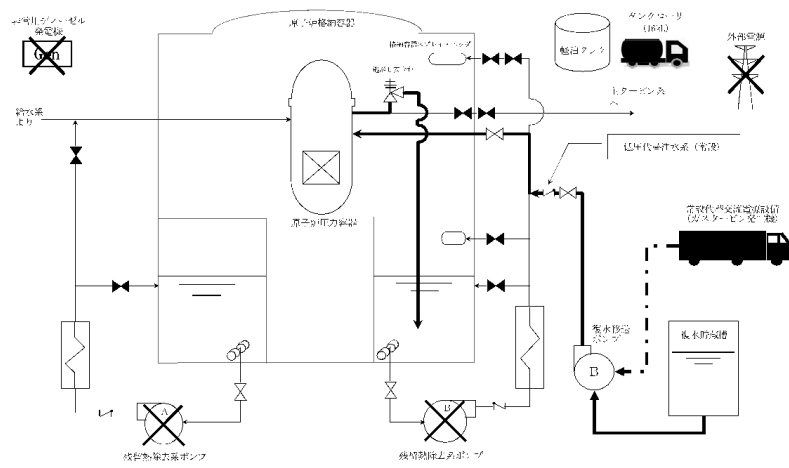
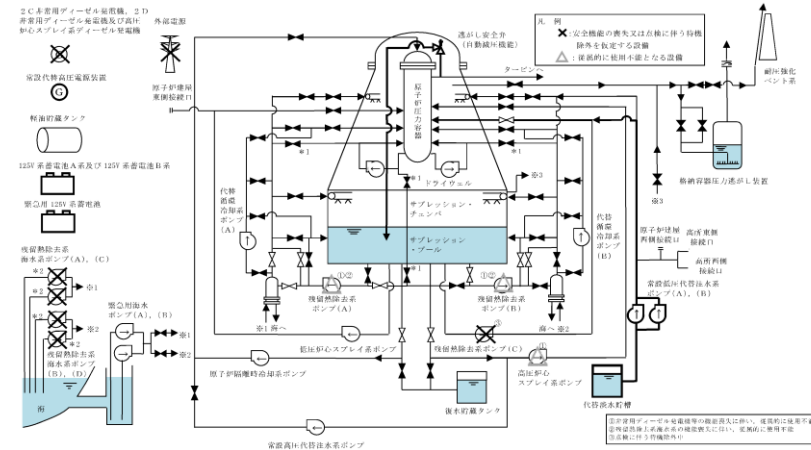


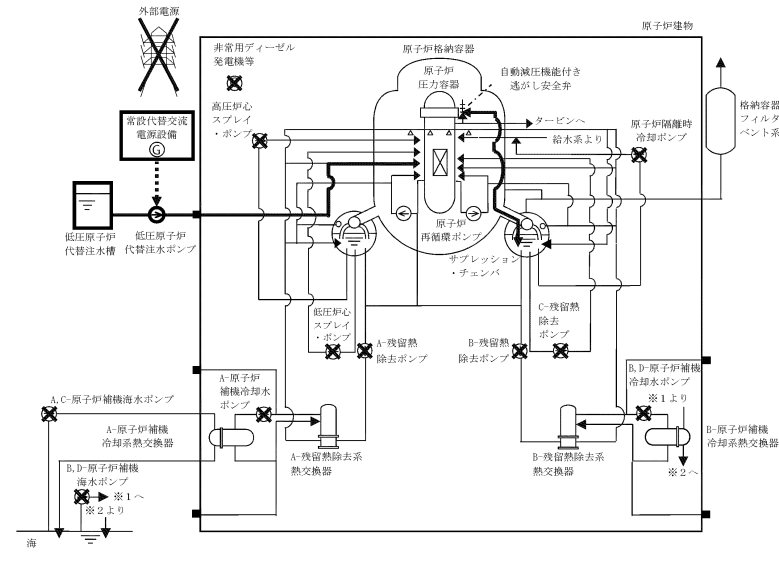
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による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。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、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。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による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。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、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。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>緊急用海水系</u>を用いた残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>5.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「<u>外部電源喪失+交流電源喪失</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による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。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、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。</p> <p>評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】P R Aにより抽出される事故シーケンスの相違。</p>



第5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び原子炉注水)

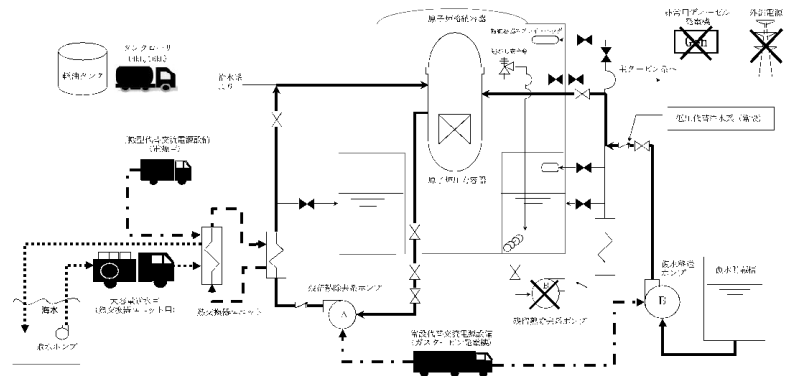


第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)

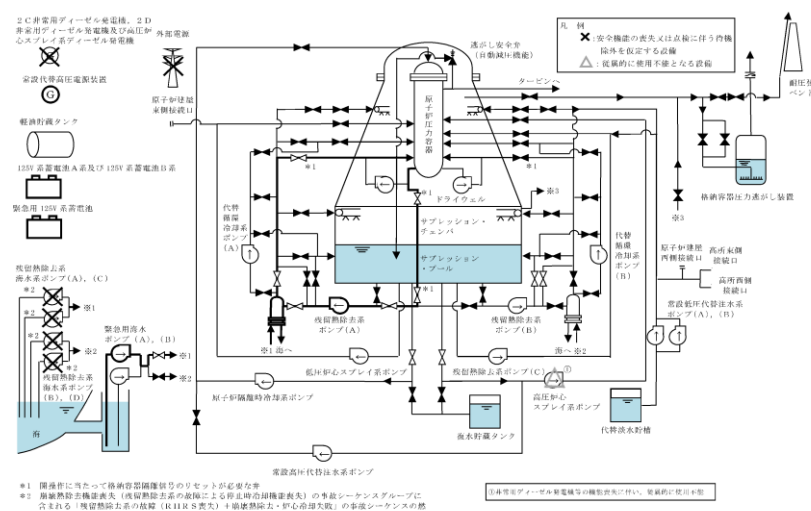


第5.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)

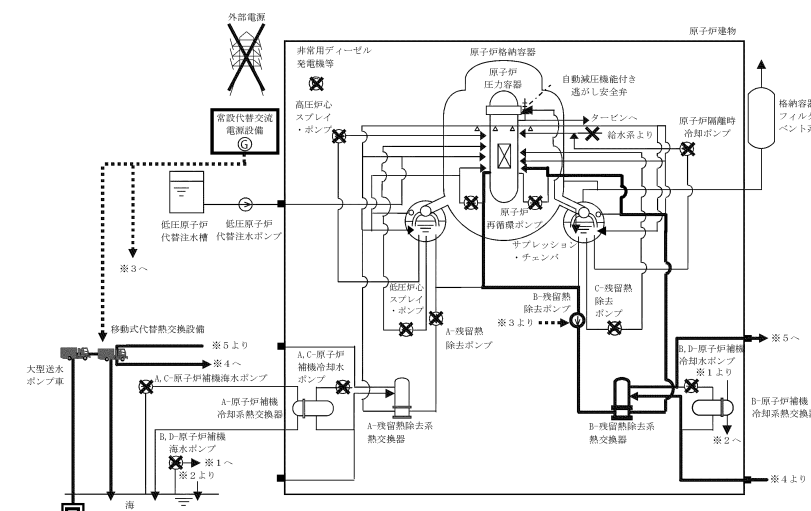
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



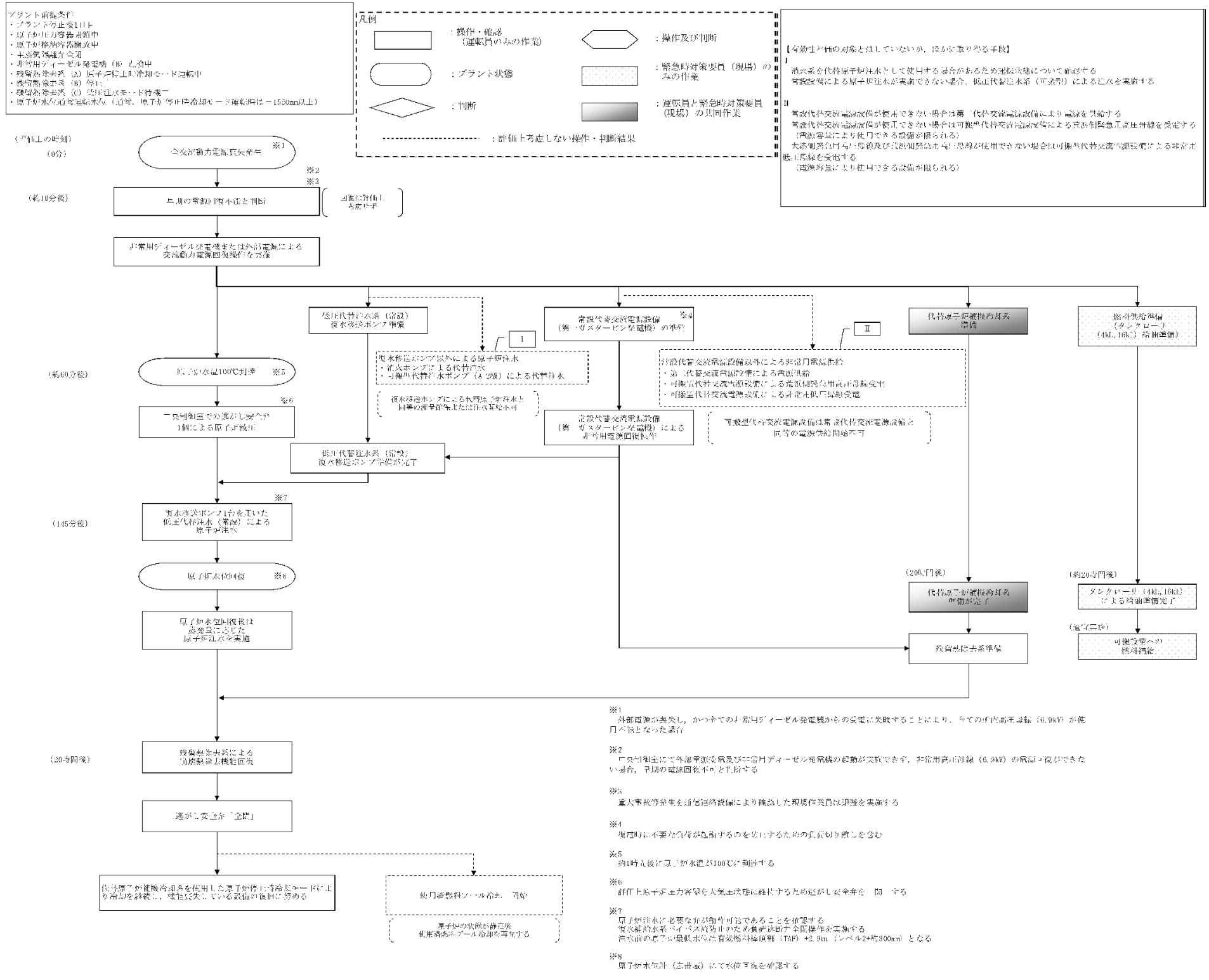
第5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉停止時冷却及び原子炉注水)



第5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)



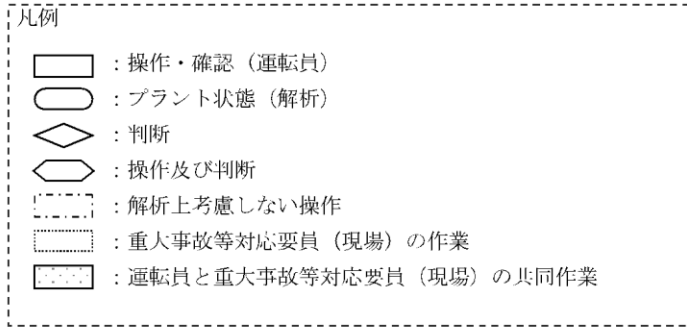
第5.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)



差異理由は、島根2号炉「5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照

第 5.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

プラント前提条件
 ・原子炉の運転停止 1 日目
 ・原子炉圧力容器未開放
 ・格納容器開放
 ・残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 ・残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
 ・残留熱除去系 (C) : 点検に伴い待機除外中
 ・非常用ディーゼル発電機等 : 待機中
 ・原子炉水位は通常運転水位 (セパレータスカート下端から +126cm)

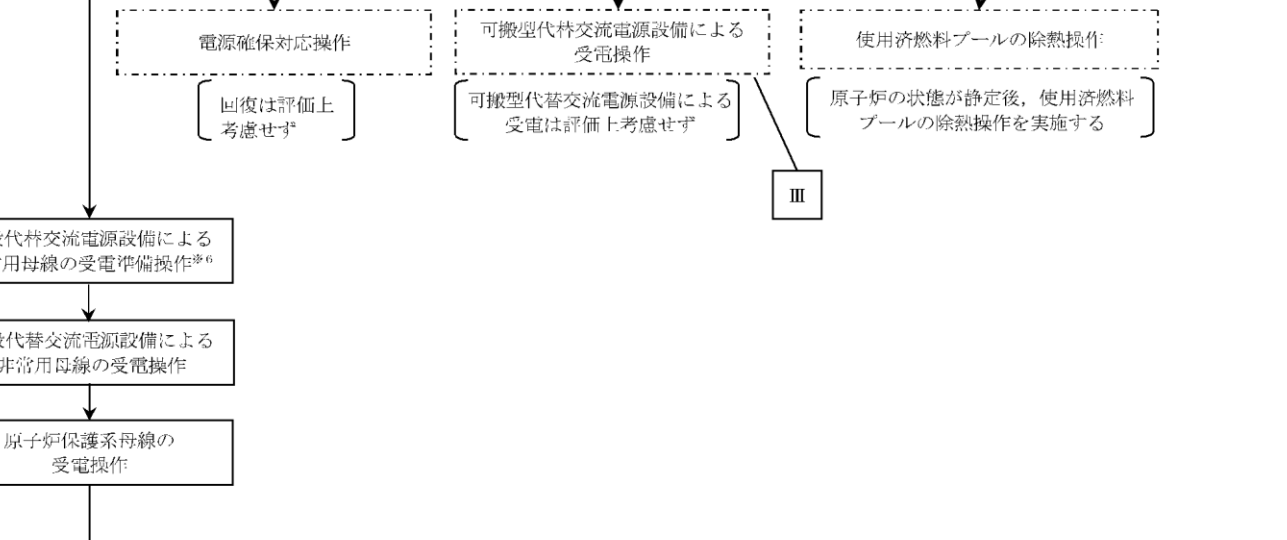
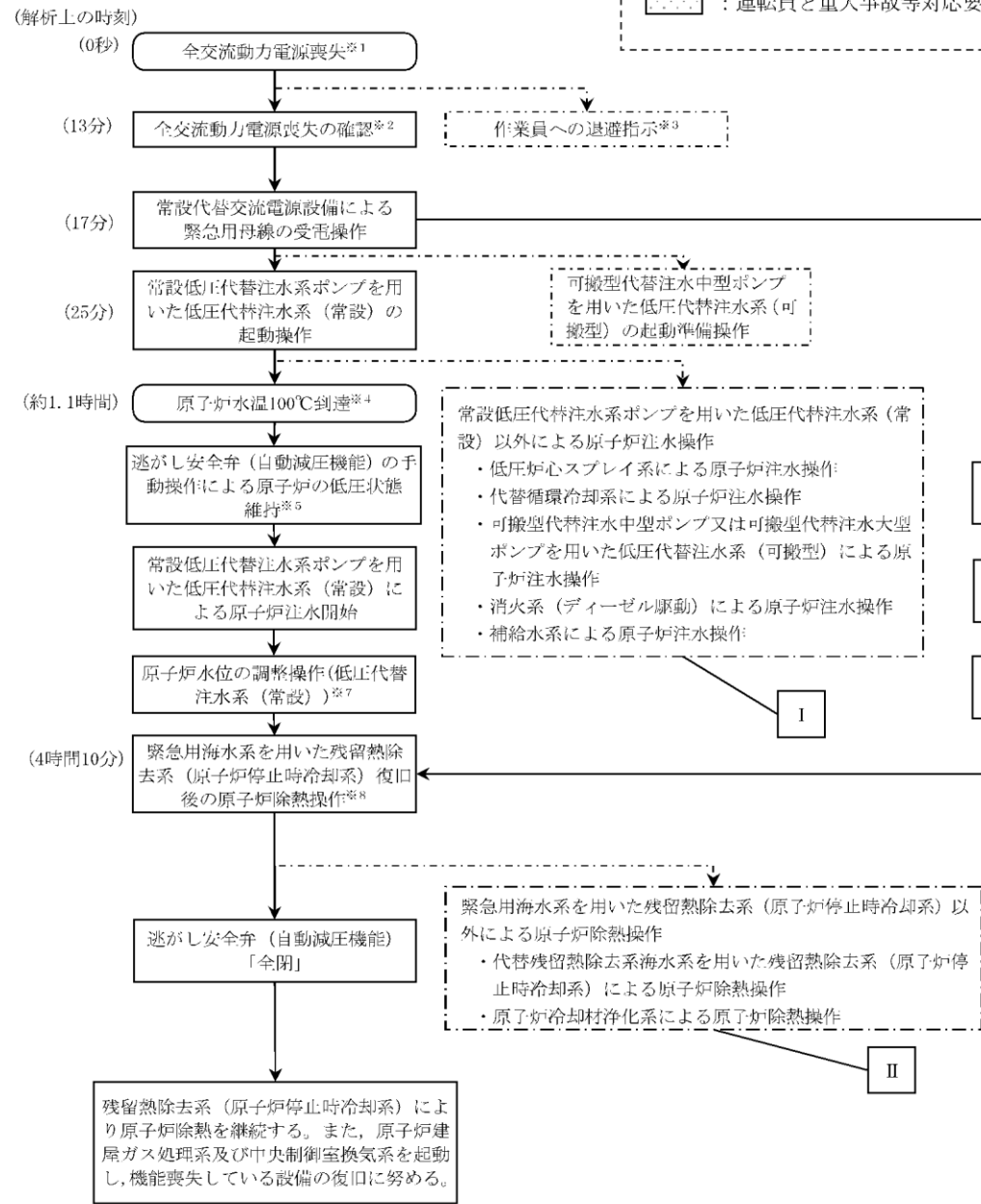


【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

I
 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

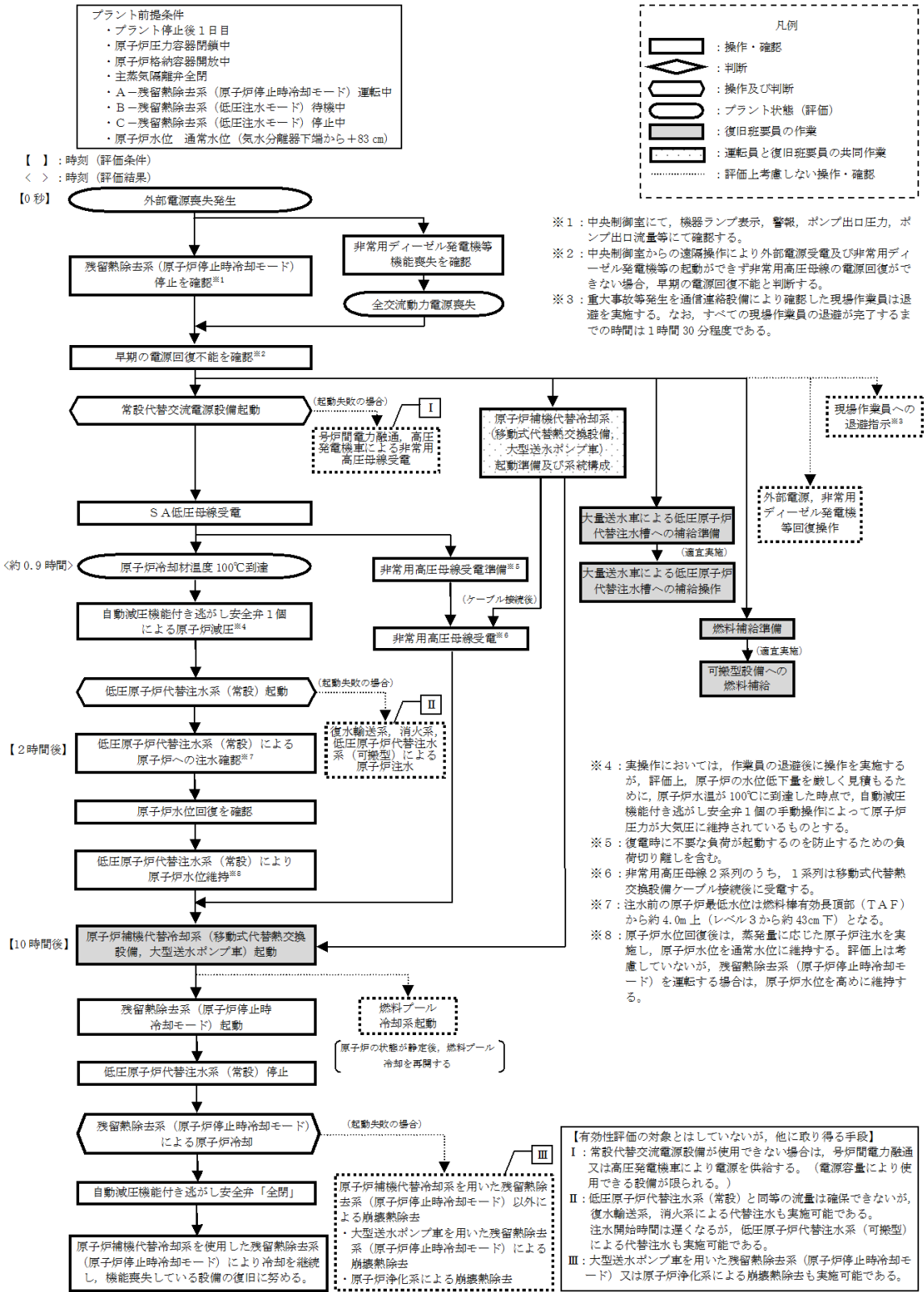
III
 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、非常用高圧母線 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 約1.1時間後に原子炉水温が100℃に到達する。
- ※5 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の閉操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※6 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※7 蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。
- ※8 残留熱除去系海水系の起動に失敗した後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転を開始する。

第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要

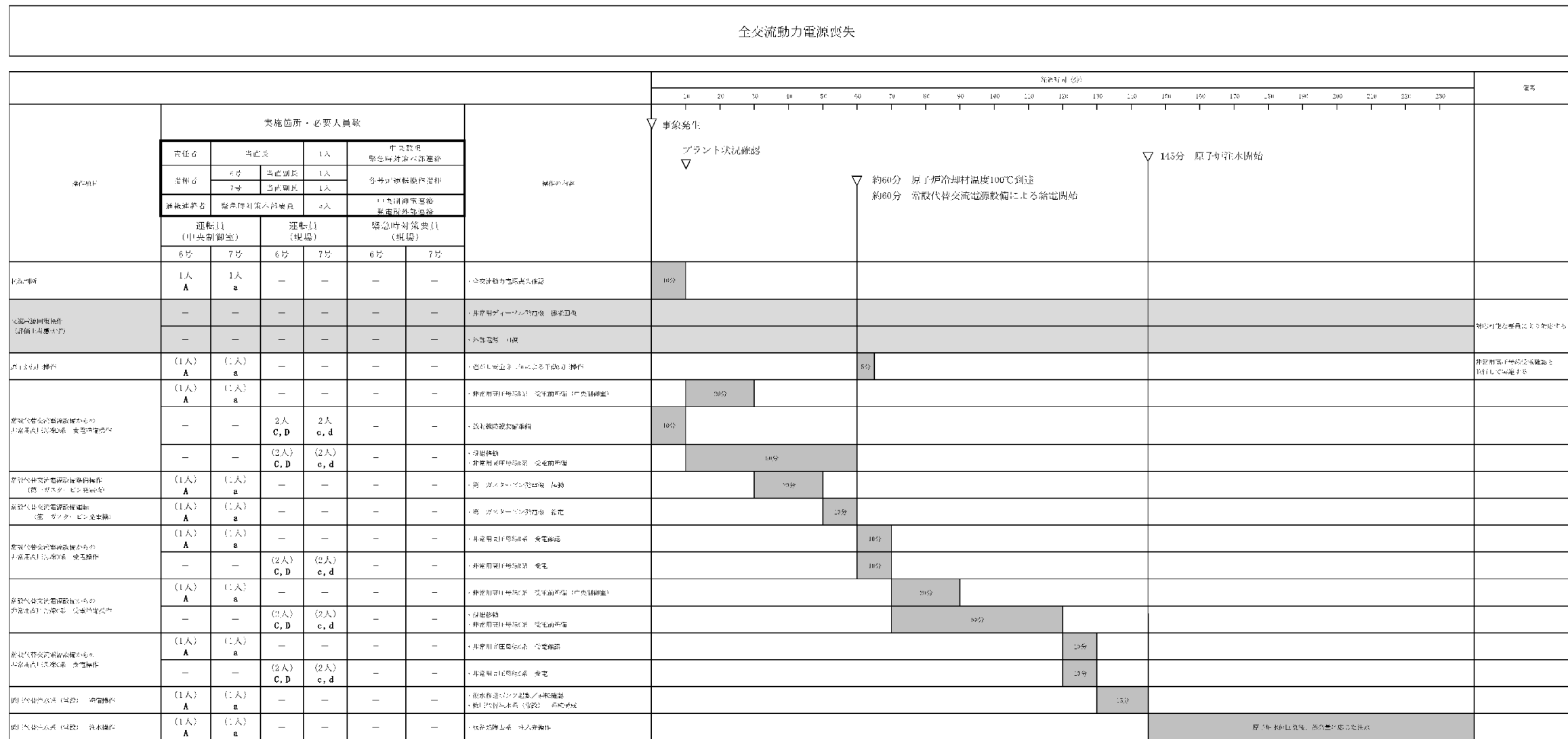
差異理由は、島根 2 号炉
 「5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照



・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ・設備及び運用の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

差異理由は、島根2号炉
「第5.2.1-3図 「全
交流動力電源喪失」の作
業と所要時間」の備考欄
参照



第 5.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

実施箇所・必要人員数						経過時間 (95分)														備考	
						9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
全交流動力電源喪失																					
操作項目	運転員 (中央制御室)				緊急時対策委員 (現場)		20時間 崩壊熱除去機能回復														
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
既設冷却水 (常設) 注入操作	(1人) A	(1人) a					原子炉水位回復、蒸発池に注水														
送油準備	-	-	-	-	2人		10分														
送油作業	-	-	-	-	2人		120分														タンクローリ (19L) 搬送に応じて送油停止タンクから供給
代設冷却水補給装置 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	10分														
	-	-	-	-	-	-	300分														
	-	-	-	-	13人 (参集) ※1, ※2	13人 (参集) ※1, ※2	10分														
	-	-	-	-	-	-	10時間														
送油準備	-	-	-	-	※1 (2人)		140分														タンクローリ (19L) 搬送に応じて送油停止タンクから供給
送油作業	-	-	-	-	※2 (3人)		注油実施														
代設冷却水補給装置 運転	-	-	-	-	※2 (3人)		送油実施														
既設冷却水 (原子炉停止時冷止モード) 送油準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	20分														
既設冷却水 (原子炉停止時冷止モード) 送油操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	10分														
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	送油実施														
燃料プール冷卻系 調整 (詳細は別添)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	燃料プール冷卻系調整実施														60分
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	燃料プール冷卻系調整実施														30分
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	燃料プール冷卻系調整実施														30分
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	2人 (その他参集26人)																

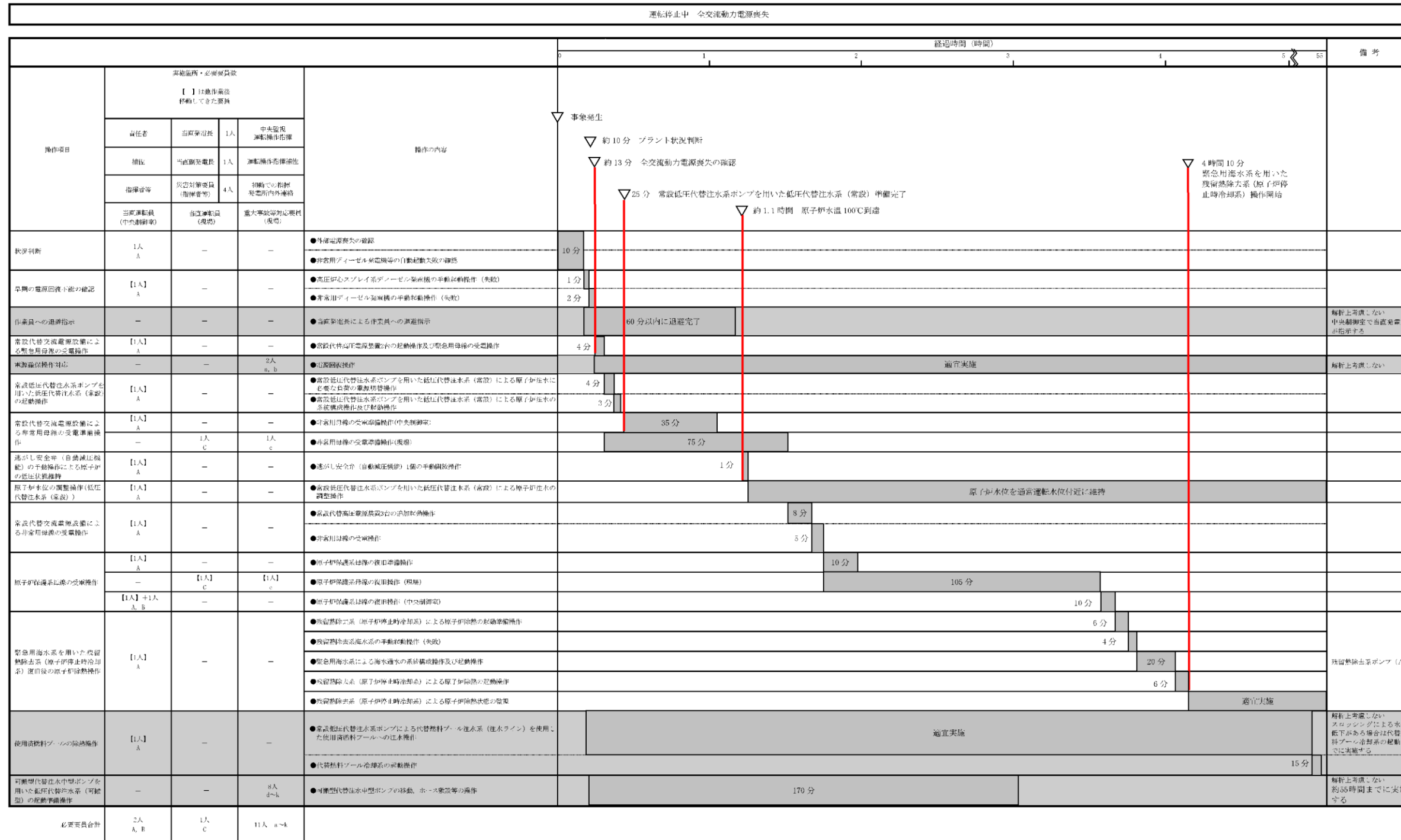
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 5.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

備 考

差異理由は、島根2号炉「第5.2.1-3図「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

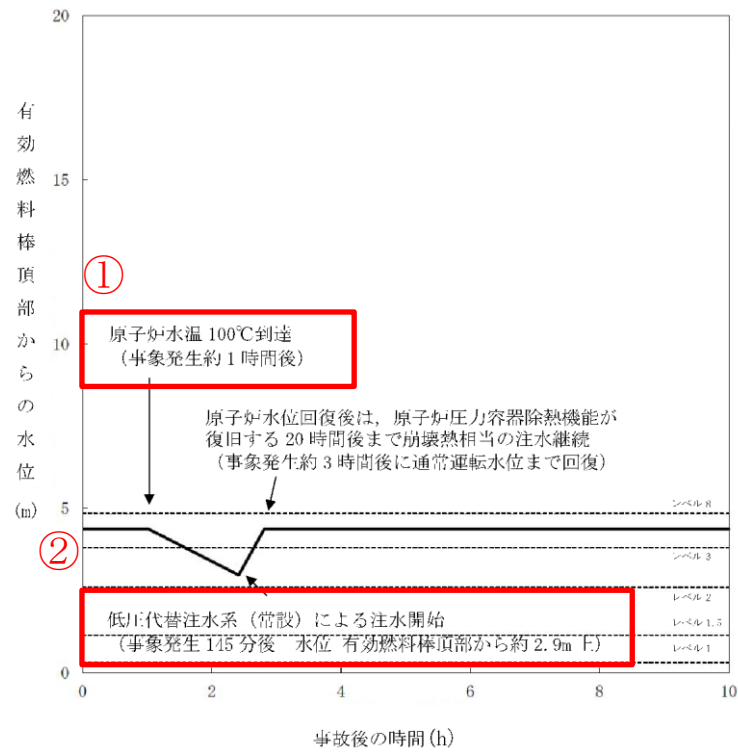


第5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

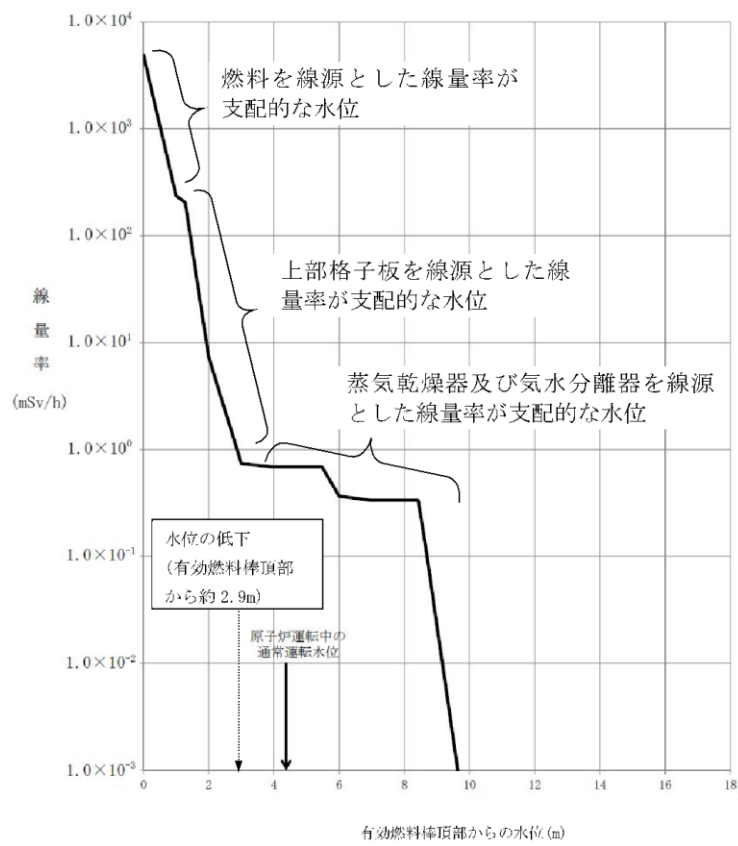
全交流動力電源喪失					経過時間 (分)		経過時間 (時間)															経過時間 (日)							備考								
					10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19	20	21	22	23	24	5	6
操作項目	実施箇所・必要員数				操作内容	△ 事故発生																															
	責任者	当直員	1人	中央制御監視 緊急時分断本筋連絡		▽ プラント状況判断																															
	指揮者	当直員	1人	運転操作指揮		▽ 10分 常設代替交流電源設備による給電																															
	連絡連絡等を行う 要員	指示者	1人	初期での指揮		約0.9時間後 原子炉冷却炉温度100℃到達																															
	連絡責任者	4人	発電所内外連絡		2時間後 低圧原子炉代替注水系統による原子炉注水																																
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	復旧班要員		10時間後 残留熱除去系による原子炉冷却																																
状況判断	1人	A				10分																															
交流電源回復操作	—	—	—				・非常用ディーゼル発電機等 機能回復																														
視操作要員への連絡指示	—	—	—				・非常用ディーゼル発電機等 機能回復																														
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人)	A	—			10分	・当直員による視操作要員への連絡指示																														
D系非常用高圧母線受電準備	(1人)	A	—			10分	25分																														
	—	2人 B, C	—			10分	35分																														
D系非常用高圧母線受電準備	(1人)	A	—			5分																															
	—	(2人) B, C	—			5分																															
C系非常用高圧母線受電準備	(1人)	A	—			25分																															
	—	(2人) B, C	—			25分																															
C系非常用高圧母線受電準備	(1人)	A	—			5分																															
	—	(2人) B, C	—			5分																															
原子炉減圧操作	(1人)	A	—			10分																															
原子炉補給注水系統回復操作	—	—	—																																		
低圧原子炉代替注水系統 (常設) 起動操作	(1人)	A	—			10分																															
低圧原子炉代替注水系統 (常設) 注水操作	(1人)	A	—				原子炉水位回復後、蒸発量に応じた注水																														
軽油貯水槽 (西1/西2) から 低圧原子炉代替注水系統への 補給	—	—	14人 A~n			10分																															
	—	—	(2人) A, B			2時間10分																															
	—	—	(12人) A~1				適宜実施																														
原子炉補給代替冷却系準備 操作	—	—	3人 O, P, Q			10分																															
	—	—	(2人) R, S			1時間40分																															
	—	(2人) R, S	—			2時間10分																															
原子炉補給代替冷却系運転	—	—	(2人) R, S				適宜実施																														
	(1人)	A	—			10分																															
燃料補給準備	—	—	2人 T, S			10分																															
燃料補給作業	—	—	—			2時間30分																															
残留熱除去系 (低圧注水モード) からの残留熱除去系 (原子 炉停止時冷却モード) への切 替え	(1人)	A	—			25分																															
	—	(2人) B, C	—			20分																															
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人)	A	—			10分																															
	(1人)	A	—				適宜実施																														
燃料プール冷却系 準備操作	(1人)	A	—			10分																															
	—	(2人) B, C	—			30分																															
燃料プール冷却系 再開	(1人)	A	—			10分	・燃料プール冷却系ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・必要に応じてスキマタンクへの補給を実施する。																														
必要員数 合計	1人 A	2人 B, C	10人 A~s		0 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。																																

第 5.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

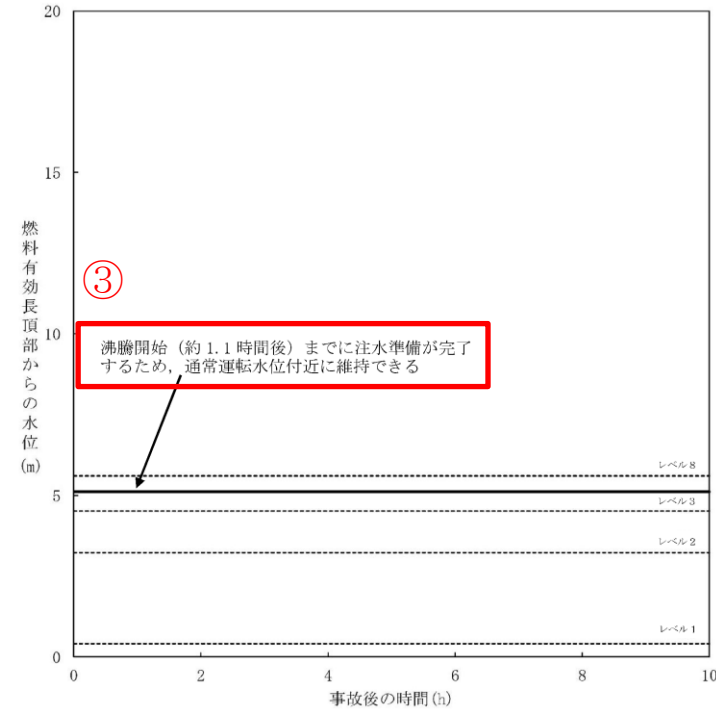
- ・評価結果の相違に基づく差異
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異
- ・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認 (ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)



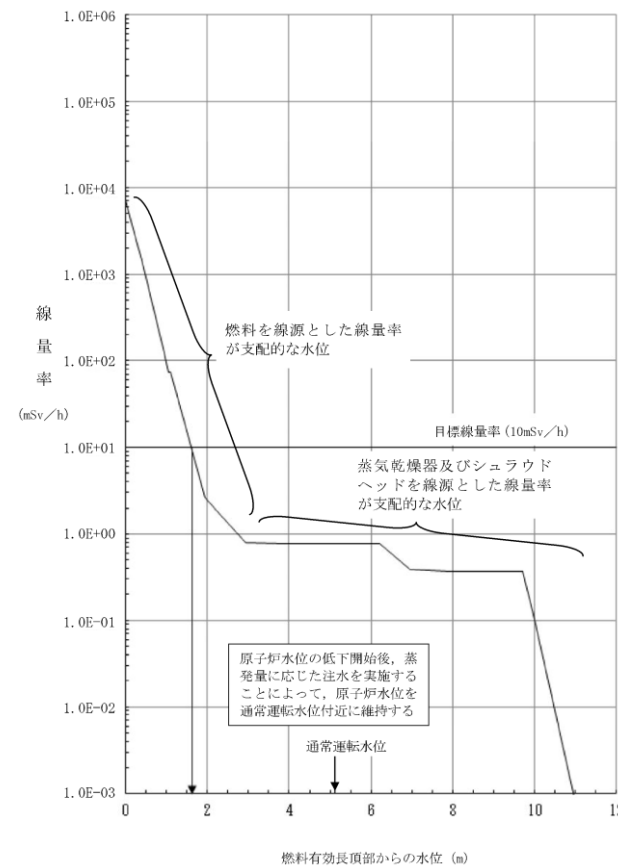
第 5.2.5 図 原子炉水位の推移



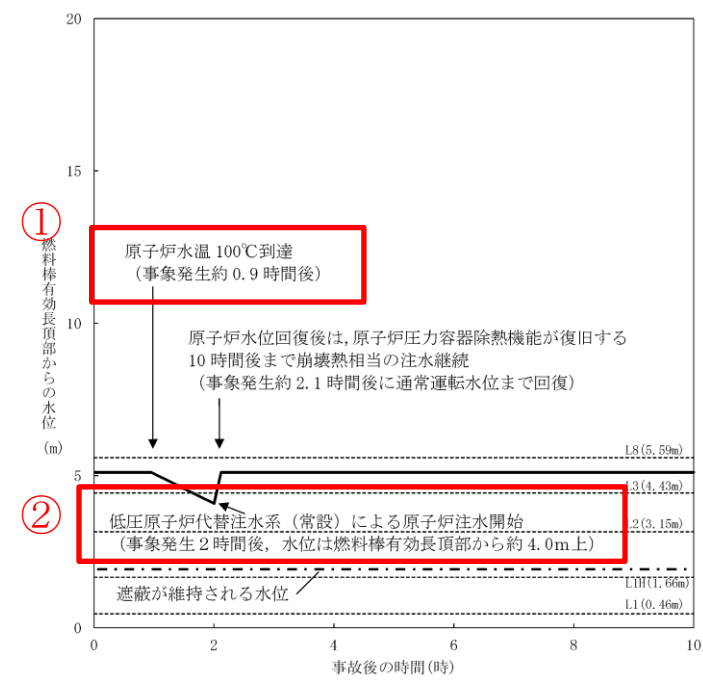
第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率



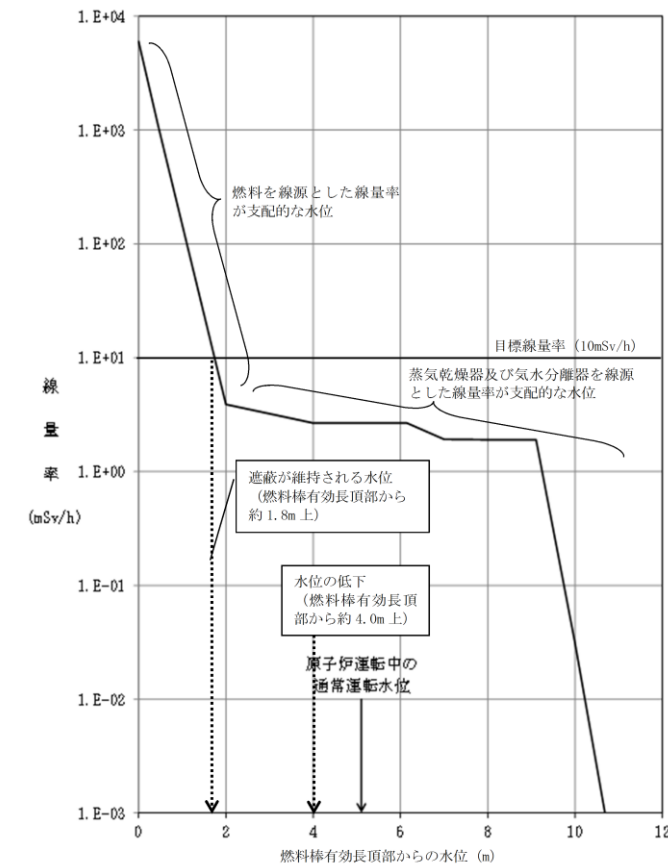
第 5.2-4 図 原子炉水位の推移



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.2.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.2.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違

【柏崎 6/7】

①原子炉水温 100°C到達時間の相違。

②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。

【東海第二】

③東海第二は、沸騰開始前までに注水準備が完了するため、水位低下がなく、通常水位を維持する評価結果となっている。

・設備設計及び評価結果の相違

【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有劣性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電池直流電源設備	—
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁 1 個を開操作する。	所内蓄電池直流電源設備 原子炉圧力 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度	—
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁 1 個を開操作する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】	—
残留熱除去系（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	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁 1 個を開操作する。	タンクローリー 代替原子炉補機冷却系 タンクローリー (4kL, 16kL)	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

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
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	—	—
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	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
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	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

①

第 5.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失」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
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内常設蓄電池直流電源設備	—
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開操作する。	所内常設蓄電池直流電源設備 常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 自動減圧機能付き逃がし安全弁	【残留熱除去系ポンプ出口流量】
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度（SA）
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	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	常設代替注水系（原子炉停止時冷却モード） 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 代替注水量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

・記載方針の相違

【東海第二】

① 島根 2 号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第5.2.2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

※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。通常停止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 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮。

第5.2-2表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126cm)	
	原子炉水温	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 (原子炉停止時冷却系) 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
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
	外部電源	外部電源なし	② 残留熱除去系海水系を包含する条件として設定
			起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

※1 原子炉停止から1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止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。

①

※2 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定

第5.2.2-1表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 14.0MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	① 平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t ^{※2} を基に、ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定。また、原子炉停止1日後においては、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、原子炉水位低下の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定
	原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	
	原子炉水温	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
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	② 原子炉補機冷却系機能喪失を包含する条件として設定

※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。通常停止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。

①

※2 サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ①条件設定は同じだが、島根2号炉は柏崎6/7と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に10%の保守性を考慮して設定。
 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約1ヶ月を踏まえて設定。
 また、島根2号炉はMOX燃料を採用していることを踏まえ、9×9燃料の代表性を示している。

【柏崎6/7, 東海第二】
 ②島根2号炉は、「5.1崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために、原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳している。
 東海第二は、残留熱除去海水系喪失を仮定している。

第 5.2.2 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として 設定
	代替原子炉補機冷却系	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却 モード)	残留熱除去系の設計値として設定 (原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施す ることでも水位を維持するが、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)
	常設代替交流電源設備からの受電 及び低圧代替注水系 (常設) 起動 操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作 の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残 留熱除去系による原子炉停止時冷 却モード運転	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によ る原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留 熱除去系 (原子炉停止時冷却 系)	熱交換器1基当たり約24MW (原子 炉冷却材温度100℃、海水温度 32℃において)
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備から の受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備 操作	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後、常設低圧 代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作に要する 時間を考慮して設定
	低圧代替注水系 (常設) によ る原子炉注水操作	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系 (常設) の準備操作が完了で きるため、原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する 時間に設定
	緊急用海水系を用いた残留 熱除去系 (原子炉停止時冷却 系) 復旧後の原子炉除熱操作	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後、緊急用海 水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h で原子炉注水
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除 去系 (原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 15.7MW (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃におい て)
重大事故等対策に 関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低 圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉 注水操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構 成の時間に余裕を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除 去系 (原子炉停止時冷却モード) による原 子炉除熱操作	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モ ード) による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

・評価条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
③島根 2号炉は、低圧原
子炉代替注水系 (常設)
の設計値を設定。
東海第二は、原子炉水
位が低下する前に低圧
代替注水系 (常設) の注
水準備操作が完了する
ため、蒸発量に応じた注
水流量を設定。

【東海第二】
④東海第二は、原子炉水
位が低下する前に低圧
代替注水系 (常設) の注
水準備操作が完了する
ため、注水準備操作と注
水操作を分けて記載。

【柏崎 6/7, 東海第二】
⑤島根 2号炉は、原子炉
補機代替冷却系の準備
時間を踏まえ、原子炉の
除熱開始を事象発生 10
時間後としている。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、<u>代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系(停止時冷却モード)により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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。</p> <p>【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原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 常設代替交流電源設備により緊急用母線への交流電源の供給を開始した後、<u>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)</u>により<u>原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより、</u>炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)</u>により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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。</p> <p>【安定停止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停止状態を維持できる。 また、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)</u>の機能を維持し、<u>原子炉除熱を行うことにより、</u>安定停止状態後の状態維持が可能となる。 (添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</p> <p>運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、<u>原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</u></p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による<u>原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</u></p> <p>その後、<u>原子炉補機代替冷却系</u>を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の燃料破損防止対策により<u>原子炉安定停止状態を維持できる。</u> また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 (添付資料2.1.1別紙1参照)</p>	<p>・評価結果の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p>

表 1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 全交流動力電源喪失) (1/2)

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	評価条件を最確条件とした場合の影響	
		評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
燃料の可燃熱	約 22.4GW (9×9燃料 (A)型、原子炉停止 1 日後) (長期間)	燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。また、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。また、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の可燃熱より小さくなる。原子炉停止後、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。また、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。
原子炉水温	約 29°C (約 50°C) (長期間)	原子炉水温が 100°C から約 29°C まで低下することにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	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温より低くなる。原子炉停止後、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。
	約 52°C	原子炉水温が 100°C から約 52°C まで低下することにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	
原子炉圧力	約 14.0MPa (約 9×9 燃料 (A) 型、原子炉停止 1 日後)	原子炉圧力が低下することにより、原子炉圧力が低くなる。また、原子炉圧力が低くなることにより、原子炉圧力が低くなる。	
	約 11.5MPa	原子炉圧力が低下することにより、原子炉圧力が低くなる。また、原子炉圧力が低くなることにより、原子炉圧力が低くなる。	

※1 原子炉停止直後、サブ冷却の停止誘発が完了した高圧蒸気発生器 (HVSG) からの蒸気発生による影響を評価している。ただし、原子炉水温が 80°C の場合であっても、必要な蒸気発生器が動作できる水位まで原子炉圧力が維持されることを想定している。
 ※2 原子炉停止直後、原子炉圧力が低下することにより、原子炉圧力が低くなる。また、原子炉圧力が低くなることにより、原子炉圧力が低くなる。
 ※3 添付資料 5.1.1、原子炉圧力上昇による原子炉燃料要素の冷却効果の低下による影響を評価している。

添付資料 5.2.2

表 1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 全交流動力電源喪失) (1/3)

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 全交流動力電源喪失)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	評価条件を最確条件とした場合の影響	
		評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
燃料の可燃熱	約 18.0MW (9×9燃料 (A)型、原子炉停止後 1 日後)	燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。また、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の可燃熱より小さくなる。原子炉停止後、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。
原子炉水温	約 47°C (約 55°C) (長期間)	原子炉水温が 100°C から約 47°C まで低下することにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	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温より低くなる。原子炉停止後、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。
	約 52°C	原子炉水温が 100°C から約 52°C まで低下することにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	
原子炉圧力	約 11.5MPa (約 9×9 燃料 (A) 型、原子炉停止 1 日後)	原子炉圧力が低下することにより、原子炉圧力が低くなる。また、原子炉圧力が低くなることにより、原子炉圧力が低くなる。	
	約 11.5MPa	原子炉圧力が低下することにより、原子炉圧力が低くなる。また、原子炉圧力が低くなることにより、原子炉圧力が低くなる。	

※1 過去のプラント停止操作実例の全部データから約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

表 1 評価条件を最確条件とした場合の影響評価について (運転停止中 全交流動力電源喪失)

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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失) (1/3))

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	運転員等操作時間に関する影響	
		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
燃料の可燃熱	約 14.0MPa (9×9燃料 (A)型、原子炉停止 1 日後)	原子炉停止後 1 日後の原子炉水温が 52°C であることにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の可燃熱より小さくなる。原子炉停止後、燃料の可燃熱が減少することにより、燃料の可燃熱が小さくなる。
原子炉水温	約 29°C (約 46°C) (長期間)	原子炉水温が 100°C から約 29°C まで低下することにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	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温より低くなる。原子炉停止後、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。
	52°C	原子炉水温が 100°C から約 52°C まで低下することにより、原子炉水温が低くなる。また、原子炉水温が低くなることにより、原子炉水温が低くなる。	

※1 過去のプラント停止操作実例の全部データから約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2 号炉

備考

相違理由は本文参照

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 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (2/2)

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
原子炉圧力容器の冷却状態	評価条件 原子炉圧力容器の冷却状態 約 50℃以下	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 原子炉圧力容器の冷却状態が約 50℃以下であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 原子炉圧力容器の冷却状態が約 50℃以下であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
外部水源の温度	評価条件 外部水源の温度 約 10℃以下	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 外部水源の温度が約 10℃以下であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 外部水源の温度が約 10℃以下であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
外部水源の容量	評価条件 外部水源の容量 約 18,000m ³	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 外部水源の容量が約 18,000m ³ であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 外部水源の容量が約 18,000m ³ であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
燃料の容量	評価条件 燃料の容量 約 2,140t	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 燃料の容量が約 2,140tであるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 燃料の容量が約 2,140tであるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
起回事故	評価条件 起回事故 外部電源喪失	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 起回事故が発生した場合、外部電源が喪失する	評価項目となるパラメータに与える影響 起回事故が発生した場合、外部電源が喪失する
安全機器の喪失に對する設定	評価条件 安全機器の喪失に對する設定 外部電源	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 安全機器の喪失に對する設定が外部電源であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 安全機器の喪失に對する設定が外部電源であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
低圧代替注水 (常設)	評価条件 低圧代替注水 (常設) 約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、低圧注水温度 30℃において)	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 低圧代替注水 (常設) が約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、低圧注水温度 30℃) であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 低圧代替注水 (常設) が約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、低圧注水温度 30℃) であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
代替原子炉冷却材の供給	評価条件 代替原子炉冷却材の供給 約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、代替冷却材温度 30℃において)	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 代替原子炉冷却材の供給が約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、代替冷却材温度 30℃) であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 代替原子炉冷却材の供給が約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、代替冷却材温度 30℃) であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
燃料ポンプの停止	評価条件 燃料ポンプの停止 約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、燃料ポンプ停止時炉心温度 30℃において)	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 燃料ポンプの停止が約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、燃料ポンプ停止時炉心温度 30℃) であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 燃料ポンプの停止が約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃、燃料ポンプ停止時炉心温度 30℃) であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (2/3)

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
原子炉圧力	評価条件 原子炉圧力 大気圧±2	条件設定の考え方 原子炉停止後1日後の原子炉圧力を想定	運転員等操作時間 原子炉圧力が大気圧±2であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 原子炉圧力が大気圧±2であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
原子炉圧力容器の状態	評価条件 原子炉圧力容器の状態 事故発生後	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 原子炉圧力容器の状態が事故発生後であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 原子炉圧力容器の状態が事故発生後であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
外部水源の温度	評価条件 外部水源の温度 35℃以下	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 外部水源の温度が35℃以下であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 外部水源の温度が35℃以下であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定
外部水源の容量	評価条件 外部水源の容量 4,300m ³	条件設定の考え方 炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	運転員等操作時間 外部水源の容量が4,300m ³ であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定	評価項目となるパラメータに与える影響 外部水源の容量が4,300m ³ であるため、事故発生時に炉心の燃料燃焼及び保有水量の観点から設定

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器副圧異常発生時等の特殊な場合を除く。

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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (2/3)

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	評価条件	最確条件	運転員等操作時間	評価項目	運転員等操作時間	評価項目
原子炉水位	通常運転水位 約 1.70m (炉心水位)	約 1.70m (炉心水位)	原子炉停止 1 日後の水位	約 1.70m (炉心水位)	原子炉停止後 1 日後の水位を想定	原子炉停止後 1 日後の水位を想定	原子炉停止後 1 日後の水位を想定	原子炉停止後 1 日後の水位を想定
原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉停止 1 日後の圧力	大気圧	原子炉停止後 1 日後の圧力を想定	原子炉停止後 1 日後の圧力を想定	原子炉停止後 1 日後の圧力を想定	原子炉停止後 1 日後の圧力を想定
原子炉圧力容器の状態	事故発生後	事故発生後	事故発生後	事故発生後	事故発生後	事故発生後	事故発生後	事故発生後
低圧代替注水 (常設) 水源温度	35℃	35℃	35℃以下	35℃	35℃以下を想定	35℃以下を想定	35℃以下を想定	35℃以下を想定
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³	7,740m ³ 以上 (合計貯水容量)	7,740m ³	7,740m ³ 以上を想定	7,740m ³ 以上を想定	7,740m ³ 以上を想定	7,740m ³ 以上を想定
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯水容量)	1,180m ³	1,180m ³ 以上を想定	1,180m ³ 以上を想定	1,180m ³ 以上を想定	1,180m ³ 以上を想定

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器副圧異常などの特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)

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	評価条件設定の考え方	運転員等の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	約 800kL	約 800kL 以上	約 800kL 以上	燃料貯蔵タンクの管理下容量を規定	管理下容量として事故発生から7日間後までに必要な容量を備えており、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。	—
重大事故等対策に關連する事故条件	外部電源喪失	—	—	送電系統の故障等によって外部電源喪失するものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故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。
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失、残留熱除去系係水系の機能喪失	—	—	全ての非常用ディーゼルの発電機を想定。また、残留熱除去系係水の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合はこれを条件として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故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。
外部電源	外部電源なし	—	—	起因事故として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事故として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事故として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に關連する機器条件	低圧代替注水系統 (常設) の原子炉注水量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発熱に心した原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事故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。
緊急用海水系を用いたた残炉停止時冷却系) による原子炉除熱量	緊急機器1基当たり約 200kL 以上 (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	緊急機器1基当たり約 200kL 以上 (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	緊急機器1基当たり約 200kL 以上 (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	緊急機器の設計仕様に基づき、緊急機器の除熱能力を確保し、過熱を防止する観点で、過去の実績を参考とする。高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (3/3)

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			
起因事故	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主要電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼルの発電機を想定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却系冷却機能喪失	—	原子炉冷却系冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合はこれを条件として設定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故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。
外部電源	外部電源なし	事故時に変化	起因事故として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故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、事故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	低圧原子炉代替注水系統 (常設)	200m ³ /h で原子炉注水	低圧原子炉代替注水系統 (常設) の設計値として設定	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と最確条件が同様であることから、事故進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却系冷却機能喪失 (原子炉停止時冷却モード)	緊急機器1基あたり約 15.7 MW (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃以下において)	緊急機器1基あたり約 15.7 MW (原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃以下において)	緊急機器の設計仕様に基づき、緊急機器の除熱能力を確保し、過熱を防止する観点で、過去の実績を参考とする。高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事故進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。

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、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 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (1/3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ 評価上の操作 開始時間 作業方法	運転の不確かさ要因	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	訓練記録等
常設代替 交流電源 設備から の低圧注 水による 原子力注 水	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼルの異常動作による非常用電源からの交流電源喪失等の異常状態を認識し、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配を行っている。この対応に係る時間は、現時点で想定している。また、常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配は、中央制御室にて行われる。また、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p> <p>【認知】 常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p> <p>【認知】 常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p> <p>【認知】 常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>運転の不確かさ要因</p> <p>【認知】 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼルの異常動作による非常用電源からの交流電源喪失等の異常状態を認識し、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配を行っている。この対応に係る時間は、現時点で想定している。また、常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配は、中央制御室内で行われる。また、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>訓練記録等</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>

第2表 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 (1/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ 評価上の操作 開始時間 作業方法	運転の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練記録等
常設代替 交流電源 設備から の低圧注 水による 原子力注 水	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼルの異常動作による非常用電源からの交流電源喪失等の異常状態を認識し、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配を行っている。この対応に係る時間は、現時点で想定している。また、常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配は、中央制御室内で行われる。また、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>運転の不確かさ要因</p> <p>【認知】 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼルの異常動作による非常用電源からの交流電源喪失等の異常状態を認識し、中央制御室にて常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配を行っている。この対応に係る時間は、現時点で想定している。また、常設代替交流電源設備からの交流電源を確保する手配は、中央制御室内で行われる。また、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>訓練記録等</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>

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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (1/5)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ 評価上の操作 開始時間 作業方法	運転の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練記録等
常設代替交 流電源設備 からの交流 電源喪失 による低 圧注水	<p>【認知】 常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。また、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>運転の不確かさ要因</p> <p>【認知】 常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。また、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>	<p>訓練記録等</p> <p>常設代替交流電源設備からの交流電源喪失を発生させた場合に、低圧注水高圧注水ポンプの稼働状況を確認する手配は、中央制御室内で行われる。</p>

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 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (2/3)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ 評価上の操作開始時間	評価項目となるパラメータに与える影響	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	操作時間余裕	訓練実績等	
代替原子炉補機冷却系運転員 事象発生から20分後 操作条件	事象発生から4時間 10分後	【認知】 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼルの発電機非常用高圧母線の電源回復ができ ない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより代替原子炉補機冷却系の所帯を開始する手 順としているため、遅延は認めない。 【四角化】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は、現地に待機している原子炉補機冷却水の系統構成を行う運転員(現 場)と、代替原子炉補機冷却系の移動、緊急を行う原子炉補機冷却系運転員(中央制御室)との間の連携 が円滑に行われている。運転員(現場)は、代替原子炉補機冷却系運転のための緊急準備を 行っている期間、他の操作を行っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる体熱交換器、電源等は中野であり、牽引または自走にて作 業現場へ移動することを想定している。仮に機内等の外部争奪が起る場合は、アタセセル ートとの検査が完了して、ボイラロータリにて必要なたせセルートを仮置場で待機している。 【操作所要時間】 緊急時対応委員の準備操作は、各機室の準備作業及びボイラ・スライダ等の操作に移動時間を含めて 10.4時間(現場)の行方現地系構成は、操作対象が30分程度であり、操作 見込みである。また、運転員(現場)の行方現地系構成は、操作対象が30分程度であり、操作 場所は原子炉タービン室等移動時間を含めて10分程度を想定しており、これに5時間の操作時間を加 えている。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【起の並列操作有無】 緊急時対応委員による並列準備及び運転員(現場)の系統構成は並列操作可能なため、両者が同時 して操作開始時間が短くなることはない。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【現場の電圧】 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、2組操作 は起こりにくく、起発生により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替原子炉補機冷却系 の緊急時は、緊急時 に10.4時間の合計20 分間で完了する ことにより、余裕が あることから、運 転員等操作時間に与 える影響は大きくない。	操作開始時間は事 象発生から、原子 炉への注水をするこ とが、評価項目とな る。評価項目となる パラメータに与える影 響はない。	代替原子炉補機冷却 系運転員は、事象発 生後20分間後の操作 が確保できることか ら、時間余裕がある。 仮に、低圧代替注水 系(常設)による原子 炉への注水は確保す る。実現可能なことを確認した。		訓練実績等 代替原子炉補機冷却系(原 子炉冷却系)による操 作は、36分で想定し ているところ、測 定では約27分で 実施可能である。 想定で意図して いる運転操作が 実現可能なこと を確認した。

第2表 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 (2/2)

項目	評価条件 (操作条件)		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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方				
緊急用海水系 を留熱除去系 に切り替える 操作条件	事象発生 から4時間 10分後	状況判断、全交流動力電源喪失による 緊急用海水系からの受電準備、常設代 替注水による非常用母線からの受電準備 による非常用母線からの受電準備、常 設代替注水による非常用母線からの受 電準備、及び緊急用海水系を用いた 残留熱除去系(原子炉冷却熱除去系) の復旧後の時間を考慮して設定			常設代替注水(低圧注水)による非常用母線からの受電準備、常設代替注水(常設)による非常用母線からの受電準備、及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉冷却熱除去系)の復旧後の時間を考慮して設定	緊急用海水系(原 子炉冷却系)による 操作は、36分で 想定しているこ と、測定では約 27分で実施可能 であることを 確認した。

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 (運転停止中(全交流動力電源喪失)) (2/5)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ 評価上の操作開始時間		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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価条件 (操作条件) の不確かさ 条件設定の 考え方	評価条件 (操作条件) の不確かさ 条件設定の 考え方				
常設代替注水 からの受電 準備時間 操作条件	事象発生から 2時間後	全交流動力電 源喪失時の測 定結果を踏ま えた操作時間 の余裕を考慮 して設定	常設代替注水(低圧注水)による非常用母線からの受電準備、常設代替注水(常設)による非常用母線からの受電準備、及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉冷却熱除去系)の復旧後の時間を考慮して設定			

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 (運転停止中 全交流動力電源喪失) (3/3)

項目	運転条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作時間	条件設定の考え方					
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去 (原子炉停止後)	事故発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去による原子炉冷却機配管の温度上昇を考慮して設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去 (原子炉停止後) 発生から約20時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	プラント停止時の表組から、配管の温度変化を含め約60分で操作開始できることを確認した。また、系統構成及びポンプの起動のみであれば、約10分で操作可能であることを確認した。想定で想定している運転操作が実施可能なことを確認した。
各機器への給油 (電源車、人昇車送水車 (熱交換器ユニット用) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油)	事故発生から12時間後以降、遅延	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や運転に必要な操作・作業を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事故発生から約12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	有効性評価では、代替原子炉補機冷却用の電源車 (6号及び7号炉、各2台) 及び人昇車送水車 (熱交換器ユニット用) (6号及び7号炉、各1台) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) 及び冷却水車 (熱交換器ユニット用) への給油を解析している。各機器への給油操作時間については、電源車及び人昇車送水車 (熱交換器ユニット用) への給油準備 (車庫移動開始からタンクローリ (4台、16台) への連結完了まで) は、所要時間140分のところ、車庫移動等は約10分、電源車 (熱交換器ユニット用) への給油準備は、所要時間120分のところ、車庫移動等は約111分と実施可能なことを確認した。各機器の燃料が枯渇しない時間間隔 (許容時間) 以内で実施することとしている。起動直後及び人昇車送水車 (熱交換器ユニット用) への給油作業は、許容時間16時間のところ、訓練実績等では約202分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

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 (運転停止中 (全交流動力電源喪失)) (3 / 5)

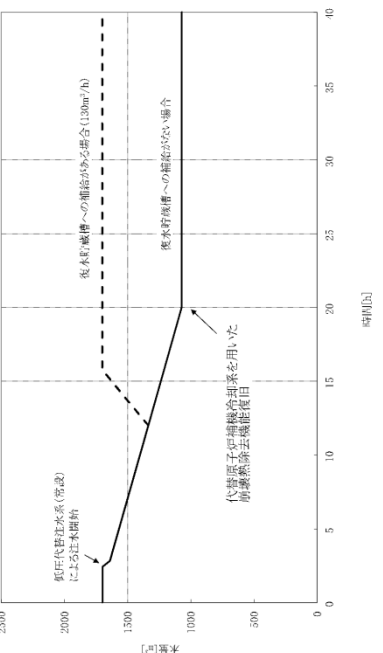
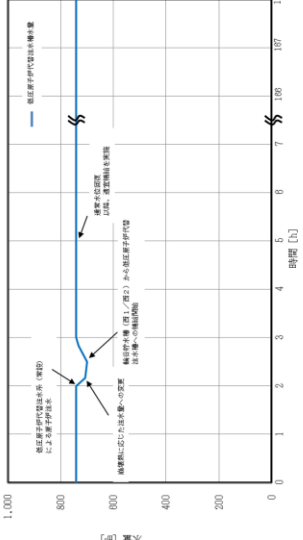
項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水による原子炉注水	事故発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	操作の不確かさ要因 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員 (現場) と受電準備を行う運転員 (現場) の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。 【操作の確かさ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、該操作は起こりにくく、該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御監視操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	-	-	-	-

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
(運転停止中(全交流動力電源喪失)) (4 / 5)

項目	評価条件(操作条件)の不備かさ 評価上の操作 開始時間	条件設定の 考え方	操作の不備かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等

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
(運転停止中(全交流流動力電源喪失)) (5 / 5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作	条件設定の考え方					
原子炉補機代替冷却系運転操作	事故発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定	【他の系列補機(有無)】 後田班員による準備操作は、低圧原子炉代替冷却系への接続に係る系統構成作業後に実行操作であり、他の系列の操作は無いことから、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実性】 後田班員、運転員は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	-	-	-	-
原子炉補機代替冷却系停止時冷却モードによる原子炉除熱運転	事故発生10時間後	原子炉補機代替冷却系を介した蒸留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転操作は、原子炉補機代替冷却系運転操作に引き継ぎ実施する操作であり、運転操作までの時間は、事故発生から約10時間あり時間余裕がある。	原子炉補機代替冷却系を介した蒸留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転操作は、原子炉補機代替冷却系運転操作に引き継ぎ実施する操作であり、運転操作までの時間は、事故発生から約10時間あり時間余裕がある。	運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より早く完了し、準備操作完了後、運転員等が作業開始する可能性があることから、運転員等が作業開始する時間には余裕がある。	操作開始時刻は評価上の想定より早く完了する可能性があるため、余裕を有していることと見做していることとなる。パラメータに与える影響はない。	事故発生から10時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧原子炉代替冷却系(常設)による原子炉除熱運転が実施される。	評価上は作業成立性を踏まえ事故発生から10時間後としており、系統構成の準備時間は、運転員等の準備作業から、約19分で完了する。想定で実施可能な見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替冷却系への水補給	事故発生10時間後30分後以降	低圧原子炉代替冷却系への水補給は、解析条件ではないが、操作で想定している操作の成立や運転に必要作業を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事故発生から2時間30分後以降、運転員としており、低圧原子炉代替冷却系への水補給は、事故発生から2時間30分後以降、運転員等が作業開始するまで注水可能であることから、十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事故発生から2時間30分後以降としており、このうち、低圧原子炉代替冷却系への水補給は、事故発生から2時間30分後以降、運転員等が作業開始するまで注水可能であることから、十分な時間余裕がある。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)</p> <p>○水源※ 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ① 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 最大流量 150m³/h で事象発生 145 分後以降に運転する。 原子炉水位が通常水位まで回復後、水位を維持出来るよう崩壊熱に相当する水量 (最大 33m³/h) の原子炉注水を実施する。</p> <p>○水源評価結果 事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m³/h で原子炉注水を行い、その後、約 33m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が必要となるまでに合計約 700m³ の水量が必要となるが、復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。 (150m³/h × ((169min-145min)÷60) + 33m³/h × (20h - (169min÷60)) ≈ 700m³)</p> <p>※ 停止直後を想定しているため、運転中と同様の管理水量を示す。 停止時においてウェル水張りなどに使用する際、運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが、その場合であっても必要な保有水量以上(約 700m³)の淡水は確保するため、対応可能である。</p>  <p>添付資料 5.2.3</p>	<p>添付資料 5.2.4</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u> <u>(運転停止中 全交流動力電源喪失)</u></p> <p>1. 水源に関する評価 ① 淡水源(有効水量) ・代替淡水貯槽：約 4,300m³</p> <p>2. 水使用パターン ① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生約 1.1 時間後、崩壊熱に相当する流量で、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作を実施する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転による原子炉注水が開始される事象発生後 4 時間 10 分後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止する。</p> <p>3. 時間評価 原子炉注水によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。 事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。 この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m³である。</p> <p>4. 水源評価結果 時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 90m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 5.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について(運転停止中(全交流動力電源喪失))</u></p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水貯槽：約 740m³ 輪谷貯水槽(西1/西2)※：約 7,000m³(約 3,500m³ × 2) ※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)</p> <p>○水使用パターン ① 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 事象発生 2 時間後から、原子炉水位回復まで最大流量(200m³/h)で注水する。原子炉水位回復後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ② 輪谷貯水槽(西1/西2)から低圧原子炉代替注水貯槽への移送 事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水貯槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図) 事象発生後から 2 時間後から低圧原子炉代替注水貯槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水貯槽水量は減少する。 事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水貯槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水貯槽水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から、残留熱除去系の運転を開始し、以降は安定して冷却することができる。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から低圧原子炉代替注水貯槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約 300m³必要となる。低圧原子炉代替注水貯槽に約 740m³及び輪谷貯水槽(西1/西2)に約 7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p> 	<p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

プラント状況: 1~7号炉停止中。
 事象: 6号及び7号炉は全交流動力電源喪失を想定する。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内部緊急時対策電源装置等、プラントに関連しない設備は対象とせず。

炉号	時系列		判定
	事象発生直後から事象発生後7日間	合計	
7号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	6,7号炉軽油タンク各約 1,020kL(空)及びガス タービン発電機燃料タンク 約1,020kLの容量(合計 約2,040kL)であり、 7日間対応可能。
6号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約2,040kLであり、 7日間対応可能。
1号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約2,040kLであり、 7日間対応可能。
2号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約2,040kLであり、 7日間対応可能。
3号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約2,040kLであり、 7日間対応可能。
4号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約2,040kLであり、 7日間対応可能。
5号炉	常設代替交流電源装置 3台起動。 1,000kWh×24h×7日×3台=684,000kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh 代替原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 2台起動。 65kWh×24h×7日×2台=36,960kWh 事象発生直後から事象発生後7日間 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 65kWh×24h×7日×1台=10,920kWh	7日間の 軽油消費量 約650kL	1号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 2号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 3号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 4号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 5号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 6号炉軽油タンク容量は 約650kL(空)であり、 7日間対応可能。 1号から7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電 機燃料タンクの総容量 (合計)は、 約2,040kLであり、 7日間対応可能。
その他	5号炉原子炉建屋内部緊急時対策電源装置 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45kWh×24h×7日=7,560kWh モニタリング・ボスト用発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9kWh×24h×7日×3台=1,512kWh	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL

※1 事故収束に必要な常設代替交流電源装置は2台であるが、保守的に常設代替交流電源装置3台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※3 保守規定に基づき消費量。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 5.2.5

7日間における燃料の対応について
 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×5台(運転台数) =約352.8kL	7日間の 軽油消費量 約352.8kL	軽油貯蔵タンク の容量は約 800kL であり、7日 間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策 所用発電機 燃料油貯蔵 タンクの容 量は約75kL であり、7日 間の対応可 能

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 5.2.4

7日間における燃料の対応について
 (運転停止中 (全交流動力電源喪失))

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 0.0652m³/h×24h×7日×1台=10.9536m³	7日間の 軽油消費量 約64m³	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約730m³で あり、7日間対 応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約352m³	ガスタービン発 電機用軽油タン クの容量は約 450m³であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約45m³ であり、7日間 対応可能

・設備設計の相違

【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

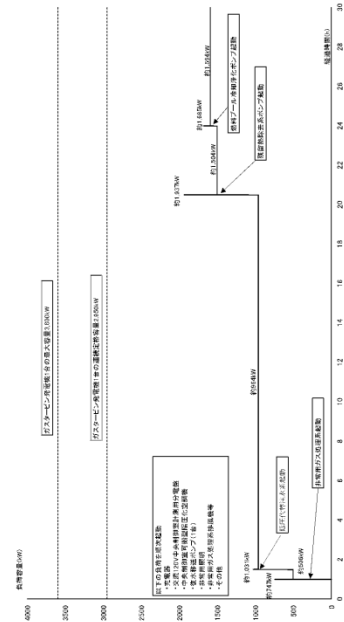
・評価結果の相違

【柏崎 6/7, 東海第二】

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<6号炉>

6号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	540kW
燃料プールの冷却浄化ポンプ(起動時)	90kW
非常用ガス処理系排風機等*	181kW
その他必要な設備	約37kW
合計(連続最大容量)	約103kW
合計(運転最大容量)	約366kW
合計(連続最大容量)	約1594kW
合計(最大容量)	約1937kW



※非常用ガス処理系風分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

添付資料 5.2.5

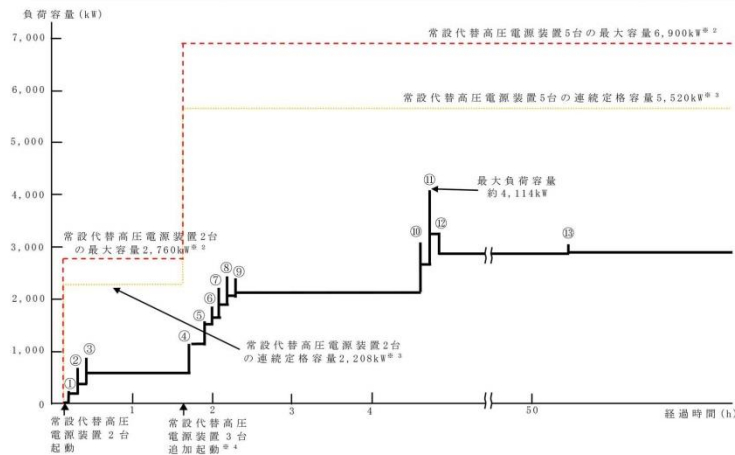
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料 5.2.6

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

【電源設備:常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷*	約120 約97	約245	約217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ*	約190	約892	約597
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明** ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷** ・その他不要な負荷**	約79 約108 約134 約14 約234	約1,179	約1,166
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明** ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他必要な負荷** ・その他不要な負荷**	約60 約86 約134 約135	約1,586	約1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,875	約1,687
⑦	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,264	約1,923
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	原子炉保護系電源装置2A 原子炉保護系電源装置2B	約45 約45	約2,409	約2,175
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約3,157	約2,689
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,114	約3,276
⑫	停止負荷	約-380	-	約2,896
⑬	常設低圧代替注水系ポンプ2台 代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約3,005	約2,926



※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも閉鎖熱による蒸気を上回る注水流量を確保可能
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量(1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※3 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量(1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※4 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加駆動する
 ※5 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

島根原子力発電所 2号炉

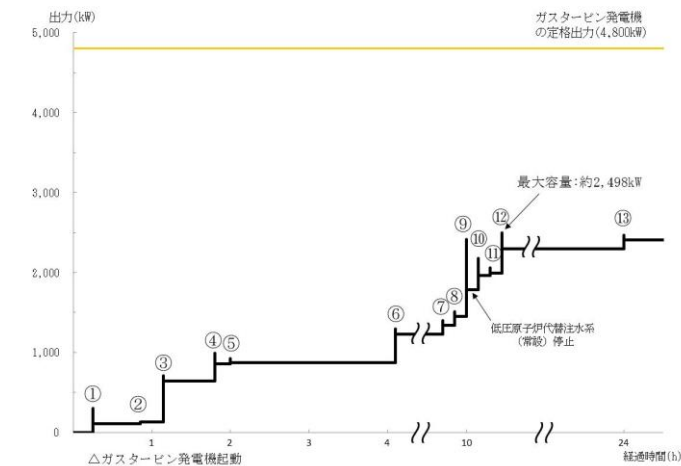
添付資料 5.2.5

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中(全交流動力電源喪失))

主要負荷リスト

電源設備:ガスタービン発電機 定格出力:4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111
②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129
③	充電器,非常用照明,非常用ガス処理系他(D系高圧母線自動投入負荷)	約518	約713	約647
④	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約989	約857
⑤	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約927	約872
⑥	充電器,非常用照明,非常用ガス処理系他(C系高圧母線自動投入負荷)	約359	約1,293	約1,231
⑦	A-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,401	約1,341
⑧	B-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,511	約1,451
⑨	B-残留熱除去ポンプ	約560	約2,415	約1,786
⑩	B-中央制御室送風機	約180	約2,181	約1,966
⑪	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約2,058	約1,996
⑫	B-中央制御室冷凍機	約300	約2,498	約2,296
⑬	B-燃料プール冷却水ポンプ	約110	約2,471	約2,406



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

備考
 ・設備設計の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷の相違。

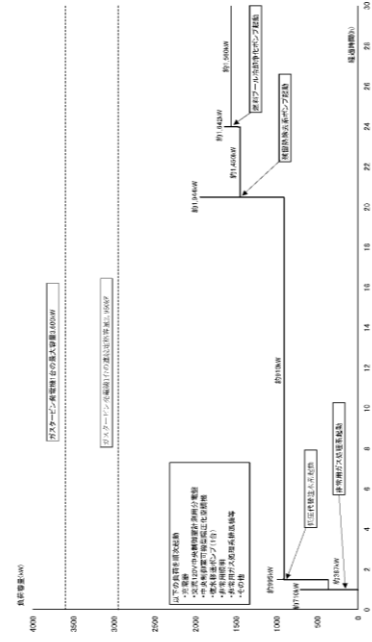
常設代替交流電源設備の負荷 (運転停止中 全交流動力電源喪失)

<7号炉>

7号炉	
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約6kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型備圧化空調機	8kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(稼働時)	540kW (1034kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約20kW
その他必要な設備	約116kW
その他不要な設備	約321kW
合計(運転喪失容量) (従入容量)	約1560kW (約1944kW)

*非常用ガス処理系漏分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

添付資料 5.2.5



負荷積算イメージ

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.3 原子炉冷却材の流出]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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「<u>原子炉冷却材流出 (CRD 点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、②「<u>原子炉冷却材流出 (LPRM 点検 (交換) 時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、③「<u>原子炉冷却材流出 (RIP 点検時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」、④「<u>原子炉冷却材流出 (CUW ブロー時の操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」及び⑤「<u>原子炉冷却材流出 (RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である。</p> <p>(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</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、<u>崩壊熱除去機能が喪失</u>することを想定する。このため、<u>原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少</u>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。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出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、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。</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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「<u>原子炉冷却材の流出 (RHR 系統切替時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」、②「<u>原子炉冷却材の流出 (CUW ブロー時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」、③「<u>原子炉冷却材の流出 (CRD 点検時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」及び④「<u>原子炉冷却材の流出 (LPRM 点検時の LOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(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</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出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、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。</p>	<p>5.3 原子炉冷却材の流出</p> <p>5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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、「<u>原子炉冷却材の流出 (残留熱除去系切替時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」、「<u>原子炉冷却材の流出 (原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」、「<u>原子炉冷却材の流出 (制御棒駆動機構点検時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」及び「<u>原子炉冷却材の流出 (局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗</u>」である。</p> <p>(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</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、<u>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生</u>することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出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、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。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「RIP 点検時の作業誤り」は A B W R 特有の事象。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 A B W R は R H R の吸い込み配管が燃料棒有効長頂部よりも上にあるため、吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し、以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下が加わる。島根 2 号炉は B W R - 5 であり、R H R 吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されるこ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）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。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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、運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1 図及び第5.3.2 図に、手順の概要を第5.3.3 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5.3.1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計14名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（<u>6号及び7号炉兼任</u>）、当直副長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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第5.3.4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>14名</u>で対処可能である。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）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。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3-1 図に、手順の概要を第5.3-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.3-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員（初動）9名</u>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、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名</u>及び運転操作対応を行う<u>当直運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.3-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>9名</u>で対処可能である。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）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。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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、<u>運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1-1(1) 図及び第5.3.1-1(2) 図に、手順の概要を第5.3.1-2 図に示すとともに、<u>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5.3.1-1表に示す。</u></p> <p>本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>緊急時対策要員10名</u>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、<u>当直長1名、当直副長1名</u>、運転操作対応を行う<u>運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>5名</u>である。必要な要員と作業項目について第5.3.1-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p>	<p>とから、評価条件が異なる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。<u>原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合、原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位</u>である。</p>	<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）</u>である。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認</p> <p>原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。<u>なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位（SA）</u>等である。</p> <p>b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。</p> <p>隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、<u>サブプレッション・プール水位（SA）</u>等である。</p>	<p>違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉はBWR-5であり、RHR吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出を優先的に確認する計器を記載している。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後、原子炉注水を実施する。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出停止を優先的に確認する計器を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>5. 3. 2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1. 2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「<u>原子炉冷却材流出（RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り）+崩壊熱除去・注水系失敗</u>」である*1。</p> <p>残留熱除去系は通常、<u>3 系統あるうち1 系統又は2 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>有効燃料棒頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>2 時間以上</u>の時間余裕*2があり、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。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。</p>	<p>b. <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量</u>等である。</p> <p>5. 3. 2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1. 2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「<u>原子炉冷却材の流出（RHR 系統切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」である*1。</p> <p><u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>は通常、<u>2 系統あるうち1 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>RHR 系統切替時のLOCA</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>燃料有効長頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>約3.5 時間</u>の時間余裕*2があり、かつ、<u>原子炉水位（広帯域）</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。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。</p>	<p>c. <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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、<u>残留熱除去ポンプ出口流量</u>等である。</p> <p>5. 3. 2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価するうえ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、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「<u>原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）+流出隔離・炉心冷却失敗</u>」である*1。</p> <p><u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>は通常、<u>2 系統あるうち1 系統</u>を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替<u>え</u>を実施する場合がある。系統切替<u>え</u>に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。</p> <p>「<u>残留熱除去系切替時の冷却材流出</u>」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「<u>POS-B 原子炉ウエル満水状態</u>」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、<u>燃料棒有効長頂部</u>まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても<u>約1.3時間</u>の時間余裕*2があり、かつ、<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。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。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 残留熱除去系の系統（熱交換器の数）の相違。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する</u>。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>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。</p> <p>※1 <u>RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量大きい</u> (付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び 7号炉確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3. 1. 2. c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p> <p>※2 <u>流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間 (停止 1 日後の崩壊熱を想定)</u> (添付資料 5. 3. 1, 5. 3. 2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5. 3. 2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。<u>また、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため、有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。</u></p>	<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する</u>。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>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。</p> <p>※1 <u>RHR 系統切替え時の LOCA は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。</u></p> <p>※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から<u>燃料有効長頂部まで低下するまでの時間</u> (添付資料 5. 3. 1, 5. 3. 2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5. 3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては<u>原子炉水位 (広帯域)</u> による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p>	<p>本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、<u>燃料棒有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する</u>。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>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。</p> <p>※1 <u>残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量大きい (島根原子力発電所 2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1. 1. 2. c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</u></p> <p>※2 <u>原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで低下するまでの時間</u> (添付資料 5. 3. 1, 5. 3. 2)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5. 3. 2-1 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。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては<u>原子炉水位計</u> による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え、流出量大きいことも踏まえ、「残留熱除去系切替え時の冷却材流出」を選定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、BWR-5 であり、RHR 吸込配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は BWR-</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 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の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、<u>使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。</u>また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、<u>残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 87m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長い^{ため}、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定し、<u>非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</u></p>	<p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、<u>使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。</u>また、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>系統構成の際、残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 47m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から<u>約 3.7 時間</u>と長い^{ため}、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <u>外部電源はあるものとする。</u> <u>外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することとなる。</u><u>このため、原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう、外部電源はあるものとする。</u></p>	<p>(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェル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、原子炉水温は52℃とする。</p> <p>b. 事故条件 (a) 起回事象 起回事象として、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。</u>具体的には、<u>ミニマムフロー弁の開操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約 94m³/h とする。</u></p> <p>(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から<u>5時間以上</u>と長い^{ため}、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。</p> <p>(c) 外部電源 <u>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によって給電を行うものとする。</u></p>	<p>5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、人的過誤を仮定するため、全閉すべきミニマムフロー弁を全開のままとしてを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(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）による原子炉注水流量は <u>954m³/h</u> とする。</p> <p>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。</p> <p>(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.2)</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3.5 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.6 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、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）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>） 残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水流量は <u>1,605m³/h</u> とする。</p> <p>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。</p> <p>(a) 待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から約 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による原子炉注水を行う。</p> <p>その後は、<u>漏えい箇所の隔離操作を行い、運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷</u></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>） 残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）による原子炉注水流量は <u>1,136m³/h</u> とする。</p> <p>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。</p> <p>(a) <u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。</u></p> <p>なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.2)</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3.2-1図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.3.2-2図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、<u>残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、待機中の残留熱除去ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。</u></p> <p>その後は、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）<u>運転により崩壊熱除去機能を回復する。</u></p>	<p>器隔離弁の閉弁は発生しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており、有効燃料棒頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.3.5図に示すとおり、有効燃料棒頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3.6図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約3.0m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オペレーティングフロアの床付近としている。</p> <p>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。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>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。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSv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。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロア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（可搬型スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>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オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p>	<p>却系)に切り替えて原子炉除熱を行う。</p> <p>線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6階の床付近としており、燃料有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は、第5.3-4図に示すとおり、燃料有効長頂部の約15m上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3-5図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である燃料有効長頂部の約2.6m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原子炉棟6階の床付近としている。</p> <p>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おり、安定状態を維持できる。</p> <p>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。</p> <p>※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟6階での作業時間及び作業員の退避は2.2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも22mSv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。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6階における線量率を考慮した値である。</p>	<p>線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としており、燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は$1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉水位は第5.3.2-1図に示すとおり、燃料棒有効長頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>第5.3.2-2図に示すとおり、必要な遮蔽^{※3}が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約2.5m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物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としている。</p> <p>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。</p> <p>原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>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。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建物原子炉棟4階での作業時間及び作業員の退避は2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも20mSv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。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3.0m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p><u>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37℃～約48℃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温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出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。</u></p>	<p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.6m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料5.1.5, 5.3.1, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水系)により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約2.5m上(原子炉ウェル満水から約14m下)の位置である。 (添付資料4.1.2, 5.1.6, 5.3.3)</p> <p>5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>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。</p> <p>本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水操作とする。</p> <p>(1) 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.3.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施しており、不確かさの影響を確認する。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること、また崩壊熱除去機能喪失を仮定</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の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、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉水温について、評価条件の52℃に対して</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、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、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、<u>原子炉水位(広帯域)</u>による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、<u>原子炉注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、<u>また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、</u>運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>まで低下する時間は長くなるが、<u>原子炉冷却材流出の停止及び注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉压力容器の状態は、評価条件の原子炉压力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉压力容器の未開放時は、<u>原子炉水位計</u>による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、<u>原子炉冷却材流出の停止及び注水操作</u>は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>した場合も、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。</p> <p>・評価方針の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>最確条件は約 37℃～約 48℃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初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、原子炉水位が有効燃料棒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は大きくなる。</u></p> <p>初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる<u>有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間 (約 1 時間) は認知の時間に比べて十分長い。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽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。また、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部まで低下する時間 (停止 1 日後) は 2 時間以上と長く</u>、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また<u>原子炉水位 (広帯域) の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。</u>一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、<u>原子炉水位 (広帯域) による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間 (約 2.3 時間) は認知の時間に比べて十分長い。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽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。また、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く</u>、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また<u>原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。</u>一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、<u>原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間 (事象発生から約 50 分) までの認知が可能である。</u></p> <p>このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽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。また、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり</u>、認知後すぐに<u>隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため</u>、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータ</p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は BWR-5 であり、RHR 吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること、また崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から 5 時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

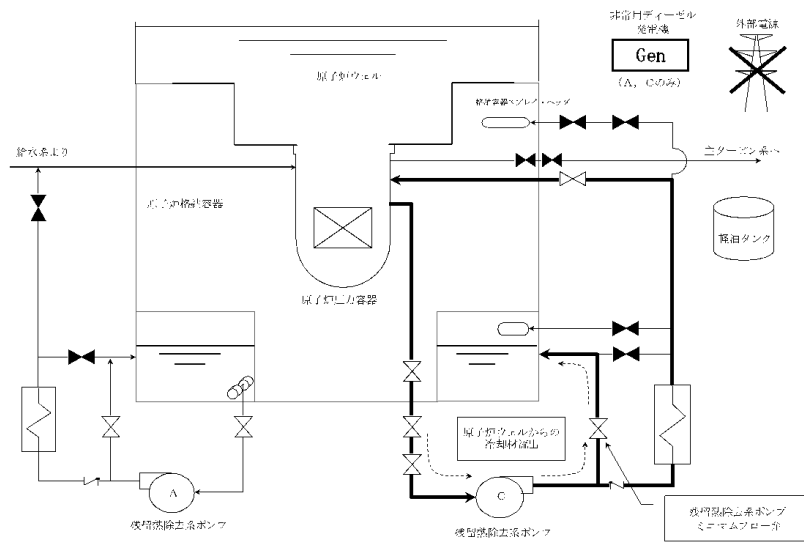
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>有効燃料棒頂部</u>まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、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、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>初期条件のプールゲートの状態において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、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保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料有効長頂部</u>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は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し、事象発生から<u>約2</u>時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から<u>約2</u>時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態において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、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保有水量より多くなるため、原子炉水位が<u>燃料棒有効長頂部</u>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は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、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、実態の運転操作においては、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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与える余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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与える余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 <u>13 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 <u>13 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）による注水操作は、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与える余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 <u>20 時間</u>であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2 時間であることから、時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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与える余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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与える余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.3.4)</p> <p>(2) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p><u>操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保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時間後であり、事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し、原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）の注水操作について、必要な遮蔽が確保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時間後であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料5.3.4)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>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</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p>

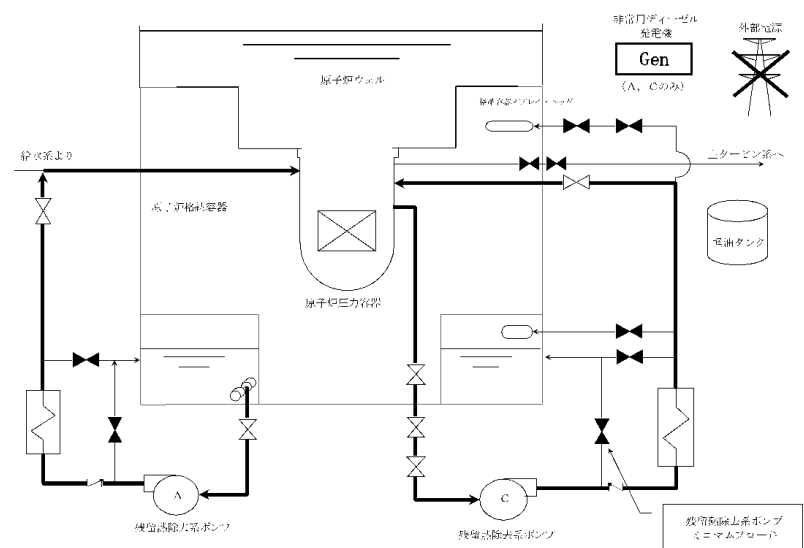
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>いても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時</u>における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>14名</u>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<u>運転員、緊急時対策要員等の64名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、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。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kL</u>の軽油が必要となる。<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転</p>	<p>いても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.3.4)</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>9名</u>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<u>災害対策要員(初動)の37名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）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・チェンバのプール水を水源とすることから、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。</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。</u></p>	<p>いても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>5.3.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり<u>10名</u>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<u>緊急時対策要員の43名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「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。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）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・チェンバのプール水を水源とすることから、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。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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、<u>運転継続に約700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³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</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は，SA事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。(6 号及び 7 号炉合計約 1, 519kL)</p> <p>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1, 020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2, 040kL) の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 5. 3. 5)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対し</p>	<p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シナシスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。</u></p>	<p>ついて、7 日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8m³ の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³ の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。</p> <p>(添付資料 5. 3. 5)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等は負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p>

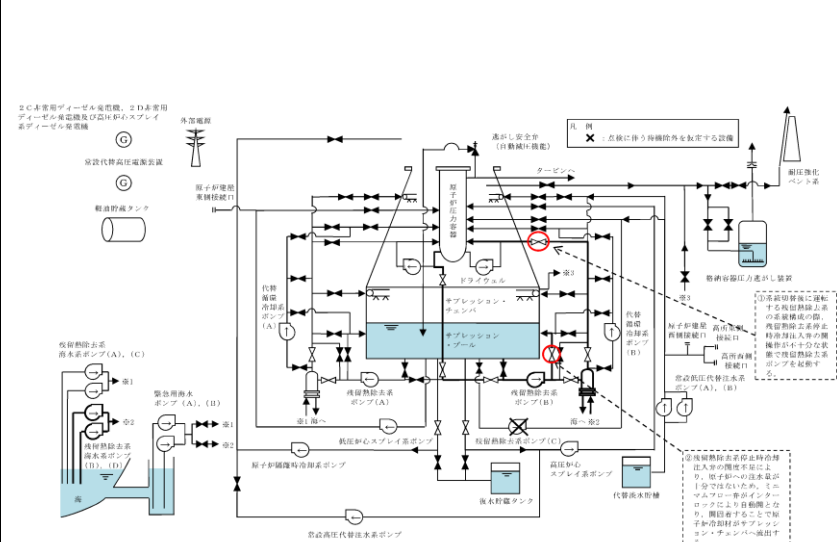
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ての電源供給が可能である。</p> <p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故</u>」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>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。</p> <p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。</u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>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。</p> <p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員にて確保可能である。</u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>5.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、<u>系統切替え</u>操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、<u>原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「<u>原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）+流出隔離・炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、<u>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り、燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。</u></p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができること</u>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。</p> <p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>緊急時対策要員にて確保可能である。</u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。</u></p>	<p>モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施する。</p>



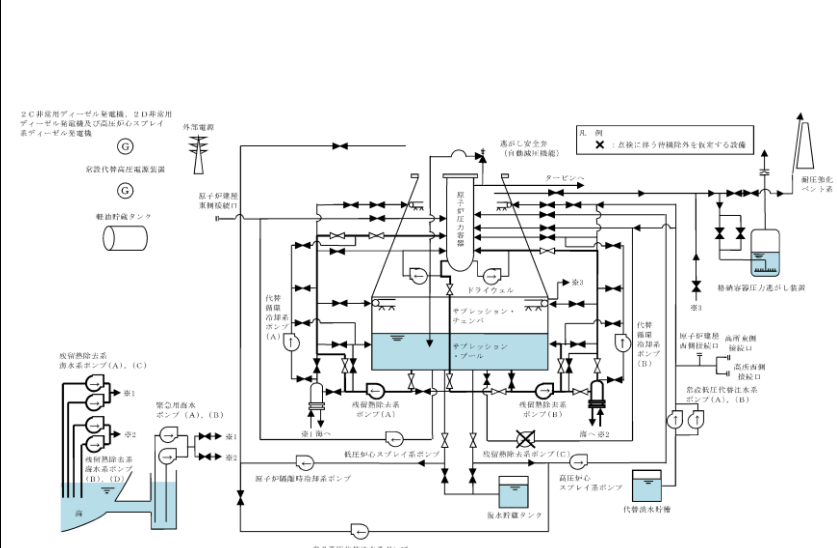
第5.3.1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉停止時冷却系統構成失敗)



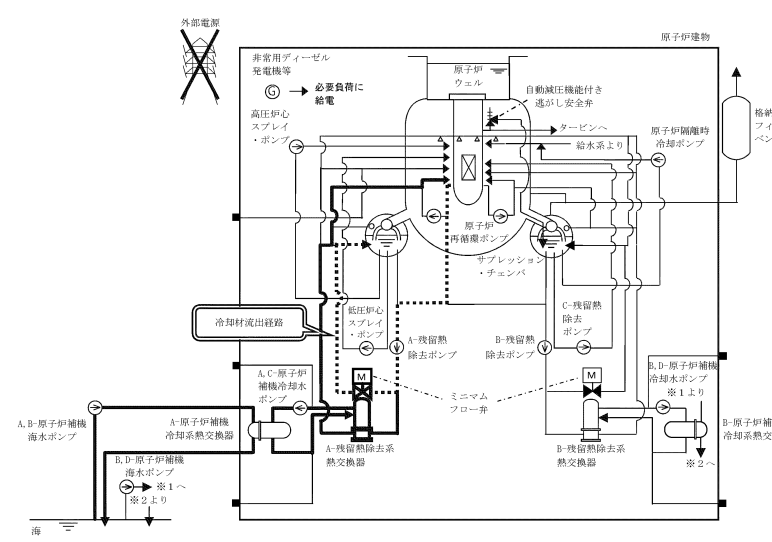
第5.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (原子炉注水及び原子炉停止時冷却)



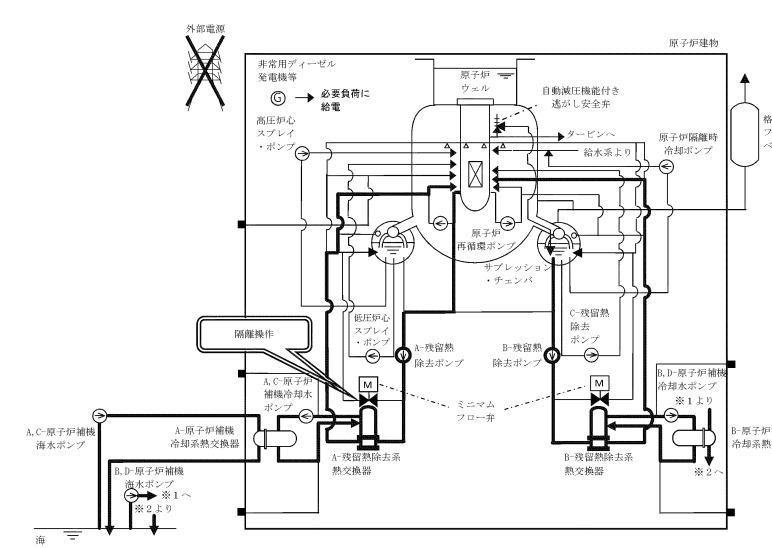
第5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(1/2) (原子炉冷却材流出の発生段階)



第5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(2/2) (残留熱除去系(低压注水系)による原子炉注水段階)

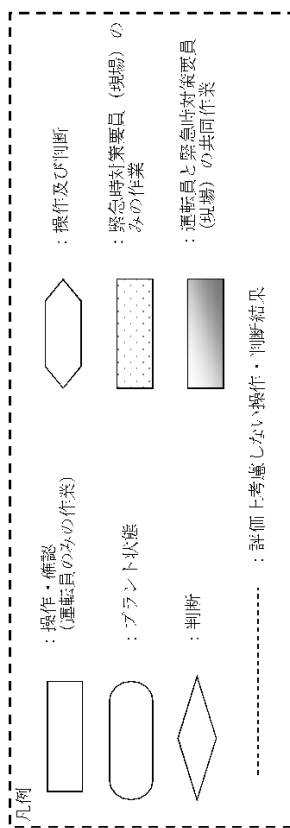


第5.3.1-1(1) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(原子炉停止時冷却系統構成失敗)



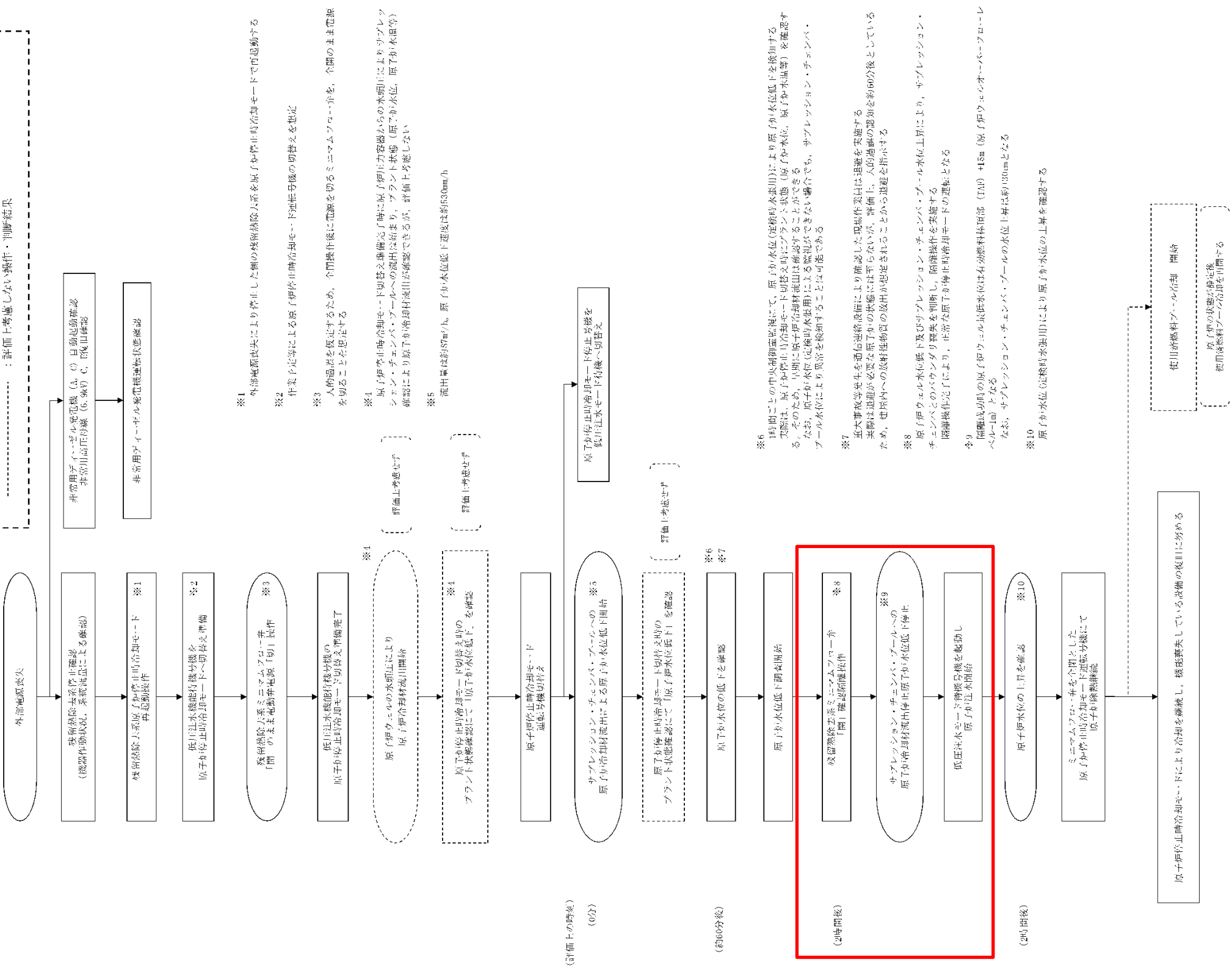
第5.3.1-1(2) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(漏えい箇所の隔離操作, 原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



プラント前提条件

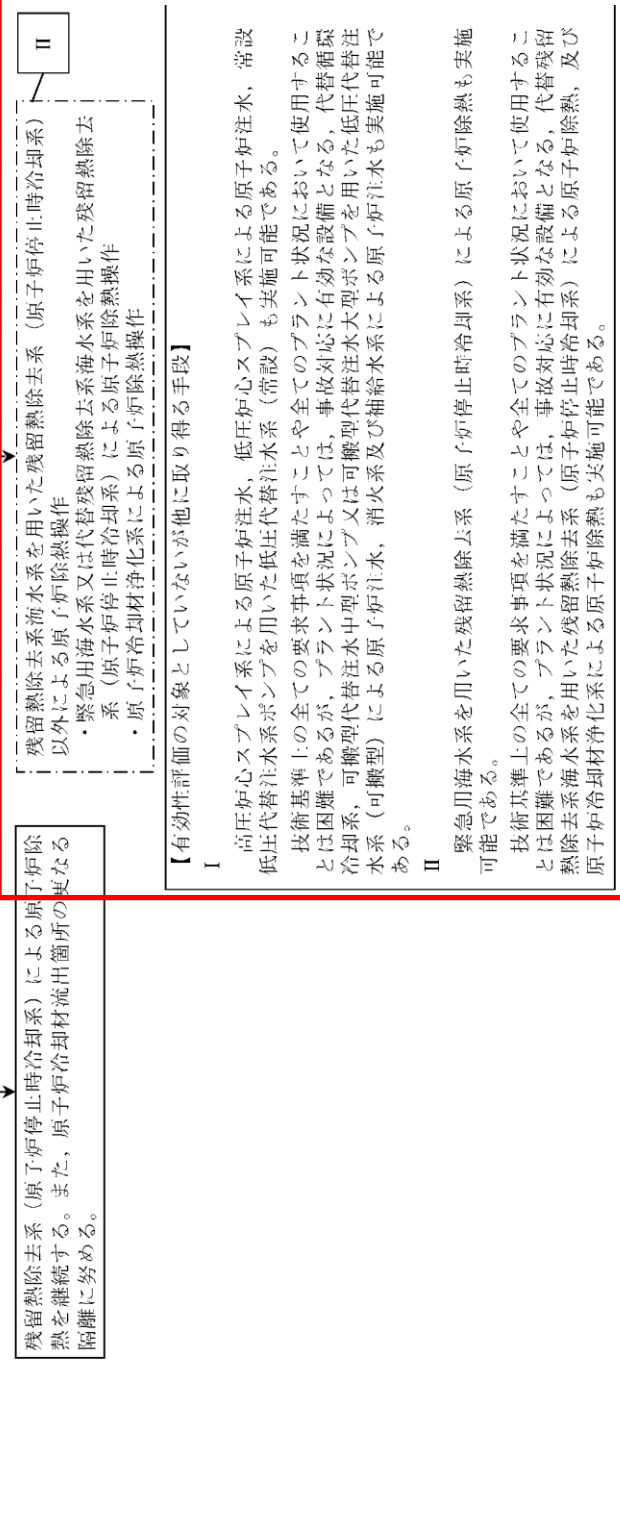
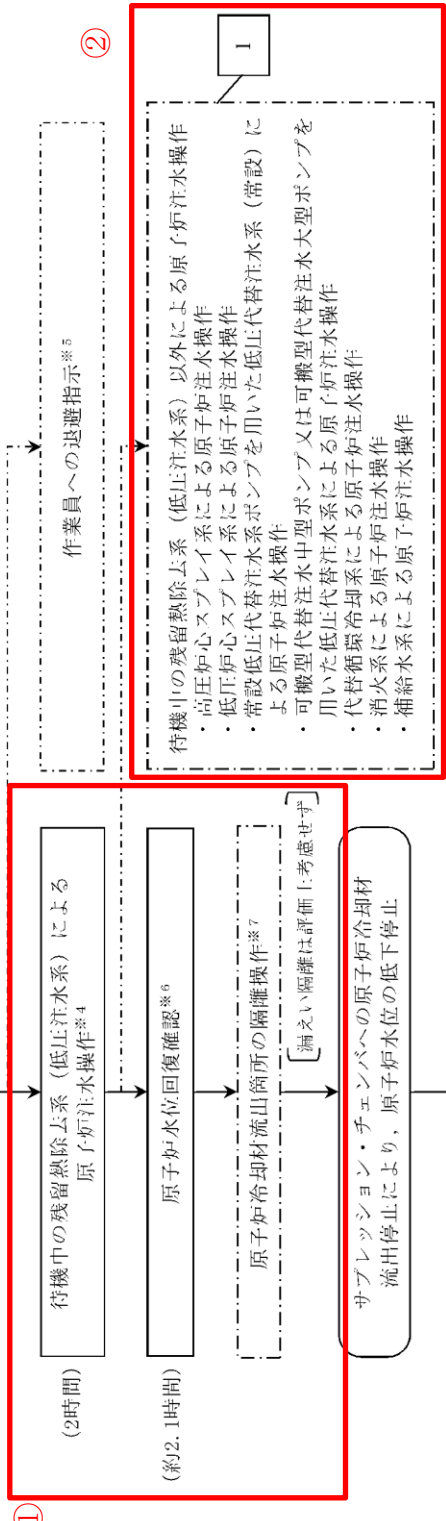
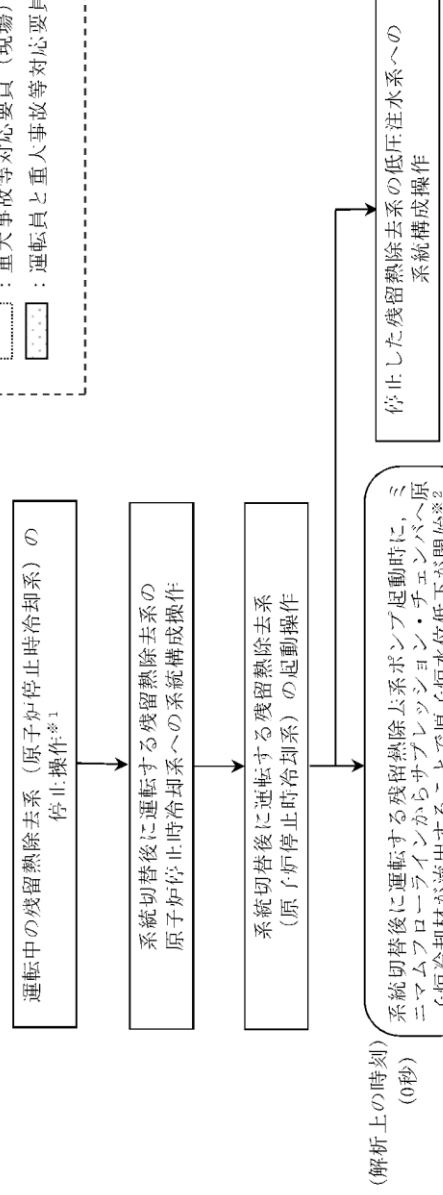
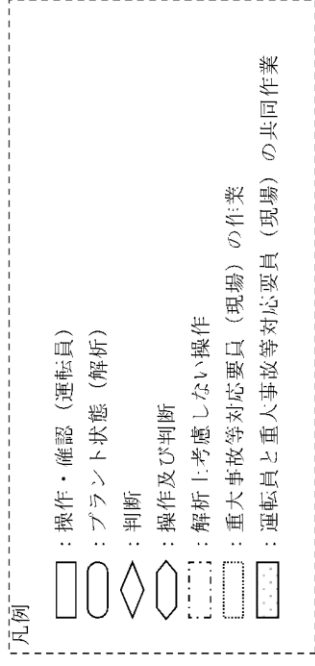
- 原子炉ウエルレベル補水
- 炉内燃料残存量プールのレベル「閉」
- 非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
- 残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
- 残置熱除去系 (B) 点検中
- 残置熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中



第 5.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

備考

差異理由は、島根 2 号炉「第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照



※1 作業予定等による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 運転切替の切替を想定。

※2 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転切替時、残留熱除去系ポンプ停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッジョン・チェンバへ流出することを想定する (原子炉冷却材の流出量は47m³/h、原子炉水位の低下速度は約0.75m/h)。

※3 1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッジョン・プール水位の上昇により、原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。

※4 注水前の原子炉ウエル水位は燃料有効長頂部から約15m上 (原子炉ウエルオーバーフローレベル1.5m) となる。なお、サブプレッジョン・チェンバの水位上昇は約0.3mである。

※5 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ベージング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。

※6 原子炉水位の回復を確認する。燃料の注水及び必要な放射線遮蔽の確保を維持することで評価項目を満足しており、安定状態を維持できる。

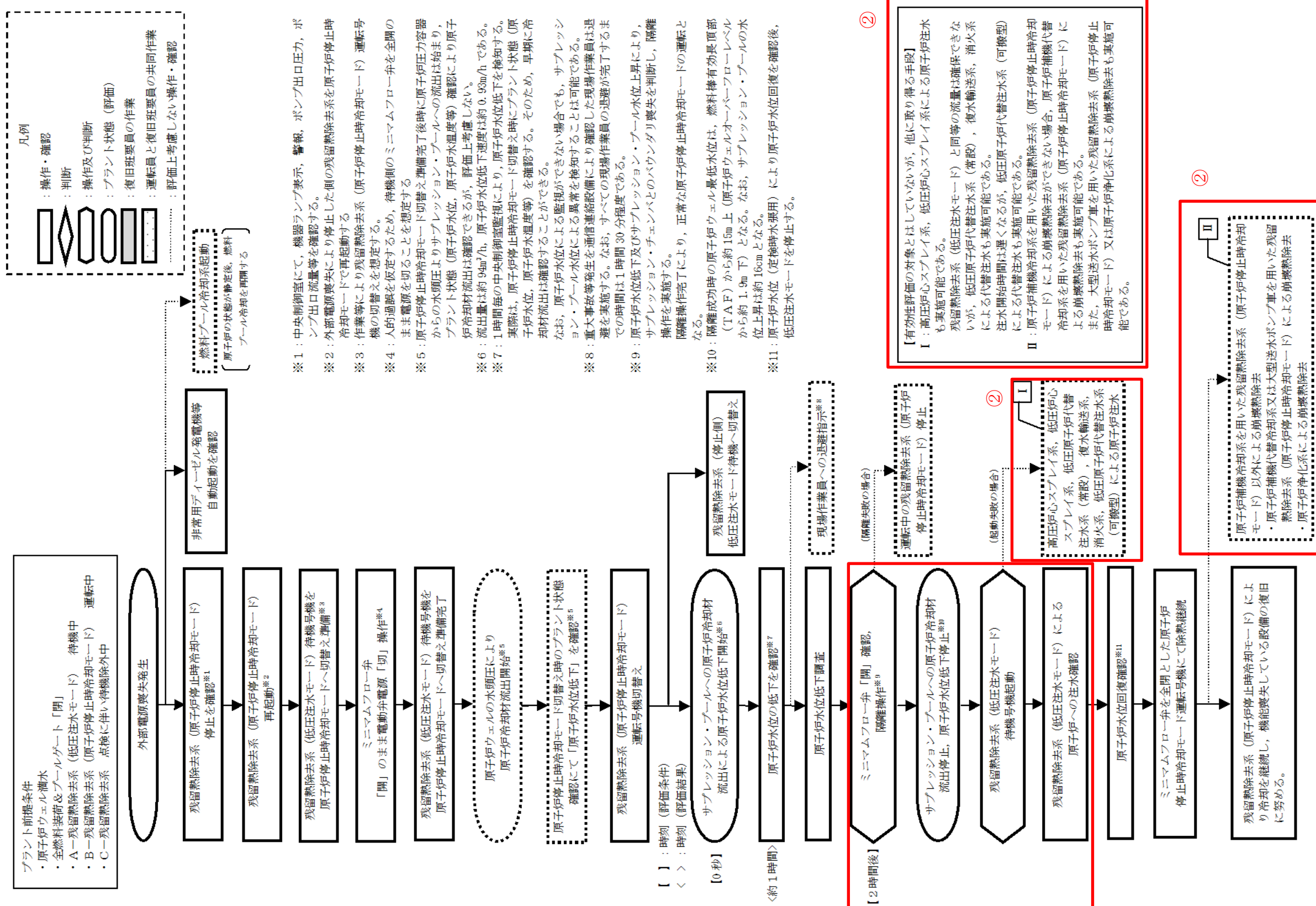
※7 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。

※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3.1-2 図原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

備考

差異理由は、島根2号炉「第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照



- ※1：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等を確認する。
- ※2：外部電源喪失により停止した側の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで再起動する
- ※3：作業等により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転号機の切替えを想定する。
- ※4：人的通誤を防止するため、待機側のミニマムフロー弁を全開のまま電源を切ることを想定する
- ※5：原子炉停止時冷却モード切替え準備完了後に原子炉圧力容器からの水頭圧よりサブプレッジョン・プールの流出は始まり、プラント状態（原子炉水位、原子炉水温度等）確認により原子炉冷却材流出は確認できるが、評価上考慮しない。
- ※6：流出量は約9m³/h、原子炉水位低下速度は約0.93m/hである。
- ※7：1時間毎の中央制御室監視により、原子炉水位低下を検知する。実際は、原子炉停止時冷却モード切替え時にプラント状態（原子炉水位、原子炉水温度等）を確認する。そのため、早期に冷却材流出は確認することができる。
- ※8：重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は避難を実施する。なお、すべての現場作業員の退避が完了するまでの時間は1時間30分程度である。
- ※9：原子炉水位低下及びサブプレッジョン・プール水位上昇により、サブプレッジョン・チェンバとのパウンダリ喪失を判断し、隔離操作を実施する。
- ※10：隔離成功時の原子炉ウエル最低水位は、燃料棒有効長頂部（TAF）から約15m上（原子炉ウエルオーバーフローレベルから約1.9m下）となる。なお、サブプレッジョン・プールの水位上昇は約16cmとなる。
- ※11：原子炉水位（定検時水張用）により原子炉水位回復を確認後、低圧注水モードを停止する。

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
 I：高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス系による原子炉注水も実施可能である。
 残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量は確保できないが、低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。
 注水開始時間は遅くなるが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
 II：原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去ができない場合、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去も実施可能である。
 また、大型送水ポンプ車を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）又は原子炉浄化系による崩壊熱除去も実施可能である。

原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）以外による崩壊熱除去
 ・原子炉補機代替冷却系又は大型送水ポンプ車を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去
 ・原子炉浄化系による崩壊熱除去

第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

・評価条件の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉は、漏えい個所の隔離操作実施後、原子炉を注水。
 ・記載方針の相違
【柏崎6/7】
 ②島根2号炉は、有効性評価の対象としていないが、ほかに取り得る手段を記載。

原子炉冷却材の流出

作業区	実施箇所・必要人員数						作業内容	経過時間(分)										備考			
	主任者		当直長		人																
	6号	7号	主任副長	当直副長	1人	2人															
運転員		緊急時対応要員		人																	
運転員 (1名/機組)		運転員 (1名)		緊急時対応要員 (1名)																	
6号		7号		6号		7号		6号		7号											
機組員	1人	1人	-	-	-	-	・外部出線装置確認	10分											機器故障発生時の対応		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	15分											機器故障発生時の対応		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・非常用電源・冷却装置異常発生確認	15分											機器故障発生時の対応		
原子炉停止・冷却水圧低下・冷却材流出	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	30分											機器故障発生時の対応		
	-	-	2人	2人	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	30分											機器故障発生時の対応		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	15分											機器故障発生時の対応		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	60分											機器故障発生時の対応		
	-	-	(2人)	(2人)	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	60分											機器故障発生時の対応		
原子炉停止・冷却水圧低下・冷却材流出	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・原子炉停止・冷却水圧低下	60分											原子炉停止		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・原子炉停止・冷却水圧低下	60分											原子炉停止		
	-	-	(2人)	(2人)	-	-	・原子炉停止・冷却水圧低下	10分											原子炉停止		
	-	-	(2人)	(2人)	-	-	・原子炉停止・冷却水圧低下	50分											原子炉停止		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	5分											原子炉停止		
機組員・冷却水圧低下・冷却材流出	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	30分											機器故障発生時の対応		
	(1人)	(1人)	-	-	-	-	・機器故障発生(機組員) 原子炉停止時の冷却水圧低下確認	30分											機器故障発生時の対応		
必要人員数(合計)	1人	1人	2人	2人	3人																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して到着する人員数

第 5.3.4 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

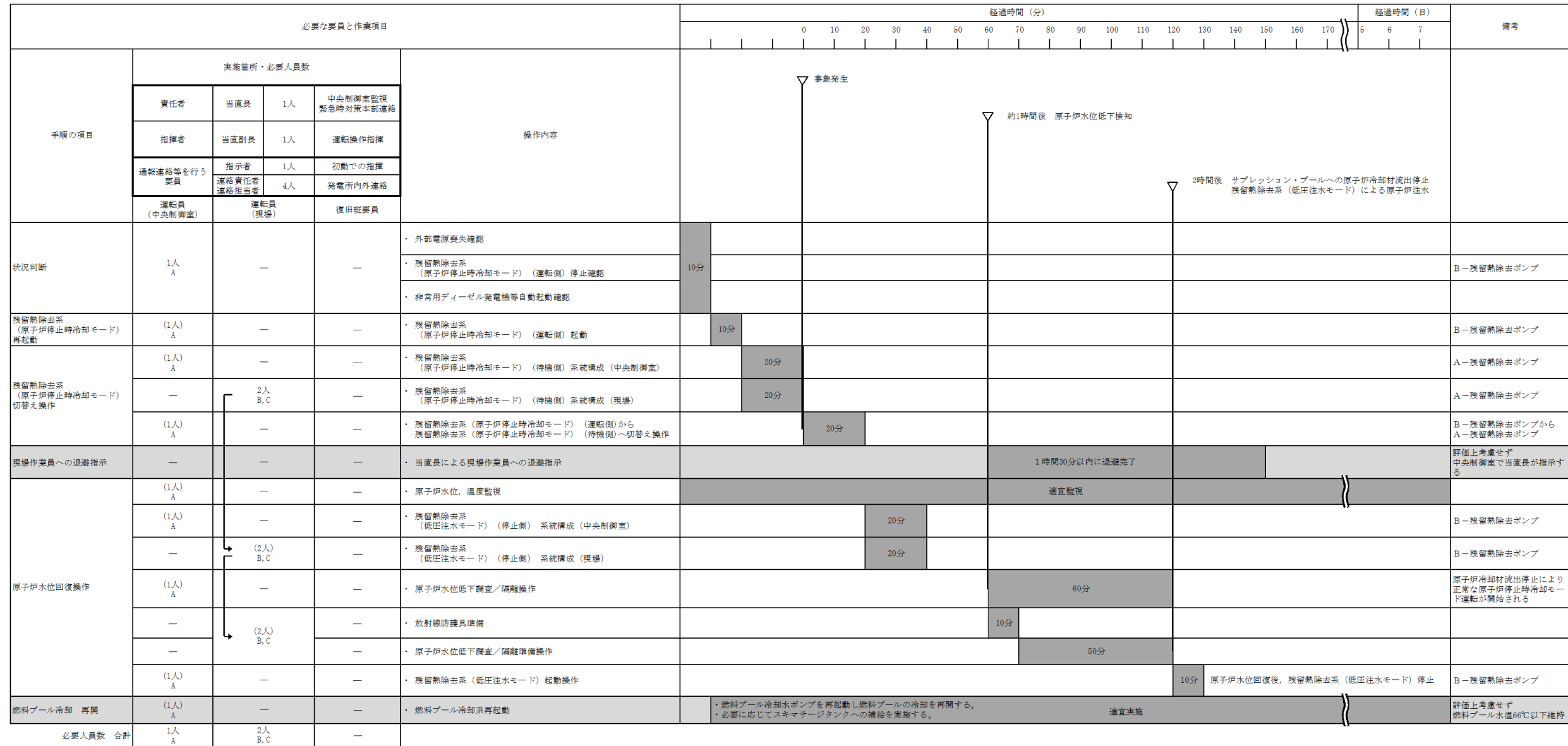
差異理由は、島根2号炉「第5.3.1-3図「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照

				運転停止中 原子炉冷却材の流出								
				経過時間 (時間)								
				-1	0	1	2	3	4	備考		
操作員日	大施設所・必要員数 【】は自作業後移動してきた要員			操作の内容						経過時間 (時間) 上のグラフ: 0:00 発生, 0:45 停止, 1:00 確認, 1:15 開始, 2:00 再開, 2:15 再開.		
	責任者	当直発電長	1人									中央監視室 運転操作指揮
	協佐	当直副発電長	1人									運転操作指揮操作
	指揮者	当直副発電長 (指揮者)	4人									初期での指揮 (運転所/現場)
	当直運転員 (中央監視室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)									
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転分機の切替操作	-	2人 B, C	-	●運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作 (現場)	45分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	1人 A	-	-	●運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止操作 (中央制御室)	9分					残留熱除去系ポンプ (B)		
	1人 A	-	-	●系統切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	-	2人 B, C	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成 (現場)	45分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	1人 A	-	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作 (中央制御室)	7分							
状況判断	1人 A	-	-	●原子炉冷却材流出の確認	10分					残留熱除去系ポンプ (B)		
作業員への避難指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への避難指示	60分以内に避難完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する		
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	1人 A	-	-	●原子炉水位、温度監視	適宜監視							
	1人 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分					残留熱除去系ポンプ (A)		
	1人 A	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作	2分							
	-	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水の流量調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持							
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	1人 A	-	-	●原子炉冷却材流出の原因調査、隔離操作、残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後、隔離操作、及び残留熱除去系ポンプの停止を実施					残留熱除去系ポンプ (B) 解析上考慮しない		
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	1人 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の起動を実施					残留熱除去系ポンプ (A) 解析上考慮しない		
	1人 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作								
	-	2人 B, C	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動操作								
	1人 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱状態の監視								
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	0人									

差異理由は、島根2号炉「第5.3.1-3図「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照

第5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

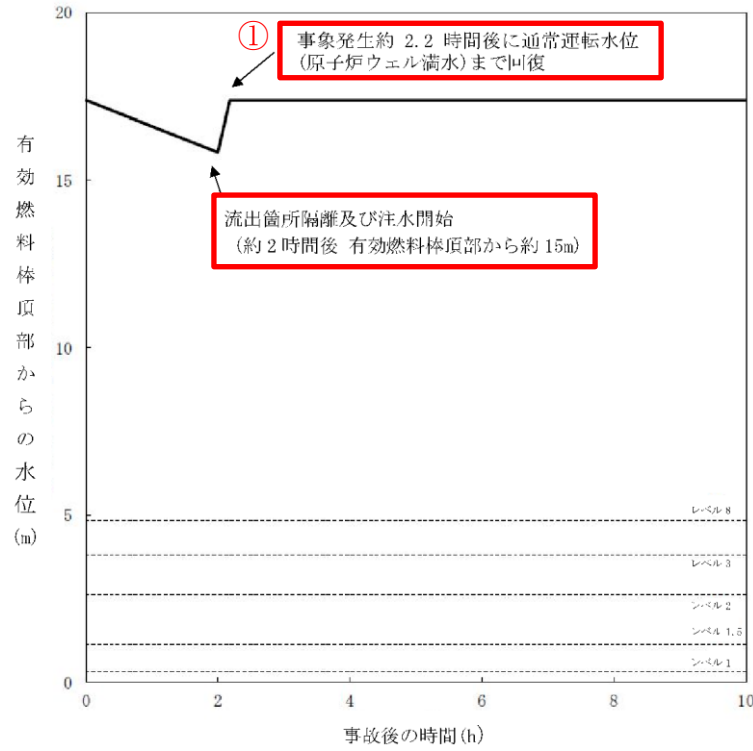
原子炉冷却材の流出



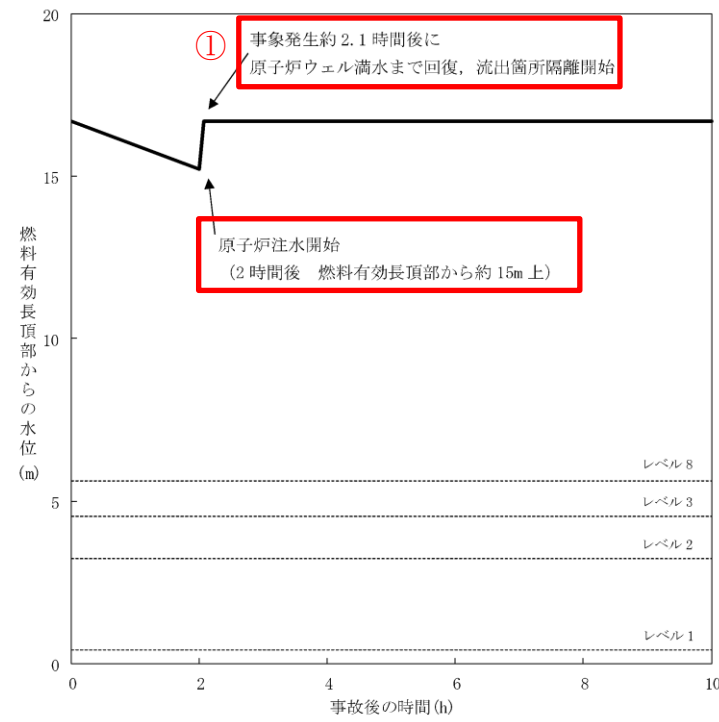
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 5. 3. 1-3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

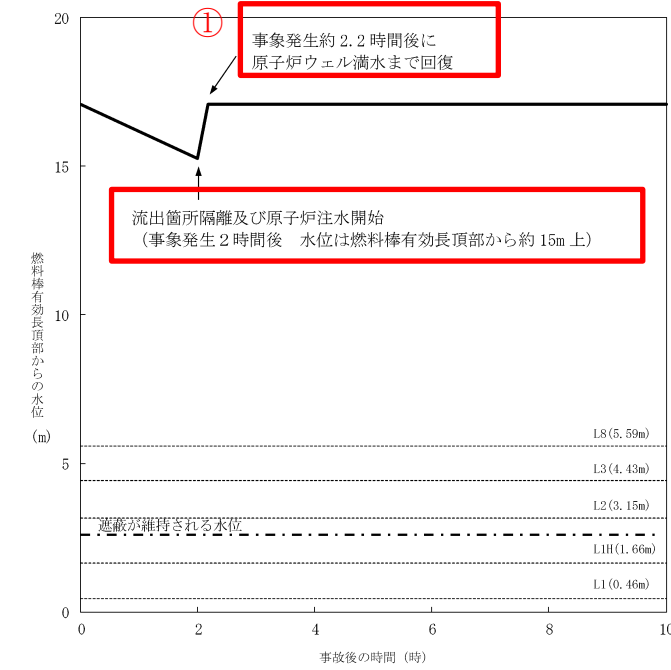
- ・評価結果の相違に基づく差異
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異
- ・評価上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認



第 5.3.5 図 原子炉水位の推移

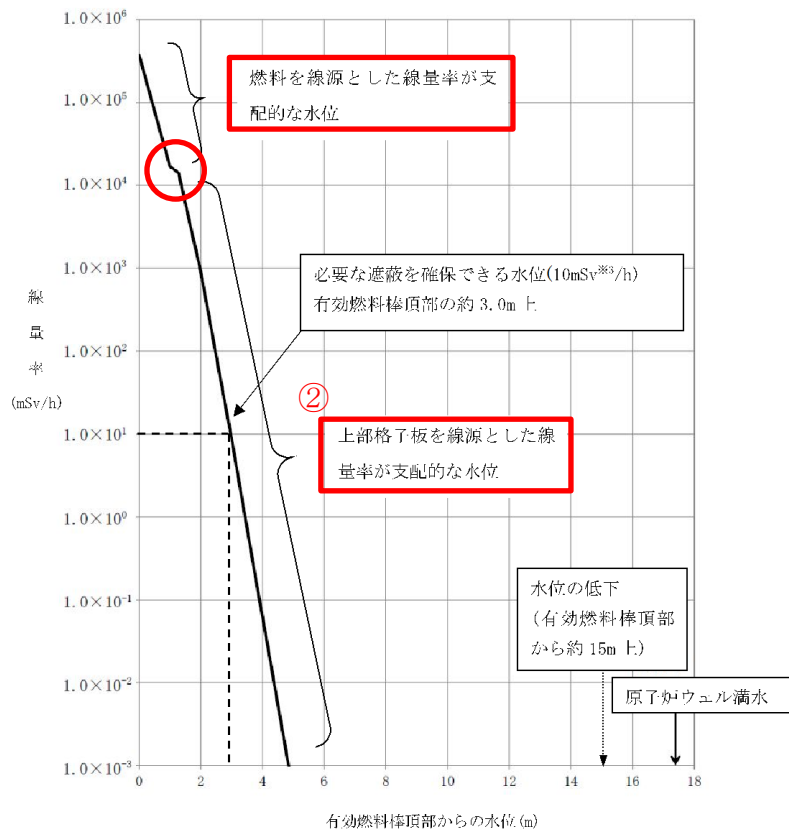


第 5.3-4 図 原子炉水位の推移

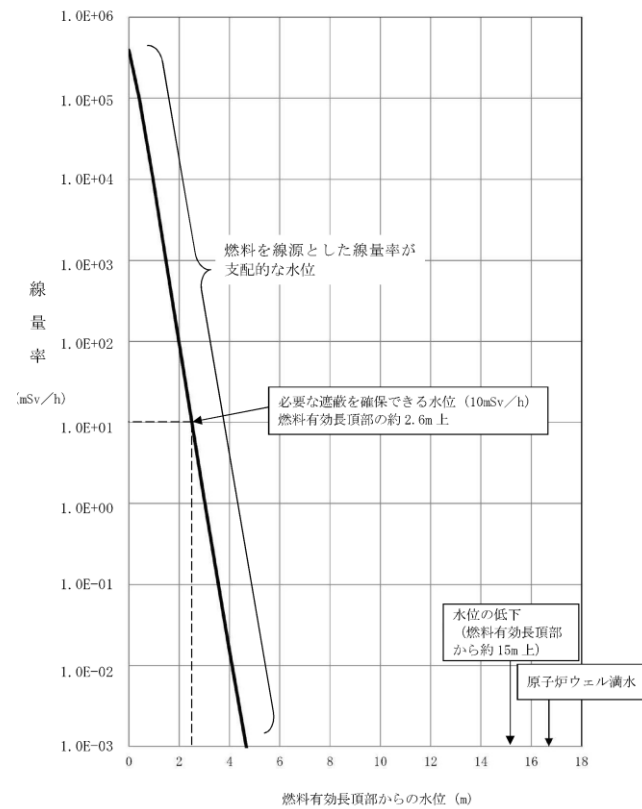


第 5.3.2-1 図 原子炉水位の推移

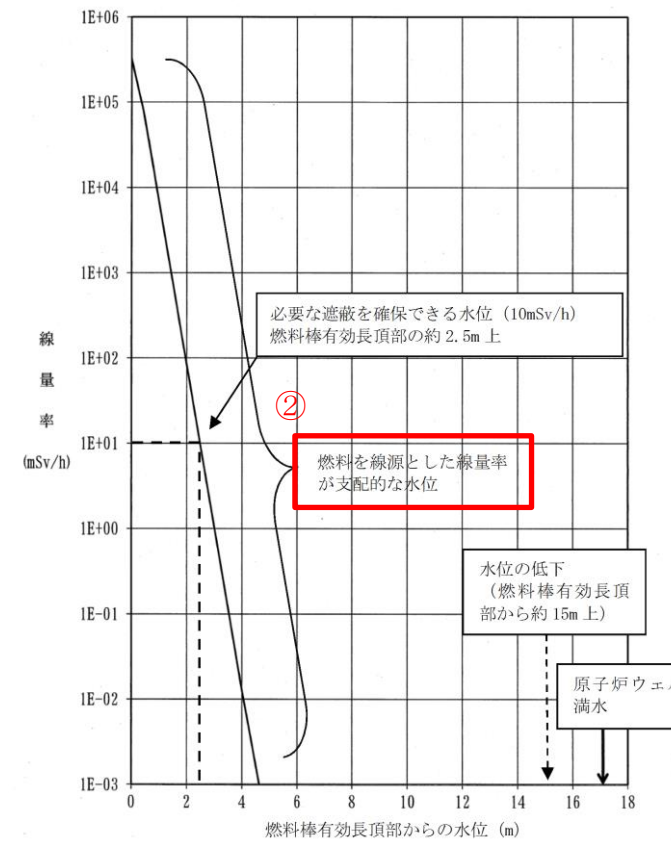
・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①注水開始時の燃料有効長頂部からの水位及び原子炉ウエル満水まで回復する時間の相違。



第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率



第 5.3-5 図 原子炉水位と線量率



第 5.3.2-2 図 原子炉水位と線量率

・評価結果の相違
【柏崎 6/7】
②島根 2号炉は, 燃料を線源とした線量率が支配的である。

第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	—	②	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) サブプレッション・プール水位
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する	残留熱除去系 (低圧注水系) * サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA 広帯域) 残留熱除去系系統流量*

①

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.3.1-1 表 「原子炉冷却材の流出」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
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	②	サブプレッション・プール水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	—	③	サブプレッション・プール水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する。	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 サブプレッション・チェンバ	—	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)

①

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

・記載方針の相違

【東海第二】

①島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

②島根 2号炉は、評価条件として「外部電源なし」としているため非常用ディーゼル発電機を記載。

【柏崎 6/7】

③島根 2号炉は、原子炉冷却材漏えいが停止したことを確認する計器としてサブプレッション・プール水位を記載。

第5.3.2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起回事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ① ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 87m ³ /h	①
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	② 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

第5.3-2表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起回事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ① ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出流量	47m ³ /h	①
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	② 外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第5.3.2-1表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出)

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	原子炉圧力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起回事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定 ① ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 94m ³ /h	①
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	② 外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下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, 136 m ³ /hで注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	③ 原子炉水位の低下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
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) による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	③ 原子炉水位の低下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

- ・評価条件の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ①島根2号炉は、残留熱除去ポンプの定格流量とミニマムフロー弁に設置されているオリフィス仕様と差圧の関係から流出量を設定。
- 【東海第二】
- ②島根2号炉は、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根2号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離閉弁は発生しない。
- ③島根2号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に、原子炉注水を実施するため、重大事故等対策に関連する操作条件として、原子炉冷却材流出の停止を記載。

第 5.3.2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)

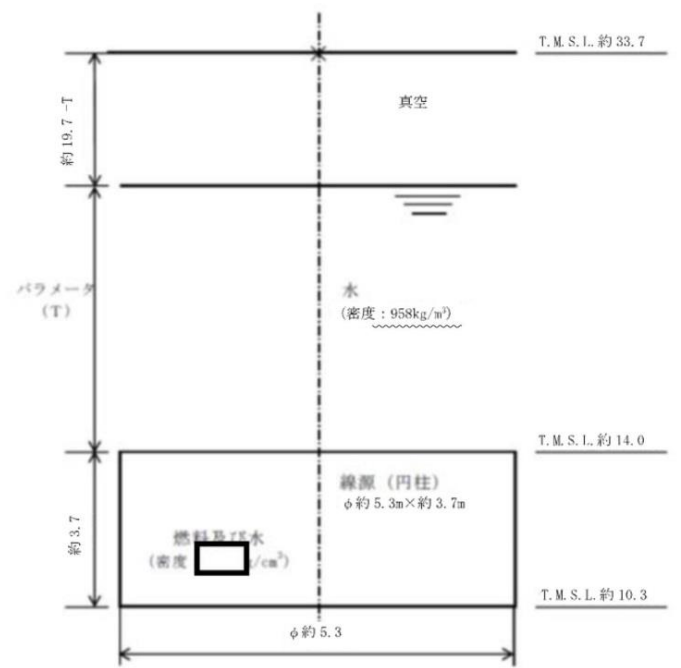
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	954m ³ /h で注水	低圧注水系の設計値として設定
	重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉冷却材流出の停止	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の遅延等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定 (原子炉水位の低下を検知し、原因調査を開始する時間は事象発生から 1 時間後を想定。漏えい箇所の特定 (放射線防護装備準備に 10 分、現場移動に 10 分、電源投入に 5 分、弁の状態確認に 1 分、計 26 分を想定) 及び隔離操作 (1 分を想定) については、時間余裕を考慮し 1 時間とする。 原子炉注水は隔離操作後を想定し、事象発生から 2 時間後とする。)

第 5.3-2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水系) 1,605m ³ /h	残留熱除去系 (低圧注水系) 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	待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

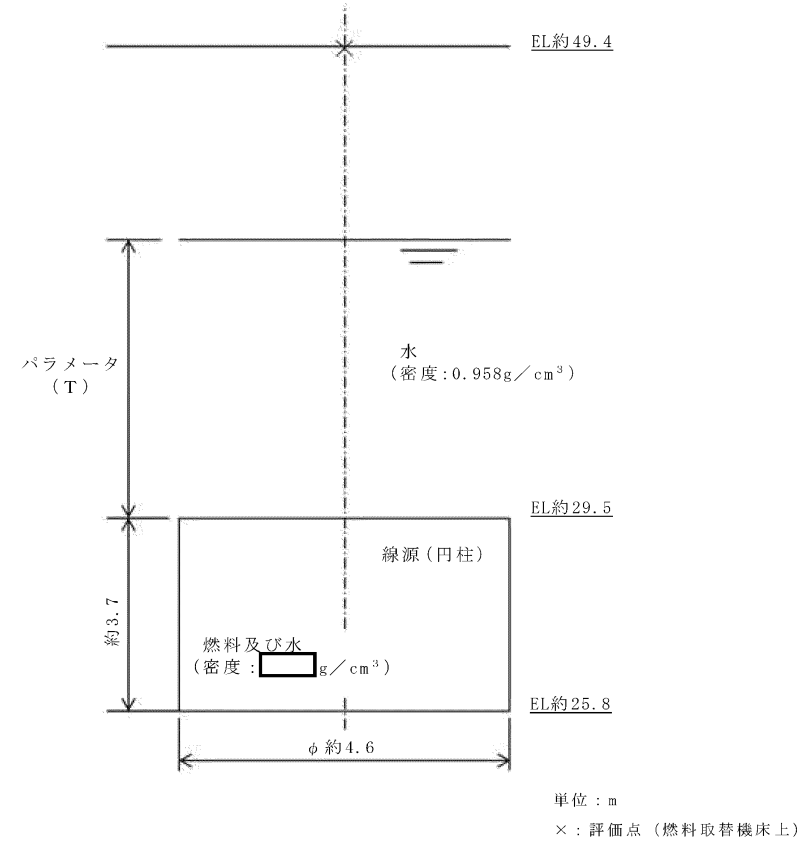
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のD/Sピットへの取り出しが完了し、原子炉ウエルが満水の状態を想定した。</p> <p>(1) 炉心燃料・炉内構造物の線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>a. 炉心燃料</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長（mm）：<input type="text"/> ○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、<u>エネルギー18群（ORIGEN群構造）</u> ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/>g/cm³） ○線源強度は、以下の条件でORIGEN2コードを使用して算出 	<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉压力容器開放時における運転停止中の線量率評価について</p> <p>1. はじめに</p> <p>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の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放時を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価においては、<u>シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取り出しが完了し、原子炉ウエル満水の状態を想定した。</u></p> <p>2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>(1) 炉心燃料</p> <p>計算条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長：約3.7m ○<u>γ線</u>エネルギー：計算に使用するγ線は、エネルギー4群 ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/>g/cm³） ○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 <p style="font-size: small;">線源強度(γ・cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力(W/体)}}{\text{各群のエネルギー(MeV)} \times \text{燃料集合体体積(cm}^3\text{/体)}} \dots \text{①}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、<u>東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されてお</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.3.1</p> <p>原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について</p> <p>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では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。</p> <p>以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。</p> <p>なお、線量率の評価において、原子炉压力容器は原子炉未開放の場合、原子炉压力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉压力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウエル等に注水を実施している状態であることより、評価において<u>気水分離器及び蒸気乾燥器のD/S Pへの取り出しが完了し、原子炉ウエルが満水の状態を想定した。</u></p> <p>1. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度</p> <p>放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。</p> <p>(1) 炉心燃料</p> <p>評価条件を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○燃料棒有効長（mm）：<input type="text"/> ○<u>ガンマ線</u>エネルギー：計算に使用するガンマ線は、<u>エネルギー4群</u> ○線源材質：燃料及び水（密度<input type="text"/>g/cm³） ○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 <p style="font-size: small;">線源強度 (cm⁻³・s⁻¹) = $\frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3\text{/体)}} \dots \text{①}$</p> <p>このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、<u>島根2号炉の実績を包絡した条件で評価され</u></p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料照射実績を包絡する値として、文献値（無限照射）を用いている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・燃料照射期間：<u>1264 日 (燃焼度 33GWd/t 相当の値)</u></p> <p>・燃料組成：<u>STEP III 9×9A 型(低 Gd)</u></p> <p>・濃縮度：<u> </u> (wt.%)</p> <p>・U 重量：<u>燃料一体あたり </u> (kg)</p> <p>・停止後の期間*：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)</p> <p>※ 停止後の期間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、線源強度評価は崩壊熱評価と同様に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。</p> <p>線量率評価モデルを図 1 に示す。また、評価により求めた線源強度を表 1 に示す。</p>	<p>り、<u>東海第二発電所</u>に関する本評価においても適用可能である。</p> <p>・燃料照射期間：10⁶時間</p> <p>・原子炉停止後の期間：停止後 3 日*² (実績を考慮して設定)</p> <p>・燃料集合体当たりの熱出力：<u>4.31MW/体</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>・燃料集合体体積：<u>7.2E+04cm³</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962</p> <p>※2 原子炉停止後の期間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全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様に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。</p> <p>○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第 1 図に示す。また、計算により求めた線源強度を第 1 表に示す。</p>	<p>ており、<u>島根 2号炉</u>に関する本評価においても適用可能である。</p> <p>・燃料照射期間：<u>10⁶時間 (無限照射)</u></p> <p>・原子炉停止後の期間*²：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)</p> <p>・燃料集合体当たりの熱出力：<u>4.35MW/体</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>・燃料集合体体積：<u>約 7.1×10⁴ cm³</u> (9×9 燃料 (A型))</p> <p>※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962</p> <p>※2 <u>原子炉停止後の期間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、線源強度評価は崩壊熱評価と同様に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。</u></p> <p>○ 評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図 1 に示す。また、式①で算出した体積あたりの線源強度を表 1 に示す。</p>	<p>・評価条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違【東海第二】</p>



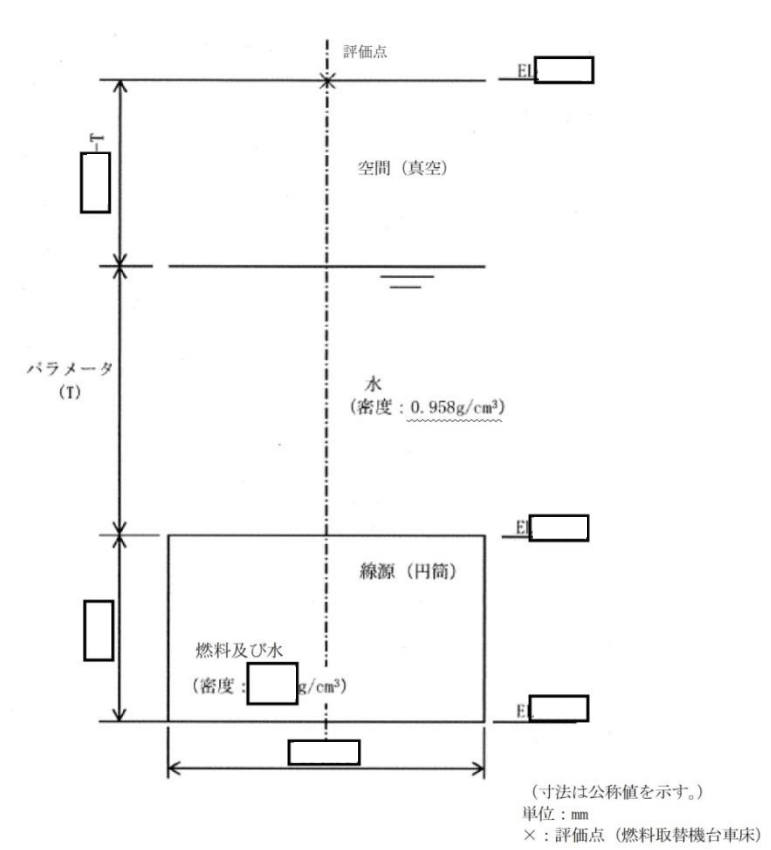
注: 寸法は公称値を示す(単位:m)
× 評価点(燃料交換機床)

図1 燃料の線量率評価モデル



単位:m
×: 評価点(燃料取替機床上)

第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル



(寸法は公称値を示す。)
単位:mm
×: 評価点(燃料取替機台車床)

図1 燃料の線量率評価モデル

表1 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^0	2.19×10^{10}
12	1.75×10^0	7.28×10^{10}
13	2.25×10^0	3.44×10^9
14	2.75×10^0	2.71×10^9
15	3.50×10^0	2.30×10^7
16	5.00×10^0	3.65×10^1
17	7.00×10^0	4.05×10^9
18	9.50×10^0	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

表1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.1×10^{11}
2.0	1.1×10^{11}
3.0	2.0×10^9
4.0	3.1×10^7

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

b. 上部格子板

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ *)
 - ※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より 2.1×10^9 (Bq/cm³) と算出
- 線量率評価モデルを図2に示す。

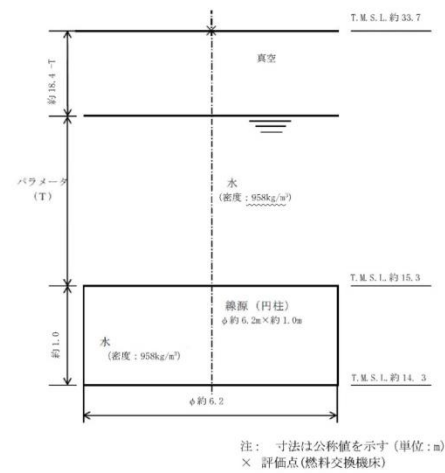
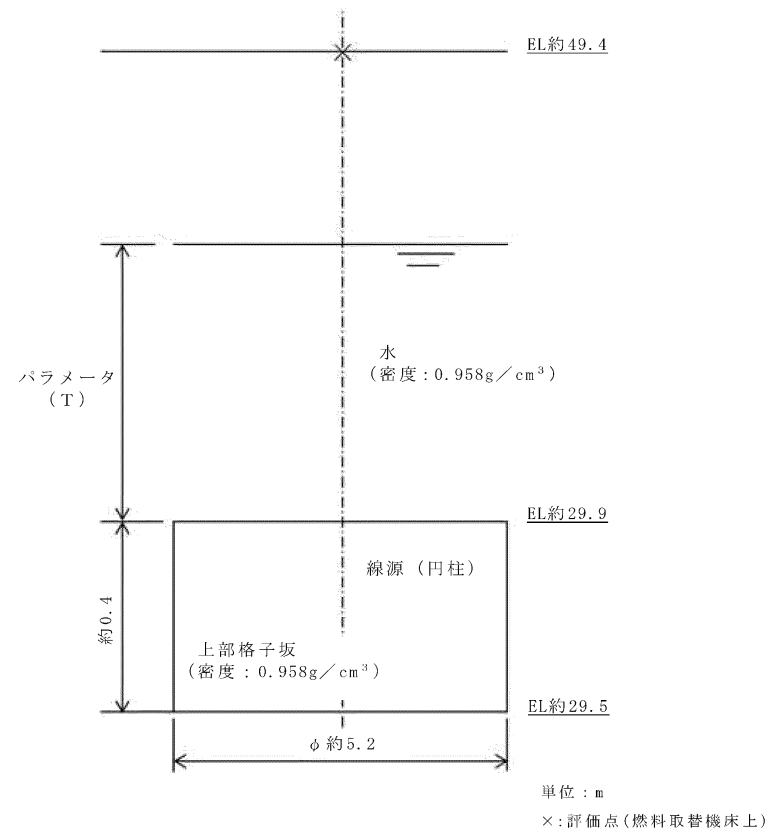


図2 上部格子板の線量率評価モデル

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ：約0.4m
 - γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して 1.5MeV とする。
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ *)
 - ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を使用
 - 線源強度：機器表面の実測値 (Sv/h) より $7.3E+09$ Bq/cm³ と算出
- 線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル

(2) 上部格子板

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
 - 線源の高さ (mm)：
 - ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV
 - 線源材質：水と同等 (密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ *)
 - ※ 52°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を採用
 - 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より 8.7×10^9 (Bq/cm³) と算出
- 線量率評価モデルを図2に示す。

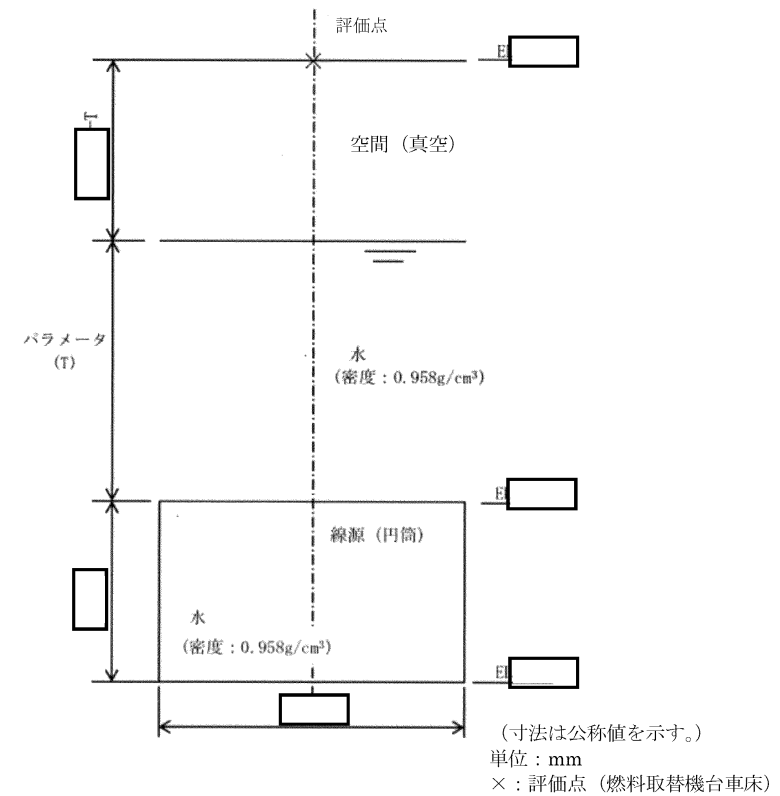
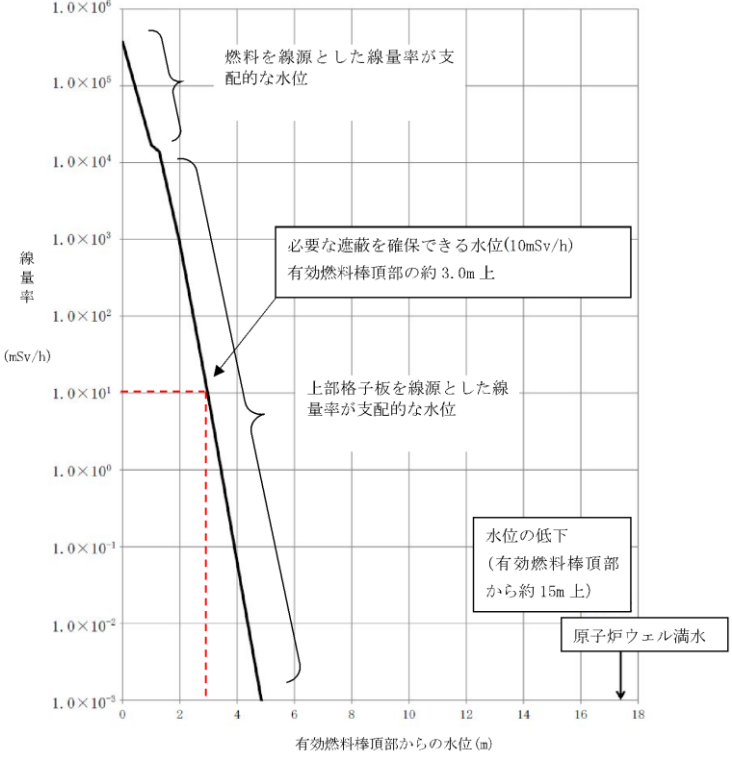
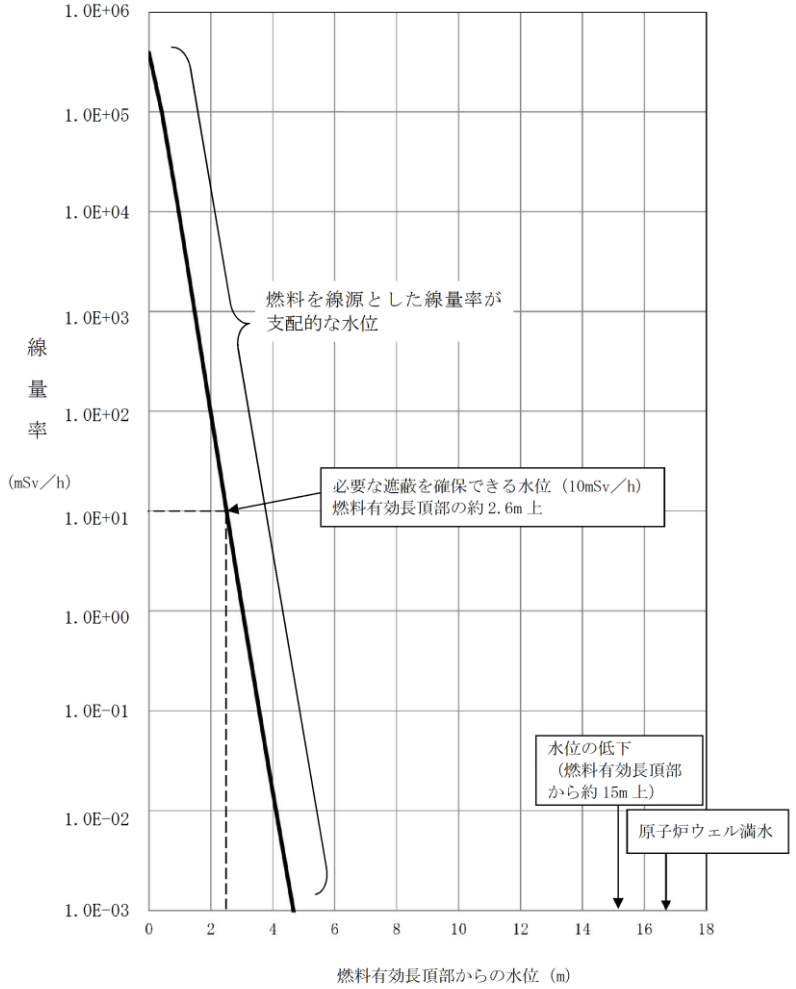
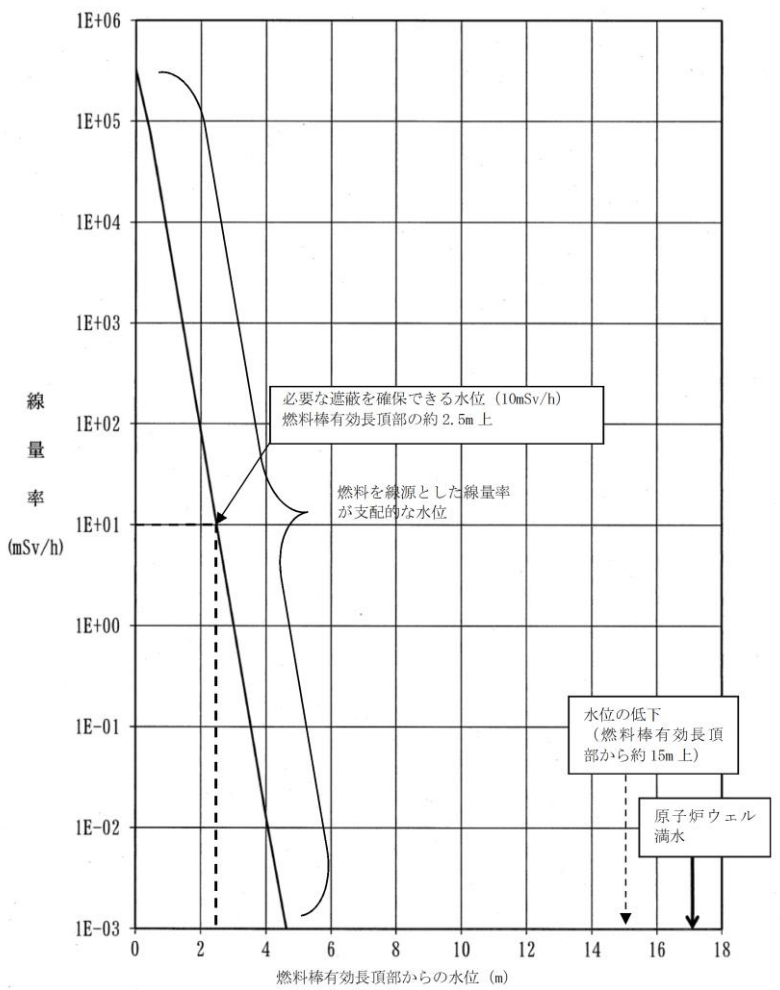


図2 上部格子板の線量率評価モデル

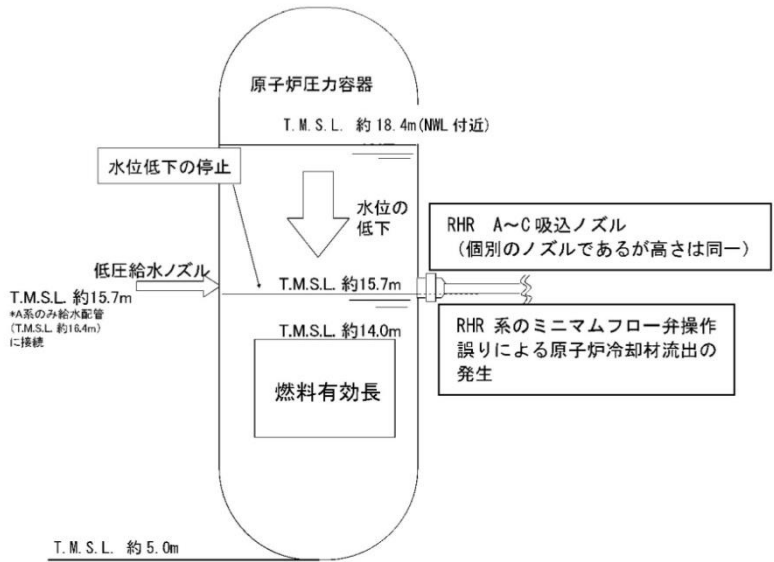
・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 線量率の評価</p> <p>線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。</p> <p>評価点については保守的に燃料交換機床とした。</p> <p>(3) 現場の線量率の評価結果</p> <p>(1), (2) の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。</p>  <p>第 3 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>3. 線量率の評価</p> <p>線量率は、「添付資料 4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コード (Ver1.04) を用いて計算している。</p> <p>4. 線量率の評価結果</p> <p>「2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3. 線量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第 3 図に示す。</p>  <p>第 3 図 原子炉水位と線量率</p>	<p>2. 線量率の評価</p> <p>線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。</p> <p>評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。</p> <p>3. 現場の線量率の評価結果</p> <p>1, 2 の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。</p>  <p>図 3 原子炉水位と線量率</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>1. 本評価における POS の決定 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、「原子炉冷却材の流出」(以下「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から、本評価では「RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※、CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 3 事象は点検であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・CRD 点検 (交換) 時の作業誤り ・LPRM 点検 (交換) 時の作業誤り ・RIP 点検時の作業誤り ・CUW ブロー時の操作誤り ・RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り <p>※ RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方</p> <p>1. 本評価におけるプラント状態の決定 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、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とする POS を、選び得る POS の比較により選定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 4 つである。この 4 つの作業等から、本評価では RHR 系統切替を選定した。選定の理由は、RHR 系統切替時の LOCA は他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR 系統切替 ・CUW ブロー ・CRD 点検 ・LPRM 点検 	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方</p> <p>1. 本評価における POS の決定 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、「原子炉冷却材の流出」(以下「原子炉冷却材流出」という。)の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期事業者検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。</p> <p>2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり、定期事業者検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 4 つである。この 4 つの作業等から、本評価では「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※、原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 2 事象は点検・交換であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出 (2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出 (3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出 (4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出 <p>※ 残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い (島根原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について)</p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「RIP 点検時の作業誤り」は ABWR 特有の事象。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え、流出量が多いことも踏まえ、「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><RHR 系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り時の流出量の算出> 流出量は [] より算出した。</p> <p>[]</p> <p>[] = 約 87m³/h</p> <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>定期検査中に RHR 系統切替えを実施する時期としては、RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。</p> <p>その上で、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	<p><RHR 系統切替時の LOCA 発生時の流出量の算出> 流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。</p> <p>○ミニマムフローラインオリフィス仕様</p> <ul style="list-style-type: none"> ・オリフィス設計流量 56.8m³/h ・オリフィス設計差圧 198.1m <p>○原子炉圧力 大気圧状態</p> <p>○RHR ポンプと原子炉水との水頭差 (RHR ポンプレベル : EL 約-3.4m)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常運転水位 38.1m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m) ・原子炉ウェル満水 49.6m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m) <p>○残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧 = ポンプ出口圧力 = ポンプ揚程 (85.3m) + 水頭差</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常運転水位 123.4m (EL. 約 34.6m~EL. 約-3.4m) ・原子炉ウェル満水 134.9m (EL. 約 46.2m~EL. 約-3.4m) <p>○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。</p> $\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$ $Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$ <p>ΔP : オリフィス差圧 Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m³/h)</p> <p>○評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ・通常水位 : 45m³/h ・ウェル満水 : 47m³/h <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>残留熱除去系は、通常 2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-A から POS-D の期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替えを実施する場合があります。</p> <p>これらの POS より、以下の点を考慮して POS の選定を行った。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	<p><残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出> 流出量は、[] より算出した。</p> <p>[]</p> <p>[] : 約 94m³/h</p> <p>3. POS を選定する上で考慮した点</p> <p>定期 事業者 検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては、残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期 事業者 検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。</p> <p>そのうえで、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。</p> <p>(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発</p> <p>崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>但し、<u>POS「S」の崩壊熱で評価しても、流出による原子炉冷却材の減少に対して崩壊熱による原子炉冷却材の減少の速度は小さい。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>RHRの吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約1.7m上にあるため、RHRの吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。</u>例えば、<u>原子炉停止から1日後の崩壊熱を仮定すると、約2時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p>  <p>図3 RHR吸い込み配管のノズルの高さ と燃料有効長頂部の高さ</p>	<p>ただし、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間と長く、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p>	<p>ただし、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。</u></p> <p>(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、<u>原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約1.3時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。</u></p>	<p>・評価条件の相違 【柏崎6/7】 ABWRはRHRの吸い込み配管がTAFよりも上にあるため、吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し、以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下となる。島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されることから、評価条件が異なる。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p>
<p>(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。</p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容</p>	<p>(3) 事象発生時の検知性 事象発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合、これらの機能には期待できない。</p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約1.7m上に低下するまでは原子炉圧力容器の</p>	<p>(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。</p> <p>(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が現れる。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)の点のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS「B」、「C」が選定される。POS「C」はCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS「B」を代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS「A」、「C」、「D」の「RHR系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが、その場合であっても2時間以上の時間余裕*があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p> <p>※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間(停止1日後想定)</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約2.6m上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。</p> <p>いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり、遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「RHR系統切替時のLOCA」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、3.(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されているPOS-B、POS-Cが選定される。POS-CはCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態であるPOS-A、C、DにおけるRHR系統切替時のLOCAが厳しくなるが、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間の時間余裕があり、かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p>	<p>原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が表れる。</p> <p>4. POSの選定結果と考察</p> <p>「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS-B、Cが選定される。POS-Cは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シナリオでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。</p> <p>なお、燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS-S、A、C、Dの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが、その場合であっても約1.3時間の時間余裕*があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。</p> <p>※ 原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定状態について</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、原子炉冷却材の流出が停止し、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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、約2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、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で原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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。</p> <p>【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原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却及び原子炉冷却材の流出の停止により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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。</p> <p>【安定停止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停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系の機能を維持し、原子炉除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。 (添付資料 2.1.2 別紙1)</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.3.3 安定状態について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))</p> <p>運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、原子炉冷却材の流出が停止し、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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、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で原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>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。</p> <p>【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原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 (添付資料 2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、漏えい個所の隔離操作実施後に、原子炉注水を行う手順となっている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉はBWR-5であり、RHR吸い込み配管は再循環配管から取水しているため、燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。</p>

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 冷却材の流出)

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と与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータ	評価項目と与える影響
	評価条件	最確条件		
運転員等 操作	原子炉冷却 52℃	約37℃～約48℃ (実測値)	炉内温度の考え方 炉内温度が52℃ 炉内温度が約37℃～約48℃ (実測値)での炉内温度の取 定値を想定	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉冷却材温度より低くなり、換熱期間が長くなるため、原子炉冷却材温度が冷却材温度より低くなり、換熱期間が長くなることから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉水位	原子炉のウエル水	原子炉水位が異常に低下 事故直後の水位を考 定	最確条件とした場合は、事故発生時に原子炉のウエル水の水位が異常に低下することから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
初期 条件	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の 破 壊	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉圧力容器の破壊による影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の 破 壊	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉圧力容器の破壊による影響は小さくなる。

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

第1表 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と与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータ	評価項目と与える影響
	評価条件	最確条件		
初期 条件	原子炉水位	原子炉のウエル水 異常に低下	原子炉水位が異常に低下 事故直後の水位を考 定	最確条件とした場合は、事故発生時に原子炉のウエル水の水位が異常に低下することから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の 破 壊	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉圧力容器の破壊による影響は小さくなる。

評価条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

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と与える影響 (1/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件)		評価項目となるパラメータ	評価項目と与える影響
	評価条件	最確条件		
初期 条件	原子炉水位	原子炉のウエル水 異常に低下	原子炉水位が異常に低下 事故直後の水位を考 定	最確条件とした場合は、事故発生時に原子炉のウエル水の水位が異常に低下することから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さくなる。
	原子炉圧力	大気圧	原子炉圧力容器の 破 壊	最確条件とした場合は、評価条件で想定している原子炉圧力容器の破壊による影響は小さくなる。

・相違理由は本文参照

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と与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

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	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約2,040kL (軽油タンク容量)	通常時の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は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事業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、運転員等操作時間と与える影響はない。	—
	起因事象	原子炉冷却材の流出	—	—	—
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約87m ³ /h以下	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はない。評価項目となるパラメータと与える影響はない。
	炉冷却による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから設定	—	—
外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事業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	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	95m ³ /h以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はない。評価項目となるパラメータと与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	ブルゲートの状態	閉	保有水が少くないブルゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料貯留部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の発生を抑制することから、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件とした場合は、解析条件よりも燃料貯留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影響は大きくなる。
	燃料の容量	1,180m ³	約800L以上	軽油貯蔵タンクの管理下で燃料を確保	—
起因事象	原子炉冷却材の流出	—	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定	—	—
	冷却材流出量	47m ³ /h	約47m ³ /h	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	最確条件と評価条件が同様であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。
事故条件	炉冷却による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉冷却材の流出を抑制することから、資源の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある場合と外部電源がない場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	外部電源がある場合と外部電源がない場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
重大事象	残留熱除去系(低圧注水モード)の注水流量	1,000m ³ /h	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	最確条件と評価条件が同様であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから、事業進展に影響はない。評価項目となるパラメータと与える影響はない。

東海第二発電所 (2018. 9. 12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

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と与える影響 (2/2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	ブルゲートの状態	閉	保有水が少くないブルゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料貯留部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の発生を抑制することから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料貯留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影響は大きくなる。
	燃料の容量	1,180m ³	約800L以上(合計貯蔵量)	軽油貯蔵タンクの管理下で燃料を確保	—
起因事象	原子炉冷却材の流出	—	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定	—	—
	冷却材流出量	約9m ³ /h	約9m ³ /h以下	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	最確条件と評価条件が同様であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。
事故条件	炉冷却による原子炉水温の上昇及び燃焼	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事業進展に影響しないことから、考慮しない	—	—
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下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	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事業進展は同じであることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,000m ³ /h以上で注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事業進展に影響はない。評価項目となるパラメータと与える影響はない。

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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (2/2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下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	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間に対し、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先度】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先度】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>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ことから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な警戒が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 2 分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

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 (2 / 2)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下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	<p>【認知】</p> <p>原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先度】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の優先度】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、該操作は起こりにくく、そのため該操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>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ことから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な警戒が確保される最低水位に到達するまでの時間は 10 時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。</p>	<p>評価上は作業立性を確保する観点から、2 時間後とされており、このうち、残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の操作は、所要時間 10 分以内であり、約 2 分以内で実施可能なことを確認した。</p>

7 日間における燃料の対応について (運転停止中 原子炉冷却材の流出)

プラント状況: 1~7号炉停止中
 事象: 原子炉冷却材の流出は7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬電源設備等、プラントに到達しない設備も対象とする。

炉号	時系列	合計	補注
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×3台=648.648m ³	7日間の 軽油消費量 約755kL	7号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注)であり、 7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×3台=752.472m ³	7日間の 軽油消費量 約755kL	6号炉軽油タンク容量は 約1,920kL(注)であり、 7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約655kL	1号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約655kL	2号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×3台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約655kL	3号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約655kL	4号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.879m ³ /h×24h×7日×2台=631.344m ³	7日間の 軽油消費量 約655kL	5号炉軽油タンク容量は 約655kL(注)であり、 7日間対応可能。
その他	5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬電源設備 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7.560m ³ 1~7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク(容量約100kL)の総容量(合計)約1,920kLであり、7日間対応可能。	7日間の 軽油消費量 約1,920kL	

添付資料 5.3.5

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※3 検査施設に基づく容量。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料 5.3.5

7日間における燃料の対応について
(運転停止中(原子炉冷却材の流出))

保守的にすべての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約700m ³	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約730m ³ で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³		
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約8m ³	緊急時対策用 燃料地下タンク の容量は約45m ³ であり、7日間 対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。
 ・燃料評価結果の相違
【柏崎 6/7】

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 5.4 反応度の誤投入]

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」である。</p> <p>(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</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，<u>安全保護機能及び原子炉停止機能</u>に対する設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (添付資料5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，<u>制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。</u>手順の概要を第5.4.1図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.4.1表に示す。</p>	<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」である。</p> <p>(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</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，<u>安全保護機能及び原子炉停止機能</u>に対する設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (添付資料5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第5.4-1図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.4-1表に示す。</p>	<p>5.4 反応度の誤投入</p> <p>5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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、「反応度の誤投入」である。</p> <p>(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</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，<u>原子炉保護機能及び原子炉停止機能</u>に対する設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 (添付資料5.4.1)</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第5.4.1-1図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.4.1-1表に示す。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。</p> <p>制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域モニタ</u>である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p> <p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<u>原子炉周期短(原子炉周期 20 秒)による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。</u>さらに、<u>原子炉周期短(原子炉周期 10 秒)による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。</u>制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域モニタ</u>である。</p>	<p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は<u>全て</u>自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の<u>当直運転員</u>1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。</p> <p>制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域計装</u>である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p> <p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<u>原子炉出力ペリオド短(10 秒)による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。</u>制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域計装</u>である。</p>	<p>本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は<u>すべて</u>自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。</p> <p>なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の<u>運転員</u>1名で実施可能である。</p> <p>a. 誤操作による反応度誤投入</p> <p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。</p> <p>制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、<u>中性子源領域計装</u>である。</p> <p>b. 反応度誤投入後のスクラム</p> <p>制御棒の誤操作による反応度の投入により、<u>中間領域計装の中性子束高信号(各レンジフルスケールの95%)が発信し、原子炉はスクラムする。</u>制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>中性子源領域計装</u>である。</p>	<p>への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 監視計器の相違</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない(警報のみ)ため、中間領域計装の中性子束高信号(各レンジフルスケールの95%)でスクラムする。</p>
<p>5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度値を有する<u>同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること</u>)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料取替位置として、<u>同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本を超える制御棒</u></p>	<p>5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを燃料取替位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が</p>	<p>5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価するうえ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、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。</p> <p>運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料交換位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ又はステップ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX により炉心平均中性子束の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本</p>	<p>実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX 及び単チャンネル熱水解析コード SCAT (RIA用) により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本</p>	<p>の操作が実施される。</p> <p>しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。</p> <p>よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX 及び単チャンネル熱水解析コード SCAT (RIA用) により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 5.4.2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本</p>	<p>【柏崎 6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・評価方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉、東海第二は投入される反応度が1ドルを超えるためSCAT (RIA用) を用いて燃料エンタルピの評価を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkである。引抜制御棒反応度曲線を第5.4.2図に示す。</p>	<p>本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δkである。引抜制御棒反応度曲線を第5.4-2図に示す。</p>	<p>て、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。</p> <p>(b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。</p> <p>(c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の10^{-8}、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgとする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。</p> <p>(b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接^{※1}の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.75%Δk^{※2}である。引抜制御棒反応度曲線^{※2}を第5.4.2-1図に示す。</p> <p>※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し、高い制御棒値を生じる引抜パターンとならないようにしている。</p> <p>※2 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(LOGOS)による解析結果</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 炉心設計による相違。 ・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、制御棒引抜パターンが市松模様になる理由を記載。 ・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、解析条件の根拠を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、通常、制御棒1本が全引抜されている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度値は 1.0%Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロック、停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値の管理等を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には、外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は、引抜速度の上限値 33mm/s にて連続で引き抜かれ^{*2}、起動領域モニタの原子炉周期短(原子炉周期 20 秒)による制御棒引抜阻止信号で引き抜きを阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。</p> <p>なお、制御棒引抜阻止信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。</p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合のみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜き</p>	<p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※1 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は、引抜速度の上限値 9.1cm/s にて連続で引き抜かれるものとする^{*2}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。</p> <p>※2 複数の制御棒を引き抜く検査において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合のみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜き</p>	<p>なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理^{*3}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。</p> <p>※3 原子炉起動時及び停止時冷温臨界試験は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお、原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。</p> <p>(c) 外部電源 制御棒の引抜操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は、引抜速度の上限値 9.1 cm/s にて連続で引き抜かれるものとする^{*4}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2-1 図に示す。</p> <p>※4 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている場合を除き、引抜操作はノッチ操作としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 東海第二、島根 2 号炉は、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員の監視により制御棒の引き抜き手順を監視している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ABWR と BWR-5 の設備の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>されることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号 <u>起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期 10 秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4.3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は、A、B、C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件はない。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける炉心平均中性子束の推移を第 5.4.4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 <u>制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期 20 秒) による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きが阻止される。</u></p>	<p>されることを想定する。</p> <p>(b) 原子炉スクラム信号 <u>起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域計装のバイパス状態は、A、B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></p> <p>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はない。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 <u>制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムする。</u></p>	<p>(b) 原子炉スクラム信号 <u>中間領域計装の中性子束高 (各レンジフルスケールの 95%) 信号で原子炉はスクラムするものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4.2-2 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発信を想定する際の中間領域計装のバイパス状態は、A、B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。</u></p> <p>d. 重大事故等対策に関連する操作条件 <u>運転員等操作に関する条件はない。</u></p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4.2-3 図に示す。</p> <p>a. 事象進展 <u>制御棒の引抜開始から約 10 秒後に中間領域計装の中性子束高スクラム信号 (各レンジフルスケールの 95%) が発信し、原子炉はスクラムする。</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない (警報のみ) ため、中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの 95%) でスクラムする。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は投入される反応度が 1 ドルを超えるため S C A T (R I A 用) を用いて燃料エンタルピの評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉、東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>この時、投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.33%Δk）である。反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピー増加に伴う燃料の破損は生じない。</p> <p>また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムし、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇することとまる。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 5.4.2, 5.4.3)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、有効燃料棒頂部は冠水を</p>	<p>このとき、投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：約 0.68%Δk）であるが、原子炉出力は定格値の約 15% まで上昇する。</p> <p>また、燃料エンタルピーは最大で約 85kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kgUO_2 (65cal/gUO_2) を超えることはない。燃料エンタルピーの増分の最大値は約 77kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000 \text{Mwd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で 167kJ/kgUO_2 (40cal/gUO_2) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を</p>	<p>このとき、投入される反応度は約 1.14 ドル（投入反応度最大値：約 0.69%Δk）であるが、原子炉出力は第 5.4.2-3 図に示すとおり、定格出力の約 12.2% まで上昇することとまる。</p> <p>また、燃料エンタルピーは最大で約 50kJ/kg であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kg (65cal/g) を超えることはない。燃料エンタルピーの増分の最大値は約 42kJ/kg であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000 \text{Mwd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で 167kJ/kg (40cal/g) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料棒有効長</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため、中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>炉心設計による相違</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、高速スクラムプラントであり、従来スクラムプラントより、速やかに制御棒が挿入されるため、相対的にエンタルピーの値は小さくなる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>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。 (添付資料5.4.4)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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、自動作動する安全保護系及び原子炉緊急停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止し、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 b. 評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7~9%と評価されていることから、これを踏ま</p>	<p>維持しており、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>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。 (添付資料5.4.2)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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、安全保護系及び原子炉緊急停止系により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 b. 評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7~9%と評価されていることから、これを踏ま</p>	<p>頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。 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。 (添付資料5.4.2)</p> <p>5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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、自動作動する原子炉保護系により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 b. 評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7~9%と評価されていることから、これを踏ま</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉、東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>え解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 (添付資料5.4.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第5.4.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作時間に与える影響</u>はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も<u>0.07ドル</u>と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。</p>	<p>え解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 (添付資料5.4.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第5.4.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作時間に与える影響</u>はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も約<u>0.96ドル</u> (<u>燃料エンタルピー最大値：約10kJ/kgUO₂</u>、<u>燃料エンタルピーの増分の最大値：約1kJ/kgUO₂</u>)と小さくなることから、評価</p>	<p>これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、<u>実効遅発中性子割合</u>の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、<u>実効遅発中性子割合</u>の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 (添付資料5.4.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第5.4.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作時間に与える影響</u>はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。</p> <p>実効増倍率が0.99の場合は、<u>制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、炉心平均中性子束及び燃料エンタルピーが上昇するタイミングが遅くなる。また投入される反応度も</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、実効増倍率が0.99の場合の投</p>

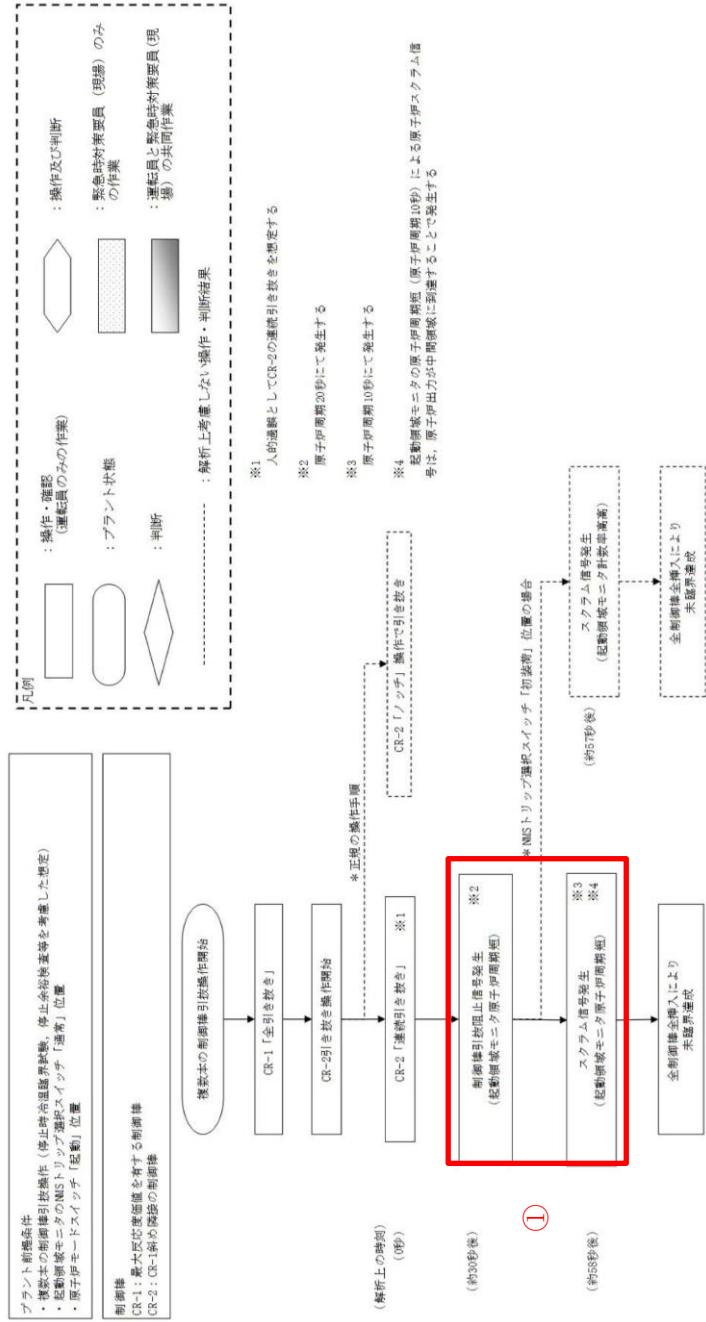
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p><u>制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装トリップ選択スイッチが初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能及び計数率高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約 57 秒後となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p>	<p>項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、<u>原子炉出力ペリオド短信号 (20 秒)</u> が発信すると制御棒引抜が阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、<u>原子炉出力ペリオド短 (20 秒)</u> による制御棒引抜阻止信号と<u>原子炉出力ペリオド短 (10 秒)</u> による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p><u>約 1.00 ドル (燃料エンタルピー最大値：約 14kJ/kg, 燃料エンタルピーの増分の最大値：約 6kJ/kg) と小さく 1 ドル位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから、燃料エンタルピーの上昇率も小さく評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。</p> <p>制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、<u>中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの 90%)</u> が発信すると制御棒引抜きが阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、<u>中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの 90%)</u> による制御棒引抜阻止信号と<u>中性子束高信号 (各レンジフルスケールの 95%)</u> による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>入反応度及び燃料エンタルピーの挙動について記載している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 炉心設計による相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉, 東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し、制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから、制御棒引抜阻止に期待しない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない (警報のみ) ため、中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの 95%) でスクラム</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 操作条件</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5. 4. 2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員操作に関する条件はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 4. 5)</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。</p> <p><u>ドップラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0. 55 ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0. 56 ドル(+10%), 0. 53 ドル(-10%), 実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0. 53 ドル(+10%), 0. 56 ドル(-10%)となる。以上より、これらの不確かさを考慮しても反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 4. 5)</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5. 4. 2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作に関する条件はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 4. 3)</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。</p> <p><u>ドップラ反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1. 13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 80kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 72kJ/kgUO₂), -10%とした場合において投入される反応度は約 1. 13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 92kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 83kJ/kgUO₂), スクラム反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1. 13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 82kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 74kJ/kgUO₂), -10%とした場合に投入される反応度は約 1. 13 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 89kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 81kJ/kgUO₂), 引抜制御棒反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1. 15 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 102kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 94kJ/kgUO₂), -10%とした場合において投入される反応度は約 1. 12 ドル, 実効遅発中性子割合を+10%とした場合において投入される反応度は約 1. 11 ドル, -10%とした場合において投入される反応度は約 1. 16 ドル (燃料エンタルピ最大値: 約 90kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値: 約 82kJ/kgUO₂)となる。</u></p> <p>以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 4. 3)</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>本重要事故シーケンスは、「5. 4. 2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、<u>運転員等操作に関する条件はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 4. 3)</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。</p> <p><u>ドップラ反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1. 14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg, 増分の最大値は約 40kJ/kg), -10%とした場合に投入される反応度は約 1. 14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 52kJ/kg, 増分の最大値は約 44kJ/kg) である。</u></p> <p><u>スクラム反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1. 14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg, 増分の最大値は約 40kJ/kg), -10%とした場合に投入される反応度は約 1. 14 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 53kJ/kg, 増分の最大値は約 45kJ/kg) である。</u></p> <p><u>引抜制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1. 16 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 63kJ/kg, 増分の最大値は約 55kJ/kg), -10%とした場合に投入される反応度は約 1. 12 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 39kJ/kg, 増分の最大値は約 31kJ/kg) である。</u></p> <p><u>実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は約 1. 11 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 45kJ/kg, 増分の最大値は約 37kJ/kg), -10%と投入される反応度は約 1. 17 ドル (燃料エンタルピの最大値は約 56kJ/kg, 増分の最大値は約 48kJ/kg) である。</u></p> <p>以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5. 4. 3)</p>	<p>する。</p> <p>・解析条件及び解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 炉心設計による相違。</p>

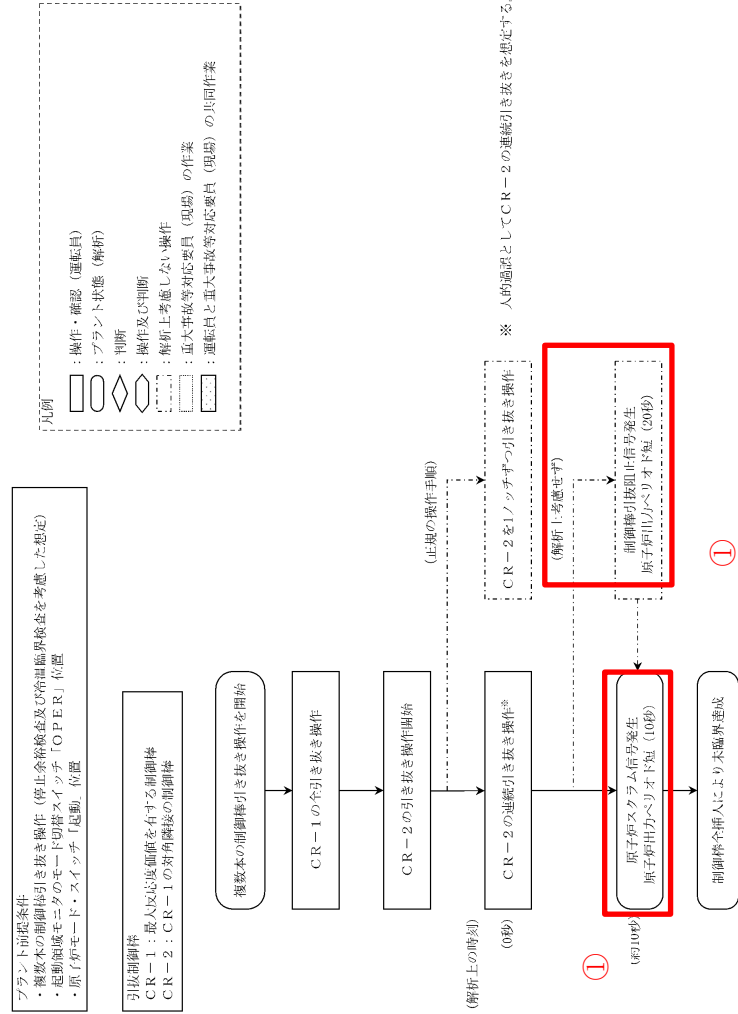
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の<u>2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまる</u>ことから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p><u>・過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように3.5%Δkの値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合</u></p> <p>・<u>サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料(B型)平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(0.55ドル)と大きく差異がなく、0.55ドル(10倍)及び0.54ドル(1/10倍)であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</u></p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。</p> <p>以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は<u>約1.16ドル(燃料エンタルピー最大値:約80kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値:約72kJ/kgUO₂)</u>にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>・<u>サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料(B型)平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(約1.13ドル)と大きく差異がなく、約1.09ドル(10倍)及び約1.17ドル(燃料エンタルピー最大値:約124kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値:約115kJ/kgUO₂) (1/10倍)で</u></p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。</p> <p>(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。</p> <p>以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は<u>約1.21ドル(燃料エンタルピーの最大値は約68kJ/kg, 増分の最大値は約60kJ/kg)</u>にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>・<u>サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果(投入される反応度は約1.14ドル、燃料</u></p>	<p>・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】炉心設計による相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は、誤引抜される制御棒の反応度値が約1.04%Δkであり、過渡解析の解析条件の方が厳しいが、東海第二及び、島根2号炉の過渡解析の条件(制御棒の反応度値は1.3%Δk)は本評価に包絡される。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 炉心設計による相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果 <u>0.55 ドル</u> と大きく差異がない、<u>0.57 ドル</u> であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.4.5, 5.4.6)</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析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は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p>	<p>あることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果 <u>(約 1.13 ドル, 燃料エンタルピー最大値: 約 85kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値: 約 77kJ/kgUO₂)</u> と大きく差異がない、<u>約 1.13 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 96kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピーの増分の最大値: 約 80kJ/kgUO₂)</u> であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5)</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析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は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p>	<p><u>エンタルピーの最大値は約 50kJ/kg, 増分の最大値は約 42kJ/kg)</u> と大きく差異がなく、<u>投入される反応度は約 1.11 ドル, 燃料エンタルピーの最大値は約 33kJ/kg, 増分の最大値は約 25kJ/kg (10 倍) 及び投入される反応度は約 1.16 ドル, 燃料エンタルピーの最大値は約 69kJ/kg, 増分の最大値は約 61kJ/kg (1 / 10 倍)</u> であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果 <u>(投入される反応度は約1.14ドル, 燃料エンタルピーの最大値は約50kJ/kg, 増分の最大値は約 42kJ/kg)</u> と大きく差異がなく、<u>投入される反応度は約1.15 ドル, 燃料エンタルピーの最大値は約64kJ/kg, 増分の最大値は約49kJ/kg</u>であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料5.4.3, 5.4.4)</p> <p>(6) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析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は小さい。</p> <p>5.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 水源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。</p>	<p>・解析条件及び解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】炉心設計による相違。</p>

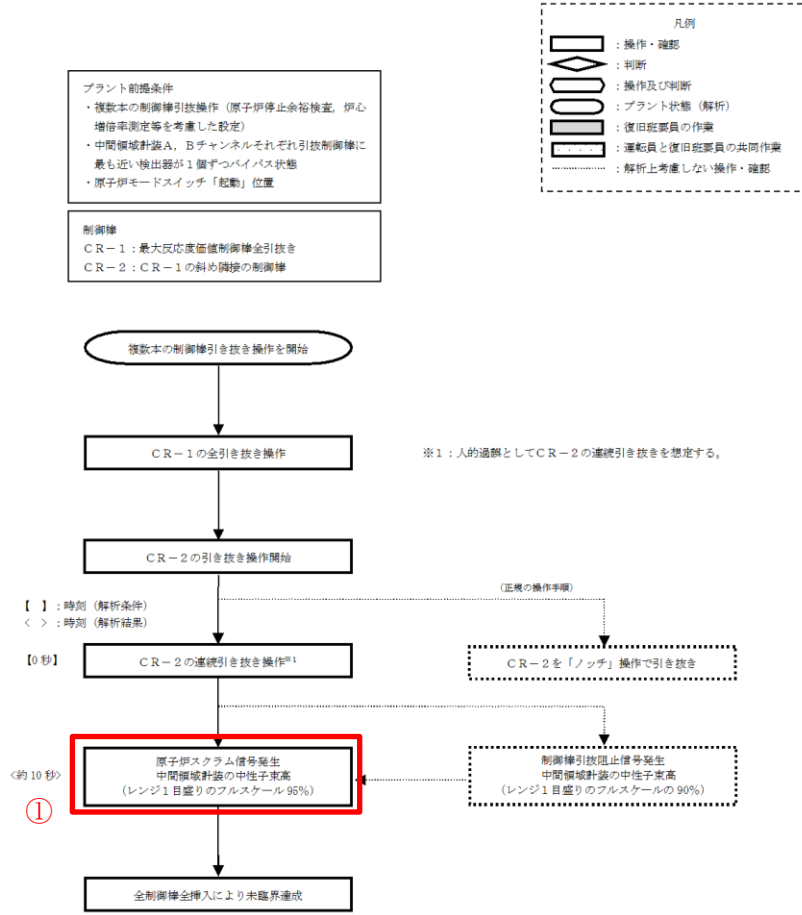
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。</p> <p>その結果、<u>有効燃料棒頂部の冠水</u>、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。</p> <p>解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</u>スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	<p>b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。</p> <p>その結果、<u>燃料有効長頂部の冠水</u>、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。</p> <p>解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける<u>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</u>スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の<u>当直運転員1名</u>で実施可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	<p>b. 燃料 本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。</p> <p>c. 電源 本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。</p> <p>5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。</p> <p>その結果、<u>燃料棒有効長頂部の冠水</u>、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。</p> <p>解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける<u>島根2号炉の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</u>スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。</p>	



第5.4.1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要



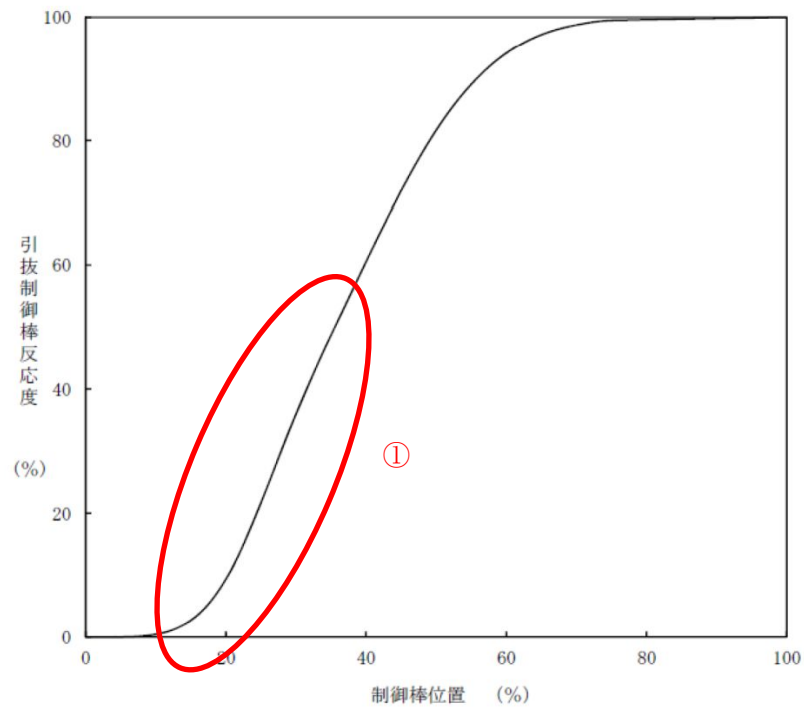
第5.4-1 図 反応度の誤投入の対応手順の概要



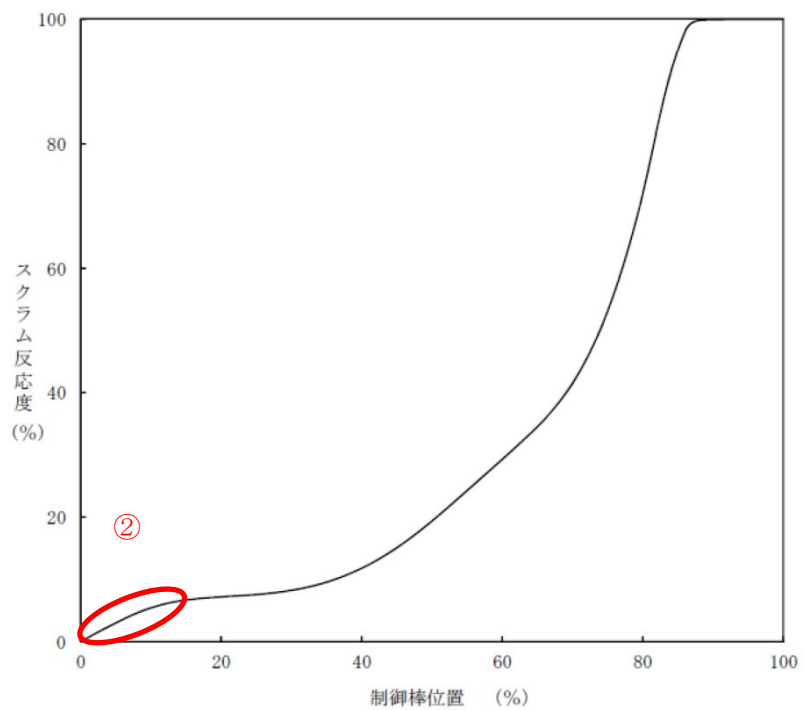
第5.4.1-1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要

備考

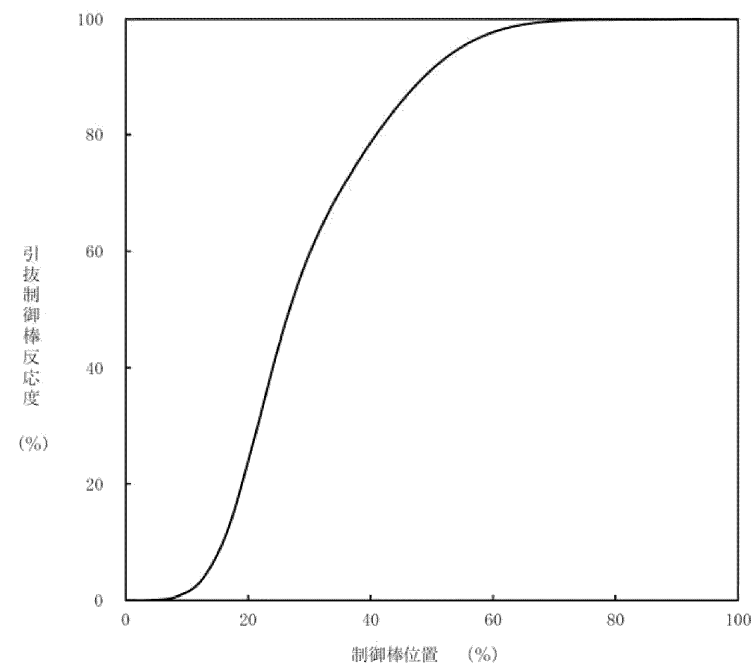
・設備設計の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない (警報のみ) ため、中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの95%) でスクラムする。



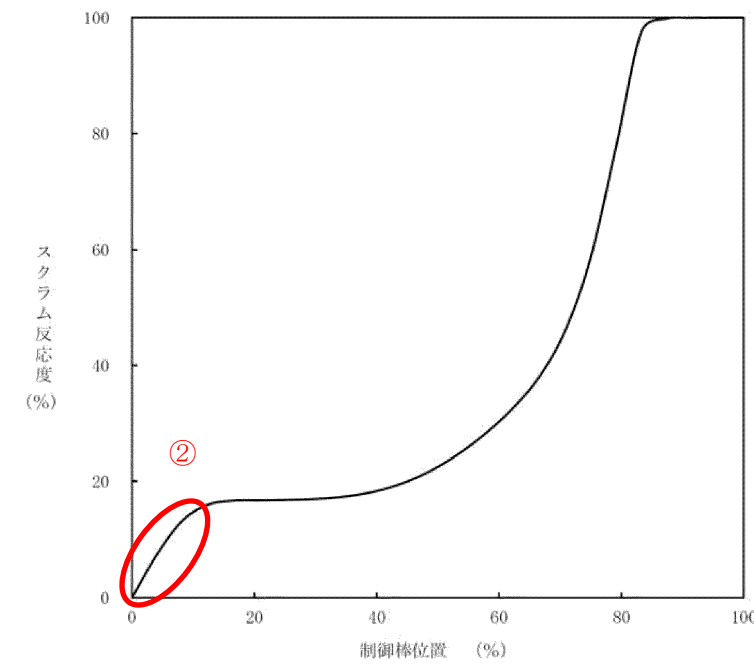
第 5. 4. 2 図 引抜制御棒反応度曲線



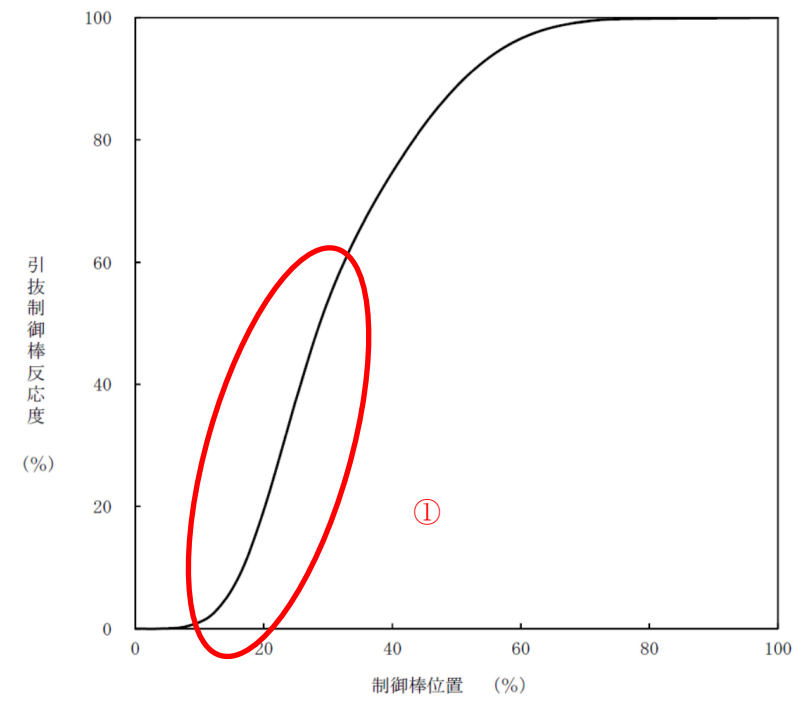
第 5. 4. 3 図 スクラム反応度曲線



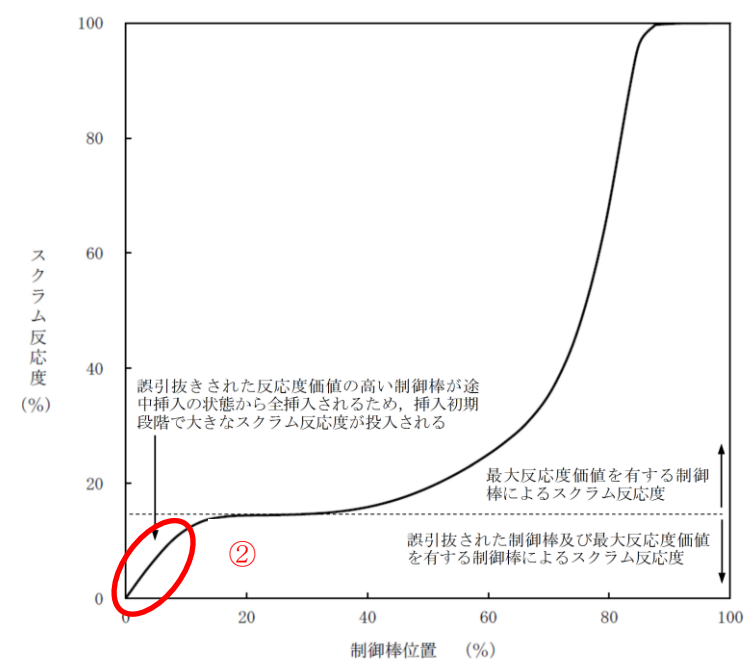
第 5. 4-2 図 引抜制御棒反応度曲線



第 5. 4-3 図 スクラム反応度曲線



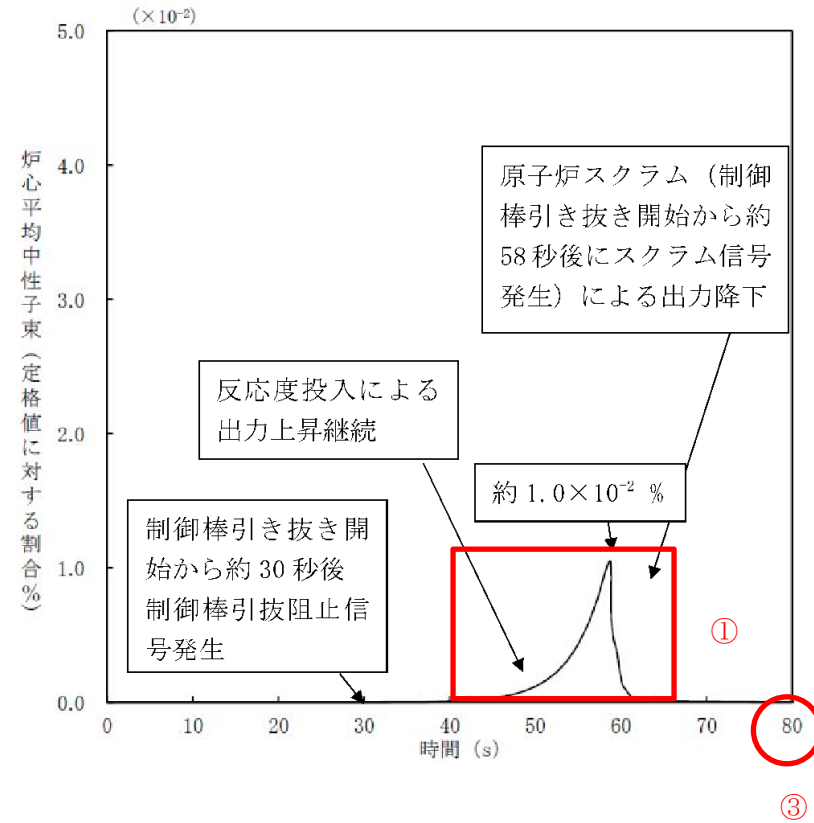
第 5. 4. 2-1 図 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線



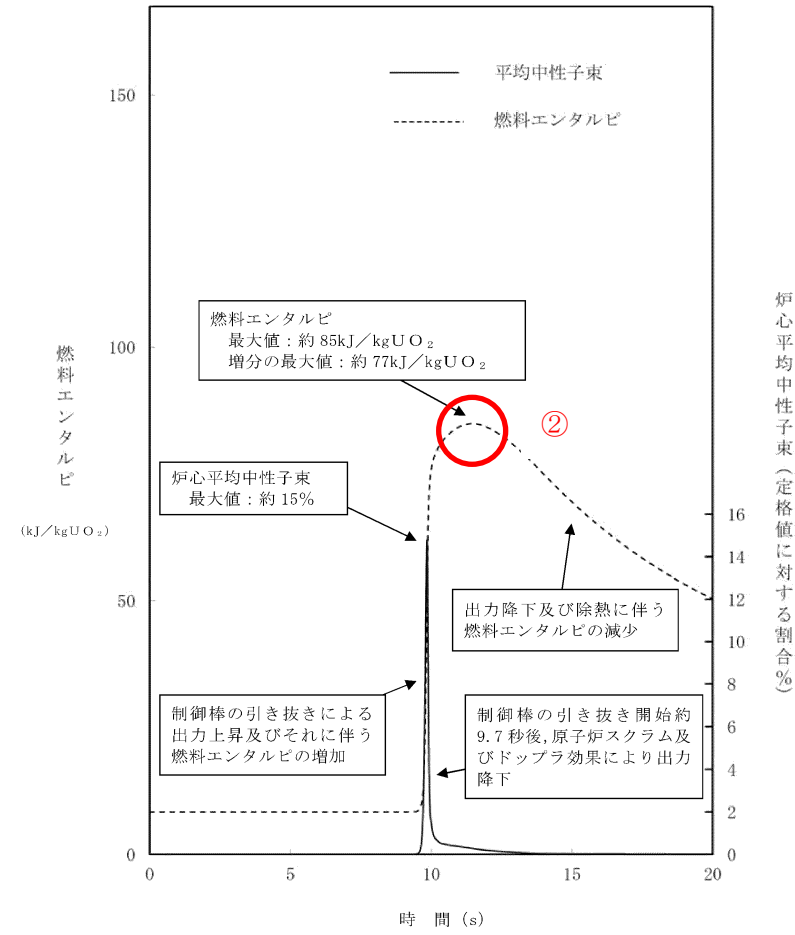
第 5. 4. 2-2 図 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は、柏崎 6/7 (約 1.04%Δk) に対して、島根 2号炉 (約 1.75%Δk)、東海第二 (約 1.71%Δk) であるため、反応度曲線の傾きが柏崎 6/7 に比べて大きくなる。

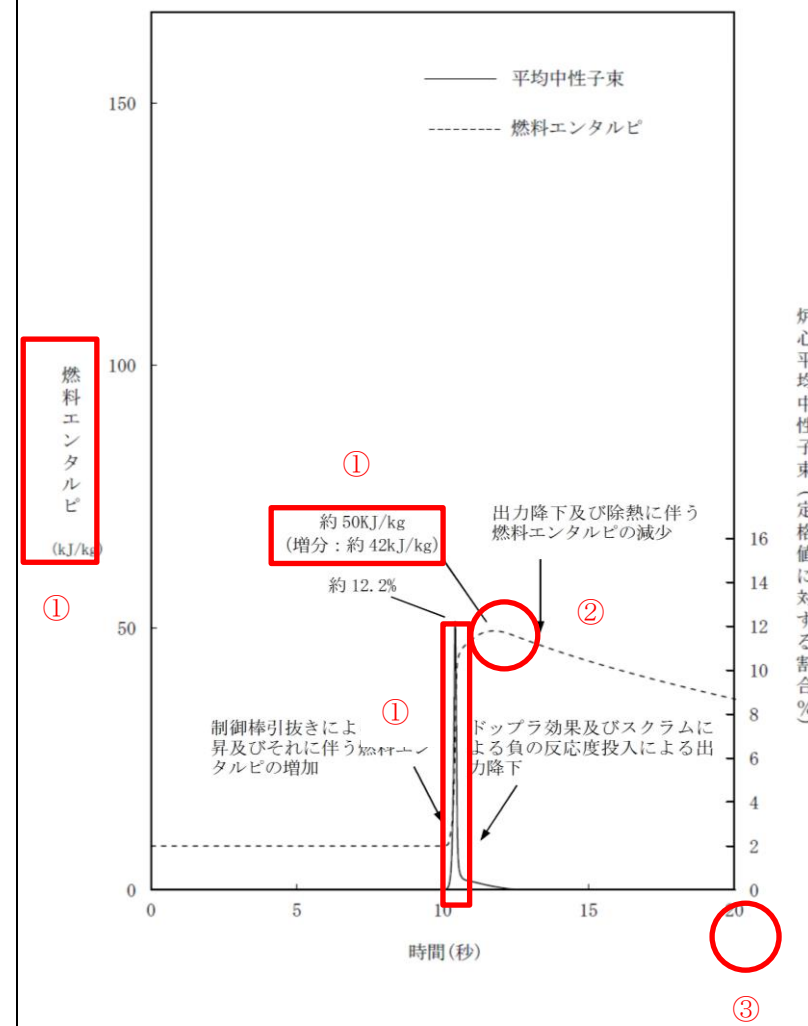
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②島根 2号炉, 東海第二, 柏崎 6/7 のいずれも誤引き抜きされた反応度値の高い制御棒が途中挿入の状態から原子炉スクラム信号により全挿入されるため、制御棒の挿入初期段階で大きなスクラム反応度が投入される。ただし、ABWRとBWR 5 の設計の差異 (制御棒引抜速度の相違) により、島根 2号炉, 東海第二は柏崎 6/7 に比べて原子炉スクラム時点における制御棒引抜量が多いため、制御棒の挿入初期で大きなスクラム反応度が投入される。



第 5. 4. 4 図 炉心平均中性子束の推移



第 5. 4-4 図 反応度の誤投入における事象変化



第 5. 4. 2-3 図 反応度の誤投入における推移

・解析結果の相違

【柏崎 6/7】
 ①島根 2号炉, 東海第二は, 投入される反応度が 1 ドルを超えるため, 燃料エンタルピーの評価により燃料の健全性が維持されることを確認している。柏崎 6/7 は投入される反応度が 1 ドル未満のため燃料エンタルピーの評価を実施していない。

【東海第二】
 ②島根 2号炉は, 高速スクラムプラントであり, 従来スクラムプラントより, 速やかに制御棒が挿入されるため, 相対的にエンタルピーの値は小さくなる。

【柏崎 6/7】
 ③解析時間の相違。

第 5.4.1 表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域モニタ
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。さらに、原子炉出力が中間領域に到達後、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域モニタ

第 5.4-1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。	—	—	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力パトリオド短（10 秒）信号による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.4.1-1 表 「反応度の誤投入」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
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	中性子源領域計装
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、中間領域計装の中性子束高信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	中性子源領域計装

【 】：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

第5.4.2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	APLEX	-
炉心状態	9×9燃料(A型)(単一炉心)平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態(全制御棒全挿入状態)にあるものとして設定
原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定
燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり、最も水密度が高くなる値として設定
燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事を想定する

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第5.4-2表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (1/3)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード	APEX/ SCAT (RIA用)	-
炉心状態	9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
原子炉初期出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態にあるものとして設定
原子炉初期圧力	0.0MPa [gage]	原子炉停止時の圧力を想定
燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定
初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事を想定

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第5.4.2-1表 主要解析条件 (運転停止中の反応度の誤投入) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	APEX/ SCAT (RIA用)	-
炉心状態	9×9燃料(A型)(単一炉心)平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)平衡炉心、9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装備した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装備した平衡炉心は、特性はほぼ同等であることから、9×9燃料(A型)を代表的な炉心として設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉が低圧状態であることを想定して設定
原子炉圧力	0.0MPa [gage]	原子炉停止時の圧力を想定
燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり、反応度の観点からは保守的な値として設定
燃料エンタルピ	8kJ/kg	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事を想定する
事故条件	最大反応度面値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し、全引き抜きされている制御棒の斜め隣接 ^{※1} の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度面値は約1.75%Δk ^{※2} とする。 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる制御棒の反応度面値が斜め隣接 ^{※3} している。これを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度面値が、管理値を超える事を想定
外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを設定

※1 制御棒密度の偏りが少なくなると市松模様の引き抜きパターンを作成し、高い制御棒面値を生じる引き抜きパターンとならないようにしている。
 ※2 三次元濃縮水型原子炉機械計算コード(LOGOS)による解析結果
 ※3 臨界近接時における制御棒の最大反応度面値は1.0%Δk以下であること

島根原子力発電所 2号炉

備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

第 5.4.2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒値の管理等を考慮し、斜め隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.04%Δkとする
外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること

第 5.4-2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (2/3)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し、対角隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δkとする
外部電源	外部電源あり	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定

※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.4.2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A, B, C グループそれぞれ 1 個ずつ	A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号 (原子炉周期 20 秒)	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定 ^{*1}
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号 (原子炉周期 10 秒) ^{*2}	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定 ^{**}

※1 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉緊急停止系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認, 定期事業者検査安全保護系設定値確認検査 (核計装装置) 等), 制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで, 必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。

※2 そのため, 本現象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。
 起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期 10 秒) による原子炉スクラム信号が中間領域に到達することで発生する。

第 5.4-2 表 主要解析条件 (反応度の誤投入) (3/3)

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	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ 1 個ずつ	A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。
	原子炉スクラム信号	原子炉出力カペリオド短信号 (10秒) ^{*1}	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OP ER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定 ^{*2}

※1 起動領域モニタの原子炉出力カペリオド短信号 (10 秒) による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

※2 複数の制御棒引抜を伴う検査を実施する際において, 発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の要素が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認, 点検記録及び校正記録等の確認等), 制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで, 必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。そのため, 本現象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】

第 5.4.2-1 表 主要解析条件 (運転停止中の反応度の誤投入) (2/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒引抜速度	9.1 cm/s	制御棒引抜速度の上限値を設定
	中間領域計装バイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ 1 個	A, B チャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止信号	期待しない	制御棒の引抜きが制限されないことにより, 制御棒の誤操作の量が増加するものとして設定
	原子炉スクラム信号	中性子東高 (中間領域計装)	中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定 [*]

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において, 当直長らが最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認, 定期事業者検査安全保護系設定値確認試験 (核計装) 等), 制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで, 必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため, 本現象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 5.4.1</p> <p style="text-align: center;">反応度の誤投入事象の代表性について</p> <p>有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引き抜き事象の代表性について以下に示す。</p> <p>1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験</p> <p>運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。</p> <p>それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。</p> <p>a. 停止時冷温臨界試験</p> <p>試験の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積</p> <p>試験内容 : あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉冷却材温度、ペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.4.1</p> <p style="text-align: center;"><u>反応度誤投入事象</u>の代表性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり、その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。</p> <p>2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査</p> <p>運転停止中の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置とすることに加え、<u>原子炉モード・スイッチを燃料取替位置にすることで、1本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし、不用意な臨界の発生を防止している。</u></p> <p>しかしながら、<u>停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては、原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため、これらの検査中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。</u></p> <p>それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。</p> <p>(1)冷温臨界検査</p> <p>検査の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積</p> <p>検査方法 : 原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。あらかじめ作成した検査用の引き抜きシナリオに従って順番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.4.1</p> <p style="text-align: center;"><u>反応度の誤投入事象</u>の代表性について</p> <p>有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引抜き事象の代表性について以下に示す。</p> <p>1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験</p> <p>運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、<u>原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで複数の制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。</u>しかし、「<u>原子炉停止余裕検査</u>」と「<u>停止時冷温臨界試験</u>」の実施時においては、<u>原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。</u></p> <p>それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。</p> <p>a. 停止時冷温臨界試験</p> <p>試験の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積</p> <p>試験内容 : <u>原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。</u>あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、<u>原子炉冷却材</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWRとBWR 5 の設計の相違。</p>

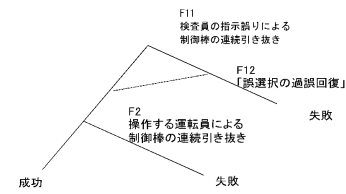
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>き抜きに際しては、1 ノッチ又は1 ステップ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の値は小さいものを取り扱う。</p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒操作監視系による制御棒選択</u></p> <p>b. 停止余裕検査</p> <p>試験の目的 : 停止余裕の確認</p> <p>試験内容 :</p> <p>①最大値を有する制御棒 (CR-1) の全引き抜き</p> <p>②最大値を有する制御棒 (CR-1) と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒 (CR-2) の全引き抜き</p> <p>③最大値を有する制御棒 (CR-1) を補正位置 N まで挿入</p> <p>④最大値を有する制御棒 (CR-1) の斜め隣接の制御棒 (CR-3) を補正位置 N まで引き抜き</p> <p>⑤最大値を有する制御棒 (CR-1) を再度全引き抜き この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際</p>	<p>棒パターン、原子炉水温度及びペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施する。臨界近傍では、<u>反応度値が小さい制御棒</u>を取り扱う。</p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視、又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。</u></p> <p>(2) 停止余裕検査</p> <p>検査の目的 : <u>停止余裕 (挿入可能な制御棒のうち最大反応度値を有する制御棒1本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で未臨界にできること) を確認する。</u></p> <p>検査方法 : 燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後、<u>原子炉圧力容器蓋の閉鎖前 (原子炉ウェル満水時)</u> に以下の手順で実施する。</p> <p>①最大<u>反応度</u>値を有する制御棒 (CR-1) を全引き抜き位置まで引き抜く。</p> <p>②最大<u>反応度</u>値を有する制御棒 (CR-1) を位置N[*]まで挿入する。 ※ 最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) の対角隣接の制御棒 (CR-2) について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置</p> <p>③最大<u>反応度</u>値を有する制御棒 (CR-1) の対角隣接の制御棒 (CR-2) を位置Nまで引き抜く。</p> <p>④最大<u>反応度</u>値を有する制御棒 (CR-1) を再度1ノッチずつ引き抜きして、<u>全引き抜き</u>とし、この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引</p>	<p><u>温度、ペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。</u></p> <p>対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の<u>引き抜き</u>を実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の値は小さいものを取り扱う。</p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒値ミニマイザによる監視 (又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視)</u></p> <p>b. 原子炉停止余裕検査</p> <p>試験の目的 : <u>停止余裕 (最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること) の確認</u></p> <p>試験内容 : 燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後、<u>以下の手順で実施する。</u></p> <p>①最大値を有する制御棒 (CR-1) の<u>全引き抜き</u></p> <p>②最大値を有する制御棒 (CR-1) を<u>補正位置N[*]1</u>まで挿入 ※1 最大反応度値を有する制御棒 (CR-1) の対角隣接の制御棒 (CR-2) について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置</p> <p>③最大値を有する制御棒 (CR-1) の<u>斜め隣接の制御棒 (CR-2) を補正位置Nまで引き抜き</u></p> <p>④最大値を有する制御棒 (CR-1) を再度全引き抜き この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお、制御棒の<u>引き抜き</u>に際しては、</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWR と BWR 5 の設計の相違。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWR では引き抜きシーケンスを制御棒操作監視系 (RC&IS) に登録し、自動で制御棒を選択するが、BWR 5 では制御棒値ミニマイザ又は運転員により監視する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWR と BWR 5 の設計の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>しては、1ノッチ引き抜きごとに検査担当で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 最大反応度価値制御棒1組又は1本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒1本 引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有して印加反応度が大きすぎないように選択</p> <p>事故防止対策 : <u>ロッドワースミニマイザの制御棒選択パターン規制(又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視)なお、ロッドワースミニマイザの機能により、最大反応度価値制御棒以外の制御棒を引き抜く場合、面隣接の制御棒を選択すると制御棒引抜許可信号がリセットされる。</u></p> <p>2. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」、「制御棒の連続引き抜き」について検討した。</p> <p>2-1. 単一の人的過誤 a. 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機(FHM)により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認及び燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。</p> <p>b. 制御棒の選択誤り 操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では事前に対象と</p>	<p>き抜きに際しては、各1ノッチ引き抜き前に検査担当で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 最大反応度価値を有する制御棒1本及び最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒1本。 引き抜かれる制御棒は、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、<u>最大反応度価値を有するものを選択。</u></p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。</u></p> <p>3. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として、「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。</p> <p>3.1 単一の人的過誤 (1) 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は、<u>燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料を装荷する際は、燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し、かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。</u>このため、本事象が発生しても適切に認知がされることから、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。</p> <p>(2) 制御棒の選択誤り <u>操作対象制御棒の選択を誤ると、当該制御棒の反応度価値が変化する。冷温臨界検査では、事前に対象となる制御棒の</u></p>	<p>1ノッチ引き抜きごとに検査担当で未臨界を確認している。</p> <p>対象制御棒 : 最大反応度価値制御棒1本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒1本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒のうち<u>反応度の補正に必要な価値を有して印加反応度が大きすぎないように選択</u></p> <p>事故防止対策 : <u>制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視</u></p> <p>2. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。</p> <p>2-1. 単一の人的過誤 a. 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は、誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。<u>これらは燃料交換が燃料取替機により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認が実施されている。</u>このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。</p> <p>b. 制御棒の選択誤り 操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。<u>停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査では事前</u></p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 A BWRとBWR5の設計の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉、柏崎6/7は、全引抜した時の制御棒価値が、停止余裕確認のための反応度補正分以上で、過渡解析の解析条件である制御棒価値以下の制御棒を選択する。</p> <p>・設備の相違 柏崎6/7、東海第二は、燃料取替機の運転情報と制御棒位置等を組み合わせて、有効な燃料移動かどうか判定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは<u>制御棒操作監視系（停止時冷温臨界試験）</u>、<u>ロッドワースミニマイザ（停止余裕検査）</u>、<u>運転員及び検査員により監視されているため</u>、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。</p> <p>c. <u>制御棒の連続引き抜き</u> 運転員及び検査員による制御棒及び起動領域モニタの確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員及び検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>2-2. 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」、「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって、以下に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。</p> <p>評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。</p> <p>※ 「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替交換機により機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく、またデータの入</p>	<p>価値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員により監視されている。<u>停止余裕検査においても同様の監視を実施しており</u>、<u>操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい</u>。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒の引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えにくい。</p> <p>(3) <u>制御棒の連続引き抜き</u> 運転員、及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。</p> <p>3.2 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から、検討すべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」+「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」のみであると考えられる。</p> <p>評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」について検討する。</p> <p>※ 「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」を含まない人的過誤が重畳した場合には、<u>制御棒が1ノッチずつ引き抜かれるため、投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる</u>。また、「燃料の誤装荷」については、<u>燃料取替機により自動で選択されるため</u>、<u>運転員等</u></p>	<p>に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは<u>制御棒価値ミニマイザ又は運転員及び運転操作助勢者</u>により監視されているため、<u>これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい</u>。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。</p> <p>c. <u>制御棒の連続引抜き</u> 運転員及び検査員による制御棒及び中性子源領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は<u>運転員及び運転操作助勢者並びに検査員</u>に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引抜きされることを想定する。</p> <p>2-2. 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「a. <u>燃料の誤装荷</u>」、「b. <u>制御棒の選択誤り</u>」及び「c. <u>制御棒の連続引抜き</u>」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※2から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. <u>制御棒の選択誤り</u>」+「c. <u>制御棒の連続引抜き</u>」のみであると考えられる。したがって、以下に「b. <u>制御棒の選択誤り</u>」+「c. <u>制御棒の連続引抜き</u>」の評価を示す。</p> <p>評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず、<u>即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから</u>、有効性評価では単一の人的過誤である「c. <u>制御棒の連続引き抜き</u>」について検討する。</p> <p>※2 「c. <u>制御棒の連続引抜き</u>」を含まない人的過誤が重畳した場合は、<u>制御棒が反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない</u>。また、「a. <u>燃料の誤装荷</u>」については燃料取替機により<u>機械的に自動で選択されるため</u>、<u>運転員等の作業時の誤りにより間違った配置にな</u></p>	<p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 A BWRでは引抜シケンスを制御棒操作監視系（RC&IS）に登録し、自動で制御棒を選択するが、BWR 5では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>力についても複数のグループによる確認を多重に実施していること、及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。</p> <p>・「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳</p> <p>人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常、試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、ロッドワースミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない場合においては、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで人的過誤の発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。</p> <p>図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRA ツリー及び人的過誤の確率を示す。</p> <p>その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（表1）に基づき、高従属と設定した。</p> <p>同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても併せて評価した（図3）。</p>	<p>の作業時の誤りにより間違った配置に装荷されることは考えにくく、燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから、「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。</p> <p>(1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率</p> <p>人的過誤の重畳を考慮すべき検査は、「2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり、停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常、冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし、これらの機能に期待しないで検査を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては、制御棒を操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。</p> <p>第1図に「制御棒の連続引き抜き」、第2図に「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（HRA）ツリー及び人的過誤の確率を示す。</p> <p>その結果、「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、この評価における、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（第1表）に基づき、高従属と設定した場合のものである。</p> <p>ただし、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、作業内容の差異や、各々の操作をステップ毎に実施することから独立事象として考えることができ、人的過誤の重畳が発生する可能性は低い結果となった（第3図）。</p>	<p>ることはなく、またデータの入力についても複数の担当者による確認を多重に実施していること、及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。</p> <p>・「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳</p> <p>人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常、停止時冷温臨界試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※³。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。しかし、これらの機能に期待しない場合であっても、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている（試験の手順書）ため、制御棒価値ミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。</p> <p>図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRA ツリー及び人的過誤の確率を示す。</p> <p>その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（表1）に基づき、高従属と設定した。</p> <p>同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても併せて評価した（図3）。</p>	

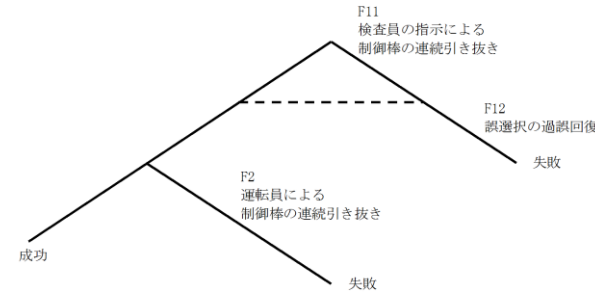
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。</p> <p><u>※原子炉停止余裕検査時のロッドワースミニマイザによる隣接制御棒の引き抜き防止、停止時冷温臨界試験時のロッドワースミニマイザ及び制御棒操作監視系（RC&IS）による対象制御棒の自動選択</u></p>	<p>以上より、有効性評価では単一の人的過誤である「<u>制御棒の連続引き抜き</u>」について検討することとした。</p>	<p>以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。</p> <p><u>※3 制御棒価値ミニマイザによる予め定められた制御棒以外の引抜防止</u></p>	<p>・運用及び設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>A B W R では引抜シーケンスを制御棒操作監視系（R C & I S）に登録し、自動で制御棒を選択するが、B W R 5 では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。</p>



人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない

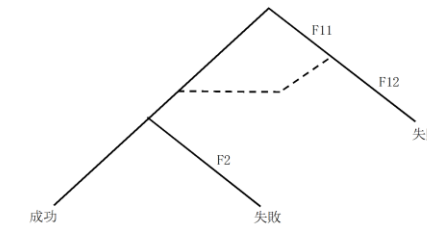
人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	3



人的過誤の内容	過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11 操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	2.8



人的過誤の内容	過誤確率値 (中央値)	EF	備考
F11 検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

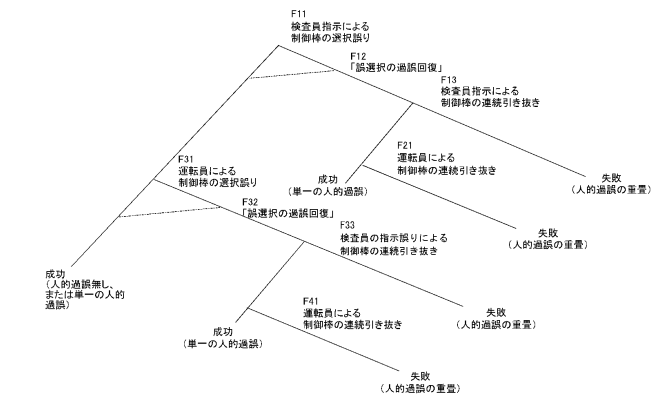
* 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	2.8

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率

第1図 「制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率

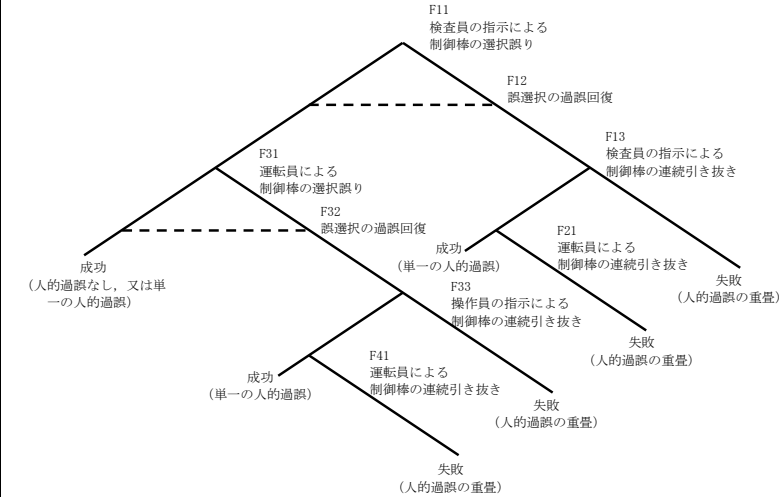


人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F31の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)

*制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない
*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤(平均値)	EF
2.6E-04	4

図2 「b. 制御棒の選択誤り」+ 「c. 制御棒の連続引き抜き」(人的過誤に従属性を考えた場合)のHRA ツリー及び人的過誤確率

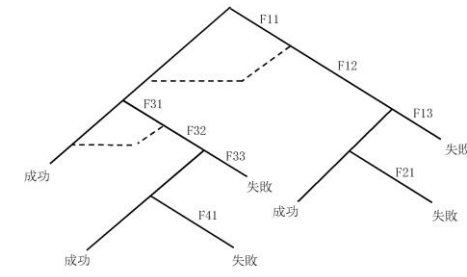


人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員の指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の低従属 F31の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤(平均値)	EF
3.1E-04	3.6

第2図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時のHRAツリー(従属性を考慮する場合)



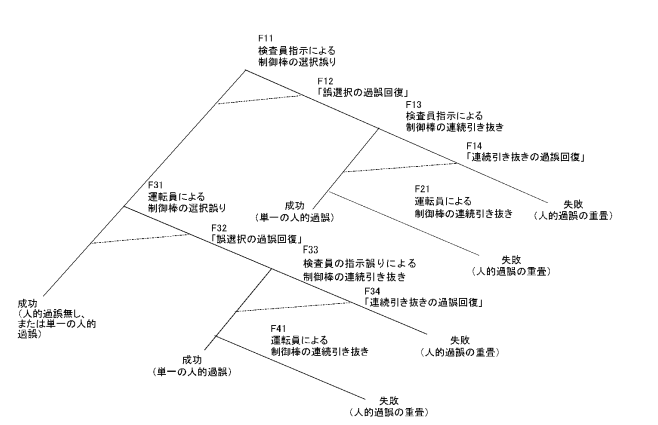
人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 運転棒担当者や運転棒操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)
F21 運転棒担当者による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 運転棒担当者による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や運転棒操作助勢者による制御棒の選択誤りに対する過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の低従属 F31の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 運転棒担当者による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)

* 運転棒担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。
* HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤(平均値)	EF
3.1E-04	3.5

図2 「b. 制御棒の選択誤り」+ 「c. 制御棒の連続引き抜き」(人的過誤に従属性を考えた場合)のHRA ツリー及び人的過誤確率

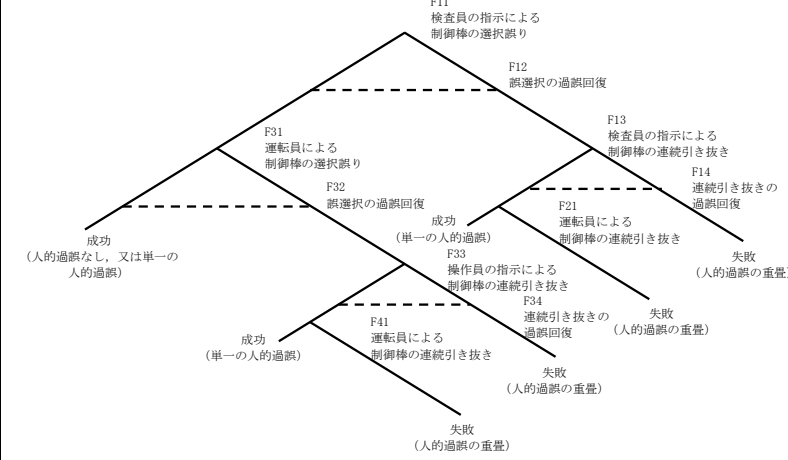
図2 「b. 制御棒の選択誤り」+ 「c. 制御棒の連続引き抜き」(人的過誤に従属性を考えた場合)のHRA ツリー及び人的過誤確率



人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F14 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F31 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F34 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない
*制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごとに操作を確別)、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする
*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜きを実施する冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤 (平均値)	EF
1.9E-06	1

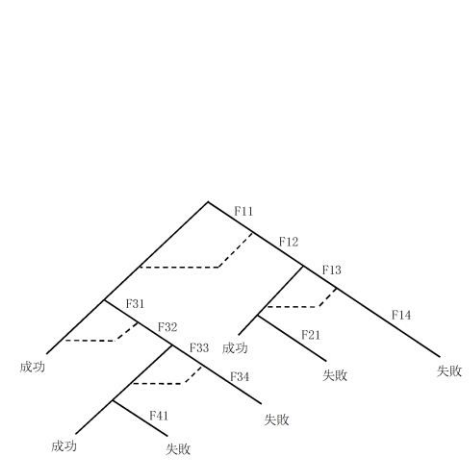


人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員の指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F14 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F31 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33 検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F34 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
2.0E-06	4.5

第3図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時のHRAツリー(独立事象の場合)



人的過誤の内容	過誤確率(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする
F14 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F21 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする
F31 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F34 運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H0)の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上) 特に関心が高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 *制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする

*運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。
*制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごとに操作を確別)しているのに加え、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする。
*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒の引き抜きを実施する停止冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤 (平均値)	EF
2.0E-06	4.2

図3 「b.制御棒の選択誤り」+「c.制御棒の連続引き抜き」(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のHRAツリー及び人的過誤確率

図3 「b.制御棒の選択誤り」+「c.制御棒の連続引き抜き」(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のHRAツリー及び人的過誤確率

表 1 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー
(NUREG/CR-6883 から抜粋)

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why?
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker
2				a	complete	
3			d	na	high	
4			a	na	high	
5		nc	s	a	high	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
8			a	na	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
12			a	na	high	
13		nc	s	a	low	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
14			d	na	low	
15				a	low	
16				a	low	
17					zero	

3 過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事象例は以下のものがある。

平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故は、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉とは制御棒駆動機構が異なり、物理的に発生の可能性がないため有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

また、柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象についても制御盤改造及び試験時特有の事象であること、下に記載の再発防止策が取られていること、仮に発生したとしても停止余裕に対して投入される反応度は大きくなく、また監視・安全系が機能しているため、過渡事象等で考慮されている状態より過酷とならないと考えられることから選定不要と考える。

- 平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故 (北陸)

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュムレータに圧力が充填されていなかったことで、直ちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

第 1 表 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why?
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker
2				a	complete	
3			d	na	high	
4			a	na	high	
5		nc	s	na	high	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
8			a	na	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
12			a	na	high	
13		nc	s	a	low	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
14			d	na	low	
15				a	low	
16				a	low	
17					zero	

4. 過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1) 志賀原子力発電所 1 号炉における制御棒引き抜け事象

平成 11 年 6 月、志賀原子力発電所 1 号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3 本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、直ちに制御棒が挿入されず、約 15 分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系 (以下「CRD」という。) の原子炉戻りラインの弁を開けずに CRD 挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD 挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット

表 1 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー
(NUREG/CR-6883 から抜粋)

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule <input type="checkbox"/> - Not Applicable. Why?
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker
2				a	complete	
3			d	na	high	
4			a	na	high	
5		nc	s	na	high	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
8			a	na	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	If this error is the 3rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate.
12			a	na	high	
13		nc	s	a	low	If this error is the 4th error in the sequence, then the dependency is at least high.
14			d	na	low	
15				a	low	
16				a	low	
17					zero	

3. 過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事象例としては、平成 11 年志賀原子力発電所 1 号炉原子炉緊急停止事故があるが、島根 2 号炉では運用上の対策及び設備対策が実施されていることから、事象発生の確率が低いと考えられるため、有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

- 平成 11 年志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故 (北陸)

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュムレータに圧力が充填されていなかったことで、直ちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
A BWR と BWR 5 の設計の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>この事象は、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においては、<u>制御棒駆動機構が異なるため、発生しない(FMCRDのHCUでは物理的に引き抜けが起こらない)。</u></p> <p>また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている(参考文献 日本原子力学会誌 Vol.49, No.10 (2007) 671-675 北陸電力(株) 志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析)。</p> <p>・平成8年 柏崎刈羽原子力発電所6号炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象(当社)</p> <p><u>6号炉試運転中(建設段階) FMCRD 制御盤改造及び試験の準備のため、FMCRDの安全処置(アイソレ)による隔離を実施し、シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時、アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず、実際の4本の制御棒が128ステップの位置まで引き抜かれた(この間、未臨界であることは確認されている)。</u></p> <p><u>制御盤改造及び試験時特有の事象であること、再発防止策(制御棒の駆動電源OFFと制御電源OFFの安全処置の多重化)が実施されていることから対策済みであると考え。また、この事象では安全保護系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。</u></p>	<p>(以下「HCU」という。) <u>アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。</u></p> <p>上記の事象を踏まえ、<u>東海第二発電所では、次の対策を講じている。</u></p> <p>a. HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備 b. 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置</p> <p><u>これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果、4.5E-10/施設定期検査と評価され、志賀原子力発電所1号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。</u></p> <p>(2) <u>東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象</u></p> <p><u>東海第二発電所においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成20年4月、施設定期検査中(全燃料取出、全制御棒全引き抜き、制御棒駆動水圧系ユニット(以下「HCU」という。)隔離)のところ、1本の制御棒が44ポジション(全引き抜き位置(48ポジション)から4ポジション挿入)に動作し、「制御棒ドリフト」警報が発報した。</u></p> <p><u>この事象は、動作した制御棒のHCUの制御弁のリークテストを実施中に、当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと、及び当該HCU周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。</u></p> <p><u>ただし、本事象は全燃料取出状態であったこと、及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。</u></p> <p><u>なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・当該HCU弁の弁体取替え ・HCUリークテストにおける圧力が安定しない場合は、当該リークテストを中止する ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要因として加えることで、当該警報発報時にHCUリークテストも要因の調査対象とする。 	<p><u>上記の事象を踏まえ、島根2号炉では、次の対策を講じている。</u></p> <p>a. HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備 b. 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置</p> <p>また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている(参考文献 日本原子力学会誌 Vol.49, No.10 (2007) 671-675 北陸電力(株) 志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析)。</p> <p>・島根2号炉における制御棒部分挿入事象</p> <p><u>島根2号炉においては、制御棒の誤引抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成24年4月、第17回定期検査開始に伴い全炉心燃料(560体)を燃料プールへ取り出した後の原子炉内において全引抜状態としていた制御棒137体中、1体(H-13)が部分挿入されていることを確認した。</u></p> <p><u>この事象は、当該隔離弁(ユニットH-13の駆動水挿入管隔離弁)において、前回点検実施以降の開閉操作時にシステムのネジ部にかじりが生じ、干渉していたため全閉ができず、当該隔離弁操作時に弁棒のストロークまで確認していなかったため中間開状態であることに気付かなかったことが原因である。</u></p> <p><u>ただし、本事象は全燃料取り出し状態であったこと、および制御棒が挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。</u></p> <p><u>なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。</u></p> <p>a. 当該HCU隔離弁の弁体・ステム・ガイドの交換を実施。 b. HCUエアイベント作業実施前の駆動水挿入管隔離弁・引抜隔離弁の状態確認について、操作員の手での開閉確認に加えて、開閉状態を表すマーキングにより確認を行うように要領書の改正を実施。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR5の設計の相違。</p> <p>・運転経験の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉、東海第二は、今までに制御棒が挿入側に動作した事象はあるが、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象はない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>重要事故シーケンスの想定</p> <p>有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験及び停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。</p> <p>この時、誤引き抜きされる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※を超えるもの 停止時冷温臨界試験や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策 一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること 設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1組又は1本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること <p>以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。</p> <p>※核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下</p>	<p>5. 重要事故シーケンスの想定</p> <p>有効性評価では上記2.～4.を踏まえ、停止余裕検査や冷温臨界検査時に、人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。</p> <p>このとき、臨界近傍での引抜き制御棒の反応度値が冷温臨界検査※に比べて大きい停止余裕検査においては、最大反応度値を有する対角隣接の制御棒1本を引き抜くことを考慮して、「最大反応度値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で最大反応度値を有する制御棒の対角隣接制御棒1本」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。</p> <p>以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。</p> <p>※ 冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度値は1.0%Δk以下となるよう管理</p>	<p>4. 重要事故シーケンスの選定</p> <p>有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験及び原子炉停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。</p> <p>この時、誤引き抜きされる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※⁴を超えるもの 停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策 一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること 設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること <p>以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。</p> <p>※4 核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下（「9×9燃料が装荷され、MOX燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないよう管理している値であり、「MOX燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値）</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>ABWRとBWR5</p> <p>の設計の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、<u>原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号により、制御棒の引き抜きは阻止され、さらに、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号で原子炉はスクラムし、制御棒全挿入となり、原子炉は未臨界状態となり、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> <p>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>【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原子炉安定停止状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.2</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）</p> <p>運転停止中の反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、<u>原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり、未臨界状態となること</u>で、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>また、<u>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員の確保は不要である。</u></p> <p>【安定停止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停止状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を継続すること</u>により、安定停止状態後の状態維持が可能となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.2</p> <p style="text-align: center;">安定状態について (運転停止中 (反応度の誤投入))</p> <p>運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：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炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、原子炉安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、<u>中間領域計装の中性子束高スクラム信号により原子炉はスクラムし、制御棒全挿入となり、原子炉は未臨界状態となり、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> <p>重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。</p> <p>【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原子炉安定停止状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うこと</u>により、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号およびスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため、中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。</p>

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度誤投入）

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（運転停止中 反応度誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心 (燃料)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似的特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 安定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれるため、「反応度フィードバック効果」にて確認。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> RZ 二次元拡散モデル エンタルピシステマツの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳密にモデル化し、さらに同出力（パワー）係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0.040/1.0）の値を用いた保守的なモデルを適用していることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
炉心 (燃料)	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドップラ反応度フィードバック効果 実効反応度係数：7~9% 実効遅延中性子割合：低 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	停止時の制御棒の過引き抜きは、起動領域モジュールの炉心炉心温度の急激な上昇により、自動的に制御棒の引き抜きが停止し、炉心温度は未燃焼となり炉心温度の不確かさが運転員等操作時間には与える影響はない。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動的計算では外部入力 燃料棒内温度変化 燃料棒内温度変化 燃料棒内温度変化 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 燃料棒表面熱伝達：Dittus-Boelter の式 燃料棒表面熱伝達：Jens-Lottes の式 燃料棒表面熱伝達：Nusselt の式 燃料棒表面熱伝達：Griffith の式 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	沸騰遷移	<ul style="list-style-type: none"> 低沸騰時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（運転停止中 反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心 (燃料)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似的特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 安定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> RZ 二次元拡散モデル エンタルピシステマツの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳密にモデル化し、さらに同出力（パワー）係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0.040/1.0）の値を用いた保守的なモデルを適用していることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
炉心 (燃料)	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドップラ反応度フィードバック効果 実効反応度係数：7~9% 実効遅延中性子割合：低 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	停止時の制御棒の過引き抜きは、起動領域モジュールの炉心炉心温度の急激な上昇により、自動的に制御棒の引き抜きが停止し、炉心温度は未燃焼となり炉心温度の不確かさが運転員等操作時間には与える影響はない。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動的計算では外部入力 燃料棒内温度変化 燃料棒内温度変化 燃料棒内温度変化 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 燃料棒表面熱伝達：Dittus-Boelter の式 燃料棒表面熱伝達：Jens-Lottes の式 燃料棒表面熱伝達：Nusselt の式 燃料棒表面熱伝達：Griffith の式 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	沸騰遷移	<ul style="list-style-type: none"> 低沸騰時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。

※ A P E X は新熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材フィードバックは考慮しない。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが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（反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心 (燃料)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似的特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 安定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> RZ 二次元拡散モデル エンタルピシステマツの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳密にモデル化し、さらに同出力（パワー）係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0.040/1.0）の値を用いた保守的なモデルを適用していることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
炉心 (燃料)	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドップラ反応度フィードバック効果 実効反応度係数：7~9% 実効遅延中性子割合：低 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	停止時の制御棒の過引き抜きは、起動領域モジュールの炉心炉心温度の急激な上昇により、自動的に制御棒の引き抜きが停止し、炉心温度は未燃焼となり炉心温度の不確かさが運転員等操作時間には与える影響はない。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動的計算では外部入力 燃料棒内温度変化 燃料棒内温度変化 燃料棒内温度変化 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 燃料棒表面熱伝達：Dittus-Boelter の式 燃料棒表面熱伝達：Jens-Lottes の式 燃料棒表面熱伝達：Nusselt の式 燃料棒表面熱伝達：Griffith の式 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	沸騰遷移	<ul style="list-style-type: none"> 低沸騰時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式 	考慮しない	運転員等操作時間に与える影響	「制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。

※ A P E X は新熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材フィードバックは考慮しない。

・相違理由は本文参照

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータを与える影響 (運転停止中 反応度誤投入) (1/2)

項目	解析条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響		評価項目となるパラメータを与える影響
				解析条件	最確条件	
炉心状態	9×9燃料 (A型) (単一炉心) 平衡炉心のサイクル初期	制御棒心ごと、燃焼度ごとに変化することから、9×9燃料 (A型) の燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	運転員等操作時間	炉心状態	実炉心においては制御棒心ごと、燃焼度ごとに制御棒反応度曲線やスクラム反応度等の特性が変化することから、不確かさを与える影響は小さい。運転員等操作時間における炉心状態は、9×9燃料 (A型) の燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	0.99 (設計目録値) 未満	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	実効増倍率	実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加が必要となり、また投入される反応度も0.01ドルと小さくなるため、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉出力	定格出力の10%	定格出力の10%~10%程度	原子炉は停止状態 (全制御棒全挿入状態) にあるものとして設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉出力	初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この不確かさを与える影響を評価した。定格の10%及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価の結果 (0.55ドル) と大きく差がない (0.57ドル) であることから、初期出力の不確かさを与える影響は小さい。
原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料被覆管表面温度及びSFR炉冷却材温度	20℃	20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり、炉心水密度が高くなる値として設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管表面温度及びSFR炉冷却材温度	初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なる影響を評価した。初期燃料被覆管表面温度は約11.16ドル (燃料エンタルピー最大値: 約80kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1kJ/kgUO ₂) と小さくなることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
燃料エンタルピー	8kJ/kgUO ₂	8kJ/kgUO ₂ 以上	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料エンタルピー	燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度の不確かさを含め、燃料エンタルピーは約1.13ドル (燃料エンタルピー最大値: 約96kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1.13ドル (燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約0.77kJ/kgUO ₂) と大きく差がないことから、初期出力の不確かさを与える影響は小さい。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータを与える影響 (運転停止中 反応度の誤投入) (1/2)

項目	解析条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響		評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件					
炉心状態	9×9燃料 (A型) (単一炉心) 平衡炉心のサイクル初期	制御棒心ごと、燃焼度ごとに変化することから、9×9燃料 (A型) の燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	運転員等操作時間	炉心状態	実炉心においては制御棒心ごと、燃焼度ごとに制御棒反応度曲線やスクラム反応度等の特性が変化することから、不確かさを与える影響は小さい。運転員等操作時間における炉心状態は、9×9燃料 (A型) の燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	0.99 未満	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	実効増倍率	実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加が必要となり、また投入される反応度も0.96ドル (燃料エンタルピー最大値: 約101kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1kJ/kgUO ₂) と小さくなることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
原子炉出力	定格出力の10%	定格出力の10%程度	原子炉は停止状態にあるものとして設定	原子炉は停止状態にあるものとして設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉出力	初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この不確かさを与える影響を評価した。定格の10%及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価の結果 (0.55ドル) と大きく差がない (0.57ドル) であることから、初期出力の不確かさを与える影響は小さい。
原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定	原子炉停止時の圧力を想定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度	20℃	20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度	初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なる影響を評価した。初期燃料被覆管表面温度は約11.16ドル (燃料エンタルピー最大値: 約80kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1kJ/kgUO ₂) と小さくなることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
燃料エンタルピー	8kJ/kgUO ₂	8kJ/kgUO ₂ 以上	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料エンタルピー	燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度の不確かさを含め、燃料エンタルピーは約1.13ドル (燃料エンタルピー最大値: 約96kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1.13ドル (燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約0.77kJ/kgUO ₂) と大きく差がないことから、初期出力の不確かさを与える影響は小さい。

※ 本評価で評価対象とした9×9燃料では、初期の燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度を高く設定した場合に、G dの燃焼やP uの置換により、結果が小さくなる場合がある。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータを与える影響 (反応度の誤投入) (1/2)

項目	解析条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響		評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件					
炉心状態	9×9燃料 (A型) (単一炉心) 平衡炉心のサイクル初期	制御棒心ごと、燃焼度ごとに変化することから、9×9燃料 (A型) の燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定し、燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	運転員等操作時間	炉心状態	実炉心においては制御棒心ごと、燃焼度ごとに制御棒反応度曲線やスクラム反応度等の特性が変化することから、不確かさを与える影響は小さい。運転員等操作時間における炉心状態は、9×9燃料 (A型) の燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
実効増倍率	1.0	0.99 (設計目録値) 以下	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	実効増倍率	実効増倍率が0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加が必要となり、また投入される反応度も0.96ドル (燃料エンタルピー最大値: 約101kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1kJ/kgUO ₂) と小さくなることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
原子炉出力	定格出力の10%	定格出力の10%程度	原子炉は停止状態にあるものとして設定	原子炉は停止状態にあるものとして設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉出力	初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この不確かさを与える影響を評価した。定格の10%及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価の結果 (0.55ドル) と大きく差がない (0.57ドル) であることから、初期出力の不確かさを与える影響は小さい。
原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定	原子炉停止時の圧力を想定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度	20℃	20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度	初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なる影響を評価した。初期燃料被覆管表面温度は約11.16ドル (燃料エンタルピー最大値: 約80kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1kJ/kgUO ₂) と小さくなることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
燃料エンタルピー	8kJ/kgUO ₂	8kJ/kgUO ₂ 以上	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	停止時の制御棒の動きは、自動的制御棒の発生により、阻止及びスクラムの引き起しは未算入となり取替すこととなる。運転員等操作時間を介して、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料エンタルピー	燃料被覆管表面温度及び炉心冷却材温度の不確かさを含め、燃料エンタルピーは約1.13ドル (燃料エンタルピー最大値: 約96kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約1.13ドル (燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂)、増分の最大値: 約0.77kJ/kgUO ₂) と大きく差がないことから、初期出力の不確かさを与える影響は小さい。

※ 本評価で評価対象とした9×9燃料では、初期の燃料被覆管表面温度および炉心冷却材温度を高く設定した場合に、G dの燃焼やP uの置換により、結果が小さくなる場合がある。

表2 解析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よる影響 (運転停止中 反応度誤投入) (2/2)

項目	解析条件 (初期、事故及び過渡条件) の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
起原現象	解析条件 制御棒の引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が急激に抜き取られる状態が、他の制御棒によって動的に引き抜かれる事象を想定する。	運転員等操作時間による影響	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
事故条件	最大反応度超過を有する制御棒の引き抜き	投入される反応度を厳しく評価する観点から、通常、制御棒1本が急激に抜き取られる状態の最大反応度は、他の制御棒が操作量の制限を越えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度超過が動的制限を超えないよう管理している。これを踏まえ、本評価においては、制御棒を抜き取る事象を想定し、最大反応度は、制御棒1本による停止余裕試験でのインテンターローンクホ停止余裕試験試験での引き抜き制御棒の管理量を考慮し、制御棒1本の反応度超過は約1.0%Δkと設定する。(評価資料 5.4.4)	停止時の制御棒の引き抜きは、起動履歴より、自動的に制御棒の引き抜きを発生させ、事故は本機界となり取り除くことから、運転員の操作を介しなしたがって、解析条件による影響はない。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き機には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定		
制御棒引き抜き速度	33mm/s	引き抜き速度の上限値として設定		
起動機モニタのバイパス状態	A、B、Cグループそれぞれ、バイパスなし	A、B、Cグループとも引き抜き制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする		
制御棒引抜阻止条件	事故事象ごと 原子炉周回信号 (原子炉周回 20秒)	起動機モニタの制御棒引抜阻止機能により設定		
原子炉システム信号	事故事象ごと 監視モニタ計数率 異常 原子炉周回信号 (原子炉周回 10秒)	原子炉検査トリップ選択スイッチで「運転」として場合の起動機モニタの原子炉システム機能により設定		

※1 本有効性評価の解析において起動機モニタ (原子炉検査トリップ選択スイッチ「初演習」) に期待する場合は原子炉周回信号 (原子炉周回 10秒) より早く原子炉システム信号が投入される。

第2表 解析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よる影響 (運転停止中 反応度の誤投入) (2/2)

項目	解析条件 (初期、事故及び過渡条件) の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
起原現象	解析条件 制御棒の引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が急激に抜き取られる状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を越える事象を想定する。	運転員等操作時間による影響	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
事故条件	最大反応度超過を有する制御棒の引き抜き	投入される反応度を厳しく評価する観点から、通常、制御棒1本が急激に抜き取られる状態の最大反応度は、他の制御棒が操作量の制限を越えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度超過が動的制限を超えないよう管理している。これを踏まえ、本評価においては、制御棒を抜き取る事象を想定し、最大反応度は、制御棒1本による停止余裕試験でのインテンターローンクホ停止余裕試験試験での引き抜き制御棒の管理量を考慮し、制御棒1本の反応度超過は約1.71%Δkと設定する。(評価資料 5.4.4)	停止時の制御棒の引き抜きは、起動履歴より、自動的に制御棒の引き抜きを発生させ、事故は本機界となり取り除くことから、運転員の操作を介しなしたがって、解析条件による影響はない。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き機には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定		
制御棒の引抜速度	9.1cm/s以下	引抜速度の上限値として設定		
起動機モニタのバイパス状態	A、Bグループそれぞれ、バイパスなし	A、Bグループとも引き抜き制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする		
制御棒引抜阻止条件	事故事象ごと 原子炉周回信号 (原子炉周回 20秒)	起動機モニタの制御棒引抜阻止機能により設定		
原子炉システム信号	事故事象ごと 監視モニタ計数率 異常 原子炉周回信号 (原子炉周回 10秒)	原子炉検査トリップ選択スイッチで「運転」として場合の起動機モニタの原子炉システム機能により設定		

※ 原子炉起動時及び冷温臨界試験時は、臨界近接時における制御棒の基本反応度超過が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒位置モニタマイザは、複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

表2 解析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よる影響 (反応度の誤投入) (2/2)

項目	解析条件 (初期、事故及び過渡条件) の不確かさ	条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
起原現象	解析条件 制御棒の引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が急激に抜き取られる状態から、他の制御棒が操作量の制限を越える事象を想定する。	運転員等操作時間による影響	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
事故条件	最大反応度超過を有する制御棒の引き抜き	投入される反応度を厳しく評価する観点から、通常、制御棒1本が急激に抜き取られる状態の最大反応度は、他の制御棒が操作量の制限を越えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度超過が動的制限を超えないよう管理している。これを踏まえ、本評価においては、制御棒を抜き取る事象を想定し、最大反応度は、制御棒1本による停止余裕試験でのインテンターローンクホ停止余裕試験試験での引き抜き制御棒の管理量を考慮し、制御棒1本の反応度超過は約1.0%Δkと設定する。(評価資料 5.4.4)	停止時の制御棒の引き抜きは、起動履歴より、自動的に制御棒の引き抜きを発生させ、事故は本機界となり取り除くことから、運転員の操作を介しなしたがって、解析条件による影響はない。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き機には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定		
制御棒引抜速度	9.1cm/s以下	制御棒引抜速度の上限値として設定		
起動機モニタのバイパス状態	A、Bグループそれぞれ、バイパスなし	A、Bグループとも引き抜き制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるものとして設定		
制御棒引抜阻止条件	事故事象ごと 原子炉周回信号 (原子炉周回 20秒)	起動機モニタの制御棒引抜阻止機能により設定		
原子炉システム信号	事故事象ごと 監視モニタ計数率 異常 原子炉周回信号 (原子炉周回 10秒)	原子炉検査トリップ選択スイッチで「運転」として場合の起動機モニタの原子炉システム機能により設定		

※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し、高い制御棒密度を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※2 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード (LOGOS) による解析結果

※3 原子炉起動時及び冷温臨界試験時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度超過が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒モニタマイザは、複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお、原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.6</p> <p>反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて</p> <p>反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。</p> <p>1. 感度解析の条件</p> <p>炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」, 「引抜制御棒反応度曲線」, 「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて表1に示す感度解析を実施した。</p> <p>なお、原子炉初期出力及び初期燃料温度については既に「解析コードのAPEX」にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.5</p> <p>反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について</p> <p>1. はじめに</p> <p>反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、<u>装荷燃料には9×9燃料(B型)が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え</u>、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線及び実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。</p> <p>2. 感度解析条件</p> <p>炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」, 「引抜制御棒反応度曲線」, 「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて第1表に示す感度解析を実施した。</p> <p>なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 5.4.4</p> <p>反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて</p> <p>反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり、<u>9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え</u>、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。</p> <p>1. 感度解析の条件</p> <p>炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」, 「引抜制御棒反応度曲線」, 「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて表1に示す感度解析を実施した。</p> <p>なお、原子炉初期出力及び初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していることから今回対象としていない。また、出力分布変化については、<u>三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(LOGOS)にて評価した核定数をAPEXコードの二次元領域へ縮約する過程で、軸方向及び径方向に不確かさが生じるが、引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である1.0%Δkよりも厳しい1.75%Δkに設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値(燃焼度0MWd/tにおける値)となるように設定することで、最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから、今回対象としていない。また、二次元領域への縮約操作に伴う不確かさが燃料エンタルピへ与える影響は小さいことを、米国での設計認証申請において適用実績があり、縮約を介さずに炉心三次元体系で動特性解析を行うことができる三次元動特性解析コードTRACGによる影響評価等によって確認している。</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・解析方針の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は「解析コードのAPEX」記載の代表ABWRの結果を使用しているが、東海第二及び島根2号炉は各プラントの評価結果を使用している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・引抜制御棒価値</p> <p><u>有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時に おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の 1.04%Δk を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0%Δk を設定した。</u></p> <p><u>なお、制御棒反応度価値の影響については過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示されるように 3.5%Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれた場合であつても反応度は1ドル未満（約 0.7 ドル）にとどまっていることから、今回の感度評価の影響確認の対象外とした。</u></p> <p>・引抜制御棒反応度曲線</p> <p>有効性評価において表 1 に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。</p> <p>ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格したものを考慮した。</p> <p>不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が <u>B 型の平衡炉心</u> での印加率の変動を包絡するように設定した。</p> <p>感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図 1、図 2 に示す。</p> <p>・スクラム反応度曲線</p>	<p>(1) 引抜制御棒価値</p> <p><u>有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時に おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の約 1.71%Δk を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0%Δk を設定した。</u></p> <p>(2) 引抜制御棒反応度曲線</p> <p>有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。</p> <p>感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格化したものを考慮した。</p> <p><u>サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心</u> での印加率の変動を包絡するように設定した。</p> <p>感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図、第 2 図に示す。</p> <p>(3) スクラム反応度曲線</p>	<p>・引抜制御棒価値</p> <p><u>「9×9 燃料が装荷され、MOX 燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値、「MOX 燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値（臨界近接時に おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を考慮し、引抜制御棒価値 1.0%Δk をノミナル条件として設定した。本制御棒価値は、炉心状態によらずそれ以下に管理する管理値であることから、感度解析でも同一の条件とした。</u></p> <p>・引抜制御棒反応度曲線</p> <p>有効性評価において表 1 に示す 9×9 燃料（A 型）平衡炉心サイクル初期を想定している。</p> <p>ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格したものを考慮した。</p> <p><u>不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が 9×9 燃料（B 型）平衡炉心、9×9 燃料（A 型）及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡炉心、9×9 燃料（B 型）及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡炉心</u> での印加率の変動を包絡するように設定した。</p> <p>感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図 1、図 2 に示す。</p> <p>・スクラム反応度曲線</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根 2号炉は A 型燃料、B 型燃料、MOX 燃料を考慮する。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>柏崎 6/7 は、誤引抜される制御棒の反応度価値が約 1.04%Δk であり、過渡解析の解析条件方法の方が厳しいが、東海第二及び、島根 2号炉の過渡解析の条件（制御棒の反応度価値は 1.3%Δk）は本評価に包含される。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】</p> <p>島根 2号炉は A 型燃料、B 型燃料、MOX 燃料を考慮する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。</p> <p>・実効遅発中性子割合</p> <p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。</p> <p>2. 感度解析の結果</p> <p>解析結果を表2にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期の不確かさを考慮したケースにおいても1ドルを超えるケースとはならず、最大の投入反応度は不確かさ評価(サイクル末期)の0.6144ドルであった。</p> <p>そのため、これらの不確かさを考慮しても、燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず、事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。</p>	<p>有効性評価においては第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。</p> <p>(4) 実効遅発中性子割合</p> <p>有効性評価においては第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。</p> <p>3. 感度解析結果</p> <p>解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても、最大の投入反応度は感度解析(サイクル末期、B型の平衡炉心での印加率の変動を包含)の約1.16ドル(燃料エンタルピ最大値:約80kJ/kgUO₂, 燃料エンタルピの増分の最大値*:約72kJ/kgUO₂)であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO₂を超えることはない。また、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kgUO₂を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>※ 燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ(8kJ/kgUO₂)を引いた値</p>	<p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。</p> <p>・実効遅発中性子割合</p> <p>有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心における実効遅発中性子割合の影響についても確認した。</p> <p>2. 感度解析の結果</p> <p>解析結果を表2にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びに9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の炉心状態の不確かさを考慮したケースにおいても、最大の投入反応度は感度解析(サイクル末期、9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包含)の約1.21ドルで、燃料エンタルピの最大値は約68kJ/kgであり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界値以下である。また、燃料エンタルピの増分の最大値は約60kJ/kgであり、ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するPCMI破損しきい値の目安としてピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kg(40cal/g)を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。</p> <p>そのため、これらの不確かさを考慮しても、燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず、事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉, 東海第二は投入される反応度が1ドルを超えるためSCAT(RIA用)を用いて燃料エンタルピの評価を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 高速スクラムプラントであり, 従来スクラムプラントより, 速やかに制御棒が挿入されるため, 相対的にエンタルピの値は小さくなる。</p>

表 1. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期)
引抜制御棒値	1.04%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒値1.0%Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 ^{*1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒値1.0%Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.2倍 ^{*2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心に相当の値とし	サイクル末期炉心に相当の値とし

*1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期: 0.0053)より算出。

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒値	1.71%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒値1.0%Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 ^{*1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒値1.0%Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.3倍 ^{*2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値(0.0060)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心に相当の値とし	サイクル末期炉心に相当の値とし

*1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定

*2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定

*3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期: 0.0053)より算出

表 1. 反応度の誤投入における炉心の状態等の不確かさ感度解析項目

項目	有効性評価解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期)
引抜制御棒値	1.75%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	有効性評価解析の反応度曲線を制御棒値1.0%Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.75倍 ^{*1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒値1.0%Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.5倍 ^{*2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については、1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心に相当の値とし	サイクル末期炉心に相当の値とし

*1: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装着した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装着した平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*2: 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装着した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装着した平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにより幅を設定。

*3: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0.0060, MOX炉心平衡サイクル初期: 0.0053)より算出。

*4: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期: 0.0053)より算出。

*5: 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期: 0.0060, MOX炉心平衡サイクル末期: 0.0049)より算出。

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉はA型燃料, B型燃料, MOX燃料を考慮する。

表2. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	%Δk	1.04	1.00	1.00	1.00	1.00
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{*1}	0.00052	0.00049	0.00073	0.00060	0.00072
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.006083	0.006083	0.006083	0.005353	0.005353
最大投入反応度	%Δk	0.3342	0.3278	0.3568	0.3186	0.3289
	ドル	0.5493	0.5388	0.5866	0.5952	0.6144

注：値は保守側の切り上げ/切り下げ処理を行わず、全て四捨五入している。

*1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

*2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	%Δk	1.71	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{*1}	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
	%Δk	約0.68	約0.61	約0.63	約0.59	約0.61
最大投入反応度	ドル	約1.13	約1.01	約1.05	約1.12	約1.16
燃料エンタルピの最大値	kJ/kgUO ₂	約85	約11	約18	約46	約80
燃料エンタルピの増分の最大値 ^{*3}	kJ/kgUO ₂	約77	約3	約9	約38	約72
ピーク出力用燃料エンタルピ(絶対値)	kJ/kgUO ₂	約74	約8	約12	約37	約70

*1 制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

*2 APEXにより計算される実効遅発中性子割合

*3 燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ(8kJ/kgUO₂)を引いた値

表2. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	%Δk	1.75	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{*1}	0.0013	0.0005	0.0009	0.0010	0.0015
実効遅発中性子割合 ^{*2}	—	0.0061	0.0061	0.0054	0.0054	0.0049
	%Δk	0.69	0.63	0.60	0.60	0.60
最大投入反応度	ドル	1.14	1.03	1.11	1.12	1.21
燃料エンタルピの最大値	kJ/kg	約50	約17	約28	約33	約68
	kJ/kg	約42	約9	約20	約25	約60

*1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

*2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
炉心設計の相違。

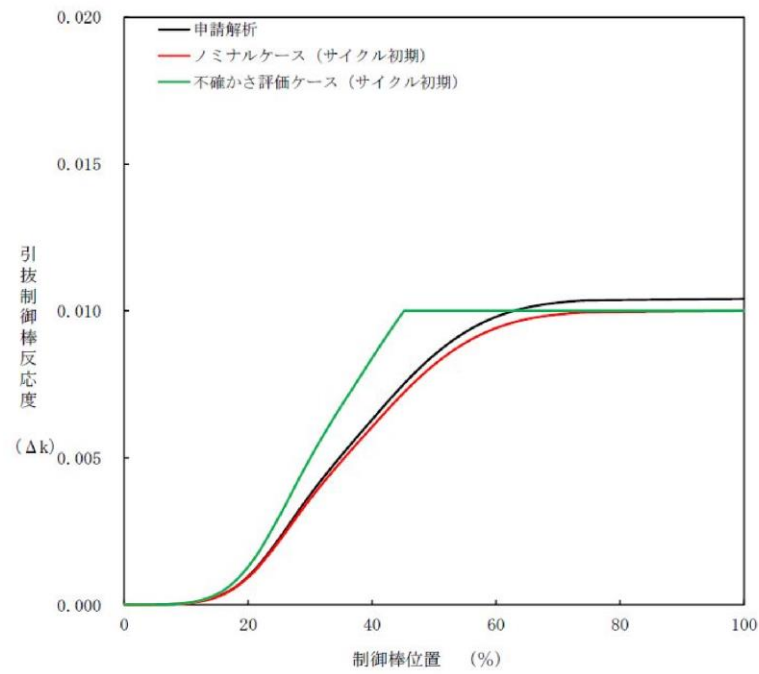


図 1. 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)

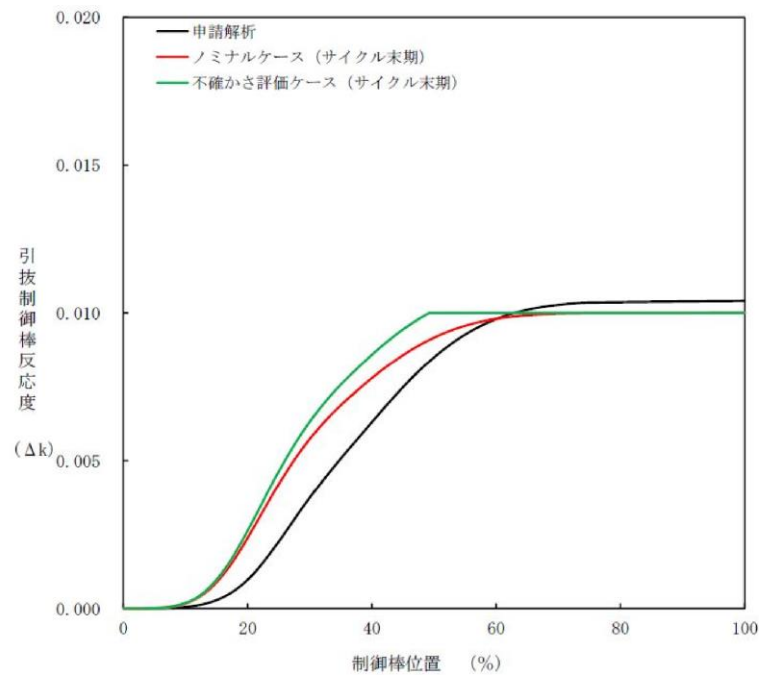
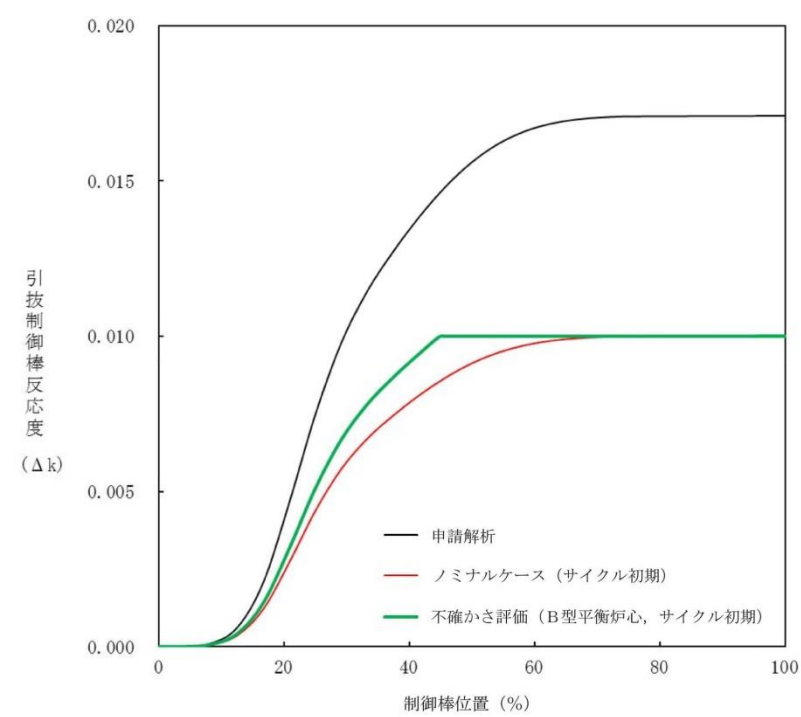
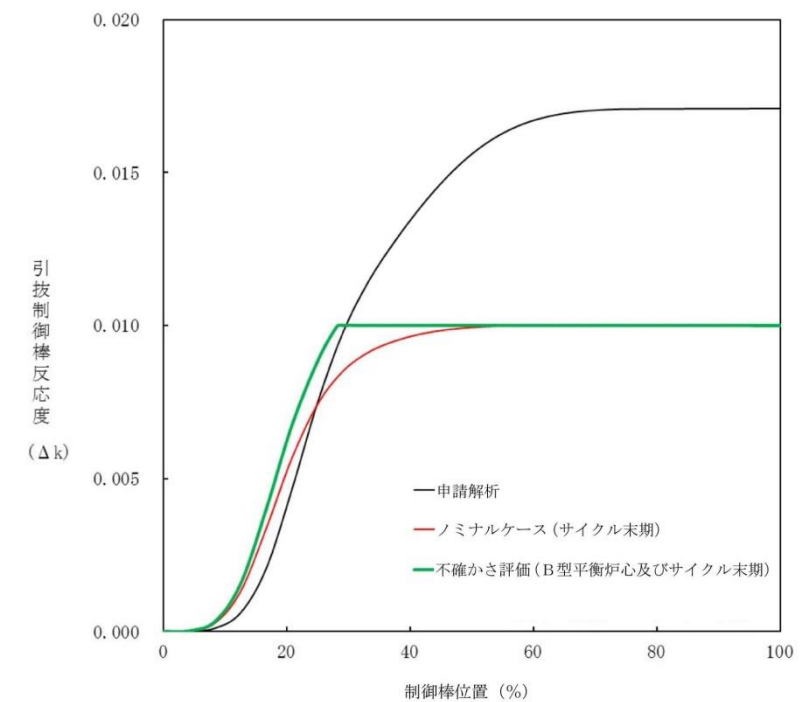


図 2. 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)



第 1 図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第 2 図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

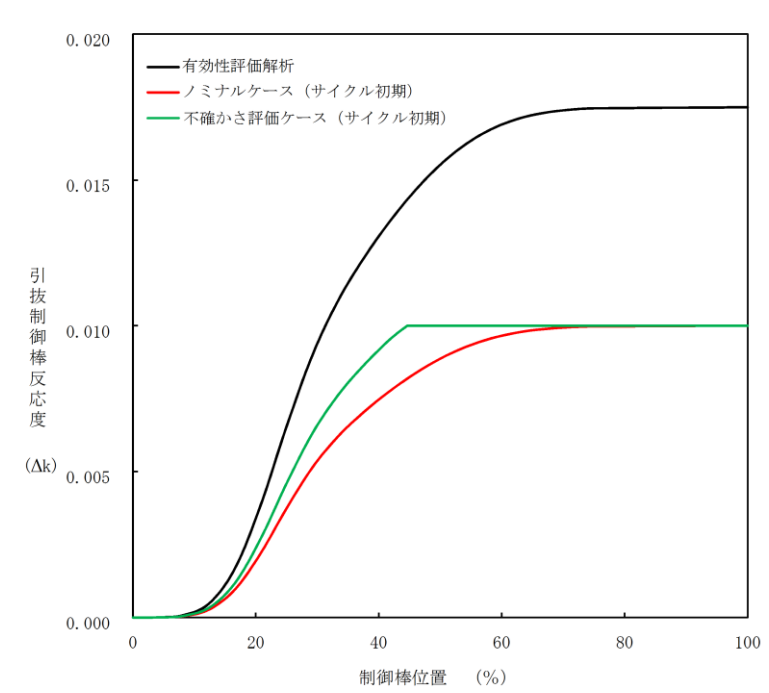


図 1 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)

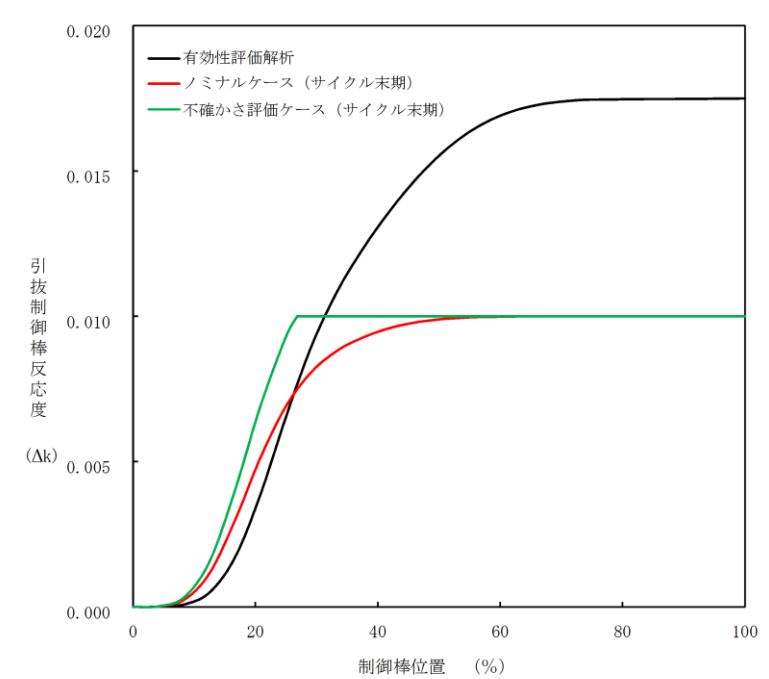


図 2 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
炉心設計の相違。

まとめ資料比較表 [有効性評価 6. 必要な要員及び資源の評価]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>(1) 要員の評価条件</p> <p>a. 各事故シーケンスにおける要員については、<u>保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。</u></p> <p>b. <u>参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直長、当直副長、運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。</u></p> <p><u>また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している緊急時対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに事象発生10時間以降は発電所構外から招集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から招集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生10時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。</u></p> <p>c. <u>可搬型設備操作において、可搬型設備を事象発生から12時間までは機能に期待しないと仮定するため、その使用開始を12時間後として要員を評価する。ただし、要員の確保等速やかに対応可能な体制が整備されている場合を除く。</u></p> <p>(2) 資源の評価条件</p> <p>a. 全般</p> <p>(a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条</p>	<p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>(1) 要員の評価条件</p> <p>a. <u>参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直発電長、当直副発電長、当直運転員及び発電所構内に常駐している災害対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。</u></p> <p><u>また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいては、事象発生2時間までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している災害対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに事象発生2時間以降は発電所構外から招集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から招集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生2時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。</u></p> <p>b. <u>可搬型設備操作において、災害対策要員が発電所構内に常駐していることを考慮し、2時間以内に活動を開始することとして要員を評価する。</u></p> <p>(2) 資源の評価条件</p> <p>a. 全般</p> <p>(a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又</p>	<p>6. 必要な要員及び資源の評価</p> <p>6.1 必要な要員及び資源の評価条件</p> <p>(1) 要員の評価条件</p> <p>a. 各事故シーケンスにおける要員については、<u>2号炉の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。</u></p> <p>b. <u>各事故シーケンスにおいては、発電所構内に常駐している緊急時対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。</u></p> <p><u>なお、発電所構外からの参集要員については、実際の運用では、参集次第作業対応は可能であるが、評価上は見込まないものとする。</u></p> <p>c. <u>可搬型設備操作において、事象発生後から使用開始することとして要員を評価する。</u></p> <p>(2) 資源の評価条件</p> <p>a. 全般</p> <p>(a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、単独申請のため、島根2号炉の重大事故等対応を評価する旨記載。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉では、要員の参集に期待しない評価としている。</p> <p>・評価条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>件)を考慮する。</p> <p>(b) 水源、燃料及び電源に関する評価において、<u>淡水貯水池、常設代替交流電源設備用燃料タンク及び常設代替交流電源設備は、6号及び7号炉で共用していることから、その合計の消費量を評価する。</u></p> <p>b. 水源</p> <p>(a) 原子炉及び原子炉格納容器への注水において、水源となる<u>復水貯蔵槽の保有水量(約1,700m³:有効水量)</u>が、<u>淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。</u></p> <p>(b) <u>復水貯蔵槽</u>については、<u>淡水貯水池からの水の移送について、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。</u></p> <p>(c) <u>使用済燃料プール</u>への注水において、水源となる<u>淡水貯水池の保有水量(約18,000m³)</u>が枯渇しないことを評価する。</p> <p>(d) 水源の評価については、<u>事象進展が早い重要事故シーケンス等が水源(必要水量)として、厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</u></p>	<p>は評価条件)を考慮する。</p> <p>b. 水源</p> <p>(a) 原子炉及び格納容器への注水において、水源となる<u>代替淡水貯槽の保有水量(約4,300m³:有効水量)</u>又は<u>西側淡水貯水設備の保有水量(約4,300m³:有効水量)</u>が、他の<u>淡水源から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。</u></p> <p>(b) <u>代替淡水貯槽</u>については、<u>西側淡水貯水設備からの水の移送について、可搬型代替注水中型ポンプを用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。</u></p> <p>(c) <u>使用済燃料プール</u>への注水において、水源となる<u>西側淡水貯水設備の保有水量(約4,300m³)</u>が枯渇しないことを評価する。</p> <p>(d) 水源の評価については、<u>必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源として厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</u></p>	<p>条件又は評価条件)を考慮する。</p> <p>(b) 水源、燃料及び電源については、<u>2号炉において重大事故等が発生した場合を想定して消費量を評価する。</u></p> <p>b. 水源</p> <p>(a) 原子炉への注水において、水源となる<u>低圧原子炉代替注水槽の保有水量(約740m³:有効水量)</u>が、<u>輪谷貯水槽(西1/西2)から大量送水車を用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。</u></p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水槽</u>については、<u>輪谷貯水槽(西1/西2)からの水の移送について、大量送水車を用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。</u></p> <p>(c) <u>原子炉、原子炉格納容器及び燃料プール</u>への注水において、水源となる<u>輪谷貯水槽(西1/西2)の保有水量(約7,000m³)</u>が枯渇しないことを評価する。</p> <p>(d) 水源の評価については、<u>必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源(必要水量)として厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、単独申請のため、島根2号炉の評価を評価する旨記載。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水槽を使用した手段として原子炉注水のみを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備設計の相違に伴う水量の相違。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、輪谷貯水槽(西1/西2)を使用した可搬型設備による注水先として、原子炉及び格納容器を想定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備設計の相違に伴う水量の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 燃料</p> <p>(a) 常設代替交流電源設備, <u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車, 代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用), 復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 非常用ディーゼル発電機, 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>のうち, 事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮して消費する燃料 (軽油) が備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては, 非常用ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。また, 外部電源喪失を想定しない場合においても, 仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機から給電することを想定し, 燃料消費量の確認を行う。</p> <p>この場合, 燃料 (軽油) の備蓄量として, <u>軽油タンク (約 1,020kL, 2 基 (6 号及び 7 号炉それぞれ 1 基))</u> の容量を考慮する。</p>	<p>c. 燃料</p> <p>(a) 常設代替交流電源設備, <u>可搬型代替注水中型ポンプ, 可搬型代替注水大型ポンプ, 可搬型窒素供給装置</u>, 非常用ディーゼル発電機等及び緊急時対策所用発電機のうち, 事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し消費する燃料 (軽油) が備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては, 非常用ディーゼル発電機等からの給電による燃料消費量の評価を行う。また, 外部電源喪失を想定しない場合においても, 仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等から給電することを想定し, 燃料消費量の確認を行う。常設代替交流電源設備からの給電を想定する事故シーケンスグループ等においては, 常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。</p> <p>この場合, 燃料 (軽油) の備蓄量として, <u>軽油貯蔵タンク (約 800kL)</u> の容量を考慮する。</p>	<p>c. 燃料</p> <p>(a) 常設代替交流電源設備, <u>大型送水ポンプ車, 大量送水車, 可搬式窒素供給装置</u>, 非常用ディーゼル発電機等及び緊急時対策所用発電機のうち, 事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮して消費する燃料 (軽油) が備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては, 非常用ディーゼル発電機等からの給電による燃料消費量の評価を行う。また, 外部電源喪失を想定しない場合においても, 仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等から給電することを想定し, 燃料消費量の確認を行う。<u>常設代替交流電源設備からの給電を想定する事故シーケンスグループ等においては, 常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。</u></p> <p>この場合, 燃料 (軽油) の備蓄量として, <u>ディーゼル燃料貯蔵タンク (約 730m³)</u> の容量を考慮する。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 原子炉補機代替冷却系に電源車は使用しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 有効性評価上, 可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施しているため, 燃料評価を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 外部電源喪失を想定する事故シーケンスにおいて, 非常用ディーゼル発電機等に加え, 常設代替交流電源</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シナリオについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、<u>軽油タンク（約 1,020kL, 2基（6号及び7号炉それぞれ1基））と常設代替交流電源設備用燃料タンク（約 100kL）の合計容量約 2,140kL</u> を考慮する。</p> <p>(d) <u>常設代替交流電源設備は、2台で6号及び7号炉の事故収束に必要な負荷への給電が可能であるが、保守的に3台分の燃料消費量で評価を行う。</u></p> <p>(e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。</p>	<p>(c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シナリオについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、<u>軽油貯蔵タンク（約 800kL）</u>の容量を考慮する。</p> <p>(d) <u>可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の使用を想定する事故シナリオグループ等については、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の燃料消費量の評価を行う。</u> <u>この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。</u></p> <p>(e) <u>緊急時対策所用発電機の使用を想定する事故シナリオグループ等については、緊急時対策所用発電機の燃料消費量の評価を行う。</u> <u>この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク（約 75kL）の容量を考慮する。</u></p> <p>(f) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。</p>	<p>(c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シナリオについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、<u>ガスタービン発電機用軽油タンク（約 450m³）</u>の容量を考慮する。</p> <p>(d) <u>緊急時対策所用発電機の使用を想定する事故シナリオグループ等については、緊急時対策所用発電機の燃料消費量の評価を行う。</u> <u>この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、緊急時対策所用燃料地下タンク（約 45m³）の容量を考慮する。</u></p> <p>(e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。</p>	<p>設備により重大事故等対策に必要な負荷へ電源供給を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、単独申請のため。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設代替交流電源設備が2台（予備1台）あるが、同時に運転を実施しないため、1台の燃料消費量を評価している。 ・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二は、可搬型設備専用の燃料タンクを有していることから記載。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。 ・設備設計の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>d. 電源</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シナリオにおいては常設代替交流電源設備により、有効性評価において考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備の連続定格容量 (約 2,950kW) 未満となることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シナリオにおいては、非常用ディーゼル発電機からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シナリオにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディーゼル発電機から給電するものとして評価する。</p> <p>(c) 各事故シナリオにおける対策に必要な設備は、重要事故シナリオ等の対策設備に包絡されるため、重要事故シナリオ等々を評価し成立性を確認することで、事故シナリオグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>(1) 必要な要員の評価結果</p> <p>各事故シナリオグループにおいて、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。</u></p> <p><u>6号及び7号炉の両号炉において、原子炉運転中を想定する。原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シナリオグループ等は、「2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」であり、事象発生後10時間に必要な要員は32名である。</u></p>	<p>d. 電源</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シナリオにおいては、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備 5 台の連続定格容量 (約 5,520kW) 未満となることを評価する。</p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シナリオにおいては、非常用ディーゼル発電機等からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シナリオにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディーゼル発電機等から給電するものとして評価する。</p> <p>外部電源が喪失するものとした場合、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行う事故シナリオグループ等については、その最大負荷が、常設代替交流電源設備 2 台の連続定格容量 (約 2,208kW) 未満となることを評価する。</p> <p>(c) 各事故シナリオにおける対策に必要な設備は、重要事故シナリオ等の対策設備に包絡されるため、重要事故シナリオ等々を評価し成立性を確認することで、他の事故シナリオグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>(添付資料 6.3.2)</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>(1) 必要な要員の評価結果</p> <p>各事故シナリオグループ等において、重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。</p> <p>原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シナリオグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」、「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」であり、<u>事象発生後2時間に必要な要員は24名</u></p>	<p>d. 電源</p> <p>(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シナリオにおいては、<u>常設代替交流電源設備により、有効性評価において考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備の連続定格容量 (約 4,800kW) 未満となることを評価する。</u></p> <p>(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シナリオにおいては、非常用ディーゼル発電機等からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シナリオにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディーゼル発電機等から給電するものとして評価する。</p> <p><u>外部電源が喪失するものとした場合、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行う事故シナリオグループ等については、その最大負荷が、常設代替交流電源設備の連続定格容量(約 4,800kW) 未満となることを評価する。</u></p> <p>(c) 各事故シナリオにおける対策に必要な設備は、重要事故シナリオ等の対策設備に包絡されるため、重要事故シナリオ等々を評価し成立性を確認することで、<u>他の</u>事故シナリオグループ等も包絡されることを確認する。</p> <p>6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果</p> <p>(1) 必要な要員の評価結果</p> <p>各事故シナリオグループにおいて、重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。</p> <p><u>島根2号炉において、原子炉運転中を想定する。原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シナリオグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗」、「2.3.3 全交流動力電</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・解析条件の相違【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、緊急用母線に低圧原子炉代替注水系(常設)が負荷としてあるため、非常用ディーゼル発電機等が起動している場合でも、常設代替交流電源設備を起動する可能性がある。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>必要な作業対応は、<u>中央制御室の運転員 18 名</u>、<u>発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名</u>の初動体制の要員 <u>72 名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。<u>また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 46 名であり、参集要員 (106 名) により確保可能である。</u></p> <p>また、<u>6 号及び7 号炉の両号炉において、原子炉運転停止中を想定する。原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、事象発生後 10 時間に必要な要員は 16 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 10 名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名の初動体制の要員 64 名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。<u>なお、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員数は 26 名であり、参集要員 (106 名) により確保可能である。</u></p> <p>また、<u>使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故 2」であり、必要な要員は 22 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 10 名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名</u>の初動体制の要員 64</p>	<p>である。</p> <p>必要な作業対応は、<u>中央制御室の運転員 7 名及び発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名</u>の初動体制の要員 <u>39 名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。<u>また、事象発生 2 時間以降に追加で必要な要員数は 6 名であり、参集要員 (72 名) により確保可能である。</u></p> <p>また、<u>原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、必要な要員は 20 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名</u>の初動体制の要員 <u>37 名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>また、<u>使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」であり、事象発生 2 時間までに必要な要員は 17 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災</u></p>	<p><u>源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」,「2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」,「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」,「3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(残留熱代替除去系を使用する場合)」,「3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(残留熱代替除去系を使用しない場合)」,「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」,「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」,「3.4 水素燃焼」,「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」</u>であり、必要な要員は<u>31名</u>である。</p> <p>必要な作業対応は、<u>発電所構内に常駐している緊急時対策要員の初動体制の要員45名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>また、<u>島根2号炉において、原子炉運転停止中を想定する。原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、必要な要員は29名である。必要な作業対応は、発電所構内に常駐している緊急時対策要員の初動体制の要員43名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>また、<u>燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故 2」であり、必要な要員は26名である。必要な作業対応は、発電所構内に常駐している緊急時対策要員の初動体制の要員43名</u>で対処可能である。これらの要員数を夜間及び</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、緊急時対策要員に、消防チームを含めている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、要員の参集に期待しない評価としている。 ・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、緊急時対策要員に、消防チームを含めている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、要員の参集に期待しない評価としている。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>なお、各事故シーケンスグループにおいては6号及び7号炉が共に原子炉運転中、又は原子炉運転停止中を想定しているが、片号炉において原子炉運転中、もう片号炉において原子炉運転停止中の場合を想定した場合について示す。片号炉で原子炉運転中の必要な要員数が最も多い「2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」を、もう他号炉で原子炉運転停止中の必要な要員数が最も多い「4.2 想定事故 2」を想定すると、事象発生後10時間に必要な要員は27名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員13名、発電所構内に常駐している緊急時対策要員44名及び自衛消防隊10名の初動体制の要員67名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員数は23名であり、参集要員(106名)により確保可能である。</p> <p>(添付資料6.1.1, 6.2.1, 6.2.2)</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果 事象発生後7日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。</p> <p>(1) 水源の評価結果 a. 原子炉及び原子炉格納容器への注水 原子炉及び原子炉格納容器への注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」である。</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイにおいて、6号及び7号炉それぞれで約7,400m³の水が必要であり、6号及び7号炉の同時被災を考慮すると合計約14,800m³の水が必要となる。</p>	<p>害対策要員32名の初動体制の要員37名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。また、事象発生2時間以降に追加で必要な要員数は2名であり、参集要員(72名)により確保可能である。</p> <p>(添付資料6.1.1, 6.2.1, 6.2.2)</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果 事象発生後7日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。</p> <p>(1) 水源の評価結果 a. 原子炉及び格納容器への注水 原子炉及び格納容器への注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」である。</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による代替格納容器スプレイにおいて、合計約5,490m³の水が必要となる。</p>	<p>休日(平日の勤務時間帯以外)においても確保可能である。</p> <p>(添付資料6.1.1, 6.2.1, 6.2.2)</p> <p>6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果 事象発生後7日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。</p> <p>(1) 水源の評価結果 a. 原子炉及び原子炉格納容器への注水 原子炉及び原子炉格納容器への注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」及び「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」である。</p> <p>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイについては、約3,600m³の水が必要となる。</p>	<p>島根2号炉は、緊急時対策要員に、消防チームを含めている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待しない評価としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、単独申請のため記載していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・水量評価結果の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有しており、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池から復水貯蔵槽へ水の移送を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく、復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。</u></p> <p>b. <u>使用済燃料プールへの注水</u> 使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.2 想定事故 2」である。 <u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による使用済燃料プール注水において、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,300m³ の水が必要であり、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると合計約 6,600m³ の水が必要となる。</u> 水源として、<u>淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。</u> (添付資料 6.3.1)</p> <p>(2) 燃料の評価結果 a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。 非常用ディーゼル発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で <u>6 台 (6 号及び 7 号炉それぞれ 3 台) の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 1,506kL (号炉あたり約 753kL) の軽油が必要となる。復水貯蔵槽給水用可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 又は使用済燃料プール注水用可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) については、保守的に事象発生直後から 8 台 (6 号及び 7 号炉それぞれ 4 台) の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 30kL (号炉あたり約 15kL) の軽</u></p>	<p>水源として、<u>代替淡水貯蔵槽に約 4,300m³ 及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有しており、事象発生 43 時間以降に西側淡水貯水設備から代替淡水貯蔵槽へ水の移送を行うことで、代替淡水貯蔵槽を枯渇させることなく、代替淡水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。</u></p> <p>b. <u>使用済燃料プールへの注水</u> 使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。 <u>可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プール注水において、約 2,120m³ の水が必要となる。</u> 水源として、<u>西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。</u> (添付資料 6.3.1)</p> <p>(2) 燃料の評価結果 a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。 非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で <u>これらの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 755.5kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水中型ポンプ (2 台) による代替燃料プール注水系による使用済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可搬型代替注水中型ポンプ (2 台) の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要</u></p>	<p>水源として、<u>低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽 (西 1/西 2) に約 7,000m³ の水を保有しており、低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽 (西 1/西 2) を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。</u></p> <p>b. <u>燃料プールへの注水</u> 燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。 <u>大量送水車による燃料プール注水において、約 2,100m³ の水が必要となる。</u> 水源として、<u>輪谷貯水槽 (西 1/西 2) に約 7,000m³ の水を保有しており、輪谷貯水槽 (西 1/西 2) を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。</u> (添付資料 6.3.1)</p> <p>(2) 燃料の評価結果 a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」、「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」、「2.6 LOCA 時注水機能喪失」である。 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、<u>保守的に事象発生直後からの運転を想定すると 7 日間の運転継続に約 700m³ の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日の運転継続に約 352m³ の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³ の軽油が必</u></p>	<p>・設備設計の相違 設備設計の相違に伴う水量の相違。 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 設備設計の相違に伴う水量の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系専用の電源車</u>については、保守的に事象発生直後から4台(6号及び7号炉それぞれ2台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL(号炉あたり約37kL)の軽油が必要となる。<u>代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車(熱交換器ユニット用)</u>については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車(熱交換器ユニット用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約22kL(号炉あたり約11kL)の軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉それぞれで約816kLとなり、同時被災を考慮すると合計約1,632kLの軽油が必要となる。</p> <p>さらに、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>による電源供給については、事象発生直後から7日間の運転継続に約13kLの軽油が必要となる。</p> <p>よって、<u>6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約1,645kLとなる。</u></p> <p><u>6号及び7号炉のそれぞれの軽油タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,040kL(号炉あたり約1,020kL)であり、必要量の軽油を供給可能である。</u></p> <p>b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「<u>2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗</u>」である。</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に</p>	<p>となる。</p> <p>さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後から7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。</p> <p>よって、事故対応に必要な軽油は、<u>軽油貯蔵タンクにて約800kL、可搬型設備用軽油タンクにて約210kL、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kL</u>を備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」、「3.4 水素燃焼」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。</p> <p>常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)によ</p>	<p>要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約1,063m³の軽油が必要となる。</p> <p>さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。</p> <p>よって、事故対応に必要な軽油は、<u>ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³、ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³、緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³</u>を備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(残留熱代替除去系を使用する場合)」、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」、「3.4 水素燃焼」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備設計の相違に伴う備蓄量の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事象発生直後から3台の運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後から8台(6号及び7号炉それぞれ4台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kL(号炉あたり約21kL)の軽油が必要となる。また、代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後から4台(6号及び7号炉それぞれ2台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約74kL(号炉あたり約37kL)の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車(熱交換器ユニット用)については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車(熱交換器ユニット用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約22kL(号炉あたり約11kL)の軽油が必要となる。</u></p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して6号及び7号炉において約642kLとなる。</p> <p>さらに、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約13kLの軽油が必要となる。</p> <p>よって、6号及び7号炉の事故対応に必要な軽油は、合計約655kLとなる。</p> <p>6号及び7号炉それぞれの軽油タンク並びに常設代替交流電源設備用燃料タンクにて備蓄している軽油量の合計は約2,140kLであり、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>(添付資料6.3.1)</p> <p>(3) 電源の評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.4.1 取水機能が喪失した場合」である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、6号</p>	<p>る電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入については、保守的に事象発生直後からの可搬型窒素供給装置の運転を想定すると、7日間の運転継続に約18.5kLの軽油が必要となる。</p> <p>さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後から7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。</p> <p>よって、事故対応に必要な軽油は、軽油貯蔵タンクにて約800kL、可搬型設備用軽油タンクにて約210kL、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。</p> <p>(添付資料6.3.1)</p> <p>(3) 電源の評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」及び「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」</p>	<p>的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給又はペDESTAL代替注水系(可搬型)によるペDESTAL注水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの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53m³の軽油が必要となる。可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給については、保守的に事象発生直後からの可搬式窒素供給装置の運転を想定すると、7日間の運転継続に約7m³の軽油が必要となる。</u></p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約423m³の軽油が必要となる。</p> <p>さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。</p> <p>よって、事故対応に必要な軽油は、<u>ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³、ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³、緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³を備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。</u></p> <p>(添付資料6.3.1)</p> <p>(3) 電源の評価結果</p> <p>全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失</p>	<p>・燃料評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 評価結果の相違に伴う必要量の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 設備設計の相違に伴う備蓄量の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>炉で約 1,649kW, 7号炉で約 1,615kW が必要となるが, 常設代替交流電源設備の 1台あたりの連続定格容量である 2,950kW 未満であることから, 必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>なお, 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は, 非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定しているが, 6号及び7号炉において重大事故等対策に必要な負荷は, 各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれていることから, 非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また, 直流電源については外部電源喪失時においても, 非常用ディーゼル発電機又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお, 事故シーケンスグループ「2.3 全交流動力電源喪失」においては, 交流電源が事象発生後 24 時間復旧しない場合を想定しており, この場合でも直流電源負荷の制限及び常設代替直流電源設備への切替えの実施により, 事象発生後 24 時間の連続した直流電源の供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 6.3.1)</p>	<p>である。常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置 5 台)の電源負荷については, 重大事故等対策時に必要な負荷として, 約 4,510kW が必要となるが, 常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置 5 台)の連続定格容量である 5,520kW 未満であることから, 必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>なお, 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は, 非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定しているが, 重大事故等対策に必要な負荷は, 非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれていることから, 非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また, 直流電源については外部電源喪失時においても, 非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお, 事故シーケンスグループ「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」、「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」においては, 交流電源が 24 時間復旧しない場合を想定しており, この場合でも直流電源負荷の制限により, 事象発生後 24 時間の連続した直流電源の供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 6.3.1)</p>	<p>失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗」,「2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」,「2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」である。常設代替交流電源設備の電源負荷については, 重大事故等対策時に必要な負荷として, 約 4,268kW が必要となるが, 常設代替交流電源設備の連続定格容量である 4,800kW 未満であることから, 必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>なお, 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は, 非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定しているが, 重大事故等対策に必要な負荷は, 非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから, 非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また, 直流電源については外部電源喪失時においても, 非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお, 事故シーケンスグループ「2.3 全交流動力電源喪失」においては, 交流電源が事象発生後 24 時間復旧しない場合を想定しており, この場合でも直流電源負荷の切り離し及び所内常設蓄電式直流電源設備への切替えの実施により, 事象発生後 24 時間の連続した直流電源の供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 6.3.1)</p>	<p>・電源設備容量の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>設備設計の相違に伴う定格容量の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・PRA 結果の相違 【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は, 津波特有の事故シーケンス「直接炉心損傷に至る事象」を有効性評価の対象となる事故シーケンスグループとして選定していない。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は, 所内常設蓄電式直流電源設備への切替えにより, 事象発生後 24 時間の連続供給が可能で設計としている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 6.1.1</p> <p>他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について</p> <p><u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉、6号及び7号炉の使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員及び資源について整理する。</u></p> <p><u>現在、1～5号炉は停止状態にあり、各号炉に保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要である。</u>そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、<u>6号及び7号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。</u>また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、<u>6号及び7号炉への対応が阻害されるおそれもある。</u></p> <p>以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、<u>6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響の成立性を確認する。</u></p> <p>また、<u>6号及び7号炉の使用済燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の資源が十分であることを併せて確認する。</u></p> <p>1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性 (1) 想定する重大事故等</p> <p><u>福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽原子力発電所1～7号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシ</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 6.1.1</p> <p>同時被災時における必要な要員及び資源について</p> <p><u>東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合、使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めて必要な要員、資源について整理する。</u></p> <p><u>なお、使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても、使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため、原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。</u></p> <p><u>また、東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所(廃止措置中、核燃料搬出済み。)等の他事業所の同時被災を想定しても、東海第二発電所の重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。</u></p> <p>1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性 (1) 想定する重大事故等</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 6.1.1</p> <p>他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について</p> <p><u>島根原子力発電所2号炉(以下「2号炉」という。)運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉及び2号炉の燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員及び資源について整理する。</u></p> <p><u>なお、島根原子力発電所1号炉(以下「1号炉」という。)は、廃止措置中であり、保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。</u></p> <p><u>また、島根原子力発電所3号炉(以下「3号炉」という。)については、初装荷燃料装荷前のため、燃料からの崩壊熱除去が不要である。</u>そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、<u>他号炉への対応が必要となり、2号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。</u>また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、<u>2号炉への対応が阻害されるおそれもある。</u></p> <p>以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、<u>他号炉における高線量場の発生を前提として2号炉重大事故等対応の成立性を確認する。</u></p> <p>また、<u>2号炉の燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。</u></p> <p>1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性 (1) 想定する重大事故等</p> <p><u>東京電力福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、1、2号炉について、全交流動力電源喪失及び燃料プールでのスロッシ</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根1号炉は、平成29年4月19日に廃止措置計画認可。 ・設備の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根3号炉は、初装荷燃料装荷前。 ・設備の相違 【東海第二】 島根1、2号炉は、当該設備はなく燃料プールへ燃料を貯蔵。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1号

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>シングの発生を想定する。なお、<u>1～5号炉の使用済燃料プール</u>において、全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため^{※1}、必要な要員及び資源を検討する本事象では、使用済燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。</p> <p>また、不測の事態を想定し、<u>1～5号炉のうち、いずれか1つの号炉</u>において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際しては<u>1～5号炉</u>における消火活動による水の消費を考慮する。</p> <p><u>6号及び7号炉</u>について、有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。</p> <p>表1に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源、<u>6号及び7号炉</u>の対応への影響を確認する。</p> <p>※1 技術的能力 添付資料 1.0.16 「重大事故等時における停止号炉の影響について」参照</p> <p>(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理 「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員及び7日間の対応に必要な資源について，<u>表2及び図1</u>のとおり整理する。</p> <p>(3) 評価結果 <u>1～5号炉</u>にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 必要な要員の評価 重大事故等発生時に必要な <u>1～5号炉</u>の対応操作，<u>6号及</u></p>	<p><u>使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。</u></p> <p><u>使用済燃料プールについてはスロッシングの発生を想定する。</u></p> <p>第1表に想定する状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源への影響を確認する。</p> <p><u>なお、火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び資源と重複利用することがないため、ここでは、火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。</u></p> <p>(2) 評価結果</p> <p>a. 必要な要員の評価</p>	<p>シングの発生を想定する。なお、<u>1号炉の燃料プール</u>において、全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため^{※1}、必要な要員及び資源を検討する本事象では、燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。</p> <p>また、不測の事態を想定し、<u>1号炉</u>において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際しては<u>1号炉</u>における消火活動による水の消費を考慮する。</p> <p><u>2号炉</u>について、有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。</p> <p>第1表に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源、<u>2号炉の対応</u>への影響を確認する。</p> <p>※1 技術的能力 添付資料1.0.16 「重大事故等時における停止号炉の影響について」参照</p> <p>(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理 「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員及び7日間の対応に必要な資源について，<u>第2表及び第1図</u>のとおり整理する。</p> <p>(3) 評価結果 <u>1号炉</u>にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。</p> <p>a. 必要な要員の評価 重大事故等発生時に必要な <u>1号炉</u>の対応操作及び<u>2号</u></p>	<p>炉の燃料プールで全保有水が喪失した場合の評価を実施。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 プラント基数の相違。</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1、2号炉の同時被災を想定。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>び7号炉の使用済燃料プールの対応操作については、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員、<u>10時間以降</u>の発電所外からの参集要員にて対応可能である。</p> <p>(b) 必要な資源の評価 a. 水源 6号及び7号炉において、水源の使用量が最も多い「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」</p>	<p>使用済燃料プールにおける重大事故等発生時は、注水及び除熱が必要である。注水については、常設低圧代替注水系ポンプ、可搬型代替注水中型ポンプ等の操作が必要となる。除熱については、使用済燃料プールから発生する水蒸気が原子炉建屋原子炉棟内の他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼすことを防止するため、重大事故等対処設備として整備する代替燃料プール冷却系の操作が必要となるが、除熱開始までの時間余裕は第4表及び第7表のとおり1日以上であり、有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時においても対応可能な要員数を確保していることを確認している。また、評価条件を第2表、第3表、第5表及び第6表に示す。</p> <p>なお、代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕[*]は、以下の式により算出した。</p> $80^{\circ}\text{C到達までの時間}t = \frac{(80^{\circ}\text{C}-\text{初期水温}^{\circ}\text{C}) \times \text{水の比熱}[\text{kJ}/\text{kg}/^{\circ}\text{C}] \times \text{使用済燃料プールの水量}[\text{m}^3] \times \text{水の密度}[\text{kg}/\text{m}^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[\text{MW}] \times 10^3 \times 3600}$ <p>※ 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が80℃であるため、時間余裕は使用済燃料プール水温が80℃に到達するまでの時間となる</p> <p>b. 必要な資源の評価 (a) 水源 水源の使用量が最も多い「<u>3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合</u>」を想定すると、原子炉注水、格納容</p>	<p>炉の燃料プールの対応操作については、緊急時対策要員及び<u>8時間以降を目安に</u>発電所外から参集する要員にて対応可能である。</p> <p>b. 必要な資源の評価 (a) 水源 2号炉においては、水源の使用量が最も多い「<u>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</u>」及び「<u>2.4.2 崩壊熱除去機能</u>」</p>	<p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、スロッシング後の蒸発による水位低下開始は7日以降であるため、緊急時対策要員（消防チーム含む）、8時間以降を目安に発電所外から参集する要員にて対応可能。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1、2号炉の必要な要員の評価について記載。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>代替循環冷却を使用しない場合」を想定すると、原子炉注水及び格納容器スプレイの実施のため、7日間で号炉あたり約7,400m³の水が必要となる(6号及び7号炉で約14,800m³)。また、表3に示すとおり、6号及び7号炉における使用済燃料プールへの注水量(通常水位までの回復、水位維持)は、7日間の対応を考慮すると、約2,529m³の水が必要となる(6号及び7号炉で合計約17,329m³)。</p> <p>6号及び7号炉における水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有しているため、原子炉及び使用済燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である(6号及び7号炉で合計約21,400m³)。</p> <p>1～5号炉において、スロッシングによる水位低下の発生後に、遮蔽に必要な高さまで水位を回復させ、蒸発による水位低下を防止するための必要な水量は7日間の対応を考慮すると、約5,896m³となる。</p> <p>1～5号炉における水源として、表3に示す各号炉の必要な水量を各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク及びサプレッション・チェンバのプールにて確保する運用であることから、6号及び7号炉における水源を用いなくても1～5号炉の7日間の対応が可能である※2。</p> <p>内部火災に対する消火活動に必要な水源は約180m³であり、各防火水槽及びろ過水タンクに各必要な水量が確保されるため、6号及び7号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。</p> <p>なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン現象により流出する場合に備え、6号及び7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象によ</p>	<p>器スプレイによる7日間の対応に、約5,490m³の水が必要となる。また、水源評価の観点から、保守的に代替燃料プール冷却系による除熱に期待せず使用済燃料プールへの注水が継続することを想定した場合、7日間の対応に必要な使用済燃料プールへの注水量(通常水位までの水位回復及びその後の水位維持)は、第9表に示すとおり約490m³となる。したがって、7日間の対応に合計約5,980m³の水が必要となる。これに対して、代替淡水貯槽に約4,300m³、西側淡水貯水設備に約4,300m³の合計約8,600m³の水を保有しているため、同時被災時においても7日間の対応は可能である。また、評価条件を第8表に示す。</p> <p>なお、事象発生から7日間で必要となる使用済燃料プールへの注水量は、以下の式により算出した。</p> $\text{沸騰までの時間}[h] = \frac{(100[\text{C}] - \text{初期水温}[\text{C}]) \times \text{水の比熱}[kJ/kg/^\circ\text{C}] \times \text{使用済燃料プールの水量}[m^3] \times \text{水の密度}[kg/m^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[MW] \times 10^3 \times 3600}$ $1 \text{ 時間当たりの注水必要量}[m^3/h] = \frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW] \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}[kg/m^3] \times \text{蒸発潜熱}[kJ/kg]}$ $7 \text{ 日間で必要となる注水量}[m^3] = (168 \text{ 時間}[h] - \text{沸騰までの時間}[h]) \times 1 \text{ 時間当たりの注水必要量}[m^3/h]$	<p>喪失(残留熱除去系が故障した場合)」を想定すると、原子炉注水及び格納容器スプレイの実施のため、7日間で約3,600m³の水が必要となる。また、第3表に示すとおり、2号炉における燃料プールへの注水量(通常水位までの回復、水位維持)は、7日間の対応を考慮すると、約574m³の水が必要となる(合計約4,174m³)。</p> <p>2号炉における水源として、低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽(西1/西2)に約7,000m³の水を保有しているため、原子炉及び燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である(合計約7,740m³)。</p> <p>1号炉において、スロッシングによる水位低下を想定しても、遮へいに必要な水位を維持しており、燃料プール水温が100℃に到達するのは約11日後であり、7日間で燃料プールへの注水は必要ない。なお、スロッシングによる水位低下を回復させるために必要な水量を考慮すると、約180m³となる。</p> <p>1号炉における水源として、第3表に示す必要な水量を純水タンク、ろ過水タンク等にて確保する運用であることから、2号炉における水源を用いなくても1号炉の7日間の対応が可能である※2。</p> <p>内部火災に対する消火活動に必要な水源は約32m³であり、ろ過水タンクに必要な水量が確保されるため、2号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。</p> <p>なお、1号炉においても、燃料プール水がサイフォン現象により流出する場合に備え、2号炉と同様のサイフォンブレイク配管を設け、サイフォン現象による燃料プ</p>	<ul style="list-style-type: none"> 水量評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 設備の相違【柏崎6/7, 東海第二】 記載方針の相違【東海第二】 設備の相違【東海第二】 島根2号炉は、1号炉の水源の評価について記載。 評価結果の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、スロッシング後の蒸発による水位低下開始は7日以降。 評価結果の相違【柏崎6/7】 設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。</p> <p>また、スロッシングによる水位低下により、<u>線量率が上昇し原子炉建屋オペレーティングフロアでの使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、消火系、常設代替交流電源設備又は電源車により給電した残留熱除去系、復水補給水系、燃料プール補給水系等</u>、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。<u>さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、原子炉建屋オペレーティングフロアでの注水操作が可能な設計としている。</u></p> <p>注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示すとおりである。<u>常設代替交流電源設備は発電所全体で4台保有しており、6号及び7号炉での重大事故等の対応に必要な台数は2台であるため、予備機を1～5号炉での対応で使用することも可能である。また、電源車を用いることで復水補給水系、燃料プール補給水系等への給電も実施可能である。</u></p> <p>※2 <u>使用済燃料プール(原子炉ウェル及びD/Sピットを含む)</u>の通常水位までの回復を想定した場合、<u>1～5号炉</u>においては、内部火災に対する消火活動に必要な水量と合わせ、合計約 <u>10,792m³</u> の水が必要となる (<u>1～7号炉</u>で合計約 <u>13,321m³</u>)。</p> <p>したがって、<u>使用済燃料プール</u>の通常水位までの回復及び運転中の原子炉での事故対応を想定すると、<u>1～7号炉</u>にて合計約 <u>28,121m³</u> の水が必要である。しかし、<u>6号及び7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池</u>における保有水は約 <u>21,400m³</u> であり、<u>1～5号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク、サプレッション・チェンバ・プール</u>等の確保される保有水量は約 <u>5,800m³</u> 以上である (合計約 <u>27,200m³</u> 以上)。これらの合計量は、<u>6号及び7号炉の重大事故等対応及び1～5号炉の内部火災(7日間で5箇所)</u>への対応を実施したうえで、<u>1～5号炉の使用済燃料プール(原子炉ウェル及びD/Sピットを含む)</u>の水位を通常水位から約 <u>0.5m</u> 下の水位まで回復させ、その後、<u>7日間の水位維持が可能となる</u></p>		<p>ール水の流出を停止することが可能な設計としている。</p> <p>また、スロッシングによる水位低下に伴う原子炉建物 <u>5階(燃料取替階)の線量率の上昇はないが、線量率上昇により、原子炉建物5階(燃料取替階)での燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、高圧発電機車により給電した消火系、復水輸送系、補給水系による</u>当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。</p> <p><u>1号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は第4表に示すとおりである。高圧発電機車は1号炉用として、1台確保している。また、高圧発電機車を用いることで復水輸送系、補給水系、消火系等への給電も実施可能である。</u></p> <p>※2 <u>燃料プール</u>の通常水位までの回復を想定した場合、<u>1号炉</u>においては、内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ、合計約 <u>212m³</u> の水が必要となる。(<u>1、2号炉</u>で合計約 <u>786m³</u>)</p> <p>したがって、<u>燃料プール</u>の通常水位までの回復及び運転中の原子炉での事故対応を想定すると、<u>1、2号炉</u>にて合計 <u>4,386m³</u> の水が必要である。<u>2号炉の低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽(西1/西2)</u>における保有水は約 <u>7,740m³</u> であり、ろ過水タンク、純水タンク等の確保される保有水量は約 <u>2,800m³</u> 以上である (合計約 <u>10,540m³</u> 以上)。</p> <p>これらの合計量は、<u>2号炉の重大事故等対応及び1号炉の内部火災への対応を実施したうえで、1号炉の燃料プールの水位を通常水位まで回復させ、その後7日間の水位維持を可能となる水量である。7日以降については十分時間余裕があるた</u></p>	<p>【柏崎6/7】 サイフォンブレイクにおける構造の相違。 ・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根1号炉は、スロッシング後の蒸発による水位低下開始は7日以降。 ・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 注水手段の相違。</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 電源供給設備の相違。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根1号炉は、廃止措置段階のため原子炉ウェル及びD/Sピットは水抜きしている。</p> <p>・水量評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 ・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根1号炉は、廃止措置段階のため原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>水量である。7日間に降については十分時間余裕があるため、外部からの水源供給や支援等にも期待できることから、<u>1～5号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。</u></p> <p>b.燃料(軽油)</p> <p><u>6号及び7号炉において、軽油の使用量が最も多い「高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱」を想定すると、非常用ディーゼル発電機(3台/号炉)の7日間の運転継続に号炉あたり約753kL^{**3}、復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポンプ(A-2級)(4台/号炉)の7日間の運転継続に号炉あたり約15kL、代替原子炉補機冷却系専用の電源車(2台/号炉)の7日間の運転継続に号炉あたり約37kL^{**3}、代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車(熱交換器ユニット用)の7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。また、6号及び7号炉の使用済燃料プールへの注水には、<u>使用済燃料プール代替注水系の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)(6号及び7号炉で8台)の7日間の運転継続に約30kLが必要となる^{**4}。加えて、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機の7日間運転継続は約13kL^{**3}の軽油が必要となる(6号及び7号炉での事故対応、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機にて使用する軽油:合計約1,675kL)。</u></u></p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、6号及び7号炉の原子炉及び使用済燃料プールの事故対応、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機への電源供給について、7日間の対応は可能である。</u></p> <p><u>1～5号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で非常用ディーゼル発電機(2台/号炉)が起動した場合を想定しており(「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設</u></p>	<p>(b)燃料(軽油)</p> <p><u>軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「2.1 高压・低压注水機能喪失」等を想定すると、非常用ディーゼル発電機(2台)及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備(常設代替高压電源装置2台)の7日間の運転継続に約755.5kL^{**}が必要となる。この中に使用済燃料プールへの対応に必要な負荷も考慮されていること、軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの対応について、7日間の対応は可能である。</u></p> <p><u>可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」等を想定すると、可搬型窒素供給装置の7日間の運転継続に約18.5kL^{**}が必要となる。これに可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プールへの注水を考慮すると、更に約12.0kL必要となるが、可搬型設備用軽油タンクに約210kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの7日間の対応は可能である。</u></p>	<p>め、外部からの水源供給や支援等にも期待できることから、<u>1号炉の燃料プールの水位維持は可能である。</u></p> <p>(b)燃料(軽油)</p> <p><u>2号炉において、軽油の使用量が最も多い「2.1 高压・低压注水機能喪失」、「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」、「2.6 LOCA時注水機能喪失」を想定すると、非常用ディーゼル発電機(2台)の7日間の運転継続に約544m^{3**3}、高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機の7日間の運転継続に約156m^{3**3}、ガスタービン発電機の7日間の運転継続に約352m^{3**3}、低压原子炉代替注水槽への補給及び燃料プールスプレイ系に使用する大量送水車の7日間の運転継続に約11m^{3**3}の軽油が必要となる。(合計約1,063m³)</u></p> <p><u>ディーゼル燃料貯蔵タンク及びガスタービン発電機用軽油タンクにて合計約1,180m³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、2号炉の原子炉及び燃料プールの事故対応について、7日間の対応は可能である。</u></p> <p><u>1号炉の燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で高压発電機車を起動した場合を想定しており、事象発生から7日間使用した場合に必要な燃料消費量は、約19m³である。</u></p>	<p>ウェル及びD/Sピットは水抜きしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【柏崎6/7】 島根1号炉は、蒸発開始が7日以降であるため、スロッシング後に通常水位まで補給を実施。 解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 解析結果による評価対象シナリオの相違 燃料評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能。 記載方針の相違 【東海第二】 島根1号炉の燃料の評価について記載。 燃料評価結果の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>備及び可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の軽油を上回る保守的な想定</u>), 7日間で号炉あたりの必要な軽油は約632kLとなる(1~5号炉で合計約3,160kL)。なお, 1~5号炉における使用済燃料プールへの注水と, 内部火災が発生した号炉における消火活動に対して, <u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)(注水と消火でそれぞれ1台)の7日間の運転継続を想定すると約22kLが必要となる。</u></p> <p><u>1~5号炉の各軽油タンクにて約632kL(1~5号炉合計約3,160kL)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, 1~5号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について, 6号及び7号炉における軽油を使用しなくても7日間の対応は可能である。</u></p> <p>※3 保守的に事象発生直後から運転を想定し, 燃費は最大負荷時を想定。</p> <p>※4 <u>使用済燃料プールへの必要な補給量は小さく時間余裕も長いことから, 復水貯蔵槽の補給に使用している可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて注水を実施することも可能であるが, 軽油の消費量の計算においては保守的に復水貯蔵槽の補給に使用している可搬型代替注水ポンプ(A-2級)とは別の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて使用済燃料プールへの補給を行うことを想定する。</u></p> <p>c. 電源 <u>常設代替交流電源設備, 電源車等による電源供給により, 重大事故等の対応に必要な負荷(計器類)に電源供給が可能である。なお, 常設代替交流電源設備, 電源車等による給電ができない場合に備え, デジタルレコーダ接続等の手</u></p>	<p>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクは全ての事故シナシナグループ等で使用を想定するが, 同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の7日間の運転継続に約70.0kL[*]の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから, 原子炉及び使用済燃料プールの7日間の対応は可能である。</p> <p>※ 保守的に事象発生直後から運転を想定し, 燃費は最大負荷時を想定。</p> <p>(c) 電源</p>	<p><u>1号炉の燃料プールの注水設備に使用する軽油の使用量として, 大量送水車を想定しており, 7日間で必要な燃料消費量は, 11m³となる。</u></p> <p><u>なお, 1号炉における内部火災が発生した場合の消火活動に対しても, 化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車の7日間の運転継続を仮定すると約10m³[*]必要となる。(合計約40m³)</u></p> <p><u>1号炉のディーゼル発電機燃料地下タンクにて約78m³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, 1号炉の燃料プールの事故対応及び内部火災の消火活動について, 7日間の対応は可能である。</u></p> <p>緊急時対策所用燃料地下タンクは<u>すべての事故シナシナグループ</u>等で使用を想定するが, 同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の7日間の運転継続に約8m³[*]の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクに約45m³の軽油を保有していることから, 原子炉及び燃料プールの7日間の対応は可能である。</p> <p>※3 保守的に事象発生直後から運転を想定し, 燃費は最大負荷時を想定する。</p> <p>(c) 電源 <u>高圧発電機車による電源供給により, 重大事故等の対応に必要な負荷(計器類)に電源供給が可能である。なお, 高圧発電機車による給電ができない場合に備え, 可搬型計測器接続の手順を用意している。</u></p>	<p>【柏崎6/7】 ・設備の相違 【柏崎6/7】 火災消火に使用する設備の相違。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は, 緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は, 大量送水車1台にて複数の注水手段を兼用。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>順を用意している。</p> <p>(4) <u>6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響について</u> (3) 評価結果に示すとおり、重大事故等発生時に必要となる対応操作は、<u>各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員及び10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、6号及び7号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。</u></p> <p><u>6号及び7号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能であり、また、1～5号炉の各資源にて1～5号炉の使用済燃料プール及び内部火災における7日間の対応が可能である。</u> 以上のことから、<u>1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、6号及び7号炉の重大事故等時の対応への影響はない。</u></p> <p>2. <u>他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響</u> 1. <u>同時被災時に必要な要員及び資源の十分性で想定する事故時の1～5号炉の使用済燃料プールにおいて、スロッシング等の水位低下による現場線量率上昇は、以下の資料で示すとおり、6号及び7号炉の重大事故等時の対応に影響するものではない。</u> 技術的能力 「添付資料 1.0.16 重大事故等発生時における停止号炉の影響について」 「添付資料 1.0.2 補足資料 10 1～7号炉同時発災時におけるアクセスルートへの影響」</p>	<p><u>使用済燃料プールへの注水、代替燃料プール冷却系による除熱に係る電源負荷容量は、常設代替交流電源設備の設計において考慮している。このため、常設代替交流電源設備からの電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。</u></p> <p>(3) <u>重大事故等時対応への影響について</u> 「(2) <u>評価結果</u>」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、<u>当直(運転員)、発電所構内に常駐している災害対策要員及び2時間以降の発電所構外からの参集要員にて対応可能であることから、重大事故等に対応する要員に影響を与えない。</u></p> <p><u>確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能である。</u></p> <p>以上のことから、<u>原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも、その対応への影響はない。</u></p>	<p>(4) <u>2号炉の重大事故等時の対応への影響について</u> 「(3) <u>評価結果</u>」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、<u>緊急時対策要員及び8時間以降を目安に発電所外から参集する要員にて対応可能であることから、2号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。</u></p> <p><u>2号炉の各資源にて原子炉及び燃料プールにおける7日間の対応が可能であり、また、1号炉の各資源にて1号炉の燃料プール及び内部火災における7日間の対応が可能である。</u> 以上のことから、<u>1号炉に重大事故等が発生した場合にも、2号炉の重大事故等時対応への影響はない。</u></p> <p>2. <u>1号炉における高線量場発生による2号炉対応への影響</u> 「1. <u>同時被災時に必要な要員及び資源の十分性</u>」で想定する事故時の1号炉の燃料プールにおいて、<u>スロッシング等の水位低下による現場線量率上昇は、以下の資料で示すとおり、2号炉の重大事故時対応に影響するものではない。</u> 技術的能力 「添付資料 1.0.16 重大事故等発生時における停止号炉の影響について」 「添付資料 1.0.2 補足資料 6 <u>1～3号炉同時発災時におけるアクセスルートへの影響</u>」</p>	<p>・設備の相違 島根2号炉は、1号炉の電源の評価について記載。</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、緊急時対策要員に消防チームを含む。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、参集要員の参集目安を8時間以降としている。</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1号炉の対策を記載。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、1号炉の燃料プールで全保有水が喪失した場合の評価を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. まとめ</p> <p>1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性及び2. 他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響に示すとおり、高線量場の発生を含め、<u>1～5号炉</u>に重大事故等が発生した場合にも、<u>6号及び7号炉</u>の重大事故等の対応は可能である。</p>	<p>2. まとめ</p> <p><u>原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合に必要な要員、資源について評価した。その結果、有効性評価の各シナリオで対応可能な要員を確保していること、7日間の対応に必要な水源、燃料及び電源を確保していることを確認した。</u></p>	<p>3. まとめ</p> <p><u>「1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「2. 他号炉における高線量場発生による2号炉対応への影響」</u>に示すとおり、高線量場の発生を含め、<u>1号炉</u>に重大事故等が発生した場合にも、<u>2号炉</u>の重大事故等の対応は可能である。</p>	

表 1 想定する各号炉の状態

項目	6号及び7号炉	1～5号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失※2 使用済燃料プールでのスロッシング発生※3 内部火災※4
水源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「霽囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）代替循環冷却系を使用しない場合」 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 	
燃料	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失※2 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 使用済燃料プールでのスロッシング発生 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」 	

※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉（1～7号炉）のサイフォン発生防止用の逆止弁及びサイフォンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。

※3 使用済燃料プールへの注水が必要となるスロッシングの発生を想定する。

※4 6号及び7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災の発生を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5号炉（1～5号炉）分の消費を想定する。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第1表 想定する状態

項目	状態
要員	(有効性評価の各事故シーケンスグループ等で使用済燃料プール同時被災時に対応可能な要員数を確保していることを確認)
水源	<ul style="list-style-type: none"> 「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」 「4.2 想定事故2」（使用済燃料プール漏えい）※1
燃料	<ul style="list-style-type: none"> 「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」等※2（軽油貯蔵タンクの評価） 「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」（可搬型設備用軽油タンクの評価） 各事故シーケンスグループ等※3（緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの評価）
電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 「4.2 想定事故2」（使用済燃料プール漏えい）

※1 同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また、サイフォン現象による漏えい量より、スロッシングによる溢水量の方が多いため、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については、消費量を保守的に評価する観点から、外部電源喪失が発生し、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

※3 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクは緊急時対策所用発電機専用の燃料タンクであるため、燃料消費量は事故シーケンスグループ等に依存しない。

島根原子力発電所 2号炉

備考

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
解析結果による評価対象シナリオの相違。
・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第1表 想定する各号炉の状態

項目	2号炉	1号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 燃料プールでのスロッシング発生 「3.1.3 霽囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）残留熱代替冷却系を使用しない場合」 「4.2 想定事故2」※1 	
水源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 燃料プールでのスロッシング発生 「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」, 「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」 「4.2 想定事故2」※1 	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失※2 燃料プールでのスロッシング発生 内部火災※3
燃料	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 燃料プールでのスロッシング発生 「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」, 「2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」 「4.2 想定事故2」※1 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 燃料プールでのスロッシング発生 「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」 「4.2 想定事故2」※1 	

※1 サイフォン現象による漏えいは、サイフォンブレイク配管により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、燃料プールからの漏えいを想定する。

※2 燃料については高圧常電機車の運転継続を想定する。

※3 2号炉は火災防護措置が強化されることから、1号炉での内部火災を想定する。

表2 同時被災時の1～5号炉の対応操作, 6号炉及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作, 必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認, 直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認及び直流電源の長時間供給のための負荷制限を実施する	運転員	-
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し, 当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 (36m ³ /号炉×5 (1～5号炉)) ○燃料 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約4KL (21L/h×24h×7日×1台) 又は ディーゼル駆動消火ポンプ: 約6KL (32L/h×24h×7日×1台)
各注水系 (復水補給水系, 燃料プール補給水系, 消火系, 可搬型代替注水ポンプ (A-2級)) による使用済燃料プールへの注水	各注水系による使用済燃料プールへの給水を行い, 使用済燃料からの前藏熱の継続的な除去を行う	運転員及び10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源 (詳細は表3参照) 1号炉: 約280m ³ 2号炉: 約1,401m ³ 3号炉: 約1,425m ³ 4号炉: 約1,366m ³ 5号炉: 約1,424m ³ 6号炉: 約8,654m ³ 7号炉: 約8,675m ³ ※6号炉及び7号炉については有効性評価「常期圧力・速度による動的負荷 (格納容器過圧・過温限) 代替循環冷却系を使用しない場合」で想定している水源も含む ○燃料 1～5号炉 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約18KL (21L/h×24h×7日×5台) 6号及び7号炉 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約30KL (21L/h×24h×7日×4台/号炉)
常設代替交流電源設備等による給電	常設代替交流電源設備等による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 非常用ディーゼル発電機: 約3,160KL (1,879L/h×24h×7日×10台) ※全交流動力電源喪失のため, 実際は常設代替交流電源設備で給電することになるが, 燃料消費量を保守的に見積もる観点から, 非常用ディーゼル発電機 (2台/号炉) の運転を想定
燃料給油作業	常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプ (A-2級) に給油を行う	緊急時対策要員	-

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

- ・評価条件の相違
【東海第二】
島根2号炉は, 1号炉の燃料プールで全保有水が喪失した場合の評価を実施。
- ・設備及び運用の相違
【柏崎6/7】
設備及び運用の相違に伴う対応操作及び必要な資源の相違。
- ・設備の相違
【柏崎6/7】
火災消火に使用する設備の相違。
- ・解析結果の相違
【柏崎6/7】
解析結果による評価対象シナリオの相違。
- ・水量評価結果の相違
【柏崎6/7】
- ・燃料評価結果の相違
【柏崎6/7】

第2表 同時被災時の1, 2号炉の燃料プールの対応操作, 必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
内部火災に対する消火活動	建物内の火災を想定し, 当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する。	消防チーム (運転員を含む)	○水源 32m ³ ○燃料 化学消防自動車: 約5m ³ (0.0275 m ³ /h×24h×7日×1台) 小型動力ポンプ付水槽車: 約5m ³ (0.025 m ³ /h×24h×7日×1台)
各注水系による燃料プールへの注水 (復水輸送系, 燃料プール補給水系, 消火系, 大量送水車による燃料プールへの給水, 2号炉は有効性評価のシナリオを想定)	各注水系による燃料プール及び格納容器への給水を行い, 燃料プールからの前藏熱の継続的な除去を行う。	運転員, 復旧班要員, 8時間以降を目安に発電所外から参集する要員	○水源 (詳細は表3参照) ・1号炉: 180m ³ ・2号炉: 4,174m ³ ※2号炉については有効性評価「2.1 高圧・低圧注水機能喪失, 「2.4.2 前藏熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」で想定している水源 (3,600m ³) も含む ○燃料 ・1号炉 大量送水車: 11m ³ (0.0652m ³ /h×24h×7日×1台) ・2号炉 大量送水車: 11m ³ (0.0652m ³ /h×24h×7日×1台)
高圧発電機車による給電, 受電	高圧発電機車による給電, 受電操作を実施する。	運転員, 復旧班要員, 8時間以降を目安に発電所外から参集する要員	○燃料 高圧発電機車: 19m ³ (0.11m ³ /h×24h×7日×1台)
燃料給油作業	大量送水車及び高圧発電機車に給油を行う	復旧班要員	-

表3 各号炉の必要な水量(平成26年10月時点での崩壊熱により計算)

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7	
	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP
炉心燃料	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し	全燃料取り出し
原子炉開放状態	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)	開放(プールゲート閉)
水位	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)	ウェルプール(オーバーフロー水位)
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失
スロッシング溢水量 ^{※1} [m ³]	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	690	690	710	710
65℃到達までの時間[hour]	38	35	35	35	35	35	35	35	35	35	15	15	15	15
100℃到達までの時間[hour]	91	85	85	85	85	85	85	85	85	85	36	36	36	36
必要な注水量 ^① [m ³](68h)	84	76	76	76	76	76	76	76	76	76	564	564	565	565
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	336	396	396	396	396	396	396	396	396	396	248	248	245	245
通常運転水位(オーバーフロー水位)から必要な遮へい水位までの水位差 ^{※2} [m]	4.0	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	2.1	2.1	2.1	2.1
必要な注水量 ^② [m ³](68h)	280	1,401	1,425	1,425	1,425	1,425	1,366	1,366	1,424	1,424	767	767	786	786
必要な注水量 ^③ [m ³](68h)	1,956	2,172	2,196	2,196	2,196	2,115	2,115	2,173	2,173	2,173	1,254	1,254	1,275	1,275

※1 1~5号炉の注水量は、6号及び7号炉の評価結果に基づきスロッシングによる注水量を設定(1~5号炉の使用燃料プールは6号及び7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため注水量は少なく考えられる)。また、必要な注水量は原子炉開放状態(プールゲート開放状態)を考慮して評価。
 ※2 「必要な注水量①」: 蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」: 必要な遮へい水位(原子炉建屋オーバーフロー水位)まで回復させるための注水量(使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮)。「必要な注水量③」: 通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量(使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮)。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

第3表 1, 2号炉の必要な水量

	1号炉		2号炉	
	廃止措置中 ^{※1}		運転中 ^{※1}	
	炉	燃料プール	炉	燃料プール
炉心燃料	全燃料取り出し		装荷済	
原子炉開放状態	開放(プールゲート閉)		未開放(プールゲート閉)	
水位	NWL		NWL	
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏れ+全交流動力電源喪失	
スロッシング溢水量 ^{※2} (m ³)	180		180	
65℃到達までの時間(hr)	111		17.94	
100℃到達までの時間(hr)	266.4		43.07	
必要な注水量 ^① (m ³)	-		394	
事象発生からTAF到達までの時間(hr)	1,579		306.03	
通常水位(オーバーフロー水位)から必要な遮へい水位 ^{※4} までの水位差(m)	5.6		2.6	
必要な注水量 ^② (m ³)	180		574	

※1 廃止措置中の1号炉は平成27年4月時点での崩壊熱により算出。2号炉はプラント停止50日後の崩壊熱により算出。
 ※2 1号炉の注水量は、2号炉の評価結果に基づきスロッシングによる注水量を設定(1号炉の燃料プールは2号炉に比べて保有水量や表面積が小さいため注水量は少なくなると考えられる)。
 ※3 「必要な注水量①」: 蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」: 通常水位までの回復及びその後7日間通常水位を維持するために必要な注水量。
 ※4 2号炉原子炉建物原子炉棟4階(燃料取替階)での現場の線量率が10mSv/h以下となる水位(遮へい水位)の計算に用いた1号炉の線源の強度は保守的に設定(実際の保管体数798体に対して1539体保管している前提で評価)

・評価条件の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、1号炉の燃料プールで全保有水が喪失した場合の評価を実施。
 ・評価結果の相違
【柏崎6/7】
 崩壊熱及び、スロッシングによる水位低下量の相違。
 ・設備の相違
【柏崎6/7】
 プラント基数の相違

表4 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

	1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	共通	備考
注水設備	残留熱除去系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	-	全交流動力電源喪失時は常設代替交流電源設備による給電を実施することで使用可能電源負荷を考慮して、複数の同時運転は実施せず、順次注水操作を実施する
	復水補給水系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	-	全交流動力電源喪失時は常設代替交流電源設備又は電源車による給電を実施すること で使用可能
	燃料プールの補給水系	2 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	全交流動力電源喪失時は常設代替交流電源設備又は電源車による給電を実施すること で使用可能
	消火系 (ディーゼル駆動ポンプ)	1	1号炉と 共通	1号炉と 共通	1号炉と 共通	1	1～4号炉は共通の消火ポンプを使用 5～7号炉は共通の消火ポンプを使用 十分時間余裕があるため、1台を用いて、必 要な箇所に順次注水を実施していくことが 可能
給電設備	可搬型代替注水ポンプ (A-2機)	-	-	-	-	必要な台数に対して十分 な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必 要な箇所に順次注水を実施していくことが 可能
	常設代替交流電源設備	-	-	-	-	4台のうち、6号及び7号 炉で用いなくなったものを 使用することも可能	6号及び7号炉の対応には第一ガスタービン 発電機2台のみで対応可能であるため、残り の第二ガスタービン発電機2台を使用可能
	電源車	-	-	-	-	必要な台数に対して十分 な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必 要な箇所に順次注水を実施していくことが 可能

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
電源供給設備の相違。
- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
注水手段の相違。

第4表 1号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

	1号炉		備考
注水設備	復水輸送系	3 (1)	全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施すること で使用可能
	補給水系	3 (1)	全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施すること で使用可能
	消火系	2 (1)	全交流動力電源喪失時は高圧発電機車による給電を実施すること で使用可能
	大量送水車	1 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水 を実施していくことが可能
	給電設備	1 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次給電 を実施していくことが可能

炉号	実施要項・必要人員数		作業項目	経過時間 (時間)														備考	
	作業員 (人数)	作業員 (人数)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15
1号炉	1	1	燃料プール水位確認																
	2	1	燃料プール水位確認																
	3	1	燃料プール水位確認																
	4	1	燃料プール水位確認																
	5	1	燃料プール水位確認																
	6	1	燃料プール水位確認																
	7	1	燃料プール水位確認																
	8	1	燃料プール水位確認																
	9	1	燃料プール水位確認																
	10	1	燃料プール水位確認																

0. 炉内の燃料は他の作業終了後、移動して対応する人員数
当直長を含む人数
原因は参集要員のみに対応した場合は、なお1～5号炉における燃料の燃焼時間(炉内)においても、高圧要員の名が確保されている。
なお、炉内作業発生時の燃料の燃焼時間については、平成25年1月現在のものである。
なお、炉内作業発生時の燃料の燃焼時間については、平成25年1月現在のものである。
なお、炉内作業発生時の燃料の燃焼時間については、平成25年1月現在のものである。

図1 1～5号炉における各作業と所要時間

炉号	実施要項・必要人員数		作業項目	経過時間 (時間)														備考	
	作業員 (人数)	作業員 (人数)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15
2号炉	1	1	燃料プール水位確認																
	2	1	燃料プール水位確認																
	3	1	燃料プール水位確認																
	4	1	燃料プール水位確認																
	5	1	燃料プール水位確認																
	6	1	燃料プール水位確認																
	7	1	燃料プール水位確認																
	8	1	燃料プール水位確認																
	9	1	燃料プール水位確認																
	10	1	燃料プール水位確認																

0. 炉内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数
※：当直長含む人数

なお、2号炉において原子炉運転中を想定した場合、原子炉側と燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが、運転中に燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから(第3表参照)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となり、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。またプラント状態の監視においても、原子炉側で期待している運転員が併せて燃料プール側を監視できるため、現在の要員での対応が可能である。

第1図 1号炉における各作業と所要時間

・評価条件の相違
【東海第二】
島根2号炉は、1号炉の燃料プールで全保有水が喪失した場合の評価を実施。
・体制及び運用の相違
【柏崎6/7】
設備構成、対応する要員及び所要時間の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																						
	<p align="center">第2表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの 時間余裕の評価条件 (原子炉運転時)</p> <table border="1" data-bbox="961 296 1715 804"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心への燃料装荷状態</td> <td>装荷済</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの燃料貯蔵体数</td> <td>1,486体^{※1}</td> </tr> <tr> <td>原子炉からの取出燃料の冷却日数</td> <td>30日^{※2}</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの崩壊熱</td> <td>約2.1MW</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの初期水位</td> <td>通常水位</td> </tr> <tr> <td>プールゲートの状態</td> <td>プールゲート閉</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの初期水量^{※3}</td> <td>1,189.9m³</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの初期水温^{※4}</td> <td>40℃</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの水の比熱^{※5}</td> <td>4.179kJ/kg/℃</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの水の密度^{※6}</td> <td>972kg/m³</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 燃料取出スキームは第3表のとおり。 ※2 過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績 (65日) よりも短い日数を設定。 ※3 使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能。 ※4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定 ※5 40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用 (1999年蒸気表より)。 ※6 40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用 (1999年蒸気表より)。</p>	項目	評価条件	炉心への燃料装荷状態	装荷済	使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}	原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}	使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	プールゲートの状態	プールゲート閉	使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³	使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃	使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃	使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³		<p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>
項目	評価条件																								
炉心への燃料装荷状態	装荷済																								
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}																								
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}																								
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW																								
使用済燃料プールの初期水位	通常水位																								
プールゲートの状態	プールゲート閉																								
使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³																								
使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃																								
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃																								
使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³																								

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																											
第3表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム (原子炉運転時)																																																														
	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="949 249 1175 346">使用済燃料プール 貯蔵燃料</th> <th data-bbox="1175 249 1362 346">冷却期間</th> <th data-bbox="1362 249 1481 346">燃料体数^{※1}</th> <th data-bbox="1481 249 1620 346">取出平均燃 焼度 [GWd/t]</th> <th data-bbox="1620 249 1721 346">崩壊熱 [MW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8サイクル冷却燃料</td> <td>8×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>142体</td> <td>45</td> <td>約 0.047</td> </tr> <tr> <td>7サイクル冷却燃料</td> <td>7×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.059</td> </tr> <tr> <td>6サイクル冷却燃料</td> <td>6×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.064</td> </tr> <tr> <td>5サイクル冷却燃料</td> <td>5×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.072</td> </tr> <tr> <td>4サイクル冷却燃料</td> <td>4×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.085</td> </tr> <tr> <td>3サイクル冷却燃料</td> <td>3×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.110</td> </tr> <tr> <td>2サイクル冷却燃料</td> <td>2×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.161</td> </tr> <tr> <td>1サイクル冷却燃料</td> <td>1×(13ヶ月+30日)+30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 0.283</td> </tr> <tr> <td>施設定期検査時取出燃料</td> <td>30日</td> <td>168体</td> <td>45</td> <td>約 1.214</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>—</td> <td>1,486体</td> <td>—</td> <td>約 2.095</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="949 1029 1721 1302"> ※1 崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プールの貯蔵容量(2,250体)から1炉心(764体)分を除いた1,486体分が使用済燃料プールに保管されているとし、そのうち施設定期検査時取出燃料は燃料取替体数分(168体)が使用済燃料プールに保管され、それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は9×9燃料(A型)の平衡炉心における燃料取替体数(168体)ずつ取り出されたものと仮定した。 </p> <p data-bbox="949 1407 1721 1480"> 第4表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕の評価結果 (原子炉運転時) </p> <table border="1" data-bbox="949 1491 1721 1606"> <thead> <tr> <th data-bbox="961 1499 1412 1541">項目</th> <th data-bbox="1412 1499 1709 1541">評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="961 1541 1412 1598">代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕^{※1}</td> <td data-bbox="1412 1541 1709 1598">約25時間</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="949 1606 1721 1711"> ※1 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が80℃であるため、時間余裕は、使用済燃料プール水温が80℃に到達するまでの時間となる。 </p>	使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数 ^{※1}	取出平均燃 焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]	8サイクル冷却燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	142体	45	約 0.047	7サイクル冷却燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.059	6サイクル冷却燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.064	5サイクル冷却燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.072	4サイクル冷却燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.085	3サイクル冷却燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.110	2サイクル冷却燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.161	1サイクル冷却燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.283	施設定期検査時取出燃料	30日	168体	45	約 1.214	合計	—	1,486体	—	約 2.095	項目	評価結果	代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕 ^{※1}	約25時間		<ul style="list-style-type: none"> 記載方針の相違【東海第二】
使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数 ^{※1}	取出平均燃 焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]																																																										
8サイクル冷却燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	142体	45	約 0.047																																																										
7サイクル冷却燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.059																																																										
6サイクル冷却燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.064																																																										
5サイクル冷却燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.072																																																										
4サイクル冷却燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.085																																																										
3サイクル冷却燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.110																																																										
2サイクル冷却燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.161																																																										
1サイクル冷却燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	168体	45	約 0.283																																																										
施設定期検査時取出燃料	30日	168体	45	約 1.214																																																										
合計	—	1,486体	—	約 2.095																																																										
項目	評価結果																																																													
代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕 ^{※1}	約25時間																																																													

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																						
	<p align="center">第5表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの 時間余裕の評価条件 (原子炉運転停止時)</p> <table border="1" data-bbox="961 296 1715 804"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心への燃料装荷状態</td> <td>取出前</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの燃料貯蔵体数</td> <td>1,486体^{※1}</td> </tr> <tr> <td>発電機解列からの日数</td> <td>1日^{※2}</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの崩壊熱</td> <td>約1.0MW</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの初期水位</td> <td>通常水位</td> </tr> <tr> <td>プールゲートの状態</td> <td>プールゲート閉</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの初期水量^{※3}</td> <td>1,189.9m³</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの初期水温^{※4}</td> <td>40℃</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの水の比熱^{※5}</td> <td>4.179kJ/kg/℃</td> </tr> <tr> <td>使用済燃料プールの水の密度^{※6}</td> <td>972kg/m³</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 燃料取出スキームは第6表のとおり。 ※2 運転停止時の有効性評価における評価日を設定。 ※3 使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能。 ※4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定。 ※5 40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用 (1999年蒸気表より)。 ※6 40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用 (1999年蒸気表より)。</p>	項目	評価条件	炉心への燃料装荷状態	取出前	使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}	発電機解列からの日数	1日 ^{※2}	使用済燃料プールの崩壊熱	約1.0MW	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	プールゲートの状態	プールゲート閉	使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³	使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃	使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃	使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³		<p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>
項目	評価条件																								
炉心への燃料装荷状態	取出前																								
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}																								
発電機解列からの日数	1日 ^{※2}																								
使用済燃料プールの崩壊熱	約1.0MW																								
使用済燃料プールの初期水位	通常水位																								
プールゲートの状態	プールゲート閉																								
使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³																								
使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃																								
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃																								
使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³																								

第6表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム
(原子炉運転停止時)

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数 ^{※1}	取出平均燃焼 度 [Gwd/t]	崩壊熱 [MW]
9サイクル冷却燃 料	9×(13ヶ月+30 日)+1日	142体	45	約 0.045
8サイクル冷却燃 料	8×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.056
7サイクル冷却燃 料	7×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.059
6サイクル冷却燃 料	6×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.065
5サイクル冷却燃 料	5×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.073
4サイクル冷却燃 料	4×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.087
3サイクル冷却燃 料	3×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.113
2サイクル冷却燃 料	2×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.166
1サイクル冷却燃 料	1×(13ヶ月+30 日)+1日	168体	45	約 0.298
合計	—	1,486体	—	約 0.962

※1 崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プールの貯蔵容量(2,250体)から1炉心(764体)分を除いた1,486体分が使用済燃料プールに保管されているとし、その構成は、過去の施設定期検査時において、燃料が9×9燃料(A型)の平衡炉心における燃料取替体数(168体)ずつ取り出されたものと仮定した。

第7表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕の
評価結果(原子炉運転停止時)

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕 ^{※1}	約55時間

※1 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が80℃であるため、時間余裕は、使用済燃料プール水温が80℃に到達するまでの時間となる。

・記載方針の相違
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																														
	<p data-bbox="982 212 1688 239">第8表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価条件</p> <table border="1" data-bbox="961 239 1715 932"> <thead> <tr> <th data-bbox="961 239 1412 281">項目</th> <th data-bbox="1412 239 1715 281">評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="961 281 1412 323">炉心への燃料装荷状態</td> <td data-bbox="1412 281 1715 323">装荷済</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 323 1412 365">使用済燃料プールの燃料貯蔵体数</td> <td data-bbox="1412 323 1715 365">1,486体^{※1}</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 365 1412 407">原子炉からの取出燃料の冷却日数</td> <td data-bbox="1412 365 1715 407">30日^{※2}</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 407 1412 449">使用済燃料プールの崩壊熱</td> <td data-bbox="1412 407 1715 449">約2.1MW</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 449 1412 491">使用済燃料プールの初期水位</td> <td data-bbox="1412 449 1715 491">通常水位</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 491 1412 533">プールゲートの状態</td> <td data-bbox="1412 491 1715 533">プールゲート閉</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 533 1412 575">使用済燃料プールの初期水量</td> <td data-bbox="1412 533 1715 575">1,189.9m³</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 575 1412 617">スロッシング溢水量</td> <td data-bbox="1412 575 1715 617">81.49m³</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 617 1412 659">使用済燃料プールの初期水温^{※3}</td> <td data-bbox="1412 617 1715 659">40℃</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 659 1412 701">使用済燃料プールの水の比熱^{※4}</td> <td data-bbox="1412 659 1715 701">4.179kJ/kg/℃</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 701 1412 743">使用済燃料プールの水の密度^{※5}</td> <td data-bbox="1412 701 1715 743">992kg/m³</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 743 1412 785">水源の温度^{※6}</td> <td data-bbox="1412 743 1715 785">35℃</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 785 1412 827">水源の密度^{※7}</td> <td data-bbox="1412 785 1715 827">994kg/m³</td> </tr> <tr> <td data-bbox="961 827 1412 869">蒸発潜熱^{※8}</td> <td data-bbox="1412 827 1715 869">2,528.93kJ/kg</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="982 932 1715 1507"> ^{※1} 燃料取出スキームは第3表のとおり。 ^{※2} 過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績(65日)よりも短い日数を設定。 ^{※3} 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定。 ^{※4} 40℃から100℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用(1999年蒸気表より)。 ^{※5} スロッシングにより使用済燃料プールの水量が減少しており、水温が40℃から100℃まで上昇することによる体積の膨張分はオーバーフローしないため、使用済燃料プールの初期水温の密度を設定。 ^{※6} 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。 ^{※7} 水源の温度である35℃での密度を設定。 ^{※8} 35℃の飽和水のエンタルピと100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出(1999年蒸気表より)。 </p>	項目	評価条件	炉心への燃料装荷状態	装荷済	使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}	原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}	使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	プールゲートの状態	プールゲート閉	使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m ³	スロッシング溢水量	81.49m ³	使用済燃料プールの初期水温 ^{※3}	40℃	使用済燃料プールの水の比熱 ^{※4}	4.179kJ/kg/℃	使用済燃料プールの水の密度 ^{※5}	992kg/m ³	水源の温度 ^{※6}	35℃	水源の密度 ^{※7}	994kg/m ³	蒸発潜熱 ^{※8}	2,528.93kJ/kg		<p data-bbox="2555 212 2754 289">・記載方針の相違 【東海第二】</p>
項目	評価条件																																
炉心への燃料装荷状態	装荷済																																
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}																																
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}																																
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW																																
使用済燃料プールの初期水位	通常水位																																
プールゲートの状態	プールゲート閉																																
使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m ³																																
スロッシング溢水量	81.49m ³																																
使用済燃料プールの初期水温 ^{※3}	40℃																																
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※4}	4.179kJ/kg/℃																																
使用済燃料プールの水の密度 ^{※5}	992kg/m ³																																
水源の温度 ^{※6}	35℃																																
水源の密度 ^{※7}	994kg/m ³																																
蒸発潜熱 ^{※8}	2,528.93kJ/kg																																

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考										
	<p data-bbox="973 216 1697 247">第9表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価結果</p> <table border="1" data-bbox="958 254 1712 606"> <thead> <tr> <th data-bbox="958 254 1412 296">項目</th> <th data-bbox="1412 254 1712 296">評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="958 296 1412 365">使用済燃料プールの水温が 100℃に到達するまでの時間</td> <td data-bbox="1412 296 1712 365">約36時間</td> </tr> <tr> <td data-bbox="958 365 1412 434">使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間</td> <td data-bbox="1412 365 1712 434">約260時間</td> </tr> <tr> <td data-bbox="958 434 1412 504">事故発生から7日間での必要注水量(蒸発分) ※1, 3</td> <td data-bbox="1412 434 1712 504">約 410m³</td> </tr> <tr> <td data-bbox="958 504 1412 606">事故発生から7日間での必要注水量(蒸発+スロッシング分) ※2, 3</td> <td data-bbox="1412 504 1712 606">約 490m³</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="973 613 1697 743"> ※1 蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量。 ※2 蒸発による水位低下分+スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量。 ※3 10m³未満を切り上げて表示。 </p>	項目	評価結果	使用済燃料プールの水温が 100℃に到達するまでの時間	約36時間	使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間	事故発生から7日間での必要注水量(蒸発分) ※1, 3	約 410m ³	事故発生から7日間での必要注水量(蒸発+スロッシング分) ※2, 3	約 490m ³		<p data-bbox="2555 216 2807 426"> ・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、「第3表 1, 2号炉の必要な水量」にて記載 </p>
項目	評価結果												
使用済燃料プールの水温が 100℃に到達するまでの時間	約36時間												
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間												
事故発生から7日間での必要注水量(蒸発分) ※1, 3	約 410m ³												
事故発生から7日間での必要注水量(蒸発+スロッシング分) ※2, 3	約 490m ³												

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 6.2.1</p> <p>重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について</p> <p>重大事故等の発生時においては、<u>原子力警戒態勢を発令し、災害対策本部要員を召集することで事故の対応に当たる。</u>夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)において、初動体制として、<u>中央制御室の運転員 18 名(運転停止中においては 10 名)、発電所構内に常駐している緊急時対策要員 44 名及び自衛消防隊 10 名の合計 72 名(運転停止中においては 64 名)により、迅速な対応を図ることとしている。</u>また、<u>事象発生 10 時間以降は、発電所構外から召集される参集要員も考慮した対応を行う。</u></p> <p>表 1 及び表 2 に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数及び事象発生 10 時間以降に必要な参集要員の要員数を示す。</p> <p>運転中に最も多く要員を必要とするのは、「<u>2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗</u>」である。<u>参集要員に期待しない事象発生後 10 時間に必要な要員は、当直長 1 名(6 号及び 7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転員 12 名、緊急時対策本部要員(通報連絡等を行う要員) 5 名及び緊急時対策要員(現場) 12 名の合計 32 名であることから、初動体制の要員(72 名)で事故対応が可能である。</u>また、<u>事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 46 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員(106 名)で確保可能である。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 6.2.1</p> <p>重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について</p> <p>重大事故等が発生した場合においては、<u>非常事態を宣言し、災害対策要員を非常召集することで事故の対応に当たる。</u>夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)において、初動体制として、<u>中央制御室の当直(運転員) 7 名(原子炉運転停止中においては 5 名)、発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の合計 39 名(原子炉運転停止中においては 37 名)により、迅速な対応を図る。</u>また、<u>事象発生 2 時間以降は、発電所構外から召集される参集要員も考慮した対応を行う。</u></p> <p>第 1 表及び第 2 表に各事故シーケンスグループ等の作業に必要な要員数及び事象発生 2 時間以降に必要な参集要員の要員数を示す。</p> <p>原子炉運転中に最も多く要員を必要とするのは、「<u>2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)</u>」、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)</u>」、「<u>2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)</u>」及び「<u>2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失</u>」である。<u>参集要員に期待しない事象発生後 2 時間に必要な要員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、当直運転員 5 名、通報連絡等を行う要員 4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 13 名の合計 24 名であることから、初動体制の要員(39 名)で事故対応が可能である。</u>また、<u>事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 6.2.1</p> <p>重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について</p> <p>重大事故等の発生時においては、<u>緊急時警戒体制を発令し、緊急時対策要員を召集することで事故の対応にあたる。</u>夜間及び休日(平日の勤務時間帯以外)において、初動体制として、<u>発電所構内に常駐している緊急時対策要員 45 名(運転停止中においては 43 名)により、迅速な対応を図ることとしている。</u></p> <p>表 1 及び表 2 に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数を示す。</p> <p>運転中に最も多く要員を必要とするのは、「<u>2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗</u>」、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧炉心冷却失敗</u>」、「<u>2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失</u>」、「<u>2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗</u>」、「<u>2.4.1 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)</u>」、「<u>3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(残留熱代替除去系を使用する場合)</u>」、「<u>3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(残留熱代替除去系を使用しない場合)</u>」、「<u>3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</u>」、「<u>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</u>」、「<u>3.4 水素燃焼</u>」、「<u>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用</u>」である。<u>事象発生後に必要な要員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転員 5 名、通報連絡等を行う要員 5 名及び復旧班要員 19 名の合計 31 名であることから、初動体制の要員(45 名)で事故対応が可能である。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、緊急時対策要員に、消防チームを含めている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、緊急

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、運転停止中に最も多く要員数を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象である。<u>参集要員に期待しない事象発生後10時間</u>に必要な要員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転員6名、緊急時対策本部要員(通報連絡等を行う要員)5名及び緊急時対策要員(現場)2名の合計16名であることから、初動体制の要員(64名)で事故対応が可能である。<u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員(106名)で確保可能である。</u></p> <p><u>使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「4.2 想定事故2」の事象である。</u>必要な要員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転員6名、緊急時対策本部要員(通報連絡等を行う要員)5名及び緊急時対応要員(現場)8名の合計22名であることから、初動体制の要員(64名)で対応が可能である。</p> <p>各重要事故シーケンス等において、<u>事象発生後10時間までに必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。</u>また、<u>事象発生10時間以降は、発電所構外から召集される参集要員についても期待できる。</u>以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。</p>	<p>原子炉運転停止中に最も多く要員を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」である。<u>参集要員に期待しない事象発生後2時間</u>に必要な要員は、当直発電長1名、当直副発電長1名、当直運転員3名、通報連絡等を行う要員4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員11名の合計20名であることから、初動体制の要員(37名)で事故対応が可能である。</p> <p><u>使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「4.1 想定事故1」及び「4.2 想定事故2」である。</u>参集要員に期待しない事象発生後2時間に必要な要員災害対策要員(初動)の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、当直運転員3名、通報連絡等を行う要員4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員8名の合計17名であることから、初動体制の要員(37名)で事故対応が可能である。<u>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>各事故シーケンスグループ等において、<u>事象発生2時間以内に必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。</u>また、<u>事象発生2時間以降は、発電所構外から召集される参集要員についても期待できる。</u>以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。</p>	<p>また、運転停止中に最も多く要員を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」である。<u>事象発生後に必要な要員は、当直長1名、当直副長1名、運転員3名、通報連絡等を行う要員5名及び復旧班要員19名の合計29名</u>であることから、初動体制の要員(43名)で事故対応が可能である。</p> <p><u>燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「4.2 想定事故2」の事象である。</u>必要な要員は、当直長1名、当直副長1名、運転員3名、通報連絡等を行う要員5名及び復旧班要員16名の合計26名であることから、初動体制の要員(43名)で対応が可能である。</p> <p>各事故シーケンス等において必要な作業については、<u>初動体制の要員により実施可能である。</u></p> <p>以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。</p>	<p>時対策要員に、消防チームを含めている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・解析結果の相違 【東海第二】 ・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、緊急時対策要員に、消防チームを含めている。 ・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。

表1 運転中の各事故シナリオにおける初動要員と参集要員 (1/2)

事故シナリオ	当直員		緊急時対策本部要員		緊急時対策要員		自衛消防隊	必要要員数	参集要員 (10時間以降)
	当直長	当直副長	合計	緊急時対策本部要員	緊急時対策要員 (現場)	合計			
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	24	20
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	2	8	11	5	0	5	16	0
2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	1	2	12	15	5	8	13	28	46
2.3.2 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗	1	2	12	15	5	8	13	28	46
2.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失	1	2	12	15	5	8	13	28	46
2.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗	1	2	12	15	5	12	17	32	46
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	1	2	12	15	5	8	13	28	26
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	1	2	8	11	5	8	13	24	20
2.5 原子炉停止機能喪失	1	2	4	7	5	0	5	12	0
2.6 LOCA時注水機能喪失	1	2	8	11	5	8	13	24	20
2.7 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)	1	2	12	15	5	0	5	20	0

■は、必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

第1表 原子炉運転中の各事故シナリオグループ等における災害対策要員 (初動) と参集要員 (1/2)

事故シナリオグループ等	当直 (運転員)		災害対策要員		災害対策要員		災害対策要員		必要要員数 (2時間以降)
	当直長	当直副長	合計	災害対策要員 (通報連絡等)	重大事故等 対応要員	合計	必要要員数		
発電所に常駐している要員及び参集要員	1	1	5	7	4	28	11	32	39
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	1	5	7	4	8	-	12	19
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	1	4	6	4	0	-	4	10
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期T B)	1	1	5	7	4	13	-	17	24
2.3.2 全交流動力電源喪失 (T B D, T B U)	1	1	5	7	4	13	-	17	24
2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B P)	1	1	5	7	4	13	-	17	24
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	1	1	4	6	4	10	-	14	20
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	1	1	5	7	4	8	-	12	19
2.5 原子炉停止機能喪失	1	1	4	6	4	0	-	4	10
2.6 LOCA時注水機能喪失	1	1	5	7	4	8	-	12	19
2.7 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)	1	1	5	7	4	1	-	5	12
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	1	1	5	7	4	13	-	17	24

■は、必要な要員数が最大となる事故シナリオグループ等を示す。

表1 運転中の各事故シナリオグループ等における初動要員 (1/2)

事故シナリオ	当直員		災害対策要員		緊急時対策要員		必要要員数	
	当直長	当直副長	合計	災害対策要員 (通報連絡等)	復旧班要員	自衛消防隊長 消防チーム	運転補助要員	合計
発電所に常駐している要員	1	1	5	7	5	24	2	38
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	1	3	5	5	18	-	23
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	1	3	5	5	-	-	5
2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗	1	1	5	7	5	19	-	24
2.3.2 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗	1	1	5	7	5	19	-	24
2.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失	1	1	5	7	5	19	-	24
2.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗	1	1	5	7	5	19	-	24
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	1	1	5	7	5	19	-	24
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	1	1	3	5	5	18	-	23
2.5 原子炉停止機能喪失	1	1	4	6	5	-	-	5
2.6 LOCA時注水機能喪失	1	1	3	5	5	18	-	23
2.7 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)	1	1	3	5	5	-	-	5

■：必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

備考
 ・解析結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

表1 運転中の各事故シナリオにおける初動要員と参集要員 (2/2)

事故シナリオ	当直員		緊急時対策本部要員		緊急時対策要員 (現場)		自衛消防隊	必要要員数	参集要員 (10時間以降)
	当直長	当直副長	合計	本部要員	合計	合計			
	1	2	15	5	8※1	13			
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用する場合	1	2	12	5	8※1	13	—	28※1	36
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用しない場合	1	2	12	5	8※1	13	—	28※1	20
3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱	1	2	12	5	8	13	—	28	26
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	1	2	12	5	8	13	—	28	26
3.4 水素燃焼	1	2	12	5	8※1	13	—	28※1	36
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	2	12	5	8	13	—	28	26

※1：有効性評価で考慮しない作業 (原子炉ウエル注水) に必要な要員「1名」を含めると、緊急時対策要員 (現場) が12名、必要要員合計が32名になる。

第1表 原子炉運転中の各事故シナリオグループ等における災害対策要員 (初動) と参集要員 (2/2)

事故シナリオグループ等	当直 (運転員)				災害対策要員				自衛消防隊		必要要員数 (2時間以降)	
	当直長	当直副長	当直運転員	合計	災害対策要員 (通報連絡等)	重大事故等対応要員	自衛消防隊	合計	必要要員数	参集要員	合計	必要要員数
	1	1	5	7	4	28	11	32	39	72	72	72
3.1.2 発電所に常駐している要員及び雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2	2	2
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	1	1	5	7	4	10	—	14	21	5	5	5
3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2	2	2
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2	2	2
3.4 水素燃焼	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2	2	2
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2	2	2

表1 運転中の各事故シナリオグループにおける初動要員 (2/2)

事故シナリオ	緊急時対策要員							必要要員数		
	当直長	当直副長	運転員	合計	通報連絡等を行う要員	復旧班要員	自衛消防隊長 消防チーム	運転補助要員	合計	必要要員数
	1	1	5	7	5	24	7	2	38	45
3.1.2 発電所に常駐している要員	1	1	5	7	5	24	7	2	38	45
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 残留熱代替除去系を使用する場合	1	1	5	7	5	19	—	—	24	31
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 残留熱代替除去系を使用しない場合	1	1	5	7	5	19	—	—	24	31
3.2 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱	1	1	5	7	5	19	—	—	24	31
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	1	1	5	7	5	19	—	—	24	31
3.4 水素燃焼	1	1	5	7	5	19	—	—	24	31
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	1	5	7	5	19	—	—	24	31

□：必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

表2 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故及び運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の各事故シナリオにおける初動要員と参集要員

事故シナリオ	当直員		緊急時対策要員		緊急時対策要員		必要要員数	自衛消防隊	参集要員 (10時間以降)
	当直長	当直副長	合計	合計	緊急時対策本部要員	合計			
	1	2	5	8	13	18			
4.1 想定事故1	1	2	5	5	8	13	18	0	0
4.2 想定事故2	1	2	6	9	5	13	22	0	0
5.1 崩壊熱除去機能喪失	1	2	6	9	5	5	14	0	0
5.2 全交流動力電源喪失	1	2	6	9	5	7	16	26	0
5.3 原子炉冷却材の流出	1	2	6	9	5	5	14	0	0
5.4 反応度の誤投入※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※1：本事故シナリオにおいて、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、「-」とする。なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。

■は、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故及び運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故のそれぞれにおいて、必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

第2表 原子炉運転停止中の各事故シナリオにおける災害対策要員 (初動) と参集要員

事故シナリオ	当直 (運転員)				災害対策要員				参集要員			
	当直長	当直副長	当直運転員	合計	災害対策要員 (通報連絡等)	重大事故等対応要員	自衛消防隊	合計	必要要員数	参集要員 (2時間以降)	合計	必要要員数
	1	1	3	5	4	28	11	32	37	72	72	
発電所に常駐している要員及び参集要員	1	1	3	5	4	28	11	32	37	72	72	
4.1 想定事故1	1	1	3	5	4	8	-	12	17	2	2	
4.2 想定事故2	1	1	3	5	4	8	-	12	17	2	2	
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	1	1	3	5	4	3	-	7	12	0	0	
5.2 全交流動力電源喪失	1	1	3	5	4	11	-	15	20	0	0	
5.3 原子炉冷却材の流出	1	1	3	5	4	0	-	4	9	0	0	
5.4 反応度の誤投入	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

■は、必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

表2 燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故及び運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の各シナリオにおける初動要員

事故シナリオ	緊急時対策要員				緊急時対策要員				必要要員数
	当直長	当直副長	運転員	合計	通報連絡等を行う要員	復旧班要員	自衛消防隊長 消防チーム	運転補助要員	
	1	1	3	5	5	24	7	2	
発電所に常駐している要員	1	1	3	5	5	24	7	2	38
4.1 想定事故1	1	1	1	3	5	16	-	-	21
4.2 想定事故2	1	1	3	5	5	16	-	-	26
5.1 崩壊熱除去機能喪失	1	1	3	5	5	-	-	-	10
5.2 全交流動力電源喪失	1	1	3	5	5	19	-	-	29
5.3 原子炉冷却材の流出	1	1	3	5	5	-	-	-	10
5.4 反応度の誤投入※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※1：本事故シナリオにおいて、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、「-」とする。なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。

■：燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故及び運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故のそれぞれにおいて、必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

備考
 ・解析結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 6.2.2</p> <p style="text-align: center;">重要事故シナシ等以外の事故シナシの 要員の評価について</p> <p>1. はじめに 各事故シナシグループの有効性評価で、重要事故シナシ等 の事故対応に必要な要員について評価している。各事故シ ナシグループ等のその他の事故シナシについては本資料 にて、重要事故シナシ等の作業項目を基に必要な要員数を確 認する。</p> <p>2. 重要事故シナシ等以外の事故シナシにおける要員の 評価結果 重要事故シナシ等以外の事故シナシにおいて、重大事 故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シナシグ ループ等の重要事故シナシと比較し、<u>当直長、当直副長、運 転員及び緊急時対策要員の要員数を確認した。その結果は、表1 から表3及び別紙のとおりである。</u> なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シナシにお いても<u>最大32名（原子炉運転停止中は22名）</u>であり、<u>重大事 故等対策要員の72名（原子炉運転停止中は64名）以内</u>で重大 事故等の対応が可能である<u>※1。</u> <u>※1 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大46名に対して事 象発生10時間まで必要な要員数を十分確保できる。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 6.2.2</p> <p style="text-align: center;">重要事故シナシ等以外の事故シナシの 要員の評価について</p> <p>1. はじめに 各事故シナシグループ等の有効性評価で、重要事故シ ナシ等の事故対応に必要な要員について評価している。各事 故シナシグループ等のその他の事故シナシについては本資料 にて、重要事故シナシ等の作業項目を基に必要な 要員数を確認する。</p> <p>2. 重要事故シナシ等以外の事故シナシにおける要員 の評価結果 重要事故シナシ以外の事故シナシにおいて、重大事 故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シナシグ ループ等の重要事故シナシと比較し、必要な要員数を確 認した。その結果は、第1表から第3表及び別紙のとおりであ る。 なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シナシにお いても<u>最大24名（原子炉運転停止中では20名）</u>であり、<u>災 害対策要員（初動）の39名（原子炉運転停止中では37名）以 内</u>で重大事故等の対応が可能である<u>※。</u> <u>※ 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大6名に対して 事象発生2時間までに必要な要員数を十分確保できる。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料6.2.2</p> <p style="text-align: center;">重要事故シナシ等以外の事故シナシの 要員の評価について</p> <p>1. はじめに 各事故シナシグループの有効性評価で、重要事故シ ナシ等の事故対応に必要な要員について評価している。各事故シ ナシグループ等のその他の事故シナシについては本資料 にて、重要事故シナシ等の作業項目を基に必要な要員数を確 認する。</p> <p>2. 重要事故シナシ等以外の事故シナシにおける要員 の評価結果 重要事故シナシ等以外の事故シナシにおいて、重大事 故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シナシグ ループ等の重要事故シナシと比較し、<u>必要な要員数を確認し た。その結果は、表1から表3及び別紙のとおりである。</u> なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シナシにお いても<u>最大31名（運転停止中では29名）</u>であり、<u>緊急時対策要 員の45名（原子炉運転停止中は43名）以内</u>で重大事故等の対応 が可能である。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】 解析結果の相違に伴 う要員数の相違。 ・体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、緊急 時対策要員に、消防チ ームを含めている。 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員 の参集に期待せずとも 必要な作業を常駐要員 により実施可能であ る。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 必要な要員の評価方法</p> <p>(1) 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員については、対応する重要事故シーケンスと比較し、<u>保守的に6号及び7号炉同時の重大事故等対策においても対応可能であるか評価を行う。</u></p> <p>(2) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。</p> <p>(3) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、これまでの重要事故シーケンスと同様に、中央制御室の全ての運転員で対応するため、要員数としての評価は不要とする。</p> <p>(4) 運転員の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。</p> <p>(5) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり、要員の観点で厳しい<u>プラント損傷状態 (PDS)</u> 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。</p>	<p>3. 必要な要員の評価方法</p> <p>(1) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。</p> <p>(2) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、これまでの重要事故シーケンスと同様に、中央制御室の全ての<u>当直運転員等</u>で対応するため、要員数としての評価は不要とする。</p> <p>(3) <u>当直運転員等の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。</u></p> <p>(4) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり、要員の観点で厳しい<u>プラント損傷状態 (以下「PDS」という。)</u> 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。</p>	<p>3. 必要な要員の評価方法</p> <p>(1) <u>重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員については、対応する重要事故シーケンスと比較し、対応可能であるか評価を行う。</u></p> <p>(2) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。</p> <p>(3) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、これまでの重要事故シーケンスと同様に、中央制御室のすべての<u>運転員</u>で対応するため、要員数としての評価は不要とする。</p> <p>(4) <u>運転員の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。</u></p> <p>(5) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり、要員の観点で厳しいPDS及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。</p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/5)

事故シナリオ	他の事故シナリオ	事故シナリオ	重要事象シナリオ	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-① 通常事象+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-① 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-① 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	16	16
過渡事象	2.2-② 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-② 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-② 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	16	16
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-③ 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-③ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-③ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	16	16
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-④ 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-④ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-④ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	16	16
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-⑤ 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-⑤ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-⑤ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	16	16

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/8)

事故シナリオ	他の事故シナリオ	事故シナリオ	重要事象シナリオ	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-① 通常事象+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-① 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-① 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	10人	10人
過渡事象	2.2-② 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-② 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-② 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	10人	10人
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-③ 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-③ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-③ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	24人	24人
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-④ 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-④ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-④ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	24人	24人
高圧注水・減圧機能喪失	2.2-⑤ 通常停止+SNV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-⑤ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.2-⑤ 自動停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	24人	24人

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/6)

事故シナリオ	他の事故シナリオ	事故シナリオ	重要事象シナリオ	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G失敗) +HPCS失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却(H PCS)失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗		31
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G失敗) +高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却(H PCS)失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗		31
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G失敗) +高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却(H PCS)失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗		31
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G失敗) +高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却(H PCS)失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+交流電源(D/G- A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗		31

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/5)

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要員数	重要事故シナリオに必要となる要員数
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.5-① 小破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・小破断 LOCA 発生後、格納容器内漏えい判断により出力低下後原子炉自動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 ・代誌制御機挿入機能に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・給水系、原子炉隔離時冷却系及び低圧注水系の運転系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	12	12
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.5-② 中破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・中破断 LOCA 発生後、格納容器内漏えいにより、原子炉スクラム信号が発生するが、原子炉スクラムに失敗する。 ・代誌制御機挿入機能に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・給水系、原子炉隔離時冷却系(初期)及び高圧炉心冷却系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	12	12
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.5-③ 大破断 LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA 発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラム信号が発生するが、原子炉スクラムに失敗する。 ・代誌制御機挿入機能に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・給水系、原子炉隔離時冷却系(初期)及び高圧炉心冷却系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	12	12
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.6-① 小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・重要事故シナリオとの差異は低圧注水の実績であり、事象進展は遅やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数が増減なし。 	21	21
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.6-② 中破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失+小破断 LOCA 発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉隔離時冷却系に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・代誌自動減圧ロジックを用いた速い安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異は低圧注水の実績であり、必要の操作は同様であるため、人数が増減なし。 	16	16
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.6-③ 中破断 LOCA+HPEC注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失+中破断 LOCA 発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉隔離時冷却系に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・代誌自動減圧ロジックを用いた速い安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異は低圧注水の実績であり、必要の操作は同様であるため、人数が増減なし。 	16	16
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	重要事故シナリオ以外のシナリオなし			20

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/8)

重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要員数	重要事故シナリオに必要となる要員数
重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-① 小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・小破断 LOCA 発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉隔離時冷却系に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・代誌自動減圧ロジックを用いた速い安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異は低圧注水の実績であり、必要の操作は同様であるため、人数が増減なし。 	20人	20人
重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-② 中破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・中破断 LOCA 発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉隔離時冷却系に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・代誌自動減圧ロジックを用いた速い安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異は低圧注水の実績であり、必要の操作は同様であるため、人数が増減なし。 	20人	20人
重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-③ 大破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA 発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉隔離時冷却系に期待できない場合は、はう断水注入系により原子炉出力が抑制され、未境界に至る。 ・代誌自動減圧ロジックを用いた速い安全弁の動作により原子炉が減圧し、低圧注水系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シナリオとの差異は低圧注水の実績であり、必要の操作は同様であるため、人数が増減なし。 	20人	20人

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/6)

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要員数	重要事故シナリオに必要となる要員数
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-① 冷却材喪失(小破断 LOCA)+閉鎖熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失+小破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・重要事故シナリオとの差異は、原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 	28	28
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-② 冷却材喪失(中破断 LOCA)+閉鎖熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失+中破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・中破断 LOCAにより原子炉隔離時冷却系の機能に期待できない高圧炉心冷却系による原子炉注水を開始すること及び原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 	28	28
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-③ 冷却材喪失(大破断 LOCA)+閉鎖熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失+大破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・大破断 LOCAにより原子炉隔離時冷却系の機能に期待できない高圧炉心冷却系による原子炉注水を開始すること及び原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 	28	28
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-④ 冷却材喪失(中破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+閉鎖熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失+中破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・原子炉の減圧後に低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始すること及び原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 ・重要事故シナリオとの差異は、原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 	28	28
原子炉停止機能喪失	重要事故シナリオ 原子炉停止失敗	2.4-⑤ 冷却材喪失(大破断 LOCA)+高圧炉心冷却失敗+閉鎖熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失+大破断 LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 ・低圧非常用炉心冷却系による原子炉注水を開始すること及び原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 ・重要事故シナリオとの差異は、原子炉冷却材が原子炉格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、要員は増減なし。 	28	28

備考
・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・評価結果の相違
【東海第二】

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (7/8)

事故シナリオグループ	重大事故シナリオ	その他のシナリオ	事象遷移及び人数の増減理由	必要要員数	重大事故シナリオに必要要員数
原子炉停止機能喪失	過渡事故 原子炉停止機能喪失 原子炉停止機能喪失 原子炉停止機能喪失	2.5-④ 大破断LOCA + 原子炉停止機能喪失	・「大破断LOCA」発生後、原子炉冷却材排出により、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	10人	10人
			・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	19人	
LOCA時注水機能喪失	中破断LOCA 原子炉停止機能喪失 原子炉停止機能喪失 原子炉停止機能喪失	2.6-① 小破断LOCA + 高圧炉心冷却機能喪失 + 低圧炉心冷却機能喪失	・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	10人	10人
			・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	10人	19人
			・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	10人	
格納容器バイパス	原子炉停止機能喪失 原子炉停止機能喪失 原子炉停止機能喪失	2.6-② 中破断LOCA + 原子炉停止機能喪失	・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	-	12人
			・「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉システムが安全状態から緊急停止状態となり、原子炉停止機能喪失する。 ・代用炉内冷却系が稼働し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。		
津波浸水による最終ヒートシンクタンク喪失	津波浸水による最終ヒートシンクタンク喪失	2.8-① 最終ヒートシンクタンク喪失 + 最終ヒートシンクタンク喪失	・津波を起因とする「最終ヒートシンクタンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・同時に非常用ディーゼルの発電機及び高圧炉心冷却系が故障するが、原子炉停止機能喪失し、原子炉停止機能喪失する。 ・低圧炉心冷却系（可稼働）による原子炉停止機能喪失後、サブプレッシャーポンプ、ブール水温度が65℃に到達後に、遮断弁が閉鎖し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。	24人	24人
			・津波を起因とする「最終ヒートシンクタンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・同時に非常用ディーゼルの発電機及び高圧炉心冷却系が故障するが、原子炉停止機能喪失し、原子炉停止機能喪失する。 ・低圧炉心冷却系（可稼働）による原子炉停止機能喪失後、サブプレッシャーポンプ、ブール水温度が65℃に到達後に、遮断弁が閉鎖し、原子炉停止機能喪失する。 ・格納容器圧力及び炉内冷却系により原子炉水位が維持され、炉内水位が低下することから、重要事故シナリオとなる。 ・重要事故シナリオとなる。		

・評価結果の相違
【東海第二】

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (8/8)

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象連鎖及び人数の増減理由	必要職員数	重要事故シナリオに必要従業員数
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉没水による最終ヒートシンク喪失	2.8-② 最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 潮流を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・ 潮流を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・ 原子炉没水による最終ヒートシンク喪失が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・ 低圧代替注水系統（可動型）による原子炉注水の機能が喪失した後、サブプレッション・プールの水温度が65℃に到達後に、過剰し安全弁（自動減圧機能）による原子炉急減圧操作を実施すること、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・ 原子炉急減圧操作による原子炉急減圧操作を実施すること、常設代替交代電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用注水系統（サブプレッション系（低圧注水系統））による原子炉注水操作並びに蒸気発生機（格納容器スプレッド冷却系）又は蒸気発生機（格納容器スプレッド冷却系）による原子炉注水操作並びに蒸気発生機（格納容器スプレッド冷却系）による原子炉注水操作を実施すること、原子炉注水が開始され、格納容器圧力及び蒸気発生機温度は安定又は低下傾向となる。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 	24人	
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉没水による最終ヒートシンク喪失	2.8-③ 最終ヒートシンク喪失 + 蒸気発生機故障	<ul style="list-style-type: none"> ・ 潮流を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・ 潮流を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・ 原子炉没水による最終ヒートシンク喪失が発生し、手動により原子炉を停止する。 ・ 低圧代替注水系統（可動型）による原子炉注水の機能が喪失した後、サブプレッション・プールの水温度が65℃に到達後に、過剰し安全弁（自動減圧機能）による原子炉急減圧操作を実施すること、常設代替交代電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用注水系統（サブプレッション系（低圧注水系統））による原子炉注水操作並びに蒸気発生機（格納容器スプレッド冷却系）又は蒸気発生機（格納容器スプレッド冷却系）による原子炉注水操作を実施すること、原子炉注水が開始され、格納容器圧力及び蒸気発生機温度は安定又は低下傾向となる。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 ・ 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することである。 	24人	

表 2 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の評価結果

想定する事故	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
想定事故 1	想定事故以外の事故シナリオなし			18
想定事象 2	想定事故以外の事故シナリオなし			22

第 2 表 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の評価結果

事故シナリオ グループ等	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要 要員数	重要事故 シナリオに 必要な要員数
想定事故 1 (冷却機能又は注水 機能喪失)	想定事故以外の事故シ ナリオなし		—	17 人
想定事象 2 (使用済燃料プール 内の水の小規模な喪 失)	想定事故以外の事故シ ナリオなし		—	17 人

表 2 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

想定する事故	その他の事故 シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要 要員数	重要事故 シナリオに 必要な要員数
想定事故 1 (冷却機能又は注水機能喪失)	想定事故以外の事故シナリオなし			24
想定事故 2 (燃料プール内の水の小規模な喪失)	想定事故以外の事故シナリオなし			26

・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

表3 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数

第3表 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
事故シナリオグループ <td>重要事故シナリオ</td> <td>その他の事故シナリオ</td> <td>事象進展及び人数の増減理由</td> <td>必要要員数</td> <td>重要事故シナリオに必要要員数</td>	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数

表3 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数
事故シナリオグループ <td>重要事故シナリオ</td> <td>その他の事故シナリオ</td> <td>事象進展及び人数の増減理由</td> <td>必要要員数</td> <td>重要事故シナリオに必要要員数</td>	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要要員数

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙</p> <p>必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理</p> <p>設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態 (PDS) の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく現れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。</p> <p>今回の PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果をもとに、各 PDS に至る原因となるプラント機能の喪失が発生した場合に炉心損傷を防止するために必要な要員数を合わせて示す。</p> <p>なお、表 1 のうち、TW (崩壊熱除熱機能喪失)、TC (原子炉停止機能喪失) は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA (インターフェイスシステム LOCA) は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。</p> <p>本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、表 1 の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。</p> <p>この仮定の上でも、評価事故シーケンスの起点(事象発生時)において必要な要員数は、表 1 の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい PDS は、<u>全交流動力電源喪失を伴う TBP の 32 名であり、続いて同じく全交流動力電源喪失を伴う長期 TB, TBU, TBD の 28 名が厳しい。</u></p> <p>次に、重大事故等対処設備に期待しない場合、各格納容器破損モードに進展し得る PDS、その中で要員数の観点で厳しい PDS 及び評価事故シーケンスの起点として選定した PDS を表 2 に示す。</p>	<p style="text-align: right;">別紙</p> <p>必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理</p> <p>設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態 (PDS) の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。</p> <p>今回の PRA により抽出した PDS と炉心損傷防止に際して必要な人数を第 1 表に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果を基に、各 PDS に至る原因となるプラント機能の喪失が発生した場合に炉心損傷を防止するために必要な要員数を併せて示す。</p> <p>なお、第 1 表のうち、TW (崩壊熱除熱機能喪失)、TC (原子炉停止機能喪失) は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA (インターフェイスシステム LOCA) は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。</p> <p>本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、第 1 表の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。</p> <p>この仮定の上でも、評価事故シーケンスの起点 (事象発生時) において必要な要員数は、第 1 表の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい PDS は、<u>全交流動力電源喪失を伴う PDS (長期 TB, TBU, TBP 及び TBD) の 24 名及び参集要員 6 名</u>である。</p> <p>次に、重大事故等対処設備に期待しない場合、各格納容器破損モードに進展し得る PDS を、その中で要員数の観点で厳しい PDS 及び評価事故シーケンスの起点として選定した PDS を第 2 表に示す。</p>	<p style="text-align: right;">別紙</p> <p>必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理</p> <p>設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態 (PDS) の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。</p> <p>今回の PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果をもとに、各 PDS による炉心損傷を防止するために必要な要員数を合わせて示す。</p> <p>なお、表 1 のうち、TW (崩壊熱除去機能喪失)、TC (原子炉停止機能喪失) は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA (インターフェイスシステム LOCA) は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。</p> <p>本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、表 1 の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。</p> <p>この仮定のうえでも、評価事故シーケンスの起点 (事象発生時) において必要な要員数は、表 1 の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい PDS は、<u>全交流動力電源喪失 (SBO) を伴う PDS (長期 TB, TBU, TBP 及び TBD) の 31 名</u>である。</p> <p>次に、重大事故等対処設備に期待しない場合、各格納容器破損モードに進展し得る PDS、その中で要員数の観点で厳しい PDS 及び評価シーケンスの起点として選定した PDS を表 2 に示す。</p>	<p>・解析結果及び運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器破損モード格納容器過圧破損，格納容器過温破損及び水素燃焼では，LOCA を PDS に選定した上で PDS に SBO を加えているため，SBO にも対応可能な要員数が必要となる。このことから，選定した PDS は要員の観点で厳しい PDS を包絡している。その上で，LOCA 及び SBO に並行して対応し，格納容器破損防止が可能であることを示している。ただし，交流動力電源の 24 時間以内の復旧に期待していることから，TBP への炉心損傷防止対応で想定している<u>低圧代替原子炉注水設備（可搬型）</u>を用いた原子炉注水は考慮していない。</p> <p>なお，炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や原子炉格納容器熱除去等を実施する必要があるが，これらの対応に必要な要員数は PDS によらず同じであり，これに加えて電源復旧が必要となる場合が，必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから，今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考ええる。</p> <p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH），原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用（<u>炉外 FCI</u>）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）については，炉心損傷後の対応として，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点での原子炉減圧及び原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での<u>原子炉格納容器下部への注水等が必要となるが，この対応は中央制御室による操作であり PDS によらず同じである。仮に，SBO が重畳した場合には交流動力電源の復旧要員が必要となるが，その他の操作が中央制御室での操作であることから，いずれの場合も大破断 LOCA+SBO 後の対応に必要な要員数を上回ることは無い。なお，交流動力電源が必要な原子炉格納容器下部への注水操作が必要となるまでの時間は交流動力電源の復旧に十分な時間である。</u></p> <p>以上より，要員の観点で厳しい PDS 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。</p>	<p><u>第 2 表の格納容器破損モードは，選定した全て PDS において全交流動力電源喪失を想定しており，全交流動力電源喪失の対応には要員数の観点で最も厳しい PDS である長期 TB，TBU，TBP 及び TBD に必要な要員数が必要となることから，PDS の観点では，選定した PDS は要員の観点で最も厳しい PDS を包絡している。</u></p> <p><u>また，炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や格納容器熱除去等を実施する必要があるが，これらの対応に必要な要員数は PDS によらずほぼ同じであり，これに加えて電源復旧が必要となる場合が，必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから，今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡している</u>と考える。</p> <p>以上より，要員の観点で厳しい PDS 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。</p>	<p>格納容器破損モード格納容器過圧破損，格納容器過温破損及び水素燃焼では，<u>LOCA を PDS に選定したうえで PDS に SBO を加えているため，SBO にも対応可能な要員数が必要となる。このことから，選定した PDS は要員の観点で最も厳しい PDS を包絡している。そのうえで，LOCA 及び SBO に並行して対応し，格納容器破損防止が可能であることを示している。ただし，交流動力電源の 24 時間以内の復旧に期待していることから，TBP への炉心損傷防止対応で想定している低圧原子炉代替注水系（可搬型）</u>を用いた原子炉注水は考慮していない。</p> <p>なお，炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や原子炉格納容器熱除去等を実施する必要があるが，これらの対応に必要な要員数は PDS によらず同じであり，これに加えて電源復旧が必要となる場合が，必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから，今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考える。</p> <p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH），原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用（<u>F C I</u>）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）については，炉心損傷後の対応として，原子炉水位が燃料棒有効長下端から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点での原子炉減圧及び原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での<u>ペDESTAL への注水等が必要となるが，これらの対応に必要な要員数は PDS によらず同じであり，いずれの場合も大破断 LOCA+SBO 後の対応に必要な要員数を上回ることは無い。</u></p> <p>以上より，要員の観点で厳しい PDS 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。</p> <p style="text-align: right;"><u>以上</u></p>	<p>・評価結果の相違【東海第二】</p> <p>・設備の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・評価結果の相違【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>・評価条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は，DCH，F C I，MCCI について，格納容器破損防止対策のための対応時間が厳しいシナリオを想定するため，SBO を重畳した評価としている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

表1 PRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して必要な要員数

PDS	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	炉心損傷防止に必要な人数 ^{※1}
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	24
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	16
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	28
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	28
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	32
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	28
LOCA ・AE(大破断LOCA) ・S1E(中破断LOCA) ・S2E(小破断LOCA)	炉心損傷後	低圧	早期	24 ^{※2}
TW ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	28
TC ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	12
ISLOCA ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	20

※1 「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」の評価結果から抽出
 ※2 「中破断LOCA(S1E)+ECCS注水機能喪失」及び「小破断LOCA(S2E)+ECCS注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出
 ※3 炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となるPDSの選定対象からは除外したPDS

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第1表 今回のPRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して必要な要員数

PDS	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	炉心損傷防止に必要な人数 ^{※1}
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	19人
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	10人
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	24人
TBD, TBU	炉心損傷後	高圧	早期	24人
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	24人
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	19人 ^{※2}
TW(取水機能喪失) ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	20人
TW(RHR喪失) ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	19人
TC ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	10人
ISLOCA ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	12人

※1 「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果から抽出
 ※2 「中破断LOCA(S1E)+ECCS注水機能喪失」及び「小破断LOCA(S2E)+ECCS注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出
 ※3 炉心損傷の前に格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となるPDSの選定対象からは除外したPDS

島根原子力発電所 2号炉

表1 PRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して必要な要員数

PDS	格納容器破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	炉心損傷防止に必要な人数 ^{※1}
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	28
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	10
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	31
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	31
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	31
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	31
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	28 ^{※2}
TW ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	31
TC ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	11
ISLOCA ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	10

※1: 「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果から抽出
 ※2: LOCA時注水機能喪失(冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗)における炉心損傷防止の評価結果から抽出
 ※3: 炉心損傷の前に格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となるPDSの選定対象からは除外したPDS

備考

・評価結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																																																							
<p>表2 要員及び事象の厳しさの観点からの各格納容器破損モードに進展し得るPDSの整理</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>格納容器破損モード</th> <th>該当するPDS</th> <th>要員の観点で厳しいPDS</th> <th>選定したPDS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="10">TBP</td> <td rowspan="10">LOCA+SBO^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBP</td></tr> <tr> <td rowspan="6">雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)</td> <td>TQUV</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBP</td></tr> <tr> <td>水素燃焼</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>LOCA+SBO^{※1}</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)</td> <td>TQUX</td> <td rowspan="4">長期TB TBU TBD</td> <td rowspan="4">TQUX</td> </tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr> <td rowspan="5">原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外FCI)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="5">TBP</td> <td rowspan="5">TQUV</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr> <td rowspan="5">溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="5">TBP</td> <td rowspan="5">TQUV</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 長期TB, TBU, TBP, TBDはSBOを起点として炉心損傷に至るPDS</p>	格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で厳しいPDS	選定したPDS	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	TQUV	TBP	LOCA+SBO ^{※1}	TQUX	LOCA	長期TB	TBU	TBP	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	TQUV			TQUX	LOCA	長期TB	TBU	TBP	水素燃焼	—	—	LOCA+SBO ^{※1}	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX	長期TB	TBU	TBD	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外FCI)	TQUV	TBP	TQUV	TQUX	LOCA	長期TB	TBU	溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	TBP	TQUV	TQUX	LOCA	長期TB	TBU									<p>第2表 要員及び事象の厳しさの観点からの各格納容器破損モードのPDSの整理</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>格納容器破損モード</th> <th>該当するPDS</th> <th>要員の観点で厳しいPDS</th> <th>選定したPDS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="8">雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="8">長期TB TBU TBP TBD</td> <td rowspan="8">LOCA^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBP</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr> <td rowspan="4">雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)</td> <td>TQUX</td> <td rowspan="4">長期TB TBU TBD</td> <td rowspan="4">TQUX^{※1}</td> </tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr> <td rowspan="5">高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)</td> <td>TQUX</td> <td rowspan="5">長期TB TBU TBD</td> <td rowspan="5">TQUX^{※1}</td> </tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr> <td rowspan="6">原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外FCI)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="6">長期TB TBU TBP TBD</td> <td rowspan="6">TQUV^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBP</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr> <td rowspan="6">溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="6">長期TB TBU TBP TBD</td> <td rowspan="6">TQUV^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBP</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr> <td>水素燃焼</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>LOCA^{※1,2}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオを評価するため、有効評価においては全交流動力電源喪失を重量させるものとしている。</p> <p>※2 水素燃焼については、原子炉運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、窒素置換の有効性を確認する観点で、評価対象の格納容器破損モードとしている。</p>	格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で厳しいPDS	選定したPDS	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	LOCA ^{※1}	TQUX	長期TB	TBU	TBP	TBD	LOCA	LOCA	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX ^{※1}	長期TB	TBU	TBD	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX ^{※1}	長期TB	TBU	TBD	LOCA	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外FCI)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	TQUV ^{※1}	TQUX	長期TB	TBU	TBP	TBD	溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	TQUV ^{※1}	TQUX	長期TB	TBU	TBP	TBD	水素燃焼	—	—	LOCA ^{※1,2}	<p>表2 要員及び事象の厳しさの観点からの各格納容器破損モードのPDSの整理</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>格納容器破損モード</th> <th>該当するPDS</th> <th>要員の観点で厳しいPDS</th> <th>選定したPDS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="10">長期TB TBU TBP TBD</td> <td rowspan="10">LOCA+SBO^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr> <td rowspan="6">雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)</td> <td>TQUV</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBP</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr> <td rowspan="4">高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)</td> <td>TQUX</td> <td rowspan="4">長期TB TBU TBD</td> <td rowspan="4">TQUX+SBO^{※1}</td> </tr> <tr><td>長期TB</td></tr> <tr><td>TBU</td></tr> <tr><td>TBD</td></tr> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="3">TQUV LOCA</td> <td rowspan="3">TQUV+SBO^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> <tr> <td>水素燃焼</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>LOCA+SBO^{※1}</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)</td> <td>TQUV</td> <td rowspan="3">TQUV LOCA</td> <td rowspan="3">TQUV+SBO^{※1}</td> </tr> <tr><td>TQUX</td></tr> <tr><td>LOCA</td></tr> </tbody> </table> <p>※1：PRAから直接抽出されるPDSではないが、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、格納容器破損防止対策のための対応時間が厳しいシナリオを想定するため、SBOの重畳した評価事故シーケンスを選定している。</p>	格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で厳しいPDS	選定したPDS	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	LOCA+SBO ^{※1}	TQUX	LOCA	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	TQUV			TQUX	長期TB	TBU	TBP	TBD	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX+SBO ^{※1}	長期TB	TBU	TBD	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)	TQUV	TQUV LOCA	TQUV+SBO ^{※1}	TQUX	LOCA	水素燃焼	—	—	LOCA+SBO ^{※1}	溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	TQUV LOCA	TQUV+SBO ^{※1}	TQUX	LOCA	<p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>
格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で厳しいPDS	選定したPDS																																																																																																																																																							
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	TQUV	TBP	LOCA+SBO ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
TBP																																																																																																																																																										
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	TQUV																																																																																																																																																									
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBP																																																																																																																																																									
水素燃焼	—	—	LOCA+SBO ^{※1}																																																																																																																																																							
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX																																																																																																																																																							
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外FCI)	TQUV	TBP	TQUV																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	TBP	TQUV																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で厳しいPDS	選定したPDS																																																																																																																																																							
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	LOCA ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBP																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX ^{※1}																																																																																																																																																							
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX	長期TB TBU TBD	TQUX ^{※1}																																																																																																																																																							
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外FCI)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	TQUV ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBP																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	TQUV ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBP																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
水素燃焼	—	—	LOCA ^{※1,2}																																																																																																																																																							
格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で厳しいPDS	選定したPDS																																																																																																																																																							
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	TQUV	長期TB TBU TBP TBD	LOCA+SBO ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	TQUV																																																																																																																																																									
	TQUX																																																																																																																																																									
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBP																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	TQUX			長期TB TBU TBD	TQUX+SBO ^{※1}																																																																																																																																																					
	長期TB																																																																																																																																																									
	TBU																																																																																																																																																									
	TBD																																																																																																																																																									
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)	TQUV	TQUV LOCA	TQUV+SBO ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									
水素燃焼	—	—	LOCA+SBO ^{※1}																																																																																																																																																							
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	TQUV	TQUV LOCA	TQUV+SBO ^{※1}																																																																																																																																																							
	TQUX																																																																																																																																																									
	LOCA																																																																																																																																																									

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 6.3.1</p> <p style="text-align: center;">水源, 燃料, 電源負荷評価結果について</p> <p>1. はじめに 重大事故等対策の有効性評価において, 重大事故等対策を外部支援に期待することなく7日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに, 電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。</p> <p>2. 事故シーケンス別の必要量について 重大事故等対策の有効性評価において, 通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源及び燃料に関する評価結果を表1に整理した。 また, 同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について, 必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを表1に整理した。</p> <p>3. まとめ 重大事故等対策の有効性評価において, 水源, 燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても, 発電所構内に備蓄している水源及び燃料により, 必要な対策を7日間継続することが十分に可能であることを確認した。また, 常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても, 常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 6.3.1</p> <p style="text-align: center;">水源, 燃料, 電源負荷評価結果について</p> <p>1. はじめに 重大事故等対策の有効性評価において, 重大事故等対策を外部支援に期待することなく7日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに, 電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。</p> <p>2. 事故シーケンスグループ等別の必要量について 重大事故等対策の有効性評価における<u>水源, 燃料に関する評価結果を第1表及び第2表に整理した。</u> また, 同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について, 必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを第3表に整理した。</p> <p>3. まとめ 重大事故等対策の有効性評価において, 水源, 燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても, 発電所構内に備蓄している水源及び燃料により, 必要な対策を7日間継続することが十分に可能であることを確認した。また, 常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても, 常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 6.3.1</p> <p style="text-align: center;">水源, 燃料, 電源負荷評価結果について</p> <p>1. はじめに 重大事故等対策の有効性評価において, 重大事故等対策を外部支援に期待することなく7日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに, 電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。</p> <p>2. 事故シーケンス別の必要量について 重大事故等対策の有効性評価において, <u>通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源及び燃料に関する評価結果を第1表に整理した。</u> また, 同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について, 必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを第1表に整理した。</p> <p>3. まとめ 重大事故等対策の有効性評価において, 水源, 燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても, 発電所構内に備蓄している水源及び燃料により, 必要な対策を7日間継続することが十分に可能であることを確認した。また, 常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても, 常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

事故シナリオ	水源		燃料(軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/総電 容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源 総量)		
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 ^{a)}	約10,600 ^m 3(号炉あたり約5,300 ^m 3/炉)19,700 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約1,510kL(約2,910kL) ・非常用ディーゼル発電機(約753kL)×2 ・可搬型代替注水ポンプ(0.5級)(約15kL)×2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)	—
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 ^{b)}	—	—	約1,510kL(約2,910kL) ・非常用ディーゼル発電機(約753kL)×2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)	—
2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	約3,200 ^m 3(号炉あたり約1,600 ^m 3/炉)19,700 ^m 3 ・原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備 ・低圧代替注水系(常設)	—	約643kL(約2,140kL) ・常設代替交流電源設備(約504kL) ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備(約37kL)×2 ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)×2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)	6号炉:約 1,284kW/2,950kWh 7号炉:約 1,294kW/2,950kWh
2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) +RCC失効	約3,200 ^m 3(号炉あたり約1,600 ^m 3/炉)19,700 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設)	—	約643kL(約2,140kL) ・常設代替交流電源設備(約504kL) ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備(約37kL)×2 ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)×2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)	6号炉:約 1,284kW/2,950kWh 7号炉:約 1,294kW/2,950kWh
2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) +直交流電源喪失	約3,200 ^m 3(号炉あたり約1,600 ^m 3/炉)19,700 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設)	—	約643kL(約2,140kL) ・常設代替交流電源設備(約504kL) ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備(約37kL)×2 ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)×2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)	6号炉:約 1,284kW/2,950kWh 7号炉:約 1,294kW/2,950kWh
2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) +SIV再始動失敗	約4,200 ^m 3(号炉あたり約2,100 ^m 3/炉)19,700 ^m 3 ・原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備 ・低圧代替注水系(可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)	—	約653kL(約2,140kL) ・常設代替交流電源設備(約504kL) ・可搬型代替注水ポンプ(0.5級)(約21kL)×2 ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備(約37kL)×2 ・代替原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)×2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機(約13kL)	6号炉:約 1,174kW/2,950kWh 7号炉:約 1,184kW/2,950kWh

※1:有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。
 ※2:直交流電源については、電源負荷の制限や電源の切替えにより、24時間電源供給が可能である。以降は、他の事故シナリオグループ等も含めて交流電源により供給可能である。
 ※3:直交流電源の必要量(負荷)が最大のもを示す。ただし、燃料評価においては、は、全交流動力電源喪失の発生又は直交流電源による電源供給に期待する場合の最大値を、は、全交流動力電源喪失の発生又は直交流電源による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第1表 水源の必要量(1/2)

事故シナリオ	必要水量/水源総量
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約5,350 ^m 3/約8,600 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設)
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	(外部水源を消費しない)
2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)	約2,130 ^m 3/約4,300 ^m 3 ・低圧代替注水系(可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)
2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)	約2,130 ^m 3/約4,300 ^m 3 ・低圧代替注水系(可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)
2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)	約2,160 ^m 3/約4,300 ^m 3 ・低圧代替注水系(可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約620 ^m 3/約4,300 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設)
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約5,410 ^m 3/約8,600 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設)
2.5 原子炉停止機能喪失	(外部水源を消費しない)
2.6 LOCA時注水機能喪失	約5,320 ^m 3/約8,600 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設)
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約490 ^m 3/約4,300 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設)
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約2,130 ^m 3/約4,300 ^m 3 ・低圧代替注水系(可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)

島根原子力発電所 2号炉

第1表 水源、燃料及び電源負荷の必要量(1/4)

事故シナリオ	水源		燃料(軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/総電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約3,600 ^m 3/約7,740 ^m 3 ・低圧代替注水系(常設) ・格納容器代替スプレイ系(可搬型)	—	約711kL(約720 ^m 3) ・非常用ディーゼル発電機×2(約543,64kWh) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機(約155,73kWh) ・大量送水車(約10,953kWh) ・ガスタービン発電機(約352 ^m 3/約450 ^m 3) ・ガスタービン発電機(約351,13kWh) ・緊急時対策用燃料地下タンク 約8 ^m 3/約45 ^m 3 ・緊急時対策用発電機(約7,8722kWh)	約354kW/約4,800kWh
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	—	—	約700 ^m 3/約720 ^m 3 ・非常用ディーゼル発電機×2(約543,64kWh) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機(約155,73kWh) ・緊急時対策用燃料地下タンク 約8 ^m 3/約45 ^m 3 ・緊急時対策用発電機(約7,8722kWh)	—
2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失効)+HPCS失効	約1,100 ^m 3/約7,000 ^m 3 ・低圧代替注水系(可搬型) ・格納容器代替スプレイ系(可搬型)	—	約11kL/約720 ^m 3 ・大量送水車(約10,953kWh) ・ガスタービン発電機(約352 ^m 3/約450 ^m 3) ・ガスタービン発電機(約351,13kWh) ・緊急時対策用燃料地下タンク 約8 ^m 3/約45 ^m 3 ・緊急時対策用発電機(約7,8722kWh)	約4,268kW/約4,800kWh
2.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失効)+S-RV再始動失敗 +HPCS失効	約1,000 ^m 3/約7,000 ^m 3 ・低圧代替注水系(可搬型) ・格納容器代替スプレイ系(可搬型)	—	約11kL/約720 ^m 3 ・大量送水車(約10,953kWh) ・ガスタービン発電機(約352 ^m 3/約450 ^m 3) ・ガスタービン発電機(約351,13kWh) ・緊急時対策用燃料地下タンク 約8 ^m 3/約45 ^m 3 ・緊急時対策用発電機(約7,8722kWh)	約4,268kW/約4,800kWh

※1:有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。
 ※2:直交流電源については、電源負荷の制限や電源の切替えにより、24時間電源供給が可能である。以降は、他の事故シナリオグループ等も含めて交流電源により供給可能である。
 ※3:直交流電源の必要量(負荷)が最大のもを示す。ただし、燃料評価においては、は、全交流動力電源喪失の発生又は直交流電源による電源供給に期待する場合の最大値を、は、全交流動力電源喪失の発生又は直交流電源による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

備考
 ・解析結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

第1表 水源の必要量 (2/2)

事故シケンスグループ等	必要水量/水源総量
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 400m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系 (常設)
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 5,490m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系 (常設)
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) ・格納容器下部注水系 (常設)
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 -冷却材相互作用	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) ・格納容器下部注水系 (常設)
3.4 水素燃焼	約 400m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系 (常設)
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) ・格納容器下部注水系 (常設)
4.1 想定事故1	約 2,120m ³ /約 4,300m ³ ・代替燃料プール注水系 (注水ライン)
4.2 想定事故2	約 2,120m ³ /約 4,300m ³ ・代替燃料プール注水系 (注水ライン)
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	(外部水源を消費しない)
5.2 全交流動力電源喪失	約 90m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設)
5.3 原子炉冷却材の流出	(外部水源を消費しない)
5.4 反応度の誤投入	(外部水源を消費しない)

.....は、必要量が最大のものを示す。

第1表 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (2/4)

事故シケンス	水源		燃料 (軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/発電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレィ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 7,000m ³ (号炉あたり約 3,500m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 7,000m ³ (号炉あたり約 3,500m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 63kL / 約 2.140kL ・常設代替交流電源設備 (約 504kL) ・代替原子炉隔離冷却系専用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (約 11kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	6号炉：約 1,619kW/2,950kW 7号炉：約 1,615kW/2,950kW
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能が故障した場 合) ※1	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 11,519kL / 約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
2.5 原子炉停止機能喪失 ※1	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 11,519kL / 約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 12,400m ³ (号炉あたり約 6,200m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレィ冷却系	約 11,519kL / 約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
2.7 格納容器バイパス (インターフェイズシステム LOCA)	約 200m ³ (号炉あたり約 100m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系	約 200m ³ (号炉あたり約 100m ³) /約 19,700m ³ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心注水系	約 11,519kL / 約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
2.8 崩壊熱除去機能喪失 (取捨熱除去機能が故障した場合)	約 3,600m ³ / 約 7,760m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	約 3,600m ³ / 約 7,760m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	約 354kL / 約 4,800kL ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543,648kW) ・高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機 (約 155,736kW) ・本機送水車 (約 10,953m ³) ・代替格納容器用燃料地下タンク 約 8m ³ / 約 45m ³	—
2.9 原子炉停止機能喪失 ※1	約 3,600m ³ / 約 7,760m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	約 3,600m ³ / 約 7,760m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	約 354kL / 約 4,800kL ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543,648kW) ・高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機 (約 155,736kW) ・本機送水車 (約 10,953m ³) ・代替格納容器用燃料地下タンク 約 8m ³ / 約 45m ³	—
2.10 LOCA時注水機能喪失	約 3,600m ³ / 約 7,760m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	約 3,600m ³ / 約 7,760m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	約 354kL / 約 4,800kL ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543,648kW) ・高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機 (約 155,736kW) ・本機送水車 (約 10,953m ³) ・代替格納容器用燃料地下タンク 約 8m ³ / 約 45m ³	—

※1：有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことによることを考慮する。
 ※2：事故シケンスシナリオにより、24時間電源供給可能である。以降は、他の事故シケンスグループ等も含めて交流電源による電源供給に期待する場合の最大量を
 □ は、各電源の必要量 (負荷) を示す。ただし、燃料貯蔵に□は、全交流動力電源喪失の発生又は流量を考慮し、代替格納容器スプレィによる電源供給に期待する場合の最大量を
 □ は、全交流動力電源喪失の発生又は流量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大量を示す。

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

表1 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (3/5)

事故シナリオ	水源		燃料(軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
3.1.2 蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用する場合	約 5,400m ³ (炉外あたり約 2,900m ³) ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・低圧代替注水系 (可搬型)	—	約 643KL/約 2,140KL ・常設代替交流電源設備 (約 504KL) ・代替原子炉補機冷却専用の電源車 (約 37KL) × 2 ・代替原子炉補機冷却専用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (約 11KL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15KL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13KL)	6号炉: 約 1,104kW/2,950kWh 7号炉: 約 1,071kW/2,950kWh
3.1.3 蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用しない場合	約 14,800m ³ (炉外あたり約 7,400m ³) /約 19,700m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 547KL/約 2,140KL ・常設代替交流電源設備 (約 504KL) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15KL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13KL)	6号炉: 約 1,104kW/2,950kWh 7号炉: 約 1,071kW/2,950kWh
3.2 高圧溶融物放出/格納容器素閉気直 接加熱	約 5,400m ³ (炉外あたり約 2,700m ³) /約 19,700m ³ ・格納容器下部注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,645KL/約 2,040KL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753KL) × 2 ・代替原子炉補機冷却専用の電源車 (約 37KL) × 2 ・代替原子炉補機冷却専用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (約 11KL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15KL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13KL)	—
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料一冷却 材相互作用	約 5,400m ³ (炉外あたり約 2,700m ³) /約 19,700m ³ ・格納容器下部注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	約 1,645KL/約 2,040KL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753KL) × 2 ・代替原子炉補機冷却専用の電源車 (約 37KL) × 2 ・代替原子炉補機冷却専用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (約 11KL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15KL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13KL)	—

□は、各資源の必要量(負荷)が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。
□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

表2 燃料の必要量 (1/4)

事故シナリオ	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 755.5KL/約 800KL: 外部電源喪失*1 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0KL) × 2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3KL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2KL)	約 6.0KL/約 210KL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0KL) × 1 (備給)	約 70.0KL/約 75KL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0KL)
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	約 755.5KL/約 800KL: 外部電源喪失*1 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0KL) × 2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3KL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2KL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0KL/約 75KL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0KL)
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期T.B)	約 352.8KL/約 800KL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8KL)	約 12.0KL/約 210KL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0KL) × 2 (注水)	約 70.0KL/約 75KL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0KL)
2.3.2 全交流動力電源喪失 (T.BD, T.BU)	約 352.8KL/約 800KL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8KL)	約 12.0KL/約 210KL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0KL) × 2 (注水)	約 70.0KL/約 75KL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0KL)
2.3.3 全交流動力電源喪失 (T.BP)	約 352.8KL/約 800KL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8KL)	約 12.0KL/約 210KL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0KL) × 2 (注水)	約 70.0KL/約 75KL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0KL)
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 352.8KL/約 800KL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8KL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0KL/約 75KL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0KL)

※1 有効性評価において外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が起動したことを想定する。
□は、必要量が最大のものを示す。

表1 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (3/4)

事故シナリオ	水源		燃料(軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.7 ISLACA	—	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 70m ³ /約 70m ³ ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543.64kW) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 155.73kW) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8m ³ /約 45m ³ ・緊急時対策用発電機 (約 7.8752kW)	—
3.1.2 蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用する場合	約 500m ³ /約 7,740m ³ ・低圧原子炉注水系 (常設)	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 71m ³ /約 720m ³ ・大容量送水車 (約 10.9536m ³) ・大型送水ポンプ車 (約 52.08m ³) ・可搬型電源供給装置 (約 6.046m ³) ○ガスタービン発電機用軽油タンク 約 352m ³ /約 450m ³ ・ガスタービン発電機 (約 351.12kW) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8m ³ /約 45m ³ ・緊急時対策用発電機 (約 7.8752kW)	約 1,941kW/約 4,800kWh
3.1.3 蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却系を使用しない場合	約 3,200m ³ /約 7,740m ³ ・低圧原子炉注水系 (常設) ・格納容器代替注水系 (可搬型)	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 54m ³ /約 720m ³ ・大容量送水車 (約 10.9536m ³) ・大型送水ポンプ車 (約 52.08m ³) ○ガスタービン発電機用軽油タンク 約 352m ³ /約 450m ³ ・ガスタービン発電機 (約 351.12kW) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8m ³ /約 45m ³ ・緊急時対策用発電機 (約 7.8752kW)	約 2,091kW/約 4,800kWh
3.2 高圧溶融物放出/格納容器素閉気直 接加熱	約 600m ³ /約 7,000m ³ ・格納容器代替注水系 (可搬型) ・ベダスタル代替注水系 (可搬型)	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 71m ³ /約 720m ³ ・大容量送水車 (約 10.9536m ³) ・大型送水ポンプ車 (約 52.08m ³) ・可搬型電源供給装置 (約 6.046m ³) ○ガスタービン発電機用軽油タンク 約 352m ³ /約 450m ³ ・ガスタービン発電機 (約 351.12kW) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8m ³ /約 45m ³ ・緊急時対策用発電機 (約 7.8752kW)	約 1,941kW/約 4,800kWh

※1: 有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。
※2: 直放電源については、電源負荷の制限や電源の切替えにより、24時間電源供給可能である。以降は、他の事故シナリオグループ等も含めて交流電源による電源供給に期待する場合の最大値を示す。
□は、各資源の必要量(負荷)が最大のものを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。
□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

表1 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (4/5)

事故シナリオ	水源		燃料 (軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
3.4 水素燃焼	約 5,800m ³ (号炉あたり約 2,900m ³) /約 19,700m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・低圧代替注水系 (可搬型)	—	約 643kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備 (約 504kL) ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (約 11kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL) 約 1,645kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・代替原子炉補機冷却系専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車 (熱交換器ユニット用) (約 11kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	6号炉：約 1,104kW/2,950kWh 7号炉：約 1,071kW/2,950kWh
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 5,400m ³ (号炉あたり約 2,700m ³) /約 19,700m ³ ・格納容器下部注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系	—	—	—

□は、各資源の必要量 (負荷) が最大のもを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場
合の最大値を、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場

第2表 燃料の必要量 (2/4)

事故シナリオ	水源		燃料 (軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) × 2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量) 約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 1 (補給)	緊急時対策用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量) 約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)	—
2.5 原子炉停止機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) × 2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない) 約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)	—
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) × 2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)	—
2.7 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) × 2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない) 約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)	—
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)	—

※1 有効性評価において外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が起動したことを想定する。

□は、必要量が最大のもを示す。

第1表 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (4/4)

事故シナリオ	水源		燃料 (軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
4.1 想定事故1	—	約 2,100m ³ /約 7,000m ³ ・燃料プールスプレイ系	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 71kL/約 70m ³ ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543.648kW) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 155.720kW) ・大容量送水車 (約 10.9520m ³) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8t/約 65t [※] ・緊急時対策用発電機 (約 7.37225t)	—
4.2 想定事故2	—	約 2,100m ³ /約 7,000m ³ ・燃料プールスプレイ系	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 71kL/約 70m ³ ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543.648kW) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 155.720kW) ・大容量送水車 (約 10.9520m ³) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8t/約 65t [※] ・緊急時対策用発電機 (約 7.37225t)	—
6.1 崩壊熱除去機能喪失	—	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 70m ³ /約 70m ³ ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543.648kW) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 155.720kW) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8t/約 65t [※] ・緊急時対策用発電機 (約 7.37225t)	—
6.2 全交流動力電源喪失	約 300m ³ /約 7,140m ³ ・低圧原子炉代替注水系 (常設)	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 154t/約 70m ³ ・大容量送水車 (約 10.9520m ³) ・大型送水ポンプ車 (約 52.08m ³) ○ガスタービン発電機用燃料地下タンク 約 352t/約 450t [※] ・ガスタービン発電機 (約 351.135t) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8t/約 65t [※] ・緊急時対策用発電機 (約 7.37225t)	約 2,400kW/約 4,800kWh
6.3 原子炉冷却材排出	—	—	○ディーゼル燃料貯蔵タンク 約 70m ³ /約 70m ³ ・非常用ディーゼル発電機 × 2 (約 543.648kW) ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 155.720kW) ○緊急時対策用燃料地下タンク 約 8t/約 65t [※] ・緊急時対策用発電機 (約 7.37225t)	—
6.4 反応度の暴走	—	—	—	—

※1：有効性評価において、外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。
※2：直交電源については、電源負荷の削減や電源の切替えにより、24時間電源供給可能である。以降は、他の事故シナリオ等も考慮して電源供給に期待する場
合の最大値を、□は、各資源の必要量 (負荷) が最大のもを示す。ただし、燃料評価においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮し、ガスタービン発電機による電源供給に期待する場
合の最大値を示す。□は、全交流動力電源喪失の発生又は重量を考慮せず、非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

表1 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (5/5)

事故シナリオ	水源		燃料 (軽油) 7日間必要量/備蓄量	電源負荷 最大負荷/給電容量
	原子炉注水及び格納容器スプレイ (必要水量/水源総量)	燃料プール注水 (必要水量/水源総量)		
4.1 想定事故1	約 6,200m ³ (号炉あたり約 3,100m ³) 約 18,000m ³ ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	約 1,598kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	約 1,598kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
4.2 想定事故2	約 6,600m ³ (号炉あたり約 3,300m ³) 約 18,000m ³ ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	約 1,598kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	約 1,598kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) (約 15kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
5.1 崩壊熱除去機能喪失	—	—	約 613kL/約 2,140kL ・常設代替交流電源設備 (約 504kL) ・代替原子炉補機冷却専用の電源車 (約 37kL) × 2 ・代替原子炉補機冷却専用の大容量送水車 (熱交換ユニット用) (約 11kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
5.2 全交流動力電源喪失	約 1,400m ³ (号炉あたり約 700m ³) 約 19,700m ³ ・低圧代替注水系 (常設)	—	約 1,598kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	6号炉：約 1,594kW/2,950kW 7号炉：約 1,560kW/2,950kW
5.3 原子炉冷却材の流出	—	—	約 1,598kL/約 2,040kL ・非常用ディーゼル発電機 (約 753kL) × 2 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源設備及びモニタリング・ボスト用発電機 (約 13kL)	—
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—

□は、各電源の必要量(負荷)が最大のものを示す。ただし、燃料詳細においては、□は、全交流動力電源喪失の発生又はは重畳を考慮し、常設代替交流電源設備による電源供給に期待する場合の最大値を示す。
□は、全交流動力電源喪失の発生又はは重畳を考慮せず、非常用ディーゼル発電機による電源供給に期待する場合の最大値を示す。

第2表 燃料の必要量 (3/4)

事故シナリオグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型送水供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型送水供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材 相互作用	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型送水供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.4 水素燃焼	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型送水供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型送水供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

□は、必要量が最大のものを示す。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2表 燃料の必要量 (4/4)

事故シナリオグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
4.1 想定事故 1	約 755.5kL/約 800kL : 外部電源喪失※1 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
4.2 想定事故 2	約 755.5kL/約 800kL : 外部電源喪失※1 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	約 755.5kL/約 800kL : 外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.2 全交流動力電源喪失	約 352.8kL/約 800kL : 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.3 原子炉冷却材の流出	(外部電源喪失を考慮しない)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	(緊急時対策用発電機の 運転を考慮しない)
5.4 反応度の誤投入	(外部電源喪失を考慮しない)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	(緊急時対策用発電機の 運転を考慮しない)

※1 有効性評価において可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を想定しているが、燃料評価 (軽油貯蔵タンク) としては、常設低圧代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を考慮する。
 ※2 は、必要量が最大のものを示す。

・解析結果の相違
【東海第二】

第3表 電源負荷の必要量 (1/2)

事故シーケンスグループ等	常設代替高圧電源装置電源負荷 (最大負荷/給電容量)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 1,141kW / 約 2,208kW
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	約 951kW / 約 2,208kW
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期T B)	約 4,510kW / 約 5,520kW ^{※1}
2.3.2 全交流動力電源喪失 (T B D、T B U)	約 4,510kW / 約 5,520kW
2.3.3 全交流動力電源喪失 (T B P)	約 4,510kW / 約 5,520kW ^{※1}
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 3,186kW / 約 5,520kW
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 1,141kW / 約 2,208kW
2.5 原子炉停止機能喪失	約 951kW / 約 2,208kW
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 1,141kW / 約 2,208kW
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 1,141kW / 約 2,208kW
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 2,836kW / 約 5,520kW ^{※1}

※1 直流電源については、電源負荷の制限により、24時間電源供給が可能である。
 ※2 は、負荷が最大のものを示す。

第3表 電源負荷の必要量 (2/2)

事故シーケンスグループ等	常設代替高圧電源装置電源負荷 (最大負荷/給電容量)
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 2,426kW / 約 5,520kW
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 2,666kW / 約 5,520kW
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 2,769kW / 約 5,520kW
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用	約 2,769kW / 約 5,520kW
3.4 水素燃焼	約 2,426kW / 約 5,520kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 2,769kW / 約 5,520kW
4.1 想定事故1 ^{※1}	約 407kW / 約 2,208kW
4.2 想定事故2 ^{※1}	約 407kW / 約 2,208kW
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	約 951kW / 約 2,208kW
5.2 全交流動力電源喪失	約 3,276kW / 約 5,520kW
5.3 原子炉冷却材の流出	(常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない)
5.4 反応度の誤投入	(常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない)

※1 有効性評価において可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を想定しているが、電源評価としては常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を考慮する。

・解析結果の相違
 【東海第二】