

3. 倒壊した送電鉄塔の影響について

自然災害により送電鉄塔が倒壊した事例を図3に示す。



強風による送電鉄塔の倒壊事例①^{※1}

強風による送電鉄塔の倒壊事例②^{※1}



地震による斜面の崩落に伴う送電鉄塔の倒壊事例^{※2}



津波による隣接鉄塔の倒壊に伴う送電鉄塔の倒壊事例^{※2}



大雪による鉄塔倒壊事例^{※3}

【出典】

※1：電力安全小委員会送電線鉄塔倒壊事故調査ワーキンググループ報告書（平成14年11月28日）

※2：原子力安全・保安部会・電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書（平成24年3月）

※3：第28回電力安全小委員会資料2-1（令和5年2月28日）

図3 自然災害による送電鉄塔の倒壊事例

発電所災害対策要員は、送電線の停電等安全を確認した上で、倒壊した送電鉄塔の影響を受けていない箇所を離隔距離を保って迂回するルートで鉄塔の近傍を通過することが可能である。

発電課長(当直)による運転員への操作指示／確認手順について

運転員の事故時における対応は、「発電課長（当直）」及び「副長」による「運転員」への操作指示がなされ、「運転員」による操作がなされる。（3人による対応）

一方，確率論的リスク評価では，図1のとおり人間信頼性評価（HRA ツリー）にて評価を行っている。

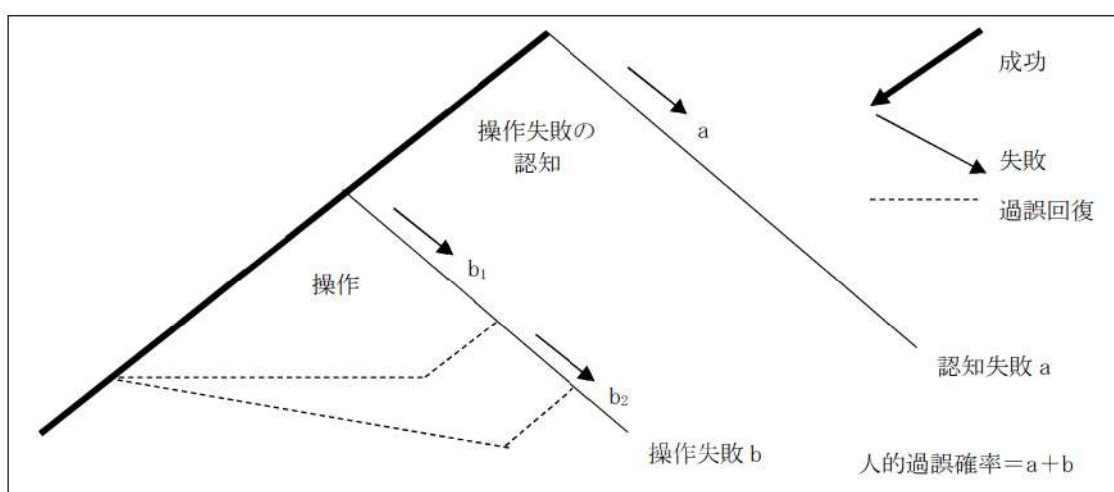


図1 人間信頼性解析（HRA）イベントツリーを用いた定量評価

人的過誤確率では，運転員の認知失敗や操作失敗があつたとしても，2名の指示者の確認により是正がなされる評価手法を採用している。

以上により，実際の運転員による操作と，確率論的リスク評価で用いた評価手法は，整合が取れている。

発電所が締結している医療協定について

泊発電所では、自然災害等が複合的に発生した場合等を想定し、医療機関で汚染傷病者を診療いただけるように体制を整備しておくことが必要であると考えている。

現時点で、岩内協会病院をはじめとする複数の医療機関と放射性物質による汚染を伴う傷病者の診療に関する覚書を締結しており、汚染傷病者の受入れ体制を確保している。

送配電部門の法的分離に伴う本店原子力防災組織について

令和 2 年 4 月 1 日の送配電部門の法的分離を踏まえ、北海道電力株式会社（以下「北海道電力」という。）は、送配電事業を担う 100%子会社である北海道電力ネットワーク株式会社（以下「北海道電力ネットワーク」という。）を設立し、送配電事業を分社化した。

この分社化を受けて、令和 2 年 4 月 1 日、北海道電力と北海道電力ネットワークは、非常災害時における防災体制等の発令時において、相互協力により一体となって災害対策活動を迅速かつ円滑に実施することを目的とし、「災害時における相互協力に関する協定」を締結した。

本店原子力防災組織における原子力災害対策活動においては、北海道電力の社長（本店対策本部長）と北海道電力ネットワークの社長（本店対策本部流通部門長）が連携して対応を行い、各社長は、本店対策本部の各班に所属するそれぞれの要員に対して指揮命令を行う。

本店対策本部の各班のうち、情報通信班は北海道電力と北海道電力ネットワークの両社の要員で構成し、工務班及び配電班は北海道電力ネットワークの要員のみで構成している。

本店対策本部の構成を図 1 に、原子力防災体制発令後の社内の体制及び連絡経路を図 2 に示す。

なお、北海道電力と北海道電力ネットワークが一体となって原子力災害対応を行うことについては、原子力災害対策特別措置法第七条に基づき作成している「泊発電所 原子力事業者防災業務計画」に、令和 2 年 3 月 27 日に反映している。

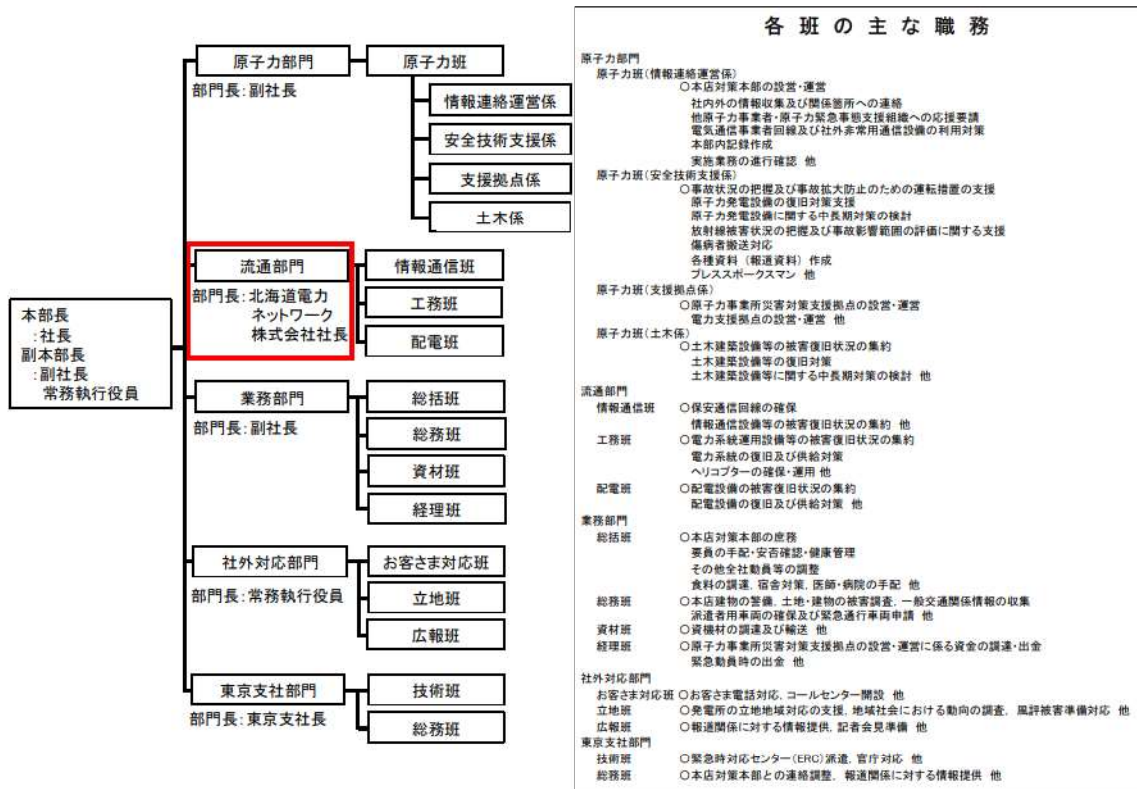
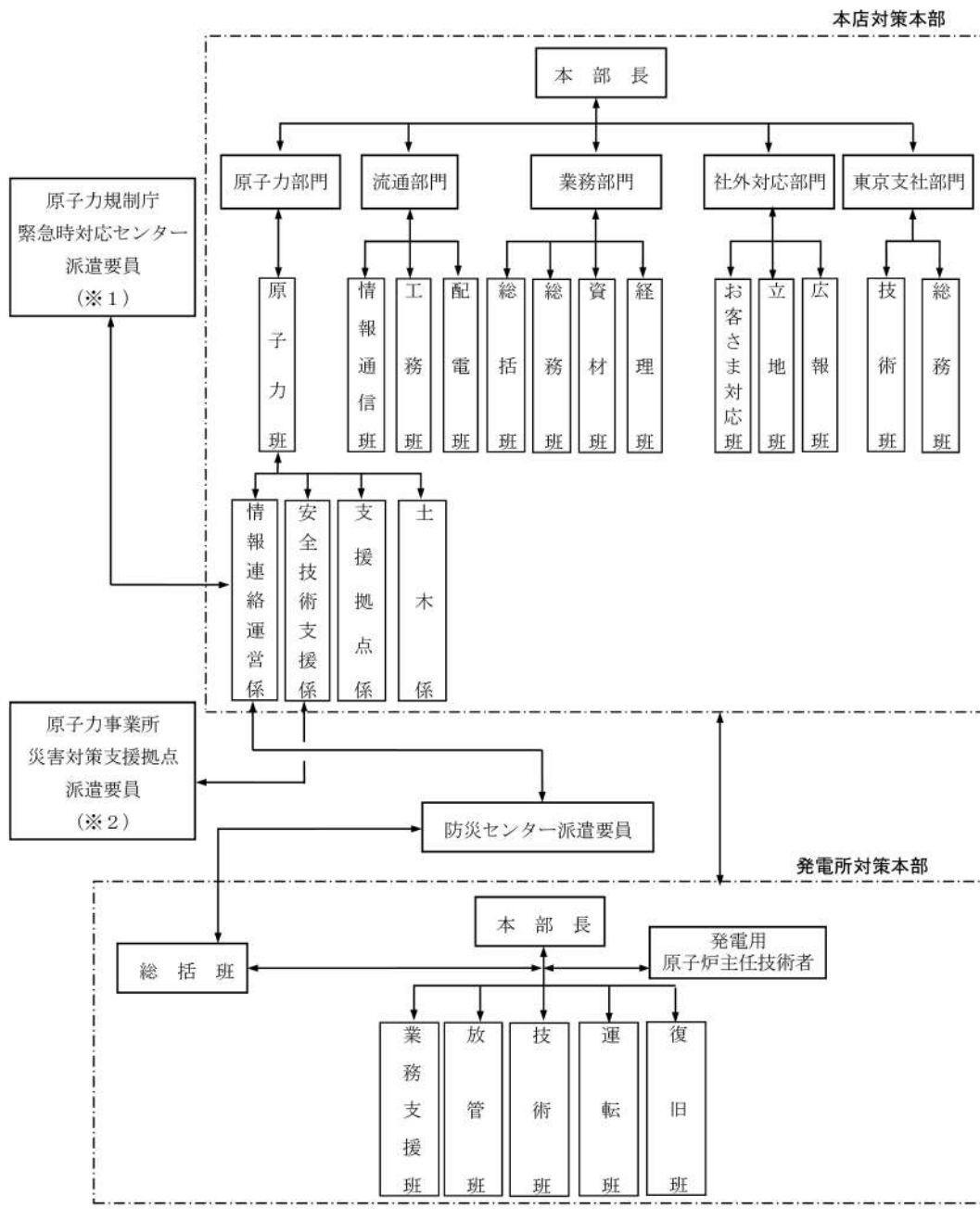


図1 本店対策本部の構成



※1：原子力防災要員等を派遣している場合。
 ※2：原子力事業所災害対策支援拠点が設置されている場合。

図2 原子力防災体制発令後の社内の体制及び連絡経路

泊発電所3号炉

重大事故等時の発電用原子炉主任技術者の
役割について

< 目次 >

1. 発電用原子炉主任技術者の選任 1.0.11-1
2. 発電用原子炉主任技術者の職務等 1.0.11-1
3. 重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割 1.0.11-2

1. 発電用原子炉主任技術者の選任

- (1) 社長は、発電用原子炉主任技術者及び代行者を、原子炉主任技術者免状を有する者であって、次の業務に通算して3年以上従事した経験を有する者の中から選任する。
 - a. 発電用原子炉施設の施設管理に関する業務
 - b. 発電用原子炉の運転に関する業務
 - c. 発電用原子炉施設の設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務
 - d. 発電用原子炉に使用する燃料体の設計又は管理に関する業務
- (2) 発電用原子炉主任技術者は発電用原子炉ごとに選任する。
- (3) 発電用原子炉主任技術者の職位は、原子炉保安統括（本店職位）とする。
- (4) 代行者の職位は、副原子炉保安統括とする。
- (5) 発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉主任技術者の職務を専任する。
- (6) 発電用原子炉主任技術者が職務を遂行できない場合は、代行者と交代する。ただし、職務を遂行できない期間が長期にわたる場合は、(1)項から(3)項に基づき、改めて発電用原子炉主任技術者を選任する。
- (7) これらの体制を整備していても、万一、発電用原子炉主任技術者及び代行者が不在となった場合は、発電用原子炉主任技術者の資格を有している者を常に把握していることから、速やかに発電用原子炉主任技術者を選任し、選任後30日以内に原子力規制委員会へ届け出る。

2. 発電用原子炉主任技術者の職務等

- (1) 発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実に行うことを任務とし、次の職務を遂行する。
 - a. 発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示する。
 - b. 保安規定に定める事項について、所長の承認に先立ち確認する。
 - c. 保安規定に定める各課（室、センター）長からの報告内容等を確認する。
 - d. 保安規定に定める記録の内容を確認する。
 - e. 保安規定に定める報告（第132条第1項）を受けた場合、原子力事業統括部長へ報告する。

f. 同項 a. の職務を遂行すべき状況が生じた場合、原子力事業統括部長へ報告する。

g. その他、発電用原子炉施設の運転に関する保安の監督に必要な職務を行う。

(2) 発電用原子炉施設の運転に従事する者（所長を含む。）は、発電用原子炉主任技術者がその保安のためにする指示に従う。

(3) 発電用原子炉主任技術者は、自らの発電用原子炉施設の保安活動を効果的に実施するため、所内会議（泊発電所安全運営委員会、発電所上層部によるミーティング等）への参加、現場パトロールを通じて、発電所の情報収集を行う。また、電気主任技術者及びボイラー・タービン主任技術者と所内会議で情報を共有し意思疎通を図る。

3. 重大事故等対策における発電用原子炉主任技術者の役割

(1) 発電用原子炉主任技術者は、平常時のみでなく、重大事故等が発生した場合においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行うことを任務とする。

a. 重大事故等が発生した場合の発電所対策本部において、発電用原子炉主任技術者の職務に支障をきたすことがないように、独立性を確保して配置する。

b. 複数号炉同時被災時は、号炉ごとの保安の監督を誠実かつ最優先に行う。

c. 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等発生時において、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、発電所対策本部長（所長）は、その指示等を踏まえ方針を決定する。

(a) 発電用原子炉主任技術者は、発電所対策本部等から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は事象緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行う。

(b) 発電用原子炉主任技術者は、保安上必要な場合の指示を行うに当たって、他号炉の発電用原子炉主任技術者、災害対策本部要員、本店原子力災害対策要員等から意見を求めることができる。

(2) 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）に当たり、保安上必要な事項等について確認を行う。

a. 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）における保安上必要な事項等について確認を行っている。このため、

運転員、災害対策本部要員等が手順書どおりに重大事故等対策の対応を行う場合には、発電用原子炉主任技術者からの指示等を受けることなく対応可能である。

- (3) 発電用原子炉主任技術者は、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合、発生連絡を受けた後、発電所対策本部に非常招集し、発電用原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行う。
- a. 発電用原子炉主任技術者が、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に非常招集できる体制、運用を整備する。
- (a) 重大事故等の発生連絡を受けた後、速やかに発電所対策本部に駆けつけられるよう、早期に非常招集が可能なエリア（共和町、泊村又は岩内町）に3号炉の発電用原子炉主任技術者及び代行者を少なくとも1名配置する。
- b. 発電用原子炉主任技術者は、非常招集中であっても通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）等）を携行することにより、発電所対策本部からプラントの状況、対策の状況等の情報連絡が受けられるとともに自ら確認することができる。
- c. 発電用原子炉主任技術者が、何らかの都合（発電所周辺地域の自然災害、交通機関の運休等）で、発電所への非常招集に時間を要する場合等においても、必要の都度、必要な情報（プラントの状況、必要な手順書の内容等）を通信連絡設備（モバイルパソコン等）により、得られるようにする。なお、通信連絡設備（衛星電話設備（携帯型）、モバイルパソコン等）の整備は、技術の進歩に応じて、都度改善を行う。
- d. 発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備（制定・改正）における保安上必要な事項等についてあらかじめ確認していることから、定められた手順書と異なった対応が必要となった場合であっても、必要の都度、プラントの状況等を把握し、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示等を行うことができる。

泊発電所3号炉

東京電力株式会社福島第一原子力発電所の
事故教訓を踏まえた対応について

< 目次 >

はじめに.....	1.0.12-1
1. 必要な情報の種類, その入手の方法及び判断基準に関する 手順書の整備方針.....	1.0.12-1
2. 東京電力株式会社福島第一原子力発電所における 事故対応の運用面の問題点及び対策.....	1.0.12-3
3. 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の 教訓の手順, 教育訓練への反映.....	1.0.12-5
4. その他の取組み.....	1.0.12-6
別紙1 検討対象とした調査報告書.....	1.0.12-別紙1-1
別紙2 課題, 提言の抽出作業の概要.....	1.0.12-別紙2-1
別紙3 教育・訓練の実施状況.....	1.0.12-別紙3-1

はじめに

技術的能力に係る審査基準では、手順書の整備に関して以下のとおり要求している。

「全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は複数号機の同時被災等を想定し、限られた時間の中において、発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うため、必要となる情報の種類、その入手の方法及び判断基準を整理し、まとめる方針であること。」

これに対して、安全機能に係る計器の機能が喪失した場合の系統状態の監視要領、電源が喪失した場合の系統の弁の状態等の確認要領等について、手順書に整備していくこととしている。

ここでは、現実に直流電源喪失を経験した東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故対応での教訓の中から、限られた時間の中で発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うため、必要な情報の種類、その入手の方法及び判断基準について、手順書の整備に反映した事項を説明する。

また、東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故対応では、運用面やそれをサポートする資機材等の面においても課題が抽出されている。本資料では、当該事故対応における運用面の課題を整理するとともに、それを踏まえた泊発電所3号炉での対策や取り組み状況についてもあわせて説明する。

1. 必要な情報の種類、その入手の方法及び判断基準に関する手順書の整備方針

東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故対応から、安全機能に係る計器の機能が喪失した際において、発電用原子炉施設の状態の把握や実施すべき重大事故等対策の判断に必要な情報の種類としては以下が考えられる。

(1) 東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故対応からの教訓

圧力伝送器、差圧伝送器は、計器自体は熱及び機械力による長期的な経年劣化や事故時雰囲気等を考慮した長期健全性試験が実施されており、異常は認められなかったことから、計器自体の故障による誤計測、誤表示の可能性は低い。しかし、圧力伝送器、差圧伝送器自体に異常がなかったとしても、原子炉圧力容器や原子炉格納容器から計装用配管を通じて各伝送器内の隔液ダイヤフラム（受圧部）にかかる圧力自体が、原子炉圧力容器や原子炉格納容器の状態を正しく反映するものでない場合には、誤計測、誤表示が生じ得

る。東京電力株式会社福島第一原子力発電所で採用されている原子炉水位計では、計装用配管の途中に設けられている基準面器内の水が周囲の環境により蒸発し、その結果、実際の水位よりも見かけの水位の方が数m程度高くなる等、正常な計測結果が得られない状態であった可能性が指摘されている（「政府事故調 最終報告書」（平成24年7月23日）Ⅱ. 1（2）d）。

この教訓から、限られた時間の中で発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うため、必要な情報としては、安全機能に係る計器の検出原理及び計器自体、計装用配管が設置されている周囲環境の影響が考えられる。重大事故等対処に当たっては、発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うために使用する安全機能に係る計器について、その検出原理及び計器等が設置されている周囲環境も考慮したうえで、指示値を確認することが重要である。

(2) 計器故障時の対応手順の整備

(1)を踏まえ、重大事故等の対処時に、複数のパラメータの比較により主要パラメータを計測する計器が故障した場合又は計器の故障が疑われる場合、発電用原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネル又は他ループの計器により計測する手順、代替パラメータにより当該パラメータを推定する手順を整備する。

(3) 計器の計測範囲（把握能力）を超過した場合の対応手順の整備

(1)を踏まえ、重大事故等の対処時に、主要パラメータである原子炉容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉容器及び原子炉格納容器への注水量を監視する計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合、発電用原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータにより推定する手順、可搬型計測器により計測する手順及び重大事故等に対処するための判断基準を整備する。

(4) 計器電源喪失時の対応手順

(1)を踏まえ、計器用電源が喪失するおそれがある場合に、代替電源（交流）及び代替電源（直流）から給電し、当該パラメータの計器により計測又は監視する手順を整備する。

また、計器用電源が喪失した場合に、電源（乾電池）を内蔵した可搬型計測器を用いて計測又は監視する手順を整備する。

なお、具体的なパラメータ、計器、手順等については「1.15 事故時の計

装に関する手順等」で整理する。

2. 東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故対応の運用面の問題点及び対策

1. より東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故対応から得られる教訓を、当社泊発電所の安全性向上のために活用することは非常に有効であると考えられることから、当社は、別紙1に示す4事故調査報告書（国会、政府、民間、東電）及び原子力発電運転協会（INPO）特別報告書・追補版の指摘・提言のうち対応すべき項目について、別紙2に示す作業概要のとおり精査して改善・対応が必要な課題を抽出し、新たに実施すべき対策を取りまとめ、その対策を計画的に進めている。

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の運用面の問題点を抽出した結果、シビアアクシデント対策設備の整備強化等のハード面の対策だけではなく、シビアアクシデント対策設備の活用のための手順書の整備、教育・訓練、緊急時組織の運用及び現場の運用面、組織の強化等のソフト面での対策が重要であることが考えられる。

(1) 課題、提言の抽出作業の概要

4事故調査報告書（国会、政府、民間、東電）及び原子力発電運転協会（INPO）特別報告書・追補版の指摘・提言について、以下の要領で抽出作業を行った。

上記報告書から抽出した課題、提言を集約し、これらを7項目に分類し課題集約作業を行った。

抽出された課題について、社内の各担当部署にて、検討を実施し、課題に対する改善策の検討を実施した。

(2) 当社の課題のうち運用面に係る事項とその対応内容

当社の課題として整理された事項のうち、重大事故等対処における運用面に係る問題点とその対応内容について、表1に示す。

表1 運用面に係る問題点とその対応内容

	問題点	対応内容
1	全交流電源喪失状態となった場合の非常用復水器（IC）の操作、その後の確認作業についてのマニュアルがなく、系統確認や運転操作に対し迅速に対応することができなかった。また、事故時の運転手順書は電源があることを前提としたものであり、事故時の微候ベースの手順書からシビアアクシデント手順書への移行も電源があることを前提とした計器パラメータ管理であったため、電源喪失等の事態では機能できない実効性を欠いたものであった。	全交流動力電源喪失時の手順を整備し、シビアアクシデントにも対応できる手順書を整備する。また、電源喪失時でも、重要なパラメータについては確認できるように可搬型の計測器を使用したパラメータの確認手順を整備する。
2	運転訓練センターにおけるシビアアクシデント事故対応の教育・訓練は、直流電源が確保され中央制御室の制御盤が使用できる前提のものであり、直流電源が喪失した条件でのシビアアクシデント事故は対象としていなかった。また、運転訓練センターでの教育訓練はシビアアクシデント事故対応の内容を「説明できる」ことが目標の机上教育に留まっており、実効性のある訓練とはなっていなかった。	全交流動力電源喪失等のシビアアクシデントの状態を想定し、重大事故等対処設備を使用した訓練を実施することにより実効性のある訓練を行う。
3	電源喪失によって、中央制御室での計装の監視、制御といった中央制御機能、発電所内の照明、通信手段を失ったことにより、有効なツールや手順書もない中で現場運転員たちによる臨機の判断、対応に依拠せざるを得ず、手探りの状態での事故対応となった。	携行型通話装置及び衛星電話設備（携帯型）による通信連絡手段の確保並びに無停電運転保安灯の設置、可搬型照明（ヘッドライト）、可搬型照明（懐中電灯）等の照明を確保することにより、実効的に活動できるように整備を行う。

3. 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の教訓の手順，教育訓練への反映

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故後，ハード面の対策として可搬型代替電源車とケーブルの配備，可搬型大型送水ポンプ車と可搬型ホースの配備，重要設備の浸水対策等を実施した。

ソフト面の対策として手順書についても，電源確保や蒸気発生器2次側への注水確保等の手順は，「津波による電源機能喪失時対応要領」（当時）や運転員用の手順書として「運転要領 緊急処置編」に反映し，整備した手順を用いた教育訓練を繰り返すとともに，運転員についてもシミュレータ訓練に地震・津波による全交流電源喪失訓練を取り入れた訓練を実施し，原子力災害対策活動に係る体制の強化を図ってきた。

その後も更なる安全性向上対策として導入した設備の手順書整備，訓練実施のほか，東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故に係る各種事故調査報告書のレビュー結果の反映等，自主的，継続的に手順書を整備，教育訓練の充実・強化を図り，重大事故等の対応能力の向上を図ってきている。

これら東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた，発電所災害対策要員に対する，主な教育・訓練の内容，対象者，頻度，協力会社の取扱いの基本的な考え方については，以下のとおりである。

- (1) 教育訓練の内容は，重大事故等発生時の対応要員の役割（職務）に応じて実施する。
- (2) 教育訓練の頻度については，各要員の役割に応じて定めた重大事故等対応に係る力量に達した者について，力量を維持向上させることができる頻度を設定する。
- (3) 協力会社の発電所災害対策要員については，当社の注水活動等を実施する要員に必要な教育訓練と同等の教育訓練を実施する。

なお，教育訓練については今後も充実強化を図るとともに，実施結果は評価し，手順書の見直しを含め，継続的に改善していく。

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の前後の主な教育訓練の比較を表3に各種事故調査報告書のレビュー結果を表4に示す。

4. その他の取組み

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ、泊発電所においては夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において重大事故等が発生した場合にも非常招集可能な体制の整備，操作対象機器，計器の識別の強化等，発電所の保安にかかる運転管理面の充実を図っている。

なお，手順書の整備においては，重大事故等対処設備の運転操作に関わるものの充実化のみでなく，重大事故時等における運転員及び災害対策要員の単独作業によるヒューマンエラーの防止対策の整備，運用等を含め実施している。

(1) 手順書の整備によるヒューマンエラー防止対策の取組み

ヒューマンエラー防止対策としては，二人で作業を行うことが有効であるが，やむを得ず単独作業を行う場合でも十分な手順書の整備等によりヒューマンエラーを防止することができる。

手順書の整備に関する対応は以下のとおり。

- a. 設計基準事故を超える事故に的確かつ柔軟に対処できるよう，必要な手順書を整備している。
- b. 適切な判断を行うために必要となる情報の種類及びその入手の方法や判断基準を整備している。
- c. 炉心損傷及び原子炉格納容器破損を防ぐために最優先すべき操作等の判断基準（海水の使用を含む）をあらかじめ明確化している。
- d. 事象の進展状況に応じて手順書類がいくつかの種類に分けられる場合には，次の手順に移行できるように手順書間の関係を明記している。
- e. 運転操作の際には，手順書に従い運転操作員と発電課長（当直），副長又は運転操作助勢員のダブルチェックにてヒューマンエラーを防止している。また，操作対象機器，計器の識別及び通信設備の整備等，ヒューマンエラー防止対策を実施している。

(2) 組織，マネジメント・コミュニケーション等運用面での取組み

a. 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故を踏まえ，電源確保や給水確保を含む初動対応が確実に実施できるよう表2に示すとおり，体制面を強化している。

また，プラントメーカ，協力会社についても，緊急時の支援体制（現場作業，放射線管理支援，エンジニアリング支援）を強化している。

表2 初動対応体制の強化について

発電所 常駐要員	1 F 事故 発生前	1 F 事故 発生後	強化内容
本部要員	3名	4名	SA時の指揮命令能力等の強化
3号炉運転員	6名	6名	SA時の対応能力の強化
災害対策要員 ^{※1} 【SA専任化】	—	7名	SA対応の核となる要員として配置
災害対策要員	—	4名	地震・津波発生時等のがれき撤去，代替非常用発電機，可搬型重大事故等対処設備への燃料補給等の対応要員として配置
災害対策要員 (支援)	—	15名	緊急時対策所用発電機等，中央制御室チェンジングエリア設置等の対応要員として配置
消火要員 ^{※2}	8名	8名	SA時の対応能力を強化
1号及び2号炉 運転員	9名	3名 ^{※3}	SA時の対応能力を強化
小計	26名	47名	対応要員の増強
参集要員	300名 規模	500名 規模	協力会社にも範囲を拡大

※1：重大事故等に対処する要員に対する力量の確保と維持向上を一層確実にするため，シビアアクシデント対応を専門に行うSAチームを創設。

必要な教育訓練に加え，日頃から可搬型重大事故等対処設備に精通させるため，可搬型重大事故等対処設備の巡視点検，定期試験や日常保守も担うSA専任要員とし，24時間交代勤務体制とする。

※2：火災発生時の対応能力強化のため，8名中5名を専属消防隊として24時間交代勤務とした。

※3：3号炉発災時，1号及び2号炉運転員6名を災害対策要員（支援）として動員する。

- b. 原子力災害発生時において、迅速に会社として重要な意思決定ができるようあらかじめ代行者を定めるほか、確実に連絡が取れるように衛星電話設備（携帯型）を配備した。また、速やかに情報共有，組織対応ができるように各拠点にテレビ会議システムを導入する等体制・環境を整備している。
- c. 事故時の迅速かつ的確な事故対応ができるよう，原子力防災訓練等，事故対応の教育・訓練を実施し，実効性のある対策案等について継続的に改善（ブラインド訓練の実施，各号炉のプラント状況を記載するステータスボード及び共通事項を記載する電子ホワイトボードの設置，構内道路状況及び可搬型重大事故等対処設備の配備状況を記載するグリッドマップ，モニタリング設備の状況を記載するグリッドマップ等の設置。図1～4参照）し，訓練・教育の強化を図っている。訓練シナリオには，地震津波による冷却機能，電源の喪失等を取り入れ訓練を行っている。



図1 訓練風景



図2 ステータスボードの設置



図3 電子ホワイトボードの設置

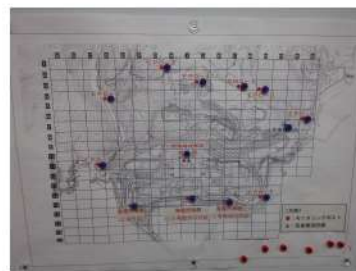


図4 グリッドマップ(構内道路，可搬型設備，モニタリング設備の状況)

d. 発電所対策本部長の管理班数を整理し、本部長の指揮命令能力向上を図るために、泊発電所の原子力防災組織を図5のとおり変更した。

【泊発電所】

- ・総務班，施設防護班，労務班，地域対応班及び広報班を統合し業務支援班に変更。
- ・機械工作班，電気工作班及び土木建築工作班を統合し復旧班に変更。

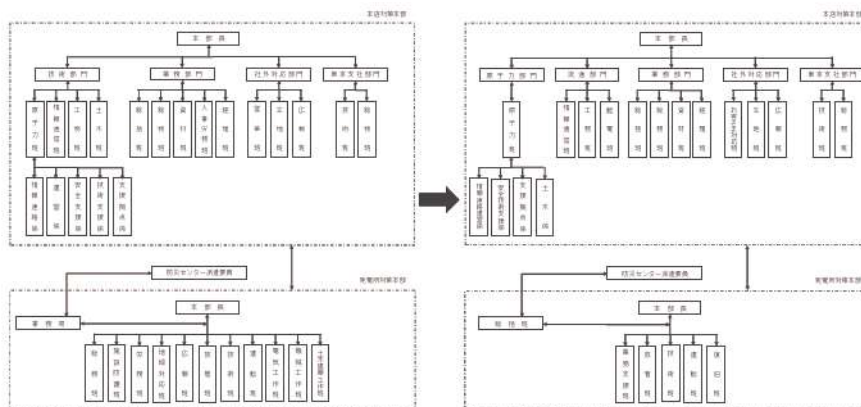


図5 泊発電所の原子力防災組織の変更

e. 泊発電所内のリスクマネジメントを総括する部署として「防災・安全対策室」を設置し、安全性向上計画の検討・策定や重大事故等発生時の対策検討・実施に関する業務を同一部署に統合，併せて発電所対策本部の参謀の役割を果たす技術支援組織の中核組織とした（図6参照）。また，当該部署が訓練事務局となり，訓練の計画及びシナリオ作成を主導している。

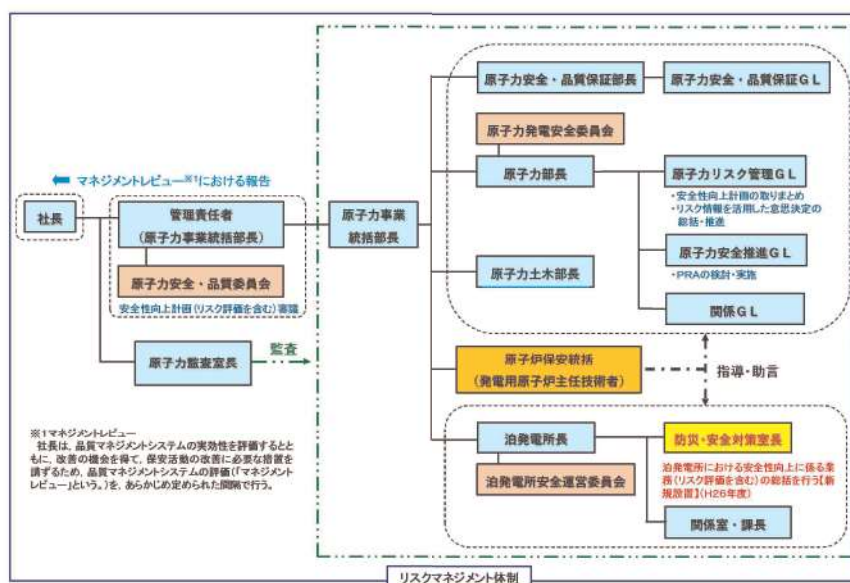
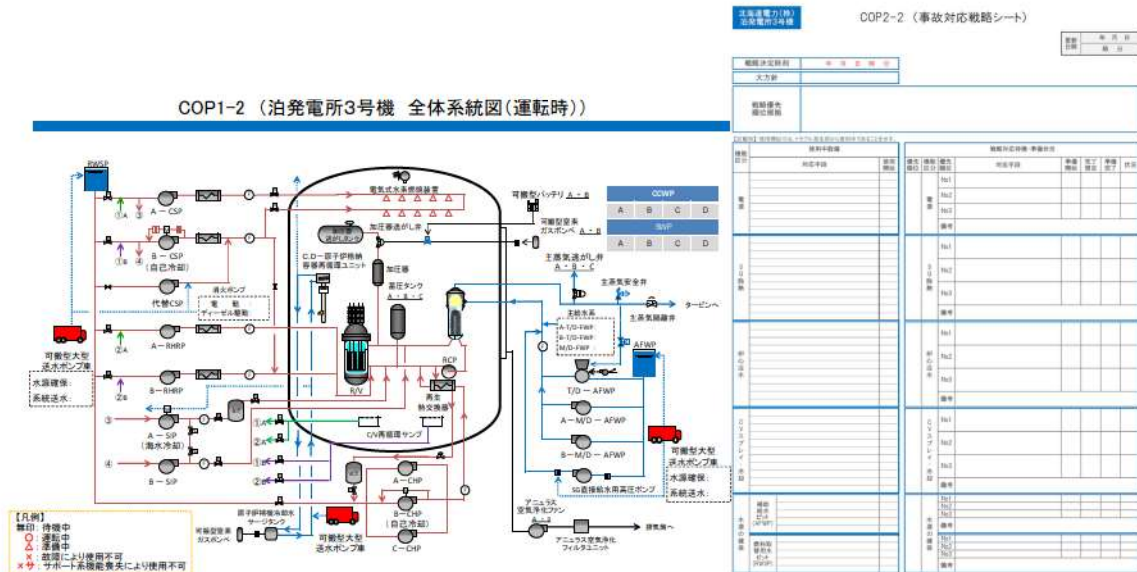


図6 リスクマネジメント体制

f. 発電所対策本部内、本店対策本部等との情報共有（指示、発言内容、操作実績、安否確認等）のため、社内LANを使用したチャットシステム及び情報共有ツールを導入した（図7、8参照）。



図7 チャットシステム画面



※ 緊急時組織の運用については、訓練を通じて改善を図っていることから、今後変更となる可能性がある。

図8 情報共有ツール

g. シビアアクシデント発生時の諸現象、対応操作及びその考え方等に対する知識向上に加え、シビアアクシデント発生時のプラント挙動を予測し、アクシデントマネジメントガイドライン等を使用した事故時の対応能力向上を目的とした訓練を、メーカー等の社外専門家の協力を得た教育を実施している。

h. 自社シミュレータによる対応訓練にて、シビアアクシデント時の事象進

展や物理現象を理解し、これらの状況判断能力を養うとともに、MAAP可視化画面を用いて視覚的に学習することでシビアアクシデント時のプラント挙動に関する知識向上を図るとともに、シミュレータを用いて対応訓練を行い、新規基準に基づく手順書の内容の理解向上を図っている（図9参照）。

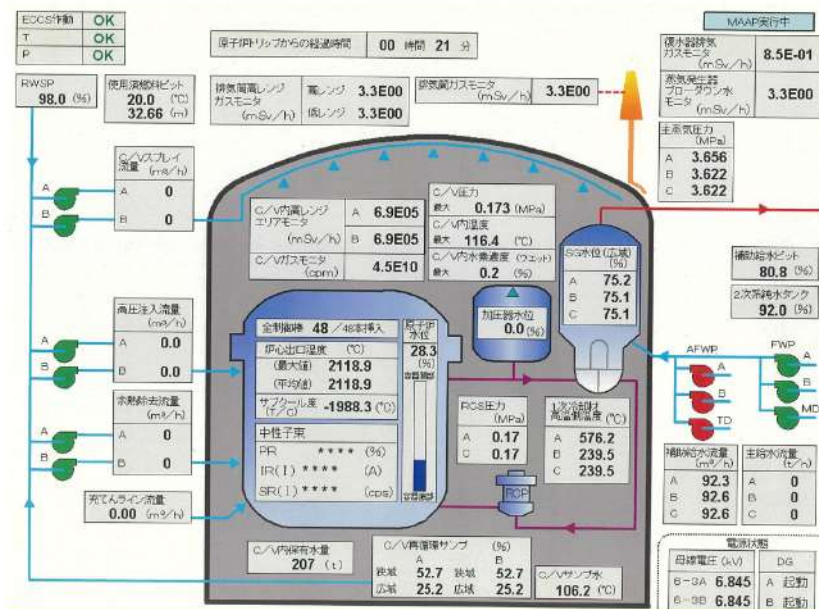


図9 MAAP可視化画面

なお、この教育訓練は、指揮者対象、運転員対象、その他の技術要員対象と3種類の教育訓練を実施している。

プラント挙動を可視化するツールの特徴を活かし、事故時の挙動を対象レベルに合わせたカリキュラムを作成し、解説するほか、指揮者対象の教育訓練には、事故時のパラメータ等から事象を判定し、事故の影響緩和策等の対応策を検討、判断する演習を行っている。また、自社シミュレータを対象策の効果の確認に用いる等の活用策も検討している。

i. 地震の揺れに対する防護のため、中央制御室の運転員机、中央制御盤に地震時対应手摺りの取付け及び中央制御室内の什器の固定等、地震を念頭に置いた対策を実施する（図10～12参照）。



図10 運転員机の固定



図11 キャビネットの固定



主盤



運転指令卓



運転員机

図12 主盤，運転指令卓及び運転員机の手摺設置イメージ

j. 泊発電所で重大事故等に至る可能性が発生した場合でもより迅速に対応するため、原子炉施設事態即応センターを本店内に常設化した（図13参照）。



図13 原子炉施設事態即応センターでの訓練風景
1.0.12-12

(3) 設備，資機材等による事故対応の改善

- a. 全交流動力電源喪失時の操作対象機器，計器を抽出し識別表示を実施している。また，電源喪失時に照明が消灯した場合に単独作業を実施した場合でも操作対象機器，計器を間違えないように，反射テープを貼って視認性を高めている（図14参照）。



図 14 操作対象機器への反射テープ貼り付け例

- b. 中央制御室及びアクセスルート上に無停電運転保安灯を設置するとともに，扉に反射テープの貼り付けを実施し，全交流動力電源喪失により照明が消灯した場合でもアクセスルートを移動できるように対応している（図 15， 16参照）。

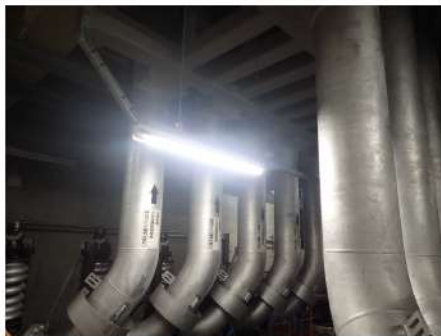


図 15 無停電運転保安灯



図 16 扉への反射テープ貼り付け例

- c. 可搬型計測器の整備により、電源喪失時の必要なパラメータ測定を可能としている（図17参照）。



図 17 パラメータ計測訓練

- d. 電源喪失時対応用資機材として、可搬型照明（SA）、可搬型照明（ヘッドライト）等を準備し、現場パトロール及び中央制御室監視ができるよう準備している（図18参照）。



図 18 可搬型照明（SA）、可搬型照明（ヘッドライト）等

e. 泊発電所特有の冬季の過酷な気象条件でも参集できるよう、雪上でも走行可能なクローラー車の配備, 迂回ルートを考慮した資機材としてスノーシューや防寒着を配備している(図19, 20参照)。また, 冬期・夜間の災害を想定した参集訓練も実施している(図21参照)。



図 19 クローラー車



図 20 スノーシュー



図 21 冬期・夜間の参集訓練

表3 東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の前後の主な教育・訓練の比較

	東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故前（現在も継続実施）	事故後新規追加した教育・訓練（一部予定含む）
教育	<p>基礎教育</p> <ul style="list-style-type: none"> ○アクシデントマネジメントA教育（基礎の概要教育） [対象：支援組織要員] ○アクシデントマネジメントB教育（応用的知識） [対象：技術班員] [対象：安全管理課] ○放射線防護基礎コース 原子力防災教育 ○防災法令・体制 [対象：防災業務関係者] 	<ul style="list-style-type: none"> ○シビアアクシデント対応教育 [対象：原子力災害対策本部，総括班，運転班，復旧班（機械，電気及び制御設備担当）] ○津波に関する基礎教育 [対象：原子力災害対策要員] ○放射線に関する基礎教育 [対象：原子力災害対策要員] ○シビアアクシデント発生時の事象進展挙動教育 [対象：原子力災害対策要員] ○車両，資機材等の取扱教育 [対象：原子力災害対策本部，総括班，業務支援班（施設防護担当），放管班，運転班，復旧班，発電所信直者]
訓練 (運転員含む。)	<p>原子力防災訓練</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子力防災訓練 [対象：原子力対策本部及び事務局構成員] 	<p>発電用原子炉施設保全のための活動</p> <ul style="list-style-type: none"> ○津波対応訓練 [対象：原子力災害対策本部，総括班，業務支援班（施設防護担当），放管班，運転班，復旧班] ○シビアアクシデント対応訓練 [対象：原子力災害対策本部，総括班，運転班，復旧班（機械，電気及び制御設備担当）] ○重大事故等および大規模損壊対応要領に基づく訓練 [対象：あらかじめ定められた者]
運転員の 教育・訓練	<p>机上教育</p> <ul style="list-style-type: none"> ○異常時対応訓練(指揮・状況判断) [対象：発電課長(当直)，副長] [対象：発電室員全員] ○異常時対応訓練(中央，現場操作) ○アクシデントマネジメントC教育(運転員に必要な知識) [対象：発電室員全員] シミュレータ訓練 <ul style="list-style-type: none"> ●シミュレータ訓練Ⅰ(直員連携) [対象：運転員全員] ●シミュレータ訓練Ⅱ [対象：運転員Ⅰ] ●シミュレータ訓練Ⅲ [対象：発電課長(当直)，副長] 	<p>机上教育</p> <ul style="list-style-type: none"> ○重大事故等および大規模損壊対応要領に基づく訓練 (現場訓練含む) [対象：1号及び2号炉運転員] [対象：運転員全員] ○アクシデントマネジメントA教育 シミュレータ訓練(株式会社原子力発電訓練センター) ●運転責任者保有者シビアアクシデント強化コース [対象：当直副長以上] [対象：運転員Ⅰ以上] ●シビアアクシデント訓練強化コース ●プラント挙動理解強化コース [対象：運転員全員]
協力会社	<p>—</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○津波対応訓練 ○津波に関する基礎教育 ○車両，資機材等の取扱教育 ○重大事故等および大規模損壊対応要領に基づく訓練

[補足説明]●印は各種事故調査報告書のレビュー結果を踏まえ、充実強化した教育・訓練（今後実施するものを含む）運転員に対する実践的な教育・訓練を実施するため、シミュレータに安全性向上対策を踏まえた改造（代替非常用発電機からの給電操作等）を行い、実機と同様の対応を出来るよう計画している。

協力会社社員の内、発電所災害対策要員として現地給水活動等を行う要員は、当社の給水活動を行う社員に必要な教育訓練と同等の教育・訓練を実施する。

上記は、現在の主な教育・訓練計画を示すものであり、今後も充実・強化，継続的改善を図っていくことにより，適宜見直しを図っていく。

表4 各事故調査報告書における主な指摘事項への対応（教育訓練の例）

分類	報告書の指摘事項	報告書レビューまでの対策	今後の対策
①過酷事故(シビアアクシデント)時の対応手順, 訓練	原子力安全に関し一時的な責任を負う事業者として、原子力に勝つ者一人一人に対し、事故対応に当たって求められる資質・能力の向上を目指した実践的な教育・訓練を実施するよう強く期待する。 (政府最終 P.402)	事故調査報告書のレビューまでに実施した対策を含む) シビアアクシデントの概要の教育や、シビアアクシデント対応時の操作訓練等を行うとともに、福島第一原子力発電所事故を踏まえた事故対応手順等の教育、緊急時安全対策等で設置された設備について適宜シミュレータ訓練内容への反映を実施。	運転訓練シミュレータについて、安全性向上対策を踏まえた改造（代替非常用発電機による給電操作の模擬等）を行い、実機と同様の対応を実施できるようにする。 また、株式会社原子力発電訓練センターにて、シビアアクシデント時の事象進展や物理現象を理解し、これらの状況判断能力を養うとともに、MAAP可視化画面を用いて視覚的に学習すること、シビアアクシデント時のプラント挙動に関する知識向上を図るとともに、シミュレータを用いて対応訓練を行い、新規制基準に基づく手順書の内容の理解向上を図っている。
②過酷事故(シビアアクシデント)時のマネジメント, 対応体制	緊急時の対応の事前検討として、誰が、どのような能力を有し、どこにいるのかをあらかじめリスト化し、緊急時にも迅速に対応できる備えも効果的である。 (国会 P.194)	協力会社に対して、緊急時の機械、電気、計装設備の点検、補修及び仮設ケーブルの敷設や照明設置作業等に迅速に対応するための必要な人員を確保するよう要請。	緊急時において必要な技能を有する人員を確保し、迅速な対応を図るために、協力会社の社員が保有する技能をリスト化する。また、協力会社の発電所災害対策要員に対して、発生事象、初動対応の知識付与のための教育訓練を計画的に実施する。
③過酷事故(シビアアクシデント)時の対応手順, 訓練	福島第一1号機の非常用復水器について当直から現場状況の報告があったにも関わらず、発電所対策本部は電源喪失により隔離弁が閉まって非常用復水器が動作していないのではないかと指摘する者はおらず、3時間以上当直から報告を受けていなかった。 (政府中間 P.115, P.118)	福島第一原子力発電所事故を反映したマニュアルに基づく操作手順等の教育と訓練を実施。	運転訓練シミュレータについて、安全性向上対策を踏まえた改造（代替非常用発電機による給電操作の模擬等）を行い、実機と同様の対応を実施できるようにする。 また、原子力発電訓練センターにて、シビアアクシデント時の事象進展や物理現象を理解し、これらの状況判断能力を養うとともに、MAAP可視化画面を用いて視覚的に学習すること、シビアアクシデント時のプラント挙動に関する知識向上を図るとともに、シミュレータを用いて対応訓練を行い、新規制基準に基づく手順書の内容の理解向上を図っている。

検討対象とした調査報告書

【国内】

- 国会・・・「東京電力福島原子力発電所事故調査委員会」報告書（2012年7月5日公表）
- 政府・・・「東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会」最終報告
（2012年7月23日公表）
- 民間・・・「福島原発事故独立検証委員会 調査・検証報告書」（2012年2月28日公表）
- 東京電力株式会社・・・「福島原子力事故調査報告書」（2012年6月20日公表）

【海外】

- 原子力発電運転協会（INPO）・・・「福島第一原子力発電所における原子力事故から得られた教訓」（2012年8月）

課題，提言の抽出作業の概要

1. 課題，提言の抽出作業の流れ

抽出作業は，当社の原子力部門の社員が各担当業務を踏まえて分担し，実施した(図1参照)。

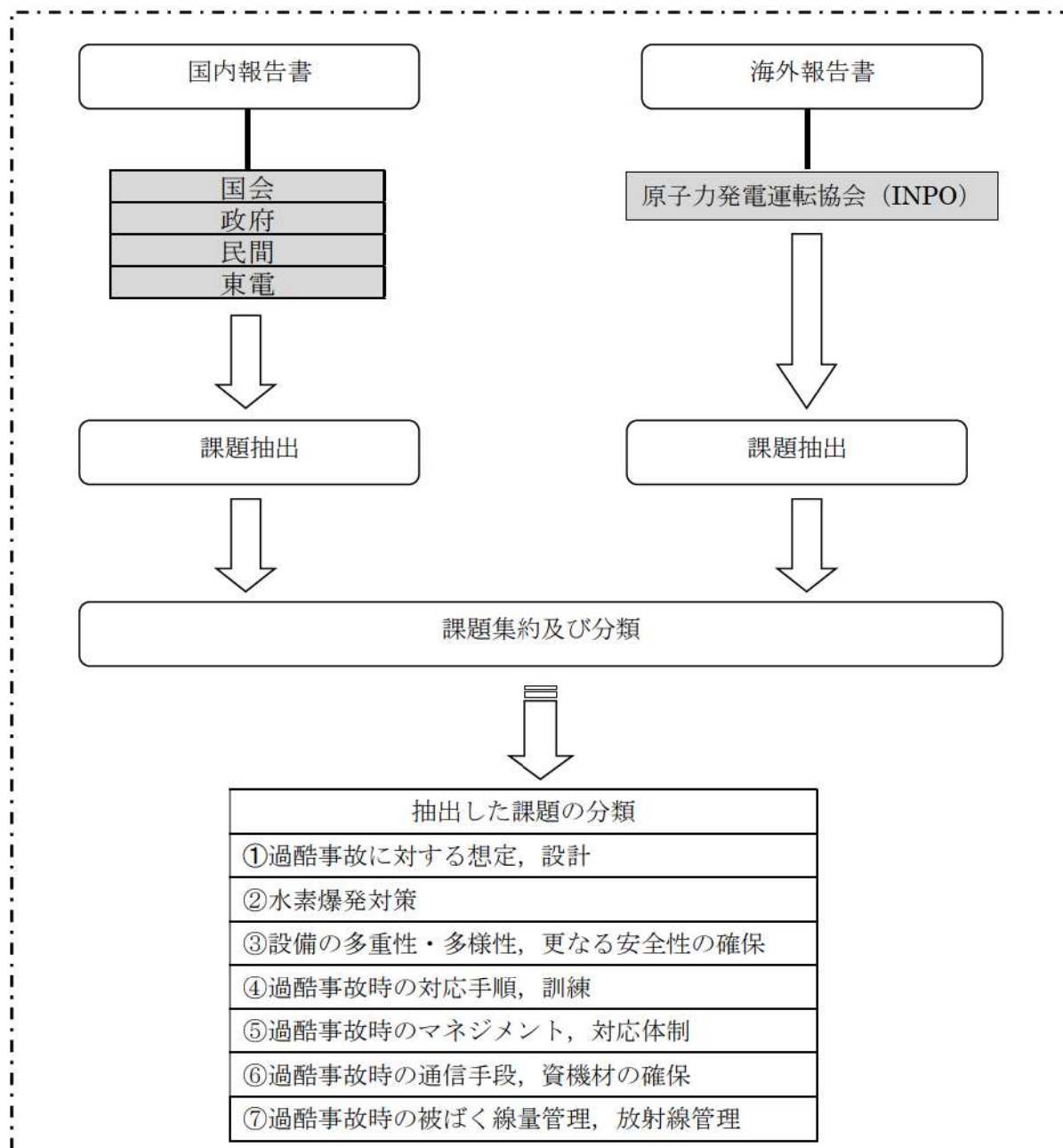


図1 課題，提言の抽出作業の流れ

2. 抽出した課題及び対応策の例

抽出した課題に対しては、社内の各担当部署において、対応策の検討を実施した(表1参照)。

表1 抽出した課題及び対応策の例

分類	抽出した課題(例)	対応策(例)
①過酷事故に対する想定, 設計	・発生頻度は低いが一度起きると甚大な被害を及ぼす可能性のある事象の洗い出し	・事故の影響等を踏まえ, 発生頻度が低い事故シナリオについて検討
②水素爆発対策	・建屋への水素漏出リスクを考慮し, 電源喪失時の建屋の換気手段の整備	・原子炉格納容器内の水素のアニュラス部への漏えいを想定し, 全交流動力電源喪失時における代替非常用発電機からの給電によるアニュラス空気浄化設備の起動手順の整備
③設備の多重性・多様性, 更なる安全性の確保	・津波襲来に対する備え	・水密扉の設置, 代替非常用発電機の配備, 原子炉補機冷却海水ポンプ予備電動機の配備
④過酷事故時の対応手順, 訓練	・プラント状態に応じて設備を柔軟に選択できる汎用性のある手順の策定	・プラント状況に応じて臨機に対応するための非常用ディーゼル発電機の冷却系復旧による電源確保や多様な水源確保等の多様性を確保した手順の整備
⑤過酷事故時のマネジメント, 対応体制	・初動対応体制の強化	・発電所の常駐体制を強化するとともに, プラントメーカー, 協力会社による緊急時の支援体制の強化
⑥過酷事故時の通信手段, 資機材の確保	・多様な通信手段の確保	・通常の通信設備が使用できない場合に備えた, 衛星電話設備(携帯型), 携行型通話装置等の配備
⑦過酷事故時の被ばく線量管理, 放射線管理	・モニタリング設備の強化	・モニタリングポストに関するバックアップ電源の強化(モニタリングポスト及びモニタリングステーション専用の無停電電源装置及び非常用発電機の配備)

教育・訓練の実施状況

東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の運用面の問題点を抽出した結果、教育・訓練の強化を行っている。

以下に、教育・訓練の実施状況を整理する。

1. 緊急時対応力の強化

<主な訓練実績>

- ・発電所における訓練実績（図1参照）

総合訓練5回（2017年4月～2022年3月末の累計）

要素訓練3,748回（2019年4月～2022年3月末の累計）（次頁以降に記載した訓練を含む）



図1 総合訓練の風景（発電所対策本部）

2. 現場力の強化

<主な実績>

- ・代替交流電源による電源確保（図2参照）

常設代替交流電源設備が使えない場合に速やかに電源を確保するため、高台保管場所に可搬型代替交流電源設備（可搬型代替電源車）を配備し、起動操作、電源ケーブル接続訓練等を定期的に行っている（訓練実績 201 回（2019 年 4 月～2022 年 3 月末の累計））。



図2 可搬型代替電源車設置訓練

- ・発電用原子炉及び使用済燃料ピットへの注水並びに原子炉格納容器の冷却（図3参照）

全交流動力電源が喪失した場合においても発電用原子炉及び使用済燃料ピットに注水、原子炉格納容器の冷却等ができるよう、可搬型大型送水ポンプ車を高台保管場所に配備し、注水及び可搬型ホース接続訓練を定期的に行っている（訓練実績 1,021 回（2019 年 4 月～2022 年 3 月末の累計））。



図3 可搬型大型送水ポンプ車による注水訓練

- ・重機によるがれき撤去（図4参照）

地震や津波により散乱したがれきや積雪が復旧活動の障害となることを想定し、重機によるがれき撤去訓練を定期的に行っている（訓練実績91回（2019年4月～2022年3月末の累計））。



図4 がれき撤去訓練

- ・ディーゼル発電機燃料油貯油槽からの可搬型タンクローリーへの燃料補給（図5参照）

常設代替交流電源設備である代替非常用発電機を運転する場合等の非常時において、ディーゼル発電機燃料油貯油槽から軽油を可搬型タンクローリーに補給する訓練を定期的に行っている（訓練実績14回（2019年4月～2022年3月末の累計））。



図5 可搬型タンクローリーへの軽油補給訓練

3. 資機材調達強化

- 原子力事業所災害対策支援拠点での訓練（図6参照）
訓練4回（2019年4月～2022年3月末の累計）



図6 原子力事業所災害対策支援拠点設営訓練

4. 対外情報発信

- 広報活動訓練（図7参照）
訓練9回（2019年4月～2022年3月末の累計）



図7 広報活動訓練

泊発電所3号炉

重大事故等に対処する要員の作業時に
おける装備について

< 目次 >

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定	1.0.13-1
2. 初動対応時における装備	1.0.13-2
3. 放射線防護具類の着用等による個別操作時間への 影響について	1.0.13-4
(1) 操作場所までの移動経路について	1.0.13-4
(2) 操作場所の状況設定について	1.0.13-4
(3) 作業環境による個別操作時間への影響評価	1.0.13-4

重大事故等発生時における現場作業では、作業環境が悪化していることが予想され、重大事故等に対処する要員は、作業環境に応じ表1のとおり、必要な装備を着用する。また、緊急時対策所等との連絡手段の確保のため、通信連絡設備を携行し使用する。

特に初動対応においては、作業環境の調査を待たずに作業を実施するため、適切な装備の選定が必要となる。

初動対応時における重大事故等に対処する要員の放射線防護具類については、以下のとおり整備している。また、初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については、放管班長、夜間及び休日の場合は全体指揮者又は発電課長（当直）（以下「放管班長等」という。）が判断し、着用を指示する。

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等時は事故対応に緊急性を要すること、通常時とは汚染が懸念される区域も異なること等から、通常の放射線防護具類の着用基準ではなく、作業環境、緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで、被ばく線量を低減する（図1参照）。

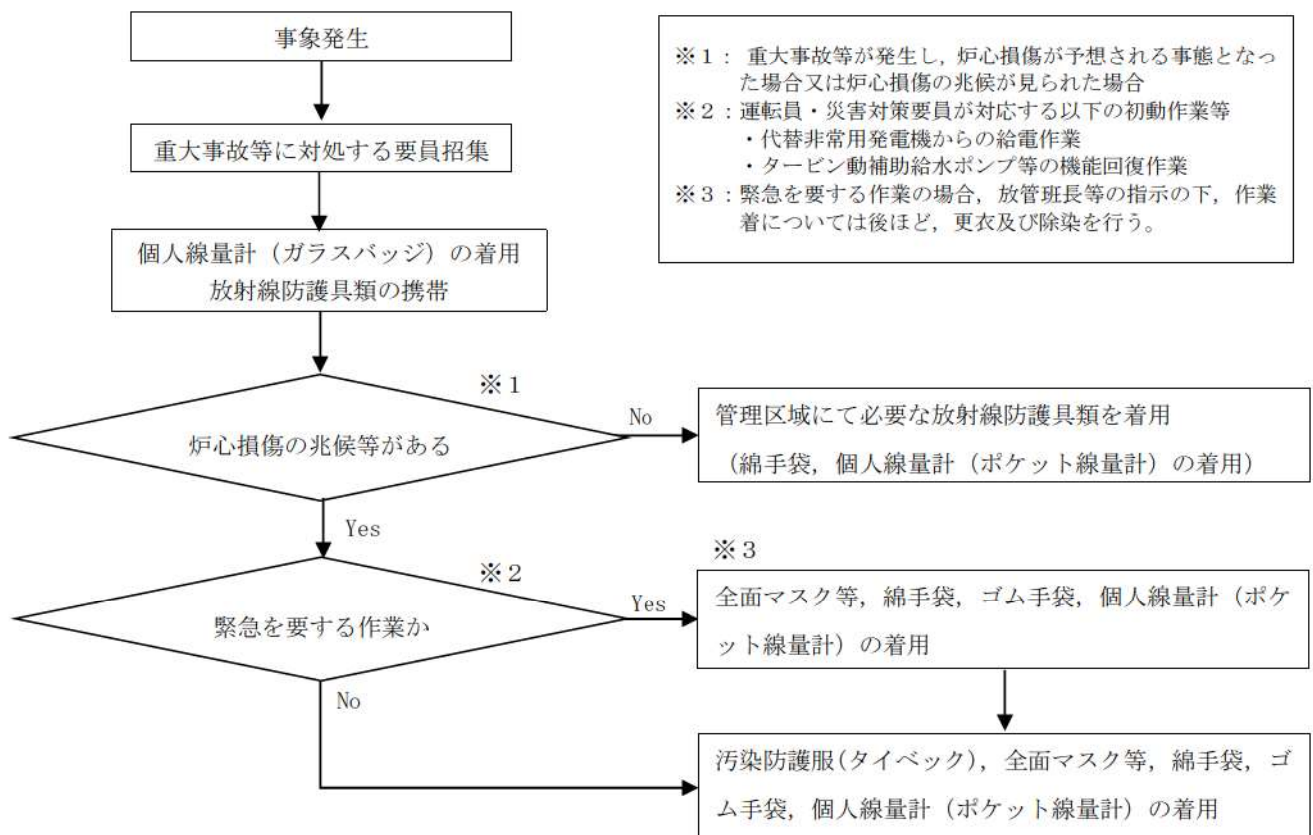


図1 放射線防護具類の選定方法

2. 初動対応時における装備

- ・必要な放射線防護具類は、放管班長等が着用について判断した場合に速やかに着用できるように、常時、中央制御室及び緊急時対策所に必要数を保管する。
- ・重大事故等に対処する要員は、招集後、個人線量計（ガラスバッジ）を着用する。
- ・重大事故等に対処する要員のうち現場作業を行う要員については、初動対応時から個人線量計（ポケット線量計）を着用することにより、重大事故等に対処する要員の外部被ばく線量を適切に管理することが可能である。なお、作業現場に向かう際には、放射線防護具類を携帯する。
- ・炉心損傷の兆候等がある場合には、放射性物質の放出が予想されることから、放管班長等が放射線防護具類を判断し、重大事故等に対処する要員に着用を指示する。指示を受けた重大事故等に対処する要員は指示された放射線防護具類を着用する。
- ・炉心損傷の兆候等がある場合、かつ、汚染防護服（タイベック）を着用する時間もない緊急を要する作業を実施する場合には、放管班長等の指示の下、重大事故等に対処する要員は全面マスク等、綿手袋、ゴム手袋を着用して作業を実施する。なお、身体汚染が発生した場合には、作業後に更衣及び除染を実施する。
- ・高線量対応防護服（タングステンベスト）は、重量があることから、移動を伴う作業においては作業時間の増加に伴い被ばく線量が増加するため、原則着用しない。
- ・管理区域内で内部溢水が起こっている場所や雨天時に作業を行う場合には、アノラック、汚染作業用長靴、胴長靴等を追加で着用する。

（表 1， 図 2 参照）

表 1 重大事故等に対処する要員の初動対応時における装備

名 称	着用基準	屋内	屋外
個人線量計（ガラスバッジ）	現場作業を行っていない間も必ず着用	○	○
個人線量計（ポケット線量計）	被ばくのおそれがある場合	○	○
綿手袋	身体汚染のおそれがある場合	○	○
汚染防護服（タイベック）・ゴム手袋等	身体汚染のおそれがある場合	△	○
アノラック・汚染作業用長靴（※胴長靴）	身体汚染のおそれがある場合（湿潤作業）	□	—
高線量対応防護服 （タングステンベスト）	高線量下で移動を伴わない作業の場合	—	—
全面マスク等 （全面マスク又は電動ファン付きマスク）	身体汚染のおそれがある場合 （内部被ばく防止）	○	○
自給式呼吸器	酸欠等のおそれがある場合に着用	○	○

○：必ず着用 △：緊急を要する作業以外は着用 —：着用不要

□：管理区域内で内部溢水が起こっている場所へのアクセス時に着用

※：溢水水位が高い場合に着用



個人線量計
(ガラスバッジ)



個人線量計
(ポケット線量計)



タイベック
+全面マスク



タイベック+全面マスク
+高線量対応防護服



アノラック
+全面マスク



汚染作業用長靴



アノラック
+自給式呼吸器



タイベック+全面マスク
+胴長靴

図2 放射線防護具類

3. 放射線防護具類の着用等による個別操作時間への影響について

重大事故等に対処する要員の個別操作時間については、実績等に基づく現場への移動時間と現場での操作時間により算出している。

移動時間については、重大事故等を考慮して設定されたアクセスルートによる現場への移動時間を測定しており、操作時間については、重大事故等を考慮した操作場所の状況（現場の状態、温度、湿度、照度及び放射線量）を仮定し、放射線防護具類の着用等を考慮の上、操作時間を算出している。

ここでは、放射線防護具類の着用等の作業環境による個別操作時間への影響について評価する。

(1) 操作場所までの移動経路について

- a. アクセスルートとして設定したルートを移動経路とする。
- b. 全交流動力電源喪失等により、建屋照明等が使用できず、建屋内が暗い状況を考慮する。
- c. 炉心損傷の兆候等がある場合には、放射線防護具類を着用して現場へ移動することを考慮する。

(2) 操作場所の状況設定について

- a. 地震等を想定しても操作スペースは確保可能とする。
- b. 作業場所は照明のない暗い状況での作業を考慮する。
- c. 炉心損傷の兆候等がある場合には、放射線防護具類を着用して作業することを考慮する。

(3) 作業環境による個別操作時間への影響評価

操作時間に影響を与える作業環境を考慮し、「放射線防護具類を着用した状態での作業」、「暗所での作業」、「通信環境」について評価した結果、作業環境による個別操作時間への影響がないことを確認した。

a. 放射線防護具類を着用した状態での作業評価

炉心損傷の兆候等がある場合には、放射線防護具類を着用して現場操作を実施することから、放射線防護具類を着用した状態での作業について評価を実施した。

(a) 評価条件

初動作業時における放射線防護具類は、「2. 初動対応時における装備」に基づき、放射線防護具類（全面マスク、汚染防護服等）を着用した上で、通常時との作業性を比較する。

(b) 評価結果

放射線防護具類を着用しない状態での作業と比較すると、全面マスクにより視界が若干狭くなること及び全面マスクにより作業状況報告等を伝達する際には少し大きな声を出す必要があることが確認されたが、放射線防護具類を着用した状態であっても、個別操作時間に有意な影響がないことを確認した（図3参照）。

なお、通常の全面マスクよりも容易に声を伝えることが可能な伝声器付き全面マスクについても導入し、訓練を行う。



図3 放射線防護具類を着用した状態での作業状況

b. 暗所での作業評価

全交流動力電源喪失等により、建屋照明等が使用できない状況を想定し、暗所での作業性について評価を実施した。なお、中央制御室等に可搬型照明（SA）、可搬型照明（ヘッドライト）、可搬型照明（ワークライト）及び可搬型照明（懐中電灯）が配備されている（表2、図4参照）。

(a) 評価条件

暗所作業での成立性を確認するため、可搬型照明（SA）及び可搬型照明（ヘッドライト）を使用して操作を実施する（図5参照）。

(b) 評価結果

可搬型照明（ヘッドライト）を使用することにより、操作場所への移動に必要な照度 1 ルクス^{*1} に対し、可搬型照明（ヘッドライト）から約 2m 離れた位置で約 200 ルクスの照度を確認し、問題なく移動可能であることを確認した。

また、無停電運転保安灯の設計値である照度床面 20 ルクス以上に対し、中央制御室では可搬型照明（SA）を制御盤から約 2m の位置に設置し、可搬型照明（SA）及び可搬型照明（ヘッドライト）を用いて、操作を行う盤面で約 180 ルクスの照度を確認しているとともに、可搬型照明（ヘッドライト）から約 1m 離れた位置で約 600 ルクスの照度を確認し、個別操作時間に有意な影響がないことを確認した。

なお、可搬型照明（SA）及び可搬型照明（ヘッドライト）により、必要な照度は確保されるが、配光範囲が広い可搬型照明（ワークライト）を併用した場合は、滞在場所周辺の照度も確保することができる（図5参照）。

また、中央制御室において、複数人で作業する場合は、可搬型照明（ヘッドライ

ト)により、複数箇所が照らされることで、広い範囲の照度を確保することができる(図5参照)。

※1 建築基準法施行令第126条の五に定める非常用の照明装置に要求される照度

表2 可搬型照明

名称	電源種別	数量※	保管場所※
可搬型照明 (SA)	バッテリー	4 個	中央制御室
可搬型照明 (ヘッドライト)	乾電池	12 個	中央制御室
		60 個	緊急時対策所指揮所
可搬型照明 (ワークライト)	乾電池	10 個	中央制御室
		60 個	緊急時対策所指揮所
可搬型照明 (懐中電灯)	乾電池	12 個	中央制御室

※数量, 保管場所については, 今後の検討により変更となる可能性がある。



可搬型照明 (SA)



可搬型照明 (ヘッドライト)



可搬型照明 (ワークライト)



可搬型照明 (懐中電灯)

図4 可搬型照明



シミュレータ施設で可搬型照明（SA）を使用した状態



シミュレータ施設で可搬型照明（ヘッドライト）を複数人で使用した状態



可搬型照明（懐中電灯）を使用した状態



可搬型照明（ヘッドライト）を使用した状態



可搬型照明（ヘッドライト）を使用した状態



可搬型照明（ワークライト）を併用した状態



可搬型照明（ワークライト）を使用した状態

図5 可搬型照明（SA，ヘッドライト等）を使用した状態での作業状況

c. 通信環境の評価

(a) 評価条件

中央制御室，緊急時対策所及び現場間での通信手段として，運転指令設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備，携行型通話装置（通話装置用ケーブルを含む。），無線連絡設備及び衛星電話設備の通信連絡設備を整備している。

通信連絡設備の環境条件における健全性については，設置許可基準規則第 62 条適合性説明資料「設置許可基準規則第 43 条第 1 項への適合方針」参照

（図 6 参照）。

(b) 評価結果

重大事故等が発生した場合であっても，整備している通信連絡設備により，通常時と同等の通信環境が保持可能であり，個別操作時間に有意な影響はないと評価する。

また，炉心損傷の兆候等がある場合には，放射線防護具類（全面マスク及び自給式呼吸器）を着用し，作業状況報告等のための通話を実施するが，着用しない状況より大きな声を出す必要があるものの通話可能であり，個別操作時間に有意な影響がないことを確認している。

なお，通常の全面マスクよりも容易に声を伝えることが可能な伝声器付き全面マスクについても導入し，訓練を行う。



運転指令設備（警報装置を含む）



電力保安通信用電話設備
保安電話（携帯）



携行型通話装置



無線連絡設備
無線連絡設備（携帯型）



衛星電話設備
衛星電話設備（携帯型）

図 6 通信連絡設備（イメージ）

泊発電所3号炉

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表

技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

< 目次 >

表 1	技術的能力対応手段と有効性評価比較表	1.0.14-1
表 2	技術的能力対応手段と運転手順等比較表	1.0.14-32

表1 技術的能力対応手段と有効性評価比較表 (1/31)

項目	対応手段	技術的能力対応手段と有効性評価 比較表																			
		7.1.1	7.1.2	7.1.3	7.1.4	7.1.5	7.1.6	7.1.7	7.1.8	7.2.1	7.2.2	7.2.3	7.2.4	7.2.5	7.3.1	7.3.2	7.4.1	7.4.2	7.4.3	7.4.4	
1.1 生産開始の月 迄の準備	手動による電子データ停止																				
	電子データ停止																				
	電子データ停止(自動)																				
	電子データ停止(手動)																				
2.1 生産開始の月 迄の準備	手動による電子データ停止																				
	電子データ停止																				
	電子データ停止(自動)																				
	電子データ停止(手動)																				

表1 技術的能力対応手段と有効性評価比較表 (21/31)

項目	対応手段	取組	有効性評価															
			7.1.1	7.1.2	7.1.3	7.1.4	7.1.5	7.1.6	7.1.7	7.1.8	7.2.1	7.2.2	7.2.3	7.2.4	7.2.5	7.2.6	7.4.3	7.4.4
技術的能力対応手段と有効性評価 比較表 ◎：有効性評価上考慮せず ○：有効性評価上考慮せず SA設備：重本事故発生対応設備 DB設備：重本事故発生対応設備（設計基準拡張） 自主：自主対策設備	可搬型大型高圧水ポンプ車及び取水ポンプ車、可搬型カーブ、取水機、非可搬型水筒、燃料補給装置	可搬型大型高圧水ポンプ車、可搬型カーブ、取水機、非可搬型水筒、燃料補給装置	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	心身の重たい作業の軽減、作業負担の軽減、作業効率の向上、作業安全の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	作業効率の向上	ガンテッド、サーモリック	ガンテッド、サーモリック	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎

泊発電所 3 号炉

原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に
係る体制の整備について

< 目次 >

1.	考慮すべき事項.....	1.0.15-1
2.	原子炉格納容器の冷却手段.....	1.0.15-2
3.	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時の 自然対流冷却性能向上対策について.....	1.0.15-7
4.	作業環境の線量低減対策の対応例について.....	1.0.15-9
5.	格納容器スプレイポンプ等の復旧による 格納容器スプレイ再循環系の復旧について.....	1.0.15-11
6.	外部からの支援について.....	1.0.15-14

重大事故等への対応操作や作業は事故形態によっては長期間にわたることが予想されるため、あらかじめ長期対応への体制整備や作業環境の維持改善等について準備しておくことが望ましい。

泊発電所原子力事業者防災業務計画では、原子力災害事後対策として「防災基本計画第12編 原子力災害対策編」(中央防災会議)に定める災害復旧対策についての計画として復旧計画を策定し、当該計画に基づき速やかに復旧対策を実施する旨を規定している。復旧計画に定めるべき事項は以下のとおり。

- ・ 発電用原子炉施設の損傷状況及び汚染状況の把握
- ・ 発電用原子炉施設の除染の実施
- ・ 発電用原子炉施設損傷部の修理及び改造の実施
- ・ 放射性物質の追加放出の防止
- ・ 各復旧対策の実施工程及び対応する災害対策本部班等

発電所対策本部は、招集した発電所災害対策要員により、復旧計画に基づき災害発生後の中長期対応を行う。また、本店対策本部が中心となって、社内外の関係箇所と連携し、適切かつ効果的な復旧対策を検討できる体制を整備する。

1. 考慮すべき事項

- (1) 格納容器過温破損事象等においては、海水を利用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により長期的な崩壊熱除去が可能であることを有効性評価において確認している。
- (2) 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は、原子炉格納容器の圧力及び温度が原子炉格納容器の設計圧力に近い状態で長期にわたり継続することから、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性能を高めることや原子炉格納容器スプレイ設備による格納容器スプレイ再循環運転を実施することにより、原子炉格納容器の冷却を行うことが考えられる。
- (3) 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性能を高めることに対しては、格納容器内自然対流冷却時に使用するC、D-格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し、流路の圧力損失を低減することで、自然対流量を増大させる。
- (4) 炉心損傷後に格納容器再循環運転を実施することに対しては、現場の作

業環境への影響として、建屋内の環境線量が上昇することにより、格納容器再循環運転後の機器のメンテナンス等が困難になることが予想される。

- (5) 格納容器再循環ラインは格納容器再循環サンプも含めて2系統で構成され、動的機器の故障等により格納容器再循環運転が不能になることは考えにくいものの、格納容器再循環運転を実施した後のポンプのメンテナンス等を想定した対策の検討が必要である。
- (6) 格納容器スプレイ再循環機能が喪失した場合、格納容器内自然対流冷却により、長期的に原子炉格納容器の圧力及び温度を安定状態に保つことができることを解析にて確認しているものの、原子炉格納容器の圧力を早期に低減させるために、格納容器スプレイ再循環系の復旧の検討が必要である。
- (7) 重大事故等発生時の中長期的な対応については、プラントメーカーとの協力協定を締結し、事故収束に向けた対策立案等必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。

以上を踏まえ、(1)、(2)の詳細検討として「2. 原子炉格納容器の冷却手段」において、重要事故シーケンス等における原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段を整理する。

また、(3)の検討結果を「3. 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時の自然対流冷却性能向上対策について」に、(4)、(5)の検討結果を「4. 作業環境の線量低減対策の対応例について」、(6)の検討結果を「5. 格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環系の復旧について」にそれぞれまとめる。

(7)について「6. 外部からの支援について」にて示す。

2. 原子炉格納容器の冷却手段

格納容器再循環ユニットによる除熱特性の影響が現れる以下の重要事故シーケンス等において、原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段は表1のとおり。また、図1及び図2に原子炉格納容器除熱手段の概要図を示す。

- ① 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）：
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

- ② 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）：
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故
- ③ 原子炉格納容器の除熱機能喪失：
大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

表1 原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段

		①格納容器過圧 破損	②格納容器過温 破損	③原子炉格納容器 の除熱機能喪失
格納容器内 自然対流冷却	粗フィルタ あり	◎	◎	◎
	粗フィルタ なし	○	○	○
余熱除去再循環 (冷却器による冷却あり)		△	△	△
格納容器スプレー冷却器 (冷却器による冷却あり)		△	△	△

◎：有効性評価で期待， ○：有効性評価で期待していないが使用可能

△：有効性評価で期待していないが復旧すれば使用可能（手順あり）

 ：格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し，流路の圧力損失を低減することで，自然対流量を増大させることを検討

 ：格納容器再循環運転を実施することで建屋内の環境線量が上昇した場合の作業環境における線量低減について検討

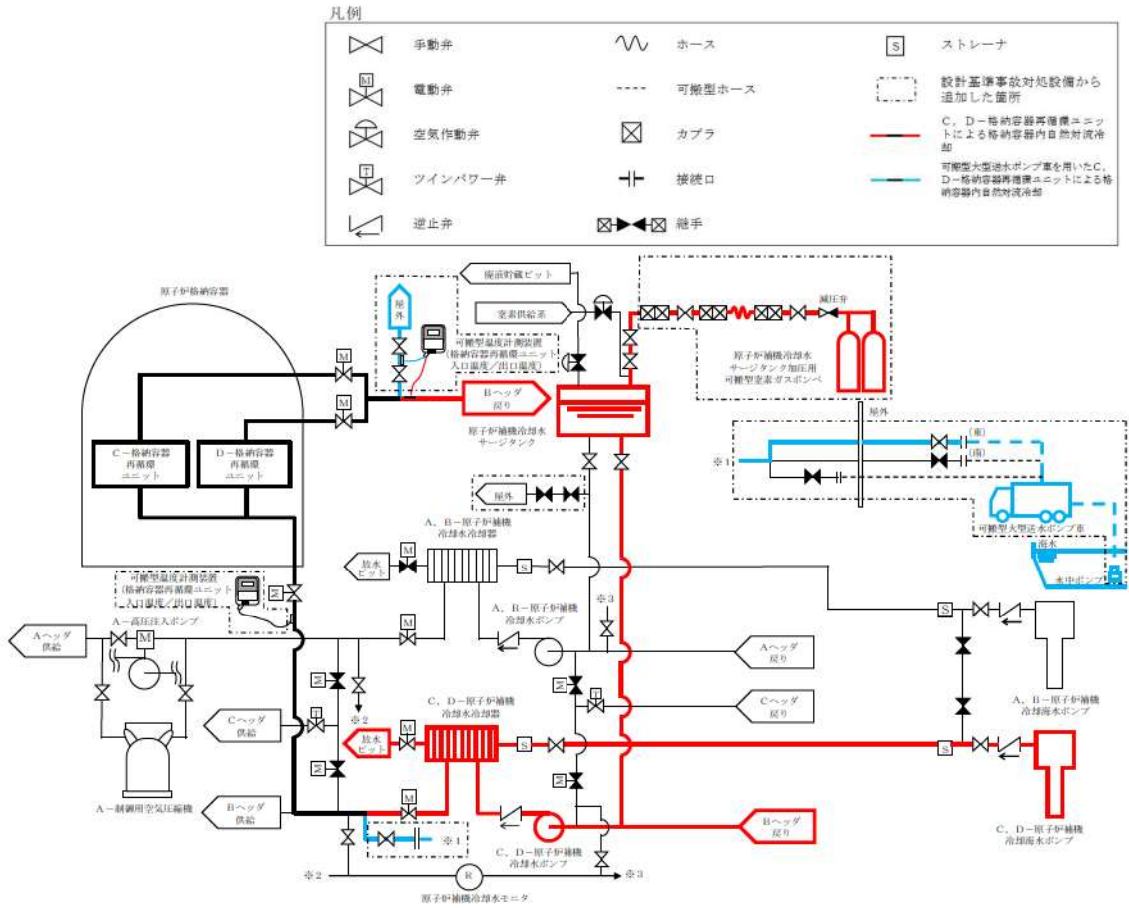
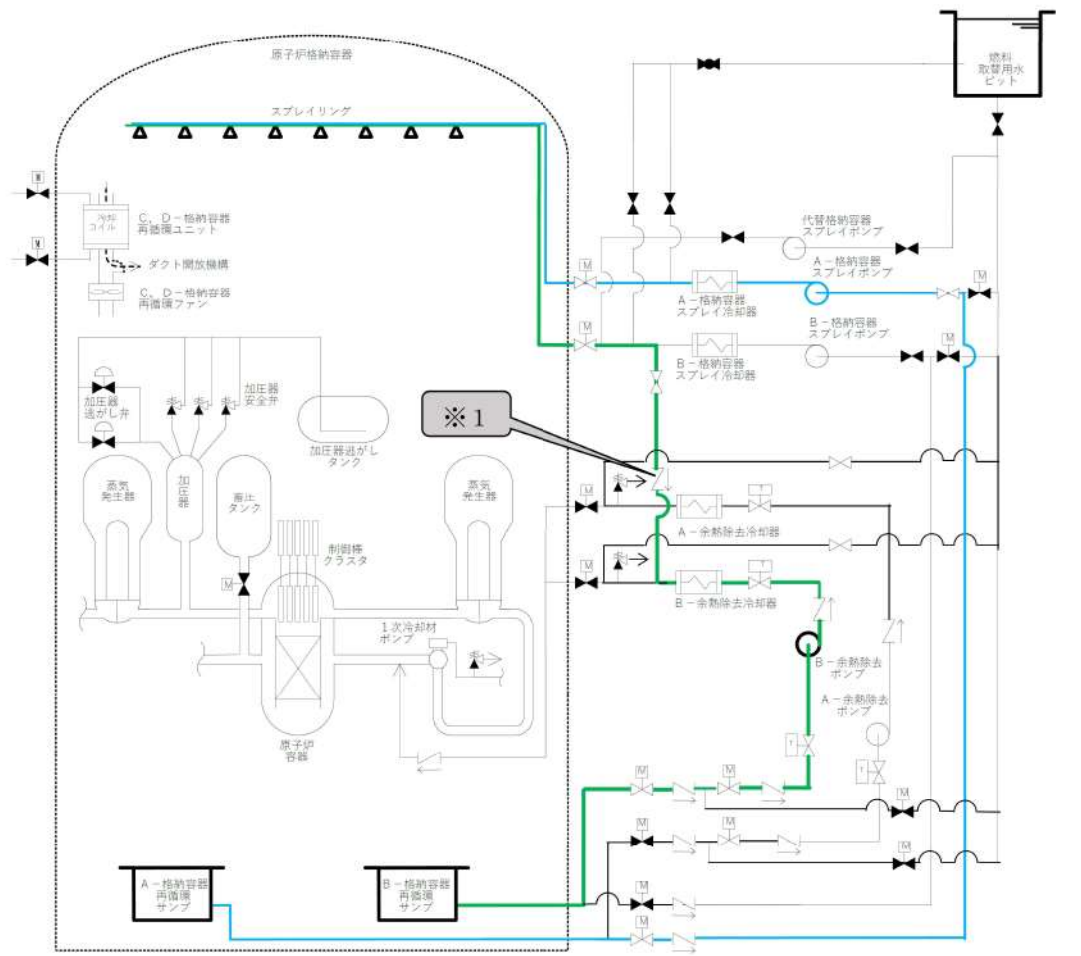


図1 格納容器内自然対流冷却 系統概要図



※1 逆止弁の弁体を撤去する。

— B-余熱除去ポンプによる再循環
 — 格納容器スプレイポンプによる再循環 (参考: A系)

図2 余熱除去再循環及び格納容器スプレイ再循環 系統概要図

3. 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時の自然対流冷却性能向上対策について

(1) 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性能を高める対策として、格納容器内自然対流冷却に使用するC、D-格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し、圧力損失を低減することで自然対流量を増大させる。自然対流イメージ図を図3に示す。

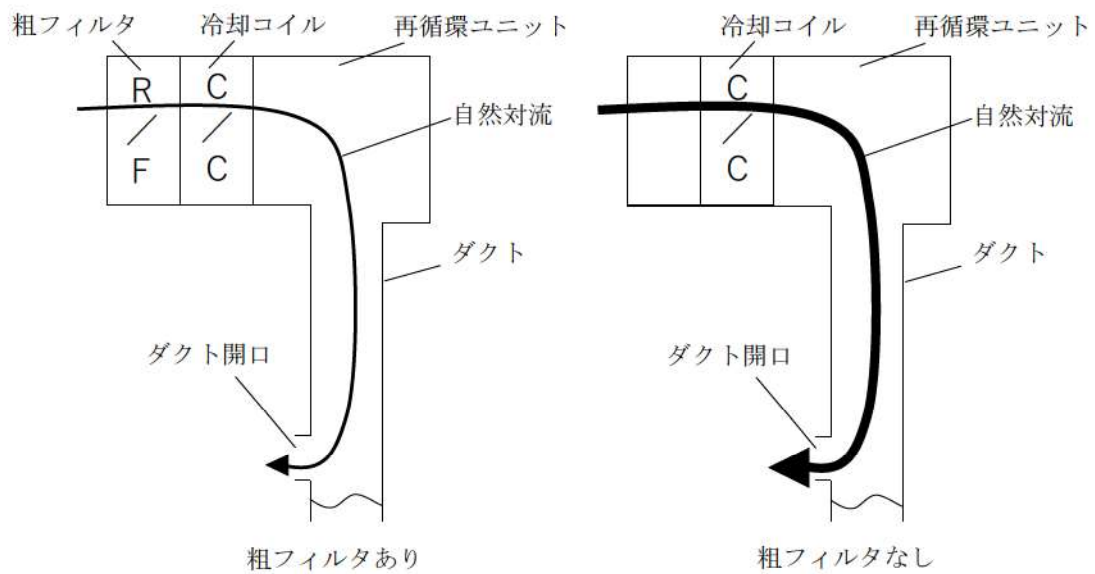


図3 自然対流イメージ図

- (2) 格納容器再循環ユニットの自然対流量を増加させることにより，格納容器再循環ユニットによる除熱量が増加し，自然対流冷却性能が向上する。格納容器再循環ユニット除熱特性の比較を図4に示す。

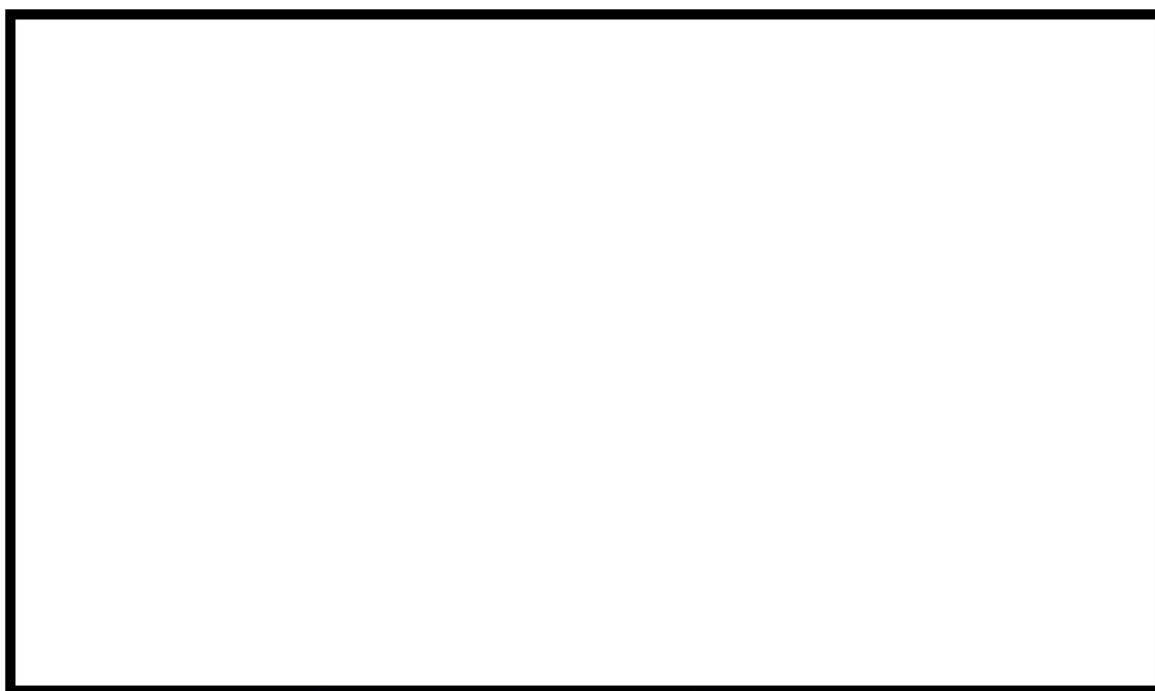



図4 格納容器再循環ユニット除熱特性の比較

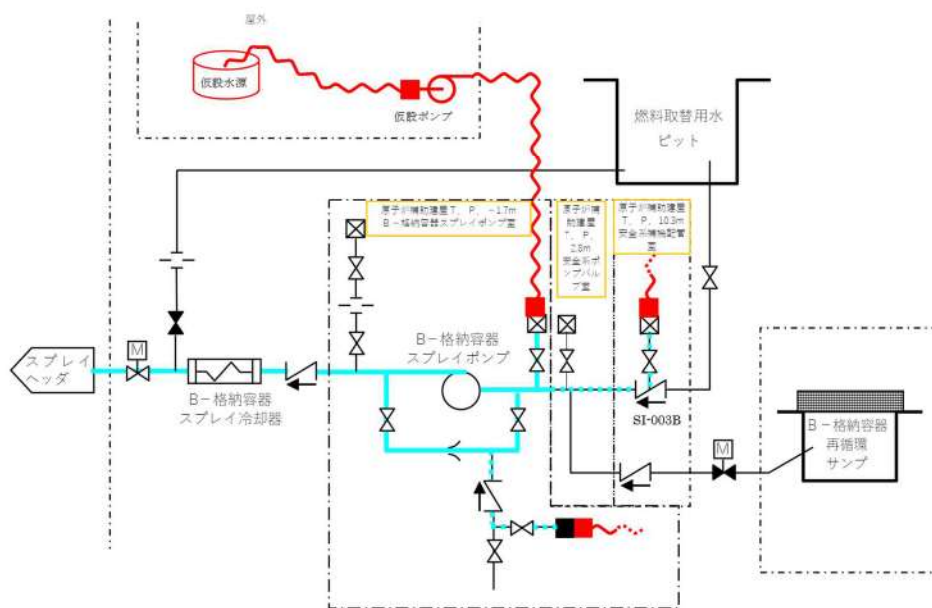
 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

4. 作業環境の線量低減対策の対応例について

作業環境の線量低減対策として、原子炉格納容器スプレイ系における対応例を以下に示す。

余熱除去系についても同様な対策を実施することにより、作業環境の線量低減を図ることができる。

- (1) ポンプのメンテナンス時の作業環境における線量低減の観点から、短期対応としてスプレイラインのフラッシングを実施する。屋外に設置した仮設水源に貯蔵した水を仮設ポンプを用いて再循環運転に使用したスプレイラインに通水し、原子炉格納容器内にフラッシングすることで、作業環境の線量低減を図る。格納容器スプレイラインのフラッシング概要図を図5に示す。



※：汚染範囲に応じて、フランジ部・弁等からのフラッシング箇所を選定する。

図5 格納容器スプレイラインのフラッシング概要図

- (2) PWR 電力において、重大事故発生時に生じる汚染水を処理するための知見に関する蓄積を実施している。重大事故発生時に放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合においても、吸着剤を充てんした吸着塔に適切な通水流量（通水速度）にて汚染水を通水して処理する等、これらの知見を活用し、汚染水処理装置の設置等の適用をプラントメーカーの協力を得ながら対

応する。除染範囲の配管に対し、フラッシングを行い、放射能濃度を減じた後に閉ループ循環除染を実施する。汚染処理装置による閉ループ循環除染概要図を図6に示す。

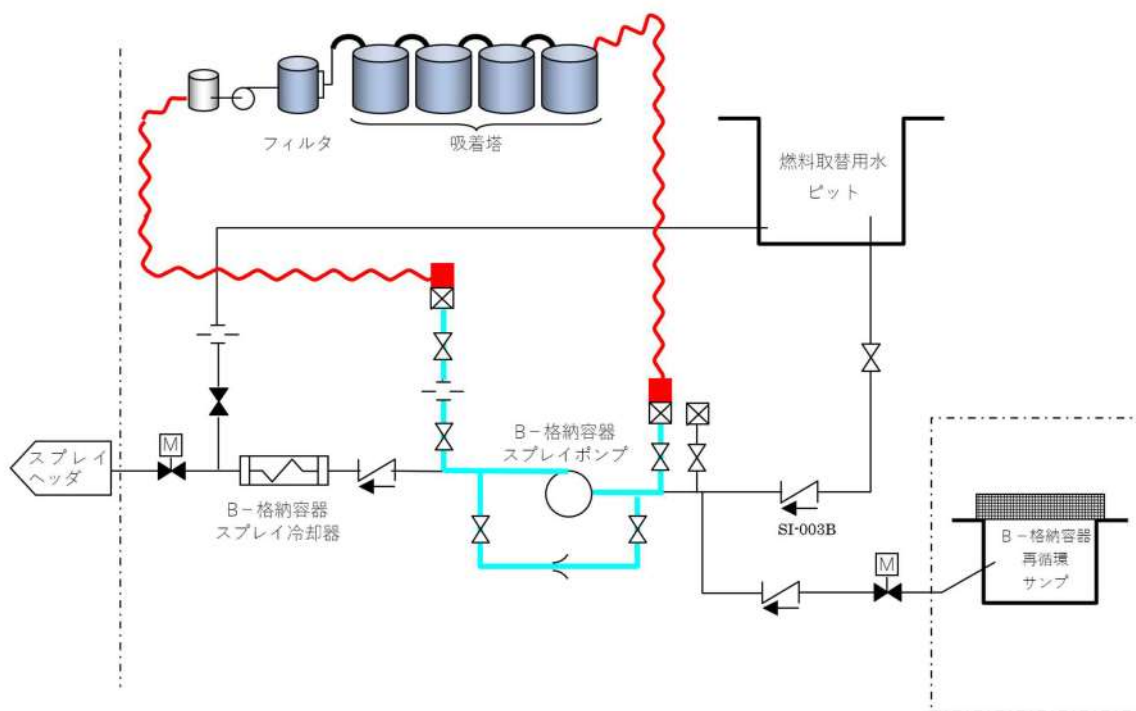


図6 汚染処理装置による閉ループ循環除染概要図

5. 格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環系の復旧について

重大事故等発生後の原子炉格納容器の圧力及び温度は、重大事故等対処設備である格納容器スプレイ再循環系が仮に機能喪失した場合、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、長期的に原子炉格納容器の圧力及び温度を安定状態に保つことができることを確認している。さらに、原子炉格納容器の圧力を早期に低減させるために、既設機器の復旧や可搬設備等を活用すること等のマネジメント対策として、格納容器スプレイ再循環系の復旧の実現可能性を検討した。

具体的には、重大事故等発生後において、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を実施している場合、格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環を最優先とし、早期の原子炉格納容器圧力低減に努める。さらに、格納容器スプレイポンプ等の復旧が困難な場合は、仮設スプレイ再循環系の構築を実施する。それらの実現可能性を検討した結果、1ヶ月程度で原子炉格納容器の圧力を通常運転圧力程度まで低下させることが可能である。

(1) 既設機器の復旧による格納容器スプレイ再循環

格納容器スプレイ再循環機能喪失の原因としては、ポンプの多重故障、原子炉補機冷却機能喪失、格納容器再循環サンプ隔離弁多重故障等が考えられ、大型機器の交換が必要となり復旧に長期間を要する場合も想定されるが、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する取替部品等の活用、発電所外からの人的・物的支援等を考慮すれば、1ヶ月程度で機能復旧は可能であると考えられる。

保管する取替部品としては、格納容器スプレイ系や余熱除去系を構成する機器が考えられるが、配管は補修溶接や汎用の配管により復旧可能、弁は増し締めや比較的短納期の部品により復旧可能、熱交換器は比較的短期間で実施可能な施栓により復旧可能である。一方、ポンプ（横置き遠心式）については、回転体部分である主軸損傷やインペラ損傷が多く、取替部品のローター式、メカニカルシール式の準備には長期間を要することから、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管することとする。

なお、原子炉格納容器による閉じ込め機能が維持されている場合は、現場作業が可能な空間線量であると考えられ、作業員の交代を前提とすれば長期間の現場作業も可能である。格納容器スプレイ再循環機能復旧のイメージを図7に示す。

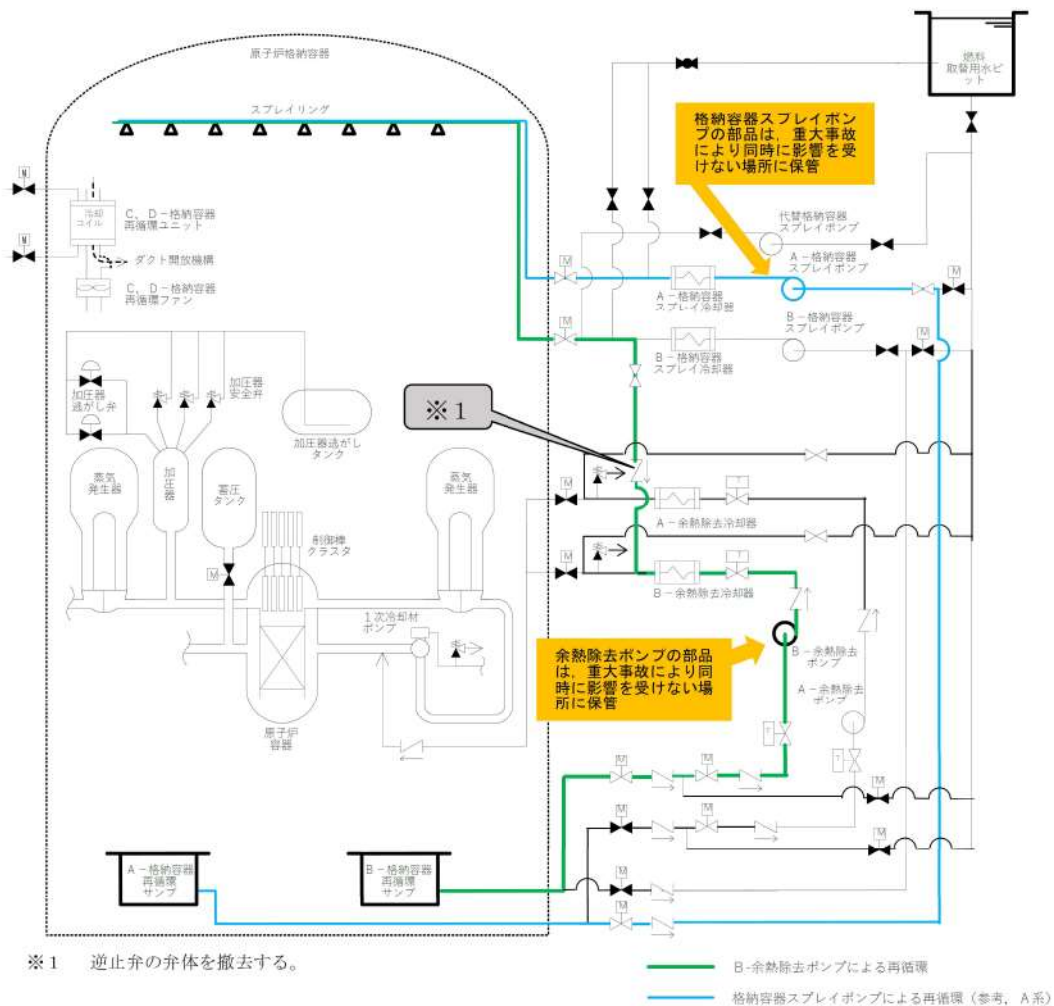


図7 格納容器スプレイ再循環機能復旧のイメージ

(2) 仮設格納容器スプレイ再循環系の構築

重大事故等発生後において、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を実施している場合、格納容器スプレイポンプ又は余熱除去ポンプの部品取替による格納容器スプレイ再循環系の復旧を実施する。

また、並行して仮設格納容器スプレイ再循環系を構築するが、構築に当たってはA-余熱除去冷却器又はB-余熱除去冷却器のいずれか、又は仮設クーラを使用した系統構成を行う。その場合発電所外からの人的・物的支援等を考慮すれば、1ヶ月程度で仮設格納容器スプレイ再循環系を構築することが可能であると考えられる。なお、長納期品については事前に準備しておく。

また、仮設系統の構築に当たっては極力既設設備を活用することとするが、信頼性の観点からは恒設系統に劣ることから、仮設格納容器スプレイ再循環系の構築に当たっては、格納容器再循環サンプから既設配管までのラインの多重化（格納容器再循環サンプも含め）を行うとともに、代替格納容器スプレイポンプのバックアップとして仮設代替格納容器スプレイポンプを準備する。さらに仮設ポンプのバックアップとして仮設ポンプ（予備）を準備し、信頼性を高める。仮設格納容器スプレイ再循環系のイメージを図8示す。

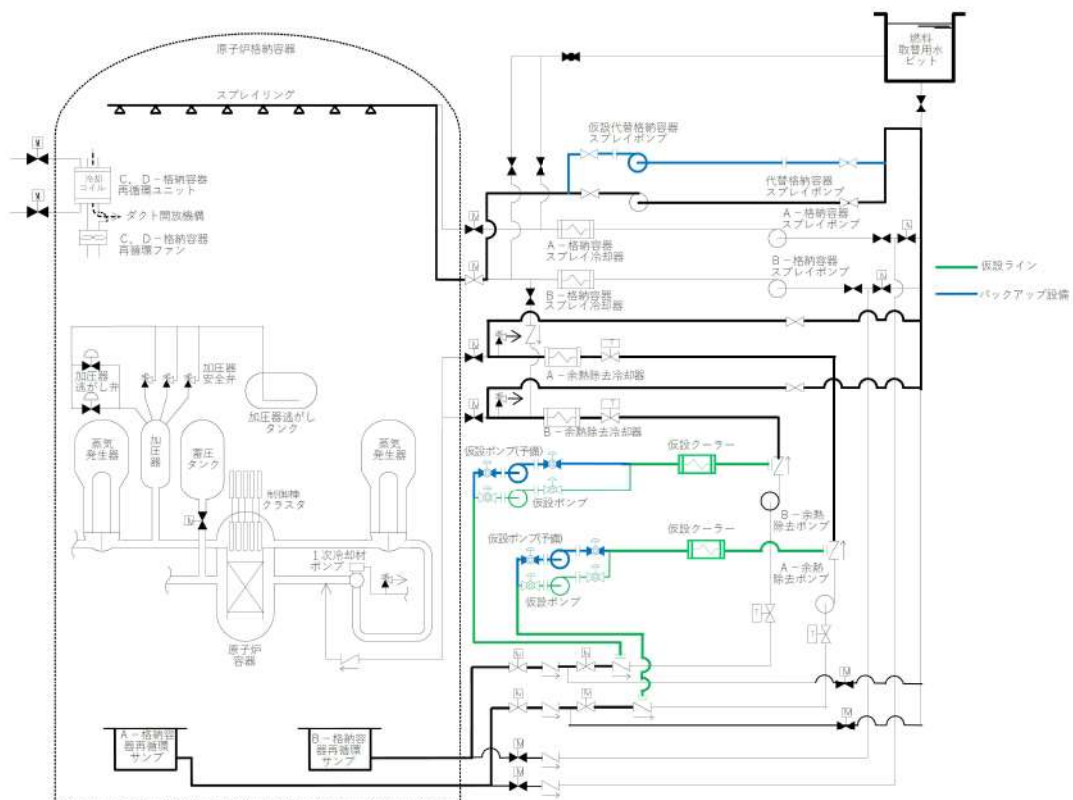


図8 仮設格納容器スプレイ再循環系のイメージ

6. 外部からの支援について

重大事故等時における外部からの支援については、プラントメーカー（三菱重工業株式会社及び三菱電機株式会社）、協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び要員の派遣等について、協議及び合意の上、「泊発電所における原子力防災体制発令時の事態収拾活動への協力に関する協定書」を締結し、重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。

協定では平時から連絡体制を構築し、泊発電所の事態収拾活動の支援を行うこと等が記載されている。

外部からの支援に関する詳細な説明は、添付資料1.0.4「外部からの支援について」に示す。

泊発電所3号炉

重大事故等時における
停止号炉の影響について

< 目次 >

1.	1号及び2号炉周辺の屋外設備の損傷による影響	1.0.16-1
(1)	地震等の自然現象での構造物の損壊による影響	1.0.16-1
(2)	可燃物施設の損壊による影響	1.0.16-2
(3)	屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響	1.0.16-2
(4)	薬品関係設備の損壊に伴う影響	1.0.16-2
2.	同時被災時に必要な要員及び資源の十分性	1.0.16-2
(1)	想定する重大事故等	1.0.16-2
(2)	必要となる対応操作, 必要な要員及び資源の整理	1.0.16-3
(3)	評価結果	1.0.16-3
(4)	3号炉の重大事故等時対応への影響について	1.0.16-5
3.	他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響	1.0.16-5
(1)	想定する高線量場発生	1.0.16-5
(2)	3号炉対応への影響	1.0.16-6
4.	まとめ	1.0.16-7
表1	想定する各号炉の状態	1.0.16-8
表2	同時被災時の1号及び2号炉の対応操作, 3号炉の使用済燃料ピットの対応操作, 必要な要員及び資源	1.0.16-9
表3	1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数	1.0.16-10
表4	作業員の対応手順と所要時間(屋外作業)	1.0.16-11
図1	泊発電所におけるアクセスルート	1.0.16-12
図2	1号及び2号炉における各作業と所要時間	1.0.16-13
図3	緊急時対策所への参集ルート等を踏まえた評価点	1.0.16-14
図4 (1/3)	燃料取替用水ピットへの補給(海水)の作業動線と評価点	1.0.16-15
図4 (2/3)	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)の作業動線と評価点	1.0.16-16
図4 (3/3)	原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)の作業動線と評価点	1.0.16-17
資料1	泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性の評価結果について	1.0.16-18
資料2	泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の線量影響の評価結果について	1.0.16-23

泊発電所 3 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉及び 3 号炉の使用済燃料ピットについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

泊発電所 1 号及び 2 号炉は停止状態にあり、各号炉で保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。

そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、3 号炉への対応に必要な要員及び資源の充分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により 3 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

また、1 号及び 2 号炉周辺施設が、地震等の自然現象等により設備が損傷し 3 号炉の重大事故等対策へ与える影響を考慮する必要がある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時における、1 号及び 2 号炉周辺の屋外設備の損傷による影響、必要な要員及び資源の充分性を確認するとともに、他号炉における高線量場の発生を前提として 3 号炉の対応の成立性を確認する。

また、3 号炉の使用済燃料ピットを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。

1. 1 号及び 2 号炉周辺の屋外設備の損傷による影響

1 号及び 2 号炉周辺には、図 1 に示すとおり 3 号炉の重大事故等発生時の対応を行うためのアクセスルートを設定している。

当該アクセスルートへの影響については、添付資料 1.0.2 「可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて」において以下を考慮している。

- ・地震等の自然現象での建造物の損壊による影響
- ・可燃物施設の損壊による影響
- ・屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響
- ・薬品関係設備の損壊による影響

(1) 地震等の自然現象での建造物の損壊による影響

1 号及び 2 号炉周辺の屋外設備がアクセスルートに影響しないよう以下のいずれかの対応を実施しており、3 号炉の重大事故等対応に影響はない。

- ・損壊を想定しても必要な幅員を確保できる
- ・損壊を想定しても迂回することにより対応可能
- ・基準地震動により倒壊しない設計とする
- ・損壊した場合、重機（ホイールローダ及びバックホウ）にてがれきを撤去し、アクセスルートを確保する

(2) 可燃物施設の損壊による影響

3号炉施設に対しては、外部火災影響評価において、火災源として発電所敷地内のすべての屋外地上部に設置された危険物貯蔵施設（消防法で定められた指定数量以上を貯蔵していると想定した場合）を考慮し影響がない設計とする。

また、1号及び2号炉周辺では変圧器や1号及び2号炉補助ボイラー燃料タンクの火災の影響を想定しているが、アクセスルートと離隔距離を有しており、直接的な影響はない。

(3) 屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響

1号、2号及び3号炉周辺いずれも、タンクからの溢水影響を評価しており、周辺の空地が平坦かつ広大であり、周辺の道路上及び排水設備を自然流下し、拡散することからアクセスルートへの影響はない。

(4) 薬品関係設備の損壊に伴う影響

1号及び2号炉周辺の薬品関係設備周辺には堰及び排水溝を設置しており、薬品全量を排水溝を通じて中和槽へ移送可能であることから薬品が漏えいしても影響はない。

また、堰が損壊した場合においても周辺には土、砂利又は排水溝が敷かれており、薬品は土中への浸透又は排水溝に流入し排水されることから、薬品流出によるアクセスルートへの影響はない。

2. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、泊発電所3号炉について、全交流動力電源喪失並びに使用済燃料ピットでの冷却機能喪失及び注水機能喪失の発生を想定する。

また、泊発電所1号及び2号炉については、全交流動力電源喪失、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定する。

なお、1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいて、全保有水喪失を想定した場合、燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間が約30日であり、相当な期間、燃料健全性が確保されることを確認したことから、使用済燃料ピットへの注水実施が必要となるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失の発生を想定した（資料1参照）。

また、不測の事態を想定し、1号及び2号炉のうち、いずれか1つの号炉において、事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際しては、1号及び2号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

3号炉について、有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。

表1に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員及び必要な資源並びに3号炉の対応への影響を確認する。

(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員，7日間の対応に必要な資源について，表2及び図2のとおり整理する。

(3) 評価結果

1号及び2号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

a. 必要な要員の評価

重大事故等時に必要な1号及び2号炉の対応操作，並びに3号炉の使用済燃料ピットの対応操作については，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員，災害対策要員，災害対策要員（支援），事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。なお，1号及び2号炉において使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定した場合においても，使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後，100℃に到達するのは約6日後であり，上記要員にて対応可能である。

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

3号炉において，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」を想定した場合，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水ピットにおいては，燃料取替用水ピットの保有水（約1,700m³）が枯渇する前に可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから，7日間の対応に必要な水源は確保可能である。

また，「全交流動力電源喪失（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）」を想定しても，蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行うタービン動補助給水ポンプの水源となる補助給水ピットの保有水（約570m³）が枯渇する前に，可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから，7日間の対応に必要な水源は確保可能である。

3号炉の使用済燃料ピットにおいては，「想定事故1」を想定すると，可搬型大

型送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピットへ注水することから、7日間の対応を考慮しても必要な水源は確保可能である。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピットへ注水することから、3号炉における水源を用いなくても1号及び2号炉の7日間の対応が可能である。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約63m³であり、1号及び2号炉のろ過水タンクに必要な水量が確保されるため、3号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

また、1号及び2号炉においては、使用済燃料ピット水がサイフォン現象により流出することのないよう、サイフォン発生防止用のサイフォンブレーカを設置しており、サイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、移動発電機車により給電することにより、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水手段を確保している。さらに、移動発電機車が使用できない場合に備え、送水ポンプ車を使用した注水手段を確保している。

なお、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後であることから、燃料取扱棟での注水操作は可能である。

1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表3に示すとおりである。移動発電機車は1号及び2号炉用として4台保有しており、移動発電機車を用いることで、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水に必要なポンプへの給電も可能である。

(b) 燃料（軽油）

3号炉において、軽油の使用量が最も多い「想定事故1」を想定する。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、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日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水について、7日間の継続が可能である。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で移動発電機車（2台/号炉）が起動した場合を想定しており、7日間で必要な軽油は1号及び2号炉で合計約277kLとなる。

なお、1号及び2号炉における使用済燃料ピットへの注水と、内部火災が発生した号炉における消火活動に対して、送水ポンプ車（2台）及び消防自動車（1台）の7日間の運転継続を想定すると約29kL^{※1}が必要となる。

1号及び2号炉のディーゼル発電機燃料油貯油槽にて合計約424kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、3号炉における軽油を使用しなくても7日間の対応は可能である。

※1：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定

(c) 電源

3号炉においては常設代替交流電源設備、1号及び2号炉においては移動発電機車による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。

(4) 3号炉の重大事故等時対応への影響について

「(3) 評価結果」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、消火要員及び事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、3号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

3号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料ピットにおける7日間の対応が可能であり、また、1号及び2号炉の各資源にて1号及び2号炉の使用済燃料ピット並びに内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも、3号炉の重大事故等時の対応への影響はない。

3. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響

(1) 想定する高線量場発生

3号炉への対応に必要な緊急時対策所における活動、重大事故等対策に関する作業及びアクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において、1号及び

2号炉の状態は放射線遮蔽の観点で厳しい使用済燃料ピットの全保有水喪失を想定する。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットで全保有水が喪失した場合の現場線量率の評価点を図3，図4に示す。

(2) 3号炉対応への影響

a. 緊急時対策所における活動への影響

1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいて、高線量場が発生した場合の緊急時対策所での線量率の評価結果は、図3の緊急時対策所指揮所中心点における線量率（1号炉からの線量率：約 3.4×10^{-4} mSv/h，2号炉からの線量率：約 4.7×10^{-5} mSv/h）より被ばく線量は7日間の滞在を考慮しても約0.064mSvとなる。

b. 屋外作業への影響

3号炉対応に関する屋外作業としては、緊急時対策所への参集等のアクセスや3号炉の重大事故等への対応作業がある。図3，図4に、1号及び2号炉で高線量場が発生した場合の線量率の評価点を示す。

(a) 緊急時対策所への参集及び緊急時対策所近傍の屋外作業による影響

緊急時対策所への参集については、総合管理事務所からのアクセスルートにおける徒歩の移動時間は、図3に示す複数の緊急時対策所への参集ルートのうちAルートの場合約10分であり、緊急時対策所への参集ルート上で、1号及び2号炉の使用済燃料ピット内の使用済燃料からの線量影響が最大となる地点（2号炉使用済燃料ピット最近接点）における線量率（1号炉からの線量率：約0.32mSv/h，2号炉からの線量率：約6.0mSv/h）より移動にかかる被ばく線量は約1.1mSvとなる。

なお、線量率の高いエリアは限られることから、これらを極力避けることにより、被ばく線量を抑えることができる。また、徒歩での移動に比べ車両で移動した場合は総移動時間及び被ばく線量は小さくなる。

また、緊急時対策所近傍の屋外作業となる緊急時対策所用発電機への燃料補給作業については、図3の燃料補給作業地点における線量率（1号炉からの線量率：約0.27mSv/h，2号炉からの線量率：約0.038mSv/h）より燃料補給作業にかかる被ばく線量は7日間の作業を考慮しても約0.12mSvとなる。

(b) 3号炉の重大事故等への対応作業への影響

3号炉の重大事故等への対応作業のうち、作業員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」、「使用済燃料ピットへ

の注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の被ばく評価結果については、以下の資料に示している。

・技術的能力1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等 添付資料

1.7.7 「重大事故に係る屋外作業員に対する被ばく評価について」

「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」、「使用済燃料ピットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の作業それぞれについて、作業員の被ばく線量は約39mSv、約18mSv、約23mSvであるが、1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいて高線量場が発生した場合であっても、被ばく線量の増加分はそれぞれ約5mSv、約4mSv、約2mSvであるため作業性に問題はない。

なお、各評価点を図4に、当該作業の作業時間を表4に示す（添付資料1.7.7より抜粋）。

当該作業は、常駐している要員にて被ばく線量を管理し交代しながら対応を継続していくことが可能である。

さらに、事象発生12時間以降参集してくる要員による交代も可能であることから、緊急時被ばく線量を超えることはない。

よって、高線量場の発生を含め、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合であっても、3号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり、重大事故等時における活動が可能である。

4. まとめ

「1. 1号及び2号炉周辺の屋外設備の損傷による影響」、「2. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「3. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響」に示すとおり、高線量場の発生を含め、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも、3号炉の重大事故等の対応は可能である。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	3号炉	1号及び2号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故 1」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 	
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故 1」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 ・「全交流動力電源喪失（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）」 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定 ・内部火災^{※2}
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失^{※1} ・「想定事故 1」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故 1」 ・「全交流動力電源喪失（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）」 	

※1 燃料については、消費量の観点からディーゼル発電機の運転を想定する。

※2 3号炉は火災防護措置が強化されることから、1号及び2号炉での内部火災の発生を想定する。また、1号及び2号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故と同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は1号及び2号炉の消費を想定する。

表 2 同時被災時の 1 号及び 2 号炉の対応操作, 3 号炉の使用済燃料ピットの対応操作, 必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
ディーゼル発電機の現場確認	ディーゼル発電機の現場の状態確認	1 号及び 2 号炉: 12 時間以降の発電所外からの参集要員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し, 当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	1 号及び 2 号炉: 運転員及び消火要員	○水源 約 63m ³ (31.2m ³ /号炉×2 (1 号及び 2 号炉)) ○燃料 化学消防自動車: 約 4 kL (20L/h×24h×7 日×1 台)
送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水 各注水設備 (燃料取替用水タンク, 1 次系純水タンク及び 2 次系純水タンク) による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い, 使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う 移動発電機車による電源復旧後, 各注水設備による使用済燃料ピットへの注水を行い, 使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	1 号及び 2 号炉: 12 時間以降の発電所外からの参集要員	○水源は海水を使用 ○燃料 1 号及び 2 号炉 送水ポンプ車: 約 25kL (74L/h×24h×7 日×2 台)
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い, 使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	3 号炉: 災害対策要員及び災害対策要員 (支援)	○水源は海水を使用 ○燃料 3 号炉 可搬型大型送水ポンプ車: 約 12.5kL (74L/h×24h×7 日×1 台)
移動発電機車による給電	移動発電機車による給電・受電操作を実施する	1 号及び 2 号炉: 12 時間以降の発電所外からの参集要員	○燃料 1 号及び 2 号炉移動発電機車: 約 277kL (411L/h ^{*1} ×24h×7 日×4 台) ※ 1: 1 号及び 2 号炉は停止中のため, 実際は重大事故等の対応に必要な計装類や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが, 燃料消費量を保守的に見積もる観点から, 移動発電機車の最大負荷時における燃料消費量を想定
燃料補給作業	移動発電機車及び送水ポンプ車に燃料補給を行う 代替非常用発電機, 可搬型大型送水ポンプ車及び緊急時対策所用発電機に燃料補給を行う	1 号及び 2 号炉: 12 時間以降の発電所外からの参集要員 3 号炉: 災害対策要員	—

表3 1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

	1号炉	2号炉	共通	備考
注水設備	燃料取替水ポンプ (水源：燃料取替水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	1次系補給水ポンプ (水源：1次系純水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	補給水ポンプ (水源：2次系純水タンク)	—	3 (2) ※1	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	送水ポンプ車 (水源：海)	1 (1)	1 (1)	—
給電設備	2 (1)	2 (1)	—	—

※1 補給水ポンプは1号炉と2号炉の共用で3台設置されているが、1号炉用電源から給電される台数が2台、2号炉用電源から給電される台数が1台である。

表 4 作業員の対応手順と所要時間（屋外作業）

作業項目	必要作業員と作業項目		実施箇所・必要人員数		経過時間(時間)										備考			
	責任者	作業員	実施箇所	必要人員数	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180		200	220	240
燃料取替用ホビークレートの組み立て	主任	1人	現場	1人														燃料取替用ホビークレートの組み立ては、使用済燃料ホビークレートの水を排出する時間(約120分)までに完了が可能です。
	班長	1人	現場	1人														
	班員	3人	現場	3人														
	班員	3人	現場	3人														
燃料取替用ホビークレートの解体	主任	1人	現場	1人														燃料取替用ホビークレートの解体は、使用済燃料ホビークレートの水を排出する時間(約120分)までに完了が可能です。
	班長	1人	現場	1人														
	班員	3人	現場	3人														
	班員	3人	現場	3人														
燃料取替用ホビークレートの洗浄	主任	1人	現場	1人														燃料取替用ホビークレートの洗浄は、使用済燃料ホビークレートの水を排出する時間(約120分)までに完了が可能です。
	班長	1人	現場	1人														
	班員	3人	現場	3人														
	班員	3人	現場	3人														

※1:燃料取替用ホビークレートの解体は使用済燃料ホビークレートの水を排出する時間(約120分)までに完了が可能です。
 ※2:燃料取替用ホビークレートの洗浄は使用済燃料ホビークレートの水を排出する時間(約120分)までに完了が可能です。

<凡例>
 [黄色] : 概ぼく評価対象である屋外作業

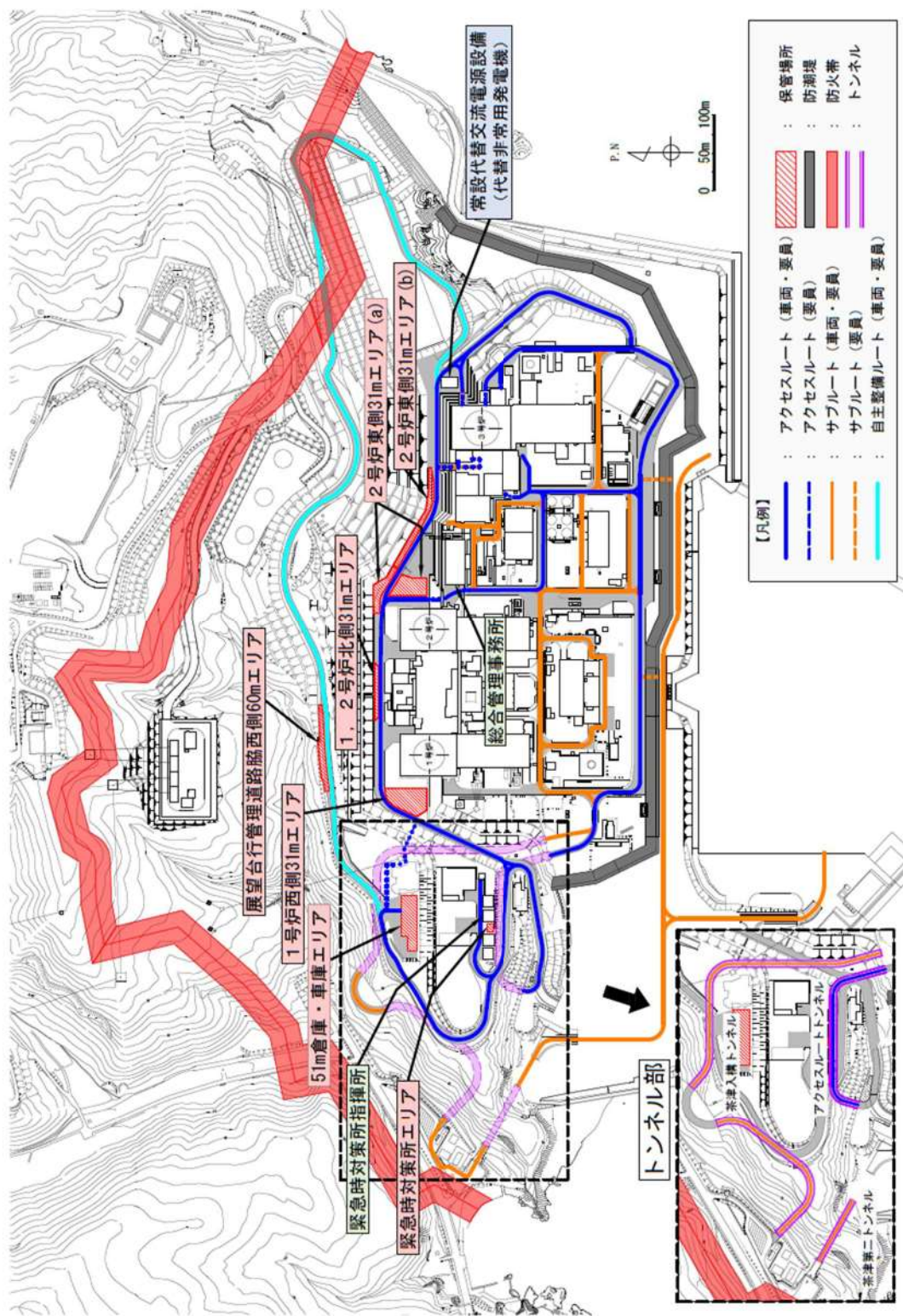


図1 泊発電所におけるアクセスルート

号炉	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間(時間)							備考						
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	参集要員	消火要員		1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	12	13
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピット内のサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」を想定する号炉	1人 A	-	-	-	プラント状況判断	▽ 事象発生													
	1人 A	-	-	-	プラント監視	▽ 参集要員による作業開始													
	-	-	参集要員にて対応	-	ディーゼル発電機の現機確認														
	-	-	参集要員にて対応	-	ディーゼル発電機の機油印直(号機中)														
	-	-	参集要員にて対応	-	移動発電機車による給電・受電														
	-	-	参集要員にて対応	-	燃料取替用タンクや1次蒸餾水タンク、2次蒸餾水タンクによる使用済燃料ピットへの注水														
	-	-	参集要員にて対応	-	送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水														
	1人 B	-	-	-	プラント状況判断														
	1人 B	-	-	-	プラント監視														
	-	1人 C	-	-	火災現場確認														
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピット内のサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故並びに内部火災」を想定する号炉	-	-	-	8人	消火活動														
	-	-	参集要員にて対応	-	ディーゼル発電機の現機確認														
	-	-	参集要員にて対応	-	ディーゼル発電機の機油印直(号機中)														
	-	-	参集要員にて対応	-	移動発電機車による給電・受電														
	-	-	参集要員にて対応	-	燃料取替用タンクや1次蒸餾水タンク、2次蒸餾水タンクによる使用済燃料ピットへの注水														
	-	-	参集要員にて対応	-	送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水														
共通	-	-	参集要員にて対応	-	燃料補給作業														

時間差で発生する複数の内部火災に対しては、消火要員が火災現場を都度移動することに、現在の想定する要員での対応が可能である。

図2 1号及び2号炉における各作業と所要時間

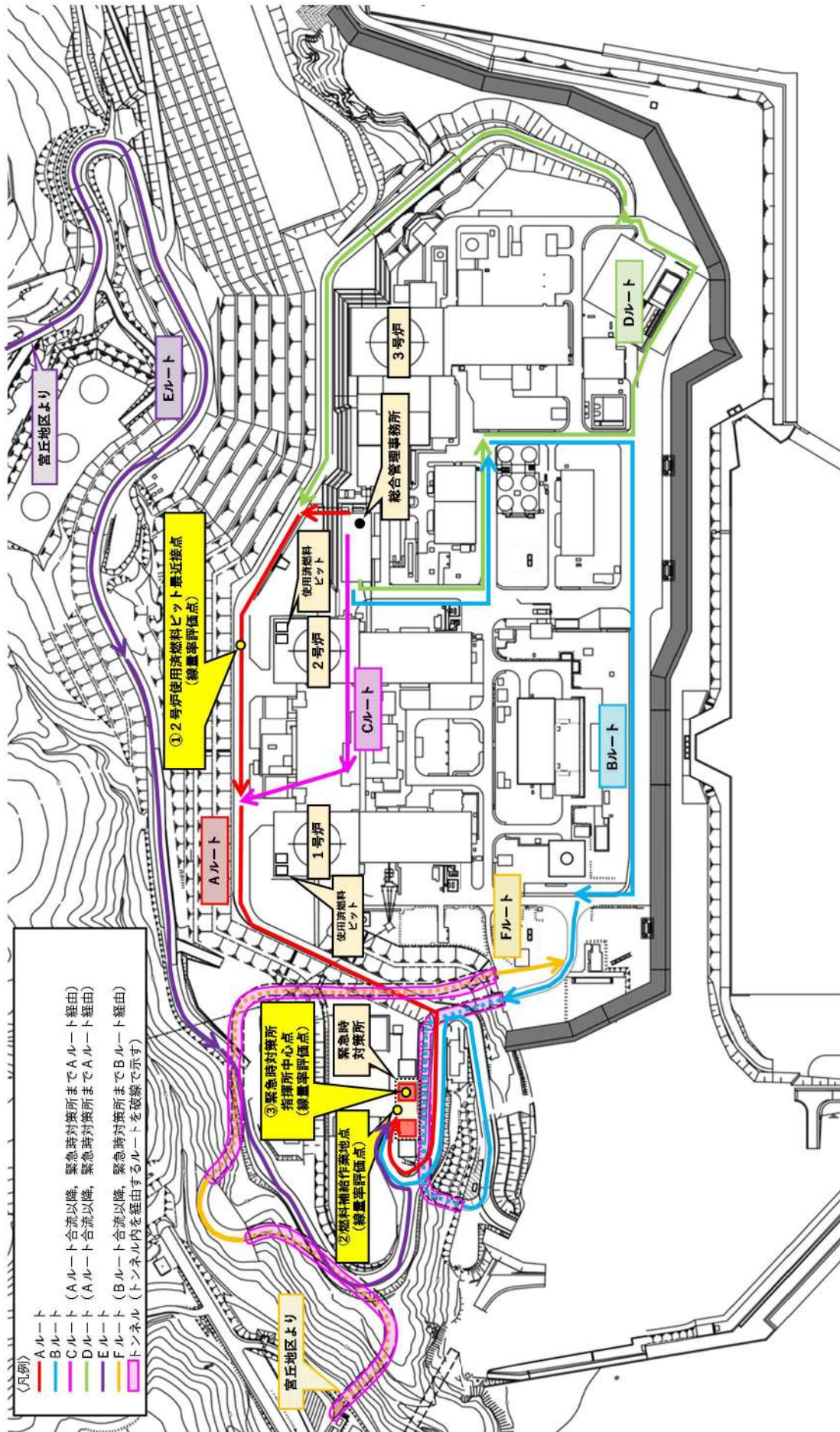


図3 緊急時対策所への参集ルート等を踏まえた評価点

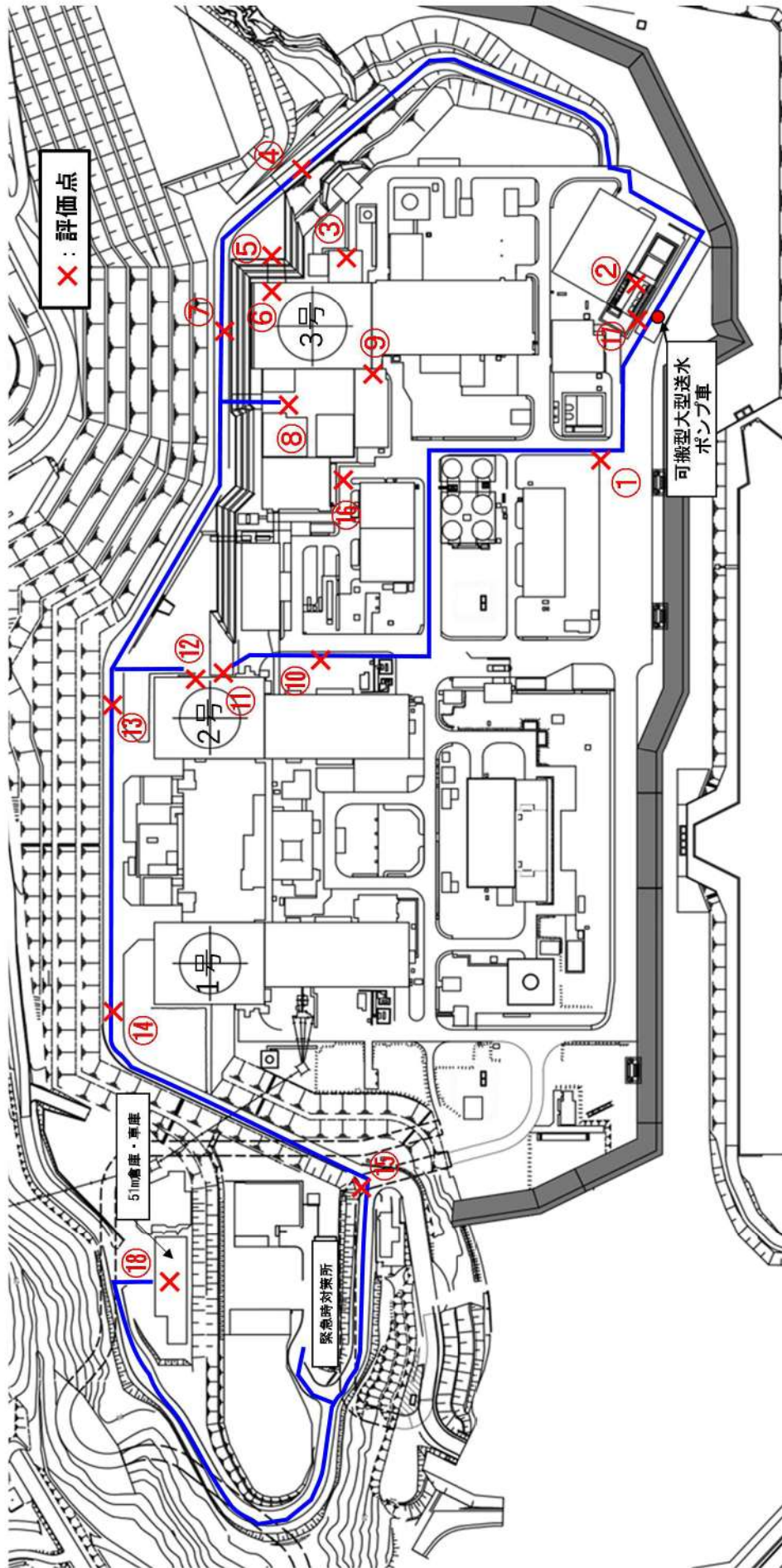


図4 (1/3) 燃料取替用水ピットへの補給(海水)の作業動線と評価点

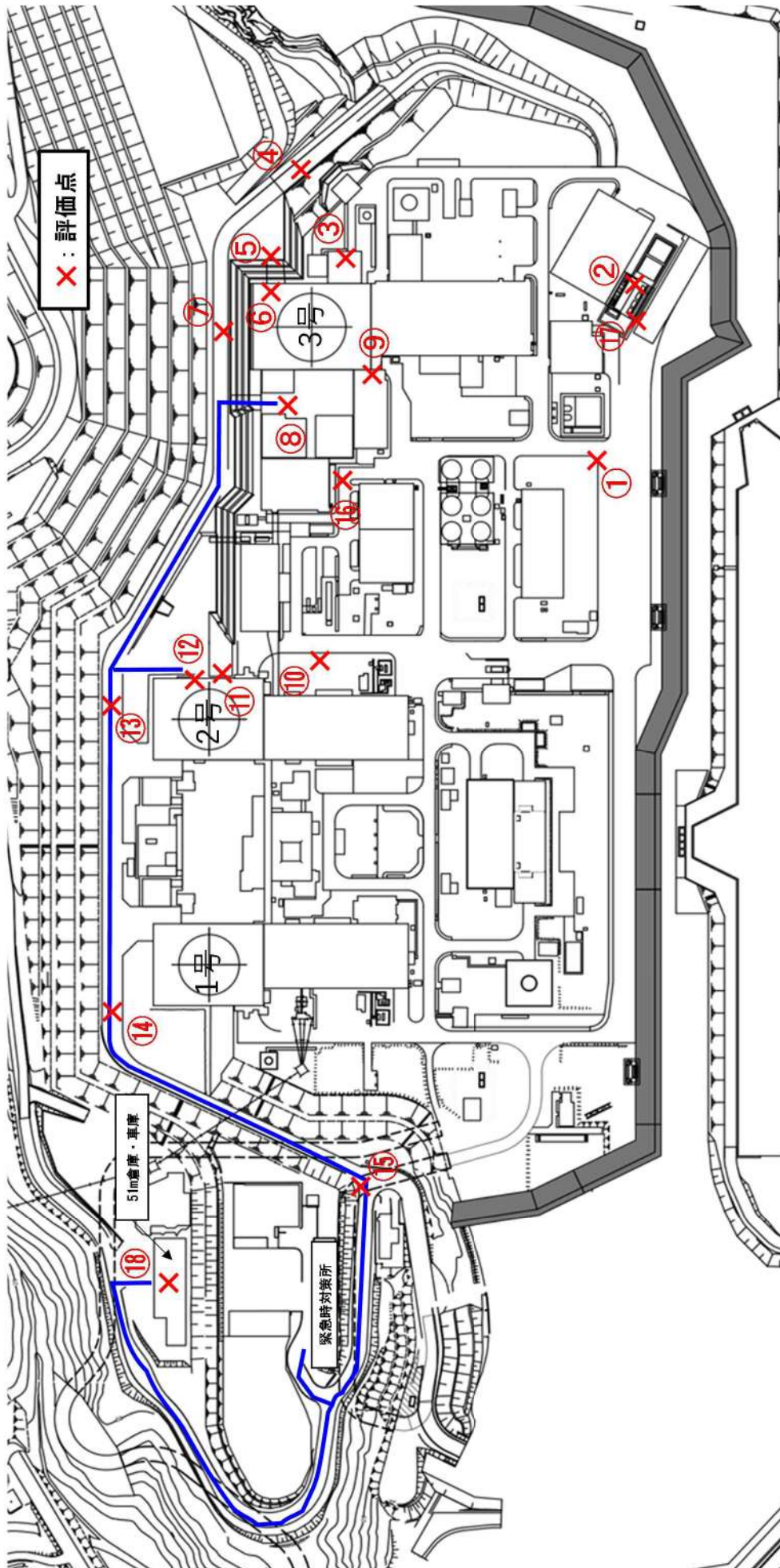


図4 (2/3) 使用済燃料ピットへの注水確保 (海水) の作業動線と評価点

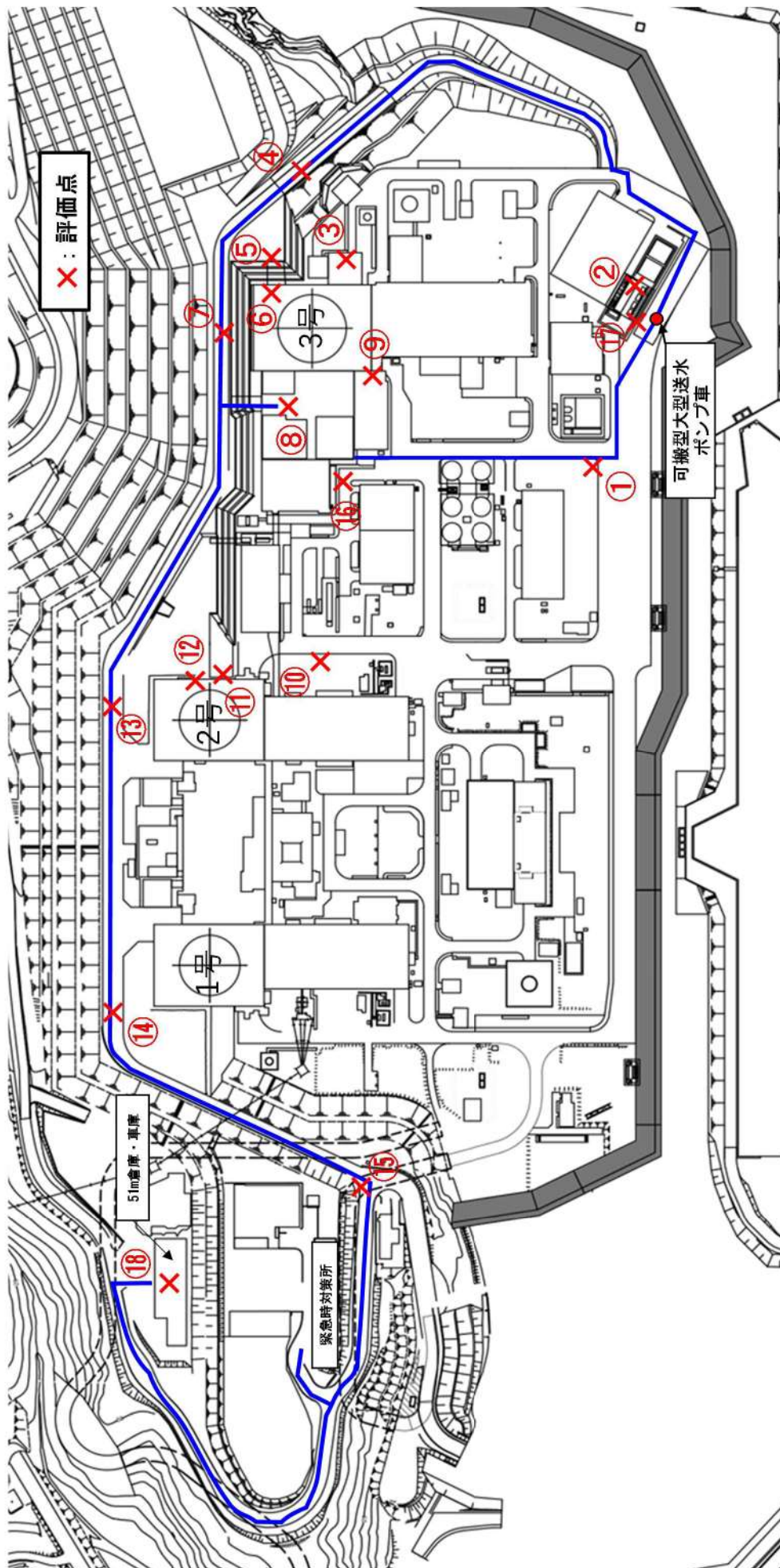


図4 (3/3) 原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）の作業動線と評価点

泊 1 号及び 2 号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性の評価結果について

泊 1 号及び 2 号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失した場合の燃料健全性の評価を以下のとおり実施した。その結果、燃料の健全性は維持されることを確認した。

1. 評価条件

保守性を考慮し以下の条件を設定して、燃料被覆管温度評価を実施した。

(1) 評価条件

使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。（添付 1 参照）

- 燃料仕様：14×14 型燃料，ステップ 2 燃料（最高燃焼度：55,000Mwd/t）
- 保管数量，崩壊熱

表 1 燃料集合体の保管数量と崩壊熱について

号炉	体数	ピット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料 1 体あたりの崩壊熱
1 号炉	404 体	467kW	1.40kW
2 号炉	469 体	550kW	1.52kW

※体数は新燃料を含まない

(2) 評価手法

- ① 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料の崩壊熱を入熱とした空気温度上昇を評価。（空気の自然循環によるラック内外の冷却をラック内外において考慮し、水による冷却の効果は見込まない。）
- ② 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料とラック内空気の熱伝達を評価し、燃料被覆管とラック内空気の温度差を評価。
- ③ ①+②により、燃料被覆管温度を評価。

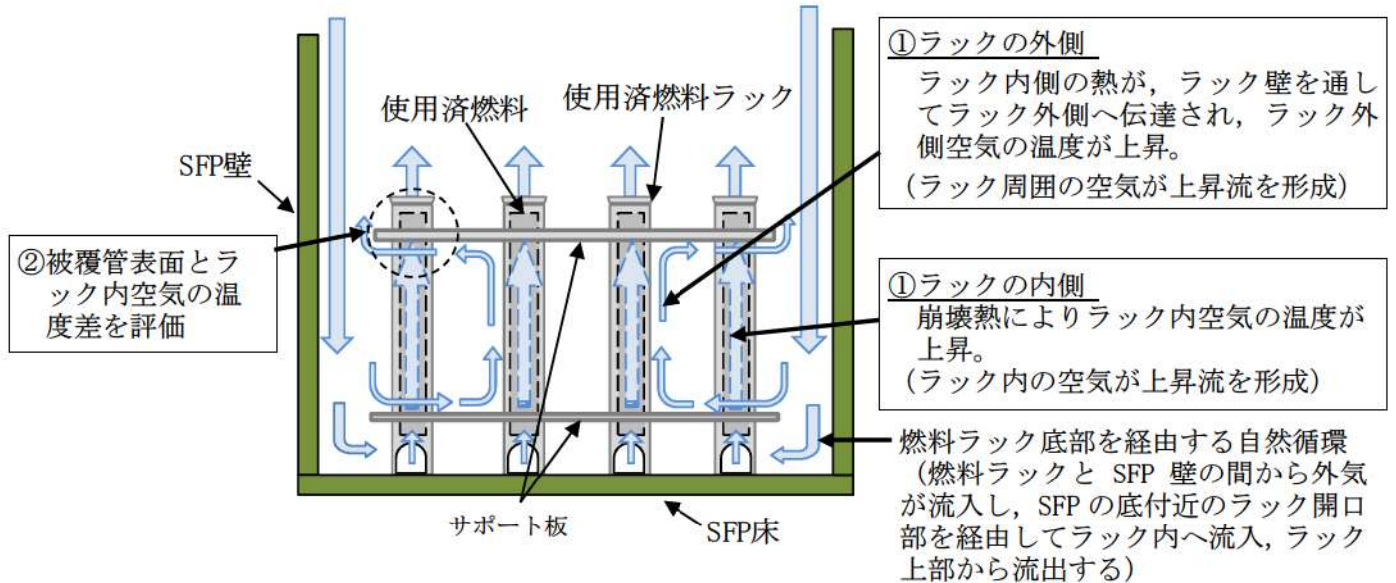


図1 燃料被覆管温度評価の概念図

(3) 評価の結果

- ・表2のとおり、評価を行った結果、燃料被覆管温度は泊2号炉で450℃程度である。
- ・燃料被覆管温度が450℃程度ではジルコニウムの酸化反応による発熱の影響はなく、ジルコニウム-水反応による発熱、水素発生についても問題はない。
- ・また、燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間の評価結果は約30日であり、相当な期間、燃料健全性が確保される。（添付2参照）

表2 燃料被覆管温度の評価

項目	泊2号炉
ラック内側の面積(m ²)	[]
ラック当たりの燃料棒/シンプル管/計装用管の占有面積(m ²) (ラック断面積を考慮)	$\pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 179$ $+ \pi \times (1.369E-2/2)^2 \times 16$ $+ \pi \times (1.072E-2/2)^2 \times 1$ $= 0.01860m^2$
ラック内側の流路面積A (m ²)	[] - 0.01860 = []
ラック内側の流速V (m/s) (添付3)	0.222 m/s
自然循環流量(kg/s) G = ρ × 流速V × 流路面積A	G = 0.6402 × 0.222 × [] = [] kg/s
ラック内側の温度T _m (°C) (添付4) ラック外側の温度T _a (°C) (添付4)	T _m : 278.3°C T _a : 152.5°C
ラックの内側から外側への伝熱による放熱量Q' (kW) (添付4)	0.364kW
ラック内の空気の温度上昇(°C) ΔT _g = (Q - Q') ÷ (G × C _p) (添付4)	(1.52 - 0.364) ÷ ([] × 1.043) = 300°C (5°C刻みで切り上げ)
燃料被覆管と空気の温度差(°C) ΔT _w = Q ₂ ÷ (熱伝達率 × 伝熱面積)	Q ₂ = 5kW ΔT _w = 5 × 1000 ÷ (14.41 × 21.96) = 20°C (5°C刻みで切り上げ)
燃料被覆管温度(°C)	130 + 300 + 20 = 450°C

※空気の物性値(密度ρ, 比熱C_p)は, 伝熱工学資料(圧力0.1MPa, 約278°C(ラック内側空気の出入口平均温度))の値を使用。(添付5参照)

ρ : 0.6402(kg/m³) C_p : 1.043(kJ/kg/K)

※熱伝達率h₁ = Nu × (λ ÷ D_H) = 4.36 × (42.6E-3 ÷ 1.289E-2) = 14.41(W/m²/K)

Nu : 発達した管内層流の強制対流熱伝達に対するヌセルト数(4.36, 伝熱工学資料より)

λ : 空気の熱伝導率(42.6E-3(W/m/K), 伝熱工学資料より, 約278°Cの値)

D_H : 代表長さ(0.01289m, 等価直径)

※伝熱面積AH = (π × 被覆管外径) × 燃料有効長 × 燃料棒本数 = 21.96 m²

※燃料入口部の空気温度は, CFD解析による試算で求めた建屋内雰囲気温度から130°Cを設定(添付8)。

燃料被覆管と空気の温度差を算出する際の発熱量Q₂は, 発熱量の軸方向分布, 酸化反応に伴う発熱等を考慮して, 最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値にさらに保守性を見込んだ5kWの値を設定。

[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

なお、本評価に基づきラック内側の流れに対してレイノルズ (Re) 数、グラスホフ (Gr) 数及びレイリー (Ra) 数 (Gr 数とプラントル (Pr) 数の積) を算出したところ、それぞれ約 70, 約 9,250, 約 6,570 となった。一般に鉛直管内流れの層流条件は、 $Re \leq 10^3$, $10^3 \leq Ra \leq 10^9$ とされていることから、ラック内側は層流であると確認できる。また、自然対流熱伝達に関する実験データを用いて Ra 数からヌセルト数を評価すると約 5.5 となり、今回の評価で用いたヌセルト数と同程度である。

燃料被覆管温度450℃におけるクリープラプチャ発生時間は約1ヶ月であり、燃料集合体の健全性は一定期間確保されることを確認した。したがって、泊3号炉において重大事故等が同時に発生した場合でも、泊1号及び2号炉SFPの冷却水喪失に伴い、燃料被覆管がクリープラプチャするまでに、参集要員がSFPへの補給又はスプレイ操作の対応にあたるための時間的な余裕は十分に確保できることから、泊3号炉の重大事故等対応に影響を与えることはない(添付7)。

なお、第385回原子力発電所の新規規制基準適合性に係る審査会合における資料では、ラック内側入口部の空気温度条件として MAAP5 を用いた敦賀2号炉の解析結果を参考に建屋内雰囲気温度相当である155℃と設定し、この場合の燃料被覆管温度評価結果500℃、クリープラプチャが発生する最短時間約1日を泊1号及び2号炉の評価結果としていた。

しかし、添付8に示す泊2号炉SFPを対象としたCFD解析による試算では、空気の最高温度約400℃より燃料被覆管最高温度は420℃、クリープラプチャが発生する最短時間は約10ヶ月と評価される。敦賀2号炉の解析はプラント停止期間が短く(2年)、停止後4年以上が経過している泊1号及び2号炉SFPの評価に用いるには過度に保守的であると考え、適切なラック内側入口部の空気温度を設定することとした。

具体的には、泊2号炉のCFD解析による試算においてラック内側入口部は約80℃であったが、建屋内空気の混合状況や時間的な揺らぎによる不確かさを考慮し、CFD解析結果の建屋床面におけるSFP周辺部雰囲気温度の最高値に一定の保守性を持たせ、ラック内側入口部の空気温度を130℃に見直した。それに伴い、あらためてクリープラプチャが発生する最短時間を評価した。(添付2)

表3にラック入口部の空気温度見直し前後の燃料被覆管温度及びクリープラプチャが発生する最短時間の評価結果を示す。上記のとおり敦賀2号炉の解析は過度に保守的と考えられること、また、ラック内側入口部の空気温度130℃はCFD解析結果に保守性を持たせて設定したものであり、泊1号及び2号炉のSFPにおいて冷却水が喪失した状況においても、燃料の健全性は最低でも1ヶ月以上にわたり確保されるものとする。

表3 燃料被覆管最高温度およびクリープラプチャが発生する最短時間

評価ケース	燃料被覆管最高温度	クリープラプチャが発生する最短時間
ラック内側入口部の 空気温度：155℃	500℃	約1日
CFD解析	420℃	約10ヶ月
ラック内側入口部の 空気温度：130℃	450℃	約1ヶ月

なお、SFPの保有水量は1,500m³以上あり、何らかの事象によりSFPが損壊しSFP冷却水の漏えいが発生した場合でも、SFP冷却水の全量喪失までには一定の時間を要する^(注)と考えられる。

(注) SFPの冷却水喪失事故における漏えい規模の想定について

泊1号及び2号炉のSFPにおいて重大事故等を想定した場合、長期停止に伴い崩壊熱も小さいことから、SFP冷却水が沸騰に至るまで約6日を要し、安全対策上は問題とならない。一方、重大事故を上まわるSFPからの漏えいを伴うような事故に関しては、具体的な漏えい規模を想定することは難しいが、米国のガイドを参考に、以下考察を行った。

仮に、泊1号及び2号炉SFPにて米国NEI12-06 (FLEXガイド)、NEI06-12 (B.5.b対応ガイド)で要求されるSFPスプレイ能力200gpm (約45.4m³/h)に相当するSFP冷却水の漏えいを仮定した場合、SFP冷却水が全量喪失に至るまでは約33時間となり、SFP冷却水の全量喪失に至るまでには一定の時間余裕がある。

さらに、NEI06-12で要求されるSFPへの水の補給能力500gpm (約114m³/h)に相当するSFP冷却水の漏えいを仮定した場合には、SFP冷却水が全量喪失に至るまでは約13時間となるが、本条件は航空機の直接衝突を仮定したものであり、耐震SクラスであるSFP設備において、地震によりこのような大規模な漏えいが発生することは考え難い。

<参考>

・NEI12-06 (FLEXガイド)

2011年の福島第一原子力発電所での事故を受けた大規模な自然災害への対応ガイドであり、SFPについては、SFPへの水のスプレイ能力200gpmが要求されている。

・NEI06-12 (B.5.b対応ガイド)

2001年の同時多発テロを受けた航空機テロへの対応ガイドであり、SFPについては、SFPへの水の補給能力500gpm及びSFPへの水のスプレイ能力200gpmが要求されている(補給とスプレイを同時に実施する必要はない)。

2. まとめ

泊1号及び2号炉のSFP冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し、燃料健全性が維持されることを確認した。

以上

泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の線量影響の評価結果について

泊1号及び2号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失した場合の線量影響の評価を以下のとおり実施した。

重大事故等発生時に必要な対応のうち1号及び2号炉 SFP 周辺で実施する活動としては、緊急時対策所用発電機に係る作業及び緊急時対策所への参集が想定され、これらの活動に対して1号及び2号炉 SFP 内の使用済燃料からの線量影響が最大となる地点を考慮して評価対象とした。また、重大事故等発生時には緊急時対策所で活動することから、緊急時対策所指揮所内についても評価対象とした。

評価の結果、重大事故等発生時の SFP 周辺における屋外の対応作業や緊急時対策所内の活動が実施可能であることを確認した。

1. 評価条件

保守性を考慮し以下の条件を設定して、線量評価を実施した。

(1) 線源強度

燃料集合体の線源強度は以下のとおり計算した。

- a. 現在、泊1号及び2号炉は停止中であり、また、3号炉用の17×17型燃料は貯蔵しないことから、泊1号及び2号炉 SFP に新たに使用済燃料が追加されることはない。したがって、平成28年1月1日時点の燃料貯蔵状況等を考慮することとし、燃料集合体を次のとおり分類する。

- ・燃焼度（燃焼時間）については、使用サイクル数を踏まえて0～10,000時間、10,000～20,000時間、20,000～30,000時間、30,000～40,000時間に分類し、それぞれの上限值を使用する。
- ・冷却時間については、3年～4年、4年～5年、5年～7年、7年～10年、10年～に分類し、それぞれの下限值を使用する。

評価に用いた分類毎の燃料集合体の数量を表1及び表2に示す。

なお、燃料はすべてステップ2燃料とする。

- b. 計算にはORIGEN2コードを使用し、線源強度は表3に示すとおり7群のガンマ線エネルギーに分類する。

表 1 泊 1 号炉 SFP 燃料集合体の評価条件

(単位：体)

燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間				
	3 年	4 年	5 年	7 年	10 年
10,000 時間	0	12	0	0	0
20,000 時間	0	20	4	4	3
30,000 時間	0	44	12	30	96
40,000 時間	0	45	41	39	54
合計	0	121	57	73	153

表 2 泊 2 号炉 SFP 燃料集合体の評価条件

(単位：体)

燃焼度 (燃焼時間)	冷却期間				
	3 年	4 年	5 年	7 年	10 年
10,000 時間	0	0	0	0	0
20,000 時間	0	45	4	0	0
30,000 時間	0	35	22	4	109
40,000 時間	0	41	73	52	84
合計	0	121	99	56	193

表 3 ガンマ線のエネルギー分類

代表エネルギー (MeV)	エネルギー範囲 (MeV)
0.4	$E \leq 0.4$
0.8	$0.4 < E \leq 0.9$
1.3	$0.9 < E \leq 1.35$
1.7	$1.35 < E \leq 1.8$
2.2	$1.8 < E \leq 2.2$
2.5	$2.2 < E \leq 2.6$
3.5	$2.6 < E$

(2) 評価モデル

泊1号及び2号炉 SFP 周辺の評価点における線量評価モデルは以下のとおりとした。

- a. SFP 直上での作業を行うことはないこと、SFP 側壁のコンクリート厚さを踏まえ上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから、鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャイン線量を評価対象とする。
- b. (1) a. にて分類した各燃料集合体を、その上端部に位置する点線源に変換する。変換に当たっては、燃料集合体の自己遮蔽を考慮し、SPAN-SLAB コードを用いて上空での線量率を求め、当該位置においてその線量率と等価な線量率を与える点線源強度を設定する。
- c. 評価モデルの概要を図1に示す。評価点におけるスカイシャイン線量率の計算にあたっては、b. にて設定した点線源が SFP の中心に配置されているものとして SCATTERING コードにより計算する。
- d. 水遮蔽の効果は考慮しない。
- e. 燃料取扱棟天井、側壁及び使用済燃料ラック等の遮蔽効果は考慮しない。
- f. 影響評価に当たって設定する評価点とその評価条件を図2及び表4に示す。

緊急時対策所へのアクセス性の観点から2号炉 SFP 最近接点を評価点として選定する。

緊急時対策所近傍の屋外作業となる緊急時対策所用発電機への燃料補給作業地点を評価点として選定する。

また、居住性の観点から緊急時対策所指揮所中心点を評価点として選定する。

中心点の評価では、コンクリート(密度:2.15g/cm³)による遮蔽効果を考慮する。

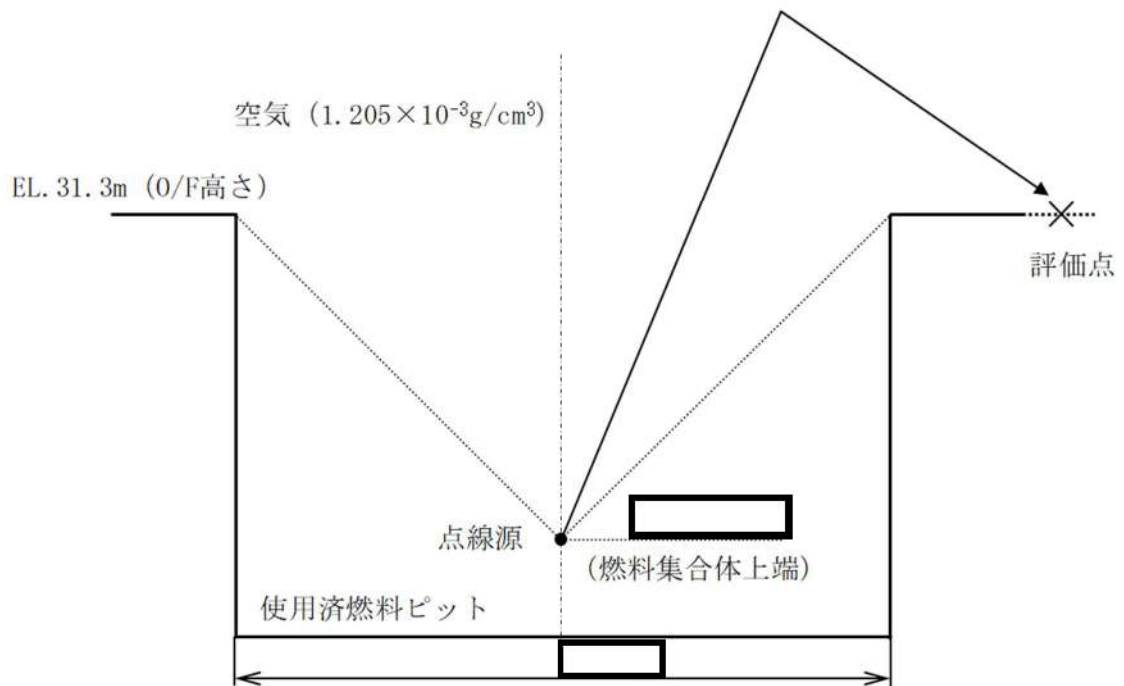


図1 スカイシャイン線量の評価モデル

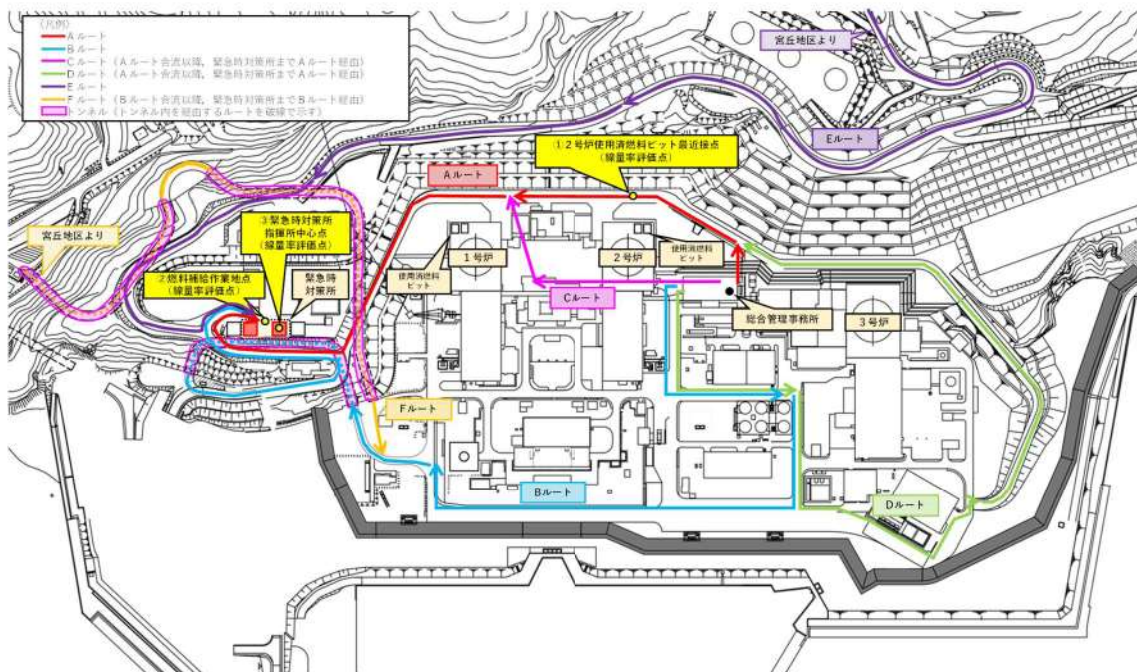


図2 緊急時対策所への参集ルート等を踏まえた評価点

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

表4 緊急時対策所にかかる評価条件

評価点	SFP 中心からの距離(m)		コンクリート厚さ※ (cm)
	炉別	距離	
①参集ルートのうち 2号炉 SFP 最近接点	1号炉	約 196m	—
	2号炉	約 36m	—
②緊急時対策所用発電機 への燃料補給作業地点	1号炉	約 220m	—
	2号炉	約 407m	—
③緊急時対策所 指揮所中心点	1号炉	約 217m	65
	2号炉	約 402m	65

※評価に当たっては、マイナス側許容差 5mm を考慮する。

2. 評価結果

線量率の評価結果を表5に示す。

表5 泊1号及び2号炉 SFP 冷却水喪失時の線量評価結果

評価点	線量率 (mSv/h)		
	号炉別		合計
①参集ルートのうち 2号炉 SFP 最近接点	1号炉 SFP	約 3.2×10^{-1}	約 6.4
	2号炉 SFP	約 6.0	
②緊急時対策所用発電機 への燃料補給作業地点	1号炉 SFP	約 2.7×10^{-1}	約 3.1×10^{-1}
	2号炉 SFP	約 3.8×10^{-2}	
③緊急時対策所 指揮所中心点	1号炉 SFP	約 3.4×10^{-4}	約 3.8×10^{-4}
	2号炉 SFP	約 4.7×10^{-5}	

緊急時対策所指揮所中心点における線量率は約 $0.38 \mu\text{Sv/h}$ であり、7日間の滞在を考慮しても約 0.064mSv であるため、居住性に与える影響は極めて小さい。

緊急時対策所への参集等のアクセスにおいては最大地点で約 6.4mSv/h となるが、当該場所にとどまって作業することはないことから、被ばく線量への影響は限定的である。

また、重大事故等発生時の緊急時対策所近傍の屋外作業としては、緊急時対策所用発電機への燃料補給作業が想定されるが、作業を実施する場所における線量率は、約 0.31mSv/h となる。

緊急時対策所近傍の屋外周辺の作業に伴い当該拠点に滞在する時間（1日あたり1時間以下）が限られており、7日間の燃料補給作業を考慮しても約 0.12mSv であるため、重大事故等発生時におけるこれらの活動が可能である。

以上より、泊1号及び2号炉 SFP 発災時においても、緊急時対策所を拠点とする活動に支障がないことを確認した。

以上

泊 1 号及び 2 号炉 使用済燃料ピット発災時の
燃料健全性評価に用いた崩壊熱について

泊 1 号及び 2 号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については、ステップ 2 燃料の安全審査時に用いた評価条件を基に以下のとおり算出した。

1. ステップ 2 燃料の安全審査での評価条件

表 1 泊 1 号及び 2 号炉安全審査における使用済燃料ピット熱負荷評価条件

	泊 1（2）号炉
崩壊熱曲線	<ul style="list-style-type: none"> ・ F P 崩壊熱：日本原子力学会推奨値＋不確定性（3σ）※ ・ アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値＋不確定性（20%）
燃料条件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼度 <ul style="list-style-type: none"> 3 回照射燃料 55,000Mwd/t 2 回照射燃料 36,700Mwd/t 1 回照射燃料 18,300Mwd/t ・ ウラン濃縮度：4.8wt%
照射回数	3 サイクル照射取出
運転期間	13 ヶ月
停止期間	30 日
燃料取出期間	7.5 日
燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、1（2）号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定

※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年 7 月 20 日原子力安全委員会決定、平成 4 年 6 月 11 日一部改定）」においてその使用が認められている。

2. 今回の評価に用いる崩壊熱

今回の評価に用いる SFP 保管燃料の崩壊熱については、ステップ 2 燃料の安全審査で用いた発熱量及び冷却期間を基に実際の冷却期間に応じた崩壊熱を算出した。

具体的には、

- ① 例えば、泊 1 号炉の 1715 日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料 121 体）については、冷却日数が 4 サイクル冷却（1708 日）と 5 サイクル冷却（2133 日）の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した。
- ② 1 号炉の 7 サイクル冷却（2983 日）以上の冷却燃料については、保守的にすべて 7 サイクル冷却燃料として扱う。
- ③ 2 号炉の 7 サイクル冷却（2983 日）以上の冷却燃料については、保守的にすべて 7 サイクル冷却燃料として扱う。
- ④ 実際の燃焼度にかかわらず、保守的にすべて 55,000Mwd/t と設定する。

上記方法により、泊 1 号及び 2 号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表 2、表 3 のとおり算出した。

3. 結論

泊 1 号及び 2 号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については、泊 1 号は 1.40kW、泊 2 号は 1.52kW とする。

なお、SFP 全体の崩壊熱は、1 号炉は約 467kW、2 号炉は約 550kW である。

以上

表2 泊1号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 [MW]	→	1体当たりの崩壊熱 [kW]	冷却期間 (2016.1.1時点) を考慮した1体当たりの崩壊熱		体数 [体]	崩壊熱 [MW]
						冷却期間 [日]	崩壊熱 [kW]		
7ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 7+7.5日 → 2,983日	1/3炉心	0.04	→	1.000	3,184日	1.000	183	183
6ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 6+7.5日 → 2,558日	1/3炉心	0.043	→	1.075	2,705日	1.049	43	46
5ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 5+7.5日 → 2,133日	1/3炉心	0.048	→	1.200	2,181日	1.186	57	68
4ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 4+7.5日 → 1,708日	1/3炉心	0.056	→	1.400	1,715日	1.397	121	170
3ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 3+7.5日 → 1,283日	1/3炉心	0.073	→	1.825				
2ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 2+7.5日 → 858日	1/3炉心	0.11	→	2.750				
1ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 1+7.5日 → 433日	1/3炉心	0.201	→	5.025				
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.424						
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.543						
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.7						
合計								404	467

今回評価

安全審査

表3 泊2号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 [MW]	1体当たりの 崩壊熱[kW]	冷却期間(2016.1.1時点)を 考慮した1体当たりの崩壊熱		体数 [体]	崩壊熱 [kW]
					冷却期間[日]	崩壊熱[kW]		
7ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 7 + 7.5日 → 2,983日	1/3炉心	0.04	1.000	→	3,331日	1.000	224
6ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 6 + 7.5日 → 2,558日	1/3炉心	0.043	1.075	→	2,850日	1.023	26
5ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 5 + 7.5日 → 2,133日	1/3炉心	0.048	1.200	→	2,429日	1.113	63
4ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 4 + 7.5日 → 1,708日	1/3炉心	0.056	1.400	→	2,073日	1.228	53
3ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 3 + 7.5日 → 1,283日	1/3炉心	0.073	1.825	→	1,589日	1.519	184
2ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 2 + 7.5日 → 858日	1/3炉心	0.11	2.750	→			
1ヶ月冷却済燃料	(13ヶ月+30日) × 1 + 7.5日 → 433日	1/3炉心	0.201	5.025	→			
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.424					
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.543					
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.7					
合計								469
								550

今回評価

安全審査

泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の
クリープラプチャ発生時間の評価結果について

泊1号及び2号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下のとおり評価し、相当な期間、燃料の健全性が確保されることを確認した。

1. クリープラプチャ発生時間評価

(1) 評価条件

評価条件を以下のとおり設定した。

- 燃料被覆管温度：450℃
- 燃料被覆管周方向応力 σ ：134MPa

$$\sigma = \frac{pD}{2t}$$

p ：燃料棒内圧（=16.4MPa：ステップ2燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価値と同等と設定。）

D ：被覆管平均径（= $\frac{D_o + D_i}{2}$ =10.1mm）

D_o ：被覆管外径（=10.72mm）

D_i ：被覆管内径（=9.48mm）

t ：被覆管肉厚（=0.62mm）

(2) 評価手法

「04-基炉報-0001 平成15年度 リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」（独立行政法人原子力安全基盤機構）に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち、使用済燃料被覆管の式を用いて、クリープラプチャ発生時間を評価する。

$$\sigma = 1.097 \times 10^5 \cdot \exp(-4.059 \times 10^{-4} \times \text{LMP})$$

σ ：周方向応力（=134MPa）

LMP：ラーソンミラー・パラメータ（= $T(20 + \log_{10} tr)$ ）

T ：試験温度（=723K：燃料被覆管温度450℃を想定）

tr ：破断時間（時間）

(3) 評価結果

上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は、約729時間（約30日）である。

2. まとめ

泊1号及び2号炉の SFP 冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において、クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると、相当な期間、燃料の健全性は確保される。

以上

燃料ラック内側の自然対流速度の評価について

1. 理論的検討

SFP 冷却材の喪失時には、ラック内にある燃料集合体が露出するが、燃料集合体で加熱された空気の密度が小さくなるために密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが、事故時に建屋開放の運用とすることで、加熱された空気を建屋外に放出し、建屋外から外気を流入させることで燃料集合体を冷却させる自然循環が形成される。

自然対流による空気の循環流量は、プールにあるラック内外の空気密度差を駆動力とし、循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで決まる。SFP 建屋は大きな空間であり、循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから、空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから、SFP 系内を循環する自然対流速度が推定できる。

機械工学便覧では、発達した領域における層流のヌセルト数 Nu と管摩擦係数 C_f の定義式として、

$$Nu = \frac{\alpha \cdot d_s}{\lambda} \quad \text{①}$$

$$C_f = \left| \frac{\Delta P}{dx} \right| \cdot \left(\frac{d_s}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{\rho v^2} \right) \quad \text{②}$$

が記載されており、②式が自然対流速度に関係している。②式において、 d_s は代表長さ（円管の場合は直径）(m)、 $\left| \frac{\Delta P}{dx} \right|$ は単位長さ当たりの圧力損失 (Pa/m)、 ρ は密度 (kg/m^3)、 v は流速 (m/s) である。

また、管群での発達した領域における層流で、管からの一様の発熱を仮定する場合、文献 (NUREG/CR-7144) によると管群体系では

$$C_f \cdot Re = 25, \quad \text{③}$$

の関係があり、ここで、レイノルズ数 Re は、

$$Re = \frac{d_s \cdot v}{\nu} \quad \text{④}$$

により定義される。 ν は動粘性係数 (m^2/s) である。③式に②及び④式を代入して、流速 v について整理すると、

$$v = \frac{1}{25} \left| \frac{\Delta P}{dx} \right| \cdot \left(\frac{d_s^2}{2} \right) \cdot \left(\frac{1}{\rho \nu} \right) \quad \text{⑤}$$

を得る。

一方、自然対流冷却状態においては圧力損失と自然循環力がバランスしており、

$$\left| \frac{\Delta P}{dx} \right| = \Delta \rho^* \cdot g = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} \cdot g = \frac{\Delta \rho}{2} \cdot g \quad \text{⑥}$$

※差圧を発生させる密度差の定義として、ラック内側空気の平均密度（入口／出口流の平均）とラック外側空気の密度の差とする。

$$\Delta \rho^* = \frac{\rho_{in} + \rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} = \frac{\Delta \rho}{2}$$

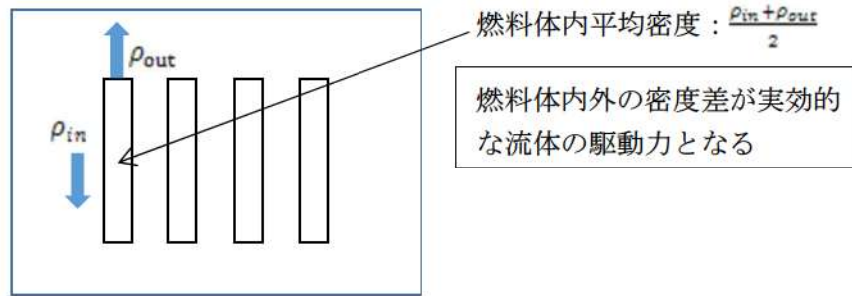


図1 燃料体内の空気の密度について

である。ここで、 $\Delta \rho$ は流路出入口の密度差 (kg/m^3)、 g は重力加速度 (m/s^2) である。⑥式を⑤式に代入し、

$$v = \frac{1}{100} \cdot g \cdot \Delta \rho \cdot \left(\frac{d_s^2}{\rho v} \right) \quad \text{⑦}$$

が得られ、本式により自然対流速度 v を評価する。

される場合のヌセルト数で、式(539)によって評価することができる。

以上は流体の物性値が一定の場合であるが、実際には物性値変化が無視できるほど温度差 ($T_w - T_m$) が小さい場合がある。流体が気体の場合には、物性値を膜温度 $T_f = (T_w + T_m)/2$ で評価し、液体の場合には平板面温度 T_w で諸物性値を評価する方法が使用されている。後者の場合には、上記の方法を採用しても (μ_w/μ_m) なる粘性係数の比になお若干の依存性があるとされている⁽¹⁹⁶⁾。

5・7・2 管内流(内部流)の強制対流層流熱伝達

管内(内部)流の熱伝達率を定義するにあたっては、本項では流体の代表温度として、着目する管断面内の流体の混合平均温度 T_b (① mixed mean temperature, ② bulk temperature) を用いる。 T_b は、たとえば内部に温度と速度の分布のある水流を容器に受けてよくかくはんしたときの平均温度である。入口温度 T_{in} (K)、流量 W (kg/s) の流れに対し、入口からある位置 x までに Q (W) の熱量が与えられるとき、 x における混合平均温度は、

$$T_b(x) = T_{in} + Q/(c_p W) \quad (541)$$

となる。 c_p は流体の定圧比熱 [J/(kg·K)] である。

直径 d の円管を例とし、断面内の温度分布 $T(r)$ と速度分布 $u(r)$ が半径 r の関数であるとき、混合平均温度は、

$$T_b = \frac{\int_0^{d/2} T(r)u(r) r dr}{\int_0^{d/2} u(r) r dr} \quad (542)$$

と元来は定義されるものであるが、上述のように熱収支のみから求められるので、管内流の代表温度として用いられることが多い。

a. 発達した領域における層流熱伝達 前項の平板に沿う流れの場合とは異なり、管内流においては、入口から十分後方

では発達した流れが形成される(5・6・2・b参照)。このとき、加熱(または冷却)開始点からも十分後方であれば、熱伝達率は流れ方向に一定値となり、これを発達した領域における熱伝達率(heat transfer coefficient of fully developed region)という。ただし、加熱条件などが流れ方向に変化したり、流体の物性値の温度依存性が無視できない場合には、完全な一定値とはなり得ない。

表71には、層流における発達した熱伝達率(heat transfer coefficient of fully developed laminar flow)と管摩擦係数(friction coefficient of fully developed laminar flow)を、円管と二重円管に対して、壁温一定と熱流束一定の加熱条件について示す。ヌセルト数(N_u)と管摩擦係数(C_f)は、次のように定義される。

$$N_u = \alpha d_e / \lambda \quad (545)$$

$$C_f = |dP/dx| \cdot (d_e/2) / (\rho u_m^2) \quad (546)$$

ここに、 α は熱伝達率 [W/(m²·K)]、 dP/dx は圧力損失 (Pa/m)、 u_m は管断面内の平均流速 (m/s)、 ρ と λ は流体の密度 (kg/m³) と熱伝導率 [W/(m·K)] である。 d_e は水力等価直径 (hydraulic diameter) (m) で、

$$d_e = 4 \times (\text{流路断面積}) / (\text{ぬれぶち長さ}) \quad (547)$$

と定義され、円管に対しては $d_e = d$ となる。

層流の発達したヌセルト数は、レイノルズ数やプラントル数にはよらず、流路形状や加熱条件のみによって決まる定数となる。他の形状については、脚注(197)や脚注(198)の文献に詳しい。

b. 助走区間における熱伝達率(heat transfer coefficient in entrance region of laminar flow) 加熱開始点から下流にむかっては、温度境界層が次第に発達する領域があり、これを温度助走区間(thermal entrance region)と呼ぶ。この領域では温度境界層がまだ薄いため、熱伝達率は発達した値より高く

表 71 発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数(197)(198)

		壁温一定			熱流束一定			断熱壁		
円管		$C_f R_e = 16$	$N_u = 3.66$		$C_f R_e = 16$	$N_u = 4.36$	平行	二重円管の $r^* = 1.0$ 参照	平板	
二重円管		(ケース1)	(ケース2i)	(ケース2o)	(ケース3i)	(ケース3o)	(ケース4)			
		$r^* = d_i/d_o$	i : 内管	o : 外管						
ケース		$r^* = 0$	0.25	0.5	1.0					
1~4	$C_f R_e$	16.0	20.6	21.9	24.0					
1	$T_i \neq T_o$	N_{ui}	∞	6.47	4.89	4.00				
		N_{uo}	2.67	3.27	3.52	4.00				
	$T_i = T_o$	N_{ui}	∞	12.6	9.44	7.54				
		N_{uo}	3.66	5.70	6.40	7.54				
2i	N_{ui}	∞	7.37	5.74	4.86					
2o	N_{uo}	3.66	4.23	4.43	4.86					
3i	N_{ui}	∞	7.75	6.18	5.38					
3o	N_{uo}	4.36	4.90	5.04	5.38					
4	$N_{ui}^{(*)}$	β_i	—	0.793	0.529	0.346				
	N_{uo}	β_o	0	0.125	0.215	0.346				

(*) $N_{ui} = N_{ui} / [1 - \beta_i (q_o/q_i)]$ 式(543)
 $N_{uo} = N_{uo} / [1 - \beta_o (q_i/q_o)]$ 式(544)
 注意: $q_i/q_o = \beta_i$ では $T_i = T_o$,
 $q_o/q_i = \beta_o$ では $T_o = T_i$ となる。

(196) Rubesin, M. W. and Inouye, M. (ed. by Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P.) *Handbook of Heat Transfer*, 8-64 (1973), McGraw-Hill.
 (197) Shah, R. K. and London, A. L., *Laminar Flow Forced Convection in Ducts*, *Adv. Heat Transfer*, Suppl. 1 (1978), Academic Press.
 (198) Lundberg, R. E., ほか2名, *Int. J. Heat Mass Transfer*, 6-6 (1963), 495. (199) 日本機械学会編 伝熱工学資料 (1977)

2. 実験的確認

名古屋大学により、円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている¹。

図2に試験装置の概略を示すが、加熱領域が設置された垂直円管体系で、加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは、燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して、保存式（質量、運動量、エネルギー保存式）を計算機により解いた結果を比較している。図3に実験データ及び解析結果の比較が示されているが、出入口温度差が約 200℃ の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

管径がより大きい 2.4cm の円管を用いた実験でも、図4のとおり出入口温度差が約 200℃ の場合で、20cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。したがって、出入口温度差が 300℃ の場合はより速度の大きな自然対流が発生すると考えられ、これらの結果より、資料1で評価した自然対流速度が妥当なものであると判断することができる。

3. まとめ

自然対流速度について、理論的検討を行うとともに実験的確認を行い、実機体系を想定した理論的検討による自然対流速度が妥当であることがわかった。

以上より、本概略評価では、空気の自然対流速度を 22.2cm/s とする。

¹ 清水 賢, 森田 徳義, 垂直円管内における空気の自然対流速度, 化学工業, 第 26 巻, 第 6 号(1962)

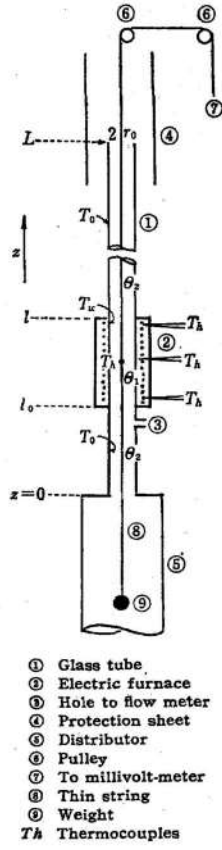


Fig. 1
 Schematic diagram
 of the apparatus

図2 名古屋大学試験装置

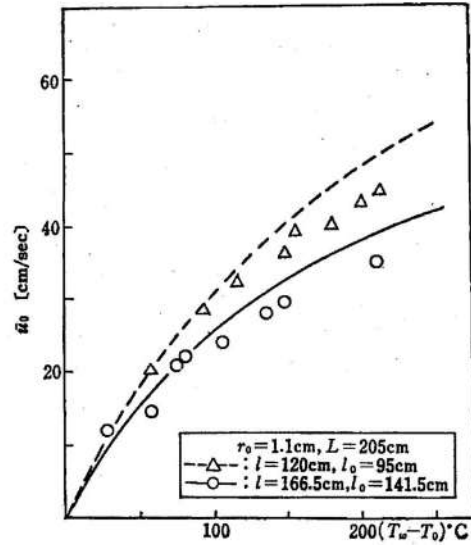


Fig. 5 Estimated and observed relations
 of u_0 to $T_w - T_0$, (3)

図3 名古屋大学自然対流速度結果 (円管 1.1cm)

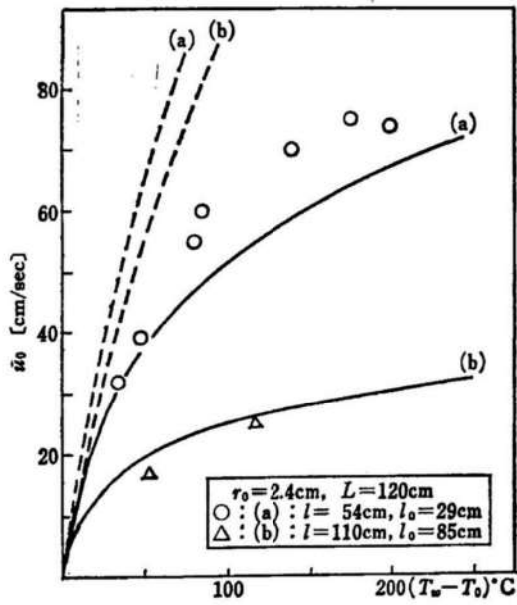


Fig. 4 Estimated and observed relations
 of u_0 to $T_w - T_0$, (2)

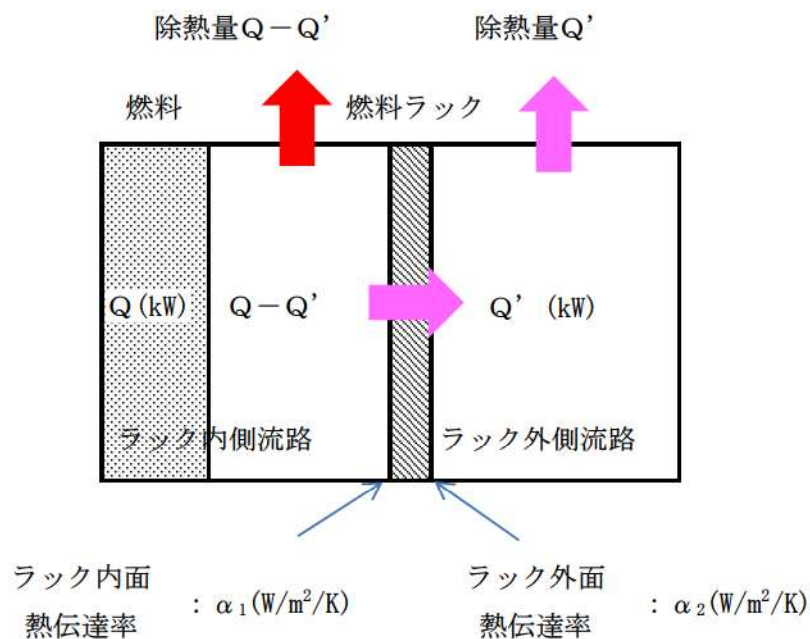
図4 名古屋大学自然対流速度結果 (円管 2.4cm)

燃料ラック（キャン型）からラック外側への伝熱量の評価について

燃料崩壊熱量の高い泊 2 号炉を対象に、空気の自然循環による冷却を燃料ラック（キャン型）の内外において考慮し、燃料ラックの内外面の表面熱伝達を求めてラック外側への伝熱量を評価する。

なお、燃料ラックの内外面の熱伝達率と比較すると、ラック本体（材質：ステンレス鋼、板厚： \square mm）の熱抵抗は十分小さいことから、燃料ラックの内外面の温度は同じとみなす¹。

以降、添え字「1」はラック内側を、「2」はラック外側を表す。

① 燃料ラック内側の熱伝達率 (α_1)

燃料ラック内部は、燃料被覆管の表面熱伝達に考慮している Nu 数 4.36² を用い、壁面近傍の流路形状を反映して評価する。

表面熱伝達率 α_1 は以下の (1) 式で表せられる。

$$\alpha_1 = \text{Nu} \times (\lambda_1 \div \text{De}) \quad \dots (1)$$

ただし、 α_1 : ラック内面熱伝達率 (W/m²/K)

λ_1 : ラック内空気熱伝導率 (W/m/K)

De : 燃料棒-ラック壁面間流路の等価直径 (m)

λ_1 の参照温度 Tr_1 は、出入口の平均温度にて設定する。なお、後述する繰り返し計算により算出する値である。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

¹ ℓ : 板厚, λ_{sus} : ラックの熱伝導率 = 16.5 (W/m/K) @ 400K とすると、ラック本体の熱抵抗 $\ell / \lambda_{\text{sus}}$ は 10^{-4} のオーダーである。

² 燃料ラック内側壁面近傍の流れはラック及び燃料棒に囲まれた管内流れと考えられることから、発達した管内層流の熱伝達率を求める。

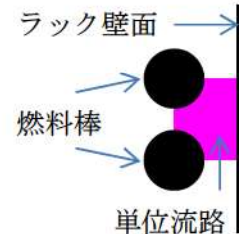
$$Tr_1 = 0.5 \times (Tin + Tout_1) \quad \dots (2)$$

ただし, $Tout_1$: ラック内側出口温度(°C)
 Tin : ラック内側入口温度(°C) (=155°C)

等価直径 De は以下の(3)式で表せられる。単位流路面積 A は燃料棒ピッチ 14.1(mm), 燃料棒直径 10.72(mm) 及び燃料棒中心-壁面間距離 (mm) より算出できる。

$$De = 4A \div L \quad \dots (3)$$

ただし, A : 単位流路面積 (m^2)
 L : 濡れぶち長さ (m)



以上, (1)式~(3)式からラック内面熱伝達率 α_1 を得る。

② 燃料ラック外側の熱伝達率 (α_2)

燃料ラック外部は, 壁面からの熱流束を一定とした場合³の自然対流を考慮して評価する。鉛直平板周りの自然対流熱伝達特性を表す Nu 数⁴は, 空気の場合, 伝熱工学資料より以下の(4)式で表せられる。

$$Nu = 0.0185 \times Ra^{0.4} \quad \dots (4)$$

ただし, Ra : レイリー数(-)

$$Ra = Gr \times Pr \quad \dots (5)$$

ただし, Gr : グラスホフ数(-)
 Pr : プラントル数(-) (0.71)

$$Gr = g \times \beta \times (Tout_2 - Tin) \times Heff^3 \div \nu_2^2 \quad \dots (6)$$

ただし, g : 重力加速度 (m/s^2)
 β : 空気の体積膨張率 ($1/K$) ($Tin = 155^\circ C$ 時)
 $Heff$: 有効伝熱面高さ (m)
 (= (m): サポートプレート間距離の半分)
 ν_2 : 動粘性係数 (m^2/s)

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

³ 本評価では, ラック外側への総通過熱量を導出するために平均的な熱伝達率を考える。ただし, 考慮する出力は燃料1体あたりの崩壊熱が最も高い場合を考える。

⁴ ラック外側(キャン外面近傍)の空気流れはラック内側からの入熱による温度上昇によって自然対流となり, その伝熱特性に基づきラック外側へ放熱される。このような体系における伝熱特性は鉛直平板周りの自然対流伝熱特性に相当し, その相関式が適用できる。

ここで、(6)式において、ラック外側の自然対流における空気の流れがサポートプレートにより制限を受け、有効伝熱高さ全体がラック内外の熱伝達において十分に寄与しない可能性を考慮し、有効伝熱面高さ H_{eff} を保守的にサポートプレート間距離の半分とした。

v_2 の参照温度 Tr_2 は、(6)式の通り出入口の平均温度にて設定する。 T_{out_2} は後述する繰り返し計算により算出する値である。

$$Tr_2 = 0.5 \times (T_{in} + T_{out_2}) \quad \dots (7)$$

ここで Ra 数を導出すると、 1×10^{10} 以上で乱流領域にあり、(4)式の適用範囲にあることが確認できる。

ラック外面熱伝達率 α_2 は以下の(8)式で表せられる。

$$\alpha_2 = Nu \times (\lambda_2 \div H_{eff}) \quad \dots (8)$$

ただし、 α_2 : ラック外面熱伝達率 (W/m²/K)

λ_2 : ラック外空気熱伝導率 (W/m/K)

以上、(4)式～(8)式からラック外面熱伝達率 α_2 を得る。

なお、 α_2 はラック外側の自然対流を前提としているため、その成立性については添付6にて確認している。

③ 燃料ラック内外の熱収支

燃料ラック内面から外面への熱通過率 K (W/m²/K) は、(1)式及び(8)式より以下の(9)式のとおり設定される。

$$K = 1 \div (1 \div \alpha_1 + 1 \div \alpha_2) \quad \dots (9)$$

これを用い、燃料ラックの内側から外側への伝熱量 Q' (W) は以下の(10)式により表せられる。

$$Q' = K \times A_1 \times (T_m - T_a) \quad \dots (10)$$

ただし、 A_1 : ラック熱伝達面積 (m²)

T_m : ラック内代表温度 (°C)

T_a : ラック外代表温度 (°C)

ラック熱伝達面積 A_1 はラック外幅 (m) 及び有効伝熱面高さ H_{eff} より算出される。ラック内代表温度 T_m 及びラック外代表温度 T_a は以下の(11)式、(12)式より設定される。

$$T_m = T_{out_1} - 0.50 \times (T_{out_1} - T_{in}) = 318.6 (°C) \quad \dots (11)$$

$$T_a = T_{out_2} - 0.50 \times (T_{out_2} - T_{in}) = 180.0 (°C) \quad \dots (12)$$

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(9)式～(12)式より Q' が定まれば、資料1表2に示したラック内の空気温度上昇 ΔT_g を求めることができる。

$$\Delta T_g = T_{out1} - T_{in} = (Q - Q') \div (G \times C_p) \quad \dots (13)$$

ただし、 Q : 燃料の崩壊熱 (W) (=1,520W)

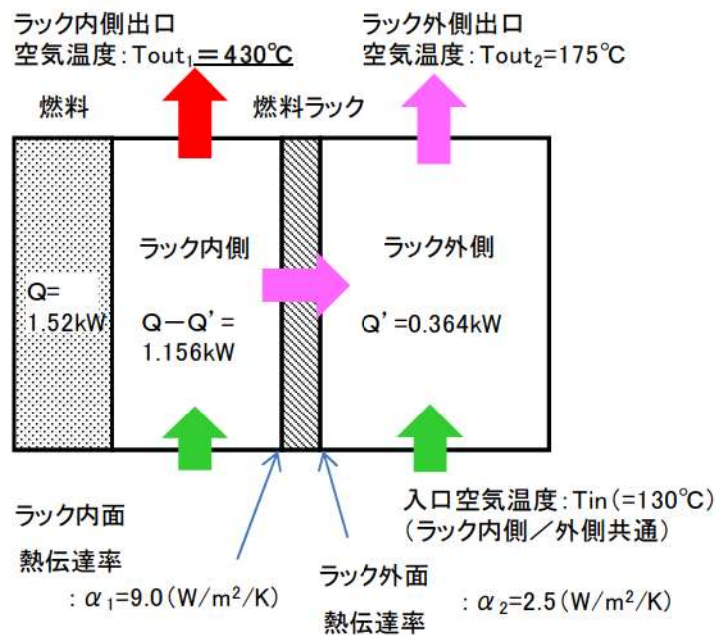
G : 自然循環流量 (kg/s) (= kg/s)

C_p : ラック内空気の比熱 (J/kg/K) (温度 T_{r1} における空気の比熱)

以上の (1) 式から (13) 式まで (ただし、(3) 式を除く) の計算をラック内外の熱収支が大よそ釣り合うまで繰り返す。その結果、表1に示す値となる。

表1 各項目の繰り返し計算結果

項目	単位	計算結果
ラック内側出口温度 T_{out1}	℃	430
ラック内側物性参照温度 T_{r1}	℃	278
ラック内面熱伝達率 α_1	W/m ² /K	9.0
ラック外側出口温度 T_{out2}	℃	175
ラック外側物性参照温度 T_{r2}	℃	151
ラック外面熱伝達率 α_2	W/m ² /K	2.5
ラック内面から外面への熱通過率 K	W/m ² /K	1.957
ラック内側代表温度 T_m	℃	278.3
ラック外側代表温度 T_a	℃	152.5
ラック内側から外側への放熱量 Q'	W	364
ラック内の空気温度上昇 ΔT_g	℃	300



 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

伝熱工学資料の抜粋

2・3 自然対流熱伝達

記号

C_1 : プラントル数の関数

$$\left\{ = \frac{3}{4} \left(\frac{Pr}{2.4 + 4.9\sqrt{Pr} + 5Pr} \right)^{1/4} \right\}$$

C_2 : プラントル数の関数

$$\left\{ = \left(\frac{Pr}{4 + 9\sqrt{Pr} + 10Pr} \right)^{1/5} \right\}$$

d : 球あるいは円柱の直径

Gr : グラスホフ数

$$\left\{ = g\beta(T_w - T_\infty)l^3/\nu^2, g\beta(T_w - T_\infty)d^3/\nu^2 \right\}$$

Gr_x : 局所グラスホフ数 ($=g\beta(T_w - T_\infty)x^3/\nu^2$)

Gr_x^* : 局所修正グラスホフ数 ($=Gr_x \cdot Nu_x$)

h_x : 局所熱伝達率

$$\left\{ = q_x/(T_w - T_\infty) \text{ あるいは } q/(T_{wx} - T_\infty) \right\} [\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})]$$

\bar{h} : 平均熱伝達率 ($=\bar{q}/(T_w - T_\infty)$)

l : 平板あるいは円柱の高さ

Nu_l : 平均ヌセルト数 ($=\bar{h}l/\lambda$)

Nu_d : 平均ヌセルト数 ($=\bar{h}d/\lambda$)

Nu_x : 局所ヌセルト数 ($=h_x x/\lambda$)

q : 熱流束

Ra : レーレー数 ($=Gr \cdot Pr$)

Ra_x^* : 局所修正レーレー数 ($=Gr_x^* Pr$)

r_0 : 円柱半径

Sc : シュミット数

T : 温度

T_m : 膜温度 ($=\frac{1}{2}(T_w + T_\infty)$)

x : 鉛直平板あるいは鉛直円柱の下端からの距離

β : 体膨張係数

$$= \frac{(\rho_\infty - \rho_m)}{\rho_m(T_m - T_\infty)} \text{ (液体)}, = \frac{1}{T_\infty} \text{ (理想気体)} [1/\text{K}]$$

θ : 鉛直からの傾斜角

φ : 水平からの傾斜角

添字

c : 円柱

d, l : 代表長さ

p : 平板

x : 高さ x における局所値

w : 壁面

∞ : 周囲流体

r : 代表値

cri : 遷移点

m : 膜温度 T_m における値

ii. 熱伝達率 層流熱伝達の特性は次式で与えられる⁽¹⁾. 一様伝熱面温度の場合

$$\text{(局所)} \quad Nu_x = C_1(\nu_\infty/\nu_w)^{0.21} Ra_x^{1/4};$$

$$10^4 \leq Ra_x \leq 4 \times 10^9 \sim 3 \times 10^{10} \quad (2)$$

$$\text{(平均)} \quad \overline{Nu}_l = \frac{4}{3}(Nu_x)_{x=l} \quad (3)$$

ただし, 空気の場合は $(\nu_\infty/\nu_w)=1$ とする(以下同様), 一様伝熱面熱流束の場合

$$Nu_x = C_2(\nu_\infty/\nu_w)^{0.17} Ra_x^{*1/5}$$

$$10^5 \leq Ra_x^* \leq 2 \times 10^{12} \sim 3 \times 10^{13} \quad (4)$$

式(4)は熱流束を与えて, 局所の伝熱面温度を求めるものことに注意.

乱流熱伝達率は実験者によって $\pm 20\%$ 程度の差異がある. また, Ra に対する Nu の依存性も, 流体によって異なる. 従って, 熱伝達率を算出するには図1~図3を利用することを推奨する. なお, 種々の実験式の例が文献(2)にまとめている. 平均熱伝達率は遷移開始の Ra_x の値によって大きく影響されるが, 概略値は次式によって与えられる.

$$(\overline{Nu}_l)_\infty = (0.0185 \pm 0.0035)(\nu_\infty/\nu_w)^{0.21} (Ra_l)_\infty^{2/5}$$

$$(Ra_l)_\infty \geq 10^{10} \quad (5)$$

1・2 定常熱伝導

定常熱伝導は, 熱伝導基礎方程式, 1・1節式(2), (3), (4)などにおいて $\partial T/\partial t = 0$, 温度分布が時間によって変化が認められない状態の熱伝導である.

$$\text{基礎方程式は } \nabla^2 T = 0 \quad (1)$$

$$\text{内部発熱のある場合は } \nabla^2 T + \dot{Q}/\lambda = 0 \quad (2)$$

簡単な一次元定常熱伝導

a. 平板の場合

(i) 1板の平板の定常熱伝導, ($x=0, T=T_1, x=l, T=T_2$, 伝熱面積 A m^2)

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{温度分布 } \frac{T_1 - T}{T_1 - T_2} = \frac{x}{l} \quad (3) \\ \text{通過熱量 } q = \lambda \cdot A(T_1 - T_2)/l \quad (4) \end{array} \right.$$

(ii) 両面で熱伝達のある平板(熱通過) [図1]

$$\text{通過熱量 } q = K \cdot A(T_{1f} - T_{2f}) \quad (5)$$

$$\text{熱通過率 } K = \frac{1}{1/h_1 + l/\lambda + 1/h_2} \quad (6)$$

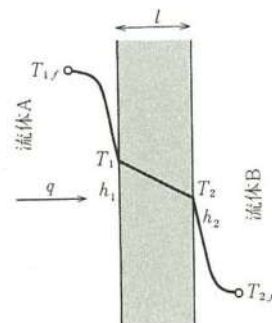


図1 平板の両面で熱伝達のある定常熱伝導(熱通過)

空気の物性値 (伝熱工学資料)

物質	T	ρ	c_p	η	ν	λ	a	Pr
	K	kg/m ³	kJ/(kg·K)	μPa·s	mm ² /s	mW/(m·K)	mm ² /s	—
空気 Air	100	3.610 9	1.072	7.1 ⁽⁶⁾	1.97	9.22 ⁽⁶⁾	2.38	0.826
	150	2.366 1	1.018	10.4 ⁽⁶⁾	4.40	13.75 ⁽⁶⁾	5.71	0.770
	200	1.767 9	1.009	13.4 ⁽⁶⁾	7.58	18.10 ⁽⁶⁾	10.15	0.747
	240	1.471 5	1.007	15.5 ⁽⁶⁾	10.5	21.45 ⁽⁶⁾	14.48	0.728
	260	1.357 8	1.007	16.6 ⁽⁶⁾	12.2	23.05 ⁽⁶⁾	16.86	0.725
	280	1.260 6	1.007	17.6 ⁽⁶⁾	14.0	24.61 ⁽⁶⁾	19.39	0.720
	300	1.176 3	1.007	18.62	15.83	26.14	22.07	0.717
	320	1.102 6	1.008	19.69	17.86	27.59	24.82	0.719
	340	1.037 6	1.009	20.63	19.88	29.00	27.70	0.718
	360	0.979 9	1.011	21.54	21.98	30.39	30.68	0.717
	380	0.928 2	1.012	22.42	24.15	31.73	33.78	0.715
	400	0.881 8	1.015	23.27	26.39	33.05	36.93	0.715
	420	0.839 8	1.017	24.10	28.70	34.37	40.24	0.713
	440	0.801 6	1.020	24.90	31.06	35.68	43.64	0.712
	460	0.766 7	1.023	25.69	33.51	36.97	47.14	0.711
	480	0.734 7	1.027	26.46	36.01	38.25	50.69	0.710
	500	0.705 3	1.031	27.21	38.58	39.51	54.33	0.710
	550	0.641 2	1.041	29.03	45.27	42.6	63.8	0.709
	600	0.587 8	1.052	30.78	52.36	45.6	73.7	0.710
	650	0.542 5	1.064	32.47	59.9	48.4	83.9	0.714
700	0.503 8	1.076	34.10	67.7	51.3	94.6	0.715	
800	0.440 8	1.099	37.23	84.5	56.9	117	0.719	
900	0.391 8	1.122	40.22	102.7	62.5	142	0.722	
1000	0.352 7	1.142	43.08	122.1	67.2	167	0.732	
1100	0.320 6	1.160	45.84	143.0	71.7	193	0.742	
1200	0.293 9	1.175	48.52	165.1	75.9	220	0.751	
1500	0.235 1	1.212	56.11	238.7	87.0	305	0.782	

約 319°C (592K) の
空気の物性値
 ・ ρ : 0.5965 (kg/m³)
 ・ c_p : 1.052 (kJ/K/kg)
 ・ λ : 45.0E-3 (W/m/K)

ヌセルト数 (伝熱工学資料)

b. 強制対流層流熱伝達

i. 発達した領域における層流熱伝達率 発達した領域における層流のヌセルト数 (Nu) と管摩擦係数 (f) を、各種の流路形状について、表 1 に示す。表中 [T], [HT], [H] は加熱条件を示す記号である。すなわち、

[T]: 壁温が流れ方向にも断面内周方向にも一定。

[H]: 熱流束が流れ方向にも断面内周方向にも一定。(接続していない面間では、熱流束の異なる場合を含む。形状によっては、周方向の壁温分布は一定とはならない。)

表 1 発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数

形状	境界条件	$f \cdot Re$	Nu	
C	—	16		— 伝熱壁 ([T], [HT], [H])
	[T]		3.66	//// 断熱壁
	[HT] [H]		4.36	



ラック外側の流動抵抗の評価について

ラック外側流れの密度差駆動力と流動抵抗による圧力損失（流れ図は図1参照）を以下のように求めた¹。

- ① サポートプレート部の形状圧損をサポートプレート開口部とラック部位の開口部の面積を考慮した縮流より導出。
- ② 自然対流で前提とした軸流速がすべて横流速として振る舞うと仮定し、ラックを円管に見立てた円管群の抗力係数を導出。
- ③ ラック外部の出入口温度差による駆動力に考慮する高さには、伝熱面積を約半分とした有効伝熱面高さを適用して導出。

ラック外部の出入口温度差による駆動力に考慮する高さには、サポートプレート間距離を適用して導出する。

サポートプレート開口部面積を A_s 、ラック部位の開口部面積を A_r と置いた時、開口比は A_s/A_r と定義される。この開口比と、自然対流で前提とした軸流速から導出されるRe数の組み合わせから、縮流による形状圧損係数を求める。なお、この圧損係数は、流れの流入部と流出部のそれぞれに考慮する。

次に円管群の抗力係数は $CD=0.33 \cdot Re^{-0.2}$ より算出し、また、円管摩擦はブラジウスの式²より算出する。これより、円管群の抗力係数と円管摩擦を足してラック部の圧損係数を求める。

その結果、流動抵抗 ζ は15（5刻み切り上げ：ラック外側代表流速基準）となり、これを以下の式に代入して圧力損失を算出した。

$$\Delta P = \zeta \cdot \frac{1}{2} \rho v^2$$

流動抵抗による圧力損失は約0.15Paである。一方、密度差駆動力は有効伝熱面高さ H_{eff} を用いて以下の式により算出した。

$$\Delta P(\rho) = \frac{\rho_{out} - \rho_{in}}{2} \cdot g \cdot H_{eff}$$

その結果、密度差駆動力は約0.67Paとなった。

以上より、密度差駆動力（約0.67Pa）が流動抵抗による圧力損失（約0.15Pa）を上回ることが分かり、ラック外側の自然対流が機能することが確認された。

¹ ラック外側のフローパターンには不確実性があるが、図1に示すようにラック外周から流入した空気の流路の長さが長くなるよう、キャンとキャンの間を横方向及び軸方向に流れ、流入した場所の反対側から流出することを仮定し、その分の圧力損失を大きめ（保守的）に評価する。

² 層流条件よりも圧損係数が大きくなる乱流条件を考える。また、ラック外側の流れのRe数に基づき円管の摩擦係数評価式はブラジウスの式を適用する。

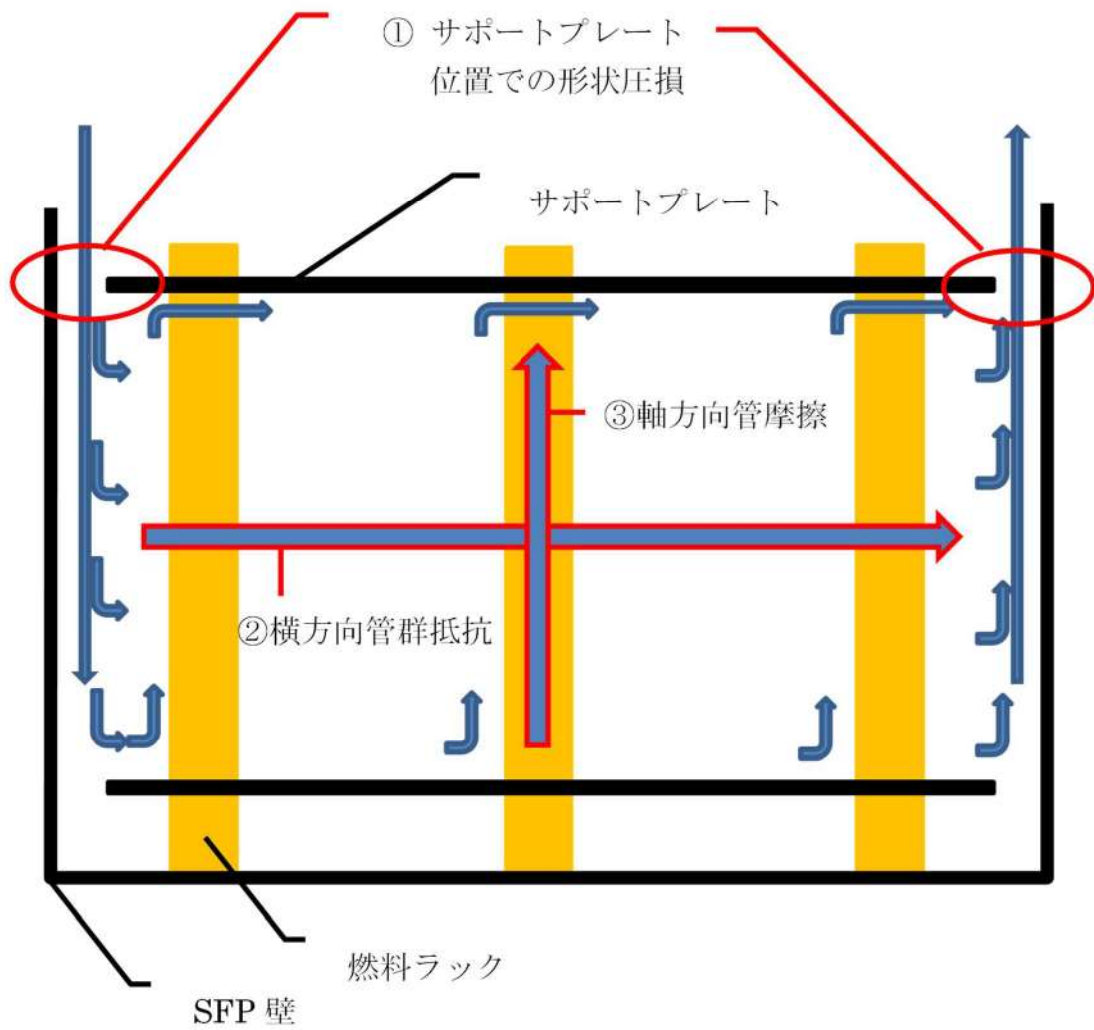


図1 ラック外側で想定する流れ図

円管群の抗力係数 (機械工学便覧)

表 35 円管群の抗力係数

構成	C_D の定義	適用範囲		
		層流	乱流	
		$Re_1 < 100, \frac{S_T S_L'}{d_0}, d_0 \sim 1.50$	$100 < Re_2 < 20\,000$	$5\,000 < Re_3 < 40\,000$
棋盤形	$C_D = \frac{1}{4} \frac{\Delta P_f}{\frac{1}{2} \rho V^2} \frac{1}{N_T}$	$C_D = \frac{70}{Re_1} \left(\frac{d_0}{S_T} \right)^{1.6}$	$C_D = 0.33 (Re_2)^{-0.2}$	$C_D = (Re_3)^{-0.15} \times \left[0.044 + \frac{0.08 (S_L/d_0)}{\left(\frac{S_T}{d_0} - 1 \right)^{0.43 + (1.13 d_0/S_L)}} \right]$
千鳥形	$S_T < S_L'$ $C_D = \frac{1}{4} \frac{\Delta P_f}{\frac{1}{2} \rho V^2} \frac{1}{N_T}$	$C_D = \frac{70}{Re_1} \left(\frac{d_0}{S_T} \right)^{1.6}$	$C_D = 0.75 (Re_2)^{-0.2}$	$C_D = (Re_3)^{-0.16} \left[0.25 + \frac{0.1175}{\left(\frac{S_T}{d_0} - 1 \right)^{1.08}} \right]$
	$S_T > S_L'$ $C_D = \frac{1}{4} \frac{\Delta P_f}{\frac{1}{2} \rho V^2} \frac{1}{N_T - 1}$	$C_D = \frac{70}{Re_1} \left(\frac{d_0}{S_L'} \right)^{1.6}$		

ただし, ΔP_f : 円管群全体の圧力降下, N_T : 円管群の列数, $Re_1 = \frac{d_e V}{\nu}$, $Re_2 = \frac{(S_T - d_0) V}{\nu}$, $Re_3 = \frac{d_0 V}{\nu}$, $d_e = 4 \frac{S_T S_L - (\pi d_0^2/4)}{\pi d_0}$

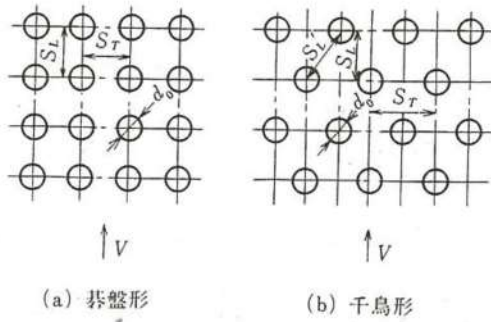


図 218 円管群の配列

ブラジウスの式 (伝熱工学資料)

ii. 圧力損失 $2000 < R_e < 10^5$ に対してブラジウスの式⁽¹⁹⁾

$$\lambda = \frac{0.3164}{R_e^{1/4}} \quad (3 \cdot 27)$$

$R_e > 10^5$ に対してニクラツェ (Nikuradse) の式⁽²⁰⁾

$$\lambda = 0.0032 + 0.221 R_e^{-0.237} \quad (3 \cdot 28)$$

$R_e = 8 \times 10^4$ までブラジウスの式とよく一致し, 工業的によく利用される範囲 $R_e < 1.5 \times 10^5$ に対して成立する Hermann の式⁽²¹⁾

$$\lambda = 0.0054 + 0.396 R_e^{-0.3} \quad (3 \cdot 29)$$

$10^5 < R_e < 10^7$ に対して十分正確な値を与えるプラントル・カルマン (Prandtl-Kármán) の式⁽²²⁾

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2.0 \log_{10}(R_e \sqrt{\lambda}) - 0.8 = 2.0 \log_{10}\left(\frac{R_e \sqrt{\lambda}}{2.52}\right) \quad (3 \cdot 30)$$

などがある。これらの式の値は, すべて図 3・12 に示してある。

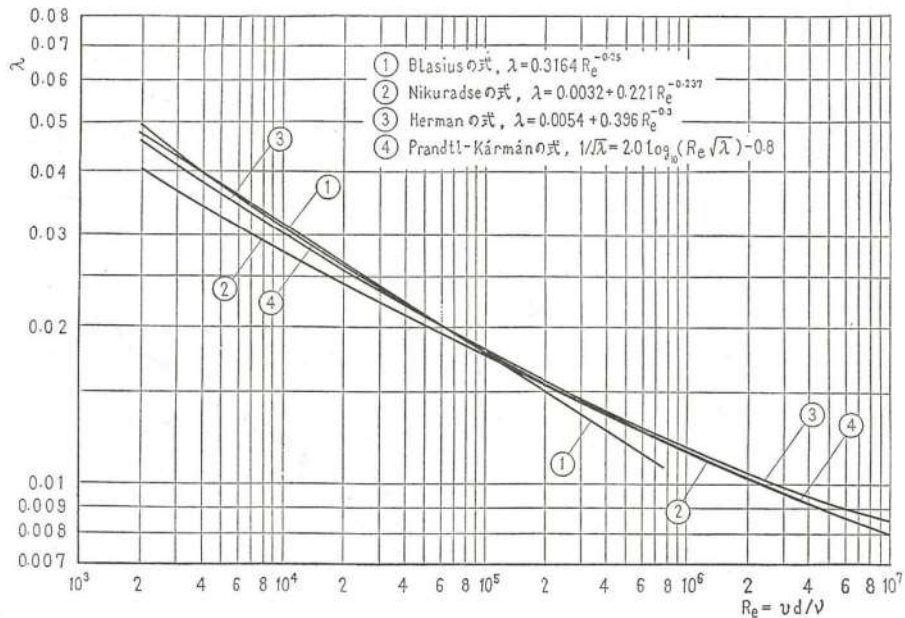


図 3・12 管摩擦係数 λ とレイノルズ数 R_e との関係

泊 1 号及び 2 号炉の SFP への補給又はスプレイを行う体制等について

1. 参集体制について

泊 1 号及び 2 号炉の SFP 発災後の状況判断については泊 1 号及び 2 号炉中央制御室にいる運転員により判断可能であり、泊 1 号及び 2 号炉の SFP への補給又はスプレイ操作については、泊 3 号炉の災害対策要員等とは別に、事象発生 12 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

なお、発電所に近接した社員の居住地（共和町宮丘地区）から発電所への参集に要する時間は約 3 時間と想定している。

2. 泊 1 号及び 2 号炉の SFP への補給又はスプレイ操作について

泊 1 号及び 2 号炉の SFP が発災した場合には、海水を用いた送水ポンプ車による SFP への補給又はスプレイを行うため、送水ポンプ車の設置、海水取水箇所への水中ポンプの設置、可搬型ホースの敷設等を行う。（SFP へのスプレイには可搬型スプレイノズルの設置も行う。）

泊 1 号及び 2 号炉の使用済燃料ピットへの補給又はスプレイに係る系統概要及びホース敷設ルート図を図 1～3 に示す。

泊 3 号炉における SFP への補給（注水）は、要員 5 名により作業を実施し、所要時間は約 4 時間 10 分と想定している。泊 1 号及び 2 号炉における SFP 発災に対し、要員の参集に要する時間を数時間、SFP への補給又はスプレイ作業に要する時間を各号炉それぞれ数時間と想定しても、事象発生の 10 数時間後までには泊 1 号及び 2 号炉 SFP への補給又はスプレイを実施できる。

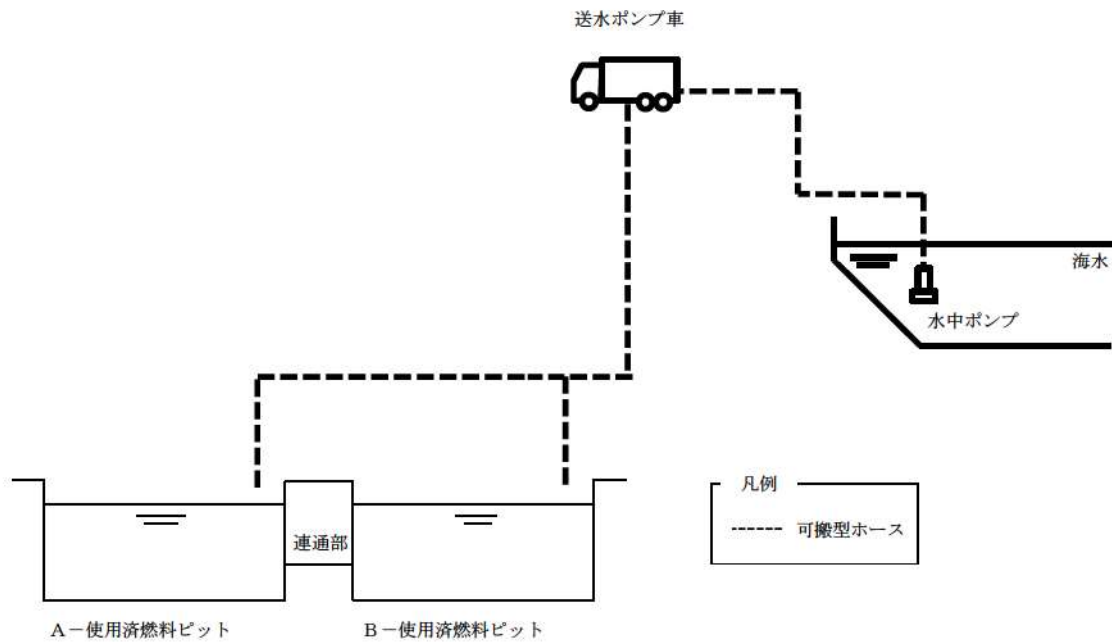


図1 海水を用いた送水ポンプ車による
泊1号及び2号炉 SFP への補給 系統概要

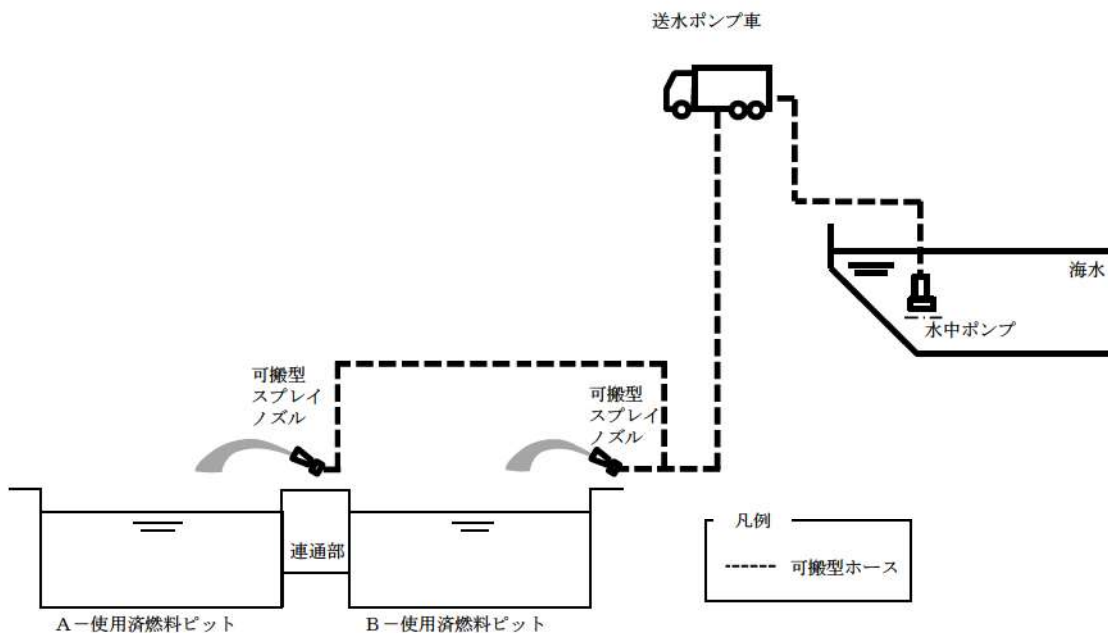


図2 海水を用いた送水ポンプ車及び可搬型スプレイノズル
による泊1号及び2号炉 SFP へのスプレイ 系統概要

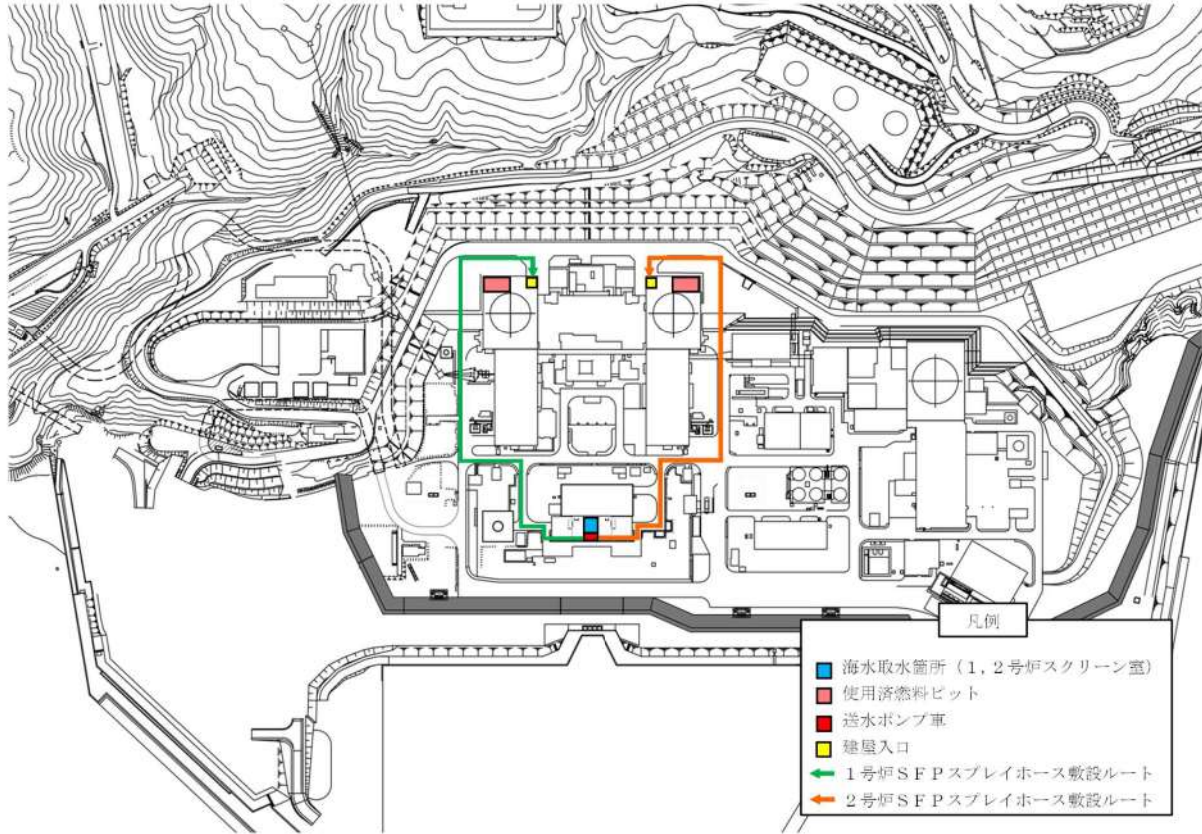


図3 海水を用いた送水ポンプ車による泊1号及び2号炉使用済燃料ピットへの補給又はスプレイホース敷設ルート図

【参考】

泊3号炉における海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水 タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(時間)						備考
		1	2	3	4	5	6	
					海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水開始 250分 ▽			操作手順
海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	災害対策要員 A~C 3	保管場所への移動 ^{※1※2}	可搬型大型送水ポンプ車の移動, 可搬型ホース敷設, 接続 ^{※3}	可搬型大型送水ポンプ車の設置, 可搬型ホース敷設, 接続 ^{※4}	可搬型大型送水ポンプ車の起動 ^{※5}	送水準備, 送水 ^{※6}		② ②④ ④~⑥ ⑨
	災害対策要員 (支援) A, B 2	移動 ^{※6}	可搬型ホース敷設, 接続 ^{※7}					② ③

※1: 可搬型大型送水ポンプ車の保管場所は51m倉庫・車庫エリア, 2号炉東側31mエリア(a)及び2号炉東側31mエリア(b), ホース延長・回収車(送水車用)の保管場所は51m倉庫・車庫エリア, 2号炉東側31mエリア(a)及び2号炉東側31mエリア(b), 可搬型ホースの保管場所は51m倉庫・車庫エリア, 2号炉東側31mエリア(a), 2号炉東側31mエリア(b)及び原子炉建屋内
 ※2: 中央制御室から51m倉庫・車庫エリアまでの移動を想定した移動時間に余裕を見込んだ時間
 ※3: 可搬型大型送水ポンプ車の移動時間として, 51m倉庫・車庫エリアから海水取水箇所(3号炉取水ピットスクリーン室)までを想定した移動時間及び可搬型ホースの敷設実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
 ※4: 可搬型大型送水ポンプ車の設置実績及び可搬型ホースの敷設実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
 ※5: 可搬型大型送水ポンプ車の起動実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
 ※6: 緊急時対策所から燃料取扱棟内までの移動時間に余裕を見込んだ時間
 ※7: 可搬型ホース敷設を想定した作業時間に余裕を見込んだ時間

CFD 解析による泊 2 号炉 SFP 発災時の SFP 内空気温度について

泊 2 号炉 SFP の冷却水がすべて喪失した場合を想定し、燃料集合体及び燃料ラック周囲の空気の自然循環による除熱を模擬した CFD 解析により、SFP 内の空気温度を評価した。

1. 評価条件

- ▶ 図 1 に示すとおり泊 2 号炉の SFP 及び SFP を内包する建屋（燃料取扱棟）全体を 3 次元でモデル化し、SFP 内と SFP 上部空間での空気の自然循環及び建屋開口部における外気の流入を考慮する。
- ▶ SFP 内では、図 2 に示す泊 2 号炉 SFP の実燃料配置を模擬し、燃料の冷却期間に応じた発熱量を考慮する。
- ▶ 建屋開口部からの空気の流出入は自然流出入条件（建屋外側は大気圧条件）とする。
- ▶ 建屋の主要な放熱面は、天井及び側壁（建屋床面から高さ 2.2m まで）とする。
- ▶ 輻射伝熱は考慮しない。
- ▶ 外気の温度は、35°C とする¹。
- ▶ 解析コードは汎用熱流動解析コード Fluent ver. 14.5 を使用する。

2. 評価結果

上記条件で建屋内の温度分布を評価した結果を図 3 に示す。燃料ラック出入口での空気温度上昇は約 320°C となった。

建屋内の空気の流況については、建屋開口部から流入した外気は建屋の床付近を流れ SFP へ流入し、SFP 底部に到達した時点の空気温度 T_{in} は約 80°C であった。この空気が燃料により温度上昇し、燃料ラック頂部における空気の最高温度は約 400°C となる。

CFD の評価では上記の結果となったが、建屋開口部から流入する空気と SFP 内で温度上昇した空気の混合状況により T_{in} は不確かさが大きいパラメータであることから、簡易評価においては建屋床面における SFP 周辺部の雰囲気温度の最高値（約 120°C）に保守性を持たせ T_{in} を 130°C に設定した。

また、燃料ラック内外の空気の流況、ラック壁の内側から外側への熱の伝達状況等についても、簡易評価のモデルが概ね妥当であることを示すものであった。

¹ 泊発電所最寄の気象観測所（寿都）の日最高気温 34.0°C より設定

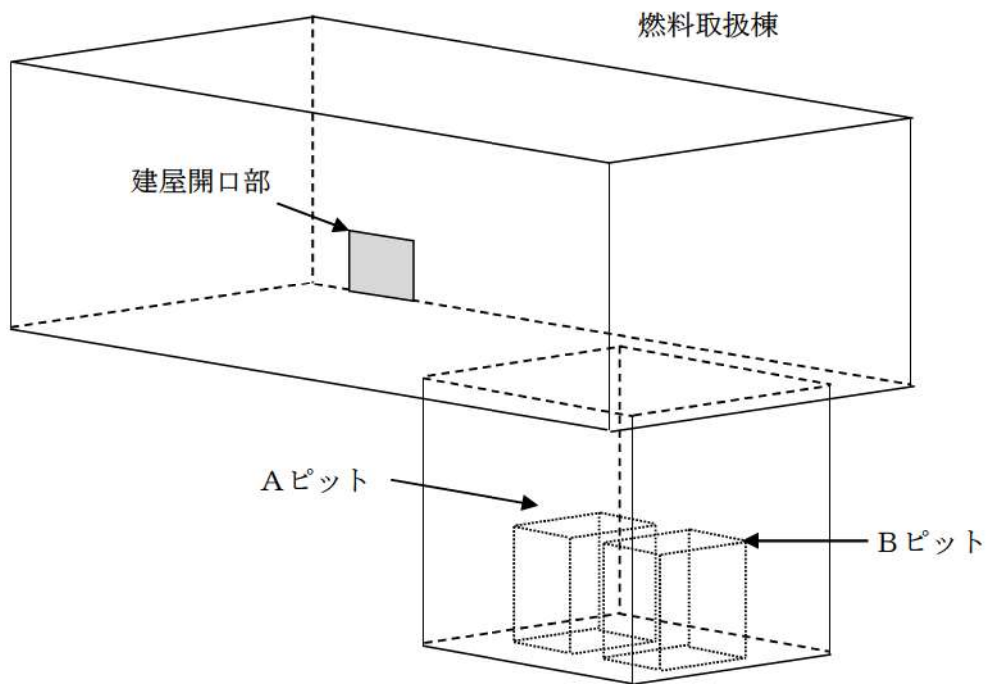


図1 評価モデルの概要図

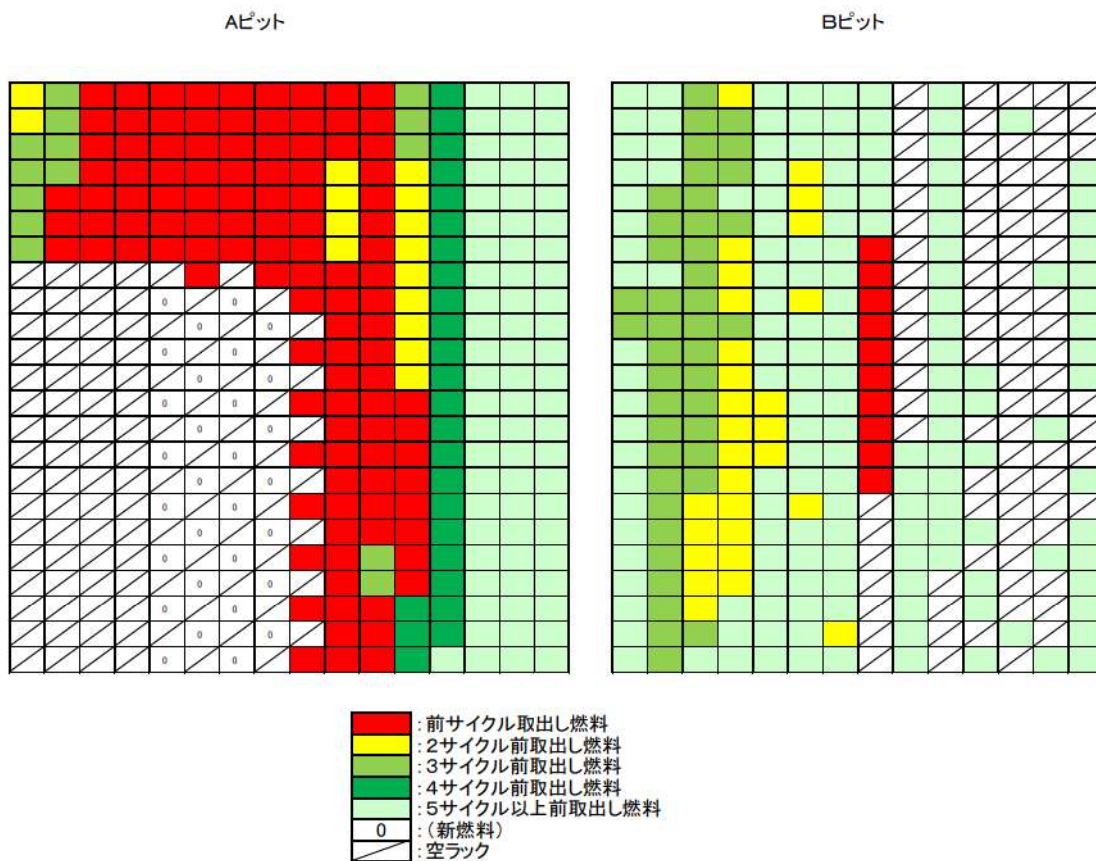
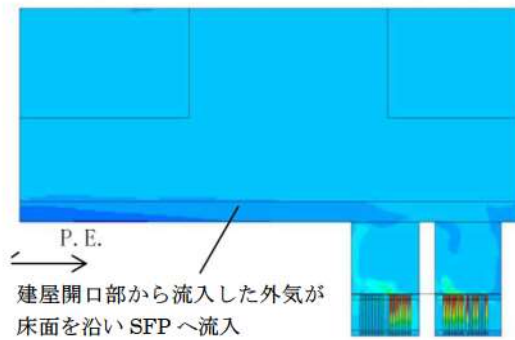
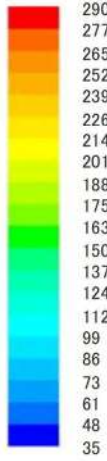
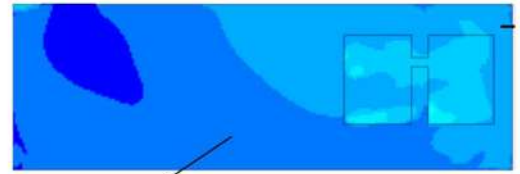


図2 泊2号炉 SFP の燃料貯蔵状況 (H28. 1. 1 時点)

温度 (°C)



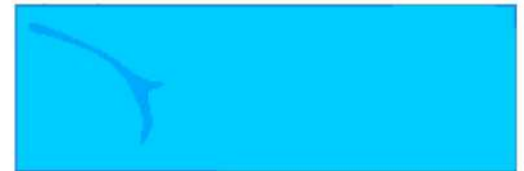
建屋の縦断面 (SFP 中央断面)



建屋の横断面 (床付近)

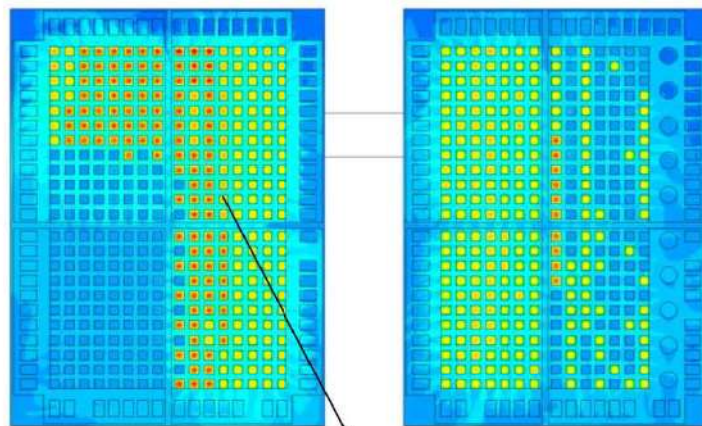
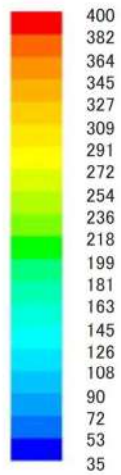


建屋の横断面 (建屋中央)



建屋の横断面 (天井付近)

温度 (°C)



崩壊熱の大小関係に応じた
温度分布となる。

ピット内の横断面 (上部サポート板部)

図3 CFD解析による建屋内空気温度の評価結果

泊発電所3号炉

設計基準事象及び重大事故等対応に
おける1次冷却材温度変化率の
制限適用の考え方について

< 目次 >

1.	2次冷却系による冷却時における1次冷却材温度変化率 の制限について	1.0.17-1
2.	2次冷却系強制冷却の実施について	1.0.17-1
表1	設計基準事象及び重大事故等における2次冷却系強制冷却を 実施する事象	1.0.17-3

1. 2次冷却系による冷却時における1次冷却材温度変化率の制限について

設計基準事象及び重大事故等への対応において、2次冷却系による冷却時における1次冷却材温度変化率の制限に対する考え方は、事象発生直後の過渡状態時には、事象の早期収束を優先するため、安定状態となるまで1次冷却材温度変化率の制限を適用しないことを基本とする。

上記の基本的な考え方に基づき、設計基準事象及び重大事故等時に使用する運転手順書（運転要領 緊急処置編 第1部～第3部）については、1次冷却材温度変化率の制限の適用に関し以下の方針で整備している。

(1) 運転要領 緊急処置編 第1部（設計基準事象への対応に使用する手順書）

- ・ ECCS 注水機能喪失判断後の冷却操作※（ECCS 作動を伴う1次冷却材の漏えい、かつすべての高圧注入系が機能喪失した場合）及び蒸気発生器伝熱管破損判断後の冷却操作においては、温度変化率に制限（55°C/h 以内）を適用しない。

※ECCS 注水機能喪失（「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「小破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」）判断後、当該事象は漏えい規模により早期に炉心出口温度が 350°C 以上となることが想定される。このため、事故直後の操作として、炉心出口温度 350°C 到達前に2次冷却系による強制冷却（主蒸気逃がし弁の全開操作）を実施するよう運転要領 緊急処置編 第1部「事故直後の操作および事象の判別」に手順を整備している。

- ・ 事象が安定状態となった以降は温度変化率に制限（55°C/h 以内）を適用する。

(2) 運転要領 緊急処置編 第2部，第3部（重大事故等への対応に使用する手順書）

- ・ 基本的に温度変化率に制限（55°C/h 以内）を適用しない。
- ・ ただし、事象が安定状態となり、通常のプラント停止操作とほぼ同様の対応が可能となった場合には、設計基準事象への対応に使用する手順書等による余熱除去運転への移行過程において温度変化率の制限（55°C/h 以内）を適用する。

2. 2次冷却系強制冷却の実施について

1. において示すような事象発生時には、主蒸気逃がし弁の全開操作による2次冷却系強制冷却を優先する必要があることから、1次冷却材温度変化率の制限を適用しない。当該操作の実施が必要な状況は以下のとおり分類される。

- a. 1次冷却材の漏えいを抑制するための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- b. すべての高圧注入系が機能喪失した場合又は炉心出口温度が 350°C 以上の場合において、炉心損傷を防止するために、早期に蓄圧注入系、低圧注入系又は代替設備に

- よる炉心注水を行うための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- c. 原子炉格納容器の健全性確保のため、1次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための2次冷却系による1次冷却系の冷却が必要な場合。
 - d. 原子炉容器が高圧状態で破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器が熱的及び機械的負荷により破損することを防止するために2次冷却系による1次冷却系の減圧が必要な場合。

これらの2次冷却系強制冷却の実施が必要な状況となる設計基準事象及び重大事故等を表1に示す。

また、表1に記載の運転手順書の他、下記手順書においても2次冷却系強制冷却操作について規定している。

- 運転要領 緊急処置編（第3部）「1次系の減圧」
 - ・ 手順書適用条件：炉心出口温度 $\geq 350^{\circ}\text{C}$ ，
かつ格納容器内高レンジエリアモニタ $\geq 1 \times 10^5 \text{mSv/h}$
 - ・ 2次冷却系強制冷却の判断基準：1次冷却材圧力 $\geq 2.0 \text{MPa}[\text{gage}]$
 - ・ 2次冷却系強制冷却の目的：上記d. 項が該当

表 1 設計基準事象及び重大事故等における 2 次冷却系強制冷却を実施する事象

事象	2 次冷却系強制冷却を実施する事象	2 次冷却系強制冷却実施の目的分類	当該の 2 次冷却系強制冷却操作を記載している運転要領
【運転時の異常な過渡変化】			
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	×	—	—
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	×	—	—
制御棒の落下及び不整合	×	—	—
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	×	—	—
原子炉冷却材流量の部分喪失	×	—	—
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	×	—	—
外部電源喪失	×	—	—
主給水流量喪失	×	—	—
蒸気負荷の異常な増加	×	—	—
2 次冷却系の異常な減圧	×	—	—
蒸気発生器への過剰給水	×	—	—
負荷の喪失	×	—	—
原子炉冷却材系の異常な減圧	×	—	—
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	×	—	—

【2 次冷却系強制冷却実施の目的分類の凡例】

- 1 次冷却材の漏えいを抑制するための 2 次冷却系による 1 次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- すべての高圧注入系が機能喪失した場合又は炉心出口温度が 350℃ 以上の場合において、炉心損傷を防止するために、早期に蓄圧注入系、低圧注入系又は代替設備による炉心注水を行うための 2 次冷却系による 1 次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための 2 次冷却系による 1 次冷却系の冷却が必要な場合。
- 原子炉格納容器の健全性確保のため、1 次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための 2 次冷却系による 1 次冷却系の冷却が必要な場合。
- 原子炉容器が高圧状態で破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器が熱的及び機械的負荷により破損することを防止するために 2 次冷却系による 1 次冷却系の減圧が必要な場合。

事象	2次冷却系強制冷却を実施する事象	2次冷却系強制冷却実施の目的分類	当該の2次冷却系強制冷却操作を記載している運転要領
【設計基準事故】			
原子炉冷却材喪失（大破断）	×	—	—
原子炉冷却材喪失（小破断）	×	—	—
原子炉冷却材流量の喪失	×	—	—
原子炉冷却材ポンプの軸固着	×	—	—
主給水管破断	×	—	—
主蒸気管破断	×	—	—
制御棒飛び出し	×	—	—
蒸気発生器伝熱管破損	○	a	緊急処置編 第1部 蒸気発生器伝熱管破損

【2次冷却系強制冷却実施の目的分類の凡例】

- a. 1次冷却材の漏えいを抑制するための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- b. すべての高圧注入系が機能喪失した場合又は炉心出口温度が350℃以上の場合において、炉心損傷を防止するために、早期に蓄圧注入系、低圧注入系又は代替設備による炉心注水を行うための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- c. 原子炉格納容器の健全性確保のため、1次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための2次冷却系による1次冷却系の冷却が必要な場合。
- d. 原子炉容器が高压状態で破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器が熱的及び機械的負荷により破損することを防止するために2次冷却系による1次冷却系の減圧が必要な場合。

事象	2次冷却系強制冷却を実施する事象	2次冷却系強制冷却実施の目的分類	当該の2次冷却系強制冷却操作を記載している運転要領
【運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故】			
2次冷却系からの除熱機能喪失	×	—	—
全交流動力電源喪失（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）	○	a, b	緊急処置編 第2部 事象ベース 全交流電源喪失
全交流動力電源喪失（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）	○	a, b	緊急処置編 第2部 事象ベース 全交流電源喪失
原子炉補機冷却機能喪失	○	a, b	緊急処置編 第2部 事象ベース 補機冷却機能喪失
原子炉格納容器の除熱機能喪失	○	c	緊急処置編 第2部 安全機能ベース 格納容器健全性の確保
原子炉停止機能喪失	×	—	—
ECCS 注水機能喪失	○	a, b	緊急処置編 第1部 事故直後の操作および事象の判別（ECCS 作動を伴う RCS 漏えい、かつ全ての高圧注入系が機能喪失した場合）
ECCS 再循環機能喪失	○	a, b, c	緊急処置編 第2部 事象ベース LOCA 時 ECCS 再循環不能
格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	○	a, b	緊急処置編 第2部 事象ベース インターフェイス LOCA
格納容器バイパス（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）	○	a	緊急処置編 第2部 事象ベース SGTR 時破損 SG 減圧継続

【2次冷却系強制冷却実施の目的分類の凡例】

- 1次冷却材の漏えいを抑制するための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- すべての高圧注入系が機能喪失した場合又は炉心出口温度が350℃以上の場合において、炉心損傷を防止するために、早期に蓄圧注入系、低圧注入系又は代替設備による炉心注水を行うための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- 原子炉格納容器の健全性確保のため、1次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための2次冷却系による1次冷却系の冷却が必要な場合。
- 原子炉容器が高圧状態で破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器が熱的及び機械的負荷により破損することを防止するために2次冷却系による1次冷却系の減圧が必要な場合。

事象	2次冷却系強制冷却を実施する事象	2次冷却系強制冷却実施の目的分類	当該の2次冷却系強制冷却操作を記載している運転要領
【運転中の原子炉における重大事故】			
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	×	-	-
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	×	-	-
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	×	-	-
原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	×	-	-
水素燃焼	○	a, b, c	緊急処置編 第2部 安全機能ベース 炉心冷却の維持（1）—炉心過熱
溶融炉心・コンクリート相互作用	×	-	-
【使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故】			
想定事故 1	×	-	-
想定事故 2	×	-	-
【運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故】			
崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	×	-	-
全交流動力電源喪失	×	-	-
原子炉冷却材の流出	×	-	-
反応度の誤投入	×	-	-

【2次冷却系強制冷却実施の目的分類の凡例】

- 1次冷却材の漏えいを抑制するための2次冷却系による1次冷却系の冷却・減圧が必要な場合。
- すべての高圧注入系が機能喪失した場合又は炉心出口温度が350℃以上の場合において、炉心損傷を防止するために、早期に蓄圧注入系、低圧注入系又は代替設備による炉心注水を行うための2次冷却系による1次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための2次冷却系による1次冷却系の冷却が必要な場合。
- 原子炉格納容器の健全性確保のため、1次冷却材から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーを低減することにより原子炉格納容器の圧力上昇を緩和するための2次冷却系による1次冷却系の冷却が必要な場合。
- 原子炉容器が高圧状態で破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器が熱的及び機械的負荷により破損することを防止するために2次冷却系による1次冷却系の減圧が必要な場合。

泊発電所3号炉

重大事故等時における現場1名作業について

< 目次 >

1. 現場1名作業の選定の考え方	1.0.18-1
2. 現場1名作業への配慮事項	1.0.18-2
(1) 現場1名作業の内容	1.0.18-2
(2) 現場1名作業習熟のための運転員及び災害対策要員の 教育及び訓練	1.0.18-3
(3) 現場1名作業を確実に実施するための対策	1.0.18-3
a. 複数の通信連絡手段の確保	1.0.18-3
b. 手順書の充実	1.0.18-3
c. 設備, 資機材等の改善	1.0.18-5
別紙1 先行PWRプラントにおける現場1名作業の例	1.0.18-別紙1-1

技術的能力にて整備する重大事故等時の対応手順については、要員の力量、操作の容易性、操作場所の環境条件等を踏まえて現場の要員数を設定し、その要員数で訓練等を行い、想定される時間内に操作が完了することを確認している。

本資料では、現場の要員数を最小人数の1名としている作業について、要員の作業安全も考慮した上での現場の要員数が1名となる作業（以降、「現場1名作業」という）の選定の考え方、現場1名作業への配慮事項等を示す。

1. 現場1名作業の選定の考え方

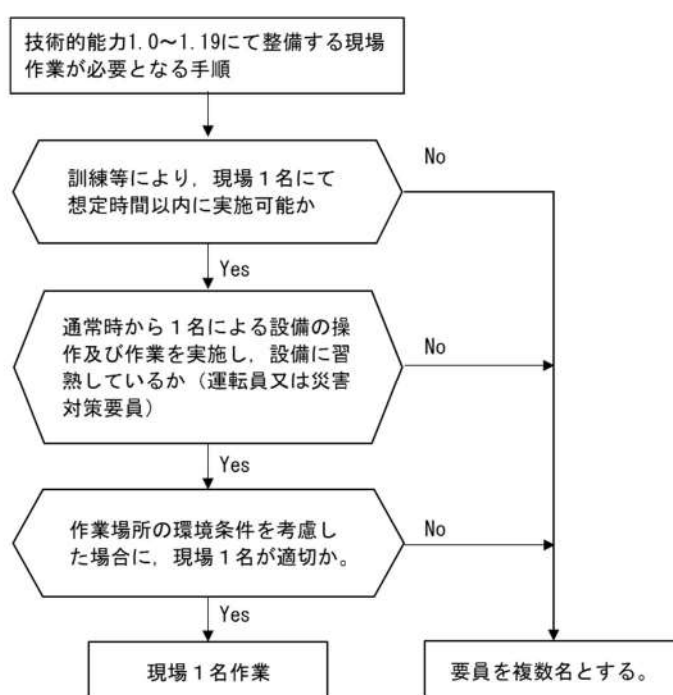


図1 現場1名作業の選定フロー

- 現場1名作業は、図1に示す選定フローに従う。
- 運転員及び重大事故等対応の専任要員である災害対策要員は、通常時から設備の操作及び作業を自らが実施し、設備に習熟していること、また十分な教育及び訓練時間を確保できる体制であることから、通常時より現場1名作業を実施するような運転操作及び作業については、作業安全を考慮した上で現場1名作業とする。
- 通常時から1名で実施するような運転操作及び作業であっても、以下の作業については作業場所の環境条件が悪化する可能性を考慮し、2名以上とする。
 - ✓ インターフェイスシステム LOCA における余熱除去ポンプ入口弁閉（漏えい蒸気により影響を受ける可能性に配慮する。）

- ✓ 原子炉補助建屋（管理区域）最地下階での弁操作（地震発生による内部溢水時の溢水影響に配慮する。）
 - ✓ 屋外作業（外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋に作業場所が設定されている屋内作業と比較し、被害の不確実性が高いこと等の屋外環境条件が悪化する可能性に配慮する。）
- 選定した現場 1 名作業の内容を表 1 に示す。

表 1 選定した現場 1 名作業

要員	現場 1 名作業の分類	現場 1 名作業の例
運転員	電源操作	<ul style="list-style-type: none"> ・代替交流電源受電操作 ・代替格納容器スプレイポンプ受電操作 ・不要な直流負荷切離し操作
	弁操作	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイポンプの準備 ・海水を用いた補助給水ピットへの補給 ・海水を用いた燃料取替用水ピットへの補給
	主蒸気隔離弁増し締め操作	<ul style="list-style-type: none"> ・破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁増し締め操作
	機器状態確認	<ul style="list-style-type: none"> ・補助給水ポンプ作動状況確認
	ポンベの準備	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンプによる原子炉補機冷却水系の加圧 ・可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ・可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備
	フレキシブル配管取付	<ul style="list-style-type: none"> ・電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉注水，原子炉格納容器スプレイの系統構成
	ホースの敷設	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備 ・可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備 ・電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる使用済燃料ピットへの注水，燃料取替用水ピットへの補給
	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）取付	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内自然対流冷却の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）取付
	コネクタ差替え	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル発電機燃料油移送ポンプ電源コネクタ差替え
	現場指示計の記録	<ul style="list-style-type: none"> ・現場指示計の記録
災害対策要員	コネクタ差替え	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池室排気ファン電源コネクタ差替え
	ダンバ操作	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池室排気ファン起動準備
	可搬型計測器による計測	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬型計測器を用いた計測

2. 現場 1 名作業への配慮事項

(1) 現場 1 名作業の内容

- 作業を容易に実施できるよう，特殊な工具を必要としないものを対象とする。
- 運転員が行う作業は，「手動弁の開・閉」や「遮断器の投入・開放」等，通常運転時においても 1 名で行う作業と同じ内容とする。
- 災害対策要員が行う作業は，1 名での反復訓練により，十分に当該作業に習熟し

ている内容とする。

(2) 現場 1 名作業習熟のための運転員及び災害対策要員の教育及び訓練

- 運転員は、5 班編成による 4 直 3 交代 + 1 教育日勤直体制としている。教育日勤直は主に教育及び訓練のみを業務とする班であることから、当該班で従事する期間中に運転員は十分な教育及び訓練時間を確保し、通常時の運転業務経験（OJT）と合わせて当該作業に必要な力量を習得できる。
- 災害対策要員は、重大事故等対応の専任要員であり、通常時の主な業務は、教育及び訓練、可搬型重大事故等対処設備等の巡視点検、定期試験、日常保守、資機材管理である。このため、日常業務を通じて設備に習熟できるとともに、十分な教育及び訓練時間を確保できることから、当該作業に必要な力量を習得できる。
- 運転員及び災害対策要員の教育及び訓練は、モックアップを用いた訓練の活用等により教育及び訓練の効果をより一層向上させることで、当該作業に必要な力量を確実に習得できるよう配慮する。

(3) 現場 1 名作業を確実に実施するための対策

a. 複数の通信連絡手段の確保

現場の要員は、運転指令設備、電力保安通信用電話設備、携行型通話装置等の複数の通信連絡設備を用いて、発電所対策本部又は中央制御室との連絡、及び現場の要員同士での連絡を行うことが可能である。

b. 手順書の充実

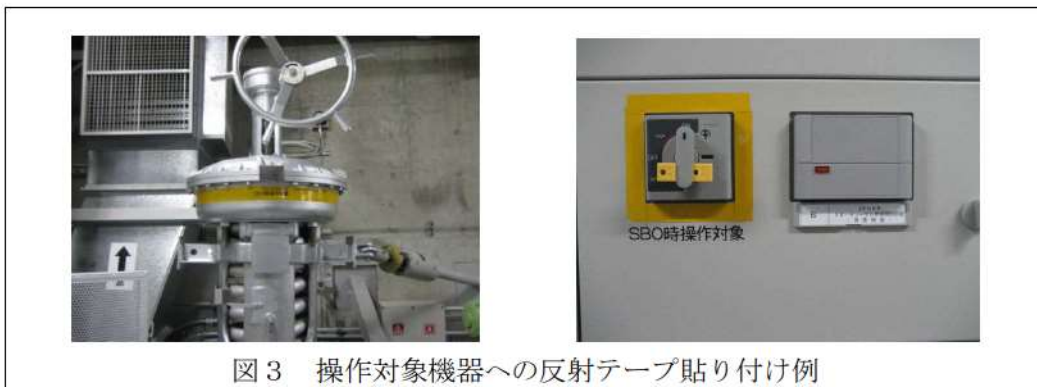
現場 1 名作業であっても、重大事故等時に的確に対処できるよう、操作の内容だけではなく、操作する際に必要となる設備の概要図や写真等の情報を追加する等、手順書の充実に努めている。図 2 に手順書の例を示す。

STEP1 安全補機開閉器室外気取入ダンパ開操作	
No	作業要領
4-1	<p>□ ③ ダンパ開操作を、以下の手順で実施する。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>《注意事項》</p> <ul style="list-style-type: none"> ・作業時は、墜落制止用器具を使用し作業を実施すること。 ・工具類は、脱着防止処置を行ってから作業を実施すること。 </div> <p>□ (a) ダンパオペレータの止めネジを緩める。</p> <div style="display: flex; align-items: center;">  <div style="margin-left: 20px; border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>《注意事項》</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ダンパシャフトが動く程度まで緩める。 </div> </div> <p>□ (b) ダンパシャフトを「開方向」に操作する。</p> <div style="display: flex; align-items: center;">  <div style="margin-left: 20px; border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>《注意事項》</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ダンパシャフトは、90度で全開となるため、それ以上は無理な力を加えないこと。 ・「切欠き部」がダクトと平行になっていることを確認すること。 </div> </div> <p>□ (c) ダンパオペレータの止めネジを締付けて、ダンパを「開」固定する。</p> <div style="display: flex; align-items: center;">  <div style="margin-left: 20px; border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>《注意事項》</p> <ul style="list-style-type: none"> ・無理な力を加えないこと。 </div> </div> <p>□ ④ 災害対策要員は、3A-安全補機開閉器室外気取入ダンパ (3D-VS-531A) の開操作が終了したことを発電課長 (当直) へ報告する。</p>

図2 手順書の例

c. 設備、資機材等の改善

- (a) 全交流動力電源喪失時の操作対象機器を抽出し、照明が消灯した状況下でも図3に示すように、操作対象機器を特定し易くなるよう、反射テープを貼って視認性を高めている。



- (b) 全交流動力電源喪失時に中央制御室及び現場操作に必要なアクセスルート上に図4に示す蓄電池内蔵の無停電運転保安灯を設置するとともに、図5に示すような扉に反射テープの貼り付けを実施し、照明が消灯した場合でもアクセスルートを移動できるように対応している。



(c) 全交流動力電源喪失時の対応用として、図6に示すような可搬型照明を準備し、現場操作が確実に実施できるよう準備している。



(ヘッドライト)



(懐中電灯)



(ワークライト)

図6 可搬型照明

先行PWRプラントにおける現場 1 名作業の例

泊 3 号炉において選定した現場 1 名作業は、先行PWRプラントの審査実績と比較し、同等であることを確認した。

先行PWRプラントにおける現場 1 名作業の例を表 1 に示す。

表 1 先行PWRプラントにおける現場 1 名作業の例

要員	現場 1 名作業の分類	現場 1 名作業の例
運転員	機器状態確認	・ 補助給水ポンプ作動状況確認
	電源操作	・ 代替交流電源受電操作 ・ 代替低圧注水ポンプ電源操作 ・ 不要な直流負荷切離し
	弁操作	・ タービン動補助給水ポンプ流量調整 ・ 補助給水タンクと燃料取替用水タンク系統構成 ・ 充てんライン流量調整 ・ 代替低圧注水ポンプの準備 ・ 1 次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁閉
	主蒸気隔離弁増し締め操作	・ 主蒸気隔離弁増し締め操作
	ツインパワー弁遠隔操作	・ 余熱除去ポンプ入口弁の閉操作 ※ 1
	ポンベの準備	・ 原子炉補機冷却水系の加圧 ・ 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備
	ホース敷設	・ 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備
運転員以外	現場指示計の記録	・ 現場指示計の記録
	ポンベの準備	・ アンユラス空気浄化系ダンパへの代替空気供給
	可搬型計測器による計測	・ 可搬型計測器を用いた計測
	可搬型温度計測装置取付	・ 格納容器内自然対流冷却可搬型計測装置設置

※ 1 先行PWRプラントにおけるインターフェイスシステムLOCA発生時のツインパワー弁遠隔操作については、操作場所が非管理区域であり、アクセスルートも含めて溢水の影響、溢水による建屋内雰囲気温度上昇の影響及び放射線による影響を受けない。

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAT101 r. 11.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を
実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」
に係る適合状況説明資料

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を 未臨界にするための手順等

令和5年12月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

< 目 次 >

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 手動による原子炉緊急停止

(b) 原子炉出力抑制（自動）

(c) 原子炉出力抑制（手動）

(d) ほう酸水注入

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 手動による原子炉緊急停止

(2) 原子炉出力抑制（自動）

(3) 原子炉出力抑制（手動）

(4) ほう酸水注入

(5) 重大事故等時の対応手段の選択

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.1.3 自主対策設備仕様

添付資料 1.1.4 原子炉トリップ設定値リスト

添付資料 1.1.5 制御棒駆動装置用電源出力遮断器現場開放

添付資料 1.1.6 原子炉トリップ遮断器現場開放

添付資料 1.1.7 原子炉出力抑制（手動）の成立性

添付資料 1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について

添付資料 1.1.9 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 弁番号及び弁名称一覧

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。
- 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - (1) 沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通
 - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。
 - (2) BWR
 - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却

材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。

b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。

c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。

(3) PWR

a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。

b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は、炉外核計装、安全保護系のプロセス計装等である。

これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界にするための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

運転時の異常な過渡変化により発電用原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉安全保護盤、安全保護系のプロセス計装、炉外核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.1.1 図）。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{*}を選定する。

※自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく、「設置許可基準規則」第四十四条及び「技術基準規則」第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

（添付資料 1.1.1, 1.1.2, 1.1.3）

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロン

トライン系故障として、原子炉安全保護盤、安全保護系のプロセス計装、炉外核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器の故障を想定する。

サポート系故障（電源喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び「審査基準」、「基準規則」からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.1.1 表に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 手動による原子炉緊急停止

運転時の異常な過渡変化時において、発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合に、手動による原子炉緊急停止により、発電用原子炉を緊急停止する手段がある。

手動による原子炉緊急停止により発電用原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。

- ・原子炉トリップスイッチ
- ・制御棒クラスタ
- ・原子炉トリップ遮断器
- ・制御棒駆動装置用電源（常用母線 440V 遮断器操作器）
- ・制御棒操作スイッチ

- ・制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）
- ・原子炉トリップ遮断器スイッチ

(b) 原子炉出力抑制（自動）

ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（自動）により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）
- ・主蒸気隔離弁
- ・電動補助給水ポンプ
- ・タービン動補助給水ポンプ
- ・補助給水ピット
- ・蒸気発生器
- ・主蒸気逃がし弁
- ・主蒸気安全弁
- ・加圧器逃がし弁
- ・加圧器安全弁
- ・ほう酸タンク
- ・ほう酸ポンプ
- ・緊急ほう酸注入弁
- ・充てんポンプ
- ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁

- ・ 2次冷却設備（給水設備）配管
- ・ 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁
- ・ 1次冷却設備
- ・ ほう酸フィルタ
- ・ 再生熱交換器
- ・ 化学体積制御設備 配管・弁
- ・ 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁
- ・ 原子炉補機冷却設備
- ・ 非常用取水設備
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 所内常設蓄電式直流電源設備

(c) 原子炉出力抑制（手動）

手動による原子炉緊急停止ができない場合かつ共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（手動）により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・ タービントリップスイッチ
- ・ 主蒸気隔離弁
- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ

- ・補助給水ピット
- ・蒸気発生器
- ・主蒸気逃がし弁
- ・主蒸気安全弁
- ・加圧器逃がし弁
- ・加圧器安全弁
- ・ほう酸タンク
- ・ほう酸ポンプ
- ・緊急ほう酸注入弁
- ・充てんポンプ
- ・2次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁
- ・2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁
- ・2次冷却設備（給水設備）配管
- ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁
- ・1次冷却設備
- ・ほう酸フィルタ
- ・再生熱交換器
- ・化学体積制御設備 配管・弁
- ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁
- ・原子炉補機冷却設備
- ・非常用取水設備
- ・非常用交流電源設備
- ・所内常設蓄電式直流電源設備

(d) ほう酸水注入

ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に、

発電用原子炉の出力抑制を図った後，発電用原子炉を未臨界状態とするために，化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。

ほう酸水注入により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。

- ・ほう酸タンク
- ・ほう酸ポンプ
- ・緊急ほう酸注入弁
- ・充てんポンプ
- ・燃料取替用水ピット
- ・ほう酸注入タンク
- ・高圧注入ポンプ
- ・ほう酸フィルタ
- ・再生熱交換器
- ・化学体積制御設備 配管・弁
- ・非常用炉心冷却設備 配管・弁
- ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁
- ・1次冷却設備
- ・原子炉容器
- ・原子炉補機冷却設備
- ・非常用取水設備
- ・非常用交流電源設備
- ・所内常設蓄電式直流電源設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

手動による原子炉緊急停止で使用する設備のうち，原子炉トリ

ップスイッチ，制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器は重大事故等対処設備として位置付ける。

原子炉出力抑制（自動）で使用する設備のうち，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備），主蒸気隔離弁，電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピット，蒸気発生器，主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁，加圧器逃がし弁，加圧器安全弁，ほう酸タンク，ほう酸ポンプ，緊急ほう酸注入弁，充てんポンプ，2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁，2次冷却設備（給水設備）配管，2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁，1次冷却設備，ほう酸フィルタ，再生熱交換器，化学体積制御設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，原子炉補機冷却設備，非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

原子炉出力抑制（手動）で使用する設備のうち，主蒸気隔離弁，電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピット，蒸気発生器，主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁，加圧器逃がし弁，加圧器安全弁，ほう酸タンク，ほう酸ポンプ，緊急ほう酸注入弁，充てんポンプ，2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁，2次冷却設備（給水設備）配管，2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁，1次冷却設備，ほう酸フィルタ，再生熱交換器，化学体積制御設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，原子炉補機冷却設備，非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

ほう酸水注入で使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、充てんポンプ、燃料取替用水ピット、ほう酸フィルタ、再生熱交換器、化学体積制御設備配管・弁、非常用炉心冷却設備配管・弁、非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁、1次冷却設備、原子炉容器及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、原子炉補機冷却設備、非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。

（添付資料 1.1.1）

以上の重大事故等対処設備により、発電用原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し発電用原子炉を未臨界にすることができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・制御棒駆動装置用電源（常用母線 440V 遮断器操作器）、制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）、原子炉トリップ遮断器スイッチ

耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、発電用原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。

- ・制御棒操作スイッチ

制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に発電用原子炉を停止する手段として有効である。

- ・タービントリップスイッチ

耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

- ・高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット、ほう酸注入タンク

1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用してほう酸水を注入することが可能であり、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

b. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、ATWS 時における発電課長（当直）及び運転員による一連の対応として発電用原子炉の未臨界を維持する手順書等に定める（第 1.1.1 表）。

また、重大事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第 1.1.2 表，第 1.1.3 表）。

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 手動による原子炉緊急停止

ATWS が発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合、中央制御室から手動にて発電用原子炉を緊急停止する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップ遮断器の状態、制御棒炉底位置表示等により、原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。

b. 操作手順

手動による原子炉緊急停止における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、制御棒炉底位置表示及び原子炉出力の低下により確認する。概要図を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.6図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉手動トリップ操作を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉トリップスイッチにより、原子炉トリップ操作を行い、発電課長（当直）に報告する。
- ③ 運転員（中央制御室）Aは、②の操作に失敗した場合、中央制御室で常用母線440V遮断器2台の開放操作により、制御棒駆動装置用電源2台の電源を遮断し、発電課長（当直）に報告する。
- ④ 運転員（中央制御室）Aは、③の操作に失敗した場合、中央制御室で制御棒手動操作により、制御棒を発電用原子炉へ挿入し、発電課長（当直）に報告する。

⑤ 運転員（現場）Bは、④の操作と並行して、現場で制御棒駆動装置用電源出力遮断器2台の開放操作を行い、発電課長（当直）に報告する。

⑥ 運転員（現場）Bは、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップ遮断器8台の開放操作を行い、発電課長（当直）に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから②及び③の中央制御室での常用母線440V遮断器2台の開放操作まで6分以内で可能であり、⑤及び⑥の現場での原子炉トリップ遮断器開放操作まで24分以内で可能である。円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.1.5, 1.1.6）

(2) 原子炉出力抑制（自動）

ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合、重大事故等対処設備である共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップ遮断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「CMF自動作動」警報が発信した場合。

b. 操作手順

原子炉出力抑制（自動）における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.1.3 図に、タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動状況の確認を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）A は、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持し、発電課長（当直）に報告する。
- ③ 運転員（中央制御室）A は、中央制御室での監視により 1 次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。
- ④ 運転員（中央制御室）A は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により 1 次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。
また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により 1 次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。
- ⑤ 発電課長（当直）は、運転員に緊急ほう酸濃縮操作を指示する。

⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施し、発電課長（当直）に報告する。緊急ほう酸濃縮は後述の（4）に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動状況の確認まで10分以内で可能である。

「CMF 自動作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動を予測し速やかに共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動を確認する。

なお、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り、原子炉格納容器が健全であることを確認する。

共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動しない場合の処置については、後述の（3）原子炉出力抑制（手動）の処置による。

(3) 原子炉出力抑制（手動）

共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の自動信号が発信するものの、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する。

a. 手順着手の判断基準

共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合。

b. 操作手順

原子炉出力抑制（手動）における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.1.4 図及び第 1.1.5 図に、タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水流量の確保を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV, GV, ICV, RSV）の閉によりタービントリップを確認し、発電課長（当直）に報告する。
- ③ 運転員（中央制御室）Aは、②によるタービントリップに失敗した場合は、中央制御室で主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに主蒸気バイパス隔離弁の閉を確認し、発電課長（当直）に報告する。
- ④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持し、発電課長（当直）に報告する。
- ⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室での監視により、1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速

材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。

- ⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認し、発電課長（当直）に報告する。

- ⑦ 発電課長（当直）は、運転員に緊急ほう酸濃縮操作を指示する。

- ⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施し、発電課長（当直）に報告する。緊急ほう酸濃縮は後述の（4）に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補助給水ポンプを手動起動するまで10分以内で可能である。

（添付資料 1.1.7）

(4) ほう酸水注入

ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合、発電用原子炉の出力抑制を図った後、発電用原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添

加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。

a. 手順着手の判断基準

手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップ遮断器の状態、制御棒炉底位置表示等により確認し、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。

b. 操作手順

ほう酸水注入における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.1.7図～第1.1.9図に、タイムチャートを第1.1.6図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮の準備と系統構成を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で充てんポンプの起動を確認する。その後、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。
- ③ 発電課長（当直）は、運転員に緊急ほう酸濃縮操作及びほう酸希釈ライン隔離操作を指示する。
- ④ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸注入ライン流量により原子炉容器へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認し、発電課長（当直）に報告する。

⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸注入ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水ピットに切り替え、燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉容器へ注入し、発電課長（当直）に報告する。

また、充てんポンプの故障等により充てんラインが使用できない場合、1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを經由して燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉容器へ注入し、発電課長（当直）に報告する。

⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離し、発電課長（当直）に報告する。

⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でほう酸タンク等の水位より、ほう酸注入量及び1次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。

⑧ 運転員（中央制御室）Aは、サンプリングの結果により、1次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認し、発電課長（当直）に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入開始まで5分以内で可能である。（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作ではないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。）交流動力電源喪失により、正確なサンプリング結果が得られないと想定される場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。

発電用原子炉の出力抑制後は、1次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレー弁により1次冷却系の降温、降圧を行い、1次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材温度177℃未満となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。

（添付資料 1.1.8）

(5) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.1.10図に示す。

ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合（共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて発電用原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位低信号による共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて発電用原子炉の緊急停止を行い、その後、共

通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動状況の確認を行う。

中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合で、かつ共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。

原子炉トリップに失敗し、発電用原子炉の出力抑制を図った後は、発電用原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

ただし、発電用原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。

（添付資料 1.1.7）

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1/2）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類*2	整備する手順書	手順書の分類
フロントライン系故障時	原子炉安全保護盤 又は 安全保護系のプロセス計装 又は 炉外核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ 制御棒クラスタ 原子炉トリップ遮断器	重大事故等対処設備	発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器）*1 制御棒操作スイッチ*1 制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）*1 原子炉トリップ遮断器スイッチ	自主対策設備		
フロントライン系故障時	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップ遮断器 又は 原子炉安全保護盤 又は 安全保護系のプロセス計装 又は 炉外核計装	原子炉出力抑制（自動）	共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）*1 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 補助給水ビット 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 2次冷却設備（給水設備）配管 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 1次冷却設備 ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備	発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）		

*1：原子炉トリップ遮断器故障時にも有効に機能する。

*2：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/2）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類*1	整備する手順書	手順書の分類	
フロントライン系故障時	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップ遮断器 又は 原子炉安全保護盤 又は 安全保護系のプロセス計装 又は 炉外核計装	原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ 2次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁	自主対策設備	a	発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 補助給水ビット 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 2次冷却設備（給水設備）配管 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 1次冷却設備 ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備			
			原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	（設計基準拡張）			
		ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 1次冷却設備 原子炉容器 所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備	a, b	発電用原子炉停止時における緊急ほう酸濃縮により原子炉出力を抑制する手順書 発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書	
		原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	（設計基準拡張）				
		充てんポンプ 燃料取替用水ビット 再生熱交換器 化学体積制御設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備 配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器	重大事故等対処設備	a			
		原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	（設計基準拡張）				
		高圧注入ポンプ ほう酸注入タンク 燃料取替用水ビット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器 原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備	自主対策設備				

*1：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.1.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/4)

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	未臨界の維持又は監視	・ 原子炉トリップ遮断器表示
		・ 制御棒炉底位置表示	
		・ 出力領域中性子束	
		・ 中間領域中性子束	
		・ 中間領域起動率	
	操作	未臨界の維持又は監視	・ 原子炉トリップ遮断器表示
			・ 制御棒炉底位置表示
			・ 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
			・ 中間領域起動率
	電源	・ 4-C1, D1 母線電圧	

監視計器一覧 (2/4)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			
(2) 原子炉出力抑制 (自動)	判断基準	未臨界の維持又は監視	・ 原子炉トリップ遮断器表示
			・ 制御棒炉底位置表示
			・ 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
			・ 中間領域起動率
			・ 中性子源領域起動率
	信号		・ CMF自動作動警報
	操作	未臨界の維持又は監視	・ タービン非常遮断油圧
			・ 弁表示 (EH)
			・ 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
			・ 中間領域起動率
			・ 中性子源領域起動率
		原子炉压力容器内の温度	・ 1次冷却材温度 (広域-高温側)
			・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)
		原子炉压力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)
		原子炉格納容器内の温度	・ 格納容器内温度
		原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力
		・ 格納容器圧力 (AM用)	
最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気ライン圧力		
	・ 蒸気発生器水位 (狭域)		
	・ 補助給水流量		
補機監視機能	・ 加圧器逃がし弁表示		
	・ 加圧器安全弁表示		
	・ 主蒸気逃がし弁表示		
	・ 主蒸気安全弁表示		

監視計器一覧 (3/4)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器		
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順				
(3) 原子炉出力抑制 (手動)	判断基準	未臨界の維持又は監視	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉トリップ遮断器表示 ・ 制御棒炉底位置表示 ・ タービン非常遮断油圧 ・ 弁表示 (EH) ・ 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 ・ 中間領域起動率 ・ 中性子源領域起動率 	
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主蒸気ライン圧力 ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量 	
		信号	<ul style="list-style-type: none"> ・ CMF自動作動警報 	
		操作	未臨界の維持又は監視	<ul style="list-style-type: none"> ・ タービン非常遮断油圧 ・ 弁表示 (EH) ・ 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 ・ 中間領域起動率 ・ 中性子源領域起動率
			原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)
			原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力 (広域)
			原子炉格納容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器内温度
			原子炉格納容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力 (AM用)
			最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主蒸気ライン圧力 ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量
			補機監視機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 加圧器逃がし弁表示 ・ 加圧器安全弁表示 ・ 主蒸気逃がし弁表示 ・ 主蒸気安全弁表示

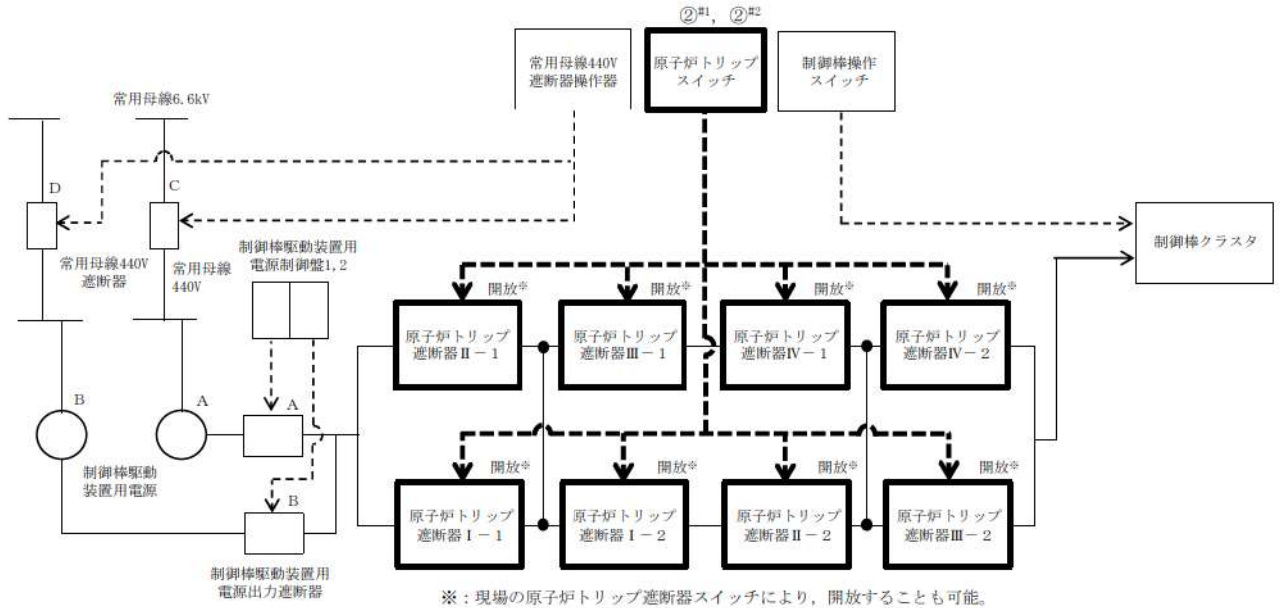
監視計器一覧 (4/4)

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順			
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・ 原子炉トリップ遮断器表示
		・ 制御棒炉底位置表示	
		・ 出力領域中性子束	
		・ 中間領域中性子束	
		・ 中間領域起動率	
	水源の確保	・ ほう酸タンク水位	
	操作	未臨界の維持又は監視	・ 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	
		・ 中間領域起動率	
		・ 中性子源領域起動率	
		・ 可聴計数率（可聴音）	
		・ 緊急ほう酸注入ライン流量	
		・ 1次系純水補給ライン流量積算制御	
原子炉压力容器内の圧力		・ 1次冷却材圧力（広域）	
原子炉压力容器への注水量		・ 充てん流量	
・ 高圧注入流量			
水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位		
・ ほう酸タンク水位			
—	・ ほう素濃度（手分析値）		

第 1.1.3 表 「審査基準」における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元		
		設備	母線	
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	1次冷却設備弁	所内常設蓄電式直流電源設備	A-直流母線 B-直流母線	
	化学体積制御設備ポンプ・弁	非常用交流電源設備	6-A非常用高圧母線	6-B非常用高圧母線
			A1-原子炉コントロールセンタ	B1-原子炉コントロールセンタ
			A2-原子炉コントロールセンタ	B2-原子炉コントロールセンタ
			B2-原子炉コントロールセンタ	
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	所内常設蓄電式直流電源設備	A-直流母線	
	2次冷却設備（主蒸気設備）弁	所内常設蓄電式直流電源設備	A-直流母線	B-直流母線
	2次冷却設備（補助給水設備）ポンプ・弁	非常用交流電源設備	6-A非常用高圧母線	6-B非常用高圧母線
		所内常設蓄電式直流電源設備	A-直流母線	B-直流母線
	計装用電源※	非常用交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備	A1-計装用交流分電盤	A2-計装用交流分電盤
			B1-計装用交流分電盤	B2-計装用交流分電盤
			C1-計装用交流分電盤	C2-計装用交流分電盤
			D1-計装用交流分電盤	D2-計装用交流分電盤
			A-AM設備直流電源分離盤	B-AM設備直流電源分離盤

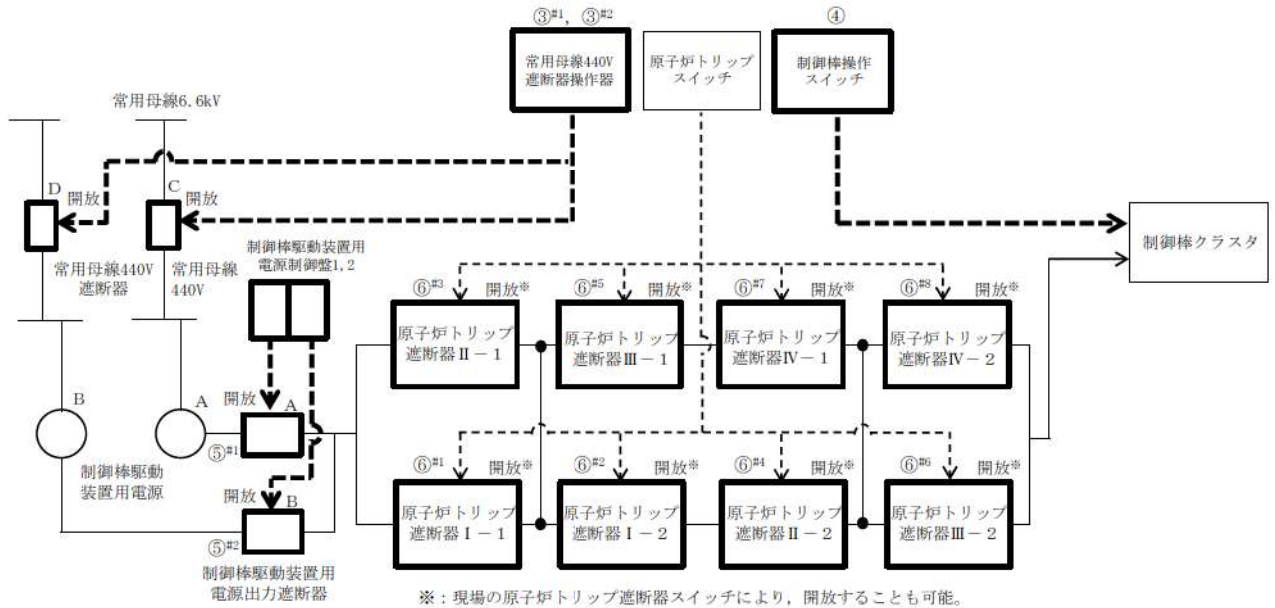
※：供給負荷は監視計器



操作手順	操作対象機器	状態の変化
② ^{#1}	原子炉トリップ（1）	中立→トリップ
② ^{#2}	原子炉トリップ（2）	中立→トリップ

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

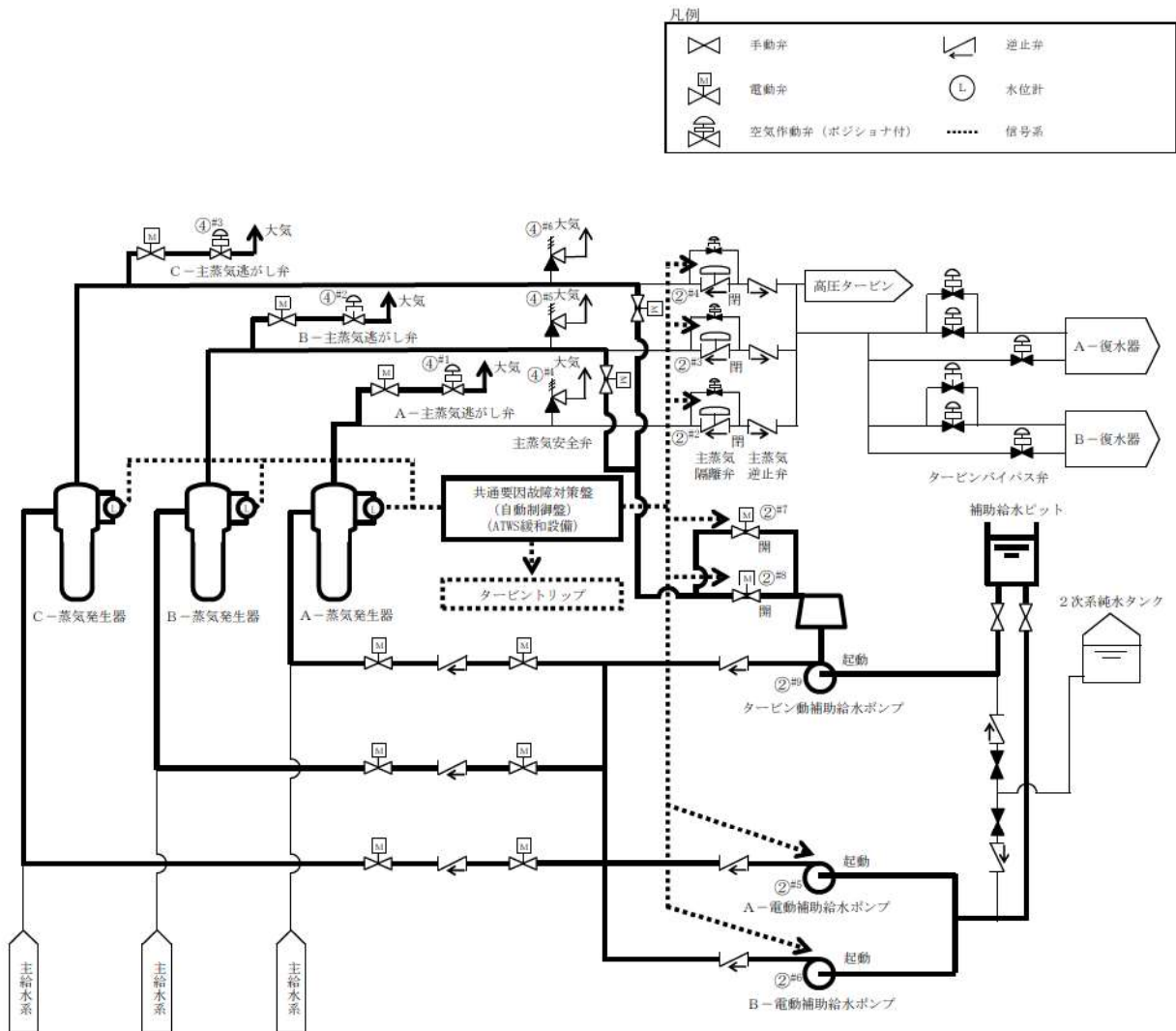
第 1.1.2 図 手動による原子炉緊急停止 概要図（1/2）



操作手順	操作対象機器	状態の変化
③ ^{#1}	常用母線440V遮断器	入→切
③ ^{#2}	常用母線440V遮断器	入→切
④	制御棒操作スイッチ	挿入
⑤ ^{#1}	A-制御棒駆動電源装置用出力遮断器	投入→開放
⑤ ^{#2}	B-制御棒駆動電源装置用出力遮断器	投入→開放
⑥ ^{#1}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#2}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#3}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#4}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#5}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#6}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#7}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥ ^{#8}	原子炉トリップ遮断器	投入→開放

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

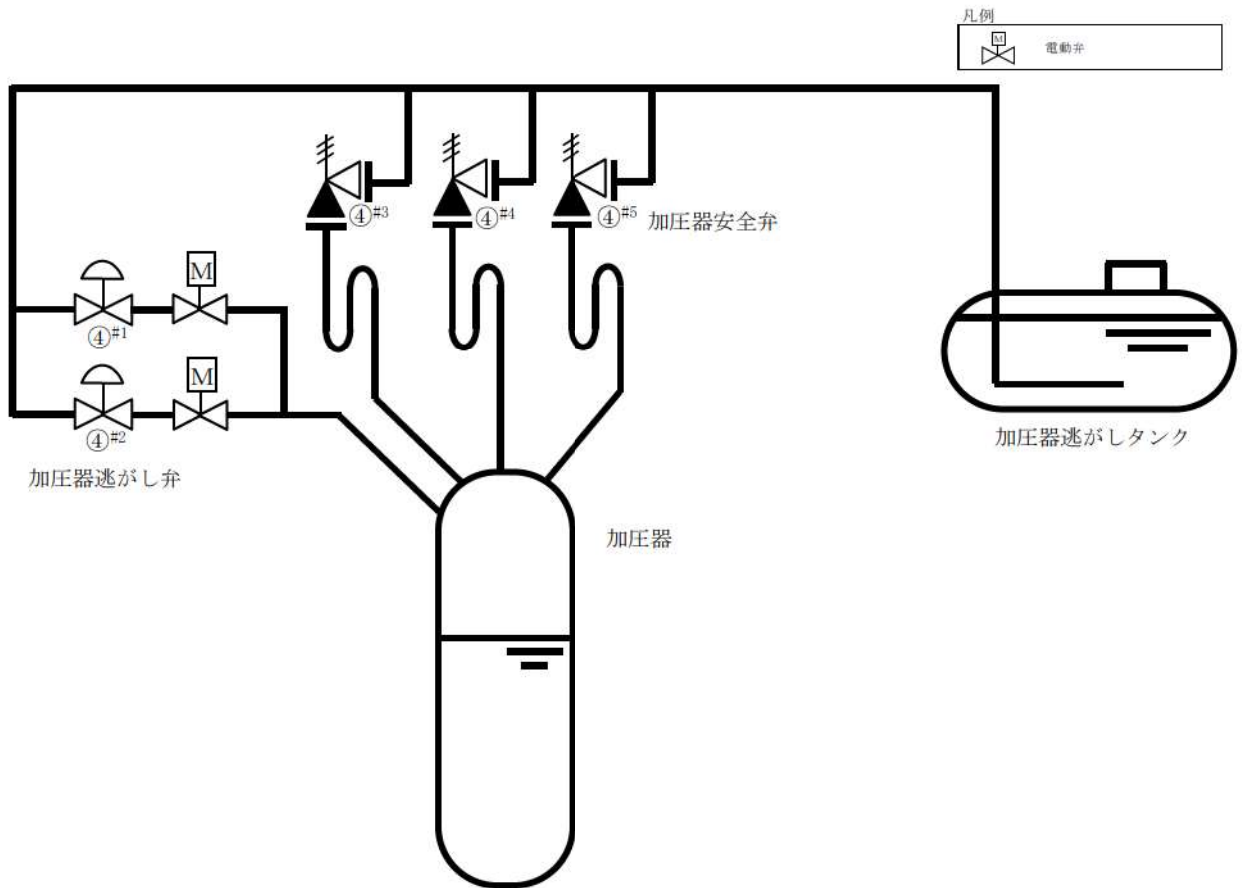
第 1.1.2 図 手動による原子炉緊急停止 概要図 (2/2)



操作手順	操作対象機器	状態の変化
② ^{#1}	タービントリップ	作動
② ^{#2}	A-主蒸気隔離弁	全開→全閉
② ^{#3}	B-主蒸気隔離弁	全開→全閉
② ^{#4}	C-主蒸気隔離弁	全開→全閉
② ^{#5}	A-電動補助給水ポンプ	停止→起動
② ^{#6}	B-電動補助給水ポンプ	停止→起動
② ^{#7}	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 A	全閉→全開
② ^{#8}	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 B	全閉→全開
② ^{#9}	タービン動補助給水ポンプ	停止→起動
④ ^{#1}	A-主蒸気逃がし弁	全閉→全開
④ ^{#2}	B-主蒸気逃がし弁	全閉→全開
④ ^{#3}	C-主蒸気逃がし弁	全閉→全開
④ ^{#4}	A-主蒸気安全弁	全閉→全開
④ ^{#5}	B-主蒸気安全弁	全閉→全開
④ ^{#6}	C-主蒸気安全弁	全閉→全開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

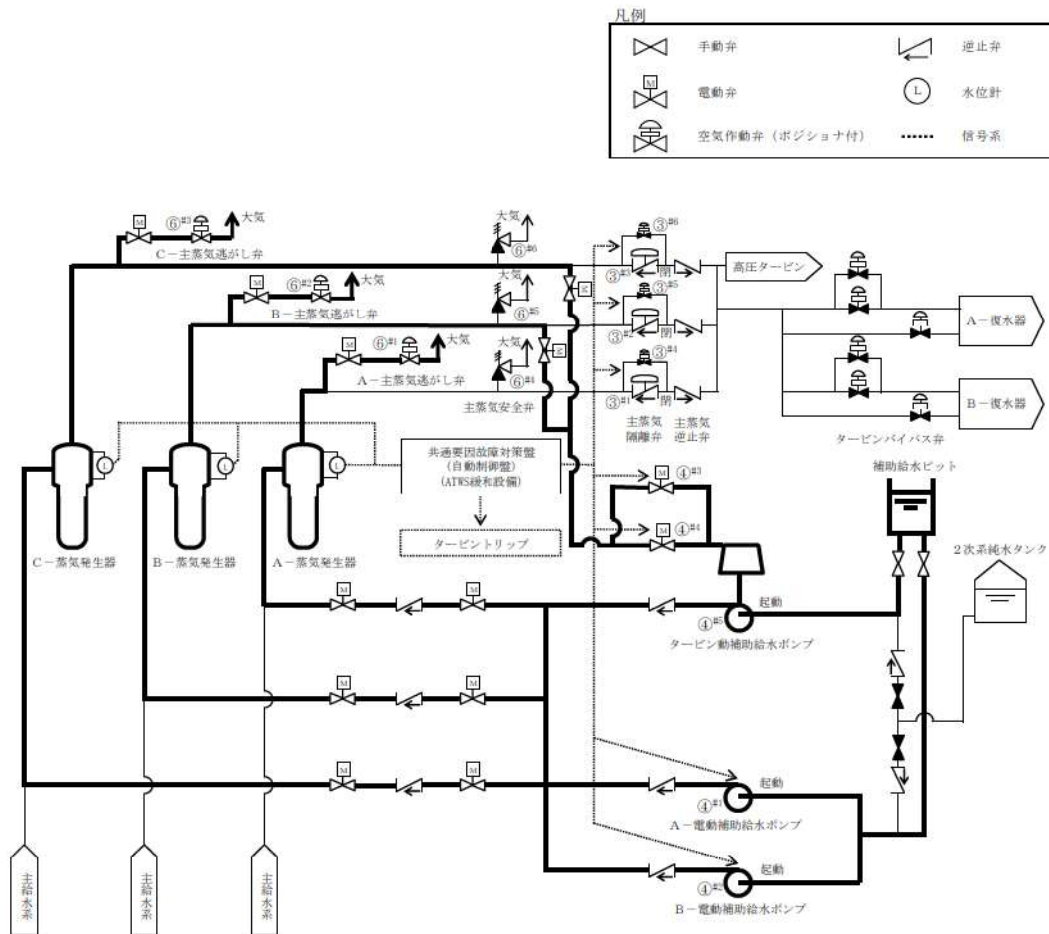
第 1.1.3 図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（1/2）



操作手順	操作対象機器	状態の変化
④#1	A-加圧器逃がし弁	全閉→全開
④#2	B-加圧器逃がし弁	全閉→全開
④#3	A-加圧器安全弁	全閉→全開
④#4	B-加圧器安全弁	全閉→全開
④#5	C-加圧器安全弁	全閉→全開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

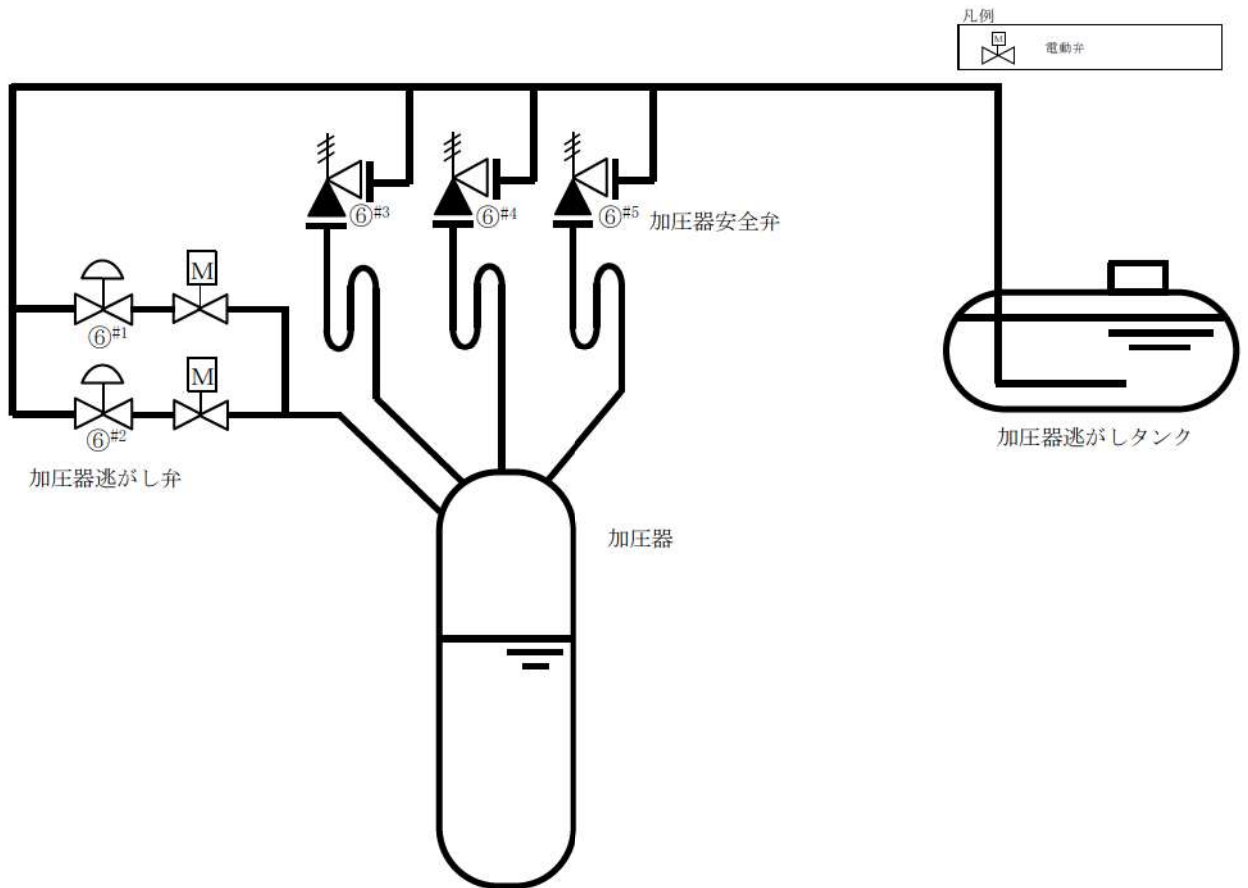
第 1.1.3 図 原子炉出力抑制（自動） 概要図（2/2）



操作手順	操作対象機器	状態の変化
③ ^{#1}	A-主蒸気隔離弁	全開→全閉
③ ^{#2}	B-主蒸気隔離弁	全開→全閉
③ ^{#3}	C-主蒸気隔離弁	全開→全閉
③ ^{#4}	A-主蒸気バイパス隔離弁	全閉確認
③ ^{#5}	B-主蒸気バイパス隔離弁	全閉確認
③ ^{#6}	C-主蒸気バイパス隔離弁	全閉確認
④ ^{#1}	A-電動補助給水ポンプ	停止→起動
④ ^{#2}	B-電動補助給水ポンプ	停止→起動
④ ^{#3}	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁A	全閉→全開
④ ^{#4}	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁B	全閉→全開
④ ^{#5}	タービン動補助給水ポンプ	停止→起動
⑥ ^{#1}	A-主蒸気逃がし弁	全閉→全開
⑥ ^{#2}	B-主蒸気逃がし弁	全閉→全開
⑥ ^{#3}	C-主蒸気逃がし弁	全閉→全開
⑥ ^{#4}	A-主蒸気安全弁	全閉→全開
⑥ ^{#5}	B-主蒸気安全弁	全閉→全開
⑥ ^{#6}	C-主蒸気安全弁	全閉→全開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

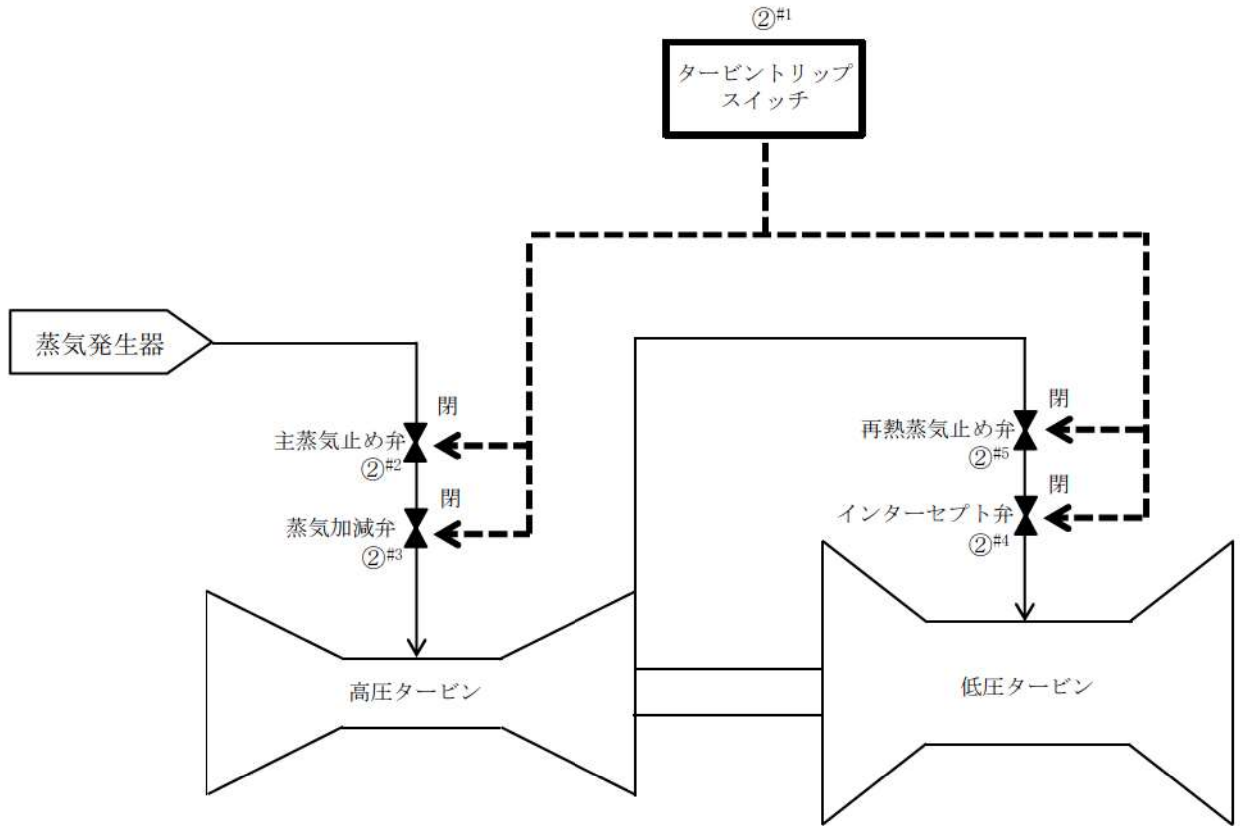
第 1.1.4 図 原子炉出力抑制（手動） 概要図（1/2）



操作手順	操作対象機器	状態の変化
⑥#1	A-加圧器逃がし弁	全閉→全開
⑥#2	B-加圧器逃がし弁	全閉→全開
⑥#3	A-加圧器安全弁	全閉→全開
⑥#4	B-加圧器安全弁	全閉→全開
⑥#5	C-加圧器安全弁	全閉→全開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.1.4 図 原子炉出力抑制（手動） 概要図（2/2）



操作手順	操作対象機器	状態の変化
②#1	タービントリップ	中立→作動
②#2	主蒸気止め弁	全開→全閉
②#3	蒸気加減弁	全開→全閉
②#4	インターセプト弁	全開→全閉
②#5	再熱蒸気止め弁	全開→全閉

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.1.5 図 手動によるタービントリップ 概要図

(1) 手動による原子炉緊急停止

手順の項目	要員 (数)	経過時間 (分)												備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26
手順の項目	要員 (数)	▽ 「蒸気発生器水位低」による原子炉自動トリップ信号発信												操作手順	
手動による原子炉緊急停止	運転員 (中央制御室) A	1	原子炉手動トリップ ^{※1}												②
		1	制御棒駆動装置用電源断 (常用母線440V遮断器開放) ^{※2}												③
		1	制御棒手動挿入 ^{※2}												④
	運転員 (現場) B	1	移動, 制御棒駆動装置用電源出力遮断器現場開放 ^{※3}												⑤
		1	移動, 原子炉トリップ遮断器現場開放 ^{※3}												⑥
		1													

※1: 機器の操作時間及び状態確認に必要な想定時間に余裕を見込んだ時間
 ※2: 機器の操作時間及び動作時間に余裕を見込んだ時間
 ※3: 中央制御室から機器操作場所までの移動時間及び機器の操作時間に余裕を見込んだ時間

(2) 原子炉出力抑制 (自動)

手順の項目	要員 (数)	経過時間 (分)												備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26
手順の項目	要員 (数)	▽ 蒸気発生器水位低設定値到達+10秒後												操作手順	
原子炉出力抑制 (自動)	運転員 (中央制御室) A	1	共通要因故障対策盤 (自動制御盤) (ATWS緩和設備) 作動確認 ^{※1}												②③

※1: 中央制御室での状況確認に必要な想定時間に余裕を見込んだ時間

(3) 原子炉出力抑制 (手動)

手順の項目	要員 (数)	経過時間 (分)												備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26
手順の項目	要員 (数)	▽ 共通要因故障対策盤 (自動制御盤) (ATWS緩和設備) が作動しない場合かつ原子炉トリップによる原子炉緊急停止ができない場合												操作手順	
原子炉出力抑制 (手動)	運転員 (中央制御室) A	1	タービントリップスイッチ操作 ^{※1}												②
		1	主蒸気隔離弁閉操作 ^{※2}												③
		1	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ手動起動操作 ^{※2}												④
		1													

※1: 機器の操作時間及び状態確認に必要な想定時間に余裕を見込んだ時間
 ※2: 機器の操作時間及び動作時間に余裕を見込んだ時間

(4) ほう酸水注入

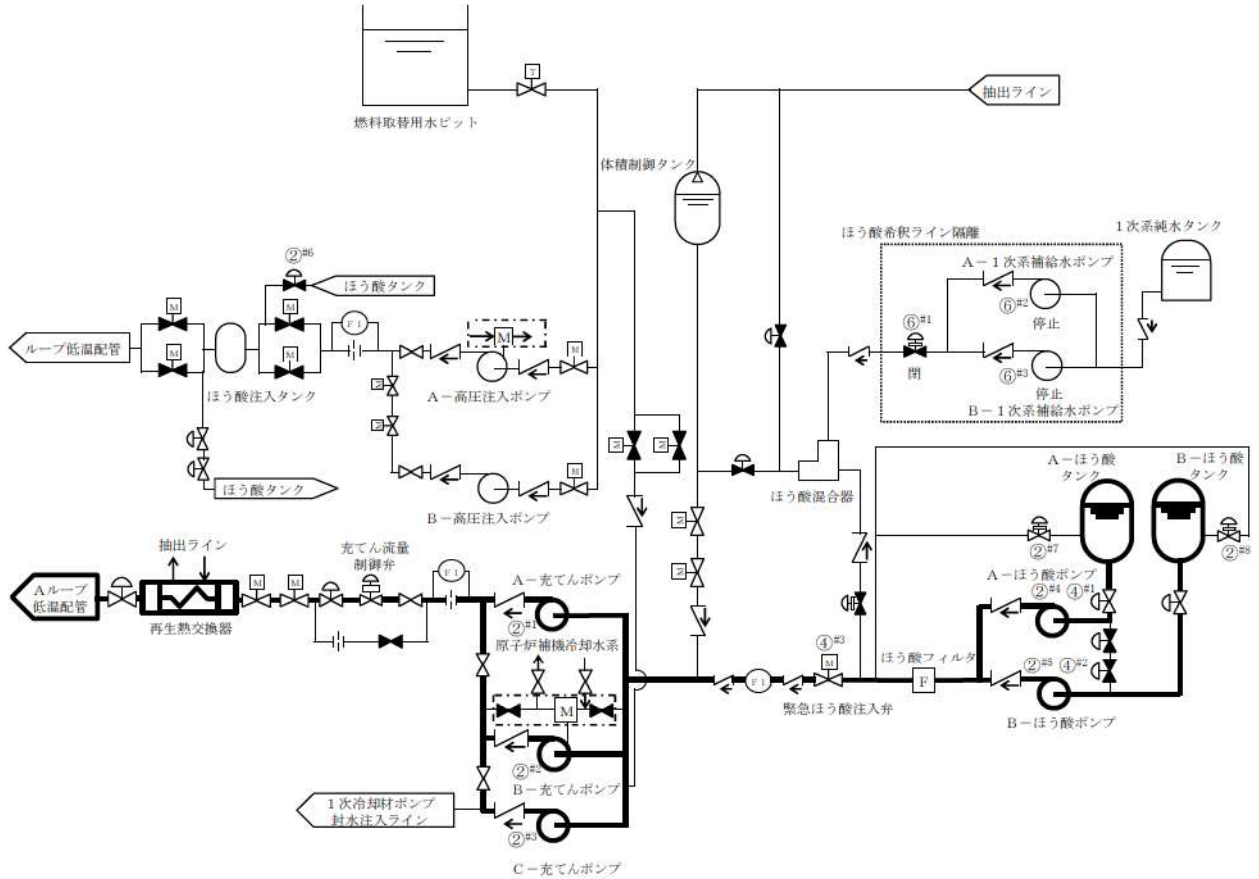
手順の項目	要員 (数)	経過時間 (分)												備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26
手順の項目	要員 (数)	▽ 手動による原子炉緊急停止の失敗を確認し, 原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正であり, ほう酸タンクの水位が確保されている場合												操作手順	
ほう酸水注入	運転員 (中央制御室) A	1	▽ 5分 ほう酸水注入 (緊急ほう酸濃縮) 開始												
		1	系統構成 ^{※1}												②
		1	ほう酸水注入 (緊急ほう酸濃縮) ^{※2}												④~⑦

※1: 機器の操作時間及び動作時間に余裕を見込んだ時間
 ※2: 濃縮時間 (例): 0 ppmから3,200 ppmまで濃縮するには約150分を要する。
 ほう酸タンク: 21,000 ppm, 緊急ほう酸注入ライン流量: 13.6 m³/h

第 1.1.6 図 原子炉停止機能喪失時の操作手順 タイムチャート

凡例

	手動弁		ツインパワー弁		オリフィス
	電動弁		逆止弁		自己冷却 (手動弁による隔離)
	空気作動弁		流量計		代替補機冷却
	空気作動弁 (ポジション付)		流量計		設計基準事故対処設備から追加した箇所



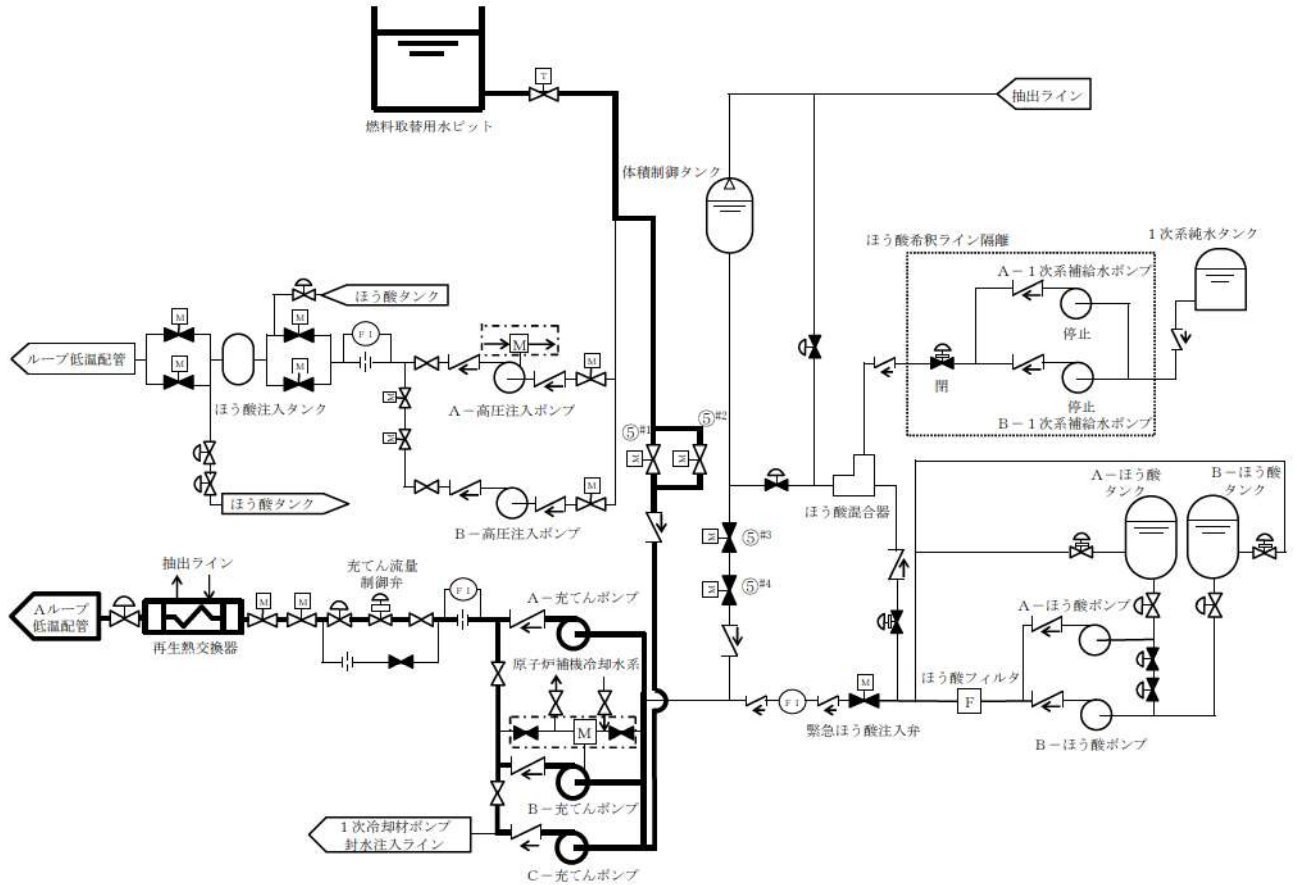
操作手順	操作対象機器	状態の変化
② ^{#1}	A-充てんポンプ	起動確認
② ^{#2}	B-充てんポンプ	起動確認
② ^{#3}	C-充てんポンプ	起動確認
② ^{#4}	A-ほう酸ポンプ	起動→停止
② ^{#5}	B-ほう酸ポンプ	起動→停止
② ^{#6}	ほう酸注入タンク循環ライン入口止め弁	全開→全閉
② ^{#7}	A-ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	全閉→調整開
② ^{#8}	B-ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	全閉→調整開
④ ^{#1}	A-ほう酸ポンプ	停止→起動
④ ^{#2}	B-ほう酸ポンプ	停止→起動
④ ^{#3}	緊急ほう酸注入弁	全閉→全開
⑥ ^{#1}	1次系純水補給ライン流量制御弁	全閉確認
⑥ ^{#2}	A-1次系補給水ポンプ	起動→停止
⑥ ^{#3}	B-1次系補給水ポンプ	起動→停止

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.1.7 図 ほう酸水注入（緊急ほう酸濃縮ライン） 概要図

凡例

	手動弁		ツインパワー弁		オリフィス
	電動弁		逆止弁		自己冷却 (手動弁による隔離)
	空気作動弁		流量計		代替補機冷却
	空気作動弁 (ポジション付)		流量計		設計基準事故対処設備から追加した箇所

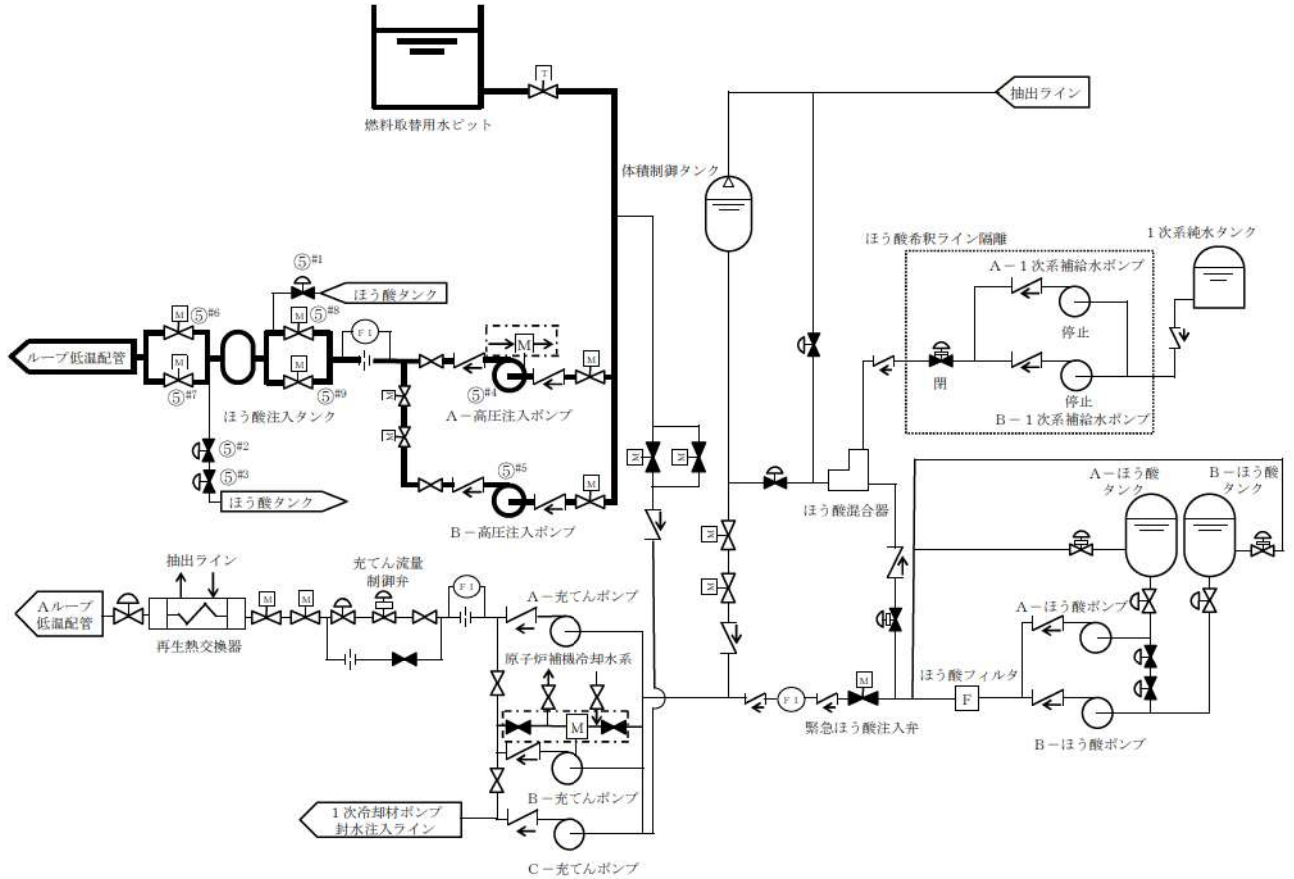
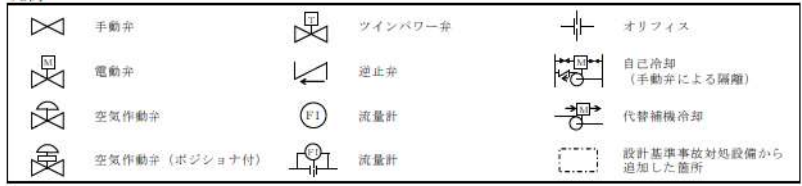


操作手順番号	操作対象機器	状態の変化
⑤ ^{#1}	充電ポンプ入口燃料取替用水ピット側入口弁A	全閉→全開
⑤ ^{#2}	充電ポンプ入口燃料取替用水ピット側入口弁B	全閉→全開
⑤ ^{#3}	体積制御タンク出口第1止め弁	全開→全閉
⑤ ^{#4}	体積制御タンク出口第2止め弁	全開→全閉

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.1.8 図 ほう酸水注入 (充電ライン) 概要図

凡例

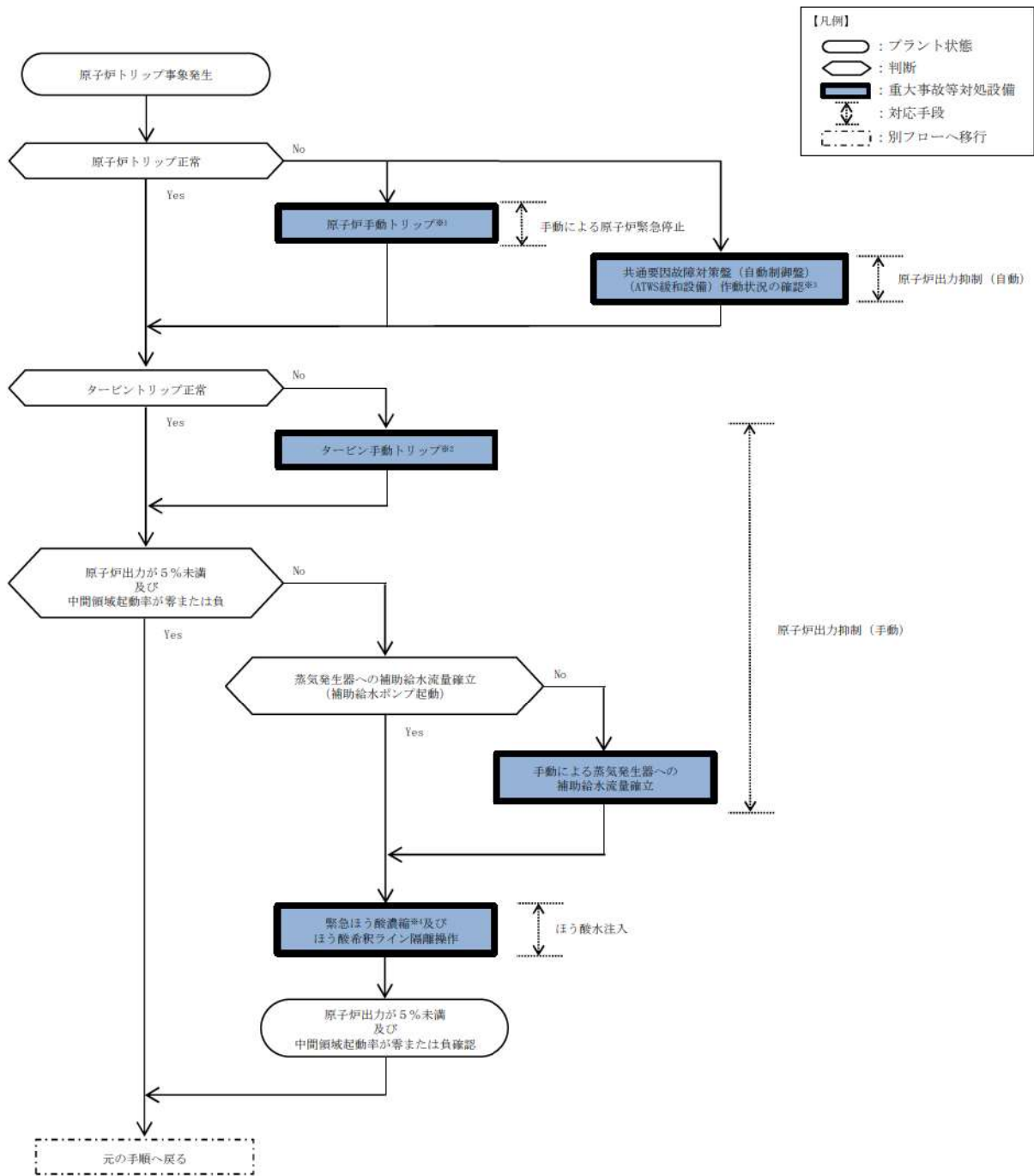


操作手順	操作対象機器	状態の変化
⑤ ^{#1}	ほう酸注入タンク循環ライン入口止め弁	全開→全閉
⑤ ^{#2}	ほう酸注入タンク循環ライン出口第1止め弁	全開→全閉
⑤ ^{#3}	ほう酸注入タンク循環ライン出口第2止め弁	全開→全閉
⑤ ^{#4}	A-高压注入ポンプ	停止→起動
⑤ ^{#5}	B-高压注入ポンプ	停止→起動
⑤ ^{#6}	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁A	全閉→全開
⑤ ^{#7}	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁B	全閉→全開
⑤ ^{#8}	ほう酸注入タンク入口弁A	全閉→全開
⑤ ^{#9}	ほう酸注入タンク入口弁B	全閉→全開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.1.9 図 ほう酸水注入（安全注入ライン） 概要図

フロントライン系故障時の対応手段の選択



- ※1：手動による原子炉トリップが不可能な場合は、制御棒を手動挿入する。
 ①制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器）開放
 ②制御棒挿入
 ③制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）開放
 ④原子炉トリップ遮断器スイッチ開放
- ※2：手動によるタービントリップが不可能な場合は、主蒸気隔離弁を手動閉とし、主蒸気隔離バイパス弁の閉を確認する。
- ※3：設定値（蒸気発生器水位9%+10秒）
 ①タービントリップ
 ②主蒸気ライン隔離
 ③補助給水ポンプ起動
- ※4：制御棒の挿入に失敗した場合は、制御棒値を補完するため、燃料取替ほう酸濃度までほう酸水注入を継続する。
 なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続き低温停止に移行させるために必要となるほう酸濃度を目標にほう酸水注入を継続する。
 燃料取替ほう酸濃度
 ・3,200ppm以上のほう酸濃度
 停止ほう酸濃度
 ・高温停止：停止余裕 1.8% Δk/k以上を確保できるほう酸濃度
 ・低温停止：停止余裕 1.0% Δk/k以上を確保できるほう酸濃度

第 1.1.10 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/4）

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（四十四条）	技術基準規則（五十九条）	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑤
<p>【解釈】 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第44条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/4）

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（四十四条）	技術基準規則（五十九条）	番号
<p>(1) 沸騰水型原子炉(BWR)及び加圧水型原子炉(PWR)共通</p> <p>a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。</p>	②	<p>(1) BWR</p> <p>a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路 (ARI) を整備すること。</p>	<p>(1) BWR</p> <p>a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路 (ARI) を整備すること。</p>	—
<p>(2) BWR</p> <p>a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。</p>	—	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。</p>	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。</p>	—
<p>b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。</p>	—	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。</p>	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。</p>	—
<p>c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。</p>	—			—
<p>(3) PWR</p> <p>a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合は、タービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。</p>	③	<p>(2) PWR</p> <p>a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	<p>(2) PWR</p> <p>a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	⑥
<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p>	④	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	<p>b) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/4)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

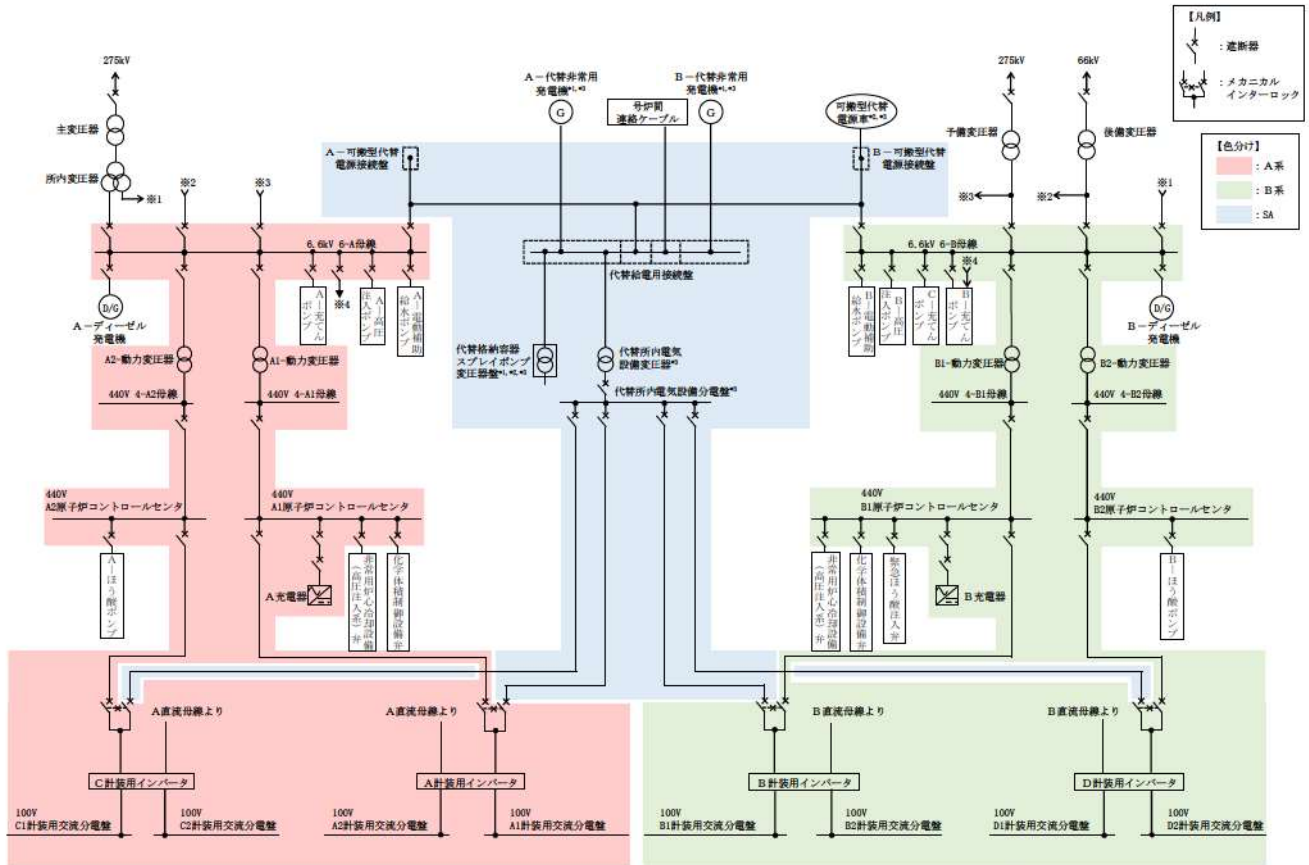
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応 手段	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な 人数で 使用可能か	備考
原子炉動 急による 急停止	原子炉トリップスイッチ	既設	① ② ⑤	原子 炉動 急による 急停止	制御棒駆動装置用電源 (常用母線440V 遮断器操作器)	常設	6分	1名	自主対策とする 理由は本文 参照
	制御棒クラスタ	既設			制御棒操作スイッチ	常設	8分	1名	
	原子炉トリップ遮断器	既設			制御棒駆動装置用電源 (制御棒駆動装 置用電源出力遮断器スイッチ)	常設	14分	1名	
	-	-			原子炉トリップ遮断器スイッチ	常設	24分	1名	
原子炉出力抑制 (自動)	共通要因故障対策盤 (自動制御盤) (ATWS緩和設備)	新設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	-
	主蒸気隔離弁	既設							
	電動補助給水ポンプ	既設							
	タービン動補助給水ポンプ	既設							
	補助給水ピット	既設							
	蒸気発生器	既設							
	主蒸気逃がし弁	既設							
	主蒸気安全弁	既設							
	2次冷却設備 (主蒸気設備) 配管・弁	既設							
	2次冷却設備 (給水設備) 配管	既設							
	2次冷却設備 (補助給水設備) 配管・弁	既設							
	加圧器逃がし弁	既設							
	加圧器安全弁	既設							
	充てんポンプ	既設							
	ほう酸ポンプ	既設							
	ほう酸タンク	既設							
	ほう酸フィルタ	既設							
	緊急ほう酸注入弁	既設							
	再生熱交換器	既設							
	化学体積制御設備 配管・弁	既設							
	非常用炉心冷却設備 (高圧注入系) 弁	既設							
	1次冷却設備	既設							
	所内常設蓄電池式直流電源設備	既設 新設							
	原子炉補機冷却設備	既設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	非常用交流電源設備	既設 新設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

■：重大事故等対処設備 ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

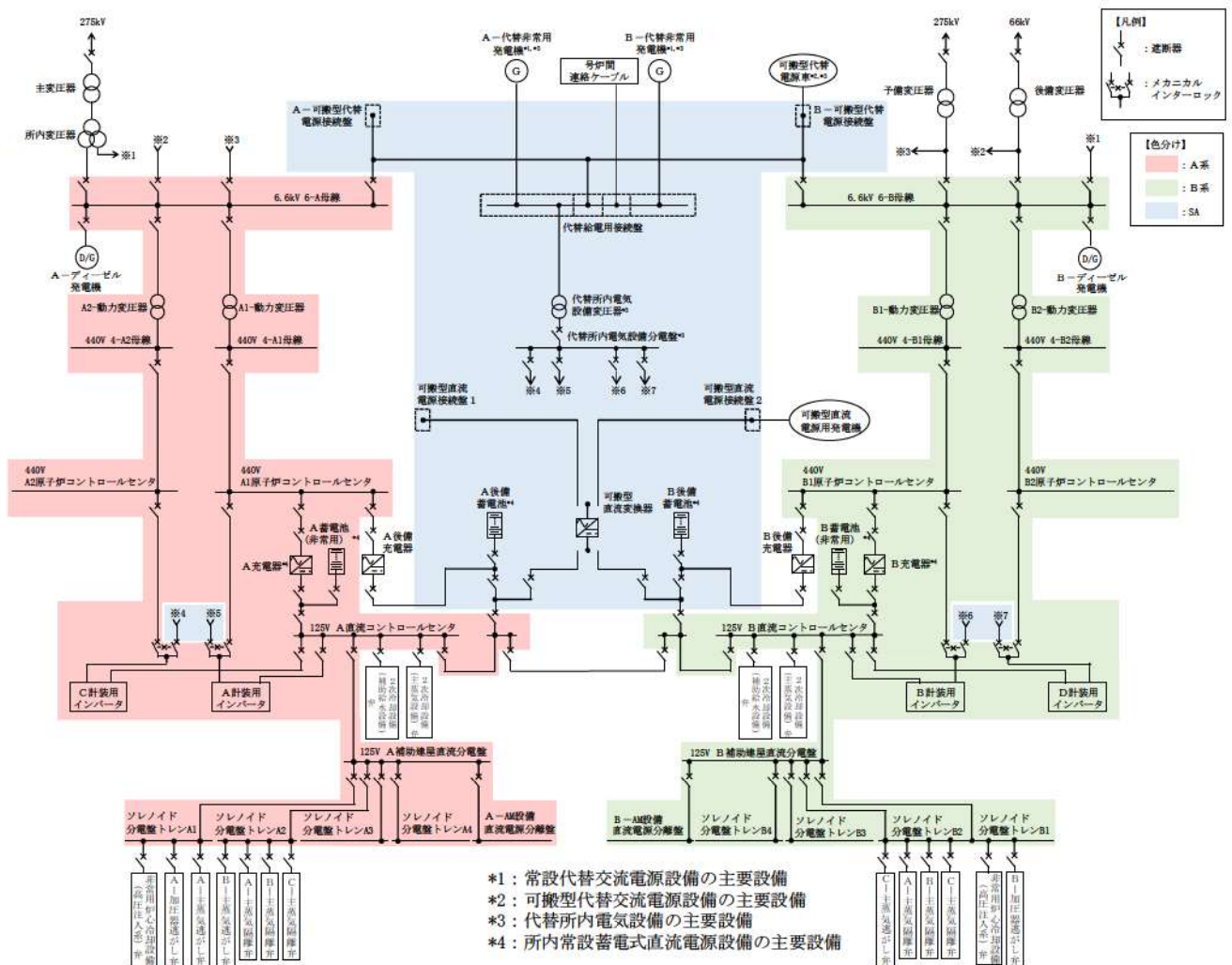
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応手段	機器名称	常設 可設	必要時間内に 使用可能か	対応可能な 人数で 使用可能か	備考		
原子炉出力抑制（手動）	主蒸気隔離弁	既設	① ③ ④ ⑤ ⑦	原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ	常設	2分	1名	自主対策とする理由は本文参照		
	電動補助給水ポンプ	既設			2次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁	常設					
	タービン動補助給水ポンプ	既設			-	-	-	-	-	-	
	補助給水ピット	既設			-	-	-	-	-	-	
	蒸気発生器	既設			-	-	-	-	-	-	
	主蒸気逃がし弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	主蒸気安全弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	2次冷却設備（給水設備）配管	既設			-	-	-	-	-	-	
	2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	加圧器逃がし弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	加圧器安全弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	充てんポンプ	既設			-	-	-	-	-	-	
	ほう酸ポンプ	既設			-	-	-	-	-	-	
	ほう酸タンク	既設			-	-	-	-	-	-	
	ほう酸フィルタ	既設			-	-	-	-	-	-	
	緊急ほう酸注入弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	再生熱交換器	既設			-	-	-	-	-	-	
	化学体積制御設備 配管・弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設			-	-	-	-	-	-	
	1次冷却設備	既設			-	-	-	-	-	-	
	所内常設蓄電式直流電源設備	既設 新設			-	-	-	-	-	-	
	原子炉補機冷却設備	既設			-	-	-	-	-	-	
非常用取水設備	既設 新設	-	-	-	-	-	-				
非常用交流電源設備	既設 新設	-	-	-	-	-	-				
ほう酸水注入	充てんポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑦	ほう酸水注入	高圧注入ポンプ	常設	-	1名	自主対策とする理由は本文参照		
	ほう酸ポンプ	既設			ほう酸注入タンク	常設					
	ほう酸タンク	既設			燃料取替用水ピット	常設					
	緊急ほう酸注入弁	既設			非常用炉心冷却設備 配管・弁	常設					
	ほう酸フィルタ	既設			非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁	常設					
	再生熱交換器	既設			1次冷却設備	常設					
	化学体積制御設備 配管・弁	既設			原子炉容器	常設					
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設			原子炉補機冷却設備	常設					
	1次冷却設備	既設			非常用取水設備	常設					
	原子炉容器	既設			非常用交流電源設備	常設					
	所内常設蓄電式直流電源設備	既設 新設			所内常設蓄電式直流電源設備	常設					
	燃料取替用水ピット	既設			-	-				-	-
	非常用炉心冷却設備 配管・弁	既設			-	-				-	-
	原子炉補機冷却設備	既設			-	-				-	-
	非常用取水設備	既設 新設			-	-				-	-
	非常用交流電源設備	既設 新設			-	-				-	-

対応手段として選定した設備の電源構成図



- *1: 常設代替交流電源設備の主要設備
- *2: 可搬型代替交流電源設備の主要設備
- *3: 代替所内電気設備の主要設備

第1図 電源構成図(交流電源)



第2図 電源構成図（直流電源）

自主対策設備仕様

機器名称	常設 /可搬	耐震性	容量	揚程	台数
制御棒駆動装置用電源 (常用母線440V遮断器操作器)	常設	Cクラス	約1,600A [※]	—	2台
制御棒操作スイッチ	常設	Sクラス	—	—	1個
制御棒駆動装置用電源 (制御棒駆動装置用電源出力遮断器 スイッチ)	常設	Cクラス	約1,600A [※]	—	2台
原子炉トリップ遮断器スイッチ	常設	Sクラス	約1,600A [※]	—	8個
タービントリップスイッチ	常設	Cクラス	—	—	1個
高圧注入ポンプ	常設	Sクラス	約280m ³ /h	950m	2台
燃料取替用水ピット	常設	Sクラス	約2,000m ³	—	1基
ほう酸注入タンク	常設	Sクラス	約6.0m ³	—	1基

※遮断器本体の容量

原子炉トリップ設定値リスト

原因	設定値	確認する計器
蒸気発生器水位低	13%	蒸気発生器水位 (狭域)
過大温度 Δ T 高	自動計算値	・ Δ T ・ 過大出力 Δ T 設定値 ・ 過大温度 Δ T 設定値
過大出力 Δ T 高	自動計算値	同上
2 ループ冷却材流量低	定格流量の90%	1 次冷却材流量
1 ループ冷却材流量低	定格流量の90%	1 次冷却材流量
原子炉圧力高	16.45MPa[gage]	加圧器圧力
原子炉圧力低	12.87MPa[gage]	同上
加圧器水位高	92%	加圧器水位
水平方向加速度大	上部 (原子炉建屋 T.P. 33.1m) 340gal 下部 (原子炉補助建屋 T.P. -1.7m) 180gal	—※
鉛直方向加速度大	90gal	—※
非常用炉心冷却設備作動	—	—※
出力領域高設定中性子束高	109%	出力領域中性子束
出力領域中性子束増加率高	+10%	同上
出力領域中性子束減少率高	-7%	同上
1 次冷却材ポンプ電源電圧低	70%	6-C1, C2, D母線電圧 (間接) ※
1 次冷却材ポンプ電源周波数低	46.5Hz	発電機周波数 (間接) ※
タービントリップ	—	—※
中性子源領域中性子束高	1×10^5 cps	中性子源領域中性子束
中間領域中性子束高	25%相当電流値	中間領域中性子束
出力領域低設定中性子束高	25%	出力領域中性子束
原子炉手動トリップ	—	—※

※ 対象計器なし (警報発信のみ)

制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放

【手動による原子炉緊急停止】

1. 操作概要

原子炉停止機能喪失時，原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な制御棒駆動装置用電源出力遮断器の開放を行う。

2. 操作場所

周辺補機棟 T. P. 17. 8m

3. 必要要員数及び操作時間

必要要員数 : 1名
 操作時間（想定） : 8分
 操作時間（訓練実績等） : 4分（現場移動時間を含む。）

4. 操作の成立性

移動経路： ヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから，建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また，運転員はヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また，汚染の発生を仮定した場合でも，個人線量計を携帯し，全面マスク等を着用することにより作業可能である。

操作性： 通常行う制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放操作と同じであり，容易に操作可能である。

連絡手段： 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも，携行型通話装置を使用し，確実に中央制御室へ連絡することが可能である。




制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放
 （周辺補機棟 T. P. 17. 8m）

5. 制御棒駆動装置用電源出力遮断器及び原子炉トリップ遮断器の操作のための移動経路について

- ①中央制御室から周辺補機棟 T.P. 17.8m 制御棒駆動装置用電源制御盤室へ移動する。
 - ②制御棒駆動装置用電源出力遮断器を開操作する。(①+②想定時間 8分)
 - ③制御棒駆動装置用電源出力遮断器から原子炉トリップ遮断器盤室へ移動する。
 - ④原子炉トリップ遮断器を開操作する。(③+④想定時間 10分)
- ①, ②が添付資料 1.1.5 の範囲である。



 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

原子炉トリップ遮断器現場開放

【手動による原子炉緊急停止】

1. 操作概要

原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な遮断器の開放を行う。

2. 操作場所

周辺補機棟 T.P. 17.8m

3. 必要要員数及び操作時間

必要要員数 : 1名
 操作時間(想定) : 10分
 操作時間(訓練実績等) : 3分(制御棒駆動装置用電源出力遮断器からの移動を含む。)

4. 操作の成立性

移動経路 : ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。

操作性 : 通常行う遮断器操作と同じであり、容易に操作可能である。

連絡手段 : 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に中央制御室へ連絡することが可能である。




原子炉トリップ遮断器現場開放
 (周辺補機棟 T.P. 17.8m)

5. 制御棒駆動装置用電源出力遮断器及び原子炉トリップ遮断器の操作のための移動経路について

- ①中央制御室から周辺補機棟 T.P. 17.8m 制御棒駆動装置用電源制御盤室へ移動する。
 - ②制御棒駆動装置用電源出力遮断器を開操作する。(①+②想定時間 8分)
 - ③制御棒駆動装置用電源出力遮断器から原子炉トリップ遮断器盤室へ移動する。
 - ④原子炉トリップ遮断器を開操作する。(③+④想定時間 10分)
- ③, ④が添付資料 1.1.6 の範囲である。



 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

原子炉出力抑制（手動）の成立性

1. 操作概要

共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉止操作及び補助給水ポンプの起動を行う。

2. 操作場所

中央制御室

3. 必要要員数及び操作時間

必要要員数 : 1名
 操作時間（想定） : 10分
 操作時間（訓練実績等） : 6分

4. 操作手順及び成立性

原子炉出力抑制（手動）の操作手順は以下のとおり。

- ① 運転員（中央制御室）Aは、タービントリップスイッチによりタービン手動トリップ操作を実施しタービントリップを確認する。
- ② タービントリップに失敗した場合、運転員（中央制御室）Aは主蒸気ライン隔離スイッチにより主蒸気隔離弁を閉操作するとともに主蒸気バイパス隔離弁の閉を確認する。移動距離は最長で約4mである。
- ③ 運転員（中央制御室）Aは補助給水ポンプ操作器により補助給水ポンプを起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。

以上に示すとおり、1名の運転員により想定された時間内に操作できる。



図1 原子炉出力抑制（手動）時の運転員の動き



図2 中央制御室

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について

1. 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故の概要について

発電用原子炉の出力運転中に、運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、発電用原子炉の自動停止に失敗した場合においても、蒸気発生器水位低下を共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が検知し、主蒸気を隔離することにより 1 次冷却材温度が上昇し、減速材温度係数の負の反応度フィードバック効果により原子炉出力が低下する。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 次冷却材圧力は抑制される。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約 18.6MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を下回るため、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は維持される。燃料被覆管温度は、炉心の冠水状態を確保していることから、燃料被覆管の酸化量も問題とならない。また、原子炉格納容器内に漏えいする 1 次冷却材はわずかであることから、原子炉格納容器の健全性は維持される。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系による炉心崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系によりほう酸水を原子炉容器へ注入し、発電用原子炉の未臨界を確保した後、余熱除去系により長期にわたる炉心冷却が可能である。

2. 主要操作

運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、発電用原子炉の自動停止に失敗した場合において、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）により、主蒸気隔離弁が閉、タービントリップ、電動及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、プラントは原子炉出力約 3 % に安定する。その後、発電用原子炉を未臨界とするために、ほう酸水注入による負の反応度添加操作を行う。

(1) 事象発生からモード 3（1 次冷却材温度約 286℃、圧力約 15.4MPa[gage]）まで

① 事象発生（運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、発電用原子炉の自動停止に失敗）

② 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）により以下が自動作動

- ・主蒸気隔離弁が閉
- ・タービントリップ
- ・電動及びタービン動補助給水ポンプの自動起動

共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動により、主蒸気隔離弁が閉止することで 1 次冷却材温度が上昇し、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により圧力上昇は緩和される。その後、補助給水による除熱効果により 1 次冷却材温度が低下するため、1 次冷却材圧力が低下する。なお、解析において、加圧器圧力制御系のうち加圧器スプレイ及び加圧器ヒータの作動は考慮していない。実際には、加圧器圧力自動制御により、加圧器圧力が上昇した場合には加圧器スプレイにより 1 次冷却材圧力の上昇は抑制され、1 次冷却材圧力が低下した場合には加圧器ヒータの動作により 1 次冷却材圧力の低下は抑制されるが、これらが同時に作動することはない。加圧器圧力制御系の作動により、実際の 1 次冷却材圧力は解析上の最大値を超えることはない。解析時間 500 秒以降は、原子炉出力約 3 % に安定しており、その後は、1 次冷却材圧力は約 15.4MPa[gage]となるように加圧器ヒータにて自動制御され、加圧器水位は、1 次冷却材温度に見合った水位になるように充てん流量が自動制御される。

加圧器圧力制御については図 1、加圧器水位制御については図 2、プラントパラメータの推移については図 3、4、5、6 に示す。

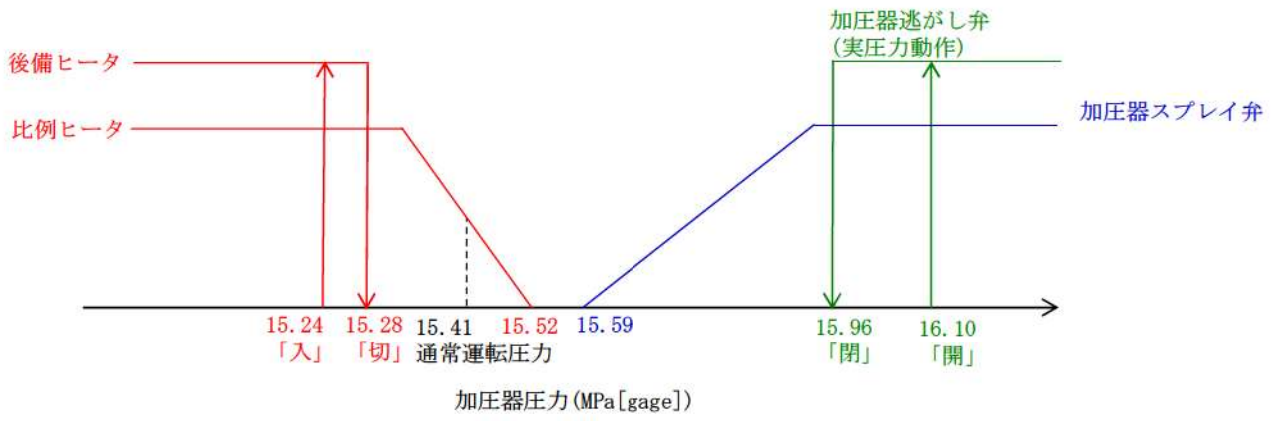


図 1 加圧器圧力制御

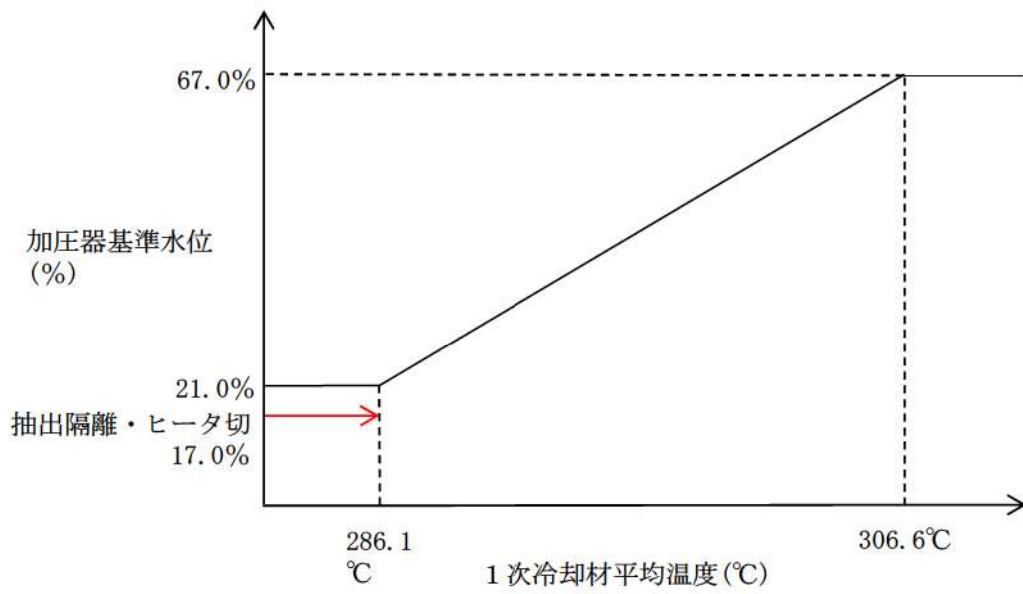


図 2 加圧器水位制御

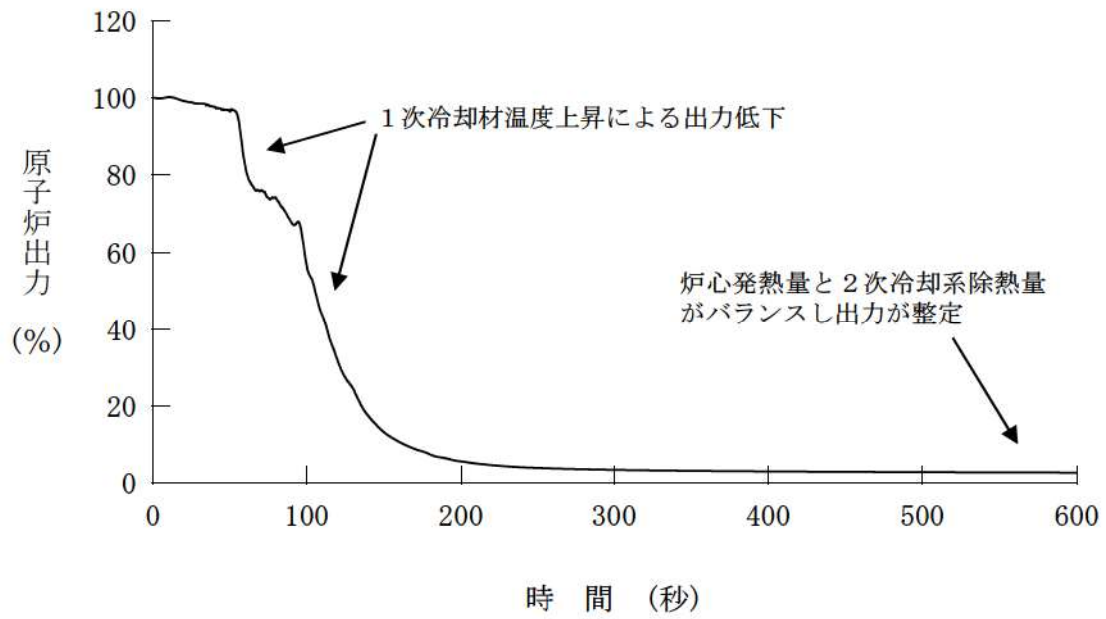


図3 原子炉出力の推移

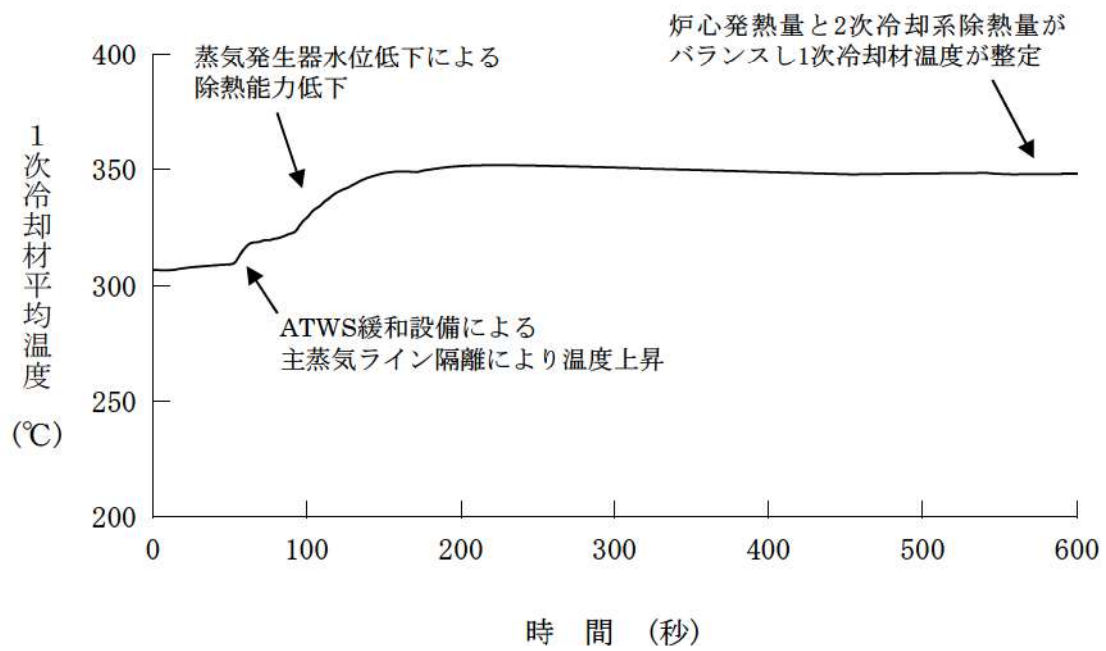


図4 1次冷却材平均温度の推移

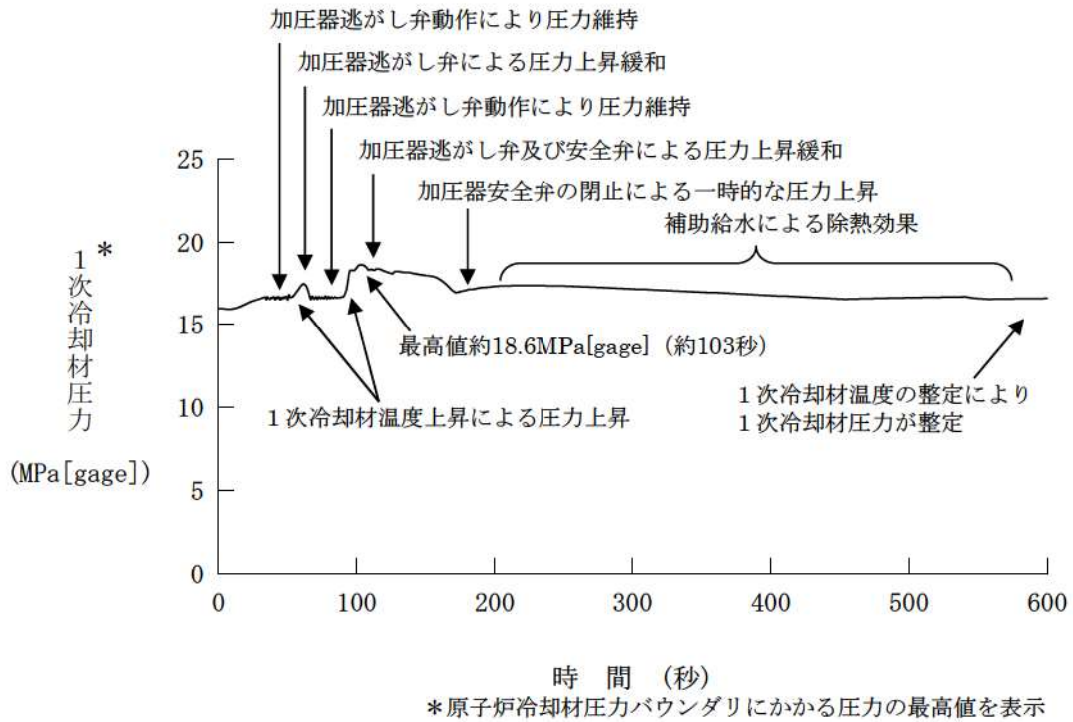


図5 1次冷却材圧力の推移

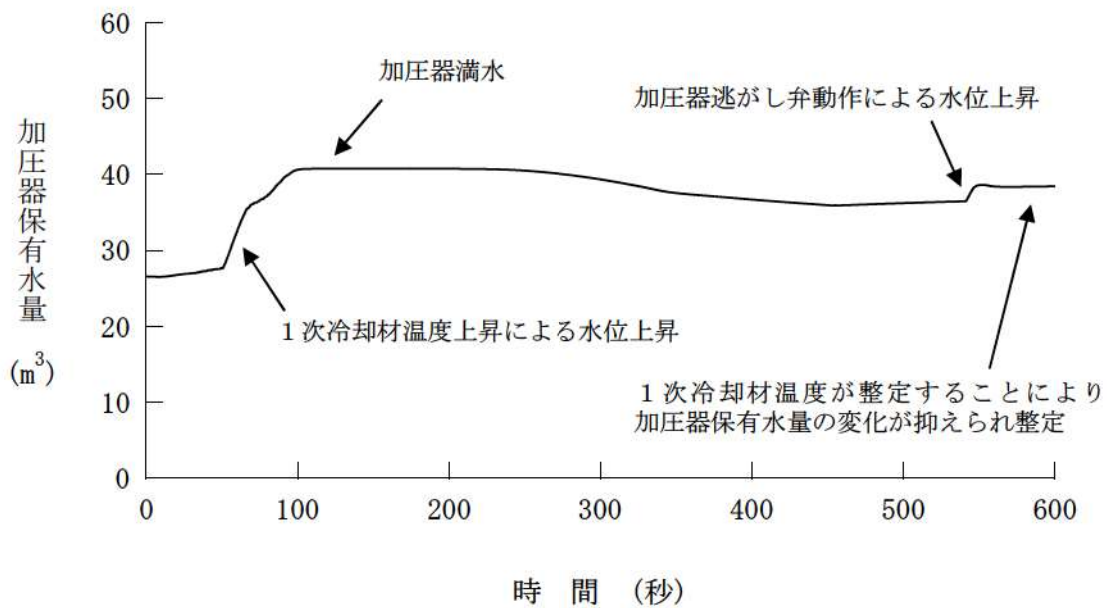


図6 加圧器保有水量の推移

③緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加

発電用原子炉を未臨界状態とするために、緊急ほう酸濃縮による負の反応度を添加する。出力低下に伴い、1次冷却材温度が低下するため、加圧器圧力及び水位の制御状態に注意する。以下に緊急ほう酸濃縮操作後の主なプラントパラメータの状態を示す。

a. 原子炉出力

緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加により、原子炉出力は0%まで低下する。

b. 1次冷却材温度

原子炉出力低下により1次冷却材温度が低下するため、中央制御室にて運転員の手動操作による補助給水流量の調整及び主蒸気逃がし弁の自動制御により1次冷却材温度を約286℃に安定させる。

c. 1次冷却材圧力（加圧器圧力）

1次冷却材温度低下に伴う1次冷却材体積の減少で、1次冷却材圧力が低下するが、加圧器ヒータにより約15.4MPa[gage]となるよう自動制御される。なお、1次冷却材体積の減少により加圧器水位の低下が大きい場合は、1次冷却材圧力の低下も大きいいため、加圧器水位の自動制御状態にも注意する。

d. 加圧器水位

1次冷却材温度低下に伴う1次冷却材体積の減少で、加圧器水位は、事象発生後の満水状態から低下する。加圧器水位は1次冷却材温度に見合った水位になるように充てん流量が自動制御される。

e. 蒸気発生器水位及び圧力

運転員により補助給水流量調整を行い、蒸気発生器水位を無負荷水位にて安定させる。また、主蒸気逃がし弁での主蒸気ライン圧力制御により1次冷却材温度は約286℃に安定する。

④モード3（1次冷却材温度約286℃、圧力約15.4MPa[gage]）整定

加圧器圧力の自動制御により、1次冷却材圧力が約15.4MPa[gage]に整定される。また、2次冷却設備からの除熱（補助給水及び主蒸気逃がし弁）により、1次系温度が約286℃に整定される。

(2) モード3（1次冷却材温度約286℃、圧力約15.4MPa[gage]）以降の操作
（通常停止操作）

⑤停止ほう素濃度確認

停止ほう素濃度（燃料取替ほう素濃度以上）までの濃縮が完了すれば、約1時間にてサンプリングにより停止ほう素濃度まで濃縮できていることを確認する。

⑥モード3からの1次系降温・降圧操作

運転員は中央制御室にて主蒸気逃がし弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで1次冷却材の降温を開始する。また、運転員は中央制御室にて加圧器スプレイ弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで、1次冷却材の降圧を開始する。加圧器気相消滅の準備のため、運転員は中央制御室にて充てん流量制御を自動制御から手動制御に切り替えて充てん流量を増加させ、徐々に加圧器水位を上昇させる。モード3から冷却開始後、約9.5時間にてモード4（1次冷却材温度177℃未満、圧力2.7MPa[gage]）となる。

⑦余熱除去系による冷却操作

モード4となれば余熱除去系のウォーミングを開始し、約2時間にて余熱除去系のウォーミングが完了する。余熱除去系のウォーミングが完了すれば、中央制御室にて運転員の手動操作により主蒸気逃がし弁の除熱から余熱除去系の除熱に切り替える。約4時間にて加圧器気相消滅操作を実施した後、中央制御室にて運転員の手動操作により余熱除去系による1次冷却材の降温操作を開始する。

⑧モード5整定

余熱除去系による1次冷却材の降温操作開始から、約6.5時間にてモード5（1次冷却材温度93℃以下）整定となる。

解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(4) ほう酸水注入	-	ほう酸タンク等の水位が確保されている ほう酸タンク水位 2%以上

2. 操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(2) 原子炉出力抑制 (自動)	-	補助給水流量が確立していることを確認 補助給水流量約150m ³ /h以上 (蒸気発生器 3基合計) ※有効性評価7.1.5「原子炉停止機能」の解析条件より引用
		-	蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持 蒸気発生器水位 (狭域) 33%
	(3) 原子炉出力抑制 (手動)	-	補助給水流量の確保 補助給水流量約150m ³ /h以上 (運転要領)
		-	補助給水流量が確立 補助給水流量約150m ³ /h以上 (蒸気発生器 3基合計) ※有効性評価「7.1.5原子炉停止機能」の解析条件より引用
		-	蒸気発生器水位を無負荷時水位 蒸気発生器水位 (狭域) 33%
	(4) ほう酸水注入	-	緊急ほう酸注入ライン流量 緊急ほう酸注入ライン流量約13.6m ³ /h
		-	中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認 出力領域中性子束指示 5%未満及び中間領域起動率指示が零又は負
		-	1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満 1次冷却材圧力約15.7MPa[gage]未満
		-	高温停止 1次冷却材温度約286℃～177℃以上
		-	低温停止 1次冷却材温度93℃以下

3. 弁番号及び弁名称一覧 (1/2)

弁番号	弁名称	操作場所
3V-MS-528A	A-主蒸気隔離弁	中央制御室
3V-MS-528B	B-主蒸気隔離弁	中央制御室
3V-MS-528C	C-主蒸気隔離弁	中央制御室
3V-MS-582A	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁A	中央制御室
3V-MS-582B	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁B	中央制御室
3PCV-3610	A-主蒸気逃がし弁	中央制御室
3PCV-3620	B-主蒸気逃がし弁	中央制御室
3PCV-3630	C-主蒸気逃がし弁	中央制御室
3V-MS-521A	A1-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-522A	A2-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-523A	A3-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-524A	A4-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-525A	A5-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-521B	B1-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-522B	B2-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-523B	B3-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-524B	B4-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-525B	B5-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-521C	C1-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-522C	C2-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-523C	C3-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-524C	C4-主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-525C	C5-主蒸気安全弁	中央制御室
3PCV-452A	A-加圧器逃がし弁	中央制御室
3PCV-452B	B-加圧器逃がし弁	中央制御室
3V-RC-055	A-加圧器安全弁	中央制御室
3V-RC-056	B-加圧器安全弁	中央制御室
3V-RC-057	C-加圧器安全弁	中央制御室
3HCV-3616	A-主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室
3HCV-3626	B-主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室
3HCV-3636	C-主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室