

泊発電所3号機
重大事故等対策有効性評価 成立性確認
補足説明資料

【ECCS注水機能喪失】

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）】

【格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損

+破損側蒸気発生器隔離失敗）】

平成25年9月5日

北海道電力株式会社

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

目 次

1. E C C S注水機能喪失

1-1. 有効性評価の条件設定の考え方	1-1-1
1-2. ループシールについて	1-2-1
1-3. 中小LOCAにおける破断ロスペクトル解析について	1-3-1
1-4. 2次系強制冷却が遅れた場合の影響について	1-4-1
1-5. 格納容器スプレイによる影響について	1-5-1
1-6. 破断口径による炉心露出開始時の炉心水位と1次系保有水量の相違について	1-6-1
1-7. 炉心水位と燃料被覆管温度の関係について	1-7-1
1-8. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	1-8-1
1-9. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	1-9-1
1-10. 余熱除去ポンプ及び格納容器スプレイポンプの再循環運転の成立性について	1-10-1

2. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

2-1. 有効性評価の条件設定の考え方	2-1-1
2-2. インターフェイスシステムLOCAの事象想定について	2-2-1
2-3. インターフェイスシステムLOCAにおける隔離操作時の作業環境について	2-3-1
2-4. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	2-4-1
2-5. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	2-5-1

3. 格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

3-1. 有効性評価の条件設定の考え方	3-1-1
3-2. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	3-2-1
3-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	3-3-1
3-4. 破損側蒸気発生器からの漏えい停止について	3-4-1

4. 共通事項

4-1. 運転員の事象判別プロセスについて	4-1-1
-----------------------	-------

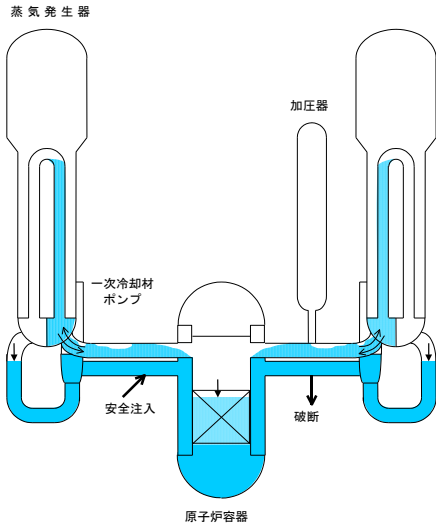
1 - 1 . 有効性評価の条件設定の考え方

【ECCS 注水機能喪失（中小破断 LOCA+ 高圧注入失敗）】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	—
原子炉出力（初期）	100%(2, 660 MWt) × 1.02	崩壊熱等を保守的に評価する観点から、定格熱出力に対して、正の定常誤差を考慮した上限値として設定
1 次冷却材圧力（初期）	15. 41+0. 21MPa[gage]	定格値に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1 次冷却材平均温度（初期）	304. 5℃	実運転上の 100%設定値
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	「5 5 G ウラン燃料+ 1 / 4 MO X 燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（なお、F P およびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）
蓄圧タンク保持圧力	4. 04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注入のタイミングを遅くする最低の圧力として設定
蓄圧タンク保有水量	29. 0m ³ /基（最低保有水量）	炉心への注入量を少なくする最低の水量として設定
2 次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	S I 信号発信+10 分後+主蒸 気逃がし弁開操作時間（1 分）	運転員操作余裕時間として設定
破断位置、口径	低温側配管の約 10cm（4 inch） 口径破断	低圧注入を行うために原子炉の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として選定

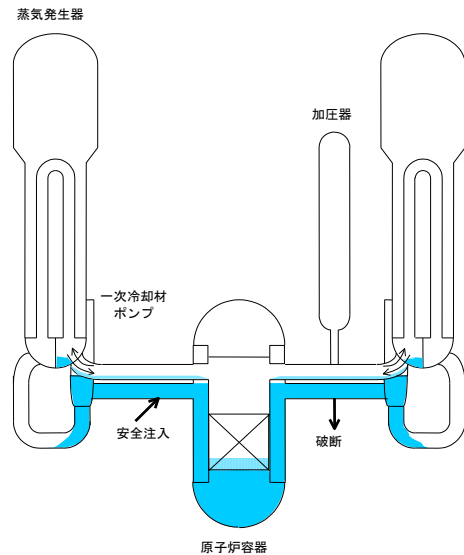
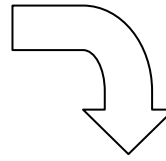
1-2. ループシールについて

ループシールとは、漏えいにより一次冷却水が流出する過程で蒸気発生器出口側配管に水が残り、シールが形成されることにより、炉心で発生した蒸気が破断口から抜けず、炉心水位が低下する現象。（下図参照）



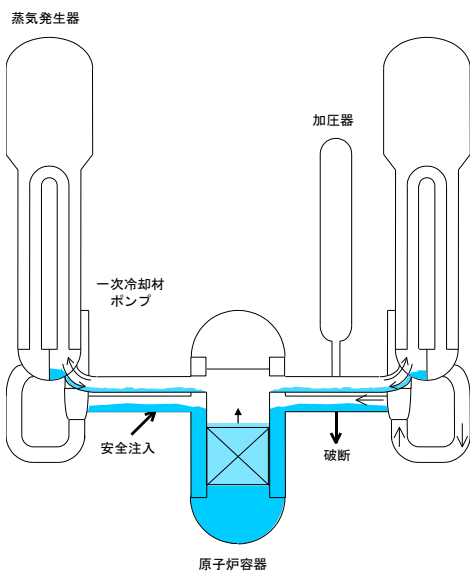
a. 炉心露出開始

(蒸気発生器出口側配管の水位低下)
炉心からの蒸気が1次系の炉心より上に蓄積することにより炉心が露出開始する。



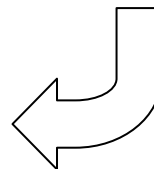
b. ループシールによる炉心露出

炉心発生蒸気は蒸気発生器伝熱管下降側及び蒸気発生器出口側配管に蓄積されるが、蒸気発生器出口側配管に残存する水により破断口から抜けず、炉心水位が低下する。



c. ループシール解除による炉心水位回復

蒸気発生器伝熱管出口側配管及び低温側配管の残存水が破断口から流出し、低温側配管の破断口から蒸気が出流するようになるとループシール解除し炉心水位が回復する。



1-3. 中小LOCAにおける破断ロスペクトル解析について

(1) スペクトル解析の上限値設定について

ECCS注水機能喪失では、PRA上の事象発生確率等の観点から2インチ口径破断を中小破断LOCAの下限とし、また、高圧注入失敗を想定していることから、AM策となる主蒸気逃がし弁の強制開放・蒸気発生器2次側冷却による1次系減圧を用いなければ炉心損傷に至りうる最大の破断口径として、6インチ口径破断を設定としている^{※1}。

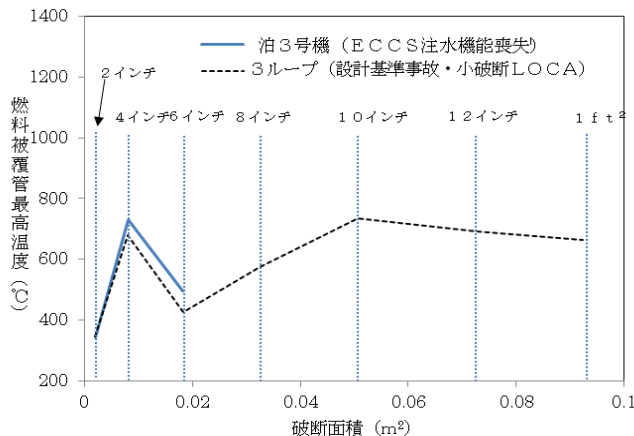
※1：ECCS注水機能喪失では、口径6インチ破断のケースにおいて、1次系圧力が早期に減少し、2次系強制冷却(約11分開始)の前に蓄圧注入(約4.5分)が始まり、炉心冠水が維持される。この結果から、口径6インチ破断以上では高圧注入系の事象収束への寄与は小さく、2次系強制冷却を行わなくても、蓄圧注入+低圧注入系により対処でき、その結果は従来の設計基準事故における小破断LOCAと類似する傾向を示すことが推定できる。従って、中小LOCA破断のケースとして口径6インチ破断を上限としている。

(2) 口径4インチ破断が最も厳しい理由について

破断口径が大きくなると、1次系減圧が早く進み、蓄圧注入及び低圧注入により炉心の冷却が促進される傾向となる。一方、破断口径が小さくなるに従い1次系からの冷却材流出が小さくなり、炉心露出までの時間的余裕が拡大する。従って、前述の破断口径の範囲内では、中間に位置する破断口径で炉心損傷に対する余裕が低下する傾向となり、泊3号機を対象としたECCS注水機能喪失では、2、4および6インチの破断ロスペクトル解析の結果、下記のように4インチ口径破断が厳しい結果となる。

- ・破断口径が4インチより大きくなると1次系保有水の流出が早まるものの、減圧も早まることから蓄圧注入及び低圧注入も早まり、被覆管最高温度(PCT)は大きく抑制される。
- ・一方、破断口径が4インチより小さくなると、事象進展は相対的に遅く、1次冷却材の流出が低減することから、炉心露出のタイミングも遅くなり、PCTは大きく抑制される。

このように、今回の有効性評価におけるECCS注水機能喪失の破断口径スペクトルの傾向は、従来の設計基準事故における小破断LOCAのスペクトル分析データ(図1)とも類似した傾向を示す。



2、4および6インチの有効性評価においては、PCTそのものについては、高圧注入機能喪失を仮定していることから、ECCS注水機能喪失が設計基準事故条件で実施する小破断LOCA解析結果よりも厳しくなる傾向である。

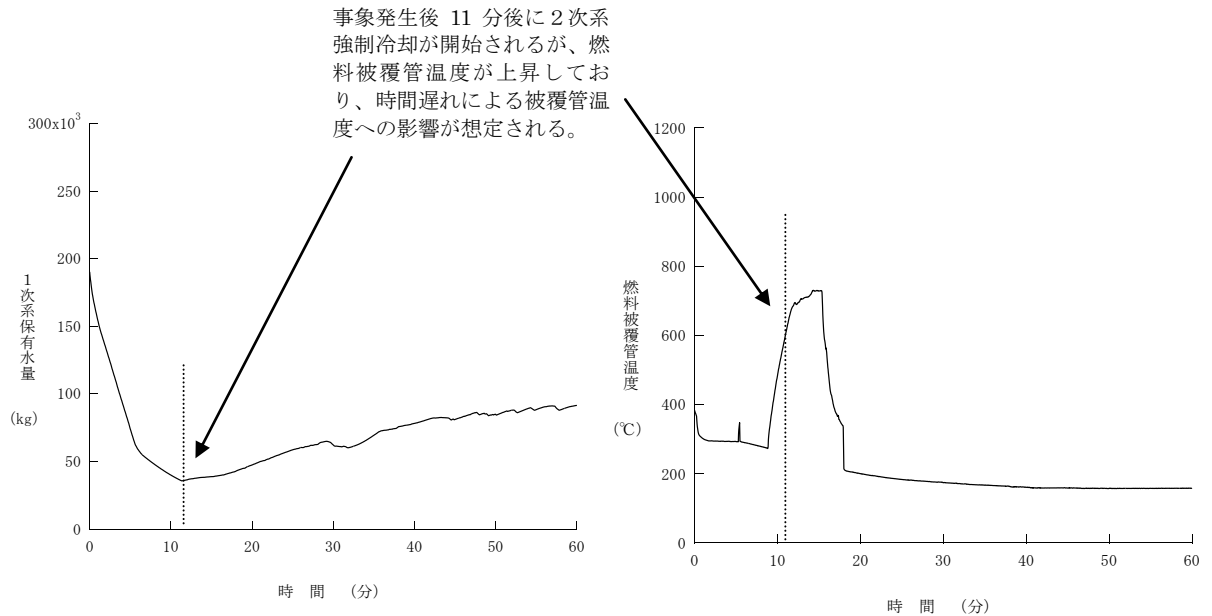
図1 設計基準事故・小破断LOCA時とECCS注水機能喪失における破断口径スペクトル

1-4. 2次系強制冷却が遅れた場合の影響について

2次系強制冷却の対応時間 11 分の内訳は、操作開始余裕時間(事象判別等)：10 分と、操作開始～機能達成(主蒸気逃がし弁の開操作)：1 分の合計である。

1次系保有水量が減少した状況において、2次系強制冷却が遅れた場合、1次系圧力の低下が遅れることにより蓄圧注入が遅れ、1次系保有水量が減少を続け、炉心露出が回復せず炉心損傷に至ると考えられる。

従って、事象判断及び操作開始の遅れ時間の余裕は少ないものと考えられる。



1-5. 格納容器スプレイによる影響について

破断口径によっては、中破断であっても破断放出流が原子炉格納容器圧力及び温度を有意に上昇させる。格納容器スプレイの作動設定圧力は 0.127 MPa であり、格納容器圧力が本圧力に到達した際には、格納容器スプレイが自動的に作動する。その他運転員の判断により上記作動設定圧力以下であっても格納容器スプレイを作動させる場合が考えられる。

格納容器スプレイを作動させた場合、ECCS 低圧注入と相まって水源である燃料取替用水ピット保有水量の減少が早まる。燃料取替用水ピット水位が燃料取替用水ピット水位低警報水位に達した段階で再循環切替操作を実施し、ECCS 低圧注入及び格納容器スプレイの水源を再循環サンプルに切り替える。

再循環切替操作により、ECCS 低圧注入水の温度は若干上昇するものの、(1)炉心は基本的に注入水の潜熱(蒸発熱)冷却により冷却が維持されること、(2) 低圧注入水は余熱除去冷却器により冷却されて注入されることから、炉心冷却に対して実質的な影響はないと判断できる。

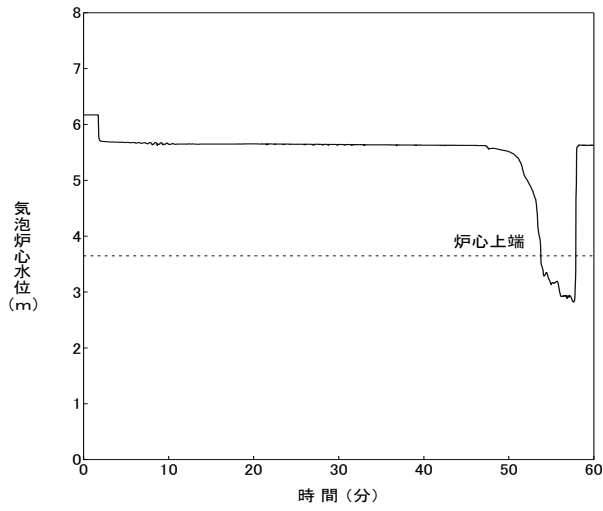
1-6 破断口径による炉心露出開始時の炉心水位と1次系保有水量の相違について

ECCS 機能喪失における破断口径による炉心露出開始時の炉心水位と1次系保有水量の相違について、下表に纏める。また、関連図を次項に示す。

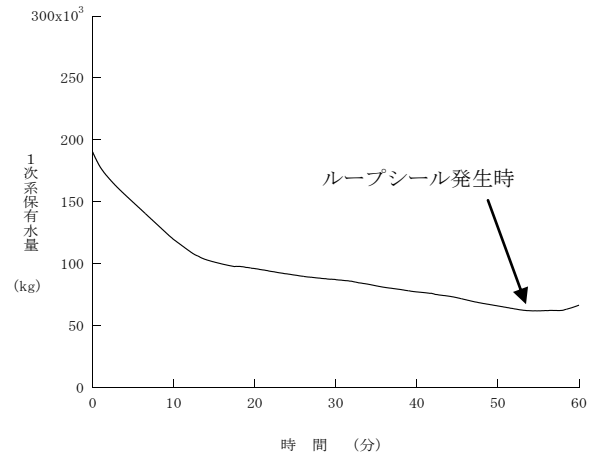
	口径2インチ破断	口径4インチ破断	口径6インチ破断
最初の炉心露出開始時間	約54分	約5.5分	約2.1分
1次系保有水量	約62ton	約70ton	約76ton
2回目の炉心露出開始時間	—	約8.5分	—
1次系保有水量	—	約46ton	—
炉心露出時の1次系保有水の状況	ループシールによる炉心露出であり、1次系保有水はループ配管以下の原子炉容器内に加えて低温側配管、蒸気発生器出口側配管の一部に存在する	(初期) ループシールによる炉心露出であり、1次系保有水はループ配管以下の原子炉容器内に加えて低温側配管、蒸気発生器出口側配管の一部に存在する。 (2回目) 蒸散による1次系保有水量の減少による炉心露出であり、1次系保有水は主にループ配管ノズル下端以下の原子炉容器内に存在する。	ループシールによる炉心露出であり、1次系保有水はループ配管以下の原子炉容器内に加えて低温側配管、蒸気発生器出口側配管の一部に存在する。

上記の口径2インチ破断の炉心露出開始時と口径4インチ破断の2回目の炉心露出開始時を比較すると、両者では炉心露出の要因が異なり、ループシールにより低温側配管等にも保有水が残存している口径2インチ破断ケースのほうが口径4インチ破断ケースよりも炉心露出開始時の保有水量が多い。

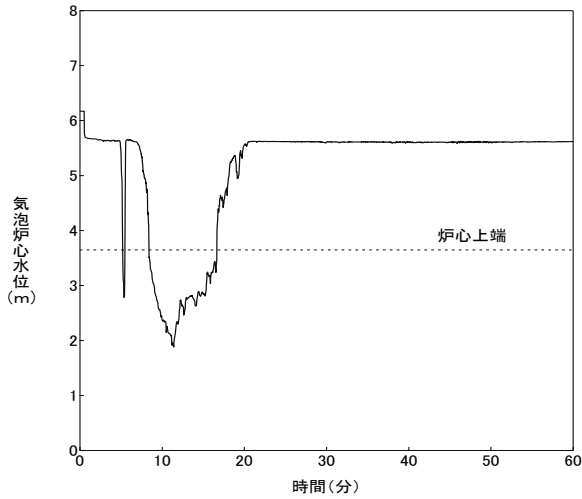
最初の炉心露出は、いずれもループシールによるが、1次系保有水量に若干の差異が見られる。これは口径が大きいほど減圧が早く事象進展が早くなることから、冷却材が蒸気発生器入口側から流出しきる前に炉心露出が開始され、1次系保有水量が若干多くなるためと考えられる。



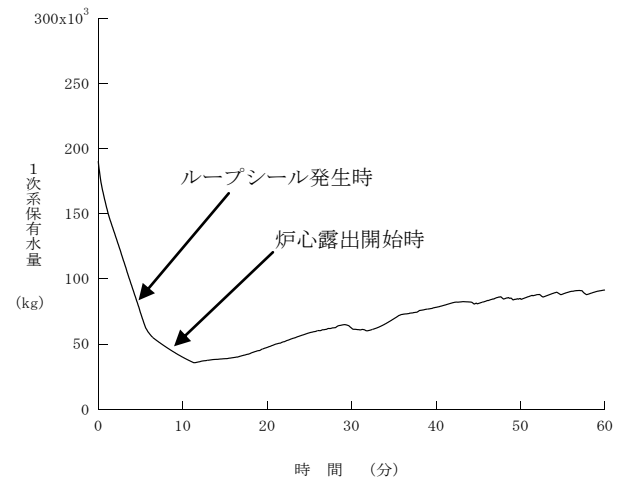
気泡炉心水位の推移 (2インチ)



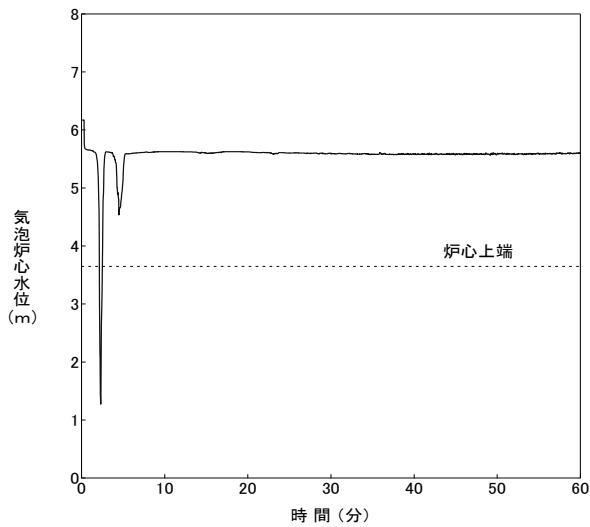
1次系保有水量の推移 (2インチ)



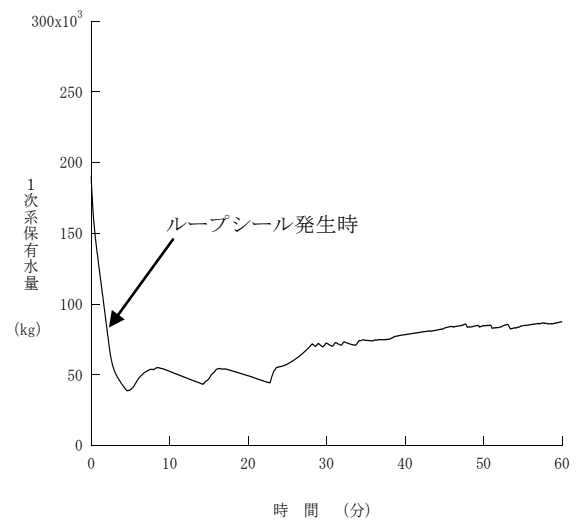
気泡炉心水位の推移 (4インチ)



1次系保有水量の推移 (4インチ)



気泡炉心水位の推移 (6インチ)



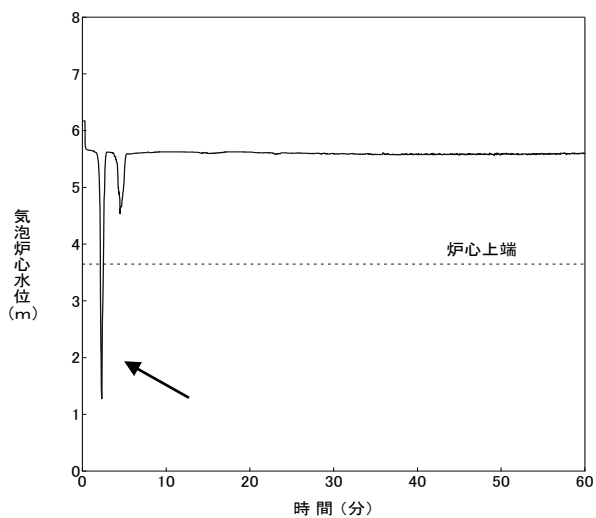
1次系保有水量の推移 (6インチ)

1-7 炉心水位と燃料被覆管温度の関係について

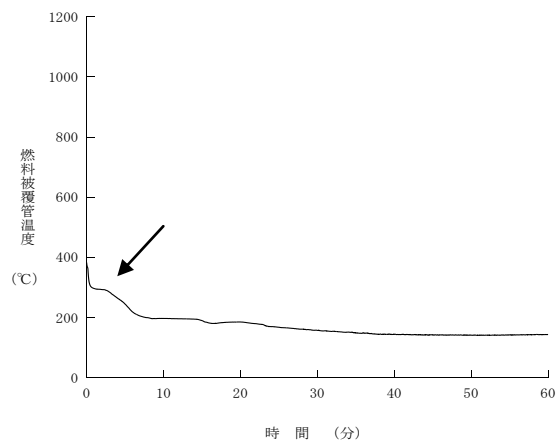
下図の「気泡炉心水位」は「ボイド率が0.85の位置」を示している。

6インチ破断ケースでは、当該水位より上方の炉心領域においてボイド率は約0.95となっており、完全な炉心露出には至っていないため、燃料被覆管温度は上昇していない。

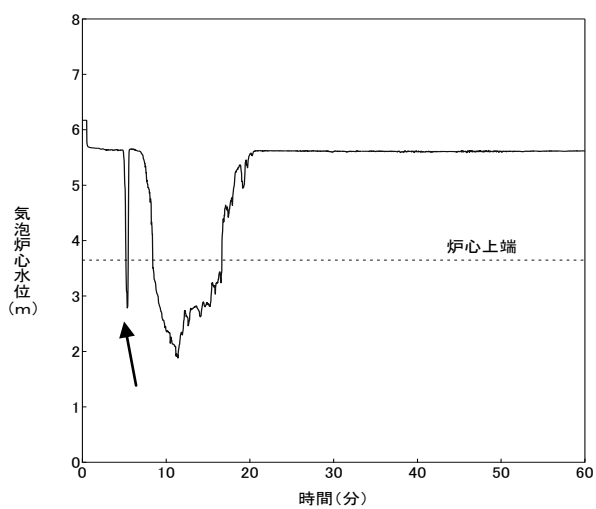
一方で、4インチ破断ケースの1回目の炉心露出（約5.5分）では、当該水位より上方の炉心領域においてボイド率は0.99以上でほぼ蒸気単相となっていることから、燃料被覆管が一時的な上昇傾向を示している。



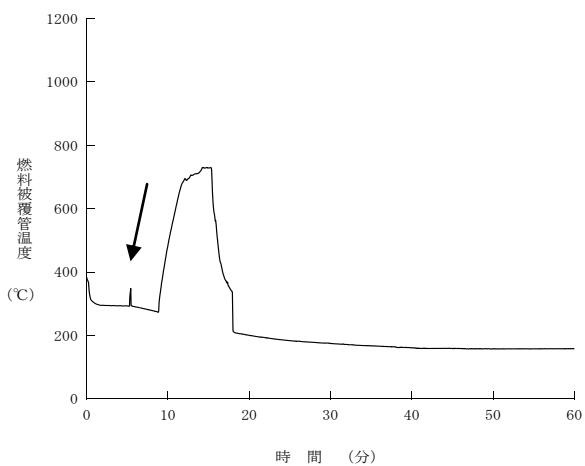
気泡炉心水位の推移（6インチ）



燃料被覆管温度の推移（6インチ）



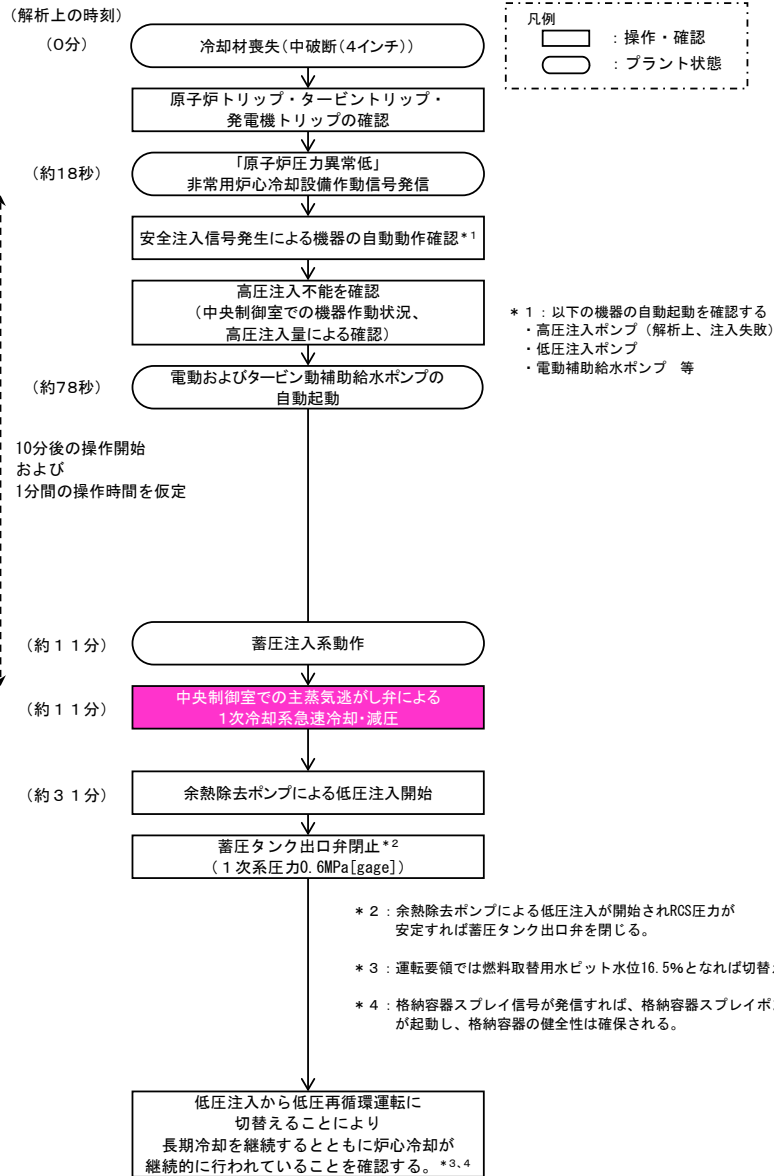
気泡炉心水位の推移（4インチ）



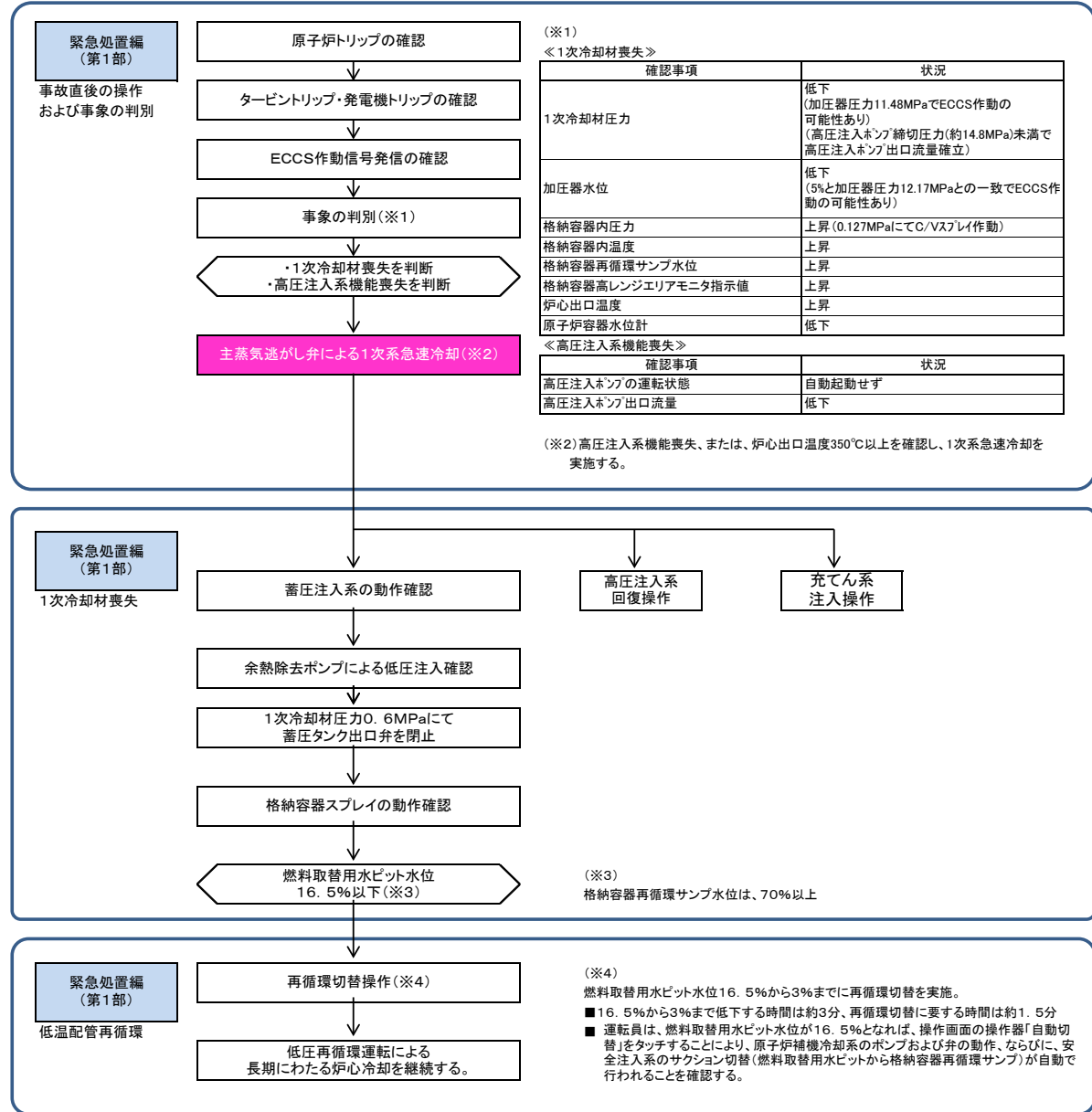
燃料被覆管温度の推移（4インチ）

1-8. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較)【ECCS注水機能喪失(中LOCA(4インチ)+高圧注入系機能喪失)】

【解析上の対応手順の概要フロー】



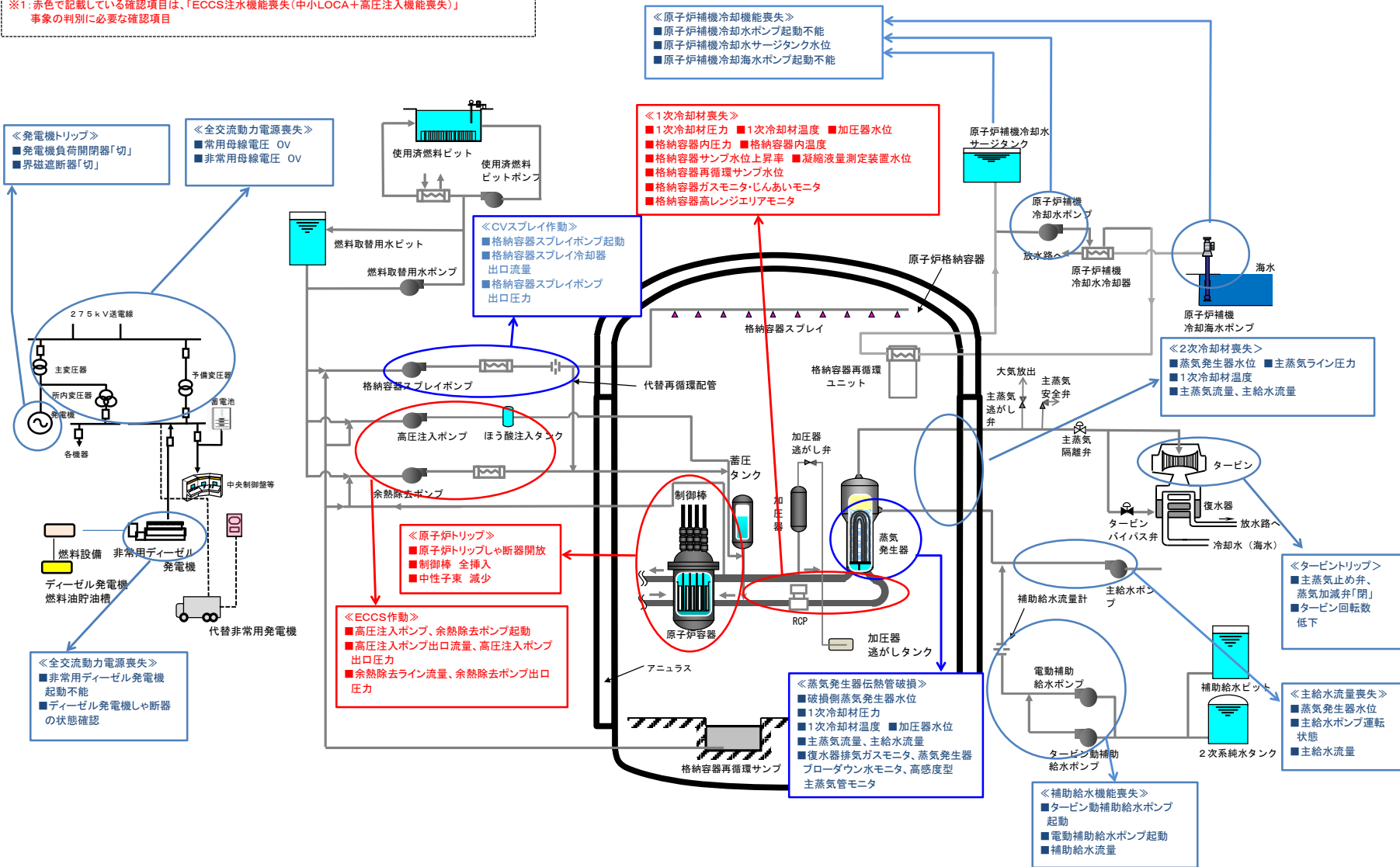
【運転要領(案)】



1-9. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 ECCS注水機能喪失(中小LOCA+高圧注入機能喪失)

※1: 赤色で記載している確認項目は、「ECCS注水機能喪失(中小LOCA+高圧注入機能喪失)」事象の判別に必要な確認項目

I-6-1



1-10. 余熱除去ポンプ及び格納容器スプレイポンプの再循環運転の成立性について

余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプおよび高圧注入ポンプの、格納容器再循環サンプスクリーン（以下、サンプスクリーン）への異物の付着を考慮した、格納容器再循環サンプを水源とする再循環運転の成立性（再循環運転時のポンプの有効 NPSH の評価）については、サンプスクリーンの工事計画変更認可申請（以下、工認）において評価を行っており、評価結果を以下の表にまとめる。

	余熱除去ポンプ	格納容器スプレイポンプ	高圧注入ポンプ
必要 NPSH			
格納容器再循環サンプを水源としている場合の有効 NPSH	9. 2 7 m	7. 7 4 m	8. 5 7 m

上記の評価についての主な評価条件は以下のとおりである。

- サンプスクリーンには大破断 LOCA（1 次冷却材主配管（口径約 30 インチ）の完全両端破断）を想定した異物が付着
- 格納容器再循環サンプ水は保守的に飽和状態を仮定（格納容器内の背圧を考慮しない）
- 格納容器再循環サンプ水位は LOCA 時の最低水浸レベルの T.P.13.7m（広域水位約 70%）
- 高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、格納容器スプレイポンプは同時に運転（最大流量）

運転要領に基づき格納容器再循環サンプ広域水位が約 70%であることを確認して再循環切替を実施することから、上表のとおり再循環運転時においても

有効 NPSH > 必要 NPSH
となる。

ECCS 注入機能喪失(中小 LOCA+高圧注入機能喪失)シナリオにおいては、2 インチ、4 インチ、または 6 インチの口径の破断を仮定しており、工認での評価条件と比較し、保温の破損影響範囲が大幅に小さくなり、スクリーンの目詰りの原因となる保温材の破損量が大幅に少なくなることから、スクリーンに付着する異物の量は工認の評価に包絡される。従って、本シナリオにおける、余熱除去ポンプおよび格納容器スプレイポンプの再循環運転の成立性については問題ない。

以上

2-1. 有効性評価の条件設定の考え方

【格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	—
原子炉出力（初期）	100%(2,660 MWt)×1.02	崩壊熱等を保守的に評価する観点から、定格熱出力に対して、正の定常誤差を考慮した上限値として設定
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	定格値に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1次冷却材平均温度（初期）	304.5℃	実運転上の100%設定値
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	「55Gウラン燃料+1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（なお、FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）
事象発生 of 想定	余熱除去系統の入口隔離弁の誤開 または破損	通常運転時の系統構成を考慮し、事象収束の観点で厳しい設定
破断位置、口径	余熱除去ポンプ入口側逃がし弁 ：3 inch 余熱除去冷却器出口側逃がし弁 ：1 inch 余熱除去系機器等 ：約1.15 inch	余熱除去系逃がし弁2基と余熱除去系機器等からの漏えいを仮定 ・余熱除去系機器等：等価直径約1.15 inch の内訳 (漏えい面積) ① 弁：0.60 inch ² 、②余熱除去ポンプ：0.05 inch ² 、 ③ 余熱除去冷却器：0.39 inch ² 計：約1.04 inch ² (等価直径約1.15 inch)
2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	S I 信号発信から25 分後	運転員操作余裕時間として設定

2-2. インターフェイスシステムLOCAの事象想定について

(1) インターフェイスシステムLOCAを想定する系統の選定

泊3号炉の主要系統のうち次の条件に合致する系統を抽出する。

- ① 1次冷却系統と物理的に配管が接続された状態あるいは伝熱管等を介して接している状態にある系統
- ② 低圧設計であり、運転状態の想定によっては、過圧により格納容器外への1次冷却材の漏えいが発生する可能性のある系統

次に抽出した系統毎に検討し、インターフェイスシステムLOCAの可能性のある系統を選定する。

下表に選定の結果を示す。

系統	インターフェイスシステムLOCAの可能性
余熱除去系統	余熱除去系統は、1次冷却系統が低圧状態での使用を前提としており図1の系統構成である。入口ラインの隔離弁の誤開等により、運転中に当該系統が高圧状態となった場合には、格納容器外へ1次冷却材が流出し、インターフェイスシステムLOCAに至る可能性がある。
化学体積制御系統	化学体積制御系統は、通常運転状態においても使用されるが、抽出ライン下流側は、格納容器内の抽出オリフィスによって減圧されており、図2の系統構成である。仮に抽出オリフィス下流で漏えいが生じた場合は加圧器水位低下に伴う自動抽出隔離がかかるため、インターフェイスシステムLOCAには至らない。
試料採取系統	試料採取系統は、1次冷却系統から可変式減圧棒まで高圧設計であり、可変式減圧棒によって流出流量は制限されるため、インターフェイスシステムLOCAには至らない。
原子炉補機冷却水系統	原子炉補機冷却系統は、1次冷却材ポンプの熱遮蔽装置、余剰抽出冷却器、サンプル冷却器、非再生冷却器等において、高圧の1次冷却材と熱交換している。仮に伝熱管等で漏えいが発生しても、原子炉補機冷却水系統側で検知可能であり、当該熱交換器を隔離できることから、インターフェイスシステムLOCAには至らない。

(2) インターフェイスシステムLOCAの可能性のあるライン

余熱除去系統において、インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性のあるラインは以下のとおり。

ライン	インターフェイスシステムLOCAの可能性
① 低温側配管注入ライン上の逆止弁が直列3台とも破損	逆止弁が3台とも破損する可能性は極めて低い。
② 高温側配管注入ラインの逆止弁が直列3台とも破損し、加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁も破損	
③ 余熱除去系入口ライン第1隔離弁及び第2隔離弁の誤開等	直列に2台設置されている電動弁を中央制御室から誤開する可能性はある。

上表のとおり、③の余熱除去系入口ライン弁が2台とも開状態となった場合を想定する。

(3) 漏えい箇所の想定

想定する漏えい箇所としては、以下のとおりとする。

- ①余熱除去ポンプ入口側逃がし弁
- ②余熱除去冷却器出口側逃がし弁
- ③余熱除去系機器等（ポンプ、冷却器、系統弁）

配管からの漏えいは以下の成果を踏まえ想定しない。

- ・（財）原子力発電技術機構 原子力事業本部安全解析所「レベル2 PSA手法の整備に関する報告書=PWRプラント（平成14年度）」において、余熱除去系統におけるインターフェイスシステムLOCAを検討しており、配管については1次系圧力が加わることによる最大塑性ひずみが、配管の破断ひずみ以下であるため余熱除去系配管そのものが延性破断する可能性は低く、漏えい箇所としては、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器及び余熱除去系低圧部の弁からによるものとしている。

(4) 漏えい面積の想定

上述の漏えい箇所ごとに漏えい面積を算定し、保守的に解析上の漏えい面積を設定した。

結果を次表に示す

表：想定した余熱除去系機器等の破損による漏えい面積等

	解析上の漏えい面積		泊 3 号機における漏えい面積	
余熱除去ポンプ	約0.05 (inch ²)	合計 約1.04 (inch ²) (等価直径 約1.15 (inch))	0 (inch ²)	【メカニカルシール】 メカニカルシールは、差圧の増加に応じて、シール面圧が高くなる特性を有しており、高差圧が作用した場合でも有意に漏えい量が増加することはないため、ポンプからの漏えい想定は0と見込まれる。
余熱除去冷却器	約0.39 (inch ²)		約0.07 (inch ²)	マンホールのガスケットからの漏えいを想定。
余熱除去系弁	約0.60 (inch ²)		約0.47 (inch ²)	当該系統における弁の弁棒とグラウンドの隙間の面積及び計器の入口弁の断面積の合計。

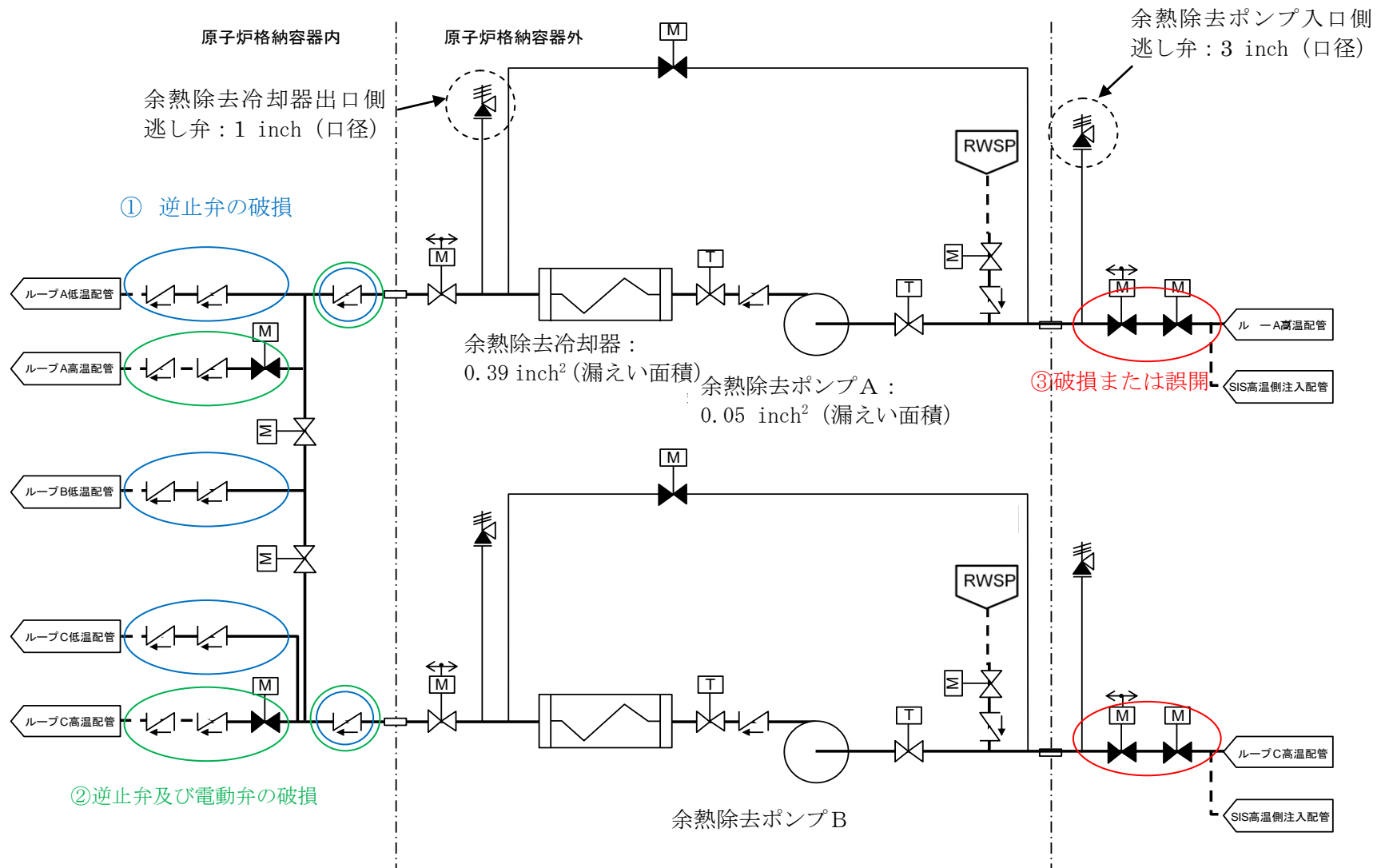


図1 泊3号機 余熱除去系系統図

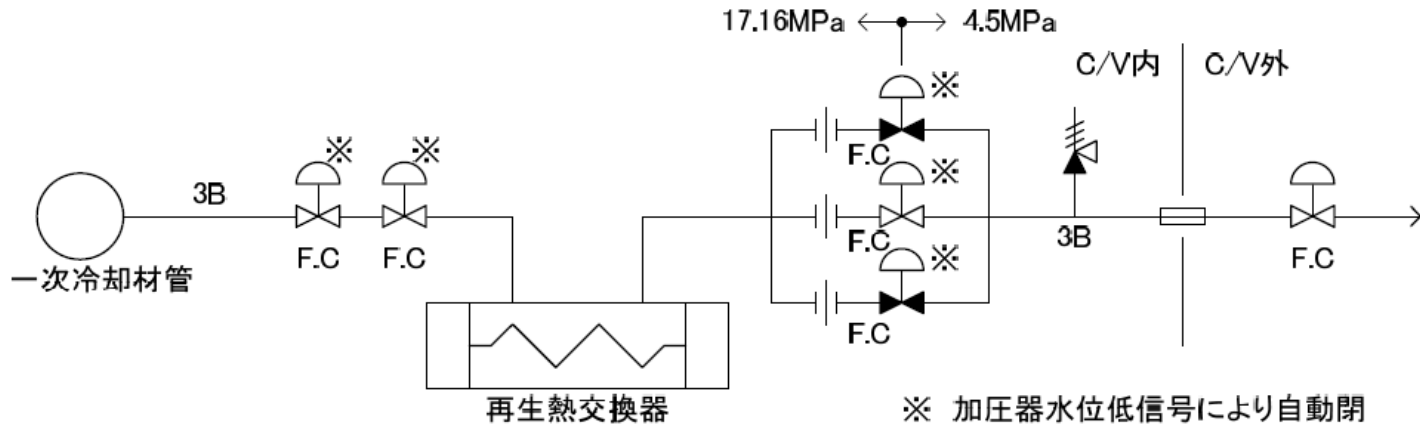


図2 泊3号機 化学体積制御系系統図

2-3. インターフェイスシステム LOCA における 隔離操作時の作業環境について

インターフェイスシステム LOCA 事象発生後、事象を収束させるための隔離作業において、余熱除去ポンプ入口弁の現場閉止操作が必要となる。当該エリアへの 1 次冷却材漏えいを想定した、現場操作時の作業環境（被ばく量および雰囲気温度）を評価した。

(1) 現場作業による被ばく量について

<評価条件>

- ① 1 次冷却材の燃料被覆管欠陥率：0.1%
- ② 事象発生後の経過時間：7 時間（放射能が十分減衰する時間として設定）
- ③ 作業空間（バルブ室）において、線源となる液相、気相それぞれの核分裂生成物および放射化腐食生成物の空間内均一分布を仮定
- ④ 作業者は防護服、防護マスクを着用し、雰囲気からの呼吸はせず内部被ばくなし
- ⑤ 弁の閉止操作に必要な時間は、準備も含め約 15 分

<評価結果>

作業による被ばく量：約 6 mSv . (空間線量率：約 25mSv/hr)

なお、実運用上は、プラント運転中の 1 次冷却材中の放射能濃度は上記条件に基づく値よりもはるかに低いレベルにあり、実際の被ばく量も小さくなると予想される。

(2) 現場の雰囲気温度について

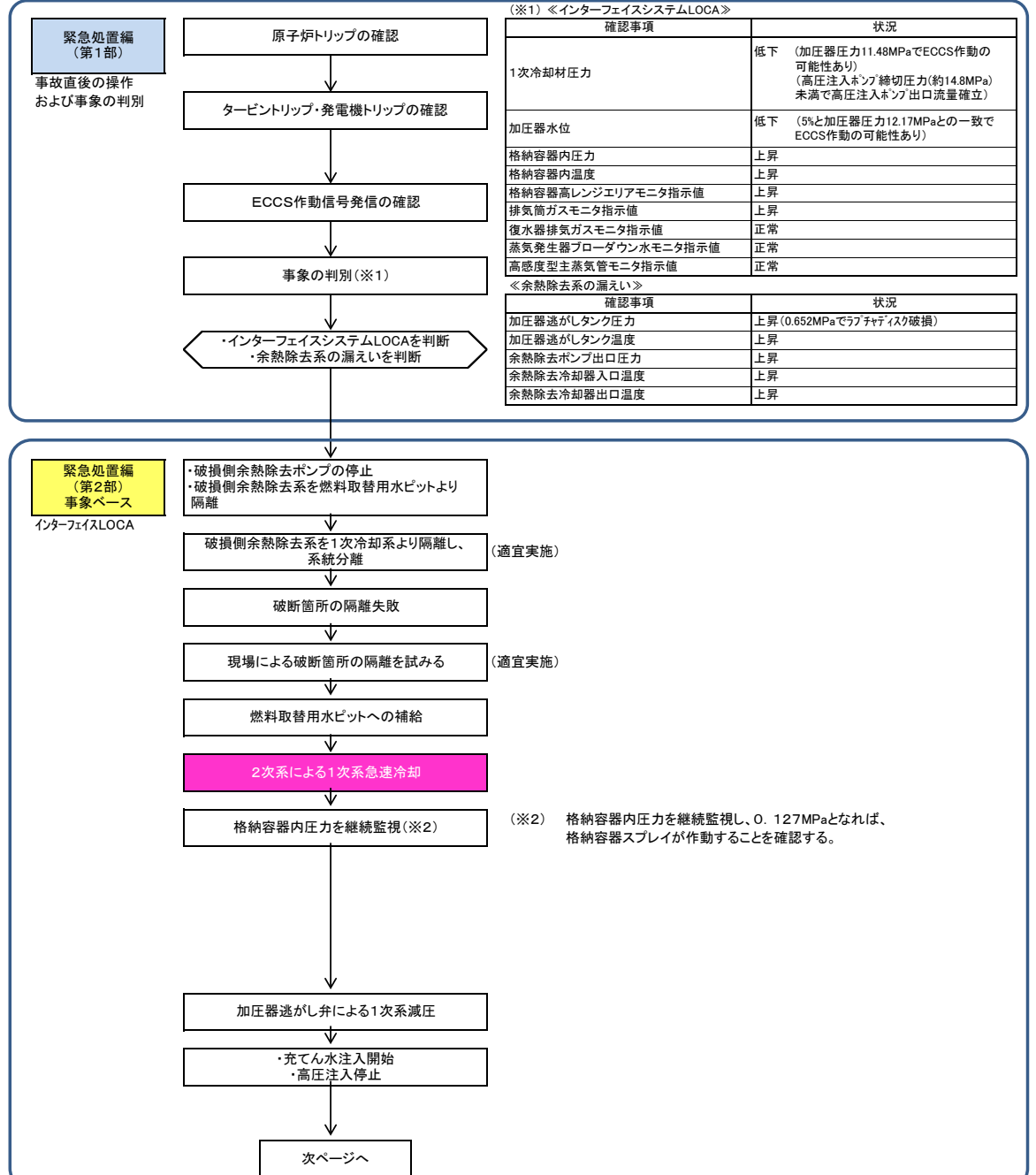
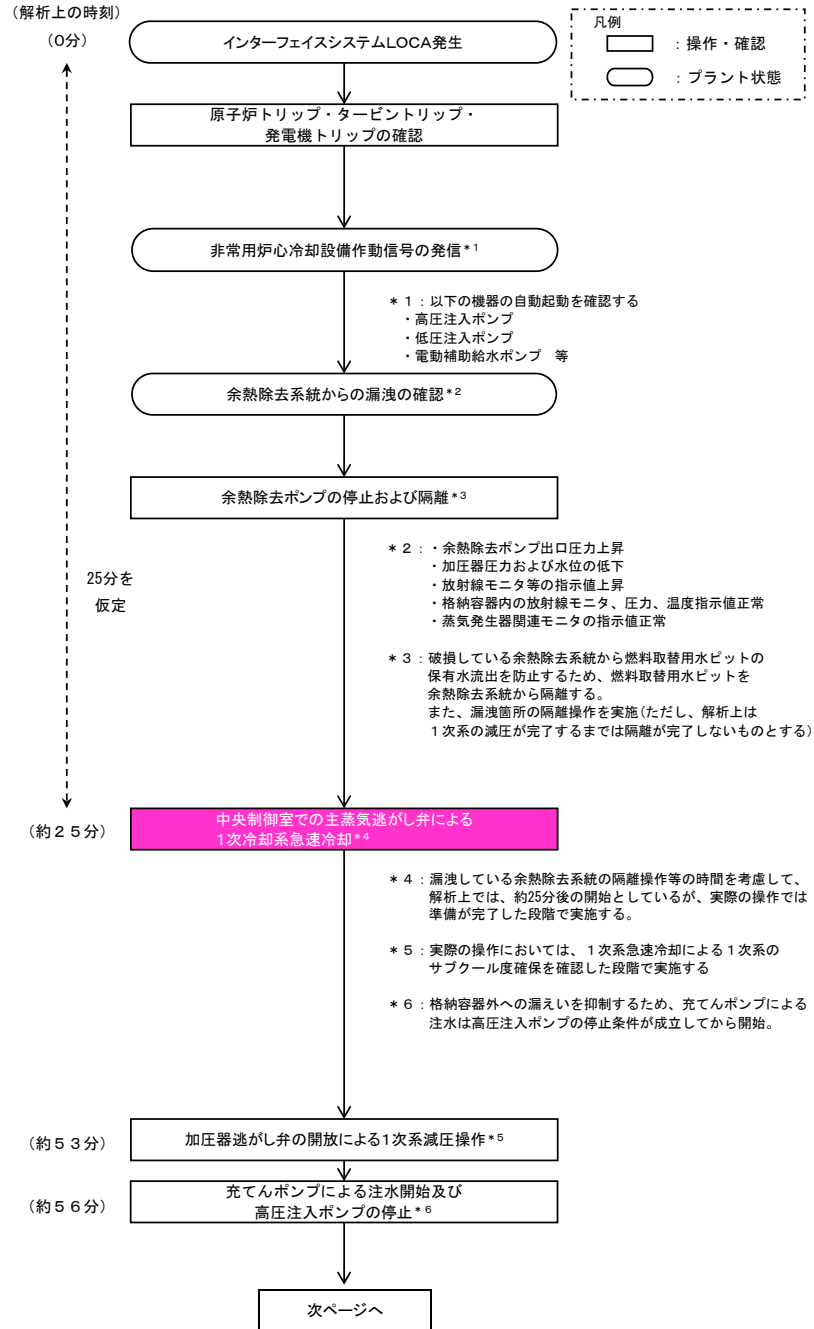
事故発生 7 時間後の 1 次系温度は約 120°C 程度であり、漏えい箇所から漏れ出る蒸気や熱水により、室内は相応の温度になると考えられるが、漏出水は下層階に排出され室内に滞留することなく、セルフエアセットや耐火防護服等の着用により、現場操作は可能である。なお、当該弁のあるバルブ室については、換気空調系による蒸気排出や入口扉の開放により室外の空気を取り入れることにより、環境条件の緩和も見込まれる。

以 上

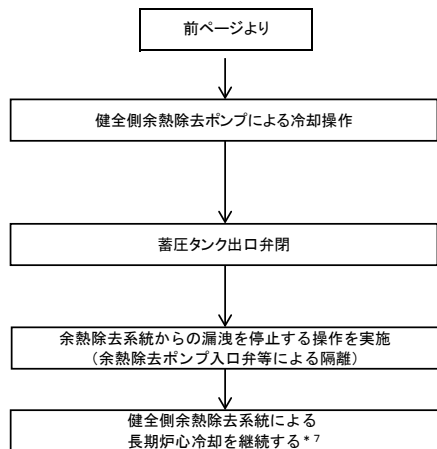
2-4. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較)【格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)】

【解析上の対応手順の概要フロー】

【運転要領(案)】

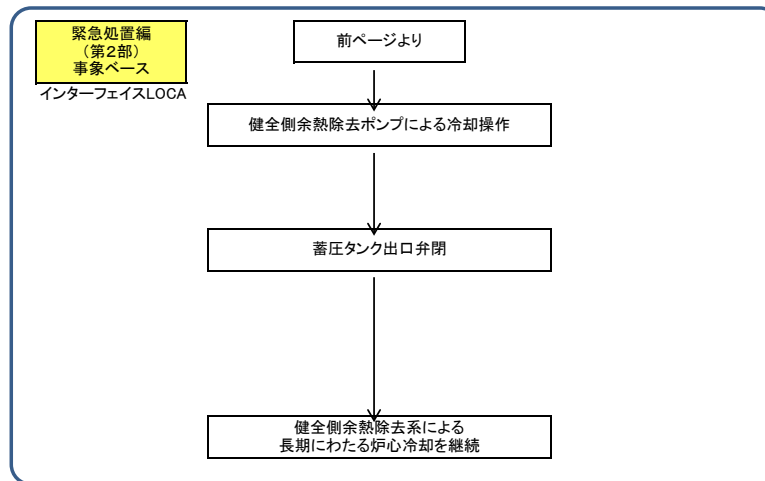


【解析上の対応手順の概要フロー】



*7: 格納容器スプレイ信号が発信すれば、格納容器スプレイポンプが起動し、格納容器の健全性は確保される。

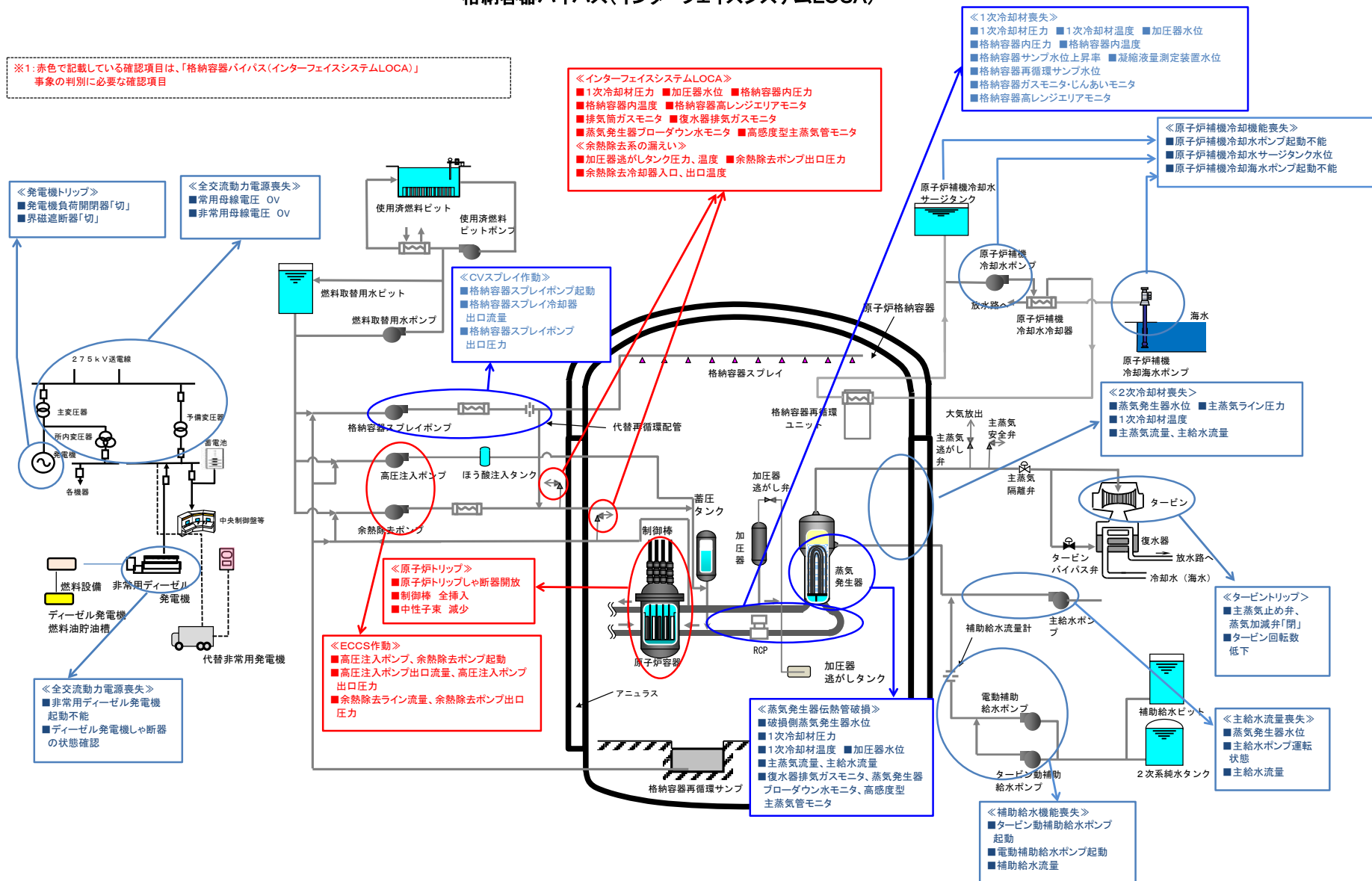
【運転要領(案)】



2-5. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

※1:赤色で記載している確認項目は、「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」
事象の判別に必要な確認項目

2-5-1



3-1. 有効性評価の条件設定の考え方

【格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）】

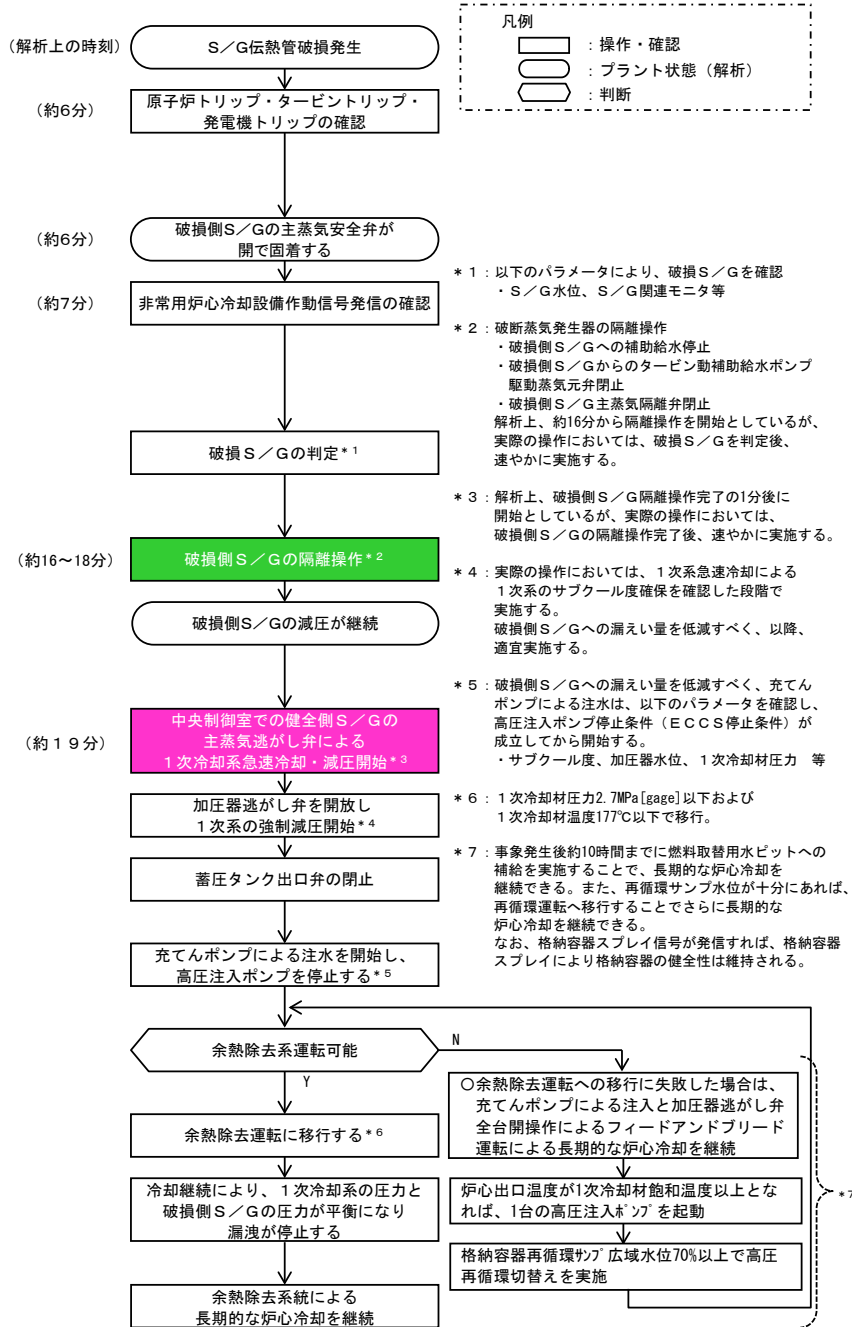
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	—
原子炉出力（初期）	100%(2,660 MWt)×1.02	崩壊熱等を保守的に評価する観点から、定格熱出力に対して、正の定常誤差を考慮した上限値として設定
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21 MPa[gage]	定格値に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1次冷却材温度（初期）	304.5℃	実運転上の100%設定値
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	「5Gウラン燃料＋1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（なお、FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）
①破損側 S/G への補助給水停止 ②破損側 S/G からのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側 S/G 主蒸気隔離弁の閉止	原子炉トリップ後 10 分で開始 (約 2 分で完了)	運転員操作余裕時間として設定
健全側主蒸気逃がし弁開放	破損側蒸気発生器隔離操作完了後 1 分	運転員操作余裕時間として設定
蒸気発生器伝熱管破損の想定	蒸気発生器（1 基）の伝熱管 1 本の瞬時両端破断	蒸気発生器伝熱管 1 本破損時の 1 次冷却材の漏えい量を厳しくする観点から、最大漏えい量となる瞬時両端破断を設定
破損側蒸気発生器の隔離失敗の想定 ^(注1)	主蒸気安全弁 1 弁の開固着	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗時に、1, 2 次系の差圧を大きくすることで 1 次冷却材の漏えい継続を厳しくする観点から蒸気放出量の多い主蒸気安全弁 1 弁の開固着を設定 ^(注2)

(注1) 破損側蒸気発生器 (SG) の隔離のため、一連の操作 (破損側 SG への補助給水停止、破損側 SG からのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止、破損側 SG 主蒸気隔離弁の閉止) を実施するものの、主蒸気安全弁の開固着を想定することで、破損 SG の完全な隔離には失敗する。

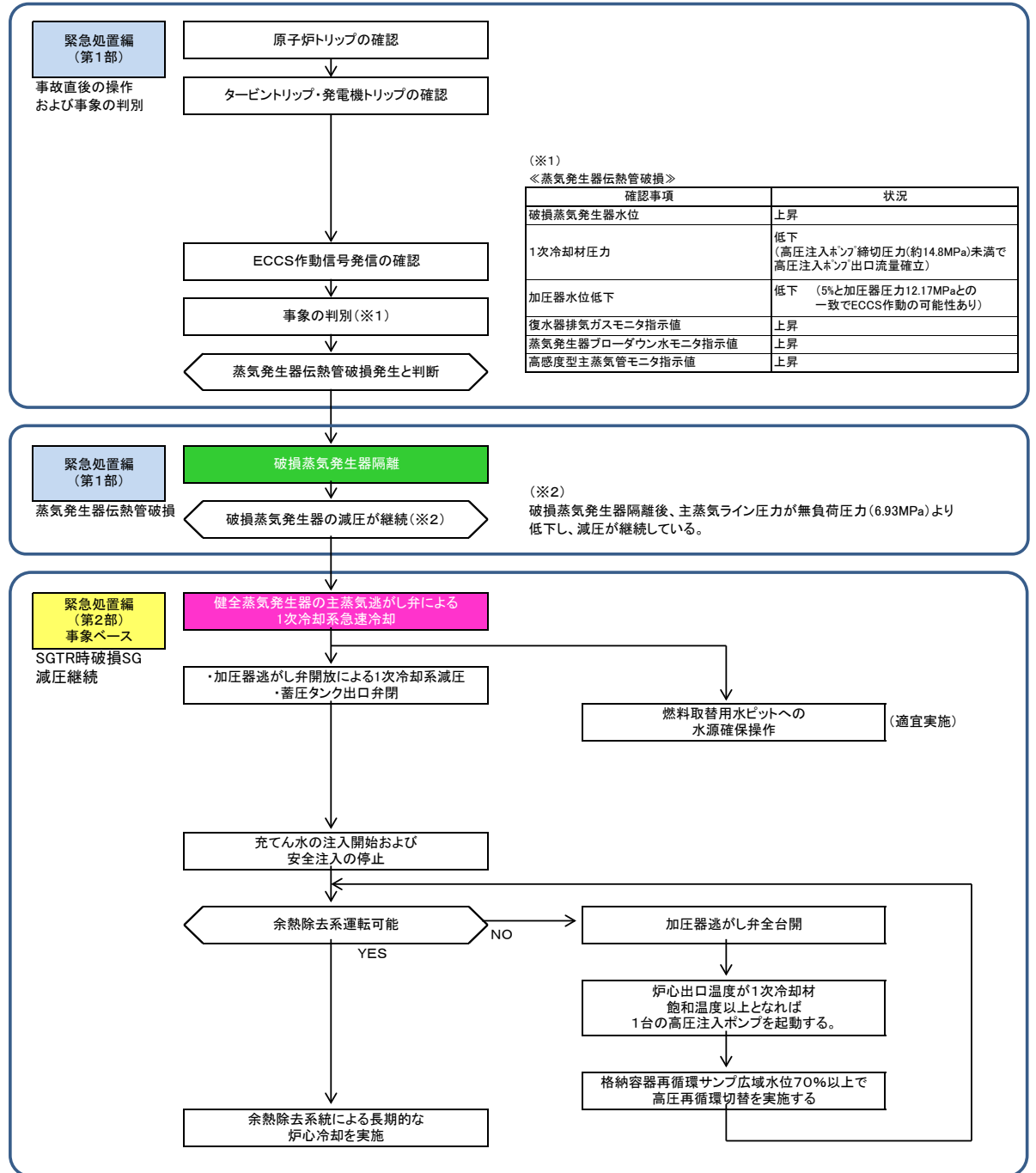
(注2) 他に開固着が考えられる弁として、主蒸気逃がし弁、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁および主蒸気隔離弁が考えられるが、開固着を想定した場合の蒸気放出量が最も多い主蒸気安全弁の 1 弁開固着を想定している。(主蒸気隔離弁は弁自体の容量は大きいですが、当該弁が開固着した場合、タービントリップしていることから大容量のタービン系統への蒸気放出はなく小容量のタービングランド蒸気系統等への放出となり主蒸気安全弁開固着時より蒸気放出は少なくなる。)

3-2. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較) 【格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損時、破損側蒸気発生器隔離失敗)】

【解析上の対応手順の概要フロー】



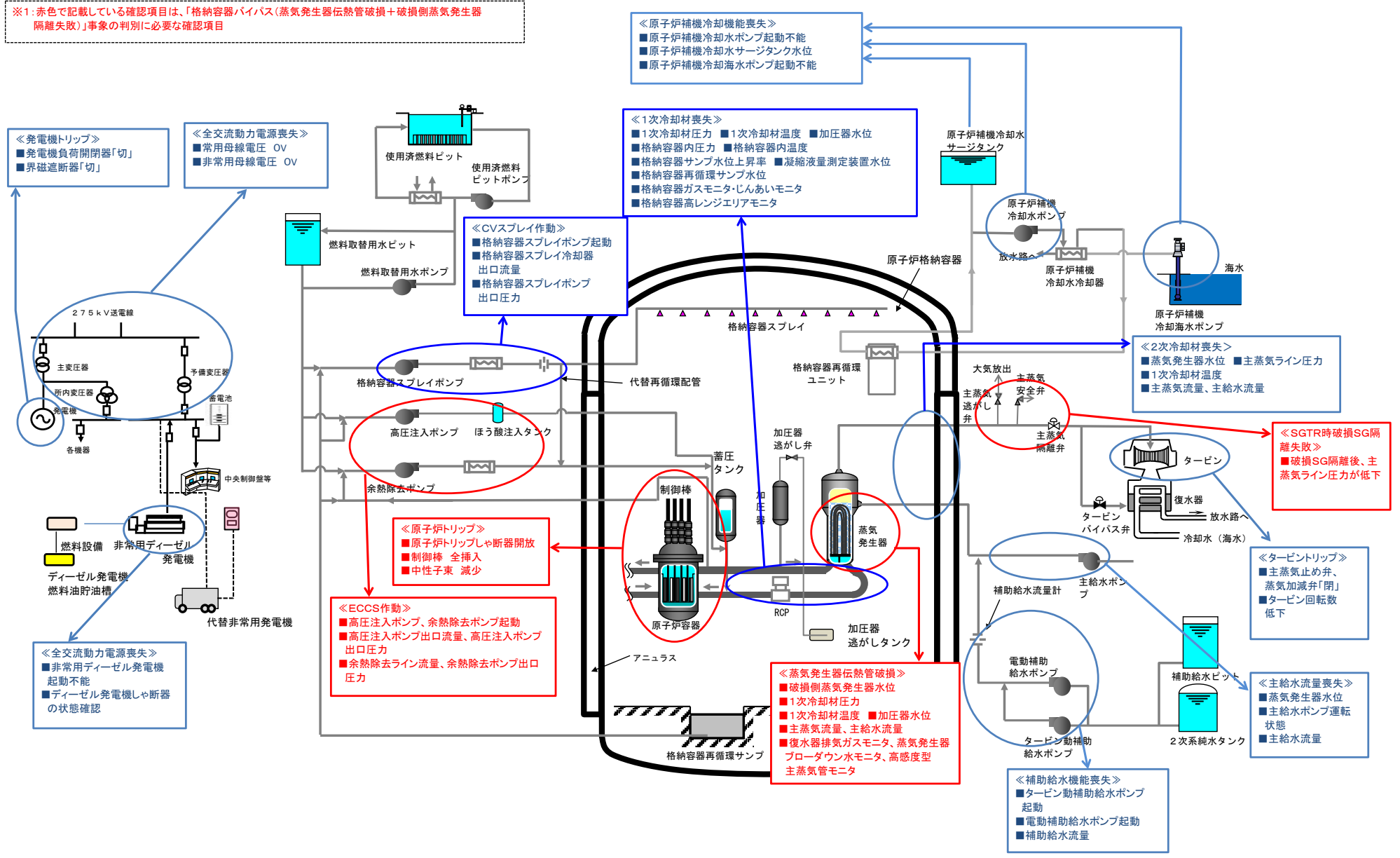
【運転要領(案)】



3-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)

※1: 赤色で記載している確認項目は、「格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)」事象の判別に必要な確認項目

3-3-1



3-4. 破損側蒸気発生器からの漏えい停止について

破損側蒸気発生器からの漏えいは、蒸気発生器伝熱管破断箇所における1次系圧力と破損側蒸気発生器圧力が平衡になった時点で停止する。

図1に示す通り、蒸気発生器伝熱管破断箇所における1, 2次系圧力は、漏えい停止時（事象発生約3.7時間後）に平衡状態となっている。

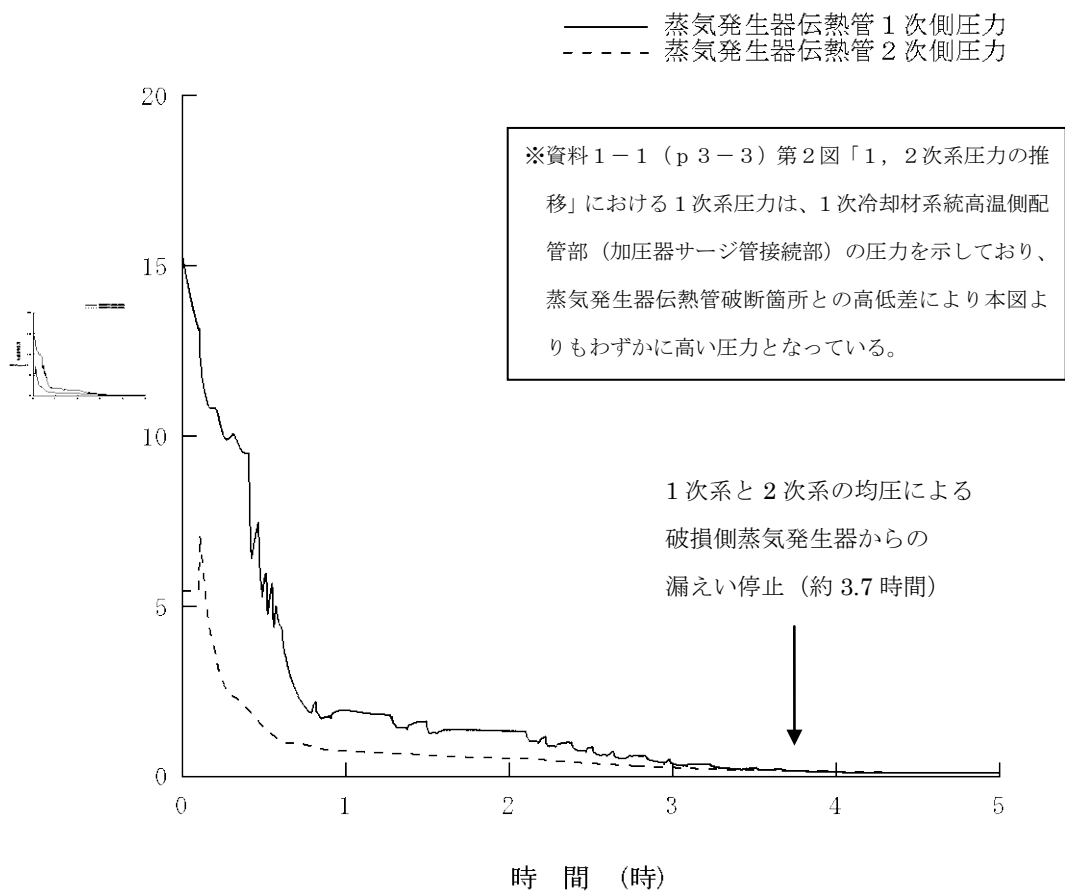
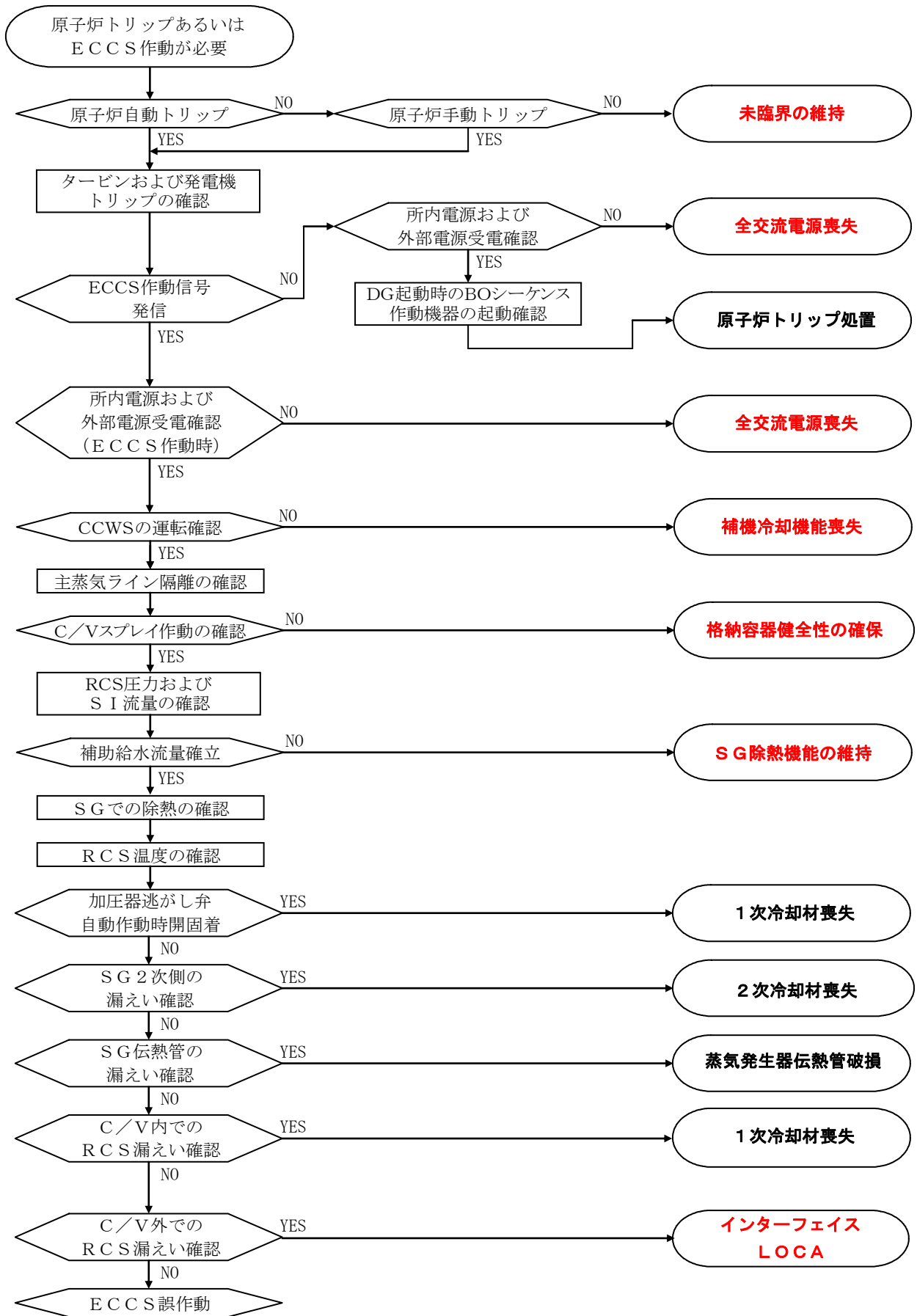


図1 1, 2次系圧力の推移（蒸気発生器伝熱管破断箇所）

4-1. 運転員の事象判別プロセスについて

- 運転中の異常な過渡変化および事故が発生した場合、運転員は「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の原則に基づき対応する。
まずは、運転要領緊急処置編（第1部）「事故直後の操作および事象の判別」にて、事故直後の操作と事象判別を行う。具体的には、「止める」機能確立のため、原子炉トリップを含むプラントトリップ確認を実施し、自動トリップしない場合には、手動によるトリップ操作を実施する。次に「冷やす」機能確立のため、安全注入（ECCS）作動信号の発信有無および外部電源の有無を確認した後、当該の信号が発信している場合には、安全系補機がシーケンス通りに自動作動し炉心にほう酸水が注入されるとともに、2次系による炉心冷却が維持されていることを確認する。また、「閉じ込める」機能確立のため、格納容器隔離弁により段階的に格納容器の隔離機能が確保されていることを確認する。
- これらの自動作動機器の動作状況および安全機能パラメータの確認を行う中で事象判別を実施し、事象毎に対応した手順に則り対応処置を実施することとなる。事象判別フローの概要は添付1のとおり。
運転員は、添付2「事象判別のための確認事項および判断基準」に示す様々な確認事項を確認するとともに、事象判別の判断基準に従い適切な運転要領を選択する。
これら事象毎に対応した手順は、運転要領「緊急処置編（第1部）」および「緊急処置編（第2部）事象ベース、安全機能ベース」にて構成されている。
これらの体系移行は、「緊急処置編（第1部）」による対応操作を実施中に、必要な安全機能や安全機器の多重故障等により炉心冷却機能等に重大な問題が生じた場合に、各々の判断基準に従い、「緊急処置編（第2部）事象ベース」および「緊急処置編（第2部）安全機能ベース」へ移行し対応処置を行うこととなる。
- さらにあらかじめ定められた炉心損傷の判断基準に合致すれば、「緊急処置編（第3部）」に移行し、炉心損傷進展の防止および緩和、ならびに、格納容器の健全性維持、外部への放射性物質放出の防止および緩和のための操作を行う。
- 添付3に「事象発生後に使用する手順の選定フロー」を、添付4に「安全機能パラメータおよび運転要領適用条件」、「緊急処置編（第3部）適用条件」を示す。

運転員の事象判別フロー概要



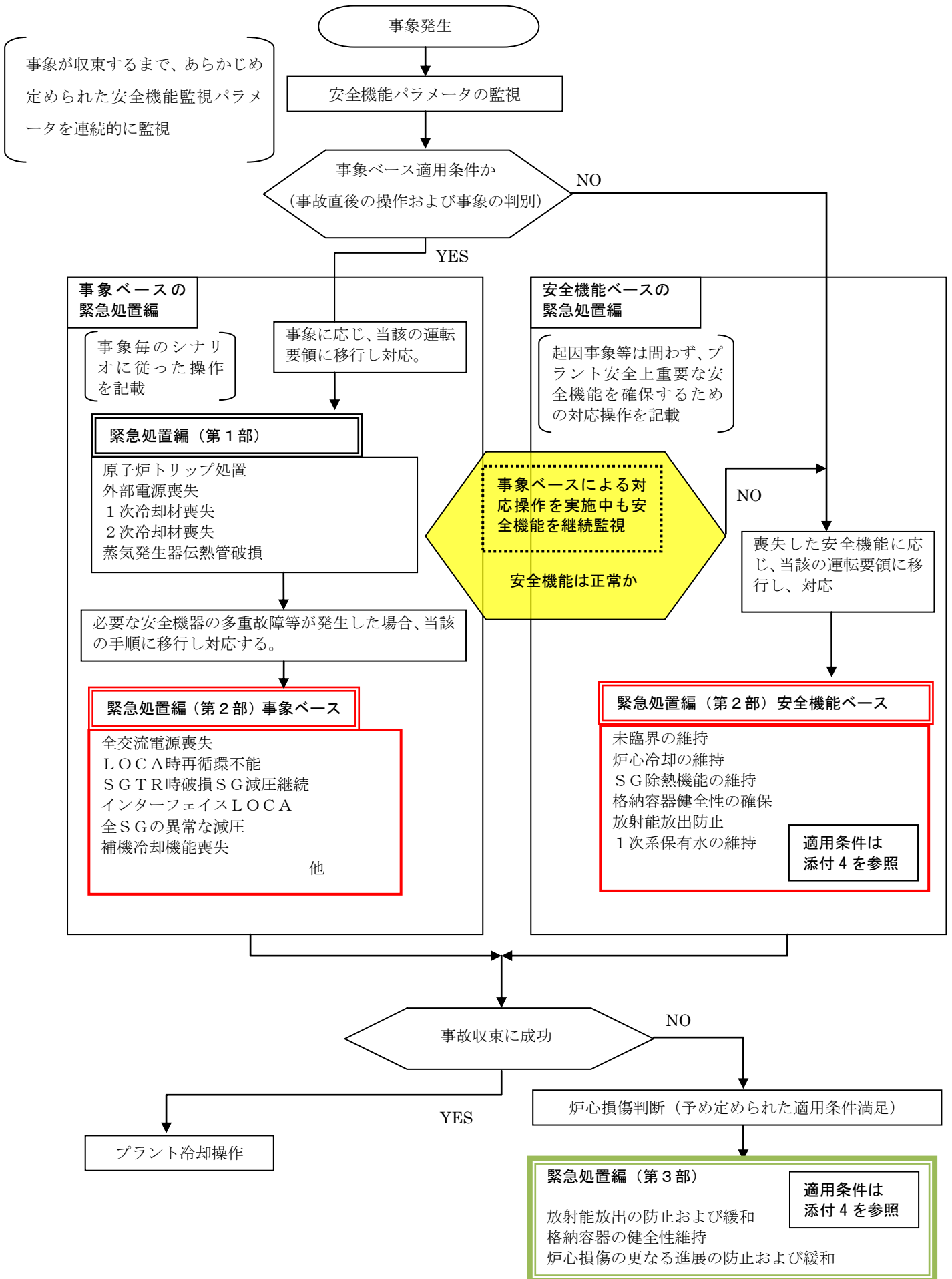
事象判別のための確認事項および判断基準

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
原子炉トリップ	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉トリップ遮断器「開放」 ●制御棒「全挿入」 ●中性子束「減少中」 	<ul style="list-style-type: none"> ●トリップできない場合は、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「未臨界の維持」へ移行 	
タービントリップ	<ul style="list-style-type: none"> ●非常しゃ断油圧力「低」 ●主蒸気止め弁「全閉」 ●蒸気加減弁「全閉」 ●インターセプト弁「全閉」 ●再熱蒸気止め弁「全閉」 		
発電機トリップ	<ul style="list-style-type: none"> ●発電機負荷開閉器「切」 ●界磁遮断器「切」 		
所内電源および外部電源受電確認	<ul style="list-style-type: none"> ●非常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●275kV甲、乙母線電圧「約275kV」 ●泊幹線1号線、泊幹線2号線、後志幹線1号線、後志幹線2号線電圧「約275kV」 	<ul style="list-style-type: none"> ●全ての確認事項について満足した場合、 緊急処置編（第1部）「原子炉トリップ処置」へ移行 ●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、ディーゼル発電機から受電している場合は、「BOシーケンス作動」を確認した後、 緊急処置編（第1部）「原子炉トリップ処置」へ移行 ●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、非常用高圧母線の両母線が受電不能である場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全交流電源喪失」へ移行 	
ECCS作動信号発信	<ul style="list-style-type: none"> ●ECCS作動ファーストアウト警報を確認 ●ECCS作動シーケンスによる機器の自動起動確認（※1） ●RCP「停止」 ●主給水隔離 ●原子炉格納容器隔離A作動 		※1： 高圧注入系、低圧注入系、補助給水系、原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系、制御用空気系、換気空調系の機器の起動
所内電源および外部電源受電確認（ECCS作動時）	<ul style="list-style-type: none"> ●ディーゼル発電機自動起動 ●非常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●常用高圧母線電圧「約6.6kV」 ●275kV甲、乙母線電圧「約275kV」 ●泊幹線1号線、泊幹線2号線、後志幹線1号線、後志幹線2号線電圧「約275kV」 	<ul style="list-style-type: none"> ●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、非常用高圧母線の両母線が受電不能である場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全交流電源喪失」へ移行 	
CCWSの運転確認	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉補機冷却水ポンプ起動確認 ●原子炉補機冷却系のラインアップ正常の確認 ●原子炉補機冷却水サージタンク水位の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉補機冷却水サージタンク水位が維持できない場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「補機冷却機能喪失」へ移行 	
主蒸気ライン隔離	<ul style="list-style-type: none"> ●主蒸気隔離弁「閉」 		

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
C/Vスプレイ作動	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器スプレイポンプ起動確認 ●格納容器スプレイ系ラインアップ正常 ●原子炉格納容器隔離B作動 	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器圧力がC/Vスプレイ作動圧力以上で、格納容器スプレイ系が不作動の場合、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「格納容器健全性の確保」へ移行 	
RCS圧力およびSI流量の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●1次冷却材圧力の確認 ●高圧注入ポンプ出口圧力、流量の確認 		
補助給水流量の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●補助給水ライン流量「$\geq 80\text{m}^3/\text{h}$」 ●蒸気発生器水位の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ●補助給水ライン流量が「$< 80\text{m}^3/\text{h}$」、かつ、全蒸気発生器狭域水位「\leq下端水位」の場合、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「SG除熱機能の維持」へ移行 	
SGでの除熱確認	<ul style="list-style-type: none"> ●タービンバイパス弁による除熱確認 または ●主蒸気逃がし弁による除熱確認 		
RCS温度の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●1次冷却材温度確認 		
加圧器逃がし弁自動作動時開固着	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器逃がし弁、加圧器逃がし弁元弁の閉止に失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器逃がし弁、加圧器逃がし元弁の閉止に失敗した場合、 緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」に従い操作中、燃料取替用水ピット水位16.5%となり、再循環切替操作を実施したが、再循環運転に移行できない場合は、 緊急処置編（第2部）事象ベース「LOCA時再循環不能」に移行 	
SG2次側の漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●いずれかの蒸気発生器の主蒸気ライン圧力「低下」 ●いずれかの蒸気発生器の主蒸気ライン流量「上昇」 	<ul style="list-style-type: none"> ●蒸気発生器2次側の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「2次冷却材喪失」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「2次冷却材喪失」に従い操作中、健全蒸気発生器が確認できず、全蒸気発生器が減圧を示した場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全SGの異常な減圧」に移行 	
SG伝熱管の漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●復水器排気ガスモニタ指示値「上昇」 ●蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示値「上昇」 ●高感度型主蒸気管モニタ指示値「上昇」 	<ul style="list-style-type: none"> ●SG伝熱管の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」に従い操作中、破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力が無負荷圧力（6.93MPa）より低下し、減圧が継続している場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「SGTR時破損SG減圧継続」に移行 ●緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」に従い操作中、漏えい停止のための1次冷却系減圧操作が不可能な場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「SGTR時破損減圧操作不能」に移行 	
C/V内でのRCSの漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器じんあいモニタ指示値「上昇」 ●格納容器ガスモニタ指示値「上昇」 ●格納容器圧力「上昇」 ●格納容器再循環サンプル水位「上昇」 	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器内での1次冷却材の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」へ移行 ●緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」に従い操作中、燃料取替用水ピット水位16.5%となり、再循環切替操作を実施したが、再循環運転に移行できない場合は、 緊急処置編（第2部）事象ベース「LOCA時再循環不能」に移行 	

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
C/V外でのRCSの漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> ●排気筒ガスモニタ指示値「上昇」 ●原子炉補助建屋、原子炉建屋での漏えい（※2） 	<ul style="list-style-type: none"> ●格納容器外での1次冷却材の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「インターフェイスLOCA」へ移行 	※2： 補助建屋サンプタンク水位、漏えい検知器等による確認
ECCS誤作動の確認	<ul style="list-style-type: none"> ●1次冷却材圧力 ●加圧器水位 ●格納容器じんあいモニタ、ガスモニタ ●格納容器圧力 ●格納容器再循環サンプ水位 ●復水器排気ガスモニタ指示値 ●蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示値 ●排気筒ガスモニタ指示値 ●主蒸気ライン圧力 ●主蒸気ライン流量 ●加圧器逃がしタンク水位・圧力・温度 	全ての確認事項が「正常」	

事象発生後に使用する手順の選定フロー



安全機能パラメータおよび運転要領適用条件

運転要領 緊急処置編（第2部） 安全機能ベース	安全機能パラメータおよび運転要領適用条件
未臨界の維持	原子炉出力「 $\geq 5\%$ 」 または 炉外核計測装置中間領域起動率「 > 0 」
炉心冷却の維持	炉心出口温度「 $\geq 350^{\circ}\text{C}$ 」
SG除熱機能の維持	全蒸気発生器狭域水位「 \leq 下端水位」 かつ 補助給水ライン流量「 $< 80\text{m}^3/\text{h}$ 」
格納容器健全性の確保	格納容器圧力「 $\geq 0.127\text{MPa}$ 」 かつ 格納容器スプレイ系不作動
放射能放出防止	格納容器高レンジエリアモニタ指示値「 $\geq 10^3\text{mSv/h}$ 」 かつ 格納容器スプレイ系不作動
1次系保有水の維持	ECCS作動中でなく かつ 加圧器水位「 $\leq 17\%$ 」

緊急処置編（第3部）適用条件

《適用条件》

炉心出口温度 350°C 以上 かつ 格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示値 $1 \times 10^5\text{mSv/h}$ 以上
