

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE712 r. 4. 0
提出年月日	令和4年8月31日

泊発電所3号炉

重大事故等対策の有効性評価

7. 1. 2 全交流動力電源喪失

令和4年8月
北海道電力株式会社

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 7.1.2. 全交流動力電源喪失

添付資料 目次

- 添付資料7.1.2.1 蒸気発生器細管の健全性に係る初期判断パラメータ
- 添付資料7.1.2.2 RCP シール LOCA が発生する場合としない場合の運転員操作等への影響
- 添付資料7.1.2.3 代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水操作について
- 添付資料7.1.2.4 2次系強制冷却における温度目標について
- 添付資料7.1.2.5 蓄電池の給電時間評価
- 添付資料7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて
- 添付資料7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について
- 添付資料7.1.2.8 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の長期安定確認について
- 添付資料7.1.2.9 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（全交流動力電源喪失）
- 添付資料7.1.2.10 RCP シール部からの漏えい量の設定根拠について
- 添付資料7.1.2.11 RCP シール部からの漏えい量による炉心露出への影響
- 添付資料7.1.2.12 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件設定の影響
- 添付資料7.1.2.13 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止に関する窒素混入の影響について
- 添付資料7.1.2.14 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料7.1.2.15 安定停止状態について①
- 添付資料7.1.2.16 安定停止状態について②
- 添付資料7.1.2.17 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失）
- 添付資料7.1.2.18 全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合）

- の感度解析について
- 添付資料7.1.2.19 全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について
- 添付資料7.1.2.20 水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）

7.1.2 全交流動力電源喪失

7.1.2.1 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「全交流動力電源喪失」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，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(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「全交流動力電源喪失」では，原子炉の出力運転中に，送電系統又は所内主発電設備の故障等により，外部電源が喪失し，常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水，高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水，原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送，中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温，減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また，従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し，補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに，RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから，RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ，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「全交流動力電源喪失」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による2次系強制冷却，代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる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，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，高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.2.1図に，対応手順の概要を第7.1.2.2図及び第7.1.2.3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7.1.2.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.2.2(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事象発生3時間まで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，災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され，合計15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が，中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名，運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち，災害対策要員が6名，関係各所に通報連絡等を行う災

害対策本部要員が3名である。また、事象発生3時間以降に追加で必要な要員は、可搬型タンクローリーによる燃料補給を行うための参集要員2名である。必要な要員と作業項目について第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

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「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

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。

また、主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

(添付資料 7.1.2.1)

b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流

量等である。

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代替非常用発電機，代替格納容器スプレイポンプ，B-充てんポンプ（自己冷却），アニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給，使用済燃料ピットへの注水確保，可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却並びに中央制御室非常用循環系のダンパ開放の準備を開始する。

また，安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し，その後，代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば，代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより，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・圧力の低下，原子炉格納容器圧力・温度の上昇，格納容器サンプル・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。

（添付資料 7.1.2.2）

e. 補助給水系の機能維持の判断

すべての補助給水流量指示の合計が $80\text{ m}^3/\text{h}$ 以上であること

を確認する。

補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。

f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉止

充てんポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

g. 不要直流電源負荷切離し

代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生後の24時間後まで継続可能な処置を行う。

(添付資料7.1.2.5)

h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却

事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力(広域)指示1.7MPa[gage](1次冷却材温度(広域-高温側)指示208℃)を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。

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次冷却材温度（広域－高温側）等である。

（添付資料 7.1.2.4）

i. 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（広域）である。

j. 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

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の空気作動弁への代替空気供給（窒素ボンベ接続）及びダンパの手動開操作を行い、B-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。

k. 蓄圧タンク出口弁閉止

1次冷却材圧力（広域）指示が1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、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（広域）等である。

1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁の閉止確認後，1次冷却材圧力（広域）指示0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示170℃）を目標に，タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し，目標値となれば温度・圧力を維持する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し，1次冷却材圧力（広域）指示0.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。ただし，代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力（広域）指示が0.7MPa[gage]以上であっても，ポンプ吐出圧力以下であれば，炉心注水を開始する。

なお，代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は，早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は，代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等である。

また，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合，B－充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

RCPシールLOCAが発生している場合，長期対策として，可搬型大型送水ポンプ車を用いたC，D－格納容器再循環ユニット及びA－高圧注入ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば，格納容器内自然対流冷却を行う。また，燃料取替用水ピット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）指示71%以上を確認し，代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，原子炉格納容器圧力等であり，高圧再循環運転に必要な計装設備は，高圧注入流量等である。

o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続

長期対策として，タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替を行い，蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は，1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

p. 原子炉補機冷却系の復旧作業

原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し，参集要員が予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

7.1.2.2 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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。

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、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、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、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保

についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度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7.1.2.2表及び 第7.1.2.3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。

(添付資料 7.1.2.9)

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

「(a) 起因事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。

(d) RCP シール部からの漏えい率

RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $109\text{m}^3/\text{h}$ (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。

RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $1.5\text{m}^3/\text{h}$ とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。

(添付資料7.1.2.10, 7.1.2.11)

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60秒後に3基の蒸気発生器に合計 $80\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(b) 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。

(c) 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、最小保有水量を用いる。

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（最小保有水量）

29.0m³ (1基当たり)

(添付資料7.1.2.12)

(d) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量

運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa [gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/hを設定する。

(添付資料7.1.2.7)

(e) RCP シール部からの漏えい停止

RCPシールLOCAが発生しない場合において，1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

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。

(a) 2次系強制冷却は，主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動，操作等の時間を考慮して，事象発生 of 30分後に開始するものとする。

(b) 代替交流電源は，RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生 of 60分後に確立するものとし，RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして，事象発生 of 24時間後に確立するものとする。

(添付資料7.1.2.5)

(c) 1次冷却材温度の維持は，蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために，1次系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して0.5MPaの余裕を考慮し，約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(添付資料7.1.2.4, 7.1.2.13)

(d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は，1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から，10分後に実施するものとする。

(添付資料7.1.2.6)

(e) 2次系強制冷却再開は，主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して，蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し，1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(添付資料7.1.2.4)

(f) タービン動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。

(g) RCP シール LOCA が発生する場合には，1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば，代替格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

a. RCP シール LOCA が発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.2図に，1次冷却材圧力，1次冷却材温度，1次系保有水量，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7.1.2.6図から第7.1.2.16図に，2次系圧力，蒸気発生器水位等の2次系パラメータの推移を第7.1.2.17図から第7.1.2.22図に示すとともに，原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.1.2.23図及び第7.1.2.24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，全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため，1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し，事象発生の30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，1次系を減温，減圧することで，事象発生の約39分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約55分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で，その状態を維持する。その後，事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後，事象発生の80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約2.2時間後に，1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで1次系の保有水量は回復する。

(添付資料7.1.2.14)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.2.16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7.1.2.6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（20.592MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.23図及び第7.1.2.24図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で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℃）を下回っている。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環運転を行うことで、第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図に示すとおり、事象発生の約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、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開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。

（添付資料7.1.2.8）

第7.1.2.6図から第7.1.2.8図に示すとおり、事象発生の約4時間後に高温の停止状態になり、1次系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も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、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。

（添付資料7.1.2.15）

なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧

に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

b. RCP シール LOCA が発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、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7.1.2.27図から第7.1.2.35図に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの推移を第7.1.2.36図から第7.1.2.41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、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCPシールLOCAは発生しないことから1次系は高圧で維持される。

事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の30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、1次系を減温、減圧することで、事象発生の約60分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した

後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生
の約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達
した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置され
ている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの
漏えいは停止し、事象発生約31時間後に1次冷却材圧力
が約0.7MPa[gage]に到達する。

(添付資料7.1.2.14)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.2.35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7.1.2.27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(20.592MPa[gage])を下回る。

また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子
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り、「a. RCPシール
LOCAが発生する場合」に比べ厳しくならないことから、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7.1.2.27図及び第7.1.2.28図に示すとおり、事象発生
の約31時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至
る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉

心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。

(添付資料7.1.2.16)

なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.2.3 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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系の減温、減圧率を調整でき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、事象発生30分後に操作を行う2次系強制冷却、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水とする。

(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、実際の燃料棒表面での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、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少

なくなり，1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。

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，2次系強制冷却による減圧時の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から，1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等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，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，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から，1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水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の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から，1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度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。

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、実際の燃料棒表面での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、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken試験解析の結果から、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次系保有水量の減少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、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について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ため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少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、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、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ため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制

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の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ため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少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。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度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。

(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7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示すとおりであり、そ

これらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率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り、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。

RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。

(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次冷却材の蒸発率が低下することで、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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多くなるため、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が、1次冷却材圧力約0.7MPa [gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料7.1.2.12)

なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、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により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は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

2次系強制冷却は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5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。

1次冷却材温度及び圧力の維持は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5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。

蓄圧タンク出口弁の閉止は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5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。

2次系強制冷却再開は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5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。

代替格納容器スプレイポンプの起動は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5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

事象発生を起点とする2次系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整す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。

蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開は、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と、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、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

水量の減少が抑制されるため、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、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次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。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は小さくなると考えられる。「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の30分後の2次系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開も、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。

(添付資料7.1.2.18)

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の減少が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、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での操作時間余裕を確認する。

2次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後の30分後であるのに対し、事象発生後の60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.42図から第7.1.2.45図に示す。その結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の減少が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。

(添付資料7.1.2.18)

蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、第7.1.2.46図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約13分の操作時間余裕があることを確認した。

(添付資料7.1.2.13)

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第7.1.2.47図に示すとおり、1次系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を、1次冷却材圧力が2次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約1.6時間の操作時間余裕があることを確認した。

(添付資料7.1.2.19)

(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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、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。

(添付資料7.1.2.17)

7.1.2.4 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「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における事象発生3時間までに必要な要員は、「7.1.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり15名である。

「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の合計33名で対処可能である。また、事象発生3時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から

3 時間以内に参集可能な要員の 2 名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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。

なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及び、RCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の評価結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約58.8時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

補助給水ピット（570m³：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約7.4時間の注水継続が可能である。なお、約7時間以降は、補助給水ピットに可搬型大型送水ポンプ車による補給を行う。

b. 燃料

代替非常用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約138.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。

補助給水ピット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約7時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.6kLが必要となる。

追而理由【3号炉原子炉建屋西側を經由したルートの設定変更】

以降の【追而】標記の追而理由は、上記と同様であることから省略する。

可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生約14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.1kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油はこれらを合計して約168.2kLとなるが、「7.5.1(2)資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量（540kL）にて供給可能である。

追而

c. 電源

代替非常用発電機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1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW（3,450kVA）にて供給可能である。

（添付資料7.1.2.20）

7.1.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、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「全交流動力電源喪失」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による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として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、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器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「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却並びに代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水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。

発電所災害対策要員は、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、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、代替炉心注水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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（1 / 7）

		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失及びブレーントリップの確認	<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非常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。 蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。 	-	-	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（広域） 加圧器水位 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 主蒸気ライン圧力
b. タービン動補給水ポンプの起動及び補給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> 蒸気発生器水位低下等によりタービン動補給水ポンプが起動し、補給水流量が確立することを確認する。 	タービン動補給水ポンプ 蒸気発生器 補給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
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代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却並びに中央制御室非常用循環系のタンク開放の準備を開始する。 安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。 代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。 	代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽	可搬型タンクローリー	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（2 / 7）

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	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位・圧力の低下，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 次冷却材圧力 (広域) 加圧器水位 原子炉格納容器圧力 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水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)
e. 補助給水系の機能維持の判断	<ul style="list-style-type: none"> すべての補助給水流量指示の合計が 80m³/h 以上であることを確認する。 	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位 (狭域) 蒸気発生器水位 (広域) 補助給水ピット水位
f. 1 次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉止	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプの起動時の 1 次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，1 次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。 隔離弁の電源が回復していない場合は，現場にて閉止する。 	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3／7）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> 代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。 非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の24時間後まで継続可能な処置を行う。 	蓄電池（非常用） 後備蓄電池	-
h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力（広域）指示1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。 	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー
i. 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（広域-高温側） 1次冷却材圧力（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故対策について（4／7）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
<p>j. アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p>	<ul style="list-style-type: none"> アニユラス部の水素滞留防止及び破ばく低減対策として、現場でアニユラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給（窒素ボンベ接続）及びタンクの手動開操作を行い、B-Aアニユラス空気浄化ファンを起動する。 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タンクの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	<p>B-Aアニユラス空気浄化ファン B-Aアニユラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室給気ユニット 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 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽</p>	<p>アニユラス全量排気弁操作 可搬型窒素ガスボンベ 可搬型タンクローリー</p>
<p>k. 蓄圧タンク出口弁閉止</p>	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力（広域）指示が1.7MPa[Lgage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。 	<p>蓄圧タンク出口弁</p>	<p>1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側）</p>

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（5/7）

		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
1. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa [gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。 	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa [gage]（1次冷却材温度（広域-高温側）指示 170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。 代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力（広域）指示が 0.7MPa [gage] 以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水量を回復させるように調整する。 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 	代替格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水ピット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽 【B-充てんポンプ（自己冷却）】	可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位 原子炉容器水位 代替格納容器スプレイポンプ出口 積算流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（6 / 7）

		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却及び 高圧再循環運転	<ul style="list-style-type: none"> ・RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いた C、D-格納容器再循環ユニット及び A-高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・燃料取替用水ピット水位指示 16.5%到達及び格納容器再循環サンパ水位（広域）指示 71%以上を確認し、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧再循環運転へ切替え、炉心冷却を行う。 	燃料取替用水ピット A-高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンパ 格納容器再循環サンパスクリーン C、D-格納容器再循環ユニット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー 可搬型温度計測装置	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器圧力（AMM用） 格納容器再循環ユニット入口温度 /出口温度 燃料取替用水ピット水位 格納容器再循環サンパ水位（広域） 格納容器再循環サンパ水位（狭域） 高圧注入流量 加圧器水位 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側）
o. 蒸気発生器 2 次側による炉心 冷却の継続	<ul style="list-style-type: none"> ・長期対策として、タービン動補給水ポンプから電動補給水ポンプへの切替を行い、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を継続的に行う。 	電動補給水ポンプ 補助給水ピット 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（7/7）

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
p. 原子炉補機冷却系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時を考慮し、参集要員が予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。 	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び
 RCPシールドLOCAが発生する事故) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5/COCO	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・ポイド率変化、気液分離・対向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であること。
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次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の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 [gauge]	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が遅くなることから厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6°C + 2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと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も遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが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)	17×17型燃料集合体を装荷した3ルーブリックを包絡する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、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化燃料の装荷を考慮している。
初期条件		

第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び
RCPシールドLOCAが発生する事故) (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 外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。	
	安全機能の喪失に対する仮定 非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。	
	外部電源 起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。		
重大事故等対策に関連する機器条件	RCPシールド部からの漏えい率(初期)	定格圧力において、約1109m ³ /h/台(480gpm/台)相当となる口径約1.6cm(約0.6インチ)/台(事象発生時からの漏えいを仮定)	
	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低(定格値の65%, 応答時間1.8秒)	
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生後の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、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		80m 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115m ³ /hから、ミニフロー流量35m ³ /hを除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量(ループ当たり)の10%(1個当たり)	定格運転時において、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)の約10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa [Lgage] (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) (最小保有水量)	最小の保有水量を設定。
	代替格納容器スプレーポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	想定する流出流量に対して、1次冷却材圧力0.7MPa [Lgage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。

第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び
 RCPシールドLOCAが発生する事故) (3 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現場開操作に20分を想定して設定。
1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa [gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度170℃ (約0.7MPa [gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa [gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約1.7MPa [gage]到達 及び 代替交流電源確立(60分)の 10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定して設定。
2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10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。
代替格納容器スプレー ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa [gage] 到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たつての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa [gage]到達後に注水を実施するものとして設定。

重大事故等対策に関する操作条件

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却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-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・ポイド率変化、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。
炉心熱出力 (初期)	100% (2.652MW) × 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次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の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が遅くなることから、厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6°C + 2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと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が遅くなることから、厳しい設定。
炉心崩壊熱	PP: 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)	17×17型燃料集合体を装荷した3ルーブプラントを包絡する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、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。
初期条件		

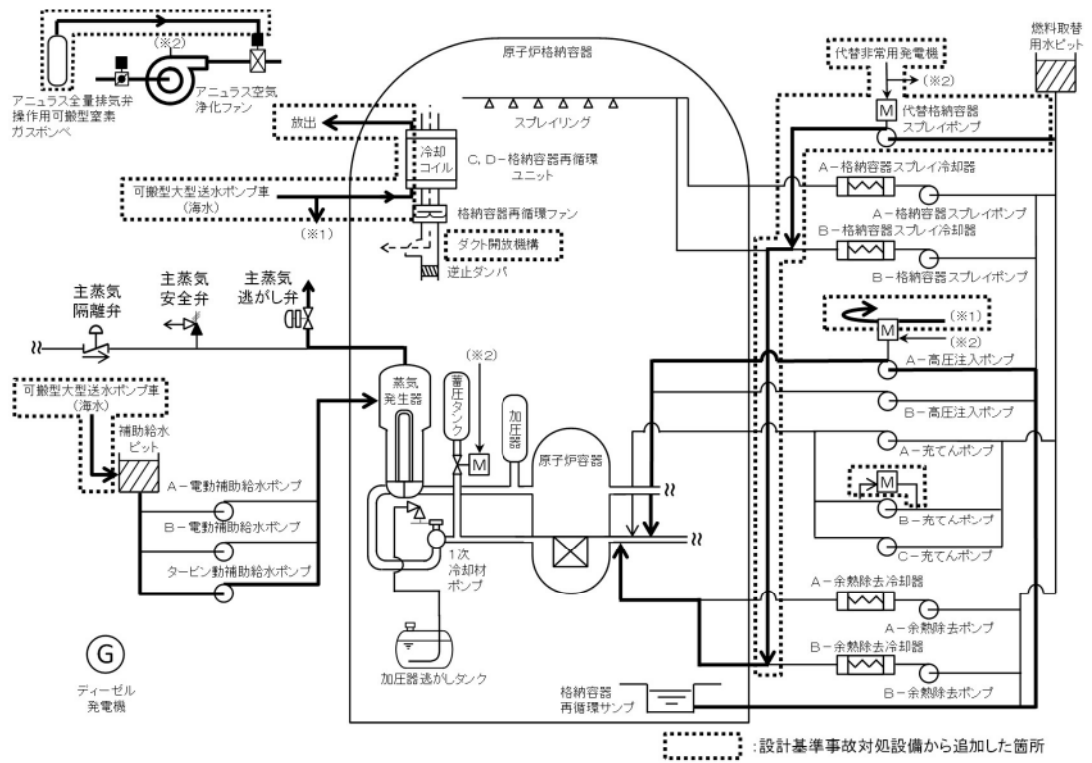
第7.1.2.3表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失
事故条件	外部電源	外部電源なし
	RCP シール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において 約 1.5m ³ /h (1台当たり) 相当となる口径 約 0.2cm (約 0.07 インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを仮定)
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	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%, 応答時間1.8秒)
	タービン動補給水ポンプ	事象発生後の60秒後に注水開始
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気逃がし弁容量	80m ³ /h (蒸気発生器3基合計)
	蓄圧タンク保持圧力	定格ループ流量 (ループ当たり) の10% (1個当たり) 4.0MPa [gauge] (最低保持圧力)
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1基当たり) (最小保有水量)
	漏えい停止圧力	0.83MPa [gauge]
重大事故等対策に関連する機器条件	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失が発生するものとして設定。 非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。 RCPシール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果を上回る値として設定。 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。 タービン動補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。 タービン動補給水ポンプの設計値115m ³ /hから、ミニフロー流量35m ³ /hを除いた値により設定。 定格運転時において、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) の約10%を処理できる流量として設定。 炉心への注水のタイミミングを遅くする最低の圧力として設定。 最小の保有水量を設定。 1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。

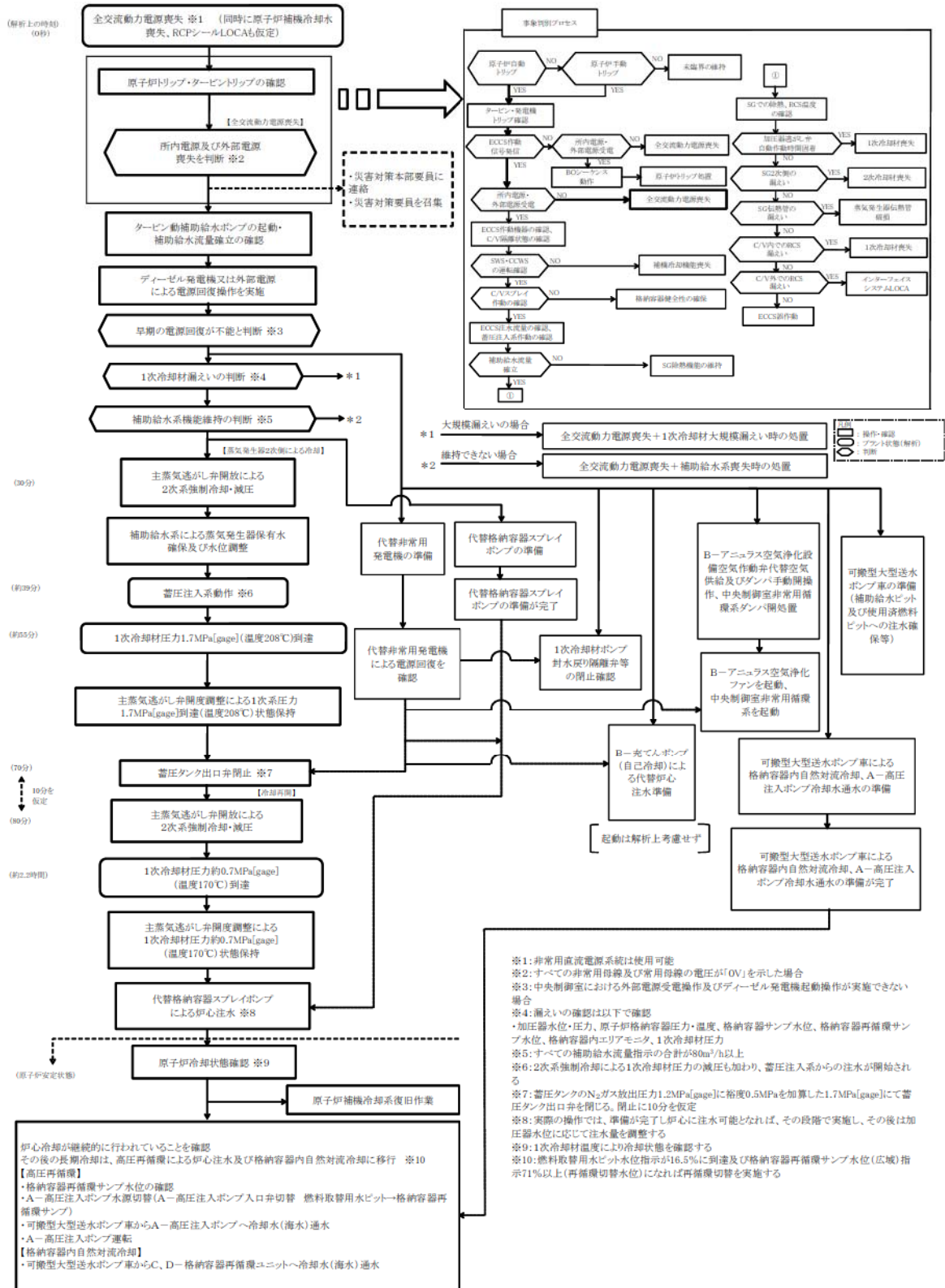
第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (3 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から 30 分後	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、主蒸気逃がし弁の現場開操作に 20 分を想定して設定。
交流電源確立	事象発生後の 24 時間後	-
1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器 2 次側冷却による 1 次系の自然循環を阻害するおそれがある蒸気の混入を防止するために、蓄圧タンクから 1 次系に蒸気が混入する圧力である約 1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa の余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約 1.7MPa[gage]到達 及び 代替交流電源確立 (24 時間) から 10 分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に 10 分を想定し設定。
2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に 10 分を想定し設定。
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。

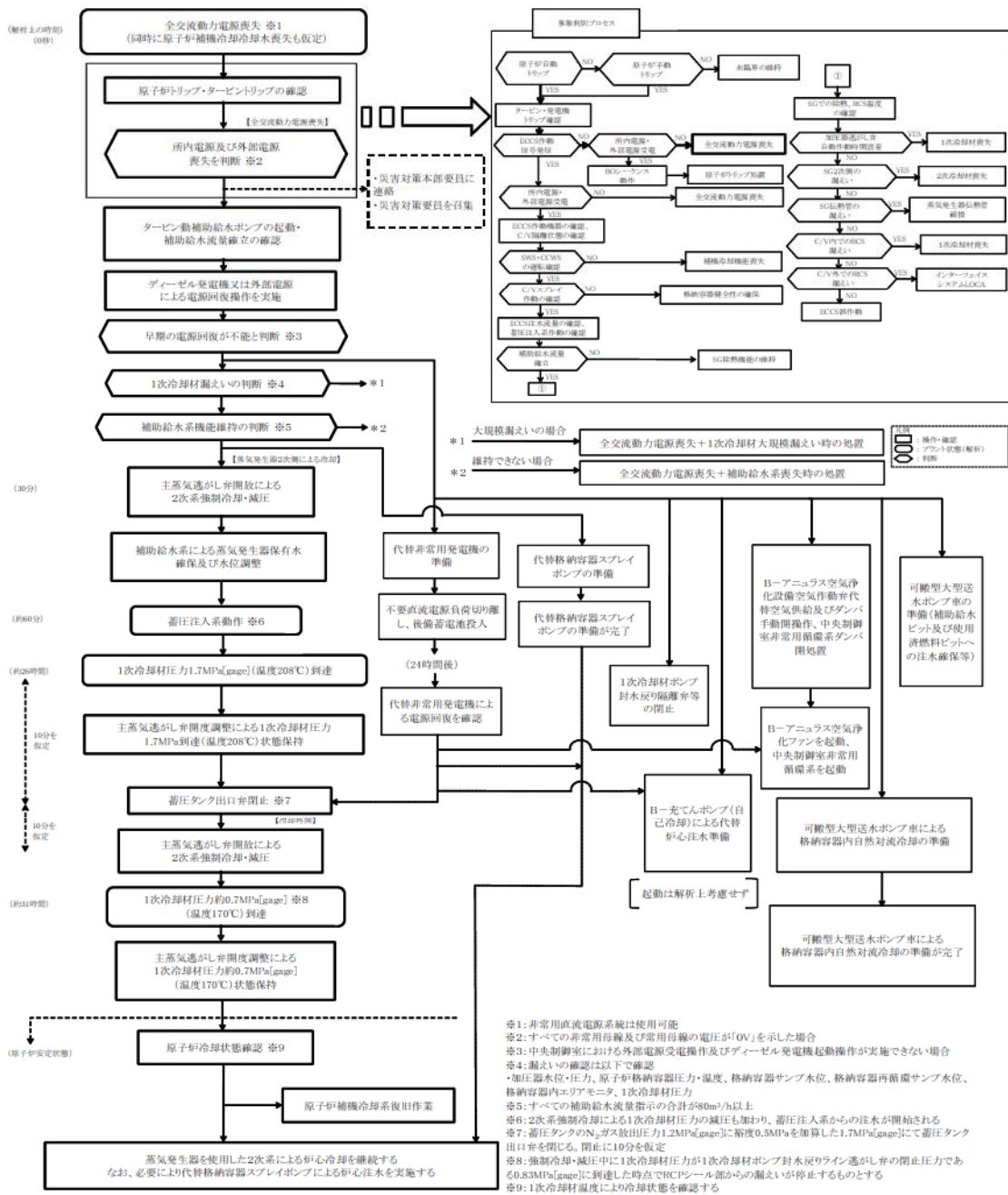
重大事故対策に関連する操作条件



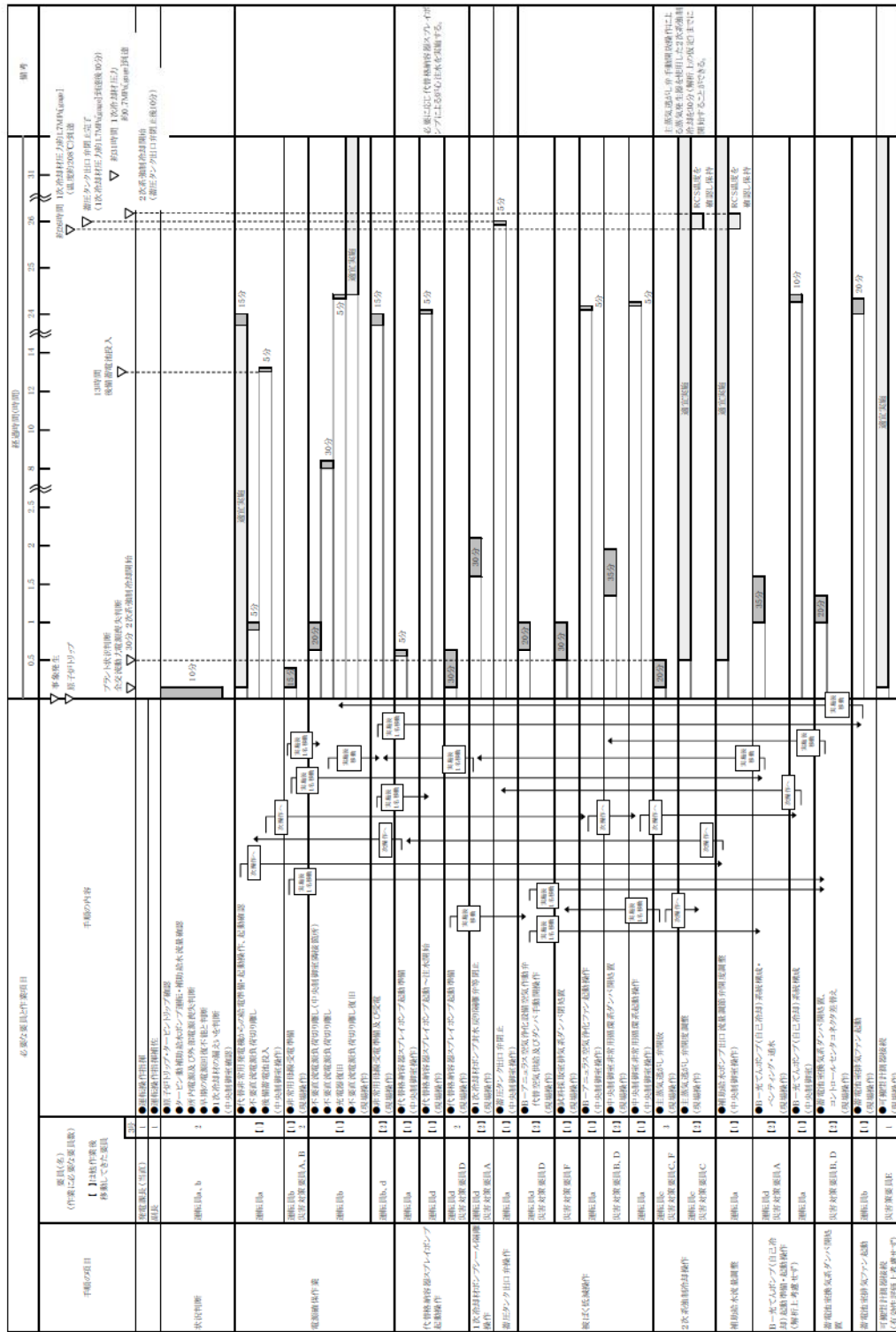
第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図



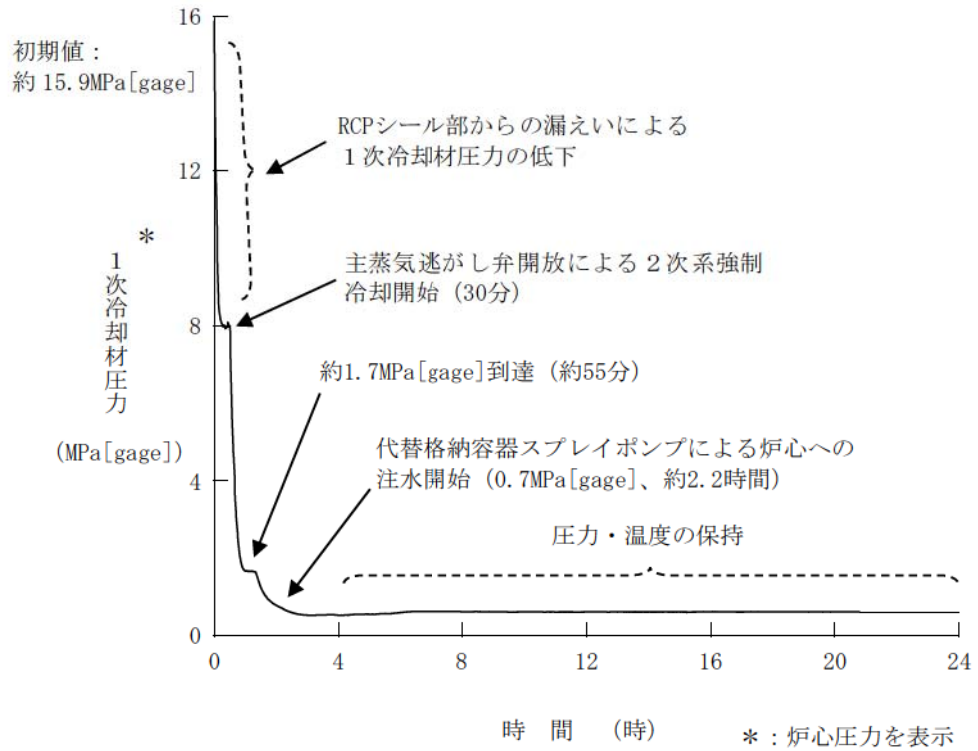
第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」の事象進展)



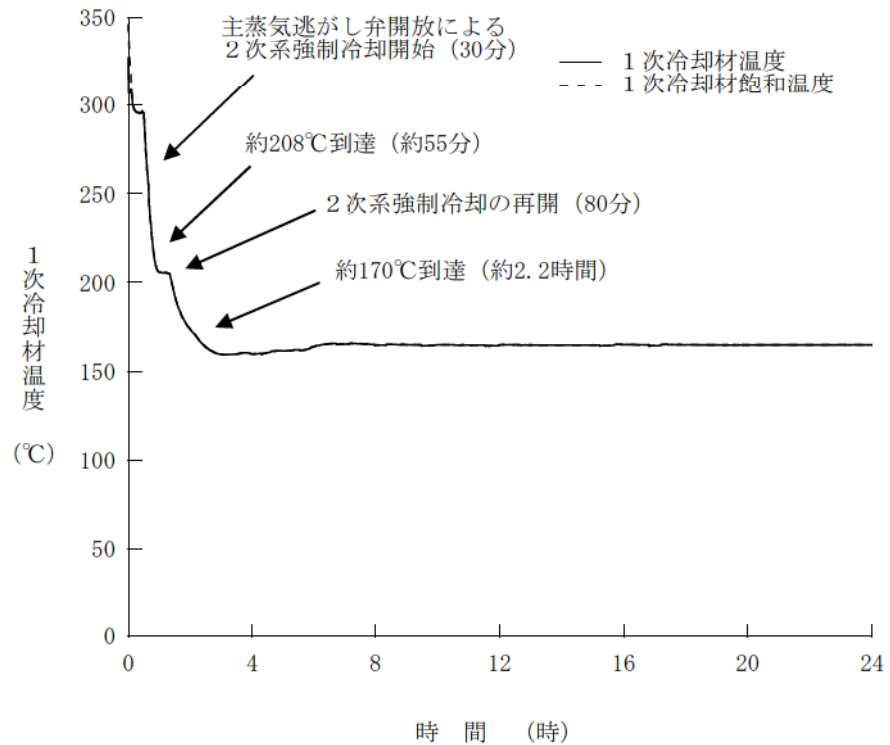
第7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、
 原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)



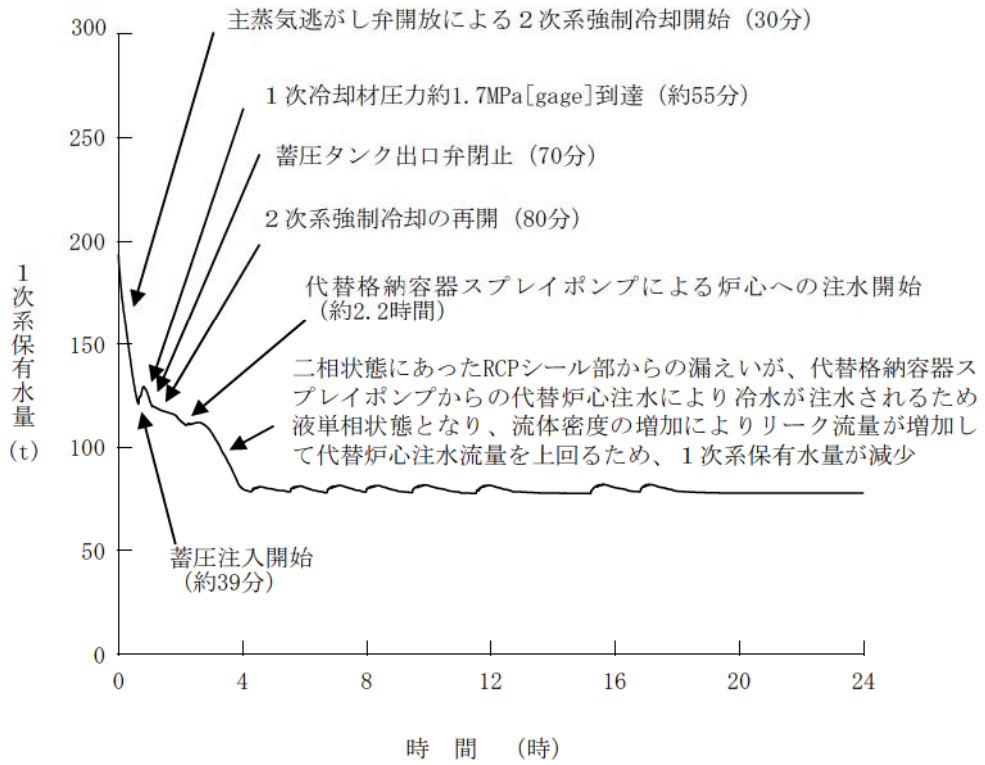
第 7.1.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)



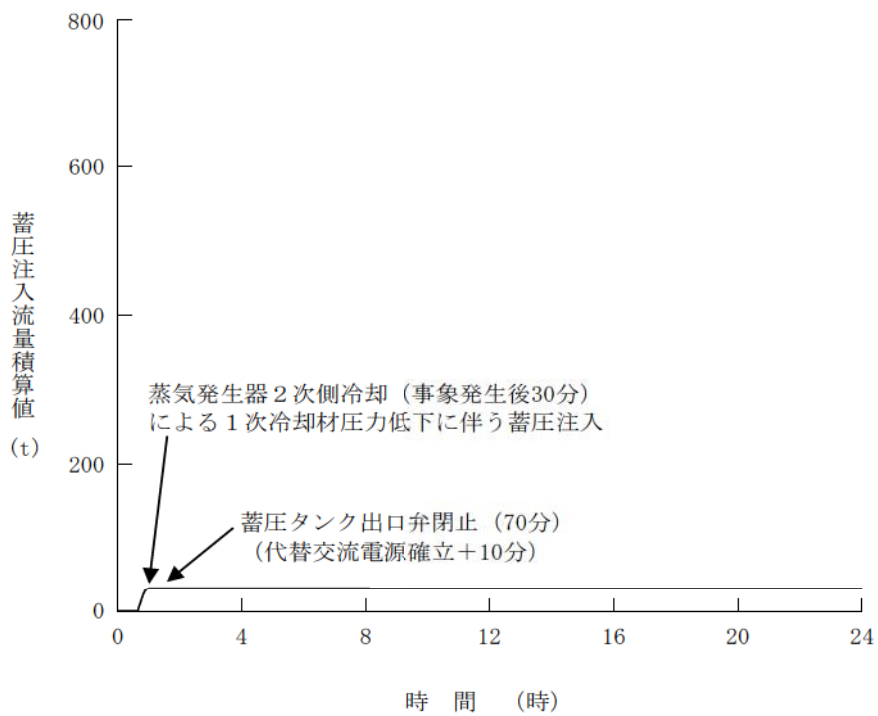
第 7.1.2.6 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



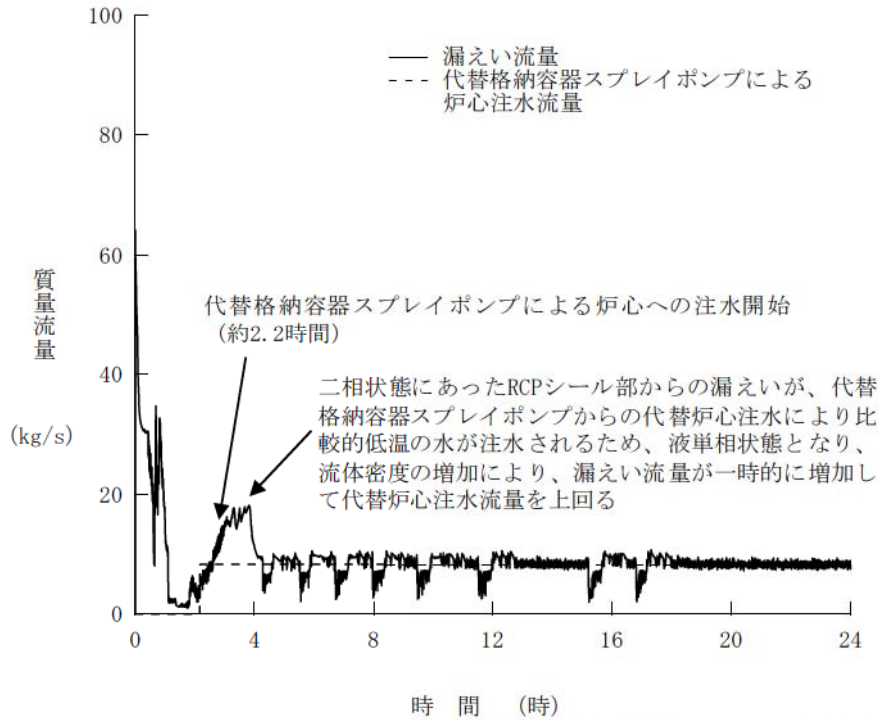
第 7.1.2.7 図 1次冷却材温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



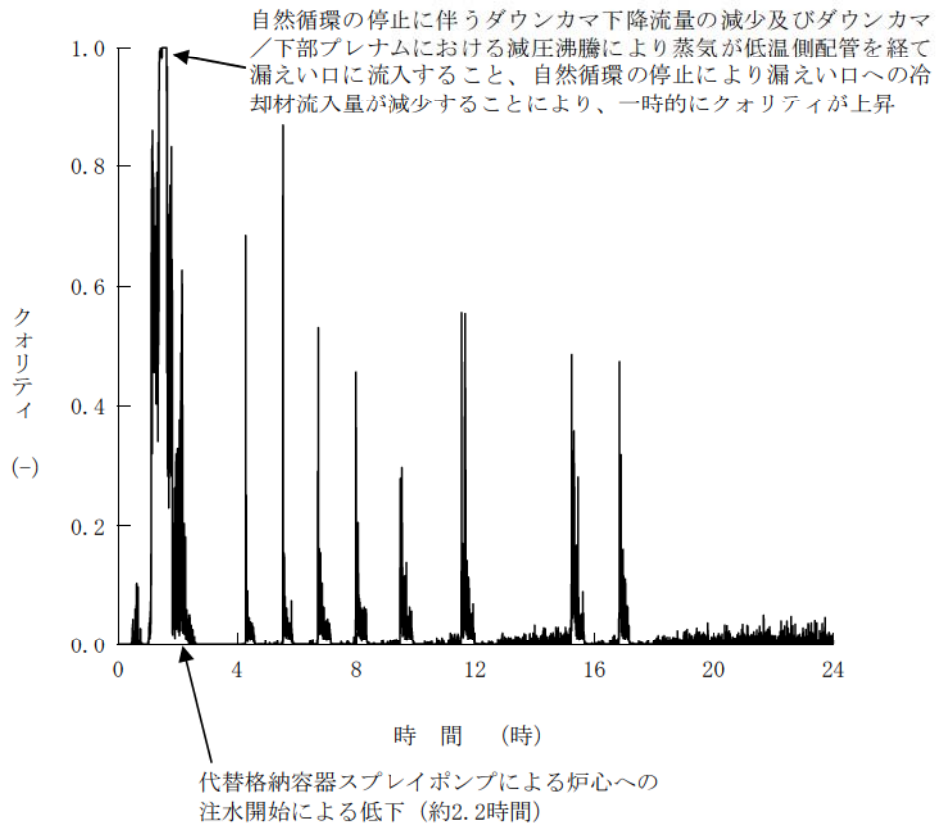
第 7.1.2.8 図 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



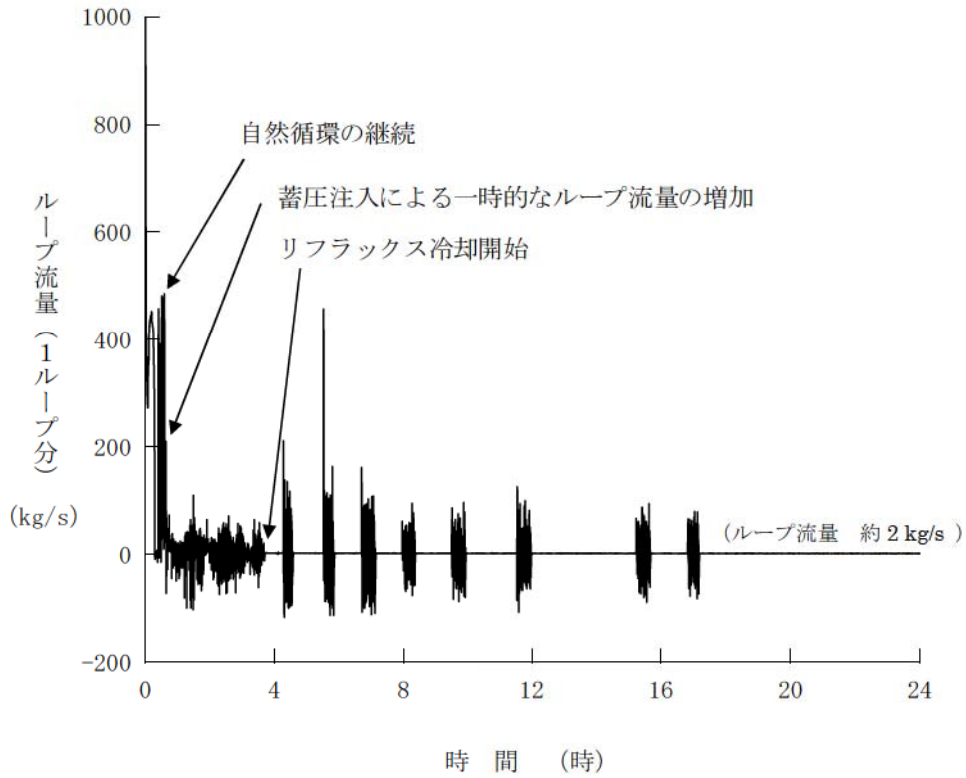
第 7.1.2.9 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



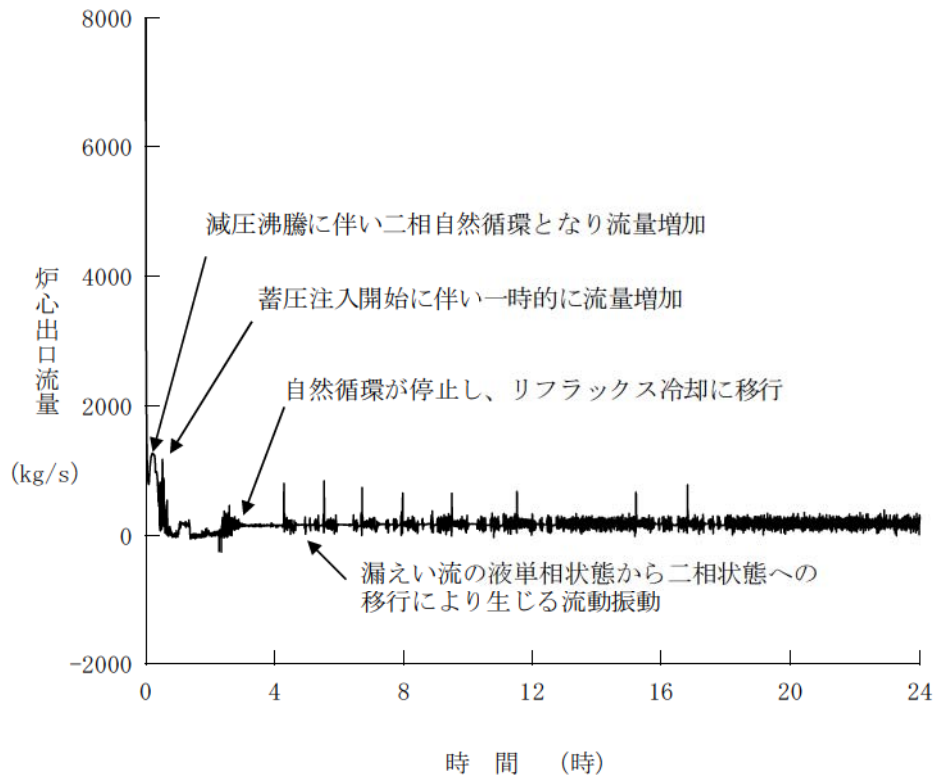
第 7.1.2.10 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



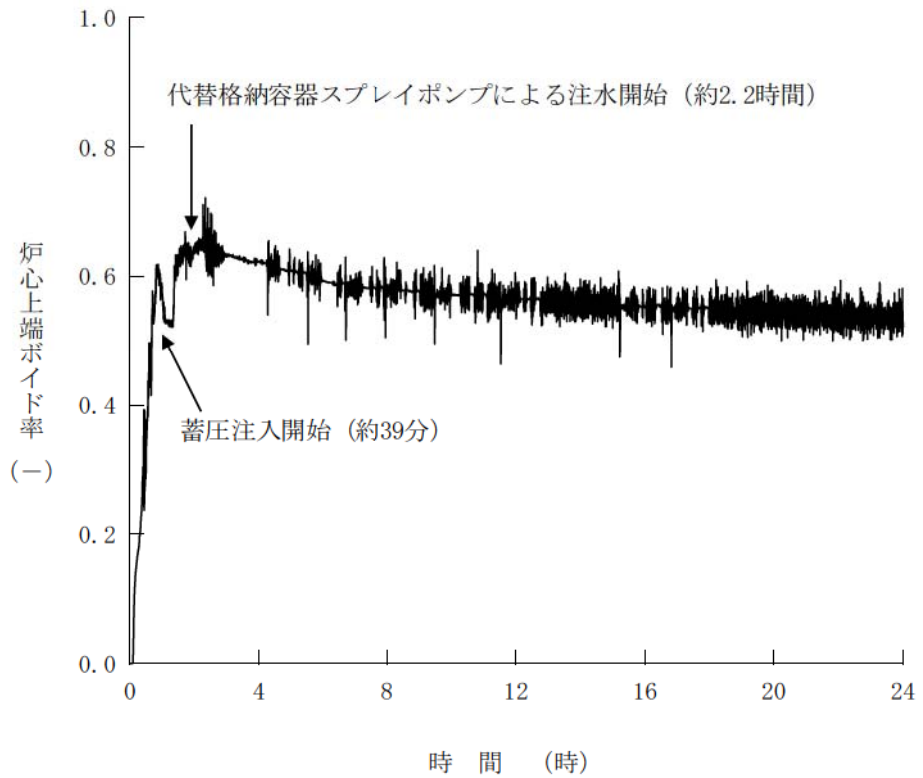
第 7.1.2.11 図 RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



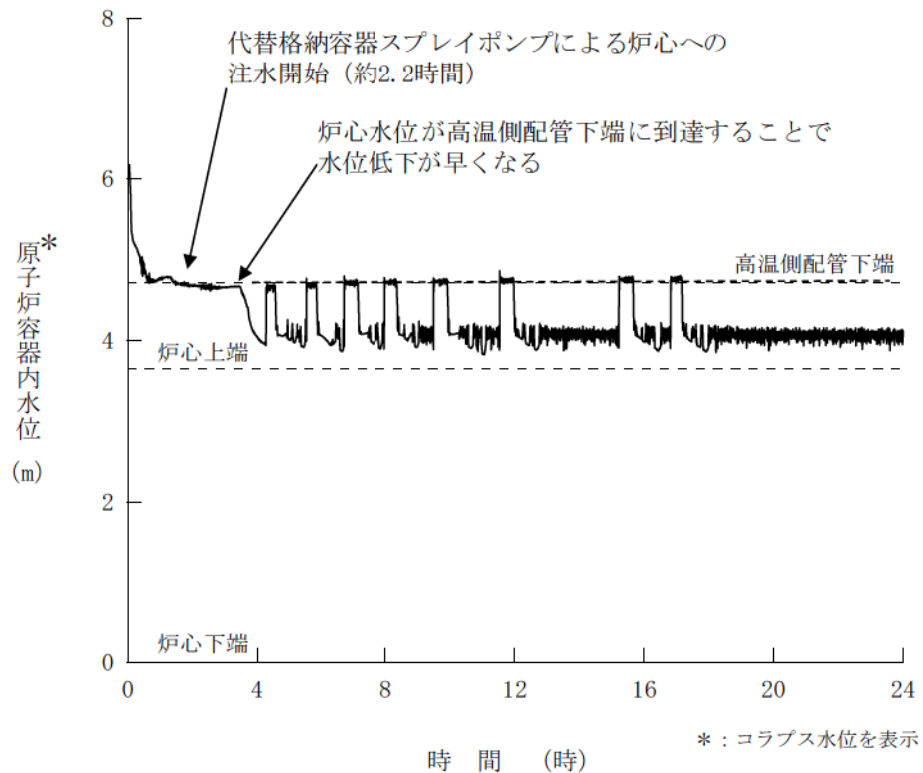
第 7. 1. 2. 12 図 1 次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



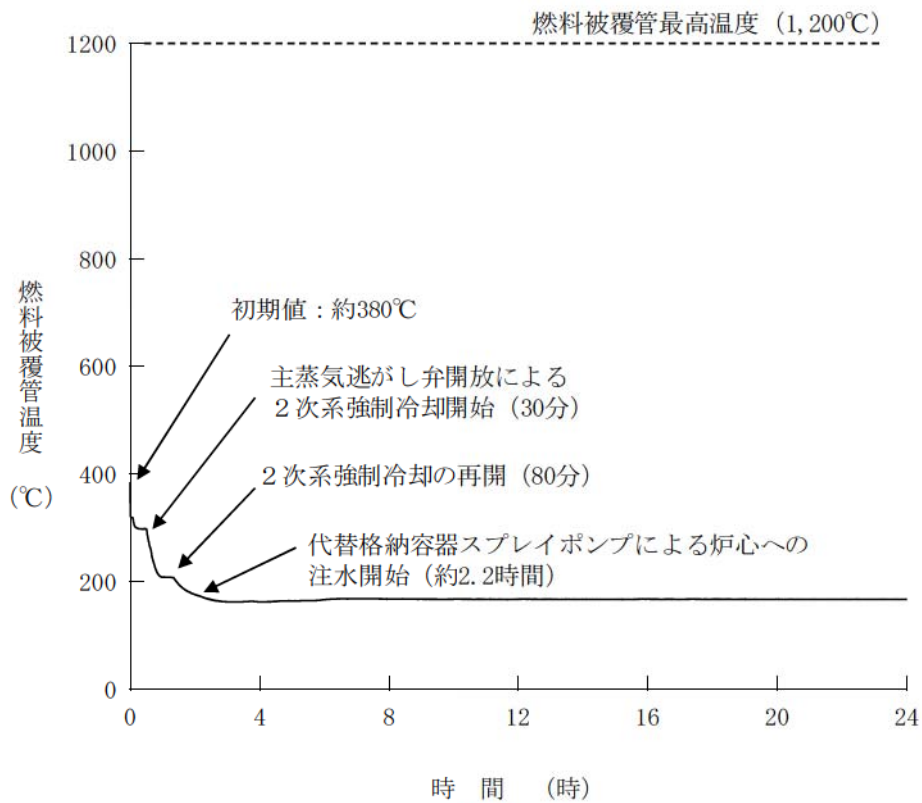
第 7. 1. 2. 13 図 炉心出口流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



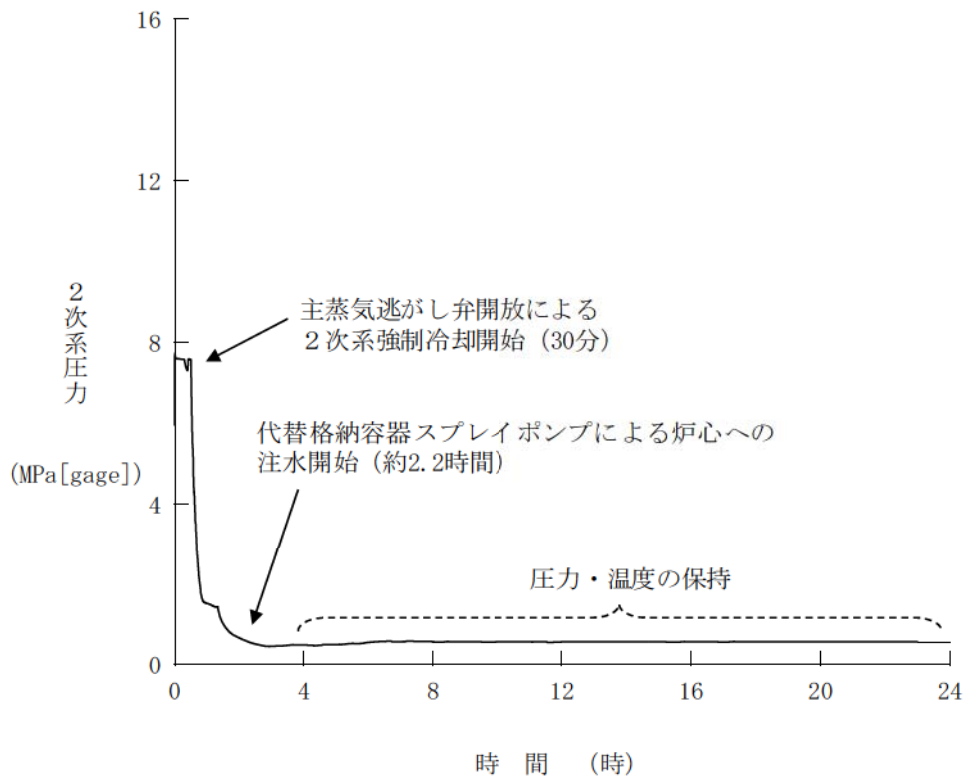
第 7. 1. 2. 14 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



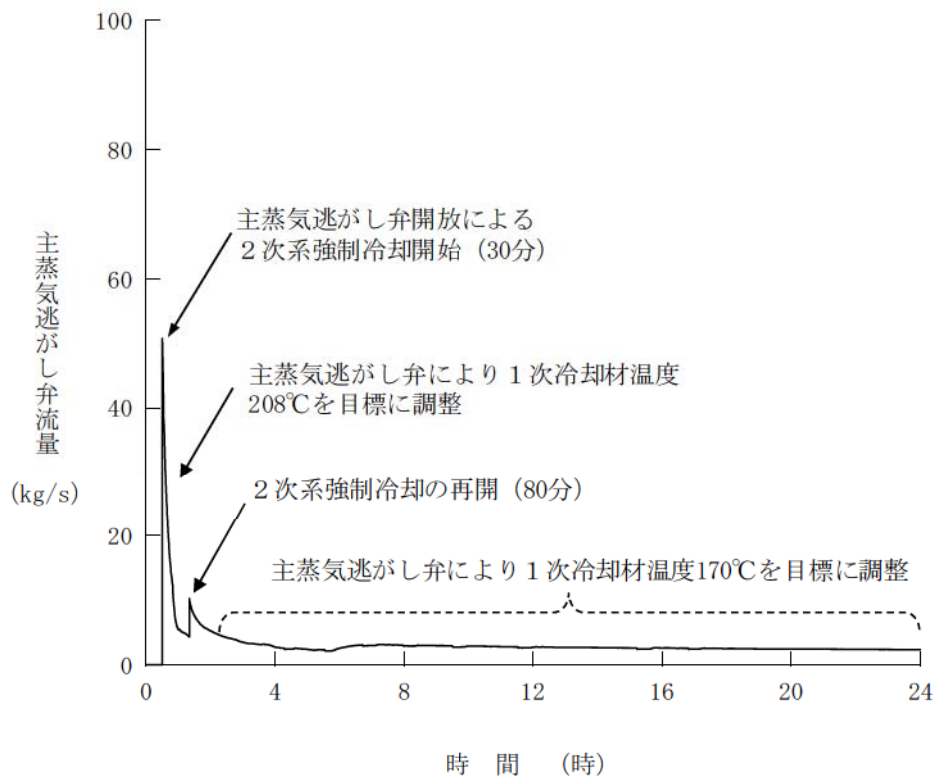
第 7. 1. 2. 15 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



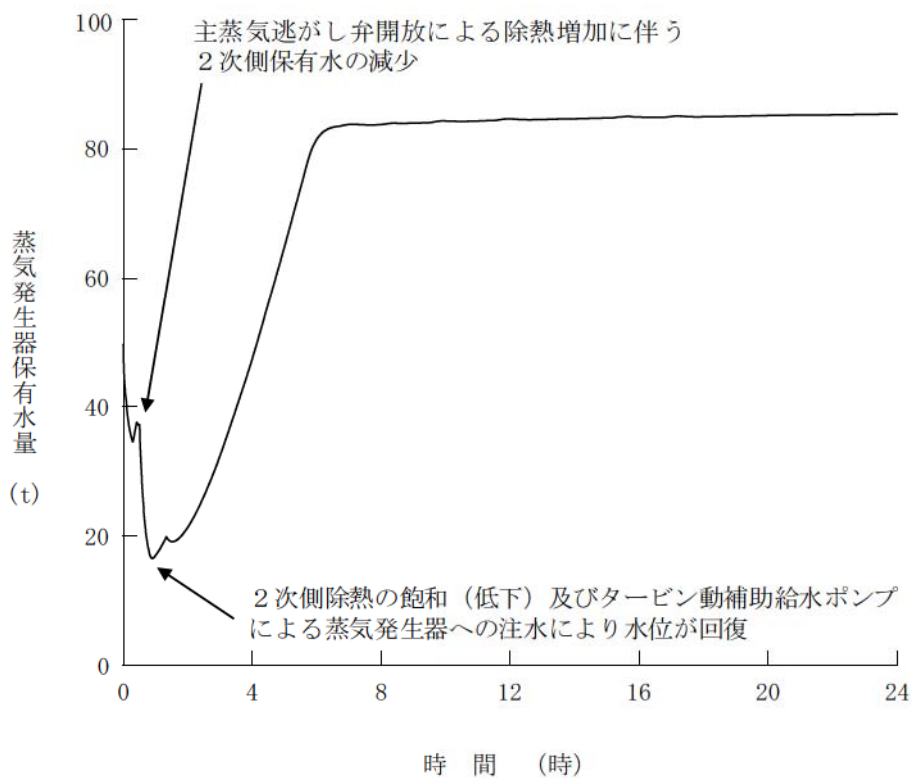
第 7. 1. 2. 16 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



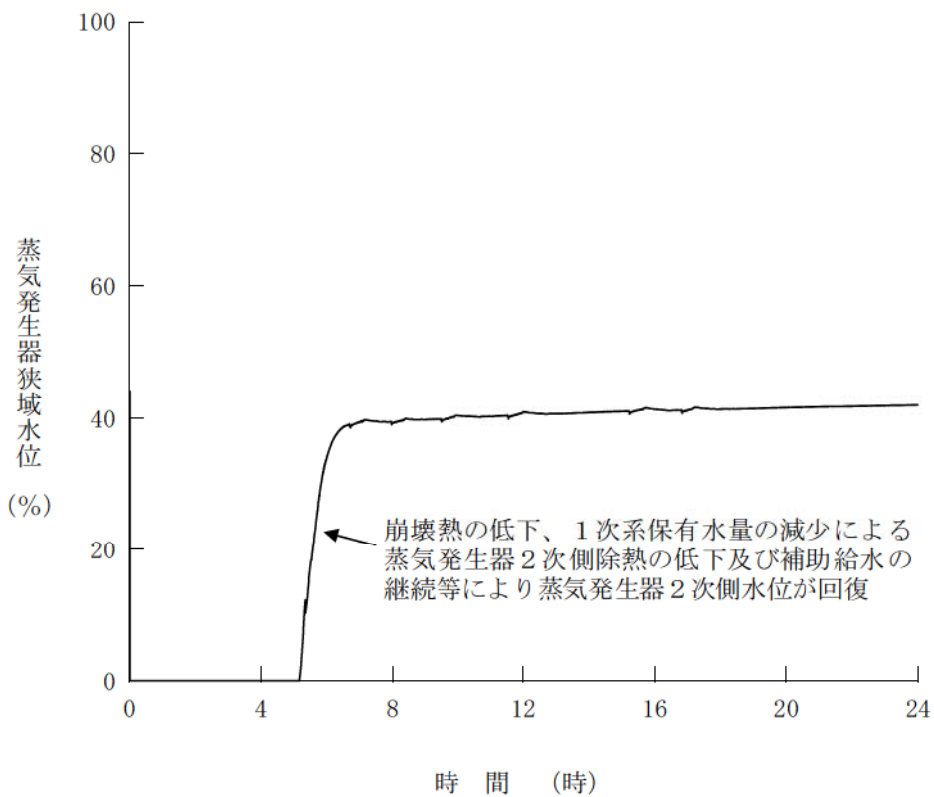
第 7. 1. 2. 17 図 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



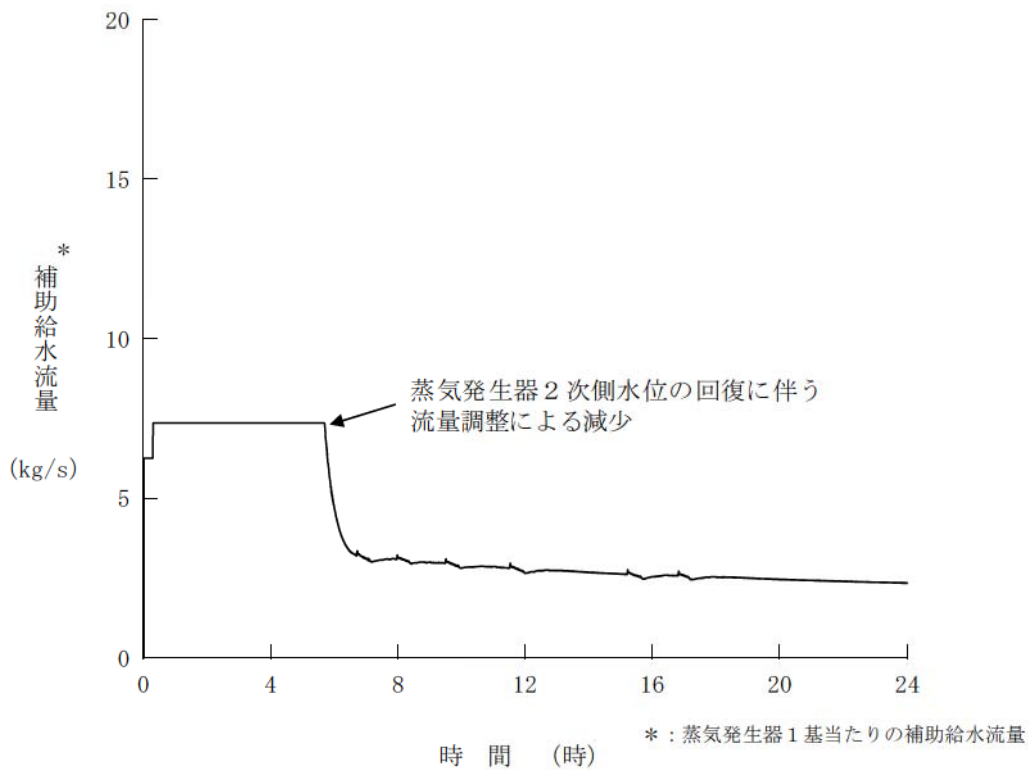
第 7. 1. 2. 18 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



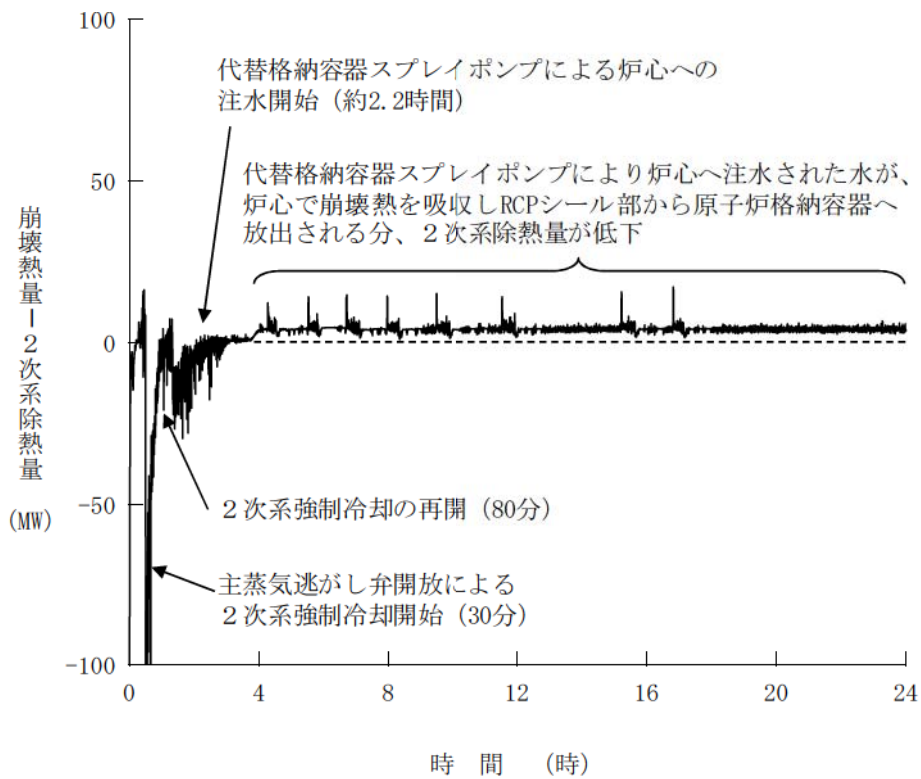
第 7. 1. 2. 19 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



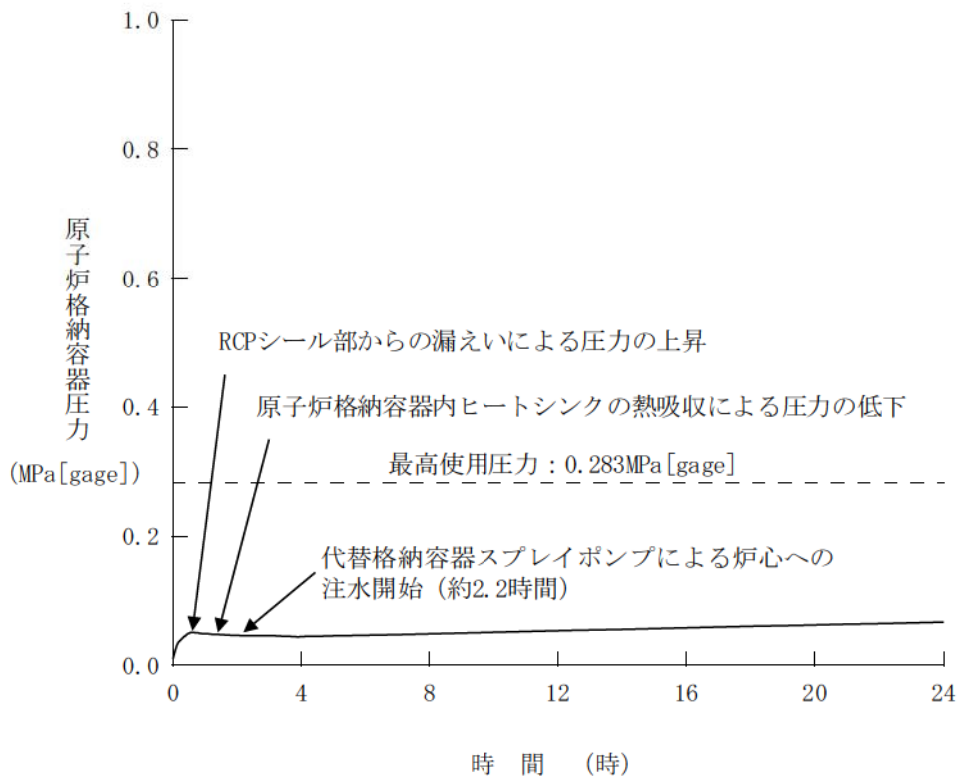
第 7. 1. 2. 20 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



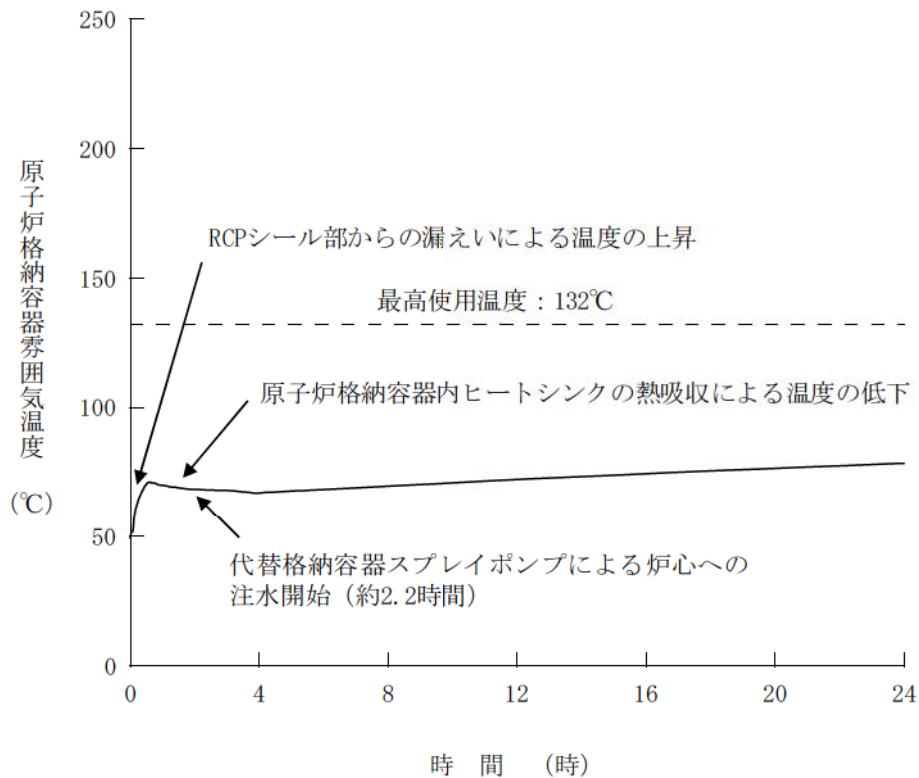
第 7. 1. 2. 21 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



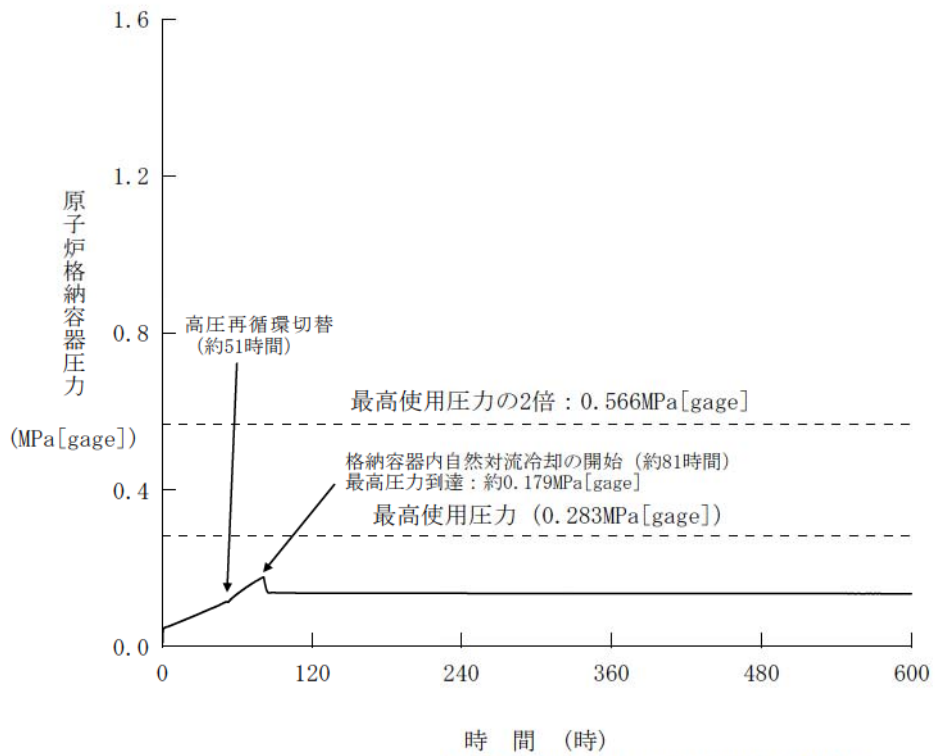
第 7. 1. 2. 22 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



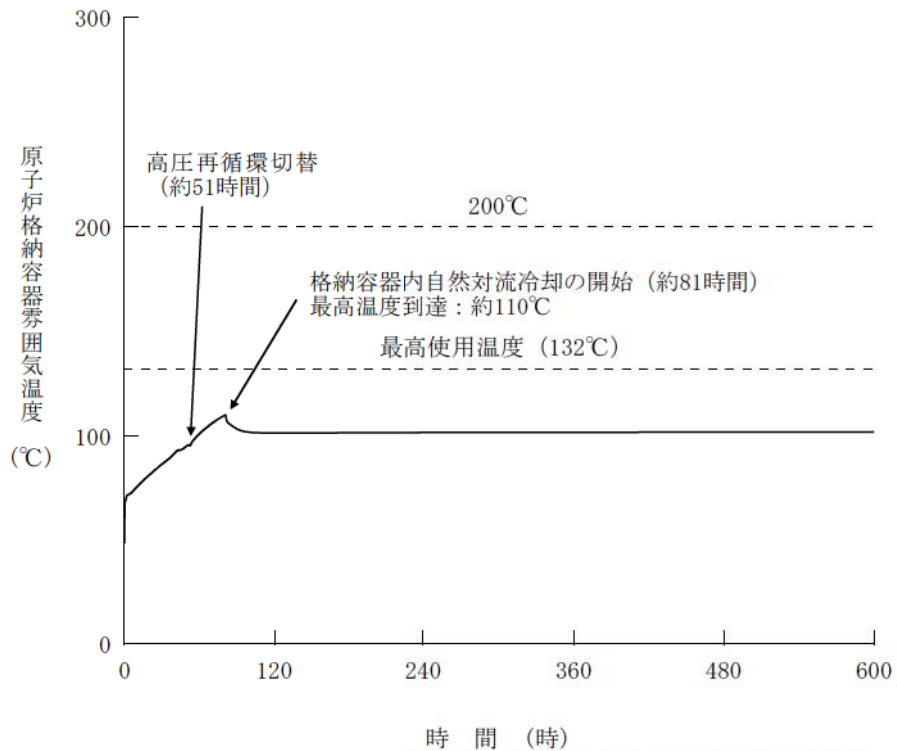
第 7. 1. 2. 23 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



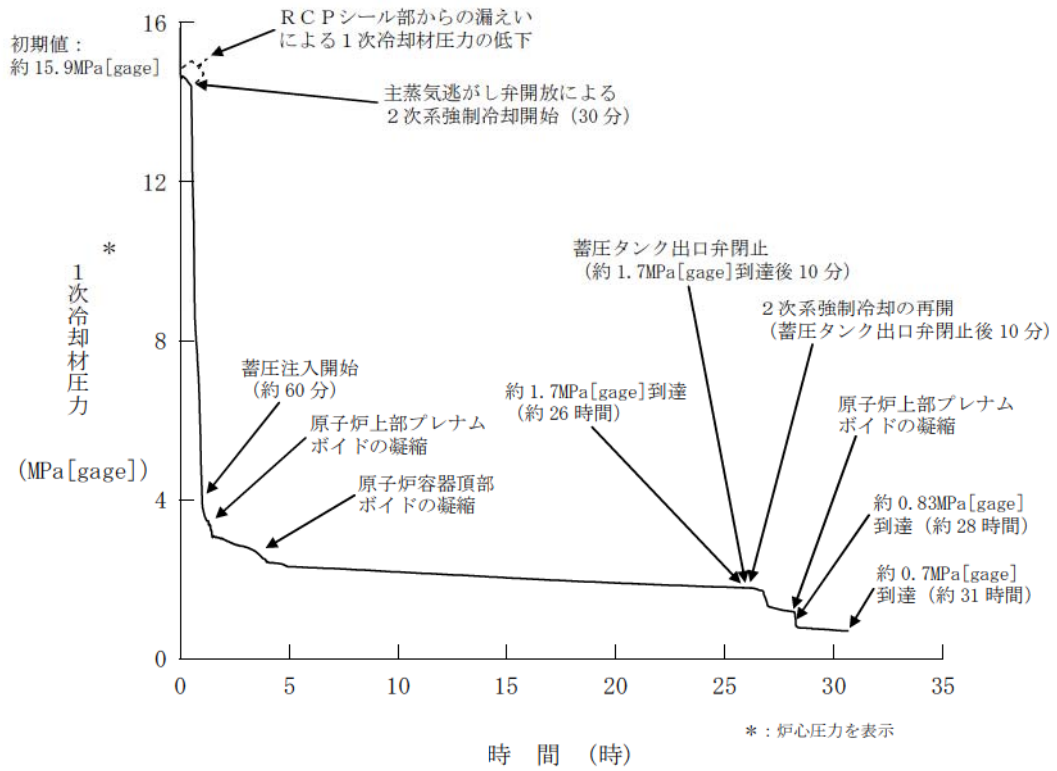
第 7. 1. 2. 24 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



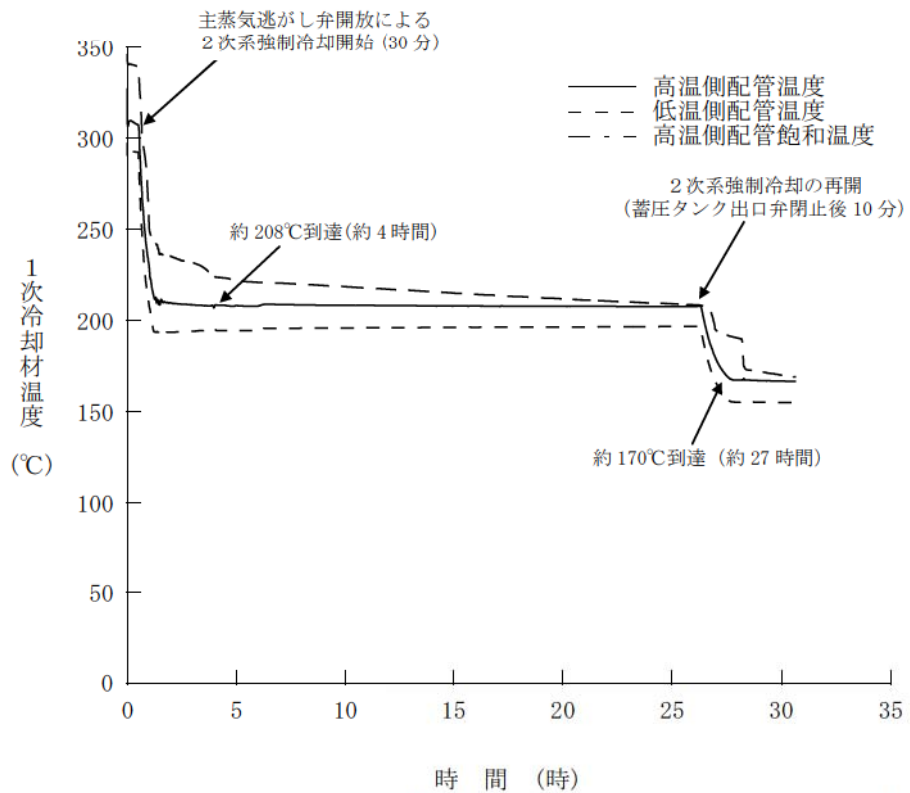
第 7. 1. 2. 25 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



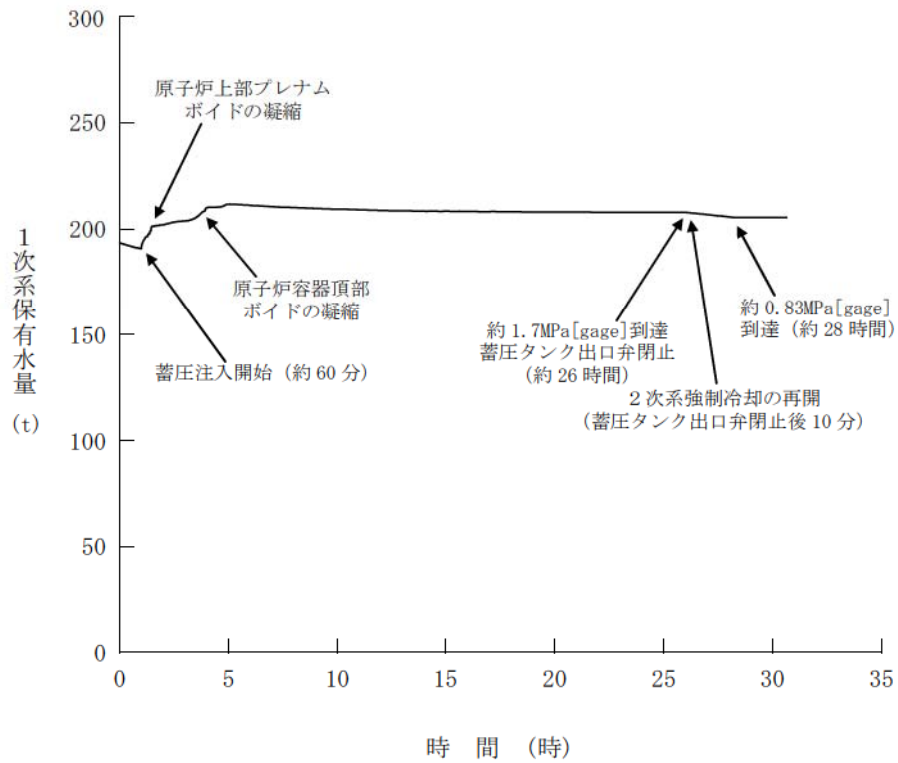
第 7. 1. 2. 26 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



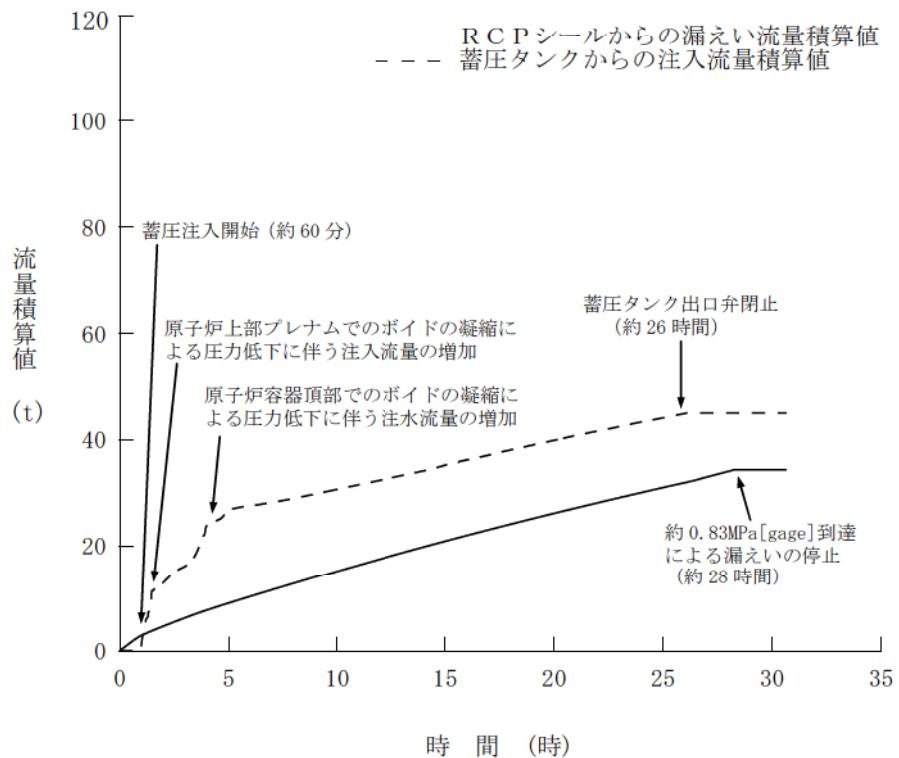
第 7. 1. 2. 27 図 1 次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



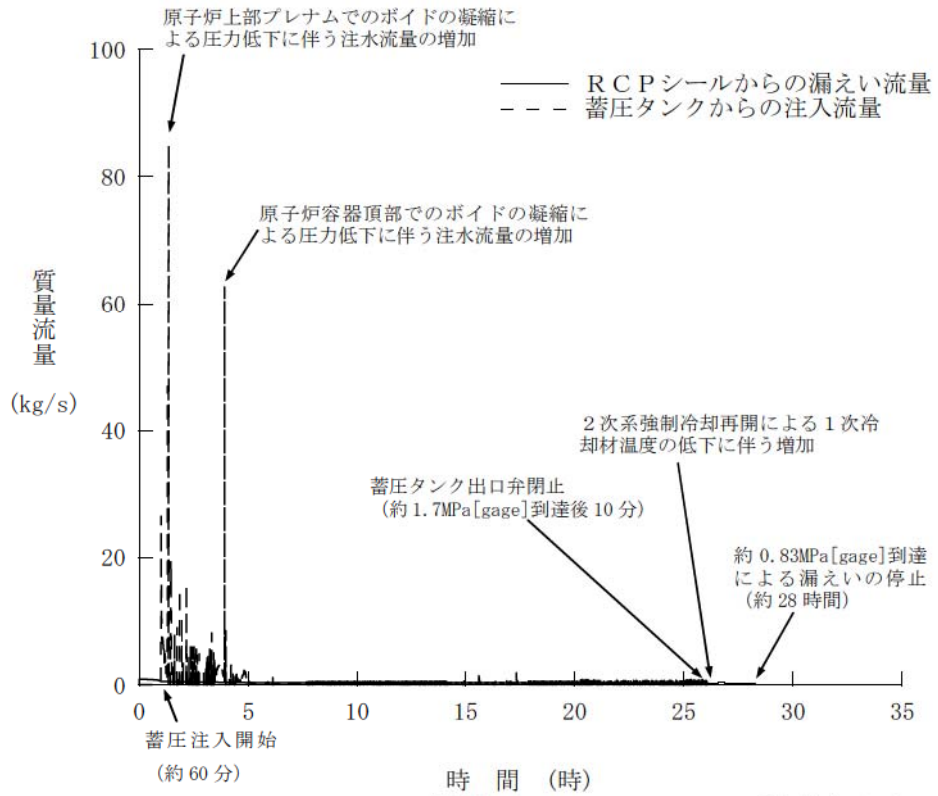
第 7. 1. 2. 28 図 1 次冷却材温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



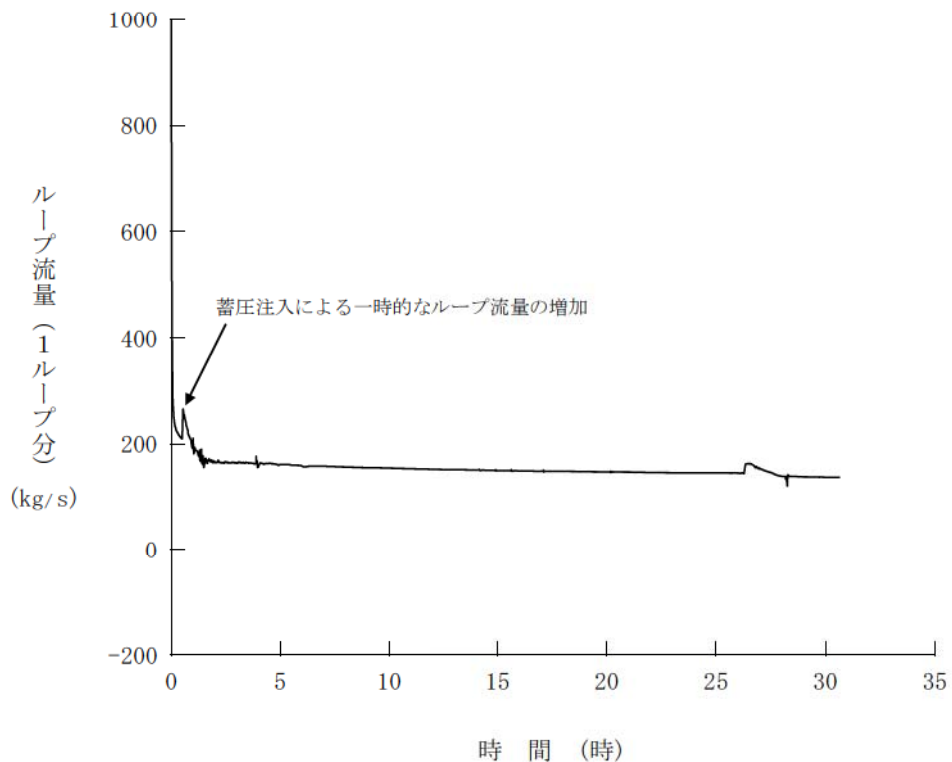
第 7. 1. 2. 29 図 1 次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



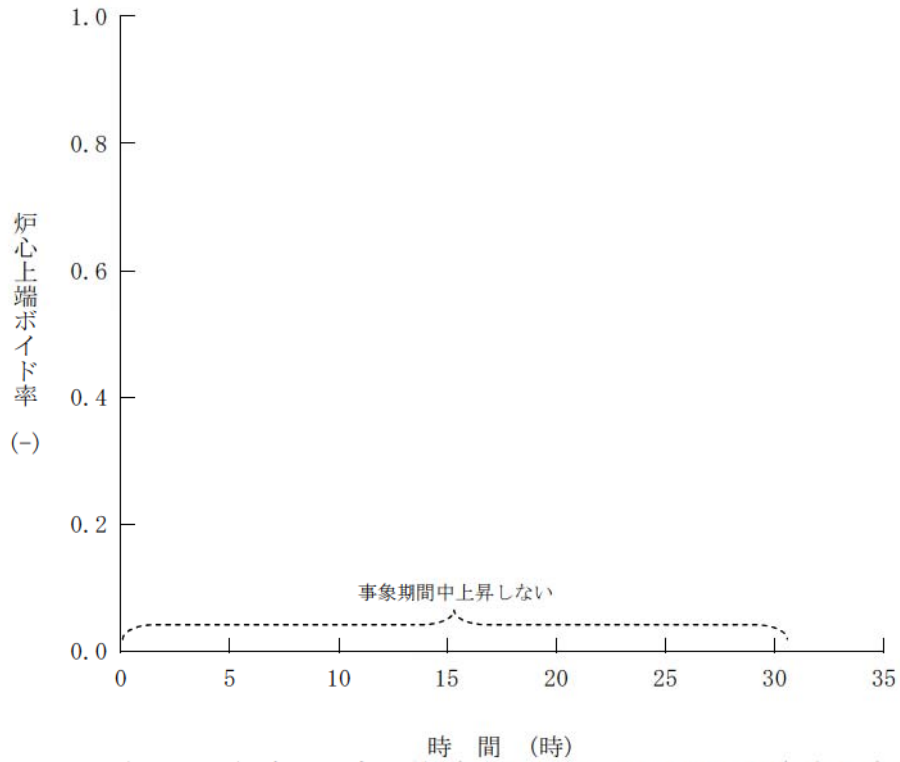
第 7. 1. 2. 30 図 漏えい流量と注入流量の積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



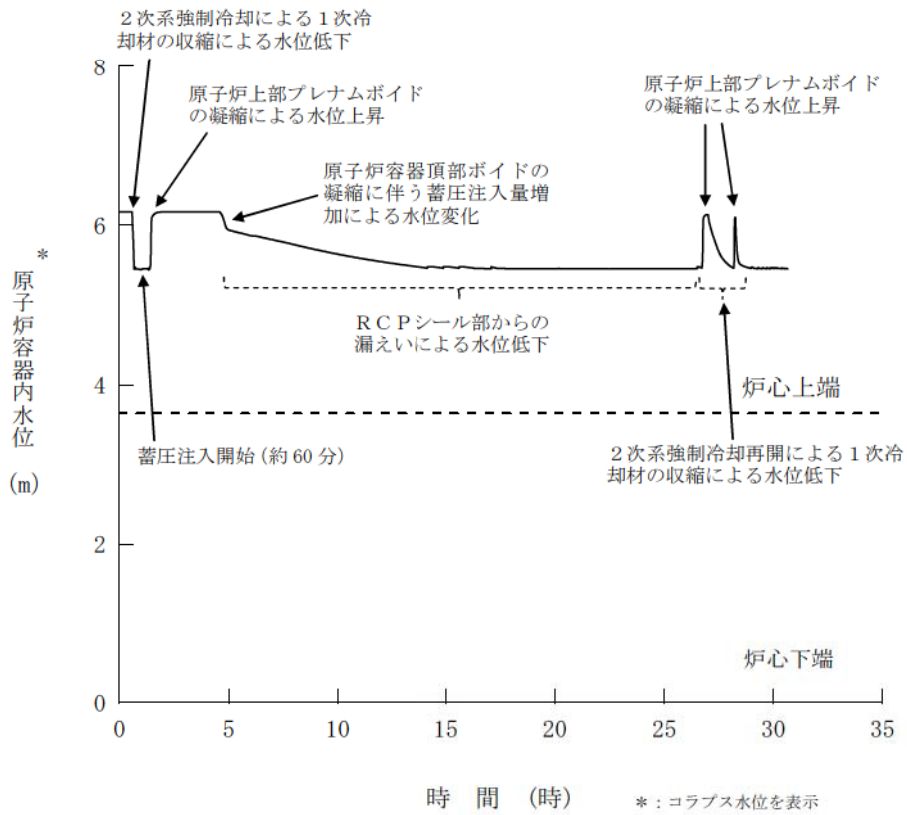
第 7. 1. 2. 31 図 漏えい流量と注入流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



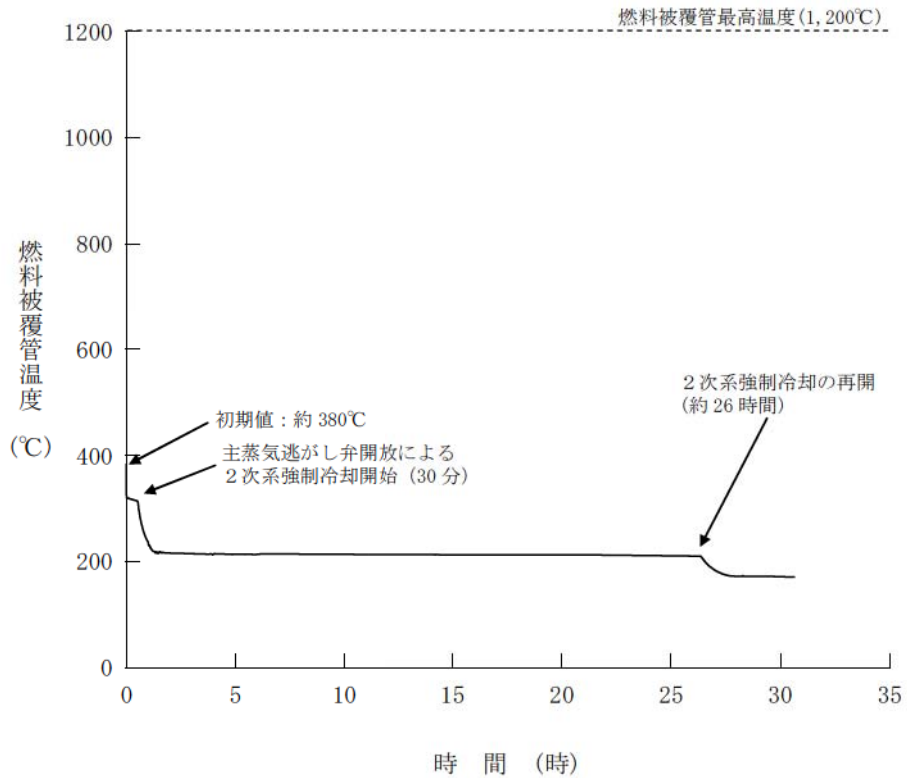
第 7. 1. 2. 32 図 1 次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



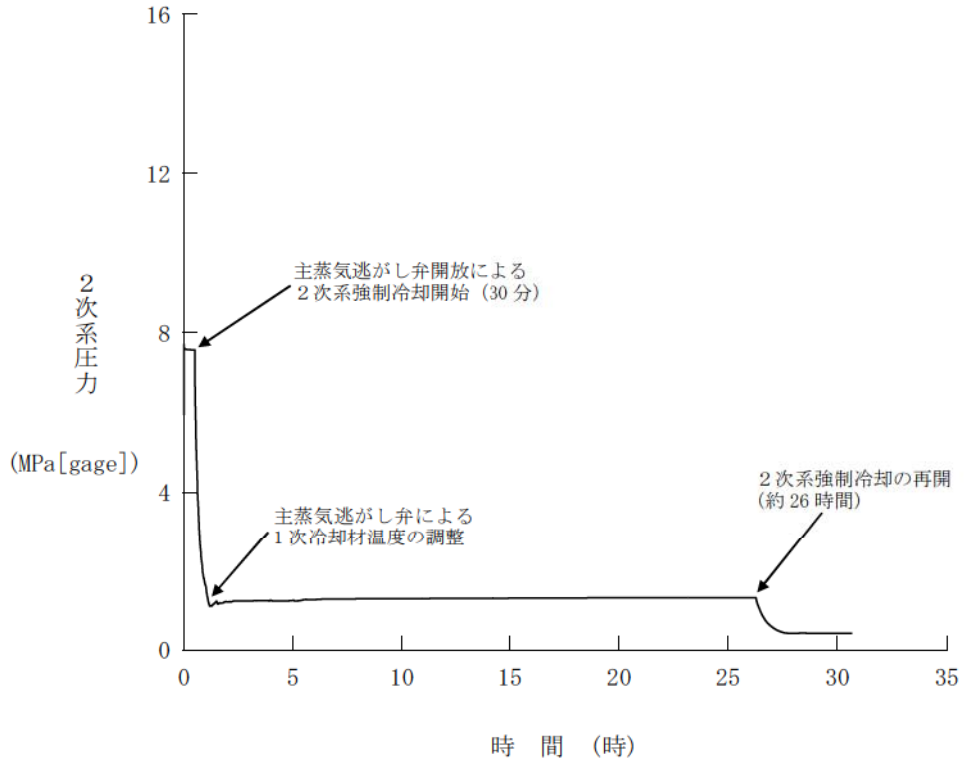
第 7. 1. 2. 33 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



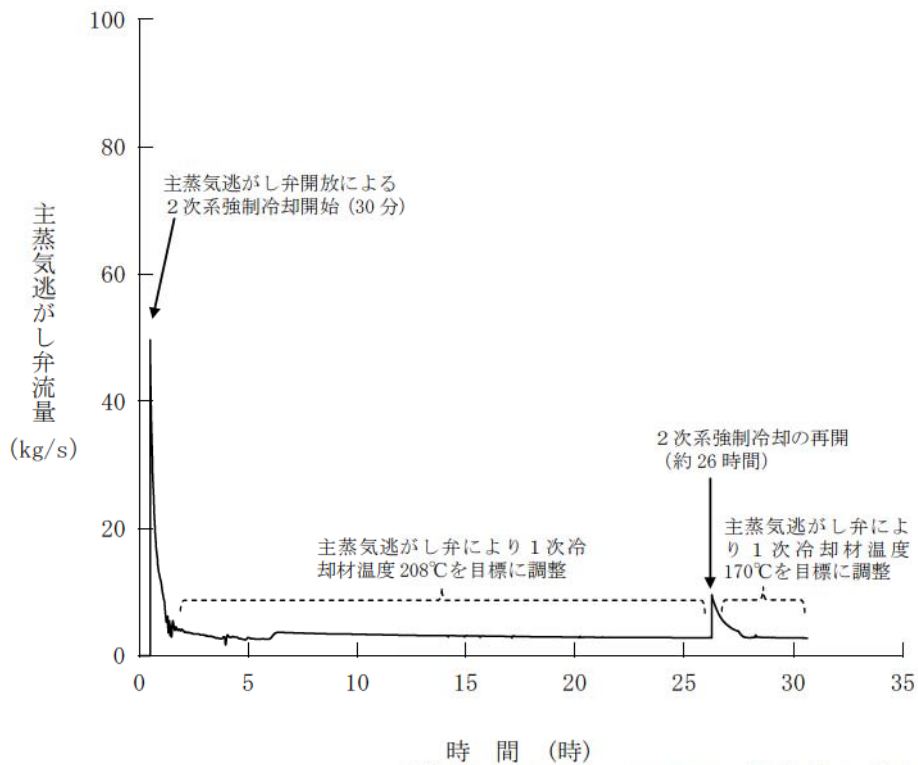
第 7. 1. 2. 34 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



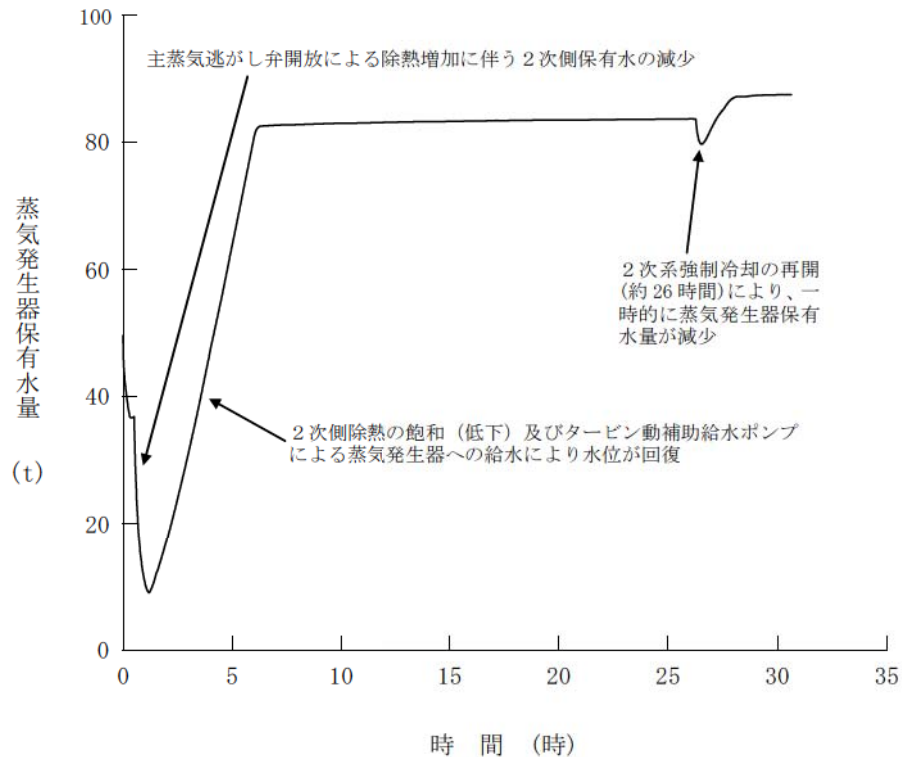
第 7. 1. 2. 35 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



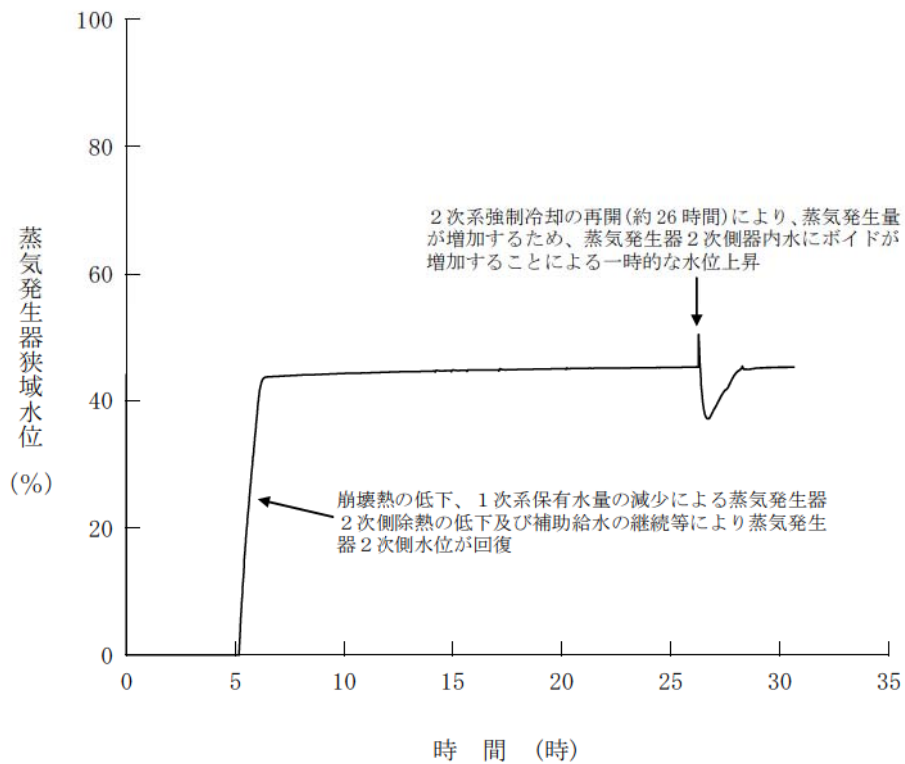
第 7. 1. 2. 36 図 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



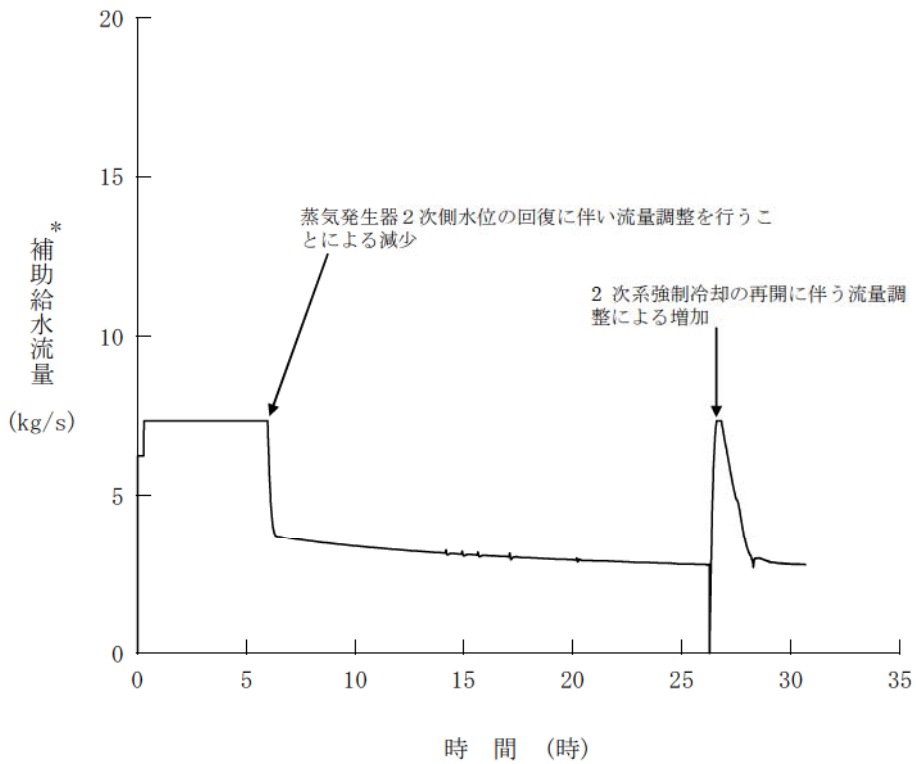
第 7. 1. 2. 37 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



第 7. 1. 2. 38 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

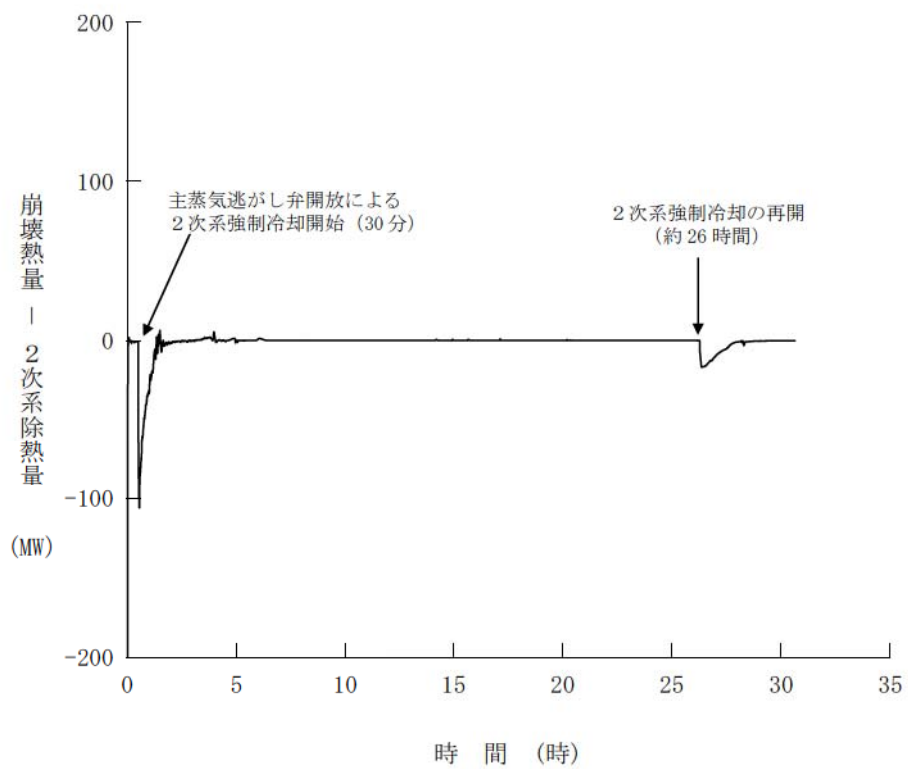


第 7. 1. 2. 39 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

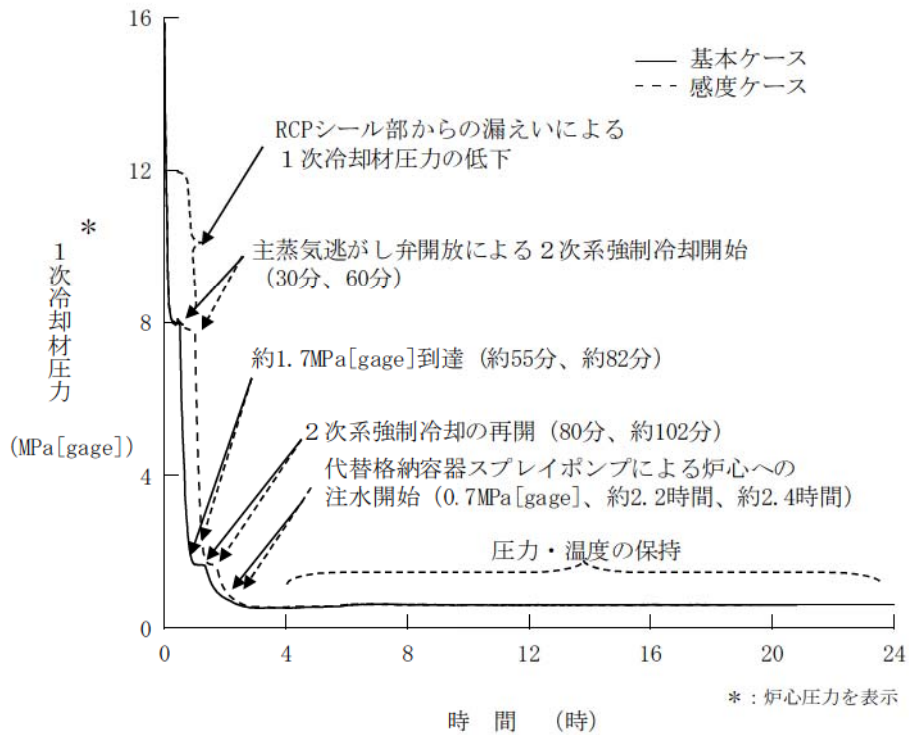


* : 蒸気発生器1基当たりの補助給水流量

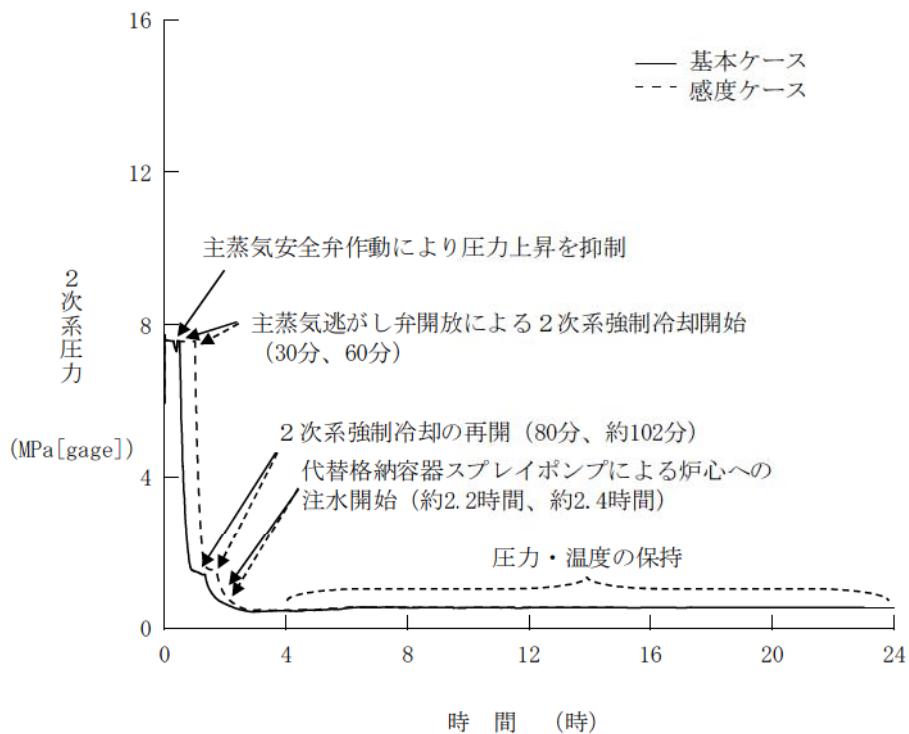
第 7. 1. 2. 40 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



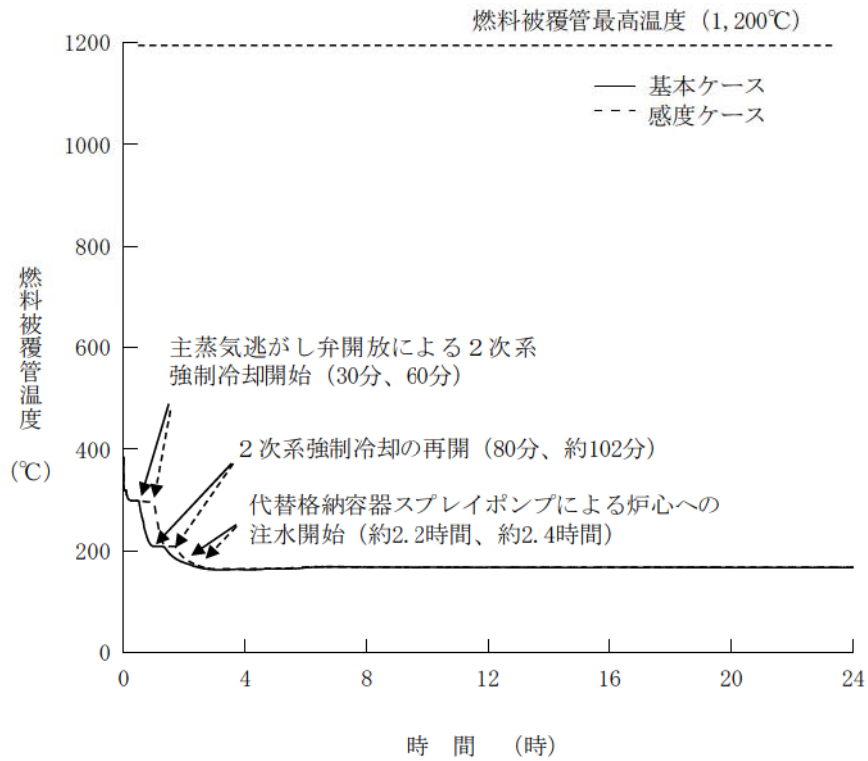
第 7.1.2.41 図 崩壊熱量と 2 次系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



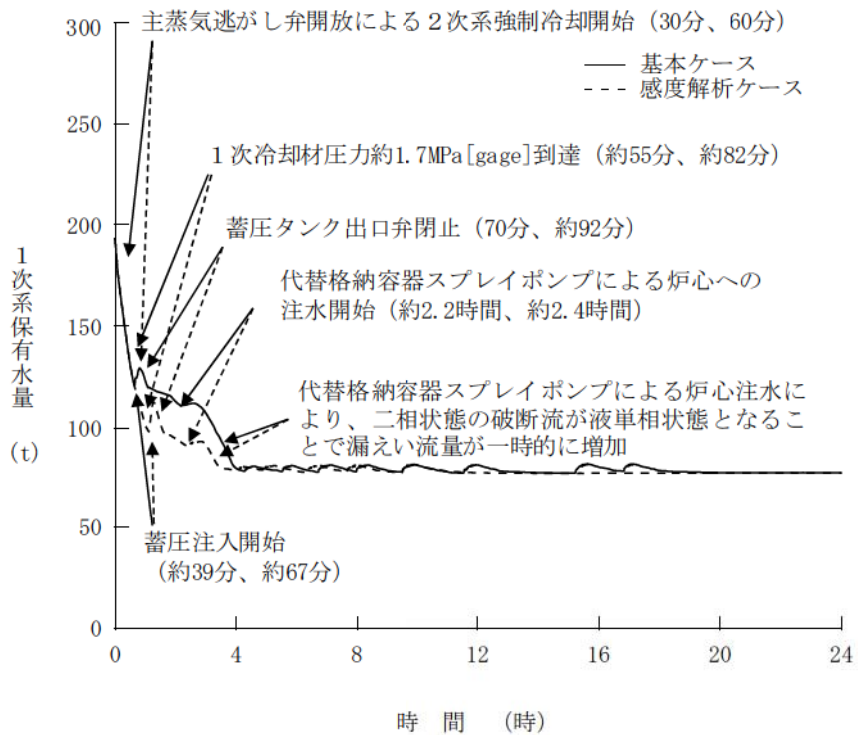
第 7. 1. 2. 42 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



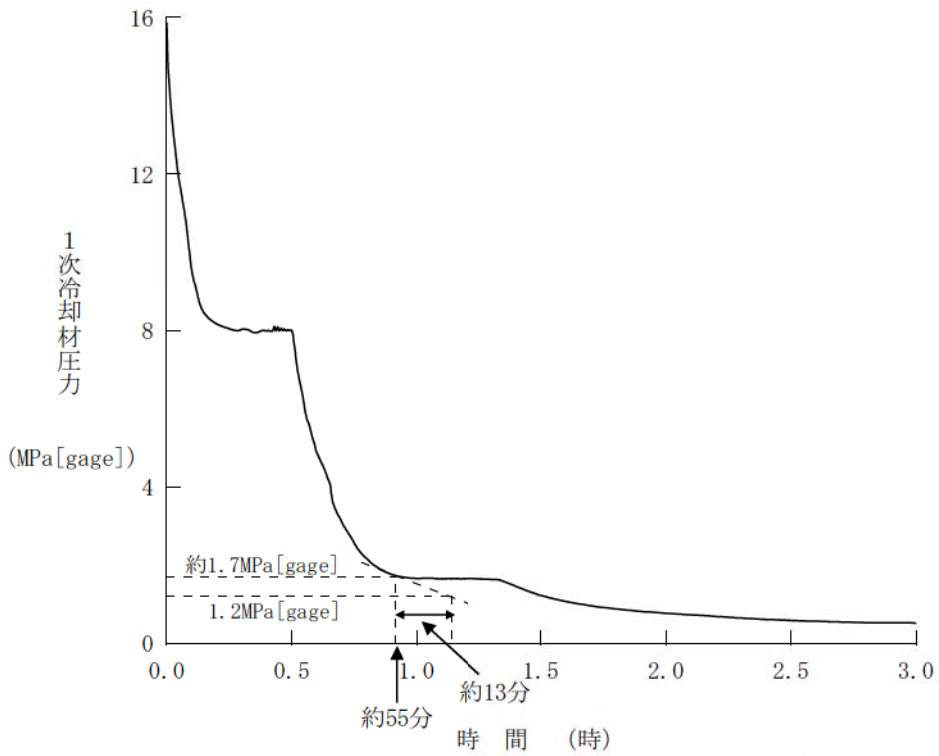
第 7. 1. 2. 43 図 2次系圧力の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



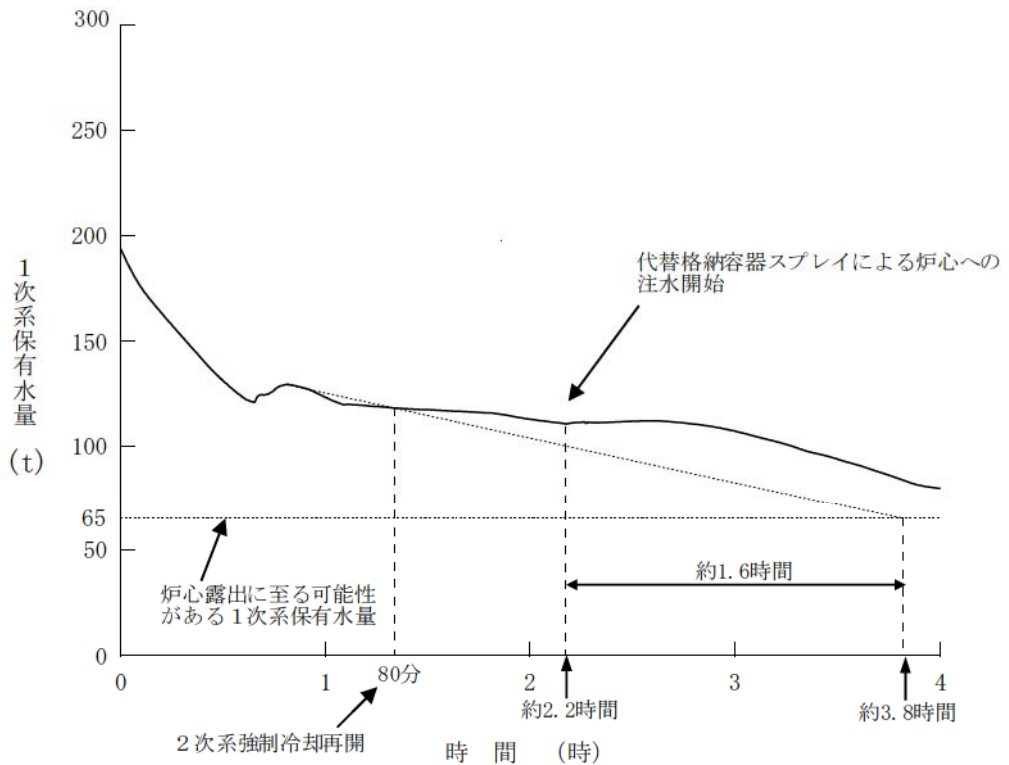
第 7. 1. 2. 44 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



第 7. 1. 2. 45 図 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



第 7.1.2.46 図 1 次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)



第 7.1.2.47 図 1 次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(代替炉心注水操作時間余裕確認)

蒸気発生器伝熱管の健全性に係る初期判断パラメータ

事象判別	判断 パラメータ	チャンネル数 () 内はPAM	全交流動力 電源喪失時 監視可否	電 源	バックアップ	備 考
蒸気発生器 伝熱管 漏えい	加圧器水位	4 (2)	○	A, B, C, D計装用電源 (A, B計装用電源)	—	PAM以外については、中央制御室での指示に必要なE計装用電源が喪失するため監視不可となる。
	加圧器圧力	4 (0)	×	A, B, C, D 計装用電源	1次冷却材 圧力	
	主蒸気ライン圧力	4/ループ (2/ループ)	○	A, B, C, D計装用電源 (C, D計装用電源)	—	
	蒸気発生器水位 (狭域)	4/ループ (2/ループ)	○	A, B, C, D計装用電源 (A, B計装用電源)	蒸気発生器 水位 (広域)	
	復水器排気ガス モニタ	1	×	E計装用電源	—	
	蒸気発生器ブロー ダウン水モニタ	1	×	E計装用電源	—	
	高感度型主蒸気管 モニタ	1/ループ	×	E計装用電源	—	

RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響

1. RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の差異について

RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合との差異としては、以下のとおりである。

RCPシールLOCAが発生する場合については、RCPシール部からの漏えい量が多いため、1次系保有水量は減少するが、蓄圧注入及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により1次系保有水量を維持することができ、図1及び図2に示すとおり、炉心は冠水している。

RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシール部からの漏えい量が少ないため、蓄圧注入により十分な1次系保有水量を維持することができ、図3及び図4に示すとおり、炉心は冠水している。

本事象に対する炉心冷却は、蒸気発生器を介した2次系強制冷却により実施することから、破断サイズが小さいほど1次系の保有水量が多くなり、炉心冷却の観点で有利な傾向となることが確認できる。

なお、RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合の解析上の相違点は、以下の表1に示すとおりであり、解析条件に関連する項目としては、RCPシール部からの漏えい量、電源復旧の取扱い、RCPシール部からの漏えい停止に関する取扱い及び炉心注水の考慮となる。

2. RCPシールLOCAが事象進展中に発生した場合の対応操作について

RCPシールLOCAが発生しない場合における短期の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合における短期の対応操作に差異はなく、2次系強制冷却を実施することとなる。

RCPシールLOCAが発生しない場合の事象進展中にRCPシールLOCAが発生した場合には、1次冷却材圧力の低下等によりRCPシールLOCAと判断する。その後、リーク量の増加に伴う圧力低下速度の上昇に対応するために、1次冷却材圧力を共通の目標設定圧力（1.7MPa [gage] 又は0.7MPa [gage]）への整定に向けて、主蒸気逃がし弁開度を絞る等の対応操作をとる。

なお、RCPシールLOCAなしの対応操作とRCPシールLOCAありの対応操作は、長期対策が異なる。

RCPシールLOCAありの場合の長期対策は、高圧再循環運転と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であり、その長期対策へ向かって操作対応ができるように手順を整備している。

RCPシールLOCAなしの場合の長期対策は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。LOCAが発生していないことによりLOCAありの対応操作よりも時間的余裕*があり、外部電源の復旧による既設設備の復旧や事故対応の重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）による最終ヒートシンクの復旧を想定した手順として整備している。また、LOCAが発生していないことより、通常の停止操作に移行する手順として整備している。（図5及び図6参照）

※：解析では24時間後に交流電源が復旧することとしているが炉心損傷には至らない。

表1 RCPシールLOCAあり及びRCPシールLOCAなしの解析上の相違点

	RCPシールLOCAあり	RCPシールLOCAなし
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当（1台当たり）	定格圧力で約1.5m ³ /h相当（1台当たり）
交流電源確立	事象発生60分後（代替非常用発電機）	事象発生24時間後（代替非常用発電機、外部電源）
漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa[gage]
代替格納容器スプレイポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない
① 初期のRCS圧力低下量	大きい	小さい
② 1.7MPa[gage]までの到達時間	約55分	約26時間
③ 0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約31時間

○ RCPシールLOCAが発生する場合

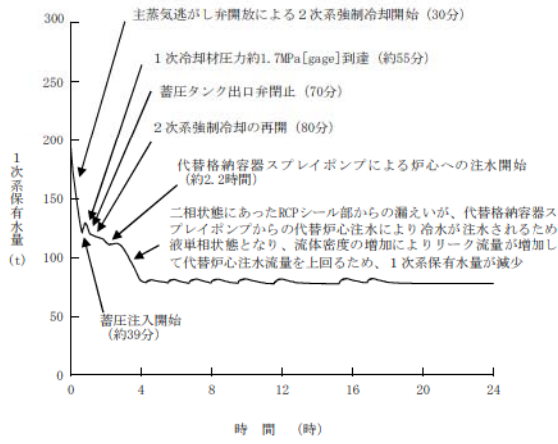


図1 1次系保有水量の推移

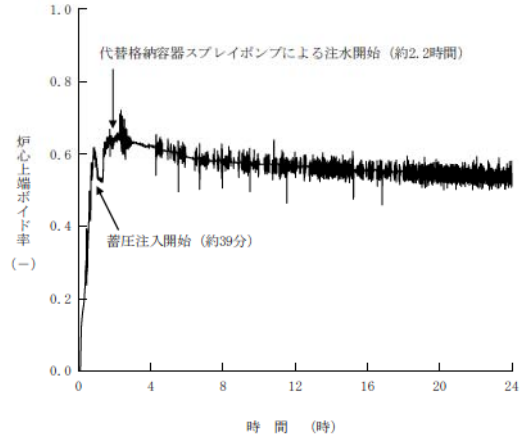


図2 炉心上端ボイド率の推移

○ RCPシールLOCAが発生しない場合

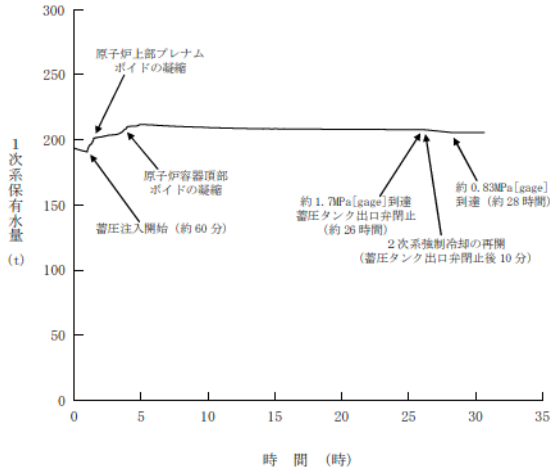


図3 1次系保有水量の推移

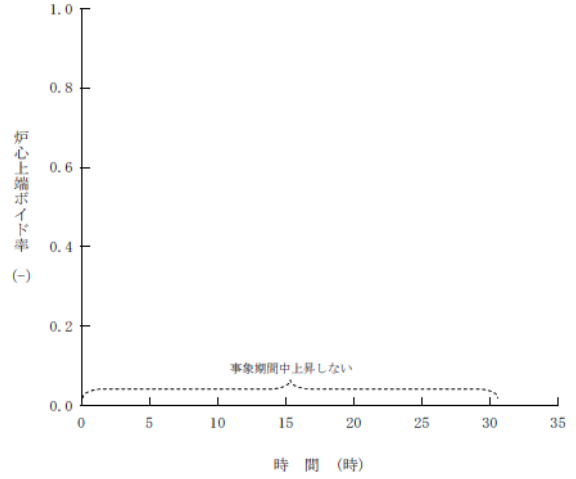


図4 炉心上端ボイド率の推移

○ RCPシールLOCAが発生する場合

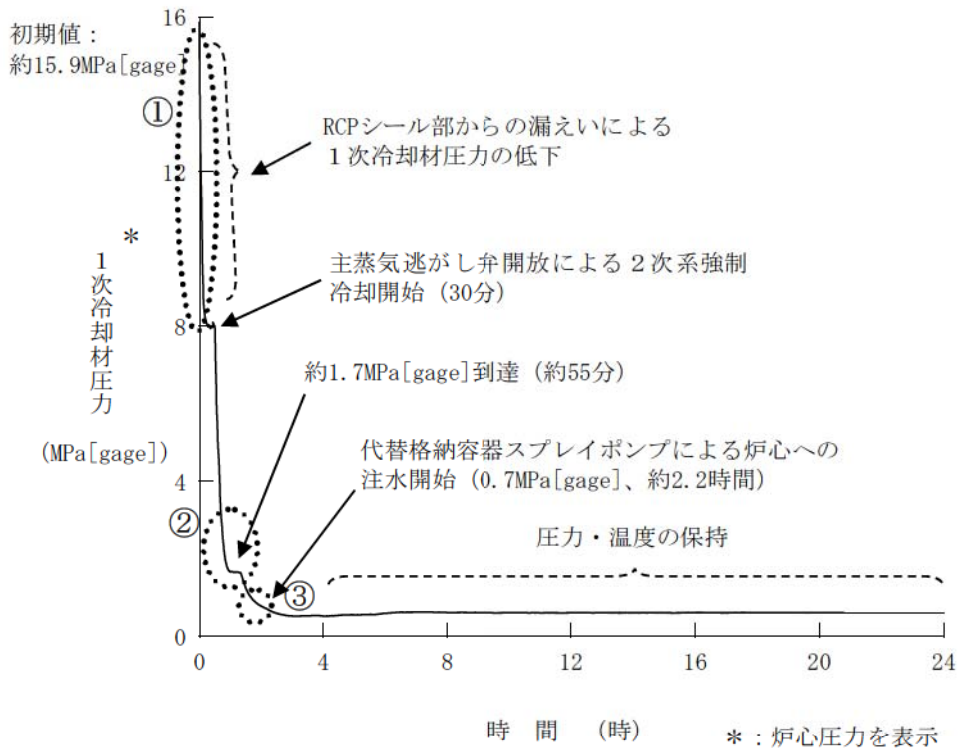


図5 1次冷却材圧力の推移

○ RCPシールLOCAが発生しない場合

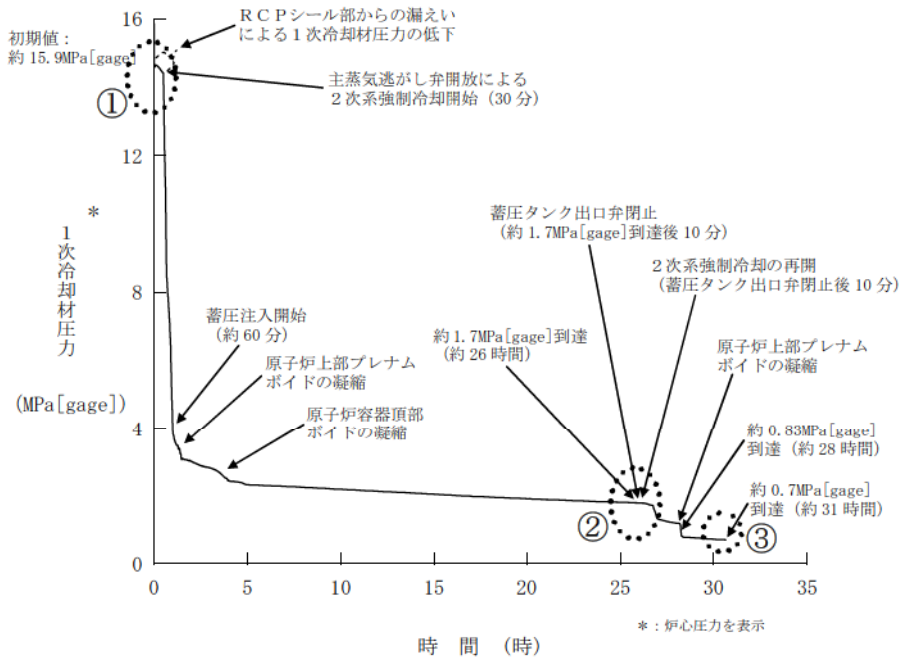


図6 1次冷却材圧力の推移