子炉注水との切替え操作であるため，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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa〔gage〕到達時を設定している。運転員等</p>	<p>開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m<sup>3</sup>／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m<sup>3</sup>／h～130m<sup>3</sup>／h）となる。最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は，解析上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，認知時間及び操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが，状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はないことから，影響はない。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 279kPa〔gage〕到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは同一の制御盤による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は，解析上の操作開始時間として，格納容器圧力 310kPa〔gage〕到達時を設定している。</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは，事象発生の約 17 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。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，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。なお，遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも，異なる要員により対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。</p> <p>（添付資料 2.1.3）</p>	<p>・ベント時に遠隔操作に失敗した場合の格納容器健全性に与える影響については，(b) 評価項目となるパラメータに与える影響に記載</p>	
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなり，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが，この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最高値に変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，75 分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合，格納容器圧力は 0.31MPa[gage] より若干上昇し，評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが，この場合でも 0.62MPa[gage] を十分に下回ることから，格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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>第7.1.1－22図から第7.1.1－24図に示すとおり，操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，<b>事象発生から約19分後（操作開始時間5分程度の遅れ）</b>までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば，燃料被覆管の最高温度は約944℃となり1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約4.3×10<sup>-2</sup>mSv，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約1.4mSvであり，5mSvを下回る。事象発生から約24分後（操作開始時間10分程度の遅れ）では，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約1.3mSvとなり，また，ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約36mSvであり，5mSvを超える。この場合，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力0.62MPa〔gage〕に至るまでに格納容器ベントすることとなることから，重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17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。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa〔gage〕から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa〔gage〕に至るまでの時間は，<b>過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」</b>においても事象発生約38時間後であり，約20時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水<b>操作</b>）は，<b>高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態等が同じであり</b>，原子炉減圧操作も<b>同じ25分であるが</b>，<b>原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「LOCA時注水機能喪失」</b>において，<b>10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の最高温度は約706℃であり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。</b>また，25分の減圧操作遅れを想定した場合には，<b>燃料被覆管の最高温度は約1,000℃となり</b>，一部の燃料被覆管に破裂が発生するが，炉心の著しい損傷は発生せず，<b>この時の格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約1.1mSv，耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界の実効線量は約4.4mSvとなる。</b>また，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約2.8mSv，耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界の実効線量は約4.4mSvとなる。したがって，いずれも5mSvを下回る。ただし，この場合には格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）により炉心損傷の判断を行い，炉心損傷後のマネジメントに移行するため，重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却<b>操作</b>は，事象発生約14時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び除熱操作</b>は，事象発生約28時間後に実施するものであり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，中央制御室からの遠隔操作に失敗し，現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には，格納容器ベント操作の開始が遅れることで，格納容器圧力は0.31MPa〔gage〕から上昇するが，<b>格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.247MPa〔gage〕から0.310MPa〔gage〕到達までの時間が約1時間であることから外挿すると</b>，0.31MPa〔gage〕から0.62MPa〔gage〕に到達するまでに<b>5時間程度の時間余裕があり</b>，現場操作に要する時間は75分程度であることから，時間余裕がある。</p> <p>（添付資料2.1.3，<b>2.1.7</b>，2.6.7）</p>	<p>・東海第二では，事象進展が同様にPCTの評価結果の高いLOCA時注水機能喪失における操作遅れ時間の感度解析結果を引用しており，柏崎刈羽は逆にLOCA時注水機能喪失にてTQUVの感度解析を引用していることから，実態として違いはない。</p> <p>・東海第二では，外挿評価により余裕時間を算出</p>	
<p>(4) まとめ</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</p>	<p>(4) ま と め</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</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.1.4 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>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「7.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。</p> <p>「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。</p> <p>また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 5,300m<sup>3</sup>の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 10,600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価で</p>	<p>に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.1.4 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>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 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」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。</p> <p>また，必要な参集要員は，「2.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 5 名であり，参集要員 72 名に含まれることから対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,350m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として，代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>，合計 8,600m<sup>3</sup>の水を保有しており，西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作を行うことで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく，7 日間の対応が可能である。</p> <p>なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。</p> <p>(添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると，非常用ディーゼル発電機については</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>は外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト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すると，7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,549kL）。6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）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，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>約484.0kL，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL，合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給について，事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると，約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから，可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による7日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給について，事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから，緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>（添付資料2.1.5）</p> <p>c. 電 源</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は2,208kWであることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>（添付資料2.1.6）</p> <p>2.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，高圧・低圧注水機能が喪失することで，原子炉水位の低下が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」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，逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <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，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで，炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果，燃料被覆管最高温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持することができる。</p> <p>なお，格納容器圧力逃がし装置の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備考
第7.1.1－1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について				
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁8個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	－	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4tL）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水供給水流量（RR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4tL）	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水供給水流量（RR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 副圧減化ベント系	－	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッシャ・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ設置水位 フィルタ設置入口圧力 フィルタ設置出口放射線モニタ フィルタ設置金属フィルタ型圧
		【1】：重大事故等対処設備（設計基準設備） ■：有効性評価上考慮しない操作		

第2.1－1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（1／5）				
操作及び確認	手 順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	－	原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A)
高圧代替注水水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水水系の系統構成操作及び起動操作を実施する。	高圧代替注水水系 サブプレッシャ・チェンバ*	－	高圧代替注水系統流量
低圧注水機能喪失の確認	・高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作の後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。	－	－	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
		* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの ■：有効性評価上考慮しない操作		

2.1-35



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.1-1表「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象が発生し、原子炉がスタラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統系統流量】 【低圧炉心注水系統系統流量】 【燃料冷却器出口放射線モニタ】
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、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁8個を開閉し、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4tL）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水補給水系統流量 (RHR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系（常設）による原子炉格納容器停却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系（常設）により原子炉格納容器停却を実施する。格納容器スプレッド中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、格納容器スプレッドより原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4tL）	格納容器内圧力 (0/0) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水補給水系統流量 (RHR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 副圧強化ベント系	-	格納容器内圧力 (0/0) サプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) 格納容器内圧力 (S/C) フィルタ駆動水位 フィルタ駆動入口圧力 フィルタ駆動出口放射線モニタ フィルタ駆動金属フィルタ差圧

【1】：重大事故等対処設備（設計基準状態）  
：有効性評価上考慮しない操作

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレッド系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレッド系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。 ・低圧注水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 ・低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。	-	-	-
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク <b>西側淡水貯水設備</b>	-	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	逃がし安全弁（自動減圧機能） <b>非常用窒素供給系</b> <b>高圧窒素ポンペ</b>	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気気放散線モニタ（D/W）* 格納容器雰囲気気放散線モニタ（S/C）*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの  
：有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-269

2.1-36







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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第 7.1.1－1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉システム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスタラムしたことを確認する。	－	－	平均出力瞬減モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	－	－	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
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、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を 2 割減圧とし、中央制御室にて逃がし安全弁 8 個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	－	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水供給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを開始する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水供給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	－	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブレーション・チェンバ・プール水位 (D/W) 格納容器内圧力放射線レベル (D/W) 格納容器内圧力放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ型圧

【1】：重大事故等対処設備（設計基準事故）  
■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.1－1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	・格納容器圧力が 279kPa[gage] 又はドライウエール雰囲気温度が <b>ドライウエール設計温度である 171℃</b> に近接したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施する。 ・サブレーション・プール水位が、通常水位＋5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の準備を実施する。 ・サブレーション・プール水位が、通常水位＋6.5m に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を停止する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブレーション・チェンバ側）	・原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持する。 ・格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達したことを確認し、サブレーション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。 ・なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、 <b>耐圧強化ベント系</b> による格納容器減圧及び除熱操作が可能である。	格納容器圧力逃がし装置 <b>耐圧強化ベント系</b>	ドライウエール圧力* サブレーション・チェンバ圧力* サブレーション・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)* 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/W)* フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

\* 既許可の対象となっており、設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2. 1-38

10－7－1－269



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ		第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（5／5）		
第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について		第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（5／5）		
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備	
	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスタラムしたことを確認する。	—	—	平均出力削減モニタ 起動領域モニタ
	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残熱除去系ポンプ吐出圧力】
	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧・低圧注水機能喪失確認	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系（常設）を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA)
	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ（4tL）	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水供給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ（4tL）	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 復水供給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを開始する。	—	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッジョン・チェンバ・プール水位 格納容器内空間気設計レベル (D/W) 格納容器内空間気設計レベル (S/C) フィルタ設置水位 フィルタ設置入口圧力 フィルタ設置出口設計値モニタ フィルタ設置金属フィルタ圧
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置 副圧減化ベント系	—	
【 1 】：重大事故等対処設備（設計基準事故） ■：有効性評価上考慮しない操作				
操作及び確認	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
	可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
	タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
	使用済燃料プールの冷却操作	—	—	—
		■：有効性評価上考慮しない操作		



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考																																																																																																
<div>第 7.1.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/4）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP</td><td>－</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3, 926MWt</td><td>定格原子炉熱出力として設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力</td><td>7, 07MPa[gage]</td><td>定格原子炉圧力として設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）</td><td>通常運転時の原子炉水位として設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>52, 200t/h</td><td>定格流量として設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約 278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約 10℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃料</td><td>9×9 燃料（A 型）</td><td>－</td></tr><tr><td>最大線出力密度</td><td>44, 0kW/m</td><td>設計限界値として設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI/ANS-5, 1-1979 燃焼度 33GWd/t</td><td>サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮して設定</td></tr><tr><td>格納容器容積（ドライウエル）</td><td>7, 350m<sup>3</sup></td><td>ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>格納容器容積（ウェットウエル）</td><td>空間部：5, 960m<sup>3</sup> 液相部：3, 580m<sup>3</sup></td><td>ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>真空破壊装置</td><td>3, 43kPa（ドライウエル－サブレッション・チェンバ間差圧）</td><td>真空破壊装置の設定値</td></tr><tr><td>サブレッション・チェンバ・プール水位</td><td>7, 05m（通常運転水位）</td><td>通常運転時のサブレッション・チェンバ・プール水位として設定</td></tr><tr><td>サブレッション・チェンバ・プール水温</td><td>35℃</td><td>通常運転時のサブレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定</td></tr><tr><td>格納容器圧力</td><td>5, 2kPa[gage]</td><td>通常運転時の格納容器圧力として設定</td></tr><tr><td>格納容器温度</td><td>57℃</td><td>通常運転時の格納容器温度として設定</td></tr><tr><td>外部水源の温度</td><td>50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃）</td><td>復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定</td></tr></table> <div>初期条件</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	－	原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉圧力	7, 07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	燃料	9×9 燃料（A 型）	－	最大線出力密度	44, 0kW/m	設計限界値として設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5, 1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮して設定	格納容器容積（ドライウエル）	7, 350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5, 960m <sup>3</sup> 液相部：3, 580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	真空破壊装置	3, 43kPa（ドライウエル－サブレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	サブレッション・チェンバ・プール水位	7, 05m（通常運転水位）	通常運転時のサブレッション・チェンバ・プール水位として設定	サブレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定	格納容器圧力	5, 2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	<div>第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1／5）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P</td><td>本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3, 293MW</td><td>定格熱出力を設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）</td><td>6, 93MPa[gage]</td><td>定格圧力を設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレータスカート下端から+126 cm）</td><td>通常運転水位を設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>48, 300t/h</td><td>定格流量を設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約 278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約 9℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃 料</td><td>9 × 9 燃料（A 型）</td><td>9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定</td></tr><tr><td>燃料棒最大線出力密度</td><td>44, 0kW／m</td><td>初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI／ANS-5, 1-1979 （燃焼度 33GWd／t）</td><td>崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時において<b>サイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd／t 以下</b>となるよう燃料を配置する。）</td></tr><tr><td>格納容器圧力</td><td>5kPa[gage]</td><td>格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定</td></tr><tr><td>格納容器雰囲気温度</td><td>57℃</td><td>ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定</td></tr></table> <div>初期条件</div>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード	原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6, 93MPa[gage]	定格圧力を設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126 cm）	通常運転水位を設定	炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定	燃料棒最大線出力密度	44, 0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5, 1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時において <b>サイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd／t 以下</b> となるよう燃料を配置する。）	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																																
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	－																																																																																																
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定																																																																																																
原子炉圧力	7, 07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定																																																																																																
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定																																																																																																
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定																																																																																																
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値																																																																																																
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値																																																																																																
燃料	9×9 燃料（A 型）	－																																																																																																
最大線出力密度	44, 0kW/m	設計限界値として設定																																																																																																
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5, 1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮して設定																																																																																																
格納容器容積（ドライウエル）	7, 350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																																
格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5, 960m <sup>3</sup> 液相部：3, 580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																																
真空破壊装置	3, 43kPa（ドライウエル－サブレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値																																																																																																
サブレッション・チェンバ・プール水位	7, 05m（通常運転水位）	通常運転時のサブレッション・チェンバ・プール水位として設定																																																																																																
サブレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定																																																																																																
格納容器圧力	5, 2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定																																																																																																
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定																																																																																																
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定																																																																																																
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																																
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シナケンスの重要現象を評価できる解析コード																																																																																																
原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定																																																																																																
原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6, 93MPa[gage]	定格圧力を設定																																																																																																
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126 cm）	通常運転水位を設定																																																																																																
炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定																																																																																																
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値																																																																																																
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値																																																																																																
燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定																																																																																																
燃料棒最大線出力密度	44, 0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため，保安規定の運転上の制限における上限値を設定																																																																																																
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5, 1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時において <b>サイクル末期の炉心平均燃焼度が 33GWd／t 以下</b> となるよう燃料を配置する。）																																																																																																
格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として，通常運転時の圧力を包含する値を設定																																																																																																
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定																																																																																																



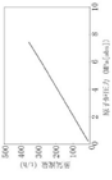
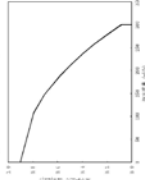
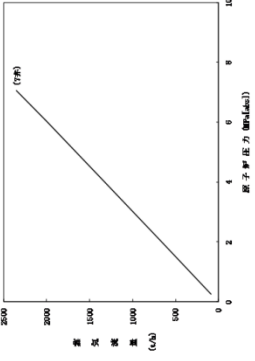
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
事故条件	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	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水セード）の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	
10-7-1-271		第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/4）		

初期条件	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定	
	格納容器体積（サブレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	
	サブレッション・プール水位	6.983m（通常水位-4.7cm）	サブレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	
事故条件	サブレッション・プール水温度	32℃	サブレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル-サブレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定	
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し，再循環ポンプが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなることで，炉心の冷却の観点を厳しくなる外部電源ありを設定	
2.1-41		第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/5）		

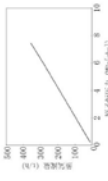


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

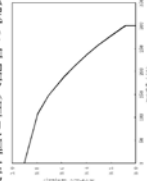
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
第7.1.1-2表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）		第2.1-2表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/5）		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件		条件設定の考え方
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）		安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ 逃がし弁機能 7.51 MPa〔gage〕×1個、363 t/h/個 7.58 MPa〔gage〕×1個、367 t/h/個 7.65 MPa〔gage〕×4個、370 t/h/個 7.72 MPa〔gage〕×4個、373 t/h/個 7.79 MPa〔gage〕×4個、377 t/h/個 7.86 MPa〔gage〕×4個、380 t/h/個		原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 		逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	低圧代替注水系（常設）	最大300m <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御		逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が0.62MPa〔gage〕における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱		設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	格納容器圧力逃がし装置等			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、設定 格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件		条件設定の考え方
	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）		設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で閉止		設計値を設定
	ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa〔gage〕×2個、385.2t/h（1個当たり） 8.10MPa〔gage〕×4個、400.5t/h（1個当たり） 8.17MPa〔gage〕×4個、403.9t/h（1個当たり） 8.24MPa〔gage〕×4個、407.2t/h（1個当たり） 8.31MPa〔gage〕×4個、410.6t/h（1個当たり）		設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁	逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 		逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第 7.1.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）	
項目	主要解析条件
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル 3）で 4 台、原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係> 
低圧代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御
代替格納容器スブレイ冷却系（常設）	140m <sup>3</sup> /h にて原子炉格納容器内へスブレイ
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱

重大事故等対策に関連する機器条件



前ページと同じ

第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/5）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m<sup>3</sup>/h～378m<sup>3</sup>/h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]
代替格納容器スブレイ冷却系（常設）	（原子炉注水と格納容器スブレイ併用時） ・注水流量：230m<sup>3</sup>/h（一定） 格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開し，サブレーション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達した場合に停止する。	
格納容器圧力逃がし装置	スブレイ流量：130m<sup>3</sup>/h（一定） 排気流量：13.4kg/s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	
	炉心冷却性の観点として，機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性>	

設計に基づき，併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定

サブレーション・プール水位の上昇が早くなり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として，運転手順の流量調整範囲（102m<sup>3</sup>/h～130m<sup>3</sup>/h）における上限を設定

格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

| 2.1-43 | |

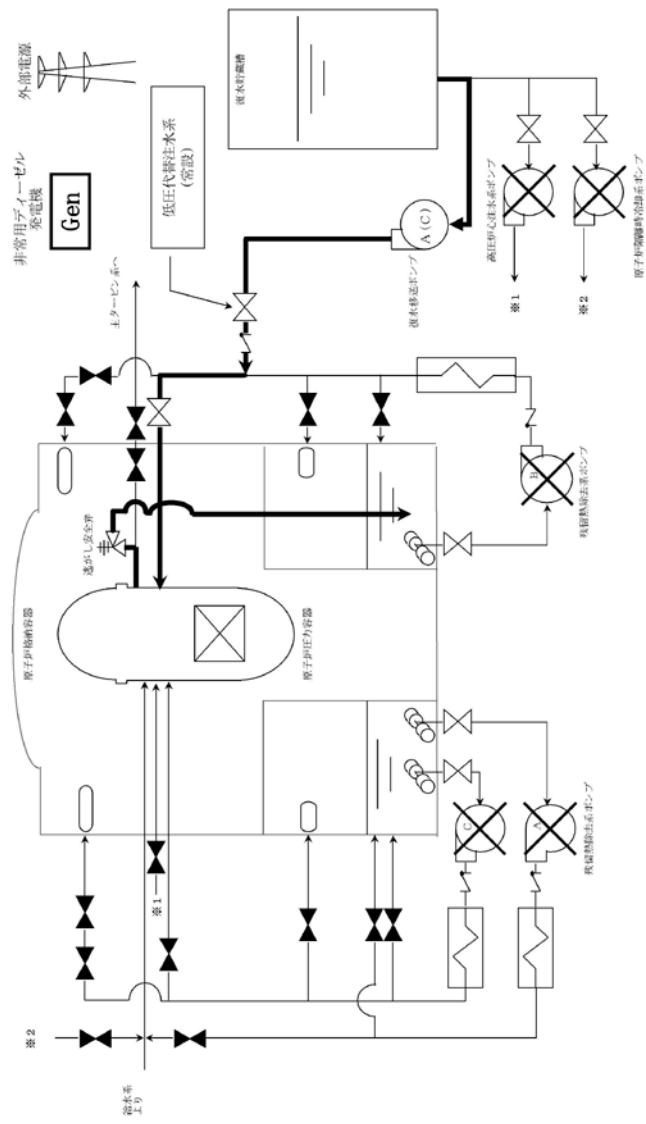
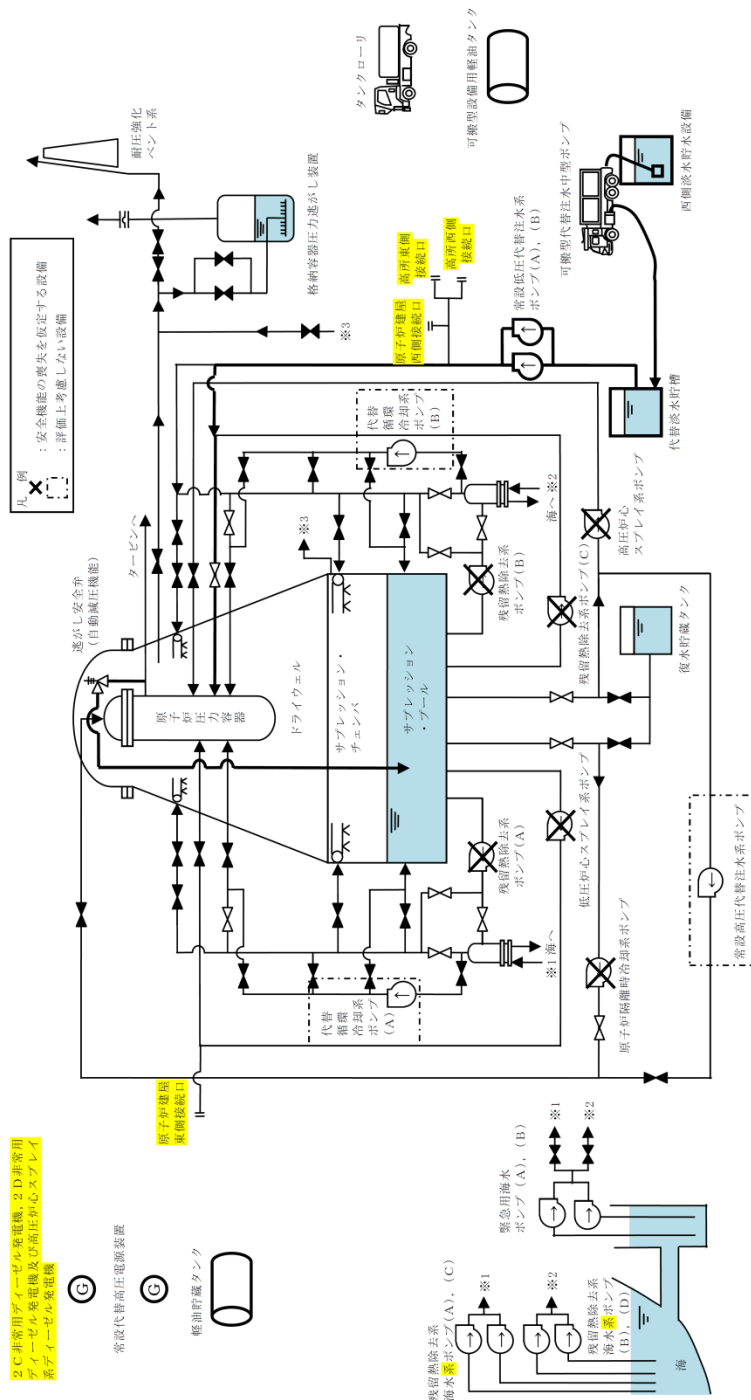


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考																											
<div>第 7.1.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/4）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成</td><td>事象発生から 10 分後</td><td>高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始し，操作時間は約 4 分間として設定</td></tr><tr><td>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</td><td>事象発生から約 14 分後</td><td>中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定</td></tr><tr><td>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作</td><td>格納容器圧力 0.18MPa〔gage〕到達時</td><td>設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定</td></tr><tr><td>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作</td><td>格納容器圧力 0.31MPa〔gage〕到達時</td><td>格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td></tr></table> <div>10－7－1－273</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始し，操作時間は約 4 分間として設定	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 14 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa〔gage〕到達時	設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa〔gage〕到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<div>第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5／5）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）</td><td>事象発生から 25 分後</td><td>運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の<b>起動操作</b>が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の<b>起動操作</b>及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</td></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</td><td>格納容器圧力 279kPa〔gage〕到達時</td><td>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa〔gage〕）に対する余裕を考慮して設定</td></tr><tr><td>格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び除熱操作</b>（サブレンジン・チェンバ側）</td><td>格納容器圧力 310kPa〔gage〕到達時</td><td>運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</td></tr></table> <div>2.1-44</div>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の <b>起動操作</b> が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の <b>起動操作</b> 及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa〔gage〕到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa〔gage〕）に対する余裕を考慮して設定	格納容器圧力逃がし装置による格納容器 <b>減圧及び除熱操作</b> （サブレンジン・チェンバ側）	格納容器圧力 310kPa〔gage〕到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																											
低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始し，操作時間は約 4 分間として設定																											
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 14 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定																											
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa〔gage〕到達時	設計基準事象時の最高圧力を踏まえて設定																											
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa〔gage〕到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定																											
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																											
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき，高圧・低圧注水機能喪失を確認し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の <b>起動操作</b> が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の <b>起動操作</b> 及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定																											
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa〔gage〕到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa〔gage〕）に対する余裕を考慮して設定																											
格納容器圧力逃がし装置による格納容器 <b>減圧及び除熱操作</b> （サブレンジン・チェンバ側）	格納容器圧力 310kPa〔gage〕到達時	運転手順に基づき，格納容器最高使用圧力を踏まえて設定																											



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

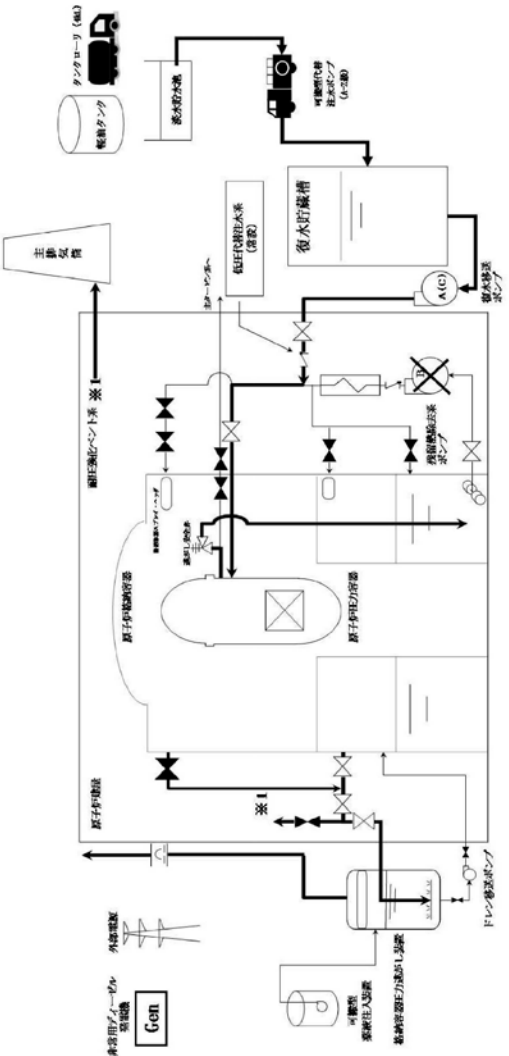
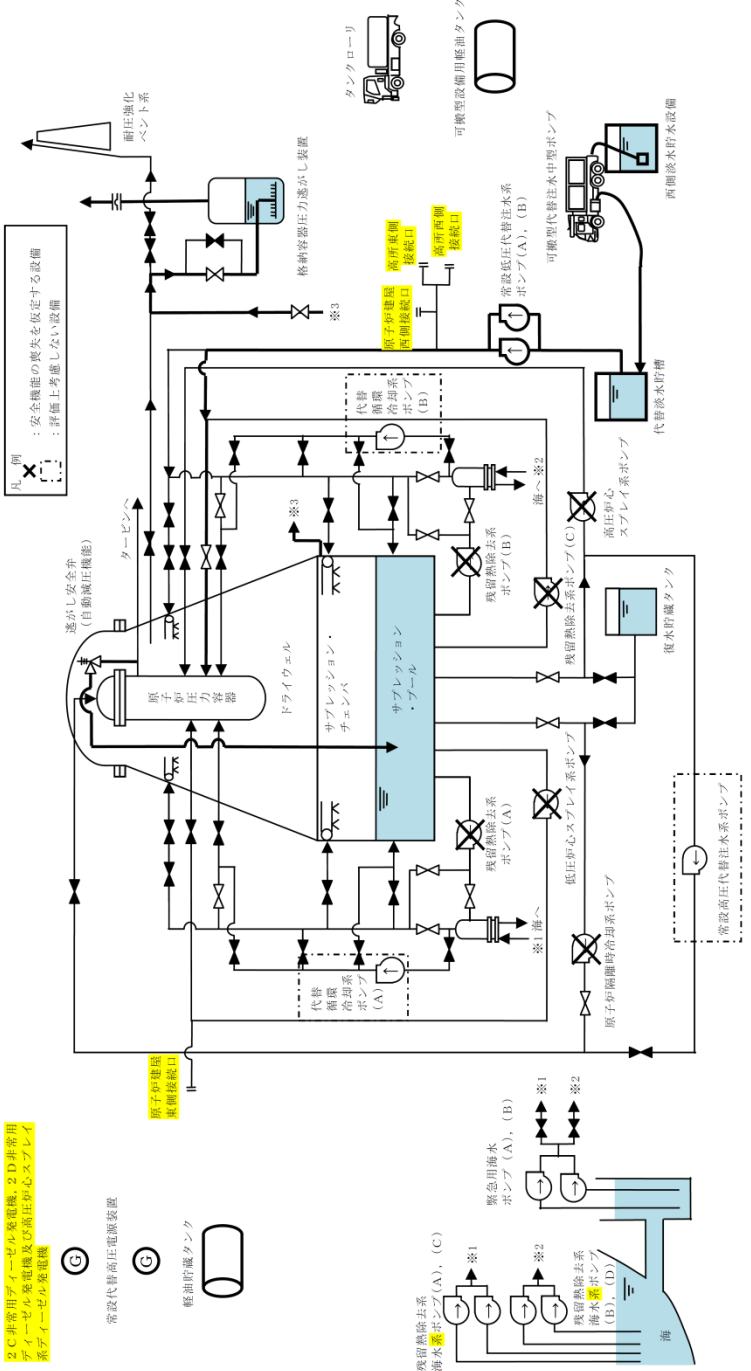
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<div></div> <p>第 7.1.1-1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p>	<div></div> <p>第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (常設低圧代替注水系(常設)による原子炉注水段階)</p>	







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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統 図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p>	<div></div> <p>2.1-47</p> <p>第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱段階)</p>	

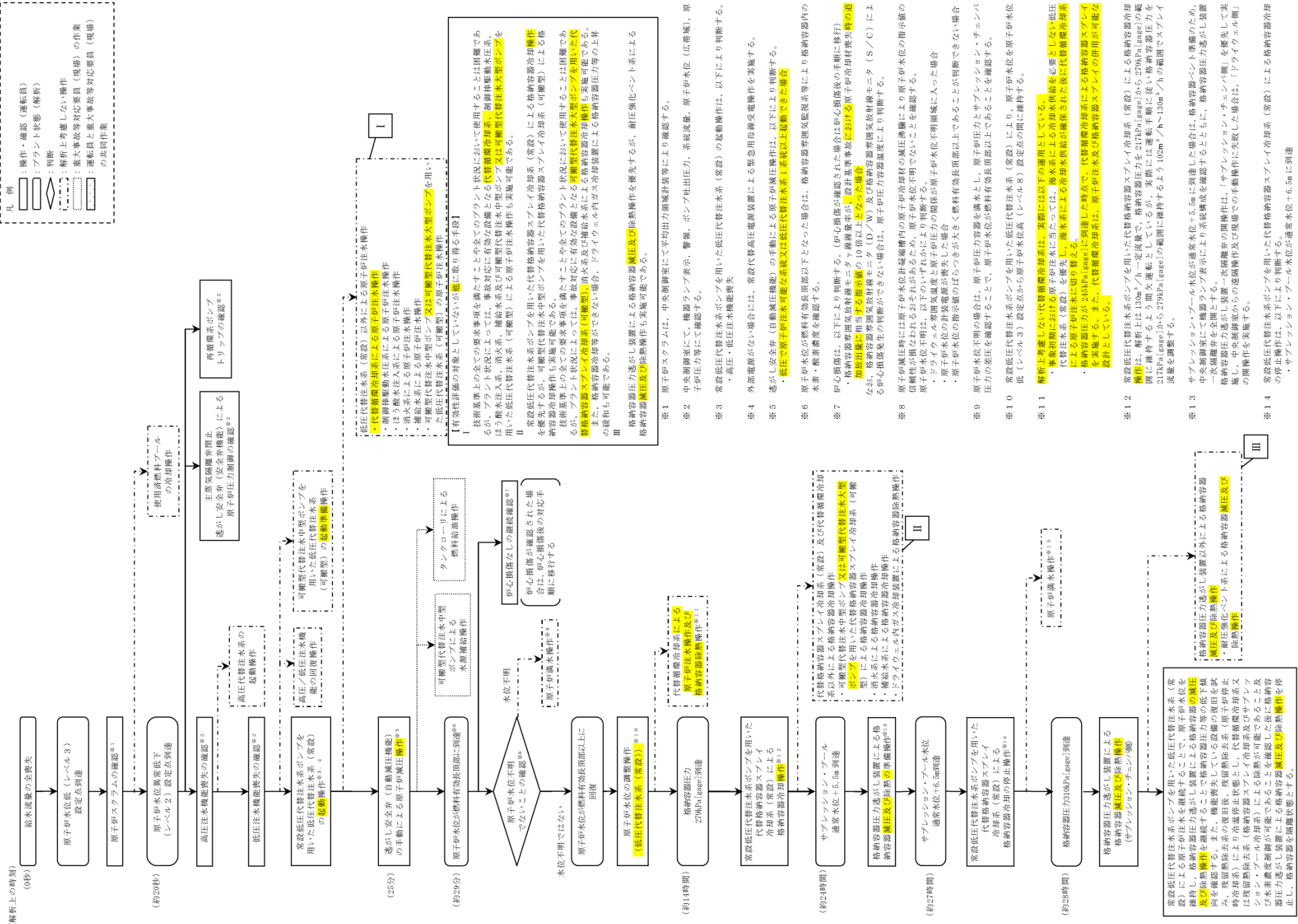






## 東海第二発電所

備考



## 第2.1-2図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機										備 考										
高圧・低圧注水機能喪失																				
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）												備考
								10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		<div>▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約22秒 原子炉水位低（レベル2） ▽ 約4分 原子炉水位低（レベル1.5） ▽ 約9分 原子炉水位低（レベル1） ▽ プラント状況判断 ▽ 約14分 原子炉急速減圧 ▽ 約19分 原子炉水位有燃料棒頂部露出（※）  ▽ 約29分 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水開始 ▽ 約34分 原子炉水位有燃料棒頂部露出（※）  ▽ 約103分 原子炉水位高（レベル4）</div>												
	指揮者	6号 7号	当直副長 当直副長	1人 1人	各号炉運転操作指揮															
	通報連絡者	緊急時対策本部要員			5人	中央制御室連絡 緊急時外部連絡														
	運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）															
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	—	—	—	—	10分													
	・給水流量の全喪失確認																			
	・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認																			
	・冷却材再循環ポンプトリップ確認																			
	・原子炉隔離時冷却系 自動起動／機能喪失確認																			
	・高圧炉心注水系 自動起動／機能喪失確認																			
	・高圧代替注水系起動操作																			解析上考慮せず
	・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認																			
・残留熱除去系 自動起動／機能喪失確認																				
高圧／低圧注水機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）							—	—	—	—	—	—	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 検査回復						対応可能な要員により対応する	
低圧代替注水系（常設） 準備操作							(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	4分							
原子炉急速減圧操作							(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	5分							
低圧代替注水系（常設） 注水操作							(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	格納容器スプレイ実施までレベル4.3～レベル4.8維持							
低圧代替注水系（常設） 準備操作							—	—	2人 C, D	2人 c, d	—	—	放射線防護装備準備						10分	
							—	—			—	—	現場移動 ・低圧代替注水系（常設）残留系統構成 ・復水系統隔離後ライン切替え						30分	

第 7. 1. 1－5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（1/2）

10－7－1－332

第 7. 1. 1－5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（1/2）



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

東海第二発電所												備考
高圧・低圧注水機能喪失												
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（分）							備考
					0	10	20	30	40	50	60	
	責任者	当直発電長	1人		▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▼ 25分 原子炉減圧開始							
	補佐	当直副発電長	1人									
	指揮者等	当直副発電長（指揮者等）	1人									
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）									
状況判断	2人 A、B	—	—	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●降圧電系ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	10分							外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動操作（失敗）	2分							
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の自動起動操作及び緊急用母線受電操作	4分							外部電源がない場合に実施する
中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		4分						解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動操作（失敗）			4分					
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	—	2人 C、D	—	●高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作、失敗原因調査								適宜実施 解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の自動起動操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作			3分					
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の自動起動準備操作	—	—	8人 a～h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作							170分	解析上考慮しない
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放操作					1分			
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作								原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持

第 2.1－3 図

高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

2.1-49

第 2.1－3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

備考

高圧・低圧注水機能喪失																												
							経過時間（時間）												備考									
							2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24										
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	事象発生																				
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)			約10分 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水開始																				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		約10時間 格納容器圧力0.18MPa〔gauge〕到達																				
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル4維持				レベル4到達後格納容器スプレイ切替え レベル3到達後原子炉注水切替え				レベル3～レベル4維持												
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 スプレイ弁操作					原子炉注水と格納容器スプレイの 切り替えを繰り返し実施																
原子炉海水操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.27MPa〔gauge〕以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間部への熱の放出を抑制するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する																解析上考慮せず				
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） サブプレッション・チェンバースプレイ操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	サブプレッション・チェンバースプレイ実施後 サブプレッション・チェンバースプレイを実施する																解析上考慮せず				
可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	—	—	—	—	6人		・放射線防護装備準備	10分																				
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による淡水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2機）移動、ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2機）、可搬型代替注水ポンプ（A-2機）から接続口）、ホース接続、ホース水張り）				300分																	
					6人 ↓ ※1		・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による淡水貯蔵槽への補給								適宜実施				現場確認中断 （一時待避中）				適宜実施					
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント準備（バウンダリ構成）													60分								
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・放射線防護装備準備	10分																				
	—	—			・現場移動 ・格納容器ベント準備（格納容器一次隔離弁操作、バウンダリ構成）	90分																						
	—	—	—	—	※1 ↓ (2人)	・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分																					
	—	—	—	—		・7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分																					
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作） ・格納容器ベント状態監視													格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視								
	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント状態監視	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である（操作完了は、約20分後） 具体的な操作方は、弁駆動部に設置された遠隔自動弁操作設備により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う												格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視				解析上考慮せず				
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	20分												一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する								
	(1人) B	(1人) b	—	—	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置が閉定 ・フィルタ装置緊急補給 ・ドレン移送ライン緊急バージ													適宜実施				中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する				
給油準備	—	—	—	—	2人		・放射線防護装備準備	10分																				
	—	—	—	—			・軽油タンクからタンクローリ（4t）への補給	100分								タンクローリ（4t）残量に応じて適宜軽油タンクから補給												
給油作業	—	—	—	—			・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）への給油	適宜実施												作業中断 （一時待避中）				適宜実施				一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数 合計							2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員10人)																	

（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7. 1. 1－5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（2/2）



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所

備考

高圧・低圧注水機能喪失					経過時間（時間）																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
-------------	--	--	--	--	----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第7.1.1-6図 原子炉圧力の推移</p></div>	<div><p>第2.1-4図 原子炉圧力の推移</p></div> <div><p>第2.1-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移<sup>※2</sup></p></div>	
<div><p>※1 SAFER では、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は高出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。</p><p>※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を0.9と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）</p><p>※3 高出力燃料集合体とは、燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体、をいう。（追補2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFERコード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1)ノード分割 ⑨ノード9：高出力燃料集合体 参照）</p><p>※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。</p></div>	<div><p>※1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事象発生30～40分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、事象発生30分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。</p><p>※2 シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を0.9と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）</p><p>※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFERコード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1)ノード分割 ⑨ノード9：燃料集合体 参照）</p></div>	



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1－8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1－6 図 注水流量の推移</p>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を第 7.1.1-7 図においては示しているが、東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>

第 7.1.1－9 図 注水流量の推移



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7. 1. 1－10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 1－7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
<div></div> <p>第 7. 1. 1－11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<div></div> <p>第 2. 1－8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

第 2. 1－7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

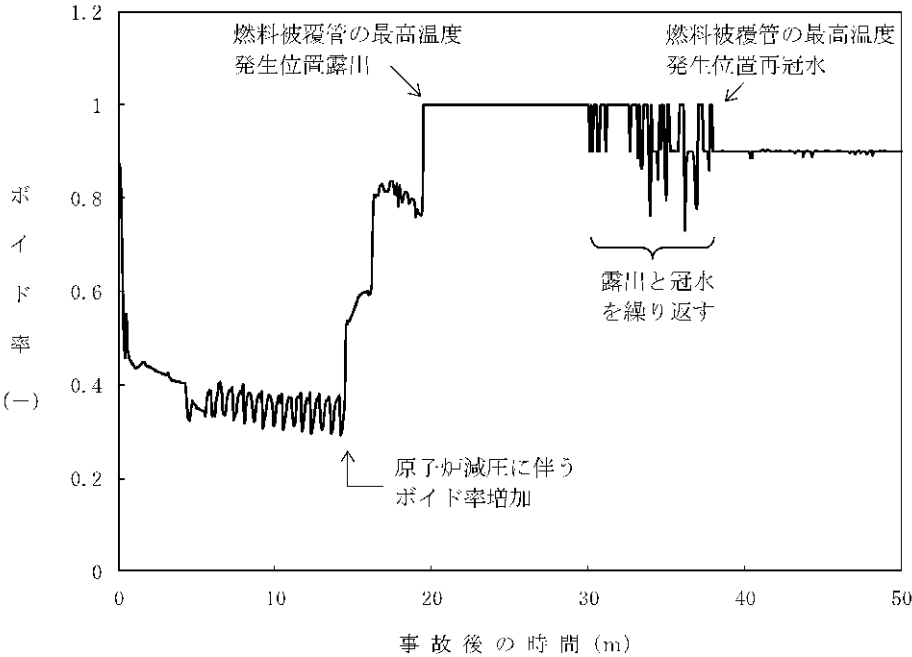
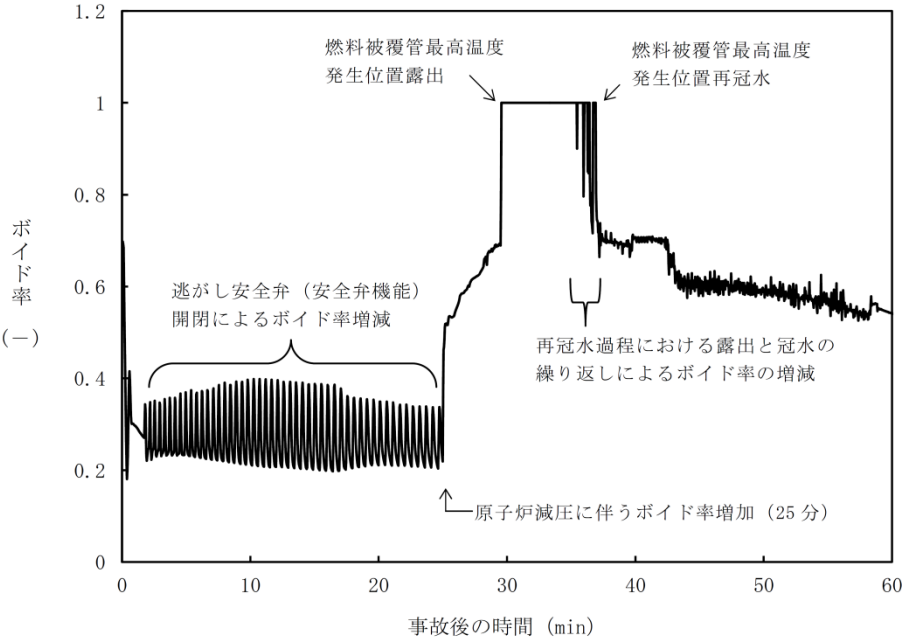
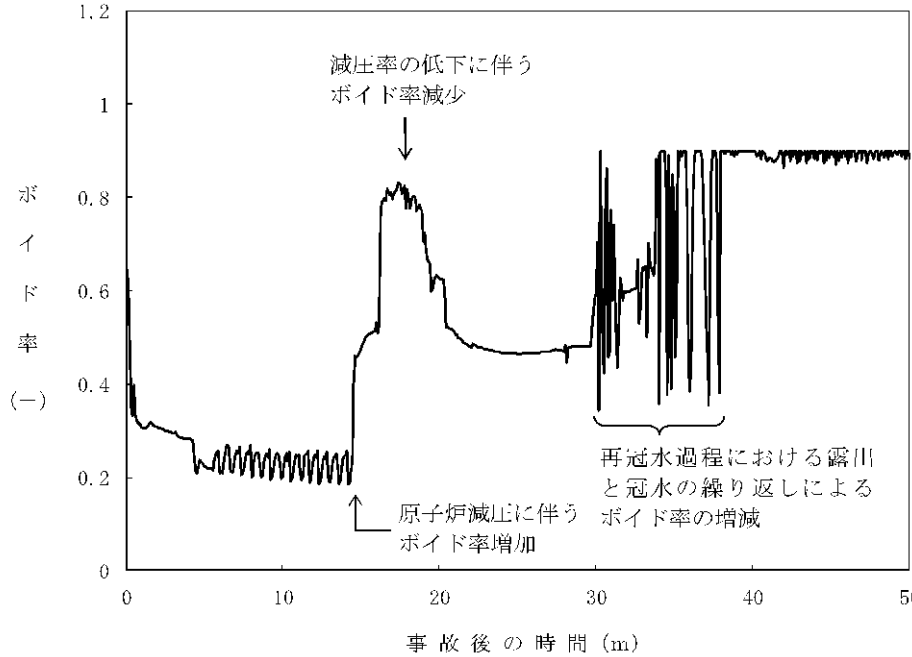
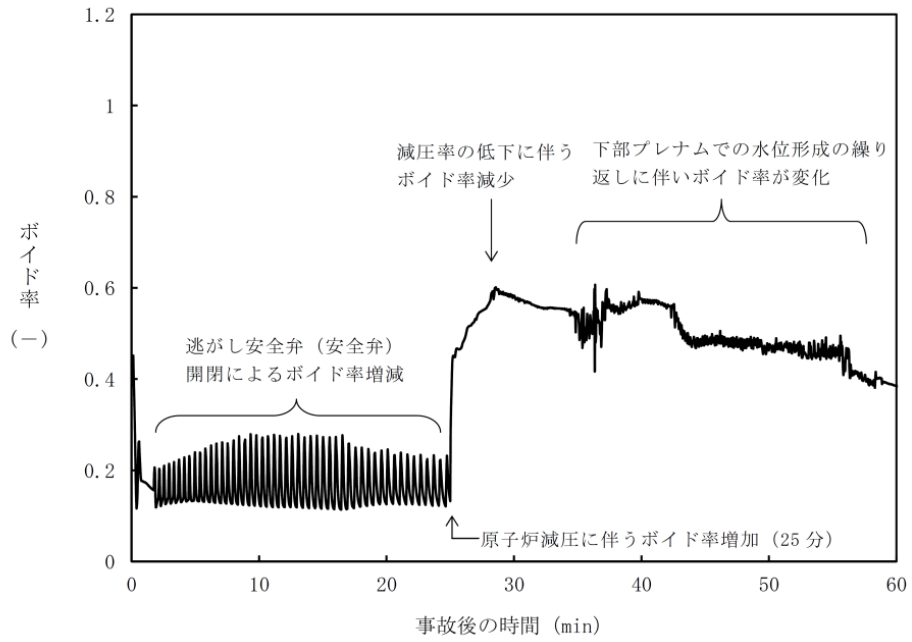


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1－12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1－9 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
<div></div> <p>第 7.1.1－13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1－10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	



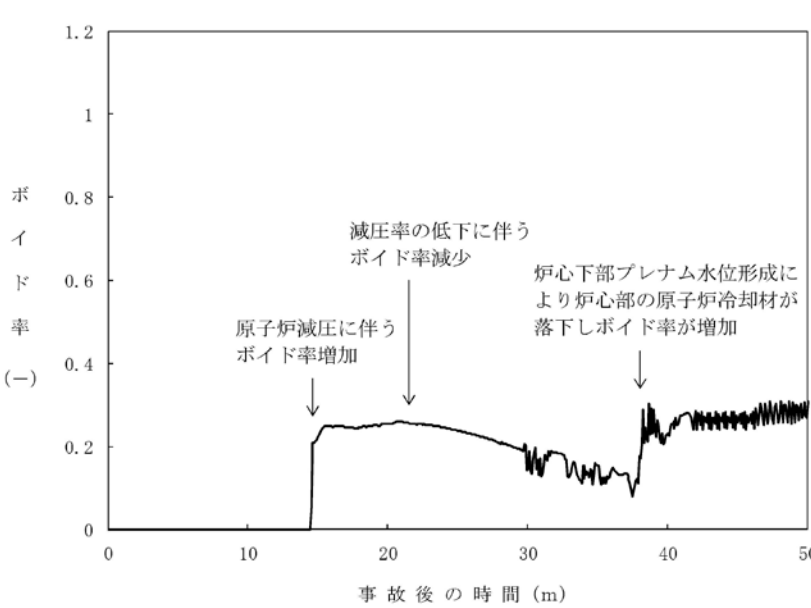
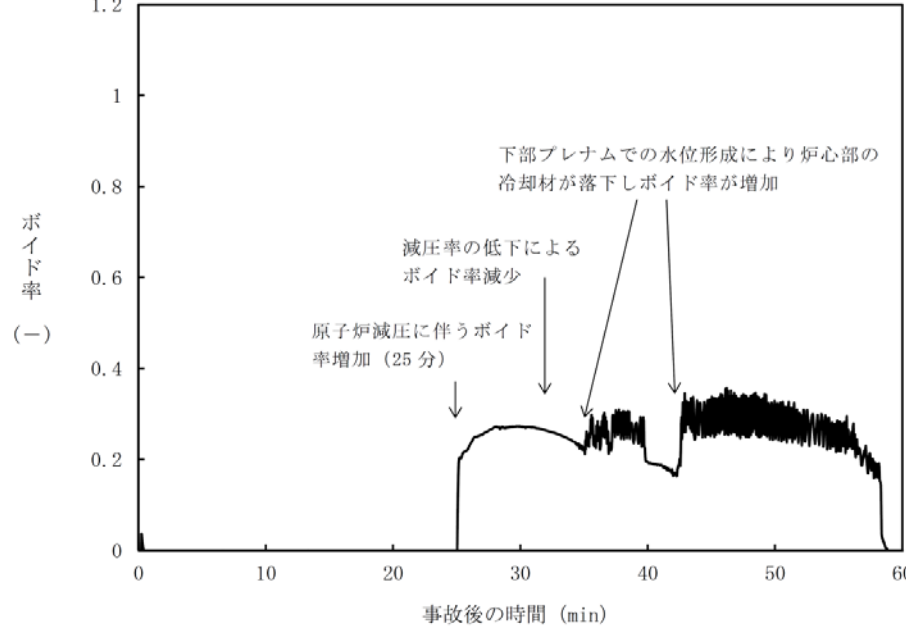
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
		
第 7.1.1－14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移	第 2.1－11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移	
		
第 7.1.1－15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移※ ※ 高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。	第 2.1－12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移	



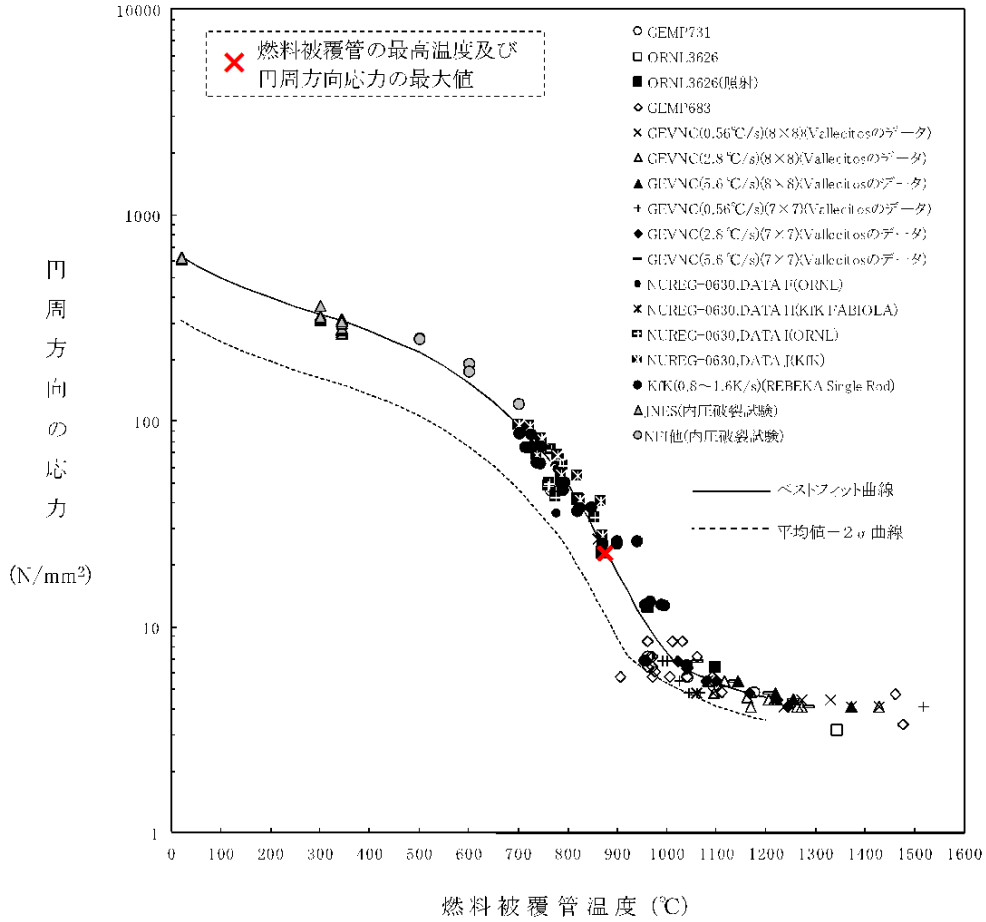
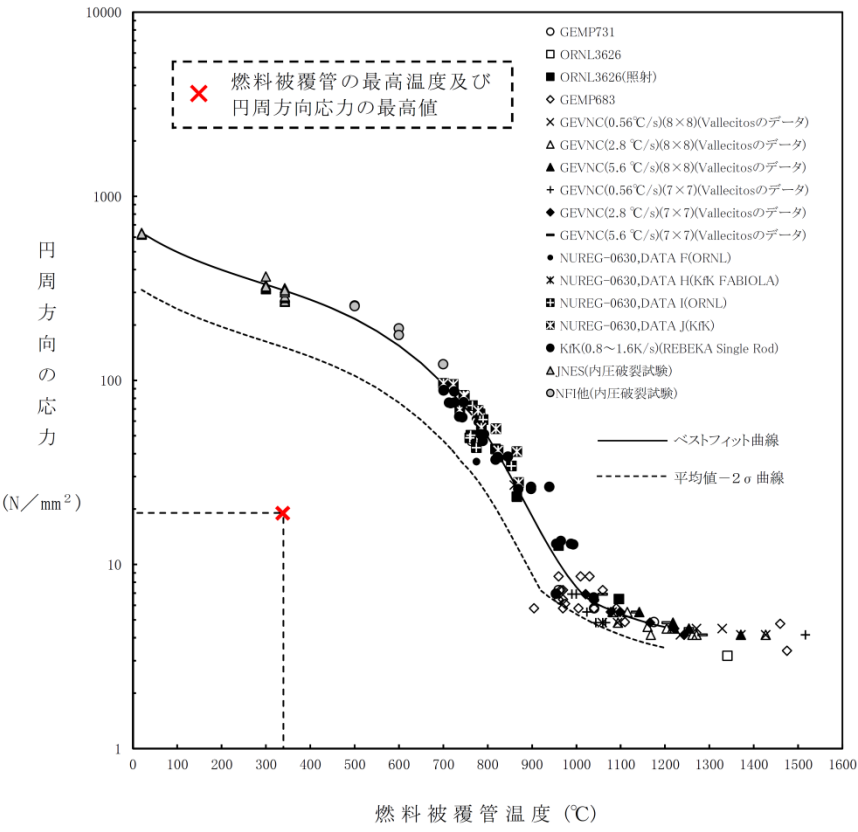
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>ボイド率 (一)</p><p>事故後の時間 (m)</p></div> <p>第 7.1.1－16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> <p>10－7－1－339</p>	<div><p>ボイド率 (一)</p><p>事故後の時間 (min)</p></div> <p>第 2.1－13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

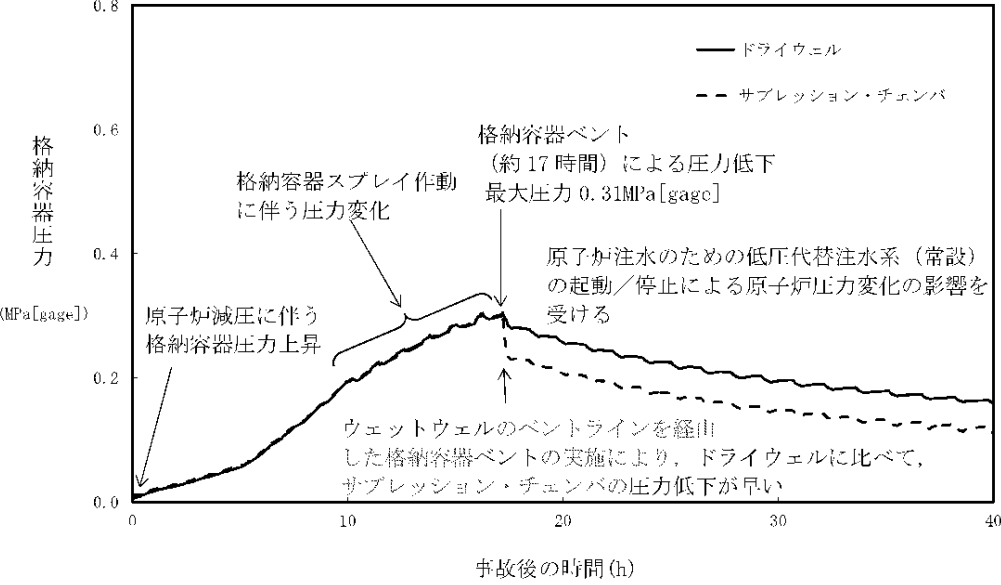
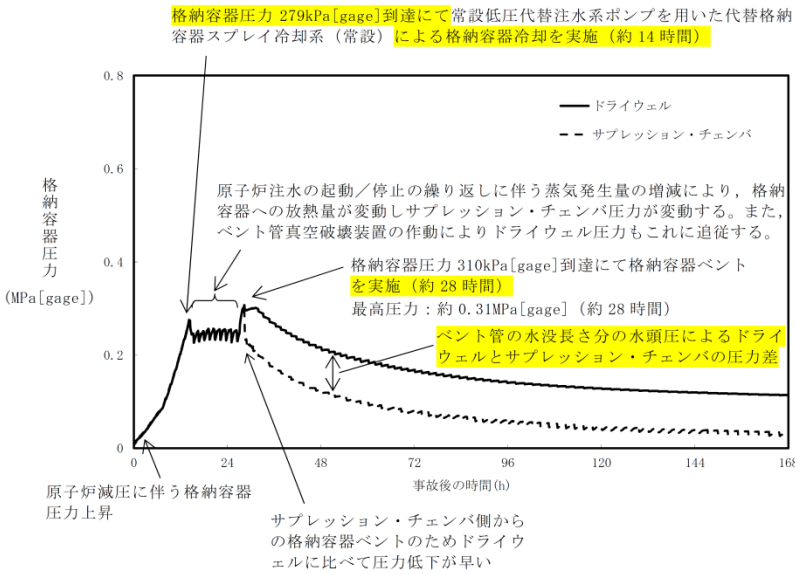
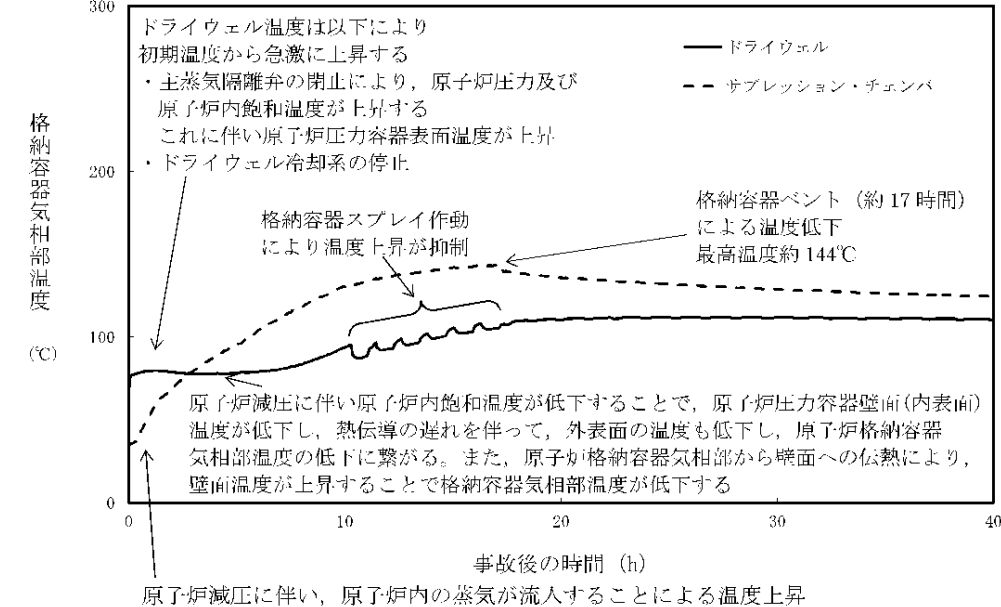
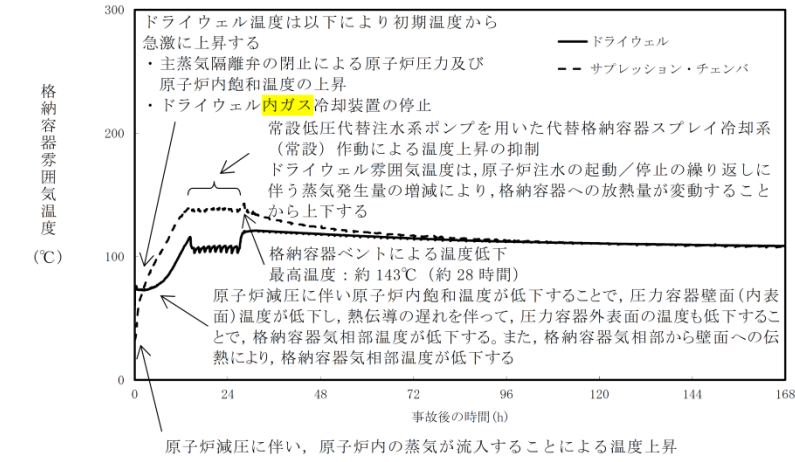


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1－17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<div></div> <p>第 2.1－14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 1－18 図 格納容器圧力の推移</p></div>	<div><p>第 2. 1－15 図 格納容器圧力の推移</p></div>	
<div><p>第 7. 1. 1－19 図 格納容器気相部温度の推移</p></div>	<div><p>第 2. 1－16 図 格納容器気相部温度の推移</p></div>	
	2. 1-57	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

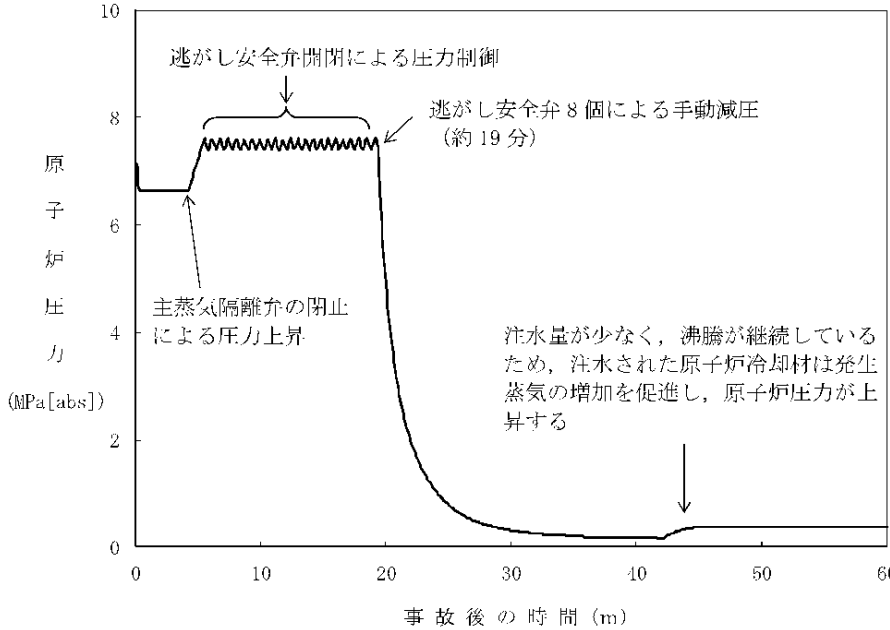
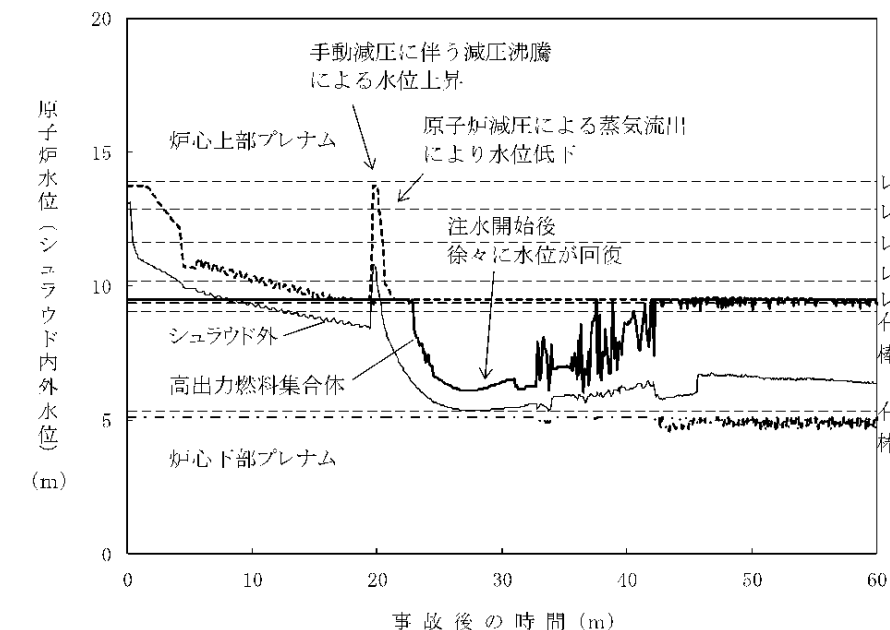
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.1－20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1－17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<div></div> <p>第 7.1.1－21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<div></div> <p>第 2.1－18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p> <div>2.1-58</div>	

第 7.1.1－21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p><p>事故後の時間 (min)</p><p>逃がし安全弁閉鎖による圧力制御</p><p>逃がし安全弁 8 個による手動減圧 (約 19 分)</p><p>主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇</p><p>注水量が少なく、沸騰が継続しているため、注水された原子炉冷却材は発生蒸気の増加を促進し、原子炉圧力が上昇する</p></div> <p>第 7.1.1－22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>		東海第二においてはより燃料被覆管最高温度が高くなる「7.1.6 L O C A 時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施している。
<div><p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p><p>事故後の時間 (min)</p><p>炉心上部プレナム</p><p>炉心下部プレナム</p><p>高出力燃料集合体</p><p>シュラウド外</p><p>手動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p><p>原子炉減圧による蒸気流出により水位低下</p><p>注水開始後徐々に水位が回復</p><p>レベル 8</p><p>レベル 3</p><p>レベル 2</p><p>レベル 1.5</p><p>レベル 1</p><p>有効燃料棒頂部</p><p>有効燃料棒底部</p></div> <p>第 7.1.1－23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>7.1.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみに期待する事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり，「7.1.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モー</p>	<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失するとともに，原子炉減圧機能（自動減圧機能）も喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，低圧注水機能は維持されるが高圧注水機能が喪失するとともに原子炉が高圧のまま減圧できないため炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対処設備の有効性評価としては，高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。高圧注水・減圧機能喪失が発生した場合，重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が，より早期に原子炉注水を開始することが可能となり，原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また，高圧の原子炉注水を実施した場合でも，中長期的にはサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため，事象進展は同じとなる。このため，本事故シーケンスグループに対しては，代表として原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。</p> <p>以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉自動減圧機能により原子炉を減圧し低圧注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防</p>	<p>・PRA の成功基準の違い</p> <p>東海第二は逃がし安全弁 1 弁の開放（再閉鎖失敗を含む）にて原子炉減圧に成功するため，「逃がし安全弁再閉鎖失敗」を含む事故シーケンスは高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）の事故シーケンスグループに分類</p> <p>・文章表現に多少の違いはあるが，実態として相違点はない。</p> <p>・重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待した場合の事象進展については，中長期的に熱容量制限で減圧して低圧の原子炉注水に移行するため本事故シーケンスと同じとなることを説明。なお，東海第二でも柏崎刈羽と同様に T B U シーケンスにおいては高圧代替注水系に期待した評価としており，また，本事故シーケンスについては低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認しているという点</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>ド）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び<b>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段</b>を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.2－1 図から第 7.1.2－2 図に，手順の概要を第 7.1.2－3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.2－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，<b>6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 16 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，当直長 1 名 (6 号及び 7 号炉兼任)，当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。</b>必要な要員と作業項目について第 7.1.2－4 図に示す。</p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，16 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</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>b. 高圧注水機能喪失確認</p> <p>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（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。</p> <p>原子炉水位は更に低下し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。</p>	<p>止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として<b>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段</b>並びに過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.2－1 図に，対応手順の概要を第 2.2－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.2－1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて<b>必要な要員は，災害対策要員（初動）10 名である。</b></p> <p><b>災害対策要員（初動）</b>の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う<b>ための</b>当直運転員 4 名，<b>指揮，通報連絡</b>を行う<b>ための災害対策要員（指揮者等）4 名</b>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.2-3 図に示す。</p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，<b>災害対策要員（初動）10 名</b>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラムの確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し，中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが，これにも失敗したことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止し，<b>逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御され</b>るとともに，<b>再循環系ポンプ</b>がトリップしたことを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失の判断に必要な計装設備は，各系統の流量等である。</p>	<p>で実態として違いはない。</p> <p>・東海第二では TQUX の機能喪失状態を踏まえ，低圧 ECCS4 台に期待した有効性評価を実施している。なお，<b>残留熱除去系（低圧注水系）1 台のみに期待した場合の感度解析も合わせて実施している。</b></p> <p>・プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性は確認される。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<div>c. 代替自動減圧ロジック動作確認 原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力である。</div> <div>d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</div> <div>e. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転</div>	<div>c. 高圧代替注水系の起動操作 高圧注水機能喪失の確認後，一連の操作として，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系の系統構成及び起動操作を実施し，原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお，高圧代替注水系による原子炉注水は，解析上考慮しない。 高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量等である。</div> <div>d. 高圧注水機能の回復操作 高圧注水機能の回復操作を実施する。</div> <div>e. 低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認 原子炉水位異常低下（レベル 1）信号により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統が自動起動する。 低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），低圧炉心スプレイ系吐出圧力等である。 外部電源が喪失している場合は，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。</div> <div>f. 原子炉自動減圧の確認 原子炉水位異常低下（レベル 1）信号発信の 10 分後，かつ低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確立されている場合，過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁が自動開放することで原子炉が減圧される。 原子炉自動減圧の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉圧力等である。 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。 炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）である。</div> <div>g. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。 原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。</div> <div>h. 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作</div>	<div>・東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載</div> <div>・運転手順に従い，T A F に到達した場合は，炉心損傷がないことを確認する旨を記載</div>	



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により，サブプレッション・チェンバ・プール水温が静定することを確認後，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に機能を切り替えることでサブプレッション・プール冷却操作を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は，サブプレッション・プール水温度等である。</p> <p>i. 使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>以降，炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し，格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に実施する。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，冷温停止状態とする。</p> <p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びECCS 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に</p>	<p>・東海第二では，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードを使用した場合の長期的な安全状態の維持に関する定量評価は，「添付資料 2.1.1（別紙1）安定状態の維持について」において提示</p> <p>・東海第二では燃料被覆管温度の評価結果が破裂判断基準に対して十分</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>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。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</p> <p>原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し，原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。</p>	<p>対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E コードは使用しない。</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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>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) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し，再循環系ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生する。このため，原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が大きくなることで，炉心の冷却の観点で厳しくなる。なお，運転員等操作においては，外部電源喪失についても考慮する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>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。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁</p> <p>主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）</p> <p>A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。</p>	<p>な余裕があることから C H A S T E コードによる詳細評価は実施しないことを明記しているが，本事故シーケンスで使用する解析コードに違いはない。</p> <p>・設備設計の違い</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(c) 原子炉減圧機能</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，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，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧ロジックを用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は，原子炉水位低（レベル 1）到達から 10 分後に開始し，自動減圧機能付き逃がし安全弁 4 個により原子炉減圧する。容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。</p>	<p>(d) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，過渡時自動減圧機能は，原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点到達から 10 分後に作動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個により原子炉を自動で減圧するものとし，容量として 1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(e) 低圧炉心スプレイ系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で自動起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最小流量特性（注水流量：0m<sup>3</sup>／h～1,561m<sup>3</sup>／h，注水圧力：0MPa[dif]※～1.99MPa[dif]において）で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。</p> <p>※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 1）信号で 3 系統が自動起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，1 台当たり最小流量特性（注水流量：0m<sup>3</sup>／h～1,676m<sup>3</sup>／h，注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]）で原子炉へ注水するものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復し，低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は，注水を停止する。</p> <p>(g) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</p> <p>自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち，1 系統を残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えるものとする。</p> <p>伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では TQUX の機能喪失状態を踏まえ，低圧 ECCS4 台に期待した有効性評価を実施している。なお，残留熱除去系（低圧注水系）1 台のみに期待した場合の感度解析も合わせて実施している。</p>	
<p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）</p> <p>原子炉水位低（レベル 1）到達後，残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し，逃がし安全弁による原子炉減圧後に，954m<sup>3</sup>/h（0.27MPa[dif]において）にて原子炉注水する。</p>			
<p>(e) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。</p>		・設備設計の違い	
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，原子炉水位高（レベル 8）を確認後，開始する。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は，原子炉圧力が 0.93MPa[gage]まで低下したことを確認後，事象発生 12 時間後に開始する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は，原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点）及び切替えに要する時間を考慮し，原子炉水位高（レベル 8）設定点到達の 5 分後に実施する。</p>	<p>・東海第二では，L 8 到達後に操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>・東海第二では，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードを使用した場合の長期的な安全状態の維持に関</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7. 1. 2－5 図から第 7. 1. 2－10 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7. 1. 2－11 図から第 7. 1. 2－16 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7. 1. 2－17 図から第 7. 1. 2－20 図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁 4 個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2. 2－4 図から第 2. 2－8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2. 2－9 図から第 2. 2－14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2. 2－15 図から第 2. 2－18 図に示す。</p> <p>※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムする。その後，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。</p> <p>事象発生約 21 分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点に到達すると，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するとともに，過渡時自動減圧機能の作動タイマーが作動し，この 10 分後，事象発生約 31 分後に過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個が自動開放する。原子炉減圧が開始されると，逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，原子炉圧力が低下し低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水が開始されると，原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は，燃料被覆管最高温度発生位置が露出し，核沸</p>	<p>する定量評価は，「添付資料 2. 1. 1（別紙 1）安定状態の維持について」において提示</p> <p>・評価条件，運用・設備設計，事象進展等に違いに起因する記載の相違はあるが，実態として記載内容に違いはない。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い，冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は，第 7. 1. 2－11 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 761℃に到達するが，1, 200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。原子炉圧力は，第 7. 1. 2－5 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約 7. 52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0. 3MPa）を考慮しても，約 7. 82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1. 2 倍（10. 34MPa[gage]）を十分下回る。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約 0. 07MPa[gage]及び約 101℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7. 1. 2－6 図に示すとおり，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後は，12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除</p>	<p>騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると，ボイド率は低下し，熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。</p> <p>また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は，第 2. 2－9 図に示すとおり，低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は，一時的な炉心の露出に伴い上昇し，事象発生の約 41 分後に最高温度の約 711℃に到達するが，評価項目である 1, 200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体で発生している。また，燃料被覆管の酸化量は，酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，評価項目である 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は，第 2. 2－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能機能）の作動により，約 7. 79MPa[gage]以下に維持される。このため，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0. 3MPa 程度）を考慮しても，約 8. 09MPa[gage]以下であり，評価項目である最高使用圧力の 1. 2 倍（10. 34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は，第 2. 2－15 図に示すとおり，原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって，事象発生後に上昇傾向が継続するが，事象発生の約 41 分後にサブプレッション・プール冷却操作を実施することにより上昇が抑制され，崩壊熱が残留熱除去系の除熱能力を下回った以降に低下傾向となる。このため，格納容器バウンダリにかかる圧力は，事象発生の約 17 時間後に最高値の約 0. 04MPa[gage] となり，評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0. 62MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器雰囲気温度は，第 2. 2－16 図に示すとおり，事象発生の約 128 時間後に最高値の約 90℃となり，以降は低下傾向となっていることから，格納容器バウンダリにかかる温度は，評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2. 2－5 図に示すように，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで，炉心の冠水状態が維持され，炉心冷却が維持される。また，第 2. 2－15 図及び第 2. 2－16 図に示すように，残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで，高温停止での安定状態が確立する。</p> <p>（添付資料 2. 2. 1）</p> <p>安定状態が確立した以降は，機能喪失している設備の復旧に努めるとともに，</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では，「6. 2. 1. 2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。</p> <p>7. 1. 2. 3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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。高圧注水・減圧機能喪失では，高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，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ると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。</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>本重要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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（冠水後の流量調整操作）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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認</p>	<p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</p> <p>以上により，本評価では，「1. 2. 1. 2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す（1）から（4）の評価項目について，対策の有効性を確認した。</p> <p>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は，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスでは，高圧注水・減圧機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動した後に過渡時自動減圧機能により原子炉が自動減圧し炉心を冷却すること並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することが特徴である。よって，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作とする。</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>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は，「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>炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系</p>		



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さく，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2. 2. 2)</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表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高め評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>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表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高め評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2. 2. 2)</p>	
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.1.2－2 表に示すとおりであり，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られとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</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 2.2－2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</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 に対応したものととしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サブプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくな</p>	<p>下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，燃焼度 33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなり，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は低圧炉心スプレイ系等の自動起動及び過渡時自動減圧機能による原子炉自動減圧により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電されることで低圧炉心スプレイ系等の電源は確保されるため，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，炉心冷却達成後に実施する残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作の開始は早くなる。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>る。</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 に対応したものであるとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，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>大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 33GWd／t に対して最確条件は燃焼度 33GWd／t 以下であり，最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度 33GWd／t の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，33GWd／t 未満の場合は，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環系ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>（添付資料 2. 2. 2）</p>		
<p>b. 操作条件</p> <p>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「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル 8）到達後（事象発生から約 60 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，複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから，サブ</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル 8）設定点到達（事象発生から約 36 分）から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響はなく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は，</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）			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） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
<p>レッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、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</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、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>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約60分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約17時間であり、約16時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約37時間以上の時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</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確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は早くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員が実施することから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作開始までの時間は事象発生から約41分後であり、運転操作が遅れる場合においても、格納容器圧力が常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の実施基準である279kPa[gage]に到達するまでの時間は、高圧注水機能が喪失し低圧での代替原子炉注水のために原子炉を減圧することから格納容器への熱負荷の観点では本重要事故シーケンスと同様であり、また低圧注水機能喪失を想定することから残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失も想定するため格納容器圧力の上昇が継続する「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約14時間後であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>(4) ま と め</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確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>・東海第二では、RHRによる格納容器除熱が遅れた場合の操作時間余裕として、代替スプレイの実施基準（279kPa[gage]）到達までの時間余裕を評価している。ベント実施基準（310kPa[gage]）までの操作時間余裕はこれより大きくなるが、いずれにしても10時間以上の時間余裕が確保されていることから、実態として違いはない</p>	



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.2.4 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>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「7.1.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり16名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7日間の注水継続実施が可能である。なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト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すると，7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）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による電源供給，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用デ</p>	<p>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>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10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」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については，サブプレッション・チェンバを水源とすることから，水源が枯渇することではなく，7日間の対応が可能である。</p> <p>なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様である。</p> <p>b. 燃 料</p> <p>外部電源喪失を想定した場合，事象発生直後から7日間の非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の運転を想定すると，非常用ディーゼル発電機については約484.0kL，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約130.3kL，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）については約141.2kL，合計で755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による7日間の電源供給の継続が可能である。</p> <p>(添付資料2.2.4)</p> <p>c. 電 源</p> <p>部電源喪失を想定した場合，重大事故等対策時に必要な負荷のうち，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については，非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>イーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.1.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」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、代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <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。</p> <p>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、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減</p>	<p>常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約938kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は2,208kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。（添付資料2.2.5）</p> <p>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」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、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。</p> <p>その結果、燃料被覆管最高温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧、低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
圧機能喪失」に対して有効である。		



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備考
第 7.1.2-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について				
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
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、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁4個が開き、原子炉急減圧する。	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急減減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度が安定することを確認後、サブプレッジョン・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準配置）  
■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（1/3）				
操作及び確認	手 順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	・原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装\* 起動領域計装\*
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 ・これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 ・主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環系ポンプがトリップしたことを確認する。	主蒸気隔離弁\* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）\*	—	原子炉水位（広帯域）\* 原子炉水位（燃料域）\* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量\* 原子炉隔離時冷却系系統流量\* 原子炉圧力\* 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 サブプレッジョン・チェンバ\*	—	高圧代替注水系系統流量
高圧注水機能の回復操作	・高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。	—	—	—

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの  
■：有効性評価上考慮しない操作

| 2.2-25 | | | | |



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第 7.1.2-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が減いたため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
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、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、遠がし安全弁4個が開き、原子炉急減圧する。	遠がし安全弁 代替自動減圧ロジック	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブレッツジョン・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブレッツジョン・チェンバ、プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブレッツジョン・チェンバ、プール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系系統流量】 サブレッツジョン・チェンバ、プール水温度
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブレッツジョン・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、サブレッツジョン・チェンバ・プール水温度が安定することを確認後、サブレッツジョン・チェンバ、プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準参照）  
■：有効性評価上考慮しない操作

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

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"><li>原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動したことを確認する。</li><li>外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。</li></ul>	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* サブレッツジョン・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉自動減圧の確認	<ul style="list-style-type: none"><li>原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達の10分後に過渡時自動減圧機能が作動することにより逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が自動開放したことを確認する。</li><li>原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。</li></ul>	過渡時自動減圧機能 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）*
原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）	<ul style="list-style-type: none"><li>原子炉減圧により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。</li><li>原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。</li></ul>	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* サブレッツジョン・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

\* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.2-26

10-7-1-274

【 1 】：重大事故等対処設備（設計基準配置）  
■：有効性評価上考慮しない操作



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
前ページと同じ		第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について（3／3）		
第 7.1.2-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が減いたため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
	高圧代替注水系による原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位（SA） 原子炉圧力 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、速がし安全弁4個が開き、原子炉急速減圧する。	速がし安全弁 代替自動減圧ロジック	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位
	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開局され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブプレッショ ン・チェンバ・プール水 冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、サブプレッション・チェンバ・プール水温度が安定することを確認後、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
【 】：重大事故等対処設備（設計基準配置） ■：有効性評価上考慮しない操作				
操作及び確認	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
	・サブプレッション・プール水温度が32℃に到達し、かつ低圧炉心スプレイス系により原子炉水位が維持可能であることを確認する。 ・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によりサブプレッション・プール冷却操作を開始する。	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による冷温停止操作	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系系統流量*
	・代替燃料プールの冷却操作	—	—	—
使用済燃料プールの冷却操作		—	—	—
* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの				



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考																																																																																													
<div>第7.1.2-2表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/4）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP</td><td>—</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3,926MWt</td><td>定格原子炉熱出力として設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力</td><td>7.07MPa[gage]</td><td>定格原子炉圧力として設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレーター カート下端から+119cm）</td><td>通常運転時の原子炉水位として設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>52,200t/h</td><td>定格流量として設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約10℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃料</td><td>9×9燃料（A型）</td><td>—</td></tr><tr><td>最大線出力密度</td><td>44.0kW/m</td><td>設計限界値として設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33Gwd/t</td><td>サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定</td></tr><tr><td>格納容器容積（ドライウエル）</td><td>7,350m<sup>3</sup></td><td>ドライウエル内体積の設計値（全体的から内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>格納容器容積（ウェットウエル）</td><td>空間部：5,960m<sup>3</sup> 液相部：3,580m<sup>3</sup></td><td>ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）</td></tr><tr><td>真空破壊装置</td><td>3.43kPa（ドライウエル－サ プレッション・チェンバ間差 圧）</td><td>真空破壊装置の設定値</td></tr><tr><td>サブレーション・チェンバ・プール水位</td><td>7.05m（通常運転水位）</td><td>通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水位として設定</td></tr><tr><td>サブレーション・チェンバ・プール水温</td><td>35℃</td><td>通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定</td></tr><tr><td>格納容器圧力</td><td>5.2kPa[gage]</td><td>通常運転時の格納容器圧力として設定</td></tr><tr><td>格納容器温度</td><td>57℃</td><td>通常運転時の格納容器温度として設定</td></tr></table> <div>初期条件</div> <div>10－7－1－275</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレーター カート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値	燃料	9×9燃料（A型）	—	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体的から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル－サ プレッション・チェンバ間差 圧）	真空破壊装置の設定値	サブレーション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水位として設定	サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	<div>第2.2-2表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/5）</div> <table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>解析コード</td><td>原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP</td><td>本重要事故シークエンスの重要現象を評価できる解析コード</td></tr><tr><td>原子炉熱出力</td><td>3,293MW</td><td>定格熱出力を設定</td></tr><tr><td>原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）</td><td>6.93MPa[gage]</td><td>定格圧力を設定</td></tr><tr><td>原子炉水位</td><td>通常運転水位（セパレーター スカート下端から+126cm）</td><td>通常運転水位を設定</td></tr><tr><td>炉心流量</td><td>48,300t/h</td><td>定格流量を設定</td></tr><tr><td>炉心入口温度</td><td>約278℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>炉心入口サブクール度</td><td>約9℃</td><td>熱平衡計算による値</td></tr><tr><td>燃 料</td><td>9×9燃料（A型）</td><td>9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定</td></tr><tr><td>燃料棒最大線出力密度</td><td>44.0kW／m</td><td>初期の燃料棒線出力密度が大きいが燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定</td></tr><tr><td>原子炉停止後の崩壊熱</td><td>ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度33Gwd／t）</td><td>崩壊熱が大きいが原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd／t以下となるよう燃料を配置する。）</td></tr><tr><td>格納容器圧力</td><td>5kPa[gage]</td><td>格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定</td></tr><tr><td>格納容器雰囲気温度</td><td>57℃</td><td>ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定</td></tr></table> <div>初期条件</div> <div>2.2-28</div>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シークエンスの重要現象を評価できる解析コード	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレーター スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値	燃 料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定	燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きいが燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度33Gwd／t）	崩壊熱が大きいが原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd／t以下となるよう燃料を配置する。）	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																													
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—																																																																																													
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定																																																																																													
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定																																																																																													
原子炉水位	通常運転水位（セパレーター カート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定																																																																																													
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定																																																																																													
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値																																																																																													
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値																																																																																													
燃料	9×9燃料（A型）	—																																																																																													
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定																																																																																													
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定																																																																																													
格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体的から内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																													
格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）																																																																																													
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル－サ プレッション・チェンバ間差 圧）	真空破壊装置の設定値																																																																																													
サブレーション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水位として設定																																																																																													
サブレーション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブレーション・チェンバ・プール水温の上限値として設定																																																																																													
格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定																																																																																													
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定																																																																																													
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																																													
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シークエンスの重要現象を評価できる解析コード																																																																																													
原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定																																																																																													
原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定																																																																																													
原子炉水位	通常運転水位（セパレーター スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定																																																																																													
炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定																																																																																													
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値																																																																																													
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値																																																																																													
燃 料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定																																																																																													
燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m	初期の燃料棒線出力密度が大きいが燃料被覆管温度に対して厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定																																																																																													
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度33Gwd／t）	崩壊熱が大きいが原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd／t以下となるよう燃料を配置する。）																																																																																													
格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点として、通常運転時の圧力を包含する値を設定																																																																																													
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定																																																																																													

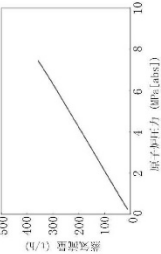
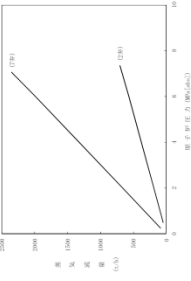


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考																																										
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/4）	第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/5）																																											
<table><tr><th colspan="2">項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td rowspan="3">事 故 条 件</td><td>起因事象</td><td>給水流量の全喪失</td><td>原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定</td></tr><tr><td>安全機能の喪失に対する仮定</td><td>高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失</td><td>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</td></tr><tr><td>外部電源</td><td>外部電源あり</td><td>外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いいため，炉心冷却上厳しくなる</td></tr></table>	項 目		主要解析条件	条件設定の考え方	事 故 条 件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いいため，炉心冷却上厳しくなる	<table><tr><th>項 目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td rowspan="7">初 期 条 件</td><td>格納容器体積（ドライウエル）</td><td>5,700m<sup>3</sup></td><td>設計値を設定</td></tr><tr><td>格納容器体積（サブレーション・チェンバ）</td><td>空間部：4,100m<sup>3</sup> 液相部：3,300m<sup>3</sup></td><td>サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定</td></tr><tr><td>サブレーション・プール水位</td><td>6.983m （通常水位－4.7cm）</td><td>サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定</td></tr><tr><td>サブレーション・プール水温度</td><td>32℃</td><td>サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定</td></tr><tr><td>ベント管真空破壊装置作動差圧</td><td>3.45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバ間差圧）</td><td>設計値を設定</td></tr><tr><td>起因事象</td><td>給水流量の全喪失</td><td>運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定</td></tr><tr><td>安全機能の喪失に対する仮定</td><td>高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失</td><td>高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</td></tr><tr><td>事 故 条 件</td><td>外部電源あり</td><td>原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し，再循環ポンプがトリップが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定</td></tr></table>	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	初 期 条 件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定	格納容器体積（サブレーション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	サブレーション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定	サブレーション・プール水温度	32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバ間差圧）	設計値を設定	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	事 故 条 件	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し，再循環ポンプがトリップが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定	
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方																																									
事 故 条 件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定																																									
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定																																									
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いいため，炉心冷却上厳しくなる																																									
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方																																										
初 期 条 件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定																																									
	格納容器体積（サブレーション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定																																									
	サブレーション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として，保安規定の運転上の制限における下限値を設定																																									
	サブレーション・プール水温度	32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定																																									
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバ間差圧）	設計値を設定																																									
	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く，炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定																																									
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定																																									
事 故 条 件	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し，再循環ポンプがトリップが原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発信するため，原子炉水位の低下が大きくなり，炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定																																										
10-7-1-276	2.2-29																																											

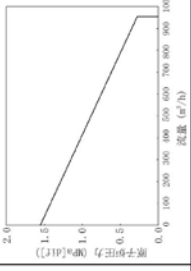


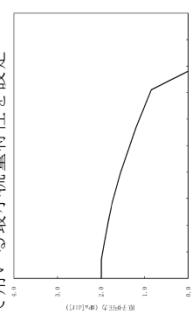
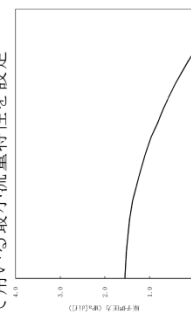
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
重大事故等対策に関する機器条件	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：1.05秒）		安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ		原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
		逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個		逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	原子炉減圧機能	代替自動減圧ロジックにより自動減圧機能付き逃がし安全弁の4個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 作動数：4個 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 		逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
重大事故等対策に関する機器条件		第2.2-2表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（3／5）		
重大事故等対策に関する機器条件	項 目	主要解析条件		条件設定の考え方
	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）		設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で閉止		設計値を設定
	A.T.W.S緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ （原子炉圧力制御） 安全弁機能 7.79MPa[gage]×2個, 385.2t/h（1個当たり） 8.10MPa[gage]×4個, 400.5t/h（1個当たり） 8.17MPa[gage]×4個, 403.9t/h（1個当たり） 8.24MPa[gage]×4個, 407.2t/h（1個当たり） 8.31MPa[gage]×4個, 410.6t/h（1個当たり）		設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操性を実施する事故シナケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁	（原子炉減圧時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を開放することによる原子炉減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達から10分後 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞ 		逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



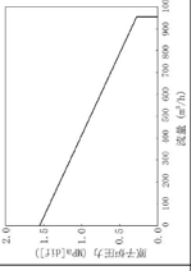
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
重大事故等対策に関する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 	残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	
重大事故等対策に関する条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	

重大事故等対策に関する機器条件	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル1）信号で自動起動し、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持 最小流量特性 ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～1,561m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.99MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 	
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル1）信号で自動起動し3系統で注水 原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復し、低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止 最小流量特性（1台当たり） ・注水流量：0m <sup>3</sup> /h～1,676m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 	
	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	伝熱容量：約43MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	



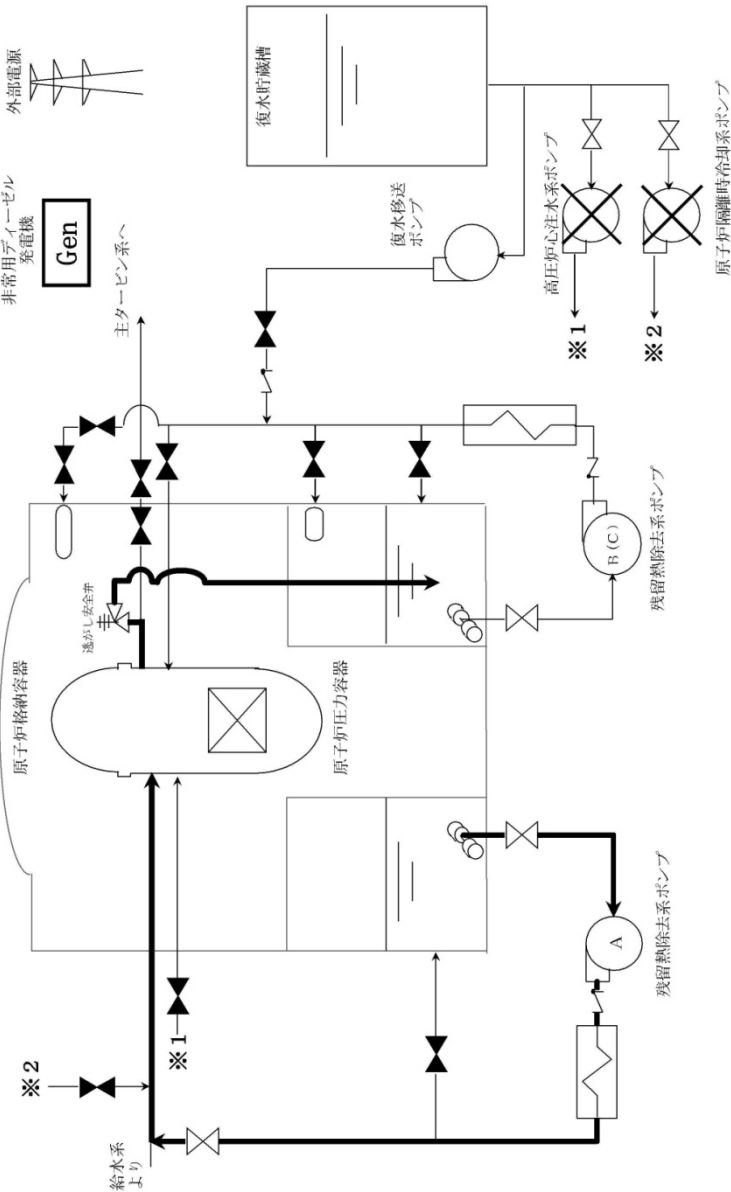
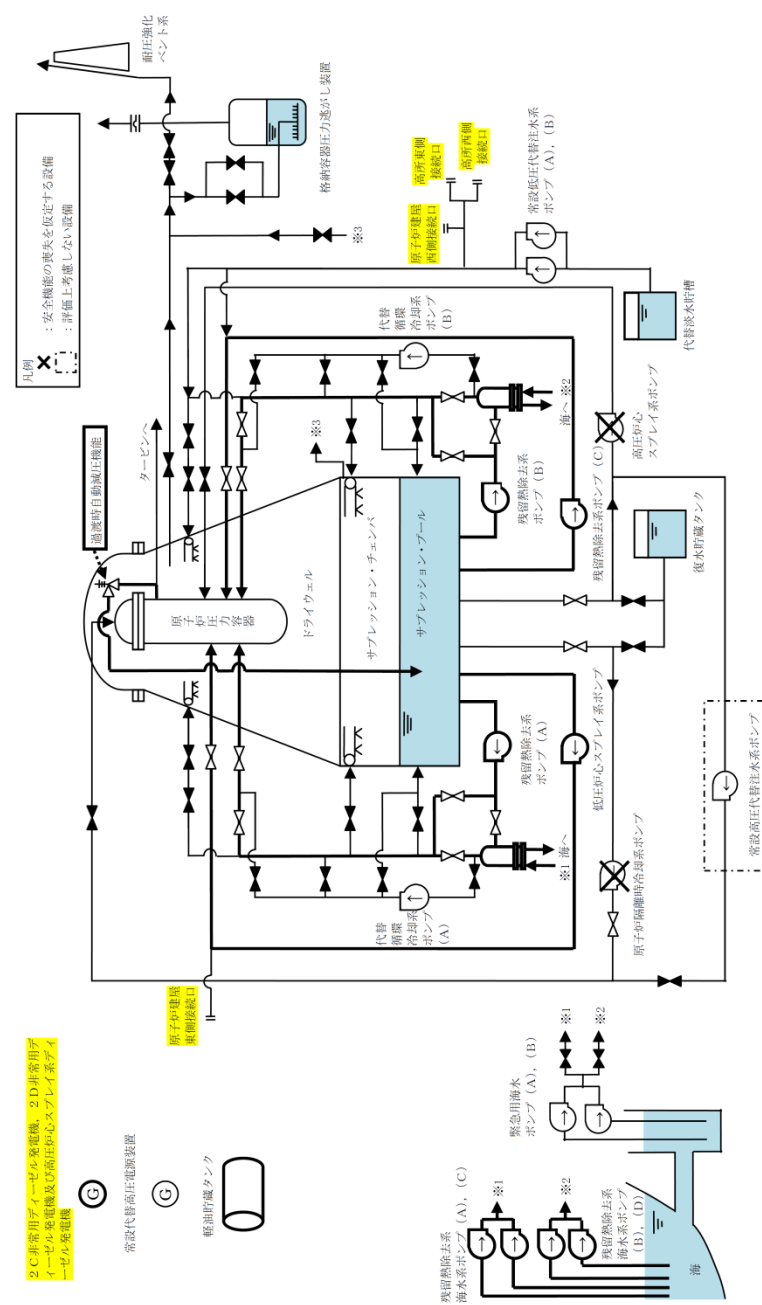
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所		備 考
<div>前ページと同じ</div>		<div>第 2. 2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5／5）</div>		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m <sup>3</sup> /h（0.27MPa[diff]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 	残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	残留熱除去系（サブプレッショ ン・チェンバ・プール水 冷却モード及び原子炉停止 時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッ ション・チェンバ・プール水温又は原子炉 冷却材温度 52℃、海水温度 30℃におい て）	残留熱除去系の設計値として設定	
	残留熱除去系（サブプレッ ション・チェンバ・プール水 冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を 踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後 の操作として設定	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を 踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後 の操作として設定
	残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）運転操作	事象発生から12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運 転開始時間の実績に基づき設定	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運 転開始時間の実績に基づき設定

10-7-1-278		第 2. 2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5／5）		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
	残留熱除去系（サブプレッ ション・プール冷却系）によるサ プレッション・プール冷却操 作	原子炉水位高（レベル8）設定点到達から5分後	運転手順に基づき、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レ ベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点）を踏 まえ、原子炉注水による炉心冷却達成後の操作として、運転 モードの切替えに要する時間を考慮して設定	運転手順に基づき、原子炉水位の制御範囲（原子炉水位低（レ ベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点）を踏 まえ、原子炉注水による炉心冷却達成後の操作として、運転 モードの切替えに要する時間を考慮して設定
2. 2-32				



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

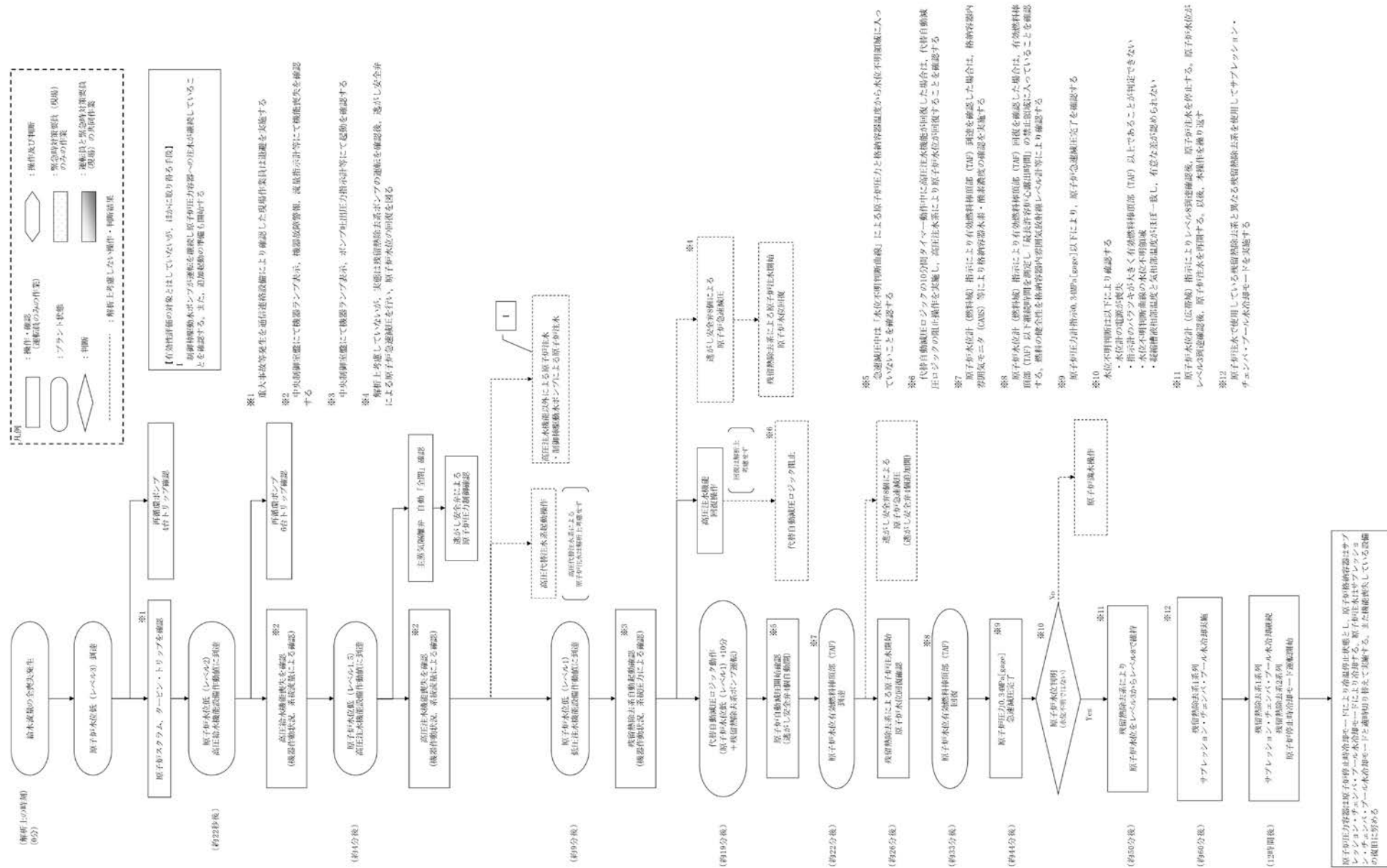
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.1.2-1 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)</p>	<div></div> <p>2.2-33</p> <p>第 2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (低圧炉心スプレイスレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)</p>	







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）  
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）



第7.1.2-3図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要



備考



## 第2.2-2図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機										備 考													
高圧注水・減圧機能喪失																							
							経過時間（分） 10 20 30 40 50 60					経過時間（時間） 10 12 14 18 20					備考						
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	<div> <div> <div>事象発生</div> <div>原子炉スクラム</div> <div>約22秒 原子炉水位低（レベル2）</div> <div>約4分 原子炉水位低（レベル1.5）</div> <div>約9分 原子炉水位低（レベル1）</div> <div>プラント状況判断</div> </div> <div> <div>約33分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達（※）</div> <div>約50分 原子炉水位高（レベル4）</div> <div>約19分 代替自動減圧ロジック動作</div> <div>約22分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達（※）</div> <div>約28分 低圧注水系 原子炉注水開始</div> <div>約60分 残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始</div> </div> <div> <div>12時間後 残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転開始</div> </div> </div>															※シュラウド内水位に基づく時間
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡																	
	指揮者	6号 7号		当直副長 当直副長		1人 1人		各号炉運転操作指揮															
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																	
	運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）																		
	6号		7号		6号			7号															
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	—	—	—	—	・給水流量の全喪失確認	10分															
							・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認																
							・冷却材内蒸気ポンプトリップ確認																
							・原子炉隔離時冷却系 自動起動／機能喪失確認																
							・高圧炉心注水系 自動起動／機能喪失確認																
							・高圧代替注水系起動操作								解析上考慮せず								
							・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子 炉圧力制御確認																
							・残留熱除去系 自動起動確認																
高圧注水機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）	—	—	—	—	—	—	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系 機能回復								対応可能な要員により対応する								
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・逃がし安全弁 4個 自動開放確認		逃がし安全弁動作による原子炉減圧を適宜確認する														
残留熱除去系 低圧注水モード 注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 注入弁自動閉確認 ・残留熱除去系 注入弁操作		原子炉水位をレベル3～レベル4で維持						残留熱除去系ポンプ (A)								
残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却 モード操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 試験用調節弁操作		サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続 ※2系列原子炉停止時冷却モード運転後は適宜原子炉注水実施						残留熱除去系ポンプ (B)								
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード 系統構成 ・パラメータ監視		90分						残留熱除去系ポンプ (C)								
	—	—	2人 C, D	2人 c, d	—	—	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離		30分														
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整								原子炉停止時冷却モード運転を継続	残留熱除去系ポンプ (C)							
残留熱除去系 低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード 切替え	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード 系統構成 ・パラメータ監視		90分						残留熱除去系ポンプ (A)								
	—	—	2人 C, D	2人 c, d	—	—	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離		30分														
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉停止時冷却モード起動 ・原子炉冷却材温度調整								原子炉停止時冷却モード運 転を継続	残留熱除去系ポンプ (A)							
必要人員数 合計							2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	0人												
( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。																							
第 7.1.2-4 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間																							
10-7-1-347																							



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所

備 考

高圧注水・減圧機能喪失									
				経過時間					
				0102030405060708090分					
				25時間					
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ プラント状況判断 ▽ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽ 約31分 過渡時自動減圧機能自動作動 ▽ 約34分 原子炉水位燃料有効長頂部到達 ▽ 約41分 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への移行				
	責任者	当直発電長	1人						
	補佐	当直副発電長	1人						
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人						
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）						
状況判断	2人 A、B	—	—	● 原子炉スクラム 20 確認 ● タービン停止の確認 ● 外部電源喪失の確認 ● 給水流量全喪失の確認 ● 高圧電源ポンプトリップの確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び遠がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	10分				外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動操作（失敗）	2分				
常設代替高圧電源装置による緊急用設備の受電操作	【1人】 B	—	—	● 常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用設備の受電操作	4分				外部電源がない場合に実施する
中央制御室からの高圧代替注水系統起動操作	【1人】 A	—	—	● 高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分				解析上考慮しない
高圧注水機能の回復操作	—	2人 C、D	—	● 高圧注水機能の回復操作、失敗原因調査					適宜実施 解析上考慮しない
低圧注水機能の自動起動確認	【1人】 A	—	—	● 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認					適宜確認
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A	—	—	● 遠がし安全弁（自動減圧機能）2個の自動開放確認					適宜確認
原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	—	—	● 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作					原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却機能の監視	【1人】 B	—	—	● 残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替操作（1系列） ● 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却状態の監視	4分				適宜確認
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	—	—	● 常設総代替注水系統ポンプによる代替燃料プール注水（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ● 緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ● 代替燃料プール冷却系の起動操作					適宜実施 20分 15分
必要要員合計	2人 A、B	2人 C、D	0人						

第 2.2－3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

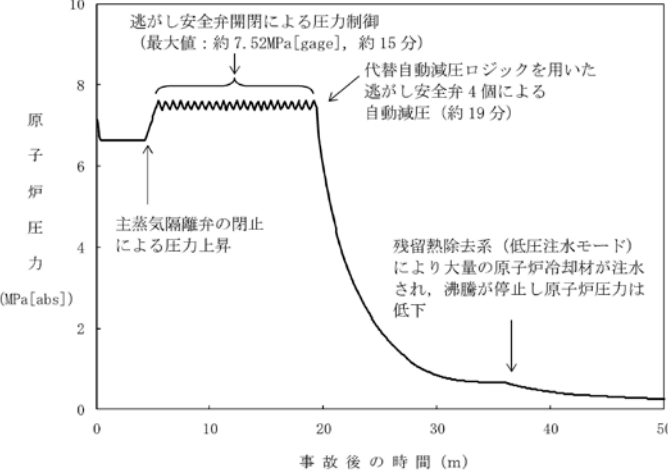
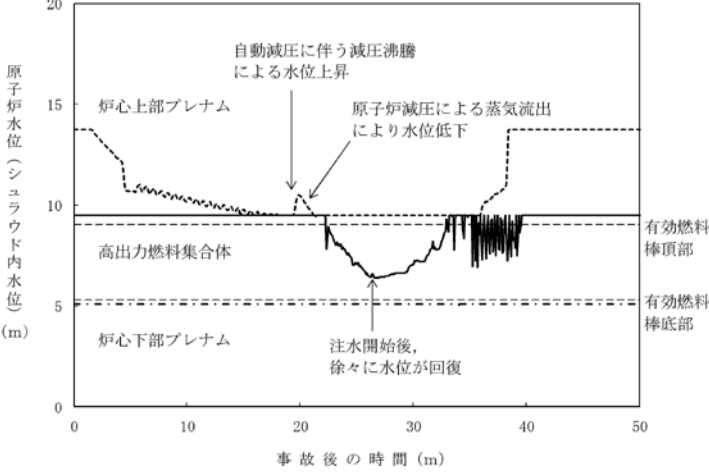
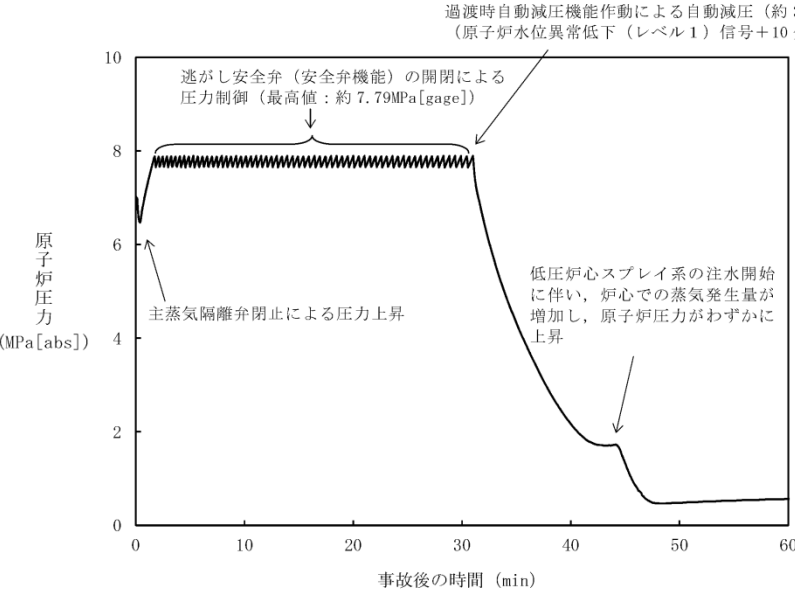
2.2-36

第 2.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間



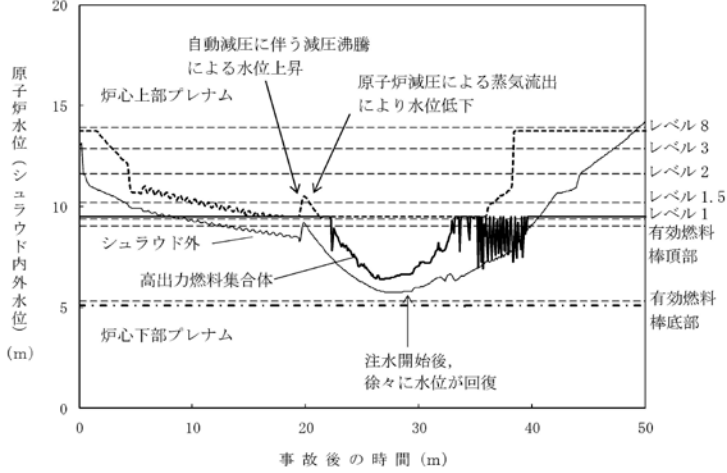
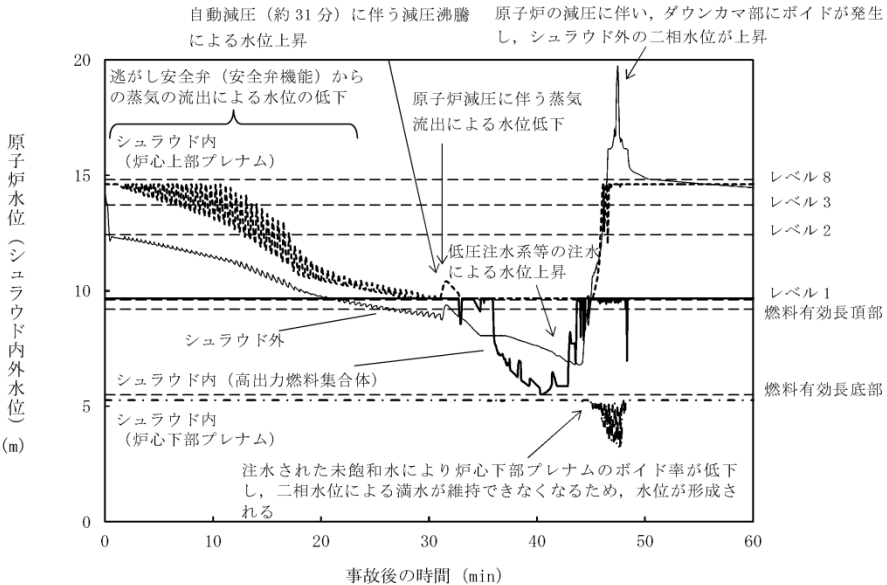
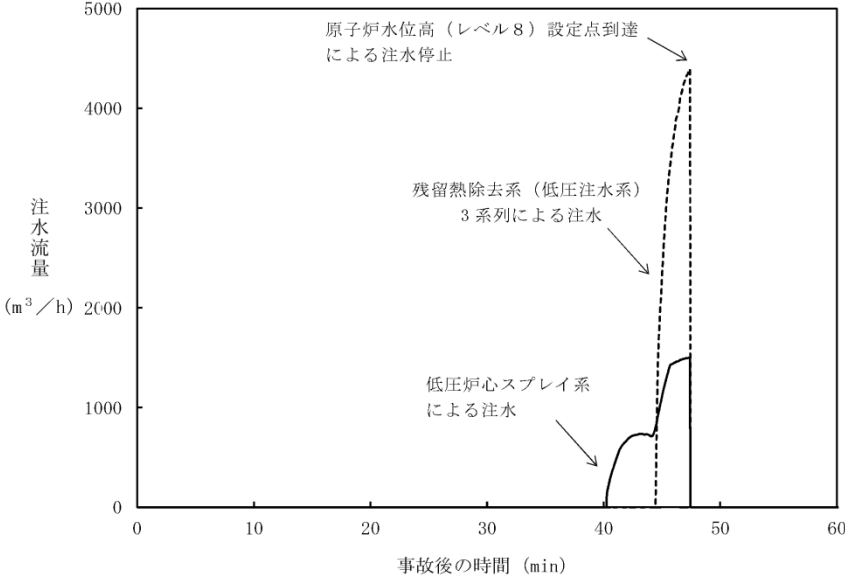
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压注水・減圧機能喪失）

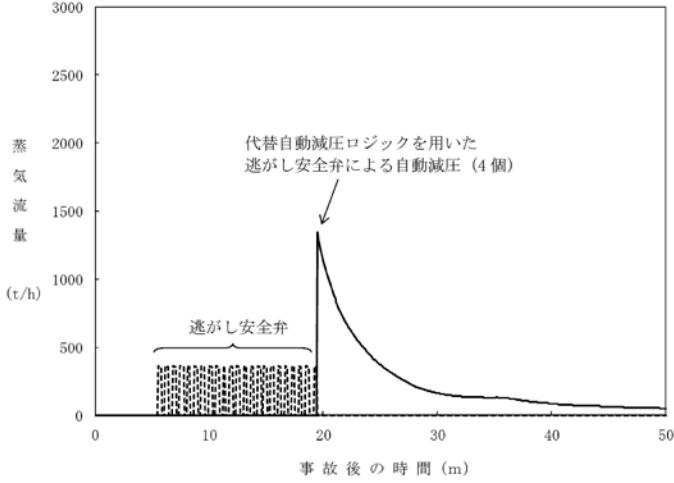
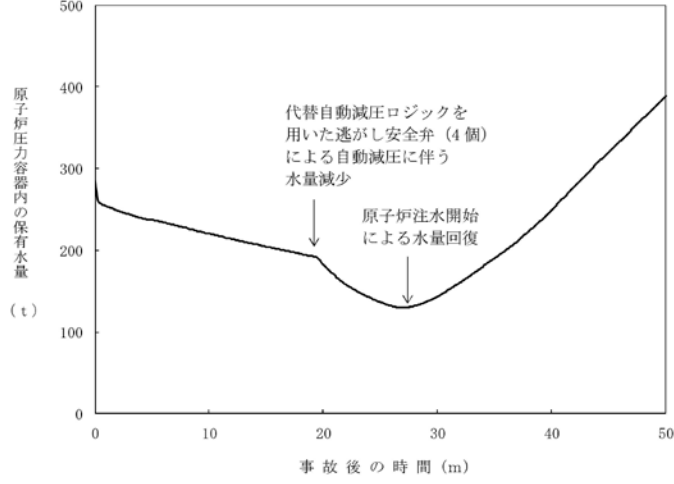
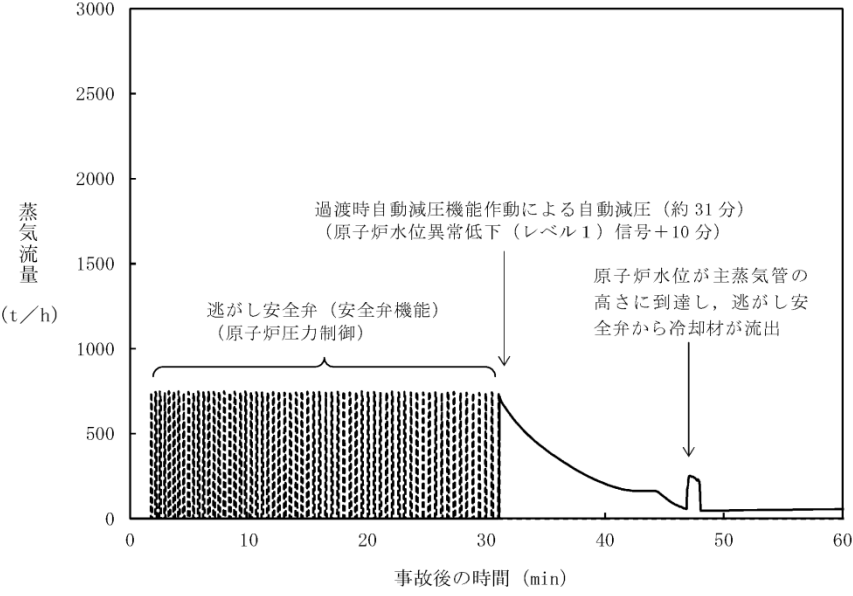
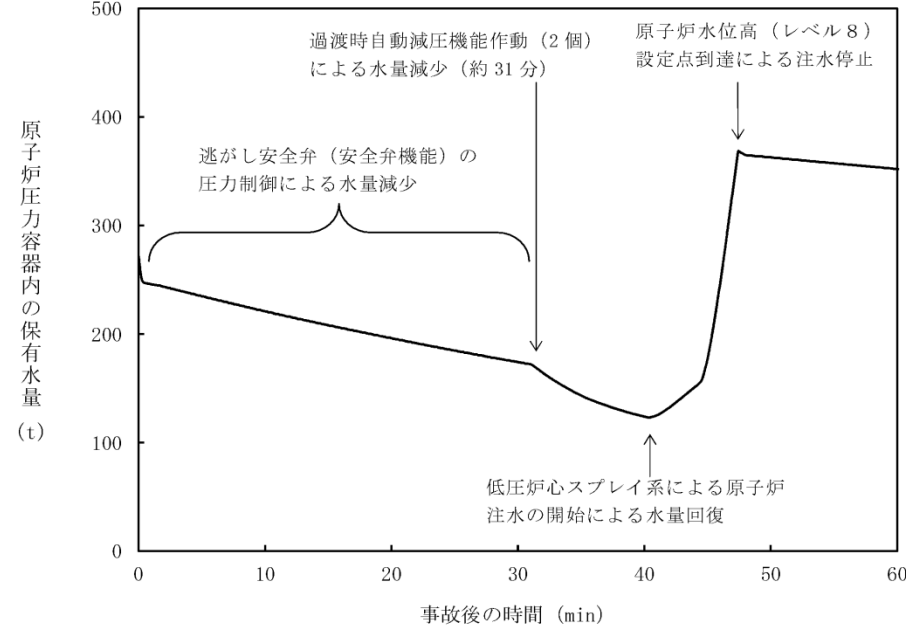
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7. 1. 2－5 図 原子炉圧力の推移</p><p>第 7. 1. 2－6 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移</p></div>	<div><p>第 2. 2－4 図 原子炉圧力の推移</p></div>	



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

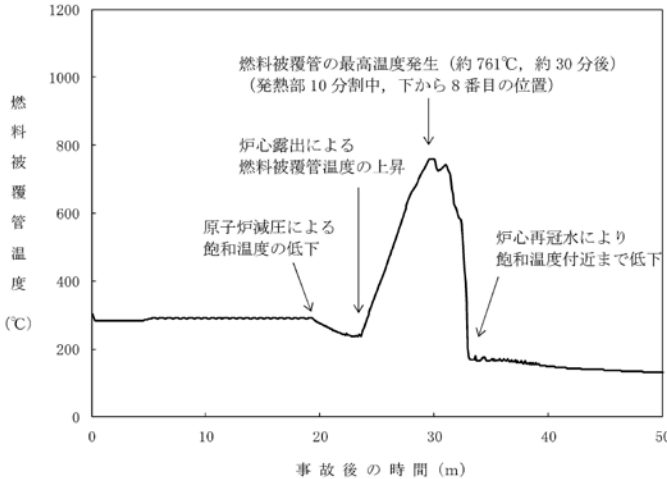
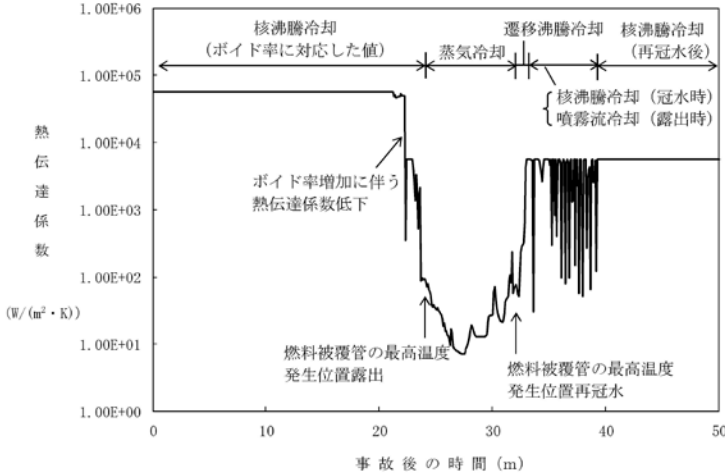
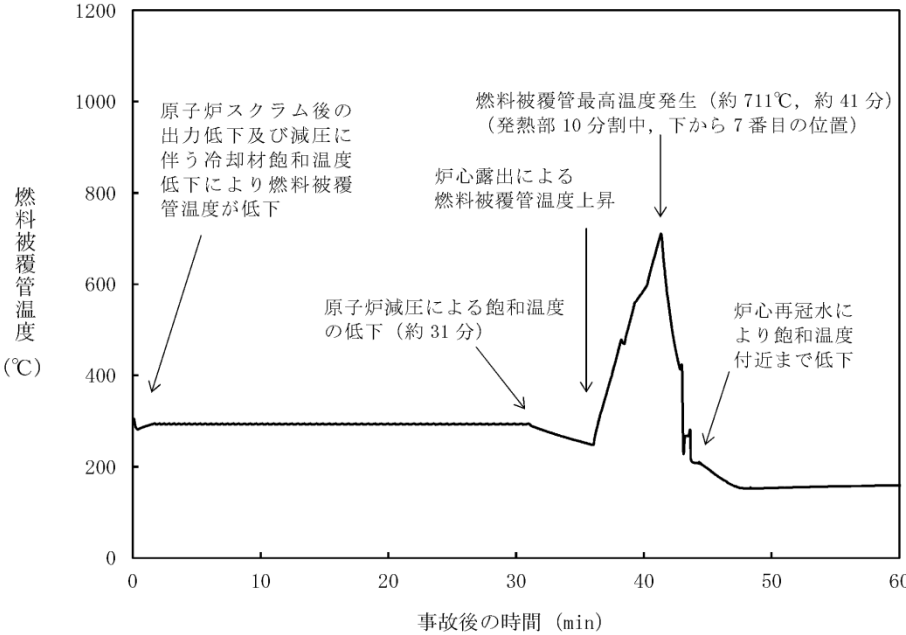
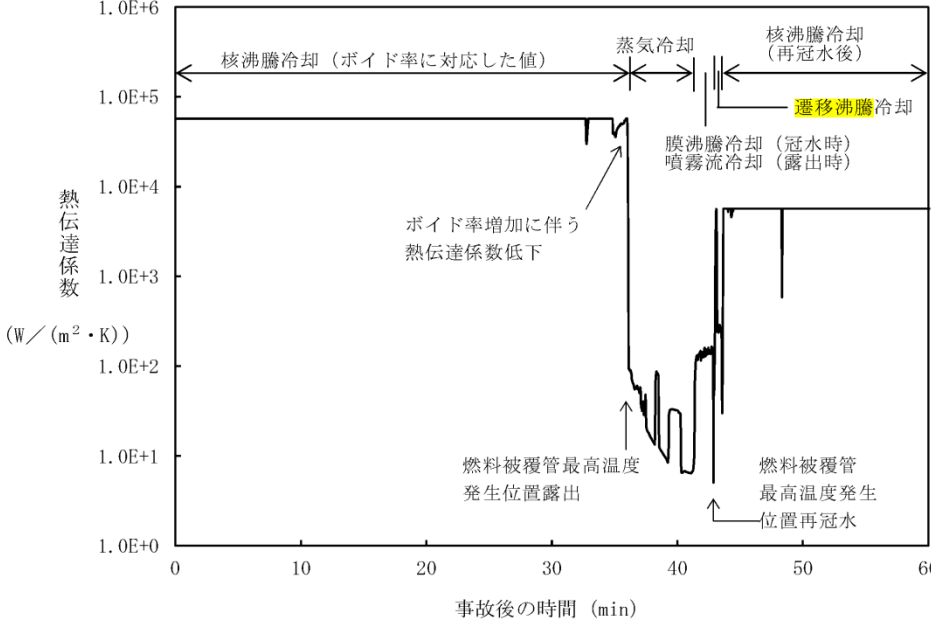
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p></div>	<div><p>第 2.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※</p></div> <p>※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。</p> <div><p>第 2.2-6 図 注水流量の推移</p></div>	<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシュラウド内のみの水位を示しているが，東海第二ではシュラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシュラウド内のみの図は不要と判断した。</p>



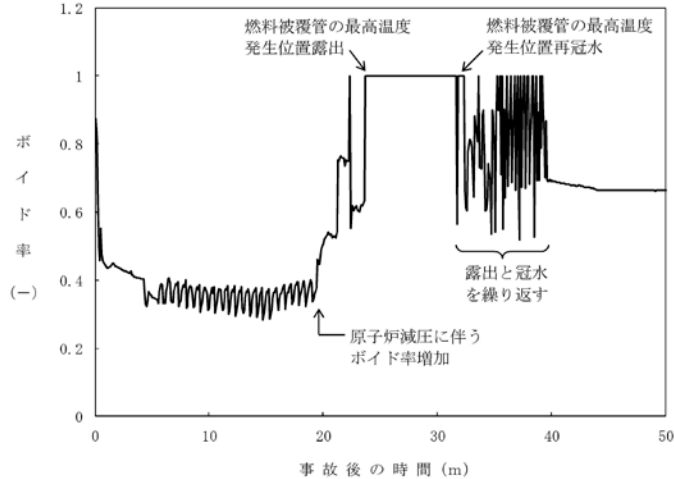
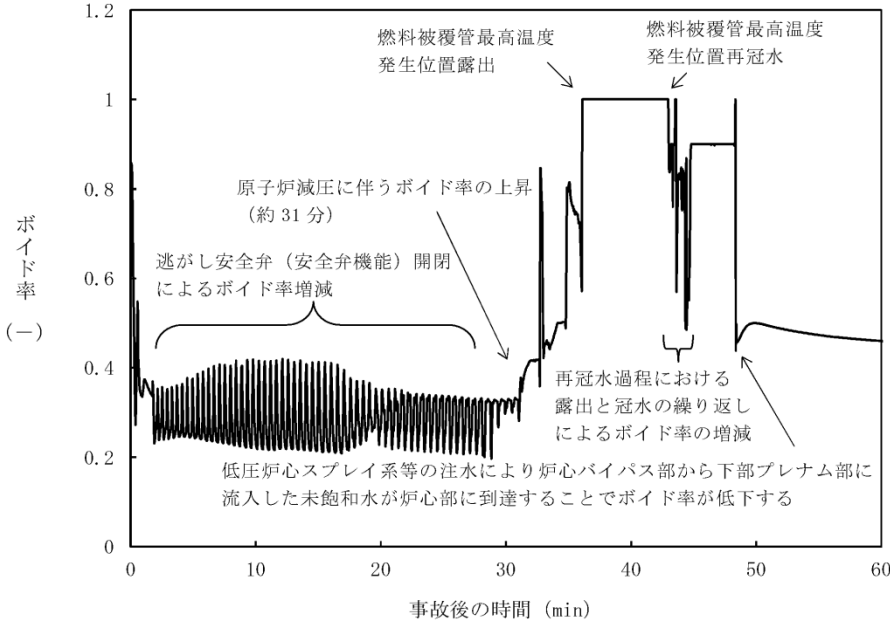
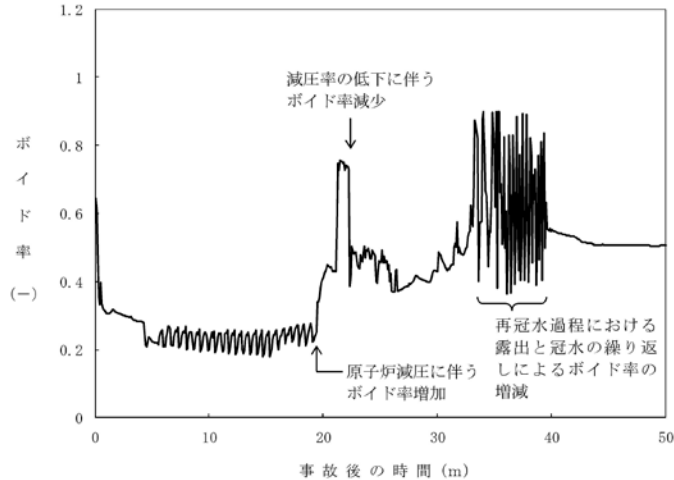
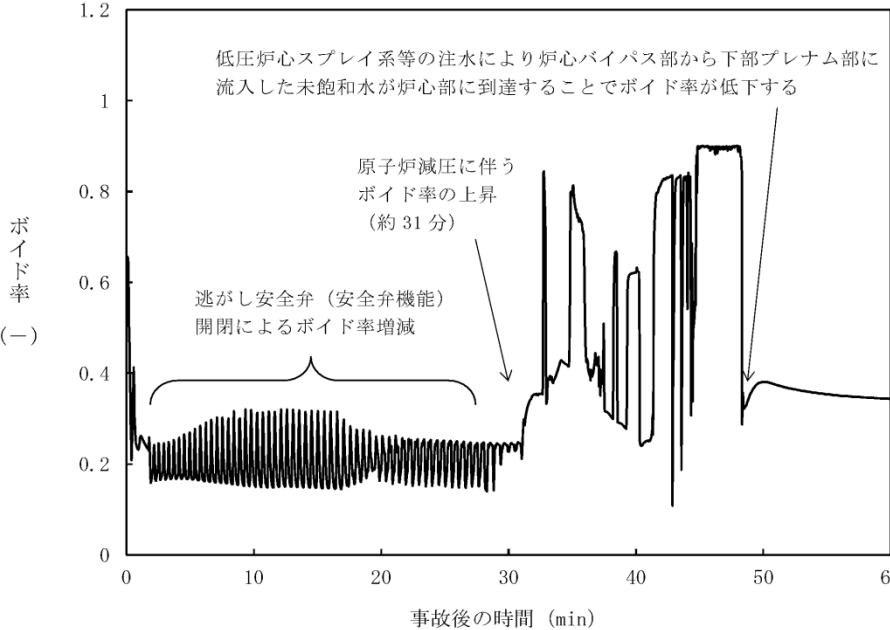
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2－9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>第 7.1.2－10 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div> <div>10－7－1－350</div>	<div><p>第 2.2－7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p><p>第 2.2－8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p></div>	



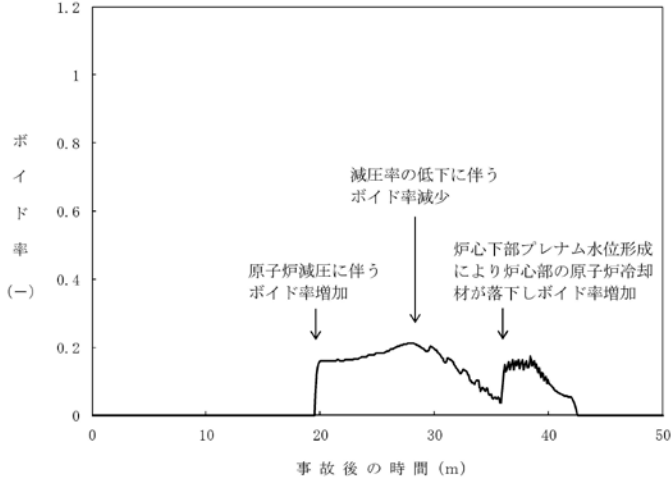
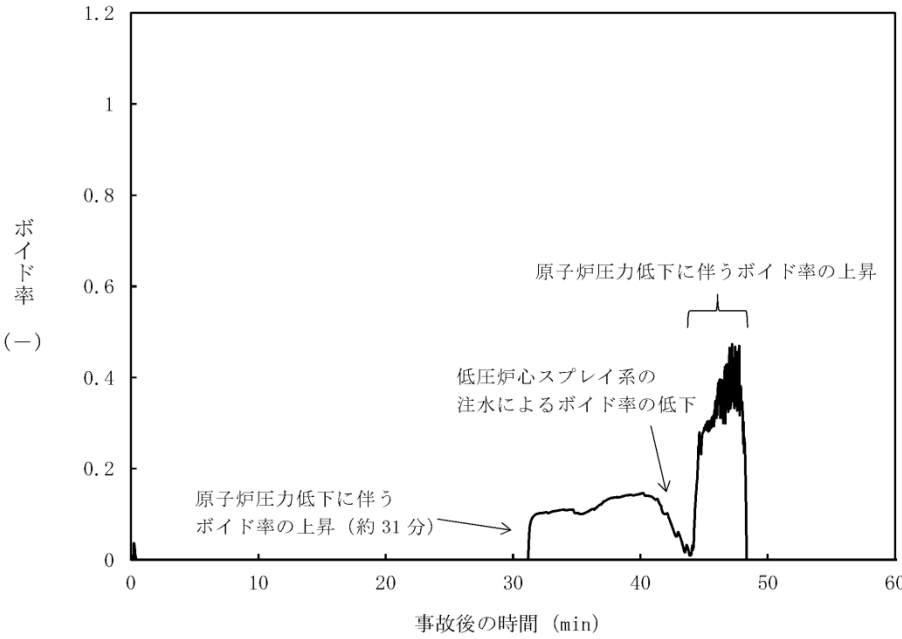
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2－11 図 燃料被覆管温度の推移</p><p>第 7.1.2－12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p></div>	<div><p>第 2.2－9 図 燃料被覆管温度の推移</p><p>第 2.2－10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p></div>	



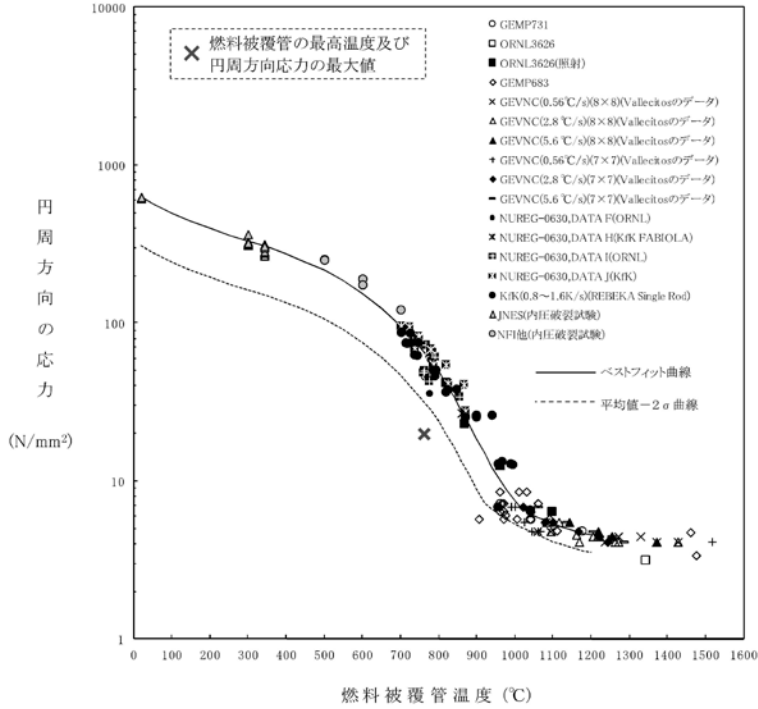
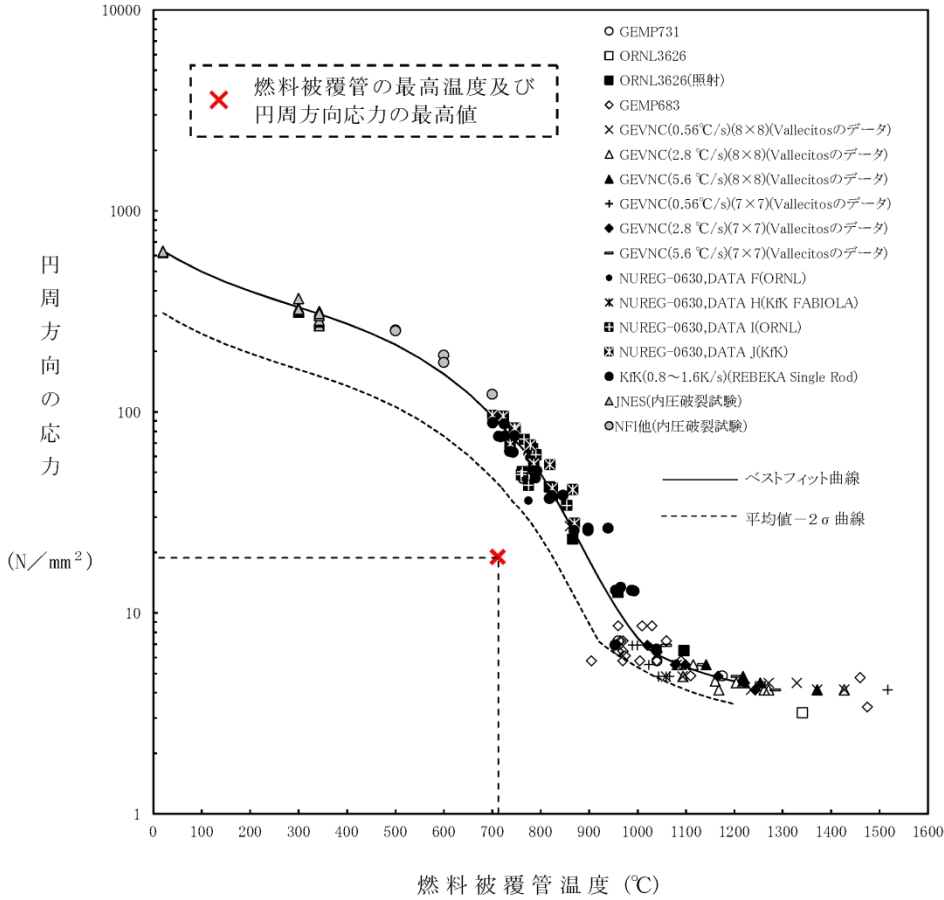
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <div>第 7.1.2－13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</div>	<div></div> <div>第 2.2－11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</div>	
<div></div> <div>第 7.1.2－14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</div>	<div></div> <div>第 2.2－12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</div>	
10－7－1－352		



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2－15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	<div><p>第 2.2－13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p></div>	



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）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

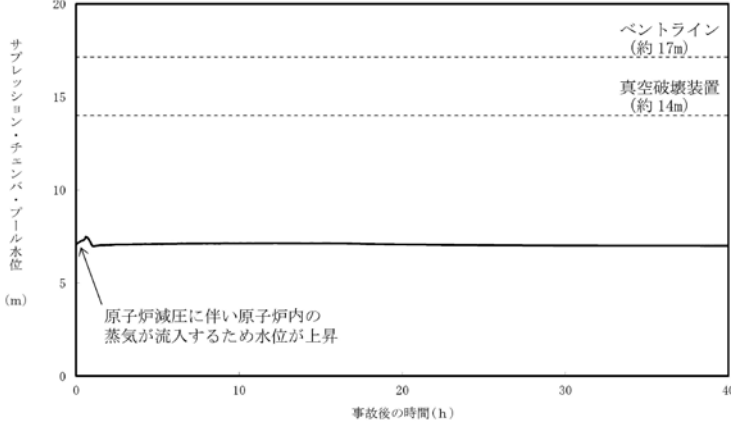
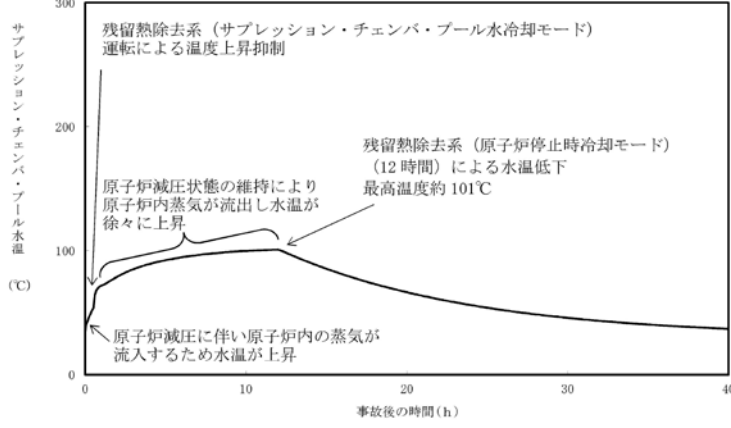
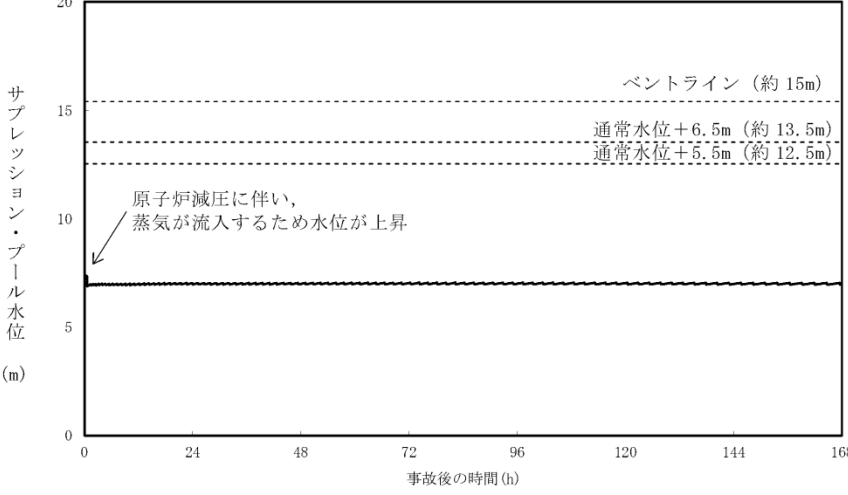
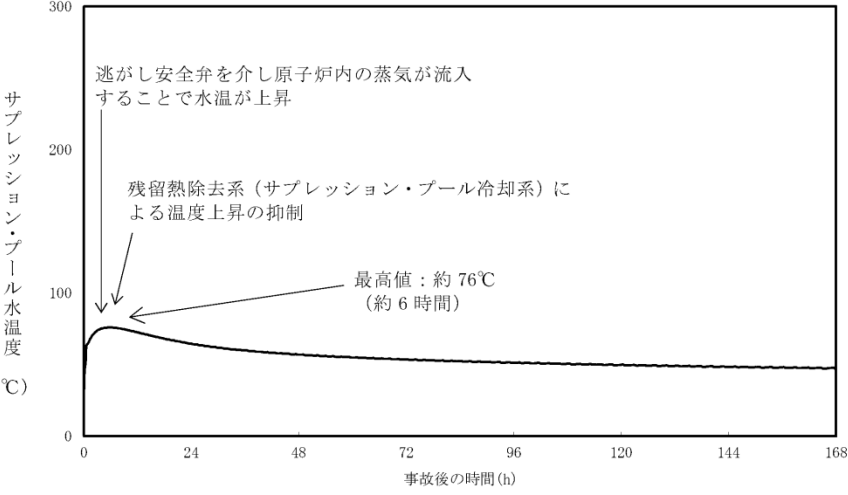
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2－16 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p></div>	<div><p>第 2.2－14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p></div>	



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）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <div>第 7.1.2－17 図 格納容器圧力の推移</div>	<div></div> <div>第 2.2－15 図 格納容器圧力の推移</div>	
<div></div> <div>第 7.1.2－18 図 格納容器気相部温度の推移</div>	<div></div> <div>第 2.2－16 図 格納容器雰囲気温度の推移</div>	



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.1.2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p><p>第 7.1.2-20 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p></div>	<div><p>第 2.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p><p>第 2.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</p></div>	