

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1 基当たり）

iv. 主蒸気逃がし弁

2 次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力

余熱除去クーラ出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

i. 主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後に開始するものとする。

ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ. サブクール度 20℃以上で開操作

ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作

iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後 1 時間経過すれば、アキュムレータを隔離し、

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとして、4 分の操作時間を考慮するものとする。

(i) サブクール度 40℃以上

(ii) 加圧器水位 50%以上

(iii) 1 次冷却材圧力が安定又は上昇、かつアキュムレータ不動作又は隔離中

(iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中

v. 運用上実際の操作では、充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(a) 事故条件

i. 起回事象

起回事象として、1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

ii. 安全機能の喪失に対する仮定

破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。

iii. 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

i. 充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注

入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

iii. 主蒸気逃がし弁

2 次冷却系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁 2 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%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

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気止弁の閉操作を開始し、操作完了に約 2 分を要するものとする。

ii. 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に 1 分を要するものとする。

iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

ロ．サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ．サブクール度 20℃以上で開操作

ロ．サブクール度 10℃以下で閉操作

v．以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに 2 分の操作時間を考慮するものとする。

(i) サブクール度 40℃以上

(ii) 加圧器水位 50%以上

(iii) 1 次冷却材圧力が安定又は上昇、かつアキュムレータ不動作又は隔離中

(iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中

vi．充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

vii．以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。

(i) 1 次冷却材温度 177℃以下

(ii) 1 次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下

(3) 有効性評価の結果

a. インターフェイスシステム L O C A

インターフェイスシステム L O C A の事象進展を第 7.1.8.4 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.9 図から第 7.1.8.20 図、給水流量及び蒸気流量の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等から

の漏えいにより 1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生約 17 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生約 7 分後に 1 次冷却材圧力が余熱除去クーラ出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで 1 次冷却系保有水量が回復する。

事象発生約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始するとともに、1 次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生約 64 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。

その後、余熱除去ポンプ入口弁（電動弁）を閉止することで漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」

における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度(122℃)を下回る。

第 7.1.8.9 図及び第 7.1.8.10 図に示すように、事象発生後の 180 分後においても 1 次冷却材圧力及び温度は安定しており、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生後の約 380 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.6 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.23 図から第 7.1.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.33 図から第 7.1.8.35 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断した伝熱管を通じて 1 次冷却材が蒸気発生器 2 次側に流出することで 1 次冷却材圧力が低下し、事象発生後の約 7 分後に「過大温度 ΔT 高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生後の約 7 分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1 次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生後の約 8 分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することによ

り、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。

加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生約35分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生約51分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。その後、事象発生約2.3時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.8.32図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次冷却材圧力は第7.1.8.23図に示すとおり、初期値（約15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子

炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度(122℃)を下回る。

第 7.1.8.23 図及び第 7.1.8.24 図に示すように、事象発生の約 5 時間後においても 1 次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約 13 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び内部スプレポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約 38 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も内部スプレポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である 2 次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による 1 次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却、並びに 1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充て

ん注入への切替操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1 次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム L O C A では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1 次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点と

する 2 次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1 次冷却系の減圧が遅くなることで 1 次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1 次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1 次冷却系の減圧が遅くなることで 1 次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

1 次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る 2 流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム L O C A において、2 次冷却系強制冷却等による減圧時に 1 次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の 1 次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

1 次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム L O C A において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1 次冷却材温度が低くなることから、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を

起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステムLOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要

はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを

考慮すると、実際の 1 次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで 1 次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム L O C A 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるアキュムレータ初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1 次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却及び 1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

インターフェイスシステム L O C A 時の破断口径を最確値とした場合、事象初期における破断口径は最確値と同等であるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却の開始に与える影響は小さい。一方、事象進展に伴い余熱除去系逃がし弁が閉止した後は、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなり、1 次冷却材圧力の低下が遅くなることで 1 次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入

への切替操作の開始が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータへの影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

インターフェイスシステムLOCA時の破断口径を最確値とした場合、事象初期における破断口径は最確値と同等であるが、事象進展に伴い余熱除去系逃がし弁が閉止した後は、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

アキュムレータの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。アキュムレータの初期保有水量が多い方がアキュムレータ気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、アキュムレータによる炉心注水より前に、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

インターフェイスシステムLOCAにおける2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし

弁の開閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）の閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 7.1.8.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

2 次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより 1 次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1 次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1 次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム L O C A における 2 次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1 次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1 次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操

作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

インターフェイスシステムLOCA時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第7.1.8.37図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の

操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による 1 次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約 3 時間の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1 次冷却系への注水、1 次冷却系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a. 水源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」において、復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による 2 次冷却系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.6 時間の注水継続が可能であり、この間に送水車を用いた海水補給が可能である。また、燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生時の約 64 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。

重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による 2 次冷却系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.6 時間の注水継続が可能であり、事象発生時の約 2.3 時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生時の約 51 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、1 次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器 2 次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えるこ

とにより長期冷却が可能である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kl の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）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て、7 日間の運転継続に約 8.3kl の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kl となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kl)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.8.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、内部スプレポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」及び「蒸気発生器伝熱管破損

時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(インターフェイスシステム L O C A) (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・ 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・ 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	—	安全注入流量 余熱除去クーラ出口 流量 燃料取替用水タンク 水位 冷却材圧力（広域）
c. 蓄圧注入系動作の確認	・ 1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	—	冷却材圧力（広域）
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	・ 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、格納容器内モニタ及び蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステム L O C A の発生を判断する。	—	—	冷却材圧力（広域） 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(インターフェイスシステム L O C A) (2/3)

判断及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 余熱除去系統の隔離	- 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。 1 次冷却系保有水量低下を抑制するために 1 次冷却系の減圧操作を開始する前に、1 次冷却系と余熱除去系統の隔離操作を行う。 - 隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。	—	—	余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位
f. 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作	1 次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	—	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
g. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	- 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器 2 次側による 1 次冷却系の減温、減圧を行う。 - 蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による 1 次冷却系強制減圧	- 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び 1 次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1 次冷却系の強制減圧を行う。 - 加圧器逃がし弁操作の際は、1 次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	冷却材圧力（広域） 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(インターフェイスシステム L O C A) (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
i. 高圧注入から充てん注入への切替え	・ 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
j. アクキュムレータ出口電動弁閉操作	・ 冷却材圧力（広域）計指示が 0.6MPa[gage]になれば、アクキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アクキュムレータ出口電動弁	—	冷却材圧力（広域） 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度
k. 余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	・ 漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。 ・ 早期の流出停止を目的として、1 次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。	余熱除去ポンプ入口弁	—	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
l. 蒸気発生器 2 次側を使用した除熱の確認	・ 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器 2 次側を使用した除熱を継続して行う。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・ 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・ 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	—	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	・ 蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。	—	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 加圧器水位 冷却材圧力（広域）
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	・ 安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 復水タンク水位
e. 破損側蒸気発生器の隔離	・ 破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気止弁の開操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の開操作等を行う。	主蒸気止弁	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	・破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。	—	—	主蒸気圧力 冷却材圧力(広域) 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 加圧器水位
g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	・破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 【燃料取替用水タンク】	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 補助給水流量 復水タンク水位 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力(広域) 燃料取替用水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧	・非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	冷却材圧力(広域) 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
i. アキュムレータ出口電動弁閉操作	・蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前にアキュムレータ出口電動弁を開操作する。	アキュムレータ出口電動弁	—	冷却材圧力(広域) 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. 高圧注入から充てん注入への切替え	・ 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
k. 余熱除去系による炉心冷却	・ 冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び 1 次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1 次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度
l. 1 次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	・ 余熱除去系による冷却継続により、1 次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。 ・ 以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 余熱除去クーラ出口流量
m. 1 次冷却系のフィードアンドブリード	・ 余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。	充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 安全注入流量 燃料取替用水タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (4/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 代替再循環運転への切替え	・長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位(59%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 64%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。 ・代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプから A、B 内部スプレポンプを経て A 内部スプレクーラで冷却した水を A 余熱除去系統及び A 格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。 ・原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。	A、B 内部スプレポンプ A 内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 1 次冷却材低温側広域温度 1 次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステム L O C A）（1/3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード		M－R E L A P 5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。	
	1次冷却材圧力 （初期）	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。	
	1次冷却材 平均温度 （初期）	305.7+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。	
	炉心崩壊熱	F P：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。	
	蒸気発生器 2次側保有水量 （初期）	51t（1基当たり）	設計値として設定。	
事故条件	起因事象	余熱除去系統入口弁の誤開又は破損		余熱除去系統入口弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとして設定。
		破断箇所	破断口径	余熱除去クーラ出口逃がし弁（1個当たりの破断口径は、約1.9cm（0.75インチ））については口径の標準値として、余熱除去ポンプ入口逃がし弁（1個当たりの破断口径は、約7.6cm（3インチ））については、実機における口径を基に設定。 余熱除去系機器等については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値として、N U P E C 報告書の値を基に設定。なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と同等である。 また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力、温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。
		原子炉格納容器外の余熱除去クーラ出口逃がし弁 （低温側2個、高温側1個）	約3.3cm （約1.3インチ）	
		原子炉格納容器内の 余熱除去ポンプ 入口逃がし弁（2個）	約11cm （約4.2インチ）	
	原子炉格納容器外の余熱除去系機器等	約4.1cm （約1.6インチ）		
	安全機能の喪失 に対する仮定		余熱除去機能喪失	
外部電源		外部電源なし		外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステム L O C A）（2/3）

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	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （高圧注入特性： 0m ³ /h～約 220m ³ /h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備環境等に与える影響の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値 到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m ³ /h （蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	アキュムレータ 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ 保有水量	29.0m ³ （1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格主蒸気流量の 10% （1 個当たり）	定格運転時において、主蒸気逃がし弁 1 個当たり主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理できる流量として設定。
	余熱除去系逃がし弁 吹止まり圧力	余熱除去クーラ出口逃がし弁及び余熱 除去ポンプ入口逃がし弁の 設計値	余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステム L O C A）（3/3）

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操作条件	2 次冷却系強制冷却開始	非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後	運転員等操作時間として、事象判断に 10 分、非常用炉心冷却設備作動信号のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去系統の中央制御室からの隔離操作等に 14 分、主蒸気逃がし弁開操作に 1 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備の高圧注入から充てん注入への切替え	非常用炉心冷却設備停止条件成立 または 原子炉トリップ後 1 時間経過から 4 分後	運転員等操作時間として、アキュムレータ隔離操作に 2 分、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。

第 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)(1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M－R E L A P 5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材圧力が高いと2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	305.7+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	F P：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	51t(1基当たり)	設計値として設定。
事故条件	起因事象	1基の蒸気発生器の伝熱管 1本の両端破断	起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管 1本が瞬時に両端破断するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	主蒸気安全弁 1個の開固着	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1個が開固着するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しい設定。

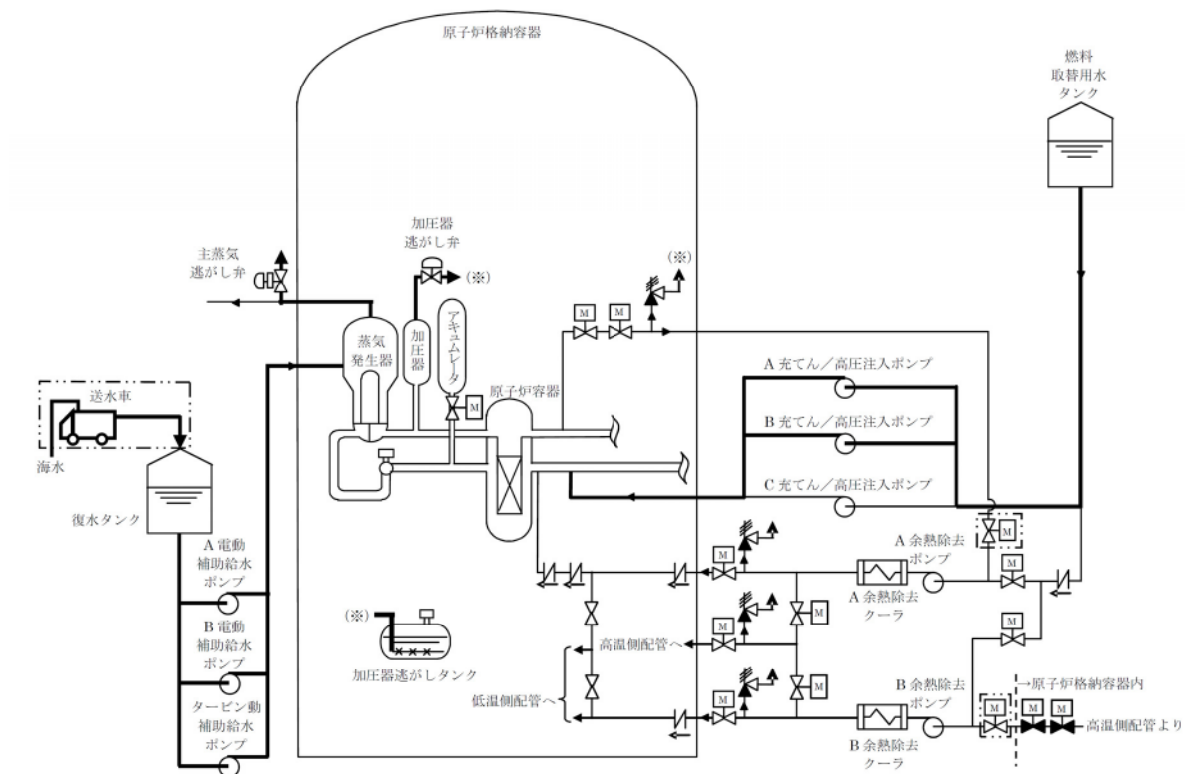
第 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)(2/3)

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	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒) あるいは 過大温度 ΔT 高 (1 次冷却材温度等の関数) (応答時間 6.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (11.66MPa[gage]、水位検出器下端) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性： 0m ³ /h～約 220m ³ /h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備環境等に与える影響の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量の 10% (1 個当たり)	定格運転時において、主蒸気逃がし弁 1 個当たり主蒸気流量 (ループ当たり) の 10%を処理できる流量として設定。

第 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/3)

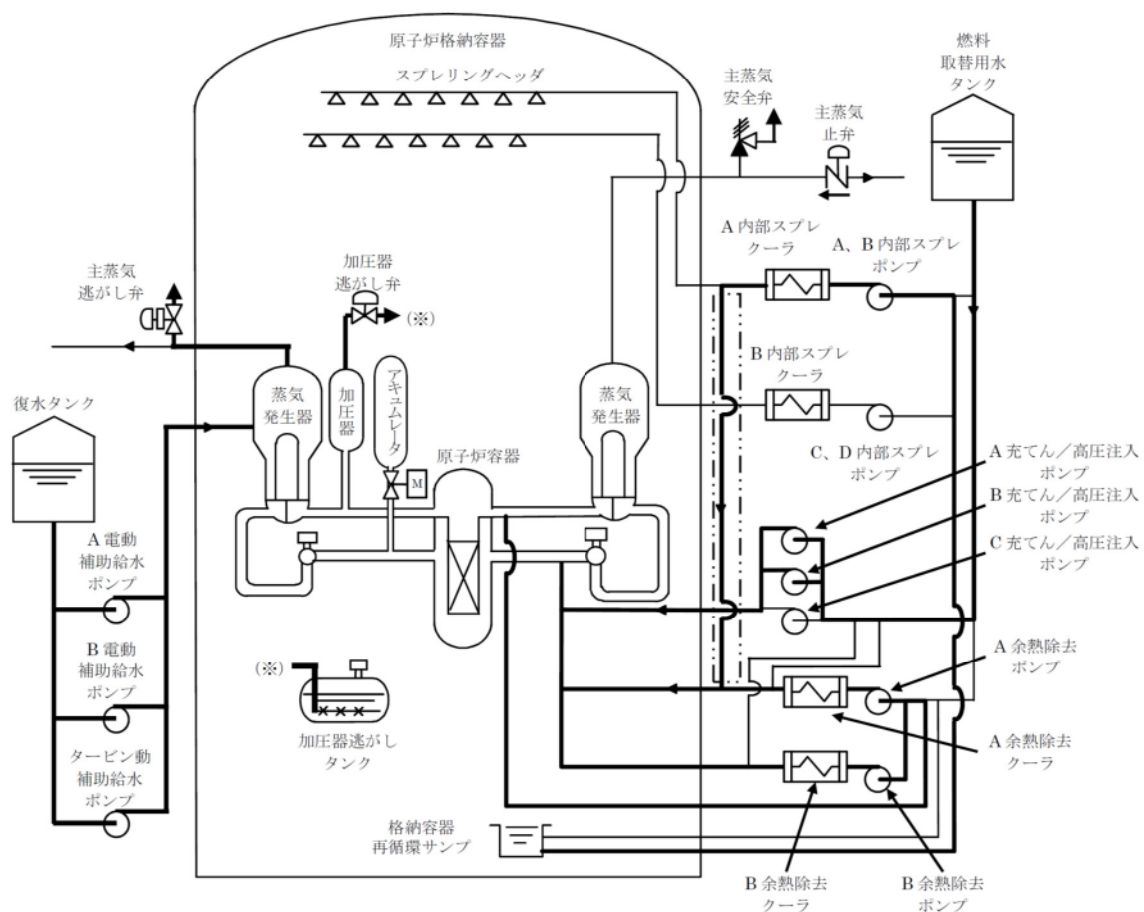
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側蒸気発生器主蒸気止弁閉止	原子炉トリップ後 10 分で開始し、約 2 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知・判断に 10 分、①、②及び③の操作に約 2 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	健全側主蒸気逃がし弁開	破損側蒸気発生器隔離操作完了後 1 分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気逃がし弁の中央制御室での開操作に 1 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	充てん／高圧注入ポンプの高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立から 2 分後	運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。
	余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系統による炉心冷却を開始するよう設定。

----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所

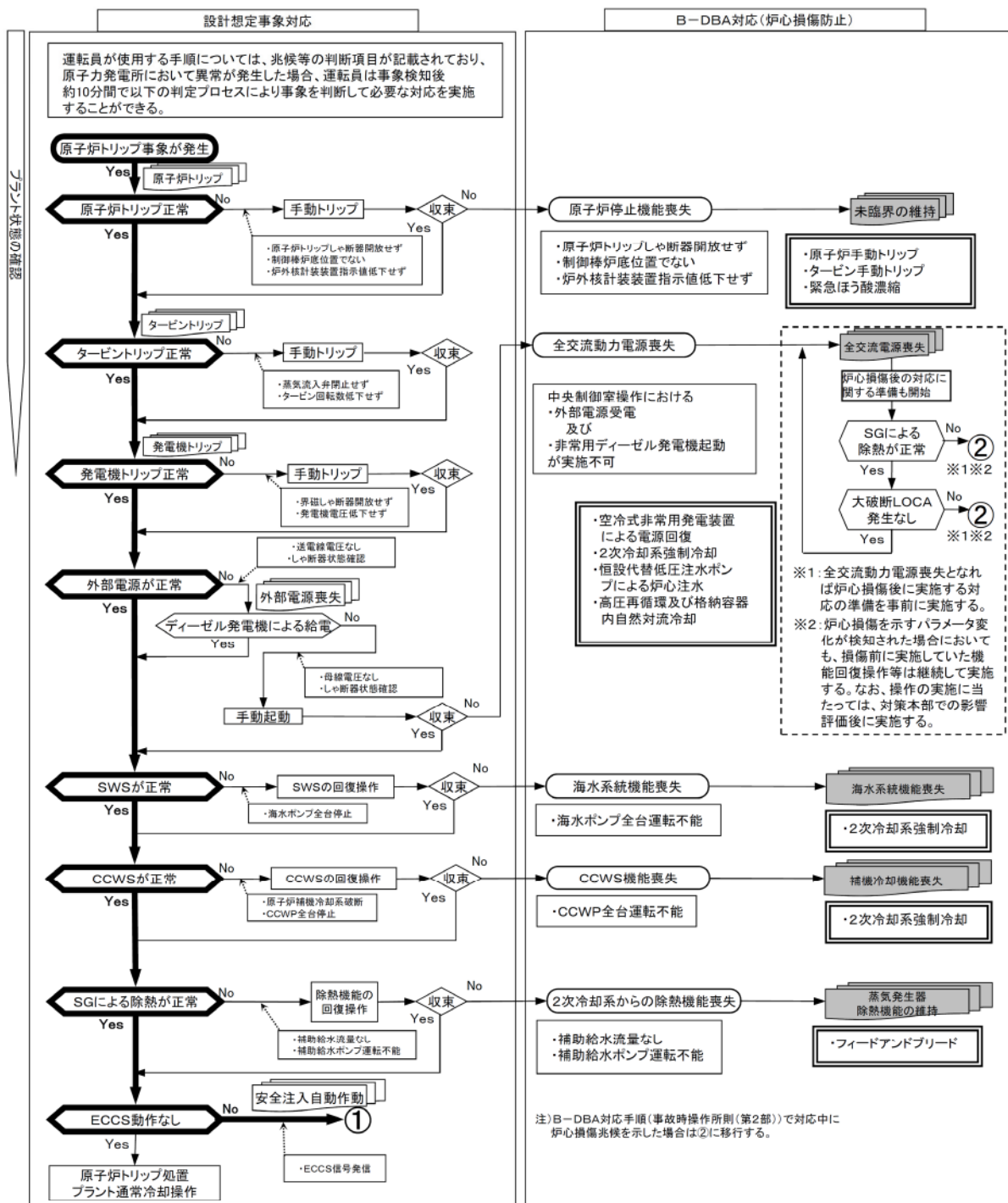


第 7.1.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図
(インターフェイスシステム LOCA)

----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所



第 7.1.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



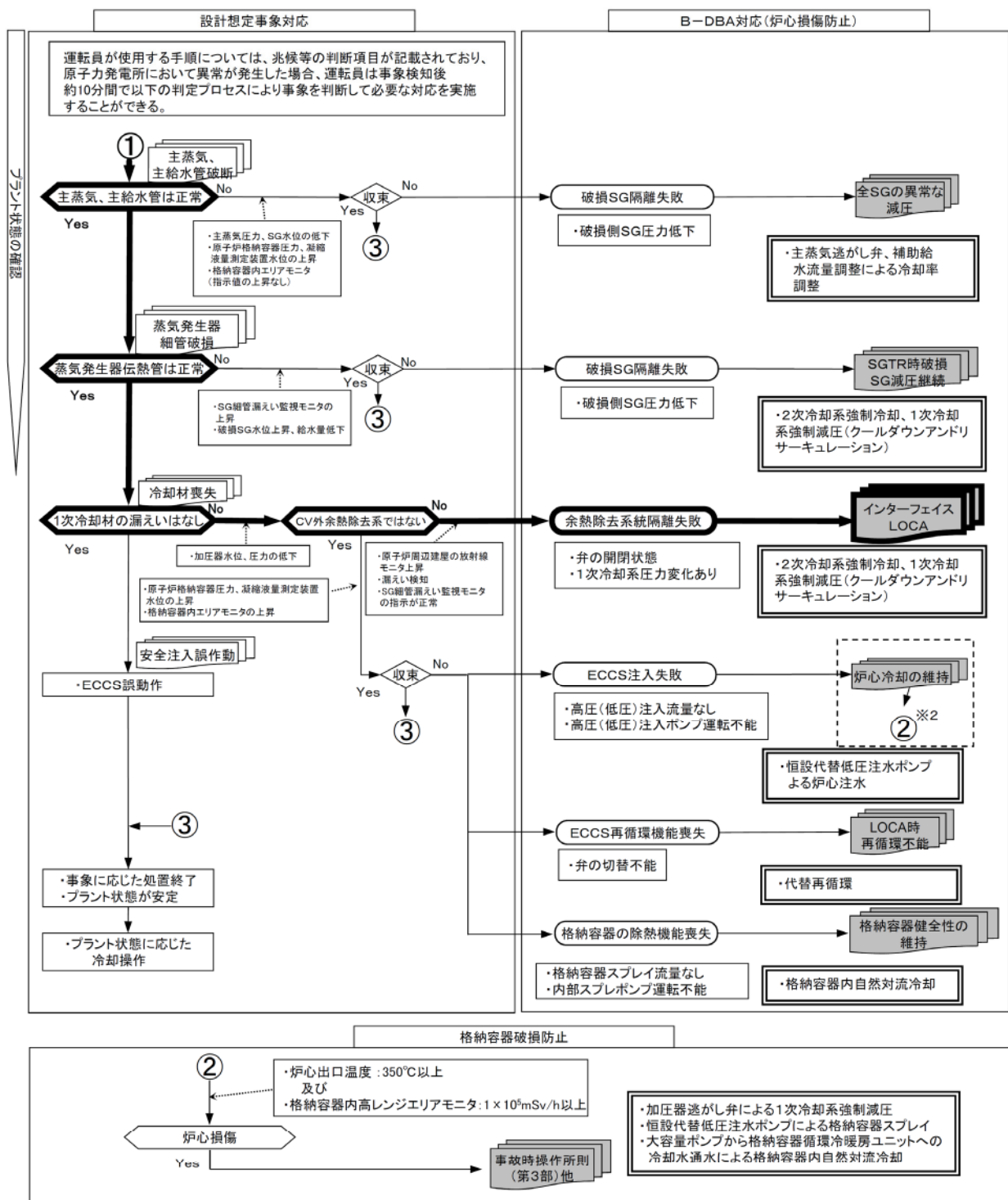
凡例: 設計事象対応手順(事故時操作所則) B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部))

注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要

(判定プロセス)

(インターフェイスシステム L O C A) (1/2)

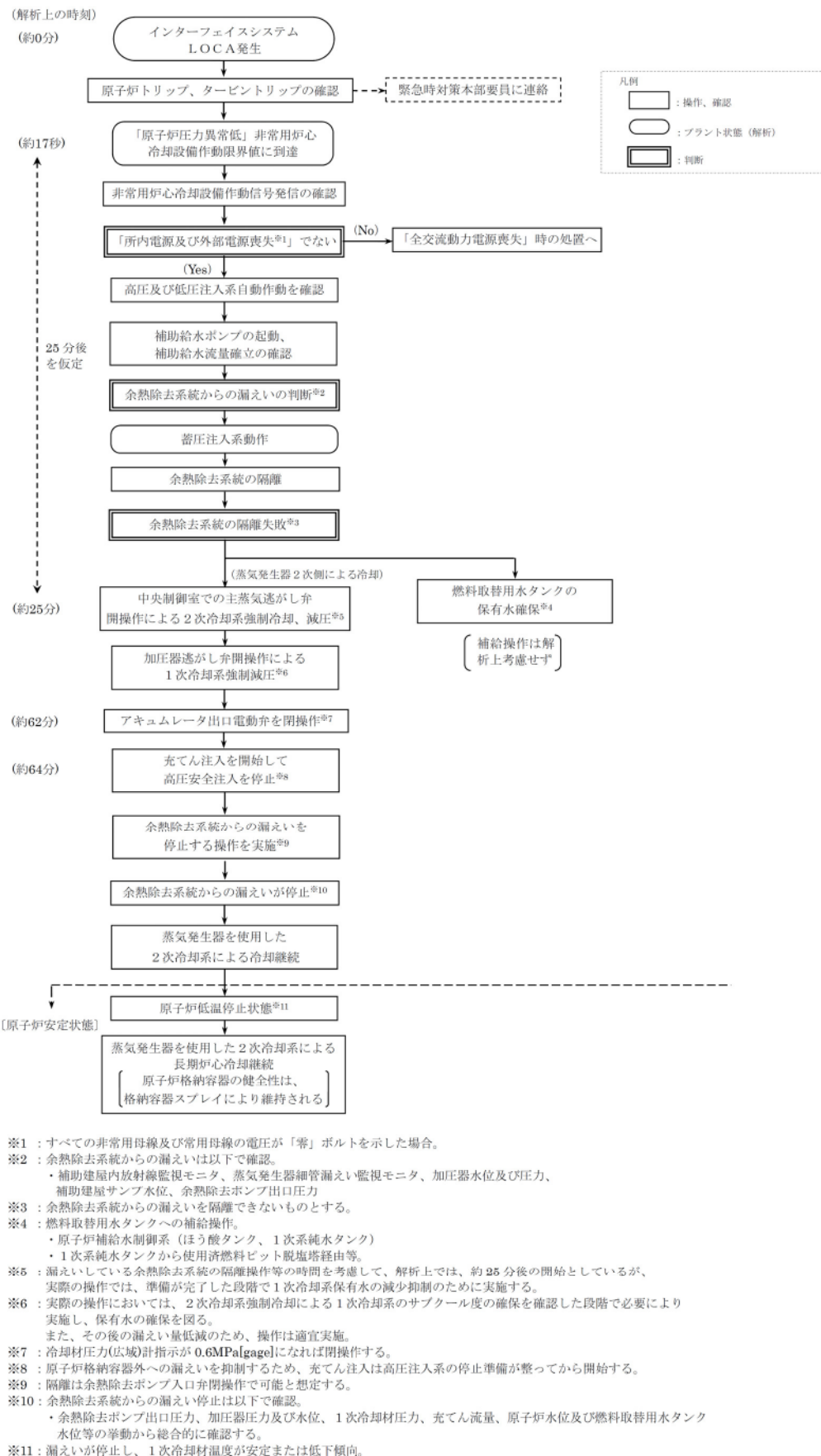


凡例: 設計事象対応手順(事故時操作所則) B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部)及び事故時操作所則(第3部))

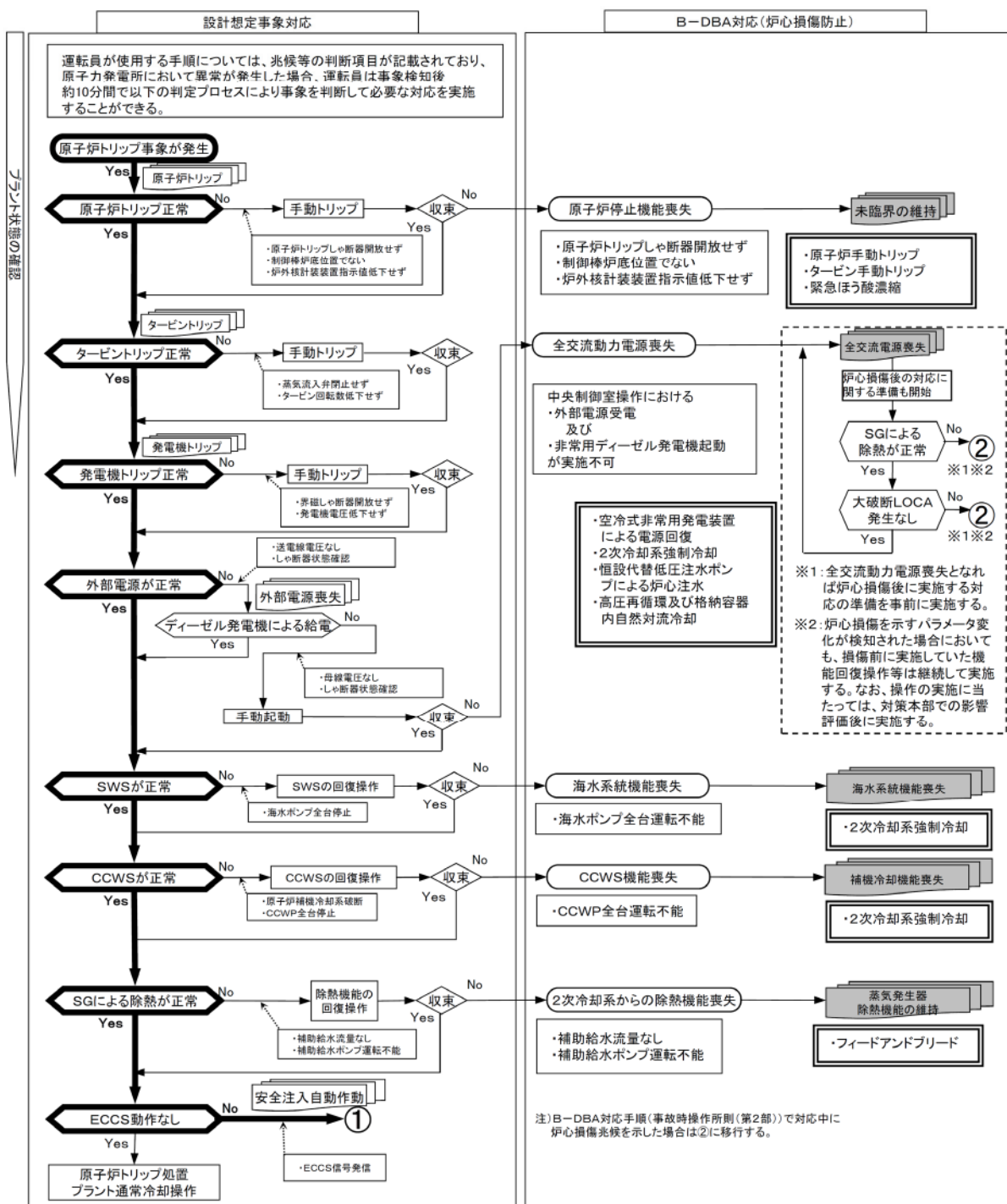
注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス)

(インターフェイスシステムLOCA) (2/2)



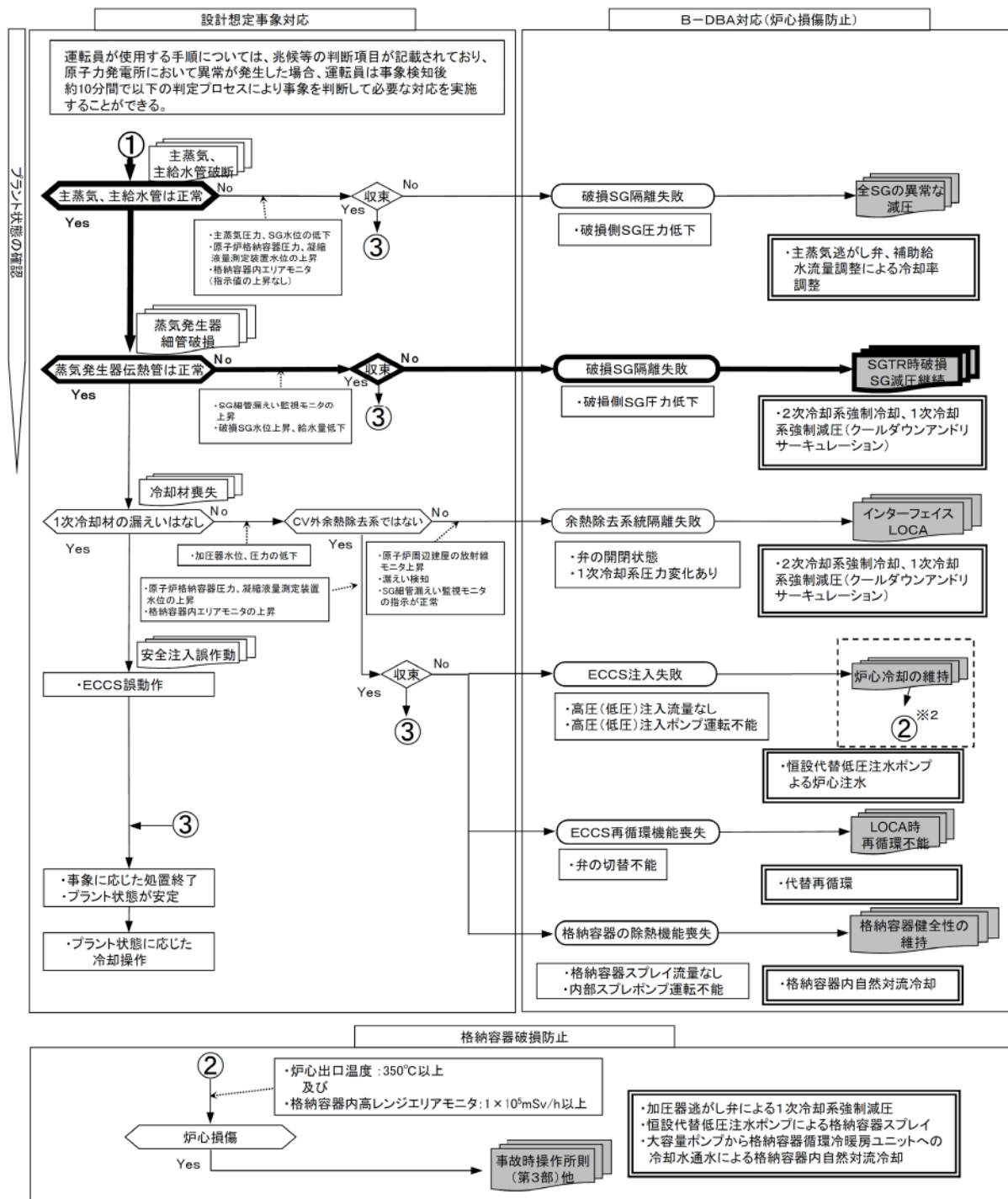
第 7.1.8.4 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要
(「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展)



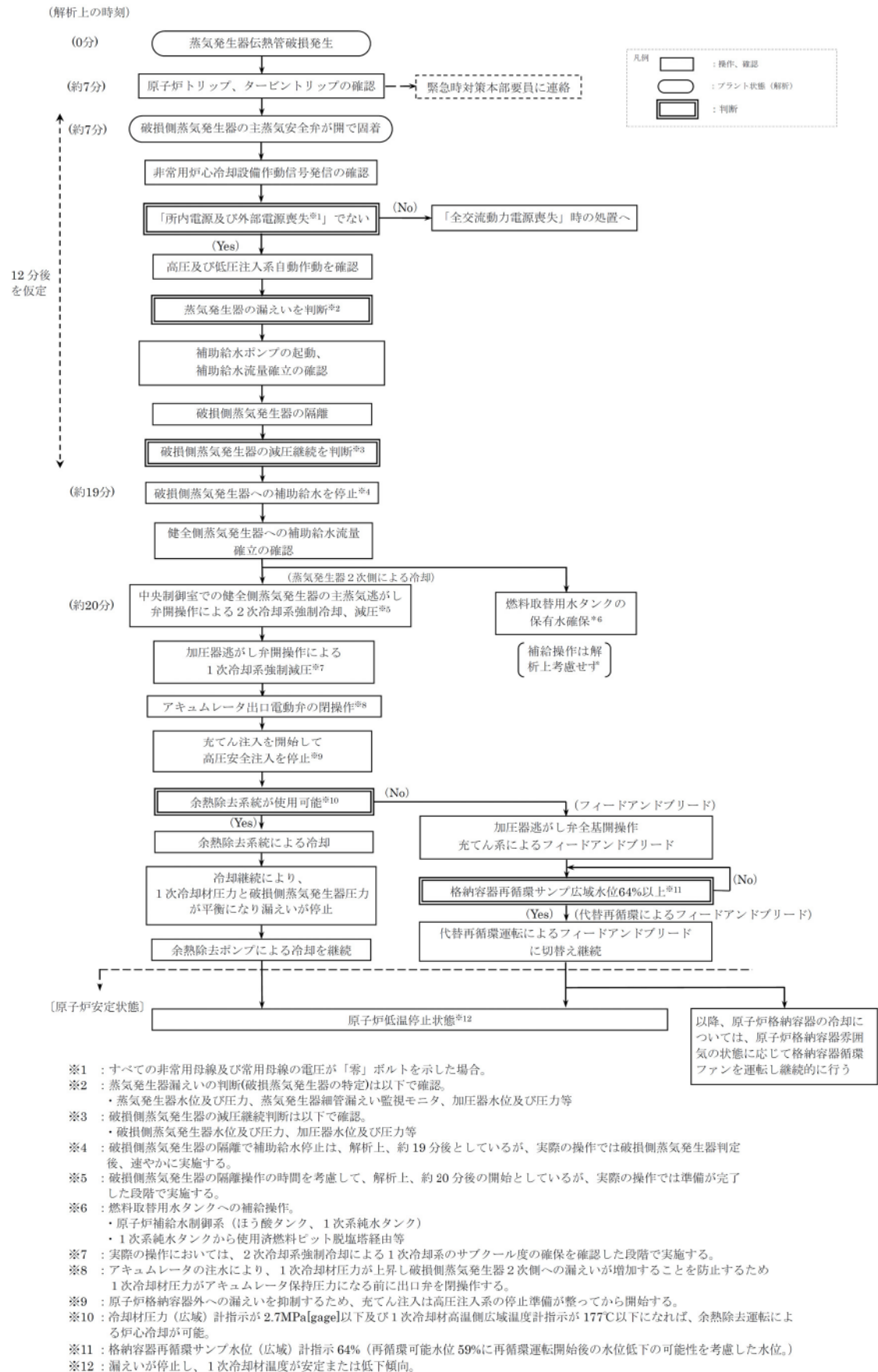
凡例: [] 設計事象対応手順(事故時操作所則) [] B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部))

注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要
(判定プロセス)
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)(1/2)



第 7.1.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要
(判定プロセス)
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)(2/2)



第 7.1.8.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要
(「蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)						備考
			10	20	30	40	50	60	70	2	3	4	5	6					
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	手順の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉トリップ、安全注入作動 ▽ 約62分 アキュムレータ隔離 ▽ 約64分 充てん開始、安全注入停止 プラント状況判断 約25分 2次冷却系強制冷却開始																
	当直課長	1 ●運転操作指揮																	
状況判断	運転員A、B、C	3 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●安全注入シーケンス作動確認 ●余熱除去系統からの漏えいの判断 (中央制御室確認)	10分																
1次冷却系強制減圧操作	運転員A	1 ●加圧器逃がし弁開操作 ※1 (中央制御室操作)	1分																
余熱除去系統の分離、隔離操作	運転員B	1 ●余熱除去系統の燃料取替用水タンクからの隔離操作 ●余熱除去系統の1次冷却系からの隔離操作 (中央制御室操作)	5分																
2次冷却系強制冷却操作	運転員B	1 ●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流量確立の確認 ●主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)	4分																
燃料取替用水タンク補給操作 (解析上考慮せず)	運転員D	1 ●燃料取替用水タンク補給系統構成 (現場操作)	25分																
	運転員B	1 ●燃料取替用水タンク補給操作 (中央制御室操作)	10分																
充てん開始、安全注入停止操作	運転員B	1 ●充てん注入開始操作 ●高圧安全注入停止操作 (中央制御室操作)	5分																
アキュムレータ出口電動弁操作	運転員A	1 ●アキュムレータ出口電動弁開操作 (中央制御室操作)	5分																
電源盤確認、復旧操作	運転員C	1 ●電源盤確認、復旧操作 ※3 (現場操作)	30分																
機器の復旧作業	保修班等	— ●電源盤確認、機能喪失した機器の復旧作業 ※4 (現場操作)	適宜実施																

上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。

なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。

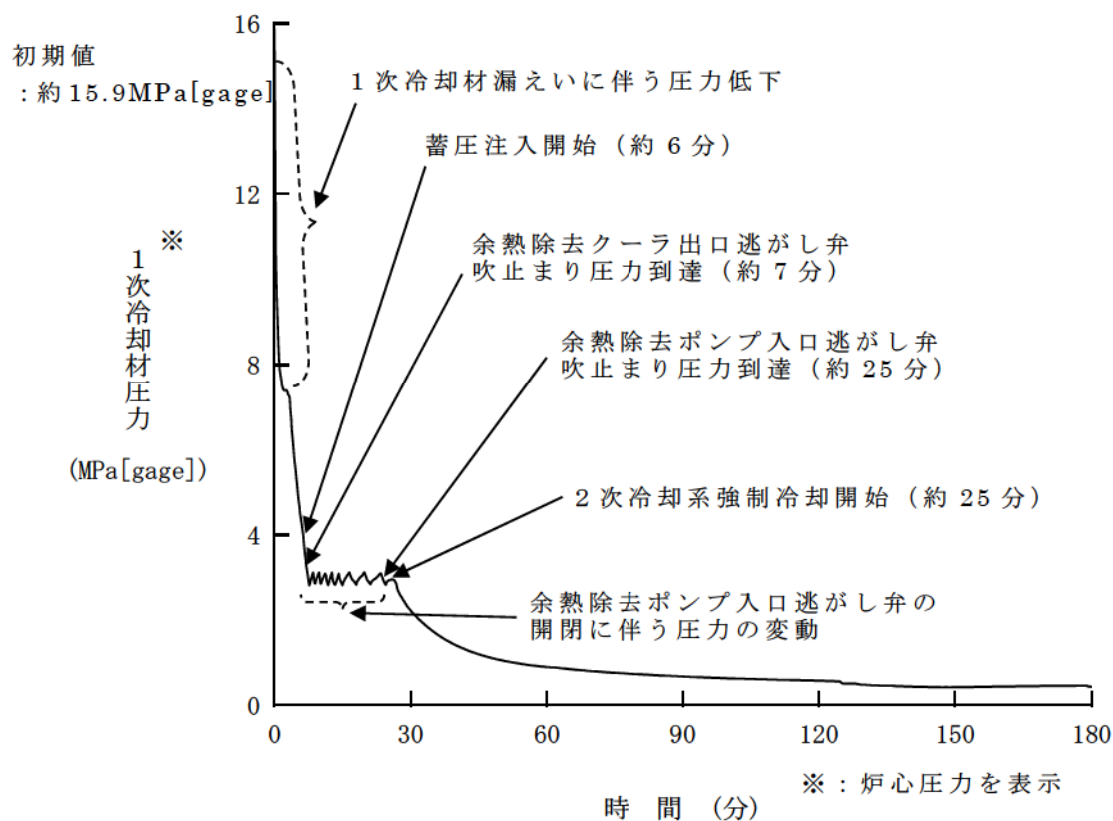
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)

第 7.1.8.7 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間
(インターフェイスシステム L O C A)

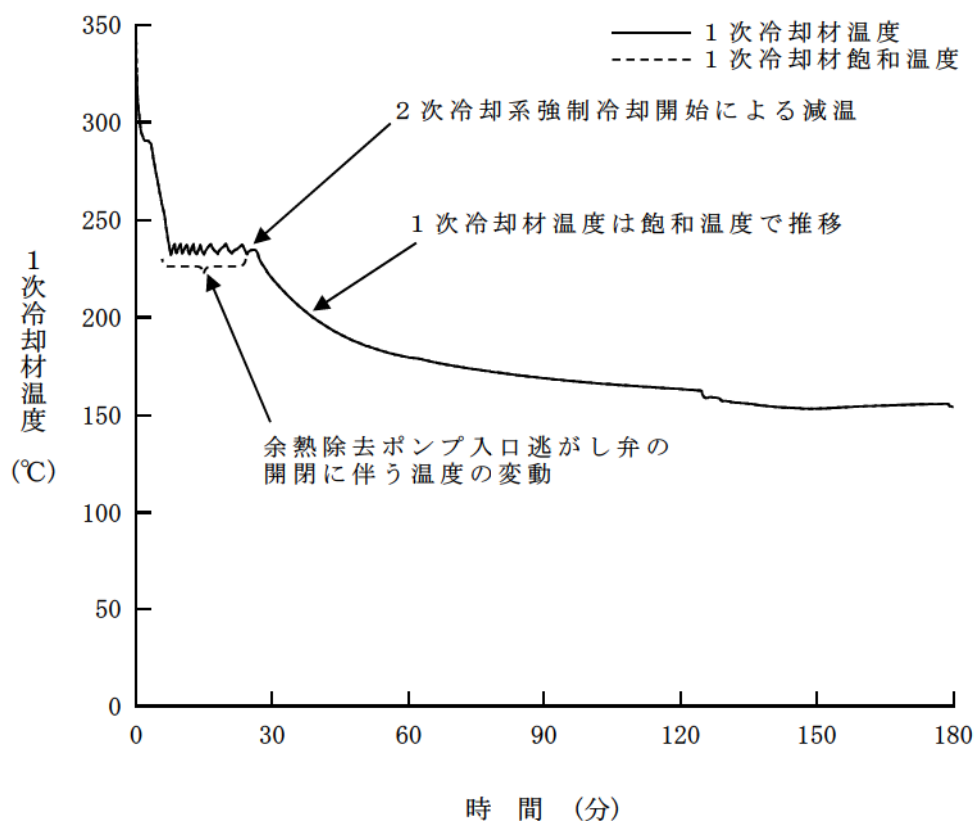
必要 な 要 員 と 作 業 項 目			経過時間(分)												備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	事象発生 蒸気発生器伝熱管破損発生 ▽ 約7分 原子炉トリップ、破損側蒸気発生器主蒸気安全弁閉固着 約19分 破損側蒸気発生器隔離、破損側蒸気発生器への補助給水停止完了 約20分 2次冷却系強制冷却開始 プラント状況判断 ▽												
	当直課長	1 ●運転操作指揮													
状況判断	運転員A、B、C	3 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●蒸気発生器の濡えいを判断 (中央制御室確認)	10分												
破損側蒸気発生器隔離操作	運転員A	【1】 ●破損側蒸気発生器の隔離操作、破損側蒸気発生器への補助給水停止操作 (中央制御室操作)	2分												
	運転員C	【1】 ●破損側蒸気発生器隔離弁増締め操作(解析上考慮せず) (現場操作)	21分												
1次冷却系強制減圧操作	運転員A	●加圧器速がし弁開操作 (中央制御室操作)	1分												
		適時実施 余熱除去系統による炉心冷却 ※1 10分 継続操作 フィードアンドブリード操作 ※2 5分 継続操作													
2次冷却系強制冷却操作	運転員B	【1】 ●補助給水ポンプ起動確認、健全側蒸気発生器への補助給水流量確立の確認 ●健全側蒸気発生器の主蒸気速がし弁開操作 (中央制御室操作)	4分 1分												
アキュムレータ出口電動弁操作	運転員B	【1】 ●アキュムレータ出口電動弁開操作 (中央制御室操作)	5分												
充てん開始、安全注入停止操作	運転員B	●充てん注入開始操作 ●高圧安全注入停止操作 (中央制御室操作)	5分 5分												
燃料取替用水タンク補給操作 (解析上考慮せず)	運転員D	1 ●燃料取替用水タンク補給系統構成 (現場操作)	25分												
	運転員A	【1】 ●燃料取替用水タンク補給操作 (中央制御室操作)	10分												

上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)

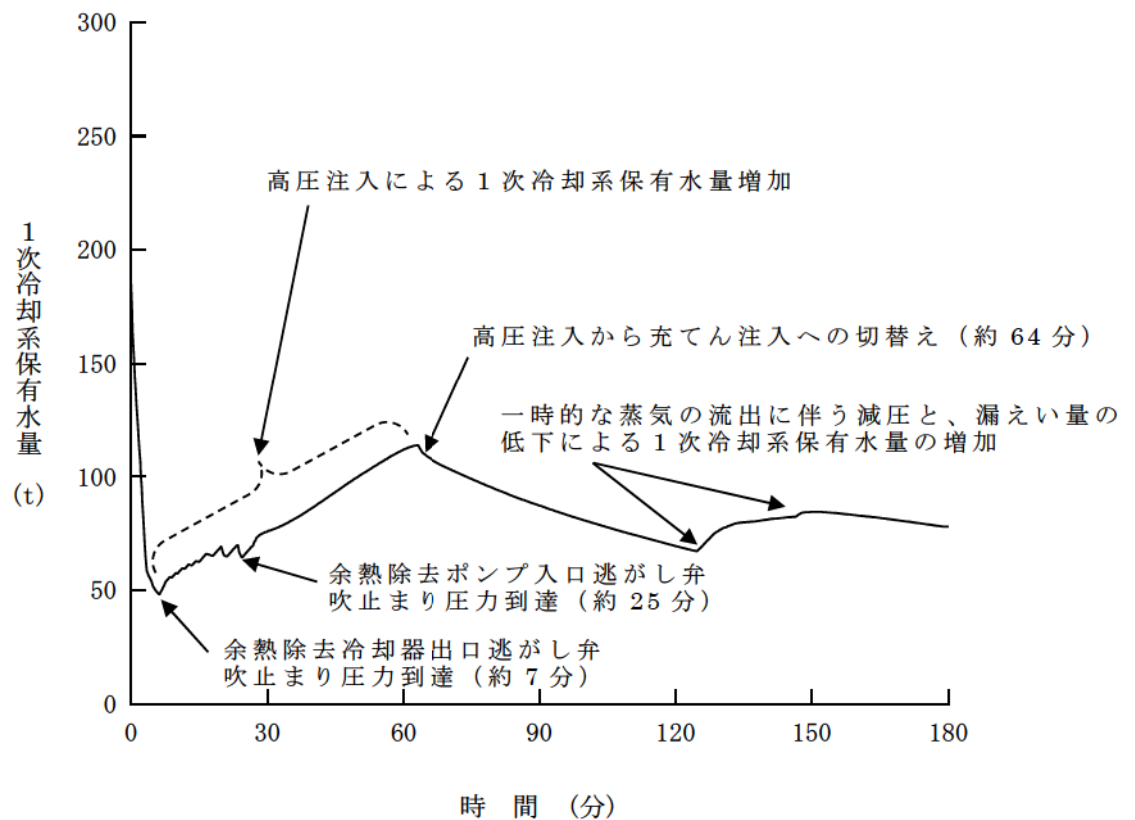
第 7.1.8.8 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間
 (蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



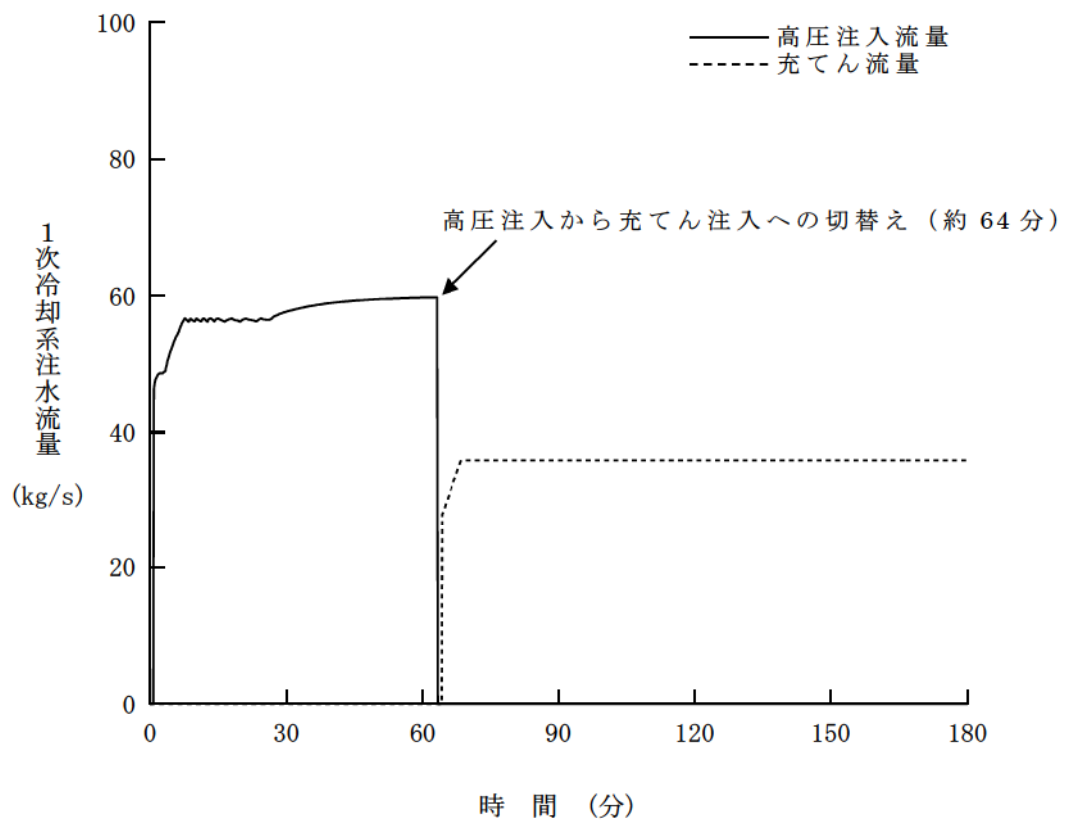
第 7.1.8.9 図 1 次冷却材圧力の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



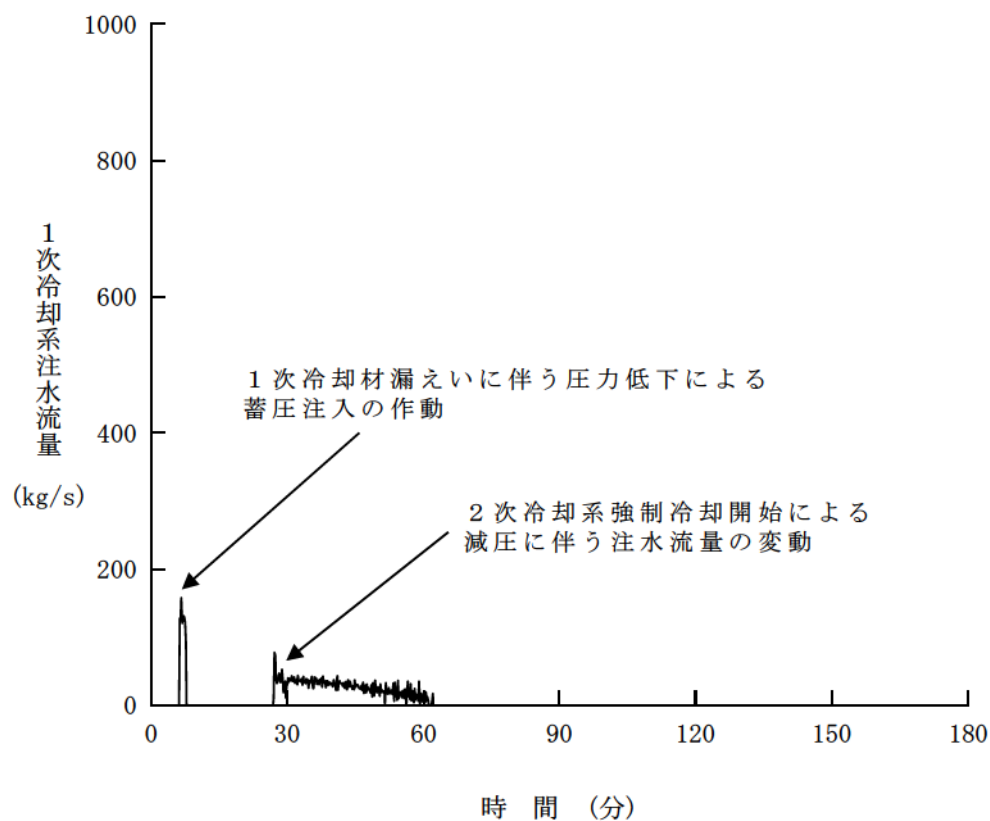
第 7.1.8.10 図 1 次冷却材温度の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



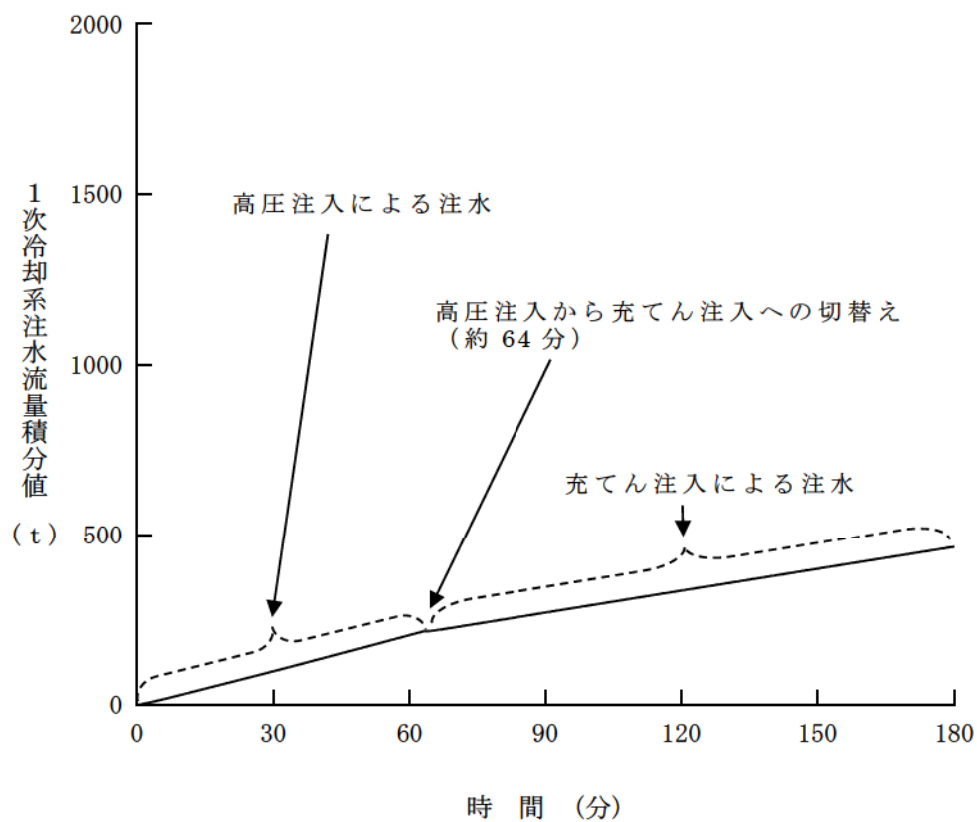
第 7.1.8.11 図 1 次冷却系保有水量の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



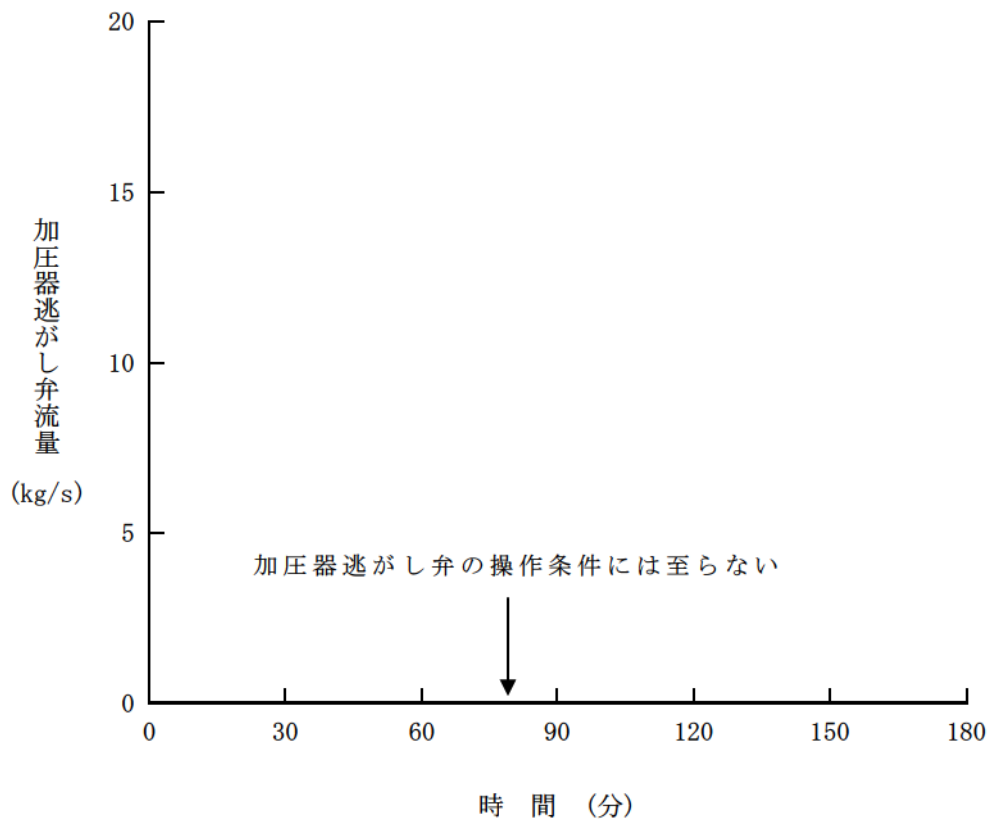
第 7.1.8.12 図 1 次冷却系注水流量 (高圧及び充てん) の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



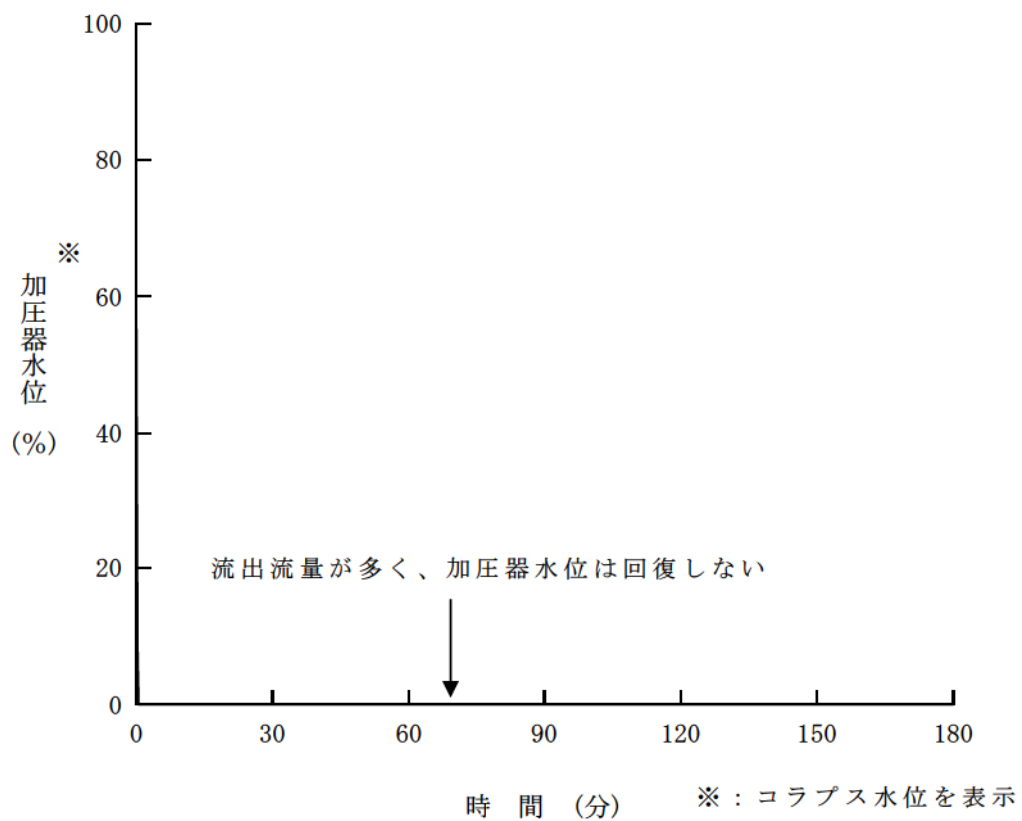
第 7.1.8.13 図 1 次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移
（インターフェイスシステム L O C A）



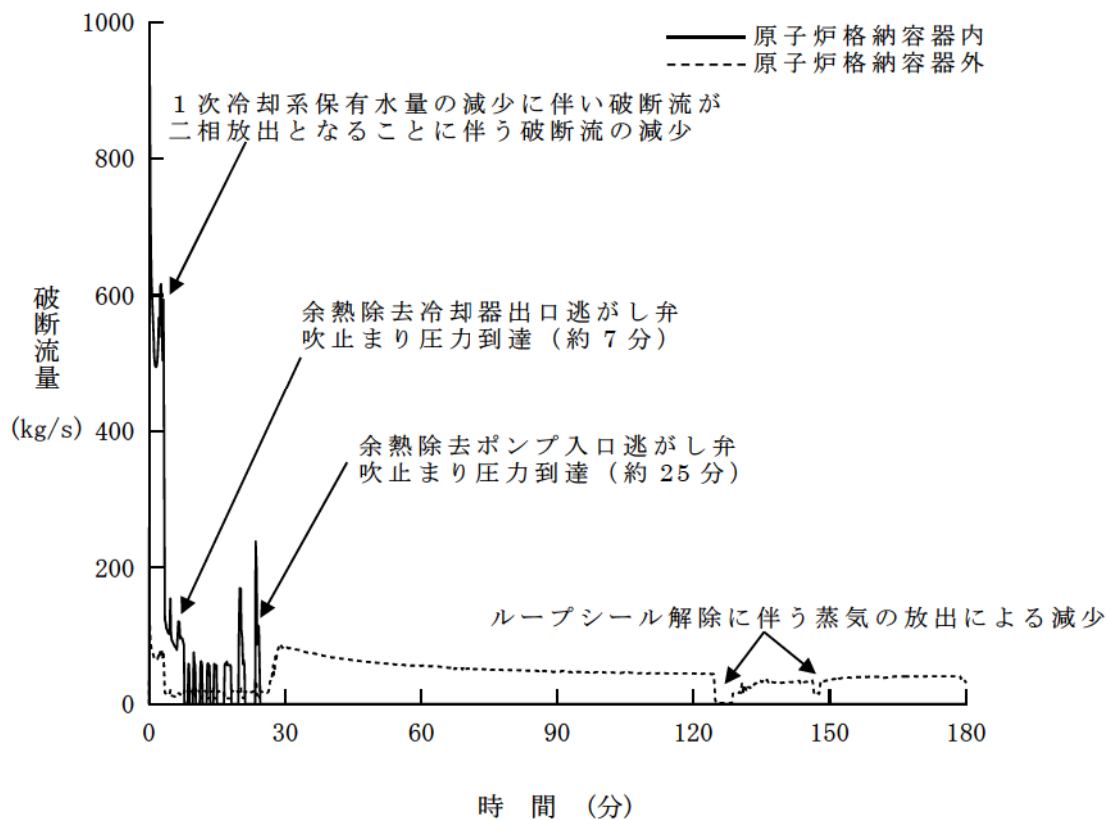
第 7.1.8.14 図 1 次冷却系注水流量積分値の推移
（インターフェイスシステム L O C A）



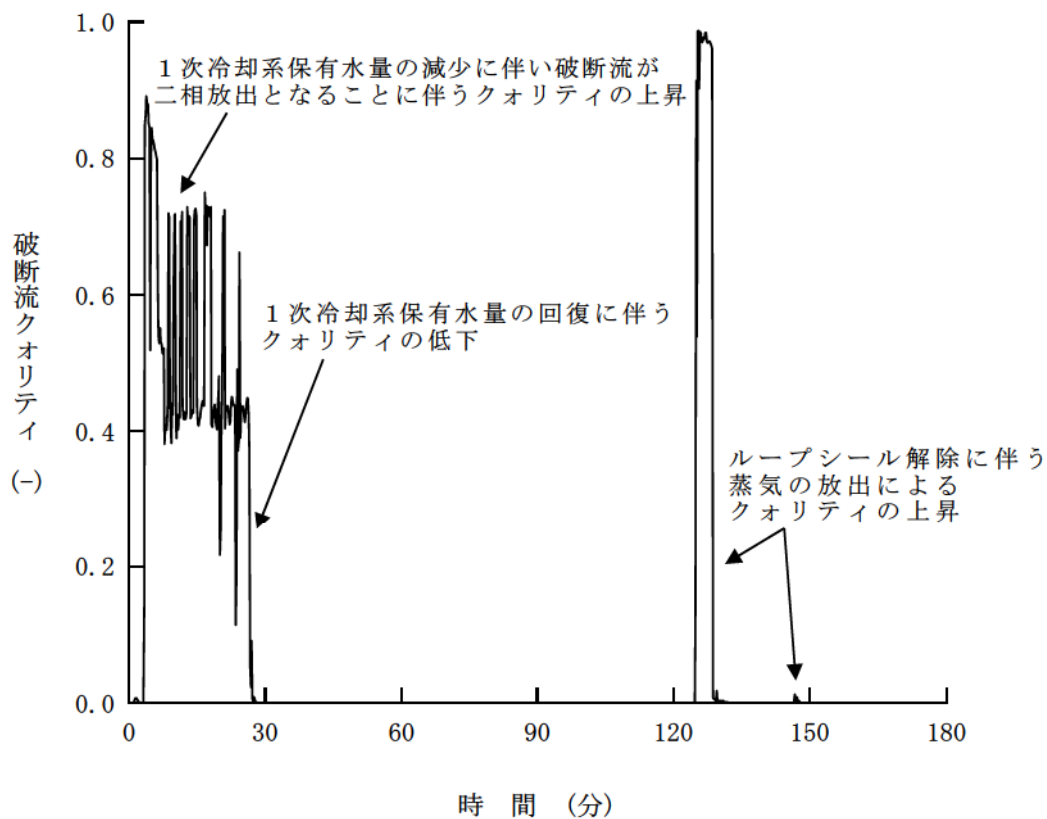
第 7.1.8.15 図 加圧器逃がし弁流量の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



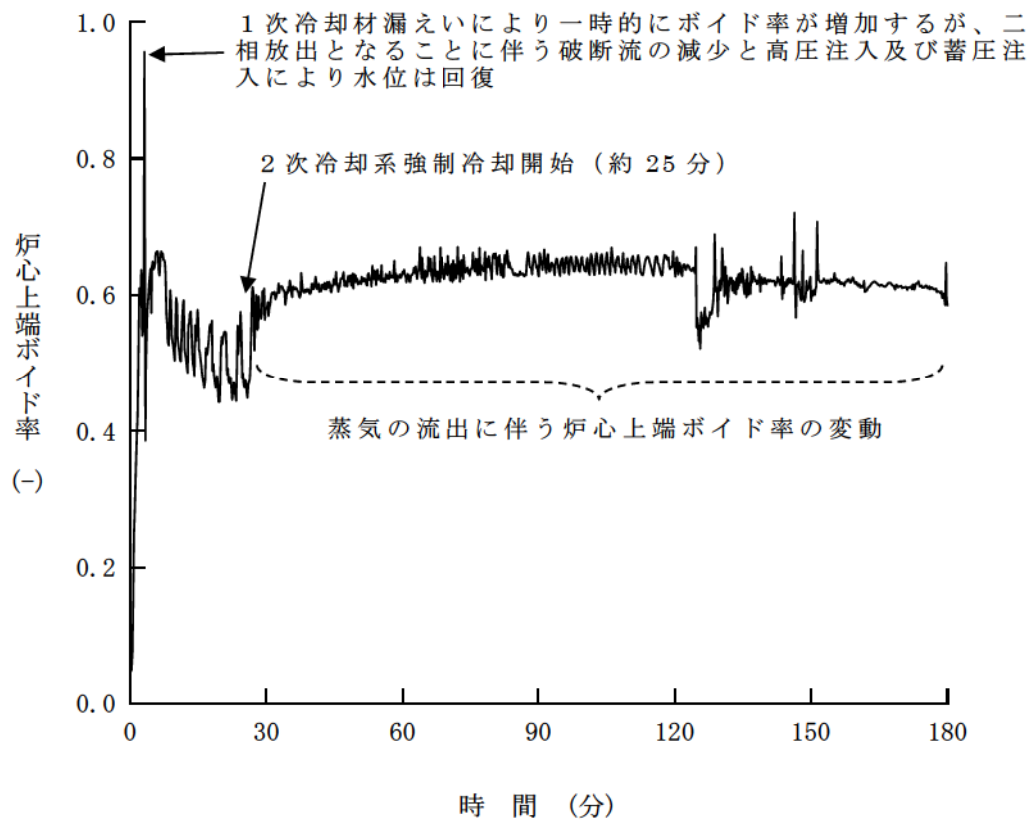
第 7.1.8.16 図 加圧器水位の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



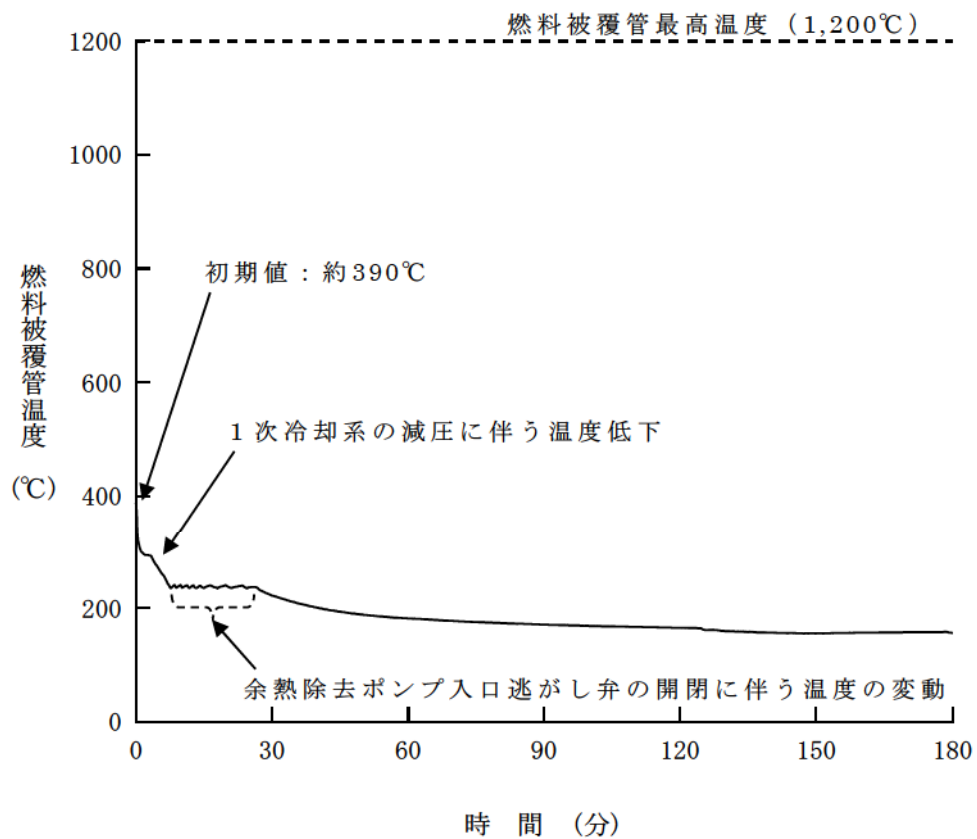
第 7.1.8.17 図 破断流量の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



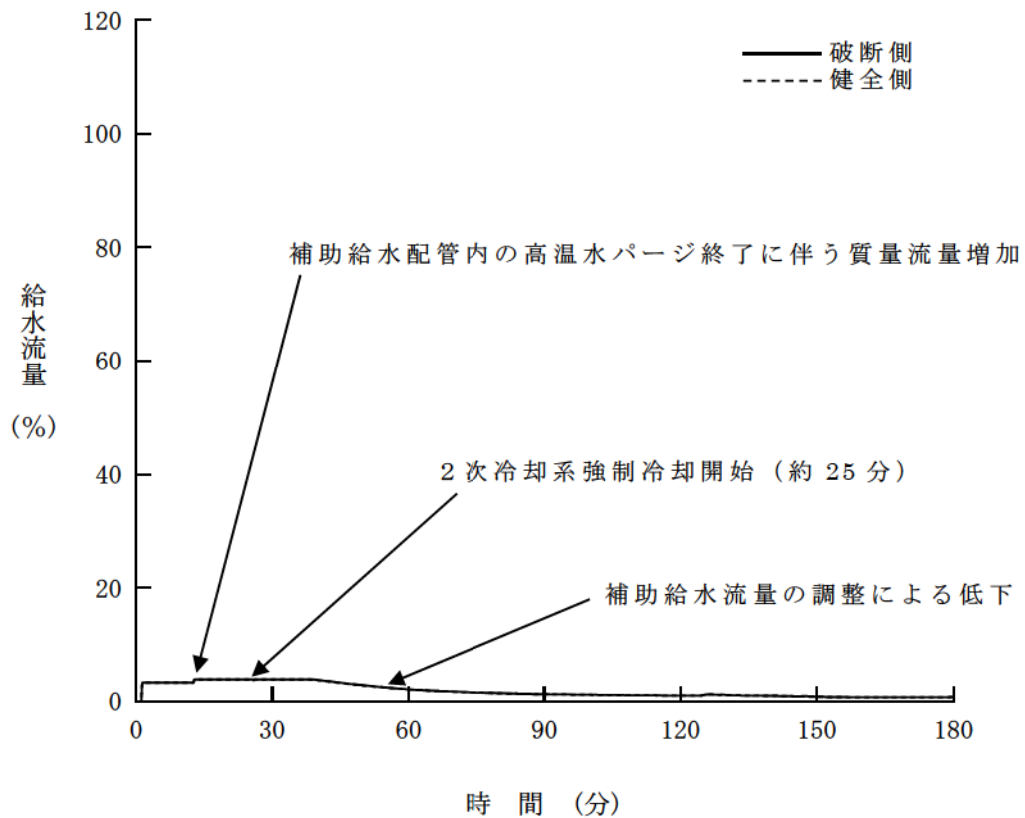
第 7.1.8.18 図 破断流クオリティの推移
(インターフェイスシステム L O C A)



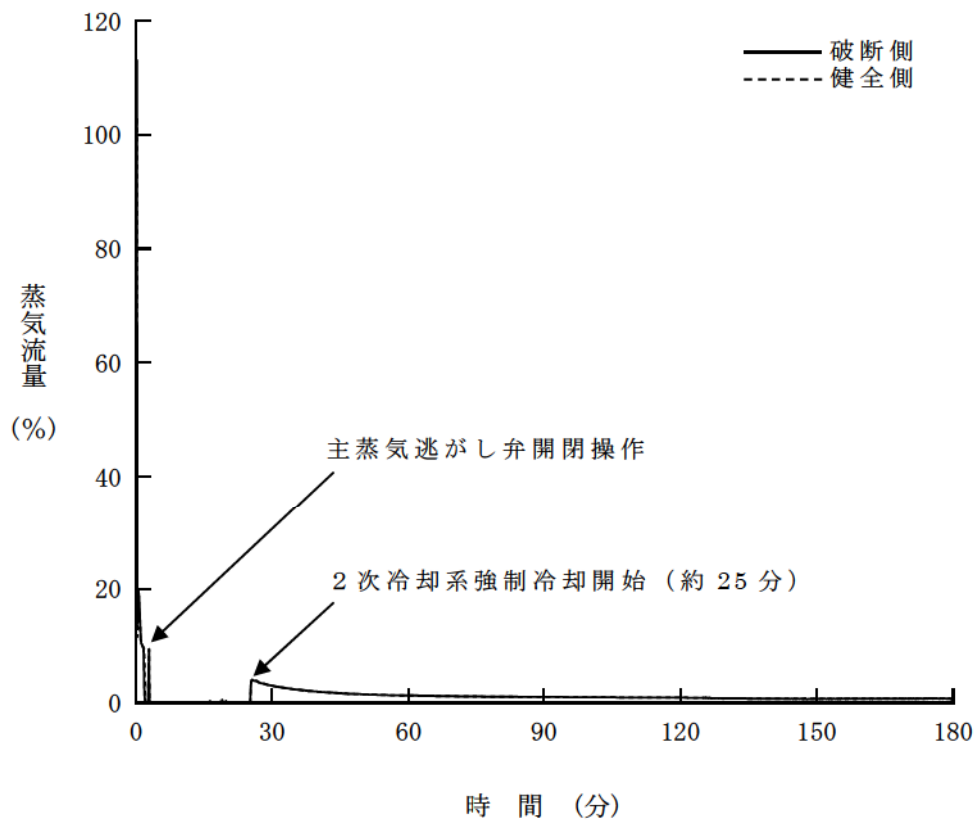
第 7.1.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



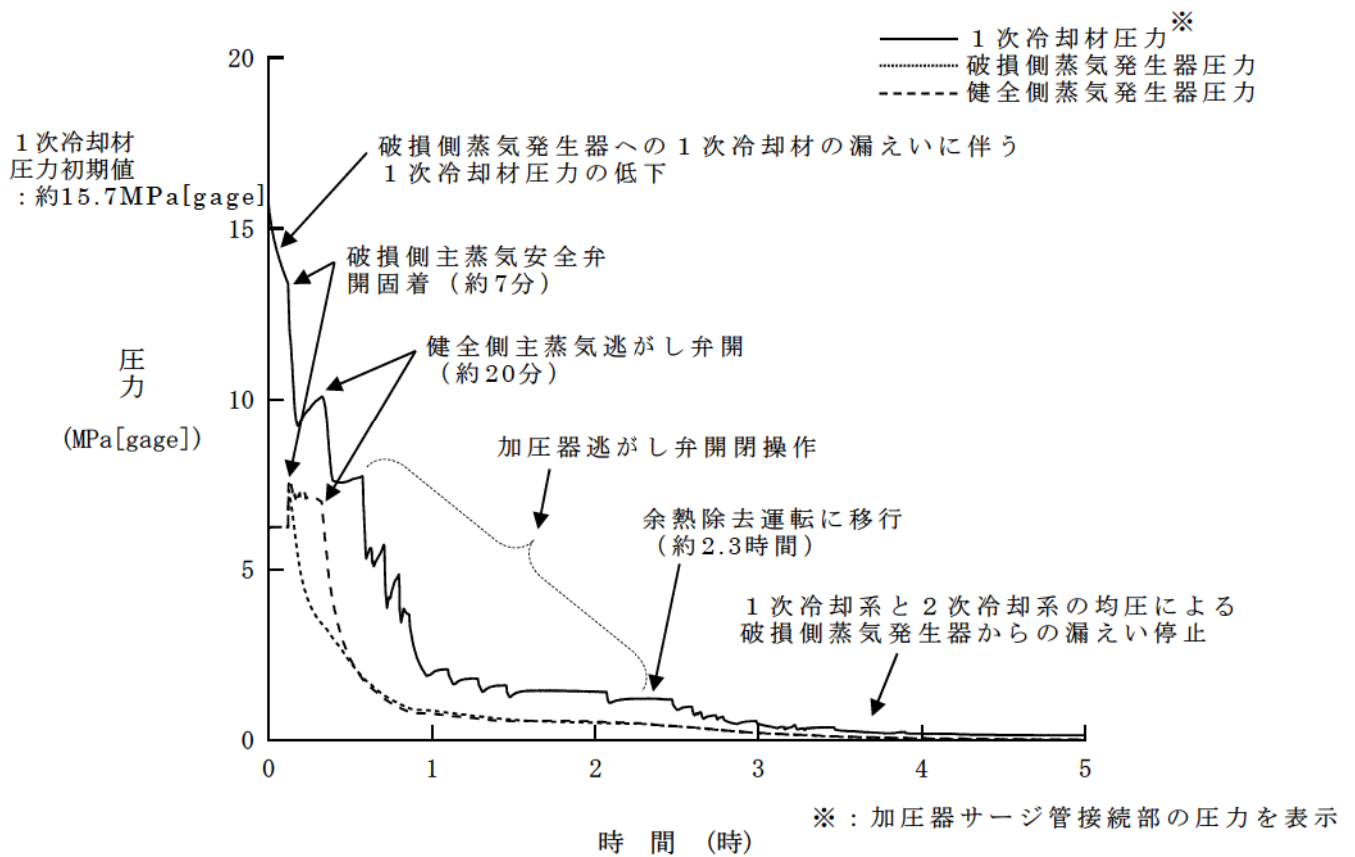
第 7.1.8.20 図 燃料被覆管温度の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



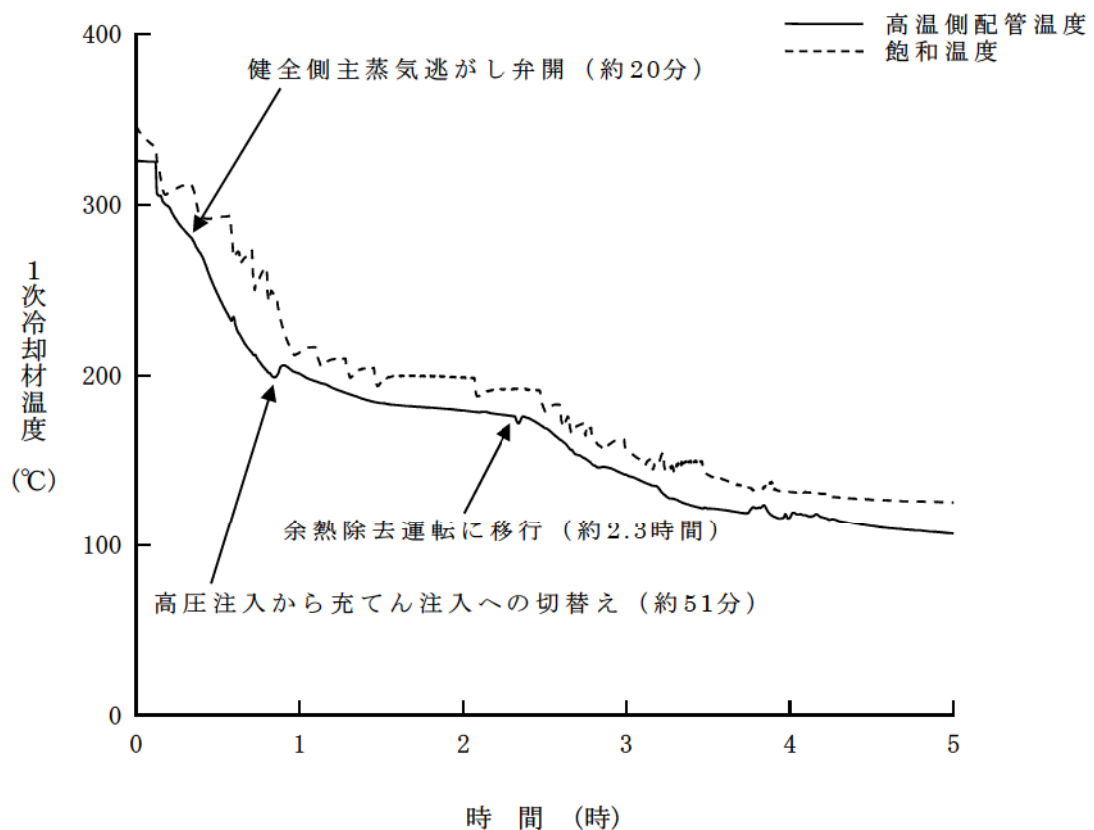
第 7.1.8.21 図 蒸気発生器への給水流量の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



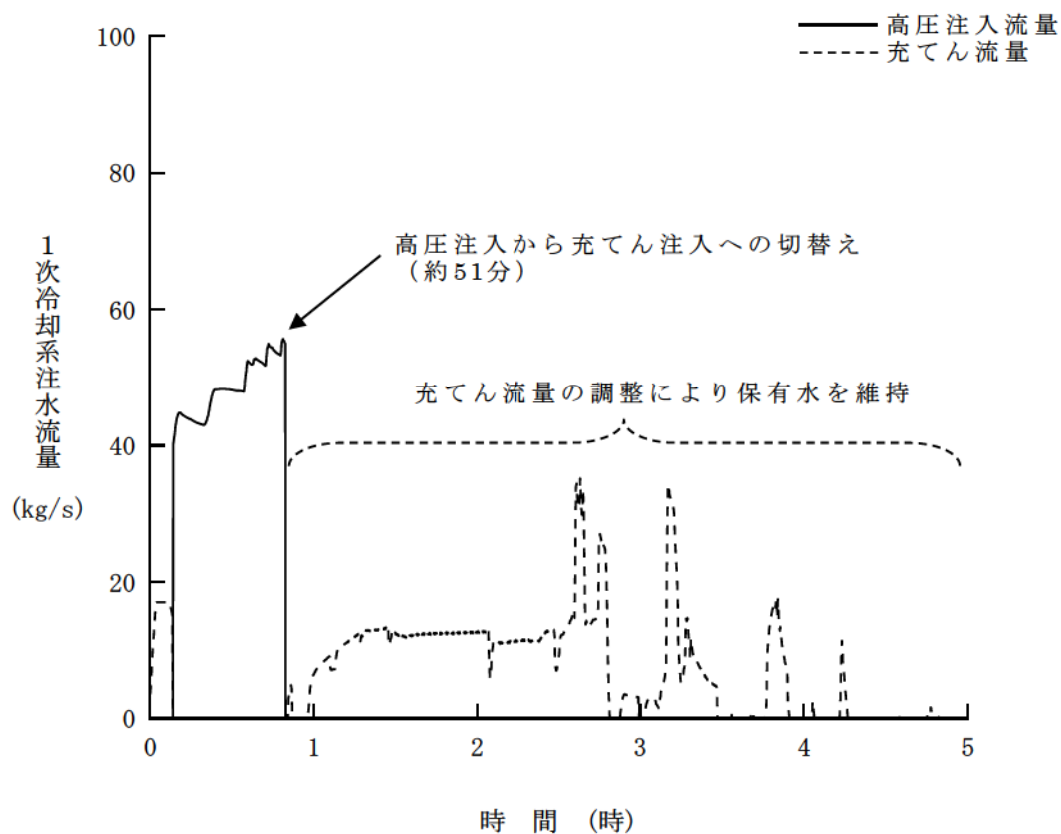
第 7.1.8.22 図 蒸気流量の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



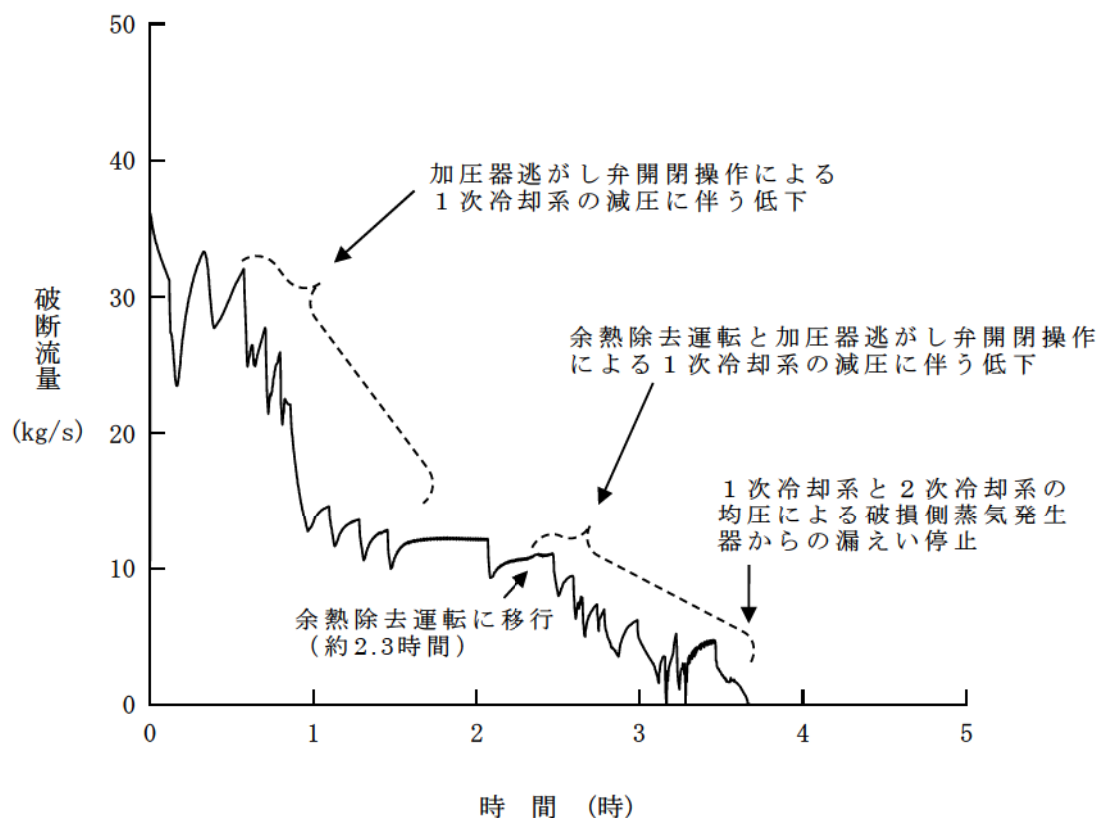
第 7.1.8.23 図 1、2 次冷却系圧力の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



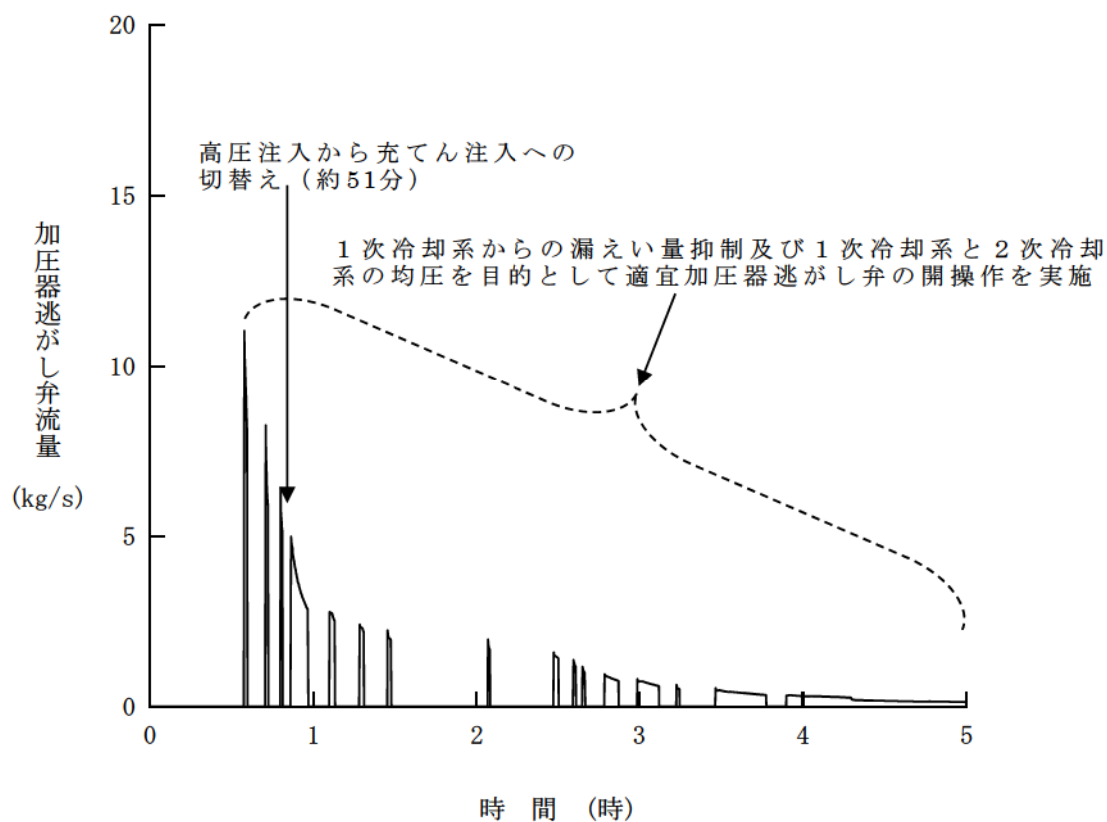
第 7.1.8.24 図 1 次冷却材温度の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



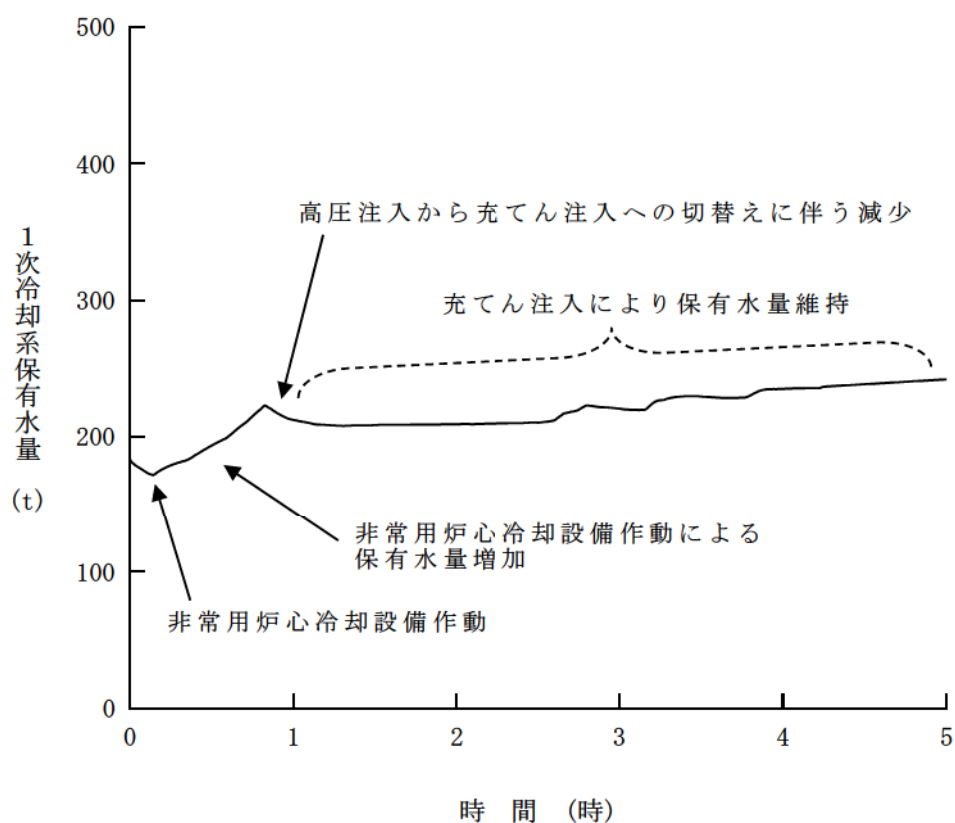
第 7.1.8.25 図 1 次冷却系注水流量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



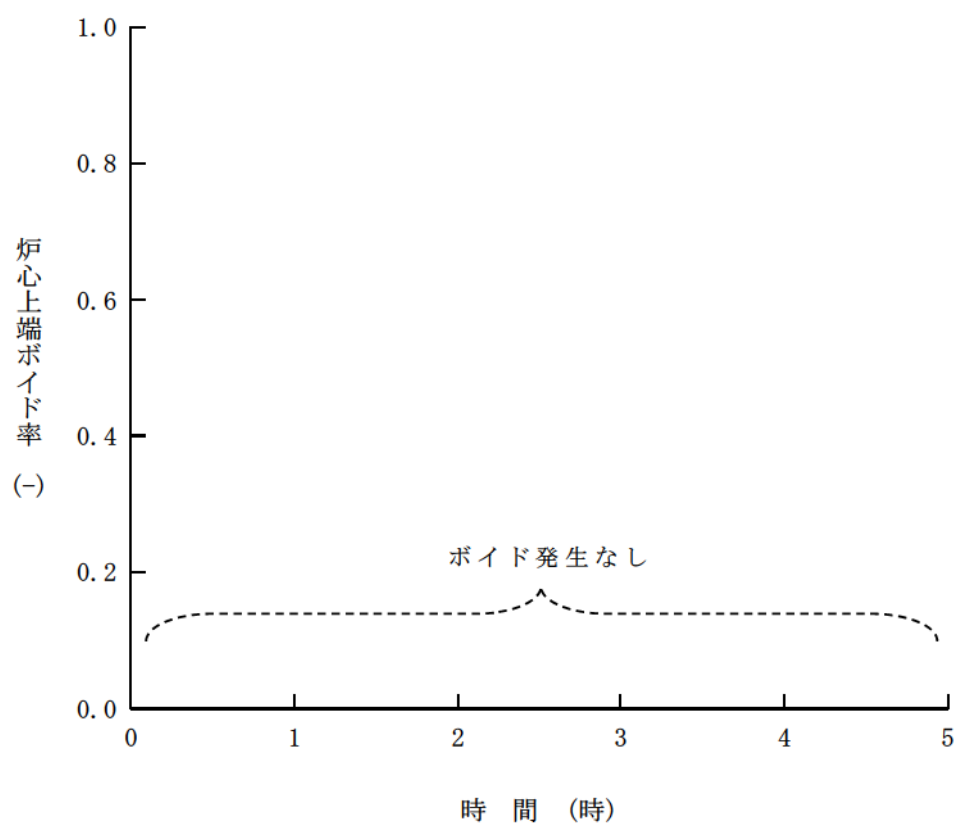
第 7.1.8.26 図 破断流量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



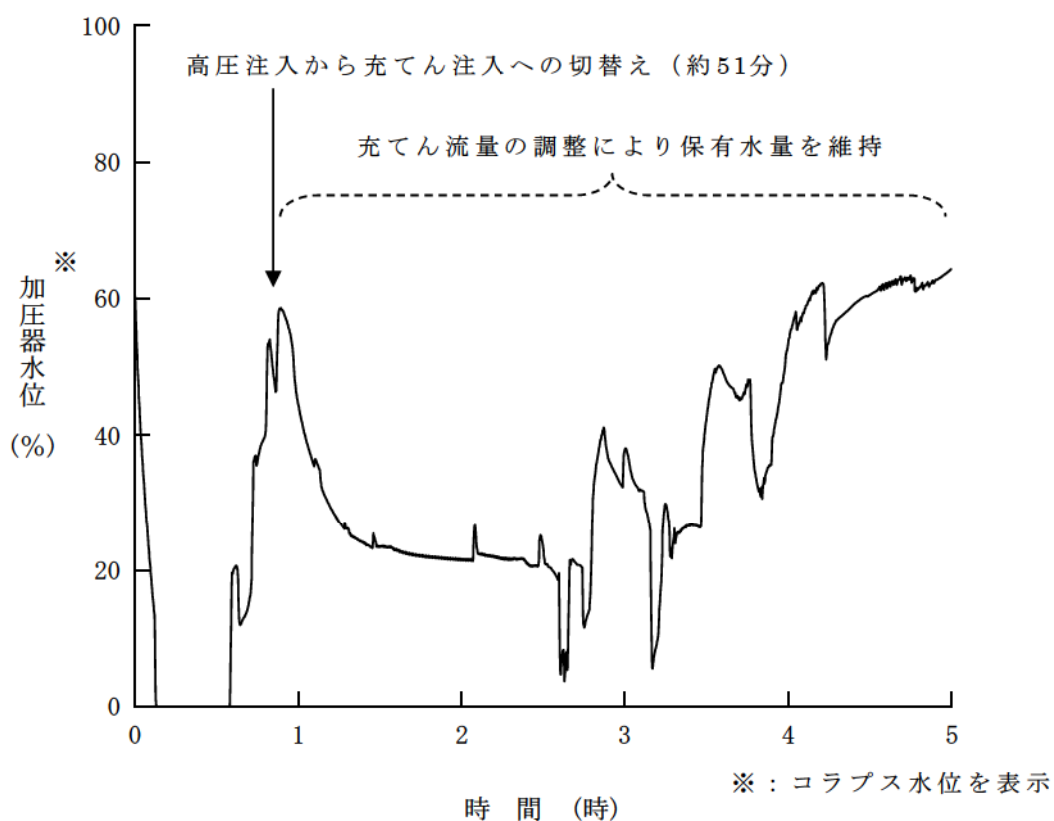
第 7.1.8.27 図 加圧器逃がし弁流量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



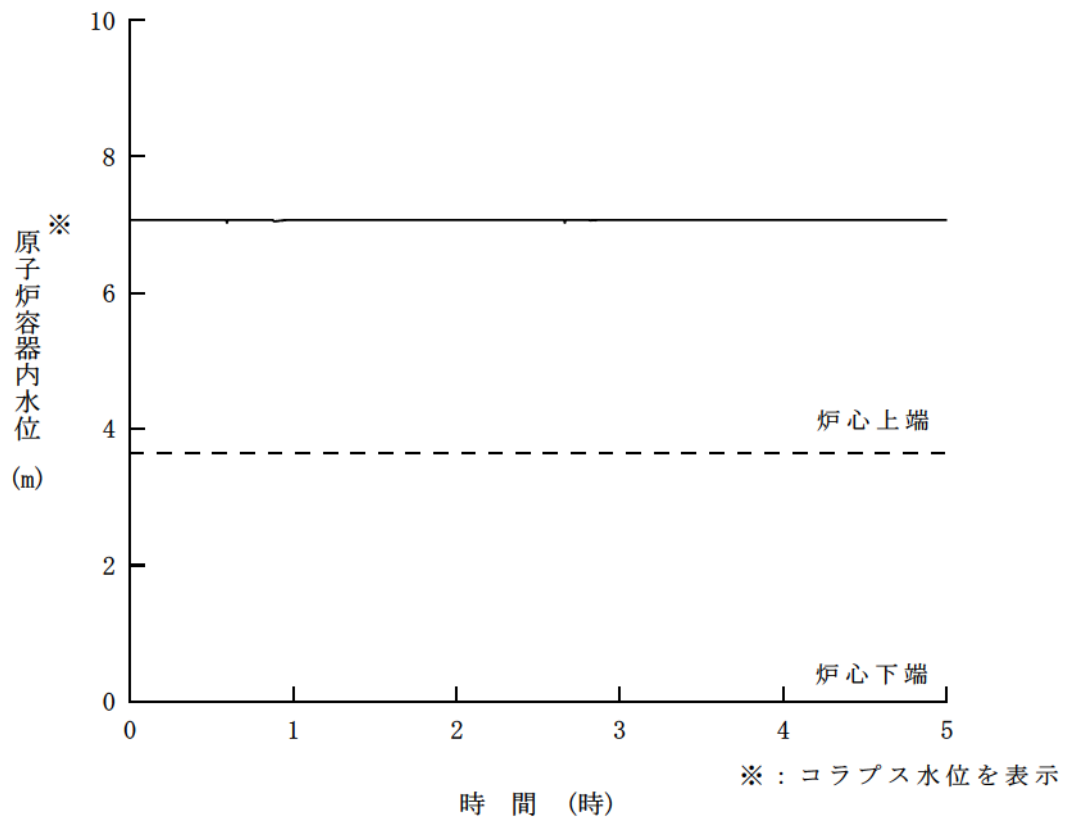
第 7.1.8.28 図 1次冷却系保有水量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



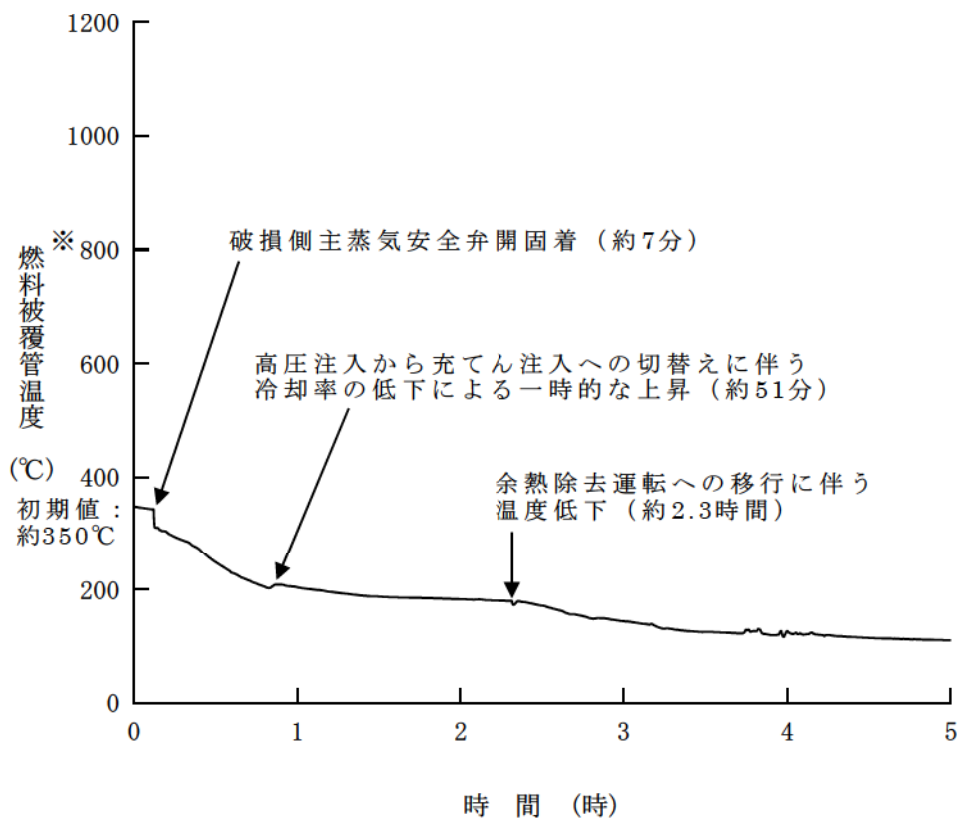
第 7.1.8.29 図 炉心上端ボイド率の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



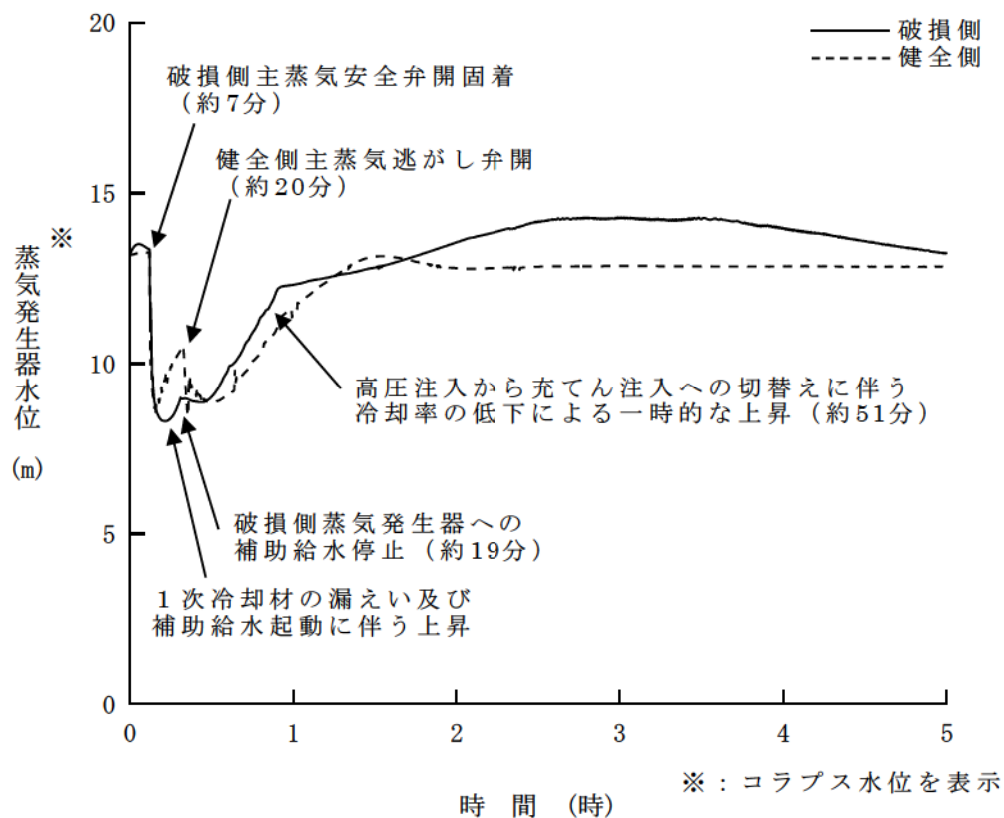
第 7.1.8.30 図 加圧器水位の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



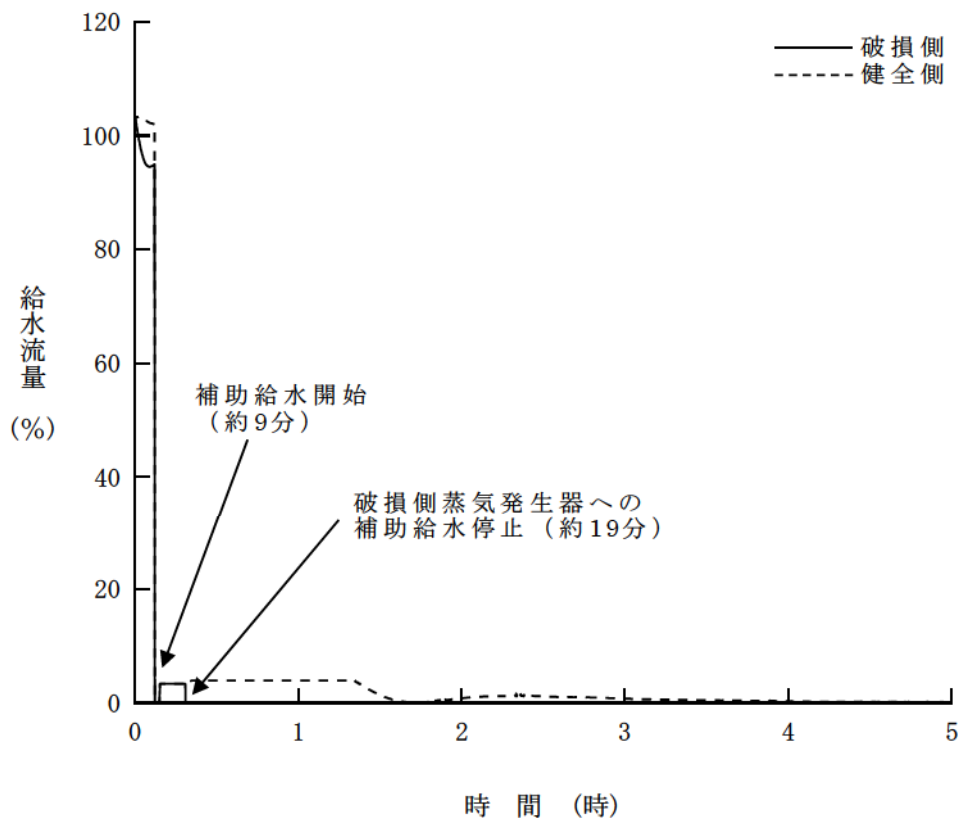
第 7.1.8.31 図 原子炉容器内水位の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



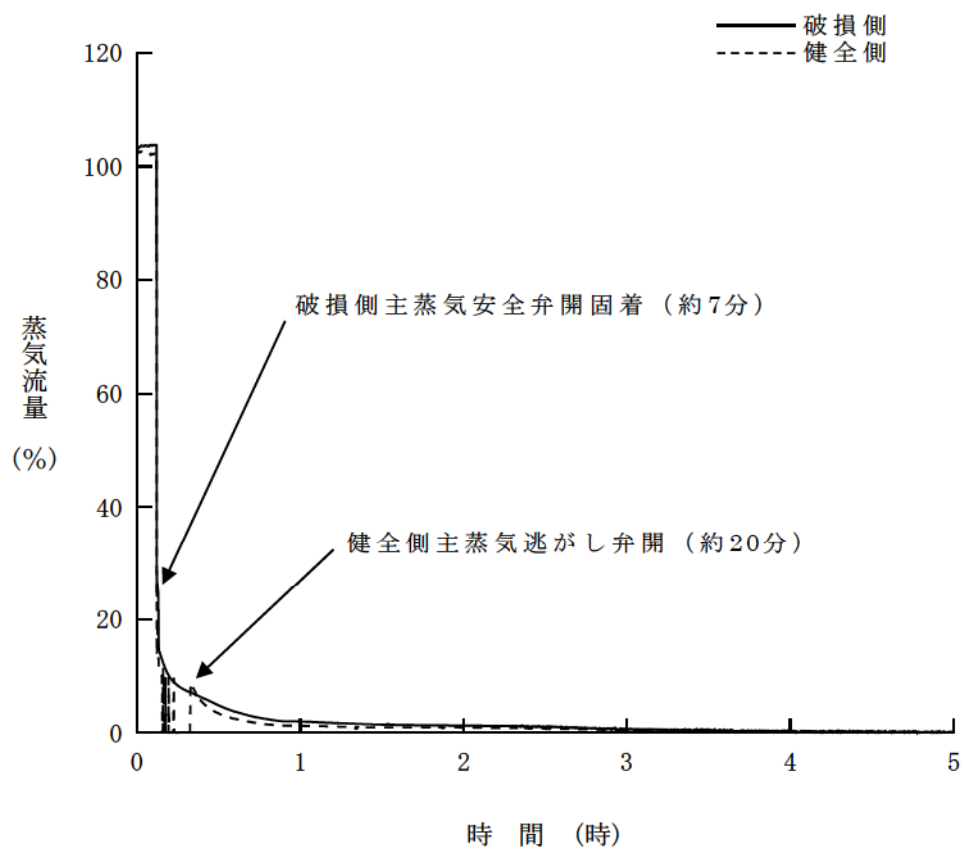
第 7.1.8.32 図 燃料被覆管温度の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



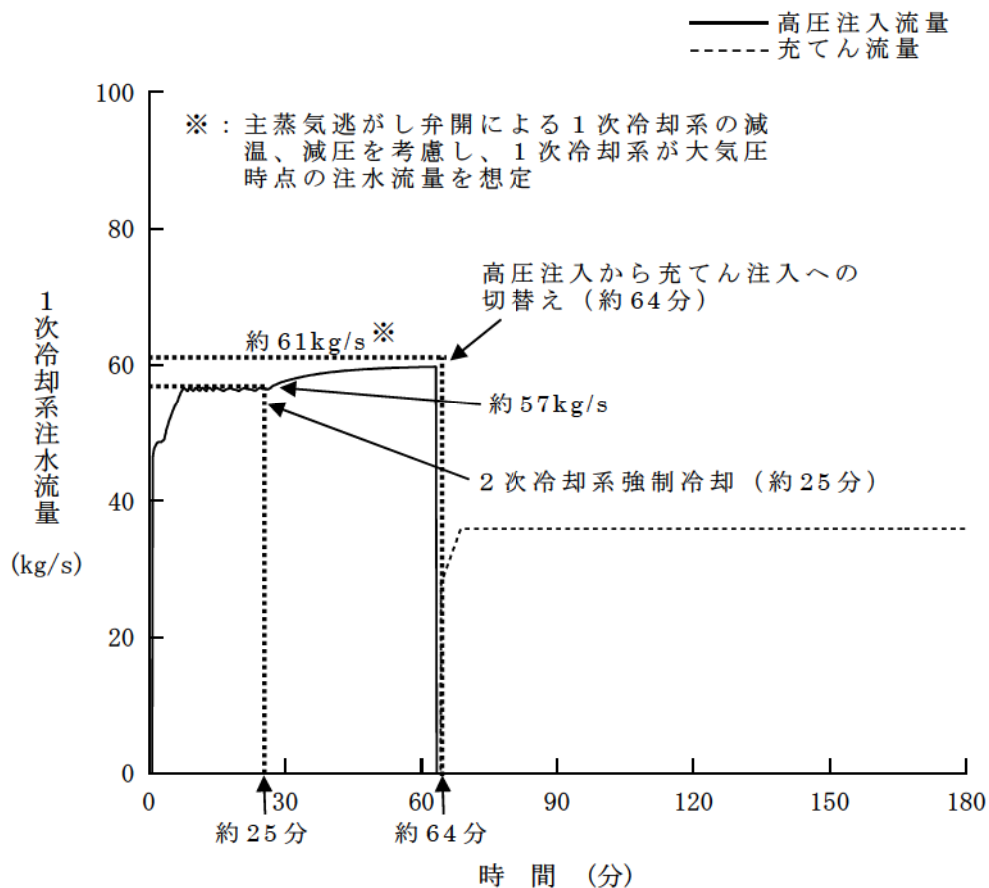
第 7.1.8.33 図 蒸気発生器水位の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



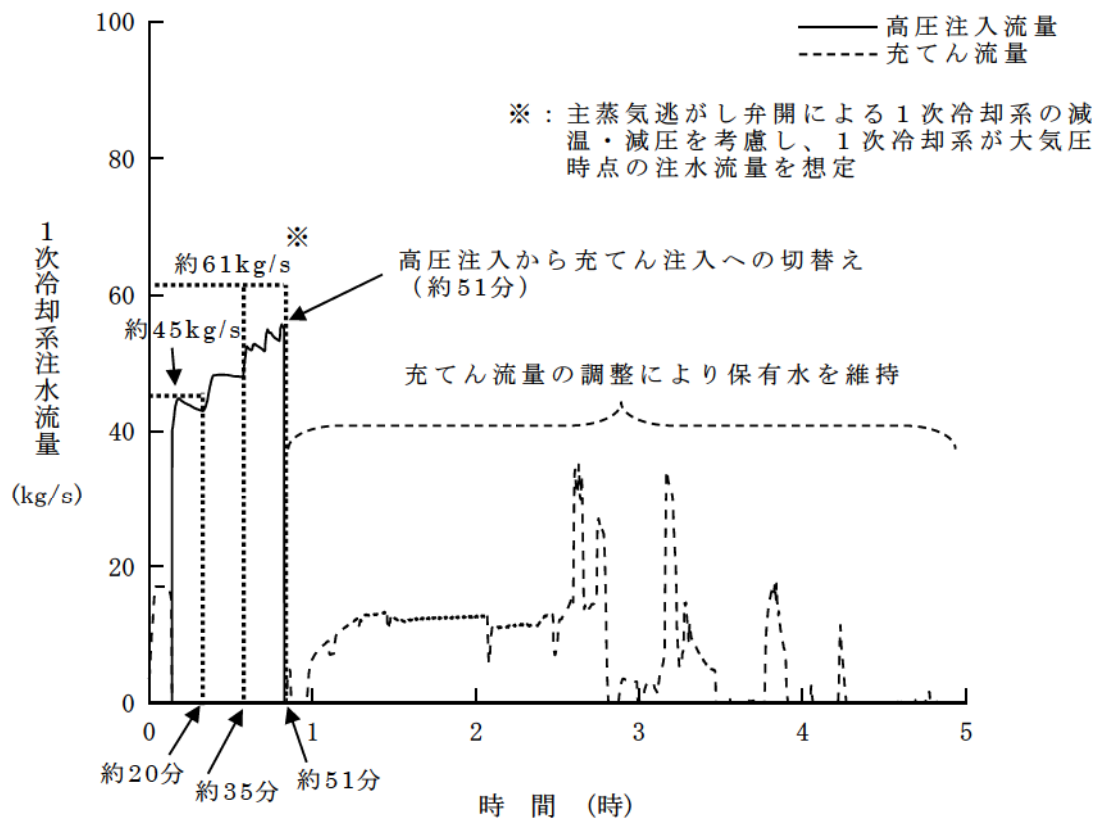
第 7.1.8.34 図 蒸気発生器への給水流量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



第 7.1.8.35 図 蒸気流量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



第 7.1.8.36 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステム L O C A）（操作時間余裕確認）



第 7.1.8.37 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）

7.2 重大事故

本原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて、その発生要因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、格納容器破損防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

7.2.1.1.1 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（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、S E D、T E D、S L W、A E W、A E D、S E W及びT E W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（格納容器過圧破損）」では、L O C A、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、E C C S再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次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の蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却

することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

(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（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉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、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第 7.2.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.1.2 図に示すとともに、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 7.2.1.1.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 36 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 7 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.1.1.3 図に示す。なお、評価事故シーケ

ス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、36名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。

a. 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動

が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。

d. 1次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。

1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

e. 補助給水系の機能喪失の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が $75\text{m}^3/\text{h}$ 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレ流量積算等である。

g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。

h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備

炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

i. 炉心損傷の判断

炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認

原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、SA監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。

k. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

l. 1次冷却系強制減圧

炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が $2.0 \text{MPa}[\text{gage}]$ 以上であれば、窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。

1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広

域) である。

m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水

格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、熔融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が65%から69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。

代替格納容器スプレイに必要な計装設備は格納容器圧力（広域）等であり、原子炉下部キャビティ直接注水に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が65%以上となれば、格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。

格納容器スプレイ再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

o. 格納容器内自然対流冷却

A格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.1.1.2 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

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、原子炉格納容器への1次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しく、また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。

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。

- ・大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

- ・ 中破断 L O C A 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断 L O C A に比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断 L O C A を起因とした「大破断 L O C A 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、C s - 1 3 7 の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さく留めるものであることを確認する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

- ・ 崩壊熱
- ・ 燃料棒内温度変化
- ・ 燃料棒表面熱伝達
- ・ 燃料被覆管酸化
- ・ 燃料被覆管変形
- ・ 沸騰・ボイド率変化
- ・ 気液分離・対向流

b. 原子炉容器、1 次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

- ・ 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
 - ・ 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
 - ・ 炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
 - ・ 炉心損傷後の原子炉容器における 1 次系内核分裂生成物挙動
- c. 原子炉格納容器における重要現象
- ・ 区画間の流動
 - ・ 構造材との熱伝達及び内部熱伝導
 - ・ スプレイ冷却
 - ・ 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却
 - ・ 水素濃度変化
 - ・ 炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
 - ・ 炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
 - ・ 炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
 - ・ 炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
 - ・ 炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。

なお、MAAPは、大破断LOCA事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事象初期については設計基準事故時の評価結果により確認している。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(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初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.1.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断 L O C A が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1 次冷却材管（口径約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(c) 外部電源

「7.2.1.1.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。

(d) 水素の発生

水素の発生についてはジルコニウム－水反応を考慮する。なお、M A A P では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は事象発生後の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 75m³/h の流量で注水するものとする。

(b) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低

保有水量とする。

アキュムレータ保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータ保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1 基当たり）

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として 120m³/h とする。

(d) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量

原子炉容器破損後、原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心の冷却に必要な注水流量を考慮し、設計上期待できる値として 120m³/h とする。

(e) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にて考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生 24 時間後に停止するものとする。

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位

(広域) が 65%に到達した後に停止するものとする。なお、格納容器再循環サンプ水位 (広域) 65%は連通管上端位置 (格納容器再循環サンプ水位 (広域) 約 62%相当) を上回る水位である。

(c) 大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な時間、操作等の時間を考慮して、事象発生の 24 時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

- a. 事象発生直前まで、定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、ウラン燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。
- b. 原子炉格納容器内に放出される Cs-137 の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームである NUREG-1465 に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して 75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記 c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAP による解析結果に比べて、Cs-137 の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。
- c. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。
- d. 時間経過とともに Cs-137 の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は 7 日間とする。なお、事故後 7 日以降の影響についても確認する。
- e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAP の解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の 0.16%/d とする。なお、事故後 7 日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.12%/d とする。
- f. 原子炉格納容器からの漏えいは、アニュラス部に生じるものと

する。

g. アニュラス空気再循環設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として 99%とする。

h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気再循環設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上 106 分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた Cs-137 はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.1.1.4 図及び第 7.2.1.1.5 図に、1 次冷却材圧力、原子炉容器内水位等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.2.1.1.6 図から第 7.2.1.1.8 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.2.1.1.9 図から第 7.2.1.1.13 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断 LOCA 時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失することから 1 次冷却系保有水量が低下し、事象発生の約 20 分後に炉心溶融に至る。

さらに、格納容器スプレイ注入機能が喪失していることから炉心溶融開始の 30 分後、事象発生の約 50 分後に運転員による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、事象発生の約 2.0 時間後に原子炉容器破損に至り、約 3.5 時間後に原子炉容器からの溶融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。

また、事象発生の 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器

循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力は事象発生約 28 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生約 34 時間後に低下に転じる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.1.9 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値約 0.281MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器雰囲気温度は第 7.2.1.1.10 図に示すとおり、事象発生約 38 分後に最高値約 133℃となる。また、代替格納容器スプレイから格納容器内自然対流冷却への切替後は原子炉格納容器雰囲気温度が再び上昇し、事象発生約 34 時間後に約 127℃となるが、以降は低下傾向となっている。以上のことから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回る。

本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、原子炉格納容器から環境に放出される放射性物質質量が多くなるが、アニュラス空気再循環設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、第 7.2.1.1.14 図に示すとおり、事象発生から 7 日後までの Cs-137 の総放出量は約 5.2TBq にとどまり、「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」に示された 100TBq を十分下回る。大気放出過程を第 7.2.1.1.15 図に示す。

事象発生から 7 日以降、Cs-137 の放出が継続した場合の評価を行ったところ、事象発生 30 日後（約 5.3TBq）及び 100 日後（約 5.3TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBq を下回る。

1 次冷却材圧力は第 7.2.1.1.6 図に示すとおり、原子炉容器破

損に至る事象発生約 2.0 時間後における 1 次冷却材圧力は約 0.17MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに 1 次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]以下を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。

(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第 7.2.1.1.13 図に示すとおり、全圧約 0.4MPa[abs]に対して約 0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の 75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約 2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃を下回る。

第 7.2.1.1.9 図及び第 7.2.1.1.10 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生約 28 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生約 34 時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

7.2.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心熔融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心熔融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部

キャビティ直接注水操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、H D R 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、T M I 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、T M I 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用

による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度

が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、熔融炉心とコンクリートの伝熱、並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルについて、熔融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。本感度解析においては約 16cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生及び反応熱の増加により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅は大きくなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、第 7.2.1.1.16 図及び第 7.2.1.1.17 図に示すとおり、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。さらに、コンクリート侵食等に伴う水素発生による原子炉格納容器圧力上昇が考えられるが、水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で 1vol%程度にとどまる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容

器の最高使用圧力の2倍(0.522MPa[gage])及び200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

C s - 1 3 7 の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAPの評価結果の原子炉格納容器圧力から得られる原子炉格納容器漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAPの評価結果ではなく、NUREG-1465に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.2.1.1.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び1次冷却材の流出流量に関する影響評価並びに原子炉格納容器内に水素が存在する場合の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が遅くなる。

また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原

原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

地震により *Excess LOCA* が発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生約50分後に代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始したとしても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを「7.2.1.1.3(2)a.(b) 評価項目となるパラメータに与える影響」における *Excess LOCA* の感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

地震により *Excess LOCA* が発生した場合、1次冷

却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。

- ・ 1 次冷却材高温側配管 全ループ破断
- ・ 1 次冷却材低温側配管 全ループ破断
- ・ 原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

いずれの感度ケースも恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始時間は基本ケースである大破断 L O C A 時と同様に事象発生の約 50 分後とした。その結果、第 7.2.1.1.18 図から第 7.2.1.1.23 図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは基本ケースと同じであり、また、熔融燃料と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.24 図及び第 7.2.1.1.25 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水の

開始操作は、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

格納容器内自然対流冷却の操作は、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

アニュラス空気再循環設備の起動操作は、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.1.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の 60 分後に代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。代替格納容器スプレイ操作の開

始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が早くなった場合は原子炉下部キャビティの蓄水が早まるが、溶融炉心落下時点においては原子炉下部キャビティに溶融炉心の冷却に十分な水量が確保されており、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約 7.5 時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

アニュラス空気再循環設備のダンパへの空気供給操作が早くなる場合、アニュラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射エネルギーが減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の操作時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生の約 50 分後であるのに対し、事象発生の 60 分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.26 図及び第 7.2.1.1.27 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び

200℃に対して十分余裕があり、事象発生から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は事象発生後の 24 時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器循環冷暖房ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が 7,000m³ 以下であれば、格納容器循環冷暖房ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が 7,000m³ に到達するまでの時間を評価した。原子炉下部キャビティ直接注水による注水量を考慮し、代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生後の 24 時間後から 29 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

アニュラス循環系ダンパへの作動空気供給操作の解析上の開始時間は事象発生後の 60 分後であるが、操作が遅くなる場合は、アニュラス負圧達成までの時間が長くなり、放出放射エネルギーが増加するが、「7.2.1.1.2(4)有効性評価の結果」に示すとおり解析上の Cs-137 の総放出量は約 5.2TBq であり、10 分～20 分の操作遅れに対して放出放射エネルギーは約 20%～40% の増加にとどまることから、100TBq に対して余裕を確保できるため、事象発生から 80 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水

及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり36名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員54名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンクを水源とし、水量1,325m³の使用が可能であることから、事象発生の約50分後から約3.5時間後までの原子炉下部キャビティ直接注水(120m³/h)を考慮しても、事象発生の約50分後から約9.1時間後までのスプレイ継続(120m³/h)が可能である。以降は、水源を復水タンクに切り替え、送水車（約300m³/h（1台あたり））を用いて復水タンクに海水を補給することにより、事象発生の24時間後の格納容器内自然対流冷却移行までの間、恒設代替低圧注水ポンプによりスプレイ継続が可能

である。

b. 燃料

(a) 重油

空冷式非常用発電装置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て、7 日間の運転継続には約 133.4kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）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て、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の 11.5 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 35.2kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 176.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

復水タンク及び使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 3.6 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5,891ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 616kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.2.1.1.5 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

過圧破損)」では、L O C A、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、E C C S再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧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（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断L O C A時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。

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、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互

作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。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（格納容器過圧破損）」において、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却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り、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。

第 7.2.1.1.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 事象の発生及び対応処置	・ L O C A、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 全交流動力電源喪失の判断	・ 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	—	—	—
c. 早期の電源回復不能判断及び対応	・ 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。 ・ 安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 1 次冷却材漏えいの判断	・ 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1 次冷却材漏えいの判断を行う。	—	—	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
e. 補助給水系の機能喪失の判断	・ すべての補助給水流量計指示の合計が 75m ³ /h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。	【タービン動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水タンク】	—	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・ 1 次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	—	—	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
g. 原子炉格納容器水素燃烧装置の起動	・ 非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃烧装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃烧装置を起動する。	【原子炉格納容器水素燃烧装置】 【原子炉格納容器水素燃烧装置温度監視装置】 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	・ 炉心出口温度 350℃ 以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。	—	—	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
i. 炉心損傷の判断	・ 炉心出口温度 350℃ 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。	—	—	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
j. 原子炉格納容器水素燃烧装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	・ 原子炉格納容器水素燃烧装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、SA 監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。	【原子炉格納容器水素燃烧装置】 【原子炉格納容器水素燃烧装置温度監視装置】 静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	—
k. 水素濃度監視	・ 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー 【可搬型アニュラス内水素濃度計測装置】	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(4/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
1. 1 次冷却系強制減圧	炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による 1 次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。	加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）】 窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用） 【可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）】	冷却材圧力（広域）
m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	- 格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 - 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、熔融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
	格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば、格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。			
n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ポンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	—
o. 格納容器内自然対流冷却	- A 格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 - 全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いた A 格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。	A 格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）用）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.2 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件
 （大破断 L O C A 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M A A P	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	$100\%(2,432\text{MWt}) \times 1.02$	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	1 次冷却材圧力 （初期）	$15.41 + 0.21\text{MPa}[\text{gage}]$	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1 次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	1 次冷却材平均温度 （初期）	$305.7 + 2.2^{\circ}\text{C}$	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	F P : 日本原子力学会推奨値 アクチニド : ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2 次側保有水量 （初期）	51t（1 基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	$69,500\text{m}^3$	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。