

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認
(格納容器破損防止対策)

平成 27 年 1 月 20 日

東北電力株式会社

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
2. 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
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 L O C A時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）
3. 重大事故
 - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 格納容器直接接触（シェルアタック）
 - 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
5. 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
6. 必要な要員及び資源の評価

下線部：今回のご説明範囲

添付資料 目次

- (2. 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)
 - (2.1 高圧・低圧注水機能喪失)
 - 添付資料 2.1.1 安定停止状態について
 - 添付資料 2.1.2 水源, 燃料評価結果について
 - (2.2 高圧注水・減圧機能喪失)
 - 添付資料 2.2.1 安定停止状態について
 - 添付資料 2.2.2 燃料評価結果について
 - (2.3 全交流動力電源喪失)
 - 添付資料 2.3.1 蓄電池による給電時間評価結果について
 - 添付資料 2.3.2 RCIC 運転継続時間 24 時間の妥当性について
 - 添付資料 2.3.3 安定停止状態について
 - 添付資料 2.3.4 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について
 - (2.4 崩壊熱除去機能喪失)
 - 添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について (取水機能が喪失した場合)
 - 添付資料 2.4.1.2 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について
(取水機能が喪失した場合)
 - 添付資料 2.4.2.1 安定停止状態について (残留熱除去系が故障した場合)
 - 添付資料 2.4.2.2 水源, 燃料評価結果について
(残留熱除去系が故障した場合)
 - (2.5 原子炉停止機能喪失)
 - 添付資料 2.5.1 安定停止状態について
 - 添付資料 2.5.2 水源, 燃料評価結果について
 - 添付資料 2.5.3 外部電源喪失を想定した場合の解析結果
 - (2.6 L O C A 時注水機能喪失)
 - 添付資料 2.6.1 敷地境界外の実効線量率評価について
 - 添付資料 2.6.2 安定停止状態について
 - 添付資料 2.6.3 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について

(2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

添付資料 2.7.1 安定停止状態について

添付資料 2.7.2 燃料評価結果について

(3. 重大事故)

(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

添付資料 3.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)
時における Cs-137 放出量評価について

添付資料 3.1.2 炉心の状態図について

添付資料 3.1.3 安定停止状態について

添付資料 3.1.4 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について

(3.4 水素燃焼)

添付資料 3.4.1 安定停止状態について

(3.5 格納容器直接接触 (シェルアタック))

添付資料 3.5.1 格納容器直接接触 (シェルアタック) の除外理由について

下線部：今回のご説明範囲

3. 重大事故

3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

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）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

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）」では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気並びに金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇し，格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器頂部注水系（常設）による格納容器冷却並びに原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱によって格納容器破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

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）」で想定される事故シーケンスに対して，格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するた

め、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、原子炉格納容器代替スプレー冷却系及び原子炉格納容器頂部注水系（常設）による格納容器冷却手段並びに原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.1.1 図及び第 3.1.2 図に、手順の概要を第 3.1.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.1.1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 20 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.1.4 図に示す。

a. 原子炉スクラム確認

再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

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を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力等である。

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

d. L O C A 発生の確認

格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により L O C A の発生を確認する。

L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域) 等である。

e. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

f. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

g. 原子炉水位 (燃料域) 有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位 (燃料域) 有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位 (燃料域) 等である。

h. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。

i. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

j. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

k. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動に必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力である。

l. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水注水確認

2台の復水移送ポンプにより原子炉への注水が開始されたことを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水注水確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

m. 損傷炉心の冷却成功及び原子炉圧力容器破損なしを確認

原子炉への注水により、損傷炉心の冷却に成功したことを確認する。損傷炉心冷却成功後、原子炉圧力容器破損がないことを確認する。

損傷炉心の冷却成功及び原子炉圧力容器破損なしの確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

n. 原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェル注水

格納容器温度が 171°C に到達後、原子炉格納容器頂部注水系（常設）により原子炉格納容器頂部への注水を開始する。

原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェル注水に必要な計装設備は、原子炉ウェル水位等である。

o. 低圧代替注水系（常設）により崩壊熱相当の注水量を注水

原子炉水位「レベル 0」まで回復後、原子炉への注水量は崩壊熱相当とする。

低圧代替注水系（常設）により崩壊熱相当の注水量の注水に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

p. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

q. 残留熱除去系機能喪失（起動失敗）

原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サブプレッションプール水冷却のため残留熱除去系（A）を手動起動するが機能喪失する。

残留熱除去系機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力等である。

r. 可搬型大容量送水ポンプによる原子炉格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達により,可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる原子炉格納容器スプレイ(間欠運転)に必要な計装設備は,ドライウェル圧力等である。

s. 格納容器健全性を確認

格納容器が健全であることを確認する。

格納容器健全性の確認に必要な計装設備は,格納容器温度等である。

t. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m³に到達したことを確認し,格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイの停止に必要な計装設備は,サプレッションプール水位等である。

u. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

中央制御室待避所及び緊急時対策所の加圧完了後,原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施に必要な計装設備は,フィルタ装置出口放射線モニタ等である。

3.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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)」については,対策として格納容器除熱手段及び格納容器冷却手段が必要となる。

格納容器過圧・過温破損の観点から,冷却材の流出により水位低下が早く,

事象進展が早いAEが厳しい事象である。また、AEに全交流動力電源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、格納容器破損防止対策のための対応時間が厳しいシーケンスとなり、本シーケンスの有効性を確認することで格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認することができる。

以上より、AEに全交流動力電源喪失を加え、格納容器過圧及び過温への対策を総合的に評価するプラント損傷状態とし、「大破断LOCA時にHPC機能、低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」を評価事故シーケンスとした。

本評価事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、低圧代替注水系（常設）による注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気温度及び圧力抑制、原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等が重要な事象となる。

よって、これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価（事象進展解析）の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第3.1.2表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、原子炉内の保有水量の減少が早く、炉心のヒートアップを厳しく評価するため、原子炉圧力容器の下部に接続され、かつ配管口径が大きい再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断が発生することを

想定する。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压炉心スプレイ系、低压注水系及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 低压代替注水系（常設）

低压代替注水系（常設）は、 $108.5 \text{ m}^3/\text{h}$ ($0.427 \text{ MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で原子炉へ注水し、再冠水後は崩壊熱による蒸発量相当の注水をするものとする。

(c) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $88 \text{ m}^3/\text{h}$ にて格納容器へスプレイする。

(d) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により 10.0 kg/s ($0.427 \text{ MPa}[\text{gage}]$ において)の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 低压代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生1時間後から開始されるものとする。

- (b) 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は、格納容器圧力 0.640MPa [gage] 到達時に開始し、0.540MPa [gage] まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が 3,800m³ に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。
- (c) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 0.854MPa [gage] 到達時に開始されるものとする。

(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

- a. ベント時総放出量については、炉心に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内へ放出され、サブプレッションチェンバのベントラインを通じて、原子炉格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。

原子炉格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、原子炉格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、原子炉格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。

- b. 原子炉格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。(添付資料 3.1.1)

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs137}} \times (1 / \text{DF})$$

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}})$$

f_{Cs} : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合

f_CsOH	: 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合
M_I	: ヨウ素の初期重量(kg)
M_Cs	: セシウムの初期重量(kg)
W_I	: ヨウ素の分子量(kg/kmol)
W_Cs	: セシウムの分子量(kg/kmol)
Bq_Cs137	: Cs-137 の炉内内蔵量(Bq)
DF	: 原子炉格納容器圧力逃がし装置の除染係数

c. 原子炉格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。

(4) 有効性評価の結果

手順の概要を第 3.1.3 図に示すとともに、原子炉水位(シュラウド内外)、注水流量及び原子炉内保有水量の推移を第 3.1.5 図から第 3.1.7 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.8 図に、シュラウド内ボイド率、格納容器圧力、格納容器スプレー流量、格納容器気相部の温度、サプレッションプール水位及び水温、ドライウェル水位及び真空破壊装置流量の推移を第 3.1.9 図から第 3.1.16 図に示す。

a. 事象進展

大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.5 時間後に炉心溶融に至るが、事象発生から 1 時間経過した時点で、復水移送ポンプ 1 台を用いた低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、

炉心は再冠水する。(添付資料 3.1.2)

格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制することができるが、事象発生から約 73 時間経過した時点で、外部水源注水量限界 (3,800m³) に到達しスプレイを停止すると、事象発生から約 78 時間経過した時点で限界圧力に達する。

限界圧力到達時点で、原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱後は格納容器内の圧力及び温度は低下する。

なお、格納容器除熱時のサプレッションプール水位は、約 7.7m であり、ベントライン (約 9.0m) に対して余裕がある。

b. 評価項目等

格納容器圧力は第 3.1.10 図に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.854MPa[gage]であり、限界圧力を超えることはなく、格納容器温度は第 3.1.12 図に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は約 187℃であり、限界温度を超えることはないため、格納容器の健全性に問題はない。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント時の格納容器外への Cs-137 の総放出量は約 2.6×10^{-5} TBq であり、100TBq を下回ることから、放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものである。

原子炉水位は第 3.1.5 図に示すとおり、低圧代替注水系 (常設) による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、格納容器圧力は第 3.1.10 図に示すとおり、限界圧力到達時点で、原子炉格納容器圧力逃がし装

置による格納容器除熱を開始することで安定状態を維持できる。(添付資料

3.1.3)

3.1.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.1.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

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）」における重大事故等対策に必要な要員は、「3.1.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり 33 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

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）」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 3.1.4)

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 4,848m³ 必要となる。また、原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水として 7 日間の対応を考慮すると約 126m³ 必要となる。

以上を合計して、事象発生後 7 日間の注水量は、約 4,974m³ であるが、

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192 m³ 保有しており，事象発生約 30 時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで，復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから，7 日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

ガスタービン発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定し，事象発生後 7 日間で使用する軽油量は，約 273.1 kL である。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては，事象発生 6 時間後からの運転を想定し，事象発生後 7 日間で使用する軽油量は，約 30.5kL である。

緊急時対策所へ電源を供給する電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定し，事象発生後 7 日間で使用する軽油量は，約 33.6kL である。

以上を合計して，事象発生後 7 日間で使用する軽油量は，約 337.2 kL であるが，2 号炉に備蓄している軽油量は約 841.2kL であることから，7 日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

ガスタービン発電機の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として約 4,020kW 必要となるが，給電容量である 7,200kW 未満となることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

3.1.5 結論

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）」では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材及び熔融炉心の崩

壊熱等の熱によって発生した水蒸気, 金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積により, 緩和措置がとられない場合には, 格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇し, 格納容器の破損に至ることが特徴である。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)」に対する格納容器破損防止対策としては, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水手段, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器頂部注水系 (常設) による格納容器冷却手段並びに原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。

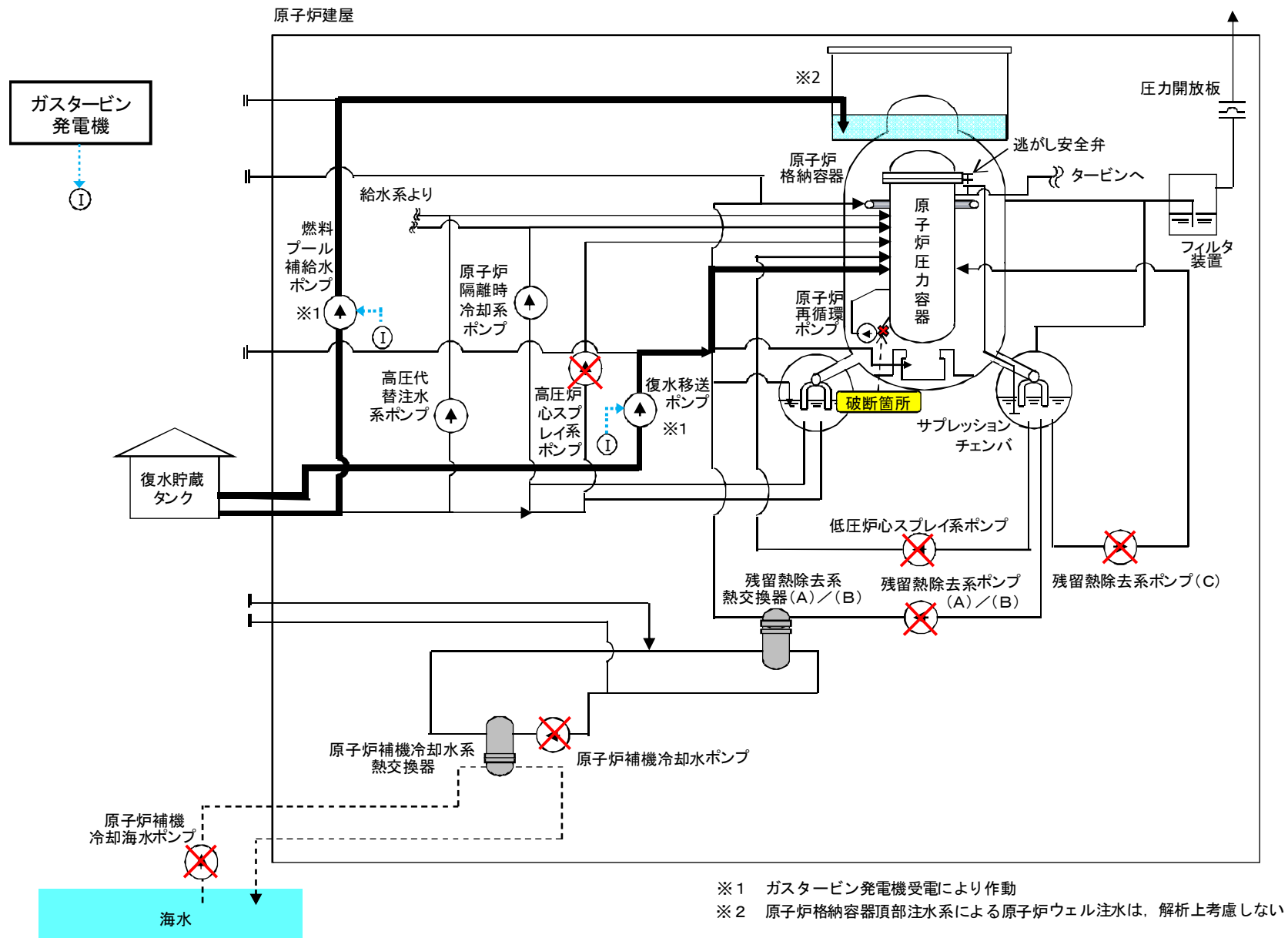
格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大破断 L O C A 時に H P C S 機能, 低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 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並びに原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱が可能である。

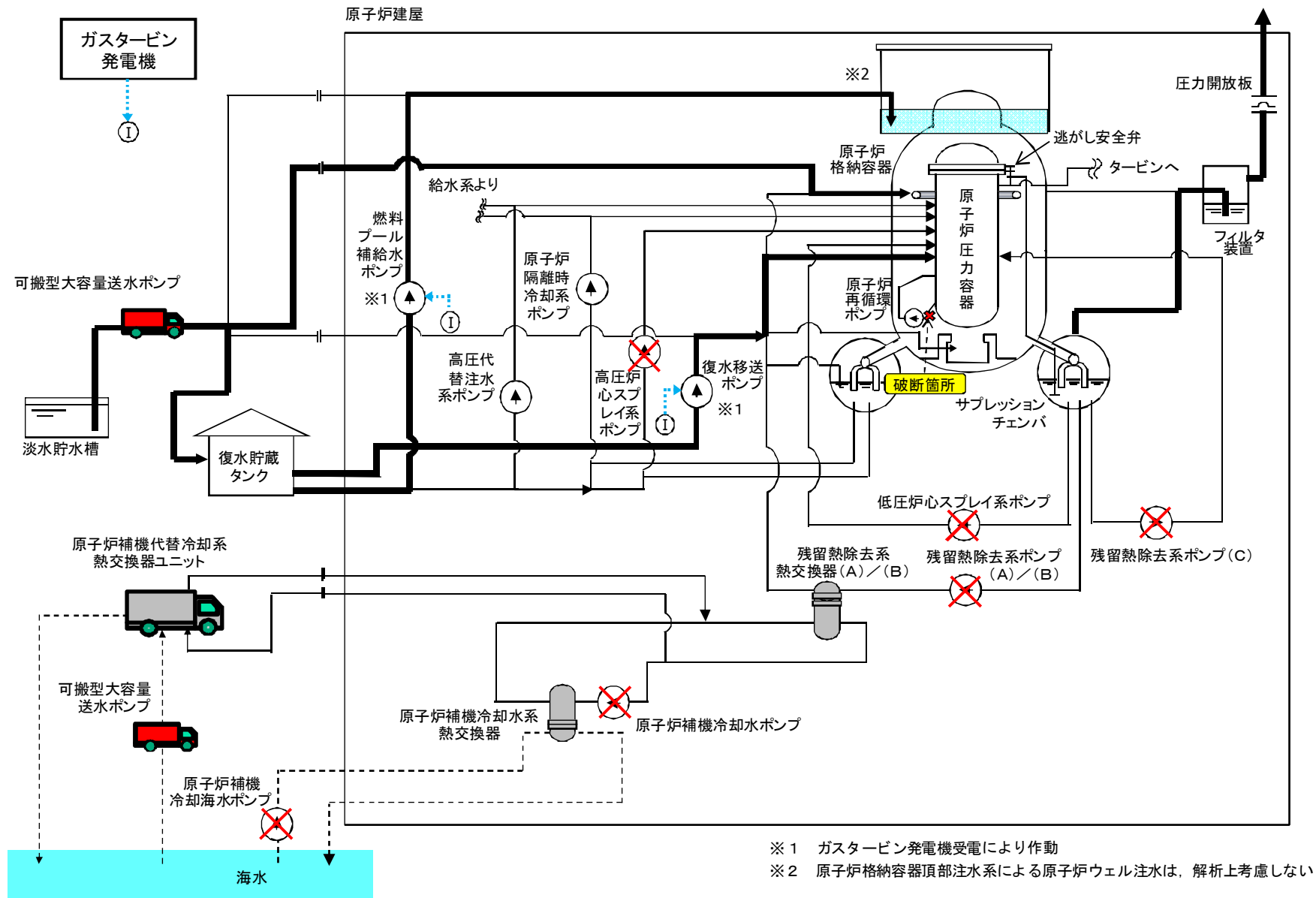
その結果, 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度, 放射性物質の総放出量は, 評価項目を満足している。また, 長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は, 重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また, 必要な水源, 燃料及び電源については, 全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、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）」において、低圧代替注水系（常設）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、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）」に対して有効である。

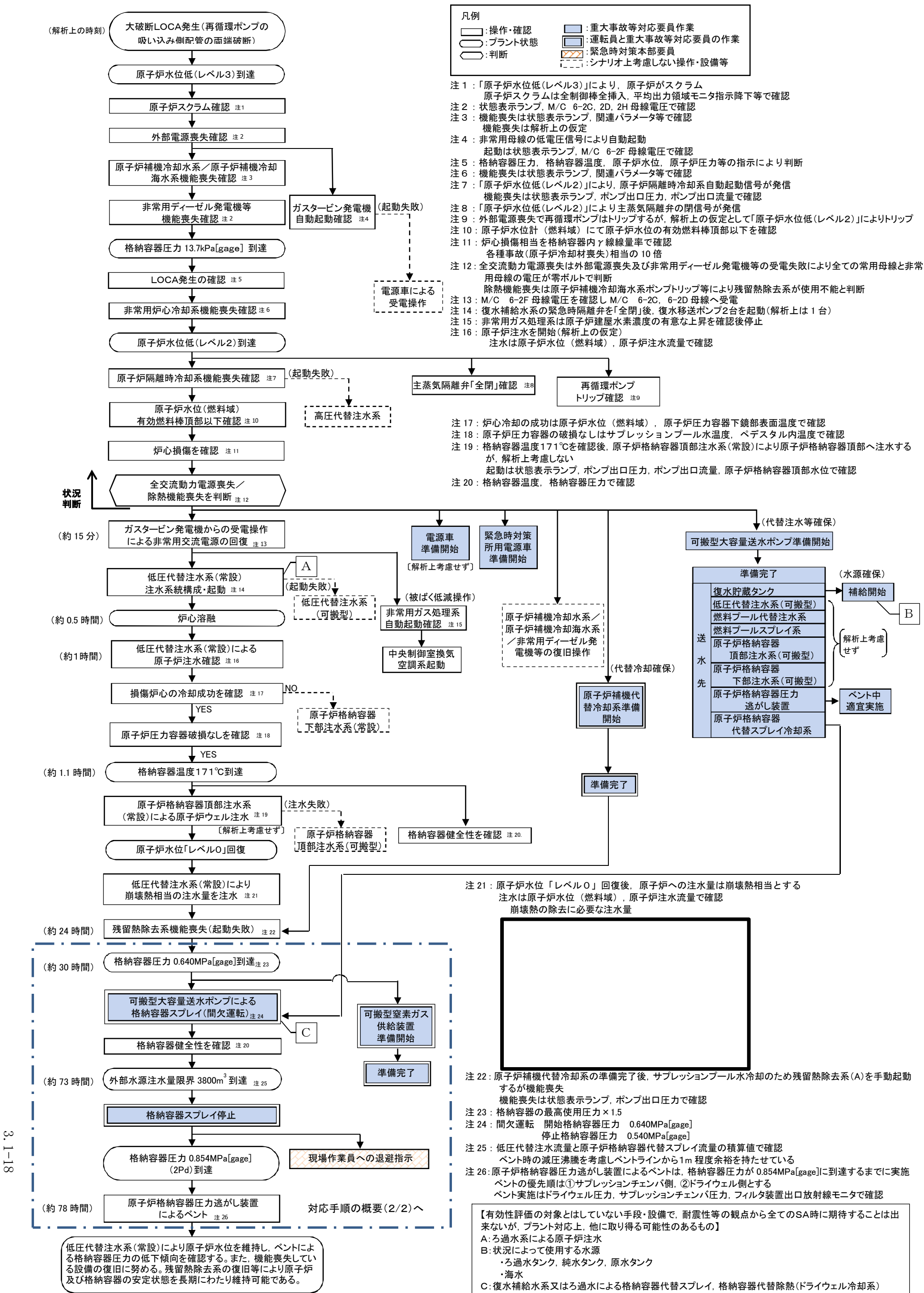


第 3.1.1 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の使用系統概要
 （低圧代替注水系（常設），原子炉格納容器頂部注水系（常設））



第 3.1.2 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の使用系統概要

(低圧代替注水系（常設），原子炉格納容器頂部注水系（常設），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器圧力逃がし装置）



凡例

- : 操作・確認
- : プラント状態
- ◇ : 判断
- : 重大事故等対応要員作業
- ▨ : 運転員と重大事故等対応要員の作業
- ▩ : 緊急時対策本部要員
- ⋯ : シナリオ上考慮しない操作・設備等

- 注 1 : 「原子炉水位低(レベル3)」により、原子炉がスクラム
 原子炉スクラムは全制御棒全挿入、平均出力領域モニタ指示降下等で確認
- 注 2 : 状態表示ランプ、M/C 6-2C、2D、2H 母線電圧で確認
- 注 3 : 機能喪失は状態表示ランプ、関連パラメータ等で確認
 機能喪失は解析上の仮定
- 注 4 : 非常用母線の低電圧信号により自動起動
 起動は状態表示ランプ、M/C 6-2F 母線電圧で確認
- 注 5 : 格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により判断
- 注 6 : 機能喪失は状態表示ランプ、関連パラメータ等で確認
- 注 7 : 「原子炉水位低(レベル2)」により、原子炉隔離時冷却系自動起動信号が発信
 機能喪失は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認
- 注 8 : 「原子炉水位低(レベル2)」により主蒸気隔離弁の閉信号が発信
- 注 9 : 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上の仮定として「原子炉水位低(レベル2)」によりトリップ
- 注 10 : 原子炉水位計(燃料域)にて原子炉水位の有効燃料棒頂部以下を確認
- 注 11 : 炉心損傷相当を格納容器内γ線線量率で確認
 各種事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍
- 注 12 : 全交流動力電源喪失は外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等の受電失敗により全ての常用母線と非常用母線の電圧が零ボルトで判断
 除熱機能喪失は原子炉補機冷却海水系ポンプトリップ等により残留熱除去系が使用不能と判断
- 注 13 : M/C 6-2F 母線電圧を確認し、M/C 6-2C、6-2D 母線へ受電
- 注 14 : 復水補給水系の緊急時隔離弁を「全閉」後、復水移送ポンプ2台を起動(解析上は1台)
- 注 15 : 非常用ガス処理系は原子炉建屋水素濃度の有意な上昇を確認後停止
- 注 16 : 原子炉注水を開始(解析上の仮定)
 注水は原子炉水位(燃料域)、原子炉注水流量で確認
- 注 17 : 炉心冷却の成功は原子炉水位(燃料域)、原子炉圧力容器下鏡部表面温度で確認
- 注 18 : 原子炉圧力容器の破損なしはサブプレッションプール水温度、ベデスタル内温度で確認
- 注 19 : 格納容器温度171℃を確認後、原子炉格納容器頂部注水系(常設)により原子炉格納容器頂部へ注水するが、解析上考慮しない
 起動は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量、原子炉格納容器頂部水位で確認
- 注 20 : 格納容器温度、格納容器圧力で確認

注 21 : 原子炉水位「レベル0」回復後、原子炉への注水量は崩壊熱相当とする
 注水は原子炉水位(燃料域)、原子炉注水流量で確認
 崩壊熱の除去に必要な注水量

- 注 22 : 原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サブプレッションプール水冷却のため残留熱除去系(A)を手動起動するが機能喪失
 機能喪失は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力で確認
- 注 23 : 格納容器の最高使用圧力×1.5
- 注 24 : 間欠運転 開始格納容器圧力 0.640MPa[gage]
 停止格納容器圧力 0.540MPa[gage]
- 注 25 : 低圧代替注水流量と原子炉格納容器代替スプレイ流量の積算値で確認
 ベント時の減圧沸騰を考慮しベントラインから1m程度余裕を持たせている
- 注 26 : 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントは、格納容器圧力が0.854MPa[gage]に到達するまでに実施
 ベントの優先順は①サブプレッションチェンバ側、②ドライウエル側とする
 ベント実施はドライウエル圧力、サブプレッションチェンバ圧力、フィルタ装置出口放射線モニタで確認

【有効性評価の対象とはしていない手段・設備で、耐震性等の観点から全てのSA時に期待することは出来ないが、プラント対応上、他に取得可能な可能性のあるもの】

A: ろ過水系による原子炉注水

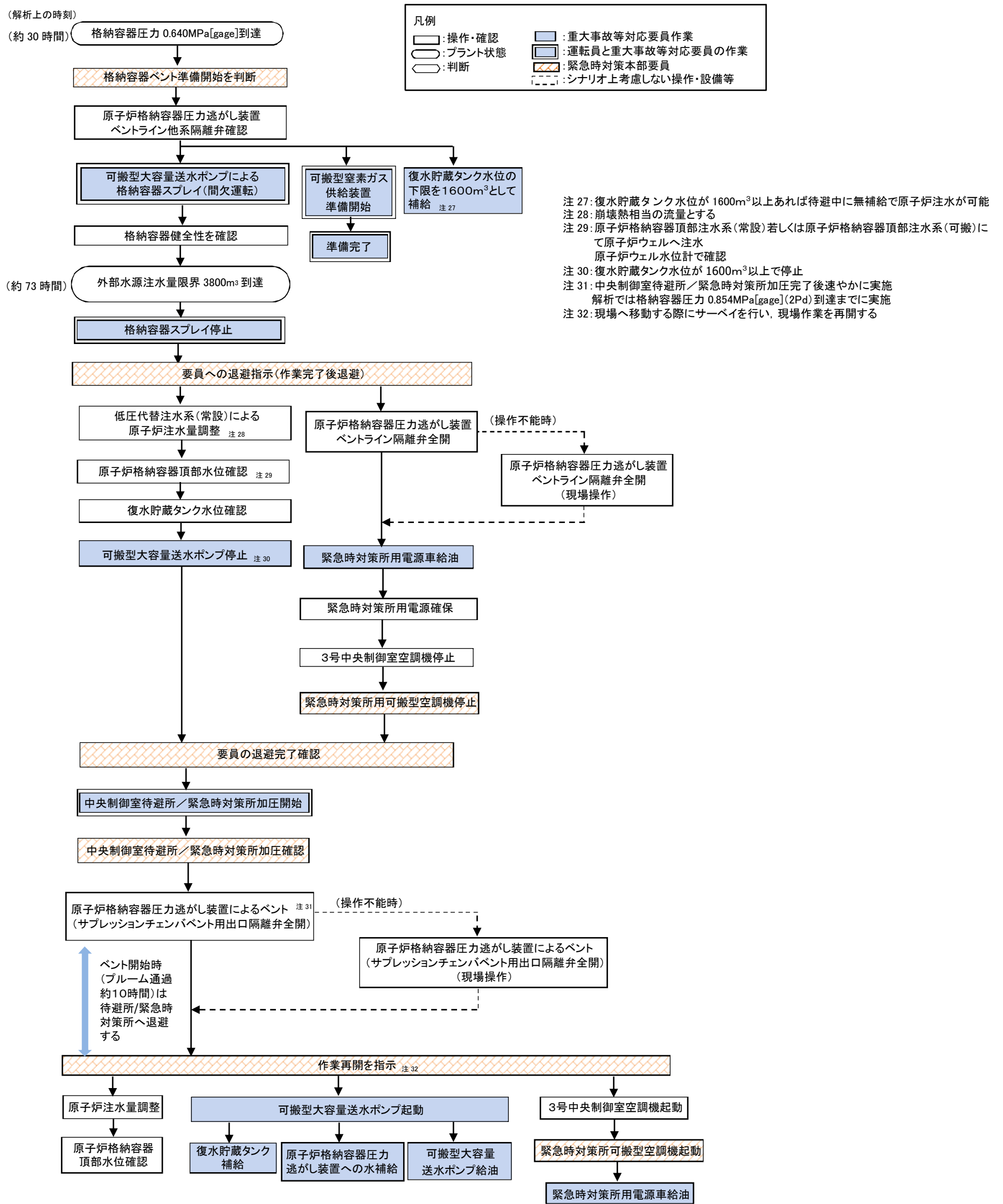
B: 状況によって使用する水源
 ・ろ過タンク、純水タンク、原水タンク
 ・海水

C: 復水補給水系又はろ過水による格納容器代替スプレイ、格納容器代替除熱(ドライウエル冷却系)

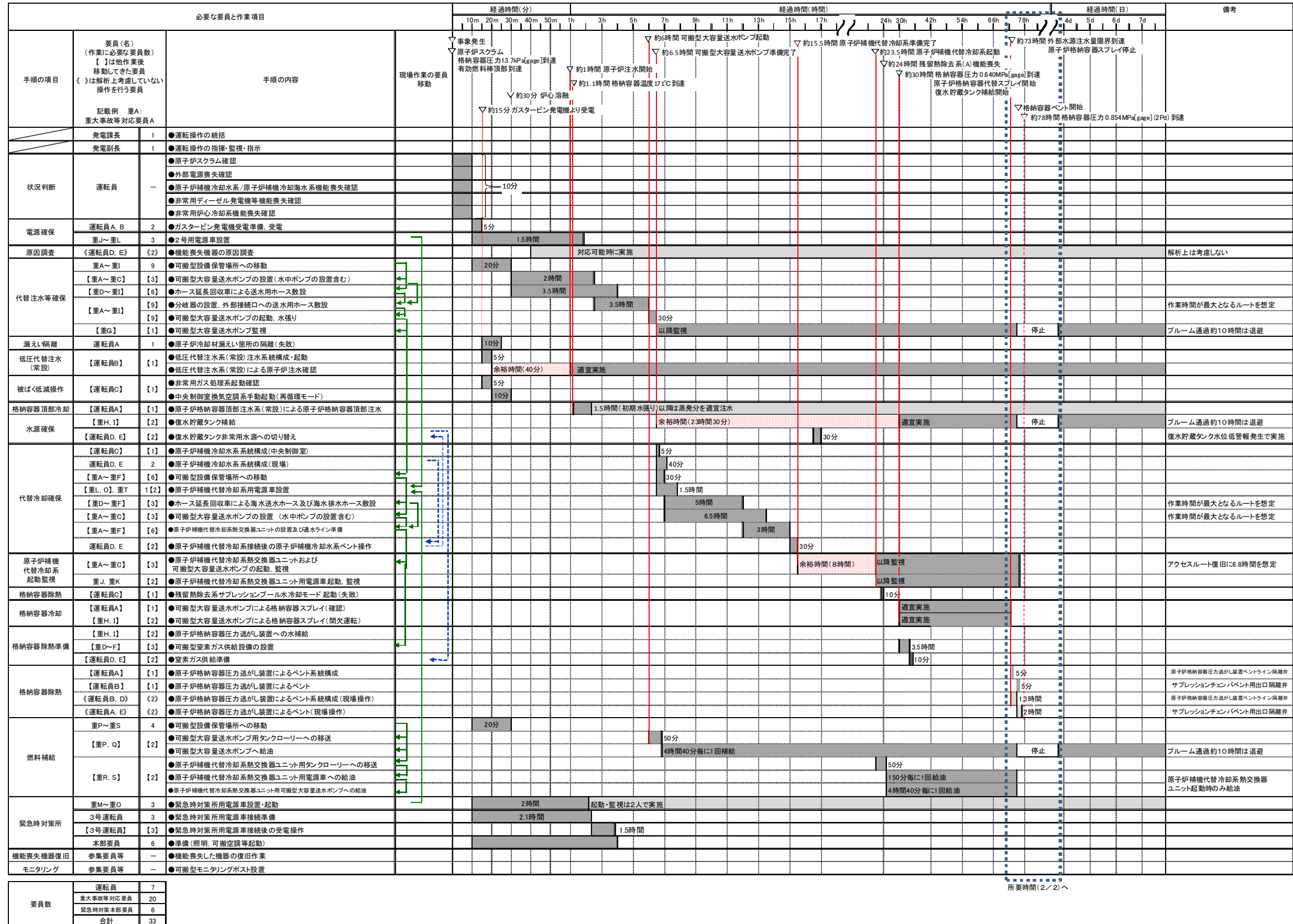
第3.1.3 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時の対応手順の概要(1/2)

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。

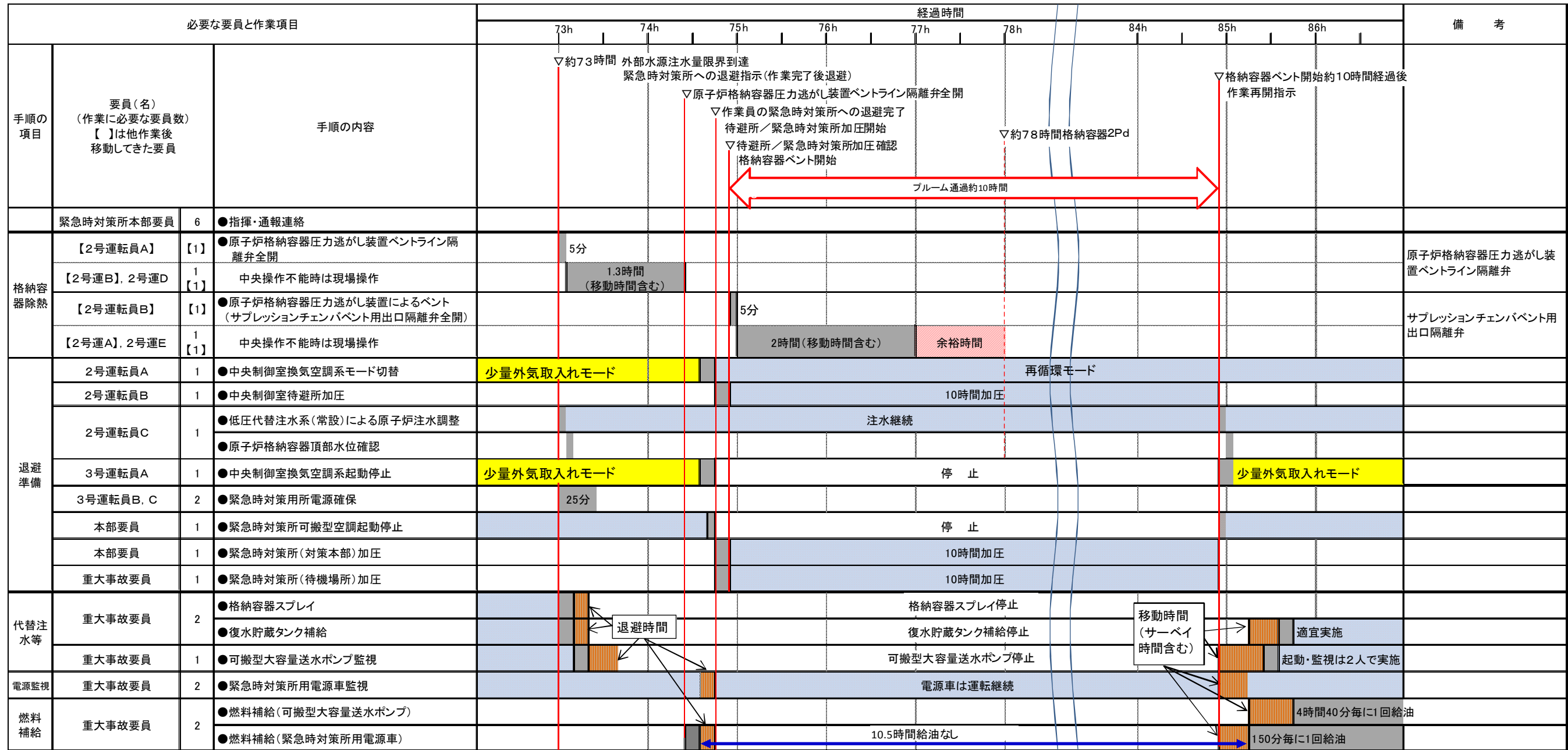
3.1-18



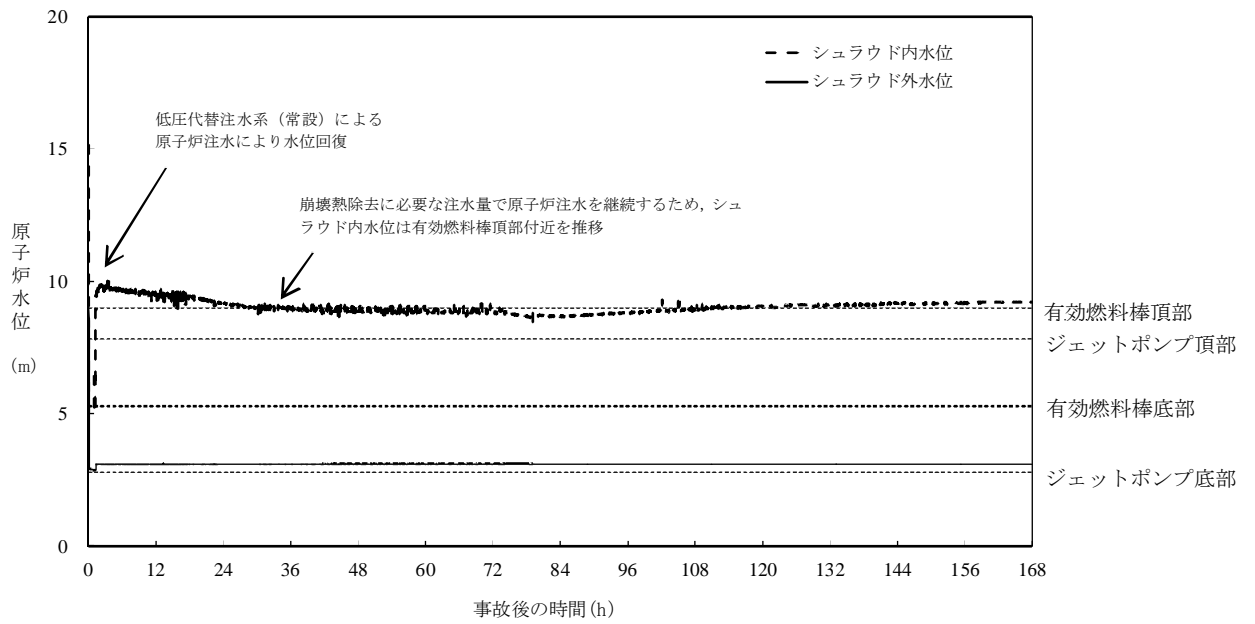
第 3.1.3 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時の対応手順の概要(2/2)



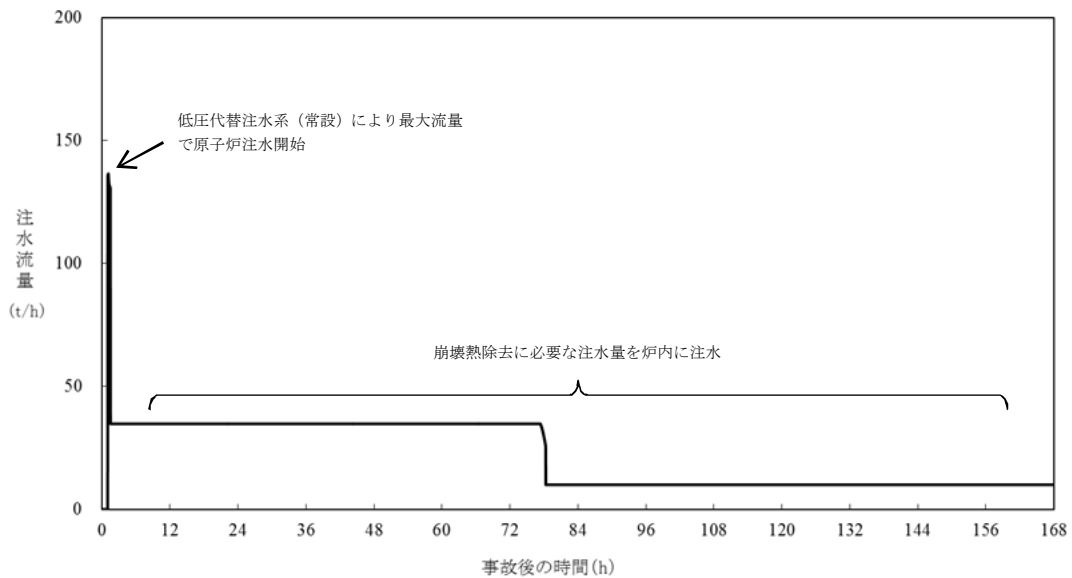
第 3.1.4 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時の作業と所要時間(1/2)



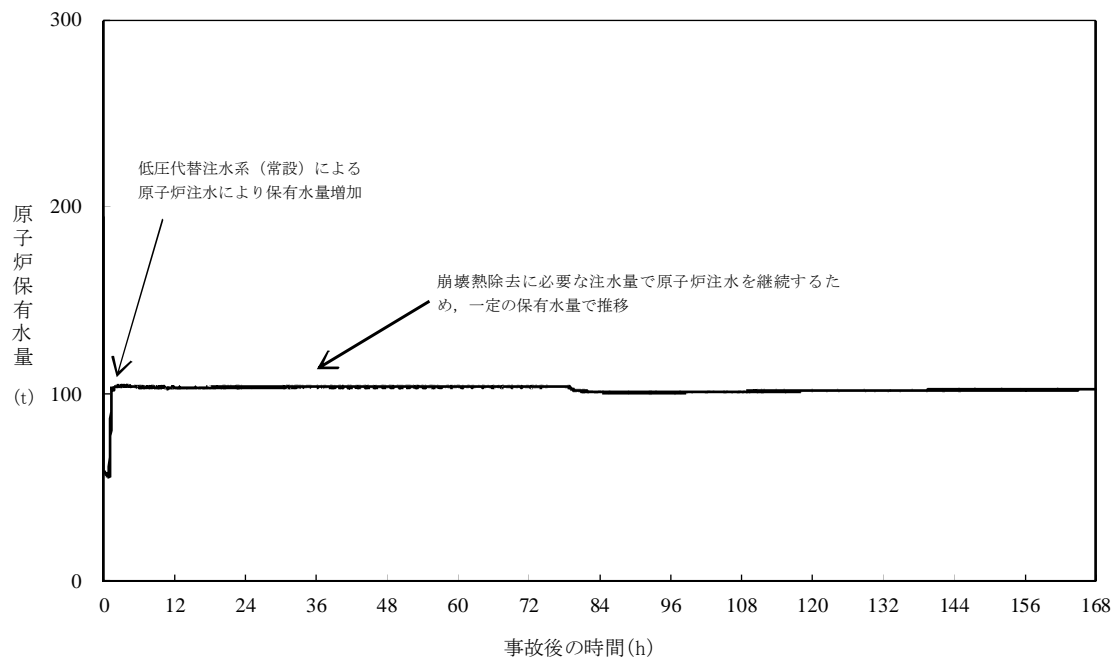
第 3.1.4 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時の作業と所要時間(2/2)



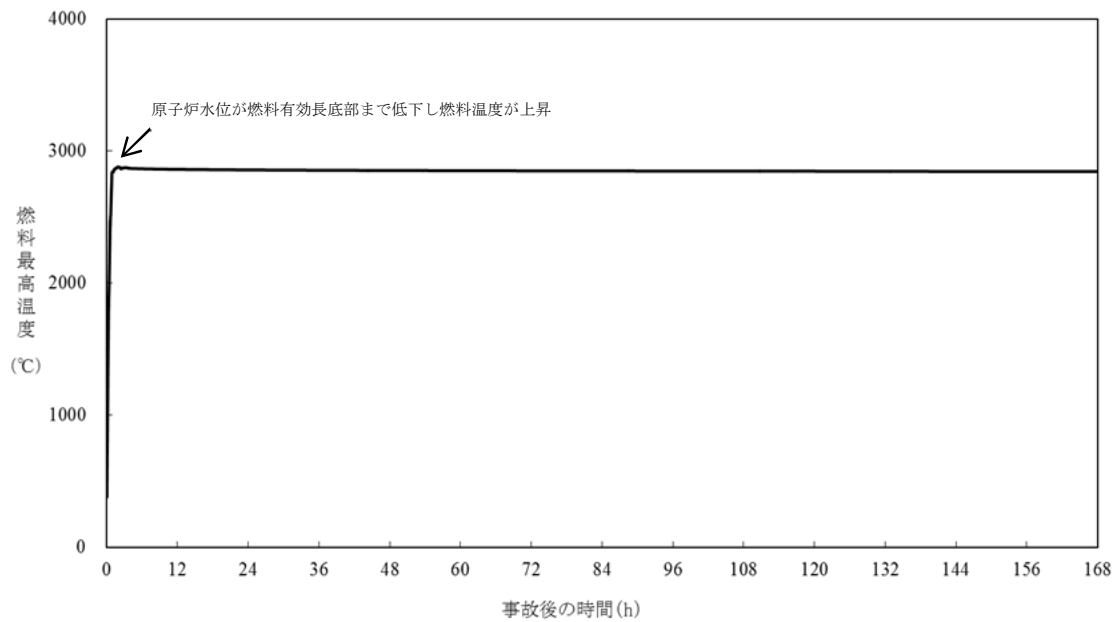
第 3.1.5 図 原子炉水位（シュラウド内外）の推移



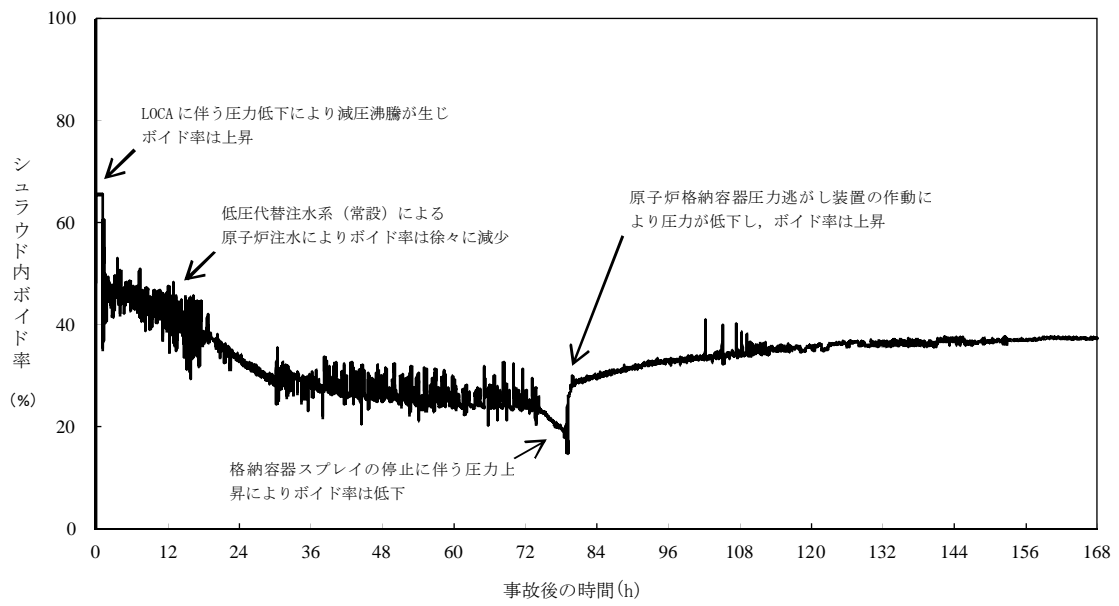
第 3.1.6 図 注水流量の推移



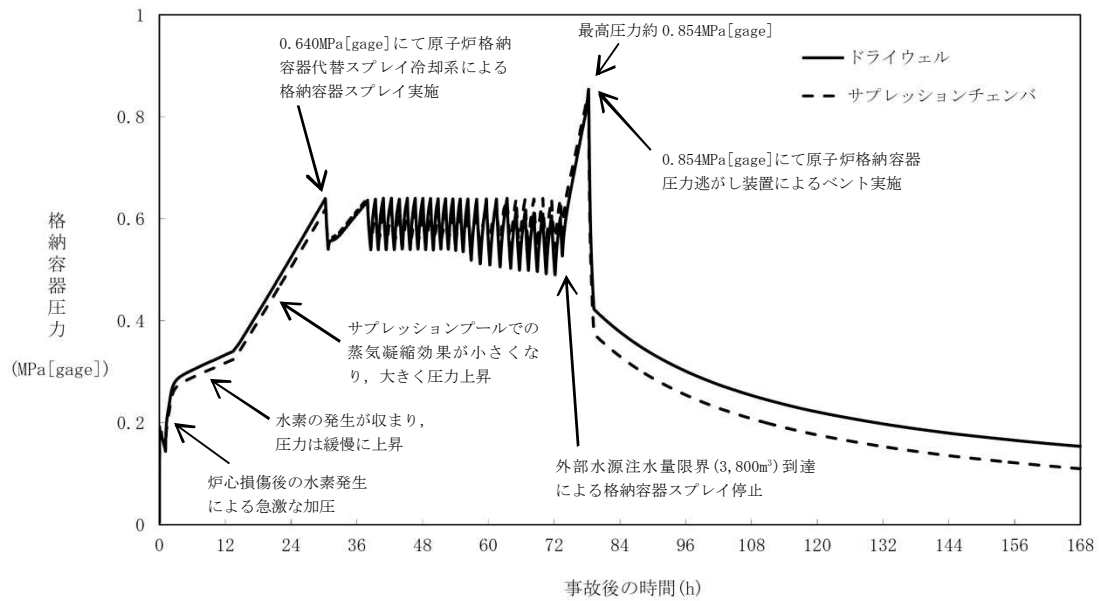
第 3.1.7 図 原子炉保有水量の推移



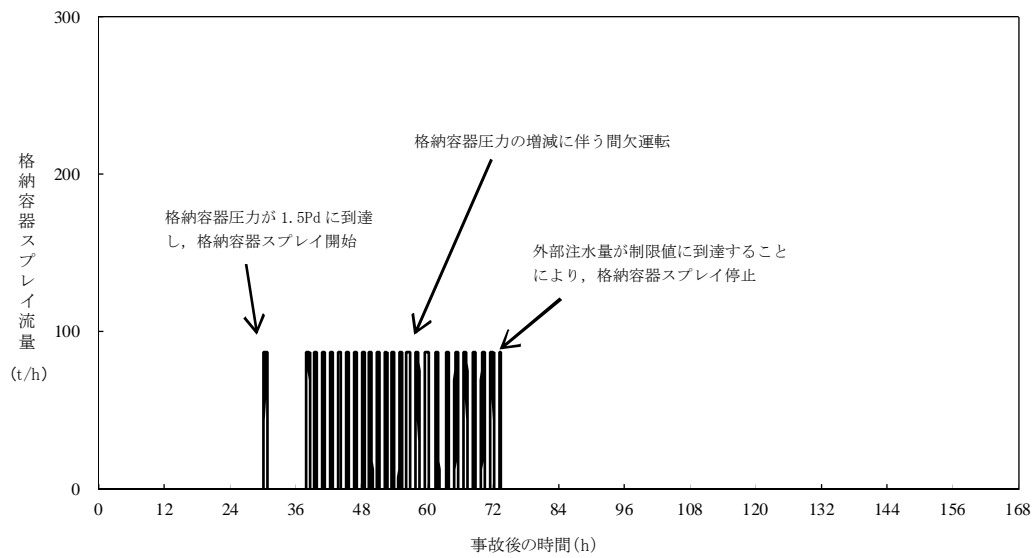
第 3.1.8 図 燃料最高温度の推移



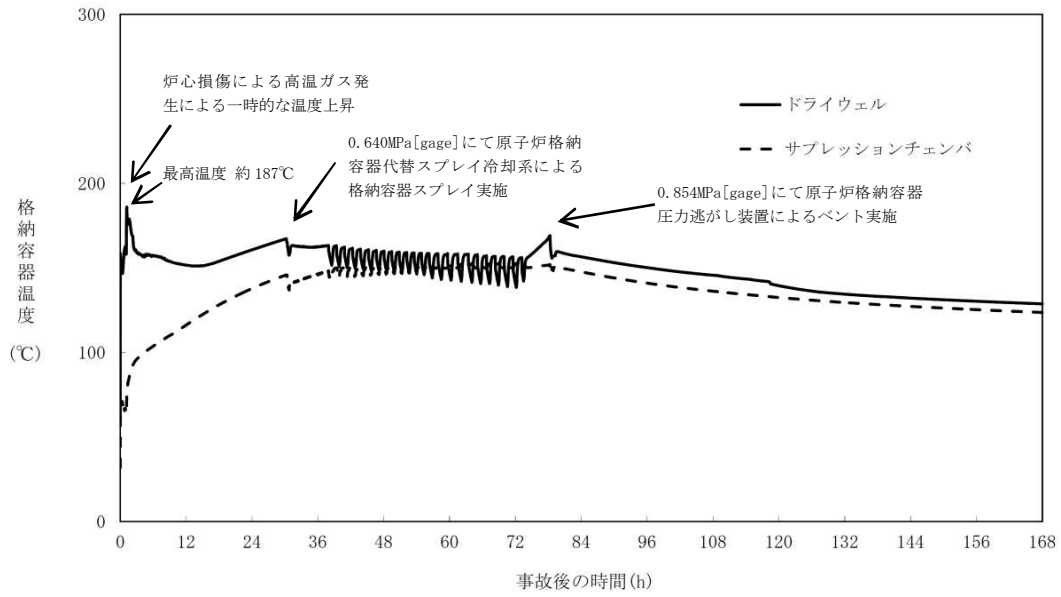
第3.1.9 図 シユラウド内ボイド率の推移



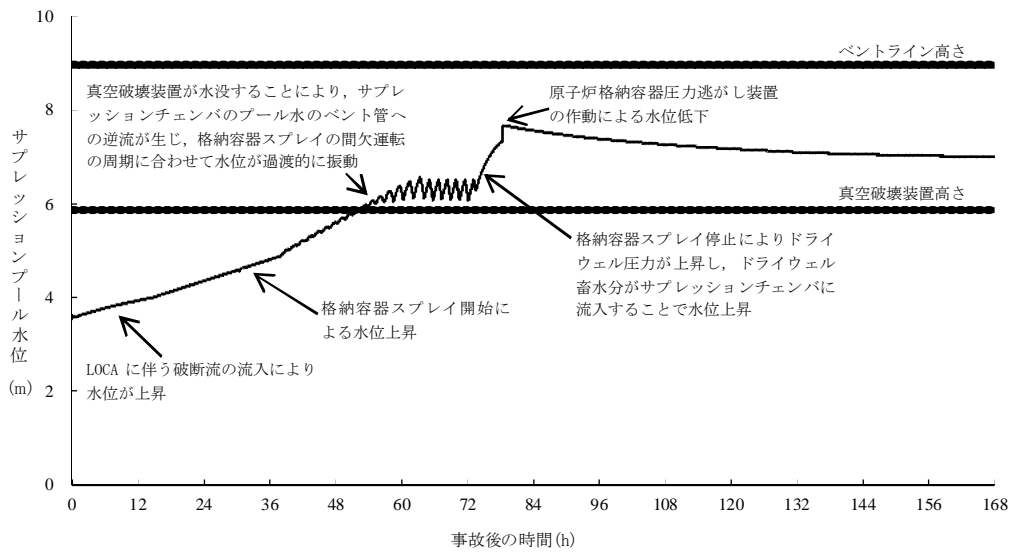
第 3. 1. 10 図 格納容器圧力の推移



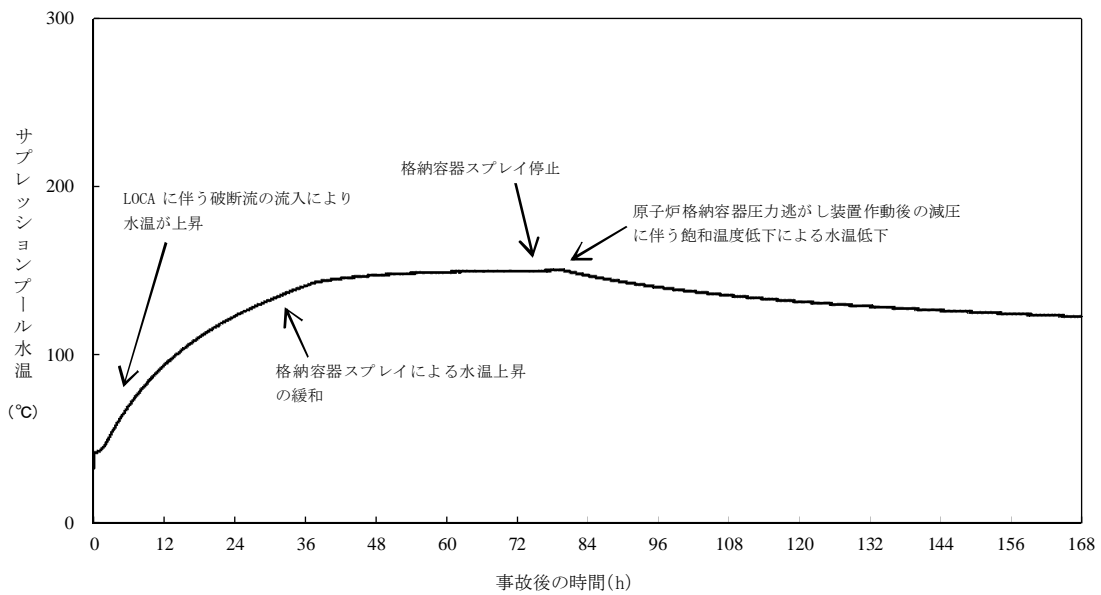
第 3. 1. 11 図 格納容器スプレイ流量の推移



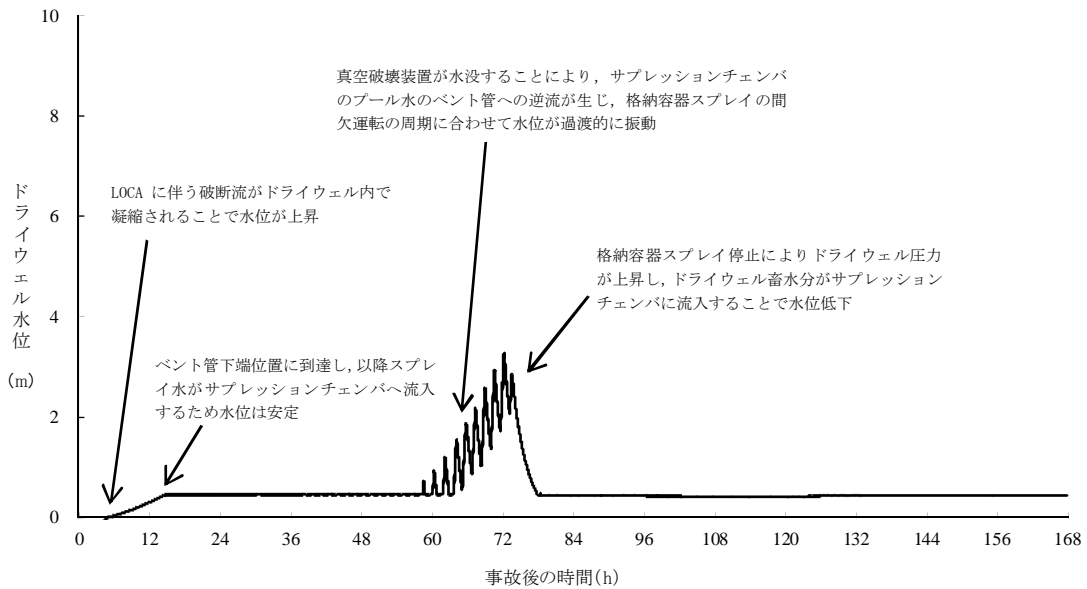
第 3.1.12 図 格納容器気相部の温度の推移



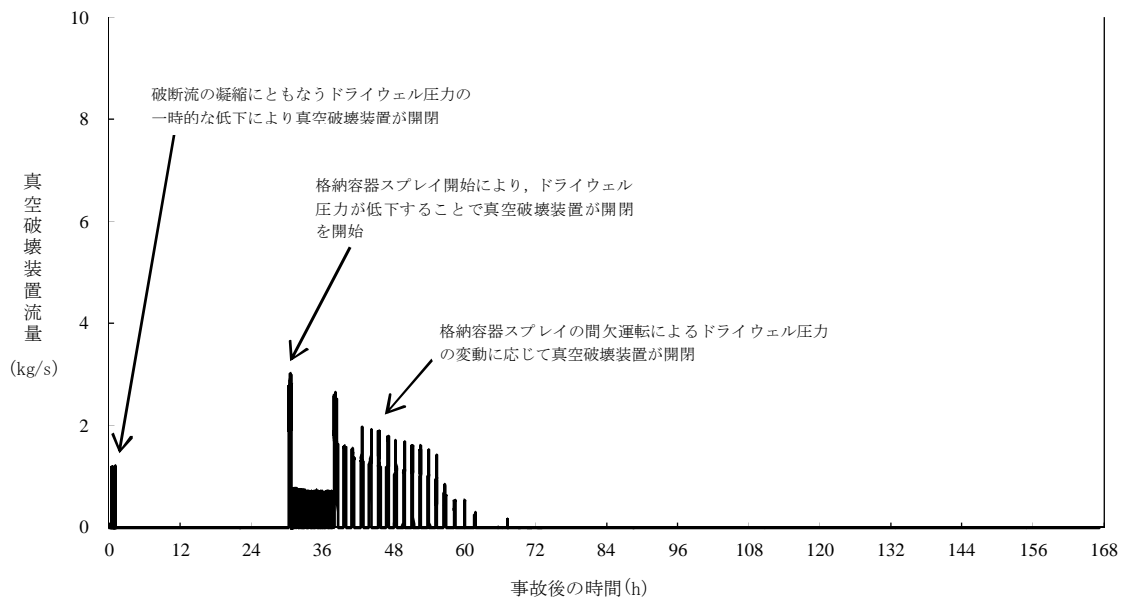
第 3.1.13 図 サプレッションプール水位の推移



第 3.1.14 図 サプレッションプール水温の推移



第 3.1.15 図 ドライウエル水位の推移



第 3. 1. 16 図 真空破壊装置流量の推移

第 3.1.1 表 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断により原子炉水位が低下し，原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・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を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが，起動失敗することを確認する。	—	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により，ガスタービン発電機の起動信号が発信され，自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
LOCA発生の確認	・格納容器圧力，格納容器温度，原子炉水位，原子炉圧力等の指示によりLOCAの発生を確認する。	—	—	格納容器圧力（SA） 格納容器温度（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 3.1.1 表 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
原子炉水位（燃料域）有効燃料棒頂部以下確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。 	—	—	原子炉水位（燃料域）（SA） 原子炉圧力（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。 	主蒸気隔離弁	—	—
炉心損傷を確認	<ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷相当を格納容器内γ線線量率にて確認する。 	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ（SA）
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—

第 3.1.1 表 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について(3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	・ガスタービン発電機による電源供給により，非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	・中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
低圧代替注水系（常設）注水系系統構成・起動	・低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。	復水移送ポンプ (SA)	—	復水移送ポンプ出口圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉水注水確認	・2台の復水移送ポンプにより原子炉への注水が開始されたことを確認する。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位（燃料域） (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)
損傷炉心の冷却成功及び原子炉圧力容器破損なしを確認	・原子炉への注水により，損傷炉心の冷却に成功したことを確認する。 ・損傷炉心冷却成功後，原子炉圧力容器破損がないことを確認する。	—	—	原子炉水位（燃料域） (SA) 原子炉圧力容器下鏡部温度 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA) ペDESTAL内周囲温度 (SA)
原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウエル注水	・格納容器温度が17.1℃に到達確認後，原子炉格納容器頂部注水系（常設）により原子炉格納容器頂部への注水を開始する。	燃料プール補給水ポンプ (SA)	—	格納容器温度 (SA) 原子炉ウエル水位 燃料プール補給水ポンプ出口圧力 燃料プール補給水ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 (SA)
低圧代替注水系（常設）により崩壊熱相当の注水量を注水	・原子炉水位「レベル0」まで回復後，原子炉への注水量は崩壊熱相当とする。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位（燃料域） (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 3.1.1 表 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について(4/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
復水貯蔵タンク補給	・可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。	復水貯蔵タンク (SA) 淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	復水貯蔵タンク水位 (SA)
残留熱除去系機能喪失（起動失敗）	・原子炉補機代替冷却系の準備完了後、サブプレッションプール水冷却のため残留熱除去系 (A) を手動起動するが機能喪失する。	—	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA)	サブプレッションチェンバ圧力 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
可搬型大容量送水ポンプによる原子炉格納容器スプレイ（間欠運転）	・格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。	淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA)
格納容器健全性を確認	・格納容器が健全であることを確認する。	—	—	格納容器温度 (SA) 格納容器圧力 (SA)
格納容器スプレイ停止	・外部水源注水量が 3,800m ³ に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	・中央制御室待避所及び緊急時対策所の加圧完了後、原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。	原子炉格納容器圧力逃がし装置 (SA)	—	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) フィルタ装置入口圧力 (SA) フィルタ装置出口圧力 (SA) フィルタ装置出口放射線モニタ (SA)

第 3.1.2 表 主要解析条件

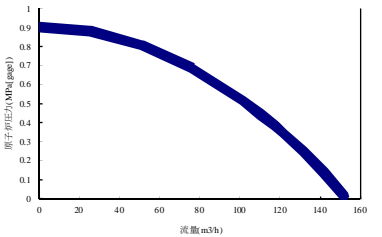
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	原子炉再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断の発生を想定	原子炉内の保有水量を厳しく評価するため、原子炉再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用炉心冷却系機能喪失	非常用炉心冷却系として、高圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

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。

第 3.1.2 表 主要解析条件

(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	低圧代替注水系(常設)	108.5m ³ /h(ポンプ1台当たり、0.427MPa[dif]において) 再冠水後は崩壊熱による蒸発量相当の注水	設計値に注入配管の管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	88m ³ /hにてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値解析では、設計値相当の開口部を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	事象発生1時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定
	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操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.640MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.540MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m ³	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.854MPa[gage]到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における
Cs-137 放出量評価について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における Cs-137 の放出量は以下の通りとなる。

(1) Cs-137 の放出量(TBq)の算出

Cs-137 の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中への Cs-137 の放出量(Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs137}} \times (1/\text{DF}) \quad \dots (1)$$

一方、格納容器からのセシウムの放出割合 (f_{Cs}) は、CsI 及び CsOH の放出割合より、以下の式により算出される。また、解析条件を表 1 に示す。

$$f_{\text{Cs}} = (M_{\text{CsI}} + M_{\text{CsOH}}) / M_{\text{Cs}} \quad \dots (2)$$

$$M_{\text{CsI}} = W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}}/W_{\text{I}}) \times f_{\text{CsI}} \quad \dots (3)$$

$$M_{\text{CsOH}} = (M_{\text{Cs}} - W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}}/W_{\text{I}})) \times f_{\text{CsOH}} \quad \dots (4)$$

(2)～(4)式より

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}}/M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}}/W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}}) \quad \dots (5)$$

f_{Cs} : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合*

f_{CsOH} : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合*

M_{CsI} : CsI に含まれる Cs 量

M_{CsOH} : CsOH に含まれる Cs 量

M_{I} : ヨウ素の初期重量 = 18.7 (kg)

M_{Cs} : セシウムの初期重量 = 234.1 (kg)

W_{I} : ヨウ素の分子量 = 131 (kg/kmol)

W_{Cs} : セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

Bq_{Cs137} : Cs-137 の炉内内蔵量 = 3.3×10^{17} (Bq)

DF : 原子炉格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1000

※MAAP 解析結果による

(2) 計算結果

原子炉格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 の放出量は，(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I/M_{Cs}) \times (W_{Cs}/W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 8.24 \times 10^{-8} + (18.7/234.1) \times (133/131) \times (5.02 \times 10^{-8} - 8.24 \times 10^{-8})$$

$$= 8.0 \times 10^{-8}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量(Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 8.0 \times 10^{-8} \times 3.3 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 2.6 \times 10^{-5} \text{ TBq}$$

表1 主要解析条件

項目	評価条件	選定理由
運転時間	1 サイクル：10,000h(416 日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル 13 ヶ月(395 日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 2 サイクル：0.229 3 サイクル：0.229 4 サイクル：0.229 5 サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
原子炉熱出力	2,436 MWt	定格熱出力として設定
初期インベントリ	3.3×10^{17} Bq	ORIGEN 解析結果
格納容器スプレイによる吸着	MAAP 解析結果による	—
格納容器内での沈着		
サブプレッションチェンバプール水によるスクラビング効果		
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除去効率	1,000	設計値

炉心の状態図について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の評価事故シーケンス「大破断LOCA時にHPCS機能，低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」における事象発生1時間後（低圧代替注水系（常設）による注水開始時）及び溶融燃料プールの大きさが最大である事象発生4時間後における炉心状態図を，図1及び図2にそれぞれ示す。

事象発生4時間以降，炉心状態は変化せず，その後，事象発生24時間後まで炉心状態は変化しない。

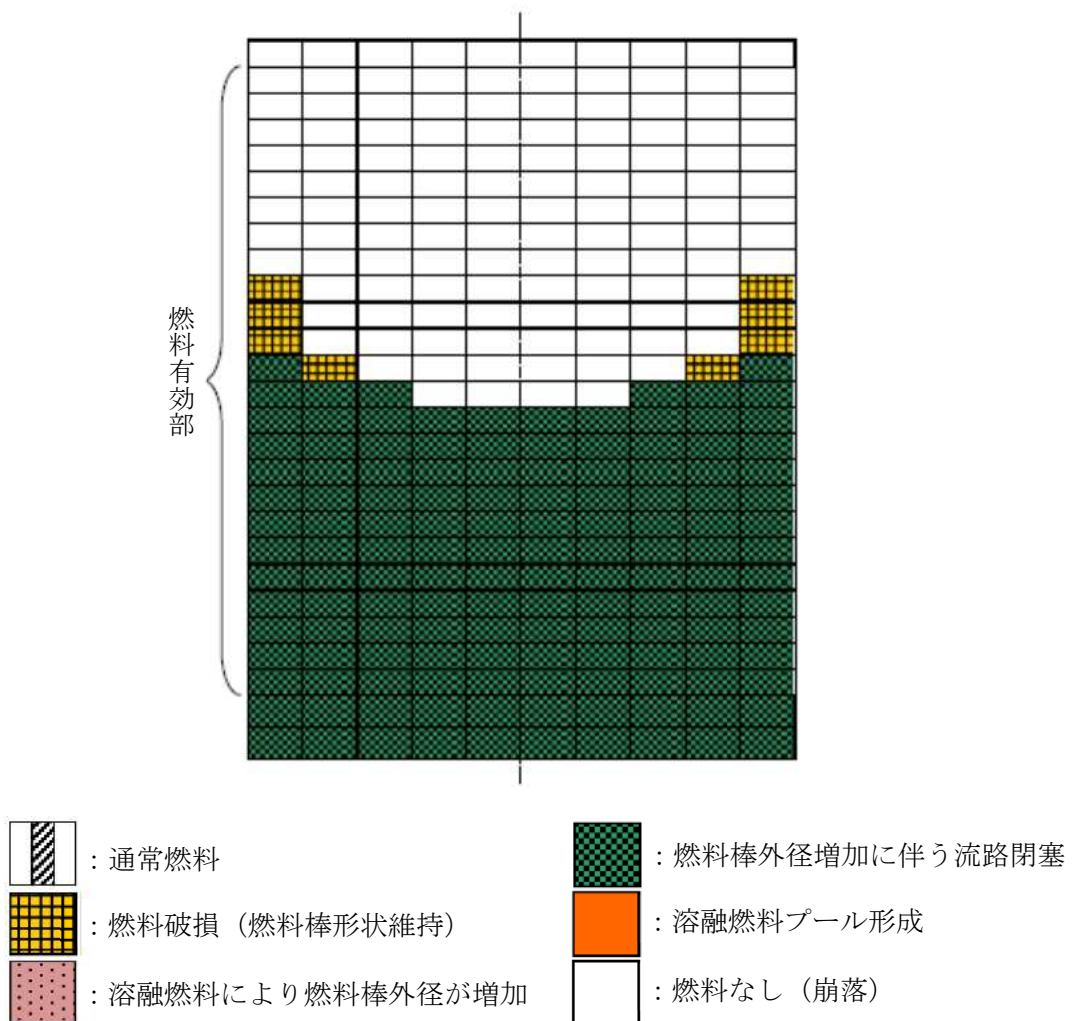
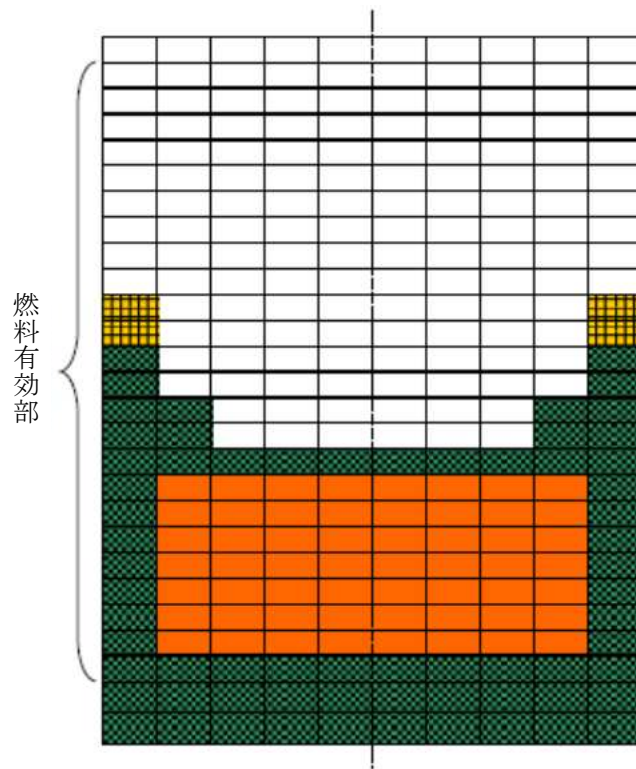


図1 事象発生1時間後における炉心状態図









- | | | | |
|---|-------------------|---|------------------|
|  | : 通常燃料 |  | : 燃料棒外径増加に伴う流路閉塞 |
|  | : 燃料破損 (燃料棒形状維持) |  | : 溶融燃料プール形成 |
|  | : 溶融燃料により燃料棒外径が増加 |  | : 燃料なし (崩落) |

図2 事象発生4時間後における炉心状態図

安定停止状態について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：炉心の冠水状態が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

【原子炉安定停止状態の確立について】

第 3. 1. 5 図に示すとおり， 低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心の冠水状態が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

【格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について】

第 3. 1. 10 図及び第 3. 1. 12 図に示すとおり， 格納容器圧力 0. 854MPa[gage]に到達後， 原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施することにより， 格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で， かつ， 低下に転じる約 78 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

【長期安定状態の維持について】

長期安定状態の維持として挙げられる要件は以下のとおりであり， これらにより原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

- ・原子炉格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱から， 残留熱除去系の復旧による格納容器除熱機能確保による冷却への移行
- ・原子炉格納容器圧力逃がし装置等の閉止後の格納容器内水素・酸素濃度を制御するため， 可燃性ガス濃度制御系の復旧又は格納容器への窒素封入
- ・これら安全機能の維持に必要な電源等のサポート系（外部電源）の復旧
- ・上記によって長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し， 適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m³ × 2 基

○水使用パターン

① 低圧代替注水系（常設）による

原子炉注水

事象発生 1 時間後から定格流量で注水し，炉心冠水後，崩壊熱相当の注水を継続する。

② 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.640MPa[gage] に到達する事象発生約 30 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ（間欠運転）を行う。外部注水量限界値（3,800m³）到達後，スプレイを停止する。

③ 可搬型大容量送水ポンプによる淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

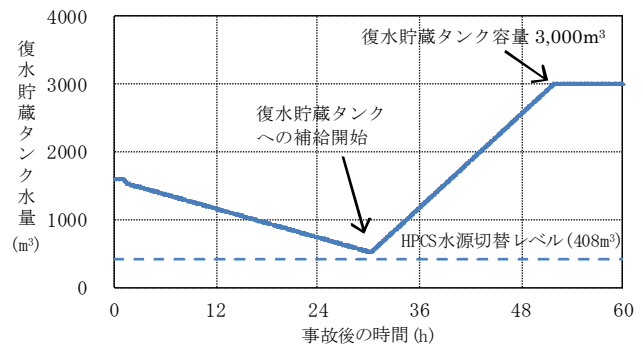
事象発生約 30 時間以降，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

○時間評価

事象発生後約 30 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 30 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源が枯渇することはない。また，上記の水使用パターンにおいて，7 日間の対応を考慮すると，約 4,848m³ 必要となる。また，原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウェルへの注水として 7 日間の対応を考慮すると約 126m³ 必要となり，合計約 4,974m³ 必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：全交流動力電源喪失の発生後，ガスタービン発電機から給電する場合を想定する。

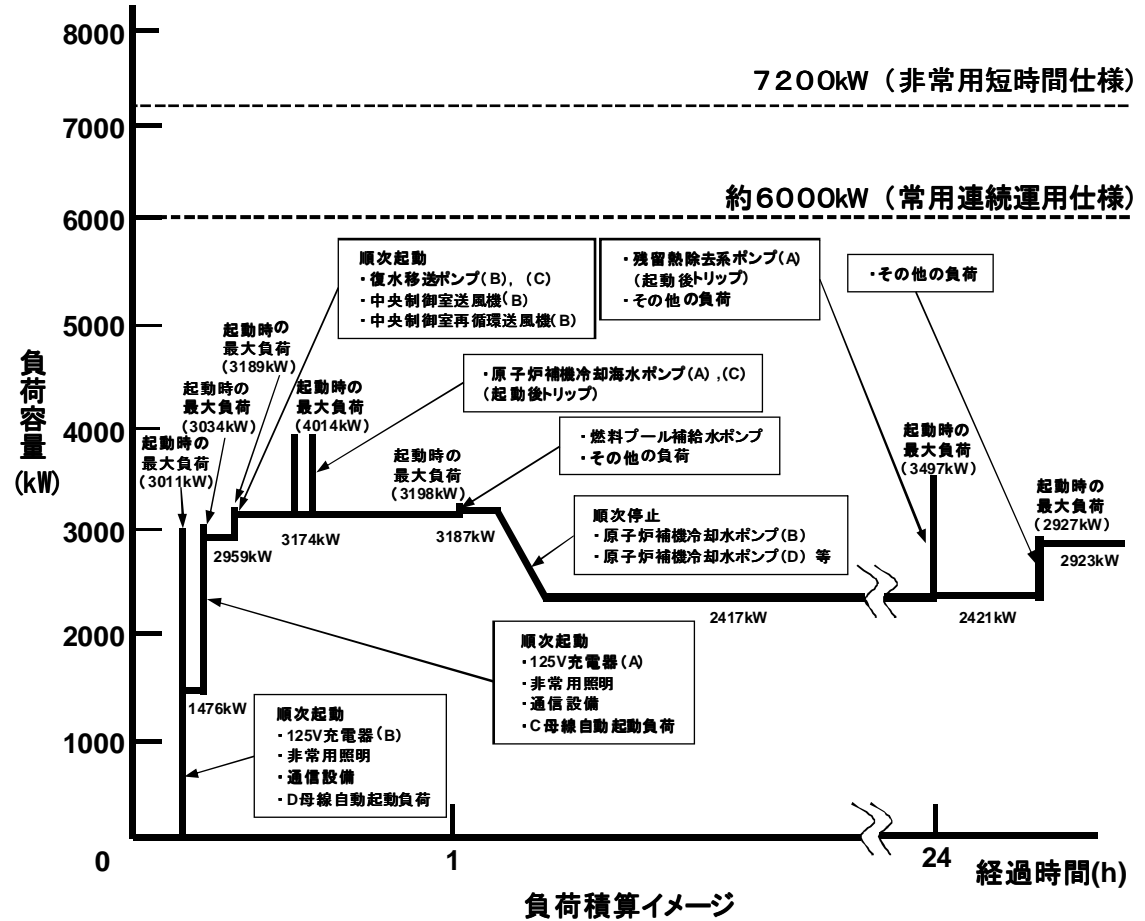
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 2\text{h} = \text{約} 3.4 \text{ kL}$ 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約760L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 22\text{h} = \text{約} 33.4 \text{ kL}$ 事象発生24時間後～事象発生7日間後 燃費約820L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 144\text{h} = \text{約} 236.2 \text{ kL}$ 計 約 273.1 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給， 格納容器スプレイ>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 162\text{h} = \text{約} 30.5 \text{ kL}$
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	緊急時対策所用電源車（2台） （事象発生直後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） $\times 2 \text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 33.6 \text{ kL}$
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 337.2 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2 kLであることから，7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

主要負荷リスト 女川2号炉 ガスタービン発電機 (9,000kVA (給電容量: 7,200kW))

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
復水移送ポンプ (B), (C)	45
	45
燃料プール補給水ポンプ	11
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室再循環送風機 (B)	15
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (A) ・無停電交流電源用 CVCF (A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (B) ・無停電交流電源用 CVCF (B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	507
合計 (kW)	2923



3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラントの損傷状態は，TQUX，長期TB，TBD，TBU及びS2Eである。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることで，急速に格納容器圧力が上昇し，格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉圧力容器破損前までに手動操作にて原子炉を減圧することによって，格納容器の破損を防止する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することを防止するため，逃がし安全弁を用いた手動操作による原子炉減圧を実施する。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第3.2.1図に，手順の概要を第3.2.2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.2.1表に示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員で構成され、合計 11 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.2.3 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

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を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力等である。

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

d. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

f. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

g. 高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）

高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

高圧代替注水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧代替注水系ポンプ出口圧力等である。

h. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

i. 原子炉への全注水機能喪失機能確認

原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。

原子炉への全注水機能喪失機能の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）である。

j. 原子炉水位（燃料域）有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

k. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。

l. 損傷炉心冷却失敗確認

原子炉水位「レベル0」未満かつ注水系なしを確認する。

損傷炉心冷却失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）である。

m. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ水深3.4mまで初期水張りを実施する。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水に必要な計装設備は、格納容器下部水位等である。

n. 逃がし安全弁1弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認

原子炉水位（有効燃料棒底部から燃料有効長の+10%高い位置）到達を確

認し、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）及び原子炉圧力である。

o. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。

原子炉圧力容器破損の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態のうち、長期 T B は原子炉隔離時冷却系による炉心冷却による時間余裕があるが、その他の事象に時間的な余裕に有意な違いはない。

対応時間が厳しいシナリオとして有効性を確認するため、T Q U X を代表として選定する。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・ 過渡事象時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、D C H が発生する事故
- ・ 手動停止時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、D C H が発生する事故
- ・ サポート系喪失時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、D C H が発生する事故

上記事故シーケンスのうち、原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で

厳しい過渡事象を起因とする「過渡事象時に高圧注入機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、DCHが発生する事故」を評価事故シーケンスとした。また、本評価においては、原子炉圧力容器破損に至るまでの時間を厳しく見積もるため、重大事故等対策である原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものと仮定する。

なお、全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし、また、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、原子炉水位、原子炉圧力等が重要な現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第3.2.2表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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想定する。また、減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を想定

する。なお、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、全ての原子炉注水の機能喪失を想定する。さらに、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響

高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は、原子炉圧力を厳しく評価するため、考慮しないものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁1弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉注水機能が喪失していたとしても、原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧を行う。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第3.2.2図に示すとともに、原子炉圧力及び原子炉水位の変

化を第 3.2.4 図及び第 3.2.5 図に示す。

a. 事象進展

高圧注水・減圧機能喪失によって、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.9 時間後に炉心溶融に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料有効長の 10%高い位置に到達した時点(事象発生から約 0.9 時間後)で、手動操作により逃がし安全弁 1 弁を開き、原子炉を減圧する。原子炉減圧後の低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約 3.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

原子炉圧力は第 3.2.4 図に示すとおり、原子炉圧力容器破損時における原子炉圧力は約 0.5MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っている。

本評価では、「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」 第 37 条 2-3 のうち、(d)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.2.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.2.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における重大事故等対策に必要な要員は、「3.2.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり 11 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

追而

3.2.5 結論

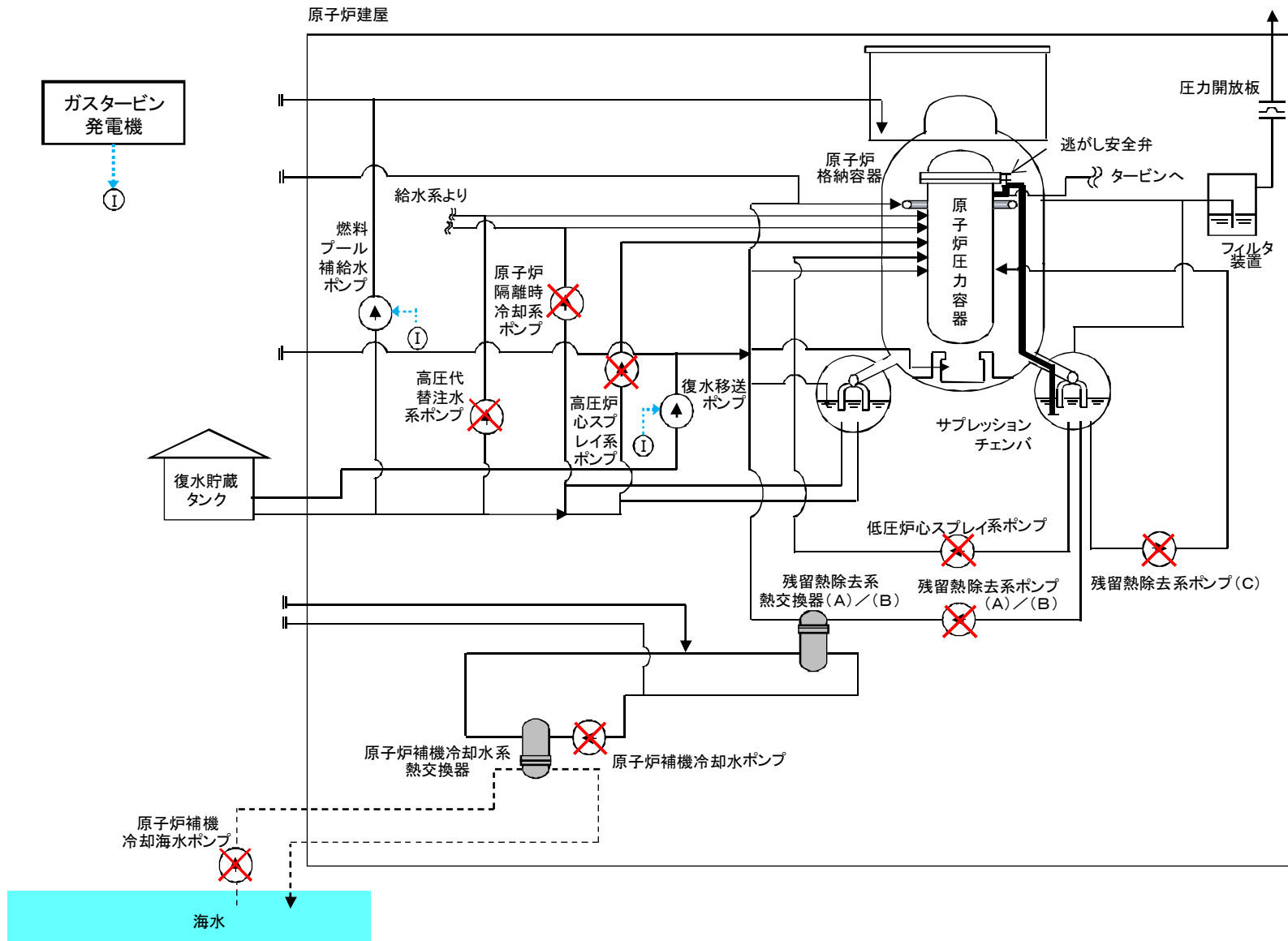
格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心並びに水蒸気及び水素が急速に放出され、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器が破損に至る場合を想定した。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象時に高圧注水機能及び減圧機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉減圧及び原子炉注水に失敗し、DCHが発生する事故」に全交流動力電源喪失を重畳させたシーケンスに対して有効性評価を行った。

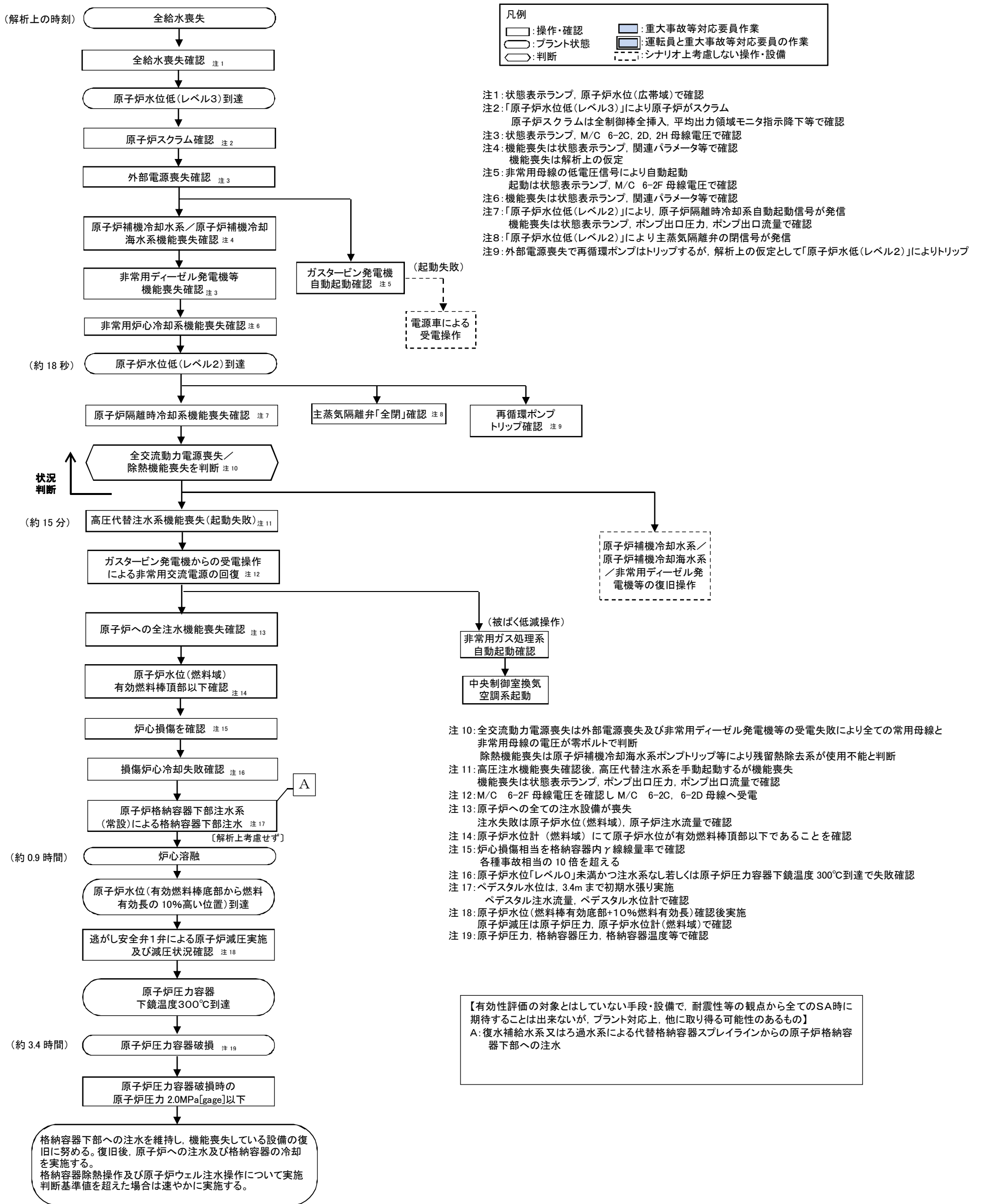
上記の場合においても、逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は 2.0MPa[gage]を下回っている。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。

以上のことから, 選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



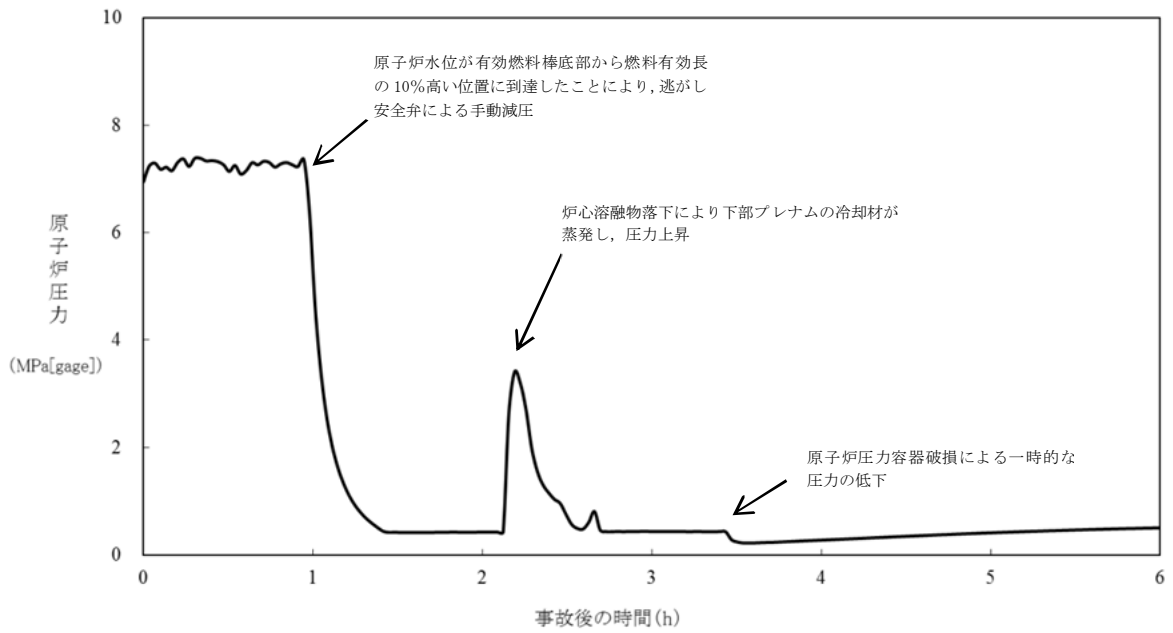
第 3.2.1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の使用系統概要



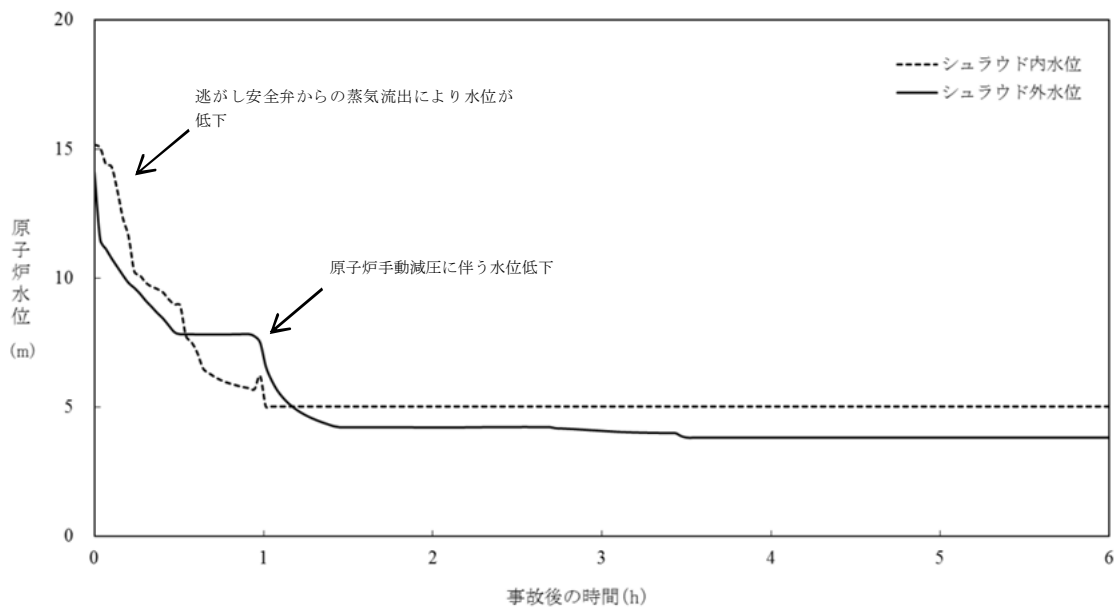
第 3.2.2 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)						経過時間(時間)				備考	
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	2h	3h	4h			
手順の項目	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 《 》は解析上考慮していない操作を行なう要員 記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作業の要員移動	▽事象発生 原子炉スクラム ▽約18秒 原子炉水位低(レベル2)到達	▽約15分 ガスタービン発電機より受電 ▽原子炉への全注水機能喪失	▽約30分 原子炉水位「レベル0」到達			▽原子炉水位(有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置)				▽約3.4時間原子炉圧力容器破損	
	発電課長	1	●運転操作の統括											
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示											
状況判断	運転員 A,B,C	3	●全給水喪失確認											
			●原子炉スクラム確認											
			●外部電源喪失確認											
			●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認											
			●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認											
			●非常用炉心冷却系機能喪失確認											
			●原子炉隔離時冷却系自動起動失敗確認											
高圧代替注水	【運転員C】	【1】	●高圧代替注水系手動起動(失敗)		5分									
電源確保	【運転員A, B】	【2】	●ガスタービン発電機受電準備, 受電		5分									
被ばく低減操作	【運転員C】	【1】	●非常用ガス処理系起動確認		5分									
			●中央制御室換気空調系手動起動			10分								
原子炉注水機能	【運転員B】	【1】	●原子炉への全注水機能喪失確認		5分									
格納容器下部注水	【運転員A】	【1】	●原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ初期水張り					1.8時間					解析上考慮しない	
原子炉減圧	【運転員C】	【1】	●逃がし安全弁1弁による原子炉減圧実施および原子炉圧力確認						5分					
原子炉圧力容器破損	【運転員A】	【1】	●原子炉圧力容器破損確認								5分			
原因調査	《運転員D, E》	《2》	●機能喪失機器の原因調査										解析上考慮しない	
要員数	運転員	5												
	重大事故等対応要員	0												
	合計	5												

第 3. 2. 3 図 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の作業と所要時間



第 3. 2. 4 図 原子炉圧力の推移



第 3. 2. 5 図 原子炉水位の推移

第 3.2.1 表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・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を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 3.2.1 表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。 	主蒸気隔離弁	—	—
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—
高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 高圧代替注水系ポンプ出口流量（SA）
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。 	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧

第 3.2.1 表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
中央制御室換気空調系手動起動	・中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
原子炉への全注水機能喪失機能確認	・原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA)
原子炉水位 (燃料域) 有効燃料棒頂部以下確認	・原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷を確認	・炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
損傷炉心冷却失敗確認	・原子炉水位「レベル0」未滿かつ注水系なしを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA)
原子炉格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部注水	・損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系 (常設) により格納容器下部へ水深 3.4m まで初期水張りを実施する。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉格納容器下部注水量 (SA) 格納容器下部水位 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位 (SA)
逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認	・原子炉水位 (有効燃料棒底部から燃料有効長の+10% 高い位置) 到達を確認し、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力 2.0MPa [gage] 以下	・原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 格納容器圧力 (SA) 格納容器温度 (SA)

第 3.2.2 表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		設計値として設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	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想定する。また、減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を想定する。
		高圧代替注水系、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失	原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響	考慮しない	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は、原子炉圧力を厳しく評価するため、考慮しないものとする。	

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。

第 3.2.2 表 主要解析条件（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) 保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	逃がし安全弁	逃がし安全弁の設計値として設定 <div data-bbox="1050 439 1425 701" style="text-align: center;"> <p style="font-size: small;">原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係</p> </div>
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉水位が原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧 運転操作手順書等を踏まえて設定

3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる可能性があり，このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器が破損する場合を想定する。

なお，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発については，種々の実験結果から実機において，大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

本格納容器破損モードに対しては，解析によって格納容器圧力バウンダリの機能が喪失しないことを確認する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは，格納容器下部への溶融炉心落下を想定するが，この状況では，格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から，格納容器下部注水系（常設）によって格納容器下部に水張りが行われている。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融

燃料－冷却材相互作用」への対策ではないものの、格納容器下部に水が張られた状態に対して溶融炉心が落下する場合を想定する。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.3.1 図に、手順の概要を第 3.3.2 図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.3.1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員で構成され、合計 11 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.3.3 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

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を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力等である。

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信

号が発信されるが、起動失敗することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

d. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

f. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

g. 高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）

高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

高圧代替注水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧代替注水系ポンプ出口圧力等である。

h. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

i. 原子炉への全注水機能喪失機能確認

原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。

原子炉への全注水機能喪失機能の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）である。

j. 原子炉水位（燃料域）有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位（燃料域）有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

k. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

l. 損傷炉心冷却失敗確認

原子炉水位「レベル0」未満かつ注水系なしを確認する。

損傷炉心冷却失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）である。

m. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格

納容器下部へ水深 3.4m まで初期水張りを実施する。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水に必要な計装設備は、格納容器下部水位等である。

n. 逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認

原子炉水位（有効燃料棒底部から燃料有効長の+10%高い位置）到達により、逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）及び原子炉圧力である。

o. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。

原子炉圧力容器破損の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

p. 格納容器健全性確認

格納容器圧力、格納容器下部雰囲気温度等により格納容器健全性を確認する。

格納容器健全性の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」は、ペDESTALに落下する溶融炉心の割合が大きくなる、原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスで厳しくなるため、TQUX、長期TB、TBU、TBD及びS2Eを除外する。また、FCIは低水温でより厳しくなるため、破断水（飽和水）が滞留するAE及びS1Eは対象外とする。

以上より、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への対策の有効性を確認するため、TQUVを代表として選定する。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・過渡事象時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・手動停止時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・手動停止時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・サポート系喪失時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故
- ・サポート系喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、格納容器注水時に水蒸気爆発が発生する事故

本評価においては、原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものとして、原子炉圧力容器破損前の原子炉圧力容器下部注水系（常設）による水張りが実施されていることによりペDESTAL床面に水が存在する状態で圧力容器破損に至る事象を仮定し、評価を行う。

以上より、「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心

損傷後の原子炉注水に失敗する事故（ペDESTAL水張り有り）」を評価事故シーケンスとする。

なお、全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし、また、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、熔融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇（圧カスパイク）等が重要な現象となる。

よって、これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 3.3.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、全ての原子炉注水の機能喪失を想定する。さらに、崩壊熱除去機能が喪失

することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 原子炉圧力容器の破損径

原子炉圧力容器の破損径は、制御棒駆動機構ハウジング 1 本の外径約 0.2m とする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁 1 弁を使用するものとし、容量として、1 弁あたり定格主蒸気流量の約 8% を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉注水機能が喪失していたとしても、原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒底部から燃料有効長の 10% 高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧を行う。

(b) 溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和策である原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張りによって、格納容器下部には 3.4m の水位が確保されているものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 3.3.2 図に示すとともに、原子炉圧力、原子炉水位及び格納容器圧力の推移を第 3.3.4 図から第 3.3.6 図に示す。

a. 事象進展

高圧・低圧注水機能喪失によって、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.9 時間後に炉心溶融に至り、事象発生から約 3.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部の水深 3.4m の水中に落下する際に、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生に伴う圧力上昇（圧カスパイク）が生じる。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

格納容器圧力は第 3.3.6 図に示すように、水蒸気発生に伴う圧力上昇（圧カスパイク）が生じた場合においても、格納容器の限界圧力に対しては低く、格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

本評価では、「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」 第 37 条 2-3 のうち、(e) の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.3.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.3.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」における重大事故等対策に必要な要員は、「3.3.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり 11 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

追而

3.3.5 結論

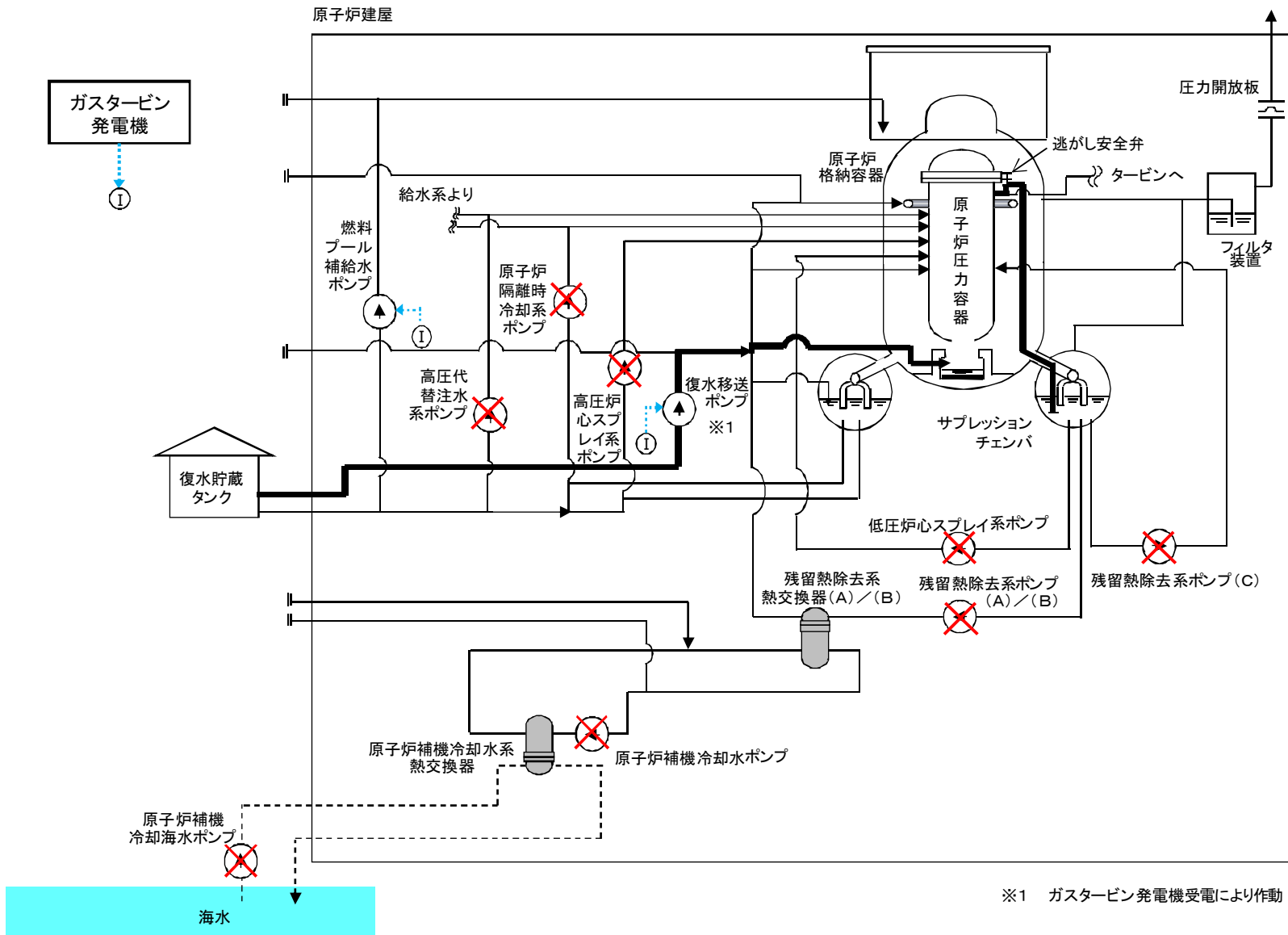
格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる可能性があり、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器が破損する場合を想定した。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗するが、原子炉圧力容器下部注水系（常設）による水張りに成功する事故」に全交流動力電源喪失を重畳させたシーケンスに対して有効性評価を行った。

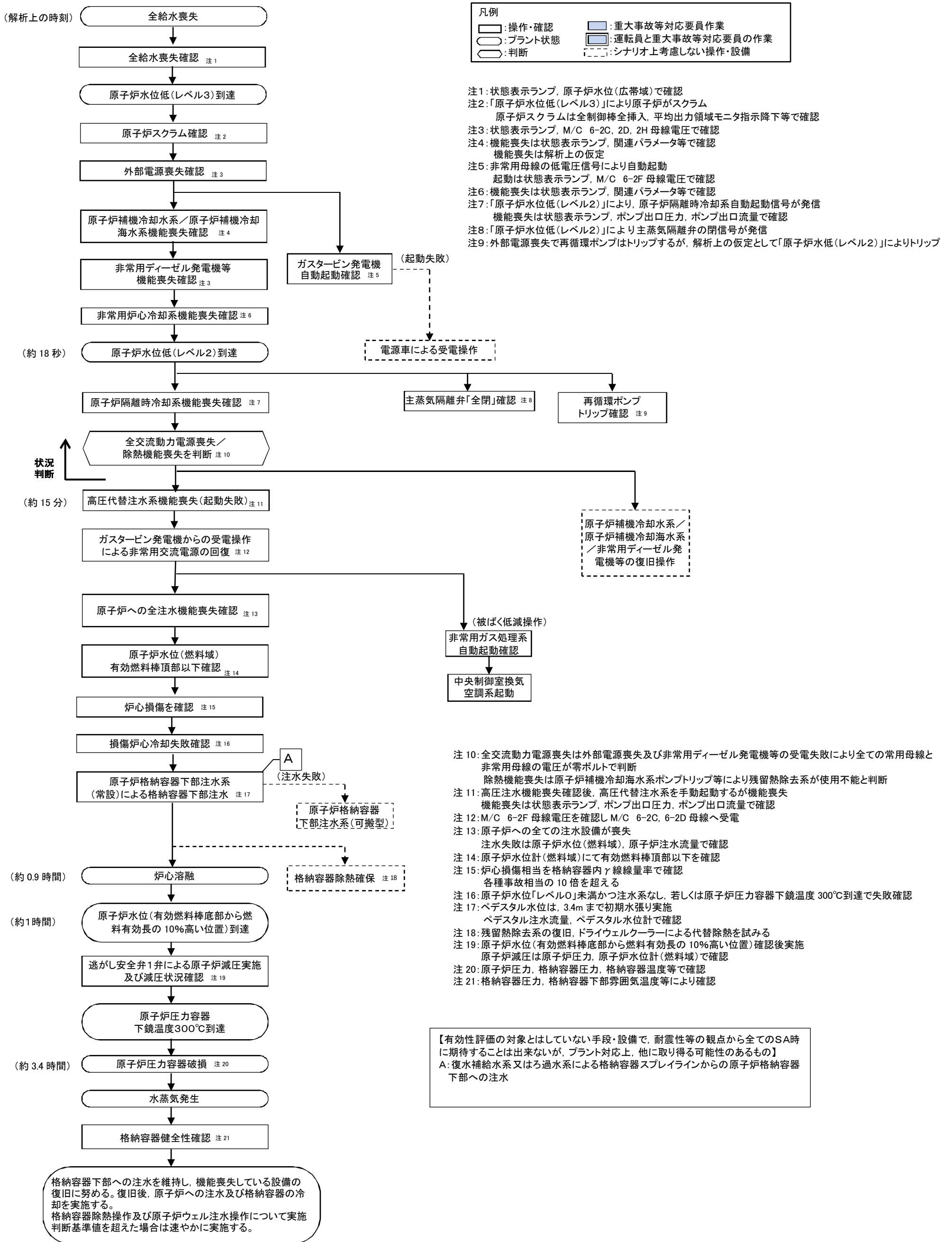
上記の場合では、水蒸気発生に伴う圧力上昇（圧カスパイク）が生じるが、格納容器の限界圧力に対しては低く、格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



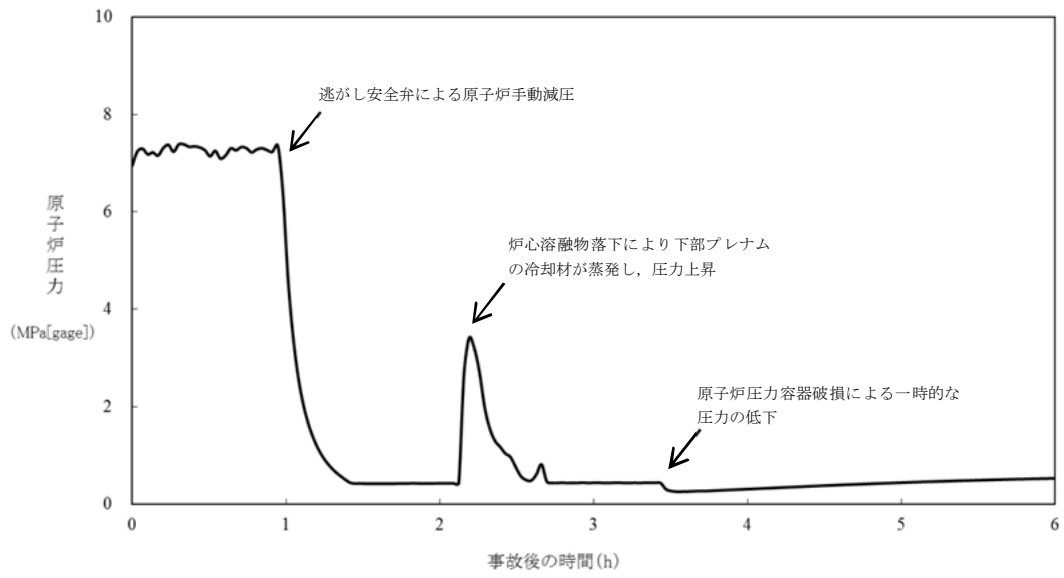
第 3.3.1 図 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用時の重大事故等対策の使用系統概要
(原子炉格納容器下部注水系 (常設))



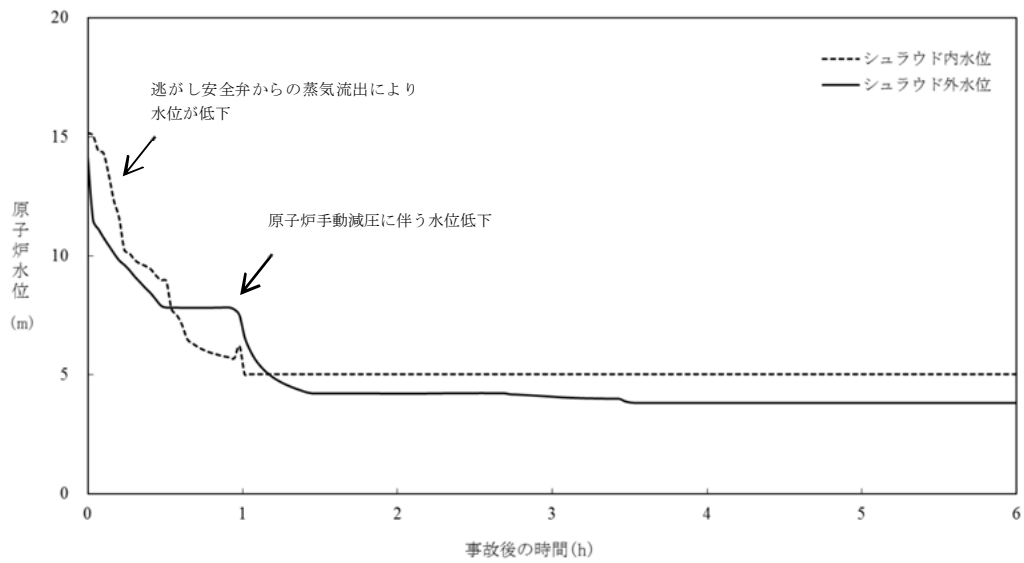
第 3.3.2 図 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)						経過時間(時間)				備考		
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	2h	3h	4h				
手順の項目	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 《 》は解析上考慮していない操作を行なう要員 記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作業の要員移動	▽事象発生 原子炉スクラム ▽約18秒 原子炉水位低(レベル2)到達	▽約15分 ガスタービン発電機より受電	▽原子炉への全注水機能喪失	▽約30分 原子炉水位「レベル0」到達	▽原子炉水位(有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置)					▽約3.4時間原子炉圧力容器破損		
	発電課長	1	●運転操作の統括												
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示												
状況判断	運転員 A,B,C	3	●全給水喪失確認												
			●原子炉スクラム確認												
			●外部電源喪失確認												
			●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認			10分									
			●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認												
			●非常用炉心冷却系機能喪失確認												
			●原子炉隔離時冷却系自動起動失敗確認												
高压代替注水	【運転員C】	【1】	●高压代替注水系手動起動(失敗)		5分										
電源確保	【運転員A, B】	【2】	●ガスタービン発電機受電準備, 受電		5分										
被ばく低減操作	【運転員C】	【1】	●非常用ガス処理系起動確認		5分										
			●中央制御室換気空調系手動起動			10分									
原子炉注水機能	【運転員B】	【1】	●原子炉への全注水機能喪失確認		5分										
格納容器下部注水	【運転員A】	【1】	●原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ初期水張り				1.8時間								
原子炉減圧	【運転員C】	【1】	●逃がし安全弁1弁による原子炉減圧実施および原子炉圧力確認					5分							
原子炉圧力容器破損	【運転員A】	【1】	●原子炉圧力容器破損確認									5分			
原因調査	《運転員D, E》	《2》	●機能喪失機器の原因調査											解析上考慮しない	
要員数	運転員	5													
	重大事故等対応要員	0													
	合計	5													

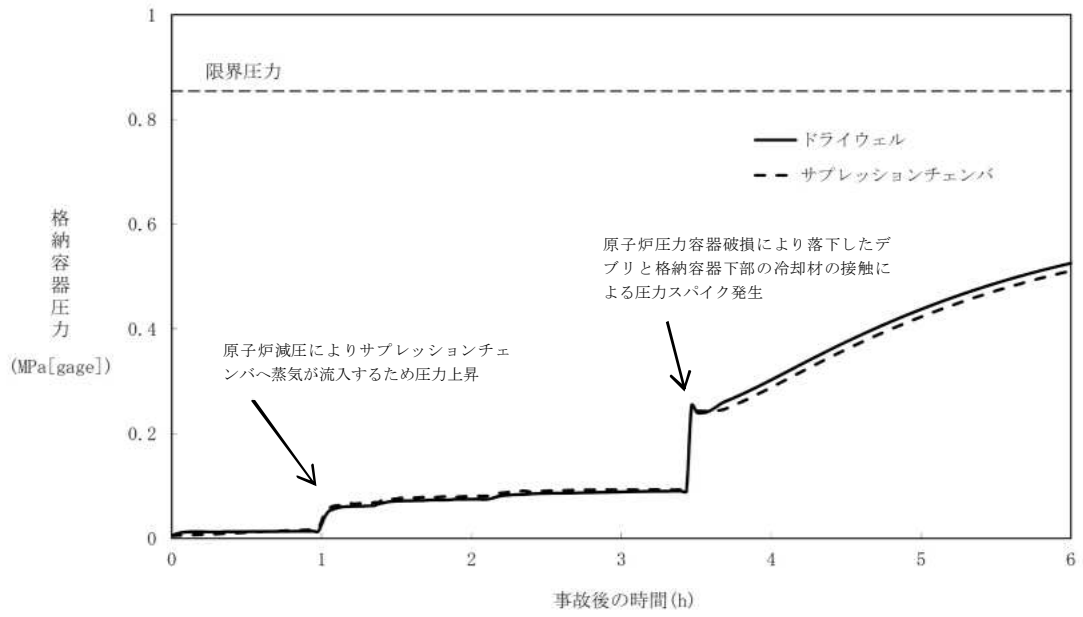
第 3.3.3 図 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用時の作業と所要時間



第 3.3.4 図 原子炉圧力の推移



第 3.3.5 図 原子炉水位の推移



第 3. 3. 6 図 格納容器圧力の推移

第 3.3.1 表 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・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を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 3.3.1 表 原子炉压力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用における重大事故等対策について(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。 	主蒸気隔離弁	—	—
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—
高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 高圧代替注水系ポンプ出口流量（SA）

第 3.3.1 表 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における重大事故等対策について (3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	・ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	・中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
原子炉への全注水機能喪失機能確認	・原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA)
原子炉水位 (燃料域) 有効燃料棒頂部以下確認	・原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷を確認	・炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
損傷炉心冷却失敗確認	・原子炉水位「レベル0」未滿かつ注水系なしを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA)
原子炉格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部注水	・損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系 (常設) により格納容器下部へ水深 3.4m まで初期水張りを実施する。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉格納容器下部注水量 (SA) 格納容器下部水位 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位 (SA)
逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認	・原子炉水位 (有効燃料棒底部から燃料有効長の +10% 高い位置) 到達により、逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉压力容器破損確認	・原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉压力容器破損を確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 格納容器圧力 (SA) 格納容器温度 (SA)

第 3.3.1 表 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における重大事故等対策について(4/4)

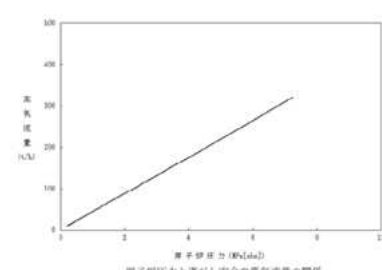
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器健全性確認	・ 格納容器圧力，格納容器下部雰囲気温度等により格納容器健全性を確認する。	—	—	格納容器圧力 (SA) ベDESTAL 周囲温度 (SA)

第 3.3.2 表 主要解析条件（原子炉压力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用）（1/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置		設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	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想定する。また、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の機能喪失を想定する。
		高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失	原子炉压力容器破損に至る事象を想定するため想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
原子炉压力容器の破損径	外径約 0.2m	原子炉压力容器の破損径は、制御棒駆動機構ハウジング1本の外径とする。	

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。

第 3.3.2 表 主要解析条件（原子炉压力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用）（2/2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	逃がし安全弁	7.37MPa[gage]×2弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉水位が原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧	運転操作手順書等を踏まえて設定
	溶融炉心落下前の原子炉格納容器下部注水系(常設)による水張り	格納容器下部には3.4mの水位が確保されている	格納容器下部には3.4mの水位が確保されているものとする。

3.4 水素燃焼

3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では，格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると，金属－水反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ，格納容器が破損する場合がある。

したがって，本格納容器破損モードに対しては，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって，格納容器破損の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して，格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化を行う。

本評価事故シーケンスにおいては，「大LOCA時にHPCS機能，低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」を想定しており，その手順については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の「3.1.1(3) 格納容器破損防止対策」と同様である。

3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

格納容器が窒素置換により不活性化されているBWRでは、水素燃焼防止の観点で、酸素濃度が重要となる。評価事故シーケンスとしては、水素発生量が少なく、相対的に酸素濃度が大きくなるシーケンスであり、かつ、炉心損傷防止対策が有効とならないシーケンスである、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じ「大LOCA時にHPCS機能、低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」を選定する。

本評価事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、低圧代替注水系（常設）による注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器雰囲気温度及び圧力抑制、原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱、格納容器内水素及び酸素濃度等が重要な事象となる。

よって、これらの現象による格納容器挙動を一貫して適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより水素濃度、酸素濃度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第3.4.1表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、原子炉内の保有水量の減少が早く、炉心のヒートアップを厳しく評価するため、原子炉圧力容器の下部に接続され、かつ配管口径が大きい再循環ポンプの吸い込み側配管の両端破断が発生することを想定する。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧炉心スプレイ系，低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また，非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し，全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 炉心内の金属－水反応による水素発生量

炉心内の金属－水反応による水素発生量は，MAAP による評価結果を用いる場合と全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応する場合を比較し，水素燃焼の観点から厳しい値を用いる。

(e) 酸素濃度

格納容器の初期酸素濃度，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。格納容器の初期酸素濃度は，運転上許容される上限の 4.0vol%とする。

(f) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，MAAP で得られる崩壊熱を用いて評価する。水素ガス及び酸素ガスの発生割合(G 値)は，それぞれ 0.06 分子/100eV，0.03 分子/100eV とする。

(g) 溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス等の発生

原子炉圧力容器が破損しない事故シーケンスであるため，溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガス等の発生については，考慮しない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）は、 $108.5 \text{ m}^3/\text{h}$ ($0.427 \text{ MPa}[\text{dif}]$ において)の流量で原子炉へ注水し、再冠水後は崩壊熱による蒸発量相当の注水をするものとする。

(c) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し、 $88 \text{ m}^3/\text{h}$ にて格納容器へスプレーする。

(d) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により 10.0 kg/s ($0.427 \text{ MPa}[\text{gage}]$ において)の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生1時間後から開始されるものとする。

(b) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力 $0.640 \text{ MPa}[\text{gage}]$ 到達時に開始し、 $0.540 \text{ MPa}[\text{gage}]$ まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が $3,800 \text{ m}^3$ に到達した時点で格納容器スプレーを停止するものとする。

(c) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 $0.854 \text{ MPa}[\text{gage}]$ 到達時に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

原子炉水位（シュラウド内外）及び注水流量の推移を第 3.4.1 図及び第

3.4.2 図に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度及びサブプレッションプールの水位の推移を第 3.4.3 図から第 3.4.5 図に、ドライウエルの気相濃度及びサブプレッションチェンバの気相濃度の推移を第 3.4.6 図及び第 3.4.7 図に示す。

a. 事象進展

炉心溶融に伴い、全炉心のジルコニウムの約 18%が水と反応して水素が発生するとともに、水の放射線分解によって水素及び酸素が発生する。

ドライウエルの酸素濃度は、破断口からの冷却材の流出により水蒸気雰囲気となり十分低い値を維持する。一方、サブプレッションチェンバの酸素濃度は、事象発生直後はドライウエルの酸素が流入しわずかに上昇するが、その後は水蒸気等の割合の増加とともに減少する。事象発生から約 78 時間後に原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施して以降は、サブプレッションチェンバ、ドライウエルともに水蒸気雰囲気となり、水素濃度、酸素濃度ともに十分低く抑えられる。

b. 評価項目等

ドライウエルの気相及びサブプレッションチェンバの気相における酸素濃度は第 3.4.6 図及び第 3.4.7 図に示すとおり、酸素濃度の最大値は、事象発生直後におけるサブプレッションチェンバの酸素濃度約 4.0vol%であり、5vol%以下に維持されるため、水素の爆轟に至ることはない。また、水素及び酸素の可燃限界は、水素濃度 4vol%以上かつ酸素濃度 5vol%以上であり、可燃限界に至ることはなく、可燃性ガスの燃焼が生じることはない。(添付資料 3.4.1)

本評価では、「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」 第37条 2-3のうち、(f)及び(g)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

3.4.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.4.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「水素燃焼」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同様である。

(2) 必要な資源の確保

格納容器破損モード「水素燃焼」において、重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同様である。

3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在し、金属-水反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、格納容器が破損する場合を想定した。

したがって、本格納容器破損モードに対しては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって、格納容器破損の防止を図る。

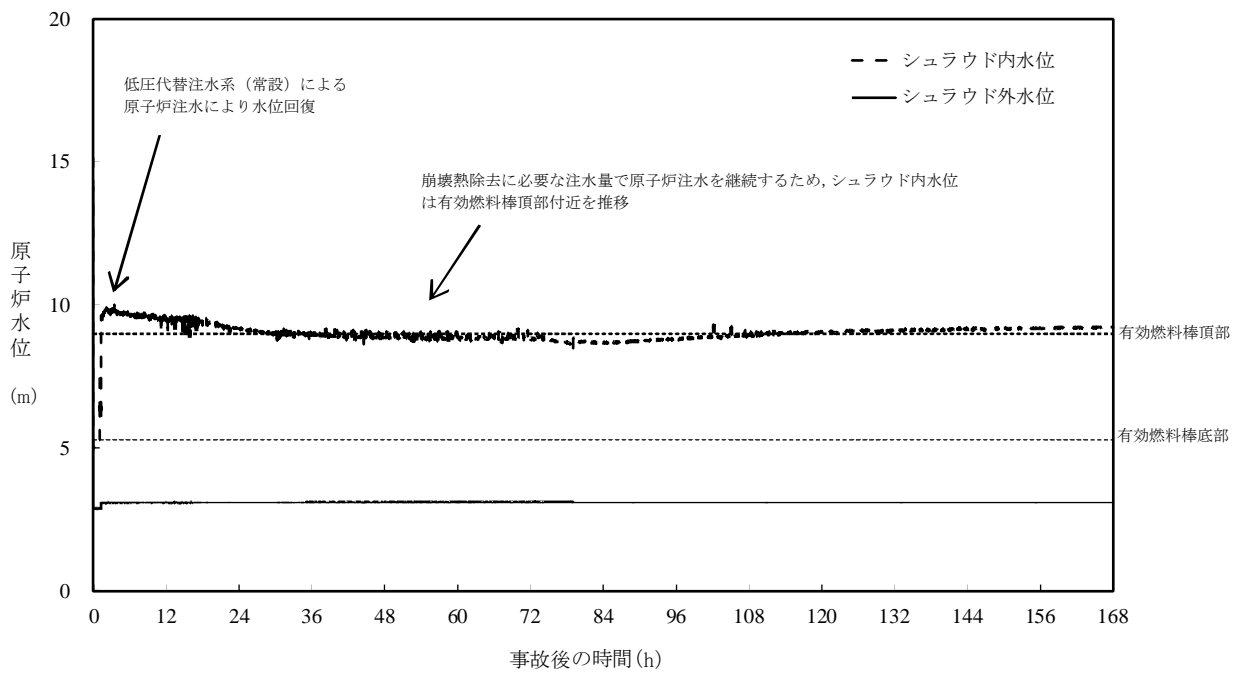
格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンス「大LOCA時にH

PCS機能、低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失する事故」について有効性評価を行った。

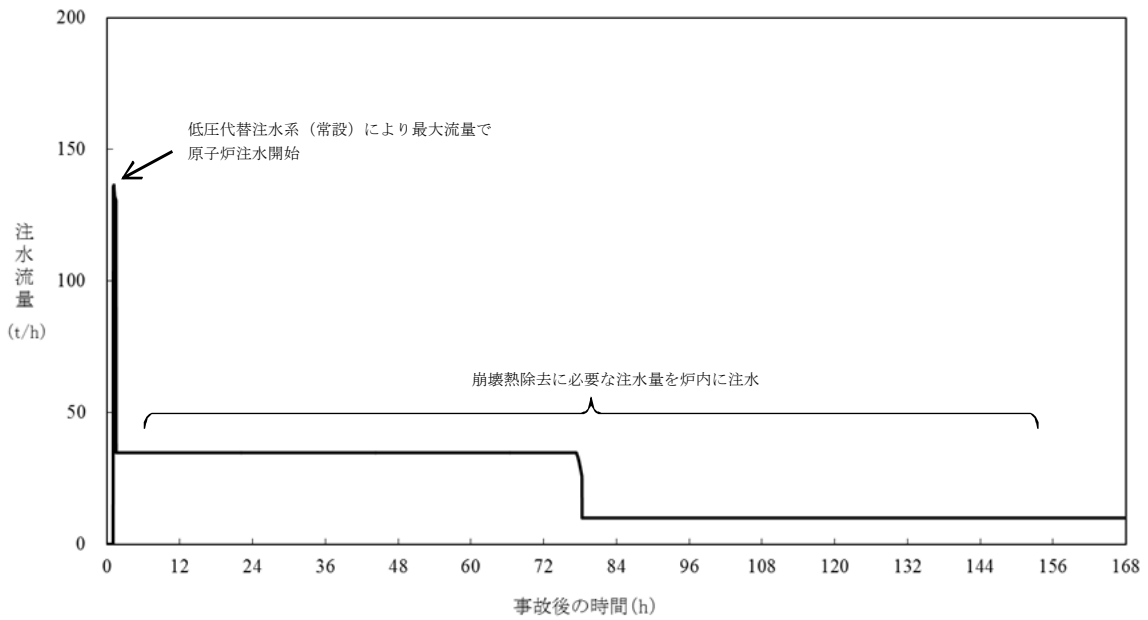
上記の場合においても、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により酸素濃度が可燃限界である 5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることはない。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

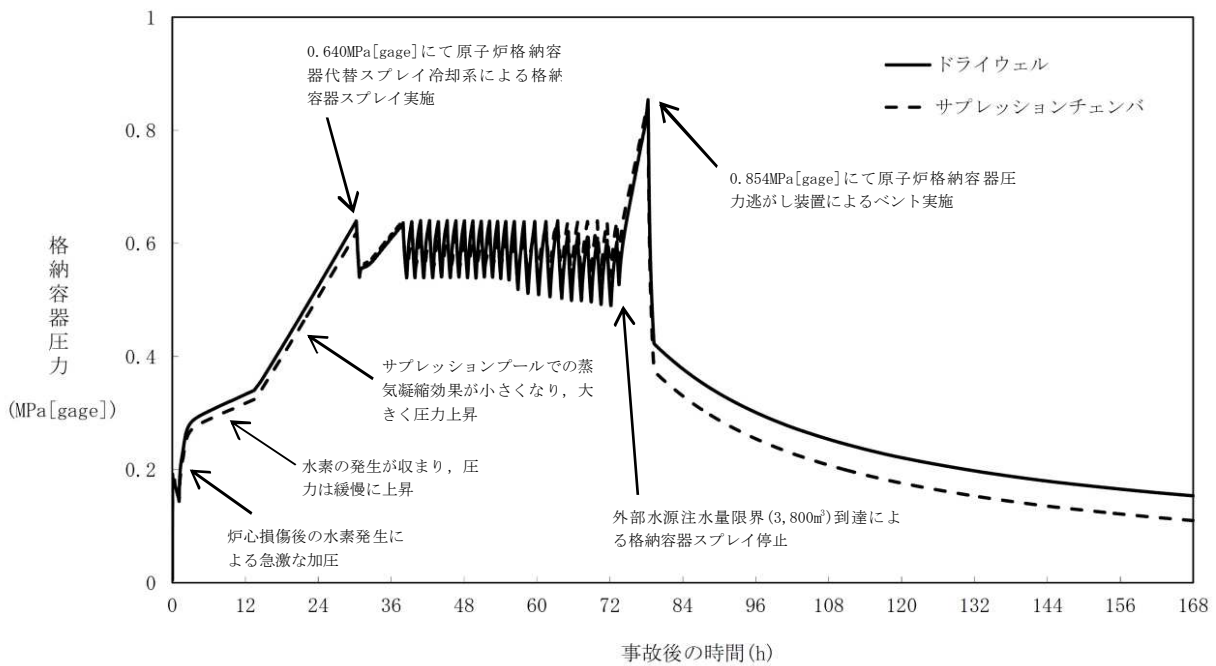
以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「水素燃焼」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



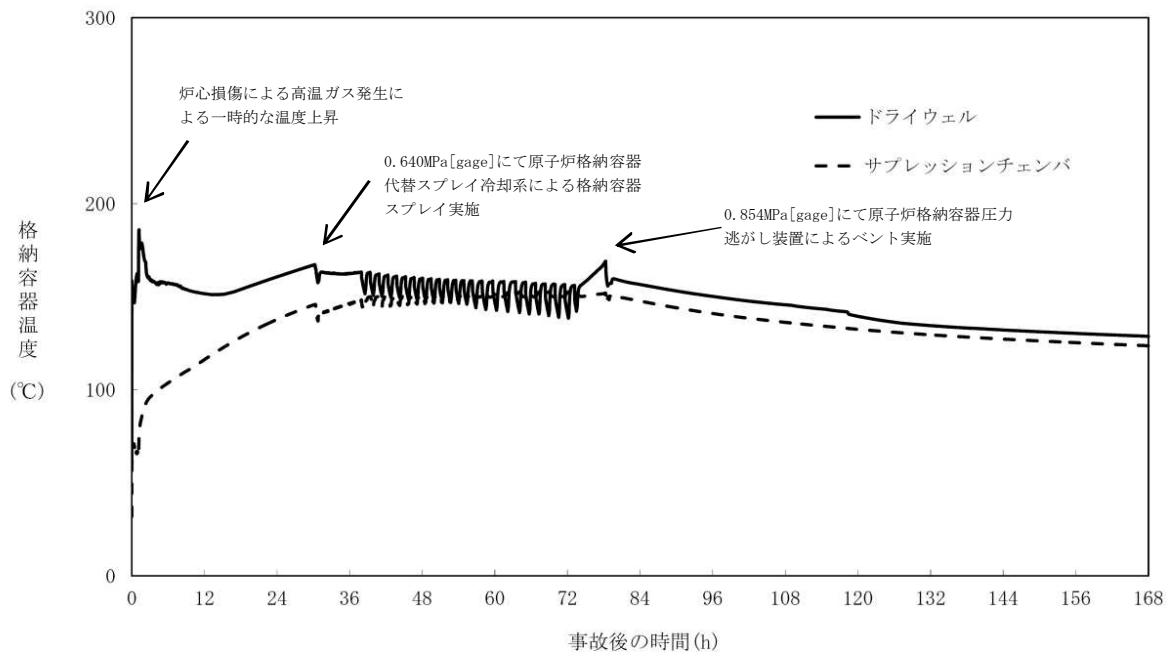
第 3. 4. 1 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



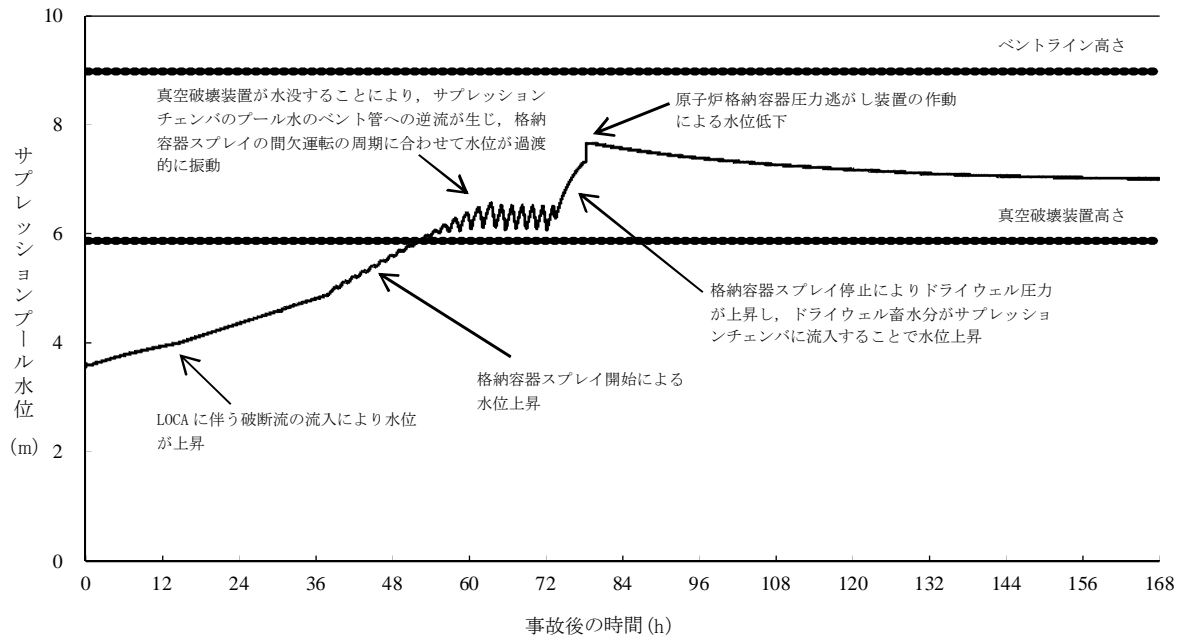
第 3. 4. 2 図 注水流量の推移



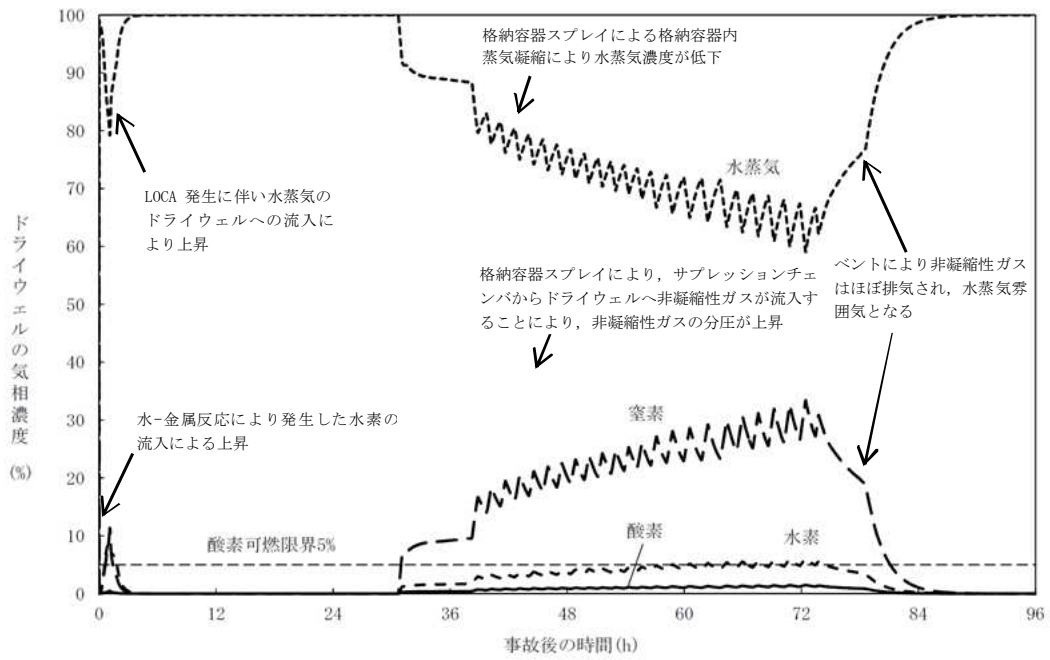
第 3. 4. 3 図 格納容器圧力の推移



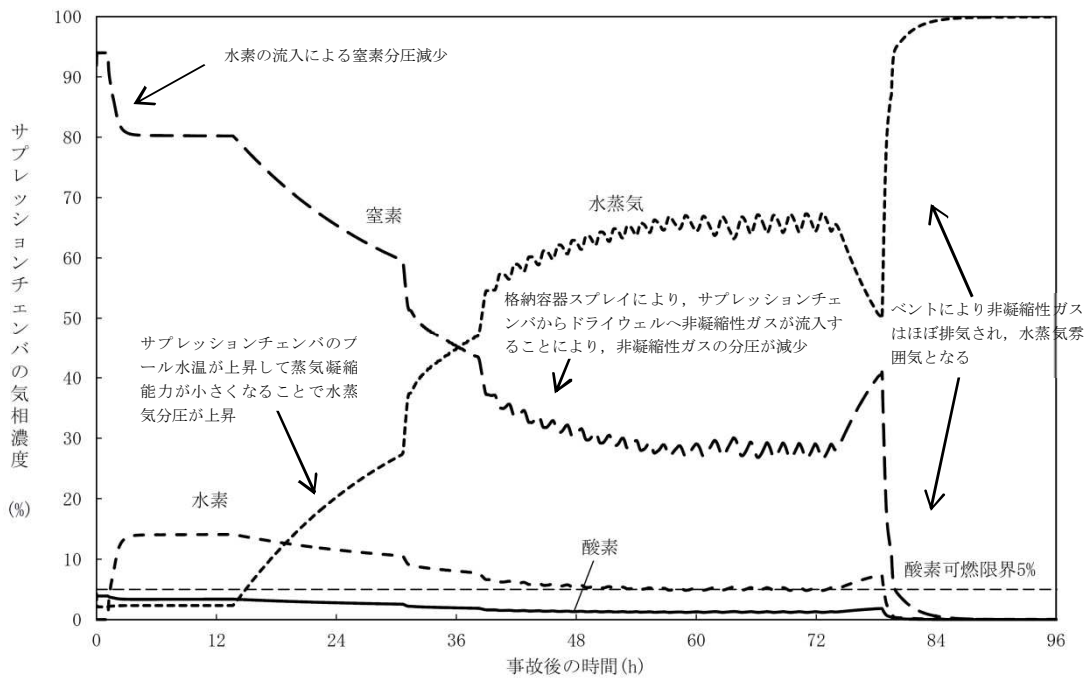
第 3. 4. 4 図 格納容器気相部の温度の推移



第 3. 4. 5 図 サプレッションプールの水位の推移



第 3. 4. 6 図 ドライウエルの気相濃度の推移



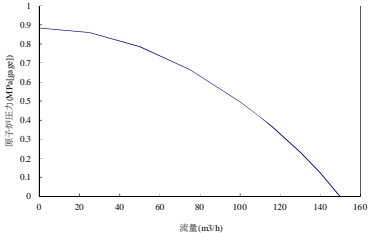
第 3. 4. 7 図 サプレッションチェンバの気相濃度の推移

第 3.4.1 表 主要解析条件 (水素燃焼) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	原子炉再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断の発生を想定	原子炉内の保有水量の減少が早く、炉心のヒートアップを厳しく評価するため、原子炉再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用炉心冷却系機能喪失	非常用炉心冷却系として、高圧炉心スプレイ系、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
	炉心内の金属-水反応による水素発生量	全炉心のジルコニウムの約 18% が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	酸素濃度	初期酸素濃度 (4.0vol%) と水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮	格納容器の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の 4.0vol% とする。
	水素ガス及び酸素ガスの発生割合	0.06 分子/100eV(水素ガス) 0.03 分子/100eV(酸素ガス)	苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定
熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス等の発生	考慮しない	原子炉圧力容器が破損しない事故シーケンスであるため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガス等の発生については、考慮しない。	

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。

第 3.4.1 表 主要解析条件（水素燃焼）（2/2）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	低圧代替注水系(常設)	108.5m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において) 再冠水後は崩壊熱による蒸発量相当の注水	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	88m ³ /hにてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値解析では, 設計値相当の開口部を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	事象発生1時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定
	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操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.640MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.540MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m ³	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.854MPa[gage]到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

安定停止状態について

水素燃焼時の安定停止状態については、以下のとおり。

安定停止状態：本シナリオにおいては、事象発生から約 78 時間で原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施し、低圧代替注水系（常設）により原子炉水位を維持するとともに、7 日後までの事象進展を評価しており、事象発生から 7 日間、格納容器の機能を維持できることを確認している。

【7 日後以降の中長期的対応について】

事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度に注意するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器内の圧力・温度の低下操作や格納容器内の窒素置換を試みる。

3.5 格納容器直接接触（シェルアタック）

3.5.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「格納容器直接接触（シェルアタック）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は抽出されない。これは，格納容器直接接触（シェルアタック）については，ペDESTAL床とドライウェル床とが同一レベルに構成される BWR Mark-I 型格納容器に特有の事象とみなされており，女川原子力発電所 2 号炉のような Mark-I 改良型格納容器においては，デブリは原子炉格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であるためである。（添付資料 3.5.1）

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

3.5.1(1) のとおり，格納容器破損モード「格納容器直接接触（シェルアタック）」は，格納容器の構造的に発生するおそれは無いと考えられるため，本格納容器破損モードによって格納容器が破損する場合は想定しない。

なお，原子炉圧力容器から落下した溶融炉心による格納容器下部壁面及び格納容器下部床面のコンクリートの侵食については，「3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用」において，格納容器破損防止対策の有効性を確認する。

本評価では，「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」 第 37 条 2-3 のうち，(h) の評価項目について，格納容器の構造が有効な対策となっていることを確認した。

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

「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」の第37条2-1では必ず想定する格納容器破損モードの1つとして格納容器直接接触（シェルアタック）を指定しており，現象の概要は以下のとおりである。

【審査ガイドの記載】

原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に，溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって，原子炉格納容器が破損する可能性がある。

本破損モードはペDESTAL床とドライウエル床が同一レベルに構成されるBWRのMark-I型格納容器に特有のものであり，女川2号炉の格納容器(Mark-I改良型)は，下図に示すとおり，ペDESTAL床に落下したデブリが，ドライウエル床へ拡がらない構造である。

従って，必ず想定する格納容器破損モードであるが，BWRのMark-I改良型格納容器の構造上，発生の可能性がないため，女川2号炉において想定する格納容器破損モードから除外した。

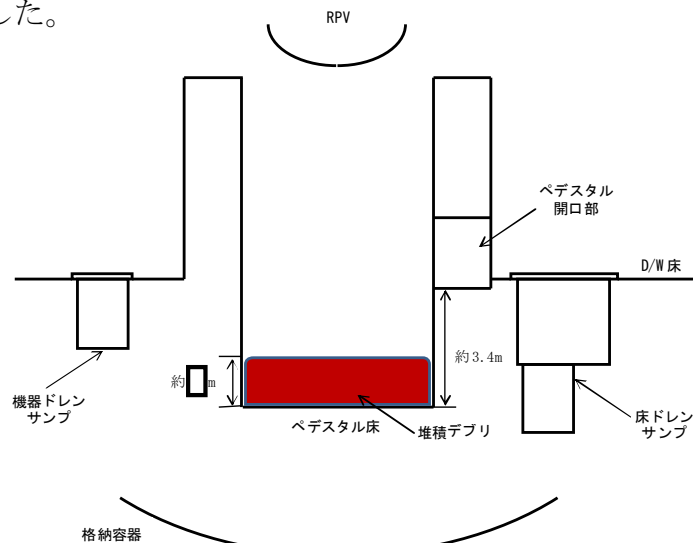


図 ペDESTAL内堆積デブリ状況

ペDESTAL床上に堆積する溶融デブリ体積は 100 %炉心落下を想定しても約 \square m^3 であり，ペDESTAL床面積約 \square m^2 からデブリ体積高さは約 \square m であるが，ペDESTAL床からペDESTAL開口部下端までの高さは約 3.4 m あるため，ドライウエル床に溶融デブリが拡がることはない。なお，溶融炉心の流動性は高いため，ペDESTAL開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。

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。

3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用

3.6.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器内へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，格納容器下部のコンクリートが侵食され，格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合を想定する。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対しては，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で溶融炉心の冷却に寄与する十分な格納容器下部の水量及び水位を確保し，かつ，溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上回る原子炉格納容器下部注水系（常設）による注水を行うことによって，格納容器破損の防止を図る。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して，格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で，格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位を確保し，かつ，溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上

回る格納容器下部注水系（常設）による注水を行う。

本格納容器破損モードに対応する対策の系統概要図を第 3.6.1 図に、手順の概要を第 3.6.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.6.1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員で構成され、合計 11 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 3.6.3 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

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を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力等である。

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

d. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系の機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

f. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

g. 高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）

高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。

高圧代替注水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧代替注水系ポンプ出口圧力等である。

h. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

i. 原子炉への全注水機能喪失機能確認

原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。

原子炉への全注水機能喪失機能の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）である。

j. 原子炉水位（燃料域）有効燃料棒頂部以下確認

原子炉水位計（燃料域）にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。

原子炉水位（燃料域）有効燃料棒頂部以下の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）等である。

k. 炉心損傷を確認

炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。

炉心損傷の確認に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

l. 損傷炉心冷却失敗確認

原子炉水位「レベル0」未満かつ注水系なしを確認する。

損傷炉心冷却失敗の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）である。

m. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水

損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ水深 3.4m まで初期水張りを実施する。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水に必要な計装設備は、格納容器下部水位等である。

n. 逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認

原子炉水位（有効燃料棒底部から燃料有効長の+10%高い位置）到達により、逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）及び原子炉圧力である。

o. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。

原子炉圧力容器破損の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

p. 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部へ崩壊熱相当を注水

原子炉格納容器下部への注水は崩壊熱相当とする。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部へ崩壊熱相当の注水に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水量等である。

3.6.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」は、ペDESTALに落下する溶融炉心の割合が大きくなる，原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスで厳しくなるため，TQUX，長期TB，TBD，TBU及びS2Eを除外する。また，AE及びS1Eは破断口から流出した冷却材がペDESTALに流入する可能性があり，この場合は「溶融炉心・コンクリート相

相互作用」の観点では厳しくならないと考えられるため除外する。

以上より、「熔融炉心・コンクリート相互作用」への対策の有効性を確認するため、TQUVを代表として選定する。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・ 過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故
- ・ 過渡事象時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故
- ・ 手動停止時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故
- ・ 手動停止時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故
- ・ サポート系喪失時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故
- ・ サポート系喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故

本評価においては、原子炉圧力容器下部注水系（常設）によるペDESTALへの水張りの効果を確認するため、原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものとして、ペDESTALへの水張りにより、ペDESTALの水位が確保された状態で原子炉圧力容器破損に至る事象を仮

定する。

以上より、「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）に失敗し、熔融炉心の冷却に失敗する事故」を評価事故シーケンスとする。

なお、全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし、また、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水、熔融炉心の格納容器下部への拡がり、熔融炉心と冷却水の熱伝達、熔融炉心とコンクリートの熱伝達、格納容器下部壁面及び床面の侵食量等が重要な現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器下部壁面及び床面の侵食量等の推移を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 3.6.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧代替注水系、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低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、全ての原子炉注水の機能喪失を想定する。

さらに、崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

(d) 落下する溶融炉心の量

落下する溶融炉心の量は、保守的に全炉心に相当する量とする。

(e) 溶融炉心から格納容器下部冷却水への熱流束の上限

0.8MW/m²相当とする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁1弁を使用するものとし、容量として、1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉注水機能が喪失していたとしても、原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧を行う。

(b) 原子炉圧力容器破損前に原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張

りによって、格納容器下部には2 mの水位が確保されているものとする。

(c) 原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うものとする。

(3) 有効性評価の結果

格納容器下部壁面及び格納容器下部床面のコンクリート侵食量を第3.6.4図に示す。

a. 事象進展

高圧・低圧注水機能喪失によって、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約0.9時間後に炉心溶融に至り、事象発生から約3.4時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張りによって、格納容器下部には2 mの水位が確保されており、また、原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を継続的に行うことによって、溶融炉心は適切に冷却される。

その後は、落下した溶融炉心の冷却のために格納容器下部への注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努め、復旧後は原子炉への注水及び格納容器の冷却を実施する。

b. 評価項目等

溶融炉心による侵食量は第3.6.4図に示すとおり、格納容器下部への事前水張り及び原子炉圧力容器破損後の注水の継続により、コンクリートの侵食量は壁面、床面ともに約0.2m以下に抑えられるため、原子炉圧力容器の支持

機能は保たれる。

本評価では、「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」 第37条 2-3のうち，(i)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し，対策の有効性を確認した。

3.6.3 コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

3.6.4 必要な要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の確保

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」における重大事故等対策に必要な要員は，「3.6.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり11名であり，重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員39名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

追而

3.6.5 結論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では，原子炉圧力容器内の溶融炉心が格納容器内へ流れ出し，溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって，格納容器下部のコンクリートが侵食され，格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合を想定した。

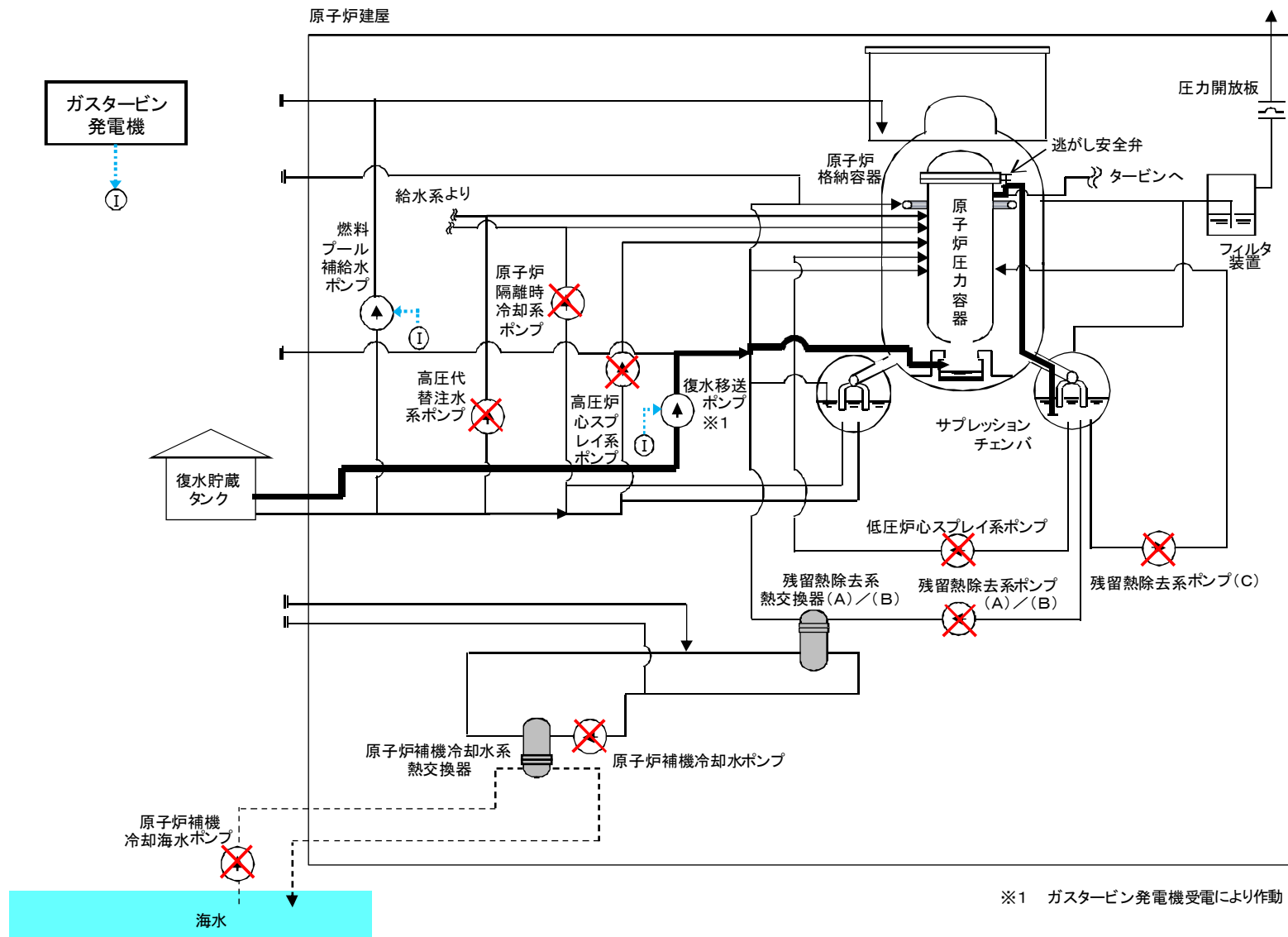
格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケ

ンス「過渡事象時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心損傷後の原子炉注水(重大事故等対策を含む)に失敗し、溶融炉心の冷却に失敗する事故」に全交流動力電源喪失を重畳させたシーケンスに対して有効性評価を行った。

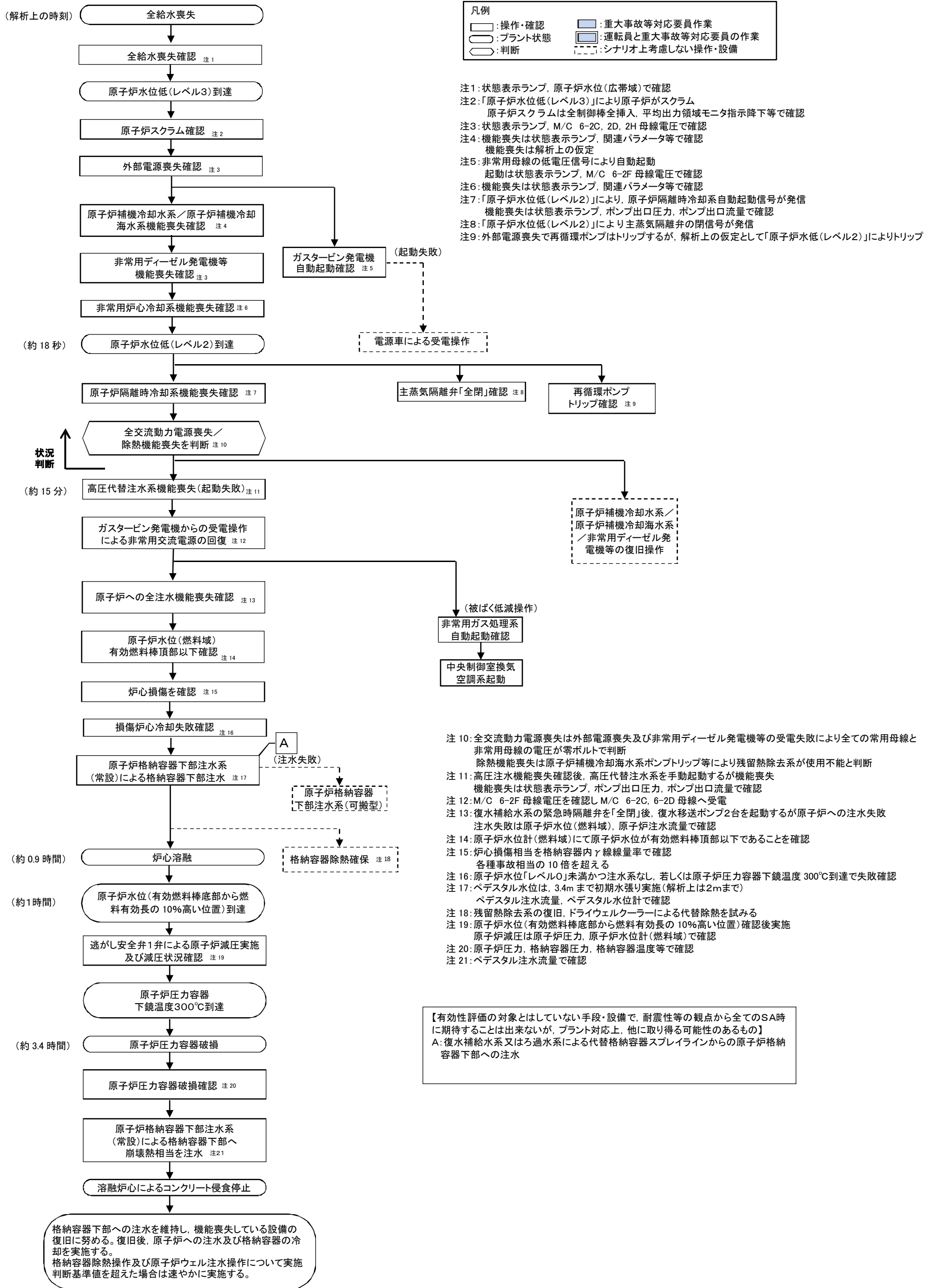
上記の場合においても、原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水を実施することにより、溶融炉心の冷却が可能である。その結果、コンクリートの侵食量は壁面、床面ともに約0.2m以下に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能は保たれる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員にて対処可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これをもって格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。



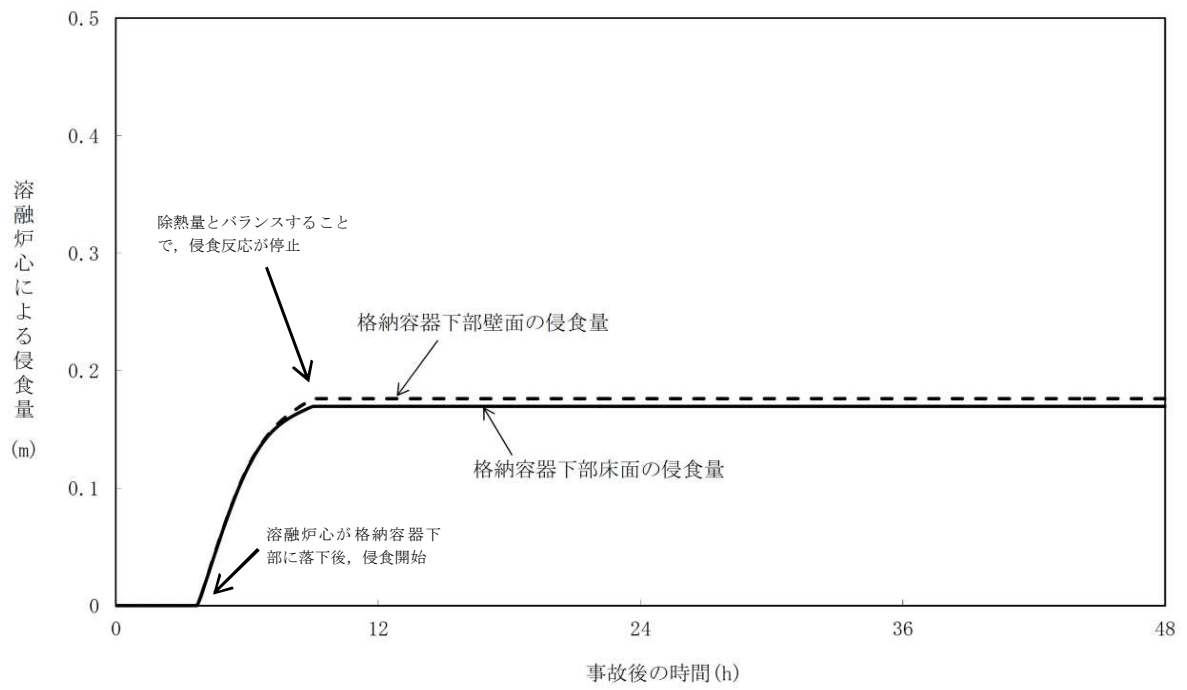
第 3.6.1 図 溶融炉心・コンクリート相互作用時の重大事故等対策の使用系統概要
(原子炉格納容器下部注水系 (常設))



第 3.6.2 図 溶融炉心・コンクリート相互作用時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間(分)						経過時間(時間)				備考	
			10m	20m	30m	40m	50m	60m	2h	3h	4h			
手順の項目	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 《 》は解析上考慮していない操作を行なう要員 記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約18秒 原子炉水位低(レベル2)到達											
	発電課長	1	●運転操作の統括											
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示											
状況判断	運転員 A,B,C	3	●全給水喪失確認											
			●原子炉スクラム確認											
			●外部電源喪失確認											
			●原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却海水系機能喪失確認			10分								
			●非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認											
			●非常用炉心冷却系機能喪失確認											
			●原子炉隔離時冷却系自動起動失敗確認											
高压代替注水	【運転員C】	【1】	●高压代替注水系手動起動(失敗)			5分								
電源確保	【運転員A, B】	【2】	●ガスタービン発電機受電準備, 受電			5分								
被ばく低減操作	【運転員C】	【1】	●非常用ガス処理系起動確認			5分								
			●中央制御室換気空調系手動起動				10分							
原子炉注水機能	【運転員B】	【1】	●原子炉への全注水機能喪失確認			5分								
格納容器下部注水	【運転員A】	【1】	●原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ初期水張り					1時間						
原子炉減圧	【運転員C】	【1】	●逃がし安全弁1弁による原子炉減圧実施および原子炉圧力確認						5分					
原子炉圧力容器破損	【運転員A】	【1】	●原子炉圧力容器破損確認								5分			
格納容器下部注水	【運転員C】	【1】	●原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部へ崩壊熱相当の注水											
原因調査	《運転員D, E》	《2》	●機能喪失機器の原因調査											解析上考慮しない
要員数	運転員	5												
	重大事故等対応要員	0												
	合計	5												

第 3.6.3 図 溶融炉心・コンクリート相互作用時の作業と所要時間



第 3.6.4 図 溶融炉心による侵食量の推移

第 3.6.1 表 熔融炉心・コンクリート相互作用における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・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を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 3.6.1 表 溶融炉心・コンクリート相互作用における重大事故等対策について(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。 	主蒸気隔離弁	—	—
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—
高圧代替注水系機能喪失（起動失敗）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系の機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動するが機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧代替注水系ポンプ出口圧力 高圧代替注水系ポンプ出口流量（SA）

第 3.6.1 表 溶融炉心・コンクリート相互作用における重大事故等対策について (3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復	・ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。	ガスタービン発電機 (SA)	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	・中央制御室換気空調系を手動起動する。	中央制御室換気空調系	—	—
原子炉への全注水機能喪失機能確認	・原子炉への全ての注水機能が喪失したことを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA)
原子炉水位 (燃料域) 有効燃料棒頂部以下確認	・原子炉水位計 (燃料域) にて原子炉水位が有効燃料棒頂部以下であることを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
炉心損傷を確認	・炉心損傷相当を格納容器内 γ 線線量率にて確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
損傷炉心冷却失敗確認	・原子炉水位「レベル0」未滿かつ注水系なしを確認する。	—	—	原子炉水位 (燃料域) (SA)
原子炉格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部注水	・損傷炉心冷却失敗を確認し、原子炉格納容器下部注水系 (常設) により格納容器下部へ水深 3.4m まで初期水張りを実施する。	復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉格納容器下部注水量 (SA) 格納容器下部水位 (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位 (SA)
逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧実施及び減圧状況確認	・原子炉水位 (有効燃料棒底部から燃料有効長の +10% 高い位置) 到達により、逃がし安全弁 1 弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (燃料域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
原子炉圧力容器破損確認	・原子炉圧力、格納容器圧力、格納容器温度等で原子炉圧力容器破損を確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 格納容器圧力 (SA) 格納容器温度 (SA)

第 3.6.1 表 熔融炉心・コンクリート相互作用における重大事故等対策について(4/4)

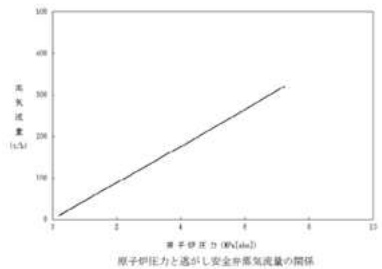
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器下部注水系（常設） による格納容器下部へ崩壊熱相当 を注水	・原子炉格納容器下部への注水は崩壊熱相当とする。	—	—	原子炉格納容器下部注水量 （SA） 格納容器下部水位（SA）

第 3.6.2 表 主要解析条件 (溶融炉心・コンクリート相互作用) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.65m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウェル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績(月平均値)を踏まえて設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	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想定する。また、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の機能喪失を想定する。
		高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常設)の機能喪失	原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため想定
		崩壊熱除去機能喪失	全交流動力電源喪失に至る事象を重畳させるため、崩壊熱除去機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。また、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。
	落下する溶融炉心の量	全炉心に相当する量	落下する溶融炉心の量は、保守的に全炉心に相当する量とする。
溶融炉心から格納容器下部冷却水への熱流束の上限	0.8MW/m ² 相当	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定	

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。

第 3.6.2 表 主要解析条件 (溶融炉心・コンクリート相互作用) (2/2)

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	逃がし安全弁	7.37MPa[gage]×2弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉水位が原子炉水位計(燃料域)にて有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁1弁により原子炉減圧	運転操作手順書等を踏まえて設定
	溶融炉心落下前の原子炉格納容器下部注水系(常設)による水張り	格納容器下部には2mの水位が確保されている	運転操作手順書等を踏まえて設定
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水量	崩壊熱相当の注水	運転操作手順書等を踏まえて設定