

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-9 改14
提出年月日	平成30年3月20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3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TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）
 - 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 LOCA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LOCA）
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

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
<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</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</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。 ・高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待した場合の事象進展は、中長期的に見ると熱容量制限で原子炉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、柏崎刈羽と同様に東海第二でも「全交流動力電源喪失（TBD、TBU）」においては高圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を、本事故シーケンスについては低

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
<p>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 時間以降に追加に必要な要員は，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>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</p>	<p>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及び耐圧強化ベント系（以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。）による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。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等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>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</p>	<p>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で実態として違いはない。</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>・格納容器圧力逃がし装置の設計の違いにより，東海第二では「フィルタ装置薬液補給作業」は不要。</p> <p>・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</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>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 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>d. 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>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（解析上考慮しない） 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>d. 低圧注水機能喪失の確認 高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作の失敗後、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、各系統のポンプ吐出圧力である。</p> <p>e. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作 低圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。</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>f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作 常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>g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設）） 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動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、</p>	<p>合に低圧代替注水系の起動操作を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能の手動起動 ・高圧代替注水系の手動起動 ・低圧注水機能の手動起動 <p>・東海第二では、原子炉水位低下の観点で厳しい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</p> <p>・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。</p> <p>・運転手順に従い、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確認する旨を記載</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>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、格納容器スプレイを再開する。</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>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。</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>h. 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（解析上考慮しない）</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>i. 常設低圧代替注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イ冷却系（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等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第一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イ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</p> <p>j. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・</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を確保するため、通常水位+5.5m到達にて格納容器圧力逃がし装置第一弁を中央制御室から開操作する運用としている。</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>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イ冷却系（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>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 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再開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</p>	<p>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イ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置等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第二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等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を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等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等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・プール水位等である。</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等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 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「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</p>	<p>・東海第二の格納容器圧力逃がし装置第二弁は全開運用にて設計している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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
<p>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、放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>(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>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放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>(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）の機能喪失を想定する。</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>・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>(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能） 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、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>(c) 逃がし安全弁 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、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>(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大300m³/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） 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、140m³/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 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。 ※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</p>	<p>(c) ATWS 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） ATWS 緩和設備（代替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>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動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個あ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) 低圧代替注水系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～378m³/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、230m³/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順における調整範囲（102m³/h～130m³/h）の上限である130m³/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等 格納容器圧力逃がし装置の第二弁を全開とし、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。 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</p>	<p>・設備設計の違い</p> <p>・東海第二では、原子炉圧力制御時に原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能を設定</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>

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
<p>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 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>(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 本重要事故シナリオ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）</p>	<p>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 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等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 本重要事故シナリオ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>・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> <p>・手順の違い</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・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>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）の起動操作を実施し、事象発生後の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で、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ブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生後の約27時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達した時点でサブプレッション・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、事象発生後の約28時間後に格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した時点で格</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>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%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</p>	<p>納容器圧力逃がし装置等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、事象発生約 35 分後に最高温度の約 338℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。 （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等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等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等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ェルに放出された核分裂生成物が</p>	<p>・東海第二では、事故時の線量評価について安全評価指針に従い周辺公衆への放射線の影響を確認する観</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>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>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</p>	<p>ドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため，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^{-1}mSv（格納容器圧力逃がし装置使用時），約6.2×10^{-1}mSv（耐圧強化ベント系使用時），敷地境界：約4.1×10^{-1}mSv（格納容器圧力逃がし装置使用時），約6.2×10^{-1}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 style="text-align: right;">（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」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等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等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</p>	<p>点から，非居住区域境界に線量評価点を設定し評価していることを踏まえ，有効性評価においても非居住区域境界の評価を実施するとともに，有効性評価ガイドに従い敷地境界の実効線量も評価している。</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>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>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</p>	<p>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操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作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操作並びに格納容器圧力を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(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、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</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）

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
<p>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>(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> <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、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>	<p>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、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.1.3)</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2.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</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、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</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>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> <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>(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>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> <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（130m³/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（102m³/h～130m³/h）となる。最確条件とした場合、サプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</p> <p>(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>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>	

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>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（ウェットウエル）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>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、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>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エル雰囲気温度は、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>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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（130m³/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（102m³/h～130m³/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 style="text-align: right;">（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>	

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、事象発生後の約 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>(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</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、並列して実施する可能性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等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。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、並列して実施する可能性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 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>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、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、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</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>

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
<p>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>(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、事象発生から約 19 分後（操作開始時間 5 分程度の遅れ）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、ウェットウエ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 4.3×10⁻²mSv、ドライウエ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、ウェットウエ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、ドライウエ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>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りがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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、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、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りがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75 分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも 0.62MPa [gage] を十分に下回ることから、格納容器の健全性の観点からは問題とはならない。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</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）による原子炉注水操作）は、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、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シナリオより厳しい「2.6 LOCA 時注水機能喪失」において、10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約 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。また、25 分の減圧操作遅れを想定した場合には、燃料被覆管の最高温度は約 1,000℃となり、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、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。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 を下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後の対応手順に移行するため、重大事故での対策の範囲となる。</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、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>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>

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、過圧の観点で厳しい「7.2.1 零圧気圧力・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 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>(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>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5,300m³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10,600m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作は、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、現場操作にて第二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、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、0.31MPa[gage]から0.62MPa[gage]に到達するまでに5時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.1.3, 2.1.7, 2.6.7)</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>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5,350m³の水が必要となる。</p> <p>水源として、代替淡水貯槽に4,300m³及び西側淡水貯水設備に4,300m³、合計</p>	<p>・東海第二では、外挿評価により余裕時間を算出</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>約 18,000m³ 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</p>	<p>8,600m³ 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 style="text-align: right;">（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 style="text-align: right;">（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</p>	<p>・ 柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊急の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・ 電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて記載 <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p> <p>・ 期待する設備の違い</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・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>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>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</p>	<p>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 2.1.6）</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常設低圧代替注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等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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置等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等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、常設低圧代替注水系ポンプを</p>	<p>・ 同上</p>

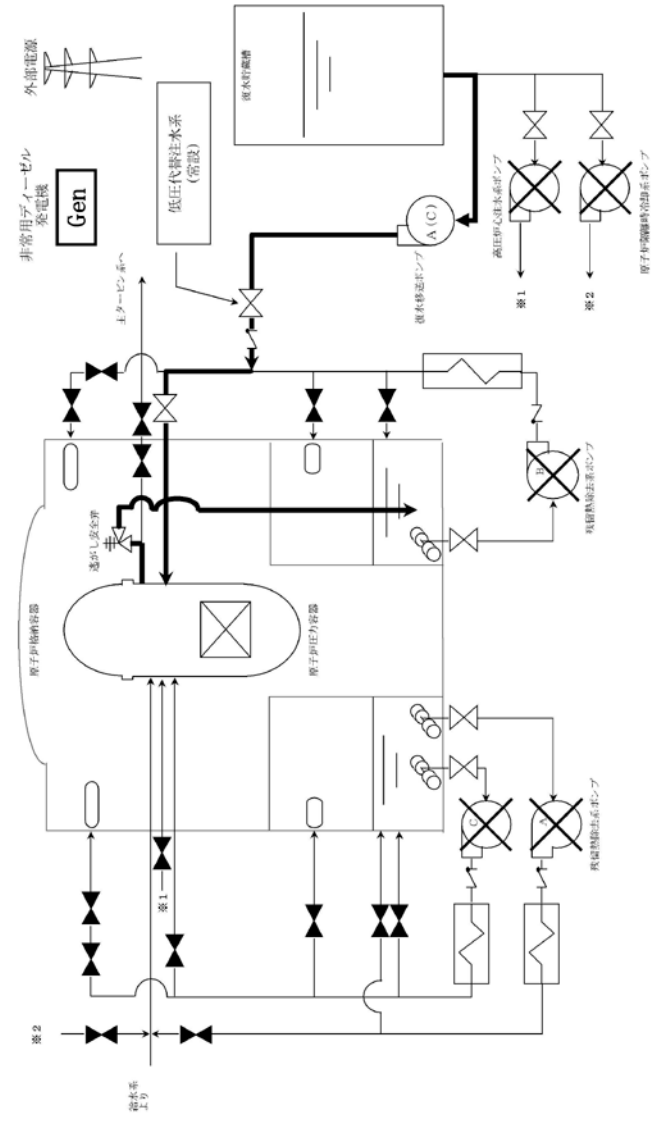
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

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>「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置等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>	

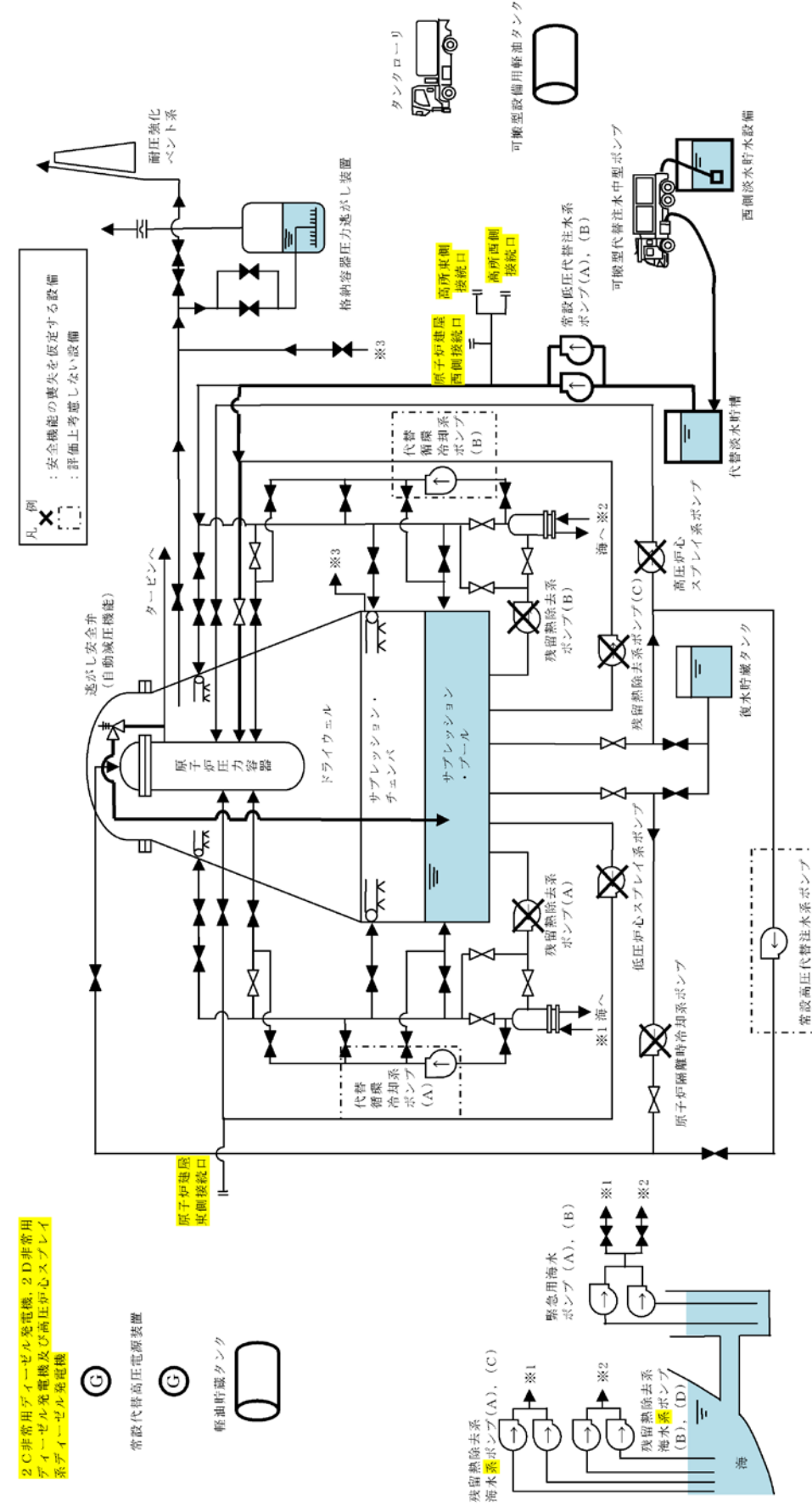
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



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)

東海第二発電所



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ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)

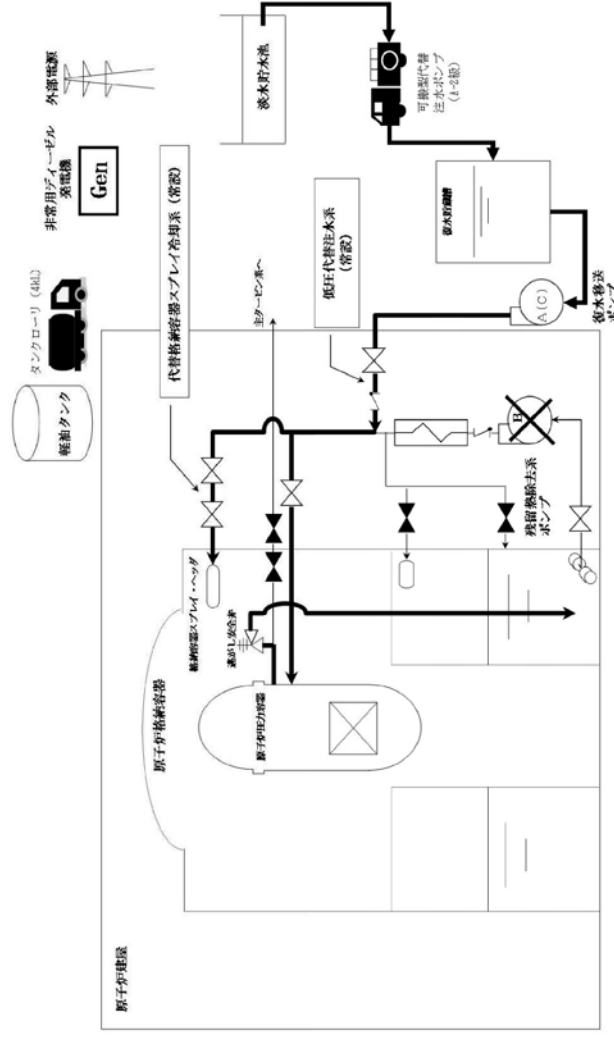
備考

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

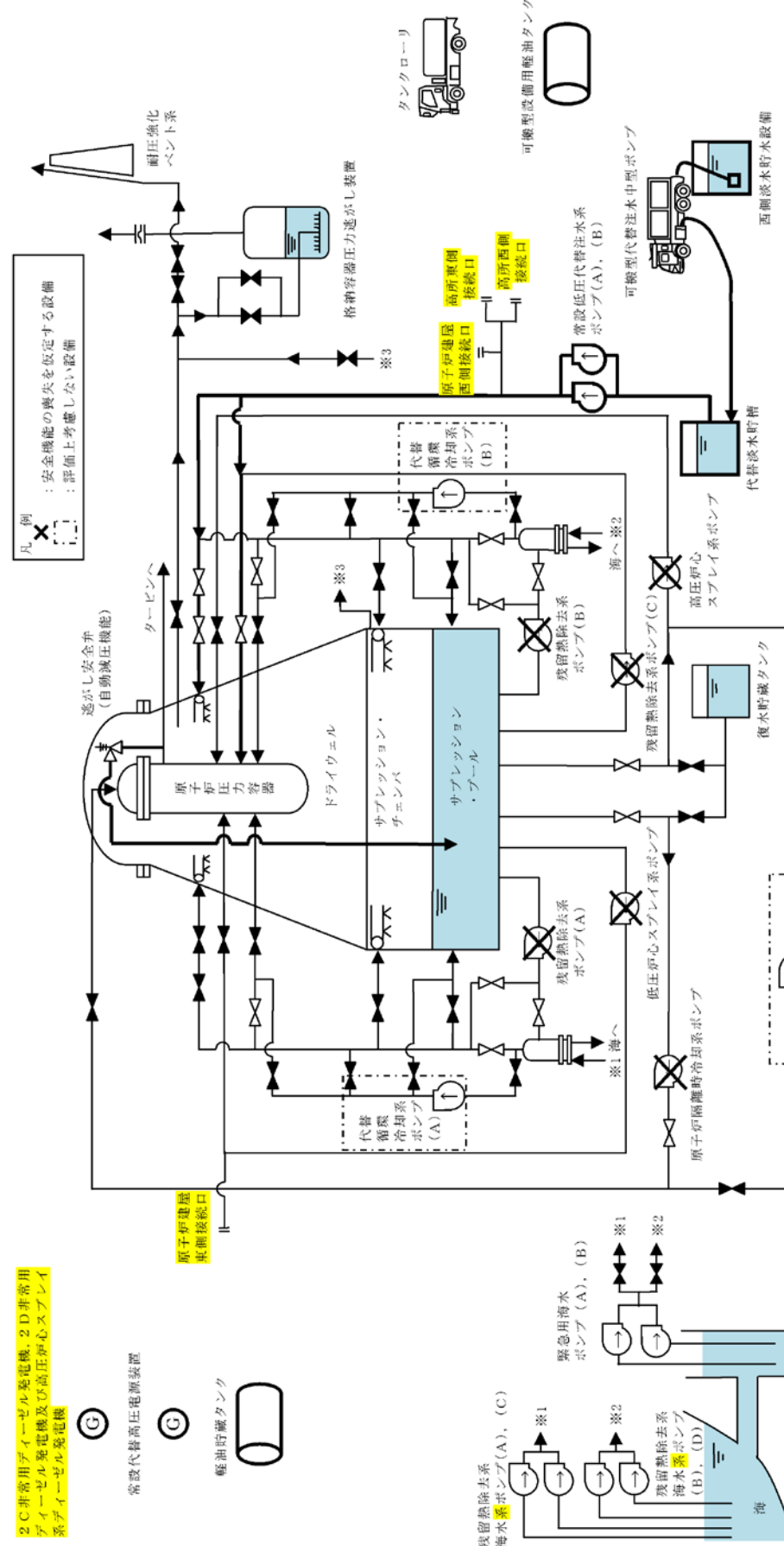
備考



※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

第 7.1.1-2 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 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

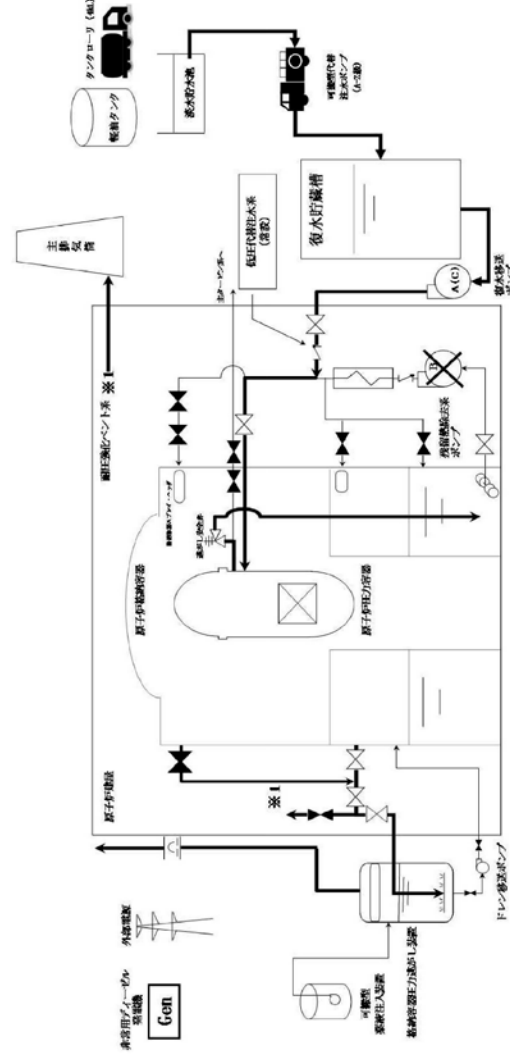
10-7-1-329



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 (2/3)
 (常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)

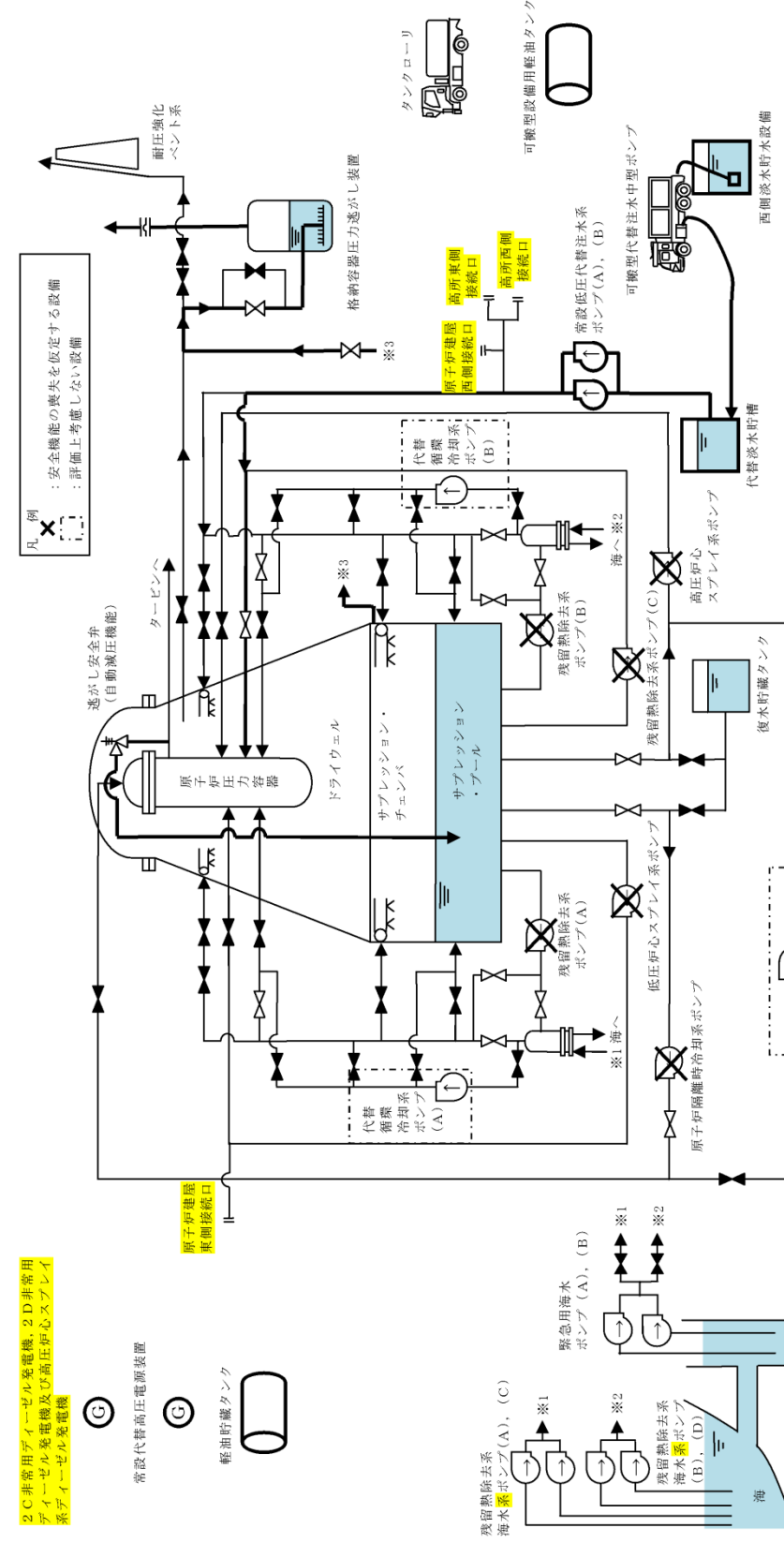
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



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)

東海第二発電所

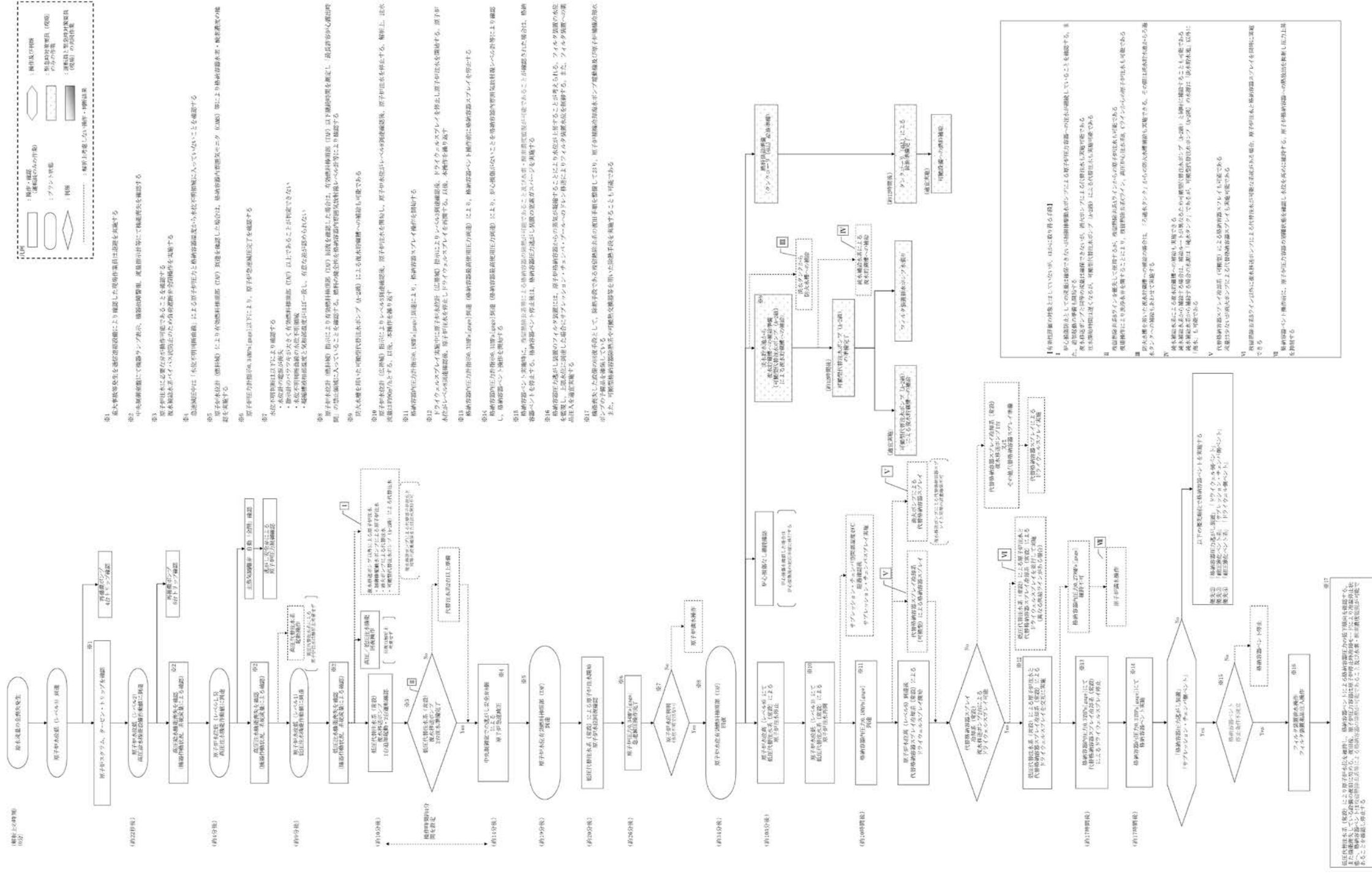


第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び
 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱段階)

備考

柏崎刈羽発電所6/7号機

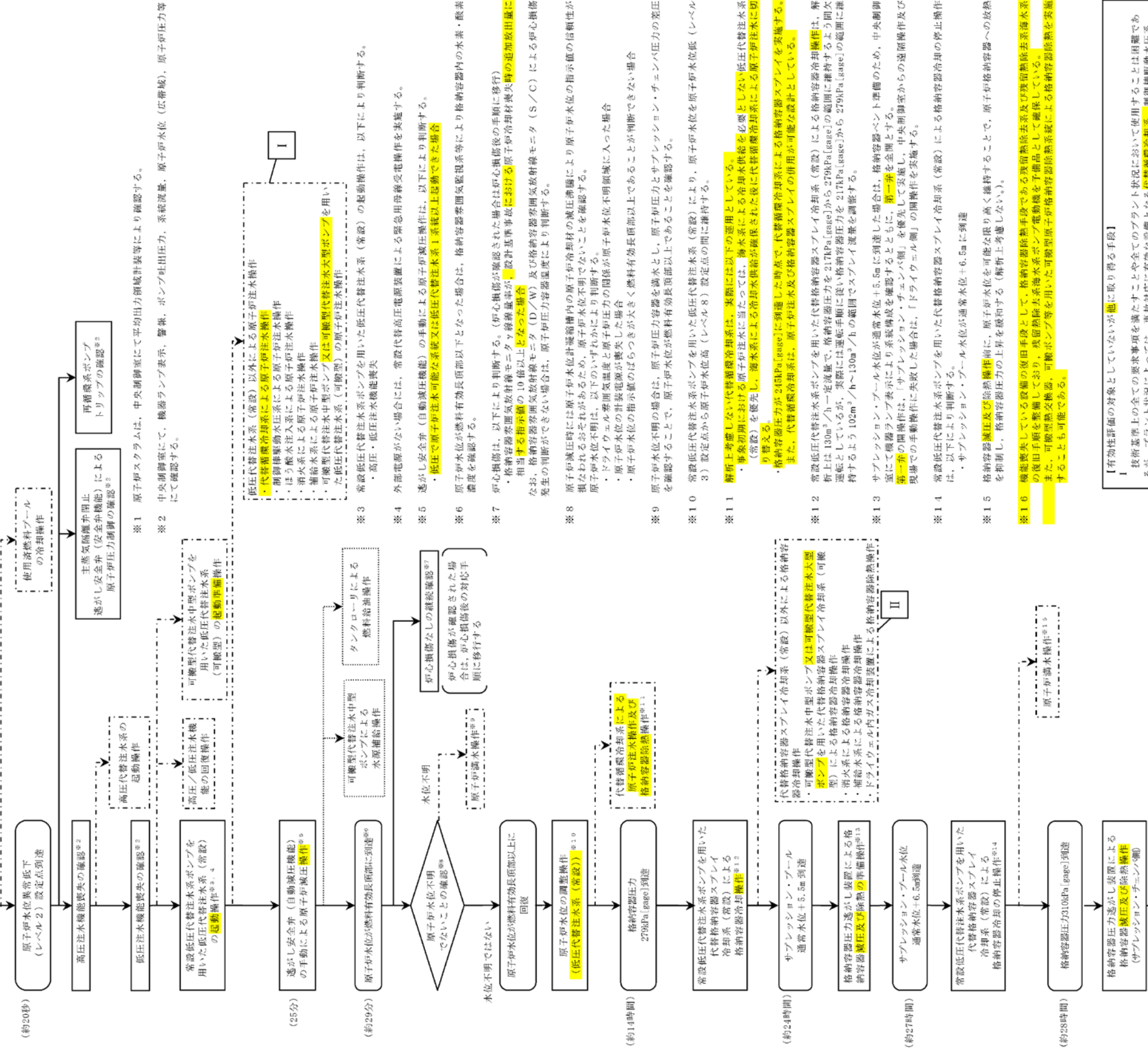
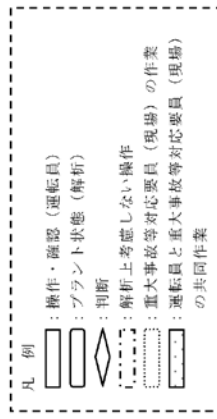
備考



第 7.1.1-4 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

東海第二発電所

備考



常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設) による原子炉注水を継続することで、原子炉水位を維持し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器の減圧及び除熱操作を継続することで格納容器圧力等の低下傾向を抑制する。また、機能喪失している常設の復旧を促し、代替循環冷却系又は残留熱除去系 (格納容器サブプレッジョン・プールの冷却操作) による除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後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を停止し、格納容器を隔離状態とする。復旧熱除去系 (可搬型) は、復旧熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により流量停止状態とする。*

I 有効性評価の対象としていないが他に取れる手段
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替循環冷却系、再循環冷却水圧系、ほう水注入系、還元系、補給水系、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水 (可搬型) 及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

II 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器サブプレッジョン冷却系 (常設) による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器サブプレッジョン冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器サブプレッジョン冷却系 (可搬型)、ほう水注入系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウエル内ガス格納容器による格納容器圧力等の上昇の懸念も実施可能である。

III 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優先するが、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱も実施可能である。

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						経過時間（分）	備考	
	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	当直副長	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 豪雷所外部連絡		
	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	6号	7号			
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・給水装置の全喪失確認 ・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 ・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 		各シユワウト内水位に基づく時間
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (判断上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・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 機能回復 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	0人 A	0人 a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・盲板挿入ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) 系統構成 4分		
原子炉急凍減圧操作	0人 A	0人 a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・逃がし安全弁 8個 手動閉鎖操作 5分		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	0人 A	0人 a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・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	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・放射線防護準備準備 ・復旧準備 ・低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系構成 ・高圧水貯蔵槽移送ライン切替え 10分		
	-	-	-	-	-	-	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)

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）

東海第二発電所					高圧・低圧注水機能喪失											備考		
					経過時間（分）											備考		
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
操作項目	実施箇所・必要員数				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													
	責任者		当直発電長 1人															中央監視 運転操作指揮
	補佐		当直副発電長 1人															運転操作指揮補佐
	指揮者等		災害対策要員（指揮者等） 1人															初動での指揮 発電所内外連絡
当直運転員（中央制御室）		当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）														
状況判断	2人 A, B		-		-	●原子炉スクラムの確認	●タービン停止の確認	●外部電源喪失の確認	●給水流量全喪失の確認	●再循環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母線の受電操作	4分										外部電源がない場合に実施する	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A		-		-	●高圧代替注水系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	

※・・・本事故シナリオグループにおいては機能に期待しないこととする。

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）

備考

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間（時間）							備考								
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	2	4	6	8	10	12		14	16	18	20	22	24		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			発生														
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 注入準備	約20分 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水開始														
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 スプレイ準備	約10時間 格納容器圧力0.18MPa[gage]到達														
原子炉高水操作 (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[gage]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防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する														
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 スプレイ準備	サブプレッション・チェンバースプレイ温度60℃超温検出後サブプレッション・チェンバースプレイを実施する														
可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による低水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	-	6人	・放射線防護準備	10分														
	-	-	-	-	-	6人	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）による復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（低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、ホース変更）	30分														
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（パウンダリ構成）	60分														
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護準備	10分														
	-	-	-	-	-	6人	・現場移動 ・格納容器ベント準備（格納容器一次隔離準備、パウンダリ構成）	30分														
	-	-	-	-	-	6人	・6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り） ・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（格納容器二次隔離準備） ・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	この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） 具体的な操作方法は、非駆動部に設置された遠隔自動操作装置により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う	20分													
	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置が固定 ・フィルタ装置架設補給 ・ドレン移送ライン架設パージ	適宜実施														
給油準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護準備	10分														
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2機）への給油	10分														
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)																	

() 内の数字は後の作業終了後、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)

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)

東海第二発電所				経過時間 (時間)												備考		
				高圧・低圧注水機能喪失														
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	備考		
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	事象発生 ▽ 25分 原子炉減圧開始	約14時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達														
	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)	約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達														
				約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達														
				約28時間 格納容器圧力310kPa [gage] 到達														
原子炉水位の調整 操作 (低圧代替注水 系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持		
常設低圧代替注水系 ポンプを用いた代替格納 容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却 操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作												格納容器スプレイ中、適宜状態監視		
代替循環冷却系による 原子炉注水操作及び格納 容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作												注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による注水を停止する	
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量増加操作												原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない	
使用済燃料プールの冷却 操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作												適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
格納容器圧力速がし装置等による 格納容器減圧及び除熱の 準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (中央制御室での第一弁操作)												20分		
格納容器圧力速がし装置等による 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)	-	【2人】+1人 C,D,E	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (現場での第一弁操作)												5分	125分	解析上考慮しない
格納容器圧力速がし装置等による 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)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力速がし装置等による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (中央制御室での第二弁操作)												格納容器ベント実施後、適宜状態監視		
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	-	-	3人 (参集)	●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力速がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (現場での第二弁操作)												75分	解析上考慮しない	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型) の起動 準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作												170分	解析上考慮しない	
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	-	-	【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												180分	代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある	
タンクローリーによる燃料給油 操作	-	-	【2人】 a,b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作												適宜実施	代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する	
タンクローリーによる燃料給油 操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリーへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作												90分	タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから給油	
必要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	8人 a~h 及び参集5人															

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
<p>第7.1.1-6図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第2.1-4図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>第7.1.1-7図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移^{※2}</p> <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、二相混合相のボイド率が計算され、二相混合相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相のボイド率を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合相(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>	<p>第2.1-5図 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移^{※2}</p> <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分程度ま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、二相混合相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相のボイド率を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合相(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>	

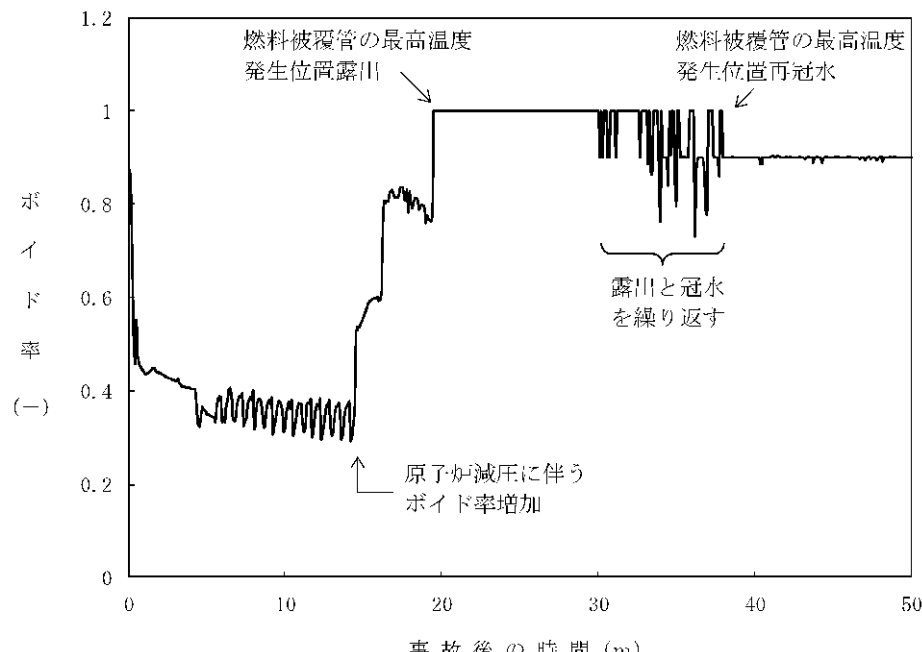
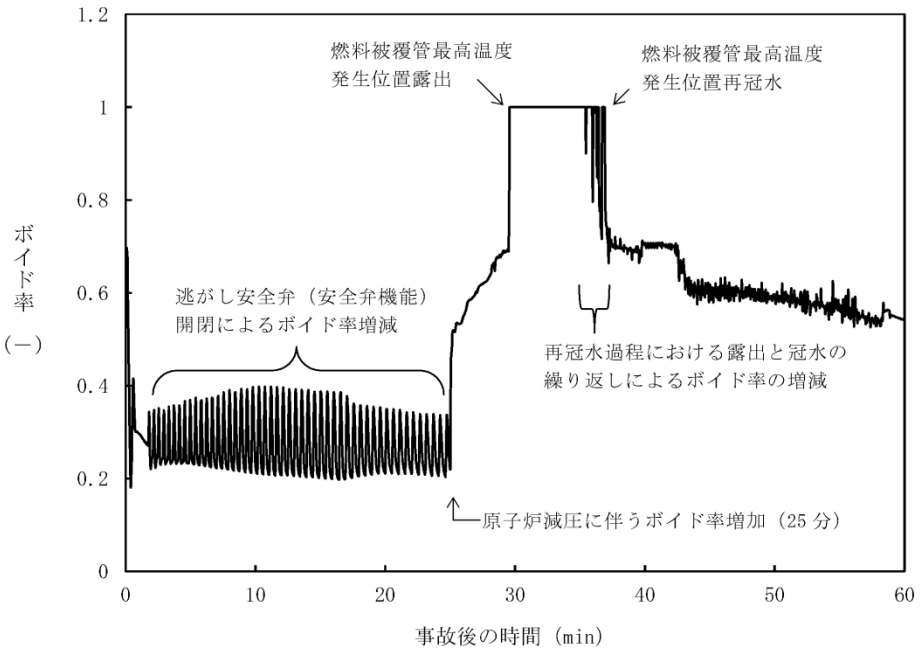
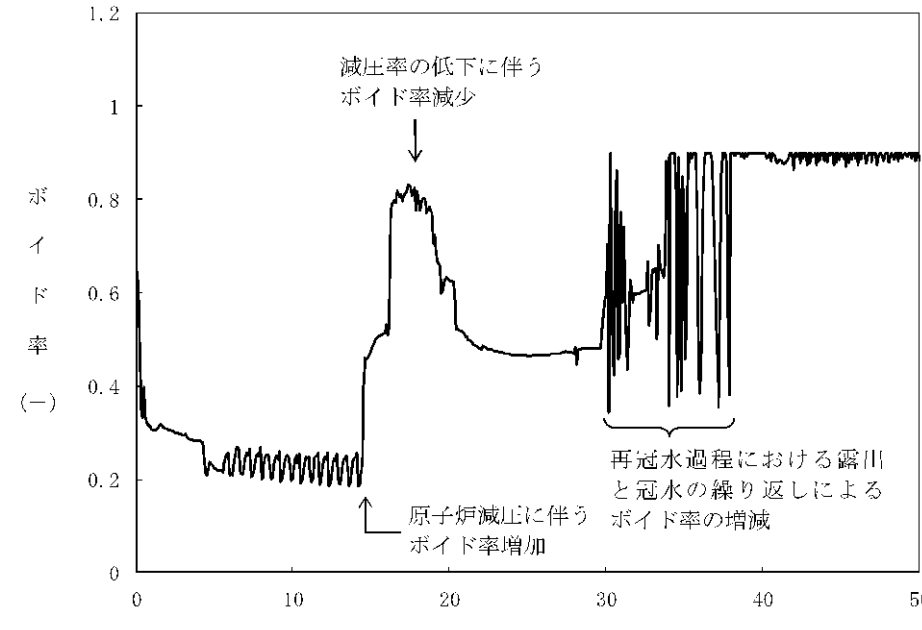
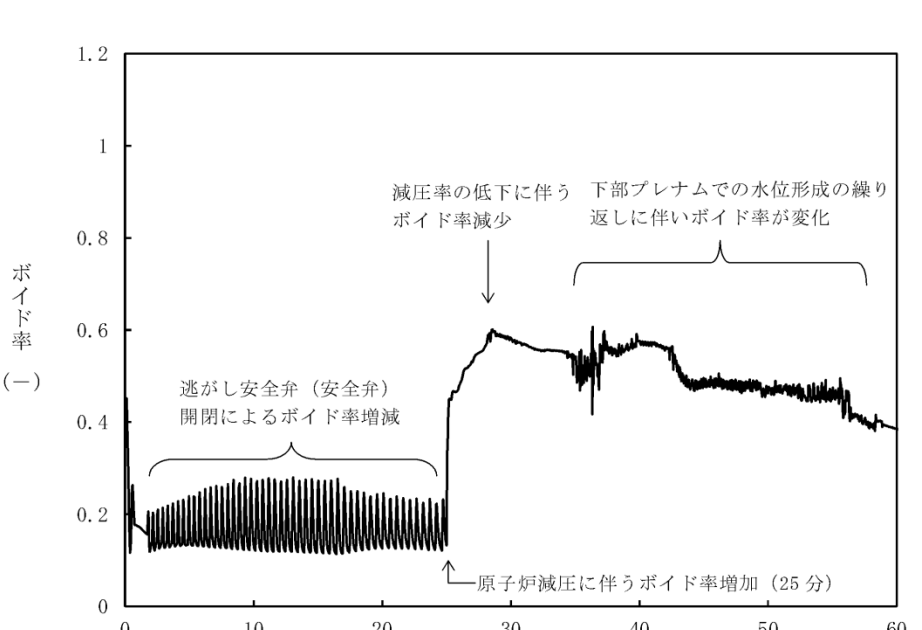
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
		<p>・KK67 においては再冠水過程を示すためにシユ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、東海第二ではシユラウド内外水位で再冠水過程を十分確認できるためシユラウド内のみの図は不要と判断した。</p>
<p>第 7.1.1-8 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2.1-6 図 注水流量の推移</p>	
<p>第 7.1.1-9 図 注水流量の推移</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)

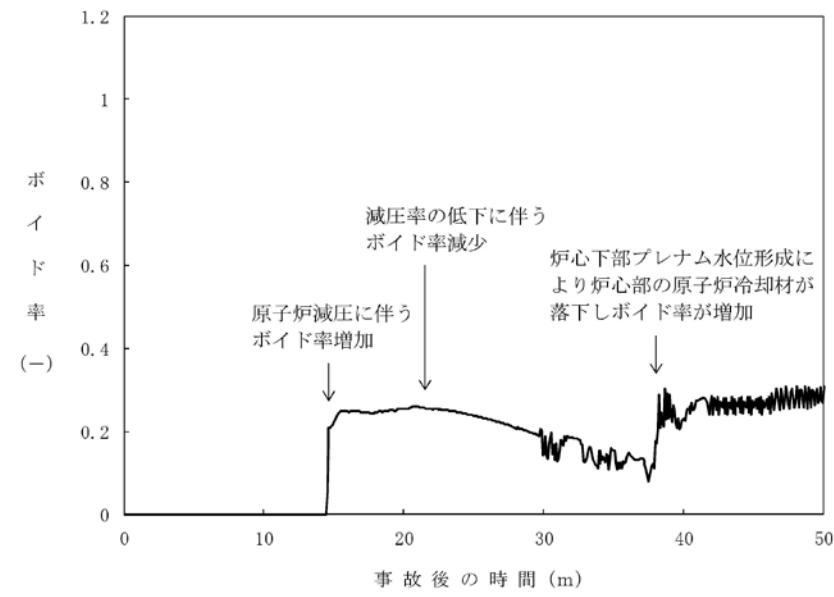
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.1-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第 2.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
<p>第 7.1.1-11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 2.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>燃料被覆管の最高温度発生 (約 874°C, 約 30 分後) (発熱部 10 分割中, 下から 8 番目の位置)</p> <p>炉心露出による燃料被覆管温度の上昇</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	<p>燃料被覆管最高温度発生 (約 338°C, 約 35 分) (発熱部 10 分割中, 下から 9 番目の位置)</p> <p>原子炉スクラム後の出力低下及び減圧に伴う冷却材飽和温度低下により燃料被覆管温度が低下</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (25 分)</p> <p>炉心再冠水により飽和温度付近まで低下</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<p>第 7.1.1-12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 2.1-9 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
<p>核沸騰冷却 (ボイド率に対応した値)</p> <p>蒸気冷却</p> <p>遷移沸騰冷却</p> <p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p> <p>膜沸騰冷却 (冠水時)</p> <p>噴霧流冷却 (露出時)</p> <p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置露出</p> <p>熱伝達係数 (W/(m²·K))</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置再冠水</p>	<p>核沸騰冷却 (ボイド率に対応した値)</p> <p>蒸気冷却</p> <p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p> <p>遷移沸騰冷却</p> <p>膜沸騰冷却 (冠水時)</p> <p>噴霧流冷却 (露出時)</p> <p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置露出</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置再冠水</p> <p>熱伝達係数 (W/(m²·K))</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	
<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>	<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>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
		
<p>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</p>	<p>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</p>	
		
<p>第 7.1.1-15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移*</p> <p>※ 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。</p>	<p>第 2.1-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</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）

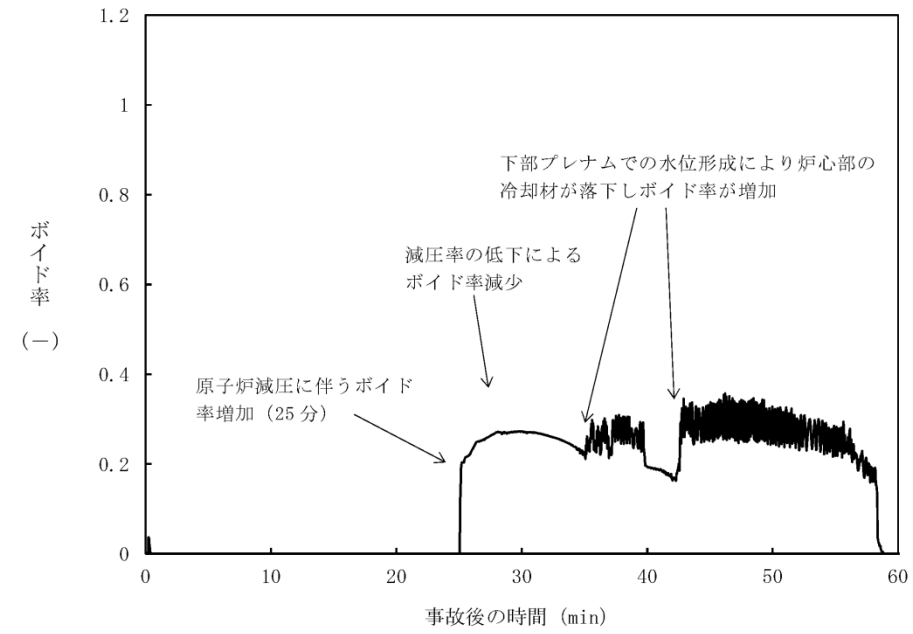
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



第 7.1.1-16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

10-7-1-339

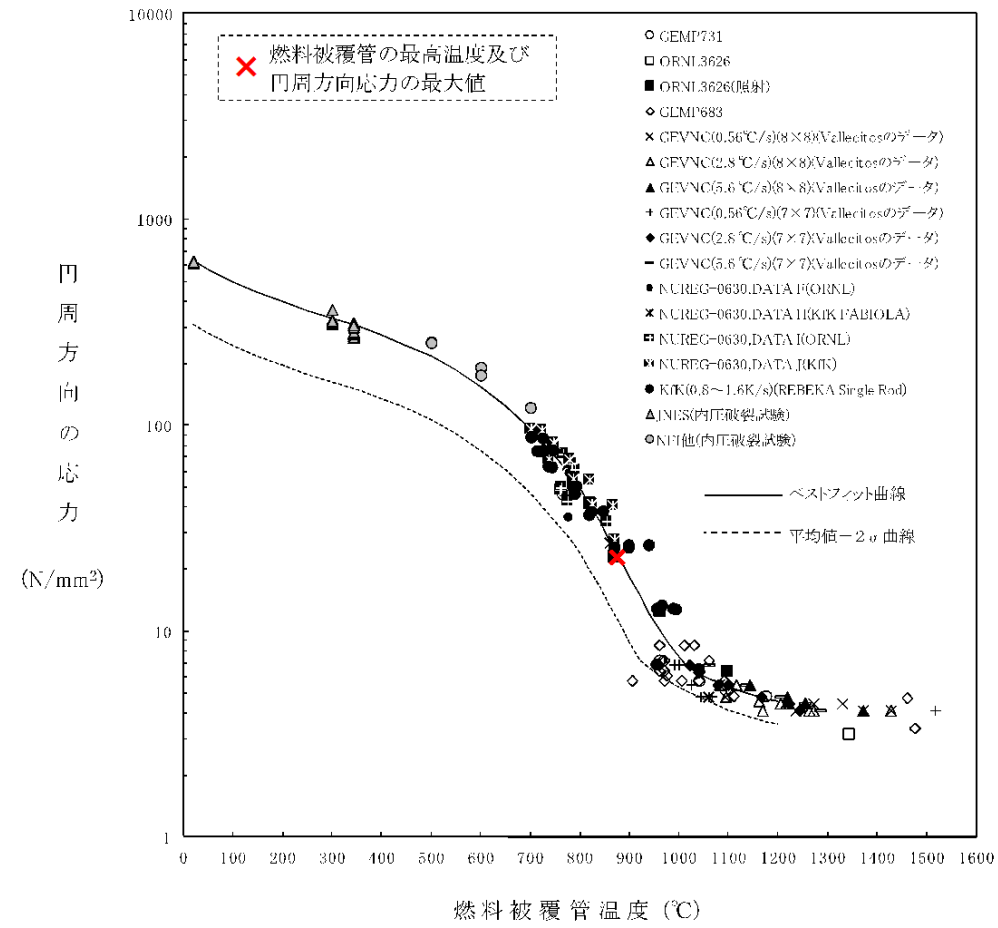
東海第二発電所



第 2.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

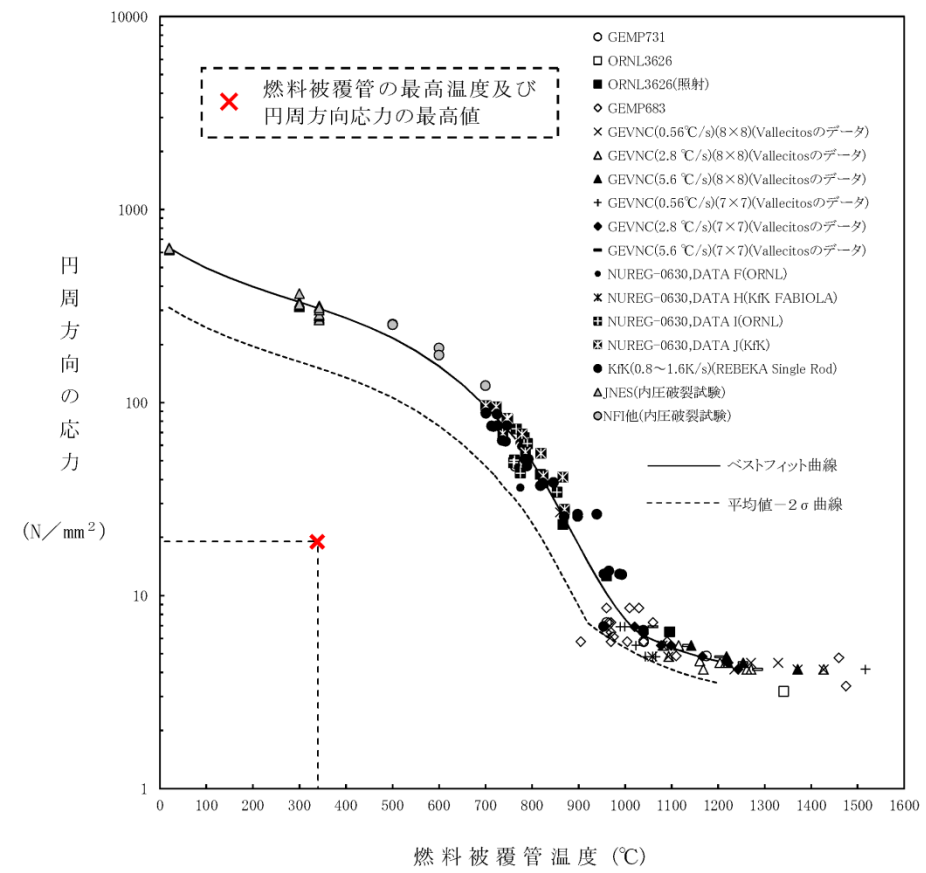
備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機



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

東海第二発電所



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

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.1-18 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.1-15 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.1.1-19 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 2.1-16 図 格納容器気相部温度の推移</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>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>	<p>第 2.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<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>	<p>第 2.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</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>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>		
<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>		

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	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム確認	運転員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。	-	-
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの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。	-	-
高圧代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水器設備	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
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、低圧代替注水系統 (常設) を 2 台運転し、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。	復水器設備 逃がし安全弁	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
低圧代替注水系統 (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、低圧代替注水系統 (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 (4HL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水器給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水器流量 (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。	復水器設備 タンクローリ (4HL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水器給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水器流量 (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 副圧差化ベント系	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッシャ・フェンバ・プール水位 格納容器内圧力 (S/C) 副圧差化ベント系 副圧差化ベント系 副圧差化ベント系

【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2.1-1-1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 (1/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	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	<ul style="list-style-type: none"> 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)	
高圧代替注水系統の起動操作	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系統の系統構成操作及び起動操作を実施する。	高圧代替注水系統 サブプレッシャ・フェンバ*	-	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統の起動操作の失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系統) 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

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
原子炉スタラム確認	運転員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。	-	-
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動指令が発生するが、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。	-	-
高圧代替注水による原子炉注水	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) 原子炉水位 (SA) 【原子炉降圧時冷却系系配流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【既置熱除去系ポンプ吐出圧力】 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 号減圧と連動し、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) 復水供給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
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。	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4HL)	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	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	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 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) サブプレッジョン・フェンバ・プール水位 格納容器内圧力 (S/C) 副圧減化ベントレベル (D/W) 格納容器内圧力 (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圧力

【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2.1-1-1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 (2/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
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	<ul style="list-style-type: none"> 常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、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に到達した場合、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ	-	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) 原子炉圧力 原子炉圧力 (S.A) 格納容器雰囲気気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気気放射線モニタ (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

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		計装設備
		常設設備	可搬型設備	
原子炉スタラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスタラムしたことを確認する。	-	-	平均出力調整モニタ 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指令が発生するが、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) 【原子炉循環時冷却系系配流量】 【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 復水器貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 復水器貯蔵槽水位 (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。	復水器後送ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水器給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水器貯蔵槽水位 (SA)
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。	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4HL)	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水器給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水器貯蔵槽水位 (SA)
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	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ィ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレィ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、格納容器スプレィ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、格納容器スプレィを再開する。	復水器後送ポンプ 復水器貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4HL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 復水器給水流量 (RR B 系代替注水流量) 復水器貯蔵槽水位 (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 副圧酸化ベンチ系	-	格納容器内圧力 (D/W) サブプレッジョン・チェンバール水位 格納容器内圧力 (S/C) 副圧酸化ベンチ系 (D/W) 副圧酸化ベンチ系 (S/C) フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置流量

【1】：重大事故等対処設備 (設計基準時点)

■：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 (3/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		計装設備
		常設設備	可搬型設備	
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) からの原子炉注水を開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯蔵槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域) * 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) 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯蔵槽水位
代替循環冷却系及び格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達した場合は、代替循環冷却系による格納容器スプレィ操作を実施する。 	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク サブプレッジョン・チェンバール*	-	ドライヴエール圧力 サブプレッジョン・チェンバール圧力 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量 原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレィ流量

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

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		計装設備
		常設設備	可搬型設備	
原子炉スタラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスタラムしたことを確認する。	-	-	平均出力調整モニタ 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 【原子炉降圧時冷却系系配流量】 【高圧炉心注水系統系配流量】 【既置熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水による原子炉注水	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) 高圧代替注水系統系配流量 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 台運転し、中央制御室にて逃がし安全弁を閉を全開し、原子炉急減圧を実施する。	復水後送ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水後送ポンプ流量 (RR-B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
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。	復水後送ポンプ 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 (4HL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 復水後送ポンプ流量 (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。	復水後送ポンプ 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 (4HL)	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) 復水後送ポンプ流量 (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) サブプレッジョン・プールの水位 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (D/W) 原子炉水位 (S/C) 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圧力

【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 (4/4)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa [gage] 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冷却操作を実施する。 サブプレッジョン・プールの水位が、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等による格納容器減圧及び除熱操作の準備を実施する。 サブプレッジョン・プールの水位が、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冷却操作を停止する。 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、サブプレッジョン・プールの側から格納容器圧力逃がし装置等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、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッジョン・プールの圧力 低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッジョン・プールの水位 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) 低圧代替注水系統原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッジョン・プールの側)	<ul style="list-style-type: none"> 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	-	ドライウエル圧力 サプレッジョン・プールの圧力 サプレッジョン・プールの水位 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/C) フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

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) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	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 (セパレーター 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 ³	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 (ウエットウエル)	空腔部：5.960m ³ 液相部：3.580m ³	ウエ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-サブプレッショントラップ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブプレッジョン・チェンバ・プール 水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッジョン・チェンバ・プール 水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・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	

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナリオ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 +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、その他の核的的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に含まれることから、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)	崩壊熱が大きいため、崩壊熱が小さ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

第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	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（低圧注水モータ）の機能喪失を設定
	外部電源	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

10-7-1-271

第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m ³	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 ³ 液相部：3,300m ³	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、保安規定の運転上における下限値を設定
	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
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発信するため、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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	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 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〉	原子炉冷却材再循環系のインタロックとして設定 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の関係から設定
逃がし安全弁	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ2台による注水特性
低圧代替注水系 (常設)	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	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	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

10-7-1-272

東海第二発電所

第2.1-2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/5)

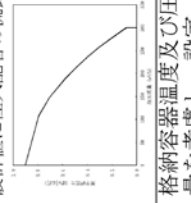
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止	設計値を設定
A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリップ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 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	(原子炉手動減圧操作時) 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

重大事故等対策に関連する機器条件

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

前ページと同じ

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	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) で残り6台でトリップ	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 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
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	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

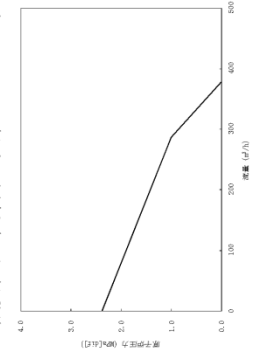
重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-272

東海第二発電所

備考

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
低圧代替注水系 (常設)	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・注水流量: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa [dif]~2.38MPa [dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性> 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230m ³ /h (一定) 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、サブレスジョン・プールの水位が通常水位+6.6m に到達した場合に停止する。	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 サブレスジョン・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置等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 ³ /h~130m ³ /h) における上限を設定
格納容器圧力逃がし装置等	スプレイ流量: 130m ³ /h (一定) 排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 310kPa [gage] において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

重大事故等対策に関連する機器条件

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）（4/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件		
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

10-7-1-273

第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件		
逃がし安全弁（自動減圧機能）の起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（常設）の起動操作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、常設代替注水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等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）	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）

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）

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を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り炉心損傷の防止</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TBU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>

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
<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残留熱除去系（低圧注水モード）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、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、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。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>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並びに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必要な要員は、災害対策要員（初動）10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4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、災害対策要員（初動）10名で対処可能である。</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、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>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、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>・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
<p>c. 代替自動減圧ロジック動作確認</p> <p>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。</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，原子炉水位及び原子炉圧力である。</p> <p>d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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. 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</p> <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</p>	<p>c. 高圧代替注水系の起動操作（解析上考慮しない）</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，高圧代替注水系による原子炉注水は，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. 低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>e. 原子炉自動減圧の確認</p> <p>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個が自動開放することで原子炉が減圧される。</p> <p>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。</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>f. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）</p> <p>過渡時自動減圧機能及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧により，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。</p> <p>原子炉水位回復後は，低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），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。</p> <p>g. 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</p> <p>サブプレッション・プール水温度が32℃以上で，かつ低圧炉心スプレイ系により</p>	<p>・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</p> <p>・運転手順に従い，TAF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>

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>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。 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 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。 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 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁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。 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、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>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）に切り替えることでサブプレッション・プール冷却を開始する。 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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>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 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「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。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS 注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、サブプレッション・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</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な余裕があることから CHASTE Eコードによる詳細評価は実施し</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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
<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 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 (a) 起回事象 起回事象として、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 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 外部電源は使用できるものとする。 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場合、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 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 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>(c) 原子炉減圧機能 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</p>	<p>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>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 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 (a) 起回事象 起回事象として、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 高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環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 (a) 原子炉スクラム 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により閉止するものとする。</p> <p>(c) ATWS 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） ATWS 緩和設備（代替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>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、過渡時自動減圧機能は、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）</p>	<p>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>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) 残留熱除去系（低圧注水モード） 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、954m³/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> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内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</p>	<p>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個あ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 原子炉水位異常低下（レベル1）信号で自動起動し、過渡時自動減圧機能及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧後に、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～1,561m³/h、注水圧力：0MPa[dif]※～1.99MPa[dif]において）で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。 ※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系） 原子炉水位異常低下（レベル1）信号で3系統が自動起動し、過渡時自動減圧機能及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉自動減圧後に、1台あたり機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～1,676m³/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） 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。 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき1基あたり約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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 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>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推</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>・設備設計の違い</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>

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>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</p>	<p>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。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）3系統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個が自動開放し、原子炉が自動減圧される。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>炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に</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>

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
<p>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（低压注水モード）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 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</p>	<p>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、低压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、低压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（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、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p style="text-align: right;">（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、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 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</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>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 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 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</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 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 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。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、また、</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）

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
<p>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>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>(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らるる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、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</p>	<p>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、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割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</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</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、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> <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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压注水・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>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 に対応したものとされており、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。</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> <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 に対応したものとされており、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</p>	<p>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、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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るが、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、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、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、原子炉からサブプレッション・プールに流</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）

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）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>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>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、サプレッション・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>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、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操作とは異なる当直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。</p> <p>(添付資料2.2.2)</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>(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>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</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、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、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。 （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・プール冷却操作は、事象発生約41分後に実施するものであり、仮に運転操作が遅れる場合でも、格納容器圧力が常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作の実施基準である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を実施する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。 （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>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</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>

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）

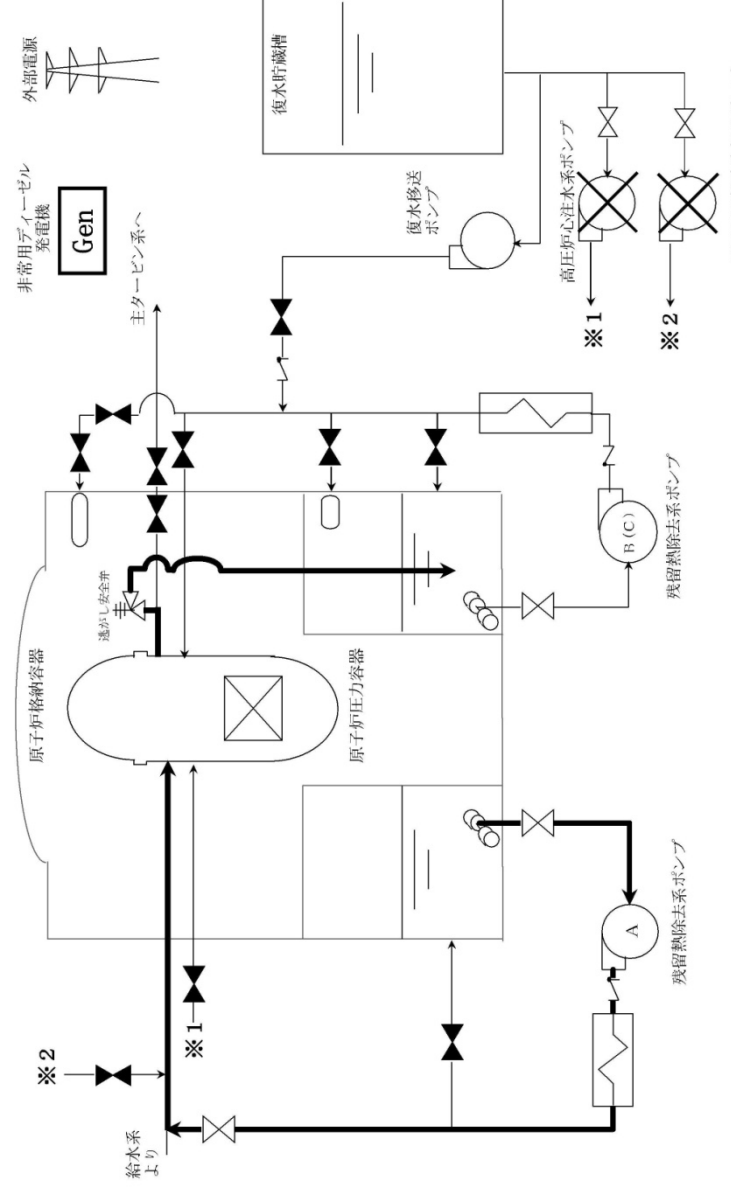
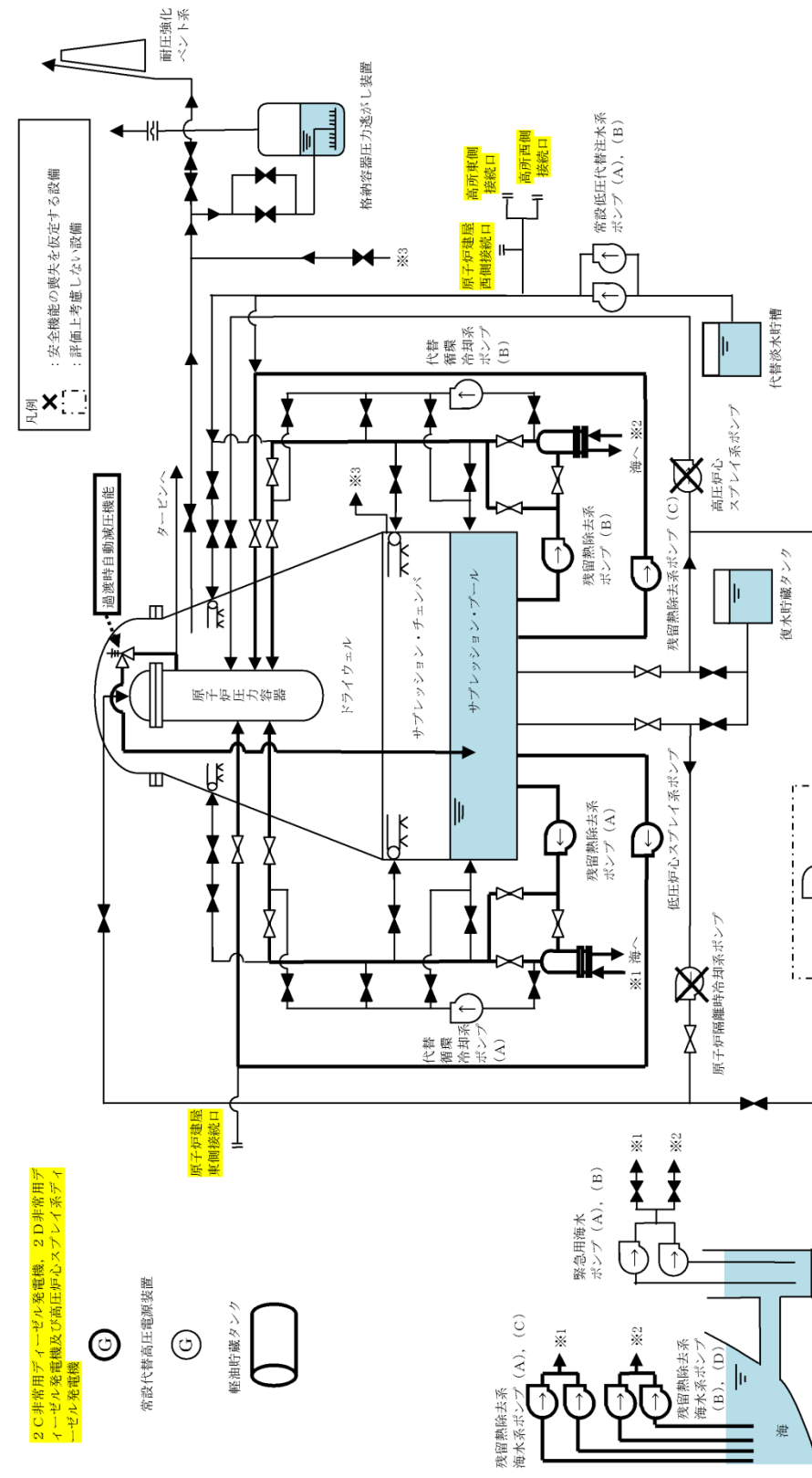
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。なお、外部電源喪失を想定し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>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による原子炉注水操作、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない、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>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 style="text-align: right;">（添付資料2.2.4）</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。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.2.5）</p>	<p>・柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊急の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて記載 <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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
<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・減圧機能喪失」に対して有効である。</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、高圧注水機能及び原子炉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及び低圧炉心スプレイ系並びに残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備し、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及び低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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及び低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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>	

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>外部電源 非常用ディーゼル発電機 Gen 主タービン系へ 復水貯蔵槽 復水移送ポンプ 原子炉格納容器 原子炉圧力容器 原子炉隔離時冷却系ポンプ 残留熱除去系ポンプ ※1 ※2 ※1 ※2 給水系より 残圧抑制装置 格納容器圧力逃がし装置 ※3 原子炉建屋 高所東側 高所西側 接続口 接続口 常設低圧代替注水系ポンプ (A), (B) 代替冷却系ポンプ (B) 代替高圧冷却系ポンプ (A) 代替高圧冷却系ポンプ (C) 高圧炉心スプレイスポンプ 復水貯蔵タンク 代替高圧代替注水系ポンプ 原子炉隔離時冷却系ポンプ 低圧炉心スプレイスポンプ ※1 ※2 緊急用海水ポンプ (A), (B) 残留熱除去系海水系ポンプ (B), (D) 海 G 常設代替高圧電源装置 G 軽油貯蔵タンク 2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイスポンプ 凡例 安全機能の喪失を仮定する設備 評価上考慮しない設備</p>	 <p>原子炉建屋 高所東側 高所西側 接続口 接続口 常設低圧代替注水系ポンプ (A), (B) 代替冷却系ポンプ (B) 代替高圧冷却系ポンプ (A) 代替高圧冷却系ポンプ (C) 高圧炉心スプレイスポンプ 復水貯蔵タンク 代替高圧代替注水系ポンプ 原子炉隔離時冷却系ポンプ 低圧炉心スプレイスポンプ ※1 ※2 緊急用海水ポンプ (A), (B) 残留熱除去系海水系ポンプ (B), (D) 海 G 常設代替高圧電源装置 G 軽油貯蔵タンク 2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイスポンプ 凡例 安全機能の喪失を仮定する設備 評価上考慮しない設備</p>	<p>備考</p> <p>第 2.2-1 図 高压注水・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ポンプ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>

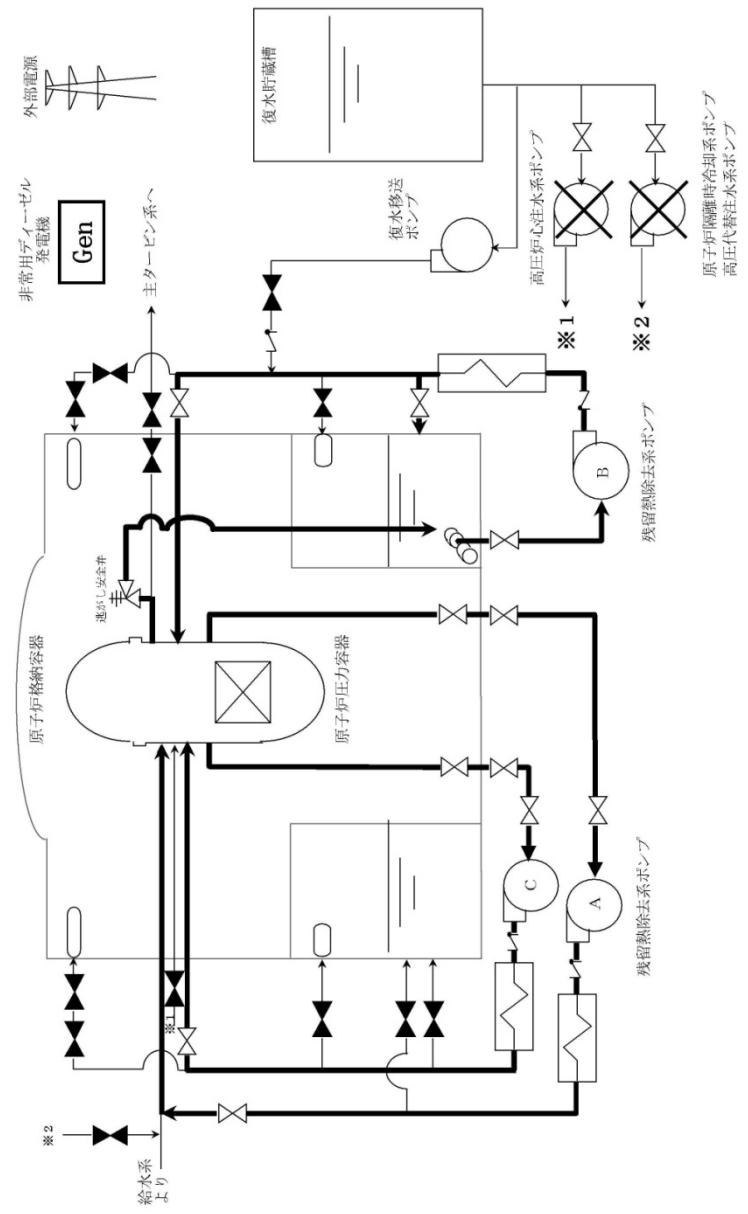
第 7.1.2-1 図 「高压注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

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)

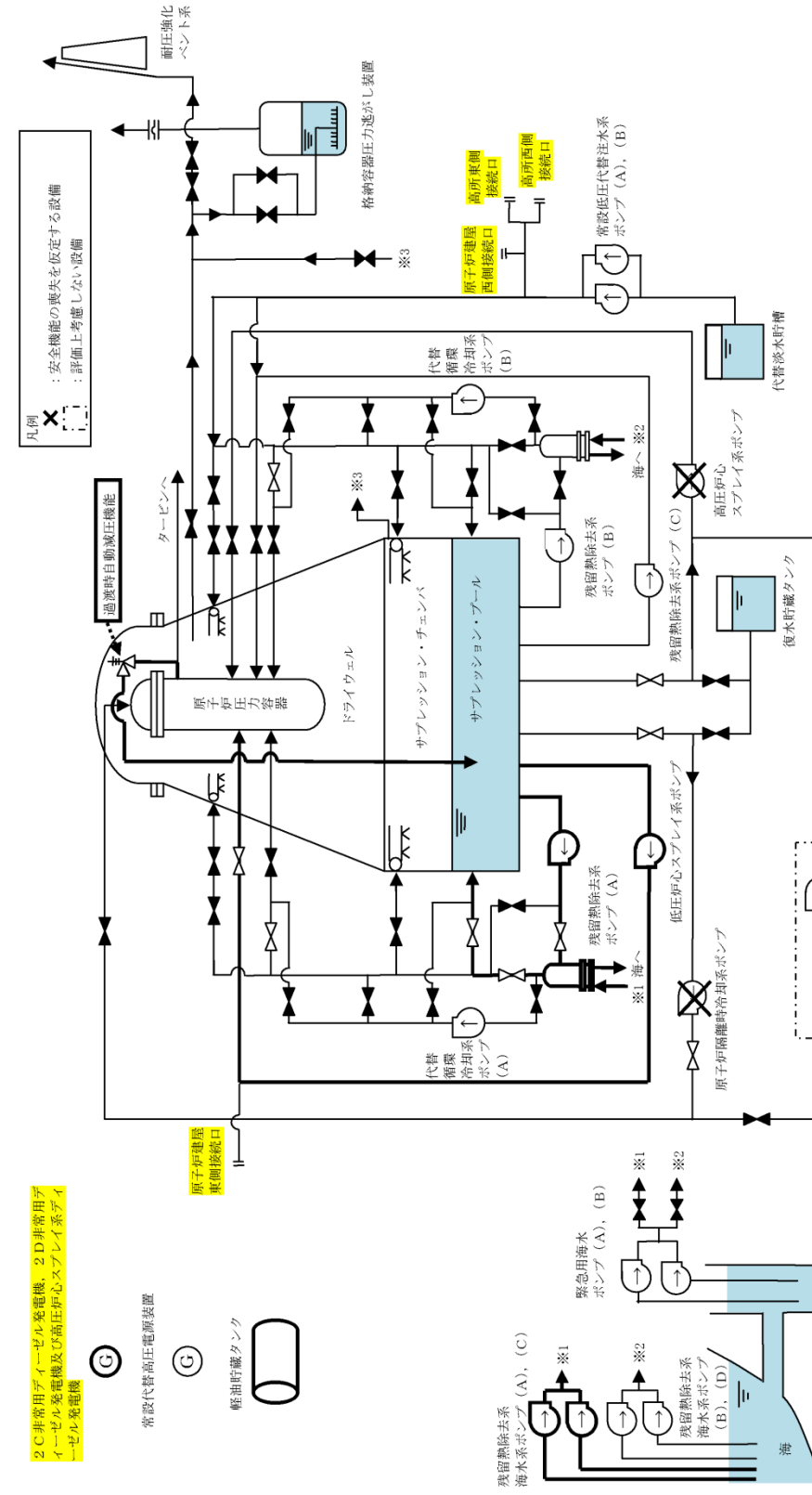
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



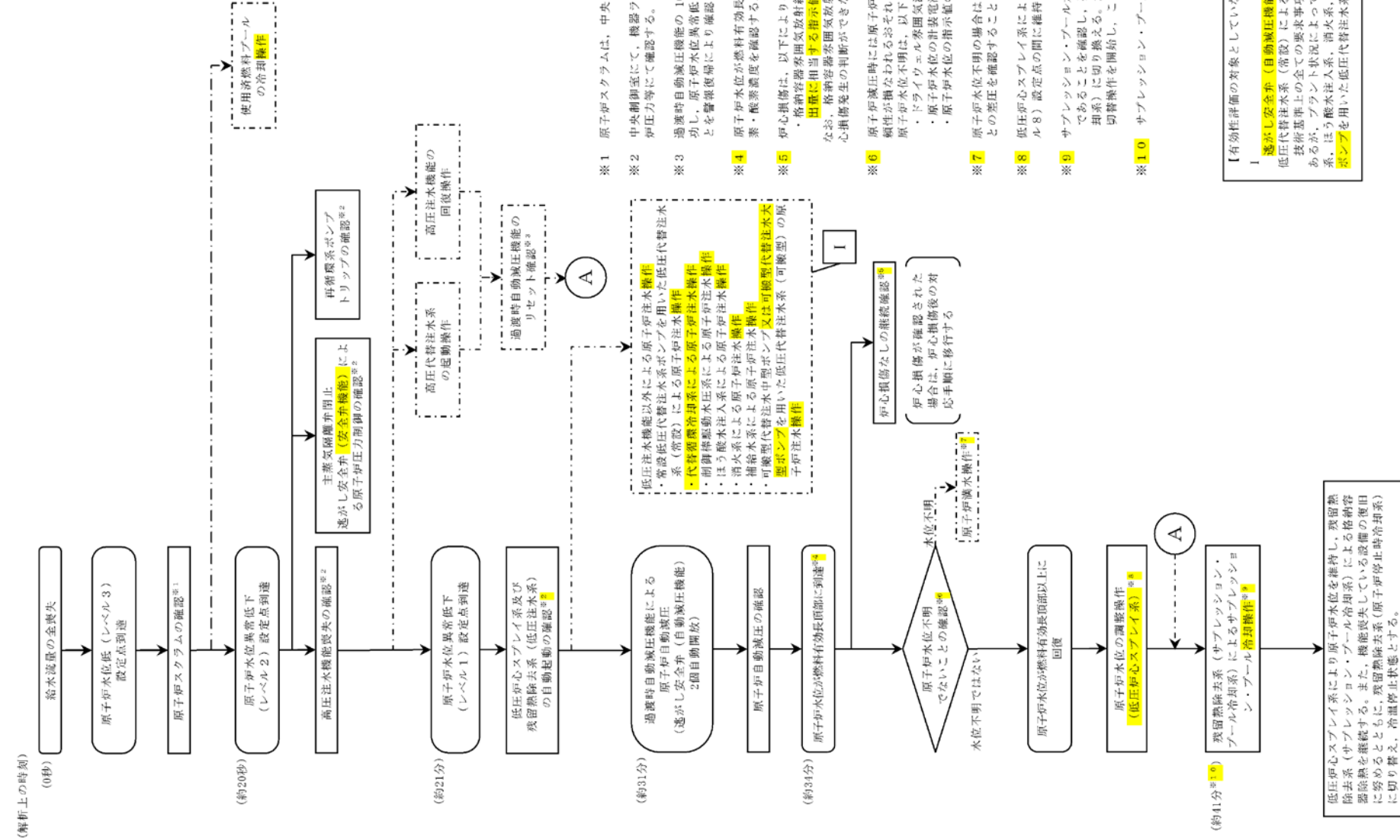
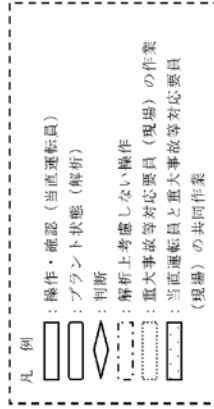
第 7.1.2-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



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 (2/2) (低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去による格納容器除熱段階)

東海第二発電所

備考



- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力制限装置等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 過渡時自動減圧機能の10分間タイムアウト動作中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し、原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点以上に回復した場合は、タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。
- ※4 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視装置等により格納容器内の水蒸気飽和度を確認する。
- ※5 炉心損傷は、以下により判断する (燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行)。
 ・格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) による炉心損傷発生判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
 ・炉心損傷は、以下により判断する (燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行)。
 ・格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) による炉心損傷発生判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
 ・炉心損傷は、以下により判断する (燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行)。
 ・格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) による炉心損傷発生判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※6 原子炉減圧時には原子炉水位計減圧槽内の原子炉冷却材の減圧槽により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 ・原子炉水位の計装電圧が喪失した場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きき燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※7 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を減水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェーン圧力との差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※8 低圧炉心スプレイスにより、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※9 サプレッション・チェーン水温度が32℃以上で、かつ低圧炉心スプレイスにより原子炉水位が維持可能であることを確認し、蒸留熱除去系 (低圧注水系) から蒸留熱除去系 (サブプレッション・チェーン冷却系) に切り換える。判断上は、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点に到達した時点で切替操作を開始し、この5分後にサブプレッション・チェーン冷却系を開始する想定としている。
- ※10 サプレッション・チェーン蒸留操作の開始時間は、MAAP解析に基づくものである。

【有効性評価の対応としていないが他に取れる手段】
 1 逸脱し安全弁 (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ポンプを用いた低圧代替注水 (常設) による原子炉注水も実施可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替蒸留熱除去系、制御機駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系統並びに可搬型代替注水中原ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

低圧炉心スプレイスにより原子炉水位を維持し、蒸留熱除去系 (サブプレッション・チェーン冷却系) による格納容器除熱を継続する。また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、蒸留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止状態とする。

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）		経過時間（時間）		備考							
							10	20	30	40		50	60	10	12	14	18	20
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	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19分 代替自動減圧ロジック動作 約22分 原子炉水位有効燃料棒挿入到達（中） 約26分 低圧注水高 原子炉注水開始 約60分 残留熱除去系 オブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード 運転開始 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										※シールド内水位に基づく時間
	責任者	当直長		1人		中央監視												
	指揮者	6号	当直副長	1人		緊急時対策本部連絡												
	通報連絡者	7号	当直副長	1人		各号炉運転操作指揮												
	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											
高圧注水機能喪失調査、復旧操作（解析上考慮せず）	-	-	-	-	-	-	給水量の全喪失確認											
原子炉スクラム確認	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	原子炉スクラム、タービン・トリップ確認											
残留熱除去系 低圧注水モード 注水操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	冷却材再循環ポンプトリップ確認											
残留熱除去系 オブレーション・チェンバ・プールの水冷却モード操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認											
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	-	-	-	-	高圧代特注水系統動作確認											
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	-	-	-	-	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 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	-	-	-	-	残留熱除去系 自動起動確認											
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	-	-	-	-	給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧代注水系 機能回復											
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

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						
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間	備考
	責任者	当直発電長	1人			
	補位	当直副発電長	1人	運転操作指揮補位		
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	起動での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)		
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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 ●高圧注水ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過熱がし安全弁（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	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分	
常設代替高圧電源装置による緊急用送電の受電操作	【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母線の受電操作	4分	外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系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	-	-	●過熱がし安全弁（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・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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	手続上は原子炉水位が回復し炉心冷却が維持された時点で実施するが、解析上は原子炉水位高（レベル8）到達から5分後に開始
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系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	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	4人		20分	解析上考慮しない 25時間後までに実施する

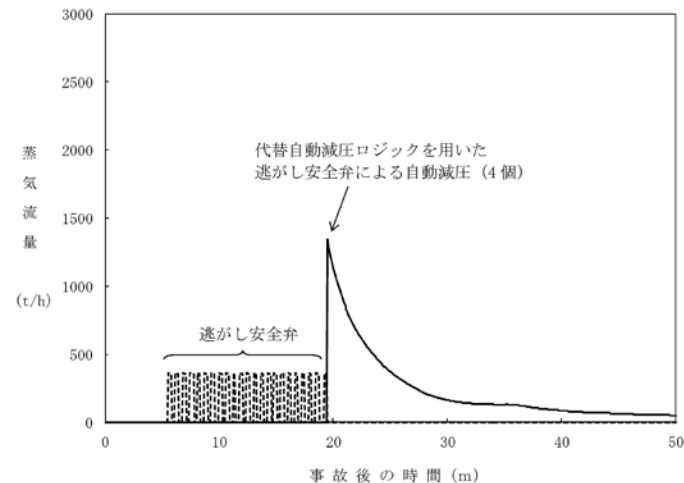
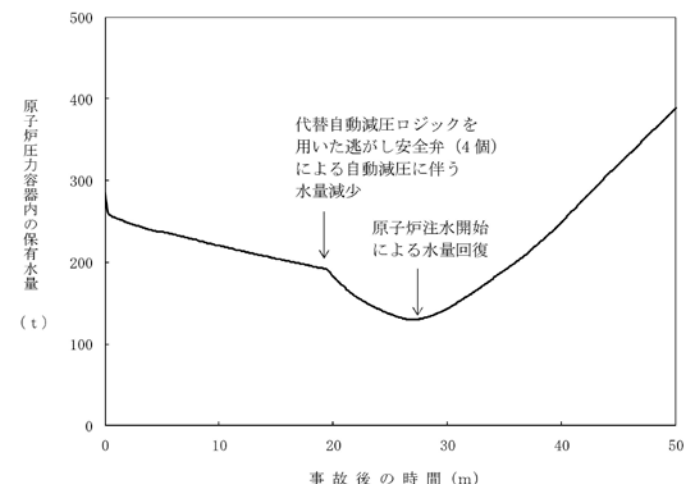
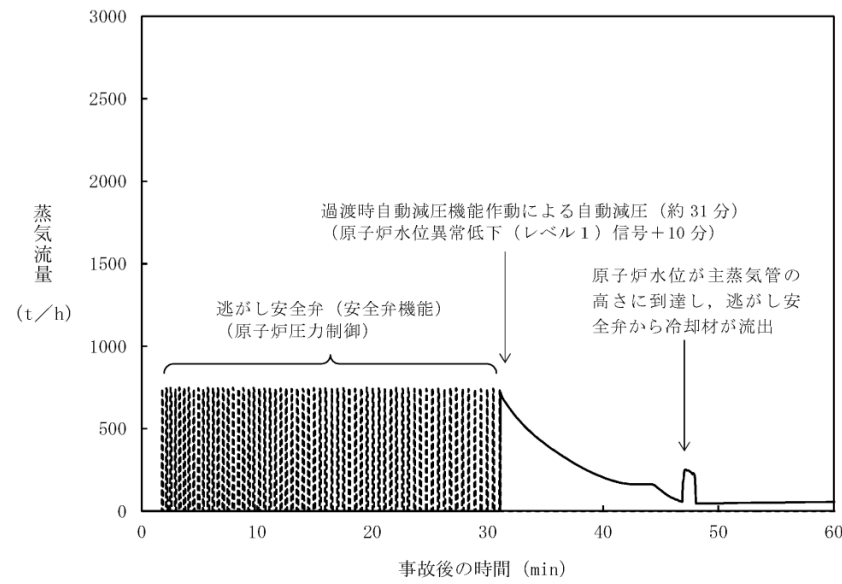
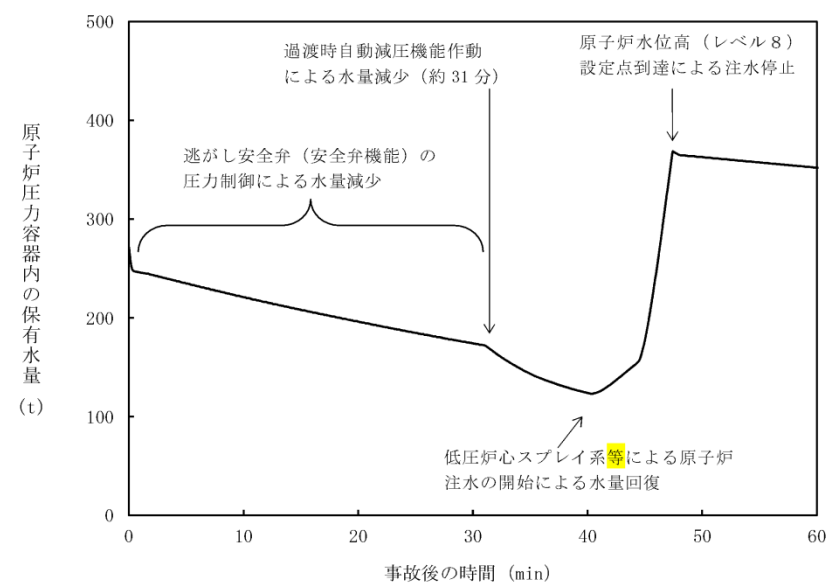
第 2.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

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)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="341 525 979 976" data-label="Figure"> <p>逃がし安全弁開閉による圧力制御 (最大値：約7.52MPa[gage], 約15分) 代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁4個による自動減圧 (約19分) 主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇 残留熱除去系 (低圧注水モード) により大量の原子炉冷却材が注水され、沸騰が停止し原子炉圧力は低下</p> </div> <div data-bbox="519 1008 845 1039" data-label="Caption"> <p>第7.1.2-5図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="356 1081 1038 1533" data-label="Figure"> <p>自動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇 炉心上部プレナム 原子炉減圧による蒸気流出により水位低下 注水開始後、徐々に水位が回復 高出力燃料集合体 炉心下部プレナム 有効燃料棒頂部 有効燃料棒底部</p> </div> <div data-bbox="415 1564 949 1596" data-label="Caption"> <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 data-bbox="1276 378 2329 1113" data-label="Figure"> <p>過渡時自動減圧機能作動による自動減圧 (約31分) (原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号+10分) 逃がし安全弁 (安全弁機能) の開閉による圧力制御 (最高値：約7.79MPa[gage]) 主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇 低圧炉心スプレイ系の注水開始に伴い、炉心での蒸気発生量が増加し、原子炉圧力がわずかに上昇</p> </div> <div data-bbox="1573 1165 2033 1197" data-label="Caption"> <p>第2.2-4図 原子炉圧力の推移</p> </div>	<p>備考</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>第 7.1.2-7 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p> <p>第 7.1.2-8 図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-349</p>	<p>第 2.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*</p> <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> <p>第 2.2-6 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>

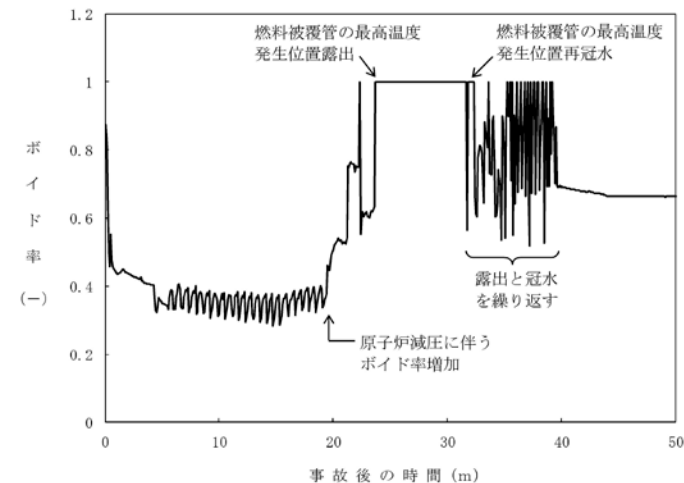
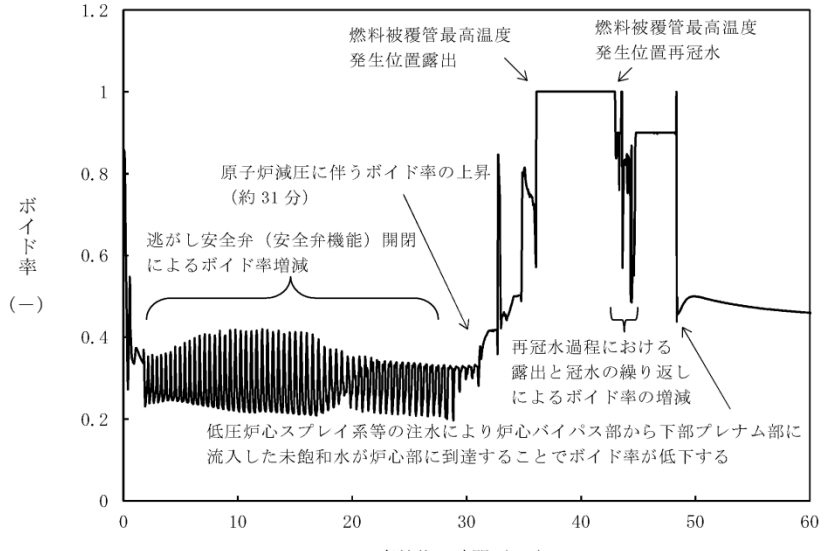
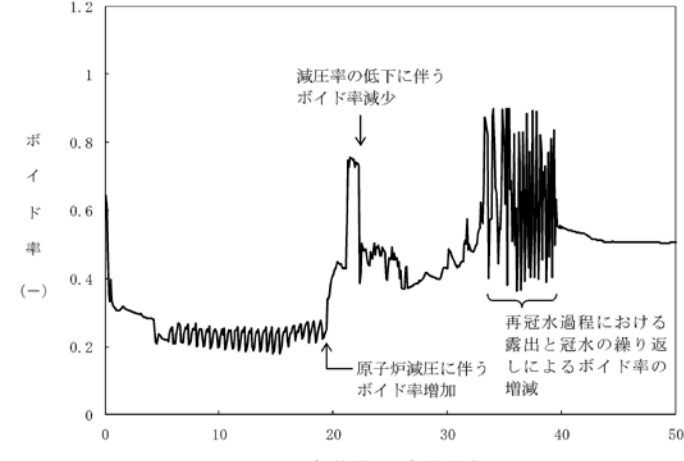
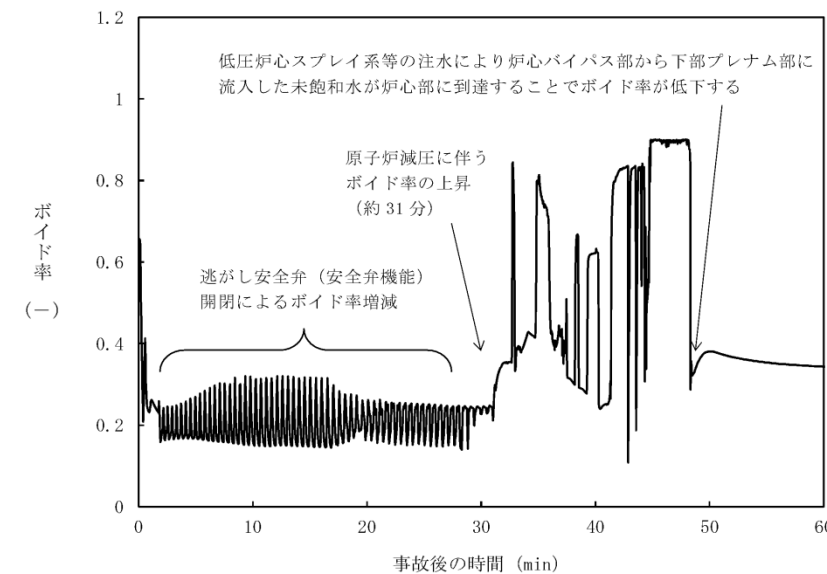
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

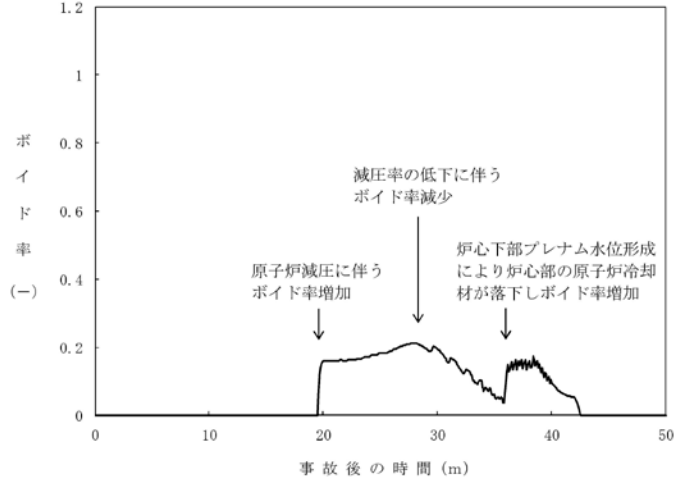
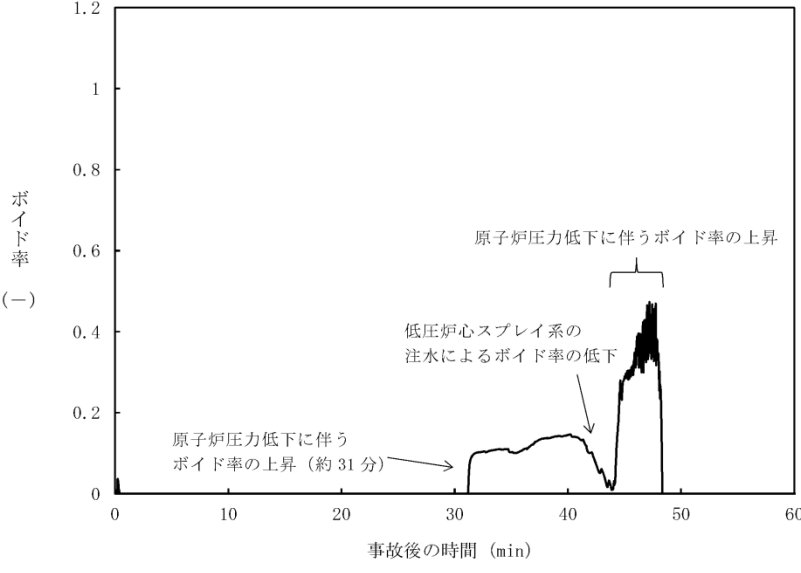
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.2-9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.2-10 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-350</p>	 <p>第 2.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 2.2-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	

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
<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>	<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>	

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>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</p>	 <p>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</p>	
 <p>第 7.1.2-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	 <p>第 2.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	
<p>10-7-1-352</p>		

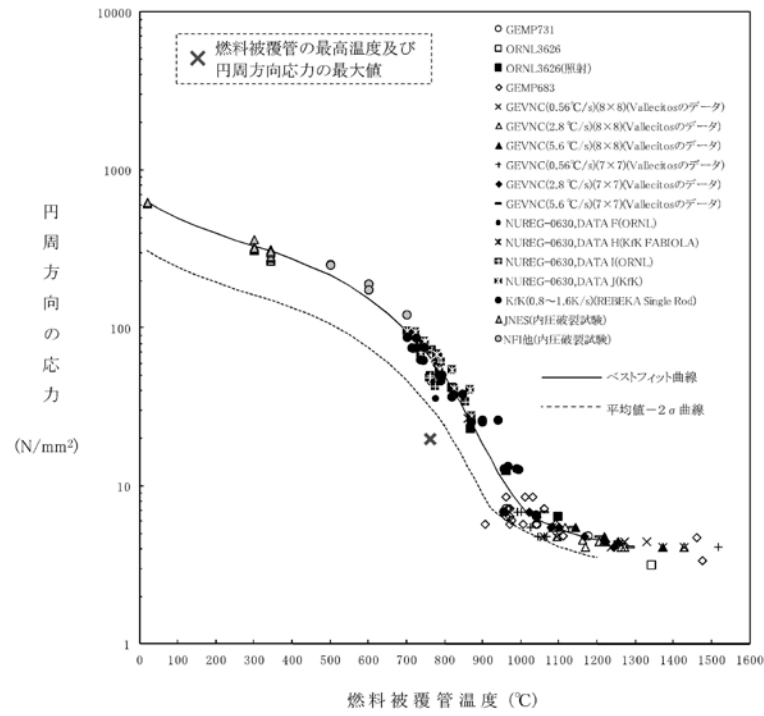
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.2-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第 2.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

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)

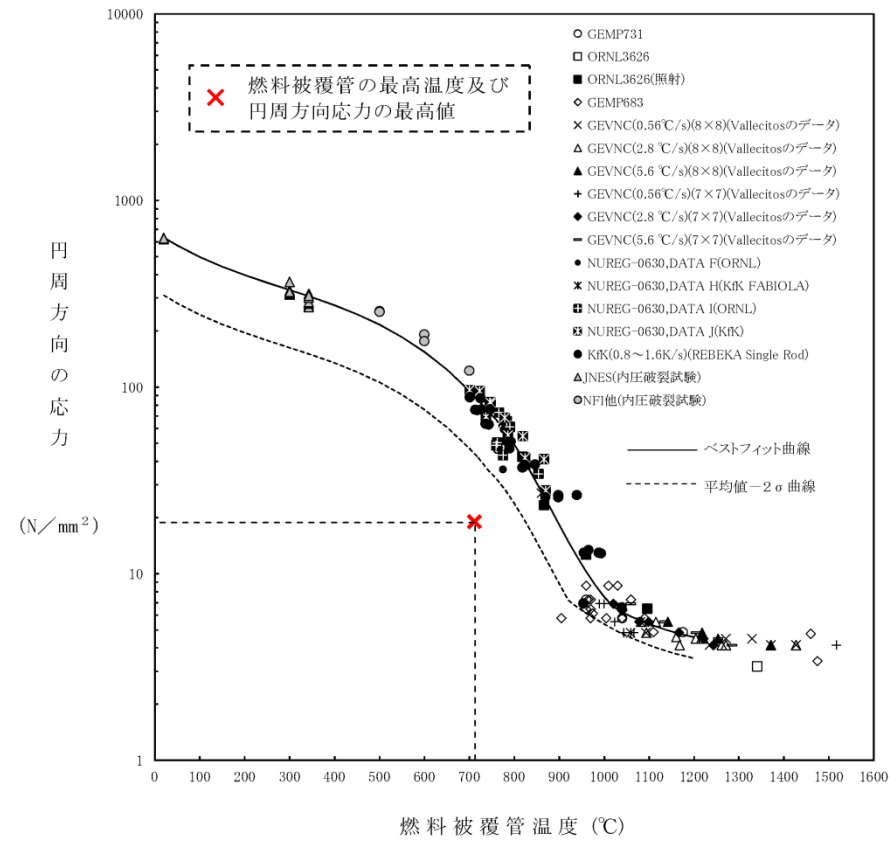
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



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



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

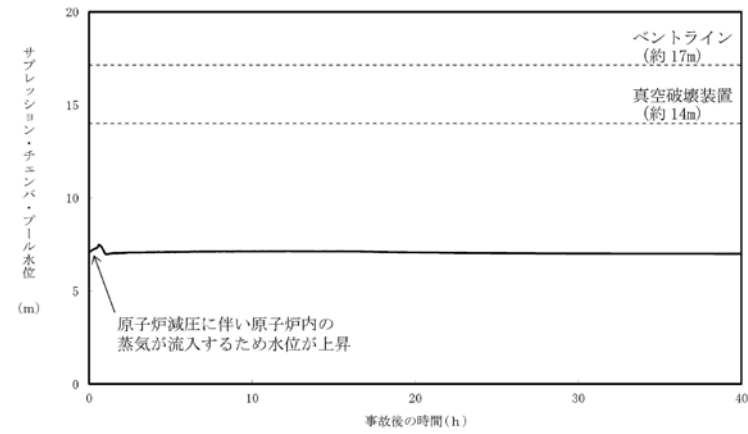
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="311 499 1032 898" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="474 940 845 970" data-label="Caption"> <p>第 7.1.2-17 図 格納容器圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="341 1060 1032 1459" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="445 1501 875 1530" data-label="Caption"> <p>第 7.1.2-18 図 格納容器気相部温度の推移</p> </div> <div data-bbox="638 1711 786 1740" data-label="Text"> <p>10-7-1-355</p> </div>	<div data-bbox="1409 352 2220 802" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1602 903 2033 932" data-label="Caption"> <p>第 2.2-15 図 格納容器圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1439 1060 2220 1549" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1573 1606 2077 1635" data-label="Caption"> <p>第 2.2-16 図 格納容器気相部温度の推移</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）

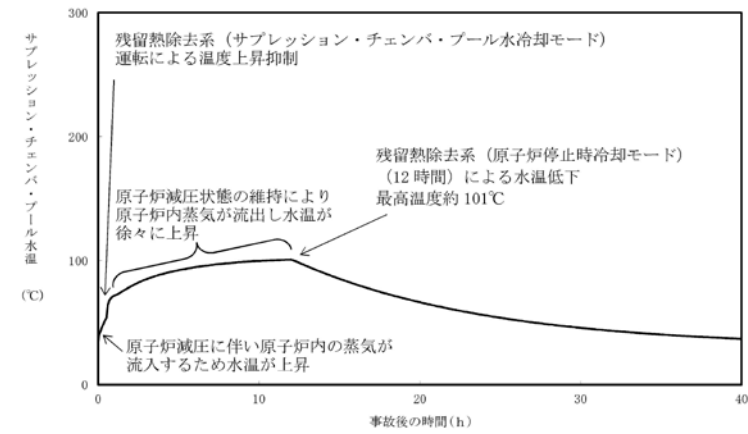
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

東海第二発電所

備考

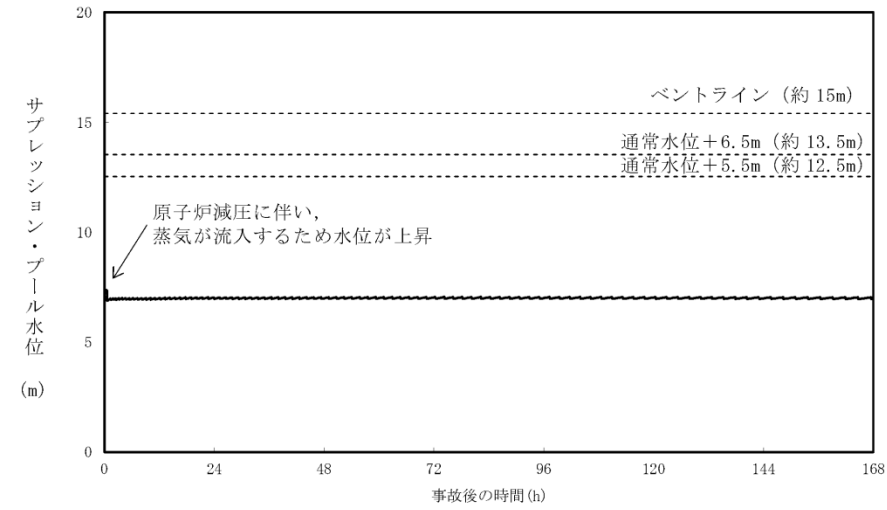


第 7.1.2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

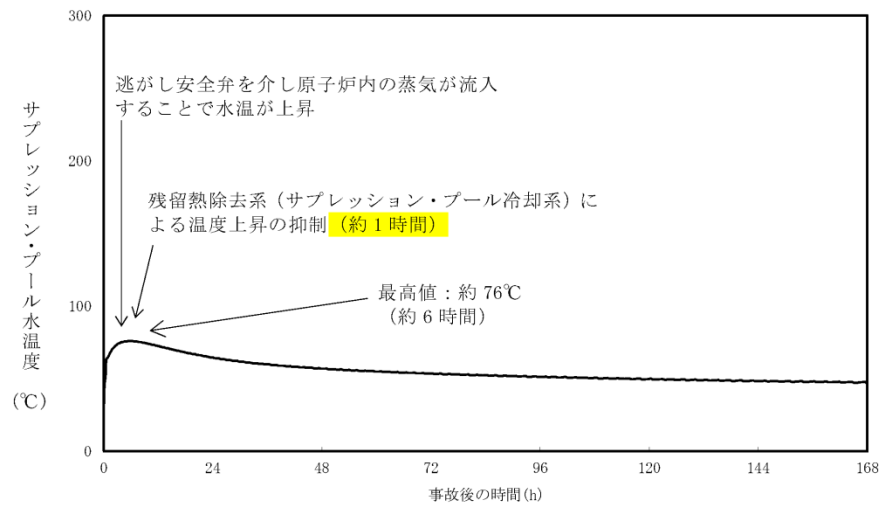


第 7.1.2-20 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

10-7-1-356



第 2.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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	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圧力計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を判断する。既設熱除去系(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。	-	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【既設熱除去系系統流量】
高圧代替注水による原子炉注水	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。	-	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧貯蔵槽水位 (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分後及び既設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。	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA)
既設熱除去系(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、既設熱除去系(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。	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 【既設熱除去系系統流量】
既設熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード)運転	既設熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位維持を確認後、異なる既設熱除去系によりサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モードの運転を開始する。	-	【既設熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
既設熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転	既設熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード)の運転により、サブプレッション・チェンバ・プールの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・プールの冷却モード運転以外の既設熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【既設熱除去系系統流量】 【既設熱除去系熱交換器入口温度】

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

東海第二発電所

備考

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	重大事故等対処設備	
		常設設備	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	<ul style="list-style-type: none"> 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。 高圧炉心サブ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。 高圧炉心サブ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) 高圧炉心サブレイ系系統流量* 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。	高圧代替注水系 サブプレッション・チェンバ*	高圧代替注水系系統流量

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

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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、原子炉圧力が低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) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA)
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) 原子炉水位(SA) 【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・プールの冷却モード)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・プールの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・プールの冷却モード)】	-	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度
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・プールの冷却モード)の運転により、サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度が設定することを確認後、サブプレッジョン・チェンバ・プールの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(SA) 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【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

10-7-1-274

東海第二発電所

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
低圧炉心スプレイス等の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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ス及び残留熱除去系(低圧注水系)が自動起動したことを確認する。 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。 	低圧炉心スプレイス* 残留熱除去系(低圧注水系)* サプレッジョン・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) 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力* 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"> 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動作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。 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	過渡時自動減圧機能 逃がし安全弁(自動減圧機能)* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンペ	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(低圧炉心スプレイス系)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系(低圧注水系)からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。 	低圧炉心スプレイス* 残留熱除去系(低圧注水系)* サプレッジョン・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) 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*	

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

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
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。	-	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) 【原子炉圧力監視時冷却系系統流量】 【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 減水貯蔵槽	原子炉水位(SA) 原子炉圧力(SA) 高圧代替注水系統流量 減水貯蔵槽水位(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。	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA) 【残留熱除去系系統流量】
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(SA) 原子炉水位(SA) 【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・プールの冷却モード)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・プールの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・プールの冷却モード)】	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度
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・プールの冷却モード)の運転により、サブプレッジョン・チェンバ・プールの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・プールの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) 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換機入口温度】

【 】：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

東海第二発電所

備考

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)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(サブプレッジョン・プールの冷却系)によるサブプレッジョン・プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッジョン・プールの水温度が 32℃以上で、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(サブプレッジョン・プールの冷却系)によりサブプレッジョン・プールの冷却を開始する。 	残留熱除去系(サブプレッジョン・プールの冷却系) * サブプレッジョン・プールの冷却系 * サブプレッジョン・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) サブプレッジョン・プールの水温度 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	<ul style="list-style-type: none"> 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*

* 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

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) (1/4)

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	—
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 カーター下端から+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 ³	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 (ウエットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウエ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 プレッション・チェンバ間差 圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・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
格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定

10-7-1-275

第 2.2-2 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナリオ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 スカーター下端から+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棒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

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（2/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	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	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压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

10-7-1-276

東海第二発電所

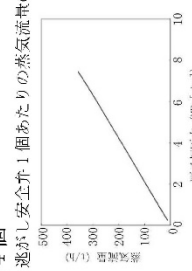
第 2.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（2/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
初期条件	格納容器体積（ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定	
	格納容器体積（サブレスシヨン・チェンバ）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブレスシヨン・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	
	サブレスシヨン・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブレスシヨン・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	
	サブレスシヨン・プール水温度	32℃	サブレスシヨン・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温度として、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-サブレスシヨン・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	高压注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として高压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	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、再循環系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

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

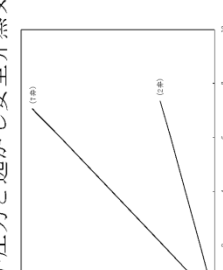
第7.1.2-2表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (3/4)

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
重大事故等対策に関連する機器条件	代替自動減圧ロジックにより自動減圧機能付き逃がし弁安全弁の4個を開閉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 〈原子炉炉圧と逃がし弁安全弁1個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし弁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		逃がし弁安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉炉圧力の関係から設定

10-7-1-277

東海第二発電所

第2.2-2表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (3/5)

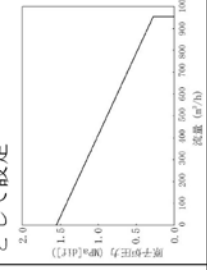
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で閉止	設計値を設定
A TWS緩和設備 (代替再循環ポンプ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリップ (原子炉炉圧力制御) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4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炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉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作を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし弁安全弁	(原子炉減圧時) 逃がし弁安全弁 (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 〈原子炉炉圧力と逃がし弁安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし弁安全弁の設計値に基づき原子炉炉圧力と蒸気流量の関係から設定

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

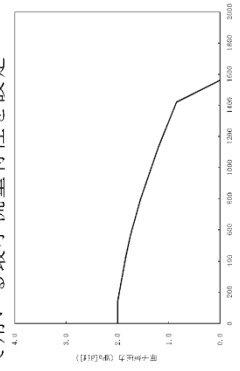
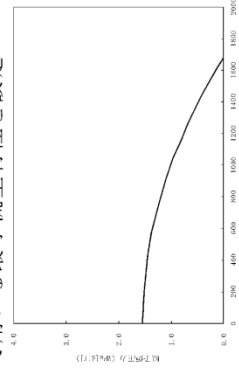
備考

第7.1.2-2表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	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 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)	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・プール冷却モード) 運転操作	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操作条件	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作	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) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイス	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)	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)	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

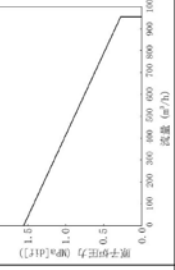
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

前ページと同じ

第7.1.1.2-2表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	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
	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 954m ³ /h (0.27MPa[diff]において) にて注水	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・プールの水 冷却モード及び原子炉停止 時冷却モード)	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
	熱交換器1基あたり約8MW (サブプレッシ ョン・チェンバ・プールの水温又は原子炉 冷却材温度 52℃、海水温度 30℃におい て)	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
	残留熱除去系 (サブプレッシ ョン・チェンバ・プールの水 冷却モード) 運転操作	
	原子炉水位高 (レベル8) 到達後	
重大事故等対策に関連する操作条件	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	

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)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系 (サブプレッシ ョン・プールの冷却系) によるサ プレッション・プールの冷却操 作	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) 及び 切替えに要する時間を考慮して設定
	原子炉水位高 (レベル8) 設定点到達から5分後	

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（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>7.1.3 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</p> <p>7.1.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 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、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。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。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への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、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、所内蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）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、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、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</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）</p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策</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「全交流動力電源喪失（長期TB）」に含まれる事故シーケンスは、「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「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」である。</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「全交流動力電源喪失（長期TB）」は、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで、原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下が継続し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価としては、直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>以上により、本事故シーケンスグループでは、一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自</p>	<p>・東海第二は2C/2DのDGとHPCSのDGがわかれているため表現が異なるが、実態として相違はない。</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>・東海第二では原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールとしていることから、サプレッション・プール水温上昇により原子炉隔離時冷却系の運転継続ができなくなる前に、交流電源に依存しない可搬型設備による原子炉注水を実施し、同じポンプを用いて格納容器スプレイも実施する。また、可搬型設備による格納容器スプレイを実施することから、交流電源の復旧を想定する 24 時間後まで、格納容器圧力は、格納容器ベント実施基準に到達しない。</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、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7.1.3.1-1図から第7.1.3.1-4図に、手順の概要を第7.1.3.1-5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7.1.3.1-1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28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12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、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、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第7.1.3.1-6図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却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2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>動減圧機能）を開維持することで常設代替高圧電源装置からの給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.3.1-1図に、対応手順の概要を第2.3.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.3.1-1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）24名及び参集要員6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13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、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.3.1-3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）24名及び参集要員6名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認 外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、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、再循環系ポンプが停止したことを確認する。 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系） 原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レ</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>（・柏崎刈羽6、7号炉では本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスが一つのため、その他の事故シーケンスに関する記載がない）</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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. 早期の電源回復不能判断及び対応準備</p> <p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源切替え</p> <p>原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から</p>	<p>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（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>d. 早期の電源回復不能の確認</p> <p>全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。</p> <p>e. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作</p> <p>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。</p> <p>f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</p> <p>サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7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>g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））</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、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。</p> <p>原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。</p> <p>h. 直流電源の負荷切離操作</p> <p>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場にて所内常設直流電源設</p>	<p>・東海第二では、運転手順に従い S/P 熱容量制限に到達し、可搬型設備の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する。</p> <p>・直流電源の枯渇防止のため、柏崎6/7</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）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>8 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池 A から蓄電池 A-2 に切り替え）を実施する。事象発生から，19 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え）を実施することにより 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。なお，所内蓄電式直流電源設備の切替え操作を実施する際には，時間的裕度を確保するため，原子炉水位高（レベル 8）近傍まで原子炉水位を上昇させた後，原子炉隔離時冷却系を停止し，切替え操作を実施する。</p> <p>e. 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>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。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原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力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。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。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。サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置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，サプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として，中央制御室から</p>	<p>備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。</p> <p>i. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作</p> <p>全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウ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，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は，ドライウエル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。</p> <p>j. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作</p> <p>外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</p>	<p>号では直流電源設備の切り替え，東海第二では，直流電源の負荷切離しを実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 東海第二では，不要負荷の切離時に RCIC の停止は不要 東海第二では，運転手順に従い，格納容器圧力 279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いた格納容器スプレイを実施する。 東海第二では，運転手順に従い，常設代替高圧電源装置からの給電に

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>の遠隔操作により残留熱除去系ポンプ1台を手動起動する。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2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>g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 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である。</p> <p>h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウエル側のみ）に切り替えるとともに、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、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停止する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウエル側のみ）への切替え後は、低圧代替注水系（常設）を用いて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。 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 A系代替注水流量）等である。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）（蓄電池枯渇後RCIC停</p>	<p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。</p> <p>k. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</p> <p>l. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。</p> <p>m. 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（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。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>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」で</p>	<p>より残留熱除去系海水系を起動する。</p> <p>・可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイは、RHRと配管を共有している。このため、RHRインサートサービス前に可搬型設備による注水を停止する運用としている。</p> <p>・東海第二では残留熱除去系が機能喪失していないシーケンスグループについて冷温停止まで示している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>止)」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、スプレイ冷却、格納容器ベント、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、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>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 7.1.3.1-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</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、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。</p>	<p>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、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をSAFERコードよりも低めに評価するCHASTEコードは使用しない。</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 2.3.1-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失を想定する。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。</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>原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減</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>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 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、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2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>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）</p>	<p>弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。</p> <p>(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。</p> <p>(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。</p> <p>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7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6%を処理するものとする。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.1）</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、136.7m³/h（原子炉圧力1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に注水を停止する。</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系ポンプ1台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0m³/h～1,676m³/h（0MPa[dif]※～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。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。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却を実施するものとする。</p> <p>※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）</p>	<p>・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している。</p> <p>・設備設計の違い</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、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52℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系（常設）</p> <p>残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウェル側のみ）への切替え後に、約90m³/hにて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</p> <p>(g) 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>(h) 代替原子炉補機冷却系</p> <p>伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において）とする。</p>	<p>(g) 低圧代替注水系（可搬型）</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～110m³/h、注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/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し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。</p> <p>(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき130m³/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し、交流動力電源復旧後の事象発生から24時間5分後に停止する。</p> <p>(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に1.9×10³m³/hの流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。</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100℃、海水温度32℃において）とする。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（長期TB）

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. 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) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 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>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(d) 代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(f) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</p> <p>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件</p> <p>本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約1.3×10^{13}Bqとなる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131について</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) 交流動力電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。</p> <p>(b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し、事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。</p> <p>(c) 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（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から8時間1分後に実施する。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から約8時間後まではサブプレッション・チェンバを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。</p> <p>(d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(e) 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（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</p>	<p>・東海第二では、LOCA時注水機能喪失において非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価を実施している。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>は先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である 3.7×10^{13}Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 9.9×10^{14}Bq、よう素については I-131 等価量で約 6.5×10^{13}Bq となる。</p> <p>※2 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏えい率 (f 値) 1mCi/s (3.7×10^7Bq/s) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が 3.7×10^9Bq/s (100mCi/s) の場合、全希ガス漏えい率あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 1.4×10^{12}Bq (37Ci) であり、6号及び7号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ 3.7×10^{13}Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032) ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021) <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。</p> <p>この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $HI=R \cdot H_{\infty} \cdot \chi/Q \cdot Q_1 \cdot \dots \cdot (1)$ <p>R :呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/h を秒当たりに換算して用いる。</p> <p>H_∞ :よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10^{-7}Sv/Bq)</p>		

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>χ/Q：相対濃度 (s/m³) Q_I：事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq) (I-131 等価量—小児実効線量係数換算) $H_\gamma = K \cdot D/Q \cdot Q_\gamma \dots \dots \dots (2)$ K：空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q：相対線量 (Gy/Bq) Q_γ：事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については，格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は，格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度 (χ/Q) を 1.2×10^{-5} (s/m³)，相対線量 (D/Q) を 1.9×10^{-19} (Gy/Bq) とし，耐圧強化ベント系を用いる場合は，主排気筒放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度 (χ/Q) は 6.2×10^{-6} (s/m³)，相対線量 (D/Q) は 1.2×10^{-19} (Gy/Bq) とする。</p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10，格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000，排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※3}，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 7.1.3.1-7 図から第 7.1.3.1-12 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 7.1.3.1-13 図から第 7.1.3.1-15 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 7.1.3.1-16 図から第 7.1.3.1-19 図に示す。</p> <p>※3 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 全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発生とともに</p>	<p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）[※]，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.1-4 図から第 2.3.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温の推移を第 2.3.1-15 図から第 2.3.1-18 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 全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環系ポンプの停止が発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されること</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>

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（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>に10台全てがトリップする。</p> <p>所内蓄電式直流電源設備は、負荷切離しを行わずに8時間、その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替え（蓄電池Aから蓄電池A-2）を実施し、加えて事象発生から19時間経過するまで直流電源切替え（蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池）を実施し、更に16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の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するが、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、原子炉水位が回復する。</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、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16時間経過した時点で実施する。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。この点と、蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.3.1-13図に示すとおり、初期値をわずかに上回る約311℃となるが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	<p>で、原子炉水位は維持される。</p> <p>所内常設直流電源設備は、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。 （添付資料2.3.1.2）</p> <p>事象発生後の8時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。 （添付資料2.3.1.3）</p> <p>事象発生から24時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。</p> <p>また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生後の約13時間後に格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生後の24時間後に交流動力電源が復旧した後は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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2.3.1-9図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約309℃）以下にとどまることから、評価項目である1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>原子炉圧力は、第 7.1.3.1-7 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。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、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。第 7.1.3.1-8 図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系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 16 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し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施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約 9.9×10^{-3}mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2}mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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>7.1.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p>	<p>ある 15%を下回る。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.3.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>格納容器圧力は、第 2.3.1-15 図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.1-16 図に示すとおり、事象発生約 23 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>第 2.3.1-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.1-15 図及び第 2.3.1-16 図に示すように、事象発生約 24 時間後に、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.4）</p> <p>安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。</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>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくな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、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）、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、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</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、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。</p> <p>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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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</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、全交流動力電源の喪失を想定することから、直流電源の負荷切離しを実施すること、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧を実施し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作並びに残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、不確かさは小さく、また、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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</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）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>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、格納容器圧力を操作開始の起点としている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>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、格納容器圧力を操作開始の起点としている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>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、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。炉心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く評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p>	<p>格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心の冠水が維持される実験解析において、燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析では、おおむね炉心の冠水状態が維持されており、燃料被覆管の最高温度は初期値以下にとどまることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心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。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さい。</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、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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. 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7.1.3.1-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、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（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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、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（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、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>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（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>(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が、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約311℃となること</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2.3.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。</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原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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るが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。</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>機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉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 style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.5）</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大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスで</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>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、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、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、事象発生時の約 16 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及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容</p>	<p>は、この影響は小さいと考えられる。</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>機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.5）</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>操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と重複する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</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（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時</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）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
<p>器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 19 時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）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から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ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。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）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から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p>	<p>間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、この場合でも他の操作との重複が無いことから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、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く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、この場合でも異なる要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。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.5）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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、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りがないことから、</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>(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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）については、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、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16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、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、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>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）については、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24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>(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</p>	<p>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（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料2.3.1.5）</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>操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から1時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から8時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</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（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に準備が完了するものとしているが、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、事象発生約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用する。評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生24時間後に非常用母線の受電操作が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 （添付資料2.3.1.5）</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</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）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.3.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 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、「7.1.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28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。また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は46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 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 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 原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約1,600m³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3,200m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³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>b. 燃料</p>	<p>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>2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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。 また、必要な参集要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり6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 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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。 (添付資料2.3.1.6)</p> <p>a. 水 源 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,130m³の水が必要となる。 水源として、西側淡水貯水設備に4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。 なお、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作の開始時間が、評価時間の8時間から早まった場合においても全交流動力電源喪失（TBP）と同等の評価結果となるため、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。 (添付資料2.3.1.7)</p> <p>b. 燃 料</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に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6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。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。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kL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643kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約100kL）にて合計約2,140kL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、常設代替交流電源設備による電源供給、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、代替原子炉補機冷却系の運転、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>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号炉で約1,284kW、7号炉で約1,294kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての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、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替え等を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>7.1.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、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「全交流動力電源喪失（外</p>	<p>常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kL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、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5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（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約12.0kL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（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による7日間の原子炉注水等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 style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.8）</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約4,497kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。</p> <p>蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。</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 style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.9）</p> <p>2.3.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し、原子炉へ注水する機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事</p>	<p>・柏崎刈羽は、以下の観点からモニタリングポストを記載しているものと推察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料評価について、燃料は設備間で共用しており、緊急の燃料消費量がプラント側の有効性評価に影響があるとして記載 ・電源評価について、電源供給能力は直接影響はないが、燃料評価を記載しているため合わせて記載 <p>東海第二のモニタリングポストは、非常用ディーゼル発電機又は常設代替高圧電源装置から電気を供給可能な設計であり、個別で資源を消費する設備はないことから記載していない。</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p>部電源喪失+DG 喪失)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等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（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）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。</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>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。</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、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」に対して有効である。</p>	<p>故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設代替高圧電源装置からの給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を用いた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「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+DG 失敗+HPCS 失敗（RCIC 成功）」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（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「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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）

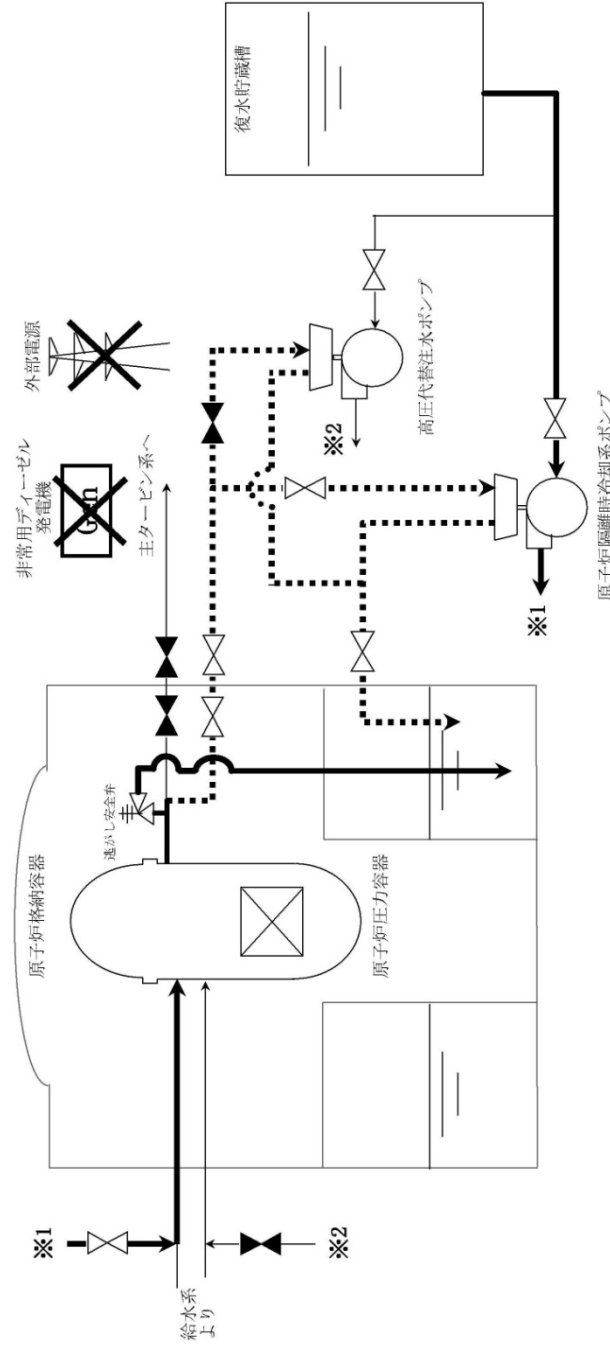
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備考
	<p>留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。</p>	

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)

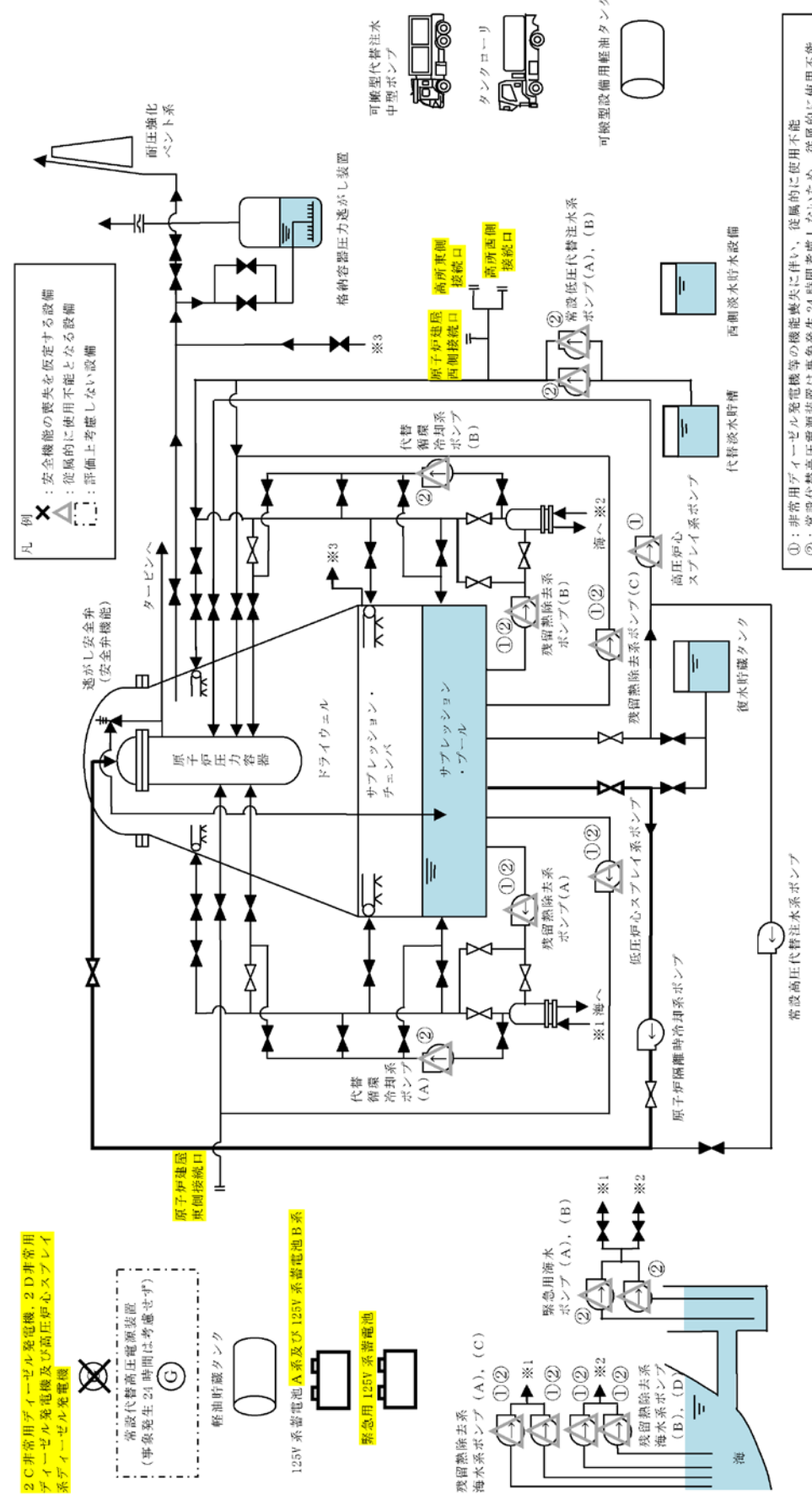
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.3.1-1 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」 の
 重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
 (原子炉注水)



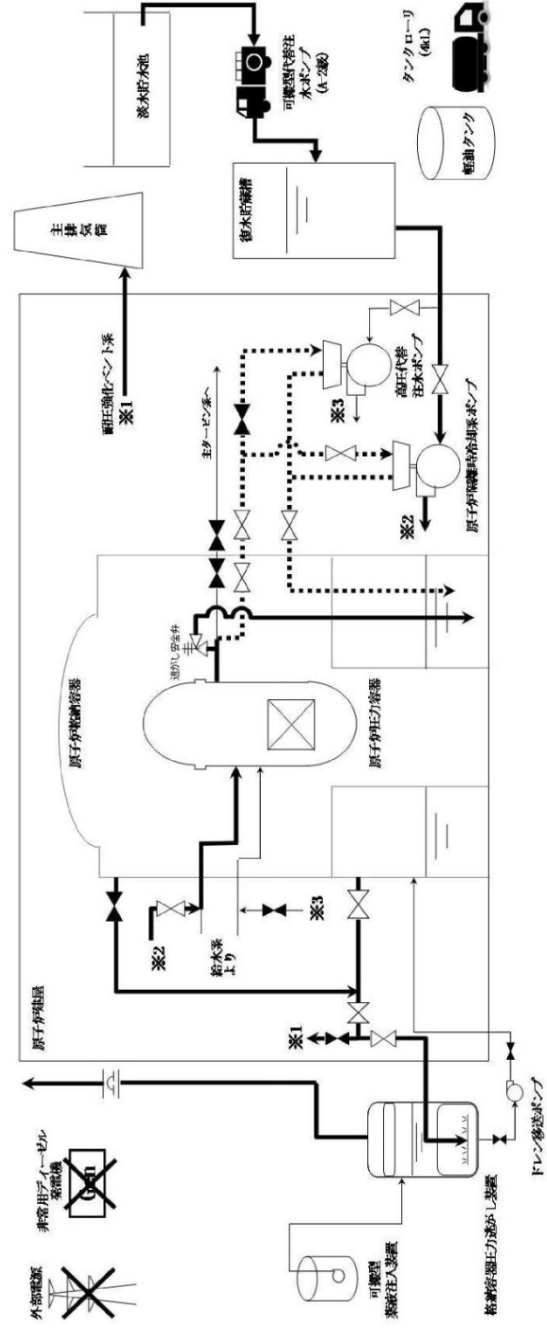
第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

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)

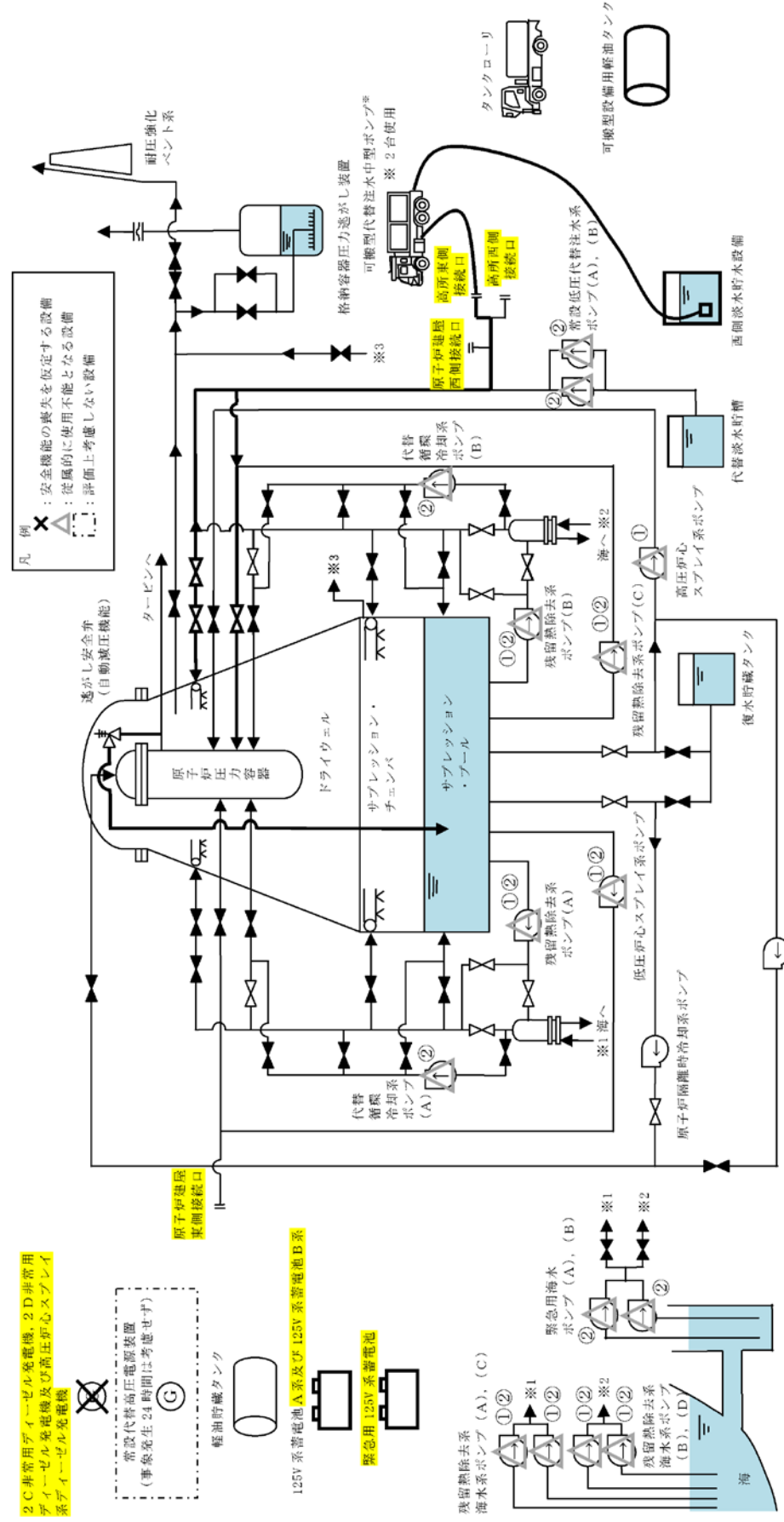
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



第 7.1.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」の
 重大事故等対策の概略系統図 (2/4)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水
 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

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)

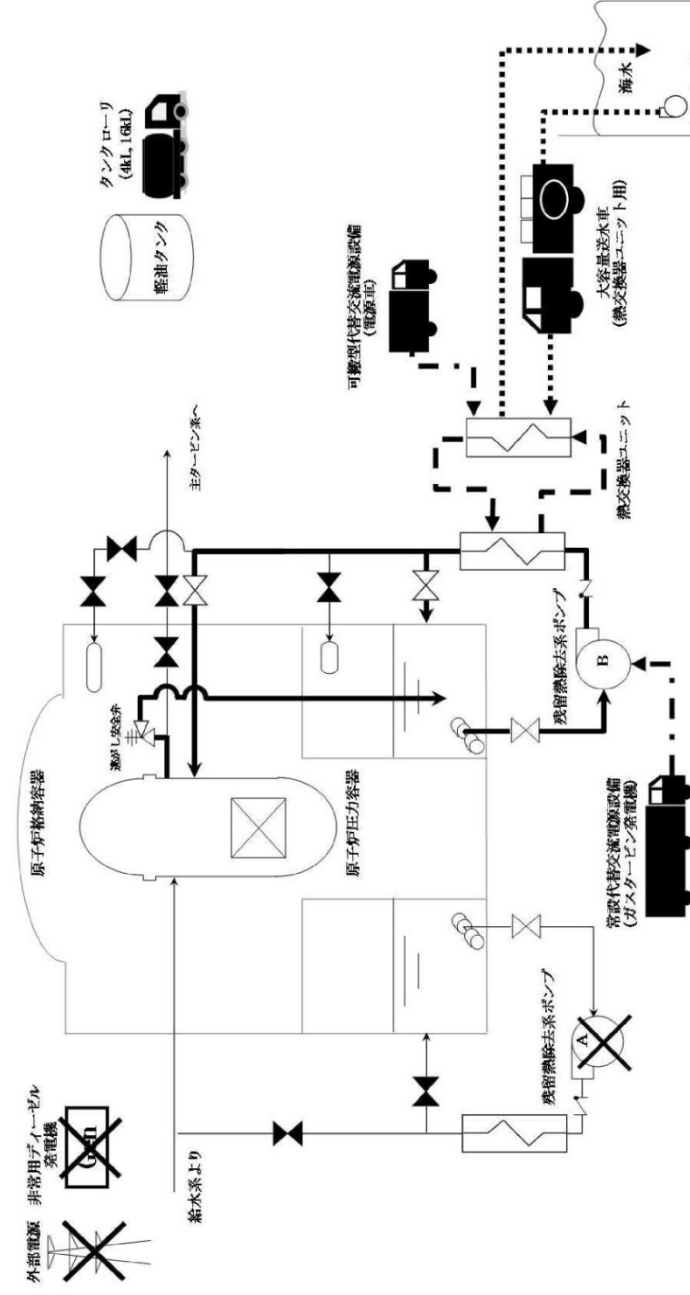
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。</p>	<p>①：非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能</p>	<p>第 7.1.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4) (原子炉急速減圧、原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)</p> <p>第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)</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)

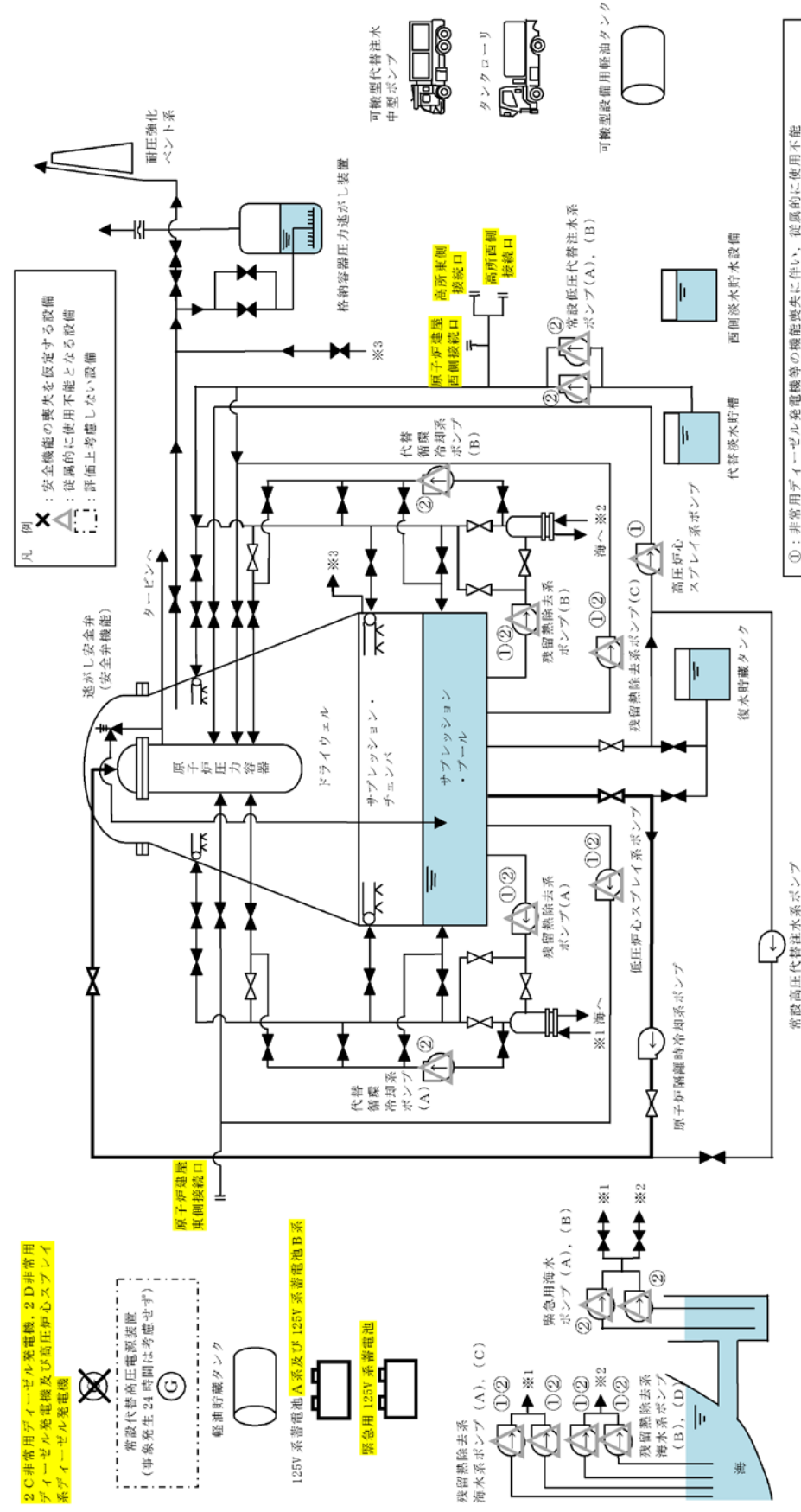
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考



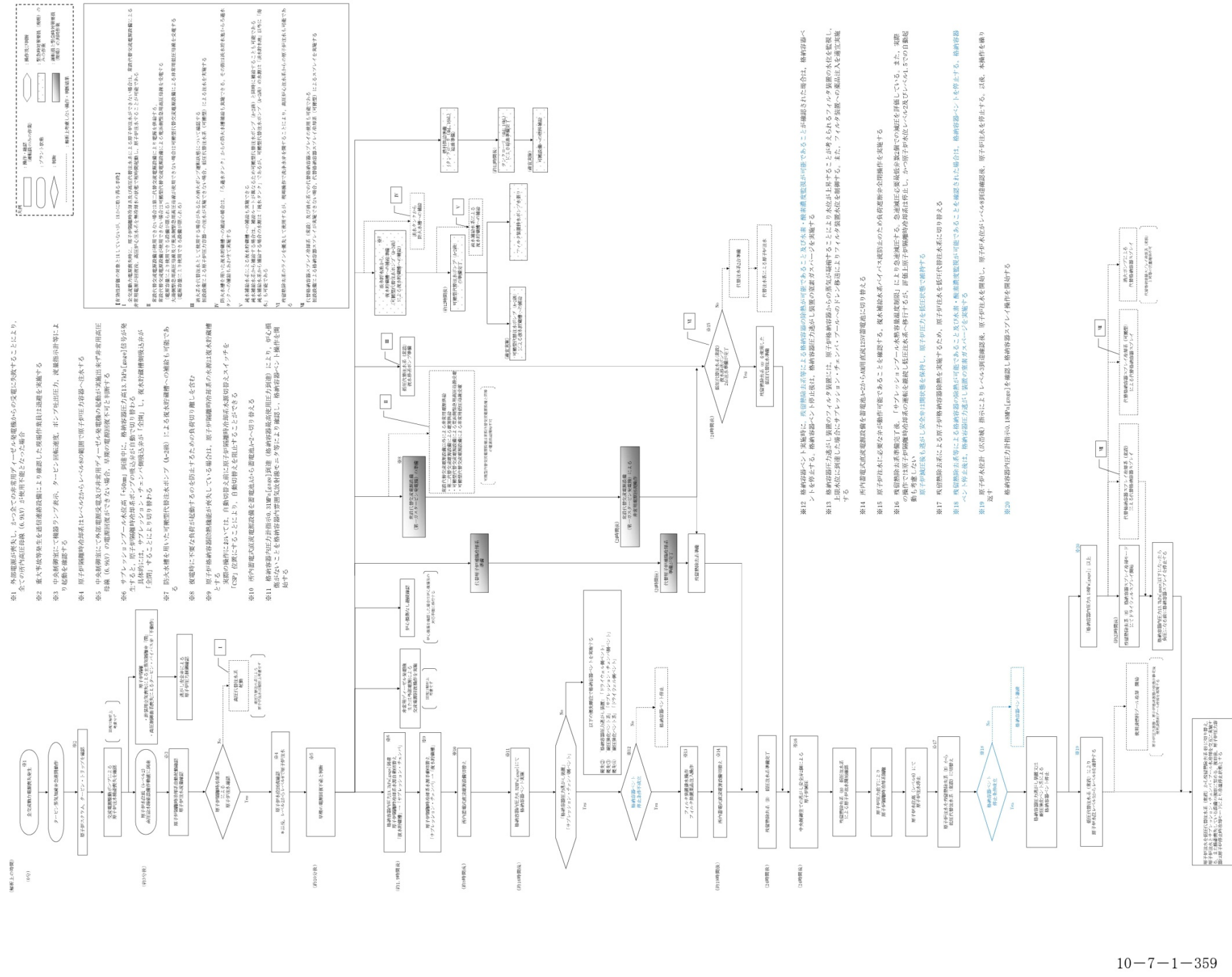
※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3～レベル8の範囲で維持する。
 第7.1.3.1-4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

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)

備考

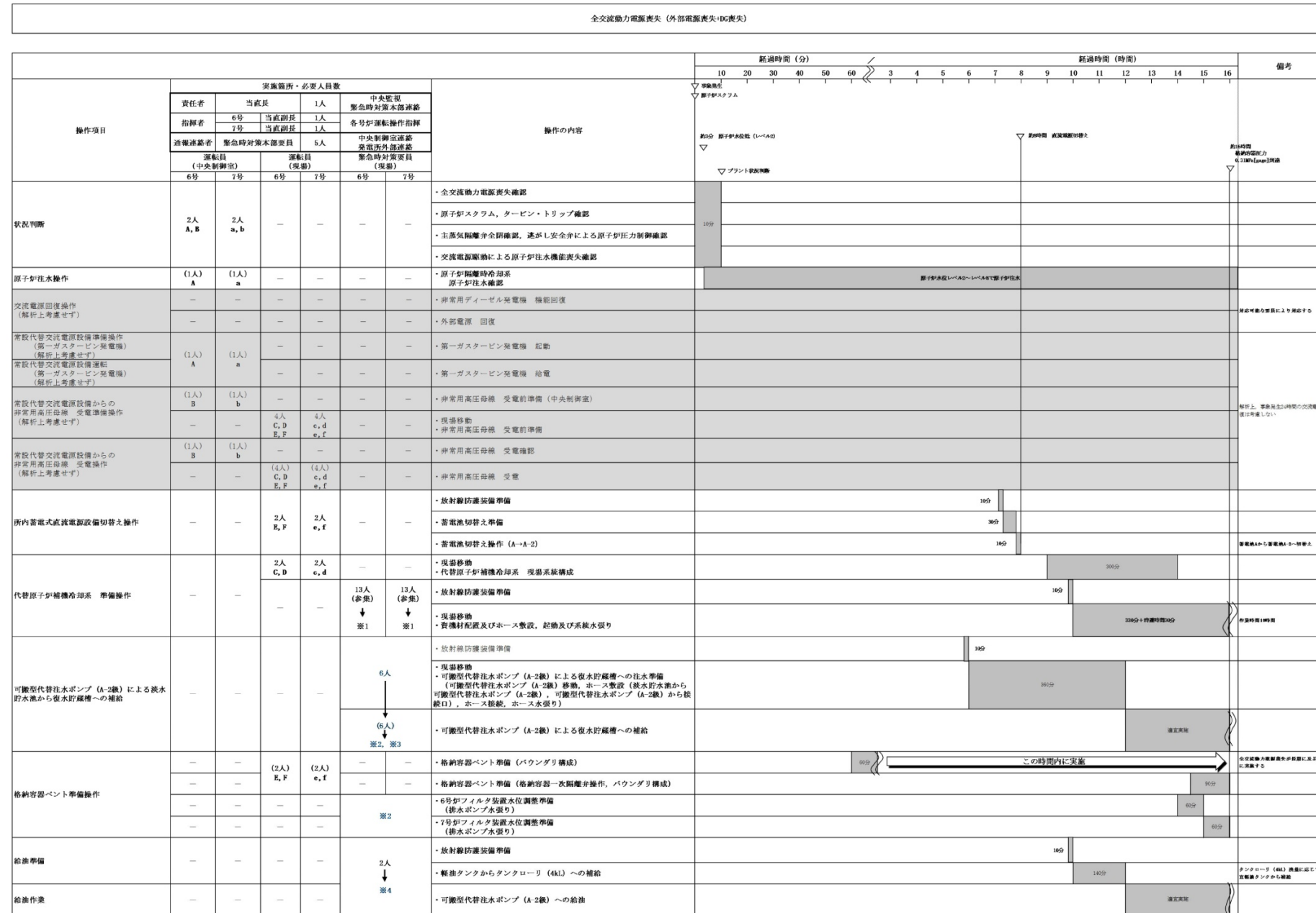


第 7.1.3.1-5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」 の対応手順の概要

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



第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」 の作業と所要時間 (1/2)

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

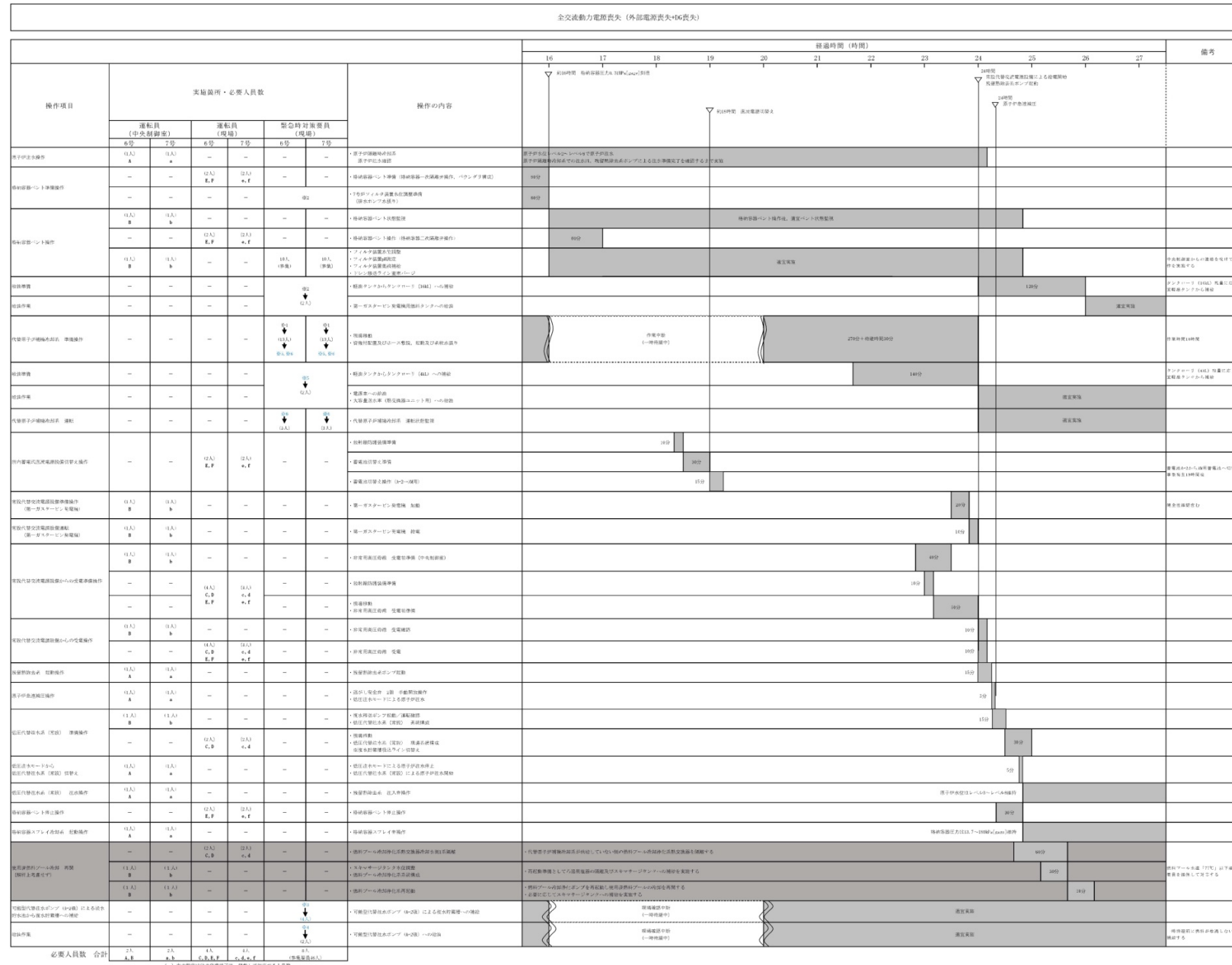
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所					備考										
全交流動力電源喪失（長期TB）															
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間（分）		備考								
	責任者	当直発電長	1人		0	10		20	30	40	50	60	70	80	90
	【 】は他作業後移動してきた要員				▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断										
	中央監視運転操作指揮														
	運転操作指揮補佐														
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人	初期での指揮 運転所内外連絡											
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）											
状況判断	2人 A, B	-	-	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●蓄電池系ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機差）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	10分										
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持									
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分										
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分										
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施 解析上考慮しない									
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作【中央制御室】	6分										
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作		170分									
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作		125分									

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(1/2)

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機

備考



第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間（2/2）

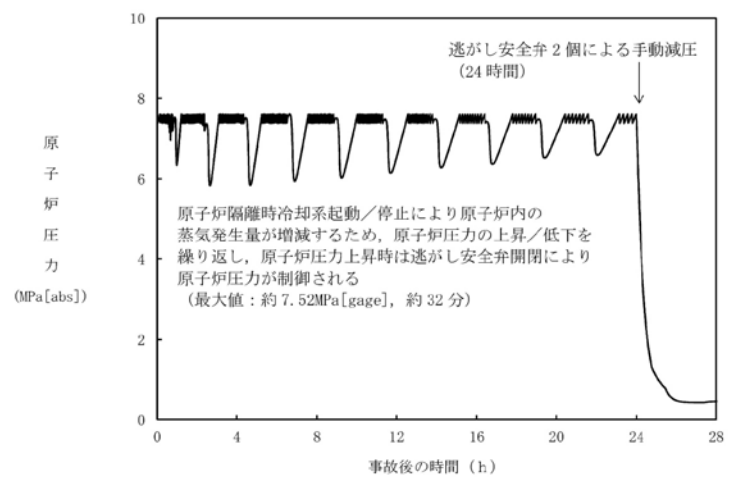
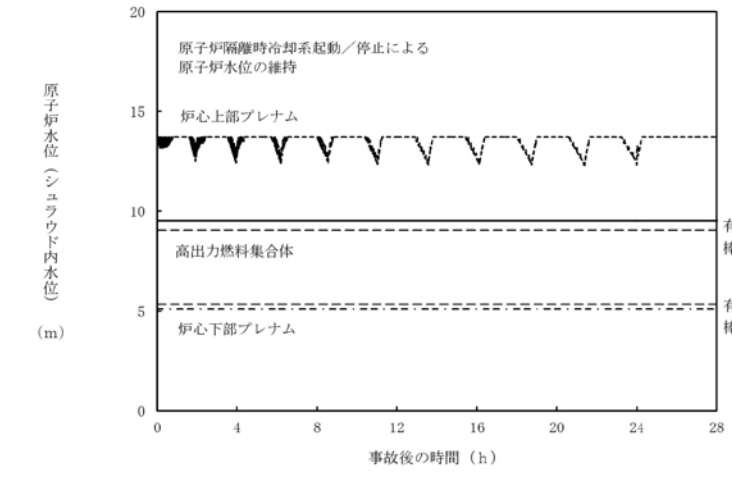
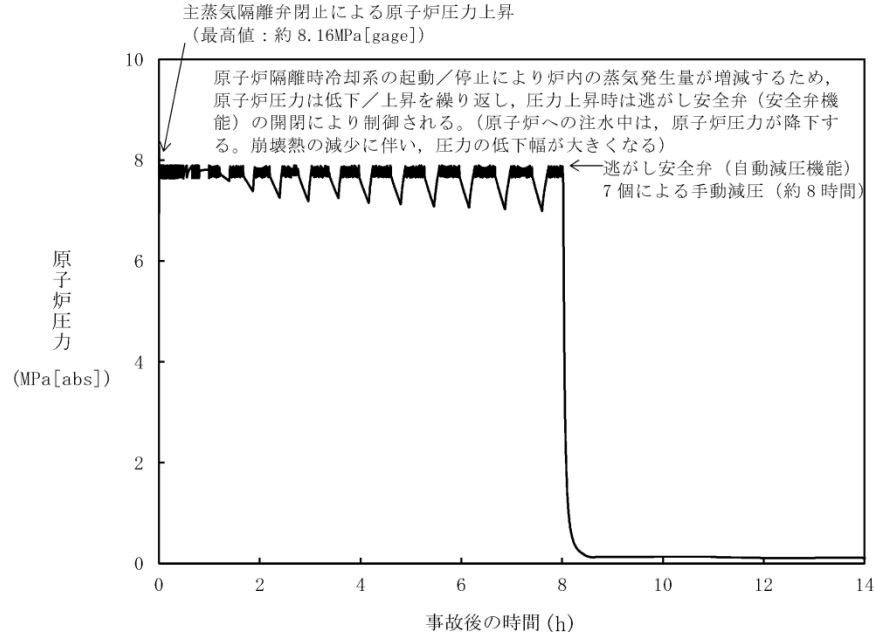
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

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										
全交流動力電源喪失（長期TB）														
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間（時間）								備考	
	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）		4	8	12	16	20	24	28	32		36
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却による原子炉注水の調整操作	8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） 8時間1分 原子炉減圧開始								24時間 非常用母線受電	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	約13時間 格納容器圧力279kPa[gage]到達								24時間10分 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱の交互運転開始	
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	—	—	【2人】 c,d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	170分								起動後、適宜監視	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	—	3人 C,D,E	3人 E,I,J,M	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125分									
タンクローリによる燃料給油操作	—	—	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分								適宜実施	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）の自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（可搬型））	—	【2人】 C,D	2人 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整									
所内常設直交電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	—	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作（現場）	50分									
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分									
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	—	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分									
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	—	【1人】 E	【3人】 I,J,M 2人 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の調整操作	175分								系統構成後、適宜流量調整	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分									
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分									
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（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（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	【1人】 B	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の交互運転操作	4分 2分								原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施	
使用済燃料プールの冷却操作	—	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施									解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	20分 15分									解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	13人 a~m 及び参集6人											

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(2/2)

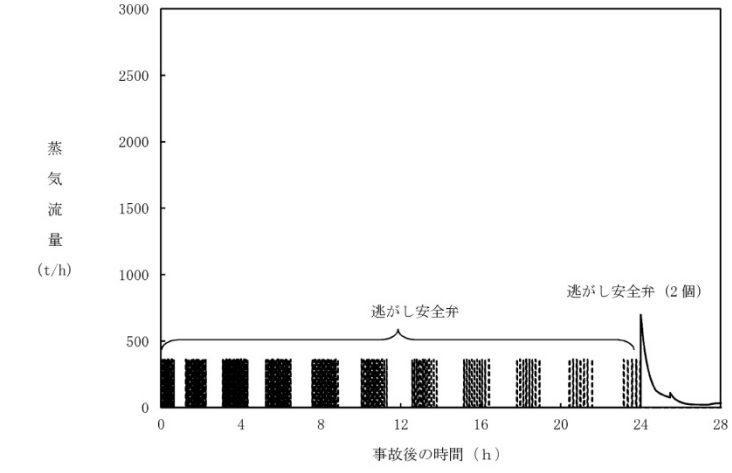
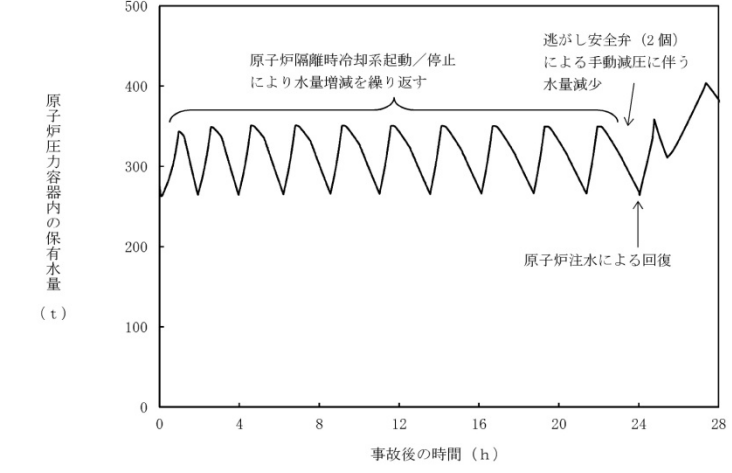
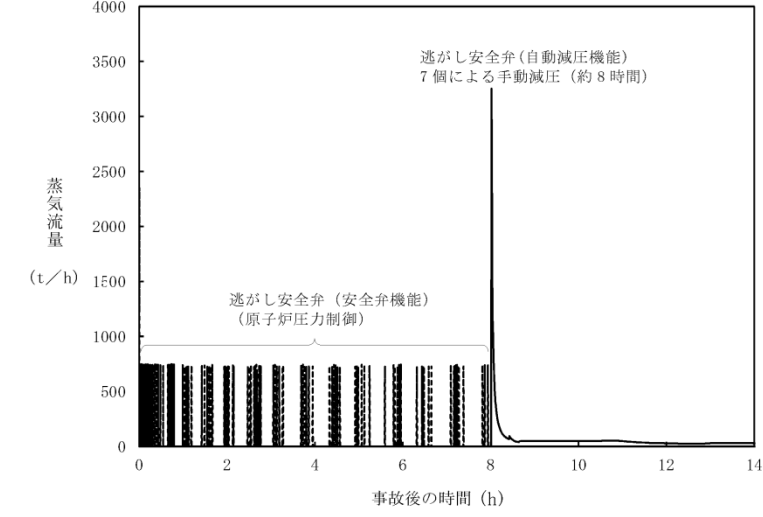
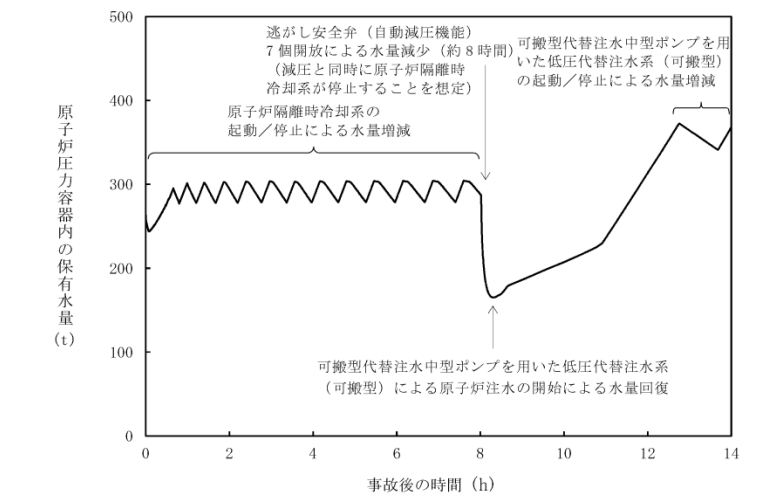
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.3.1-7 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.3.1-8 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p> <p>10-7-1-362</p>	 <p>第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移</p>	

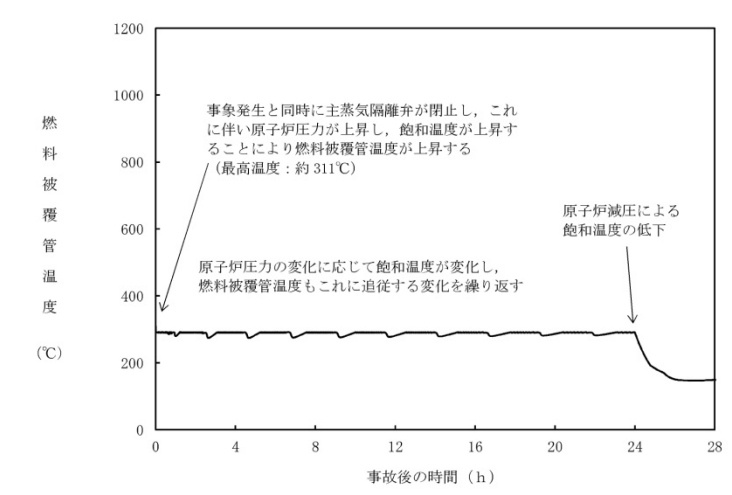
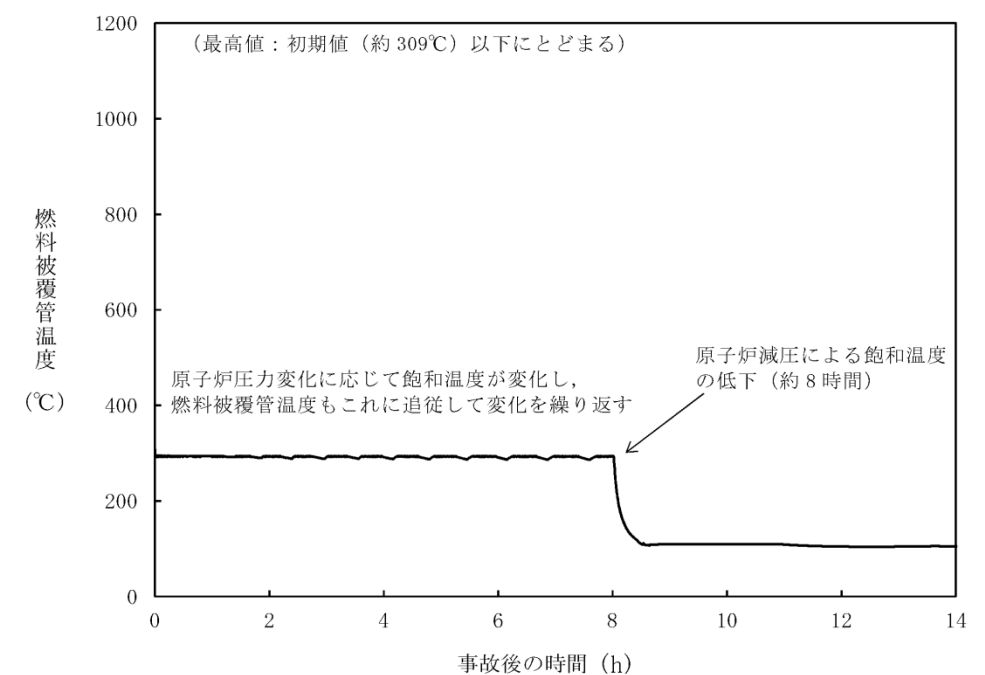
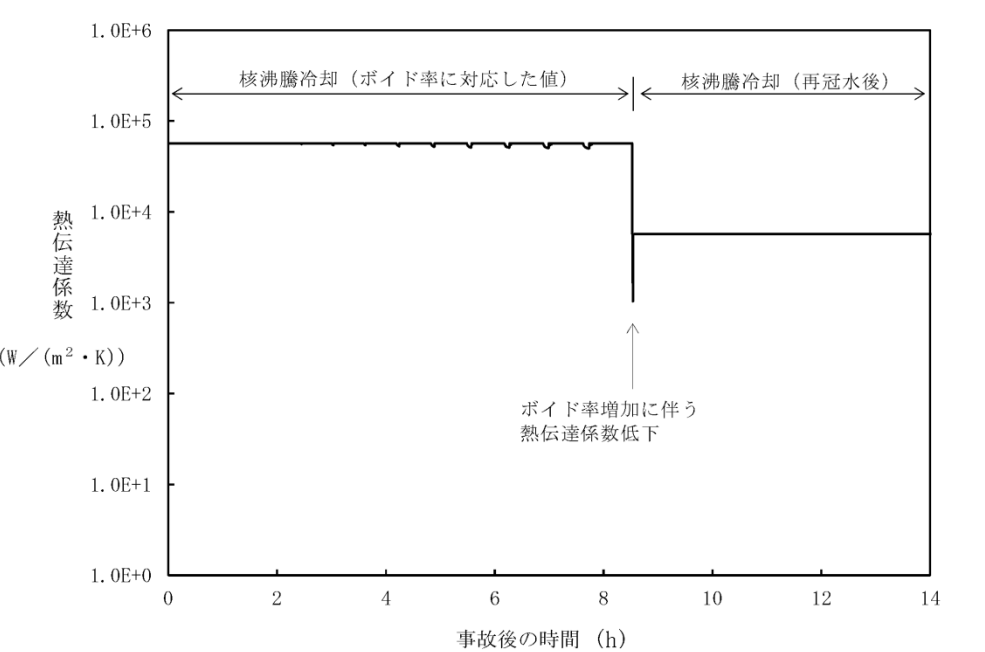
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.3.1-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p> <p>第 7.1.3.1-10 図 注水流量の推移</p> <p>10-7-1-363</p>	<p>第 2.3.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*</p> <p>* シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。</p> <p>第 2.3.1-6 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>

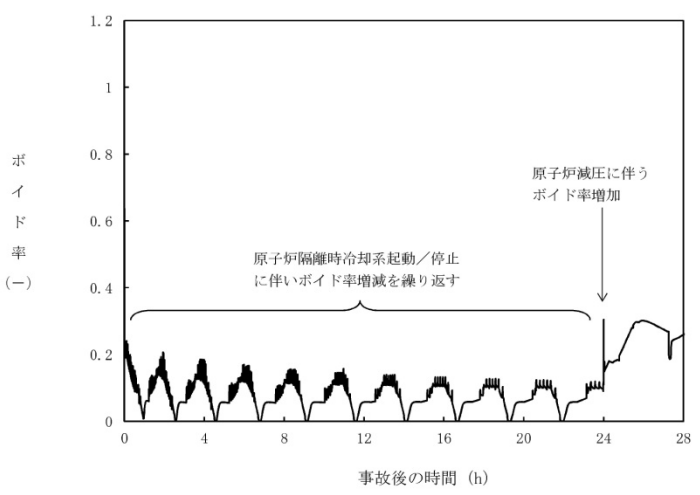
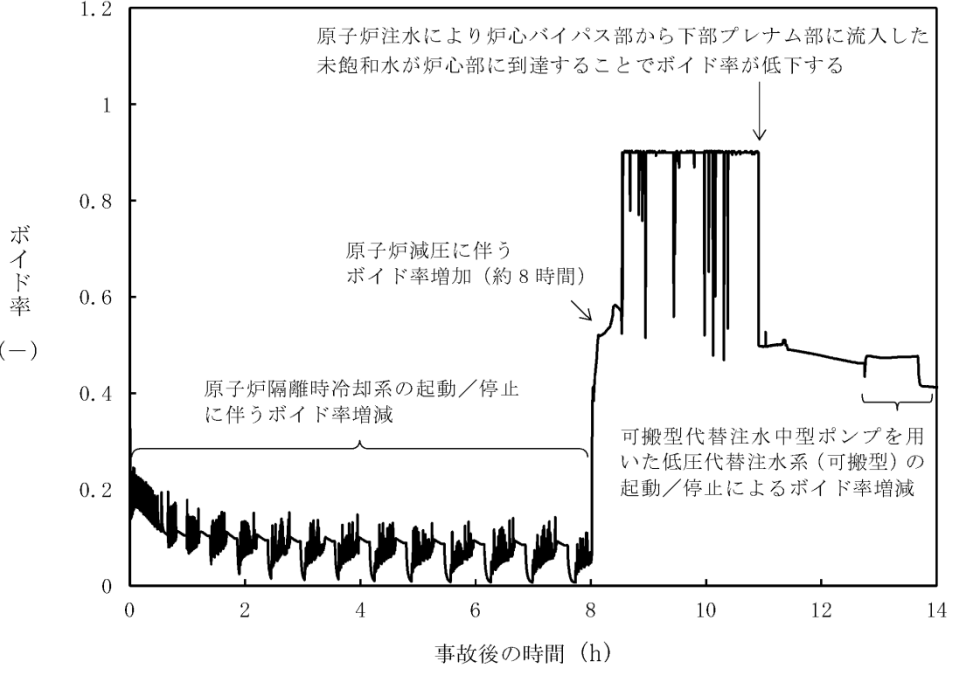
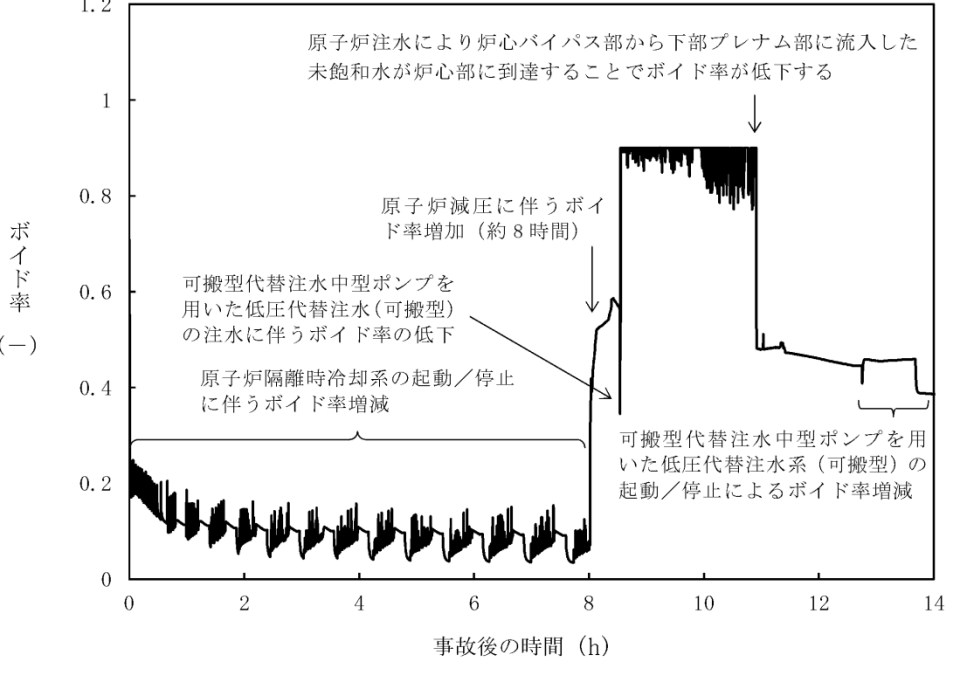
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第 7.1.3.1-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.3.1-12 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-364</p>	 <p>第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 2.3.1-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	

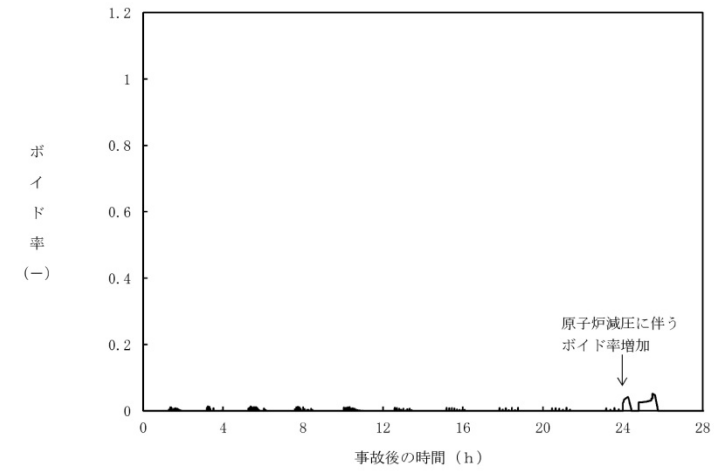
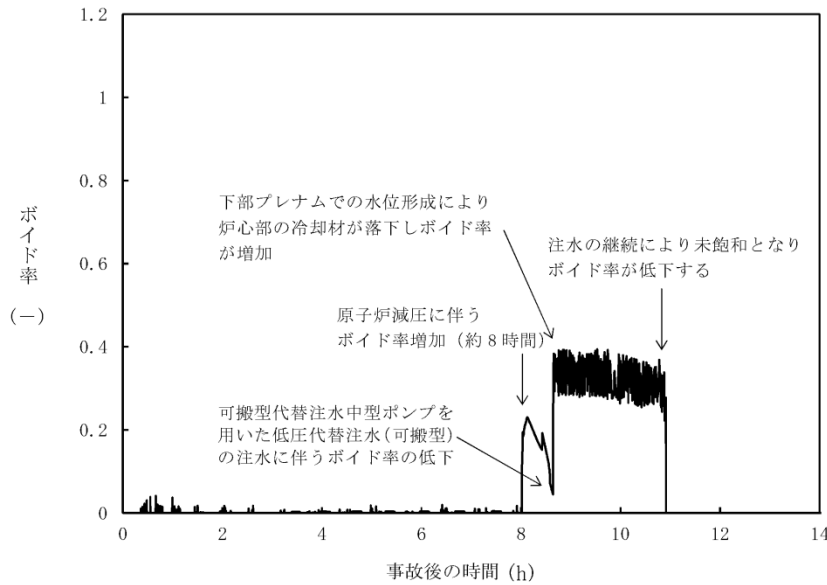
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止し、これに伴い原子炉圧力が上昇し、飽和温度が上昇することにより燃料被覆管温度が上昇する (最高温度：約311°C)</p> <p>原子炉圧力の変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従する変化を繰り返す</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下</p> <p>第 7.1.3.1-13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>(最高値：初期値 (約309°C) 以下にとどまる)</p> <p>原子炉圧力変化に応じて飽和温度が変化し、燃料被覆管温度もこれに追従して変化を繰り返す</p> <p>原子炉減圧による飽和温度の低下 (約8時間)</p> <p>第 2.3.1-9 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>熱伝達係数 (W/(m²・K))</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>核沸騰冷却 (ボイド率に対応した値)</p> <p>核沸騰冷却 (再冠水後)</p> <p>ボイド率増加に伴う熱伝達係数低下</p> <p>第 2.3.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	

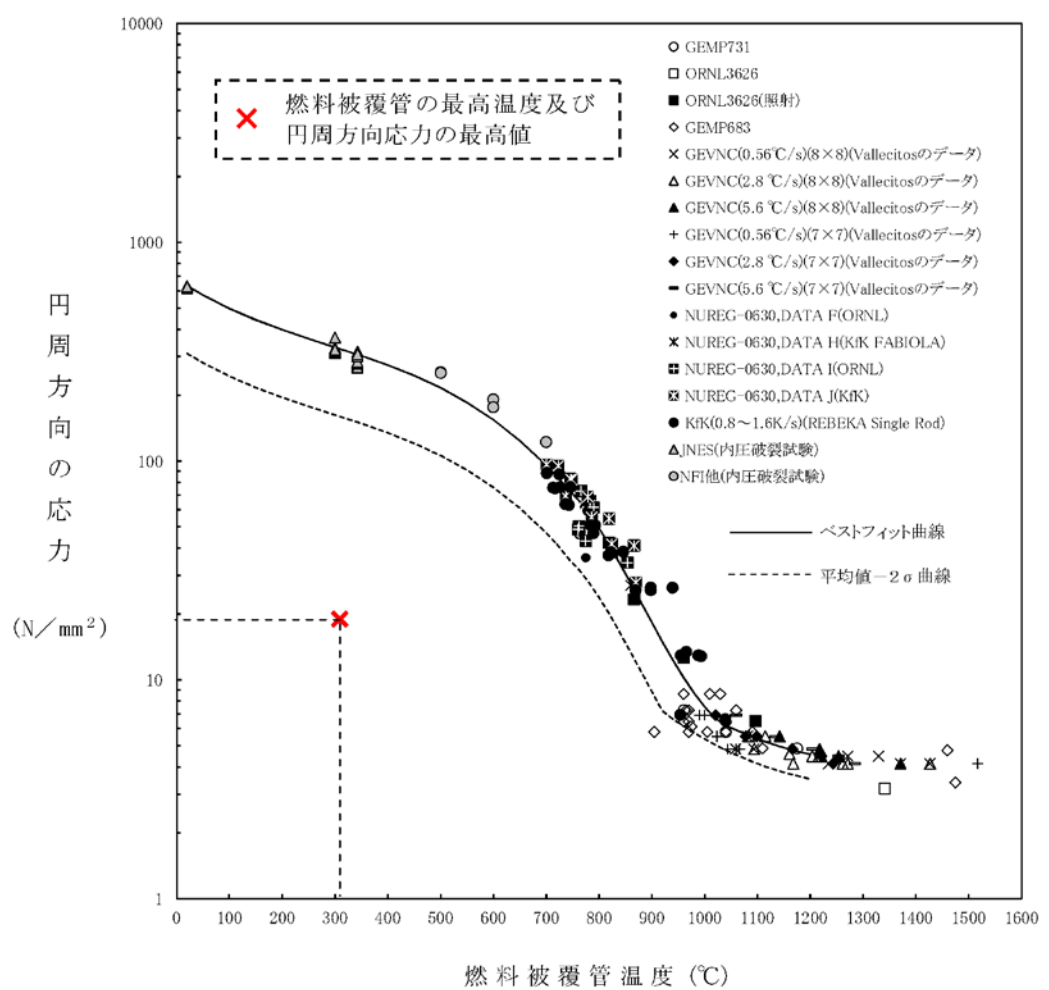
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 黒字：記載表現、設備名称の相違等 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.3.1-14図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-365</p>	 <p>第2.3.1-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>  <p>第2.3.1-12図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>備考</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
 <p>第 7.1.3.1-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第 2.3.1-13 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)

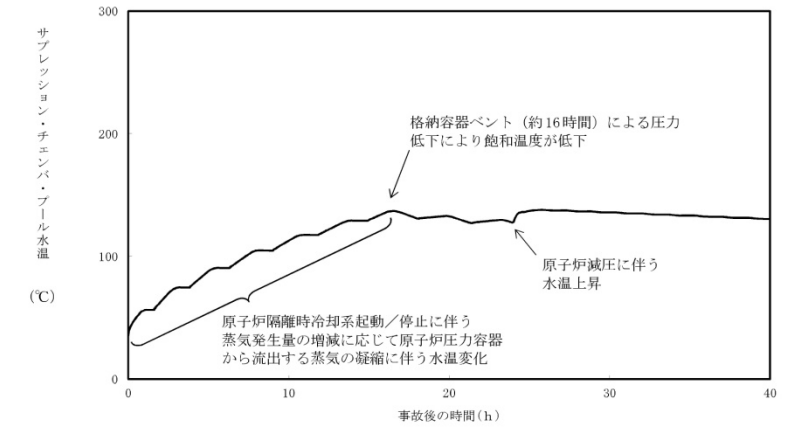
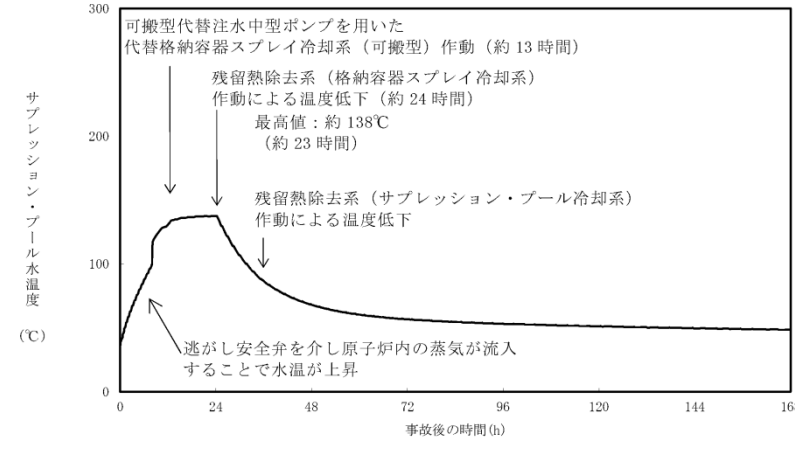
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号機	東海第二発電所	備考
	 <p>第 2.3.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	

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
<p>第 7. 1. 3. 1-16 図 格納容器圧力の推移</p> <p>10-7-1-366</p>	<p>第 2. 3. 1-15 図 格納容器圧力の推移</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>第 7.1.3.1-17 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100°C程度) で平衡状態となる</p> <p>第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	
<p>第 7.1.3.1-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.3.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移</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
 <p>第 7.1.3.1-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	 <p>第 2.3.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移</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7.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策について

対策及び備考	手帳	常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム保護	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉システムが止まることを確認する。	所内蓄電池式直流電源設備	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉冷却系水位による原子炉圧力調整	原子炉冷却系水位 (レベル3) 程以下より原子炉圧力調整機が自動起動し原子炉冷却系水位を調整する。これにより原子炉冷却系水位は回復し、最終原子炉冷却系水位は原子炉冷却系水位 (レベル4) の間で維持する。	【原子炉冷却系水位】 原子炉冷却系水位調整機 タンクローリー (HL)	可搬型代替圧力ポンプ (L=3帯) タンクローリー (HL)	原子炉冷却系水位 (SS) 【原子炉冷却系水位調整機】 原子炉冷却系水位調整機
高圧代替圧力ポンプによる原子炉圧力調整	高圧代替圧力ポンプが自動起動し原子炉冷却系水位を回復する。	高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ	-	原子炉冷却系水位 (SS) 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ
高圧代替圧力ポンプによる原子炉圧力調整	原子炉冷却系水位 (レベル3) 程以下より原子炉圧力調整機が自動起動し原子炉冷却系水位を調整する。これにより原子炉冷却系水位は回復し、最終原子炉冷却系水位は原子炉冷却系水位 (レベル4) の間で維持する。	高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ	-	原子炉冷却系水位 (SS) 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ
原子炉冷却系水位による原子炉圧力調整	原子炉冷却系水位 (レベル3) 程以下より原子炉圧力調整機が自動起動し原子炉冷却系水位を調整する。これにより原子炉冷却系水位は回復し、最終原子炉冷却系水位は原子炉冷却系水位 (レベル4) の間で維持する。	高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ	-	原子炉冷却系水位 (SS) 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ
原子炉冷却系水位による原子炉圧力調整	原子炉冷却系水位 (レベル3) 程以下より原子炉圧力調整機が自動起動し原子炉冷却系水位を調整する。これにより原子炉冷却系水位は回復し、最終原子炉冷却系水位は原子炉冷却系水位 (レベル4) の間で維持する。	高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ	-	原子炉冷却系水位 (SS) 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ
原子炉冷却系水位による原子炉圧力調整	原子炉冷却系水位 (レベル3) 程以下より原子炉圧力調整機が自動起動し原子炉冷却系水位を調整する。これにより原子炉冷却系水位は回復し、最終原子炉冷却系水位は原子炉冷却系水位 (レベル4) の間で維持する。	高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ	-	原子炉冷却系水位 (SS) 高圧代替圧力ポンプ 高圧代替圧力ポンプ

【】：重大事故等対応設備 (設計部承認)
 ■：有効評価上考慮しない箇所

第2.3.3.1-1表 全交流動力電源喪失 (長期TB) における重大事故等対策について (1/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することを確認する。 全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁 (安全弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環系ポンプが停止したことを確認する。 原子炉冷却系水位が異常低下 (レベル2) 設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁 (安全弁機能)*	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 再循環系ポンプが停止したことを確認する。 原子炉冷却系水位が異常低下 (レベル2) 設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V系蓄電池A系	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) 原子炉隔離時冷却系系統流量*
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V系蓄電池A系	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) 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

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 7.1.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 + DG 喪失」の重大事故等対策について

対策及び備考	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム保護	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉システムが止まったことを検知する。	所内蓄電池式直流電源設備	-	原子炉炉内圧モニタ 起動機モニタ
原子炉内圧上昇による原子炉圧力調整	原子炉内圧上昇（レベル 3）程度により原子炉内圧調整機能が動作し原子炉内圧を調整する。これにより原子炉内圧は調整し、最終原子炉内圧は（レベル 3）から原子炉内圧（レベル 4）の範囲で維持する。	【原子炉内圧調整】 原子炉内圧調整機 タンクローリー (HL)	可搬型代用圧水ポンプ (L=3機) タンクローリー (HL)	原子炉炉内圧 (SN) 【原子炉内圧調整機稼働】 原子炉炉内圧調整機 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN)
高圧注水機能喪失検出後、高圧注水機能喪失を検出し原子炉内圧を回復する。	高圧注水機能喪失検出後、原子炉内圧を回復するため、蓄電池の充電と充電機稼働により原子炉内圧を回復する。	高圧注水機能喪失検出設備 常設代用直流電源設備	-	原子炉炉内圧 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN)
原子炉内圧調整機稼働による原子炉内圧調整	原子炉内圧調整機稼働により原子炉内圧が調整される。	原子炉内圧調整機 【原子炉内圧調整機稼働】 タンクローリー (HL, HL)	代用原子炉内圧調整機 タンクローリー (HL, HL)	原子炉炉内圧 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN)
原子炉内圧調整機稼働による原子炉内圧調整	原子炉内圧調整機稼働により原子炉内圧が調整される。	原子炉内圧調整機 【原子炉内圧調整機稼働】 タンクローリー (HL, HL)	代用原子炉内圧調整機 タンクローリー (HL, HL)	原子炉炉内圧 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN)
原子炉内圧調整機稼働による原子炉内圧調整	原子炉内圧調整機稼働により原子炉内圧が調整される。	原子炉内圧調整機 【原子炉内圧調整機稼働】 タンクローリー (HL, HL)	代用原子炉内圧調整機 タンクローリー (HL, HL)	原子炉炉内圧 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN) 原子炉炉内圧調整機 (SN)

■：重大事故等対策設備（設計部承認）
 ■：有効評価上考慮しない箇所

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期TB）における重大事故等対策について（2/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 	-	-	-
可搬型代用圧水中型ポンプを用いた低圧代用圧水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代用圧水中型ポンプを用いた低圧代用圧水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代用圧水中型ポンプ	-
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	<ul style="list-style-type: none"> サブレーション・プールの水温度がサブレーション・プールの熱容量制限（原子炉が高压の場合は65℃）に到達したことを確認する。 可搬型代用圧水中型ポンプを用いた低圧代用圧水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 原子炉炉内圧が燃料有効長頂部に到達した場合、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ 125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	-	原子炉炉内圧（広帯域）* 原子炉炉内圧（燃料域）* 原子炉炉内圧（S.A.広帯域） 原子炉炉内圧（S.A.燃料域） サブレーション・プールの水温度 原子炉炉内圧* 原子炉炉内圧（S.A） ドライワイエル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

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

前ページと同じ

第7.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失+DG喪失」の重大事故等対策について

対策及び備考	手帳	常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム保護	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が共に機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉システムが停止することを要する。	所内蓄電池式直流電源設備	可搬型設備	原子炉炉心モニタ 起動機モニタ
原子炉冷却系圧力低下による原子炉注水	原子炉冷却系圧力(レベル3) 低下により原子炉冷却系圧力低下が検出され、原子炉注水を開始する。これはより原子炉冷却系圧力低下は加速し、最終原子炉冷却系圧力低下(レベル4)の状態で停止する。	【原子炉冷却系圧力低下】 原子炉冷却系圧力低下検出装置 原子炉冷却系圧力低下検出装置 原子炉冷却系圧力低下検出装置	可搬型代替注水ポンプ (A型) タンクローリー (B)	原子炉冷却系圧力モニタ 【原子炉冷却系圧力低下】 原子炉冷却系圧力低下検出装置
高圧代替注水による原子炉注水	高圧代替注水機能喪失確認後、高圧代替注水を自動起動し原子炉冷却系圧力を回復する。	高圧代替注水系 高圧代替注水ポンプ	-	原子炉冷却系圧力モニタ 高圧代替注水ポンプ
高圧代替注水による原子炉注水	原子炉冷却系圧力低下が検出されている直後電源の供給を停止するため、蓄電池の即時充放電により原子炉冷却系圧力低下が検出される。	蓄電池式直流電源設備	-	蓄電池式直流電源設備
機軸駆動力低下による原子炉注水	機軸駆動力低下が0.110MPa(Low)に到達した場合は、機軸駆動力低下が検出され、原子炉注水を開始する。これはより原子炉冷却系圧力低下は加速し、最終原子炉冷却系圧力低下(レベル4)の状態で停止する。	機軸駆動力低下検出装置 機軸駆動力低下検出装置	-	機軸駆動力低下検出装置 機軸駆動力低下検出装置
機軸駆動力低下による原子炉注水	機軸駆動力低下による交流電源供給後、機軸駆動力低下が検出され、原子炉注水を開始する。これはより原子炉冷却系圧力低下は加速し、最終原子炉冷却系圧力低下(レベル4)の状態で停止する。	機軸駆動力低下検出装置 機軸駆動力低下検出装置	代替原子炉冷却系圧力低下検出装置 タンクローリー (B)	機軸駆動力低下検出装置 機軸駆動力低下検出装置
機軸駆動力低下による原子炉注水	機軸駆動力低下による交流電源供給後、機軸駆動力低下が検出され、原子炉注水を開始する。これはより原子炉冷却系圧力低下は加速し、最終原子炉冷却系圧力低下(レベル4)の状態で停止する。	機軸駆動力低下検出装置 機軸駆動力低下検出装置	代替原子炉冷却系圧力低下検出装置 タンクローリー (B)	機軸駆動力低下検出装置 機軸駆動力低下検出装置

【】：重大事故等対応設備 (設計部承認)
 ■：有効評価上考慮しない箇所

東海第二発電所

備考

第2.3.1-1表 全交流動力電源喪失 (長期TB) における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) から原子炉注水を開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位 (広帯域) * 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) 低圧代替注水系原子炉注水量 原子炉隔離時冷却系注水量 * 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA)
タンクローリーによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリーにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の必要な負荷の切離しを実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリー	-
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> 125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系 	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	-	-
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替注水による格納器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納器圧力が279kPa [gage]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℃に近接したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替注水による格納器冷却操作を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレシジョン・チエンバ圧力 低圧代替注水系格納器スプレイ流量 サブレシジョン・プール水位

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

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

第7.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策について

制御及び操作	手帳	常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉停止 ワンストップ	外部電源喪失と非常用ディーゼルの発電機が全て機能喪失し交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを検知する。	所内蓄電池式直流電源設備	-	平均出力監視ユニット 起電機モニタ
原子炉降圧時の低圧による原子炉注水	原子炉降圧後(レベル4) 降圧により原子炉降圧時の低圧による原子炉注水を開始する。これにより原子炉降圧時の低圧は回復し、最終原子炉降圧後(レベル3)から原子炉降圧後の(レベル2)の間で維持する。	【原子炉降圧時の低圧による原子炉注水】 低圧降圧時 高圧降圧時 常設代替式直流電源設備	-	原子炉水位 (SS) 【原子炉降圧時の低圧による原子炉注水】 低圧降圧時監視 (SS) 高圧降圧時監視 (SS)
高圧代替注水による原子炉注水	高圧代替注水機能の稼働後、高圧代替注水を自動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 高圧代替注水ポンプ	-	原子炉水位 (SS) 高圧代替注水監視 (SS) 高圧代替注水監視 (SS)
高圧降圧の回復	原子炉降圧時の間で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の増設と並行して蓄電池の増設を行う。	所内蓄電池式直流電源設備	-	-
機軸降圧圧力が過剰により原子炉注水が稼働等による原子炉降圧時の降圧	機軸降圧圧力が0.11MPa(1.1bar)に到達した場合、機軸降圧圧力が過剰により原子炉降圧時の降圧を発生する。	機軸降圧圧力過剰がし監視 機軸降圧圧力過剰がし監視 所内蓄電池式直流電源設備	-	機軸降圧圧力 (0.9) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS)
過剰し安全弁による原子炉降圧時の降圧	常設代替式直流電源設備による交流電源供給後、機軸降圧圧力を自動起動し、過剰し安全弁による原子炉降圧時の降圧を発生する。	常設代替式直流電源設備 【機軸降圧圧力過剰による原子炉降圧時の降圧】 タンクローリー (ML,104L)	代用原子炉降圧時の降圧 タンクローリー (ML,104L)	原子炉降圧 (SS) 原子炉降圧 (SS)
機軸降圧圧力 (機軸降圧圧力) による原子炉降圧	原子炉降圧圧力により、機軸降圧圧力の系統圧力を下げると、代用原子炉降圧時の降圧を発生する。	機軸降圧圧力監視 【機軸降圧圧力による原子炉降圧時の降圧】 タンクローリー (ML,104L)	代用原子炉降圧時の降圧 タンクローリー (ML,104L)	原子炉降圧 (SS) 【機軸降圧圧力による原子炉降圧時の降圧】 タンクローリー (ML,104L) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS)
機軸降圧圧力 (機軸降圧圧力) による原子炉降圧	機軸降圧圧力 (機軸降圧圧力) による原子炉降圧時の降圧を発生する。	常設代替式直流電源設備 【機軸降圧圧力による原子炉降圧時の降圧】 タンクローリー (ML,104L)	代用原子炉降圧時の降圧 タンクローリー (ML,104L)	原子炉降圧 (SS) 【機軸降圧圧力による原子炉降圧時の降圧】 タンクローリー (ML,104L) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS) 機軸降圧圧力監視 (SS)

1: 重大事故等対策設備 (設計部承認)
 ■: 有効評価上考慮しない箇所

10-7-1-279

前ページと同じ

第2.3.1-1表 全交流動力電源喪失(長期T B)における重大事故等対策について(4/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替母線による緊急用母線の受電操作	・ 外部電源喪失の確認後、常設代替母線を受電する。 装置から緊急用母線を受電する。	常設代替母線高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	-	緊急用M/C電圧
常設代替母線による非常用母線の受電準備操作	・ 早期の電源回復不能の確認後、常設代替母線による非常用母線の受電準備操作を実施する。	-	-	-
常設代替母線による非常用母線の受電操作	・ 常設代替母線による緊急用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線2C及び2Dを受電する。	常設代替母線高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	-	M/C 2C電圧* M/C 2D電圧*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

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

前ページと同じ

第 7.1.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 + DG 喪失」の重大事故等対策について

対策及び備考	手帳	事故設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム電源	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉システム上を電源とする。	所内蓄電池式交流電源設備	-	平均出力領域モータ 起動領域モータ
原子炉冷却回路の断水による原子炉圧力低下	原子炉冷却回路 (レベル 3) 断水により原子炉冷却回路の断水が起動し原子炉圧力低下を発生する。これにより原子炉圧力は制限し、最終原子炉冷却回路 (レベル 3) から原子炉冷却回路 (レベル 4) の間で維持する。	【原子炉冷却回路断水】 格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)	可搬型代替海水ポンプ (H=3) タンクローリー (HL)	原子炉冷却水 (SA) 【原子炉冷却回路断水】 格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)
高圧注水設備断水による原子炉注水	高圧注水設備断水後、高圧代替注水ポンプを起動し原子炉冷却水を供給する。	高圧代替注水ポンプ 高圧代替注水ポンプ	-	原子炉冷却水 (SA) 格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)
高圧注水設備断水	原子炉冷却回路断水で使用している高圧注水ポンプの故障を防止するため、蓄電池の制御を停止し、高圧注水ポンプの起動を行う。	高圧代替注水ポンプ	-	格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)
格納容器冷却系断水による原子炉冷却回路断水	格納容器冷却系断水により、格納容器冷却系断水が起動し、格納容器冷却系断水による原子炉冷却回路断水が発生する。	格納容器冷却系断水 格納容器冷却系断水	-	格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)
原子炉冷却回路断水による原子炉冷却回路断水	原子炉冷却回路断水により、原子炉冷却回路断水が起動し、原子炉冷却回路断水による原子炉冷却回路断水が発生する。	原子炉冷却回路断水 原子炉冷却回路断水	代替原子炉冷却回路断水 タンクローリー (HL, HHL)	原子炉冷却水 (SA) 格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)
原子炉冷却回路断水による原子炉冷却回路断水	原子炉冷却回路断水により、原子炉冷却回路断水が起動し、原子炉冷却回路断水による原子炉冷却回路断水が発生する。	原子炉冷却回路断水 原子炉冷却回路断水	代替原子炉冷却回路断水 タンクローリー (HL, HHL)	原子炉冷却水 (SA) 格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)
原子炉冷却回路断水による原子炉冷却回路断水	原子炉冷却回路断水により、原子炉冷却回路断水が起動し、原子炉冷却回路断水による原子炉冷却回路断水が発生する。	原子炉冷却回路断水 原子炉冷却回路断水	代替原子炉冷却回路断水 タンクローリー (HL, HHL)	原子炉冷却水 (SA) 格納容器冷却系 (レベル 3) 格納容器冷却系 (レベル 4) 格納容器冷却系 (レベル 5) 格納容器冷却系 (レベル 6)

【 1 】：重大事故等対応設備 (設計基準設備)
 ■：有効評価上考慮しない箇所

東海第二発電所

備考

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失 (長期TB) における重大事故等対策について (5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの冷却系) による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 非常用母線の受電後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を停止する。 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの冷却系) による格納容器冷却操作を実施する。 	残留熱除去系 (低圧注水系) * 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの冷却系) * 常設代替格納容器スプレイ冷却系 * サブプレッジョン・プールの冷却系 * 常設代替格納容器スプレイ冷却系 * 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系海水系系統流量 * 残留熱除去系海水系系統流量 * 低圧代替注水系原子炉注水流量 サブプレッジョン・プールの冷却系 * サブプレッジョン・プールの冷却系 * サブプレッジョン・プールの冷却系 * サブプレッジョン・プールの冷却系 *
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による冷温停止操作	<ul style="list-style-type: none"> 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 (低圧注水系) * 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの冷却系) * 常設代替格納容器スプレイ冷却系 * 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 *

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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

第7.1.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 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 [gauge]	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 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 ³	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 (ウエットウ エル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウエ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
サブプレッション・チェン バ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位と して設定

10-7-1-280

東海第二発電所

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (1/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	本重要事故シナクセ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 [gauge]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター ト下端から+126cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等で あり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含さ れることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定 となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい 設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクル の運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に 対応する燃焼度を設定 (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 [gauge]	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

初期条件

備考

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

第7.1.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブプレッジョン・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・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
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定


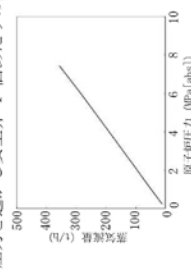
10-7-1-281

東海第二発電所

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (2/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定	
	格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブプレッジョン・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	
	サブプレッジョン・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サブプレッジョン・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	
	サブプレッジョン・プール水温	32℃	サブプレッジョン・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めめの水温として、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-サブプレッジョン・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めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めめの水温を設定	
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定	
	事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
		外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

備考

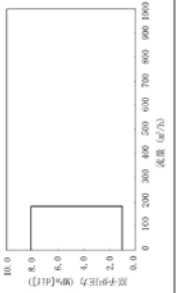
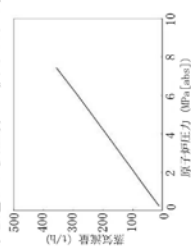
柏崎刈羽原子力発電所6/7号機		東海第二発電所		備考
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (3/5)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)		
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12 ~ 1.03MPa[diff] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 	原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51MPa[gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の2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> 	逃がし弁機能の設計値として設定	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁		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	
第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (3/7)				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
	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)		
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定	
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環系ポンプ停止を設定	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (3/5)

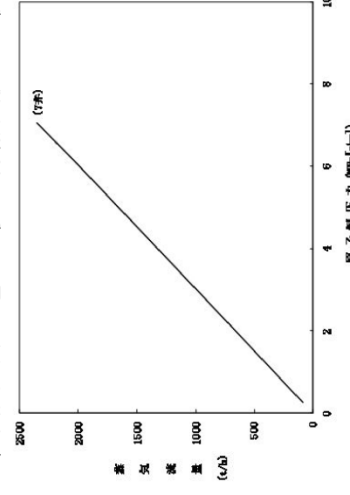
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12 ~ 1.03MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の2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
逃がし安全弁		逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

前ページと同じ

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-282

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (4/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (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) (原子炉手動減圧操作時) 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> 	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作を実施する事故シナリにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
重大事故等対策に関連する機器条件		逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

柏崎刈羽原子力発電所6/7号機

東海第二発電所

備考

第7.1.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)) (4/5)

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)	事象発生24時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif])において注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定
低圧代替注水系 (常設)	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約90m ³ /hにて前燃熱相当量を注水するものとして設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に手動起動し、954m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・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 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
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	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
代替原子炉補機冷却系	約23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-283

第2.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (5/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 ・注水特性：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている
残留熱除去系 (低圧注水系)	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~1,676m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]~1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	伝熱容量：約43MW (サブプレッション・プール水温 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

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 7.1.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (4/5)

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)	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[diff])において注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定
低圧代替注水系 (常設)	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m ³ /h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に手動起動し、954m ³ /h にて原子炉格納容器内にスプレイ ・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 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
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	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
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

10-7-1-283

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (6/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (可搬型)	原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 (原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h~110m ³ /h ・注水圧力：0MPa[diff]~1.4MPa[diff] (原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h (一定)	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	格納容器圧力が 217kPa [gage] に到達した場合に停止し、279kPa [gage] に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 スプレイ流量：130m ³ /h (一定) 格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え	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 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	スプレイ流量：1.9×10 ³ m ³ /h (95%：ドライウエル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定
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 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

重大事故等対策に関連する機器条件

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 7.1.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
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
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

10-7-1-284

第 2.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (7/7)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替格納容器装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定
直流電源の負荷切離操作	事象発生から 1 時間まで (中央制御室) 事象発生から 8 時間後 (現場)	本事故シナリオの前提条件として設定
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作)	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)) が準備できた時点でサブレション・プールの水温が熟容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	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設定
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブレション・プール冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替格納容器装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

重大事故等対策に関連する操作条件