

女川原子力発電所2号炉 運転中の原子炉における 炉心損傷防止対策の有効性評価について

平成31年1月
東北電力株式会社

1. LOCA時注水機能喪失に係る変更について
2. LOCA時注水機能喪失の特徴と主な対策

参考 炉心損傷防止対策のシーケンス選定の概要について

- 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」については、第572回審査会合（平成30年5月17日）において、LOCAの分類の考え方を見直し、重要事故シーケンスの起因事象として新たに中破断LOCAを選定することを説明していた。
- 選定した重要事故シーケンスを踏まえ、有効性評価において期待する重大事故等対処設備を見直すとともに、想定する破断箇所及び破断面積の考え方も含め、評価の見直しを実施することとした。
- 本日は、評価見直し後における、LOCA時注水機能喪失発生時の対策の有効性について説明する。

1. LOCA時注水機能喪失に係る変更について(2/6) 変更内容について

変更点1: LOCAの分類の考え方

- 重要事故シーケンスの選定にあたり, LOCAの分類を「大破断LOCA」と「中小破断LOCA」の2分類としていたが, 流出量に応じて炉心損傷回避可能な緩和系が異なることを踏まえて3分類(大破断LOCA, 中破断LOCA及び小破断LOCA)に変更

変更前		変更後	
事故シーケンスグループ	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	事故シーケンス
1 高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	1 高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗
	過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗		過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗
	手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗		手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗
	手動停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗		手動停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗
	サボート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗		サボート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗
2 高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗	2 高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗
	手動停止+高圧注水失敗+手動減圧失敗		手動停止+高圧注水失敗+手動減圧失敗
	サボート系喪失+高圧注水失敗+手動減圧失敗		サボート系喪失+高圧注水失敗+手動減圧失敗
3 全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗	3 全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗
4 崩壊熱除去機能喪失	過渡事象+除熱失敗	4 崩壊熱除去機能喪失	過渡事象+除熱失敗
	過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗		過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗
	手動停止+除熱失敗		手動停止+除熱失敗
	手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗		手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗
	サボート系喪失+除熱失敗		サボート系喪失+除熱失敗
	サボート系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗		サボート系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗
	中小破断LOCA+除熱失敗		小破断LOCA+除熱失敗
大破断LOCA+除熱失敗	中破断LOCA+除熱失敗		
5 原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	5 原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗
	中小破断LOCA+原子炉停止失敗		小破断LOCA+原子炉停止失敗
	大破断LOCA+原子炉停止失敗		中破断LOCA+原子炉停止失敗
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗+原子炉停止失敗		大破断LOCA+原子炉停止失敗
6 LOCA時注水機能喪失	中小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	6 LOCA時注水機能喪失	小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗
	中小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗		小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗
	大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗		中破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗
	ELOCA		中破断LOCA+HPCS失敗+原子炉自動減圧失敗
			大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗
7 格納容器バイパス(ISLOCA)	インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)	7 格納容器バイパス(ISLOCA)	インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)

1. LOCA時注水機能喪失に係る変更について(3/6) 変更内容について

変更点2: 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」における重要事故シーケンス

- 中小破断LOCAを起因事象として選定していたものの、要求される設備容量等の観点からより厳しい中破断LOCAを起因事象とする事故シーケンスに変更

変更点3: 有効性評価において期待する重大事故等対処設備

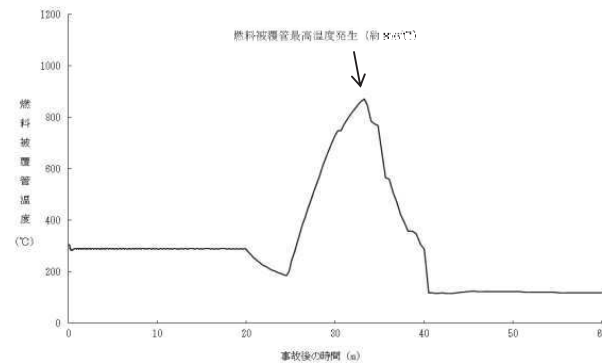
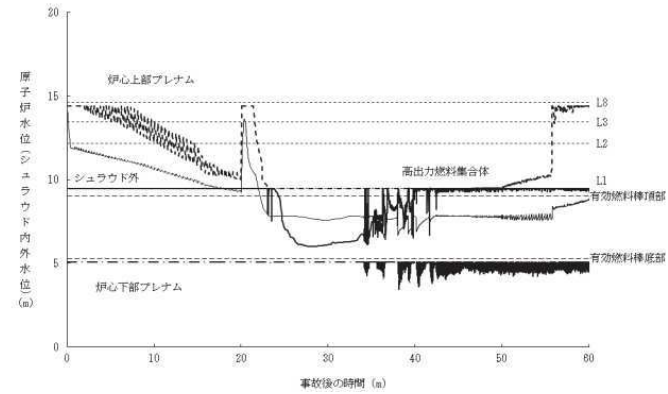
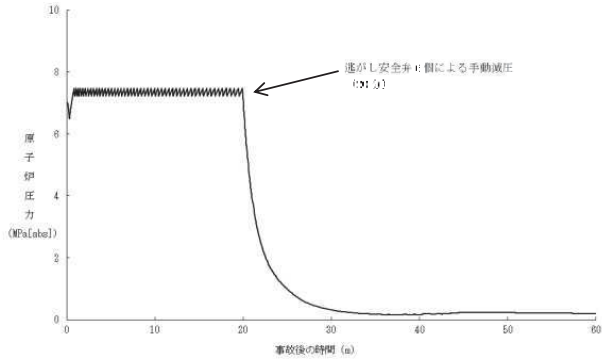
- 中破断LOCAを起因事象とする事故シーケンスに対する対策の有効性を確認することから、蒸気により駆動する高圧代替注水系による原子炉注水には期待しない評価に変更

変更点4: 想定する破断位置及び破断面積(詳細は次頁以降を参照)

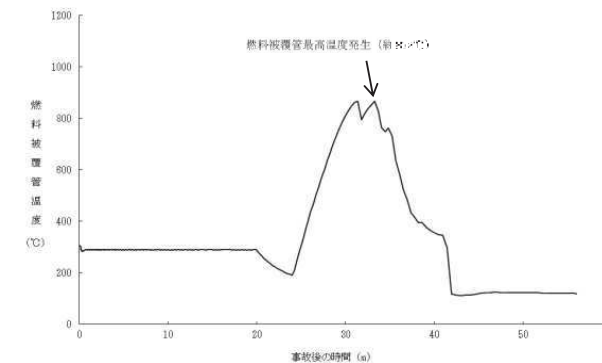
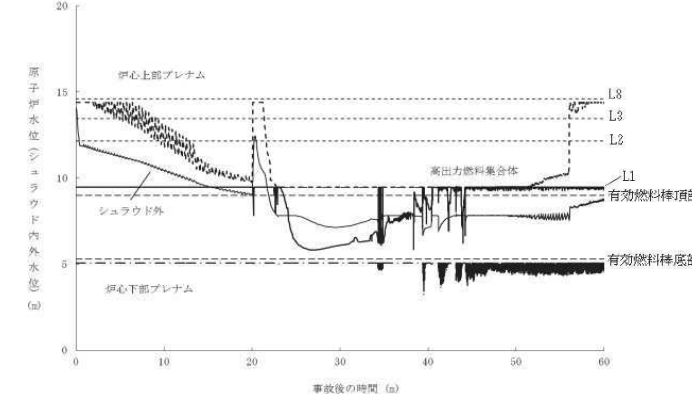
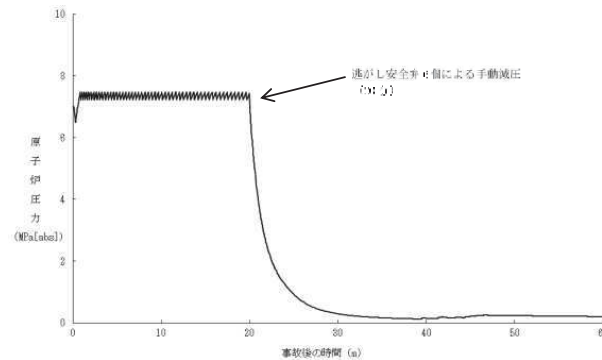
- 気相部に接続する主蒸気配管, 液相部に接続する再循環配管と底部ドレン配管では、事象進展に有意な差はないことから、格納容器過圧・過温破損シナリオで原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で接続位置が低く最大口径である再循環配管を想定していることを考慮し、再循環配管を破断位置として設定することに変更
- 破断面積については、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、操作時間余裕が確保できる破断面積として 1.4cm^2 を設定

1. LOCA時注水機能喪失に係る変更について(4/6) 変更内容について

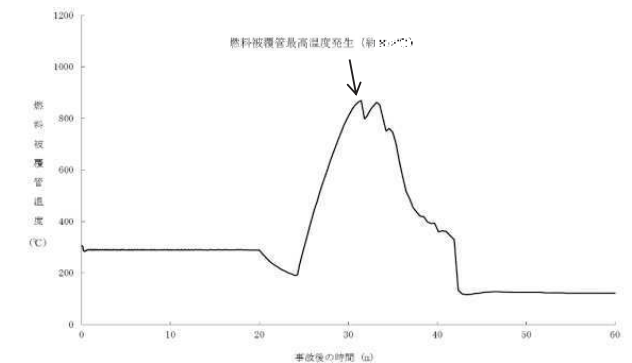
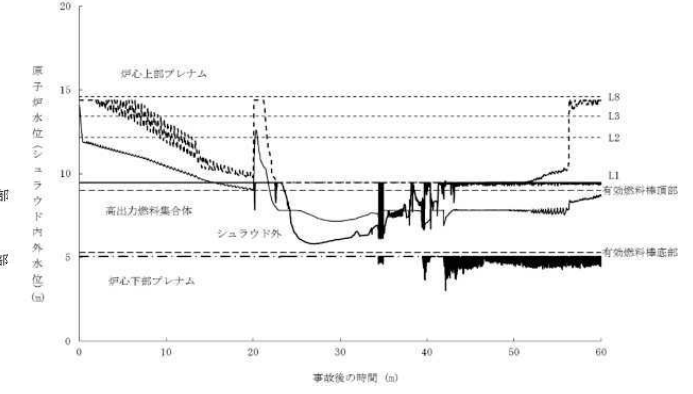
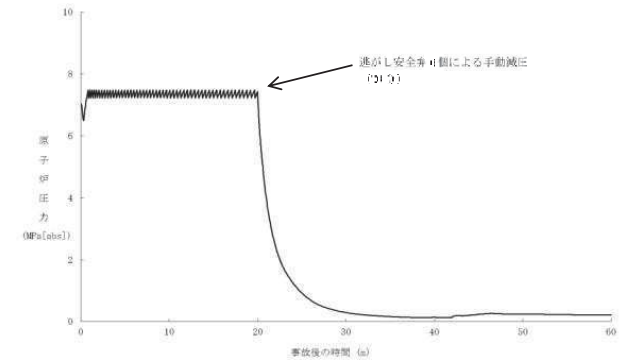
主蒸気配管(破断面積: 1.4cm²)



再循環配管(破断面積: 1.4cm²)



底部ドレン配管(破断面積: 1.4cm²)



1. LOCA時注水機能喪失に係る変更について(5/6) 変更後の解析条件の考え方

破断位置及び破断面積

LOCA時注水機能喪失時の破断に関する解析条件は以下のとおり

- ・破断位置 : 再循環配管(出口ノズル)
- ・破断面積 : 1.4cm^2

解析条件の考え方

低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を用いた炉心の冷却等による炉心損傷防止対策の有効性の確認を行う観点から、燃料被覆管の破裂が生じた場合、敷地境界での実効線量の目安(発生事故あたり概ね 5mSv 以下)を満足できなくなる可能性があることから、燃料被覆管の破裂を回避できる範囲を考慮し、破断面積及び破断位置を設定。

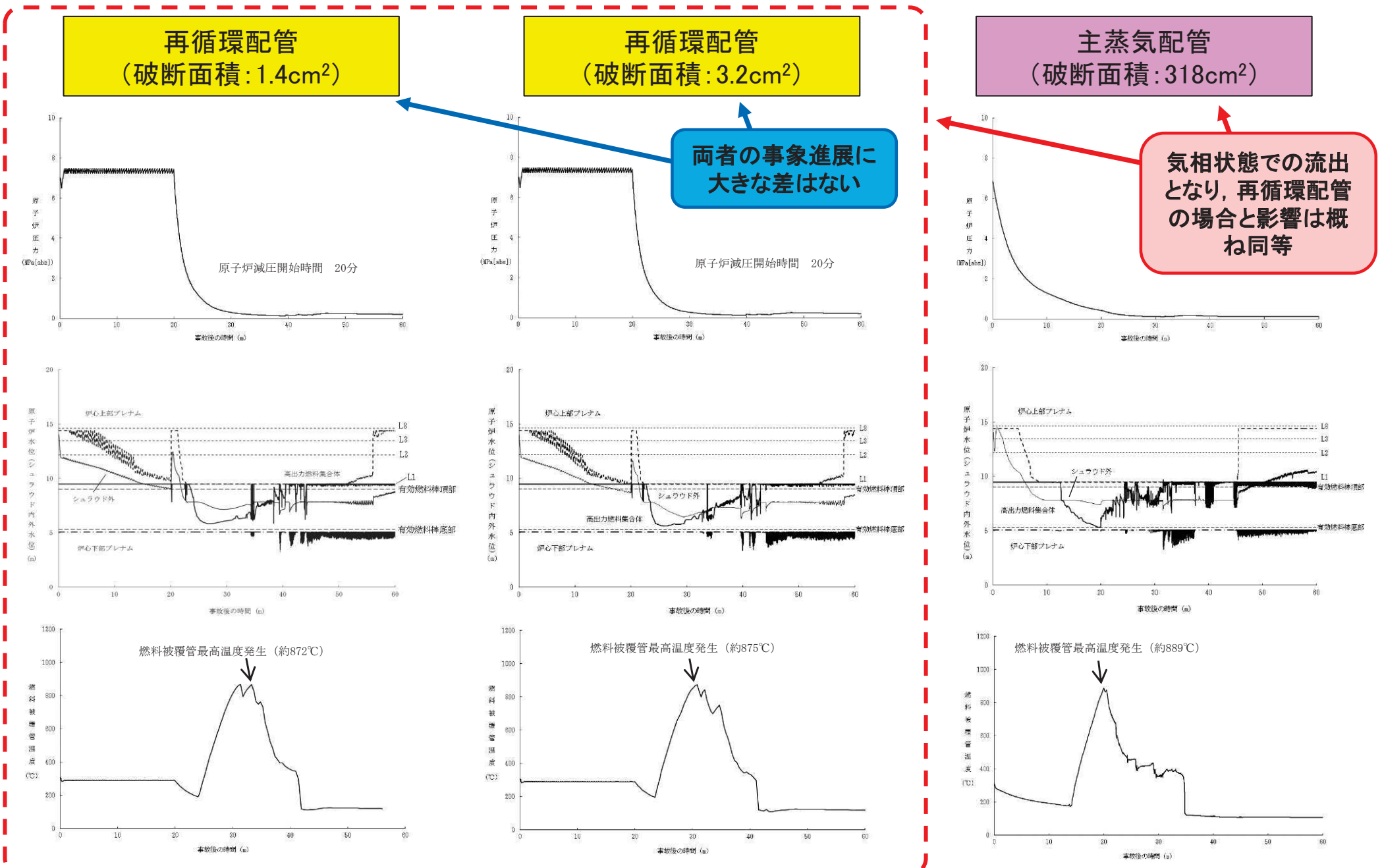
具体的には以下のとおり。

- ・再循環配管における破断面積 1.4cm^2 (※1, ※2)を解析における事故条件として設定
- ・また、破断面積の不確かさを考慮し、 3.2cm^2 の破断面積まで燃料被覆管の破裂の回避が可能
- ・破断面積 1.4cm^2 及び 3.2cm^2 の事象進展は同程度であり、破断面積 1.4cm^2 に代表性があることを確認

※1 液相状態での流出となるため、気相状態での流出に比べて原子炉冷却材の流出量が大きく、気相部配管(主蒸気配管)における破断 318cm^2 に相当

※2 操作時間余裕として5分が確保されていることを確認

1. LOCA時注水機能喪失に係る変更について(6/6) 変更後の解析条件の考え方



添付資料2.6.1 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について



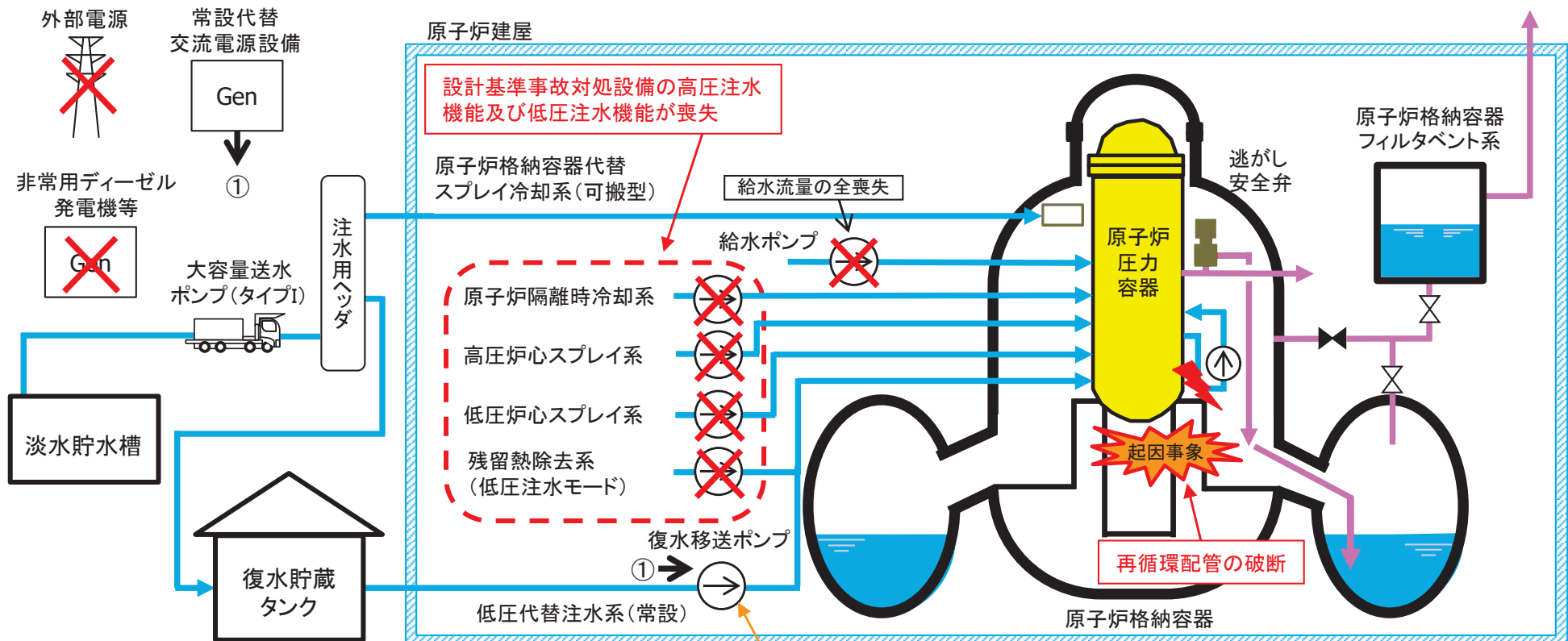
2. LOCA時注水機能喪失の特徴と主な対策(1/11) 事象の概要

LOCA時注水機能喪失の特徴

中小破断LOCAの発生後、高圧注水機能(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)及び低圧注水機能(低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード))が喪失し、破断箇所からの原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し、炉心損傷に至る。

LOCA時注水機能喪失の対策概要

- ・逃がし安全弁を手動開操作し、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により炉心を冷却
- ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却
- ・原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器からの除熱

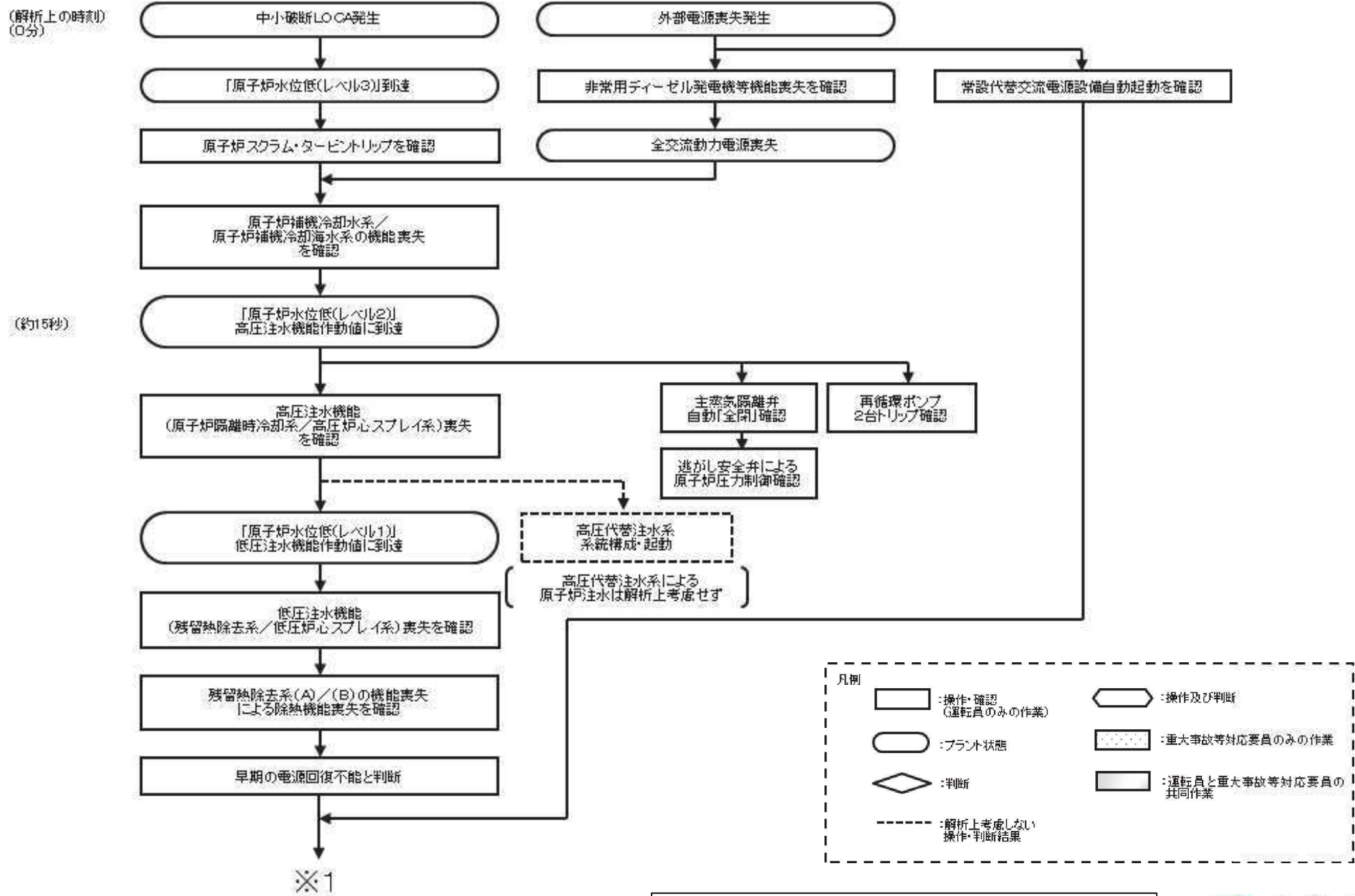


重大事故等対処設備である低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を用いて炉心へ注水する

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側:SAFER, CHASTE 格納容器側:MAAP	—
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積1.4cm ²	<p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はないことから、原子炉压力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1.4cm²を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失, 低圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定</p> <p>また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p>
		原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)機能喪失	<p>LOCA時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して設定</p>
	外部電源	外部電源なし	<p>外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定。また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低(レベル3)信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低(レベル2)信号にて発生するものとする</p>

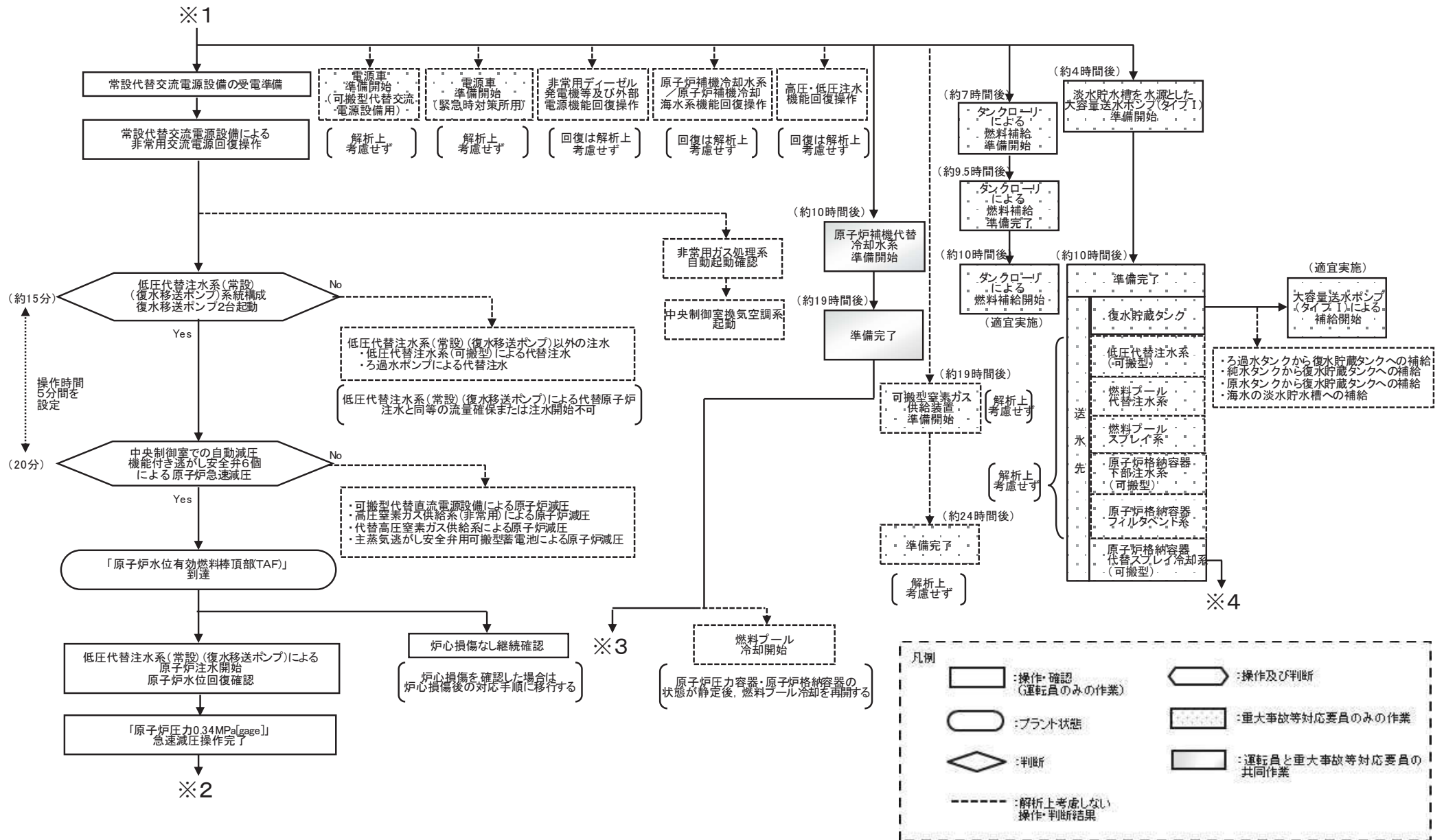
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 故等 対策 に 関 連 す る 機 器 条 件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間:1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して 設定
	代替原子炉再循環ポンプ リップ機能	原子炉水位低(レベル2)	原子炉再循環系のインターロックと して設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] × 2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計 値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原 子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気 流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)	最大199m ³ /hで注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水 量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮 した値として設定
	原子炉格納容器代替スプレ イ冷却系(可搬型)	88m ³ /hにて格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要な スプレイ流量を考慮し, 設定
	原子炉格納容器フィルタベ ント系等	流路特性(0.427MPa[gage])において, 10.0kg/sの流量)に対し, 原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系等の 設計値として設定

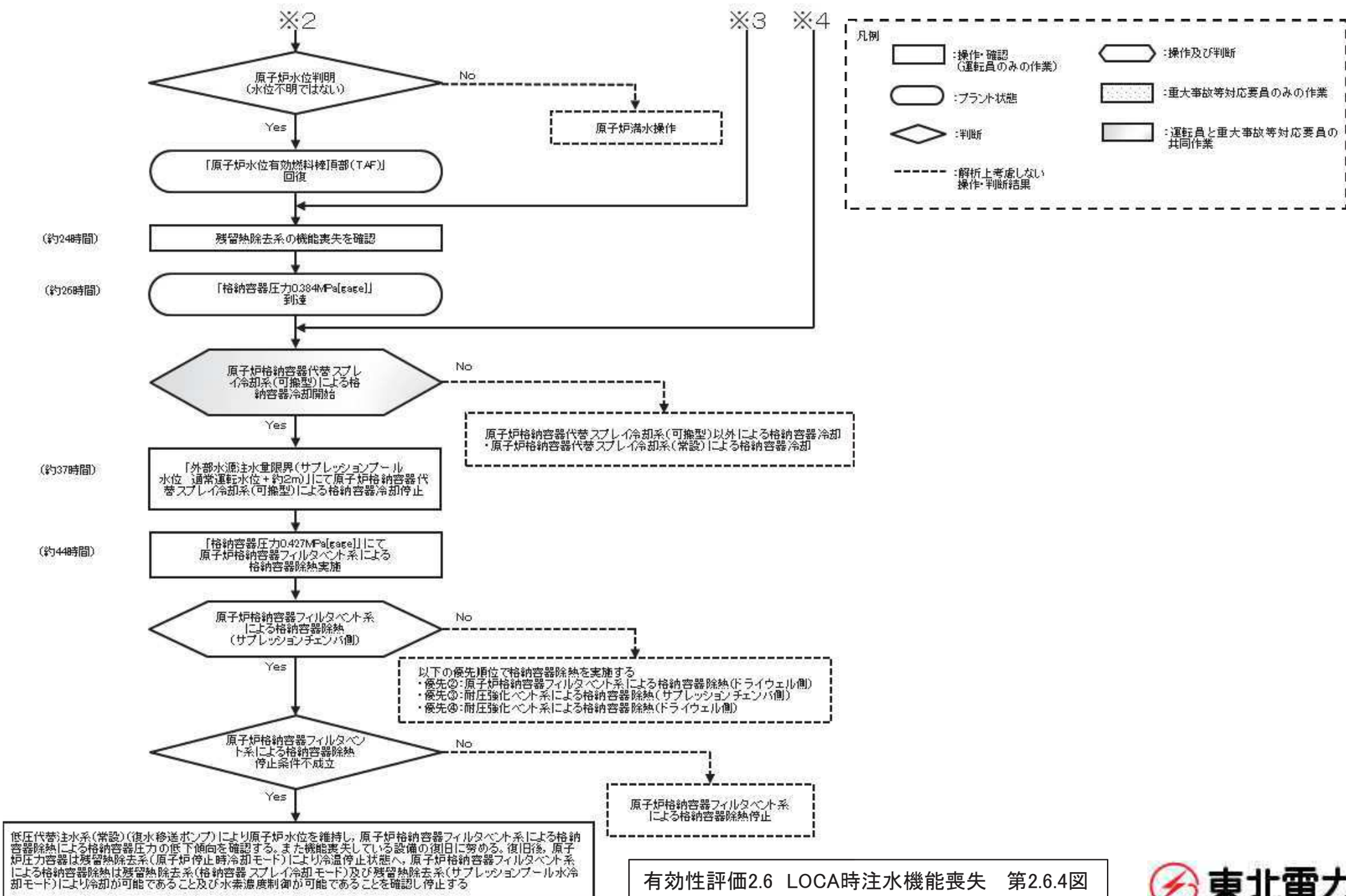
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大 関連 する 故等 操作 対策 条件 に	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生15分後	全交流動力電源喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始し、操作時間は5分間として設定
	低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の起動及び中央制御室における系統構成	事象発生20分後	高圧・低圧注水機能喪失確認及び常設代替交流電源設備からの受電操作時間を考慮して、事象発生から15分後に開始するものとする。操作時間は5分間とする
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生20分後	中央制御室操作における低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の準備時間を考慮して、事象発生から20分後に開始する
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.384MPa[gage] 到達時	格納容器設計圧力を踏まえて設定
	原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



有効性評価2.6 LOCA時注水機能喪失 第2.6.4図

2. LOCA時注水機能喪失の特徴と主な対策(6/11) 対応手順の概要





LOCA時注水機能喪失における有効性評価の結果

- ・表1に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉水位(シュラウド内外水位)及び格納容器圧力の推移を図1及び図2に示す。

表1 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約872℃	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.69MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.427MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約155℃	200℃(格納容器限界温度)未満

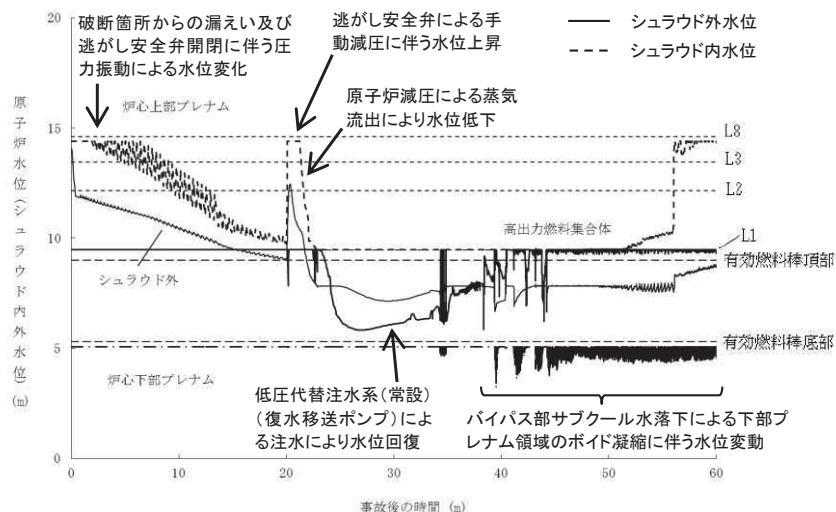


図1 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

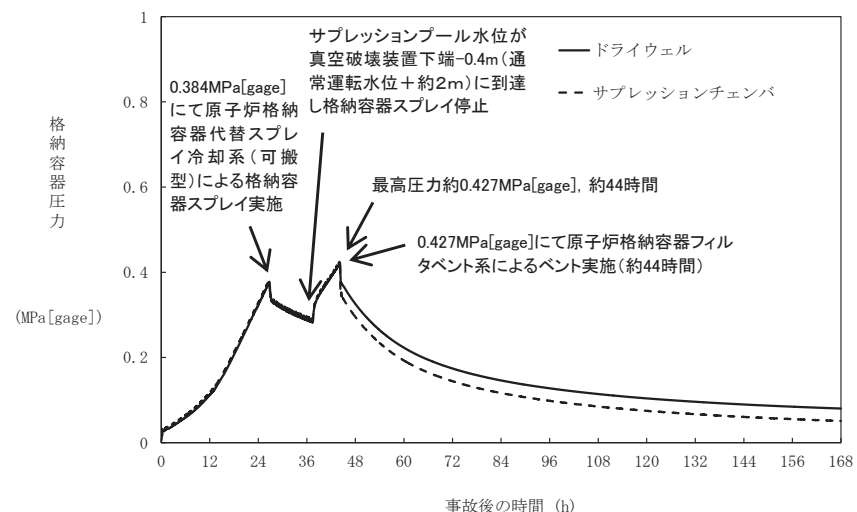


図2 格納容器圧力の推移

2. LOCA時注水機能喪失の特徴と主な対策(9/11) 敷地境界での実効線量評価

LOCA時注水機能喪失における敷地境界での実効線量評価条件

【事象の概要】

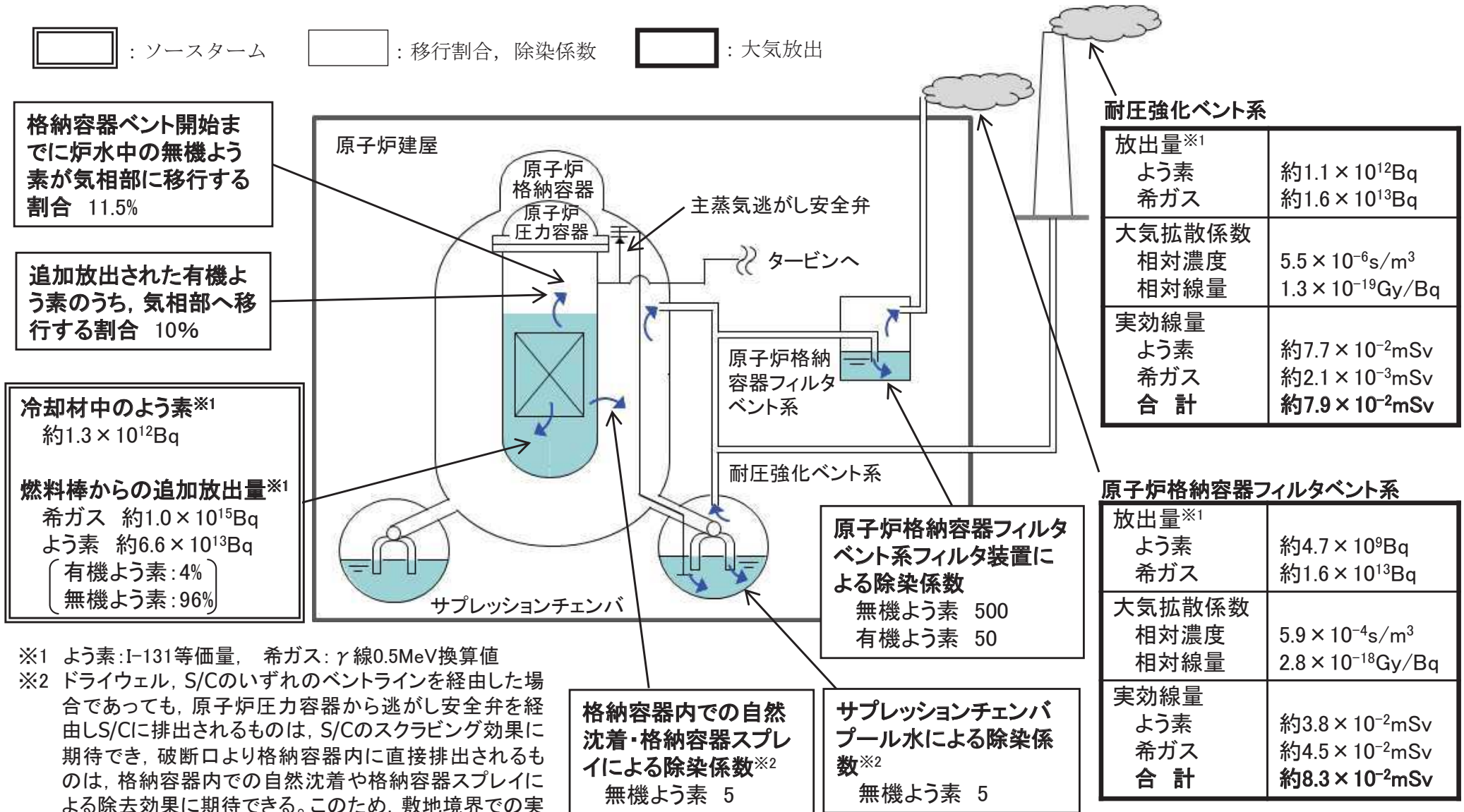
1. 中小破断LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能が喪失するが、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水により炉心は冠水が維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサプレッションチェンバ(S/C)に移行、又は破断口より格納容器内に直接排出される。
2. 中小破断LOCA発生から約44時間後、格納容器圧力0.427MPa[gage]に到達した場合、格納容器ベントを実施する。

項目		評価条件	選定理由	項目	評価条件	選定理由	
評価事象	中小破断LOCA	原子炉格納容器フィルタベント系を介した放出時期が最も早い事故シーケンスを選定		燃料棒からの追加放出量	I-131の追加放出量	3.7×10^{13} Bq	安全評価審査指針に従い設定
					その他よう素の放出量	I-131の平衡組成として評価	
希ガスの放出量	I-131の平衡組成とし、よう素の2倍として評価						
運転時間	2000日	核分裂生成物の蓄積量が平衡に達する運転時間に余裕をみた値					
原子炉熱出力	2,436MWt	「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」に従い設定		よう素の化学形態	有機よう素: 4% 無機よう素: 96%	安全評価審査指針に従い設定	
事故発生時の冷却材中のよう素濃度	全希ガス漏えい率	1.11×10^{10} Bq/s	運転上許容される最大値(運転実績に基づく値)	有機よう素が気相部に移行する割合	10%		
	冷却材保有量	2.0×10^8 g	設計値	原子炉圧力容器からサプレッションチェンバへ放出される放射性物質の割合	希ガス: 100% 有機よう素: 100% 無機よう素: 崩壊熱相当の蒸気の発生に伴って放出	安全評価審査指針に従い設定	
	原子炉冷却材浄化系流量	1.97×10^4 g/s	設計値	サプレッションチェンバのプール水による無機よう素の除染係数	5	Standard Review Plan6.5.5に基づき設定	
	主蒸気流量	1.32×10^6 g/s	設計値	格納容器内での自然沈着・格納容器スプレイの除染係数	5	CSE A6実験から設定	
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」に従い設定	原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置による除染係数	無機よう素: 500 有機よう素: 50	設計値	
	よう素の主蒸気中への移行割合	2%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」(以下、「安全評価審査指針」という)に従い設定	ベント開始時間	44時間	有効性評価の結果を包絡する条件	
				核分裂生成物の自然減衰	考慮する	ベント開始までの自然減衰を考慮	

LOCA時注水機能喪失における敷地境界での実効線量評価結果

・敷地境界での実効線量は約 8.3×10^{-2} mSvとなり、5mSvに対して十分小さいことを確認

: ソースターム
 : 移行割合, 除染係数
 : 大気放出



※1 よう素:I-131等価量, 希ガス:γ線0.5MeV換算値
 ※2 ドライウェル, S/Cのいずれのベントラインを経由した場合であっても, 原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由しS/Cに排出されるものは, S/Cのスクラビング効果に期待でき, 破断口より格納容器内に直接排出されるものは, 格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去効果に期待できる。このため, 敷地境界での実効線量は同じ値となる。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表2に示す。

表2 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名	30名 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名
水源	約3,770m ³	復水貯蔵タンク:約1,192m ³ 淡水貯水槽:約10,000m ³
燃料	約373kL※	約900kL
電源	約4,402kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

※ 電源設備の燃料評価条件(負荷容量)について、重要事故シーケンスで想定される負荷から定格負荷に見直し予定

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。

参考 炉心損傷防止対策のシーケンス選定の概要について

〔 LOCA分類の変更に係る記載を見直し 〕

1. はじめに

【LOCAの分類の考え方】

- 女川2号のPRAにおいては、流出量に応じて炉心損傷回避可能な緩和系が相違することを踏まえて、LOCAを3分類(大破断LOCA, 中破断LOCA及び小破断LOCA)として設定
- 一方、重要事故シーケンスの選定に当たっては、設計基準事故における原子炉冷却材喪失事故の分類である「大破断LOCA」と「中小破断LOCA」に基づいて2分類とした



- 第572回審査会合(平成30年5月17日)において、PRAにおけるLOCA分類との整合性を考慮し、重要事故シーケンス選定時におけるLOCA分類を3分類(大破断LOCA, 中破断LOCA及び小破断LOCA)に変更することを説明した
- 本日は、LOCA分類の見直しを反映した重要事故シーケンスの選定結果について説明する

2. 炉心損傷防止対策の有効性評価の流れ

- ◆ 内部事象及び外部事象に対して、確率論的リスク評価(PRA)の知見を活用し、対象とすべき事故シーケンスグループ(出力運転時及び運転停止時)、格納容器破損モードを抽出

<PRAの実施範囲>

- | | |
|-----------------|-------------------------------------|
| ➤ 内部事象運転時レベル1 | (炉心損傷頻度 5.5×10^{-5} /炉年) |
| ➤ 内部事象運転時レベル1.5 | (格納容器破損頻度 5.5×10^{-5} /炉年) |
| ➤ 地震レベル1 | (炉心損傷頻度 3.3×10^{-5} /炉年) |
| ➤ 津波レベル1 | (炉心損傷頻度 7.3×10^{-7} /炉年) |
| ➤ 内部事象停止時レベル1 | (炉心損傷頻度 9.8×10^{-7} /定期検査) |



「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」で指定される事故シーケンスグループ、格納容器破損モード以外のものは抽出されず

- ◆ 抽出した事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードから、評価する事故シーケンスを選定し、重大事故等対策の有効性評価を実施(以下の項目を参照)
- ◆ 本評価において、1, 3号炉は停止中を想定

<有効性評価の内容>

- 炉心損傷防止対策の有効性評価
- 格納容器破損防止対策の有効性評価
- 燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価
- 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価



評価項目を満足することを確認

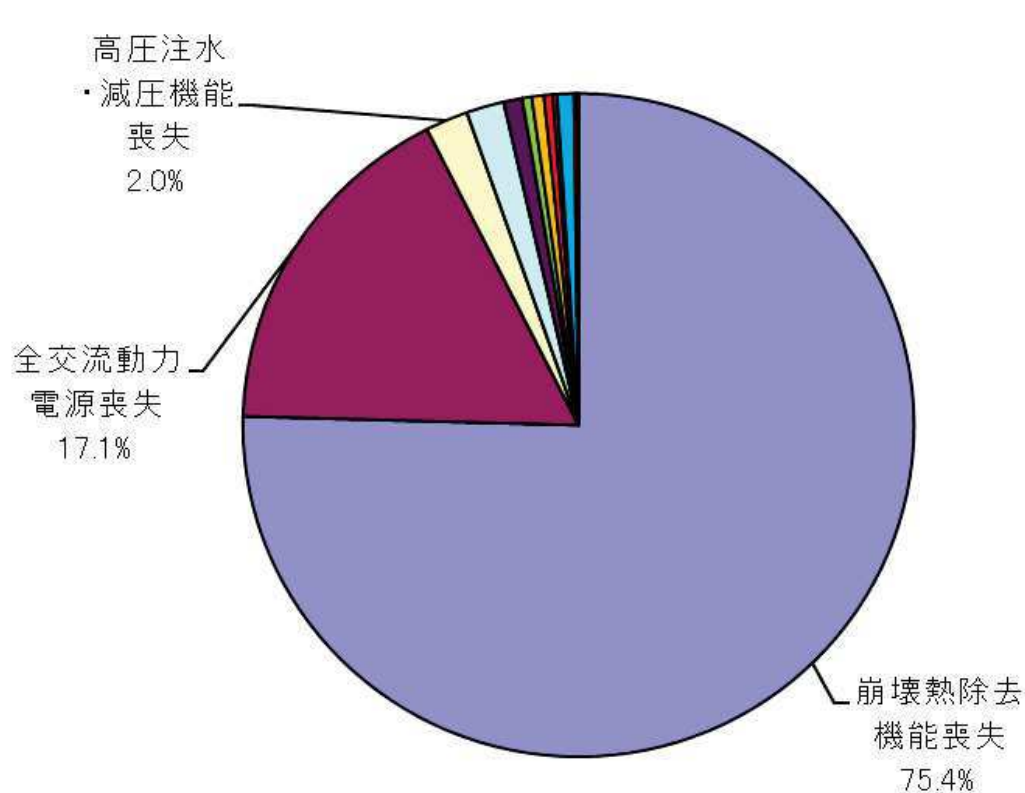
3. PRAの結果から得られるプラントの特徴

PRA	プラントの特徴(重大事故等対策未考慮)	主な重大事故等対策
内部事象 運転時 レベル1	炉心損傷頻度は、崩壊熱除去機能喪失の割合が大きい ⇒除熱手段(残留熱除去系を用いた除熱)の喪失により炉心損傷に至るリスクが相対的に大きい	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機代替冷却水系を用いた除熱 ・常設代替交流電源設備による電源供給
地震レベル1	炉心損傷頻度は、全交流動力電源喪失、崩壊熱除去機能喪失の割合が大きい ⇒地震による外部電源、非常用ディーゼル発電機の喪失後、原子炉隔離時冷却系が一定時間運転を継続するものの、その後、蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することにより炉心損傷に至るリスクが相対的に大きい	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備による電源供給 ・原子炉隔離時冷却系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給)による原子炉注水
津波レベル1	炉心損傷頻度は、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋への浸水による複数の緩和機能喪失により直接炉心損傷に至る事象の割合が大きい ⇒設計基準を上回る津波が発生し、防潮堤を越える津波が敷地及び建屋内に浸水した結果、複数の緩和機能が喪失し炉心損傷に至ると想定	(建屋内への浸水防止等)*
内部事象 運転時 レベル1.5	格納容器破損頻度は、格納容器過圧破損の割合が大きい ⇒内部事象運転時レベル1PRAにおける崩壊熱除去機能喪失時に、炉心損傷に先行して格納容器が過圧破損するリスクが相対的に大きい	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水 ・原子炉格納容器下部注水系(常設)による損傷炉心冷却 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 ・原子炉格納容器フィルタベント系による除熱
内部事象 停止時 レベル1	炉心損傷頻度は、崩壊熱除去機能喪失の割合が大きい ⇒残留熱除去系機能喪失時のMUWCの操作失敗により炉心損傷に至るリスクが相対的に大きい	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中の残留熱除去系による原子炉注水 ・低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水

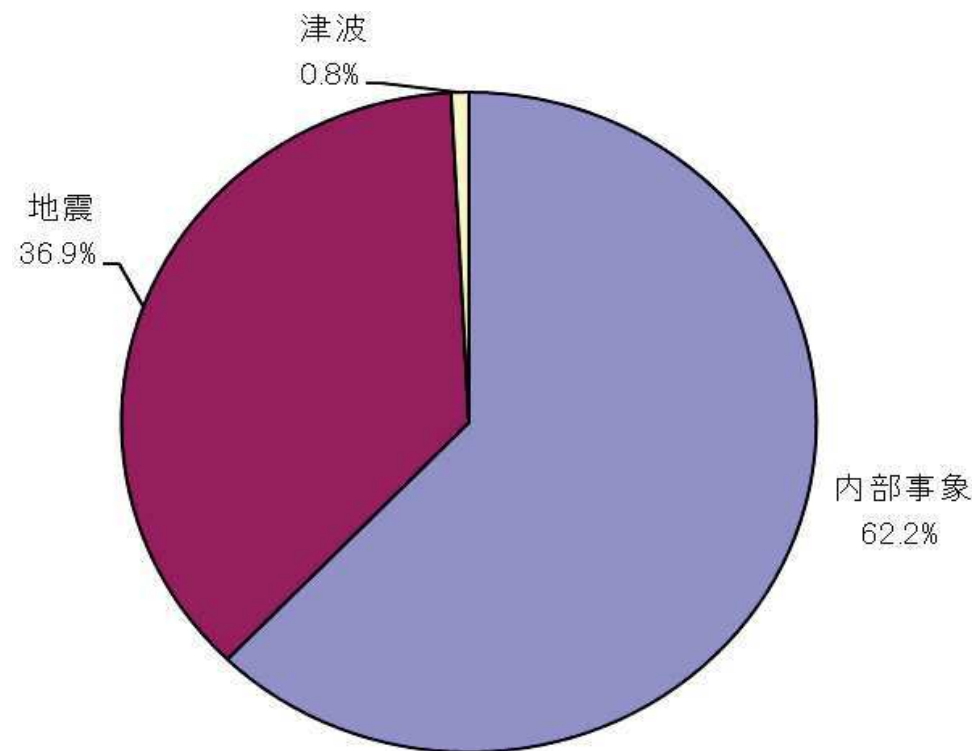
※ O.P.33.9mを超える津波の影響を詳細化すれば、O.P.33.9m～38.6mの津波で抽出されるシーケンスは長期TB及びTBUであり、建屋内への浸水防止等により、建屋内の緩和設備への浸水影響を防ぐことができ、炉心損傷を回避できる。O.P.38.6mを超える津波では、発生する事象の程度に応じて使用可能な設備を用いて炉心損傷防止対策、格納容器破損防止対策を活用し、必要に応じて大規模損壊対策による影響緩和を図る。

4. プラント全体の炉心損傷頻度

全炉心損傷頻度： 8.9×10^{-5} [／炉年]

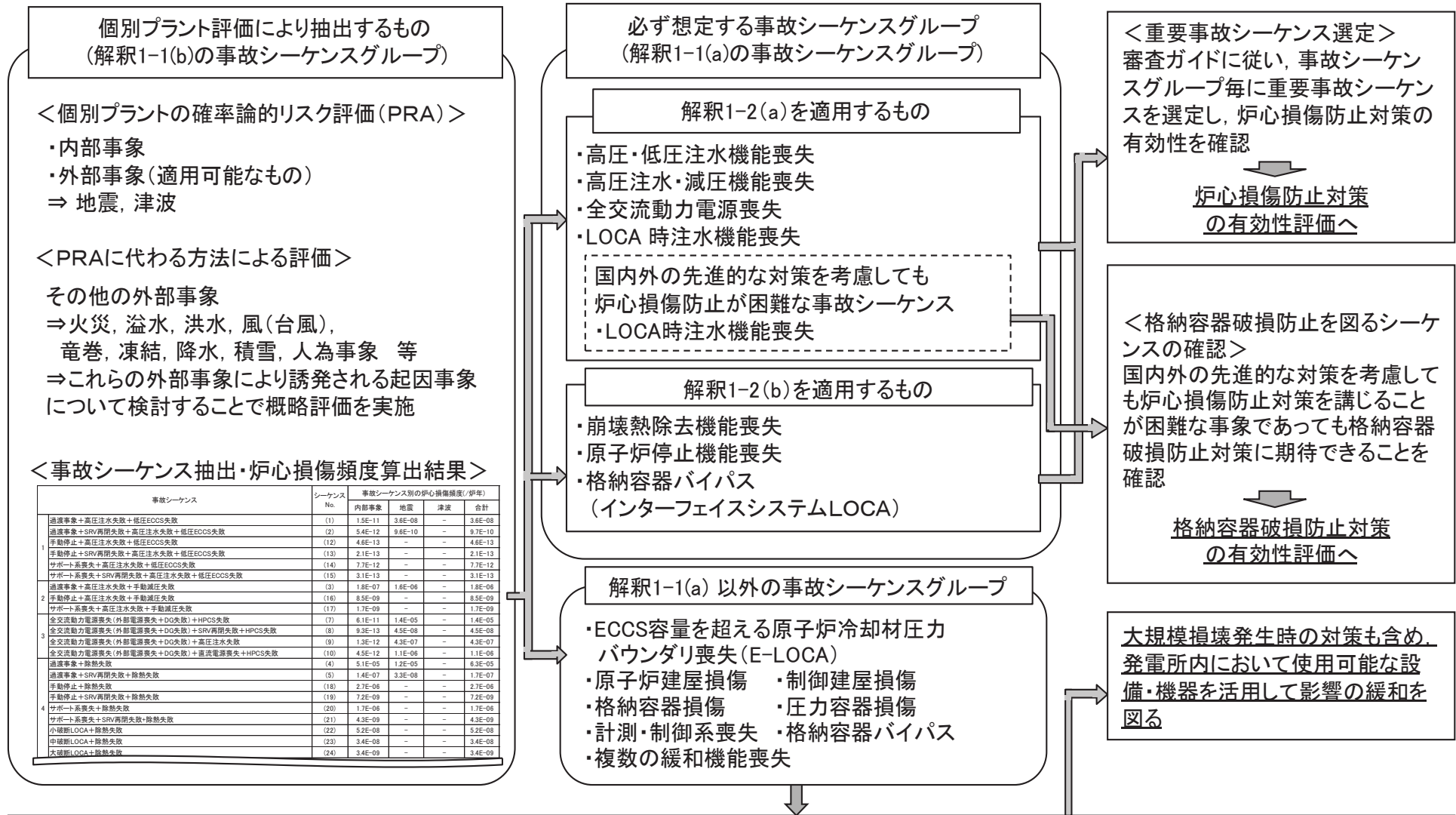


事故シーケンスグループ別



事象(内部事象／地震／津波)別

5. 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



<新たな事故シーケンスグループとして追加の要否確認>

「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等から総合的に判断」

- ・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, 或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。

以上の理由により, 新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断

6. 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度(1/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/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 (/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	高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	1.5E-11	3.6E-08	-	3.6E-08	<0.1%	3.7E-08	<0.1%	
		過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	5.4E-12	9.6E-10	-	9.7E-10	<0.1%			
		手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	4.6E-13	-	-	4.6E-13	<0.1%			
		手動停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	2.1E-13	-	-	2.1E-13	<0.1%			
		サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	7.7E-12	-	-	7.7E-12	<0.1%			
		サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	3.1E-13	-	-	3.1E-13	<0.1%			
2	高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗	1.8E-07	1.6E-06	-	1.8E-06	2.0%	1.8E-06	2.1%	全炉心損傷頻 度の約95.5%を 炉心損傷防止 対策でカバー
		手動停止+高圧注水失敗+手動減圧失敗	8.5E-09	-	-	8.5E-09	<0.1%			
		サポート系喪失+高圧注水失敗+手動減圧失敗	1.7E-09	-	-	1.7E-09	<0.1%			
3	全交流動力電源 喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗	6.1E-11	1.4E-05	-	1.4E-05	15.4%	1.5E-05	17.1%	
		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗	9.3E-13	4.5E-08	-	4.5E-08	<0.1%			
		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗	1.3E-12	4.3E-07	-	4.3E-07	0.5%			
		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗	4.5E-12	1.1E-06	-	1.1E-06	1.2%			

6. 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度(2/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/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 (/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				
4	崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+除熱失敗	5.1E-05	1.2E-05	-	6.3E-05	70.3%	6.7E-05	75.4%
		過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗	1.4E-07	3.3E-08	-	1.7E-07	0.2%		
		手動停止+除熱失敗	2.7E-06	-	-	2.7E-06	3.0%		
		手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗	7.2E-09	-	-	7.2E-09	<0.1%		
		サポート系喪失+除熱失敗	1.7E-06	-	-	1.7E-06	1.9%		
		サポート系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗	4.3E-09	-	-	4.3E-09	<0.1%		
		小破断LOCA+除熱失敗	5.2E-08	-	-	5.2E-08	<0.1%		
		中破断LOCA+除熱失敗	3.4E-08	-	-	3.4E-08	<0.1%		
大破断LOCA+除熱失敗	3.4E-09	-	-	3.4E-09	<0.1%				
5	原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	3.9E-09	8.0E-07	-	8.0E-07	0.9%	1.6E-06	1.8%
		小破断LOCA+原子炉停止失敗	5.0E-12	-	-	5.0E-12	<0.1%		
		中破断LOCA+原子炉停止失敗	3.3E-12	-	-	3.3E-12	<0.1%		
		大破断LOCA+原子炉停止失敗	3.3E-13	-	-	3.3E-13	<0.1%		
		全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗 +原子炉停止失敗 ※1	-	8.1E-07	-	8.1E-07	0.9%		
6	LOCA時注水 機能喪失	小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗	6.3E-15	-	-	6.3E-15	<0.1%	8.0E-07	0.9%
		小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗	4.9E-14	-	-	4.9E-14	<0.1%		
		中破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	4.2E-13	-	-	4.2E-13	<0.1%		
		中破断LOCA+HPCS失敗+原子炉自動減圧失敗	2.8E-12	-	-	2.8E-12	<0.1%		
		大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	4.2E-14	-	-	4.2E-14	<0.1%		
7	格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)	2.4E-09	-	-	2.4E-09	<0.1%	2.4E-09	<0.1%
合計		5.5E-05	3.3E-05	-	8.9E-05	100% ※2	8.9E-05	100% ※2	

※1：地震発生と同時に最大の加速度を受けるものとして評価している地震レベル1PRAの設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス。

※2：100%には除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

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ーケンス。原子炉への注水により影響を緩和できる場合がある。

7. 重要事故シーケンスの選定結果(1/6)

【基本的考え方】

同じ事故シーケンスグループに複数のシーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いものなど、より厳しいシーケンスを重要事故シーケンスとして選定する

重要事故シーケンスの選定について (1/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由	
			a	b	c	d		
高圧・低圧注水機能喪失	◎①過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 手動減圧 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ） 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	低	高	高	高	<p><aの観点> 「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」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><bの観点> 「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低（レベル3）が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。</p> <p><cの観点> SRV再閉失敗を含む場合は、SRVにより一定程度減圧されるため、再閉成功時よりも速やかに低圧状態に移行し、原子炉減圧を必要とせず低圧系による注水を開始できることから「低」とし、SRV再閉失敗を含まない場合を「高」とした。</p> <p><dの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p>	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点 b, c の評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」が多いことから、 ①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」 を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要事故シーケンスの包絡性】 有効と考えられる主な炉心損傷防止対策に差がないため、起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有している。 また、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する②、④、⑥の事故シーケンスは、逃がし安全弁の再閉鎖に成功する①、③、⑤の事故シーケンスに比べて事象発生初期から原子炉圧力が低下するため、原子炉手動減圧時に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるタイミングが早くなるため、原子炉手動減圧操作の開始まで高圧状態が維持される①、③、⑤の事故シーケンスは、②、④、⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p>
	②過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		低	高	低	低		
	③手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	高	低		
	④手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	低	低		
	⑤サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	高	低		
	⑥サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	低	低		

7. 重要事故シーケンスの選定結果(2/6)

重要事故シーケンスの選定について (2/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
高圧注水・減圧機能喪失	◎ ① 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 代替自動減圧機能 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 	低	高	中	高	<p>【重要事故シーケンスの選定】</p> <p>着眼点 b, c の評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、①「過渡事象 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要事故シーケンスの包絡性】</p> <p>有効と考えられる主要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い過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～③の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p>
	② 手動停止 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗		低	低	中	低	
	③ サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 手動減圧失敗		中	低	中	低	

7. 重要事故シーケンスの選定結果(3/6)

重要事故シーケンスの選定について (3/6)

事故シーケンスグループ	詳細化した事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由		
				a	b	c	d			
全交流動力電源喪失	長期TB	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) 手動減圧 高压代替注水系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) 低压代替注水系(常設)(復水移送ポンプ) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)」 ^{※1} を重要事故シーケンスとして選定。	各重要事故シーケンスそれぞれに対し、地震PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重量を伴う事故シーケンスも抽出されるが、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが現れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても原子炉格納容器フィルタベント系による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて原子炉補機代替冷却水系の有効性を確認することができる。
	TBU	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高压注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高压代替注水系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) 手動減圧 低压代替注水系(常設)(復水移送ポンプ) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高压注水失敗(RCIC本体の機能喪失)」 ^{※1} を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBP	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 高压代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 手動減圧 低压代替注水系(常設)(直流駆動低压注水ポンプ) 常設代替交流電源設備 残留熱除去系 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」 ^{※1} を重要事故シーケンスとして選定。	
	TBD	◎ ①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高压代替注水系(常設代替直流電源設備による電源供給) 手動減圧 低压代替注水系(常設)(復水移送ポンプ) 常設代替交流電源設備 残留熱除去系 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失+HPCS失敗」 ^{※1} を重要事故シーケンスとして選定。	

※1 : PRAの結果抽出した事故シーケンスの名称に対し、機器の表記の変更、機能喪失の状態の付記等を行い、重要事故シーケンスの名称とした。



7. 重要事故シーケンスの選定結果(4/6)

重要事故シーケンスの選定について (4/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ① 過渡事象+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起回事象を含む)	<ul style="list-style-type: none"> [残留熱除去系が故障した場合] <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 手動減圧 ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系 [取水機能が喪失した場合] <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) ・ 残留熱除去系 ・ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系 ・ 常設代替交流電源設備 	高	中	高	高	<p><aの観点> 「外部電源喪失」が発生した場合、安全機能のサポート機能が喪失し、それらを必要とする機器が使用できないため、「高」とした。「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「手動停止」及び「LOCA」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><bの観点> 「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象よりも事象進展が遅いことから、「低」とした。</p> <p>「外部電源喪失」、「小破断LOCA」、「中破断LOCA」及び「大破断LOCA」については、「手動停止」及び「サポート系喪失」と比較して事象進展が早い、崩壊熱除去までの余裕時間は同程度(8時間以上)であることから、「中」とした。</p> <p><cの観点> 「手動停止」、「サポート系喪失」については、原子炉出力がある程度低下するまでの期間常用系で除熱ができるため、「低」とした。「過渡事象」及びLOCAについては、常用系による除熱ができず、必要な除熱量が大きくなるため「高」とした。</p> <p><dの観点> 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p>
	② 過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起回事象を含む)		高	中	高	低	
	③ 手動停止+崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	④ 手動停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	⑤ サポート系喪失+崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑥ サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑦ 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	
	⑧ 中破断LOCA+崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	
	⑨ 大破断LOCA+崩壊熱除去失敗		低	中	高	低	

【重要事故シーケンスの選定】
着眼点 b, c 及び d の評価結果より、①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから、
①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。

【重要事故シーケンスの包絡性】
LOCAを起因とする⑦, ⑧, ⑨の事故シーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて「LOCA時注水機能喪失」において評価することから、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。
交流電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失している事故シーケンスが含まれるものの、主要な炉心損傷防止対策の電源を常設代替交流電源とする場合、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、起回事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②~⑥の事故シーケンスに対し包絡性を有している。

7. 重要事故シーケンスの選定結果(5/6)

重要事故シーケンスの選定について (5/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
原子炉 停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗		低	高	中	高	<p>【重要事故シーケンスの選定】 着眼点 b, c 及び d の評価結果より, ①の事故シーケンスが最も「高」と「中」が多いことから, ①「過渡事象+原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>【重要事故シーケンスの包絡性】 LOCAを起因とする②, ③, ④の事故シーケンスの場合, ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが, 代替制御棒挿入機能に期待することにより対応可能であり, その炉心損傷頻度は極めて小さい。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, ①の事故シーケンスは, ②~④の事故シーケンスに対して包絡性を有している。</p>
	②小破断LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系 作動阻止機能 ほう酸水注入系 	低	中	中	低	
	③中破断LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	低	中	高	低	
	④大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	高	低	低	

7. 重要事故シーケンスの選定結果(6/6)

▶ 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」における重要事故シーケンスとして、「中破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗」を選定

重要事故シーケンスの選定について (6/6)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
LOCA時注水機能喪失	①小破断LOCA + 高圧注水失敗 + 低圧ECCS失敗		低	低	高	低	<p>【重要事故シーケンスの選定】</p> <p>着眼点 b, c の評価結果より, ③の事故シーケンスが最も「高」が多いことから, ③「中破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗」を重要事故シーケンスとして選定した。</p> <p>なお, 以上に加え, 審査ガイド記載の解析条件(「低圧注水機能として低圧ECCSの機能喪失を仮定する」), また, 原子炉自動減圧失敗及び崩壊熱除去機能喪失の重畳を考慮し, 有効性評価においては, ③「中破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗」 + 原子炉自動減圧失敗 + 崩壊熱除去機能喪失について対策の有効性を確認する。</p> <p>【重要事故シーケンスの包絡性】</p> <ul style="list-style-type: none"> 配管破断規模の大きさの観点では, 中破断LOCAの方が水位の低下が早く, 厳しい事象と考えられるため, ①の事故シーケンスは, 重要事故シーケンスに包絡されている。 ②, ④の事故シーケンスについては, 原子炉自動減圧に失敗している点が, ③の事故シーケンスと異なる。「原子炉自動減圧失敗」については, 重要事故シーケンスにおいて重畳を考慮しているため, 重要事故シーケンスに包絡されている。
	②小破断LOCA + 高圧注水失敗 + 原子炉自動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器フィルタベント系 常設代替交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備 	低	低	中	低	
	◎ ③中破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗		低	高	高	中	
	④中破断LOCA + HPCS失敗 + 原子炉自動減圧失敗		低	高	中	高	
格納容器バイパス(ISLOCA)	◎ ①ISLOCA	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 発生箇所の隔離 原子炉隔離時冷却系 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 	-	-	-	-	<p>①「ISLOCA」を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>格納容器バイパスに至る事故シーケンスは①のシーケンスのみであり, 対策により炉心損傷防止が期待できる。</p>

8. 重要事故シーケンス及び主な重大事故等対処設備について

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	主な重大事故等対処設備等	評価結果の概要	使用計算コード
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)	以下の評価項目を満足することを確認 <ul style="list-style-type: none"> ・燃料被覆管の最高温度が1200℃以下 ・燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下 ・原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力の1.2倍又は限界圧力を下回る ・原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力又は限界圧力を下回る ・原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度又は限界温度を下回る 	SAFER CHASTE MAAP
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗	・代替自動減圧機能		SAFER MAAP
全交流動力電源喪失 【長期TB, TBU, TBD, TBP】	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	・原子炉隔離時冷却系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) ・常設代替交流電源設備		SAFER MAAP
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋高圧注水失敗(RCIC本体の機能喪失)	・高圧代替注水系(所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給) ・常設代替交流電源設備		
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋直流電源喪失＋HPCS失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備による電源供給) ・常設代替交流電源設備		
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗	・原子炉隔離時冷却系※1 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ) ・常設代替交流電源設備		
崩壊熱除去機能喪失 [取水機能喪失時/残留熱除去系故障時]	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	・原子炉補機代替冷却水系 ・原子炉格納容器フィルタベント系		SAFER MAAP
原子炉停止機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・自動減圧系作動阻止機能 ・ほう酸水注入系		REDY SCAT
LOCA時注水機能喪失	中破断LOCA＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)		SAFER CHASTE MAAP
格納容器バイパス 【ISLOCA】	インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)	・手動減圧 ・発生箇所の隔離		SAFER

※1: 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備