

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 台は、A T W S 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m³/h の流量で注水するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

A T W S 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

a. 主給水流量喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.3 図に、原子炉出力、1 次冷却材平均温度、1 次冷却材圧力等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.5.7 図から第 7.1.5.13 図に、2 次系除熱量、蒸気発生器 2 次側保有水量等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.5.14 図から第 7.1.5.18 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、主給水流量の喪失により、1 次冷却材温度及び 1 次冷却材圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給流量水の喪失による蒸気発生器水位の低下を A T W S 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより 1 次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

1 次冷却材温度の上昇に伴い、1 次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1 次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.

1.5.9 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。

燃料被覆管温度は、第 7.1.5.13 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、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。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、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動作に至った場合、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 0.252MPa[gage]、約 125℃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 (0.283MPa[gage]) 及び最高使用温度 (132℃) を下回る。

第 7.1.5.8 図及び第 7.1.5.9 図に示すとおり、事象発生の 60 秒後時点においても 1 次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1 次系の減温、減圧を行い、事象発生の約 13.5 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生の約 21 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。

b. 負荷の喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.4 図に、原子炉出力、1 次冷却材平均温度、1 次冷却材圧力等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.5.19 図から第 7.1.5.25 図に、2 次系除熱量、蒸気発生

器 2 次側保有水量等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.5.26 図から第 7.1.5.30 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、負荷の喪失により、1 次冷却材温度及び 1 次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、1 次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気隔離弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を A T W S 緩和設備が検知する。

1 次冷却材温度の上昇に伴い、1 次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1 次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.21 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。

燃料被覆管温度は、第 7.1.5.25 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、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。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、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動作に至った場合、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

れ約 0.252MPa[gage]、約 125℃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（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。

第 7.1.5.20 図及び第 7.1.5.21 図に示すとおり、事象発生の 600 秒後時点においても 1 次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1 次系の減温、減圧を行い、事象発生の約 13.5 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより約 21 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。

7.1.5.3 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ものとする。

本重要事故シーケンスは、ATWS 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、1 次系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。

(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

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に

示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における減速材反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/°Cの不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の減速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「(3) 感度解析」にて評価する。

炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなるため、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全

弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。

炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールモデル及び気液相モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化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。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相/サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパ

ラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「(3) 感度解析」にて評価する。

(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 7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 表に示すとおりである。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熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、減速材温度係数（標準値）及びドップラ特性（標準値）、並びに標準値として設定している炉心崩壊熱、蒸気発生器2次側保有水量及び加圧器逃がし弁個数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

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの定常誤差を考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごと

の変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくならない。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

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崩壊熱より小さくなるが、1次冷却材圧力が最大となる時の原子炉出力は崩壊熱よりも十分大きく、崩壊熱が1次冷却材圧力上昇に与える影響は小さい。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

蒸気発生器2次側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ため、2次系除熱の効果が長くなり、1次冷却材圧力の上昇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。

加圧器逃がし弁個数を最確値とした場合、解析条件で設定している個数より多くなるため、加圧器逃がし弁からの放出により吸収できる1次冷却材膨張量が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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確認する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、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はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

(3) 感度解析

解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差、並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。その結果は、第7.1.5.4表及び第7.1.5.5表、並びに第7.1.5.31図及び第7.1.5.32図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.0MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.2MPa[gage]となる。「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.5MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。

さらに、「(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回

り、評価項目となるパラメータを満足できる。

(4) 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確認する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。

(5) 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評価した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。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、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、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。

なお、本重要事故シーケンスでは、ATWS緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要

な要員は、3号炉及び4号炉については「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり14名、1号炉及び2号炉については14名であり、合計27名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。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128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

なお、重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。

a. 水源

復水タンク（646m³：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11.7時間の対応が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生の約15時間後から使用可能となるため、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約3.3時間は常用設備により復水タンクへの補給が必要となる。以降は、余熱除去系による冷却を継続するため、復水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合は、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約3.3時間は、復水タンクに送水車（約210m³/h（1台当たり））による補給を行う。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して

ディーゼル発電機からの給電を想定し、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 450.9kℓ 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。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失した場合、蒸気発生器給水用の海水を復水タンクへ補給するための送水車については、事象発生の 11.7 時間後からの運転を想定して、3.3 時間の運転継続に約 0.1kℓ 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 459.4kℓ 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油その合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、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。

7.1.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなることで、1次系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、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「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる ATWS 緩和設備、長期対策として緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、ATWS緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない。

その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、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について操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。

その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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は、外部電源喪失時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「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させるATWS緩和設備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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について（1 / 2）

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. 原子炉自動トリップ不能の判断	<ul style="list-style-type: none"> 事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも関わらず、原子炉トリップしゃ断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。 原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ、並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。 	【原子炉トリップスイッチ】 【制御棒クラスタ】 【原子炉トリップしゃ断器】	-	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. A T W S 緩和設備の作動及び作動状況確認	<ul style="list-style-type: none"> A T W S 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁閉止、タービン動補助給水ポンプ、電動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。 タービントリップ及び主蒸気隔離弁閉止による1次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。 	A T W S 緩和設備 主蒸気隔離弁 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 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	-	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 蒸気発生器蒸気圧力 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 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離	<ul style="list-style-type: none"> 緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。 原子炉補助給水補給流量制御弁「閉」の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。 	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 緊急ほう酸水補給弁	-	ほう酸タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について (2 / 2)

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. 原子炉未臨界状態の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・「出力領域中性子束計指示が 5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。 ・1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力・温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。 	-	-	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 加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
e. 1次系減温・減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により、1次系の減温・減圧を実施する。 	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	-	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 蒸気発生器蒸気圧力 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
f. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)計指示 177℃以下となり余熱除去系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継続的に行う。 	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	-	余熱除去流量 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(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 7.1.5.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（1 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドブプラ反応度帰還効果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%(2,652 MWt)	定格値を設定。
	1次冷却材圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	1次冷却材平均温度（初期）	302.3℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 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。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	減速材温度係数（初期）	-13pcm/℃	標準値として設定。 事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき、MOX燃料の装荷及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、2ループ、3ループ、4ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が-13pcm/℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドブプラ特性	ウラン燃料平衡炉心とMOX燃料平衡炉心を代表するドブプラ特性	標準値として設定。 ドブプラ特性は装荷炉心ごとに大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度帰還効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、正の反応度帰還効果が大きくなるMOX燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。 事象進展中のドブプラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドブプラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器2次側保有水量（初期）	48t (1基当たり)	標準値として設計値より小さい値を設定。

第 7.1.5.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）（2 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起回事象	主給水流量喪失	主給水流量の喪失を仮定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	A T W S緩和設備 (主蒸気ライン隔離/ 補助給水ポンプ作動)	蒸気発生器水位異常低 (狭域水位 7%) (応答時間 2.0 秒)	A T W S緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%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。
	主蒸気ライン隔離	A T W S緩和設備 作動設定点 到達から 17 秒後に隔離完了	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	A T W S緩和設備 作動設定点 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、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m 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台の補助給水全量運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。
	加圧器逃がし弁	2 個 容量 95t/h (1 個当たり)	加圧器逃がし弁は3個（容量95t/h（1個当たり））設置されているが、保守的に標準値として設定。

第 7.1.5.3 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（1 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドブプラ反応度帰還効果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%(2,652 MWt)	定格値を設定。
	1次冷却材圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	1次冷却材平均温度（初期）	302.3℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 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。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	減速材温度係数（初期）	-13pcm/℃	標準値として設定。 事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき、MOX燃料の装荷及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、2ループ、3ループ、4ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が-13pcm/℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドブプラ特性	ウラン燃料平衡炉心とMOX燃料平衡炉心を代表するドブプラ特性	標準値として設定。 ドブプラ特性は装荷炉心ごとに大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度帰還効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、正の反応度帰還効果が大きくなるMOX燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。 事象進展中のドブプラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき3次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドブプラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
蒸気発生器2次側保有水量（初期）	48t (1基当たり)	標準値として設計値より小さい値を設定。	

第 7.1.5.3 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（2 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起回事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水の喪失が同時に起こる全主蒸気隔離弁閉止もしくは復水器の故障を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	A T W S 緩和設備 (主蒸気ライン隔離/ 補助給水ポンプ作動)	蒸気発生器水位異常低 (狭域水位 7%) (応答時間 2.0 秒)	A T W S 緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%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。
	補助給水ポンプ	A T W S 緩和設備 作動設定点 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、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m 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（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。
	加圧器速がし弁	2 個 容量 95t/h (1 個当たり)	加圧器速がし弁は3個（容量95t/h（1個当たり））設置されているが、保守的に標準値として設定。

第 7.1.5.4 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果

解析ケース	減速材 温度係数 初期値	ドップラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値
基本ケース	-13pcm/°C	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]
感度ケース	-13pcm/°C	標準値 +20%	考慮する*	約 19.0MPa[gage]

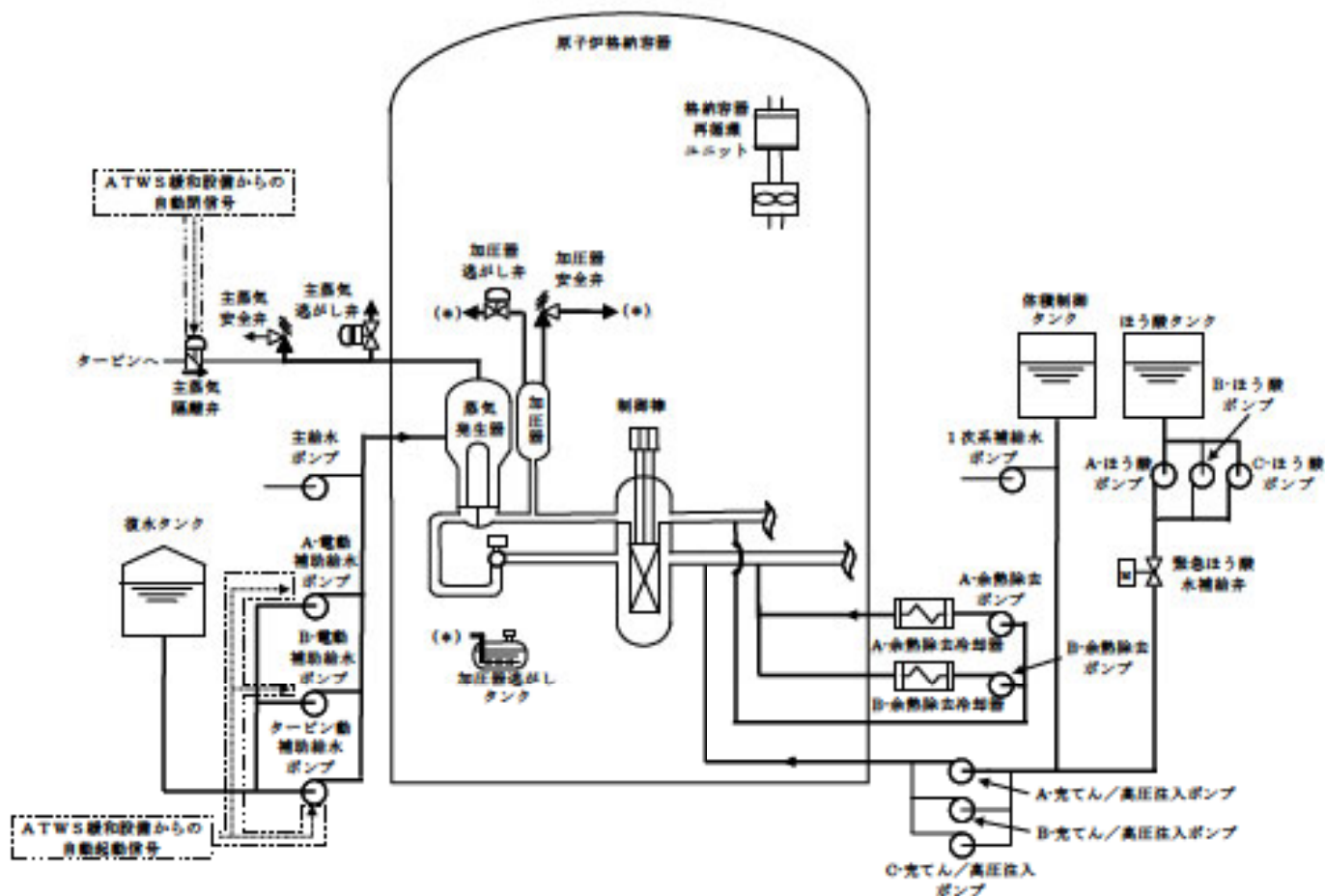
*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2°C、
1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。

第 7.1.5.5 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果

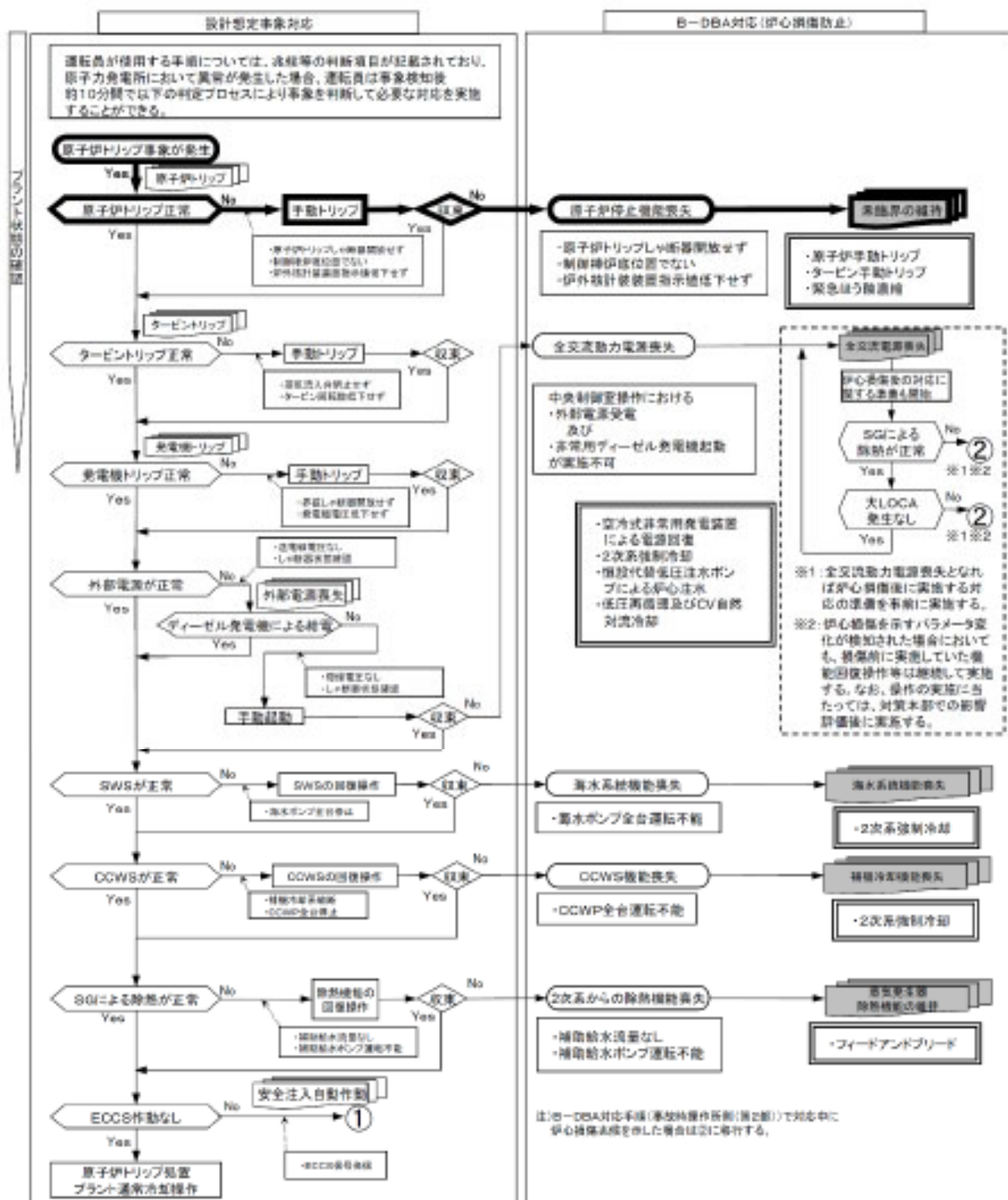
解析ケース	減速材 温度係数 初期値	ドップラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値
基本ケース	-13pcm/°C	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]
感度ケース	-13pcm/°C	標準値 +20%	考慮する*	約 19.2MPa[gage]

*：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2°C、
1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。

----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所

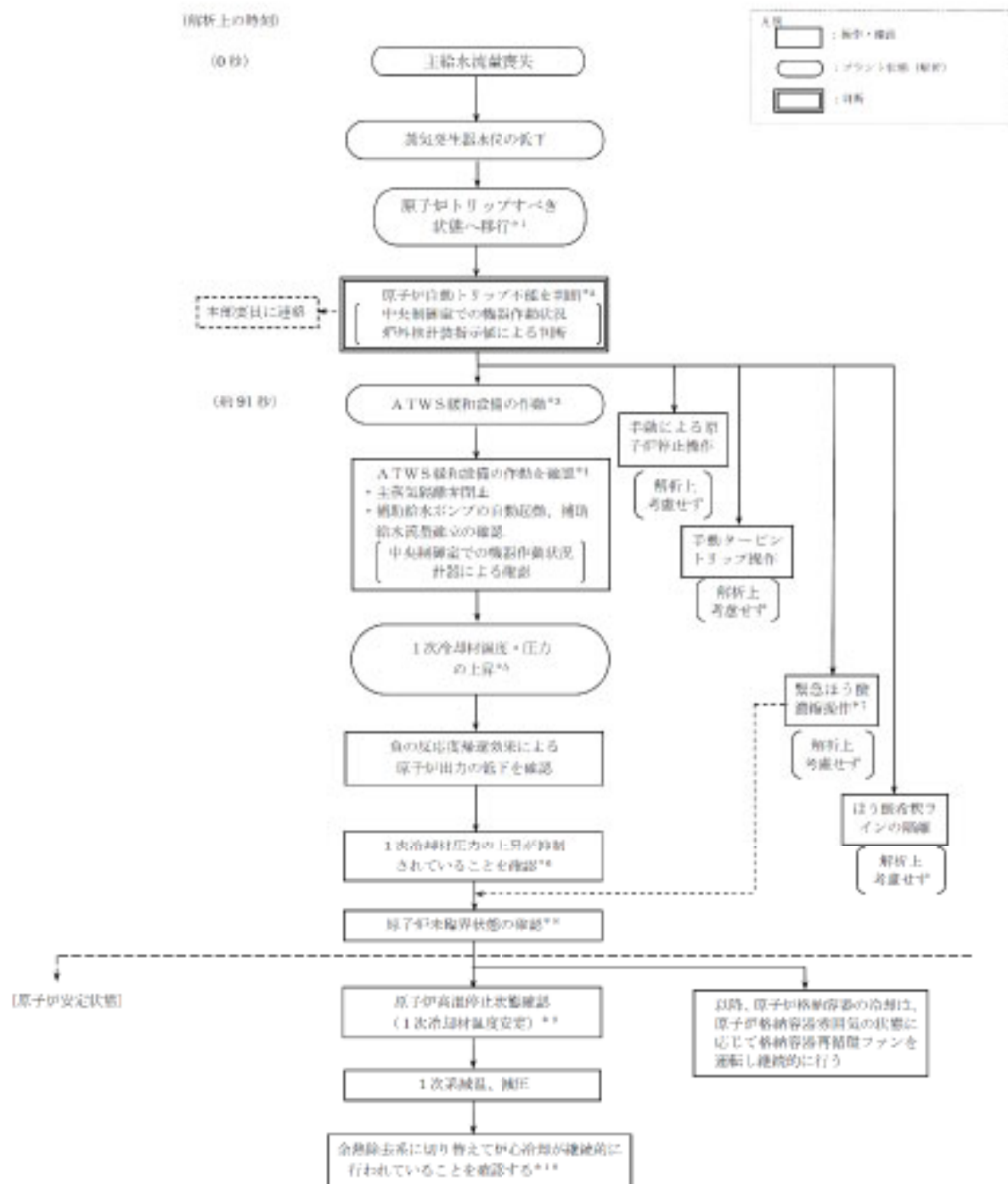


第 7.1.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



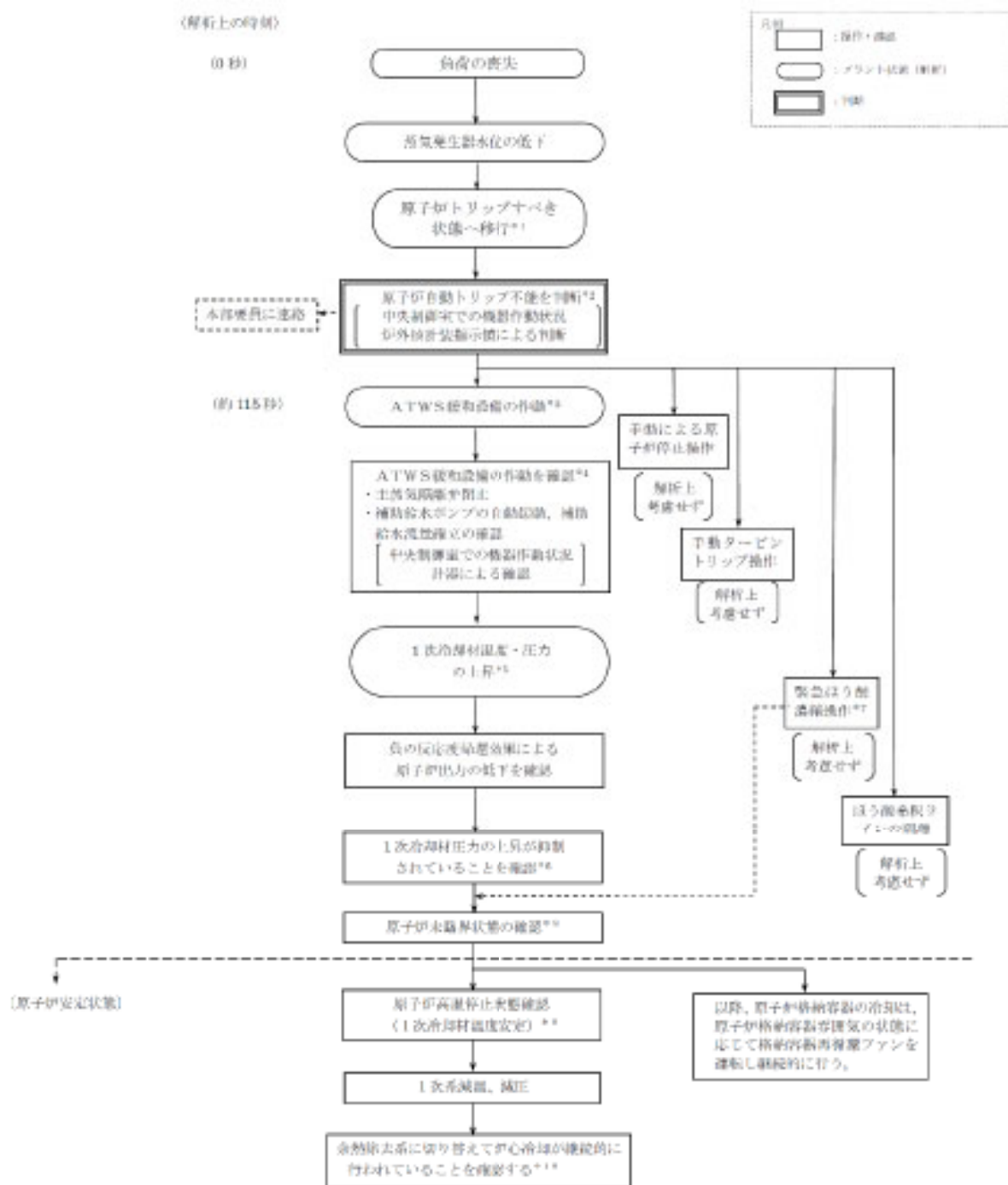
凡例: [] 設計事象対比手順(事故時操作所別) [] B-DBA対応手順(事故時操作所別(第2部))

第 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1 / 2)



- *1 : 蒸気発生器集水水位 13%以下
- *2 : 炉外時計装置指示値が、出力領域中性子束計指示が5%以上又は中間領域起動率が正
- *3 : 主給水流量喪失により蒸気発生器集水水位が19%以下まで低下すればA.T.W.S.統和設備が作動する
- *4 : A.T.W.S.統和設備の機能としてタービントリップも含まれるが、解析上、考慮していない
- *5 : 主蒸気隔離弁閉止及び蒸気発生器水位の低下による除熱機能の低下により1次冷却材温度・圧力が上昇する
- *6 : 原子炉出力の低下及び補助給水による1次冷却材の冷却により圧力の上昇が抑制される
- *7 : 原子炉を本臨界にするため、緊急ほうげん設備動作を実施する。(準備完了次第実施する)
- *8 : 炉外時計装置指示値が、出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率が零又は負を確認
サンプリングにより、燃料棒ほうげん濃度以上に濃縮されていることを確認
- *9 : 燃料棒ほうげん濃度まで濃縮操作が完了したことを確認及び1次冷却材温度177℃以上を確認
- *10 : 1次冷却材圧力が2.7MPa(gage)以下及び1次冷却材温度が177℃以下になれば、余熱除去系による冷却が可能

第 7.1.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
(「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)



- *1 : 蒸気発生器低減水位 13%以下
- *2 : 外検計装指示値が、出力領域中性束計器が5%以上又は中間領域起動率が正
- *3 : 主給水流喪失により蒸気発生器低減水位が9%以下まで低下すればATWS従和設備が作動する
- *4 : ATWS従和設備の機能としてタービントリップも含まれるが、解行上、考慮していない
- *5 : 主蒸気隔離弁閉止及び蒸気発生器水位の低下による負熱機使の低下により1次冷却材温度・圧力が上昇する
- *6 : 原子炉出力の低下及び補給給水による1次冷却材の冷却により圧力の上昇が抑制される
- *7 : 原子炉を本臨界にするため、緊急ほう配濃縮を実施する。(降格完了次第実施する)
- *8 : 外検計装指示値が、出力領域中性束計器が5%未満及び中間領域起動率が零又は負を確認サンプリングにより、燃料取扱ほう配濃縮が完了したことを確認及び1次冷却材温度177℃以上確認
- *9 : 燃料取扱ほう配濃縮が完了したことを確認及び1次冷却材温度が177℃以下になれば、最終除熱系による冷却が可能
- *10 : 1次冷却材圧力が2.7MPa(gage)以下及び1次冷却材温度が177℃以下になれば、最終除熱系による冷却が可能

第 7.1.5.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
(「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)													備考		
作業の項目	要員(名) (作業に必要の要員数) 【】は他の要員 補助しての人数	要員の人数	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26		28	30
			作業員1 作業員2 約1分 燃料棒本格シフト運転開始 約2分 フォールアウト開始															
検査材料	運転員A, B	2 2	●検査材料の搬入作業 ●主給水流量喪失発生 ●原子炉自動停止不良と対応への対応準備作業の開始 ●原子炉出力1%以上確認 ●燃料棒本格シフト開始(運転員Aが監視) (中央制御室操作)															
原子炉停止操作 (緊急上乗せせず)	運転員B	0:0 0:0	●原子炉停止トリップ操作 (中央制御室操作)															
緊急停止装置操作 (緊急上乗せせず)	運転員A	0:0 0:0	●緊急停止装置操作 (中央制御室操作)															
燃料棒本格シフトの開始操作 (緊急上乗せせず)	運転員B	0:0 0:0	●燃料棒本格シフト開始 (中央制御室操作)															
手動サーキットトリップ操作 (緊急上乗せせず)	運転員C	1 1	●手動サーキットトリップ操作 (中央制御室操作)															

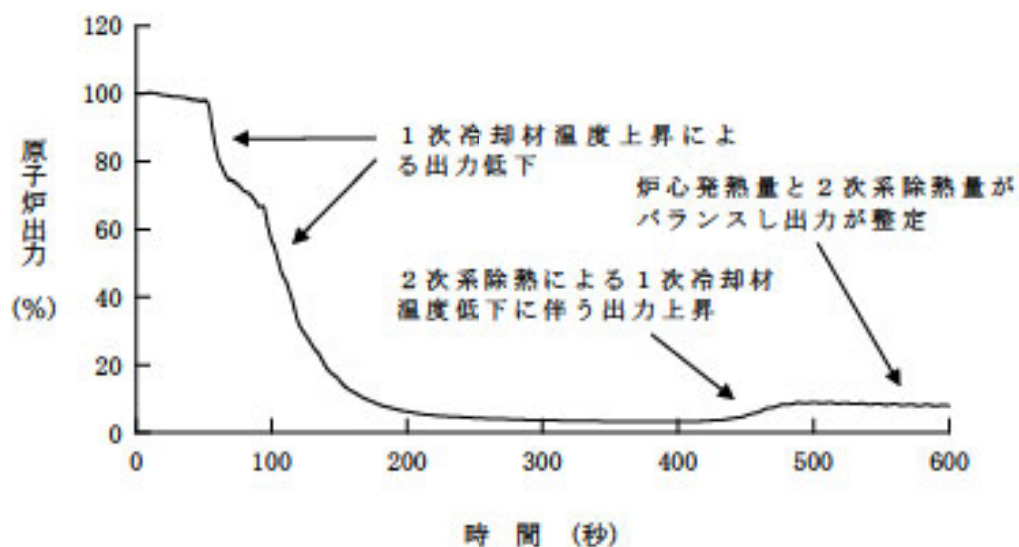
上記作業に加え、必要要員の名にて関係者に連絡連絡を行う。
 なお、本作業内容は緊急時、異常発生時に限って実施の標準手順と定めて作業時間を削減した上で保守上の検査として実施したものであり、運転員は本作業に従って各要員を割り当てた順序に従って実施する。
 また、運転員が緊急上乗せした場合は作業時間内に30分以内には対応することが前提とされている。

第 7.1.5.5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗）

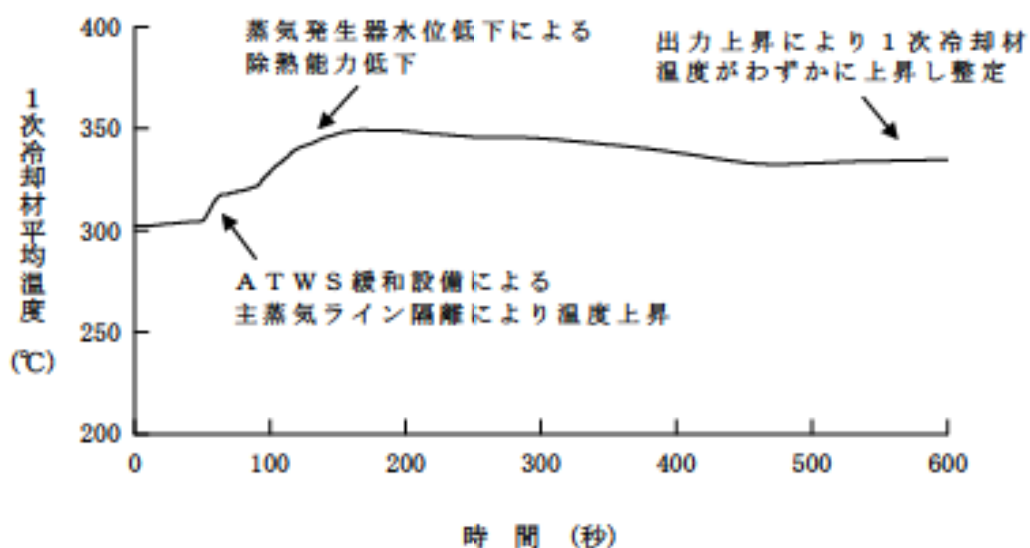
必要な要員と作業項目			経過時間(分)																	備考	
作業の項目	要員(注) (作業に必要な要員数) 【注】は作業実施 要員してきた要員	作業の内容	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30				
			▲ 作業発生 ▼ (注) 過労要員発生 ▽ (注) 10時 継続作業の停止 ▲ フォロー作業開始																		
	作業員A、作業員B	1	1																		
状況把握	運転員A、B	2	2	● 炉内状況把握 ● 炉内状況把握の継続 ● 炉内状況把握の停止による炉内への炉内状況把握の継続 ● 炉内状況把握の停止による炉内への炉内状況把握の継続 ● 炉内状況把握の停止による炉内への炉内状況把握の継続 (中表参照)																	
炉内状況把握 (炉内作業時)	運転員A	0:0	1:0	● 炉内状況把握の継続 (中表参照)																	
	運転員B	0:0	1:0	● 炉内状況把握の継続 (中表参照)																	
炉内状況把握 (炉内作業時)	運転員A	0:0	1:0	● 炉内状況把握の継続 (中表参照)																	
炉内状況把握 (炉内作業時)	運転員B	0:0	1:0	● 炉内状況把握の継続 (中表参照)																	
炉内状況把握 (炉内作業時)	運転員A	1	1	● 炉内状況把握の継続 (中表参照)																	

上記要員に加え、必要要員をもって関係各所に連絡連絡を行う。
 なお、本図は作業時間、作業員数に、関係の設備稼働状況や作業時間等を考慮した上で算出したものであり、運転員は作業量によって作業員数を満たす必要作業員を要する。
 また、運転員が稼働しなくなった場合は、作業員数に余裕がある場合は、作業員数を減らすことができる。

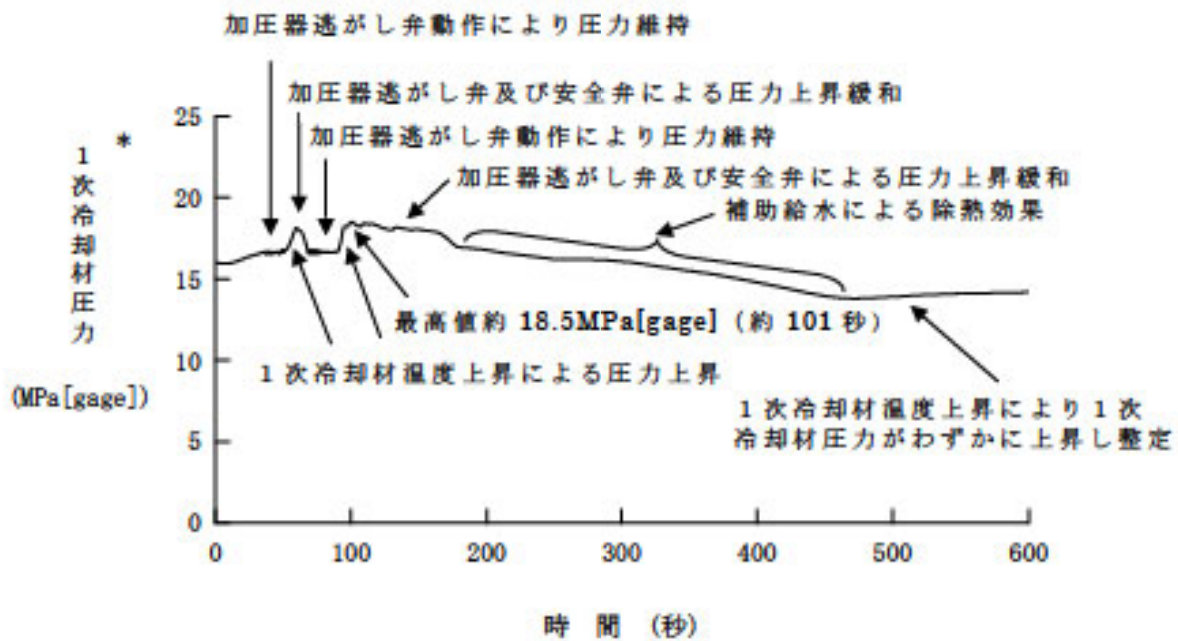
第 7.1.5.6 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗）



第 7.1.5.7 図 原子炉出力の推移 (主給水流量喪失)

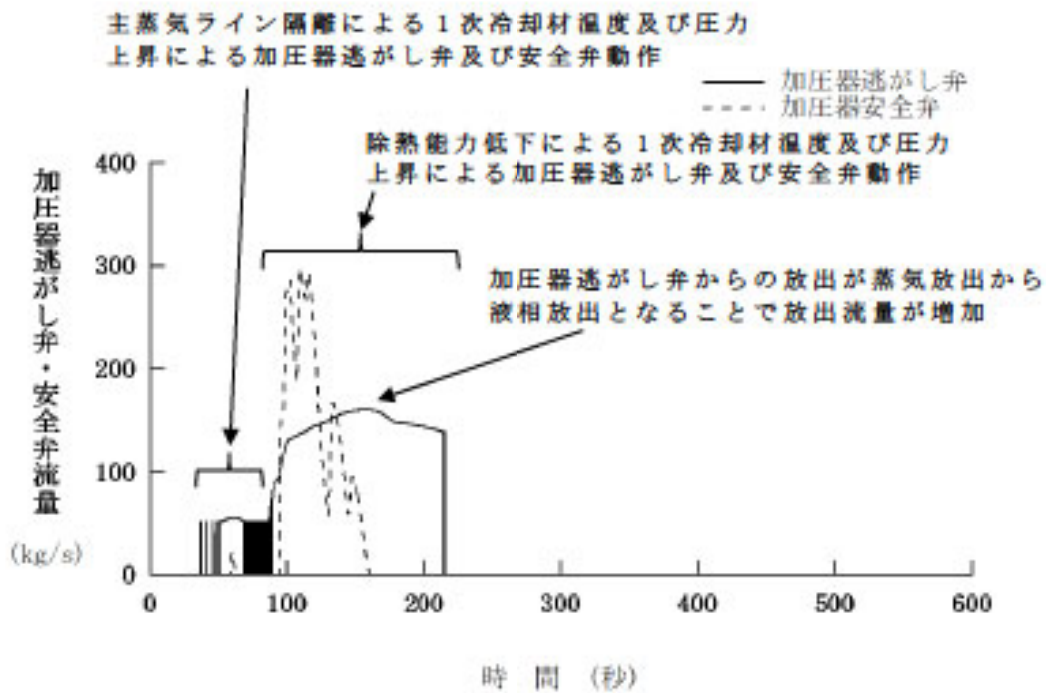


第 7.1.5.8 図 1次冷却材平均温度の推移 (主給水流量喪失)

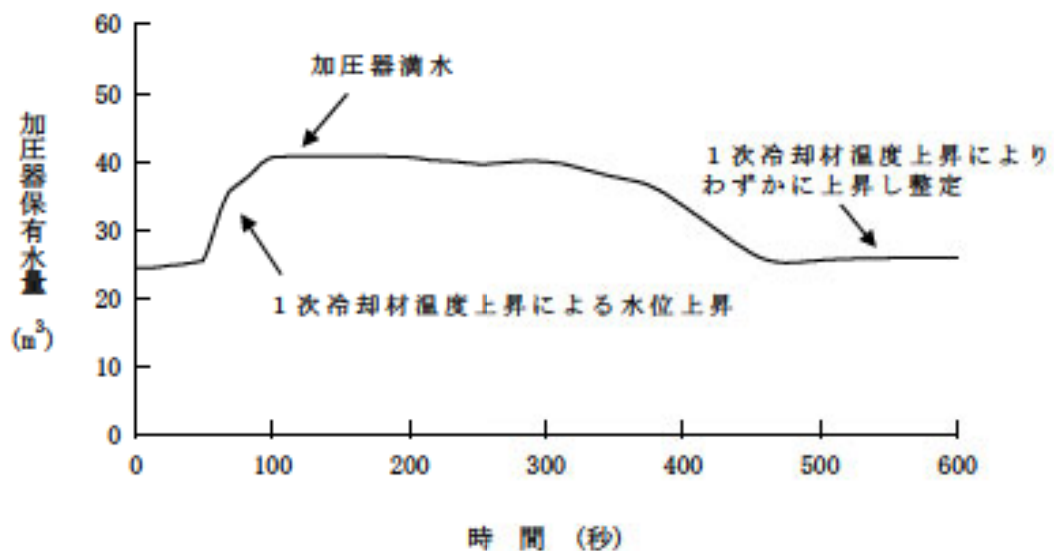


* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

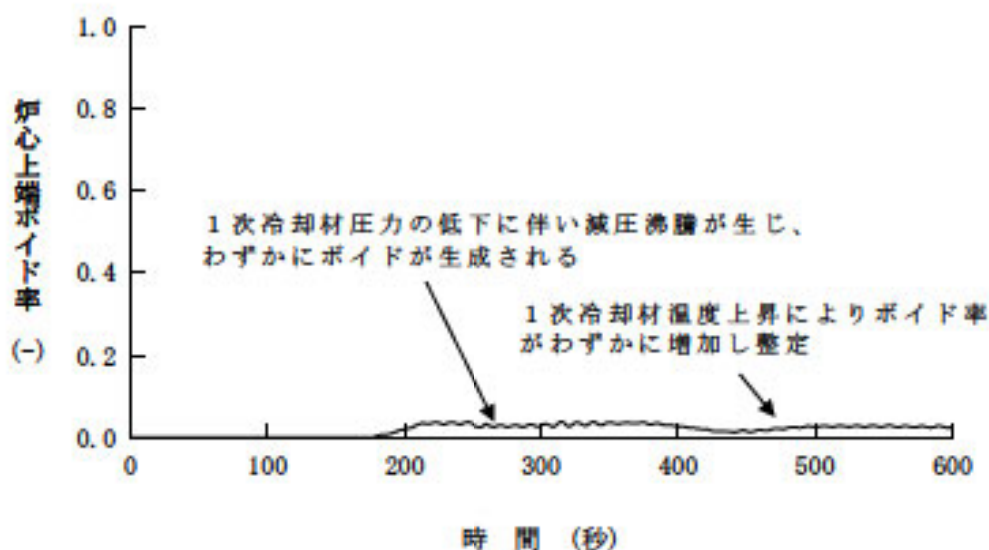
第 7.1.5.9 図 1 次冷却材圧力の推移 (主給水流量喪失)



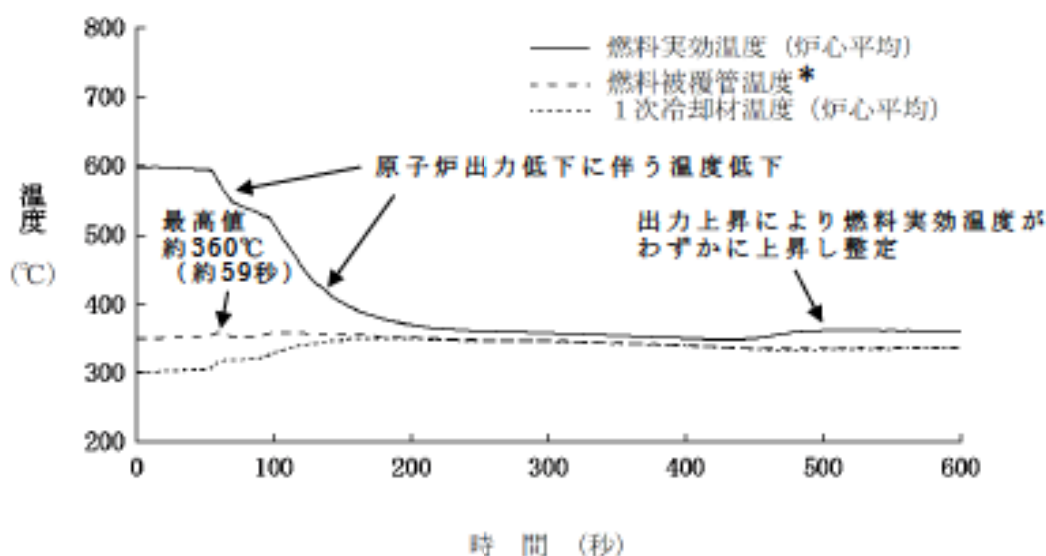
第 7.1.5.10 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (主給水流量喪失)



第 7.1.5.11 図 加圧器保有水量の推移 (主給水流量喪失)

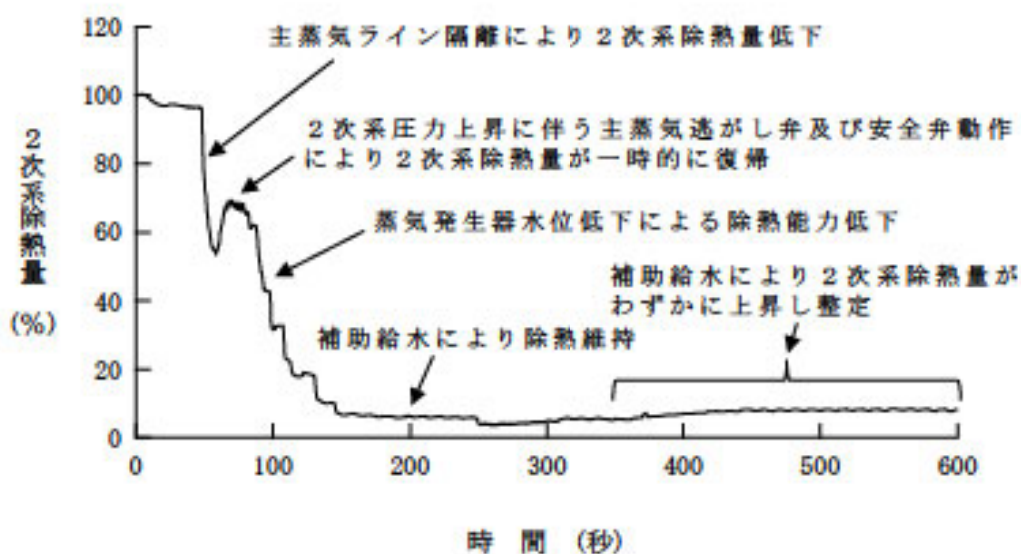


第 7.1.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移 (主給水流量喪失)

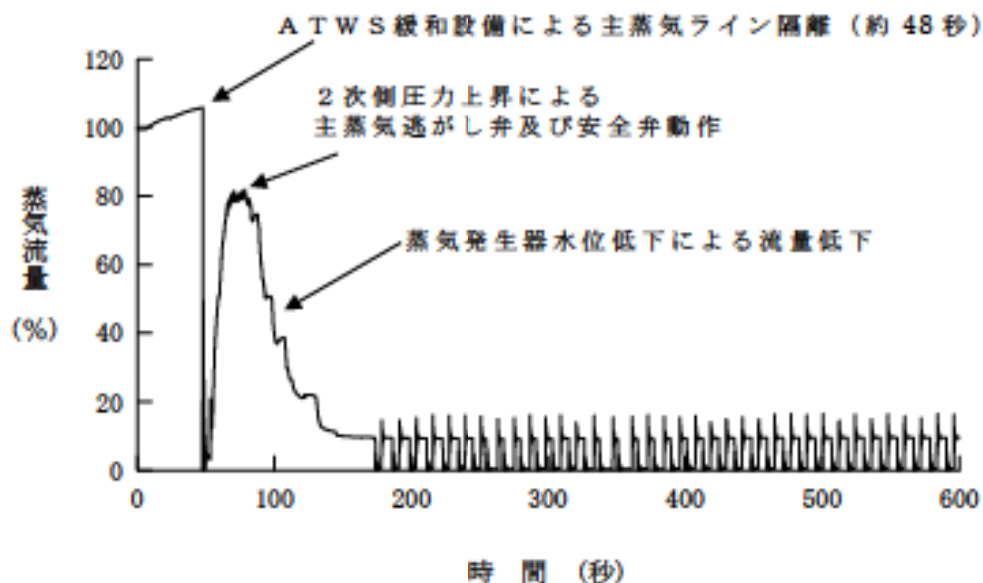


* : 燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

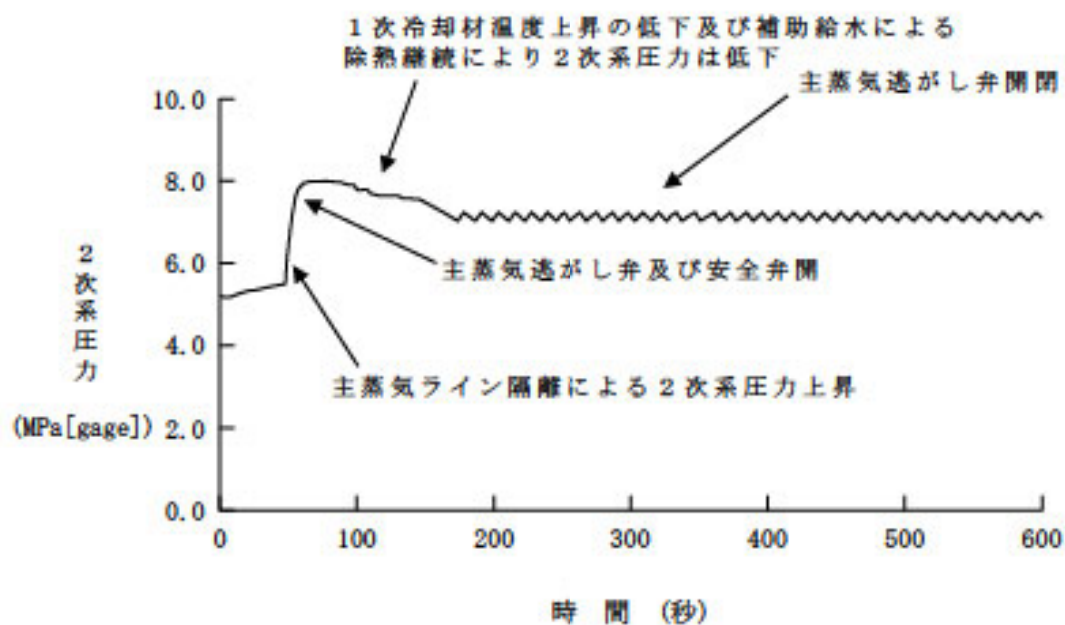
第 7.1.5.13 図 燃料実効温度と 1次冷却材温度の推移 (主給水流量喪失)



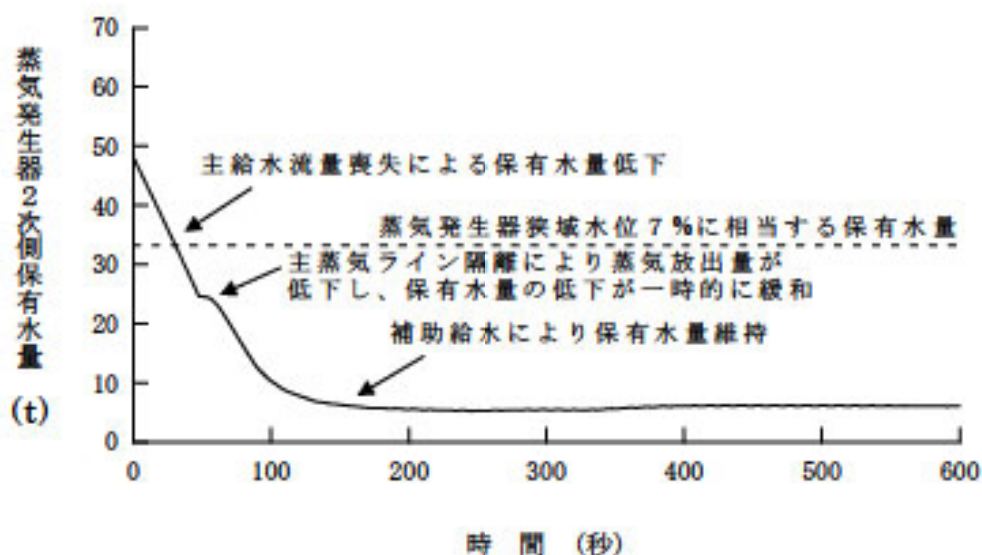
第 7.1.5.14 図 2次系除熱量の推移（主給水流量喪失）



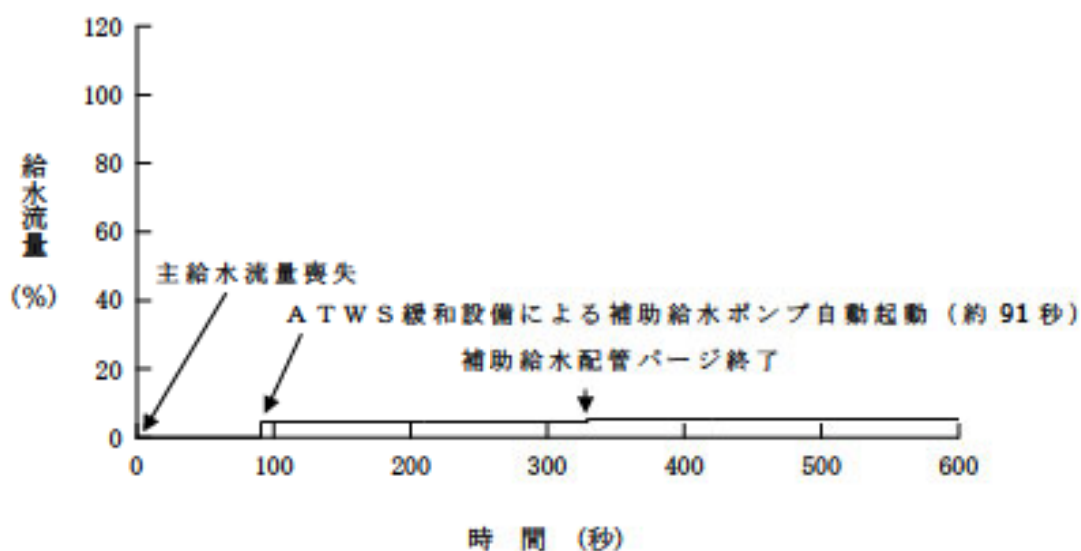
第 7.1.5.15 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）



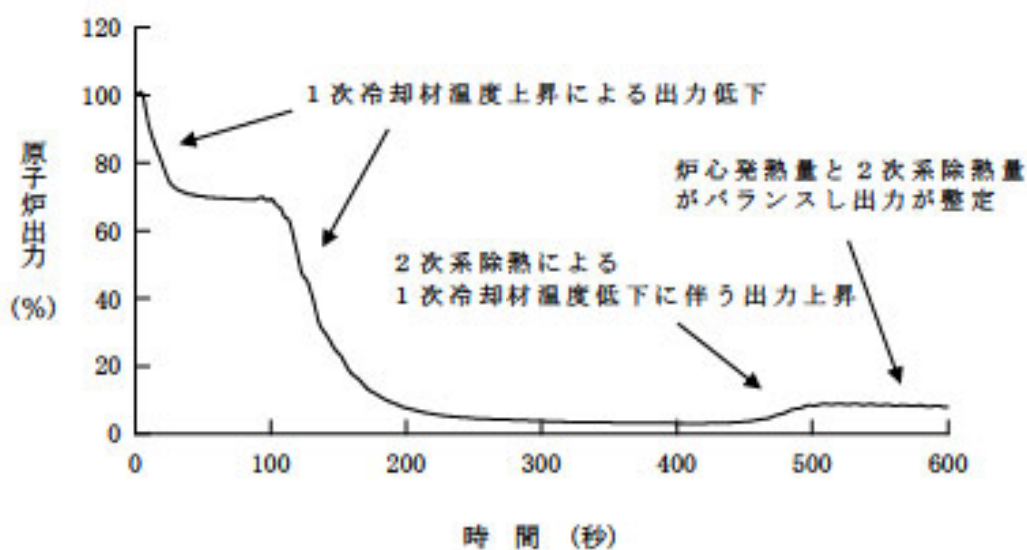
第 7.1.5.16 図 2次系圧力の推移 (主給水流量喪失)



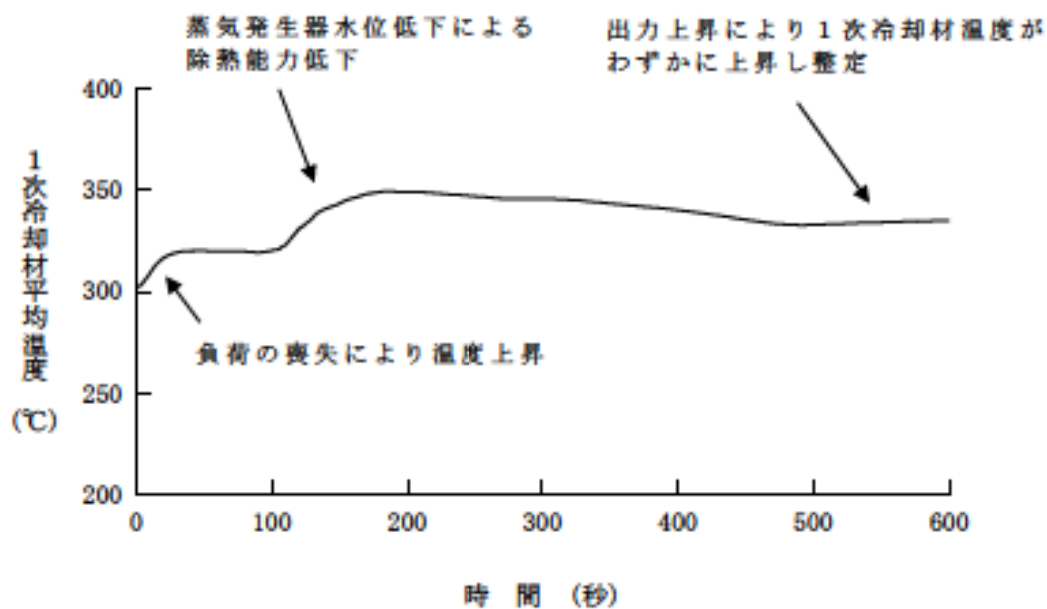
第 7.1.5.17 図 蒸気発生器 2 次側保有水量の推移（主給水流量喪失）



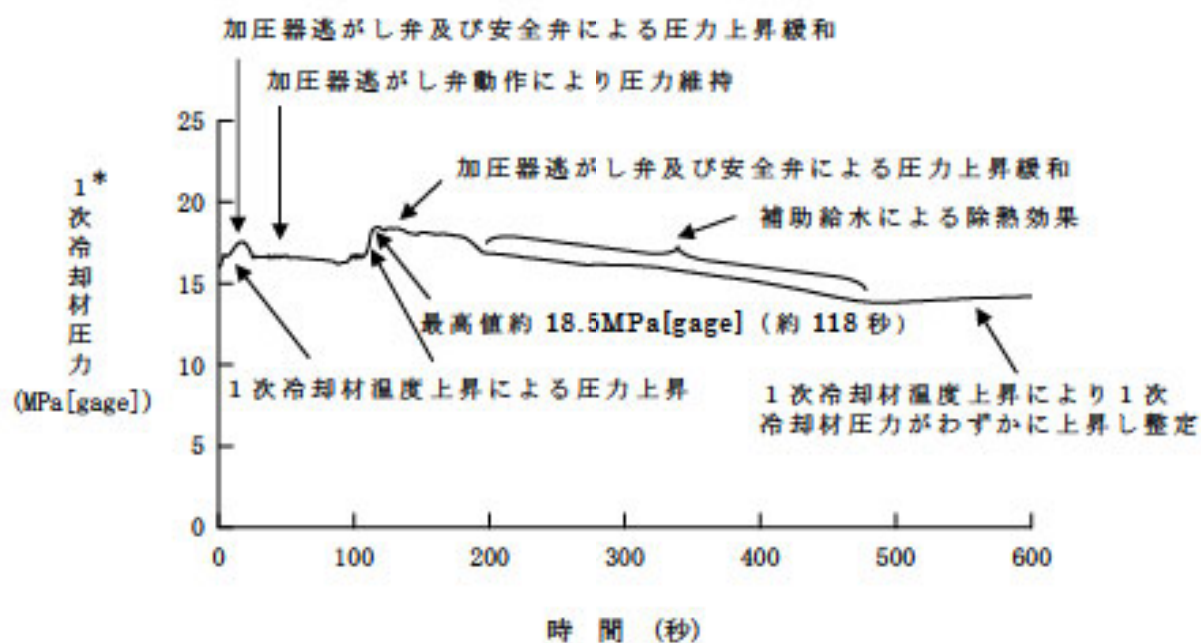
第 7.1.5.18 図 給水流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.19 図 原子炉出力の推移 (負荷の喪失)

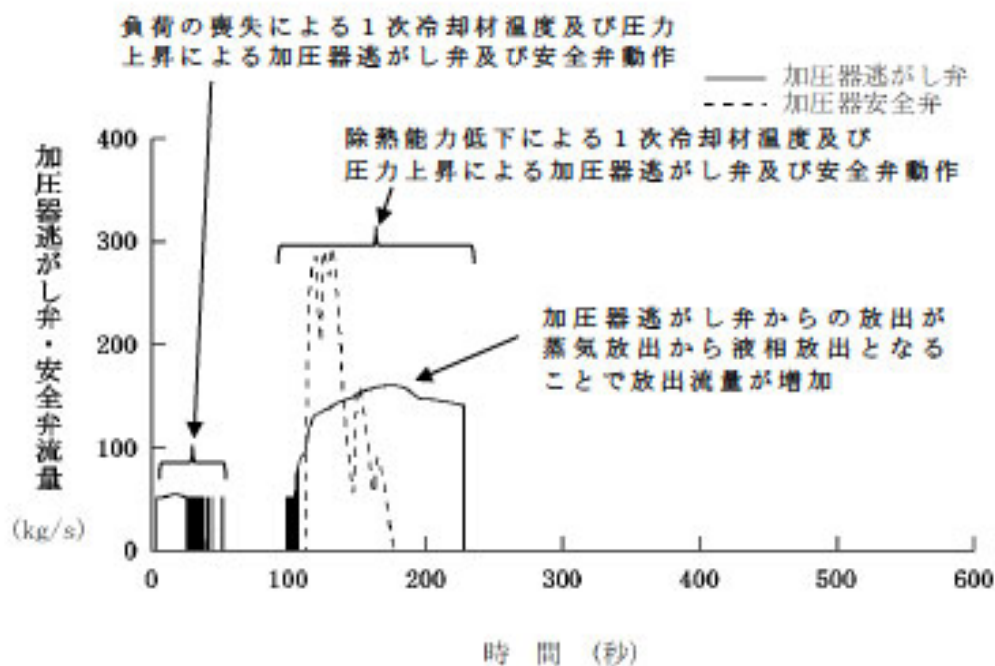


第 7.1.5.20 図 1次冷却材平均温度の推移 (負荷の喪失)

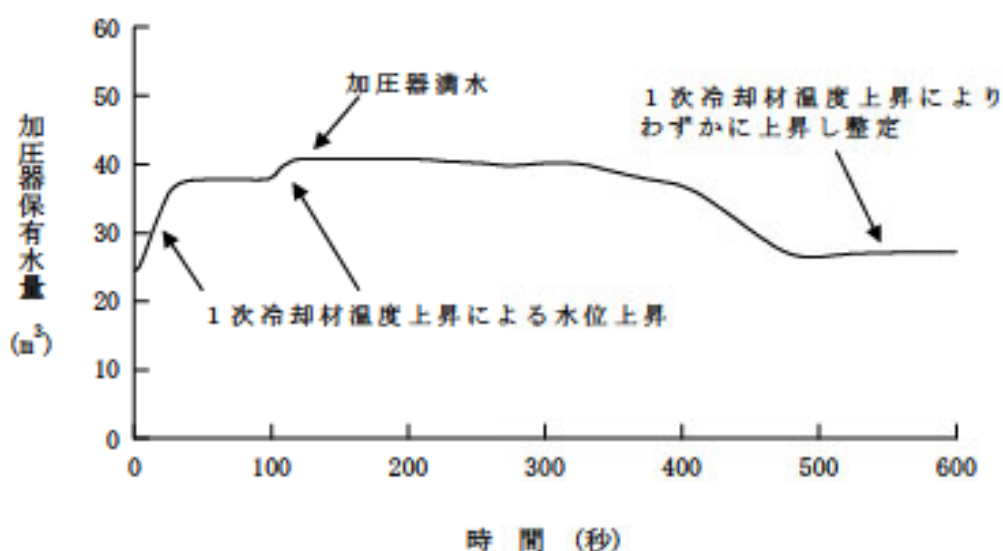


*:原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

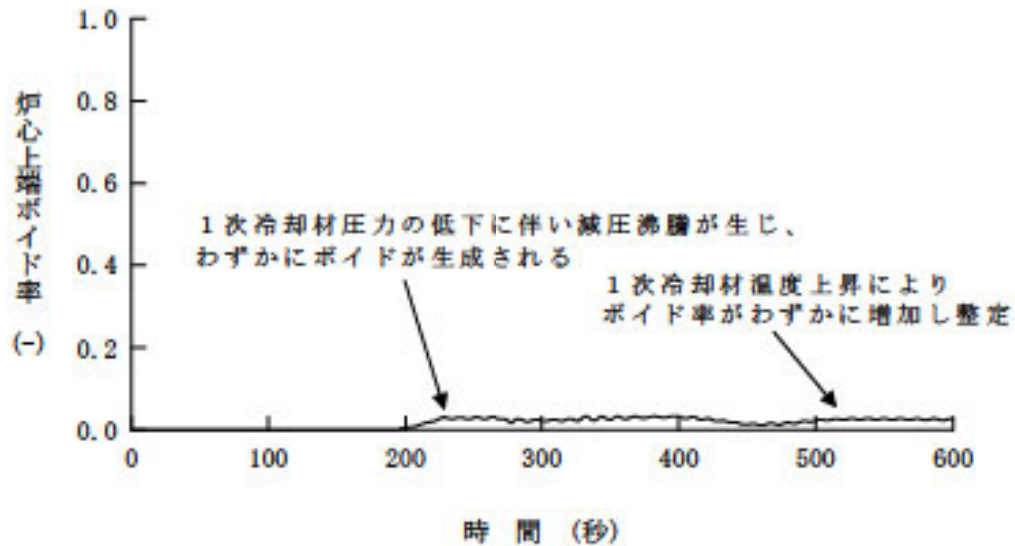
第 7.1.5.21 図 1次冷却材圧力の推移 (負荷の喪失)



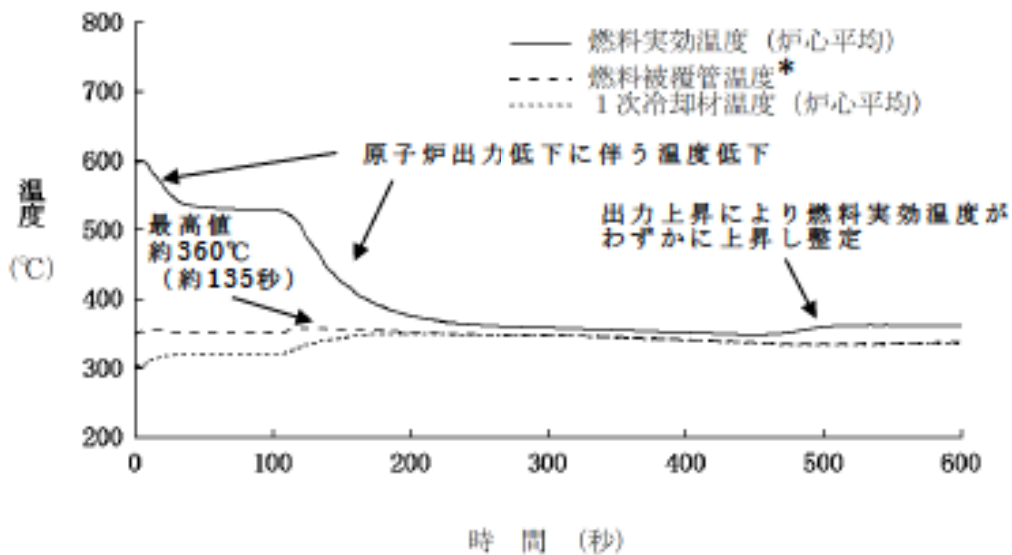
第 7.1.5.22 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (負荷の喪失)



第 7.1.5.23 図 加圧器保有水量の推移 (負荷の喪失)

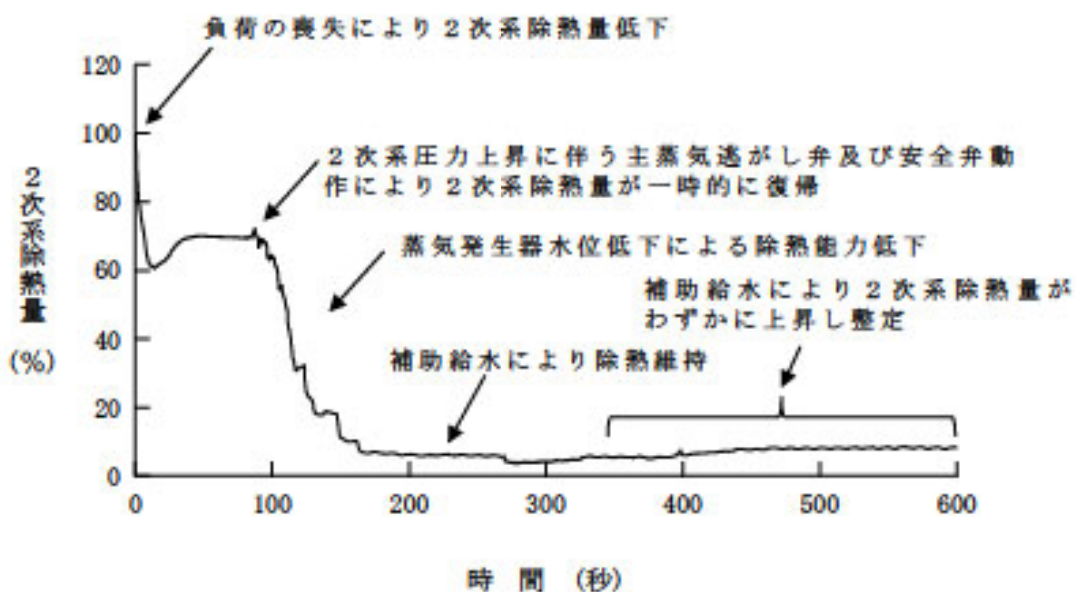


第 7.1.5.24 図 炉心上端ボイド率の推移 (負荷の喪失)

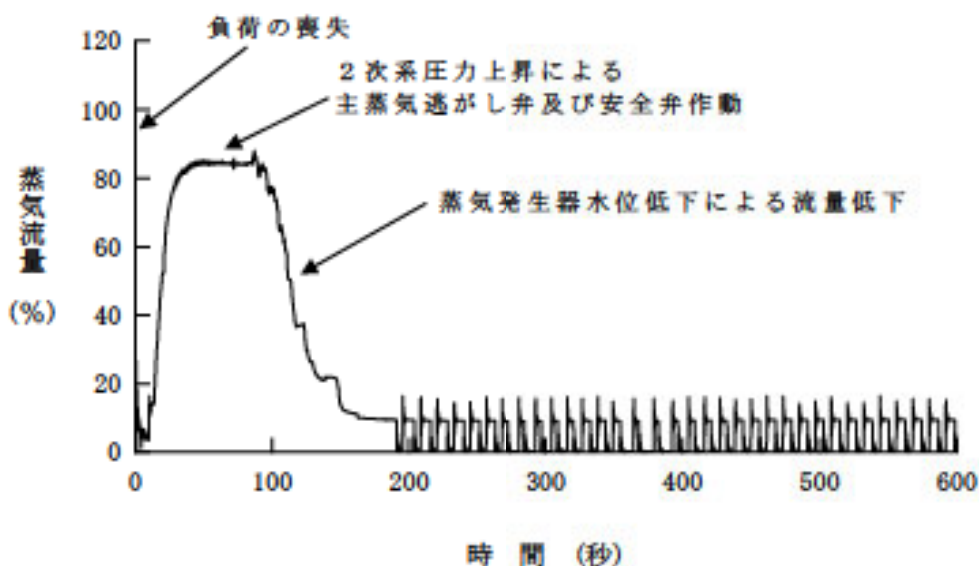


*: 燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

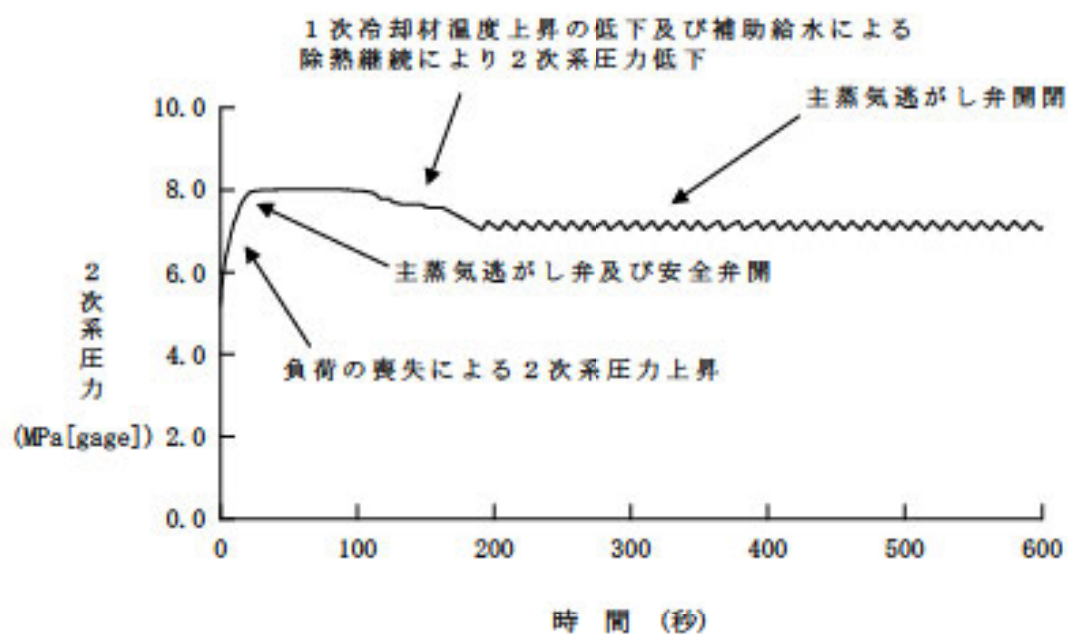
第 7.1.5.25 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移 (負荷の喪失)



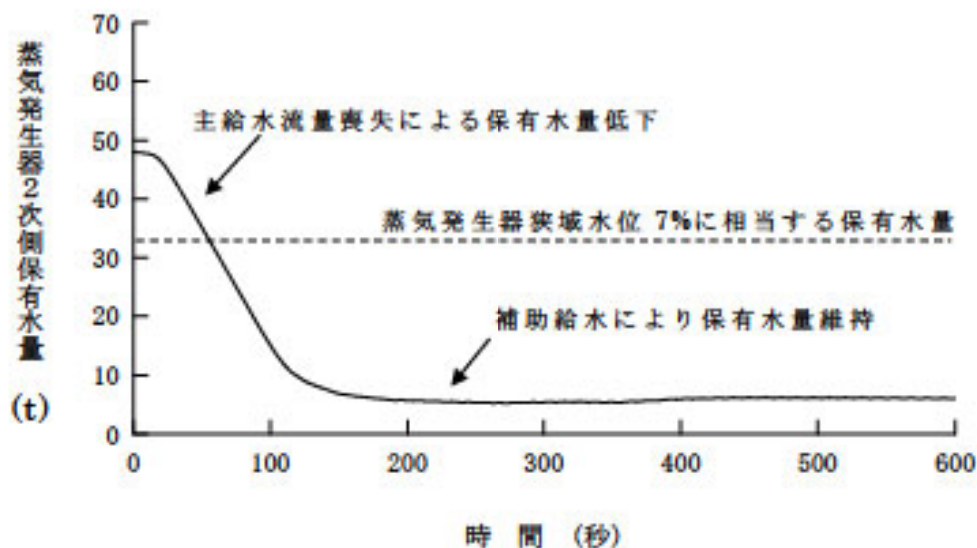
第 7.1.5.26 図 2次系除熱量の推移（負荷の喪失）



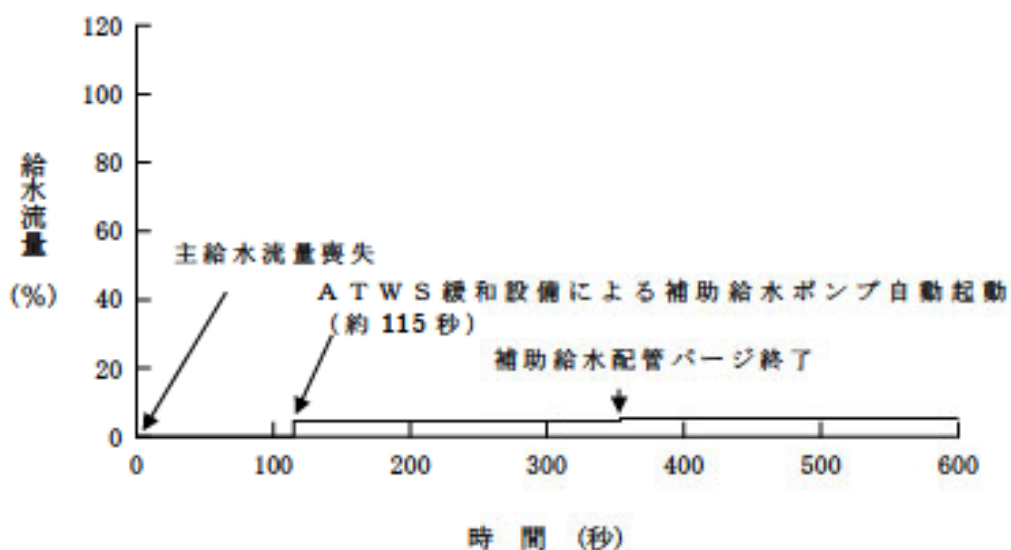
第 7.1.5.27 図 蒸気流量の推移（負荷の喪失）



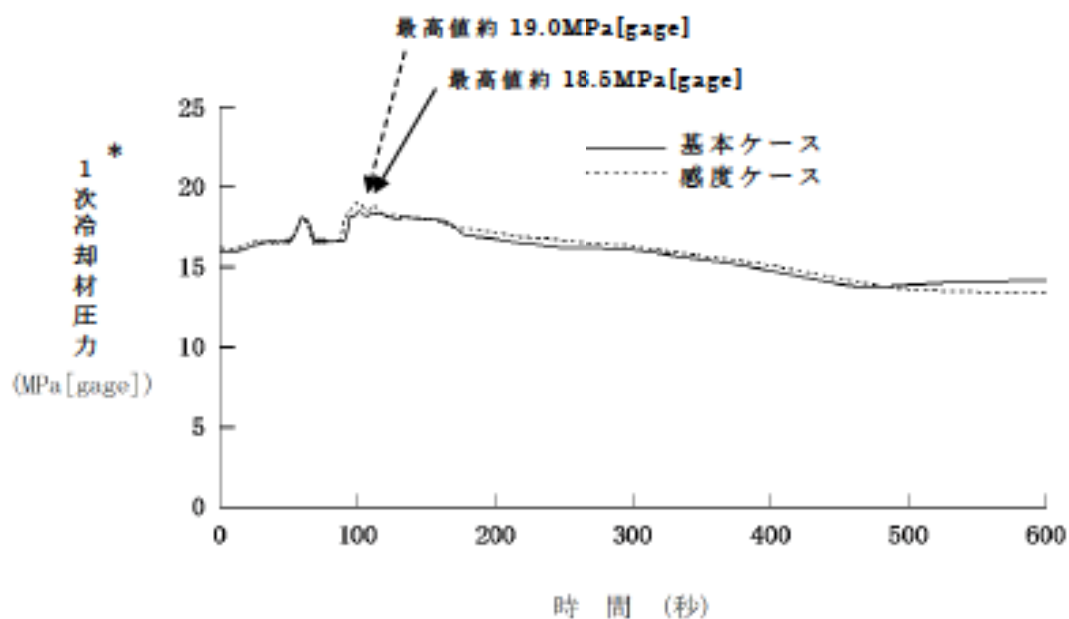
第 7.1.5.28 図 2次系圧力の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.29 図 蒸気発生器 2 次側保有水量の推移 (負荷の喪失)

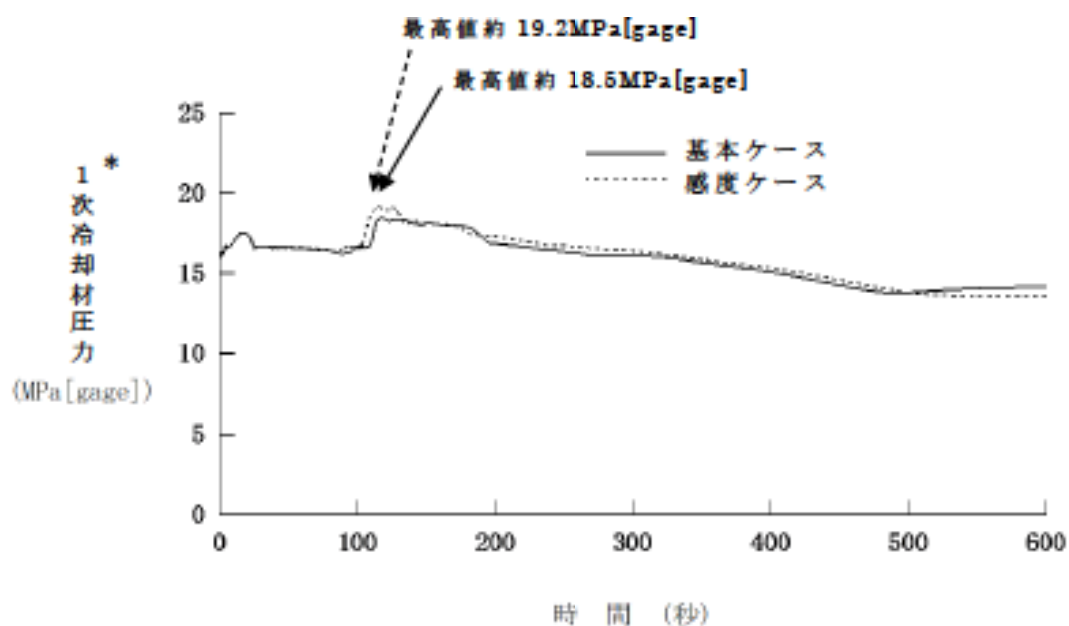


第 7.1.5.30 図 給水流量の推移 (負荷の喪失)



* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.31 図 1次冷却材圧力の推移 (主給水流量喪失)
(定常誤差及びドップラ効果の感度確認)



* : 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.32 図 1次冷却材圧力の推移 (負荷の喪失)
(定常誤差及びドップラ効果の感度確認)

7.1.6 E C C S 注水機能喪失

7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「極小 L O C A 時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次系保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより、1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.6.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.6.2

図から第 7.1.6.5 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 7.1.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.6.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉及び 4 号炉同時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及び本部要員で構成され、合計 18 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及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.6.6 図から第 7.1.6.8 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

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。

また、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。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」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。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

c. 1 次冷却材の漏えいの判断

加圧器圧力・水位の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇及び格納容器

内エリアモニタの上昇等により 1 次冷却材の漏えいの判断を行う。

1 次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 高圧注入系の機能喪失の判断

充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、高圧安全注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。

非常用炉心冷却設備作動を伴う 1 次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2 次系強制冷却を行う。

高圧注入系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

e. 高圧注入系の機能喪失時の対応

高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。

f. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却

1 次系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開にし、蒸気発生器 2 次側による 1 次系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

g. 蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止

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。

蓄圧注入開始後、1 次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]となれば蓄圧タンクから 1 次系への窒素流入防止の為、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

h. 炉心注水開始の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

i. 燃料取替用水タンク補給操作

低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

j. 再循環自動切換の確認

燃料取替用水タンク水位低下により 16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切換信号が発信し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上であることを確認する。

以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。

再循環自動切換の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

なお、低圧注入系作動不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水からA格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え炉心冷却を継続して行う。

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スプレイ系再循環運転を継続的に行う。

7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる1次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」である。なお、破断口径が小さい場合は、高圧注入機能喪失時の対策として余熱除去ポンプによる低圧注入の他に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水も有効となるが、恒設代替低圧注水ポンプより余熱除去ポンプの方が炉心注水が開始される1次冷却材圧力が低いことから、1次系保有水量の回復が遅くなる。このため、本重要事故シーケンスにおいては余熱除去ポンプによる低圧注入の有効性を確認することとする。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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プラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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、本重要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) 有効性評価の条件

本重要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7.1.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要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、中破断LOCAが発生するものとする。
原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための1次系の減圧が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し、約0.15m（以下「6インチ破断」という。）、約0.1m（以下「4インチ破断」という。）及び約0.05m（以下「2インチ破断」という。）とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能が喪失するものとする。

(c) 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

(a) 余熱除去ポンプ

炉心注水に余熱除去ポンプ2台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性（標準値：0m³/h～約830m³/h、0MPa[gage]～約0.7MPa[gage]））を用いるものとする。

(b) 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280m³/hの流量で注水するものとする。

(c) 主蒸気逃がし弁

2次系強制冷却に主蒸気逃がし弁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。

(d) 蓄圧タンク

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、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）29.0m³

（1 基当たり）

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」示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 2 次系強制冷却は、非常用炉心冷却設備作動信号発信の 10 分後に主蒸気逃がし弁開操作を開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

(b) 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。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.6.3 図から第 7.1.6.5 図に示す。

a. 6 インチ破断

1 次冷却材圧力、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.6.9 図から第 7.1.6.15 図に、2 次系圧力、補助給水流量等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.6.16 図から第 7.1.6.18 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、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 11 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、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。また、高压注入系の機能喪失を仮定することから、1次系保有水量が低下するが、事象発生約 4.5 分後に1次冷却材圧力が蓄圧注入タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、1次系保有水量は回復する。

その後、事象発生約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。さらに、1次冷却材圧力が低下することで、事象発生約 23 分後に低圧注入が開始され、1次系保有水量が回復に転じる。この期間、炉心が露出することはない。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.15 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 380℃）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 7.1.6.9 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、格納容器スプレイ設備により抑制できる。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想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 0.252MPa[gage]及び約 125℃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 (0.283MPa[gage]) 及び最高使用温度 (132℃) を下回る。

第 7.1.6.11 図に示すように、事象発生後の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生後の約 2.7 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 4 インチ破断

1 次冷却材圧力、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.6.19 図から第 7.1.6.25 図に、2 次系圧力、補助給水流量等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.6.26 図から第 7.1.6.28 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、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。

事象発生後の約 18 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、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。また、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、1 次系保有水量が低下することで、事象発生後の約 8.5 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、事象発生後の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生後の約 11 分後に、1 次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 14 分後に約 731℃に到達した後、約 17 分後に再冠水することで、急速に低下する。さらに、1 次冷却材圧力が低下するこ

とで、事象発生の約 31 分後に低圧注入が開始され、1 次系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.25 図に示すとおり、事象発生の約 14 分後に約 731℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 0.1%にとどまることから、15%以下となる。

1 次冷却材圧力は第 7.1.6.19 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、格納容器スプレイ設備により抑制できる。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 0.252MPa[gage]及び約 125℃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（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。

第 7.1.6.21 図に示すように、事象発生の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 3.7 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

c. 2 インチ破断

1 次冷却材圧力、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.6.29 図から第 7.1.6.35 図に、2 次系圧力、補助給水流量等の 2 次系パラメータの推移を第 7.1.6.36 図か

ら第 7.1.6.38 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、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。

事象発生の約 56 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、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。その後、事象発生の約 11 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、約 12 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 17 分後に、1 次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始されるとともに、事象発生の約 53 分後に低圧注入が開始されるが、高圧注入系の機能喪失を想定していることから、1 次系保有水量が低下することで、事象発生の約 54 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、燃料被覆管温度は約 58 分後に約 496℃に到達した後、再冠水することで急速に低下し、低圧注入により 1 次系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.35 図に示すとおり、事象発生の約 58 分後に約 496℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は 0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。

1 次冷却材圧力は第 7.1.6.29 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、格納容器スプレイ設備

により抑制できる。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0.252MPa[gage]及び約125℃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(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第7.1.6.31図に示すように、事象発生の60分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約11.4時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.6.3 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、事象進展が比較的早く、現象が複雑であるとともに、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、運転員等操作である2次系強制冷却により1次系を減温、減圧し、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却とする。

(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、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、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。

炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、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は、ORNL/THTF 試験解析の結果から、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。よって、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多くなる場合と少なくなる場合があるが、破断口径として、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。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次系の温度及び圧力

の低下が抑制されるが、1次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点とする2次系強制冷却の開始に与える影響はない。

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、2次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るが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は2次系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする2次系強制冷却の開始に与える影響はない。

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るが、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は2次系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする2次系強制冷却の開始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、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウム-水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウム-水反応式を採用し

ている。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、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は、ORNL/THTF 試験解析の結果から、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り、炉心露出に対する余裕が大きくなることから、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。よって、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多くなる場合と少なくなる場合があり、破断口径として、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。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 次系保有水量の低下は抑制されるが、1 次冷却材圧力の低下が抑制されることにより、蓄圧タンクからの注水開始が遅れることから、1 次系保有水量の回復は遅れる。以上より、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず、かつ有意な影響を有するため、破断口径として、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。

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、2次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ため、1次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小さくなり、漏えい量が少なくなるため、1次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7.1.6.2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（標準値）及び破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量及び余熱除去ポンプ注入特性、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蓄圧タンク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。このため、1次冷却材圧力の低下により発信す

る非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする 2 次系強制冷却の開始が早くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次系からの漏えい率が変動することで、1 次冷却材圧力の低下に影響を与える。このため、1 次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする 2 次系強制冷却の開始時間が変動する。

蒸気発生器 2 次側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ため、1 次冷却材温度及び圧力の低下がわずかに早くなる。このため、1 次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする 2 次系強制冷却の開始がわずかに早くなる。

余熱除去ポンプの最小注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している最小注入特性より小さくなり、1 次系への注水流量は少なくなるため、1 次系保有水量の回復が遅くなるが、操作開始の起点としているパラメータに対して影響はないことから、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

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1 次系からの漏えい率及び 1 次冷却材の蒸散率が低下することで、1 次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次系からの漏えい率が変動することで、1 次系保有水量に影響を与えることから、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。その結果、以下に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。

i. 6 インチ破断

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに、1次冷却材の圧力低下が早くなり、早期にループシールが解除されることで、蓄圧注入が開始される。その後、2次系強制冷却の開始後に低圧注入が開始される。その結果、炉心が露出することはない。

ii. 4インチ破断

事象初期の破断流量及び1次冷却材の圧力低下は2インチ破断と6インチ破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、1次系保有水量の低下により一時的に炉心は露出する。その後、1次冷却材の圧力低下により蓄圧注入が開始されるとともに、2次系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。

iii. 2インチ破断

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材の圧力低下が遅くなり、2次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その後、一時的に炉心は露出するが、ループシールが解除されることで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。

iv. 4インチから2インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次冷却材の圧力低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、2次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが、1次系保有水量の低下が少なく、炉心が露出しにくくなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。

v. 4インチから6インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量

が多くなるとともに1次冷却材の圧力低下が早くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、2次系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低圧注入開始までの時間が比較的早くなることから、4インチ破断より燃料被覆管温度は低下する傾向となる。

蒸気発生器2次側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ため、1次冷却材温度及び圧力の低下がわずかに早くなり、1次系からの漏えい量が少なくなるとともに、蓄圧注入、低圧注入の開始が早くなる。このため、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

余熱除去ポンプの最小注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している最小注入特性より小さくなるが、低圧注入開始時点で既に炉心は再冠水していること及び低圧注入開始後は蒸散量に対して十分な注入量を確保できることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

蓄圧タンク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初期保有水量よりも多くなることにより蓄圧タンク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ため、1次系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから、炉心露出に至る4インチ破断及び2インチ破断のケースにおいて最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.6.39図から第7.1.6.41図に示すとおり、4インチ破断の場合では炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、蓄圧タンクからの注水流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約791℃となる。また、第7.1.6.42図から第7.1.6.44図に示すとおり、2インチ破断の場合では1次系保有水量の低下が遅くなることで炉心露出が遅くなるとともに、

炉心露出期間が短くなっており、燃料被覆管最高温度は約 392℃となる。よって、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり、蓄圧タンク初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことが確認された。

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

2次系強制冷却の開始は、第 7.1.6.6 図から第 7.1.6.8 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次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさ等により 1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなることで、操作開始が早くなる。操作開始が早くなる場合は、1次系からの漏えい率が小さくなり、1次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が大きくなる。

一方、破断口径の不確かさにより 1次系からの漏えい率が小さくなると、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることが考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において非常用炉心冷却設備作動信号発信 11 分後の 2次系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度の遅れに対し

て、燃料被覆管最高温度 1,200℃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。

(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の操作時間余裕を確認する。

2次系強制冷却の操作時間余裕を確認するため、2次系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、4インチ破断及び2インチ破断のケースにおいて、2次系強制冷却について、解析上の開始時間は非常用炉心冷却設備作動信号発信の11分後であるのに対し、5分遅くした16分後に開始する場合の感度解析を実施した。4インチ破断の解析結果は第7.1.6.45図から第7.1.6.50図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次冷却材圧力がわずかに高く推移し、1次系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約808℃となる。また、2インチ破断の解析結果は第7.1.6.51図から第7.1.6.56図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次系圧力がわずかに高く推移し、1次系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなることで炉心露出が早くなり、燃料被覆管最高温度は約580℃となるが、いずれも燃料被覆管最高温度1,200℃に対して十分な余裕がある。よって、操作時間余裕として、非常用炉心冷却設備作動信号の発信から15分程度は確保できる。

(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、運転員による2次系強制冷却等を行うことにより、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。なお、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.6.4 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「ECCS注水機能喪失」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3号炉及び4号炉については「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名、1号炉及び2号炉については18名であり、合計35名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。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128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後、低圧再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

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450.9kl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459.2kℓ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油そうの合計油量(466kℓ)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。

7.1.6.5 結論

事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、高圧での炉心注水ができなくなることで、1次系保有水量が減少し、炉心の冷却能力が低下することにより、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「ECCS注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水、長期対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環及び格納容器スプレイ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「ECCS注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、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の開操作による2次系強制冷却を実施することにより、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることで、破断口径が

大きい 6 インチ破断については炉心が露出することはない。また、破断口径が比較的小さい 2 インチ破断及び 4 インチ破断については、炉心は一時的に露出するものの、蓄圧注入又は低圧注入により再冠水することで燃料被覆管温度は低下する。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について操作への影響を含めて確認した結果、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は、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「ECCS注水機能喪」において、2次系強制冷却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「ECCS注水機能喪」に対して有効である。

第 7.1.6.1 表 「ECCS 注水機能喪失」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	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 「安全注入作動」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	-	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
c. 1次冷却材の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器圧力・水位の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇及び格納容器内エアモニタの上昇により1次冷却材の漏えいの判断を行う。 	-	-	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
d. 高圧注入系の機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 充てん/高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、高圧安全注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。 非常用炉心冷却設備作動を伴う1次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2次系強制冷却を行う。 	-	-	高圧安全注入流量 燃料取替用水タンク水位
e. 高圧注入系の機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。 	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.6.1表 「ECCS注水機能喪失」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	可搬設備	計装設備
f. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 1次系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開にし、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。 	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 燃料油貯油そう	-	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
e. 蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> 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。 蓄圧注入開始後、1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]となれば蓄圧タンクから1次系への逆流入防止の為、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁	-	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
h. 炉心注水開始の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。 低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 【恒設代替低圧注水ポンプ】 【空冷式非常用発電装置】	【タンクローリー】	余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量 覆算
i. 燃料取替用水タンク補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。 	【燃料取替用水タンク】	-	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7.1.6.1表 「ECCS注水機能喪失」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	可搬設備	計装設備
j. 再循環自動切換の確認	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水位低下により16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切換信号が発信し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転へ移行する。 格納容器再循環サンプ広域水位が67%以上であることを確認する。 以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。 低圧注入系作動不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水からA格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え炉心冷却を継続して行う。 	燃料取替用水タンク 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 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 【A格納容器スプレイポンプ】 【A格納容器スプレイ冷却器】 【代替再循環配管】	-	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 余熱除去流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.6.2 表 「ECCS 注水機能喪失」の主要解析条件（中破断 LOCA + 高压注入失敗）（1 / 3）

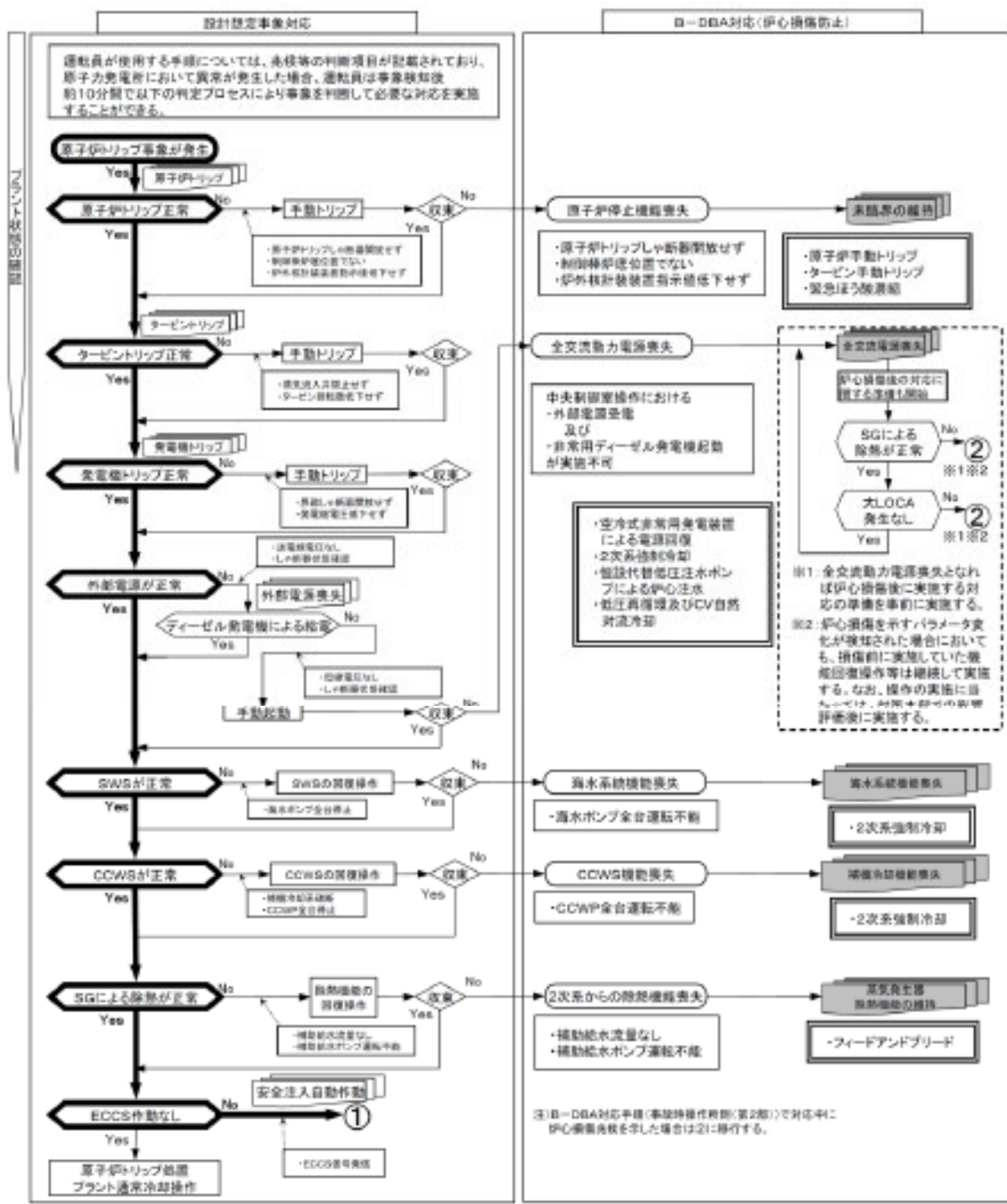
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5	重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,652 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、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)	302.3+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（1次系保有エネルギー）が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなり、蓄圧注入のタイミングが遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、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	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 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。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t (1基当たり)	標準値として設計値より小さい値を設定。
事故条件	中破断 LOCA 破断位置：低温側配管 破断口径：約 0.15m (6インチ) 約 0.1m (4インチ) 約 0.05m (2インチ)	中破断 LOCA が発生するものとして設定。原子炉冷却材圧力パウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定する。破断口径は、高压注入系が機能喪失した際に低压注入を行うための1次系の減圧又は高压注入系による炉心冷却が必要な範囲として設定。	

第 7.1.6.2 表 「ECCS 注水機能喪失」の主要解析条件（中破断 LOCA + 高压注入失敗）（2 / 3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高压注入機能喪失	高压注入系の機能が喪失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。
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 (12.73MPa[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、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 (12.04MPa[gage]、水位検出器下端) (応答時間 2.0 秒) あるいは原子炉圧力異常低 (11.36MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低い値として、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等を考慮して、応答時間を設定。
	余熱除去ポンプ	最小注入特性 (2 台) (低圧注入特性： 0m ³ /h～約 830m ³ /h、 0MPa[gage]～約 0.7MPa[gage])	余熱除去ポンプ注入特性の標準値として設定。 炉心冷却性が厳しくなる観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に注水開始	
280m 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（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を仮定）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。

第 7.1.6.2 表 「ECCS 注水機能喪失」の主要解析条件（中破断 LOCA + 高压注入失敗）（3 / 3）

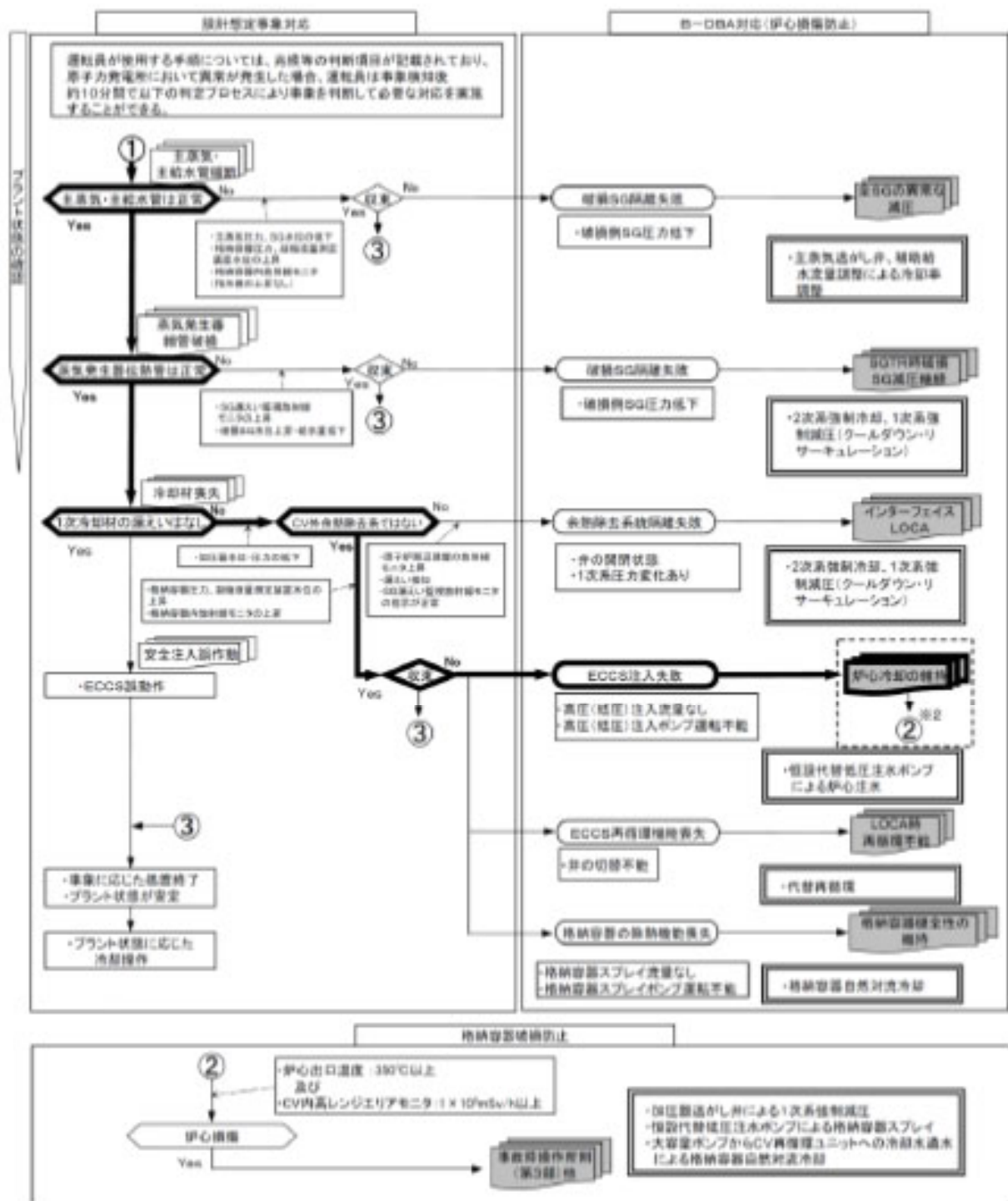
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関する機器条件 に関連す	主蒸気逃がし弁	定格主蒸気流量の 10% (1 個あたり)	主蒸気逃がし弁 1 個あたり設計値である定格主蒸気流量（ループあたり）の 10% を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1 基あたり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
重大事故等対策に 関する操作条件 に関	2 次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	非常用炉心冷却設備作動信号発信 の 10 分後に開始し 1 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に 10 分、主蒸気逃がし弁の中央制御室操作に 1 分を想定して設定。
	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。



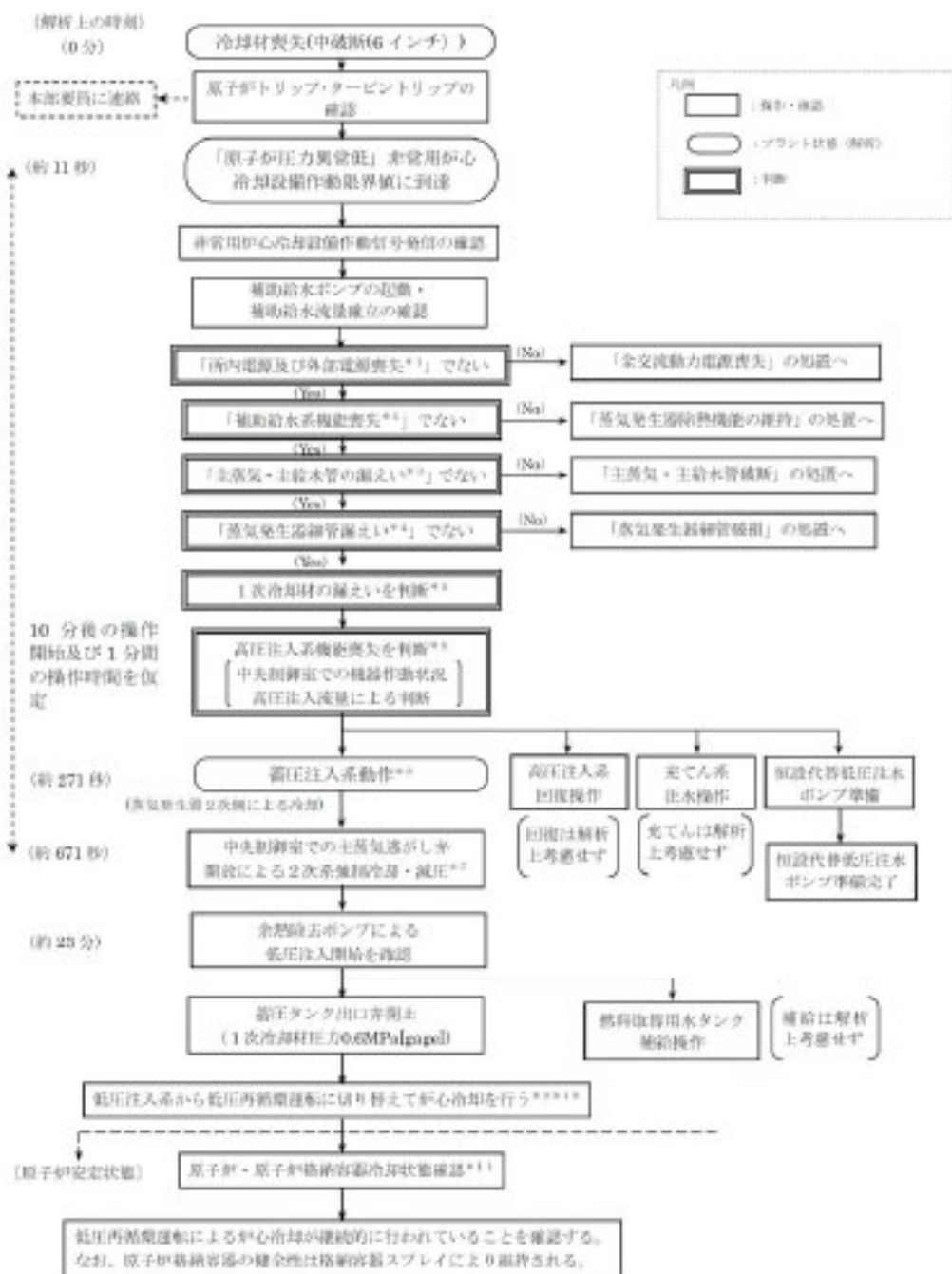
凡例: [] 設計事象対応手順(事故時操作所則) [] B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2版))

注: 矢線はプロセスの流れを示す

第 7.1.6.2 図 「ECCS注水機能喪失」の対応手順の概要
 (判定プロセス) (1/2)

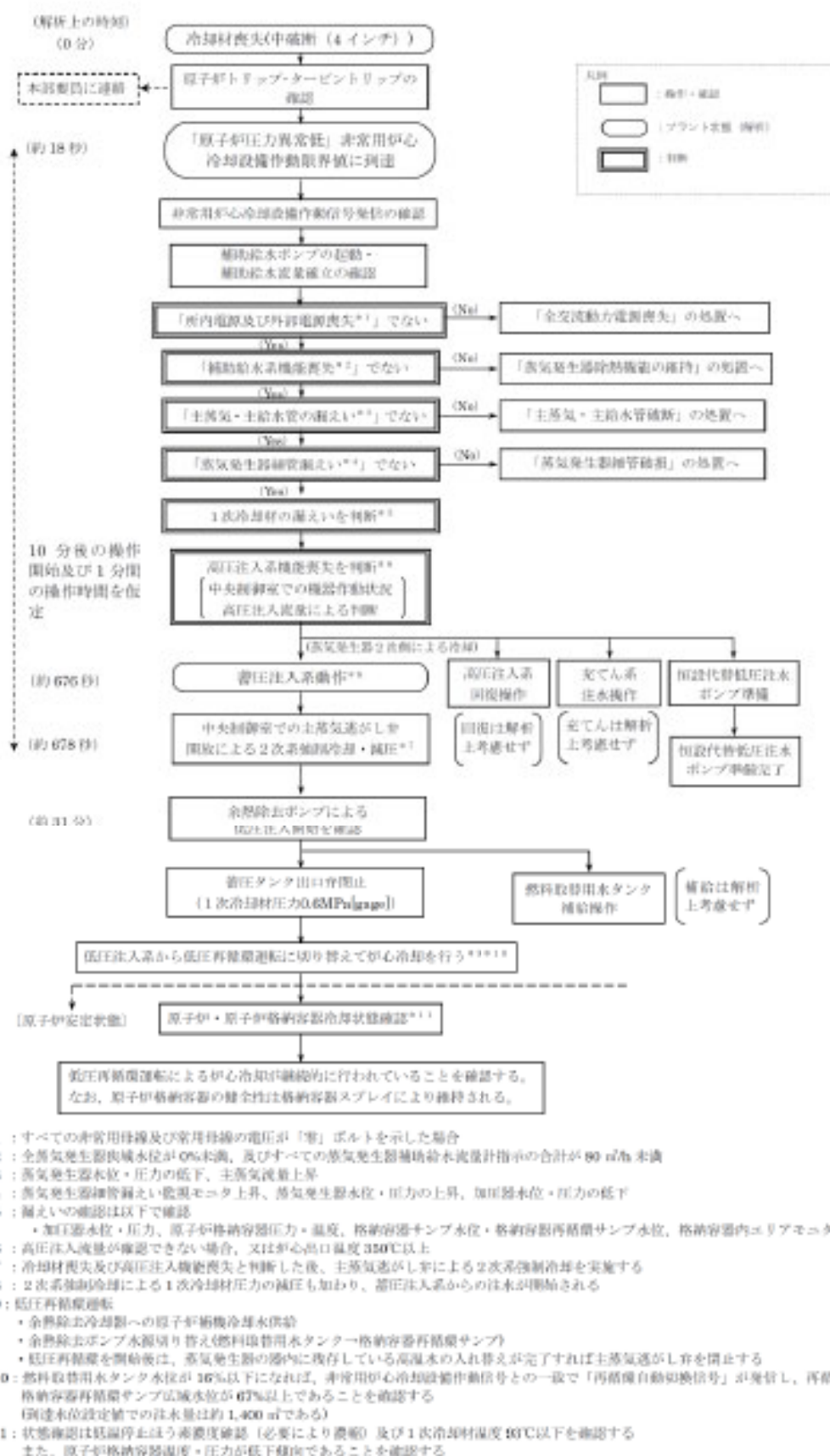


第 7.1.6.2 図 「ECCS注水機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)

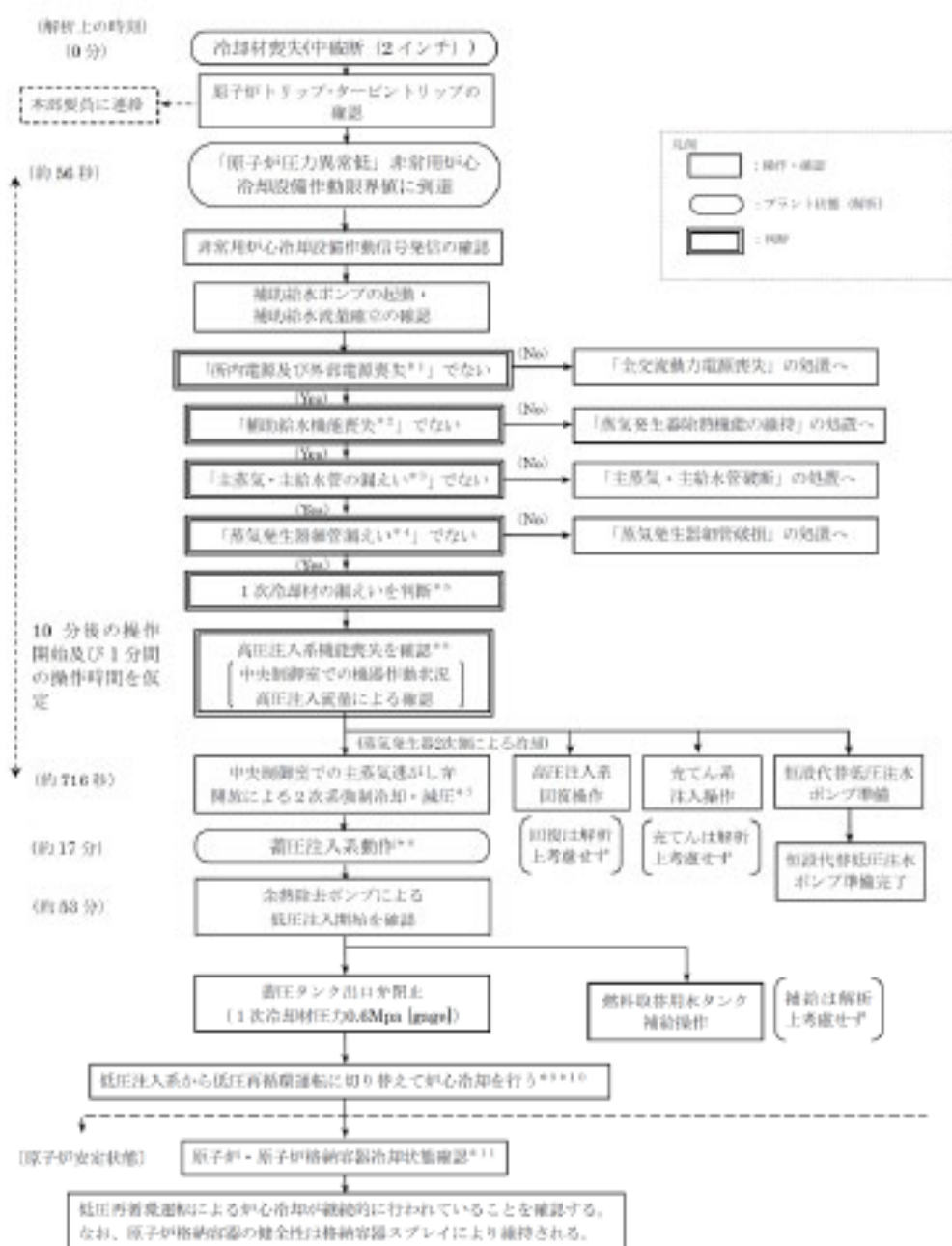


- *1: すべての非常用電源及び常用電源の電圧が「零」ボルトを示した場合
- *2: 全蒸気発生器減水水位が0%未満、及びすべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が80 m³/h未満
- *3: 蒸気発生器水位・圧力の低下、主蒸気高圧上昇
- *4: 蒸気発生器細管漏えい監視マータ上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇、加圧器水位・圧力の低下
- *5: 漏えいの確認は以下で確認
 - ・加圧器水位・圧力、原子炉格納容器圧力・温度、格納容器サンプ水位・格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ
- *6: 高圧注入流量が確認できない場合、又は炉心出口温度350℃以上
- *7: 冷却材喪失及び高圧注入機能喪失と判断した後、主蒸気速がし弁による2次系強制冷却を実施する
- *8: 2次系強制冷却による1次冷却材圧力の減圧も加わり、高圧注入系からの注水が開始される
- *9: 低圧再循環運転
 - ・余熱除去冷却器への原子炉補機冷却水供給
 - ・余熱除去ポンプ水取り替え(燃料冷却器用水タンク→格納容器再循環サンプ)
 - ・低圧再循環を開始後は、蒸気発生器の管内に残存している高圧水の入れ替えが完了すれば主蒸気速がし弁を閉止する
- *10: 燃料冷却器用水タンク水位が10%以下になれば、非常用炉心冷却設備自動信号との一致で「再循環自動切換信号」が発信し、再循環運転の移行及び格納容器再循環タンク成域水位が67%以上であることを確認する (例: 水位設定値での注水量は約1,400 m³である)
- *11: 状態確認は低圧停止より直後確認 (必要により連続) 及び1次冷却材温度95℃以下を確認する。また、原子炉格納容器温度・圧力が低下傾向であることを確認する

第 7.1.6.3 図 「ECCS 注水機能喪失」の対応手順の概要
 (「中破断 LOCA (6 インチ破断) + 高圧注入失敗」の事象進展)



第 7.1.6.4 図 「ECCS 注水機能喪失」の対応手順の概要
 (「中破断 LOCA (4 インチ破断) + 高圧注入失敗」の事象進展)



- *1 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「警」ボルトを示した場合
- *2 : 全蒸気発生器減水水位が0%未満、及びすべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が80 m³/h未満
- *3 : 蒸気発生器水位・圧力の低下、主蒸気流量上昇
- *4 : 蒸気発生器割管漏えい監視モニター上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇、加圧器水位・圧力の低下
- *5 : 漏えいの確認は以下で確認
 ・加圧器水位・圧力、格納容器圧力・温度、格納容器サンプ水位・格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ
- *6 : 高圧注入流量が確認できない場合、または炉心出口温度 350℃以上
- *7 : 冷却材喪失及び高圧注入喪失と判断した後、主蒸気速がし弁による2次系強制冷却を実施する
- *8 : 2次系強制冷却による1次冷却材圧力の低下も併り、高圧注入系からの注水を開始される
- *9 : 低圧再循環運転
 ・余熱除去冷却器への原子炉補給冷却水供給
 ・余熱除去ポンプ水戻り替え(燃料取扱用注水タンク→格納容器再循環サンプ)
 ・低圧再循環を開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気速がし弁を閉止する
- *10 : 燃料取扱用注水タンク水位が10%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一設で「再循環自動切換信号」が発信し、再循環運転への移行及び格納容器再循環サンプ広域水位が62%以上であることを確認する
 (到達水位設定値での注水量は約1,400 m³である)
- *11 : 状態確認は流量停止後濃度確認(必要により濃縮)及び1次冷却材温度 93℃以下を確認する
 また、格納容器温度・圧力が低下傾向であることを確認する

第 7.1.6.5 図 「ECCS 注水機能喪失」の対応手順の概要
 (「中破断 LOCA (2 インチ破断) + 高圧注入失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目				経過時間(秒)						経過時間(分)						備考
				10	20	30	40	50	60	10	20	30	40	50	60	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【注】は始作業後 到着してきた要員	手順の内容		準備完了 約11分	「原子炉出力異常」 多相炉心冷却設備作動	約21分 高圧注入開始	約27分 2次系強制冷却開始	約30分 高圧注入系からの注水	プルトニウム処理開始							
状況判断	運転員A, B, C	●各がごと 運転操作監視 ●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●安全注入自動起動確認 ●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流量確認の確認 ●炉内電線及び炉外電線の確認 ●1次系配管の漏れいし判断、蒸気発生機器管漏れ等の確認 ●主蒸気・主給水配の漏れ等の確認、高圧注入系作動不能の確認 (中央制御室確認)			10分											
2次系強制冷却操作	運転員B	●主蒸気逃がし弁開放操作 (中央制御室操作)				1分									2次系強制冷却が、停止し、復帰している約11分 秒までに実行される。	
高圧注入系回復操作 (順次上考議せず)	運転員B	●立てん/高圧注入ポンプ起動操作 (中央制御室操作)				3分									① 高圧注入系回復操作を適宜実施する。	
	運転員C	●立てん/高圧注入ポンプ起動操作+失敗原因調査 (現場操作)				12分										
高圧注入系確認	運転員B	●高圧注入ポンプによる高圧注入確認 (中央制御室操作)				2分									② 高圧注入系回復操作を適宜実施する。	
高圧タンク出口弁操作	運転員B	●高圧タンク出口弁閉止 (中央制御室操作)											3分		③ 高圧注入系回復操作を適宜実施する。	
電源盤確認・復旧操作	運転員C	●電源盤確認復旧操作 ④ (現場操作)											30分		電源に復帰 ④ 電源盤確認復旧に要する時間は約10分を 要する。その約1分は電源に復帰するまでを 要する。	
復旧代替高圧注水ポンプ起動操作	運転員C	●復旧代替高圧注水ポンプ起動準備 (現場操作)											3分			
	運転員D	●復旧代替高圧注水ポンプ起動準備 (現場操作)											21分			
燃料取扱用全タンク確認操作 (順次上考議せず)	運転員D	●燃料取扱用全タンク確認ラインアップ (現場操作)											29分			
	運転員A	●燃料取扱用全タンク確認操作 (中央制御室操作)											3分			
機器の復旧作業	保守部門員	●電源盤確認・破損発生した機器の復旧作業 ⑤ (現場操作)													⑤ 復旧作業の完了後、保守部門員による確認を行う。	

上記要員に加え、必要要員の名にて関係各所に通報連絡を行う。

なお、各設定時間は操作標準、操作条件並びに実際の現場事態を考慮した上で保守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、運転員が解析し設定した操作前後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異なる)

第 7.1.6.6 図 「ECCS注水機能喪失」の作業と所要時間
(中破断LOCA(6インチ破断)+高圧注入失敗)

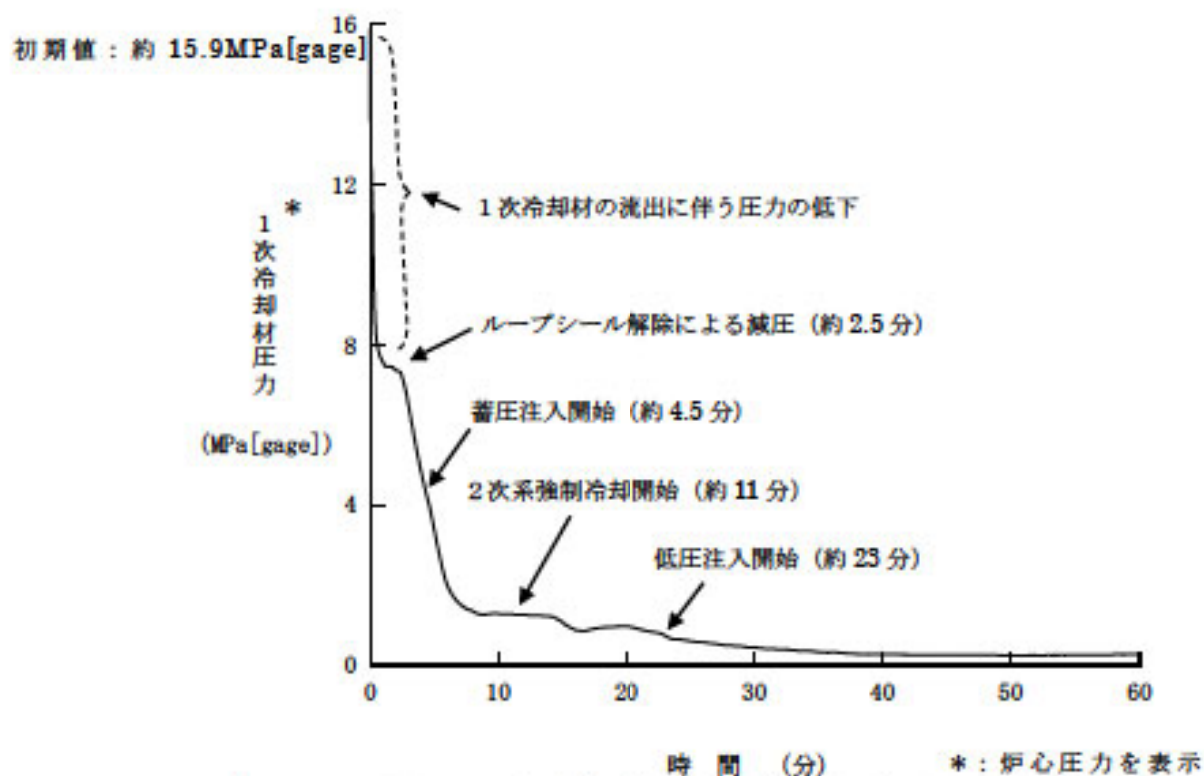
必要な器具と作業項目			経過時間(秒)							経過時間(分)							備考
			10	20	30	40	50	60	70	10	20	30	40	50	60	70	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業を 移動してきた要員	手順の内容															
高圧制御	運転員、当直主任 3 1	●安全ごと 運転操作確認 ●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●安全注入自動作動確認 ●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流量確立の確認 ●炉内電源及び炉内電源の確認 ●1次冷却材の温度・圧力監視、高圧発生監視機能確認の確認 ●土原系・土給水管の漏えいの確認、高圧注入系作動不能の確認 (中央制御室確認)	10分														
二次系復旧作業	運転員 10 1	●土原系遮りし弁開放操作 (中央制御室操作)	1分														土原系遮りし弁が、解放し、閉鎖している時に限り適用(実施)される。
高圧注入系復旧作業 (最新上乗せせず)	運転員 10 1	●先でん/高圧注入ポンプ起動操作 (中央制御室操作)	10分														適宜実施 ※1
	運転員 3 1	●先でん/高圧注入ポンプ起動操作・失敗原因調査 (現場操作)	10分														※1高圧注入系復旧操作を適宜実施する。
高圧注入系確認	運転員 10 1	●高圧注入ポンプによる高圧注入確認 (中央制御室確認)	2分														適宜実施 ※2
高圧タンク出口弁操作	運転員 10 1	●高圧タンク出口弁閉止 (中央制御室操作)	5分														適宜実施 ※3
電源復旧・復旧操作	運転員 10 1	●電源復旧確認操作 ※4 (現場操作)	30分														適宜実施 ※4電源復旧確認操作に要する時間は約10分に設定されている。その場合は約10分以内の範囲で実施される。
復旧作業高圧注入ポンプ起動操作	運転員 10 1	●復旧作業高圧注入ポンプ起動準備 (現場操作)	10分														
	運転員 3 1	●復旧作業高圧注入ポンプ起動準備 (現場操作)	11分														
燃料貯留水タンク確認操作 (最新上乗せせず)	運転員 10 1	●燃料貯留水タンク確認ラインアップ (現場操作)	15分														
	運転員 10 1	●燃料貯留水タンク確認操作 (中央制御室操作)	15分														
復旧の復旧作業	係長 - -	●電源復旧・機能喪失した機器の復旧作業 ※5 (現場操作)	適宜実施														※5適宜実施の範囲で作業を実施する。

上記要員に加え、必要要員がそれぞれ関係各所に連絡連絡を行う。

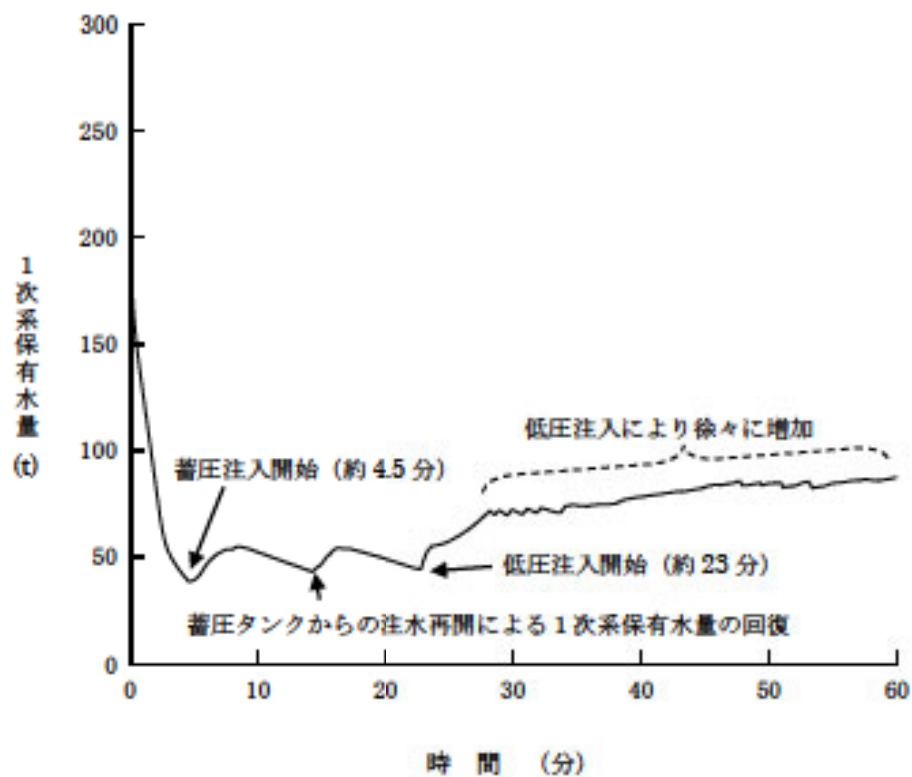
なお、各設定時間は操作場所、条件条件並びに実際の現場状態を含む作業時間等を考慮した上で保守上の安全として設定したものであり、運転員は手順書に従って各条件を満たせば順次操作を実施する。

また、運転員が最新上乗せした標準手順書内に対応できることは別添録に基づき確認している。(一部の箇所については想定時間により算出)

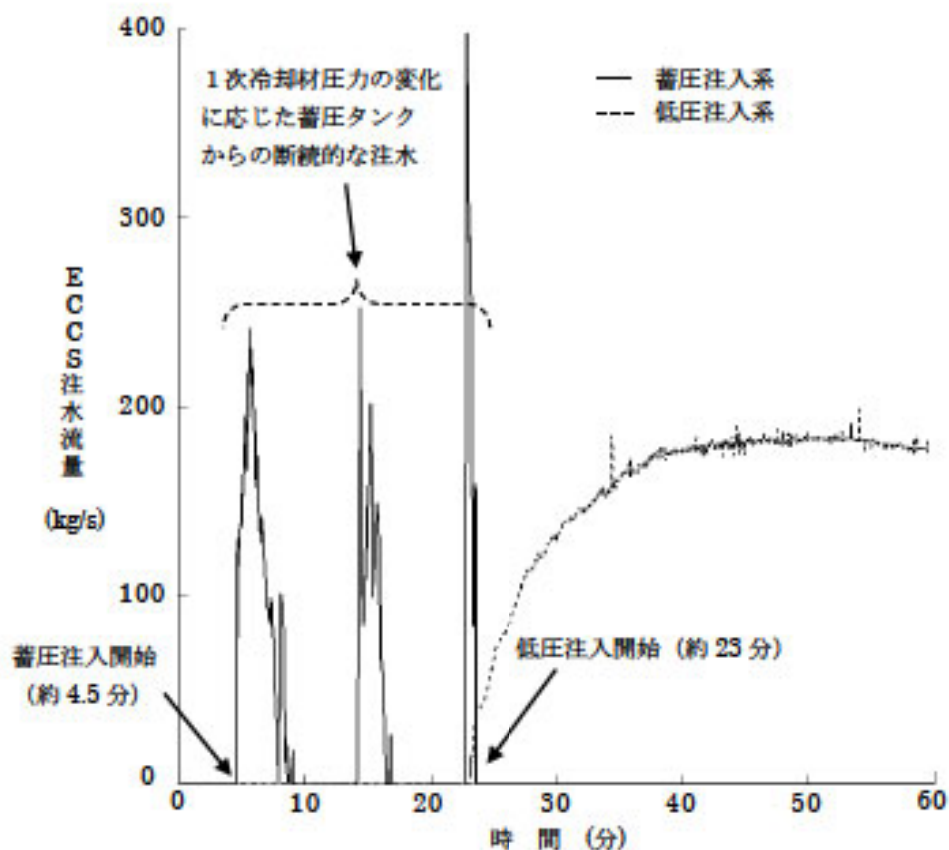
第 7.1.6.7 図 「ECCS 注水機能喪失」の作業と所要時間
(中破断 LOCA (4 インチ破断) + 高圧注入失敗)



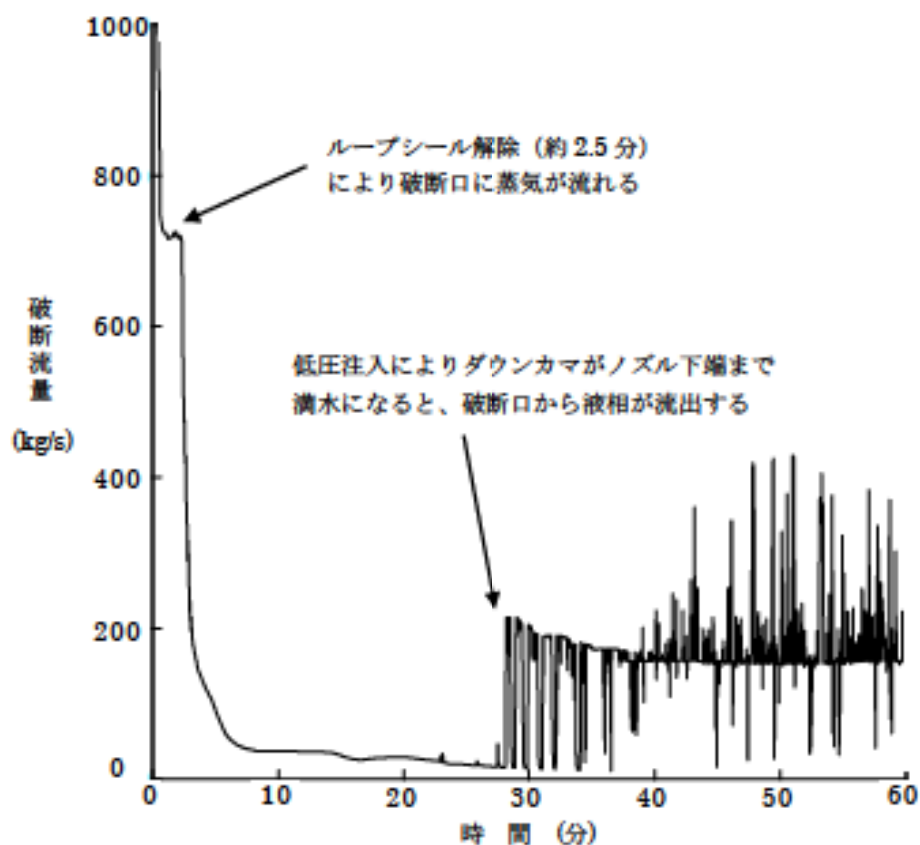
第 7.1.6.9 図 1次冷却材圧力の推移 (6インチ破断)



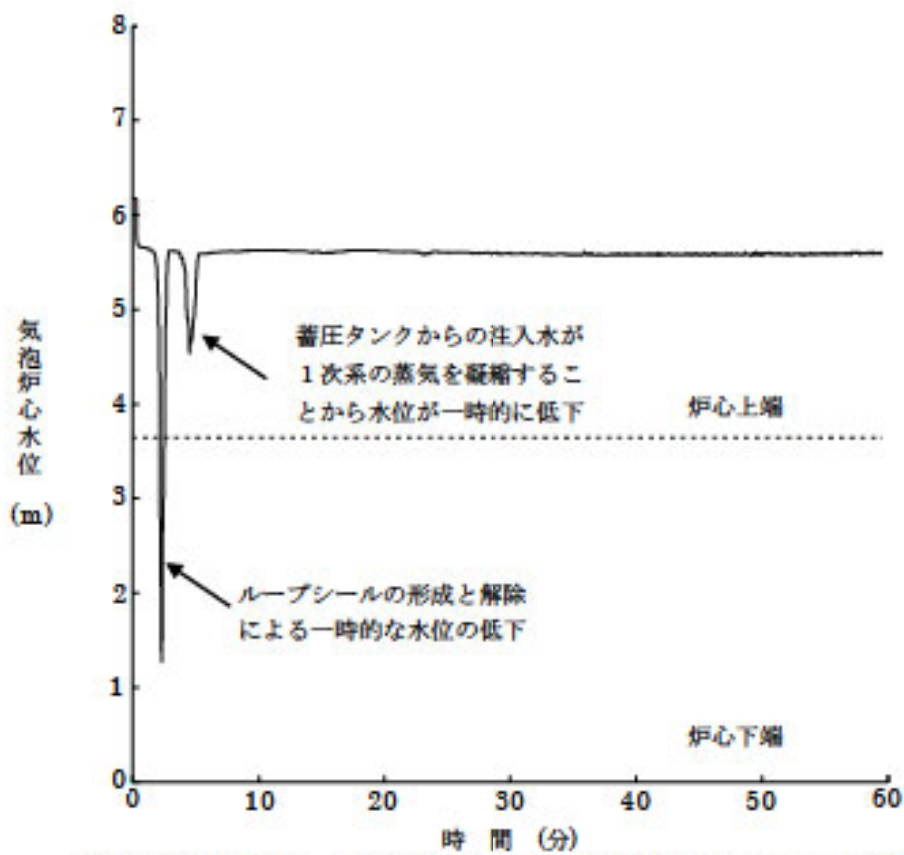
第 7.1.6.10 図 1次系保有水量の推移 (6インチ破断)



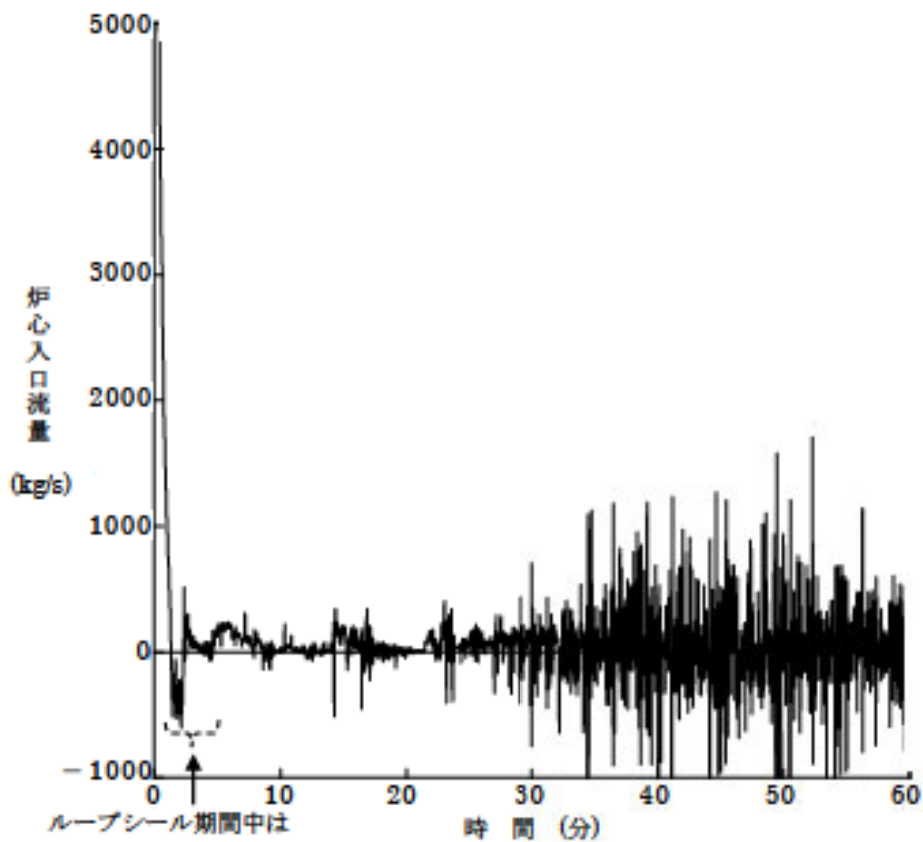
第 7.1.6.11 図 ECCS注水流量の推移 (6インチ破断)



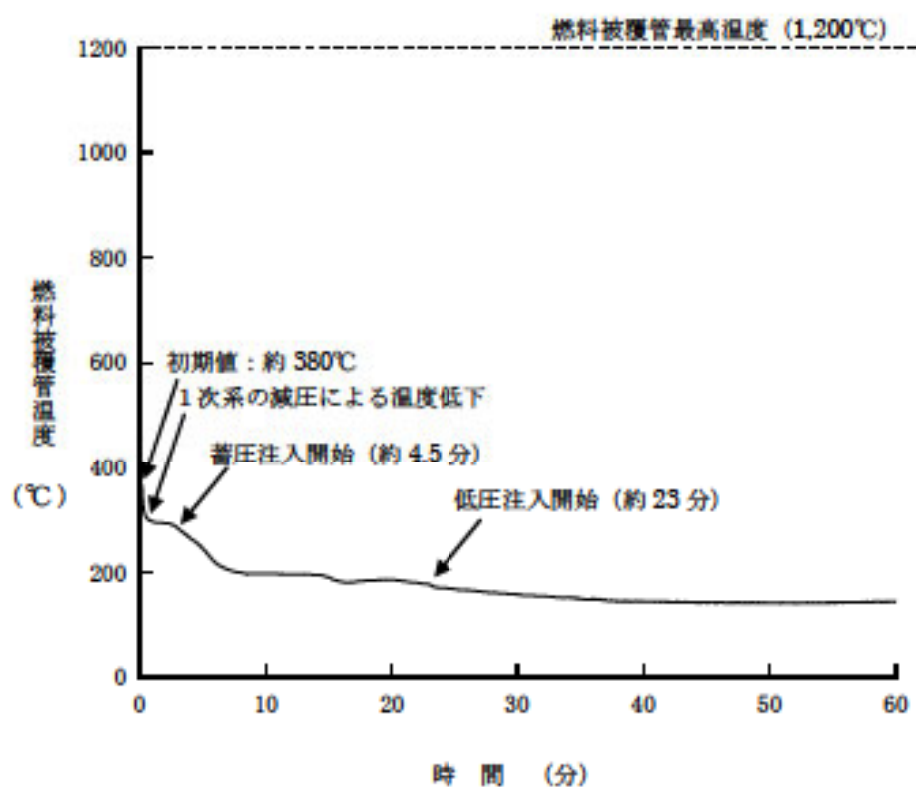
第 7.1.6.12 図 破断流量の推移 (6インチ破断)



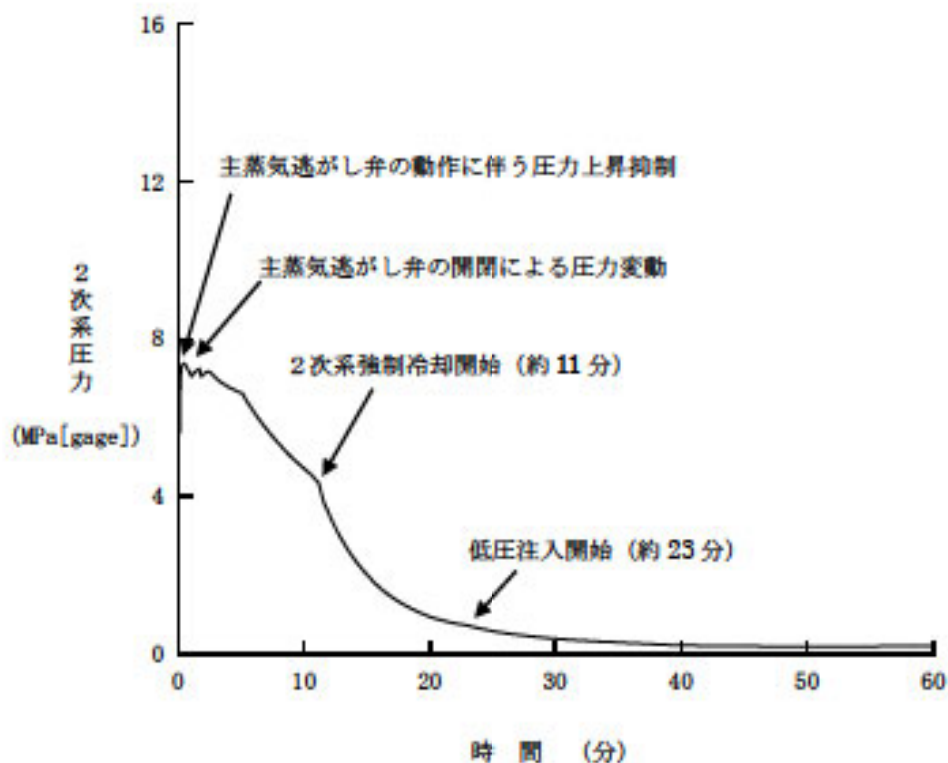
第 7.1.6.13 図 気泡炉心水位の推移 (6 インチ破断)



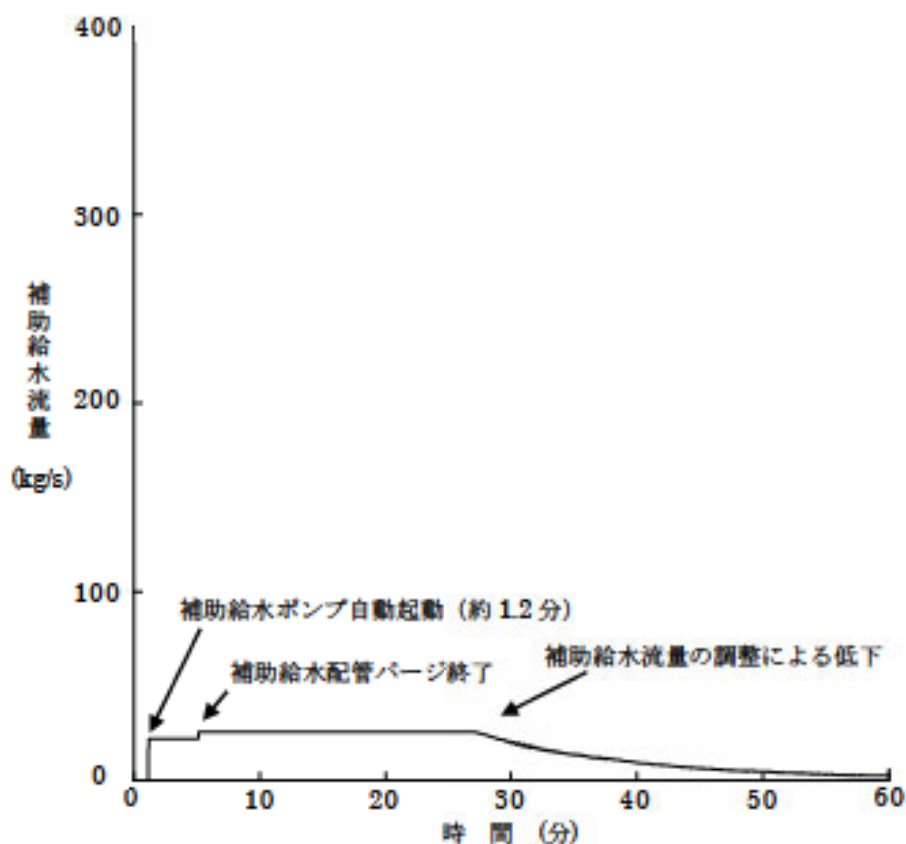
第 7.1.6.14 図 炉心入口流量の推移 (6 インチ破断)



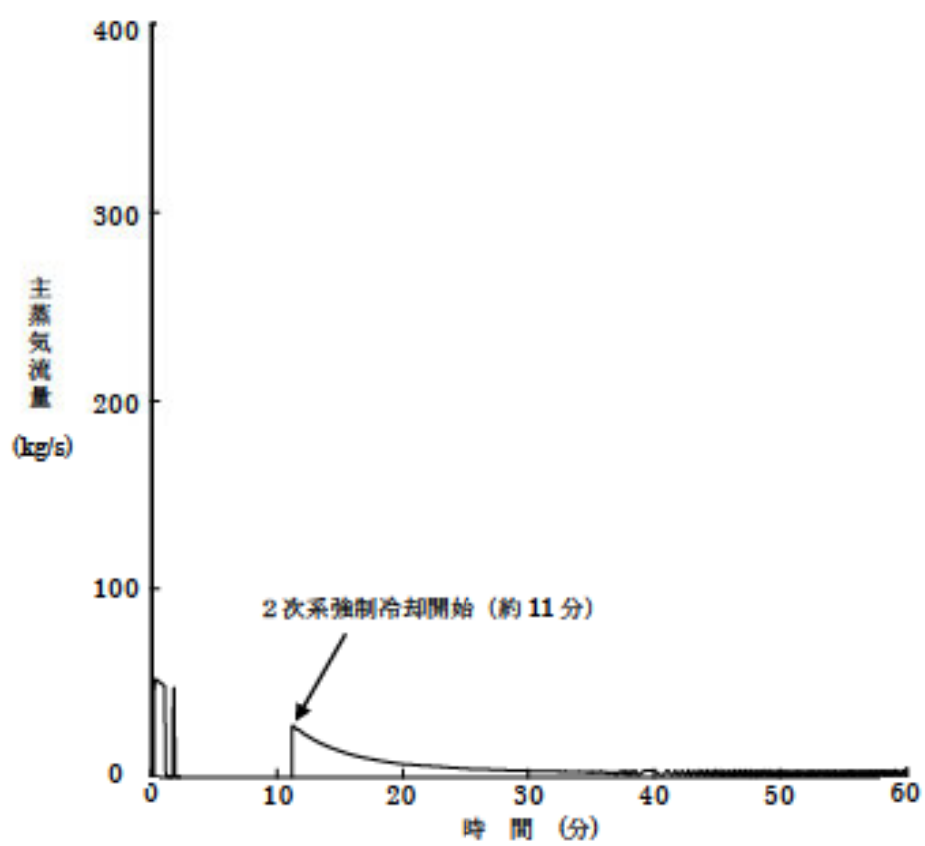
第 7.1.6.15 図 燃料被覆管温度の推移 (6 インチ破断)



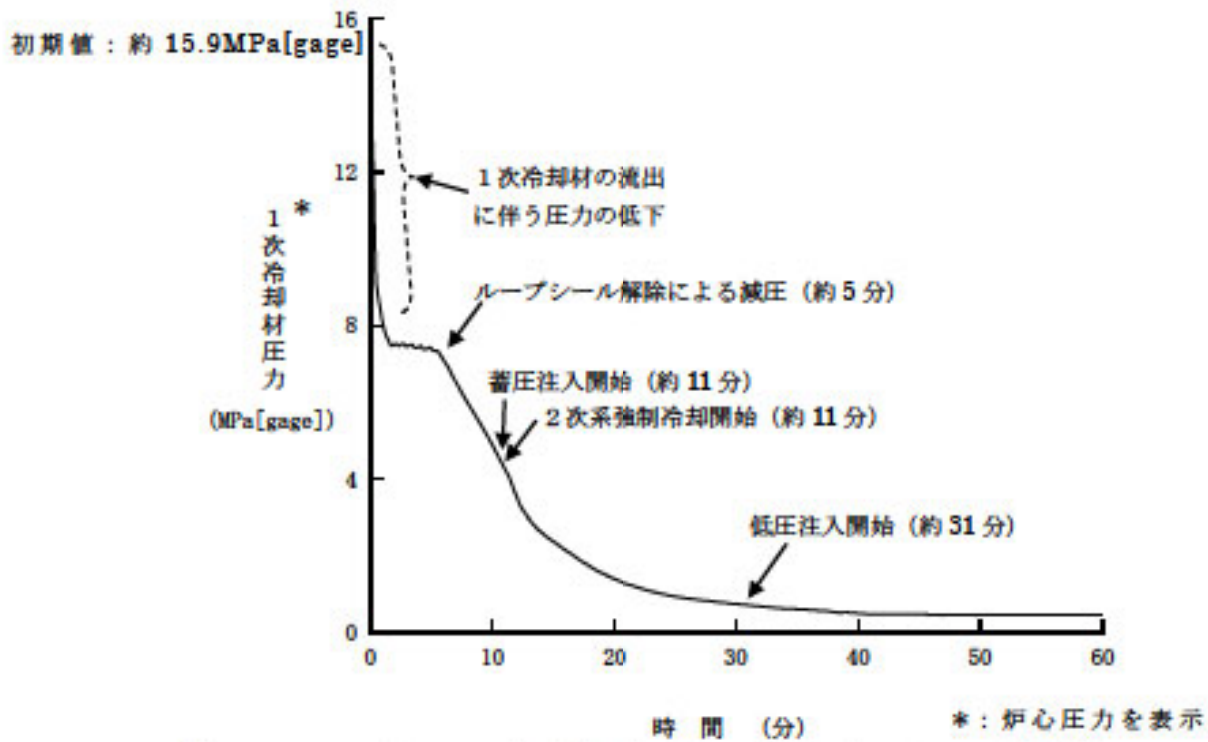
第 7.1.6.16 図 2次系圧力の推移 (6インチ破断)



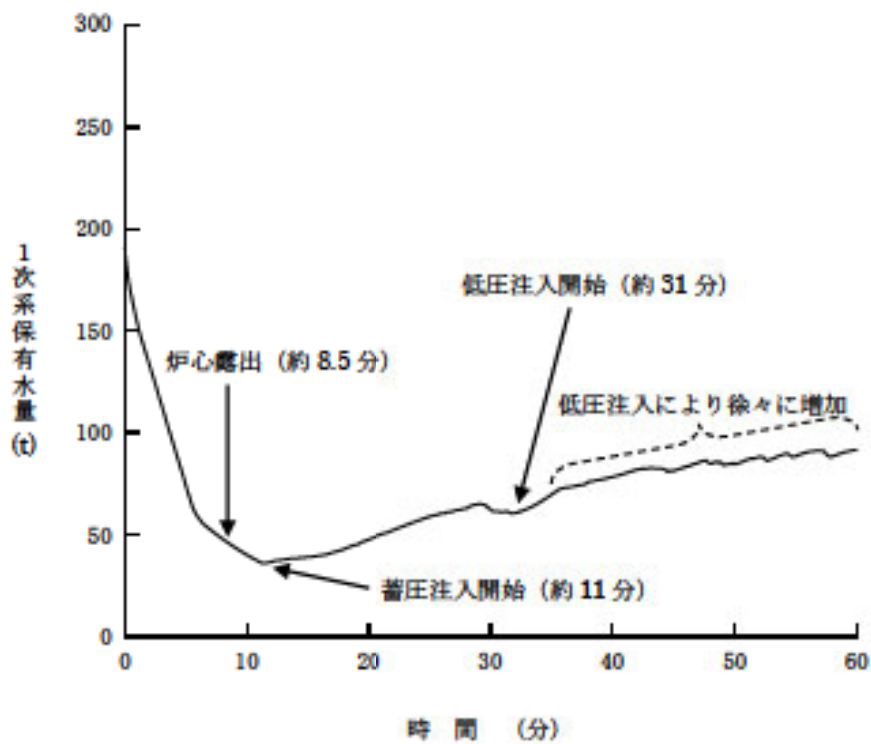
第 7.1.6.17 図 補助給水流量の推移 (6インチ破断)



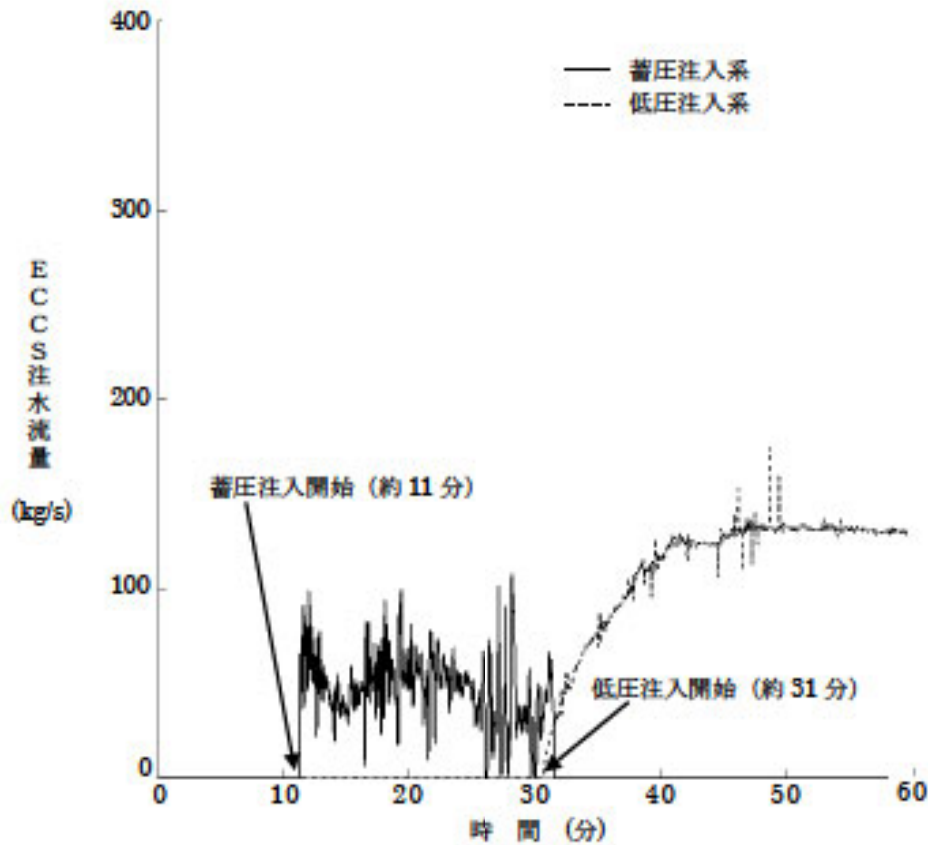
第 7.1.6.18 図 主蒸気流量の推移 (6 インチ破断)



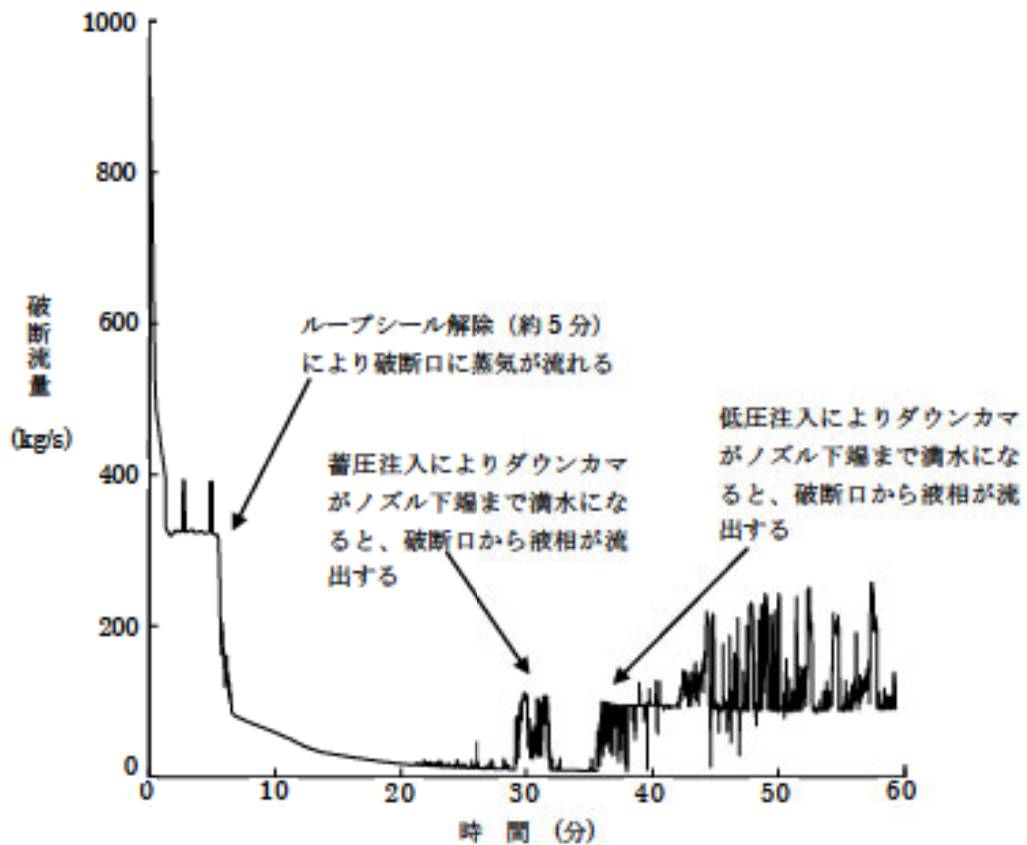
第 7.1.6.19 図 1次冷却材圧力の推移 (4インチ破断)



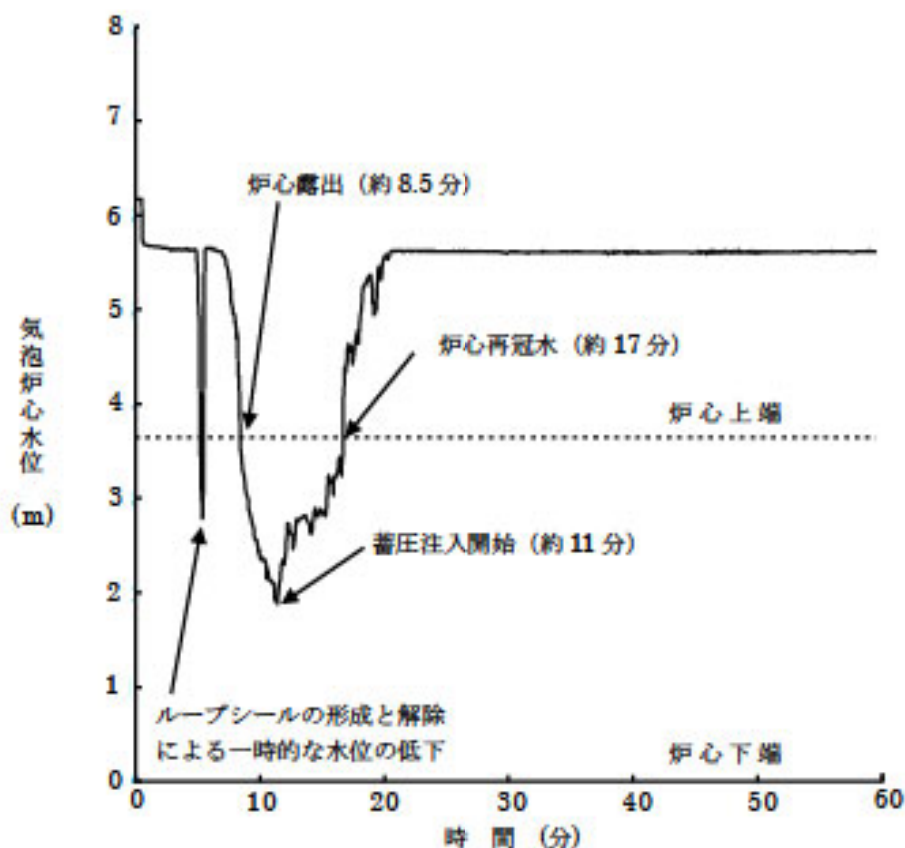
第 7.1.6.20 図 1次系保有水量の推移 (4インチ破断)



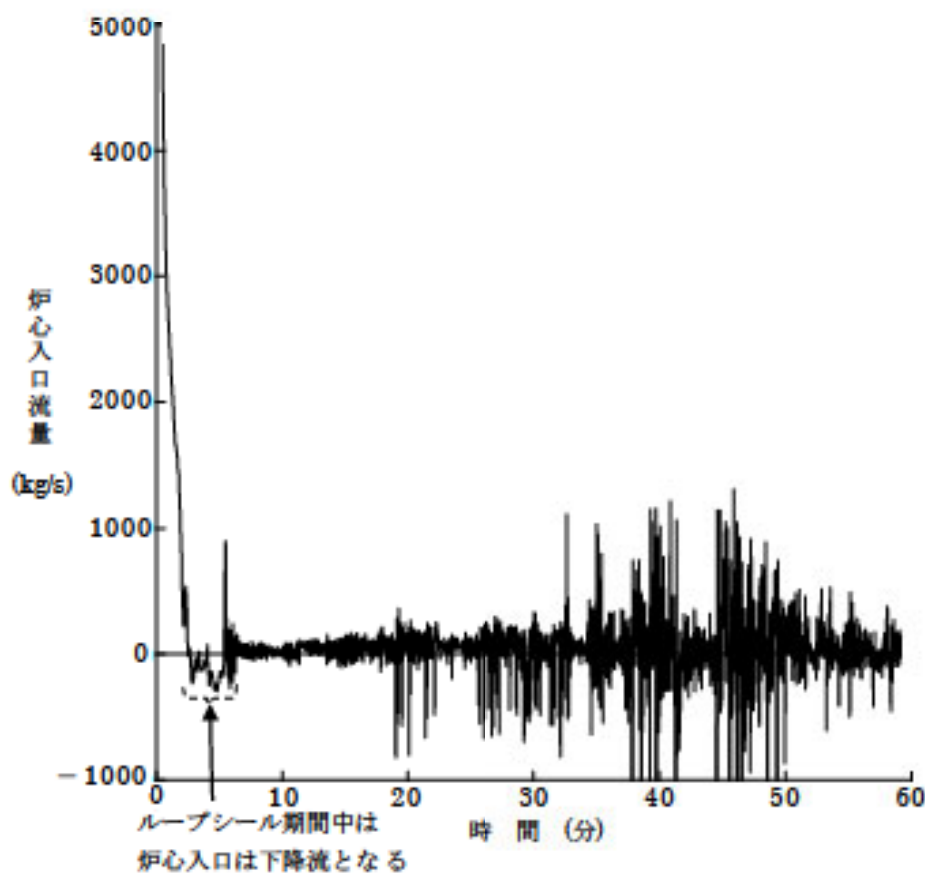
第 7.1.6.21 図 ECCS 注水流量の推移 (4 インチ破断)



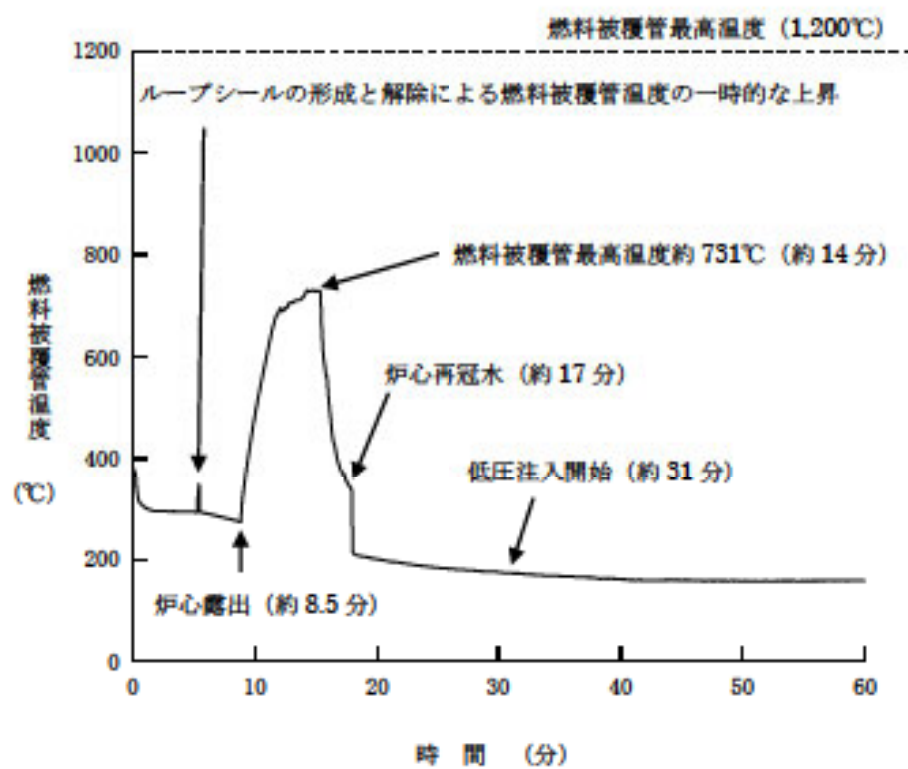
第 7.1.6.22 図 破断流量の推移 (4 インチ破断)



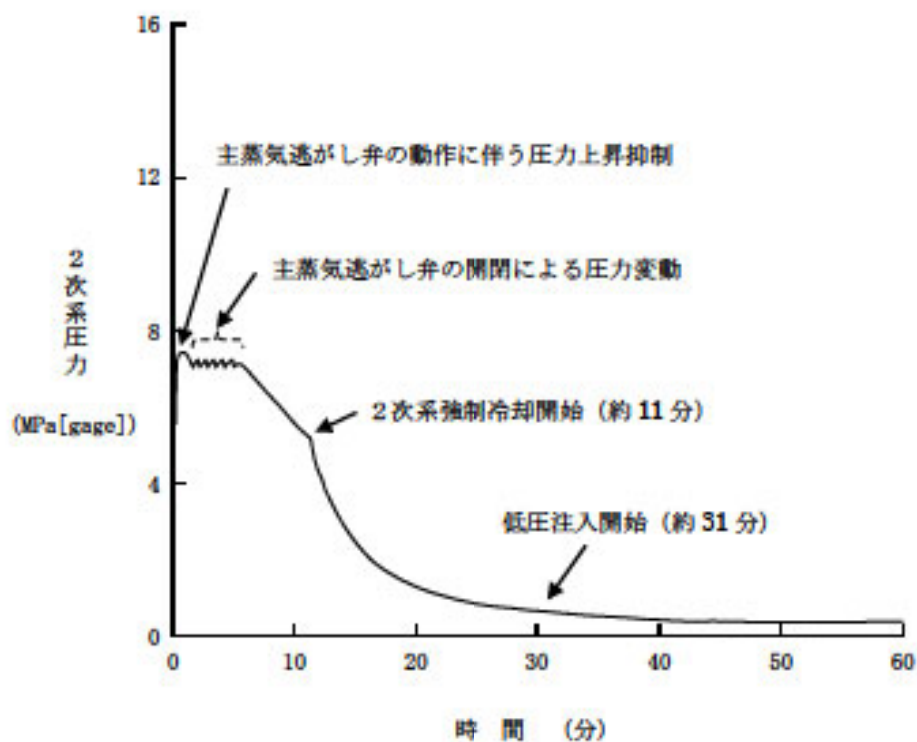
第 7.1.6.23 図 気泡炉心水位の推移 (4 インチ破断)



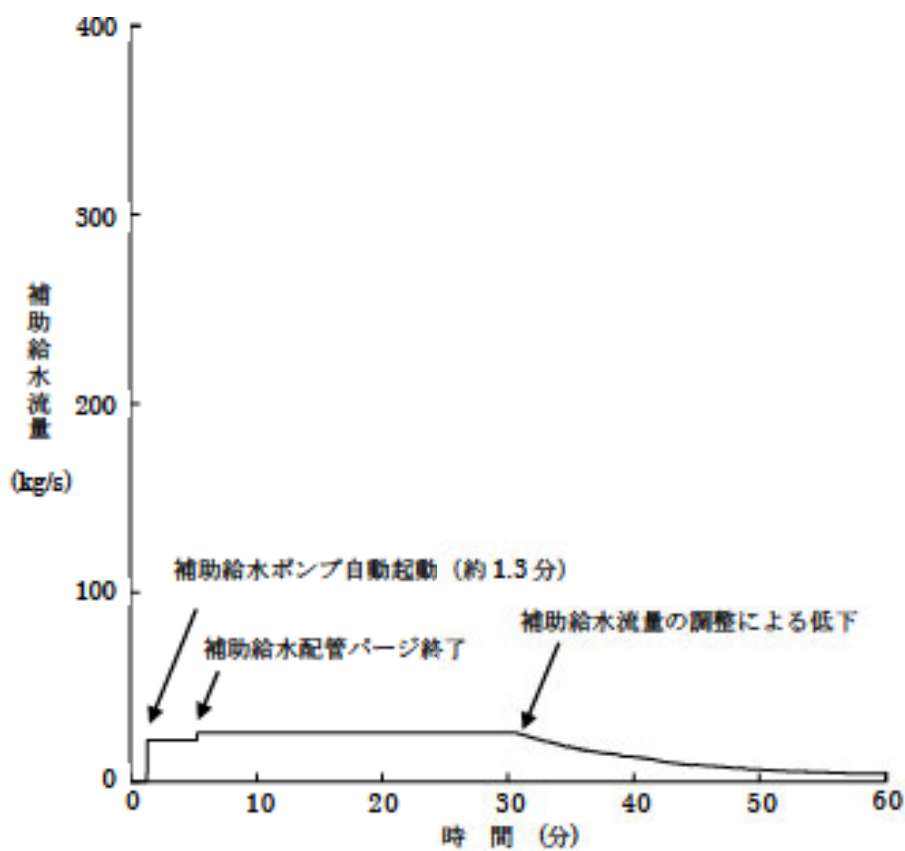
第 7.1.6.24 図 炉心入口流量の推移 (4 インチ破断)



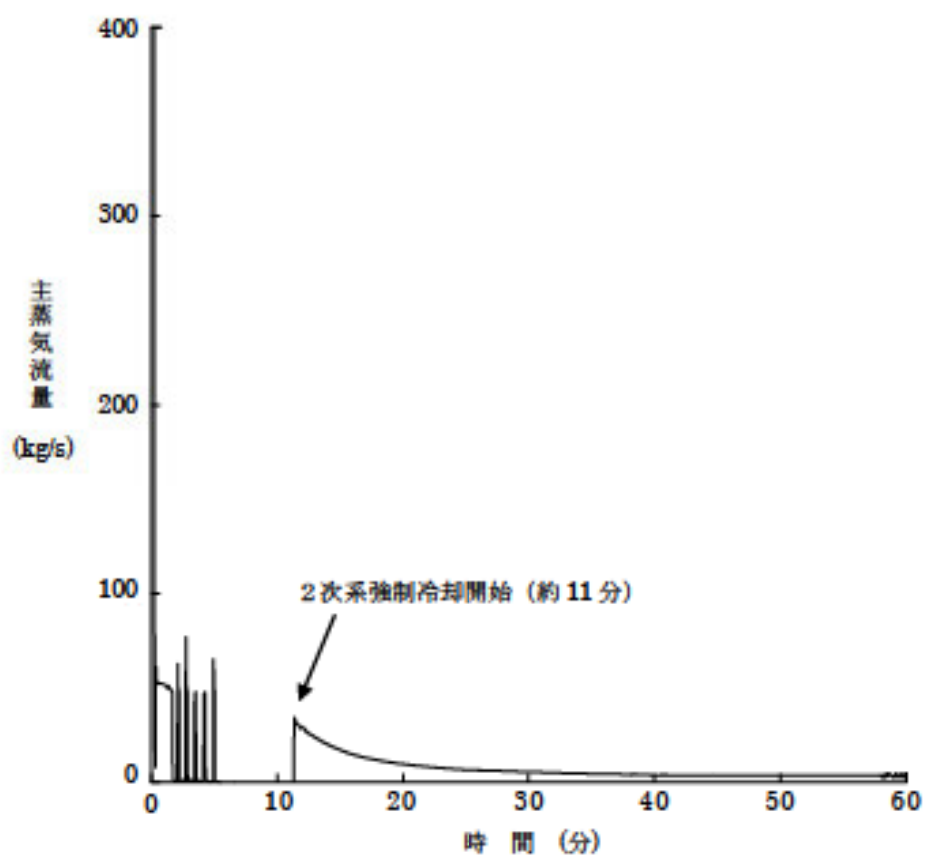
第 7.1.6.25 図 燃料被覆管温度の推移 (4 インチ破断)



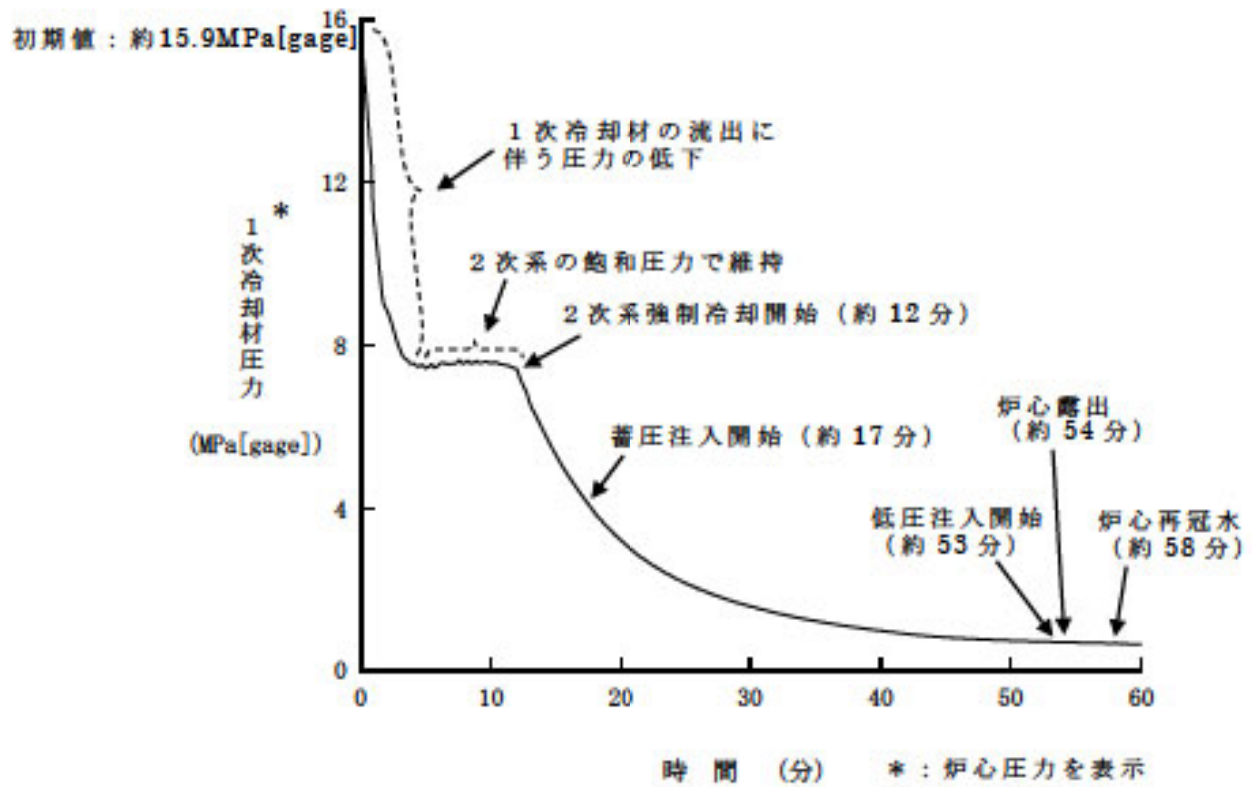
第 7.1.6.26 図 2次系圧力の推移 (4インチ破断)



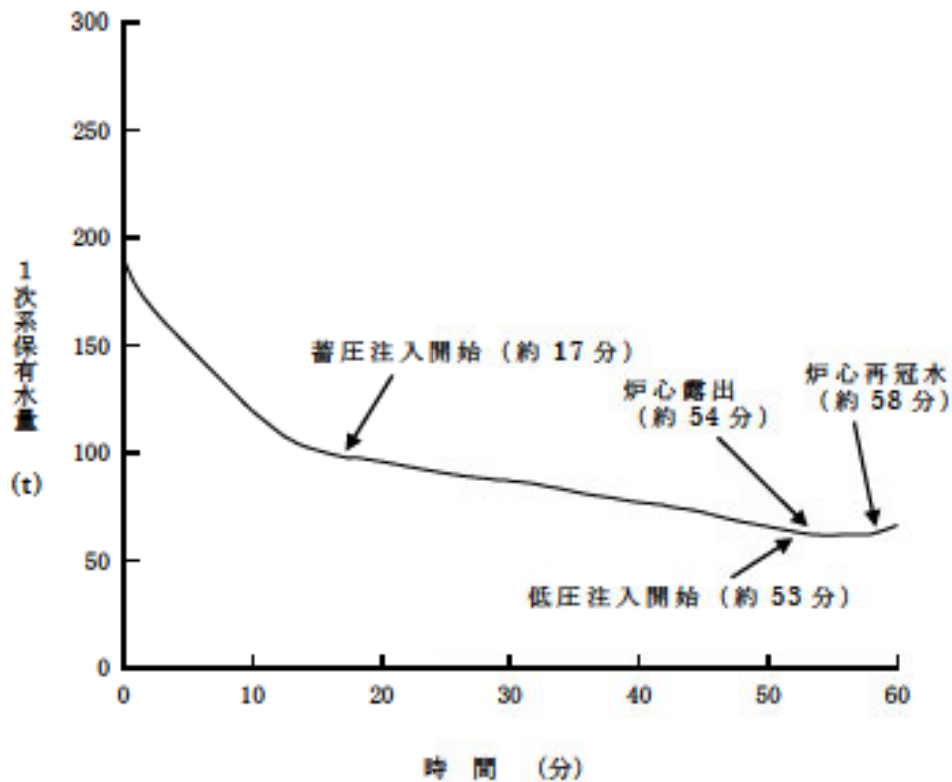
第 7.1.6.27 図 補助給水流量の推移 (4インチ破断)



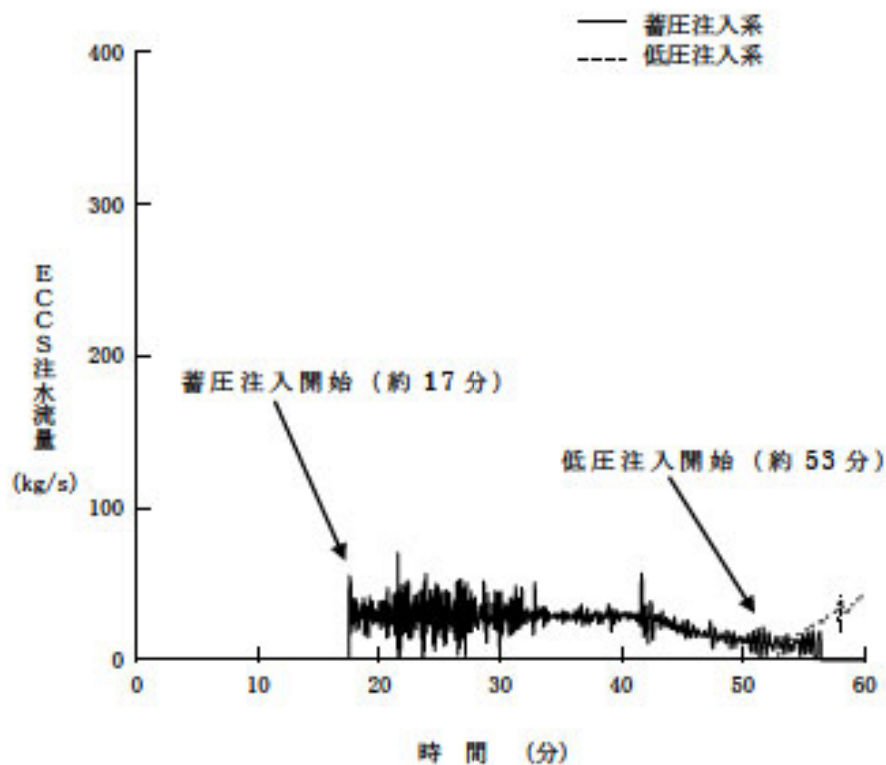
第 7.1.6.28 図 主蒸気流量の推移 (4 インチ破断)



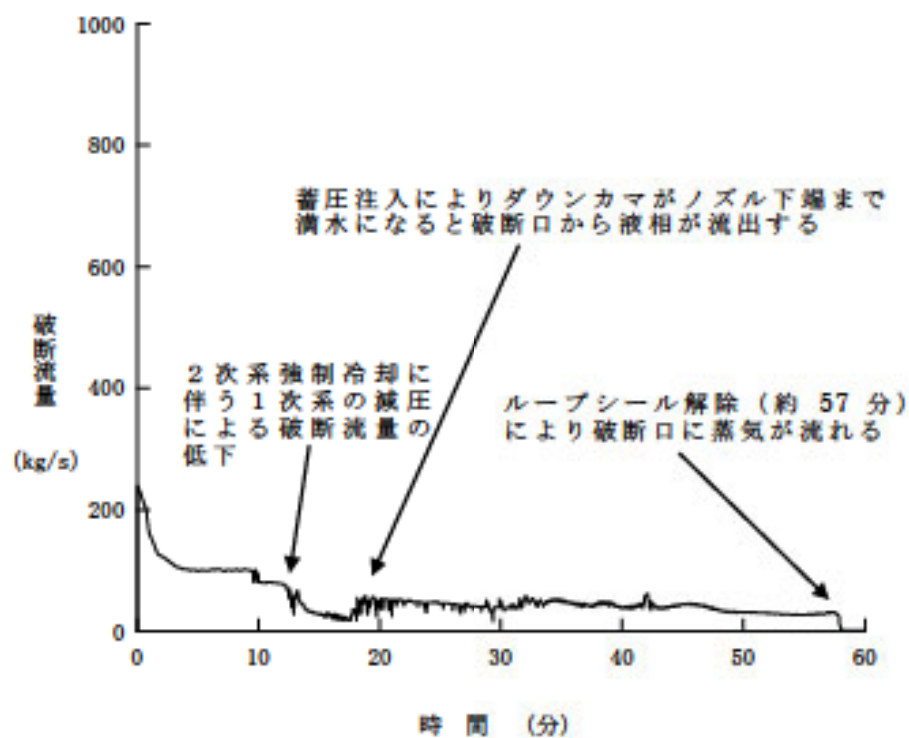
第 7.1.6.29 図 1次冷却材圧力の推移 (2インチ破断)



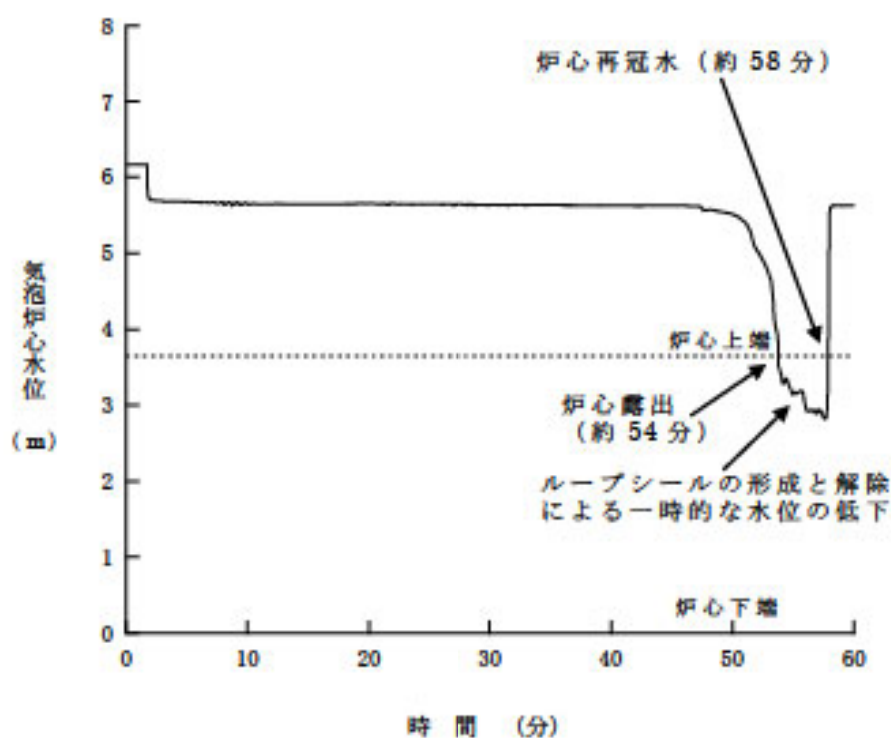
第 7.1.6.30 図 1次系保有水量の推移 (2インチ破断)



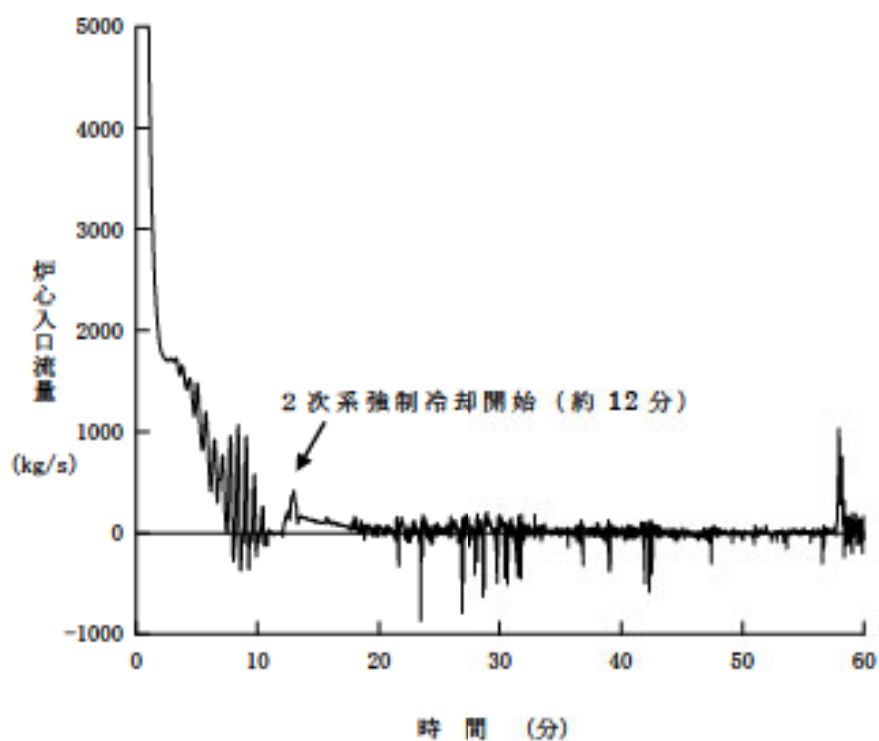
第 7.1.6.31 図 ECCS 注水流量の推移 (2 インチ破断)



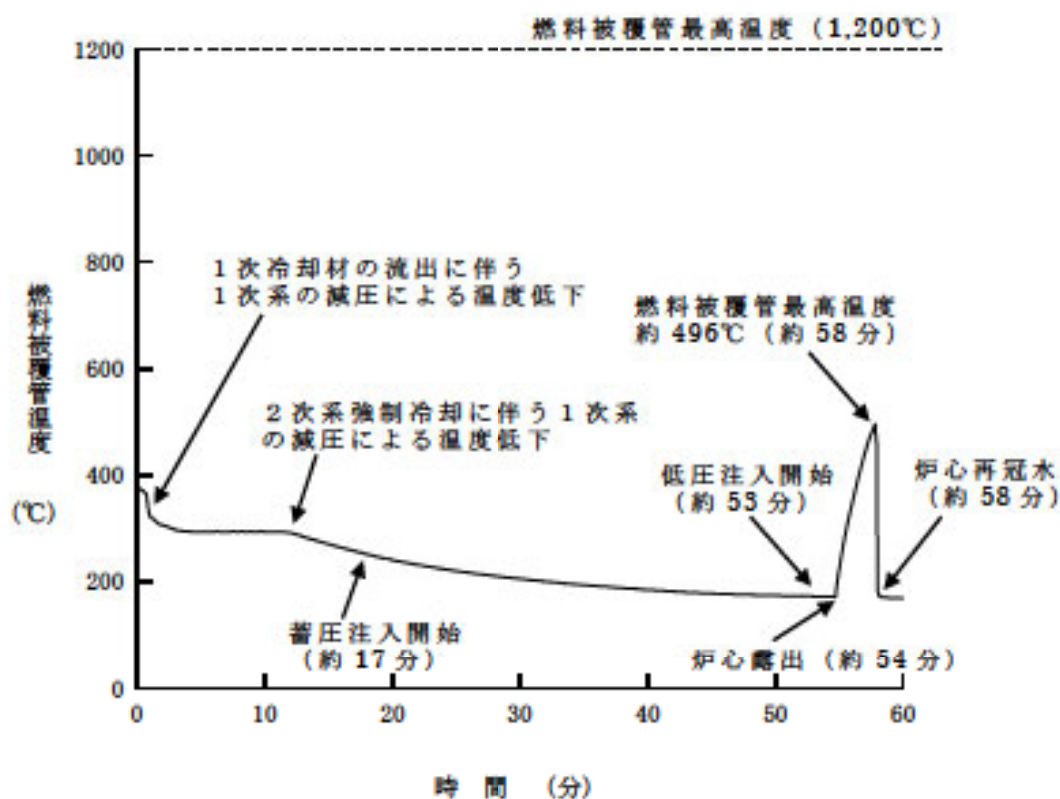
第 7.1.6.32 図 破断流量の推移 (2 インチ破断)



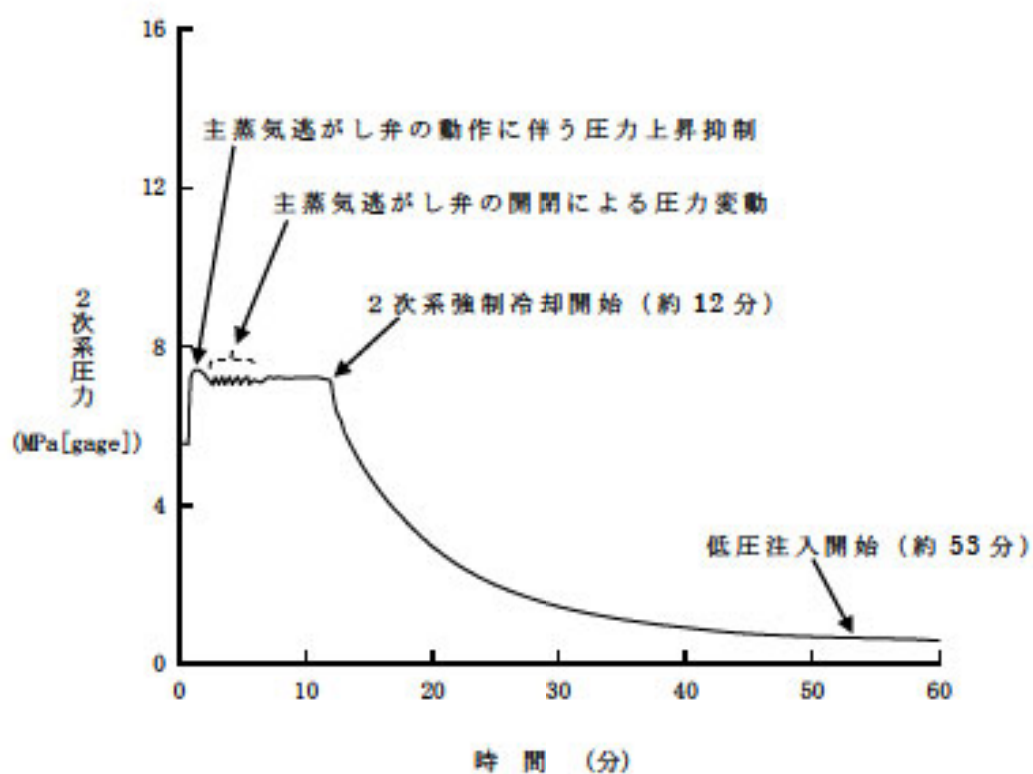
第 7.1.6.33 図 気泡炉心水位の推移 (2 インチ破断)



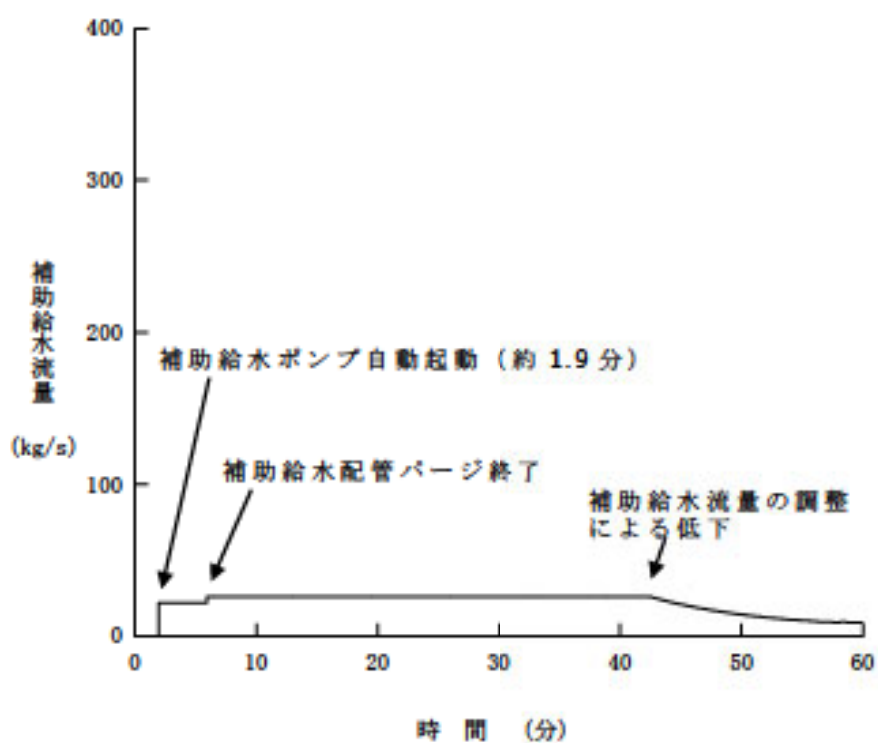
第 7.1.6.34 図 炉心入口流量の推移 (2 インチ破断)



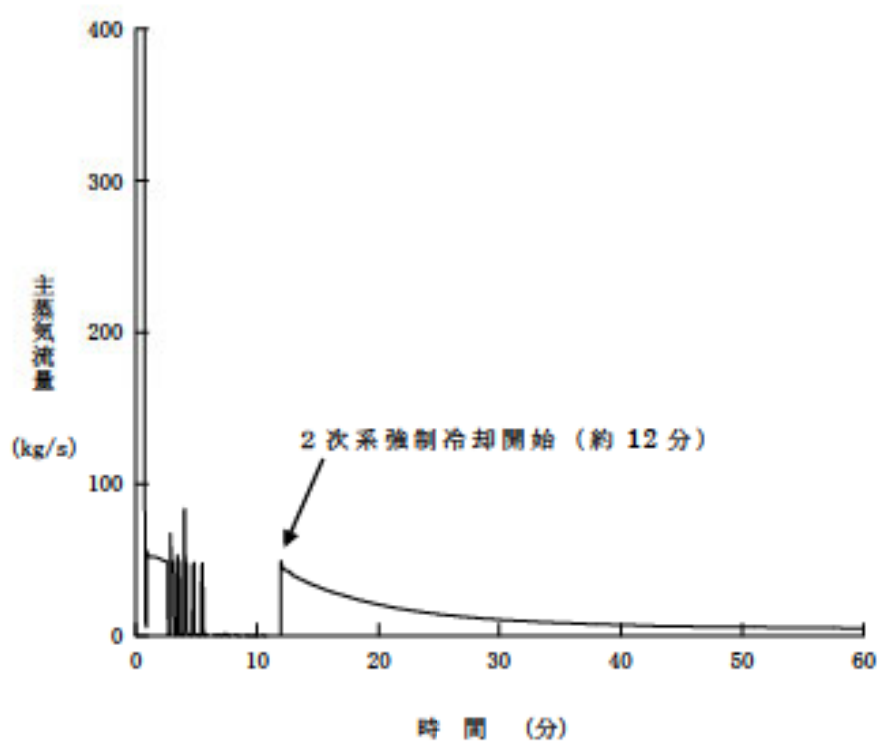
第 7.1.6.35 図 燃料被覆管温度の推移 (2 インチ破断)



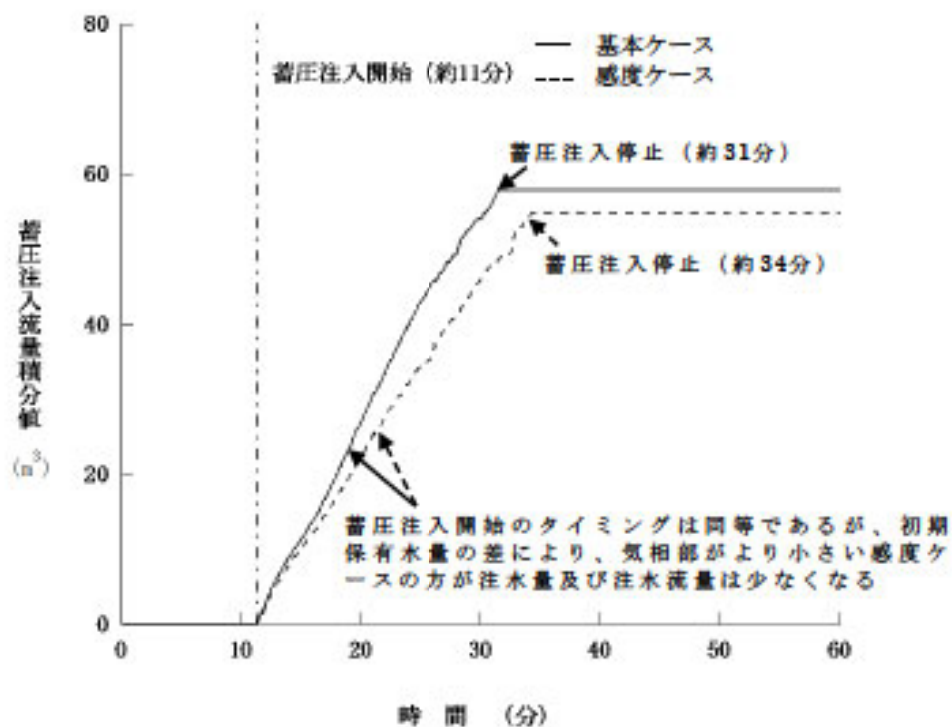
第 7.1.6.36 図 2次系圧力の推移 (2インチ破断)



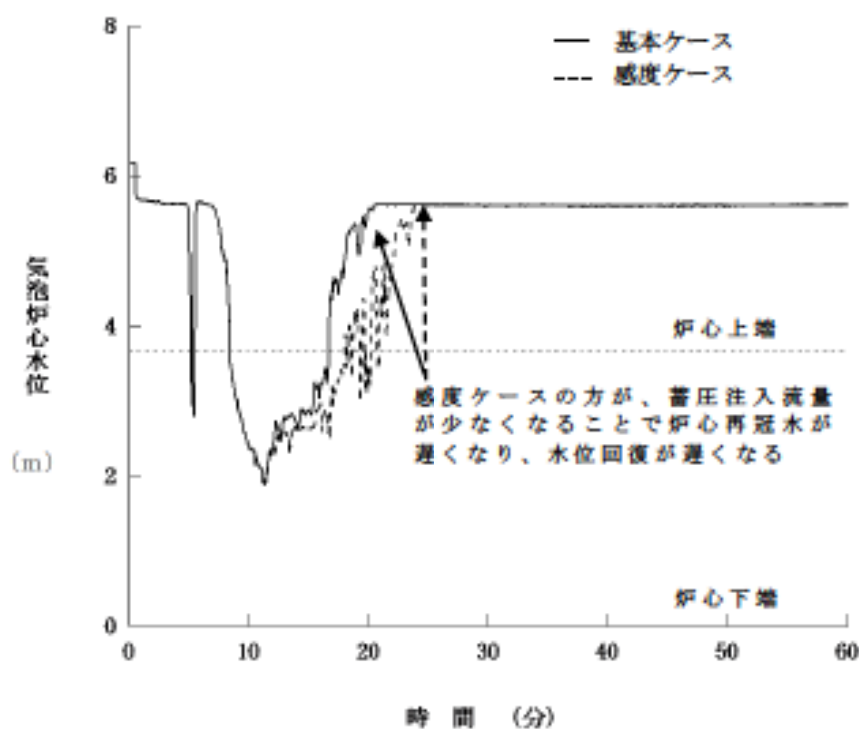
第 7.1.6.37 図 補助給水流量の推移 (2インチ破断)



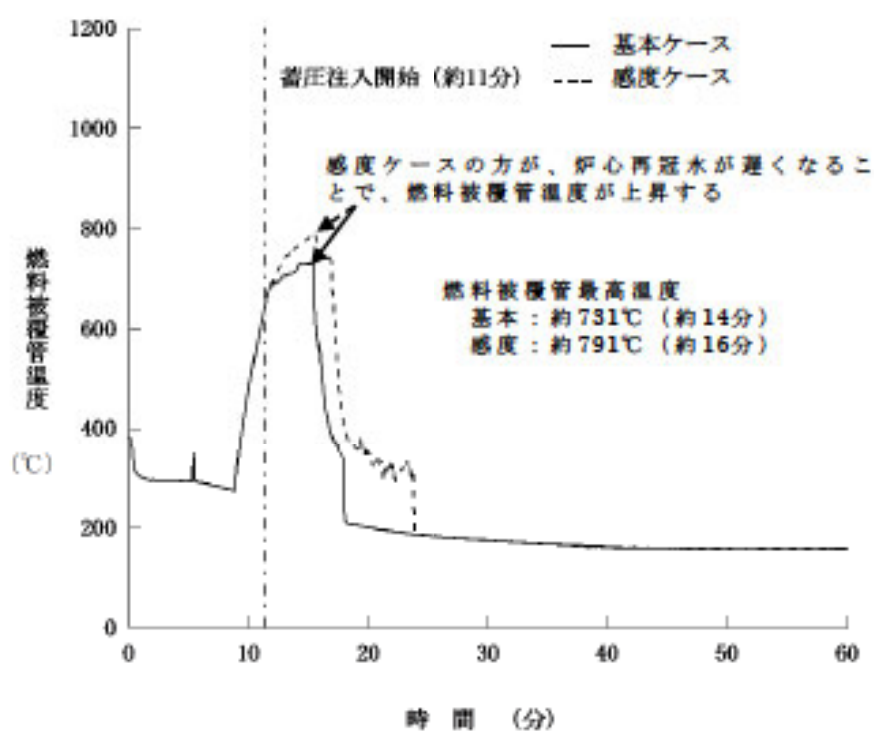
第 7.1.6.38 図 主蒸気流量の推移 (2 インチ破断)



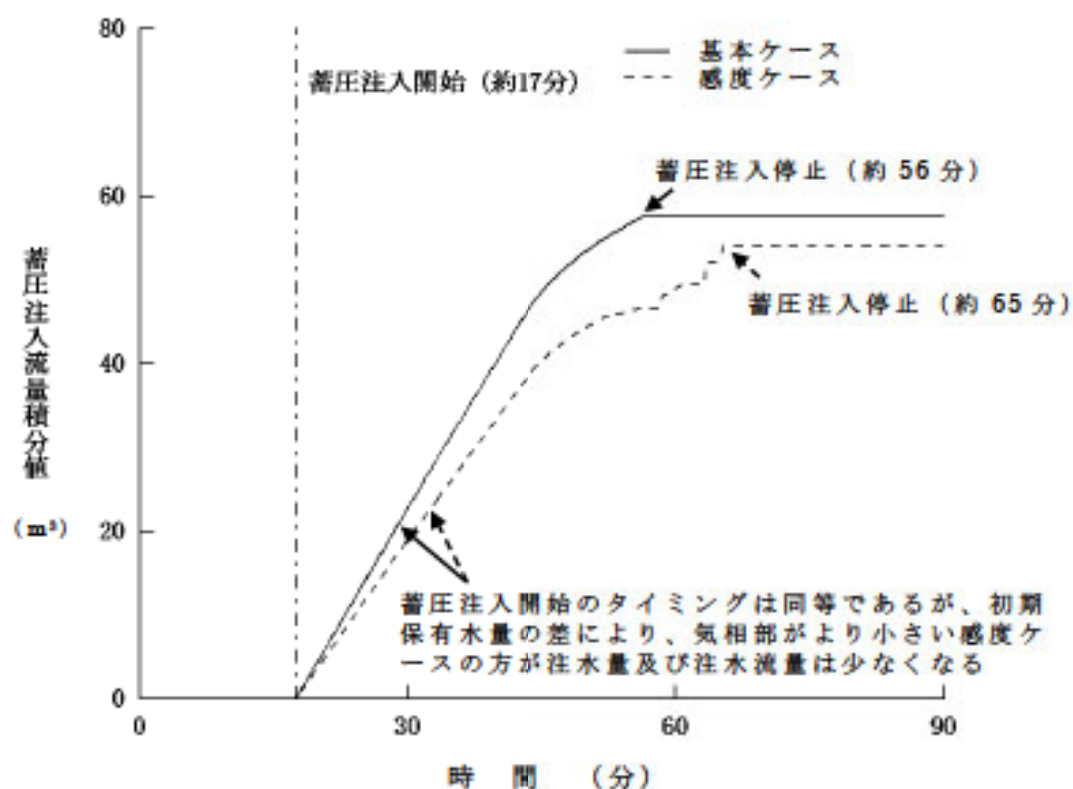
第 7.1.6.39 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (4 インチ破断)
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



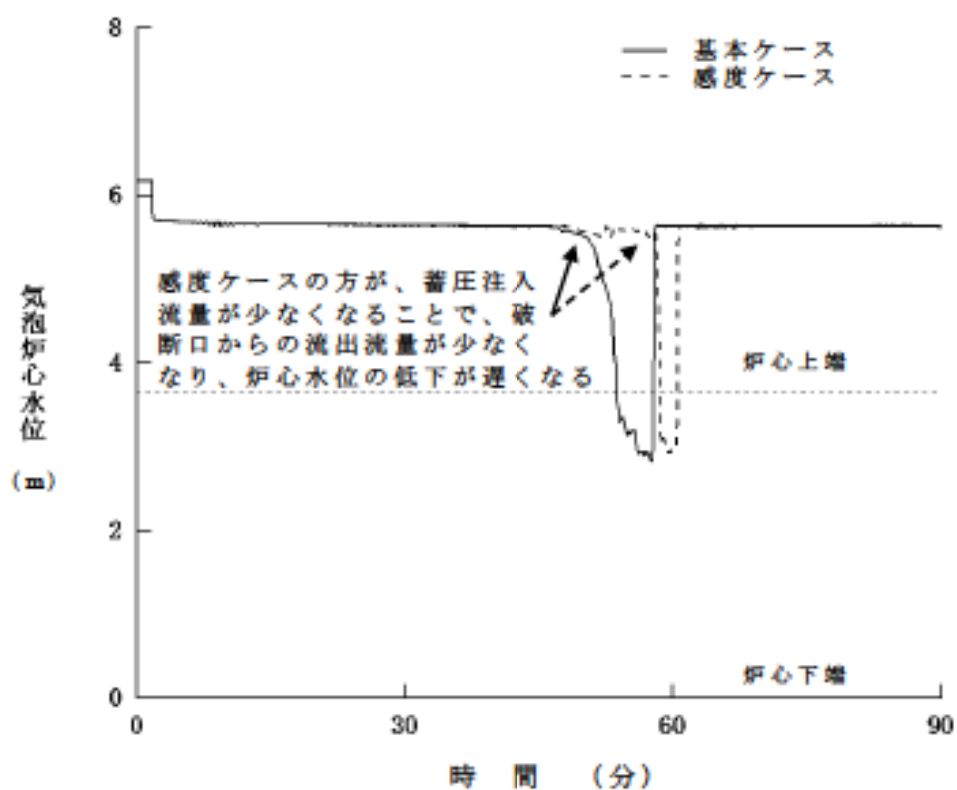
第 7.1.6.40 図 気泡炉心水位の推移 (4 インチ破断)
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



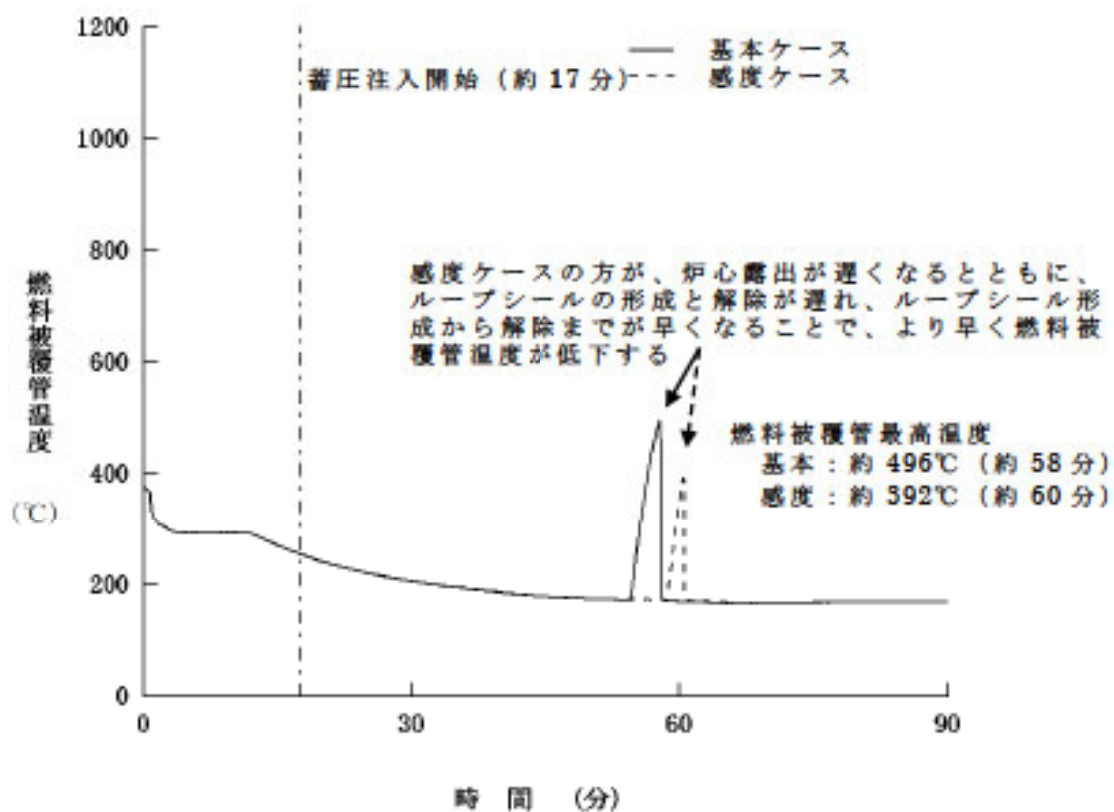
第 7.1.6.41 図 燃料被覆管温度の推移 (4 インチ破断)
 (蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



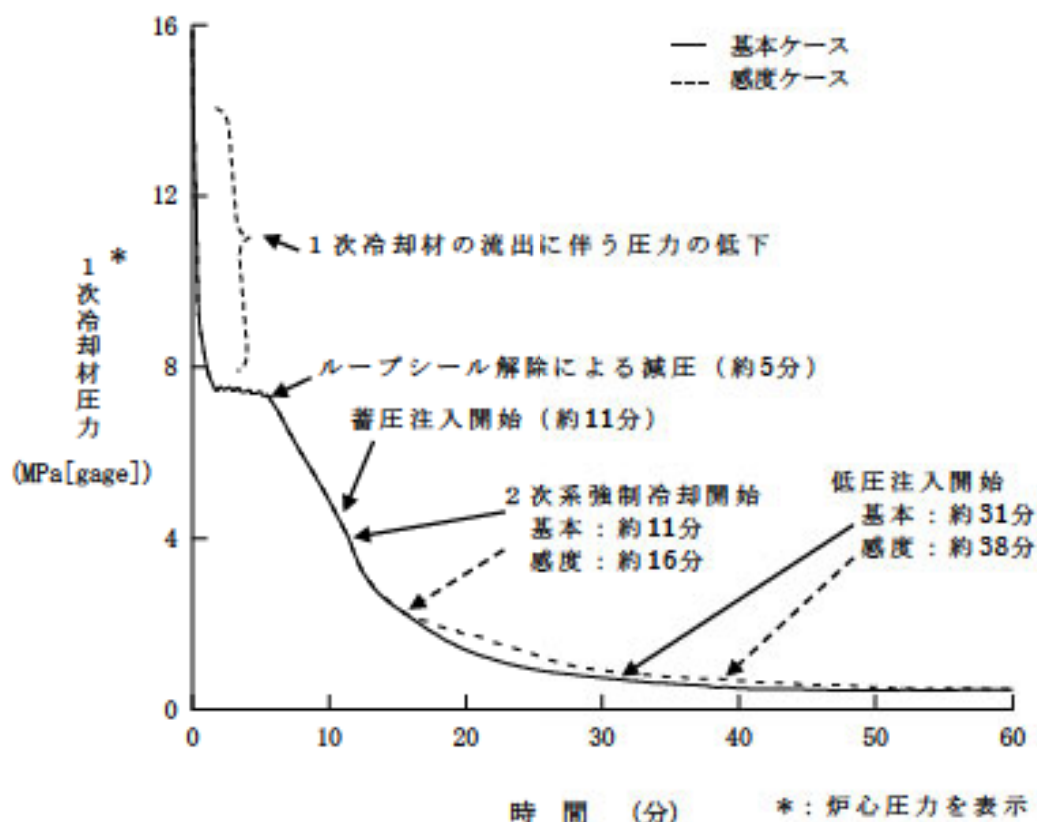
第 7.1.6.42 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (2 インチ破断)
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



第 7.1.6.43 図 気泡炉心水位の推移 (2 インチ破断)
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)

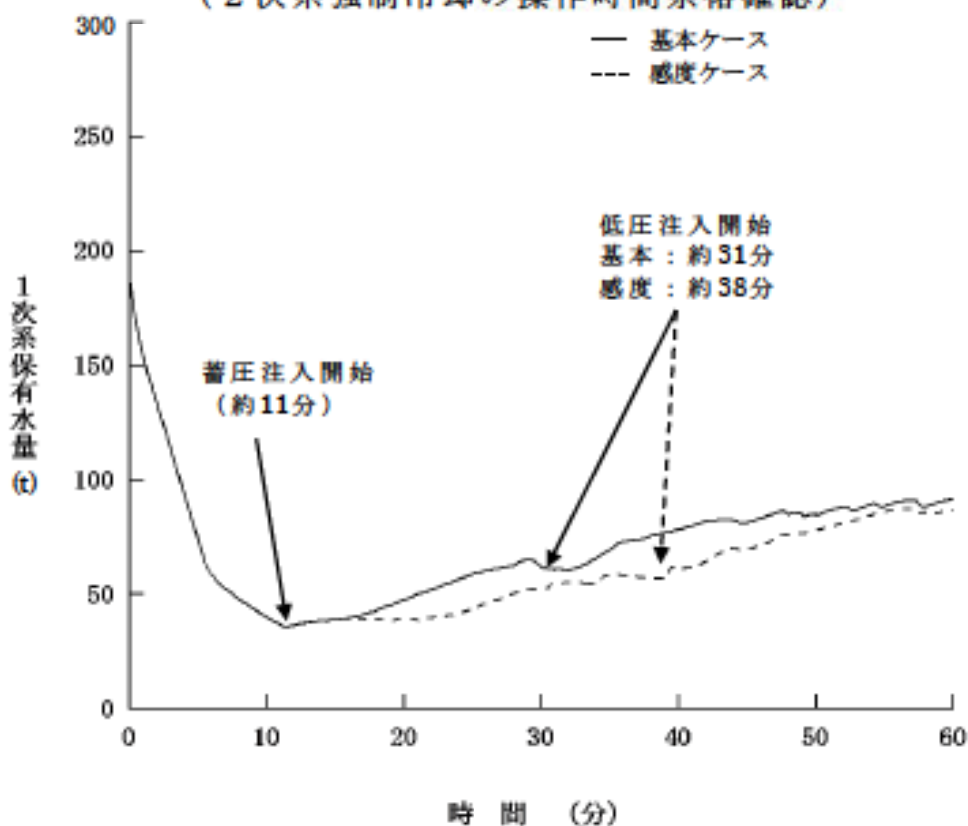


第 7.1.6.44 図 燃料被覆管温度の推移 (2 インチ破断)
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



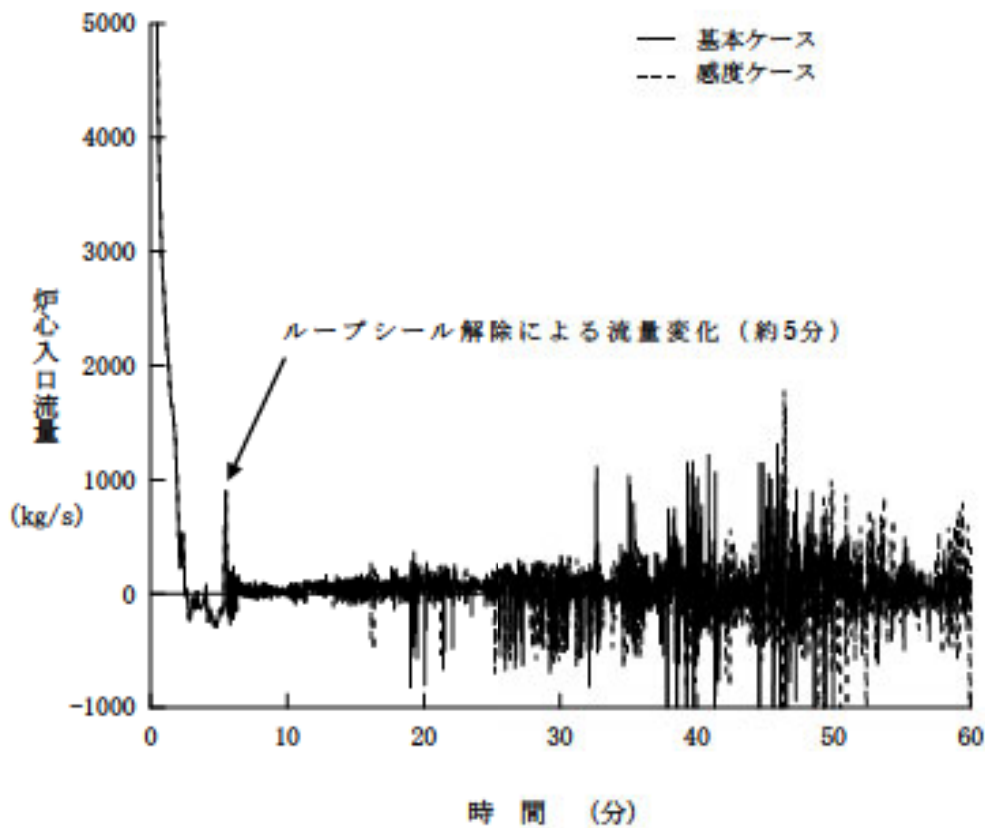
第 7.1.6.45 図 1 次冷却材圧力の推移 (4 インチ破断)

(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



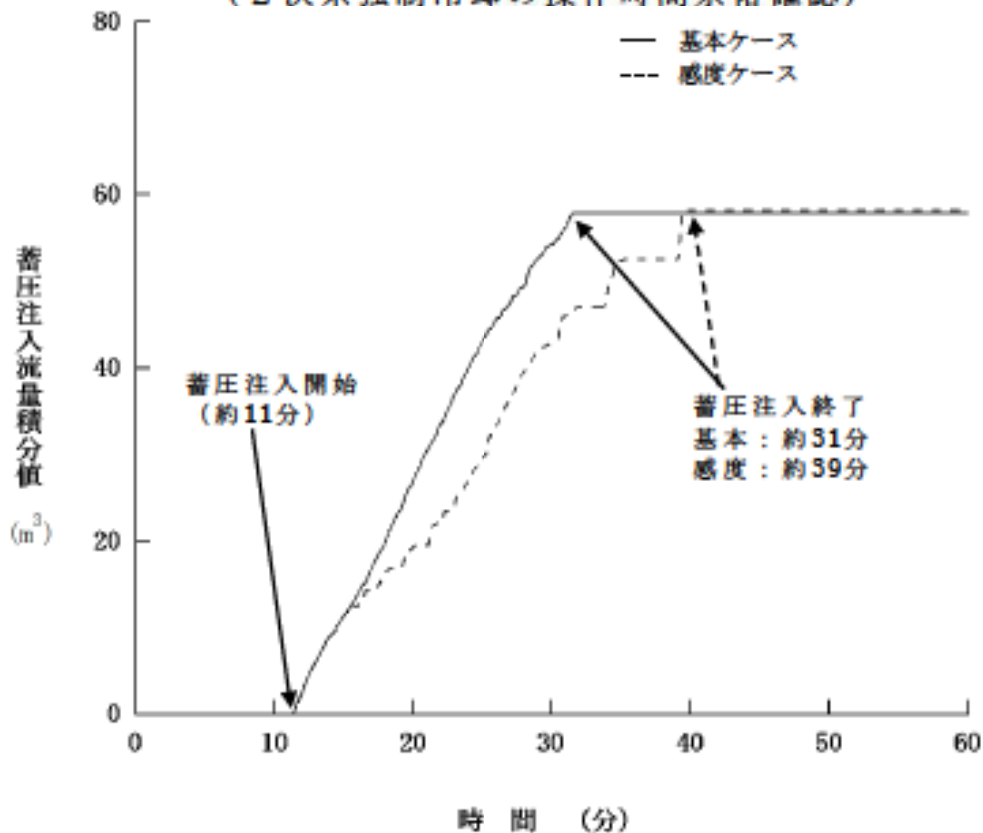
第 7.1.6.46 図 1 次系保有水量の推移 (4 インチ破断)

(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



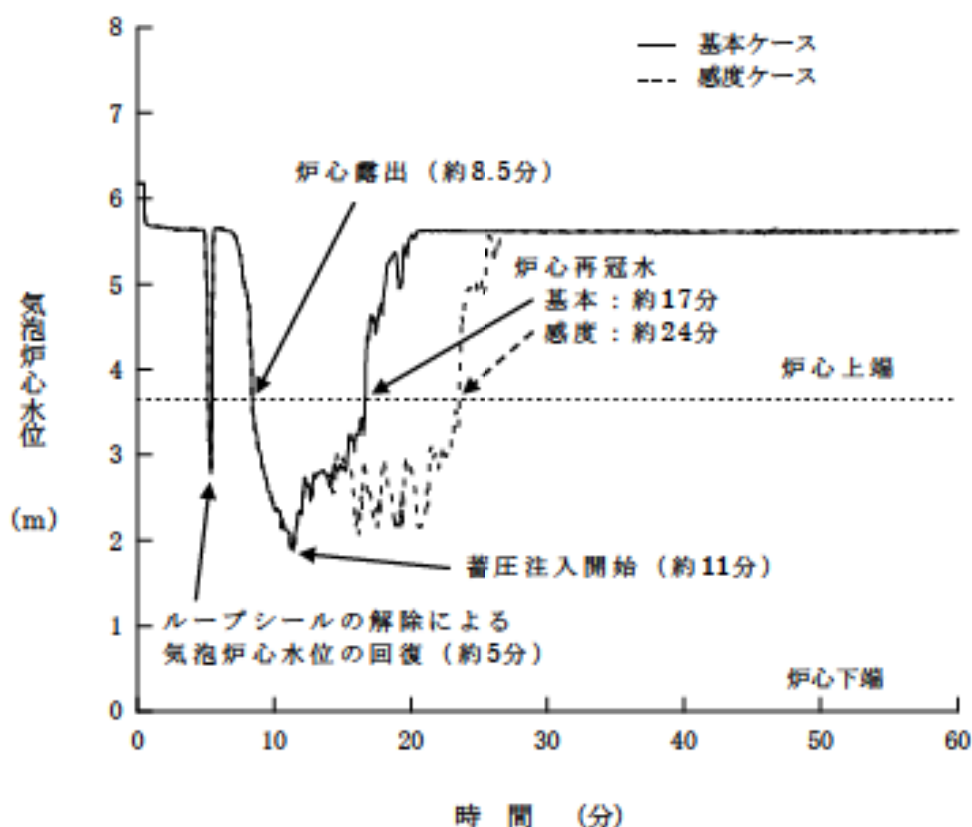
第 7.1.6.47 図 炉心入口流量の推移 (4 インチ破断)

(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)

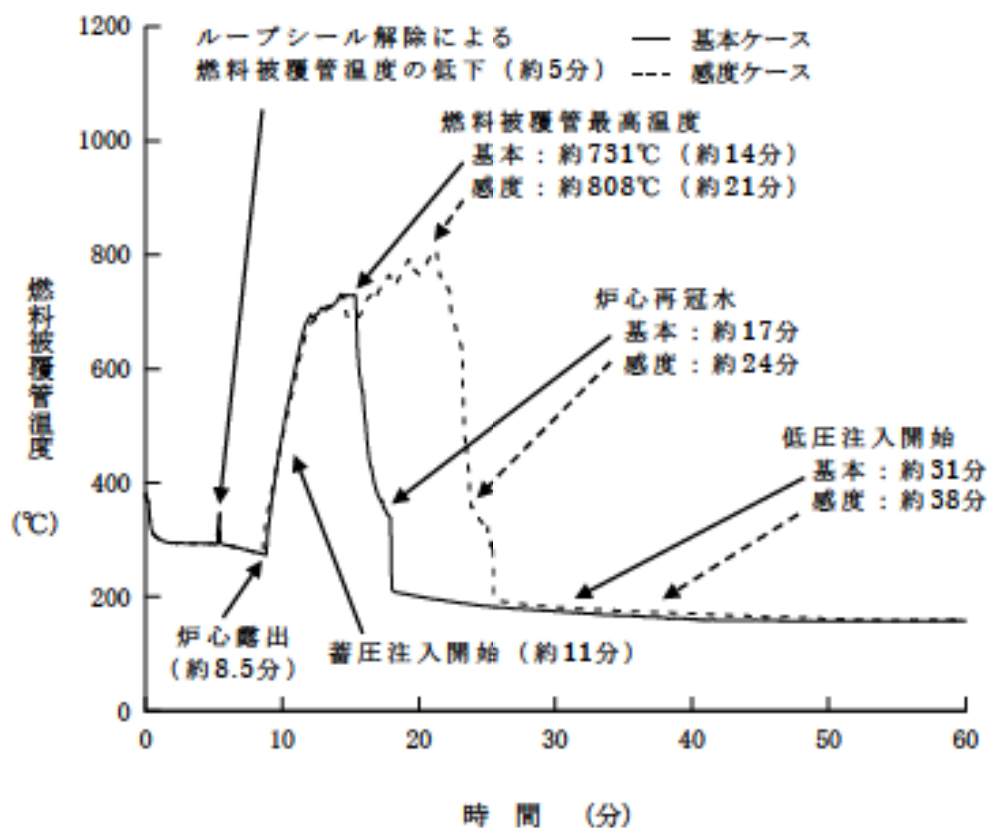


第 7.1.6.48 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (4 インチ破断)

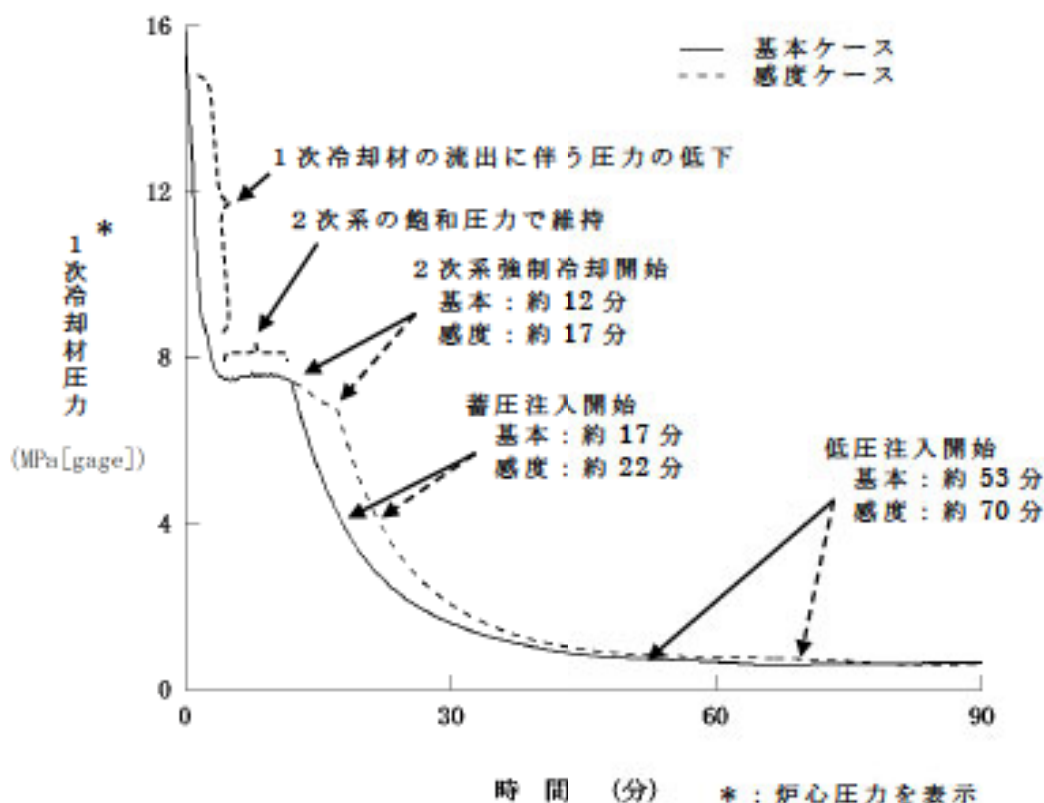
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.49 図 気泡炉心水位の推移 (4 インチ破断)
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)

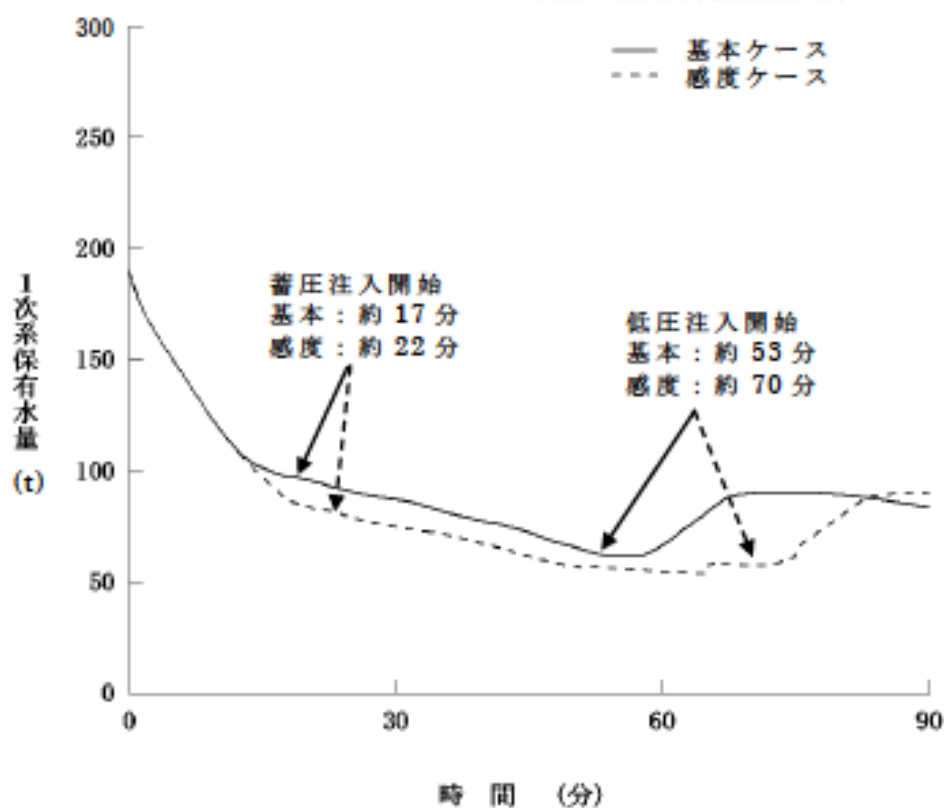


第 7.1.6.50 図 燃料被覆管温度の推移 (4 インチ破断)
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



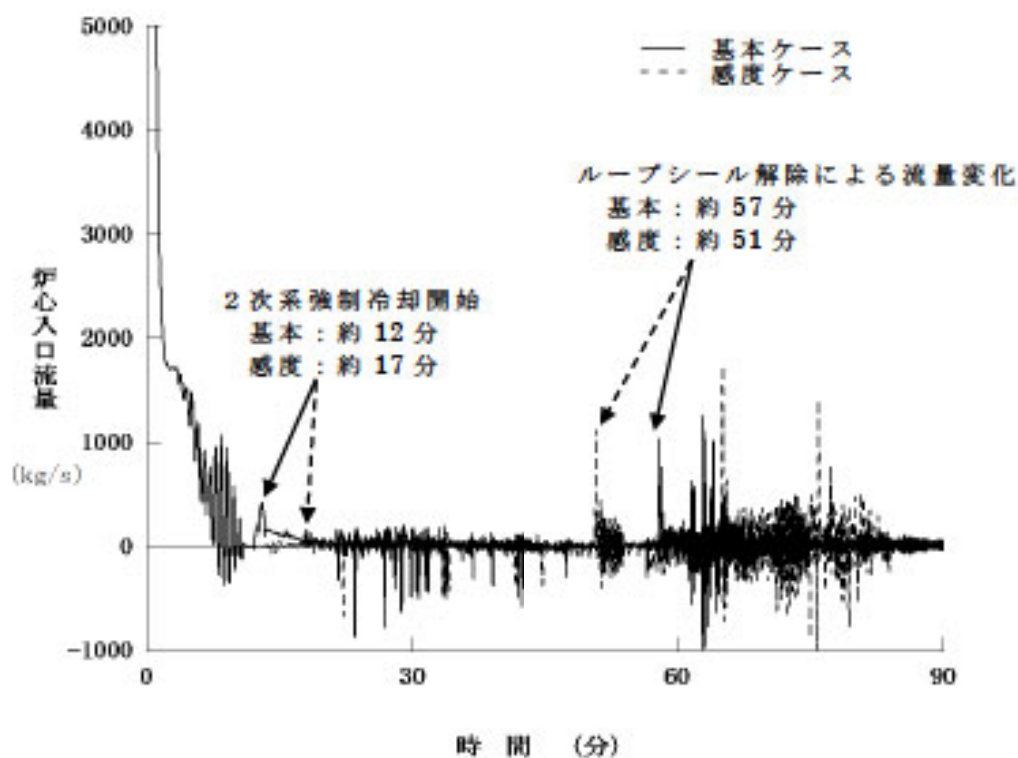
第 7.1.6.51 図 1 次冷却材圧力の推移 (2 インチ破断)

(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)

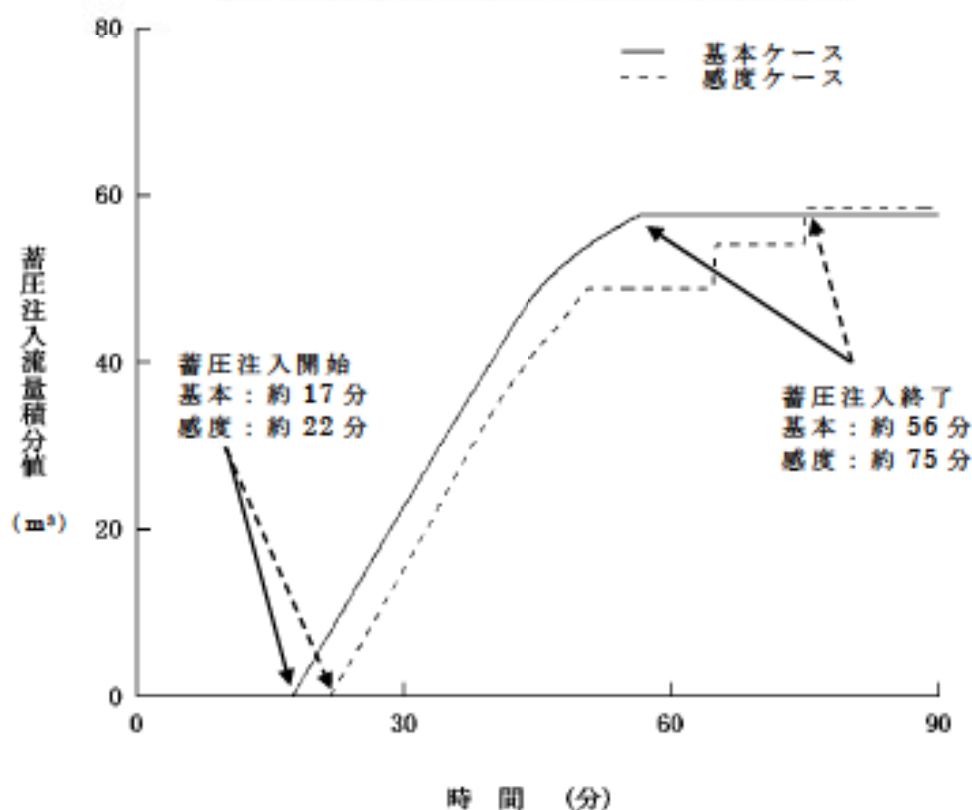


第 7.1.6.52 図 1 次系保有水量の推移 (2 インチ破断)

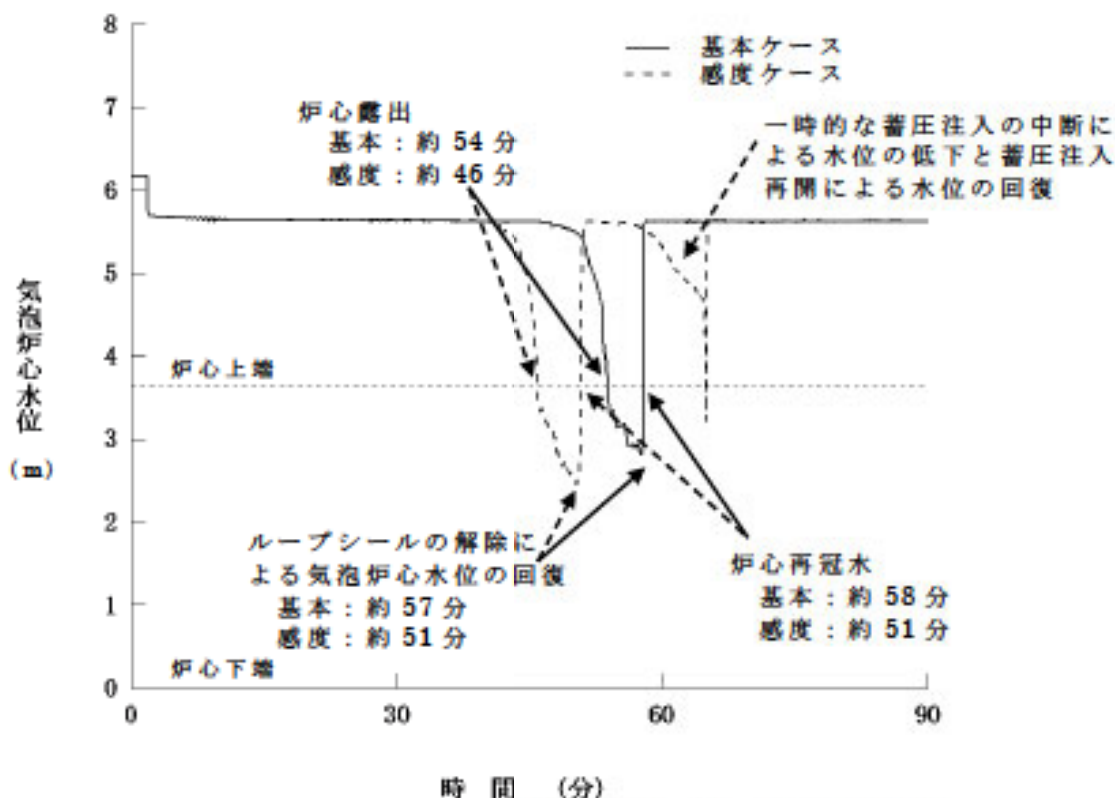
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



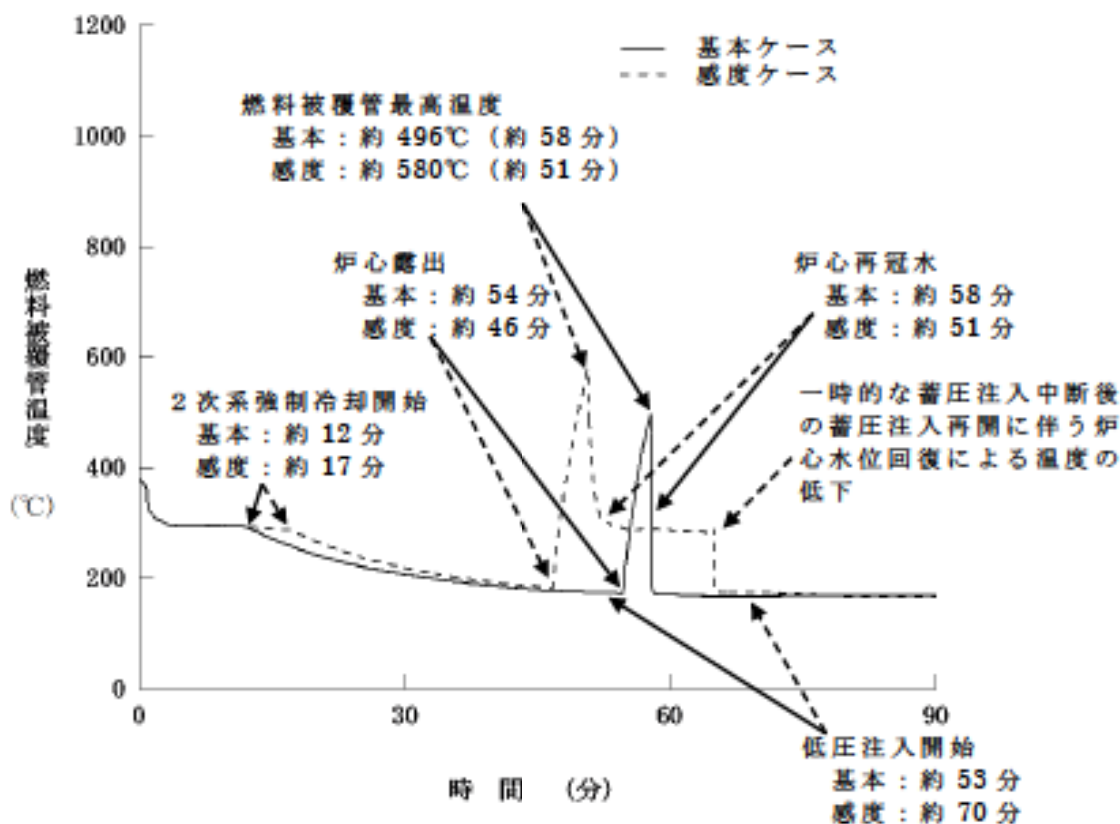
第 7.1.6.53 図 炉心入口流量の推移 (2 インチ破断)
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.54 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (2 インチ破断)
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.55 図 気泡炉心水位の推移 (2 インチ破断)
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.56 図 燃料被覆管温度の推移 (2 インチ破断)
(2 次系強制冷却の操作時間余裕確認)

7.1.7 E C C S再循環機能喪失

7.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「E C C S再循環機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「大破断 L O C A時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 L O C A時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 L O C A時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断 L O C A時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「E C C S再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（E C C S再循環機能）が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の保有水量が低下することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、継続して炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「E C C S再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.7.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.7.2 図及び第 7.1.7.3

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 7.1.7.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.7.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉及び 4 号炉同時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及び本部要員で構成され、合計 18 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及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.7.4 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、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。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」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。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

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。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力で

ある。

d. 格納容器スプレイ作動状況の確認

「CVスプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。

格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。

e. 1次冷却材漏えいの判断

加圧器圧力・水位の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・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次冷却材の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。

f. 再循環自動切換

燃料取替用水タンク水位低下により16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切換信号が発信し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認する。

再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

g. 再循環自動切換失敗の判断

高圧・低圧再循環弁等の動作不調により再循環自動切換失敗と判断する。

再循環自動切換失敗の判断に必要な計装設備は、高圧注入は高圧安全注入流量等であり、低圧注入は余熱除去流量等である。

h. 再循環自動切換失敗時の対応

再循環自動切換失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

再循環自動切換失敗時の対応に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ広域水位等である。

i. 代替再循環運転による炉心冷却

代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。

代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。

j. 原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転による原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。

7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、ECCS再循環切替までの時間が短いことで、ECCS再循環切替が失敗する時点での炉心崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。

本事故シーケンスグループにおける中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故の炉心損傷防止対策として、2次系強制冷却により1次系を減圧させた後、低圧再循環により長期の炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、

「7.1.6 ECCS注水機能喪失」において確認している。さらに、その手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故を包絡することができる。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流及びECCS強制注入が重要現象となる。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プラント過渡解析コードMAAPにより1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。また、事象初期の原子炉格納容器圧力については、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間をより詳細に評価している「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。

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、本重要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。

また、MAAPの炉心水位の予測の不確かさに関し、「7.1.7.3(3) 感度解析」において、MAAPとプラント過渡解析コードM-RELAP5との比較による評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要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7.1.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要

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) 起回事象

起回事象として、大破断LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、1次冷却材配管（約0.70m（27.5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

ECCS再循環機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、ECCS再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位16%到達時にECCS再循環切替に失敗し、その30分後に代替再循環に成功するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとする。また、11.36MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。

(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.136MPa[gage]を作

動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。

(c) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台作動し、最大注入特性（高圧注入特性（標準値：0m³/h～約350m³/h、0MPa[gage]～約15.6MPa[gage]）、低圧注入特性（標準値：0m³/h～約1,820m³/h、0MPa[gage]～約1.3MPa[gage]）で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプは2台作動し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、代替再循環時には1台作動し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

最大流量とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(e) 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280m³/hの流量で注水するものとする。

(f) 蓄圧タンク

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、炉心への注水を選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。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 29.0m³

（1基当たり）

(g) 代替再循環

格納容器スプレイポンプ 1 台作動による代替再循環時の炉心への注水流量は、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m³/h を設定する。

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」示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は、現場での電源投入や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、ECCS再循環切替失敗から 30 分後に開始するものとする。なお、運用上は「7.1.7.3(3) 感度解析」に示すとおり、MAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から 15分後（訓練実績：12分）までに開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.7.3 図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.1.7.5 図から第 7.1.7.12 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 7.1.7.13 図から第 7.1.7.16 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、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とともに、「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。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 19 分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替えを行うが、ECCS 再循環への切替えに失敗することで原子炉容器内水位は低下する。しかし、ECCS 再循環切替失敗の 30 分後に、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第 7.1.7.12 図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、「3.2.1 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、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約 1,035℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 3.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度 1,200℃、燃料被覆管の酸化量 15%以下である。

1 次系冷却材圧力は第 7.1.7.5 図に示すとおり、初期値（約 15.6MPa[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。

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.7.15 図及び第 7.1.7.16 図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。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 0.252MPa[gage]及び約 125℃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（0.283MPa[gage]）

及び最高使用温度（132℃）を下回る。

第 7.1.7.14 図に示すように、格納容器再循環サンプ水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約 4.5 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.7.3 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格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作により炉心を冷却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、ECCS 再循環切替失敗の 30 分後を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。

(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、並びに 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の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

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、並びに 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の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

(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 7.1.7.2 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（標準値）及び破断口径並びに標準値として設定している蒸気発生器 2 次側保有水量、燃料取替用水タンク水量、充てん/高圧注入ポンプ注入特性及び余熱除去ポンプ注入特性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り、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の 1 次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、崩壊熱の変動による炉心注水流量への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの 1 次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、その後には生じる ECCS 再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。

蒸気発生器 2 次側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が、大破断 LOCA であることから、2 次系からの冷却効果はわずかであり、運転

員等操作時間に与える影響はない。

燃料取替用水タンク水量を最確値とした場合、解析条件で設定している燃料取替用水タンク水量より少なくなるため、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。このため、その後生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が早くなるが、その差は小さいため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している1次系への注水流量より少なくなるため、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、その後生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。

(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。

破断口径を最確値とした場合、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次冷却材の流出流量が少なくなり、1次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。

蒸気発生器2次側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が、大破断LOCAであることから、2次系からの冷却効果はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

燃料取替用水タンク水量を最確値とした場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替水位に到達する時間が早くなるが、再循環切替水位到達時点の崩壊熱

の違いによる1次冷却材の蒸散量への影響は小さく、炉心水位の低下に与える影響は小さいため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している1次系への注水流量より少なくなるため、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が小さくなり、1次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。

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

格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、第7.1.7.4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

格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、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により操作時間が早くなる場合、代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため1次系保有水の低下が早まるが、代替再循環運転により1次系保有水量は回復することから、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、破断口径及び充てん/高圧注入ポンプ等の注入特性の不確かさによ

り、破断口からの1次冷却材の流出量が少なくなるとともに、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなるため、再循環切替水位への到達が遅くなり、ECCS再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため、1次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。

炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3)感度解析」にて評価しており、評価項目に与える影響は小さい。

(3) 感度解析

MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、本重要事故シーケンスにおいてM-RELAP5による感度解析を実施した。

その結果、第7.1.7.17図に示すとおり、MAAPはM-RELAP5より約15分炉心露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、M-RELAP5によりECCS再循環切替失敗から15分後に実施した場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.7.18図に示すとおり、ECCS再循環切替失敗後において、炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。よって、本重要事故シーケンスにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさとして、15分を考慮するものとする。なお、同評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。

MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸

騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、炉心露出を約15分遅く評価する可能性があることから、実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始操作については、解析上の操作開始時間に対して、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くしている。このため、炉心露出することはなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(4) 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操作時間余裕を評価する。

格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間であるECCS再循環切替失敗から15分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対して、開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.7.19図及び第7.1.7.20図に示すとおり、燃料被覆管温度は1,200℃に対して十分余裕があることを確認した。よって、ECCS再循環切替失敗から約20分の操作時間余裕があることを確認した。

(5) 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。感度解析結果から、MAAPの炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮することとし、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。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、運転員による格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、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。

7.1.7.4 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「ECCS再循環機能喪失」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3号炉及び4号炉については「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名、1号炉及び2号炉については18名であり、合計35名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。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128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後（約19分後）に低圧再循環運転に切替失敗するが、その後、2系列の格納容器スプレイ再循環運転切替成功を確認した後、A格納

容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替える（約49分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環（炉心冷却）運転を継続する。

燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後（約19分後）にB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。

以上より、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、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450.9kℓ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459.2kℓ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油そのの合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、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。

7.1.7.5 結論

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」では、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、1次冷却材の保有水量が低下し、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「ECCS再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施することにより、ECCS再循環切替失敗後に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並びに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、評価項目に与える影響は小さいことを確認した。感度解析結果より、MAAPの炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮し、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。その結果、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「ECCS再循環機能

喪失」において、格納容器スプレイポンプによる代替再循環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「ECCS再循環機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.7.1 表 「ECCS再循環機能喪失」における重大事故等対策について (1/2)

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	・事故の発生に伴い、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	・「安全注入作動」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	-	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
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。	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力
d. 格納容器スプレィ作動状況の確認	・「CVスプレィ作動」警報により格納容器スプレィ信号が発信し、格納容器スプレィが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 格納容器スプレィポンプ	-	格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 格納容器スプレィ流量積算
e. 1次冷却材の漏えいの判断	・加圧器圧力・水位の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンブ・格納容器再循環サンブ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。	-	-	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 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ブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位
f. 再循環自動切替	・燃料取替用水タンク水位低下により 16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切替信号が発信し、格納容器再循環サンブから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンブ広域水位が 67%以上であることを確認する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン 充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	-	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.1 表 「ECCS再循環機能喪失」における重大事故等対策について (2/2)

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. 再循環自動切換失敗の判断	・高圧・低圧再循環弁等の動作不調により再循環運転への自動切換失敗と判断する。	-	-	高圧安全注入流量 余熱除去流量 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位
h. 再循環自動切換失敗時の対応	・再循環自動切換失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【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】 【燃料取替用水タンク】	-	1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 燃料取替用水タンク水位
i. 代替再循環運転による炉心冷却	・代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管 (A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口連絡ライン) を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。 ・長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。	A格納容器スプレイポンプ A格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン 代替再循環配管	-	格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位
j. 原子炉格納容器の健全性維持	・長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器再循環運転による原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。	B格納容器スプレイポンプ B格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン	-	格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力 (AM用) 格納容器内温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.2 表 「ECCS再循環機能喪失」の主要解析条件（大LOCA+低圧再循環失敗）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化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%(2,652 MWt)×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及び炉心保有熱も大きくなり、1次冷却材の蒸気量が大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、燃料棒覆管温度が高くなり厳しい設定。
	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、ECCS注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	302.3+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次冷却材温度が高いと、ECCS注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定) 標準値として設定。 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。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t (1基当たり) 標準値として設計値より小さい値を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	67,400m 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。
事故条件	起回事象	大破断LOCA 破断位置：低圧側配管 破断口径：完全両端破断 破断位置は、炉心冠水遅れや炉心冷却能力低下の観点から低圧側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管（口径約0.70m（27.5インチ））の完全両端破断として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	ECCS再循環機能喪失 ECCS再循環機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり 外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替失敗時の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。
	再循環切替	燃料取替用水タンク水位低（16%） 到達時にECCS再循環に失敗 再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。 燃料取替用水タンク水量については標準値として設定。

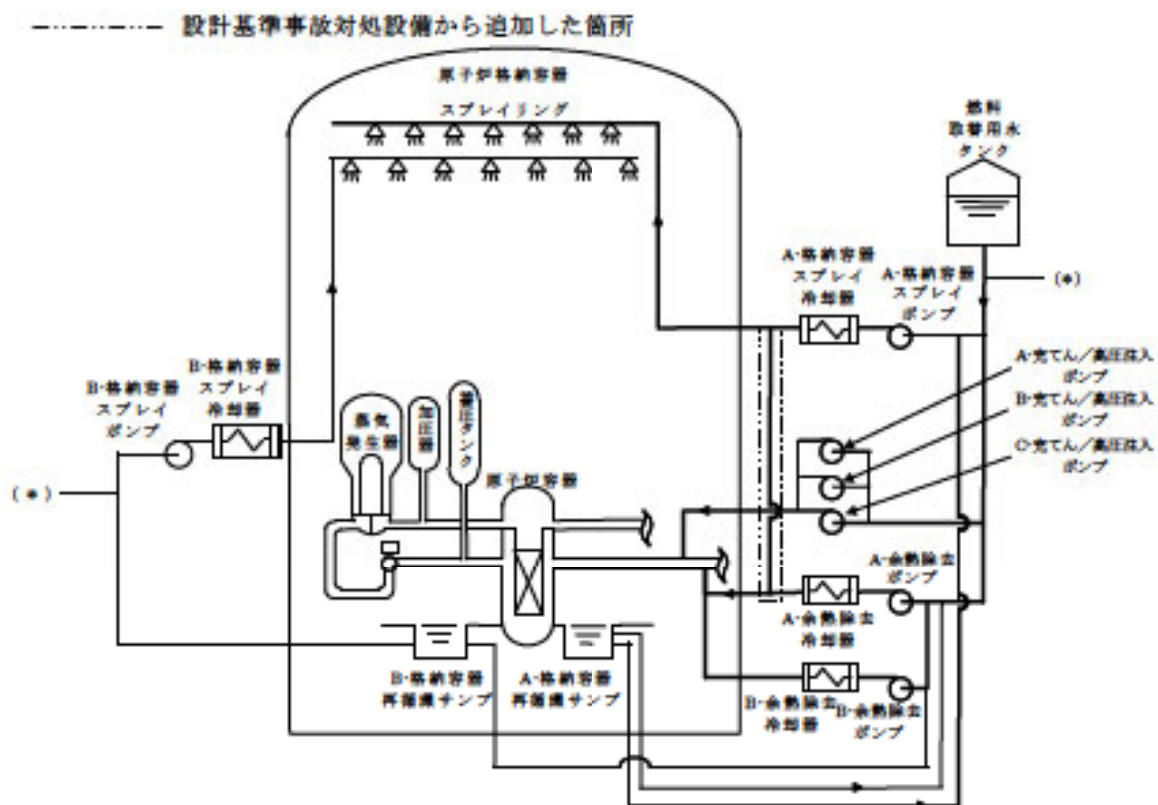
第 7.1.7.2 表 「ECCS再循環機能喪失」の主要解析条件 (大LOCA+低圧再循環失敗) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[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、トリップ限界値を設定。 検出遅れ、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 (11.36MPa[gage]) (応答時間 0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低い値として、非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで、再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は 0 秒と設定。
原子炉格納容器 スプレイ作動信号	原子炉格納容器圧力異常高 (0.136MPa[gage]) (応答時間 0 秒)	原子炉格納容器スプレイ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、原子炉格納容器スプレイ作動限界値を設定。 原子炉格納容器スプレイ設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は 0 秒と設定。
充てん/高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性: 0m ³ /h~約 350m ³ /h, 0 MPa[gage]~約 15.6MPa[gage]) 低圧注入特性 (0 m ³ /h~約 1,820m ³ /h, 0 MPa[gage]~約 1.3MPa[gage])	充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ注入特性の標準値として設定。 再循環切替時間が早くなるように、最大注入特性を設定。 炉心への注水量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
格納容器スプレイポンプ	最大流量 (注入時: 2 台) (再循環時: 1 台)	再循環切替時間が早くなるように、設計値に余裕を考慮した最大流量として設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
	280m 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 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) 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。

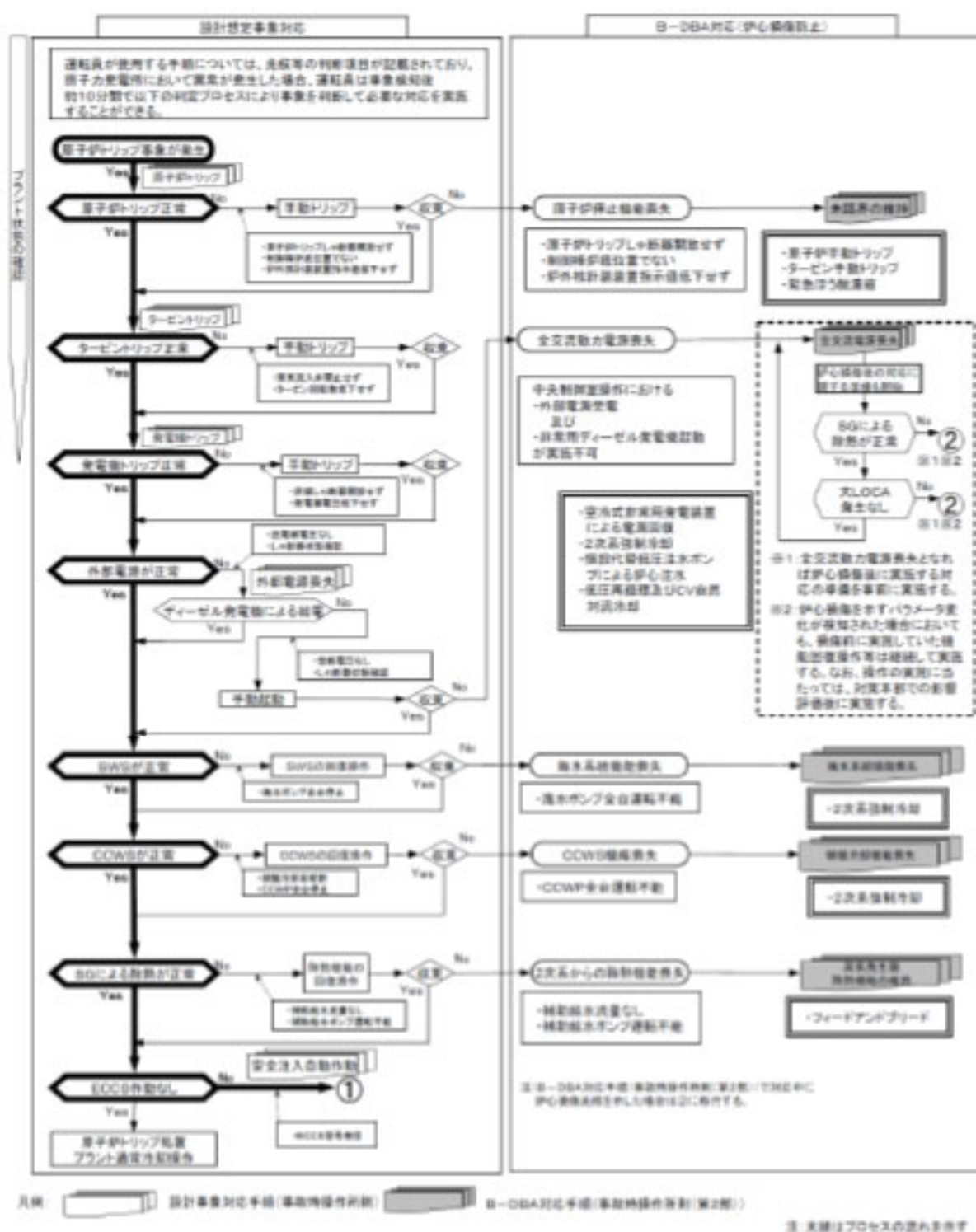
重大事故等対策に関連する機器条件

第 7.1.7.2 表 「ECCS再循環機能喪失」の主要解析条件 (大LOCA+低圧再循環失敗) (3/3)

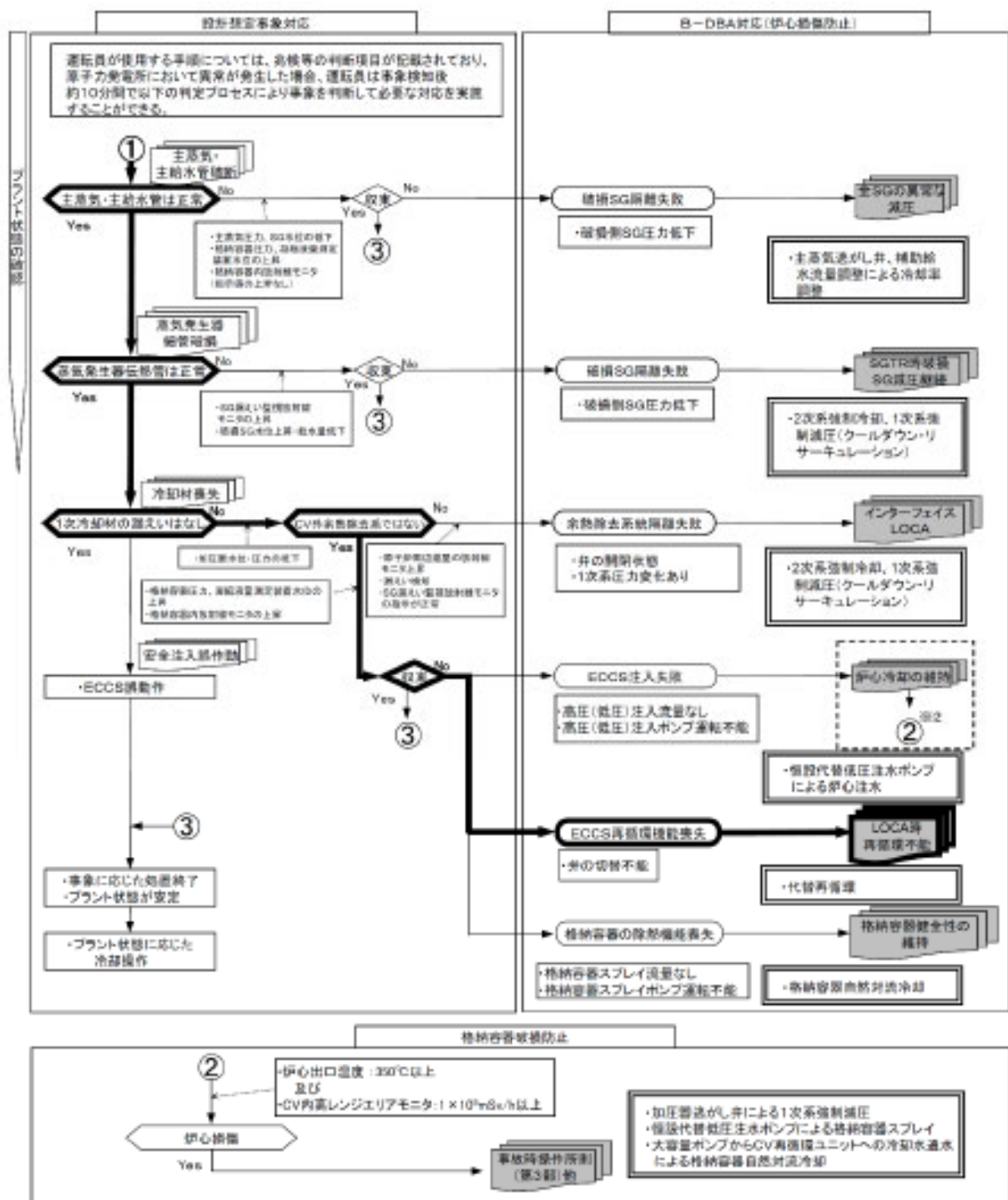
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水タイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環流量	200m ³ /h	再循環切替時間約 19分時点での崩壊熱に相当する蒸気量 (約 112m ³ /h) を上回る流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	代替再循環開始	再循環切替失敗の 30分後 (この間は注水がないと仮定)	運転員操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の現場での系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、代替再循環の開始操作に 30分を想定して設定。なお、運用上はMAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から 15分後 (訓練実績: 12分) までに開始する。



第 7.1.7.1 図 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



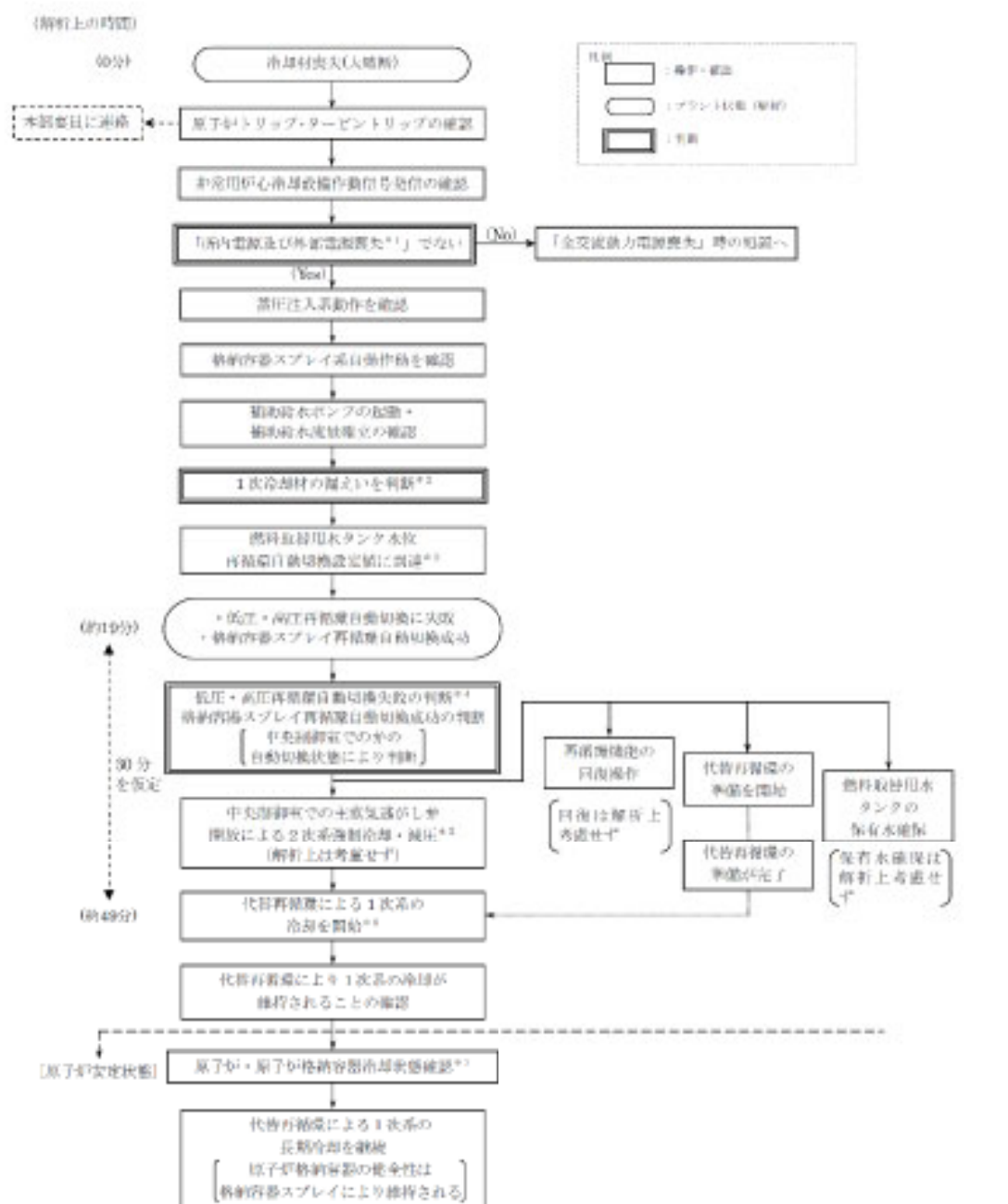
第 7.1.7.2 図 「ECCS 再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1 / 2)



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

注：太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.7.2 図 「ECCS 再循環機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2 / 2)



- *1 : すべての非常用母管及び常用母管の電圧が「零」ボルトを示した場合
- *2 : 減えいの判断は以下で確認
- ・ 減圧器圧力・水位、原子炉格納容器圧力・温度、熱納容器サンプ水位、格納容器汚染度サンプ水位、格納容器内エアモニタ
- *3 : 燃料取扱用水タンク水位が10%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号と同一袋で「再循環自動切換信号」が発信し、再循環運転への移行及び熱納容器汚染度サンプ形成水位が97%以上であることを確認する
(列出水位設定値での注水量は約1,400 m³である)
- *4 : 低圧・高圧再循環ラインの弁の動作不調を確認
- *5 : 燃料取扱用水タンク水の有効利用を目的として実施する一方で、高圧注入ポンプ1台を除いた安全系ポンプ停止操作の後に操作を実施する
- *6 : 準備が完了すれば、その段階で実施する
代替再循環ライン(再循環サンプ-A格納容器スプレイポンプ-代替再循環ライン-A)全系統を系統→原子炉
- *7 : 次循環運転は監視停止ほう常態確認(必要により通報)及び1次冷却材温度98℃以下を確認する。
また、原子炉格納容器温度・圧力が低下傾向であることを確認する

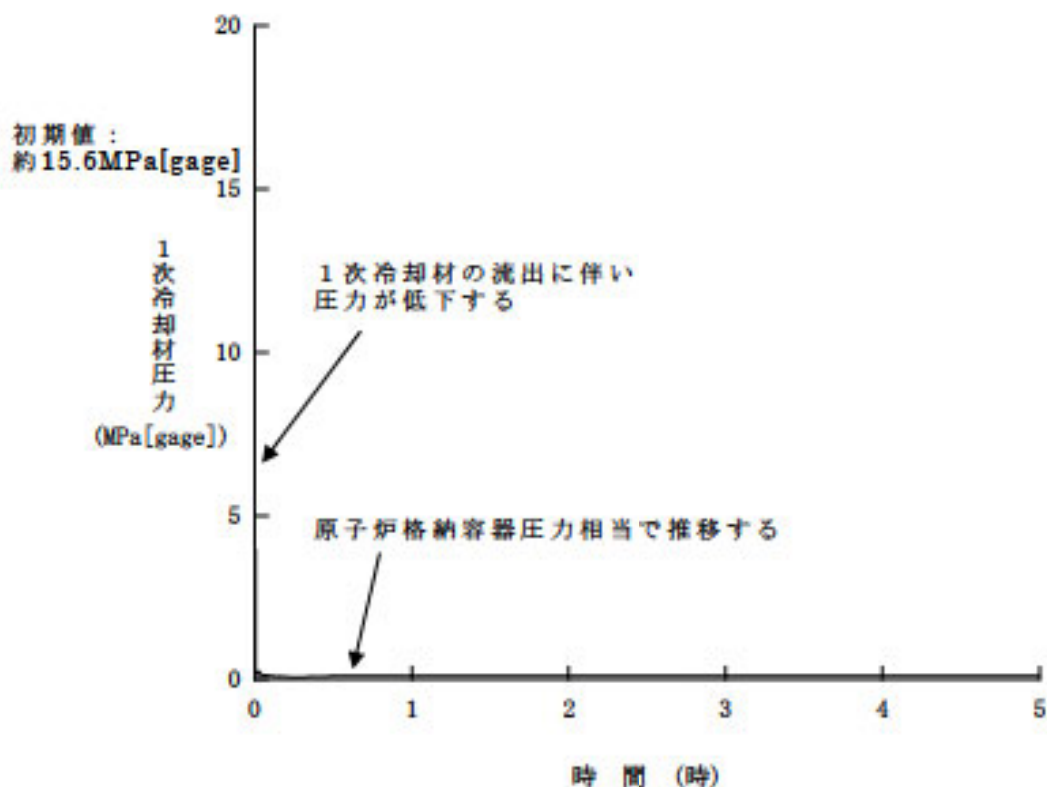
第 7.1.7.3 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要
(「大破断LOCA+低圧再循環失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)										備考		
手続の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は作業後 移動してきた要員	手続の内容	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120
	当直班長、当直主任	●号機ごと 運転操作監視													
状況把握	運転員A、B、C	●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●安全投入自動作動確認 ●炉内電線及び炉外電線の確認 ●高圧・低圧・高圧注入及び格納容器スプレイ 自動作動を確認 ●1次冷却材の減えいを判断 (中央制御室確認)													
再循環自動の機能回復・復旧操作 (解任上考慮せず)	運転員B	●格納容器スプレイ再循環自動切戻成功確認 ●高圧・高圧再循環自動切戻失敗確認 ●高圧・高圧再循環手動切戻/替え操作 ●充てん・高圧注入ポンプ(自運転)減少操作 (中央制御室操作)													
	運転員C	●再循環手動切戻/替え操作・失敗原因調査 (監視操作)													
2次系強制循環操作	運転員B	●補助給水ポンプ駆動確認、補助給水流量確立の確認 ●主蒸気過熱弁開放操作 (中央制御室操作)													
格納容器スプレイによる代替再循環 機能操作	運転員C	●代替再循環ライン電動作電源投入 (監視操作)													
	運転員D	●格納容器スプレイによる代替再循環操作 (中央制御室操作)													格納容器スプレイ系と合流管路系を接続する 配管を閉じた代替再循環系構築上、導引して いる約4分までを要している。
燃料冷却用水タンク補給操作 (解任上考慮せず)	運転員D	●燃料冷却用水タンク補給ラインアップ操作 (監視操作)													
	運転員B	●燃料冷却用水タンク補給操作 (中央制御室操作)													
電源室確認・復旧操作	運転員C	●電源室確認・復旧操作 ※1 (監視操作)													復旧に失敗 ※1:電源室確認実施に要する時間は30分に計 画される。その後は他に要入心も確認を要 し、調査を試みる。
機器の復旧作業	復旧部門員	●電源室確認・機能喪失した機器の復旧作業 ※2 (監視操作)													※2:通常の交通状態での作業を前提。

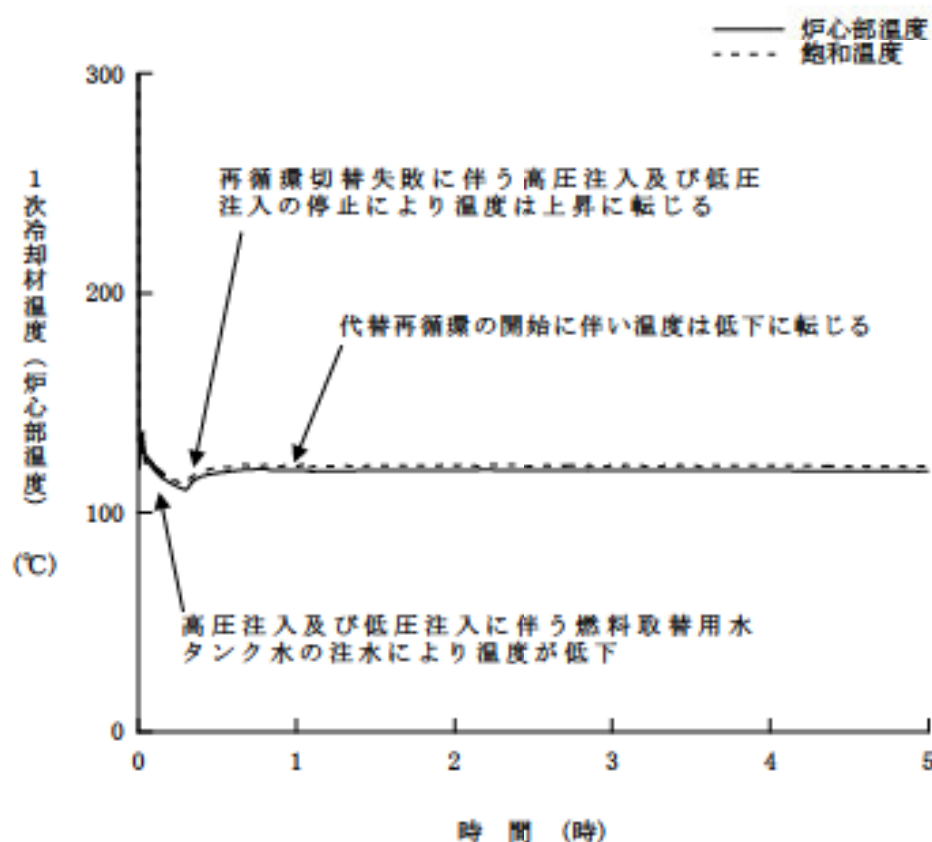
上記要員に加え、本部要員らにて関係各所に連絡連携を行う。

なお、各設定時間は標準時、操作条件及び実際の設備稼働を含む作業時間等を考慮した上で概算上の設定として設定したものであり、運転員は手続書によって各操作条件を満たせば既定操作を実施する。また、運転員が概算上設定した操作各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)

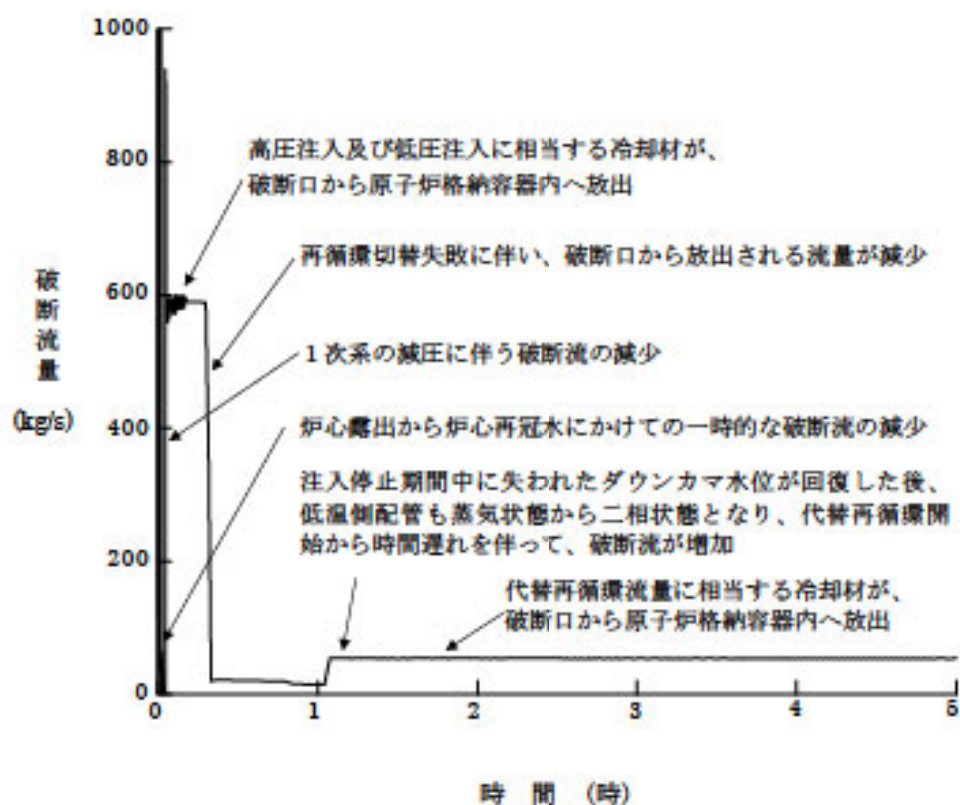
第 7.1.7.4 図 「ECCS 再循環機能喪失」の作業と所要時間 (大破断 LOCA + 低圧再循環失敗)



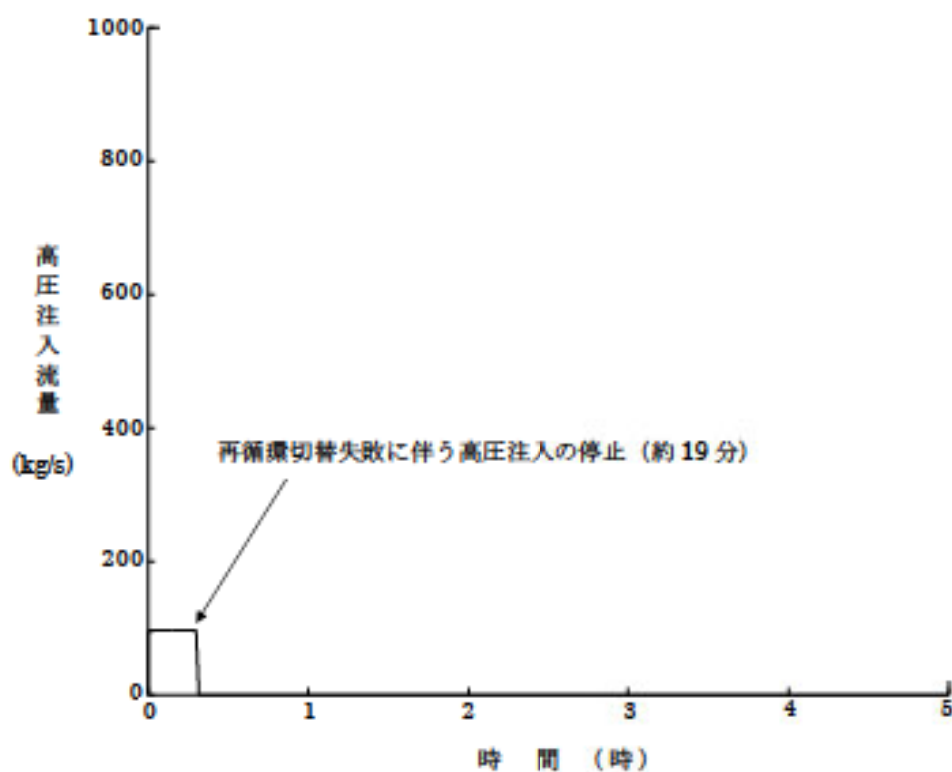
第 7.1.7.5 図 1次冷却材圧力の推移



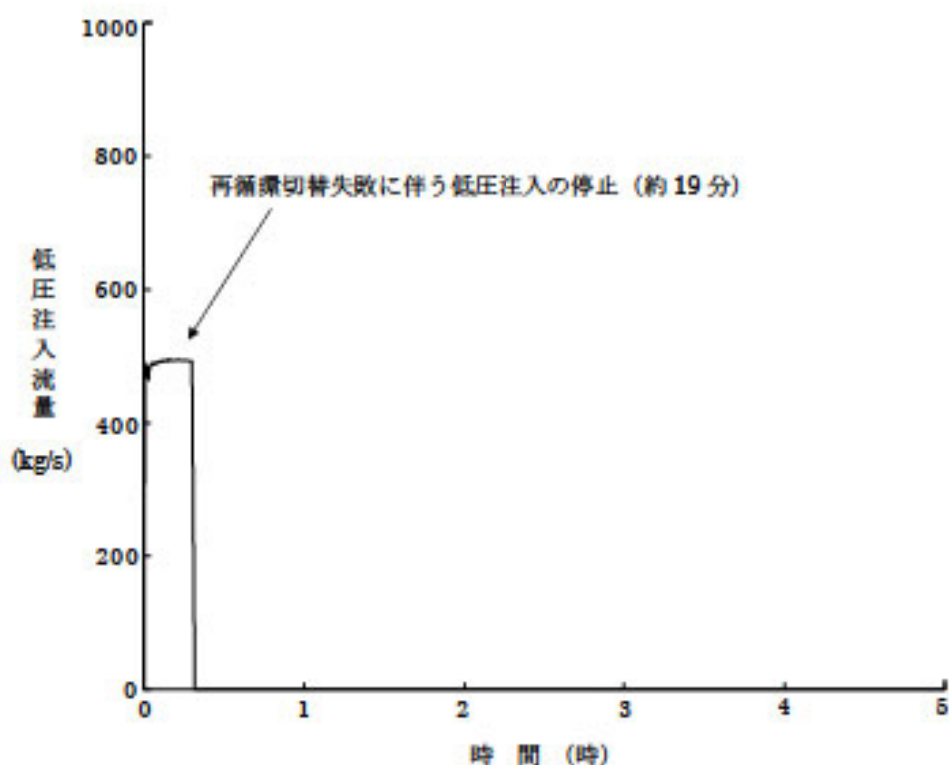
第 7.1.7.6 図 1次冷却材温度 (炉心部温度) の推移



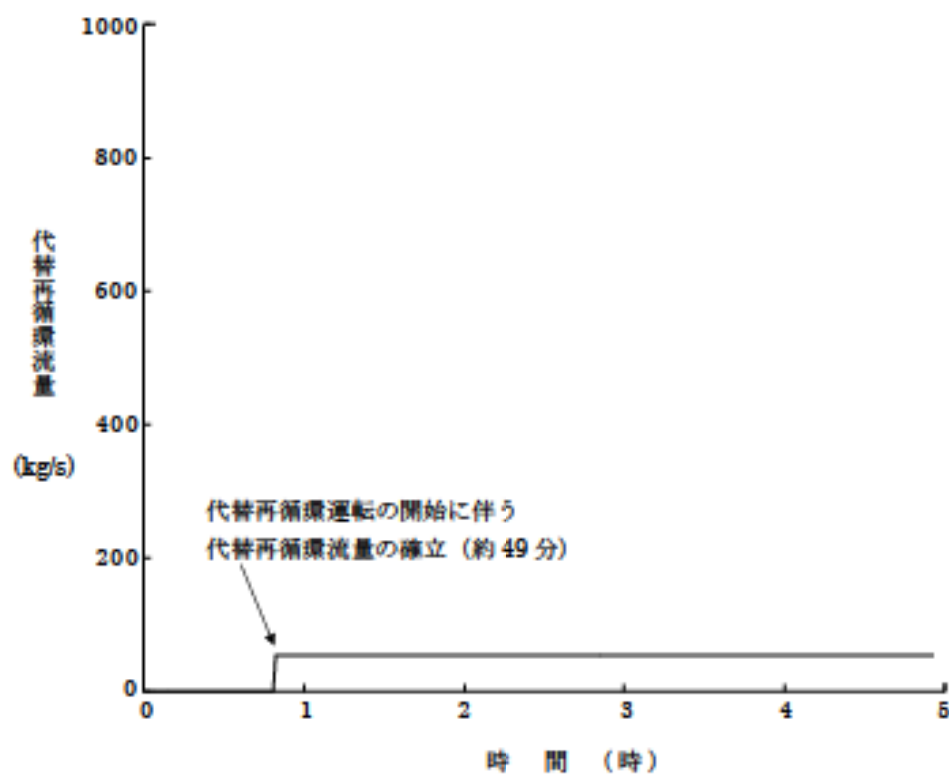
第 7.1.7.7 図 破断流量の推移



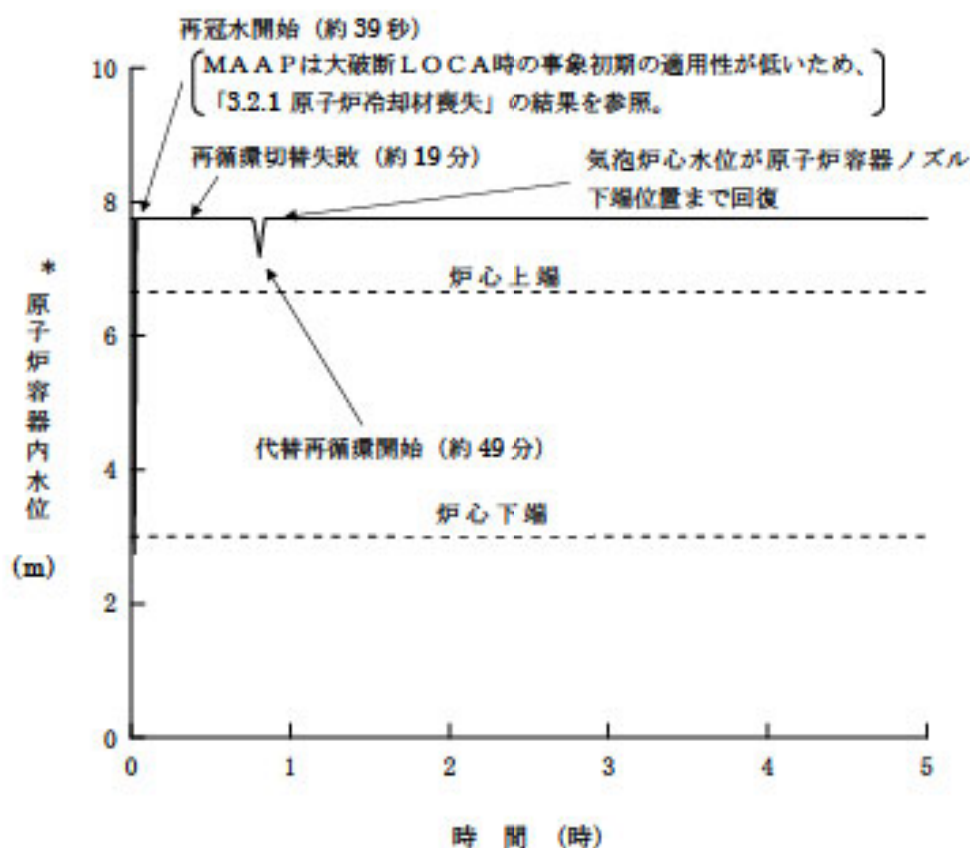
第 7.1.7.8 図 高圧注入流量の推移



第 7.1.7.9 図 低圧注入流量の推移

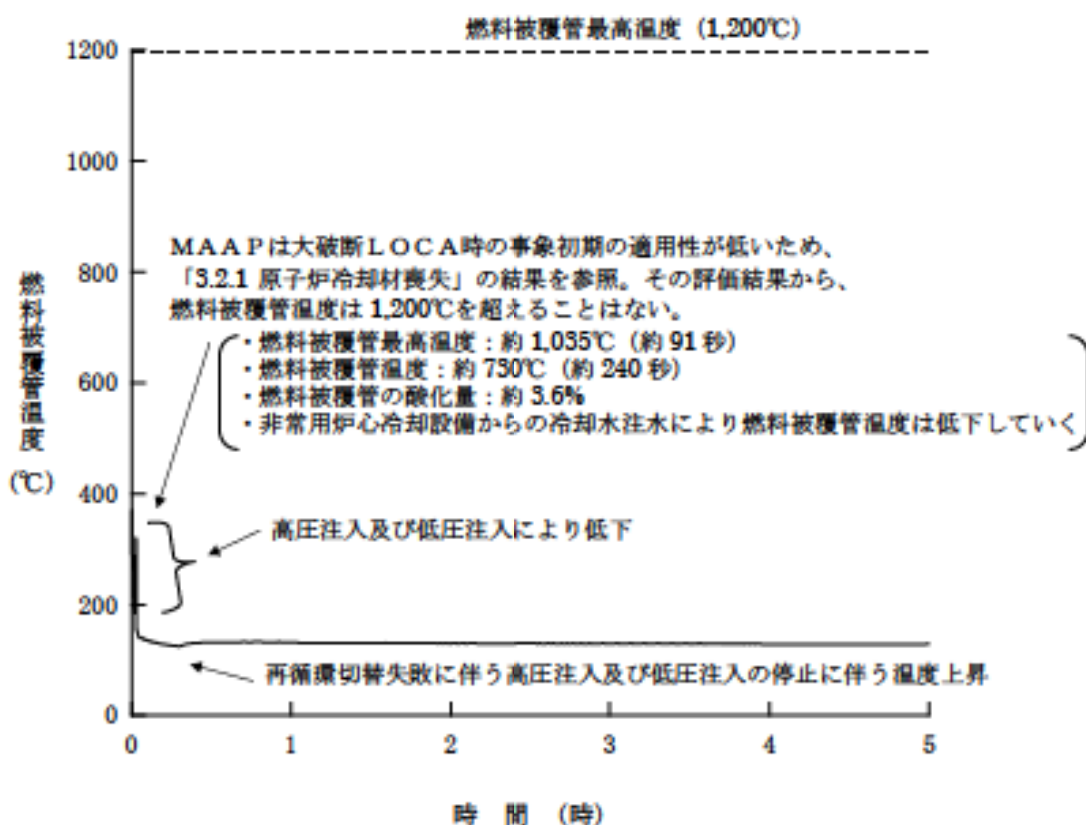


第 7.1.7.10 図 代替再循環流量の推移

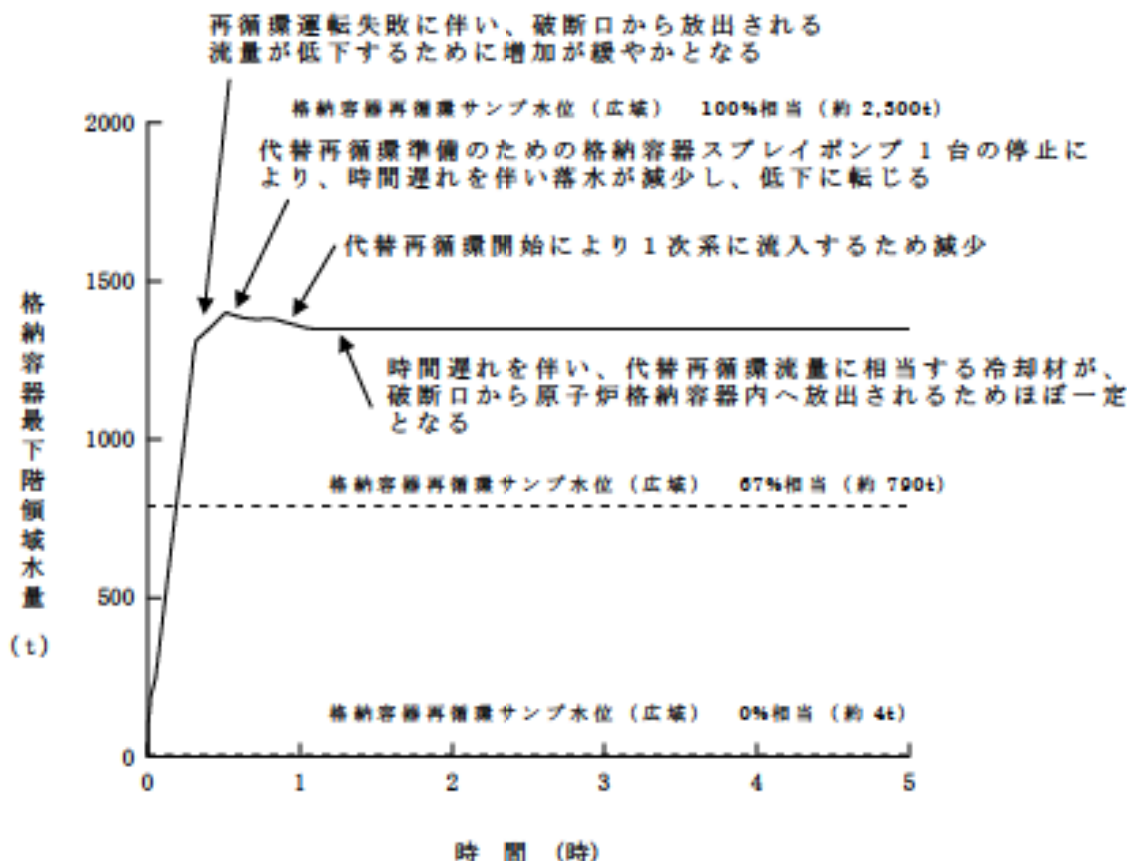


* 入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

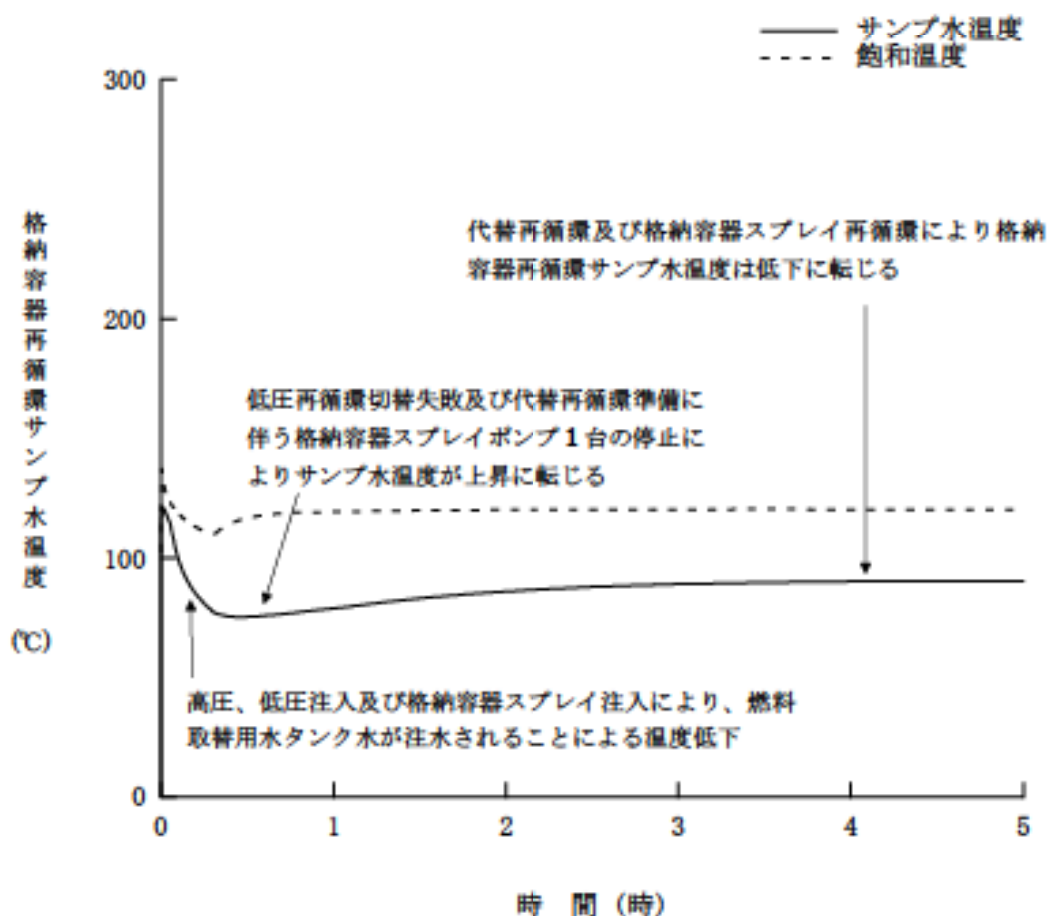
第 7.1.7.11 図 原子炉容器内水位の推移



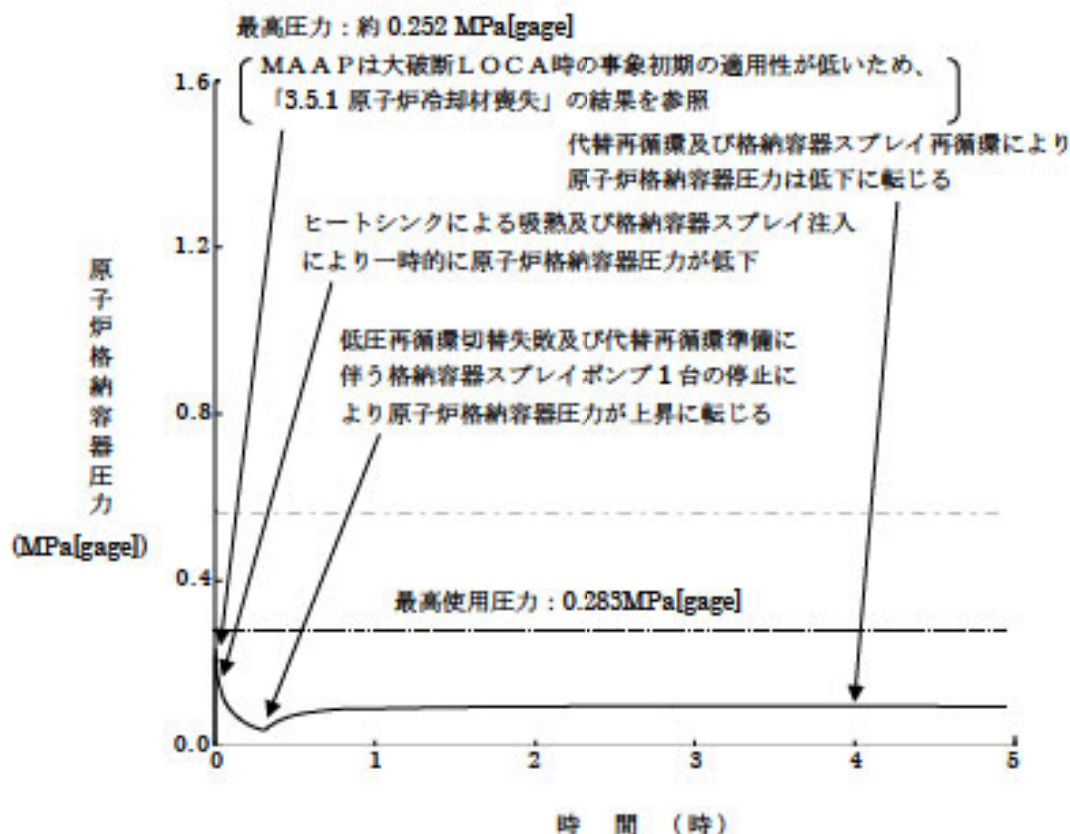
第 7.1.7.12 図 燃料被覆管温度の推移



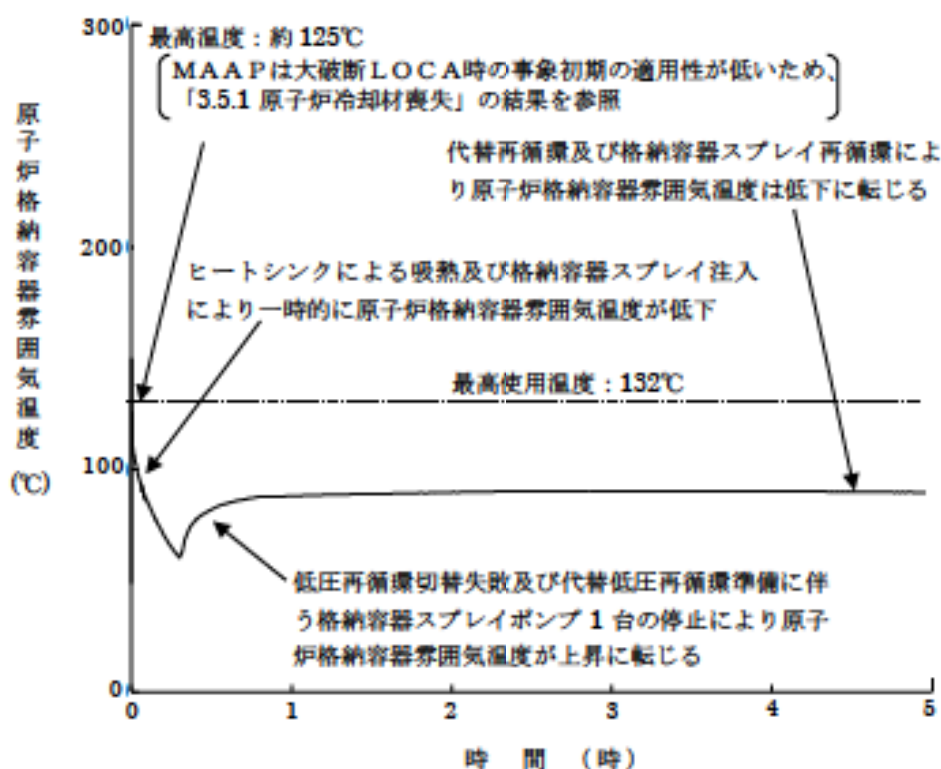
第 7.1.7.13 図 格納容器最下階領域水量の推移



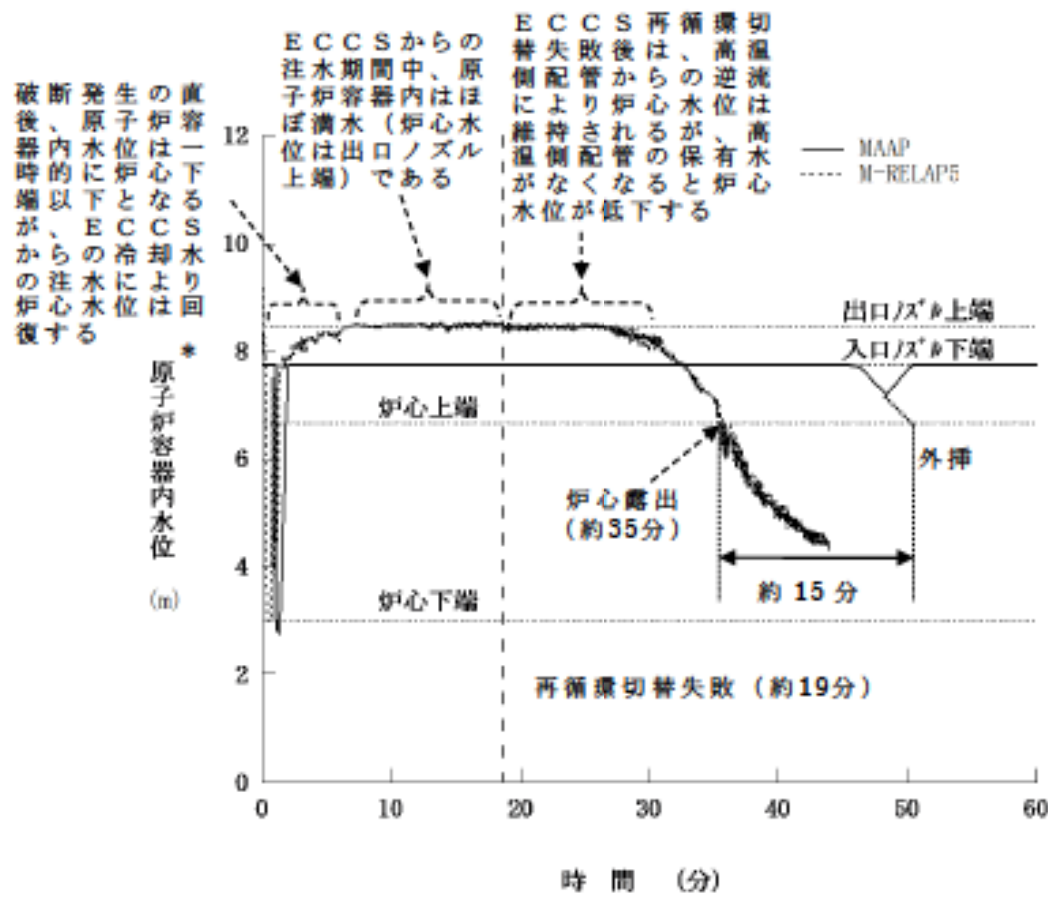
第 7.1.7.14 図 格納容器再循環サンプ水温度の推移



第 7.1.7.15 図 原子炉格納容器圧力の推移

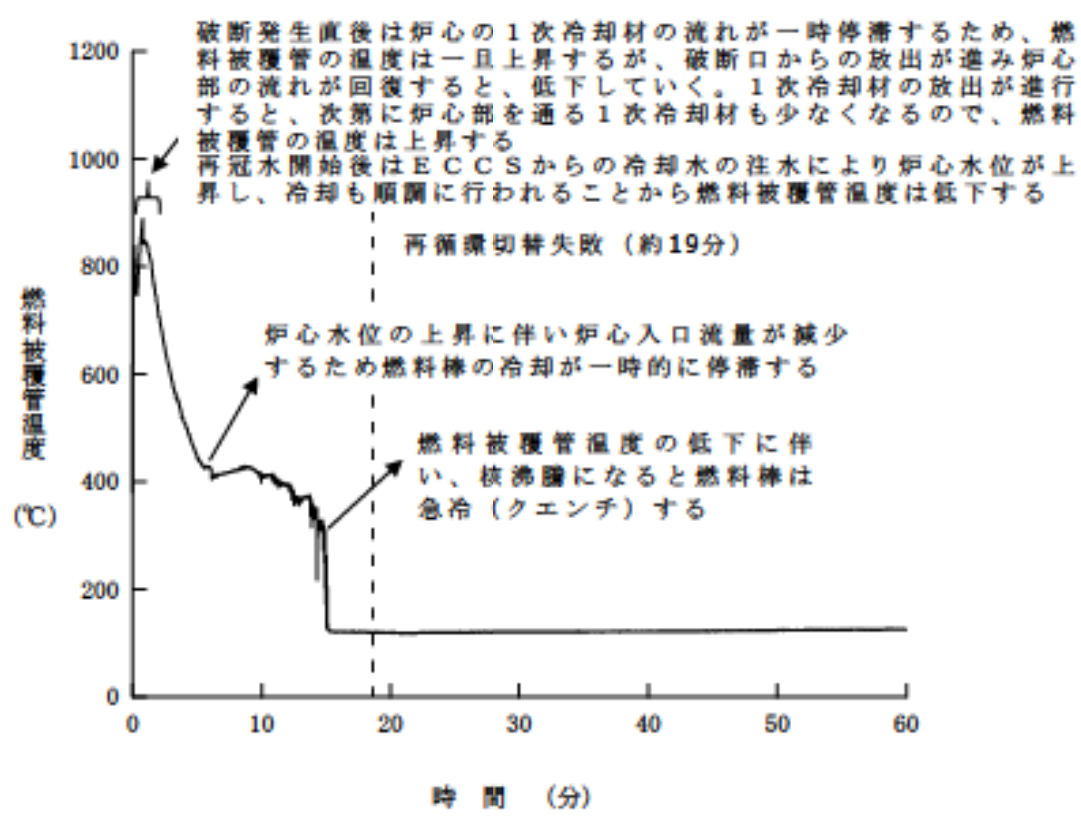


第 7.1.7.16 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移

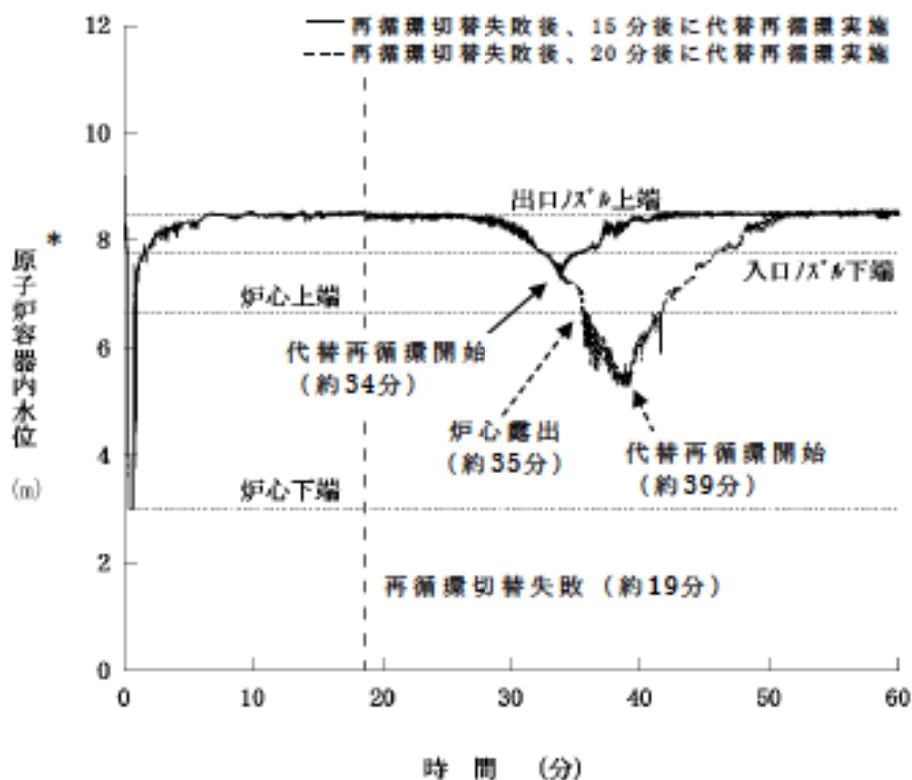


* : MAAPによる原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

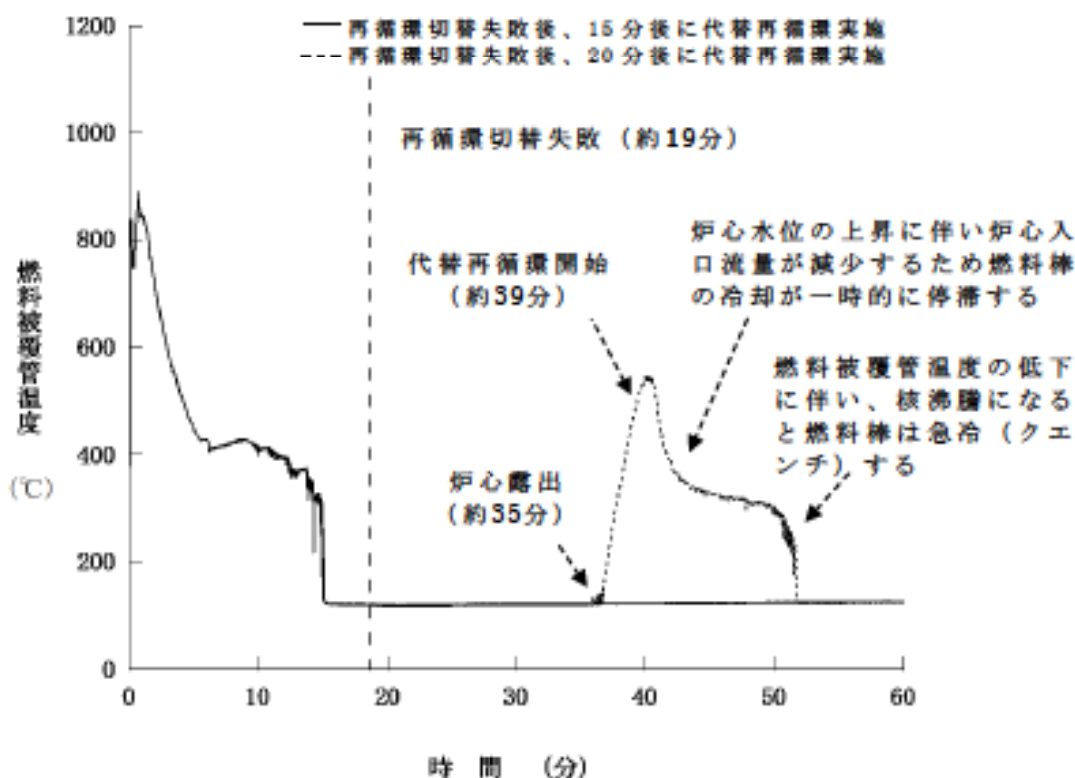
第 7.1.7.17 図 原子炉容器内水位の推移 (コード間比較)



第 7.1.7.18 図 燃料被覆管温度の推移 (M-RELAP5)



第 7.1.7.19 図 原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
（M-RELAP5）



第 7.1.7.20 図 燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
（M-RELAP5）

7.1.8 格納容器バイパス

7.1.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」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」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、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。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、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する。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する。また、長期的な冷却を可能とするため、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、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.8.1

図及び第 7.1.8.2 図に、対応手順の概要を第 7.1.8.3 図から第 7.1.8.6 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 7.1.8.1 表及び第 7.1.8.2 表に示す。

a. インターフェイスシステム L O C A

事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム L O C A」における 3 号炉及び 4 号炉同時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及び本部要員で構成され、合計 18 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及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.7 図に示す。

(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。

また、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。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」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。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

(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。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(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・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・蒸気発生器関連モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。

余熱除去系統からの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) 余熱除去系統隔離

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。

また、1次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。

なお、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。

余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

(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。

余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(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全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、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。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1

次冷却材高温側温度（広域）等である。

(h) 加圧器逃がし弁開放による 1 次系減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び 1 次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開放し、1 次系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1 次系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開放による 1 次系減圧に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

(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。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

(j) 蓄圧タンク出口弁閉止

1 次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

(k) 現場での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（ツインパワー弁）を閉止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。なお、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。

現場での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に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

(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放により蒸気発生器 2 次側を使用した除熱を継続して

行う。

蒸気発生器 2 次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度（広域）等である。

b. 蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における 3 号炉及び 4 号炉同時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及び本部要員で構成され、合計 16 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及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.8 図に示す。

(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。

また、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。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」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。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断

蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・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。

蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、蒸気発生器蒸気圧力等である。

(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。

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。

(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、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。

(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。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、蒸気発生器蒸気圧力等である。

(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次系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次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開放することで1次系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(i) 蓄圧タンク出口弁閉止

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次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04 MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(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。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。

(k) 余熱除去系による炉心冷却

1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域）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。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

(l) 1次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。

破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

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。

(m) 1次系のフィードアンドブリード

余熱除去システム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放し、充てん注入によるフィードアンドブリードを行う。

1次系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

(n) 代替再循環運転への切替え

長期対策として、余熱除去システムが使用不能の場合、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が再循環運転可能水位（67%）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72%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格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去システム及びA格納容器スプレイシステムに整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

なお、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再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」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」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系

における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。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プラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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、本重要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) 有効性評価の条件

本重要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7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. インターフェイスシステムLOCA

(a) 事故条件

i. 起回事象

起回事象として、余熱除去系統入口隔離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する。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。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及び温度相当まで

加圧及び加温されるものとしている。

(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁

(低温側 2 個、高温側 1 個)

(等価直径約 3.3cm (約 1.3 インチ) 相当)

(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁

(2 個)

(等価直径約 11cm (約 4.2 インチ) 相当)

(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等

(等価直径約 4.1cm (約 1.6 インチ) 相当)

ii. 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去機能が喪失するものとする。

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: $0\text{m}^3/\text{h}$ ~ 約 $220\text{m}^3/\text{h}$ 、 $0\text{MPa}[\text{gage}]$ ~ 約 $19.4\text{MPa}[\text{gage}]$) 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 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 $280\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

iii. 蓄圧タンク

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、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次系保有水量の

回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（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

余熱除去冷却器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放による 2 次系強制冷却は、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、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、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中

(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が、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てん/高圧注入ポンプを停止するものとする。

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、設計値に余裕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 280m³/h の流量で注水するものとする。

iii. 主蒸気逃がし弁

2 次系強制冷却のため、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止操作、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隔離弁の閉止操作を開始し、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、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中

(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LOCA

インターフェイスシステムLOCA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次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次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。

事象発生の約 15 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。

事象発生の約 7 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器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次系保有水量が回復する。

事象発生の約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約 62 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（ツインパワー弁）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 380℃）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 0.252MPa[gage]及び約 125℃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（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。

第 7.1.8.9 図及び第 7.1.8.10 図に示すように、事象発生の 8 時間後においても 1次冷却材圧力及び温度は整定しており、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、事象発生の約 433 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、2 次系圧力、1 次冷却材温度、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次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、事象発生約 6 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。

事象発生約 6 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、事象発生約 7 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た後、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 次系からの漏えい量低減のため、事象発生約 31 分後に加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧を実施し、事象発生約 47 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 2.2 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 340℃）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 0.252MPa[gage]及び約 125℃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（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）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 5.5 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 9.7 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格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約 28.0 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイ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 次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による 1 次系の減温、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次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次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次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次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LOCAにおいて、2次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 L O C A において、2 次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 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（標準値）及びインターフェイスシステムLOCA時の破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、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蓄圧タンク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LOCA時の破断口径を最確値とした場合、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る。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。一方、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。

蒸気発生器2次側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ため、2次側保有水量の違いによる2次系による冷却効果はわずかに大きくなるが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下する。また、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、破断箇所からの漏えい量が低下する。よっ

て、1次系保有水量の低下が抑制され、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2次側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ため、2次側保有水量の違いによる2次系の冷却効果はわずかに大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンク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。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク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、蓄圧タンク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（ツインパワー弁）の閉止操作は、第7.1.8.7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。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作の成立性に影響を与えない。

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開放による2次系強制冷却、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次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさにより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蒸気発生器による2次系強制冷却は、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次系からの漏えい量が少なくなり、1次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LOCAにおける2次系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次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、炉心崩壊熱の不確かさ等により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次系からの漏えい量が少なくなり、1次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2時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開放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1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6時間

の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開放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 5 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 次系への注水、1 次系の減温、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、1 号炉、2 号炉、3 号炉及び 4 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3 号炉及び 4 号炉については「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名、1 号炉及び 2 号炉については 16 名であり、合計 33 名（全体指揮者 1 名は共通）で対処可能である。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 128 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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」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LOCA」において、復水タンク（646m³：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11.7時間の注水継続が可能であり、この間に送水車（約210m³/h（1台当たり））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（1,600m³：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、事象発生約62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、余熱除去システム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（646m³：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11.7時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.2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（1,600m³：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、事象発生の約 47 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

重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」において、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450.9kℓ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。

送水車による復水タンクへの補給については、事象発生の7.4時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約6.4kℓ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465.7kℓ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油そうの合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

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、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450.9kℓ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459.2kℓ

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油
そうの合計油量(466kℓ)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、格納容器スプレイポンプによる代
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LOCA」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 LOCA) (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 「安全注入作動」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	-	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク 水位 1次冷却材圧力
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位・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・蒸気発生器関連モニタ指示正常等により、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。 	-	-	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器広域圧力 格納容器内温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

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 LOCA) (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 余熱除去系統隔離	<ul style="list-style-type: none"> 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次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統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	<ul style="list-style-type: none"> 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】	-	1次冷却材圧力 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	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、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 燃料油貯油そう	-	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧	<ul style="list-style-type: none"> 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次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開放し、1次系の強制減圧を行う。 加圧器逃がし弁操作の際は、1次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 燃料油貯油そう	-	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

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 LOCA) (3 / 3)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		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 燃料油貯油そう	—	高圧安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク 水位
j. 蓄圧タンク出口弁閉止	・1次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
k. 現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去システム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(ツインパワ一弁)を閉止することにより隔離を行い、余熱除去システム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	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力(A M用) 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放により蒸気発生器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 燃料油貯油そう	—	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水 流量 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 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策設備

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	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・「安全注入作動」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	-	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 1次冷却材圧力
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・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。 	-	-	蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 加圧器水位 1次冷却材圧力
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・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	-	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 復水タンク水位
e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> ・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、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。 	主蒸気隔離弁	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

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。	-	-	蒸気発生器蒸気圧力 1次冷却材圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 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 燃料油貯油そう 【燃料取替用水タンク】	-	蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器補助給水流量 復水タンク水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 燃料取替用水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧	・非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次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開放することで1次系の強制減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は、1次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 燃料油貯油そう	-	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
i. 蓄圧タンク出口弁閉止	・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次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	-	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)

【 】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 燃料油貯油そう	-	高圧安全注入流量 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	・1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)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 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	-	1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)
l. 1次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 余熱除去冷却器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	-	1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器蒸気圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 余熱除去流量
m. 1次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放し、充てん注入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 燃料油貯油そう	-	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 高圧安全注入流量 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	重大事故等対策設備		
		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	<ul style="list-style-type: none"> 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広域水位計指示が再循環運転可能水位 (67%) 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 72%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格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を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へ注水することで、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再循環ファンを運転し継続的に行う。 	A格納容器スプレイポンプ A格納容器スプレイ冷却器 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 燃料油貯油そう	-	格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 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策設備

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 LOCA）（1 / 3）

項目	主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5		本重要事故シナリオ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%(2,652MWt)×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次系強制冷却による1次系の減温、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)	302.3+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次系強制冷却による1次系の減温、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)	標準値として設定。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。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t (1基当たり)	標準値として設計値より小さい値を設定。
事故条件	余熱除去システム入口隔離弁の誤開 又は破損		余熱除去システム入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去システムの圧力上昇により、余熱除去システムからの漏えいが発生するものとして設定。
	破断箇所		余熱除去冷却器出口逃がし弁 (1個当たりの破断口径は、約 1.9cm (0.75インチ)) 及び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、NUPEC報告書の値を基に設定。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去システム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、余熱除去システムの低圧側に静的に1次冷却材システムの圧力、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冷却器出口逃がし弁 (低圧側2個、高圧側1個)		
	原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2個)		
	原子炉格納容器外の余熱除去系機器等		
安全機能の喪失 に対する仮定	余熱除去機能喪失		余熱除去機能が喪失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 7.1.8.3 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 LOCA）（2 / 3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[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、トリップ限界値を設定。検出遅れ、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 (11.36MPa[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、非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して、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。
	280m 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 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) 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。
蓄圧タンク保持圧力	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。
蓄圧タンク保有水量	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	余熱除去冷却器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 LOCA）（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。

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-RELAP5	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%(2,652MWt)×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次系強制冷却による1次系の減温、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)	302.3+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次系強制冷却による1次系の減温、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	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。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。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t (1基当たり)	蒸気発生器2次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起回事象	1基の蒸気発生器の伝熱管 1本の両端破断	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基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」 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)

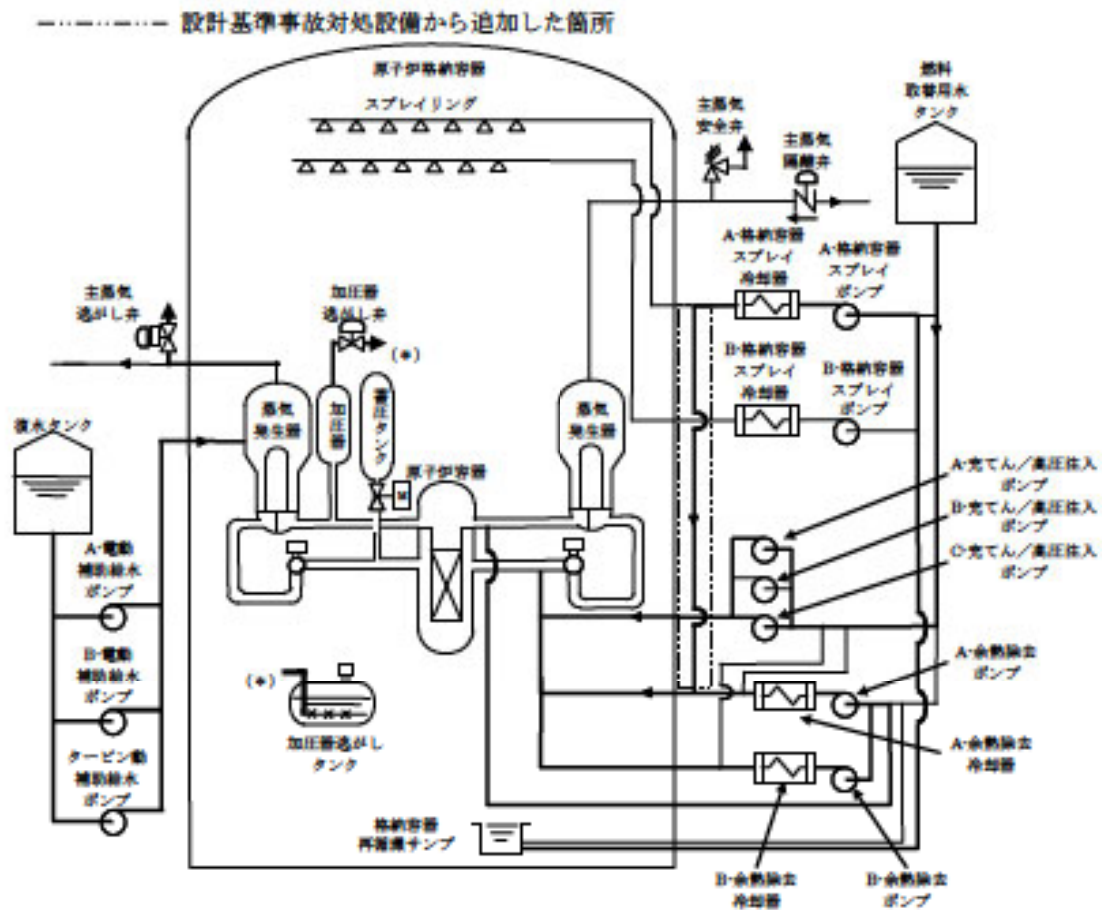
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒) あるいは 過大温度 ΔT 高 (1 次冷却材温度等の関数) (応答時間 6.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (12.04MPa[gage]、水位検出器下端) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低めの値として、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た遅めの値として、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。
		280m 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 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) 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

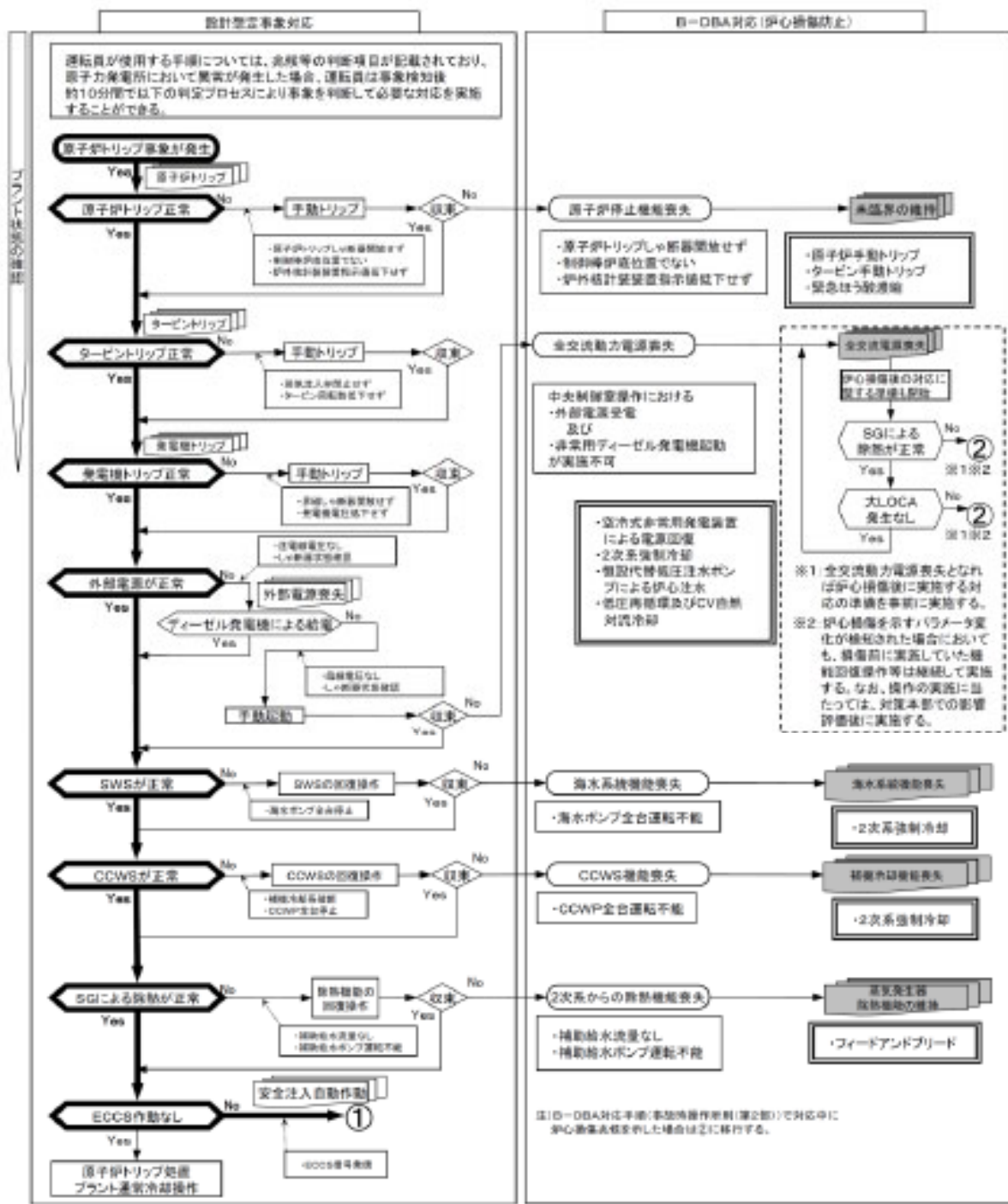
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (3 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損蒸気発生器への補助給水停止 ②破損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破損蒸気発生器主蒸気隔離弁閉止	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、破損蒸気発生器隔離操作完 了後、主蒸気逃がし弁の中央開操作に 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。

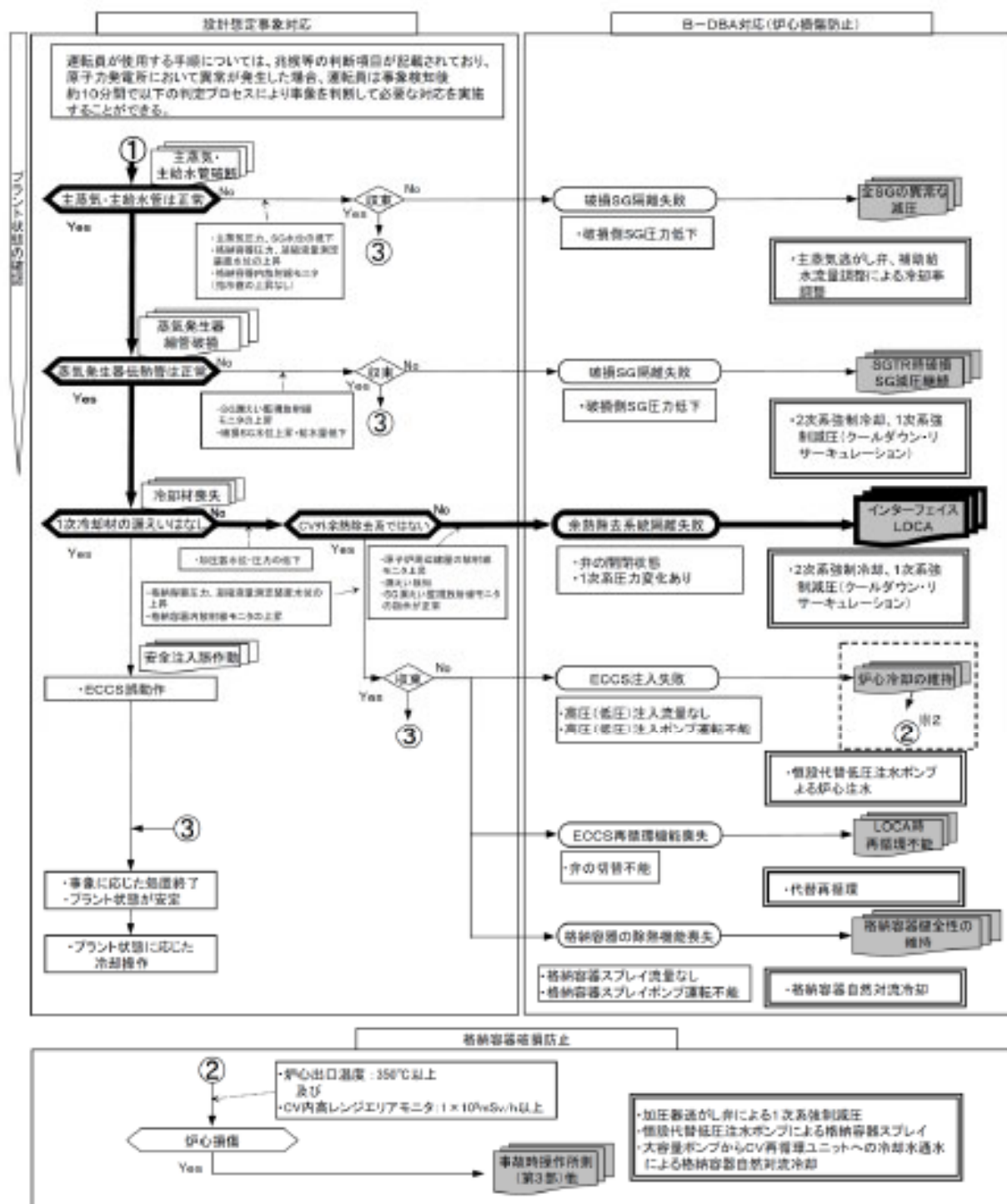
重大事故等対策に関連する操作条件



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)



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) (1 / 2)

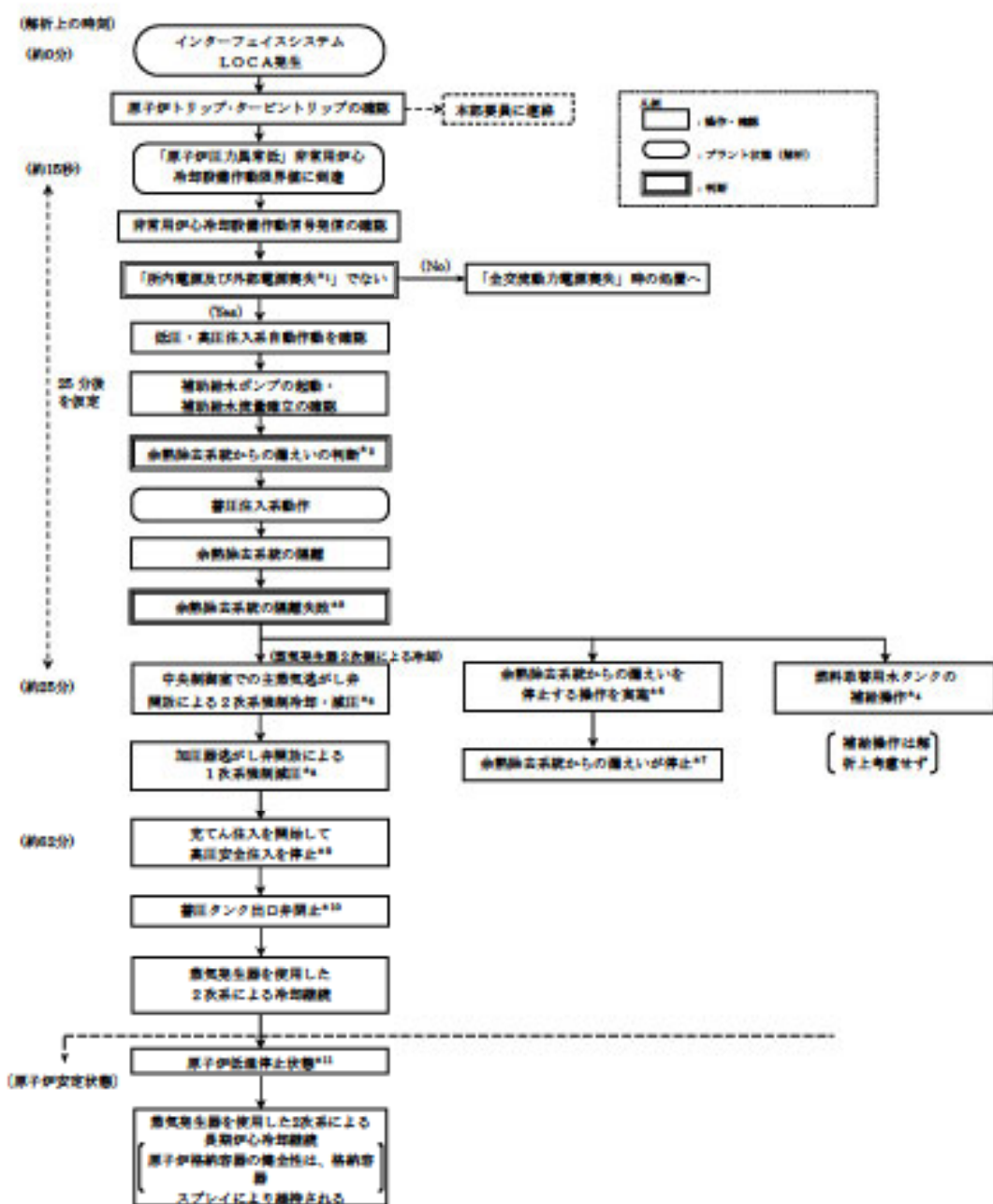


凡例: [白枠] 設計想定事象手順(事故時操作所則) [黒枠] B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部)及び事故時操作所則(第3部))

注: 太線はプロセスの流れを示す

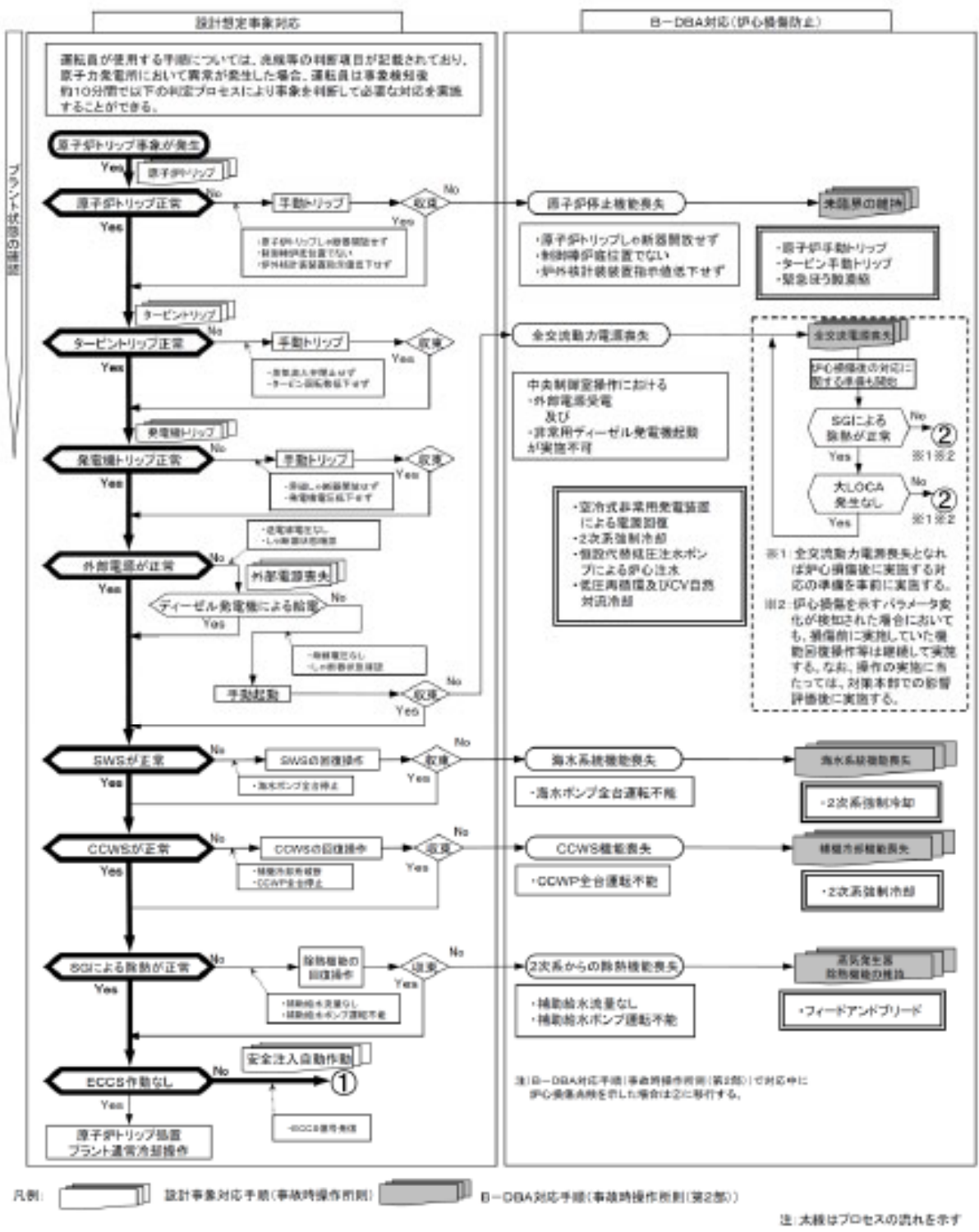
第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要
(判定プロセス)

(インターフェイスシステムLOCA) (2/2)



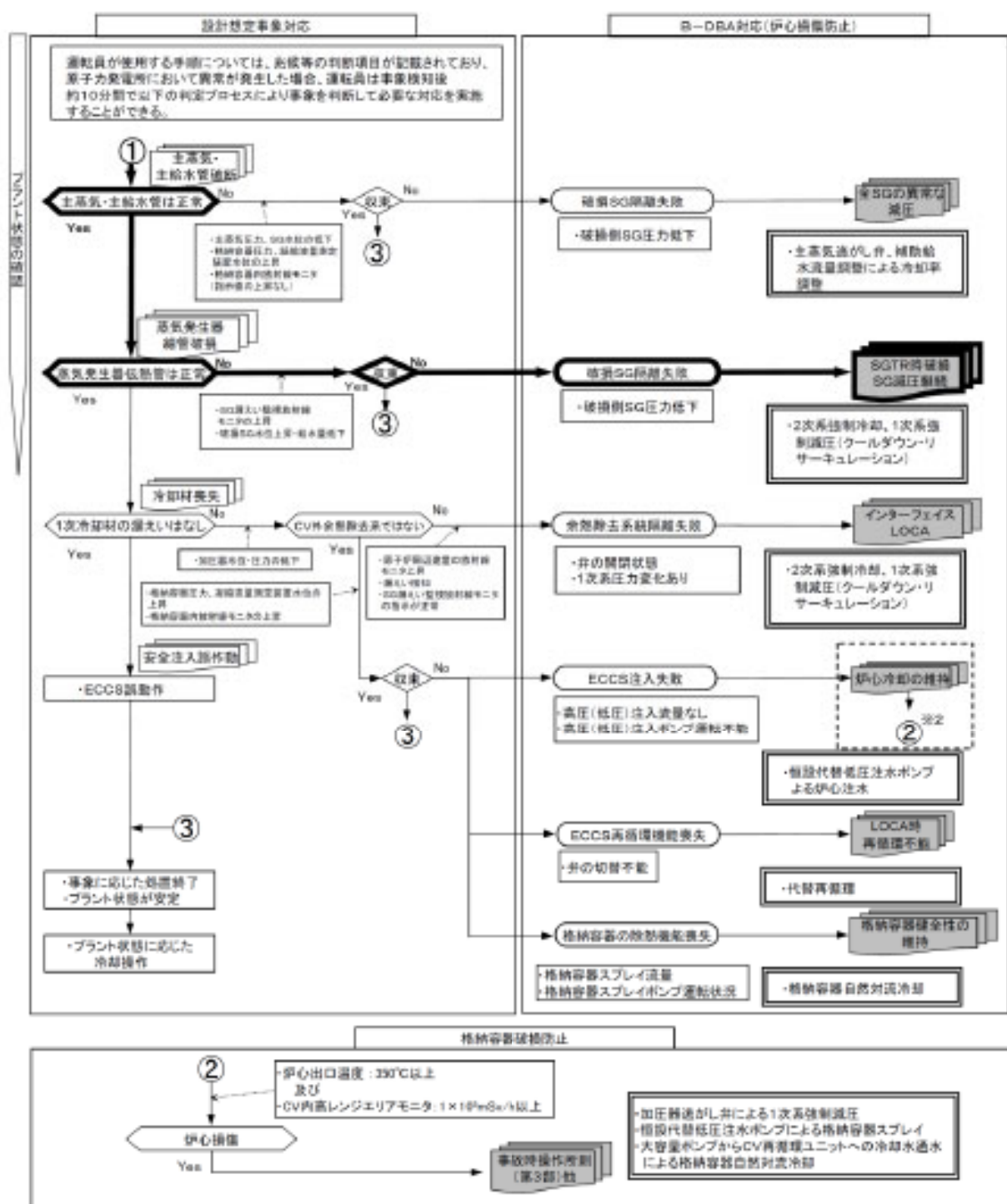
- *1 : すべての非常用電源及び非常用電源の電圧が「零」ボルトを示した場合
- *2 : 余熱除去システムからの備えいは以下で判断
補助電源内RMS、格納容器内RMS、蒸気発生器関連RMS、加圧器水位・圧力、補助電源タンク水位、
余熱除去ポンプ出口圧力
- *3 : 余熱除去システムからの備えいを判断できないものとする
- *4 : 燃料取替用タンクへの補給操作
・原子炉補給水制御系(ほう給タンク・1次系純水タンク)
・1次系純水タンクから使用済燃料ピット戻送等経由等
- *5 : 備えいしている余熱除去システムの保護操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の時刻としているが、
実際の操作では、準備が完了した段階で1次系保有水の減少抑制のために実施する
- *6 : 実際の操作においては、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、余熱除去ポンプ入口弁閉操作で保護を実施する。
(なお、解析においては、事故発生前7時間後まで備えい停止を考慮しない。)
- *7 : 余熱除去システムからの備えい停止は以下で判断
・余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力・水位、1次冷却材圧力、充てん流量、原子炉水位及び燃料取替用タンク
水位等の単独から総合的に判断する
- *8 : 実際の操作においては、2次系強制冷却による1次系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により実施し、
保有水の確保を図る。また、その後の備えい量確保のため、操作は適宜実施
- *9 : 格納容器外への備えいを抑制するため、充てん投入は高圧投入系の停止準備が整ってから開始する
- *10 : 1次冷却材圧力が0.6MPa(gage)になれば閉止する
- *11 : 備えいが停止し、1次冷却材温度が安定又は低下傾向

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)



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)

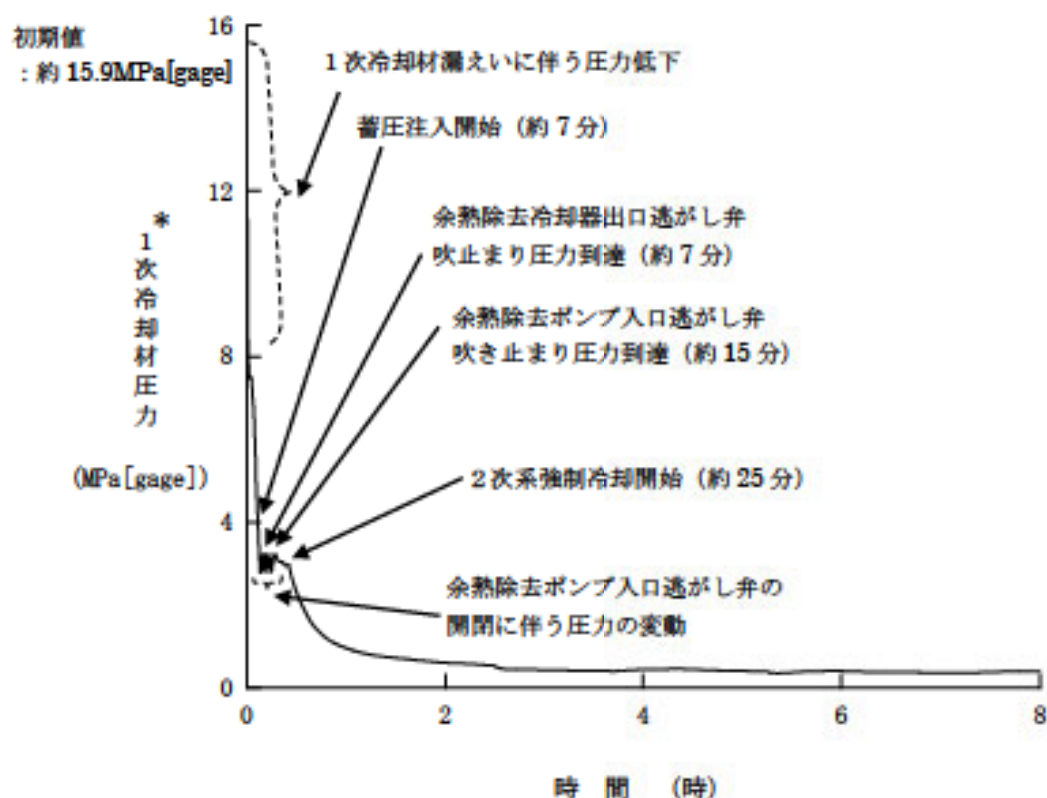
必要な要員と作業項目			経過時間(分)							経過時間(時)							備考
			10	20	30	40	50	60	70	3	4	5	6	7			
作業員	▽ 専任員 ▽ 原子炉トリップ 安全注入作動																
平順の内容																	
状況判断	当直班長、当直主任 1 1	●写ルゴと 運転操作監視 ●原子炉トリップ・タービントリップ確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●安全注入自動作動確認 ●冷却除去系統からの漏えいの判断 (中央制御室確認)															
1次系強制減圧操作	運転員A 1 1	●加圧器過し弁開放 ※1 (中央制御室確認)															
冷却除去系統の分層・隔離操作	運転員B 1 1	●冷却除去系統の燃料取扱用タンクからの隔離操作 (現場操作)															
	運転員C 1 1	●冷却除去ポンプ入口弁閉操作 ※2 (現場操作)															
2次系強制冷却操作	運転員D 1 1	●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流量確立の確認 ●主系気泡がし弁開放操作 (中央制御室確認)															
	運転員E 1 1	●燃料取扱用タンク補給ラインアップ操作 (現場操作)															
燃料取扱用タンク補給操作 (昇降上考慮せず)	運転員F 1 1	●燃料取扱用タンク補給操作 (中央制御室確認)															
	運転員G 1 1	●充てん開始・安全注入停止操作 ●高圧安全注入停止操作 (中央制御室確認)															
充てん開始・安全注入停止操作	運転員H 1 1	●高圧安全注入停止操作 (中央制御室確認)															
蓄圧タンク出口弁操作	運転員I 1 1	●蓄圧タンク出口弁閉止 (中央制御室確認)															
電源盤確認・復旧操作	運転員C 1 1	●電源盤確認・復旧操作 ※4 (現場操作)															
機器の復旧作業	保研部門員 - -	●電源盤確認・破損喪失した機器の復旧作業 ※5 (現場操作)															

上記要員に加え、必要要員の6名にて緊急各所に巡回連絡を行う。

なお、各設定時間は操作場所、操作条件(注)に実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で昇降上の設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。

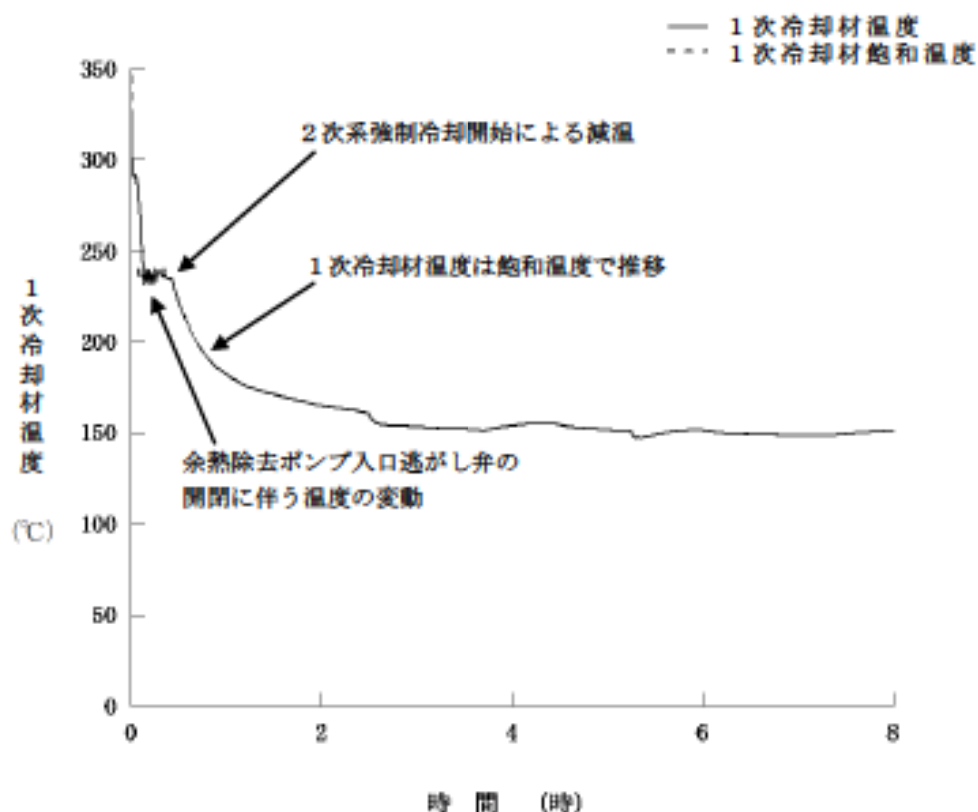
また、運転員が昇降上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。(一部の機器については想定時刻により算出)

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 LOCA)

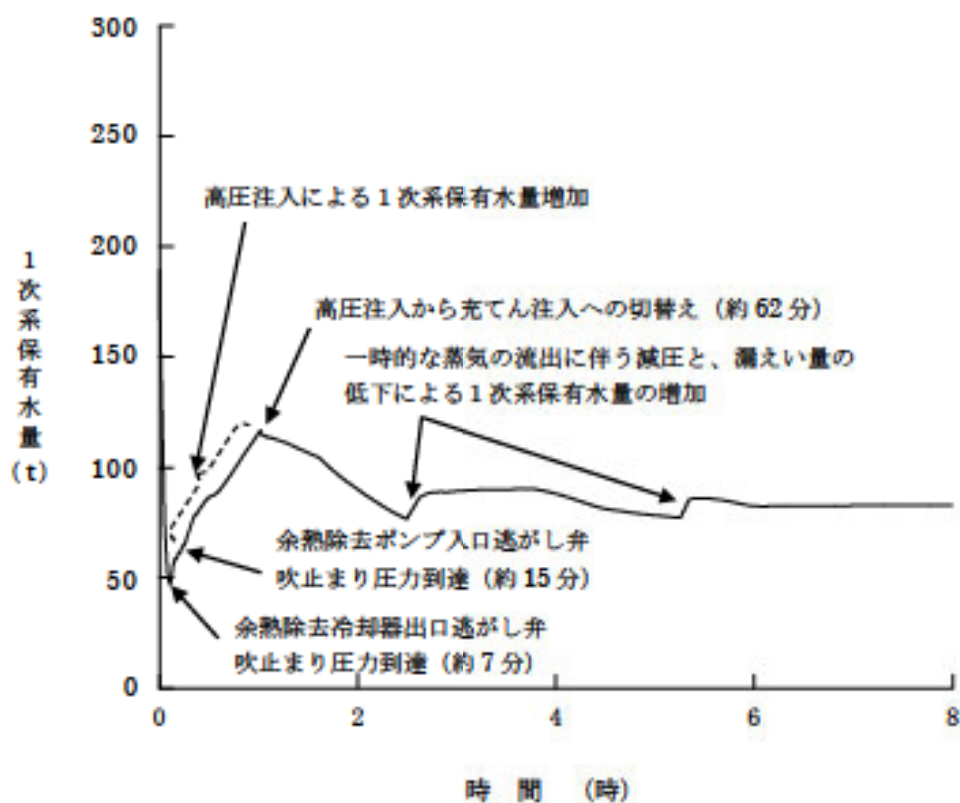


* : 炉心圧力を表示

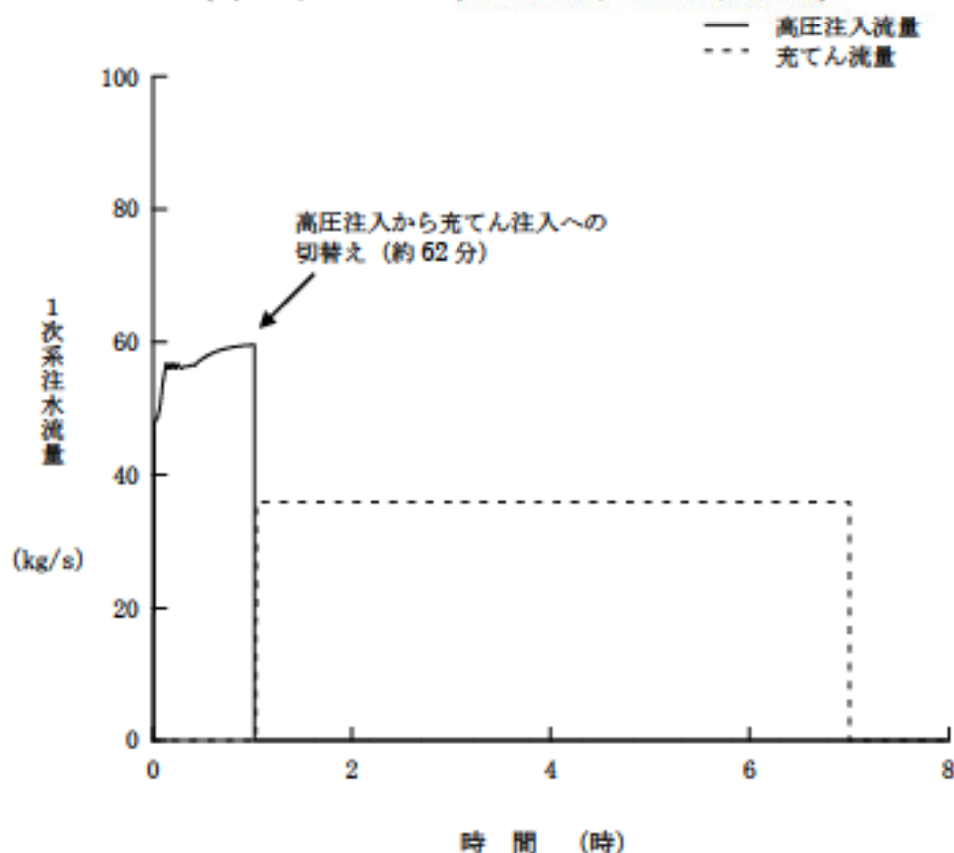
第 7.1.8.9 図 1 次冷却材圧力の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



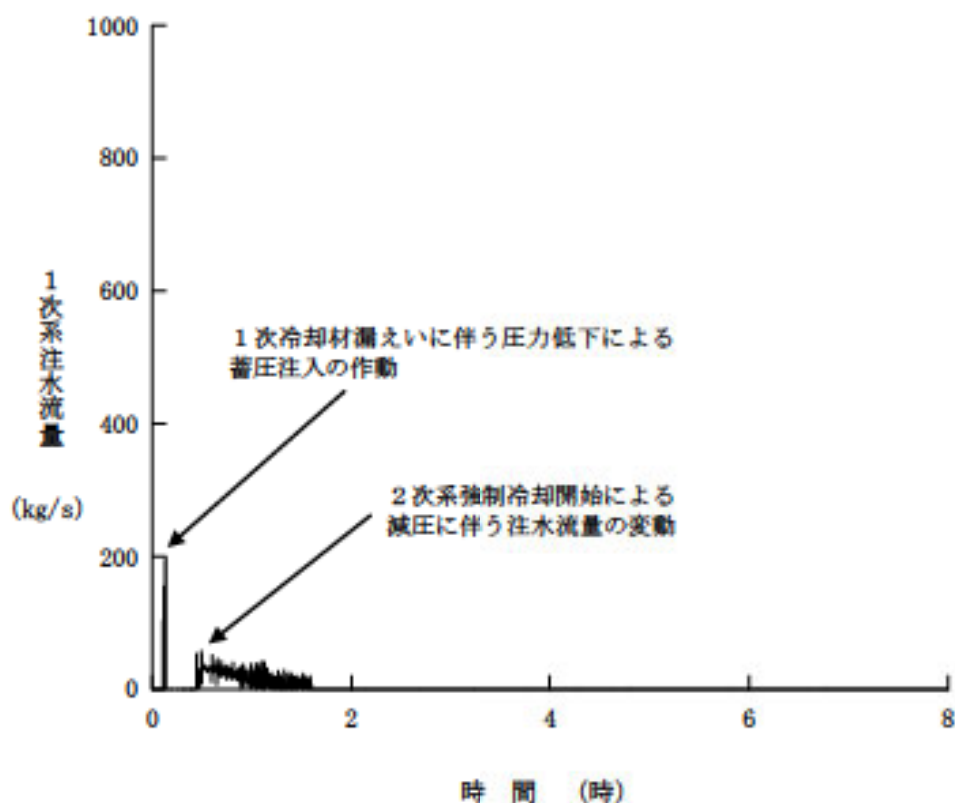
第 7.1.8.10 図 1 次冷却材温度の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



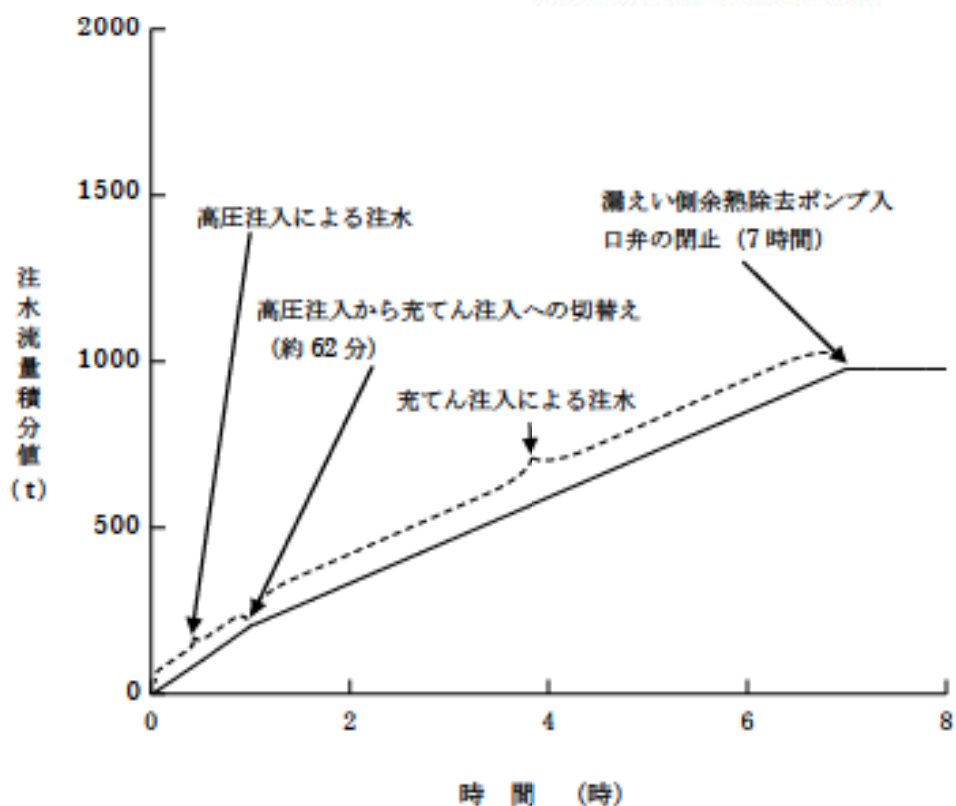
第 7.1.8.11 図 1次系保有水量の推移
(インターフェイスシステムLOCA)



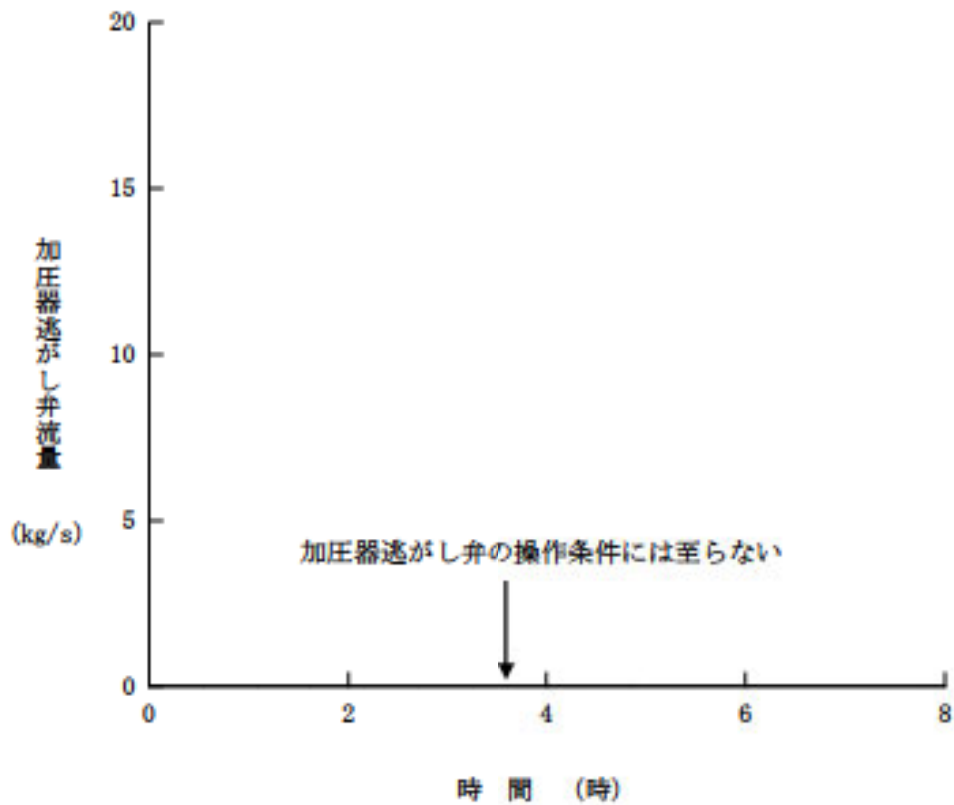
第 7.1.8.12 図 1次系注水流量 (高圧及び充てん) の推移
(インターフェイスシステムLOCA)



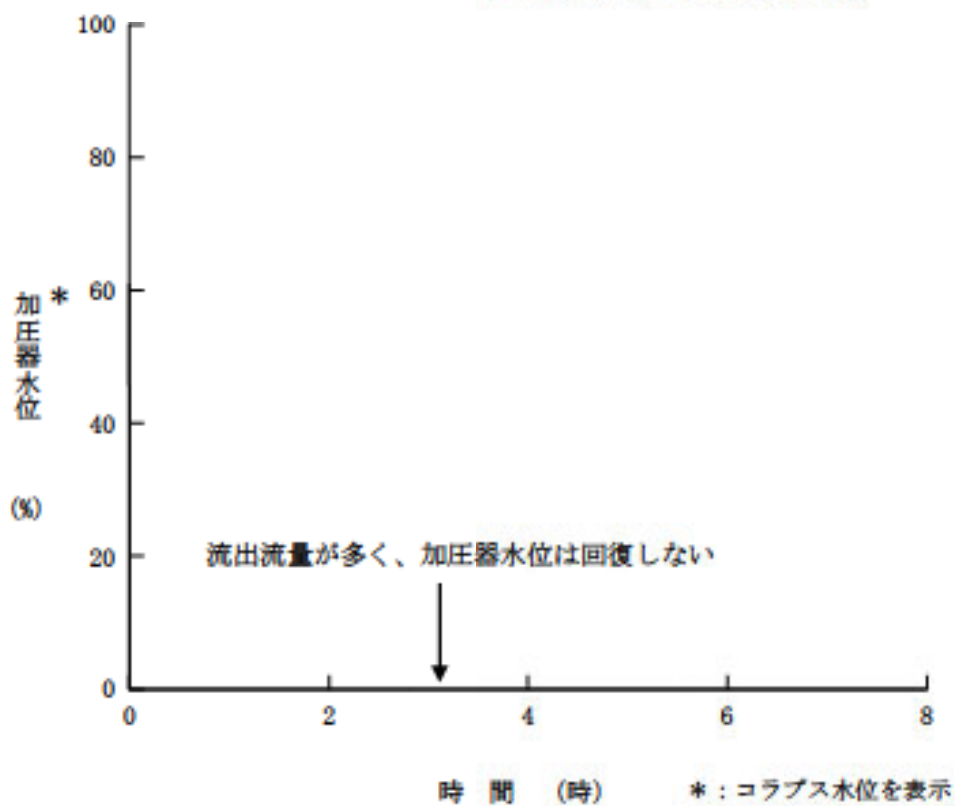
第 7.1.8.13 図 1 次系注水流量（蓄圧注入）の推移
（インターフェイスシステム LOCA）



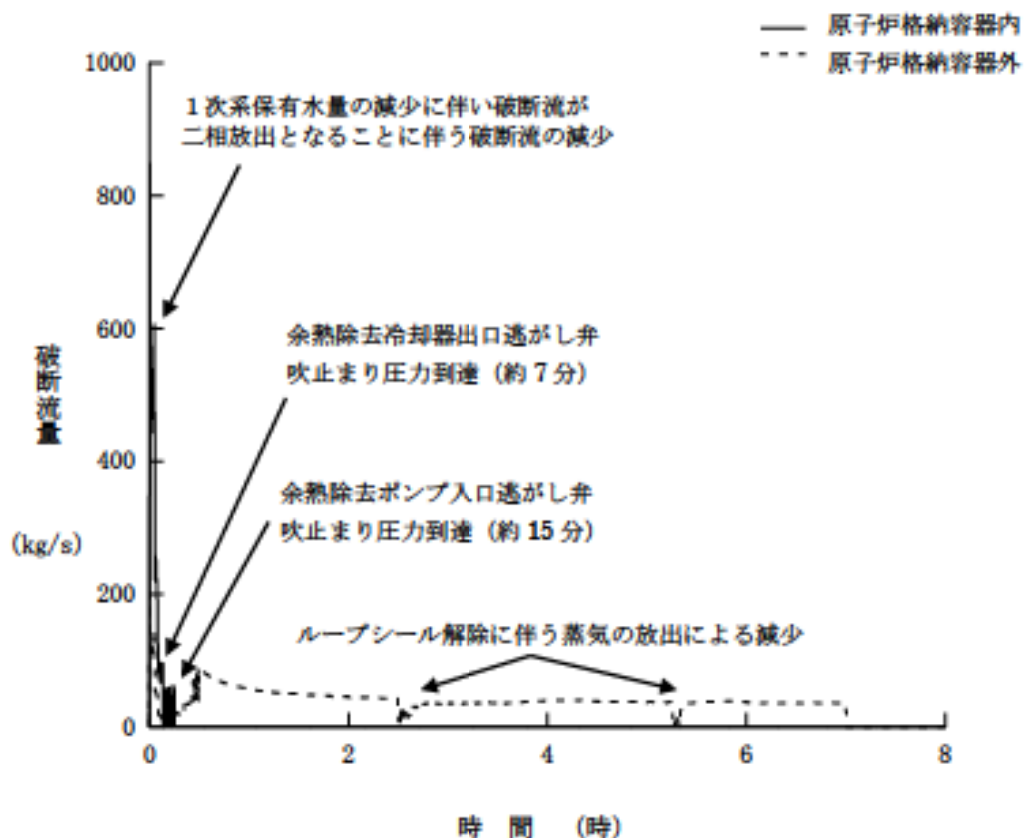
第 7.1.8.14 図 注水流量積分値の推移
（インターフェイスシステム LOCA）



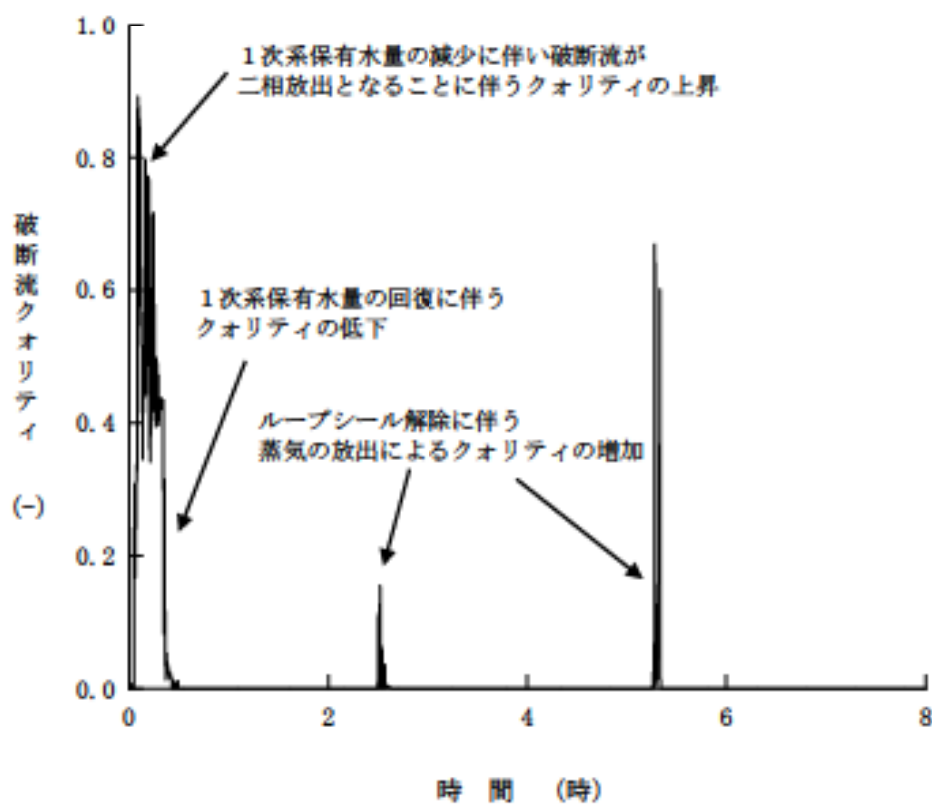
第 7.1.8.15 図 加圧器逃がし弁流量の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



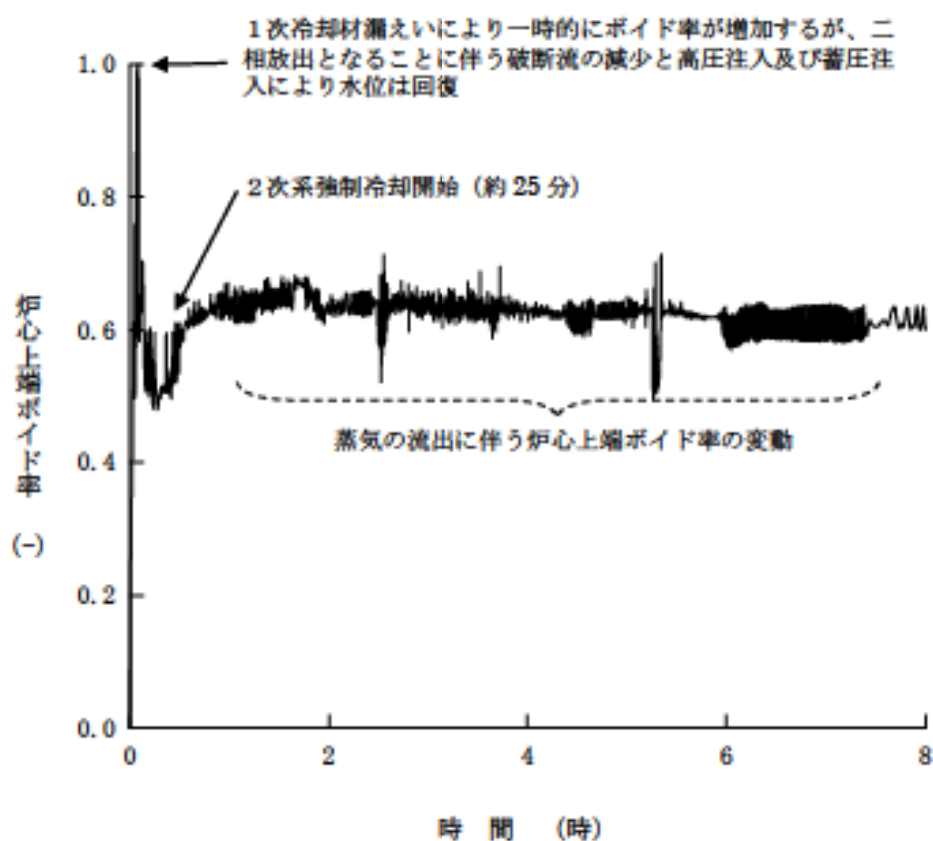
第 7.1.8.16 図 加圧器水位の推移
(インターフェイスシステム L O C A)



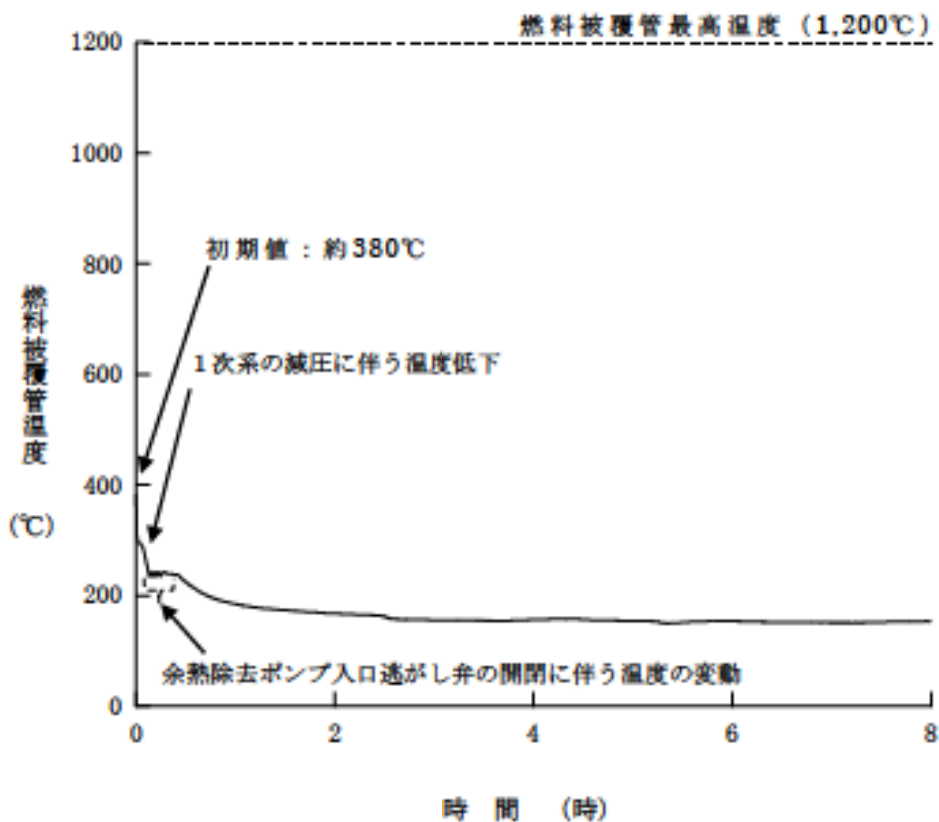
第 7.1.8.17 図 破断流量の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



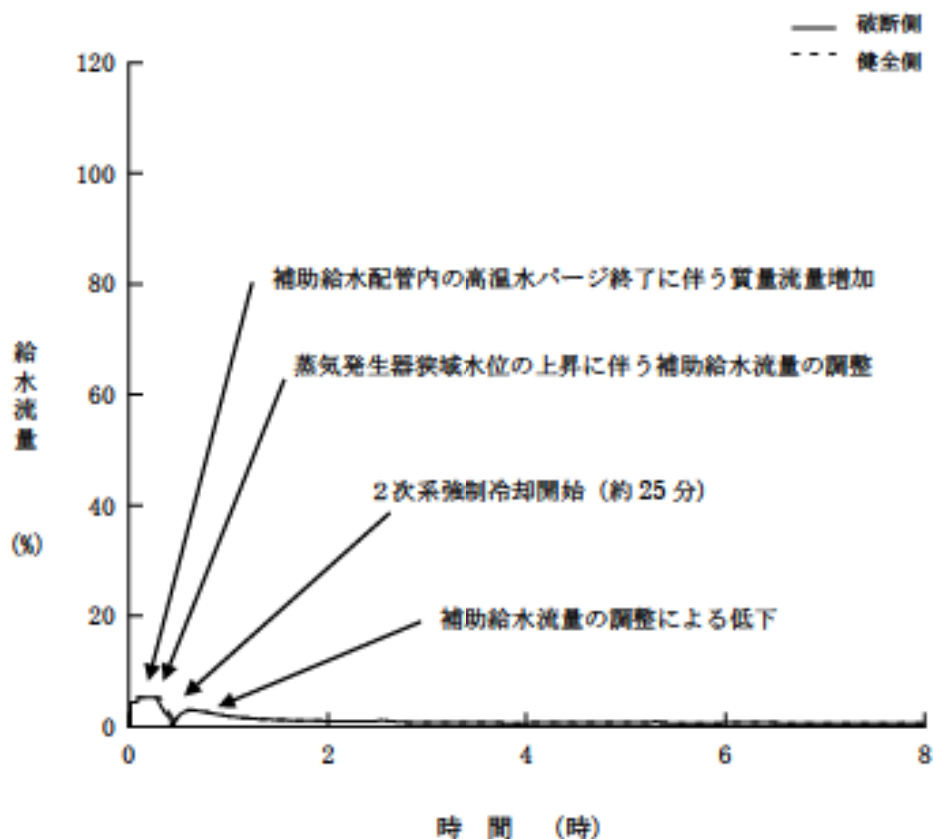
第 7.1.8.18 図 破断流クオリティの推移
(インターフェイスシステム LOCA)



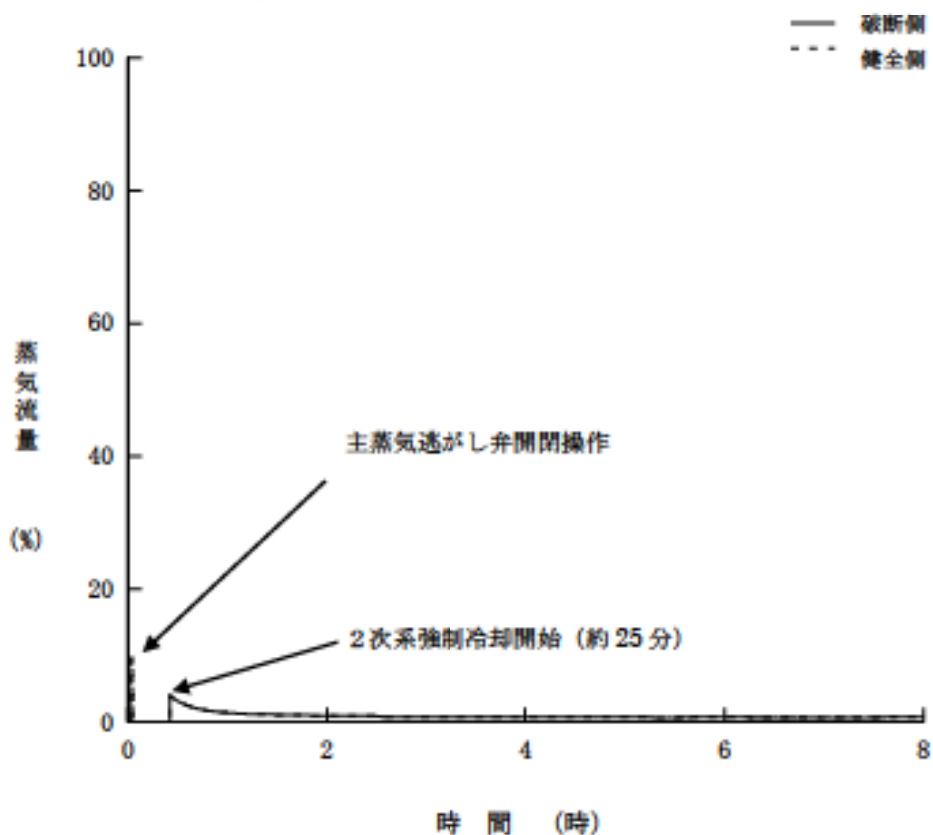
第 7.1.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



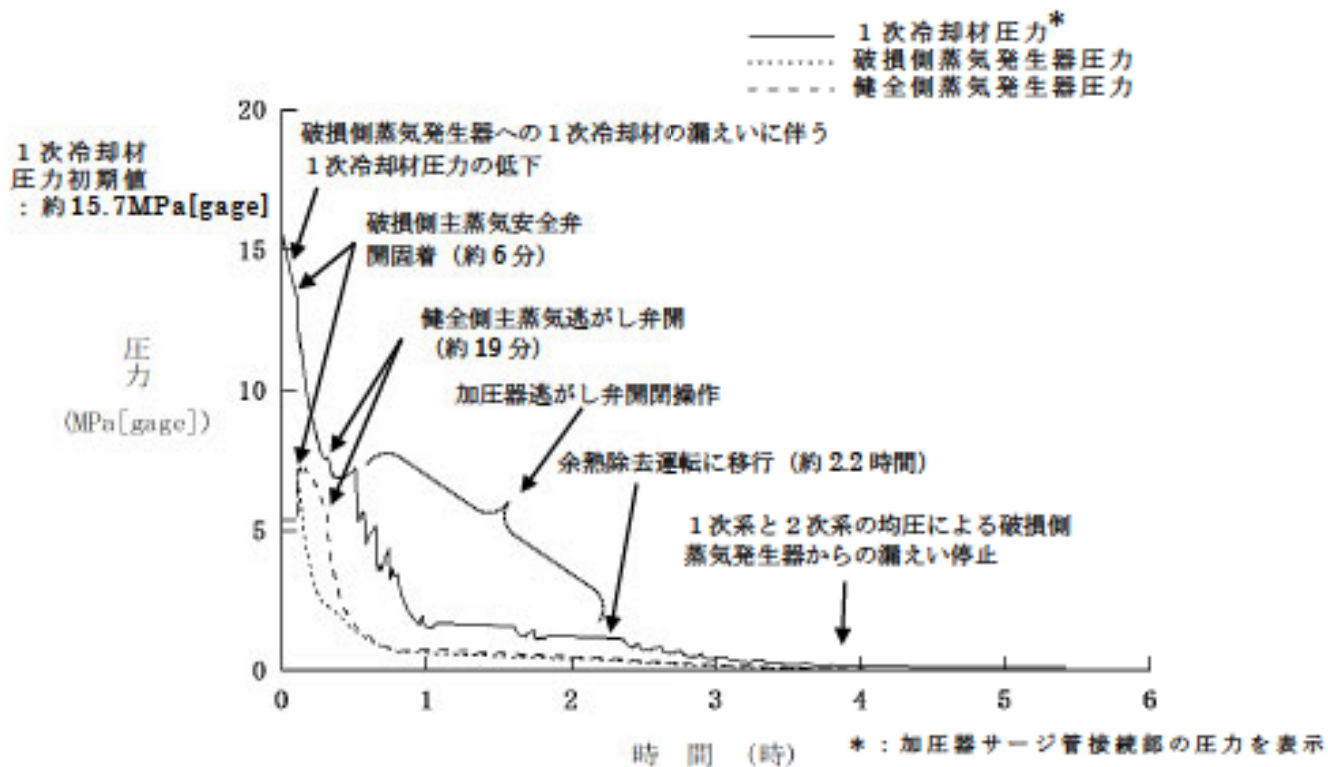
第 7.1.8.20 図 燃料被覆管温度の推移
(インターフェイスシステム LOCA)



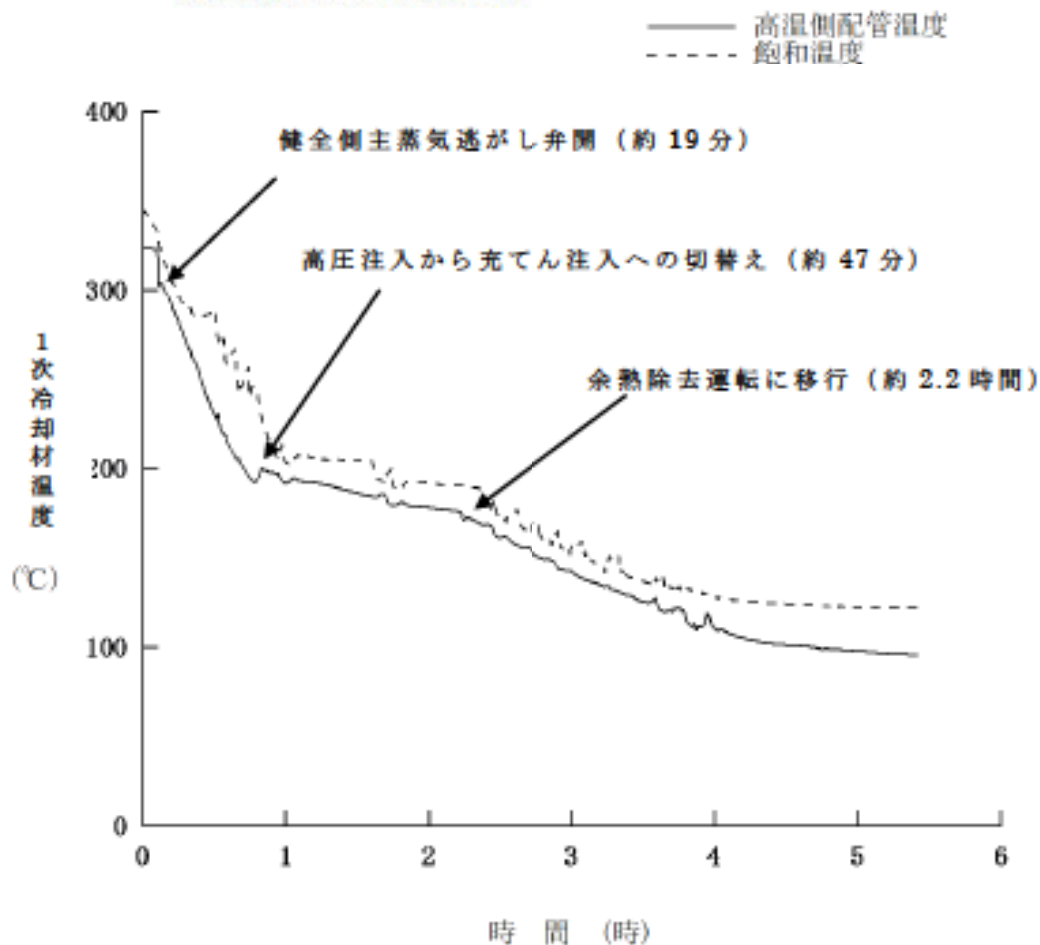
第 7.1.8.21 図 蒸気発生器への給水流量の推移
 (インターフェイスシステム L O C A)



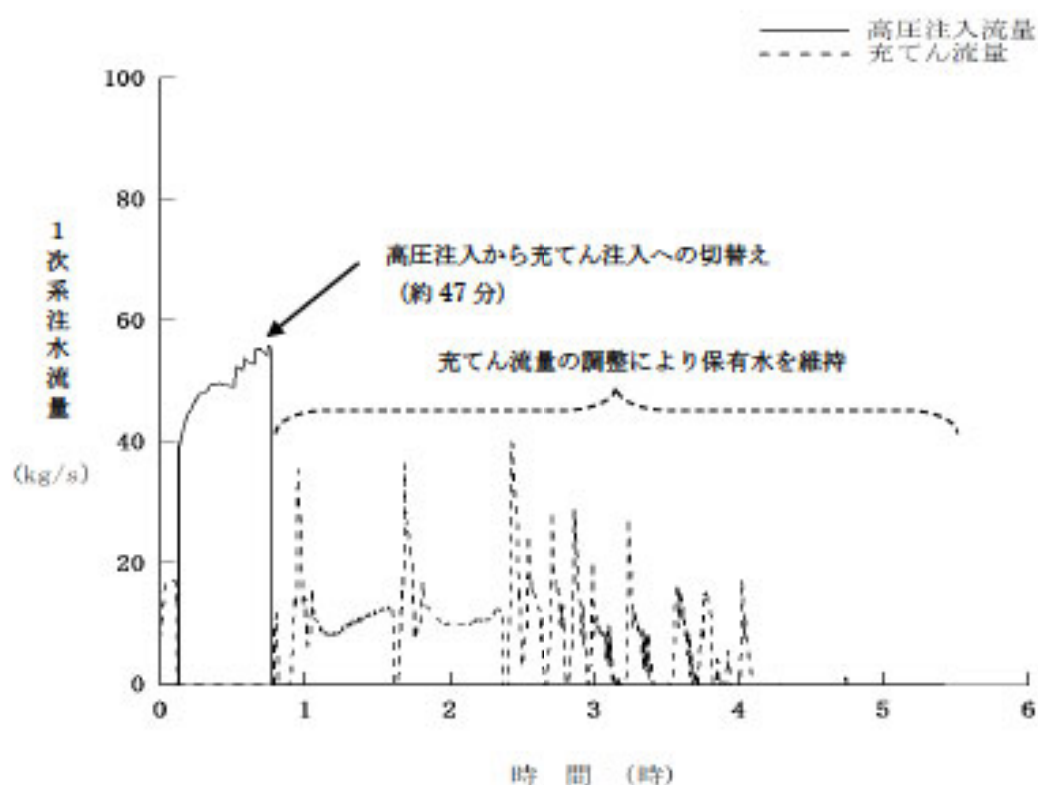
第 7.1.8.22 図 蒸気流量の推移
 (インターフェイスシステム L O C A)



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)

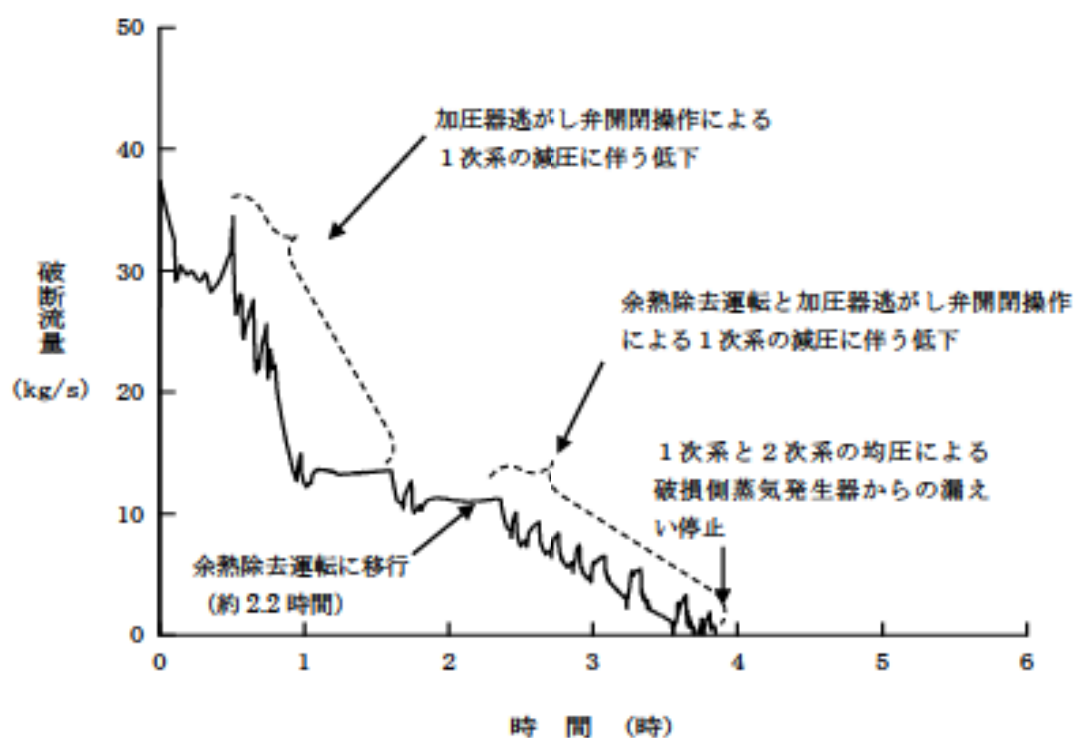


第 7.1.8.24 図 1次冷却材温度の推移
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)



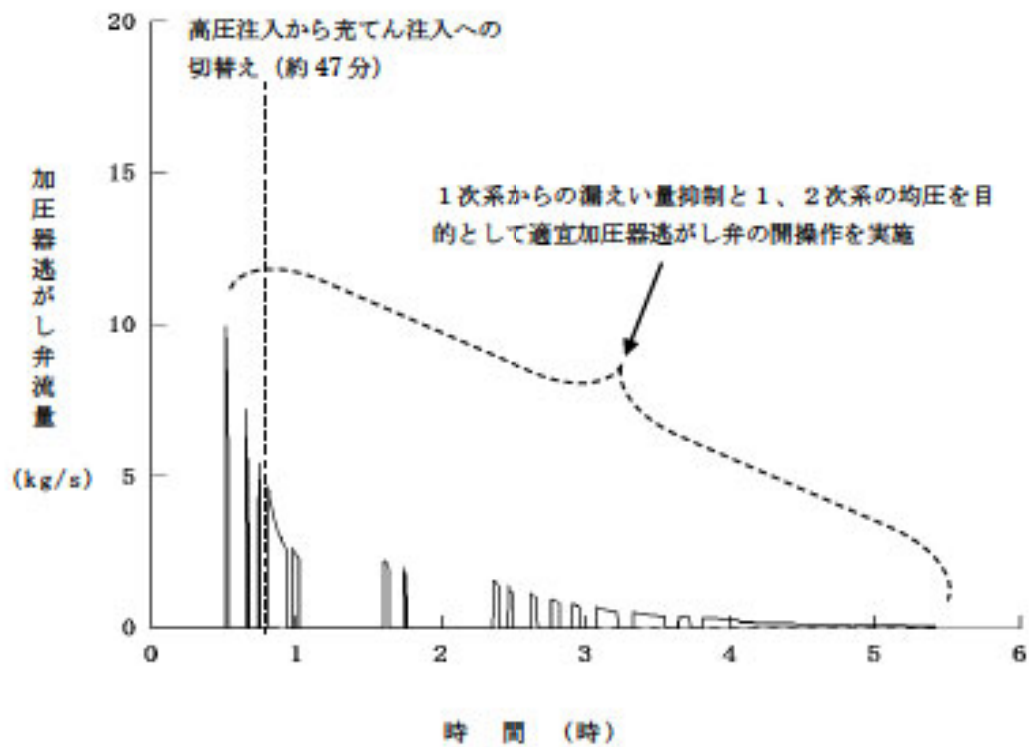
第 7.1.8.25 図 1 次系注水流量の推移

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)

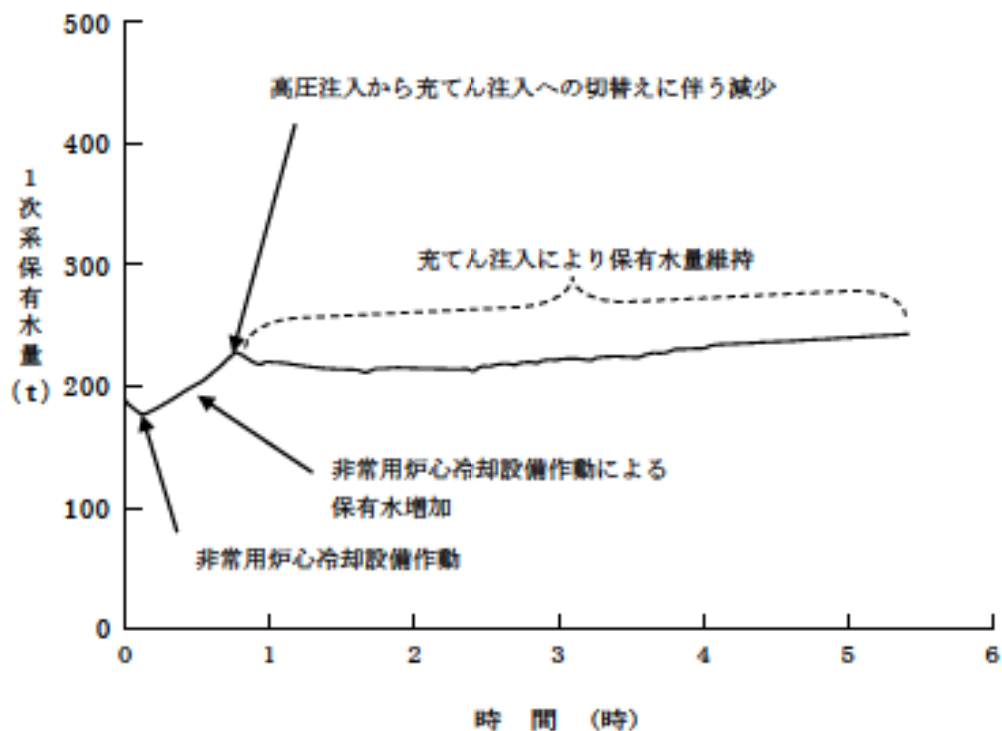


第 7.1.8.26 図 破断流量の推移

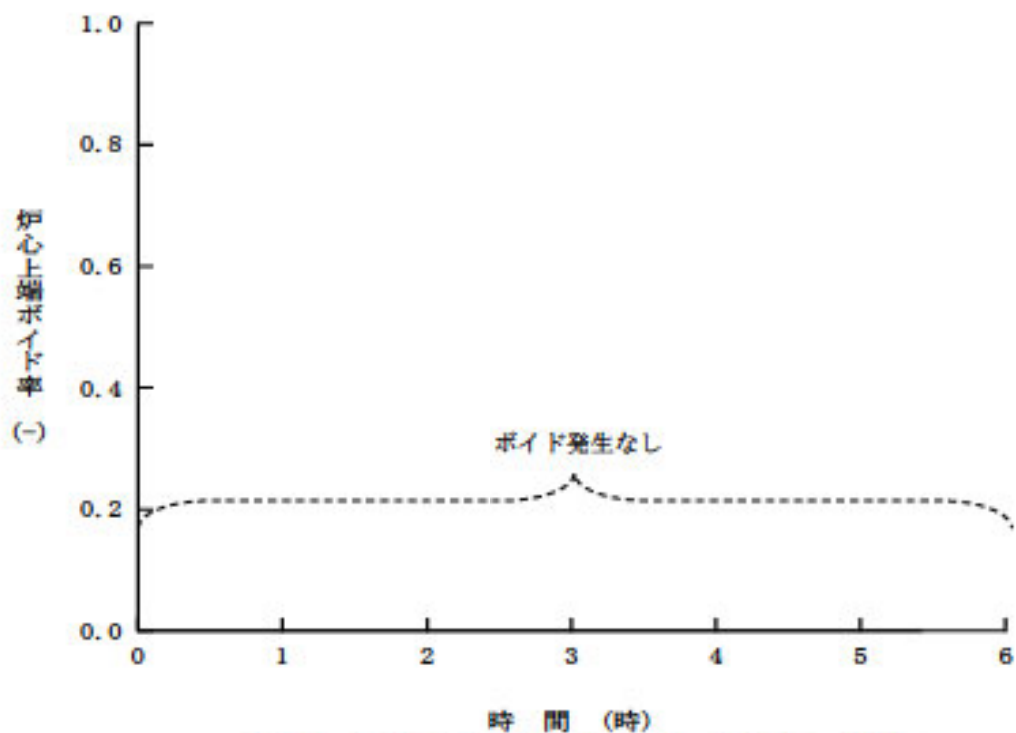
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



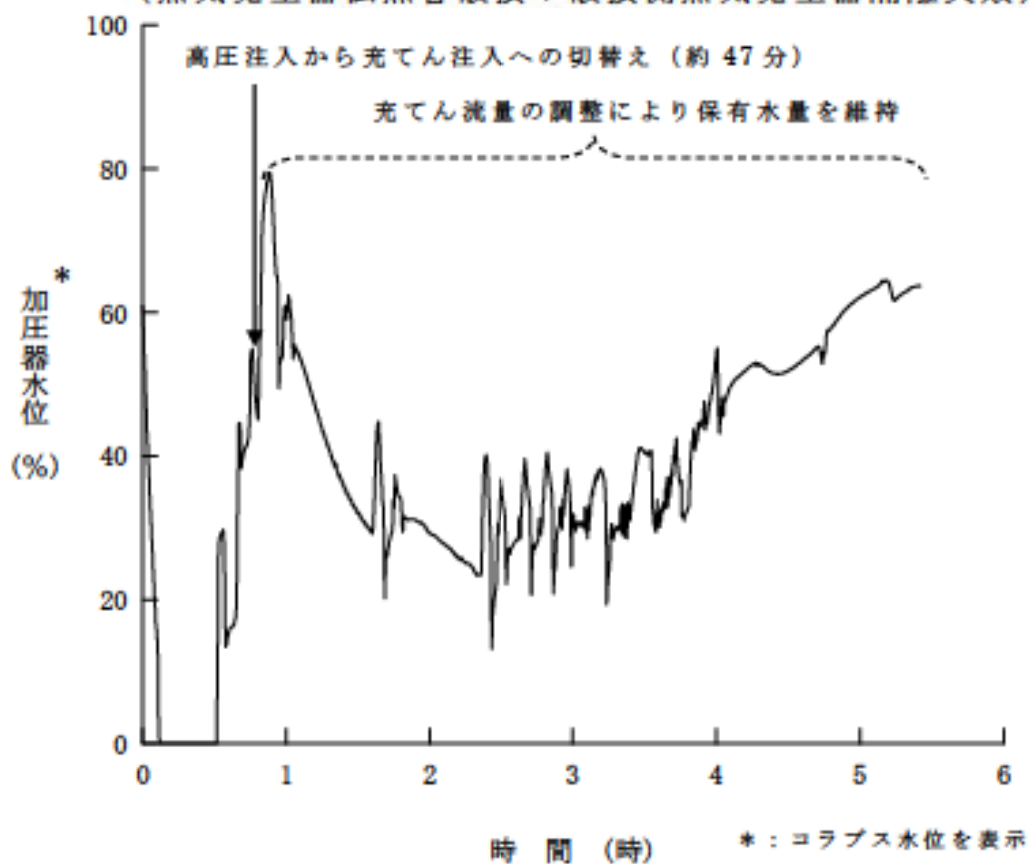
第 7.1.8.27 図 加圧器逃がし弁流量の推移
 (蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



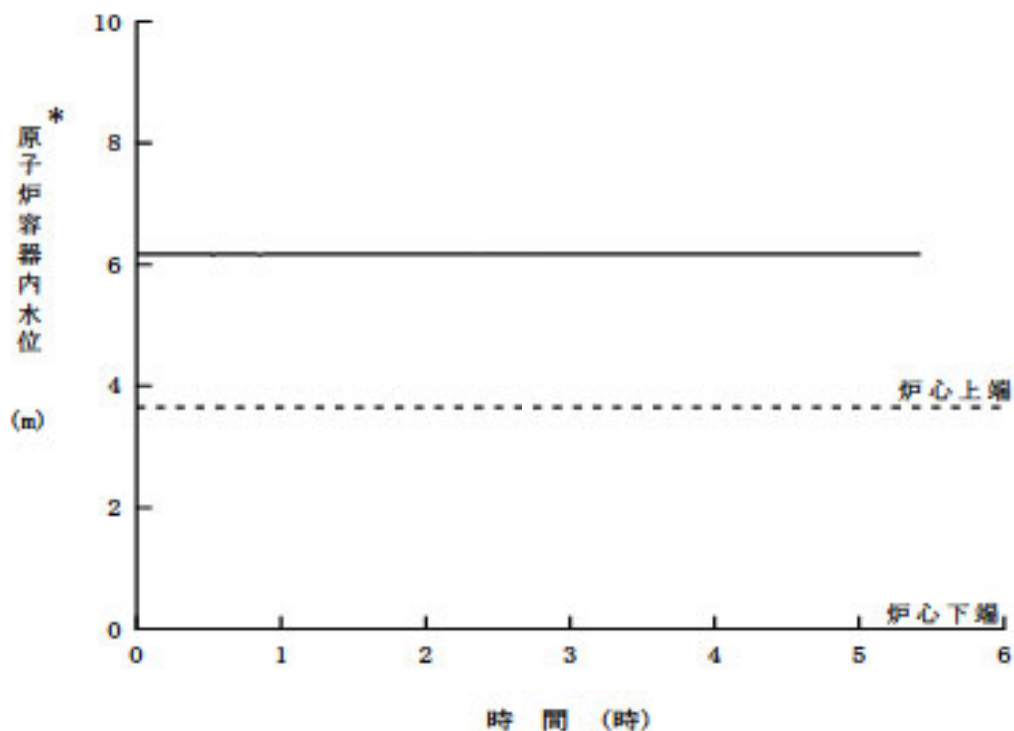
第 7.1.8.28 図 1次系保有水量の推移
 (蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



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



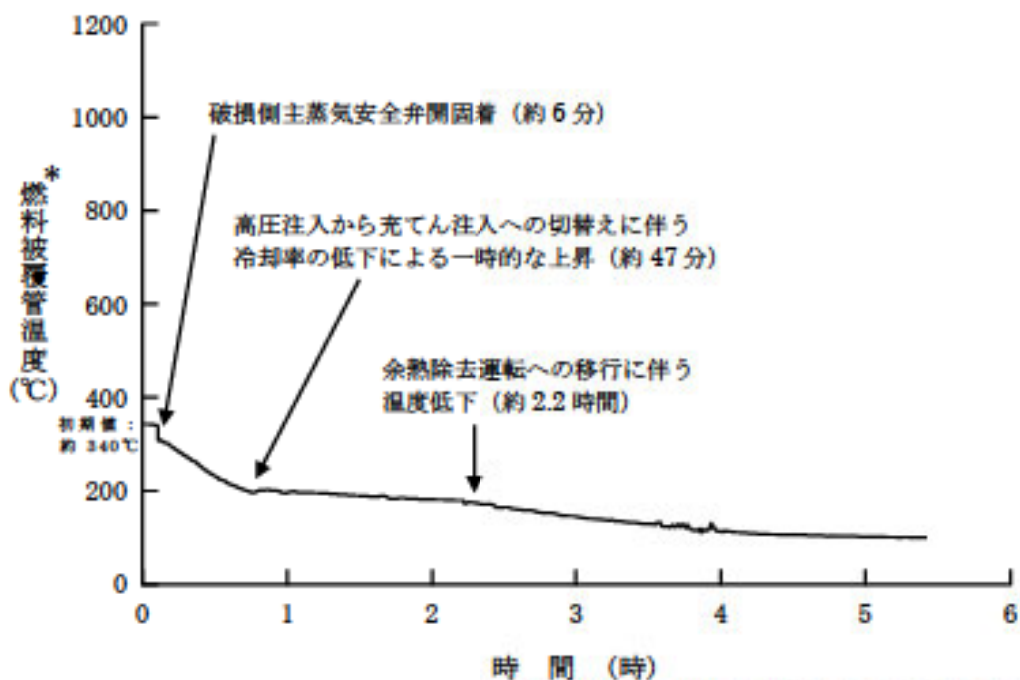
第 7.1.8.30 図 加圧器水位の推移
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



* : コラプス水位を表示

第 7.1.8.31 図 原子炉容器内水位の推移

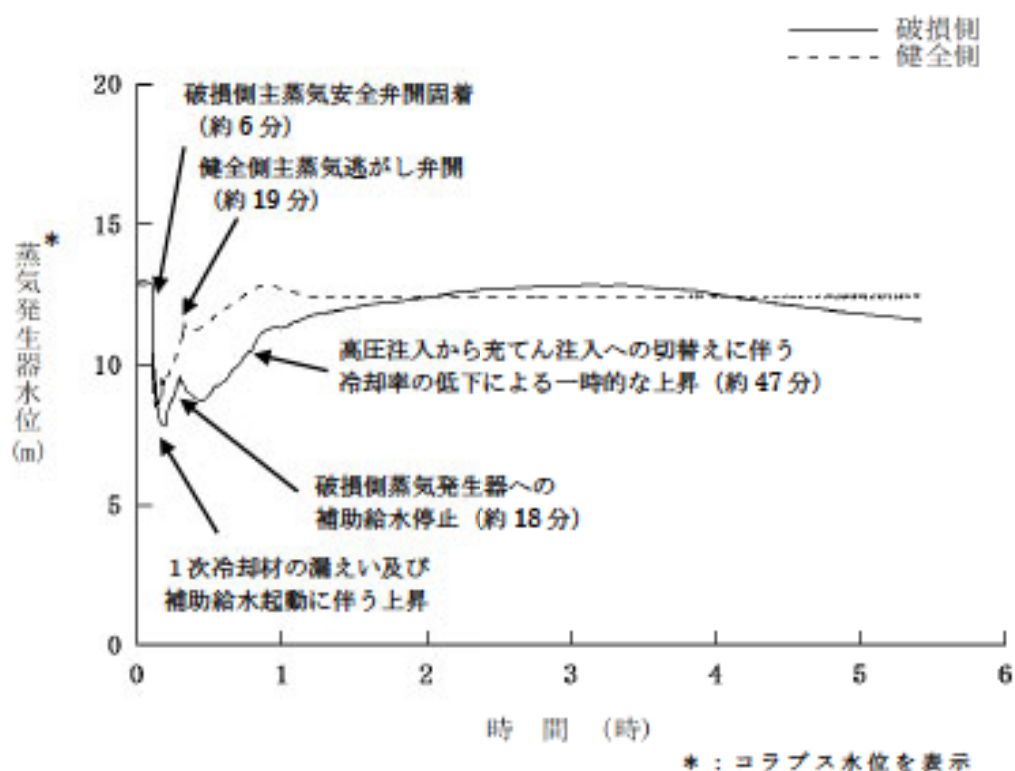
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



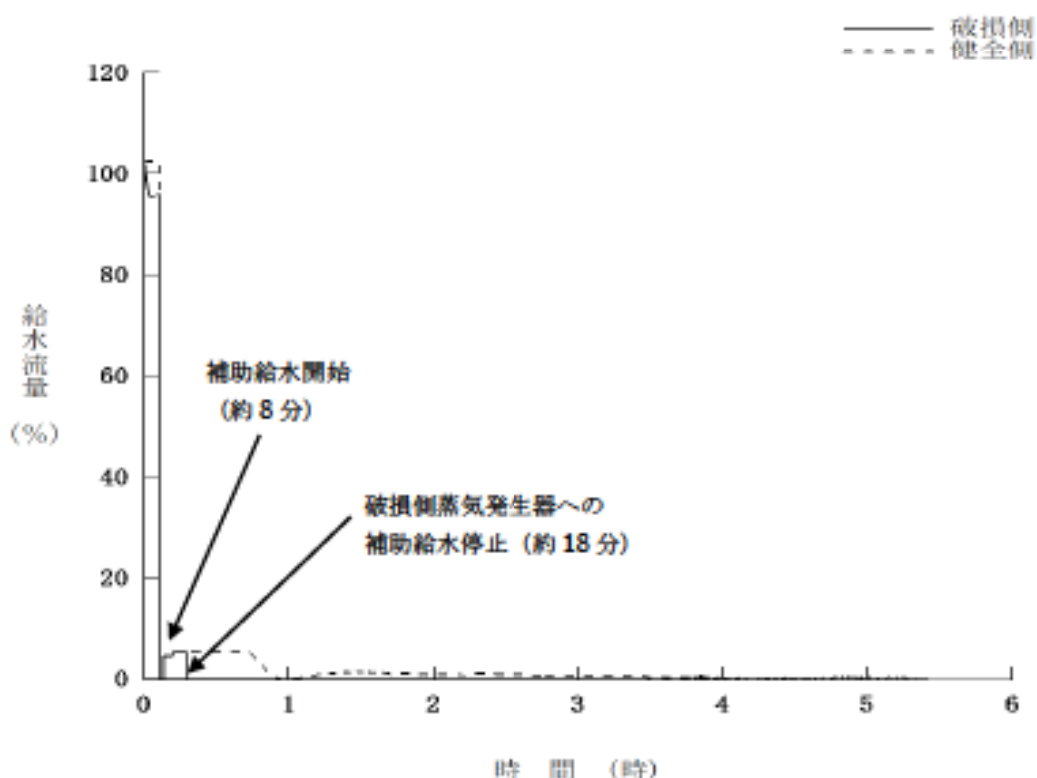
* : 燃料被覆管温度は、炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を表示

第 7.1.8.32 図 燃料被覆管温度の推移

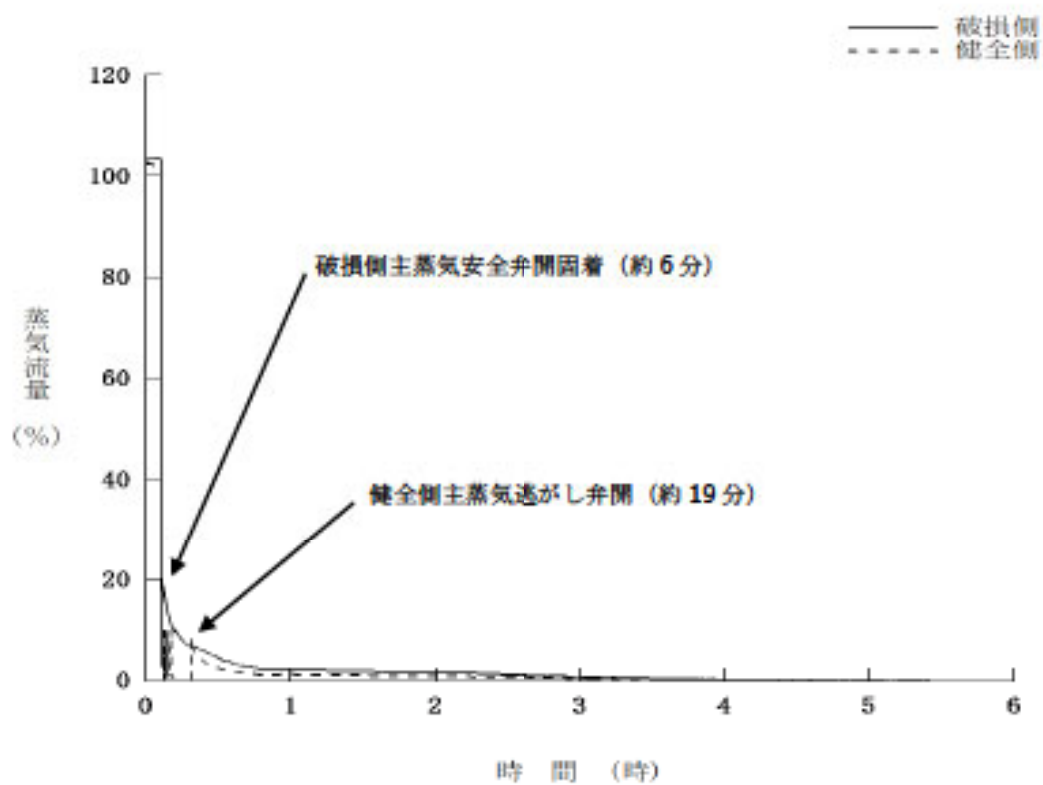
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



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)

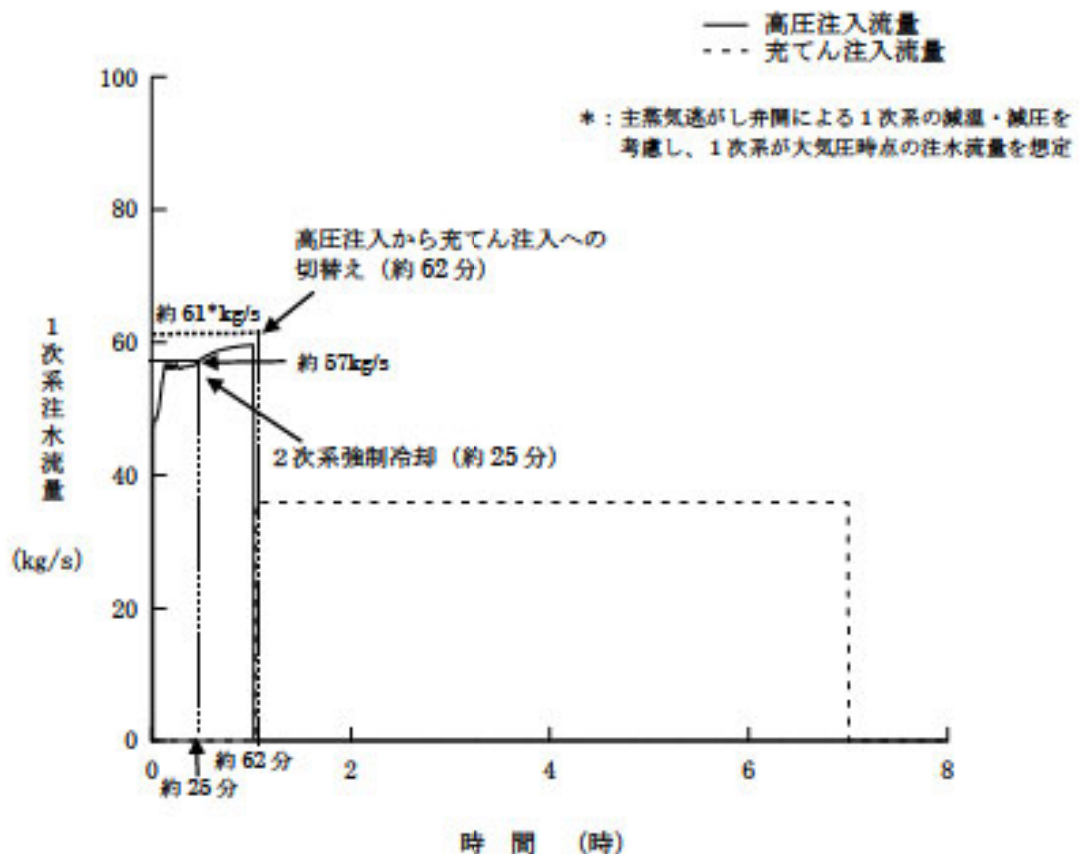


第 7.1.8.34 図 蒸気発生器への給水流量の推移
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)

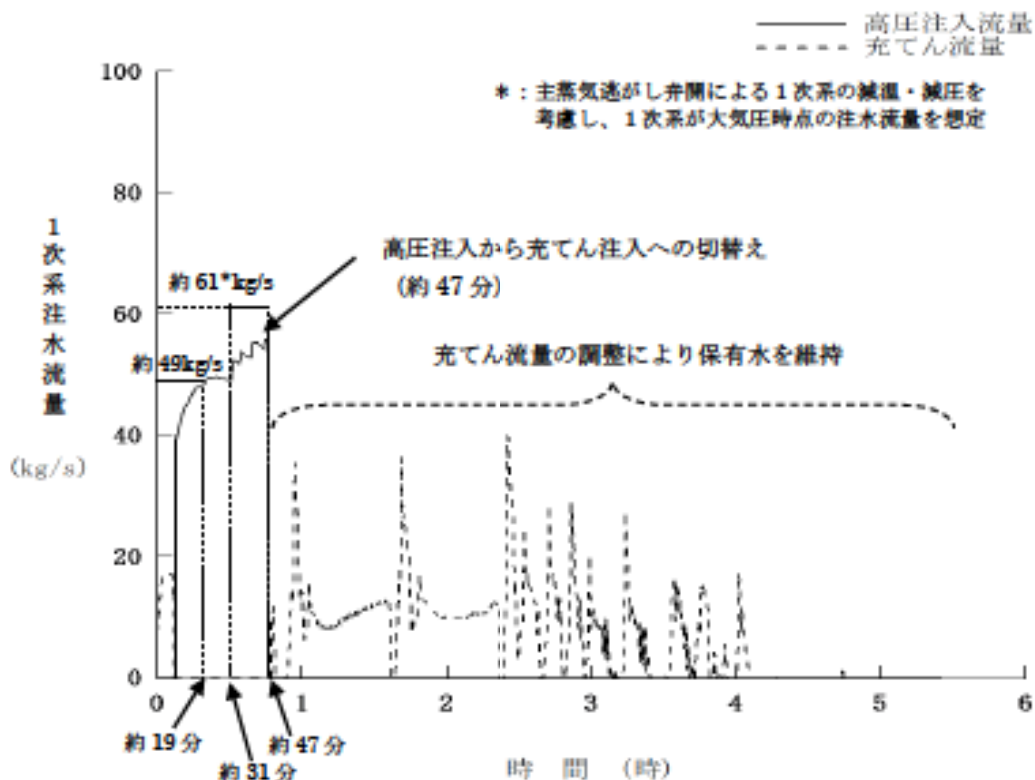


第 7.1.8.35 図 蒸気流量の推移

(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）（操作時間余裕確認）



第 7.1.8.37 図 1次系注水流量（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、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAED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、LOCA、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機能、ECCS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次冷却材及び溶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、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ため、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した溶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再循環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、代替格納容器スプレイによって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 号炉及び 4 号炉同時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、緊急時対策本部要員及び召集要員で構成され、合計 46 名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生の 6 時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名、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 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。召集要員に期待する事象発生の 6 時間後以降に必要な召集要員は 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、評価事故シーケン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、46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

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。

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、B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ユラス空気浄化設備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、格納容器サンプル及び格納容器再循環サンプル水位の上昇、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

すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が $80\text{m}^3/\text{h}$ 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、蒸気発生器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イ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

また、所内電源及び外部電源喪失が発生しておらず、1次冷却材漏えいにより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。

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、高圧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、格納容器スプレイ流量積算等である。

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次冷却材高温側温度（広域）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次冷却材高温側温度（広域）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、原子炉格納容器内状態監視装置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、1次冷却材圧力計指示が $2.0 \text{MPa}[\text{gage}]$ 以上であれば、窒素ポンプ（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、1 次冷却材圧力である。

m. 代替格納容器スプレイ

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溶融炉心・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を開始する。なお、炉心冷却については、B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ広域水位 67%）を確保し、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%から 77%の間で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、海水を水源とする復水タンクへの水源切替えにより代替格納容器スプレイを行う。

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必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、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。

格納容器スプレイ系再循環自動切換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. アニュラス空気浄化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、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ポンプ接続）供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。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、B格納容器再循環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水システムが使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環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 L O C A 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・中破断 L O C A 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

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 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」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による代替格納容器スプレイ及び大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

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・区画内の流動
- ・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) 起回事象

起回事象として、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 次冷却材配管（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

低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、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

「(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、「(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、解析上は事象発生の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 160m³/h の流量で注水するものとする。

(b) 蓄圧タンク

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。

蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンク保有水量（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 140m³/h とする。

(d) 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「(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、現場操作に必要な移動、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、事象発生後 24 時間後に停止するものとする。

(b) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、要員の召集のため

の時間、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、原子炉はウラン燃料が 3/4、MOX 燃料が 1/4 の装荷比率で定格出力の 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、燃料を 1/3 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 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、0.135%/d とする。
- f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその 97% が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り 3% はアニュラス部以外で生じるものとする。

g. アニュラス空気浄化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浄化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 78 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、アニュラス空気浄化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 1 次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 L O C A 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することから 1 次系保有水量が低下し、事象発生の約 19 分に炉心溶融に至る。

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 49 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 1.5 時間後に原子炉容器破損に至り、約 3.4 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

器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 47 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生の約 48 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、格納容器内自然対流冷却により事象発生の約 47 時間後に最高値約 0.335MPa[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（0.566MPa[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、格納容器内自然対流冷却により事象発生の約 48 時間後に最高値約 133℃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が多くなるが、アニュラス空気浄化設備を起動し、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 4.2TBq 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、事象発生の 30 日後（約 4.5TBq）及び 100 日後（約 4.5TBq）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 1.5 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溶融燃料-冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の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（0.566MPa[gage]）及び 200°C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 47 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生約 48 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溶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による代替格納容器スプレイ及び大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、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による代替格納容器スプレイ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再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

(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、炉心溶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・区画内の流動、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。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溶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溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶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、下部プレナムでの溶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破損及び溶融に係る解析コードの溶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溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶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、原子炉容器外の溶融燃料－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、原子炉容器外の溶融燃料-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・区画内の流動、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溶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溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶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、下部プレナムでの溶融

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破損及び溶融に係る解析コードの溶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溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶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、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧カ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溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、溶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溶融炉心挙動モデルについて、溶融炉心・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 19cm 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溶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 (0.566MPa[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 (標準値)、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク (標準値) 及び 1 次冷却材の流出流量、並びに標準値として設定している蒸気発生器 2 次側保有水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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、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。

蒸気発生器2次側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が、本評価事故シナリオは大破断LOCAを想定しており、2次冷却系からの冷却効果はわずかであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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の開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生の約49分後に代替格納容器スプレイ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「(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。

格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、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。

蒸気発生器2次側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が、本評価事故シーケンスは大破断LOCAを想定しており、2次冷却系からの冷却効果はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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開始時間は基本ケースと同様に事象発生の約49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、溶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。

格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約155℃、約6.6MW～約11.7MW）とした場合の感度解析の結果を第7.2.1.1.24図及び第7.2.1.1.25図に示す。その結果、事象発生の24時間後に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が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、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結果を第7.2.1.1.26図及び第7.2.1.1.27図に示す。その結果、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の開始操作は、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、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。

アニュラス空気浄化設備の起動操作は、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、「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後 60 分後に代替格納容器スプレイ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。操作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。

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 9.3 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。

アニュラス空気浄化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 49 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結果を第 7.2.1.1.28 図及び第 7.2.1.1.29 図に示す。その結果、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 (0.566MPa[gage]) 及び 200℃に対して十分余裕があるため、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。

格納容器再循環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、格納容器再循環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 6,000m³ 以下であれば、格納容器再循環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 6,000m³ に到達するまでの時間を評価した。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、17時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

アニュラス空気浄化設備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4.2TBq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10%～30%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、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及び格納容器再循環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溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気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、1号炉、2号炉、3号炉及び4

号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3号炉及び4号炉については「7.2.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり46名（召集要員4名を含む。）、1号炉及び2号炉については46名（召集要員4名を含む。）であり、合計91名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。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128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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

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1,600m³の使用が可能であることから、事象発生約49分後から約12.2時間後までのスプレイ継続（140m³/h）が可能である。以降は、海水を水源とする復水タンクに切り替え、その後、事象発生約24時間後からは大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

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、事象発生後の15時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 47.4kℓの重油が必要となる。

送水車による復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については、事象発生後の7.4時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 6.4kℓ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 195.6kℓとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量(426kℓ)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 349kW 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、LOCA、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機能、ECCS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次冷却材及び溶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及び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LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」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及び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を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却、除熱及び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溶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、原子炉容器外の溶融燃料－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溶融燃料－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及び格納容器再循環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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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、B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ユラス空気浄化設備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 燃料油貯油そう 蓄電池（安全防護系用）	タンクローリー	-

【 】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 1次冷却材圧力 格納容器広域圧力 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広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
e. 補助給水系の機能喪失の判断	・すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 80m 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】	-	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 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イ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。 ・所内電源及び外部電源喪失が発生しておらず、1次冷却材漏えいにより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。	-	-	高圧安全注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 格納容器内温度
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。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう	タンクローリー	-

【 】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 $1 \times 10^4 \text{mSv/h}$ 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 次冷却材高温度側温度（広域） 1 次冷却材低温度側温度（広域） 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 $1 \times 10^4 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。	-	-	1 次冷却材高温度側温度（広域） 1 次冷却材低温度側温度（広域） 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、原子炉格納容器内状態監視装置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焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 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 燃料油貯油そう	タンクローリー	-
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。	燃料油貯油そう	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	【アニュラス水素推定用可搬型線量率】 【格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）】

【 】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	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
1.1 次冷却系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力が 2.0MPa[gage]以上であれば、空素ポンプ（加圧器送がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器送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、加圧器送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（加圧器送がし弁用）も準備する。 	加圧器送がし弁	【可搬型バッテリー（加圧器送がし弁用）】 空素ポンプ（加圧器送がし弁作動用）	1次冷却材圧力
m. 代替格納容器スプレイ	<ul style="list-style-type: none"> 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溶融炉心・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を開始する。なお、炉心冷却については、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ広域水位 67%）を確保し、格納容器再循環サンプ広域水位が 67%から 77%の間で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、海水を水源とする復水タンクへの水源切替えにより代替格納容器スプレイを行う。 格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、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。 	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 【B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）】	送水車 タンクローリー	燃料取替用水タンク水位 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 復水タンク水位 格納容器スプレイ流量積算 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

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

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	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素溜り防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。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位置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 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	窒素ボンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）	-
o. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> A、B格納容器再循環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水系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環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、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（AM用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

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 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (1 / 3)

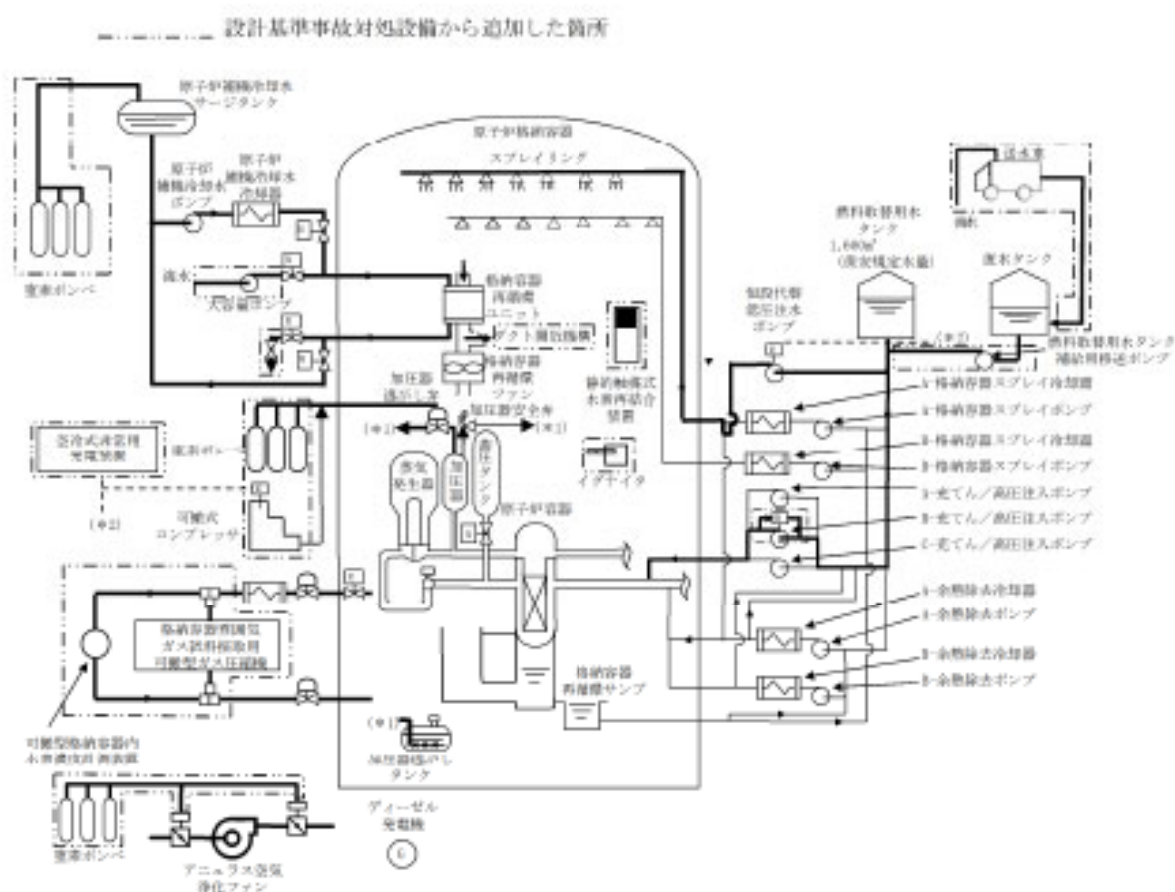
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M A A P	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (2,652 MWt) ×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器への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)	302.3+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)	標準値として設定。 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している。また、使用する崩壊熱は M O X 燃料の装荷を考慮している。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	48t (1基当たり)	標準値として設計値より小さい値を設定。
	原子炉格納容器 自由体積	67,400m ³	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
	ヒートシンク	標準値	標準値として設計値より小さい値を設定。

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 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (2 / 3)

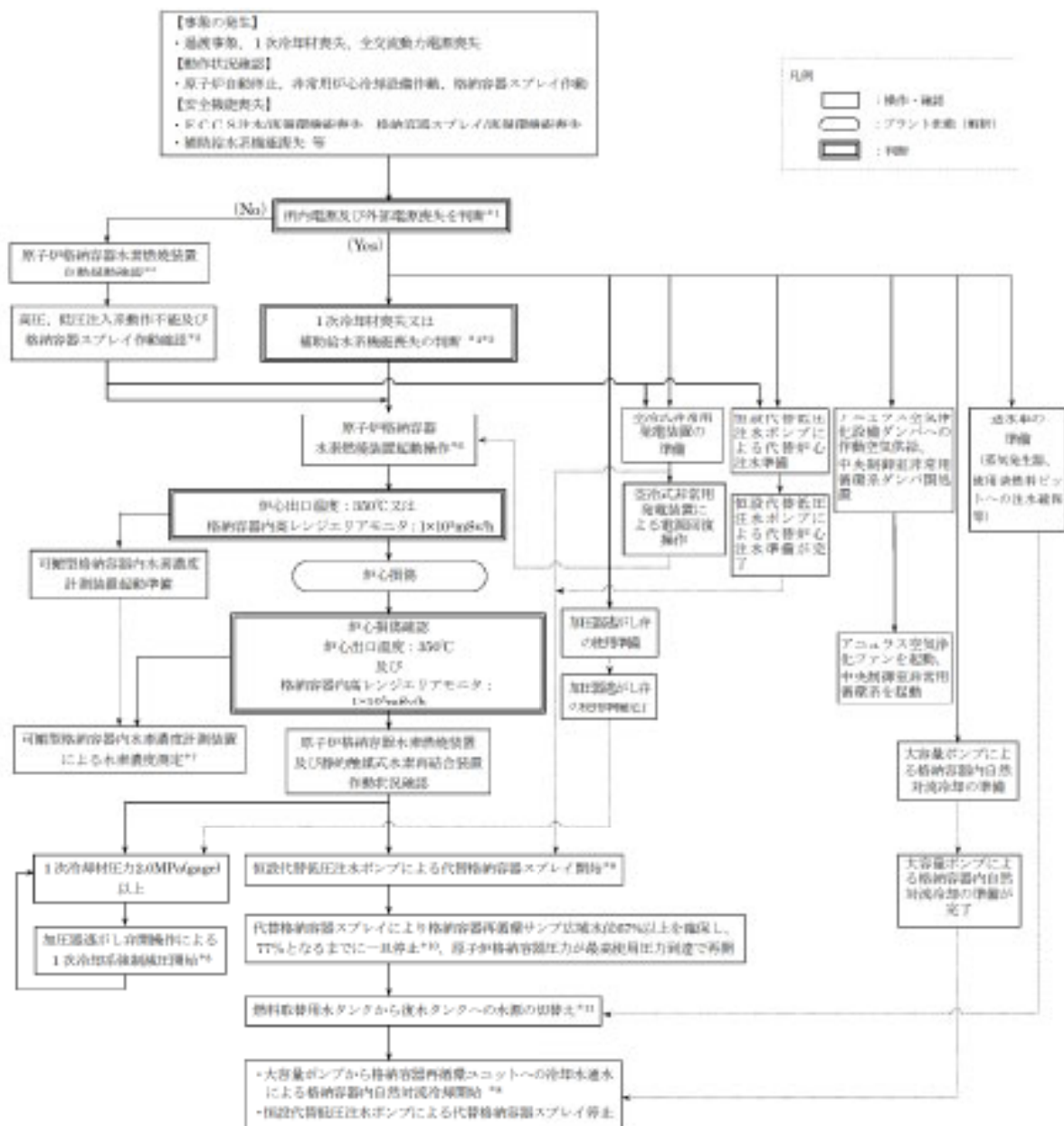
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	大破断 L O C A 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管（口径約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	炉心損傷を早め、仮設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始までの時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる条件として、低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内 交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。
	外部電源	外部電源なし	「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。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

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 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（3 / 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	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプ定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m ³ /h（蒸気発生器 3 基合計）	タービン動補助給水ポンプの設計値 210m ³ /h から、ミニフロー流量 50m ³ /h を除いた値により設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04Mpa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ （1 基当たり） （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保有水量を設定。
	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	140m ³ /h	設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 155℃、 約 1.9MW～約 8.1MW	標準値として設計値より小さい値を設定。
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	効果を期待せず	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。	
重大事故等対策に関連する操作条件	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員操作時間として設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの停止	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
	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開始	事象発生の 24 時間後	要員の召集、運転操作等を考慮して設定。

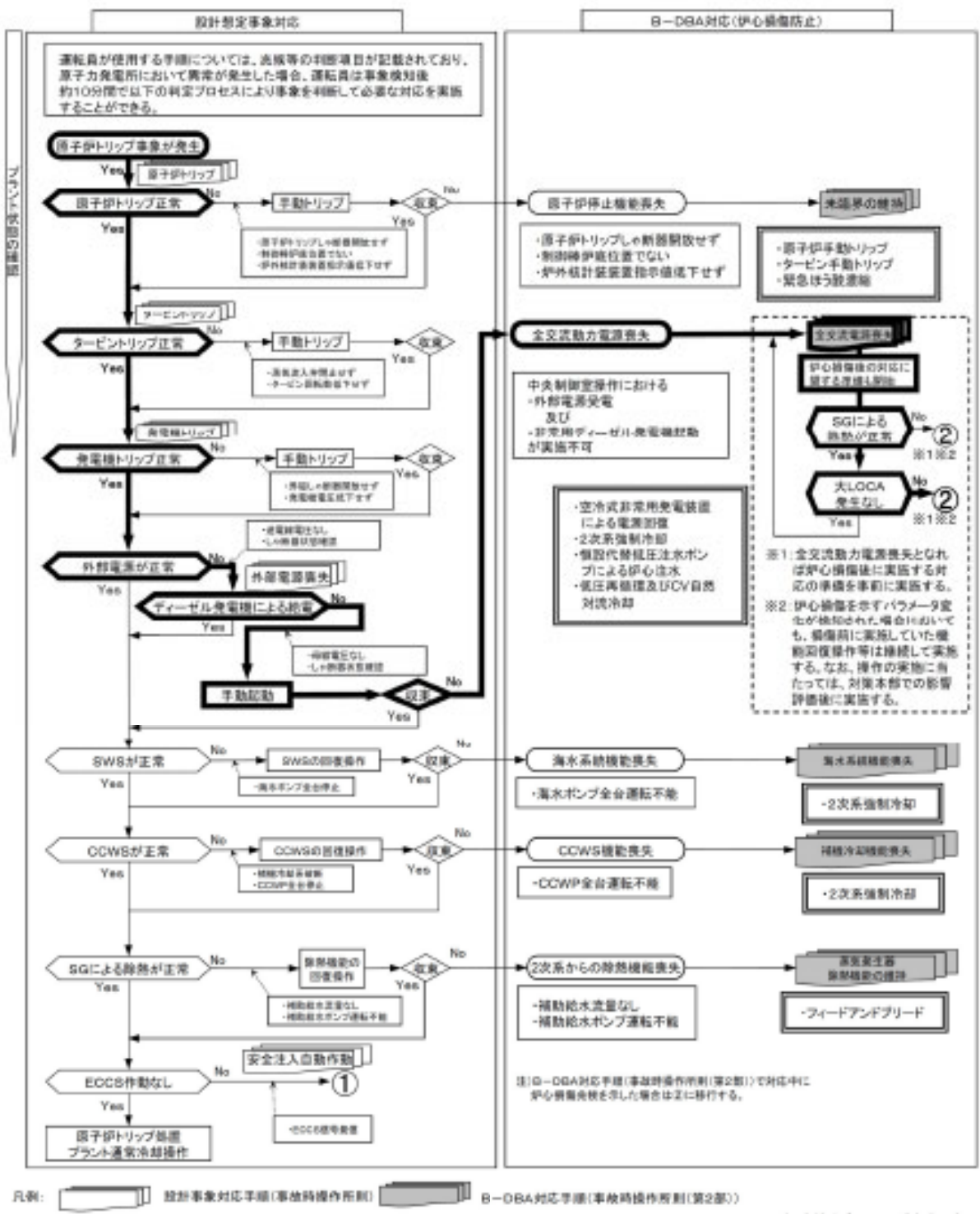


第 7.2.1.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図

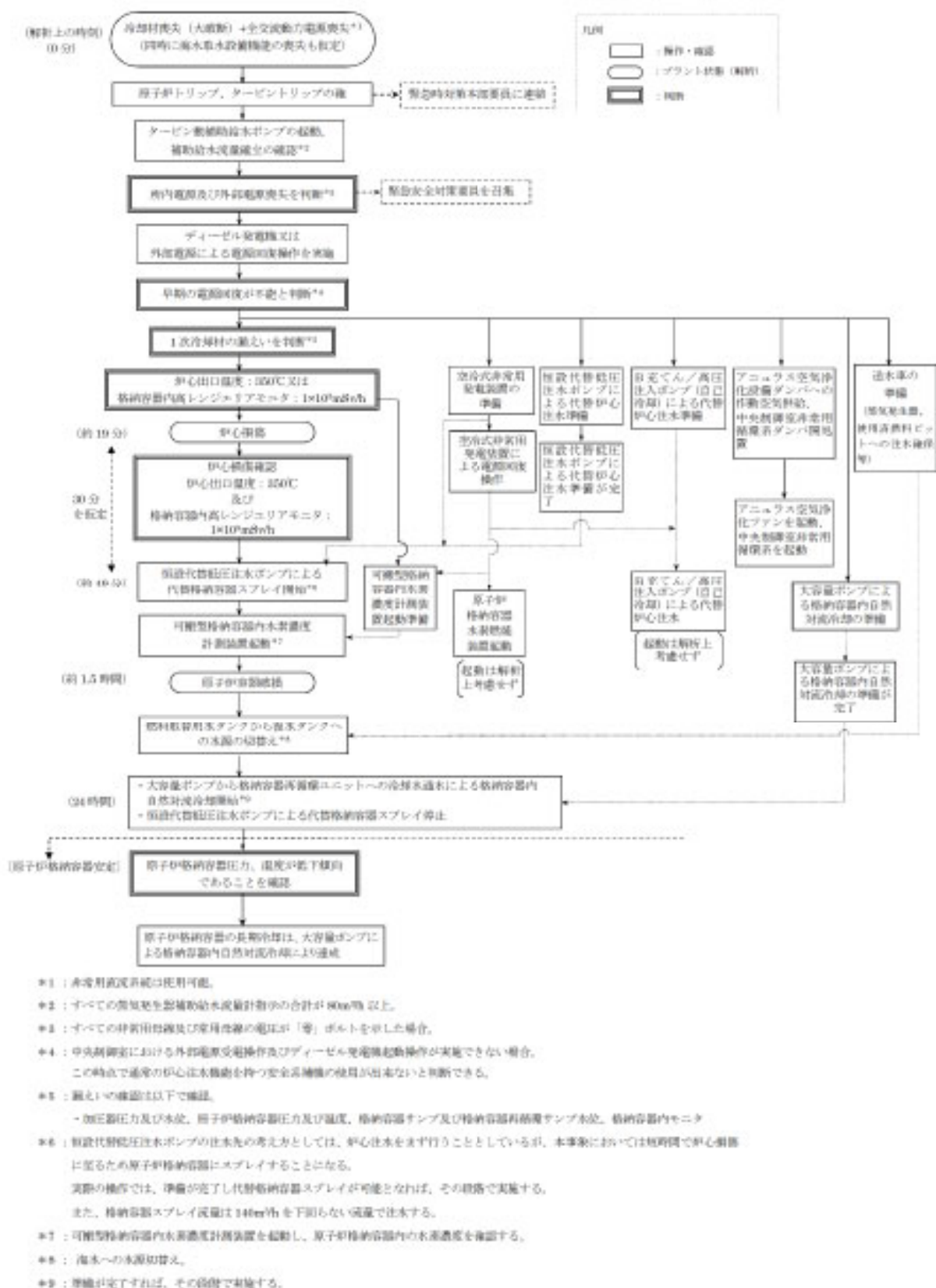


- *1 : すべての非常用設備及び非常用設備の電圧が「零」ポルトを示した場合。
- *2 : 非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば原子炉格納容器水素熱交換装置の自動起動を確認する。
- *3 : 水素熱交換事象においては格納容器スプレイ作動を考慮する。
- *4 : 1次冷却材喪失は以下で確認。
 ・格納容器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器ポンプ及び格納容器再蒸発タンク、格納容器内モニタ
- *5 : 補助給水系統破損喪失は以下で確認。
 ・すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 80 m³/h 未満
- *6 : 空冷式排気用発電装置による電源回復を確認する。
- *7 : 可能型格納容器内水素濃度計測装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
- *8 : 準備が完了すれば、その段階で実施する。
- *9 : 加圧代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水を多量に行うこととしているが、初期で炉心損傷に至る場合は原子炉格納容器にスプレイすることになる。
 実際の操作では、準備が完了し格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。
 また、格納容器スプレイ流量は 140 m³/h を下回らない流量で注水する。
 なお、格納容器スプレイが動作している場合において、再蒸発自動切替信号が発信すれば、格納容器スプレイ再蒸発自動切替を確認し、以降、原子炉格納容器内の気相が継続的に行なわれていることを確認する。
- *10 : ただしポンプを停止するのではなく、原子炉格納容器圧力の状況を監視し、決定する。
- *11 : 復水への水源切替。

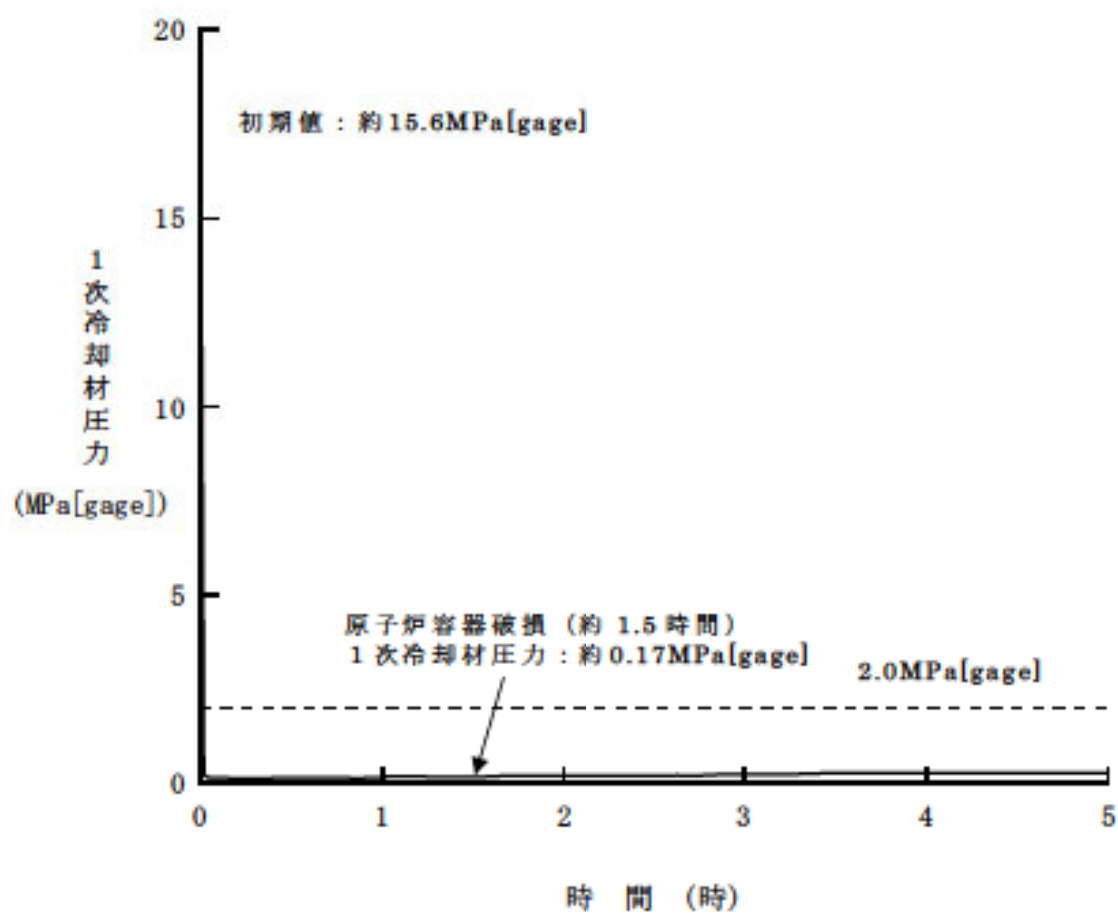
第 7.2.1.1.2 図 格納容器破損モード「券囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要



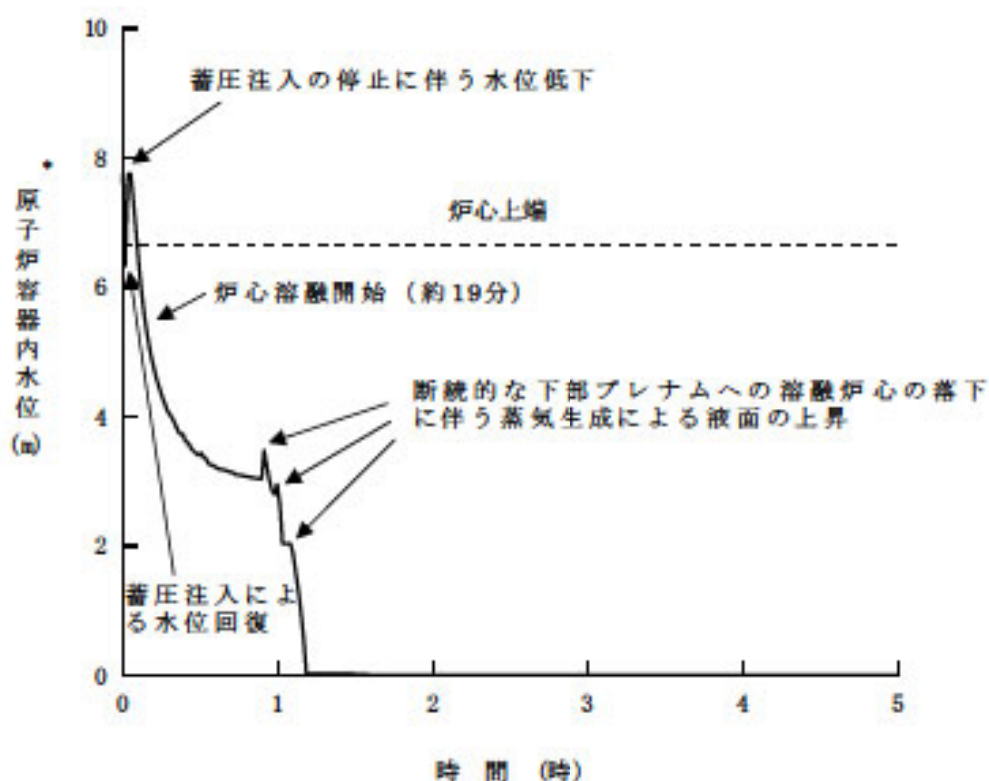
第 7.2.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス）
 （大破断 L O C A 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（1 / 2）



第 7.2.1.1.5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) の事象進展 (対応手順の概要) (大破断 L O C A 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)

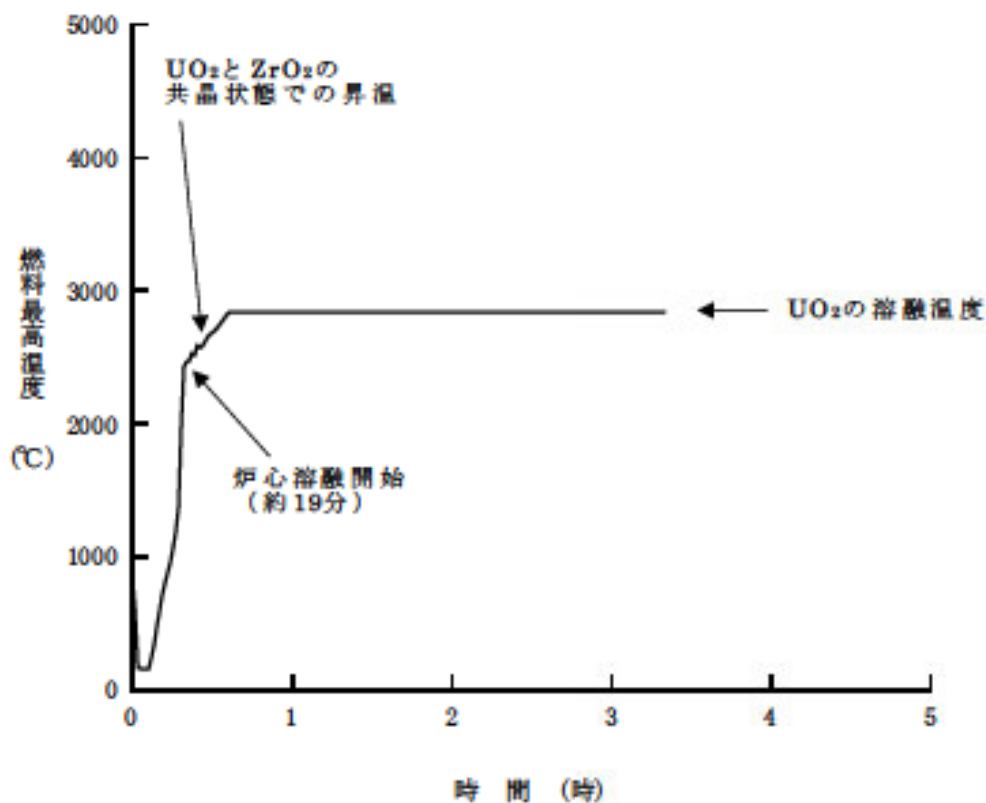


第 7.2.1.1.6 図 1次冷却材圧力の推移

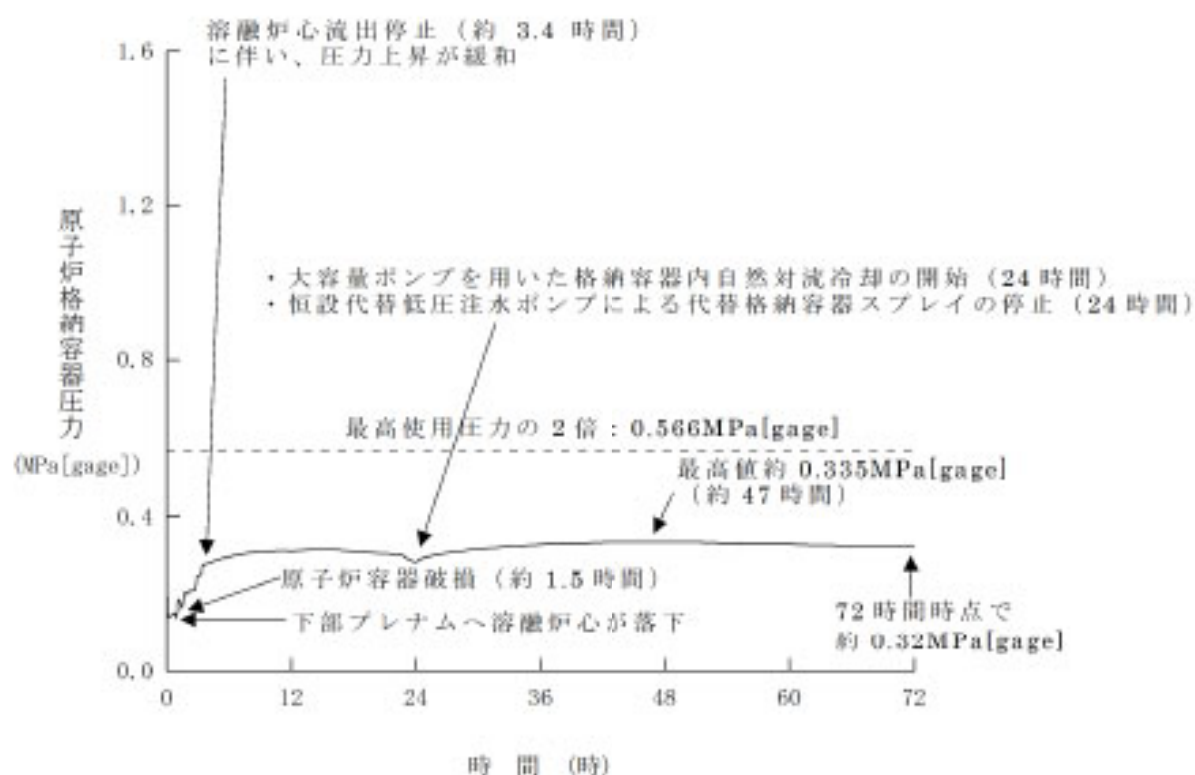


* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

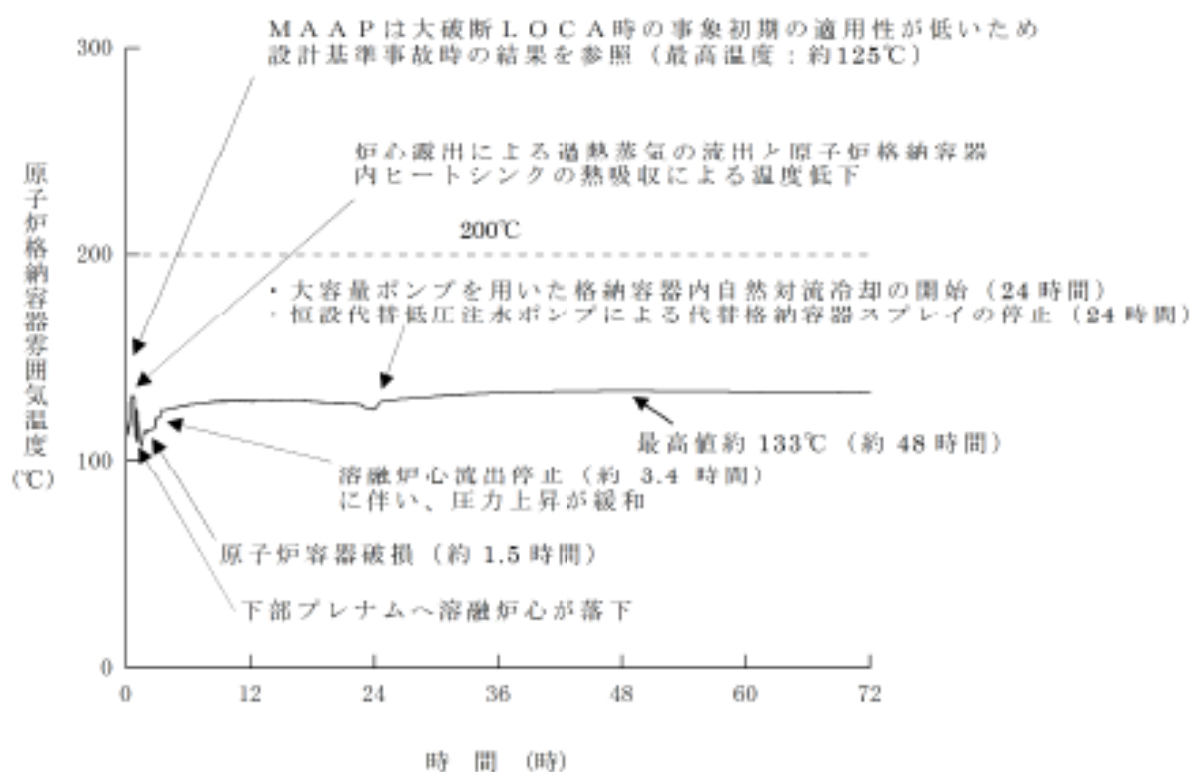
第 7.2.1.1.7 図 原子炉容器内水位の推移



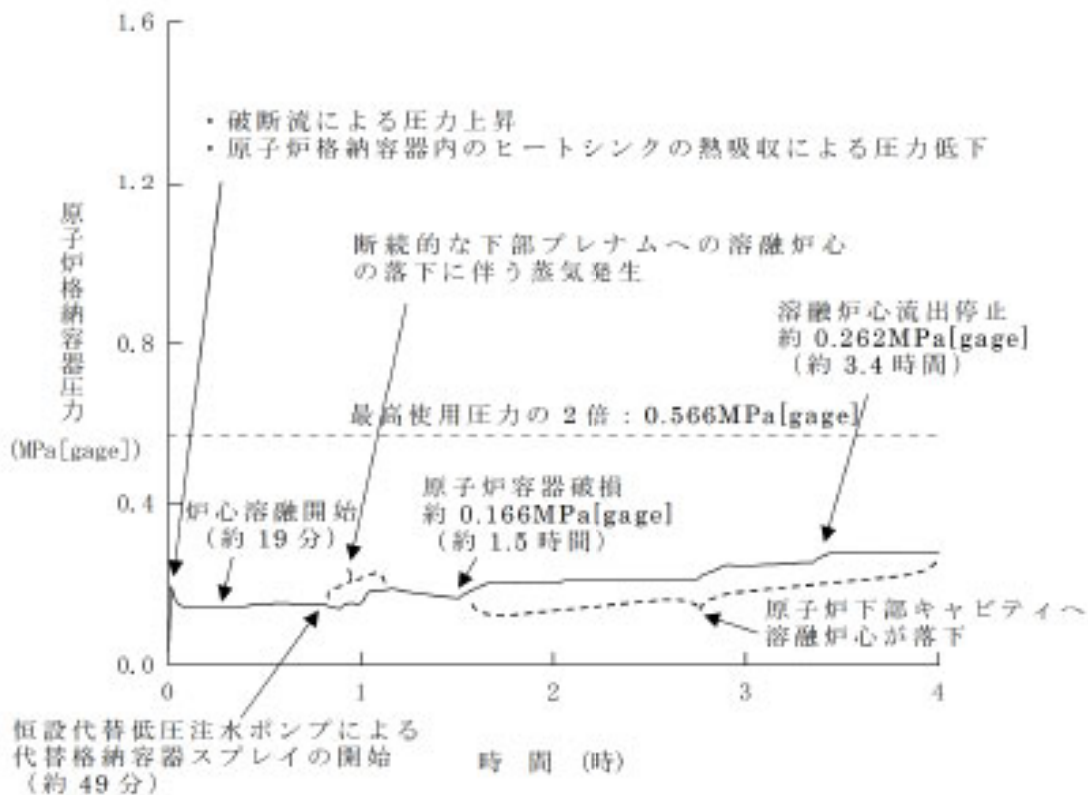
第 7.2.1.1.8 図 燃料最高温度の推移



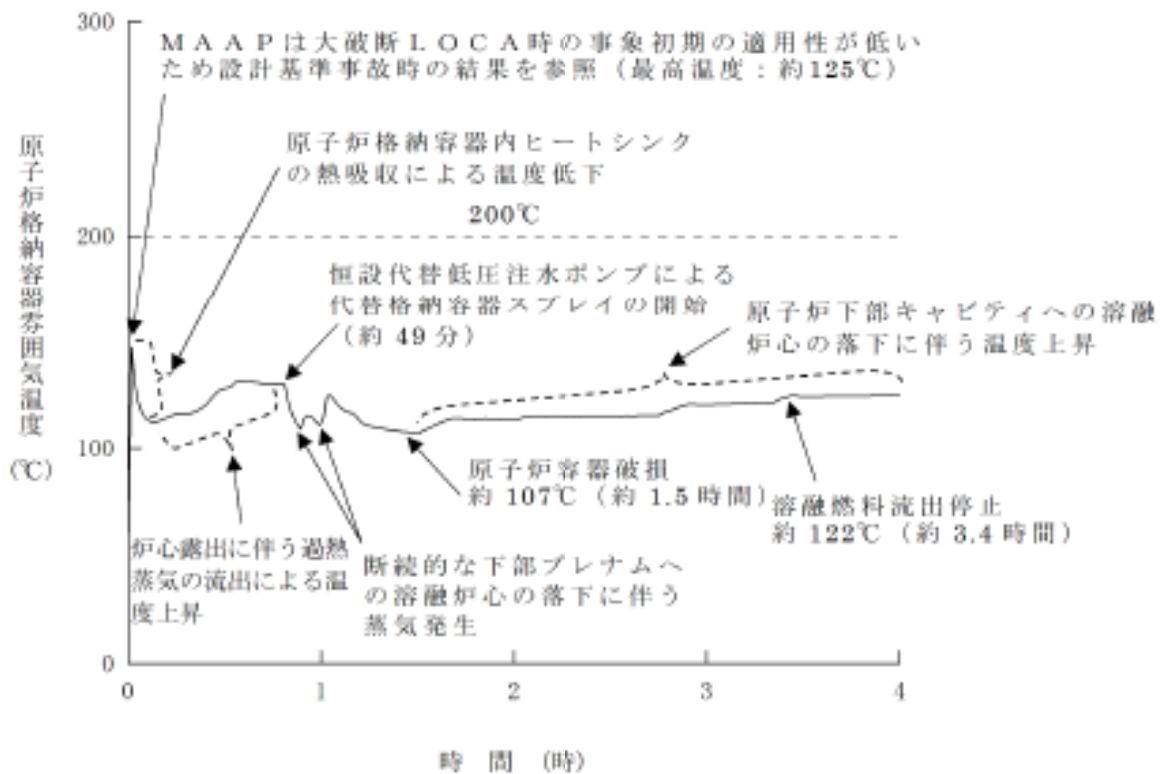
第 7.2.1.1.9 図 原子炉格納容器圧力の推移



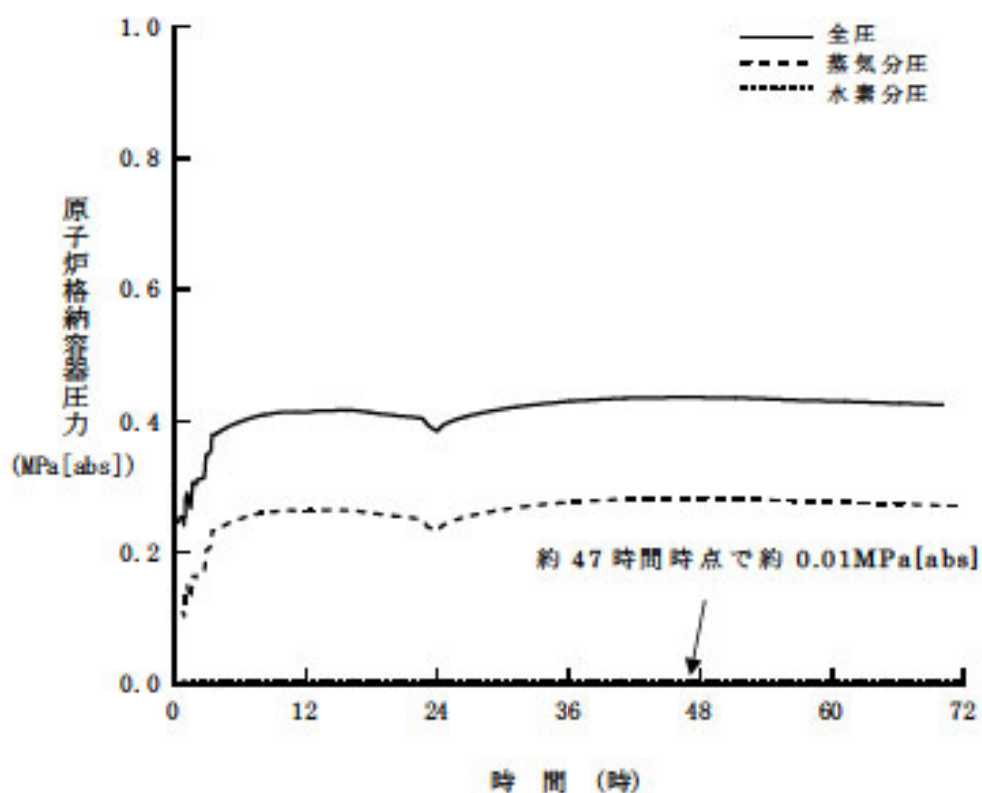
第 7.2.1.1.10 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移



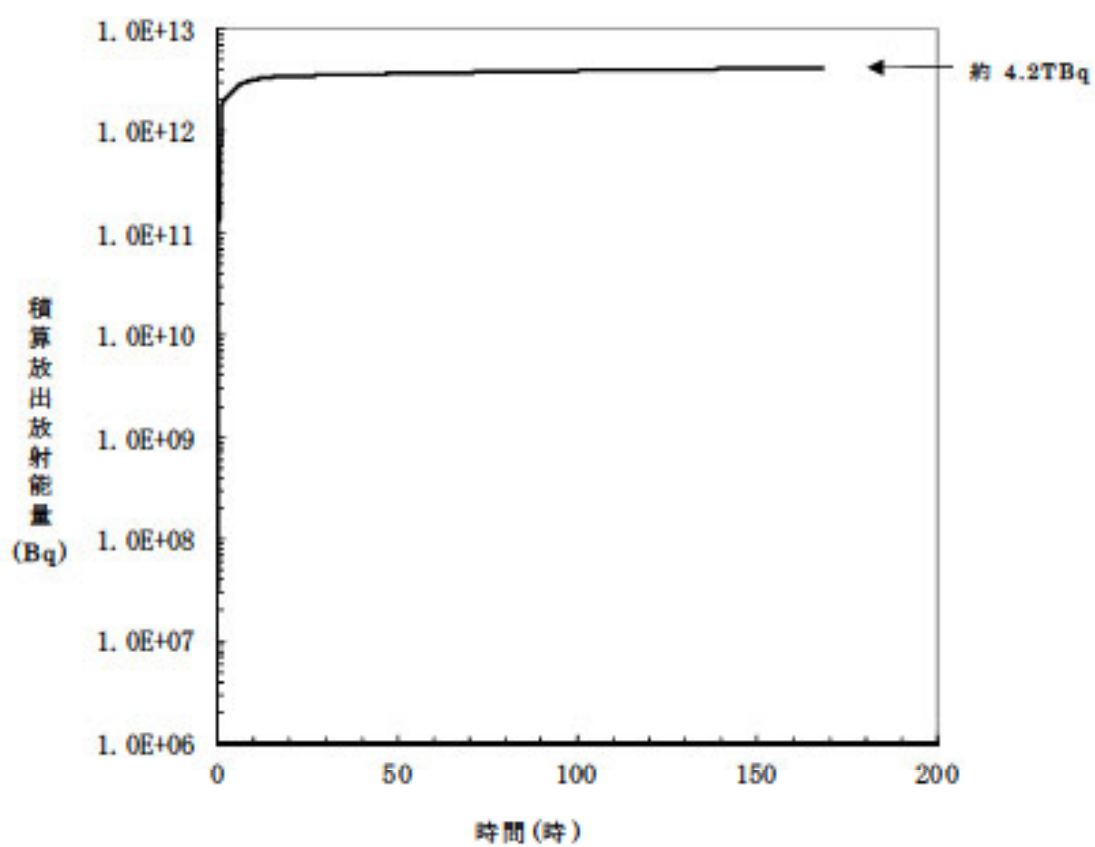
第 7.2.1.1.11 図 原子炉格納容器圧力の推移 (～4 時間)



第 7.2.1.1.12 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (～4 時間)

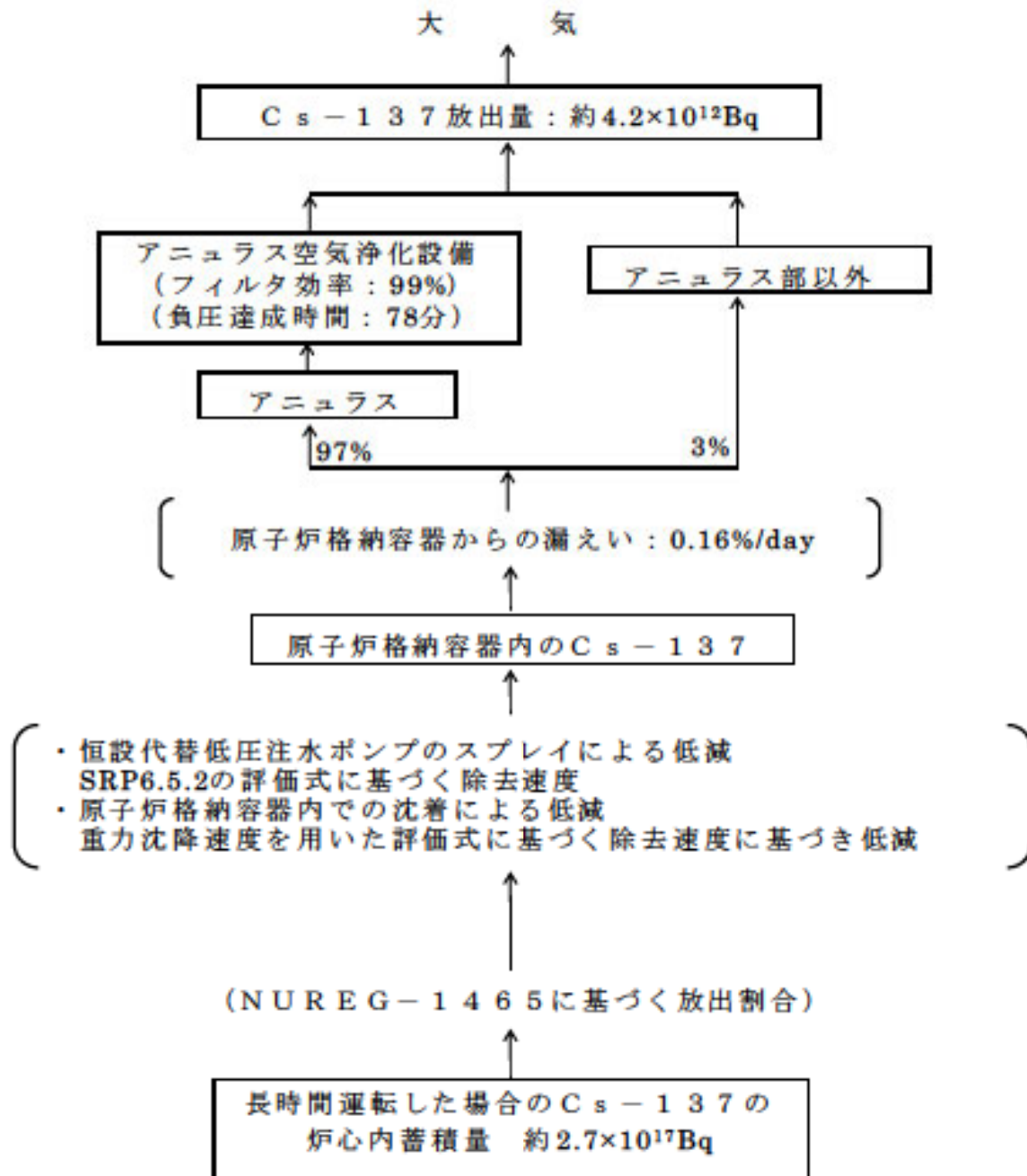


第 7.2.1.1.13 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧 (絶対圧) の推移

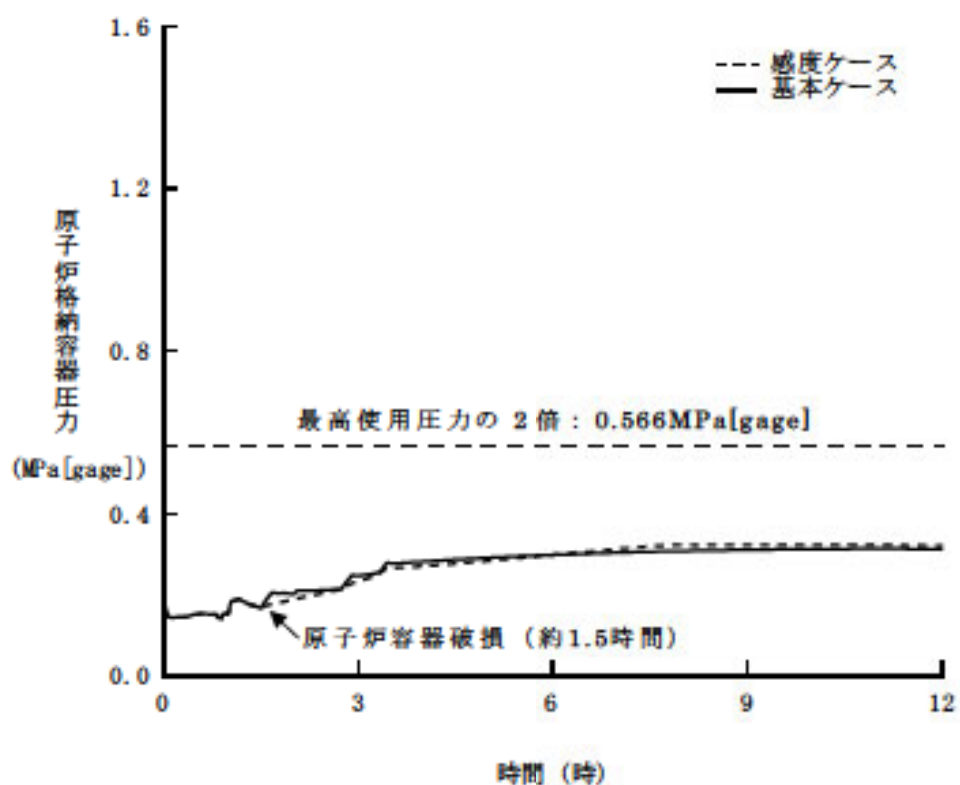


第 7.2.1.1.14 図 Cs-137 の積算放出放射エネルギーの推移

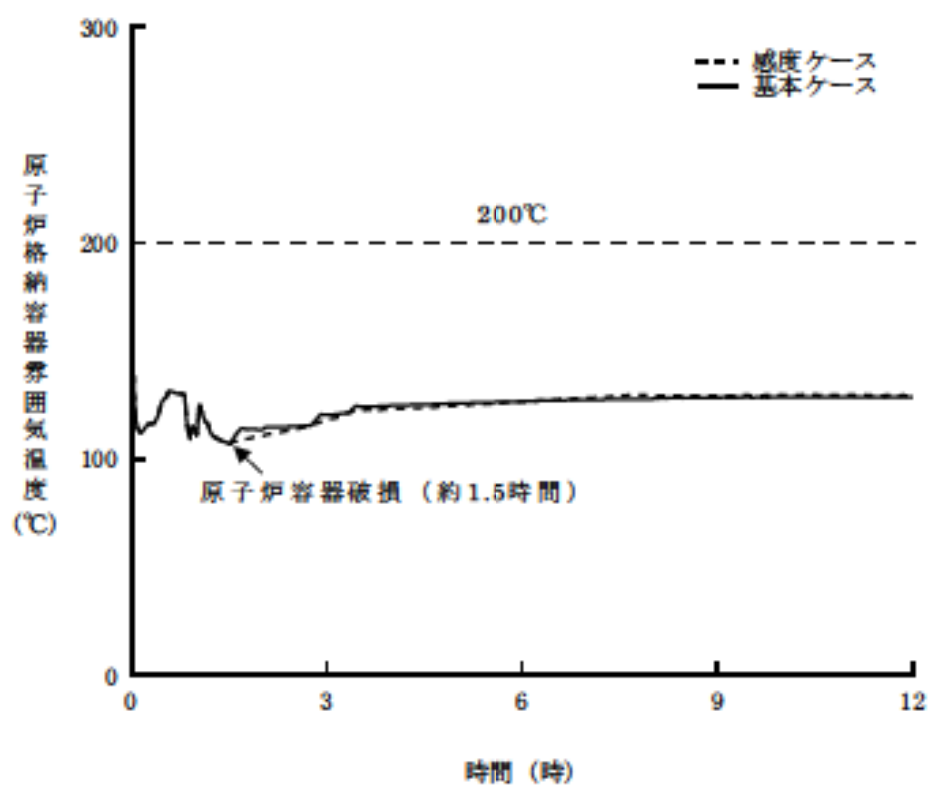
単位：Bq (GROSS値)



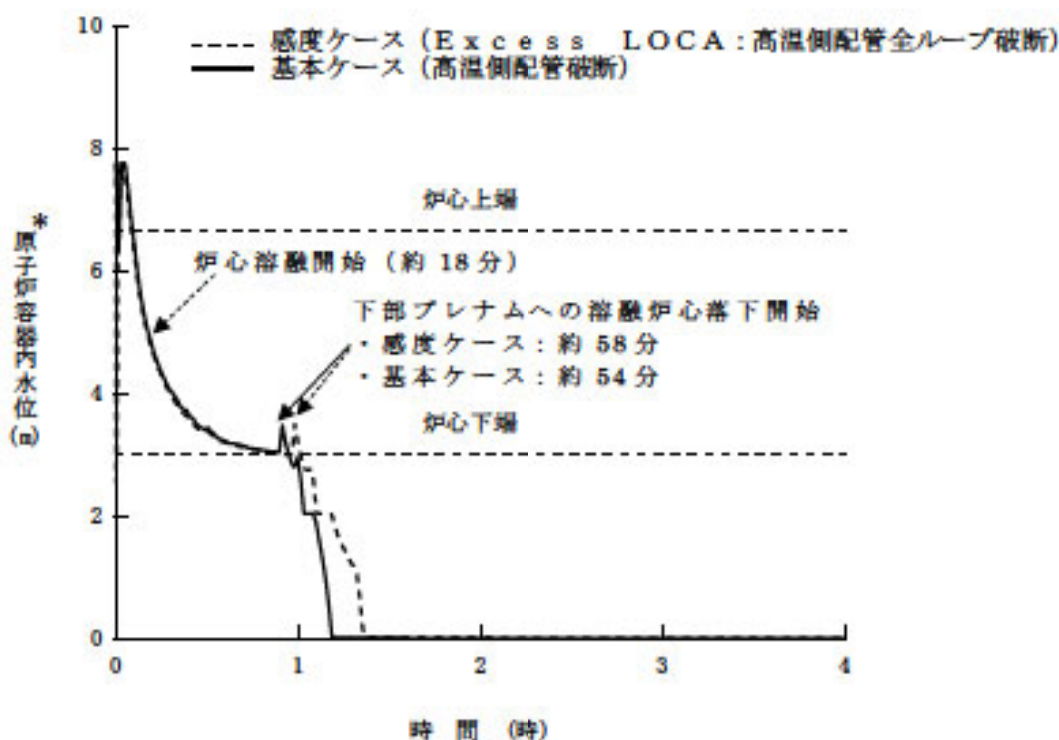
第 7.2.1.1.15 図 Cs-137 の大気放出過程



第 7.2.1.1.16 図 原子炉格納容器圧力の推移
(溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)

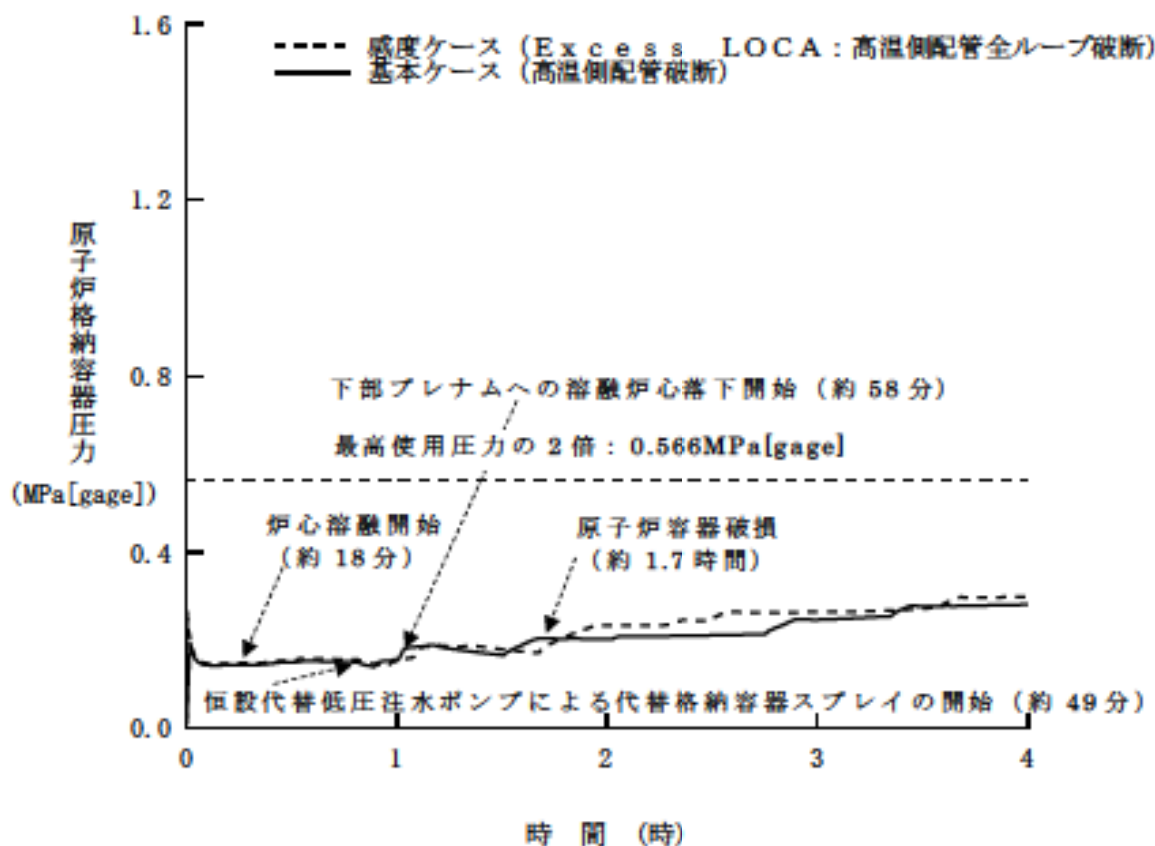


第 7.2.1.1.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移
(溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)

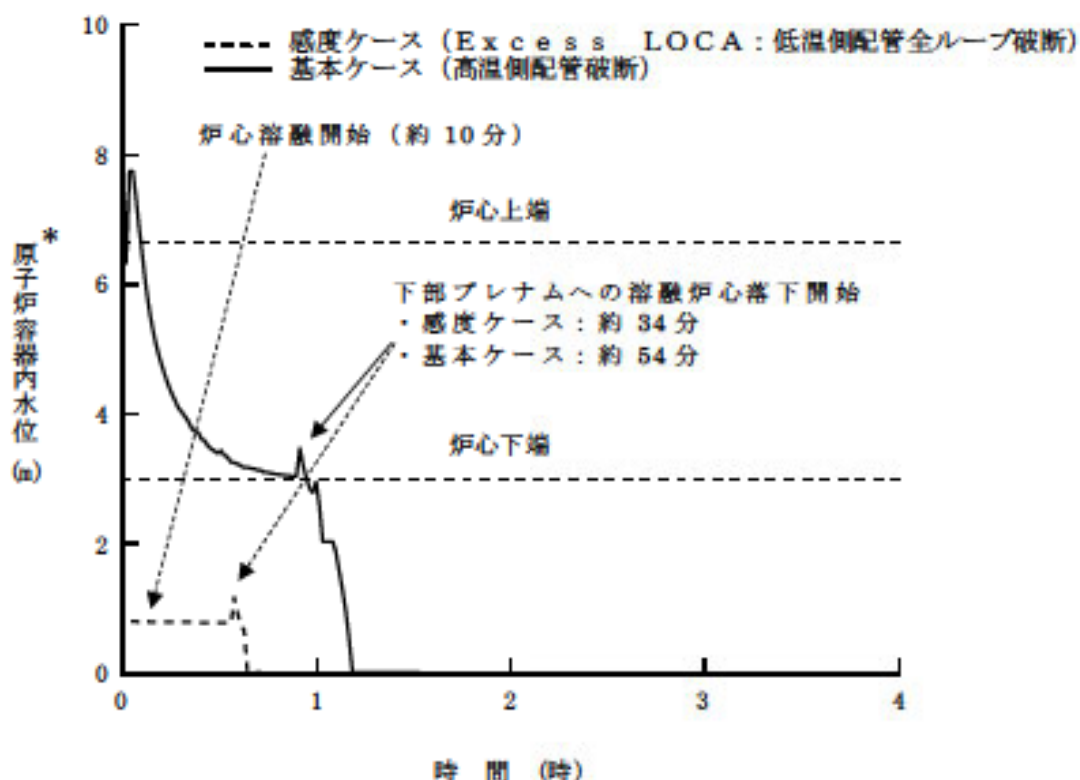


* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.18 図 原子炉容器内水位の推移
(高温側配管全ループ破断時の影響確認)

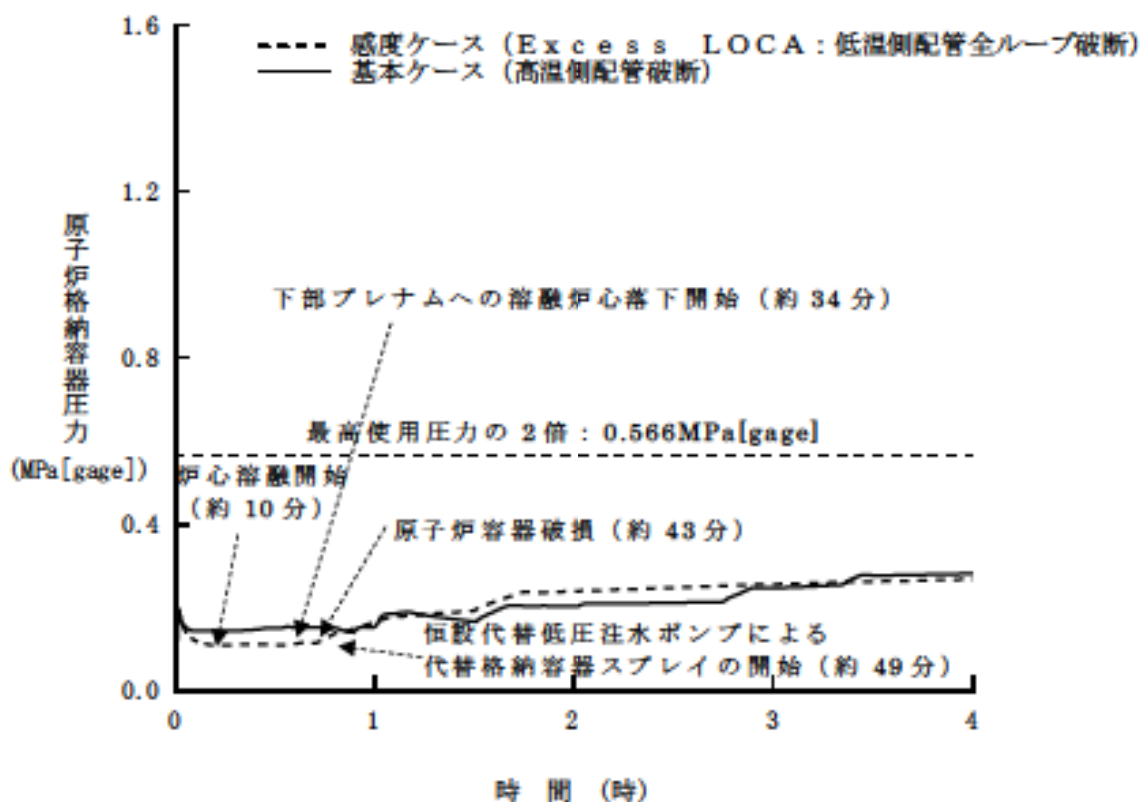


第 7.2.1.1.19 図 原子炉格納容器圧力の推移
(高温側配管全ループ破断時の影響確認)

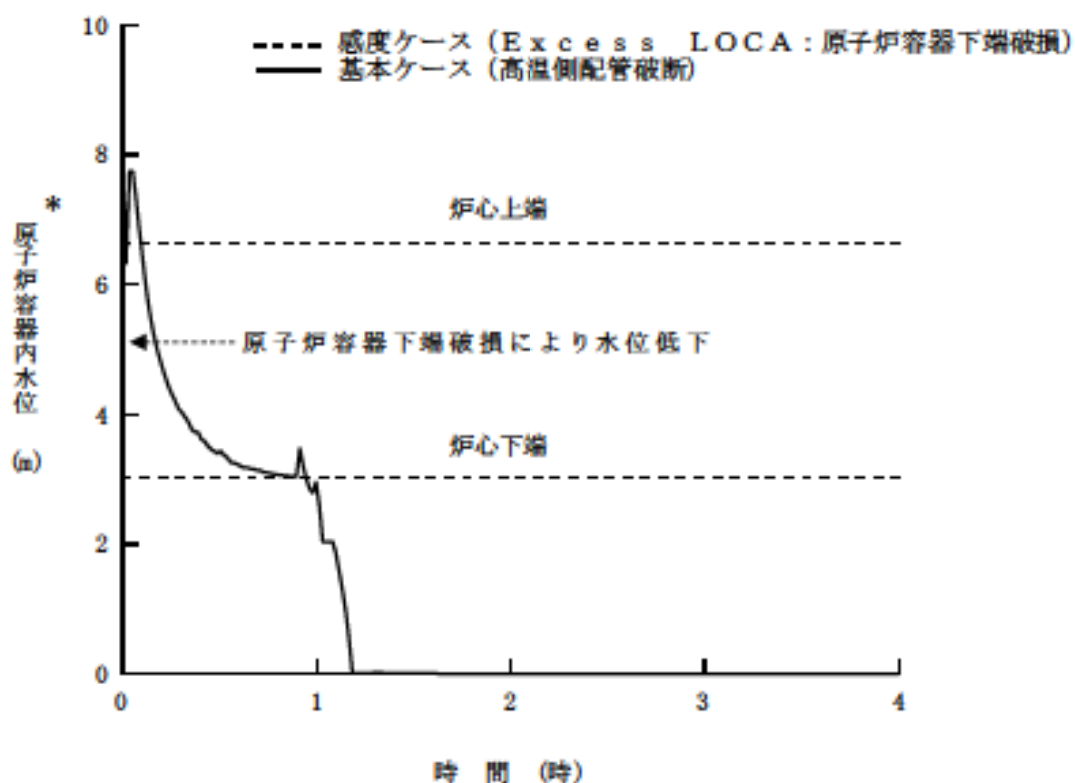


* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.20 図 原子炉容器内水位の推移
(低温側配管全ループ破断時の影響確認)

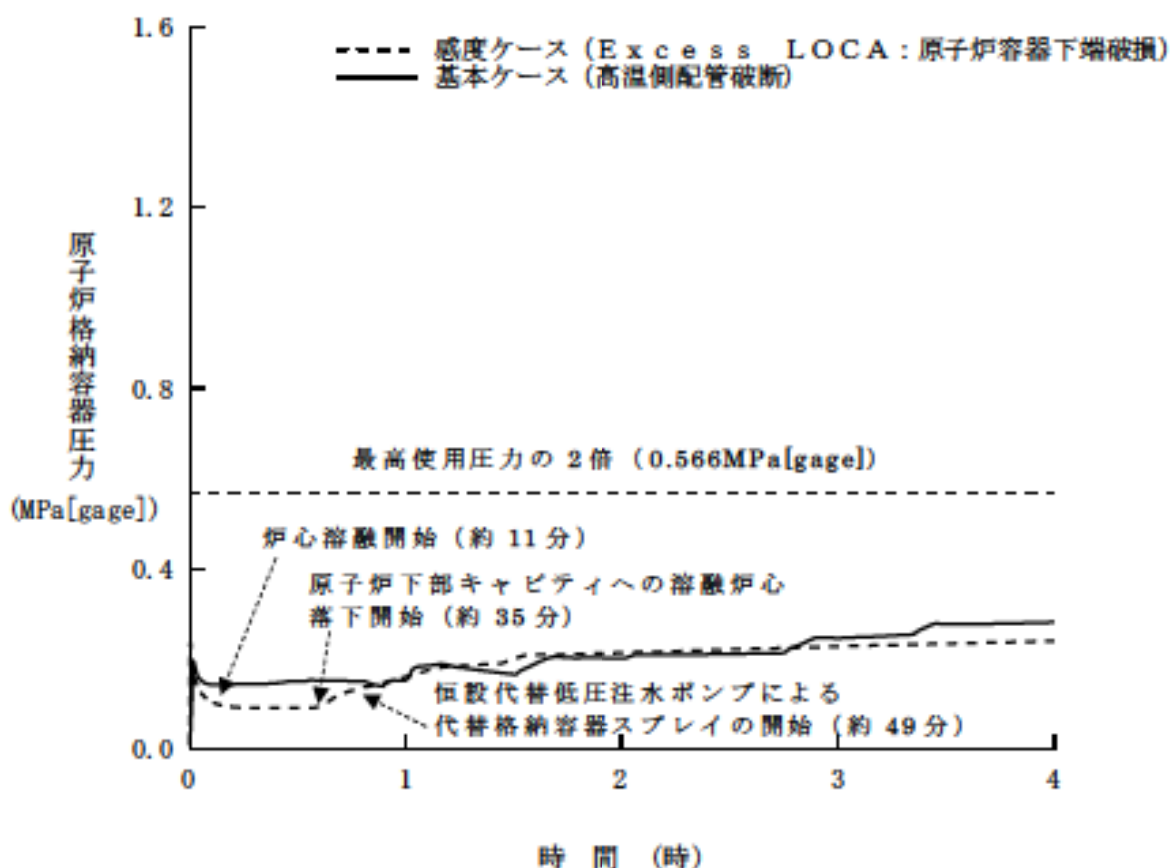


第 7.2.1.1.21 図 原子炉格納容器圧力の推移
(低温側配管全ループ破断時の影響確認)

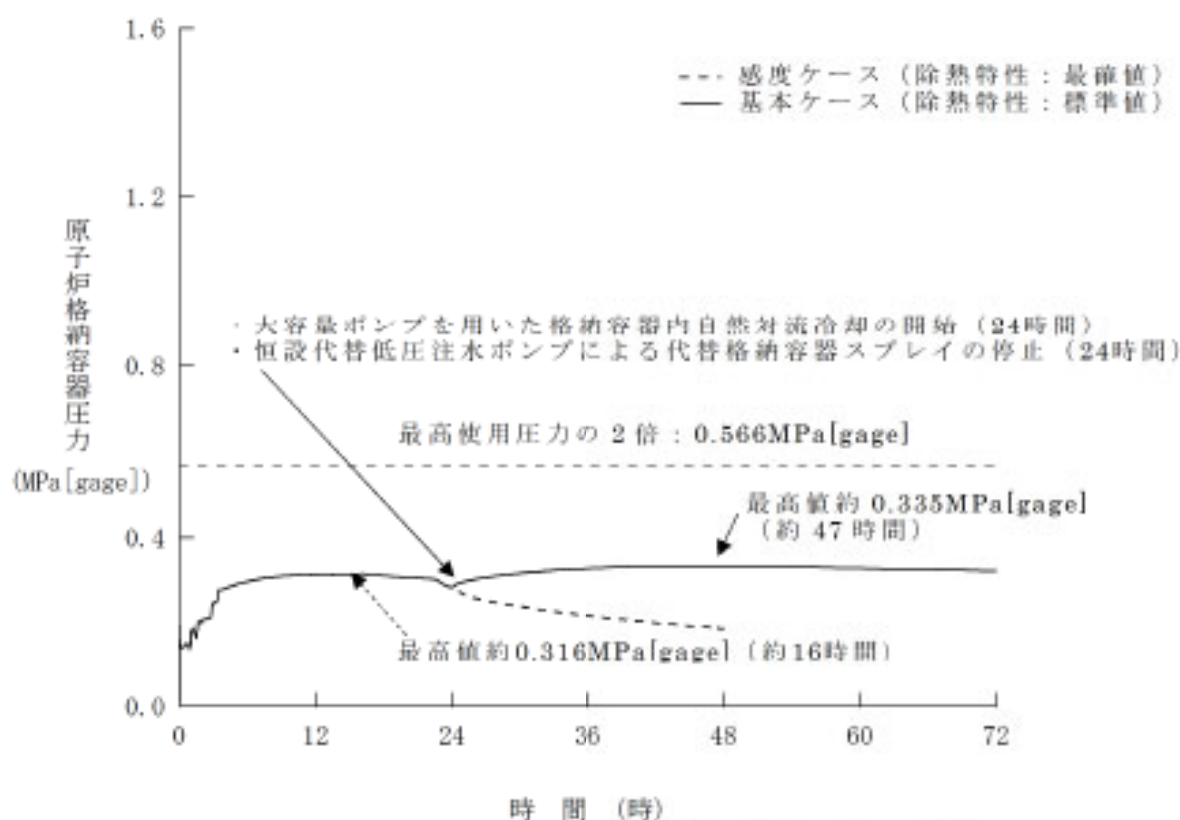


* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

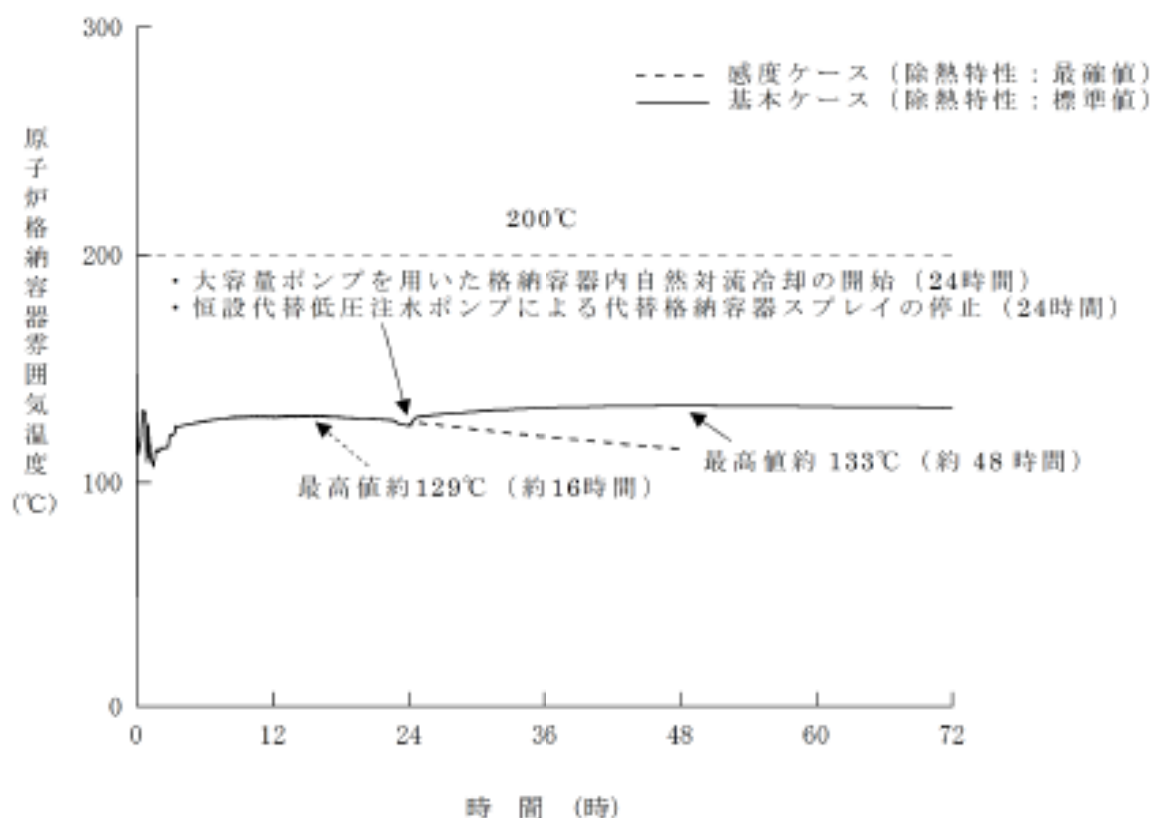
第 7.2.1.1.22 図 原子炉容器内水位の推移
(原子炉容器下端における破損時の影響確認)



第 7.2.1.1.23 図 原子炉格納容器圧力の推移
(原子炉容器下端における破損時の影響確認)



第 7.2.1.1.24 図 原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



第 7.2.1.1.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)