灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故 本原子炉施設における想定事故について、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。	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	7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	記載方針の相違 ・大飯は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）
4.1 想定事故１ 4.1.1 想定事故１の特徴、燃料損傷防止対策 (1) 想定する事故 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故１として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。	4.1 想定事故１ 4.1.1 想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策 (1) 想定する事故 「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」がある。	7.3.1 想定事故１ 7.3.1.1 想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策 (1) 想定する事故 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」がある。	
(2) 想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故１では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。	(2) 想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故１では，燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本想定事故は，燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備	(2) 想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故１では，使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料ピット水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本想定事故は，使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料ピットの注水機能に対する重大事	記載表現の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
したがって、想定事故１では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。	に期待することが考えられる。 したがって，想定事故１では，燃料プール代替注水系(可搬型)により燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プール代替注水系(可搬型)により燃料プール水位を維持する。	故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，想定事故１では，可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピットへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピット水位を維持する。	記載方針の相違（女川実績の反映）
(3) 燃料損傷防止対策 想定事故１における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。 対策の概略系統図を第4.1.1図に、対応手順の概要を第4.1.2図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第4.1.1表に示す。 想定事故１における３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計34名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が20名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第4.1.3図に示す。	(3) 燃料損傷防止対策 想定事故１における機能喪失に対して，燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，燃料プール代替注水系(可搬型)※1による燃料プールへの注水手段を整備する。 これらの対策の概略系統図を第4.1.1図に，手順の概要を第4.1.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.1.1表に示す。 想定事故１において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され，合計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，発電課長1名，発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第4.1.3図に示す。 ※1 燃料プール代替注水系(可搬型)以外に，燃料プール代替注水系(常設配管)による対応が可能である。	(3) 燃料損傷防止対策 想定事故１における機能喪失に対して，使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。 これらの対策の概略系統図を第7.3.1.1図に，手順の概要を第7.3.1.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.3.1.1表に示す。 想定事故１において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，災害対策要員，災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され，合計20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，中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の２名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，災害対策要員が９名，災害対策要員（支援）が２名，関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は４名である。必要な要員と作業項目について第7.3.1.3図に示す。	体制の相違 ・シングルプラントとツインプラントによる相違を除けば，対応操作，要員数ともに同等
a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応 使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により、使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却機能回復操作、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に	a. 燃料プールの冷却機能喪失確認 燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合，燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。 燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要	a．使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応 使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により，使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット冷却機能回復操作，使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ，使用済燃料ピット水位（可搬型）及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に	設備名称の相違

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.3.1 想定事故 1

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
必要な計装設備は使用済燃料ピット温度（AM用）等である。	な計装設備は，使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)等である。	必要な計装設備は，使用済燃料ピット温度（AM用）等である。	
b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認 使用済燃料ピット冷却機能の故障により、使用済燃料ピット水温が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。 使用済燃料ピット水温及び水位の確認に必要な計装設備は使用済燃料ピット温度（AM用）等である。		b．使用済燃料ピット水温及び水位の確認 使用済燃料ピット冷却機能の故障により，使用済燃料ピット水温が上昇し，使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。 使用済燃料ピット水温及び水位を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料ピット温度（AM用）等である。	
c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断 ２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	b. 燃料プールの注水機能喪失確認 燃料プールの冷却機能喪失の確認後，燃料プール水の温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	c．使用済燃料ピット補給水系の故障の判断 使用済燃料ピットの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料ピット水の温度上昇による蒸発により使用済燃料ピット水位が低下することが想定されるため，補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い，使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ，使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し，使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	記載方針の相違（女川実績の反映） ・注水準備の明確化
使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)等である。 （添付資料 4.1.1）	使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（AM用）等である。 （添付資料7.3.1.6）	添付資料の相違（女川実績の反映） ・SFP の状態監視に関する添付資料を作成
d. 使用済燃料ピット注水操作 淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 １次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。	c. 燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水	d．使用済燃料ピット注水操作 １次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 １次系純水タンクが使用不能と判断した場合は，消火設備が使用可能であれば，消火設備による注水操作を行う。	設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる
	燃料プール代替注水系(可搬型)の準備は冷却機能	可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は冷却機	記載方針の相違（女

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し、通常水位到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。	喪失による異常の認知を起点として開始する。準備が完了したところで，燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を開始し，燃料プール水位は回復する。	能喪失による異常の認知を起点として開始する。１次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には，可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し，通常水位到達後は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端以下とならないよう水位を維持する。	川実績の反映） ・注水準備の明確化
以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。	その後，燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系(可搬型)の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽※2を確保できる燃料プール水位より高く維持する。	その後は，使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに，可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。	記載方針の相違（女川実績の反映）
使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)等である。	使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	
	※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故１における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり，その被ばく量は最大で35mSvとなる。また，現場作業員の退避は1時間以内であり，その被ばく量は10mSv以下となる。よって，被ばく量は最大でも35mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。原子炉建屋燃料取替床での作業は，燃料プール代替注水系(可搬型)を使用する場合のホース設置が想定される。必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約1.3m下の位置である。		【女川】 評価方法の相違 ・放射線の遮蔽が維持される最低水位の考え方が女川と泊、大飯では異なる。PWR では通常時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下に維持される最低水位を確保する評価としている。 ・具体的な水位については泊、大飯では主要解析条件の表やフロー図に記載

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法	4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 想定事故１で想定する事故は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。	7.3.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 想定事故１で想定する事故は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。	記載方針の相違（女川実績の反映） ・他の事故シーケンスグループ等に合わせて有効性評価を行う事故を最初に記載
想定事故１では、冷却機能又は注水機能の喪失による使用済燃料ピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。	想定事故１では，燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下するが，燃料プールへの注水により，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。	想定事故１では，使用済燃料ピットの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下するが，使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。	記載表現の相違（女川実績の反映）
	なお，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については，燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，維持される。	なお，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については，燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，維持される。	記載方針の相違（女川実績の反映）
また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故１における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料4.1.2，4.1.3）	また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	評価方針の相違（女川実績の反映）
(2) 有効性評価の条件 想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故１特有の評価条件を以下に示す。	(2) 有効性評価の条件 想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.1.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。	(2) 有効性評価の条件 想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.1.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の使用済燃料ピットを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料ピットは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料ピットに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。	記載方針の相違（女川実績の反映） ・想定事故での評価は運転停止中の SFP を対象とすることは添付資料等で説明していたが、想定事故

7.3.1 想定事故 1

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（添付資料1.5.7）	（添付資料4.1.2）	（添付資料6.5.7）	の本文にその旨明記
a. 初期条件 (a) 事象発生前使用済燃料ピット水位 使用済燃料ピット水位の実運用に基づき、燃料頂部より7.38mとする。	a. 初期条件 (a) 燃料プールの初期水位及び初期水温 燃料プールの初期水位は，通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の65℃とする。	a．初期条件 (a) 事象発生前使用済燃料ピット水位 使用済燃料ピット水位の実運用に基づき，燃料頂部より7.55mとする。	評価条件の相違
		(b) 事象発生前使用済燃料ピット水温 使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として40℃とする。	記載方針の相違（女川実績の反映）
	(b) 崩 壊 熱 燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，燃料プールの崩壊熱は約6.7MWを用いるものとする。 なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約12m³/hである。	(c) 使用済燃料ピット崩壊熱 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後7.5日）で取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が，使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して，使用済燃料ピットの熱負荷は11.508MWを用いるものとする。 なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19.16m³/hである。	
b. 事故条件 (a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。	b. 事故条件 (a) 安全機能の喪失に対する仮定 燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系等の機能を喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとする。	記載表現の相違（女川実績の反映）
(b) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。	(b) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	(b) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	記載表現の相違（女川実績の反映）
c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量	c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 燃料プール代替注水系（可搬型）	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 可搬型大型送水ポンプ車	記載方針の相違（女

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として25m³/hを設定する。	燃料プールへの注水は，大容量送水ポンプ(タイプⅠ)１台を使用するものとし，崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る114m³/h※3の流量で注水する。 ※3 燃料プール代替注水系(可搬型)及び燃料プール代替注水系(常設配管)の注水容量はともに114m³/hである。	使用済燃料ピットへの注水は，可搬型大型送水ポンプ車１台を使用するものとし，使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸発量を上回る25m³/hの流量で注水する。	川実績の反映）
d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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。 (a) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生の5.2時間後に開始するものとする。	d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「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。 (a) 燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水準備操作は，運転員及び重大事故等対応要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生10時間までに完了するが，燃料プールへの注水操作は事象発生13時間後から開始する。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，災害対策要員及び災害対策要員（支援）の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生の4.4時間後から開始する。	記載表現の相違（女川実績の反映） 操作条件の相違 ・泊と大飯では注水準備完了時間が異なる
(3) 有効性評価の結果 想定事故１の事象進展を第4.1.2図に示す。	(3) 有効性評価の結果 想定事故１における燃料プール水位の推移を第4.1.4図に，燃料プール水位と線量率の関係を第4.1.5図に示す。	(3) 有効性評価の結果 想定事故１の事象進展を第7.3.1.2図に示す。	
a. 事象進展 事象発生後、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約12時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第4.1.4図に示すとおり事象発生の約2.6日後である。	a. 事象進展 燃料プールの冷却機能が喪失した後，燃料プール水温は約4℃/hで上昇し，事象発生から約8時間後に100℃に到達する。その後，蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から13時間経過した時点で燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水を開始すると，燃料プール水位が回復する。	a．事象進展 事象発生後，使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，約6.6時間で100℃に到達し，使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのは，第7.3.1.4図に示すとおり事象発生の約1.6日後である。	評価結果の相違 ・崩壊熱，SFP水量等の差異により，100℃到達時間及び遮蔽が維持される最低水位までの水位低下時間が異なる
事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間は、事象発生の5.2時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約2.6日後に対して十分な時間余裕がある。		事故を検知し，可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始できる時間は，事象発生の4.4時間後であることから，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.6日後に対して十分な時間余裕があ	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		る。 使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備していることから，使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。	
	その後は，燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系（可搬型）により，蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで，燃料プール水位を維持する。	その後は，使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに，可搬型大型送水ポンプ車により，蒸発量に応じた量を使用済燃料ピットに注水することで，使用済燃料ピット水位を維持する。	記載方針の相違（女川実績の反映）
使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。 （添付資料 4.1.1）		（添付資料 7.3.1.1）	
b. 評価項目等 使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。	b. 評価項目等 燃料プール水位は，第4.1.4図に示すとおり，通常水位から約0.36m下まで低下するにとどまり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，燃料プール水は事象発生約8時間で沸騰し，その後100℃付近で維持される。 また，第4.1.5図に示すとおり，燃料プール水位が通常水位から約0.36m下の水位になった場合の線量率は，約5.4×10^{-2}mSv/hであり，必要な遮蔽の目安とした10mSv/hと比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。 なお，線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。	b．評価項目等 使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから，燃料有効長頂部は冠水している。また，放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。	
使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はAエリアで約0.953、Bエリアで約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，本事象においても未臨界は維持される。	使用済燃料ピットは，通常ほう酸水で満たされているが，純水で満たされた状態で，最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.970であり，未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり，水密度が低下する場合でも，使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため，実効増倍率は低下し，使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	設計の相違 ・燃料及びラック仕様等の差異により，実効増倍率が異なる ・大飯の SFP ラックは A エリアがステンレス鋼製ラック、B エリアがボロン添加ステンレス鋼製の稠密ラックであり、設計

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			が異なることから両エリアの評価結果を示している。泊は両ピットともボロン添加ステンレス鋼製ラックであるため、評価結果が厳しくなる燃料貯蔵体数が多いＢ－使用済燃料ピットの評価結果のみを示している。
事象発生の5.2時間後から送水車による注水を行うことで、事象発生の約9.1時間後には使用済燃料ピット水位を回復させ維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで、安定状態を維持できる。	事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し，その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。	事象発生の4.4時間後から可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行うことで使用済燃料ピット水位は回復し，その後に蒸発量に応じた使用済燃料ピットへの注水を継続することで安定状態を維持できる。	記載表現の相違（女川実績の反映） 設計の相違 ・初期水位の設定の違いにより安定状態に至る時間が異なる
（添付資料 4.1.2、4.1.3）	本評価では，「1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 4.1.4，4.1.5）	本評価では，「6.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 7.3.1.2，7.3.1.3）	記載方針の相違（女川実績の反映）

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故１は、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。 また、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。	4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故１では，燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作とする。	7.3.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故１は，使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作とする。	評価方針の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱、初期水位及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第4.1.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.3.1.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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使用済燃料ピット崩壊熱，初期水位及び初期水温，初期の地震起因のスロッシング発生並びに使用済燃料ピットに隣接するピットの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。	評価方針の相違（女川実績の反映） ・泊は地震起因のスロッシング及び隣接するピットの状態の変動の影響を記載
(a) 運転員等操作時間に与える影響 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間へ与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり，水位低下が遅くなるが，使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	記載箇所の相違（女川実績の反映） ・初期水位の不確かさに関して泊は崩壊熱と分けて記載している

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	等操作時間に与える影響はない。		
初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を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。	初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の初期水温は，評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，使用済燃料ピット水温が変動するが，使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	記載方針の相違（女川実績の反映）
【再掲】 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり，それにより操作開始が早くなるが，注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため，その起点より操作開始が遅くなることはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の初期水位は，評価条件の燃料頂部より7.55mに対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している水位より高くなるため，使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり，水位低下が遅くなるが，使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	記載箇所の相違 ・初期水位の不確かさに関して大飯は前段の崩壊熱と合わせて記載している
【再掲】 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの，燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後(10mSv/hの場合)であり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水が可能であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，評価条件で設定している初期水位よりも使用済燃料ピット水位が低くなるが，使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価方針の相違（女川実績の反映） ・泊は初期に地震起因のスロッシングが発生した場合の影響を記載
【参考：伊方３号炉】 使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるが、中型ポンプ車による注水準備の起点となる使用済燃料ピット水温は、保守的に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯	初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発によ	初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合，評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるため使用済燃料ピット水位の低下は早くなるが，使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はない	評価方針の相違 ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
蔵したＡピットのみで評価していることから使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	る燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 4.1.6，4.1.7，4.1.8）	ことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・評価内容は他の項目と合わせた記載としている
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって，使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	記載箇所の相違（女川実績の反映） ・初期水位の不確かさに関して泊は崩壊熱と分けて記載している
初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約2.6日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，燃料プール水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の初期水温は，評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり，評価条件の不確かさとして，初期水温の変動を考慮し，評価条件で設定している初期水温より水温が高い場合，使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.6日後と長時間であることから，初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	記載方針の相違（女川実績の反映） 評価結果の相違
また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.2日短い約2.4日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	また，自然蒸発，燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。 仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，燃	また，使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ１台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温40℃の場合と比較して約0.1日短い約1.5日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	評価結果の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約17時間後(10mSv/hの場合)，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり，事象発生13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
【再掲】 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.17m下※4)とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約23時間後(10mSv/hの場合)，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から4日以上あり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の初期水位は，評価条件の燃料頂部より7.55mに対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している初期水位より高くなるため，使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって，使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	記載箇所の相違 ・初期水位の不確かさに関して大飯は前段の崩壊熱と合わせて記載している
		追而【地震津波側審査の反映】 （新たに設定した基準地震動によるSFPスロッシングの溢水量評価結果を受けて反映のため）	
【再掲】 この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約2.1日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの，燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後(10mSv/hの場合)，燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水位が燃料頂部より7.55mの場合と比較して約0.1日短い約1.5日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	評価方針の相違（女川実績の反映） ・泊は初期に地震起因のスロッシングが発生した場合の影響を記載
【参考：伊方３号炉】 使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなり、使用済燃料ピットの水位低下が早くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(3) 評	初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量はプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発によ	初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮し，使用済燃料ピットと燃料取替キャナル及び燃料検査ピットを切り離した状態として評価した結果，事象発生から使用済燃料ピッ	評価方針の相違 ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間を確認しており、使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	る燃料プール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。	ト水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は，使用済燃料ピットと燃料取替用キャナル及び燃料検査ピットを接続した状態とした場合と比較して約0.2日短い約1.4日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・評価内容は他の項目と合わせた記載としている
なお、使用済燃料ピット内では、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。	※4 使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)及び使用済燃料 プール水位/温度(ガイドパルス式)の水位低の警報設定値:通常水位-165mm (添付資料4.1.6，4.1.7，4.1.8) 【P12,13から再掲】 また，自然蒸発，燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。	なお，自然蒸発，使用済燃料ピット水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料ピット水位低下開始時間より早く使用済燃料ピット水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料ピット水は冷却される。さらに，使用済燃料ピット水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。	記載方針の相違（女川実績の反映）
この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約2.1日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約17時間後(10mSv/hの場合)，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり，事象発生13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料ピット水位の低下が開始すると想定し，100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温40℃の場合と比較して約0.3日短い約1.3日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	評価結果の相違
b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影	b. 操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」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	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」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	評価方針の相違（女川実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
響を確認する。 (a) 要員の配置による他の操作に与える影響 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、第4.1.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位へ到達するまでの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から13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，当該操作は燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する大容量送水ポンプ(タイプⅠ)の設置作業終了後から開始するものであり，これを含めても準備操作にかかる時間は10時間を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から13時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (添付資料4.1.8) 【参考：全交流動力電源喪失（TBU)】 操作条件の高圧代替注水系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15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は，時間余裕を含めて設定されており，原子炉への注水開始時間も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。 なお，この操作を行う運転員は，他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作は，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が早まり，燃料プール水位の回復を早め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。 (添付資料4.1.8)	価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生の4.4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，注水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。 なお，この操作を行う運転員等は，他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，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が早まり，使用済燃料ピット水位の回復を早め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。	記載方針の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.3.1 想定事故 1

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(2) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「4.1.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生の約2.6日後であり、送水車による注水を開始する時間である事象発生の5.2時間後に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。 (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、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余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。 （添付資料4.1.4）	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水操作については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約1日後(10mSv/hの場合)，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から4日以上であり，事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定しているため，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4.1.8) (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は，「7.3.1.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生の約1.6日後であり，可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始する時間である事象発生の4.4時間後に対して十分な時間余裕がある。 (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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。 （添付資料7.3.1.4）	記載表現の相違（女川実績の反映） 評価結果の相違 評価方針の相違（女川実績の反映） 記載表現の相違（女川実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故１において、３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり34名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。	4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故１において，重大事故等対策時における必要な要員は，「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。 なお，今回評価した原子炉の運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故１の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員により対応可能である。	7.3.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故１において，重大事故等対策時における必要な要員は，「7.3.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり20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」で説明している中央制御室の運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）の34名で対処可能である。 なお，今回評価した原子炉の運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故１の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，使用済燃料ピットに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料ピット水が100℃に到達するまで最低でも半日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，中央制御室の運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）により対応可能である。	体制の相違 ・要員体制の差異 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉が運転中に重大事故等が発生しても想定事故の対応が可能なことを、想定事故の本文にその旨明記する
(2) 必要な資源の評価 想定事故１において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。 また、水源、燃料及び電源については、３号炉及び４号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、３号炉及び４号炉の合計の消費量を評価する。	(2) 必要な資源の評価 想定事故１において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 (添付資料4.1.9)	(2) 必要な資源の評価 想定事故１において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	記載表現の相違（女川実績の反映） 設計の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯とは評価条件が異なる（女川と同様）
a. 水源 海水を取水源として、送水車により使用済燃料ピットへ間欠的に注水（25m³/h）を行う。	a. 水源 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については，7日間の対応を考慮すると，合計	a．水源 海水を取水源として，可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピットへ間欠的に注水（25m³/h）を行う。	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	約1，970m³の水が必要となる。水源として，淡水貯水槽に約10，000m³の水を保有しており，水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。		
b. 燃料	b. 燃料	b．燃料	
(a) 重油 ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kℓの重油が必要となる。	非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約735kLの軽油が必要となる。	ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約527.1kLの軽油が必要となる。	設計の相違 ・泊は軽油のみを使用する 設計の相違
電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。	【比較のため再掲】 緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの電源車(緊急時対策所用)の運転を想定すると，７日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが，緊急時対策所軽油タンク(約18kL)の使用が可能であることから，７日間の継続が可能である(合計使用量約809kL)。	緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，７日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。	記載方針の相違（女川実績の反映） 設備名称の相違 設等の相違
【比較のため「(b) 軽油」から再掲】 使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、３号炉、４号炉それぞれ事象発生の5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約4,809ℓの軽油が必要となる。	大容量送水ポンプ(タイプⅠ)を用いた燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水については，保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプⅠ)の運転を想定すると，７日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。 常設代替交流電源設備については，重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの，外部電源喪失により自動起動することから，保守的に事象発生後24時間，緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合，約25kLの軽油が必要となる。	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については，保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。	評価方針の相違（女川実績の反映） 設計の相違
7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約597.8kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。	軽油タンク(約755kL)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)にて合計約1,055kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ(タイプⅠ)による燃料プール代替注水系(可搬型)の運転について，７日間の継続が可能である。 緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの電源車(緊急時対策所用)の運転を想定すると，７日間の運転継続に約17kLの軽油	ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kL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，ディーゼル発電機による電源供給，緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水について，７日間の継続が可能である（合計使用量約558.8kL）。	記載方針の相違 ・大飯は燃料に重油と軽油を使用するため書き分けており、泊との比較は前段で必要なものを再掲することで実施済み 設計の相違
(b) 軽油 使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水			

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
車については、３号炉、４号炉それぞれ事象発生の5時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約4,809ℓの軽油が必要となる。 7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約9,618ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000ℓにて供給可能である。	が必要となるが，緊急時対策所軽油タンク(約18kL)の使用が可能であることから，７日間の継続が可能である(合計使用量約809kL)。		
c. 電源 ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 (添付資料4.1.5)	c. 電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。 また，緊急時対策所への電源供給を行う電源車(緊急時対策所用)についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	c．電源 外部電源は使用できないものと仮定し，ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は，設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 また，緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所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。 (添付資料 7.3.1.5)	記載表現の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映）

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.1.5 結論	4.1.5 結論	7.3.1.5 結論	
想定事故１では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下し、やがて燃料は露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。	想定事故１では，燃料プールの冷却系が機能喪失し，燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。	想定事故１では，使用済燃料ピットの冷却機能が喪失し，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料ピット水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。	記載表現の相違（女川実績の反映）
想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。	想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水手段を整備している。	想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。	
想定事故１について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持できる。	想定事故１について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水により，燃料プール水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，燃料プールでは燃料が，ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。	想定事故１について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピット水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，使用済燃料ピットでは燃料が，ボロン添加ステンレス鋼製ラックに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。	記載表現の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映）
その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。	その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。	その結果，燃料有効長頂部が冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。	記載表現の相違（女川実績の反映）
評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。	評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。	評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。	記載表現の相違（女川実績の反映）
重大事故等対策要員は、想定事故１における重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。	重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。	重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）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。	記載表現の相違（女川実績の反映）
以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故１」に対して有効である。	以上のことから，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故１に対して有効である。	以上のことから，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は，想定事故１に対して有効である。	

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉

第 4.1.1 表　「想定事故１」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	可搬設備	計装設備
a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により，使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット冷却機能回復操作，可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ，可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。		－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ
b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認	・使用済燃料ピット冷却機能の故障により，使用済燃料ピット水温が上昇し，使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ
c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	・２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い，使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ，使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し，使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	【燃料取替用水ピット】	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ 燃料取替用水ピット水位
d. 使用済燃料ピット注水操作	・淡水タンクが使用可能であれば，屋内消火栓，屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 ・１次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ・淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には，送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し，通常水位到達後に使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。 ・以降，使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され，温度が安定していることを確認する。	－	送水車 燃油ドラム缶	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ （使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置を含む。） 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ 可搬式使用済燃料ピット水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

女川原子力発電所２号炉

第 4.1.1 表　「想定事故１」の重大事故等対策について（1/2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備 常設設備	可搬型設備	計装設備
燃料プールの冷却機能喪失確認	・燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合，燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する	【非常用ディーゼル発電機】* 軽油タンク	―	【残留熱除去系ポンプ出口圧力】* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール監視カメラ
燃料プールの注水機能喪失確認	・燃料プールの冷却機能喪失の確認後，燃料プール水温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールの注水機能喪失であることを確認する	―	―	【残留熱除去系ポンプ出口圧力】* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ
燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プール注水	・燃料プール代替注水系（常設配管）の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プール注水により，燃料プール水位を回復する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する	ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプⅠ） タンクローリ	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ

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

泊発電所３号炉

第 7.3.1.1 表　「想定事故１」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	可搬型設備	計装設備
a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により，使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合，使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し，使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ，使用済燃料ピット水位（可搬型），使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ
	・使用済燃料ピット冷却機能の回復操作を行う。	－	－	－
b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認	・使用済燃料ピット冷却機能の故障により，使用済燃料ピット水温が上昇し，使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ
c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	・使用済燃料ピットの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料ピット水の温度上昇による蒸発により使用済燃料ピット水位が低下することが想定されるため，補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い，使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ，使用済燃料ピット補給水系の故障と判断する。	燃料取替用水ピット*	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ 燃料取替用水ピット水位*
	・使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	－	－	－
d. 使用済燃料ピット注水操作	・１次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ・１次系純水タンクが使用不能と判断した場合は，消火設備が使用可能であれば，消火設備による注水操作を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ （使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置を含む） 使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ 使用済燃料ピット水位（可搬型）
	・可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。１次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には，可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し，通常水位到達後は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端以下とならないよう水位を維持する。 ・その後は，使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに，可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。	ディーゼル発電機燃料油貯油槽* 燃料タンク（SA）	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ （使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置を含む） 使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ 使用済燃料ピット水位（可搬型）

＊：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

相違理由

名称等の相違
・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる
【大飯、高浜】
記載方針の相違（女川実績の反映）
・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及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）を識別

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第 4.1.1 表　「想定事故１」の重大事故等対策について（2/2） 操作及び確認 / 手順 / 重大事故等対処設備 / 常設設備 / 可搬型設備 / 計装設備 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プール～の注水 / ・燃料プール代替注水系（可搬型）の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プール注水により、燃料プール水位を回復する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、異常量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する / ガスタービン発電設備軽油タンク / 大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ / 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量） 使用済燃料プール監視カメラ		

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉

第 4.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）（１／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	11.674MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（１，２，４（３）号炉分含む。）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯にした保管した状態を設定。崩壊熱の計算に当たっては、核分裂生成物については日本原子力学会推奨値、アクチニドについてはORIGEN2を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	事象発生前使用済燃料ピット水位（初期水位）	燃料頂部より 7.38m	使用済燃料ピット水位の実運用に基づき設定。 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取替建屋の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下となるための許容水位低下量は約 3.19m であり、評価に使用する水位低下量を保守的に 3m とする。これにより、使用済燃料ピット水位は燃料頂部より約 7.57m であるが、初期水位を燃料頂部より 7.38m と設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温100℃まで上昇する時間の評価は、Aエリアのみを考慮して設定。また、水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合とある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定。

女川原子力発電所２号炉

第 4.1.2 表　主要評価条件（想定事故１）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	燃料プール保有水量	約 1,400m³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	燃料プール初期水位	通常水位	通常水位を設定
	燃料プール初期水温	65℃	運転上許容される上限値として設定
	崩壊熱	約 6.7MW 取出時平均燃焼度 ・貯蔵燃料 45GWd/t ・炉心燃料 33GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日[※1]）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料貯蔵ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び復水補給水系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m³/h にて注水	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による注水を想定設備の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作	事象発生から 13 時間後	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定

※1　女川２号炉の至近の定期検査における実績（約 11 日）を踏まえ，原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

泊発電所３号炉

第 7.3.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（１／２）

項　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	11.508MW	核分裂生成物が多く使用済燃料ピット崩壊熱が高めとなるように，原子炉の運転停止後（原子炉停止後 7.5 日[※]）に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（１，２号炉分含む。）を合わせて，使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。なお，ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の使用も考慮したものとしている。使用済燃料ピット崩壊熱の計算に当たっては，核分裂生成物については日本原子力学会推奨値，アクチニドについてはORIGEN2 を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として設定。
	事象発生前使用済燃料ピット水位（初期水位）	燃料頂部より 7.55m	使用済燃料ピット水位の実運用に基づき設定。 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取替建屋の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約 3.37m であり，評価に使用する水位低下量を保守的に 3.3m とする。これにより，使用済燃料ピット水位は燃料頂部より約 7.62m であるが，初期水位を燃料頂部より 7.55m と設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	A－使用済燃料ピット，B－使用済燃料ピット，燃料検査ピット及び燃料取替キャナル接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが，水温 100℃まで上昇する時間の評価は，B－使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また，水量は使用済燃料，ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。

※　泊３号炉の至近の定期検査における実績（約９日）を踏まえ，原子炉停止後 7.5 日を設定。原子炉停止後 7.5 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はトリップのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

相違理由

設計の相違
・「使用済燃料ピット崩壊熱」の主要評価条件は，燃料仕様及び保管体数等の差異による
名称等の相違

大飯発電所3／4号炉

第 4.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）（２／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から 4.38m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。
	送水中の使用済燃料ピットへの注水流量	25m³/h	崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	送水車による使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生の 5.2 時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

第 7.3.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（２／２）

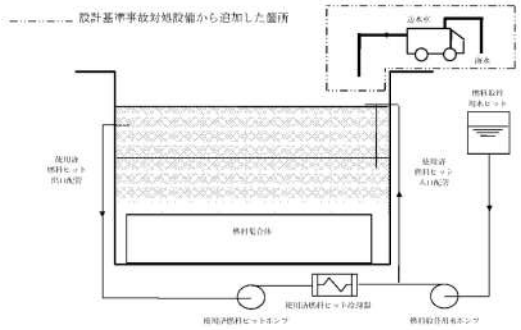
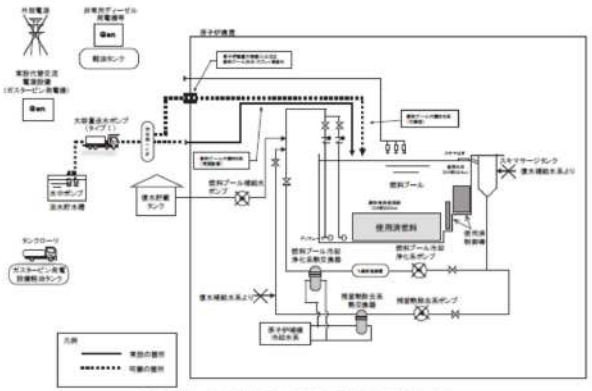
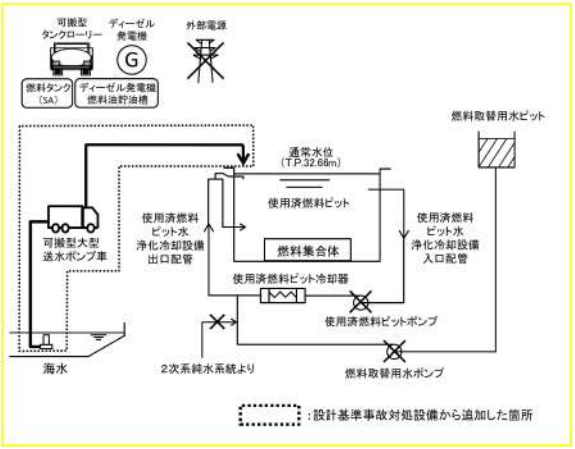
項　目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持される最低水位	燃料頂部から 4.25m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。
	可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量	25m³/h	崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作	事象発生の 4.4 時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要があり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして，事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

相違理由

設計の相違
名称等の相違

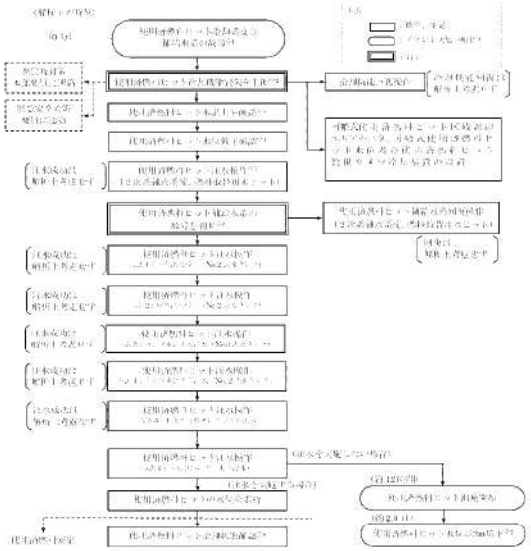
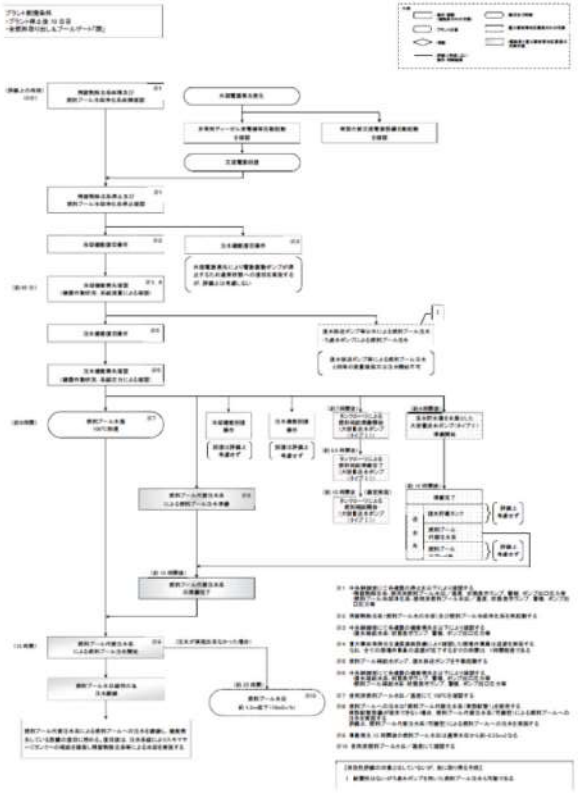
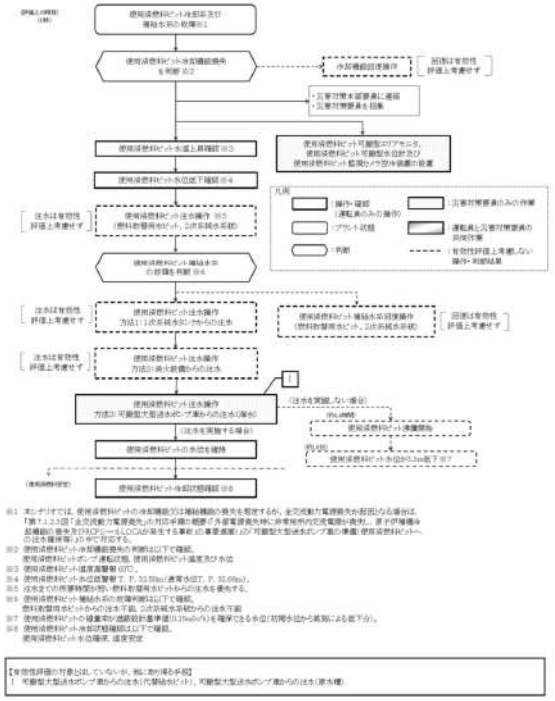
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 4.1.1 図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図	 第 4.1.1 図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図 （燃料プールへの注水）	 第7.3.1.1図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図	設計の相違 名称等の相違 記載方針の相違（女川実績の反映） ・外部電源、ディーゼル発電機、可搬型タンクローリー等を追記

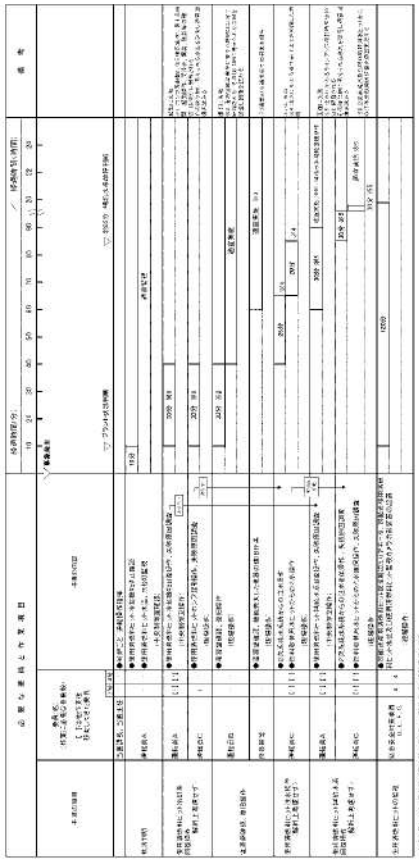
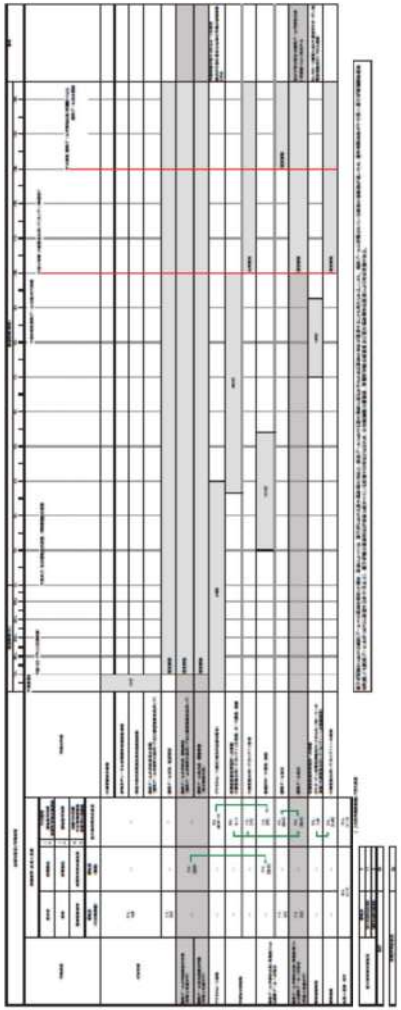
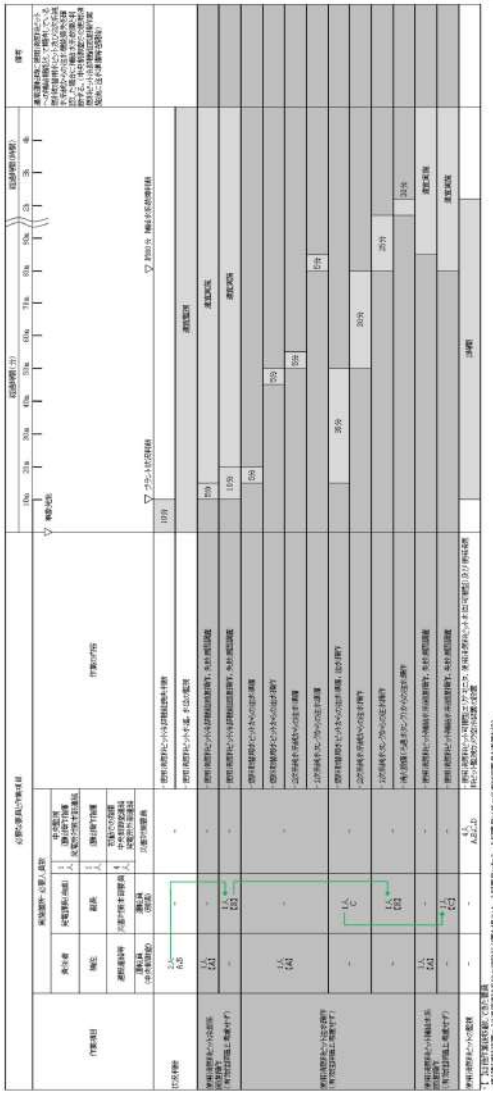
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 4.1.2 図　「想定事故１」の対応手順の概要 （「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の事象進展）	 第 4.1.2 図　「想定事故１」の対応手順の概要	 第 7.3.1.2 図　「想定事故１」の対応手順の概要 （「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」の事象進展）	・記載方針の相違（女川実績の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 設計の相違 評価結果の相違 名称等の相違

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 設計の相違 評価結果の相違 名称等の相違

第４.１.３図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）（１／２）

第７.３.１.３図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故）（１／２）

＊2：送水車配備作業は緊急安全対策要員により連絡後(事象発生から約2時間30分後)速やかに所定のルートによる活動を開始することとした。
3，4号炉同時発災を基本とし対応するものとする(給水要員10人をもとに1ユニット当たりの対応人数を記載)。
また、運転員等が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。(一部の機器については想定時間により算出)

第 4.1.3 図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）
（２／２）

第 7.3.1.3 図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故）（２／２）

大飯発電所３／４号炉
女川原子力発電所２号炉
泊発電所３号炉
相違理由

泊発電所３号炉　有効性評価　比較表

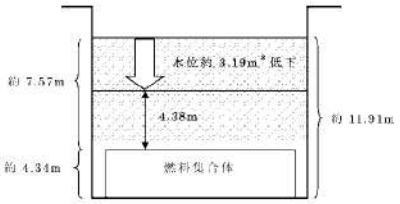
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

記載方針の相違（女川実績の反映）
・運転員を中央制御室と現場に分けて記載
・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載
設計の相違
評価結果の相違
名称等の相違

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

7.3.1 想定事故１

大飯発電所３／４号炉



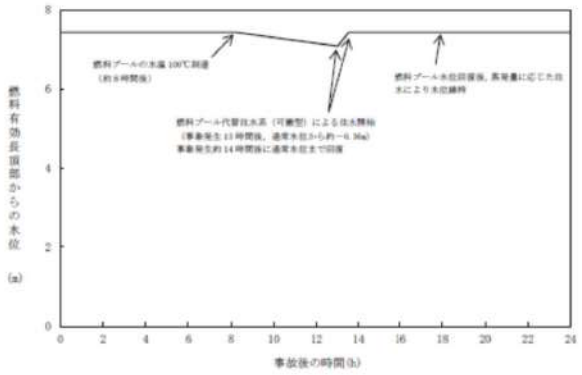
使用済燃料ピット水位概要図

		評価結果
①3m* 分の評価水量（m³）		—
	Aエリア	約 527 m³
	Bエリア	約 342 m³
	A,Bエリア間	約 6 m³
	原子炉補助建屋キャナル	約 52 m³
	燃料検査ピット	約 72 m³
計		999 m³
②崩壊熱による保有水蒸散量		19.44 m³/h
③3m 水位低下時間（①／②）		約 2.1 日間
④水温 100℃までの時間		約 12 時間
合計（③＋④）		約 2.6 日間

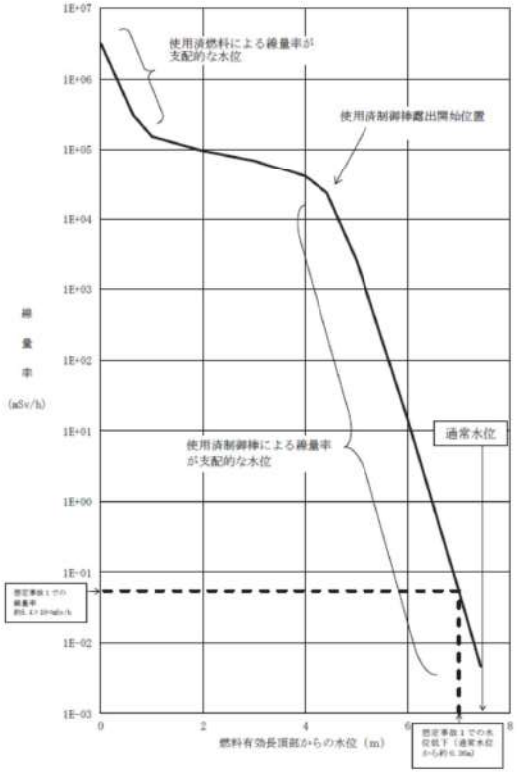
＊ 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下となるための許容水位低下量は約 3.19m であり、評価に使用する水位低下量を保守的に 3m とした。

第 4.1.4 図　「想定事故１」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

女川原子力発電所２号炉

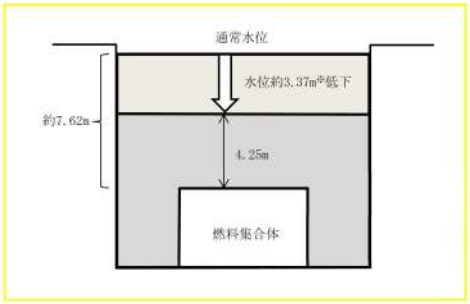


第 4.1.4 図　燃料プール水位の推移（想定事故１）



第 4.1.5 図　燃料プール水位と線量率（想定事故１）

泊発電所３号炉



使用済燃料ピット水位概要図

		評価結果
① 3.3m※分の評価水量（m³）		
	A－使用済燃料ピット	約210m³
	B－使用済燃料ピット	約310m³
	A，B－使用済燃料ピット間	約5m³
	燃料取替キャナル	約45m³
	燃料検査ピット	約60m³
	合計	約630m³
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m³/h
③ 3.3m水位低下時間（①／②）		約32.8時間
④ 水温100℃までの時間		約6.6時間
合計（③＋④）		約1.6日（約39.4時間）

※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約3.37mであり，評価に使用する水位低下量を保守的に3.3mとした。

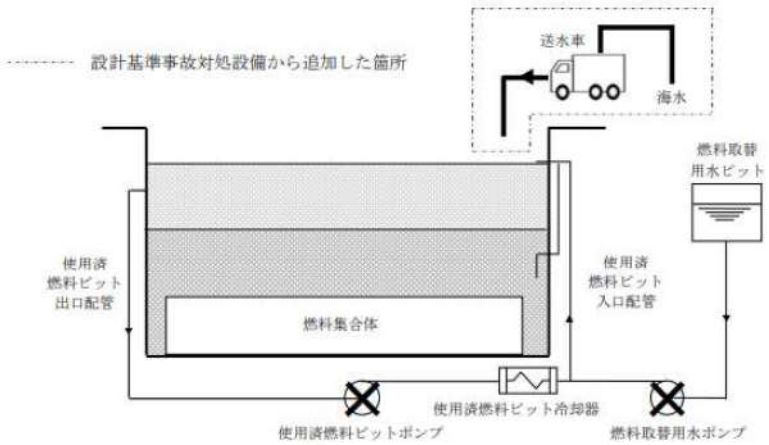
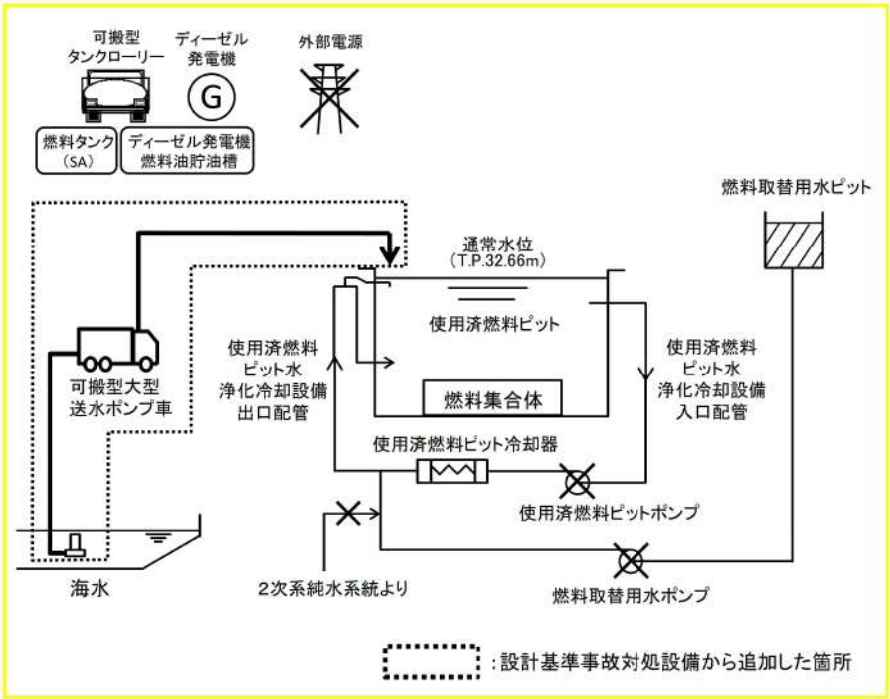
第 7.3.1.4 図　「想定事故１」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

相違理由

設計の相違
評価結果の相違

【女川】
評価方法の相違
・泊は放射線の遮蔽が通常時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下に維持される最低水位まで水位が低下する時間を評価し、それまでに蒸発量を上回る量の注水を行うことで燃料頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下しないことを示している（大飯と同様）
・女川は SFP 水位を示し蒸発量を上回る注水を行うことで水位を維持できること、示した水位の線量率が必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h を下回っていることを示している
・評価項目を満足している点では泊も女川も同様

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.1.1 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故１の「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。  図１　想定事故１の重大事故等対策の概略系統図	添付資料 7.3.1.1 想定事故１での重大事故等対策の概略系統図について 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故１の「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。  図１　想定事故１の重大事故等対策の概略系統図	記載表現の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.1.2	添付資料 7.3.1.2	
使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について	使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について	
大飯３、４号炉は、使用済燃料ピットが同じ配置で基本的に同一寸法及び燃料仕様が同一であるため、共通の評価結果として以下に記載する。		設計の相違
想定事故１においては使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障により、想定事故２においては冷却系配管の破断によりそれぞれ使用済燃料ピット水位が徐々に低下する事象を想定している。 本資料では、水位の低下により、遮蔽設計基準値（ピット水面線量率 0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価し、送水車による代替注水までの時間的余裕が確保されていることを示すものである。	想定事故１においては使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失により、想定事故２においては冷却系配管の破断によりそれぞれ使用済燃料ピット水位が徐々に低下する事象を想定している。 本資料では、水位の低下により、遮蔽設計基準値（ピット水面線量率 0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価し、可搬型大型送水ポンプ車による注水までの時間的余裕が確保されていることを示すものである。	
本資料における評価内容を下表に示す。	本資料における評価内容を下表に示す。	
運転状態 / ピット間の接続状態 / 燃料ピットゲート状態 / 記載箇所 / 評価結果※ 想定事故１ / 評価結果※ 想定事故２ 定期検査中（燃料取出状態） / 使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態 / なし / 本文 / 約 2.6 日間 / 約 1.8 日間 運転中（燃料装荷状態） / 使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態 / 正常 / 参考１ / 約 6.3 日間 / 約 4.4 日間 運転中（燃料装荷状態） / 原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットが水抜き状態 / 外れた場合 / 参考２ / 約 4.0 日間	表１　評価内容一覧 運転状態 / ピット間の接続状態 / 使用済燃料ピットゲート状態 / 記載箇所 / 評価結果※２ 想定事故１ / 評価結果※２ 想定事故２ 定期事業者検査中（燃料取出状態） / キャスクピットのみ水抜き状態 / 正常 / 本文 / 約 1.6 日 / 約 1.0 日 定期事業者検査中（燃料取出状態） / キャスクピットのみ水抜き状態 / 外れた場合 / 参考３ / 約 1.1 日 / — 運転中（燃料装荷状態） / 燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態※１ / 正常 / 参考２ / 約 3.2 日 / 約 2.0 日 運転中（燃料装荷状態） / 燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態※１ / 外れた場合 / 参考３ / 約 1.6 日 / —	
※：遮蔽設計基準値に相当する水位に達するまでの時間。	※１：燃料検査ピット及び燃料取替キャナルとキャスクピットを同時に水抜き状態にすることはない。 ※２：遮蔽設計基準値に相当する水位に達するまでの時間。	運用の相違 ・PWR プラントでもピットの構造が各々異なるが、比較的構造の似ている伊方３号炉では、運転中はキャナル又は燃料検査ピットのどちらかの水を抜く運用としている
以下、最も厳しい評価として、使用済燃料ピットの燃料の崩壊熱が最大となる施設定期検査中の燃料取出直後における想定事故１及び想定事故２に対する評価結果を示す。	以下、最も厳しい評価として、使用済燃料ピットの燃料の崩壊熱が最大となる定期事業者検査中の燃料取出直後における想定事故１及び想定事故２に対する評価結果を示す。	

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

7.3.1. 想定事故１（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大飯発電所３／４号炉

なお、運転中の大部分の時期についても、ピット間の接続状態が施設定期検査中と同じであり、崩壊熱はより小さい値となるため、この評価結果に包絡される。

＜評価における前提条件＞

号炉	大飯３、４号炉
燃料仕様	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%
貯蔵体数／熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付１）	Ａエリア：　974 体／10.598MW Ｂエリア：1,155 体／1.076MW 合計　　：2,129 体／11.674MW
事象発生時のピット水温	40℃（施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）
必要遮蔽水厚	4.38m（添付２）
ピット間の接続状態	・使用済燃料ピット（Ａエリア、Ｂエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。 ・沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいＡエリアのみ独立した状態として評価する。 ・水位低下時間の評価においては、Ａエリア、Ｂエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。

泊発電所３号炉

なお、運転中の大部分の時期についても、ピット間の接続状態が定期事業者検査中と同じであり、崩壊熱はより小さい値となるため、この評価結果に包絡される。

表２　評価における前提条件

号機	泊３号機
燃料仕様	ウラン燃料 （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%）（３号機） （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%）（１、２号機） ＭＯＸ燃料（３号機） （最高燃焼度：45GWd/t）
貯蔵体数／熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付１）	Ａ－使用済燃料ピット：　600 体／1.126MW Ｂ－使用済燃料ピット：　840 体／10.382 MW 合　　計　　：1,440 体／熱負荷 11.508 MW
事象発生時のピット水温	40℃（定期事業者検査に伴う燃料取出中の通常水温）
必要遮蔽厚	4.25m（添付２）
ピット間の接続状態	・使用済燃料ピット（Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット※1）、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期事業者検査中（燃料取出状態）水張り状態である。 ・沸騰までに要する時間の評価については、安全側にＡ、Ｂ－使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いＢ－使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵※2した状態を想定する。 ・水位低下時間の評価においては、Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。

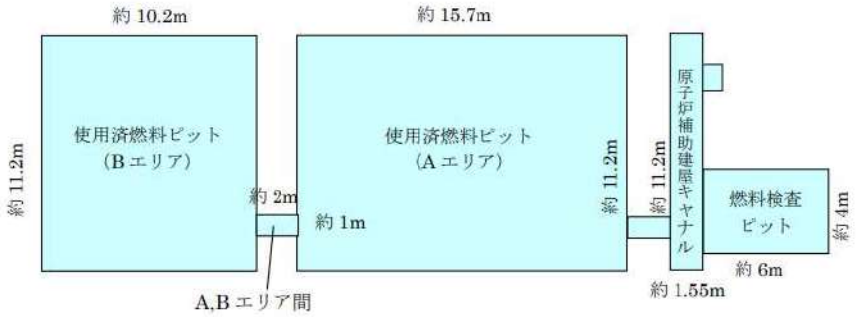
※１　使用済燃料ラックの耐震性を確保するためにピットを２つに分割している。
※２　保安規定の下部規定において、原子炉から燃料取出時に取り出した全燃料はＢ－使用済燃料ピットに貯蔵し、燃料装荷完了までＡ－使用済燃料ピットに移動させないことを記載する。

相違理由

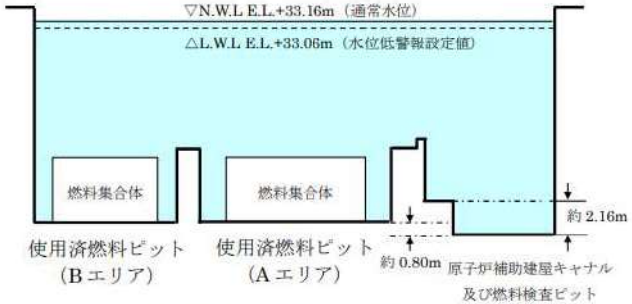
設備の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由



使用済燃料ピット概略図（平面図）



使用済燃料ピット概略図（断面図）

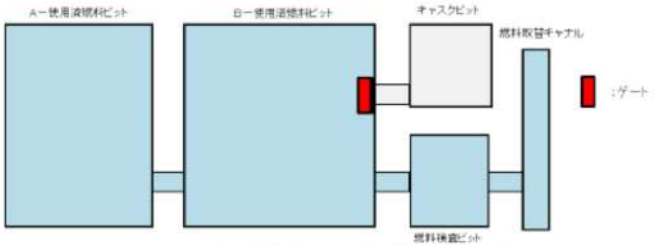


図１　使用済燃料ピット概略図（平面図）

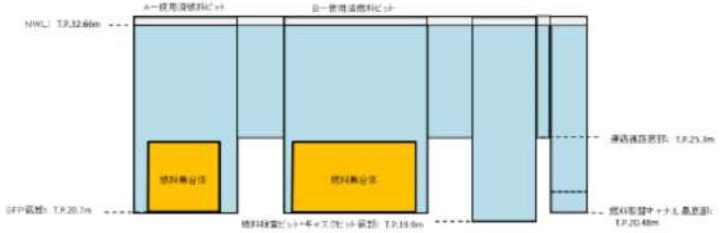
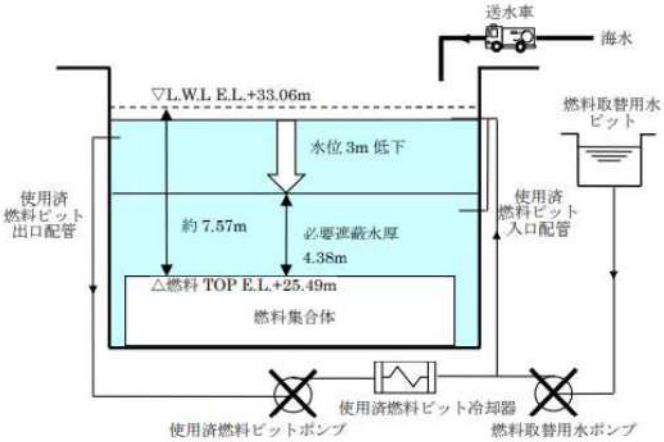


図２　使用済燃料ピット概略図（断面図）

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
１．想定事故１（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障） （１）概要 ・使用済燃料ピットの冷却機能停止後、燃料の崩壊熱により水温が 40℃から 100℃まで上昇し、その後、蒸散により水位低下が生じる。 ・遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に 3m※とする。 ※ a. 使用済燃料ピット水位低警報設定値：燃料集合体の上端より約 7.57m 上 b. 必要遮蔽水厚：4.38m a. －b. ＝ 約 3.19m であるが、安全側に 3m としている。	１．想定事故１（使用済燃料ピット冷却機能又は注水機能喪失） （１）概要 ・使用済燃料ピットの冷却機能停止後、燃料の崩壊熱により水温が 40℃から 100℃まで上昇し、その後、蒸発により水位低下が生じる。 ・遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に 3.3m※とする。 ※ a. NWL から燃料集合体の上端までの値：燃料集合体の上端より約 7.62m 上 b. 必要遮蔽水厚：4.25m a. －b. ＝ 約 3.37m であるが、安全側に 3.3m としている。	設計の相違 設計の相違 ・泊の評価上の初期水位は，水位の実運用に基づき，標準的な水位として NWL に設定（女川と同様）



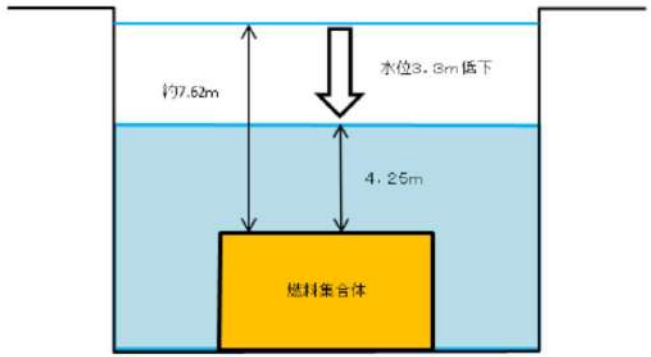
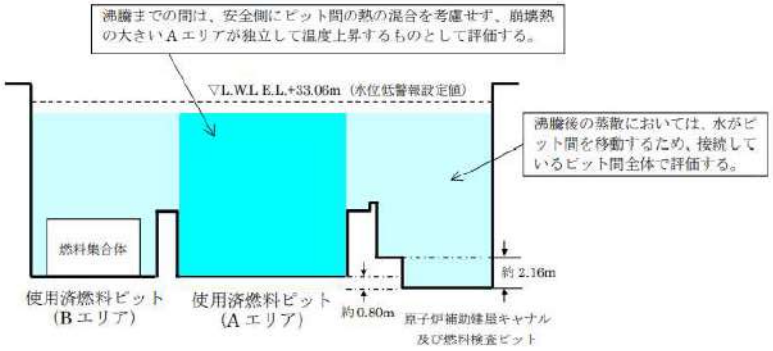


図３　使用済燃料ピット水位量概略図

（２）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。



（２）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。

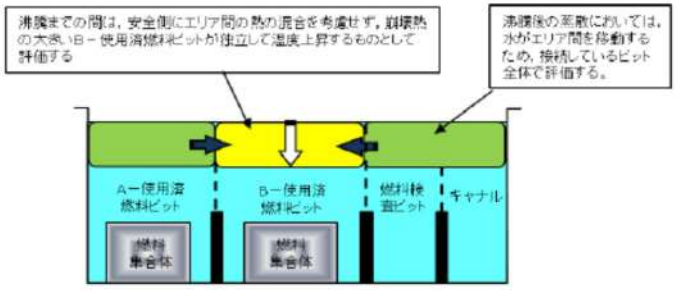


図４　使用済燃料ピット水位低下概要図

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

7.3.1. 想定事故１（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大飯発電所３／４号炉

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$沸騰までの時間[h]=\frac{Aエリア水量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times エンタルピ差[kJ/kg]}{Aエリア熱負荷[MW]\times 10^3\times 3,600}$$

Aエリア水量　：1,927m³
水密度　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付３）
エンタルピ差　：水温100℃と水温40℃における水のエンタルピ差（251.6kJ／kg）
Aエリア熱負荷：10.598MW

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

$$水位低下時間[h]=\frac{水位低下量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times 飽和潜熱[kJ/kg]}{(Aエリア熱負荷[MW]+Bエリア熱負荷[MW])\times 10^3\times 3,600}$$

水位低下量　：999m³
水密度　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付３）
飽和潜熱　：飽和蒸気エンタルピ[kJ／kg] － 飽和水エンタルピ[kJ／kg]
（2,257kJ／kg）
熱負荷　：11.674MW
（Aエリア熱負荷10.598MW＋Bエリア熱負荷1.076MW）

水位低下量の内訳

Aエリア	Bエリア	A,Bエリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計
約527m³	約342m³	約6m³	約52m³	約72m³	999m³

泊発電所３号炉

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$沸騰までの時間[h]=\frac{B－使用済燃料ピット水量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times エンタルピ差[kJ/kg]}{B－使用済燃料ピット熱負荷[MW]\times 10^3\times 3,600}$$

B－使用済燃料ピット　：1030m³　　設備の相違
水密度　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付４）
エンタルピ差　：水温100℃と水温40℃における水のエンタルピ差（251.6kJ/kg）
B－使用済燃料ピット熱負荷　：10.382MW　　設備の相違

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

水位低下時間[h]

$$=\frac{水位低下量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times 飽和潜熱[kJ/kg]}{(A－使用済燃料ピット熱負荷[MW]+B－使用済燃料ピット熱負荷[MW])\times 10^3\times 3,600}$$

水位低下量　：630m³　　設備の相違
水密度　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付４）
飽和潜熱　：飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] － 飽和水エンタルピ[kJ/kg]（2,256.5kJ/kg）
熱負荷　：11.508MW　　設備の相違
（A－使用済燃料ピット熱負荷1.126MW+B－使用済燃料ピット熱負荷10.382MW）

表３　水位低下時間評価結果

		評価結果
① 3.3m※分の評価水量（m³）		
	A－使用済燃料ピット	約210m³
	B－使用済燃料ピット	約310m³
	A，B－使用済燃料ピット間	約5m³
	燃料取替キャナル	約45m³
	燃料検査ピット	約60m³
	合計	約630m³
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m³/h
③ 3.3m水位低下時間（①／②）		約32.8時間
④ 水温100℃までの時間		約6.6時間
合計（③＋④）		約1.6日（約39.4時間）

※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約3.37mであり，評価に使用する水位低下量を保守的に3.3mとした。

記載方針の相違

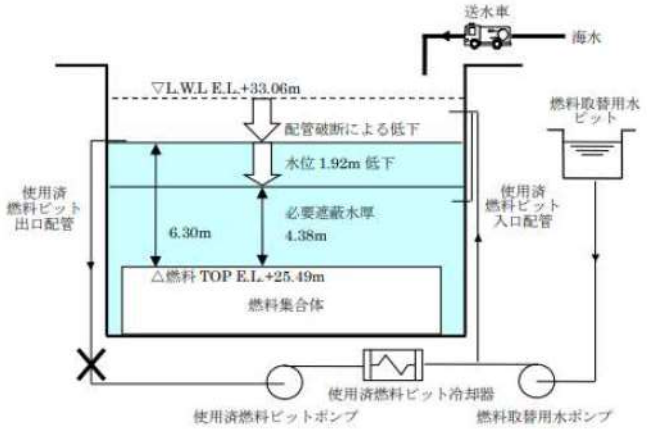
相違理由

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（３）評価結果 ①水温 100℃までの時間：約 12 時間 ②水位低下時間：約 2.1 日間 合計：約 2.6 日間 使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には PHOENIX-P/HIDRA コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮しても A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.953、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、ともに評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。 なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。 大飯３、４号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g／cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率は A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）は約 0.953、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。 また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。 その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g／cm³）から水密度が低下し 0.5g／cm³ となった場合、A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 9%Δk 低下し、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製ラック）の実効増倍率は約 13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。	（３）評価結果 表４　各状態での経過時間 ①水温 100℃までの時間：約 6.6 時間 ②水位低下時間：約 32.8 時間 合計：約 1.6 日（約 39.4 時間） 使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には SCALE コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮しても B－使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。 なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。 泊３号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g／cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率は B－使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。 また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。 その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g／cm³）から水密度が低下し 0.5g／cm³ となった場合、B－使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。	評価結果の相違 解析コードの相違 ・大飯はウラン燃料のみの無限体系に対し、泊はウランと MOX 同時貯蔵の有限体系での評価のため使用するコードが異なる 記載内容の相違 ・泊は評価結果が厳しくなる B ピットのみを記載 記載方針の相違 記載方針の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
２．想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断） （１）評価条件 ・冷却系配管の破断により、使用済燃料ピット水位は、配管の接続高さまで低下するものとする。 ・ピットの冷却系及び補給系の故障を想定していることから、配管破断による水位低下以降の評価方法は想定事故１と同様である。 ・遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は 1.92m※。 ※　配管の接続高さは、燃料集合体の上端より 6.30m であり、必要遮蔽水厚（4.38m）との差が 1.92m	２．想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断） （１）評価条件 ・冷却系配管の破断により、使用済燃料ピット水位は、配管の接続高さまで低下するものとする。 ・ピットの冷却系及び補給系の故障を想定していることから、配管破断による水位低下以降の評価方法は想定事故１と同様である。 ・遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に 2.0m※とする。 ※　配管の接続高さは、燃料集合体の上端より約 6.27m であり、必要遮蔽水厚（4.25m）との差が約 2.02m であるが、安全側に 2.0m とする。	設備の相違 ・遮蔽水厚に関しては、貯蔵燃料集合体数の違いによる ・「遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量」については、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定している



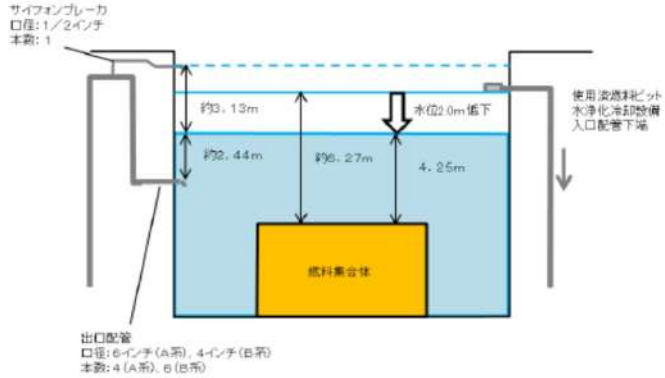
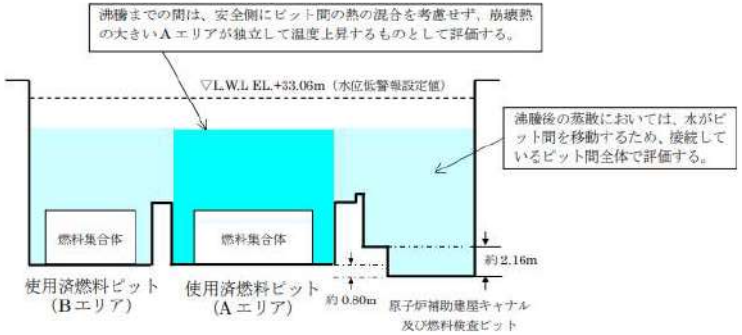


図５　使用済燃料ピット水位概略図

（２）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。



（２）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。

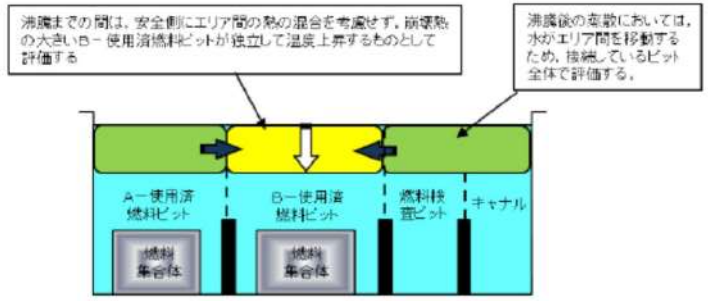


図６　使用済燃料ピット水位低下概要図

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

7.3.1. 想定事故１（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大飯発電所３／４号炉

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$沸騰までの時間[h]=\frac{Aエリア水量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times エンタルピ差[kJ/kg]}{Aエリア熱負荷[MW]\times 10^3\times 3{,}600}$$

Aエリア水量　：1,737m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付３）
エンタルピ差　：水温100℃と水温40℃における水のエンタルピ差（251.6kJ／kg）
Aエリア熱負荷：10.598MW

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

$$水位低下時間[h]=\frac{水位低下量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times 飽和潜熱[kJ/kg]}{(Aエリア熱負荷[MW]+Bエリア熱負荷[MW])\times 10^3\times 3{,}600}$$

水位低下量　：638m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付３）
飽和潜熱　　：飽和蒸気エンタルピ[kJ／kg] － 飽和水エンタルピ[kJ／kg]
　　（2,257kJ／kg）
熱負荷　　：11.674MW
　　（Aエリア熱負荷10.598MW＋Bエリア熱負荷1.076MW）

水位低下量の内訳

Aエリア	Bエリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計
約337m³	約219m³	約3m³	約33m³	約46m³	638m³

泊発電所３号炉

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$沸騰までの時間[h]=\frac{B－使用済燃料ピット水量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times エンタルピ差[kJ/kg]}{B－使用済燃料ピット熱負荷[MW]\times 10^3\times 3{,}600}$$

B－使用済燃料ピット　：900m³　　設備の相違
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付４）
エンタルピ差　：水温100℃と水温40℃における水のエンタルピ差（251.6kJ/kg）
B－使用済燃料ピット熱負荷　：10.382MW　　設備の相違

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

$$水位低下時間[h]=\frac{水位低下量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times 飽和潜熱[kJ/kg]}{(A－使用済燃料ピット熱負荷[MW]+B－使用済燃料ピット熱負荷[MW])\times 10^3\times 3{,}600}$$

水位低下量　：362m³　　設備の相違
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）（添付４）
飽和潜熱　　：飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] － 飽和水エンタルピ[kJ/kg]　（2,256.5kJ/kg）
熱負荷　　：11.508MW　　設備の相違
　　（A－使用済燃料ピット熱負荷1.126MW+B－使用済燃料ピット熱負荷10.382MW）

表５　水位低下時間評価結果

		評価結果
① 2.0m分の評価水量（m³）		
	A－使用済燃料ピット	約120m³
	B－使用済燃料ピット	約180m³
	A，B－使用済燃料ピット間	約3m³
	燃料取替キャナル	約23m³
	燃料検査ピット	約36m³
	合計	約362m³
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m³/h
③ 2.0m水位低下時間（①／②）		約18.8時間
④ 水温100℃までの時間		約5.8時間
合計（③＋④）		約1.0日（約24.6時間）

※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約2.02mであり，評価に使用する水位低下量を保守的に2.0mとした。

記載方針の相違

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

大飯発電所３／４号炉

（３）評価結果

①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
約 11 時間	約 1.3 日間	約 1.8 日間

使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には PHOENIX-P/HIDRA コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮してもＡエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.953、Ｂエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、ともに評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。

なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。

大飯３、４号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g／cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率はＡエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）は約 0.953、Ｂエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。

また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。

その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g／cm³）から水密度が低下し 0.5g／cm³ となった場合、Ａエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 9%Δk 低下し、Ｂエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。

以 上

泊発電所３号炉

（３）評価結果

表６　各状態での経過時間

①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
約 5.8 時間	約 18.8 時間	約 1.0 日 （約 24.6 時間）

使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には SCALE コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮してもＢ－使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。

なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。

泊３号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g／cm³）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率はＢ－使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。

また、使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。

その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g／cm³）から水密度が低下し 0.5g／cm³ となった場合、Ｂ－使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。

以 上

相違理由

評価結果の相違

解析コードの相違
・大飯はウラン燃料のみの無限体系に対し、泊はウランとMOX同時貯蔵の有限体系での評価のため使用するコードが異なる

記載内容の相違
・評価結果が厳しくなるＢ－使用済燃料ピットのみを記載

記載方針の相違

記載方針の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付１：燃料取替スキーム 添付２：放射線の遮蔽が維持される水位について 添付３：100℃の水密度を用いて評価することの保守性について	添付１：燃料取替スキーム 添付２：放射線の遮蔽が維持される水位について 添付３：使用済燃料ピットの水位低下時間評価 添付４：100℃の水密度を用いて評価することの保守性について	記載内容の相違

大飯発電所３／４号炉

添付１

燃料取替スキーム

取出燃料	大飯3(4)号炉からの発生分			大飯1, 2号炉からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)*1	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)*1
16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+8.5日	8	0.005			
				14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.052
15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.053			
				13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.053
14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.055			
				12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.056
13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.056			
				11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.057
12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.058			
				10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.058
11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.059			
				9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.060
10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.062			
				8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.063
9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.064			
				7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.066
8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.067			
				6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.070
7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.072			
				5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.076
6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.078			
				4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.083
5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.088			
				3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.095
4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.105			
				2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.120
3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.140			
				1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1／3炉心	0.177
2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.216			
				21ヶ月	1／3炉心	0.284
1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1／3炉心	0.398			
定検時取出燃料3	8.5日	1／3炉心	3.144			
定検時取出燃料2	8.5日	1／3炉心	2.912			
定検時取出燃料1	8.5日	1／3炉心	2.673			
小　計			10.304			1.370
崩壊熱合計(MW)	崩壊熱:11.674MW（燃料体数:2,129体）					

＊1：崩壊熱の合計は、四捨五入の関係で各々の発生熱量の合計とはならない場合がある。
＊2：３（４）号炉の使用済み燃料ピットは１，２号炉と共用であり，崩壊熱が高めとなるように１，２号炉から運搬された使用済燃料から発生する崩壊熱を想定
注１：大飯１～４号炉５５，０００MWd/t燃料使用等に伴う原子炉設置変更許可申請（平成14年８月申請）安全審査における使用済燃料ピット冷却設備の評価条件
注２：大飯３／４号炉の使用済燃料ピットの燃料保管容量は２，１２９体

泊発電所３号炉

添付１

表１ 燃料取替スキーム

使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（停止時）

取出燃料	泊３号炉燃料					泊１、２号炉燃料		
	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料	
		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)		取出燃料数	崩壊熱(MW)
今回取出	7.5日	16体	0.978	39体	1.712	—	—	—
今回取出	7.5日	16体	1.110	39体	1.855	—	—	—
今回取出	7.5日	8体	0.571	39体	1.988	—	—	—
1サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×1+7.5日	※1	0.176	39体	0.234	—	—	—
2サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×2+7.5日	※1	0.088	39体	0.127	2年	40体×2	0.256
3サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×3+7.5日	※1	0.062	39体	0.084	（13ヶ月+30日）×1+2年	40体×2	0.168
4サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×4+7.5日	※1	0.053	39体	0.064	—	—	—
5サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×5+7.5日	※1	0.049	—	—	—	—	—
6サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×6+7.5日	※1	0.047	—	—	—	—	—
7サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×7+7.5日	※1	0.045	—	—	—	—	—
・・・	・・・	・・・	・・・	—	—	—	—	—
59サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×59+7.5日	※1	0.025	—	—	—	—	—
60サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×60+7.5日	※1	0.025	—	—	—	—	—
61サイクル冷却済燃料	（13ヶ月+30日）×61+7.5日	8体	0.013	—	—	—	—	—
小計	—	1,008体	5.020	273体	6.064	—	160体	0.424
合計	取出燃料体数※2	1,441体		崩壊熱		11.508MW		

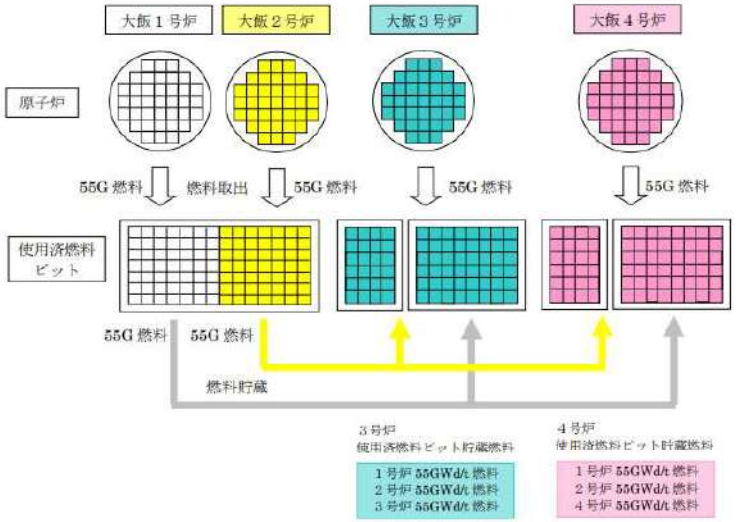
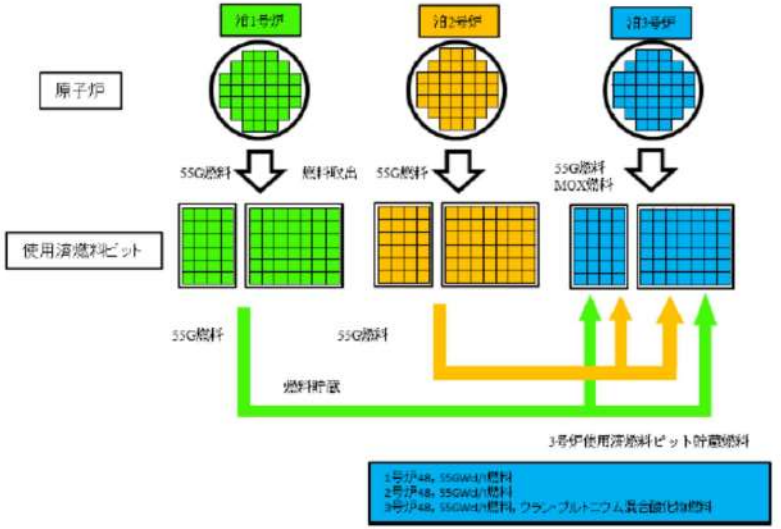
※1：2回照射MOX燃料８体、3回照射MOX燃料８体　※2：泊発電所３号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1,440体

相違理由
設計の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
○ 崩壊熱による保有水蒸散量 （１）評価方法 崩壊熱による保有水蒸散量[m^3/h]$=\frac{(A\text{エリア熱負荷[MW]}+B\text{エリア熱負荷[MW]})\times10^3\times3,600}{\text{水密度[kg/}m^3\text{]}\times\text{飽和蒸熱[kJ/kg]}}$ 水密度　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m^3） 飽和潜熱　：飽和蒸気エンタルピ[kJ／kg] － 飽和水エンタルピ[kJ／kg] （2,257kJ／kg） 熱負荷　：11.674MW （Aエリア熱負荷 10.598MW＋Bエリア熱負荷 1.076MW） （２）評価結果 崩壊熱による保有水蒸散量＝19.44m^3/h	○　崩壊熱による保有水蒸発量 （１）評価方法 崩壊熱による使用済燃料ピット水の保有水蒸発量は、使用済燃料ピット保管燃料の崩壊熱Ｑによる保有水の蒸発水量ΔＶ／Δｔ[m^3/h]として、以下の式で計算した。 ΔＶ／Δｔ[m^3/h]＝Ｑ[MW]×10^3×3,600／（ρ[kg/m^3]×hfg[kJ/kg]）※1 ρ（飽和水密度）　：958kg/m^3※2 hfg（飽和水蒸発潜熱）：2,256.5kJ/kg※3 Ｑ（使用済燃料ピット崩壊熱）　：11.508MW※4 ※１：（ρ×ΔＶ）[kg]の飽和水が蒸気に変わるための熱量はhfg×（ρ×ΔＶ）[kJ]で、使用済燃料のΔｔ時間あたりの崩壊熱量ＱΔｔに等しい。 なお、保有水は保守的に大気圧下での飽和水（100℃）として評価している。 ※２：物性値の出典　国立天文台編 2011 年「理科年表」 ※３：1999 日本機械学会蒸気表 ※４：燃料取出スキーム参照 （２）評価結果 崩壊熱による保有水蒸発量は約 19.16m^3/h となる。	記載表現の相違 記載方針の相違 評価結果の相違 ・崩壊熱及び飽和水蒸発潜熱の値の扱いにより異なる

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
○ 使用済燃料ピットにおける貯蔵燃料について 大飯３号炉の使用済燃料ピットは、大飯１、２、３号炉で発生した使用済燃料を、大飯４号炉の使用済燃料ピットは、大飯１、２、４号炉で発生した使用済燃料を貯蔵可能としている。（下図は崩壊熱算定上の燃料移動を示す。） 	○ 使用済燃料ピットにおける貯蔵燃料について 泊３号炉の使用済燃料ピットは、泊１、２号炉で発生した使用済燃料を貯蔵可能としている。（下図は崩壊熱算定上の燃料移動を示す。）  図１　燃料貯貯蔵概要図	設計の相違

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

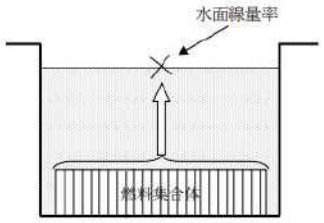
大飯発電所３／４号炉

添付２

放射線の遮蔽が維持される水位について

1．使用済燃料の線源強度

使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後 100 時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されているすべての燃料集合体に対して適用している。これは、発電所にて使用されている燃料について、ORIGEN2 コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。



使用済燃料ピットの線源強度
＝燃料集合体１体あたりの線源強度
×使用済燃料ピットの最大貯蔵体数

2．水面線量率

線量率は、点減衰核積分コードである SPAN-SLAB コードを用いて計算している。計算式は以下のとおりである。

$$D(E)=\int_V K(E)\frac{S(E)}{4\pi r^2}B(E)\cdot e^{-b}\,dV$$

ここで、

D(E)：線量率（mSv/h）
S(E)：線源強度（MeV/(cm³/s)）
K(E)：線量率の換算係数（(mSv/h)/(MeV/(cm²/s)））
B(E)：ビルドアップファクタ

$$B(E)=A\cdot e^{(-\alpha_1 r b)}+(1-A)\cdot e^{(-\alpha_2 r b)}$$

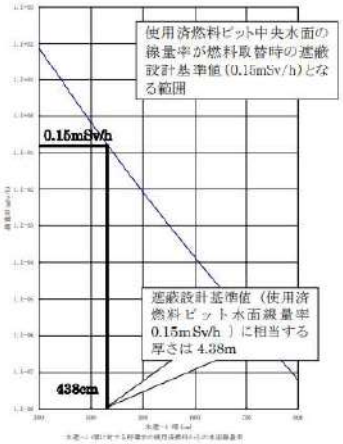
A、α_1、α_2は定数
r　：線源から計算点までの距離（cm）
V　：線源体積（cm³）
b　：減衰距離

$$b=\sum_{i=1}^{n}\mu_i\cdot t_i$$

μ_i：物質ｉの線減衰係数（cm⁻¹）

$$\mu_i=(\mu/\rho)_i\times\rho_i$$

$(\mu/\rho)_i$：物質ｉの質量減衰係数（cm²/g）
ρ_i：物質ｉの密度（g/cm³）
t_i：物質ｉの透過距離（cm）



※水温 52℃、燃料有効部からの評価値。
100℃の水を考慮した場合、必要水厚は約 10cm 増加するが、本評価では燃料有効部から［　］の余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水厚として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

泊発電所３号炉

添付２

放射線の遮蔽が維持される水位について

1．使用済燃料の線源強度

使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後 100 時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されているすべての燃料集合体に対して適用している。これは、泊発電所にて使用されている燃料について、ORIGEN2 コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。

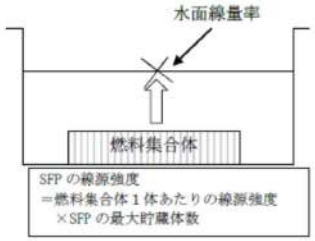


図１　使用済燃料ピットの線源強度概要

2．水面線量率

線量率は、点減衰核積分コードである SPAN-SLAB コードを用いて計算している。計算式は以下のとおりで ある。

$$D(E)=\int_V K(E)\frac{S(E)}{4\pi r^2}B(E)\cdot e^{b}\,dV$$

ここで、

D(E)　：線量率（mSv/h）
S(E)　：線源強度（MeV/cm³/s）
K(E)　：線量率の換算係数（(mSv/h)/(MeV/cm²/s)）
B(E)　：ビルドアップファクタ

$$B(E)=A\cdot e^{(-\alpha_1\cdot b)}-(1-A)\cdot e^{(-\alpha_2\cdot b)}$$

A、α_1、α_2は定数
r　：線源から計算点までの距離（cm）
V　：線源体積（cm³）
b　：減衰距離

$$b=\sum_{i=1}^{n}\mu_i\cdot t_i$$

μ_i：物質ｉの線減衰係数（cm⁻¹）

$$\mu_i=(\mu/\rho)_i\times\rho_i$$

$(\mu/\rho)_i$：物質ｉの質量減衰係数（cm²/g）
ρ_i：物質ｉの密度（g/cm³）
t_i：物質ｉの透過距離（cm）

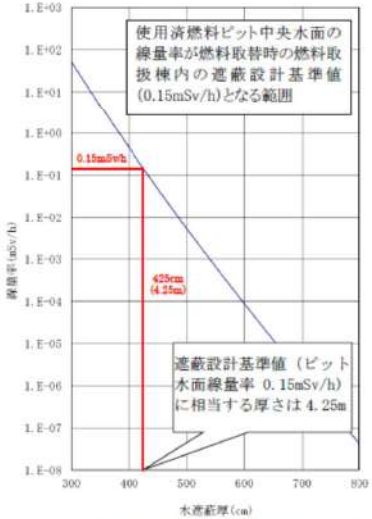


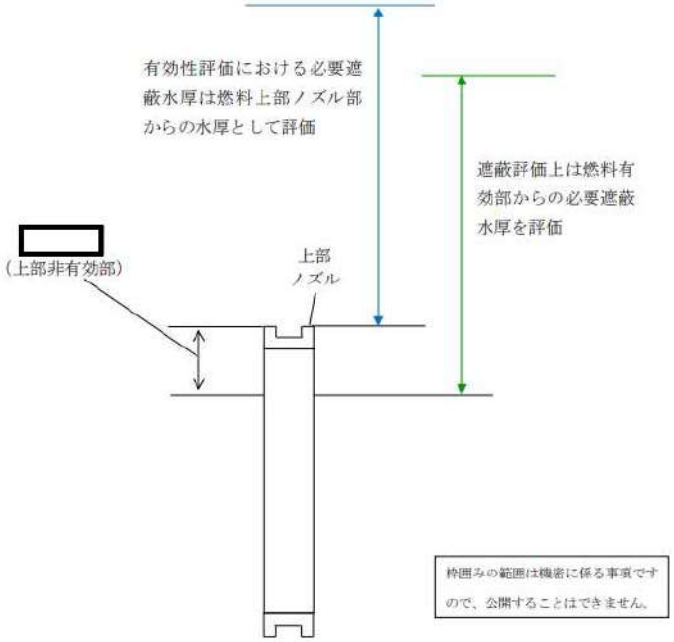
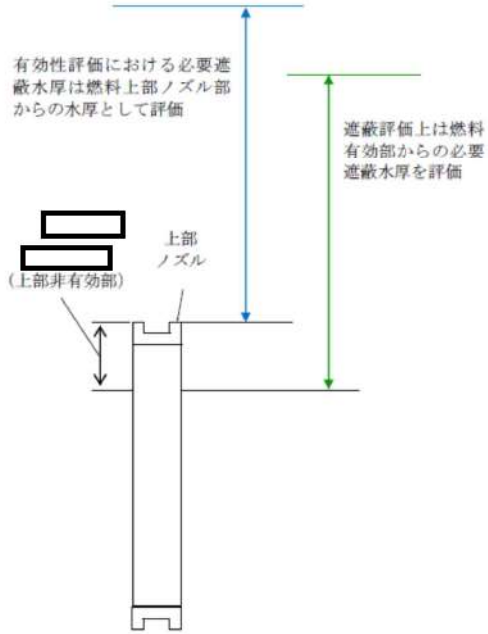
図２　水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率

※水温 52℃、燃料有効部からの評価値
100℃の水を考慮した場合、必要水厚は約 11cm 増加するが、本評価では燃料有効部から［　］の余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水厚として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。

［　］枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

相違理由

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
必要遮蔽水厚の設定について 前頁のグラフは水温 52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に 100℃の水を想定した場合、必要遮蔽水厚は約 10cm 増加する。 しかし、水の密度は温度上昇により低下（水 52℃：0.987g/cm³、水 100℃：0.958g/cm³）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が 100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約 21cm 増加する。よって、必要遮蔽水厚の増加分（約 10cm）は、温度上昇に伴う水位増加分に包含される。 なお、下図に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。遮蔽評価上は燃料有効部からの必要遮蔽水厚を評価するため、上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部［　　］が余裕となる。  燃料集合体及び必要遮蔽水厚の寸法概略図	必要遮蔽水厚の設定について 前項のグラフは水温 52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に 100℃の水を想定した場合、必要遮蔽水厚は約 11cm 増加する。 しかし、水の密度は温度上昇により低下（水 52℃：0.987g/cm³、水 100℃：0.958g/cm³）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が 100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約 30cm 増加する。よって、必要遮蔽水厚の増加分（11cm）は、温度上昇に伴う水位増加分に包含される。 なお、下図に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。遮蔽評価上は燃料有効部からの必要遮蔽水厚を評価するため、上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部は［　　］が余裕となる。  図３　燃料集合体および必要遮蔽水厚の寸法概略図 ［　　］枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。	設計の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	添付３ 使用済燃料ピットの水位低下時間の詳細評価について 泊３号炉の使用済燃料ピット水位がNWL-3.3mに低下するまでの時間は、①水が沸騰するまでの時間と、②水の蒸発時間の合計であり、以下の式で計算する。 $$①又は②の時間[h]=\frac{水量[m^3]\times水密度[kg/m^3]\times エンタルピ差[kJ/kg]}{崩壊熱[MW]\times 1000\times 3600}$$ ①又は②の時間は下記の条件で評価する。 ・①の時間評価は、Ａ－使用済燃料ピット、Ｂ－使用済燃料ピット、さらに燃料取替キャナル及び燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しない。したがって、沸騰までの評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いＢ－使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵した状態を想定する。 ・②の時間評価は、以下の②－１と②－２の合計の時間を想定する。 ②－１：Ｂ－使用済燃料ピットが蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下する時間 ②－２：Ｂ－使用済燃料ピットとつながる他ピットから水が流れ込み、温度が上昇・沸騰して蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下する時間。なお、他ピットから流れ込む水の水温は、Ｂ－使用済燃料ピットが沸騰するまでの時間に、もう一方のピットに貯蔵される燃料の崩壊熱による水温上昇を考慮して設定する。 （１）①の時間評価について 表１　評価条件 |		Ａ－使用済燃料ピット	Ｂ－使用済燃料ピット
---	---	---	---
水量	想定事故１	720m³ （図１の領域1-1、1-2、1-3の合計）	1,030m³ （図１の領域3-1、3-2、3-3の合計）
	想定事故２	630m³ （図２の領域1-1、1-2、1-3の合計）	900m³ （図２の領域3-1、3-2、3-3の合計）
水密度（100℃）		958kg/m³	
ｴﾝﾀﾙﾋﾟ差		251.6kJ/kg※１	
崩壊熱		1.126MW※２	10.382MW※２ | ※１：100℃の飽和水ｴﾝﾀﾙﾋﾟと40℃の飽和水ｴﾝﾀﾙﾋﾟの差 ※２：Ｂ－使用済燃料ピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した場合の崩壊熱 表２　評価結果 |	Ｂ－使用済燃料ピット
---	---
想定事故１	約6.6時間
想定事故２	約5.8時間		記載内容の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

（２）②－１、②－２の時間評価について

表３　評価条件

		②－１（Ｂ－使用済燃料ピット）	②－２（他ピット）
水量	想定事故１	310m^3 （図１の領域 3-1）	320m^3 （図１の領域 1-1、2-1、4-1、5-1 の合計）
	想定事故２	180m^3 （図２の領域 3-1）	182m^3 （図２の領域 1-1、2-1、4-1、5-1 の合計）
水密度（100℃）		958kg/m^3	
ｴﾝﾀﾙﾋﾟ差		2,256.5kJ/kg※3	（100℃到達まで）209.8kJ/kg※4 （100℃～蒸発まで）2,256.5kJ/kg※3
崩壊熱		11.508MW※5	

※３：100℃の飽和蒸気ｴﾝﾀﾙﾋﾟと 100℃の飽和水ｴﾝﾀﾙﾋﾟの差（Ｂ－使用済燃料ピット水）
※４：100℃の飽和水ｴﾝﾀﾙﾋﾟと 50℃（注１参照）の飽和水ｴﾝﾀﾙﾋﾟの差（他ピット水）
※５：Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット合計の崩壊熱

注１：Ｂ－使用済燃料ピットに流れ込む他ピット水の水温について
（１）のＢ－使用済燃料ピット 100℃到達時間におけるＡ－使用済燃料ピット水の水温は、この場合のＡ－使用済燃料ピットの崩壊熱 11.508MW－10.382MW＝1.126MW 及びＡ－使用済燃料ピット水量より、以下に示すとおり想定事故１および想定事故２共に約 49℃となる。

表４　想定事故１、２における各値

	想定事故１	想定事故２
Ｂ－使用済燃料ピット 100℃到達時間	約 6.6 時間	約 5.8 時間
Ａ－使用済燃料ピット水量	720m^3	630m^3
崩壊熱	1.126MW	
水密度（100℃）	958kg/m^3	

ｴﾝﾀﾙﾋﾟ差	約 38.8kJ/kg	約 39.0kJ/kg
Ｂ－使用済燃料ピット 100℃到達時のＡ－使用済燃料ピット水温	約 49℃	約 49℃

よって、（２）の蒸発時間評価において他ピットから流れ込む水の水温は、約 49℃に余裕をみて評価上 50℃と設定した。

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

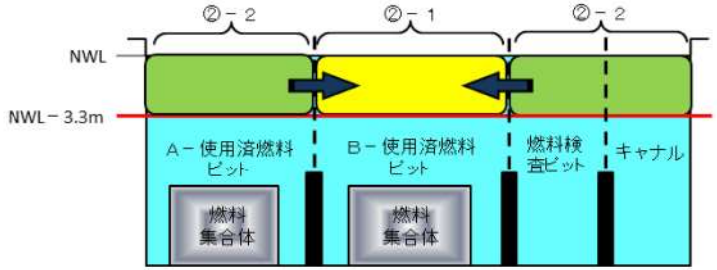
【想定事故１】

表５　②－１　水位低下時間（Ｂ－使用済燃料ピット）

	評価結果
①3.3m 分の評価水量（Ｂ－使用済燃料ピット）	約 310m^3
②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m^3/h
③3.3m 水位低下時間（①／②）	約 16.1 時間

表６　②－２　水位低下時間（他ピット）

		評価結果
④3.3m 分の評価水量（他ピット）		約 320m^3
	Ａ－使用済燃料ピット	約 210m^3
	Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット間	約 5m^3
	燃料取替キャナル	約 45m^3
	燃料検査ピット	約 60m^3
⑤評価水量が 100℃に達する時間		約 1.5 時間
⑥崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m^3/h
⑦3.3m 水位低下時間（④／⑥）		約 16.6 時間
⑧合計（⑤＋⑦）		約 18.1 時間



②－１：Ｂ－使用済燃料の水の蒸発
②－２：他ピットから流れ込む水の蒸発

図１　使用済燃料ピット水位低下モデル概要

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）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

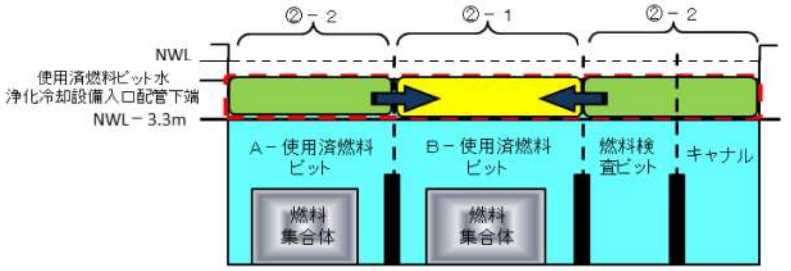
【想定事故２】

表７　②－１　水位低下時間（Ｂ－使用済燃料ピット）

	評価結果
①2.0m 分の評価水量（Ｂ－使用済燃料ピット）	約 180m^3
②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m^3/h
③2.0m 水位低下時間（①／②）	約 9.3 時間

表８　②－２　水位低下時間（他ピット）

		評価結果
④2.0m 分の評価水量（他ピット）		約 182m^3
	Ａ－使用済燃料ピット	約 120m^3
	Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット間	約 3m^3
	燃料取替キャナル	約 23m^3
	燃料検査ピット	約 36m^3
⑤評価水量が 100℃に達する時間		約 0.8 時間
⑥崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m^3/h
⑦2.0m 水位低下時間（④／⑥）		約 9.4 時間
⑧合計（⑤＋⑦）		約 10.2 時間



②－１：Ｂ－使用済燃料の水の蒸発
②－２：他ピットから流れ込む水の蒸発

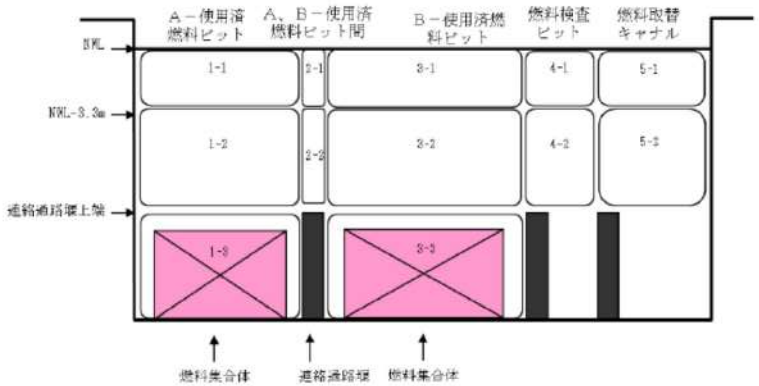
図２　使用済燃料ピット水位低下モデル概要

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）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	（３）水位低下時間評価結果	

表９　想定事故１、２の水位低下時間

	NWL-3.3m までの水位低下時間
想定事故１	約 40.8 時間
想定事故２	約 25.3 時間

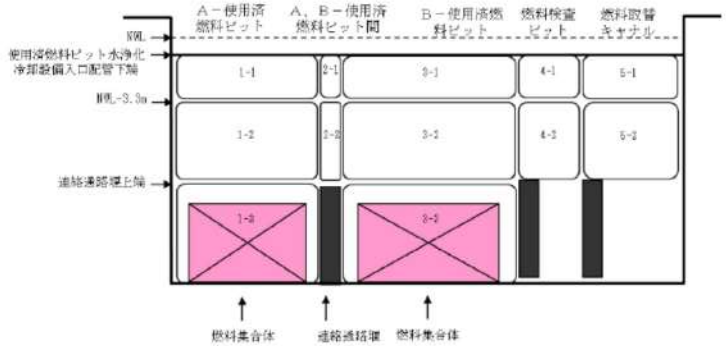


A－使用済燃料ピット		A、B－使用済燃料ピット間		B－使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替キャナル	
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量
1-1	210m³	2-1	5m³	3-1	310m³	4-1	60m³	5-1	45m³
1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³
1-3	230m³			3-3	330m³				

図３　評価に用いた使用済燃料ピット等の水量（想定事故１）

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由



A－使用済燃料ピット		A、B－使用済燃料ピット間		B－使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替キャナル	
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量
1-1	120m³	2-1	3m³	3-1	180m³	4-1	36m³	5-1	23m³
1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³
1-3	230m³			3-3	330m³				

図４　評価に用いた使用済燃料ピット等の水量（想定事故２）

（参考）計算条件の保守性について

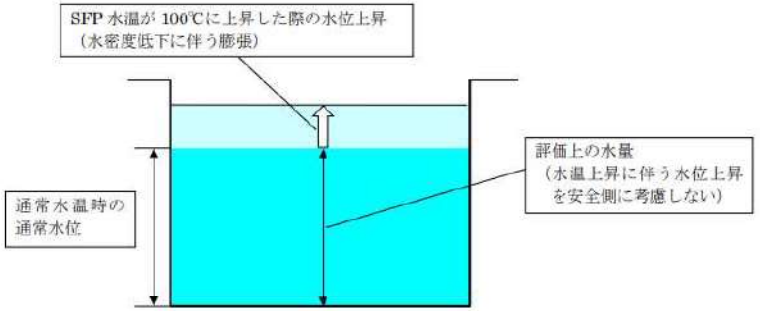
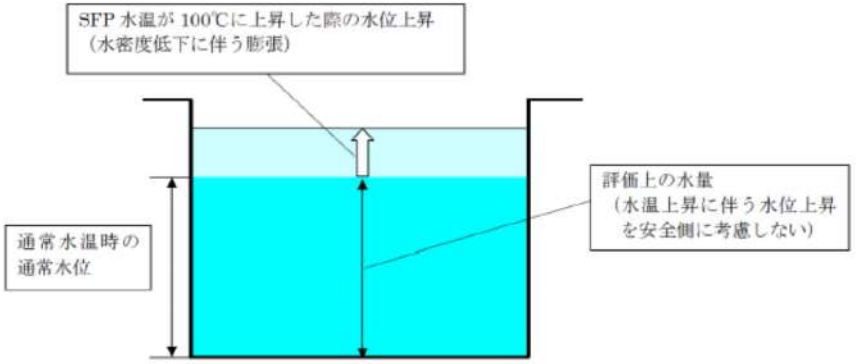
本計算においては、燃料損傷防止対策の有効性を確認するにあたり、水位低下の時間評価では評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、使用済燃料からの崩壊熱については、すべて使用済燃料ピット水の温度上昇及び蒸発に寄与するとして評価結果が厳しくなるような条件設定としている。

100℃まで温度上昇する過程においては、ピット水温度の不均一が生じることも考えられるが、崩壊熱は最終的に全て水の温度上昇及び蒸発に費やされるエネルギーとなることから、トータルの水位低下時間には影響しない。

また、計算に使用する崩壊熱は、保守的に発熱の大きい MOX 燃料が支配的になる貯蔵条件を想定し、時間の経過による崩壊熱の減衰は考慮していない。

更に、事象発生から可搬型大型送水ポンプ車による SFP への注水準備完了までは 4.4 時間であり、本評価結果と比較して十分な余裕があることから、本想定事故に係る燃料損傷防止対策の有効性は十分確認できる。

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付３ 100℃の水密度を用いて評価することの保守性について 使用済燃料ピット水の温度は 40℃から 100℃まで上昇するが、評価においては水密度として 100℃の値を使用している。 温度上昇に伴い使用済燃料ピット水が膨張するため水位は上昇するが、評価ではこの水位上昇を考慮せずに水密度は膨張後の値を使用しているため、安全側の評価となる。  使用済燃料ピット	添付４ 100℃の水密度を用いて評価することの保守性について 使用済燃料ピット水の温度は 40℃から 100℃まで上昇するが、評価においては水密度として 100℃の値を使用している。 温度上昇に伴い使用済燃料ピット水が膨張するため水位は上昇するが、評価ではこの水位上昇を考慮せずに水密度は膨張後の値を使用しているため、安全側の評価となる。  使用済燃料ピット 図１　使用済燃料ピットの水密度の概要	

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）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

参考１

原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット水抜き時の水位低下時間評価について

使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、原子炉補助建屋キャナルにある燃料移送装置の点検のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。

この期間において、想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（使用済燃料ピット水面線量率 0.15 mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。

＜評価における前提条件＞

号炉	大飯３、４号炉
燃料仕様	ウラン燃料 （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%）
貯蔵体数／熱負荷 （安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする）	Aエリア：　845 体／3.667MW Bエリア：1,155 体／1.076MW 合計　　：2,000 体／4.743MW
事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）
必要遮蔽水厚	4.38m
ピット間の接続状態	・使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。 ・崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの 30 日後）とする。 ・沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。

泊発電所３号炉

参考１

燃料取替キャナル及び燃料検査ピット水抜き時の水位低下時間評価について

A、B－使用済燃料ピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットは、定期事業者検査中は水張り状態であるが、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ燃料取替キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。なお、運転中の場合、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態である。

この期間において、想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（使用済燃料ピット水面線量率 0.15 mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。

表１　評価における前提条件

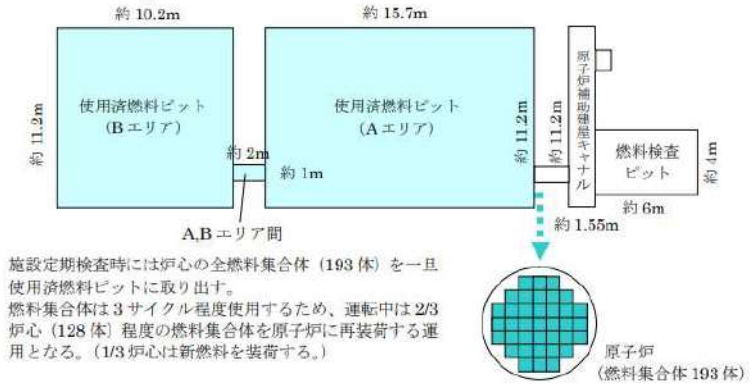
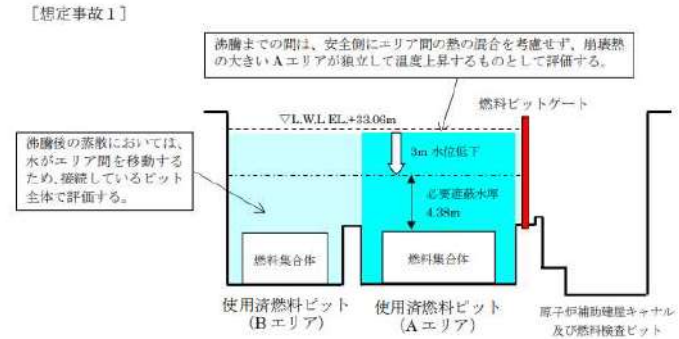
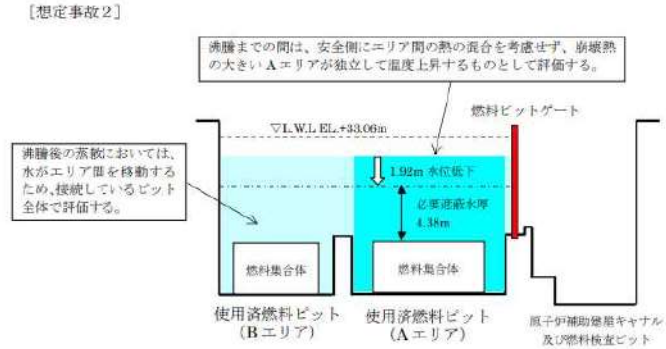
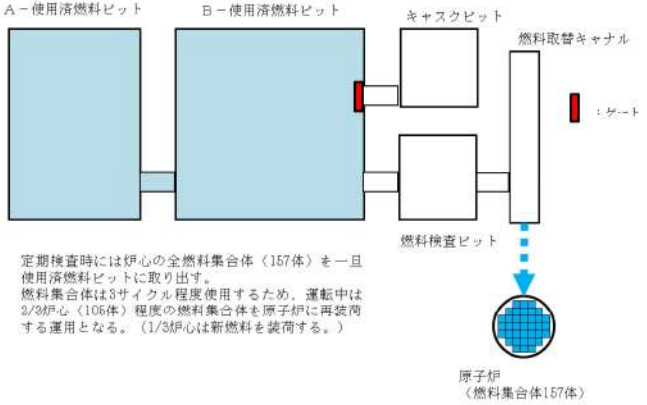
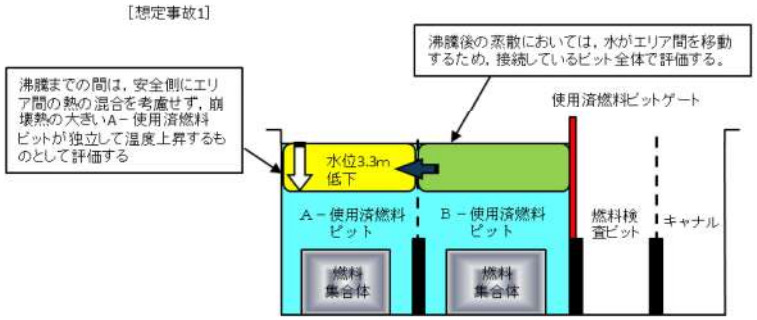
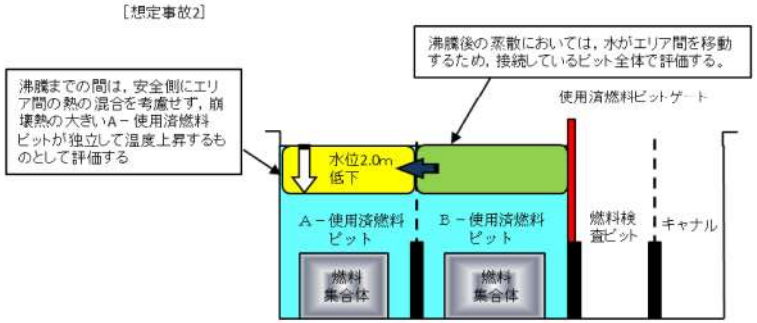
号機	泊３号機
燃料仕様	ウラン燃料 （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt％）（３号機） （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt％）（１、２号機） ＭＯＸ燃料（３号機） （最高燃焼度：45GWd/t）
貯蔵体数／熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（表６）	Ａ－使用済燃料ピット：　600 体／3.433MW Ｂ－使用済燃料ピット：　840 体／1.689MW 合　　計：1,440 体／熱負荷 5.122MW
事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）
必要遮蔽厚	4.25m（添付２）
ピット間の接続状態	・Ａ、Ｂ－使用済燃料ピットは水張状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。 ・沸騰までに要する時間の評価については、安全側にＡ、Ｂ－使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上Ａ、Ｂ－使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能なため、保守的に厳しくなるＡ－使用済燃料ピットで評価した。 ・水位低下時間の評価においては、Ａ、Ｂ－使用済燃料ピットが接続された条件とする。

相違理由

運用の相違
・泊の場合、所内の燃料取扱ピット水位調整運用によっても水抜きを実施
設備の相違

設備の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
  	 図１　運転中の使用済燃料ピット概要図  図２　使用済燃料ピット水位低下モデル概要（想定事故１）  図３　使用済燃料ピット水位低下モデル概要（想定事故２）	設備の相違

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

7.3.1. 想定事故１（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大飯発電所３／４号炉

１．想定事故１（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障）

（１）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]}=\frac{\text{Aエリア水量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{\text{Aエリア熱負荷[MW]}\times10^3\times3{,}600}$$

Aエリア水量　：1,927m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/ m³）
エンタルピ差　：水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差（293.4kJ／kg）
Aエリア熱負荷：3.667MW

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

$$\text{水位低下時間[h]}=\frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\text{Aエリア熱負荷[MW]}+\text{Bエリア熱負荷[MW]})\times10^3\times3{,}600}$$

水位低下量　：875 m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）
飽和潜熱　　：飽和蒸気エンタルピ[kJ／kg] － 飽和水エンタルピ[kJ／kg]
（2,257kJ／kg）
熱負荷　　：4.743MW
（Aエリア熱負荷 3.667MW＋Bエリア熱負荷 1.076MW）

水位低下量の内訳

Aエリア	Bエリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計
約 527 m³	約 342 m³	約 6 m³	約 0m³	約 0 m³	875m³

（２）評価結果

①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間

泊発電所３号炉

１．想定事故１（使用済燃料ピット冷却機能又は注水機能喪失）

（１）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]}=\frac{\text{A－使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{\text{A－使用済燃料ピット熱負荷[MW]}\times10^3\times3{,}600}$$

A－使用済燃料ピット水量　：720m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）
エンタルピ差　：水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差（293.4kJ/kg）
A－使用済燃料ピット熱負荷　：3.433MW

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

$$\text{水位低下時間[h]}=\frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\text{A－使用済燃料ピット熱負荷[MW]}+\text{B－使用済燃料ピット熱負荷[MW]})\times10^3\times3{,}600}$$

水位低下量　：525m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）
飽和潜熱　　：飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] － 飽和水エンタルピ[kJ/kg]（2,256.5kJ/kg）
熱負荷　　：5.122MW
（A－使用済燃料ピット熱負荷 1.689MW+B－使用済燃料ピット熱負荷 3.998MW）

表１　水位低下量の内訳（想定事故１）

A－使用済燃料ピット	B－使用済燃料ピット	A、B－使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計
約 210 m³	約 310m³	約 5m³	約 0m³	約 0m³	約 525m³

（２）評価結果

表２　各状態での水位低下時間（想定事故１）

①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
約 16.3 時間	約 61.5 時間	約 3.2 日 （約 77.8 時間）

相違理由

設備の相違
設備の相違
設備の相違
設備の相違
設備の相違
評価結果の相違

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

大飯発電所３／４号炉

２．想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）

（１）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]}=\frac{\text{Aエリア水量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{\text{Aエリア熱負荷[MW]}\times10^3\times3{,}600}$$

Aエリア水量　：1,737m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/ m³）
エンタルピ差　：水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差（293.4kJ／kg）
Aエリア熱負荷：3.667MW

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

$$\text{水位低下時間[h]}=\frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\text{Aエリア熱負荷[MW]}+\text{Bエリア熱負荷[MW]})\times10^3\times3{,}600}$$

水位低下量　：559m³
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）
飽和潜熱　　：飽和蒸気エンタルピ[kJ／kg] － 飽和水エンタルピ[kJ／kg]
（2,257kJ／kg）
Aエリア熱負荷：4.743MW
（Aエリア熱負荷 3.667MW＋Bエリア熱負荷 1.076MW）

水位低下量の内訳

Aエリア	Bエリア	A,Bエリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計
約 337 m³	約 219 m³	約 3 m³	約 0m³	約 0 m³	559m³

泊発電所３号炉

２．想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）

（１）計算方法

水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。

① 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]}=\frac{\text{A－使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{\text{A－使用済燃料ピット熱負荷[MW]}\times10^3\times3{,}600}$$

A－使用済燃料ピット　：630m³　　設備の相違
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）
エンタルピ差　：水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差（293.4kJ/kg）
A－使用済燃料ピット熱負荷　：3.433MW　　設備の相違

② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間

水位低下時間[h]

$$=\frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]}\times\text{水密度[kg/m}^3\text{]}\times\text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\text{A－使用済燃料ピット熱負荷[MW]}+\text{B－使用済燃料ピット熱負荷[MW]})\times10^3\times3{,}600}$$

水位低下量　：303m³　　設備の相違
水密度　　：100℃のときの密度を用いて評価（958kg/m³）
飽和潜熱　　：飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] － 飽和水エンタルピ[kJ/kg]（2,256.5kJ/kg）
熱負荷　　：5.122MW　　設備の相違
（A－使用済燃料ピット熱負荷 1.124MW+B－使用済燃料ピット熱負荷 3.998MW）

表３　水位低下量の内訳（想定事故２）

A－使用済燃料ピット	B－使用済燃料ピット	A、B－使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計
約 120 m³	約 180m³	約 3m³	約 0m³	約 0m³	約 303m³

設備の相違

相違理由

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

大飯発電所３／４号炉

（２）評価結果

①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間

３．評価結果まとめ

想定事故	ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
1	Aエリア	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間
2	Aエリア	約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間

泊発電所３号炉

（２）評価結果

表４　各状態での水位低下時間（想定事故２）

①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
約 14.3 時間	約 35.5 時間	約 2.0 日 （約 49.8 時間）

３．評価結果まとめ

表５　水位低下時間のまとめ（想定事故１、２）

想定事故	沸騰評価対象 使用済燃料ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計
1	A	約 16.3 時間	約 61.5 時間	約 3.2 日 （約 77.8 時間）
2	A	約 14.3 時間	約 35.5 時間	約 2.0 日 （約 49.8 時間）

相違理由

解析結果の相違

解析結果の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

大飯発電所３／４号炉

燃料取替スキーム

大飯３（４）号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）

取出燃料	大飯3(4)号炉からの発生分			大飯1，2号炉からの発生分		
	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)*1	冷却期間	燃料数	崩壊熱(MW)*1
16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	6	0.005			
				14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.052
15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.053			
				13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053
14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.055			
				12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056
13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.056			
				11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057
12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.058			
				10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058
11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.059			
				9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060
10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.062			
				8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063
9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.064			
				7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066
8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.067			
				6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070
7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.072			
				5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076
6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.078			
				4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083
5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.087			
				3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.095
4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.102			
				2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120
3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.137			
				1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177
2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.210			
				21ヶ月	1/3炉心	0.284
1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	0.381			
定検時取出燃料3	30日	1/3炉心	1.826			
定検時取出燃料2	30日	1/3炉心	—			
定検時取出燃料1	30日	1/3炉心	—			
小　計			3.373			1.370
崩壊熱合計(MW)	崩壊熱4.743MW　（燃料体数：2,000体）					

＊1：　崩壊熱の合計は，四捨五入の関係で各々の発生熱量の合計とはならない場合がある。
＊2：　３（４）号炉の使用済み燃料ピットは１，２号炉と共用であり，崩壊熱が高めとなるように１，２号炉から運搬された使用済燃料から発生する崩壊熱を想定
注１：大飯１～４号炉５５，０００MWd/t 燃料使用等に伴う原子炉設置変更許可申請（平成 14 年 8 月申請）安全審査における使用済燃料ピット冷却設備の評価条件
注２：大飯３／４号炉の SFP の燃料保管容量は２，１２９体

以 上

泊発電所３号炉

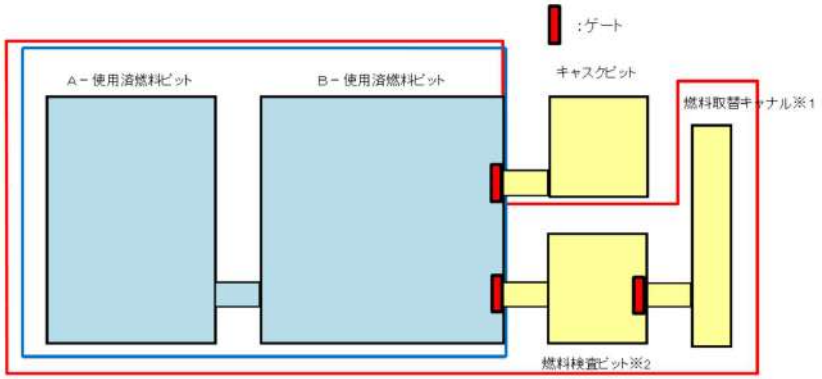
表６　燃料取替スキーム
泊３号機使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）

取出燃料	泊３号炉燃料					泊１、２号炉燃料		
	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料	
		取出燃料数	崩壊熱(MW)	取出燃料数	崩壊熱(MW)		取出燃料数	崩壊熱(MW)
今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—
今回取出	30 日	8 体	0.376	—	—	—	—	—
今回取出	30 日	8 体	0.390	39 体	1.094	—	—	—
1 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×1＋30 日	※1	0.166	39 体	0.224	—	—	—
2 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×2＋30 日	※1	0.085	39 体	0.124	2 年	40 体×2	0.256
3 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×3＋30 日	※1	0.062	39 体	0.081	（13 ヶ月＋30 日）×1＋2 年	40 体×2	0.168
4 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×4＋30 日	※1	0.053	39 体	0.063	—	—	—
5 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×5＋30 日	※1	0.049	—	—	—	—	—
6 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×6＋30 日	※1	0.047	—	—	—	—	—
7 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×7＋30 日	※1	0.045	—	—	—	—	—
・・・	・・・	・・・	・・・	—	—	—	—	—
59 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×59＋30 日	※1	0.025	—	—	—	—	—
60 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×60＋30 日	※1	0.025	—	—	—	—	—
61 サイクル冷却済燃料	（13 ヶ月＋30 日）×61＋30 日	8 体	0.013	—	—	—	—	—
小計	—	984 体	3.112	195 体	1.586	—	160 体	0.424
合計	取出燃料体数※2	1,384 体		崩壊熱	5.122MW			

※1：２回照射MOX燃料８体，３回照射MOX燃料８体　　※2：泊発電所３号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1,440体

以 上

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	参考２ 使用済燃料ピットに接続されるピットについて A、B－使用済燃料ピットは、連通堰により常時接続された状態である。B－使用済燃料ピットは燃料検査ピット（燃料検査ピットはさらに燃料取替キャナルと接続）及びキャスクピットと連通堰により繋がっており、使用済燃料ピットゲートによりこれらのピットと仕切ることが可能である。 有効性評価においては、燃料取出中を想定し、A、B－使用済燃料ピットに燃料検査ピットと燃料取替キャナルが接続され、キャスクピットは使用済燃料ピットゲートにより仕切られ、水がない空の状態を想定している。一方、運転中（燃料装荷後）においては、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検のため燃料検査ピットと燃料取替キャナルの水を抜く場合もある（なお、キャスクピットと燃料検査ピットを同時に水抜き状態にすることはない）ため、運転中は保守的にA、B－使用済燃料ピットのみ接続し、燃料検査ピット、燃料取替キャナル及びキャスクピットは使用済燃料ピットゲートにより仕切られ、水がない空の状態を想定している。 この期間において想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（ピット水面線量率 0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。 ：運転中（A、B－使用済燃料ピット） ：停止中（A、B－使用済燃料ピット，燃料検査ピット，燃料取替キャナル）  ※1：定検中は燃料検査ピット及び燃料取替キャナルのゲートを外し、使用済燃料ピットに接続（水張り）状態となる ※2：運転中に燃料検査ピット及び燃料取替キャナルを水抜きする場合、キャスクピットは使用済燃料ピットに接続（水張り）状態とする。 図１　泊３号機使用済燃料ピット周辺レイアウト	記載内容の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

今回の有効性評価の条件として想定した定期事業者検査中の状態と、運転中の状態に対し、それぞれ表１の条件に基づき評価した結果を表２に示す。使用済燃料ピット水位低下時間評価結果は、今回の評価に用いた定期事業者検査中の状態の方が、運転中に比べて厳しい。

表１　SFP水位低下時間評価条件

	定期事業者検査中	運転中
SFP 崩壊熱	11.508MW ・原子炉停止からの期間：7.5 日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てを SFP に保管	5.122MW ・原子炉停止からの期間：30 日 ・原子炉から一時的に取り出されていた燃料のうち、１回及び２回照射燃料は炉心に再装荷
SFP に接続されるピットの状態	A、B－使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びキャナル接続	A、B－使用済燃料ピット接続
蒸発水量	想定事故１：630m^3 想定事故２：362m^3	想定事故１：525m^3 想定事故２：303m^3
SFP 初期水温	40℃	30℃

表２　SFP水位時間評価結果

	定期事業者検査中	運転中
想定事故１	約 1.6 日	約 3.2 日
想定事故２	約 1.0 日	約 2.0 日

なお、定期事業者検査中の崩壊熱及び SFP 初期温度に対し、SFP と燃料検査ピット及びキャナルが接続されない状態を想定した場合、SFP 水位が放射線の遮蔽を維持できる最低水位まで低下する時間は、想定事故１で約 1.4 日、想定事故２で約 0.9 日となる。事象発生から SFP への注水開始が可能となるまでの時間は 4.4 時間であり、十分な裕度がある。

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表３　燃料取出スキーム

泊３号機使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）

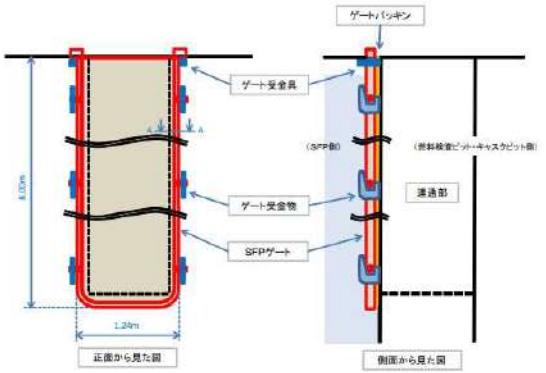
取出燃料	泊３号炉燃料					泊１、２号炉燃料		
	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料	
		取出燃料数	崩壊熱（MW）	取出燃料数	崩壊熱（MW）		取出燃料数	崩壊熱（MW）
今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—
今回取出	30日	8体	0.376	—	—	—	—	—
今回取出	30日	8体	0.390	39体	1.094			
1サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×1＋30日	※1	0.166	39体	0.224	—	—	—
2サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×2＋30日	※1	0.085	39体	0.124	2年	40体×2	0.256
3サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×3＋30日	※1	0.062	39体	0.081	（13ヶ月＋30日）×1＋2年	40体×2	0.168
4サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×4＋30日	※1	0.053	39体	0.063	—	—	—
5サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×5＋30日	※1	0.049	—	—	—	—	—
6サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×6＋30日	※1	0.047	—	—	—	—	—
7サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×7＋30日	※1	0.045	—	—	—	—	—
・・・	・・・	・・・	・・・	—	—	—	—	—
59サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×59＋30日	※1	0.025	—	—	—	—	—
60サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×60＋30日	※1	0.025	—	—	—	—	—
61サイクル冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×61＋30日	8体	0.013	—	—	—	—	—
小計	—	984体	3.112	195体	1.586	—	160体	0.424
合計	取出燃料体数※2	1,339体		崩壊熱		5.122MW		

※1：2回照射MOX燃料８体、3回照射MOX燃料８体　※2：泊発電所３号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1,440体

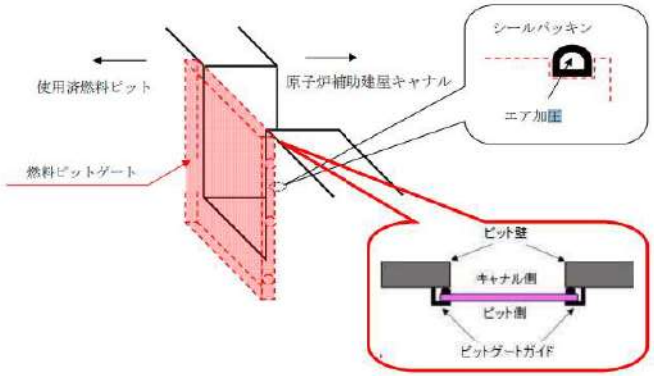
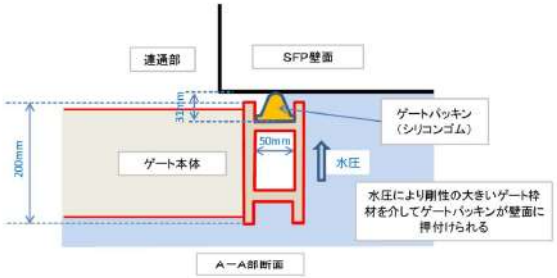
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
参考２ 燃料ピットゲートについて １．燃料ピットゲートの概要 使用済燃料ピット（Ａエリア、Ｂエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、原子炉補助建屋キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。 その期間中は、Ａエリアと原子炉補助建屋キャナル間に燃料ピットゲートを設置する。	参考３ 使用済燃料ピットゲートについて １．使用済燃料ピットゲートの概要 Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは定期事業者検査中、運転中ともに水張り状態であるが、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ燃料取替キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。 その期間中は、Ｂ－使用済燃料ピットと燃料取替キャナル間に使用済燃料ピットゲートを設置する。 ゲート受金具及びゲート受金物により連通部の使用済燃料ピット壁面に取付け、ピット水からの水圧により使用済燃料ピット壁面に押し付けられ、ゲートパッキンに面圧が発生し遮水機能を発揮する（図１）。 想定事故１及び想定事故２において想定される状況においても以下のとおり遮水機能に問題はない。 ①　ピット水の温度上昇 ゲートパッキン（図２）の材質は耐熱性に優れたシリコンゴムであり、100℃での耐水試験においても硬さ変化等が規格値を満足している。また沸騰により水が流動する状態になるが、水圧と比較するとその影響は僅かであり、遮水機能に影響はない。 ②　ピット水の水位低下 水位低下が発生した場合も、ピット水面からの深さ対して発生する水圧は同じであり、シール性には影響はない。 ③　地震発生時の影響 使用済燃料ピットゲートには水圧による大きな力が掛かるが、基準地震動Ssによりゲートが外れることはない。また、基準地震動Ｓｓによる地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮しても、強度上問題ないが念のため使用済燃料ピットゲートが外れた場合の評価を行う。	設備の相違 記載方針の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 ゲートの設置状況 ゲートパッキンの装着状況  図１　SFP ゲートの概要	

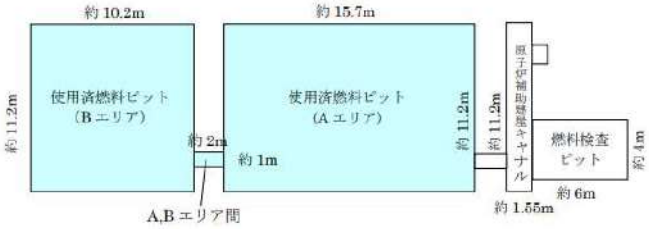
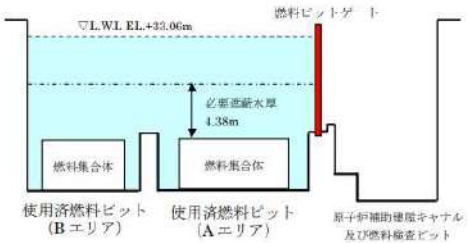
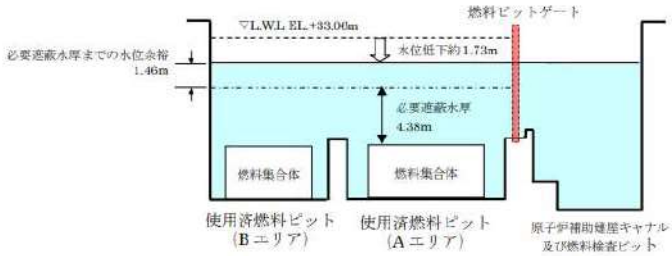
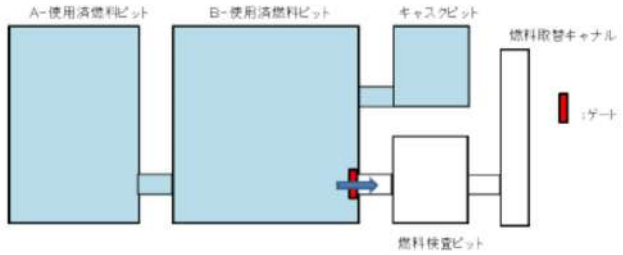
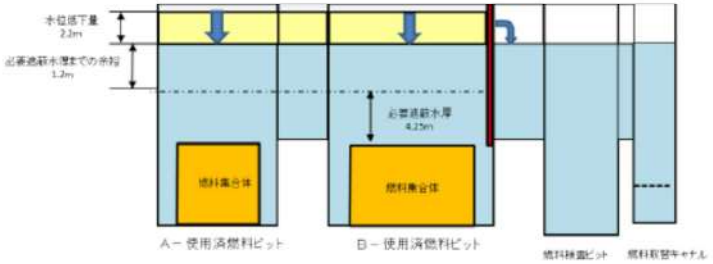
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 ゲート吊上げ作業 （写真は２号機） ゲートパッキン点検作業 （写真は２号機） ＜ＳＦＰゲートパッキンについて＞ ・材質：シリコンゴム ⇒耐熱性，耐候性に優れた合成ゴム ・100℃での耐水試験において健全性を確認 ・購入時に，ゴム材質試験，圧縮永久ひずみ試験等により健全性を確認 ・定期検査時に外観点検，ゴム硬度確認，漏えい点検により健全性を確認 （ゲート本体材質：アルミニウム）  図２　ゲートパッキンの概要	設備名称の相違 設計の相違
２．ゲートパッキンの構造、材質、信頼性等について ・構造：ゲートパッキンの構造について次頁に示す。 ・材質：EPDM（エチレン・プロピレン・ジエンゴム） ・信頼性等： ゲートパッキンの保全状況 （１）毎定検、燃料取扱機械設備定期点検工事において、ゲート使用前に外観目視点検・パッキン（正式名：インフラシール）の漏えい確認を実施し、ゲート及びパッキンの健全性を確認、信頼性を担保している。 （２）点検にて劣化の兆候が見られれば取替を行うこととしている。 （３）ゲートパッキンの点検頻度及び取替実績 現在の原子炉長期停止状態においては、燃料ピットゲート使用の都度点検を行っている。また、大飯３、４号炉におけるゲートパッキンの取替実績は以下のとおりであり、運転開始以降それぞれ１回ずつである。 大飯３号炉：平成 18 年度（10 月～12 月） 大飯４号炉：平成 19 年度（ 5 月～ 7 月）	２．ゲートパッキンの構造、材質、信頼性等について ・構造：ゲートパッキンの構造について次頁に示す。 ・材質：シリコンゴム ・信頼性等： ゲートパッキンの保全状況 （１）毎定期検査、ＦＨ／Ｂゲート点検において、ゲート使用前に外観目視点検・パッキン硬度測定及び、ピットの水張、水抜き時に漏えい確認を実施し、ゲート及びパッキンの健全性を確認、信頼性を担保している。 （２）点検にて劣化の兆候が見られれば取替を行うこととしている。 （３）ゲートパッキンの点検頻度及び取替実績 現在の原子炉長期停止状態においては、使用済燃料ピットゲート使用の都度点検を行っている。また、泊３号炉におけるゲートパッキンの取替実績はなし。	設計の相違 設計の相違 設備の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
燃料ピットゲートパッキンの構造、材質 1. 構造 【SFPゲート】 【パッキン詳細図】 約7990 約1240 位置決めピン パッキン取付側 約44 約32 パッキン加圧（N_2） パッキン 【パッキン詳細】 材質：EPDM 【機能】 パッキン内は空洞であり、内部にN_2を加圧（約0.18MPa）し使用する。 位置決めピン 壁 ラック 前面より 側面より ゲート 壁 約1240 （パッキンはめ込み溝拡大図） 壁 パッキン ゲート 約1160 約40 2. パッキン写真 【ゲート保管状態】 【ゲート上部】 【ゲート上部：拡大】 パッキン加圧ライン（N_2） パッキン	【SFPゲート】 【パッキン詳細図】 約8000 約1240 位置決めピン パッキン取付側 約31 パッキン 【パッキン詳細】 材質：シリコン 位置決めピン 壁 ラック 前面より 側面より ゲート 壁 約1240 パッキンはめ込み拡大図 壁 パッキン ゲート 図３　使用済燃料ピットゲートパッキンの構造、材質 【ゲート保管状態】 【ゲート上部】 【ゲート上部：拡大】 パッキン 図４　パッキンの写真	設備の相違

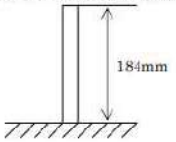
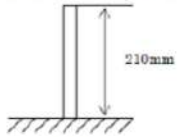
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
２．燃料ピットゲートが外れた場合の評価 燃料ピットゲートについては、使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナルへの流路に設けられたラックに収めるタイプであり、地震発生時でも外れることはないが、万一、燃料ピットゲートが外れることにより使用済燃料ピット水が原子炉補助建屋キャナル側に流出した場合の水位の評価を参考に実施した。 （１）使用済燃料ピット水位低下量 ① 初期状態   ② 燃料ピットゲートが外れた後の状態 	２．使用済燃料ピットゲートが外れた場合の評価 使用済燃料ピットゲートについては、使用済燃料ピットから燃料検査ピットへの流路に設けられたラックに収めるタイプであり、地震発生時でも外れることはないが、万一、使用済燃料ピットゲートが外れることにより使用済燃料ピット水が燃料検査ピット側に流出した場合の水位の評価を参考に実施した。 （１）使用済燃料ピット水位低下量  図５　使用済燃料ピットの平面図  図６　使用済燃料ピットの断面図	

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（２）評価結果 使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナル側へ流れ込んだ場合、水位が約 1.73m 低下するが、必要遮蔽水厚を確保できることから、線量率は十分低く維持され、燃料集合体の健全性も問題ない。 また、燃料ピットゲートが外れた後、冷却機能が停止した場合の沸騰までの時間は約 35 時間、水位が 1.46m 低下するまでの時間は約 4.0 日間であり、送水車による代替注水までの時間的余裕は確保されている。 以 上	（２）評価結果 使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナル側へ流れ込んだ場合、水位が 2.2m 低下するが、必要遮蔽水厚を確保できることから、線量率は十分低く維持され、燃料集合体の健全性も問題ない。 また、燃料ピットゲートが外れた後、冷却機能が停止した場合の沸騰までの時間は約 13 時間、水位が 1.2m※低下するまでの時間は約 1.1 日間であり、可搬型大型送水ポンプ車による注水までの時間的余裕は確保されている。 ※ 使用済燃料ピットゲートが外れ 2.2m 水位が低下した後から必要遮蔽水厚までに、水位は約 1.17m 低下するが、安全側に 1.2m の低下とする。 以 上	評価結果の相違 ・「遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量」について、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定している

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
参考３ サイフォンブレーカの閉塞の可能性について 大飯３、４号炉使用済燃料ピット入口配管に設置されたサイフォンブレーカの概略図及び写真を添4.1.2-27以降に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット入口配管に設置された管であり、以下に示すとおり耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のないサイフォンブレーカであることから、その効果を考慮できる。 １．地震による影響 サイフォンブレーカが取り付けられている使用済燃料ピット入口配管は十分な耐震性を有しており、地震による影響はない。 大飯３、４号炉Ａエリアのサイフォンブレーカの耐震性確認結果を以下に示す。 ［配管仕様］ ・口径 21.7mm、肉厚 2.5mm（SUS304TP） ・配管長（最大（３号炉①））：184mm ・質量：1.32kg/m×184×10^{-3}m＝0.3kg 片持ち梁として評価 （安全側に質量を先端集中と仮定）  ［付加重量］ 水中での運動であるため、その運動に伴って周囲の水も移動することから付加重量を考慮する。 ・付加重量：$\pi \times \rho \times (d_2/2)^2 \times 184$（機械工学便覧による） $=\pi \times 1 \times 10^{-6} \times (21.7/2)^2 \times 184 = 0.069$kg ・配管内の水重量：$\rho (1 \times 10^{-6}$kg／mm$^3) \times \pi (16.7/2)^2 \times 184$ $=0.041$kg ・合計：0.069＋0.041＝0.2kg を配管質量に付加する。 よって、配管質量を 0.3＋0.2＝0.5kg として評価する。 ［加速度］ ・Ss 地震動（３連動）の最大床応答加速度＝1.94G（E.L.+33.6m） ［自重＋付加重量＋Ss 地震による発生応力］ ・荷重(F) ＝0.5kg×9.80665（重力加速度）×(1.0G+1.94G) ＝14.5 N ・モーメント(M)＝14.5N×184mm ＝2,668.0N･mm 	参考４ サイフォンブレーカの閉塞の可能性について 泊３号炉使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されたサイフォンブレーカの設置場所及び写真を添 7.3.1.2-40 に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置された管であり、以下に示すとおり耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のないサイフォンブレーカであることから、その効果を考慮できる。 １．地震による影響 サイフォンブレーカが取り付けられている使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管は十分な耐震性を有しており、地震による影響はない。 泊３号炉Ａ、Ｂ－使用済燃料ピットのサイフォンブレーカの耐震性確認結果を以下に示す。 ［配管仕様］ ・外径 21.7mm、肉厚 2.5mm（SUS304TP-S） ・配管長（Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット）：210mm ・質量：1.21kg/m×210×10^{-3}m＝0.3kg 片持ち梁として評価 （安全側に質量を先端集中と仮定）  図１　配管長について ［付加質量］ 水中での運動であるため、その運動に伴って周囲の水も移動することから付加質量を考慮する。 ・付加質量：$\pi \times \rho \times (d_2/2)^2 \times 210$（機械工学便覧による） $=\pi \times 1 \times 10^{-6} \times (21.7/2)^2 \times 210 = 0.078$kg （$\rho$：水の密度） ・配管内の水質量：$\rho$ $(1 \times 10^{-6}$kg／mm$^3) \times \pi$ $(16.7/2)^2 \times 210$ $=0.046$kg （ρ：水の密度） ・合計：0.078＋0.046＝0.114 → 0.2kg を配管質量に付加する。 よって、配管質量を 0.3＋0.2＝0.5kg として評価する。 ［加速度］ ・Ss 地震動のうち(Ss1、Ss3-1、Ss3-2、Ss3-3、Ss3-4)の最大床応答加速度＝1.19G（T.P.33.1m） ［自重＋付加質量＋Ss 地震による発生応力］ ・荷重(F)＝0.5kg×9.80665（重力加速度）×(1.0G+1.19G)＝10.8N ・モーメント(M)＝10.8N×210mm ＝2,268.0N･mm 図２　配管断面図	設計の相違

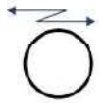
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・ 断面係数(Z)＝π(d₂⁴−d₁⁴)／32d₂＝π(21.7⁴−16.7⁴)／(32×21.7) ＝651.2mm³ ・ 発生応力(σ)＝M／Z＝2,668.0／651.2＝4.1MPa ［許容引張応力］ ・ 122MPa（設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 5、100℃の値） サイフォンブレーカの許容引張応力が 122MPa であるのに対して、Ss 地震動による発生応力は 4.1MPa であるため、サイフォンブレーカは Ss 地震動に対して十分な余裕を持った耐震性を有する。 なお、現実的には水中では抵抗により加速度の減衰効果があるため、上記評価は安全側の評価となる。（添 4.1.2-26～添 4.1.2-27 参照）	・断面係数(Z)＝π(d₂⁴−d₁⁴)／32d₂＝π(21.7⁴−16.7⁴)／(32×21.7) ＝651.2mm³ ・発生応力(σ)＝M／Z＝2,268.0／651.2＝3.5MPa ［許容引張応力］ ・122MPa(設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 5, 100℃の値) サイフォンブレーカの許容引張応力が 122MPa であるのに対して、Ss 地震動による発生応力は 3.5MPa であるため、サイフォンブレーカは Ss 地震動に対して十分な余裕を持った耐震性を有する。 なお、現実的には水中では抵抗により加速度の減衰効果があるため、上記評価は安全側の評価となる。（添 7.3.1.2-38～添 7.3.1.2-39 参照）	設計の相違
２．人的過誤、故障による影響 サイフォンブレーカの構成機器は管のみであり、弁類等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。使用済燃料ピット入口配管のサイフォン現象による漏洩が発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレーカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。	２．人的過誤、故障による影響 サイフォンブレーカの構成機器は管のみであり、弁類等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォン現象による漏洩が発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレーカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。	
３．異物による閉塞 サイフォンブレーカには通常時には母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却水が常時流れていること、及び使用済燃料ピット出口配管吸込部にはサイフォンブレーカ内径 16.7mm より細かい穴径 12mm のストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。なお、使用済燃料ピットエリアについては、異物管理実施要領に基づき、異物の発生、混入を防止するための管理を適切に実施しているため、異物の混入はない。	３．異物による閉塞 サイフォンブレーカには通常時には母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却水が常時流れていること、及び使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管吸込部にはサイフォンブレーカ内径 16.7mm より細かいメッシュ間隔 約 4.7mm のストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。なお、使用済燃料ピットエリアについては、異物管理実施要領に基づき、異物の発生、混入を防止するための管理を適切に実施しているため、異物の混入はない。	
４．落下物による影響 A エリアのサイフォンブレーカは大部分が使用済燃料ピットの躯体コンクリートに埋設され、外部に露出しているのは出口端部の使用済燃料ピット壁面から 18cm 程度のわずかな部分であり、B エリアのサイフォンブレーカは使用済燃料ピット入口配管上の 13cm 程度のわずかな枝管であることから、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。 仮に上部からの落下物により曲げ変形が生じた場合を想定しても、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。空気の通り道がわずかにでもあればサイフォンブレーカは機能する。 なお、周辺設備は自らの損傷、転倒、落下等により使用済燃料ピットの安全機能が損なわれないよう離隔をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、S クラス相当の構造強度を持た	４．落下物による影響 サイフォンブレーカは大部分が使用済燃料ピットの躯体コンクリートに埋設され、外部に露出しているのは出口端部の使用済燃料ピット壁面から約 15cm のわずかな部分であり、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。 仮に上部からの落下物により曲げ変形が生じた場合を想定しても、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。空気の通り道がわずかにでもあればサイフォンブレーカは機能する。 なお、周辺設備は自らの損傷、転倒、落下等により使用済燃料ピットの安全機能が損なわれないよう離隔をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、S クラス相当の構造強度を持た	

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
せる等の方策により、波及的影響の発生を防止していることから、落下物による影響は考えられない。 ５．通水状況の確認 上記のとおりサイフォンブレーカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（1週間に1回程度）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット入口配管から使用済燃料ピットに水が流入するのと同時にサイフォンブレーカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレーカから水が出ていることは、添付写真に示すとおり目視により確認できる。これによりサイフォンブレーカが閉塞していないことを確認する。 【参考：高浜１／２号炉（抜粋）】 ５．通水状況の確認 上記のとおりサイフォンブレーカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（１週間に１回程度）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット入口配管から使用済燃料ピットに水が流入するのと同時にサイフォンブレーカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレーカから水が出ていることは、添付写真に示すとおり目視による確認が困難なことから、棒に紐状のビニールを垂らした小道具を使用し確認することでサイフォンブレーカが閉塞していないことを確認する。 【サイフォンブレーカ写真】 【サイフォンブレーカからの水流によるゆらぎ】	せる等の方策により、波及的影響の発生を防止していることから、落下物による影響は考えられない。 ５．通水状況の確認 上記のとおりサイフォンブレーカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（１週間に１回）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管から使用済燃料ピットに水が流入するのと同時にサイフォンブレーカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレーカから水が出ていることは、目視による確認によりサイフォンブレーカの閉塞が疑われる場合、図４に示すとおり器具を用いて閉塞していないことを確認する。	記載方針の相違 ・泊は水流が肉眼で確認しにくいため、閉塞が疑われる場合は器具を用いて水流を確認する（器具を用いて確認することは高浜１／２号炉と同様）

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

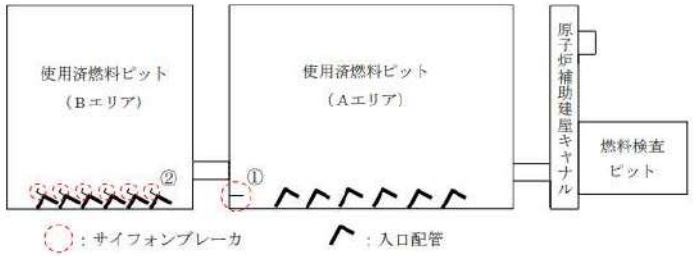
大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
サイフォンブレーカの応力評価における気中と水中での減衰定数の違いについて 添4.1.2-23～添4.1.2-24において、サイフォンブレーカ（配管）のSs地震動に対する耐震強度を評価し、許容応力以内であることを確認している。 この評価では、片持ち梁モデルの先端に集中質量を仮定し、Ss 地震動での最大床応答加速度 1.94G（E.L.+33.6m）が加わった場合の配管固定部のモーメントによる最大発生応力を評価しており、評価質量については、水中であることを考慮して、配管自身の質量に内包する水の質量と水中での振動時に考慮する付加質量分を加えたものとしている。 ここで、地震時の水中での振動挙動においては、水の抵抗に係る流体減衰の効果が考えられるが、本評価では、保守的にこれを考慮していない。 静止流体中の物体の流体減衰評価における減衰効果付与分については、以下のとおりとなる。 サイフォンブレーカを水中における円柱構造物と仮定し、一般的に静止流体中で物体が振動するときを仮定する（図1）。このとき、物体は流体から力を受けるため、運動方程式は式（1）で示すことができる。  図1．水中での円柱構造物の振動イメージ （上から見た図） $m\ddot{y}+c\dot{y}+ky=F$ ……（1） ここで、m：構造物の質量 c：構造物の減衰定数 k：構造物の剛性 F：構造物が流体から受ける力 一方、Fは円柱の場合式（2）のように表される。 $F=\frac{1}{2}\rho C_D D(-\dot{y})\left|-\dot{y}\right|+\rho C_m S(-\ddot{y})$ ……（2） ここで、C_D：抗力係数 D：円柱直径 C_m：付加質量係数 S：円柱断面積	サイフォンブレーカの応力評価における気中と水中での減衰定数の違いについて 添7.3.1.2-35～添7.3.1.2-36において、サイフォンブレーカ（配管）のSs地震動に対する耐震強度を評価し、許容応力以内であることを確認している。 この評価では、片持ち梁モデルの先端に集中質量を仮定し、Ss地震動での最大床応答加速度1.19G（T.P.33.1m）が加わった場合の配管固定部のモーメントによる最大発生応力を評価しており、評価質量については、水中であることを考慮して、配管自身の質量に内包する水の質量と水中での振動時に考慮する付加質量分を加えたものとしている。 ここで、地震時の水中での振動挙動においては、水の抵抗に係る流体減衰の効果が考えられるが、本評価では、保守的にこれを考慮していない。 静止流体中の物体の流体減衰評価における減衰効果付与分については、以下のとおりとなる。 サイフォンブレーカを水中における円柱構造物と仮定し、一般的に静止流体中で物体が振動するときを仮定する（図3）。このとき、物体は流体から力を受けるため、運動方程式は式（1）で示すことができる。 図3 水中での円柱構造物の振動イメージ （上から見た図） $m\ddot{y}+c\dot{y}+ky=F$ ……（1） ここで、m：構造物の質量 c：構造物の減衰定数 k：構造物の剛性 F：構造物が流体から受ける力 一方、Fは円柱の場合式（2）のように表される。 $F=\frac{1}{2}\rho C_D D(-\dot{y})\left|-\dot{y}\right|+\rho C_m S(-\ddot{y})$ ……（2） ここで、C_D：抗力係数 D：円柱直径 C_m：付加質量係数 S：円柱断面積	設計の相違

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ここで、$(-\rho C_m S\ddot{y})$ を $(-m'\ddot{y})$ と書き表すと、m'は円柱の付加質量となる。 $m'=\rho C_m S$ とおくと、式（1）、式（2）より、 $(m+m')\ddot{y}+(c+\frac{1}{2}\rho C_D D\lvert\dot{y}\rvert)\dot{y}+ky=0$ となる。気中における振動に比較し、水中での振動では、"$\frac{1}{2}\rho C_D D\lvert\dot{y}\rvert$" 分の減衰効果が付与されることになる。（JSME S012 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針） （流体減衰効果の概略評価） サイフォンブレーカの流体減衰のおよその効果の程度を以下のとおり概略評価した。 サイフォンブレーカの配管質量を先端に集中させた片持ち梁と仮定すると、構造物の減衰定数を次のとおり算出することができる。 構造物の減衰定数：$c=2\sqrt{m\cdot k}\cdot h=11.37$Ns/m 質量$m$：0.5kg 剛性（片持ち梁剛性）$k=\frac{3EI}{l^3}$：646,905N/m ヤング率$E$：$1.90\times10^{11}$N/m² 断面二次モーメント$I$：$7.07\times10^{-9}$m⁴ 梁の長さ$l$：0.184m 減衰比$h$：0.01（1%と仮定） 一方、振動速度を仮定して、流体による減衰定数を評価すると次のとおり算出される。 流体による減衰定数：$c_w=\frac{1}{2}\rho C_D D\lvert\dot{y}\rvert=1.10$ Ns/m 水の密度ρ：1,000kg/m³ 抗力係数C_D：1.0（機械工学便覧による） 配管口径D：0.0217m 振動速度$\lvert\dot{y}\rvert$：振動数 30Hz で梁の先端が最大加振加速度 1.94G で振動すると仮定すると、最大振動速度$v=1.94\times9.80665/(2\pi\times30)=0.101$m/s 流体による抵抗力 F_w は、上記の最大振動速度のときとすると次のとおり算出できる。 $F_w=c_w v=0.111$N 以上のことから、構造減衰に対して流体減衰の影響が有意（cw/c×100＝9.7%）であることが確認できる。	ここで、$(-\rho C_m S\ddot{y})$ を $(-m'\ddot{y})$ と書き表すと、m'は円柱の付加質量となる。m'＝$\rho C_m S$ とおくと、式（1）、式（2）より、 $(m+m')\ddot{y}+(c+\frac{1}{2}\rho C_D D\lvert\dot{y}\rvert)\dot{y}+ky=0$ ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ （3） となる。気中における振動に比較し、水中での振動では、"$\frac{1}{2}\rho C_D D\lvert\dot{y}\rvert$" 分の減衰効果が付与されることになる。（JSME S012 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針） （流体減衰効果の概略評価） サイフォンブレーカの流体減衰のおよその効果の程度を以下のとおり概略評価した。 サイフォンブレーカの配管質量を先端に集中させた片持ち梁と仮定すると、構造物の減衰定数を次のとおり算出することができる。 構造物の減衰定数：$c=2\sqrt{m\cdot k}\cdot h=9.33$Ns/m 質量$m$：0.5kg 剛性（片持ち梁剛性）$k=\frac{3EI}{l^3}$：435,147N/m ヤング率$E$：$1.90\times10^{11}$N/m² 断面二次モーメントＩ：$7.07\times10^{-9}$m⁴ 梁の長さ：0.210m 減衰比$h$：0.01（１％と仮定） 一方、振動速度を仮定して、流体による減衰定数を評価すると次のとおり算出される。 流体による減衰定数：$c_w=\frac{1}{2}\rho C_D D\lvert\dot{y}\rvert=0.67$Ns/m 水の密度$\rho$：1,000kg/m³ 抗力係数$C_D$：1.0（機械工学便覧による） 配管外径$D$：0.0217m 振動速度$\lvert\dot{y}\rvert$：振動数 30Hz で梁の先端が最大加振加速度 1.19G で振動すると仮定すると、最大振動速度$v=1.19\times9.80665/(2\pi\times30)=0.062$m/s 流体による抵抗力 F_w は、上記の最大振動速度のときとすると次のとおり算出できる。 $F_w=c_w v=0.042$N 以上のことから、構造減衰に対して流体減衰の影響が有意（cw/c×100＝7.2%）であることが確認できる。	設計の相違

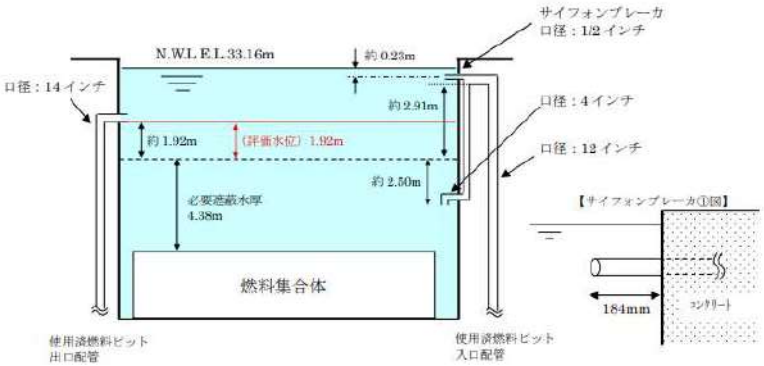
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

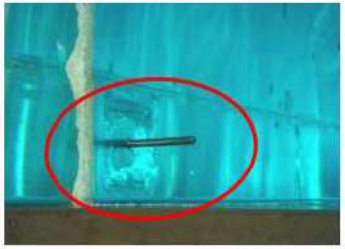
○ 大飯３、４号炉サイフォンブレーカ配置（平面図：３号炉、４号炉共に同じ配置）



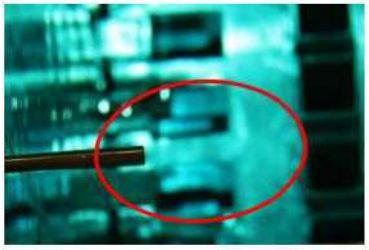
○ 大飯３、４号炉Ａエリア（サイフォンブレーカ①）

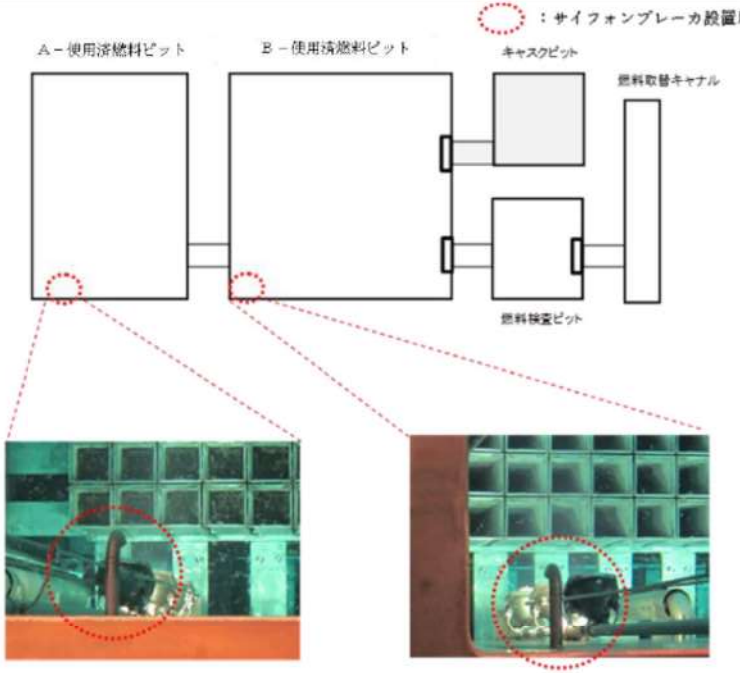


【サイフォンブレーカ①写真】
大飯３号炉の例



【サイフォンブレーカ①からの水流によるゆらぎ】
大飯３号炉の例



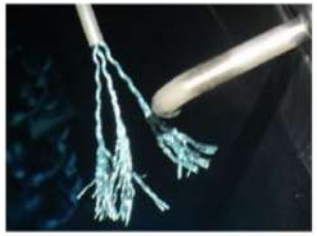


Ａ－使用済燃料ピット

Ｂ－使用済燃料ピット

サイフォンブレーカ仕様
配管材質：SUS304TP
サイズ　：外径φ21.7㎜，内径φ16.7㎜，厚さ2.5㎜

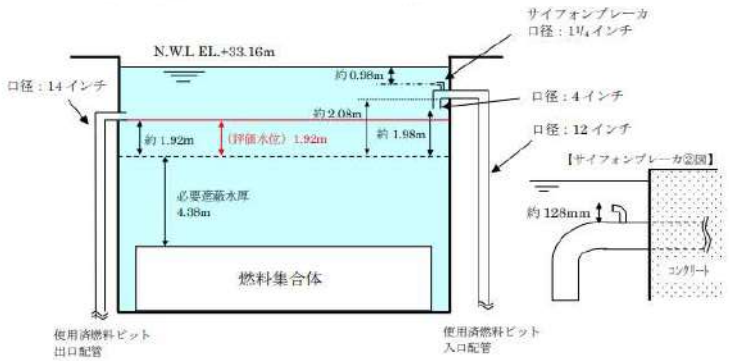
水流確認器具



水流の確認

図４　泊３号機　使用済燃料ピット概略図

7.3.1. 想定事故１（添付資料 7.3.1.2　使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
○ 大飯３、４号炉Ｂエリア（サイフォンブレーカ②）  【サイフォンブレーカ②写真】 大飯３号炉の例 【サイフォンブレーカ②からの水流によるゆらぎ】 大飯３号炉の例 以 上	以上	

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

参考４

使用済燃料ピットの初期水位・水温について

使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用及び実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。

１．初期水位

使用済燃料ピット水位は、水位低警報設定値（N.W.L－0.10m：E.L.+33.06m）を下回らないよう、通常はN.W.L－0.05mを目安に運用管理している。

よって、実運用において使用済燃料ピット水位が水位低警報設定値を下回ることはないが、評価上は安全側の評価として、初期水位を水位低警報設定値より約0.19m低いE.L.+32.87mとして評価している。

２．初期水温

使用済燃料ピットの初期水温は、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の実測値に基づき設定した。至近の大飯３、４号炉における燃料取出完了後の水温実績値を以下に示す。

○大飯３号炉　（単位：℃）

定検回数（燃料取出完了日）	第13回（H20.2.11）	第14回（H21.11.9）	第15回（H23.3.27）	第16回（H25.9.13）
Aエリア	28.6	36.5	27.2	43.3
Bエリア	28.1	35.9	26.7	43.0

○大飯４号炉　（単位：℃）

定検回数（燃料取出完了日）	第12回（H20.9.29）	第13回（H22.2.17）	第14回（H23.8.1）	第15回（H25.9.27）
Aエリア	37.4	33.2	42.4	39.5
Bエリア	37.1	32.9	42.1	39.2

以上に示すとおり、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の最高値は約26℃～約43℃の間で分布しており、初期温度を40℃とすることは妥当である。

参考５

使用済燃料ピットの初期水位、初期水温設定について

使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用及び実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。

１．初期水位

使用済燃料ピット水位は、水位低警報（NWL－0.08m：T.P.32.58m）を下回らないよう、通常はNWL±0.05mを目安に運用管理している。　設備の相違

よって、評価上は安全側の評価として、初期水位を運用管理値下限（NWL-0.05m）より約0.02m低いT.P.32.59mとして評価している。　評価条件の相違

２．初期水温

使用済燃料ピットの初期水温は、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の実測値に基づき設定した。至近の泊１、２、３号炉における燃料取出完了後の水温実測値の最高値を以下に示す。

表１　各号機のSFP水温（運転中、定期検査中）

a．泊発電所３号機（定期検査中）

定期検査回数（年度）	1回（2011）	2回（2012）
SFP水温	21.8	29.5

（運転中（参考））

年	2009	2010	2011	2012
SFP水温	25.1	25.9	26.3	12.2

b．泊発電所１号機（定期検査中）

定期検査回数（年度）	14回（2007）	15回（2008）	16回（2009）	17回（2011）
SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8

（運転中（参考））

年	2007	2008	2009	2010	2011
SFP水温	31.5	26.0	27.5	33.5	15.0

c．泊発電所２号機（定期検査中）

定期検査回数（年度）	13回（2008）	14回（2009）	15回（2010）	16回（2011）
SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0

（運転中（参考））

年	2007	2008	2009	2010	2011
SFP水温	29.0	29.0	30.0	32.0	29.0

以上に示すとおり、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の最高値は約21℃～約43℃の間で分布しており、初期温度を40℃とすることは妥当である。　設備の相違

また、運転中のSFP水温の最高値は約12℃～34℃の間で分布しており、初期温度を30℃に設定した。　記載方針の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
なお、使用済燃料ピット温度の測定点は使用済燃料ピット上部であるが、作業環境等が維持されていることを確認するために適した測定点として設定している。使用済燃料ピット冷却器によって冷却された水が使用済燃料ピット入口配管により使用済燃料ピット下部に導入されること、ラック上端よりも上部の使用済燃料ピット保有水が全体の保有水量の大部分を占めること等を考慮すると、使用済燃料ピットの水位低下時間における初期水温として、上記水温実績を用いることは妥当であると考えられる。 以 上	なお、使用済燃料ピット温度の測定点は使用済燃料ピット上部であるが、作業環境等が維持されていることを確認するために適した測定点として設定している。使用済燃料ピット冷却器によって冷却された水が使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管により使用済燃料ピット下部に導入されること、ラック上端よりも上部の使用済燃料ピット保有水が全体の保有水量の大部分を占めること等を考慮すると、使用済燃料ピットの水位低下時間における初期水温として、上記水温実績を用いることは妥当であると考えられる。 以 上	

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【該当する資料無し】	参考６ 外部電源の有無の影響について 使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価について、外部電源を喪失した場合の影響を確認した。 １．使用済燃料ピットの監視機器について 使用済燃料ピットの有効性評価において使用する以下の監視機器等の電源は、（５）及び（６）を除き計装用電源に接続されている。 （１）使用済燃料ピット水位（AM 用）（２個） （２）使用済燃料ピット温度（AM 用）（２個） （３）使用済燃料ピット監視カメラ（１個） （４）使用済燃料ピットエリアモニタ（１個） （５）使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ（１個） （６）使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置（１台） 外部電源が喪失した場合でも、（１）～（４）の監視機器には計装用電源に接続する蓄電池及び自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、監視機器による使用済燃料ピット水位・水温等の継続監視が可能である。また、（５）可搬型モニタはバッテリー駆動及び自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われ、（６）使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置は自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、外部電源喪失の影響はない。 ２．使用済燃料ピットへの給水について 使用済燃料ピットへの給水作業に使用する設備は、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース延長・回収車（送水車用）及び可搬型ホースである。可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホース延長・回収車（送水車用）は軽油を燃料とするエンジン駆動であり、可搬型ホース敷設・接続作業及び給水作業において、外部電源喪失の影響は無い。 ３．燃料取扱棟の照明について 燃料取扱棟の照明は、外部電源が喪失した場合でも全消灯とはならず、その後ディーゼル発電機の自動起動により照明の約 30%が復旧し、カメラ監視及び給水作業に必要な照度は確保される。 ４．燃料取扱中の外部電源喪失について 使用済燃料ピットで燃料取扱（吊上げ）中に外部電源喪失又は全交流動力電源喪失が発生した場合、使用済燃料ピットクレーンのホイストは燃料保持のためロックされ、燃料は吊上げ状態のまま落下することなく安全に保持される。 仮にこの状態で使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能喪失事象、又は使用済燃料ピット冷	記載内容の相違

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	却系配管破断が発生した場合、クレーンの電源は常用系のためディーゼル発電機又は代替非常用発電機からの給電は見込めないことから、事前に準備しておく仮設の発電機から使用済燃料ピットクレーンへ電源供給を行い、吊上げ状態の燃料をすみやかにラックへ収容する。 仮設の発電機からクレーン電源盤までのケーブル引き回し・接続及び燃料のラック収容までの作業時間は約 80 分であるが、水位低下時間がより厳しい想定事故２においても事象発生 80 分後のピット水温上昇は20℃程度であり、吊上げ中の燃料を安全にラックへ収容することが可能である。 以上より、外部電源喪失と同時にピットの冷却機能喪失等の事象が発生した場合においても、使用済燃料ピット水位・水温等の監視及びピットへの給水作業は可能であること、また、仮に燃料取扱中であった場合でも、燃料を安全にラックへ収容できることから、今回の使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価は妥当である。	

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【該当する資料無し】	参考７ 使用済燃料ピットの水位低下時間評価の保守性について 有効性評価における使用済燃料ピット水位低下時間評価は、沸騰までの評価結果が厳しくなるように片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、A、B－使用済燃料ピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しないで評価している。 ここでは、沸騰するまでの評価でA、B－使用済燃料ピットを平均化した場合の沸騰までの時間及び水位が NWL-3.3m まで低下する時間を評価し、有効性評価の水位低下時間の保守性を確認する。 １．想定事故１ （１）SFP の水（初期水温 40℃）が 100℃に到達するまでの時間をA、B－使用済燃料ピット合計水量で評価した結果、約 10.2 時間となる。	記載内容の相違

表１　100℃到達時間評価結果

	水量		崩壊熱	評価結果
	各ピット	合計		
A－使用済燃料ピット	約 720m³	約 1,760m³	11.508MW	約 10.2 時間
B－使用済燃料ピット	約 1,030m³			
A、B－使用済燃料ピット間	約 10m³			

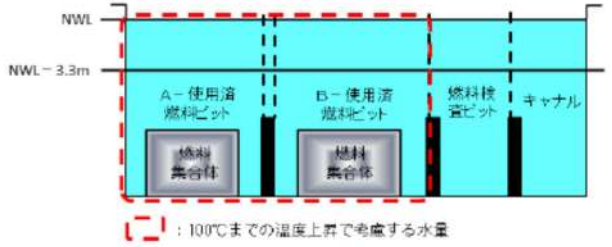


図１　使用済燃料ピット断面図

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

（２）SFP 水の 100℃到達後、蒸発により水位が NWL－3.3m まで低下するまでの時間は、NWL－3.3m までの水量より評価した結果、約 32.8 時間となる。

表２　評価結果のまとめ

		評価結果
3.3m 分の評価水量		約 630m^3
	Ａ－使用済燃料ピット	約 210m^3
	Ｂ－使用済燃料ピット	約 310m^3
	Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット間	約 5m^3
	燃料取替キャナル	約 45m^3
	燃料検査ピット	約 60m^3
崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m^3/h
3.3m 水位低下時間		約 32.8 時間

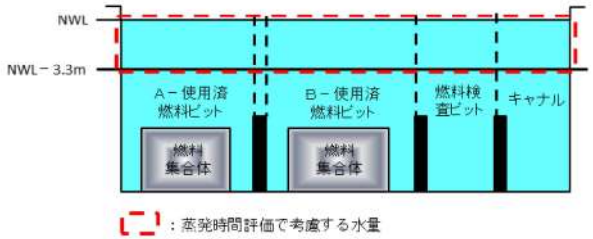


図２　使用済燃料ピット断面図

（１）、（２）より事象発生から水位が NWL－3.3m まで低下する時間は約 10.2 時間＋約 32.8 時間＝約 43.0 時間（約 1.7 日）となり、想定事故１における評価結果約 1.6 日に保守性があることを確認した。

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

２．想定事故２

（１）SFP の水（初期水温 40℃）が 100℃に到達するまでの時間をＡ、Ｂ－使用済燃料ピット合計水量で評価した結果、約 8.9 時間となる。

表３　100℃到達時間評価結果

	水量		崩壊熱	評価結果
	各ピット	合計		
Ａ－使用済燃料ピット	約 630m³	約 1,538m³	11.508MW	約 8.9 時間
Ｂ－使用済燃料ピット	約 900m³			
Ａ、Ｂ－使用済燃料ピット間	約 8m³			

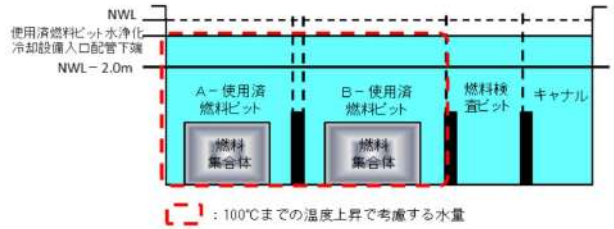


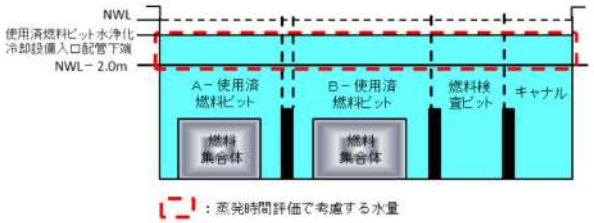
図３　使用済燃料ピット断面図

（２）SFP 水の 100℃到達後、蒸発により水位が 2.0m 低下する時間は、約 18.8 時間となる。

表４　評価結果のまとめ

		評価結果
2.0m 分の評価水量		約 362m³
	Ａ－使用済燃料ピット	約 120m³
	Ｂ－使用済燃料ピット	約 180m³
	Ａ、Ｂピット－使用済燃料間	約 3m³
	燃料取替キャナル	約 36m³
	燃料検査ピット	約 23m³
崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m³/h
2.0m 水位低下時間		約 18.8 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）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 図４　使用済燃料ピット断面図 （１）、（２）よりＡ、Ｂ－使用済燃料ピットを平均化した場合を評価したところ、水位が2.0m低下する時間は約27.7時間（約1.1日）となり、有効性評価の想定事故２における評価結果約1.0日に保守性があることを確認した。	

泊発電所３号炉　有効性評価　比較表

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

大飯発電所３／４号炉

添付資料 4.1.3

安定状態について

想定事故１（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）時の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料ピット安定状態：送水車を使った注水により使用済燃料ピット水位が回復，維持され，温度が安定した状態

使用済燃料ピット安定状態の確立について

事象発生の 5.2 時間後に燃料頂部より 7.38m の水位から注水流量 25m³/h（送水車）で注水することで、事象発生の約 9.1 時間後に通常水位に回復、維持できる。この使用済燃料ピット水位及び温度が安定した時点を安定状態とする。

また、使用済燃料ピットへの注水が行われなかった場合、事象発生の約 12 時間後に 100℃に到達するが、蒸散量（19.44m³/h）に対し、注水流量 25m³/h（送水車）で注水可能であることから、使用済燃料ピット水位及び温度を回復、維持できる。

【計算】

注水開始の約 3.9 時間後で補給完了となる。

- 通常水位までの注水量：約 97m³※
- 注水流量：25m³/h（送水車）

以上のことから、送水車による注水準備完了時間の 5.2 時間に注水時間約 3.9 時間を足した時間の事象発生の約 9.1 時間後に安定状態となる。

※　注水に寄与する水量は，ＳＦＰ，ＦＨ／Ｂキャナル及び検査ピット接続を考慮

＜参考＞

最も厳しい状況を仮定した場合の安定状態までに必要な時間

【事故の仮定】

事故発生後、送水車による補給準備が完了した時点（事象発生の 5.2 時間後）のピット水位が使用済燃料ピットポンプ出口配管下端まで低下したと仮定。

【計算】

補給開始後約 82.2 時間で補給完了となる。

- 通常水位までの補給量：約 457m³
- 蒸散量：19.44 m³/h
- 注水流量：25 m³/h（送水車ポンプ）

以上のことから、送水車による注水準備完了時間 5.2 時間に補給時間約 82.2 時間を足した時間の事象発生の約 87.4 時間後を安定状態とする。

女川原子力発電所２号

添付資料 4.1.4

安定状態について

想定事故１（燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失）の安定状態については以下のとおり。

燃料プール安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により，燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，燃料プールの保有水の水温が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

燃料プールの安定状態の確立について

燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた燃料プールへの注水を実施することで，燃料プール水位が回復，維持され，燃料プールの安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員が確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し，復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

泊発電所３号炉

添付資料 7.3.1.3

安定状態について

想定事故１（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料ピット安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピット水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料ピットの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

使用済燃料ピットの安定状態の確立について

可搬型大型送水ポンプ車を用いた使用済燃料ピットへの注水を実施することで，使用済燃料ピット水位が回復，維持され，使用済燃料ピットの安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員が確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を継続し，使用済燃料ピット冷却系を復旧し，復旧後は燃料取替用水系統等により使用済燃料ピットへの補給を実施する。使用済燃料ピットの保有水を使用済燃料ピット冷却系により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

相違理由

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故１） 「想定事故１」の評価条件の不確かさの影響について、表１及び表２に示す。 表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（１／２） [illegible]	添付資料 4.1.8 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故１） 表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故１）（１／４） [illegible]	添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について （想定事故１） 「想定事故１」の評価条件の不確かさの影響について、表１及び表２に示す。 表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（１／２） [illegible]	

表1　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源がない場合とある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から4.38m	燃料頂部から4.38m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取扱時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	淡水源の使用済燃料ピットへの注水流量	25m³/h	25m³/h以上	崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。	淡水源による使用済燃料ピットへの注水操作は、使用済燃料ピットへの給水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している淡水源による注水流量より大きくなるが、淡水源による使用済燃料ピットへの注水操作開始以降の給水流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表1　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故1）（2／4）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料プール初期水温	65℃	約27℃～約43℃（実績値）	運転上許容される上限値として設定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなるが，燃料プール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。 また，自然蒸発，燃料プール水温及び湿度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却され，さらに，燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約17時間後（10m5v/hの場合），燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	崩壊熱	約6.7MW	約6.4MW以下（実績値）	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が，過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料貯蔵ラックに最大数保管されていることを想定し，ORIGEN2を用いて算出	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作は，燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	プールゲートの状態	プールゲート閉（原子炉ウェル，D/Sピット及びキャスクピットの保有水量を考慮しない）	プールゲート開（原子炉ウェル，D/Sピット及びキャスクピットの保有水量を考慮）	全炉心燃料取出直後において，プールゲートは開放されていることが想定されるが，保守的に原子炉ウェル，D/Sピット及びキャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べて1.8倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べて1.8倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール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。

表1　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／2）

項目		評価条件（事故条件及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとして設定。	評価条件と同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の評価の観点で厳しい外部電源なしを設定。	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	放射線の遮蔽が維持される最低水位	燃料頂部から4.25m	燃料頂部から4.25m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取扱棟の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。	評価条件と同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量	25m³/h	25m³/h以上	崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，使用済燃料ピットへの注水流量を起点に開始する操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している可搬型大型送水ポンプ車による注水流量より大きくなるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作開始以降の注水流量であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故１）（３／４）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ	条件設定の考え方	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
初期条件	冷却水源の容量	評価条件：約10,000m³ 最確条件：約10,000m³以上（淡水貯水槽水量）	淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定	最確条件とした場合には，評価条件よりも冷却容量の余裕が大きくなるため，事象発生13時間から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による燃料プールへの注水を７日間実施した場合においても淡水貯水槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	評価条件：約1,055kL 最確条件：約1,055kL以上（軽油タンク容量＋ガスタービン発電設備軽油タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に，最確条件を設定できる条件を設定	最確条件とした場合には，評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

7.3.1. 想定事故１（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故１））

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故１）（４／４）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する設定	燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	—	燃料プールの冷却機能及び注水機能として，燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系及び復水補給水系等の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，厳しさの観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m³/h で注水	114m³/h で注水	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による注水を想定設備の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由

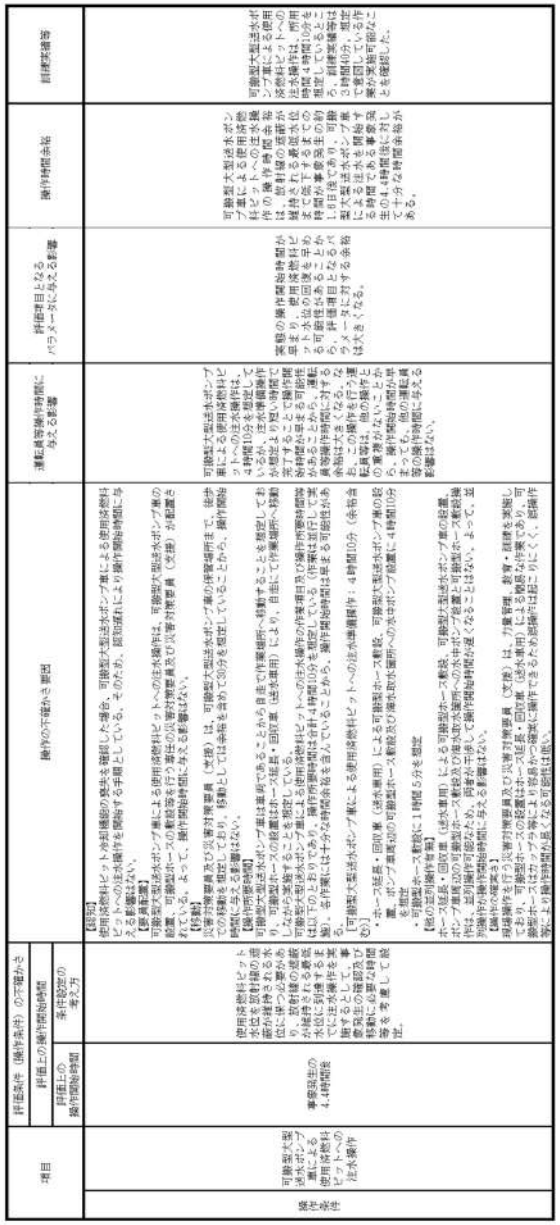
大飯発電所３／４号炉

表２　操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

女川原子力発電所２号

泊発電所３号炉

表２　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



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

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由
	表２　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（想定事故１）（２／２）		

大飯発電所３／４号炉

添付資料 4.1.5

燃料評価結果について

1．燃料消費に関する評価

想定する事故【想定事故１】

プラント状況：３、４号炉 停止中。

事象：使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障は、全ユニット発災を想定する。

燃料種別		重油	
号炉		３号炉	４号炉
時系列	事象発生直後～７日間（＝168ｈ）	非常用ＤＧ（３号炉用２台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後７日間（168h）） A-DG：燃費約1,770ℓ/h×168h=約297,360ℓ B-DG：燃費約1,770ℓ/h×168h=約297,360ℓ 合計：約594,720ℓ	非常用ＤＧ（４号炉用２台）起動 （事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定＝事象発生後～事象発生後７日間（168h）） A-DG：燃費約1,770ℓ/h×168h=約297,360ℓ B-DG：燃費約1,770ℓ/h×168h=約297,360ℓ 合計：約594,720ℓ
	事象発生直後～７日間（＝168ｈ）	緊急時対策所用発電機（3,4号炉用１台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ	緊急時対策所用発電機（3,4号炉用予備１台）起動 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約18.1ℓ/h×1台×24h×7日間=約3,041ℓ
合計		７日間 ３号炉で消費する重油量　約597,761ℓ	７日間 ４号炉で消費する重油量　約597,761ℓ
結果		３号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク（160kℓ、２基）燃料油貯蔵タンク（150kℓ、２基）の合計より620kℓであることから、７日間は十分に対応可能	４号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク（160kℓ、２基）燃料油貯蔵タンク（150kℓ、２基）の合計より620kℓであることから、７日間は十分に対応可能

燃料種別		軽油	
号炉		３号炉	４号炉
時系列	事象発生後 5h 後～事象発生後 7 日間（＝163h）	３号送水車起動 燃費約21ℓ/h×163h=約3,423ℓ	４号送水車起動 燃費約21ℓ/h×163h=約3,423ℓ
	事象発生後 5h 後～事象発生後 7 日間（＝163h）	３号水中ポンプ起動 燃費約8.5ℓ/h×163h=約1,386ℓ	４号水中ポンプ起動 燃費約8.5ℓ/h×163h=約1,386ℓ
合計		７日間 ３,４号炉で消費する軽油量の合計　約9,618ℓ	
結果		発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000ℓであることから、７日間は十分に対応可能	

泊発電所３号炉

添付資料 7.3.1.5

燃料、電源負荷評価結果について

（想定事故１）

1．燃料消費に関する評価

想定する事故【想定事故１】

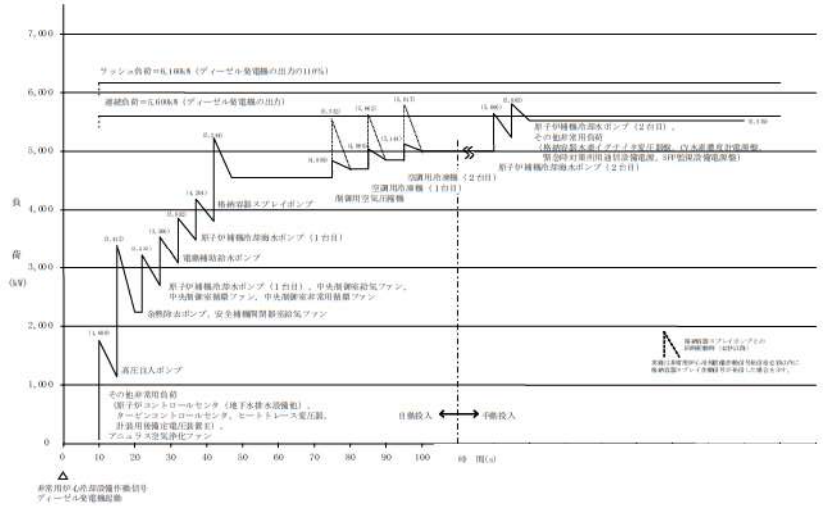
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後７日間 （＝168ｈ）	ディーゼル発電機　２台起動 （ディーゼル発電機最大負荷（100%出力）時の燃料消費量） $V^{※}=\frac{N\times c\times H}{\gamma}\times 2台$ $=\frac{5,800\times 0.2311\times 188}{825}\times 2台$ ＝約527.1kL
		緊急時対策所用発電機（指揮所用及び待機所用各１台の計２台）起動 （緊急時対策所用発電機100%出力時の燃料消費量） 燃費約(57.1L/h×１台＋57.1L/h×１台)×24h×７日間＝19,185.6L＝約19.2kL
		可搬型大型送水ポンプ車　１台起動 （可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量） 燃費約74L/h×１台×24h×７日間＝12,432L＝約12.5kL
合計		７日間で消費する軽油量の合計 約558.8kL
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）の合計約590kLにて、７日間は十分に対応可能

※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式

$$V=\frac{N\times c\times H}{\gamma}$$

V：軽油必要容量（kL）
N：発電機関定格出力（kW）＝5,800
H：運転時間（h）　＝188（７日間）
γ：燃料油の密度（kg/kL）　＝825
c：燃料消費率（kg/kW･h）　＝0.2311

相違理由
記載方針の相違
設計の相違

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【記載無し】	２．電源に関する評価 想定する事故【想定事故１】 事象：外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。 評価結果：想定事故１では、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。  図　工学的安全施設作動時におけるＢ－ディーゼル発電機の負荷曲線※ ※Ａ、Ｂ－ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいＢ－ディーゼル発電機の負荷曲線を記載	記載方針の相違

女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.1.1	添付資料 7.3.1.6	
燃料プールの状態監視について	使用済燃料ピットの状態監視について	設備名称の相違
１．通常時の監視項目の概要 通常時の燃料プールの関連パラメータについて監視設備，監視方法及び確認頻度を表１に示す。	１．通常時の監視項目の概要 通常時の使用済燃料ピットの関連パラメータについて監視設備，監視方法及び確認頻度を表１に示す。	
２．有効性評価における事象発生と運転員の認知について 燃料プールの有効性評価における運転員の事象認知について検討した。	２．有効性評価における事象発生と運転員の認知について 使用済燃料ピットの有効性評価における運転員の事象認知について検討した。	
・　想定事故１ 燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失を想定する場合，その機能喪失は各系統の故障警報の発生や，外部電源喪失などの事象発生に伴う中央制御室の変化により，運転員が事象の発生を認知する。 これらの警報が発生せず，燃料プールの冷却機能が喪失する状況を想定した場合、残留熱除去系ポンプが通常どおり運転していて，残留熱除去系の熱交換器が機能を発揮していない場合が考えられる。ただし，これらの場合であっても，表１の「燃料プール水温度」にある計器の警報や運転員による１時間毎のパラメータ確認により異常事象の認知が可能である。また，残留熱除去系ポンプが通常通り運転しているため，当該ポンプを用いた燃料プールへの補給が可能であり，想定事故１で想定する燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失には至らない。	・　想定事故１ 使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能の喪失を想定する場合，その機能喪失は各系統の故障警報の発生や，外部電源喪失などの事象発生に伴う中央制御室の変化により，運転員が事象の発生を認知する。 これらの警報が発生せず，使用済燃料ピットの冷却機能が喪失する状況を想定した場合，使用済燃料ピットポンプが通常どおり運転していて，使用済燃料ピット水浄化冷却設備の熱交換器が機能を発揮していない場合が考えられる。ただし，これらの場合であっても，表１の「使用済燃料ピット温度」にある計器の警報や運転員による１時間毎のパラメータ確認により異常事象の認知が可能である。また，使用済燃料ピットポンプの運転状態にかかわらず２次系純水系統又は燃料取替用水ピットを用いた使用済燃料ピットへの補給が可能であり，想定事故１で想定する使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能の喪失には至らない。	設備の相違
・　想定事故２ 燃料プール水の小規模な漏えいが発生して水位が低下する事象においては，水位低下というパラメータの変化に伴い，表１に示す「スキマサージタンクの水位」，「燃料プール水位」、「燃料プールの冷却系の運転状態」等の複数の警報が発生する。 そのため，想定事故２が発生した場合において運転員の認知が出来ないということは考えにくい。	・　想定事故２ 使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生して水位が低下する事象においては，水位低下というパラメータの変化に伴い，表１に示す「使用済燃料ピット水位」，「使用済燃料ピット水浄化冷却設備の運転状態」等の複数の警報が発生する。 そのため，想定事故２が発生した場合において運転員の認知が出来ないということは考えにくい。	警報の相違
以上より，有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。	以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。	

女川原子力発電所2号

表1　通常時の監視項目の概要

項目	監視対象 （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンクの水位	・スキマサージタンク水位	・パラメータ確認	1回／時間（定期検査時） 1回／時間（原子炉運転時）	・水位高／低の警報発生時 （スキマサージタンク水位）	水位低低によるFPCポンプ自動停止のインターロック有
燃料プール水位	・燃料貯蔵プール水位 ・使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） ・使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回／時間（定期検査時） 1回／時間（原子炉運転時） 現場パトロール時（1回／日）	・水位高／低の警報発生時 （燃料貯蔵プール水位） ・水位低又は水位低低の警報発生時 （使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式），使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式））	使用済燃料プール監視カメラによる状態確認も可能
燃料プール水温度	・FPCポンプ入口温度 ・燃料貯蔵プール水温度 ・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） ・使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）	・パラメータ確認	1回／時間（定期検査時） 1回／時間（原子炉運転時）	・FPCポンプ入口温度高の警報発生時 （FPCポンプ入口温度） ・温度高の警報発生時 （使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式），使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式））	－
燃料プールの冷却系の運転状態	・FPC，RHR，CUWの運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回／日）	・系統故障警報等の発生時	－
漏えいの有無	・プールゲート原子炉ウェル漏えい検出流量 ・燃料プールライナドレン漏えい検出水位	・現場状態確認	現場パトロール時（1回／日）	・プールゲート/原子炉ウェルシール漏えい大，燃料プールライナドレン漏えい大警報の発生時	－
燃料プールエリアの線量率	・燃料取替エリア放射線モニタ ・使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）	・パラメータ確認	1回／時間（定期検査時） 1回／時間（原子炉運転時）	・燃料取替エリア放射能高，使用済燃料プール上部空間放射線モニタ 放射能高の警報発生時	－

泊発電所3号炉

表1　通常時の監視項目の概要

項目	監視対象 （下線：重大事故等対処設備）	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
使用済燃料ピット水位	・使用済燃料ピット水位 ・使用済燃料ピット水位(AM用)	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回／時間（定期事業者検査時） 1回／時間（原子炉運転時） 現場パトロール時（1回／日）	・水位高／低の警報発生時 （使用済燃料ピット水位）	使用済燃料ピット監視カメラによる状態確認も可能
使用済燃料ピット温度	・使用済燃料ピット温度 ・使用済燃料ピット温度(AM用) ・使用済燃料ピット冷却器出口温度	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回／時間（定期事業者検査時） 1回／時間（原子炉運転時） 現場パトロール時（1回／日）	・温度高の警報発生時 （使用済燃料ピット温度）	－
使用済燃料ピット冷却系の運転状態	・使用済燃料ピット水浄化冷却設備の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回／日）	・系統故障警報等の発生時	－
補機冷却水系の運転状態	・原子炉補機冷却水系統の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回／日）	・系統故障警報等の発生時	－
補機冷却海水系の運転状態	・原子炉補機冷却海水系統の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時（1回／日）	・系統故障警報等の発生時	－
漏えいの有無	・使用済燃料ピットライニング漏えい検出水位	・現場状態確認	現場パトロール時（1回／日）	・使用済燃料ピット漏えいの警報発生時	－
使用済燃料ピットエリアの線量率	・使用済燃料ピットエリアモニタ	・パラメータ確認	1回／時間（定期事業者検査時） 1回／時間（原子炉運転時）	・使用済燃料ピットエリアモニタ（R－5）線量当量率注意，線量当量率高の警報発生時	－

相違理由

泊発電所３号炉審査資料	
資料番号	SAE732-9　r.12.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所３号炉

重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.3.2　想定事故２

令和５年８月

北海道電力株式会社

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

比較結果等をとりまとめた資料

１．先行審査実績等を踏まえた泊３号炉まとめ資料の変更状況(2017 年 3 月以降)

1-1）設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：下記１件

・作業性向上の観点から、SFP 注水操作開始が SFP の沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施。具体的な変更内容は以下のとおり。

✓ 事象発生から沸騰するまでの時間を評価するピットをA－使用済燃料ピットから実運用を考慮しB－使用済燃料ピットへ変更したため沸騰するまでの時間を約 4.2 時間から約 5.8 時間に変更

【比較表 P8 他】

✓ 沸騰するまでの時間が変更になったことから使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間を約 0.9 日から約 1.0 日に変更【比較表 P9 他】
✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作がより早期に実施できるよう着手時間及び対応人数を見直したことで注水準備完了時間を 11.3 時間後から 4.4 時間後に変更【比較表 P8 他】
✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作見直しにより、使用済燃料ピットの監視の着手時間の見直し【比較表 P27】

1-2）設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：下記１件

・想定事故２の想定として使用済燃料ピット冷却系配管の破断を選定した検討資料を追加（添付資料 7.3.2.5）【比較表 P5】

c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-3）バックフィット関連事項

・使用済燃料貯蔵槽から発生する水蒸気による悪影響を防止するための対策（KK6/7 知見反映）が関連する。PWR は FH/B が区画化されており、FH/B 内の SA 設備は蒸気環境下の健全性を確保する設計としていることから、設備および運用を変更する必要はないが、作業性向上の観点から、SFP 注水操作開始が SFP の沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施している。

２．大飯３／４号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1）泊３号炉の特徴について

・泊３号は他の PWR３ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料 6.5.8）

●補助給水流量が小さい　：　「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い）　：　「ECCS 注水機能喪失（２インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる
●CV 関連パラメータ（CV 自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い）　：　原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2-2）有効性評価の主な項目

項目	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
想定事故２の特徴	想定事故２では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。	想定事故２では，使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料ピット注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料ピット水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料は露出し，燃料損傷に至る。	相違なし （記載表現は異なるが、想定事故２の特徴としては同一）
燃料損傷防止対策	想定事故２における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	相違なし （記載表現、注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様）
有効性評価の結果 （評価項目等）	燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保：使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。 未臨界性の維持：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はＡエリアで約 0.953、Ｂエリアで約 0.970 であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保：使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから，燃料有効長頂部は冠水している。また，放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。 未臨界性の維持：使用済燃料ピットは，通常ほう酸水で満たされているが，純水で満たされた状態で，最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.970 であり，未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり，水密度が低下する場合でも，使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため，実効増倍率は低下し，使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	相違なし （注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様。また、未臨界性の確保に関して実効増倍率の値は多少異なるが、実効増倍率１未満で未臨界性を確保している点では同様。）

2-3）主な相違

項目	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
注水の優先順位の相違	①淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 ②１次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ③淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。	①１次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ②１次系純水タンクが使用不能と判断した場合は，消火設備が使用可能であれば，消火設備による注水操作を行う。 ③１次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には，可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。	設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2-4）相違理由の省略

相違理由	大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	使用済燃料ピット	使用済燃料プール／燃料プール	使用済燃料ピット	－
	空冷式非常用発電装置	－	代替非常用発電機	－
	送水車	－	可搬型大型送水ポンプ車	－
記載表現の相違	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	（女川と同様）
	通常水位	－	NWL	泊では「6.5.2.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」にて通常運転水位をNWLに読み替えているため
	崩壊熱	－	使用済燃料ピット崩壊熱	泊では他の記載箇所に合わせて「使用済燃料ピット崩壊熱」で統一（伊方と同様）
	使用済燃料ピット出口配管／入口配管	－	使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管／出口配管	泊では使用済燃料ピットからの出口／入口配管ではなく、使用済燃料ピット水浄化冷却設備としての入口／出口配管で記載。そのため大飯とは出口と入口が逆の記載となる。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.2 想定事故２	4.2 想定事故２	7.3.2 想定事故２	
4.2.1 想定事故２の特徴、燃料損傷防止対策	4.2.1 想定事故２の特徴，燃料損傷防止対策	7.3.2.1 想定事故２の特徴，燃料損傷防止対策	
(1) 想定する事故 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。	(1) 想定する事故 「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２として「サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，燃料プールの水位が低下する事故」がある。	(1) 想定する事故 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。	
(2) 想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故２では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。	(2) 想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故２では，燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，燃料プール水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料は露出し，燃料損傷に至る。	(2) 想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 想定事故２では，使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料ピット注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料ピット水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料は露出し，燃料損傷に至る。	記載表現の相違(女川実績の反映)
	本想定事故は，燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には燃料プール水の漏えいの停止手段及び燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	本想定事故は，使用済燃料ピット水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料ピットの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	記載方針の相違(女川実績の反映)
したがって、想定事故２では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。	したがって，想定事故２では，燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プール代替注水系（可搬型）により燃料プール水位を維持する。	したがって，想定事故２では，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピット水位を維持する。	記載方針の相違(女川実績の反映)
(3) 燃料損傷防止対策 想定事故２における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	(3) 燃料損傷防止対策 想定事故２における機能喪失に対して，燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，サイフォンブレーク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系（可搬型）※1による燃料プールへの注水手段を整備する。	(3) 燃料損傷防止対策 想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	記載表現の相違(女川実績の反映)
対策の概略系統図を第4.2.1図に、対応手順の概要を第4.2.2図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に	これらの対策の概略系統図を第4.2.1図に，手順の概要を第4.2.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以	これらの対策の概略系統図を第7.3.2.1図に，手順の概要を第7.3.2.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第4.2.1表に示す。 想定事故２における３号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計34名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が20名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第4.2.3図に示す。	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4.2.1表に示す。 想定事故２において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され，合計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，発電課長１名，発電副長１名及び運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う発電所対策本部要員は６名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第4.2.3図に示す。 ※1 燃料プール代替注水系（可搬型）以外に，燃料プール代替注水系（常設配管）による対応が可能である。	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7.3.2.1表に示す。 想定事故２において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，災害対策要員，災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され，合計20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，中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の２名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，災害対策要員が９名，災害対策要員（支援）が２名，関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は４名である。必要な要員と作業項目について第7.3.2.3図に示す。	体制の相違 ・シングルプラントとツインプラントによる相違を除けば，対応操作，要員数ともに同等
a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応 「使用済燃料ピット水位注意」警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。 使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	a．燃料プール水位低下確認 燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に，燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，燃料プール水位が低下することを確認する。 燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）等である。 （添付資料4.1.1）	a．使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応 使用済燃料ピット水位低警報の発信で，使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合，使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。 使用済燃料ピット水位低下原因調査により，使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合，使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し，使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ，使用済燃料ピット水位（可搬型）及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（AM用）等である。 （添付資料7.3.1.6）	記載表現の相違 設備名称の相違 添付資料の相違（女川実績の反映） ・SFPの状態監視に関する添付資料を作成
b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断 ２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	b．燃料プールの注水機能喪失確認 燃料プールの喪失した保有水を注水するため，補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールの注水機能喪失であることを確	b．使用済燃料ピット補給水系の故障の判断 使用済燃料ピットの喪失した保有水を注水するため，補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い，使用済燃料ピット水位の上昇が確認	記載方針の相違（女川実績の反映） ・注水準備の明確化

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	認する。	できなければ，使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し，使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	
使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）等である。	使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	
c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認 使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。 使用済燃料ピット水温上昇の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。	c．燃料プール漏えい箇所の調査 燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により，燃料プールからの漏えいを認知し，原因調査を開始する。原因調査の結果，サイフォン現象による漏えいであることを判断する。	c．使用済燃料ピット水温上昇の確認 使用済燃料ピット冷却機能喪失により，水温が上昇していることを確認する。 使用済燃料ピット水温上昇を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料ピット温度（AM用）等である。	
d. 使用済燃料ピット注水操作	d．燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水	d．使用済燃料ピット注水操作	
淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 １次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。		１次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 １次系純水タンクが使用不能と判断した場合は，消火設備が使用可能であれば，消火設備による注水操作を行う。	設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる
淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。	燃料プール代替注水系（可搬型）の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し，開始する。準備が完了したところで，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を開始し，燃料プール水位を回復する。	可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として開始する。１次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には，可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は，冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管高さに水位を維持する。	記載方針の相違(女川実績の反映) ・注水準備の明確化
以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。	その後は，燃料プールの冷却系を復旧するとともに，燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽※2を確保できる燃料プール水位より高く維持する。	その後は，使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに，可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。	記載方針の相違(女川実績の反映)
使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）等である。	使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は，使用済燃料ピット水位（AM用）等である。	

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	※２ 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/h とする。 想定事故２における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり，その被ばく量は最大で35mSvとなる。 また，現場作業員の退避は１時間以内であり，その被ばく量は10mSv以下となる。よって，被ばく量は最大でも35mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。原子炉建屋燃料取替床での作業は，燃料プール代替注水系（可搬型）を使用する場合のホース設置が想定される。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。 この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約1.3m下の位置である。		【女川】 評価方法の相違 ・放射線の遮蔽が維持される最低水位の考え方が女川と泊、大飯では異なる ・具体的な水位については泊、大飯では主要解析条件の表やフロー図に記載

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法	4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法	7.3.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法	
	想定事故２で想定する事故は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により燃料プール水の小規模な喪失が発生し，燃料プールの水位が低下する事故」である。	想定事故２で想定する事故は，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故」である。	記載方針の相違（女川実績の反映） ・他の事故シーケンスグループ等に合わせて有効性評価を行う事故を最初に記載
	なお，燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却浄化系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに，燃料プールに入る配管には逆止弁を設け，配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による燃料プール水の流出を防止する設計としている。燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり，信頼性は十分高いと考えられるが，本想定事故では固着を想定する。	なお，使用済燃料ピットの保有水の漏えいを防止するため，使用済燃料ピットには排水口を設けない設計としており，使用済燃料ピットに入る配管にはサイフォンブレーカを設け，配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を防止する設計としている。	
想定事故２では、冷却系配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後のピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。	想定事故２では，燃料プール冷却浄化系の配管破断後，サイフォン現象による燃料プール水の漏えい並びに崩壊熱による燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって燃料プール水位は低下する。サイフォンブレーク孔による漏えい停止及び燃料プールへの注水により，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。	想定事故２では，使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が，使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下した後の使用済燃料ピット水温の上昇，沸騰及び蒸発によって使用済燃料ピット水位は低下するが，使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。	記載表現の相違（女川実績の反映）
	なお，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については，燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，維持される。	なお，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については，燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，維持される。	記載方針の相違（女川実績の反映）
また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故２における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	評価方針の相違（女川実績の反映）
	（添付資料4.2.1，4.2.2）	（添付資料 7.3.2.5）	添付資料の相違（女川実績の反映） ・想定事故２を使用済燃料ピット冷却系配管の破断とし

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			ている理由を明確化するため，添付資料7.3.2.5を作成
(2) 有効性評価の条件 想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故２特有の評価条件を以下に示す。	(2) 有効性評価の条件 想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。	(2) 有効性評価の条件 想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.2.2表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２特有の評価条件を以下に示す。 なお，本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の使用済燃料ピットを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料ピットは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料ピットに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。	記載方針の相違(女川実績の反映) ・想定事故での評価は運転停止中のSFPを対象とすることは添付資料等で説明していたが，想定事故の本文にその旨明記する
(添付資料 1.5.7)	(添付資料4.2.1)	(添付資料6.5.7)	
a. 初期条件 想定事故２に特有の初期条件はない。	a．初期条件 (a) 燃料プールの初期水位及び初期水温 燃料プールの初期水位は，通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の65℃とする。 (b) 崩壊熱 燃料プールには貯蔵燃料の他に，原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，燃料プールの崩壊熱は約6.7MWを用いるものとする。 なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約12m³/hである。	a．初期条件 (a) 事象発生前使用済燃料ピット水温 使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として40℃とする。 (b) 使用済燃料ピット崩壊熱 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後7.5日）で取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が，使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して，使用済燃料ピットの熱負荷は11.508MWを用いるものとする。 なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19.16m³/hである。	記載方針の相違(女川実績の反映) ・女川は初期水位も記載しているが，PWRは配管破断により初期水位が低下するためb.事故条件に初期水位を記載している
b. 事故条件 (a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位 使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下すると想定し、この時の使用済燃料ピット水	b．事故条件	b．事故条件 (a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位 使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下すると想定し，この時の使用	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
位は、燃料頂部より6.30mとする。 評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。 （添付資料 4.1.2）		済燃料ピット水位は，燃料頂部より6.25mとする。 評価においては，使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。 （添付資料7.3.2.1）	設計の相違 ・配管下端の高さが泊と大飯で異なる
(b) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。	(a) 安全機能の喪失に対する仮定 燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系等の機能を喪失するものとする。 (b) 配管破断の想定 燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，燃料プール冷却浄化系配管※3のうち，系統最下部の配管の破断を想定する。 ※3 燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは，燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく，よって当該配管に接続される系統のうち，耐震クラスや操作の成立性等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。 （添付資料4.2.3） (c) サイフォン現象による燃料プール水位の低下 燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については，開固着し，逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき，サイフォン現象により燃料プールの水位は低下するが，サイフォンブレーク孔の効果により，サイフォンブレーク孔高さ（通常水位から0.35m下）に余裕をみた，通常水位から0.5m下までの低下にとどまるものとする。 なお，評価においては燃料プールの水位は，通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとする。 （添付資料4.2.4）	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとする。	記載表現の相違（女川実績の反映） 【女川】 記載方針の相違 ・配管破断の想定及び低下する水位については、泊では(a)項に合わせて記載（大飯と同様）
(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。	(d) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しい評価条件	記載表現の相違（女川実績の反映）

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	となる外部電源が使用できない場合を想定する。	
c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量 崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として25m³/hを設定する。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 燃料プール代替注水系（可搬型） 燃料プールへの注水は，大容量送水ポンプ（タイプⅠ）１台を使用するものとし，崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る114m³/h※4の流量で注水する。 ※4 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに114m³/hである。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 可搬型大型送水ポンプ車 使用済燃料ピットへの注水は，可搬型大型送水ポンプ車１台を使用するものとし，使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸発量を上回る25m³/hの流量で注水する。	記載方針の相違(女川実績の反映)
d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「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。 (a) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生の5.2時間後に開始するものとする。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「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。 (a) 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水準備操作は，運転員及び重大事故等対応要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生10時間までに完了するが，燃料プールへの注水操作は事象発生13時間後から開始する。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，災害対策要員及び災害対策要員（支援）の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生の4.4時間後から開始する。	記載表現の相違(女川実績の反映) 操作条件の相違 ・泊と大飯で注水準備完了時間が異なる
(3) 有効性評価の結果 想定事故２の事象進展を第4.2.2図に示す。	(3) 有効性評価の結果 想定事故２における燃料プール水位の推移を第4.2.4図に，燃料プール水位と線量率の関係を第4.2.5図に示す。	(3) 有効性評価の結果 想定事故２の事象進展を第7.3.2.2図に示す。	
a. 事象進展 事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約11時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第4.2.4図に示すとおり事象発生の約1.8日後である。	a．事象進展 燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後，サイフォン現象によって，燃料プール水は漏えいし，燃料プール水位は通常水位から0.5m下まで低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）等により，燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレーク孔によりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また，燃料プールの喪失した保有水を注水するため，補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が	a．事象進展 事象発生後，使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下した後，使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し，約5.8時間で100℃に到達し，使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのは，第7.3.2.2図に示すとおり事象発生の約1.0日後である。	評価結果の相違 ・崩壊熱，SFP 水量等の差異により，100℃到達時間及び遮蔽が維持できる最低水位までの水位低下時間が異なる
事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間		事故を検知し，可搬型大型送水ポンプ車による注水	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
は、事象発生の5.2時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.8日後に対して十分な時間余裕がある。 使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。 （添付資料 4.2.1）	使用不可能な場合，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水準備を行う。 燃料プールの冷却機能が喪失した後，燃料プール水温は約５℃/hで上昇し，事象発生から約７時間後に100℃に達する。その後，蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から13時間経過した時点で燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を開始すると，燃料プール水位は回復する。 その後は，燃料プールの冷却機能を復旧するとともに，燃料プール代替注水系（可搬型）により，蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで，燃料プール水位を維持する。	を開始できる時間は，事象発生の4.4時間後であることから，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.0日後に対して十分な時間余裕がある。 使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備していることから，使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。 その後は，使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに，可搬型大型送水ポンプ車により，蒸発量に応じた量を使用済燃料ピットに注水することで，使用済燃料ピット水位を維持する。 （添付資料7.3.2.2）	記載方針の相違（女川実績の反映）
b. 評価項目等 使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。	b．評価項目等 燃料プール水位は，第4.2.4 図に示すとおり，通常水位から約0.89m下まで低下するにとどまり，燃料有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水温については，約７時間で沸騰し，その後100℃付近で維持される。 また，第4.2.5図に示すとおり，燃料プール水位が通常水位から約0.89m下の水位となった場合の線量率は，約8.9×10^{-1}mSv/hであり，必要な遮蔽の目安とする10mSv/hと比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持される。 なお，線量率の評価点は，原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。	b．評価項目等 使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており，使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから，燃料有効長頂部は冠水している。また，放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。	
使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はAエリアで約0.953、Bエリアで約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，本事象においても未臨界は維持される。	使用済燃料ピットは，通常ほう酸水で満たされているが，純水で満たされた状態で，最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.970であり，未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり，水密度が低下する場合でも，使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため，実効増倍率は低下し，使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	設計の相違 ・燃料及びラック仕様等の差異により，実効増倍率が異なる ・大飯のSFPラックはA エリアがステンレス鋼製ラック、Bエリアがボロン添加ステンレス鋼製の稠密ラ

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			ックであり，設計が異なることから両エリアの評価結果を示している。泊は両ピットともボロン添加ステンレス鋼製ラックであるため，評価結果が厳しくなる燃料貯蔵体数が多いＢ－使用済燃料ピットの評価結果のみを示している。
事象発生の5.2時間後から送水車による注水を行うことで，事象発生の5.2時間後には使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持できることから，水位及び温度は安定し，安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで，安定状態を維持できる。	事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し，その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。	事象発生の4.4時間後から可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行うことで，使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端で水位を維持できることから，その後に蒸発量に応じた使用済燃料ピットへの注水を継続することで安定状態を維持できる。	記載表現の相違（女川実績の反映） 設計の相違 ・注水開始時間の相違
	本評価では，「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	本評価では，「6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	記載方針の相違（女川実績の反映）
（添付資料 4.1.2、4.2.2）	（添付資料4.1.5，4.2.5）	（添付資料7.3.1.2、7.3.2.3）	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故２は、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。 また、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。	4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故２では，サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，燃料プールの水位が低下することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作とする。	7.3.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 想定事故２は，サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作とする。	評価方針の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第4.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，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。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第7.3.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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使用済燃料ピット崩壊熱及び初期水温並びに使用済燃料ピットに隣接するピットの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。	記載表現の相違（女川実績の反映） ・女川の他事象の記載を参考に「原則，」を削除 評価方針の相違 ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）
(a) 運転員等操作時間に与える影響 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることか	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり，水位低下が遅くなるが，使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	ら，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく，注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの，燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）であり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水が可能であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の初期水温は，評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，使用済燃料ピット水温が変動するが，使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	記載方針の相違（女川実績の反映）
【参考：伊方３号炉】 使用済燃料ピット崩壊熱、初期水温及び使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、使用済燃料ピットの水温上昇及び水位低下時	初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした	初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合，評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるため使用	評価方針の相違 ・泊は隣接するピット

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
間は変動する。中型ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水準備は、使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット冷却系出口配管下端に達した時点から開始するが、事象発生から使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット冷却系出口配管下端に達するまでの時間は考慮しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下量は，破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが，本評価では，サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮しており，燃料プール水位が通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとしていることから，事象進展に影響はなく，また，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく，注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料4.1.7，4.2.6）	済燃料ピット水位の低下は早くなるが，使用済燃料ピット水位を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。	の状態の変動の影響を記載（伊方と同様） ・評価内容は他の項目と合わせた記載としている
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって，使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.8日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項	初期条件の燃料プール水温は，評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため，沸騰開始時間は遅くなり，燃料プール水位の低	初期条件の初期水温は，評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり，評価条件の不確かさとして，初期水温の変動を考慮し，評価条件で設定している初期水温より高い場合，使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが，放射線の遮蔽が維持さ	記載方針の相違(女川実績の反映) 評価結果の相違 ・差異理由は前述ど

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
目となるパラメータに与える影響は小さい。	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。 また，自然蒸発，燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。 仮に，事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり，それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから，その現場における長時間の作業は困難となる。ただし，屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから，現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより，燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から３日以上あり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	れる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.0日後と長時間を要することから，初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	おり（8 ページ参照）
また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ１台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約0.2日短い約1.6日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水	初期条件の燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位か	また，使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ１台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温40℃の場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料	評価結果の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ら約0.17m下）※5とした場合であっても，漏えいにより瞬時に水位が低下しサイフォンブレーク孔により通常水位から0.5m下で停止するとしていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期に地震起因のスロッシングが発生した場合，燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合），燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から３日以上あり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	設計の相違 ・差異理由は前述どおり（8 ページ参照） 【女川】 評価条件の相違 ・泊は冷却系配管の破断による水位低下量が地震起因のｽﾛｯｼﾝｸﾞによる水位低下量よりも大きいためｽﾛｯｼﾝｸﾞは考慮しない 評価方針の相違 ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様） ・評価内容は他の項目と合わせた記載としている
【参考：伊方３号炉】 使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなり、使用済燃料ピットの水位低下が早くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(3) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間を確認しており、使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール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。 配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下は，破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが，本評価では，サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮しており，燃料プール水位が通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとしていることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 ※5 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）の水位低の警報設定値：通常水位－165mm （添付資料4.2.3，4.2.6）	初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮し，使用済燃料ピットと燃料取替キャナル及び燃料検査ピットを切り離した状態として評価した結果，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は，使用済燃料ピットと燃料取替用キャナル及び燃料検査ピットを接続した状態とした場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
なお、使用済燃料ピット内では、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。	【再掲】 また，自然蒸発，燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに，燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。	なお，自然蒸発，使用済燃料ピット水温及び温度の上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による使用済燃料ピット水位低下開始時間より早く使用済燃料ピット水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，気化熱により使用済燃料ピット水は冷却される。さらに，使用済燃料ピット水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。	記載方針の相違（女川実績の反映）
この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約1.3日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	仮に，事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合，燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり，それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから，その現場における長時間の作業は困難となる。ただし，屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから，現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより，燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また，燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から３日以上あり，事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料ピット水位の低下が開始すると想定し，100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合，事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は，初期水温40℃の場合と比較して約0.3日短い約0.7日となるが，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は，事象発生の4.4時間後から可能となることから，十分な操作時間余裕があり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	評価結果の相違 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（8 ページ参照）
b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」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	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」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	評価方針の相違（女川実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
認する。 (a) 要員の配置による他の操作に与える影響 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、第4.2.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生から13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，当該操作は燃料プールの冷却機能喪失又は注水機能喪失による異常の認知を起点として実施する大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置作業終了後から開始するものであり，これを含めても準備操作にかかる時間は10時間を想定していることから，実態の操作開始時間は想定している事象発生から13時間後より早まる可能性があり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 （添付資料4.2.6） 【参考：全交流動力電源喪失（TBU）】 操作条件の高圧代替注水系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15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は，時間余裕を含めて設定されており，原子炉への注水開始時間も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。 なお，この操作を行う運転員は，他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。	目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，評価上の操作開始時間として事象発生の4.4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，注水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。 なお，この操作を行う運転員等は，他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。	記載方針の相違(女川実績の反映)
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間余裕は大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作完了時間に対して，実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は，注水操作に対して約18時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから，評価項目となるパラメータ	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作完了時間に対して，実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は，注水操作に対して約1.0日と操作に対して十分な時間余裕があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大	記載方針の相違(女川実績の反映)

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	に対する余裕は大きくなる。 （添付資料4.2.6）	きくなる。	
(2) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。 送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「4.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生の約1.8日後であり、送水車による注水を開始する時間である事象発生の5.2時間後に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合），燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から３日以上であり，事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定していることから，時間余裕がある。 （添付資料4.2.6）	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は，「7.3.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生の約1.0日後であり，可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始する時間である事象発生の4.4時間後に対して十分な時間余裕がある。	記載表現の相違(女川実績の反映) 記載方針の相違(女川実績の反映) 評価結果の相違 設計の相違
(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、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余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。 （添付資料 4.2.3）	(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。 （添付資料7.3.2.4）	評価方針の相違(女川実績の反映) 記載表現の相違(女川実績の反映)

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故２において、３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり34名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。	4.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故２において，重大事故等対策時における必要な要員は，「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の28名で対処可能である。 なお，今回評価した原子炉停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故２の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも１日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員により対応可能である。	7.3.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 想定事故２において，重大事故等対策時における必要な要員は，「7.3.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり20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」で説明している中央制御室の運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）の34名で対処可能である。 なお，今回評価した原子炉の運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故２の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中を想定した場合，使用済燃料ピットに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料ピット水が100℃に到達するまで最低でも半日以上），原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため，中央制御室の運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）により対応可能である。	体制の相違 ・要員体制の差異 最新知見の反映（女川実績の反映） ・原子炉停止中に重大事故等が発生しても想定事故の対応が可能なことを，想定事故の本文にその旨明記する
(2) 必要な資源の評価 想定事故２において、必要な水源、燃料及び電源は、「4.1 想定事故１」と同様である。	(2) 必要な資源の評価 想定事故２において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 （添付資料4.2.7） a．水 源 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については，７日間の対応を考慮すると，合計約2,070m³ 必要となる。水源として，淡水貯水槽に約10,000m³ の水を保有しており，水源を枯渇させることなく７日間の注水継続実施が可能である。 b．燃 料 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約735klの軽油が必要となる。	(2) 必要な資源の評価 想定事故２において，必要な水源，燃料及び電源は，「7.3.1 想定事故１」と同様である。	【女川】 評価結果の相違 ・必要な資源の評価は泊と大飯は想定事故１と同様のため記載を省略しているが、女川は想定事故１と評価結果が異なるため記載している

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）を用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については，保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の運転を想定すると，７日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。 常設代替交流電源設備については，重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの，外部電源喪失により自動起動することから，保守的に事象発生後24時間，緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合，約25kLの軽油が必要となる。 軽油タンク（約755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による燃料プール代替注水系（可搬型）の運転について，７日間の継続が可能である。 緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると，７日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが，緊急時対策所軽油タンク（約18kL）の使用が可能であることから，７日間の継続が可能である（合計使用量約809kL）。 ｃ．電 源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。 重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。 また，緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。		

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
4.2.5 結論 想定事故２では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳するため、やがて燃料は露出し、損傷に至ることが特徴である。 想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。 想定事故２について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。 その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。 重大事故等対策要員は、想定事故２における重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「4.1 想定事故１」と同様であり供給可能である。 以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故２」に対して有効である。	4.2.5 結 論 想定事故２では，燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず，サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失が発生し，かつ，燃料プールへの水の注水にも失敗して燃料プール水位が低下することで，やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。 想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水手段を整備している。 想定事故２について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水により，燃料プール水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故２に対して有効である。	7.3.2.5 結論 想定事故２では，使用済燃料ピットに入る配管からの漏えいが発生した際に，サイフォン現象等による使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，かつ，使用済燃料ピットへの水の注水にも失敗して使用済燃料ピット水位が低下することで，やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。 想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。 想定事故２について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水により，使用済燃料ピット水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。 また，使用済燃料ピットでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。 その結果，燃料有効長頂部が冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）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。 以上のことから，可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は想定事故２に対して有効である。	記載表現の相違（女川実績の反映） 記載表現の相違（女川実績の反映） 記載方針の相違（女川実績の反映） 記載表現の相違（女川実績の反映） 記載表現の相違（女川実績の反映） 記載表現の相違（女川実績の反映）

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

大飯発電所3／4号炉

第 4.2.1 表　「想定事故２」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a．使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・「使用済燃料ピット水位注意」警報の発信で，使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合，使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。 ・使用済燃料ピット水位低下原因調査により，使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合，使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し，可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ，可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ
b．使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	・２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い，使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ，使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し，使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	〔燃料取替用水ピット〕	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ 燃料取替用水ピット水位
c．使用済燃料ピット水温上昇の確認	・使用済燃料ピット冷却機能喪失により，水温が上昇していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ
d．使用済燃料ピット注水操作	・淡水タンクが使用可能であれば，屋内消火栓，屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。 ・１次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ・淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には，送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は，冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。 ・以降，使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され，温度が安定していることを確認する。	－	送水車 軽油ドラム缶	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（ＡＭ用） 使用済燃料ピット監視カメラ （使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置を含む。） 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ 可搬式使用済燃料ピット水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

女川原子力発電所2号炉

第 4.2.1 表　「想定事故２」の重大事故等対策について（1/2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
燃料プール水位低下確認	・燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に，燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，燃料プール水位が低下することを確認する	【非常用ディーゼル発電機】* 軽油タンク	—	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール監視カメラ
燃料プールの注水機能喪失確認	・燃料プールの水位低下分を注水するため，補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合，燃料プールの注水機能喪失であることを確認する	—	—	【残留熱除去系ポンプ出口圧力】* 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ
燃料プール漏えい箇所の調査	・燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し，原因調査を開始する。原因調査の結果，燃料プール本体からの漏えいではないことから，サイフォン現象による漏えいであることを判断する	—	—	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ

＊：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

泊発電所3号炉

第 7.3.2.1 表　「想定事故２」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
a．使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・使用済燃料ピット水位低警報の発信で，使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合，使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。 ・使用済燃料ピット水位低下原因調査により，使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合，使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ，使用済燃料ピット水位（可搬型）及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ
	・使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始する。	－	－	使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ
b．使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	・使用済燃料ピットの喪失した保有水を注水するため，補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。２次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い，使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ，使用済燃料ピット補給水系の故障と判断する。	燃料取替用水ピット*	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ 燃料取替用水ピット水位*
	・使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	－	－	－
c．使用済燃料ピット水温上昇の確認	・使用済燃料ピット冷却機能喪失により，水温が上昇していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ
d．使用済燃料ピット注水操作	・１次系純水タンクが使用可能であれば，１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ・１次系純水タンクが使用不能と判断した場合は，消火設備が使用可能であれば，消火設備による注水操作を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ （使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置を含む） 使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ 使用済燃料ピット水位（可搬型）
	・可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として開始する。１次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には，可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は，冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管高さに水位を維持する。 ・その後は，使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに，可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで，必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。	ディーゼル発電機燃料油貯油槽* 燃料タンク（SA）	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（AM用） 使用済燃料ピット監視カメラ （使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置を含む） 使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ 使用済燃料ピット水位（可搬型）

＊：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

相違理由

名称等の相違
・記載上該等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載，名称が異なる
記載方針の相違（女川発電所の反映）
・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を識別

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

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

第 4.2.1 表　「想定事故２」の重大事故等対策について（2/2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		既設設備	可搬型設備	計装設備
燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水	・燃料プール代替注水系（常設配管）の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水により，燃料プールの水位を回復する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する	ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプⅠ） タンクローリ	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ
燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水	・燃料プール代替注水系（可搬型）の準備が完了したところで，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水により，燃料プールの水位を回復する。その後は，燃料プールの冷却系を復旧しつつ，蒸発量に応じた水量を注水することで，燃料プール水位を維持する	ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプⅠ） タンクローリ	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ

：有効性評価上考慮しない操作

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

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉

第 4.2.2 表　「想定事故２」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（１／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	11.674MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように，原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（１，２，４（３）号炉分含む。）を合わせて，使用済燃料ピット貯蔵容量満杯にした保管した状態を設定。崩壊熱の計算に当たっては，核分裂生成物については日本原子力学会推奨値，アクチニドについては ORIGEN2 を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	Aエリア，Bエリア，原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが，水温 100℃まで上昇する時間の評価は，Aエリアのみを考慮し設定。また，水量は使用済燃料，ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	冷却材配管の破断によって想定される初期水位	燃料頂部より 6.30m	冷却材配管破断時に使用済燃料ピット水位が最も低くなる可能性のある使用済燃料ピット出口配管の破断による流出を想定。評価においては，使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合とある場合では，事象進展は同じであることから，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定。

女川原子力発電所２号炉

第 4.2.2 表　主要評価条件（想定事故２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	燃料プールの保有水量	約 1,400m³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	燃料プール初期水位	通常水位	通常水位を設定
	燃料プール初期水温	65℃	運転上許容される上限値として設定
	崩壊熱	約 6.7MW 取出時平均燃焼度 ・貯蔵燃料 45GWd/t ・炉心燃料 33GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日※1）で取り出された全炉心分の燃料が，過去に取り出された貯蔵燃料と併せて使用済燃料貯蔵ラックに最大数保管されていることを想定し，ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系及び復水補給水系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断	燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
	サイフォン現象による燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から 0.5m 下まで低下	サイフォンブレーク孔高さ（通常水位より 0.35m 下）に余裕をみた値として設定 燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については，閉固着を仮定する。サイフォンブレーク孔により，サイフォン現象による流出が停止されるため，燃料プール水位は通常水位から 0.5m 下までの低下にとどまる。なお，この水位まで瞬時に低下するものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	114m³/h にて注水	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による注水を想定 設備の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作	事象発生 13 時間後	燃料プール代替注水系（可搬型）の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定

※1　女川２号炉の至近の定期検査における実績（約 11 日）を踏まえ，原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

泊発電所３号炉

第7.3.2.2表　「想定事故２」の主要評価条件（１／２）

項　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	11.506MW	核分裂生成物が多く使用済燃料ピット崩壊熱が高めとなるように，原子炉の運転停止後（原子炉停止後 7.5 日※）に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（１，２号炉分含む。）を合わせて，使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。なお，ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の使用も考慮したものとしている。使用済燃料ピット崩壊熱の計算に当たっては，核分裂生成物については日本原子力学会推奨値，アクチニドについては ORIGEN2 を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき，標準的な温度として設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	A－使用済燃料ピット，B－使用済燃料ピット，燃料検査ピット及び燃料取替キャナル接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが，水温が 100℃まで上昇する時間の評価は，B－使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また，水量は使用済燃料，ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	冷却系配管の破断によって想定される初期水位	燃料頂部より 6.25m	冷却系配管破断時に使用済燃料ピット水位が最も低くなる可能性のある使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断による流出を想定。評価においては，使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮。 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取替建屋の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約 2.02m であり，評価に使用する水位低下量を保守的に 2.0m とする。これにより，使用済燃料ピット水位は燃料頂部より約 6.27m であるが，初期水位を燃料頂部より 6.25m と設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。

※　泊３号炉の至近の定期検査における実績（約９日）を踏まえ，原子炉停止後 7.5 日を設定。原子炉停止後 7.5 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はトリップのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

相違理由

設計の相違
・「使用済燃料ピット崩壊熱」の主要評価条件は，燃料仕様及び保管体数等の差異による
・「冷却系配管の破断によって想定される初期水位」の主要評価条件は，設備仕様の差異による
名称等の相違

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

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉

第 4.2.2 表　「想定事故２」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（２／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から 4.38m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。
	送水車の使用済燃料ピットへの注水流量	25m³/h	崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等操作対策に関連	送水車による使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生の 5.2 時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

第 7.3.2.2 表　「想定事故２」の主要評価条件（２／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持される最低水位	燃料頂部から 4.25m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。
	可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量	25m³/h	崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作	事象発生の 4.4 時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持される水位に保つ必要があり，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして，事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

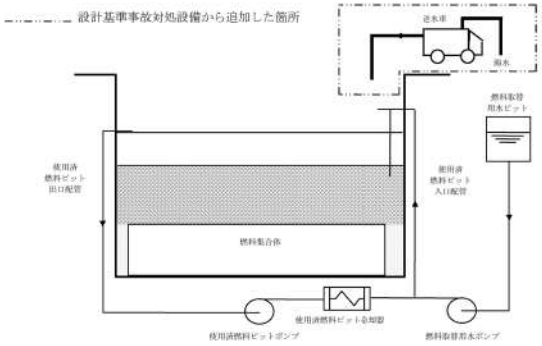
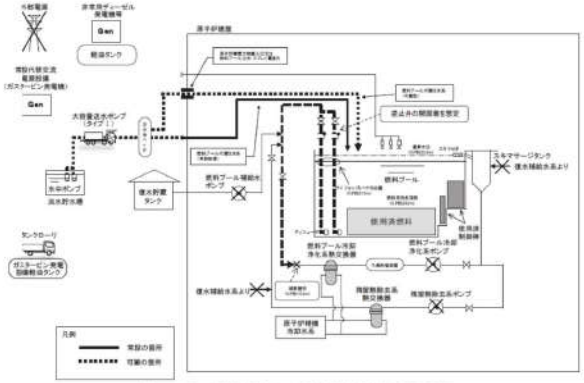
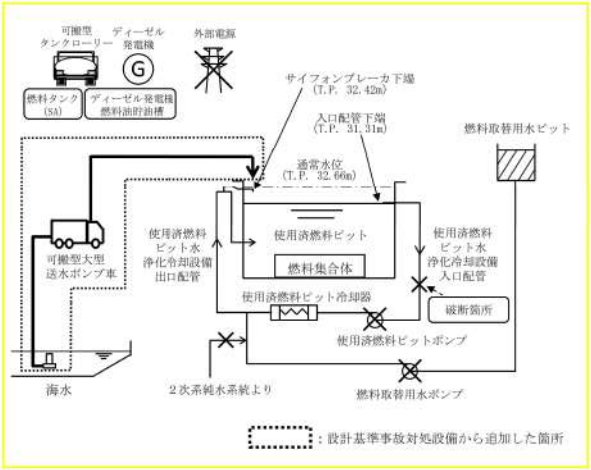
相違理由

設計の相違

名称等の相違

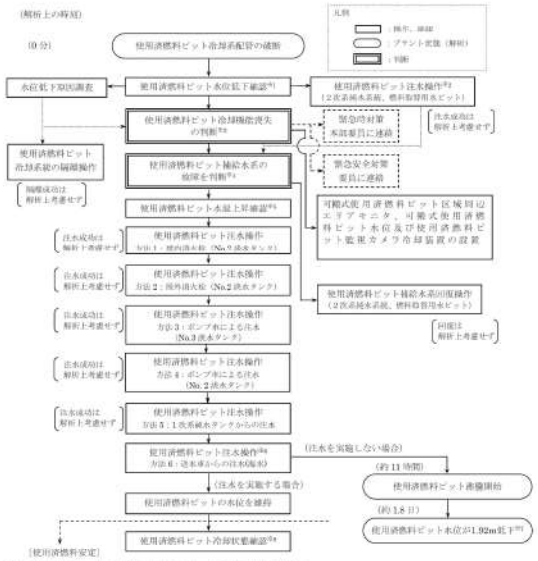
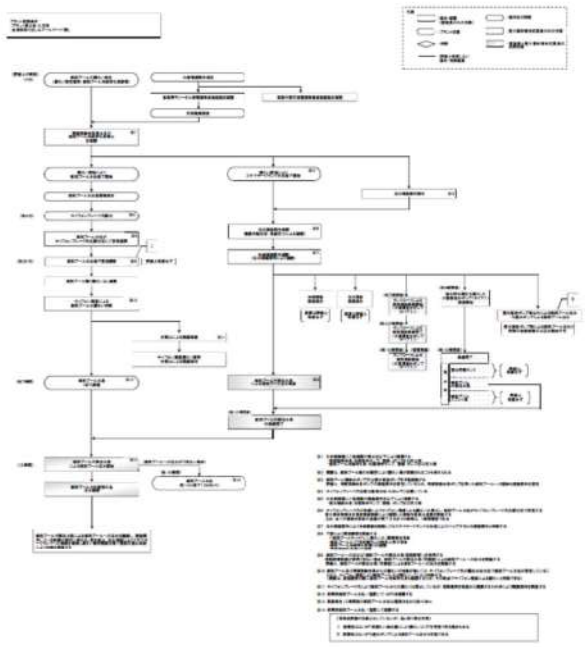
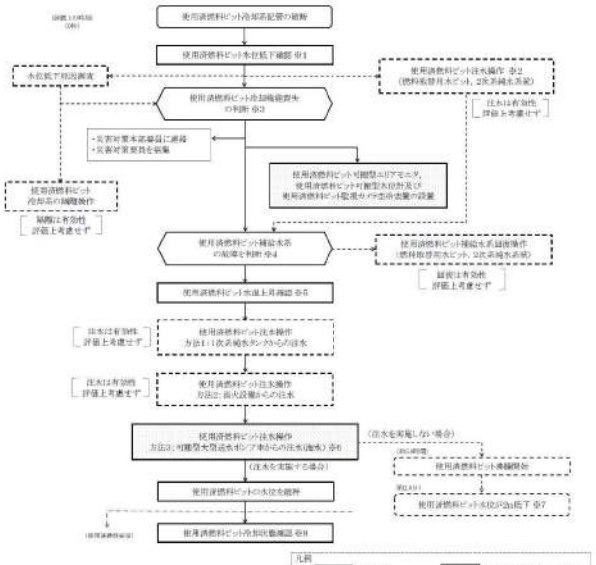
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 4.2.1 図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図	 第 4.2.1 図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図 （燃料プールへの注水）	 第7.3.2.1図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図	設計の相違 名称等の相違 記載方針の相違（女川実績の反映） ・外部電源、ディーゼル発電機、可搬型タンクローリー等を追記

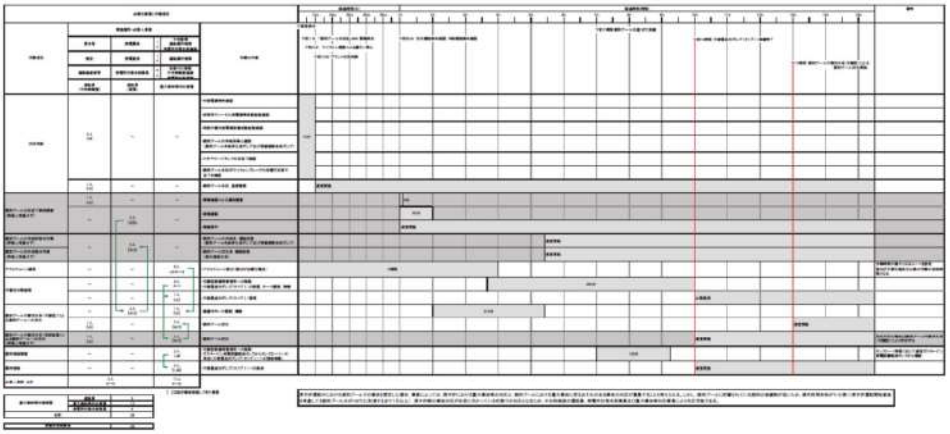
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故２

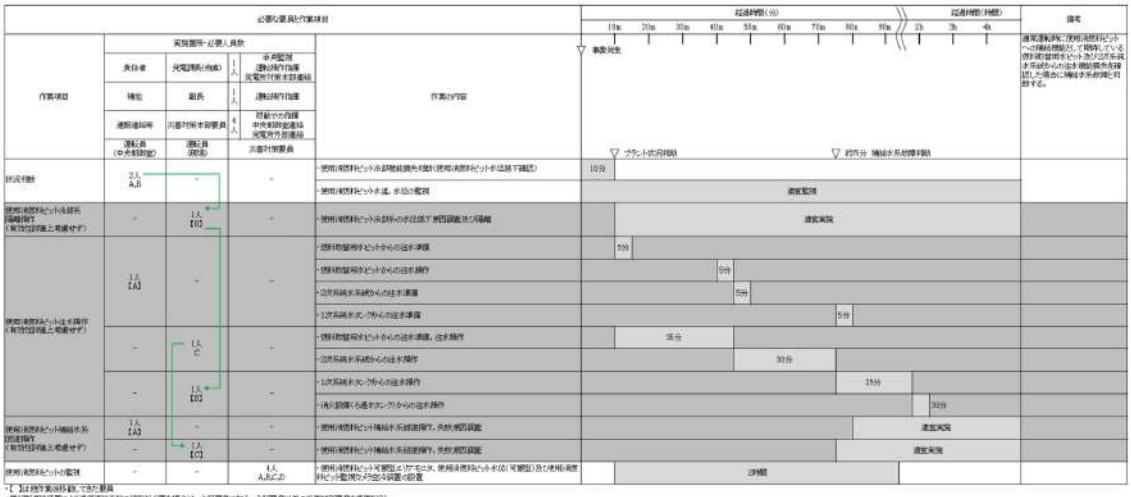
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 4.2.2.図　「想定事故２」の対応手順の概要 （「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の事象進展）	 第 4.2.2.図　「想定事故２」の対応手順の概要	 第 7.3.2.2図　「想定事故２」の対応手順の概要 （「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の事象進展）	記載方針の相違（女川実績の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を線線で記載 設計の相違 評価結果の相違 名称等の相違

上記要員に加え、緊急時対策本部要員の名にて関係各所に適宜連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件などに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮したうえで解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している（一部の機器については想定時間により算出。）。

第 4.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（１／２）



第 4.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間



第 7.3.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故）（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）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉

第 4.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（２／２）

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

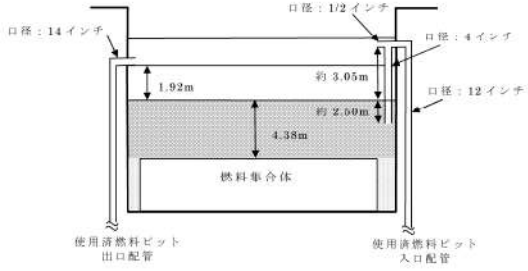
第 7.3.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故）（２／２）

相違理由

記載方針の相違（女川実績の反映）
・運転員を中央制御室と現場に分けて記載
・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載
設計の相違
評価結果の相違
名称等の相違

7.3.2 想定事故２

大飯発電所３／４号炉

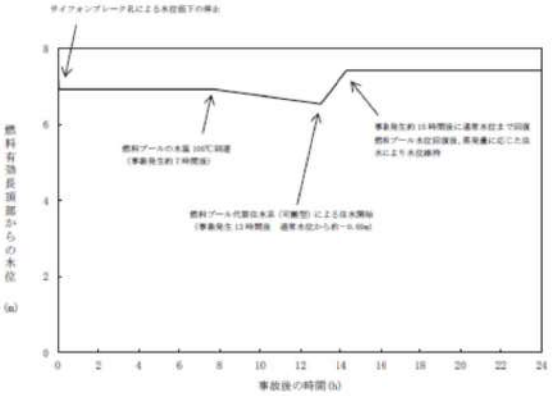


使用済燃料ピット水位概要図

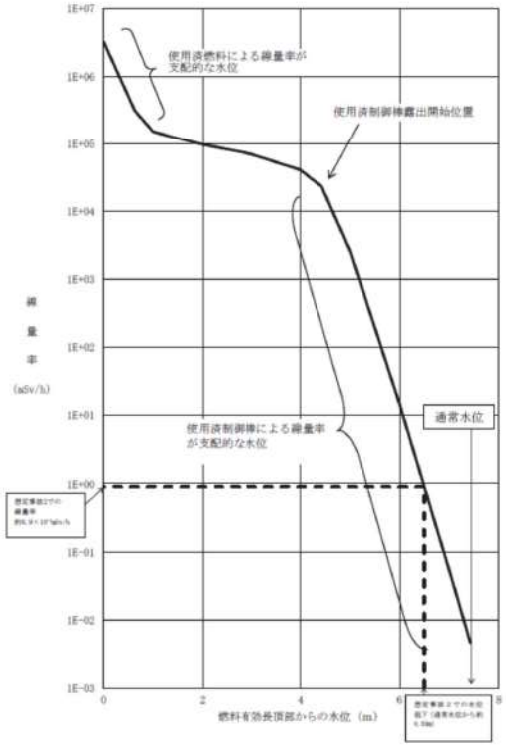
		評価結果
①1.92m 分の評価水量(m³)		—
	Aエリア	約 337m³
	Bエリア	約 219m³
	A,Bエリア間	約 3 m³
	原子炉補助建屋キャナル	約 33m³
	燃料検査ピット	約 46m³
計		638m³
②崩壊熱による保有水蒸発水量		19.44 m³/h
③1.92m 水位低下時間（①／②）		約 1.3 日間
④水温 100℃までの時間		約 11 時間
合計（③＋④）		約 1.8 日間

第 4.2.4 図　「想定事故２」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

女川原子力発電所２号炉

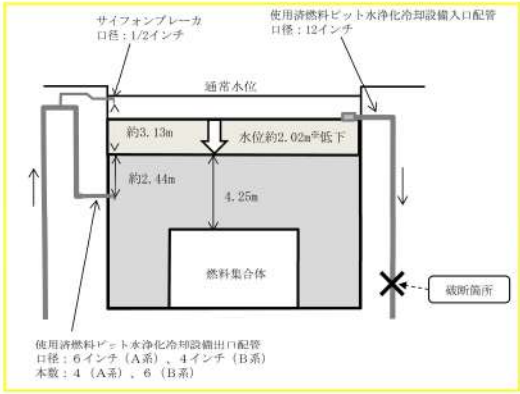


第 4.2.4 図　燃料プール水位の推移（想定事故２）



第 4.2.5 図　燃料プール水位と線量率（想定事故２）

泊発電所３号炉



使用済燃料ピット水位概要図

		評価結果
① 2.0m※分の評価水量（m³）		
	A－使用済燃料ピット	約120m³
	B－使用済燃料ピット	約180m³
	A，B－使用済燃料ピット間	約3m³
	燃料取替キャナル	約23m³
	燃料検査ピット	約36m³
	合計	約362m³
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m³/h
③ 2.0m水位低下時間（①／②）		約18.8時間
④ 水温100℃までの時間		約5.8時間
合計（③＋④）		約1.0日（約24.6時間）

※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約2.02mであり，評価に使用する水位低下量を保守的に2.0mとした。

第7.3.2.4図　「想定事故２」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

相違理由

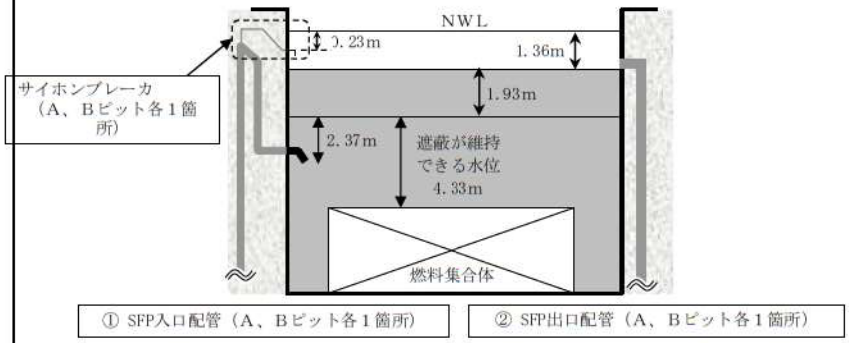
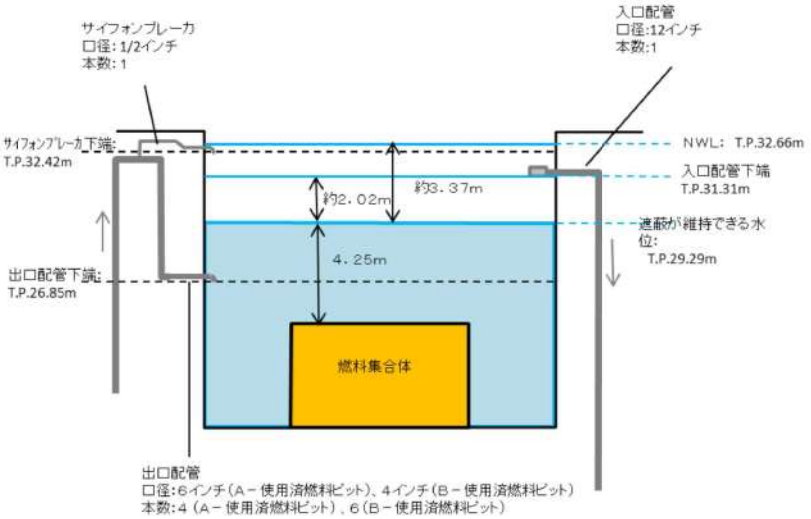
設計の相違
評価結果の相違

【女川】
評価方法の相違
・泊は放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下する時間を評価し、それまでに蒸発量を上回る量の注水を行うことで燃料頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下しないことを示している（大飯と同様）
・女川はSFP水位を示し蒸発量を上回る注水を行うことで水位を維持できること、示した水位の線量率が必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h を下回っていることを示している
・評価項目を満足している点では泊も女川も同様

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

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.2.2 想定事故２において想定したサイフォン現象等について 「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」（想定事故２）の有効性評価においては、審査ガイドに基づき、使用済燃料ピット（SFP）の水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等を想定する必要がある。 伊方３号炉 SFP には、図１のとおり、以下の２種類の配管が接続されている。 ①SFP 冷却系統　SFP 入口配管 ：Ａピット、Ｂピット各１箇所 ②SFP 冷却系統　SFP 出口配管 ：Ａピット、Ｂピット各１箇所 ①SFP 入口配管については、放射線の遮蔽が維持できる水位（SFP 中央水面の線量率が 0.15mSv/h となる水位）よりも約 2.37m 下方に開口しているが、当該配管の最上部にサイフォン現象を解除する効果が期待できる配管（サイホンブレーカ：ＮＷＬより約 0.2m 下方）がＡピット入口配管、Ｂピット入口配管に各１本設置されている。従って、SFP 入口配管の破断等により、当該配管のサイフォン現象による SFP 保有水の漏えいが発生した場合においても、SFP 水位がサイホンブレーカ配管高さまで低下すれば、サイホンブレーカから SFP 入口配管内に空気が流入することにより SFP 入口配管に生じるサイフォン現象は解除され、当該配管からの漏えいは停止する。 ②SFP 出口配管については、①のようなサイホンブレーカは設置されていないため、SFP 出口配管の破断により SFP 保有水の漏えいが発生した場合は、当該配管と SFP との接続位置まで SFP 水位は低下し、当該配管の下端位置（ＮＷＬ－約 1.36m）まで水位が低下すれば、当該配管からの漏えいは停止する。 従って、本評価では、SFP の水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、②SFP 出口配管の破断等による漏えいを想定している。	添付資料 7.3.2.1 想定事故２において想定したサイフォン現象等について 「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」（想定事故２）の有効性評価においては、審査ガイドに基づき、使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等を想定する必要がある。 泊３号炉使用済燃料ピットには、図１のとおり、以下の２種類の配管が接続されている。 ①使用済燃料ピット水浄化冷却設備　使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管 ：Ａ－使用済燃料ピット、Ｂ－使用済燃料ピット各１箇所 ②使用済燃料ピット水浄化冷却設備　使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管 ：Ａ－使用済燃料ピット、Ｂ－使用済燃料ピット各１箇所 ①使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管については、放射線の遮蔽が維持できる水位（使用済燃料ピット中央水面の線量率が 0.15mSv/h となる水位）よりも約 2.44m 下方に開口しているが、当該配管の最上部にサイフォン現象を解除する効果が期待できる配管（サイフォンブレーカ：ＮＷＬより約 0.2m 下方）がＡ－使用済燃料ピット及び、Ｂ－使用済燃料ピットの使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に各１本設置されている。従って、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管の破断等により、当該配管のサイフォン現象による使用済燃料ピット保有水の漏えいが発生した場合においても、使用済燃料ピット水位がサイフォンブレーカ配管高さまで低下すれば、サイフォンブレーカから使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管内に空気が流入することにより使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に生じるサイフォン現象は解除され、当該配管からの漏えいは停止する。 ②使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管については、①のようなサイフォンブレーカは設置されていないため、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断により使用済燃料ピット保有水の漏えいが発生した場合は、当該配管と使用済燃料ピットとの接続位置まで使用済燃料ピット水位は低下し、当該配管の下端位置（ＮＷＬ－1.35m）まで水位が低下すれば、当該配管からの漏えいは停止する。 従って、本評価では、使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、②使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断等による漏えいを想定している。	※本添付資料は大飯３／４号炉にはないため、同様の添付資料を作成している伊方３号炉の添付資料を記載 設備名称及び記載表現の相違（以下、相違理由を省略） 設計の相違 設計の相違

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

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図１　伊方３号炉 SFP に接続されている配管の概要図	 図１　使用済燃料ピットに接続する配管の概要	
○SFP 入口配管のサイホンブレーカについて 伊方３号炉 SFP 入口配管に設置されたサイホンブレーカの概略図を図２に示す。当該サイホンブレーカは、SFP 入口配管（口径 10inch）の最上部に設置された口径 1/2inch の単管であり、弁等の機器類を必要としておらず、人的過誤の余地がない構造であることから、SFP 入口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、SFP 水位がサイホンブレーカ配管高さまで低下すれば、その効果を期待できる。なお、当該配管はその大部分が SFP 躯体コンクリートに埋設されており、耐震性を有している。	○使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォンブレーカについて 泊３号炉使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されたサイフォンブレーカの概略図を図２に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管（口径６インチ、４インチ）の最上部に設置された口径 1/2 インチの単管であり、弁等の機器類を必要としておらず、人的過誤の余地がない構造であることから、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、使用済燃料ピット水位がサイフォンブレーカ配管高さまで低下すれば、その効果を期待できる。なお、当該配管はその大部分が使用済燃料ピット躯体コンクリートに埋設されており、耐震性を有している。	設計の相違
○サイホンブレーカ機能喪失の可能性について ・デブリ等による閉塞の可能性について サイホンブレーカは SFP 入口配管の最上部に設置されており、通常時は母管側から SFP 側に向けて冷却材が流れていることから、デブリ等の付着により SFP 側から閉塞することはない。また、	○サイフォンブレーカ機能喪失の可能性について ・デブリ等による閉塞の可能性について サイフォンブレーカは使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管の最上部に設置されており、通常時は母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却材が流れていることから、デブリ等の付着	

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

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
母管側からの閉塞については、SFP 出口配管部にストレーナ（メッシュ間隔 4.72mm）が設置されており、これより大きなデブリは SFP 冷却系配管に混入しないことから、サイホンブレーカ（配管内径 16.7mm）を閉塞させることはない。	により使用済燃料ピット側から閉塞することはない。また、母管側からの閉塞については、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管部にストレーナ（メッシュ間隔 約 4.7mm）が設置されており、これより大きなデブリは使用済燃料ピット冷却系配管に混入しないことから、サイフォンブレーカ（配管内径 16.7mm）を閉塞させることはない。	
・地震時等における落下物による座屈変形の可能性について（図３参照） サイホンブレーカは口径 1/2inch の配管で、コンクリート埋設部よりピット内へ突き出た形状をしており、突出し長さは約 200mm である。 サイホンブレーカが機能喪失に至るには、流路が完全閉塞される必要がある。SFP エリアには SFP への落下によりサイホンブレーカ配管に変形を与えるような物体はないが、ここでは上部からの落下物によって、曲げにより座屈変形する可能性を検討した。当該部の形状はＬ型形状となっており、曲げ変形の角度は最大でも約 70° となり、90° 以上の変形は生じない。また、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。	・地震時等における落下物による座屈変形の可能性について（図３参照） サイフォンブレーカは口径 1/2 インチの配管で、コンクリート埋設部よりピット内へ突き出た形状をしており、突出し長さはピット壁面から約 15cm である。 サイフォンブレーカが機能喪失に至るには、流路が完全閉塞される必要がある。使用済燃料ピットエリアには使用済燃料ピットへの落下によりサイフォンブレーカ配管に変形を与えるような物体はないが、ここでは上部からの落下物によって、曲げにより座屈変形する可能性を検討した。当該部の形状はＬ型形状となっており、90° 以上の変形は生じない。また、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。	設計の相違 記載内容の相違
○サイホンブレーカの保守点検について サイホンブレーカは、本想定事故の有効性評価においてその効果を期待されている機器であることを踏まえ、定期的（１回／週）に巡視点検（目視による水面の揺らぎ確認で通水状態を確認）を実施する。	○サイフォンブレーカの保守点検について サイフォンブレーカは、本想定事故の有効性評価においてその効果を期待されている機器であることを踏まえ、定期的（１回／週）に巡視点検（目視による水面の揺らぎ確認で通水状態を確認）を実施する。 以上	

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

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由

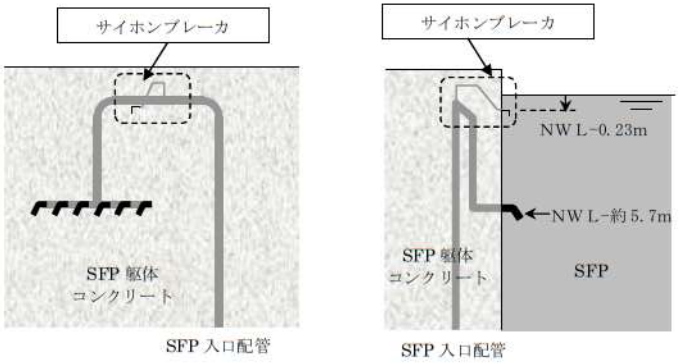


図２　伊方３号炉 SFP 入口配管に設置されたサイホンブレーカの概略図

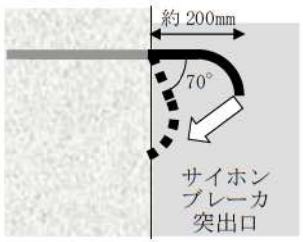
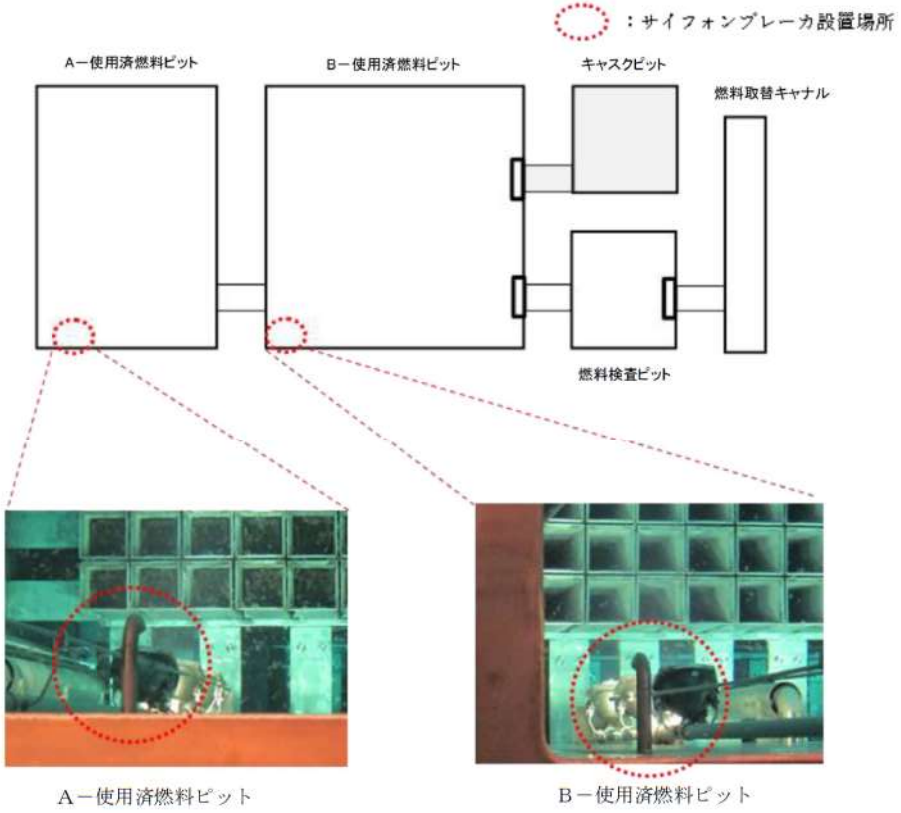


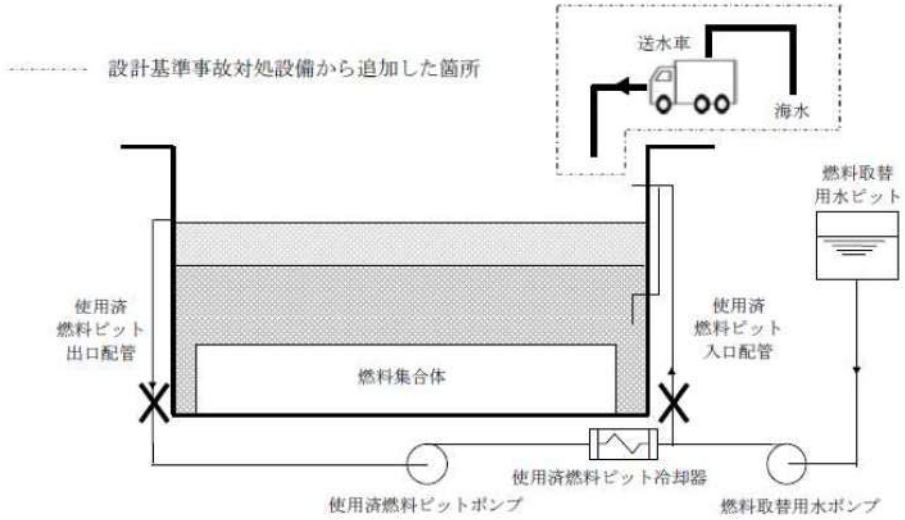
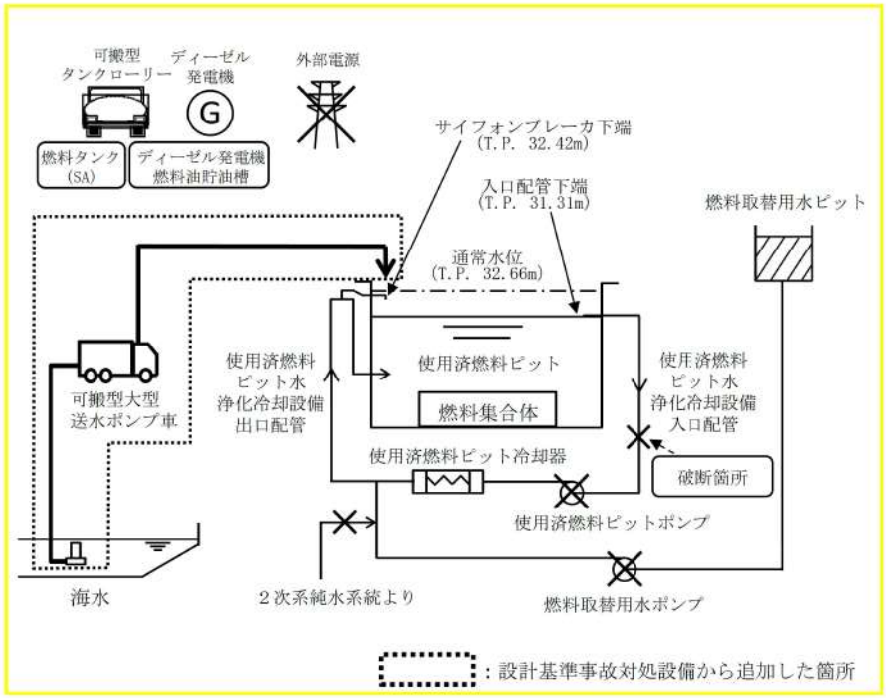
図３　上部からの落下物による曲げによるサイホンブレーカの座屈変形



サイフォンブレーカ仕様
配管材質：SUS304TP
サイズ　：外径φ21.7mm、内径φ16.7mm、厚さ 2.5mm

図２　泊３号機　使用済燃料ピット概略図

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

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.2.1 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故２の「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。  図１　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図	添付資料 7.3.2.2 想定事故２での重大事故等対策の概略系統図について 「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故２の「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。  図１　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図	記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料4.2.2 安定状態について 想定事故２（使用済燃料ピット冷却配管の破断）時の安定状態については以下のとおり。 使用済燃料ピット安定状態：送水車を使った注水により使用済燃料ピット水位が回復、維持され、温度が安定した状態（配管破断箇所が隔離不能である場合、送水車による断続的な補給が必要） 使用済燃料ピット安定状態の確立について 事象発生の 5.2 時間後から注水（送水車）を開始することで、使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持でき、使用済燃料ピット水位及び温度は安定する。この、使用済燃料ピット水位及び温度が安定した時点の事象発生の 5.2 時間後を安定状態とした。 また、使用済燃料ピットへの注水が行われなかった場合、事象発生の約 11 時間後に 100℃に到達するが、蒸散量（19.44m³/h）に対し、注水流量 25m³/h（送水車）で注水可能であることから、使用済燃料ピット水位及び温度を回復、維持できる。 <参考> 最も厳しい状況を仮定した場合の安定状態までに必要な時間 【事故の仮定】 事象発生後、送水車による注水準備が完了した時点（事象発生の 5.2 時間後）のピット水位が放射線の遮蔽が維持できる水（燃料頂部から 4.38m）まで低下したと仮定する。 【計算】 補給開始後約 115.1 時間で補給完了となる。 ・使用済燃料ピットポンプ出口配管下端までの補給量：約 640m³ ・蒸散量：19.44 m³/h ・注水流量：25 m³/h（送水車） 以上のことから、送水車による補給準備完了時間 5.2 時間に補給時間約 115.1 時間を足した時間の事象発生の約 120.3 時間を安定状態とする。 ※　注水に寄与する水量は、ＳＦＰ、ＦＨ／Ｂキャナル及び検査ピット接続を考慮	添付資料 4.2.5 安定状態について 想定事故２（サイフォン現象等による燃料プール内の水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。 燃料プール安定状態：設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、燃料プールの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足、資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。 【安定状態の確立について】 燃料プールの安定状態の確立について 燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた燃料プールへの注水を実施することで、燃料プール水位が回復、維持され、燃料プールの安定状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。 また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙1）	添付資料 7.3.2.3 安定状態について 想定事故２（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故）の安定状態については以下のとおり。 使用済燃料ピット安定状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料ピットの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。 【安定状態の確立について】 使用済燃料ピットの安定状態の確立について 可搬型大型送水ポンプ車を用いた使用済燃料ピットへの注水を実施することで、使用済燃料ピット水位が回復、維持され、使用済燃料ピットの安定状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員が確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。 また、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を継続し、使用済燃料ピット冷却系を復旧し、復旧後は燃料取替用水系統等により使用済燃料ピットへの補給を実施する。使用済燃料ピットの保有水を使用済燃料ピット冷却系により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

大飯発電所３／４号炉

添付資料 4.2.3

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２）

「想定事故２」の評価条件の不確かさの影響について、表１及び表２に示す。

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（１／２）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ：評価条件	最確条件	評価設定の考え方	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
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	11.674MW	装荷炉心毎	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（１、２、４（３）号炉分含む）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯にした保管した状態を設定。崩壊熱の計算に当たっては、ＦＰについては日本原子力学会推奨値、アクチニドについてはORIGEN2を用いて算出。	送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、使用済燃料ピットの水温を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件の崩壊熱を用いた場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	事故発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	装荷炉心毎	使用済燃料ピット水温の実績値に基づき、標準的な温度として設定。		初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.8日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ１台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.2日短い約1.6日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、使用済燃料ピット内の水ではわずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約1.3日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット接続	Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温100℃まで上昇する時間の評価は、Aエリアのみを考慮し設定。また、水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。		評価条件で設定している使用済燃料ピットの状態よりも使用済燃料ピット内の水の温度上昇が緩やかになるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は約1.8日と長時間を要することから、使用済燃料ピットの状態が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

女川原子力発電所２号炉

添付資料 4.2.6

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故２）（１／５）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ：評価条件	最確条件	条件設定の考え方	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
初期条件	燃料プール保有水量	約1,400m³	約1,400m³	保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定	燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。	燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。
	燃料プール初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部に低下するまでの時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料プールの初期水位に応じた対応を取るものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.53m（スロッシング量80m³を燃料プール断面積約152m²で除した値）の水位低下が発生する。この場合、原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）であり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.17m下）とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下しサイフォンブレーク孔により通常水位から0.5m下で停止するとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.53m（スロッシング量80m³を燃料プール断面積約152m²で除した値）の水位低下が発生する。この場合、原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から３日以上あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

泊発電所３号炉

添付資料 7.3.2.4

評価条件の不確かさの影響評価について
（想定事故２）

「想定事故２」の評価条件の不確かさの影響について、表１及び表２に示す。

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（１／２）

項目		評価条件（初期条件）の不確かさ：評価条件	最確条件	評価設定の考え方	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
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	11.50MW	装荷炉心毎	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後（原子炉停止後7.5日）に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（１、２号炉分含む）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。なお、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の使用も考慮したものとしている。崩壊熱の計算に当たっては、FPについては日本原子力学会推奨値、アクチニドについてはORIGEN2を用いて算出。	使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	装荷炉心毎	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。	最確条件とした場合は、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.0日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ１台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽を維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、自然蒸発、使用済燃料ピット水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料ピット水位低下開始時間より早く使用済燃料ピット水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料ピット水は冷却される。さらに、使用済燃料ピット水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料ピット水位の低下が開始すると想定し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.3日短い約0.7日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	A－使用済燃料ピット、B－使用済燃料ピット、燃料検査ピット及び燃料取替キャナル接続	A－使用済燃料ピット、B－使用済燃料ピット、燃料検査ピット及び燃料取替キャナル接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温100℃まで上昇する時間の評価は、B－使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また、水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるため使用済燃料ピット水位の低下は早くなるが、使用済燃料ピット水位を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。	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮し、使用済燃料ピットと燃料取替キャナル及び燃料検査ピットを切り離した状態として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は、使用済燃料ピットと燃料取替キャナル及び燃料検査ピットを接続した状態とした場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

7.3.2 想定事故２（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２））

大飯発電所３／４号炉

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（２／２）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ 評価条件	最確条件	評価設定の考え方	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
事故条件	冷却系配管の破断によって想定される初期水位	燃料頂部より 6.30m	燃料頂部より 6.30m	冷却材配管破断時に使用済燃料ピット水位が最も低くなる可能性のある使用済燃料ピット出口配管の破断による流出を想定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源がない場合とある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から 4.38m	燃料頂部から 4.38m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱建屋の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	送水車による使用済燃料ピットへの給水流量	$25m^3/h$	$25m^3/h$ 以上	崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。	送水車による使用済燃料ピットへの給水操作は、使用済燃料ピットへの給水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している送水車による給水流量より大きくなるが、送水車による使用済燃料ピットへの給水操作開始以降の給水流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

女川原子力発電所２号炉

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故２）（２／５）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ 評価条件	最確条件	条件設定の考え方	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
初期条件	燃料プール初期水温	65℃	約27℃ ～約43℃ （実績値）	運転上許容される上限値として設定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応を取るものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール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。 また、自然蒸発、燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより、燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から３日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

泊発電所３号炉

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（２／２）

項目		評価条件（事故条件及び機器条件）の不確かさ 評価条件	最確条件	評価設定の考え方	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
事故条件	冷却系配管の破断によって想定される初期水位	燃料頂部より 6.25m	燃料頂部より約 6.27m	冷却系配管破断時に使用済燃料ピット水位が最も低くなる可能性のある使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断による流出を想定。 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取替建屋の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）以下となるための許容水位低下量は約 2.02m であり、評価に使用する水位低下量を保守的に 2.0m とする。これにより、使用済燃料ピット水位は燃料頂部より約 6.27m であるが、初期水位を燃料頂部より 6.25m と設定。	冷却系配管の破断によって想定される初期水位を最確条件とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合に、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を喪失するものとして設定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	外部電源あり	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の評価の観点で厳しい外部電源なしを設定。	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	放射線の遮蔽が維持される最低水位	燃料頂部から 4.25m	燃料頂部から 4.25m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱棟の遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）となる水位を設定。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量	$25m^3/h$	$25m^3/h$ 以上	崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、使用済燃料ピットへの注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している可搬型大型送水ポンプ車による注水流量より大きくなるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作開始以降の注水流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

相違理由

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

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故２）（３／５）

項目	評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ			条件設定の考え方	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
	評価条件	最確条件				
燃焼度	約 6.7GWd/t	約 6.4GWd/t（ATF（炭化ケイ素被覆燃料））	プール水温	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料貯蔵プールに最大数貯蔵されていることを想定し、GINGOC を用いて算出	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱よりも小さくなるため，燃料プールの水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作時間に対しては十分な時間余裕があり，運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱よりも小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
プールゲート閉（原子炉ウェル，DS ピット及びサスピットの保有水量を考慮しない）	プールゲート閉（原子炉ウェル，DS ピット及びサスピットの保有水量を考慮）			プールゲートの閉止を想定した場合，保有水量はプールゲート開時と比べて 1.8 倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は，プールゲートの位置に応じた判断をとるものではなく，燃料プール水位の低下に伴う異常の検知を起点とした作業開始であるため，運転員等操作時間に与える影響はない	プールゲートの閉止を想定した場合，保有水量はプールゲート開時と比べて 1.8 倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は，プールゲートの位置に応じた判断をとるものではなく，燃料プール水位の低下に伴う異常の検知を起点とした作業開始であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，保有水量がプールゲート閉と比べて 1.8 倍程度となり，燃料プール水温の上昇及び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。

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

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表１　評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故２）（４／５）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
初期条件	外部水源の容量	約10,000m³	約10,000m³以上（炭水貯水槽水量）	炭水貯水槽の通常時の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生は時間後から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による燃料プールへの注水を７日間実施した場合においても炭水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約1,055kL	約1,055kL以上（軽油タンク容量＋ガスタービン発電設備軽油タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

7.3.2 想定事故２（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２））

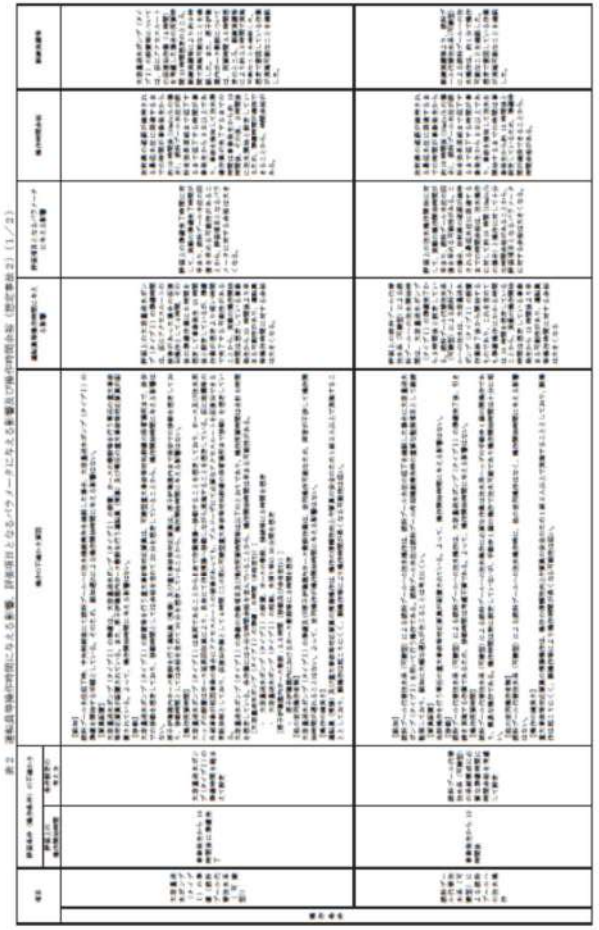
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表1　評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（5／5）

項目		評価条件の考え方	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
事故条件	炉心の機能の喪失に対する設定	—	—	—
	配管破断の想定	燃料プールの水位の低下は、破断箇所の大きさ及び破断箇所の位置に応じた水位低下速度の設定となるが、本評価では、燃料プールの水位の低下速度が最も大きくなる「燃料プールポンプ戻り配管（呼び径：200A）」の破断を想定し、破断箇所の位置は燃料プールの水位が最も低くなる位置に設定していることから、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応となるものではなく、注水操作の開始時間は燃料プールの水位低下に伴う異常の検知を起点とした系統構成完了までの時間を想定するものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プールの水位の低下は、破断箇所の大きさ及び破断箇所の位置に応じた水位低下速度の設定となるが、本評価では、サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮しており、サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮しても、燃料プールの水位は燃料有効長さ以上を維持することから、燃料プールの水位低下による燃料プール水温及び燃料プールエリア空間線量率の上昇は緩和されるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	事故条件による燃料プールの水位の低下	サイフォンブレーク孔高さ（通常水位から0.5m下）に余裕をみた値として設定 燃料プールの冷却停止直後において、開放端を仮定するサイフォン現象による漏えいが発生するが、サイフォンブレーク孔により、サイフォン現象による漏出は停止するため、燃料プール水位は通常水位から0.5m下までの低下にとどまる。なお、この水位まで機能に低下するものとする。	燃料プールの水位の低下は、破断箇所の大きさ及び破断箇所の位置に応じた水位低下速度の設定となるが、本評価では、サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮しており、燃料プールの水位は燃料有効長さ以上を維持することから、燃料プールの水位低下による燃料プール水温及び燃料プールエリア空間線量率の上昇は緩和されるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プールの水位の低下は、破断箇所の大きさ及び破断箇所の位置に応じた水位低下速度の設定となるが、本評価では、サイフォンブレーク孔による漏えい停止を考慮しており、燃料プールの水位は燃料有効長さ以上を維持することから、燃料プールの水位低下による燃料プール水温及び燃料プールエリア空間線量率の上昇は緩和されるものとしていることから、事象進展に有意な差異とならないため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、非常用ディーゼル発電機による給電開始までの時間が長くなるが、事象発生後10時間までの燃料プールの水位の低下量は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展に大きな差異はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	11m³/h で注水	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による注水を想定し、評価条件の設定は、保守的に11m³/h で注水する設定	評価条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

表２　操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕



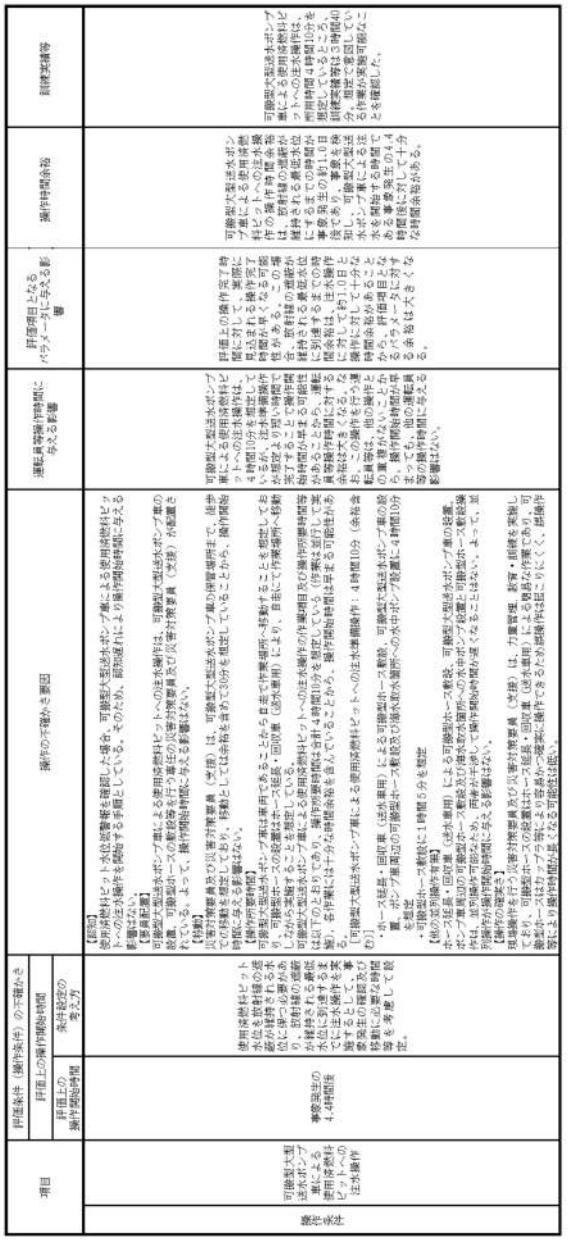
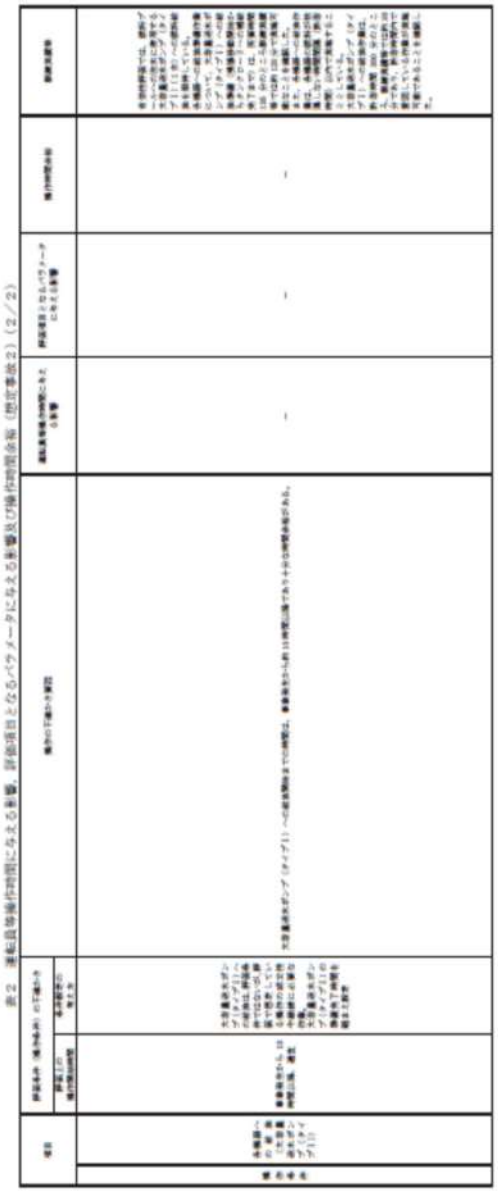


表２　運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

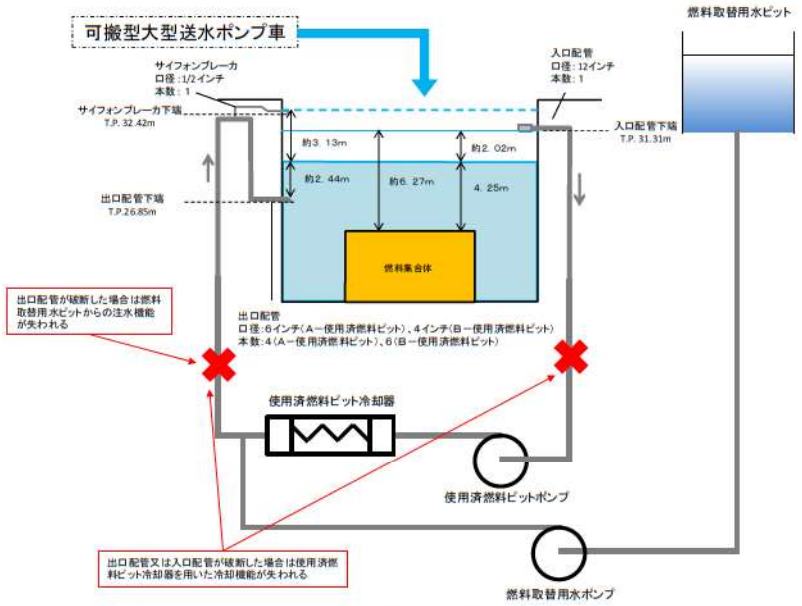
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			

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

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 4.2.2	添付資料 7.3.2.5	
想定事故２においてサイフォン現象を想定している理由について	想定事故２において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について	事故想定の相違 ・女川がサイフォン現象を想定しているのに対して、PWR は冷却系配管の破断が一番厳しいため事故想定が異なる
想定事故２では，燃料プールに接続される配管の破断により，サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。 しかしながら，燃料プールからの漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは，サイフォン現象による燃料プール水の漏えいを想定事故２の想定とした理由について示す。	想定事故２では，使用済燃料ピットに接続される配管の破断により，ピット水の小規模な喪失が発生することを想定している。 しかしながら，使用済燃料ピットからの漏えいは，他の事象が起因となることも考えられる。ここでは，使用済燃料ピット冷却系配管の破断による使用済燃料ピット水の漏えいを想定事故２の想定とした理由について示す。	
１．燃料プールからの水の漏えいを引き起こす可能性のある事象 燃料プールから水が漏えいする可能性のある事象としては，以下が考えられる。 ① サイフォン現象による漏えい ② 燃料プールライナ部の破損 ③ 燃料プールゲートの破損 ④ 燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及びＤ／Ｓピット側のライナ部の損傷 ⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい	１．使用済燃料ピットからの水の漏えいを引き起こす可能性のある事象 使用済燃料ピットから水が漏えいする可能性のある事象としては，以下が考えられる。 ①使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えい ②使用済燃料ピットライニング部の破損 ③使用済燃料ピットゲートの破損 ④使用済燃料ピットゲート開放時の原子炉キャビティ，燃料取替キャナル，キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング部の損傷 ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい	設備名称の相違 設計の相違
２．各事象の整理 ① サイフォン現象による漏えい サイフォン現象による漏えいは，設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が機能せず，かつ，配管が破断した場合において発生する。サイフォン現象による漏えいが停止されない場合，燃料プールの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。	２．各事象の整理 ①使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えい 使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えいは，使用済燃料ピットに接続している冷却系配管が破断した場合において発生し，使用済燃料ピットに接続している冷却系配管には使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管と入口配管がある。	設計の相違 記載方針の相違
	使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管が破断した場合、当該配管の使用済燃料ピット接続部の開口部の高さは T.P. 26.85m であるが、サイフォンブレーカが設置されており、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレーカの使用済燃料ピット接続部の開口部の高さ T.P. 32.42m まで低下すれば、サイフォンブレーカから空気が吸込まれサイフォン現象は解消され、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管からの漏えい及び使用済燃料ピット水位の低下は停止する。 使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管が破断した場合、当該配管の使用済燃料ピット接続部の開口部の高さ（下端）は T.P. 31.31m であり、この高さまで使用済燃料ピット水位が低下すれば、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管からの漏えい及び使用済燃料ピット水位の低下は停止する。 従って、使用済燃料ピット水位が最も低下するのは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管が破断するケースであり、その時使用済燃料ピットの水位は T.P. 31.31m まで低下する。（遮蔽が維持できる水位の約２メートル上）	設計の相違
燃料プールの冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性を持つが，燃料プール冷却浄化系にはろ過脱塩装置廻りのＢクラスの配管が含まれる。逆止弁	配管破断による小規模な漏えいが発生した場合，運転員は現場の漏えい検知器や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。事象認知後に重大事故等対処設備（可	

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

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合，運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下，燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。 注水手段は配管の破断箇所に依存することから，残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。 なお，燃料プールの水位低下は，サイフォンブレーク孔位置の付近にて停止する。運転員は，事象認知後に重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）を用いて注水を実施することで，燃料プールの水位は維持される。	搬型大型送水ポンプ車）を用いて注水を実施することで，使用済燃料ピットの水位は維持される。  図１　使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管・入口配管破断時の概略図	設計の相違
② 燃料プールライナ部の破損 燃料プールの筐体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり，高い信頼性を持つ設備である。仮に燃料プールライナ部が破損し漏えいが発生した場合，漏えいした燃料プールの保有水は燃料プールライナ漏えい検出器のドレン溜めに流れ込み，この水位によりプール水の漏えいを検知し警報が発信される（図１参照）。 運転員はこの警報発生や燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。ただし，ライナドレン部は燃料プールのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり，漏えいが継続する。 注水手段は，ライナ部破損による漏えいが，残留熱除去系燃料プール冷却浄化系の注水ラインに影響を与えないため，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等となる。 なお，燃料プールライナ部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると，最大でも32m³/h（ライナドレンの配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり，漏えい量に応じた注水の継続	②使用済燃料ピットライニング部の破損 使用済燃料ピットは基準地震動によっても機能が維持される設計であり，高い信頼性を持つ設備である。仮に使用済燃料ピットライニング部が破損し漏えいが発生した場合，漏えいした使用済燃料ピットの保有水は使用済燃料ピットライニング漏えい検知配管によりドレン受けに流れ込み，この水位によりピット水の漏えいを検知し警報が発信される（図２参照）。 運転員はこの警報発生や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。ただし，ライニング漏えい検知配管は使用済燃料ピットのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり，漏えいが継続する。 注水手段は，ライニング部破損による漏えいが，燃料取替用水系や２次系補給水系の注水ラインに影響を与えないため，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等となる。 なお，使用済燃料ピットライニング部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると，最大でも23m³/h（ライニング漏えい検知の配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり，漏えい量	設備名称の相違 設計の相違

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

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
が可能であれば燃料プールの水位及び冷却機能は維持されるが，注水流量が不足し燃料プール水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合，重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）によるスプレイを実施する等の対応により，使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。	に応じた注水の継続が可能であれば使用済燃料ピットの水位及び冷却機能は維持されるが，注水流量が不足し使用済燃料ピット水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合，重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）によるスプレイを実施する等の対応により，使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。	

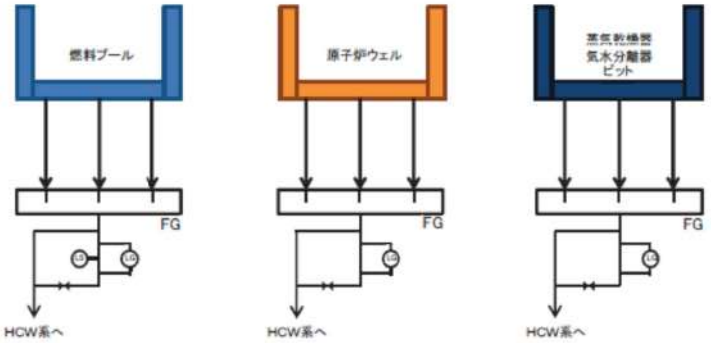
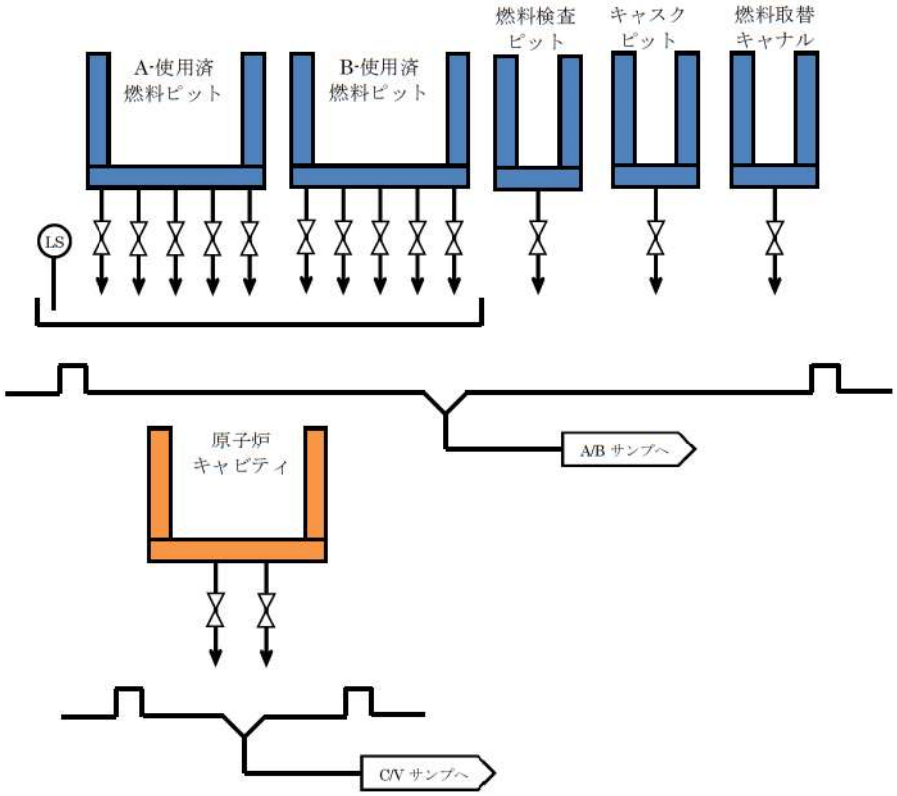

	

図１　燃料プール，原子炉ウェル及び蒸気乾燥器・気水分離器ピット（Ｄ／Ｓピット）のライナ部	図２　使用済燃料ピット，原子炉キャビティ，燃料取替キャナル，キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング漏えい検知系の概要	
③ 燃料プールゲートの破損 燃料プールゲートは添付資料 4.1.7「プールゲートについて」に示すように十分信頼性を有し，地震発生時においてもその機能が維持できる設計とする。仮にゲートが外れて燃料プール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下部は使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置にあるため，	③使用済燃料ピットゲートの破損 使用済燃料ピットゲートは添付資料 7.3.1.2「使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について」参考３に示すように十分信頼性を有し，地震発生時においてもその機能が維持できる設計とする。仮にゲートが外れて使用済燃料ピット水が他ピットへ流出した場合であっても，水位低下は	参照先の相違 設計の相違

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

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ゲート下端到着後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。 運転員はゲート破損による漏えい警報確認や燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。 冠水維持完了後，原子炉ウェル及びD／Sピット側の筐体に異常がなければ注水によって水位を回復させ，燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びD／Sピット側の筐体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能なため，燃料の健全性が確保される。	運転中で 2.2m であり、遮蔽設計基準水位を満足できる。また、使用済燃料ピット水が沸騰し遮蔽設計基準水位まで下がる時間は定期事業者検査中で約 1.1 日であるが、注水準備に要する時間は 4.4 時間であるため、水位が遮蔽設計基準水位まで低下する前に給水を開始することが可能である。 また，運転員はゲート破損による漏えい警報の確認や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。	設計の相違
④ 燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD／Sピット側のライナ部の損傷 燃料プールゲート開放時における原子炉ウェル及びD／Sピット側のライナ部破損においても②と同様，破断箇所の特定や検知が容易であることに加えて，③と同様にゲート下端以下には燃料プール水位は低下せず，使用済燃料の燃料有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。 その後，原子炉ウェル及びD／Sピット側の筐体に異常がなければ注水によって燃料プール水位を回復させ，燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びD／Sピット側の筐体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能なため，燃料の健全性が確保される。	④使用済燃料ピットゲート開放時の原子炉キャビティ，燃料取替キャナル，キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング部の損傷 使用済燃料ピットゲート開放時における原子炉キャビティ，燃料取替キャナル，キャスクピット，及び燃料検査ピットのライニング部破損においても②と同様，基準地震動によっても機能が維持される設計であり、また仮に漏えいが発生しても破損箇所の特定や検知が容易である。 原子炉キャビティ，燃料取替キャナル，キャスクピット，及び燃料検査ピットからの漏えいを確認した場合は，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能なため，燃料の健全性が確保される。	設計の相違
⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい 地震発生時，スロッシングにより燃料プールの保有水が漏えいし，通常水位から 0.53m 程度まで燃料プール水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水は維持される。 スロッシング発生時，運転員は現場の漏えい検知器，燃料プール水位の低下，燃料貯蔵プールエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため，検知は容易である。 初期に燃料プール水位が低下するが，原子炉建屋最上階での作業に問題なく，水位低下が燃料有効長頂部に到達するまでの時間余裕は３日以上あることから，重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。	⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい 地震発生時，スロッシングにより使用済燃料ピットの保有水が漏えいし，通常水位から 0.1m 程度まで使用済燃料ピット水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水は維持される。 スロッシング発生時，運転員は使用済燃料ピット水位の低下，使用済燃料ピットエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため，検知は容易である。 初期に使用済燃料ピット水位が低下するが，燃料取扱棟内での作業に問題なく，遮蔽設計基準水位までに低下する時間は定期事業者検査中で約 1.5 日であることから，重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。 追面【地震津波側審査の反映】 （新たに設定した基準地震動による SFP スロッシングの溢水量評価結果を受けて反映のため）	評価結果の相違

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

女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
３．想定事故２及び大規模損壊での想定 有効性評価では「２．各事象の整理」で想定する事象の中で，「②燃料プールライナ部の破損」を除く事象に対して，燃料の損傷を防止できることを確認している。 大規模損壊は，これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態，漏えいが継続する状況（「②燃料プールライナ部の破損」を含む），及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより燃料プール水位が維持できない状況を想定した事象である。 この対策として，重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）による使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減や，重大事故等対処設備（放水設備）による発電所外への放射性物質の拡散抑制を行う。 ４．結論 燃料プールからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。 使用済燃料の有効燃料長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は，③，④及び⑤であり，基準地震動の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②，③である。 ①の「サイフォン現象による漏えい」は，逆止弁開固着を想定するとＢクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり，また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。	３．想定事故２及び大規模損壊での想定 有効性評価では「２．各事象の整理」で想定する事象の中で，「②　使用済燃料ピットライニング部の破損」を除く事象に対して，燃料の損傷を防止できることを確認している。 大規模損壊は，これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態，漏えいが継続する状況（「②　使用済燃料ピットライニング部の破損」を含む），及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより使用済燃料ピット水位が維持できない状況を想定した事象である。 この対策として，重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）を用いたスプレイによる使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減や，重大事故等対処設備（可搬型大容量海水送水ポンプ車）による発電所外への放射性物質の拡散抑制を行う。 ４．結論 使用済燃料ピットからピット水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。 ②～⑤は注水により水位を回復すれば使用済燃料ピットの冷却機能を維持できるのに対して、①は使用済燃料ピットの冷却機能が喪失することに加えて、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管が破断した場合は燃料取替用水系統等による注水機能が喪失し注水手段が限定されることから、有効性評価において冷却系配管の破断を選定している。 なお、配管破断箇所は、水位低下量がより大きい使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断を選定している。	事故想定の相違 ・ピット水が漏えいする可能性のある事象から、泊は配管破断を、女川はサイフォン現象による漏えいを選定

泊発電所３号炉審査資料	
資料番号	SAE741-9　r.9.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所３号炉

重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.4.1　崩壊熱除去機能喪失

令和５年８月

北海道電力株式会社

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

比較結果等をとりまとめた資料

1．先行審査実績等を踏まえた泊３号炉まとめ資料の変更状況(2017 年３月以降)

1-1）設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-2）設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの　：なし
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-3）バックフィット関連事項

なし

2．大飯３／４号炉・高浜３／４号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1）比較表の構成について

・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している

2-2）泊３号炉の特徴について

・泊３号は他の PWR３ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料 6.5.8）

●補助給水流量が小さい　：　「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い）　：　「ECCS 注水機能喪失（２インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる
●CV 関連パラメータ（CV 自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い）　：　原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある

2-3）有効性評価の主な項目（１／２）

項目	大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い，余熱除去機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次系保有水量が減少することで炉心が露出し，燃料損傷に至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により，余熱除去機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸発に伴い１次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し，燃料損傷に至る。	相違なし （一部記載表現は異なるが、想定する事故シーケンスグループの特徴は同様）
燃料損傷防止対策	燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，充てん／高圧注入ポンプ，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため，格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として充てんポンプ，高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。また，安定状態に向けた対策としてＢ－格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心冷却手段及びＡ－格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があり，また誤操作や誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2-3）有効性評価の主な項目（２／２）

項目	大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
重要事故シーケンス	「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果 （評価項目等）	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－6.2%Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく，放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心において約－4.6%Δk/k であり，未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料は冠水維持される。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器蓋は閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく，放射線の遮蔽は維持される。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心において約－7.1%Δk/k であり，未臨界であることを確認した。	相違なし （燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心反応度の最大値が異なるが、最大値が０未満であり未臨界を確保できている点では同様。）

2-4）主な差異

項目	大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
電源の確保	炉心注水に使用する恒設代替低圧注水ポンプの電源として空冷式非常用発電装置が必要	大飯と同じ	炉心注水に使用する代替格納容器スプレイポンプはディーゼル発電機により受電可能	設計の相違 ・大飯、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だが、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（玄海と同様）

2-5）差異の識別の省略

相違理由	大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	－
	充てんポンプ Ｂ充てんポンプ（自己冷却）	充てん／高圧注入ポンプ Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	充てんポンプ Ｂ－充てんポンプ（自己冷却）	－
	燃料取替用水ピット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ピット	－
	Ａ、Ｄ格納容器再循環ユニット	Ａ，Ｂ格納容器再循環ユニット	Ｃ，Ｄ－格納容器再循環ユニット	－
	Ｂ格納容器スプレイポンプ	Ｂ格納容器スプレイポンプ	Ａ－格納容器スプレイポンプ	－
	Ａ格納容器スプレイポンプ	Ａ格納容器スプレイポンプ	Ｂ－格納容器スプレイポンプ	－
記載表現の相違	１次冷却系	１次系	１次冷却系	（大飯と同様）
	代替炉心注水	炉心注水	代替炉心注水	（大飯と同様）
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
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 本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。	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. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	7.4 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	【大飯】 記載方針の相違 ・大飯は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）
5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	5.1 崩壊熱除去機能喪失	7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	
5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認す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、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。	5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認す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，「余熱除去機能が喪失する事故」，「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。	5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは，「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「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「余熱除去機能が喪失する事故」，「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い，余	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により，余熱	【大飯、高浜】

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。	熱除去機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合には，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次系保有水量が減少することで炉心が露出し，燃料損傷に至る。	崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，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燃料が露出し燃料損傷に至る。	除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により１次冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，炉心水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。	記載表現の相違（女川実績の反映）
		本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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。	本事故シーケンスグループは，余熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，余熱除去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。	【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）
したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより１次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。	したがって，本事故シーケンスグループでは，炉心注水を行うことにより１次系保有水を確保し，燃料損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。	したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，充てんポンプ，高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉及び原子炉格納容器を除熱する。	【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットに	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，充てん／高圧注入ポンプ，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため，格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として充てんポンプ，高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。また，安定状態に向けた対策としてＢ－格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心冷却手段及びＡ－格納容	【大飯、高浜】設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があ

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
よる格納容器内自然対流冷却を整備する。	納容器内自然対流冷却を整備する。		器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	り，また誤操作や誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段としていない（玄海と同様）
		また，原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。	また，原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去機能が喪失した場合については「7.4.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。	【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）
対策の概略系統図を第5.1.1図に、対応手順の概要を第 5.1.2 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設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。	対策の概略系統図を第5.1.1.1図に，対応手順の概要を第5.1.1.2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設備と手順の関係を第5.1.1.1表に示す。	これらの対策の概略系統図を第5.1.1図及び第 5.1.2 図に，手順の概要を第5.1.3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5.1.1表に示す。	これらの対策の概略系統図を第7.4.1.1図に，手順の概要を第7.4.1.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.1.1表に示す。	【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）
本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の２名、運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が２名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が６名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3図に示す。	本事故シーケンスグループのうち，「5.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，緊急安全対策要員及び本部要員で構成され，合計16名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生６時間までは、中央制御室の運転員が，中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の２名，運転操作対応を行う運転員６名，発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が２名，関係各所に通報連絡等を行う本部要員が６名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.1.3図に示す。	本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され，合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，発電課長１名，発電副長１名及び運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う発電所対策本部要員は６名である。必要な要員と作業項目について第5.1.4図に示す。	本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され，合計11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，中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の２名，運転操作対応を行う運転員４名である。発電所構内に常駐している要員のうち，災害対策要員が１名，関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が４名である。必要な要員と作業項目について第7.4.1.3図に示す。	【大飯、高浜】体制の相違・シングルプラントとツインプラントによる相違を除けば，対応操作，要員数ともに同等
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	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	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	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	

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
を確認した結果、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 40 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員が 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が 6 名である。	を確認した結果，54 名で対応可能である。	を確認した結果，11 名で対処可能である。	を確認した結果，21 名で対処可能である。	【大飯、高浜】 体制の相違 【大飯】 記載方針の相違 ・大飯は本事象でのみ重要事故シーケンス以外の事故シーケンスでの必要な要員の内訳を記載している ・なお、泊では内訳は添付資料に記載し本文には人数のみ記載している（高浜、女川と同様）
a. 余熱除去機能喪失の判断 余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	a．余熱除去機能喪失の判断 余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は，余熱除去機能喪失と判断し，余熱除去機能の回復操作を実施する。	a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。	a．余熱除去機能喪失の判断 余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は，余熱除去機能喪失と判断し，余熱除去機能の回復操作を実施する。	
余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。	余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は，余熱除去流量等である。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失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出口温度等である。 （添付資料 5.1.1）	余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は，低圧注入流量等である。 （添付資料 7.4.1.17）	【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 添付資料の相違（女川実績の反映）
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	b．原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止		b．原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 （添付資料 5.1.1）	原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば，格納容器エアロックを閉止する。 （添付資料5.1.1）		原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば，格納容器エアロックを閉止する。 （添付資料7.4.1.1）	【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 記載表現の相違（伊方と同様）
c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。	c．余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに，他の対応処置と並行して，余熱除去機能の回復操作を継続する。		c．余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに，他の対応処置と並行して，余熱除去機能の回復操作を継続する。	
d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	d．原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，原子炉格納容器隔離を行う。		d．原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため，原子炉格納容器隔離を行う。	
e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。	e．充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は，優先して実施する。	b．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）１個を開操作する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	e．充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため，燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は，優先して実施する。	【高浜】 設計の相違
充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。	充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。 また，空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。		充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。 また，代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・大飯、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だ

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
				が、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（玄海と同様）
f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。 燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。	f．燃料取替用水タンクによる炉心注水 炉心水位を回復させるため，燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は，優先して実施する。 燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。		f．燃料取替用水ピットによる炉心注水 炉心水位を回復させるため，燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は，優先して実施する。 燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は，加圧器水位等である。	
g. 炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、２基目及び３基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。 また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、１次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び１次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料 5.1.2）	g．炉心注水及び１次系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため，原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後，蓄圧タンク出口弁を開放し炉心注水を実施する。以降，炉心水位の低下を継続監視し，２基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。 また，恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し，１次系保有水量を維持すると共に，加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び１次系保有水確保の操作に必要な計装設備は，加圧器水位等である。 （添付資料 5.1.17）	c．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ出口流量等である。	g．炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作 炉心水位を回復させるため，代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始し，１次冷却系保有水量を維持するとともに，加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。 炉心注水及び１次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は，加圧器水位等である。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（2 ページ参照） ・注水方法の差異による対応方針の相違（伊方、玄海と同様） 【大飯、高浜】

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
				添付資料の相違 ・蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない（玄海と同様）
h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 格納容器圧力（広域）計指示が上昇し39.0kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。	h．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 原子炉格納容器圧力計指示が上昇し25.5kPa[gage]になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 また，中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。 アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，格納容器広域圧力である。		h．アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動 原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa[gage]になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 また，中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。 アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，原子炉格納容器圧力である。	【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 設備名称の相違
i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による１次冷却系の冷却 長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。 また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（３号炉：12.5%、４号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイ	i．代替再循環運転による１次系の冷却 長期対策として，燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。 また，余熱除去機能が回復しない状態で，燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認し，格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイポンプを経てＡ格納容器スプレイ冷却器で冷却した	d．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全	i．代替再循環運転又は高圧再循環運転による１次冷却系の冷却 燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。 また，余熱除去機能が回復しない状態で，燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位 16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であることを確認し，格納容器再循環サンプからＢ－格納容器スプレイポンプを経てＢ－格納容器ス	【高浜】 設計の相違 ・泊は非ﾌﾞｰｽﾃｨﾝｸﾞﾌﾟﾗﾝﾄであり，高圧再循環に余熱除去系を使用しないため，余熱除去系が機能喪失している本事象において高圧再循環を実施することが可能である（大飯と同

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ポンプを経てＡ格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。	水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替えることで，継続的な炉心冷却を行う。	弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	プレイ冷却器で冷却した水をＢ－余熱除去系統及びＢ－格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで，継続的な炉心冷却を行う。	様） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異
代替再循環運転による１次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による１次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。	代替再循環運転による１次系の冷却操作に必要な計装設備は，余熱除去流量等である。		代替再循環運転による１次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は，低圧注入流量等であり，高圧再循環運転による１次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は，高圧注入流量等である。	【大飯、高浜】 設備名称の相違 【高浜】 設計の相違
j. 格納容器内自然対流冷却 長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。 なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＢ格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。	ｊ．格納容器内自然対流冷却 長期対策として，A，Ｂ格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し，格納容器内自然対流冷却を行うことで，原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。 なお，原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＢ格納容器スプレイポンプにより，格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。		ｊ．格納容器内自然対流冷却 Ｃ，Ｄ－格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し，格納容器内自然対流冷却を行うことで，原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。 なお，原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＡ－格納容器スプレイポンプにより，格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。	5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕の観点から代表性があり，かつ，要求される設備容量の観点から，炉心崩壊熱が高く，１次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から，充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。	5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く，かつ，要求される設備容量の観点から代表性があり，炉心崩壊熱が高く，１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から，充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照） 【高浜】 記載表現の相違
		本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ ＰＣＶ/ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から，燃料取出前のミッドループ運転時の状態が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 （添付資料 7.4.1.10，7.4.1.11，7.4.1.12）	【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊と同様の記載を大飯、高浜は「(3)有効性評価結果」の最後に記載
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・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラン	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・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系における ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解		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・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系における ECCS 強制注入が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により，	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ト過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により、１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。 また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本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、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (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5.1.2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。 （添付資料 5.1.3）	析コードM-RELAP５により，１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本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，要員の配置による他の操作に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (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5.1.2.1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。 （添付資料5.1.2）	また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料5.1.2，5.1.3） (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1.2表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS－5.1－1979の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14MWである。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約24m³/hである。 （添付資料5.1.4）	１次冷却材圧力，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.1.2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 （添付資料7.4.1.2） a．初期条件 (a) 炉心崩壊熱 炉心崩壊熱としては，日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また，使用する炉心崩壊熱はウラン燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに，燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し，局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。	（2ページ参照） 【大飯、高浜】評価方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は52℃とする。	(b) １次冷却材高温側温度 ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として，１次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。 (c) １次冷却材水位 プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として，１次冷却材の初期水位は，原子炉容器出入口配管の中心高さを100㎜上回る高さとする。	
		(d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※１ 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することになり，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることになる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	(d) １次冷却材圧力 ミッドループ運転中は，１次冷却系は大気開放状態としていることから，１次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。	
a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。	a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に，余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に，運転中の余熱除去ポンプの故障によって，余熱除去機能を喪失するものとする。	【大飯，高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また，充てん／高圧注入機能が喪失するものとする。	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能が喪失するものとする。	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また，充てん機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。	【高浜】 記載表現の相違
(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。	(c) 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合，ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから，外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの，資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，ディーゼル発電機にて代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊はディーゼル発電機の負荷に接続する設備で影響の大きい設備を記載（燃料損傷防止対策の設備を記載している点では伊方と同様）
b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 （最低保持圧力） 1.0MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 （最低保有水量） 26.9m³（1基当たり）	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については，最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。 蓄圧タンク保持圧力 （最低保持圧力） 4.04MPa[gage] 蓄圧タンク保有水量 （最低保有水量） 29.0m³（1基あたり）	c．重大事故等対策に関連する機器条件	c．重大事故等対策に関連する機器条件	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）
(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	(a) 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）	(a) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.1.2(2)c.重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m³/h とする。	原子炉停止 55 時間後を事象開始として，c．(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として，30m³/h とする。	による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器１基当たり約 8.8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 26℃において）とする。	原子炉停止 72 時間後を事象開始として，「7.4.1.2(2) d．重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として，29m³/h とする。	【高浜】 解析条件の相違 ・定検運用を考慮し，適切な評価時間を設定 【大飯、高浜】 解析条件の相違
c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件として、「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。 (a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 100 分後、3 基目は事象発生の 140 分後に注水するものとする。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員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。 (a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は，事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として，1 基目は事象発生の 60 分後，2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「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。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照）
(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3 基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生の 141 分後に開始するものとする。	(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は，事象発生の検知及び判断，空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間，かつ，2 基目の蓄圧タンクの注水以降とし，事象発生の 91 分後に開始するものとする。	(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から２時間後に実施するものとする。	(a) 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水操作は，事象発生の検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として，事象発生の 60 分後に開始するものとする。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（2,5 ページ参照） 【大飯、高浜】 解析結果の相違
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 5.1.4 図から第 5.1.12 図に示す。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1.1.2 図に，1 次冷却材圧力，加圧器水位，燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 5.1.2.1 図から第 5.1.2.9 図に示す。	(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水位の推移を第 5.1.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.1.2 図に，1 次冷却材圧力，加圧器水位，燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.1.4 図から第 7.4.1.12 図に示す。	

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
a. 事象進展 事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、１次冷却材温度が上昇し、約２分で１次冷却材が沸騰、蒸散することで、１次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の60分後に１基目、100分後に２基目、140分後に３基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い１次冷却系保有水量が増加することで、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。	a．事象進展 事象発生後，余熱除去機能が喪失することにより，１次冷却材温度が上昇し，約１分で１次冷却材が沸騰，蒸散することで，１次系保有水量は減少する。また，炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し，加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが，加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後，炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し，加圧器への流入流量も増加することに伴い，加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。 事象発生の60分後に１基目，90分後に２基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより，炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い１次系保有水量が増加することで，加圧器への流入流量も増加することから，加圧器からの流出流量はその都度変動する。	a．事象進展 事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約１時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から２時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。 原子炉水位回復から約60分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※2。 ※２ 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）１系統での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	a．事象進展 事象発生後，余熱除去機能が喪失することにより，１次冷却材温度が上昇し，約１分で１次冷却材が沸騰，蒸発することで，１次冷却系保有水量は減少する。また，炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し，加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが，加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後，炉心に流入する１次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し，加圧器への流入流量も増加することに伴い，加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。	【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 解析結果の相違
事象発生の141分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、１次冷却系水位を確保することができる。 （添付資料 5.1.4、5.1.5）	事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで，次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより，１次系水位を確保することができる。 （添付資料5.1.3，5.1.4）		事象発生の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで，次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより，炉心水位を確保することができる。 （添付資料7.4.1.3，7.4.1.4）	【大飯、高浜】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた
b. 評価項目等	b．評価項目等	b．評価項目等	b．評価項目等	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
炉心上端ボイド率は第 5.1.5 図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。 また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。 （添付資料 5.1.6）	炉心上端ボイド率は第5.1.2.2図に示すとおりであり，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。 また，燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく，放射線の遮蔽を維持できる。 （添付資料 5.1.5）	原子炉水位は，第 5.1.5 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1.6 図に示すとおり，必要な遮蔽[※3]が維持される水位である燃料有効長頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。 なお，線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	炉心上端ボイド率は第7.4.1.5図に示すとおりであり，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって，炉心は露出することはなく燃料は冠水維持される。 また，燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器蓋は閉止されている状態であり，炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため，燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく，放射線の遮蔽は維持される。 （添付資料 7.4.1.5）	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照） 【大飯、高浜】 設備名称の相違
炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により、１次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。 これらの効果を考慮し、事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－6.2%Δk/k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わら	炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により，１次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は，ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより，一時的に反応度は上昇する場合もある。 これらの効果を考慮し，事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果，事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心において約－4.6%Δk/k であり，未臨界であることを確認した。このとき，事象発生前の初期未臨界度は，取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また，事象進展中の反応度変化量は，ほう素価値が取替炉心で大きく変わら		炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により，１次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は，ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより，一時的に反応度は上昇する場合もある。 これらの効果を考慮し，事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果，事象進展中の炉心反応度の最大値は，代表的な取替炉心において約－7.1%Δk/k であり，未臨界であることを確認した。このとき，事象発生前の初期未臨界度は，取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また，事象進展中の反応度変化量は，ほう素価値が取替炉心で大きく変わら	【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた 【大飯、高浜】 評価結果の相違

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。 （添付資料 5.1.7） 燃料被覆管温度は第 5.1.12 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく１次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。 第 5.1.9 図及び第 5.1.11 図に示すとおり、事象発生の約 220 分後に、１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。 その後は、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、Ａ格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてＢ格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。 （添付資料 5.1.8、5.1.9、5.1.10） なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。	ないことから，ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって，取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。 （添付資料 5.1.6） 燃料被覆管温度は第 5.1.2.9 図に示すとおり，初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。 第 5.1.2.6 図及び第 5.1.2.8 図に示すとおり，事象発生の約 170 分後に，１次系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており，安定状態を維持できる。 その後は，燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後，Ａ格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること，また，必要に応じてＢ格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで，燃料の健全性を維持できる。 （添付資料 5.1.7，5.1.8，5.1.9） なお，余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては，炉心崩壊熱及び１次系保有水量の観点から，燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり，運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。	原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。	ないことから，ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって，取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。 （添付資料 7.4.1.6） 燃料被覆管温度は第 7.4.1.12 図に示すとおり，初期温度から大きく上昇することはなく１次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。 第 7.4.1.9 図及び第 7.4.1.11 図に示すとおり，事象発生の約 120 分後に，１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており，安定状態を維持できる。 その後は，燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後，Ｂ－格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え，炉心冷却を継続すること，格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却，また，必要に応じてＡ－格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで，燃料の健全性を維持できる。 （添付資料 7.4.1.7，7.4.1.8，7.4.1.9）	【大飯、高浜】 解析結果の相違 【高浜】 記載方針の相違 【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は同様の記載を「(1) 有効性評価の方法」に記載

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（添付資料 5.1.11、5.1.12、5.1.13）	（添付資料 5.1.10、5.1.11、5.1.12）	本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は 3.5 時間であり，その被ばく量は最大で 35mSv となる。また，現場作業員の退避は１時間以内であり，その被ばく量は10mSv 以下となる。よって，被ばく量は最大でも 35mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，ホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 2.0m 上（通常運転水位から約 3.2m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.3，5.1.5，5.1.6，5.1.7）	本評価では，「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	【大飯、高浜】評価方針の相違（女川実績の反映）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。 本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、１次冷却系保有水を確保することが特徴である。 また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。 (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影	5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により，１次系保有水を確保することが特徴である。 また，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は，事象発生を起点とする操作であるため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。 (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a．運転員等操作時間に与える影響 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは，Winfrith/THETIS の試験結果から，大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし，炉心水位を起点に開始する操作はないことから，運転員等操作時間に与える影	5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により，余熱除去機能を喪失することが特徴である。 また，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は，事象発生を起点とする操作であるため，不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。 (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a．運転員等操作時間に与える影響 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは，Winfrith/THETIS の試験結果から，大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし，炉心水位を起点に開始する操作はないことから，運転員等操作時間に与える影	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載 【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
響はない。 b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.1m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 5.1.14） (2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。	響はない。 b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは，Winfrith/THETIS の試験結果から，大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって，厳しめに想定した場合，実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが，第 5.1.2.5 図に示すとおり，最も低くなる原子炉容器内水位は，炉心上端から約 0.5m の高さ位置であるため，炉心の冠水は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 5.1.13） (2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2.1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，原則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）に関する影響評価の結果を以下に示す。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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。	響はない。 b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは，Winfrith/THETIS の試験結果から，大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって，厳しめに想定した場合，実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが，第 7.4.1.8 図に示すとおり，最も低くなる原子炉容器内水位は，炉心上端から約 1.0m の高さ位置であるため，炉心の冠水は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 7.4.1.13） (2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 7.4.1.2 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炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。	【大飯、高浜】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率は低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸散率は低下し，１次系保有水量の減少が抑制されることから，炉心露出に対する事象進展は遅くなるが，炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約14MWに対して最確条件は，約 14MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～約 45℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から７時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率は低下し，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，炉心露出に対する事象進展は遅くなるが，炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	同様） 【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容		

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。		
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率は低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心崩壊熱を最確値とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸散率は低下し，１次系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約14MWに対して最確条件は，約 14MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び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。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から７時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h[※3] が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.2 時間，燃料有効長頂部到達まで約 3.5 時間となることから，評価条件である原子炉停止１日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間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小さい。 初期条件の原子炉水温は，評価条	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，１次冷却材の蒸発率は低下し，１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～約 45℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から７時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間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小さい。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項		

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる※4。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価		
b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。 (a) 要員の配置による他の操作に与える影響	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して，要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。 (a) 要員の配置による他の操作に与える影響	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が，運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響	【大飯、高浜】評価方針の相違（女川実績の反映）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	蓄圧タンクによる炉心注水は，第5.1.1.3図に示すとおり，中央制御室での操作であり，同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。			【大飯，高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2ページ参照）
恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は，第5.1.1.3図に示すとおり，中央制御室及び現場での操作であるが，それぞれ別の運転員等による操作であり，同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから，要員の配置による他の操作に与える影響はない。 【参考：女川の「全交流動力電源喪失（TBU）」】 操作条件の高圧代替注水系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15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は，時間余裕を含めて設定されており，原子炉への注水開始時間も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。 なお，この操作を行う運転員は，他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くな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。	操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生の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，実際の操作においては，余熱除去機能喪失判断後，準備が完了した段階で実施することとなっているため，操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 なお，この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから，操作開始時間が早まっても，他の運転員等の操作時間に与える影響はない。	【大飯，高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）
(b) 評価項目となるパラメータに与	(b) 評価項目となるパラメータに与	(b) 評価項目となるパラメータに与	(b) 評価項目となるパラメータに与	

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
える影響 蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、１次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	える影響 蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には，１次系保有水量の減少が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，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が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 （添付資料 5.1.2，5.1.7，5.1.8）	える影響 操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には，１次冷却系保有水量の減少が抑制されるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）
(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。	(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。	(2) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）
蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.13 図及び第 5.1.14 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約 92 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまで事象発生の60分後から約32分の操作時間余裕があることを確認した。	蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 5.1.3.1 図及び第 5.1.3.2 図に示すとおり，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果，事象発生の約 73 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって，蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては，炉心が露出する可能性がある１次系保有水量となるまで約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。			【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は蓄圧ﾀﾝｸを炉心注水手段としていないため，蓄圧ﾀﾝｸによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない（玄海と同様）
また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.15 図に示すとおり、3 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次冷却系保有水量の推移が 2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、	また，恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 5.1.3.3 図に示すとおり，２基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次系保有水量の推移が１基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の１次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして，炉心が	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約４時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約６時間であり，事故を認知して注水を開始する	操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては，第 7.4.1.13 図に示すとおり，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作開始時点の１次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして，炉心が露出する可能性がある１次	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
炉心が露出する可能性がある１次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、事象発生の 140 分後から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。 （添付資料 5.1.15）	露出する可能性がある１次系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果，30 分以上の操作時間余裕があることを確認した。 （添付資料 5.1.14）	までの時間は２時間であるため，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 5.1.2，5,1.7，5.1.8）	冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果，約 30 分の時間余裕がある。 （添付資料 7.4.1.14）	【大飯、高浜】 記載方針の相違（伊方と同様） 【大飯、高浜】 評価結果の相違 ・泊は蓄圧ﾀﾝｸを炉心注水手段としておらず，代替のﾎﾟﾝﾌﾟによる炉心注水操作開始時刻や開始時点の炉心水位等が異なるが，操作時間余裕は同等
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。 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、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。 （添付資料 5.1.16）	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。 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，運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また，要員の配置による他の操作に与える影響はない。 （添付資料 5.1.15）	(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。 その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。 その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，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。 （添付資料 7.4.1.15）	【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照） 【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 40 名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 74 名で対処可能である。	5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、３号炉及び４号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 54 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」で説明している重大事故等対策要員 118 名で対処可能である。	5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 11 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 28 名で対処可能である。	7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 21 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」で説明している中央制御室の運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）の 36 名で対処可能である。	【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。 また、水源、燃料及び電源については、３号炉及び４号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 また，水源，燃料及び電源については，３号炉及び４号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより，号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり，号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，水源，燃料及び電源の資源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 （添付資料 5.1.9）	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「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。	【大飯、高浜】 評価条件の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯、高浜とは評価条件が異なる （女川と同様）
a. 水源 燃料取替用水ピット（1,860m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 68.7 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用	a．水源 燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については，事象発生の約 54.8 時間後までの注水継続が可能であり，この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため，燃料取替用	a．水源 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，必要な注水量が少なく，また，サプレッションチェンバ内のプール水を水源とし，循環することから，水源が枯渇することはないため，７日間の継続実施が可能である。	a．水源 燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については，事象発生の約 59.6 時間後までの注水継続が可能であり，この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため，	【大飯、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続時間が異なる

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
水ピットへの補給は不要である。	水タンクへの補給は不要である。		燃料取替用水ピットへの補給は不要である。	
b. 燃料 ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後７日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kℓ の重油が必要となる。	b．燃料 ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後７日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合，約 450.9kℓ の重油が必要となる。	b．燃料 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約 735kL の軽油が必要となる。 常設代替交流電源設備については，重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの，外部電源喪失により自動起動することから，保守的に事象発生後 24 時間，緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合，約 25kL の軽油が必要となる。 軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 1,055kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給について，７日間の継続が可能である。	b．燃料 ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約 527.1kL の軽油が必要となる。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する（島根と同様）
電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 3.1kℓ の重油が必要となる。	電源車（緊急時対策所用）による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定して，７日間の運転継続に約 2.8kℓ の重油が必要となる。	緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが，緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから，７日間の継続が可能である（合計使用量 約 777kL）。	緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 19.2kL の軽油が必要となる。	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違
空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 69 時間後までの運転を想定して、約 6.9kℓ の重油が必要となる。	空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については，事故発生直後から約 55 時間後までの運転を想定して，約 5.5kℓ の重油が必要となる。			【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （5 ページ参照）
７日間の運転継続に必要な重油は、	７日間の運転継続に必要な重油は，	【再掲】 軽油タンク（約 755kL）及びガスタ	ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約	【大飯、高浜】

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
これらを合計して約 604.7kℓ となるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。	これらを合計して約 459.2kℓ となるが，「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量（460kℓ）にて供給可能である。	ービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約1,055kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給について，７日間の継続が可能である。	540kL）及び燃料タンク（SA）（約 50kL）にて合計約590kL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，ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について，７日間の継続が可能である（合計使用量約 546.3kL）。	記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量の相違
c. 電源	c．電源	c．電 源	c．電源	
ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。	ディーゼル発電機の電源負荷について，重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。	外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。	外部電源は使用できないものと仮定し，ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は，設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから，ディーゼル発電機による電源供給が可能である。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）
空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 145kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。	空冷式非常用発電装置の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 145kW 必要となるが，空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW（3,650kVA）にて供給可能である。			【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （5 ページ参照）
		また，緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	また，緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所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。	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・緊対所の評価結果についても記載
（添付資料 5.1.17）	（添付資料 5.1.16）		（添付資料 7.4.1.16）	

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に、余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。	5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い，余熱除去機能が喪失する。このため，炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。	5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。	7.4.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により，余熱除去機能を喪失することが特徴である。	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は，短期対策として充てん／高圧注入ポンプ，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水，長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，充てんポンプ，高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水，安定状態に向けた対策として，格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照）
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から，充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から，充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。	【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照）
上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により１次	上記の場合においても，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により，炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても，原子炉容器ふたは閉止されている状態であり，放射線の遮蔽を維持でき，また，炉心崩壊熱により１次	上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。	上記の場合においても，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することにより，燃料損傷することはない。	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。 その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。 重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。 以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。 その結果，燃料有効長頂部は冠水し，放射線の遮蔽は維持され，未臨界が確保されており，評価項目を満足していることを確認した。また，長期的には安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。 重大事故等対策要員は，本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失時においても供給可能である。 以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であり，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）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。 以上のことから，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文章内で重複する表現のため記載してない（伊方と同様） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （2 ページ参照）

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉

第 5.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（１／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬設備	重大事故等対処設備 計装設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	余熱除去流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。	【余熱除去ポンプ】	－	－
d. 原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 ・空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。	【充てんポンプ】 【高圧注入ポンプ】 【燃料取替用水ピット】 【ディーゼル発電機】 【燃料油貯蔵タンク】 【重油タンク】	－	加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水ピット水位 １次冷却材圧力 高圧注入流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

高浜発電所３／４号炉

第 5.1.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（１／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬設備	重大事故等対処設備 計装設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	余熱除去流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。	【余熱除去ポンプ】	－	－
d. 原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 ・空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。	【充てん／高圧注入ポンプ】 【燃料取替用水タンク】 【ディーゼル発電機】 【燃料油貯油そう】	－	加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

女川原子力発電所２号炉

第 5.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬型設備	重大事故等対処設備 計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	・原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより原子炉水温が上昇し100℃に到達する	【非常用ディーゼル発電機】* 軽油タンク	―	【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 原子炉圧力容器温度
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	・崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する	逃がし安全弁（自動減圧機能）*	―	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 原子炉圧力容器温度
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	・崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】* 【サプレッションチェンバ】*	―	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 圧力抑制室水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	・残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する ・崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】*	―	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 【残留熱除去系ポンプ出口流量】* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 原子炉圧力容器温度

＊：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

泊発電所３号炉

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（１／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬型設備	重大事故等対処設備 計装設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	【低圧注入流量】* １次冷却材温度（広域－高温側）* １次冷却材温度（広域－低温側）*
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。 ・作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。	【余熱除去ポンプ】*	－	－
d. 原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 ・代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。	充てんポンプ* 【高圧注入ポンプ】* 燃料取替用水ピット* 【ディーゼル発電機】* ディーゼル発電機燃料油貯油槽*	－	加圧器水位* １次冷却材温度（広域－高温側）* １次冷却材温度（広域－低温側）* 燃料取替用水ピット水位* １次冷却材圧力（広域）* 【高圧注入流量】*

＊：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
（網掛け）：有効性評価上考慮しない操作

相違理由

【大飯、高浜】
名称等の相違
・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

【大飯、高浜】
記載方針の相違（女川実績の反映）
・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及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）を識別

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉

第 5.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（２／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬設備	重大事故等対処設備 計装設備
f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。	－	－	－
g. 炉心注水及び１次冷却系保有水維持操作	・炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、２基目及び３基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、１次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 燃料取替用水ピット 恒設代替低圧注水ポンプ 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水ピット水位 恒設代替低圧注水積算流量
h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	－	格納容器圧力（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

高浜発電所３／４号炉

第 5.1.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（２／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬設備	重大事故等対処設備 計装設備
f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。	－	－	－
g. 炉心注水及び１次系保有水維持操作	・炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開放し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、２基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し、１次系保有水量を維持すると共に、加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 燃料取替用水タンク 恒設代替低圧注水ポンプ 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・原子炉格納容器圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	－	格納容器広域圧力

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（２／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備 常設設備	重大事故等対処設備 可搬型設備	重大事故等対処設備 計装設備
f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。	－	－	－
g. 炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作	・炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始し、１次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。	燃料取替用水ピット* 代替格納容器スプレイポンプ 【ディーゼル発電機】* ディーゼル発電機燃料油貯油槽*	－	加圧器水位* １次冷却材圧力（広域）* １次冷却材温度（広域－高温側）* １次冷却材温度（広域－低温側）* 燃料取替用水ピット水位* 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量
h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・原子炉格納容器圧力指示が上昇し 0.025MPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン* アニュラス空気浄化フィルタユニット* 中央制御室給気ファン* 中央制御室給気ユニット* 中央制御室循環ファン* 中央制御室非常用循環ファン* 中央制御室非常用循環フィルタユニット* 【ディーゼル発電機】* ディーゼル発電機燃料油貯油槽*	－	原子炉格納容器圧力*

＊：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
（網掛け）：有効性評価上考慮しない操作

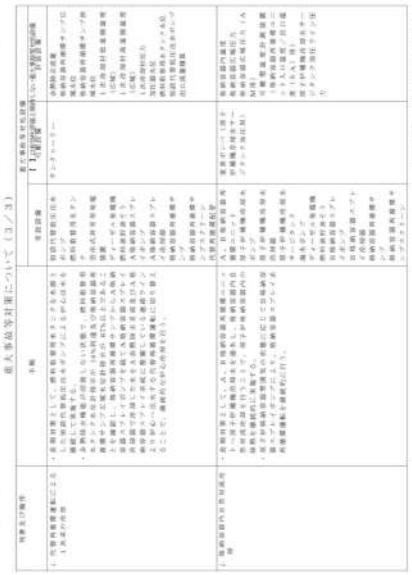
相違理由

【大飯、高浜】
名称等の相違
・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

【大飯、高浜】
記載方針の相違（女川実績の反映）
・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及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）を識別

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
				【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊でも女川同様、重大事故等対処設備（設計基準拡張）の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価側へ反映する 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊のｊ項の格納容器スプレイ再循環運転に関しては、格納容器内自然対流冷却を有効性評価上考慮する操作としているため、優先順位を考慮し有効性評価上期待しない操作としている。（格納容器スプレイ再循環運転を有効性評価上期待していないのは伊方・玄海と同様）

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉

第5.1.2表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（１／２）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M－RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	73時間	[illegible]
	1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	ミッドループ運転時は1次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃（保安規定モード5）	[illegible]
	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口配管中心高さ＋200mm	[illegible]
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2（サイクル末期を仮定）	[illegible]
	1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取外し	[illegible]
	2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし	[illegible]

高浜発電所３／４号炉

第5.1.2.1表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（１／２）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M－RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間	[illegible]
	1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	ミッドループ運転時は1次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃（保安規定モード5）	[illegible]
	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口配管中心高さ＋80mm	[illegible]
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2（サイクル末期を仮定）	[illegible]
	1次系開口部	加圧器安全弁3個取外し 加圧器ベント弁2個開放	[illegible]
	2次系の状態	2次系からの冷却なし	[illegible]

女川原子力発電所２号炉

第5.1.2表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約14MW（9×9燃料（A型）、原子炉停止1日後※1）	平衡炉心の炉心平均燃焼度33GWd/t※2を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値
	原子炉初期水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋120cm）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象、安全機能喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m³/hで注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基当たり約6.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定（原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

※1　原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常運転操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2　平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮。

泊発電所３号炉

第7.4.1.2表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（１／２）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	72時間	評価結果を厳しくするように、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜きを完了までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと炉心崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	ミッドループ運転時は1次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度（初期）	93℃（保安規定モード5）	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として設定。1次冷却材温度が高いと1次冷却系の保有熱が大きくなり、1次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口配管中心高さ＋100mm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと1次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2（サイクル末期を仮定）	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。
	1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取り外し 加圧器ベント弁1個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次冷却系保有水量の減少を早める観点から2次冷却系からの冷却は想定しない。

相違理由

【大飯、高浜】
設計の相違
・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる

【大飯、高浜】
名称等の相違

【高浜】
評価条件の相違
・原子炉停止後の時間の条件設定の考え方は、高浜が保守的に水抜き開始時点からさらに余裕をみた時間で設定しているのに対して、泊は崩壊熱と水位で評価条件を整合させる観点から水抜き完了までの時間に余裕をみた時間を設定（大飯と同様）

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉

第 5.1.2 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（２／２）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん機能及び高圧注入機能喪失	運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプの有効性を確認するため、充てん系及び高圧注入系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa[gage] （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	26.9m³（１基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	25m³/h	原子炉停止後 72 時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間 141 分時点における炉心崩壊熱による蒸散量約 27.5m³/h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	蓄圧タンク 炉心注水操作(*)	１基目：事象発生の 60 分後 ２基目：事象発生の 100 分後 ３基目：事象発生の 140 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に１基目は計 60 分、２基目は 100 分、３基目は 140 分を想定して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	３基目の蓄圧タンクの 炉心注水完了後 （事象発生の 141 分後）	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、３基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

＊：定期検査中の保修対象となる場合を考慮し、全４基のうち１基には期待しない。

高浜発電所３／４号炉

第 5.2.2.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（２／２）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん／高圧注入機能喪失	運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプの有効性を確認するため、充てん／高圧注入系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス空気浄化ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m³（１基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m³/h	原子炉停止後 55 時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間 91 分時点における崩壊熱による蒸散量約 29.7m³/h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	蓄圧タンク 炉心注水操作(*1)	１基目：事象発生の 60 分後 ２基目：事象発生の 90 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に１基目は計 60 分、２基目は 90 分を想定して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	２基目の蓄圧タンクの 炉心注水完了後 （事象発生の 91 分後）	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、２基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

＊：定期検査中の保修対象となる場合を考え、全３基のうち１基には期待しない。

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

第 7.4.1.2 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（２／２）

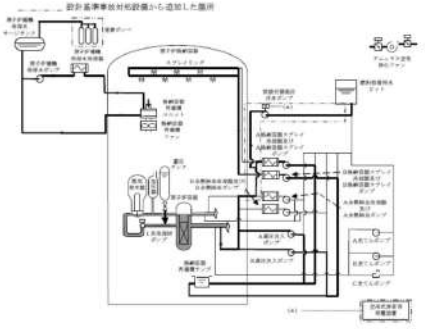
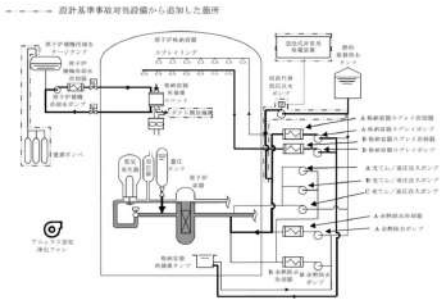
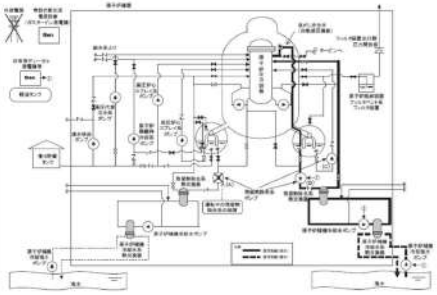
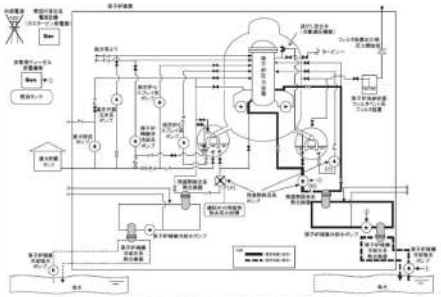
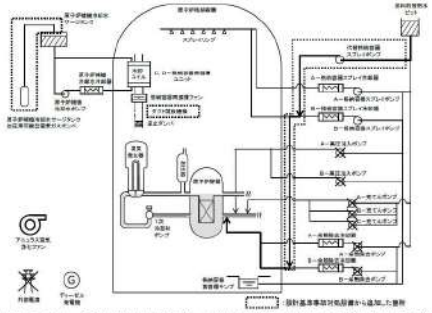
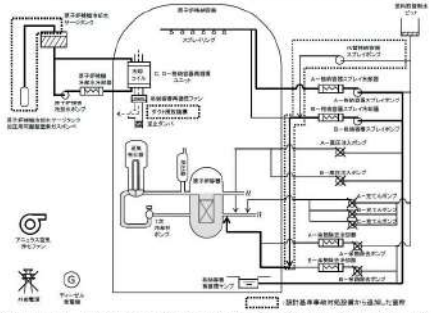
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	運転中の 余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん機能及び高圧注入機能喪失	運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。また、代替格納容器スプレイポンプの有効性を確認するため、充てん系及び高圧注入系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機により代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量		29m³/h	原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における炉心崩壊熱による蒸発量約28.4m³/hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	代替格納容器スプレイポンプ起動	事象発生の 60 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間。

相違理由

【大飯、高浜】
設計の相違
・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
・泊は事象発生を原子炉停止後 72 時間後として評価していることにより，代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間が生じており，また誤操作や誤動作の防止や作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない
【大飯、高浜】
名称等の相違

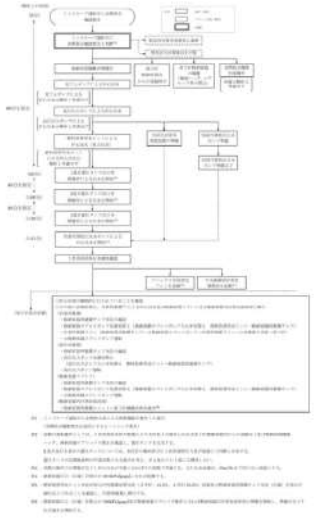
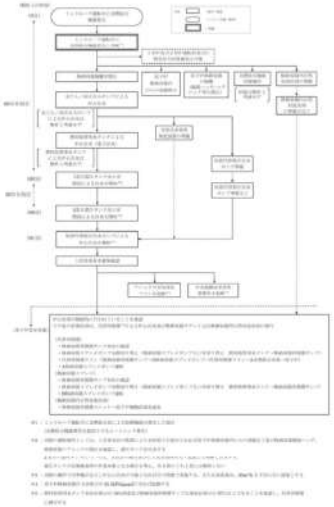
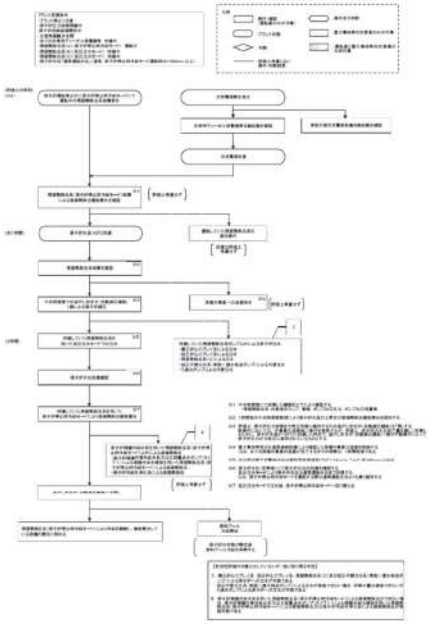
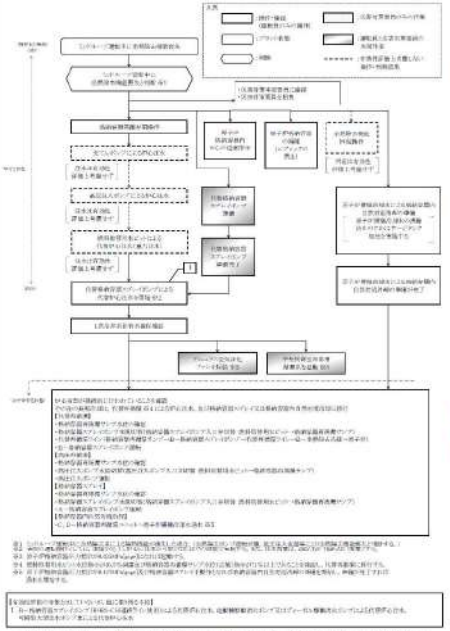
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図	 第 5.1.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図	 第 5.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2） （原子炉停止時冷却系統、原子炉減圧及び原子炉注水）  第 5.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2） （原子炉停止時冷却）	 第7.4.1図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（１／２）（炉心注水）  第7.4.1図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（２／２） （代替再循環，格納容器スプレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却）	【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・対応手段に応じた概略系統図とし、図のタイトルで識別 ・外部電源、ディーゼル発電機を追記

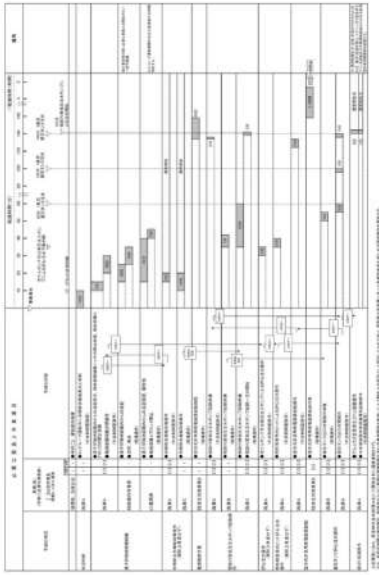
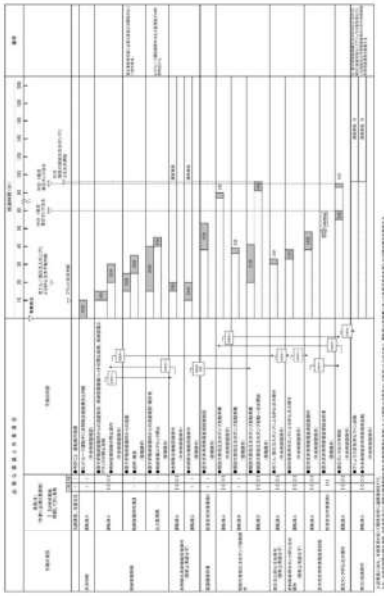
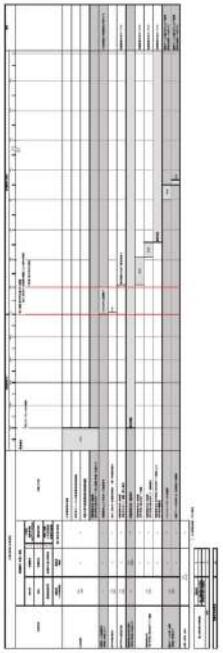
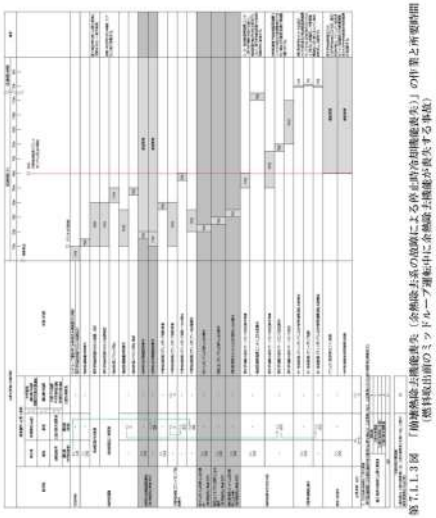
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）	 第 5.1.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）	 第 5.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要	 第 7.4.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要 （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違

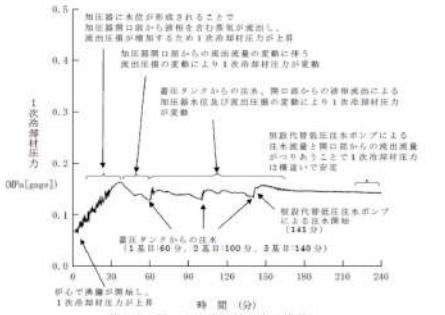
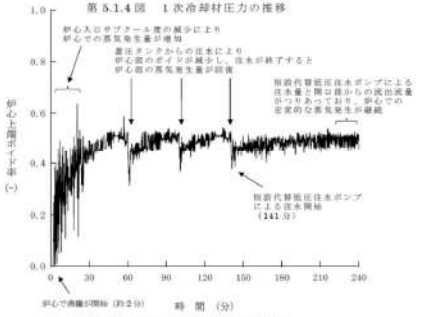
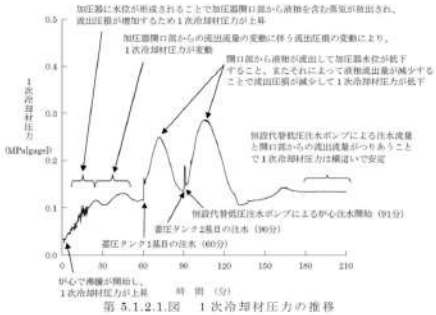
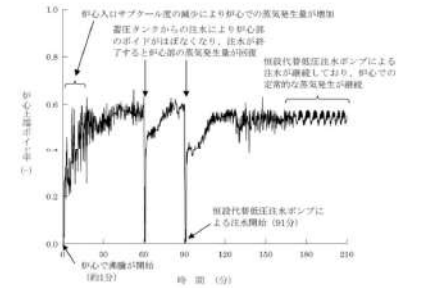
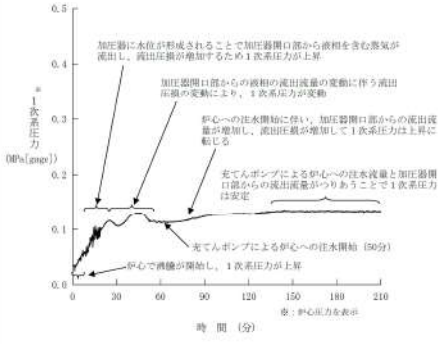
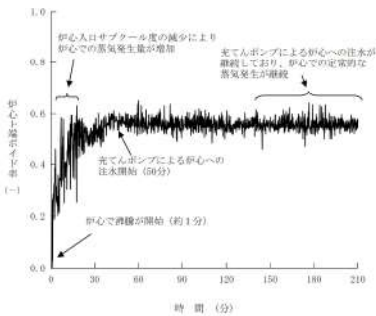
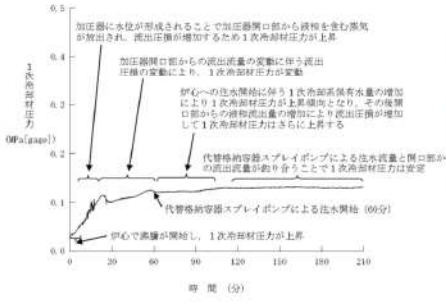
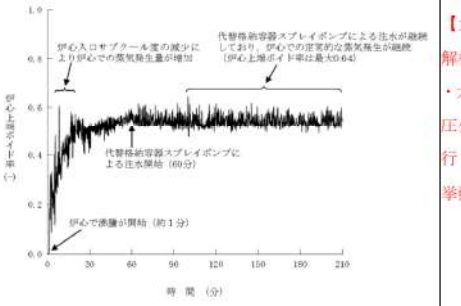
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）	 第 5.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間 （燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）		 第 7.1.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間 （燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）	【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載 【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違

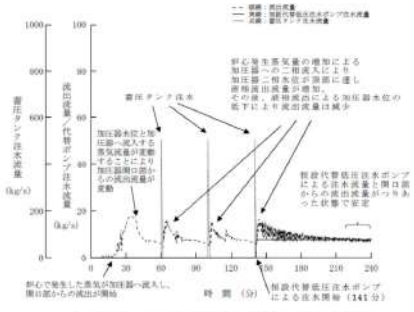
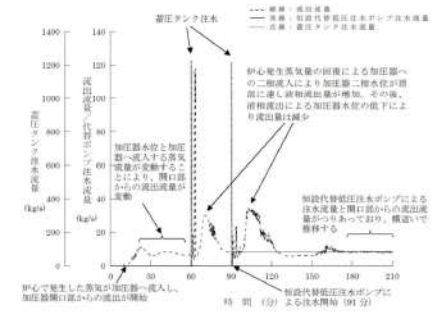
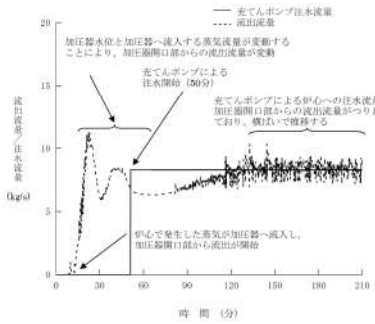
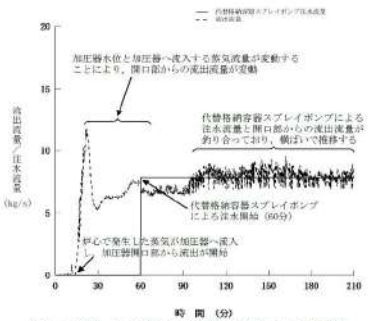
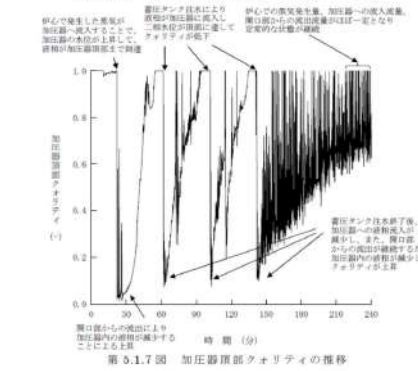
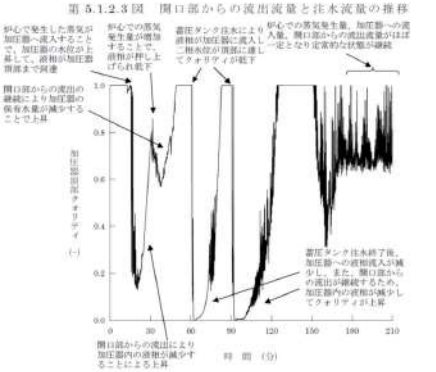
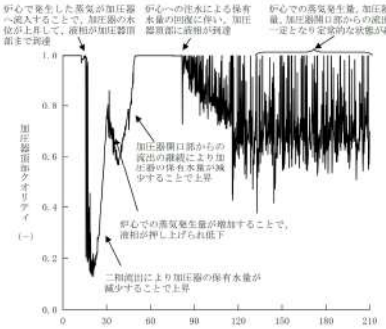
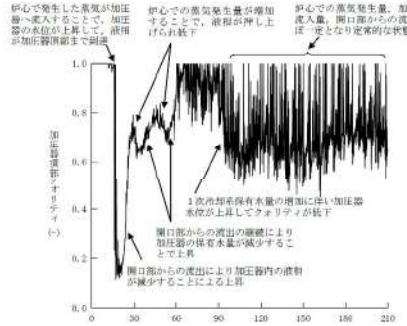
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.4 図　１次冷却材圧力の推移  第 5.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移	 第 5.1.2.1 図　１次冷却材圧力の推移  第 5.1.2.2 図　炉心上端ボイド率の推移	【泊同様、蓄圧タンクを対策としていない伊方３号炉のグラフを記載】  図 5.1.4　１次系圧力の推移  図 5.1.5　炉心上端ボイド率の推移	 第7.4.1.4図　１次冷却材圧力の推移  第7.4.1.5図　炉心上端ボイド率の推移	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる 【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる

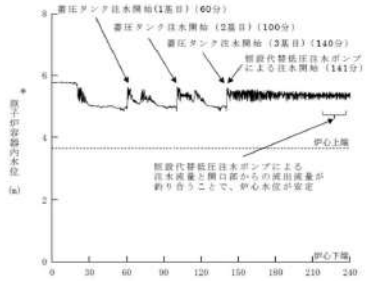
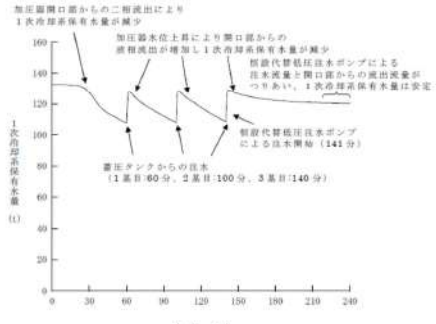
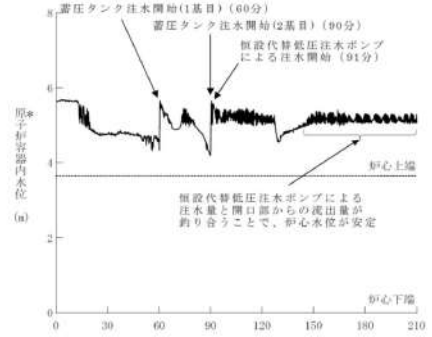
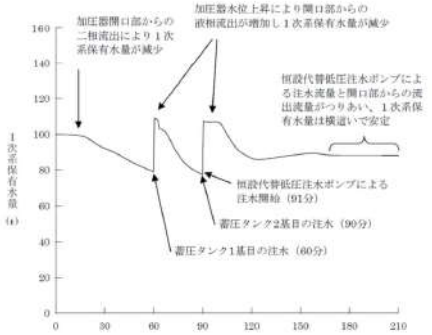
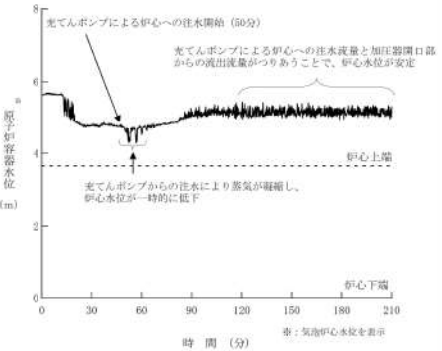
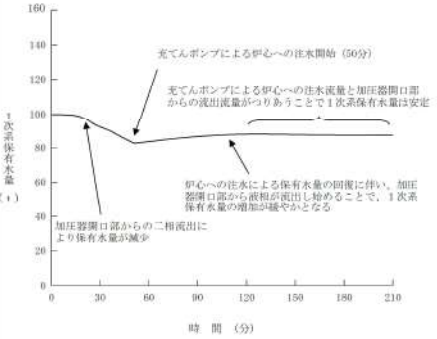
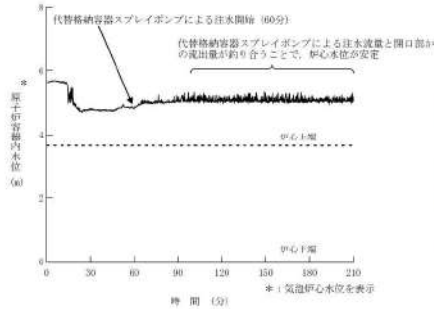
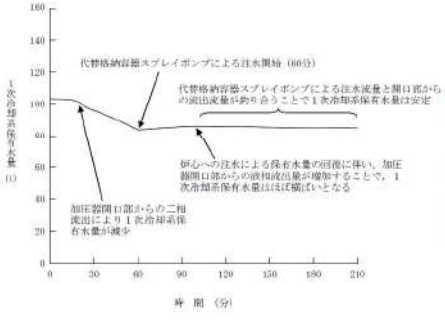
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移	 第 5.1.2.3 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移	 図 5.1.6　開口部からの流出流量と注水流量の推移	 第7.4.1.6図　開口部からの流出流量と注水流量の推移	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる
 第 5.1.7 図　加圧器頂部クォリティの推移	 第 5.1.2.4 図　加圧器頂部クォリティの推移	 図 5.1.7　加圧器頂部クオリティの推移	 第7.4.1.7図　加圧器頂部クォリティの推移	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる

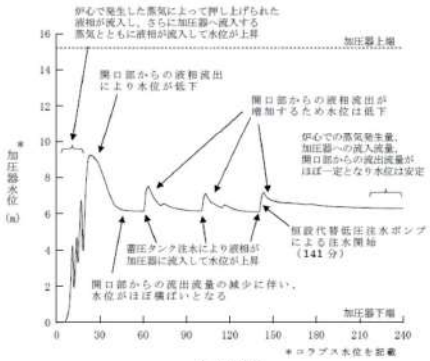
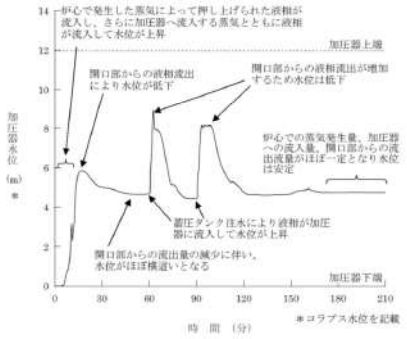
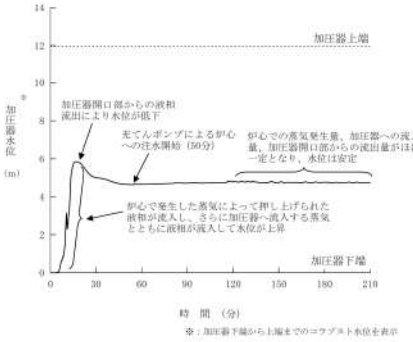
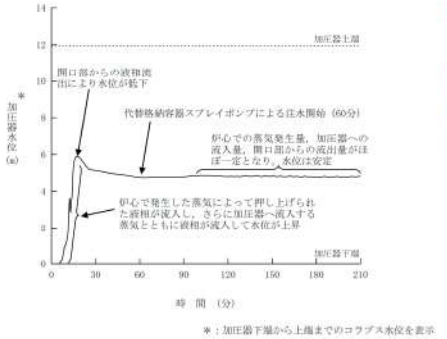
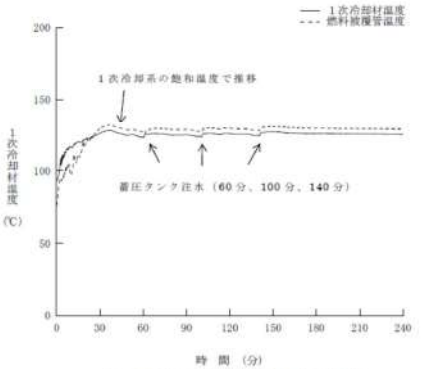
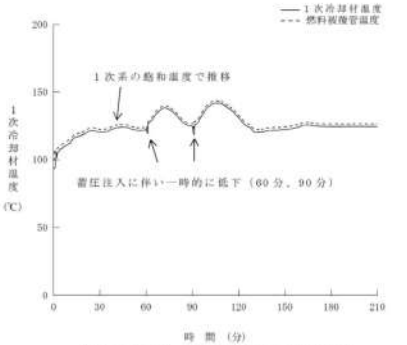
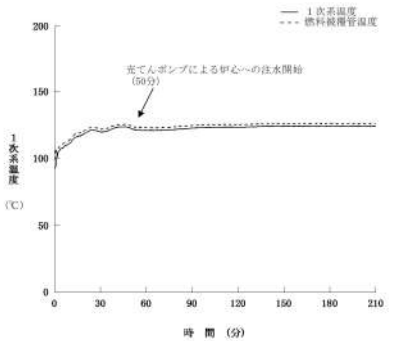
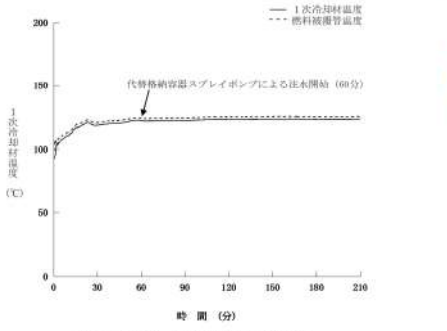
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.8 図　原子炉容器内水位の推移  第 5.1.9 図　１次冷却系保有水量の推移	 第 5.1.2.5 図　原子炉容器内水位の推移  第 5.1.2.6 図　１次系保有水量の推移	 図 5.1.8　原子炉容器水位の推移  図 5.1.9　１次系保有水量の推移	 第7.4.1.8図　原子炉容器内水位の推移  第7.4.1.9図　１次冷却系保有水量の推移	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる 【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる

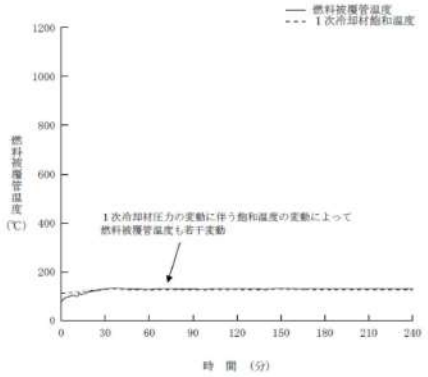
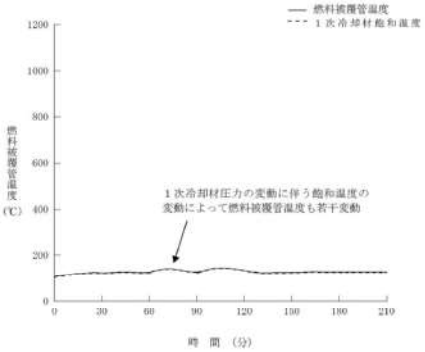
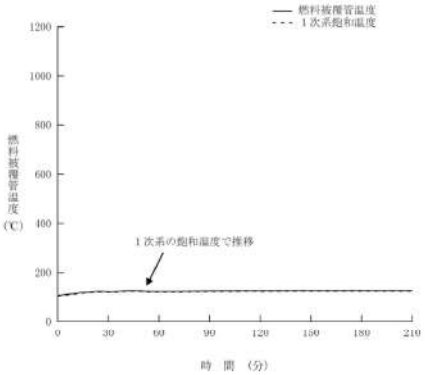
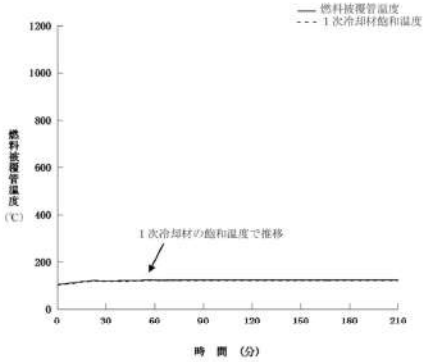
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.10 図　加圧器水位の推移	 第 5.1.2.7 図　加圧器水位の推移	 図 5.1.10　加圧器水位の推移	 第7. 4. 1. 10図　加圧器水位の推移	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる
 第 5.1.11 図　1 次冷却材温度の推移	 第 5.1.2.8 図　1 次冷却材温度の推移	 図 5.1.11　1 次系温度の推移	 第7. 4. 1. 11図　1 次冷却材温度の推移	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる

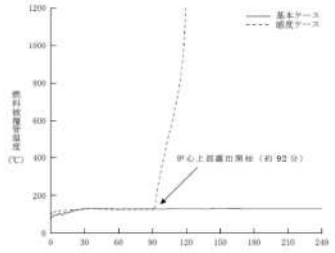
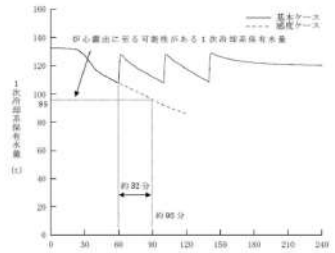
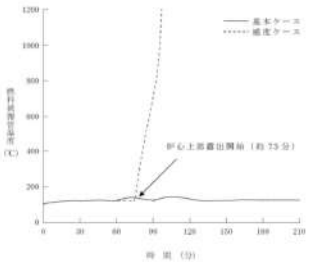
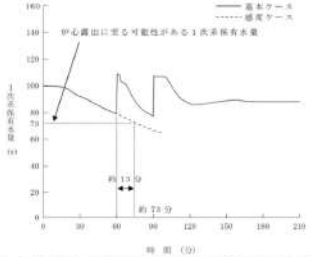
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.12 図　燃料被覆管温度の推移	 第 5.1.2.9 図　燃料被覆管温度の推移	 図 5.1.12　燃料被覆管温度の推移	 第7.4.1.12図　燃料被覆管温度の推移	【大飯】 解析結果の相違

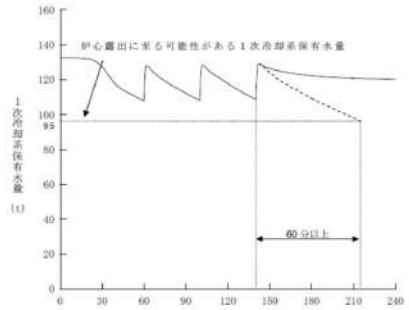
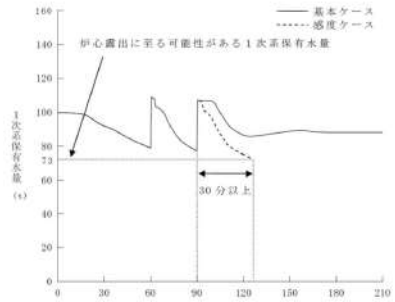
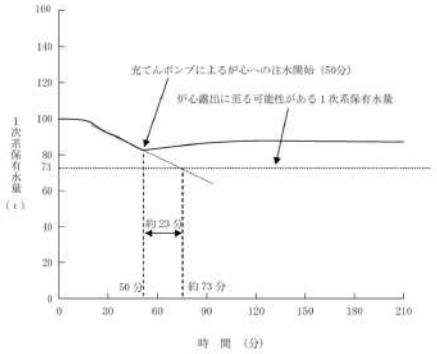
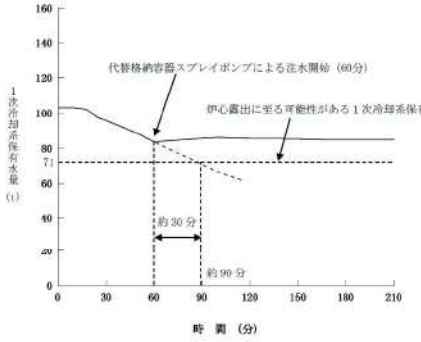
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

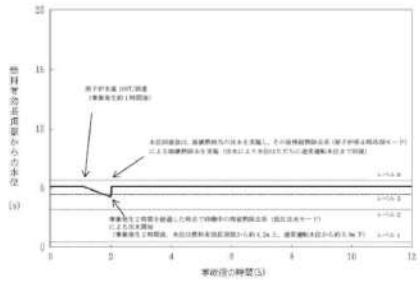
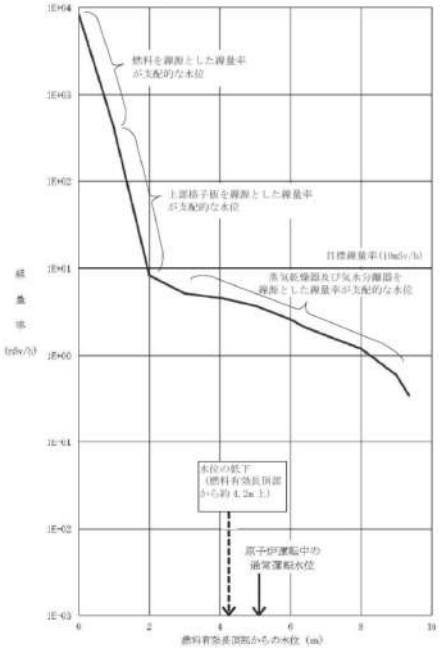
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.13 図　燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）  第 5.1.14 図　１次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）	 第 5.1.3.1 図　燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）  第 5.1.3.2 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）			【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため，蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない （伊方と同様）

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 5.1.15 図　１次冷却系保有水量の推移 （恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）	 第 5.1.3.3 図　１次系保有水量の推移 （恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）	 図 5.1.13　１次系保有水量の推移（炉心注水操作余裕確認） 【ここまで伊方３号炉の記載】	 第7.4.1.13図　１次冷却系保有水量の推移 （代替炉心注水操作開始の時間余裕確認）	【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・大飯、高浜は蓄圧ﾀﾝｸから注水を行うため泊とは挙動が異なる

大飯発電所３／４号炉	高浜発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 第5.1.5図　原子炉水位の推移  第5.1.6図　原子炉水位と線量率		【女川】 評価方法の相違 ・線量率については女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはないことを説明している（大飯、高浜と同様）

泊発電所３号炉　有効性評価　比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 5.1.1 ミッドループ運転中の事故時における C／V 内作業員の退避について 大飯３，４号炉のミッドループ運転中の事故時における C／V 内作業員の退避について次頁以降に示す。 **ミッドループ運転中の事故時におけるC／V内作業員の退避について（1／3）** ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。 1. 教育 ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。 ＜教育内容＞ ・格納容器内への入退域管理方法について ・エバケーションアラーム吹鳴（警報時）の対応について ・ミッドループ運転の概要とリスクについて ＜教育の実施時期＞ ・発電所への入所時 ・定期検査前 ・ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時 2. 退避手段及び人数把握 事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはページング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。 また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。 事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。 なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。 また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。 【退避の確認手順】 (1) 出入監視員は格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。 (2) 各作業の作業責任者（または代理人）は作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。 (3) 作業責任者（または代理人）は出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。 3. 退避時間内訳 ▽ 退避指示（事象発生から15分以内） ※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。	添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器（以下、「C/V」という。）内作業員の退避について下記に示す。 1．教育 ミッドループ運転中に C/V 内で作業を実施する作業員に対しては、ミッドループ運転中の事故事象や非常時の退避（退避場所、注意事項等）について教育等を実施し、周知徹底を図っている。 2．退避手段及び人数把握 事故発生後、格納容器内退避警報又は所内通話設備（バッテリー内蔵）により、作業員へ C/V 内からの退避指示を行う。 また、ミッドループ運転期間中は C/V 内入退域者を名簿で管理し、エアロック閉止を行う C/V 出入管理員を 24 時間常駐させる。 なお、作業員は２名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。 また、確実に作業員全員が C/V 外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。 【退避の確認手順】 (1) 事故発生時、作業員は予め定めた指定場所（オペフロ等）に集合し、各作業の作業責任者等が退避者を確認した後に、作業班単位又は数人のグループ単位で避難を行う。（負傷者が発生した場合は作業班員の救助により避難する。） (2) C/V 外へ退避した後に、各作業の作業責任者等が作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認し、C/V 入域退出管理簿に作業者が退出したことを記載（退出時間を記入）する。 (3) C/V 出入管理員は、各作業の作業責任者等が記載した C/V 入域退出管理簿を確認し、C/V 内の全作業員の退避を確認する。	運用の相違 ・泊は CV 内入退域者を名簿で管理するが、CV 退避時には常駐する出入管理員が全作業員の退避完了を再確認する運用は大飯と同様 記載内容の相違 ・運用の相違により退避の確認手順が異なる

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

（再掲）

ミッドループ運転中の事故時におけるC／V内作業員の退避について（1／3）

ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。

1. 教育

ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。

＜教育内容＞
・格納容器内への入退域管理方法について
・エバケーションアラーム吹鳴（警報時）の対応について
・ミッドループ運転の概要とリスクについて
＜教育の実施時期＞
・発電所への入所時
・定期検査前
・ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時

2. 退避手段及び人数把握

事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはページング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。

また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。

事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。
なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。

また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。

【退避の確認手順】

（1）出入監視員は格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。

（2）各作業の作業責任者（または代理人）は作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。

（3）作業責任者（または代理人）は出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。

3. 退避時間内訳

▽ 退避指示（事象発生から15分以内）

		所要時間
作業員（CV内→CV外）	工程	退避 ▽退避完了、機械登録・点呼・報告
	想定	10分 / 10分
	検証結果	約6分 / 約7.5分
出入監視員（CV外）	工程	退避確認・報告他 ▼、▼エアロック閉止
	想定	25分 / 5分
	検証結果	約1.5分 / 約2分
合計	想定	30分
	検証結果	約17分

※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。

3．退避時間内訳

＊1：想定時間は、作業員退避後、C/V出入管理員による退避確認・照合を行うことを想定しているが、検証では、格納容器内退避警報が作動したと想定し時間を測定した。

＊2：エアロックは２重の扉となっており、通常運転中は片側ずつ開放し両側が同時に開放できないようになっているが、定期事業者検査中は両側の扉を開放している。この場合、両側の扉開放状態から片側の扉を閉止する。（閉止後も通常の出入は可能）

図１　作業員の退避時間の内訳

大飯発電所３／４号炉

ミッドループ運転中の事故時におけるC／V内作業員の退避について（2／3）

ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。

	項 目	時間（検証結果）	備 考
退避	作業場所から非常用エアロック外への退避	約3分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。（キャビティからの退避） キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×（20名／5名）＝144秒 オペフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144＋30＝174秒
	靴の履替え	約3分	検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×（20名／5名）＝160秒
	小計	約6分	
機械登録・点呼・報告	バーコードの取出し（汚染区域用放射線防護服を着用している者）	約1分	汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間
	バーコード読取り	約3．5分	20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×（100名／20名）＝200秒
	退避場所への移動	約1分	エアロックから機器ハッチまでの移動時間
	作業員の点呼・報告	約2分	1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50＋60＝110秒
	小計	約7．5分	
退避確認・報告他	装置による最終確認	約0．5分	出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間
	当直課長への報告	約1分	出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間
	小計	約1．5分	
エアロック閉止	エアロック閉止	約2分	シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む
	小計	約2分	
合 計		約17分	

泊発電所３号炉

ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。

表１　作業員の退避時間の検証結果

項　目		時間（検証結果）	備　考
退避	作業場所からC/V内集合場所への移動，点呼	約15分	複数場所からの退避時間を検証し，最も時間を要する場合。（原子炉キャビティ内からの退避） 作業員の原子炉キャビティ内からオペフロ移動実績40秒を１分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。
	C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避	約８分	オペフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果
	小　計	約23分	
照合	退出者最終確認 入退域名簿との照合	約７分	通常用エアロック出口で最終確認，入退域名簿との照合に要する想定時間
閉止	エアロック閉止	約５分	ターンバックル，内扉側保護カバー，本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。
合　計		約35分	

相違理由

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

大飯発電所３／４号炉

ミッドループ運転中の事故時におけるC／V内作業員の退避について（3／3）

4. 作業員の退避に係る環境影響評価

3. の通り、大飯3，4号機においてミッドループ運転中に事故が発生した場合における格納容器内からの作業員の退避に要する時間は、退避指示までの時間（15分）も含めて25分以内である。
この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及び格納容器内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。

（1）被ばく評価
＜評価結果＞
下表の通り、作業員の被ばく線量は最大約1.4mSvとなる。

外部被ばく	内部被ばく	計
約1.1×10^{-2}mSv	約1.3mSv	約1.4mSv

＜主な評価条件＞
○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%と仮定
○事象発生0分から、格納容器内が、1次冷却材の蒸気雰囲気（100℃における飽和蒸気として）で満たされるものと仮定
○事象発生0分から30分までを対象（CV内からCV外への作業員の退避に要する時間25分を保守的に30分として評価）
○気液分配係数は1（1次冷却材中の放射性物質（CP.FP）は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの）と仮定

（2）格納容器内雰囲気温度評価
＜評価結果＞
格納容器内雰囲気温度は、格納容器内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。

泊発電所３号炉

4．作業員の退避に係る環境影響評価

3．の通り、泊３号炉においてミッドループ運転中に事故が発生した場合における C/V 内からの作業員の退避に要する時間は、約 23 分と評価しており、事象確認の 10 分を含めて 40 分以内である。

この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及び C/V 内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。

（1）被ばく評価
＜評価結果＞
下記の通り、作業員の被ばく線量は最大約 13.8mSv となる。

表２　作業員の被ばく評価結果

外部被ばく	内部被ばく	計
約 1.14×10^{-1}mSv	約 1.36×10^{1}mSv	約 1.38×10^{1}mSv

＜主な評価条件＞
○１次冷却材の燃料被覆管欠陥率は 0.1%を仮定
○プロセス解析の結果によらず、事象発生０分から、C/V 内全体が１次冷却材の蒸気雰囲気（100℃における飽和蒸気として）で満たされるものと仮定
○事象発生０分から 40 分までを対象（C/V 内から C/V 外への作業員の退避に要する時間 23 分に事象確認に要する時間 10 分を加えた 33 分を保守的に 40 分として評価）
○気液分配係数は１（１次冷却材中の放射性物質（CP.FP）は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの）と仮定

（2）C/V 内雰囲気温度評価
＜評価結果＞
C/V 内雰囲気温度は、C/V 内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避の影響はない。

相違理由

訓練実績の相違

評価結果の相違
・退避までに要する時間の相違及び蒸気充満の想定の相違により被ばく線量が異なる

評価条件の相違

退避時間の相違

泊発電所３号炉　有効性評価　比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所３／４号炉

添付資料5.1.3

大飯３号及び４号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について
（崩壊熱除去機能喪失）

重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。

第１表　　システム熱水力解析用データ（崩壊熱除去機能喪失）

名　　称	数　　値	解析上の取り扱い
(1)　初期条件		
1) １次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定
2) １次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値
3) １次系水位	原子炉容器出入口ノズルセンターレベル+200mm	ミッドループ運転時の水位
4) 原子炉停止後の時間	72 時間	最短時間に余裕をみた時間
5) １次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定
(2)　事象収束に重要な機器・操作関連		
1) 蓄圧タンク		
i　開操作開始	事象発生から 60 分、100 分、140 分後	運転員等操作余裕の考え方
ii　個数	3 基	設計値に余裕をみた基数
iii　保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力
iv　保有水量	26.9m³（1 基当たり）	最低保有水量
2) 恒設代替低圧注水ポンプ		
i　注入開始	3 基目の蓄圧タンク注入開始から 1 分後	運転員等操作余裕の考え方
ii　注入流量	28m³/h	蒸散量に余裕をみた流量

泊発電所３号炉

添付資料 7.4.1.2

重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について
（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））

重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」における個別解析条件を第１表に示す。

第１表　　システム熱水力解析用データ
（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））

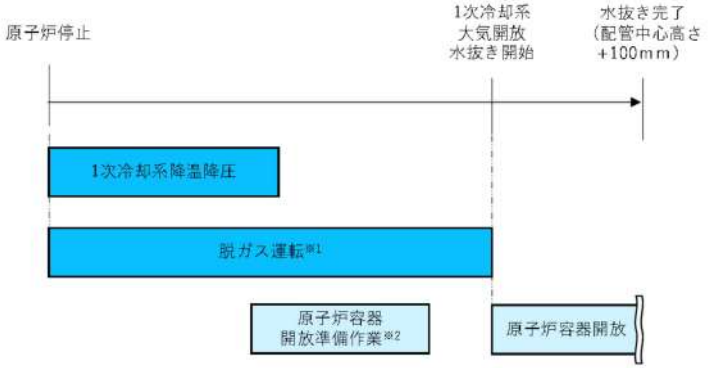
名　　称	数　　値	解析上の取り扱い
(1)　初期条件		
1) １次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定
2) １次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値
3) １次冷却材水位	原子炉容器出入口配管中心高さ＋100mm	ミッドループ運転時の水位
4) 原子炉停止後の時間	72 時間※	最短時間に余裕をみた時間
5) １次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（３個）＋加圧器のベント弁（１個）	ミッドループ運転時の現実的な設定
(2)　事象収束に重要な機器・操作関連		
1) 代替格納容器スプレイポンプ		
i　注水開始	事象発生の 60 分後	運転員等操作余裕の考え方
ii　注水流量	29m³/h	蒸発量を上回る流量

※原子炉停止後の時間の詳細については、別紙に記載する。

相違理由

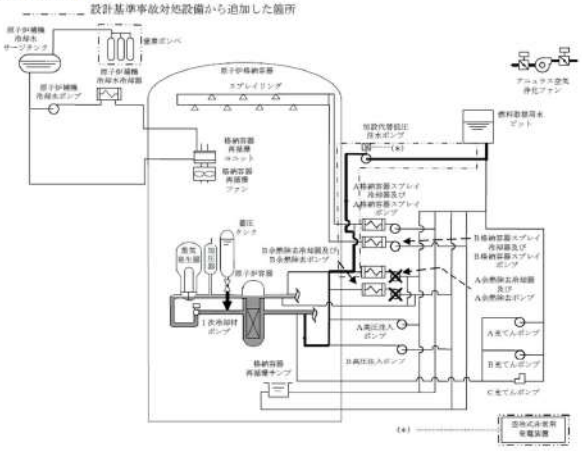
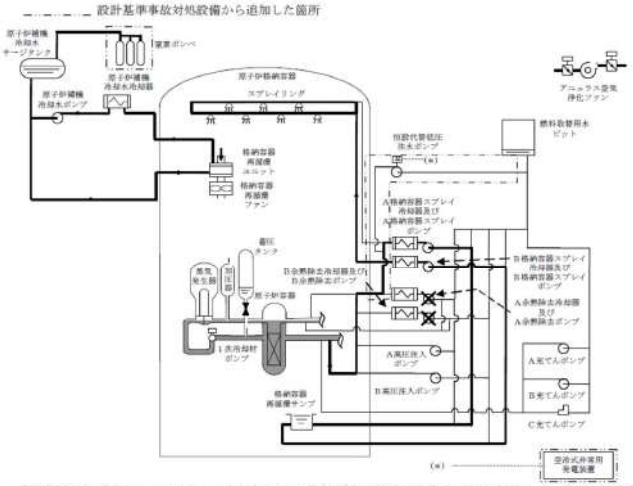
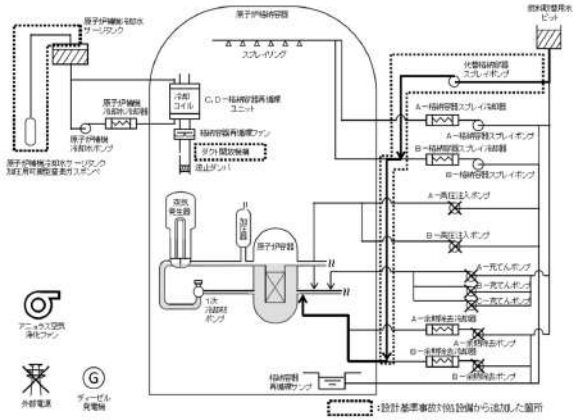
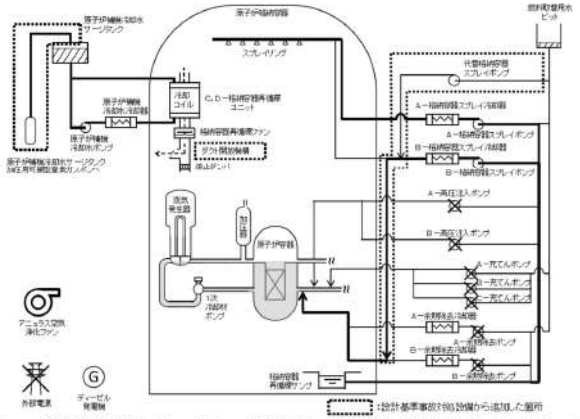
記載表現の相違
・泊は本文第7.4.1.2表の主要解析条件の表に記載を合わせた

解析条件の相違
・大飯は蓄圧タンクに期待しているのに対して、泊は期待していない（玄海と同様）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	別紙 原子炉停止後の時間について 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）において、原子炉停止後の時間については、評価結果を厳しくするように、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と１次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる１次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとしている。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間を設定している。 原子炉停止から１次冷却材の水抜き完了までに必要な作業工程は、脱ガス運転、１次冷却系の降温降圧操作及び原子炉容器開放であり、そのうち、クリティカルとなる作業工程は脱ガス運転及び原子炉容器開放である。実際に原子炉停止から１次冷却材の水抜き完了までに要した時間は、泊３号炉の第１回定期検査において約 105 時間、第２回定期検査において約 121 時間である。なお、脱ガス運転終了後に原子炉容器開放を行うが、原子炉容器開放の準備作業を脱ガス運転と並行して実施する。図１にこれらの作業工程をまとめて示す。 以上の実績を基に、泊３号炉においては、保守性を考慮し原子炉停止後の時間を 72 時間と設定している。  ※１　１次冷却系内の溶存水素と放射性気体を取り除く作業工程 ※２　キャビティ前作業等 図１　原子炉停止から１次冷却系の水抜きまでに実施する主要な作業工程 表１　原子炉停止から１次冷却材水抜き完了までの時間 解析条件：72 時間／第１回定期検査：約 105 時間／第２回定期検査：約 121 時間 （原子炉停止から１次冷却材水抜き完了までの時間）	記載方針の相違 ・原子炉停止後の冷却時間に関する説明を記載

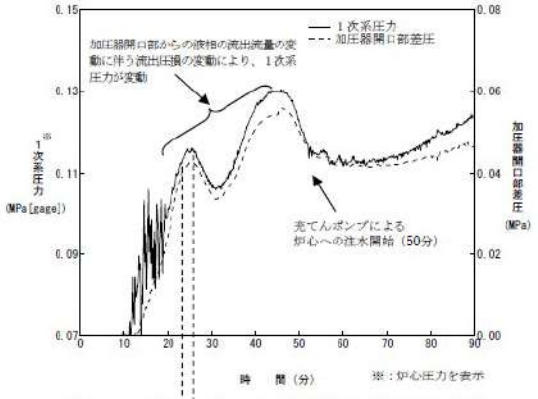
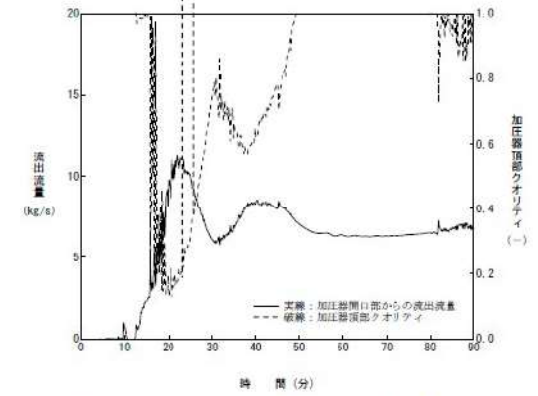
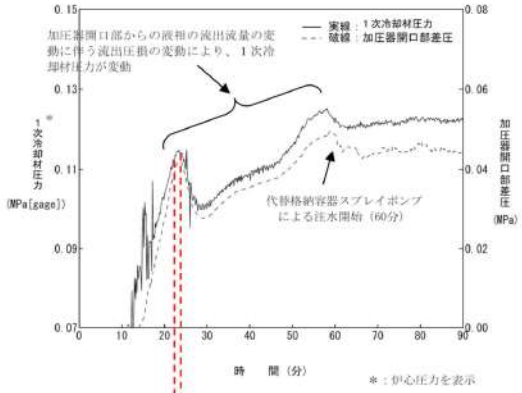
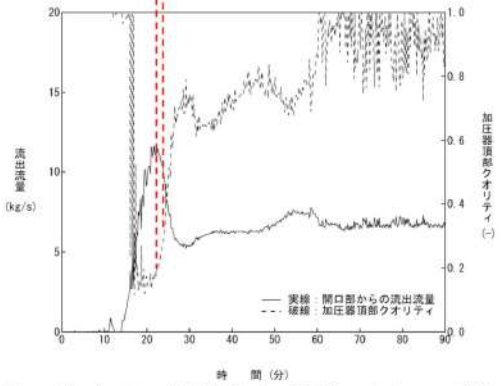
泊発電所３号炉　有効性評価　比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 5.1.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。  図１　「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）  図２　「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）	添付資料 7.4.1.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。  図１　「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）  図２　「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図 （代替再循環，格納容器スプレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却）	

泊発電所３号炉　有効性評価　比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所３号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 5.1.5 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の挙動説明 ① １次系圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係 １次系の圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って１次系圧力も増大する。 流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の流出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから１次系圧力が低下し始める。  図１　１次系圧力と加圧器開口部差圧の推移  図２　加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移	添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について ①１次冷却材圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係 １次冷却材圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って１次冷却材圧力も増大する。 流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の放出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから１次冷却材圧力が低下し始める。  図１　１次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移  図２　開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移	※蓄圧注入手段をとらず、挙動が泊と類似している伊方との比較を実施 記載方針の相違 ・泊は崩壊熱除去機能喪失と全交流動力電源喪失を同一重要事故シーケンスで評価しているため合わせて記載（大飯と同様）