

参考. 核的不確定性の100ppmについて

国内、海外のウラン炉心及びMOX炉心における高温状態でのほう素濃度測定値と計算値の比較から、高温状態での計算の不確定性については図1の通り±50ppmと評価されている。しかしながら、低温状態におけるほう素濃度の測定実績が無いことから、保守的に±100ppmとしている。

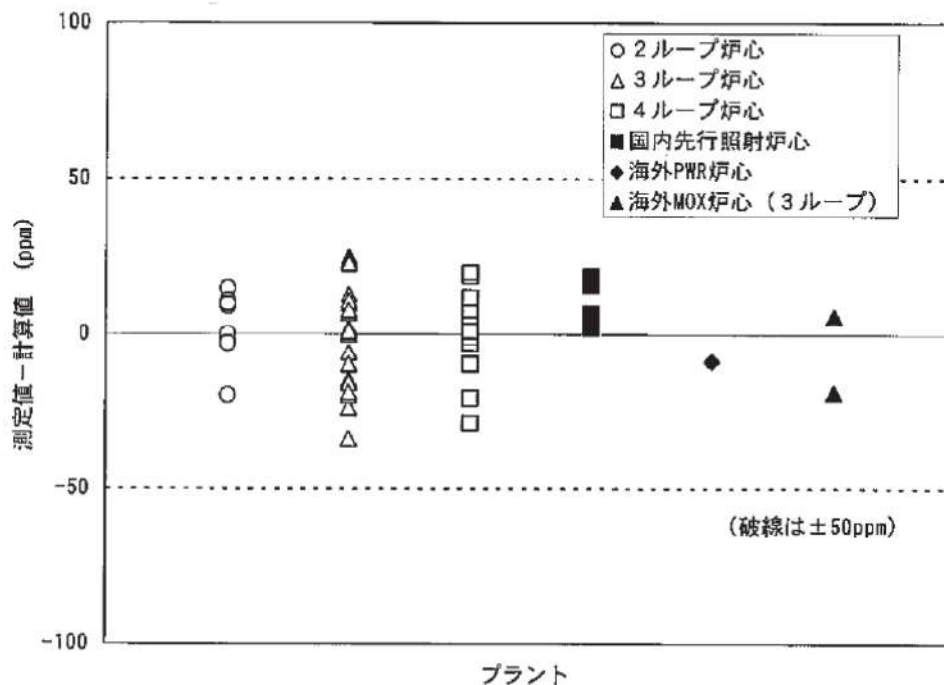


図1 臨界ほう素濃度の測定値と計算値の誤差

参考文献：「三菱PWRのPHOENIX-P/ANCによる核設計の信頼性」

MHI-NE S-1025 改2 三菱重工業、平成18年)

反応度の誤投入における警報設定値の影響について

1. 警報設定値について

「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、原子炉停止時に炉心の中性子束レベルが上昇するような事象が発生した場合に、運転員への注意を喚起するため設置している。この警報は、原子炉停止時の定常状態における炉外核計測装置中性子源領域の計数率に対して、信号の揺れ等を考慮して0.5デカード上に設定している。

「反応度の誤投入」の有効性評価においては、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、警報設定値である定常値の0.5デカードに泊発電所3号機の炉外核計測装置中性子源領域の計器誤差である0.3デカード（フルスケール（6デカード） $\pm 5\%$ ）を考慮し、評価においては警報設定値を定常値の0.8デカード上とすることで評価を実施した。

2. 警報設定値による影響評価

希釈開始から警報発信及び臨界ほう素濃度まで希釈するのに必要な時間について、警報設定値に計器誤差（0.3デカード）を考慮したことによる影響評価結果を表1に示す。

警報設定値を定常値の0.8デカード上に設定した場合は、0.5デカード上に設定した場合に比べて警報発信までに必要な時間が約14分遅くなるが、希釈開始から臨界までの時間は同じであるため、結果的に警報発信から臨界までの時間余裕が約14分短くなる。したがって、警報設定値を定常値の0.8デカード上に設定する評価条件は保守的な設定となっている。

表 1 警報発信及び臨界ほう素濃度まで希釈するのに必要な時間

警報設定値	「中性子源領域炉停止時 中性子束高」発信	臨界ほう素濃度まで 希釈するのに必要な時間
定常値の0.5デカード上	約50分	警報発信から約30分
定常値の0.8デカード上	約64分	警報発信から約16分

重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。

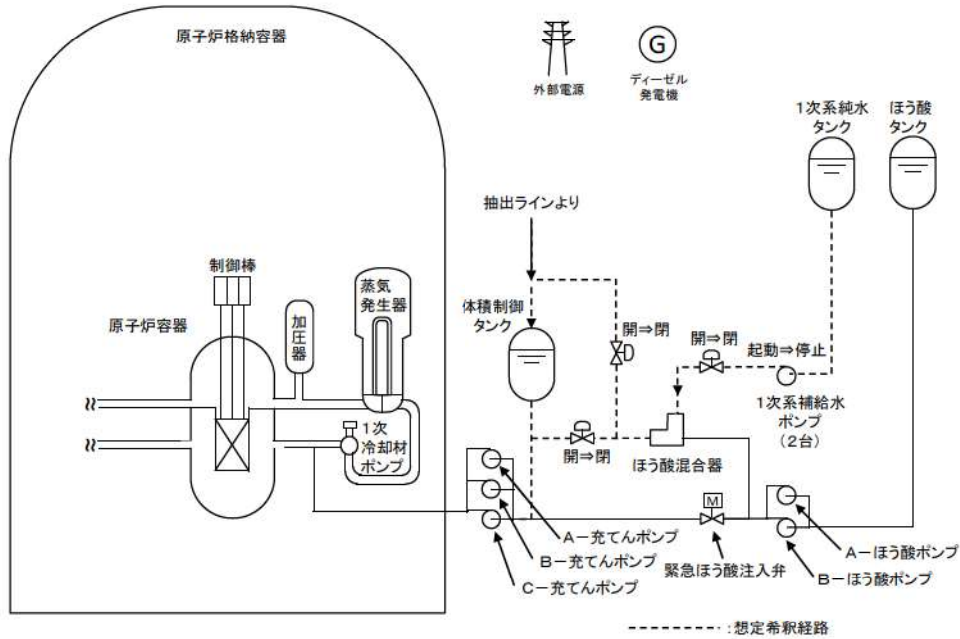


図1 「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の重大事故等対策の概略系統図（希釈停止操作）

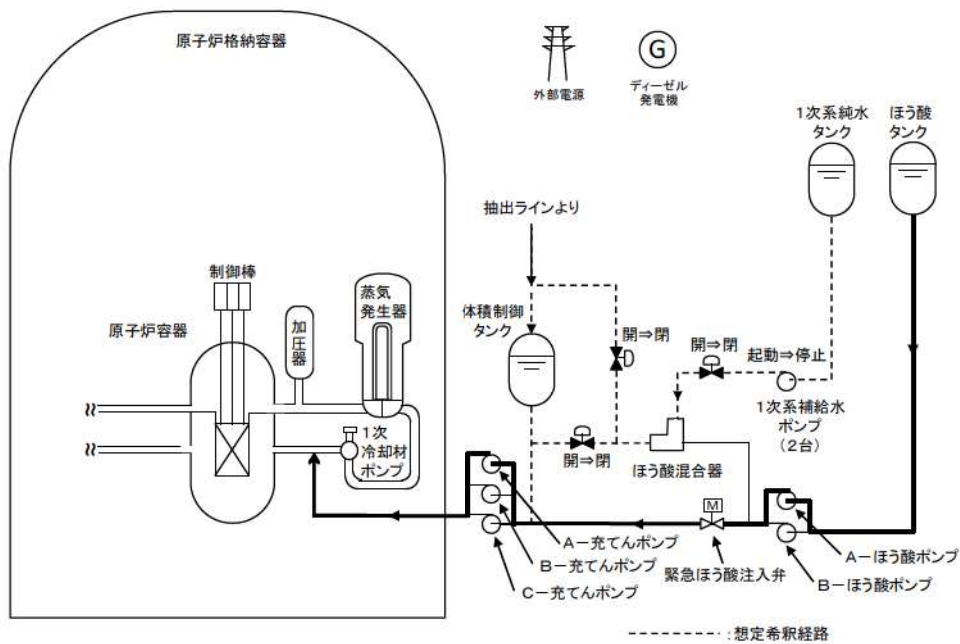


図2 「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の重大事故等対策の概略系統図（ほう酸注入）

緊急濃縮により事象発生時のほう素濃度に戻すまでの所要時間について

「反応度の誤投入における対応手順と所要時間」について、希釈された1次冷却材系統を緊急濃縮にて事象発生前のほう素濃度に戻すまでの所要時間は、下記のとおり事象発生後約2.4時間である。

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{BAT} - C_B}{C_{BAT} - C_{BE}} \cong 1.0h$$

t	: 濃縮にかかる時間 (h)
V	: 1次冷却材の有効体積 (m ³)
Q	: 濃縮流量 (m ³ /h)
C _{BAT}	: ほう酸タンクのほう素濃度 (ppm)
C _B	: 希釈停止時のほう素濃度 (ppm)
C _{BE}	: 緊急濃縮後のほう素濃度 (ppm)

表 緊急濃縮における各パラメータ

C _{BE} (= C _{BO})	3,200
C _{BAT}	21,000
C _B	2,010
Q	13.6
V	220

※C_{BO}: 初期ほう素濃度 (ppm)

事象発生から希釈停止完了までの75分に、緊急ほう酸濃縮操作の準備時間5分及び上記計算式で得られた事象発生前のほう素濃度に戻すまでの所要時間約1時間3分を加えた約2時間23分(約2.4時間)が所要時間となる。

以 上

安定状態について

反応度の誤投入時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

希積の停止は中央制御室から操作可能であり、希積事象判別後、約1分で実施可能である。この時のほう素濃度は2,010ppmであり、臨界ほう素濃度1,950ppmを上回っていることから原子炉は未臨界状態を維持している。

ほう酸濃縮は約1.0時間*で完了し、ほう酸濃縮後のほう素濃度確認は約1時間で実施可能である。これらは事象発生後、約80分から実施することから、約3.4時間で原子炉安定停止状態が確立される。

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

*ほう酸濃縮時間の根拠

希積停止時のほう素濃度 C_B は、以下の式 (1) から算出される。

$$C_B = \frac{C_{B0}}{\exp\left(\frac{Q_D \cdot t}{V}\right)} \dots (1)$$

{

t : 希積にかかる時間 (h)

V : 1次冷却材の有効体積 (m³)

Q_D : 希積流量 (m³/h)

C_{B0} : 初期ほう素濃度 (ppm)

}

表 希積停止時における各パラメータ

$C_{B0} (= C_{BE})$	3,200
Q_D	81.8
t	1.25 (75/60)
V	220

希積停止時における1次冷却材のほう素濃度は、式 (1) より2,010ppmとなる。

※ C_{BE} : 緊急濃縮後のほう素濃度 (ppm)

ここで、希積停止時のほう素濃度 C_B から希積前のほう素濃度 C_{BE} に至るまでの時間は、以下の式 (2) となる。

$$t = \frac{V}{Q_B} \ln \frac{C_{BAT} - C_B}{C_{BAT} - C_{BE}} \cong 1.0h \dots (2)$$

{

Q_B : 濃縮流量 (m³/h)

C_{BAT} : ほう酸タンクのほう素濃度 (ppm)

}

ほう酸タンク濃度 C_{BAT} 21,000ppm、ほう酸濃縮流量 Q_B 13.6m³/h で濃縮した場合に2,010ppmから元の3,200ppmとするのにかかる時間は、式 (2) より1時間3分であり、約1.0時間となる。

評価条件の不確かさの影響評価について

(反応度の誤投入)

重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の評価条件の不確かさの影響評価を表1から表2に示す。

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

項目	評価条件の不確かさ (初期条件、事故条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件			
制御棒	全挿入状態	全挿入状態	低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。
初期条件	1次冷却材の有効体積	220m ³	1次冷却材の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから、加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内パイパス等を除いた1次冷却材の有効体積を厳しい値として設定。	評価条件に対して大きい1次冷却材体積となることから、「中性子源領域炉停止時中性子東高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（中性子源領域炉停止時中性子東高）警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件に対して大きい1次冷却材体積となることから、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
	初期ほう素濃度	3,200ppm (燃料取替時のほう素濃度)	原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされておき、同ピットのほう素濃度の設計値の下限値を厳しい値として設定。	評価条件に対して高い初期ほう素濃度となることから、「中性子源領域炉停止時中性子東高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（中性子源領域炉停止時中性子東高）警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件に対して高い初期ほう素濃度となることから、警報発信時間が遅れるが、大きくならず、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
事故条件	臨界ほう素濃度	1,950ppm	サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、ウラン・プルトニウム混合酸化燃料燃焼平衡炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮してもも余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。	評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、臨界到達までの時間が長くなることから、初期ほう素濃度と「中性子源領域炉停止時中性子東高」のほう素濃度の差が大きくなるが、警報発信時間が遅くなるため、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはない。	最確条件の臨界ほう素濃度を用いた場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報発信時のほう素濃度と臨界ほう素濃度の差が大きくなり、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
	起回事象	1次冷却系への純水注水 8l・8m ³ /h	原子炉の運転停止中に、化学体種制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水されることとして設定。1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量（約7m ³ /h）に余裕をもたせた値として設定。 1次冷却系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。	評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、「中性子源領域炉停止時中性子東高」の警報発信時間が遅くなるが、操作手順（「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはない。	最確条件の1次冷却系純水注水流量を用いた場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、臨界到達までの時間が長くなることから、事象発生から臨界までの時間的余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
外部電源	外部電源あり	外部電源あり	1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を想定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

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

項目	評価条件 (機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
「中性子源領域 炉停止時 中性子束高」 機器条件	停止時中性子束 レベルの 0.8デカード上	停止時中性子束 レベルの 0.5デカード上	この警報は原子炉停止時に中性子束レベルが増加した場合の運転員への注意喚起のため、信号の種別を考慮して、停止時中性子束レベルから0.5デカード (10 ^{0.5} = 約3.2倍) 上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した0.8デカード (10 ^{0.8} = 約6.3倍) 上として設定。	評価条件に対して低い警報値となることで、警報発信が早くなり、警報発信を操作開始の起点とする余裕停止操作の開始が早くなるが、操作手順 (「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件に対して低い警報値となることで、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

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

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方						
希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発生から約16分かかるのに対し、警報による希釈停止操作に10分、及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。	運転員操作時間として、中性子源領域炉停止時中性子束高の検知及び判断に10分、警報による希釈停止操作に10分、その後の希釈停止操作に1分を想定。なお、評価では警報発生から約16分かかるのに対し、警報による希釈停止操作に10分、及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。	【認知】 中央制御室にて「中性子源領域炉停止時中性子束高」(信号の発信を確認し、1次冷却系の希釈を判断した場合、希釈停止操作を開始する手順として)いる。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 希釈停止操作は、中央制御室の操作器による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 希釈停止操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内の中央制御室の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	実施の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は、評価条件の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないこと、他の操作に与える影響はない。	希釈停止の操作開始時間については、運転員等操作開始時間と異なる点として、評価上の操作開始時間と異なる点として、警報による希釈停止操作に10分、及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。なお、評価では警報発生から約16分かかるのに対し、警報による希釈停止操作に10分、及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。	希釈停止の操作時間として、中性子源領域炉停止時中性子束高の検知及び判断に10分、警報による希釈停止操作に10分、その後の希釈停止操作に1分を想定。なお、評価では警報発生から約16分かかるのに対し、警報による希釈停止操作に10分、及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。	希釈停止の操作時間として、中性子源領域炉停止時中性子束高の検知及び判断に10分、警報による希釈停止操作に10分、その後の希釈停止操作に1分を想定。なお、評価では警報発生から約16分かかるのに対し、警報による希釈停止操作に10分、及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。	中央制御室における訓練のため、シミュレーションにて訓練実績を取得。訓練では、希釈停止操作については所要時間1分を想定しているところ、訓練実績は1分、想定で意図して実施可能なことを確認した。
操作条件								

燃料、電源負荷評価結果について
(反応度の誤投入)

1. 燃料消費に関する評価

重要事故シーケンス

【原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故】

事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷(100%出力)時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$
		緊急時対策所用発電機(指揮所用及び待機所用各1台の計2台)起動 (緊急時対策所用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=19,185.6L=約19.2kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約546.3kL
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kL)及び燃料タンク(SA)(約50kL)の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能

※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式

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

V : 軽油必要容量 (kL)	
N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600	
H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)	
γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825	
c : 燃料消費率 (kg/kW・h) = 0.2311	

2. 電源に関する評価

重要事故シーケンス

【原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故】

事象：本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合を想定する。

評価結果：本重要事故シーケンスは原子炉起動時であり、非常用炉心冷却設備作動信号は作動しないことから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち非常用炉心冷却設備の負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

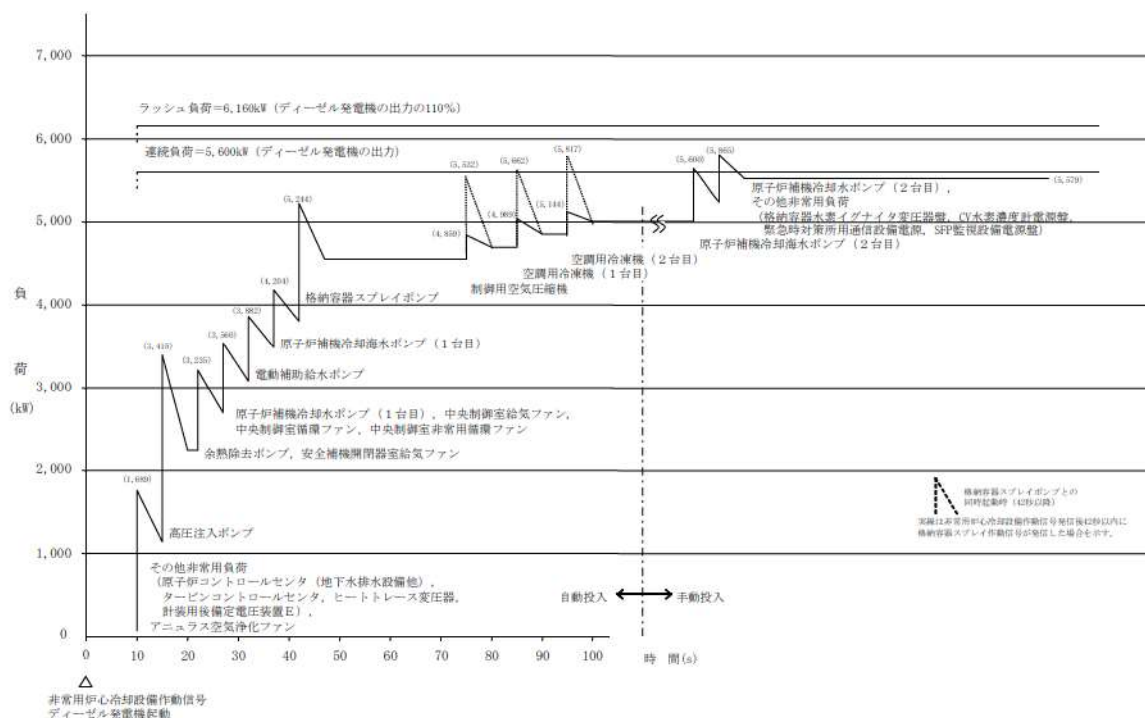


図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※1、2

※1 A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載

※2 本重要事故シーケンスの炉心損傷防止対策で使用する緊急ほう酸濃縮で使用する充てんポンプ及びほう酸注入ポンプの負荷は非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷より小さい

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE750 r. 8. 0
提出年月日	令和5年10月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

7.5 必要な要員及び資源の評価

令和5年10月
北海道電力株式会社

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.5 必要な要員及び資源の評価
 - 7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件
 - 7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
 - 7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 7.5.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について
- 添付資料 7.5.2.1 重大事故等対策時の要員の確保について
- 添付資料 7.5.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 7.5.3.1 水源、燃料、電源負荷評価結果について

7.5 必要な要員及び資源の評価

7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

- a. 各事故シーケンスにおける要員については，3号炉の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。
- b. 要員の評価においては，中央制御室の発電課長（当直），副長及び運転員並びに発電所構内に常駐している災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）により必要な作業対応が可能であることを評価する。

なお，発電所構外から招集される参集要員については，実際の運用では集まり次第，作業対応は可能であるが，評価上は見込まないものとする。

- c. 可搬型設備操作においては，災害対策要員及び災害対策要員（支援）が発電所構内に常駐していることを考慮し，事象発生直後から活動を開始することとして要員を評価する。

(2) 資源の評価条件

a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において，通常系統からの注水及び給電が不可能となる事象についての水源，燃料及び電源に関する評価を実施する。また，前提として，有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

- (b) 水源，燃料及び電源に関する評価において，3号炉において重大事故等が発生した場合を想定して消費量を評価する。

b. 水源

- (a) 炉心への注水においては、代替格納容器スプレイポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であることを評価する。
- (b) 蒸気発生器への注水においては、補助給水ピット（570m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水補給が可能であること又は余熱除去システムによる冷却が可能であることを評価する。
- (c) 原子炉格納容器への注水においては、代替格納容器スプレイポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに可搬型大型送水ポンプ車を用いた燃料取替用水ピットへの海水注水が可能であることを評価する。
- (d) 使用済燃料ピットへの注水については海を水源とする。
- (e) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源として、厳しい評価となる事から、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃料

- (a) 代替非常用発電機，燃料取替用水ピットへの補給等に使用する可搬型大型送水ポンプ車及び緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機のうち，事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し消費する燃料（軽油）が備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを

評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL（4個合計））及び燃料タンク（SA）（約50kL（1個））の合計容量（約590kL）を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、代替非常用発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL（4個合計））及び燃料タンク（SA）（約50kL（1個））の合計容量（約590kL）を考慮する。

- (d) 緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機の使用を想定する事故シーケンスグループ等については、緊急時対策所用発電機の燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL（4個合計））及び燃料タンク（SA）（約50kL（1個））の合計容量（約590kL）を考慮する。

- (e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。

d. 電源

- (a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケン

スにおいては代替非常用発電機により，有効性評価で考慮する設備に電源供給を行い，その最大負荷が代替非常用発電機2台の給電容量2,760kW（3,450kVA）未滿となることを評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスにおいては，ディーゼル発電機からの給電を考慮し，また，外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても，保守的に外部電源が喪失するものとして，ディーゼル発電機から給電するものとして評価する。
- (c) 各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は，重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため，重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認する事で，他の事故シーケンスも包絡されることを確認する。

7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループにおいて，重大事故等対策時に必要な操作項目，必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。

3号炉において，原子炉容器に燃料が装荷されている場合を想定する。原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は，「7.1.2 全交流動力電源喪失」，「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」，「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.1.2 格納容器過温破損」，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり，必要な要員は21名である。必要な作業

対応は、中央制御室の運転員 6 名、発電所構内に常駐している災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援） 15 名の初動体制の要員 36 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

また、原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「7.4.2 全交流動力電源喪失」であり、必要な要員は 21 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 6 名、発電所構内に常駐している災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援） 15 名の初動体制の要員 36 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

また、原子炉容器に燃料が装荷されていない場合において、必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「7.3.1 想定事故 1」及び「7.3.2 想定事故 2」であり、必要な要員は 20 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援） 14 名の初動体制の要員 34 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

（添付資料 7.5.1.1, 7.5.2.1, 7.5.2.2）

7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

事象発生後 7 日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 炉心注水

炉心注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シー

ケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水ピットを水源とし、1,700m³の使用が可能であることから、事象発生の約58.8時間後までの注水継続が可能である。

以降は、格納容器再循環サンプを水源に切り替えた高圧代替再循環運転の継続により、7日間の代替炉心注水の継続が可能である。

b. 蒸気発生器注水

蒸気発生器注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

補助給水ピット（570m³：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、補助給水ピット枯渇までの約7.4時間の注水継続が可能である。なお、5.4時間以降は、補助給水ピットに可搬型大型送水ポンプ車（約300m³/h（1台当たり））による海水補給を行うことにより、7日間の注水継続が可能である。

c. 原子炉格納容器注水

原子炉格納容器注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、
「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び
「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器への注水については、燃料取替用水ピットを水源とし1,700m³の使用が可能で

あるため、事象発生約12.9時間後までの注水が可能である。また、事象発生約10.9時間後より可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピットへの海水補給が可能となるため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。

以降は、格納容器内自然対流冷却の継続により、7日間の原子炉格納容器の冷却継続が可能である。

(2) 燃料の評価結果

a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.5 原子炉停止機能喪失」、「7.3.1 想定事故1」及び「7.3.2 想定事故2」である。

ディーゼル発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で2台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約527.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約558.8kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約540kL、燃料タンク（SA）にて約50kLを備蓄しているた

め、必要量の軽油を供給可能である。

b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」である。

代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から2台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約138.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後から可搬型大型送水ポンプ車100%負荷での2台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約25.0kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約182.3kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約540kL、燃料タンク（SA）にて約50kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。

（添付資料7.5.3.1）

(3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」である。

代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約1,645kW必要となるが、代替非常用発電機（2台）の給電容量である2,760kW（3,450kVA）未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は、ディーゼル発電機による電源供給を想定しているが、3号炉において重大事故等対策に必要な負荷は、ディーゼル発電機の負荷に含まれていることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

また、直流電源については外部電源喪失時においても、ディーゼル発電機又は代替非常用発電機により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。

なお、事故シーケンスグループ「7.1.2 全交流動力電源喪失」においては、交流電源が事象発生後24時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも直流電源負荷の制限（後備蓄電池の投入を含む。）の実施により、事象発生後24時間の連続した直流電源の供給が可能である。

（添付資料7.5.3.1）

他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について

泊発電所 3 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉及び 3 号炉の使用済燃料ピットについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員及び資源について整理する。

泊発電所 1 号及び 2 号炉は停止状態にあり、各号炉で保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。

そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、3 号炉への対応に必要な要員及び資源の充分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により 3 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の充分性を確認するとともに、3 号炉の重大事故等時対応への影響の成立性を確認する。

また、3 号炉の使用済燃料ピットを含めた事故対応においても当該号炉の資源が十分であることを併せて確認する。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の充分性

(1) 想定する重大事故等

東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、泊発電所 3 号炉について、全交流動力電源喪失並びに使用済燃料ピットでの冷却機能喪失及び注水機能喪失の発生を想定する。

また、泊発電所 1 号及び 2 号炉については、全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定する。

なお、1 号及び 2 号炉の使用済燃料ピットにおいて、全保有水喪失を想定した場合、燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間が約 30 日であり、相

当な期間，燃料健全性が確保されることを確認したことから※，使用済燃料ピットへの注水実施が必要となるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失の発生を想定した。

また，不測の事態を想定し，1号及び2号炉のうち，いずれか1つの号炉において，事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお，水源評価に際しては，1号及び2号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

3号炉について，有効性評価の各シナリオのうち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。表1に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して，7日間の対応に必要な要員及び資源並びに3号炉の対応への影響を確認する。

※ 技術的能力 添付資料 1.0.16「重大事故等時における停止号炉の影響について」参照

(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員，7日間の対応に必要な資源について，表2及び図1のとおり整理する。

(3) 評価結果

1号及び2号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合に必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

a. 必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な1号及び2号炉の対応操作，並びに3号炉の使用済燃料ピットの対応操作については，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員，災害対策要員，事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

なお、1号及び2号炉において使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定した場合においても、使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後、100℃に到達するのは約6日後であり、上記要員にて対応可能である。

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

3号炉において、「7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」を想定した場合、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水ピットにおいては、燃料取替用水ピットの保有水（約1,700m³）が枯渇する前に可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから、7日間の対応に必要な水源は確保可能である。

また、「7.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」を想定しても、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行うタービン動補助給水ポンプの水源となる補助給水ピットの保有水（約570m³）が枯渇する前に、可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから、7日間の対応に必要な水源は確保可能である。

3号炉の使用済燃料ピットにおいては、「7.3.1 想定事故1」を想定すると、可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピットへ注水することから、7日間の対応を考慮しても必要な水源は確保可能である。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピ

ットへ注水することから、3号炉における水源を用いなくても1号及び2号炉の7日間の対応が可能である。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約63m³であり、1号及び2号炉のろ過水タンクに必要な水量が確保されるため、3号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

また、1号及び2号炉においては、使用済燃料ピット水がサイフォン現象により流出することのないよう、サイフォン発生防止用のサイフォンブレーカを設置しており、サイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、移動発電機車により給電することにより、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水手段を確保している。さらに、移動発電機車が使用できない場合に備え、可搬型大型送水ポンプ車を使用した注水手段を確保している。

なお、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後であることから、燃料取扱棟での注水操作は可能である。

1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表3に示すとおりである。移動発電機車は1号及び2号炉用として4台保有しており、移動発電機車を用いることで、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水に必要なポンプへの給電も実施可能である。

(b) 燃料（軽油）

3号炉において、軽油の使用量が最も多い「7.3.1 想定事故1」及び「7.3.2 想定事故2」を想定する。ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水について、7日間の継続が可能である。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で移動発電機車（2台/号炉）が起動した場合を想定しており、7日間で必要な軽油は1号及び2号炉で合計約277kLとなる。

なお、1号及び2号炉における使用済燃料ピットへの注水と、内部火災が発生した号炉における消火活動に対して、可搬型大型送水ポンプ車（2台）及び消防自動車（1台）の7日間の運転継続を想定すると約29kL^{*1}が必要となる。

1号及び2号炉のディーゼル発電機燃料油貯油槽にて合計約424kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、3号炉における軽油を使用しなくても7日間の対応は可能である。

※1：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定

(c) 電源

3号炉においては常設代替交流電源設備，1号及び2号炉においては移動発電機車による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。

(4) 3号炉の重大事故等時対応への影響について

「(3) 評価結果」に示すとおり，重大事故等時に必要となる対応操作は，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員及び事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから，3号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

3号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料ピットにおける7日間の対応が可能であり，また，1号及び2号炉の各資源にて1号及び2号炉の使用済燃料ピット並びに内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから，1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも，3号炉の重大事故等時の対応への影響はない。

2. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響

「1. 同時被災時に必要な要員及び資源の充分性」で想定する事故時の1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいて，サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても現場線量率上昇は，以下の資料で示すとおり，3号炉の重大事故等時の対応に影響するものではない。

技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料

「添付資料 1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について」

「添付資料 1.0.2 補足資料(7) 1号，2号及び3号炉同時被災時における屋外のアクセスルートへの影響について」

3. まとめ

「1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「2. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響」に示すとおり、高線量場の発生を含め、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも、3号炉の重大事故等の対応は可能である。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	3号炉	1号及び2号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故1」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 	
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故1」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料ピットでのサイフオン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定 ・内部火災※2
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失※1 ・「想定事故1」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故1」 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	

※1 燃料については、消費量の観点からディーゼル発電機の運転を想定する。

※2 3号炉は火災防護措置が強化されることから、1号及び2号炉での内部火災の発生を想定する。また、1号及び2号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピットでのサイフオン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故と同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は1号及び2号炉分の消費を想定する。

表2 同時被災時の1号及び2号炉の対応操作、3号炉の使用済燃料ピットの対応操作、必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
ディーゼル発電機の現場確認	ディーゼル発電機の現場の状態確認	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	1号及び2号炉： 運転員及び消火要員	○水源 約63m ³ (31.2m ³ /号炉×2 (1号及び2号炉)) ○燃料 化学消防自動車：約4kL (20L/h×24h×7日×1台)
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い、使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員	○水源は海水を使用 ○燃料 1号及び2号炉 可搬型大型送水ポンプ車：約25kL (74L/h×24h×7日×2台)
各注水設備（燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンク）による使用済燃料ピットへの注水	移動発電機車による電源復旧後、各注水設備による使用済燃料ピットへの注水を行い、使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う		
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い、使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	3号炉： 災害対策要員及び災害対策要員（支援）	○水源は海水を使用 ○燃料 3号炉 可搬型大型送水ポンプ車：約12.5kL (74L/h×24h×7日×1台)
移動発電機車による給電	移動発電機車による給電・受電操作を実施する	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員	○燃料 1号及び2号炉移動発電機車：約277kL (41kL/h [※] ×24h×7日×4台) ※1：1号及び2号炉は停止中のため、実際は重大事故等の対応に必要な計装類や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、移動発電機車の最大負荷時における燃料消費量を想定
燃料補給作業	移動発電機車及び可搬型大型送水ポンプ車に燃料補給を行う 代替非常用発電機、可搬型大型送水ポンプ車及び緊急時対策所用発電機に燃料補給を行う	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員 3号炉： 災害対策要員	—

表 3 1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数					
	1号炉	2号炉	共通	備考	
注水設備	燃料取替水ポンプ (水源：燃料取替水タンク)	2 (1)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	1次系補給水ポンプ (水源：1次系純水タンク)	2 (1)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	補給水ポンプ (水源：2次系純水タンク)	—	—	3 (2) ※1	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	可搬型大型送水ポンプ車 (水源：海)	1 (1)	1 (1)	—	—
給電設備	2 (1)	2 (1)	—	—	

※1 補給水ポンプは1号炉と2号炉の共用で3台設置されているが、1号炉用電源から給電される台数が2台、2号炉用電源から給電される台数が1台である。

号炉	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間(時間)						備考										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	参集要員	消火要員		1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15	
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピット内のサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」を想定する号炉	1A A	-	-	-	フロント状況判断	10分														▽参集要員による作業開始		
	1A A	-	-	-	フロント監視																	
	-	-	参集要員にて対応	-	ダイゼム発電機庫の視覚確認																	
	-	-	-	-	ダイゼム発電機庫の視覚確認(再確認)																	
	-	-	参集要員にて対応	-	移動発電機庫による放電・充電																	
	-	-	参集要員にて対応	-	燃料使用済タンクや1次系補水タンク、2次系補水タンクによる使用済燃料ピットへの注水																	
	-	-	参集要員にて対応	-	可搬型大気圧注水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水																	
	1A B	-	-	-	フロント状況判断	10分																
	1A B	-	-	-	フロント監視																	
	-	1A C	-	-	大気圧監視		3.0分															
-	-	-	8人	消火活動																		
-	-	参集要員にて対応	-	ダイゼム発電機庫の視覚確認																		
-	-	-	-	ダイゼム発電機庫の視覚確認(再確認)																		
-	-	参集要員にて対応	-	移動発電機庫による放電・充電																		
-	-	参集要員にて対応	-	燃料使用済タンクや1次系補水タンク、2次系補水タンクによる使用済燃料ピットへの注水																		
-	-	参集要員にて対応	-	可搬型大気圧注水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水																		
-	-	参集要員にて対応	-	燃料補給作業																		

時間差で発生する複数の内部火災に対しては、消火要員が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

図1 1号及び2号炉における各作業と所要時間

重大事故等対策時の要員の確保について

重大事故等の発生時においては、発電所災害対策要員は原子力防災体制の発令により招集し事故の対応に当たる。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、初動体制として、中央制御室の運転員 6 名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 5 名）、発電所構内に常駐している要員として災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援）15 名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 14 名）の合計 36 名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 34 名）により、迅速な対応を図ることとしている。

表 1 及び表 2 に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数を、表 3 から表 21 に各事故シーケンスの作業に必要な要員数及び主な作業項目を、図 1 から図 19 に各事故シーケンスの要員及び作業項目の詳細を示す。

原子炉運転中に最も多く要員を必要とするのは、「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の事象である。必要な要員は、運転員 6 名、災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員）4 名、災害対策要員 9 名及び災害対策要員（支援）2 名の合計 21 名であることから、初動体制の要員（36 名）で事故対応が可能である。

また、原子炉運転停止中に最も多く要員を必要とするのは、「7.4.2 全交流動力電源喪失」の事象である。必要な要員は、運転員 6 名、災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員）4 名、災害対策要員 9 名及び災害対策要員（支援）2 名の合計 21 名であることから、初動体制の要員（36 名）で事故対応が可能である。

原子炉容器に燃料が装荷されていない期間中に最も多く要員を必要とするのは、「7.3.1 想定事故 1」及び「7.3.2 想定事故 2」の事象である。必要な要員

は、運転員 5 名、災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員） 4 名、災害対策要員 9 名及び災害対策要員（支援） 2 名の合計 20 名であることから、初動体制の要員（34 名）で事故対応が可能である。

各重要事故シーケンス等において、必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。

なお、実際の運用では、事象発生 12 時間以降は、発電所構外から招集された要員も事故対応を行うこととなっており、長期的な対応が可能である。以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。

表1 運転中及び運転停止中の各事故シナシケンスにおける初動要員（1/2）

重要事故シナシケンス等	発電所災害対策要員							必要 要員数
	運転員		災害対策 本部要員	災害対策 要員	災害対策 要員(支援)	合計	合計	
	発電課長 (当直)	副長						
発電所に常駐している要員	1	1	4	4	11	15	30	36
7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失	1	1	4	4	1	0	5	11
7.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非 常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷 却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生 する事故）	1	1	4	4	9	2	15	21
7.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非 常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷 却機能が喪失する事故）	1	1	4	4	9	2	15	21
7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失	1	1	4	4	9	2	15	21
7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失	1	1	4	4	1	0	5	11
7.1.5 原子炉停止機能喪失	1	1	2	4	0	0	4	8
7.1.6 ECCS注水機能喪失	1	1	4	4	0	0	4	10
7.1.7 ECCS再循環機能喪失	1	1	4	4	0	0	4	10
7.1.8 格納容器バイパス （インターフェイスシステムLOCA）	1	1	4	4	2	0	6	12
7.1.8 格納容器バイパス （蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発 生器の隔離に失敗する事故）	1	1	4	4	0	0	4	10

は、必要な要員数が最大となる事故シナシケンスを示す。

表1 運転中及び運転停止中の各事故シナシケンスにおける初動要員（2/2）

重要事故シナシケンス等	発電所災害対策要員										必要 要員数
	運転員			災害対策要員			災害対策要員(支援)			合計	
	発電課長 (当直)	副長	運転員	合計	災害対策 本部要員	災害対策 要員	災害対策 要員(支援)	合計			
発電所に常駐している要員	1	1	4	6	4	11	15	30	36		
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加 熱	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相 互作用	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.4 水素燃焼	1	1	4	6	4	0	0	4	10		
7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失	1	1	4	6	4	1	0	5	11		
7.4.2 全交流動力電源喪失	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.4.3 原子炉冷却材の流出	1	1	4	6	4	0	0	4	10		
7.4.4 反応度の誤投入	1	1	2	4	4	0	0	4	8		

は、必要な要員数が最大となる事故シナシケンスを示す。

表2 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故の各事故シナリオにおける初動要員

事故シナリオ	発電所災害対策要員							必要 要員数
	運転員			災害対策 本部要員	災害対策 要員	災害対策 要員(支援)	合計	
	発電課長 (当直)	副長	運転員					
発電所に常駐している要員	1	1	3	4	11	14	29	34
7.3.1 想定事故1 (使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機 能が喪失することにより、使用済燃料ピッ ト内の水の温度が上昇し、蒸発により水位 が低下する事故)	1	1	3	4	9	2	15	20
7.3.2 想定事故2 (サイフォン現象等により使用済燃料ピッ ト内の水の小規模な喪失が発生し、使用済 燃料ピットの水位が低下する事故)	1	1	3	4	9	2	15	20

は、使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故において、必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

表3 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故）	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員	4人 + 1人	蒸気発生器注水回復操作
				SG直接給水用高圧ポンプによる注水準備
				フィードアンドブリード操作
				再循環切替
				余熱除去系による炉心冷却
				蓄圧タンク出口弁操作
合計	11人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名



●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4ヶ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	蒸気発生器注水回復操作
②	SG直接給水用高圧ポンプによる注水準備
③	フィードアンドブリード操作
④	再循環切替
⑤	余熱除去系による炉心冷却
⑥	蓄圧タンク出口弁操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計11名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支援)	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	発電課長(当直) 副長	-	中央制御室
				④	電動主給水ポンプ起動操作	-	中央制御室
				⑤	再循環切替操作	-	中央制御室
				⑥	余熱除去系による炉心冷却	-	中央制御室
				⑥	蓄圧タンク出口弁閉操作	-	中央制御室
1名[B]	-	-	-	①	補助給水系ポンプ起動操作	-	中央制御室
				③	非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作	-	中央制御室
				③	高圧注水ポンプによる注水確認	≤約27分	中央制御室
				⑤	加圧器遮かし弁閉操作	-	中央制御室
				⑤	フィードアンドブリード停止	-	中央制御室
-	1名[C]	-	-	①	補助給水系ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				②	SG直接給水用高圧ポンプの使用準備	-	周辺補機棟
-	1名[D]	-	-	①	電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	タービン建屋
				②	SG直接給水用高圧ポンプへの給電操作	-	原子炉補助建屋
-	-	1名[A]	-	①	補助給水系ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				②	SG直接給水用高圧ポンプの使用準備	-	周辺補機棟
6名	合計7名	0名	合計7名				

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図1 「2次冷却系からの除熱機能喪失(主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故)」
における要員と作業項目

表 4 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	要員	人数	作業項目		
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡		
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐		
	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故)			電源確保作業	
				1次冷却材ポンプシール隔離操作	
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作	
				蓄圧タンク出口弁操作	
				被ばく低減操作	
				2次冷却系強制冷却操作	
				補助給水流量調整	
			運転員 +	4人 +	B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作
			災害対策要員 +	9人 +	蓄電池室換気系ダンパ開処置
			災害対策要員 (支援)	2人	蓄電池室排気ファン起動
					可搬型計測器接続
					蒸気発生器への注水確保(海水)
					原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)
		使用済燃料ピットへの注水確保(海水)			
		高圧代替再循環運転操作			
		燃料補給			
	合計	21人			

表 5 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目	
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4人 + 9人 + 2人	電源確保作業	
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作	
				1次冷却材ポンプシール隔離操作	
				蓄圧タンク出口弁操作	
				被ばく低減操作	
				2次冷却系強制冷却操作	
				補助給水流量調整	
				B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作	
				蓄電池室換気系ダンパ開処置	
				蓄電池室排気ファン起動	
				可搬型計測器接続	
				蒸気発生器への注水確保(海水)	
				原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)	
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)					
燃料補給					
合計		21人			

● 常勤・休日の常勤所長兼副所長兼主任の構成

災害対策本部委員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策員	11名
災害対策員(支援)	15名
合計	36名

● 非常員の構成

非常員	4名(4名)
主任(主任社員)	1名(1名)
2021年2月構成	

NO	業務内容	作業員
1	常勤員確保	
2	代替 燃料制御システムメンテナンス補助操作	
3	1号炉炉内ポンプシステム異常操作	
4	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	
5	3号炉炉内ポンプシステム異常操作	
6	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	
7	燃料水送機異常	
8	1号炉タービンポンプ(自由水側)起動異常、起動操作	
9	発電用蒸気発生機システム監視	
10	発電用蒸気発生機システム監視	
11	発電用蒸気発生機システム監視	
12	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	
13	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	
14	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	
15	燃料供給	

重大事故時対策時に必要の要員は、合計14名である。

図3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)における要員と作業項目

運転員(中央)	運転員(現場)	災害対策員(要員)	災害対策員(要員)	作業項目	作業内容	時間	操作場所
1名	1名	1名	1名	1	運転員確保	5分	中央制御室
1名	1名	1名	1名	2	代替 燃料制御システムメンテナンス補助操作	5分	中央制御室
1名(A)	-	-	-	3	1号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	中央制御室
-	-	-	-	4	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	中央制御室
-	-	-	-	5	3号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	中央制御室
-	-	-	-	6	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	中央制御室
-	-	-	-	7	燃料水送機異常	5分	中央制御室
-	-	-	-	8	1号炉タービンポンプ(自由水側)起動異常、起動操作	5分	中央制御室
-	-	-	-	9	発電用蒸気発生機システム監視	5分	原子炉制御室
-	-	-	-	10	発電用蒸気発生機システム監視	5分	原子炉制御室
-	-	-	-	11	発電用蒸気発生機システム監視	5分	原子炉制御室
-	-	-	-	12	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	原子炉制御室
-	-	-	-	13	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	原子炉制御室
-	-	-	-	14	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	原子炉制御室
-	-	-	-	15	燃料供給	5分	燃料供給
6名	6名	6名	6名	16	常勤員確保	5分	燃料供給
-	-	-	-	17	代替 燃料制御システムメンテナンス補助操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	18	1号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	19	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	20	3号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	21	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	22	燃料水送機異常	5分	燃料供給
-	-	-	-	23	1号炉タービンポンプ(自由水側)起動異常、起動操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	24	発電用蒸気発生機システム監視	5分	燃料供給
-	-	-	-	25	発電用蒸気発生機システム監視	5分	燃料供給
-	-	-	-	26	発電用蒸気発生機システム監視	5分	燃料供給
-	-	-	-	27	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	燃料供給
-	-	-	-	28	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	燃料供給
-	-	-	-	29	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	燃料供給
-	-	-	-	30	燃料供給	5分	燃料供給
6名	6名	6名	6名	31	常勤員確保	5分	燃料供給
-	-	-	-	32	代替 燃料制御システムメンテナンス補助操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	33	1号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	34	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	35	3号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	36	2号炉炉内ポンプシステム異常操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	37	燃料水送機異常	5分	燃料供給
-	-	-	-	38	1号炉タービンポンプ(自由水側)起動異常、起動操作	5分	燃料供給
-	-	-	-	39	発電用蒸気発生機システム監視	5分	燃料供給
-	-	-	-	40	発電用蒸気発生機システム監視	5分	燃料供給
-	-	-	-	41	発電用蒸気発生機システム監視	5分	燃料供給
-	-	-	-	42	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	燃料供給
-	-	-	-	43	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	燃料供給
-	-	-	-	44	原子炉冷却水循環システム監視(海水)	5分	燃料供給
-	-	-	-	45	燃料供給	5分	燃料供給

()は指図書番号を省略した項目

○要員人数 常勤員に要員が不足する場合は、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故時に必要の要員が確保できず、事故が拡大する恐れがある。○その他 作業員確保が不足する場合は、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故時に必要の要員が確保できず、事故が拡大する恐れがある。

表 6 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目	
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉補機冷却機能喪失（原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故）	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡	
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4 人 + 9 人 + 2 人	1 次冷却材ポンプシール隔離操作	
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作	
				2 次冷却系強制冷却操作	
				補助給水流量調整	
				被ばく低減操作	
				蓄圧タンク出口弁操作	
				B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備，起動操作	
				蒸気発生器への注水確保（海水）	
				原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）	
				使用済燃料ピットへの注水確保（海水）	
		高圧代替再循環運転操作			
燃料補給					
合計	21 人				

表7 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉格納容器の除熱機能喪失(大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員	4 人 + 1 人	2 次冷却系強制冷却操作
				格納容器スプレイ回復操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				燃料取扱用水ピット補給操作
				格納容器内自然対流冷却
				再循環切替操作
		低圧再循環機能回復操作		
合計	11 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
-----------------	--------------	-------

2021年12月時点

NO.	作業項目
①	2次冷却系強制冷却操作
②	格納容器スプレイ回復操作
③	代替格納容器スプレイポンプ起動操作
④	燃料取替用水ピット補給操作
⑤	格納容器内自然対流冷却
⑥	再循環切替操作
⑦	低圧再循環機能回復操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計11名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員(支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮 発電課長(当直)	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐 副長	-	
1名[A]	-	-	-	①	主蒸気源がし弁開操作	-	
				②	格納容器スプレイ起動操作	-	
				③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	
				④	燃料取替用水ピット補給操作	-	
				⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	≦約4.0時間	中央制御室
				⑥	格納容器再循環ユニットによる冷却操作	-	
				⑦	再循環切替操作、低圧再循環機能喪失確認	-	
-	1名[B]	-	-	②	格納容器スプレイ起動操作、失敗原因調査	-	原子炉補助建屋
-	1名[C]	-	-	④	燃料取替用水ピット補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋
-	1名[D]	-	-	③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
-	1名[D]	-	-	⑦	低圧再循環機能回復操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[A]	-	-	③	代替格納容器スプレイポンプへの給電操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[A]	-	-	⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	≦約4.0時間	周辺補機棟
-	1名[A]	-	-	⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作	≦約4.0時間	周辺補機棟
-	1名[A]	-	-	③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
6名	6名	1名	0名	合計			

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図5 「原子炉格納容器の除熱機能喪失(大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 8 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉停止機能喪失 (主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故) (負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	2人	原子炉停止操作
				手動タービントリップ操作
				緊急ほう酸濃縮操作
				ほう酸希釈ライン隔離操作
合計	8人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	原子炉停止操作
②	手動タービントリップ操作
③	緊急ほう酸濃縮操作
④	ほう酸希釈ライン隔離操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計8名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名【A】	-	-	-	①	手動原子炉トリップ操作	-	中央制御室
1名【B】	-	-	-	②	制御棒駆動装置電源開放、制御棒落下操作	-	中央制御室
				③	手動タービントリップ操作	-	
				④	緊急ほう酸濃縮操作	-	
4名	合計	4名	0名		ほう酸希釈ライン隔離操作	-	

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故取込作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図6 「原子炉停止機能喪失(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)」における要員及び作業項目

表9 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	ECCS注水機能喪失 (中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4人	2次冷却系強制冷却操作
				高圧注入系回復操作
				水素濃度低減操作
				低圧注入系確認
				蓄圧タンク出口弁操作
				充てんポンプ起動操作
		燃料取替用水ピット補給操作		
合計		10人		

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4か町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	2次冷却系強制冷却操作
②	高圧注入系回復操作
③	水素濃度低減操作
④	低圧注入系確認
⑤	蓄圧タンク出口弁操作
⑥	充てんポンプ起動操作
⑦	燃料取替用水ピット補給操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支援)	災害対策要員	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	1	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	2	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	3	高圧注入ポンプ起動操作	-	中央制御室
				4	格納容器水素イグナイタ起動	-	
				5	余熱除去ポンプによる低圧注入確認	-	
				6	燃料取替用水ピット補給操作	-	
1名[B]	-	-	-	7	主蒸気減がし弁閉操作	≦約11分	中央制御室
				8	蓄圧タンク出口弁閉操作	≦約36分	中央制御室
	1名[C]	-	-	9	充てんポンプ起動操作	-	原子炉補助建屋
	1名[D]	-	-	10	高圧注入ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	原子炉補助建屋
6名	6名	0名	0名	合計	燃料取替用水ピット補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋

図7 「ECCS注水機能喪失(中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故)」における要員及び作業項目

表 10 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	要員	人数	作業項目	
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	ECCS 再循環機能喪失 (大破断 LOCA 時に 低圧再循環機能及び 高圧再循環機能が喪 失する事故)	運転員	4 人	再循環切替操作, 復旧操作
				2 次冷却系強制冷却操作
				格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作
				燃料取替用水ピット補給操作
合計	10 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	再循環切替操作、回復操作
②	2次冷却系強制冷却操作
③	格納容器スプレイトポンプによる代替再循環操作
④	燃料取替用水ピット補給操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容		時間	操作場所
					運転操作指揮	発電課長(当直)		
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	副長	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	副長	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	再循環切替操作	再循環切替成功確認	-	中央制御室
					格納容器スプレイトポンプによる代替再循環切替失敗確認			
					高圧及び低圧再循環機能回復操作			
					高圧及び低圧再循環機能回復操作		≦約49分	
1名[B]	-	-	-	③	B-格納容器スプレイトポンプによる代替再循環操作		-	中央制御室
					② 主蒸気逃がし弁開操作		-	
					④ 燃料取替用水ピット補給操作		-	
					④ 高圧再循環機能回復操作		-	原子炉補助建屋
					① 低圧再循環機能回復操作		-	
					④ 燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作		-	原子炉補助建屋
					③ 代替再循環ライン手動弁開操作		≦約49分	原子炉補助建屋
6名	6名	0名	0名					
合計6名								

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 8 「ECCS 再循環機能喪失 (大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故)」
における要員と作業項目

表 11 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員	4 人 + 2 人	1 次冷却系強制減圧操作
				余熱除去系の分離, 隔離操作
				健全側余熱除去系による 1 次冷却系冷却
				2 次冷却系強制冷却操作
				燃料取替用水ピット補給操作
				充てん開始, 安全注入停止操作
		蓄圧タンク出口弁操作		
合計	12 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成
参集要員
(技術系社員)

宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
--------------	-------

2021年12月時点

NO.	作業項目
①	1次冷却系強制減圧操作
②	余熱除去系統の分離・隔離操作
③	健全側余熱除去系による1次冷却系冷却
④	2次冷却系強制冷却操作
⑤	燃料取替用水ピット補給操作
⑥	充てん開始, 安全注入停止操作
⑦	蓄圧タンク出口弁操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計12名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容		時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	発電課長(当直)	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	副長	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	加圧器減がし弁開操作	余熱除去系の燃料取替用水ピットからの隔離操作	-	中央制御室
				②	余熱除去系の1次冷却系からの隔離操作		-	
				③	健全側余熱除去系による1次冷却系冷却		-	
1名[B]	-	-	-	④	健全側余熱除去系による1次冷却系冷却		≤約25分	
				⑤	主蒸気減がし弁開操作		-	
				⑥	燃料取替用水ピット補給操作		≤約60分	中央制御室
				⑦	充てん注入開始操作		-	
				⑧	安全注入停止操作		≤約58分	
				⑨	蓄圧タンク出口弁開操作		-	原子炉補助建屋
	1名[C]	-	-	⑩	燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作		-	原子炉補助建屋
	1名[D]	-	-	⑪	漏えい側の余熱除去系隔離操作		-	原子炉補助建屋
	-	1名[A]	-	⑫	漏えい側の余熱除去系隔離操作		-	原子炉補助建屋
	-	1名[B]	-	⑬	燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作		-	原子炉補助建屋
6名	6名	2名	0名					
		合計 8名						

図9 「格納容器バイパス(インターフェースシステム LOCA)」における要員と作業項目

表 12 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	格納容器バイパス (蒸気発生器伝熱管 破損時に破損側蒸気 発生器の隔離に失敗 する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	破損側蒸気発生器隔離操作
				1次冷却系強制減圧操作
				2次冷却系強制冷却操作
				充てん開始, 安全注入停止操作
				蓄圧タンク出口弁操作
				燃料取替用水ピット補給操作
				余熱除去系による1次冷却系冷却
		加圧器逃がし弁開操作によるフィードアンドブリード運転		
合計	10 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名



●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	破損側蒸気発生器隔離操作
②	1次冷却系強制減圧操作
③	2次冷却系強制冷却操作
④	充てん開始、安全注入停止操作
⑤	蓄圧タンク出口弁閉操作
⑥	燃料取替用水ピット補給操作
⑦	余熱除去系による1次冷却系冷却
⑧	加圧器逃がし弁閉操作によるフィードアンドブリード運転

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	作業場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	
1名【A】	-	-	-	②	加圧器逃がし弁閉操作 補助給水ポンプ起動確認、健全側蒸気発生器への補助給 水流量確立の確認	≦約22分	中央制御室
				③	健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁閉操作	-	
				⑧	加圧器逃がし弁閉操作	-	
				①	破損側蒸気発生器の隔離操作、破損側蒸気発生器への 補助給水停止操作	≦約21分	中央制御室
1名【B】	-	-	-	④	充てん注入開始操作	-	
				⑤	安全注入停止操作	-	
				⑥	蓄圧タンク出口弁閉操作	-	
				⑤	燃料取替用水ピットへの補給操作	-	
				⑦	余熱除去系による1次冷却系冷却	-	
-	1名【C】	-	-	⑥	燃料取替用水ピットへの補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋 周辺補機棟
-	1名【D】	-	-	①	破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁増し締め操作	-	
6名	6名	0名	0名				
		合計 6名	合計 0名				

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 10 「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」における
要員と作業項目

表 13 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故	雰囲気圧力・温度による静的負荷 [格納容器過圧破損] 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 溶融炉心・コンクリート相互作用 (大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4 人 + 9 人 + 2 人	電源確保作業
				水素濃度低減操作
				1 次冷却材ポンプシール隔離操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
				蓄圧タンク出口弁操作
				被ばく低減操作
				補助給水流量調整
				B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作
				蓄電池室換気系ダンパ開処置
				蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動
				燃料取替用水ピットへの補給(海水)
原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)				
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)				
燃料補給				
合計	21 人			

表 14 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)		要員	人数	作業項目	
運転中の原子炉における重大事故	雰囲気圧力・温度による静的負荷 [格納容器過温破損] 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員(支援)	4人 + 9人 + 2人	電源確保作業	
				水素濃度低減操作	
				1次冷却材ポンプシール隔離操作	
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作	
				可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動	
				可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動	
				被ばく低減操作	
				加圧器逃がし弁開操作準備	
				1次冷却系強制減圧操作	
				補助給水ポンプ回復操作	
				S G 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	
				B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作	
				蓄電池室換気系ダンパ開処置	
				蓄電池室排気ファン起動	
				可搬型計測器接続	
燃料取替用水ピットへの補給(海水)					
原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)					
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)					
燃料補給					
合計	21人				

表 15 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故	水素燃焼 (大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	2 次冷却系強制冷却操作
				水素濃度低減操作
				可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
				高圧, 低圧注入系機能回復操作
				充てんポンプ起動操作
				再循環切替操作
				燃料取替用水ピット補給操作
可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動				
合計	10 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	2次冷却系強制冷却操作
②	水素濃度低減操作
③	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
④	高圧・低圧注入系機能回復操作
⑤	充てんポンプ起動操作
⑥	再循環切替操作
⑦	燃料取替用水ピット補給操作
⑧	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	副長	-	中央制御室
1名【A】	-	-	-	②	格納容器水素イグナイタ起動操作 原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグ ナイタの動作状況の確認	-	中央制御室
				③	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備	-	中央制御室
				⑤	原子炉格納容器内水素濃度確認	-	中央制御室
				⑥	充てんポンプ起動操作	-	中央制御室
				⑦	再循環切替操作	-	中央制御室
				⑧	格納容器スレイ再循環切替確認	-	中央制御室
				⑧	アニュラス水素濃度確認	-	中央制御室
1名【B】	-	-	-	①	主蒸気減がし弁開操作	-	中央制御室
				④	高圧及び低圧注入系機能回復操作	-	中央制御室
				⑦	燃料取替用水ピット補給操作	-	周辺補機棟
	1名【C】	-	-	③	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備、起動	-	原子炉補助建屋
				④	高圧注入系機能回復操作	-	原子炉補助建屋
				⑦	燃料取替用水ピット補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋
	1名【D】	-	-	④	低圧注入系機能回復操作	-	原子炉補助建屋
				⑧	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備、起動	-	周辺補機棟
6名	合計 6名	0名	0名				

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 13 水素燃焼（大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）」における要員と作業項目

表 16 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

想定事故		要員	人数	作業項目
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	<p>想定事故 1 (使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故)</p>	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	3 人 + 9 人 + 2 人	使用済燃料ピット冷却系回復操作
				使用済燃料ピット注水操作
				使用済燃料ピット補給水系回復操作
				使用済燃料ピットの監視
				使用済燃料ピットへの注水(海水)
		燃料補給		
合計	20 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)34名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	5名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	14名
合計	34名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4ヶ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	使用済燃料ピット冷却系回復操作
②	使用済燃料ピット注水操作
③	使用済燃料ピット補給水系回復操作
④	使用済燃料ピットの監視
⑤	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)
⑥	燃料補給

重大事故等対策時に必要な要員は、合計20名である。

○要員人数	平日原間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮 副長	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	使用済燃料ピット冷却機能回復操作、失敗原因調査	-	中央制御室
				②	燃料取替用水ピットからの注水準備	-	
				③	2次系純水系からの注水準備	-	
				④	1次系純水タンクからの注水準備	-	
-	1名[B]	-	-	①	使用済燃料ピット冷却機能回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				②	1次系純水タンクからの注水操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[C]	-	-	②	消火設備(ろ過タンク)からの注水準備、注水操作	-	周辺補機棟
				③	燃料取替用水ピットからの注水準備、注水操作	-	周辺補機棟
				④	2次系純水系からの注水準備	-	周辺補機棟
				⑤	使用済燃料ピット補給水系回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				⑥	使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ、使用済燃料ピット水位(可搬型)及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置	-	屋外
				⑦	ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設	-	周辺補機棟
				⑧	可搬型大型送水ポンプ車の設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水箇所への水中ポンプ設置	-	屋外
				⑨	可搬型ホース敷設	-	燃料取扱棟
				⑩	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	≦約1.6日	屋外
				⑪	可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給	-	屋外
				⑫	可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ	-	屋外
5名	9名	2名	2名	合計	16名		
〔 〕は他作業後移動してきた要員							

図 14 「想定事故 1 (使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故)」における要員と作業項目

表 17 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

想定事故	要員	人数	作業項目	
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	想定事故 2 (サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故)	運転員	3 人	使用済燃料ピット冷却系隔離操作
		+	+	使用済燃料ピット注水操作
		災害対策要員	9 人	使用済燃料ピット補給水系回復操作
		+	+	使用済燃料ピットの監視
		災害対策要員 (支援)	2 人	使用済燃料ピットへの注水 (海水)
				燃料補給
合計	20 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)34名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	5名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	14名
合計	34名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	西丘地区及び地元4力町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	使用済燃料ピット冷却系隔離操作
②	使用済燃料ピット注水操作
③	使用済燃料ピット補給水系回復操作
④	使用済燃料ピットの監視
⑤	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)
⑥	燃料補給

重大事故等対策時に必要な要員は、合計20名である。

○要員人数	平日屋間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支援)	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	-
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	②	燃料取替用水ピットからの注水準備 2次系純水系からの注水準備 1次系純水タンクからの注水準備	-	中央制御室
-	1名[B]	-	-	③	使用済燃料ピット補給水系回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
-	1名[C]	-	-	①	使用済燃料ピット冷却系の水位低下原因調査及び隔離	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	②	消火設備(ろ過水タンク)からの注水操作	-	周辺補機棟
-	-	-	-	②	燃料取替用水ピットからの注水準備、注水操作	-	-
-	-	-	-	③	2次系純水系からの注水操作	-	周辺補機棟
-	-	4名 [A,B,C,D]	-	④	使用済燃料ピット補給水系回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟 屋外
-	-	3名 [E,F,G]	-	⑤	ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設、 可搬型大型送水ポンプ車の設置、ポンプ車周辺の可搬型 ホース敷設、海水取水箇所への水中ポンプ設置	-	周辺補機棟 屋外
-	-	-	2名[A,B]	-	可搬型ホース敷設	-	燃料取扱棟
-	-	[1名[E]]	-	-	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注 水	≦約1.6日	屋外
-	-	-	[2名]	⑥	可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ	-	屋外
5名	9名	2名	合計 16名				

()は他作業後移動してきた要員

図 15 「想定事故2 (サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故)」における要員と作業項目

表 18 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	要員	人数	作業項目	
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)(燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故)	運転員 + 災害対策要員	4人 + 1人	格納容器隔離
				余熱除去系機能回復操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				充てんポンプによる炉心注水操作
				高圧注入ポンプによる炉心注水操作
				燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作
				格納容器内自然対流冷却
	代替再循環運転操作			
被ばく低減操作				
	合計	11人		

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元元々町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	余熱除去系機能回復操作
③	代替格納容器スプレイポンプ起動操作
④	充てんポンプによる炉心注水操作
⑤	高圧注入ポンプによる炉心注水操作
⑥	燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作
⑦	格納容器内自然対流冷却
⑧	代替再循環運転操作
⑨	被ばく低減操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計11名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
					発電課長(当直) 副長		
1名[A]	-	-	-	①	格納容器隔離弁閉操作	-	
				②	余熱除去系機能回復操作	-	
				③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	≤60分	
				④	充てんポンプによる炉心注水操作	-	
				⑤	高圧注入ポンプによる炉心注水操作	-	
				⑥	燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作	-	中央制御室
				⑦	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	-	
				⑧	格納容器再循環ユニットによる冷却操作	-	
				⑧	代替格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成	-	
				⑨	一日格納容器スプレイポンプ起動	-	
				⑨	アニュラス空気浄化ファン起動	-	
-	1名[B]	-	-	②	中央制御室非常用循環系起動	-	原子炉補助建屋
				③	代替格納容器スプレイポンプへの給電操作	≤60分	周辺補機棟
				①	格納容器隔離弁閉操作	-	周辺補機棟
					格納容器エアロック閉止確認	-	
				⑦	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	-	周辺補機棟
					原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作	-	
				⑧	原子炉補機冷却水サージタンク加圧	-	原子炉補助建屋
				③	代替格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成	-	周辺補機棟
				③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	≤60分	周辺補機棟
				③	代替格納容器スプレイポンプ起動～注水開始	-	周辺補機棟
6名	1名[A]	1名	0名	合計	7名		

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 16 「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)(燃料取出口前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 19 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	全交流動力電源喪失 (燃料取出前のミッド ループ運転中に外部電 源が喪失するとともに 非常用所内交流電源が 喪失し、原子炉補機冷 却機能が喪失する事 故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4人 + 9人 + 2人	格納容器隔離
				電源確保作業
				代替格納容器スプレイポン プ起動操作
				被ばく低減操作
				燃料取替用水ピットによる 代替炉心注水操作
				B-充てんポンプ(自己冷 却)起動準備, 起動操作
				蓄電池室換気系ダンパ開処 置
				蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				使用済燃料ピットへの注水 確保(海水)
		原子炉補機冷却水系への通 水確保(海水)		
高圧再循環運転操作				
燃料補給				
合計	21人			

表 20 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転停止中の おそれがある 原子炉にお ける重大事 故に至る	原子炉冷却材の流出 (燃料取出前のミッド ループ運転中に原 子炉冷却材圧力バウ ンダリ機能が喪失す る事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4人	格納容器隔離
				充てんポンプによる炉心注水 操作
				余熱除去系の隔離操作
				格納容器内自然対流冷却
				代替再循環運転操作
被ばく低減操作				
合計	10人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員(技術系社員)	宮丘地区及び地元4か町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	充てんポンプによる炉心注水操作
③	余熱除去系の隔離操作
④	格納容器内自然対流冷却
⑤	代替再循環運転操作
⑥	撤ばく低減操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員(中央)	運転員(現場)	災害対策要員	災害対策要員(支援)	作業項目NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	格納容器隔離弁閉操作	-	中央制御室
				③	余熱除去系隔離操作	-	
				④	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	-	
				格納容器再循環ユニットによる冷却操作	-		
				B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成	-		
⑤	B-格納容器スプレイポンプ起動	-					
⑥	A-ニュラス空気浄化ファン起動	-					
1名[B]	-	-	-	②	充てんポンプによる炉心注水操作	≦約22分	中央制御室
-	1名[C]	-	-	①	格納容器隔離弁閉操作	-	周辺補機棟
				格納容器エアロック閉止確認	-		
				原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	-		
				④	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作	-	周辺補機棟
-	1名[D]	-	-	⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧	-	原子炉補助建屋
				B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成	-	原子炉補助建屋	
6名	6名	0名	0名	合計			

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 18 「原子炉冷却材の流出(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 21 各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転停止中の原子炉 おそれがある重大事故に至る	反応度の誤投入 (原子炉起動時に、化学 体積制御系の弁の誤動作 等により原子炉へ純水が 流入する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	2人	格納容器隔離
				希釈停止操作
				緊急ほう酸濃縮操作
合計	8人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4ヶ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	希釈停止操作
③	緊急ほう酸濃縮操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計8名である。

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	-
1名	-	-	-	②	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	③	運転停止操作	≦約80分	-
-	1名[B]	-	-	①	緊急ほう酸濃縮操作 中性子源領域中性子束指示値確認 原子炉格納容器内からの温度確認、報告他 格納容器エアロック閉止	-	中央制御室
4名	4名	0名	0名				周辺補機棟
	合計	4名	0名				

図 19 「反応度の誤投入（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）」
における要員と作業項目

重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について

1. はじめに

各事故シーケンスグループの有効性評価で、重要事故シーケンス等の事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループのその他の事故シーケンスについては本資料にて、重要事故シーケンス等の作業項目を基に必要な要員数を確認する。

2. 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シーケンスグループの重要事故シーケンス等と比較し、発電課長（当直）、副長、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の要員数を確認した。その結果は、表1～4の通りである。

なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大21名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合20名）であり、初動体制の要員36名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合34名）以内で重大事故等の対応が可能である。

3. 必要な要員の評価方法

- (1) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンス等と同様又は保守的な条件で評価する。
- (2) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、これまでの重要事故シーケンス等と同様に、中央制御室のすべての運転員で対応するため、要員数としての評価は不要とする。
- (3) 運転員の操作及び移動についても重要事故シーケンス等と同様の考え方にて評価を行う。
- (4) 運転員が行う各操作は、原則その操作が完了した後に次の操作に移るものとする。但し、操作結果の確認に長時間を要する場合において、次の操作に移ってもその結果に影響を及ぼさない場合は、次の操作に移行することを許容する。また、適宜行うパラメータの監視や調整操作についても同様とする。
- (5) 重要事故シーケンス等のタイムチャートを基に所要時間と要員を評価するものとする。
- (6) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「評価事故シーケンスの要員評価におけるPDSの包含性について」に示すとおり、破損モードの観点で最も厳しいPDSの要員を評価することで、他のPDSの要員評価は包含できる。

以上

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (1/4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対重要事故シナリオ)	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要ない必要員数
2次冷却系からの除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	7.1.1-① 小破断LOCA時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」及び「1次冷却材の漏えいを判断」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 	1-1	11	11
		7.1.1-② 過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「1次冷却材ポンプトリップ確認」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 	1-2	11	
		7.1.1-③ 手動停止時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「原子炉手動停止」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 	1-3	11	
		7.1.1-④ 外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「外部電源喪失の確認」「ブラックアウトシナリオ作動確認」「ブラックアウトシナリオ作動後の補機復旧操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査」が不要であるが、現場対応人数に増減なし 	1-4	11	
		7.1.1-⑤ 2次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」「2次冷却材喪失確認」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「破損側蒸気発生器隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査」が不要であるが、現場対応人数に増減なし 	1-5	11	
		7.1.1-⑥ 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」「2次冷却材喪失確認」「破損側蒸気発生器隔離操作」「主蒸気隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査」が不要であるが、「主蒸気隔離操作、失敗原因調査」を要するため、現場対応人数に増減なし 	1-6	11	
		7.1.1-⑦ 蒸気発生器伝熱管破断時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」「蒸気発生器伝熱管漏えいの確認」「破損側蒸気発生器隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「破損側主蒸気隔離弁増締め」を要するが、現場対応人数に増減なし 	1-7	11	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（2/4）

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由（対重要事故シナリオ）	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要ない必要員数
全交流動力電源喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし	（対重要事故シナリオ）		21	21
	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故					
原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故	7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故	・重要事故シナリオについては、「全交流動力電源喪失」と同様であり、21名必要となる。ここでの評価は「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールドLOCAが発生する事故」（要員21名）と比較した結果、同様の対応であり相違なし	1-8	21	21

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (3/4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対重要事故シナリオ)	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要となる要員数
原子炉格納容器の除熱機能喪失	重要事故シナリオ	7.1.4-① 大破断LOCA時に低圧再循環機能が及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「格納容器スプレイ作動確認」「格納容器スプレイ再循環機能喪失確認」「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、現場対応人数に増減なし 	1-9	11	11
		7.1.4-② 中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「低圧再循環機能喪失確認」「低圧再循環機能回復操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「低圧再循環機能回復操作」が不要であるが、現場対応人数に増減なし 	1-10	11	
		7.1.4-③ 中破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「格納容器スプレイ作動確認」「格納容器スプレイ再循環機能喪失確認」「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、「低圧再循環機能回復操作」が不要であり、現場対応人数に増減なし 	1-11	11	
		7.1.4-④ 小破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「低圧再循環機能喪失確認」「低圧再循環機能回復操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「低圧再循環機能回復操作」が不要となるが、現場対応人数に増減なし 	1-12	11	
		7.1.4-⑤ 小破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「低圧再循環機能喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「格納容器スプレイ作動確認」「格納容器スプレイ再循環機能喪失確認」「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、「低圧再循環機能回復操作」が不要であり、現場対応人数に増減なし 	1-13	11	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（4/4）

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由（対重要事故シナリオ）	要員確認シート	必要要員数	重要事故シナリオに必要となる要員数
原子炉停止機能喪失	主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし				8
	負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故					
ECCS注水機能喪失	中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故	7.1.6-① 小破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 重要事故シナリオと同様の対応であり相違なし 	1-14	10	10
	大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故	7.1.7-① 中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故		<ul style="list-style-type: none"> 「蓄圧タンク出口弁閉操作」「低圧再循環による炉心注水確認」を要するが、中央制御室対応であり人数が増減なし 「再循環切替失敗確認」「再循環機能回復操作」の内容が高圧再循環のみとなるが、中央制御室対応人数が増減なし 低圧再循環が健全であることから、「B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作」が不要となるが、中央制御室対応人数が増減なし 低圧再循環が健全であることから、「代替再循環ライン手動弁閉操作」「低圧再循環機能回復操作」が不要となるが、現場対応人数が増減なし 	1-15	10
格納容器バイパス	インターフェイシスシステムLOCA	重要事故シナリオ以外のシナリオなし				12
	蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故					

表 2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (1/4)

格納容器 破損モード	評価事故 シケケンス	その他の事故シケケンス	人数の増減理由 (対評価事故シケケンス)	要員確認 シート	必要要員数	評価事故シケ ケンスに必要な 要員数
雰囲気圧力・ 温度による静 荷 (格納 容器過圧破 損)	大破断LOCA時に低圧 注入機能、高圧注入 機能及び格納容器ス プレイ注入機能が喪 失する事故	7.2.1.1-① 中破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注 入機能及び格納容器スプレイ注入機能 が喪失する事故 7.2.1.2-① 手動停止時に補助給水機能及び格納容 器スプレイ注入機能が喪失する事故 7.2.1.2-② 過渡事象時に補助給水機能及び格納容 器スプレイ注入機能が喪失する事故 7.2.1.2-③ 主給水流量喪失時に補助給水機能及び 格納容器スプレイ注入機能が喪失する 事故 7.2.1.2-④ 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水 機能が喪失する事故 7.2.1.2-⑤ 過渡事象時に原子炉トリップに失敗 し、格納容器スプレイ注入機能が喪失 する事故 7.2.1.2-⑥ 2次冷却系の破断時に補助給水機能及 び格納容器スプレイ注入機能が喪失す る事故 7.2.1.2-⑦ 外部電源喪失時に補助給水機能及び格 納容器スプレイ注入機能が喪失する事 故 7.2.1.2-⑧ 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能 及び格納容器スプレイ注入機能が喪失 する事故	人数の増減理由 (対評価事故シケケンス) ・評価事故シケケンスと同様の対応であり相違なし	2-1	21	21
雰囲気圧力・ 温度による静 荷 (格納 容器過温破 損)	外部電源喪失時に非 常用所内交流電源が 喪失し、補助給水機 能が喪失する事故		・評価事故シケケンスと同様の対応であり相違なし	2-2	21	21

表 2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (2/4)

格納容器破損モード	評価事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)	要員確認シート	必要要員数	評価事故シナリオに必要な要員数
高圧融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	7.2.2-① 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ) ・評価事故シナリオと同様の対応であり相違なし 本格納容器破損モードの評価事故シナリオの対応手順は、「格納容器過温破損」と同じである	2-3	21	21
		7.2.2-② 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-③ 主給水流路喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-④ 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑤ 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑥ 2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑦ 外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑧ 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				

表 2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (3 / 4)

格納容器 破損モード	評価事故 シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)	要員確認 シート	必要要員数	評価事故シ ナリオに必要 な要員数
原子炉圧力容 器外の溶融燃 料—冷却材相 互作用	大破断LOCA時に低圧 注入機能、高圧注入 機能及び格納容器ス プレイ再循環機能が 喪失する事故	7.2.3-① 大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧 再循環機能及び格納容器スプレイ再循 環機能が喪失する事故	<p>人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)</p> <p>・評価事故シナリオと同様の対応であり相違なし</p> <p>〔 本格納容器破損モードの評価事故シナリオの 対応手順は、「格納容器過圧破損」と同じである 〕</p>	2-4	21	21
		7.2.3-② 大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧 再循環機能及び格納容器スプレイ注入 機能が喪失する事故				
		7.2.3-③ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ再循環機能が喪失する事 故				
		7.2.3-④ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.3-⑤ 大破断LOCA時に低圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.3-⑥ 中破断LOCA時に高圧再循環機能及び格 納容器スプレイ再循環機能が喪失する 事故				
		7.2.3-⑦ 中破断LOCA時に高圧再循環機能及び格 納容器スプレイ注入機能が喪失する事 故				
		7.2.3-⑧ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ再循環機能が喪失する事 故				
		7.2.3-⑨ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.3-⑩ 中破断LOCA時に高圧注入機能及び格納 容器スプレイ再循環機能が喪失する事 故				

表2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (4/4)

格納容器 破損モード	評価事故 シーケンス	その他の事故シーケンス	人数の増減理由 (対評価事故シーケンス)	要員確認 シート	必要要員数	評価事故 シーケンスに 必要な要員数
水素燃焼	大破断LOCA時に低圧 注入機能及び高圧注 入機能が喪失する事 故	7.2.4-① 中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失す る事故	<ul style="list-style-type: none"> 評価事故シーケンスでは、全交流動力電源喪失を想定しておらず中央制御室か らの対応が主となることから、要員の観点では全交流動力電源喪失を想定して いるAED又はTEDが減少する。したがって「格納容器過圧破損」と同様に、21 名の要員が必要となる。 	2-5	21	10
		7.2.4-② 大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高 圧再循環機能が喪失する事故				
		7.2.4-③ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失す る事故				
		7.2.4-④ 中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失 する事故				
		7.2.4-⑤ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失す る事故				
溶融炉心・コ ンクリート相 互作用	大破断LOCA時に低圧 注入機能、高圧注入 機能及び格納容器ス プレイ注入機能が喪 失する事故	7.2.5-① 中破断LOCA時に高圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 評価事故シーケンスと同様の対応であり相違なし 	2-6	21	21
		<ul style="list-style-type: none"> 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスの 対応手順は、「格納容器過圧破損」と同じである 				

表 3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

想定する事故	その他の事故シナケンス	人数の増減理由（対想定事故）	要員確認シート	必要要員数	事故シナケンスに必要な要員数
想定事故 1 (冷却機能又は注水機能喪失)	想定事故以外の事故シナケンスなし				20
想定事故 2 (ピット水の小規模な喪失)	想定事故以外の事故シナケンスなし				20

表 4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対重要事故シナリオ)	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要員数
崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故	7.4.1-① 外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故	<ul style="list-style-type: none"> 重要事故シナリオと同様の対応であり相違なし 	4-1	11	11
		7.4.1-② 原子炉補機冷却機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却機能が喪失する事象のため、「充てんポンプ」による炉心注水機作「高圧注入ポンプ」による炉心注水操作」が不能となるが、中央制御室対応人数が増減なし 原子炉補機冷却機能が喪失する事象のため、「原子炉補機冷却機能喪失確認」「B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成」「原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)」「高圧再循環運転」を要するが、中央制御室対応であり人数が増減なし 原子炉補機冷却機能が喪失する事象のため、「B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成、ベンディング、通水」「B-エアニュラス空気浄化設備空気作動弁及びタンクへの代替空気供給」「中央制御室非常用循環系タンク開閉処置」「試験採取室排気系タンク開閉処置」「蓄電池室換気系タンク開閉処置」「使用済燃料ピットへの注水確保 (海水)」「原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)」「燃料補給」を実施するため、現場対応人数10名増加 	4-2	21	
全交流動力電源喪失	燃料取出前のミッドグループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし				21
原子炉冷却材の流出	燃料取出前のミッドグループ運転中に原子炉冷却材バウナダリ機能が喪失する事故	7.4.3-① 水位維持に失敗する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「余熱除去系隔離操作」は不要であるが、中央制御室対応人数が増減なし 「1次冷却材の流出原因調査、隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数が増減なし 「1次冷却材の流出原因調査、隔離操作」を要するが、現場対応人数が増減なし 「余熱除去系漏えい原因調査、隔離操作」は不要であるが、現場対応人数が増減なし 「余熱除去系機能回復操作」を要するが、現場対応人数が増減なし 	4-3	10	10
		7.4.3-② オーバードレンとなる事故				
反応度の誤投入	原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし				8

評価事故シーケンスの要員評価における PDS の包含性について

「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態（PDS）の中から、当該破損モードの観点で最も厳しい PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しいものを評価事故シーケンスとして選定している。今回 PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。なお、(*LC) は格納容器先行破損シーケンスで、V 及び G は格納容器バイパス事象であり、いずれも格納容器破損モードの対象外である（ハッチング部）。

表 1 PDS の定義

PDS	事故のタイプ	炉心損傷時期	格納容器内事象進展		
			燃料取替用水の CV への移送	格納容器破損時期	格納容器内熱除去手段
AED	大中破断LOCA	早期	×	炉心損傷後	×
AEW	大中破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	×
AEI	大中破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	○
ALC	大中破断LOCA	長期	○	炉心損傷前	×
SED	小破断LOCA	早期	×	炉心損傷後	×
SEW	小破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	×
SEI	小破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	○
SLW	小破断LOCA	長期	○	炉心損傷後	×
SLI	小破断LOCA	長期	○	炉心損傷後	○
SLC	小破断LOCA	長期	○	炉心損傷前	×
TED	Transient	早期	×	炉心損傷後	×
TEW	Transient	早期	○	炉心損傷後	×
TEI	Transient	早期	○	炉心損傷後	○
V	インターフェイスシステムLOCA			—	
G	SGTR			—	

- ・ (**W) 及び (**I) は、ECCS 系や格納容器スプレイ系により燃料取替用水が格納容器内へ移送されるため、(**D) と同様の対応で包含できる。なお、(**I) は格納容器スプレイ系により格納容器内除熱が行われている状態である。
- ・ LOCA 事象については、(A**) と (S**) の PDS があるが、(S**) は小破断 LOCA であり、(A**) に比べ事象進展が緩やかであるため、(A**) と同様の対応で包含できる。
- ・ (A**) と (T**) は事故のタイプが異なるため、それぞれで対応が異なり包含できない。

以上から、AED 及び TED が要員の観点で厳しくなり、その他の PDS は包含できる。

各格納容器破損モードに該当する PDS のうち、要員の観点で厳しい PDS 及び各破損モードの観点で最も厳しい PDS を表 2 に示す。なお、要員の観点で厳しい PDS については、LOCA 事象及び Non-LOCA 事象からそれぞれ厳しいものを選定した。

表 2 各格納容器破損モードの PDS の整理

格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で 厳しいPDS	破損モードの観点で 最も厳しいPDS (評価対象PDS)
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	・ SED ・ SLW ・ TED ・ SEW ・ TEW ・ AED ・ AEW	AED TED	AED
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	・ SED ・ SLW ・ TED ・ SEW ・ TEW ・ AED ・ AEW	AED TED	TED
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気 直接加熱	・ SED ・ SEI ・ TEI ・ SLI ・ TED ・ SLW ・ TEW ・ SEW	SED TED	TED
原子炉圧力容器外の溶融燃料－ 冷却材相互作用	・ AEI ・ SLI ・ AEW ・ SLW ・ SEI ・ SEW	AEW	AEW
水素燃焼	・ TEI ・ TEW ・ SED ・ SEW ・ AEI ・ AEW ・ SEI ・ SLW ・ SLI ・ AED ・ TED	AED TED	AEI
溶融炉心・コンクリート相互作用	・ TEI ・ AED ・ TED ・ SLI ・ SED ・ SLW ・ TEW ・ AEW ・ AEI ・ SEW ・ SEI	AED TED	AED

表に示すとおり、破損モードの観点で最も厳しい PDS と、要員の観点で厳しい PDS は同等であるため、破損モードの観点で最も厳しい PDS (すなわち、評価対象とする PDS) の要員を評価することで、他の PDS の要員評価は包含できる。ただし、水素燃焼については、水素濃度を厳しくする観点から、格納容器の除熱に成功する PDS (AEI) を選定しており、要員の観点からは必ずしも厳しいものではない。

以上

・必要な要員と作業項目

7.1.1-① 2次冷却系からの除熱機能喪失

【小破断 LOCA 時に補助給水機能が喪失する事故】

凡例

- ：変更なし
- ：追加操作
- ▲：操作内容変更

1 - 1

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	作業項目	作業の内容	
発電課長（当直）	1		中央監視，運転操作指揮，発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A，B	2	状況判断	○原子炉トリップ，タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ▲安全注入自動作動確認 ○補助給水失敗確認 ●1次冷却材の漏えいを判断 （中央制御室確認）
運転員 A	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作 （中央制御室操作）
		再循環切替	○再循環切替操作 （中央制御室確認）
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 （中央制御室操作）
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 （中央制御室操作）
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作 （中央制御室操作）
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 （中央制御室操作）
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 （中央制御室操作）
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作，失敗原因調査 （現場操作）
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 （現場操作）
運転員 D	1	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作，失敗原因調査 （現場操作）
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 （現場操作）
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作，失敗原因調査 （現場操作）
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 （現場操作）
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む。

・必要な要員と作業項目

7.1.1-② 2次冷却系からの除熱機能喪失

【過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	作業項目	作業の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ● 1次冷却材ポンプトリップ確認 ○ 原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○ 所内電源及び外部電源の確認 ○ 補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○ 電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○ 再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○ 余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作	○ 蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○ 補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○ 非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作 ○ 高圧注入ポンプによる注水確認 ○ 加圧器逃がし弁閉操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○ フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○ 補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○ SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	蒸気発生器 注水回復操作	○ 電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○ SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○ 補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○ SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-③ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【手動停止時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉手動停止 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉止 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンド ブリード操作	○非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作 ○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-④ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ●外部電源喪失の確認 ●ブラックアウトシーケンス作動確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	ブラックアウト シーケンス作動 後の操作	●ブラックアウトシーケンス作動後の補機復旧操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系に よる炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出 口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンド ブリード操作	○非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作 ○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁閉操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系に よる炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-⑤ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【2次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ▲安全注入自動作動確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○補助給水失敗確認 ●2次冷却材喪失確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側蒸気発生器隔離操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室確認)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-⑥ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ▲安全注入自動動作確認 ●2次冷却材喪失確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側蒸気発生器隔離操作 ●主蒸気隔離操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室確認)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
		破損側蒸気発生器隔離操作	●主蒸気隔離操作, 失敗原因調査 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

1-7

7.1.1-⑦ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	要員数	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ▲安全注入自動作動確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ●蒸気発生器細管漏えいの確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側蒸気発生器隔離操作 (タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁, 主蒸気隔離弁等) (中央制御室操作)
		蒸気発生器注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室確認)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側主蒸気隔離弁増締め (現場操作)
		蒸気発生器注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4名を含む

・ 必要な要員と作業項目

7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失

【原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故】

(1 / 3)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ○原子炉補機冷却機能喪失判断 ○原子炉手動停止 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○補助給水ポンプ運転, 補助給水流量確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	1次冷却材ポンプ シール隔離操作	○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器ス プレイポンプ起 動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		補助給水流量調 整	○補助給水ポンプ出口流量調整弁開度調整 (中央制御室操作)
		被ばく低減操作	○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁 弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起 動準備, 起動操作	○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成 (中央制御室操作)
		原子炉補機冷却 海水系への通水 確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○A-高圧注入ポンプへの補機冷却水 (海水) 通水系統構成 (中央制御室操作)
高圧再循環運転 操作	○A-高圧注入ポンプ (海水冷却) 系統構成 ○A-高圧注入ポンプ (海水冷却) 起動 (中央制御室操作)		
運転員 B	【1】	代替格納容器ス プレイポンプ起 動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動~注水開始 (現場操作)
		蒸気発生器への 注水確保 (海水)	○補助給水ピット補給系統構成
		原子炉補機冷却 海水系への通水 確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○A-高圧注入ポンプへの補機冷却水 (海水) 通水系統構成 ○可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 C	1	2次冷却系強制 冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 ○主蒸気逃がし弁開度調整 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失

【原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故】

(2/3)

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保(海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)通水系統構成 ○可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)取付け (現場操作)
災害対策要員 A	1	被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
災害対策要員 B	1	被ばく低減操作 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
災害対策要員 C	1	2次冷却系強制冷却操作 ○主蒸気逃がし弁開操作 ○主蒸気逃がし弁開度調整 (現場操作)
災害対策要員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
災害対策要員 E	1	2次冷却系強制冷却操作 ○主蒸気逃がし弁開操作 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○試料採取室排気系ダンパ閉処置 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	○可搬型ホース敷設, 接続, ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 ○ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【1】 2	蒸気発生器への注水確保(海水) ○可搬型大型送水ポンプ車Aの設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】	○可搬型大型送水ポンプ車Aによる補助給水ピットへの補給 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失

【原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故】

(3/3)

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷却 海水系への通水 確保(海水)	○ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設, 可搬型大型送水ポンプ車Bの設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型ホース敷設, 接続 (現場操作)
災害対策要員D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車Bによる原子炉補機冷却水系への通水 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピット への注水確保(海水)	○ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 ○可搬型ホース敷設, ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型大型送水ポンプ車Aの設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車Aによる使用済燃料ピットへの注水 (現場操作)
災害対策要員 (支援) A, B	2		○可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	○可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ○可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ (現場操作)
合計	21※		

※災害対策本部要員4名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-① 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(1/2)

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ▲格納容器スプレイ作動確認 (中央制御室確認)
運転員 A	2次冷却系強制冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
	格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
	再循環切替操作	○再循環切替操作, 低圧再循環機能喪失確認 ●格納容器スプレイ再循環機能喪失確認 (中央制御室操作)
	低圧再循環機能回復操作	○低圧再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
	格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
運転員 B	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ (現場操作)
	格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (現場操作)
運転員 C	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
	低圧再循環機能回復操作	○低圧再循環機能回復操作 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.1.4-① 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(2/2)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
運転員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		格納容器内自 然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)
災害対策要員 A	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-② 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ○格納容器スプレイ不動作を判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	2次冷却系強制冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		格納容器スプレイ回復操作	○格納容器スプレイ起動操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		再循環切替操作	▲再循環切替操作 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	格納容器スプレイ回復操作	○格納容器スプレイ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)
災害対策要員 A	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-③ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ▲格納容器スプレイ作動確認 (中央制御室確認)	
運転員 A	【1】	2次冷却系強制冷却操作 (中央制御室操作)	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		再循環切替操作	▲再循環切替操作 ●格納容器スプレイ再循環機能喪失確認 (中央制御室操作)
		格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作 (現場操作)
		格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)	

・必要な要員と作業項目

7.1.4-③ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(2/2)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員 D	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)	
	格納容器内自 然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)	
災害対策要員 A	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)	
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-④ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【小破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ○格納容器スプレイ不動作を判断 (中央制御室確認)	
運転員 A	【1】	2次冷却系強制冷却操作 (中央制御室操作)	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		格納容器スプレイ回復操作 (中央制御室操作)	○格納容器スプレイ起動操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 (中央制御室操作)	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却 (中央制御室操作)	○原子炉補機冷却サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		再循環切替操作 (中央制御室確認)	▲再循環切替操作 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	格納容器スプレイ回復操作 (現場操作)	○格納容器スプレイ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		燃料取替用水ピット補給操作 (現場操作)	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 (現場操作)	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 (現場操作)	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		格納容器内自然対流冷却 (現場操作)	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)
災害対策要員 A	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 (現場操作)	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-⑤ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【小破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(1/2)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ▲格納容器スプレイ作動確認 (中央制御室確認)	
運転員 A	【1】	2次冷却系強制冷却操作 (中央制御室操作)	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		再循環切替操作	▲再循環切替操作 ●格納容器スプレイ再循環機能喪失確認 (中央制御室操作)
		格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作 (現場操作)
		格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)	

・必要な要員と作業項目

7.1.4-⑤ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【小破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(2/2)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員 D	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)	
	格納容器内自 然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)	
災害対策要員 A	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)	
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・ 必要な要員と作業項目

7.1.6-① ECCS 注水機能喪失

【小破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ○高圧注入系動作不能の確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	高圧注入系回復操作	○高圧注入ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		水素濃度低減操作	○格納容器水素イグナイタ起動 (中央制御室操作)
		低圧注入系確認	○余熱除去ポンプによる低圧注入確認 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	2次冷却系強制冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
		充てんポンプ起動操作	○充てんポンプ起動操作 (中央制御室操作)
運転員 C	1	高圧注入系回復操作	○高圧注入ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
運転員 D	1	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ (現場操作)
合計	10※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.7-① ECCS再循環機能喪失

【中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○安全注入自動動作確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○蓄圧, 低圧, 高圧注入及び格納容器スプレイ自動動作を確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	再循環切替操作, 回復操作 ○再循環切替操作 ▲格納容器スプレイ再循環, 低圧再循環切替成功確認 ▲高圧再循環切替失敗確認 ▲高圧再循環機能回復操作 (中央制御室操作)
		低圧再循環による炉心冷却 ●低圧再循環による炉心注水確認 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	2次冷却系強制冷却操作 ○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作 ○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作 ●蓄圧タンク出口弁開操作 (中央制御室操作)
運転員 C	1	高圧再循環機能回復操作 ○高圧再循環機能回復操作 (現場操作)
運転員 D	1	燃料取替用水ピット補給操作 ○燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作 (現場操作)
合計	10※	

※災害対策本部要員4名を含む

以下の事故シーケンスについても同様

7.1.7-② ECCS再循環機能喪失

【小破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故】

・必要な要員と作業項目

2-1

7.2.1.1-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

【中破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(1/4)

必要な要員と作業項目		
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長（当直）	1	中央監視、運転操作指揮、発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A、B	2	状況判断 ○原子炉トリップ、タービントリップ確認 ○タービン動補助給水ポンプ運転、補助給水流量確認 ○所内電源及び外部電源喪失判断 ○早期の電源回復不能と判断 ○1次冷却材の漏えいを判断 （中央制御室確認）
運転員 A	【1】	電源確保作業 ○代替非常用発電機からの給電準備、起動操作、起動確認 （中央制御室操作）
		水素濃度低減操作 ○格納容器水素イグナイタ起動 （中央制御室操作）
		1次冷却材ポンプシール隔離操作 ○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 （中央制御室操作）
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （中央制御室操作）
		可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ○原子炉格納容器内水素濃度確認 （中央制御室操作）
		蓄圧タンク出口弁操作 ○蓄圧タンク出口弁閉操作 （中央制御室操作）
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 （中央制御室操作）
		補助給水流量調整 ○補助給水ポンプ出口流量調整弁開度調整 （中央制御室操作）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備、起動操作 ○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 ○B-充てんポンプ（自己冷却）起動 （中央制御室操作）
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○アニュラス水素濃度確認 （中央制御室操作）
原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水） ○格納容器内自然対流冷却系統構成 （中央制御室操作）		

・必要な要員と作業項目

7.2.1.1-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

【中破断 LOCA 時に低圧注入機能, 高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(2/4)

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
運転員 B	【1】	電源確保作業 ○非常用母線受電準備及び受電 ○充電器受電 (現場操作)
		蓄電池室排気ファン起動 ○蓄電池室排気ファン起動 (現場操作)
		燃料取替用水ピットへの補給確保(海水) ○燃料取替用水ピット補給系統構成 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保(海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)取付け (現場操作)
運転員 C	1	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保(海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)取付け (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
災害対策要員 A	1	電源確保作業 ○非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 B	1	電源確保作業 ○非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 C	1	被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.1.1-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

【中破断 LOCA 時に低圧注入機能, 高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(3/4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
災害対策要員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
		被ばく低減操 作	○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置, コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 E	1	可搬型計測器 接続	○可搬型計測器接続 (現場操作)
災害対策要員 F	1	被ばく低減操 作	○試料採取室排気系ダンパ開処置 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置, コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	燃料取替用水 ピットへの補 給確保 (海水)	○可搬型ホース接続, 敷設, ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【2】 1		○可搬型大型送水ポンプ車 A の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 A による燃料取替用水ピットへの補給 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷 却海水系への 通水確保 (海 水)	○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設, 可搬型大型送水ポンプ車 B の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型ホース敷設, 接続 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 B による原子炉補機冷却水系統への通水 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピ ットへの注水 確保 (海水)	○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ○可搬型ホース敷設, ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型大型送水ポンプ車 A の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 A による使用済燃料ピットへの注水 (現場操作)
災害対策要員 (支援) A, B	2		○可搬型ホース敷設 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.1.1-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

【中破断 LOCA 時に低圧注入機能, 高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(4 / 4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	○可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ○代替非常用発電機への燃料補給 ○可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ (現場操作)
合計	21※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・ 必要な要員と作業項目

2-2

7.2.1.2-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(1/4)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長（当直）	1	中央監視，運転操作指揮，発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断 <ul style="list-style-type: none"> ●原子炉手動停止 ○原子炉トリップ，タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源喪失判断 ○早期の電源回復不能と判断 ○補助給水機能喪失確認 ○1次冷却材の漏えい規模の判断 （中央制御室確認） 	
運転員 A	【1】	電源確保作業	○代替非常用発電機からの給電準備，起動操作，起動確認 （中央制御室操作）
		水素濃度低減操作	○格納容器水素イグナイタ起動操作 （中央制御室操作）
		1次冷却材ポンプシール隔離操作	○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 （中央制御室操作）
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （中央制御室操作）
		被ばく低減操作	○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 （中央制御室操作）
		加圧器逃がし弁開操作準備	○加圧器逃がし弁開操作準備 （中央制御室操作）
		1次冷却系強制減圧操作	○加圧器逃がし弁開操作 （中央制御室操作）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備・起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 （中央制御室操作）
		原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水）	○格納容器内自然対流冷却系統構成 （中央制御室操作）

・必要な要員と作業項目

7.2.1.2-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(2/4)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員B	【1】	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 ○充電器受電 （現場操作）
		可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動	○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ○原子炉格納容器内水素濃度確認 （中央制御室操作）
		可搬型アナユラス水素濃度計測ユニット起動	○アナユラス水素濃度確認 （中央制御室）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備、起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）起動 （中央制御室操作）
		蓄電池室排気ファン起動	○蓄電池室排気ファン起動 （現場操作）
		燃料取替用水ピットへの補給（海水）	○燃料取替用水ピット補給系統構成 （現場操作）
		原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水）	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）取付け （現場操作）
運転員C	1	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動	○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備、起動 （現場操作）
		補助給水ポンプ回復操作	○電動・タービン動補助給水ポンプ起動、失敗原因調査 （現場操作）
		SG直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG直接給水用高圧ポンプの使用準備、失敗原因調査 （現場操作）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備、起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成、ベンティング、通水 （現場操作）
		原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水）	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）取付け （現場操作）

・必要な要員と作業項目

7.2.1.2-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(3/4)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 （現場操作）
		可搬型アニュ ラス水素濃度 計測ユニット 起動	○可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備，起動 （現場操作）
		被ばく低減操 作	○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 （現場操作）
		加圧器逃がし 弁開操作準備	○加圧器逃がし弁開操作準備 （現場操作）
災害対策要員 A	1	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 （現場操作）
		加圧器逃がし 弁開操作準備	○加圧器逃がし弁開操作準備 （現場操作）
災害対策要員 B	1	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 （現場操作）
災害対策要員 C	1	補助給水ポン プ回復操作	○電動・タービン動補助給水ポンプ起動，失敗原因調査 （現場操作）
		SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備，失敗原因調査 （現場操作）
		B-充てんポン プ（自己冷却） 起動準備， 起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成，ベンティング，通水 （現場操作）
災害対策要員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （現場操作）
		被ばく低減操 作	○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 （現場操作）
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置，コントロールセンタコネクタ差替え （現場操作）
災害対策要員 E	1	可搬型計測器 接続	○可搬型計測器接続 （現場操作）
災害対策要員 F	1	被ばく低減操 作	○試料採取室排気系ダンパ閉処置 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 （現場操作）
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置，コントロールセンタコネクタ差替え （現場操作）

・必要な要員と作業項目

7.2.1.2-① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(4/4)

必要な要員と作業項目		
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
災害対策要員 A, B, C	【3】	燃料取替用水 ピットへの補給（海水）
災害対策要員 E, F, G	【2】 1	
災害対策要員D	【1】	
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷 却海水系への 通水確保（海 水）
災害対策要員 E, F, G	【3】	
災害対策要員D	【1】	
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピ ットへの注水 確保（海水）
災害対策要員 E, F, G	【3】	
災害対策要員D	【1】	
災害対策要員 （支援） A, B	2	
災害対策要員 H, I	2	燃料補給
合計	21※	

※災害対策本部要員4名を含む

以下の事故シーケンスについても同様

- 7.2.1.2-②【過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.1.2-③【主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.1.2-④【原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故】
- 7.2.1.2-⑤【過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.1.2-⑥【2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.1.2-⑦【外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.1.2-⑧【2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

・必要な要員と作業項目

2-3

7.2.2-① 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(1/4)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長（当直）	1	中央監視，運転操作指揮，発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断 ●原子炉手動停止 ○原子炉トリップ，タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源喪失判断 ○早期の電源回復不能と判断 ○補助給水機能喪失確認 ○1次冷却材の漏えい規模の判断 （中央制御室確認）	
運転員 A	【1】	電源確保作業	○代替非常用発電機からの給電準備，起動操作，起動確認 （中央制御室操作）
		水素濃度低減操作	○格納容器水素イグナイタ起動操作 （中央制御室操作）
		1次冷却材ポンプシール隔離操作	○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 （中央制御室操作）
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （中央制御室操作）
		被ばく低減操作	○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 （中央制御室操作）
		加圧器逃がし弁開操作準備	○加圧器逃がし弁開操作準備 （中央制御室操作）
		1次冷却系強制減圧操作	○加圧器逃がし弁開操作 （中央制御室操作）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備・起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 （中央制御室操作）
		原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水）	○格納容器内自然対流冷却系統構成 （中央制御室操作）

・ 必要な要員と作業項目

7.2.2-① 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(2/4)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員B	【1】	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 ○充電器受電 （現場操作）
		可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動	○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ○原子炉格納容器内水素濃度確認 （中央制御室操作）
		可搬型アナユラス水素濃度計測ユニット起動	○アナユラス水素濃度確認 （中央制御室）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備、起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）起動 （中央制御室操作）
		蓄電池室排気ファン起動	○蓄電池室排気ファン起動 （現場操作）
		燃料取替用水ピットへの補給（海水）	○燃料取替用水ピット補給系統構成 （現場操作）
		原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水）	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）取付け （現場操作）
運転員C	1	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動	○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備、起動 （現場操作）
		補助給水ポンプ回復操作	○電動・タービン動補助給水ポンプ起動、失敗原因調査 （現場操作）
		SG直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG直接給水用高圧ポンプの使用準備、失敗原因調査 （現場操作）
		B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備、起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成、ベンティング、通水 （現場操作）
		原子炉補機冷却海水系への通水確保（海水）	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）取付け （現場操作）

・ 必要な要員と作業項目

7.2.2-① 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(3/4)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 （現場操作）
		可搬型アニュ ラス水素濃度 計測ユニット 起動	○可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備，起動 （現場操作）
		被ばく低減操 作	○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 （現場操作）
		加圧器逃がし 弁開操作準備	○加圧器逃がし弁開操作準備 （現場操作）
災害対策要員 A	1	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 （現場操作）
		加圧器逃がし 弁開操作準備	○加圧器逃がし弁開操作準備 （現場操作）
災害対策要員 B	1	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 （現場操作）
災害対策要員 C	1	補助給水ポン プ回復操作	○電動・タービン動補助給水ポンプ起動，失敗原因調査 （現場操作）
		SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備，失敗原因調査 （現場操作）
		B-充てんポン プ（自己冷却） 起動準備， 起動操作	○B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成，ベンティング，通水 （現場操作）
災害対策要員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （現場操作）
		被ばく低減操 作	○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 （現場操作）
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置，コントロールセンタコネクタ差替え （現場操作）
災害対策要員 E	1	可搬型計測器 接続	○可搬型計測器接続 （現場操作）
災害対策要員 F	1	被ばく低減操 作	○試料採取室排気系ダンパ閉処置 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 （現場操作）
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置，コントロールセンタコネクタ差替え （現場操作）

・必要な要員と作業項目

7.2.2-① 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（格納容器過温破損）

【手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(4/4)

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
災害対策要員 A, B, C	【3】	燃料取替用水 ピットへの補給(海水)
災害対策要員 E, F, G	【2】 1	
災害対策要員D	【1】	
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷却海水系への 通水確保(海水)
災害対策要員 E, F, G	【3】	
災害対策要員D	【1】	
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピットへの注水 確保(海水)
災害対策要員 E, F, G	【3】	
災害対策要員D	【1】	
災害対策要員 (支援) A, B	2	
災害対策要員 H, I	2	燃料補給
合計	21※	

※災害対策本部要員4名を含む

以下の事故シーケンスについても同様

- 7.2.2-②【過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.2-③【主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.2-④【原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故】
- 7.2.2-⑤【過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.2-⑥【2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.2-⑦【外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】
- 7.2.2-⑧【2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

・ 必要な要員と作業項目

2 - 4

7.2.3-① 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(1 / 4)

必要な要員と作業項目		
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○タービン動補助給水ポンプ運転, 補助給水流量確認 ○所内電源及び外部電源喪失判断 ○早期の電源回復不能と判断 ○1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	電源確保作業 ○代替非常用発電機からの給電準備, 起動操作, 起動確認 (中央制御室操作)
		水素濃度低減操作 ○格納容器水素イグナイタ起動 (中央制御室操作)
		1次冷却材ポンプシール隔離操作 ○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		可搬型格納容器水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ○原子炉格納容器内水素濃度確認 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作 ○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 (中央制御室操作)
		補助給水流量調整 ○補助給水ポンプ出口流量調整弁開度調整 (中央制御室操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成 ○B-充てんポンプ (自己冷却) 起動 (中央制御室操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○アニュラス水素濃度確認 (中央制御室操作)
原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 (中央制御室操作)	

・ 必要な要員と作業項目

7.2.3-① 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(2/4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員 B	【 1 】	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 ○充電器受電 (現場操作)
		蓄電池室排気ファン起動	○蓄電池室排気ファン起動 (現場操作)
		燃料取替用水ピットへの補給確保 (海水)	○燃料取替用水ピット補給系統構成 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 C	1	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動	○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
		被ばく低減操作	○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作	○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動	○可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
災害対策要員 A	1	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 B	1	電源確保作業	○非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 C	1	被ばく低減操作	○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作	○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.3-① 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(3/4)

要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
		被ばく低減操 作	○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置、コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 E	1	可搬型計測器 接続	○可搬型計測器接続 (現場操作)
災害対策要員 F	1	被ばく低減操 作	○試料採取室排気系ダンパ閉処置 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置、コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	燃料取替用水 ピットへの補 給確保 (海水)	○可搬型ホース接続、敷設、ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【2】 1		○可搬型大型送水ポンプ車 A の設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 A による燃料取替用水ピットへの補給 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷 却海水系への 通水確保 (海 水)	○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設、可搬型大 型送水ポンプ車 B の設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水 箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型ホース敷設、接続 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 B による原子炉補機冷却水系統への通水 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピ ットへの注水 確保 (海水)	○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ○可搬型ホース敷設、ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホ ース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型大型送水ポンプ車 A の設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 A による使用済燃料ピットへの注水 (現場操作)
災害対策要員 (支援) A, B	2		○可搬型ホース敷設 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.3-① 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(4/4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	○可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ○代替非常用発電機への燃料補給 ○可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ (現場操作)
合計	21※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

以下の事故シーケンスについても同様

7.2.3-② 【大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

7.2.3-③ 【大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

7.2.3-④ 【大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

7.2.3-⑤ 【大破断LOCA時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

7.2.3-⑥ 【中破断LOCA時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

7.2.3-⑦ 【中破断LOCA時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

7.2.3-⑧ 【中破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

7.2.3-⑨ 【中破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

7.2.3-⑩ 【中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

・必要な要員と作業項目

2-5

7.2.4-① 水素燃焼

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故】

(1/4)

必要な要員と作業項目		
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ▲タービン動補助給水ポンプ運転, 補助給水流量確認 ●所内電源及び外部電源喪失判断 ●早期の電源回復不能と判断 ○1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	電源確保作業 ●代替非常用発電機からの給電準備, 起動操作, 起動確認 (中央制御室操作)
		水素濃度低減操作 ○格納容器水素イグナイタ起動 ○原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタの動作状況の確認 (中央制御室操作)
		1次冷却材ポンプシール隔離操作 ●1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ●代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		可搬型格納容器水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ○原子炉格納容器内水素濃度確認 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作 ●蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
		被ばく低減操作 ●B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ●中央制御室非常用循環系起動操作 (中央制御室操作)
		補助給水流量調整 ●補助給水ポンプ出口流量調整弁開度調整 (中央制御室操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作 ●B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成 ▲B-充てんポンプ (自己冷却) 起動 (中央制御室操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○アニュラス水素濃度確認 (中央制御室操作)
原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水) ●格納容器内自然対流冷却系統構成 (中央制御室操作)		

・必要な要員と作業項目

7.2.4-① 水素燃焼

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故】

(2 / 4)

必要な要員と作業項目		
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
運転員 B	【 1 】	電源確保作業 ●非常用母線受電準備及び受電 ●充電器受電 (現場操作)
		蓄電池室排気ファン起動 ●蓄電池室排気ファン起動 (現場操作)
		燃料取替用水ピットへの補給確保 (海水) ●燃料取替用水ピット補給系統構成 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水) ●格納容器内自然対流冷却系統構成 ●可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 C	1	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
		被ばく低減操作 ●B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作 ●B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水) ●格納容器内自然対流冷却系統構成 ●可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ●代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ●代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
災害対策要員 A	1	電源確保作業 ●非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 B	1	電源確保作業 ●非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 C	1	被ばく低減操作 ●B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作 ●B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.4-① 水素燃焼

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故】

(3/4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
災害対策要員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	●代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
		被ばく低減操 作	●中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	●蓄電池室換気系ダンパ開処置, コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 E	1	可搬型計測器 接続	●可搬型計測器接続 (現場操作)
災害対策要員 F	1	被ばく低減操 作	●試料採取室排気系ダンパ開処置 ●中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	●蓄電池室換気系ダンパ開処置, コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	燃料取替用水 ピットへの補 給確保 (海水)	●可搬型ホース接続, 敷設, ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ●ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【2】 1		●可搬型大型送水ポンプ車 A の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		●可搬型大型送水ポンプ車 A による燃料取替用水ピットへの補給 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷 却海水系への 通水確保 (海 水)	●ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設, 可搬型大型送水ポンプ車 B の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		●可搬型ホース敷設, 接続 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		●可搬型大型送水ポンプ車 B による原子炉補機冷却水系統への通水 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピ ットへの注水 確保 (海水)	●ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ●可搬型ホース敷設, ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		●可搬型大型送水ポンプ車 A の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		●可搬型大型送水ポンプ車 A による使用済燃料ピットへの注水 (現場操作)
災害対策要員 (支援) A, B	2		●可搬型ホース敷設 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.4-① 水素燃焼

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故】

(4 / 4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	<ul style="list-style-type: none"> ●可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ●代替非常用発電機への燃料補給 ●可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ (現場操作)
合計	21※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

以下の事故シーケンスについても同様

7.2.4-②【大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故】

7.2.4-③【大破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失する事故】

7.2.4-④【中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故】

7.2.4-⑤【中破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失する事故】

・必要な要員と作業項目

2-6

7.2.5-① 熔融炉心・コンクリート相互作用

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(1/4)

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○タービン動補助給水ポンプ運転, 補助給水流量確認 ○所内電源及び外部電源喪失判断 ○早期の電源回復不能と判断 ○1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	電源確保作業 ○代替非常用発電機からの給電準備, 起動操作, 起動確認 (中央制御室操作)
		水素濃度低減操作 ○格納容器水素イグナイタ起動 (中央制御室操作)
		1次冷却材ポンプシール隔離操作 ○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		可搬型格納容器水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ○原子炉格納容器内水素濃度確認 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作 ○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 (中央制御室操作)
		補助給水流量調整 ○補助給水ポンプ出口流量調整弁開度調整 (中央制御室操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成 ○B-充てんポンプ(自己冷却)起動 (中央制御室操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○アニュラス水素濃度確認 (中央制御室操作)
原子炉補機冷却海水系への通水確保(海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 (中央制御室操作)		

・必要な要員と作業項目

7.2.5-① 溶融炉心・コンクリート相互作用

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(2/4)

必要な要員と作業項目		
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
運転員 B	【1】	電源確保作業 ○非常用母線受電準備及び受電 ○充電器受電 (現場操作)
		蓄電池室排気ファン起動 ○蓄電池室排気ファン起動 (現場操作)
		燃料取替用水ピットへの補給確保 (海水) ○燃料取替用水ピット補給系統構成 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 C	1	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
		可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動 ○可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備, 起動 (現場操作)
災害対策要員 A	1	電源確保作業 ○非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 B	1	電源確保作業 ○非常用母線受電準備及び受電 (現場操作)
災害対策要員 C	1	被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.5-① 溶融炉心・コンクリート相互作用

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(3/4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
災害対策要員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
		被ばく低減操 作	○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置, コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 E	1	可搬型計測器 接続	○可搬型計測器接続 (現場操作)
災害対策要員 F	1	被ばく低減操 作	○試料採取室排気系ダンパ開処置 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	○蓄電池室換気系ダンパ開処置, コントロールセンタコネクタ差替え (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	燃料取替用水 ピットへの補 給確保 (海水)	○可搬型ホース接続, 敷設, ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【2】 1		○可搬型大型送水ポンプ車 A の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 A による燃料取替用水ピットへの補給 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷 却海水系への 通水確保 (海 水)	○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設, 可搬型大型送水ポンプ車 B の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型ホース敷設, 接続 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 B による原子炉補機冷却水系統への通水 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピ ットへの注水 確保 (海水)	○ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 ○可搬型ホース敷設, ホース延長・回収車 (送水車用) による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型大型送水ポンプ車 A の設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車 A による使用済燃料ピットへの注水 (現場操作)
災害対策要員 (支援) A, B	2		○可搬型ホース敷設 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.2.5-① 溶融炉心・コンクリート相互作用

【中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

(4 / 4)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	○可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ○代替非常用発電機への燃料補給 ○可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ (現場操作)
合計	21※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

4 - 1

7.4.1-① 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

【外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故】

(1/2)

必要な要員と作業項目		
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長（当直）	1	中央監視、運転操作指揮、発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○ミッドループ運転中に余熱除去系機能喪失と判断 ●外部電源喪失確認 ○原子炉格納容器内からの退避指示 （中央制御室確認）
運転員 A	【1】	格納容器隔離 ○格納容器隔離弁閉操作 （中央制御室操作）
		余熱除去系機能回復操作 ○余熱除去系機能回復操作 （中央制御室操作）
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （中央制御室操作）
		充てんポンプによる炉心注水操作 ○充てんポンプによる炉心注水操作 （中央制御室操作）
		高圧注入ポンプによる炉心注水操作 ○高圧注入ポンプによる炉心注水操作 （中央制御室操作）
		燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作 ○燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作 （中央制御室操作）
		格納容器内自然対流冷却 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 （中央制御室操作）
		代替再循環運転操作 ○B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成 ○B-格納容器スプレイポンプ起動 （中央制御室操作）
被ばく低減操作 ○アニュラス空気浄化ファン起動 ○中央制御室非常用循環系起動 （中央制御室操作）		
運転員 B	【1】	余熱除去系機能回復操作 ○余熱除去系機能回復操作 （現場操作）
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 （現場操作）

・必要な要員と作業項目

4 - 1

7.4.1-① 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

【外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故】

(2/2)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
運転員C	1	格納容器隔離	○格納容器隔離弁閉操作 ○格納容器エアロック閉止確認 （現場操作）
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 （現場操作）
		代替再循環運転操作	○B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成
運転員D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～注水開始 （現場操作）
災害対策要員A	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （現場操作）
合計	11※		

※災害対策本部要員4名を含む

・必要な要員と作業項目

7.4.1-② 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

【原子炉補機冷却機能が喪失する事故】

(1/3)

必要な要員と作業項目		
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長（当直）	1	中央監視，運転操作指揮，発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A，B	2	状況判断 ●原子炉補機冷却機能喪失確認 ○ミッドループ運転中に余熱除去機能喪失と判断 ○原子炉格納容器内からの退避指示 （中央制御室確認）
運転員 A	【1】	格納容器隔離 ○格納容器隔離弁閉操作 （中央制御室操作）
		代替格納容器 スプレイポン プ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （中央制御室操作）
		被ばく低減操 作 ○B-アニュラス空気浄化ファン起動 ○中央制御室非常用循環系起動 （中央制御室操作）
		燃料取替用水 ピットによる 代替炉心注水 操作 ○燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作 （中央制御室操作）
		B-充てんポン プ（自己冷 却）起動準備， 起動操作 ●B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成 （中央制御室操作）
		原子炉補機冷 却海水系への 通水確保（海 水） ●格納容器内自然対流冷却系統構成 ●A-高圧注入ポンプへの補機冷却水（海水）通水系統構成 （中央制御室操作）
		高圧再循環運 転 ●A-高圧注入ポンプ（海水冷却）系統構成 ●A-高圧注入ポンプ（海水冷却）起動 （中央制御室操作）
運転員 B	【1】	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作 ●代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 （現場操作）
		B-充てんポン プ（自己冷 却）起動準備， 起動操作 ●B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成，ベンティング，通水 （現場操作）
		原子炉補機冷 却海水系への 通水確保（海 水） ●格納容器内自然対流冷却系統構成 ●A-高圧注入ポンプへの補機冷却水（海水）通水系統構成 ●可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度） 取付け （現場操作）
運転員 C	1	格納容器隔離 ○格納容器隔離弁閉操作 ○格納容器エアロック閉止確認 （現場操作）
		被ばく低減操 作 ●B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 （現場操作）
		蓄電池室排気 ファン起動 ●蓄電池室排気ファン起動 （現場操作）

・必要な要員と作業項目

7.4.1-② 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

【原子炉補機冷却機能が喪失する事故】

(2/3)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
運転員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作 原子炉補機冷 却海水系への 通水確保（海 水）	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～注水開始 （現場操作） ●格納容器内自然対流冷却系統構成 ●A－高圧注入ポンプへの補機冷却水（海水）通水系統構成 ●可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度） 取付け （現場操作）
	1	B－充てんポン プ（自己冷却） 起動準備、 起動操作	●B－充てんポンプ（自己冷却）系統構成、ベンティング、通水 （現場操作）
災害対策要員 B	1	被ばく低減操 作	●B－アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 （現場操作）
災害対策要員 C	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （現場操作）
		被ばく低減操 作	●中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 （現場操作）
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	●蓄電池室換気系ダンパ開処置、コントロールセンタコネクタ差替え （現場操作）
災害対策要員 D	1	被ばく低減操 作	●試料採取室排気系ダンパ開処置 ●中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 （現場操作）
		蓄電池室換気 系ダンパ開処 置	●蓄電池室換気系ダンパ開処置、コントロールセンタコネクタ差替え （現場操作）
災害対策要員 A, B, C	【3】		●可搬型ホース敷設、ホース延長・回収車（送水車用）による可搬型ホ ース敷設 ●ホース延長・回収車（送水車用）による可搬型ホース敷設 （現場操作）
災害対策要員 E, F, G	3	使用済燃料ピッ トへの注水確保 （海水）	●可搬型大型送水ポンプ車Aの設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、 海水取水箇所への水中ポンプ設置 （現場操作）
災害対策要員 D	【1】		●可搬型大型送水ポンプ車Aによる使用済燃料ピットへの注水 （現場操作）
災害対策要員 （支援） A, B	2		●可搬型ホース敷設 （現場操作）

・必要な要員と作業項目

7.4.1-② 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

【原子炉補機冷却機能が喪失する事故】

(3/3)

必要な要員と作業項目			
要員（名） （作業に必要な要員数） 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 A, B, C	【7】	原子炉補機冷却海水系への 通水確保（海水）	●ホース延長・回収車（送水車用）による可搬型ホース敷設、可搬型大型送水ポンプ車Bの設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水箇所への水中ポンプ設置 （現場操作）
災害対策要員 E, F, G			●可搬型ホース敷設、接続 （現場操作）
災害対策要員D			●可搬型大型送水ポンプ車Bによる原子炉補機冷却水系への通水 （現場操作）
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	●可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ●可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ （現場操作）
合計	21※		

※災害対策本部要員4名を含む

・必要な要員と作業項目

7.4.3-① 原子炉冷却材の流出

【水位維持に失敗する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	要員数	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○1次冷却材水位, 漏えい状況確認 ○余熱除去ポンプ停止確認 ○原子炉格納容器内からの退避指示 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	格納容器隔離	○格納容器隔離弁閉操作 (中央制御室操作)
		漏えい箇所隔離操作	●1次冷却材の流出原因調査, 隔離操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		代替再循環運転操作	○B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成 ○B-格納容器スプレイポンプ起動 (中央制御室操作)
		被ばく低減操作	○アニュラス空気浄化ファン起動 ○中央制御室非常用循環系起動 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	充てんポンプによる炉心注水操作	○充てんポンプによる炉心注水操作 (中央制御室操作)
運転員 C	1	格納容器隔離	○格納容器隔離弁閉操作 ○格納容器エアロック閉止確認 (現場操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)
		代替再循環運転操作	○B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成
運転員 D	1	漏えい箇所隔離操作	●1次冷却材の流出原因調査, 隔離操作 (現地操作)
		余熱除去系機能回復操作	●余熱除去系機能回復操作 (現場操作)
合計	10※		

※災害対策本部要員4名を含む

以下の事故シーケンスについても同様

7.4.3-② 【オーバードレンとなる事故】

水源、燃料、電源負荷評価結果について

1. はじめに

重大事故等対策の有効性評価において、重大事故等対策を外部支援に期待することなく7日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに、電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。

2. 事故シーケンス別の必要量について

重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの補給及び給電が不可能となる事象についての水源及び燃料に関する評価結果を表1に整理した。

また、同様に代替非常用発電機からの電源供給が必要な事象について、有効性評価上考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が代替非常用発電機の給電容量内であることを表1に整理した。

3. まとめ

重大事故等対策の有効性評価において、水源、燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても、発電所構内に備蓄している燃料及び淡水又は海水供給を考慮した水源により、必要な対策を7日間継続することが十分に可能であることを確認した。

また、代替非常用発電機から給電する場合の電源負荷についても、代替非常用発電機の電源負荷についても給電容量内であることを確認した。

表 1 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (1/2)

事故シナリオ	水源			燃料	電源
	炉心への注水 (有効水量/枯渇時間)	蒸気発生器への注水 (有効水量/枯渇時間)	原子炉格納容器への注水 (有効水量/枯渇時間)		
7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失 ^{※1} 7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失 ^{※1} 7.1.6 ECCS注水機能喪失(2,4,6インチ破断) 7.1.7 ECCS再循環機能喪失 ^{※1} 7.1.8 格納容器バイパス 7.2.4 水素燃焼 ^{※1} 7.4.1 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却材の流出) 7.4.3 原子炉冷却材の流出 7.4.4 反応度の誤投入 ^{※1}	—	—	—	7日間必要量/備蓄量又は使用可能量 約 546.3kL/約 590kL ・ディーゼル発電機 (約 527.1kL) ・緊急時対策所用発電機 (約 19.2kL)	代替非常用発電機の最大負荷/給電容量
外部電源喪失を考慮	—	—	—	約 558.8kL/約 590kL ・ディーゼル発電機 (約 527.1kL) ・緊急時対策所用発電機 (約 19.2kL) ・可搬型大型送水ポンプ車 1台 (約 12.5kL)	—

※1：有効性評価において外部電源喪失を想定していないが、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

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

表 1 水源、燃料及び電源負荷の必要量 (2 / 2)

事故シナリオ	水源			燃料	電源
	炉心への注水 (有効水量/枯渇時間)	蒸気発生器への注水 (有効水量/枯渇時間)	原子炉格納容器への注水 (有効水量/枯渇時間)		
7.1.2 全交流動力電源喪失 7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失	1,700m ³ /約58.8時間 ・燃料取替用水ピット (代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水)	570m ³ /約7.4時間 ・補助給水ピット (タービン動補給水ポンプ)	—	約182.3kl/約590kl ・代替非常用発電機 (約138.1kl) ・緊急時対策所用発電機 (約19.2kl) ・可搬型大型送水ポンプ車 2台 (約25.0kl)	代替非常用発電機の最大負荷/給電容量 約1,645kW*1 / 2,760kW
7.2.1.1 格納容器過圧破損 7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	—	—	1,700m ³ /約12.9時間 ・燃料取替用水ピット (代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ)	約182.3kl/約590kl ・代替非常用発電機 (約138.1kl) ・緊急時対策所用発電機 (約19.2kl) ・可搬型大型送水ポンプ車 2台 (約25.0kl)	約540kW / 2,760kW
7.2.1.2 格納容器過温破損 7.2.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気加熱	—	—	1,700m ³ /約15.7時間 ・燃料取替用水ピット (代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ)	約182.3kl/約590kl ・代替非常用発電機 (約138.1kl) ・緊急時対策所用発電機 (約19.2kl) ・可搬型大型送水ポンプ車 2台 (約25.0kl)	約540kW / 2,760kW
7.4.2 全交流動力電源喪失	1,700m ³ /約59.6時間 ・燃料取替用水ピット (代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水)	—	—	約182.3kl/約590kl ・代替非常用発電機 (約138.1kl) ・緊急時対策所用発電機 (約19.2kl) ・可搬型大型送水ポンプ車 2台 (約25.0kl)	約1,645kW / 2,760kW

全交流動力電源喪失を想定

※1: 直流電源については、電源負荷の制限 (後備蓄電池の投入を含む。) により 24 時間電源供給が可能である。以降は、他の事故シナリオグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

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

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE8 r. 3. 9
提出年月日	令和5年10月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

付録1 事故シーケンスグループ及び
重要事故シーケンス等の選定について

令和5年10月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

泊発電所3号炉
事故シーケンスグループ及び
重要事故シーケンス等の選定について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
2. 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出，整理
 - 2.1.2 内部事象レベル1.5PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
 - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするPDSの選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果
 - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
 - 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
3. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出，整理
 - 3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
 - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
 - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果
4. 事故シーケンスグループ，重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

表

第1-1表	PRAの対象とした主な設備・系統
第1-2表	内部事象運転時レベル1 PRAにおける起因事象と発生頻度
第1-3表	地震レベル1 PRAにおける起因事象と発生頻度
第1-4表	津波高さ別の発生頻度
第1-5表	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
第1-6表	PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
第1-7表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象，地震，津波 PRA）
第1-8表	重要事故シーケンスの選定について
第2-1表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度
第2-2表	プラント損傷状態（PDS）の定義
第2-3表	評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について
第2-4表	格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について
第3-1表	内部事象停止時レベル1 PRAにおける起因事象と発生頻度
第3-2表	運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第3-3表	重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について

図

第1-1図	事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第1-2図	内部事象運転時レベル1 PRAイベントツリー
第1-3図	地震レベル1 PRA階層イベントツリー
第1-4図	地震レベル1 PRAイベントツリー（過渡分類イベントツリー）
第1-5図	津波レベル1 PRAイベントツリー
第1-6図	プラント全体の炉心損傷頻度
第1-7図	事故シーケンスグループ別の寄与割合
第2-1図	格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
第2-2図	シビアアクシデントで想定される事故進展と格納容器破損モード
第2-3図	格納容器イベントツリー（CET）
第2-4図	内部事象運転時レベル1.5 PRAの定量化結果（格納容器破損モード別の寄与割合）
第3-1図	運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第3-2図	定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第3-3図	POSの分類及び定期事業者検査工程
第3-4図	内部事象停止時レベル1 PRAイベントツリー
第3-5図	起因事象別の寄与割合
第3-6図	事故シーケンスグループ別の寄与割合

別紙

- 別紙1 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
- 別紙2 外部事象に特有の事故シーケンスについて
- 別紙3 諸外国の重大事故等対策に係る設備例について
- 別紙4 事故（蒸気発生器伝熱管破損，インターフェイスシステムLOCA）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて
- 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 別紙6 地震PRA，津波PRAにおける主要な事故シーケンスの対策等について
- 別紙7 津波レベル1 PRAにおける防潮堤の耐性評価結果について
- 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
- 別紙9 gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））に係る追加要否の検討について
- 別紙10 β モード（格納容器隔離失敗）の想定について
- 別紙11 α モード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について
- 別紙12 ライナーアタックについて
- 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）
- 別紙14 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について
- 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について
- 別紙16 「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

別添

- 泊発電所3号炉 確率論的リスク評価（PRA）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー等の機会に内部事象レベル 1 PRA（出力運転時、停止時）、レベル 1.5PRA（出力運転時）を実施してきており、これらの PRA 手法を今回も適用した。また、外部事象としては現段階で PRA 手法を適用可能な事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1 PRA 及び津波レベル 1 PRA を対象とし、これらの外部事象 PRA から抽出される建屋・構築物等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

また、PRA が適用可能でないと判断した外部事象については、事故シーケンスの定性的な分析を行い、事故シーケンスグループ等の選定に係る検討を実施した。

今回実施する PRA の目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM 策」という。）や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。

なお、今回の PRA の実施に際しては、原子力規制庁配布資料「PRA の説明における参照事項（平成 25 年 9 月）」を参照した。

< 今回の PRA の対象 >

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準対象施設	対象	期待する ^{※1}
AM 策	対象外	作動信号発信失敗時の手動信号，自動作動失敗時の手動作動等，設計基準事故対処設備の機能を作動させるためのバックアップ操作のみ期待する
緊急安全対策	対象外	期待しない
重大事故等対処施設	現在申請中	期待しない

※1 地震及び津波の PRA については、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。

今回実施した PRA の詳細については「別添 泊発電所 3 号炉 確率論的リスク評価 (PRA) について」に示す。

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第 1-1 図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象 PRA，外部事象 PRA（適用可能なものとして地震，津波を選定）及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない外部事象特有の事故シーケンスについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて，国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは，格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通原因故障又は系統間の機能の依存性，余裕時間，設備容量並びに代表性）に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの、個別プラント評価による抽出に関して以下のとおりに示されている。

1-1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

② PWR

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS 注水機能喪失
- ・ ECCS 再循環機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記1-1(a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記1-1(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

上記1-1(b)①に関して、PRAの適用可能な外部事象については日本原子力学会におけるPRA実施基準の標準化の状況、試評価実績の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、内部事象レベル1PRA、地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを実施し、事故シーケンスグループを評価した。

また、PRAの適用が困難と判断した地震、津波以外の外部事象については、定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

なお、当社では、福島第一原子力発電所事故発生以降、緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが、炉心損傷防止対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置づけを考慮し、原則としてAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取

得済の設備にのみ期待できる条件で PRA モデルを構築し，内部事象に加えて適用可能な外部事象として地震，津波それぞれのレベル 1 PRA について評価を実施した。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を 1.1.1 に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル1 PRA では，各起因事象の発生後，炉心損傷を防止するための緩和手段等の組合せを評価し，第1-2図のイベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。PRA の対象とした泊発電所3号炉の主な設備系統を第1-1表に示す。また，選定した起因事象及びその発生頻度を第1-2表に示す。

外部事象に関しては，PRA が適用可能な事象として地震レベル1 PRA 及び津波レベル1 PRA を実施し，内部事象と同様にイベントツリー分析を行い，炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第1-3図に地震PRAの階層イベントツリーを，第1-4図に地震PRAのイベントツリーを，第1-5図に津波PRAのイベントツリーを示す。地震によって生じる起因事象及びその発生頻度を第1-3表に，津波高さで発生するシナリオの観点から整理した津波高さ別の発生頻度を第1-4表に示す。

地震や津波の場合，各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの，起因事象が内部事象と同じであれば，炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため，事故シーケンスは内部事象と同様である。また，地震レベル1 PRA 及び津波レベル1 PRA では，内部事象レベル1 PRA では想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各PRAにより抽出した事故シーケンスを第1-5表に，評価結果を第1-6図及び第1-7図に示す。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

PRA の適用が困難な地震，津波以外の外部事象（以下「その他の外部事象」という。）については，その他の外部事象により誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災では，外部電源喪失や主給水流量喪失等の起因事象の発生が想定される。また，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災，人為事象等において想定される事象は，いずれも内部事象レベル1 PRA，地震レベル1 PRA 又は津波レベル1 PRA のいずれかで想定する起因事象に包絡されるため，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。（別紙1）

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル1 PRA により抽出した各事故シーケンス（第1-5表参照）を炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と，解釈1-1(a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係，解釈1-2に示されている要件との関係等を第1-6表に整理した。また，整理の内容を1.1.2.1～1.1.2.3に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1 PRA により抽出した各事故シーケンス（第 1-5 表参照）について、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。具体的には次の (a) ~ (h) 及びこれ以外の事故シーケンスに分類した。緩和機能の喪失状況、炉心損傷に至る主要因の観点で、(a) ~ (h) は、解釈 1 - 1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループに対応するものとして整理した。

(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失

運転時の異常な過渡変化等の発生後、補助給水機能が喪失する事故シーケンスや破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWR プラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗して、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」に分類する。

(b) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失の発生時に非常用所内交流電源の確保に失敗することにより全交流動力電源喪失が発生し、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することによって、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に分類する。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時、起因事象の発生と同時に ECCS 等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的に RCP シール LOCA や加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生することによって、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に分類する。

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

LOCA 事象の発生後、原子炉容器への注水等の炉心の冷却に成功するものの、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗することにより原子炉格納容器からの除熱機能が喪失し、炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧により破損、その後、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に分類する。

(e) 原子炉停止機能喪失

運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉停止機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」として分類する。

(f) ECCS 注水機能喪失

LOCA 事象の発生後、蓄圧注入、高圧注入又は低圧注入による ECCS 注水に失敗することによって、短期の 1 次冷却系保有水の回復に失敗し、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に分類する。

(g) ECCS 再循環機能喪失

LOCA 事象の発生後、短期の 1 次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環による ECCS 再循環に失敗することによって、炉心の長期冷却ができず炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に分類する。

(h) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

インターフェイスシステム LOCA の発生や蒸気発生器伝熱管破損の発生後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗することにより、原子炉格納容器貫通配管等からの原子炉格納容器外への漏えいが防止できず炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）」に分類する。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル 1 PRA により抽出した各事故シーケンス（第 1-5 表参照）のうち、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスとしては、地震・津波特有の事象として以下の事故シーケンスを抽出した。

(1) 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

大規模な地震では、複数の蒸気発生器伝熱管が破損することで、制御できない大規模な LOCA が発生する可能性がある。大規模な地震において複数の蒸気発生器伝熱管の破損が発生した場合であっても、破損の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCS の注水機能の全喪失や使用可能な ECCS の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の蒸気発生器伝熱管の破損の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、破損の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(2) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では、原子炉建屋が損傷することで、原子炉建屋内のすべての機器、配管の損傷が発生する可能性がある。大規模な地震において原子炉建屋の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCS の注水機能の全喪失や使用可能な ECCS の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉建屋の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(3) 原子炉格納容器損傷

大規模な地震では、原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内のすべての機器、配管の損傷が発生する可能性がある。大規模な地震において原子炉格納容器の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCS の注水機能の全喪失や使用可能な ECCS の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉格納容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

(4) 原子炉補助建屋損傷

大規模な地震では、原子炉補助建屋が損傷することで、非常用母線、直流電源等の非常用電源の喪失又は、中央制御室損傷による運転コンソール等の損傷が発生する可能性がある。大規模な地震において原子炉補助建屋の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、代替電源の接続及び供給ができない状況で「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに、各種制御が不能となり監視系や補助給水系の機能喪失が発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉補助建屋の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5) 複数の信号系損傷

大規模な地震では、運転コンソール等が損傷することで、複数の信号系が損傷する可能性がある。大規模な地震において複数の信号系損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、各種制御が不能となり補助給水量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能による2次冷却系からの除熱機能喪失が発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の複数の信号系損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(6) 複数の安全機能喪失

大規模な津波では、敷地内及び建屋内へ津波が浸水し、外部電源、非常用電源、ECCS等、広範な緩和設備が喪失する可能性がある。大規模な津波により敷地内及び建屋内へ浸水し、複数の安全機能喪失が発生した場合であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な津波発生後の緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

上記の事故シーケンスについて、解釈に従い、有効性評価における想定の可否を炉心損傷頻度、影響度等の観点から分析した。

① 炉心損傷頻度の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度には、必ずしも炉心損傷に直結するほどの損傷に至らない場合も含んでいる。別紙2のとおり、これらの事故シーケンスは評価方法にかなりの保守性を有している。また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、それを用いた対応に期待することにより、炉心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下ようになる。

- a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、損傷の程度が軽微であったり、機能喪失を免れた緩和機能によって炉心損傷を回避できる場合。
- b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、緩和機能による炉心損傷の防止が可能な程度の損傷であり、機能喪失を免れた緩和機能があったものの、それらのランダム故障によって炉心損傷に至る場合。
- c) 緩和機能の有無にかかわらず炉心損傷を防止できない規模の炉心損傷直結事象が発生し、炉心損傷に至る場合。

a)～c)の整理のとおり、a)の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(5)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。また、機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で、そのランダム故障により炉心損傷に至る場合のシーケンスは、内部事象レベル1 PRAの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。これらの事故シーケンスに対して、炉心損傷頻度の観点では、地震 PRAの精度を上げることが望ましいと考える。

また、(6)の事故シーケンスについては、津波 PRA から抽出される事故シーケンスであるが、炉心損傷頻度は 2.9×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度に対して 0.1%程度と小さい寄与となっているが、この炉心損傷頻度は防潮堤前面での津波高さが T.P. 16.5m を超える津波の発生頻度と同じとしており、T.P. 16.5m の津波により敷地内及び建屋内へ浸水することで複数の安全機能が喪失し、保守的に炉心損傷に直結する事象としているため、各建屋の止水対策の効果を取り込むこと等によりこの事故シーケンスの炉心損傷頻度は更に小さい値になると推定される。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

② 影響度（事象の厳しさ）の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて、建屋や機器の損傷の程度や組合せによって事象の厳しさに幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状、対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。このように、事象の厳しさの観点では、2次冷却系からの除熱機能喪失や全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

また、(6)の事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて、敷地内及び建屋内への浸水の程度によって事象の厳しさには幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。このように、事象の厳しさの観点では、全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

③ 炉心損傷防止対策の観点

現状、対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結として整理している(1)～(5)の各事故シーケンスについて、炉心損傷直結としていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると、①及び②で述べたとおり、(1)～(5)の事象が発生するものの、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えられる。この場合、炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため、内部事象レベル1 PRAの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。

また、炉心損傷を防止できる場合も考えられるため、炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し、臨機応変に対応することによって、炉心損傷や格納容器破損を防止することになる。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

上記のように、(1)～(5)の各事故シーケンスは、実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく、具体的な事故シーケンスを特定することが困難である。このため、外部事象に特有の事故シーケンスグループについては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして事故シーケンスを特定して評価するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきものとする。

また、(6)の事故シーケンスについても、敷地内及び建屋内への浸水の程度によっては機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備による対応に期待できる場合も考えられ、損傷の程度が大きく設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

以上の検討を踏まえ、(1)～(6)の各事故シーケンスは、一定の安全機能喪失時の対策の有効性を評価するシナリオとしては適当でない事象であり、新たに追加するシーケンスとはしないことを確認した。また、(1)～(6)の各事故シーケンスを炉心損傷頻度及び影響度の観点から総合的に判断した結果、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして、新たに追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また、上記の検討及び別紙2のとおり、大規模な地震を受けた場合であっても、炉心損傷に直結するほどの損傷が生じることは考えにくく、大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みる事が可能であるものとする。

津波による敷地内及び建屋内への浸水についても、複数の安全機能がすべて喪失するほどの損傷が生じることは考えにくく、使用可能な設備によって炉心損傷防止を試みる事が可能であるものとする。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

1.1.2.3 炉心損傷後の格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内的事象レベル1 PRA、PRA が適用可能な外部事象として地震及び津波レベル1 PRA を実施し、地震、津波以外の外部事象については PRA に代わる方法で概略評価を実施した結果、追加すべき新たな事故シーケンスグループはないことを確認した。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

したがって、泊発電所3号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは、解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて、以下に示す解釈1-2及び1-4の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
- (b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下のとおり。

○解釈1-2(a)に分類される事故シーケンスグループ

- ・2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・全交流動力電源喪失
- ・原子炉補機冷却機能喪失
- ・原子炉停止機能喪失
- ・ECCS注水機能喪失
- ・ECCS再循環機能喪失

○解釈1-2(b)に分類される事故シーケンスグループ

- ・原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス及び炉心損傷防止対策について整理した結果を第1-7表に示す。

解釈1-2(a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で、事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスが存在する。具体的には以下の「6」

つの事故シーケンスが該当する。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

なお、国内外の先進的な対策と泊発電所 3 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

①原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

②1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

③大破断 LOCA+低圧注入失敗

④大破断 LOCA+蓄圧注入失敗

⑤中破断 LOCA+蓄圧注入失敗

⑥大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA)

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

①の事故シーケンスは、原子炉補機冷却機能喪失発生時に補助給水系による2次冷却系からの冷却ができなければ、炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、2次冷却系からの除熱機能について、原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、この事故シーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとして整理した。

②の事故シーケンスは、過渡事象時に炉内構造物の損傷により1次冷却材の流れが阻害されることで補助給水系による2次冷却系からの除熱が不能となる事象であり、1次冷却材を循環させなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、炉内構造物の損傷時に1次冷却材の循環が可能となる対策は確認できなかったことから、この事故シーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとして整理した。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

③～⑥の事故シーケンスは、原子炉容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり、LOCA 後に十分な注水ができなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、事象発生から極めて短時間に多量の注水が可能な対策（インターロックの追設等）は確認できなかったことから、これらの事故シーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとして整理した。

以上より、①～⑥の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスから除外した（重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する）。

①～⑥の事故シーケンスについても、フィードアンドブリードや原子炉への注水

の継続等の実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備した格納容器破損防止対策により格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している（「2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性」参照）。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

なお、第 1-7 表に示すとおり、これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 99.5%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点に基づく整理

設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定している。重要事故シーケンスの選定に当たっては、審査ガイドに記載の4つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。また、事故シーケンスグループごとに、事故シーケンスと各着眼点との関係を整理し、関係が強いと考えられるものから「高」、「中」、「低」と分類して整理した。

【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障、系統間の機能の依存性の観点

本 PRA では、多重化された機器の共通原因故障を考慮しており、システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル化している。

このため、原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き、緩和機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスでは、共通原因故障が炉心損傷の原因の1つとして抽出され得ることから、これらの事故シーケンスについては、炉心損傷頻度への寄与が大きい場合、共通原因故障の影響ありと判断する。

系統間の機能の依存性については、ある安全機能の機能喪失によって必然的に別の系統も機能喪失に至る場合を系統間の機能依存性ありと判断する。例えば、2つのフロントライン系（原子炉容器への注水等、事故時の基本的な安全機能を直接果たす系統）に共通のサポート系（電源等、フロントライン系の機能維持をサポートする系統）が機能喪失し、それが炉心損傷頻度に大きく寄与する場合は機能依存性ありと判断する。

また、「2次冷却系からの除熱機能喪失」の外部電源喪失事象では、バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用系機器のみ機能喪失となり、安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した（第 1-8 表中「中」で記載）。

【例：原子炉補機冷却機能喪失】

原子炉補機冷却機能の喪失時には、補機冷却水が必要な機器（ECCS 系ポンプ）を使用できないものとして考慮。

b. 余裕時間の観点

炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定する。

【例 1：ECCS 再循環機能喪失】

破断口径が大きい方が、1次冷却材の系外への流出量が多くなるため、炉心損傷防止対策の対応操作のための余裕時間が短くなる。

【例 2：原子炉格納容器の除熱機能喪失】

格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いいため余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止に際して炉心の冷却に必要な注水量等、設備容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例：ECCS 注水機能喪失】

破断口径の大きい方が1次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（1次冷却系への注水量）が大きくなる。

d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が高く、事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定する。ただし、「高」、「中」、「低」の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

【例：原子炉補機冷却機能喪失】

「原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA」については炉心損傷頻度の寄与割合が最も支配的であり、原子炉補機冷却機能喪失の代表的な組合せである。

今回の内部事象レベル1 PRA、地震レベル1 PRA 及び津波レベル1 PRA の結果のうち、事故シーケンスを選定するに当たって同一に整理できると考えられるものについては、炉心損傷頻度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来、各 PRA は扱う事象が異なるため、結果の不確かさや評価の精度が異なるものであり、結果を足し合わせて用いることの可否（比較可能性）については、PRA の結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下のとおりとしていることから、結果の不確かさや PRA 間の評価の精度の違いを考慮しても、炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと考えた。

- 今回抽出された事故シーケンスについては、第1-8表に示すとおり、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象としたすべての事故シーケンスに対して、おおむね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シーケンスの選定に当たっては、その対応の厳しさに重きをおいて選定することが適切と考え、主に着眼点b及びcによって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象としたすべての事故シーケンスに対しても重大事故等対策の有効性を確認できると考えたためである。
- 着眼点dについては、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いているが、結果的にいずれの事故シーケンスグループについても、重要事故シーケンス選定の理由としていない。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおりに選定している。選定理由及び選定結果の詳細については第1-8表に示す。

(1) 2次冷却系からの除熱機能喪失

① 重要事故シーケンス

「主給水流量喪失+補助給水失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・フィードアンドブリード

③ 選定理由

着眼点 b, c の評価結果より、「主給水流量喪失+補助給水失敗」を重要事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②）として選定する。

重要事故シーケンスとしては、1 次冷却材の温度及び圧力上昇が早く、運転員操作（フィードアンドブリード）開始までの余裕時間が短くかつ要求される設備容量（加圧器逃がし弁、高圧注入ポンプ）の観点で厳しい事象を選定する必要がある。

1 次冷却材温度については、「過渡事象」及び「手動停止」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの③, ④）では、事象発生後の一定期間主給水系が利用可能であり、「2 次冷却系の破断」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの⑥, ⑦）では、2 次側からの破断流が放出されることで 1 次冷却系の除熱が促進される。

また、1 次冷却材圧力については、「小破断 LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①, ⑧）では、自動で非常用炉心冷却設備作動信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い 1 次冷却系の減圧が促進される。

これに対して、「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②, ⑤）は、主給水が全喪失することで、1 次冷却系が早期に高温及び高圧状態となる事象であり、特に「主給水流量喪失」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②）では原子炉トリップ（蒸気発生器水位低）時点での蒸気発生器水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。

以上から、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早く、除熱の観点でより厳しい事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②）は本事故シーケンスグループの他の事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①, ③, ④, ⑤, ⑥, ⑦, ⑧）に対して包絡性を有している。

(2) 全交流動力電源喪失

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA」

「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・ 2 次冷却系強制冷却+代替非常用発電機+代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

③ 選定理由

抽出された事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）が 1 つであることからこれを選定した。ただし、共通原因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。

また、「原子炉補機冷却機能喪失」時に生じる RCP シールからの漏えいについては、不確かさが伴うことから、RCPシール LOCA の発生の有無を考慮する。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

(3) 原子炉補機冷却機能喪失

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・ 2 次冷却系強制冷却＋代替非常用発電機＋代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

③ 選定理由

着眼点 b, c の評価結果より、「原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」を重要事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）として選定する。ただし、「原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」は、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」時に従属して発生することから、事象進展は同じであるため、重要事故シーケンスとしては、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」を選定する。

共通原因故障、系統間依存性の観点から、原子炉補機冷却機能喪失により補機冷却水が必要な機器は使用できない。「RCP シール LOCA」と「加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA」では「RCP シール LOCA」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）の方が、気相部放出である「加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA」よりも 1 次冷却材の流出量が多いため、保有水確保操作（2 次冷却系強制冷却、炉心注水準備）の余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しく、炉心損傷防止対策に差異がないことから、RCPシール LOCA を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）は本事故シーケンスグループの他の事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②）に対して包絡性を有している。

(4) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

① 重要事故シーケンス

「大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・格納容器内自然対流冷却

③ 選定理由

着眼点 b, c の評価結果より, 「大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を重要事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）として選定する。

「格納容器スプレイ注入失敗」と「格納容器スプレイ再循環失敗」では, 「格納容器スプレイ注入失敗」時の方（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①, ③, ⑤）が事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず除熱量が小さくなり, 原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため, 運転員操作（格納容器内自然対流冷却）の余裕時間が厳しく, 破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。要求される設備容量の観点では, 破断口径が大きい「大破断 LOCA」を含む事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①, ②）が最も厳しい事象である。以上から, 本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため, 起因事象発生後の事象進展が早く, 要求される設備容量の観点でより厳しい事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）は本事故シーケンスグループの他の事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの②～⑥）に対して包絡性を有している。

(5) 原子炉停止機能喪失

① 重要事故シーケンス

「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」

「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）

③ 選定理由

抽出された事故シーケンス（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）が 1 つであることからこれを選定し, 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動に期待する事象のうち, より多くの機能に期待する必要がある, 原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」を選定する。また, 圧力評価として最も厳しくなる事象である「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」も起因事象として選定する。

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは「原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗」（第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①）

のみである。原子炉トリップが必要な起因事象としては、イベントツリーに「ATWS」として定性的に示したもののうち、発生頻度が有意であり、1次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、蒸気発生器2次側保有水が減少することにより補助給水が必要となるような事象として、「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を評価対象として考える（別紙4）。

「主給水流量喪失」は蒸気発生器2次側保有水量の減少により2次冷却系による除熱が悪化する事象である。主蒸気が継続して流れるため、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）による主蒸気隔離により主蒸気を遮断し、減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果により出力抑制を図るとともに、蒸気発生器2次側保有水量を確保するため補助給水ポンプを起動させる。「主給水流量喪失」以外の事象においては、事象発生に伴いタービントリップが作動するため、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）のうち、補助給水ポンプの起動のみに期待するか、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）に期待しない事象である。したがって、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動に期待する事象のうち、より多くの機能に期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」を選定する。また、「負荷の喪失」は圧力評価として最も厳しくなる事象であることから、有効性評価における不確実さも考慮し、代表性の観点から「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」も選定する。以上から、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは炉心損傷防止対策には差異がないため、炉心損傷防止対策のうちより多くの機能に期待する必要がある、かつ原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しい事象として選定した「主給水流量喪失」を含む重要事故シーケンスと、圧力の観点で厳しい事象として選定した「負荷の喪失」を含む重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

(6) ECCS 注水機能喪失

① 重要事故シーケンス

「中破断 LOCA+高圧注入失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

・2次冷却系強制冷却+低圧注入

③ 選定理由

着眼点 b, c の評価結果より、「中破断 LOCA+高圧注入失敗」を重要事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）として選定した。

LOCA 事象に関しては、破断口径が大きい「中破断 LOCA」（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）が1次冷却材の流出流量が多いため、運転員操作（2次冷却系強制冷却）の余裕時間及び要求される設備容量（低圧注入及び

蓄圧注入)の観点で厳しい。したがって、配管破断口径が大きい事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)は本事故シーケンスグループの他の事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの②)に対して包絡性を有している。なお、破断口径によって2次冷却系強制冷却及び蓄圧注入のタイミングに影響を及ぼし炉心露出の状況が異なること、破断口径に不確実さが伴うことから、炉心損傷防止対策が有効な範囲を確認するため、2インチ破断、4インチ破断及び6インチ破断の評価を実施する。

(7) ECCS 再循環機能喪失

① 重要事故シーケンス

「大破断 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・代替再循環

③ 選定理由

着眼点 b, c の評価結果より、「大破断 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗」を重要事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)として選定した。

破断口径が大きい「大破断 LOCA」を含む事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)が1次冷却材の流出流量が多く、再循環切替までの時間が短いことから、再循環が失敗する時点での崩壊熱が大きいため、運転員操作(格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環)の余裕時間及び要求される設備容量(再循環流量)の観点で厳しくなる。

また、「中破断 LOCA」又は「小破断 LOCA」を含む事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの②, ③)を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷防止対策として、2次冷却系強制冷却により1次冷却材を減圧させた後、低圧再循環によって長期の炉心冷却を確保する手段がある(本対策の有効性確認については、「中破断 LOCA+高圧注入失敗」等の対策である「2次冷却系強制冷却+低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる)。さらにその手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環に期待できる。

以上から、より厳しい「大破断 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗」(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)の対策を評価することで、その他の事故シーケンスについては包絡することができる。

(8) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損)

① 重要事故シーケンス

「インターフェイスシステム LOCA」

「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・クールダウンアンドリサーキュレーション

③ 選定理由

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、それぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

なお、各事故シーケンスグループに含まれる内部事象を起因とする事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故等防止対策の整備状況等をおおむね確認した。（別紙5）

また、各事故シーケンスグループにおける地震又は津波を起因とする事故シーケンスについても、地震又は津波により直接炉心損傷に至る事故シーケンスを除いて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策がおおむね有効であることを確認した。（別紙6）

第 1-1 表 PRA の対象とした主な設備・系統

系統設備	概要
原子炉保護設備	2 out of 4 制御棒クラスタ 48 体
蓄圧注入系	蓄圧タンク 3 基 容量 約 41m ³ /基
高圧注入系	高圧注入ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 280m ³ /h/台
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 850m ³ /h/台
補助給水設備	タービン動補助給水ポンプ 1 台 ポンプ容量 約 115m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 90m ³ /h/台
ディーゼル発電機	発電機 2 台 発電容量 約 7000kVA/台
直流電源設備	非常用蓄電池 2 組 容量 約 2400Ah/組 常用蓄電池 2 組 容量 約 2000Ah/組
原子炉補機冷却水設備	原子炉補機冷却水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水設備	原子炉補機冷却海水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1700m ³ /h/台
原子炉格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイポンプ 2 台 ポンプ容量 約 940m ³ /h/台

第1-2表 内部事象運転時レベル1 PRA における起回事象と発生頻度

区分	起回事象グループ	発生頻度 (/炉年)	備考
過渡事象	過渡事象	9.7×10^{-2}	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として原子炉トリップ、補助給水に期待している。
	主給水流量喪失	1.1×10^{-2}	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により1次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
	2次冷却系の破断	4.3×10^{-4}	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
LOCA	ATWS	1.2×10^{-8}	運転時の異常な過渡変化において原子炉トリップに失敗する事象
	大破断LOCA	2.2×10^{-5}	原子炉冷却材圧力バウンダリの破断による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径6インチから1次冷却系主配管の両端破断相当（配管断面積の2倍）未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入系、低圧注入/再循環、高圧再循環、格納容器スプレイ注入/再循環に期待している。
	中破断LOCA	6.8×10^{-5}	原子炉冷却材圧力バウンダリの破断による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径2インチから6インチ未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入/再循環、格納容器スプレイ注入/再循環に期待している。
	小破断LOCA	2.2×10^{-4}	原子炉冷却材圧力バウンダリの破断による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径3/8インチから2インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入/再循環、格納容器スプレイ注入/再循環に期待している。
	原子炉補機冷却機能喪失	2.0×10^{-4}	原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁/安全弁LOCA、RCPシールドLOCAの発生を考慮している。
従属性を有する起回事象	外部電源喪失	4.8×10^{-3}	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
手動停止	手動停止	2.3×10^{-1}	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。
ISLOCA	インターフェイスシステムLOCA	3.0×10^{-11}	1次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、1次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
	蒸気発生器伝熱管破断	2.4×10^{-3}	蒸気発生器における伝熱管1本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。

第 1-3 表 地震レベル 1 PRA における起回事象と発生頻度

起回事象	発生頻度 [／年]
格納容器バイパス	9.8×10^{-8}
大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA)	3.5×10^{-7}
原子炉建屋損傷	4.7×10^{-8}
原子炉格納容器損傷	1.8×10^{-8}
原子炉補助建屋損傷	ϵ
電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	1.2×10^{-8}
1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失	3.0×10^{-8}
複数の信号系損傷	1.2×10^{-7}
燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失	1.1×10^{-7}
大破断 LOCA	2.5×10^{-7}
中破断 LOCA	7.4×10^{-7}
小破断 LOCA	3.3×10^{-7}
2 次冷却系の破断	9.6×10^{-9}
原子炉補機冷却機能喪失	5.0×10^{-8}
外部電源喪失	3.2×10^{-4}
主給水流量喪失	4.0×10^{-4}
ATWS	9.3×10^{-11}

ϵ : 1.0E-15 未満

第 1-4 表 津波高さ別の発生頻度

津波分類	津波高さ	発生頻度 (／年)
A	T. P. 16.5m～	2.9×10^{-7}

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

第 1-5 表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス

起回事象	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケ ンス No.
大破断 LOCA	大破断 LOCA+ 低圧再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—	(1)
	大破断 LOCA+ 低圧再循環失敗+ 高圧再循環失敗	○	○	—	(2)
	大破断 LOCA+ 低圧再循環失敗+ 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—	(3)
	大破断 LOCA+ 蓄圧注入失敗	○	○	—	(4)
	大破断 LOCA+ 低圧注入失敗	○	○	—	(5)
中破断 LOCA	中破断 LOCA+ 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—	(6)
	中破断 LOCA+ 高圧再循環失敗	○	○	—	(7)
	中破断 LOCA+ 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—	(8)
	中破断 LOCA+ 蓄圧注入失敗	○	○	—	(9)
	中破断 LOCA+ 高圧注入失敗	○	○	—	(10)
小破断 LOCA	小破断 LOCA+ 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—	(11)
	小破断 LOCA+ 高圧再循環失敗	○	○	—	(12)
	小破断 LOCA+ 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—	(13)
	小破断 LOCA+ 高圧注入失敗	○	○	—	(14)
	小破断 LOCA+ 補助給水失敗	○	○	—	(15)
インターフェイス システム LOCA	インターフェイスシステム LOCA	○	—	—	(16)
主給水流量喪失	主給水流量喪失+ 補助給水失敗	○	○	—	(17)
外部電源喪失	外部電源喪失+ 補助給水失敗	○	○	—	(18)
	外部電源喪失+ 非常用所内交流電源喪失	○	○	—	(19)
ATWS	原子炉トリップが必要な起回事象+ 原子炉トリップ失敗	○	○	—	(20)
2 次冷却系の破断	2 次冷却系の破断+ 補助給水失敗	○	○	—	(21)
	2 次冷却系の破断+ 主蒸気隔離失敗	○	○	—	(22)
蒸気発生器伝熱管破 損	蒸気発生器伝熱管破損+ 破損側蒸気発生器の隔離失敗	○	—	—	(23)
	蒸気発生器伝熱管破損+ 補助給水失敗	○	—	—	(24)
過渡事象	過渡事象+ 補助給水失敗	○	—	—	(25)
原子炉補機冷却機能 喪失	原子炉補機冷却機能喪失+ RCP シール LOCA	○	○	—	(26)
	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	○	○	—	(27)
	原子炉補機冷却機能喪失+ 補助給水失敗	○	○	—	(28)
手動停止	手動停止+ 補助給水失敗	○	—	—	(29)
地震、津波により直 接的に炉心損傷に至 る事象	大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA)	—	○	—	(30)
	蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)	—	○	—	(31)
	原子炉建屋損傷	—	○	—	(32)
	原子炉格納容器損傷	—	○	—	(33)
	原子炉補助建屋損傷	—	○	—	(34)
	電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	—	○	—	(26)
	1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失	—	○	—	(35)
	複数の信号系損傷	—	○	—	(36)
	燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失	—	○	—	(20)
	複数の安全機能喪失	—	—	○	(37)

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

第1-6表 PRA結果に基づく新たな事故シナリオの検討

シナリオ No.	事故シナリオ	事故シナリオ別の炉心損傷頻度(／炉年)			炉心損傷に至る 主要因	グループ別 炉心損傷頻度 (／炉年)	全炉心損傷 頻度に対する 割合	解釈1-1(a)の 事故シナリオ グループ	規則 解釈	
		内部事象	地震	津波						合計
1	小破断LOCA+補助給水失敗	1.0E-08	4.2E-08	-	5.2E-08	<0.1%				
	主給水流量喪失+補助給水失敗	6.2E-07	5.1E-08	-	6.7E-07	0.3%				
	過渡事象+補助給水失敗	5.4E-06	-	-	5.4E-06	2.4%				
	手動停止+補助給水失敗	1.3E-05	-	-	1.3E-05	5.6%				
	外部電源喪失+補助給水失敗	1.3E-07	3.0E-08	-	1.6E-07	0.1%	2.1E-05	2次冷却系からの 除熱機能喪失	1-2(a)	
	2次冷却系の破断+補助給水失敗	1.2E-06	5.7E-09	-	1.2E-06	0.5%				
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	7.7E-11	1.0E-09	-	1.1E-09	<0.1%				
	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	1.1E-07	-	-	1.1E-07	<0.1%				
	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	-	3.0E-08	-	3.0E-08	<0.1%				
	35	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	3.5E-06	8.3E-07	-	4.3E-06	1.9%			1-2(a)
2	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールドLOCA	2.0E-04	2.6E-08	-	2.0E-04	87.2%				
	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	1.1E-10	-	9.0E-07	0.4%				
	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	1.1E-08	6.2E-10	-	1.2E-08	<0.1%				
	大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	3.0E-13	-	5.9E-13	<0.1%				
	大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	6.2E-12	ε	-	6.2E-12	<0.1%				
	中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	3.4E-09	-	1.2E-08	<0.1%				
	中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	2.0E-10	-	1.1E-08	<0.1%				
	小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	1.9E-09	-	2.9E-08	<0.1%				
	小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	3.6E-08	7.9E-11	-	3.6E-08	<0.1%				
	20	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	1.2E-08	1.1E-07	-	1.2E-07	0.1%			1-2(a)
3	大破断LOCA+低圧注入失敗	2.9E-09	1.7E-07	-	1.7E-07	0.1%				
	大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.4E-09	6.0E-11	-	9.4E-09	<0.1%				
	中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	2.0E-13	-	2.5E-11	<0.1%				
	中破断LOCA+高圧注入失敗	3.5E-08	2.6E-07	-	2.9E-07	0.1%				
	小破断LOCA+高圧注入失敗	1.3E-06	1.0E-07	-	1.4E-06	0.6%				
	大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	-	3.5E-07	-	3.5E-07	0.2%				
	大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	1.7E-08	6.9E-09	-	2.3E-08	<0.1%				
	中破断LOCA+高圧再循環失敗	5.3E-08	1.3E-08	-	6.6E-08	<0.1%				
	小破断LOCA+高圧再循環失敗	1.7E-07	7.3E-09	-	1.8E-07	0.1%				
	16	インターフェイスシナリオLOCA	3.0E-11	-	-	3.0E-11	<0.1%			
4	蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	2.8E-07	-	-	2.8E-07	0.1%				
	原子炉建屋損傷 ^{※1}	-	4.7E-08	-	4.7E-08	<0.1%				
	原子炉格納容器損傷 ^{※1}	-	1.8E-08	-	1.8E-08	<0.1%				
	原子炉補助建屋損傷 ^{※1}	-	ε	-	ε	<0.1%				
	複数の信号系損傷 ^{※1}	-	1.2E-07	-	1.2E-07	0.1%				
	蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損) ^{※1}	-	9.8E-08	-	9.8E-08	<0.1%				
	複数の安全機能喪失 ^{※1}	-	2.9E-07	-	2.9E-07	0.1%				
	37	合計	2.3E-04	2.1E-06	2.9E-07	2.3E-04	-			
	5	格納容器貫通配管からの漏えい防止に失敗	-	-	-	-	-			
		外部事象による大規模な損傷	-	-	-	-	-			
4.7E-08		<0.1%								
1.8E-08		<0.1%								
ε		<0.1%								
1.2E-07		0.1%								
9.8E-08		<0.1%								
2.9E-07		0.1%								
2.3E-04		-								
2.8E-07		0.1%								

ハッチング：地震、津波特有の事象で、解釈に基づき必ず想定する事故シナリオと直接的に対処しないもの。

※1：解釈1-1(a)の必ず想定する事故シナリオに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加する

ε：1.0E-15未満

追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】

第1-7表 事故シナリオ別炉心損傷頻度 (内部事象, 地震, 津波 PRA)

事故シナリオグループ	事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シナリオ別の炉心損傷頻度 (1/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合	グループ別炉心損傷頻度 (1/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合	備考
			内部事象	地震	津波	合計				
1	小破断LOCA + 補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	1.0E-08	4.2E-08	-	5.2E-08	<0.1%	2.1E-05	9.0%	全炉心損傷頻度の約99.5%を炉心損傷防止対策でカバー
	主給水流量喪失 + 補助給水失敗		6.2E-07	5.1E-08	-	6.7E-07	0.3%			
	過渡事象 + 補助給水失敗		5.4E-06	-	-	5.4E-06	2.4%			
	手動停止 + 補助給水失敗		1.3E-05	-	-	1.3E-05	5.6%			
	外部電源喪失 + 補助給水失敗		1.3E-07	3.0E-08	-	1.6E-07	0.1%			
	2次冷却系の破断 + 補助給水失敗		1.2E-06	5.7E-09	-	1.2E-06	0.5%			
	2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗		7.7E-11	1.0E-09	-	1.1E-09	<0.1%			
	蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗		1.1E-07	-	-	1.1E-07	<0.1%			
	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失		-	3.0E-08	-	3.0E-08	<0.1%			
	2		外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	2次冷却系強強制冷却 + 代替格納容器スプレイポンプ	3.5E-06	8.3E-07	-			
3	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + RCPシールLOCA	2.0E-04	2.6E-08	-	2.0E-04	87.2%	2.0E-04	87.6%	
	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	1.1E-10	-	9.0E-07	0.4%			
4	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	1.1E-08	6.2E-10	-	1.2E-08	<0.1%	8.8E-08	<0.1%	
	大破断LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	3.0E-13	-	5.9E-13	<0.1%				
	大破断LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	6.2E-12	ε	-	6.2E-12	<0.1%				
	中破断LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	3.4E-09	-	1.2E-08	<0.1%				
	中破断LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	2.0E-10	-	1.1E-08	<0.1%				
	小破断LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	1.9E-09	-	2.9E-08	<0.1%				
5	原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象 + 原子炉トリップ失敗	3.6E-08	7.9E-11	-	3.6E-08	<0.1%	1.2E-07	0.1%	
	大破断LOCA + 低圧注入失敗	1.2E-08	1.1E-07	-	1.2E-07	0.1%				
6	ECCS注水機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象 + 原子炉トリップ失敗	2.9E-09	1.7E-07	-	1.7E-07	0.1%	2.2E-06	1.0%	
	大破断LOCA + 蓄圧注入失敗	9.4E-09	6.0E-11	-	9.4E-09	<0.1%				
	中破断LOCA + 蓄圧注入失敗	2.5E-11	2.0E-13	-	2.5E-11	<0.1%				
	中破断LOCA + 高圧注入失敗	3.5E-08	2.6E-07	-	2.9E-07	0.1%				
	小破断LOCA + 高圧注入失敗	1.3E-06	1.0E-07	-	1.4E-06	0.6%				
	大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	-	3.5E-07	-	3.5E-07	0.2%				
7	ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	6.9E-09	-	2.3E-08	<0.1%	2.7E-07	0.1%	
	中破断LOCA + 高圧再循環失敗	5.3E-08	1.3E-08	-	6.6E-08	<0.1%				
	小破断LOCA + 高圧再循環失敗	1.7E-07	7.3E-09	-	1.8E-07	0.1%				
	インターフェイシスシステムLOCA	3.0E-11	-	-	3.0E-11	<0.1%				
8	格納容器ハイパス	蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	2.8E-07	-	-	2.8E-07	0.1%	2.8E-07	0.1%	
	合計	2.3E-04	2.1E-06	-	2.3E-04	100.0% ^{**2}				

ハッチング：国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難な事故シナリオ。炉心への注水等により影響を緩和できる場合がある。

※1：格納容器破損防止対策として、代替格納容器スプレイ（代替格納容器スプレイポンプ） + 格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）等に期待できる。

※2：100%には第1-6表で除外した事故シナリオの炉心損傷頻度も含む。

ε：1.0E-15未満

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

第1-8表 重要事故シナリオの選定について (1/4)

事故シナリオグループ	事故シナリオ 重要事故シナリオ (◎は選定した)	対応する主要な 炉心損傷防止対策				重要事故シナリオの選定の考え方 備考 (a: 系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表シナリオ)				選定した重要事故シナリオと選定理由
		a	b	c	d	a	b	c	d	
2次冷却系からの 除熱機能喪失	◎ ① 小破断LOCA + 補助給水失敗	低	低	低	低	<p><aの観点> 「外部電源喪失」については、常用系機器が機能喪失 となるため「中」とした。また、「小破断LOCA」、 「主給水流量喪失」、「過渡事象」、「手動停止」、 「2次冷却系の破断」及び「蒸気発生器伝熱管破損」 については、系統間機能喪失の依存性が低いことか ら、「低」とした。</p>				<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点b, cの評価結果より、◎の事故 シナリオが最も「高」が多いことか ら、◎「主給水流量喪失+補助給水失敗」 を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>【重要事故シナリオの包絡性】 重要事故シナリオの包絡性に 有効と考えられる主な炉心損傷防止対策 に差異がないため、起因事象発生後の事 象進展が早く、除熱の観点でより厳しい 主給水流量喪失を起因とした◎の事故シ ナリオは、①、③、④、⑤、⑥、⑦、 ⑧の事故シナリオに対して包絡性を有 している。</p>
	◎ ② 主給水流量喪失 + 補助給水失敗	低	高	高	低	<p><bの観点> 「過渡事象」及び「手動停止」については、事故発生 後の一定期間主給水が利用可能であるため「中」と し、「2次冷却系の破断」及び「主蒸気隔離失敗」で は、2次側からの破断が放出されることで、1次冷却 系の除熱が促進されるため「低」とした。</p>				
	◎ ③ 過渡事象 + 補助給水失敗	低	中	中	中	<p>自動で非常用炉心冷却設備作動信号が発信すること で、「小破断LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損」は、 高圧注人が開始され、系統外への漏えいに伴い1次冷却 系の減圧が促進されるため「低」とした。</p>				
	◎ ④ 手動停止 + 補助給水失敗	低	中	中	高	<p>「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」について は、主給水が全喪失することにより1次冷却系が早期に高 温・高圧状態になる事象であり、特に「主給水流量喪 失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位低）時点で の蒸気発生器の2次側保水が少なく、除熱の観点で より厳しい事象となる。したがって、「主給水流量喪 失」は除熱の観点でより厳しいことから「高」とし、 「外部電源喪失」は「中」とした。</p>				
	◎ ⑤ 外部電源喪失 + 補助給水失敗	中	中	中	低	<p><cの観点> 余裕時間の短さが前破断の大きさに関連するため、各 事故シナリオの破断の程度は着眼点b,と同じ とした。</p>				
	◎ ⑥ 2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	低	低	低	低	<p><dの観点> 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シ ナリオについて、「高」とした。また、事故シナリオ グループのうち最もCDFの高い事故シナリオについて、 「中」に対して10%以上の事故シナリオについて、「中」 とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」と した。</p>				
	◎ ⑦ 2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	低	低	低	低					
	◎ ⑧ 蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗	低	低	低	低					

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

第1-8表 重要事故シークエンスの選定について (2/4)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	対応する主要な 炉心損傷防止対策	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a: 系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表シークエンス)				選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	d	
全交流動力 電源喪失	◎ ①外部電源喪失 +非常用所内交流電源喪失	2次冷却系強制冷却 +代替非常用発電機 +代替格納容器ス レイポンプ	高	高	高	高	【重要事故シークエンスの選定】 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機喪失+RCPシールドLOCA」, 「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機喪失」を重要事故シークエンスとして選定。 【重要事故シークエンスの選定】 着眼点b, cの評価結果より、①の事故シークエンスが最も「高」が多いことから、①「原子炉補機冷却機喪失+RCPシールドLOCA」を重要事故シークエンスとして選定した。
	◎ ①原子炉補機冷却機喪失 +RCPシールドLOCA	2次冷却系強制冷却 +代替格納容器ス レイポンプ	高	高	高	高	【重要事故シークエンスの選定】 着眼点b, cの評価結果より、①の事故シークエンスが最も「高」が多いことから、①「原子炉補機冷却機喪失+RCPシールドLOCA」を重要事故シークエンスとして選定した。 【重要事故シークエンスの選定】 事故シークエンスグループには含まれる各事故シークエンスは炉心損傷防止対策に差異がなされたため、炉心損傷防止対策で余裕時間が短くかつ要求される設備容量の観点から、事故シークエンスは他の事故シークエンスに対して包絡性を有している。
原子炉補機冷却 機喪失	②原子炉補機冷却機喪失 +加圧器逃がし弁/安全弁LOCA		高	中	低	低	【重要事故シークエンスの選定】 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて、「高」とした。また、事故シークエンスのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上、10%未満の事故シークエンスについて、「中」と「低」とした。

追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】

第 1-8 表 重要事故シナリオの選定について (3/4)

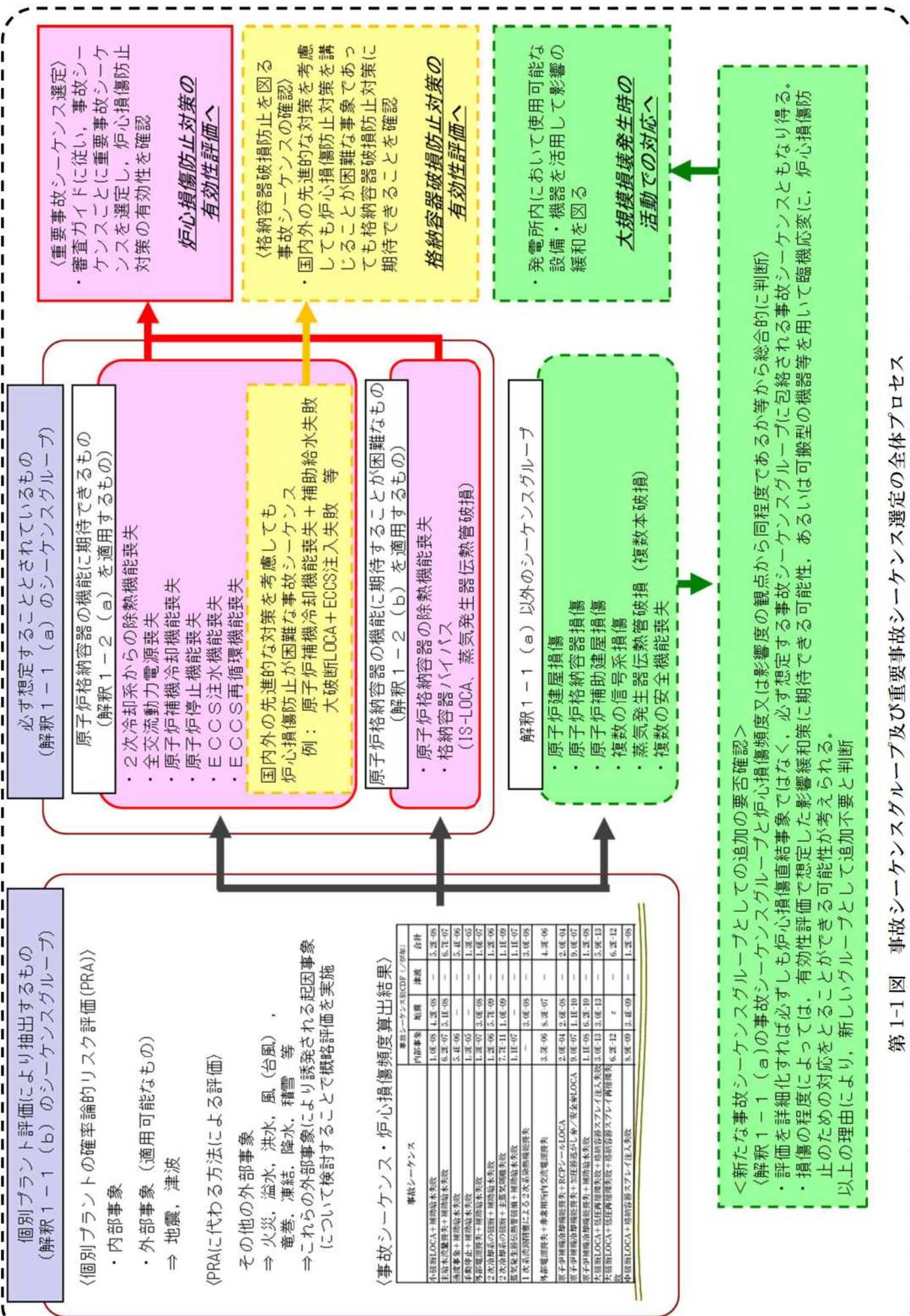
事故シナリオグループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	重要事故シナリオの選定の考え方 備考 (a : 系統間機能依存性, b : 余裕時間, c : 設備容量, d : 代表シナリオ)				対応する主要な 炉心損傷防止対策	選定した重要事故シナリオと選定理由
		a	b	c	d		
原子炉格納容器の除熱機能喪失	◎ ① 大破断LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	低	高	高	低	格納容器内 自然対流冷却	【重要事故シナリオの選定】 着眼点 b, c の評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」が多いため、①「大破断LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗」を重要事故シナリオとして選定した。 【重要事故シナリオの包絡性】 有効と考えられる主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早く、要求される設備容量の観点でより厳しい①の事故シナリオは、②～⑥の事故シナリオに対して包絡性を有している。
	② 大破断LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗	低	低	高	低		
	③ 中破断LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	低	高	中	中		
	④ 中破断LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	低	低	中	中		
	⑤ 小破断LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	低	高	低	中		
	⑥ 小破断LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	低	低	低	高		
原子炉停止機能喪失	◎ ① 原子炉トリップが必要な起因事象 + 原子炉トリップ失敗	-	-	-	-	共通原因故障対策盤 (ATWS緩和設備) の動作に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力パワレンタリの健全性確保の観点で厳しい「主給水流量喪失」及び圧力評価が厳しい「負荷喪失」を選定。	【重要事故シナリオの選定】 「主給水流量喪失 + 原子炉トリップ失敗」 「負荷の喪失 + 原子炉トリップ失敗」を重要事故シナリオとして選定した。 【重要事故シナリオの包絡性】 有効と考えられる主な炉心損傷防止対策に差異がないため、原子炉冷却材圧力パワレンタリの健全性確保の観点で厳しく、圧力評価が厳しい主給水流量喪失及び負荷の喪失を起因とした事故シナリオは他の事故シナリオに対して包絡性を有している。

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

第 1-8 表 重要事故シナリオの選定について (4/4)

事故シナリオグループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	対応する主要な 炉心損傷防止対策	重要事故シナリオの選定の考え方 備考 (a : 系統間機能依存性, b : 余裕時間, c : 設備容量, d : 代表シナリオ)				選定した重要事故シナリオと 選定理由
			a	b	c	d	
ECCS注水 機能喪失	◎ ①中破断LOCA+高圧注入失敗	2次冷却系強制冷却 +低圧注入	低	高	中	中	【重要事故シナリオの選定】 着眼点 b, c の評価結果より, ①が 多いことから, ①「中破断LOCA+高圧注入失敗」 を重要事故シナリオとして選定 した。 【重要事故シナリオの包絡性】 有効と考えられる主な炉心損傷防 止対策に差異がないため, 起因事 象発生後の事象進展が早く, 要求 される設備容量の観点では, ②の事 故シナリオに対して包絡性を有 している。
	◎ ②小破断LOCA+高圧注入失敗		低	中	高	高	
ECCS再循環 機能喪失	◎ ①大破断LOCA+低圧再循環失敗 +高圧再循環失敗	代替再循環	低	高	中	中	【重要事故シナリオの選定】 着眼点 b, c の評価結果より, ①が 多いことから, ①「大破断LOCA+低圧再循環失敗」 +高圧再循環失敗」 を重要事故シナリオとして選定 した。 【重要事故シナリオの包絡性】 左記 d. を踏まえ, 炉心損傷防止 対策までの余裕時間が短くかつ要 求される設備容量の観点により蔽 しい①の対策を評価すること は包絡することができる。
	◎ ②中破断LOCA+高圧再循環失敗		低	中	高	高	
	◎ ③小破断LOCA+高圧再循環失敗		低	低	高	高	
格納容器 バイパス	◎ ①インターフェイスシステム LOCA	クールダウンアンダー リザーキューレーション	-	-	-	-	①「インターフェイスシステム LOCA」, ②蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗」 を重要事故シナリオとして選定
	◎ ②蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗		-	-	-	-	

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】



個別プラント評価により抽出するもの
(解釈 1-1 (b) のシーケンスグループ)

〈個別プラントの確率論的リスク評価(PRA)〉

- ・ 内部事象
 - ・ 外部事象 (適用可能なもの)
- ⇒ 地震, 津波

〈PRAに代わる方法による評価〉

その他の外部事象
⇒ 火災, 洪水, 風 (台風), 竜巻, 凍結, 降水, 積雪 等
⇒ これらの外部事象により誘発される起因事象について検討することで概略評価を実施

〈事故シーケンス・炉心損傷頻度算出結果〉

事故シーケンス	期間	建設	合計
小破損LOCA+補助給水失敗	1.0E-08	4.2E-08	5.2E-08
圧入LOCA+補助給水失敗	6.2E-07	5.1E-08	6.7E-07
炉心損傷+補助給水失敗	3.4E-06	-	3.4E-06
手動停止+補助給水失敗	1.3E-05	-	1.3E-05
外部電源喪失+補助給水失敗	1.2E-05	3.0E-08	1.2E-05
2次冷却系の故障+補助給水失敗	1.2E-06	3.7E-09	1.2E-06
2次冷却系の故障+主蒸気圧縮機失敗	7.7E-11	1.0E-09	1.1E-09
蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	1.1E-07	-	1.1E-07
1次系冷却回路による2次系冷却機破損	-	3.0E-08	3.0E-08
外部電源喪失+非常用炉内交流電源喪失	3.3E-06	8.3E-07	4.2E-06
原子炉補機冷却機破損+RCPシールドLOCA	2.0E-04	2.0E-08	2.0E-04
原子炉補機冷却機破損+加圧軽水ポンプ/保安弁LOCA	9.0E-07	1.1E-10	9.0E-07
原子炉補機冷却機破損+補助給水失敗	1.1E-08	6.2E-10	1.2E-08
大破損LOCA+圧入再循環失敗+格納容器フレイ注入失敗	3.0E-13	3.0E-13	5.0E-13
大破損LOCA+圧入再循環失敗+格納容器フレイ側漏洩	6.2E-12	ε	6.2E-12
中破損LOCA+格納容器フレイ注入失敗	8.3E-09	3.4E-09	1.2E-08

必ず想定することとされているもの
(解釈 1-1 (a) のシーケンスグループ)

原子炉格納容器の機能に期待できるもの
(解釈 1-2 (a) を適用するもの)

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS注水機能喪失
- ・ ECCS再循環機能喪失

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止が困難な事故シーケンス
例: 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
大破損LOCA+ECCS注入失敗 等

原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの
(解釈 1-2 (b) を適用するもの)

- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 格納容器バイパス (IS-LOCA, 蒸気発生器伝熱管破損)

解釈 1-1 (a) 以外のシーケンスグループ

- ・ 原子炉建屋損傷
- ・ 原子炉格納容器損傷
- ・ 原子炉補助建屋損傷
- ・ 複数の信号系損傷
- ・ 蒸気発生器伝熱管破損 (複本破損)
- ・ 複数の安全機能喪失

〈重要事故シーケンス選定〉
・ 審査ガイドに従い, 事故シーケンスごとに重要事故シーケンスを選定し, 炉心損傷防止対策の有効性を確認
炉心損傷防止対策の有効性評価へ

〈格納容器破損防止を図る事故シーケンスの確認〉
・ 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じていることが困難な事象であっても格納容器破損防止対策に期待できることを確認
格納容器破損防止対策の有効性評価へ

・ 発電所内において使用可能な設備・機器を活用して影響の緩和を図る
大規模損壊発生時の活動での対応へ

〈新たな事故シーケンスグループとしての追加の要否確認〉
〈解釈 1-1 (a) の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるかから総合的に判断〉
・ 評価を詳細化すれば必ずしも炉心損傷直結事象ではなく, 必ず想定する事故シーケンスグループに包絡される事故シーケンスともなり得る。
・ 損傷の程度によっては, 有効性評価で想定した影響緩和策に期待できる可能性, あるいは可搬型の機器等を用いて臨機応変に, 炉心損傷防止のための対応をとることができると判断
以上の理由により, 新しいグループとして追加不要と判断

第 1-1 図 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

大破断 LOCA	低圧 注入	蓄圧 注入	格納容器 スプレ イ注 入	低圧 再循環	高圧 再循環	格納容器 スプレ イ再 循環	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
							炉心冷却成功	炉心損傷なし	
							炉心冷却成功	炉心損傷なし	
							大破断 LOCA+低圧再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	(1)
							大破断 LOCA+低圧再循環失敗 +高圧再循環失敗	ECCS 再循環機能喪失	(2)
							炉心冷却成功	炉心損傷なし	
							大破断 LOCA+低圧再循環失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	(3)
							大破断 LOCA+蓄圧注入失敗	ECCS 注水機能喪失	(4)
							大破断 LOCA+低圧注入失敗	ECCS 注水機能喪失	(5)

中破断 LOCA	高圧注入	蓄圧注入	格納容器 スプレ イ注 入	高圧 再循環	格納容器 スプレ イ再 循環	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
						炉心冷却成功	炉心損傷なし	
						中破断 LOCA +格納容器スプレイ再循環失敗	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	(6)
						中破断 LOCA+高圧再循環失敗	ECCS 再循環機能喪失	(7)
						中破断 LOCA +格納容器スプレイ注入失敗	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	(8)
						中破断 LOCA+蓄圧注入失敗	ECCS 注水機能喪失	(9)
						中破断 LOCA+高圧注入失敗	ECCS 注水機能喪失	(10)

小破断 LOCA	原子炉 トリップ	補助給水	高圧注入	格納容器 スプレ イ注 入	高圧 再循環	格納容器 スプレ イ再 循環	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
							炉心冷却成功	炉心損傷なし	
							小破断 LOCA +格納容器スプレイ再循環失敗	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	(11)
							小破断 LOCA+高圧再循環失敗	ECCS 再循環機能喪失	(12)
							小破断 LOCA +格納容器スプレイ注入失敗	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	(13)
							小破断 LOCA+高圧注入失敗	ECCS 注水機能喪失	(14)
							小破断 LOCA+補助給水失敗	2次冷却系からの 除熱機能喪失	(15)
							ATWS のイベントツリーで整理*	ATWS へ	

※ATWS の対象として考慮する起因事象については、発生頻度等の観点から別途整理する（別紙4）

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRA イベントツリー（1/3）

インターフェイスシステム LOCA	原子炉トリップ	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンス No.
		インターフェイスシステム LOCA	格納容器バイパス	(16)
		ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

主給水流量喪失	原子炉トリップ	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンス No.
			炉心冷却成功	炉心損傷なし	(17)
			主給水流量喪失+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	
			ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

外部電源喪失	原子炉トリップ	非常用所内交流電源	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンス No.
				炉心冷却成功	炉心損傷なし	(18)
				外部電源喪失+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	
				外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	全交流動力電源喪失	(19)
				ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

ATWS		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンス No.
		原子炉トリップが必要な起回事象※+原子炉トリップ失敗	原子炉停止機能喪失	(20)

2次冷却系の破断	原子炉トリップ	主蒸気隔離	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンス No.
				炉心冷却成功	炉心損傷なし	(21)
				2次冷却系の破断+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	
				2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	(22)
				ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

※ATWS の対象として考慮する起回事象については、発生頻度等の観点から別途整理する（別紙4）

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRA イベントツリー (2/3)

蒸気発生器 伝熱管破損	原子炉トリッ プ	補助給水	破損側 蒸気発生器の 隔離	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
				炉心冷却成功	炉心損傷なし	
				蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	格納容器バイパス	(23)
				蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗	2次冷却系からの 除熱機能喪失	(24)
				ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

過渡事象	原子炉トリッ プ	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
			炉心冷却成功	炉心損傷なし	
			過渡事象+補助給水失敗	2次冷却系からの 除熱機能喪失	(25)
			ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉 トリッ プ	補助給水	加圧器 逃がし弁/ 安全弁 LOCA	RCP シール LOCA	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
					炉心冷却成功	炉心損傷なし	
					原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA	原子炉補機 冷却機能喪失	(26)
					原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	原子炉補機 冷却機能喪失	(27)
					原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	原子炉補機 冷却機能喪失	(28)
					ATWS のイベントツリーで整理※	ATWS へ	

手動停止	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケ ンス No.
		炉心冷却成功	炉心損傷なし	
		手動停止+補助給水失敗	2次冷却系からの 除熱機能喪失	(29)

※ATWS の対象として考慮する起因事象については、発生頻度等の観点から別途整理する（別紙4）

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRA イベントツリー (3/3)

地震	格納容器 バイパス	地震 起因事象	大破断 LOCA	中破断 LOCA	小破断 LOCA	2次冷却系 の破断	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
							過渡分類イベントツリーへ	過渡分類イベントツリーへ	—
							内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「2次冷却系の破断」と同じ	2次冷却系の破断へ	(21), (22)
							内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「小破断LOCA」と同じ	小破断LOCAへ	(11), (12), (13), (14), (15)
							内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「中破断LOCA」と同じ	中破断LOCAへ	(6), (7), (8), (9), (10)
							内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「大破断LOCA」と同じ	大破断LOCAへ	(1), (2), (3), (4), (5)
							大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA), 原子炉建屋損傷, 原子炉格納容器損傷 原子炉補助建屋損傷, 電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 1次系流動閉塞による2次系除熱機能喪失, 複数の信号系損傷, 燃料集合体及び制御棒クラスター損傷による原子炉停止機能喪失	—	(30), (32), (33), (34) (26), (35), (36), (20)
							蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)	—	(31)

第 1-3 図 地震レベル 1 PRA 階層イベントツリー

全交流動力 電源喪失	原子炉補機 冷却機能喪失	外部電源喪失	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
			内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「主給水流量喪失」と同じ	主給水流量喪失へ	(17)
			内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「外部電源喪失」と同じ	外部電源喪失へ	(18), (19)
			内部事象運転時レベル1PRAイベントツリーの「原子炉補機冷却機能喪失」と同じ	原子炉補機冷却機能喪失へ	(26), (27), (28)
			外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	全交流動力電源喪失	(19)

第 1-4 図 地震レベル 1 PRA イベントツリー (過渡分類イベントツリー)

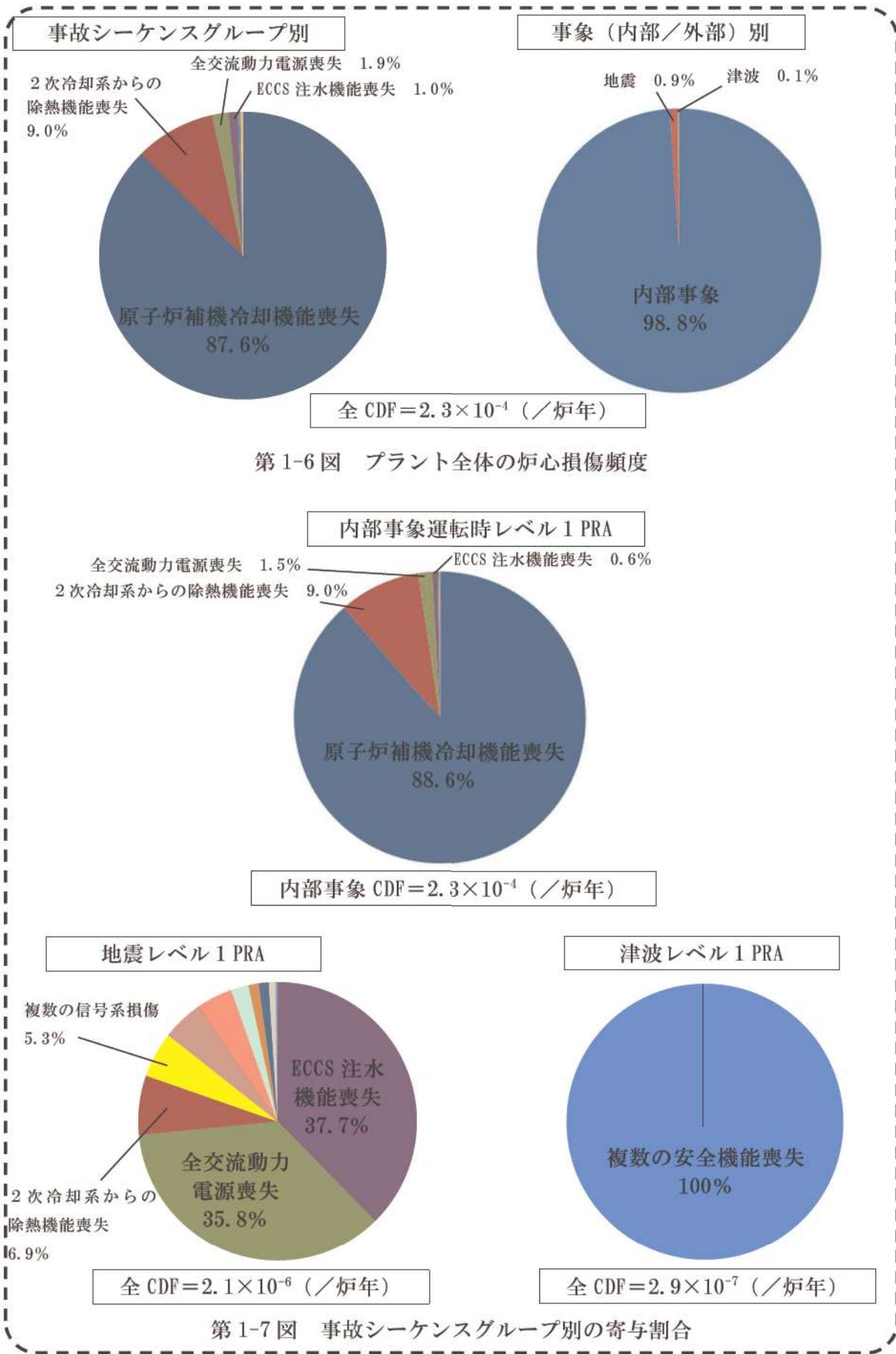
追而【地震 PRA の最終評価結果を反映】

津波	原子炉建屋又は 原子炉補助建屋への浸水 (T. P. 16.5m ^{※1} ～)	発生する起因事象	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	シーケンス No.
	なし	—	内部事象 PRA の範疇	内部事象 PRA の範疇	
	あり	敷地及び建屋内浸水	複数の安全機能喪失	—	(37)

※1 T. P. 16.5m の津波に対して防潮堤が機能喪失せずに耐性を確保できることを確認。(別紙7)

第 1-5 図 津波レベル 1 PRA イベントツリー

追而【津波 PRA の最終評価結果を反映】



第1-6図 プラント全体の炉心損傷頻度

第1-7図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスを第2-1図に示す。また、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象レベル 1.5PRA 及び PRA を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を実施した。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈 1 - 2 (b) に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードの要否を検討した。
- ④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態（以下「PDS」という。）を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈には、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおりに示されている。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関する PRA 及び外部事象に関する PRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 2-1 (a) の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記 2-1 (b) ① に基づき、内部事象レベル 1.5PRA を実施し、格納容器破損モードを評価した。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同

様に、重大事故等対処設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置付けを考慮し、これまでに整備してきた AM 策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できるプラント状態を評価対象とした PRA モデルで内部事象レベル 1.5PRA を実施している。

外部事象について、地震レベル 1.5PRA は原子炉建屋、原子炉格納容器等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きく、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化の検討が必要な段階であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用しないこととした。

また、PRA の適用が困難と判断した外部事象については定性的な検討により発生する格納容器破損モードの分析を行った。

実施した格納容器破損モード抽出に係る分析結果を以下に示す。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1.5PRA を実施し、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、以下の①～④に示す格納容器破損モードの抽出を行った。

具体的には第 2-2 図のとおり炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の各プラント状態に分類し、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し、第 2-3 図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象レベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第 2-1 表に示す。また、格納容器破損モードごとの格納容器破損頻度への寄与割合を第 2-4 図に示す。

①蒸気発生器伝熱管破損（gモード）

蒸気発生器伝熱管破損を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器をバイパスして 1 次冷却材が環境中に放出される事象として分類する。

②インターフェイスシステム LOCA（vモード）

インターフェイスシステム LOCA の発生により、原子炉格納容器をバイパスして 1 次冷却材が原子炉建屋内に放出される事象として分類する。

③格納容器隔離失敗（βモード）

炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗しており、原子炉格納容器の閉じ込め機能を喪失している事象として分類する。

④原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）

高温の溶融炉心が下部プレナムの水中に落下して水蒸気爆発が発生し、その

際の発生エネルギーによって原子炉容器の蓋がミサイルとなって原子炉格納容器に衝突し、原子炉格納容器破損に至る事象として分類する。

⑤ 格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク (η モード)

高温の溶融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下し、水蒸気爆発又は水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性がある。このときに原子炉格納容器に付加される機械的エネルギーによって原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑥ 溶融物直接接触 (μ モード)

1次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑦ 格納容器雰囲気直接加熱 (σ モード)

1次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器の雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧の結果、原子炉格納容器圧力が上昇し原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑧ 水素燃焼又は水素爆轟 (γ モード, γ' モード, γ'' モード)

燃料被覆管と水蒸気の反応(ジルコニウム-水反応)、溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが、大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や、さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象として抽出しており、発生時期により原子炉容器破損以前(γ モード)、直後(γ' モード)及び長時間経過後(γ'' モード)に分類する。

⑨ ベースマット溶融貫通 (ε モード)

原子炉容器の破損後、原子炉下部キャビティへ落下した溶融炉心が十分に冷却できない状態が継続した場合に、崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり、原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象又は原子炉格納容器下部の側壁のコンクリートが侵食され、原子炉容器支持機能の喪失により原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑩ 格納容器貫通部過温破損 (τ モード)

原子炉容器破損後、原子炉格納容器内で溶融炉心が冷却できない状態が継続した場合に、溶融炉心からの輻射及び対流によって原子炉格納容器の雰囲気が加熱され、原子炉格納容器の貫通部等が熱的に損傷し、原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑪ 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損 (δ モード)

炉心損傷後に溶融炉心の冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気によって原子炉格納容器が過圧され、破損に至る事象又は溶融炉心が冷却されない場合に、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生

が継続し、原子炉格納容器内が過圧されて原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑫水蒸気蓄積による格納容器先行破損（ θ モード）

炉心の冷却が達成される中で、水蒸気の蓄積による準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損する事象として分類する。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

地震、津波、その他の外部事象等に対する格納容器破損モードについて、内部事象レベル 1.5PRA の知見等を活用して検討した結果、地震、津波、その他の外部事象等についても、炉心損傷後の格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから、格納容器破損モードは内部事象と同等であり、今回内部事象 PRA から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと判断した。（別紙 1）

2.1.2 内部事象レベル 1.5PRA の定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第 2-1 表に示す格納容器破損モードについて、2.1.1 項に示すレベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モードと解釈 2-1 (a) に示されている必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

確認の結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない以下(1)～(3)の破損モードが抽出されたため、これを新たな格納容器破損モードとして追加することの要否について検討を実施した。

なお、必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触[※]（シェルアタック）は、原子炉格納容器が小さく、原子炉容器下部のペDESTALに開口部があるBWR マーク I 型の原子炉格納容器に特有の事象とみなされている。PWR では原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、格納容器破損モードとして考慮しない。（別紙 8）

※格納容器直接接触には、原子炉容器が高压の状態では破損した場合に、溶融炉心が急激に噴出し、噴出した溶融炉心が原子炉格納容器壁に接触しこれを侵食する事象が含まれる。本事象は、原子炉容器の破損までに減圧することが対策で

あり、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」も対策が同一であることから、この事象に含まれると整理

- (1) 蒸気発生器伝熱管破損，インターフェイスシステム LOCA 及び格納容器隔離失敗
これらの破損モードは，事象の発生と同時に原子炉格納容器の隔離機能を喪失している事象であり，解釈の要求事項における「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」に該当する事故シーケンスグループである。

このため，講じるべき対策は炉心損傷防止であり，これらの破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以下に，蒸気発生器伝熱管破損，インターフェイスシステム LOCA 及び格納容器隔離失敗で想定した事象を格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した理由を示す。

a. 蒸気発生器伝熱管破損（gモード）

本破損モードはレベル 1.5PRA 上の破損モードとして抽出されたが，解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており，炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

なお，当該破損モードの格納容器破損頻度（CFR）（ 4.5×10^{-7} ／炉年）は，全格納容器破損頻度の約 0.2% の寄与割合であり，比較的小さい。

また，当該破損モードの 1 つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）が想定される。

本事象は炉心損傷後に 1 次冷却系が高圧かつ 2 次冷却系への給水がない限定的な条件で発生する可能性が生じるものであり，レベル 1 PRA の結果から同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の 3 つの事故シーケンスグループとなる。

【TI-SGTR 発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

- (a) 2 次冷却系からの除熱機能喪失
- (b) 全交流動力電源喪失
- (c) 原子炉補機冷却機能喪失

これらに対しては，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンス「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」及

び「1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失」は、その発生頻度が 4.1×10^{-8} / 炉年と非常に小さいが、主給水による蒸気発生器への給水により、炉心損傷を回避できる場合があること、さらに1次冷却系が高圧状態では、破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対策として1次冷却系強制減圧を行うことから、これが成功するとTI-SGTRの発生確率はさらに低減される。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。(別紙9)

追而【地震 PRA の最終評価結果を反映】

b. インターフェイスシステム LOCA (ν モード)

本破損モードは、発生と同時に原子炉格納容器の隔離機能は喪失しているものの、炉心損傷までには時間余裕のある事象である。対策としては炉心損傷の防止又は炉心損傷までに原子炉格納容器の隔離機能を復旧することが挙げられる。炉心損傷防止の観点では内部事象レベル1 PRA の結果から重要事故シーケンスとして抽出し、有効性評価の対象としている。

原子炉格納容器の隔離機能を復旧したものの、炉心損傷を防止できなかった場合、その後の事象進展は原子炉容器内の状況に応じて、評価対象とした評価事故シーケンスに包絡されるものとする。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

なお、当該破損モードの格納容器破損頻度 (3.0×10^{-11} / 炉年) の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満である。

c. 格納容器隔離失敗 (β モード)

本破損モードは炉心が損傷した時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している事象を想定したものである。

格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時点で原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象を示している。隔離機能喪失の原因として、原子炉格納容器貫通部スリーブからの漏えい等の機械的な破損や漏えい試験配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁及びフランジの復旧忘れが考えられる。

これらの格納容器隔離失敗を防止するため、定期事業者検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに、現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、原子炉格納容器圧力について12時間に1回確認する運用となっており、エ

アロック開放時には警報が発信することから、格納容器隔離失敗に伴う大規模な漏えいが生じた場合、速やかに検知できる可能性が高いと考える。また、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており、炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられ、事故発生時に一定の確率で格納容器隔離失敗することを想定した場合においても、すべての炉心損傷防止対策の有効性を確認していることから、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。(別紙 10)

今回実施した内部事象レベル 1.5PRA では、国内 PWR プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220 で評価された隔離失敗確率を固定分岐確率として設定し、当該破損モードの格納容器破損頻度 (1.1×10^{-6} / 炉年, 全格納容器破損頻度に対する寄与割合約 0.5%) を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードの格納容器破損頻度はさらに小さくなると推察される。(別紙 10)

以上、本事象は発生と同時に原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象であり、原子炉格納容器内で発生する物理化学現象を重大事故等対処設備を用いて抑制し、原子炉格納容器の機能喪失を防止する対策とはならない。通常の運転管理において原子炉格納容器の状態を確認する運用とすることが対策であり、本破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低く、本格納容器破損モードに至る前に炉心損傷を防止することが重要と考えることから、格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

追而【地震 PRA の最終評価結果を反映】

(2) 原子炉容器内での水蒸気爆発 (α モード)

本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。本破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており (NUREG-1116, NUREG-1524), 国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。(別紙 11) また、当該破損モードの格納容器破損頻度 (1.7×10^{-9} / 炉年) についても全格納容器破損頻度に対する寄与割合は 0.01% 以下と極めて小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破

損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(3) 水蒸気蓄積による格納容器先行破損（ θ モード）

本破損モードは内部事象レベル 1.5PRA 上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」にて有効性評価の対象としている。

なお、当該破損モードの格納容器破損頻度（ 8.2×10^{-8} / 炉年）の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は 0.1% 以下である。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上から、PRA の知見等を踏まえて、格納容器破損防止対策の有効性評価において、追加すべき新たな格納容器破損モードはないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施に際しては、格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定している。

評価事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件に示されている、当該破損モードの観点で厳しいシーケンスの選定を考慮している。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、過圧及び過温の観点で厳しいシーケンスを選定する。また、炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力が高く維持され、減圧の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点で厳しいシーケンスを選定する。また、炉心内の金属－水反応による水素発生量は、原子炉容器の下部が破損するまでに全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応するものとする。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

PRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

上記に基づき、内部事象レベル1.5PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定では、まず格納容器破損モードごとに格納容器の破損の際の結果が厳しくなると判断されるPDSを選定し、その後、選定したPDSを含むシーケンスの中から結果が厳しくなると判断されるシーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。この選定プロセスにより、有効性評価に適した、厳しいシーケンスが選定されるものとする。

2.2.1 評価対象とするPDSの選定

内部事象レベル1.5PRAでは、内部事象レベル1PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が進展して原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスについて定量化している。

その際、原子炉格納容器内の事故進展の特徴を把握するために「事故のタイプと1次冷却材圧力」「炉心損傷時期」「格納容器内事故進展」の3つの属性に着目してレベル1PRAから抽出された事故シーケンスグループを分類し、PDSとして定義している。PDSの分類結果を第2-2表に示す。

(1) 事故のタイプと1次冷却材圧力

分類記号	状態の説明
A	1次冷却系の破断口径が大きく、低圧状態で炉心損傷に至るもの (起因事象：大中破断 LOCA)
S	1次冷却系の破断口径が小さく、中圧状態で炉心損傷に至るもの (起因事象：小破断 LOCA)
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至るもの (起因事象：過渡事象)
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの (起因事象：SGTR)
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの (起因事象：IS-LOCA)

(2) 炉心損傷時期

分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの

(3) 原子炉格納容器内事故進展（原子炉格納容器破損時期，熔融炉心の冷却手段）

分類記号	状態の説明
D	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく，熔融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
W	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，熔融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
I	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，熔融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で，炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
C	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり，熔融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で，原子炉格納容器の破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの

この PDS の定義に従い，格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度，当該破損モードに至る可能性のあるすべての PDS を整理した。また，各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる PDS を検討し，評価対象とする PDS の選定を実施した。選定結果を第 2-3 表に示す。

なお，第 2-2 表において，原子炉格納容器破損時期が炉心損傷前と分類されている ALC，SLC，V，G については，格納容器先行破損又は格納容器バイパスに該当する PDS であることから，解釈の要求事項を踏まえ，事故シーケンスグループ「原子炉格

納容器の除熱機能喪失」「格納容器バイパス」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって、これらの PDS は、第 2-3 表に示す評価対象とする PDS の選定では考慮していない。

2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果

2.2.1 項で格納容器破損モードごとに選定した PDS に属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスを検討し、評価事故シーケンスを選定した。

評価事故シーケンスについては、事故進展を厳しくする観点から、複数の緩和機能の喪失を考慮する。なお、定量評価を行う際は、事故発生後に要求される安全機能の時系列に着目し、炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。さらに、重大事故等対処設備の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。選定結果を第 2-4 表に示す。(別紙 13)

また、格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの整理を実施し、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。(別紙 5)

評価事故シーケンスの選定結果を以下に示す。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され、原子炉格納容器内への注水により圧力上昇が抑制されない AED から選定する。

① AED に該当する事故シーケンス

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく、原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断 LOCA に起因する事故シーケンスとして「大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ並びに可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

(全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 格納容器破損防止対策

- ・代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ＋格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

原子炉容器破損時に熔融炉心が高圧で原子炉格納容器内に分散することで原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きく、補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されない TED から選定する。

① TED に該当する事故シーケンス

- ・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失
- ・手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
- ・ATWS＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・2次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、1次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に熔融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、熔融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスとして「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

- ・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 格納容器破損防止対策

- ・加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧＋代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ＋格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却

(3) 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

1次冷却系が高压で維持され、原子炉格納容器内への注水がなく高压溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱が抑制されないTEDから選定する。

① TEDに該当する事故シーケンス

「(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、1次冷却材圧力が高压で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が大きくなる事故シーケンスとして「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

- ・ 外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 格納容器破損防止対策

- ・ 加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内が冷却されないAEWから選定する。

① AEWに該当する事故シーケンス

- ・ 大破断 LOCA＋低压再循環失敗＋高压再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ 大破断 LOCA＋低压再循環失敗＋高压再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ 大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 大破断 LOCA＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ 大破断 LOCA＋低压注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 中破断 LOCA＋高压再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

- ・中破断 LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
- ・中破断 LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大破断 LOCA を起因とし、炉心損傷を早める観点から低圧注入失敗を、また原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環失敗を想定した「大破断 LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。さらに、炉心損傷を早め、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入の失敗を考慮した「大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

また、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が、冷却水から蒸気が急激に生成し事象が厳しくなるため、格納容器スプレイによる注水は考慮せず、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイによる注水を想定する。代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイは、格納容器スプレイポンプより開始時間が遅く流量も小さいため、原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり、事象は厳しくなる。

なお、評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ並びに可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
(全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。また、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ注入の成功を想定。)

④ 格納容器破損防止対策

- ・不要（原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能）

(5) 水素燃焼

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事故進展に伴う水素発生速度が大きく、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により原子炉格納容器内の水素濃度が高くなる AEI から選定する。

① AEI に該当する事故シーケンス

- ・大破断 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗
- ・大破断 LOCA+蓄圧注入失敗
- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗
- ・中破断 LOCA+高圧再循環失敗
- ・中破断 LOCA+蓄圧注入失敗
- ・中破断 LOCA+高圧注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく事故進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる事故シーケンスとして「大破断 LOCA+低圧注入失敗」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入の失敗を考慮した「大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗

④ 格納容器破損防止対策

- ・原子炉格納容器内水素処理装置

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心が冷却されない AED から選定する。

① AED に該当する事故シーケンス

「(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく、事故進展が早く原子炉格納容器破損時の崩壊熱が高くなる大破断 LOCA に起因する事故シーケンスとして「大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
(全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 格納容器破損防止対策

- ・代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ

2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスグループのうち、格納容器破損防止対策に期待できるものについては、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している。

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスのうち、以下の事故シーケンスは、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シーケンスである。(1.2項参照)

①原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

②1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

③大破断 LOCA+低圧注入失敗

④大破断 LOCA+蓄圧注入失敗

⑤中破断 LOCA+蓄圧注入失敗

⑥大破断 LOCAを上回る規模の LOCA (Excess LOCA)

これらのうち、①～⑤の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の各格納容器破損モードの評価事故シーケンスとしてより厳しい事故シーケンスを選定しているため、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できる。

⑥の Excess LOCA については、地震により複数の RCS 配管や原子炉容器等が損傷することを想定しており、原子炉冷却材圧力バウンダリの様々な損傷の程度及び組合せが考えられ、大破断 LOCA と比較すると事故進展が異なることが考えられる。一方で、原子炉格納容器内へ放出される1次冷却系保有エネルギーは同じであり、長期的な挙動は大破断 LOCA と同等と考えられるため、大破断 LOCA の事故シーケンスを代表として格納容器破損防止対策の有効性を評価している(別紙14)。

なお、Excess LOCA の発生を想定した場合においても、整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できることを別途確認している。

追而【地震 PRA の最終評価結果を反映】

2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

1.1.2.2 項において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループ

については、炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方で、プラントの損傷規模によっては、設計基準事故対処設備や今回整備した重大事故等対処設備により格納容器破損の防止が可能な場合も考えられる。

原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場合は、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による対応も含め、敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い、事故の影響緩和を図る。

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

格納容器の状態	想定される破損モード	モード名	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%) *	解積で想定する格納容器破損モード	備考
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	g	4.5×10^{-7}	0.2	なし	<ul style="list-style-type: none"> ・解積1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」 ・TI-SGTRについては、炉心損傷防止対策により発生頻度が極めて低いと評価。(別紙9)
	温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR)				なし	
	インターフェースシステムLOCA	v	3.0×10^{-11}	<0.1	なし	
格納容器隔離失敗	格納容器隔離失敗	β	1.1×10^{-6}	0.5	なし	重大事故の進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生することと原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失に至るものではない。また、すべての炉心損傷防止対策が有効なシナシケンスであり、新たな有効性評価は不要である。(別紙10)
	原子炉容器内での水蒸気爆発	α	1.7×10^{-9}	<0.1	なし	
格納容器物理的破損	格納容器内の水蒸気爆発又は圧カスバイク	η	1.3×10^{-9}	<0.1	原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用	※1 PWRで想定している溶融物直接接触は、原子炉容器圧力が高圧時に溶融炉心による原子炉容器の貫通が生じた場合に、高圧溶融物放出(飛散)により原子炉格納容器の壁に溶融炉心が接触し原子炉格納容器の壁を侵食する現象であり、解積で想定する格納容器破損モードでは「格納容器直接接触(シエルトアタック)」ではなく「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」に対応する。 (「格納容器直接接触(シエルトアタック)」は溶融炉心が床に拡がりながら原子炉格納容器の壁に接触し、原子炉格納容器の壁を侵食する事象のため、BWRマークI型プラントに特有の事象であり、泊3号炉の格納容器破損モードとして考慮不要と判断した。)
	溶融物直接接触	μ ※1, ※2	2.0×10^{-8}	<0.1	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	
	格納容器雰囲気直接加熱	σ ※2	2.0×10^{-6}	1.0	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	
	水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損以前)	γ	3.5×10^{-10}	<0.1	水素燃焼	
	水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損直後)	γ'	3.3×10^{-10}	<0.1	水素燃焼	
	水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損後長時間経過後)	γ''	6.7×10^{-8}	<0.1	水素燃焼	
	ベースマット溶融貫通	ϵ	1.8×10^{-6}	0.9	溶融炉心・コンクリート相互作用	
	格納容器貫通部過温破損	τ	2.0×10^{-6}	0.9	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	
	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	2.0×10^{-4}	96.4	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	
	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	8.2×10^{-8}	<0.1	なし	
合計			2.1×10^{-4}	100.0	なし	—

ハッチング：内部事象レベル1.5PRAで抽出された格納容器破損モードのうち、解積に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード ※四捨五入の都合上、合計は100%にはならない

第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義

No	PDS	事故のタイプ	RCS 圧力	炉心損傷 時期	格納容器内事故進展		
					RWSP 水の 原子炉格納容 器への移送	原子炉格納容器 破損時期	原子炉格納容 器内熱除去 手段
1	AED	大中破断 LOCA	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	AEW	大中破断 LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	AEI	大中破断 LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ALC	大中破断 LOCA	低圧	後期	○	炉心損傷前	×
5	SED	小破断 LOCA	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	SEW	小破断 LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	SEI	小破断 LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	SLW	小破断 LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷後	×
9	SLI	小破断 LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷後	○
10	SLC	小破断 LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷前	×
11	TED	Transient	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	TEW	Transient	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	TEI	Transient	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	V	インターフェイス システム LOCA	低圧			—	
15	G	SGTR	中圧			—	

注：ハッチングは格納容器先行破損又は格納容器バイパスに至る事故シーケンスであることから、解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について（1/3）

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別CFF（/ 1年）	該当するPDS	破損モード内CFFに対する割合	最も厳しいPDSの考え方	評価対象と選定したPDS	
解釈で想定する格納容器破損モード 2.0E-04 蒸気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	2.0E-04	SED	95.1%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・大中断断LOCA「A**」は、1次冷却系の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早い め、緩和操作のための時間余裕が短い。 【事象進展の厳しさの観点】 ・大中断断LOCA「A**」は、破断口から原子炉格納容器へ直接冷却材のプロローダウンが起こるため、 圧力上昇が厳しい。 ・大中断断LOCA「A**」は、炉心水位の低下・炉心露出が早い。早期のジルコニウム-水反応に よる大量の水素発生により、圧力上昇が厳しい。 ・大中断断LOCA「A**」は、原子炉格納容器圧力が高く推移すること等、環境に放出される放射性物 量の観点でも厳しい事故シナリオとなることが考えられる。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない「**D」は、原子炉格納容器内の圧力上昇について厳し い。 なお、「蒸気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の破損モードに対する寄与割 合の大きいPDSはSEDであり、寄与割合は95.1%であるが、AEDと比較して圧力上昇が速く事象進展に 余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。 以上より、AEDが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても、必要な監視機能を維持 可能である。	AED	
		TED	4.8%			
		SLW	0.1%			
		AEW	<0.1%			
		TEW	<0.1%			
		AED	<0.1%			
		SEW	<0.1%			
		SED	98.5%		【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・蒸気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）については、過渡事象のうち、原子炉の 水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシナリオとなる。 ・TEDは、事象進展が早く、対応時間の余裕が少ない。 【事象進展の厳しさの観点】 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない「**D」は、原子炉格納容器内の温度上昇について厳し い。 ・小中断断LOCA「S**」、過渡事象「T**」は、原子炉容器破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器 内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大 きくなることから、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・過渡事象「T**」は、補助給水による冷却がなくなり、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・大中断断LOCA「A**」は、低圧状態で炉心損傷に至ることから、原子炉容器破損時に溶融炉心が原 子炉格納容器内に分散せず、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい事象ではないと考えら れるため、選定対象から外した。 なお、「蒸気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の破損モードに対する寄与割 合の大きいPDSはSEDであり、寄与割合は98.5%であるが、TEDと比較して原子炉格納容器内の温度上 昇が小さいことから、本破損モードの評価対象として選定していない。 以上より、TEDが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても、必要な監視機能を維持 可能である。	TED
		TED	1.5%			
		SLW	<0.1%			
AEW	<0.1%					
TEW	<0.1%					
AED	<0.1%					
SEW	<0.1%					

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDS

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について（2/3）

解釈で想定する 格納容器破損モード	破損モード別 CFF（/炉年）	該当する PDS	破損モード内CFF に対する割合	最も厳しいPDSの考え方	評価対象と 選定したPDS
2 高压溶融物放出/ 格納容器雰囲気 直接加熱	2.0E-06	SED	96.7%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉が高压の状態での炉心損傷に至るシナケンスは、過渡事象「I**」であり、原子炉減圧までの時間余裕の観点で厳しい。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象「I**」は、1次冷却材圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい。 原子炉格納容器内に水の持ち込みのない「**D」は、高压溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱の観点で最も厳しい。 <p>なお、「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDSはSEDであり、寄与割合は96.7%であるが、LOCAにより1次冷却材圧力が低下することから、本破損モードの評価対象として選定していない。</p> <p>以上より、TEDが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても、必要な監視機能を維持可能である。</p>	TED
		TEI	1.8%		
		TED	1.5%		
		SEI	<0.1%		
		TEW	<0.1%		
		SLW	<0.1%		
		SLI	<0.1%		
		SEW	<0.1%		
3 原子炉圧力容器外の 溶融燃料— 冷却材相互作用	1.3E-09	AEW	52.1%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 大中破断LOCA「A**」は、1次冷却系の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いため、緩和操作のための時間余裕が短い。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 大中破断LOCA「A**」は、原子炉容器破損時の崩壊熱が高く、溶融炉心がより高温となる観点から厳しい。 原子炉格納容器内の冷却がない「**W」は、冷却水から蒸気が急激に生成する観点で厳しい。 過渡事象「I**」は、原子炉容器破損時の圧力が高压であり、原子炉容器破損時に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散することから、原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用の観点から厳しい事象ではないと考えられる。 <p>以上より、AEWが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても、必要な監視機能を維持可能である。</p>	AEW
		AEI	25.2%		
		SEI	20.0%		
		SLW	2.5%		
		SLI	0.1%		
		SEW	0.1%		

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDS

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について（3/3）

解釈で想定する 格納容器破損モード	破損モード別 CFF（/炉年）	該当する PDS	破損モード内CFF に対する割合	最も厳しいPDSの考え方		評価対象と 選定したPDS
4 水素燃焼	6.8E-08	TEI	99.0%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大中破断LOCA「A**」は、1次冷却系の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早い <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器が除熱される「**I」は、水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなることから厳しい。 ・炉心のジルコニウム-水反応による水素発生量を、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、各PDSで炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量の差はなくなるため、事象進展が早く水素放出速度が大きい大破断LOCA「A**」が厳しい。 <p>なお、「水素燃焼」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDSはTEIであり、寄与割合は99.0%であるが、AEIと比較して事象進展に余裕があることから、本破損モードの評価対象として選定していない。</p> <p>以上より、AEIが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても、必要な監視機能を維持可能である。</p>	AEI	
		SED	0.9%			
		SEI	0.1%			
		TED	<0.1%			
		AEI	<0.1%			
		SLW	<0.1%			
		TEW	<0.1%			
		AEW	<0.1%			
		SLI	<0.1%			
		SEW	<0.1%			
		AED	<0.1%			
		TEI	46.3%			
		TED	41.8%			
		SED	11.9%			
TEW	<0.1%					
AED	<0.1%					
AEI	<0.1%					
SEI	<0.1%					
SLW	<0.1%					
AEW	<0.1%					
SLI	<0.1%					
SEW	<0.1%					
5 溶融炉心・ コンクリート相互作用	1.8E-06	TEI	46.3%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大中破断LOCA「A**」は、1次冷却系の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早い <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大破断LOCA「A**」は、原子炉容器破損時の崩壊熱が高く厳しい。 ・大中破断LOCA「A**」は、原子炉圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がないため、原子炉下部キヤビティの溶融炉心の量を多くすることから厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない「**D」が、溶融炉心を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しい。 ・過渡事象「T**」は、原子炉容器破損時の圧力が高圧であり、原子炉容器破損時に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散することから、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から厳しい事象ではないと考えられる。 <p>なお、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDSはTEI、TEDである。TEIの寄与割合は46.3%と高いが、原子炉格納容器内に注水されるため、AEDと比較してMCCIが抑制されると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。TEDの寄与割合は41.8%と高いが、AEDと比較して溶融炉心の分散の可能性が高いことや事象進展に余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。なお、TEIについては、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードに対して厳しく、評価対象として選定している。</p> <p>以上より、AEDが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても、必要な監視機能を維持可能である。</p>	AED	
		SED	11.9%			
		TEW	<0.1%			
		AED	<0.1%			
		AEI	<0.1%			
		SEI	<0.1%			
		SLW	<0.1%			
		AEW	<0.1%			
		SLI	<0.1%			
		SEW	<0.1%			

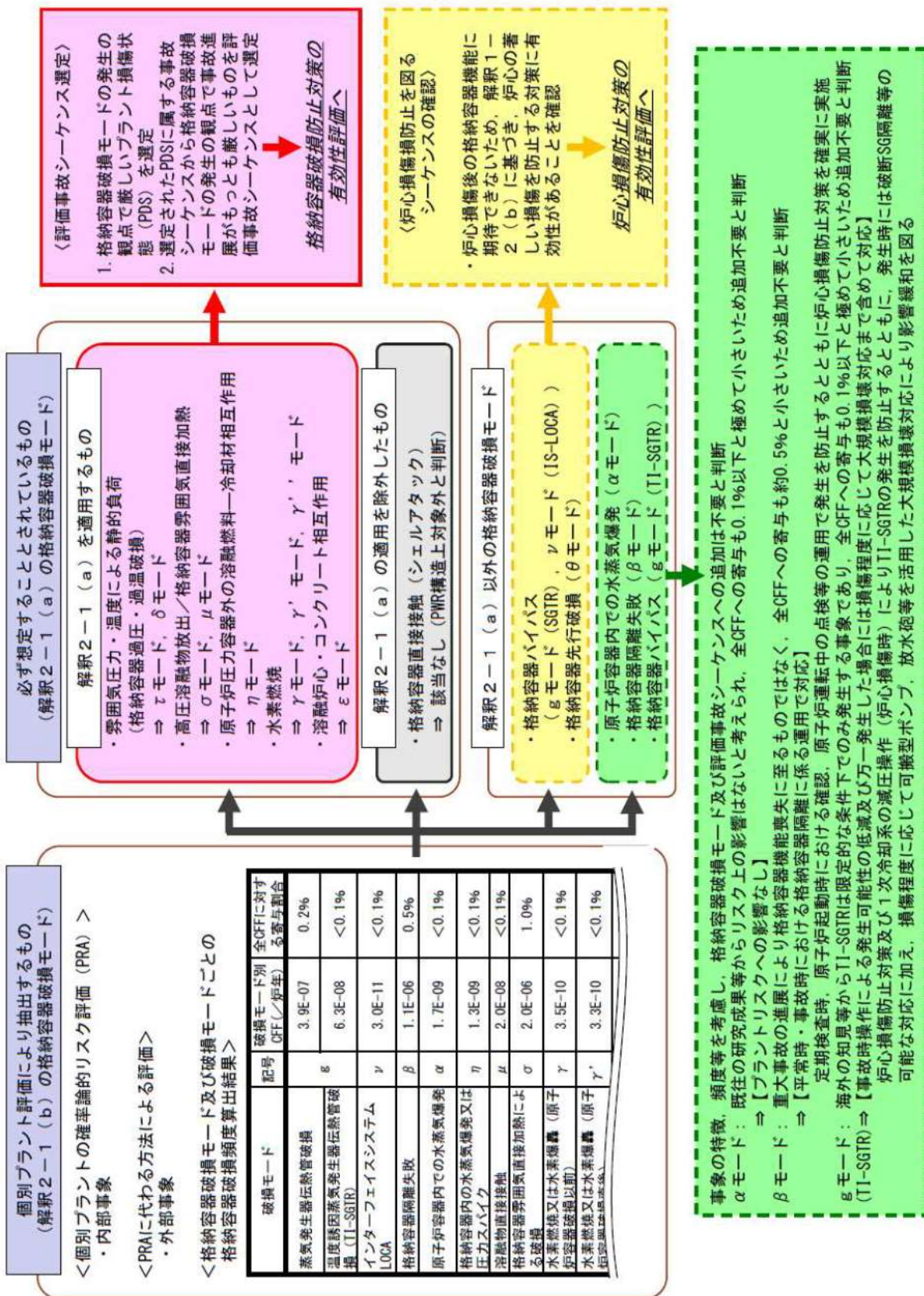
ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDS

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シナリオの選定について (1/2)

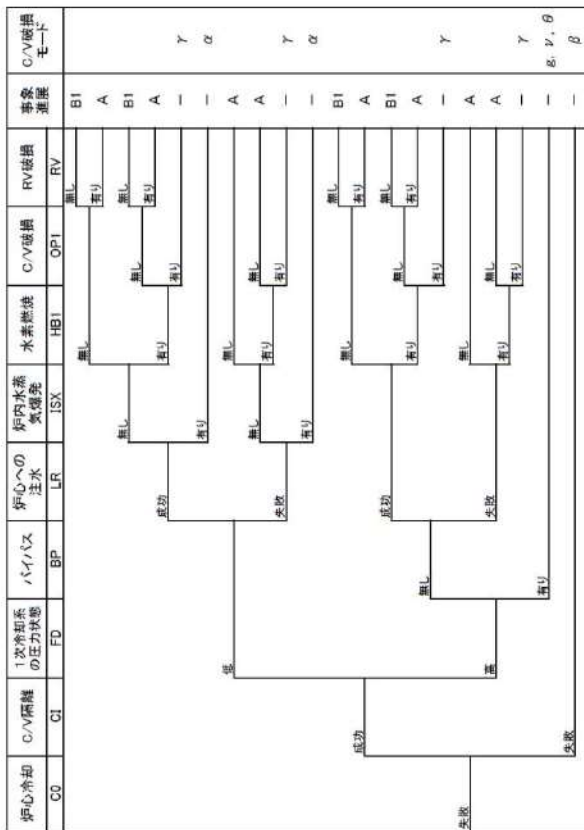
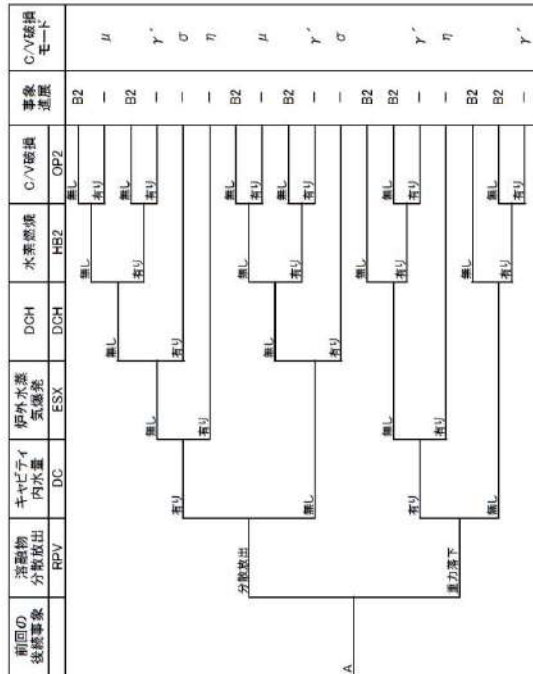
格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シナリオ	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シナリオの選定の考え方	
雰囲気圧力・温 度による静的負 荷 (格納容器過圧 破損)	AED	大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	○	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイトによる格納容器内自然対流冷却	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・AEDのうち事象進展が早い大破断LOCAを選定した。 【事象進展の厳しさの観点】 ・対策の有効性の観点 ・格納容器過圧破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失を重畳させることで、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、原子炉格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、原子炉格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシナリオを選定した。	
		中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-			
	TED	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 ATWS+格納容器スプレイ注入失敗 2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	○		【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮した。 【事象進展の厳しさの観点】 ・TEDのうち1次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高圧になる全交流動力電源喪失シナリオを選定した。 【対策の有効性の観点】 ・格納容器過温破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失を重畳させることで、原子炉格納容器の冷却機能確保のための設備が多く、原子炉格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、原子炉格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシナリオを選定した。
			手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
			過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
			主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-	加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧+代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイトによる格納容器内自然対流冷却	
			原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	-		
			ATWS+格納容器スプレイ注入失敗	-		
			2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
			外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気 気直接加熱	TED	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	○		【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・事象進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮した。 【事象進展の厳しさの観点】 ・TEDのうち1次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多い全交流動力電源喪失シナリオを選定した。	
		手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-			
	過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-				
	主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-	加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧			
	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	-				
	ATWS+格納容器スプレイ注入失敗	-				
	2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-				
	外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-				
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-				
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-				

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シナリオの選定について (2/2)

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シナリオ	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シナリオの選定の考え方
3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	AEW	大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	-	(原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能)	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・ AEWのうち事象進展が早い大破断LOCAを選定した。 ・ 事象進展を早める観点で高圧注入失敗の重量を考慮した。 【事象進展の厳しさの観点】 — 【対策の有効性の観点】 ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に 対する対策とその有効性を確認する観点から、全交 流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失を重畳 させることで、電源復旧、注水機能確保のための設 備が多く、原子炉格納容器破損防止対策による対応 時間が厳しく、原子炉格納容器への注水、除熱対策 の有効性を網羅的に確認できるシナリオを選定し た。 ・ 原子炉下部キャビティ水のサブクール度を小さく するため、格納容器スプレイによる注水は考慮せ ず、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容 器スプレイを用いた注入を想定した。
		大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
		大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	-		
		大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
		大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	○		
		大破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
		中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	-		
		中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	-		
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		
		中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	-		
		中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	-		
		中破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	-		
4 水素燃焼	AEI	大破断LOCA+蓄圧注入失敗	-	原子炉格納容器内水素処理装置	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・ AEIのうち事象進展の早い大破断LOCA+低圧注入失 敗を選定する。 ・ 事象進展を早める観点から高圧注入失敗の重量を 考慮する。 【事象進展の厳しさの観点】 — 【対策の有効性の観点】 —
		大破断LOCA+低圧注入失敗	○		
		中破断LOCA+高圧再循環失敗	-		
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗	-		
		中破断LOCA+高圧注入失敗	-		
		中破断LOCA+高圧注入失敗	-		
5 溶融炉心・コン クリート相互作 用	AED	大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	○	代替格納容器スプレイポンプに よる代替格納容器スプレイ	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・ AEDのうち事象進展が早い大破断LOCAを選定する。 【事象進展の厳しさの観点】 — 【対策の有効性の観点】 ・ 対策の有効性を確認する観点から全交流動力電源 喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重量を考慮す る。
		中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	-		



第2-1図 格納容器破損モード及び評価事故シナリオ選定の全体プロセス

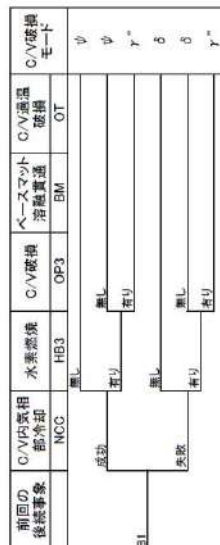
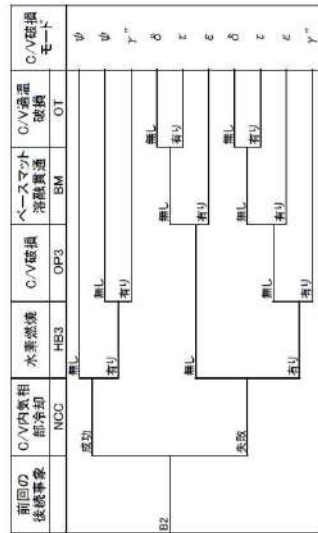


(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破損を意味する。

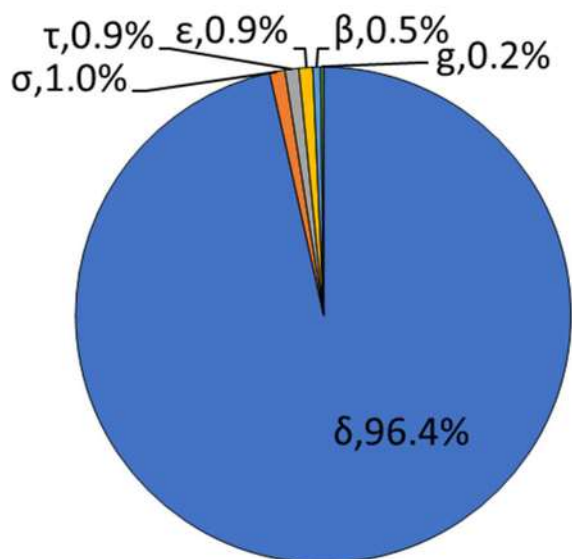
(注2) 格納容器破損モード:

- α = 原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β = 格納容器厚壁失敗
- γ, γ', γ'' = 水素燃焼又は水素爆発による格納容器過圧破損
- δ = 水蒸気、非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε = アクリルコンクリート相互作用によるベースマツ溶解
- θ = 水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η = 格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スライクによる破損
- μ = 格納容器初期気圧増加による破損
- σ = 蒸気発生促進管管束破断後の炉心損傷による格納容器パイパス
- τ = 余熱除去系停機時 LOCA 後の炉心損傷による格納容器パイパス
- ψ = 格納容器厚壁失敗

(注3) A: 原子炉容器破損有り
 B1: 原子炉容器破損無し
 B2: 原子炉容器破損有り



第2-3図 格納容器イベントツリー (CET)



格納容器破損頻度： 2.1×10^{-4} / 炉年

破損モード	寄与割合 (%)
δ : 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	96.4
σ : 格納容器雰囲気直接加熱	1.0
τ : 格納容器貫通部過温破損	0.9
ε : ベースマット溶融貫通	0.9
β : 格納容器隔離失敗	0.5
γ : 蒸気発生器伝熱管破損	0.2
θ : 水蒸気蓄積による格納容器先行破損	<0.1
γ'' : 水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損後長時間経過後)	<0.1
μ : 溶融物直接接触	<0.1
α : 原子炉容器内水蒸気爆発	<0.1
η : 原子炉容器外水蒸気爆発	<0.1
γ : 水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損以前)	<0.1
γ' : 水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損直後)	<0.1
ν : インターフェイスシステム LOCA	<0.1

第2-4図 内部事象運転時レベル1.5PRAの定量化結果
(格納容器破損モード別の寄与割合)

3. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンスの選定について

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第3-1図に示すとおりであり、本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象 PRA 及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない外部事象特有の事故シーケンスについて、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに、審査ガイドに記載の観点（余裕時間、設備容量、代表性）に基づき、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

4-1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失（RHRの故障による停止時冷却機能喪失）
- ・全交流動力電源喪失
- ・原子炉冷却材の流出
- ・反応度の誤投入

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの停止時に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記4-1(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

上記4-1(b)を踏まえて、泊3号炉を対象とした内部事象停止時レベル1 PRA 評価を実施し、事故シーケンスグループの検討を行った。

なお、事故シーケンスグループの選定は、炉心損傷防止対策に係る事故シーケ

スグループの分析と同様、従来の設置許可取得時の設計で考慮していた設備のみ期待できる条件※1で評価した停止時 PRA の結果を用いた。

※1 従来から整備してきた AM 策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない条件

3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出、整理

定期事業者検査中はプラントの状態が大きく変化することから、停止時レベル 1 PRA においては、定期事業者検査における評価対象期間を設定し、原子炉の水位、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準に関する類似性によって、評価対象期間を幾つかのプラント状態（以下「POS」という。）に分類し評価を行う。

分類した POS を状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第 3-2 図に示す。また、POS ごとの期間及び系統の待機状態を示した工程表を第 3-3 図に示す。

停止時 PRA においては、原子炉停止後の運転停止中の各 POS において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイアグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第 3-4 図のイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。抽出した起因事象と発生頻度を第 3-1 表に示す。

3.1.1.1 選定した起因事象

- ・ 余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障等により余熱除去機能が喪失する事象。

- ・ 外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプの故障等により、原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断や運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（水位維持失敗）

ミッドループ運転中に何らかの原因により RCS 水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（オーバードレン）

RCS 水抜き操作時に、RCS 水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止

する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。

・反応度の誤投入[※]

希釈操作時の運転要領に基づき、必要な希釈量の算出又は設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。

(※ 制御棒の誤引抜きについては、プラント停止中は高濃度ほう酸水で未臨界面が確保されること、起動時においてもほう素濃度が高い状況で制御バンクDを除く制御棒を全引抜きとすることから、制御棒誤引抜き時の反応度投入はわずかであることから本評価においては評価対象外と判断。)

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理し、審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認するとともに、燃料損傷状態を分類した。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3-2表に示す。起因事象別の炉心損傷頻度への寄与割合を第3-5図に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合を第3-6図に示す。

3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

3.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

第3-2表に示す停止時PRAにより抽出した各事故シーケンスについて、緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び燃料損傷に至る要因の観点で必ず想定する事故シーケンスグループに対応する(1)から(4)の事故シーケンスグループとして整理した。

(1) 崩壊熱除去機能喪失

余熱除去系の故障に伴い余熱除去機能が喪失し、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈4-1(a)に記載の「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(2) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失の発生時に非常用所内交流電源の電源確保に失敗する全交流動力電源喪失の発生により余熱除去機能が喪失し、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈4-1(a)に記載の「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等による原子炉冷却材の系外への流出により余熱除去機能が喪失し、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈4-1(a)に記載の「原子炉冷却材の流出」に分類する。

(4) 反応度の誤投入

プラント停止中に化学体積制御系の故障、誤操作等により反応度が添加されることで臨界に達し、燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈4-1(a)に記載の「反応度の誤投入」に分類する。

3.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施した PRA では、緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び燃料損傷に至る要因の観点で解釈 4-1 (a) に示されている必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスは抽出されなかった。そのため、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループに追加すべき新たな事故シーケンスグループはないと判断した。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

原子炉設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、運転停止中事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンス選定に当たっては、以下に示す審査ガイドに記載の着眼点に沿って実施しており、具体的な検討内容を以下に示す（第 3-3 表）。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- b. 燃料損傷回避に必要な設備容量（流量等）が大きい。
- c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 余裕時間

崩壊熱が高く、余裕時間や必要な注水量の観点で厳しくなる事故シーケンスを選定している。

なお、崩壊熱及び原子炉冷却材の保有水量の観点でより厳しい POS における事故シーケンスの発生を考慮する。

b. 設備容量

設備容量については、事故シーケンスグループ内での必要な設備容量の大きさに応じて「高」、「中」、「低」と3つに分類した。

c. 代表性

第 3-2 表の事故シーケンスごとの炉心損傷頻度を比較し、事故シーケンスグループ内での寄与割合が支配的なものを「高」、事故シーケンスグループ内での寄与割合が支配的な事故シーケンスの炉心損傷頻度に対して 10%以上のものを「中」、10%に満たないものを「低」と3つに分類した。

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

3.2.1 の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

各事故シーケンスグループに対する重要事故シーケンスの選定理由及び選定結果について、第 3-3 表及び以下に示す。

(1) 崩壊熱除去機能喪失

① 重要事故シーケンス

- ・燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失（充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮）

② 選定理由

余裕時間について、「原子炉補機冷却機能喪失」はある一定期間余熱除去ポンプの利用が期待できるため着眼点 a を「中」とした。一方で、「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は、余熱除去系が使用できず余裕時間が短くなるため着眼点 a を「高」とした。「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は、余裕時間は同等であるものの、「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は「全交流動力電源喪失」に包絡される。このため、「余熱除去機能喪失」を代表として選定した。また、設備容量については各事象に差は生じないため着眼点 b はいずれも「高」とした。

なお、対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事象を選定した。

また、代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

(2) 全交流動力電源喪失

① 重要事故シーケンス

- ・燃料取出前のミッドループ運転中における外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的な AM 策に期待しない今回の PRA においては、外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故シーケンスが想定される。対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源が喪失する事象を選定する。さらに、従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・代替非常用発電機＋代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

(3) 原子炉冷却材の流出

① 重要事故シーケンス

- ・燃料取出前のミッドループ運転中における原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

② 選定理由

原子炉冷却材の流出として想定される起因事象としては、プラント停止期間を通じて想定される弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出事象に加えて、1次冷却系の水抜き操作実施時の水抜き停止操作の失敗による流出継続、ミッドループ運転中に何らかの原因で1次冷却系の水位維持に失敗する事象が想定される。原子炉設置許可取得済の設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なAM策に期待しない今回のPRAにおいて、これらは原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失として直接的に燃料損傷に至る同一の事故シーケンスとして想定されるため、代表として1次冷却材の流出流量が多い原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を着眼点a及びbの観点で「高」であるとして選定する。

なお、対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材が流出する事象を選定する。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・充てんポンプによる炉心注入

(4) 反応度の誤投入

① 重要事故シーケンス

- ・原子炉起動時における化学体積制御系の弁の誤動作等による原子炉への純水流入

② 選定理由

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済の設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なAM策に期待しない今回のPRAにおいては、原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗に伴う反応度の誤投入が想定される。

なお、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの余裕時間を厳しく評価する観点から、原子炉起動前にほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤動作等による純水の注水により、1次冷却材が希釈され、原子炉が臨界に至る可能性がある事象を選定する。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・純水注入停止操作

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに

占める割合の観点で主要なカットセットに対する重大事故等対策の整備状況等を確認している（別紙5）。

第3-1表 内部事象停止時レベル1 PRAにおける起回事象と発生頻度

起回事象	発生頻度	説明
余熱除去機能喪失	5. 8E-8/hr	余熱除去系の弁やポンプの故障等により余熱除去機能が喪失する事象。
外部電源喪失	5. 5E-7/hr	外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。
原子炉補機冷却機能喪失	2. 3E-8/hr	原子炉補機冷却水系の弁やポンプ等の故障により、原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。
原子炉冷却材圧力バウナダリ機能喪失	8. 2E-7/hr	配管破断や運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。
水位維持失敗	4. 1E-6/ミッドループ	ミッドループ運転中に何らかの原因により RCS 水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。
オーバードレン	4. 1E-6/demand	RCS 水抜き操作時に、RCS 水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。
反応度の誤投入	3. 1E-8/demand	希釈操作時の運転要領に基づき、必要な希釈量の算出又は設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。 ※ 制御棒の誤引抜きについては、プラント停止中は高濃度ほう酸水で未臨界度が確保されること、起動時においてもほう酸濃度が高い状態で制御バンク D を除く制御棒を全引抜きとすることから、制御棒誤引抜き時の反応度投入は僅かであるため本評価においては評価対象外と判断。

第3-2表 運転停止中事故シークェンスグループ別炉心損傷頻度

事故シークェンス	シークェンス No.	事故シークェンス別 CDF (／炉年)	全CDFへの寄与割合* (事故シークェンス別)	炉心損傷に至る 主要因	グループ別 CDF (／炉年)	全CDFへの寄与割合* (グループ別)	運転停止中 事故シークェンスグループ	備考
余熱除去機能喪失	(1)	3.6E-5	約16%	余熱除去機能の喪失	6.1E-5	約10%	(1) 崩壊熱除去機能喪失	
外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗	(2)	1.1E-5	約2%					
原子炉補機冷却機能喪失	(3)	1.4E-5	約2%					
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	(4)	1.4E-5	約2%	電源機能の喪失	1.4E-5	約2%	(2) 全交流動力電源喪失	全炉心損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	(5)	5.1E-4	約85%	原子炉冷却材の喪失 (流出)	5.3E-4	約87%	(3) 原子炉冷却材の流出	
水位維持失敗	(6)	8.2E-6	約1%					
オーバードレン	(7)	8.2E-6	約1%					
反応度の誤投入	(8)	3.1E-8	<0.1%	反応度の誤投入	3.1E-8	<0.1%	(4) 反応度の誤投入	
合計		6.0E-4	100%	—	6.0E-4	100%	—	—

*四捨五入の都合上、合計は100%にはならない