

原子力発第19249号  
令和元年10月16日

原子力規制委員会 殿

香川県高松市丸の内2番5号  
四国電力株式会社  
取締役社長 社長執行役員  
長 井 啓 介

伊方発電所原子炉施設保安規定変更認可申請書

核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第43条の3の24第1項の規定に基づき、下記のとおり伊方発電所原子炉施設における保安規定の変更認可を申請いたします。

記

1. 変更の内容

昭和51年10月5日付51安(原規)第97号で認可を受け、昭和52年9月30日付52安(原規)第284号、昭和53年11月28日付53安(原規)第350号、昭和54年6月22日付54資庁第8354号、昭和54年8月7日付54資庁第10466号、昭和56年6月8日付56資庁第6243号、昭和56年8月20日付56資庁第10448号、昭和57年2月26日付57資庁第2530号、昭和57年3月18日付57資庁第4107号、昭和57年7月31日付57資庁第10881号、昭和58年7月20日付58資庁第10709号、昭和59年2月29日付59資庁第1457号、昭和60年3月25日付60資庁第2957号、昭和60年7月25日付60資庁第8721号、昭和61年5月17日付61資庁第6686号、平成元年3月31日付元資庁第3505号、平成元年12月26日付元資庁第15283号、平成2年3月23日付2資庁第1878号、平成4年1月16日付3資庁第11737号、平成5年7月27日付5資庁第8295号、平成5年12月22日付5資庁第13462号、平成6年4月19日付6資庁第2571号、平成6年11月28日付6資庁第13361号、平成8年2月20日付7資庁第15247号、平成8年5月21日付8資庁第4967号、平成8年10月11日付8資庁第9986号、平成9年7月23日付平成09・06・30資第11号、平成12年5月24日付平成12・05・11資第1号、平成13年1月5日付平成12・09・20資

第4号，平成13年2月23日付平成13・02・16原第4号，平成13年3月30日付平成13・03・23原第10号，平成13年9月17日付平成13・08・24原第3号，平成13年10月29日付平成13・10・15原第3号，平成14年4月10日付平成14・04・03原第5号，平成14年6月5日付平成14・05・23原第7号，平成14年10月22日付平成14・09・30原第13号，平成15年2月21日付平成15・01・29原第2号，平成15年12月18日付平成15・11・17原第20号，平成16年5月10日付平成15・12・19原第33号，平成16年8月10日付平成16・07・09原第22号，平成17年2月18日付平成17・01・17原第12号，平成17年9月28日付平成17・09・14原第2号，平成18年2月22日付平成18・01・19原第9号，平成19年2月16日付平成19・01・29原第11号，平成19年12月13日付平成19・09・28原第37号，平成19年12月13日付平成19・11・30原第16号，平成20年8月22日付平成20・07・11原第18号，平成20年12月12日付平成20・10・31原第8号，平成21年3月2日付平成21・02・09原第33号，平成21年4月20日付平成21・03・26原第2号，平成21年9月15日付平成21・09・09原第11号，平成22年2月8日付平成22・01・18原第3号，平成23年4月4日付平成23・02・18原第9号，平成23年5月6日付平成23・04・08原第30号，平成23年5月11日付平成23・04・25原第7号，平成24年3月15日付平成23・03・11原第6号，平成24年9月6日付20120820原第24号，平成25年6月25日付原管P発第1306251号，平成27年2月2日付原規規発第1502021号，平成28年3月24日付原規規発第16032417号，平成28年4月19日付原規規発第1604191号，平成28年8月1日付原規規発第1608014号，平成29年2月10日付原規規発第17021011号，平成29年6月28日付原規規発第1706283号，平成29年11月27日付原規規発第1711275号，平成30年5月21日付原規規発第1805218号，平成30年12月17日付原規規発第1812178号，平成31年2月13日付原規規発第1902133号，令和元年6月4日付原規規発第1906047号，令和元年7月5日付原規規発第1907056号で変更認可を受けた伊方発電所原子炉施設保安規定の記述を，別添の伊方発電所原子炉施設保安規定変更比較表の変更後欄のとおり変更する。（ただし，下線は含まない。）

## 2. 変更の理由

### (1) 伊方発電所3号炉 非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更

伊方発電所3号炉に非常用ガスタービン発電機を設置することに伴い，関連する保安規定条文の変更を行う。

(変更する条文)

- ・第72条の3（外部電源（3号炉））
- ・第74条（ディーゼル発電機　－モード5，6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間－）
- ・第84条（重大事故等対処設備（3号炉））
- ・第88条（予防保全を目的とした点検・保守を実施する場合）
- ・附則
- ・添付1　異常時の運転操作基準（第91条関連）
- ・添付3　重大事故等および大規模損壊対応に係る実施基準（第17条の5および第17条の6関連）

### 3. 施行期日

この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から10日以内に施行する。ただし、非常用ガスタービン発電機の工事の計画に係る全ての工事が完了した時の工事の工程における使用前検査終了日以降に適用することとし、それまでの間は従前の例による。

以 上

伊方発電所原子炉施設保安規定変更比較表

変更前

備考

(外部電源 (3号炉) )

- 第72条の3 3号炉について、モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、外部電源<sup>※1</sup>は、表72の3-1で定める事項を運転上の制限とする。
- 2 外部電源が前項で定める運転上の制限を満足していることを確認するため、次号を実施する。
- (1) 当直長は、モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、1週間に1回、所要の非常用高圧母線に電力供給可能な外部電源3回線以上の電圧が確立していること、および1回線以上は他の回線に対して独立性を有していることを確認する。
- 変圧器1次側において1相開放を検知した場合、故障箇所の隔離または非常用母線を健全な電源から受電できるように切替を実施する。
- 3 当直長は、外部電源が第1項で定める運転上の制限を満足していないと判断した場合、表72の3-2の措置を講じるとともに、安全技術課長による照射済燃料の移動を中止する必要がある場合は、安全技術課長に通知する。通知を受けた安全技術課長は、同表の措置を講じる。

※1：外部電源とは、電力系統からの電力を第78条および第79条で要求される非常用高圧母線に供給する設備をいう。(以下、本条において同じ。)

(中略)

表72の3-2 (続き)

条 件	要求される措置	完了時間
E. 動作可能な外部電源が1回線である場合 および 非常用ディーゼル発電機1基が動作不能である場合 <sup>※6</sup>	E.1 当直長は、動作不能となつている外部電源1回線または非常用ディーゼル発電機1基を復旧する。	12時間
F. すべての外部電源が動作不能である場合	F.1 当直長は、動作不能となつている外部電源の少なくとも1回線を動作可能な状態に復旧する。	24時間
G. モード1, 2, 3および4において、条件A, B, C, D, E またはFの措置を完了時間内に達成できない場合	G.1 当直長は、モード3にする。 および G.2 当直長は、モード5にする。	12時間 56時間
H. モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、条件A, B, C, D, EまたはFの措置を完了時間内に達成できない場合	H.1 当直長または安全技術課長は、照射済燃料移動中の場合は、照射済燃料の移動を中止する <sup>※7</sup> 。 および H.2 当直長は、1次冷却材中のほう素濃度が低下する操作をすべて中止する。 および H.3 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。	速やかに 速やかに 速やかに

※6：モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間においては、非常用ディーゼル発電機には、非常用発電機1基を含めることができる。非常用発電機とは、所要の電力供給が可能なものをいう。

※7：移動中の燃料を所定の位置に移動することを妨げるものではない。

変更後

(外部電源 (3号炉) )

- 第72条の3 3号炉について、モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、外部電源<sup>※1</sup>は、表72の3-1で定める事項を運転上の制限とする。
- 2 外部電源が前項で定める運転上の制限を満足していることを確認するため、次号を実施する。
- (1) 当直長は、モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、1週間に1回、所要の非常用高圧母線に電力供給可能な外部電源3回線以上の電圧が確立していること、および1回線以上は他の回線に対して独立性を有していることを確認する。
- 変圧器1次側において1相開放を検知した場合、故障箇所の隔離または非常用母線を健全な電源から受電できるように切替を実施する。
- 3 当直長は、外部電源が第1項で定める運転上の制限を満足していないと判断した場合、表72の3-2の措置を講じるとともに、安全技術課長による照射済燃料の移動を中止する必要がある場合は、安全技術課長に通知する。通知を受けた安全技術課長は、同表の措置を講じる。

※1：外部電源とは、電力系統からの電力を第78条および第79条で要求される非常用高圧母線に供給する設備をいう。(以下、本条において同じ。)

(中略)

表72の3-2 (続き)

条 件	要求される措置	完了時間
E. 動作可能な外部電源が1回線である場合 および 非常用ディーゼル発電機1基が動作不能である場合 <sup>※6</sup>	E.1 当直長は、動作不能となつている外部電源1回線または非常用ディーゼル発電機1基を復旧する。	12時間
F. すべての外部電源が動作不能である場合	F.1 当直長は、動作不能となつている外部電源の少なくとも1回線を動作可能な状態に復旧する。	24時間
G. モード1, 2, 3および4において、条件A, B, C, D, E またはFの措置を完了時間内に達成できない場合	G.1 当直長は、モード3にする。 および G.2 当直長は、モード5にする。	12時間 56時間
H. モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、条件A, B, C, D, EまたはFの措置を完了時間内に達成できない場合	H.1 当直長または安全技術課長は、照射済燃料移動中の場合は、照射済燃料の移動を中止する <sup>※7</sup> 。 および H.2 当直長は、1次冷却材中のほう素濃度が低下する操作をすべて中止する。 および H.3 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。	速やかに 速やかに 速やかに

※6：モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間においては、非常用ディーゼル発電機には、非常用発電機1基を含めることができる。非常用発電機とは、所要の電力供給が可能な3号炉の非常用ディーゼル発電機、3号炉の空缶式非常用発電機または2号炉の非常用ディーゼル発電機をいう。

※7：移動中の燃料を所定の位置に移動することを妨げるものではない。

非常用ディーゼル発電機設置に伴う変更

変更前

(ディーゼル発電機 モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間一)  
 第74条 モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、非常用ディーゼル発電機は、表74-1で定める事項を運転上の制限とする。  
 2 非常用ディーゼル発電機が前項で定める運転上の制限を満足していることを確認するため、次号を実施する。

(1) 当直長は、モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、1ヶ月に1回、非常用ディーゼル発電機について以下の事項を実施する。

(a) 非常用ディーゼル発電機を待機状態から起動し、無負荷運転時の電圧が6,900±345Vおよび周波数が60±3Hzであることを確認する。

(b) 燃料油サージスタック貯油量を確認する。

3 当直長は、非常用ディーゼル発電機が第1項で定める運転上の制限を満足していないと判断した場合、表74-3の措置を講じるとともに、安全技術課長による照射済燃料の移動を中止する必要がある場合は、安全技術課長に通知する。通知をうけた安全技術課長は、同表の措置を講じる。

表74-1

項目	運転上の制限
非常用ディーゼル発電機*1	(1)非常用ディーゼル発電機2基が動作可能であること※2※3 (2)(1)の非常用ディーゼル発電機に対応する燃料油サージスタックの貯油量が表74-2に定める制限値内にあること※4

※1：3号炉の非常用ディーゼル発電機は、重大事故等対処設備を兼ねる。

※2：非常用ディーゼル発電機の予備潤滑運転（ターニンング、エアラン）を行う場合、運転上の制限を適用しない。

※3：非常用ディーゼル発電機には、非常用発電機1基を含めることができる。非常用発電機とは、所要の電力供給が可能なものをいう。なお、非常用発電機は複数の号炉で共用することができる。

※4：非常用ディーゼル発電機が運転中および運転終了後の24時間は、運転上の制限を適用しない。

変更後

(ディーゼル発電機 モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間一)  
 第74条 モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、非常用ディーゼル発電機は、表74-1で定める事項を運転上の制限とする。

2 非常用ディーゼル発電機が前項で定める運転上の制限を満足していることを確認するため、次号を実施する。

(1) 当直長は、モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間において、1ヶ月に1回、非常用ディーゼル発電機について以下の事項を実施する。

(a) 非常用ディーゼル発電機を待機状態から起動し、無負荷運転時の電圧が6,900±345Vおよび周波数が60±3Hzであることを確認する。

(b) 燃料油サージスタック貯油量を確認する。

3 当直長は、非常用ディーゼル発電機が第1項で定める運転上の制限を満足していないと判断した場合、表74-3の措置を講じるとともに、安全技術課長による照射済燃料の移動を中止する必要がある場合は、安全技術課長に通知する。通知をうけた安全技術課長は、同表の措置を講じる。

表74-1

項目	運転上の制限
非常用ディーゼル発電機*1	(1)非常用ディーゼル発電機2基が動作可能であること※2※3 (2)(1)の非常用ディーゼル発電機に対応する燃料油サージスタックの貯油量が表74-2に定める制限値内にあること※4

※1：3号炉の非常用ディーゼル発電機は、重大事故等対処設備を兼ねる。

※2：非常用ディーゼル発電機の予備潤滑運転（ターニンング、エアラン）を行う場合、運転上の制限を適用しない。

※3：非常用ディーゼル発電機には、非常用発電機1基を含めることができる。非常用発電機とは、2号炉においては所要の電力供給が可能な1号炉もしくは2号炉の空冷式非常用発電装置※5または3号炉の非常用ディーゼル発電機、3号炉においては所要の電力供給が可能な3号炉の非常用ガスタービン発電機※6、3号炉の空冷式非常用発電装置※6または2号炉の非常用ディーゼル発電機をいう。

※4：3号炉の非常用ディーゼル発電機が運転中および運転終了後の24時間は、運転上の制限を適用しない。

※5：1号炉もしくは2号炉の空冷式非常用発電装置を非常用発電機に含める期間は、当該空冷式非常用発電装置について、1ヶ月に1回、発電装置を起動し、動作可能であることを確認する。

※6：3号炉の非常用ガスタービン発電機または3号炉の空冷式非常用発電装置を非常用発電機に含める期間は、「84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」の(2)確認事項により、動作可能であることを確認する。

備考

非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）

変更前

表74-2

項目	制限値
燃料油サービスタング貯油量 (保有油量)	2号炉 825L以上 3号炉 1,375L以上

表74-3

条件	要求される措置	完了時間
A. 非常用ディーゼル発電機2基および非常用発電機1基のうち、2基以上が動作不能 <sup>※5</sup> である場合	A.1 当直長または安全技術課長は、照射済燃料の移動を中止する <sup>※6</sup> 。 および A.2 当直長は、1次冷却材中のほう素濃度が低下する操作をすべて中止する。 および A.3 当直長は、非常用ディーゼル発電機2基および非常用発電機1基のうち、少なくとも2基を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。	速やかに  速やかに  速やかに

※5：非常用ディーゼル発電機の燃料油サービスタングの貯油量（保有油量）が制限値を満足していない場合を含む。

※6：移動中の燃料を所定の位置に移動することを妨げるものではない。

変更後

表74-2

項目	制限値
燃料油サービスタング貯油量 (保有油量)	2号炉 825L以上 3号炉 1,375L以上

表74-3

条件	要求される措置	完了時間
A. 非常用ディーゼル発電機2基および非常用発電機1基のうち、2基以上が動作不能 <sup>※7</sup> である場合	A.1 当直長または安全技術課長は、照射済燃料の移動を中止する <sup>※8</sup> 。 および A.2 当直長は、1次冷却材中のほう素濃度が低下する操作をすべて中止する。 および A.3 当直長は、非常用ディーゼル発電機2基および非常用発電機1基のうち、少なくとも2基を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。	速やかに  速やかに  速やかに

※7：非常用ディーゼル発電機の燃料油サービスタングの貯油量（保有油量）が制限値を満足していない場合を含む。

※8：移動中の燃料を所定の位置に移動することを妨げるものではない。

備考

非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更

変更前	変更後	備考
<p>(重大事故等対処設備(3号炉))  第84条 3号炉について、次の各号の重大事故等対処設備は、表84-1で定める事項を運転上の制限とする。  (中略)</p>	<p>(重大事故等対処設備(3号炉))  第84条 3号炉について、次の各号の重大事故等対処設備は、表84-1で定める事項を運転上の制限とする。  (中略)</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前

表 84-8 2次冷却系からの除熱（注水）をずらすための設備

84-8-1 2次冷却系からの除熱（注水）

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
補助給水タンクを水源とした補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水系	(1) モード1, 2, 3, 4および5 (1次冷却系満水) において、補助給水タンクを水源とした電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水系1系統※1が動作可能であること※2 または (2) モード1, 2, 3および4 (蒸気発生器が熱除去のために使用されている場合) において、補助給水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水系1系統が動作可能であること※2※3※4	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4および5 (1次冷却系満水)	電動補助給水ポンプ 補助給水タンク 空冷式非常用発電装置	2台 ※5 ※6
モード1, 2, 3および4 (蒸気発生器が熱除去のために使用されている場合) ※3	タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁	1台 1個

- ※1：電動補助給水ポンプ2台で1系統とする（本表に限る）。
- ※2：動作可能とは、ポンプが手動起動（系統構成含む）できると、または運転中であることをいう。
- ※3：タービン動補助給水ポンプについては、原子炉起動時のモード3において試験運転に係る調整を行っている場合および原子炉起動時のモード4は運転上の制限を適用しない。
- ※4：タービン動補助給水ポンプが動作可能とは、現場手動による起動を含む。
- ※5：「84-14-3 補助給水タンク」において運転上の制限等を定める。
- ※6：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

(中略)

変更後

表 84-8 2次冷却系からの除熱（注水）をずらすための設備

84-8-1 2次冷却系からの除熱（注水）

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
補助給水タンクを水源とした補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水系	(1) モード1, 2, 3, 4および5 (1次冷却系満水) において、補助給水タンクを水源とした電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水系1系統※1が動作可能であること※2 または (2) モード1, 2, 3および4 (蒸気発生器が熱除去のために使用されている場合) において、補助給水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水系1系統が動作可能であること※2※3※4	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4および5 (1次冷却系満水)	電動補助給水ポンプ 補助給水タンク 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	2台 ※5 ※6
モード1, 2, 3および4 (蒸気発生器が熱除去のために使用されている場合) ※3	タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁	1台 1個

- ※1：電動補助給水ポンプ2台で1系統とする（本表に限る）。
- ※2：動作可能とは、ポンプが手動起動（系統構成含む）できると、または運転中であることをいう。
- ※3：タービン動補助給水ポンプについては、原子炉起動時のモード3において試験運転に係る調整を行っている場合および原子炉起動時のモード4は運転上の制限を適用しない。
- ※4：タービン動補助給水ポンプが動作可能とは、現場手動による起動を含む。
- ※5：「84-14-3 補助給水タンク」において運転上の制限等を定める。
- ※6：「84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

(中略)

備考

非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）

変更前

表 84-10 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

84-10-1 水素濃度低減

(1) 運転上の制限

項目	設備	所要数
水素濃度低減	運転上の制限	
	(1)静的触媒式水素再結合装置の所要数が動作可能であること (2)イグナイタの所要数が動作可能であること	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5および6	静的触媒式水素再結合装置	5基
	静的触媒式水素再結合装置(作動温度計測装置)	※1
	イグナイタ	12個
	イグナイタ作動温度計測装置	※1
	空冷式非常用発電装置	※2

※1：「84-16-1 計測設備」において運転上の制限等を定める。

※2：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
静的触媒式水素再結合装置	装置の外観点検により動作可能であることを確認すること モード1, 2, 3, 4, 5および6において, 装置の外観点検 <sup>※3</sup> により動作可能であることを確認すること	定期検査時 1ヶ月に1回	機械計画第一課長 機械計画第一課長
イグナイタ	装置の外観点検により動作可能であることを確認すること	定期検査時	電気計画課長
	モード1, 2, 3, 4, 5および6において, 装置の外観点検 <sup>※3</sup> により動作可能であることを確認すること	1ヶ月に1回	電気計画課長

※3：特に立入が制限された区域等、接近できない場所に設置されているものを除く。

(中略)

変更後

表 84-10 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

84-10-1 水素濃度低減

(1) 運転上の制限

項目	設備	所要数
水素濃度低減	運転上の制限	
	(1)静的触媒式水素再結合装置の所要数が動作可能であること (2)イグナイタの所要数が動作可能であること	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5および6	静的触媒式水素再結合装置	5基
	静的触媒式水素再結合装置(作動温度計測装置)	※1
	イグナイタ	12個
	イグナイタ作動温度計測装置	※1
	非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※2

※1：「84-16-1 計測設備」において運転上の制限等を定める。

※2：「84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
静的触媒式水素再結合装置	装置の外観点検により動作可能であることを確認すること モード1, 2, 3, 4, 5および6において, 装置の外観点検 <sup>※3</sup> により動作可能であることを確認すること	定期検査時 1ヶ月に1回	機械計画第一課長 機械計画第一課長
イグナイタ	装置の外観点検により動作可能であることを確認すること	定期検査時	電気計画課長
	モード1, 2, 3, 4, 5および6において, 装置の外観点検 <sup>※3</sup> により動作可能であることを確認すること	1ヶ月に1回	電気計画課長

※3：特に立入が制限された区域等、接近できない場所に設置されているものを除く。

(中略)

備考

非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)

変更前		変更後		備考
<b>84-10-2 水素濃度監視</b>				
(1) 運転上の制限				
項目	運転上の制限	項目	運転上の制限	
水素濃度監視	格納容器水素濃度計測装置等による水素濃度監視系が動作可能であること	水素濃度監視	格納容器水素濃度計測装置等による水素濃度監視系が動作可能であること	
適用モード	設備	設備	所要数	
モード1, 2, 3, 4, 5および6	格納容器水素濃度計測装置	格納容器水素濃度計測装置	※1	
	可搬型代替冷却水ポンプ	可搬型代替冷却水ポンプ	1台	
	代替格納容器雰囲気ガスサクションリング圧縮装置	代替格納容器雰囲気ガスサクションリング圧縮装置	1台	
	格納容器雰囲気ガスサクションリング圧縮装置	格納容器雰囲気ガスサクションリング圧縮装置	1台	
	窒素ポンベ（格納容器ガスサクションリングライン空気作動弁用）	窒素ポンベ（格納容器ガスサクションリングライン空気作動弁用）	2個	
	中型ポンプ車	中型ポンプ車	※2	
	空冷式非常用発電装置	非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※3	
	軽油タンク	軽油タンク	※4	
	ミニローリー	ミニローリー	※4	
<p>※1：「84-16-1 計測設備」において運転上の制限等を定める。</p> <p>※2：「84-21-1 中型ポンプ車」において運転上の制限等を定める。</p> <p>※3：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。</p> <p>※4：「84-15-6 重油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。</p>				
(中略)				

変更前

表 84-11 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

84-11-1 水素排出

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
水素排出	(1)アニュラス空気浄化系の1系統以上が動作可能であること※1 (2)代替空気(窒素)系統が動作可能であること※2	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス排気ファン アニュラス排気フィルタユニット 窒素ポンベ(アニュラス排気系空気作動弁用) 空冷式非常用発電装置	1台 1基 1個 ※3

※1：動作可能とは、ファンが手動起動(系統構成含む)できること、または運転中であることをいう。  
 ※2：窒素ポンベを含む。  
 ※3：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
アニュラス排気ファン	ファンを起動し、動作可能であることを確認する。 モード1, 2, 3および4において、1台以上のファンを起動し、動作可能であることを確認する※4。	定期検査時 1ヶ月に1回	発電課長 当直長
アニュラス排気フィルタユニット	モード5および6において、1台以上のファンが手動起動可能であることを確認する。 フィルタのよう素除去効率(総合除去効率)が95%以上であることを確認する。	1ヶ月に1回	当直長
窒素ポンベ(アニュラス排気系空気作動弁用)	モード1, 2, 3, 4, 5および6において、ポンベの1次側圧力により使用可能であることを確認する。	定期検査時 3ヶ月に1回	機械計画第一課長 計装計画課長

※4：運転中のファンについては、運転状態により確認する。

(中略)

変更後

表 84-11 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

84-11-1 水素排出

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
水素排出	(1)アニュラス空気浄化系の1系統以上が動作可能であること※1 (2)代替空気(窒素)系統が動作可能であること※2	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス排気ファン アニュラス排気フィルタユニット 窒素ポンベ(アニュラス排気系空気作動弁用) 非常用ガスタタービン発電機または空冷式非常用発電装置	1台 1基 1個 ※3

※1：動作可能とは、ファンが手動起動(系統構成含む)できること、または運転中であることをいう。  
 ※2：窒素ポンベを含む。  
 ※3：「84-15-1 非常用ガスタタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
アニュラス排気ファン	ファンを起動し、動作可能であることを確認する。 モード1, 2, 3および4において、1台以上のファンを起動し、動作可能であることを確認する※4。	定期検査時 1ヶ月に1回	発電課長 当直長
アニュラス排気フィルタユニット	モード5および6において、1台以上のファンが手動起動可能であることを確認する。 フィルタのよう素除去効率(総合除去効率)が95%以上であることを確認する。	1ヶ月に1回	当直長
窒素ポンベ(アニュラス排気系空気作動弁用)	モード1, 2, 3, 4, 5および6において、ポンベの1次側圧力により使用可能であることを確認する。	定期検査時 3ヶ月に1回	機械計画第一課長 計装計画課長

※4：運転中のファンについては、運転状態により確認する。

(中略)

備考

非常用ガスタタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)

変更前	変更後	備考																										
<p><b>84-11-2 水素濃度監視</b></p> <p>(1) 運転上の制限</p> <table border="1" data-bbox="252 264 347 1160"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>運転上の制限</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>アニュラス水素濃度監視</td> <td>アニュラス水素濃度(AM)計測装置の所要数が動作可能であること</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="355 264 499 1160"> <thead> <tr> <th>適用モード</th> <th>設備</th> <th>所要数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>モード1, 2, 3, 4, 5および6</td> <td>アニュラス水素濃度(AM)計測装置</td> <td>※1</td> </tr> <tr> <td></td> <td>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置</td> <td>※2</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：「84-16-1 計測設備」において運転上の制限等を定める。          ※2：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。</p> <p>(中略)</p>	項目	運転上の制限	アニュラス水素濃度監視	アニュラス水素濃度(AM)計測装置の所要数が動作可能であること	適用モード	設備	所要数	モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス水素濃度(AM)計測装置	※1		非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※2	<p><b>84-11-2 水素濃度監視</b></p> <p>(1) 運転上の制限</p> <table border="1" data-bbox="252 264 347 1160"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>運転上の制限</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>アニュラス水素濃度監視</td> <td>アニュラス水素濃度(AM)計測装置の所要数が動作可能であること</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="355 264 499 1160"> <thead> <tr> <th>適用モード</th> <th>設備</th> <th>所要数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>モード1, 2, 3, 4, 5および6</td> <td>アニュラス水素濃度(AM)計測装置</td> <td>※1</td> </tr> <tr> <td></td> <td>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置</td> <td>※2</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：「84-16-1 計測設備」において運転上の制限等を定める。          ※2：「84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。</p> <p>(中略)</p>	項目	運転上の制限	アニュラス水素濃度監視	アニュラス水素濃度(AM)計測装置の所要数が動作可能であること	適用モード	設備	所要数	モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス水素濃度(AM)計測装置	※1		非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※2	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)</p>
項目	運転上の制限																											
アニュラス水素濃度監視	アニュラス水素濃度(AM)計測装置の所要数が動作可能であること																											
適用モード	設備	所要数																										
モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス水素濃度(AM)計測装置	※1																										
	非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※2																										
項目	運転上の制限																											
アニュラス水素濃度監視	アニュラス水素濃度(AM)計測装置の所要数が動作可能であること																											
適用モード	設備	所要数																										
モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス水素濃度(AM)計測装置	※1																										
	非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※2																										

84-12-3 使用済燃料ピットの監視

項目	機能	所要数	適用モード	所要数		確認事項			
				条件	措置※1	完了時間	項目	頻度	担当
使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピット水位 (AM) ※2	2個	使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 動作可能な設備が所要数を満足していない場合	速やかに A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 A.2 計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	使用済燃料ピット水位 (AM) および使用済燃料ピット温度 (AM) の機能検査を実施する。	定期検査時	計装計画課長
	使用済燃料ピット温度 (AM)	2個		速やかに			使用済燃料ピット水位 (AM) および使用済燃料ピット温度 (AM) が動作不能でないことを指示値により確認する。	1ヶ月に1回	当直長
	使用済燃料ピット監視カメラ (使用済燃料ピット監視カメラ冷却設備含む)	1個	使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 動作可能な設備が所要数を満足していない場合	速やかに A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 および A.2 放射線・化学管理課長または計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	使用済燃料ピット広域水位 (AM) の機能検査を実施する。	定期検査時	計装計画課長
	使用済燃料ピット広域水位 (AM)	2個		速やかに			使用済燃料ピット広域水位 (AM) が動作可能であることを外観点検により確認する。	3ヶ月に1回	計装計画課長
	可搬型使用済燃料ピットエアモニタ	2個		速やかに A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。 および A.4 放射線・化学管理課長または計装計画課長は、代替措置※4を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	速やかに	可搬型使用済燃料ピットエアモニタの機能検査を実施する。	定期検査時	放射線・化学管理課長 および 計装計画課長	
	空冷式非常用発電装置		「84-15-1 空冷式非常用発電装置				可搬型使用済燃料ピットエアモニタが動作可能であることを確認する。	3ヶ月に1回	放射線・化学管理課長 および 計装計画課長

からの給電」において運転上の制限等を定める。

※1：所要数ごとに個別の条件が適用される。  
 ※2：使用済燃料ピット広域水位 (AM) が動作可能であれば動作不能とはみなさない。  
 ※3：移動中の燃料を所定の位置に移動することを妨げるものではない。  
 ※4：代替品の補充等

84-12-3 使用済燃料ピットの監視

項目	機能	所要数	適用モード	所要数	
				条件	所要数
使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピット水位 (AM) ※2	2個	使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 動作可能な設備が所要数で満たしている場合	2個
	使用済燃料ピット温度 (AM)	2個			
	使用済燃料ピット監視カメラ (使用済燃料ピット監視カメラ冷却設備含む)	1個	使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 動作可能な設備が所要数で満たしている場合	2個
	使用済燃料ピット広域水位 (AM)	2個			
可搬型使用済燃料ピットエリアモニタ	2個				
非常用ガスタワービン発電装置				「84-15-1 非常用ガスタワービン発電装置または空冷式非常用発電装置」	

※1：所要数ごとに個別の条件が適用される。  
 ※2：使用済燃料ピット広域水位 (AM) が動作可能であれば動作不能とはみなさない。  
 ※3：移動中の燃料を所定の位置に移動することを妨げるものではない。  
 ※4：代替品の補充等

措置		完了時間	確認事項		
項目	頻度		項目	頻度	担当
を満足できない場合の措置※1					
A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 および A.2 計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	使用済燃料ピット水位 (AM) および使用済燃料ピット温度 (AM) の機能検査を実施する。	定期検査時	計装計画課長	
A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 および A.2 放射線・化学管理課長または計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	使用済燃料ピット広域水位 (AM) の機能検査を実施する。	定期検査時	計装計画課長	
A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 および A.2 放射線・化学管理課長または計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	使用済燃料ピット広域水位 (AM) が動作可能であることを外観点検により確認する。 可搬型使用済燃料ピットエリアモニタの機能検査を実施する。	3ヶ月に1回	計装計画課長	
A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 および A.2 放射線・化学管理課長または計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	使用済燃料ピット水位 (AM) が動作可能であることを確認する。	定期検査時	放射線・化学管理課長 および 計装計画課長	
A.1 当直長は、使用済燃料ピット水位がEL 31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。 および A.2 放射線・化学管理課長または計装計画課長は、当該設備を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.3 当直長または安全技術課長は、使用済燃料ピット内での照射済燃料の移動を中止する※3。	速やかに	可搬型使用済燃料ピットエリアモニタが動作可能であることを確認する。	3ヶ月に1回	放射線・化学管理課長 および 計装計画課長	

電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

非常用ガスタワービン発電装置に伴う変更



変更前		変更後		備考																
<p><b>表 84-15 電源設備</b></p> <p><b>84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電</b></p> <p>(1) 運転上の制限</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>運転上の制限</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>空冷式非常用発電装置からの給電</td> <td>空冷式非常用発電装置による電源系が動作可能であること</td> </tr> </tbody> </table> <p>適用モード</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>モード</th> <th>設備</th> <th>所要数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>モード1, 2, 3, 4, 5および6</td> <td>空冷式非常用発電装置 重油タンク</td> <td>2台 ※1</td> </tr> <tr> <td>モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間</td> <td>ミニローリー 空冷式非常用発電装置 重油タンク</td> <td>1台 ※1 ※1</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1: 「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等々を定める。</p>					項目	運転上の制限	空冷式非常用発電装置からの給電	空冷式非常用発電装置による電源系が動作可能であること	モード	設備	所要数	モード1, 2, 3, 4, 5および6	空冷式非常用発電装置 重油タンク	2台 ※1	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	ミニローリー 空冷式非常用発電装置 重油タンク	1台 ※1 ※1			
項目	運転上の制限																			
空冷式非常用発電装置からの給電	空冷式非常用発電装置による電源系が動作可能であること																			
モード	設備	所要数																		
モード1, 2, 3, 4, 5および6	空冷式非常用発電装置 重油タンク	2台 ※1																		
モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	ミニローリー 空冷式非常用発電装置 重油タンク	1台 ※1 ※1																		
<p><b>表 84-15 電源設備</b></p> <p><b>84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電</b></p> <p>(1) 運転上の制限</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>運転上の制限</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電</td> <td>(1)非常用ガスタービン発電機による電源系が動作可能であること、および非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽の油量が364kl※1以上であること または (2)空冷式非常用発電装置による電源系が動作可能であること</td> </tr> </tbody> </table> <p>適用モード</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>モード</th> <th>設備</th> <th>所要数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>モード1, 2, 3, 4, 5および6</td> <td>非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽</td> <td>1台 364kl以上※1</td> </tr> <tr> <td>モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間</td> <td>空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー 非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽</td> <td>2台 ※2 ※2 1台 364kl以上※1</td> </tr> <tr> <td></td> <td>空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー</td> <td>1台 ※2 ※2</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1: 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽2基分 ※2: 「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等々を定める。</p>					項目	運転上の制限	非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電	(1)非常用ガスタービン発電機による電源系が動作可能であること、および非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽の油量が364kl※1以上であること または (2)空冷式非常用発電装置による電源系が動作可能であること	モード	設備	所要数	モード1, 2, 3, 4, 5および6	非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽	1台 364kl以上※1	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー 非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽	2台 ※2 ※2 1台 364kl以上※1		空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー	1台 ※2 ※2
項目	運転上の制限																			
非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電	(1)非常用ガスタービン発電機による電源系が動作可能であること、および非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽の油量が364kl※1以上であること または (2)空冷式非常用発電装置による電源系が動作可能であること																			
モード	設備	所要数																		
モード1, 2, 3, 4, 5および6	非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽	1台 364kl以上※1																		
モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー 非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽	2台 ※2 ※2 1台 364kl以上※1																		
	空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー	1台 ※2 ※2																		
<p>(2) 確認事項</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>確認事項</th> <th>頻度</th> <th>担当</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ガスタービン発電機</td> <td>発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 発電機を起動し、動作可能であることを確認する。</td> <td>1年に1回 1ヶ月に1回</td> <td>電気計画課長 当直長</td> </tr> <tr> <td>非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽</td> <td>油量を確認する。</td> <td>1ヶ月に1回</td> <td>当直長</td> </tr> <tr> <td>空冷式非常用発電装置</td> <td>発電装置を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 発電装置を起動し、動作可能であることを確認する。</td> <td>1年に1回 1ヶ月に1回</td> <td>電気計画課長 電気計画課長</td> </tr> </tbody> </table>					項目	確認事項	頻度	担当	非常用ガスタービン発電機	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 発電機を起動し、動作可能であることを確認する。	1年に1回 1ヶ月に1回	電気計画課長 当直長	非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽	油量を確認する。	1ヶ月に1回	当直長	空冷式非常用発電装置	発電装置を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 発電装置を起動し、動作可能であることを確認する。	1年に1回 1ヶ月に1回	電気計画課長 電気計画課長
項目	確認事項	頻度	担当																	
非常用ガスタービン発電機	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 発電機を起動し、動作可能であることを確認する。	1年に1回 1ヶ月に1回	電気計画課長 当直長																	
非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽	油量を確認する。	1ヶ月に1回	当直長																	
空冷式非常用発電装置	発電装置を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 発電装置を起動し、動作可能であることを確認する。	1年に1回 1ヶ月に1回	電気計画課長 電気計画課長																	



変更前		変更後		備考
(3) 要求される措置		(3) 要求される措置		
適用モード	条件	条件	完了時間	
モード1, 2, 3および4	A. 空冷式非常用発電装置からの電源系 <sup>※2</sup> が動作不能である場合 B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	A. 非常用ガスタービン発電機からの電源系が動作不能 <sup>※3</sup> である場合 および および 空冷式非常用発電装置からの電源系 <sup>※4</sup> が動作不能である場合 B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	要求される措置 A.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※5</sup> 。 および A.2 電気計画課長は、代替措置 <sup>※6</sup> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する。 および A.3.1 当直長または電気計画課長は、 <u>非常用ガスタービン発電機からの電源系を動作可能な状態に復旧する。</u> または A.3.2 電気計画課長は、 <u>空冷式非常用発電装置からの電源系を動作可能な状態に復旧する。</u> B.1 当直長は、モード3にする。 および B.2 当直長は、モード5にする。	4時間 72時間 10日 12時間 56時間
モード5および6	A. 空冷式非常用発電装置からの電源系 <sup>※2</sup> が動作不能である場合 B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	A. 非常用ガスタービン発電機からの電源系が動作不能 <sup>※3</sup> である場合 および 空冷式非常用発電装置からの電源系 <sup>※4</sup> が動作不能である場合 B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	要求される措置 A.1.1 当直長または電気計画課長は、 <u>非常用ガスタービン発電機からの電源系を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。</u> または A.1.2 電気計画課長は、 <u>空冷式非常用発電装置からの電源系を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。</u> および A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 および A.3 当直長は、モード5（1次冷却系非満水）またはモード6（キャピタリ低水位）の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 および A.4 電気計画課長は、代替措置 <sup>※6</sup> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	速やかに 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに
※2：空冷式非常用発電装置2台による。 ※3：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。 ※4：代替品の補充等		※3：非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽が制限値を満足していない場合を含む。 ※4：空冷式非常用発電装置2台による。 ※5：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。 ※6：代替品の補充等		

変更前				変更後				備考
(3) 要求される措置 つづき				(3) 要求される措置 つづき				
適用モード	条件	要求される措置	完了時間	適用モード	条件	要求される措置	完了時間	
モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 空冷式非常用発電装置からの電源系※ <u>5</u> が動作不能である場合	A.1 電気計画課長は、当該システムを動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 電気計画課長は、代替措置※ <u>6</u> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	速やかに  速やかに	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外で使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 非常用ガスタービン発電機からの電源系が動作不能※ <u>7</u> である場合 および 空冷式非常用発電装置からの電源系※ <u>8</u> が動作不能である場合	A.1.1 当直長または電気計画課長は、非常用ガスタービン発電機からの電源系を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 または A.1.2 電気計画課長は、空冷式非常用発電装置からの電源系を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 電気計画課長は、代替措置※ <u>9</u> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	速やかに  速やかに  速やかに	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)
※5：空冷式非常用発電装置1台による。 ※6：代替品の補充等				※7：非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽が制限値を満足していない場合を含む。 ※8：空冷式非常用発電装置1台による。 ※9：代替品の補充等				

変更前		変更後	
<b>84-15-2 300kVA 電源車からの給電</b>			
(1) 運転上の制限			
項目	運転上の制限	項目	運転上の制限
300kVA電源車からの給電	300kVA 電源車による電源系2系統※1が動作可能であること	300kVA電源車からの給電	300kVA 電源車による電源系2系統※1が動作可能であること
適用モード	設備	適用モード	設備
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	300kVA電源車 300kVA 電源車用変圧器 軽油タンク ミニローリー	モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	300kVA電源車 300kVA 電源車用変圧器 軽油タンク ミニローリー
※1：1系統とは、300kVA 電源車1台および300kVA 電源車用変圧器1台をいう。 ※2：「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。		※1：1系統とは、300kVA 電源車1台および300kVA 電源車用変圧器1台をいう。 ※2：「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。	
(2) 確認事項			
項目	確認事項	項目	確認事項
300kVA電源車	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 2台以上の発電機を起動し、動作可能であることを確認する。	300kVA電源車	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 2台以上の発電機を起動し、動作可能であることを確認する。
300kVA電源車用変圧器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。	300kVA電源車用変圧器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。

変更前		変更後	
<b>84-15-2 300kVA 電源車からの給電</b>			
(1) 運転上の制限			
項目	運転上の制限	項目	運転上の制限
300kVA電源車からの給電	300kVA 電源車による電源系2系統※1が動作可能であること	300kVA電源車からの給電	300kVA 電源車による電源系2系統※1が動作可能であること
適用モード	設備	適用モード	設備
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	300kVA電源車 300kVA 電源車用変圧器 軽油タンク ミニローリー	モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	300kVA電源車 300kVA 電源車用変圧器 軽油タンク ミニローリー
※1：1系統とは、300kVA 電源車1台および300kVA 電源車用変圧器1台をいう。 ※2：「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。		※1：1系統とは、300kVA 電源車1台および300kVA 電源車用変圧器1台をいう。 ※2：「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。	
(2) 確認事項			
項目	確認事項	項目	確認事項
300kVA電源車	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 2台以上の発電機を起動し、動作可能であることを確認する。	300kVA電源車	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 2台以上の発電機を起動し、動作可能であることを確認する。
300kVA電源車用変圧器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。	300kVA電源車用変圧器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。

備考  
本頁変更なし

変更前				変更後				備考
(3) 要求される措置				(3) 要求される措置				備考
適用モード	条件	要求される措置	完了時間	適用モード	条件	要求される措置	完了時間	
モード1, 2, 3および4	A. 300kVA電源車および300kVA電源車用変圧器からの電源系のうち、動作可能な系統が2系統未満である場合	A.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.2 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間	モード1, 2, 3および4	A. 300kVA電源車および300kVA電源車用変圧器からの電源系のうち、動作可能な系統が2系統未満である場合	A.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.2 当直長または電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)
		B.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.2 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	10日			B.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.2 当直長または電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	10日	
		C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	30日			C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	30日	
モード1, 2, 3および4	B. 300kVA電源車および300kVA電源車用変圧器からの電源系のすべての系統が動作不能である場合	B.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.2 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間	モード1, 2, 3および4	B. 300kVA電源車および300kVA電源車用変圧器からの電源系のすべての系統が動作不能である場合	B.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.2 当直長または電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間	
		C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	72時間			C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	72時間	
		C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	30日			C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	30日	
モード1, 2, 3および4	C. 条件AまたはBの措置を完了時間内に達成できない場合	C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	12時間	モード1, 2, 3および4	C. 条件AまたはBの措置を完了時間内に達成できない場合	C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	12時間	
		C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	56時間			C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	56時間	
		C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	56時間			C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	56時間	

※3：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。

※4：空冷式非常用発電機または空冷式非常用発電機をいう。

変更前		変更後		備考
(3) 要求される措置 つづき				
適用モード	条 件	要求される措置	完了時間	
モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 300kVA電源車および300kVA電源車専用変圧器からの電源系のうち、動作可能な系統が2系統未満である場合	A.1 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 および A.3 当直長は、モード5（1次冷却系非満水）またはモード6（キャビティ低水位）の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 および A.4 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※5</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※6</sup> 。	速やかに  速やかに  速やかに  速やかに	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）
<p>※5：空冷式非常用発電装置をいう。</p> <p>※6：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。</p>				
(3) 要求される措置 つづき				
適用モード	条 件	要求される措置	完了時間	
モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 300kVA電源車および300kVA電源車専用変圧器からの電源系のうち、動作可能な系統が2系統未満である場合	A.1 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 および A.3 当直長は、モード5（1次冷却系非満水）またはモード6（キャビティ低水位）の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 および A.4 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※5</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※6</sup> 。	速やかに  速やかに  速やかに  速やかに	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）
<p>※5：空冷式非常用発電装置をいう。</p> <p>※6：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。</p>				

変更前

84-15-3 蓄電池（非常用）および蓄電池（重大事故等対処用）からの給電

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	所要数
蓄電池（非常用）および蓄電池（重大事故等対処用）からの給電	(1) 蓄電池（非常用）からの電源系1系統以上が動作可能であること (2) 蓄電池（重大事故等対処用）からの電源系1系統以上が動作可能であること	1組 1組
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	蓄電池（非常用） 蓄電池（重大事故等対処用）	1組 1組

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
蓄電池（非常用）	蓄電池（非常用）が健全であることを確認する。 蓄電池（非常用）の浮動充電時の蓄電池端子電圧が126.5V以上であることを確認する。	定期検査時 1週間に1回	発電課長 当直長
蓄電池（重大事故等対処用）	蓄電池（重大事故等対処用）が健全であることを確認する。 蓄電池（重大事故等対処用）の浮動充電時の蓄電池端子電圧が126.5V以上であることを確認する。	定期検査時 1週間に1回	発電課長 当直長

変更後

84-15-3 蓄電池（非常用）および蓄電池（重大事故等対処用）からの給電

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	所要数
蓄電池（非常用）および蓄電池（重大事故等対処用）からの給電	(1) 蓄電池（非常用）からの電源系1系統以上が動作可能であること (2) 蓄電池（重大事故等対処用）からの電源系1系統以上が動作可能であること	1組 1組
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	蓄電池（非常用） 蓄電池（重大事故等対処用）	1組 1組

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
蓄電池（非常用）	蓄電池（非常用）が健全であることを確認する。 蓄電池（非常用）の浮動充電時の蓄電池端子電圧が126.5V以上であることを確認する。	定期検査時 1週間に1回	発電課長 当直長
蓄電池（重大事故等対処用）	蓄電池（重大事故等対処用）が健全であることを確認する。 蓄電池（重大事故等対処用）の浮動充電時の蓄電池端子電圧が126.5V以上であることを確認する。	定期検査時 1週間に1回	発電課長 当直長

備考

本頁変更なし

変更前		変更後		備考
(3) 要求される措置		(3) 要求される措置		
適用モード	条件	要求される措置	完了時間	
モード1, 2, 3および4	A. 蓄電池(非常用)からの電源系のすべての系統が動作不能である場合 または蓄電池(重大事故等対処用)からの電源系のすべての系統が動作不能である場合 B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	A.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する*1。 および A.2 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備*2が動作可能であることを確認する*1。 および A.3 当直長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。 B.1 当直長は、モード3にする。 および B.2 当直長は、モード5にする。	4時間  72時間  30日  12時間 56時間	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)
モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 蓄電池(非常用)からの電源系のすべての系統が動作不能である場合 または蓄電池(重大事故等対処用)からの電源系のすべての系統が動作不能である場合 B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	A.1 当直長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 および A.3 当直長は、モード5(1次冷却系非満水)またはモード6(キャピティ低水位)の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 および A.4 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ重大事故等対処設備*2が動作可能であることを確認する*1。	速やかに  速やかに  速やかに  速やかに	

※1: 「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。  
 ※2: 非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置、300kVA電源車または可搬型直流電源装置(75kVA電源車および可搬型整流器)をいう。



変更前

84-15-4 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの給電

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
可搬型直流電源装置 (75kVA電源車) および可搬型整流器) からの給電	可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの給電電源系2系統※1が動作可能であること	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	75kVA電源車 可搬型整流器 軽油タンク ミニローリー	1台×2 1個×2 ※2 ※2

※1: I系統とは、75kVA電源車1台および可搬型整流器1個をいう。  
 ※2: 「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
75kVA電源車	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 2台以上の発電機を起動し、動作可能であることを確認する。	1年に1回 3ヶ月に1回	電気計画課長 電気計画課長
可搬型整流器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。	3ヶ月に1回	電気計画課長

変更後

84-15-4 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの給電

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
可搬型直流電源装置 (75kVA電源車) および可搬型整流器) からの給電	可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの給電電源系2系統※1が動作可能であること	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	75kVA電源車 可搬型整流器 軽油タンク ミニローリー	1台×2 1個×2 ※2 ※2

※1: I系統とは、75kVA電源車1台および可搬型整流器1個をいう。  
 ※2: 「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
75kVA電源車	発電機を起動し、運転状態(電圧等)に異常がないことを確認する。 2台以上の発電機を起動し、動作可能であることを確認する。	1年に1回 3ヶ月に1回	電気計画課長 電気計画課長
可搬型整流器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。	3ヶ月に1回	電気計画課長

本頁変更なし

備考



変更前				変更後				備考
(3) 要求される措置				(3) 要求される措置				
適用モード	条件	要求される措置	完了時間	適用モード	条件	要求される措置	完了時間	
モード1, 2, 3および4	A. 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの電源系のうち、動作可能な系統が2系統未満である場合	A.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.2 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間  10日  30日	モード1, 2, 3および4	A. 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの電源系のうち、動作可能な系統が2系統未満である場合	A.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.2 当直長または電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および A.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間  10日  30日	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更 (以下、本頁において同じ)
モード1, 2, 3および4	B. 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの電源系すべての系統が動作不能である場合	B.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.2 電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間  72時間  30日	モード1, 2, 3および4	B. 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車および可搬型整流器) からの電源系すべての系統が動作不能である場合	B.1 当直長は、1基のディーゼル発電機を起動し、動作可能であることを確認するとともに、残りのディーゼル発電機1基が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.2 当直長または電気計画課長は、当該系統と同等な機能を持つ <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※3</sup> 。 および B.3 電気計画課長は、当該系統を動作可能な状態に復旧する。	4時間  72時間  30日	
モード1, 2, 3および4	C. 条件AまたはBの措置を完了時間内に達成できない場合	C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	12時間 56時間	モード1, 2, 3および4	C. 条件AまたはBの措置を完了時間内に達成できない場合	C.1 当直長は、モード3にする。 および C.2 当直長は、モード5にする。	12時間 56時間	

※3：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。

※4：空冷式非常用発電機または300kVA電源車をいう。

※3：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。

※4：非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電機または300kVA電源車をいう。

変更前		変更後		備考
(3) 要求される措置 つづき		(3) 要求される措置 つづき		
適用モード	条件	要求される措置	完了時間	
モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車) からの電源系のうち、動作可能なシステムが2系統未満である場合	A.1 電気計画課長は、当該システムを動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 A.3 当直長は、モード5 (1次冷却系非満水) またはモード6 (キャピティ低水位) の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 A.4 電気計画課長は、当該システムと同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※5</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※6</sup> 。	速やかに	
モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 可搬型直流電源装置 (75kVA電源車) からの電源系のうち、動作可能なシステムが2系統未満である場合	A.1 電気計画課長は、当該システムを動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 A.3 当直長は、モード5 (1次冷却系非満水) またはモード6 (キャピティ低水位) の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 A.4 当直長または電気計画課長は、当該システムと同等な機能を持つ重大事故等対処設備 <sup>※5</sup> が動作可能であることを確認する <sup>※6</sup> 。	速やかに	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更 (以下、本頁において同じ)

※5：非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置または300kVA電源車をいう。

※6：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。

※5：空冷式非常用発電装置または300kVA電源車をいう。

※6：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。

変更前

84-15-5 代替所内電気設備（代替電気設備受電盤、代替動力変圧器、空冷式非常用発電装置）からの給電

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
代替所内電気設備（代替電気設備受電盤、代替動力変圧器、空冷式非常用発電装置）からの給電	代替所内電気設備からの給電系が使用可能であること	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	代替電気設備受電盤 代替動力変圧器 空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー	1台 1台 ※1 ※2 ※2

※1：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

※2：「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
代替電気設備受電盤 代替動力変圧器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。	1ヶ月に1回	電気計画課長

変更後

84-15-5 代替所内電気設備（代替電気設備受電盤、代替動力変圧器、非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置）からの給電

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
代替所内電気設備（代替電気設備受電盤、代替動力変圧器、非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置）からの給電	代替所内電気設備からの給電系が使用可能であること	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	代替電気設備受電盤 代替動力変圧器 非常用ガスタービン発電機 非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽 空冷式非常用発電装置 重油タンク ミニローリー	1台 1台 ※1 ※1 ※1 ※2 ※2

※1：「84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

※2：「84-15-6 重油タンク、軽油タンク、ミニローリーによる燃料補給設備」において運転上の制限等を定める。

(2) 確認事項

項目	確認事項	頻度	担当
代替電気設備受電盤 代替動力変圧器	所要数が使用可能であることを外観点検により確認する。	1ヶ月に1回	電気計画課長

備考

非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）

変更前				変更後				備考
(3) 要求される措置				(3) 要求される措置				本頁変更なし
適用モード	条件	要求される措置	完了時間	適用モード	条件	要求される措置	完了時間	
モード1, 2, 3および4	A. 代替所内電気設備からの給電系が使用不能である場合	A.1 当直長は、所内電気設備の系統電圧を確認し、使用可能であることを確認する。 および A.2 電気計画課長は、代替措置 <sup>※3</sup> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する。 および A.3 電気計画課長は、当該設備を使用可能な状態に復旧する。	4時間	モード1, 2, 3および4	A. 代替所内電気設備からの給電系が使用不能である場合	A.1 当直長は、所内電気設備の系統電圧を確認し、使用可能であることを確認する。 および A.2 電気計画課長は、代替措置 <sup>※3</sup> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する。 および A.3 電気計画課長は、当該設備を使用可能な状態に復旧する。	4時間	
	B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	B.1 当直長は、モード3にする。 および B.2 当直長は、モード5にする。	12時間		B. 条件Aの措置を完了時間内に達成できない場合	B.1 当直長は、モード3にする。 および B.2 当直長は、モード5にする。	12時間	
モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 代替所内電気設備からの給電系が使用不能である場合	A.1 電気計画課長は、当該設備を使用可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 および A.3 当直長は、モード5（1次冷却系非満水）またはモード6（キャビティ低水位）の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 および A.4 電気計画課長は、代替措置 <sup>※3</sup> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	速やかに	モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	A. 代替所内電気設備からの給電系が使用不能である場合	A.1 電気計画課長は、当該設備を使用可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は、1次冷却系の水抜きを行っている場合は、水抜きを中止する。 および A.3 当直長は、モード5（1次冷却系非満水）またはモード6（キャビティ低水位）の場合、1次系保有水を回復する措置を開始する。 および A.4 電気計画課長は、代替措置 <sup>※3</sup> を検討し、原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	速やかに	

※3：代替品の補充等

※3：代替品の補充等

変更前		変更後	
<b>表 84-17 中央制御室</b> <b>84-17-1 居住性の確保および汚染の持ち込み防止</b> (1) 運転上の制限		<b>表 84-17 中央制御室</b> <b>84-17-1 居住性の確保および汚染の持ち込み防止</b> (1) 運転上の制限	
項目 中央制御室非常用循環系 居住性確保設備 汚染の持ち込み防止設備	運転上の制限 (1) 中央制御室非常用循環系1系統以上が動作可能であること※1 (2) 中央制御室用可搬型照明、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計の所要数が使用可能であること	項目 中央制御室非常用循環系 居住性確保設備 汚染の持ち込み防止設備	運転上の制限 (1) 中央制御室非常用循環系1系統以上が動作可能であること※1 (2) 中央制御室用可搬型照明、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計の所要数が使用可能であること
適用モード モード1、2、3、4、5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	設備 中央制御室非常用給気ファン 1台 中央制御室空調ファン 1台 中央制御室再循環ファン 1台 中央制御室非常用給気フィルタユニット 1基 中央制御室用可搬型照明 6個 酸素濃度計 1個 二酸化炭素濃度計 1個 空冷式非常用発電装置 ※2	適用モード モード1、2、3、4、5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	設備 中央制御室非常用給気ファン 1台 中央制御室空調ファン 1台 中央制御室再循環ファン 1台 中央制御室非常用給気フィルタユニット 1基 中央制御室用可搬型照明 6個 酸素濃度計 1個 二酸化炭素濃度計 1個 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置 ※2
※1：動作可能とは、ファンが手動起動（系統構成含む）ができること、または運転中であることをいう。 ※2：「表84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。		※1：動作可能とは、ファンが手動起動（系統構成含む）ができること、または運転中であることをいう。 ※2：「表84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。	
(2) 確認事項 中央制御室非常用給気ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室再循環ファン 中央制御室非常用給気フィルタユニット 中央制御室用可搬型照明 酸素濃度計 二酸化炭素濃度計		(2) 確認事項 中央制御室非常用給気ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室再循環ファン 中央制御室非常用給気フィルタユニット 中央制御室用可搬型照明 酸素濃度計 二酸化炭素濃度計	
項目 中央制御室非常用給気ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室再循環ファン 中央制御室非常用給気フィルタユニット 中央制御室用可搬型照明 酸素濃度計 二酸化炭素濃度計	確認事項 ファンを起動し、動作可能であることを確認する。 1台以上のファンを起動し、動作可能であることを確認する*。 フィルタのような素除去効率（総合除去効率）が95%以上であることを確認する。 中央制御室用可搬型照明が使用可能であることを確認する。 酸素濃度計が使用可能であることを確認する。	頻度 定期検査時 1ヶ月に1回 定期検査時 3ヶ月に1回 定期検査時 3ヶ月に1回 計装計画課長 3ヶ月に1回	担当 発電課長 当直長 機械計画第一課長 電気計画課長 計装計画課長 計装計画課長
※3：運転中のファンについては、運転状態により確認する。		※3：運転中のファンについては、運転状態により確認する。	

変更後	備考
	非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）

変更前				変更後				備考
(3) 要求される措置				(3) 要求される措置				本頁変更なし
適用モード モード1, 2, 3および4	条件 A. 中央制御室非常用循環系のすべての系統が動作不能である場合 B. 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足していない場合 C. 条件AまたはBの措置を完了時間内に達成できない場合	要求される措置 A.1 当直長は, 1台の余熱除去ポンプを起動し, 動作可能であることを確認する*4とともに, 残りの余熱除去ポンプ1台が動作可能であることを確認する*5。 および A.2 当直長は, 当該系統を動作可能な状態に復旧する。 B.1 電気計画課長または計装計画課長は, 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足させる。 または B.2 電気計画課長または計装計画課長は, 代替措置*6を検討し, 原子炉主任技術者の確認を得て実施する。 C.1 当直長は, モード3にする。 および C.2 当直長は, モード5にする。	完了時間 4時間 72時間 10日 10日 12時間 56時間	適用モード モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	条件 A. 中央制御室非常用循環系のすべての系統が動作不能である場合 B. 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足していない場合	要求される措置 A.1 当直長は, 当該系統を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は, 1次冷却系の水抜きを行っている場合は, 水抜きを中止する。 および A.3 当直長は, モード5 (1次冷却系非満水) またはモード6 (キャビティ低水位) の場合, 1次系保有水を回復する措置を開始する。 B.1 電気計画課長または計装計画課長は, 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足させる措置を開始する。 および B.2 電気計画課長または計装計画課長は, 代替措置*6を検討し, 原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	完了時間 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに	
適用モード モード1, 2, 3および4	条件 A. 中央制御室非常用循環系のすべての系統が動作不能である場合 B. 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足していない場合 C. 条件AまたはBの措置を完了時間内に達成できない場合	要求される措置 A.1 当直長は, 1台の余熱除去ポンプを起動し, 動作可能であることを確認する*4とともに, 残りの余熱除去ポンプ1台が動作可能であることを確認する*5。 および A.2 当直長は, 当該系統を動作可能な状態に復旧する。 B.1 電気計画課長または計装計画課長は, 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足させる。 または B.2 電気計画課長または計装計画課長は, 代替措置*6を検討し, 原子炉主任技術者の確認を得て実施する。 C.1 当直長は, モード3にする。 および C.2 当直長は, モード5にする。	完了時間 4時間 72時間 10日 10日 12時間 56時間	適用モード モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	条件 A. 中央制御室非常用循環系のすべての系統が動作不能である場合 B. 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足していない場合	要求される措置 A.1 当直長は, 当該系統を動作可能な状態に復旧する措置を開始する。 および A.2 当直長は, 1次冷却系の水抜きを行っている場合は, 水抜きを中止する。 および A.3 当直長は, モード5 (1次冷却系非満水) またはモード6 (キャビティ低水位) の場合, 1次系保有水を回復する措置を開始する。 B.1 電気計画課長または計装計画課長は, 使用可能な中央制御室用可搬型照明, 酸素濃度計または二酸化炭素濃度計が所要数を満足させる措置を開始する。 および B.2 電気計画課長または計装計画課長は, 代替措置*6を検討し, 原子炉主任技術者の確認を得て実施する措置を開始する。	完了時間 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに 速やかに	本頁変更なし

変更前	変更後	備考
<p>※4：運転中のポンプについては、運転状態により確認する。          ※5：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。          ※6：代替品の補充等</p>	<p>※4：運転中のポンプについては、運転状態により確認する。          ※5：「動作可能であること」の確認は、対象設備の至近の記録等により行う。          ※6：代替品の補充等</p>	<p>本頁変更なし</p>

84-17-2 放射性物質の濃度低減

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
放射性物質の濃度低減	(1)アニュラス空気浄化系の1系統以上が動作可能であること※1 (2)代替空気(窒素)系統が動作可能であること※2	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス排気ファン アニュラス排気フィルタユニット 窒素ポンベ(アニュラス排気系空気作動弁用) 空冷式非常用発電装置	※3 ※3 ※3 ※4

※1：動作可能とは、ファンが手動起動(系統構成含む)できること、または運転中であることをいう。  
 ※2：窒素ポンベを含む。  
 ※3：「84-11-1 水素排出」において運転上の制限等を定める。  
 ※4：「84-15-1 空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

84-17-2 放射性物質の濃度低減

(1) 運転上の制限

項目	運転上の制限	
放射性物質の濃度低減	(1)アニュラス空気浄化系の1系統以上が動作可能であること※1 (2)代替空気(窒素)系統が動作可能であること※2	
適用モード	設備	所要数
モード1, 2, 3, 4, 5および6	アニュラス排気ファン アニュラス排気フィルタユニット 窒素ポンベ(アニュラス排気系空気作動弁用) 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置	※3 ※3 ※3 ※4

※1：動作可能とは、ファンが手動起動(系統構成含む)できること、または運転中であることをいう。  
 ※2：窒素ポンベを含む。  
 ※3：「84-11-1 水素排出」において運転上の制限等を定める。  
 ※4：「84-15-1 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの給電」において運転上の制限等を定める。

非常用ガスタービン  
発電機設置に伴う変  
更(以下、本頁にお  
いて同じ)



変更前	変更後	備考
<p>(予防保全を目的とした点検・保修を実施する場合)</p> <p>第88条 各課長は、予防保全を目的とした点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合、当該運転上の制限を満足していないと判断した場合に要求される措置を要求される売時間範囲内で実施する<sup>*1</sup>。なお、運用方法については、表87の例に準拠するものとする。</p> <p>2 各課長は、予防保全を目的とした点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合であつて、当該運転上の制限を満足していないと判断した場合に要求される措置を要求される売時間範囲を超えて実施する場合は、あらかじめ必要な安全措置を定め、原子炉主任技術者の確認を得て実施する<sup>*1</sup>。</p> <p>3 各課長は、表88で定める設備について、保全計画等に基づき定期的に行う点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合は、同表に定める点検時の措置を実施する。この場合、第1項なお書の規定は適用しない。また、同表で定める設備について、要求される売時間範囲を超えて点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合は、同表に定める点検時の措置の実施について、原子炉主任技術者の確認を得る。この場合、第2項は適用しない。</p> <p>(中略)</p>	<p>(予防保全を目的とした点検・保修を実施する場合)</p> <p>第88条 各課長は、予防保全を目的とした点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合は、当該運転上の制限を満足していないと判断した場合に要求される措置を要求される売時間範囲内で実施する<sup>*1</sup>。なお、運用方法については、表87の例に準拠するものとする。</p> <p>2 各課長は、予防保全を目的とした点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合であつて、当該運転上の制限を満足していないと判断した場合に要求される措置を要求される売時間範囲を超えて実施する場合は、あらかじめ必要な安全措置を定め、原子炉主任技術者の確認を得て実施する<sup>*1</sup>。</p> <p>3 各課長は、表88で定める設備について、保全計画等に基づき定期的に行う点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合は、同表に定める点検時の措置を実施する。この場合、第1項なお書の規定は適用しない。また、同表で定める設備について、要求される売時間範囲を超えて点検・保修を実施するため、計画的に運転上の制限外に移行する場合は、同表に定める点検時の措置の実施について、原子炉主任技術者の確認を得る。この場合、第2項は適用しない。</p> <p>(中略)</p>	<p>備考</p> <p>本頁変更なし</p>

非常用ガスタクスタービン  
発電機設置に伴う変  
更

(以下、省略)

電機1基が動作可能であることを至近の記録等により確認する。

※5：「動作可能であること」の確認は、非常用ディーゼル発電機1基を起動し動作可能であることを確認するとともに、残りの非常用ディーゼル発電機に非常用発電機1基を含めることができる。

※4：モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間（モード1からモード6以外の期間に限る）では、非常用ディーゼル発電機措置については、移行時点で完了したものとみなす。

※3：運転上の制限外に移行する前に順次実施し、その全てが終了した時点から24時間以内に運転上の制限外に移行する。なお、移行前に実施した

関連条文	点検対象設備	第88条適用時期	モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	・動作可能な外部電源について、電圧が確立していることを確認する。 ・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※	点検時 の措置	実施頻度	点検前 <sup>※3</sup> その後の1日に1回
第84条	・使用済燃料ピット水位 (AM) ・使用済燃料ピット温度 (AM) ・燃料ピット監視カメラ冷却設備含む ・使用済燃料ピット広域水位 (AM) ・可燃使用済燃料ピットエリメータ	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	・使用済燃料ピットの水位がEL.31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・空冷式非常用発電装置	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・300kVA電源車	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・75kVA電源車	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・可搬型整流器	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所内電気設備の系統電圧を確認し、使用可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1日に1回
第84条	・代替動力変圧器	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所内電気設備の系統電圧を確認し、使用可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1日に1回

表 88

(以下、省略)

電機1基が動作可能であることを至近の記録等により確認する。

※5：「動作可能であること」の確認は、非常用ディーゼル発電機1基を起動し動作可能であることを確認するとともに、残りの非常用ディーゼル発電機に非常用発電機1基を含めることができる。

※4：モード5、6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間（モード1からモード6以外の期間に限る）では、非常用ディーゼル発電機措置については、移行時点で完了したものとみなす。

※3：運転上の制限外に移行する前に順次実施し、その全てが終了した時点から24時間以内に運転上の制限外に移行する。なお、移行前に実施した

関連条文	点検対象設備	第88条適用時期	モード1, 2, 3, 4, 5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	・動作可能な外部電源について、電圧が確立していることを確認する。 ・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※	点検時 の措置	実施頻度	点検前 <sup>※3</sup> その後の1日に1回
第84条	・使用済燃料ピット水位 (AM) ・使用済燃料ピット温度 (AM) ・燃料ピット監視カメラ冷却設備含む ・使用済燃料ピット広域水位 (AM) ・可燃使用済燃料ピットエリメータ	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間	・使用済燃料ピットの水位がEL.31.7m以上および水温が65℃以下であることを確認する。			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・空冷式非常用発電装置	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・300kVA電源車	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・75kVA電源車	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所要の3号炉の非常用ディーゼル発電機 <sup>※4</sup> が動作可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1週間に1回
第84条	・可搬型整流器	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所内電気設備の系統電圧を確認し、使用可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1日に1回
第84条	・代替動力変圧器	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	モード1, 2, 3, 4, 5, 6以外	・所内電気設備の系統電圧を確認し、使用可能であることを確認する。 ※			点検前 <sup>※3</sup> その後の1日に1回

表 88

変更前	変更後	備考
<p><u>附 則 (平成 25 年 7 月 1 日)</u> <b>(施行期日)</b> 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。 2 第 74 条の表 74-1 について、非常用発電機の運用を開始するまでは、所要の電力供給が可能な場合、他の号炉の非常用ディーゼル発電機または電源車（電源装置と電源装置用運搬車を組み合わせたものを含む。）を非常用発電機とみなすことができる。</p> <p><u>附 則 (平成 27 年 3 月 1 日)</u> <b>(施行期日)</b> 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 30 日以内に施行する。</p> <p><u>附 則 (平成 28 年 4 月 1 日)</u> <b>(施行期日)</b> 第 1 条 この規定は、平成 28 年 4 月 1 日から施行する。</p> <p><u>附 則 (平成 28 年 4 月 27 日)</u> <b>(施行期日)</b> 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。 2 この規定施行の際、使用前検査の対象となる設備に係る規定（次項を除く。）については、原子炉炉に燃料を装荷することができる状態になった時の工事の工程における各原子炉施設に係る使用前検査終了日以降に適用する。ただし、上記検査がない設備に係る規定については構造、強度または漏えいに係る検査終了日以降に適用する。</p> <p>3 第 84 条（重大事故等対処設備）のうち、原子炉下部キャビティ水位監視装置に係る規定については、モード 5 の期間における使用前検査終了日以降に適用する。</p> <p><b>(その他の事項)</b> 4 原子力規制委員会設置法の一部の施行により実用炉規則等が改正されたことに伴う変更に係るこの規定施行後、3 号炉の初回の原子炉起動前までに、第 17 条の 5 第 1 項(2)に定める成立性の確認訓練を実施する。 5 1 号炉および 2 号炉については、原子力規制委員会設置法の一部の施行に伴う関係規則の整備に関する規則の施行に伴う原子炉設置変更の許可および原子炉施設保安規定変更の施行までの間、原子炉への燃料の装荷は行わない。</p> <p><u>附 則 (平成 28 年 8 月 3 日)</u> <b>(施行期日)</b> 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。</p> <p><u>附 則 (平成 29 年 2 月 17 日)</u> <b>(施行期日)</b> 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。 2 第 4 条、第 5 条、第 7 条、第 8 条、第 9 条、第 12 条、第 17 条の 5、第 17 条の 6、第 17 条の 8 および添付 3 については、平成 29 年 3 月 1 日から適用することとし、それまでの間は従前の例による。</p>	<p>(削除)</p> <p>(削除)</p> <p>(削除)</p> <p>(削除)</p> <p>(削除)</p> <p>(削除)</p> <p>(削除)</p>	<p>施行完了する附則を削除</p> <p>施行完了した附則を削除（以下、本頁において同じ）</p>

変更前	変更後	備考
<p>附 則 (平成 29 年 7 月 7 日)</p> <p><b>(施行期日)</b></p> <p>第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた後、平成 28 年 12 月 26 日付原子力発第 16 287 号をもって認可申請した伊方発電所 1 号炉の廃止措置計画認可申請書について原子力規制委員会の認可を受けた日より起算し、10 日以内に施行する。</p> <p>2 第 74 条の表 74-1 について、非常用発電機の運用を開始するまでは、所要の電力供給が可能なる場合、他の号炉の非常用ディーゼル発電機または電源車（電源装置と電源装置用運搬車を組み合わせたものを含む。）を非常用発電機とみなすことができる。</p> <p>なお、2 号炉または 3 号炉において、1 号炉の非常用ディーゼル発電機を非常用発電機とみなす期間は、当該非常用ディーゼル発電機について、第 74 条第 2 項および第 75 条第 2 項に準じて、1 ケ月に 1 回、次の各号の事項により、動作可能であることを確認する。</p> <p>(1) 非常用ディーゼル発電機を待機状態から起動し、無負荷運転時の電圧が、<math>6,900 \pm 345V</math> および周波数が <math>60 \pm 3Hz</math> であることを確認する。</p> <p>(2) 燃料油サービスタタンク貯油量が 825L 以上あること。</p> <p>(3) 所要の電力供給が可能な燃料油貯油槽の油量、潤滑油タンクの油量および起動用空気貯槽圧があること。</p> <p>3 従前の 1 号炉の原子炉主任技術者は、1 号炉の運転段階における第 4 条の体制（第 1 編の第 4 条に同じ）で、1 号炉の運転段階における第 9 条に定める職務（第 1 編の第 9 条に同じ）を引き続き遂行する。ただし、この規定施行後 10 日以内に職務を完了させる。</p>	<p>(削除)</p>	<p>施行完了する附則および施行完了した附則を削除</p>
<p>附 則 (平成 29 年 12 月 6 日)</p> <p><b>(施行期日)</b></p> <p>第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。</p>	<p>(削除)</p>	<p>施行完了した附則を削除（以下、本頁において同じ）</p>
<p>附 則 (平成 30 年 5 月 30 日)</p> <p><b>(施行期日)</b></p> <p>第 3 条、第 6 条、第 10 条、第 119 条、第 130 条および第 132 条については、この規定施行後初めて原子炉等規制法の第 43 条の 3 の 29 の規定による届出をするまでの間は、従前の例による。</p>	<p>(削除)</p>	<p>施行完了した附則を削除（以下、本頁において同じ）</p>
<p>附 則 (平成 30 年 12 月 26 日)</p> <p><b>(施行期日)</b></p> <p>第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。</p> <p>2 第 17 条の 2 の 2 ならびに第 3 条、第 5 条、第 7 条、第 9 条、第 17 条、第 17 条の 2、第 17 条の 3、第 86 条、第 130 条、第 131 条、第 203 条、第 205 条、第 217 条の 3、第 330 条、第 331 条および添付 2 については、火山影響等発生時の体制の整備を完了した日から適用することとし、それまでの間は従前の例による。火山影響等発生時の体制の整備は、平成 30 年 12 月 31 日までに完了する。</p>	<p>(削除)</p>	<p>施行完了した附則を削除（以下、本頁において同じ）</p>
<p>附 則 (令和元年 6 月 26 日)</p> <p><b>(施行期日)</b></p> <p>第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた後、第 95 回定時株主総会開催日より施行する。ただし、施行後の廃止措置室長、廃止措置課長および安全技術課長に係る事項は 2019 年 7 月 1 日より施行する。</p>	<p>(削除)</p>	<p>施行完了した附則を削除（以下、本頁において同じ）</p>

変更前	変更後	備考
<p>附 則（令和元年 7 月 12 日） （施行期日） 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた後、10 日以内に施行する。ただし、平成 31 年 1 月 1 日以後最初の施設定期検査を終了した日から適用することとし、それまでの間は従前の例による。</p>	<p>附 則（令和元年 7 月 12 日） （施行期日） 平成 31 年 1 月 1 日以後最初の施設定期検査を終了した日から適用することとし、それまでの間は従前の例による。</p> <p>附 則（ 年 月 日） （施行期日） 第 1 条 この規定は、原子力規制委員会の認可を受けた日から 10 日以内に施行する。ただし、非常用ガスタービン発電機の工事の計画に係る全ての工事が完了した時の工事の工程における使用前検査終了日以降に適用することとし、それまでの間は従前の例による。</p>	<p>施行完了した附則を削除</p> <p>附則の追加</p>

変更前	変更後	備考
<p style="text-align: center;">添付 1 異常時の運転操作基準 (第 9 1 条関連)</p> <p>(中略)</p> <p>表-8 (3号炉)</p> <p>事象ベース運転操作基準</p> <p>4. サポート系の確保 (1) 全交流動力電源喪失</p> <p>①目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>すべての交流動力電源が喪失した状態でプラントを安定させ、早期に電源を回復させる。</li> </ul> <p>②導入条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>すべての非常用母線および常用母線の電圧が零ボルト</li> </ul> <p>③主な監視操作内容</p> <p><u>原子炉トリップの確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>原子炉トリップを確認する。</li> </ol> <p><u>タービン・発電機トリップの確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>タービントリップ, 発電機トリップを確認する。</li> </ol> <p><u>全交流動力電源喪失判断</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失, ディーゼル発電機起動不能等により所内電源が喪失したことを確認する。</li> <li>交流動力電源の早期回復不能を判断し, 全交流動力電源喪失時の処置を開始する。</li> </ol> <p><u>1次冷却系からの漏えいの有無の確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材漏えいの有無を確認する。</li> </ol> <p><u>代替炉心注水他準備</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>代替炉心注水の準備, アンユラス空気浄化系および中央制御室空調系の準備ならびに原子炉格納容器内自然対流冷却の準備を行う。</li> </ol> <p><u>補助給水ライン流量の確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>補助給水ライン流量により補助給水機能が健全であることを確認する。</li> </ol> <p><u>2次冷却系による強制冷却</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>補助給水機能が確保されれば, 主蒸気逃がし弁を現場にて手動により全開とし, 1次冷却系の強制冷却を行う。</li> <li>1次冷却系の減圧により, 蓄圧注入系が動作していることを確認する。</li> </ol>	<p style="text-align: center;">添付 1 異常時の運転操作基準 (第 9 1 条関連)</p> <p>(中略)</p> <p>表-8 (3号炉)</p> <p>事象ベース運転操作基準</p> <p>4. サポート系の確保 (1) 全交流動力電源喪失</p> <p>①目的</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>すべての交流動力電源が喪失した状態でプラントを安定させ、早期に電源を回復させる。</li> </ul> <p>②導入条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>すべての非常用母線および常用母線の電圧が零ボルト</li> </ul> <p>③主な監視操作内容</p> <p><u>原子炉トリップの確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>原子炉トリップを確認する。</li> </ol> <p><u>タービン・発電機トリップの確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>タービントリップ, 発電機トリップを確認する。</li> </ol> <p><u>全交流動力電源喪失判断</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失, ディーゼル発電機起動不能等により所内電源が喪失したことを確認する。</li> <li>交流動力電源の早期回復不能を判断し, 全交流動力電源喪失時の処置を開始する。</li> </ol> <p><u>1次冷却系からの漏えいの有無の確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材漏えいの有無を確認する。</li> </ol> <p><u>代替炉心注水他準備</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>代替炉心注水の準備, アンユラス空気浄化系および中央制御室空調系の準備ならびに原子炉格納容器内自然対流冷却の準備を行う。</li> </ol> <p><u>補助給水ライン流量の確認</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>補助給水ライン流量により補助給水機能が健全であることを確認する。</li> </ol> <p><u>2次冷却系による強制冷却</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>補助給水機能が確保されれば, 主蒸気逃がし弁を現場にて手動により全開とし, 1次冷却系の強制冷却を行う。</li> <li>1次冷却系の減圧により, 蓄圧注入系が動作していることを確認する。</li> </ol>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p><b>使用済燃料ピット冷却状態確認および保有水確認</b></p> <p>1. 使用済燃料ピットの冷却状態を確認し、水位低下が見られれば必要に応じて水補給を行う。</p> <p><b>代替電源からの受電</b></p> <p>1. 代替電源（空冷式非常用発電装置等）から受電したことを確認する。</p> <p><b>所内直流電源の確保</b></p> <p>1. 代替電源からの給電が長期にわたり行えない場合は、不要な直流負荷切り離しや蓄電池（重大事故等対処用）からの受電を行う。</p> <p><b>1次冷却材ポンプ封水系および原子炉補機冷却水系の隔離</b></p> <p>1. 1次冷却材ポンプ封水系および原子炉補機冷却水系の隔離を行う。</p> <p><b>蓄圧タンク隔離</b></p> <p>1. 1次冷却材圧力が蓄圧タンクからの窒素ガスの混入を防止するための圧力となり、代替電源からの給電が可能となれば蓄圧タンクの出口弁を閉止する。</p> <p><b>代替炉心注水</b></p> <p>1. 1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力未満となり、代替炉心注水系の準備が整えば代替炉心注水を開始する。</p> <p><b>再循環運転</b></p> <p>1. 格納容器再循環サンプ水位が、再循環可能水位となれば代替炉心注水から再循環運転に切替え、炉心冷却を継続する。</p> <p><b>原子炉格納容器内自然対流冷却の開始</b></p> <p>1. 原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ系作動設定値以上となり、中型ポンプ車からの海水供給が可能となれば格納容器再循環ユニットへの海水通水により、原子炉格納容器内自然対流冷却を開始する。</p>	<p><b>使用済燃料ピット冷却状態確認および保有水確認</b></p> <p>1. 使用済燃料ピットの冷却状態を確認し、水位低下が見られれば必要に応じて水補給を行う。</p> <p><b>代替電源からの受電</b></p> <p>1. 代替電源（非常用ガスタービン発電機等）から受電したことを確認する。</p> <p><b>所内直流電源の確保</b></p> <p>1. 代替電源からの給電が長期にわたり行えない場合は、不要な直流負荷切り離しや蓄電池（重大事故等対処用）からの受電を行う。</p> <p><b>1次冷却材ポンプ封水系および原子炉補機冷却水系の隔離</b></p> <p>1. 1次冷却材ポンプ封水系および原子炉補機冷却水系の隔離を行う。</p> <p><b>蓄圧タンク隔離</b></p> <p>1. 1次冷却材圧力が蓄圧タンクからの窒素ガスの混入を防止するための圧力となり、代替電源からの給電が可能となれば蓄圧タンクの出口弁を閉止する。</p> <p><b>代替炉心注水</b></p> <p>1. 1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力未満となり、代替炉心注水系の準備が整えば代替炉心注水を開始する。</p> <p><b>再循環運転</b></p> <p>1. 格納容器再循環サンプ水位が、再循環可能水位となれば代替炉心注水から再循環運転に切替え、炉心冷却を継続する。</p> <p><b>原子炉格納容器内自然対流冷却の開始</b></p> <p>1. 原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ系作動設定値以上となり、中型ポンプ車からの海水供給が可能となれば格納容器再循環ユニットへの海水通水により、原子炉格納容器内自然対流冷却を開始する。</p>	<p>非常用ガスタービン 発電機設置に伴う変 更</p>



変更前	変更後	備考
<p>添付3 重大事故等および大規模損壊対応 に係る実施基準 (第17条の5および第17条の6関連)</p> <p>本「実施基準」は、重大事故に至るおそれがある事故もしくは重大事故が発生した場合または大規模な自然災害もしくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる原子炉施設の大規模な損壊が発生した場合に対処しうる体制を維持管理していくための実施内容について定める。 また、重大事故等の発生および拡大の防止に必要な措置の運用手順等については、表-1から表-19に定める。なお、多様性拡張設備を使用した運用手順および運用手順の詳細な内容等については、社内規定に定める。</p> <p>(中略)</p>	<p>添付3 重大事故等および大規模損壊対応 に係る実施基準 (第17条の5および第17条の6関連)</p> <p>本「実施基準」は、重大事故に至るおそれがある事故もしくは重大事故が発生した場合または大規模な自然災害もしくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる原子炉施設の大規模な損壊が発生した場合に対処しうる体制を維持管理していくための実施内容について定める。 また、重大事故等の発生および拡大の防止に必要な措置の運用手順等については、表-1から表-19に定める。なお、多様性拡張設備を使用した運用手順および運用手順の詳細な内容等については、社内規定に定める。</p> <p>(中略)</p>	<p>備考 本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-2 操作手順 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>① 方針目的 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、1次冷却系統のフィードアンドブリードまたは2次冷却系からの除熱（注水、蒸気放出）により原子炉を冷却することを目的とする。また、原子炉を冷却するために1次冷却材および2次冷却材の保有水量を監視および制御することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>フロントライン系故障時</b> 1. 1次冷却系統のフィードアンドブリード 当直長は、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計指示値が10%以下）になった場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水するとともに加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出することで原子炉の冷却を行う。 2次冷却系統の除熱機能が回復した場合、1次冷却材の冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次冷却系統のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系統による原子炉の冷却により低温停止状態とする。 2次冷却系統の除熱機能が回復しない場合、余熱除去系統による1次冷却材の冷却操作を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次冷却系統のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系統による原子炉の冷却により低温停止状態とする。 (1) 手順着手の判断基準 すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計の指示値が10%以下）になった場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 補助給水系の故障により2次冷却系からの除熱機能が喪失している場合、1次冷却系統のフィードアンドブリードを行う。ただし、炉心の過熱が促進されるタイミングである蒸気発生器の保有水量が無くなる段階までは、原子炉格納容器内部への1次冷却材の放出を伴う1次冷却系統のフィードアンドブリードではなく、2次冷却系からの除熱（注水）機能の回復を行う。</p> <p>2. 1次冷却系統のフィードアンドブリードの判断基準 蒸気発生器広域水位計は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示を示す。 1次冷却系統のフィードアンドブリードを開始する判断基準の、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計の指示値が10%以下）とは、上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。</p> <p><b>サポート系故障時</b> 1. 補助給水ポンプの機能回復 (1) タービン動補助給水ポンプの機能回復（人力） 当直長は、全交流動力電源および常設直流電源系統が喪失した場合にタービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ軸受注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプの蒸気入口弁および蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して補助給水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p>	<p>表-2 操作手順 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>① 方針目的 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、1次冷却系統のフィードアンドブリードまたは2次冷却系からの除熱（注水、蒸気放出）により原子炉を冷却することを目的とする。また、原子炉を冷却するために1次冷却材および2次冷却材の保有水量を監視および制御することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>フロントライン系故障時</b> 1. 1次冷却系統のフィードアンドブリード 当直長は、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計指示値が10%以下）になった場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水するとともに加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出することで原子炉の冷却を行う。 2次冷却系統の除熱機能が回復した場合、1次冷却材の冷却を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次冷却系統のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系統による原子炉の冷却により低温停止状態とする。 2次冷却系統の除熱機能が回復しない場合、余熱除去系統による1次冷却材の冷却操作を開始し、蓄圧タンク出口弁を閉止後、1次冷却系統のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系統による原子炉の冷却により低温停止状態とする。 (1) 手順着手の判断基準 すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計の指示値が10%以下）になった場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 補助給水系の故障により2次冷却系からの除熱機能が喪失している場合、1次冷却系統のフィードアンドブリードを行う。ただし、炉心の過熱が促進されるタイミングである蒸気発生器の保有水量が無くなる段階までは、原子炉格納容器内部への1次冷却材の放出を伴う1次冷却系統のフィードアンドブリードではなく、2次冷却系からの除熱（注水）機能の回復を行う。</p> <p>2. 1次冷却系統のフィードアンドブリードの判断基準 蒸気発生器広域水位計は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示を示す。 1次冷却系統のフィードアンドブリードを開始する判断基準の、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計の指示値が10%以下）とは、上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。</p> <p><b>サポート系故障時</b> 1. 補助給水ポンプの機能回復 (1) タービン動補助給水ポンプの機能回復（人力） 当直長は、全交流動力電源および常設直流電源系統が喪失した場合にタービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ軸受注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプの蒸気入口弁および蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して補助給水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>a. 手順着手の判断基準 直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合、蒸気発生器への注水を補助給水ライン流量により確認できない場合</p> <p>(2) 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復 当直長は、全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。空冷式非常用発電装置により非常用高圧母線へ給電し補助給水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源、ディーゼル発電機および非常用ガスタービン発電機が健全でない空冷式非常用発電装置となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合、または、外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水ライン流量により確認できない場合</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、駆動用空気喪失時または常設直流電源系統が喪失した場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器から蒸気放出をすることにより2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 駆動用空気喪失時または直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合において、中央制御室からの主蒸気逃がし弁の開操作ができない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 空冷式非常用発電装置の燃料消費削減の観点からタービン動補助給水ポンプを使用できる間は、タービン動補助給水ポンプを優先して使用する。 補助給水ポンプの機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。補助給水ポンプの機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の開操作により2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>2. 全交流動力電源喪失および補助給水失敗時の留意事項 全交流動力電源喪失および補助給水失敗時の留意事項は、表-3「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」参照</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件 蒸気発生器伝熱管破損があった場合は、当該ループの主蒸気逃がし弁の開操作は行わない。また、当該ループの付近の線量が上昇するが、その他の健全ループの主蒸気逃がし弁は離れた位置にあるため、健全ループの主蒸気逃がし弁の開操作による減温、減圧は可能である。なお、この場合の現場操作にあたっては、サーベイメータ等を携帯する。</p> <p>4. 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位および圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見ら</p>	<p>a. 手順着手の判断基準 直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合、蒸気発生器への注水を補助給水ライン流量により確認できない場合</p> <p>(2) 電動補助給水ポンプの機能回復 当直長は、全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により非常用高圧母線へ給電し補助給水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源、ディーゼル発電機および非常用ガスタービン発電機が健全でない場合、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする空冷式非常用発電装置となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合、または、外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水ライン流量により確認できない場合</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、駆動用空気喪失時または常設直流電源系統が喪失した場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器から蒸気放出をすることにより2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 駆動用空気喪失時または直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合において、中央制御室からの主蒸気逃がし弁の開操作ができない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 非常用ガスタービン発電機が健全でなく、空冷式非常用発電装置からの受電の場合は燃料消費削減の観点からタービン動補助給水ポンプを使用できる間は、タービン動補助給水ポンプを優先して使用する。 補助給水ポンプの機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。補助給水ポンプの機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の開操作により2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>2. 全交流動力電源喪失および補助給水失敗時の留意事項 全交流動力電源喪失および補助給水失敗時の留意事項は、表-3「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」参照</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件 蒸気発生器伝熱管破損があった場合は、当該ループの主蒸気逃がし弁の開操作は行わない。また、当該ループの付近の線量が上昇するが、その他の健全ループの主蒸気逃がし弁は離れた位置にあるため、健全ループの主蒸気逃がし弁の開操作による減温、減圧は可能である。なお、この場合の現場操作にあたっては、サーベイメータ等を携帯する。</p> <p>4. 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位および圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見ら</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁にて同じ）</p>

変更前	変更後	備考
<p>れた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の開操作は行わない。</p> <p>5. タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保 全交流動力電源喪失時に1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁およびタービン動補助給水調整弁を調整し、封水戻りライン逃がし弁の吹き止まりを考慮した圧力に保持する。</p> <p>6. 作業性 タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作でき、タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は、専用工具を用いて弁を持ち上げる容易な操作である。使用する専用工具については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。</p>	<p>より、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の開操作は行わない。</p> <p>5. タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保 全交流動力電源喪失時に1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁およびタービン動補助給水調整弁を調整し、封水戻りライン逃がし弁の吹き止まりを考慮した圧力に保持する。</p> <p>6. 作業性 タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作でき、タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は、専用工具を用いて弁を持ち上げる容易な操作である。使用する専用工具については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>
<p><b>復旧に係る手順等</b> 当直長は、全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線へ給電することにより、電動補助給水ポンプを起動し、十分な期間の運転を継続させる。給電手順は、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p><b>監視および制御</b> 1. 加圧器水位および蒸気発生器水位の監視または推定 当直長は、原子炉を冷却するために1次冷却材の保有水量を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が故障または計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。 加圧器水位および蒸気発生器水位計の監視機能が喪失した場合の手順は、表-15「事故時の計装に関する手順等」参照</p> <p>2. 補助給水ポンプの作動状況確認 当直長は、蒸気発生器水位が低下した場合において、補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合、補助給水ポンプの作動状況を補助給水ライン流量計、補助給水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合</p> <p>3. 加圧器水位 (原子炉水位) の制御 当直長は、加圧器水位の調整が必要な場合、燃料取替用水タンク水等を充てんポンプ等により炉心へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 加圧器水位の調整が必要な場合</p> <p>4. 蒸気発生器水位の制御 当直長は、2次冷却系からの除熱を行う場合において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合、補助給水ライン流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 蒸気発生器水位の調整が必要な場合</p>	<p><b>復旧に係る手順等</b> 当直長は、全交流動力電源が喪失した場合、非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線へ給電することにより、電動補助給水ポンプを起動し、十分な期間の運転を継続させる。給電手順は、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p><b>監視および制御</b> 1. 加圧器水位および蒸気発生器水位の監視または推定 当直長は、原子炉を冷却するために1次冷却材および2次冷却材の保有水量を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が故障または計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。 加圧器水位および蒸気発生器水位計の監視機能が喪失した場合の手順は、表-15「事故時の計装に関する手順等」参照</p> <p>2. 補助給水ポンプの作動状況確認 当直長は、蒸気発生器水位が低下した場合において、補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合、補助給水ポンプの作動状況を補助給水ライン流量計、補助給水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合</p> <p>3. 加圧器水位 (原子炉水位) の制御 当直長は、加圧器水位の調整が必要な場合、燃料取替用水タンク水等を充てんポンプ等により炉心へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 加圧器水位の調整が必要な場合</p> <p>4. 蒸気発生器水位の制御 当直長は、2次冷却系からの除熱を行う場合において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合、補助給水ライン流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 蒸気発生器水位の調整が必要な場合</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>
<p><b>復旧に係る手順等</b> 当直長は、全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線へ給電することにより、電動補助給水ポンプを起動し、十分な期間の運転を継続させる。給電手順は、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p><b>監視および制御</b> 1. 加圧器水位および蒸気発生器水位の監視または推定 当直長は、原子炉を冷却するために1次冷却材の保有水量を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が故障または計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。 加圧器水位および蒸気発生器水位計の監視機能が喪失した場合の手順は、表-15「事故時の計装に関する手順等」参照</p> <p>2. 補助給水ポンプの作動状況確認 当直長は、蒸気発生器水位が低下した場合において、補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合、補助給水ポンプの作動状況を補助給水ライン流量計、補助給水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合</p> <p>3. 加圧器水位 (原子炉水位) の制御 当直長は、加圧器水位の調整が必要な場合、燃料取替用水タンク水等を充てんポンプ等により炉心へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 加圧器水位の調整が必要な場合</p> <p>4. 蒸気発生器水位の制御 当直長は、2次冷却系からの除熱を行う場合において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合、補助給水ライン流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 蒸気発生器水位の調整が必要な場合</p>	<p><b>復旧に係る手順等</b> 当直長は、全交流動力電源が喪失した場合、非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線へ給電することにより、電動補助給水ポンプを起動し、十分な期間の運転を継続させる。給電手順は、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p><b>監視および制御</b> 1. 加圧器水位および蒸気発生器水位の監視または推定 当直長は、原子炉を冷却するために1次冷却材および2次冷却材の保有水量を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が故障または計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。 加圧器水位および蒸気発生器水位計の監視機能が喪失した場合の手順は、表-15「事故時の計装に関する手順等」参照</p> <p>2. 補助給水ポンプの作動状況確認 当直長は、蒸気発生器水位が低下した場合において、補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合、補助給水ポンプの作動状況を補助給水ライン流量計、補助給水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 補助給水ポンプが自動起動または手動により起動した場合</p> <p>3. 加圧器水位 (原子炉水位) の制御 当直長は、加圧器水位の調整が必要な場合、燃料取替用水タンク水等を充てんポンプ等により炉心へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 加圧器水位の調整が必要な場合</p> <p>4. 蒸気発生器水位の制御 当直長は、2次冷却系からの除熱を行う場合において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合、補助給水ライン流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。 (1) 手順着手の判断基準 蒸気発生器水位の調整が必要な場合</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-3 操作手順 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</p> <p>① 方針目的 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損を防止するため、1次冷却系統のフィードアンドブリード、2次冷却系からの除熱（注水、蒸気放出）により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。 また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。 さらに、蒸気発生器伝熱管破損またはインターフェースシステムLOCA発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、1次冷却系統を減圧することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 フロントライン系故障時 1. 1次冷却系統のフィードアンドブリード 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>2. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、2次冷却系からの除熱（注水）により、1次冷却系統の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、補助給水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認できない場合は、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を1次冷却材圧力により確認した場合において、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水ライン流量により確認できない場合</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 当直長は、加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器への注水および主蒸気逃がし弁の開を確認し、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却系統の減圧が開始されていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開していないければ、中央制御室にて開操作する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を1次冷却材圧力により確認した場合において、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧が必要な場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 2次冷却系からの除熱機能による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却系統の減圧を優先して実施し、2次冷却系からの除熱機能が回復しない場合は、高圧注入ポンプによる炉心への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系統のフィードアンドブリードを行う。 補助給水ポンプの優先順位は、外部電源、ディーゼル発電機または非常用ガスタービン発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、空冷式非常用発電装置からの給電時は燃料消費量および燃料補給の観点からタービン動補助給水ポンプを使用する。</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項</p>	<p>表-3 操作手順 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</p> <p>① 方針目的 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損を防止するため、1次冷却系統のフィードアンドブリード、2次冷却系からの除熱（注水、蒸気放出）により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。 また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧することを目的とする。 さらに、蒸気発生器伝熱管破損またはインターフェースシステムLOCA発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、1次冷却系統を減圧することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 フロントライン系故障時 1. 1次冷却系統のフィードアンドブリード 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>2. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、2次冷却系からの除熱（注水）により、1次冷却系統の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、補助給水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認できない場合は、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を1次冷却材圧力により確認した場合において、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を補助給水ライン流量により確認できない場合</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 当直長は、加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器への注水および主蒸気逃がし弁の開を確認し、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却系統の減圧が開始されていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開していないければ、中央制御室にて開操作する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能喪失を1次冷却材圧力により確認した場合において、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧が必要な場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 2次冷却系からの除熱機能による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却系統の減圧を優先して実施し、2次冷却系からの除熱機能が回復しない場合は、高圧注入ポンプによる炉心への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系統のフィードアンドブリードを行う。 補助給水ポンプの優先順位は、外部電源、ディーゼル発電機または非常用ガスタービン発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、空冷式非常用発電装置からの給電時は燃料消費量および燃料補給の観点からタービン動補助給水ポンプを使用する。</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項</p>	<p>非常用ガスタービン 発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<p>主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 1次冷却系統のフィードアンドブリードの判断基準 1次冷却系統のフィードアンドブリードの判断基準については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p><b>サブポート系故障時</b></p> <p>1. タービン動補助給水ポンプの機能回復（人力） 対応手順については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 対応手順については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 加圧器逃がし弁の機能回復（代替空気供給） (1) 加圧器逃がし弁の機能回復（代替空気供給） 当直および発電所災害対策本部は、駆動用空気喪失時において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合、加圧器逃がし弁の機能回復（代替空気供給）を行う。窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）を空気配管に接続し、中央制御室からの加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系統を減圧する。 a. 手順着手の判断基準 駆動用空気喪失時において、1次冷却材圧力により加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合</p> <p>(2) 加圧器逃がし弁の機能回復（代替電源給電） 当直および発電所災害対策本部は、常設直流電源系統が喪失した場合において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合、加圧器逃がし弁の機能回復（代替電源給電）を行う。加圧器逃がし弁用可搬型蓄電池により直流電源を給電することで加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系統を減圧する。 a. 手順着手の判断基準 直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合において、1次冷却材圧力により加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 補助給水ポンプの機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の現場での人力による開操作を行う。補助給水ポンプの機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。</p> <p>2. 全交流動力電源喪失および補助給水失敗時の留意事項 全交流動力電源の喪失が継続し、補助給水系による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合は、高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接過熱による原子炉格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件 主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>4. 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ</p>	<p>主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 1次冷却系統のフィードアンドブリードの判断基準 1次冷却系統のフィードアンドブリードの判断基準については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p><b>サブポート系故障時</b></p> <p>1. タービン動補助給水ポンプの機能回復（人力） 対応手順については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 対応手順については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 加圧器逃がし弁の機能回復（代替空気供給） (1) 加圧器逃がし弁の機能回復（代替空気供給） 当直および発電所災害対策本部は、駆動用空気喪失時において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合、加圧器逃がし弁の機能回復（代替空気供給）を行う。窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）を空気配管に接続し、中央制御室からの加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系統を減圧する。 a. 手順着手の判断基準 駆動用空気喪失時において、1次冷却材圧力により加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合</p> <p>(2) 加圧器逃がし弁の機能回復（代替電源給電） 当直および発電所災害対策本部は、常設直流電源系統が喪失した場合において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合、加圧器逃がし弁の機能回復（代替電源給電）を行う。加圧器逃がし弁用可搬型蓄電池により直流電源を給電することで加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系統を減圧する。 a. 手順着手の判断基準 直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合において、1次冷却材圧力により加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 補助給水ポンプの機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の現場での人力による開操作を行う。補助給水ポンプの機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。</p> <p>2. 全交流動力電源喪失および補助給水失敗時の留意事項 全交流動力電源の喪失が継続し、補助給水系による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合は、高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接過熱による原子炉格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件 主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>4. 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁開操作時の留意事項については、表－２「原子炉冷却材圧力バウンダリ</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>5. 加圧器逃がし弁操作時の環境条件 加圧器逃がし弁を確実に作動させるために、窒素ボンベの設定圧力は、加圧器逃がし弁全開時の設計圧力および有効性評価における原子炉格納容器破損前の原子炉格納容器内最高圧力を考慮し、余裕を見た値に設定する。また、必要な窒素量は、ボンベ容量に対し少量であり、事故収束までの必要な量を十分に確保している。</p> <p>6. タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保 タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保については、表-2「原子炉冷却材圧力バウナダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>7. 作業性 タービン動補助給水ポンプの機能回復時の作業性については、表-2「原子炉冷却材圧力バウナダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>5. 加圧器逃がし弁操作時の環境条件 加圧器逃がし弁を確実に作動させるために、窒素ボンベの設定圧力は、加圧器逃がし弁全開時の設計圧力および有効性評価における原子炉格納容器破損前の原子炉格納容器内最高圧力を考慮し、余裕を見た値に設定する。また、必要な窒素量は、ボンベ容量に対し少量であり、事故収束までの必要な量を十分に確保している。</p> <p>6. タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保 タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保については、表-2「原子炉冷却材圧力バウナダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>7. 作業性 タービン動補助給水ポンプの機能回復時の作業性については、表-2「原子炉冷却材圧力バウナダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p>復旧に係る手順等</p> <p>当直長および発電所災害対策本部は、常設直流電源系統喪失時、加圧器逃がし弁用可搬型蓄電池により加圧器逃がし弁へ給電することで遠隔操作を行う。 全交流動力電源喪失時は常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する対応手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>復旧に係る手順等</p> <p>当直長および発電所災害対策本部は、常設直流電源系統喪失時、加圧器逃がし弁用可搬型蓄電池により加圧器逃がし弁へ給電することで遠隔操作を行う。 全交流動力電源喪失時は常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する対応手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	
<p>高圧溶融物放出および原子炉格納容器雰囲気直接加熱防止</p> <p>1. 炉心損傷時における高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接加熱防止 当直長は、炉心損傷時に1次冷却材圧力計の指示値が2.0MPa [gage]以上の場合、高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する。 (1) 手順着手の判断基準 炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ (高レンジ) <math>1 \times 10^5 \text{msv/h}</math> 以上により確認した場合において、1次冷却材圧力計の指示値が2.0MPa [gage]以上の場合</p>	<p>高圧溶融物放出および原子炉格納容器雰囲気直接加熱防止</p> <p>1. 炉心損傷時における高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接加熱防止 当直長は、炉心損傷時に1次冷却材圧力計の指示値が2.0MPa [gage]以上の場合、高圧溶融物放出および格納容器内雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する。 (1) 手順着手の判断基準 炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ (高レンジ) <math>1 \times 10^5 \text{msv/h}</math> 以上により確認した場合において、1次冷却材圧力計の指示値が2.0MPa [gage]以上の場合</p>	
<p>蒸気発生器伝熱管破損</p> <p>1. 蒸気発生器伝熱管破損 当直長は、蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合、原子炉の自動停止を確認するとともに非常用炉心冷却設備作動信号の発信および高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。 1次冷却材圧力、加圧器水位の低下および破損側蒸気発生器水位・圧力の上昇ならびに高感度型主蒸気管モニタ等の指示値により蒸気発生器伝熱管破損の発生と判断し、破損側蒸気発生器の隔離を行う。破損側蒸気発生器の隔離操作後に破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続し、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系を減圧することにより、1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。 1次冷却系系統減圧後、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切替え、高圧注入ポンプを停止する。その後、余熱除去系による冷却を行う。 (1) 手順着手の判断基準 1次冷却材圧力および加圧器水位の低下および破損側蒸気発生器水位・圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損の発生と判断した場合 また、破損側蒸気発生器の隔離操作後に破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力を確認し、圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離不能と判断した場合</p>	<p>蒸気発生器伝熱管破損</p> <p>1. 蒸気発生器伝熱管破損 当直長は、蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合、原子炉の自動停止を確認するとともに非常用炉心冷却設備作動信号の発信および高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。 1次冷却材圧力、加圧器水位の低下および破損側蒸気発生器水位・圧力の上昇ならびに高感度型主蒸気管モニタ等の指示値により蒸気発生器伝熱管破損の発生と判断し、破損側蒸気発生器の隔離を行う。破損側蒸気発生器の隔離操作後に破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続し、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系を減圧することにより、1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。 1次冷却系系統減圧後、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切替え、高圧注入ポンプを停止する。その後、余熱除去系による冷却を行う。 (1) 手順着手の判断基準 1次冷却材圧力および加圧器水位の低下および破損側蒸気発生器水位・圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損の発生と判断した場合 また、破損側蒸気発生器の隔離操作後に破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力を確認し、圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離不能と判断した場合</p>	



変更前	変更後	備考
<p>インターフェイシシステムLOCA</p> <p>1. インターフェイシシステムLOCA 当直長は、インターフェイシシステムLOCAが発生した場合、原子炉の自動停止を確認するとともに非常用炉心冷却設備作動信号の発信および高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。 1 次冷却材圧力および加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイシシステムLOCAの発生を判断した場合、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを停止するため破損箇所を早期に見出し隔離する。早期に破損箇所を隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による減温・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系統を減圧することにより1次冷却材の漏えい量を抑制する。 1 次冷却系統減圧後、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切替え、高圧注入ポンプを停止する。 (1) 手順着手の判断基準 1 次冷却材圧力および加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイシシステムLOCAの発生を判断した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 作業性 インターフェイシシステムLOCA発生時、現場での隔離操作は円滑に作業できるように、アクセスルートを確認する。また、操作場所の環境性等を考慮して、専用工具を用いて遠隔操作により行う。</p> <p>2. インターフェイシシステムLOCA時の漏えい監視 インターフェイシシステムLOCAの漏えい場所特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器および火災報知器により行う。</p> <p>3. インターフェイシシステムLOCA時の内部溢水の影響 1 次冷却材の漏えい量を抑制し、拡散を防止するため、余熱除去冷却器室漏えい防止堰および格納容器スプレイ冷却器室漏えい防止堰を設置し、溢水の影響がないようにする。</p>	<p>インターフェイシシステムLOCA</p> <p>1. インターフェイシシステムLOCA 当直長は、インターフェイシシステムLOCAが発生した場合、原子炉の自動停止を確認するとともに非常用炉心冷却設備作動信号の発信および高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。 1 次冷却材圧力および加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイシシステムLOCAの発生を判断した場合、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを停止するため破損箇所を早期に見出し隔離する。早期に破損箇所を隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による減温・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系統を減圧することにより1次冷却材の漏えい量を抑制する。 1 次冷却系統減圧後、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切替え、高圧注入ポンプを停止する。 (1) 手順着手の判断基準 1 次冷却材圧力および加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイシシステムLOCAの発生を判断した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 作業性 インターフェイシシステムLOCA発生時、現場での隔離操作は円滑に作業できるように、アクセスルートを確認する。また、操作場所の環境性等を考慮して、専用工具を用いて遠隔操作により行う。</p> <p>2. インターフェイシシステムLOCA時の漏えい監視 インターフェイシシステムLOCAの漏えい場所特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器および火災報知器により行う。</p> <p>3. インターフェイシシステムLOCA時の内部溢水の影響 1 次冷却材の漏えい量を抑制し、拡散を防止するため、余熱除去冷却器室漏えい防止堰および格納容器スプレイ冷却器室漏えい防止堰を設置し、溢水の影響がないようにする。</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>表-4 操作手順 原子炉冷却材圧力バウダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>① 方針目的 原子炉冷却材圧力バウダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損を防止するため、1次冷却材喪失事故が発生している場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転および再循環運転により、1次冷却材喪失事故が発生していない場合は2次冷却系からの除熱により、運転停止中の場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転、再循環運転および2次冷却系からの除熱により、原子炉を冷却することを目的とする。</p> <p>また、1次冷却材喪失事故後、炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイにより原子炉格納容器に水張りすることで原子炉を冷却することを目的とする。</p>	<p>表-4 操作手順 原子炉冷却材圧力バウダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>① 方針目的 原子炉冷却材圧力バウダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損を防止するため、1次冷却材喪失事故が発生している場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転および再循環運転により、1次冷却材喪失事故が発生していない場合は2次冷却系からの除熱により、運転停止中の場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転、再循環運転および2次冷却系からの除熱により、原子炉を冷却することを目的とする。</p> <p>また、1次冷却材喪失事故後、炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイにより原子炉格納容器に水張りすることで原子炉を冷却することを目的とする。</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p>表-4 操作手順 原子炉冷却材圧力バウダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等</p> <p>② 対応手段等 1次冷却材喪失事故が発生している場合（フロントライン系故障時） 1. 炉心注水 (1) 充てんポンプによる炉心注水 当直長は、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量および余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替炉心注水 非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。 (1) 格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による炉心注水 当直長は、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）により炉心へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量および余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。 a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は海を水源とする。 a. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を代替格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p>	<p>② 対応手段等 1次冷却材喪失事故が発生している場合（フロントライン系故障時） 1. 炉心注水 (1) 充てんポンプによる炉心注水 当直長は、非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量および余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替炉心注水 非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。 (1) 格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による炉心注水 当直長は、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）により炉心へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量および余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。 a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は海を水源とする。 a. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を代替格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>3. 代替再循環運転</p> <p>(1) 格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転 当直長は、再循環運転への切替操作において、格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転での炉心注水を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器再循環ポンプ隔離弁が開不能により再循環運転ができない場合</p> <p>(2) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による再循環運転 当直長は、非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) および格納容器スプレイ冷却器 (B) により格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプを用いた再循環運転による炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>4. 再循環運転</p> <p>(1) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) および格納容器スプレイ冷却器 (B) による炉心への注水が実施できない場合、格納容器再循環ポンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、格納容器スプレイポンプおよび格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、高圧注入ポンプによる再循環運転時において格納容器スプレイポンプおよび格納容器スプレイ冷却器による原子炉格納容器内の冷却操作ができない場合、格納容器再循環ポンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>5. 格納容器再循環ポンプスクリュー閉塞の徴候が見られた場合 当直長は、再循環運転により炉心への注水を行っている際に格納容器再循環ポンプスクリュー閉塞の徴候が見られた場合、余熱除去ポンプ1台による再循環運転とし、余熱除去ポンプの流量を低下させる。余熱除去ポンプ1台での再循環運転が実施できない場合は、高圧注入ポンプ1台による再循環運転での炉心注水を行う。 再循環運転ができない場合、燃料取替用水タンクを水源とし、燃料取替用水タンクへの補給を行いながら高圧注入ポンプ1台にて炉心へ注水する。燃料取替用水タンクへの補給ができない場合は、充てんポンプによる炉心への注水を行う。充てんポンプによる炉心注水ができない場合は、代替炉心注水を行う。 また、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内の冷却を行う。</p>	<p>3. 代替再循環運転</p> <p>(1) 格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転 当直長は、再循環運転への切替操作において、格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転での炉心注水を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器再循環ポンプ隔離弁が開不能により再循環運転ができない場合</p> <p>(2) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による再循環運転 当直長は、非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) および格納容器スプレイ冷却器 (B) により格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプを用いた再循環運転による炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>4. 再循環運転</p> <p>(1) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) および格納容器スプレイ冷却器 (B) による炉心への注水が実施できない場合、格納容器再循環ポンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、格納容器スプレイポンプおよび格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、高圧注入ポンプによる再循環運転時において格納容器スプレイポンプおよび格納容器スプレイ冷却器による原子炉格納容器内の冷却操作ができない場合、格納容器再循環ポンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>5. 格納容器再循環ポンプスクリュー閉塞の徴候が見られた場合 当直長は、再循環運転により炉心への注水を行っている際に格納容器再循環ポンプスクリュー閉塞の徴候が見られた場合、余熱除去ポンプ1台による再循環運転とし、余熱除去ポンプの流量を低下させる。余熱除去ポンプ1台での再循環運転が実施できない場合は、高圧注入ポンプ1台による再循環運転での炉心注水を行う。 再循環運転ができない場合、燃料取替用水タンクを水源とし、燃料取替用水タンクへの補給を行いながら高圧注入ポンプ1台にて炉心へ注水する。燃料取替用水タンクへの補給ができない場合は、充てんポンプによる炉心への注水を行う。充てんポンプによる炉心注水ができない場合は、代替炉心注水を行う。 また、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内の冷却を行う。</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>炉心への注水は、格納容器内水位が格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ（約 6,000mm<sup>3</sup>）となれば停止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプおよび格納容器スプレイポンプにより再循環運転で炉心注水を行っている場合において、格納容器再循環サンプ水位低下、各ポンプの流量低下、各ポンプ出入口圧力および電動機電流の変動または低下により格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候を確認した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位</p> <p>炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室での操作により速やかに起動できる充てんポンプを使用する。充てんポンプによる炉心注水と並行して、代替炉心注水による炉心注水を実施する。</p> <p>代替炉心注水手段の優先順位は、準備時間の短い格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）を優先し、それができない場合に代替格納容器スプレイポンプを使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプの故障等により炉心への注水機能が喪失した場合、炉心注水または代替炉心注水を行い、再循環運転に必要な格納容器再循環サンプ水が確保された場合、再循環運転が不能であれば、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>2. 作業性</p> <p>中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車等の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p>	<p>炉心への注水は、格納容器内水位が格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ（約 6,000mm<sup>3</sup>）となれば停止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <p>余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプおよび格納容器スプレイポンプにより再循環運転で炉心注水を行っている場合において、格納容器再循環サンプ水位低下、各ポンプの流量低下、各ポンプ出入口圧力および電動機電流の変動または低下により格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候を確認した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位</p> <p>炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室での操作により速やかに起動できる充てんポンプを使用する。充てんポンプによる炉心注水と並行して、代替炉心注水による炉心注水を実施する。</p> <p>代替炉心注水手段の優先順位は、準備時間の短い格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）を優先し、それができない場合に代替格納容器スプレイポンプを使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプの故障等により炉心への注水機能が喪失した場合、炉心注水または代替炉心注水を行い、再循環運転に必要な格納容器再循環サンプ水が確保された場合、再循環運転が不能であれば、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>2. 作業性</p> <p>中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車等の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p>	<p>非常用ガスタタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>
<p>1次冷却材喪失事象が発生している場合（サポート系故障時）</p> <p>1. 代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により炉心注水機能が喪失した場合において、RCPシールドLOCAが発生した場合は発生するおそれのある場合、もしくは大破断LOCAが発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水</p> <p>当直長および発電所災害対策本部は、非常用ガスタタービン発電機または空冷式非常用発電装置から受電した充てんポンプ（B、自己冷却式）により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、以下の事象または状態が重畳した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1次冷却材喪失事象（RCPシールドLOCA）が発生した場合は発生するおそれのある場合</li> <li>・ 1次冷却材喪失事象（大破断）が発生した場合で、代替格納容器スプレイポンプの準備作業が完了した場合</li> </ul> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水</p> <p>当直長および発電所災害対策本部は、非常用ガスタタービン発電機または空冷式非常用発電装置から受電した代替格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンク水が使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p>	<p>1次冷却材喪失事象が発生している場合（サポート系故障時）</p> <p>1. 代替炉心注水</p> <p>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により炉心注水機能が喪失した場合において、RCPシールドLOCAが発生した場合は発生するおそれのある場合、もしくは大破断LOCAが発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水</p> <p>当直長および発電所災害対策本部は、非常用ガスタタービン発電機または空冷式非常用発電装置から受電した充てんポンプ（B、自己冷却式）により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、以下の事象または状態が重畳した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1次冷却材喪失事象（RCPシールドLOCA）が発生した場合は発生するおそれのある場合</li> <li>・ 1次冷却材喪失事象（大破断）が発生した場合で、代替格納容器スプレイポンプの準備作業が完了した場合</li> </ul> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水</p> <p>当直長および発電所災害対策本部は、非常用ガスタタービン発電機または空冷式非常用発電装置から受電した代替格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンク水が使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p>	<p>非常用ガスタタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>

変更前	変更後	備考
<p>用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼルの発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージスタック水位もしくは原子炉補機冷却流量により確認できない場合において、以下の事象または状態が重畳した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1次冷却材喪失事象 (RCPシールLOCA) において、充てんポンプ (B, 自己冷却式) の準備作業が完了した場合</li> <li>・ 1次冷却材喪失事象 (大破断) において、高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量および余熱除去ループ流量により確認できない場合</li> </ul> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、常設設備による炉心注水ができない場合、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による代替炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は海を水源とする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイライン (B, 自己冷却式) (代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイライン B 流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替再循環運転</p> <p>(1) 高圧注入ポンプ (B, 海水冷却) による高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直は、1次冷却材喪失事象 (RCPシールLOCA) と全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が重畳した場合、中型ポンプ車により補機冷却水が確保された場合、高圧注入ポンプ (B, 海水冷却) による高圧再循環運転を行うとともに、中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 中型ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプル水位が確保されている場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位</p> <p>(1) RCPシールLOCAと全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失が重畳した場合の代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、高揚程である充てんポンプ (B, 自己冷却式) を優先し、それができない場合は代替格納容器スプレイポンプを使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>大破断LOCAと全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失が重畳した場合の代替炉心注水の優先順位は、炉心損傷の兆候がないことを確認すれば、準備時間の短い代替格納容器スプレイポンプを優先し、それができない場合は充てんポンプ (B, 自己冷却式) を使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>(2) 全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により炉心への注水機能が喪失した場合、代替炉心注水を行い、格納容器再循環サンプル水が確保された場合、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>2. 代替格納容器スプレイポンプの注水先</p> <p>1次冷却材喪失事象と全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失が重畳した場合の代替格納容器スプレイポンプの注水先を炉心注水とする。また、対応途中で事象</p>	<p>ない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼルの発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージスタック水位もしくは原子炉補機冷却流量により確認できない場合において、以下の事象または状態が重畳した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1次冷却材喪失事象 (RCPシールLOCA) において、充てんポンプ (B, 自己冷却式) の準備作業が完了した場合</li> <li>・ 1次冷却材喪失事象 (大破断) において、高圧注入ポンプおよび余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量および余熱除去ループ流量により確認できない場合</li> </ul> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、常設設備による炉心注水ができない場合、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による代替炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は海を水源とする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイライン (B, 自己冷却式) (代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイライン B 流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替再循環運転</p> <p>(1) 高圧注入ポンプ (B, 海水冷却) による高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直は、1次冷却材喪失事象 (RCPシールLOCA) と全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が重畳した場合、中型ポンプ車により補機冷却水が確保された場合、高圧注入ポンプ (B, 海水冷却) による高圧再循環運転を行うとともに、中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 中型ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプル水位が確保されている場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位</p> <p>(1) RCPシールLOCAと全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失が重畳した場合の代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、高揚程である充てんポンプ (B, 自己冷却式) を優先し、それができない場合は代替格納容器スプレイポンプを使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>大破断LOCAと全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失が重畳した場合の代替炉心注水の優先順位は、炉心損傷の兆候がないことを確認すれば、準備時間の短い代替格納容器スプレイポンプを優先し、それができない場合は充てんポンプ (B, 自己冷却式) を使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>(2) 全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により炉心への注水機能が喪失した場合、代替炉心注水を行い、格納容器再循環サンプル水が確保された場合、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>2. 代替格納容器スプレイポンプの注水先</p> <p>1次冷却材喪失事象と全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失が重畳した場合の代替格納容器スプレイポンプの注水先を炉心注水とする。また、対応途中で事象</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>が進展し、炉心損傷の兆候があると判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を格納容器スプレイへ変更を行うとともに、充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を行う。</p> <p>3. 作業性  充てんポンプ（B、自己冷却式）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。  中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。  ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるよう、中型ポンプ車等の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p><b>溶融デブリが原子炉容器内に残存する場合</b>  1. 格納容器スプレイ  当直長は、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、格納容器内圧力および温度の上昇または可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口/出口用）の温度差の変化により、原子炉格納容器内が過熱状態であり原子炉格納容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに、格納容器スプレイにより残存溶融デブリを冷却し格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ（約6,000m<sup>3</sup>）まで燃料取替用水タンク水を原子炉格納容器内へ注水する。  (1) 手順着手の判断基準  格納容器内圧力および温度の上昇または可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口/出口用）の温度差の変化により原子炉格納容器内が過熱状態である場合</p> <p><b>(配慮すべき事項)</b>  1. 残存デブリ冷却時の1次冷却材圧力監視  原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、炉心冠水操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材系統の圧力が原子炉格納容器内の圧力より高い場合は溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉容器内と原子炉格納容器を均圧させる。  2. 残存デブリ冷却時の注水量  原子炉格納容器内への注水量は、格納容器水位、格納容器スプレイラインB積算流量、燃料取替用水タンク水位等の取支により把握する。  残存デブリの影響を防止するための原子炉格納容器内への注水量は、残存デブリを冷却し、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ（約6,000m<sup>3</sup>）までとする。6,000m<sup>3</sup>注水後も残存デブリの冷却が必要な場合は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を阻害しない高さまで原子炉格納容器内へ注水する。  3. 炉心損傷後の再循環運転  炉心が損傷した場合、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え格納容器スプレイポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器内圧力および格納容器高レンジェリアモニタ等により、原子炉格納容器内の圧力の推移および炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の原子炉格納容器内の圧力低減効果、ポンプおよび配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施の可否を検討する。</p> <p><b>1次冷却材喪失事象が発生していない場合（フロントライン系故障時）</b>  1. 2次冷却系からの除熱（注水）  (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水  当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊除去機能が喪失し、2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸</p>	<p>が進展し、炉心損傷の兆候があると判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を格納容器スプレイへ変更を行うとともに、充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を行う。</p> <p>3. 作業性  充てんポンプ（B、自己冷却式）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。  中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。  ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるよう、中型ポンプ車等の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p><b>溶融デブリが原子炉容器内に残存する場合</b>  1. 格納容器スプレイ  当直長は、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、格納容器内圧力および温度の上昇または可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口/出口用）の温度差の変化により、原子炉格納容器内が過熱状態であり原子炉格納容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに、格納容器スプレイにより残存溶融デブリを冷却し格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ（約6,000m<sup>3</sup>）まで燃料取替用水タンク水を原子炉格納容器内へ注水する。  (1) 手順着手の判断基準  格納容器内圧力および温度の上昇または可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口/出口用）の温度差の変化により原子炉格納容器内が過熱状態である場合</p> <p><b>(配慮すべき事項)</b>  1. 残存デブリ冷却時の1次冷却材圧力監視  原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、炉心冠水操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材系統の圧力が原子炉格納容器内の圧力より高い場合は溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉容器内と原子炉格納容器を均圧させる。  2. 残存デブリ冷却時の注水量  原子炉格納容器内への注水量は、格納容器水位、格納容器スプレイラインB積算流量、燃料取替用水タンク水位等の取支により把握する。  残存デブリの影響を防止するための原子炉格納容器内への注水量は、残存デブリを冷却し、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ（約6,000m<sup>3</sup>）までとする。6,000m<sup>3</sup>注水後も残存デブリの冷却が必要な場合は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を阻害しない高さまで原子炉格納容器内へ注水する。  3. 炉心損傷後の再循環運転  炉心が損傷した場合、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え格納容器スプレイポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器内圧力および格納容器高レンジェリアモニタ等により、原子炉格納容器内の圧力の推移および炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の原子炉格納容器内の圧力低減効果、ポンプおよび配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施の可否を検討する。</p> <p><b>1次冷却材喪失事象が発生していない場合（フロントライン系故障時）</b>  1. 2次冷却系からの除熱（注水）  (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水  当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊除去機能が喪失し、2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>気発生器へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>2. 2次冷却系からの除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うこと、2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合において、蒸気発生器へ注水されていることを蒸気発生器水位または補助給水ライン流量により確認できた場合</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード） 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなつた場合において、低温停止への移行が必要となれば、2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード）を行う。蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより補助給水タンク水を注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合において、低温停止に移行する場合</p>	<p>気発生器へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>2. 2次冷却系からの除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うこと、2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合において、蒸気発生器へ注水されていることを蒸気発生器水位または補助給水ライン流量により確認できた場合</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード） 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなつた場合において、低温停止への移行が必要となれば、2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード）を行う。蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより補助給水タンク水を注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合において、低温停止に移行する場合</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p>1次冷却材喪失事象が発生していない場合（サポート系故障時）</p> <p>1. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、全交流動力電源喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、全交流動力電源喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード） 当直長は、全交流動力電源喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなつた場合において、低温停止への移行が必要となれば、2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード）を行う。蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより補助給水タンク水を注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p>	<p>1次冷却材喪失事象が発生していない場合（サポート系故障時）</p> <p>1. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、全交流動力電源喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p>2. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、全交流動力電源喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード） 当直長は、全交流動力電源喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなつた場合において、低温停止への移行が必要となれば、2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード）を行う。蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより補助給水タンク水を注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p>	<p>運転停止中の場合（フロントライン系故障時）</p> <p>1. 炉心注水</p>
<p>1. 炉心注水</p>	<p>1. 炉心注水</p>	<p>運転停止中の場合（フロントライン系故障時）</p> <p>1. 炉心注水</p>

変更前	変更後	備考
<p>運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 充てんポンプによる炉心注水 当直長は、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる炉心注水 当直長は、充てんポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 充てんポンプによる炉心への注水を充てんライン流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替炉心注水 運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水 当直長は、高圧注入ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) により炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量により確認できない場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による代替炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水ができない場合、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は海を水源とする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を代替格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>3. 代替再循環運転 運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転 当直長は、燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水後、格納容器再循環ポンプ水位が再循環運転切替可能な水位となれば、再循環運転への切替操作を行うが、再循環運転への切替操作において、格納容器再循環ポンプ隔離弁が開閉不能である場合、格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器再循環ポンプ隔離弁が開閉不能により再循環運転ができない場合</p>	<p>運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 充てんポンプによる炉心注水 当直長は、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる炉心注水 当直長は、充てんポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 充てんポンプによる炉心への注水を充てんライン流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替炉心注水 運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水 当直長は、高圧注入ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) により炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量により確認できない場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による代替炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水ができない場合、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は海を水源とする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を代替格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>3. 代替再循環運転 運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環ポンプ水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転 当直長は、燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水後、格納容器再循環ポンプ水位が再循環運転切替可能な水位となれば、再循環運転への切替操作を行うが、再循環運転への切替操作において、格納容器再循環ポンプ隔離弁が開閉不能である場合、格納容器再循環ポンプB隔離弁バイパス弁による再循環運転を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器再循環ポンプ隔離弁が開閉不能により再循環運転ができない場合</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>(2) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による再循環運転 当直長は、格納容器再循環サンプ水を格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) および格納容器スプレイ冷却器 (B) を用いた再循環運転を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプを用いた再循環運転による炉心注水を余熱除去ループ流量により確認ができない場合</p> <p>4. 再循環運転 運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水ができない場合、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、設計基準事故対処設備である格納容器スプレイポンプおよび格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認ができない場合</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却ができない場合、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイライン流量により確認ができない場合</p> <p>5. 2次冷却系からの除熱 (注水) (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合</p> <p>6. 2次冷却系からの除熱 (蒸気放出) (1) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うことで、2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合において、蒸気発生器へ注水されていることを蒸気発生器水位または補助給水ライン流量により確認できた場合</p> <p>7. 2次冷却系からの除熱 (フィードアンドブリード) 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要な場合は、2次冷却系からの除熱 (フィードアンドブリード) を行う。</p>	<p>(2) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による再循環運転 当直長は、格納容器再循環サンプ水を格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) および格納容器スプレイ冷却器 (B) を用いた再循環運転を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプを用いた再循環運転による炉心注水を余熱除去ループ流量により確認ができない場合</p> <p>4. 再循環運転 運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプまたは余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水ができない場合、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、設計基準事故対処設備である格納容器スプレイポンプおよび格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認ができない場合</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直長は、格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却ができない場合、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイライン流量により確認ができない場合</p> <p>5. 2次冷却系からの除熱 (注水) (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合</p> <p>6. 2次冷却系からの除熱 (蒸気放出) (1) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うことで、2次冷却系からの除熱を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合において、蒸気発生器へ注水されていることを蒸気発生器水位または補助給水ライン流量により確認できた場合</p> <p>7. 2次冷却系からの除熱 (フィードアンドブリード) 当直長は、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要な場合は、2次冷却系からの除熱 (フィードアンドブリード) を行う。</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>給水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合において、低温停止に移行する場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器による冷却が可能であれば、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を優先する。蒸気発生器による冷却ができない場合は、炉心注水または代替炉心注水を行い、格納容器再循環システムの水が確保された場合、再循環運転が不能であれば、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>炉心注水、代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室で操作可能であり系統構成の容易な充てんポンプを優先し、それができない場合は高圧注入ポンプによる炉心注水を実施する。高圧注入ポンプによる炉心注水が実施できない場合、格納容器スプレイポンプ (B、代替再循環配管使用) を使用し、それができない場合は代替格納容器スプレイポンプを使用する。</p> <p>常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>2. 作業性 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車等の保管場所を使用し、使用工具およびホースを配備する。</p>	<p>給水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合において、低温停止に移行する場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器による冷却が可能であれば、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を優先する。蒸気発生器による冷却ができない場合は、炉心注水または代替炉心注水を行い、格納容器再循環システムの水が確保された場合、再循環運転が不能であれば、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>炉心注水、代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室で操作可能であり系統構成の容易な充てんポンプを優先し、それができない場合は高圧注入ポンプによる炉心注水を実施する。高圧注入ポンプによる炉心注水が実施できない場合、格納容器スプレイポンプ (B、代替再循環配管使用) を使用し、それができない場合は代替格納容器スプレイポンプを使用する。</p> <p>常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>2. 作業性 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車等の保管場所を使用し、使用工具およびホースを配備する。</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p>運転停止中の場合 (サボート系故障時)</p> <p>1. 代替炉心注水 運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 ・外部電源およびディーゼルの発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合 ・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 充てんポンプ (B、自己冷却式) による炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプ (B、自己冷却式) により炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を代替格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、常設設備による炉心への注水ができない場合、</p>	<p>運転停止中の場合 (サボート系故障時)</p> <p>1. 代替炉心注水 運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。代替格納容器スプレイポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 ・外部電源およびディーゼルの発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合 ・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 充てんポンプ (B、自己冷却式) による炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプ (B、自己冷却式) により炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を代替格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>(3) 中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水 当直および発電所災害対策本部は、常設設備による炉心への注水ができない場合、</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更後	変更前	備考
<p>可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による代替炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は水を水源とする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ（B、自己冷却式）（代替再循環配管使用）による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替再循環運転 (1) 高圧注入ポンプ（B、海水冷却）による高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直および発電所災害対策本部は、運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失による崩壊熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、中型ポンプ車からの海水供給により高圧注入ポンプ（B）の補機冷却水を確保し、格納容器再循環ポンプ水を高圧注入ポンプ（B、海水冷却）による高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、中型ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 中型ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水位が確保されている場合</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>a. 手順着手の判断基準 ・外部電源およびデューセル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合 ・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>4. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>5. 2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード） 当直長は、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなつた場合において、低温停止への移行が必要となれば、2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード）を行う。なお、電動補助給水ポンプにより補助給水タンク水を蒸気発生器へ注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合において、低温停止に移行する場合</p> <p>（配慮すべき事項） 1. 優先順位 運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除</p>	<p>可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車による代替炉心注水を行う。使用可能な淡水タンク等がある場合は淡水タンク等を水源とし、使用可能な淡水タンク等がない場合は水を水源とする。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ（B、自己冷却式）（代替再循環配管使用）による炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替再循環運転 (1) 高圧注入ポンプ（B、海水冷却）による高圧再循環運転および格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却 当直および発電所災害対策本部は、運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失による崩壊熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、中型ポンプ車からの海水供給により高圧注入ポンプ（B）の補機冷却水を確保し、格納容器再循環ポンプ水を高圧注入ポンプ（B、海水冷却）による高圧再循環運転により炉心へ注水するとともに、中型ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 中型ポンプ車による補機冷却水が確保され、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプ水位が確保されている場合</p> <p>3. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>a. 手順着手の判断基準 ・外部電源およびデューセル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合 ・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、余熱除去ポンプによる炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>4. 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>5. 2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード） 当直長は、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなつた場合において、低温停止への移行が必要となれば、2次冷却系からの除熱（フィードアンドブリード）を行う。なお、電動補助給水ポンプにより補助給水タンク水を蒸気発生器へ注水し、排水については水質確認後、排水処理を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能を余熱除去ループ流量により確認ができない場合において、低温停止に移行する場合</p> <p>（配慮すべき事項） 1. 優先順位 運転停止中において全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>去機能が喪失した場合、蒸気発生器による冷却が可能であれば、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を優先する。</p> <p>蒸気発生器による冷却ができない場合は、代替炉心注水を行い、格納容器再循環サンプルが確保された場合、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、電源が回復しない場合でも注入が可能な多様性拡張設備である燃料取替水タンクからの重力注水を優先する。</p> <p>空冷式非常用発電装置から受電後は、現場での系統構成が容易な代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を使用する。代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水ができない場合は、充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を行う。</p> <p>常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>2. 作業性</p> <p>充てんポンプ（B、自己冷却式）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるよう、中型ポンプ車等の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p>	<p>去機能が喪失した場合、蒸気発生器による冷却が可能であれば、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を優先する。</p> <p>蒸気発生器による冷却ができない場合は、代替炉心注水を行い、格納容器再循環サンプルが確保された場合、代替再循環運転を実施し、炉心を冷却する。</p> <p>代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、電源が回復しない場合でも注入が可能な多様性拡張設備である燃料取替水タンクからの重力注水を優先する。</p> <p>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置から受電後は、現場での系統構成が容易な代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を使用する。代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水ができない場合は、充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を行う。</p> <p>常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型設備である中型ポンプ車および加圧ポンプ車を使用する。</p> <p>2. 作業性</p> <p>充てんポンプ（B、自己冷却式）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>中型ポンプ車および加圧ポンプ車による炉心注水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるよう、中型ポンプ車等の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>
<p><b>原子炉格納容器内からの退避</b></p> <p>1. 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順</p> <p>当直長は、運転停止中において、全交流動力電源喪失等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合または1次冷却材が流出した場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプ等にて炉心へ注水し開放中の加圧器安全弁から原子炉格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、原子炉格納容器内の雰囲気悪化から原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p> <p>また、運転停止中に1次冷却材の希釈事象が発生し、線源領域中性子束が上昇した場合は、原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・余熱除去ポンプによる炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合または格納容器再循環サンプル水位により1次冷却材の流出を確認した場合</li> <li>・運転停止中に1次冷却材の希釈事象が発生し、線源領域中性子束の上昇により線源領域中性子束高（C/V退避）警報が発信した場合</li> </ul>	<p><b>原子炉格納容器内からの退避</b></p> <p>1. 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順</p> <p>当直長は、運転停止中において、全交流動力電源喪失等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合または1次冷却材が流出した場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプ等にて炉心へ注水し開放中の加圧器安全弁から原子炉格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、原子炉格納容器内の雰囲気悪化から原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p> <p>また、運転停止中に1次冷却材の希釈事象が発生し、線源領域中性子束が上昇した場合は、原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・余熱除去ポンプによる炉心注水を余熱除去ループ流量により確認できない場合または格納容器再循環サンプル水位により1次冷却材の流出を確認した場合</li> <li>・運転停止中に1次冷却材の希釈事象が発生し、線源領域中性子束の上昇により線源領域中性子束高（C/V退避）警報が発信した場合</li> </ul>	<p><b>格納容器隔離弁の閉止</b></p> <p>1. 格納容器隔離弁の閉止手順</p> <p>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合、1次冷却材ポンプシール部への封水注水機能およびサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがある。当直長は、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の格納容器隔離弁を閉止する。</p> <p>隔離は、空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制御室にて1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は、作動信号が受信する場合は、作動を確認する。</p> <p>なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</li> <li>・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</li> </ul>
<p><b>格納容器隔離弁の閉止</b></p> <p>1. 格納容器隔離弁の閉止手順</p> <p>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合、1次冷却材ポンプシール部への封水注水機能およびサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがある。当直長は、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の格納容器隔離弁を閉止する。</p> <p>隔離は、空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制御室にて1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は、作動信号が受信する場合は、作動を確認する。</p> <p>なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</li> <li>・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</li> </ul>	<p><b>格納容器隔離弁の閉止</b></p> <p>1. 格納容器隔離弁の閉止手順</p> <p>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合、1次冷却材ポンプシール部への封水注水機能およびサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがある。当直長は、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の格納容器隔離弁を閉止する。</p> <p>隔離は、空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制御室にて1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は、作動信号が受信する場合は、作動を確認する。</p> <p>なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</li> <li>・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</li> </ul>	<p><b>格納容器隔離弁の閉止</b></p> <p>1. 格納容器隔離弁の閉止手順</p> <p>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合、1次冷却材ポンプシール部への封水注水機能およびサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがある。当直長は、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の格納容器隔離弁を閉止する。</p> <p>隔離は、空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制御室にて1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は、作動信号が受信する場合は、作動を確認する。</p> <p>なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</li> <li>・原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位または原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</li> </ul>



変更前	変更後	備考
<p><b>燃料補給</b></p> <p>1. 燃料の補給手順  中型ポンプ車の運転が必要と判断した場合、発電所災害対策本部は、軽油タンク、軽油移送配管、ミニローリーを用いて中型ポンプ車および加圧ポンプ車への燃料（軽油）補給を実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準  中型ポンプ車の運転が必要と判断した場合</p> <p>(2) 燃料の管理  重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として、表-12「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」、表-14「電源の確保に関する手順等」および表-18「緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（軽油）も含め、軽油タンクの55kL以上を管理する。</p> <p><b>復旧に係る手順等</b>  当直長は、全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源から設計基準事故対処設備に給電し、起動および十分な期間の運転を継続させる。</p> <p>1. 電源確保  全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ（B、自己冷却式）へ給電する。  給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p><b>燃料補給</b></p> <p>1. 燃料の補給手順  中型ポンプ車の運転が必要と判断した場合、発電所災害対策本部は、軽油タンク、軽油移送配管、ミニローリーを用いて中型ポンプ車および加圧ポンプ車への燃料（軽油）補給を実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準  中型ポンプ車の運転が必要と判断した場合</p> <p>(2) 燃料の管理  重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として、表-12「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」、表-14「電源の確保に関する手順等」および表-18「緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（軽油）も含め、軽油タンクの55kL以上を管理する。</p> <p><b>復旧に係る手順等</b>  当直長は、全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源から設計基準事故対処設備に給電し、起動および十分な期間の運転を継続させる。</p> <p>1. 電源確保  全交流動力電源喪失時は、非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ（B、自己冷却式）へ給電する。  給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン  発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<p>表-5 操作手順 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <p>① 方針目的 設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、2次冷却系からの除熱、格納容器内自然対流冷却および代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 フロントライン系故障時 1. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、海水ポンプまたは原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却海水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水冷却器海水出口流量により確認できない場合または原子炉補機冷却水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</p> <p>2. 2次冷却系からの除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 格納容器内自然対流冷却 (1) 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、海水ポンプまたは原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し、LOCAが発生した場合、中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>4. 代替補機冷却 (1) 中型ポンプ車による補機冷却海水通水 当直長および発電所災害対策本部は、海水ポンプまたは原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、中型ポンプ車により高圧注入ポンプ（B）に補機冷却水（海水）を通水する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却海水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水冷却器海水出口流量により確認できない場合または原子炉補機冷却水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</p> <p>（配慮すべき事項） 1. 優先順位 補助給水ポンプについては、外部電源が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、電</p>	<p>表-5 操作手順 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <p>① 方針目的 設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、2次冷却系からの除熱、格納容器内自然対流冷却および代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 フロントライン系故障時 1. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、海水ポンプまたは原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却海水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水冷却器海水出口流量により確認できない場合または原子炉補機冷却水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</p> <p>2. 2次冷却系からの除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表-2「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 格納容器内自然対流冷却 (1) 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、海水ポンプまたは原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し、LOCAが発生した場合、中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>4. 代替補機冷却 (1) 中型ポンプ車による補機冷却海水通水 当直長および発電所災害対策本部は、海水ポンプまたは原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、中型ポンプ車により高圧注入ポンプ（B）に補機冷却水（海水）を通水する。 a. 手順着手の判断基準 原子炉補機冷却海水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水冷却器海水出口流量により確認できない場合または原子炉補機冷却水設備による冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</p> <p>（配慮すべき事項） 1. 優先順位 補助給水ポンプについては、外部電源が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、電</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>動補助給水ポンプが使用できなければタービン動補助給水ポンプを使用する。</p> <p>2. 作業性 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車の保管場所 所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合には、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p> <p>4. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給手順については、表－4「原子炉冷却材圧力バカバウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>動補助給水ポンプが使用できなければタービン動補助給水ポンプを使用する。</p> <p>2. 作業性 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車の保管場所 所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合には、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p> <p>4. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給手順については、表－4「原子炉冷却材圧力バカバウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p><b>サポート系故障時</b></p> <p>1. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。 対応手順については、表－4「原子炉冷却材圧力バカバウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>2. 2次冷却系による除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表－2「原子炉冷却材圧力バカバウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 格納容器内自然対流冷却 (1) 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、LOCAが発生した場合、中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表－7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>4. 代替補機冷却 (1) 中型ポンプ車による補機冷却海水通水 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、中型ポンプ車により高圧注入ポンプ（B）に補機冷却水（海水）を通水する。 a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p>	<p><b>サポート系故障時</b></p> <p>1. 2次冷却系からの除熱（注水） (1) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 当直長は、全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、補助給水タンク水を補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。 対応手順については、表－4「原子炉冷却材圧力バカバウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>2. 2次冷却系による除熱（蒸気放出） (1) 主蒸気逃がし弁の機能回復（人力） 当直長は、蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、2次冷却系からの除熱を行う。 対応手順については、表－2「原子炉冷却材圧力バカバウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p> <p>3. 格納容器内自然対流冷却 (1) 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、LOCAが発生した場合、中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表－7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>4. 代替補機冷却 (1) 中型ポンプ車による補機冷却海水通水 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、中型ポンプ車により高圧注入ポンプ（B）に補機冷却水（海水）を通水する。 a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 全交流動力電源喪失時における2次冷却系からの除熱（注水）のために蒸気発生器へ注水する場合は、空冷式非常用発電装置から受電後も燃料消費量削減の観点からタービン電動補助給水ポンプを使用できる間は、タービン電動補助給水ポンプを優先して使用し、その後、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。</p> <p>2. 作業性 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを放射線モニタ等で確認後、実施するが全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位および圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合には、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p> <p>4. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により電動補助給水ポンプへ給電する。給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>5. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給手順については、表-4「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 全交流動力電源喪失時における2次冷却系からの除熱（注水）のために蒸気発生器へ注水する場合は、非常用タービン発電機または空冷式非常用発電装置より非常用高圧母線が受電できれば電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、非常用タービン発電機が健全でなく、空冷式非常用発電装置からの受電の場合は、<u>燃料補給の観点からタービン電動補助給水ポンプを使用できる間は、タービン電動補助給水ポンプを優先して使用し、その後、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。</u></p> <p>2. 作業性 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p>3. 主蒸気逃がし弁現場操作時の留意事項 主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを放射線モニタ等で確認後、実施するが全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位および圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合には、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p> <p>4. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、<u>非常用タービン発電機または空冷式非常用発電装置により電動補助給水ポンプへ給電する。</u>給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>5. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給手順については、表-4「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>非常用タービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-6 操作手順 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</p> <p>① 方針目的 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させることを目的とする。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力および温度ならびに放射性物質の濃度を低下させることを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 炉心損傷前 1. フロントライン系故障時 (1) 格納容器内自然対流冷却 a. 格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 当直長は、格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器再循環ユニット (A及びB) に原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。 (a) 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [gage]) 以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>2. サポート系故障時 (1) 格納容器内自然対流冷却 a. 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器再循環ユニット (A及びB) に中型ポンプ車により海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器</p>	<p>表-6 操作手順 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</p> <p>① 方針目的 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させることを目的とする。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力および温度ならびに放射性物質の濃度を低下させることを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 炉心損傷前 1. フロントライン系故障時 (1) 格納容器内自然対流冷却 a. 格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 当直長は、格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器再循環ユニット (A及びB) に原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。 (a) 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [gage]) 以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>2. サポート系故障時 (1) 格納容器内自然対流冷却 a. 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器再循環ユニット (A及びB) に中型ポンプ車により海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [gauge]) 以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>優先順位 <ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷前のフロントライン系故障時は、継続的な原子炉格納容器内の冷却ならびに重要機器および重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。また、サポート系故障時の格納容器内自然対流冷却の手段では格納容器内圧力が最高使用圧力付近まで上昇しないと格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動しないことから、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上となれば、代替格納容器スプレイの準備を行い、格納容器内圧力が最高使用圧力以上にて、代替格納容器スプレイを行う。</li> </ul> </li> <li>原子炉格納容器内冷却時における注水量の管理 <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ (約 4,000mm<sup>3</sup>) に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</li> </ul> </li> <li>作業性 <ul style="list-style-type: none"> <li>作業性については、表-7 「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」 参照</li> </ul> </li> <li>電源確保 <ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。</li> <li>給電手順については、表-14 「電源の確保に関する手順等」 参照</li> </ul> </li> <li>燃料補給 <ul style="list-style-type: none"> <li>中型ポンプ車の燃料 (軽油) 補給については、表-4 「原子炉冷却材圧力バウンダリ低下時に原子炉を冷却するための手順等」 参照</li> </ul> </li> </ol> <p><b>炉心損傷後</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>フロントライン系故障時 <ol style="list-style-type: none"> <li>格納容器内自然対流冷却 <ol style="list-style-type: none"> <li>格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 <ul style="list-style-type: none"> <li>当直長は、炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器再循環ユニット (A及びB) に原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</li> <li>対応手順については、表-7 「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」 参照</li> </ul> </li> </ol> </li> </ol> </li> <li>代替格納容器スプレイ <ol style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ <ul style="list-style-type: none"> <li>当直長および発電所災害対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、</li> </ul> </li> </ol> </li> </ol>	<p>スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [gauge]) 以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>優先順位 <ul style="list-style-type: none"> <li>炉心損傷前のフロントライン系故障時は、継続的な原子炉格納容器内の冷却ならびに重要機器および重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。また、サポート系故障時の格納容器内自然対流冷却の手段では格納容器内圧力が最高使用圧力付近まで上昇しないと格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動しないことから、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上となれば、代替格納容器スプレイの準備を行い、格納容器内圧力が最高使用圧力以上にて、代替格納容器スプレイを行う。</li> </ul> </li> <li>原子炉格納容器内冷却時における注水量の管理 <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ (約 4,000mm<sup>3</sup>) に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</li> </ul> </li> <li>作業性 <ul style="list-style-type: none"> <li>作業性については、表-7 「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」 参照</li> </ul> </li> <li>電源確保 <ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失時は、非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。</li> <li>給電手順については、表-14 「電源の確保に関する手順等」 参照</li> </ul> </li> <li>燃料補給 <ul style="list-style-type: none"> <li>中型ポンプ車の燃料 (軽油) 補給については、表-4 「原子炉冷却材圧力バウンダリ低下時に原子炉を冷却するための手順等」 参照</li> </ul> </li> </ol> <p><b>炉心損傷後</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>フロントライン系故障時 <ol style="list-style-type: none"> <li>格納容器内自然対流冷却 <ol style="list-style-type: none"> <li>格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 <ul style="list-style-type: none"> <li>当直長は、炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器再循環ユニット (A及びB) に原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</li> <li>対応手順については、表-7 「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」 参照</li> </ul> </li> </ol> </li> </ol> </li> <li>代替格納容器スプレイ <ol style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ <ul style="list-style-type: none"> <li>当直長および発電所災害対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、</li> </ul> </li> </ol> </li> </ol>	<p>非常用ガスタービン 発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<p>格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [lgage]) 以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>2. サポート系故障時 (1) 格納容器内自然対流冷却 a. 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [lgage]) 以上であり、格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 炉心損傷後のフロントライン系故障時は、継続的な原子炉格納容器内の冷却ならびに重要機器および重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。また、サポート系故障時の格納容器内自然対流冷却の手段では格納容器内圧力が最高使用圧力付近まで上昇しないと格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動しないことから、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上となれば、代替格納容器スプレイポンプの準備を行い、格納容器内圧力が最高使用圧力以上にて、代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>2. 原子炉格納容器内冷却 (1) 水素濃度 炉心損傷後の原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度 (ドライ) により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が 8 vol% (ドライ) 未満であれば減圧を継続する。</p> <p>(2) 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を</p>	<p>格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [lgage]) 以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>2. サポート系故障時 (1) 格納容器内自然対流冷却 a. 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット (A及びB) による格納容器内自然対流冷却 対応手順については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力 (0.127MPa [lgage]) 以上であり、格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 炉心損傷後のフロントライン系故障時は、継続的な原子炉格納容器内の冷却ならびに重要機器および重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。また、サポート系故障時の格納容器内自然対流冷却の手段では格納容器内圧力が最高使用圧力付近まで上昇しないと格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動しないことから、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上となれば、代替格納容器スプレイポンプの準備を行い、格納容器内圧力が最高使用圧力以上にて、代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>2. 原子炉格納容器内冷却 (1) 水素濃度 炉心損傷後の原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度 (ドライ) により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が 8 vol% (ドライ) 未満であれば減圧を継続する。</p> <p>(2) 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>3. 放射性物質濃度低減 炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替格納容器スプレイ手段を用いて原子炉格納容器内へスプレイすることにより、原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器再循環ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器内圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、原子炉格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。</p> <p>4. 作業性 作業性については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>5. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>6. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給については、表-4「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>3. 放射性物質濃度低減 炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替格納容器スプレイ手段を用いて原子炉格納容器内へスプレイすることにより、原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器再循環ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器内圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、原子炉格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。</p> <p>4. 作業性 作業性については、表-7「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」参照</p> <p>5. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置</u>により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>6. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給については、表-4「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン 発電機設置に伴う変更</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-7 操作手順 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p> <p>① 方針目的 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させることを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合 1. 格納容器スプレイ (1) 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が最高使用圧力(0.283MPa[gage])以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>2. 格納容器内自然対流冷却 (1) 格納容器再循環ユニット(A及びB)による格納容器内自然対流冷却 当直長は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを壺素により加圧し、格納容器再循環ユニット(A及びB)に原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水通水後、可搬型温度計測装置を取付け、格納容器内自然対流冷却が開始されれば、格納容器再循環ユニット(A及びB)冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。 a. 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力(0.127MPa[gage])以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>3. 代替格納容器スプレイ (1) 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。 対応手順については、表-6「原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」参照</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合は、継続的な原子炉格納容器内の冷却ならびに重要機器および重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却では、格納容器内圧力が最高使用圧力付近まで上昇しないことと格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動しないことから、並行して代替格納容器スプレイポンプの準備を行い、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、原子炉格納容器の圧力および温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを活用するが、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合は代替格納容器スプレイを行う。</p>	<p>表-7 操作手順 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</p> <p>① 方針目的 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力および温度を低下させることを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合 1. 格納容器スプレイ (1) 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。 a. 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が最高使用圧力(0.283MPa[gage])以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>2. 格納容器内自然対流冷却 (1) 格納容器再循環ユニット(A及びB)による格納容器内自然対流冷却 当直長は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを壺素により加圧し、格納容器再循環ユニット(A及びB)に原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水通水後、可搬型温度計測装置を取付け、格納容器内自然対流冷却が開始されれば、格納容器再循環ユニット(A及びB)冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。 a. 手順着手の判断基準 格納容器内圧力計の指示値が原子炉格納容器スプレイ作動圧力(0.127MPa[gage])以上であり、格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量により確認できない場合</p> <p>3. 代替格納容器スプレイ (1) 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。 対応手順については、表-6「原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」参照</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 交流動力電源および重要機器および重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却では、格納容器内圧力が最高使用圧力付近まで上昇しないことと格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動しないことから、並行して代替格納容器スプレイポンプの準備を行い、格納容器内圧力が最高使用圧力以上となれば、原子炉格納容器の圧力および温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを活用するが、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合は代替格納容器スプレイを行う。</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>2. 水素濃度 炉心損傷後の格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>2. 水素濃度 炉心損傷後の格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。</u> 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>
<p><u>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時</u> 1. 格納容器内自然対流冷却 (1) 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、中型ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上となれば、格納容器再循環ユニット（A及びB）に海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系への海水通水後、可搬型温度計測装置を取付け、格納容器内自然対流冷却が開始されれば、格納容器再循環ユニット（A及びB）冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。 a 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替格納容器スプレイ (1) 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 対応手順については、表-6「原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」参照</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位</p>	<p><u>全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時</u> 1. 格納容器内自然対流冷却 (1) 中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、中型ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、格納容器内圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上となれば、格納容器再循環ユニット（A及びB）に海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水系への海水通水後、可搬型温度計測装置を取付け、格納容器内自然対流冷却が開始されれば、格納容器再循環ユニット（A及びB）冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。 a 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替格納容器スプレイ (1) 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 対応手順については、表-6「原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」参照</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位</p>	<p>原子炉格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>原子炉格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>原子炉格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p>
<p>2. 水素濃度 炉心損傷後の格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>2. 水素濃度 炉心損傷後の格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。</u> 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>
<p>2. 水素濃度 炉心損傷後の格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>2. 水素濃度 炉心損傷後の格納容器スプレイまたは代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器内圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とする。また、水素濃度は、格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。</u> 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<p>濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 作業性 中型ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備における接続作業は、速やかに作業ができるように使用する工具は作業場所近傍に配備する。 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p>5. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>6. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給手順については、表-4「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p> <p>3. 注水量の管理 原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器および重要計器を水没させない高さ（約4,000m<sup>3</sup>）に達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p> <p>4. 作業性 中型ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備における接続作業は、速やかに作業ができるように使用する工具は作業場所近傍に配備する。 ホース敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように中型ポンプ車の保管場所に使用工具およびホースを配備する。</p> <p>5. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>6. 燃料補給 中型ポンプ車の燃料（軽油）補給手順については、表-4「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン 発電機設置に伴う変更</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-8 操作手順 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</p> <p>① 方針目的 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイおよび代替格納容器スプレイにより、溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制および溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止することを目的とする。 また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、原子炉容器への注水により、炉心を冷却することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却(交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合) 1. 格納容器スプレイ (1) 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長は、炉心損傷の兆候が認められた場合において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、格納容器スプレイポンプを停止し、その後は水位を維持する。 a. 手順着手の判断基準 炉心損傷の兆候が認められた場合(炉心出口温度について600℃を超えて上昇する場 合、毎分15℃以上上昇する場合または350℃を超えている状態が10分以上継続する場 合)において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満(格納 容器再循環サンプ水位(広域)80%未満)である場合</p> <p>2. 代替格納容器スプレイ (1) 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、炉心損傷の兆候が認められた場合において、格 納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水 を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却す るために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、代替格納容器スプレイポ ンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、 補助給水タンクを使用する。 a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量に より確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合、原子炉格納容器下部に落下した 溶融炉心を冷却する手段の優先順位は、格納容器スプレイポンプの使用を優先し、格納容 器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合は、代替格納容器スプレイを行 う。</p> <p>2. 原子炉下部キャビティの水位監視 溶融炉心冷却のため、原子炉格納容器へ注水されていることを原子炉下部キャビティ水 位計の作動により確認する。</p>	<p>表-8 操作手順 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</p> <p>① 方針目的 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納 容器スプレイおよび代替格納容器スプレイにより、溶融し原子炉格納容器の下部に落下し た炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制およ び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止することを目的とする。 また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、原子炉容器 への注水により、炉心を冷却することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却(交流動力電源および原子炉補機冷却機能が 健全な場合) 1. 格納容器スプレイ (1) 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長は、炉心損傷の兆候が認められた場合において、溶融炉心を冷却するために必 要な水量を十分に上回る水位未満である場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレ イポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を 十分に上回る水位が確保された場合は、格納容器スプレイポンプを停止し、その後は水 位を維持する。 a. 手順着手の判断基準 炉心損傷の兆候が認められた場合(炉心出口温度について600℃を超えて上昇する場 合、毎分15℃以上上昇する場合または350℃を超えている状態が10分以上継続する場 合)において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満(格納 容器再循環サンプ水位(広域)80%未満)である場合</p> <p>2. 代替格納容器スプレイ (1) 代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、炉心損傷の兆候が認められた場合において、格 納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水 を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却す るために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、代替格納容器スプレイポ ンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、 補助給水タンクを使用する。 a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイを格納容器スプレイライン流量に より確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合、原子炉格納容器下部に落下した 溶融炉心を冷却する手段の優先順位は、格納容器スプレイポンプの使用を優先し、格納容 器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合は、代替格納容器スプレイを行 う。</p> <p>2. 原子炉下部キャビティの水位監視 溶融炉心冷却のため、原子炉格納容器へ注水されていることを原子炉下部キャビティ水 位計の作動により確認する。</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>3. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却（全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時）</p> <p>1. 代替格納容器スプレイ</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心損傷の兆候が認められた場合において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、代替格納容器スプレイポンプを停止し、その後水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、炉心損傷の兆候が認められた場合（炉心出口温度について600℃を超えて上昇する場合、毎分15℃以上上昇する場合または350℃を超えている状態が10分以上継続する場合）に、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合（格納容器再循環サンプ水位（広域）80%未満）</p> <p>（配慮すべき事項）</p> <p>1. 代替格納容器スプレイポンプの注水先 LOCAと全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が重畳した場合の代替格納容器スプレイポンプの注水先を炉心注水とする。また、対応途中で事象が進展し、炉心損傷の兆候があると判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を格納容器スプレイへ変更するとともに、その後、充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を行う。</p> <p>2. 原子炉下部キャビティの水位監視 溶融炉心冷却のため、原子炉格納容器へ注水されていることを原子炉下部キャビティ水位計の作動により確認する。</p> <p>3. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ（B、自己冷却式）へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止（全交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合）</p> <p>1. 炉心注水 炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。 (1) 高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水 当直長は、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプにより炉心へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）<math>1 \times 10^5</math> mSv/h以上により確認した場合</p>	<p>3. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、<u>非常用ガスタタービン発電機</u>または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却（全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時）</p> <p>1. 代替格納容器スプレイ</p> <p>(1) 代替格納容器スプレイ 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心損傷の兆候が認められた場合において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、代替格納容器スプレイポンプを停止し、その後水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、炉心損傷の兆候が認められた場合（炉心出口温度について600℃を超えて上昇する場合、毎分15℃以上上昇する場合または350℃を超えている状態が10分以上継続する場合）に、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合（格納容器再循環サンプ水位（広域）80%未満）</p> <p>（配慮すべき事項）</p> <p>1. 代替格納容器スプレイポンプの注水先 LOCAと全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失事象が重畳した場合の代替格納容器スプレイポンプの注水先を炉心注水とする。また、対応途中で事象が進展し、炉心損傷の兆候があると判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を格納容器スプレイへ変更するとともに、その後、充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を行う。</p> <p>2. 原子炉下部キャビティの水位監視 溶融炉心冷却のため、原子炉格納容器へ注水されていることを原子炉下部キャビティ水位計の作動により確認する。</p> <p>3. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、<u>非常用ガスタタービン発電機</u>または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ（B、自己冷却式）へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止（全交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合）</p> <p>1. 炉心注水 炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。 (1) 高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水 当直長は、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプにより炉心へ注水する。 a. 手順着手の判断基準 炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）<math>1 \times 10^5</math> mSv/h以上により確認した場合</p>	<p>非常用ガスタタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>

変更前	変更後	備考
<p>(2) 充てんポンプによる炉心注水 当直長は、高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量または余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替炉心注水 炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。 (1) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水 当直長は、高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) により炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量または余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による代替炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による代替炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合において、格納容器スプレイB系統を使用していない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止する手段の優先順位は、流量の大きい高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水を優先し、それができない場合は、中央制御室で短時間で運転できる充てんポンプによる炉心注水を実施する。充てんポンプによる炉心注水と並行して、代替炉心注水を実施する。 代替炉心注水手段の優先順位は、準備作業時間の短い格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) を優先し、それができない場合に代替格納容器スプレイポンプを使用する。</p> <p>2. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>(2) 充てんポンプによる炉心注水 当直長は、高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量または余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>2. 代替炉心注水 炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。 (1) 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による炉心注水 当直長は、高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) により炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水を高圧注入ライン流量または余熱除去ループ流量により確認できない場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による代替炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) による代替炉心注水を格納容器スプレイラインB流量により確認できない場合において、格納容器スプレイB系統を使用していない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 交流動力電源および原子炉補機冷却機能が健全な場合に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止する手段の優先順位は、流量の大きい高圧注入ポンプまたは余熱除去ポンプによる炉心注水を優先し、それができない場合は、中央制御室で短時間で運転できる充てんポンプによる炉心注水を実施する。充てんポンプによる炉心注水と並行して、代替炉心注水を実施する。 代替炉心注水手段の優先順位は、準備作業時間の短い格納容器スプレイポンプ (B, 代替再循環配管使用) を優先し、それができない場合に代替格納容器スプレイポンプを使用する。</p> <p>2. 電源確保 代替格納容器スプレイポンプ起動時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更 (以下、本頁において同じ)</p>
<p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 (全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時) 1. 代替炉心注水 全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。 (1) 充てんポンプ (B, 自己冷却式) による炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、燃料取替用水タンク水を空冷式非常用発電装置より受電した充てんポンプ (B, 自己冷却式) により</p>	<p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 (全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時) 1. 代替炉心注水 全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延または防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。 (1) 充てんポンプ (B, 自己冷却式) による炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、燃料取替用水タンク水を空冷式非常用発電装置より受電した充てんポンプ (B, 自己冷却式) により</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更 (以下、本頁において同じ)</p>



変更前	変更後	備考
<p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）<math>1 \times 10^5</math> mSv/h 以上により確認した場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、充てんポンプ（B、自己冷却式）による代替炉心注水ができる場合、燃料取替用水タンク水を空冷式非常用発電装置より受電した代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を充てんライン流量により確認できない場合において、格納容器スプレイB系統を使用していない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合において、高揚程である充てんポンプ（B、自己冷却式）を優先する。次に代替格納容器スプレイポンプを使用する。</p> <p>2. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ（B、自己冷却式）へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>3. 作業性 充てんポンプ（B、自己冷却式）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>(中略)</p>	<p>炉心へ注水する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は原子炉補機冷却機能を原子炉補機冷却水サージタンク水位もしくは原子炉補機冷却水流量により確認できない場合において、炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）<math>1 \times 10^5</math> mSv/h 以上により確認した場合</p> <p>(2) 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水 当直長および発電所災害対策本部は、充てんポンプ（B、自己冷却式）による代替炉心注水ができる場合、燃料取替用水タンク水を非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置より受電した代替格納容器スプレイポンプにより炉心へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、補助給水タンクを使用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 充てんポンプ（B、自己冷却式）による炉心注水を充てんライン流量により確認できない場合において、格納容器スプレイB系統を使用していない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 全交流動力電源喪失または原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合において、高揚程である充てんポンプ（B、自己冷却式）を優先する。次に代替格納容器スプレイポンプを使用する。</p> <p>2. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、<u>非常用ガスタービン発電機</u>または空冷式非常用発電装置により代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ（B、自己冷却式）へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>3. 作業性 充てんポンプ（B、自己冷却式）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替については、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>(中略)</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>

変更前	変更後	備考
<p>表-14 操作手順 電源の確保に関する手順等</p> <p>① 方針目的 電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷および運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するため非常用電源（交流）、代替電源（交流）、非常用電源（直流）、代替電源（直流）、代替所内電気設備から給電することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <u>非常用電源（交流）による給電</u> 1. <u>ディーゼル発電機による給電</u> 当直長は、外部電源喪失および所内単独運転に失敗した場合は、非常用高圧母線へディーゼル発電機による給電を行い、給電状態を母線電圧により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 外部電源による非常用高圧母線への交流電源からの給電をすべての非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p><u>代替電源（交流）による給電</u> 1. <u>非常用ガスタービン発電機による代替電源（交流）からの給電</u> 当直長および発電所災害対策本部は、<u>非常用ガスタービン発電機からの受電準備を行ったのち非常用ガスタービン発電機を起動し非常用高圧母線へ給電する。</u> (1) <u>手順着手の判断基準</u> <u>外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</u></p> <p>2. <u>空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電</u> 当直長および発電所災害対策本部は、空冷式非常用発電装置からの受電準備を行ったのち空冷式非常用発電装置を起動し非常用高圧母線へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合において、<u>非常用ガスタービン発電機が起動できない場合</u></p> <p>3. <u>300kVA電源車による代替電源（交流）からの給電</u> 当直長および発電所災害対策本部は、300kVA電源車からの受電準備を行ったのち300kVA電源車を起動し非常用低圧母線へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 空冷式非常用発電装置および空冷式非常用発電装置による給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 代替電源（交流）による給電手段の優先順位は、<u>非常用ガスタービン発電機</u>、<u>空冷式非常用発電装置</u>、300kVA電源車の順で使用する。 2. 負荷容量 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置の必要最大負荷は、重大事故等対策の有効性を確認する事故シナジェンス等のうち必要な負荷が最大となる「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失およびRCPシールドOCAが発生する事故」である。<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束する電力を給電する。</u>事故シナジェンスにて使用する設備が機能喪失した場合において、</p>	<p>表-14 操作手順 電源の確保に関する手順等</p> <p>① 方針目的 電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷および運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するため非常用電源（交流）、代替電源（交流）、非常用電源（直流）、代替電源（直流）、代替所内電気設備から給電することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <u>非常用電源（交流）による給電</u> 1. <u>ディーゼル発電機による給電</u> 当直長は、外部電源喪失および所内単独運転に失敗した場合は、非常用高圧母線へディーゼル発電機による給電を行い、給電状態を母線電圧により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 外部電源による非常用高圧母線への交流電源からの給電をすべての非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p><u>代替電源（交流）による給電</u> 1. <u>非常用ガスタービン発電機による代替電源（交流）からの給電</u> 当直長および発電所災害対策本部は、<u>非常用ガスタービン発電機からの受電準備を行ったのち非常用ガスタービン発電機を起動し非常用高圧母線へ給電する。</u> (1) <u>手順着手の判断基準</u> <u>外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</u></p> <p>2. <u>空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電</u> 当直長および発電所災害対策本部は、空冷式非常用発電装置からの受電準備を行ったのち空冷式非常用発電装置を起動し非常用高圧母線へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合において、<u>非常用ガスタービン発電機が起動できない場合</u></p> <p>3. <u>300kVA電源車による代替電源（交流）からの給電</u> 当直長および発電所災害対策本部は、300kVA電源車からの受電準備を行ったのち300kVA電源車を起動し非常用低圧母線へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 空冷式非常用発電装置および空冷式非常用発電装置による給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 優先順位 代替電源（交流）による給電手段の優先順位は、<u>非常用ガスタービン発電機</u>、<u>空冷式非常用発電装置</u>、300kVA電源車の順で使用する。 2. 負荷容量 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置の必要最大負荷は、重大事故等対策の有効性を確認する事故シナジェンス等のうち必要な負荷が最大となる「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失およびRCPシールドOCAが発生する事故」である。<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束する電力を給電する。</u>事故シナジェンスにて使用する設備が機能喪失した場合において、</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更（以下、本頁において同じ）</p>



変更前	変更後	備考
<p>重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合、空冷式非常用発電装置の負荷容量を確保して給電する。また、空冷式非常用発電装置の電源裕度およびプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。</p> <p>300kVA電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な負荷へ給電する。</p> <p>3. 悪影響防止 空冷式非常用発電装置による給電を行う際は、受電後の非常用高圧母線補機および非常用低圧母線補機の自動起動を防止するため、中央制御室または「切」とする。 300kVA電源車による給電を行う際は、受電時の負荷の自動起動を防止するため、現場で非常用低圧母線の各遮断器の開放等を行う。 蓄電池室に水素が滞留することを防止するため、蓄電池室排気ファンを起動し、蓄電池室を換気する。</p> <p>4. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 ケーブル敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように作業場所および300kVA電源車の保管場所を使用工具を配備する。</p>	<p>る。事故シナケンスにて使用する設備が機能喪失した場合において、重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合、<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置の負荷容量を確認して給電する。</u>また、<u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置の電源裕度およびプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）</u>に応じたその他使用可能な設備に給電する。</p> <p>300kVA電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な負荷へ給電する。</p> <p>3. 悪影響防止 <u>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置による給電を行う際は、受電後の非常用高圧母線補機および非常用低圧母線補機の自動起動を防止するため、中央制御室で各補機の操作スイッチを「切引」または「切」とする。</u> 300kVA電源車による給電を行う際は、受電時の負荷の自動起動を防止するため、現場で非常用低圧母線の各遮断器の開放等を行う。 蓄電池室に水素が滞留することを防止するため、蓄電池室排気ファンを起動し、蓄電池室を換気する。</p> <p>4. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 ケーブル敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように作業場所および300kVA電源車の保管場所を使用工具を配備する。</p> <p><b>非常用電源（直流）による給電</b> 1. 蓄電池（非常用）による非常用電源（直流）からの給電 当直長は、全交流動力電源が喪失した場合は、非常用直流母線へ蓄電池（非常用）により自動で給電状態にあることを母線電圧により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 交流電源から非常用直流母線への給電を非常用低圧母線電圧により確認できない場合 (配慮すべき事項) 1. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 2. 成立性 蓄電池（非常用）から給電されている24時間以内に、非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置、300kVA電源車により、十分な余裕を持って非常用直流母線へ繋ぎ込み、給電を開始する。</p> <p><b>代替電源（直流）による給電</b> 1. 蓄電池（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電 当直長は、交流動力電源が復旧する見込みがない場合、24時間以上にわたり必要な負荷へ給電するため、蓄電池（重大事故等対処用）により非常用直流母線へ給電する。全交流動力電源喪失発生後、2時間以内に中央制御室に隣接する計装盤室で不要な直流負荷の切離しを行い、8時間以内に現場で不要な直流負荷の切離しを行う。 (1) 手順着手の判断基準 90分以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合 2. 可搬型直流電源装置による代替電源（直流）からの給電 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源が喪失した場合は、蓄電池（重大事故等対処用）からの給電にて母線電圧が低下する前に、可搬型直流電源装置により非常用直流母線へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合</p>	<p>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置による給電を行う際は、受電後の非常用高圧母線補機および非常用低圧母線補機の自動起動を防止するため、中央制御室で各補機の操作スイッチを「切引」または「切」とする。 300kVA電源車による給電を行う際は、受電時の負荷の自動起動を防止するため、現場で非常用低圧母線の各遮断器の開放等を行う。 蓄電池室に水素が滞留することを防止するため、蓄電池室排気ファンを起動し、蓄電池室を換気する。</p> <p>4. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 ケーブル敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように作業場所および300kVA電源車の保管場所を使用工具を配備する。</p> <p><b>非常用電源（直流）による給電</b> 1. 蓄電池（非常用）による非常用電源（直流）からの給電 当直長は、全交流動力電源が喪失した場合は、非常用直流母線へ蓄電池（非常用）により自動で給電状態にあることを母線電圧により確認する。 (1) 手順着手の判断基準 交流電源から非常用直流母線への給電を非常用低圧母線電圧により確認できない場合 (配慮すべき事項) 1. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 2. 成立性 蓄電池（非常用）から給電されている24時間以内に、非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置、300kVA電源車により、十分な余裕を持って非常用直流母線へ繋ぎ込み、給電を開始する。</p> <p><b>代替電源（直流）による給電</b> 1. 蓄電池（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電 当直長は、交流動力電源が復旧する見込みがない場合、24時間以上にわたり必要な負荷へ給電するため、蓄電池（重大事故等対処用）により非常用直流母線へ給電する。全交流動力電源喪失発生後、2時間以内に中央制御室に隣接する計装盤室で不要な直流負荷の切離しを行い、8時間以内に現場で不要な直流負荷の切離しを行う。 (1) 手順着手の判断基準 90分以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合 2. 可搬型直流電源装置による代替電源（直流）からの給電 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源が喪失した場合は、蓄電池（重大事故等対処用）からの給電にて母線電圧が低下する前に、可搬型直流電源装置により非常用直流母線へ給電する。 (1) 手順着手の判断基準 24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合</p>

変更前	変更後	備考
<p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 ケーブル敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように作業場所および可搬型直流電源装置(75kVA 電源車)の保管場所に使用工具を配備する。</p> <p>2. 成立性 蓄電池(非常用)または蓄電池(重大事故等対処用)から給電されている24時間以内に、空冷式非常用発電装置、300kVA 電源車により、十分な余裕を持って非常用直流母線へ繋ぎ込み、給電を開始する。</p>	<p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。 ケーブル敷設、接続作業については、速やかに作業ができるように作業場所および可搬型直流電源装置(75kVA 電源車)の保管場所に使用工具を配備する。</p> <p>2. 成立性 蓄電池(非常用)または蓄電池(重大事故等対処用)から給電されている24時間以内に、非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置、300kVA 電源車により、十分な余裕を持って非常用直流母線へ繋ぎ込み、給電を開始する。</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更(以下、本頁において同じ)</p>
<p>代替所内電気設備による給電</p> <p>1. 代替所内電気設備による給電 当直長および発電所災害対策本部は、2系統の所内電気設備の機能が喪失した場合、<b>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置</b>、代替電気設備受電盤および代替動力変圧器により原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器へ給電する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線および非常用直流母線の電圧により確認した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。</p>	<p>代替所内電気設備による給電</p> <p>1. 代替所内電気設備による給電 当直長および発電所災害対策本部は、2系統の所内電気設備の機能が喪失した場合、<b>非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置</b>、代替電気設備受電盤および代替動力変圧器により原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器へ給電する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線および非常用直流母線の電圧により確認した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 作業性 暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。</p>	
<p>燃料の補給</p> <p>1. ディーゼル発電機への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、ディーゼル発電機への燃料(重油)補給を、燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合に重油タンクおよび重油移送配管またはミニローリーを用いて実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 ディーゼル発電機を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合</p> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上、燃料油貯油槽2基分の258kL以上の合計516kL以上を管理する。</p> <p>2. 空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給を、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば重油タンク、重油移送配管、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 空冷式非常用発電装置を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに、負荷運転時における燃料補給作業着手時間<sup>※1</sup>に達した場合</p> <p>※1 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び燃料補給間隔は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置：運転開始後約8時間(その後約2時間30分毎に補給)</li> </ul> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上を管理する。</p> <p>3. 300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給 発電所災害対策本部は、300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給</p>	<p>燃料の補給</p> <p>1. ディーゼル発電機への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、ディーゼル発電機への燃料(重油)補給を、燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合に重油タンクおよび重油移送配管またはミニローリーを用いて実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 ディーゼル発電機を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合</p> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上、燃料油貯油槽2基分の258kL以上の合計516kL以上を管理する。</p> <p>2. 空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給を、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば重油タンク、重油移送配管、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 空冷式非常用発電装置を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに、負荷運転時における燃料補給作業着手時間<sup>※1</sup>に達した場合</p> <p>※1 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び燃料補給間隔は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置：運転開始後約8時間(その後約2時間30分毎に補給)</li> </ul> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上を管理する。</p> <p>3. 300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給 発電所災害対策本部は、300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給</p>	
<p>燃料の補給</p> <p>1. ディーゼル発電機への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、ディーゼル発電機への燃料(重油)補給を、燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合に重油タンクおよび重油移送配管またはミニローリーを用いて実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 ディーゼル発電機を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合</p> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上、燃料油貯油槽2基分の258kL以上の合計516kL以上を管理する。</p> <p>2. 空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給を、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば重油タンク、重油移送配管、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 空冷式非常用発電装置を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに、負荷運転時における燃料補給作業着手時間<sup>※1</sup>に達した場合</p> <p>※1 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び燃料補給間隔は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置：運転開始後約8時間(その後約2時間30分毎に補給)</li> </ul> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上を管理する。</p> <p>3. 300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給 発電所災害対策本部は、300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給</p>	<p>燃料の補給</p> <p>1. ディーゼル発電機への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、ディーゼル発電機への燃料(重油)補給を、燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合に重油タンクおよび重油移送配管またはミニローリーを用いて実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 ディーゼル発電機を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに燃料(重油)が枯渇するおそれがある場合</p> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上、燃料油貯油槽2基分の258kL以上の合計516kL以上を管理する。</p> <p>2. 空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給 発電所災害対策本部は、空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給を、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば重油タンク、重油移送配管、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 空冷式非常用発電装置を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに、負荷運転時における燃料補給作業着手時間<sup>※1</sup>に達した場合</p> <p>※1 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び燃料補給間隔は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・空冷式非常用発電装置：運転開始後約8時間(その後約2時間30分毎に補給)</li> </ul> <p>(2) 燃料の管理 重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料(重油)の備蓄量として、重油タンク3基分の258kL以上を管理する。</p> <p>3. 300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給 発電所災害対策本部は、300kVA 電源車または可搬型直流電源装置への燃料(軽油)補給</p>	

変更前	変更後	備考
<p>を、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油タンク、軽油移送配管、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準  全交流動力電源喪失時に、300kVA 電源車または可搬型直流電源装置を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに、負荷運転時における燃料補給作業着手時間※2に達した場合  ※2：定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間および給油間隔は以下のとおり。  ・300kVA 電源車：運転開始後速やかに（その後約2時間毎に補給）  ・可搬型直流電源装置：運転開始後約4時間30分（その後約7時間毎に補給）</p> <p>(2) 燃料の管理  重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として、表-4「原子炉冷却材圧力パウンドリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」、表-12「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」および表-18「緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（軽油）も含め、軽油タンクの55kL以上を管理する。</p>	<p>を、負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油タンク、軽油移送配管、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準  全交流動力電源喪失時に、300kVA 電源車または可搬型直流電源装置を運転した場合において、燃料の油量を確認するとともに、負荷運転時における燃料補給作業着手時間※2に達した場合  ※2：定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間および給油間隔は以下のとおり。  ・300kVA 電源車：運転開始後速やかに（その後約2時間毎に補給）  ・可搬型直流電源装置：運転開始後約4時間30分（その後約7時間毎に補給）</p> <p>(2) 燃料の管理  重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として、表-4「原子炉冷却材圧力パウンドリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」、表-12「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」および表-18「緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（軽油）も含め、軽油タンクの55kL以上を管理する。</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>表-15 操作手順 事故時の計表に関する手順等</p> <p>① 方針目的 重大事故等が発生し、計測機器の故障等により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために、計器故障時の対応、計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合への対応、計器電源喪失時の対応、重大事故等の対応時に必要となるパラメータを記録することを目的とする。</p> <p>② パラメータの選定および分類 重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る審査基準1.1～1.10、1.13、1.14の手順着手の判断基準および操作手順に用いるパラメータならびに有効性評価の判断および確認に用いるパラメータより抽出し、これを抽出パラメータとする。 抽出パラメータのうち、炉心損傷防止対策および原子炉格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。 また、計器故障、計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合および計器電源喪失により、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータを推定するために必要なパラメータを代替パラメータとする。</p> <p>主要パラメータは、以下のとおり分類する。 ・重要監視パラメータ 主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ・有効監視パラメータ 主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器のみで計測され、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。</p> <p>代替パラメータは、以下のとおり分類する。 ・重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ・常用代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータが多様性拡張設備の計器のみにより計測されるパラメータをいう。</p> <p>また、抽出パラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対処設備の運転状態およびその他の設備の運転状態等により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 原子炉施設の状態把握 重要監視パラメータを計測する重要計器および重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器の計測範囲、個数および電源を示し、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確化する。</p> <p>③ 対応手段等 <u>監視機能喪失</u> 1. 計器故障時 当直長は、重大事故等の対処時に主要パラメータを計測する計器が故障または計器の故</p>	<p>表-15 操作手順 事故時の計表に関する手順等</p> <p>① 方針目的 重大事故等が発生し、計測機器の故障等により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために、計器故障時の対応、計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合への対応、計器電源喪失時の対応、重大事故等の対応時に必要となるパラメータを記録することを目的とする。</p> <p>② パラメータの選定および分類 重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る審査基準1.1～1.10、1.13、1.14の手順着手の判断基準および操作手順に用いるパラメータならびに有効性評価の判断および確認に用いるパラメータより抽出し、これを抽出パラメータとする。 抽出パラメータのうち、炉心損傷防止対策および原子炉格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。 また、計器故障、計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合および計器電源喪失により、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータを推定するために必要なパラメータを代替パラメータとする。</p> <p>主要パラメータは、以下のとおり分類する。 ・重要監視パラメータ 主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ・有効監視パラメータ 主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器のみで計測され、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。</p> <p>代替パラメータは、以下のとおり分類する。 ・重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ・常用代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータが多様性拡張設備の計器のみにより計測されるパラメータをいう。</p> <p>また、抽出パラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対処設備の運転状態およびその他の設備の運転状態等により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 原子炉施設の状態把握 重要監視パラメータを計測する重要計器および重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器の計測範囲、個数および電源を示し、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確化する。</p> <p>③ 対応手段等 <u>監視機能喪失</u> 1. 計器故障時 当直長は、重大事故等の対処時に主要パラメータを計測する計器が故障または計器の故</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>障が疑われる場合、原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネルまたは他ループの計器による計測および代替パラメータによる当該パラメータの推定を行う。</p> <p>(1) 他チャンネルまたは他ループによる計測        主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、チャンネル故障により計測することが困難になった場合に、他チャンネルまたは他ループの重要計器により計測を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準        主要パラメータを計測する多重化された重要計器のチャンネル故障が発生した場合</p> <p>(2) 代替パラメータによる推定        主要パラメータを計測する計器が故障または計器の故障が疑われる場合、代替パラメータにより主要パラメータを推定する。</p> <p>代替パラメータにより主要パラメータの推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類、使用環境条件および計測される値の不確かさを考慮し、使用するパラメータの優先順位を定める。</p> <p>代替パラメータによる主要パラメータの推定は、以下の方法で行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・同一物理量（温度、圧力、水位、流量および放射線量率）から推定</li> <li>・水位を注水先もしくは注水先の水位変化または注水量から推定</li> <li>・流量を注水先または注水先の水位変化を監視することにより推定</li> <li>・除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定</li> <li>・1次冷却系統からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定</li> <li>・圧力または温度を水の飽和状態の関係から推定</li> <li>・原子炉へのほう酸水注入量により未臨界状態であるか否かを推定</li> <li>・装置の作動状況により水素濃度を推定</li> <li>・あらかじめ評価したパラメータの相関関係により水素濃度を推定</li> </ul> <p>a. 手順着手の判断基準        主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合または計器の故障が疑われる場合</p>	<p>障が疑われる場合、原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネルまたは他ループの計器による計測および代替パラメータによる当該パラメータの推定を行う。</p> <p>(1) 他チャンネルまたは他ループによる計測        主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、チャンネル故障により計測することが困難になった場合に、他チャンネルまたは他ループの重要計器により計測を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準        主要パラメータを計測する多重化された重要計器のチャンネル故障が発生した場合</p> <p>(2) 代替パラメータによる推定        主要パラメータを計測する計器が故障または計器の故障が疑われる場合、代替パラメータにより主要パラメータを推定する。</p> <p>代替パラメータにより主要パラメータの推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類、使用環境条件および計測される値の不確かさを考慮し、使用するパラメータの優先順位を定める。</p> <p>代替パラメータによる主要パラメータの推定は、以下の方法で行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・同一物理量（温度、圧力、水位、流量および放射線量率）から推定</li> <li>・水位を注水先もしくは注水先の水位変化または注水量から推定</li> <li>・流量を注水先または注水先の水位変化を監視することにより推定</li> <li>・除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定</li> <li>・1次冷却系統からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定</li> <li>・圧力または温度を水の飽和状態の関係から推定</li> <li>・原子炉へのほう酸水注入量により未臨界状態であるか否かを推定</li> <li>・装置の作動状況により水素濃度を推定</li> <li>・あらかじめ評価したパラメータの相関関係により水素濃度を推定</li> </ul> <p>a. 手順着手の判断基準        主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合または計器の故障が疑われる場合</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p>2. 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合        当直長および発電所災害対策本部は、重大事故等の対処時に、主要パラメータである原子炉容器内の温度、圧力および水位ならびに原子炉容器および原子炉格納容器への注水量を監視する計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータによる推定または可搬型計測器による計測を行う。</p> <p>(1) 代替パラメータによる推定        原子炉容器内の温度、圧力および水位、ならびに原子炉容器および原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるのは原子炉容器内の温度および水位である。</p> <p>原子炉容器内の温度および水位の値が計器の計測範囲を超えた場合には原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉容器内の温度を監視するパラメータである1次冷却材高温側温度（広域）および1次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合、多様性拡張設備である炉心出口温度により推定する。</li> <li>・原子炉容器内の水位を監視するパラメータである加圧器水位が計測範囲の下限以下となった場合は、原子炉容器水位を計測し、原子炉容器内の保有水量を推定する。</li> </ul> <p>手順着手の判断基準        重大事故等時に、原子炉容器内の温度または水位が計測範囲を超えて、確認が困難となった場合</p> <p>(2) 可搬型計測器による計測        原子炉容器内の温度を監視するパラメータである1次冷却材高温側温度（広域）および1次冷却材低温側温度（広域）が計測範囲を超えた場合で、かつ多様性拡張設備である炉心出口温度が故障または計測範囲（把握能力）を超えた場合は、可搬型計測器による</p>	<p>2. 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合        当直長および発電所災害対策本部は、重大事故等の対処時に、主要パラメータである原子炉容器内の温度、圧力および水位ならびに原子炉容器および原子炉格納容器への注水量を監視する計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータによる推定または可搬型計測器による計測を行う。</p> <p>(1) 代替パラメータによる推定        原子炉容器内の温度、圧力および水位、ならびに原子炉容器および原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるのは原子炉容器内の温度および水位である。</p> <p>原子炉容器内の温度および水位の値が計器の計測範囲を超えた場合には原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉容器内の温度を監視するパラメータである1次冷却材高温側温度（広域）および1次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合、多様性拡張設備である炉心出口温度により推定する。</li> <li>・原子炉容器内の水位を監視するパラメータである加圧器水位が計測範囲の下限以下となった場合は、原子炉容器水位を計測し、原子炉容器内の保有水量を推定する。</li> </ul> <p>手順着手の判断基準        重大事故等時に、原子炉容器内の温度または水位が計測範囲を超えて、確認が困難となった場合</p> <p>(2) 可搬型計測器による計測        原子炉容器内の温度を監視するパラメータである1次冷却材高温側温度（広域）および1次冷却材低温側温度（広域）が計測範囲を超えた場合で、かつ多様性拡張設備である炉心出口温度が故障または計測範囲（把握能力）を超えた場合は、可搬型計測器による</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>り計測する。 また、可搬型計測器に表示される計測値を読み取り、換算表を用いて工学値に換算する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 原子炉容器内の温度を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に、代替パラメータによる推定が困難となった場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 確からしさの考慮 圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にない且不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状態および事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。 原子炉格納容器内の水素濃度を装置の作動状況およびあらかじめ評価した原子炉格納容器内水素濃度と圧力の相関関係を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するたため不確かさが生じることを考慮する。 推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。</p> <p><b>計器電源喪失</b> 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失および直流電源喪失により計器電源が喪失した場合に、代替電源（交流）、代替電源（直流）から給電し、当該パラメータの計器により計測または監視する。 また、計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が困難となった場合に、可搬型計測器を用いて計測または監視する。 1. 代替電源（交流）からの給電 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失が発生した場合には、代替電源（交流）の空冷式非常用発電装置から計器に給電し、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを計測または監視する。</p> <p>2. 代替電源（直流）からの給電 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失が発生し直流電源が枯渇するおそれがある場合は、代替電源（直流）の蓄電池（重大事故等対処用）または可搬型直流電源装置から計器に給電し、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを計測または監視する。</p> <p>3. 可搬型計測器による計測または監視 当直長および発電所災害対策本部は、代替電源（交流および直流）からの給電が困難となり、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合に、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを可搬型計測器により計測または監視する。 (1) 手順着手の判断基準 計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が困難となった場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 可搬型計測器による計測または監視の留意事項 可搬型計測器による計測対象の選定を行う際、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なチャンネルを選定し計測または監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測または監視する。</p> <p><b>パラメータ記録</b> 1. パラメータ記録の手順等 当直長および発電所災害対策本部は、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度および放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要な重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータの計測結果について、以下の方法により計測結果を記録する。</p>	<p>り計測する。 また、可搬型計測器に表示される計測値を読み取り、換算表を用いて工学値に換算する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 原子炉容器内の温度を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に、代替パラメータによる推定が困難となった場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 確からしさの考慮 圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にない且不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状態および事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。 原子炉格納容器内の水素濃度を装置の作動状況およびあらかじめ評価した原子炉格納容器内水素濃度と圧力の相関関係を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するたため不確かさが生じることを考慮する。 推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。</p> <p><b>計器電源喪失</b> 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失および直流電源喪失により計器電源が喪失した場合に、代替電源（交流）、代替電源（直流）から給電し、当該パラメータの計器により計測または監視する。 また、計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が困難となった場合に、可搬型計測器を用いて計測または監視する。 1. 代替電源（交流）からの給電 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失が発生した場合には、代替電源（交流）の空冷式非常用発電装置から計器に給電し、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを計測または監視する。</p> <p>2. 代替電源（直流）からの給電 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失が発生し直流電源が枯渇するおそれがある場合は、代替電源（直流）の蓄電池（重大事故等対処用）または可搬型直流電源装置から計器に給電し、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを計測または監視する。</p> <p>3. 可搬型計測器による計測または監視 当直長および発電所災害対策本部は、代替電源（交流および直流）からの給電が困難となり、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合に、重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータを可搬型計測器により計測または監視する。 (1) 手順着手の判断基準 計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が困難となった場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 可搬型計測器による計測または監視の留意事項 可搬型計測器による計測対象の選定を行う際、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なチャンネルを選定し計測または監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測または監視する。</p> <p><b>パラメータ記録</b> 1. パラメータ記録の手順等 当直長および発電所災害対策本部は、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度および放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要な重要監視パラメータおよび重要代替監視パラメータの計測結果について、以下の方法により計測結果を記録する。</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電所災害対策本部は、安全パラメータ表示システムに記録された監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。</li> <li>・当直長または発電所災害対策本部は、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口/出口用）に記録された監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。</li> <li>・当直長または発電所災害対策本部は、可搬型計測器で計測したパラメータの値および現場操作時のみ監視する現場計器の指示値を記録用紙に記録する。</li> </ul> <p>(1) 手順着手の判断基準 重大事故等が発生した場合</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電所災害対策本部は、安全パラメータ表示システムに記録された監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。</li> <li>・当直長または発電所災害対策本部は、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口/出口用）に記録された監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。</li> <li>・当直長または発電所災害対策本部は、可搬型計測器で計測したパラメータの値および現場操作時のみ監視する現場計器の指示値を記録用紙に記録する。</li> </ul> <p>(1) 手順着手の判断基準 重大事故等が発生した場合</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>表-16</p> <p>操作手順 中央制御室の居住性等に関する手順等</p> <p>① 方針目的 重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備および資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止、放射性物質の濃度低減を図ることを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>居住性の確保</b> 当直長は、重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないよう、中央制御室遮へいおよび中央制御室換気空調設備の外気を遮断した閉回路循環モード（以下「事故時閉回路循環モード」という。）により、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するとともに、メンテナンス（全面マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し、以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。</p> <p>1. 中央制御室換気空調設備の運転手順等 放射性物質等が環境に放出される原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい等が発生した場合、運転員の放射線被ばく防護の観点から外気を遮断した状態で事故時閉回路循環モードでの運転を行い、中央制御室非常用給気フィルタユニットに内蔵されたよう素フィルタおよび微粒子フィルタにより放射性物質を除去する。 (1) 交流動力電源が正常な場合 当直長は、非常用炉心冷却設備作動信号または中央制御室エリアモニタ線量当量率高信号による中央制御室換気系隔離信号が発信した場合、中央制御室換気空調設備の事故時閉回路循環モードでの運転を確認する。 また、当直長は、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度が19%以上を維持できない場合または二酸化炭素濃度が1%を超えるまでに外気を取り入れる。 a. 手順着手の判断基準 原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい等に起因する非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気系隔離信号または中央制御室エリアモニタ線量当量率高信号発信による中央制御室換気系隔離信号の発信を確認した場合</p> <p>(2) 全交流動力電源が喪失した場合 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失により、中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードにできない場合は、手動操作によるダンパ開処置により事故時閉回路循環モードの系統構成を行い、空冷式非常用発電機により、非常用高圧母線に給電し、中央制御室換気空調設備を運転する。 また、当直長は、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度が19%以上を維持できない場合または二酸化炭素濃度が1%を超えるまでに外気を取り入れる。 a. 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失により、中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードにできない場合</p> <p>2. 中央制御室の照明を確保する手順 当直長は、全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、中央制御室可搬型照明の蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備からの給電後、中央制御室可搬型照明を代替交流電源から給電し、中央制御室の照明を引き続き確保する。 (1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失時に、運転保安灯（中央制御室）が使用できない場合</p>	<p>表-16</p> <p>操作手順 中央制御室の居住性等に関する手順等</p> <p>① 方針目的 重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備および資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止、放射性物質の濃度低減を図ることを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>居住性の確保</b> 当直長は、重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないよう、中央制御室遮へいおよび中央制御室換気空調設備の外気を遮断した閉回路循環モード（以下「事故時閉回路循環モード」という。）により、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するとともに、メンテナンス（全面マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し、以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。</p> <p>1. 中央制御室換気空調設備の運転手順等 放射性物質等が環境に放出される原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい等が発生した場合、運転員の放射線被ばく防護の観点から外気を遮断した状態で事故時閉回路循環モードでの運転を行い、中央制御室非常用給気フィルタユニットに内蔵されたよう素フィルタおよび微粒子フィルタにより放射性物質を除去する。 (1) 交流動力電源が正常な場合 当直長は、非常用炉心冷却設備作動信号または中央制御室エリアモニタ線量当量率高信号による中央制御室換気系隔離信号が発信した場合、中央制御室換気空調設備の事故時閉回路循環モードでの運転を確認する。 また、当直長は、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度が19%以上を維持できない場合または二酸化炭素濃度が1%を超えるまでに外気を取り入れる。 a. 手順着手の判断基準 原子炉冷却材圧力バウンダリからの1次冷却材の漏えい等に起因する非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気系隔離信号または中央制御室エリアモニタ線量当量率高信号発信による中央制御室換気系隔離信号の発信を確認した場合</p> <p>(2) 全交流動力電源が喪失した場合 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失により、中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードにできない場合は、手動操作によるダンパ開処置により事故時閉回路循環モードの系統構成を行い、非常用発電機または空冷式非常用発電装置により、非常用高圧母線に給電し、中央制御室換気空調設備を運転する。 また、当直長は、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度が19%以上を維持できない場合または二酸化炭素濃度が1%を超えるまでに外気を取り入れる。 a. 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失により、中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードにできない場合</p> <p>2. 中央制御室の照明を確保する手順 当直長は、全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、中央制御室可搬型照明の蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備からの給電後、中央制御室可搬型照明を代替交流電源から給電し、中央制御室の照明を引き続き確保する。 (1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失時に、運転保安灯（中央制御室）が使用できない場合</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<p>3. 中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定手順 当直長は、中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードとなった場合、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失により、中央制御室換気空調設備が運転できない場合または中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードとなった場合</p> <p>4. その他の放射線防護措置等に関する手順等</p> <p>(1) 重大事故等時の全面マスク等の着用手順 当直長は、炉心損傷の兆候が見られた場合は、運転員の内部被ばくを低減するため、当直長の指示により全面マスク等を着用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 炉心損傷の兆候が見られた場合</p> <p>(2) 重大事故等時の運転員の被ばく低減および被ばく線量の平準化 発電所災害対策本部は、運転員の被ばく低減および被ばく線量の平準化のため、長期的な保安の観点から運転員の交代要員体制を整備する。 また、交代要員は運転員の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である運転保安灯（中央制御室）を優先して使用し、運転保安灯（中央制御室）が使用できない場合は中央制御室可搬型照明を使用する。</p> <p>2. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により中央制御室換気空調設備および中央制御室可搬型照明へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>3. 中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定手順 当直長は、中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードとなった場合、中央制御室内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を行う。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源喪失により、中央制御室換気空調設備が運転できない場合または中央制御室換気空調設備が事故時閉回路循環モードとなった場合</p> <p>4. その他の放射線防護措置等に関する手順等</p> <p>(1) 重大事故等時の全面マスク等の着用手順 当直長は、炉心損傷の兆候が見られた場合は、運転員の内部被ばくを低減するため、当直長の指示により全面マスク等を着用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 炉心損傷の兆候が見られた場合</p> <p>(2) 重大事故等時の運転員の被ばく低減および被ばく線量の平準化 発電所災害対策本部は、運転員の被ばく低減および被ばく線量の平準化のため、長期的な保安の観点から運転員の交代要員体制を整備する。 また、交代要員は運転員の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 優先順位 照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である運転保安灯（中央制御室）を優先して使用し、運転保安灯（中央制御室）が使用できない場合は中央制御室可搬型照明を使用する。</p> <p>2. 電源確保 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により中央制御室換気空調設備および中央制御室可搬型照明へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p><b>汚染の持ち込み防止</b></p> <p>1. チェンジングエリアの設置および運用手順 発電所災害対策本部は、炉心損傷の兆候が見られた場合に、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイおよび防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを中央制御室の出入口付近の2箇所に設置する。 発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は中央制御室可搬型照明の蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備により給電後、中央制御室可搬型照明を代替交流電源設備から給電し、引き続き照明を確保する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 放射線管理 チェンジングエリア内では、運転員が身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、チェンジングエリア内に設ける除染エリアにて除染を行う。除染による廃水は、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p>	<p><b>放射性物質の濃度低減</b></p> <p>1. チェンジングエリアの設置および運用手順 発電所災害対策本部は、炉心損傷の兆候が見られた場合に、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイおよび防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを中央制御室の出入口付近の2箇所に設置する。 発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は中央制御室可搬型照明の蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備により給電後、中央制御室可搬型照明を代替交流電源設備から給電し、引き続き照明を確保する。</p> <p>(1) 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合</p> <p>(配慮すべき事項)</p> <p>1. 放射線管理 チェンジングエリア内では、運転員が身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、チェンジングエリア内に設ける除染エリアにて除染を行う。除染による廃水は、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p>	<p><b>放射性物質の濃度低減</b></p> <p>1. アニュラス空気再循環設備による放射性物質の濃度低減 当直長は、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス排気ファンを運転し、アニュラス部から放射性物質低減機能を有するアニュラス排気ファンユニットを</p>



変更前	変更後	備考
<p>通して屋外へ排気されることをアニュラス内圧力の低下により確認する。 当直長は、全交流動力電源または常設直流電源系統が喪失した場合にも、アニュラス空気再循環設備の弁の制御用空気配管に窒素ポンベ（アニュラス排気系空気作動弁用）を接続して代替空気（窒素）を供給し、代替電源設備から給電した後、アニュラス排気ファンを運転する。</p> <p>(1) 交流動力電源及び直流電源が健全である場合</p> <p>a. 手順着手の判断基準 非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合</p> <p>(2) 全交流動力電源または直流電源が喪失した場合</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 電源確保 全交流動力電源または常設直流電源系統が喪失した場合は、代替電源設備により放射性物質の濃度低減に使用するアニュラス空気再循環設備へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>通して屋外へ排気されることをアニュラス内圧力の低下により確認する。 当直長は、全交流動力電源または常設直流電源系統が喪失した場合にも、アニュラス空気再循環設備の弁の制御用空気配管に窒素ポンベ（アニュラス排気系空気作動弁用）を接続して代替空気（窒素）を供給し、代替電源設備から給電した後、アニュラス排気ファンを運転する。</p> <p>(1) 交流動力電源及び直流電源が健全である場合</p> <p>a. 手順着手の判断基準 非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合</p> <p>(2) 全交流動力電源または直流電源が喪失した場合</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合は直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 電源確保 全交流動力電源または常設直流電源系統が喪失した場合は、代替電源設備により放射性物質の濃度低減に使用するアニュラス空気再循環設備へ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-17 操作手順 監視測定等に関する手順等</p> <p>① 方針目的 重大事故等が発生した場合に、発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度および放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録するため、放射性物質の濃度および放射線を測定することを目的とする。 また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、およびその結果を記録するため、風向、風速その他の気象条件を測定することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>放射性物質の濃度および放射線の測定</b> 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合に、発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度および放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 重大事故等時の放射性物質の濃度および放射線の測定頻度のうち、可搬型代替モニタおよび可搬型モニタを用いた放射線の測定は連続測定とする。放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）および海上モニタリングは、1回/日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態および放射性物質の放出状況を考慮し変更する。</p> <p>1. モニタリングステーションおよびモニタリングポストによる放射線の測定 発電所災害対策本部は、重大事故等時に放射線の測定機能が喪失していない場合は、継続して放射線を連続測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。</p> <p>2. 可搬型代替モニタによる放射線の代替測定 発電所災害対策本部は、モニタリングステーションまたはモニタリングポスト本体が機能喪失した場合、可搬型代替モニタにより放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 (1) 手順着手の判断基準 重大事故等発生後、モニタリングステーションまたはモニタリングポスト本体の故障等により、モニタリングステーションまたはモニタリングポストの放射線の測定機能を喪失した場合</p> <p>3. 可搬型モニタによる放射線の測定 発電所災害対策本部は、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、モニタリングステーションおよびモニタリングポストが設置されていない海側敷地境界付近に設置する可搬型モニタにより放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 (1) 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合</p> <p>4. 放射性物質の濃度の代替測定 (1) 可搬型放射線計測器等による空气中の放射性物質の濃度の代替測定 重大事故等時の空气中の放射性物質濃度の測定は、多様な拡張設備であるモニタリングカーによる測定を優先する。モニタリングカーが使用できない場合は、可搬型放射線計測器等（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータおよび可搬型ダストサンブラ）により監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 a. 手順着手の判断基準 重大事故等発生後、モニタリングカーに積載しているじんあい・よう素サンブラ、GM汚染サーベイメータまたはNaIシンチレーションサーベイメータの故障等によ</p>	<p>表-17 操作手順 監視測定等に関する手順等</p> <p>① 方針目的 重大事故等が発生した場合に、発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度および放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録するため、放射性物質の濃度および放射線を測定することを目的とする。 また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、およびその結果を記録するため、風向、風速その他の気象条件を測定することを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>放射性物質の濃度および放射線の測定</b> 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合に、発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度および放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 重大事故等時の放射性物質の濃度および放射線の測定頻度のうち、可搬型代替モニタおよび可搬型モニタを用いた放射線の測定は連続測定とする。放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）および海上モニタリングは、1回/日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態および放射性物質の放出状況を考慮し変更する。</p> <p>1. モニタリングステーションおよびモニタリングポストによる放射線の測定 発電所災害対策本部は、重大事故等時に放射線の測定機能が喪失していない場合は、継続して放射線を連続測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。</p> <p>2. 可搬型代替モニタによる放射線の代替測定 発電所災害対策本部は、モニタリングステーションまたはモニタリングポスト本体が機能喪失した場合、可搬型代替モニタにより放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 (1) 手順着手の判断基準 重大事故等発生後、モニタリングステーションまたはモニタリングポスト本体の故障等により、モニタリングステーションまたはモニタリングポストの放射線の測定機能を喪失した場合</p> <p>3. 可搬型モニタによる放射線の測定 発電所災害対策本部は、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、モニタリングステーションおよびモニタリングポストが設置されていない海側敷地境界付近に設置する可搬型モニタにより放射線を監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 (1) 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合</p> <p>4. 放射性物質の濃度の代替測定 (1) 可搬型放射線計測器等による空气中の放射性物質の濃度の代替測定 重大事故等時の空气中の放射性物質濃度の測定は、多様な拡張設備であるモニタリングカーによる測定を優先する。モニタリングカーが使用できない場合は、可搬型放射線計測器等（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータおよび可搬型ダストサンブラ）により監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。 a. 手順着手の判断基準 重大事故等発生後、モニタリングカーに積載しているじんあい・よう素サンブラ、GM汚染サーベイメータまたはNaIシンチレーションサーベイメータの故障等によ</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>り、モニタリングカーによる放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合</p> <p>5. 可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度および放射線量の測定  発電所災害対策本部は、重大事故等時の発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における放射性物質の濃度（空气中、水中、土壌中）および放射線量の測定は、可搬型放射線計測器等（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ、電離箱サーベイメータおよび可搬型ダストサンブラ）により監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。  周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。  (1) 可搬型放射線計測器等による空气中の放射性物質の濃度の測定  発電所災害対策本部は、重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所およびその周辺の空气中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスマモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出された場合において、発電所およびその周辺の空气中の放射性物質の濃度の測定が必要となった場合</p> <p>(2) 可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定  発電所災害対策本部は、重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出のおそれがある、または放出された場合に、可搬型放射線計測器により水中の放射性物質の濃度の測定を行う。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、廃棄物処理設備排水モニタの指示値等を確認し、原子炉施設から周辺海域へ放射性物質が含まれる水が放出されたおそれがある場合</p> <p>(3) 可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定手順  発電所災害対策本部は、重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所およびその周辺の土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスマモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出され、土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要となった場合（プルーム通過後）</p> <p>(4) 海上モニタリング測定  発電所災害対策本部は、発電所の周辺海域での海上モニタリングが必要であると判断した場合に、小型船舶で周辺海域を移動し、可搬型放射線計測器等により放射性物質の濃度および放射線量の測定を行う。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスマモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から周辺海域への放射性物質放出が確認される等により小型船舶による海上モニタリングが必要となった場合</p> <p>6. バックグラウンド低減対策等  (1) モニタリングステーションおよびモニタリングポストのバックグラウンド低減対策  発電所災害対策本部は、事故後の周辺汚染によりモニタリングステーションおよびモニタリングポストによる測定ができなくなることを避けるため、モニタリングステーションおよびモニタリングポストのバックグラウンド低減対策を行う。  ・ 重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタリングステーションおよびモニタリングポストの検出器等の養生を行う。  ・ 放射性物質の放出により、モニタリングステーションまたはモニタリングポストの周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、検出器等の除染、周辺の</p>	<p>り、モニタリングカーによる放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合</p> <p>5. 可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度および放射線量の測定  発電所災害対策本部は、重大事故等時の発電所およびその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における放射性物質の濃度（空气中、水中、土壌中）および放射線量の測定は、可搬型放射線計測器等（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ、電離箱サーベイメータおよび可搬型ダストサンブラ）により監視し、および測定し、ならびにその結果を記録する。  周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。  (1) 可搬型放射線計測器等による空气中の放射性物質の濃度の測定  発電所災害対策本部は、重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所およびその周辺の空气中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスマモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出された場合において、発電所およびその周辺の空气中の放射性物質の濃度の測定が必要となった場合</p> <p>(2) 可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定  発電所災害対策本部は、重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出のおそれがある、または放出された場合に、可搬型放射線計測器により水中の放射性物質の濃度の測定を行う。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、廃棄物処理設備排水モニタの指示値等を確認し、原子炉施設から周辺海域へ放射性物質が含まれる水が放出されたおそれがある場合</p> <p>(3) 可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定手順  発電所災害対策本部は、重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所およびその周辺の土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスマモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出され、土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要となった場合（プルーム通過後）</p> <p>(4) 海上モニタリング測定  発電所災害対策本部は、発電所の周辺海域での海上モニタリングが必要であると判断した場合に、小型船舶で周辺海域を移動し、可搬型放射線計測器等により放射性物質の濃度および放射線量の測定を行う。  a. 手順着手の判断基準  重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスマモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から周辺海域への放射性物質放出が確認される等により小型船舶による海上モニタリングが必要となった場合</p> <p>6. バックグラウンド低減対策等  (1) モニタリングステーションおよびモニタリングポストのバックグラウンド低減対策  発電所災害対策本部は、事故後の周辺汚染によりモニタリングステーションおよびモニタリングポストによる測定ができなくなることを避けるため、モニタリングステーションおよびモニタリングポストのバックグラウンド低減対策を行う。  ・ 重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタリングステーションおよびモニタリングポストの検出器等の養生を行う。  ・ 放射性物質の放出により、モニタリングステーションまたはモニタリングポストの周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、検出器等の除染、周辺の</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。 a. 手順着手の判断基準 重大事故等により放射性物質の放出のおおそれがあることを確認した場合</p> <p>(2) 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策 発電所災害対策本部は、重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測器での測定が不能となった場合、可搬型放射線計測器の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。</p> <p>(3) 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、敷地外でのモニタリングについては、国が地方公共団体と連携して策定するモニタリング計画に従い、資機材および要員、放出現情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p> <p><b>風向、風速その他の気象条件の測定</b> 1. 可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定 発電所対策本部は、重大事故等時の風向、風速その他気象条件の測定は、可搬型気象観測設備により測定し、その結果を記録する。 また、風向、風速その他気象条件の測定は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測設備を使用する。 (1) 手順着手の判断基準 重大事故等発生後、気象観測設備の故障等により、気象観測設備による風向・風速・日射量・放射収支量・降水量の測定機能が喪失した場合</p> <p>2. 気象観測設備による気象観測項目の測定 気象観測設備は通常時から風向、風速その他の気象条件を連続測定しており、重大事故等時に測定機能が使用できる場合は連続して測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。</p> <p><b>モニタリングステーションおよびモニタリングポストへの代替電源（交流）からの給電</b> 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりモニタリングステーションおよびモニタリングポストへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照 給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタリングステーションおよびモニタリングポスト専用の無停電電源装置からの給電が優先し、代替電源（交流）である空冷式非常用発電機または空冷式非常用発電機装置による給電が開始されれば給電が自動で切り替わり、モニタリングステーションおよびモニタリングポストへ給電する。 モニタリングステーションおよびモニタリングポストは、電源が喪失した状態から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。 (1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源が喪失した場合</p>	<p>土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。 a. 手順着手の判断基準 重大事故等により放射性物質の放出のおおそれがあることを確認した場合</p> <p>(2) 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策 発電所災害対策本部は、重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測器での測定が不能となった場合、可搬型放射線計測器の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。</p> <p>(3) 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、敷地外でのモニタリングについては、国が地方公共団体と連携して策定するモニタリング計画に従い、資機材および要員、放出現情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p> <p><b>風向、風速その他の気象条件の測定</b> 1. 可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定 発電所対策本部は、重大事故等時の風向、風速その他気象条件の測定は、可搬型気象観測設備により測定し、その結果を記録する。 また、風向、風速その他気象条件の測定は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測設備を使用する。 (1) 手順着手の判断基準 重大事故等発生後、気象観測設備の故障等により、気象観測設備による風向・風速・日射量・放射収支量・降水量の測定機能が喪失した場合</p> <p>2. 気象観測設備による気象観測項目の測定 気象観測設備は通常時から風向、風速その他の気象条件を連続測定しており、重大事故等時に測定機能が使用できる場合は連続して測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。</p> <p><b>モニタリングステーションおよびモニタリングポストへの代替電源（交流）からの給電</b> 当直長および発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりモニタリングステーションおよびモニタリングポストへ給電する。 給電手順については、表-14「電源の確保に関する手順等」参照 給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタリングステーションおよびモニタリングポスト専用の無停電電源装置からの給電が優先し、代替電源（交流）である空冷式非常用発電機または空冷式非常用発電機装置による給電が開始されれば給電が自動で切り替わり、モニタリングステーションおよびモニタリングポストへ給電する。 モニタリングステーションおよびモニタリングポストは、電源が喪失した状態から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。 (1) 手順着手の判断基準 全交流動力電源が喪失した場合</p>	<p>非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更</p>



変更前	変更後	備考
<p>表-18 操作手順 緊急時対策所の居住性等に関する手順等</p> <p>① 方針目的 緊急時対策所(EL.32m)に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員が緊急時対策所(EL.32m)にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡を必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所災害対策本部としての機能を維持するために必要な居住性の確保、必要な指示および通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電を行うことを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>居住性の確保</b> 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所空気浄化設備による放射性物質の侵入低減、緊急時対策所加圧装置による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所(EL.32m)の居住性を確保する。 1. 緊急時対策所(EL.32m)立ち上げの手順 発電所災害対策本部は、非常体制が発令された場合、緊急時対策所(EL.32m)を使用し、発電所災害対策本部を設置するための準備として、緊急時対策所(EL.32m)を立ち上げる。 (1) 緊急時対策所空気浄化設備運転手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所空気浄化ファンを接続、起動し、必要な換気量を確保するとともに、緊急時対策所空気浄化フィルタを通過することにより放射性物質の侵入を低減する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所空気浄化ファンを起動する。 a. 手順着手の判断基準 非常体制が発令された場合</p> <p>(2) 緊急時対策所(EL.32m)内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定手順 発電所災害対策本部は、非常体制が発令され、緊急時対策所(EL.32m)の使用を開始した場合、緊急時対策所(EL.32m)の居住性確保の観点から、緊急時対策所(EL.32m)内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じて換気率を調整する。 a. 手順着手の判断基準 非常体制が発令された場合</p> <p>2. 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象発生時の手順 (1) 緊急時対策所エリアモニタ設置手順 発電所災害対策本部は、原子力災害対策特別措置法第10条事象が発生した場合に、緊急時対策所(EL.32m)内へ緊急時対策所エリアモニタを設置し、放射線量の測定を実施する。原子炉格納容器と緊急時対策所(EL.32m)の中間位置に設置する加圧判断に使用する可搬型モニタ、可搬型代替モニタおよび可搬型気象観測設備のうち風向風速計は、緊急時対策所(EL.32m)を加圧するための判断に用いる。 a. 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条事象が発生した場合</p> <p>(2) その他の手順項目にて考慮する手順 原子炉格納容器と緊急時対策所(EL.32m)の中間位置に設置する加圧判断に使用する可搬型モニタ、可搬型代替モニタおよび可搬型気象観測設備のうち風向風速計を設置する手順は、表-17「監視測定等に関する手順等」参照</p>	<p>表-18 操作手順 緊急時対策所の居住性等に関する手順等</p> <p>① 方針目的 緊急時対策所(EL.32m)に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員が緊急時対策所(EL.32m)にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡を必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所災害対策本部としての機能を維持するために必要な居住性の確保、必要な指示および通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電を行うことを目的とする。</p> <p>② 対応手段等 <b>居住性の確保</b> 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所空気浄化設備による放射性物質の侵入低減、緊急時対策所加圧装置による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所(EL.32m)の居住性を確保する。 1. 緊急時対策所(EL.32m)立ち上げの手順 発電所災害対策本部は、非常体制が発令された場合、緊急時対策所(EL.32m)を使用し、発電所災害対策本部を設置するための準備として、緊急時対策所(EL.32m)を立ち上げる。 (1) 緊急時対策所空気浄化設備運転手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所空気浄化ファンを接続、起動し、必要な換気量を確保するとともに、緊急時対策所空気浄化フィルタを通過することにより放射性物質の侵入を低減する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所空気浄化ファンを起動する。 a. 手順着手の判断基準 非常体制が発令された場合</p> <p>(2) 緊急時対策所(EL.32m)内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定手順 発電所災害対策本部は、非常体制が発令され、緊急時対策所(EL.32m)の使用を開始した場合、緊急時対策所(EL.32m)の居住性確保の観点から、緊急時対策所(EL.32m)内の酸素濃度および二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じて換気率を調整する。 a. 手順着手の判断基準 非常体制が発令された場合</p> <p>2. 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象発生時の手順 (1) 緊急時対策所エリアモニタ設置手順 発電所災害対策本部は、原子力災害対策特別措置法第10条事象が発生した場合に、緊急時対策所(EL.32m)内へ緊急時対策所エリアモニタを設置し、放射線量の測定を実施する。原子炉格納容器と緊急時対策所(EL.32m)の中間位置に設置する加圧判断に使用する可搬型モニタ、可搬型代替モニタおよび可搬型気象観測設備のうち風向風速計は、緊急時対策所(EL.32m)を加圧するための判断に用いる。 a. 手順着手の判断基準 原子力災害対策特別措置法第10条事象が発生した場合</p> <p>(2) その他の手順項目にて考慮する手順 原子炉格納容器と緊急時対策所(EL.32m)の中間位置に設置する加圧判断に使用する可搬型モニタ、可搬型代替モニタおよび可搬型気象観測設備のうち風向風速計を設置する手順は、表-17「監視測定等に関する手順等」参照</p>	<p>本頁変更なし</p>

変更前	変更後	備考
<p>3. 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員を防護し、居住性を確保する措置を行う。</p> <p>(1) 緊急時対策所 (EL. 32m) にとどまる要員 発電所災害対策本部は、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の指示上昇や炉心損傷の兆候がある場合等、ブルーム放出のおそれがあると判断した場合、以下の要員を目安とし、最大収容可能人数の範囲で緊急時対策所 (EL. 32m) にとどまる要員を判断する。ブルーム通過中においても、緊急時対策所 (EL. 32m) にとどまる要員は、休憩、仮眠をとるための交代要員を考慮して、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員と、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な発電所災害対策本部要員とする。</p> <p>(2) 緊急時対策所加圧装置による空気供給準備手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所加圧装置の系統構成を行い、漏えい等がないことを確認し、切替の準備を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 以下のいずれかに該当した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重大事故等が発生し、原子炉内の炉心損傷の兆候もしくは格納容器内圧力が格納容器スプレイ作動圧力となった場合</li> <li>・ 可搬型代替モニタ、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が上昇した場合</li> <li>・ 緊急時対策所エアモニタ線量率が上昇した場合</li> <li>・ 炉心の状態に係らず原子炉格納容器が破損した場合</li> </ul> <p>(3) 緊急時対策所加圧装置への切替準備手順 発電所災害対策本部は、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の指示上昇や炉心損傷の兆候がある場合等、ブルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化および緊急時対策所加圧装置による加圧操作の要員配置を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 ブルーム放出のおそれがある場合 具体的には以下のいずれかに該当した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重大事故等が発生し、原子炉内の炉心損傷の兆候および格納容器内圧力が最高使用圧力を超えかつ圧力の上昇が継続し、原子炉格納容器の破損のおそれがある場合</li> <li>・ 可搬型代替モニタ、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が上昇した場合</li> <li>・ 緊急時対策所エアモニタ線量率が上昇した場合</li> </ul> <p>(4) 緊急時対策所加圧装置への切替手順 発電所災害対策本部は、原子炉格納容器からブルームが放出され、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が急上昇した場合は、速やかに緊急時対策所空気浄化設備を停止し、緊急時対策所加圧装置による緊急時対策所 (EL. 32m) 内の加圧を行うとともに、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計により緊急時対策所 (EL. 32m) 内の酸素濃度および二酸化炭素濃度を測定し、測定結果に応じて空気流入量を調整する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 以下のいずれかに該当した場合 (風向風速を参考とする。)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉格納容器冷却機能の回復がなく、かつ格納容器内圧力が最高使用圧力を超えた状態から圧力が低下傾向となった場合</li> <li>・ 原子炉格納容器と緊急時対策所 (EL. 32m) との中間位置に設置する加圧判断に使用する可搬型モニタの線量率が急上昇した場合</li> <li>・ 緊急時対策所エアモニタ線量率が急上昇した場合</li> <li>・ 可搬型代替モニタ線量率が急上昇した場合</li> <li>・ 発電所内外のモニタリングに基づき、加圧装置の使用が必要となった場合</li> </ul> <p>(5) 緊急時対策所空気浄化設備への切替手順</p>	<p>3. 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員を防護し、居住性を確保する措置を行う。</p> <p>(1) 緊急時対策所 (EL. 32m) にとどまる要員 発電所災害対策本部は、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の指示上昇や炉心損傷の兆候がある場合等、ブルーム放出のおそれがあると判断した場合、以下の要員を目安とし、最大収容可能人数の範囲で緊急時対策所 (EL. 32m) にとどまる要員を判断する。ブルーム通過中においても、緊急時対策所 (EL. 32m) にとどまる要員は、休憩、仮眠をとるための交代要員を考慮して、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員と、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な発電所災害対策本部要員とする。</p> <p>(2) 緊急時対策所加圧装置による空気供給準備手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所加圧装置の系統構成を行い、漏えい等がないことを確認し、切替の準備を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 以下のいずれかに該当した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重大事故等が発生し、原子炉内の炉心損傷の兆候もしくは格納容器内圧力が格納容器スプレイ作動圧力となった場合</li> <li>・ 可搬型代替モニタ、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が上昇した場合</li> <li>・ 緊急時対策所エアモニタ線量率が上昇した場合</li> <li>・ 炉心の状態に係らず原子炉格納容器が破損した場合</li> </ul> <p>(3) 緊急時対策所加圧装置への切替準備手順 発電所災害対策本部は、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の指示上昇や炉心損傷の兆候がある場合等、ブルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化および緊急時対策所加圧装置による加圧操作の要員配置を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 ブルーム放出のおそれがある場合 具体的には以下のいずれかに該当した場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 重大事故等が発生し、原子炉内の炉心損傷の兆候および格納容器内圧力が最高使用圧力を超えかつ圧力の上昇が継続し、原子炉格納容器の破損のおそれがある場合</li> <li>・ 可搬型代替モニタ、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が上昇した場合</li> <li>・ 緊急時対策所エアモニタ線量率が上昇した場合</li> </ul> <p>(4) 緊急時対策所加圧装置への切替手順 発電所災害対策本部は、原子炉格納容器からブルームが放出され、加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が急上昇した場合は、速やかに緊急時対策所空気浄化設備を停止し、緊急時対策所加圧装置による緊急時対策所 (EL. 32m) 内の加圧を行うとともに、酸素濃度計および二酸化炭素濃度計により緊急時対策所 (EL. 32m) 内の酸素濃度および二酸化炭素濃度を測定し、測定結果に応じて空気流入量を調整する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 以下のいずれかに該当した場合 (風向風速を参考とする。)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉格納容器冷却機能の回復がなく、かつ格納容器内圧力が最高使用圧力を超えた状態から圧力が低下傾向となった場合</li> <li>・ 原子炉格納容器と緊急時対策所 (EL. 32m) との中間位置に設置する加圧判断に使用する可搬型モニタの線量率が急上昇した場合</li> <li>・ 緊急時対策所エアモニタ線量率が急上昇した場合</li> <li>・ 可搬型代替モニタ線量率が急上昇した場合</li> <li>・ 発電所内外のモニタリングに基づき、加圧装置の使用が必要となった場合</li> </ul> <p>(5) 緊急時対策所空気浄化設備への切替手順</p>	<p>本頁変更なし</p>



変更前	変更後	備考
<p>発電所災害対策本部は、緊急時対策所(EL.32m)が炉心から見て風上であり、かつ加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が低下した場合等、緊急時対策所(EL.32m)周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、緊急時対策所加圧装置による加圧を停止し、緊急時対策所空気浄化設備へ切替える。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>以下のいずれかに該当した場合 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上昇している格納容器内圧力が低下後、安定し、希ガスの放出が終息したと判断できる場合</li> <li>・ 可搬型気象観測設備のうち風向風速計の状況により、緊急時対策所空気浄化設備の運転再開および加圧装置の停止ができる場合</li> <li>・ 緊急時対策所(EL.32m)が、炉心から見て風上であり、かつ加圧判断に使用する可搬型モニタまたは可搬型代替モニタの線量率が低下した場合</li> </ul> </li> </ul>	<p>発電所災害対策本部は、緊急時対策所(EL.32m)が炉心から見て風上であり、かつ加圧判断に使用する可搬型モニタ等の線量率が低下した場合等、緊急時対策所(EL.32m)周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、緊急時対策所加圧装置による加圧を停止し、緊急時対策所空気浄化設備へ切替える。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>以下のいずれかに該当した場合 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 上昇している格納容器内圧力が低下後、安定し、希ガスの放出が終息したと判断できる場合</li> <li>・ 可搬型気象観測設備のうち風向風速計の状況により、緊急時対策所空気浄化設備の運転再開および加圧装置の停止ができる場合</li> <li>・ 緊急時対策所(EL.32m)が、炉心から見て風上であり、かつ加圧判断に使用する可搬型モニタまたは可搬型代替モニタの線量率が低下した場合</li> </ul> </li> </ul>	<p>本頁変更なし</p>
<p><b>必要な指示および通信連絡</b></p> <p>重大事故等に対処するために必要な指示および通信連絡に関わる以下の事項について明確にする。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 重大事故等に対処するため、緊急時対策所(EL.32m)の情報収集設備および通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視または収集することで情報を把握するとともに対策の検討を行う。</li> <li>2. 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所(EL.32m)に整備し、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</li> <li>3. 重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</li> <li>4. 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により緊急時対策所(EL.32m)の情報収集設備および通信連絡設備へ給電する。</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 緊急時対策所(EL.32m)情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順  発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)情報収集設備である安全パラメータ表示システムおよびSPDS表示端末により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する。 <p>a. 手順着手の判断基準</p> 非常体制が発令された場合</li> <li>(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備  発電所災害対策本部は、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所(EL.32m)に配備し、資料が更新された場合には資料の差し替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</li> <li>(3) 通信連絡に関する手順等  発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。  発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用手法等、必要な手順の詳細は、表-19「通信連絡に関する手順等」参照</li> </ol> <p><b>必要な数の要員の収容</b></p> <p>緊急時対策所(EL.32m)には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を収容する。  発電所災害対策本部は、これらの発電所災害対策本部要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を配備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。</p>	<p><b>必要な指示および通信連絡</b></p> <p>重大事故等に対処するために必要な指示および通信連絡に関わる以下の事項について明確にする。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 重大事故等に対処するため、緊急時対策所(EL.32m)の情報収集設備および通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視または収集することで情報を把握するとともに対策の検討を行う。</li> <li>2. 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所(EL.32m)に整備し、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</li> <li>3. 重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</li> <li>4. 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により緊急時対策所(EL.32m)の情報収集設備および通信連絡設備へ給電する。</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 緊急時対策所(EL.32m)情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順  発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)情報収集設備である安全パラメータ表示システムおよびSPDS表示端末により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する。 <p>a. 手順着手の判断基準</p> 非常体制が発令された場合</li> <li>(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備  発電所災害対策本部は、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所(EL.32m)に配備し、資料が更新された場合には資料の差し替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</li> <li>(3) 通信連絡に関する手順等  発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。  発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用手法等、必要な手順の詳細は、表-19「通信連絡に関する手順等」参照</li> </ol> <p><b>必要な数の要員の収容</b></p> <p>緊急時対策所(EL.32m)には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を収容する。  発電所災害対策本部は、これらの発電所災害対策本部要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を配備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。</p>	<p><b>必要な指示および通信連絡</b></p> <p>重大事故等に対処するために必要な指示および通信連絡に関わる以下の事項について明確にする。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 重大事故等に対処するため、緊急時対策所(EL.32m)の情報収集設備および通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視または収集することで情報を把握するとともに対策の検討を行う。</li> <li>2. 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所(EL.32m)に整備し、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</li> <li>3. 重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</li> <li>4. 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により緊急時対策所(EL.32m)の情報収集設備および通信連絡設備へ給電する。</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 緊急時対策所(EL.32m)情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順  発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)情報収集設備である安全パラメータ表示システムおよびSPDS表示端末により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する。 <p>a. 手順着手の判断基準</p> 非常体制が発令された場合</li> <li>(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備  発電所災害対策本部は、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所(EL.32m)に配備し、資料が更新された場合には資料の差し替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</li> <li>(3) 通信連絡に関する手順等  発電所災害対策本部は、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所(EL.32m)の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。  発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用手法等、必要な手順の詳細は、表-19「通信連絡に関する手順等」参照</li> </ol> <p><b>必要な数の要員の収容</b></p> <p>緊急時対策所(EL.32m)には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の発電所災害対策本部要員を収容する。  発電所災害対策本部は、これらの発電所災害対策本部要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を配備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。</p>

変更前	変更後	備考
<p>1. 放射線管理</p> <p>(1) 放射線管理用資機材の維持管理等 発電所災害対策本部は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員や現場作業を行う発電所災害対策本部要員等の対策要員の装備（線量計、マスク等）を配備し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合にこれらを用いて十分な放射線管理を行う。</p> <p>発電所災害対策本部は、緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量を監視するため、可搬型エリアモニタを設置し、放射線量を監視する。放射線量が上昇した場合は、周辺に立入りを制限する等の対応を行う。</p> <p>(2) チェンジングエリアの設置および運用手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所(EL.32m)への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイおよび防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置するための資機材を整備し、緊急時対策所(EL.32m)の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 重大事故等が発生し、炉心出口温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合または炉心損傷の兆候が見られた場合</p> <p>(3) 緊急時対策所空気浄化設備の切替手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの性能が低下し、緊急時対策所空気浄化設備の切替が必要となった場合は待機側へ切替え、線量に応じ、交換、保管する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 フィルタユニットの性能の低下により運転中の緊急時対策所空気浄化設備の切替えが必要となった場合</p> <p>2. 飲料水、食料等 発電所災害対策本部は、少なくとも外部からの支援なしに1週間、活動するために必要な飲料水および食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所(EL.32m)内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 放射線管理 (1) 現場作業を行う発電所災害対策本部要員等が、チェンジングエリア内の身体サーベイで放射性物質による汚染が確認された場合には、チェンジングエリア内でウェットティッシュ等による簡易除染にて汚染を取り除くが、拭き取りにて除染ができない場合は除染エリアにて除染を行う。除染による廃水が発生した場合、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p> <p>(2) 現場作業を行う発電所災害対策本部要員等が、緊急時対策所(EL.32m)の外で身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある待機所内で待機する。</p>	<p>1. 放射線管理</p> <p>(1) 放射線管理用資機材の維持管理等 発電所災害対策本部は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う発電所災害対策本部要員や現場作業を行う発電所災害対策本部要員等の対策要員の装備（線量計、マスク等）を配備し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合にこれらを用いて十分な放射線管理を行う。</p> <p>発電所災害対策本部は、緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量を監視するため、可搬型エリアモニタを設置し、放射線量を監視する。放射線量が上昇した場合は、周辺に立入りを制限する等の対応を行う。</p> <p>(2) チェンジングエリアの設置および運用手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所(EL.32m)への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイおよび防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置するための資機材を整備し、緊急時対策所(EL.32m)の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 重大事故等が発生し、炉心出口温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合または炉心損傷の兆候が見られた場合</p> <p>(3) 緊急時対策所空気浄化設備の切替手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの性能が低下し、緊急時対策所空気浄化設備の切替が必要となった場合は待機側へ切替え、線量に応じ、交換、保管する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 フィルタユニットの性能の低下により運転中の緊急時対策所空気浄化設備の切替えが必要となった場合</p> <p>2. 飲料水、食料等 発電所災害対策本部は、少なくとも外部からの支援なしに1週間、活動するために必要な飲料水および食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所(EL.32m)内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。</p> <p>(配慮すべき事項) 1. 放射線管理 (1) 現場作業を行う発電所災害対策本部要員等が、チェンジングエリア内の身体サーベイで放射性物質による汚染が確認された場合には、チェンジングエリア内でウェットティッシュ等による簡易除染にて汚染を取り除くが、拭き取りにて除染ができない場合は除染エリアにて除染を行う。除染による廃水が発生した場合、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p> <p>(2) 現場作業を行う発電所災害対策本部要員等が、緊急時対策所(EL.32m)の外で身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある待機所内で待機する。</p>	<p>代替電源設備からの給電 発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時、緊急時対策所(EL.32m)の電源を確保するため、代替電源設備である緊急時対策所用発電機から給電する。緊急時対策所用発電機は、非常体制が発令された場合にケーブル接続等の準備を行い、全交流動力電源喪失時に2台を起動し緊急時対策所(EL.32m)へ給電する。また、緊急時対策所(EL.32m)の情報収集装置および通信連絡設備へ給電する。</p> <p>なお、安全パラメータ表示システムについては、代替電源として空冷式非常用発電装置により給電する。給電の手順は、表-14「電源の確保に関する手順等」参照</p> <p>非常用ガスタタービン 発電機設置に伴う変更</p>

変更前	変更後	備考
<p>1. 緊急時対策所用発電機による給電</p> <p>(1) 緊急時対策所用発電機準備手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所 (EL.32m) 立ち上げ時の緊急時対策所用発電機のケーブル接続を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 非常体制が発令された場合</p> <p>(2) 緊急時対策所用発電機起動手順 発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時における緊急時対策所用発電機 2 台の起動を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流動力電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p>(3) 緊急時対策所用発電機への燃料 (軽油) 給油手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所用発電機を運転し燃料 (軽油) 補給を、負荷運転時における燃料補給作業手時間となれば軽油タンク、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 緊急時対策所用発電機を運転した場合において、各発電機の燃料が規定油量以上あることを確認した上で運転開始後、定格負荷運転時における燃料補給作業手時間※1に達した場合 ※1 緊急時対策所用発電機：運転開始後約 8 時間 (その後ブルーム通過まで約 7 時間毎に補給)</p> <p>b. 燃料の管理 重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料 (軽油) の備蓄量として、表 4 「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」、表 12 「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」および表 14 「電源の確保に関する手順等」に示す燃料 (軽油) も含め、軽油タンクの 55kl 以上を管理する。</p>	<p>1. 緊急時対策所用発電機による給電</p> <p>(1) 緊急時対策所用発電機準備手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所 (EL.32m) 立ち上げ時の緊急時対策所用発電機のケーブル接続を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 非常体制が発令された場合</p> <p>(2) 緊急時対策所用発電機起動手順 発電所災害対策本部は、全交流動力電源喪失時における緊急時対策所用発電機 2 台の起動を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 外部電源およびディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流動力電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合</p> <p>(3) 緊急時対策所用発電機への燃料 (軽油) 給油手順 発電所災害対策本部は、緊急時対策所用発電機を運転し燃料 (軽油) 補給を、負荷運転時における燃料補給作業手時間となれば軽油タンク、ミニローリーを用いて実施する。その後の燃料補給は、負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。</p> <p>a. 手順着手の判断基準 緊急時対策所用発電機を運転した場合において、各発電機の燃料が規定油量以上あることを確認した上で運転開始後、定格負荷運転時における燃料補給作業手時間※1に達した場合 ※1 緊急時対策所用発電機：運転開始後約 8 時間 (その後ブルーム通過まで約 7 時間毎に補給)</p> <p>b. 燃料の管理 重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料 (軽油) の備蓄量として、表 4 「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等」、表 12 「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」および表 14 「電源の確保に関する手順等」に示す燃料 (軽油) も含め、軽油タンクの 55kl 以上を管理する。</p>	<p>本頁変更なし</p>
<p>(中略)</p>	<p>(中略)</p>	<p>(中略)</p>

変更前

表－20 重大事故等対策における操作の成立性 (1 / 6)

(中略)

※有効性評価の重要事故シナケンスに係る対応手段 (以下, 本表において同じ)

(中略)

表－20 重大事故等対策における操作の成立性 (5 / 6)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
	空冷式非常用発電装置による代替電源 (交流) からの給電*	運転員 (中央制御室, 現場)	3	30分
		発電所災害対策本部要員	1	
	300kVA 電源車による代替電源 (交流) からの給電	運転員 (現場)	2	6時間 50分
		発電所災害対策本部要員	7	
1.14	蓄電池 (重大事故等対処用) による代替電源 (直流) からの給電*	運転員 (現場)	2	30分
		運転員 (現場)	2	
	可搬型直流電源装置による代替電源 (直流) からの給電	運転員 (現場)	2	3時間 50分
		発電所災害対策本部要員	7	
	代替所内電気設備による給電	発電所災害対策本部要員	2	3時間
		発電所災害対策本部要員	6	
	ディーゼル発電機への燃料 (重油) 補給	発電所災害対策本部要員	6	-
		発電所災害対策本部要員	6	
1.15	可搬型計測器による計測又は監視	運転員 (中央制御室)	1	1時間 5分
		発電所災害対策本部要員	3	
1.16	中央制御室換気空調設備の運転手順等 (全交流動力電源が喪失した場合) *	運転員 (中央制御室)	1	1時間 10分
		発電所災害対策本部要員	2	
	アニュラス空気再循環設備による放射性物質の濃度低減	1.10と同様。		

(中略)

変更後

表－20 重大事故等対策における操作の成立性 (1 / 6)

(中略)

※有効性評価の重要事故シナケンスに係る対応手段 (以下, 本表において同じ)

(中略)

表－20 重大事故等対策における操作の成立性 (5 / 6)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
	非常用ガスタービン発電機による代替電源 (交流) からの給電*	運転員 (中央制御室, 現場)	3	30分
		発電所災害対策本部要員	1	
	空冷式非常用発電装置による代替電源 (交流) からの給電*	運転員 (中央制御室, 現場)	3	30分
		発電所災害対策本部要員	1	
1.14	300kVA 電源車による代替電源 (交流) からの給電	運転員 (現場)	2	6時間 50分
		発電所災害対策本部要員	7	
	蓄電池 (重大事故等対処用) による代替電源 (直流) からの給電*	運転員 (現場)	2	30分
		運転員 (現場)	2	
	可搬型直流電源装置による代替電源 (直流) からの給電	運転員 (現場)	2	3時間 50分
		発電所災害対策本部要員	7	
	代替所内電気設備による給電	発電所災害対策本部要員	2	3時間
		発電所災害対策本部要員	6	
1.15	ディーゼル発電機への燃料 (重油) 補給	発電所災害対策本部要員	6	-
		発電所災害対策本部要員	6	
	空冷式非常用発電装置への燃料 (重油) 補給*	発電所災害対策本部要員	6	3時間 10分
		発電所災害対策本部要員	6	
1.16	可搬型計測器による計測又は監視	運転員 (中央制御室)	1	1時間 5分
		発電所災害対策本部要員	3	
	中央制御室換気空調設備の運転手順等 (全交流動力電源が喪失した場合) *	運転員 (中央制御室)	1	1時間 10分
		発電所災害対策本部要員	2	
	アニュラス空気再循環設備による放射性物質の濃度低減	1.10と同様。		

(中略)

備考

非常用ガスタービン発電機設置に伴う変更



変更前	変更後	備考
<p>2 大規模な自然災害または故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応のための計画の策定 (中略)</p> <p>2.1 体制の整備, 教育訓練の実施および資機材の配備 (中略)</p> <p>(4) 手順書の整備 (中略)</p> <p>e. 大規模損壊発生時の対応手順書の整備およびその対応操作 (中略)</p> <p>(c) 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書 (中略)</p> <p>ソ 「2.1 可搬型設備等」による対応手順等」 各課長は, 大規模損壊発生時に重大事故等対策で定めているイ項からセ項の手順に加え て, 以下の手順等を定める。 (ア) 炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損を緩和するための手順等 i フロントライン系とサポート系の同時機能喪失を想定し, 充てんポンプ (B, 自己冷却式) と加圧器逃がし弁開操作 (窒素ポンベ, 可搬型蓄電池) による1次冷却系統のフ ィードアンドブリードを実施する手順 ii 空冷式非常用発電装置からの電源供給にて炉心または原子炉格納容器への注水設備と 蒸気発生器への注水設備を同時に使用する手順 (以下, 省略)</p>	<p>2 大規模な自然災害または故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応のための計画の策定 (中略)</p> <p>2.1 体制の整備, 教育訓練の実施および資機材の配備 (中略)</p> <p>(4) 手順書の整備 (中略)</p> <p>e. 大規模損壊発生時の対応手順書の整備およびその対応操作 (中略)</p> <p>(c) 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書 (中略)</p> <p>ソ 「2.1 可搬型設備等」による対応手順等」 各課長は, 大規模損壊発生時に重大事故等対策で定めているイ項からセ項の手順に加え て, 以下の手順等を定める。 (ア) 炉心の著しい損傷および原子炉格納容器の破損を緩和するための手順等 i フロントライン系とサポート系の同時機能喪失を想定し, 充てんポンプ (B, 自己冷却式) と加圧器逃がし弁開操作 (窒素ポンベ, 可搬型蓄電池) による1次冷却系統のフ ィードアンドブリードを実施する手順 ii 非常用ガスタービン発電機または空冷式非常用発電装置からの電源供給にて炉心また は原子炉格納容器への注水設備と蒸気発生器への注水設備を同時に使用する手順 (以下, 省略)</p>	<p>非常用ガスタービン 発電機設置に伴う変 更</p>



伊方発電所原子炉施設保安規定の変更について

伊方発電所3号炉について、非常用電源設備の信頼性向上の観点から、重大事故等対処設備として、既設の空冷式非常用発電装置に加え、非常用ガスタービン発電機を設置することに伴い、関連する保安規定条文の変更を行う。

(変更する条文)

- ・ 第72条の3 (外部電源 (3号炉))
- ・ 第74条 (ディーゼル発電機 –モード5, 6および使用済燃料ピットに燃料体を貯蔵している期間–)
- ・ 第84条 (重大事故等対処設備 (3号炉))
- ・ 第88条 (予防保全を目的とした点検・保守を実施する場合)
- ・ 附則
- ・ 添付1 異常時の運転操作基準 (第91条関連)
- ・ 添付3 重大事故等および大規模損壊対応に係る実施基準 (第17条の5および第17条の6関連)

以 上