

福島第一原子力発電所
東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について

平成24年5月
東京電力株式会社

目 次

1. はじめに	1
2. 件名	1
3. 事象発生時のプラント運転状況	2
4. 事象発生時の状況	2
4. 1 東北地方太平洋沖地震及び津波のデータ	2
4. 2 福島第一原子力発電所事象概要	2
5. 地震に関する状況調査	16
5. 1 福島第一原子力発電所での観測結果	16
5. 2 福島第一原子力発電所の外部電源の状況	16
5. 3 地震発生直前及び地震発生直後のプラント状況	17
5. 4 地震による設備への影響評価	26
5. 4. 1 プラントパラメータによる評価	26
5. 4. 2 地震の観測記録を用いた地震応答解析結果	26
5. 4. 3 発電所設備の目視確認結果	27
5. 4. 4 設備への影響評価まとめ	31
6. 津波に関する状況調査	33
6. 1 福島第一原子力発電所での津波観測結果	33
6. 2 津波評価について	34
6. 2. 1 津波高さの評価	34
6. 2. 2 津波に関する関連機関等の主張と当社の対応	36
6. 2. 3 建屋敷地高さ・機器設置位置について	38
6. 3 福島第一原子力発電所の津波による設備の直接被害の状況	39
6. 3. 1 主要建屋への浸水経路	39
6. 3. 2 津波による設備被害	41
6. 3. 3 津波による設備被害のまとめ	44
6. 4 東北地方太平洋沖地震発生以降の余震に伴う津波への対応	45
7. 福島第一原子力発電所1号機の事故状況	46
7. 1 地震発生前のプラント状況	46
7. 2 地震発生後のプラント及び対応状況	46
8. 福島第一原子力発電所2号機の事故状況	53
8. 1 地震発生前のプラント状況	53
8. 2 地震発生後のプラント及び対応状況	53
9. 福島第一原子力発電所3号機の事故状況	60
9. 1 地震発生前のプラント状況	60
9. 2 地震発生後のプラント及び対応状況	60

1 0．福島第一原子力発電所 4 号機の事故状況	6 8
1 0． 1 地震発生前のプラント状況	6 8
1 0． 2 地震発生後のプラント及び対応状況	6 8
1 1．福島第一原子力発電所 5 号機の事故状況	7 0
1 1． 1 地震発生前のプラント状況	7 0
1 1． 2 地震発生後のプラント及び対応状況	7 0
1 2．福島第一原子力発電所 6 号機の事故状況	7 4
1 2． 1 地震発生前のプラント状況	7 4
1 2． 2 地震発生後のプラント及び対応状況	7 4
1 3．福島第一原子力発電所使用済燃料貯蔵施設の状況調査	7 7
1 3． 1 1 号機 S F P 状況	7 7
1 3． 2 2 号機 S F P 状況	7 8
1 3． 3 3 号機 S F P 状況	8 0
1 3． 4 4 号機 S F P 状況	8 2
1 3． 5 5 号機 S F P 状況	8 3
1 3． 6 6 号機 S F P 状況	8 4
1 3． 7 共用プール状況	8 4
1 3． 8 乾式貯蔵キャスク保管建屋状況	8 5
1 3． 9 天井クレーンの状況（1～6 号機 R / B 及び共用プール）	8 5
1 4．プラント水素爆発評価	8 7
1 4． 1 地震計による爆発事象の考察	8 7
1 4． 2 水素爆発の原因	8 8
1 5．事故の分析と課題の抽出	9 2
1 5． 1 事故時のプラント挙動からの課題	9 2
1 5． 2 設備・機能上の課題	1 2 6
1 5． 3 事故対応を困難にした障害要素	1 3 0
1 5． 4 炉心損傷防止のための課題の抽出に関するまとめ	1 3 2
1 6．事故原因を踏まえた今後の対応	1 3 5
1 6． 1 炉心損傷防止のための対応方針	1 3 5
1 6． 2 福島第一原子力発電所事故の具体的対策	1 3 7
1 7．福島第一原子力発電所の事故による環境影響について	1 4 6
1 7． 1 事故進展に伴う福島第一原子力発電所敷地境界の線量率の変動	1 4 6
1 7． 2 放射性物質の大気中への放出量の評価	1 4 7
1 7． 3 建屋内への漏えいによる放射性物質を含む滞留水の状況	1 4 8
1 7． 4 放射性物質の海水中への放出量の評価	1 4 9

1 8.	福島第一原子力発電所における作業者の被ばくについて	1 5 2
1 8. 1	緊急作業の放射線管理	1 5 2
1 8. 2	作業者の被ばくの状況	1 5 3
1 8. 3	線量限度を超える作業者の被ばく	1 5 3
1 8. 4	線量限度を超える被ばくに係る再発防止策	1 5 4
1 9.	安定化への取り組み	1 5 6
1 9. 1	事故の収束に向けた道筋	1 5 6
1 9. 2	廃止措置に向けた中長期対策への取り組み	1 5 8
1 9. 3	今後の予定	1 6 1

<別紙>

- 別紙-1 福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について
- 別紙-2 MAA Pコードによる炉心・格納容器の状態の推定
- 別紙-3 福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心状態について

<添付資料>

- 添付資料-5 地震に関する状況調査に関する添付資料一式
- 添付資料-6 津波に関する状況調査に関する添付資料一式
- 添付資料-7 福島第一原子力発電所1号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-8 福島第一原子力発電所2号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-9 福島第一原子力発電所3号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-10 福島第一原子力発電所4号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-11 福島第一原子力発電所5号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-12 福島第一原子力発電所6号機の事故状況に関する添付資料一式
- 添付資料-13 福島第一原子力発電所使用済燃料貯蔵施設の状況調査に関する添付資料一式
- 添付資料-14 プラント水素爆発評価に関する添付資料一式
- 添付資料-15 事故の分析と課題の抽出に関する添付資料一式
- 添付資料-16 事故原因を踏まえた今後の対応に関する添付資料一式
- 添付資料-17 福島第一原子力発電所の事故による環境影響に関する添付資料一式
- 添付資料-18 福島第一原子力発電所における作業者の被ばくに関する添付資料一式
- 添付資料-19 安定化への取り組みに関する添付資料一式

<参考資料>

- 参考資料-1 福島第一原子力発電所設備主要諸元
- 参考資料-2 福島第一原子力発電所の設備構成の概要
- 参考資料-3 原子力発電所用語集
- 参考資料-4 注水時における水源の位置関係図
- 参考資料-5 原子力防災組織の業務
- 参考資料-6 管理区域作業における装備他

1. はじめに

平成23年3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響については、福島第一原子力発電所1～4号機の原子炉建屋（以下、「R/B」という。）の壁等が損傷し、建屋内の放射性物質が非管理区域に漏えいしたと判断したことから、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（以下、「実用炉規則」という。）第19条の17の規定により、原管発官22第489号（3月18日付け）にて報告を行っている。

上記報告において、福島第一原子力発電所については、原子力災害対策特別措置法（以下、「原災法」という。）第10条第1項の規定に基づく特定事象（以下、「第10条該当事象」という。）（全交流電源喪失）及び原災法第15条第1項の規定に基づく特定事象（以下、「第15条該当事象」という。）（非常用炉心冷却装置注入不能または、原子炉冷却機能喪失）が発生し、安全上重要な機器等が原子炉施設の安全を確保するために必要な機能を喪失したこと、また、敷地境界の放射線量の値が制限値を超えたため、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したことを報告している。

また、原管発官23第307号（9月9日付け）（原管発官23第348号（9月28日付け）で一部訂正）にて、それまでに確認できた安全上重要な機器等の状況及び放射性物質の漏えい等について続報として報告するとともに、放射線業務従事者の被ばくに関して新たに報告を行っている。

今回、これまでに実施した関係者への聞き取り^{※1}や現場調査、また、記録類からの評価、解析結果において新たに確認された事実、得られた知見について続報として報告するとともに、それらの事実や解析結果等に基づく事故の分析と課題の抽出より、今回の事故を踏まえ、既存の原子力発電所の安全性向上に寄与するための必要な対策方針について報告する。

※1：原管発官23第307号（9月9日付け）の中間報告と今回の報告内容における関係者の聞き取り人数、対象者等の相違は以下のとおり。

【原管発官23第307号（9月9日付け）】

- ・聞き取り人数： 延べ200名程度
- ・聞き取り対象者： 主に管理職
- ・備考： 確度の高い情報を中心に事実関係・時系列を整理

【本報告書】

- ・聞き取り人数： 延べ400名程度
- ・聞き取り対象者： 管理職、担当者
- ・備考： 原管発官23第307号（9月9日付け）の中間報告内容に基づき、個人の証言やメモを複数の情報を基に事実認定し、事実関係・時系列を再整理

2. 件名

福島第一原子力発電所
東北地方太平洋沖地震に伴う原子炉施設への影響について

3. 事象発生時のプラント運転状況

1号機 (定格電気出力	4 6 0 MW)	定格電気出力一定運転中
2号機 (定格電気出力	7 8 4 MW)	定格熱出力一定運転中
3号機 (定格電気出力	7 8 4 MW)	定格熱出力一定運転中
4号機 (定格電気出力	7 8 4 MW)	定検停止中
5号機 (定格電気出力	7 8 4 MW)	定検停止中
6号機 (定格電気出力	1, 1 0 0 MW)	定検停止中

4. 事象発生時の状況

4. 1 東北地方太平洋沖地震及び津波のデータ

発 生 日 時 : 平成23年3月11日14時46分

震 源 : 三陸沖 (震源深さ 24 km)

マグニチュード : 9.0

最大加速度 : 2号機原子炉建屋地下1階 水平方向 (EW) 550ガル

当発電所との距離 : 震央距離 178 km、震源距離 180 km

津波データ : 浸水高

◇主要建屋設置エリア (1～4号機側、敷地高 O.P. ※¹+10m)

・O.P. 約+11.5m～約+15.5m※² (浸水深 約1.5m～約5.5m)

※1 : 小名浜港工事基準面の略称 (以下、「O.P.」という。)

※2 : 当該エリア南西部では局所的に O.P. 約+16m～約+17m
(浸水深 約6m～約7m)

◇主要建屋設置エリア (5・6号機側、敷地高 O.P. +13m)

・O.P. 約+13m～約+14.5m (浸水深 約1.5m 以下)

浸水域

◇海側エリア及び主要建屋設置エリアほぼ全域

津波第1波到達時刻 : 平成23年3月11日15時27分頃

津波第2波到達時刻 : 平成23年3月11日15時35分頃

(以降、断続的に津波到達)

4. 2 福島第一原子力発電所事象概要

1号機は定格電気出力一定運転中、2号機、3号機は定格熱出力一定運転中、4～6号機は定期検査中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、1～3号機は「地震加速度大トリップ」で原子炉が自動停止した。

福島第一原子力発電所で観測された当該地震の最大加速度は、2号機R/B地下1階において550ガル (水平方向 : EW) であり、1～3号機とも原子炉保護系 (以下、「RPS」という。) が設計通りに作動したことにより自動停止した。

自動停止直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認した。また、地震により一部の送電線鉄塔が倒壊するなど、外部送電線からの受電ができない状態となったことから、各号機の非常用ディーゼル発電機 (以下、「D/G」という。) が自動起動し、

原子炉冷温停止に必要な設備は健全で安定した状態であることを確認した。

また、使用済燃料プール（以下、「SFP」という。）の冷却機能については、1～6号機の燃料プール冷却材浄化系（以下、「FPC」という。）は常用電源喪失により停止した。なお、1号機については原子炉停止時冷却系（以下、「SHC」という。）、2～6号機については、残留熱除去系（以下、「RHR」という。）による非常時熱負荷モードでの冷却が可能な状態であった。

しかし、地震後の津波（同日15時27分頃、第一波到達、同日15時35分頃、第二波到達）により、1～5号機において、一部を除くD/G設備及び電源設備等が被水したことにより使用不能となったため、すべての交流電源が喪失した。これについて、同日15時42分に原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）と判断^{*1}した。

なお、6号機においては、海水系による冷却の必要がない空冷式のD/G設備1台が運転継続したため、全交流電源喪失には至らなかった。

その後、1号機、2号機については、原子炉水位が確認できないこと、また、原子炉への注水状況が不明なことから、同日16時36分に原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。

3号機についても原子炉への注水ができなくなったことから、3月13日5時10分に原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。

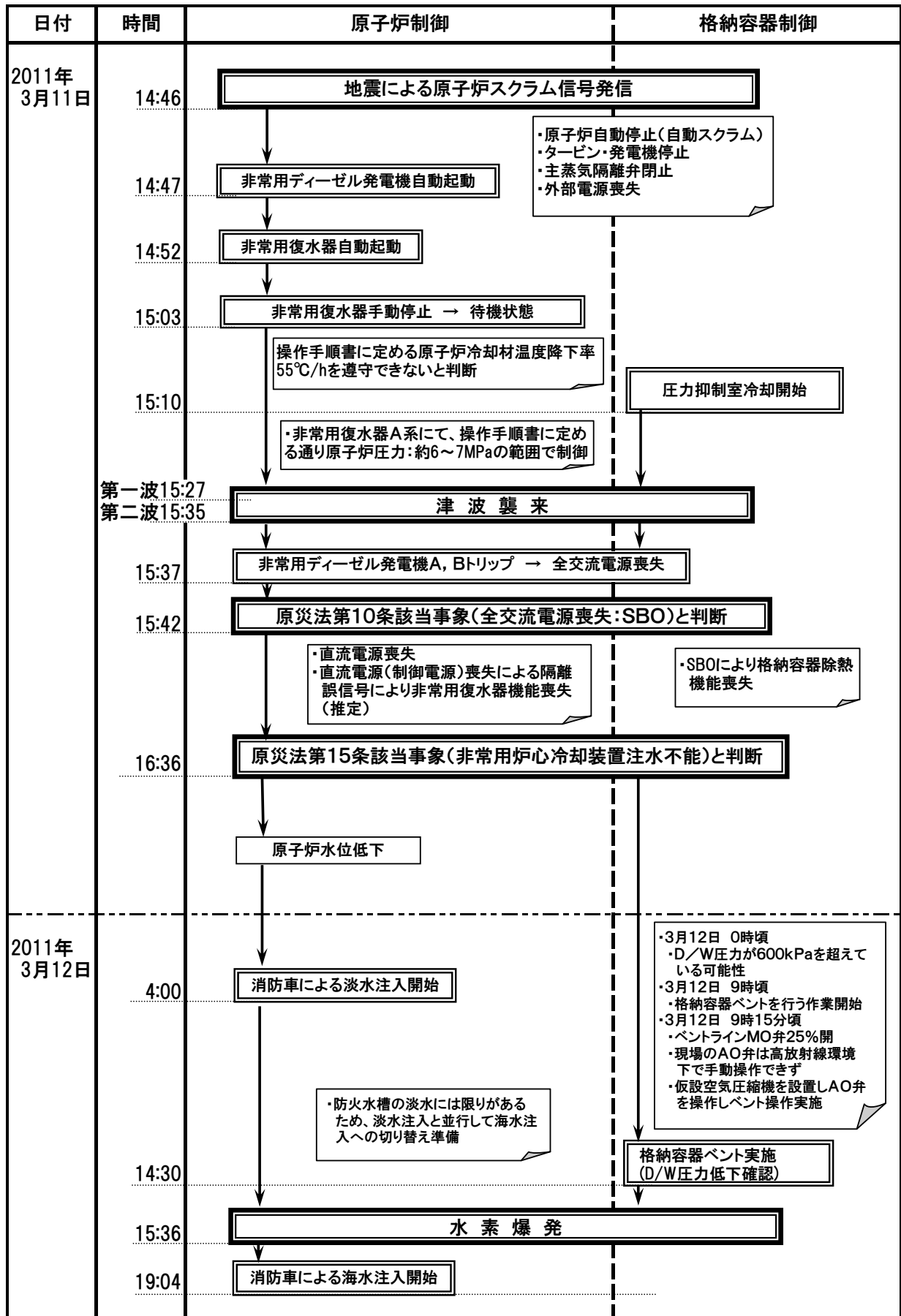
※1：平成23年4月24日に1号機、2号機、3号機のみ訂正

（原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）は、原子炉が運転中の場合に適用となるため、冷温停止中であった4号機及び5号機は対象外と判断した。）

（1）1号機について

- ・ 1号機は、3月11日14時46分に地震に襲われ、原子炉が自動停止し制御棒はすべて挿入された。その後、非常用復水器（以下、「IC」という。）で圧力制御を行いつつ、停止操作を実施していたところ、同日15時30分に前後して津波に襲われた。
- ・ この津波により、すべての直流電源、交流電源を喪失するとともに、機器の冷却に必要な非常用海水系も喪失した。また、余震頻発による津波発生リスクがある中、津波による漂流物が交通の障害となり、かつ、照明や通信手段がほとんど存在しないなど、厳しい環境下での対応操作を余儀なくされた。
- ・ 津波後、原子炉水位の監視ができなくなっていたが、3月11日21時19分には仮設バッテリーをつなぎ込み、原子炉水位が監視できるようになった。また、ICを起動するための弁の操作を同日18時台と21時台に実施した。なお、同日23時00分、タービン建屋（以下、「T/B」という。）1階北側二重扉前で1.2 mSv/h、南側二重扉前で0.5 mSv/hを計測した。
- ・ 小型発電機の電力によりドライウェル（以下、「D/W」という。）圧力を確認したところ、600 kPa [abs]を超えている可能性があったことから、3月12日0時06分、原子炉格納容器（以下、「PCV」という。）ベントの準備を進めるよう発電所長（発電所緊急時対策本部長）（以下、「発電所長」という。）が指示を出した。なお、同日0時49分、発電所長は、D/W圧力が最高使用圧力（最高使用圧力528 kPa [abs]（427 kPa [gage]））を超えている可能性があることか

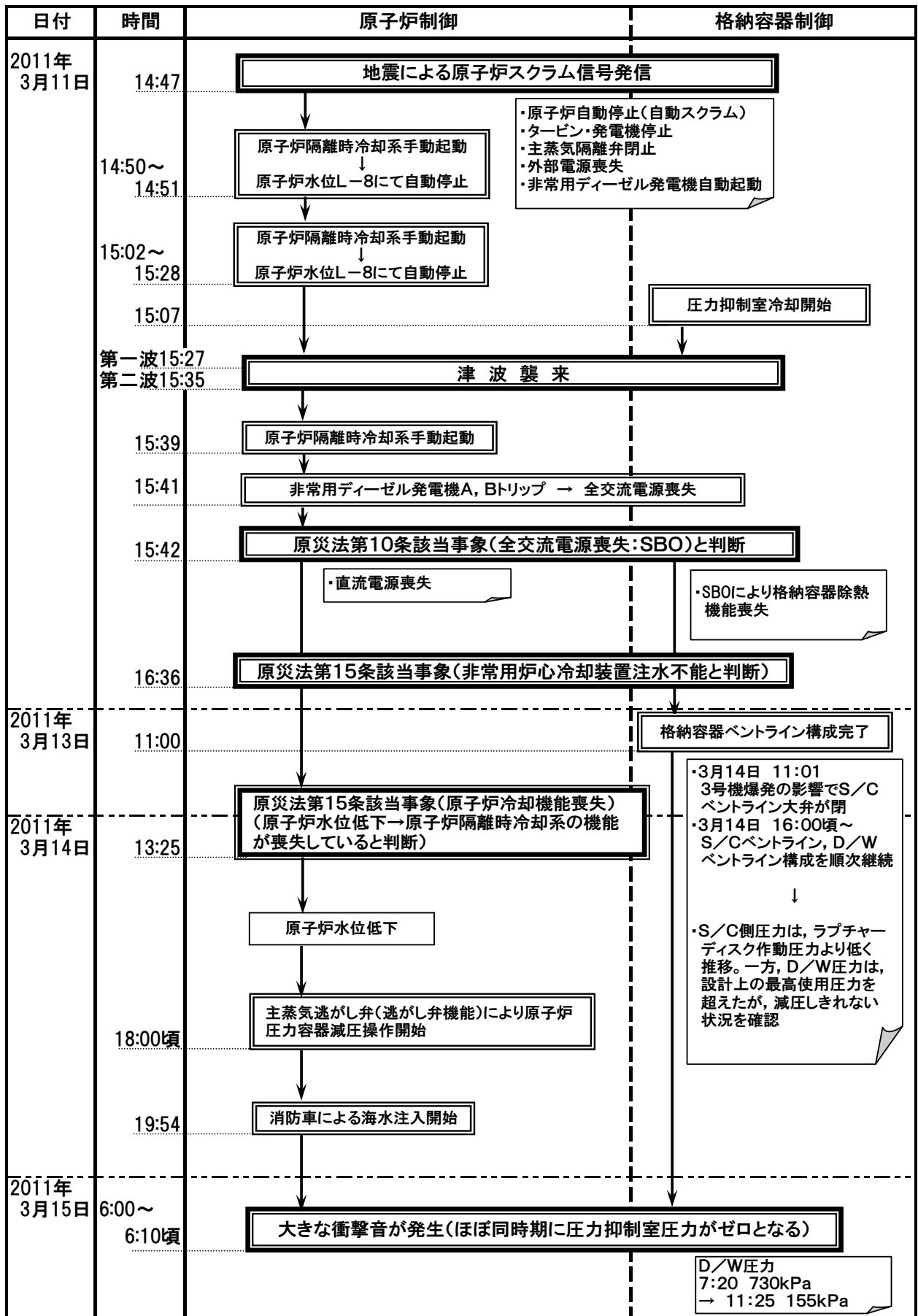
- ら、原災法第15条該当事象（格納容器圧力異常上昇）に該当すると判断した。
- ・ 3月12日1時30分頃、1号機及び2号機のPCVベントの実施について、内閣総理大臣、経済産業大臣及び原子力安全・保安院に申し入れ、了解を得た。また、同日6時50分に、経済産業大臣より法令に基づき1号機及び2号機のPCV圧力を抑制するよう命令が出された。
 - ・ 3月12日4時頃から消防車ポンプによる代替注水（淡水）を開始した。
 - ・ 3月12日9時04分からD/W圧力を下げるため、PCVベントを行う作業を開始したが、既にR/B内は高放射線量環境下にあった。同日9時15分頃にPCVベントラインの電動弁（以下、「MO弁」という。）を手順書に従い手動で25%まで開操作を行った。さらに、圧力抑制室（以下、「S/C」という。）からのベントラインにある空気作動弁（以下、「AO弁」という。）を手動で開操作するために現場に向かったが、放射線量が高く実施できなかった。そのため、AO弁駆動用に仮設の空気圧縮機を設置してPCVベントの操作を実施した。
 - ・ 3月12日14時30分、D/W圧力が低下したことから、PCVベントが成功したと判断した。
 - ・ 3月12日14時54分頃、発電所長から原子炉への海水注入を実施するよう指示が出された。
 - ・ その後、3月12日15時36分、R/B上部で水素爆発が発生し、屋根及びオペレーションフロア（最上階）の外壁が損傷した。この爆発により海水注入のためのホースが損傷し、現場からの退避、安否確認が実施され、現場の状況が確認されるまで復旧及び準備作業が中断した。これらの過程で放射性物質が大気中へ放出されたため、敷地周辺での放射線量は上昇した。
 - ・ 3月12日18時05分、経済産業大臣より、法令に基づき1号機原子炉圧力容器（以下、「RPV」という。）内を海水で満たす旨の命令があったことを本店及び発電所間にて情報共有した。
 - ・ 3月12日19時04分から消火系（以下、「FP」という。）ラインを用いて消防車による海水の注水を開始した。
 - ・ SFPへは、3月31日13時03分からコンクリートポンプ車による放水（淡水）が開始された。



福島第一発電所1号機 地震後の事故進展の流れ

(2) 2号機について

- ・ 2号機は、3月11日14時46分に地震に襲われ、原子炉が自動停止し制御棒はすべて挿入された。その後、主蒸気逃がし安全弁（以下、「SRV」という。）で圧力制御を行い、原子炉隔離時冷却系（以下、「RCIC」という。）を手動起動するなど、原子炉水位及び原子炉圧力を安定させながら停止操作を実施していたところ、同日15時30分に前後して津波に襲われた。
- ・ この津波により、すべての直流電源、交流電源を喪失するとともに、機器の冷却に必要な非常用海水系も喪失した。また、余震頻発による津波発生リスクがある中、津波による漂流物が交通の障害となり、かつ、通信手段がほとんど存在しないなど、厳しい環境下での対応操作となった。
- ・ 津波後、原子炉水位の監視ができなくなっていたが、3月11日21時50分には仮設バッテリーをつなぎ込むことで原子炉水位を監視できるようになり、指示値が有効燃料頂部（以下、「TAF」という。）+3400mmであることを確認した。
- ・ また、電源喪失以降、RCICの運転状況が確認できなかったが、3月12日2時55分にRCICの運転を現場で確認した。
- ・ 復水貯蔵タンクの水位減少が確認されたため、3月12日4時20分～5時00分にかけて、復水貯蔵タンクの水位確保及びS/Cの水位上昇の抑制を目的として、現場にて弁を手動操作することでRCICの水源を復水貯蔵タンクからS/Cに切り替えて、RCICによる注水を継続した。
- ・ 3月14日13時18分、原子炉水位の低下が認められた。このことから、同日13時25分にRCICの機能が喪失している可能性があるとし、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ 3月14日17時17分に原子炉水位が0mm（TAF）まで低下した。その後、SRVにより原子炉圧力を減圧し、消防車（同日19時54分、19時57分に各1台起動）による海水の注水を開始した。
- ・ PCV圧力を下げるため、3月13日11時頃、3月14日21時頃及び3月15日0時頃からラブチャーディスクを除くPCVベントラインの系統構成を実施したが、D/Wの圧力低下は確認されず高めのまま推移し、ベントの効果は現れなかった。
- ・ 3月15日6時00分～6時10分頃、大きな衝撃音が発生した。ほぼ同時期にS/C圧力の指示値が0MPa [abs]であることが確認された（「14. プラント水素爆発評価」で記述するが、衝撃音は4号機の爆発によるものと考えられる）。
- ・ 一方、D/W圧力は3月15日7時20分時点で730kPa [abs]を維持していたが、次の測定である同日11時25分時点で155kPa [abs]に低下しており、この間にPCV内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられる。なお、この頃に正門付近のモニタリングカーでの線量率の測定値が大幅に上昇した。
- ・ SFPへは、3月20日15時05分から既設のFPC配管を用いて注水（海水）が開始された。



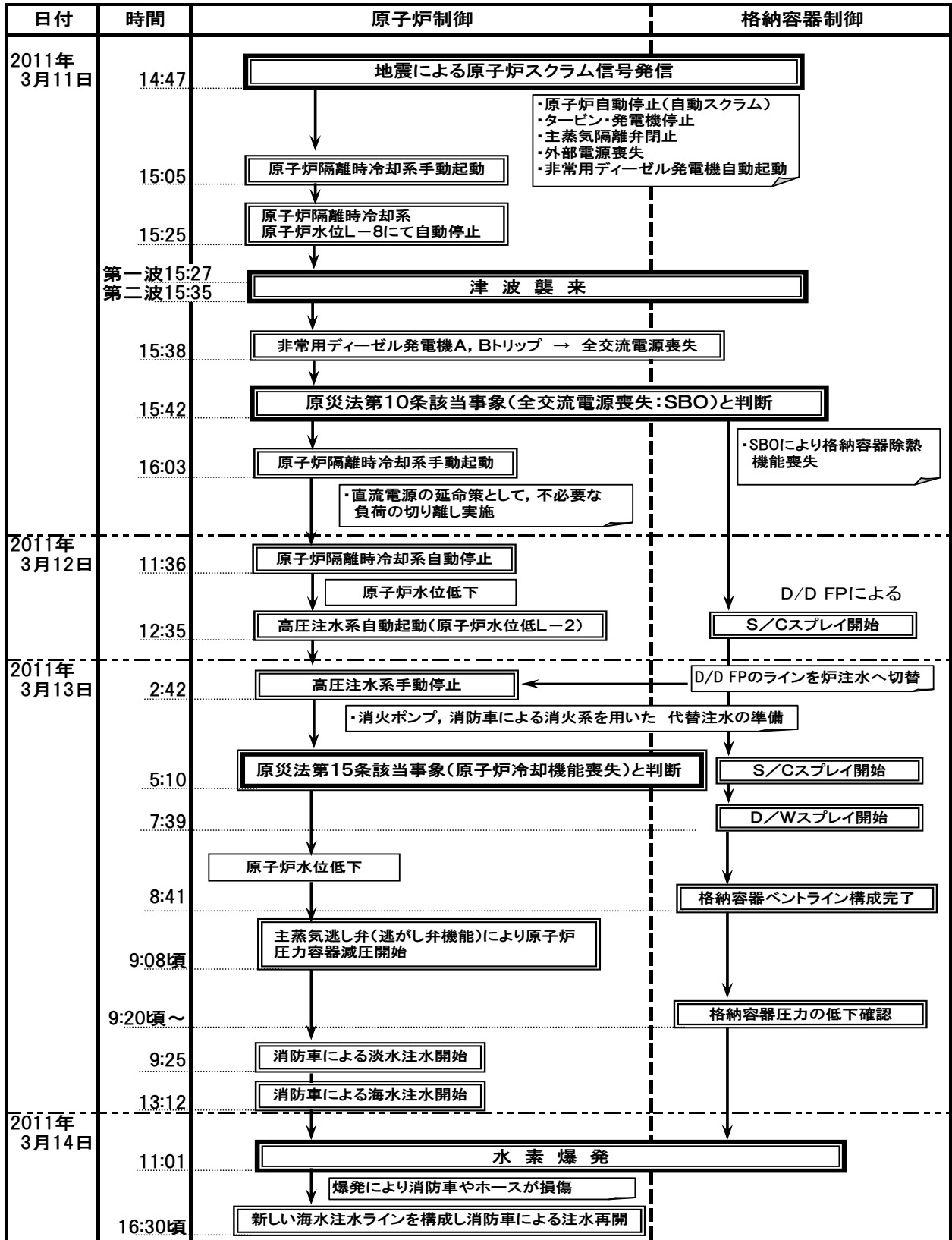
福島第一発電所2号機 地震後の事故進展の流れ

(3) 3号機について

- ・ 3号機は、3月11日14時46分に地震に襲われ、原子炉が自動停止し制御棒はすべて挿入された。その後、SRVで圧力制御を行い、RCICを手動起動するなど、原子炉水位及び原子炉圧力を安定させながら停止操作を実施していたところ、同日15時30分に前後して津波に襲われた。
- ・ この津波により、すべての交流電源を喪失するとともに、機器の冷却に必要な非常用海水系も喪失した。直流電源は、充電ができないためバッテリーが枯渇するまでの期間ではあったが、その機能を確保していた。また、津波による漂流物が交通の障害となり、かつ、通信手段がほとんど存在しないなど、厳しい環境下での対応操作となった。
- ・ 3月11日15時25分の原子炉水位高によるRCIC自動停止に伴い原子炉水位が低下したが、同日16時03分にRCICを手動起動したことにより、原子炉水位が回復した。3月12日11時36分にRCICが自動停止したことを確認した。その後、中央制御操作室（以下、「中操」という。）のRCIC制御盤にて起動操作を試みるも起動できなかった。
- ・ 3月12日12時06分にディーゼル駆動消火ポンプ（以下、「D/D-FP」という。）による代替S/Cスプレイを開始した。
- ・ 3月12日12時35分、原子炉水位の低下（L-2：TAF+2950mm）により高圧注水系（以下、「HPCI」という。）が自動起動した。
- ・ 3月13日2時42分、HPCIを手動にて停止後、D/D-FPによる代替原子炉注水に移行するため、同日2時45分にSRVを開操作したが開動作しなかった。
- ・ HPCI停止後、再度、RCICの手動起動を試みたが、起動できなかった。3月13日5時10分、原子炉冷却機能を喪失していることから、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ その後、3月13日9時08分頃、SRVが開いて原子炉の急速減圧が開始され、原子炉圧力の減圧により、D/D-FPによる注水を開始するとともに、3月13日9時25分頃から消防車によりFPラインからホウ酸を含む淡水注水を開始した。なお、同日13時12分には海水注水に切り替え注水を継続した。
- ・ PCV圧力を低下させるため、3月13日8時41分及び3月14日6時10分にPCVベントのライン構成を行った。
- ・ その後、3月14日11時01分、R/Bで水素爆発が発生し、オペレーションフロアから上部全体とオペレーションフロア1階下の南北の外壁が損傷した。これらの過程で放射性物質が大気中へ放出されたため、敷地周辺での放射線量が上昇した。
- ・ 爆発の影響で注水が停止したが、運転可能な消防車を使用して、物揚場からの注水ラインを構成し、3月14日16時30分頃に海水注入を再開した。
- ・ なお、1号機と同様にR/B内に水素が溜まっている可能性が考えられたため、R/Bの水素を抜く方法として、「ブローアウトパネルの開放」「R/B天井の穴開け」などの方法について検討がなされたが、照明などない中での高所作業になり、現場が高線量であることや火花が散り爆発を誘発する可能性が高いこと等により実現に至らなかった。また、爆発を誘発する危険性が低い「ウォータージェットに

よるR/B壁への穴開け」については、機器の手配は済んでいたものの、3号機の爆発までに発電所へ到達しなかった。

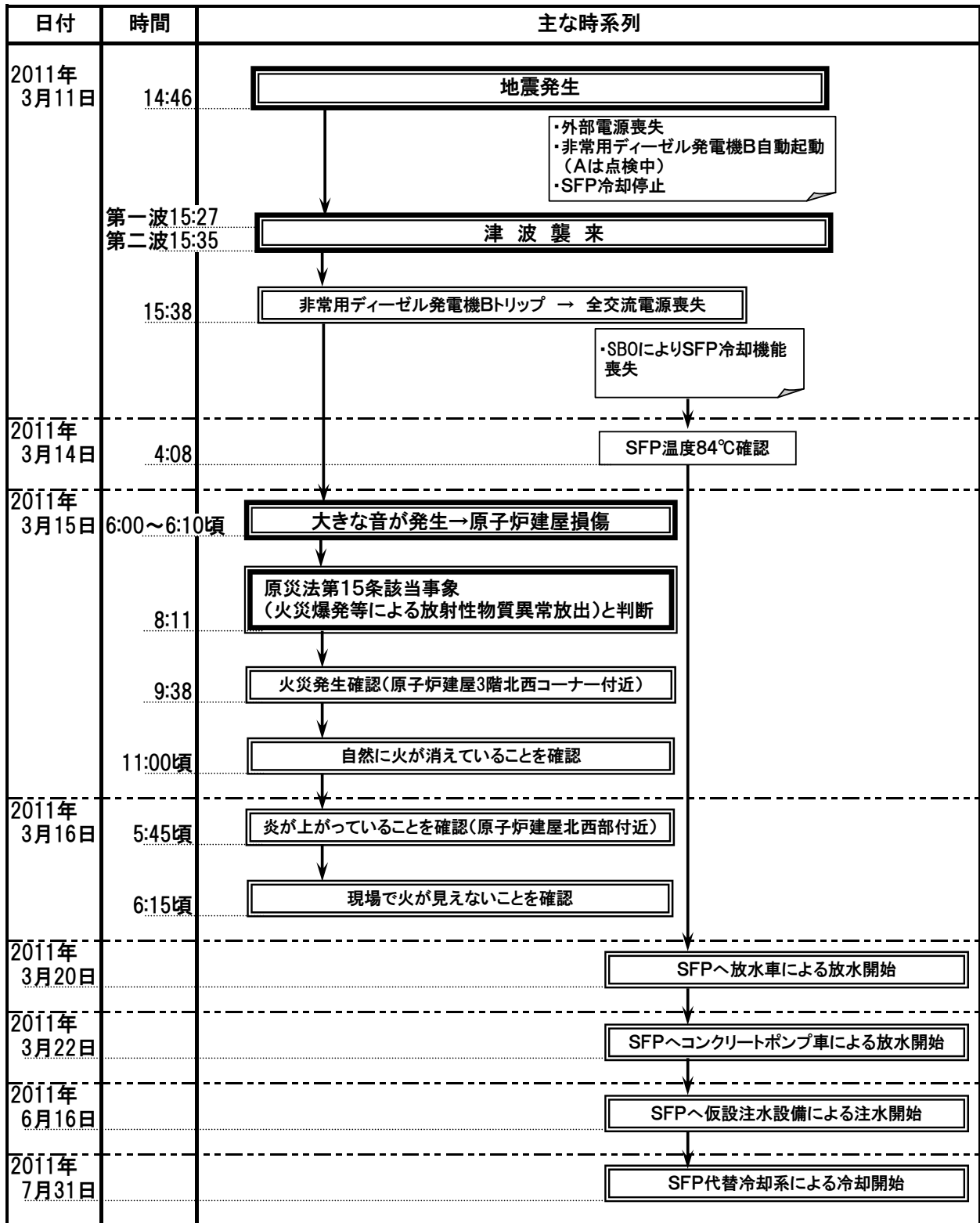
- ・ SFPへは、3月17日9時48分頃、ヘリコプターから海水が投下され、その後、同日19時05分から放水車により、放水（海水）が開始された。



福島第一発電所3号機 地震後の事故進展の流れ

(4) 4号機について

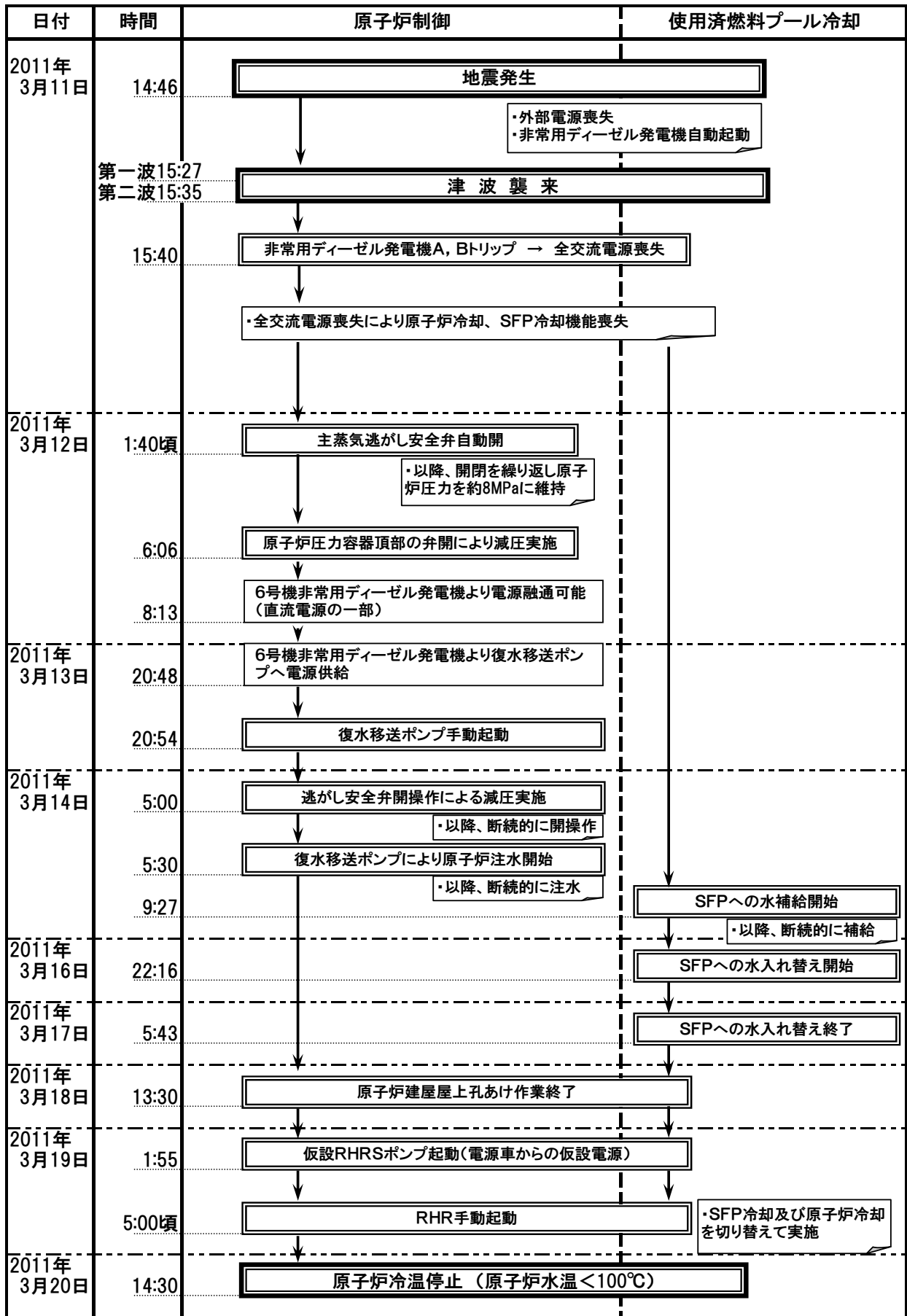
- 3月11日14時46分に地震に襲われた時点で、4号機は定期検査中であり、シュラウド取替工事のため原子炉内から全燃料がSFPに取り出され、SFPには燃料集合体1535体が貯蔵されていた。また、原子炉ウエル側は、プールゲートが閉で満水状態であった。
- 3月11日15時30分に前後して津波が襲来し、直流電源及び交流電源がすべて喪失するとともに、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。
- 3月14日4時08分にはSFP水温が84℃であることを確認した。
- 3月15日6時00分～6時10分頃、大きな衝撃音が発生し、その後、R/B5階屋根付近に損傷を確認した。
- さらに、3月15日9時38分にはR/B3階北西コーナー付近で火災が発生していることが確認されたが、同日11時頃、自然に火が消えていることを確認した。また、3月16日5時45分頃にも、R/B北西部付近で火災が発生しているとの連絡があったが、同日6時15分頃、現場での火災は確認できなかった。
- SFPの注水及び冷却の対応状況については「13.4 4号機SFP状況」に、R/B上部の損傷に関する考察については「14. プラント水素爆発評価」に記す。



福島第一発電所4号機 地震後の事故進展の流れ

(5) 5号機について

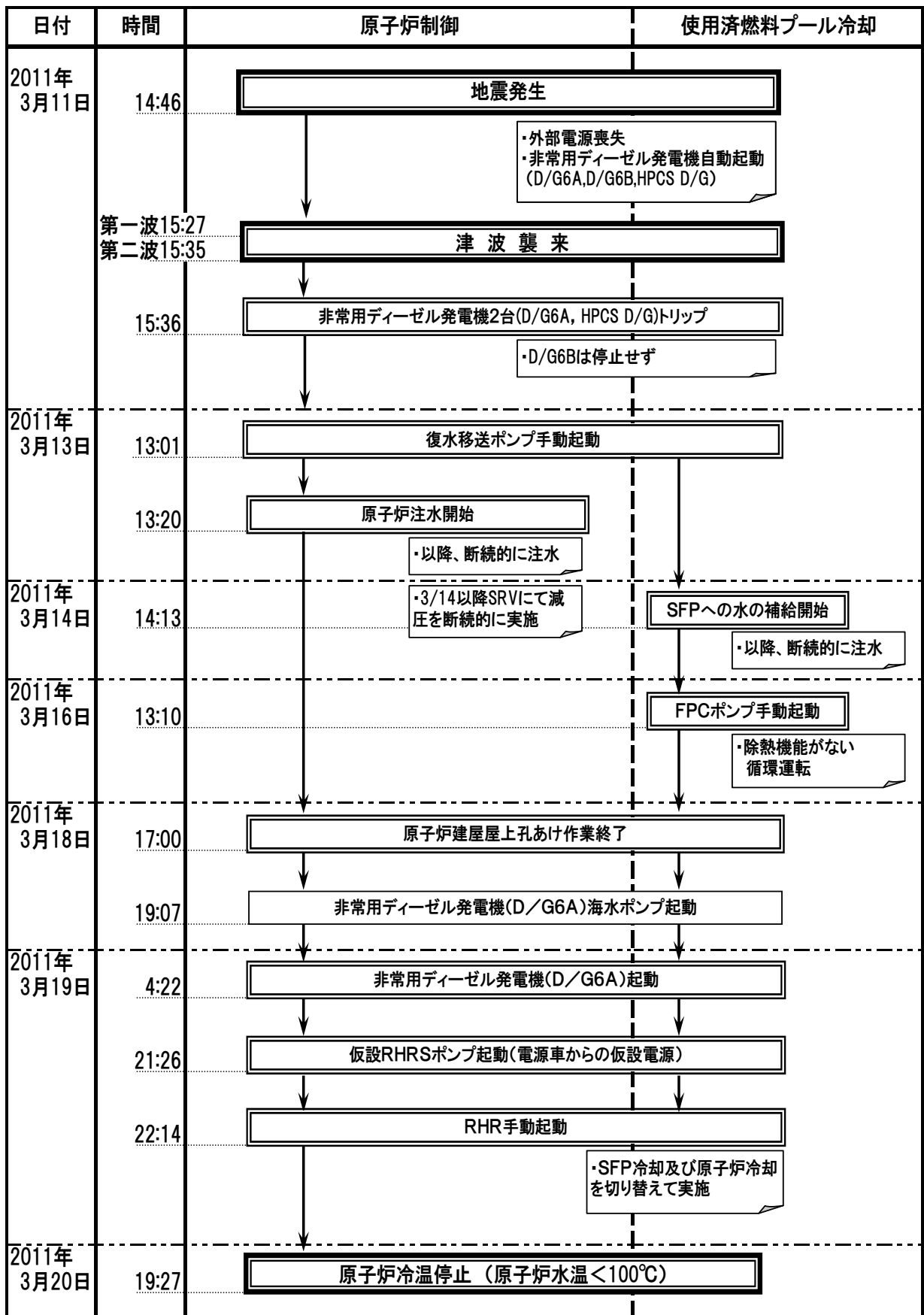
- 3月11日14時46分に地震に襲われた時点で、5号機は定期検査中であり、原子炉に燃料を装荷し、RPVの耐圧漏えい試験を実施していた。津波後、全交流電源が喪失し、原子炉及びSFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。
- このため、燃料からの崩壊熱により原子炉圧力が上昇傾向にあったが、原子炉へ注水を実施するためには、原子炉圧力を下げる必要があることから、現場でRPV頂部ベント弁の駆動空気供給ラインを構成後、3月12日6時06分に中操から当該ベント弁を開操作して、原子炉圧力の減圧を実施し、大気圧程度まで降下させた。
- その後、崩壊熱の影響により原子炉圧力は上昇したが、6号機から電源融通を受けて、SRVで原子炉圧力を調整するとともに、復水補給水系（以下、「MUWC」という。）ポンプを使用して炉内への注水を行い、原子炉の圧力と水位を制御した。
- その後、仮設の残留熱除去海水系（以下、「RHR」という。）ポンプを設置することで、RHRを起動できたことにより、3月20日14時30分に原子炉冷温停止状態とするとともに、SFPについても継続的に冷却を行い、安定な状態となった。



福島第一発電所5号機 地震後の事故進展の流れ

(6) 6号機について

- ・ 3月11日14時46分に地震に襲われた時点で、6号機は定期検査中であり、原子炉に燃料が装荷され、冷温停止状態であった。津波後、非常用海水系による冷却の必要がない空冷式のD/G 1台が、その電源設備等を含め、津波による被水を免れたため、機能喪失に至らず電源供給を継続できたが、海水ポンプ及びRHR Sポンプはすべて機能を喪失し、原子炉及びSFPの冷却機能が喪失した。
- ・ このため、燃料からの崩壊熱により原子炉圧力が緩やかな上昇傾向にあったが、SRVで原子炉圧力を調整するとともに、MUWCポンプを使用して炉内への注水を行い、原子炉の圧力と水位を制御した。
- ・ その後、仮設のRHR Sポンプを設置することで、RHRを起動できたことにより、3月20日19時27分に原子炉冷温停止状態とするとともに、SFPについても継続的に冷却を行い、安定した状態となった。



福島第一発電所6号機 地震後の事故進展の流れ

5. 地震に関する状況調査

5. 1 福島第一原子力発電所での観測結果

福島第一原子力発電所のR/B基礎版上（最地下階）の観測値は、耐震評価の基準である基準地震動S_sに対する最大応答加速度を一部超えたものの、ほとんどが下回った（観測された最大加速度：2号機R/B地下1階 550ガル）。また、地震観測記録の応答スペクトルについては、一部周期帯において基準地震動S_sによる応答スペクトルを上回ったが、概ね同程度であることを確認した。今回の地震動は設備の耐震評価の想定と概ね同程度のものであったといえる。

今般の地震は極めて規模が大きいものであったが、福島第一原子力発電所への影響という点では、設計用の基準地震動S_sが発電所近辺の活断層による地震に基づいて設定しているため、施設へ到達する地震動という点では同程度となった。

【添付資料－5－1】

5. 2 福島第一原子力発電所の外部電源の状況

福島第一原子力発電所の外部電源は、新福島変電所から送電される大熊線1L及び2L（275kV）が1・2号機用の開閉所を経由して1・2号機の所内電源を受電し、大熊線3L及び4L（275kV）も同様に3・4号機用の開閉所を経由して3・4号機の所内電源を受電している。

号機間については、1号機、2号機常用高圧電源盤及び3号機、4号機常用高圧電源盤が相互に接続され、電力融通が可能な回路構成となっていた。

5・6号機は、夜の森線1L及び2L（66kV）が5・6号機用の66kV開閉所を経由して所内電源を受電していた。なお、東北電力からの東電原子力線（66kV）については、1号機常用高圧電源盤に接続できる構成となっていたが、通常は使用していない設備であった。このため、1～4号機は4回線、5・6号機は2回線の外部電源を受電できる構成であった。

地震当日の送電状況は、大熊線3Lの受電設備が工事中であったため、福島第一原子力発電所の外部電源は大熊線3Lを除く5回線からの受電であった。

今回の地震により、1～4号機については、1・2号機用の開閉所にある受電しゃ断器等が損傷して大熊線1L及び2Lによる受電は不可能となり、また、大熊線4Lは、福島第一原子力発電所と新福島変電所の上に位置する一部の鉄塔と電線にアーク痕を確認しており、これを起因として受電停止に至ったと推定される。通常使用していない設備ではあったが、東北電力からの東電原子力線についても、原因は特定できていないが、ケーブル不具合が発生していたため、1～4号機は受電停止となった。

5号機及び6号機については、福島第一原子力発電所内の盛土が崩壊し、盛土下方に立地していた新福島変電所からの電力供給路線である夜の森線の送電鉄塔1基（#27鉄塔）が倒壊に至り、夜の森線1L及び2Lからの受電停止となった。

以上のとおり、福島第一原子力発電所における外部電源設備は、地震により発電所内の開閉所しゃ断器、新福島変電所内変電設備が損傷、送電鉄塔隣接地の盛土が崩落し鉄塔が倒壊したことから、7回線（東電原子力線含む）すべてが停止したことで、福島第一原子力発電所ではD/Gが起動して所内電源を確保したものの、その後の津

波によりD/Gや高圧電源盤等が被害を受け、所内電源の喪失に至った。

福島第一原子力発電所の外部電源被害状況を添付資料－5－2、3に示す。

福島第一原子力発電所の外部電源は、安全設計審査指針に定められる2回線以上の送電線により電力系統に接続された設計であることを満足していたものの、上記のような状況となった。

原子力発電所の設計においては、外部電源系統からの電力供給が失われた場合も考慮されており、今回の地震においても地震により外部電源が失われた1～6号機は、D/G及び非常用電源系統が正常に起動（定期検査で点検中の4号機のD/G1台を除く）し、設計通り原子炉施設の安全確保に必要な非常用系統への電源の確保ができている。（1～6号機各プラントの状況は7章～12章で詳述する。）

被害のあった電気設備のうち、以下の所内受電用しゃ断器については、機器の損傷を確認しており、主要電気工作物の破損事故に該当する。

- ・大熊線1L受電用しゃ断器（O-81）及び大熊線2L受電用しゃ断器（O-82）

【添付資料－5－2、3】

福島第一原子力発電所の開閉所設備は、耐震安全性に関する基準であるJEAG5003「変電所等における電気設備の耐震設計指針」（以下、「電気設備の設計基準」という。）に裕度を持って設計していたが、東北地方太平洋沖地震の観測データに基づいた1/2号開閉所（しゃ断器設置建屋）の地震応答解析を用いて解析的検討を実施した結果、今回の地震による1/2号開閉所の床表面地震動は、電気設備の設計基準を上回っていたと推定した。

損傷が確認された所内受電用しゃ断器の各部における応力等を解析したところ、しゃ断器のステーが今回の地震により緩むことが確認されたことから、しゃ断器が損傷した原因は、耐震強化のためステーを設置していたものの、それが今回の地震で緩むことによりしゃ断部の変位量が増大し、支持碍子の破損に至ったものと推定した。

【添付資料－5－4】

5. 3 地震発生直前及び地震発生直後のプラント状況

地震発生直前の福島第一原子力発電所各号機の状態は、1～3号機は定格出力運転中であった。

また、4～6号機は定期検査のため停止していた。これらのうち、4号機はシュラウド取替作業のため、RPVからSFPへすべての燃料を移動させ保管及び冷却していた状態となっていた。

5号機は、定期検査の終盤にあり、RPVの中に燃料を装荷し、健全性を確認するための水圧による漏えい試験を実施していた。6号機についても、定期検査の終盤にあり、燃料は既にRPVに装荷された状態となっていた。

東北地方太平洋沖地震により、福島第一原子力発電所では、運転中の1～3号機は「地震加速度大トリップ」が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり原子炉は設計通り自動停止するとともに、その後、原子炉が未臨界状態となったことを確認した。また、1号機においては自動起動したIC、2号機及び3号機においてはSRV及び手

動起動したR C I Cにより、安定的に原子炉水位及び原子炉圧力が制御された。

地震発生時におけるプラントデータからは、地震直後から津波襲来までの間、主要なパラメータ、プラント機器動作状況などに異常な応答や挙動は認められず、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

また、定期検査中の4～6号機についても地震による停止状態への異常は認められなかった。

これらの状況から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持し、原子炉自動停止後の対応を適切に実施できる状態にあったものとする。

なお、1～6号機の地震発生直後のプラント状況については以下のとおり。

(1) 1号機地震発生直後のプラント状況

①地震に伴う自動停止

- ・ 1号機は3月11日14時46分、地震によりスクラム動作し、14時47分に制御棒がすべて挿入された。

【添付資料－7－2（1／12）】

- ・ これに伴い平均出力領域モニタ（以下、「APRM」という。）の指示値は急減しており、出力低下の正常動作をしていることが確認できる。

【添付資料－7－2（2／12）】

- ・ また、外部電源が喪失したことにより、14時47分にD/G2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。

【添付資料－7－3（5／8）】

- ・ 一方、外部電源の喪失に伴って非常用母線の電源を喪失したため、RPSの電源がなくなり、主蒸気隔離弁（以下、「MSIV」という。）が自動閉となった。

【添付資料－7－2（6／12）、7－3（1／8）、（2／8）】

②自動停止以降の挙動

- ・ 原子炉水位は、スクラム直後はボイド（気泡）がつぶれることで低下しているが、非常用炉心冷却系の自動起動レベルに至ることなく回復している。

【添付資料－7－2（4／12）】

- 原子炉圧力は、スクラム直後は低下するが、MS I Vが自動閉したことにより上昇している。

【添付資料－7－2（3／12）】

警報発生記録データにおいて、MS I V閉の信号に前後して、主蒸気配管破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、主蒸気流量は0（ゼロ）となっており、蒸気流量の増大は見られない。

【添付資料－7－3（3／8）】

このことから、打ち出された隔離信号は、外部電源の喪失によって計器電源が喪失したことで当該信号が発されたものと考えられる。

- 14時52分、ICが「原子炉圧力高（7.13MPa [gage]）」により自動起動した。これにより、原子炉内の蒸気が冷却され、原子炉圧力は低下した。原子炉圧力の低下が速く、操作手順書で定める原子炉冷却材温度変化率55℃/hを遵守できないと判断し、約10分後の15時03分頃、戻り配管隔離弁（MO-3A、3B（以降、それぞれ「3A弁、3B弁」と記す。））を一旦「全閉」とし、ICを停止、原子炉圧力は再び上昇している。なお、他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。

【添付資料－7－2（8／12）、7－3（4／8）、（7／8）、（8／8）】

原子炉圧力の低下については、操作手順書でRPVへの影響緩和の観点から原子炉冷却材温度変化率が55℃/hを超えないよう調整することとしている。実際、ICの作動時に急激に温度が低下した後、停止操作を行っており、その操作は操作手順書に則って行われている。

- 原子炉圧力を6～7MPa程度に制御するためには、ICは1系列で十分と判断、A系にて制御することとし、津波の影響で操作ができなくなる15時30分過ぎまで、3A弁を操作してIC（A系）の手動起動・停止を繰り返すことでこの圧力の範囲で制御していた。

【添付資料－7－2（3／12）】

ICは、冷却した戻り水が原子炉再循環系（以下、「PLR」という。）配管（B）に流入するが、PLRポンプ入口温度と原子炉圧力の変動時期があっているため、ICにより圧力制御していたことがわかる。

【添付資料－7－2（5／12）】

IC1系列の操作とすることできめ細やかな圧力調整を行っている。

- ・ D/W圧力は、原子炉スクラム以降上昇している。また、D/W圧力とS/C圧力の差圧に変曲点が見られる。

【添付資料－7－2（10／12）、7－3（6／8）】

PCVの圧力上昇は、PCV内の温度上昇に伴う圧力上昇の結果と考えられる。

また、差圧の変曲点については、S/Cの冷却を行うために、15時10分前後に格納容器冷却系（以下、「CCS」という。）のポンプを手動で起動したことにより、S/C側の圧力低下が加わり差圧に変曲点が生じたものと考えられる。

- ・ PCV温度は、温度上昇が緩やかで、数10℃の温度上昇にとどまっている。

【添付資料－7－2（9／12）、（11／12）】

PCV内において急激な温度上昇は認められないことから、配管等の破断はなく、電源喪失による格納容器空調停止に伴うものと考えられる。

- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3）またはRPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、非常用ガス処理系（以下、「SGTS」という。）が自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

【添付資料－7－2（7／12）】

- ・ 排気筒放射線モニタは、原子炉スクラム以降もノイズはあるものの、記録されている範囲で安定した値を示しており、異常は認められない。

【添付資料－7－2（12／12）】

（2）2号機地震発生直後のプラント状況

①地震に伴う自動停止

- ・ 2号機は3月11日14時47分、地震によりスクラム動作し、14時47分に制御棒がすべて挿入された。

【添付資料－8－2（1／10）】

- ・ これに伴いAPRMの指示値は急減しており、出力低下の正常動作をしていることが確認できる。

【添付資料－8－2（2／10）】

- ・ また、外部電源が喪失したことにより、14時47分にD/G2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。

【添付資料－8－3（7／10）、（9／10）、（10／10）】

- ・ 一方、外部電源の喪失に伴って非常用母線の電源を喪失したため、RPSの電源がなくなり、MSIVが自動閉となった。

【添付資料－8－2（5／10）、8－3（4／10）】

②自動停止以降の挙動

- ・ 原子炉水位は、スクラム直後はボイド（気泡）がつぶれることで低下しているが、非常用炉心冷却系の自動起動レベルに至ることなく回復している。

【添付資料－8－2（3／10）、8－3（1／10）】

- ・ その後、14時50分、外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の対応手順書に従い、RCICを手動起動している。RCICは原子炉水位の過渡的な変動の中、14時51分に原子炉水位高により停止し、以降、15時02分に手動起動、15時28分に原子炉水位高により停止、15時39分に手動起動している。

【添付資料－8－2（9／10）、8－3（6／10）】

- ・ 原子炉圧力は、スクラム直後は低下するが、MSIVが自動閉したことにより上昇している。この上昇に対しては、SRVの開閉により安定的に圧力が制御されている。

【添付資料－8－2（3／10）、8－3（2／10）、（3／10）】

警報発生記録データにおいて、MSIV閉に前後して主蒸気配管の破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、1号機と同様に外部電源の喪失によって計器電源が喪失したことで当該隔離信号が発されたものと考えられる。

【添付資料－8－3（5／10）】

- ・ 操作手順書で原子炉冷却材温度変化率が55℃/hを超えないよう調整することとしているが、原子炉水温（PLRポンプ入口温度）の記録で確認可能な1時間程度の範囲において数10℃程度の変化で安定している。

【添付資料－8－2（4／10）】

- ・ PCV温度は、温度上昇が緩やかで、数10℃の温度上昇にとどまっている。

【添付資料－8－2（7／10）】

PCV内において急激な温度上昇は認められず、原子炉圧力も7MPa程度で制御されていることから、配管等の破断はなかったものと考えられる。PCV内の温度上昇は、1号機と同様に電源喪失による格納容器空調の停止によるものと考えられる。

- ・ S/C温度は、S/CがRCICポンプ駆動用タービンの排気やSRVの排気先となっていることから上昇している。このため、15時00分～15時07分頃にかけてRHRポンプを順次起動し、S/Cの水の冷却を行っている。水温は15時30分頃上昇に転じているが、津波到達によりRHRポンプが停止したことによるものと考えられる。

【添付資料－8－2（8／10）、8－3（8／10）】

- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3）またはRPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

【添付資料－8－2（6／10）】

- ・ 排気筒放射線モニタは、1号機と排気筒を共用しているが、1号機で記した通り、原子炉スクラム以降、ノイズはあるものの記録されている範囲で安定した値を示しており、異常は認められない。

【添付資料－8－2（10／10）】

（3）3号機地震発生直後のプラント状況

①地震に伴う自動停止

- ・ 3号機は3月11日14時47分、地震によりスクラム動作し、14時47分に制御棒がすべて挿入された。

【添付資料－9－2（1／10）】

- ・ これに伴いAPRMの指示値は急減しており、出力低下の正常動作をしていることが確認できる。

【添付資料－9－2（2／10）】

- ・ また、外部電源が喪失したことにより、14時48分にD/G 2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。

【添付資料－9－3（5／6）、（6／6）】

- ・ 一方、外部電源の喪失に伴って非常用母線の電源を喪失したため、RPSの電源がなくなり、MSIVが自動閉となった。

【添付資料－9－2（6／10）、9－3（3／6）】

②自動停止以降の挙動

- ・ 原子炉水位は、スクラム直後はボイド（気泡）がつぶれることで低下しているが、非常用炉心冷却系の自動起動レベルに至ることなく回復している。

【添付資料－9－2（3／10）、9－3（1／6）】

- ・ その後、15時05分、外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の対応手順書に従い、RCICを手動起動している。RCICは原子炉水位の過渡的な変動の中、15時25分に原子炉水位高により停止、16時03分に再度手動起動している。

【添付資料－9－2（10／10）】

- ・ 原子炉圧力は、スクラム直後は低下するが、MSIVが自動閉したことにより上昇している。この上昇に対しては、SRVの開閉により安定的に圧力が制御されている。

【添付資料－9－2（3／10）、9－3（1／6）、（2／6）】

警報発生記録データにおいて、MSIV閉に前後して主蒸気配管の破断等に関連する隔離信号が打ち出されているが、1号機と同様に外部電源の喪失によって計器電源が喪失したことで当該隔離信号が発されたものと考えられる。

【添付資料－9－3（4／6）】

- ・ 操作手順書で原子炉冷却材温度変化率が55℃/hを超えないよう調整することとしているが、原子炉水温（PLRポンプ入口温度）の記録で確認可能な1時間程度の範囲において数10℃程度の変化で安定している。

【添付資料－9－2（4／10）】

- ・ PCV温度は、温度上昇が緩やかで、数10℃の温度上昇にとどまっている。

【添付資料－9－2（5／10）、（8／10）】

PCV内において急激な温度上昇は認められず、原子炉圧力も7MPa程度で制御されていることから、配管等の破断はなかったものと考えられる。PCV内の温度上昇は、1号機と同様に電源喪失による格納容器空調の停止によるものと考えられる。

- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3）またはRPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

【添付資料－9－2（7／10）】

- ・ 排気筒放射線モニタは、原子炉スクラム以降、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

【添付資料－9－2（9／10）】

（4）4号機地震発生直後のプラント状況

- ・ 4号機は地震発生時、定期検査中で全燃料が原子炉からSFPに取り出されていた。
- ・ 地震発生時は、原子炉ウェル側でシュラウド切断作業が実施されており、プールゲートが閉で満水状態であったが、地震後も原子炉ウェル側の大きな水位変動は見られていない。
- ・ 地震により外部電源を喪失したため、待機中のD/G1台が起動した（残り1台は点検中）。

D/Gは、定期検査中でプロセス計算機、過渡現象記録装置の取り替え作業中だったこと等から、起動信号、電圧確立状態等に関する記録は残されていないが、燃料油タンクレベルの低下が確認されていることから正常に起動しているものと考えられる。

また、非常用パワーセンターの負荷として、中操の制御盤に設置されている記録計のチャートに地震以降の記録が残されていることから、D/Gから非常用パワーセンターまで地震後も健全であったことが確認できる。

なお、SGTSは、D/Gの電源供給により起動していたものと考えられる。

- ・ 地震前、SFPの冷却のため、RHRポンプ（D）を運転していたが、地震後、外部電源喪失によって当該ポンプは停止した。なお、地震前にSFPの水位が満水であること、プール水温が27℃であったことから、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなく、津波到達前に再起動するには至らなかった。
- ・ 排気筒放射線モニタは、3号機と排気筒を共用しているが、3号機で記した通り、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

（5）5号機地震発生直後のプラント状況

- ・ 5号機は地震時、定期検査中で全燃料が原子炉内にあり制御棒はすべて挿入された状態で、RPVの耐圧漏えい試験を実施しており、7.2MPaに昇圧・保持されていた。
- ・ 地震発生により、原子炉を加圧していた制御棒駆動水圧系（以下、「CRD」という。）ポンプが電源喪失により停止したため、原子炉圧力は一時的に低下したが、その後は崩壊熱により8MPa程度まで緩やかに上昇した。
- ・ また、外部電源が喪失したことにより、D/G2台が自動起動しており、その電圧は正常に確立している。
- ・ 外部電源が喪失したことにより、SFPを冷却していたFPCが運転を停止したが、プールの冷却は、SFPの水位が満水であり、プール水温が約24℃であったことから、早期に支障をきたす状況ではなかった。このため、プールの冷却に使用可能なRHRは待機状態とした。
- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、RPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動し、R/Bの負圧は維持された。
- ・ 排気筒放射線モニタは、原子炉スクラム以降、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

（6）6号機地震発生直後のプラント状況

- ・ 6号機は地震時、定期検査中で全燃料が原子炉内にあり、制御棒はすべて挿入され、RPVの上蓋がボルトで締め付けられた状態であった。
- ・ 原子炉圧力は、地震発生後、崩壊熱により緩やかに上昇した。なお、5号機と比較して停止期間が長かったことにより、その推移はより緩やかであった。
- ・ また、外部電源が喪失したことにより、D/G3台が自動起動した。
- ・ 外部電源が喪失したことにより、停止時冷却モードで運転中であったRHR、FPCが運転を停止したが、プールの冷却は、地震前にSFPの水位が満水で、プール水温が25℃程度であったことから、早期に支障をきたす状況ではなかった。このため、RHR及びFPCは待機状態とした。
- ・ 通常換気空調系は常用電源喪失により停止したが、RPS電源喪失による原子炉格納容器隔離系隔離信号により、SGTSが自動起動し、R/Bの負圧は維持された。
- ・ 排気筒放射線モニタは、5号機と排気筒を共用しているが、5号機で記した通り、ノイズはあるものの記録を終了するまで安定した値を示しており、異常は認められない。

5. 4 地震による設備への影響評価

福島第一原子力発電所を襲った津波は地震発生から1時間に満たないうちに到達したため、発電所所員が発電所の設備が地震でどの程度の損傷を受けたのか、津波が来るまでの時間において明確には確認できなかった。また、事故が炉心損傷や水素爆発にまで至り、建屋内の汚染水の滞留の問題や放射線の問題等から、R/B内の機器やT/B地下階の機器の状態確認は現在も困難である。

そのため、福島第一原子力発電所について、次に掲げる観点から設備の健全性に関する考察を加え、可能な範囲で損傷原因を究明し、当該地震による安全上重要な機器の機能への影響の有無についての評価を行った。

5. 4. 1 プラントパラメータによる評価

プラント情報を記録する媒体としては、運転員による記録の他、チャート、警報発生記録、過渡現象記録装置等が挙げられる。これらは、プラントの状態を示すものであり、設備の健全性を評価するための重要な情報となっている。

今回、津波の影響によりほとんどの計器電源等も喪失したため、情報は限定的であるが、その多くは津波までのプラント状態を示している。

高圧注水設備（IC、RCIC等）等について、地震直後の運転状況等から問題なく動作していると判断され、特に異常は認められない。

また、主蒸気流量やPCV温度のチャートから、配管の健全性についても、異常はないものと考えられる。

なお、3号機のHPCIの蒸気配管に関する地震の影響について、RCICが停止し、HPCIが起動してから原子炉圧力が約7MPa [gage]から約1MPa [gage]まで低下しているため、3号機のHPCIの蒸気配管破断の可能性も含め確認を行った。この結果、運転員からの聞き取りにより、実際にHPCI室に入室し異常が見られなかったということが確認されており、HPCIの蒸気配管に異常はなかったことが確認された。また、トラス室にも蒸気配管が通っているが、HPCIが停止した後の3月13日朝に運転員が入室しており、配管が破断したような異常は認められていない。3号機の原子炉圧力の挙動は、タービン駆動用に原子炉から引き込む蒸気の消費量が大きいHPCI（蒸気駆動）を連続運転したことにより変化したものと考えられる。

5. 4. 2 地震の観測記録を用いた地震応答解析結果

1～6号機について東北地方太平洋沖地震で得られたR/B基礎版上など多数の観測データに基づいたR/Bの地震応答解析を用いて解析的検討を行い、東北地方太平洋沖地震が耐震安全上重要な機器・配管系へ与えた影響を評価した。

影響評価の具体的な方法としては、R/Bの地震応答解析及びR/Bと原子炉等の大型機器を連成させた地震応答解析で得られた応答荷重や応答加速度等を、基準地震動 S_s を用いた地震応答解析で得られた地震荷重等と比較することにより実施した。

(1) R/Bの解析結果

1～6号機R/Bの東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデルを設定している。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、評価基準値 (2.0×10^{-3}) を十分に下回り、もっとも厳しい結果の2号機の場合でも 0.43×10^{-3} (東西方向、5階) であり、地震による応力はR/Bの健全性に影響するものでないことが確認された。

なお、損傷が確認されている1号機、3号機及び4号機のR/Bについて、損傷の状況を質点系モデルに反映し、基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、残存している耐震壁に発生するせん断ひずみは評価基準値を大きく下回っており、十分な安全性を有していると評価した。

【添付資料－5－5、7、8、10、11、13～16】

(2) 耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果

1～6号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析を行い、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較を行った。

本検討の地震応答解析で得られた地震荷重等が、基準地震動 S_s を用いた地震応答解析で得られた地震荷重等を上回る場合は、安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価を実施した。

比較の結果、1～6号機において今回の地震による地震荷重等は、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を一部上回るものの、耐震性評価の結果より、今回の地震に対して、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係わる安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価の計算値は、すべて評価基準値以下であることを確認したことから、これらの設備の機能に地震の影響はないと考えられる。

なお、1号機IC及び3号機HPCIの蒸気配管に関する地震の影響について、当該配管の耐震性評価を実施し、計算値は評価基準値を十分下回るものであった。

これらの評価結果は、現時点における地震後のプラント挙動の分析結果と整合していることから、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において、要求される安全機能を保持できる状態にあったといえる。

また、実機の現状と比較が可能である5号機について、R/B内に設置されている耐震Sクラス設備の耐震性評価を実施し、一部の配管系(配管本体、サポート)で計算値が評価基準値を上回っていることを確認したが、現場との照合(目視確認)を行い、全ての箇所において有意な損傷等は認められなかった。

【添付資料－5－5～13】

5. 4. 3 発電所設備の目視確認結果

発電所設備の損傷状況を確認するべく、1～6号機までの設備状態を可能な範囲で目視によって確認した。汚染水が滞留しているエリアや高線量エリアなど、直接的な確認ができない範囲もあるが、各所の目視結果から以下のような観点での整理ができる。

- ・ 冷温停止に至った5号機及び6号機の屋内設備については、R/B、T/Bに

設置されている機器の目視確認ができる。これらの機器の一部は、被水、冠水という意味で津波の影響を受けているものの、耐震クラスに係わらず設備に対するほぼ地震のみの影響を確認することができると思う。

- ・ 1～3号機については、R/B内の設備の確認は難しいが、T/B内に設置されている機器については、地下階を除き目視確認することができる。これらの機器も5号機、6号機と同様に一部は、被水、冠水という意味で津波の影響を受けているものの、ほぼ地震のみの影響を確認することができると思う。
- ・ T/Bに設置されている設備については、そのほとんどが常用系の設備であり、耐震クラスが低い機器が多いことから、それらの機器に地震による影響が少なければ、プラントの耐震安全性に関する重要な判断材料になるものと思う。
- ・ 屋外設備については、損傷を受けている機器も多くある。その多くは津波や津波による漂流物の衝突などによるものと考えられる。しかしながら、厳密には地震による影響を必ずしも否定する判断材料としては使用できない場合も多く見られる。このため、屋外の損傷設備の要因については、損傷形態から原因を特定できるものを除き、参考扱いとした。

また、上記目視点検に加えて、回転機器について以下の項目を調査整理している。

- ・ 5号機及び6号機において現在使用中の機器
- ・ 5号機及び6号機において試運転により運転可能なことを確認できている機器
- ・ 運転や試運転を実施するにあたって事前に分解などの点検している場合、点検結果に地震による損傷が認められるか否かの確認

今回、確認できた範囲においては、安全上重要な機器はもとより、耐震クラスの低い機器でも地震によって機能に影響するような損傷を受けたものはほとんど認められなかった。

なお、5号機のR/B最地下階の地震加速度は548ガルであり、最大値が確認された2号機と同等である。

(1) 1号機IC目視確認結果

- ・ 1号機のR/Bに設置されているICの本体、主要配管及び主要弁に原子炉の冷却材喪失となるような損傷の有無を目視により確認した。なお、PCV内側には立ち入ることができないため、PCV外側の本体、配管、弁を確認対象とした。
- ・ IC本体が設置されているR/B4階では、5階での水素爆発の影響で天井の北側に損傷開口部が生じ、IC上部北側で爆風によると思われる保温材の脱落や瓦礫の散乱が認められた。また、IC本体南側の保温材が激しく脱落しているが、R/Bの機器ハッチ（吹き抜け）側であり、5階で生じた水素爆発の爆風が、吹き抜けを通じてICの保温材を損傷させたものと考えられる。なお、3階、2階においては保温材の脱落、飛散は認められなかった。
- ・ IC本体の損傷、配管の破断、フランジ部からの漏えい、弁の脱落等は認められなかった。また、配管破断が生じて原子炉内の高圧蒸気が大量に噴出したような状況は認められなかった。
- ・ これらのことからPCV外側に原子炉の冷却材喪失となるような損傷はないことが確認された。
- ・ この目視による現場確認にあわせ、ICの弁の開閉状態及びICの水位の確認

を行った。A系の2A弁、3A弁は開であり、B系の2B弁、3B弁は閉であることが確認された。また、ICへの補給水弁はA系、B系ともに閉であることが確認された。ICの現場水位計（冷却水）は、A系65%、B系85%であり、中操の指示計と一致することが確認された。

【添付資料－5－17】

(2) 1～3号機T/B目視確認結果

- ・ 1～3号機のT/Bに設置されている設備について、汚染水が溜まっている地下階を除き1階、2階に設置されている設備を目視により確認した。その結果、確認できた範囲で、1階に設置されている機器は津波による被水及び浸水の痕跡があるが、地震による損傷は認められなかった。
- ・ なお、4号機については、被災当時定期検査の最中であり、分解されている機器も多いと考えられることから、今回の目視確認対象外とした。

【添付資料－5－18】

(3) 1～4号機側屋外設備目視確認結果

《写真①》等の記号は、添付資料－5－19中の目視確認対象の写真を示す。

- ・ T/B海側には、機器の冷却用の海水を送水する海水ポンプが設置されている。これらは津波の影響を受けて機能を喪失したが、主要なポンプについては津波の影響を受けても倒壊することなく、自立している。このことから、地震によるポンプの損傷は基本的にはなかったものとする。
- ・ 津波で流された、または、モータ自体が外れたポンプとしては、点検のために分解点検中のポンプの他、海水の除塵装置に使用されている海草やゴミなどを洗い流すための小型のポンプである。《写真③中央の小型のポンプ》
- ・ ボイラー用の重油タンクが流されており、地震の影響がどの程度であったかは判断できない。また、D/Gの燃料に使用される軽油タンク、冷却水の水源の一つである復水貯蔵タンクについては、地震の影響と思われる基礎周りの地面の沈降が認められるが、タンクに漏えいなどの損傷は認められない。
《写真⑦、⑧、⑨》
- ・ 屋外に設置されている取水設備関係の電源盤は、その形状から津波の圧力を受けやすいためか、なぎ倒されている。このため、地震の影響がどの程度であったかは判断できない。《写真⑬》

【添付資料－5－19】

(4) ろ過水、純水タンク他目視確認結果

- ・ 純水タンクについては、地震による影響で座屈による歪みが生じている（No. 1純水タンクの上段中央の写真のタンク下部ふくらみが代表的）。また、No. 1純水タンクについては、タンク付きの配管と外部配管を連結するフレキシブルの短管部分から地震時に漏水したことが確認されている。この漏水については、タンク側の弁を閉止することで漏えい量を抑制した。No. 2の純水タンクについては、タンク底部が地震により損傷しており、量的には多くないものの継続的に漏水した。
- ・ ろ過水タンクについても、純水タンクと同様に座屈による歪みが発生している

が、漏えいなどの事象は発生していない。

- ・ ろ過水タンクを水源としている変圧器防災用配管において、連結部分が外れ漏水していた。当該防災配管は斜面下部に設置されており、斜面を降りてきている別の配管と斜面下部で交差していた。地震により斜面が崩れ、斜面を降りてきていた配管がサポート部分から変位した。

この傾いたサポートが交差部分に位置する当該防災配管の連結部分に力を加え、連結部分が外れたものと考えられる。これは、地震の二次的な影響を受け、損傷したものと考えられる。

【添付資料－５－２０】

(5) 屋外F P配管目視確認結果

《写真①》等の記号は、添付資料－５－２１中の目視確認対象の写真を示す。

- ・ 屋外F P配管について損傷状況を調査した。F P配管は、新潟県中越沖地震の教訓から配管の架空化、溶接構造化などの強化策を実施していた。また、F P配管はR P Vへの注水に使用できるように設備変更していた。なお、津波や爆発による瓦礫を建屋周辺から除去する過程で、重機により撤去された箇所もあり、すべての場所について確認できてはいない。
- ・ 損傷事例としては、雑用水取り口《写真③》、４号機採水口基礎部《写真⑬》が漂流物等の衝突による損傷事例と考えている。両方ともに地震に対して強固な構造であり、雑用水の取り口先端は地震で荷重がかかるような構造でないこと、４号機採水口は長手方向に基礎が剥がされていることなどから、地震による被害ではなく津波によるものと考えられる。
- ・ 漂流物等が配管上に乗り上げている事例としては、消火栓《写真⑤、⑥、⑱》、消火栓他《写真⑳》があり、配管が変形している。
- ・ 建屋壁面のサポートにUバンドで固定されていた消火配管《写真㉒～㉔》は、Uバンドが破損し、配管が脱落・変形している。これらは海に面した建屋の壁であり、津波が壁に衝突し、下から配管を突き上げたことで損傷したものと考えている。
- ・ 配管が敷設されている土台部分が損傷し、消火配管が変形した事例《写真⑩》が認められる。土台部分の損傷原因は特定できない。
- ・ 津波の影響を受けにくい奥まった部分《写真⑯》やトレンチ内に設置されている消火配管《写真⑭》に損傷は認められない。また、屋外の海側に設置されていても、防波堤の内側の海に面した配管に損傷は認められず、衝撃が少ない、漂流物が当たらなかったなどの影響が考えられる。

【添付資料－５－２１】

(6) 防災道路目視確認結果

- ・ 発電所構内の道路については、車両が通行するなど、事故対応する上で重要なものである。新潟県中越沖地震でも発電所構内道路に段差が生じたり、道路脇の斜面が一部崩れるなど、車両の移動に支障を与えるような事例が散見された。このような反省から、福島第一原子力発電所では道路の補強工事や道路脇の斜面の強化工事を実施してきた。
- ・ 福島第一原子力発電所構内の防災道路については、各プラント周辺を周回できるように施設されているが、５号機南東側の防災道路に損傷が見られた。ただし、車両１台の通行が可能なように補強しており、補強部分の通行は可能な状態とな

っていた。

- ・ このように道路について地震の影響は少なかったものの、津波で破壊された物や流された物が通行を阻害しており、大きい物では重油タンクや放置されたクレーンが道路を塞いでいる状況が認められた。

【添付資料－５－２２】

(7) 5号機目視確認結果

- ・ 5号機R/Bに設置されている設備について、目視により確認したところ、損傷は認められなかった。
- ・ また、T/B内に設置されている設備を目視により確認したところ、D/Gや電源盤など重要な機器については地震による損傷は認められないが、高圧タービンと低圧タービンの中間にある湿水分離器のドレン配管のサポートがずれており、そのドレン配管に接続されている小口径配管一カ所で破損が認められた。これは破損形態から地震による損傷と判断される。

【添付資料－５－２３】

(8) 6号機目視確認結果

- ・ 6号機のR/Bは複合建屋方式を採用しており、原子炉棟の周囲に付属棟が設置された構造になっているが、付属棟に設置されているD/Gも含めて設備に外観上の損傷は認められない。
- ・ T/Bに設置されている設備に外観上大きな損傷はないが、給水加熱器(5B)の固定脚基礎に割れが確認されており、これは地震による損傷と思われる。

【添付資料－５－２４】

(9) 5号機及び6号機の運転状況確認結果

- ・ 5号機及び6号機においては、D/G、原子炉の冷却に必要なRHR機器、SFPの冷却に必要なFPC、弁作動や水の補給の役割を有する純水補給水系、MUWC、計装用圧縮空気系(以下、「IA」という。)などが機器の運転あるいは運転可能なことを確認して待機した状態となっている。
- ・ これらの機器のうち、気密性の高いR/Bに設置されていたポンプ等の機器については地震の影響もなく、事前の確認の上で運転を行い、健全性を確認している。
- ・ 海水が多く侵入したT/Bについては、付属する設備に微少な漏えいが認められるなどの不適合はあったものの、機器本体に地震による損傷と思われる影響は認められておらず、点検を実施した上で運転可能な状態となっている。
- ・ 屋外に設置されている海水系のポンプ類については、津波によりモータに付属する小口径の配管が破損したり、軸受へ砂が混入したためにモータ取替や軸受交換を行った上で運転を開始しているが、地震で機能を喪失したような事例は確認されていない。

【添付資料－５－２５、２６】

5. 4. 4 設備への影響評価まとめ

福島第一原子力発電所1～4号機については、津波襲来後の事故が炉心損傷や水素爆発まで至り、建屋内の汚染水の滞留の問題や放射線の問題等から、R/B内の機器

やT/B地下階の機器の状態確認は現在も困難な状況であるが、プラント運転状況及び観測された地震動を用いた耐震評価の解析結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったものと考えられる。

また、プラント内の巡視の結果や5号機、6号機の一部の機器では既に使用中、または試運転済みであることから、安全上重要な機能を有する主要な設備に地震による損傷は確認されておらず、耐震重要度の低い機器においても地震によって機能に影響する損傷はほとんど認められなかった。

従って、地震によって外部電源の喪失は生じたものの、地震後の時点においてはD/Gによる電源確保に成功しており、プラントとしては地震時及び地震直後の対応を適切に実施できる状態にあったものと考えられる。

6. 津波に関する状況調査

6. 1 福島第一原子力発電所での津波観測結果

福島第一原子力発電所に襲来した津波は、主要建屋敷地（1～4号機側でO. P. +10m、5号機及び6号機側でO. P. +13m）まで遡上し、浸水域は主要建屋設置エリアの全域に及んだ。浸水高は1～4号機側でO. P. 約+11.5m～約+15.5m^{*1}、浸水深で約1.5m～約5.5mであり、主要建屋周囲に顕著な浸水が認められた。

4号機南側の集中環境施設プロセス主建屋付近で津波襲来時の状況を撮影した写真では、敷地高さO. P. +10mに設置してある高さ約5.5mのタンクが津波により水没していく様子が撮影されている。この付近の建屋周囲の浸水高は、この付近では敷地上5m以上にも及んでいた。

一方、5号機及び6号機側では、浸水高がO. P. 約+13m～約+14.5m、浸水深が約1.5m以下であり、1～4号機側との比較では相対的には浅くなっているが、主要建屋周囲は浸水していた。

なお、福島第二原子力発電所では、主要建屋敷地エリアへの浸水の様相が福島第一原子力発電所の場合と異なり、O. P. +4mの海側エリアでは浸水（浸水高O. P. 約+7m）が全域に及んでいるものの、海側エリアからO. P. +12mの主要建屋敷地エリアへ斜面を超えて遡上した痕跡は認められなかった。

一方、主要建屋敷地エリア南東側では海側から免震重要棟へ向かう道路に沿って集中的な遡上が認められた。この結果、1号機南側は浸水深が深く、2号機及び3号機は1号機側からの回り込みが見られるものの建屋周囲の浸水深はわずかであり、4号機建屋周囲においてはほとんど浸水が認められなかった。

福島第一原子力発電所に襲来した津波の最大高さは、潮位計、波高計が地震、津波の影響を受けたため直接測定できていないが、O. P. +10mの防波堤を津波が乗り越えてくる様子が撮影されていることから、津波の高さは10mを超えるものであった。

また、インバージョン解析（津波の再現計算）により波源を推定し、津波高さを評価した結果、福島第一原子力発電所の津波の高さは約13mであった。

福島第一原子力発電所では、平成14年に土木学会から刊行された「原子力発電所の津波評価技術（以下、「津波評価技術」という。）」に基づく評価結果（O. P. +5.4m～+5.7m）を踏まえた対策を講じ、その後、平成21年に最新の海底地形データ等を用いた再評価結果（O. P. +5.4m～+6.1m）を踏まえた再度の対策を講じていたが、今回の津波はそれを大幅に上回るものであった。

福島第二原子力発電所においても潮位計、波高計が地震、津波の影響を受けたため津波の高さは直接測定されていないが、福島第一原子力発電所と同様の再現解析で津波の高さを評価したところ、津波の高さは約9mであった。

福島第一原子力発電所に襲来した津波（推定津波高さ：約13m）は、福島第二原子力発電所に襲来した津波（推定津波高さ：約9m）と比較して大きかった。両発電所の間隔は約12kmと近接しており、地形的にも大きな差異が無いにもかかわらず襲来した津波の高さが異なったため、津波規模に差異が生じた主な理由を解析によって評価した。

この結果から、両発電所において津波の高さに差異が生じた理由は、宮城県沖ならびに福島県沖に想定されるすべり量の大きい領域（波源）から発生した津波のピークの重なる度合いが、福島第一原子力発電所では強く、福島第二原子力発電所では弱かったことによるものと考えられる。

※1：当該エリア南西部では局所的にO. P. 約+16m～約+17m（浸水深 約6m～約7m）

【添付資料－6－1～5】

6. 2 津波評価について

6. 2. 1 津波高さの評価

福島第一原子力発電所の各号機は昭和41年～昭和47年に設置許可を取得した。当初、津波に関する明確な基準はなく、既知の津波痕跡を基に設計を進めていた。具体的には、小名浜港で観測された既往最大の潮位として昭和35年のチリ地震津波による潮位を設計条件として定めた。（O. P. +3. 122m）

昭和45年に「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（以下、「安全設計審査指針」という。）」が策定され、考慮すべき自然条件として津波が挙げられており、過去の記録を参照して予測される自然条件のうち最も過酷と思われる自然力に耐えることが求められている。安全設計審査指針を踏まえた国の審査においても、チリ地震津波による潮位により「安全性は十分確保し得るものと認める」として設置許可を取得した。設置許可に記載されているこの津波高さについては、現状でも変更されていない。しかしながら、実際には以下に述べるような様々な機会をとらえて津波評価を行うとともに、その対策も含めた内容を国へ報告している。その意味では、その結果に基づき必要な対応をしており、それらの評価が実質的な設計条件となった。

平成5年10月、国から、北海道南西沖地震津波を踏まえ、最新の安全審査における津波安全性評価内容を基に、改めて既設発電所の津波に対する安全性評価を実施するよう指示があった。これを受けて、平成6年3月、福島第一及び福島第二原子力発電所の津波に対する安全性評価結果報告書を国へ提出した。

報告書の主な内容は以下の通り。

- ・ 発電所周辺に影響を及ぼした可能性のある既往津波を文献調査により抽出したこと。
- ・ 簡易予測式により発電所における津波水位を予測したこと。
- ・ 簡易予測式による津波水位が相対的に大きい津波について数値解析をおこなった結果、福島第一及び福島第二原子力発電所における歴史上最大の津波は昭和35年に発生したチリ津波であり、慶長三陸津波（1611年）よりも大きかつ

たこと。

- ・ 津波による水位の上昇、下降に対する発電所の安全性は確保されていること。

なお、報告書には、文献調査から「阿部壽らの論文（1990年）」等を踏まえ、貞観津波（869年）は慶長三陸津波（1611年）を上回らなかったと考えられることも記載した。

また、平成6年3月に国へ報告した後、当時非公開で実施されていた通商産業省原子力発電技術顧問会が同年6月に開催され、当社が報告した内容が了承された旨、口頭で連絡を受けた。

平成14年に具体的な津波評価方法を定めたものとしては唯一の基準となる津波評価技術が土木学会から刊行された。その中では、過去に発生した津波をもとに、津波の発生する領域を設定し、その領域ごとに過去に発生した最大の津波の波源モデルを設定した上で、波源モデルの位置、方向、深さ、角度等の各種パラメータの不確かさを考慮し、多数の数値シミュレーションを実施することにより、想定される最大規模の津波を評価する手法が示されている。以降、この津波評価技術が国内原子力発電所の標準的な津波評価方法として定着し、規制当局へ提出する評価にも使用されている。

当社は、津波評価技術に基づき計算した津波水位を

- ・ 福島第一原子力発電所：O. P. +5.4m～+5.7m
- ・ 福島第二原子力発電所：O. P. +5.1m～+5.2m

と評価し、機能維持の対策としてポンプ電動機のかさ上げや建屋貫通部等の浸水防止などの対策を実施した。なお、この計算結果については、平成14年3月に国へ報告し確認を受けた。

平成19年6月、福島県の防災上の津波計算結果を入手し、福島県が想定した津波高さが当社の津波評価結果を上回らないことを確認した。

平成20年3月、茨城県の防災上の津波波源について評価し、算出した津波高さが当社の津波評価結果を上回らないことを確認した。

平成18年9月に発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針が改訂され、この新指針に基づき耐震性について再度確認する（以下、「耐震バックチェック」という。）よう国の指示が出された。耐震バックチェックにおいては、既に地質調査等を終え、基準地震動を策定するとともに主要設備の耐震評価を中間報告として国へ提出した。津波については、地震随件事象として最終報告書で評価する必要があることから、その最終報告に向けて最新の海底地形と潮位観測データを考慮し、平成21年2月に津波評価技術に基づき再評価した結果、津波の水位は

- ・ 福島第一原子力発電所：O. P. +5.4m～+6.1m

となり、その津波高さに応じて、ポンプ用電動機のシール処理対策等を講じた。また、福島第二原子力発電所の再評価の結果からは追加の対策は必要なかった。

以上のとおり、これまで様々な取り組みを行ってきたものの、今般の津波は当社の

想定を大きく超えるものであり、結果的に津波に対する備えが足らず、津波の被害を防ぐことができなかった。

6. 2. 2 津波に関する関連機関等の主張と当社の対応

当社は上述のとおり、確立された最新の知見に基づき津波の高さを評価しており、平成14年3月に国へ報告して以降現在に至るまで、津波高さについては、土木学会の津波評価技術に基づき評価することで一貫しているが、津波に関する知見及び学説等が出された場合は、試算も含め、自主的に検討・調査等を行ってきた。その一環として、津波評価に必要な波源モデル等の知見が定まっていなかったなか、以下の2つの仮定に基づく試算や津波堆積物調査を実施した。

以下に地震・津波に関する他機関の主張と当社の対応について示す。

(1) 地震調査研究推進本部の見解

平成14年7月に国の調査研究機関である地震調査研究推進本部（以下、「地震本部」という。）が、三陸沖から房総沖の海溝沿いのどこでも地震が発生する可能性があるという地震の長期評価（以下、「地震本部の見解」という。）を公表した。地震本部の見解は、有史以来大きな地震が発生していない領域（福島沖から房総沖の海溝沿い）でもM8.2前後の地震が発生する可能性があるとしていた。ただし、地震本部においては、今回のような連動した大規模地震は想定していなかった。また、有史以来大きな地震が発生していない領域の津波評価に必要な不可欠な波源モデルまでは示していなかった。

土木学会では、平成15年度から検討することとしていた確率論的評価手法の中で地震本部の見解を取り扱うこととし、津波評価を確率論的に実施する先駆的なその成果を平成17年及び平成19年に論文として発表した。

津波の確率論的評価では、専門家による投票意見なども考慮される結果、評価結果に幅が出てくる。このため実際の運用では、これらの評価値をどのように扱うかも問題となる。当社は、土木学会での検討状況を注視するとともに、平成15年～平成17年までの土木学会による検討成果を踏まえ、開発段階にある確率論的津波ハザード解析手法^{※1}の適用性の確認と手法の改良を目的として、福島サイトを一つの例とした確率論的津波ハザードの試行的な解析を実施し、津波の高さと年超過確率の関係を整理したもので、平成18年に論文投稿した。

※1：津波の確率論的評価手法は、土木学会で平成18年度～平成20年度も引き続き検討されている（後述する貞観津波の波源もこの中で確率論的に扱われた）が、現段階でも津波の評価手法として用いられるまでに至っておらず、試行的な解析の域を出ていない。

さらに、平成20年に、当社は、決定論に基づく耐震バックチェックにおいて、地震本部の「三陸沖から房総沖の海溝沿いのどこでも地震が発生する可能性がある」とする見解をどのように扱うか社内検討するための参考として、次に述べる仮想的な試算を実施した。

福島沖の日本海溝沿いでは、過去に大きな地震が発生しておらず、実際に津波評価をするために必要な波源モデルが定まっていない。このため、地震本部で示される地

震規模（M8.2）とも合致しないが、福島サイトに最も厳しくなる明治三陸沖地震（M8.3）の波源モデルを福島沖の海溝沿いに持ってきた場合の津波水位を試算した。試算の結果からは、福島第一原子力発電所取水口前面で、津波水位は最大O.P. +8.4m～+10.2mの津波の高さが得られた。

地震本部の見解の取り扱いについては、

- ・ 電気事業者が津波評価のルールとしている土木学会の津波評価技術では、福島沖の海溝沿いの津波発生を考慮していないこと。
- ・ 津波の波源として想定すべき波源モデルが定まっていないこと。

から、地震本部の見解に基づき津波評価するための具体的な波源モデルの策定について、土木学会へ審議をお願いすることとした。

なお、中央防災会議は、平成15年10月に「日本海溝・千島海溝周辺海溝型地震に関する専門調査会」を設置し、2年数ヶ月にわたる審議を経て、平成18年1月に被害想定に関する報告書を取りまとめた。報告書によると、過去に繰り返し発生している地震を防災対策の検討対象とするとしており、日本海溝沿いについては、三陸沖の地震は想定しているものの、福島～房総沖についての平成14年の地震本部の見解は反映されていない。

（2）貞観津波

貞観津波については、平成20年10月に産業技術総合研究所（当時）佐竹氏から貞観津波に関する投稿準備中の論文について提供を受けた。論文では、仙台平野及び石巻平野の津波堆積物調査結果に基づき、869年貞観津波の発生位置及び規模が推定されていた。波源モデルとしては、2つの案が示されていたが確定には至っておらず、確定のためには福島県沿岸等の津波堆積物調査が必要と指摘されていた。

当社は、平成20年12月、佐竹氏の論文には未確定ながら波源モデル案が示されていたことから、この論文の中で提案されている2つのモデル案を用いた試算を実施した。試算の結果では、福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の取水口前面でO.P. +7.8m～+8.9m（満潮位の考慮方法を変更するとO.P. +7.8m～+9.2m）程度の津波の高さが算出された。

平成21年4月、正式に論文が発表され、当該論文には、前述のとおり貞観津波の波源モデルが記載されていたが、仙台平野及び石巻平野での津波堆積物調査結果に基づく波源モデルであり、発生位置及び規模等は未確定とされていた。確定のためには、福島県沿岸等の津波堆積物調査が必要とされていた。

平成21年6月、地震本部の見解の扱いと合わせ、津波評価するための具体的な波源モデルの策定について土木学会へ審議を依頼した。

当社は、福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所への貞観地震による津波の影響の有無を調査するため、福島県の太平洋沿岸において津波堆積物調査を実施した。調査の結果、福島県北部では、標高4m程度まで貞観津波による津波堆積物を確認したが、南部（富岡～いわき）では津波堆積物を確認できなかった。調査結果と試算に使用した波源モデル案で整合しない点があることが判明したことから、貞観津波についても波源の確定のためには、今後のさらなる調査・研究が必要と考えた。

津波堆積物調査の結果については、平成23年1月に論文投稿し、同年5月に日本地球惑星科学連合2011大会で発表を行った。

なお、現時点でも貞観津波の発生位置及び規模等（波源モデル）は確定されていない。

（3）当社の対応のまとめ

当社は、地震本部の見解（平成14年に長期評価として公表）について、社内的な試算などを実施したが

- ・ 電気事業者が津波評価のルールとしている土木学会の津波評価技術が、福島沖の海溝沿いでは津波発生を考慮していないこと。
- ・ 津波の波源として想定すべきモデルが定まっていないこと。

から、試算は、具体的根拠のない仮定に基づくものに過ぎなかった。

その後、具体的な根拠のない中、波源を確定していくための活動の一環として電気事業者共同で研究を行うこととし、その研究方針や検討の進め方について専門家へ相談の上、平成21年6月に土木学会に波源モデル策定について審議を要請した^{※1}。

また、貞観津波についても、津波堆積物調査等の結果から、波源モデルの確定のためには、さらなる検討の必要があるものと考え、原子力発電所の津波評価上の取り扱いを明確にするべく、地震本部の見解と同様、土木学会で専門家に審議していただくこととした^{※1}。

※1：土木学会原子力土木委員会津波評価部会では、平成21年度～平成23年度までの期間に、

- ①日本周辺（太平洋側プレート境界沿い、南海トラフ沿い、日本海東縁部）及び外国沿岸の決定論に用いる波源モデルの構築
- ②数値計算手法の高度化
- ③不確かさの考慮方法の検討（確率論的検討を含む）
- ④津波に伴う波力や砂移動の評価手法の構築 等

を目的として、幅広い分野について審議し、平成14年2月の津波評価技術刊行後の知見等を踏まえた改訂を行うこととしていた。上記地震本部の見解及び貞観津波の波源モデルについても、①の対象とされ、審議中であった。

なお、今回の東北地方太平洋沖地震は、地震本部の見解に基づく地震でも、佐竹氏により提案された貞観地震でもなく、より広範囲を震源域とする巨大な地震であったことが判明している。

【添付資料－6－6、7】

6. 2. 3 建屋敷地高さ・機器設置位置について

福島第一原子力発電所の主要建屋は、被害の大きかった1～4号機側がO. P. +10mのレベルに、5号機及び6号機側がO. P. +13mのレベルに設置されている。設置許可段階では、既往の最大津波としてチリ津波を想定しており、その時の津波の高さはO. P. +3.3m、現在では土木学会の津波評価技術に従って算出している津波の高さO. P. +6.1mが設計上の津波高さであり、建屋設置レベルに遡上するような津波はないと認識していた。

設計上の津波高さとは主要建屋敷地の関係について、平成23年6月に日本国政府が

ら I A E A 閣僚会議に提出された事故報告書に記載されている太平洋岸に位置する東北電力女川原子力発電所、日本原電東海第二発電所のデータに基づき、設計上の津波高さ等と建屋敷地レベルの関係について比較を実施した。

その結果、福島第一原子力発電所の建屋設置レベルは、土木学会の津波評価技術という同一のルールに基づき算定している設計上の津波高さとの比較において、特段低く設定されていない。

【添付資料－6－8】

6. 3 福島第一原子力発電所の津波による設備の直接被害の状況

6. 3. 1 主要建屋への浸水経路

福島第一原子力発電所の主要建屋（R/B、T/B、D/G建屋、運用補助共用施設（共用プール建屋）、コントロール建屋、廃棄物処理建屋、サービス建屋及び集中環境施設：1～4号機側はO. P. +10m、5・6号機側はO. P. +13mの敷地高さ）の周囲は全域が津波の遡上により冠水した。冠水は1～4号機側のエリアで厳しく、建屋周囲の浸水深は5.5mにも及んだ。

これらの主要建屋について、外壁や柱等の構造躯体には津波による有意な損傷は確認されていない。一方で、建屋の地上の開口部に取り付けられている建屋出入口、D/G給気ルーバ、地上機器ハッチや、建屋の地下でトレンチやダクトに通じるケーブル、配管貫通部が、津波により冠水、損傷したことを確認した。これら建屋の地上の開口部や地下のトレンチやダクトに通じるケーブル、配管貫通部が、建屋内部への津波の浸水経路になったと考えられる。

なお、建屋内部の水配管等からの溢水で重要機器が損傷しないように必要な箇所には溢水対策を講じており、隣接するエリアからの浸水防止のため堰や水密扉の設置などを行っている。しかし、今般のようにルーバなど上部から浸水し、その浸水箇所の水密性が高い場合（D/G室など）、浸水が滞留するケースも見られた。

主な建屋の浸水概況は以下の通り。

(1) 1～4号機R/B

R/B内は高線量のため建屋内の調査を実施できず、津波による海水の浸水の有無は不明である。

(2) 5号機R/B

5号機では、R/B地下1階で浸水を確認した。なお、浸水した水の海水濃度は低く、流入が継続していたことから、津波が直接浸水したものではなく、海水を含む地下水の浸水によるものと推定した。

(3) 6号機R/B（原子炉棟及び複合建屋）

6号機では、複合建屋地下で浸水を確認した。T/B地下に滞留した海水が、配管貫通部を通じて複合建屋に浸水したと評価した。また、複合建屋から貫通部等を通じ、原子炉棟へ浸水したと推定した。一方、D/Gが設置されているエリアへの浸水は認

められなかった。R/B 1階にD/G給気ルーバ（O. P. 約+15m）が設置されているが、近傍の浸水はO. P. 約+13.5m～約+14.5mであったため、D/Gへの浸水はなかった。

（4） 1号機T/B

1号機では、T/B 1階でT/B大物搬入口、建屋出入口から海水が流入し、広範囲に浸水した。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、機器ハッチからの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。なお、T/B地下1階に設置されているD/Gについては、直接の確認は実施できない状況であるが、付近の機器ハッチに浸水の痕跡があること、T/B地下1階が水没したことから、浸水したものと評価した。

（5） 2号機T/B

2号機では、T/B 1階で大物搬入口、1～2号機連絡通路からの浸水が確認された。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、D/G給気ルーバ、機器ハッチ、及び1号機からの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。なお、T/B地下1階に設置されているD/Gについては、直接の確認は実施できない状況であるが、付近の機器ハッチ、D/G給気ルーバに浸水の痕跡があることから、浸水したものと評価した。

（6） 3号機T/B

3号機では、T/B 1階で大物搬入口、建屋出入口からの流入による浸水が確認された。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、D/G給気ルーバ、ケーブル貫通部からの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。なお、T/B地下1階に設置されているD/Gについては、直接の確認は実施できない状況であるが、付近のD/G給気ルーバに浸水の痕跡があることから、浸水したものと評価した。

（7） 4号機T/B

4号機では、T/B 1階、T/B 2階でT/B 1階大物搬入口からの流入による浸水が確認された。T/B 1階については、3～4号機連絡通路、D/G給気ルーバ、ブロック開口からの浸水も推定されるが、高線量のため詳細は不明である。T/B地下1階でも浸水が確認され、T/B 1階、ダクト、トレンチ、D/G給気ルーバ、機器ハッチからの流入が浸水経路として推定されるが、水没及び高線量のため詳細は不明である。T/B地下1階に設置されているD/Gについては、浸水を確認した。

（8） 5号機T/B

5号機では、ケーブル貫通部を通じ、T/B地下1階電気品室が浸水した。また、配管トレンチからと考えられる浸水も確認されたが、トレンチが水没しているため、詳細調査は実施できない状況である。

T/B地下1階に設置されているD/Gのエリアには浸水は認められなかった。T/B 1階にD/G給気ルーバ（O. P. 約+14.5m）が設置されているが、近傍

の浸水はO. P. 約+1.3m～約+1.4mであったため、D/Gへの浸水はなかった。

(9) 6号機T/B

6号機では、T/B 1階でT/B 1階大物搬入口からの流入による浸水が確認された。T/B地下1階でも浸水が確認され、シャフト、トレンチ、T/B 1階からの浸水が経路と考えられる。また、5号機T/B地下1階に設置されている6号機電気品室が浸水した。

(10) D/G 建屋 (D/G 6B)

D/G建屋では、建屋内への浸水は確認されなかった。

(11) 運用補助共用施設 (共用プール及びD/G 2B、4B)

運用補助共用施設では、給気ルーバ、建屋出入口を通じ、1階が浸水した。地下1階でも浸水が確認され、1階からの浸水、ケーブル貫通部からの浸水等が浸水経路と考えられる。

D/G 2B、4B設備が設置されているエリアへの浸水は認められなかった。

【添付資料-6-9、10】

6. 3. 2 津波による設備被害

津波の被害を受けた設備のうち、原子炉の冷却に用いられる設備であり、今回の津波による設備被害の特徴を端的に示している設備について被害状況を以下に示す。

(1) 非常用海水系ポンプ

1～6号機は海水を利用することで崩壊熱の除去を行う構造になっている。また、一部の空冷式を除き、D/Gも海水を利用して機関の冷却を行う構造である。このため、海側エリアに海水を取り込むための非常用海水系ポンプ^{*1}が設置されている。

これらの非常用海水系ポンプを設置している海側エリアの敷地高さはO. P. +4mであり、津波高さの評価結果を踏まえ、津波の高さ5.4m～6.1mに対して機能を確保できるよう対策を講じていたものの、津波はそれを大幅に超えるものであったことからこれらのポンプの電動機は冠水し、システムの機能を喪失した。

その結果、1～6号機までの原子炉及びSFPを除熱し、冷温停止するための最終ヒートシンクを喪失することとなった。また、海水を利用した水冷式のD/Gも機能を喪失した。

なお、非常用海水系ポンプの躯体の機械的損傷は限定的^{*2}であり、6号機のD/G 6A海水ポンプは平成23年3月18日時点で特段の修理を行わずに起動することができたことから、その後の平成23年3月19日、D/G 6Aを起動することができた。

※1：非常用海水系ポンプ設備は、格納容器冷却海水系（以下、「CCSW」という。）ポンプ、RHRSPポンプ、D/G海水ポンプをいう。

※2：屋外ヤードエリア設置の非常用海水系ポンプ設備については、点検中で取り外していた4号機RHRSポンプ（A、C）を除き、いずれも津波を受けた後も据付場所に自立しており、ポンプ本体が流出したものはなかった。
しかしながら、設備点検用クレーンの倒壊、漂流物の衝突等によるポンプならびに付属機器の損傷、電動機軸受潤滑油への海水の混入が確認された。

【添付資料－6－11、12、13】

(2) D/G

主要建屋エリア全域が津波の浸水を受け、建屋への浸水が生じた結果、建屋内の電気品の機能喪失が生じた。

津波による被害の状況は、1～4号機のD/G本体（増設された共用プール建屋のD/G除く）が、5号機及び6号機より敷地レベルが低いため浸水している。

D/Gが設置されている建屋は、T/B、R/B付属棟等に関わらず、D/Gへの外気取入口であるルーバを1階に有しているが、多くの場合、ルーバが津波のD/G室への主たる侵入口となった。

5号機及び6号機の水冷式D/G（D/G 5A、D/G 5B、D/G 6A及び高圧炉心スプレイ系（以下、「HPCS」という。）D/G）本体は、被水を免れたが、1～4号機の水冷式のD/G本体は全て被水により停止している。被水しなかった5号機及び6号機の水冷式D/Gも、非常用海水系ポンプ等が機能喪失したため運転することができず、結果として、水冷式のD/Gは全て停止した。

一方、2号機（D/G 2B）、4号機（D/G 4B）及び6号機（D/G 6B）は空冷式のD/Gであり、これらについては非常用海水系ポンプがないため津波による冷却系への影響はなかった。2号機（D/G 2B）及び4号機（D/G 4B）については、4号機R/Bの南西にある運用補助共用施設（共用プール建屋）に設置しており、D/G本体には浸水被害がなかったものの、運用補助共用施設（共用プール建屋）地下の電気品室が浸水被害を受け、D/G電源盤が水没し機能を喪失した。

この結果、1～5号機までのプラントでD/Gが停止し、全交流電源喪失となった。6号機は、空冷式D/G 6Bが運転を継続し電源が維持された。

【添付資料－6－10、14、15】

(3) 電源盤

外部電源及びD/Gの電力は、高圧電源盤、パワーセンター、低圧電源盤を経由して各機器に供給される。また、交流電源喪失時に最低限の監視機能等を確保するために直流電源盤（バッテリーあり）が用意されている。

今回の津波襲来により、1～5号機までは常用系、非常用系の高圧電源盤が全て被水しており、仮に外部電源やD/Gが機能していたとしても電力を必要とする機器に供給することができない状況であった。

また、パワーセンターについても大半が被水しており、高圧電源車などの接続可能な箇所は限られてしまう状況であった。

直流電源盤の被害については、1号機、2号機及び4号機で被水したが、3号機、

5号機及び6号機では被水していない。3号機、5号機及び6号機の直流電源盤は、T/B中地下階に設置されていたことで浸水被害が及ばなかったものと推定される。

建屋への大規模な浸水が生じた施設では、建屋最地下階の浸水が顕著であり電源盤の被害もこれに対応している。最地下階に設置してあった電源盤は被水の被害を受けているのに対して、中地下階（一部被水の被害を受けているものあり）に設置してある電源盤は、被水を免れた。

また、最地下階に設置してあっても、建屋周囲に浸水高に対して建屋への浸水経路となるD/G給気ルーバ等の最下端が浸水高より上に設置され、浸水経路となるダクト、トレンチ等の貫通部もない箇所では、建屋への浸水がなく、設備も被水していない。5号機及び6号機のD/Gや6号機の非常用電源盤（高圧電源盤、パワーセンター）などがこれに該当した。

なお、6号機については、空冷式のD/G 6Bのみならず、高圧電源盤、パワーセンターといった電源盤（非常用電源系D系）も被害がなかったことから、供給先の機器を作動継続させることが出来た。

【添付資料－6－14、15】

（4）非常用冷却設備

福島第一原子力発電所は、東北地方太平洋沖地震で被災し、現在に至っても、建屋内への立入に関する制約事項も多いことから、発電所設備の損傷状況を完全に把握、整理するには至っていない。プラント運転データ等を整理活用するにあたり、設備の損傷状況について整理し取り纏めを実施した。

機器の損傷状況の整理は、運転記録や数少ない作業員からの伝聞情報をもとに作成したため、情報量は少なく粗いものとなっている。地震直後は余震、津波警報及び水素爆発等のために、設備の損傷状況とその原因を特定できるような確認をしていない。このような点を補うために、機器の損傷状況を整理するだけでなく、健全情報も記載した。これにより、僅かではあるが地震での損傷か、津波による損傷か区分することが可能となった。また、損傷の中には、電源の損傷による機器の機能喪失も含まれている。（1～6号機各非常用炉心冷却系機器等の状況は7章～12章で詳述する。）

なお、1～4号機については、代替注水として重要な設備であるMUWCポンプは電源の喪失のみならず、電動機の被水のため使用できない状態となった。

（5）重油タンク

津波襲来後、屋外に設置していた以下の重油タンクの破損または海への流出を確認しており、タンク内の重油は海へ流出または土壤に浸透したと推定されることから、主要電気工作物の破損事故に該当する。

- ・ No. 2重油タンク

津波によりタンクは海に流出しており、確認された漂流物の状況では、漂流方向について特定することが難しく、所在不明である。

- ・ No. 3重油タンク及びNo. 4重油タンク

津波の影響により、No. 4重油タンクは、No. 3重油タンク脇に移動して底

部が抜けた状態である。また、N o. 3 重油タンクは、底面から約 1 m 付近に亀裂が発生している。

なお、平成 23 年 5 月 31 日、5・6 号機取水口カーテンウォール付近の海面に、N o. 3 重油タンク及び N o. 4 重油タンクから流出した重油の一部と思われる油漏えいが確認されたことから、護岸内側に油吸着マットを設置するとともに、カーテンウォール周辺にオイルフェンスを設置し、油の流出拡散防止を実施した。

また、N o. 1 重油タンクについては、津波により 1 号機 R/B・T/B 北側の構内道路まで漂流したが、重油を抜いた状態で使用しておらず、重油の流出はなかった。

【添付資料－6－16】

6. 3. 3 津波による設備被害のまとめ

福島第一原子力発電所においては、津波による設備被害によって、以下の状況に直面した。

- ①地震後の津波襲来により全プラントで非常用海水系ポンプ設備の機能を喪失し、炉心の残留熱（崩壊熱）を海水によって冷却することができなくなった。
- ②1～5号機については電源設備の機能喪失から、電動の設備（安全系、並びにその他注水、冷却設備等）はすべて使用できない状態となった。また、MO弁を中操から開閉することができなくなった。
- ③さらに直流電源を喪失した1号機、2号機及び4号機では中操での計測機器がすべて機能喪失しプラントの状態監視ができなくなり、直流電源が残った3号機及び5号機も計測や状態監視がバッテリー残量の影響を受ける状況となった。
- ④また、原子炉を減圧するSRVやPCVのベント弁（AO弁）の制御用電磁弁の操作ができなくなった。
- ⑤加えて、中操や各建屋内部及び屋外ヤードの照明の停電や通信手段の制約が生じ、対応をさらに困難にした。
- ⑥なお、屋外ヤードにおいては津波による瓦礫や残留水、再度の津波襲来のリスクなど作業環境は極めて厳しい状態となった。

すなわち、原子炉の熱除去ができなくなり、すべての電動機器は動力源を喪失し、中操の監視機能及び操作手段を喪失し、現場との通信手段がなくなり、照明も無い状態で事故対応を始めなければならず、また津波の影響により作業は困難を極めた。

なお、1～4号機については、代替注水として重要な設備であるMUWCポンプは電源の喪失のみならず、電動機の被水のため使用できない状態となった。

以上より、これまで国と一体となって整備してきたアクシデントマネジメント（以下、「AM」という。）策の機器も含めて、事故対応時に作動が期待されていた機器・電源がほぼすべて機能を喪失した。このため、現場では消防車を原子炉への注水に利用するなど、臨機の対応を余儀なくされ、事故対応は困難を極めることとなった。このように、想定した事故対応の前提を大きく外れる事態となり、これまでの安全への取り組みだけでは事故の拡大を防止することができなかった。結果として、今回の津

波に起因した福島第一原子力発電所の事故に対抗する手段を備えることができず、炉心損傷を防止できなかった。

【添付資料－６－１７】

なお、福島第二原子力発電所においては、津波規模が異なり設備被害の様相も異なっていた。地震後の津波襲来により、１号機、２号機、４号機で非常用海水系ポンプ設備の機能を喪失し、炉心の残留熱（崩壊熱）を海水によって冷却することができなくなった。

しかし、全号機とも非常用電源系統が使用可能であったことから、MUWCなどの代替の低圧注水機能は使用可能な状況であった。また、中操の監視、操作の機能も維持された。

以上より、福島第二原子力発電所では、襲来した津波の規模が福島第一原子力発電所よりも小さかったこと、電源喪失を免れたことなどから、これまでに整備してきたAM策を有効に機能させることができ、プラントの安定化、冷温停止に至った。

【添付資料－６－１８】

6. 4 東北地方太平洋沖地震発生以降の余震に伴う津波への対応

東北地方太平洋沖地震発生以降、東北地方太平洋沖地震の震源域よりも沖側で、マグニチュード８級の余震が発生する可能性が複数の専門家や機関より指摘されていたことから、福島第一原子力発電所において、その余震に伴う津波対策として仮設防潮堤^{※１}を設置した（平成２３年５月１８日～６月３０日）。

※１：仮設防潮堤の設置エリアは、主要建屋設置エリア（標高１０ｍ）南側の３・４号機付近。仮設防潮堤の高さは、約２．４ｍ～約４．２ｍ。

【添付資料－６－１９】

7. 福島第一原子力発電所1号機の事故状況

7. 1 地震発生前のプラント状況

1号機は平成22年10月15日（平成22年9月27日発電機最終並列）より第27サイクル運転中であり、地震発生時は定格電気出力（460MWe）にて、一定運転中であった。なお、運転の継続に影響を及ぼす可能性のある不具合は発生していなかった。

7. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時37分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

定格電気出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時46分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日15時02分に原子炉が未臨界状態となったことを確認した。

【添付資料－7－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、所内受電用しゃ断器の被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失した。

同時刻にD/G2台（D/G1A、1B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-1C、M/C-1D）の電源が回復した。

非常用母線の電源が一度喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。このため、原子炉圧力が上昇を開始した。

同日14時52分に、IC2台が「原子炉圧力高（7.13MPa [gage]）」により自動起動し、原子炉の減圧及び冷却を開始するとともに原子炉圧力が下降を開始した。

一方、原子炉水位は、原子炉自動停止直後にボイドがつぶれることで低下するが、外部電源の喪失による原子炉給水ポンプトリップまでの間、原子炉への給水は継続したと考えられ、HPCIが自動起動（L-L：TAF+1950mm）することなく水位が回復し、通常水位レベル（TAF+4370mm）で推移した。

同日15時03分頃、IC起動に伴う原子炉圧力の低下が速く、操作手順書に定める原子炉冷却材温度降下率55℃/hが遵守できないと判断したことから、ICの戻り配管隔離弁（3A弁、3B弁）を一旦「全閉」とした。他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。ICを停止したことにより、原子炉圧力が再び上昇した。その後、操作手順書で定める原子炉圧力の静定範囲（6～7MPa）で制御するため、ICはA系1系列にて制御することとし、戻り配管隔離弁（3A弁）の開閉操作にて原子炉圧力制御を開始した。

同日15時16分、原子炉圧力は6.8MPa [gage]、原子炉水位計（広帯域）の指示値で+910mm（TAF+4340mm）であった。

【添付資料－7－1～10】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、これに伴いRPS電源が喪失したことにより、MSIVが自動閉じた。MSIVが自動閉じたことから、その後のSRVの手動開閉によるS/C水の温度上昇に備え、操作手順書に従い同日15時05分頃～15時11分頃にかけてCCSを手動起動し、トラス水冷却モードでS/C冷却を開始した。

通常換気空調系は、常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3：TAF+3610mm）またはRPS電源が喪失したことによる一次格納容器隔離系（以下、「PCIS」という。）隔離信号によりSGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料-7-1～5、8】

(2) 【3月11日15時37分（全交流電源喪失）～3月12日（海水注入）】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、冷却用海水ポンプまたは電源盤、非常用母線の被水等によりD/G 1A、1Bが停止したことから、3月11日15時37分に全交流電源喪失となり、同日15時42分に原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）の発生と判断した。全交流電源喪失により、炉心スプレイ系（以下、「CS」という。）、CCSは動作不能となった。

同日15時50分頃、計器用の電源が喪失し、原子炉水位が不明な状態となり、それまで原子炉圧力を手動で制御していたICは表示灯が消灯しており、開閉状態が確認できない状況、また、HPCIについても制御盤の表示灯が全て消灯し起動不能な状態であったため、同日16時36分に原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。その後、一旦は原子炉水位計が復旧し水位の確認ができたことから、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）の状態から回復したものと判断したが、再度、原子炉水位が確認できなくなったため、同日17時07分に、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）と判断した。

なお、非常用炉心冷却装置注水不能に至った場合の代替注水については、AM策として、復水貯蔵タンクを水源としMUWCから原子炉へ注入するライン及びろ過水タンクを水源としFPからMUWCを経由して原子炉へ注水するラインを整備している。

消防車等の重機を使用した原子炉への代替注水はAM策としては考慮されていなかったが、今回の事故では臨機の応用動作として、消防車による原子炉への注水を試みた。

以下、注水に関する対応状況等^{*1}を示す。

<1号機の注水に関する対応状況>

- ・ 3月11日17時12分、発電所長は原子炉への注水を確保するため、FP、MUWCや消防車による代替注水について検討・実施するよう指示した。
- ・ ICは、表示灯が消灯し開閉状態が確認できない状態、また、ICと同様に直流で操作可能なHPCIについても制御盤の表示灯が全て消灯し、起動不能な状態であったため、中操では、原子炉への注水のため電源を喪失した状態で唯一使用可能

なD/D-FPを使用した代替注水ラインの構成を行った。当該ラインの構成は、照明が消えた暗闇の状況で懐中電灯を頼りにライン構成に必要な弁を手動にて開操作を行った。3月11日17時30分、故障復帰操作によりD/D-FPが自動起動したが、この時点で代替注水ラインの構成が完了していなかったため、一旦停止状態とした。

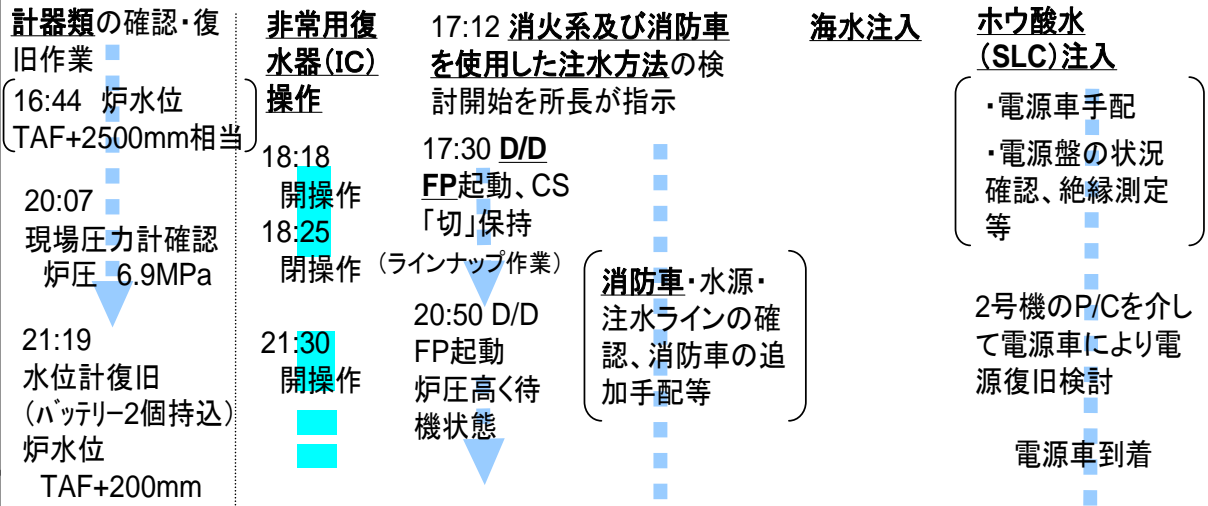
- そのような中、一時的に直流電源が復活し、IC(A系)の表示灯が点灯したため、運転員は、3月11日18時18分にICの弁の開操作を実施した。(その後、同日18時25分に蒸気発生が止まったことから閉操作を実施。同日21時30分に再度、開操作を実施。)
- D/D-FPについては、3月11日20時50分に代替注水ラインが完了したことから停止状態を解除、再度起動し、原子炉減圧後に注水可能な状態としたが、3月12日1時25分頃、運転員がD/D-FPの運転確認を行ったところ、D/D-FPが停止していることを確認した。燃料補給ラインから供給されないことから、同日1時48分に燃料切れを確認した。同日2時56分に燃料補給が完了し、D/D-FPの起動操作を行ったが起動しなかった。その後、バッテリーの交換作業を実施し、同日12時53分に作業が完了したことから運転員が起動操作を行ったが起動しなかった。同日13時21分、セルモータの地絡で使用できないことが発電所対策本部へ報告された。
- 発電所対策本部復旧班は、中操照明、監視計器類の復旧のため、図面やバッテリー、ケーブルを集め、計器類の復旧作業を行った。その結果、3月11日21時19分に仮設バッテリーをつなぎ込み、原子炉水位の指示値がTAFから+200mmであることを確認した。
- 3月11日21時51分にR/B内の放射線量が上昇し、同日23時00分にはT/B内で高い線量(北側二重扉前1.2mSv/h、南二重扉前0.52mSv/h)が確認された。
- 消防車による注水ラインの確保は、津波による道路の損傷や瓦礫の散乱等で困難を極めたが、3月12日4時頃、消防車に積載していた淡水をFPラインより原子炉へ注入、さらに、同日5時46分に防火水槽などを水源とした消防車による注水を再開した。
- 防火水槽の淡水には限りがあるため、海水注入の準備を行うとともに、ほう酸水注入系(以下、「SLC」という。)の電源復旧を行っていたが、3月12日15時36分にR/Bで水素爆発が発生し、海水注入用のホースやSLCの電源ケーブルが損傷するなどの被害が生じた。
- その後、海水注入のためのホースの引き直し等の準備を再開し、3月12日19時04分に消防車による海水注入を開始した。

【添付資料-7-1、2、4~7、9、11】

福島第一号機 注水に関する主な経緯(津波襲来以降)

3月11日

15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失)
 16:36 原災法15条事象発生(原子炉水位が確認できず、注水状況が不明なため、非常用炉心冷却装置注水不能) →16:45 通報
 16:45 原子炉水位を確認 →16:55 原災法15条事象の解除を通報
 17:07 原子炉水位を再度確認できなくなる →17:12 原災法15条通報



12日



<劣悪な作業環境>
 ・暗所作業
 ・緊対室との通信手段なし
 ・障害物散乱
 ・マンホール蓋欠落
 ・余震による作業の中断
 ・線量が高く、防護服を着た作業で、交替が必要

15:36 1号機 水素爆発

けが人発生、爆発の影響調査のためのサーベイ・現場確認等を実施
 爆発により海水注入ライン及びSLC注入ラインに損傷

(・線量の高い瓦礫の片づけ
 ・ホースの収集・再敷設)

19:04 消防車による海水注入開始

b. 閉じ込める機能

3月11日23時50分頃、中操で発電所対策本部復旧班が、中操の照明仮復旧用に設置した小型発電機をD/W圧力計につないで指示を確認したところ、600 kPa [abs]（最高使用圧力528 kPa [abs]（427 kPa [gage]）であることが確認され、発電所対策本部へ報告した。これを受けて、3月12日0時06分、PCVベント準備を進めるよう発電所長は指示した。（同日0時49分に原災法第15条該当事象（格納容器圧力異常上昇）と判断）

通常は中操からPCVベント操作できるが、全交流電源喪失のため、PCVベント操作のうち、MO弁の操作については手動で開けなければならない状況となり、また、AO弁の操作においては、当該弁を作動させるために必要な空気圧が確保できず、駆動用の空気ポンペを現場で復旧するか、仮設空気圧縮機を設置して空気圧を確保する必要があった。

なお、CCS及びSHCの復旧の見通しがたたない場合については、SRVによる原子炉の減圧に伴ってPCVの圧力、温度が上昇することから、AM策として、S/C及びD/Wから排気筒（スタック）に至るベント管を通じて、PCVの過圧を防止するPCVベントラインが整備されている。

また、当該ラインは、圧力が高い場合でもPCVベントができるよう、SGTSをバイパスして設置されており、また、誤動作を防ぐ観点から、あらかじめ定められた圧力で作動するラプチャーディスクを備えている。

以下、PCVベントに関する対応状況等^{*1}を示す。

<1号機のPCVベントに関する対応状況>

- 津波の影響による全交流電源喪失により、トラス水冷却モードでS/Cの冷却をしていたCCS（A系、B系）が停止し、SGTSも停止した。また、計器用の電源が失われたことから、D/W圧力が不明な状態となった。
- 3月11日夕方、計器類の復旧が行われる中、中操ではAM操作手順書の確認を実施していた。早い段階でPCVベントの準備を進めるべく、バルブチェックリストを用いてPCVベントに必要な弁及びその位置の確認を行った。
- 発電所対策本部発電班でも、電源がない状況におけるPCVベント操作手順の検討を開始した。また、発電所対策本部復旧班は、ベント操作に必要なS/Cベント弁（AO弁）が手動操作可能な型式及び構造であるか確認するために、関連する図面の調査や、協力企業への問合せを実施した。図面により、S/Cベント弁（AO弁）小弁に手動操作用のハンドルがあり、手動で開けることが可能であることを確認し、中操に連絡した。
- 3月11日23時50分頃、中操で発電所対策本部復旧班が、中操の照明仮復旧用に設置した小型発電機をD/W圧力計につないだところ、指示値が600 kPa [abs]であることが確認され、発電所対策本部へ報告した。
- これを受け3月12日0時06分、発電所長はPCVベント準備を進めるよう指示した。
- 3月12日1時30分頃、ベントの実施について国に申し入れ、了解を得た。
- 3月12日2時24分、ベントの現場操作に関する作業時間の評価結果が発電所対策本部に報告された（300 mSv/h）の環境であれば緊急時対応の線量限度

(100mSv/h)で17分の作業時間と報告)。

- ・ 3月12日3時45分頃、本店対策本部にてベント時の周辺被ばく線量評価を作成、発電所と共有した。
- ・ 中操では、ベント操作に向けて弁の操作順番、トーラス室での弁の配置及び弁の高さ等について繰り返し確認した。
- ・ 3月12日9時02分、大熊町(熊地区の一部)の避難ができていることを確認した。
- ・ 3月12日9時04分にPCVベント弁の操作を行うため運転員が現場へ出発し、9時15分頃にMO弁を手順通り25%開とした。
- ・ その後、R/B地下1階にあるS/Cベント弁(AO弁)小弁を現場で開操作を試みたが、現場の線量が高く操作できなかった。このため、IAの空気の残圧に期待して3月12日10時17分、10時23分及び10時24分に中操でS/Cベント弁(AO弁)小弁の開操作を実施したが、開となったかは確認できなかった。
- ・ 3月12日10時40分に発電所正門付近及び発電所周辺のモニタリングポスト(以下、「MP」という。)付近の放射線量が上昇していることが確認されたことから、発電所対策本部では、ベントにより放射性物質が放出された可能性が高いと考えたが、同日11時15分、放射線量が下がっており、ベントが十分効いていない可能性があることを確認した。
- ・ その後、S/Cベント弁(AO弁)大弁の遠隔操作に必要な加圧空気を確保するため、仮設空気圧縮機を調達、接続箇所を確認した上で設置し、3月12日14時頃、起動した。同日14時30分にD/W圧力低下を確認、ベントによる「放射性物質の放出」と判断した。
- ・ 3月12日15時36分にR/Bで水素爆発が発生した。
- ・ MPで500 μ Sv/hを超える放射線量(1015 μ Sv/h)を計測したことから、3月12日16時27分、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)と判断した。

【添付資料-7-1、4、5、12~14】

※1:福島第一原子力発電所1号機における注水、PCVベント操作等に関する詳細な対応操作や作業の状況については、「別紙-1:福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について」を参照。

福島第一号機 ベントに関する主な経緯(津波襲来以降)

<p>3月11日</p>	<p>15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失) 16:36 原災法15条事象発生(非常用炉心冷却装置注水不能)</p> <p>【プラント挙動】 21:51 原子炉建屋の線量上昇 23:00 タービン建屋の線量上昇 23:50頃 D/W圧力が600kPaであることを確認</p>	<p>【ベントの検討・操作】 ベントに向けた事前準備を開始 ・AM操作手順書、バルブチェックリストの確認 ・電源がない場合のベント操作手順の検討</p>	<p>発災直後からベントの必要性を認識し、事前準備</p>
<p>12日</p>	<p>2:30 D/W圧力が840kPaに到達したことを確認</p> <p>(その後、750kPa前後で、圧力安定)</p> <p>5:44 国が半径10km圏内の住民に避難指示</p> <p>10:40 正門、MPの線量上昇 11:15 線量が低下</p> <p>14:30 D/W圧力低下</p>	<p>0:06 D/W圧力が600kPaを超えている可能性がありベントの準備を進めるよう発電所長指示 弁の操作方法や手順など具体的な手順の確認を開始</p> <p>1:30頃 ベントの実施を国に申し入れ・了解</p> <p>2:24 ベントの現場操作に関する作業時間の確認(緊急時対応の線量限度で17分の作業時間)</p> <p>3:06 ベント実施に関するプレス会見</p> <p>3:45頃 ベント時の周辺被ばく線量評価を実施 ・原子炉建屋二重扉を開けたら白い“もやもや”。線量測定できず ・中央制御室では、弁の操作の順番等を、繰り返し確認。 作業に必要な装備を可能な限り収集。</p> <p>4:45頃 100mSvセットのAPDが中央制御室に届く</p> <p>6:33 地域の避難状況確認(大熊町から移動を検討中)</p> <p>8:03 ベント操作を9:00目標で行うよう発電所長指示</p> <p>8:27 発電所南側近傍の一部の地区が避難できていないとの情報</p> <p>9:02 発電所南側近傍の地区が避難できていることを確認</p> <p>9:04 ベントの操作を行うため運転員が現場へ出発 (9:15頃に第1班がPCVベント弁(MO弁)開、第2班が現場へ向かうが線量が高くS/Cベント弁(AO弁)小弁開できず)</p> <p>10:17～S/Cベント弁(AO弁)小弁の遠隔操作実施(3回:開となったか不明)。並行して仮設コンプレッサーの接続箇所検討(11:00頃まで)</p> <p>12:30頃 仮設コンプレッサー確保、ユニック車を用いて移動。接続用アダプタの搜索</p> <p>14:00頃 仮設コンプレッサーを原子炉建屋大物搬入口外に設置・起動</p> <p>14:30 ベントによる「放射性物質の放出」と判断</p>	<p>D/W圧力が高まったためベントの準備を開始し、ベントを国に申し入れ</p> <p>手動での手順の確認 作業時間の確認 周辺被ばく線量の評価 現場の線量確認</p> <p>住民避難を考慮する必要がある、避難状況を確認</p> <p>高線量、暗闇、通信機能を喪失した中での作業</p>

8. 福島第一原子力発電所2号機の事故状況

8. 1 地震発生前のプラント状況

2号機は平成22年12月15日（平成22年11月18日発電機最終並列）より第26サイクル運転中であり、地震発生時は定格熱出力にて、一定運転中であった。なお、運転の継続に影響を及ぼす可能性のある不具合は発生していなかった。

8. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時41分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

定格熱出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時47分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり、原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日15時01分に原子炉が未臨界状態となったことを確認した。

【添付資料－8－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、所内受電用しゃ断器の被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失した。

非常用母線の電源が喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。このため、原子炉圧力が上昇を開始したが、SRVの自動開閉により原子炉圧力が制御された。

同日14時47分、D/G2台（D/G2A、2B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-2C、M/C-2D及びM/C-2E）の電源が回復した。

外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の操作手順書に従い、同日14時50分、RCICを手動起動したが、原子炉自動停止及びMSIV閉などの影響による原子炉水位の過渡的な変動のため、同日14時51分にRCICが原子炉水位「高」信号により自動停止した。

原子炉水位は、RCICが自動停止したことにより低下したが、同日15時02分にRCICを手動起動したことで上昇した。

その後、同日15時28分、RCICが再度、原子炉水位「高」信号により自動停止した。同日15時39分、RCICを手動起動した。

なお、HPCIについては、地震以降から全交流電源喪失に至るまで、原子炉水位がHPCIの自動起動レベル（L-2：TAF+2950mm）まで低下していないことから、手動起動を含めて作動していないが、津波の影響による電源喪失のため動作不能になったものと推定される。

【添付資料－8－1～5、7、8】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、これに伴いRPSの電源が喪失したことによりMSIVが自動閉じた。SRVの自動開閉、RCICの手動起動によりS/C水の温度が上昇していたことから、操作手順書に従い同日15時00

分～15時07分にかけてRHRを起動し、トーラス水冷却モードでS/C冷却を開始した。通常換気空調系は、常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低(L-3: TAF+4443mm)またはRPS電源が喪失したことによるPCIS隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料-8-1～3、6、8】

(2)【3月11日15時41分(全交流電源喪失)～3月15日(D/W圧力低下)】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、冷却用海水ポンプまたは電源盤、非常用母線の被水・水没等により3月11日15時41分にD/G 2A、2Bが停止したことから、同日15時42分、原災法第10条該当事象(全交流電源喪失)の発生と判断した。全交流電源喪失により、RHR及びCSは動作不能となった。

同日15時50分頃、計器用の電源が喪失し、原子炉水位が不明となっていることを確認した。それまで運転中であったRCICの運転状態が確認できず、また、HPCIについても制御盤の表示灯が全て消灯し、起動不能な状態であったため、同日16時36分に原災法第15条該当事象(非常用炉心冷却装置注水不能)と判断した。

なお、非常用炉心冷却装置注水不能に至った場合の代替注水については、AM策として、復水貯蔵タンクを水源としMUWCから原子炉へ注入するライン及びろ過水タンクを水源としFPからMUWCを経由して原子炉へ注水するラインを整備している。

消防車等の重機を使用した原子炉への代替注水はAM策としては考慮されていなかったが、今回の事故では臨機の応用動作として、消防車による原子炉への注水を試みた。

以下、注水に関する対応状況等^{*1}を示す。

<2号機の注水に関する対応状況>

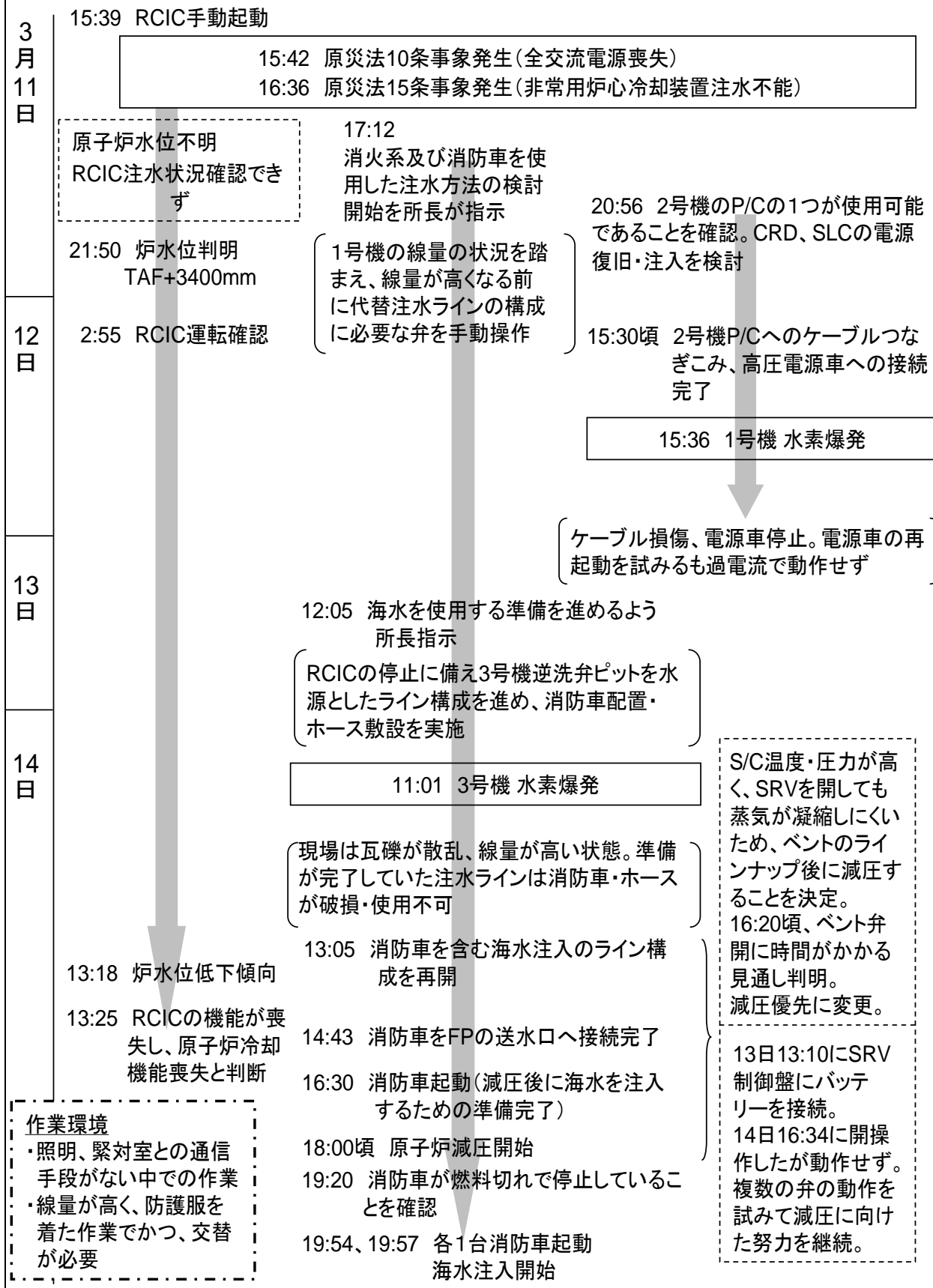
- ・ 3月11日17時12分、発電所長は原子炉への注水を確保するため、FP、MUWCや消防車による代替注水について検討・実施するよう指示した。
- ・ 原子炉水位が不明な状況が続き、RCICによる原子炉への注水状況についても確認できないことから、原子炉水位がTAFに到達する可能性があることを3月11日21時02分に官庁等へ連絡した。さらにTAFへの到達時間を同日21時40分と評価した。
- ・ D/D-FPの中操の状態表示灯は消灯状態であり、ポンプが設置してあるT/B地下階は高さ約600mmまで浸水しており、ポンプ室に入室することができなかったため、直接、起動状態を確認することはできなかったが、屋外にある排気ダクトから出ている煙により、D/D-FPが起動していることを運転員が確認した。その後も排気ダクトの煙の確認を継続して行っていたが、3月12日1時20分に排気ダクトからの煙が消えていたことにより、運転員はD/D-FPが停止していることを確認した。
- ・ 計器類の復旧作業の結果、3月11日21時50分に原子炉水位がTAF+3400mmと判明した。また、3月12日2時55分、運転員がRCICのポンプ吐

出圧力が原子炉圧力を上回っていること（運転していること）を現場で確認した。運転員は、その後もR C I Cの運転状況を定期的に確認した。

- ・ 2号機のパワーセンターの一部が利用可能であることを確認したため、高圧で注水可能なCRDポンプ、S L Cポンプの電源復旧を進めたが、3月12日15時36分の1号機の爆発により、敷設したケーブルが損傷し高圧電源車が停止した。
- ・ 3月13日12時05分、発電所長はR C I Cの停止に備え、原子炉への海水注入の準備を開始するよう指示した。消防隊は、消防車の配備及びホースの敷設を行い、海水注入ができるよう準備を整えた。
- ・ 一方、3月13日7時頃、3号機の減圧に必要なバッテリーに加えて2号機用のバッテリーを社員の自動車から収集、これらを中操に運びこみ、同日13時10分にS R V制御盤につなぎ込んだ。
- ・ 3月14日11時01分の3号機の爆発により、準備が完了していた海水注入ラインの消防車及びホースが破損し、使用不可能となった。
- ・ その後、瓦礫の散乱状況から、水源を当初考えていた3号機逆洗弁ピットから物揚場へ変更することとした。
- ・ 原子炉への注水はR C I Cで行っていたが、3月14日13時18分、原子炉水位が低下傾向となり、同日13時25分、R C I Cの機能が喪失した可能性があるとし、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ 消防車により原子炉へ注水するためには、消防車の吐出圧力が低いため、S R Vによる原子炉圧力の減圧が必要となった。しかし、原子炉内の蒸気の逃がし先となるS / Cの圧力及び温度が高く減圧しにくい可能性があったため、P C Vベントの準備を行ってから減圧することとしたが、3月14日16時20分頃、ベント弁の開実施まで時間がかかる見通しとなったことから、S R Vによる減圧を優先することとした。
- ・ 中操のS R V制御盤において開操作を行ったが、弁がなかなか動作せずバッテリーの接続位置を変えるなどして対応し減圧を行った。
- ・ なお、S / Cの温度及び圧力が高く、原子炉からの蒸気が凝縮しにくかったため、S R Vを開操作してからも減圧に時間を要した。
- ・ 一方、注水に必要な消防車については、3月14日16時30分、消防車を起動し、原子炉減圧後に海水の注水ができるよう準備を行ったが、同日19時20分に起動していた消防車が燃料切れで停止していることを確認した。給油実施後、消防車を起動し（同日19時54分、19時57分に各1台起動）、F Pラインから原子炉内へ海水注入を開始した。
- ・ 3月14日21時頃、原子炉圧力が上昇したため、S R Vを追加で開操作したところ、同日21時20分にS R Vが開いて原子炉圧力が低下し、ダウンスケールしていた原子炉水位計の指示値が上昇傾向を示した。

【添付資料－8－1、2、4、5、8、9】

福島第一2号機 注水に関する主な経緯(津波襲来以降)



b. 閉じ込める機能

R C I Cによる原子炉への注水が継続し、D/W圧力は約200～300 kPa [abs]と安定していたが、いずれPCVベントが必要となることが予想されたことから、3月12日17時30分、発電所長は2号機PCVベント操作の準備を開始するよう指示した。

通常は中操からPCVベント操作できるが、全交流電源喪失のため、PCVベント操作のうち、MO弁の操作については手動で開けなければならない状況となり、また、AO弁の操作においては、当該弁を作動させるために必要な空気圧が確保できず、駆動用の空気ポンペを現場で復旧するか、仮設空気圧縮機を設置して空気圧を確保する必要があった。

なお、RHRの復旧の見通しがたたない場合については、SRVによる原子炉の減圧に伴ってPCVの内圧、温度も上昇することから、AM策として、S/C及びD/Wから排気筒（スタック）に至るベント管を通じて、PCVの過圧を防止するPCVベントラインが整備されている。

また、当該ラインは、圧力が高い場合でもPCVベントができるよう、SGTSをバイパスして設置されており、また、誤動作を防ぐ観点から、あらかじめ定められた圧力で作動するラプチャーディスクを備えている。

以下、PCVベントに関する対応状況等^{*1}を示す。

<2号機のPCVベントに関する対応状況>

- ・ R C I Cによる原子炉への注水を継続し、D/W圧力は約200～300 kPa [abs]と安定していたが、いずれPCVベントが必要となることが予想されたことから、3月12日17時30分、発電所長は2号機PCVベント操作の準備を開始するよう指示した。
- ・ PCVベントラインのMO弁を手動で開操作するため、現場（R/B内）に出発し、3月13日8時10分、手順書通りPCVベントラインのMO弁を手動で25%開とした。
- ・ 3月13日10時15分、発電所長は2号機PCVベント操作を実施するよう指示した。
- ・ 3月13日11時00分、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を開にするため、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて電磁弁を強制的に励磁させ開操作を実施し、ラプチャーディスクを除くPCVベントライン構成が完了（ラプチャーディスク開放待ちの状態）した。また、3月14日3時頃、S/Cベント弁（AO弁）大弁の開状態を維持するために、空気ポンペに加えて仮設空気圧縮機を設置した。
- ・ 3月13日15時18分、ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等へ連絡した。（なお、これ以前の3月12日3時33分にもその時点での評価結果を連絡している）
- ・ 3月14日12時50分、3号機爆発の影響により当該弁の電磁弁励磁用回路が外れて閉となったことを確認したため、3号機爆発後の退避指示解除後、同日16時頃から開操作を実施したが、開操作ができなかった（当該弁は当初、仮設空気圧縮機からの空気が十分でなく開操作できないものと思われたが、その後、加圧されていることが確認できたため、電磁弁の不具合（地絡）により開不能になったと思

われる)。

- ・ D/W圧力に低下が見られないことから、3月14日18時35分頃、S/Cベント弁(AO弁)大弁だけでなく、S/Cベント弁(AO弁)小弁を対象としたPCVベントラインの復旧作業を実施し、同日21時頃、ラプチャーディスクを除くPCVベントラインの系統構成が完了(ラプチャーディスク開放待ちの状態)した。
- ・ 3月14日22時50分、D/W圧力が最高使用圧力427kPa [gage]を超えたことから、発電所長は原災法第15条該当事象(格納容器圧力異常上昇)が発生したと判断した。
- ・ 3月14日23時35分頃、S/Cベント弁(AO弁)小弁が開いていなかったことを確認した。D/W圧力は上昇傾向にある一方、S/Cの圧力は約300~400kPa [abs]で安定し、圧力が均一化されない状況が発生した。S/Cの圧力はラプチャーディスクの作動圧力よりも低く、一方でD/W圧力が上昇していることから、D/Wベント弁(AO弁)小弁を開けることによりPCVベントを実施する方針を決定した。
- ・ 3月15日0時01分、D/Wベント弁(AO弁)小弁の開操作を実施したが、数分後に閉状態であることを確認した。D/W圧力は約750kPa [abs]程度で高めのまま推移し、ベントの効果は現れなかった。
- ・ 3月15日6時00分~6時10分頃、大きな衝撃音が発生した。ほぼ同時期にS/Cの圧力が0MPa [abs]を示していた(「14. プラント水素爆発評価」で記述するが、衝撃音は4号機の爆発によるものと考えられる)。
- ・ 一方、D/W圧力は3月15日7時20分時点で730kPa [abs]を維持していた。
- ・ 次の測定である3月15日11時25分時点でのD/W圧力は155kPa [abs]に低下しており、この間にPCV内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられ、正門付近のモニタリングカーでの線量率の測定値が大幅に上昇した。

【添付資料-8-1、10、11】

※1：福島第一原子力発電所2号機における注水、PCVベント操作等に関する詳細な対応操作や作業の状況については、「別紙-1：福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について」を参照。

福島第一2号機 ベントに関する主な経緯(津波襲来以降)

3月11日	<p>15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失)</p> <p>16:36 原災法15条事象発生(非常用炉心冷却装置注水不能)</p>
12日	<p>D/W圧力 格納容器ベント準備・操作</p> <p>23:25 141kPa</p> <p>約200~300kPaで安定</p> <p>D/W圧力はラプチャーディスク開放設定値以下</p> <p>2:55にRCICの運転が確認できたことから、1号機のベントを優先する方向とし、2号機はパラメータ監視を継続</p> <p>17:30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1号機のベント操作手順等を基に、ベントに必要な弁の操作方法を確認し、ベント手順を作成。 ・バルブチェックシートを用いてベント弁の現場の位置を確認
13日	<p>8:10 PCVベント弁(MO弁)を手順通り25%開</p> <p>10:15 発電所長よりベント実施指示</p> <ul style="list-style-type: none"> ・S/Cベント弁(AO弁)大弁の開操作実施(仮設照明用小型発電機により電磁弁を励磁) <p>11:00 ラプチャーディスクを除くベントライン構成完了</p> <ul style="list-style-type: none"> ・S/Cベント弁(AO弁)大弁の開状態維持のため仮設空気圧縮機の手配を開始
14日	<p>1:55頃 福島第二から仮設空気圧縮機到着。3:00頃にタービン建屋1階に設置し供給を開始</p> <p>11:01 3号機 水素爆発</p> <p>12:50 爆発の影響によりS/Cベント弁(AO弁)大弁の電磁弁励磁用回路が外れ、閉になったことを確認</p> <p>16:00頃 S/Cベント弁(AO弁)大弁開操作実施(16:20頃 開操作できず)</p> <p>18:35頃 S/Cベント弁(AO弁)小弁も対象としてベントラインの復旧作業を継続</p> <p>21:00頃 S/Cベント弁(AO弁)小弁が微開となり、ラプチャーディスクを除くベントライン構成完成</p> <p>原災法15条事象「格納容器圧力異常上昇」と判断</p> <p>22:50 540kPa (D/W圧力上昇)</p> <p>23:00 580kPa</p> <p>23:25 700kPa</p> <p>23:40 740kPa</p> <p>23:46 750kPa</p> <p>23:35頃 S/Cベント弁小弁が開いていなかったことを確認。S/C圧力とD/W圧力が均一化されない状況発生。D/Wベント弁小弁によるベント実施方針を決定</p>
15日	<p>0:05 740kPa</p> <p>0:10 740kPa</p> <p>7:20 730kPa</p> <p>11:25 155kPa</p> <p>0:01 D/Wベント弁小弁を開操作したが、数分後に閉であることを確認(ベントの成否は確認できず)</p> <p>6:00~6:10頃 大きな衝撃音発生(S/C圧力の指示値:0MPa[abs])</p> <p>11:25頃 D/W圧力の低下を確認</p>

9. 福島第一原子力発電所3号機の事故状況

9. 1 地震発生前のプラント状況

3号機は平成22年10月26日（平成22年9月23日発電機最終並列）より第25サイクル運転中であり、地震発生時は定格熱出力にて、一定運転中であった。なお、運転の継続に影響を及ぼす可能性のある不具合は発生していなかった。

9. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時38分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

定格熱出力一定運転中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時47分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生し、直ちに全制御棒が全挿入となり原子炉は設計通り自動停止するとともに、同日14時54分に原子炉が未臨界状態となったことを確認した。

【添付資料－9－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時48分頃、非常用母線の電源が喪失した。

非常用母線の電源が喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。このため、原子炉圧力が上昇を開始したが、SRVの自動開閉により原子炉圧力が制御された。

同日14時48分に、D/G2台（D/G3A、3B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-3C、M/C-3D）の電源が回復した。

外部電源喪失による原子炉隔離時（MSIV閉時）の操作手順書に従い、同日15時05分、RCICを手動起動することで原子炉水位は上昇し、同日15時25分に原子炉水位「高」信号により自動停止した。

なお、HPCIについては、地震以降から全交流電源喪失に至るまで、原子炉水位がHPCIの自動起動レベル（L-2：TAF+2950mm）まで低下していないことから、手動起動を含めて作動していない。

【添付資料－9－1～8】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時48分非常用母線の電源が喪失したことに伴い、RPS電源が喪失し、MSIVが自動閉じた。

通常換気空調系は、常用電源喪失により停止したが、原子炉水位低（L-3：TAF+4443mm）またはRPS電源が喪失したことによるPCIS隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料－9－1～3、6】

(2) 【3月11日15時38分（全交流電源喪失）～3月15日（海水注水）】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、冷却用海水ポンプまたは電源盤、非常用母線の被水等により3月11日15時38分にD/G 3A、3Bが停止したことから、同日15時42分、原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）の発生と判断した。全交流電源喪失により、RHR及びCSは動作不能となった。

一方、直流電源設備については被水を免れた。

3月13日2時42分のHPCI手動停止に伴い、D/D-FPによる注水を試みたが、SRVが開動作せず原子炉圧力が上昇したことにより注水できず、その後、HPCIはバッテリーの枯渇により再起動できず、またRCICも起動できなかった。

RCICによる原子炉注水ができなかったことから、同日5時10分、原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。

なお、原子炉冷却機能喪失に至った場合の代替注水については、AM策として、復水貯蔵タンクを水源としMUWCから原子炉へ注入するライン及びろ過水タンクを水源としFPからMUWCを経由して原子炉へ注水するラインを整備している。

消防車等の重機を使用した原子炉への代替注水はAM策としては考慮されていなかったが、今回の事故では臨機の応用動作として、消防車による原子炉への注水を試みた。

以下、注水に関する対応状況等^{*1}を示す。

<3号機の注水に関する対応状況>

- ・ 津波到達後、直流電源で操作可能な設備であるRCIC及びHPCIについては使用可能な状態にあり、3月11日16時03分には、原子炉水位維持のためにRCICを手動起動し、原子炉水位は維持されていた。
- ・ 原子炉注水中のRCICにより、駆動用タービンの排気蒸気がS/Cに放出されているため、12日からD/W圧力が上昇傾向にあった。S/C及びD/Wの圧力上昇を抑制するため、3月12日12時06分にD/D-FPによる代替S/Cスプレイを開始した。
- ・ 3月12日11時36分にRCICが自動停止し、同日12時35分に原子炉水位低（L-2：TAF+2950mm）によりHPCIが自動起動した。
- ・ HPCIのライン構成としては原子炉への注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するように中操のHPCI制御盤で操作を行った。
- ・ 3月12日20時36分に原子炉水位計の電源が喪失し、原子炉水位の監視ができなくなった。
- ・ 3月13日2時00分に、これまで約1MPa [gage]で安定していた原子炉圧力が低下傾向を示したことから、HPCIのタービン回転数がさらに低下し、タービン振動の増加などにより設備損傷が起きることを懸念した。さらに原子炉圧力とHPCIの吐出圧力が同程度となっていたことから、HPCIによる原子炉注水はなされていないと考えた。これらのことから、SRVによる減圧維持、D/D-FPによる代替原子炉注水とHPCIの停止を早急に変更することとした。
- ・ 運転員はHPCIの停止前にD/D-FPの運転確認及び代替S/Cスプレイから代替原子炉注水へ切替えるためのRHR注入弁を手動にて開操作するためにR/Bに向かった。

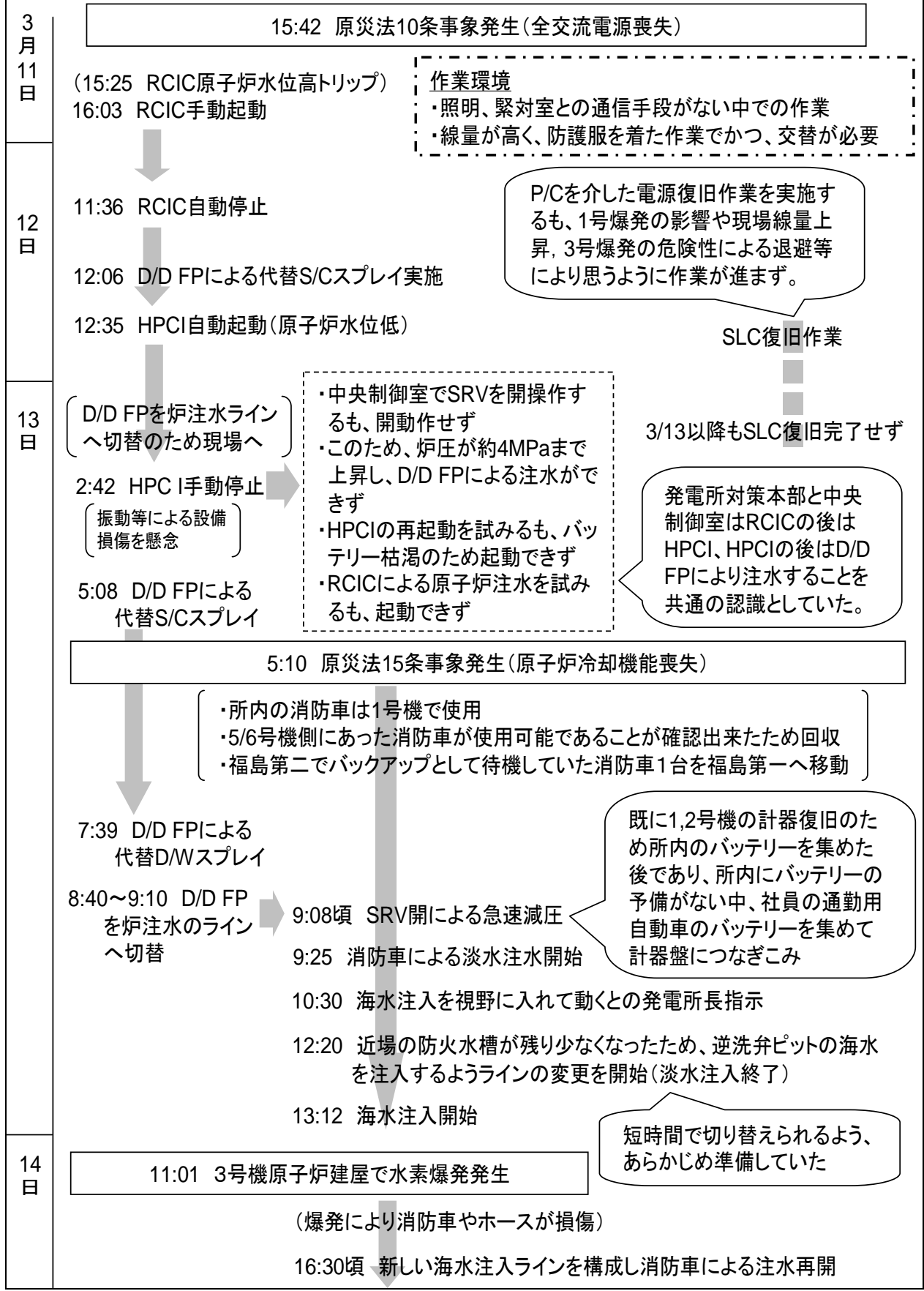
- ・ 3月13日2時42分、中操では、現場に向かった時間から代替注水ラインは完了していると考え、運転員は中操のHPC I 制御盤にてHPC I を手動にて停止した。
- ・ 3月13日2時45分、中操のSRV状態表示灯が点灯している制御盤にてSRVを開操作したが開動作しなかった。原子炉圧力が上昇しD/D-FPでの注水ができない状況となった。代替原子炉注水ラインの構成が完了したことが、3時05分に中操へ伝達された。
- ・ 運転員はSRVの復旧のために現場へ向かうとともに、HPC I、RCICの起動を試みることを検討した。
- ・ その後、タービン駆動であるRCIC及びHPC I を再起動して原子炉への注水を試みたが、HPC I は電源となるバッテリーの枯渇により起動できず、またRCICも起動できなかったことから、3月13日5時10分、発電所長は原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）と判断した。
- ・ 3月13日5時08分、D/D-FPによる代替S/Cスプレイを開始した。
- ・ 一方、発電所対策本部は、3月11日17時12分の発電所長の指示以降、原子炉への代替注水について検討していたが、消防車は発電所に配備していた3台のうち、1台は1号機の海水注入に使用しており、1台は津波の影響により使用不能、5・6号機側の消防車1台については5・6号機側との通路が分断されていたことから移動が困難な状況であった。
- ・ その後、構内道路の復旧を進め、5・6号機側との往来が可能となったことから、5・6号機側の消防車を1～4号機側に移動した。さらに、福島第二原子力発電所で緊急時のバックアップとして待機していた消防車1台も福島第一原子力発電所へ移動した。
- ・ 消防車によって原子炉へ注水するためには、消防車の吐出圧力が低いため、SRVによる原子炉圧力の減圧が必要となる。また、このSRVを開けるためにはバッテリーが必要であったが、1号機、2号機の計器復旧等のために所内のバッテリーを集めた後だったこともあり、必要な電源が確保できずSRVを操作できない状態であった。
- ・ このため、3月13日7時頃、発電所対策本部の社員の自動車のバッテリーを取り外して集め、発電所対策本部復旧班が中操に運んだ。
- ・ 3月13日7時39分、運転員はD/D-FPによるS/CスプレイからD/Wスプレイへの切り替えを実施した。その後、同日8時40分～9時10分にかけて、運転員はD/Wスプレイから原子炉代替注水ラインへの切り替えを実施した。
- ・ 発電所対策本部復旧班が、バッテリーを直列に接続する作業をしていたところ、3月13日9時08分頃、運転員が、SRVが開いて原子炉圧力が急速に減圧されたことを確認した。（この時、接続作業は完了していなかった）
- ・ この原子炉圧力の減圧により、D/D-FPによる注水を開始するとともに、3月13日9時25分には、防火水槽（淡水）にホウ酸を溶解し、消防車による原子炉への注水を開始した。
- ・ 3月13日12時20分、防火水槽の淡水が残り少なくなったため、逆洗弁ピットの海水を注入するよう注水源の系統変更を行い、同日13時12分に海水注入を開始した。（消防車による海水への水源切替に伴う中断時も、D/D-FPは運転

継続。)

- 逆洗弁ピット内の海水が残り少なくなったことから、F Pに接続していた消防車ポンプを3月14日1時10分に一旦停止し、逆洗弁ピットの取水位置を調整し、同日3時20分頃、海水注入を再開した。
- 3月14日11時01分、R/Bで水素爆発が発生した。この爆発により消防車やホースが損傷し、原子炉内への海水注入が停止した。
- 爆発後、逆洗弁ピットが使用できなくなったため、海から直接海水を取水して原子炉に注水するよう、消防車を物揚場付近に移動し、ホースを引き直した。
さらに、消防車2台を直列につなぎ、2号機、3号機の両方に送水する系統を構築し、3月14日16時30分頃に消防車ポンプによる海水注入を再開した。

【添付資料－9－1、2、4、5、7～9】

福島第一3号機 注水に関する主な経緯(津波襲来以降)



b. 閉じ込める機能

3月12日17時30分、発電所長よりPCVベントの準備を開始するよう指示があり、中操では、監視計器類の復旧が行われる中、同日21時過ぎからPCVベント操作手順及びPCVベントに必要な弁の設置場所を確認した。

通常は中操からPCVベント操作できるが、全交流電源喪失のため、PCVベント操作のうち、MO弁の操作については手動で開けなければならない状況となり、また、AO弁の操作においては、当該弁を作動させるために必要な空気圧が確保できず、駆動用の空気ポンペを現場で復旧するか、仮設空気圧縮機を設置して空気圧を確保する必要があった。

なお、RHRの復旧の見通しがたたない場合については、SRVによる原子炉の減圧に伴ってPCVの内圧、温度も上昇することから、AM策として、S/C及びD/Wから排気筒（スタック）に至るベント管を通じて、PCVの過圧を防止するPCVベントラインが整備されている。

また、当該ラインは、圧力が高い場合でもPCVベントができるよう、SGTSをバイパスして設置されており、また、誤動作を防ぐ観点から、あらかじめ定められた圧力で作動するラプチャーディスクを備えている。

以下、PCVベントに関する対応状況等^{*1}を示す。

<3号機のPCVベントに関する対応状況>

- ・ 3月12日17時30分、発電所長はPCVベントの準備を開始するよう指示した（手順の検討や必要な弁の設置場所の確認等を実施）。
- ・ 3月13日4時52分、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を開けるために、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて、当該弁の電磁弁を強制的に励磁させた。
- ・ その後、運転員がトラス室（S/Cが設置されている部屋）に行き、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）の開度を確認したところ全閉であった。このため、3月13日5時23分頃より、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を駆動させる空気ポンペの交換を行った結果、当該弁が開となった。
- ・ 3月13日5時15分、発電所長はラプチャーディスクを除く、PCVベントの系統構成を完成させるよう指示した。
- ・ 3月13日5時50分、PCVベント実施に関するプレス発表を実施し、7時35分、PCVベント実施時の発電所周辺への被ばく評価結果を官庁等に連絡した。
- ・ 3月13日8時35分頃、PCVベントラインにあるMO弁を現場で手動にて15%開状態とした。手順書では25%開が標準的な調整開度であるが、PCV圧力の下がりすぎを考慮し、若干絞った15%開度に設定した。
- ・ 3月13日8時41分にラプチャーディスクを除くPCVベントライン構成を完了し、D/W圧力がラプチャーディスク作動圧力（427kPa [gage]）よりも低く、PCVベントされない状態（ラプチャーディスク開放待ち）で、PCVベントを系統構成する弁の開状態を保持し、D/W圧力の監視を継続した。
- ・ 3月13日9時24分、D/W圧力の低下（同日9時10分：0.637MPa [abs]→同日9時24分：0.540MPa [abs]）が確認されたことから、同日9時20分頃にPCVベントが実施されたと判断した。
- ・ 3月13日11時17分、ポンペの圧力低下によりS/Cからのベントラインに

あるAO弁（大弁）が閉となったため、ボンベを交換して開操作を再度実施し、同日12時30分当該弁が開になっていることを確認した。

- その後、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を開状態で保持する必要があったが、AO弁（大弁）が設置されているトラス室に行ったものの、室内が熱く、作業が困難な状態であったことから、開で保持するための措置は実施できなかった。
- 3月13日17時52分頃、T/B大物搬入口に仮設コンプレッサーを設置するために現場へ出発、IAに接続し、同日21時10分頃にD/W圧力が低下したことから、S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）が開になったと判断した。
- MP指示値は3月13日14時15分、放射線量が $905 \mu\text{Sv/h}$ を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。
- 3月14日2時頃よりD/W圧力が上昇傾向となったことから、S/Cからのベントラインにあるもう一つのAO弁（小弁）についても、同日5時20分開操作を開始し、同日6時10分に関になったことを確認した。
- 3月14日9時12分、MPで放射線量が $518.7 \mu\text{Sv/h}$ を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。
- 3月14日11時01分、R/Bで水素爆発が発生した。
- なお、1号機と同様にR/B内に水素が溜まっている可能性が考えられたため、R/Bの水素を抜く方法として、「ブローアウトパネルの開放」「R/B天井の穴開け」などが検討されたが、爆発を誘発する可能性が高い等により実現に至らなかった。また、爆発を誘発する危険性が低い「ウォータージェットによるR/B壁への穴開け」については、機器は手配済みであったが、3号機の爆発までに発電所へ到達しなかった。

【添付資料－9－1、2、10～12】

※1：福島第一原子力発電所3号機における注水、PCVベント操作等に関する詳細な対応操作や作業の状況については、「別紙－1：福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について」を参照。

福島第一3号機 ベントに関する主な経緯(津波襲来以降)

3月11日	15:42 原災法10条事象発生(全交流電源喪失)
	<p style="text-align: center;">D/W圧力 格納容器ベント準備・操作</p>
12日	<p>D/W圧力はラプチャーディスク開放設定値以下</p> <p>17:30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示</p> <div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; padding: 5px; margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室では弁の操作の順番と場所を調べながらホワイトボードに記載 ・発電班では1号機のベント操作手順等を基に、ベント手順を作成 </div>
13日	<p>4:52 S/Cベント弁大弁を開けるために、小型発電機を用いて電磁弁を強制的に励磁</p> <ul style="list-style-type: none"> ・トラス室にて弁の状態を確認したところ、開度表示は閉 ・駆動用空気ポンベ圧力が“0” <p>5:15 ラプチャーディスクを除くベントラインの完成作業等を開始するよう発電所長が指示</p> <p>5:23頃 S/Cベント弁(AO弁)大弁駆動用空気ポンベの復旧作業開始</p> <p>8:35 PCVベント弁(MO弁)を手動で開操作(15%開)</p> <p>8:41 S/Cベント弁(AO弁)大弁開。ラプチャーディスクを除くベントライン構成完了</p> <p>8:55 470kPa</p> <p>9:08頃 SRVが開いて原子炉の急速減圧開始。D/W圧力上昇後、減圧を確認</p> <p>9:10 637kPa</p> <p>9:24 540kPa</p> <p>9:20頃 ベントが実施されたと判断</p> <p>11:17 ポンベ圧力抜けによりS/Cベント弁(AO弁)大弁が閉となったことから、開操作を開始(ポンベ交換)</p> <p>12:30 S/Cベント弁(AO弁)大弁開確認。その後D/W圧力低下 (この頃、S/Cベント弁(AO弁)大弁の開ロックを試みるが、実施することできず)</p> <p>12:40 480kPa</p> <p>13:00 300kPa</p> <p>14:30 230kPa</p> <p>15:00 260kPa</p> <p>15:00頃 D/W圧力が再度上昇。仮設空気圧縮機を設置することとし、協力企業より調達。17:52頃、設置のために現場へ向かう(19:00頃接続完了)</p> <p>20:30 425kPa</p> <p>20:45 410kPa</p> <p>21:00 395kPa</p> <p>21:10頃 D/W圧力低下。S/Cベント弁(AO弁)大弁開と判断</p>
14日	<p>1:30 255kPa</p> <p>2:00 265kPa</p> <p>2:00頃 D/W圧力が上昇傾向</p> <p>5:20 S/Cベント弁(AO弁)小弁を開操作開始、6:10に開操作完了</p> <div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; padding: 5px; margin-left: 20px;"> <p>以降、駆動用空気圧や空気供給ラインの電磁弁の励磁維持の問題から開状態維持が難しく、開操作を複数回実施</p> </div>

10. 福島第一原子力発電所4号機の事故状況

10.1 地震発生前のプラント状況

4号機は平成22年11月30日から第24回定期検査のため停止中であり、シュラウド取替工事を実施していたことから、原子炉内の全燃料をSFPに取り出した状態（炉内からの取出燃料548体、使用済燃料783体、新燃料204体）であった。SFPは、満水（オーバーフロー水位付近）で、水温は約27℃であった。また、原子炉（ウエル）側は、プールゲートが閉で満水状態であった。

【添付資料－10－1、2】

10.2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時38分（全交流電源喪失）】

a. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、D/G1台（D/G4B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C-4D）の電源が回復した。なお、D/G4Aは点検中であった。

RHR B系（A系は点検中）は、FPCに加えてSFPを非常時熱負荷モードで冷却運転中であったが、電源喪失により自動停止した。

【添付資料－10－1～4】

b. 閉じ込める機能

4号機については、定検停止中であり、プロセス計算機、過渡現象記録装置の取替作業中であったこと等から、記録上の確認はできないが、燃料油タンク（燃料デイトンク）レベルの低下が確認されていること等から、D/Gは動作していたものと思われる。その電源の供給によりSGTSは起動していたものと考えられる。

なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなかった。

【添付資料－10－1、2】

(2) 【3月11日15時38分（全交流電源喪失）以降】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、電源盤の被水等によりD/G4Bが自動停止したことから、3月11日15時38分に全交流電源喪失となり、RHR B系は動作不能となった。

発電所対策本部復旧班にて、中操照明及び監視計器の復旧のため、必要な図面の用意、バッテリーやケーブルの収集などを進め、同日21時27分、小型発電機設置により中操内に仮設照明が設置された。

【添付資料－10－1】

b. 閉じ込める機能

<R/B損傷>

3月15日6時00分～6時10分頃、大きな衝撃音が発生し、その後、R/B5階屋根付近に損傷を確認した。

<原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）>

R/B5階屋根付近に損傷を確認し、発電所正門付近で $500\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $583.7\mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、3月15日6時50分、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）と判断した。

<原災法第15条該当事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）>

発電所正門付近で $500\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $807\mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、3月15日8時11分、原災法第15条該当事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）と判断した。

同日9時38分、R/B3階北西コーナー付近より火災が発生していることを確認した。

同日11時頃、R/B火災について、当社社員が確認したところ、自然に火が消えていることを確認した。

また、3月16日5時45分頃、R/B北西部付近から炎が上がっていることを確認し、消防署等へ通報するとともに、官庁等へ連絡した。

同日6時15分頃、当社社員が確認したところ、現場で火が見えないことを確認した。

【添付資料－10－1】

1 1. 福島第一原子力発電所 5号機の事故状況

1 1. 1 地震発生前のプラント状況

5号機は平成23年1月3日から第24回定期検査のため停止中であり、原子炉内に燃料を装荷した状態で、RPVの耐圧漏えい試験を実施中（水圧による漏えい試験中で、RPV満水、原子炉圧力約7MPa [gage]、原子炉水温度約90℃）であった。SFPは、満水（オーバーフロー水位付近）、水温は約24℃であった。

【添付資料－11－1、2】

1 1. 2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時40分（全交流電源喪失）】

a. 止める機能

第24回定期検査中であり、RPVの耐圧漏えい試験を実施中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時46分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生した。地震直前まで制御棒機能検査も実施中であり、制御棒動作試験を実施していたが、地震発生時は全制御棒全挿入位置にあり、地震による停止状態の異常は認められなかった。

【添付資料－11－1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害、夜の森線の鉄塔倒壊などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、D/G2台（D/G5A、5B）が自動起動し、非常用系の高圧電源盤（M/C－5C、M/C－5D）の電源が回復した。

RPVの耐圧漏えい試験を実施中のため、CRDポンプにて原子炉を加圧（約7MPa [gage]）していたが、電源喪失により、CRDポンプが自動停止したため、原子炉圧力が一時的に低下した。

SFPについては、外部電源が喪失したため運転中のFPCは自動停止した。非常用系の高圧電源盤（M/C－5C、M/C－5D）の電源が回復後、SFP水位は満水（オーバーフロー水位付近）であり、水温約24℃であったため、早期にSFPの冷却に支障をきたす状況でないことから、RHRは待機状態とした。

【添付資料－11－1～4】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、通常換気空調系は、常用電源喪失により自動停止した。RPSの電源が停電したことによるPCIS隔離信号により、SGTSが自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料－11－1、2】

(2)【3月11日15時40分(全交流電源喪失)～3月20日(原子炉冷温停止)】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、D/G 5A、5B海水ポンプまたは電源盤の被水等によりD/G 5A、5Bが自動停止したことから、3月11日15時40分に全交流電源喪失となり、RHR、CSは動作不能となった。5号機側の中操内は非常用照明灯のみとなり、その後消灯した。なお、監視計器の一部は、全交流電源喪失後も直流電源で動作しており、指示値の確認をすることができた。

<6号機からの電源融通>

3月11日23時30分頃、5・6号機所内電源系統の点検のため、照明が切れて暗闇の中、運転員は懐中電灯を持ち現場確認を開始した。電源設備(高压電源盤)がすべて使用不可であったが、直流電源設備は被水を免れ使用可能であることを確認した。

AM策で敷設済みであった5号機と6号機間の本設ケーブル(AM設備タイライン)を利用し、3月12日8時13分、6号機のD/G 6Bから6号機T/Bの低压電源盤の一部(T/B MCC 6C-2)を介して、5号機R/Bの低压電源盤の一部(5号RHR MCC)への電源融通が可能となり、直流電源で動作する中操監視計器(直流A系)に計器用電源、及びRHRのMO弁等へ供給できた。また、電源融通が可能となった当該電源盤(5号RHR MCC)を介して、健全性確認が完了した5号機低压電源盤に仮設電源ケーブルを敷設し、電源供給が可能な状態とした。

また、交流電源で動作する中操監視計器については、6号機サービス建屋の計測電源盤から5号機計測電源盤へ直接仮設電源ケーブルを敷設し、計器用電源を供給した。

同日14時42分、6号機のD/G 6Bからの電源により、5・6号中操非常用換気空調系(5号機側:2台、6号機側:1台)のうち6号機側の空調系を手動起動し、中操内の空気浄化を開始した。

<原子炉圧力の減圧>

原子炉圧力は、燃料からの崩壊熱により上昇していたため、RCIC蒸気ライン、HPCI蒸気ライン及びHPCI排気ラインを順次使用して減圧操作を試みたが、原子炉圧力に変化はなかった。その後も原子炉圧力は上昇し、3月12日1時40分頃からSRVが安全弁機能により自動開を繰り返して8MPa [gage]程度を維持(最高使用圧力:8.27MPa [gage]、設計圧力:8.62MPa [gage])していたと判断した。

原子炉への注水を実施するためには、さらに原子炉圧力を下げる必要があることから、現場でRPV頂部ベント弁の駆動空気供給ラインを構成後、同日6時06分に中操からRPV頂部のベント弁を手動開操作して、原子炉圧力の減圧を実施し、大気圧程度まで降下できた。

<MUWC復旧>

3月13日20時48分、6号機低压電源盤からMUWCポンプへ仮設ケーブルを敷設し、6号機D/G 6Bから電源供給が開始され、同日20時54分にMUWCポンプを手動起動した。

<SRV手動操作復旧>

崩壊熱の影響により原子炉圧力は上昇していた。SRVは、RPVの耐圧漏えい試験のため、中操からの操作ができない状態にしていたことから、3月14日未明より復旧作業を開始した。中操で電源ヒューズ（直流）を復旧し、PCV内でSRV駆動用窒素ガス供給ラインの弁開操作によりSRV操作のための系統構成が完了し、SRVが中操から操作可能な状態となった。SRVの復旧後、同日5時以降SRVを中操から手動開操作し、RPVの減圧を開始した。その後も原子炉圧力が2MPa[gage]程度まで上昇するとSRVを中操から手動開操作し、RPVの減圧を断続的に実施した。

<MUWCによる代替注水>

SRVでの減圧後、AM策で設置されたFPラインとRHRラインとをつなぐ代替注水ラインを使用し、3月14日5時30分、復水貯蔵タンクを水源としてMUWCによる原子炉注水を開始した。以降、断続的に原子炉への注水を継続し、原子炉水位調整を行うとともに、同日9時27分からはAM策で使用するラインを使用してSFPへも水の補給を開始し、ほぼ満水まで水の補給を行った後、断続的に補給を継続実施した。

津波の影響で補助冷却海水系（以下、「SW」という。）ポンプがすべて使用不可の状態であり、SFP冷却ができない状況であった。SFP内の崩壊熱について温度上昇率を評価したうえで、除熱機能の復旧までSFP水温の監視を継続した。

除熱機能復旧までの間、SFP水温の上昇を抑制するため、3月16日22時16分から3月17日5時43分にかけて温度が上昇したSFP水の一部をS/Cへ排水後、AM策で設置されたラインを使用し、MUWCで水の補給を実施した。

<RHR復旧>

発電所対策本部復旧班は、RHR Sポンプの健全性を確認した結果、使用できないことが判明したことから、RHR Sポンプの代替として一般使用品の水中ポンプを仮設で本設海水系配管に接続して復旧することについて検討を開始した。

3月16日より水中ポンプ設置に関わるエリアの瓦礫撤去、工事用道路の整地を開始した。

3月18日には、高圧電源車から仮設電源ケーブルを敷設し、屋外ポンプ操作盤の設置が完了した。

3月19日1時55分、仮設RHR Sポンプを起動した。なお、RHRポンプはT/B地下にある高圧電源盤が津波の浸水により電源供給が不可であったため、6号機電源盤より仮設電源ケーブルを敷設し、直接電源供給することとした。

同日5時00分頃、RHRポンプ（C）を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始した。

<D/G 6A復旧>

運転員及び発電所対策本部復旧班は、屋外の海水ポンプエリアの浸水状況や外観の損傷状態等の目視点検、機器の絶縁抵抗測定等を実施した。その際、津波で被水したD/G 6A海水ポンプの健全性を確認したことから、3月18日19時07分にD/G 6A海水ポンプを起動し、3月19日4時22分にD/G 6Aを起動した。こ

れにより5号機及び6号機に対し、非常用電源はD/G 2台を確保できた。

<原子炉冷温停止>

3月20日10時49分、非常時熱負荷モードでSFP冷却をしていたRHRポンプ(C)を手動停止し、同日12時25分、SHCモードでRHRポンプ(C)を手動起動し、原子炉冷却を開始した。同日14時30分に原子炉水温が100℃未満となり、原子炉冷温停止となった。

【添付資料-11-1~8】

b. 閉じ込める機能

<SGTS復旧>

高圧電源盤の水没により低圧電源盤への電源供給は不可であったため、6号機T/B低圧電源盤から5号機の復旧操作に必要な機器へ直接仮設電源ケーブルの敷設を開始した。SGTSへの仮設電源ケーブルの敷設が完了したことから、3月13日21時01分SGTSを手動起動し、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

<水素ガス滞留防止策>

地震発生以降、原子炉及びSFPの水位は維持されており、ただちに水素ガスが発生する状況ではなかった。しかしながら、余震により設備が被災し注水機能や除熱機能が失われるリスクもあることから、水素ガス滞留防止策を検討し、ボーリングマシンを使用してR/B屋上の屋根(コンクリート)に孔あけ(直径約35mm~70mmを3ヶ所)作業を実施し、3月18日13時30分に完了した。

【添付資料-11-1】

(3) 【3月20日(原子炉冷温停止)以降】

a. 冷やす機能

原子炉冷温停止以降、RHRによるSHCモードでの原子炉冷却と非常時熱負荷モードでのSFP冷却を交互に実施していたが、SWポンプの復旧によりFPCの除熱機能が確保できたことから、6月24日16時35分にFPCポンプを起動したことで、FPCによるSFP冷却を開始し、RHRは原子炉冷却とした。

RHR Sポンプ(D)を7月15日に本設復旧しRHRポンプ(D)の運転を開始し、12月20日にRHR Sポンプ(B)の本設復旧が終了し動作可能となった。

1.2. 福島第一原子力発電所6号機の事故状況

1.2.1 地震発生前のプラント状況

6号機は平成22年8月14日から第22回定期検査のため停止中であり、原子炉内に燃料を装荷し、冷温停止状態（原子炉圧力約0MPa [gage]、原子炉水温度約25℃であり、全制御棒が全挿入状態）であった。SFPは、満水（オーバーフロー水位付近）、水温は約25℃であった。

1.2.2 地震発生後のプラント及び対応状況

(1) 【3月11日14時46分（地震発生）～3月11日15時36分（D/G2台停止）】

a. 止める機能

第22回定期検査中であり冷温停止中のところ、平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により、同日14時46分「地震加速度大トリップ」（動作設定値：R/B地下床水平：135ガル、鉛直：100ガル）が発生した。地震発生時は全制御棒全挿入位置にあり、地震による停止状態への異常は認められなかった。

【添付資料-12-1、2】

b. 冷やす機能

地震の影響で、新福島変電所の設備被害、夜の森線の鉄塔倒壊などによって外部電源が全喪失したことにより、3月11日14時47分頃、非常用母線の電源が喪失し、D/G3台（D/G6A、6B及びHPCS D/G）が自動起動し、非常用系の高压電源盤（M/C-6C、M/C-6D及びM/C-HPCS）の電源が回復した。

この時、SFPの冷却機能を果たすFPCは、電源喪失により停止したものと推定した。なお、原子炉は冷温停止状態であることに加え、SFP水位は満水（オーバーフロー水位付近）であり、水温約25℃であったため、早期にSFPの冷却に支障をきたす状況でないことから、非常用系の高压電源盤（M/C-6C、M/C-6D）電源の回復後、RHR及びFPCは待機状態とした。

【添付資料-12-1～4】

c. 閉じ込める機能

3月11日14時47分頃、通常換気空調系は、常用電源喪失により自動停止した。RPSの電源が停電したことによるPCIS隔離信号により、SGTSは自動起動したことから、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。なお、排気筒放射線モニタの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響はなかった。

【添付資料-12-1、2】

(2) 【3月11日15時36分（D/G2台停止）～3月20日（原子炉冷温停止）】

a. 冷やす機能

津波の影響を受け、D/G海水ポンプまたは電源盤の被水等（D/G本体を除く）によりD/G6A及びHPCS D/Gが停止した。このため、HPCSポンプは電源喪失により使用不能となった。D/G建屋に設置されている空冷式のD/G6Bについては、海水系による冷却の必要がないこと及び電源盤が被水等しなかったこと

から停止に至らず、非常用系の高圧電源盤（M/C-6D）の電源を供給し続けた。

また、RHR Sポンプは、ポンプ本体が海水に冠水し、使用不能となった。このため、RHR及び低圧炉心スプレイ系（以下、「LPCS」という。）ポンプは補助設備（電動機、熱交換器等）の冷却ができず、使用不能となった。

<5号機への電源融通>

3月12日0時09分、5・6号機所内電源系統の点検のため、現場確認を開始した。同日6時03分D/G 6Bから所内電源供給の構成を開始し、AM策として敷設済みであった5号機と6号機間の本設ケーブルを利用し、同日8時13分、D/G 6Bから5号機R/Bの低圧電源盤の一部（5号RHR MCC）への電源融通を実施した。また、電源融通が可能となった当該電源盤（5号RHR MCC）を介して、健全性確認が完了した5号機低圧電源盤に仮設電源ケーブルを敷設し、電源供給が可能な状態とした。

同日14時42分、D/G 6Bからの電源により、5・6号中操非常用換気空調系（5号機側：2台、6号機側：1台）のうち6号機側の空調系を手動起動し、中操内の空気浄化を開始した。

<MUWCによる代替注水>

MUWCポンプは、D/G 6Bからの電源供給により起動できる状態であり、3月13日13時01分にMUWCポンプを手動起動し、同日13時20分、AM策で使用するラインから復水貯蔵タンクを水源としてMUWCによる原子炉注水を開始した。以降、断続的に原子炉への注水を継続し水位を調整した。

3月14日14時13分からはAM策で使用するラインを使用してSFPへも水の補給を開始し、ほぼ満水まで水の補給を行った後、断続的に補給を継続実施した。

<原子炉圧力調整>

崩壊熱の影響により、原子炉圧力が緩やかに上昇してきたことから、3月14日以降、SRVを中操から手動開操作し、原子炉圧力の減圧を断続的に実施した。

<SFP水循環運転>

津波の影響でSWポンプがすべて使用できない状態であり、SFP冷却ができない状況であった。SFP内の崩壊熱について温度上昇率を評価したうえで、除熱機能の復旧までSFP水温の監視を継続した。

FPCポンプは、D/G 6Bからの電源供給により起動できる状態であったことから、除熱機能復旧までの間、SFP水温の上昇を抑制するため、3月16日13時10分、FPCポンプを手動起動して、SFP水循環運転（除熱機能なし）によるSFP水攪拌を以下のとおり複数回実施した。

【FPCポンプによるSFP水循環運転】

3月16日 13時10分 ～ 同日21時44分

3月17日 15時40分 ～ 同日20時27分

3月18日 5時11分 ～ 同日20時18分

<D/G 6A復旧>

運転員及び発電所対策本部復旧班は、屋外の海水ポンプエリアの浸水状況や外観の損傷状態等の目視点検、機器の絶縁抵抗測定等を実施した。その際、津波で被水した

D/G 6A海水ポンプの健全性を確認したことから、3月18日19時07分にD/G 6A海水ポンプを起動し、3月19日4時22分にD/G 6Aを起動した。これにより5号機及び6号機に対し、非常用電源はD/G 2台を確保できた。

<RHR復旧>

発電所対策本部復旧班は、RHR Sポンプの健全性を確認した結果、使用できないことが判明したことから、RHR Sポンプの代替として一般使用品の水中ポンプを仮設で本設海水系配管に接続して復旧することについて検討を開始した。

3月17日より水中ポンプ設置に関わるエリアの瓦礫撤去、工事用道路の整地を開始した。高圧電源車から仮設電源ケーブルを敷設し、3月19日に屋外ポンプ操作盤の設置が完了したことから、同日21時26分に仮設RHR Sポンプを起動した。なお、RHRポンプ(B)はD/G 6Bから電源供給ができており、同日22時14分、RHRポンプ(B)を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始した。

<原子炉冷温停止>

3月20日16時26分、非常時熱負荷モードでSFP冷却をしていたRHRポンプ(B)を手動停止し、同日18時48分にSHCモードでRHRポンプ(B)を手動起動し、原子炉冷却を開始した。同日19時27分に原子炉水温が100℃未満となり、原子炉冷温停止となった。

【添付資料-12-1~8】

b. 閉じ込める機能

3月11日15時52分、D/G 6A停止によりSGTS(A)は電源喪失となっているが、SGTS(B)はD/G 6Bからの電源供給によって継続して運転しており、R/Bの負圧は維持されたものと考えられる。

<水素ガス滞留防止策>

地震発生以降、原子炉及びSFPの水位は維持されており、ただちに水素ガスが発生する状況ではなかった。しかしながら、余震により設備が被災し、注水機能や除熱機能が失われるリスクもあることから、水素ガス滞留防止策を検討し、ボーリングマシンを使用してR/B屋上の屋根(コンクリート)に孔あけ(直径約35mm~70mmを3ヶ所)作業を実施し、3月18日17時00分に完了した。

【添付資料-12-1】

(3) 【3月20日(原子炉冷温停止)以降】

a. 冷やす機能

原子炉冷温停止以降、RHRによるSHCモードでの原子炉冷却と非常時熱負荷モードでのSFP冷却を交互に実施していたが、SWポンプの復旧によりFPCの除熱機能が確保できたことから、9月15日14時33分にFPCによるSFP冷却を開始し、RHRは原子炉冷却とした。

RHR Sポンプ(C)を9月9日に本設復旧しRHRポンプ(A)の運転を開始し、12月27日にRHR Sポンプ(A)の本設復旧が終了し動作可能となった。

1 3. 福島第一原子力発電所使用済燃料貯蔵施設の状況調査

1 3. 1 1号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で、1号機のSFPには、使用済燃料292体、新燃料100体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失したため、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月12日15時36分、水素爆発によりR/Bが損傷し、天井部分がSFP上部に落下した。ただし、天井部分は完全にオペレーティングフロアまでは落下しておらず、天井クレーン等に覆い被さる形でオペレーティングフロアの上部空間に留まった。

3月31日、コンクリートポンプ車による最初の放水(淡水)を実施したところ、R/B上部からの蒸気発生を確認した。

4月1日、コンクリートポンプ車に設置したカメラでR/B上部を観測したところ、位置関係から天井部分の一部が脱落しオペレーティングフロアに落下しているものと推定した。ただし、SFPと床の境界近辺に落下しており、正確な落下位置は特定できていない。

5月28日、淡水を水源としたFPC配管によるSFPへの試験注水を実施し、翌日、本格的な注水を実施したところ、スキマーサージタンクレベルの上昇を確認したことから、SFP満水を確認した。

6月5日、再度、FPC配管による注水を実施した。予想される5月29日からの蒸発相当量の注水が完了した時点でスキマーサージタンクレベルが上昇した。

SFP水量の変化が予測できるようになったことから、代替冷却系の導入までの間は、1ヶ月に1回程度の注水を実施し、蒸発量を補給することでSFP水位を安定的に維持した。

なお、8月10日11時22分に代替冷却系によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約47℃(代替冷却系入口温度)であり、8月27日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) スキマーサージタンク水の分析結果

平成23年6月22日、8月19日に、SFPからスキマーサージタンクに流出した水を採取し、採取した水について放射性物質の核種分析を実施した(分析日は6月22日、8月19日)。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 1号機は平成22年3月25日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも1年程度冷却されているため、検出された短半減期核種のような素-131(以降、「I-131」と記す。)(半減期約8日)はSFPに貯蔵している燃料から放出されたものとは考えられず、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、原子炉由来の放射性核種が、R/B内にお

ける蒸気の凝縮水、ダスト、瓦礫の付着等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。

- ・ 1号機はR/Bが損傷したことから、SFP上部に損傷した屋根部分が覆い被さった状況にあるため詳細は確認できないが、SFPに落下した瓦礫により一部の燃料が損傷した可能性を否定することはできない。

(3) SFP水位評価

SFP水位は、地震時のスロッシングと爆発の影響により、3月13日までに水位が一旦低下し、その後は水温が蒸発開始温度70℃に到達するまでは水位は維持され、以後は蒸発により水位は低下したと推定した。3月31日の注水及び5月下旬のFPC配管による注水により水位は回復し5月28日、6月5日にスキマーサージタンクレベルの上昇により満水が確認されている。満水までに注水された水量の合計値は413tであり、全量がSFPに到達したとは考えにくいことから、事故発生時より満水確認時まで失われた水の量はこれよりも少ない量であると考えられる。通常水位のSFPの水量は約1000tであり、SFPの深さは燃料有効長の3倍程度であることから、1号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

【添付資料－13－1、2】

13.2 2号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で、2号機のSFPには、使用済燃料587体、新燃料28体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失したため、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月12日15時36分、1号機R/Bが水素爆発で損傷したが、その爆発の影響により2号機R/Bのブローアウトパネルが開放したと思われる。どの時点から始まったかは不明であるが、ブローアウトパネルからは白いもやが放出されているのが確認された。

3月20日、海水を水源として既設のFPC配管を用いて注水を実施した。3月22日に再度注水したところ、スキマーサージタンクレベルが上昇したことから満水を確認した。3月29日以降は水源を淡水に切り替えることができたため、海水の総注水量は88tであった。

4月10日、既設のFPC配管を用いた注水に、材料腐食防止のためのヒドラジンの注入を開始し、以降、代替冷却系のインサービスまでにほぼ一定の間隔で1082tを注水した。

5月31日17時21分、代替冷却系によるSFP水冷却を開始したが、冷却開始時の水温は70℃(SFP温度計指示値)であり、6月5日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) スキマーサージタンク水の分析結果

平成23年4月16日、8月19日に、SFPからスキマーサージタンクに流出し

た水を採取し、採取した水について放射性物質の核種分析を実施した（分析日は4月17日、8月19日）。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 2号機は平成22年9月16日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも7ヶ月程度冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131（半減期約8日）はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ セシウムの測定結果が 10^5 [Bq/cm³]オーダーであるため、使用済燃料の破損は否定できないが、2号機についてはR/Bの損傷がなく、既設のFPCラインからの定期的な注水によりSFP水位は適切に維持されていることから、SFP内の燃料が冷却不足により損傷している可能性は低いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、2号機のPCVから漏えいした放射性核種が、R/B内における蒸気の凝縮水、ダスト等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。また、2号機はR/Bの損傷がないため、1号機や3号機の原子炉から飛来した放射能の影響ではなく、2号機の原子炉由来の可能性が高いと考えられる。

(3) SFP水位評価

2号機は、R/Bに大きな損傷がないため、既設のFPCによる注水が可能であったことから、当該ラインを用いた注水を定期的に変更しており、SFPが満水になるとオーバーフロー水がスキマーサージタンクへ流れ込み、スキマーサージタンクの水位計が上昇するという原理を利用して、SFPの水位を確認している。水位測定値と水位評価値が概ね一致しており、SFP水位は、地震時のスロッシングの影響により低下し、蒸発開始以降は蒸発により低下しているが、注水実施毎に水位が回復している。のこぎりの刃状に、蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理できているものとする。なお、3月22日に海水を水源として既設のFPC配管を用いて注水を実施したところ、スキマーサージタンクレベルが上昇したことから満水を確認した。満水までに注水された水量の合計値は58tであり、この水量が事故発生時より満水までに失われた水の量であると考えられ、これは通常水位のSFPの水量約1400tと比較して充分小さい。

これらの水位に関する情報から、2号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(4) SFP水温について

既設のSFPの水温計が利用可能な状態であり、定期的に変更を実施している。測定結果では、注水直後に70℃付近まで上昇し、1～2日後には50℃程度まで低下するという傾向が繰り返されていた。これはSFP水位の低下により温度計が水から露出し、露出後は水温ではなく雰囲気温度を示しているためとする。

なお、5月31日17時21分に代替冷却系によるSFP冷却を開始して以降、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

【添付資料-13-1、3】

13.3 3号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で3号機のSFPには、使用済燃料514体、新燃料52体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月14日11時01分、水素爆発が発生し、R/B5階のオペレーティングフロアから上部全体の外壁が損傷し、SFPに大量の瓦礫が落下した。R/Bの損傷により、むき出しとなったオペレーティングフロアから大量の蒸気が放出されていることが確認された。

3月17日9時48分頃、ヘリコプターにより海水をR/B上部に放水した。放水後に蒸気が立ち上がったことが確認された。3月17日以降3月25日まで、放水車、屈折放水塔車によりSFPへ向けて放水を実施した。(一部を除きほとんどが海水)

3月23日、24日に既設のFPC配管を用いて注水(海水)を実施したが、ポンプの吐出圧力が予測よりも高く、系統の途中での詰まり等の可能性が想定されたことから、ほとんど注水されていないと判断した。

3月27日、コンクリートポンプ車による最初の放水を実施した。実施後、R/B上部からの蒸気発生量の増加を観測した。3月29日からは水源を淡水に変更し4月22日までにコンクリートポンプ車により約815tの放水を実施した。

4月12日、カメラを装備したコンクリートポンプ車に変更することで、カメラ画像により水位上昇を確認しながらの注水が可能となり、初めて3号機のSFPの満水を確認した。

4月22日、既設のFPC配管を用いて試験注水を実施した結果、水位の上昇が確認できたことから注水可能と判断し、4月26日以降6月29日まで、既設のFPC配管を用いて約824.5tの注水を実施した。

5月9日以降、既設のFPC配管を用いた注水に、材料腐食防止のためのヒドラジンの注入を開始している。サンプリングの結果から、落下した瓦礫からのアルカリ金属(Ca等)の溶出により、SFP水がアルカリ性を示すことが確認されたため、SFP内の設備に対する水質の環境改善として、6月26日、27日、既設のFPC配管を用いた注水実施時に、アルカリ性を中和するためのホウ酸水を注入した。これにより注水前には強アルカリ性のpH11.2(5月8日測定)であったが、注水後には弱アルカリ性のpH9.0(7月7日測定)となり水質が改善した。

なお、6月30日19時47分に代替冷却系によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約62℃(代替冷却系入口温度)であり、7月7日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) SFP水の分析結果

平成23年5月8日にコンクリートポンプ車を用いてSFP水を採取した。また、平成23年7月7日、8月19日には、FPCのサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水を採取した。採取したSFP水についての放射性物質の核種分析を実施した(分析日は5月9日、7月7日、8月19日)。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 3号機は平成22年6月19日に定期検査で停止しているが、取り出し燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも10ヶ月以上冷却されているため、検出された短半減期核種のセシウム-136（以降、それぞれ「Cs-136」と記す。）やI-131はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
3号機T/B地下溜まり水の分析結果と核種毎の比率が同程度であることも原子炉由来の放射能である可能性が高いことを示している。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、原子炉由来の放射性核種が、R/B内における蒸気の凝縮水、ダスト、瓦礫への付着等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。

(3) SFP水位評価

評価結果では、地震時のスロッシングと爆発の影響により3月14日までに2m程度の水位の低下を仮定しているが、3月17日以降に集中的な放水を実施したことにより水位は回復しており、以後、定期的な注水（4月末～5月初めの期間はポンプ車の故障により注水できず）により満水付近で水位が管理されているものと評価した。なお、事象初期に実施された放水車等による放水、コンクリートポンプ車による注水、FPC配管からの注水は、それぞれSFPへの実際の流入割合が異なると考えられるため、それぞれに歩留まりを設定した。

水位の測定は4月中旬以降からポンプ車に設置したカメラの観察画像を基に実施しているが、測定値は評価値と概ね一致している。SFP水位は、蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理できているものとする。

3号機ではR/B爆発以降、他号機と比べ多量の白いもやがR/B上部から立ち昇る様子が確認された。SFP内の燃料の崩壊熱による蒸発量は他号機と比較して大きくないので、この原因はSFPからの蒸気ではなく、3号機SFPに向けて放水したもののSFPに命中しなかった水が何らかの経路によりPCVヘッド側へ流入して蒸気発生したものと推測している。

なお、4月12日の満水確認時の注水量（約35t）は、漏れ等により失われる水の補給も考慮した想定注水量（約80t（4月10日の実績））よりも小さかったことから、崩壊熱により失われる以上の水位の減少は無かったと考えられる。また、満水確認後の注水の実績から1日あたりの蒸発量は、10～20t程度と推定されるため、満水確認時までに蒸発により失われた水の量は320～640t程度となる。仮に、満水までSFPへの注水が無かったと仮定しても、SFP水量は約1400tであり、SFPの深さは燃料有効長の3倍程度であることから、水位は半分以上残る計算となる。また、蒸発以外にスロッシングや建屋爆発時に水位が減少すると仮定しても、露出するまでには2m以上の余裕がある。したがって、3号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(4) SFP内の状況

5月8日、SFP水のサンプリングを実施する際に、同時にビデオカメラによる撮影を実施した。SFP水中には大量の瓦礫が落下しており、SFPに保管されていた燃料等の状況は確認できなかった。

【添付資料-13-1、4】

13.4 4号機SFP状況

(1) SFPの状況

3月11日時点で、SFPには、使用済燃料1331体、新燃料204体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月15日、原因は不明であるが、水素爆発により、R/B5階オペレーティングフロア上部等の壁面が損傷した。

3月20日8時21分以降、断続的に高圧放水車を用いて淡水を放水した。3月22日～27日には、コンクリートポンプ車を用いて海水を断続的に注水、3月30日以降は、コンクリートポンプ車を用いた淡水の注水を定期的に継続してきた。SFP満水に向けてコンクリートポンプ車による放水と水位測定を実施し、4月27日に大幅なスキマーサージタンクレベルの上昇(4300→6050mm)をもって、満水を確認した。4号機のSFPは、漏えいの可能性が指摘されていたが、その後の注水と水位の関係は、崩壊熱から予想される蒸発による減少の範囲の中にあり、SFPからの大量の水漏れがないと考える。

現在、SFPは、原子炉ウェル、DSピットを含め注水手段が確保されており、スキマーサージタンクレベルから満水を確認でき、水位が安定に維持されている状態にある。

なお、7月31日12時44分に代替冷却系によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約75℃であり、8月3日頃には定常状態に達し、季節による変動はあるものの、水温は安定した状態にある。

(2) SFP水の分析結果

4号機では平成23年4月12日、4月28日及び5月7日にコンクリートポンプ車を用いてSFP水を採取した。また、平成23年8月20日には、FPCのサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水を採取した。採取したSFP水についての放射性物質の核種分析を実施した(分析日はそれぞれ4月13日、4月29日、5月8日、8月20日)。

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 3回の採取結果ともに事故発生前(3月4日)に採取された濃度よりは高いが、絶対値は大きくなかった。このため、SFP内の大部分の燃料は健全な状態にあり、系統的な大量破損は発生していないと推測できる。ただし、R/Bが損傷しているため、SFPに落下した瓦礫により一部の燃料が損傷した可能性を否定することはできない。
- ・ 4号機は平成22年11月30日に定期検査で停止し、最も冷却期間が短い燃料でも4ヶ月以上冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131(半減期約8日)はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、1～3号機の原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、他号機のPCVベント等により放出された放射性物質の飛来や放水した海水に含まれる放射能の影響の可能性が高いと考えられる。

- ・ 核種の減衰とSFP水量の変化を考慮した評価値は、測定値と同程度の値であり、3回の測定結果の関係は妥当であると考える。

(3) SFP水位評価

SFP水位は地震時のスロッシングと爆発の影響により低下したと仮定し、その後は蒸発による低下とした。また、全体的にSFP水位が低下傾向にあった4月22日以前についてはSFPと原子炉ウエルの水を一体とし、それ以降の集中的なSFP注水実施後はSFPの水はウエルとは独立したものとして評価を実施した。

評価の結果、水位の実測値が概ね評価値と整合していることから、SFPは水位維持に影響を与えるような漏えいは生じていないと考えられる。

R/Bが損傷した平成23年3月15日の6時頃のSFPには、SFP内の使用済燃料を覆うのに十分な水位であったと推定している。

その後に実施したコンクリートポンプ車を用いた水位の測定結果においても、概ね評価値と整合する結果となった。これらのことから、地震発生以降現在に至るまで、SFPには水位の維持に影響を与えるような破損は生じておらず、注水により水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(4) SFP内の状況

5月7日、SFP水のサンプリングを実施する際に、同時にビデオカメラによる撮影を実施した。撮影された写真から、SFP水中には大小様々な瓦礫が落下しているが、SFPに保管されていた燃料はラックに収納された状態を維持しており、大量の燃料破損は無いことが確認された。

【添付資料－13－1、5】

(5) SFP底部の支持構造物設置

R/Bの壁については大きく損傷したが、この状態におけるSFPの健全性についてはR/Bの耐震性評価を実施し、計算値が評価基準値よりも十分な余裕(耐震強度)を有していることが確認できているが、更なる安全裕度向上のために、SFP底部に支持構造物を設置することとした。

5月9日に設置工事を着手し、6月20日までにSFP底部に鋼製の支柱を設置完了し、SFPの負担荷重の低減効果を期待できる状態となった。

その後も、機能をより確実なものとするため、SFP底部にコンクリート壁の設置及びコンクリート壁とSFP底部との間にグラウトの充填を行い、7月30日に設置工事が完了し、その結果、安全裕度(耐震強度)は支持構造物設置によりさらに2割程度向上した。

【添付資料－13－13】

13.5 5号機SFP状況

3月11日時点で、5号機のSFPには、使用済燃料946体、新燃料48体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。

SFPの水温は上昇を続けたが、3月19日1時55分に仮設RHR Sポンプを起動し、その後、同日5時00分頃にRHRポンプ(C)を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始したことで水温の上昇は最大68.8℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。RHRは、炉内の燃料の冷却にも使用するため、系統を切り替えながら運用し、SFP水温は冷却系の切り替え時には上昇し、30～50℃程度の間を推移してきた。

なお、6月25日からは、FPCによる冷却が出来るようになったことで、より安定した冷却状態を維持できるようになり、季節による変動はあるものの、水温は安定している。

【添付資料－13－6】

13.6 6号機SFP状況

3月11日時点で、6号機のSFPには、使用済燃料876体、新燃料64体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、D/G 6Bは機能維持したもののSWポンプが機能を喪失したため、SFPの冷却機能が喪失した。

SFPの水温は上昇を続けたが、3月19日21時26分に仮設RHR Sポンプを起動し、その後、同日22時14分にRHRポンプ(B)を手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始したことで水温の上昇は最大67.5℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。RHRは、炉内の燃料の冷却にも使用するため、系統を切り替えながら運用し、SFP水温は冷却系の切り替え時には上昇し、20～40℃程度の間を推移した。

なお、9月15日からは、FPCによる冷却が出来るようになったことで、より安定した冷却状態を維持できるようになり、季節による変動はあるものの、水温は安定している。

【添付資料－13－7】

13.7 共用プール状況

3月11日時点で、共用プールには、使用済燃料6375体が貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、電源盤の被水等によりD/G 2B、4Bが自動停止したため、全交流電源喪失となり、共用プールの冷却機能(空冷)及び補給水機能を喪失した。

共用プールの電源については、通常は、外部電源を3号機M/C 3SA及び2号機M/C 2SAから集中環境施設M/Cを経由した2つのM/Cから受電している。これらのM/Cが使えなくなった非常時には、2号機D/G 2B、4号機D/G 4Bから受電する。

3月18日、共用プールの点検を実施し、水位が確保されていることを確認した。

共用プールの水温は上昇を続けたが、外部電源の復旧に伴い、共用プールの電源について仮設電源設備を経由して受電し、3月24日18時、共用プール冷却ポンプを起動したことで水温の上昇は最大73℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。共用プール水温は安定している。

13.8 乾式貯蔵キャスク保管建屋状況

3月11日時点で、乾式貯蔵キャスク保管建屋には、大型乾式貯蔵キャスク5体（1体につき燃料集合体52体収納）、中型乾式貯蔵キャスク4体（1体につき燃料集合体37体収納）に使用済燃料が合計408体貯蔵されていた。なお、乾式貯蔵キャスクは自然対流により空冷される設計である。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源を喪失した。乾式貯蔵キャスク保管建屋には、大量の海水、砂、瓦礫等が流れ込んだ。

3月17日以降、複数回にわたり、乾式貯蔵キャスク保管建屋内の調査を実施した。乾式貯蔵キャスク保管建屋は乾式貯蔵キャスク保管エリア床面まで浸水し、ルーバや扉等についても損壊している状況である。ただし、自然空冷で期待している空気の流れが阻害される状況にはなく、冷却上の問題は生じていないことが確認された。

乾式貯蔵キャスクについては、津波により建屋内に流入した瓦礫等が付着しているものの、ボルトにより固定されていた元の位置から移動しておらず、これまでのところ、外観からは健全性に関する問題については確認されていない。

また、乾式貯蔵キャスク保管建屋内の放射線量（～数十 μ Sv/h）についてもバックグラウンドレベルと比較して、異常な値とはなっていない。乾式貯蔵キャスクは1次蓋、2次蓋と2重の構造で密封を維持する構造であるため密封性能は高く、密封性能は維持されているものと考えられる。ただし、現時点ではリーク確認試験等による直接的な確認が実施できていないため、今後、乾式貯蔵キャスクを乾式貯蔵キャスク保管建屋から搬出し、密封性能を直接的に確認する予定である。

13.9 天井クレーンの状況（1～6号機R/B及び共用プール）

1号機については、R/B爆発後の画像より、R/Bの屋根が落ち、天井クレーンの位置は確認できていない状況、また、3号機については、R/B爆発後の画像より、R/B5階に天井クレーンの存在は確認できるものの、位置の特定まではできていない。

2号機及び4号機は、現場調査結果よりオペレーティングフロア上部で天井クレーンの外観は確認できたが、設備状態の詳細については確認できていない状況である。なお、4号機については、今後のR/Bカバーの設置に先立ち、R/B上部の瓦礫撤去作業を平成23年9月21日より実施しており、当該作業の中で平成24年2月24日に天井クレーンのトロリーの撤去、その後、3月5日にガーダーの撤去を実施し、天井クレーンの撤去が完了した。

5号機及び6号機については、地震後のオペフロ環境が悪く未点検であったが、天井クレーンの健全性確認のため、外観点検（5号機：9月27日～11月25日、6

号機：10月11日～12月10日）を実施しており、天井クレーンは本来設置されてある位置にあり、機械本体について地震による損傷は認められていない。なお、電気品等の一部に吸湿の影響による錆やカビの発生が確認されており、今後、対策を検討する。

共用プールについては、10月27日、天井クレーンの年次点検において、当該クレーンの走行用車軸の連結部ケーシングの1つに割れを確認した。

その後、破損箇所の調査を実施した結果、破損部位は走行原動部ギヤーカップリングカバーのひびであることを確認した。これは、地震の際に当該クレーンの車輪（ギヤーカップリングにつながる車輪はレールの肩に接している）がレール上を横にすべり、車輪がレールの肩に引っかかった際、カップリングカバーが歯車と衝突して衝撃的な荷重がかかり、カップリングカバーにひびが入ったものと推定した。

なお、ギヤーカップリングはクレーンの自重を支える部品ではなく、カップリングカバーが損傷してもクレーンが落下する可能性はない。また、ひび発生箇所は動力が伝わる箇所ではないこと、破損箇所の調査と合わせて実施した走行原動部の点検及び走行試験結果からも、天井クレーンの機能への影響はない。

当該箇所については、ひびが入った状態であることから今後、ギヤーカップリングの新規取替を行う。

【添付資料13-14、15】

1 4. プラント水素爆発評価

1 4. 1 地震計による爆発事象の考察

1号機及び3号機のR/Bでの爆発は、メディア映像に残されており、爆発発生時刻が特定されている。一方、2号機と4号機に関しては、ほぼ同時刻（3月15日の6時～6時10分頃）に大きな音が確認されており、2号機ではS/Cの圧力指示値が0MPa [abs]まで低下していること、4号機ではR/B最上階が損傷していることが確認された。

このため、2号機はS/Cで、4号機ではR/B上部で爆発が発生した可能性があるとの見方も出ていた。

今回、2号機及び4号機の爆発発生状況を把握するため、福島第一原子力発電所敷地内に設置されている仮設の地震観測記録計のデータを分析した。

地震、爆発に関わらず、振動にはP波（縦波）とS波（横波）があり、両方の伝達速度は異なっている。一般にP波に比べてS波の伝達速度は遅く、同じ振動源から発せられた振動は、P波よりS波の方が遅れて到達する。このため、振動源の位置が観測点の位置より離れているほど、P波とS波の到達時刻には大きな差が生じることとなる。

このような原理を応用して、敷地内に設置されている地震計の振動を分析すれば、発電所構内での爆発を起因とする振動ではP波とS波の到達時間の差は1秒以内と小さく、震源が遠い地震動の場合には到達時刻の差は数秒となること等から、地震による振動と爆発による振動を区別することができる。

2号機、4号機でほぼ同時期に大きな音が確認された3月15日6時～6時15分間の振動をこのような手法で差別化したところ、爆発による振動は6時12分に記録されているものだけであることが判明した。

一方、発生が明確に確認されている1号機、3号機の爆発事例において、各号機から地震計までの距離を縦軸に、そこまでのP波、S波の到達時刻を横軸にして、P波とS波の観測記録を整理すると、それぞれ精度良く線形となり、発生源の特定ができることが確認された。

3月15日6時12分に記録されている振動について、2号機と4号機におけるそれぞれの距離と到達時刻の関係を同じ方法で整理したところ、2号機からの距離で整理した場合はデータに関連性を見いだせないが、4号機からの距離で整理した場合はP波、S波ともに精度良く線形になることを確認した。したがって、当該の振動は4号機の爆発によるものと推定される。

なお、2号機については、念のために、今回の調査範囲である6時～6時15分前後の時間帯におけるデータの精査も行ったが、これまで確認された爆発以外に、爆発のような事象で発生したと思われる振動は確認されなかった。

以上のことから、福島第一原子力発電所における爆発は、メディア映像でも確認されている1号機、3号機と今回地震計による観測記録で確認された4号機の3回と推

定される。このため、3月15日6時10分頃に確認された大きな音（爆発）は、正確には6時12分に4号機で発生した爆発音と判断した。

2号機については、4号機の爆発音に前後して発生したS/Cの圧力指示値が0MPa [abs]に低下したため、2号機のS/C付近で爆発のような事象が発生した可能性があるとして誤って認識したものと考えられる。

S/Cの損傷は大気開放を意味するため、絶対圧力で0MPa [abs]というのは物理的にはあり得ないが、計器誤差まで考慮し、何らかの損傷が発生してS/Cの圧力が低下した可能性は否定できない。

ただし、本来ほぼ同様な圧力であるはずのPCV圧力と3月14日夜から異なる挙動をしていること、解析結果や格納容器雰囲気モニタ（以下、「CAMS」という。）のデータから判断して、その時刻から炉心損傷が進行していることを考え併せれば、PCV圧力は上昇局面にあると想定され、S/Cの圧力計が0MPa [abs]（真空）に低下した原因は、圧力計が故障していた可能性が高いと考えられる。

なお、他の号機と同様に炉心損傷に至ったものの、2号機で水素爆発が発生しなかった要因の一つに、R/B最上階のブローアウトパネルの開放が挙げられる。ブローアウトパネルの開放は1号機の水素爆発の衝撃で偶然発生したものと推定しているが、この開放により水素が建屋外に放出され、建屋内に滞留する水素が抑制された可能性は高いと考えられる。

【添付資料－14－1】

14.2 水素爆発の原因

(1) 1号機、3号機水素爆発の原因について

1号機、3号機については、原子炉内の燃料損傷に伴い、水-ジルコニウム反応等による水素が発生したものと考えられる。

a. 1号機、3号機の水素流出経路

明確な水素流出経路は不明であるものの、PCV上蓋の結合部分、機器や人が出入りするハッチの結合部分等、漏れ止めのためにシリコンゴム等を使用しているシール部分が高温に晒され、機能低下した可能性があると考えられる。水素はこれらのような場所からR/B内へ漏えい・滞留し、水素爆発に至ったものと推定される。

【添付資料－14－2】

b. 3号機SGTSフィルタの線量測定

1号機、3号機の水素流出はPCVからR/B内への直接漏えいを推定しているが、この他のPCVからの流出経路としてPCVベント時にSGTSラインを経由するルート（但し、入口側、出口側の各境界には弁やダンパ設置）も存在する。

このラインからの漏えいの可能性を確認すべく、3号機SGTSフィルタトレインの線量測定を行うとともに、確認出来る範囲で弁状態を確認した。

（平成23年12月22日実施）

津波後の全交流電源が喪失している状況においては、I Aが停止しており、圧縮空気により駆動する弁（AO弁）の駆動源が無くなっていることから、3号機SGTSは、電源喪失時の弁状態になっていたと想定される。

調査の結果、3号機SGTSで確認できた弁の開閉状態は、電源喪失時における設計通りの状態「開」であることを確認した。

また、フィルタトレイン線量測定結果より、3号機のSGTSラインには放射性物質の大量流入がなかったことが確認されたものの、A系では出口側より中央部の線量が高かったことから、R/B内の高線量雰囲気はSGTSラインより流入し、粒子状の放射性物質がSGTSフィルタに捕捉された可能性が考えられ、B系では出口側と中央部の線量が同程度であることから、PCVベント時にSGTS出口側よりベント流が漏えいし、R/B側に一定量逆流した可能性を否定出来ないが、4号機の調査結果よりも線量の数値が小さいことから漏えいがあったとしてもその程度は限定的と考えられる。

【添付資料－14－3】

(2) 4号機水素爆発の原因について

以下に4号機の爆発に関する調査・確認結果を示すが、これらの結果から4号機の爆発は、3号機のベント流の回り込みにより水素がR/Bに蓄積し発生したものと考えられる。

a. SFPの状態

3月15日に発生した爆発が4号機におけるものであったことについては、「14.1 地震計による爆発事象の考察」で特定したが、4号機は定期検査期間中であり、原子炉の燃料はすべて取り出されていたことから、原子炉からの水素発生の可能性はなかった。

また、「13.4 4号機SFP状況」に記載した通り、4号機のSFPにおいて燃料は露出していないこと、水の分析結果からも燃料破損の兆候がないことが確認されている。

このため、4号機においては、4号機保有の燃料から水-ジルコニウム反応による水素発生が起こったとは考えられない。加えて、SFP内での水の放射線分解による水素発生はごくわずかであり、このことも爆発の原因とは考えられない。

b. 4号機への水素流入経路

このような状況から、4号機の爆発の原因を調査したところ、3号機の水素ガスを含むベント流が排気筒合流部を通じて4号機に流入した可能性があると考えられた。4号機のPCVベント配管は、4号機のSGTS配管に接続され排気筒に導かれるが、排気筒付近で3号機のSGTS配管に合流している。

通常、SGTSは待機状態で停止しており、系統に設置されている空気式の弁も閉止している。このため、3号機側からPCVのベントガスが流れてきたとしても4号機にベントガスが流れ込むような事象は発生しない。しかしながら、今回の福島第一原子力発電所で発生した事故は、隣り合う複数の号機で全交流電源喪失が長時間継続するというAMの前提を超えた事故であり、全交流電源を喪失した中で3号機のPCVベントが行われた。同じく、4号機も全交流電源を喪失しており、非常時にも作動

できるように設計されているSGTSの弁は、電源を喪失することで開状態となり、3号機からのPCVのベントガスがSGTS配管を通じて4号機に流入できるラインが構成された。このような経路から、3号機の原子炉で発生した水素が4号機に流入し、蓄積・爆発した可能性は十分にあるものと考えられる。

【添付資料－14－4】

c. SGTSフィルタの線量測定

SGTSには、放射性物質を除去するフィルタ類が収納されており、通常は汚染空気の流れてくる上流側（設置されている号機のR/Bから気体が流入してくる側）のフィルタの方が汚染度合いは高くなる。一方、SGTSフィルタを3号機のPCVベント流が逆流した場合は、下流側のフィルタの汚染度合いが高くなることとなる。この事実関係を確認すべく、4号機のSGTSフィルタが収納されているトレインの放射線量測定を実施した。（平成23年8月25日実施）

調査の結果、通常と異なり、SGTSフィルタトレイン出口側（下流側）の放射線量が高く、入口側（上流側）に行くに従い放射線量は下がっていくことが確認された。これは、汚染された気体が4号機のSGTS配管を下流側から上流側に流れたことを意味しており、3号機のPCVベント流がSGTS配管を経由して4号機に回り込んだ可能性を示す結果と考えられる。

【添付資料－14－4】

d. R/B内の調査

4号機R/Bの現場調査を行ったところ、以下が確認された。

(1) 等の記号は、添付資料－14－5中の現場確認箇所の写真を示す。

- ・ SGTSの排気ダクトはR/B2階から3階を経由し、4階の天井中央西寄りの部分を南側へ向かって通り、南壁面付近で5階へ通じる設計となっていた。
- ・ 5階フロアの排気ダクトが設置されていた南壁面は、ほとんどの部分が抜け落ち、ダクトの残骸も認められなかった。
- ・ 5階フロア南西部では、床面が大きく損傷し、鉄筋が上方向に曲げられていた(1)。
- ・ また、1区画はオペフロ側に捲れ上がるとともに、下からの力による変形（床面、クレーンのレールなど）が認められた(2、3)。
- ・ 4階から通じる、原子炉ウェル及びSFPの排気口ネットは逆流方向への張り出しが認められた(4、5)。
- ・ R/B4階西側エリアでは、5階フロア床の損傷が大きい箇所の近傍で、床面が下方に変形していたほか、排気ダクトの残骸と推定される瓦礫が多数存在していた(6～11)。
- ・ R/B3階西側エリアでは、4階同様、床面が下方に変形していたほか、北西エリアでは床面の大きな損傷が認められ、付近には排気ダクトの残骸と推定される瓦礫が多数存在していた(12～16)。

これらのことから、5階フロア床面は、4階で発生した爆発の圧力により、上向きの力を受けて破壊したものと考えられる。また、R/B 4階南西部では、本来の設置位置にダクトは存在せず、ダクトの残骸と推定される瓦礫が散乱していたことから、爆発による主な圧力の発生場所は4階南西部のダクト付近である可能性が考えられる。また、排気ダクトを通じて回り込んだ水素により、3階及び5階でも爆発が生じ、その圧力で建屋等の破損を生じたものと考えられる。

以上より、爆発が発生した現場の状況は、3号機のベント流が回り込み、4号機のR/B 2階からSGTS配管・ダクトを経由して建屋の各所に流れ込んだとの推定と一致するものとする。

【添付資料－14－5】

1 5. 事故の分析と課題の抽出

今般の事故を「プラント挙動」、「事故進展ステップ毎の設備・機能」ならびに「事故対応を困難にした障害要素」の観点から整理を行い、炉心損傷防止を確実に達成するための取り組むべき課題を抽出する。

1 5. 1 事故時のプラント挙動からの課題

プラント挙動からの課題を抽出するために、現時点で収集できた情報及びそれらの情報を基にした事後的な解析結果も含めてプラントの挙動から事象進展の整理を行った。対象としたプラントは、炉心損傷に至った1～3号機及び非常用海水系の仮設電源の復旧などの迅速な対応により冷温停止に成功した福島第二原子力発電所1号機とした。

なお、1～3号機については、地震発生初期の設備状態や運転操作等に関する情報を踏まえて、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下、「MAAP」という。）を用いて炉心状態を評価^{※1}した。

※1：現時点までに事故発生当初のプラントの状況や機器の作動状況に関する情報等、推定を含め明らかになっている情報を元に、事故時のプラント挙動をできる限り再現出来るように解析条件を設定し、解析した結果については、「別紙－2：MAAPコードによる炉心・格納容器の状態の推定（平成24年3月12日公表）」を参照。

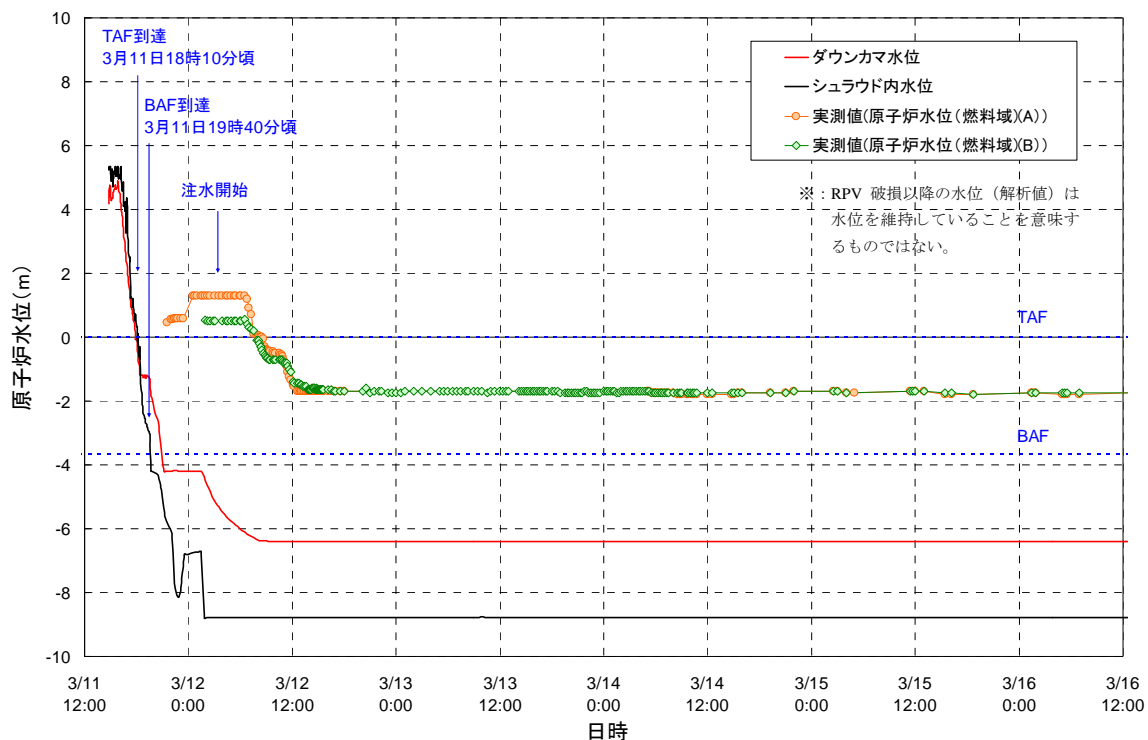
(1) 1号機のプラント挙動

a. 解析による挙動の評価

MAAP解析による1号機の原子炉水位、原子炉圧力、PCV圧力、水素発生量などに関する解析値及び実機計測値（実際に計測された値）の事象進展の様子を以下に示す。

解析では、津波到達まではICを原子炉圧力の変動にあわせて間欠動作させていたものとし、津波到達以降、ICは動作していないものと仮定している。そのため、原子炉冷却材は蒸発し、SRVからS/Cへ排気されることとなり、原子炉水位の低下が始まる。

解析において、原子炉水位がTAFに到達する時刻は、地震発生（3月11日14時46分）から約3時間後であり、炉心損傷が開始する時刻（燃料最高温度の解析値が1200℃を超えた時刻）は、地震発生から約4時間後である。その後さらに水位は低下し、地震発生から約5時間後には有効燃料底部（以下、「BAF」という。）に到達する。

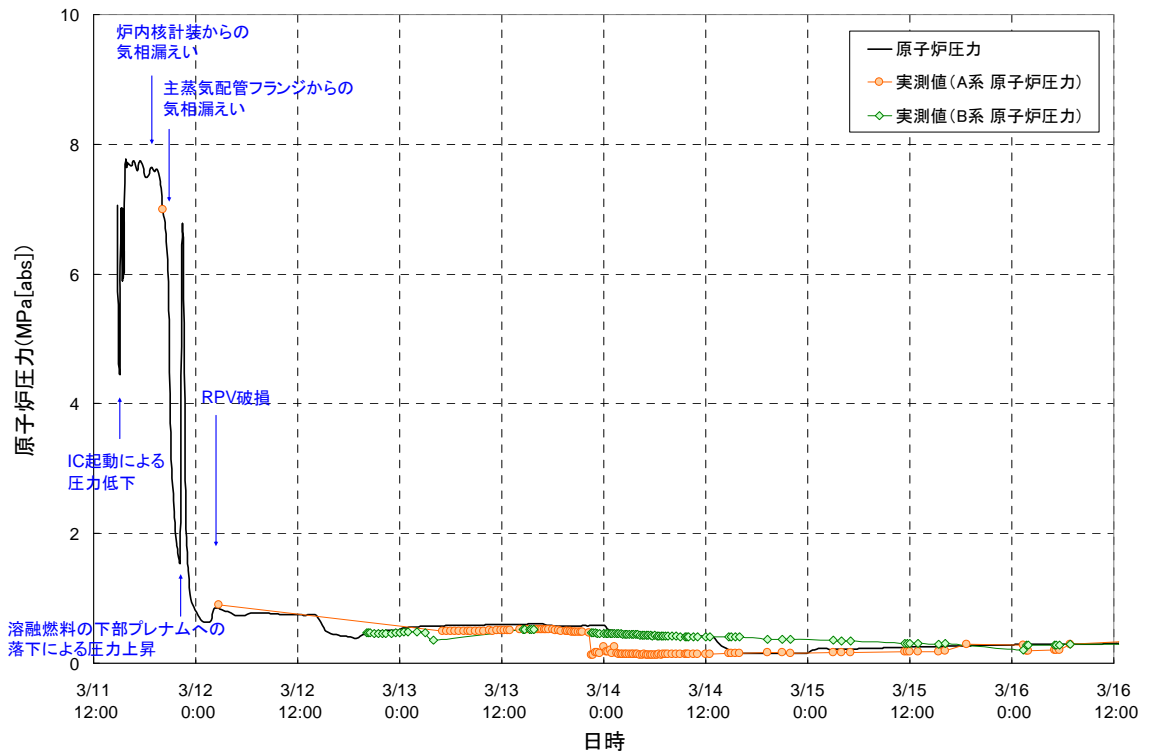


1号機 原子炉水位変化

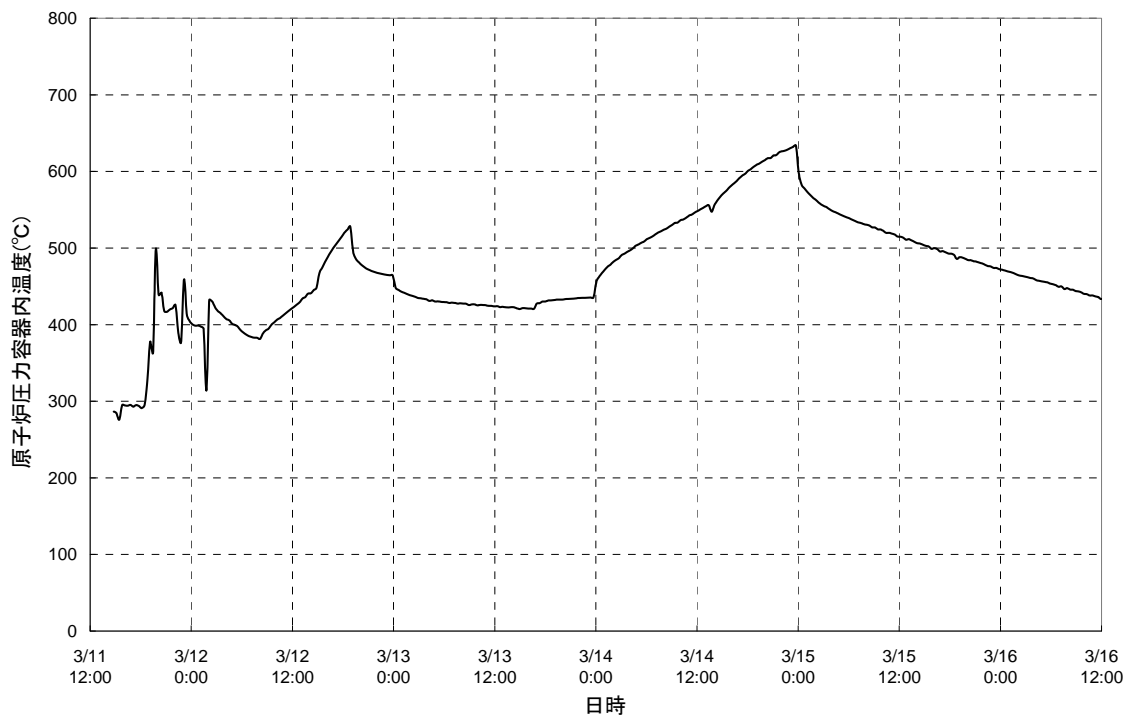
津波到達後の原子炉圧力について、解析では、SRVの動作により8 MP a [abs] 近傍で維持され、SRVから排気された蒸気はS/Cで凝縮される。地震発生から約4時間で炉心損傷に至るが、炉心損傷からBAFに到達するまで（地震発生から約5時間後）は、炉心からの蒸気発生により原子炉圧力は高圧を維持している。その後、崩壊熱により発生する蒸気量が低下することとなるが、原子炉圧力の実機計測値が3月11日20時頃には7.0 MP a [abs]、3月12日2時45分には0.9 MP a [abs]を示していることを踏まえると、炉心損傷後のいずれかのタイミングで気相漏えい^{*1}が生じていたものと推定される。

以降、RPVからの気相漏えいに伴って圧力は低下し、低い圧力で維持される結果となった。

※1：解析では被覆管破損後に核計装管の損傷を想定した微少な気相漏えいが生じたと仮定（漏えい面積：約0.00014m²）。また、RPV内のガス温度が450℃到達後に、主蒸気配管等のフランジ部（ガスケット）から気相漏えいが発生すると仮定（増加漏えい面積：約0.00136m²）。



1号機 原子炉圧力変化

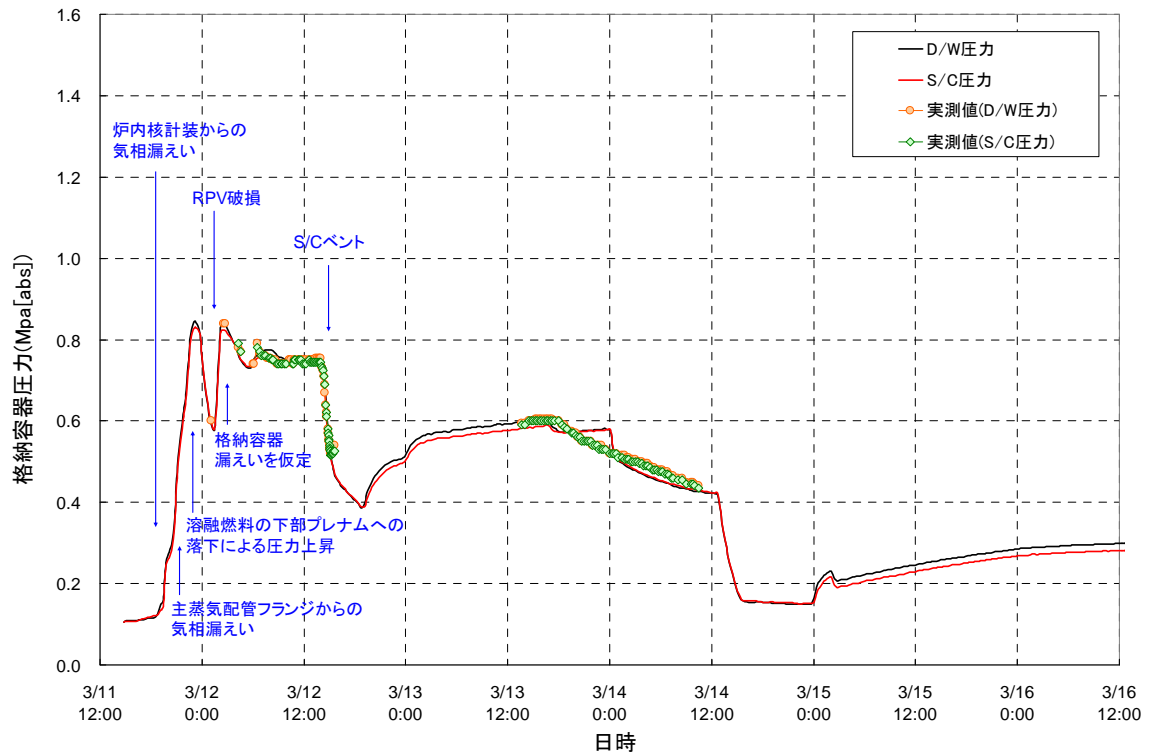


1号機 原子炉圧力容器内の温度変化

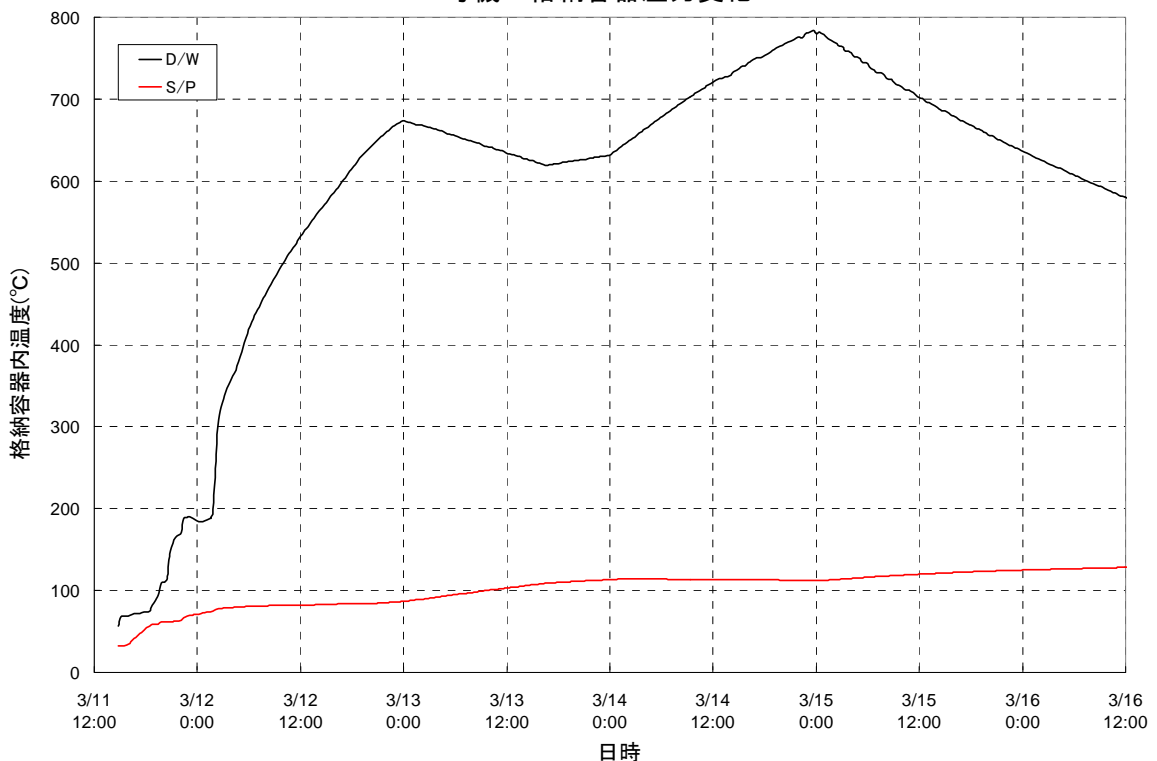
PCV圧力は、解析で仮定したRPVからの気相漏えいに伴って上昇する。
 その後も気相漏えいに伴ってPCV圧力が上昇していくが、原子炉圧力が十分に低下した後、S/Cによる凝縮の効果によりPCV圧力は減少に転じる。

地震発生から約11時間後にRPVが破損し、PCV圧力が再度上昇するが、実機計測値が約0.8MPa [abs]の一定レベルを維持しており、解析結果からPCV内の温度が上昇していると考えられることから、PCVから漏えい^{※2}が発生していたと想定される。

※2：解析では、PCV内温度が300℃に到達した時点で過温漏えいを仮定（漏えい面積：約0.0004m²）。

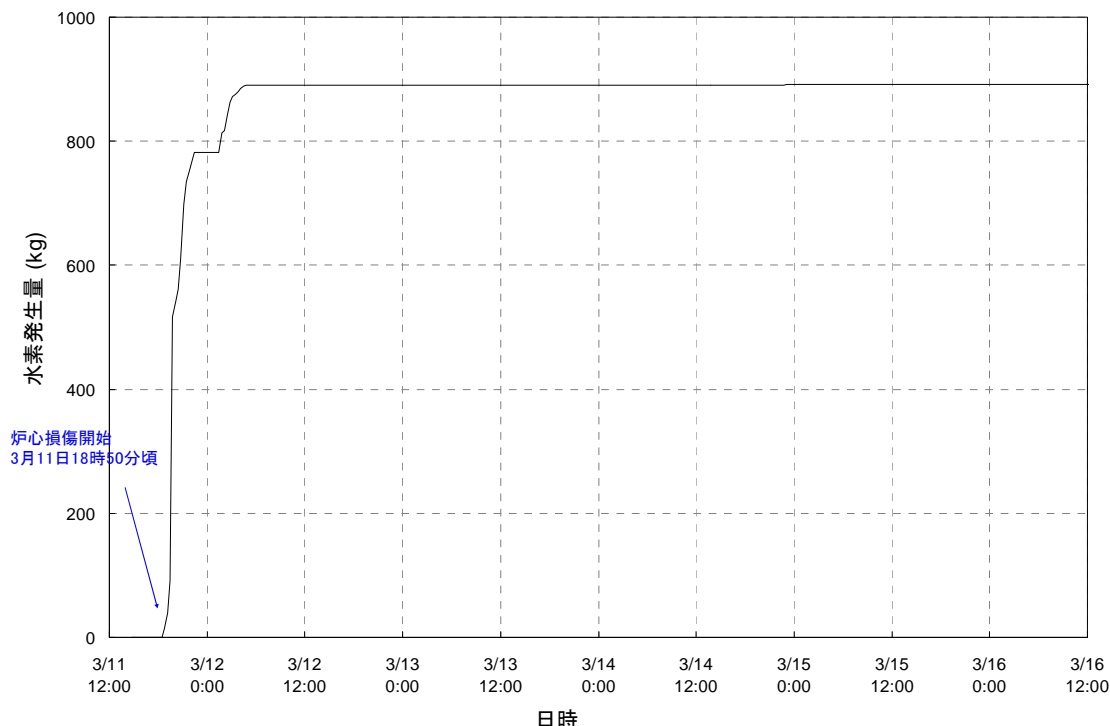


1号機 格納容器圧力変化



1号機 格納容器内温度変化

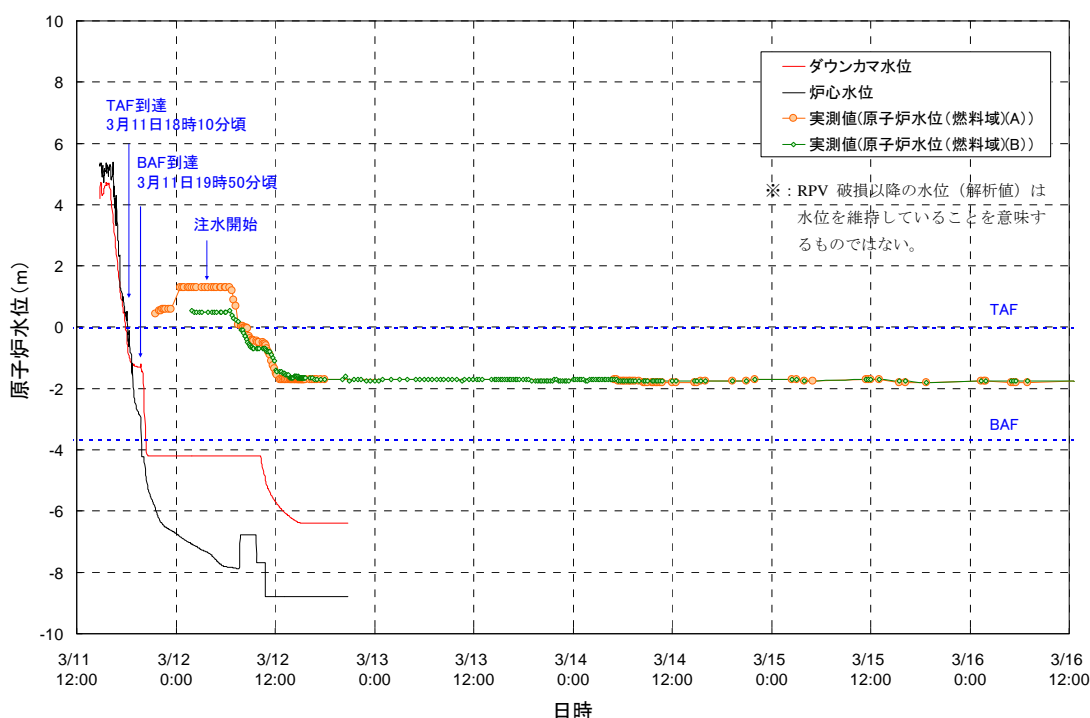
また、炉心損傷が始まるなど、燃料温度が上昇することに伴って、水-ジルコニウム反応等により非凝縮性ガスである水素が発生する。なお、R/Bで水素爆発が発生した3月12日15時36分までの水素発生量は、約890kgとなっている。



1号機 水素発生量変化

なお、津波到達以降のICの動作に関するパラメータスタディとして、ICが津波到達以降も一時的に動作していたものとした場合の感度解析を行ったところ、炉心損傷や炉心溶融のプロセスが若干遅れる程度の影響はあるものの、最終的な炉心の状態が有意に変わる結果とはならなかった。

(津波到達以降、片系のICが3月11日18時18分～25分の間で動作、同日21時30分から胴側水位が65%に至るまで動作していたと仮定した解析を実施)



1号機 原子炉水位変化（非常用復水器が一時的に機能していたと仮定）

炉心については、全交流電源喪失（津波到達）以降、比較的早期に炉心損傷が開始し、RPVが破損するとの解析結果となった。プラント挙動としては、燃料域水位計の水張り及び校正の結果からRPV内の水位は燃料域内でないこと、平成23年8月以降、注水の顕熱だけで崩壊熱を除去するのに必要な量を注水していないにもかかわらずRPV下部の温度が100℃以下となったこと、平成23年11月初旬にはRPV及びPCV各部の温度がS/C温度を下回ったこと等から、解析同様、燃料はほぼ全量が下部プレナムに落下し、その大半がPCVペデスタルに落下しているものと考えられる。

b. 実機の挙動に関する評価

1号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを添付資料-15-1に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-1中のグラフの着目点を示す。

- 3月11日16時40分～17時頃にかけて、それまで見えなかった原子炉水位（広帯域）が一時的に確認できるようになり、津波襲来前に確認されていた水位より低下していることを確認したが、その後は、津波の影響により、プラントパラメータが得られない状態が続いていた。同日20時頃、原子炉圧力が定格圧力付近にあることを確認できているが、原子炉水位は不明であり、炉心の状態は把握できていなかった。なお、この段階では原子炉圧力がかかる圧力境界の原子炉冷却材圧力バウンダリは健全であった可能性も考えられるが、解析ではこの頃

には既に炉心が損傷しており、微少な気相漏えいが発生している可能性も考えられる。《A》

- ・ 3月11日21時過ぎに原子炉水位（燃料域A系）の指示が得られ、TAFを若干上回るレベルであったため、この時点では炉心が健全であると考えていた。その後、同日23時頃にはT/B線量の上昇が確認され、炉心の状態に疑義を抱かせる状態となったが、原子炉水位は特に変化が見られず、TAF以上を指示していた。《B》
- ・ 津波発生からおよそ8時間30分後の3月11日23時50分頃、津波後初めてD/W圧力が測定できたが、その時点で既にD/W圧力は設計圧力を大幅に超えており、R/B内の線量が増加していた状況も踏まえると、この時点では既に炉心損傷が発生していた可能性が高いと思われる状態となっていた。《C》
- ・ 原子炉水位計を仮復旧してからこの時点までの原子炉水位の指示は継続してTAF以上で安定している。その後も水位指示値は安定していたものの、この状態は上述した建屋内の線量やD/W圧力などから推察されるプラント状況と矛盾しており、津波発生からおよそ6時間後の3月11日21時台に仮復旧された水位計で測定された原子炉水位は、プラントパラメータやプラント状態に即しておらず、正しい値を示していない状態にあったと考えられる。《B》
- ・ 原子炉水位計は原子炉内の水頭と原子炉の外に設置された凝縮槽の基準水面の水頭との差圧から水位を計測するものである。炉心損傷による温度上昇で基準水面側が蒸発して低下すると実際の水位と異なった値を示すが、5月11日に校正作業を行ったところ、燃料域内に水位がないことが判明しており、実際に基準水面側が蒸発していた可能性が高い。したがって、炉心損傷後に測定された水位は信頼性が低く、解析による水位の方が実態に近かったものと考えられる。
- ・ 原子炉圧力は、3月12日3時頃には1MPa [abs] 以下に減圧されており、この間、原子炉の減圧操作を行っておらず、何らかの理由で原子炉冷却材圧力バウンダリからPCVへの漏えいが生じたと考えられるが、その経路については明確ではない。このPCVへの漏えいが、先に測定されているD/W圧力の増大につながったと考えられる。《A》、《C》、《D》
- ・ 以上の状況から、津波直後のプラントパラメータの測定が困難である間に事象が進展していたと考えられる。《E》
- ・ D/W圧力は3月12日2時過ぎに約0.8MPa [abs] のピークを示して以降、増加することなく、ほぼ横ばい、若しくは若干の低下傾向が見られており、この段階で、PCVから放射性物質及び燃料の水—ジルコニウム反応等で生じた水素を含むガスが漏えいしていたと考えられ、このことが同日4時過ぎの発電所構内の線量上昇につながったものと推定される。
- ・ 3月12日4時過ぎにAM策であるFPライン経由で消防ポンプを利用し、原子炉への淡水注入を開始した。このときは既に炉心の損傷が進んでおり、炉心損傷を防止できなかったものの、この操作（作業）は、その後の進展の抑制に寄与したのと考えられる。

この頃は、炉心損傷に伴い、大量の水素がPCV内に充満しており、PCV圧力や温度が高かったことから、R/Bに放射性物質及び水素が漏えいしたものと推定される。《F》

- ・ P C V内の圧力を低下させるため、S / Cベントの操作を実施し、3月12日14時過ぎにP C V内の圧力低下が確認されたことから、ベントは成功したものと判断している。《G》
- ・ その後、3月12日15時36分、R / Bが爆発したが、これは、炉心損傷等に伴い発生した水素がR / Bに蓄積し、何らかの理由で着火したことで発生したものと考えられる。

【添付資料－15－1】

c. I Cに関する考察

前項に示すプラント挙動の経緯を踏まえると、炉心の損傷は津波到達以降、短時間で進展していると考えられ、停止後の初期段階において原子炉の冷却を行う設備であるI Cの状態が事象進展に影響を与えた可能性が考えられる。

I Cに着目してまとめた経緯は以下の通りである。

(a) I Cに関する操作経緯

- ・ 3月11日14時52分：I Cの自動起動
外部電源の喪失に伴い非常用母線の電源が喪失したため、MS I Vが自動閉し、I C 2系統が「原子炉圧力高（7. 13 MP a [gage]）」により自動起動し、原子炉の減圧及び冷却を開始するとともに原子炉圧力が下降を開始した。
- ・ 3月11日15時03分頃：I Cの手動停止
I C起動に伴う原子炉圧力の低下が速く、操作手順書で定める原子炉冷却材温度変化率55℃/hを遵守できないと判断し、I Cの戻り配管隔離弁（3 A弁、3 B弁）を一旦「全閉」とした。他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。
（通常I Cの起動及び停止操作においては、供給配管隔離弁（2 A弁、2 B弁）の「開」及び「閉」操作はせず、戻り配管隔離弁（3 A弁、3 B弁）の「開」及び「閉」操作のみで実施する）
これにより原子炉圧力は再び上昇している。
その後、原子炉圧力を6～7 MP a [gage]程度に制御するためには、I Cは1系列で十分と判断、A系にて制御することとし、戻り配管隔離弁（3 A弁）を開閉することにより、原子炉圧力制御を開始している。
- ・ 3月11日15時37分：電源の喪失
津波の浸水によって、1号機はすべての交流電源を喪失。また、直流電源も喪失した。このため、中操の照明の他、監視計器や各種表示ランプも消灯し、I Cは弁開閉表示の確認や操作ができない状態となった。
- ・ 3月11日16時42分頃：一時的な水位計復帰
3月11日16時40分頃～17時頃にかけて、それまで見えなかった原子炉水位（広帯域）が一時的に確認（16時42分 T A F + 2500 mm相当）できるようになり、津波襲来前の水位より低下していることを確認した。
- ・ 3月11日17時19分：I Cの現場確認の試み
中操からI Cに関する確認ができないため、I Cの設置されている現場にあるI Cの冷却水である胴側の水の水位計レベルなどを確認することとなり、運転員が現場に向かったが、現場（R / B入口）の線量レベルが通常より高かったこと

から、3月11日17時50分、一旦引き返した。

- ・ 3月11日18時18分：A系外側隔離弁用の直流電源の復帰／A系外側隔離弁の開操作

津波の影響で直流電源が一時的に不安定な状態にあったのか、その後、一部の直流電源が復活し、IC（A系）の供給配管隔離弁（2A弁）、戻り配管隔離弁（3A弁）の「閉」を示す緑ランプが点灯（直流）していることを運転員が発見した。通常、開であるICの供給配管隔離弁（2A弁）が閉となっていたことから、「ICの配管破断」を検出するための直流電源が失われたことに伴い、安全側への動作として、「ICの配管破断」信号が発信され、ICのすべての隔離弁が閉動作したことが考えられたが、運転員はPCVの内側隔離弁（1A弁、4A弁）が開いていることを期待し、3月11日18時18分、ICの戻り配管隔離弁（3A弁）、供給配管隔離弁（2A弁）の開操作を実施したところ、状態表示灯が閉から開となった。

運転員は、電源がなく監視計器が作動していないため、ICが動作していることを確認する手段がなかったことから、開操作後にICベント管から蒸気が発生したこと（原子炉の蒸気を冷却したクリーンな水が気化して大気に放出されていること）を、蒸気発生音とR/B越しに見えた蒸気により確認した。

- ・ 3月11日18時25分：A系外側隔離弁の閉操作

しばらくして蒸気が発生が停止したため、ICの戻り配管隔離弁（3A弁）を閉とし、ICを停止した。

また、中操で操作可能な対応として、FPによる原子炉注水ラインの構成を進めた。

予想できない事象が次々と起こる中、運転員は蒸気発生が停止した原因として、PCVの内側隔離弁（1A弁、4A弁）が隔離信号により閉となっていることを考えたが、ICの冷却水である胴側の水が何らかの原因でなくなっている可能性を懸念した。運転員はICが機能していないと考えるとともに、胴側への水の補給に必要な配管の構成ができていなかったことも考え合わせて、戻り配管隔離弁（3A弁）を一旦閉操作した。

- ・ 3月11日20時50分頃：FPによる原子炉注水ラインの構成

FPによる原子炉注水ラインの構成が完了し、D/D-FPを起動した。これにより、ICの胴側へ冷却水を補給できる見通しを得た。その後、運転員がICの運転状態を確認したところ、ICの戻り配管隔離弁（3A弁）の閉状態表示灯が不安定で、消えかかっていることを確認した。

- ・ 3月11日21時19分：原子炉水位計の仮復旧

今まで見えなかった原子炉水位がTAF+200mmを指示していることが判明した。

- ・ 3月11日21時30分頃：3A弁の開操作（A系起動）

原子炉水位は燃料より上にあるものの、蒸気駆動のHPCIの電源が消え起動ができない状況になっており、この時点でICは作動が期待できる唯一の高圧系の冷却装置であった。通常であれば、胴側給水がなくてもICは10時間程度運転できること、D/D-FPが起動していることでIC胴側への給水にも対応できるようになったことから、胴側の水の不足の懸念は減ずる一方、ICが次はいつ操作できるか分からない状況であることも踏まえ、高圧系の冷却装置であるI

Cが動作することを期待し、一旦は閉止した戻り配管隔離弁（3A弁）を3月11日21時30分頃に再度開操作したところ弁は開動作し、蒸気の発生を蒸気発生音とR/B越しに見えた蒸気により確認した。なお、蒸気発生については、発電所対策本部発電班も免震重要棟の外に出て、確認している。

- ・ 3月29日：ICの胴側水位計の復旧
ICの胴側水位計を復旧した。
- ・ 4月1日：ICの弁の制御回路による弁開閉状態の確認
PCV外側隔離弁（IC（A系）：2A弁、3A弁、IC（B系）：2B弁、3B弁）、PCV内側隔離弁（IC（A系）：1A弁、4A弁、IC（B系）：1B弁、4B弁）は、「IC配管破断」を検出する回路の直流電源が喪失した場合、フェールセーフ信号により閉動作するため、復旧作業の一環としてICの弁の制御回路の導通状態から弁の開閉状態の確認を実施した。PCVの内側の弁については、事故時の加熱等の影響もあり確認できなかったが、PCVの外側の弁については開閉状態を判定することができた。IC（A系）の3A弁、2A弁は開状態、IC（B系）の3B弁、2B弁は閉状態であった。
- ・ 4月3日：IC、胴側水位の確認
中操でICの水位計の指示値を確認したところ、A系63%、B系83%であった。
- ・ 10月18日：現場調査
現場における目視確認によって、ICのPCV外側の状態を確認した。本体、主要配管に破損は認められず、弁状態は4月1日の回路調査の結果と同様であった。なお、ICの現場水位計がA系65%、B系85%であることが確認され、同じ日に中操で確認した計器指示値と一致することが確認された。

以下に、上記経緯と先に述べた解析結果を踏まえた考察を記す。

(b) ICの地震直後の動作に関する評価

「5.3 地震発生直前及び地震発生直後のプラント状況、(1) 1号機地震発生直後のプラント状況、②自動停止以降の挙動」で述べた通り、操作手順書でRPV保護の観点から原子炉冷却材温度変化率が $5.5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないよう調整することとしており、また、操作手順書に基づき手動で適切な圧力制御を行っていることから、設備及び操作ともに問題はないと考える。

(c) IC電動弁回路調査結果（平成23年4月1日実施）

- ・ 運転員が「閉」操作を実施していないIC（B系）の供給配管隔離弁（2B弁）については、全閉を示す回路状態であり、「IC配管破断」を検出する回路の直流電源喪失に伴うフェールセーフ信号による弁の「閉」動作状況と一致した。
- ・ 運転員が「開」操作を実施した供給配管隔離弁（2A弁）、戻り配管隔離弁（3A弁）の開閉状態については、全開を示す回路状態であり、運転員による「開」操作状況と一致した。
- ・ 運転員が津波襲来前に「閉」操作を実施した戻り配管隔離弁（3B弁）の開閉状態については、全閉を示す回路状態であり、運転員による「閉」操作状況と一致した。

- ・ PCV内側隔離弁（IC（A系）：1A弁、4A弁、IC（B系）：1B弁、4B弁）は、「中間開」を示す回路状態であった。

(d) 津波襲来後のICの弁の状態

- ・ 津波襲来時までの操作経緯から津波襲来時の弁の状況は、IC（A系）の3A弁は閉と考えられ、その他の3つの弁は全開であったと考えられる。B系については、3B弁が閉であり、その他の3つの弁は全開であった。
- ・ また、A系については、3月11日18時18分頃に操作していない2A弁が全閉であったことが確認されている。また、B系についても、4月1日に行った弁の回路調査結果から同じく操作をしていない2B弁が全閉である事が確認された。（このことは10月18日に現場の当該弁の開度計によっても確認されている。）以上、2A弁、2B弁ともに、津波到達前には開の状態であり、その後操作していないにもかかわらず閉となっていたことが確認された。
- ・ 2A弁、2B弁の動作については過渡現象記録装置の開閉記録から最初の停止操作の時点まで確認でき、運転員が誤って操作した可能性は考えられない。一方、ロジック回路の構成から、ロジック回路の直流電源が喪失した場合には、インターロックが作動し、IC1系統あたり4弁あるすべての弁が両系統ともに自動的に全閉動作する仕組みとなっている。今回の場合、津波によってロジック回路の直流電源が喪失し、当該インターロックにより弁の閉動作要求が働いたと考えられる。

【添付資料－15－2、3】

- ・ なお、弁の全開から全閉までの動作に要する時間は、外側弁は15秒以内、内側弁は20秒以内である。津波による被水で直流電源が喪失したが、計測用の直流電源が津波浸水によって影響を受け、インターロックが作動してから、動力用の直流電源が喪失するまでの間に弁は自動的に閉動作する。
- ・ 閉動作中に動力用の直流電源が喪失した場合は中間開度となるが、前述の通り、2A弁、2B弁は全閉であることが確認できているため、津波の浸水により電源盤が被水したことで、ICの弁へ隔離信号が入り、動力用の直流電源が喪失する前に自動で全閉した蓋然性は高い。
- ・ また、PCV内側の弁（IC（A系）：1A弁、4A弁、IC（B系）：1B弁、4B弁）は動力が交流電源であるが、これらの弁は計測用の直流電源と交流電源の喪失したタイミングによって開閉状態が定まることとなる。PCV内側弁の開閉状態を特定することはできないが、全開から全閉までのすべての可能性があり得る。
- ・ したがって、津波前のICの運転状態が津波後のICの運転状態を決定するものではない。

【添付資料－15－4】

(e) 炉心損傷との関連について

- ・ ICは、津波に起因する電源喪失によってICの自動隔離インターロックが作動し、操作もできなくなったことから、その機能を喪失した。MAAPの解析結

果によれば、崩壊熱が大きい原子炉停止直後であったため短時間で原子炉水位が低下、燃料の露出（地震発生から約3時間後、TAFへ到達）に至ったと考えられる。

- ・ その後、IC（A系）の直流電源が復帰し、3月11日18時18分、IC（A系）の隔離弁（3A弁、2A弁）を開け、蒸気が発生したことを確認、蒸気発生が止まったことから、同日18時25分に3A弁を閉止している。MAAPの解析結果から、この時点では既に炉心は露出しており、同日18時18分以降のICの運転継続の有無に関わらず結果的には炉心は損傷するに至ったものと評価される。

(f) 津波後の内側隔離弁の状態の推定

- ・ 10月18日にICの現場確認を行い、現場に設置されている水位計によってA系65%、B系85%の水位であることが確認された。一方、中操の指示計も同じ値であることが確認された。
- ・ 中操の水位計で読み取ったICの水位は現場の指示値と一致していることから、データ伝送は正確に行われていると考えられる。このことから、過去に読み取った中操での指示値も現場計器の出力を示していると考えられる。
- ・ したがって、4月3日に確認した中操の指示値（A系63%、B系83%）も現場計器の指示を反映したものと考えることができる。これらの値は、10月18日の現場確認で確認された水位と異なっているが、4月以降、何らかの理由で計器指示値が2%程度変動したものである。
- ・ ICは、津波後の3月11日18時18分～18時25分、同日21時30分以降は3A弁を開けている。計器指示値の誤差等もあり厳密な推計は困難ではあるが、A系の水位計が示している水位からは、地震から津波襲来までの原子炉の発熱量に相当する水量以上を消費していると評価される。したがって、A系の内側弁は開度の特定はできないが開いていると考えられる。津波後のIC運転時にある程度の除熱が行われており、その結果として、指示値65%水位まで減少したものと考えられる。
- ・ このことは、3月11日18時18分及び同日21時30分にICの3A弁を開けた際にICベント管から蒸気が発生したとの聞き取り結果とも整合する。
- ・ しかしながら、胴側に相当量の水量が残っていることが示す通り、A系のICによる除熱は、結果として限定的なものであったと考えられる。

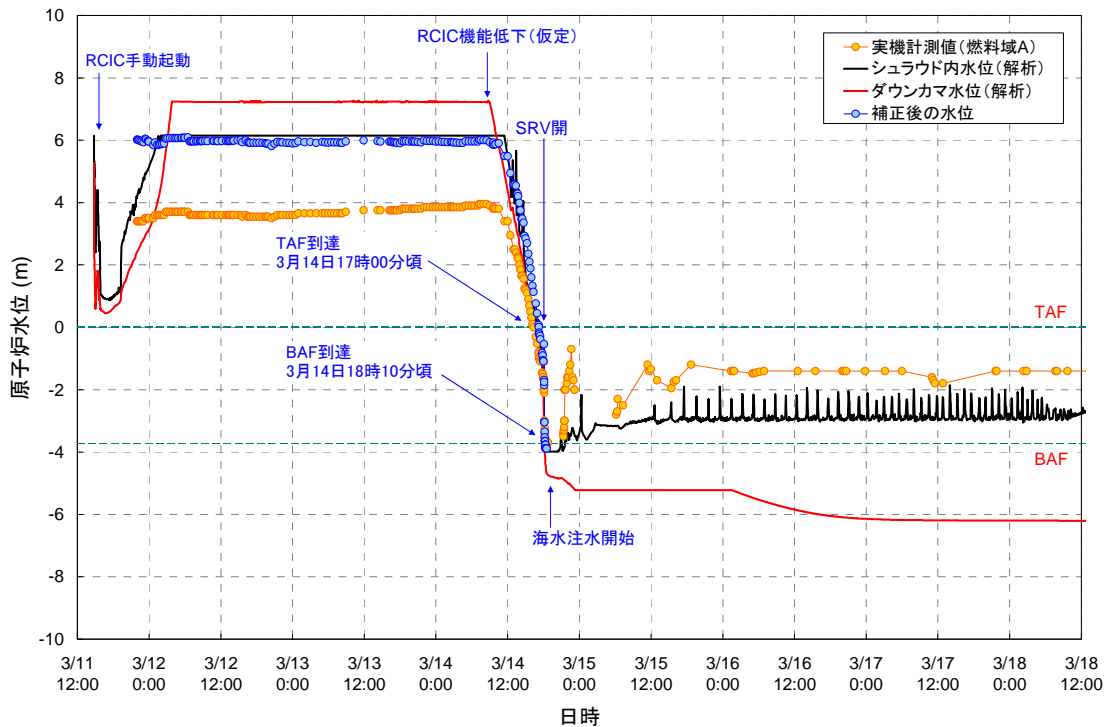
【添付資料－15－5】

(2) 2号機のプラント挙動

a. 解析による挙動の評価

MAAP解析による2号機の原子炉水位、原子炉圧力、PCV圧力、水素発生量などに関する解析値及び実機計測値（実際に計測された値）の事象進展の様子を以下に示す。

RCICの運転期間中、燃料域水位計の実機計測値は4000mm程度で推移している。



2号機 原子炉水位変化

この計測値は燃料域水位計にて計測しているが、燃料域水位計は原子炉冷却材喪失事故時の水位監視等を使用目的としていることから、大気圧、飽和温度で校正されているため、計測された原子炉水位を原子炉圧力およびD/W温度で補正^{※1}すると、水位計の基準面器水面（TAF+約5916mm）あたりとなる結果となった。

※1：原子炉圧力の実測値がない時刻の水位の補正は、測定されている他の時刻の値をもとに線形補完した。D/W温度は実測値がないため平成23年5月23日に原子力安全・保安院に報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」に記載の解析結果の値を用いた。

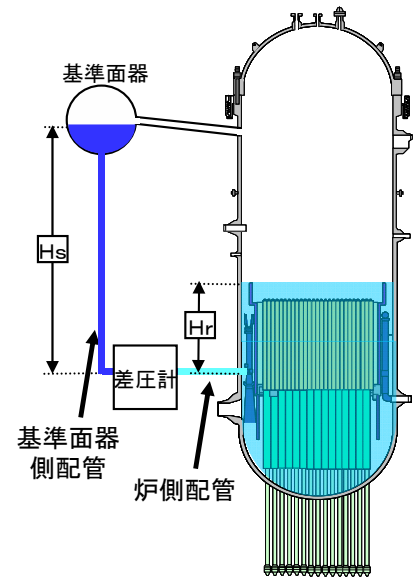
本来、原子炉水位が原子炉水位高L-8（TAF+5653mm）に到達した時点でRCICはトリップするため、L-8以上の水位になることはない。

しかし、今回の事故において、2号機では、制御電源の喪失によりRCICが制御されることなく運転を継続していたと推測され（制御電源が喪失した場合、設計上、ポンプ駆動用タービンへ供給する蒸気流量を調節する加減弁が全開となり、流量調整はできなくなる）、崩壊熱の減少も考慮するとL-8以上の水位になっていた可能性が高いものと考えられる。

水位計の構造上、原子炉水位が基準面器水面以上となると基準面器側配管と炉側配管の差圧（右図に示す $H_s - H_r$ ）が変化しなくなるため、見かけ上の原子炉水位は基準面器水面の高さで一定となる。

したがって、RCICの運転期間中は原子炉水位がL-8を超えて、さらに基準面器水面以上であったと考えられる。

また、解析では、原子炉水位が基準面器水面以上との想定のもと、3月14日9時からRCICの停止を仮定している。原子炉水位はTAF到達時刻が、地震発生（3月11日14時46分）から約74時間後であり、約75時間後にはBAFに到達する。



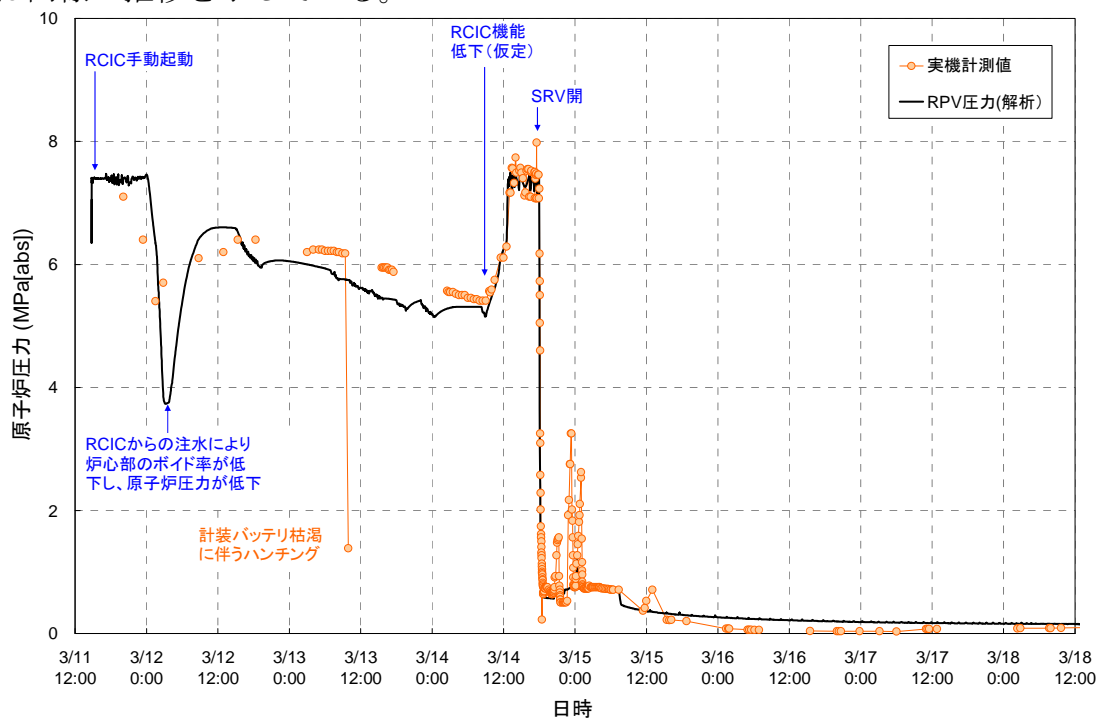
原子炉水位計の構造

以上の通り、原子炉水位は基準面器水面を超えていた可能性があり、さらに、主蒸気管高さ（TAF+約7301mm）以上に上昇していたということも考えられる。その場合には、主蒸気管へ原子炉水が流れ込むことにより、RCICのタービン駆動蒸気が二相流となっていたことが考えられる。

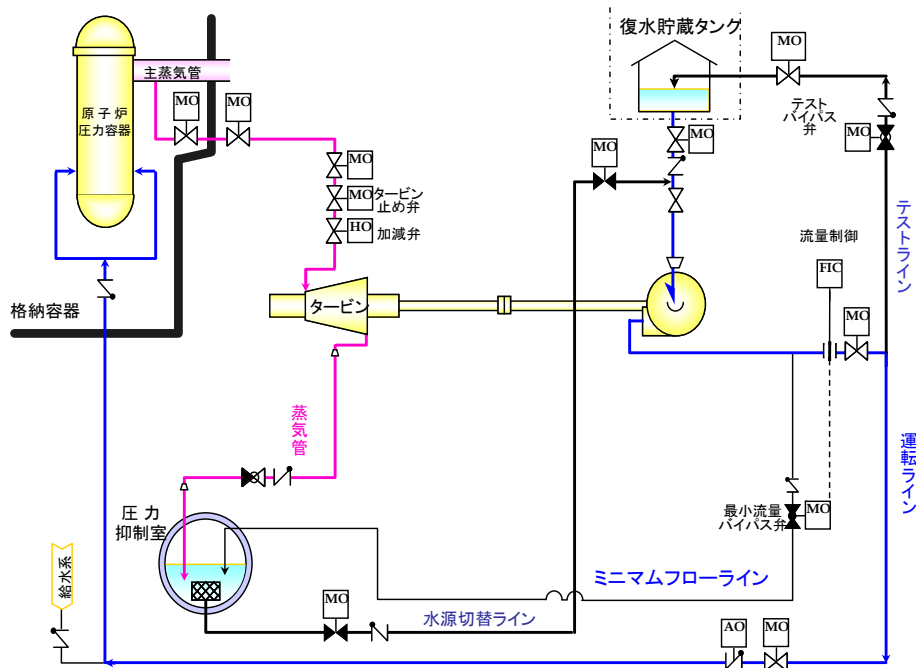
駆動蒸気が二相流となった状態でのRCICの注水能力については、定量的な評価は困難であるものの、タービン回転数は通常より少なくなることで注水流量も定格より少なくなっていた可能性が考えられる。

このような推定をもとに、RCICの流量を定格の $95 \text{ m}^3/\text{h}$ の約 $1/3$ である $30 \text{ m}^3/\text{h}$ と仮定して解析を実施したところ、実機計測値の原子炉圧力の挙動をおおよそ再現できる結果が得られた。

なお、実機において、3月14日18時頃にSRVを開操作していることにより、原子炉圧力は急速減圧され、 1 MPa [abs] 以下となった。解析においても原子炉圧力は同様の推移を示している。



2号機 原子炉圧力変化



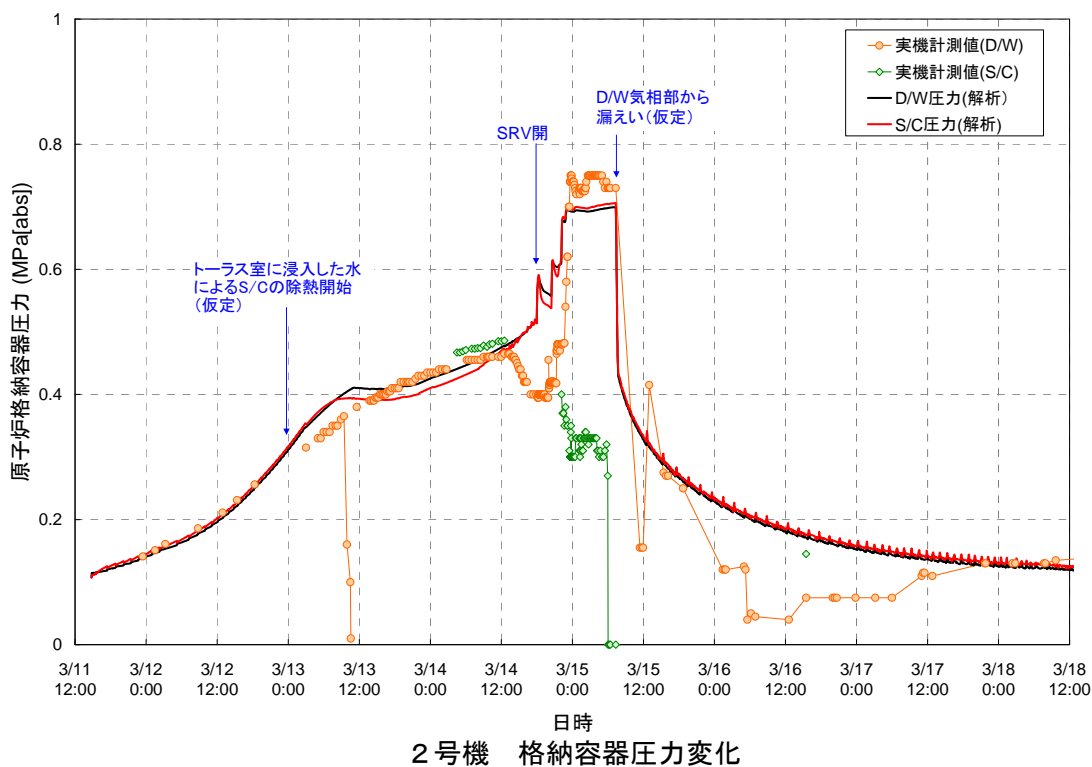
2号機 原子炉隔離時冷却系 系統概要図

PCV (D/W、S/C) 圧力は、原子炉で発生した蒸気がRCICやSRVを経由してS/Cに排気されることに伴い上昇する。

2号機のD/W圧力、S/C圧力について、これらの排気を仮定して解析を行ったところ、3月12日0時頃～3月14日12時頃の圧力上昇に関して実機計測値が解析値と比べ上昇の度合いが緩慢な結果であることが解析過程で確認された。

このため、S/Cが収められているトラス室が津波により浸水し、大きな表面積を持つS/Cが壁面を介して浸水した水に熱伝達を行うというシナリオによる解析を行った。

その結果、D/W圧力はRCICが運転している間、緩慢に上昇し、炉心損傷に伴う水素の発生等により急上昇する結果となり、その挙動はおおむね再現できる結果が得られた。



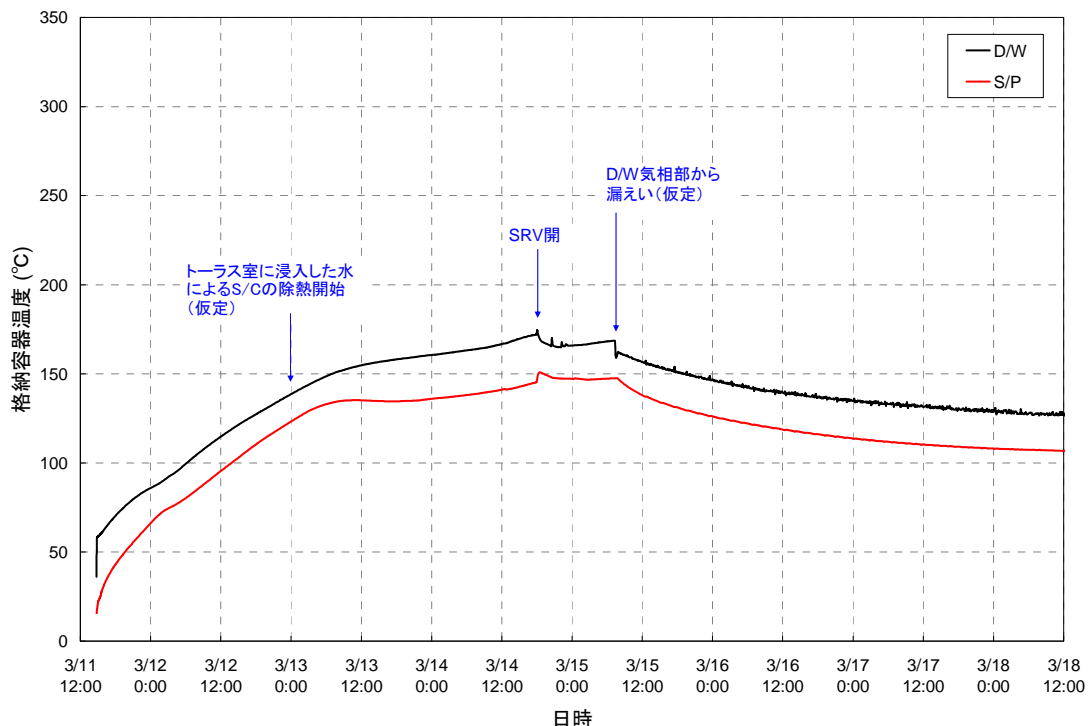
上記解析においては、S/Cが壁面を介して浸水した水に熱伝達を行うというシナリオを用いたが、3月12日0時頃～3月14日12時頃におけるPCV圧力の上昇を緩慢にする要素としては、「D/Wからの漏えい」、「外部水源からのスプレイ等によるPCV内の冷却」も考えられる。

しかし、以下の理由からこれらのシナリオは想定し得ないと評価される。

< 「D/Wからの漏えい」シナリオ >

- ・ 実機計測値において、3月14日22時40分頃にD/W圧力が急激に上昇し、その後、高い圧力状態を維持している。ところが、D/Wからの漏えいを仮定した場合、このような急激な上昇及び高い圧力状態の維持は模擬できない。
- ・ また、過去の研究^{※2}で得られた知見によれば、過温によるPCVからの漏えいはガスケット等から発生する可能性が高く、その際の温度は300℃程度との知見が得られているが、解析におけるPCV内温度は300℃まで上昇していない。

※2 : K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des.,145, 375-386 (1993).



2号機 格納容器温度変化

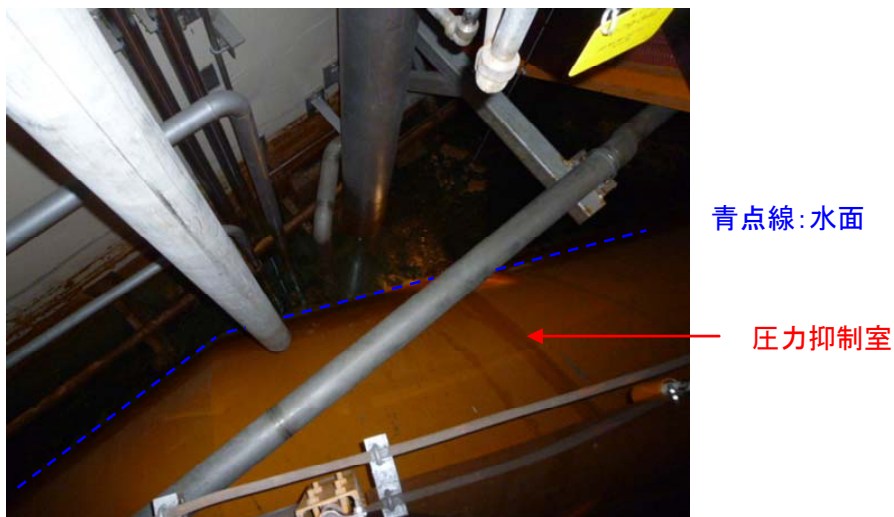
< 「外部水源からのスプレイ等によるPCV内の冷却」シナリオ >

- ・ 3月12日0時頃～3月14日12時頃の期間において、PCVを冷却する運転操作は実施していない。

また、解析のシナリオにおいてはトーラス室が浸水していることを仮定しているが、実際に浸水していたか否かに関する証言等の事実は現在のところ確認できていない。

ただし、津波後の早い段階でR C I C室、T/B地下階等が浸水していたことが確認されていること、水が各建屋間のケーブル貫通部等を通じて移動していることは、現在の滞留水の各建屋における水位等から判断できること等を考えると、R/Bの最下層にあるトーラス室が津波の影響により浸水していた可能性はあると考えられる。

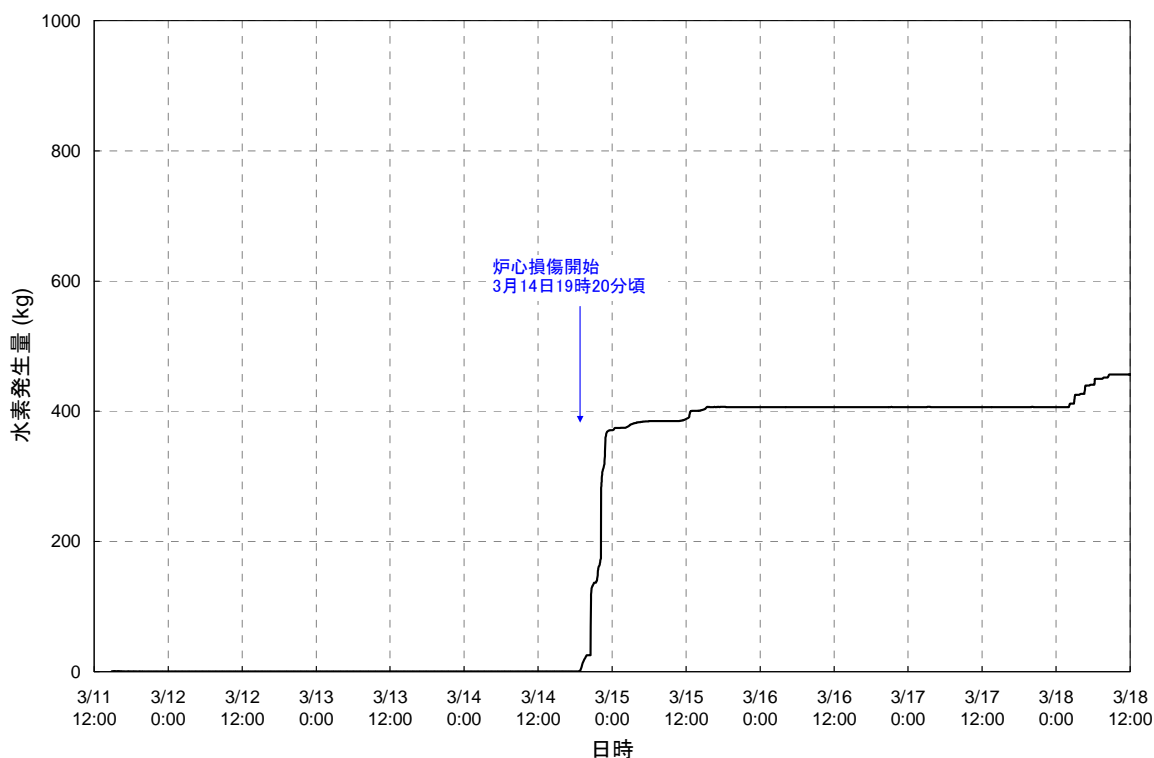
なお、2号機とほぼ同じ構造である4号機のトーラス室はS/C高さの半分程度水没していることが確認されており、4号機が定期検査中、2号機が運転中であったという状況の違いはあるものの、トーラス室への浸水については4号機と同様に2号機でも生じていた可能性はあると考えられる。



4号機トーラス室キャットウォークから真下を撮影

解析では、炉心損傷が開始する時刻（燃料最高温度の解析値が1200℃を超えた時刻）は、地震発生（3月11日14時46分）から約77時間後である。炉心損傷が始まるなど、燃料温度が上昇することに伴い、水-ジルコニウム反応により水素が発生している。

解析で算出された水素の発生量は約460kgとなっている。



2号機 水素発生量変化

MAAP解析では、2号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、RPV破損には至らないとの結果となった。ただし、2号機で実施した燃料域水位計への水張り作業の結果及びCS配管からの注水により、炉心部に残存していた露出燃料が冷却されたと推定される挙動が確認出来たことから、水位は非常に低い位置にあることが推定され、RPVは破損している可能性が高い。このような観測事実との乖離は、MAAPの持つ解析の不確かさが原因である。

以上のことから総合的に考えると、「別紙-3：福島第一原子力発電所1～3号機の炉心状態について（平成23年11月30日公表）^{※3}」にて取り纏めている通り、2号機の炉心は、事故後溶融した燃料のうち一部は元々の炉心部に残存し、一部はRPV下部プレナムまたはPCVペデスタルに落下している状態であると考えられる。

※3：事故収束に向けた作業により、RPVやPCVの圧力及び温度が低下し、原子炉の安定的な冷却が達成できる状況となり、温度データ等の蓄積、注水方法及び流量変更時のRPV温度の挙動の変化、また、PCV内ガスの採取及び分析の実施やR/B内の状況確認等から得られた情報を総合的に分析することにより、炉心の状態を推定した。

b. 実機の挙動に関する評価

2号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを添付資料-15-6に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-6中のグラフの着目点を示す。

- ・ R C I Cが津波後長時間機能したことから、3月14日朝まで原子炉水位は維持されている。なお、当該水位は燃料域水位計に仮設電源をつなぎ計測したものであるが、前に述べた通り原子炉圧力、D/W温度の補正等を考慮すると主蒸気管高さまで上昇していた可能性が考えられる。《A》
- ・ また、原子炉圧力は定格圧力より低い約6 MP a [gage] で推移している。これは、注水を行っていたR C I Cのポンプ駆動用タービンへの蒸気が主蒸気管に原子炉水が流入し、蒸気のみ状態よりエネルギーが高い二相流となったことにより、原子炉からS/Cへエネルギーが多く流出したことで、低い原子炉圧力の状態でエネルギーがバランスしたものと考えられる。《H》
- ・ その後、R C I Cの機能低下に伴って原子炉圧力は3月14日9時頃からS R V（安全弁機能）の作動圧まで上昇している。《B》
- ・ この間に、3月14日11時頃から原子炉水位は低下し、その後、S R VからS/Cに蒸気が逃げることで炉内の保有水量が減少し、T A Fを下回るに至っている。《B》、《C》
- ・ その後、S R Vを作動させて原子炉を減圧したが、低圧の注水が直ちに成功していないこと、また、原子炉の減圧に伴うS/Cへの蒸気流出によって生じる更なる保有水量の急減で、結果として冷却が一段と悪化したことから、炉心の損傷が始まり3月14日22時頃からC A M Sの測定値が急昇している。また、ほぼ同時期にD/W圧力が上昇し始め、水素発生が始まっていることを示唆している。《D》、《E》、《F》
- ・ 水位低下開始（3月14日11時頃）から、炉心損傷（3月14日19時頃）までの動きが比較的穏やかであるのは炉心の崩壊熱が減少しているためと考えられる。
- ・ なお、原子炉水位計は原子炉内の水頭と原子炉の外の基準水面の水頭の差圧から水位を計測するものであり、炉心損傷による温度上昇で基準水面側が蒸発して低下すると実際の水位と異なった値を示すが、2号機も1号機と同様、6月23日に水位計の水張り作業を行ったところ、燃料域内に水位がない可能性が示唆されており、実際に蒸発していた可能性が高い。したがって、炉心損傷後はM A A P解析結果の方が現実に近い挙動を模擬していることが考えられる。
- ・ 3月14日22時頃より、D/W圧力とS/C圧力が乖離しており、これらの圧力の値に関する信頼性が疑われていたところ、3月15日6時過ぎにS/C圧力が0 k P a [abs]（真空）を指示し、一方、D/W圧力は同日7時20分時点で730 k P a [abs] を維持していた。なお、圧力計はダイヤフラム式等のシンプルな構造で測定の信頼性は高いが、D/WとS/Cの圧力はほぼ同じ値になるものであり、S/Cの圧力計の故障の可能性が考えられる。
- ・ 次の測定である3月15日11時25分時点でのD/W圧力は155 k P a [abs] に低下しており、この間にP C V内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられ、正門付近のモニタリングカーでの線量率の測定値が大幅に上昇した。

【添付資料－15－6】

c. R C I Cの運転に関する考察

- ・ R C I Cタービンへ流入する蒸気が二相流となっている可能性について前述したが、一般にタービンへ流入する蒸気の状態が設計条件より多少悪化しても直ちに翼破損やブレーキにはならず、かつ、ドレン水（二相流の水）はS/C方向へ排出され、直ちにタービン内に蓄積されることはないと考えられる。
- ・ このことから、2号機では当該タービンが二相流により駆動され運転が継続された可能性が考えられる。
- ・ さらに原子炉水位が上昇し、主蒸気管（R C I Cの蒸気供給ライン）が水没、もしくはそれに近い状態となった場合には、R C I Cタービンへの蒸気供給が十分でなくなるため、タービンが減速し停止に至る可能性がある。
- ・ ただし、タービンは直ちに停止せず、減速に伴う注水量の減少により原子炉水位が低下してタービンへ蒸気が流入する状態に戻るなど、原子炉水位が主蒸気管高さ近傍で維持され、運転が継続された可能性も考えられる。
- ・ 以上より、R C I Cによる注水は、不確かさは残るものの、制御電源の喪失により制御されることなく運転が継続したことで駆動用タービンへ供給される蒸気が二相流となり、二相流による原子炉から持ち出されるエネルギーと崩壊熱がS R Vの作動がなくてもバランスした状態となっていたものと考えられる。

(3) 3号機のプラント挙動

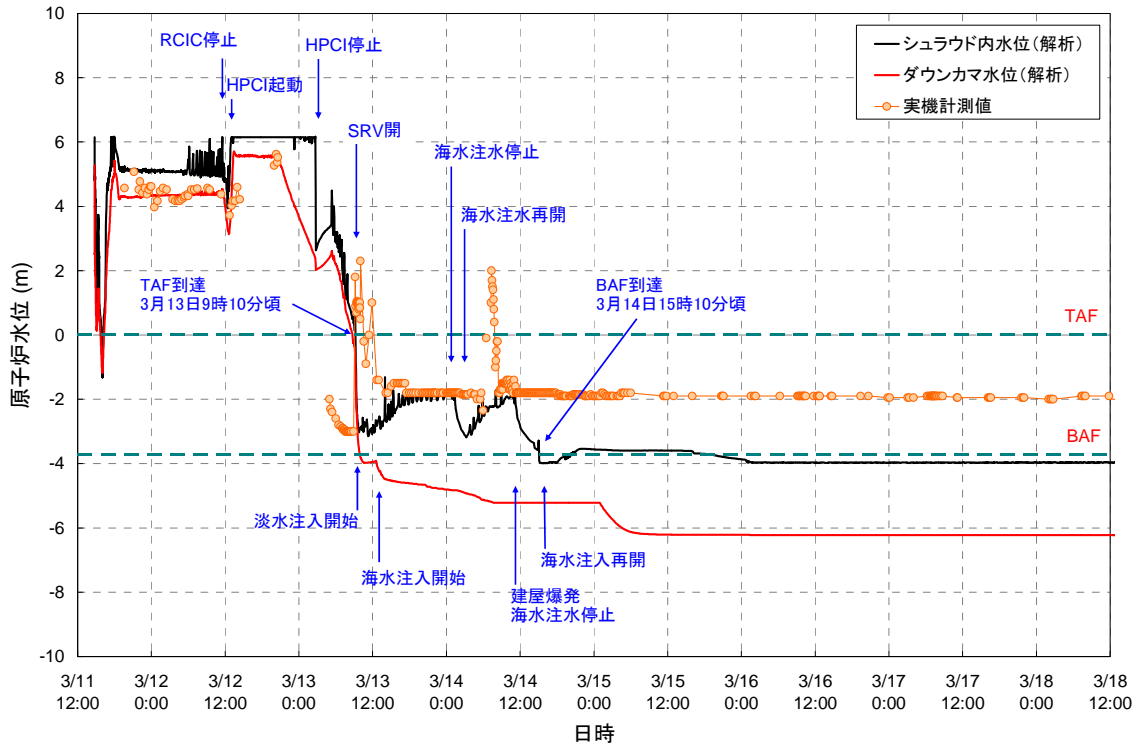
a. 解析による挙動の評価

MAAP解析による3号機の原子炉水位、原子炉圧力、P C V圧力、水素発生量などに関する解析値及び実機計測値（実際に計測された値）の事象進展の様子を以下に示す。

R C I C及びH P C Iの運転期間中、原子炉への注水に関して、原子炉水位の変動による起動と停止の繰り返しを回避するため、原子炉水位を確認しながら流量を調整していたことが確認できている。

このことから、これらの運転期間中においては、実際に測定された原子炉水位を模擬するよう、注水量を変化させた解析を行った。

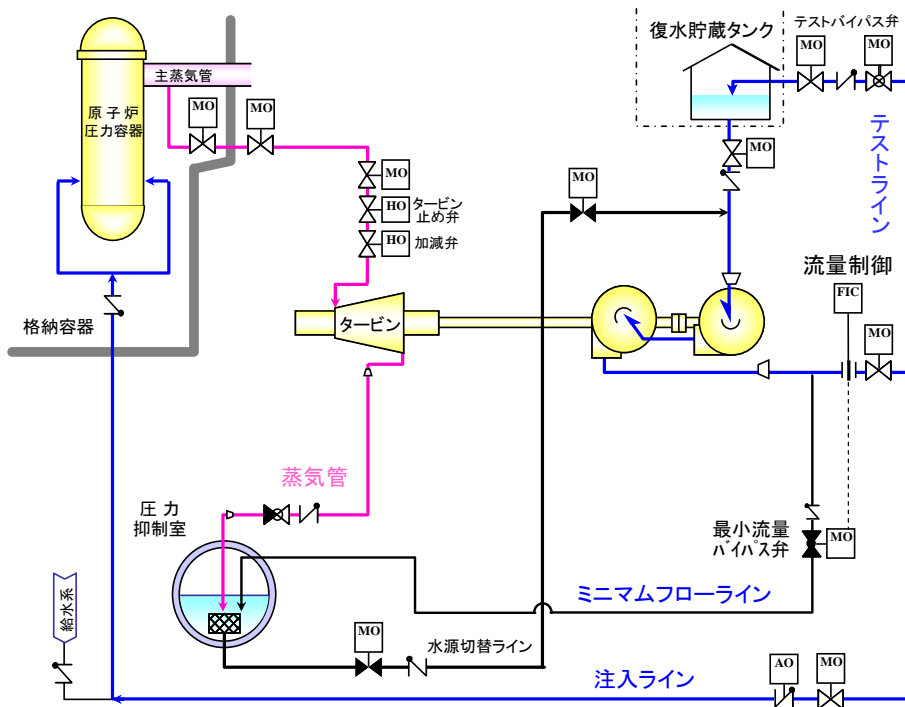
3月13日2時42分のH P C I停止に伴い、解析値、実機計測値ともに水位は低下している。解析によれば、原子炉水位がT A Fに到達する時刻は、地震発生（3月11日14時46分）から約42時間後であり、約72時間後にはB A Fに到達する。



3号機 原子炉水位変化

なお、原子炉水位を確認しながらの流量調整は、復水貯蔵タンクを水源としたテストラインを通じて復水貯蔵タンクへ戻す系統構成をした上で、流量制御装置の設定値変更やテストラインの弁の開度調整により行った。

以下にH P C I の系統概要図を示す。

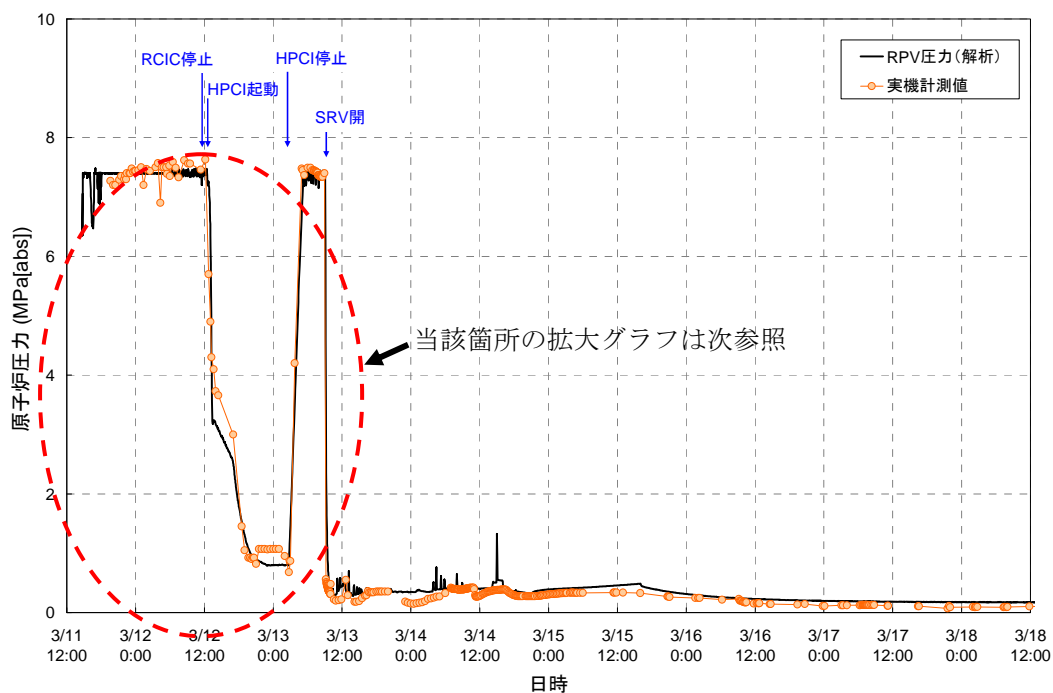


高圧注水系系統概略図

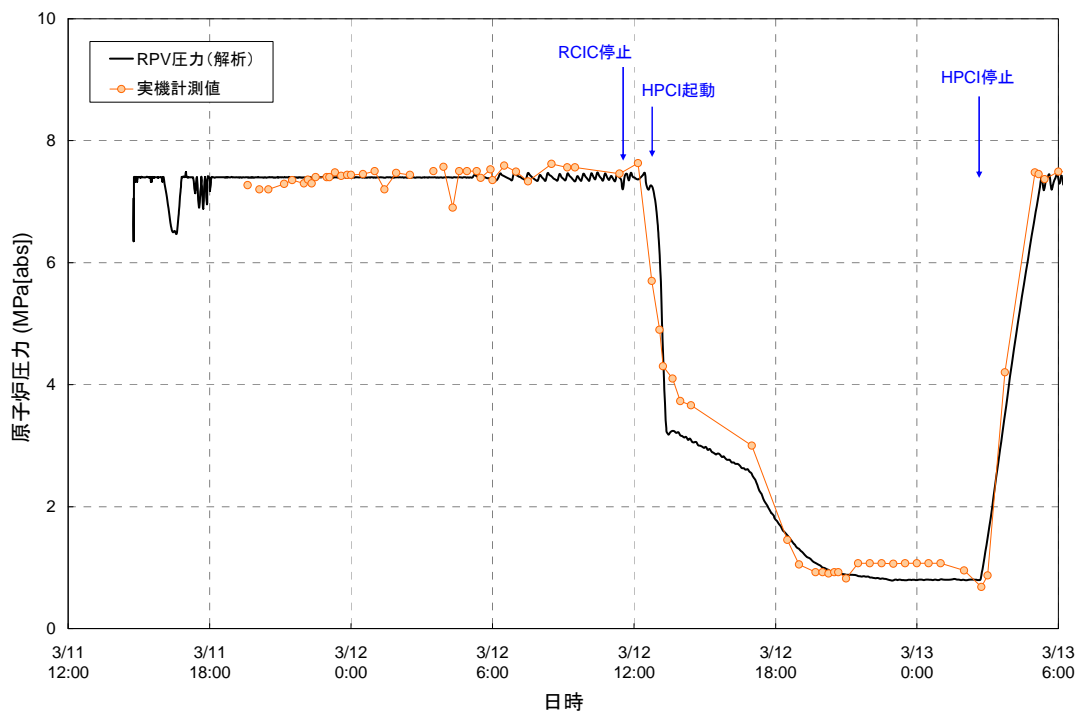
原子炉圧力は、RCICが運転している間はほぼ一定の圧力を保っているが、HPCIの起動により原子炉圧力が低下する。(いずれも原子炉の蒸気をタービン駆動用として使用するが、HPCIの方がRCICより容量が大きいことによる)

また、HPCIは上記の通り流量調整をしていることから、解析において、HPCI起動直後に注水量を多くし、水位が上昇した後は少なくするとの流量調整を実施すると、注水量低下直後はタービン流量の低下、蒸気発生量の増加によって、一時的に圧力低下速度が緩やかとなり、解析と実機計測値が整合する。

HPCIが停止した後はタービンによる蒸気の消費がなくなるため、原子炉圧力が上昇するが、3月13日9時頃に、解析値、実機計測値とも原子炉圧力は急速に低下している。



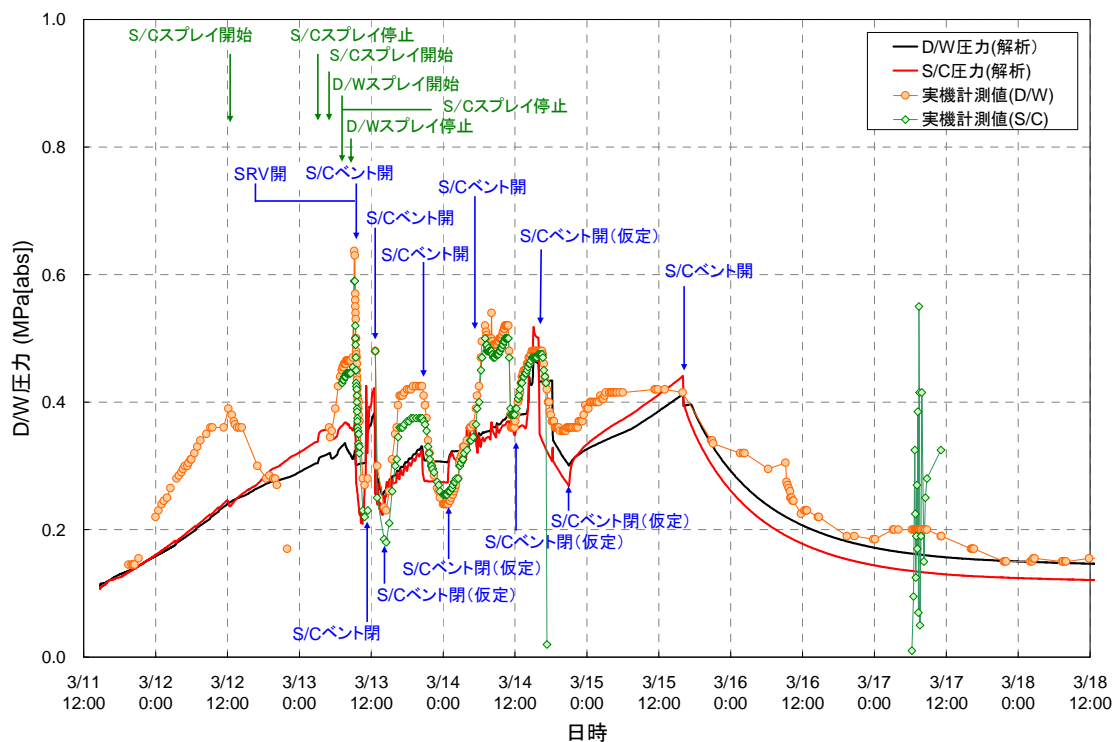
3号機 原子炉圧力変化



3号機 原子炉圧力変化 (RCIC、HPCI 運転期間を拡大)

次にPCV圧力に関する解析結果を示す。

3号機のPCV圧力の実測値は、3月12日12時頃まで上昇を続け、その後同日22時頃にかけて低下する推移を示しているが、解析の結果と比較すると、3月12日12時頃までの期間においては、実測値の方が最大で150kPa程度高い推移を示し、その後の同日22時頃までの実測値の低下傾向を解析では再現できていない。

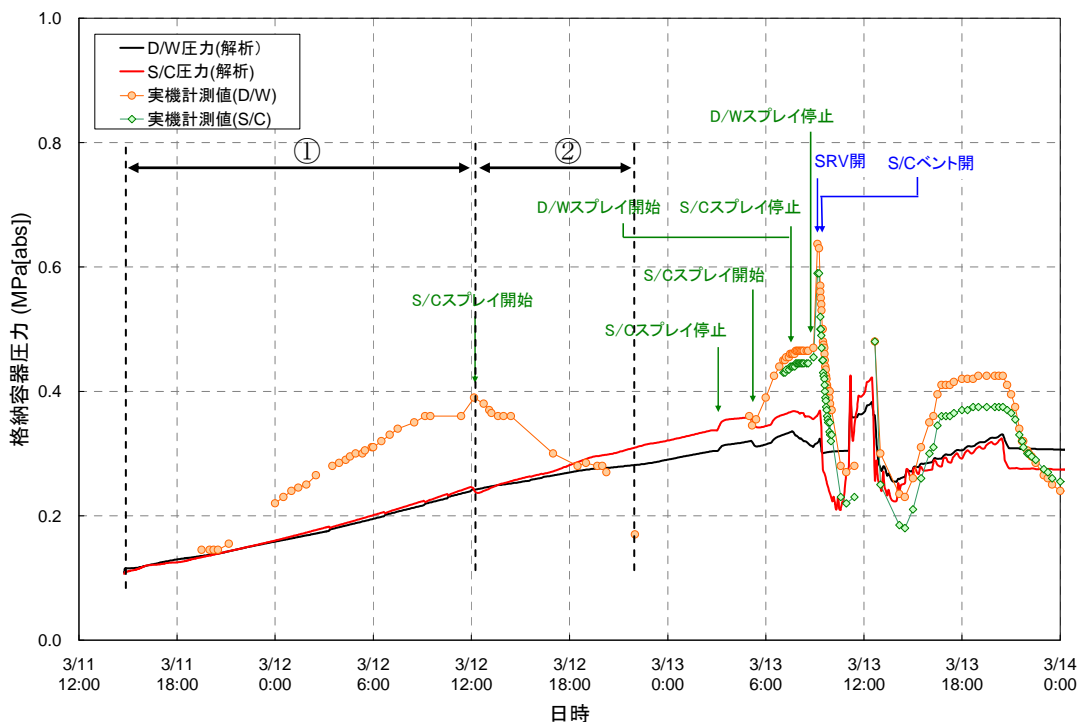


3号機 格納容器圧力変化

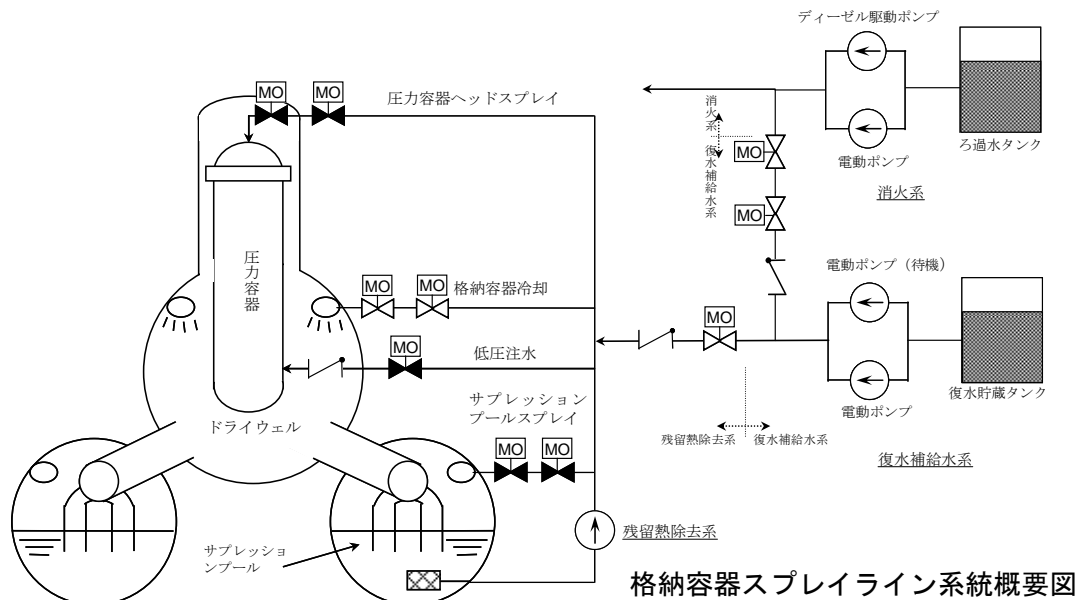
上述した再現できていない①地震発生から3月12日12時10分までの期間（実測値のPCV圧力が上昇している期間）と、②3月12日12時10分～同日22時00分までの期間（実測値のPCV圧力が低下している期間）の2つに分けて検討を実施した。

なお、PCVの冷却の操作に関する解析上の仮定は以下の通りである。

日付	時刻	事象
3/12	12:06	D/D-FPによるS/Cスプレイ開始
3/13	3:05	D/D-FPによるS/Cスプレイ停止
	5:08	D/D-FPによるS/Cスプレイ開始
	7:39	D/D-FPによるD/Wスプレイ開始
	7:43	D/D-FPによるS/Cスプレイ停止
	8:40～9:10	D/D-FPによるD/Wスプレイ停止



3号機 格納容器圧力変化（初期の期間を拡大）



格納容器スプレイライン系統概要図

<①の期間に関する考察>

この期間のPCV圧力の上昇は、主に、SRVの動作及びRCICの排気蒸気によるものと考えられる。両者ともに、S/Cのプール水において蒸気凝縮することから、PCVの圧力上昇は抑制される。そこで、S/Cではなく、D/Wに直接エネルギーが移行する経路を想定すると、PCV圧力の上昇を再現することが可能であると考えられる。なお、地震後のプラントパラメータから、RPVバウンダリは健全であると考えられることから、バウンダリの損傷以外のメカニズムについて検討した。

メカニズムの1つとして、PLRポンプメカシールからの炉水の漏えいが考えられる。通常、PLRポンプメカシールでは、CRDポンプから供給されるシール水により炉水をシールし、シール水の一部がPLRポンプ主軸部からD/W機器ドレンサンプに滴下する構造（この滴下量を以下、「コントロールブリードオフ流量」という。）となっているが、外部電源喪失時にはCRDポンプからのシール水の供給が失われるため、高温の炉水がPLRポンプ主軸部からD/W機器ドレンサンプに滴下していたものと考えられる。

そこで、メカシールからの漏えい量をコントロールブリードオフ流量と同じ約31/min/pumpを仮定して解析を実施したが、実機計測値の圧力上昇を再現するには至らず、崩壊熱をより現実近づけるために値を見直した結果、PCV圧力の解析値は①の期間で低下し、実測値より最大で150kPa程度低い値を示すこととなった。

その他の可能性として、RCIC運転期間においては、RCICタービンの排気蒸気により排出管近傍におけるS/Cのプール水温が上昇し、高温水が水面近傍を周方向に拡がることでプール上部が高温になり、温度成層化が発生した結果として①の区間でPCV圧力が上昇した可能性が考えられる。

今回の解析では、S/Cのプール水は全体が平均温度となるモデルを使用しているため、成層化を扱っていないが、仮にこれが原因であるとすれば、今回の解析で①の区間におけるPCV圧力の再現性が悪いことと整合する。

<②の期間に関する考察>

3月12日12時06分からS/Cスプレイを実施しており、②の期間におけるPCV圧力の低下挙動に影響を与えたものと考えられる。今回の解析はこの操作をもとに実施したものであるが、得られた結果をみると、②の期間でPCV圧力の上昇を抑制する効果はあるものの、PCV圧力を低下させるには至っていない。

RCIC、HPCIの運転中は水位が保たれ、燃料の除熱ができている状態であるため、RPV圧力、PCV圧力は、津波により海水系のヒートシンクを喪失してからの崩壊熱の積分量が、原子炉水、構造物、D/W、S/Cの気相、水相のそれぞれにどのように配分されたかによって決定される。したがって、現在の解析ではHPCI運転時の水位等を実測値との相違が存在しているため、その配分が現実と異なっている可能性があり、その結果としてPCV圧力を過大に評価している可能性がある。

なお、②の期間も①の期間と同様、PLRポンプメカシールからの漏えいが発生していると考えられるが、HPCIの運転の影響により原子炉圧力が大きく低下していることから、漏えい水量は減少しており、かつ漏えい水のエンタルピーも減少していると考えられる。従って、メカシールからの漏えい水によるPCV圧力の上昇については、①の期間よりも寄与が小さいものと考えられる。

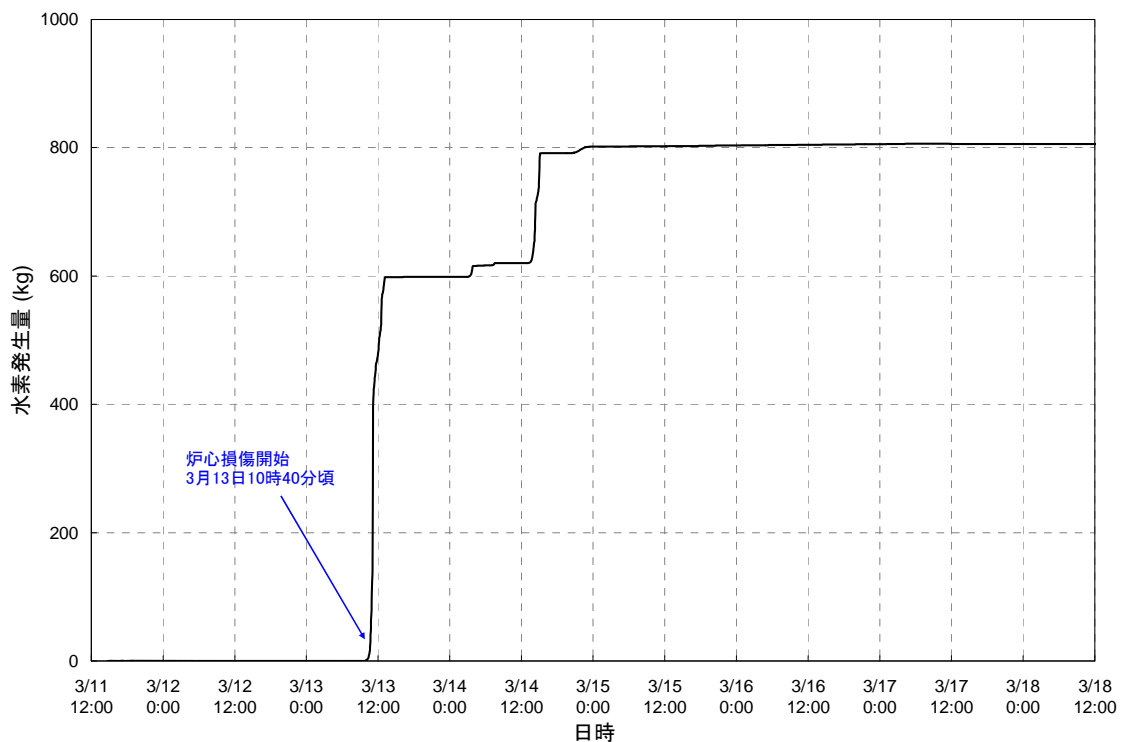
一方、①の期間と同様に、温度成層化が発生した可能性を考えた場合、S/Cスプレイを実施するとプール表層部が優先的に冷やされることから、スプレイ実施時（HPCIへの切替時とほぼ同時）のPCV圧力の低下を説明できる可能性がある。

S/Cスプレイ実施以降の解析値と実機計測値が概ね一致する結果となっていることから、温度成層化の発生の可能性を裏付けるものと考えられる。

次に水素発生量に関する解析結果を示す。

炉心損傷が開始する時刻（燃料最高温度の解析値が1200℃を超えた時刻）は、地震発生（3月11日14時46分）から約44時間後である。解析では、炉心損傷が始まるなど、燃料温度が上昇することに伴い、水-ジルコニウム反応により水素が発生している。

3月14日11時01分にR/Bで水素爆発が発生している。解析で算出された水素の発生量は地震発生後約1週間までに約810kgとなっている。



3号機 水素発生量変化

MAAP解析では、3号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、RPV破損には至らないとの結果となった。ただし、CS配管からの注水により、炉心部に残存していた露出燃料が冷却されたと推定される挙動が確認出来たことから、水位は非常に低い位置にあることが推定され、RPVは破損している可能性が高い。このような観測事実との乖離は、MAAPの持つ解析の不確かさが原因である。

以上のことから総合的に考えると、「別紙-3：福島第一原子力発電所1～3号機の炉心状態について（平成23年11月30日公表）^{※1}」にて取り纏めている通り、3号機の炉心は、事故後溶融した燃料のうち一部は元々の炉心部に残存し、一部はRPV下部プレナムまたはPCVペデスタルに落下している状態であると考えられる。

※1：事故収束に向けた作業により、RPVやPCVの圧力及び温度が低下し、原子炉の安定的な冷却が達成できる状況となり、温度データ等の蓄積、注水方法及び流量変更時のRPV温度の挙動の変化、また、PCV内ガスの採取及び分析の実施やR/B内の状況確認等から得られた情報を総合的に分析することにより、炉心の状態を推定した。

b. 実機の挙動に関する評価

3号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを添付資料-15-7に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-7中のグラフの着目点を示す。

- ・ 事象初期において、1号機、2号機の場合と異なり直流電源が機能していたことから原子炉水位（広帯域）が計測可能な状態であった（添付資料-15-7の広帯域の原子炉水位計測値はTAFを基準（0mm）として換算表記している）。3月12日20時過ぎに電源が枯渇して計測が途絶えたが、3月13日に電源を仮復旧し計測（広帯域及び燃料域水位計）を再開している。
- ・ 原子炉水位は、RCICが3月12日11時30分頃まで作動したこと、RCICトリップ後に原子炉水位低（L-2）でHPCIが自動起動したことによって、揺らぎはあるもののTAFに対して十分な余裕を維持している。《A》
- ・ 原子炉圧力に関しては、HPCIの作動によって蒸気の消費量が増大したことにより低下しており、その後、3月13日2時42分のHPCI停止によりおよそ2時間でSRVの作動圧まで増加している。《B》
- ・ HPCIが停止する直近の原子炉水位は電源が無く不明である。また、電源の仮復旧後は広帯域水位計、燃料域水位計（A）及び（B）がそれぞれ異なった値を示しておりこれ以後の水位の判定は難しい。この時期の原子炉水位は事故解析結果の方が現実に近い挙動を模擬していることが考えられる。《C》、《D》
- ・ 3月13日9時過ぎにSRVを作動させて原子炉を減圧したが、HPCIの停止後に低圧注水への切替えが直ちに成功していないことから、結果として燃料の冷却が悪化し、炉心損傷が始まったものと考えられる。また、原子炉の減圧に伴うS/Cへの蒸気流出によって生じる保有水量の急減で、結果として燃料の冷却が一段と悪化したことも考えられる。同時期に、D/W圧力が上昇しており炉心損傷による水素発生が始まっていることを示唆している。《E》

- ・ なお、H P C I 停止によって注水が停止したと仮定したM A A P による解析結果では、およそ3月13日9時頃にT A F へ到達、同日10時40分頃に炉心損傷開始との解析結果であり、D / W 圧力の測定値が同日9時頃に急増して炉心損傷開始を示唆していることと概ね整合した結果を得ている。
- ・ 3月13日9時頃にS / C からのベントを実施して以後、複数回の当該ベントを実施しており、正門付近のモニタリングカーの指示が一時的に上昇したものの、バックグラウンドレベルに大きな上昇は見られていない。
- ・ その後、3月14日11時01分にR / B が爆発したが、これは、炉心損傷に伴い発生した水素がR / B に蓄積し、何らかの理由で着火したことによるものと考えられる。

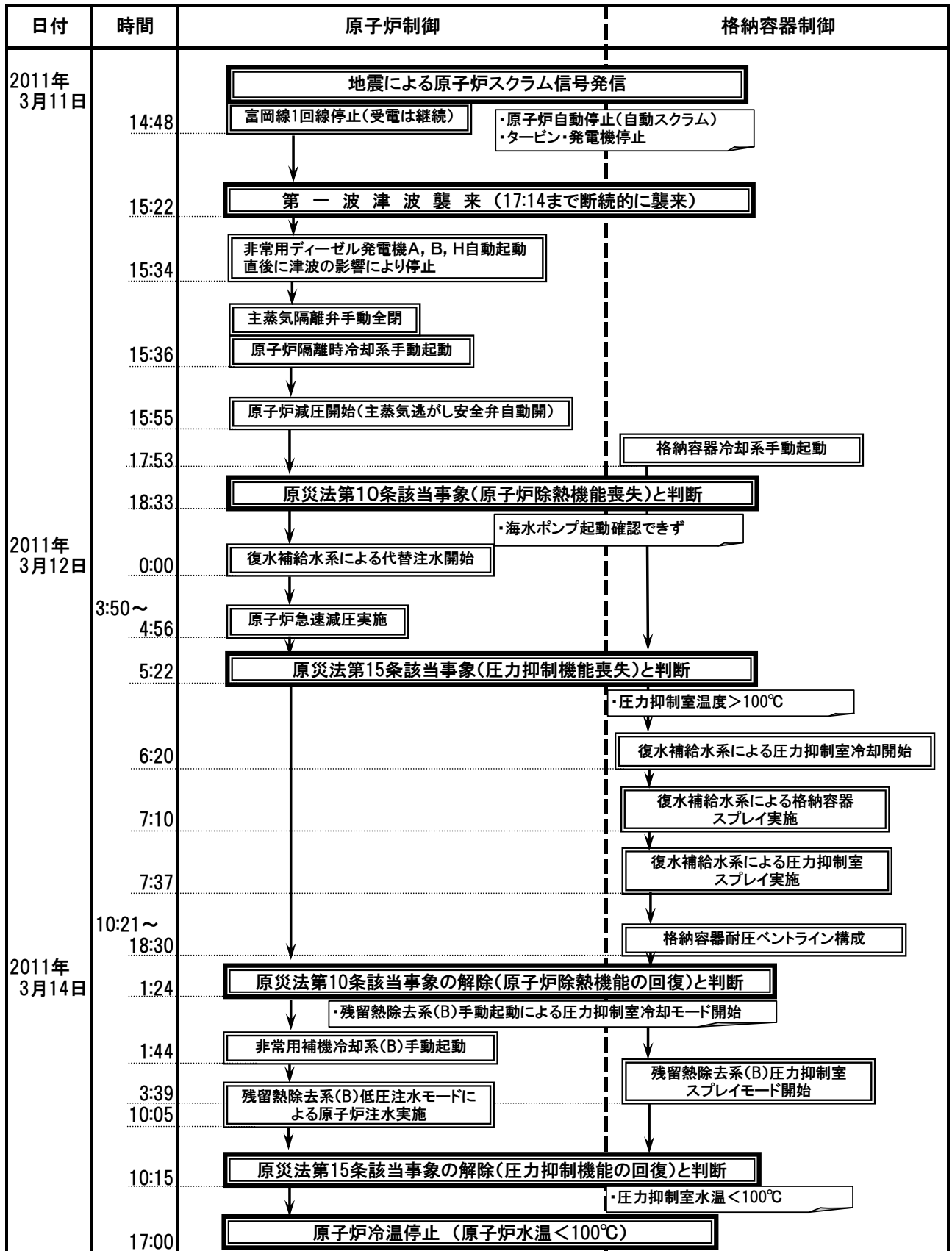
【添付資料－15－7】

(4) 福島第二原子力発電所1号機のプラント挙動

a. 地震後の対応状況

(a) 主な事故対応の流れ

- ・ 福島第二原子力発電所1号機は、定格熱出力一定運転中のところ、3月11日14時46分に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、同日14時48分、スクラム動作し制御棒がすべて挿入され、原子炉が自動停止した。
- ・ 原子炉自動停止直後に全制御棒全挿入及び原子炉の未臨界を確認し、原子炉の冷温停止及びS F P の冷却に必要な設備は、健全で安定した状態であることを確認した。
- ・ しかし、当該地震後の津波（3月11日15時22分、第一波到達目視確認）により、原子炉の冷温停止及び使用済燃料の冷却に必要な設備が被水するなどし、使用不能となった。これにより原子炉の除熱ができなくなったことから、同日18時33分、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）と判断した。
- ・ また、原子炉の除熱機能の喪失によりS / C の冷却ができなくなり、徐々にS / C 水温が上昇し100℃以上となったことから、3月12日5時22分、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）と判断した。
- ・ 原子炉の冷温停止及びS F P の冷却に必要な設備の一部を使用可能な状態とするため、被水した設備の点検及び補修を行うとともに、仮設電源による電源供給を実施した。原子炉の除熱機能を復旧したことにより、3月14日1時24分、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）の状態から回復したと判断した。
その後、S / C の冷却を行うことによりS / C の水温が100℃未満となったことから、同日10時15分、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したものと判断した。
- ・ これ以降、R H R 1 系統により原子炉の除熱を継続し、3月14日17時00分に原子炉水温100℃未満の冷温停止状態にするとともに、S F P についても継続的に冷却を行い、現在においてプラントは安定な状態を維持している。



福島第二発電所1号機 地震後の事故進展の流れ

(b) 注水に関する対応状況

- 地震発生以降、3月11日15時36分に津波の影響により循環水ポンプが停止し、復水器で原子炉内の蒸気を水に戻すことができなくなることに備え、MSIVを手動全閉とし、SRVにて原子炉の圧力制御を行うとともに、原子炉隔離時（MSIV閉時）の操作手順書に従い、RCICを同日15時36分に手動起動し、原子炉へ注水を行った。（以降、RCICの「原子炉水位高(L-8)」に伴う自動停止と手動起動を繰り返し、原子炉水位を調整）
- 津波によるR/B付属棟の浸水により、非常用電源が使用不能となったことから、LPCS、RHR(A)及びHPCSポンプが起動できない状態となった。
- また、海水熱交換器建屋が浸水したこと、運転/停止表示ランプなどから、すべての非常用機器冷却系のポンプが起動できない状態（一部モータ及び非常用電源被水のため使用不能によるものと後日現場にて確認）と判断した。このため、すべての非常用炉心冷却系ポンプが起動不可能な状態となり、原子炉から残留熱を除去する機能が喪失したことから、3月11日18時33分、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）と判断した。
- 原子炉への注水は、当初、RCICにて行っていたが、3月12日0時00分よりAM策として導入したMUWCによる代替注水と併用し行った。
- 3月12日3時50分、原子炉圧力とS/Cの水温の関係から熱容量制限における運転禁止範囲に入ったため、原子炉圧力の急速減圧を開始した。
- RCICについては、急速減圧に伴うRCICタービン駆動用蒸気圧力低下のため3月12日4時58分に手動停止し、これ以降はMUWCによる代替注水により原子炉の水位を調整した。
- 3月12日5時22分にS/Cの水温が100℃以上となったことから、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）と判断した。なお、S/Cの水温は最大で約130℃（3月13日11時30分）まで上昇した。
- S/Cの冷却のために、3月12日6時20分より可燃性ガス濃度制御系の冷却器からS/Cへの冷却水排水ラインを利用して、冷却水（MUWC）をS/Cへ注水するとともに、MUWCによる原子炉への代替注水を同日7時10分よりD/Wスプレイ、同日7時37分よりS/Cへのスプレイに適宜切替え、PCVの代替冷却を実施した。
- S/Cへの冷却と並行して、残留熱除去機器冷却系（以下、「RHRC」という。）ポンプ(D)、RHR Sポンプ(B)及びD/G設備冷却系ポンプ(B)の点検及び補修(RHRCポンプ(D)及びD/G設備冷却系ポンプ(B)については、モータを交換)を実施した。
- また、海水熱交換器建屋が浸水し非常用電源が被水したため、所外から緊急手配した高圧電源車や仮設ケーブルを使用し、外部電源系から受電されている放射性廃棄物処理建屋の電源からの仮設ケーブル敷設及び受電や、高圧電源車からの受電によりRHRCポンプ(D)、RHR Sポンプ(B)及びD/G設備冷却系ポンプ(B)を起動可能な状態に復旧し、3月13日20時17分より順次起動した。
- 3月14日1時24分にRHR(B)を起動したことにより、発電所長は原災法第10条該当事象（原子炉除熱機能喪失）の状態から回復したものと判断した。
- また、RHR(B)にてS/Cの冷却を実施した結果、徐々にS/C水温が低下

し、3月14日10時15分にS/Cの水温が100℃未満となったことから、発電所長は原災法第15条該当事象（圧力抑制機能喪失）の状態から回復したものと判断した。

- ・ さらに、S/Cの冷却に加え原子炉水を早期に冷却するため、あらかじめ定められた操作手順書を参考に実施手順書を作成し、3月14日10時05分よりRHR(B)にて低圧注水ラインよりS/Cの水を原子炉へ注水を開始するとともに、SRVを経由してS/Cへ原子炉水を流入させ、S/Cの水をRHR熱交換器(B)で冷却して再度低圧注水ラインより原子炉に注水する循環ライン(S/C→RHR(B)→RHR熱交換器(B)→低圧注水ライン→原子炉→SRV→S/C)による冷却を応急的に実施した。これにより、同日17時00分には原子炉水温度が100℃未満となり冷温停止となったことを確認した。

(c) ベントに関する対応状況

- ・ 3月11日14時48分、原子炉が自動停止した際に発生した「原子炉水位低(L-3)」に伴い、RCIC及びSGTSは正常に動作し、PCVの隔離及びR/Bの負圧維持が行われた。
- ・ 排気筒放射線モニタやMPの値に異常な変化はなく、外部への放射能の影響がないことを確認した。
- ・ その後、PCV圧力が上昇傾向にあり、原子炉除熱機能の復旧に時間がかかることを想定し、3月12日10時21分～同日18時30分にかけて、PCV耐圧ベントのためのライン構成(S/C側の出口弁開操作のワンアクションを残した状態)を実施した。
- ・ なお、PCV圧力は最大で約282 kPa [gage] (S/C側)まで上昇したが、PCV最高使用圧力310 kPa [gage]には達しなかった。

b. 実機の挙動に関する評価

福島第二原子力発電所1号機の事故発生時の原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力等のプラントパラメータのトレンドを、添付資料-15-8に示す。プラントの挙動の特徴として以下のポイントがあげられる。なお、《A》等の記号は、添付資料-15-8中のグラフのプラントデータ推移を示す。

- ・ 津波後、RCICによって原子炉水位が維持されている。《A》
- ・ その状態でSRVによって、原子炉圧力を徐々に低下させ並行して低圧の注水系であるMUWCを起動して待機させている。《B》
- ・ SRVによって原子炉圧力を徐々に低下させることでMUWCが注水可能な圧力まで低下させ、MUWCによって原子炉水位維持ができる状態にして、RCICを停止させている。《C》
- ・ この結果、原子炉水位は、通常水位付近を維持しており、シームレスに低圧系の注水に切り替えを行うことができている。《A》
- ・ D/W圧力は、非常用海水系による除熱機能を喪失しているため徐々に上昇しており、3日目にはD/Wの設計圧力に到達している。《D》

- ・ 3日目には非常用海水系の復旧がなされたため、D/W圧力は減少に転じている。《E》
- ・ 仮に非常用海水系の復旧が更に延びた場合には、PCVベント操作によってPCV圧力を下げることになるが、その準備は既に整えてあった。

【添付資料－15－8】

(5) プラント挙動に関するまとめ

a. 1号機のプラント挙動に関するまとめ

- ・ ICは、津波に起因する電源喪失によってICの自動隔離インターロックが作動し、その機能を喪失した。その後、短時間で原子炉水位が低下、燃料が露出(TAFへ到達)して炉心損傷に至った。この間、電源喪失によりプラント状態の把握は困難な状況であった。
- ・ IC(A系)の弁操作を3月11日18時18分、同日21時30分を実施しているが、解析結果より同日18時18分以降のICの運転継続の有無に関わらず結果的には炉心は損傷するに至ったものと評価される。
- ・ 一方、3月11日21時過ぎに仮設の電源により水位計を仮復旧したところ、原子炉水位がTAFを上回っているとの指示が得られたが、その時点ではこれが誤指示であることを総合的に判断するに足る情報が得られてない。発電所対策本部及び本店対策本部では、この時点ではICが停止していたとの認識に至ることがなかった。3月11日23時頃にR/B二重扉前での放射線量の上昇、3月12日0時頃に初めて得られたD/W圧力の測定値が異常に高いことから、炉心損傷の可能性が認識された。
- ・ 3月12日3時頃、原子炉の減圧操作を実施していないにもかかわらず原子炉圧力が減少しているが、これは炉心の損傷を起因として原子炉冷却材圧力バウンダリに損傷を生じた可能性を示しており、短時間で炉心の損傷が相当程度進展していたことを示唆している。
- ・ なお、事後のMAAPによる解析結果によれば、地震後、TAF到達まで3時間程度、炉心損傷開始まで4時間程度であり急速に炉心損傷まで進展するが、これは得られた実事象の動きと整合している。
- ・ さらに、炉心損傷に伴い発生する水素がPCV内で完全には保持されず、R/Bに漏えいし、R/Bの爆発の原因となったと推定される。

b. 2号機のプラント挙動に関するまとめ

- ・ 2号機は、RCICが比較的長時間機能していたため、炉心の崩壊熱は停止直後より小さくなっていたものの、高圧系(RCIC)の機能停止とともに原子炉水位の低下が始まった。
- ・ RCICが停止した1時間20分程度後に消防車のポンプは起動しており低圧注水の用意は整っていたが、原子炉の減圧操作においてSRVが直ちに動作しなかった。また、SRVが動作し原子炉の減圧が行えた時点で低圧注水が直ちに機能しなかったこと、また、原子炉の減圧に伴うS/Cへの蒸気流出によって生じる保有水量の急減で、結果として燃料の冷却が一段と悪化したことから炉心損傷を生じたも

のと考えられる。

- ・ なお、MAAPを用いて解析を行ったところ、RCICの機能低下に伴う原子炉水位低下により、炉心損傷が開始するという結果が得られている。
 - ・ この進展パターンは次に述べる3号機も同様である。また、3月15日7時過ぎから同日11時頃までの間に、PCV内のガスが放出され、バックグラウンドレベルの上昇につながっている。
- c. 3号機のプラント挙動に関するまとめ
- ・ 3号機は、D/D-FPを起動して低圧注水の用意を整えていたが、原子炉圧力が注入圧力を上回り、高圧系（HPCI）の停止後に低圧の注水への切替えが直ちに成功していないことから、結果として燃料の冷却が悪化し、炉心の損傷に至った。
 - ・ なお、S/Cからのベントを実施して以後、複数回の当該ベントを実施しており、正門付近のモニタリングカーの指示が一時的に上昇したが、バックグラウンドレベルに大きな上昇は見られていない。
 - ・ さらに、炉心損傷に伴い発生する水素がPCV内で完全には保持されず、R/Bに漏えいし、R/Bの爆発の原因となったと考えられる。
- d. 福島第二原子力発電所のプラント挙動に関するまとめ
- ・ 福島第二原子力発電所1号機は炉心の健全性を維持でき冷温停止に成功しているが、福島第二原子力発電所1号機の場合は、高圧注水（RCIC）が機能している間に低圧注水（MUWC）の運転を開始した。
 - ・ その後、高圧注水によって水位を維持しつつ、減圧操作を徐々に行って低圧注水が可能なる圧力まで原子炉圧力を減圧し、低圧注水系からの注水を開始した。この間、原子炉水位を維持しつつ、シームレスに注水機能の切替えを行うことができている。
 - ・ その後、残留熱除去海水系の電源復旧等により最終的な除熱先を確保し、冷温停止に至った。
 - ・ なお、福島第二原子力発電所2号機及び4号機の場合も基本的に同じ進め方で冷温停止に成功している。福島第二原子力発電所3号機は非常用海水系が1系統残ったため、通常の手順で冷温停止に至っている。
 - ・ 以上、福島第二原子力発電所では、これまでに整備してきたAM策を有効に機能させることができプラントの安定化、冷温停止に至った。

(6) プラント挙動からの課題

炉心損傷に至った1～3号機及び冷温停止に成功した福島第二原子力発電所1号機のプラント挙動から事象進展を整理すると以下のような特徴が明確であることから、炉心の冷却、損傷防止を確実に達成していくためには、これらの課題に取り組むことが重要と考える。

①速やかに高圧注水設備による注水手段を確保すること

原子炉停止後の早期に高圧系の冷却及び注水機能が喪失すると原子炉水位は急速に低下する。冷却及び注水機能の喪失が原子炉停止後数時間以内の場合には、機能喪失後2時間程度でTAFに至る。高圧系の冷却及び注水手段を喪失した後の事

象進展は非常に早い。

高圧注水手段は事故発生後直ちに機能する必要がある、本設設備で対応できることが重要となる。

②高圧注水機能を喪失する前に減圧手段を確保すること

③減圧段階では、安定した低圧の注水手段が確保できていること

高圧系が作動している間のD/W圧力は緩やかに上昇するが、炉心の損傷が開始すると水素が発生することから、D/W圧力の上昇は急速になる。2号機ではCAMSの測定によって炉心損傷が開始した時点を特定できるが、D/W圧力の急上昇の開始と整合している。また、原子炉圧力の減圧が行われた後にD/W圧力の急上昇が開始している。これは、減圧沸騰によって炉内の保有水量が急減するために、炉心の冷却が一段と悪化し、炉心損傷に至ったと考えられる。

したがって、原子炉圧力の減圧までに信頼できる低圧系を準備し、減圧による水位低下と注水量のバランスをとりながら低圧系へスムーズに切替えることが重要となる。

また、この際、SRVによる減圧操作の操作性確保も重要である。

④確実なPCVベント手段（熱の 대기放出による除熱）を確保すること

福島第二原子力発電所1号機では、結果的に実施することはなかったが、D/W圧力が高くなった場合に低圧注水とベント操作でPCVから除熱（フィード・アンド・ブリード）が可能な状態にあった。このような対応が、悪条件下でも実現できることが重要である。

⑤海水による冷却機能の復旧手段を確保すること

先にも述べたが、福島第二原子力発電所1号機では高圧注水（RCIC）が機能している間に低圧注水（MUWC）の運転を開始し、高圧注水によって水位を維持しつつ、減圧操作を徐々に行って低圧注水が可能な圧力まで原子炉圧力を下げ、シームレスに注水機能の切替えを行うことができている。また、低圧の注水手段を確保して注水を維持している間に非常用海水系による除熱機能を復旧している。

⑥①～⑤の操作及び状態監視に必要な計測ができる手段を確保すること

①～⑤の操作を的確に実施するためには、プラントの状態を正確に把握することが重要である。1号機の場合、重大な状態変化の進行中に監視装置が機能喪失している。3号機においてもHPCIの停止前の数時間直流電源の枯渇によって原子炉水位の監視ができていない。プラント状態の把握のみならず、注水系の切替え操作においても監視機能は重要である。

したがって、原子炉水位等の計測機能の確保が重要である。

15.2 設備・機能上の課題

(1) 機能喪失の状況及び設備・機能上の課題

これまでに示した福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における地震及び津波による設備被害の状況（被害の詳細は5章、6章に記述）や地震以降の事故進展の過程（1～6号機の経緯は7章～12章に記述）、水素爆発の状況（評価の詳細は14章に記述）から、以下の進展ステップ毎に設備が機能喪失した状況を整理し、設備・機能上の課題を抽出する。

- ①地震後の冷却の維持
- ②津波後の高圧注水（冷却）の維持
- ③原子炉減圧による低圧注水系への切り替え
- ④非常用海水系による崩壊熱の除熱
- ⑤ベントによるPCVの除熱
- ⑥水素爆発の防止
- ⑦監視機能の維持

【添付資料－15－9、10】

①地震後の冷却の維持

福島第一原子力発電所は、地震直後に外部電源が喪失しているが、全号機ともD/Gによって電源供給が確保されている。また、福島第二原子力発電所の全号機とも外部電源が確保されている。したがって、福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所のどちらについても、地震後の交流電源は津波襲来までは確保されており、炉心の冷却機能は維持されている。この段階においては、炉心損傷につながる要因は生じていない。

②津波後の高圧注水（冷却）の維持

1号機は、津波直後にICの機能を喪失し短時間で炉心損傷に至ったと考えられる。ICは運転中に動的機器を必要としない設備であるため、故障停止の確率が小さい信頼度の高い設備であるが、直流電源の喪失によって機能が十分に発揮できない状態となった。また、バックアップのために高圧の注水手段であるHPCIを起動することができなかった原因も直流電源の喪失である。直流電源が喪失した原因は津波の浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

2号機は、津波襲来前に起動したRCICが運転を継続したため高圧状態での注水が維持できている。しかし、直流電源は喪失しており、HPCIによるバックアップはできない状態であった。直流電源が喪失した原因は津波の浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

3号機は、RCICが機能し高圧注水が維持された。直流電源が残存していたことから、RCICが機能喪失したことによる水位低下を検出して、HPCIがバックアップで起動し注水が継続された。ただし、HPCIが停止した以降、直流電源が枯渇し、RCICやHPCIを再度起動させることはできなかった。直流電源が

枯渇した原因は、バッテリーを充電するための交流電源が喪失していたためであり、交流電源が喪失した原因は、津波の浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

以上、IC、RCIC、HPCIといった交流電源を必要としない高圧注水（冷却）機能の維持のためには、直流電源が必要であり、その確保が重要である。

なお、1号機のICが、津波の影響で直流電源を喪失し隔離された事例については、結果として今回冷却機能を失うこととなったことから、在り方を整理・検討し、より柔軟な運用が可能か慎重に検討をする必要があるものとする。

③原子炉減圧による低圧注水系への切り替え

2号機は、高圧注水手段を喪失した時点において、原子炉を減圧し低圧の注水手段に切替える必要があった。しかしながら、本設の低圧系の注水設備は交流電源の喪失によって運転することができず、大型機器で冷却のために非常用海水系を必要とするものも、容易に使用できる状況ではなかった。さらに、単独での運転が可能な小型のMUWCポンプなども交流電源の喪失や当該設備の被水によって使用することができなかった。交流電源を喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

また、SRVによる減圧操作が滞り、タイムリーな原子炉圧力の減圧が困難であった。操作が困難となった原因は、直流電源喪失により制御用の電磁弁の操作ができなかったためである。3号機の場合も、同様である。

なお、D/D-FPは電源によらない低圧の注水設備であるが、1号機、2号機の場合は、起動したものの津波浸水のため短時間で機能喪失した。3号機については、運転可能であったが原子炉圧力の減圧が困難であり、原子炉への注水はできなかった。

このため、仮設バッテリーの使用や消防車の使用といった代替操作が必要となった。

以上、SRVの機能確保のためには、直流電源の確保が重要である。また、信頼性の高い低圧の注水設備の確保が重要である。

④非常用海水系による崩壊熱の除熱

非常用海水系の除熱機能は、非常用海水系ポンプの本体モータへの津波の被水による機能喪失や、交流電源の喪失によって機能を喪失している。交流電源が喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

1～3号機については、非常用海水系の復旧まで至る前に事故が進展し、炉心損傷に至っている。低圧注水の段階まで至ることに成功した5号機、6号機、福島第二原子力発電所1～4号機においては、非常用海水系のモータ復旧、仮設ポンプによる仮復旧及び仮設電源による電源の復旧を行っている。低圧注水に成功し炉心の冷却が確保されたことによって、非常用海水系を復旧する時間的な余裕を確保できたためと考えられる。

以上、まず、低圧の原子炉注水を確実にして対応の時間的な余裕を確保すること、その上で非常用海水系の仮復旧の手段を予め用意することで対応の信頼性を上げることが重要である。

⑤ベントによるPCVの除熱

炉心損傷に至った1～3号機については、PCVの内圧の上昇のためベント操作が必要になった。ベント操作には、2つの弁を開ける必要があり、一つは電動駆動、もう一つは空気圧駆動である。電動駆動の弁は、交流電源喪失のため中操から操作することができなかった。交流電源喪失の原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。また、空気圧駆動の弁は、駆動用空気圧が低下したこと及び駆動用空気を送り込む電磁弁操作の交流電源を喪失したため中操から操作することができなかった。駆動用空気圧が低下した原因は、交流電源喪失による本設の空気圧縮機の機能停止によるものである。交流電源を喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。なお、空気圧縮機の運転には冷却が必要であり、海水系による冷却機能も必要である。

以上、ベント経路の確保のためには、交流電源の確保及び駆動用空気圧の確保を含む代替手段によるバルブ操作方法を予め用意することが重要である。PCVベントは、PCVからの除熱機能を持つことから、炉心損傷防止のための低圧注水手段が確保された時点から、非常用海水系の除熱機能を復旧するまでの間の除熱機能として活用することが重要である。

なお、上記対策の実施により、確実にPCVベント操作はできると考えるが、低圧注水機能・除熱機能をより確実に確保するためには、ラプチャーディスクを積極的に作動させる方策についても検討する必要があるものとする。ただし、不用意な放出につながる可能性もあることから、慎重に検討を進める必要がある。

⑥水素爆発の防止

炉心損傷に至ったプラントは、原子炉内で水-ジルコニウム反応によって大量発生した水素がPCVに滞留した。この水素が何らかの経路でR/Bへ漏えいし、建屋の爆発が発生したと考えられる。PCV内は不活性ガスである窒素が満たされており、PCVで爆発が生じていないことから、PCVへの窒素封入は機能したものと考えられる。一方、放射性物質の吸着フィルタを通して建屋換気を行うSGTSも交流電源の喪失によって機能を失ったことから、R/B内に蓄積した水素を積極的に排出することができなかった。交流電源を喪失した原因は、津波によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

1号機と3号機の場合、水素爆発により建屋が損傷したが、2号機の場合は建屋での爆発は生じていない。建屋最上階のブローアウトパネルが1号機の爆発の際に開放されたことによって、2号機建屋内の換気が促進されたためと考えられる。

また、4号機では当該プラントでの水素発生は考え難いが、隣接する3号機のベント時に水素ガスがSGTS配管を通じて回り込んで滞留し、これが爆発したもの

と考えられる。

水素爆発の防止については、R/Bへの漏えい経路等について更に検討する必要があると考えるが、2号機の事例から換気を促進することは爆発防止に効果があると考えられる。なお、炉心損傷を防止して水素発生自体を防止することが第一である。

⑦監視機能の維持

今回の事故では、原子炉水位、原子炉圧力など事故時の炉心の状態把握に必要な監視機能が喪失した。監視機能を喪失した原因は、直流電源と交流電源を喪失したことによるものであり、電源が喪失した原因は津波浸水によって電源盤が被水したことによる機能喪失である。

このため、事故時に重要なパラメータの監視に用いる計器の機能維持のためには、計器用電源を確保するための方策が重要である。

更なる安全性向上のためには、例えば今回炉心損傷後の原子炉水位計で実際と大きく指示が異なっていた事例を考慮し、単に水位計の精度の向上だけを目指すのではなく、事故時に必要な目的に応じた計測装置を研究、開発することで多様性を持たせていくことが必要であると考えられる。

(2) 設備・機能上の課題のまとめ

今般の事故進展をふまえた重要な機能の喪失に至る要因の相関を添付資料-15-11に示す。今回の事故は津波による浸水を起因として、多重の安全機能を同時に喪失したことによって発生しており、「長時間に及ぶ全交流電源と直流電源の同時喪失」と「長時間に及ぶ非常用海水系の除熱機能の喪失」がその要因である。

なお、交流電源や直流電源が使用不能な場合に備え、隣接号機から電源を融通できるよう備えていたが、今回の事故では、津波の直接被害は広範囲に及び隣接号機も同様の状況であった。

従って、事故から抽出される設備・機能上の課題については、上述の「(1) 機能喪失の状況及び設備・機能上の課題」における②から⑦の機能確保を確実にするとの観点から以下のように整理できる。津波に対しての設備への浸水防止による機能維持の対策、電源や除熱機能を長時間喪失した場合の機能確保のための代替策を検討する必要がある。

- ・ 施設周囲への津波浸水の防止によって重要施設・機能への影響を低減する。
- ・ 高圧注水機能、必要な監視計器を維持するために、直流電源盤、バッテリー設備を確保する。
- ・ SRVによる原子炉の減圧機能を維持するために、直流電源盤、バッテリー設備を確保する。

- ・ 低圧の注水機能を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））及び必要な低圧注水設備を確保する。
- ・ PCVベント操作に必要な弁の駆動源を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））、駆動用空気圧を確保する。
- ・ 崩壊熱除去、補機の冷却を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））、非常用海水系の冷却設備を確保する。
- ・ SGT Sの機能を維持するために、非常用電源設備（D/G、非常用電源盤（交流））を確保する。
- ・ その上で、「直流電源」、「交流電源」及び「非常用海水系の除熱機能」を喪失した場合でも炉心損傷を防止できるための機能の代替策を検討する。

【添付資料－15－11】

15.3 事故対応を困難にした障害要素

津波によって福島第一原子力発電所では建屋設置エリア全域にわたって浸水した。それによって、照明、プラント監視計器、通信連絡手段、原子炉冷却のための機器等、事故対応に不可欠な機能がほぼ完全に喪失した。

このような事態は事前の想定（対応体制、手順書等の前提）を大きく外れる事態であり現場対応（オペレーション）は困難を極めた。また、複数の号機で同時にプラント状態が刻々と悪化し、作業の障害が増加するという緊迫した状況に直面した。

そのような中、発電所はこれまでに培ってきた知識、経験等を背景に、プラントの安定化に向けて原子炉への注水、PCVベント操作等に関し臨機な対応策を考案し、劣悪な現場環境下でそれらを遂行した。以下に対応上の重要操作である原子炉への注水、PCVベントに関連して、発電所が直面した状況（作業障害の増加等）を整理する。

（1）原子炉冷却、注水機能喪失

津波による電源、海水（冷却）系喪失等により、通常の給復水系はもとより、非常用炉心冷却系、復水補給水系等の代替注水系に至るまで、原子炉の冷却、注水に使用可能なほとんどすべての機器が機能喪失した。

事故発生の初期（事故発生から数時間～数日）においては、IC（1号機）、RCIC（2号機）、RCIC、HPCI（3号機）が稼働したものの、その後は消防車等を利用した代替注水が実質的に唯一の注水手段となった^{※1}。

消防車からの原子炉注水を行うためには、原子炉を1MPa程度以下に減圧する必要があるが、減圧に使うSRVについても電源（直流）喪失により開けられない状況であった。消防車を利用しての注水、バッテリーやコンプレッサー、窒素ポンプなどの調達、接続によるSRVの開操作での原子炉減圧などはいずれも臨機の対応であった。

※1：3月27日（2号機）、3月28日（3号機）、3月29日（1号機）以降、仮設電動ポンプで注水実施。

(2) PCV除熱機能喪失（ベント不能）

AMとして整備していたPCVベントのためのライン構成を行うにはMO弁とAO弁の操作が必要であったが、電源喪失及びAO弁駆動用圧縮空気の喪失によりこれらの弁が駆動できず、通常の操作ではベントラインの構成が不能な状況であった。そのため、MO弁については現場で手動により開操作を実施した。

また、AO弁については、発電所所員が工夫を凝らして仮設の交流発電機、空気圧縮機またはポンペを接続して開操作（ベント操作）を実施した。

(3) 臨機の対応

上記のとおり、事前に整備されていた手順書を記載通り遂行したのでは対応できない状況に直面し、臨機の対応策を考案しつつ原子炉注水、PCVベント等、必要なプラント操作を実施する必要性が生じた。

(4) プラント監視機能（放射線監視、気象観測含む）（監視機能喪失）

- ・プラント監視： 中操には原子炉水位等のパラメータ毎に複数の監視計器が備えられていたが、津波によって、直流電源も含めほとんどすべての電源を喪失したことでこれらを利用したプラント監視ができなくなった。

また、弁の開閉表示等の機器状態表示も失われたことから、中操での機器状態の把握が困難になった。

原子炉水位、原子炉圧力、PCV圧力等、一部の計器についてはバッテリー等を接続して指示を確認できるようにしたが、読み取り作業自体に手間がかかり、得られる情報は種類、頻度共に限定的であった。さらに、通常の使用環境条件を大幅に超えている状況で使用されている計器もあったことから、単独の計器指示からはプラント状況の把握が困難なケース（原子炉水位計等）もあった。

- ・放射線監視： 津波後の電源喪失により排気筒放射線モニタ、プラント建屋内のエリアモニタ、発電所敷地境界付近に設置されたMP等の放射線モニタ設備は稼働不能となった。このため、放射線測定車、可搬式放射線測定器を活用し線量把握につとめた。

排気筒放射線モニタが機能を失っていたために、PCVベント成功（ラプチャーディスク開放）についてタイムリーでかつ感度の高い情報が得られない状況であった。

- ・気象観測装置： 風向、風速等を観測し、オンラインで表示するシステムが設置されていたが、津波後の電源喪失により稼働不能であった。

このため、PCVベントに際しての線量予測・評価にあたっては風向、風速等に関し代替値を使用する必要があった。

(5) 通信連絡設備（通信連絡手段喪失）

発電所構内連絡用として一般に使用されていたPHS、有線ページング設備（プラ

ント内固定通話装置、拡声装置)とも、地震直後は使えていたが、その後の電源喪失等の影響で使用不能となった。このため、現場との情報連絡(中操と現場、免震重要棟(発電所対策本部)と現場間の連絡)が困難な状況となった。

消防車搭載無線機等が使えた一部の場合を除き、現場に出向した対応者が戻って状況報告するまでは情報が得られない状況となった。

さらに、事故時にプラント状況を伝達する緊急時対応情報表示システム(SPD S)については、プラント側の電源喪失により伝送すべきパラメータが無いため機能しなかった。中操と免震重要棟間も使用できた連絡手段はホットラインと固定電話のみであった。このため、現場から得られる情報(プラント情報、操作状況)が大きく制限されただけでなく、限られた情報の入手にも時間を要した。

(6) 作業環境の悪化(津波瓦礫、照明喪失、放射性物質放出、爆発の被害)

余震、津波のリスク、津波瓦礫による屋外作業の障害のほか、全交流電源の喪失によって、中操、建屋内、ヤードの照明が喪失したことにより、作業の困難性が増加した。また、放射性物質の放出の影響で中操、建屋内外の作業環境が加速度的に悪化していく状況であった。

また、建屋の爆発により負傷者がでた他、敷設した送水ホースやケーブル等が損傷し手戻りが生じるなど対応作業は極限的状況下で行われた。

15.4 炉心損傷防止のための課題の抽出に関するまとめ

1～3号機が炉心損傷に至った原因を総括すれば、号機間で若干の差違はあるものの、概略以下のように取り纏めることができるものとする。

- ・ 原子力発電所の設計にあたっては、機器の単一故障を想定した事故に対して、多重性や多様性及び独立性を持たせた非常系の冷却設備等を設置してきた。
一方、津波に対しては、その時々最新の知見を設計に反映しながらも、建屋敷地の高さには十分な余裕があるものと考え、建屋敷地レベルに津波が遡上し、機器の多重故障を起こす要因になり得るとは考えていなかった。
- ・ このような状況下において、マグニチュード9.0の世界の観測史上4番目の規模となる巨大な地震が発生し、それに伴って高さが13mにも及ぶ高い津波を発生させた。この津波は福島第一原子力発電所の建屋敷地レベルにまで遡上し、建屋の空気取入口や搬入口等を破壊し、機器の設置されている建屋内に流入してきた。
これにより、屋外に設置されていた機器はもとより、建屋内に設置されている機器、特にD/Gや電源関係の機器がその機能を喪失した。さらに、制御や計測等に必要の直流電源についても、3号機を除いて失うこととなった。
このように、1～3号機は、電源を喪失したため、安全への備えとしてきたすべての電動機駆動の機器がその機能を喪失した。
- ・ 安全への備えとしては、この他にも蒸気を駆動源とするHPCI、RCICや

ICがあったが、制御に必要な直流電源の持続時間の問題や浸水による機能喪失の問題から、蒸気を駆動源とする注水系を使った対応時間にも限度があったため、それまでに原子炉圧力の減圧や原子炉圧力が低い状態時に使用する低圧注水設備が必要となった。なお、最終的には原子炉内の崩壊熱を除熱・冷却するための設備が必要となる。

- ・ 本来の目的を低圧注水設備として整備した機器は、全交流電源喪失により機能を喪失したが、更なるプラントの安全性向上を目的に、いわゆるAM策としてその能力を活用すべく整備したD/D-FPも、原子炉への注入ポンプ(代替注水)として利用を図ったが、屋外配管が津波により損傷を受けていたことや浸水等により、十分な機能を発揮することなく機能を喪失した。

このように今回の津波は、発電所の安全への備えの機能をことごとく奪ったために、発電所の対応を行った当社社員や関係企業の方々は、満足な設備の無い中での対応を余儀なくされ、結果的に事象の進展に追いつけず、炉心損傷に至ってしまった。

なお、AMで整備した設備を利用しつつ、消防車による原子炉への注水や仮設の空気圧縮機や自動車用のバッテリーを活用してPCVベントを行うなど、臨機かつ直接的に安全設備を操作する応用動作により、炉心やプールの冷却を行ったが、この対応はその後の事故の更なる拡大を防止する観点で、対応それ自体としては、その方向性は正しかったものとする。

- ・ 一方、福島第二原子力発電所の各プラントは電源喪失を免れ、RCICで原子炉へ注水しつつ、SRVで原子炉を減圧し、津波浸水による機能喪失を免れたMUWCポンプで原子炉へ注水することができた。

また、5号機及び6号機は、定期検査期間中であり崩壊熱が小さかったことに加え、6号機の電源を有効活用でき、低圧注水できるMUWCポンプが津波浸水の影響を免れた。これらのプラントは、運転状態から停止した1～3号機に比較して事象進展の速度が相対的に遅かったこともあり、燃料の冷却に成功している。

- ・ このように、これらのプラントが燃料冷却等に成功した要因は、代替注水、電源融通を含めた電源の確保等、ほぼ事前に想定した事象の対応の考え方に沿って対応できたことや、新潟県中越沖地震の教訓として免震重要棟を当社のすべての原子力発電所に設置していたことなどが挙げられる。

- ・ 特に免震重要棟は、緊急時対応のために設置した免震構造の施設で、震度7クラスに耐える設計としており、通信設備、TV会議システム、自家発電設備や高性能のHEPAフィルタ付きの換気装置などを装備し現地事故対応の拠点となった。

以上述べてきたように、今回の事故は津波を起因として全電源の喪失が長時間に及び、これまでの安全確保の取り組みの前提を大きく外れる事態に至ったことで発生した。この結果、多重に備えていた安全機能がほぼすべて喪失した。

今般、想定を超える津波による浸水被害で多重の機能喪失に至ったことを踏まえ、今回と同様の事故を起こさないためには、今回の事故時の挙動と現場対応の困難さから得られた対応を具体化した津波対策を徹底することが重要である。(具体的な対応策は、16章の対応方針1の検討で詳述する)

また更に、津波以外の何らかの要因によって、崩壊熱除去が困難となる場合に対しても対応策を検討し備えを講じることが既存の原子力発電所の安全性向上にとって重要であると考ええる。

今般、全電源の喪失が長時間に及びこれまでの安全確保の取り組みの前提を大きく外れる事態に至ったことを踏まえ、「長時間に及ぶ全交流電源と直流電源の同時喪失」と「長時間に及ぶ非常用海水系の除熱機能の喪失」による多重の機器故障や機能喪失があったとしても、炉心損傷に至ることを未然に防止する応用性・機動性を高めた対策を講じておくことが必要である。(具体的な対応策は、16章の対応方針2の検討で詳述する)

事故進展の状況及びプラント挙動から見て、炉心・燃料の損傷へ事故を進展させていく物理的な駆動力は燃料の崩壊熱であり、これは停止後の時間とともに減少するものの、停止後も発生し続ける。従って、事象進展を停止するためには、崩壊熱に応じた注水・冷却手段を復旧する以外に対策はない。一旦炉心損傷が生じると影響の広がりや速く、また、予想できない事態を生じることとなり、放射性物質・水素の拡散・滞留が復旧作業自体を困難にしていくため、第一義的に炉心損傷に至らないようにすることが重要である。

また、実績から示される事項として、津波後の炉心冷却の成否については高圧注水設備による燃料冠水維持の有無、減圧し低圧注水に切替える状態であったか否か、これらの運転操作に必要なパラメータを運転員が利用できたか否かが重要なポイントとなる。すなわち、高圧注水設備が機能している間に準備を整え、低圧注水設備で安定した注水に持ち込めたか、これらで原子炉の安定を維持している間に最終的な除熱・冷却の設備を復旧する対応をとることができたか等が最終的な結果に影響することとなる。今回の場合には、津波による被災後でも、結果的に注水機能等を維持または復旧できたプラントにおいてはプラントの冷温停止に成功し、様々な悪条件により注水機能等を準備できなかったプラントは炉心損傷に至った。

従って、対応策を整備するにあたっては、対応のための環境条件が悪い場合であっても、炉心の注水・冷却が切れることなく確実に実行できるようにしなければならない。すなわち、以下が達成すべき事項である。

- ①速やかに高圧注水設備による注水手段を確保すること
- ②高圧注水機能を喪失する前に減圧手段を確保すること
- ③減圧段階では、安定した低圧の注水手段を確保できていること
- ④確実なPCVベント手段(熱の大気放出による除熱)を確保すること
- ⑤海水による冷却機能の復旧手段を確保すること
- ⑥①～⑤の操作及び状態監視に必要な計測ができる手段を確保すること

1 6. 事故原因を踏まえた今後の対応

1 6. 1 炉心損傷防止のための対応方針

本報告では、福島第一原子力発電所の事故をふまえ、既存の原子力発電所の安全性向上に寄与するために、必要な対策を検討した。

今回検討した対策は、炉心損傷の結果として様々な厳しい事象が発生したことに鑑み、同様の事態を再び招かぬよう、炉心損傷を未然に防止するための技術課題への対策を中心に立案した。

安全確保の考え方としては、異常の発生防止、拡大の防止、影響の緩和という目的で整備された既存の安全設備が津波を起因として多重故障に至ったという事実をふまえ、先ず多重故障の要因となった津波による電源喪失や非常用海水系の除熱機能喪失に対する徹底した設備防御の対策を検討した。

また、津波に限らず何らかの理由で多重故障の要因となり得る電源喪失や非常用海水系の除熱機能喪失が発生したとした場合でも、炉心の損傷を防止するための対応力を備えるという観点からの対応方針を検討した。この際には、今回の事故時の経過からも示された炉心損傷を防止するためのサクセスパスを実現するという観点から検討した。

更に、炉心損傷防止策に留まることなく、安全性向上の継続的改善の観点から炉心損傷発生を敢えて仮定した上で、その際の影響を緩和するための技術課題への対策も検討した。

なお、津波等の「外部事象」の想定のある方に関しては、今後十分な検討が必要な課題と認識しているが、ここでは自然現象に含まれる大きな不確定性を考慮し、設計想定を超える福島第一原子力発電所に襲来した津波規模を念頭に検討を進めた。

以上を踏まえ、対策の立案は以下の対応方針のもとで検討した。

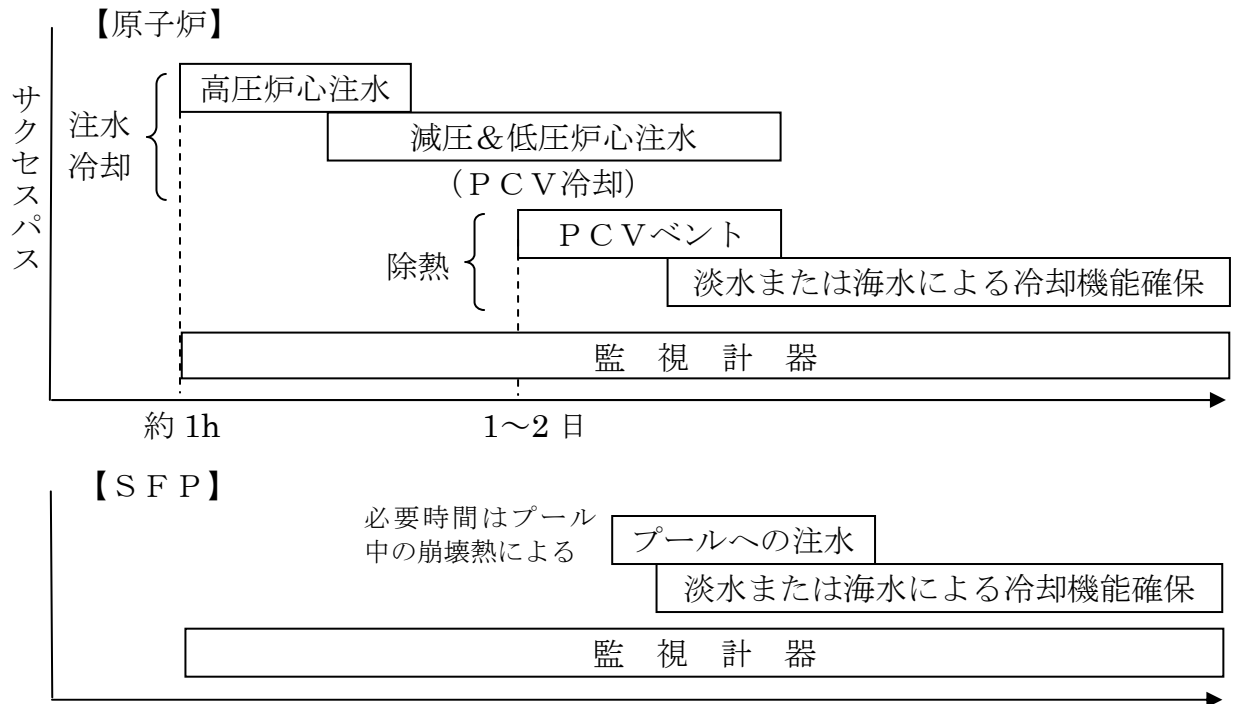
対応方針 1 : 事故の直接原因である津波に対して、津波そのものに対する対策のほか、今回の事故への対応操作やプラント挙動からの課題を踏まえた原子炉注水や冷却のための重要機器に対する徹底した津波対策を施すこと

対応方針 2 : 今回の事故のような（「長時間に及ぶ全交流電源と直流電源の同時喪失」や「長時間に及ぶ非常用海水系の除熱機能の喪失」による）多重の機器故障や機能喪失を前提に、炉心損傷に至ることを未然に防止する応用性・機動性を高めた柔軟な機能確保の対策を講じること

対応方針 3 : 更なる対策として、炉心損傷防止を第一とするものの、なおその上で炉心が損傷した場合に生じる影響を緩和する措置を講じていくこと

対応方針1については、「15.4 炉心損傷防止のための課題の抽出に関するまとめ」の通り、事故時の挙動の考察から重要なことは崩壊熱を除去する注水を切らすことなく確実にを行うことである。このときの時間軸も考慮した冷却までのステップは以下の通り。

原子炉及びSFPの冷却・除熱に関するサクセスパス



対応方針2については、今回の津波で引き起こされたような多重の故障や機能喪失があったとしても、炉心損傷に至ることを未然に防止し、冷温停止が可能となるよう、上記ステップを成し遂げることが必要である。したがって、対応方針2についても津波対策を踏まえた上で、さらに応用性や機動性を高めた柔軟な対策の検討が必要である。

具体的には、福島第一原子力発電所の対応で利用した消防車、電源車等のように、原子力プラントの非常用の設備としてはこれまで期待していなかった機器について、プラント設備が故障した場合の機動的な後備えとして、プラントに思わぬ事態が生じた場合においても原子炉への注水・冷却が有効に機能するよう配備することを検討する。ここで取り上げた諸対策は、炉心損傷防止のための安全機能の厚みを増す観点から、他の外部事象の発生時にも有用なものになると考えている。

対応方針3については、深層防護の観点から炉心損傷防止対策を講じた上で、なおその上で炉心損傷が生じた場合においても、建屋への水素滞留の防止や放射性物質の放出抑制の対策を講じるとの観点で検討する。

事故の経過と対応方針の関連の概略は、添付資料-16-1の通りである。

16. 2 福島第一原子力発電所事故の具体的対策

今回の経験を今後の原子力発電所の運転に活かしていくためには、徹底した建屋への浸水対策を講じるとともに、炉心損傷を未然に防止するための必要要件から対策を立案することが重要である。

津波への備えのほか、先に述べた冷却成功までのステップ毎に、具体的な対応策を以下に検討・整理した。検討結果については、添付資料-16-2、3参照。なお、ここでは炉心損傷を未然に防止することに目的を限定した設備的な対策を中心に記載したが、実際に有効活用するためには、手順、訓練などソフト面の充実を確実に図っていく必要がある。また、万一に備えた炉心損傷後の対策についても整理したが、今後も更なる検討を進め改善を図っていく。

(1) 徹底した建屋への浸水対策

今回の事故はこれまで述べてきたように、津波が主要建屋に流れ込み、重要設備（電源設備等）の浸水により機器の多重故障や機能喪失したことが原因であることから、中長期的に整備するものも含め、重要な設備及び炉心損傷防止に有効な設備を設置するエリアの浸水防止対策が必要である。

[方針1：敷地への浸水対策]

発電所敷地内への浸水を防ぐことは、津波の衝撃緩和及び広範囲に一斉に津波の被害を受けるような事態を防止することに寄与することから、防潮堤の設置を実施する。

[方針1：建屋への浸水対策]

津波の浸水経路となった建屋外壁に設けられた空調設備の空気取り入れ口等の開口部に防潮板、防潮壁を設置することにより、外部からの水の侵入を防止する。加えて、建物内部への水の侵入を防ぐために、扉の水密化を図るとともに、配管、ケーブルを通すために設けられた壁貫通部からの浸水を防ぐための止水処理を実施する。

(2) 高圧注水設備

プラント運転状態から事故停止した場合、当初はRPVの圧力が高いために高圧で注水できる設備の機能が求められる。また、今回の事故において、電動機で動く高圧注水用のポンプについてはすべての交流電源が喪失し使用できなかったことから、蒸気駆動の高圧注水設備が重要となる。具体的には、1号機のIC（ICの場合冷却機能のみ）やHPCI、2号機及び3号機のRCICやHPCIが挙げられる。今回、2号機及び3号機についてはRCICの長時間運転に成功したが、RCICやHPCIを確実に起動するためには、直流電源の確保が必要となる。

[方針1：機器の浸水対策]

したがって、前項で述べた徹底した津波対策に加えて、高圧注水設備本体や起動に必要な直流電源（バッテリー室、主母線盤など、供給ルート）を水から守る（被水及び浸水させない）ため、設置場所の止水対策を確実に実施する。ポンプ等の機器本体の場合、設計上の制約から水源との位置関係等、設置位置を変更することは

根本的な難しさを伴うが、電源等については移設が可能な場合も想定できることから、止水処理に代わって高い場所への移設も選択肢の一つに挙げられる。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（蒸気駆動高圧注水設備の強制起動）]

応用性・機動性を高めた柔軟な対策としては、蒸気駆動の高圧注水設備（H P C I または R C I C）が起動しない場合を想定し、人が現場で強制的に起動させる方法を確立しておくことが挙げられる。高圧注水設備については、即座に対応すべき設備であることから、短時間で対応できることが第一に求められる。従って、高圧注水設備が中操から起動できない場合に、現場で、かつ、人力で高圧注水設備の蒸気入口弁等を開操作し、強制的に駆動用の蒸気タービンを起動させることでポンプを動かし、原子炉に注水する方策を考えておくことが有効と考える。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（電動駆動高圧注水設備の活用）]

更なる柔軟な対策としては、電源車などプラントに直接関連しない設備を、通常は安全な場所に保管・充電しておき、本設の電源設備から給電できない場合に当該プラントに緊急で移動させ給電することで、数少ない高圧注水設備を起動させる方策が必要と考える。

対象となる機器の条件としては、起動条件の少ない設備、すなわち関連する設備が少ない高圧注入設備を選択して起動させることが有効と考える。

具体的には、S L C（または C R D）のシステムをできるだけ早期に起動させる手段を講じることが有効と考える。これらの機器にも、浸水により直接ポンプ本体が機能喪失しない状態を作り出す対策（ポンプ設置エリアの止水）を考慮する必要があるが、特に S L C は気密性の高い R / B 原子炉棟にあることから、津波対策の意味でも最も有利と考えられる。

これらを活用するために、D / G を含む電源設備の止水に加え、プラント内の電源設備から電気が供給できない場合に備え、外部からの速やかな電源車の持ち込みにあたって、単に電源車を送るだけでなく、トランス、遮断器、機器までのケーブルをセットしたものを事前に準備しておき、手順等も含めた交流電源の確保対策を立案しておくことが必要である。また、D / G の多様化として建屋外の高台に相応の電源を確保する。なお、S L C については、システムとして保有する水の量が少ないことから、補充を含めた水源の確保方策まで事前に確立しておく必要がある。

(3) 減圧装置

プラントの除熱、冷却まで最終的に移行するためには、R P V の減圧操作が必要不可欠である。今回、プラントによっては、R P V の減圧装置である S R V の開操作を円滑に実施することが困難な状況が生じた。これは、電源喪失により S R V の操作に必要な直流電源が不足したことが挙げられる。

[方針 1：機器の浸水対策]

このため、直流電源の確保対策（バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水（または配置見直し））が必要と考える。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（SRVの駆動源の確保）]

応用性・機動性を高めた柔軟な対策としては、バッテリーが不足した場合に備えて、補充用のバッテリーを通常はプラントから離れた安全な場所で充電、保管し、必要な時には緊急で搬送し電気を供給できるように配備しておく必要がある。

なお、福島第一原子力発電所の事故における減圧操作ではSRVを作動させるために必要な窒素ガスが不足することはなかったが、AO弁での駆動用空気圧の低下なども想定し、窒素ポンベの予備を配備しておくことが必要と考える。

(4) 低圧注水設備

低圧注水設備としては、非常系の低圧注水設備の他、MUWC、FPが挙げられる。今回の事故では、すべての交流電源を喪失していたため、本来期待していた電動機駆動の非常系低圧注水設備は機能しなかった。いわゆるAM設備として、原子炉への注水を可能とするべく配管連結したMUWCもまた、電動機が被水したことで機能を喪失した。

このため、起動可能な低圧注水設備はD/D-FPのみであったが、その能力も前述したように十分に発揮することはできなかった。したがって、低圧注水設備として活用したのは本来、別の目的で配備していた消防車であり、事前に原子炉への注水として十分な手法の検討がなされていなかったこと、厳しい環境下に晒されていたこと等から、安定して確実に注水できる低圧注水設備を短期間に用意することが困難となり、スムーズな低圧注水への切替えを阻んでいた。

低圧注水設備については、高圧注水設備で対応する時間があることから、注入体制を整えるまでには多少の時間的な余裕が生じることとなる。

[方針 1：機器の浸水対策]

低圧注水系の確保対策としては、本設設備であるD/D-FPを含めたFPポンプやMUWCポンプを冠水から守り、燃料切れや電源喪失から復旧することが第一優先と考える。このため、FPポンプに対しては設置箇所の止水、D/D-FPには燃料確保（燃料の配送方法含む）、電動機駆動消火ポンプには電源車等による電源の確保、制御用バッテリー設置場所の止水が必要と考える。

また、MUWCについては、ポンプの設置エリアの止水、D/Gを含む電源設備の止水または電源車等による交流電源の確保対策が必要と考える。

D/D-FPの場合、交流電源の喪失では優先的にその使用を考慮すべきと考えるが、交流電源が確保できた段階ではMUWCポンプの方が燃料補給がない等、安定した給水が可能と思われる。低圧注水系の場合、高圧注水と比較して確保までの時間に若干の余裕があることから、状況を見極め、より安定した注入方法を選択することが重要と考える。

[方針 2：柔軟な対策による機能確保（代替注水設備の電源確保）]

更なる備えとなる柔軟な対策としては、上記D/D-FPの制御用バッテリーの能力低下に備えて、別の安全な場所での予備バッテリーの充電と保管を行い、いつでも搬送できるよう事前に検討及び準備しておくことが必要と考える。

また、MUWCポンプ等の電源を喪失した場合については、「高圧注水設備」の

項でも述べたように電源車の配備やD/Gの多様化として建屋外の高台に相応の電源を確保することで対応する。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（消防車による注水手段確保）]

加えて、本設の低圧注水設備がすべて使用できない場合は、消防車による原子炉注水を基本とする。通常は、消防車を安全な場所に待機させ、本設のポンプが使用できないような事態が発生する恐れがある場合には、当該プラントに緊急で移動させ、外部連結口に注水することで原子炉への注水を可能とする設備を構成する。

なお、低圧注水設備に共通の問題として、水源確保の問題がある。今回の事故の場合には、原子炉注水に使用できるポンプがD/D-FPと消防車に限定され、まとまった淡水水源を確保できなかったこと、初期段階では高低差の問題から近くの海から直接海水を汲み上げることができなかったことが、原子炉注水に時間を要した一因でもあると考える。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（水源の確保）]

低圧注水設備は多様であり、使用するポンプに応じて水源も異なる。このため、水源確保において重要なことは、消防車を利用して、事前に海から海水を汲み上げることが可能であることを確認し、その手順を確立しておくこと、発生する状況によって、対応できるポンプが限定される可能性があることから、水源となり得るタンク間の水の融通についても事前に手順を確認しておく必要がある。

また、今回の事故において、FPの配管が津波や漂流物の衝突の影響で損傷している事例が散見されていることを考慮し、FP配管のルート図を配備し、損傷箇所を把握することを容易にしておくことも重要と考える。

(5) 除熱・冷却設備

①PCVベント（S/Cベント）

低圧注水段階では、原子炉の圧力をSRVでS/Cへ逃がし、原子炉の水位低下については低圧注入設備で水を補給するが、やがてS/Cは圧力、温度ともに上昇してくる。このような状況において、海水を冷却源とすることができない場合は、大気を冷却源とするためS/Cのベント操作を実施し、S/C内の圧力と熱を大気に逃がすことが必要である。

今回の事故では、2号機でS/Cの圧力が設計圧力付近まで上昇し、S/Cの温度が100℃以上となった。これは原子炉の熱をS/Cに逃がしたものの、除熱ができなかったことにより、熱がこもってしまったものである。この段階のベントに限らず、今回の事故ではPCVベント操作で開操作が思うようにできず、対応が長引くなど困難が生じていた。

炉心損傷が起きていない段階でのS/Cからのベントは、基本的に放射性物質の放出のない、積極的なベント操作を意味しており、原子炉の冷却のみならず、PCVの健全性を維持する意味でも重要な役割を持つ。S/Cのベントラインを完成するには、MO弁とAO弁を開することが必要となる。

[方針1：機器の浸水対策]

したがって、除熱の観点でS/Cベントを確実に行うことができるよう、駆動用の交流電源確保と駆動用の空気の確保を第一の対策とする。具体的には、D/Gを含む電源設備の止水と駆動用の空気としての可搬式空気圧縮機（またはポンペ）の確保が必要となる。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（AO弁の開操作の多様化）]

柔軟な対策としては、電源に関しては前述のように電源車を配備するとともに、AO弁用の電磁弁に対する可搬式発電機を安全な場所に備え、緊急時には即座に搬入して利用できるような方法を確立しておく必要がある。また、最終的に人力により対応するため、MO弁に加えてAO弁も手動で操作することができる構造に設計変更を実施する。

②停止時冷却モード（RHR）による除熱

最終的に冷温停止に到達した5号機、6号機においても、その途中段階においては、最終的な除熱装置であるRHRの海水系等が機能喪失している。

これについては、電源を確保するとともに、代替ポンプの設置やモータ修理または交換などを行って最終冷却源である非常用海水系を復旧している。

[方針1：機器の浸水対策]

RHRポンプは気密性の高いR/B原子炉棟内に設置され、立型ポンプである点を考慮すれば津波に対して強いことから、津波対策（止水等）によりD/Gを含む電源系を確保するとともに、非常用海水系や中間冷却系のポンプを作動させることができるように、交換用の予備モータを設置することが対策になると考える。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（RHRの電源確保）]

柔軟な対策としては、電源の喪失に備えて、D/Gの多様化として相応の電源を建屋外の高台に確保する。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（熱交換設備の多様化）]

さらに、応用性・機動性を高めた対策としては、これらの復旧をより速やかに行うため、電源や冷却設備を一体で移動式とした可動式熱交換設備（ポンプ、熱交換器一式）の配備を検討する。

③SFPの除熱

[方針1：機器の浸水対策]

FPCはR/Bの中に設置されており津波に対して基本的には強いが、横型ポンプであることから、ポンプ室と電源系の津波対策（止水）を基本とする。なお、電源については、電源車等の配備を後備えの対策として考える。

なお、現在は水位が低下すると水位及び温度の測定が困難となることから、冷却をより確実に実施できるようにするため、プール内に深部の水位及び温度が計測可能な装置を設置する。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（注水方法の多様化）]

今回の事故からSFP内の燃料損傷防止対応には時間的に余裕があると考えられることから、応用性・機動性を高めた柔軟な対策としては、注水機能の後備えとして消防車の配備並びにFP配管の活用を検討する。

(6) 監視計器の電源確保

今回の事故では、交流電源とともに直流電源も喪失し、炉心損傷に至った1号機、2号機は監視計器が機能喪失した。また、直流電源が使用できた3号機においても、不要な計器電源を切るなど、できる限り長時間使用するための工夫を要した。各機器の運転状態の監視機能を喪失したことは、判断や対応に誤りや遅れを生じさせる恐れがあるため、これに対し、仮設バッテリーを持ち込み計器の復旧を行ったが、いずれもかなりの時間を要している。

[方針1：機器の浸水対策]

したがって、冷温停止に向けて必要な計器については、計器に必要な電源を津波から保護するための対策（バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水または配置見直し）が必要である。

[方針2：柔軟な対策による機能確保（計器用電源の多様化）]

また、応用性・機動性を高めた柔軟な対策として、直流電源については可搬式バッテリーの配備を、さらには、長時間使用するために電源車並びに可搬式の充電器を配備することが必要と考える。

(7) 炉心損傷後の影響緩和策

今回の事故では、炉心損傷の結果、水素や放射性物質が大量にPCV内に放出され、これらが、建屋に漏れ出し、環境への放射性物質の放出につながった。

また、PCVから建屋に漏れ出したと考えられる水素の爆発によって放射性物質の閉じこめ機能の喪失のみならず、復旧活動自体が著しく困難となった。

炉心損傷を契機に生じた悪影響の防止は、炉心の損傷自体を防止することが第一であるが、深層防護の観点から、炉心損傷が生じた場合における更なる対策を講じておくことが肝要である。

なお、炉心損傷後の影響緩和策については、今後の事故調査を踏まえ、改善していくこととする。

①水素滞留の防止

炉心損傷が生じて水素が発生した場合においても、建屋への水素滞留を防止して水素爆発を防ぐ対策を講じることが重要である。

2号機の場合は建屋の爆発は発生していないが、これは建屋最上階のブローアウトパネルが開放されていたことで換気が促進されたためと考えられる。

[方針3：炉心損傷後の影響緩和策]

従って、水素滞留を防止してR/Bの水素爆発を防止するために、R/Bの換気促進の対策が必要である。

必要な場合にはR/B屋上へ穴を開ける措置（トップベント）やR/B最上階のブローアウトパネルを開放する措置でR/B内の水素滞留を防止する。

②放射性物質の放出抑制

[方針3：炉心損傷後の影響緩和策]

炉心損傷前のPCVベントでは、放射性物質が大量に放出することはないが、1号機、3号機では、炉心損傷が発生した中でウェットウェル（S/C）ベントにより放射性物質を水フィルタを介して放出することで、放射性物質放出の低減を図った。

対応方針2において、ベント実施の確実性を向上する対策を講じていることは炉心損傷後においても効果を持つものと言える。

また、PCVを冷却するため、消防車等による原子炉への注水手段に加え、PCVへの注水が可能となる手順を準備する。

(8) 共通的事項

以上、今回の事故を踏まえた津波に対する具体策を記載したが、これらを有効なものとするためには、これまで述べた設備的な対応のほか、対応する人が安全に安心して効率的に動けるように、作業を支援する装備や補助設備を充実する必要がある。

具体的には以下に述べる。

①外部電源

外部電源の喪失は、今回事故の直接の原因ではなく、福島第一原子力発電所は、安全設計審査指針に定められる2回線以上の送電系統で接続されていたが、地震によってすべての外部電源が喪失した。今回の地震では送変電設備が広範囲に被害を受けたことと合わせ、原子力発電所の外部電源の信頼性の向上という観点から設備設計及び電源系統設計について以下の検討を進めていく。

- ・ 変電設備に対して、遮断器、断路器などのがいし形の変電機器に多くの被害が発生していることから、これらの損傷原因の分析評価を行っている。この評価結果を踏まえ、今後の耐震性向上方策を検討していく。
- ・ 送電鉄塔に対しては、夜の森線のNo. 27鉄塔が隣接地の盛土の大規模な崩落により倒壊したことを踏まえ、原子力発電所の外部電源送電線について、このような二次的被害を引き起こす3項目（盛土の崩壊、地滑り、急傾斜地の土砂崩壊）について評価を実施した。なお、評価結果については、二次的被害を引き起こす有意な箇所がないことを平成24年2月17日に原子力安全・保安院へ報告している。
- ・ 地震時における原子力発電所の外部電源の信頼度確保の観点から、1変電所の全停電という過酷なケースにおいても外部電源が喪失しないレベルの十分な供給信頼度を確保するため、異なる2つの変電所から受電を行うか、大元が1つの変電所となっているため、外部電源は喪失するが、送電系統の切替えによる早期復旧を可能とする設備形成の検討を進めていく。

②瓦礫撤去設備

今回の事故対応の中では、津波や爆発による瓦礫が散乱し、消防車等の移動や対応

活動の阻害要因になったことから、事前に瓦礫撤去用の重機を配備する必要があるものとする。なお、駐車車両の漂流が重要施設に影響を与えないように施設内の駐車場の位置については留意が必要である。

③通信手段の確保

今回の事故対応の中では、PHSなどの通信手段が使えなくなり、スムーズなプラント情報の交換や対応動作に支障を与えている。電源の問題などを整理し、状況に応じた通信手段の確立を検討する。

④照明用設備の確保

今回の事故対応の中では、電源の喪失により、対応動作に必要な不可欠な照明を失った。安全、迅速、確実な対応を行うためには、両手を使えるようなヘッドライトタイプの照明の他、より広範囲を照らせるような照明設備の配備を実施する。

⑤防護設備（防護服、マスク、APD、可搬式空気清浄機、非常用中操換気設備）

現場での対応を余儀なくされる人々、特に運転員はプラントの異常の影響をいち早く受ける立場にあり、防護服、マスク、中操の環境を改善する可搬式空気清浄機等、常日頃から様々な装備品等を余裕をもって配備しておく必要がある。

また、中操の非常用換気設備については、最前線の拠点である中操の環境を守る上で重要な設備であり、電源車等により優先的に機能回復を図るべき設備であるとする。

(9) 中長期的技術検討課題

今回の事故を踏まえ、津波を念頭に、炉心損傷防止のための安全機能の厚みを増す観点で、他の外部事象の発生時にも有用なものとなる対策を以上の通りとりまとめた。対応の信頼性をより向上させるためには、以下について検討を進める必要があるとする。

まず、事故直後に必須となる高圧注水設備に関して、今回の事故では1号機のICが津波の影響で直流電源が喪失したことにより隔離され、結果として冷却機能を失うこととなった。

[高圧注水設備の信頼性向上に資する検討]

この結果を踏まえ、ICの隔離信号のインターロックも含め、高圧注水設備の信頼性向上に資する考え方を整理・検討し、より柔軟な運用が可能か慎重に検討することが必要である。

次に、PCVベントに関して、ベントを確実に実施するための対策は既に述べたが、その除熱機能として放射性物質を大幅に除去する形でのPCVベントをより有効なものとするための検討を進めていく必要がある。

[ベントラインの信頼性向上に向けた検討]

このため、ラプチャーディスクを積極的に作動させる方策やベントラインの信頼性

向上についても検討する必要があるものと考え。ただし、不用意な放出につながる可能性もあることから、慎重に検討を進める必要がある。

[フィルタベントの検討]

なお、炉心損傷後においても、PCVベント時の放射性物質の放出を低減するため、放射性物質をフィルタを介して放出するフィルタベントの設計検討を行う。

また、今回の事故において、監視計器が直流電源喪失により監視不能となったことから、対策として電源を確実に確保するための対策を立案した。

一方、原子炉水位計に関して、炉心損傷後、実際と大きく指示が異なっていたという事例が発生していることを踏まえ、これを考慮した事故時の計測に関する検討が必要である。

[事故時の計測装置の研究開発]

このため、単に水位計の精度の向上だけを目指すのではなく、事故時に必要な目的に応じた計測装置を研究、開発することで多様性を持たせていくことが必要であると考える。

17. 福島第一原子力発電所の事故による環境影響について

17.1 事故進展に伴う福島第一原子力発電所敷地境界の線量率の変動

被災後、発電所周辺に設置しているMPは停止しており、線量率の測定ができなかったことから、モニタリングカーにより線量率を測定してきた。

PCVベントやR/B爆発といった、環境への放射性物質に密接に関連すると考えられる事象が発生した期間の正門付近のモニタリングカーによる測定結果を添付資料-17-1に示す。

平成23年3月11日～3月12日の明け方までは、線量は平常値近辺であったが、3月12日5時頃から線量率が上昇してきている。これは、既に炉心損傷が発生していたと推定されている1号機からの放射性物質の放出の影響によるものと考えられる。

1号機のPCVベントのラインナップのため、S/Cベント弁(AO弁)小弁の遠隔操作を実施(3月12日10時17分、同日10時23分及び10時24分に3回)した3月12日10時～同日11時頃に線量率のピークが見られているが、この際にはPCV圧力の低下は見られておらず、その原因は明確ではない。その後、1号機のPCVベント(S/C側)、R/B爆発があったが、特段のピークは見られていない。3月13日には3号機で複数回、PCVベント(S/C側)を実施し、ピークが見られるものの、線量率は $10 \mu\text{Sv/h}$ 未満であり、バックグラウンドの上昇は見られていない。

2号機で炉心損傷が生じたと推定される3月14日夜以降、バックグラウンドの上昇が見られる。特に、3月15日7時20分にD/W圧力が 730kPa [abs]であったが、同日11時25分には 155kPa [abs]へ低下しており、この2号機におけるD/W圧力の減少の時期に、線量率が $1000 \mu\text{Sv/h}$ を超えて最大で $10000 \mu\text{Sv/h}$ に達し、バックグラウンドレベルの大幅な上昇が見られる。

D/W圧力は放射性物質放出に関連する重要なプラントパラメータであることから、3月31日までのD/W圧力の推移を発電所内外で測定された線量率とともに添付資料-17-2に示す。

先に述べたように、3月16日までの間に、放射性物質の放出があり、バックグラウンドレベルが高い状態になったが、それ以降は若干のピークが見られるところはあるものの、総じて徐々に線量率が低下している。この線量率の低下傾向は、I-131の半減期(約8日)に相当するものとなっている。

これらのことから、事故当初に放出された放射性物質が地面等にフォールアウトしたことでバックグラウンドレベルの上昇があり、それ以降は、地面等に付着した放射性物質の崩壊によりバックグラウンドレベルが低下していったものと推定される。

【添付資料-17-1、2】

17.2 放射性物質の大気中への放出量の評価

今回の事故では、事象の進展に伴い、PCVベント、R/Bの爆発等があり、1～4号機より大気中への放射性物質の放出に至っている。

今回の事故による放射性物質の放出については、原子炉施設の故障等に起因した排気施設による排出状況の異状、排気筒以外の場所からの管理区域外での漏えい、法令に定める大気中の放射性物質濃度の濃度限度^{※1}の超過が確認されている。

※1：法令に定める大気中の放射性物質の濃度限度

実用炉規則 第15条第4号

実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第9条

放出量については、発電所敷地周辺8ヶ所のMP及びモニタリングカーにおける空間線量率の推移から、事象に応じて放出され線量率が上昇したものと考えられる。

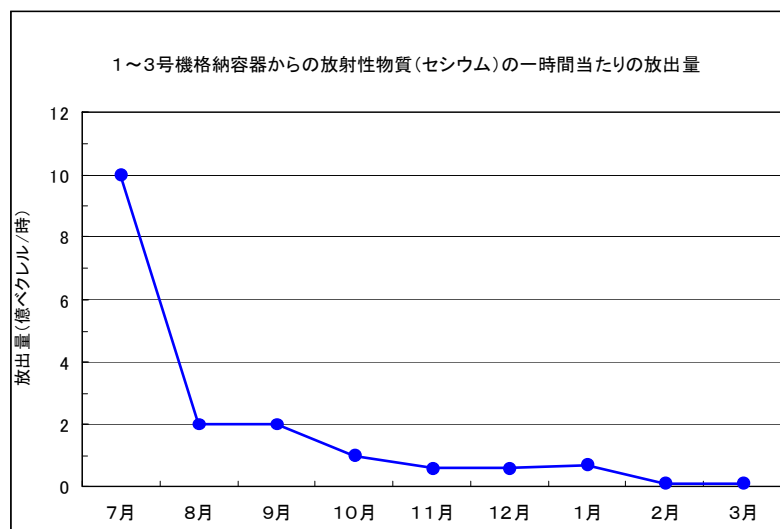
なお、現在、原子炉は安定的に冷却されている状態にあり、事故直後に比べ放射性物質の放出量は大幅に減少している。

現状放出されている1～3号機から放射性物質の放出量の評価において、平成23年8月までは敷地周辺における大気中の放射性物質濃度の測定結果から評価していた。より精度の高い評価結果を得るために放射性物質の放出源により近い地点においてサンプリングを行うこととし、同年9月から継続して、R/B上部でのサンプリングを実施し、測定結果から現時点のPCVからの放射性物質の放出量を求めている。

同年12月時点の放射性物質の放出量として、1号機R/Bカバー排気設備及びPCVガス管理設備（1号機及び2号機）の運用を反映した形で、同年11月下旬～同年12月上旬のR/B上部や開口部等のダスト濃度測定結果による放出量評価について以下の通り取り纏め、平成23年12月16日に公表した。

12月時点の評価結果は、1号機約0.1億Bq/時、2号機約0.1億Bq/時、3号機約0.4億Bq/時となり、3基合計では約0.6億Bq/時と評価し、1～3号機PCVからの放出量の評価値を約0.6億Bq/時と評価している。

なお、その後も現状の放出量については、月毎に評価を継続しており、平成24年3月時点の評価結果は、3基合計で約0.1億Bq/時であった。



引き続き、事故発生直後から平成24年3月末までの大気中への放出量について、推定される放出要因（PCVベント等の操作）を抽出し、要因毎に空間線量率の測定結果や気象条件等から評価を進めている。

【添付資料－17－3、4】

17.3 建屋内への漏えいによる放射性物質を含む滞留水の状況

1～6号機及び集中廃棄物処理建屋の主要建屋地下には、津波の浸水や地下水の流入等により滞留水が存在しており、核種分析の結果、放射性物質を含む汚染水の滞留であることを確認している。

今回の事故による建屋内の放射性物質を含む汚染水の滞留は、原子炉施設の故障等が生じたことによる放射性物質の管理区域内での漏えい事象である。

(1) 6号機廃棄物処理建屋地下の低濃度汚染水の滞留

6号機廃棄物処理建屋地下床面の滞留水について、3月22日に核種分析を実施した結果、低濃度の放射性物質を検出した。これは、今回の事故で大気中へ放出された放射性物質等により汚染した5号機及び6号機付近のサブドレンの地下水の水位が上がり、5号機及び6号機の建屋内に一部侵入してきたことから滞留水が汚染したものと推定する。

なお、地下水の侵水による低濃度汚染水の滞留は、4月3日に6号機廃棄物処理建屋地下トレンチ内でも確認した。

【添付資料－17－5】

5号機及び6号機の建屋内に滞留する低濃度汚染水については、地下水の浸水継続により水位が上昇し、非常用系の高圧電源盤等の安全重要な機能を有する設備が被水するおそれがあることから、循環浄化装置により放射性物質を除去したうえで、仮設タンク及びメガフロートへ処理水の移送を行っている。

さらに、9月中旬より逆浸透膜装置にて処理水の塩分除去ならびにさらなる放射性物質の除去を行い、10月7日以降、伐採木の自然発火防止や粉塵の飛散防止を目的とした構内散水の水源に滞留水の処理水を使用開始し、仮設タンク及びメガフロートの余剰水対策を図っている。

(2) 1～4号機T/B地下の高濃度汚染水の滞留

3月24日に3号機T/Bで発生した作業員の被ばくを契機に3号機地下の滞留水について、核種分析を実施した結果、高濃度の放射性物質を検出した。

1号機及び4号機についても3月24日、2号機については3月26日にT/B地下の滞留水の核種分析を実施した結果、3号機と同様に高濃度の放射性物質を検出した。

これは、事故の進展に伴い、原子炉への注水がRPV及びPCVから漏えいし、R/B地下に滞留するとともに、漏えい経路の詳細は特定できてないがT/Bまで

原子炉からの漏えい水が流出してきたことで滞留水が汚染したものと推定した。

【添付資料－17－6】

T/B地下等に滞留した高濃度汚染水については、原子炉への注水に伴い水位上昇が継続していたことから、4月19日以降、止水対策のうえで一時保管先とした集中廃棄物処理施設のプロセス主建屋及び雑固体廃棄物減容処理建屋へ滞留水の移送を行いながら、外部へ漏えいしないよう1～4号機ならびにプロセス主建屋及び雑固体廃棄物減容処理建屋の滞留水水位を維持した。

その後、滞留水を処理するための施設を設置し、6月17日より水処理設備を稼働し滞留水の処理を開始した。また、6月27日以降、1～3号機については、滞留水を処理した水を原子炉への注水に再利用する「循環注水冷却」を開始した。

なお、その後も処理施設については、第二セシウム吸着装置（サリー）を8月18日運用開始、処理水受けタンクを順次設置等により増強させ、処理施設を安定的に稼働し滞留水を処理することにより、現状の滞留水水位は豪雨や処理施設の長期停止があっても建屋外に溢れない目標レベル（O. P. +3000mm）を維持している。

【添付資料－17－7】

17.4 放射性物質の海水中への放出量の評価

4月に発生した2号機取水口付近からの放射性物質を含む汚染水の海洋への流出をはじめとし、海洋への排出基準を超える放射性物質濃度の排水の放出は4件発生している。

今回の事故による放射性物質を含む汚染水の海洋への流出については、法令に定める海洋中の放射性物質の濃度限度^{※1}を超える、放射性物質の管理区域外への漏えい事象である。

※1：法令に定める海洋中の放射性物質の濃度限度

実用炉規則 第15条第7号

実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第9条

(1) 2号機取水口付近からの流出

4月1日～6日にかけての2号機T/B高濃度汚染水（以下、「2号機汚染水」という。）の漏えいによる港湾内への流出量は、流出水の流況の目視確認結果から推定した流量約 $4.3\text{ m}^3/\text{h}$ と空間線量率の上昇時期から推定した流出時間約120時間から約 520 m^3 、放射性物質の漏えい量は汚染水の分析結果と放出量からI-131、Cs-134、Cs-137の3核種合計で、約 $4.7 \times 10^{15}\text{ Bq}$ と評価している。

【添付資料－17－8】

(2) 集中廃棄物処理建屋滞留水及び5号機、6号機サブドレン水の放出

4月4日～10日にかけて、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第64条第1項に基づく措置として緊急放出した集中廃棄物処理建屋滞留水及び5号機、6号機サブドレン水（以下、「低濃度汚染水」という。）の放出量は、集中廃棄物処理建屋滞留水約9,070m³、5号機サブドレン水約950m³、6号機サブドレン水約373m³の合計で約10,393m³、放射性物質の漏えい量はそれぞれの汚染水の分析結果と放出量からI-131、Cs-134、Cs-137の3核種合計で、約 1.5×10^{11} Bqと評価している。

【添付資料-17-9】

(3) 3号機取水口付近からの流出

5月10日～11日にかけての3号機T/B高濃度汚染水（以下、「3号機汚染水」という。）の漏えいによる港湾内への流出量は、流出水の流況の目視確認結果から推定した流量約6m³/hと流出箇所の上流側に当たる3号機立坑内水位の変動から推定した流出時間約41時間から約250m³、放射性物質の漏えい量は汚染水の分析結果と放出量からI-131、Cs-134、Cs-137の3核種合計で、約 2.0×10^{13} Bqと評価している。

【添付資料-17-10】

(4) 蒸発濃縮装置からの流出

12月4日の蒸発濃縮装置から外部への漏えいに伴う一般排水路から港湾内への流出量は、蒸発濃縮装置ハウスの堰のひびの部分からの流況の目視確認結果から推定した流量約1リットル/分と蒸発濃縮装置ハウス外への漏えい確認から土嚢設置完了までに一般排水路へ漏えい水が流れ込んでいたと推定した流出時間約145分から約150リットル、放射性物質の漏えい量は回収した漏えい水を12月5日に採取し分析した結果と流出量からストロンチウム-89（以降、それぞれ「Sr-89」と記す。）、Sr-90、Cs-134、Cs-137の4核種合計で、約 2.4×10^{10} Bqと評価している。

【添付資料-17-13】

(5) 汚染水の海洋放出に関わる影響の評価

① 港湾外への放出量

港湾内へ漏えいした2号機汚染水は、港湾内海水の放射性物質濃度の測定値に基づき推定した結果、5月9日までに、その99.9%が港湾外に流出したものと考えられる。また、低濃度汚染水は、港湾外に直接放出された。なお、3号機汚染水については、取水口前面に施したシルトフェンスなどによる拡散防止対策により、現時点では、大部分が港湾内に滞留しているものと考えられる。港湾内に滞留している放射性物質の量は2号機汚染水の漏えい放射性物質の総量と比較して小さく、従ってこれが港湾外に流出したとしても沿岸海域に与える影響は小さいと評価できる。いずれにしても海洋モニタリングにより注意深く監視してゆ

くこととする。

12月4日に確認した蒸発濃縮装置からの漏えい水は、側溝が発電所構内の一般排水路へ繋がっているため、12月4日に南放水口付近の海水を採取し、核種分析を行った結果、セシウム濃度に関しては、日々公表している分析結果と同程度もしくは若干高い程度の値であったことから、12月5日に再度海水を採取し、ストロンチウムを含めた核種分析を行った結果、ストロンチウム濃度については毎月公表している分析結果に比べて、千倍以上の高濃度であり、港湾内海水に漏えいによる影響が認められた。これは、蒸発濃縮装置から漏えいし、海域に流出した放射性物質は、排水路及び海域で希釈拡散したものの、海水中放射能濃度を上昇させたと考えられ、引き続き、周辺海域へ漏えいした放射性物質の拡散の状況を把握し、それを踏まえて放射性物質による周辺環境に対する影響を評価中である。

【添付資料－17－13】

②海洋モニタリング結果の概要

福島第一原子力発電所周辺の海洋モニタリングについては、当社は3月21日より逐次ポイント数を増加し海水モニタリングを実施している。このモニタリング結果によると、4月5日頃～4月20日頃にかけて、発電所近傍のみならず、発電所沖合15km及び周辺海域30kmポイントにおいても、2号機汚染水漏えいの影響と思われるピークの上昇が観察された。その後減少傾向を示し、5月初めには、全般的に、検出限界値以下(約10Bq/L)が多くを占めつつある。

また、3号機からの漏えいの影響については、5月15日に採取した沿岸15km地点のモニタリング結果においても、ほとんどが検出限界値以下となっており、現状では、その影響は観察されていない。

【添付資料－17－11】

なお、事故発生以降、定期的にも実施中の発電所沿岸(北放水口及び南放水口)と沖合15km地点における海水モニタリングの結果においては、海水の放射性物質濃度は低下傾向を示しており、現時点では、告示濃度を下回る濃度で推移している状態である。

【添付資料－17－12】

12月4日に確認した蒸発濃縮装置からの漏えい水による海洋への影響を確認するため、12月10日に海洋モニタリングにおいてストロンチウム濃度の測定を行ったが、調査した全地点で低濃度ながらSr-90が検出されたことから、引き続き、海洋モニタリングにおいてストロンチウム濃度の測定頻度を増やし、海水の分析を実施中である。

【添付資料－17－13】

18. 福島第一原子力発電所における作業者の被ばくについて

18.1 緊急作業の放射線管理

今回の事故発生当初、福島第一原子力発電所における緊急作業に従事する作業者については、東北地方太平洋沖地震以前からの法令の定める緊急時の線量限度^{*1}（100mSv）を遵守し、事故収束の対応にあたった。

事象の進展に伴い、現場の放射線量は高くなり、法令の定める緊急時の線量限度^{*1}（100mSv）を遵守するとなると、事故収束に必要な作業の継続は困難な状況となった。

3月14日、厚生労働省及び経済産業省より省令^{*2}及び告示^{*3}が施行され、福島第一原子力発電所における緊急時の線量限度は、100mSvから250mSvに引き上げられた。

事故の収束に向けては、PCVベント、R/B爆発等により放射性物質の放出や建屋の爆発により発生した高線量瓦礫の存在、また、高線量汚染水が滞留するT/B地下、過酷な放射線環境となったR/B内等において、事故収束に必要な作業が実施された。

3月24日、3号機T/B地下のケーブル敷設作業において、作業員が170mSvを超える被ばく線量を受けたが、その後、この事象を教訓として、地震前の状況と異なり、どのような場所においても作業環境が大きく変わりうることなどについて周知徹底を図り、放射線マップ等を活用して事前に作業環境の把握に努め、現場状況を共有することの徹底を図った。

また、福島第一原子力発電所構内すべて（ただし、免震重要棟及び休憩所は汚染のないエリアとして管理）を「管理区域と同等の管理を要するエリア」として定め、「管理対象区域」として線量管理並びに身体汚染防止のための防護装備の着用等の運用を講じた。

11月1日、省令^{*2}及び告示^{*3}が改正され、原則として、一部の作業^{*4}を除いて、緊急時の線量限度は250mSvから100mSvへ引き下げられた。

12月16日、福島第一原子力発電所の原子炉を安定的な冷温状態にするための工程（ステップ2）の完了をもって、省令^{*2}及び告示^{*3}が廃止となり、原則として、一部の作業^{*4}については法令に定める緊急時の線量限度^{*1}（100mSv）、それ以外については法令に定める通常時の線量限度^{*5}（50mSv／年かつ100mSv／5年）が適用されることとなった。

なお、今回の事故収束の対応における作業者の被ばくの状況は、事象の進展に伴い、法令に定める通常時の線量限度^{*5}を超える、または超えるおそれのある作業環境となった。

- ※1：実用炉規則 第9条第2項
実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第8条
- ※2：平成23年東北地方太平洋沖地震に起因して生じた事態に対応するための電離放射線障害防止規則の特例に関する省令
- ※3：平成23年東北地方太平洋沖地震の特にやむを得ない緊急の場合に係る実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量限度等を定める告示
- ※4：原子炉の冷却や放射性物質放出抑制設備の機能維持のための作業
- ※5：実用炉規則 第9条第1項第1号
実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第6条

18.2 作業者の被ばくの状況

東北地方太平洋沖地震発生後に福島第一原子力発電所の緊急作業に従事した作業者の被ばく線量について、「内部被ばく線量」、「外部被ばく線量」の2つに分けて測定・評価を継続して実施中である。

平成23年3月以降、緊急作業に従事した作業者について、平成24年2月末までの「各月毎の外部被ばく線量」及び平成23年3月からの「実効線量（内部被ばく線量と外部被ばく線量の合算値）の累積値」の分布等を、添付資料－18－1に示す。

作業者の被ばくの傾向は、外部被ばく線量の月毎の評価結果より、平成23年3月は3796名の平均値が13.76mSvと一番高く、4月は5811名の平均値が5.18mSv、5月は7092名の平均値が3.54mSvと低下傾向で推移し、平成24年2月は5588名の平均値が1.31mSvと被ばく線量は月を追うごとに小さくなってきている。

特に平成23年3月には、緊急作業の作業者の線量限度250mSvを超えた作業者が6名発生している。いずれも当社社員で事故発生後に中操等で運転操作・監視にあたった運転員や監視計器等の復旧作業にあたった電気・計装関係の保全業務従事者であった。

【添付資料－18－1】

18.3 線量限度を超える作業者の被ばく

線量限度の超過については、これまで以下の①と②の事象が発生していることを確認している。

なお、以下の社員に対して実施したこれまでの健康診断の結果において、異常は見られていない。

- ①当社女性社員2名が法令に定める線量限度^{*1}（5mSv／3ヶ月）を超過
東北地方太平洋沖地震発生後の作業に従事していた女性作業者の被ばく線量

の測定・評価を実施した結果、当社女性社員2名の実効線量が法令の線量限度を超えており、平成23年4月27日及び5月1日に原子力安全・保安院へ報告している。

当該当社女性社員2名は、消防車の給油、免震重要棟での机上業務及び免震重要棟での体調不良者の介護等に対応していた。現場作業時にはチャコールマスクを着用する等適切な放射線防護を実施していたが、免震重要棟内において、外部から流入した放射性物質を吸い込んだことにより、結果として実効線量が法令の線量限度を超えたものと推定する。

なお、3月23日以降、女性社員は福島第一原子力発電所構内では勤務させていないことから、同日以降、被ばくの可能性はない。

②当社男性社員6名が法令に定める緊急時の線量限度^{※2}（250mSv）を超過

福島第一原子力発電所の緊急作業に従事した作業員の被ばく線量の測定・評価を実施した結果、当社男性社員6名の実効線量が法令に定める緊急時の線量限度を超えており、平成23年6月10日に2名、6月20日に1名、7月7日に3名、原子力安全・保安院へ報告している。

当該当社男性社員6名は、中操の運転員、電気・計装関係の保全業務従事者であり、地震発生当日から数日間、中操等で運転操作・監視対応、監視計器等の復旧作業対応を行った。

R/Bの水素爆発によって、汚染された空気が破損した扉から中操内に流入しており、マスクの適切な選択、装着、配備など、放射線管理上の防護措置を的確に行うことは非常に困難な状況であったこと等から放射性物質の体内への取り込みが発生した。

※1：法令に定める線量限度

実用炉規則 第9条第1項第1号

実用炉規則に基づく線量限度等を定める告示 第6条第3項

※2：法令に定める緊急時の線量限度

実用炉規則 第9条第2項

平成23年東北地方太平洋沖地震の特にやむを得ない緊急の場合に係る実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量限度等を定める告示

【添付資料－18－2】

18.4 線量限度を超える被ばくに係る再発防止策

線量限度の超過について、原子力安全・保安院に対し原因の究明及び再発防止策の策定について、当社女性社員2名については平成23年5月2日に、当社男性社員6名については平成23年6月17日及び8月12日に報告書を提出し、また、原子力安全・保安院及び厚生労働省の指導のもと、緊急作業に従事する作業員の線

量限度を適切に遵守するため、被ばく線量管理の強化、再発防止策^{※1}の徹底を行っている。

※1：線量限度を超える被ばくに係る再発防止策

(平成23年6月17日及び8月12日原子力安全・保安院報告)

- a. 情報の共有化
緊急時対策組織の会議等で各班の持つ情報を共有し、判断・指示を確認しあうようにした。
- b. 資機材の配備充実と使用
マスクやヨウ素剤などの資機材を適所に配備し、速やかに使用できるようにする。
- c. 飲食の制限
法令等で定める管理区域の設定レベル以上のエリアでの飲食を禁止する。
- d. 保護具に関する啓蒙活動
免震重要棟、J-Villageなどに保護具に関する注意喚起のための掲示を行った。
- e. 保護具に関する教育
現場に初めて入域する者については、J-Villageで保護具の着用指導、放射線教育を行う。
また、保護具の必要性と効果、使用方法について、社内及び協力会社に周知を図った。
- f. 着実な保護具の装着
作業着手前に保護具の装着状況をチェックし、不備がないことを確認する。
- g. 新たなマスクの採用
密着度を高める、あるいは全体を覆うマスクなどの型式について検討を行い、採用を進める。
- h. 作業前サーベイの充実と情報の共有
作業前サーベイの充実に加え、放射線マップなどを掲示し、情報の共有を通して被ばくの低減を図る。
- i. 適切な保護具の装着
作業前のサーベイを基に、作業環境に応じた保護具を選択することを徹底する。

【添付資料－18－3】

19. 安定化への取り組み

19. 1 事故の収束に向けた道筋

福島第一原子力発電所については、事故の収束を計画的に進めるため、「福島第一原子力発電所・事故収束に向けた道筋（以下、「道筋」という。）」を平成23年4月17日までに取り纏め、以降、この道筋に基づき全力をあげて、事故収束に向けた対策の実施に取り組み、現時点までに、ステップ1を平成23年7月19日に目標達成、ステップ2を平成23年12月16日に目標達成した。

ステップ2の目標達成により、原子炉は「冷温停止状態」に達し、不測の事態が発生した場合も、敷地境界における被ばく線量が十分低い状態を維持できるようになり、安定状態へ移行した。

＜各ステップの達成目標＞

- ステップ 1：放射線量が着実に減少傾向となっている。
- ステップ 2：放射性物質の放出が管理され、放射線量が大幅に抑えられている。

なお、道筋に基づく放射性物質の放出の抑制への取り組みとして、以下の海水中及び大気中への拡散防止策をステップ2完了までに実施してきている。

(1) 放射性物質を含む液体の海水中への拡散防止強化策

放射性物質を含む汚染水の海洋への流出について、原子力安全・保安院に対し、再発防止策及び流出防止計画を平成23年5月20日及び6月1日に報告書を提出した。

確認した汚染水の流出経路を踏まえ、以下の通り流出防止対策を行うとともに、流出した場合に備えた拡散抑制対策を実施（一部実施予定あり）した。

（【1】等の記号は、添付資料－19－2中の対策を示す）

①流出経路の上流部に位置する海水配管トレンチの閉鎖【5】

- ・ 流出経路の上流部に位置する2～4号機海水配管トレンチの立坑部を閉鎖した。

②流出リスクのあるピットの閉塞【5】

- ・ 2号機及び3号機における流出事象と類似のスクリーンポンプ室に隣接する全ピットを閉塞した。
- ・ 海水配管トレンチと電源ケーブルトレンチとの接続部近傍のピット等、接続経路が確認できないピットを含めて、流出の可能性のある全ピットを閉塞した。

③護岸の損傷箇所の閉塞【5】

- ・ 地震に伴い鋼矢板が破れている護岸がある。損傷箇所に近接するトレンチが

ないことなどから、損傷箇所から汚染水が流出することは考えにくいですが、念のため損傷部分においてグラウト材充填による止水対策を実施した。

④ 1～4号機スクリーンポンプ室の隔離【3、7】

- ・ 2号機スクリーンポンプ室前面に、応急対策として鉄板を設置した。
- ・ 1～4号機の各スクリーンポンプ室前面に角落としを設置した。

⑤ シルトフェンス及び大型土嚢の設置【1、2】

- ・ 1～4号機の各スクリーンポンプ室前面及び1～4号機取水路開渠北側及び南側に、応急対策として、シルトフェンスを設置した。
- ・ 1～4号機取水路開渠南側に、大型土嚢を設置した。

⑥ 透過防止工破損箇所の復旧【8】

- ・ 取水路開渠南側の透過防止工のうち、津波により破損した箇所について、鋼管矢板による閉塞工事を行い、破損箇所を復旧した。

⑦ 前面海域の海水からの放射性物質の除去【4、6】

- ・ 海水の放射性核種の除去を目的とし、ゼオライト土嚢の投入及びゼオライトを装填した海水循環型浄化装置の運転を実施している。
- ・ 当初、応急対策として、4月中旬にゼオライト土嚢を投入・浸漬した。本格的な対策として、水中ポンプにて強制的にゼオライトへ循環通水させる海水循環型浄化装置を設置し、6月中旬に運転を開始した。現在、海水中の懸濁物質などの除去の実施、より粒径の細かいゼオライトへの変更など、さらなる吸着率の向上に向けた対策を実施している。

⑧ 地下水を經由した海洋汚染の防止対策【9】

- ・ 現時点では、建屋内の滞留水の水位はサブドレン水（地下水）の水位と同程度であり、地中へ大量に流出することはないと考えられるが、今後、滞留水が地中へ漏出し、海洋汚染を拡大させる可能性は否定できない。このため、1～4号機の既設護岸の前面に、R/B周りの難透水層の透水係数と同程度となる 10^{-6} cm/sec の遮水性を有する鋼管矢板による遮水壁（海側）を設置するとともに、遮水壁（海側）と既設護岸との間に地下水ドレンを設置し、地下水が海洋に漏れ出さないように管理する計画である。遮水壁（海側）の延長は約800m、鋼管矢板の長さは22～23mで、下部の難透水層まで根入れする計画である。工期は約2年の予定である。

⑨ 港湾内海底土被覆工事【10】

- ・ 海底土のサンプリング結果から、港湾内の海底土からは比較的高い濃度の放射性物質が検出されている。海底土については波浪等の影響による港湾外への

拡散が考えられることから、海底土を固化土により被覆することにより、海洋汚染拡大防止を図る。工期は3～4ヶ月の予定である。

【添付資料19-2】

(2) 放射性物質の大気中への飛散抑制のためのR/Bカバー設置

1号機、3号機及び4号機は、R/B最上階（オペレーティングフロア）より上部が開放された状態であり、放射性物質を含む水蒸気の蒸散や瓦礫及び粉塵が風雨による飛散が懸念されることから、放射性物質の閉じ込め機能及び放射線の遮へい機能を有する構造物を設置するまでの間の応急措置的対策として、放射性物質の飛散を抑制するR/Bカバーを設置することとした。

1号機については、原子力安全・保安院へ、6月23日に報告書を提出し、R/Bカバーの設置に関わる安全性を確認した後、設置工事に着手し、10月28日にカバー設置を完了した。

また、3号機及び4号機についても、今後のR/Bカバーの設置に先立ち、R/B上部の瓦礫撤去を開始した。

【添付資料19-3】

19.2 廃止措置に向けた中長期対策への取り組み

ステップ2完了から原子炉の廃止に向けての作業が開始されるまでの期間（中期：3年程度以内）における原子炉施設の安全の確保、さらに、1～4号機の廃止措置に向けて必要な現場作業や研究開発等、全力をあげて取り組んでいく。

(1) 1～4号機に対する中期的安全確保

原子炉施設からの新たな放射性物質の放出を管理し、放射線量を大幅に抑制するため、以下の目標を達成させるべく設備設置等を実施した。

- ・ 放射性物質の放出源を特定し、適切な放出抑制策を講じ、モニタリングを行う（放出抑制・管理機能）
- ・ R P V、P C V及びS F P内での崩壊熱を適切に除去する（冷却機能）
- ・ R P V、P C V及びS F P内での臨界を防止する（臨界防止機能）
- ・ 可燃性ガスの検出、管理及び処理を適切に行う（水素爆発防止機能）

a. 崩壊熱の適切な除去、水素爆発の防止

- ・ 原子炉に残留する核燃料物質の崩壊熱を除去するため、原子炉注水設備を設置。
- ・ 核燃料物質からの放射線が水を分解することで僅かながら水素が発生。水素爆発を防止するため、窒素封入設備を設置し、可燃限界（水素濃度4%）以下に維持するために、P C V及びR P Vに必要な窒素量を封入。

(a) 原子炉注水設備の信頼性

R P V及びP C Vへの注水設備については、故障や事故に備え何重ものバックアップ。仮に、新たに設置した設備が全て使用不能となっても3時間程度で消防車による注水再開が可能。

・注水ポンプ

常用高台（海拔35m）炉注水ポンプ3台を常用系とし、非常用高台炉注水ポンプ3台及び純水タンク脇炉注水ポンプ3台を予備。消防車6台も待機。

・タンク

独立した2種類の水源（処理水、ろ過水）に対して、それぞれ複数のタンク（処理水バッファタンク、ろ過水タンク、純水タンク）を保有。

・原子炉注水ライン

常・非常用高台炉注水ポンプの注水ラインと、純水タンク脇炉注水ポンプの注水ラインをそれぞれ独立ラインで構成。

・電源

複数母線から受電できるようにするとともに、電源車、D/Gからも受電可能。また、非常用高台炉注水ポンプ、純水タンク脇ポンプは専用D/Gを有し、外部電源の供給に関わらず受電可能。

(b) 窒素封入設備の信頼性

- ・ 窒素製造設備を複数台設置、その一部については専用の発電機を設置。
- ・ 常用に2台（うち1台待機）の他、予備に4台（うち1台は高台）設置。
- ・ 電源は系統電源やD/Gから受電可能な設備を設置。
- ・ 予備4台は、専用D/Gを設置。

b. 原子炉における臨界防止

原子炉に存在する核燃料は臨界に適した形状から大きく崩れており、再臨界の可能性は考えがたい。しかし、保守的に考えて再臨界が発生したとしても、ホウ酸水（中性子を吸収、臨界を止める）注入設備により臨界を止めることが可能であり、外部への影響は十分小さい。

(a) ホウ酸水注入設備の信頼性

- ・ ホウ酸水注入設備のポンプ及び電源は原子炉注水設備と共用であるため同等の信頼性有。
- ・ ホウ酸水のタンクは2基設置。

(b) 臨界検知機能

- ・ R P V底部の温度上昇率監視。
- ・ M P及び可搬型M Pの空間線量率監視。
- ・ 更に、臨界時発生する短半減期核種をP C Vガス管理システムによって測定を実施。

c. S F Pの冷却

S F Pに保管される使用済燃料の崩壊熱を除去するため、循環冷却設備を設置。

(a) S F P循環冷却設備の信頼性

- ・ 循環冷却設備の動的機器（冷却塔、ポンプ、熱交換器等）は多重化。蒸発または、万が一の漏えいによるプール水の減少については、外部から注水を可能にすることで対応。

(b) 水質改善

- ・ 発災時に応急措置として海水を注入したプールには、使用済燃料の被覆管やプールが腐食しないよう、塩分の除去装置を設置。

d. 高レベル放射性汚染水の処理

津波や炉心冷却水等の流入によりR/BやT/B等に滞留した高レベル放射性汚染水を処理し、放射性物質（Cs-134、Cs-137）の濃度を約1/10,000以下に低減。処理済水は、原子炉の注水に再利用。

(a) 汚染水処理設備の信頼性

- ・ 汚染水処理装置は、故障等に備え、複数系統を設置。ポンプ等の動的機器は原則多重化。

(b) 設備等からの漏えい管理

- ・ 高レベル汚染水の処理装置等からの漏えいは、検知器等にて検知するとともに、堰や建屋等で漏えい拡大を防止。
- ・ 平成23年12月4日に発生した淡水化装置からの施設外への漏えい事象を踏まえ、類似の堰は、点検・補修を実施。当該堰を含め、全ての堰について、漏えい検知器を設置。
- ・ 屋外の濃縮塩水を貯蔵するタンク等については、静的な状態であり、巡視点検により監視し漏えいがあれば止水、堰の設置等を実施。

(c) 建屋に溜まった高レベル汚染水の管理

- ・ 建屋に滞留する汚染水が建屋外に漏出しないよう、汚染水の水位を地下水の水位より低く管理。これにより、ひび割れ等から地下水が流入することがあっても汚染水が流出することを防止。

(d) 使用済セシウム吸着塔及び廃スラッジの貯蔵容量

- ・ 汚染水処理により生じる使用済セシウム吸着塔や廃スラッジ、淡水化装置から生じる濃縮塩水の貯蔵、保管施設は、発生量に対して十分な貯蔵容量を有し、必要に応じ増設。

【添付資料－19－4】

(2) 1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ

平成23年12月21日に、「東京電力福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ（以下、「中長期ロードマップ」という。）」を取り纏めた。

この中長期ロードマップにおいては、確実に安定状態を維持しつつ、SFPで冷却されている燃料の取出しやRPV及びPCV中に存在していると考えられる損傷燃料の取出しなど、廃止措置に向けて必要な現場作業や研究開発等を進めていく。

【添付資料－19－5】

19.3 今後の予定

本報告書の記載内容については、これまでに判明している事実に基づいたものであり、事故の全体像の解明が進み、原因の分析・評価を行う過程で新たに確認された事実、得た知見については、引き続き報告していく。

以 上

別紙一覧

- 別紙－ 1 福島第一原子力発電所の注水及びベント操作等に関する対応状況について
- 別紙－ 2 MAA Pコードによる炉心・格納容器の状態の推定
- 別紙－ 3 福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心状態について

福島第一原子力発電所
の注水及びベント操作等に関する対応状況について
資料一覧

福島第一原子力発電所

○共通

- ・被災直後の対応状況
- ・福島第一原子力発電所電源復旧に関する対応状況について

○1号機

- ・福島第一原子力発電所1号機注水に関する対応状況について
- ・福島第一原子力発電所1号機格納容器ベント操作に関する対応状況について

○2号機

- ・福島第一原子力発電所2号機注水に関する対応状況について
- ・福島第一原子力発電所2号機格納容器ベント操作に関する対応状況について

○3号機

- ・福島第一原子力発電所3号機注水に関する対応状況について
- ・福島第一原子力発電所3号機格納容器ベント操作に関する対応状況について

以 上

福島第一原子力発電所

被災直後の対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 14:46 東北地方太平洋沖地震発生。」から「15:27 津波第一波到達。」までの活動内容

【地震発生時の状況】

- 1～3号機は運転中、4～6号機は定期検査中であった。4号機はシュラウド交換、5号機は原子炉圧力容器の耐圧漏えい試験中であり、現場で多くの作業が行われていた。
- 11日 14:46、地震発生。揺れは段々と大きくなっていった。事務本館では、各部署のマネージャーなどがメンバーに対して机の下に隠れるよう指示。各自、現場作業用のヘルメットをかぶるなどして、身の安全を確保した。
- 揺れは長く続いた。天井のパネルは落下、棚は倒れて物が散乱、机は大きく動き、机の下に閉じこめられる人もいた。
- 揺れが収まってから、閉じこめられた人を救出し、避難場所の免震重要棟脇の駐車場に移動。駐車場で人員確認を実施。1週間程前に避難訓練を行ったばかりで、各自が避難通路、避難場所を把握していた。
- 防災部門のマネージャー及びメンバーは、揺れている最中に緊急放送の部屋に行き、避難の放送をしたが、途中で地震により放送設備が使用不能に。その後、拡声器で避難するように呼びかけながら走り回った。
- 現場では、中央制御室から、地震発生と津波及び避難についてページング及びPHSで周知された。3号機原子炉建屋5階の天井クレーンから降りられなくなった作業員がいたため、運転員が現場に向かい、懐中電灯の明かりを頼りに誘導して降ろした。
- 港湾では、タンカー船から重油タンクに給油作業を行っていたが、作業を中止して避難。タンカー船は津波に備えて沖合へ移動した。



事務本館の状況

【発電所緊急時対策本部（以下、「発電所対策本部」）での対応】

- ・ 非常災害対策要員は、免震重要棟へ入り、対応を開始。
- ・ 発電班は、各プラントの地震後の状況を確認。運転中であった1～3号機はスクラムが成功し、原子炉停止との報告を中央制御室から受ける。その後、外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機（以下、「D/G」）が自動起動しているとの連絡が入る。

【中央制御室での対応】

<1,2号機中央制御室>

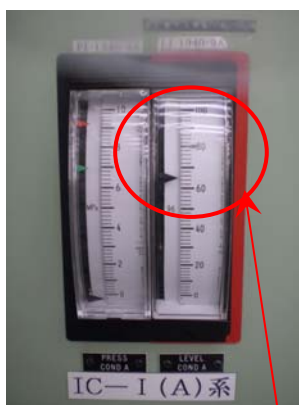
- ・ 地震発生時、当直14名と作業管理グループ10名の計24名の運転員が勤務していた。
- ・ 揺れが収まるのを待って、運転員は通常のスクラム対応操作を開始。当直長は、スクラムしたことを確認し、1号機と2号機のパネルの中間で指揮をとる。各制御盤前にオペレータを配置、主任の指示に従い、状態監視と操作を実施。



1,2号中央制御室（後日撮影）

主任は、プラント状態、操作状況を当直長へ報告。外部電源喪失となり、D/Gが起動し、非常用母線が充電されたことを確認する。パラメータも問題なしという報告を受け、当直長は「このまま収束（冷温停止）に持って行ける」と感じていた。

- ・ 地震後、運転員は、1,2号機それぞれに対して、地震発生と津波及び避難について、ページングで周知を行う。
- ・ 14:52、1号機の非常用復水器（以下、「IC」）が、原子炉圧力高により自動起動したことを確認。原子炉水位が通常水位であることから、高圧注水系（以下、「HPCI」）は原子炉水位が低下してきた際に起動することとし、ICでの原子炉圧力制御を行



IC(A) 蒸気圧力計、水位計
（後日撮影）



IC(B) 蒸気圧力計、水位計
（後日撮影）

原子炉圧力を制御していたIC(A)の水位がIC(B)より低い（通常、IC水位は約80%）。津波到達後は電源喪失により指示は見えなくなった。

うこととした。

- 15:03 頃、1号機の原子炉圧力の低下が速く、操作手順書で定める原子炉冷却材温度降下率55°C/hが遵守出来ないと判断し、ICの戻り配管隔離弁(MO-3A, 3B)を一旦「全閉」とした。他の弁は開状態で、通常の待機状態とした。その後、原子炉圧力を6~7MPa程度に制御するためには、ICは1系列で十分と判断、A系にて制御することとし、戻り配管隔離弁(MO-3A)の開閉操作にて、原子炉圧力制御を開始した。
- 2号機については、14:50、原子炉隔離時冷却系(以下、「RCIC」)を手動起動。14:51、原子炉への注水により原子炉水位高で自動停止したことを確認。その後、15:02に手動起動し、15:28に再度原子炉水位高で自動停止する。15:39に再度手動起動。

<3,4号機中央制御室>

- 地震発生時、当直9名、作業管理グループ8名、定検チーム12名の計29名の運転員が勤務していた。
- 地震で中央制御室の中が埃で煙幕をはったように真っ白になる中、揺れが収まるのを待って、運転員は通常のスラム対応操作を開始。当直長は、スクラムしたことの報告を受ける。外部電源喪失となり、D/Gが起動し、非常用母線が充電されたことを確認する。
- 地震後、当直員の安否確認を行い、地震発生と津波及び避難について、発電所構内一斉ページングの形で周知を行う。
- 3号機については、15:05、RCICを手動起動。15:25、原子炉への注水により原子炉水位高で自動停止したことを確認する。

<5,6号機中央制御室>

- 地震発生時、当直9名、作業管理グループ8名、定検チーム27名の計44名の運転員が勤務していた。
- 当直長は、自席でパネルを確認しながら、揺れが収まるまで身の安全を確保する。他の運転員も、身をかがめる等身の安全を確保しながら、ラックやパネル表示に注意を払う。揺れが収まった後、ほとんどの警報が鳴り響く中、警報確認を実施。外部電源喪失となり、D/Gが起動し、非常用母線が充電されたことを確認する。
- 地震後、ページングとPHSにて現場に対して地震発生と津波及び避難を周知。当直員は、現場の控え室に集まってから、中央制御室に戻ってきた。
- 屋外監視カメラ(ITV)を用いて津波の監視を試みるも、使用出来なかった。

○「3/11 15:42 全交流電源喪失の判断・通報」以降の活動内容

【津波到達時の状況】

- 15:27 に津波第一波, 15:35 に第二波が到達。中央制御室や免震重要棟, 避難場所の駐車場で, 津波の音は確認されなかった。中央制御室から発電所対策本部に, D/G が停止したとの連絡が入る。その後, 中央制御室から, サービス建屋入口まで水が来ているとの連絡があり, 発電所対策本部内でも津波が襲来したことが確認され始めた。
- 11 日 15:42, 原子力災害対策特別措置法 (以下, 「原災法」) の第 10 条事象『所内全交流電源喪失』に該当すると判断し, 官庁等へ通報。
- 11 日 16:36, 1, 2 号機の原子炉水位が確認できず, 注水状況が不明なため, 原災法の第 15 条事象『非常用炉心冷却装置注水不能』に該当すると判断。16:45 に官庁等に通報。



約 50m の津波のしぶき



約 10m の防波堤を破壊して押し寄せる津波



津波により 1~4 号機全域が浸水



津波で変形したタンク
(上の写真の右のタンクと同一)



津波襲来後の海側の状況

【中央制御室での対応】

<1, 2 号機中央制御室>

- ・ 警報表示や状態表示灯が点滅し、一斉に消えていった。鳴っていた警報音も消え、中央制御室内は一瞬シーンとなった。最初は何が起きたか分からず、目の前で起こっていることが本当に現実なのかと疑いたくなるような状況。現場に行っていた運転員が「海水が流れ込んできている」と、中央制御室に大声で叫びながら戻ってきて、中央制御室の運転員は津波の襲来を知った。
- ・ D/G が停止し、全交流電源が喪失。中央制御室 1 号機側照明は非常灯のみ、2 号機側照明は真っ暗となる。当直長の指示に基づき、使用出来る設備、使用出来ない設備の確認を実施。
- ・ 直流電源で操作可能な設備として、1 号機について、IC と HPCI の状況を確認。IC は、表示灯が消灯しており、開閉状態が確認出来なかった。HPCI については、制御盤の状態表示灯が全て消灯し、起動不能な状態。2 号機については、RCIC の状態が不明となる。HPCI は、制御盤で状態表示灯が消灯し、起動不能な状態。15:50 頃には、原子炉水位が不明となっていることを確認。
- ・ 中央制御室と発電所対策本部間の通信手段は、最終的に PHS は利用出来ず、ホットライン 2 回線のみとなる。(3, 4 号機、5, 6 号機の中央制御室も同様)

<3, 4 号機中央制御室>

- ・ D/G が停止し、全交流電源が喪失したが、3 号機について、直流電源で操作可能な RCIC 及び HPCI の状態表示灯は点灯していた。
- ・ 全交流電源喪失により、中央制御室の照明は非常灯のみとなる。2 月頃に現場巡視用に LED ライトが導入されており、これを明かりに活用。4 号機は定検中であったため、3 号機を中心に、原子炉水位等のパラメータを確認する。
- ・ 全交流電源喪失時の手順書をもとに、RCIC、HPCI の運転制御に必要なバッテリーを出来るだけ長く維持できるように、監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き、負荷の切り離しを行う。
- ・ 16:03 に中央制御室の操作スイッチにて RCIC を起動し、原子炉水位、RCIC の吐出圧力や回転数を確認し、原子炉の水位確保を行う。

<5, 6 号機中央制御室>

- ・ 津波発生により、5 号機の 2 台と 6 号機の 2 台の D/G が停止したことを確認。6 号機の別の 1 台の D/G は周波数調整を行い、運転状態を維持。
- ・ 5 号機の中央制御室は照明が落ち、非常灯となったが、非常灯もだんだんと消え、真っ暗となる。6 号機の照明は、通常と変わらず。

【消防隊による避難誘導，津波監視】

- ・ 地震発生後，消防隊は免震重要棟で消防服に着替えて待機。
- ・ 津波が繰り返し襲来する中，消防隊は，汐見坂（海側につながる坂道の道路）を上った五差路で，避難してくる人の誘導や，海側に行こうとする人や車の規制を実施。地震発生時に現場に私物などを置いたまま避難して，取りに行こうとする人もいたが，津波が押し寄せる状況がその位置から確認されていたことから，全員を止めた。
- ・ 11日18:00頃，消防隊は津波の監視を行うよう所長から指示を受ける。海沿いの高台にある研修棟の付近で，2～3時間交替で津波の監視を実施。真っ暗になってからは，業務車のライトで海側を照らしながら監視を継続。12日未明，1号機ベント実施の連絡が入り，免震重要棟に避難。

【構内道路の健全性確認の実施】

- ・ 11日16:00頃，正門付近の道路が崩れているとの情報が寄せられたことから，社員2名が，協力企業数名と共に構内道路の健全性確認のために，作業着，防寒着，ヘルメットを着用して徒歩で正門に向かった。正門付近を確認したところ，正門を出た辺りに崩落があったものの，車両は通行可能な状態であった。
- ・ 正門から出て，西門までの道路を確認。来た道を引き返して構内に戻った。
- ・ 次に，1～4号機へ向かう道路を確認するために，旧事務本館前の道路を通過して海側へ向かったところ，重油タンクが津波で流されて道をふさぎ，通り抜けが出来ない状況であった。道を外れて建物の裏側を通過して海側へ行き，物揚場と1～4号機の海側の道路を確認。



津波で流されて道をふさいだ重油タンク
(直径11.7m×高さ9.2m)



重油タンクは，津波により
1号機タービン建屋北側脇
まで漂流

- ・ 徒歩では健全性確認に時間がかかると考え、免震重要棟に戻って業務車を確保し、業務車で通行可能な道を通って海側へ向かった。海側の道路は、瓦礫等が散乱して車が1台通れる程度の状況であった。
- ・ 次に、5,6号機側へ向かった。5,6号機の防護区域内へ入れず、山側へ向かったところ、道路が陥没していた。車を降り、徒歩で先の道路を確認したところ、5号機原子炉建屋西側の斜面が陥没し、土砂崩れで崩落しており、通行不可能な状況。
- ・ 来た道に戻り、更に山側にある5,6号機へのアクセス道路の健全性確認に向かった。アクセス道路は、途中で段差ができており、通行不可能な状態。今後の発電所の復旧作業に支障を来さないよう、道路復旧が必要な状況であった。
- ・ 11日19:24、社員2名は、健全性確認の結果、「西門は通行可能であること」「旧事務本館前は通行不可能であること」「2号機タービン建屋海側は通行不可能であること」「物揚場は、ものが散乱して通行不可能であること」「5号機原子炉建屋西側斜面に35cmの陥没があること」を発電所対策本部に報告。



ひび割れて通行不可になった構内道路

【構内道路の復旧作業実施】

- ・ 構内道路の健全性確認の結果から、5,6号機へのアクセス道路の復旧作業を行うこととした。
- ・ 発電所の耐震強化工事等のために構内に入っていた協力企業に連絡して、重機の手配を依頼。バックホー（油圧ショベル）と、段差の復旧に必要な砂利を積んだダンプを確保。
- ・ 社員3名で、作業着、防寒着、ヘルメットを着用して現場に出発。重機を運んできた協力企業と合流し、10名程度で復旧作業を実施。ダンプに積んだ砂利に加えて、通行不能となっていた片側の道路の舗装をはいで、その下の碎石や砂利を復旧に使用。バックホーを使用して、もう片側の道路を平らに



5,6号へのアクセス道路の損傷状況
(復旧後の状況。片側の道路の舗装をはいで、
碎石や砂利を流用して片側車線を復旧)

して復旧。

- ・ 11 日 22:15, 復旧が完了し, 5, 6 号機へのアクセスが可能となったことが, 発電所対策本部に報告された。
- ・ 作業終了後には, バックホーを体育館脇に止め, 次の作業に備えた。

【防護区域内への移動経路の確保】

- ・ 通常使用する 1~4 号機側の防護区域のゲートは津波で流され, 周辺の海側の道路は津波による瓦礫が散乱。車両で往来できない状態であった。
- ・ 11 日夕方, 他の防護区域のゲートを開放するため, 復旧班は現場に出発。免震重要棟から近い位置にあるゲートは, 津波の影響による流木, 資機材等があり, 開放出来る状態では無く, 2, 3 号機間のゲートを開けることとした。
- ・ 11 日 19:00 頃, 2, 3 号機の間にあるゲートを工具を用いて開放。1~4 号機への車両の通行ルートを確認した。

【中央制御室内仮設照明の復旧作業】

- ・ 復旧班は, 中央制御室の照明が失われていたことから, 発電所対策本部の指示により, 各中央制御室の照明確保に向けて, 復旧班 3~4 名, 協力企業 7 名で作業開始。
- ・ 構内協力企業が工事用に所有していた小型発電機を, 1, 2 号機は原子炉建屋山側の変圧器等が設置されている変圧器エリア, 3, 4 号機はサービス建屋入口にそれぞれ設置。
- ・ 小型発電機から 1, 2 号機及び 3, 4 号機中央制御室まで電工ドラムをつないで仮設照明に接続。20:47 に 1, 2 号機中央制御室, 21:27 に 3, 4 号機中央制御室に, ごく一部ではあるが仮設照明により明かりが点された。
- ・ その後, 小型発電機に定期的に給油を実施。 当直副長席で仮設照明を照らして対応



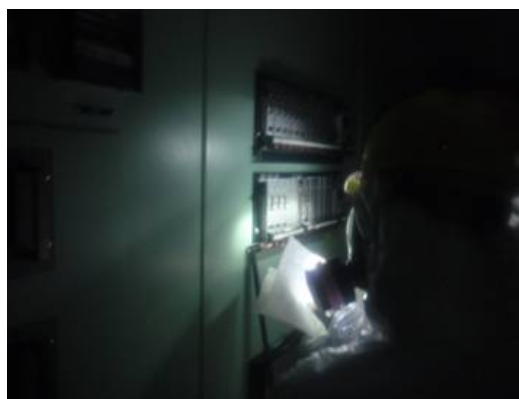
【中央制御室内計器類の復旧作業】

- ・ 復旧班は, 中央制御室内の計器類の復旧のために, 必要な図面の用意, 構内の企業からバッテリーやケーブルの収集を始める。2~3 名一組で, 免震重要棟から徒歩で協力企業事務所へ向かい, 収集できたバッテリーを, 協力企業から借りた業務車で, 2, 3 号機間のゲートを通って, 1, 2 号機中央制御室に運ぶ。

- ・ 収集できたものから順次中央制御室に運び込み、図面の確認を行い、1, 2 号機中央制御室の計器盤への接続を開始。原災法の第 15 条事象『非常用炉心冷却装置注水不能』が発生し、原子炉への注水状況を把握することが最優先だったことから、直流電源で動作する原子炉水位計から順次バッテリーを接続し、復旧作業を始める。
- ・ 作業場所である制御盤裏は、中央制御室の仮設照明設置後も照明が届かず真っ暗であったため、手持ちの懐中電灯の明かりを頼りに、配線図とケーブル番号の確認や、配線の端末処理及び接続作業を実施。
- ・ 21:19 に 1 号機、21:50 に 2 号機の原子炉水位が判明した。
- ・ その後も、構内にある業務車からの取り外しや、自衛隊ヘリによる広野火力発電所からの輸送など、バッテリーの調達を継続。



仮設バッテリーをつないで計器用電源として使用

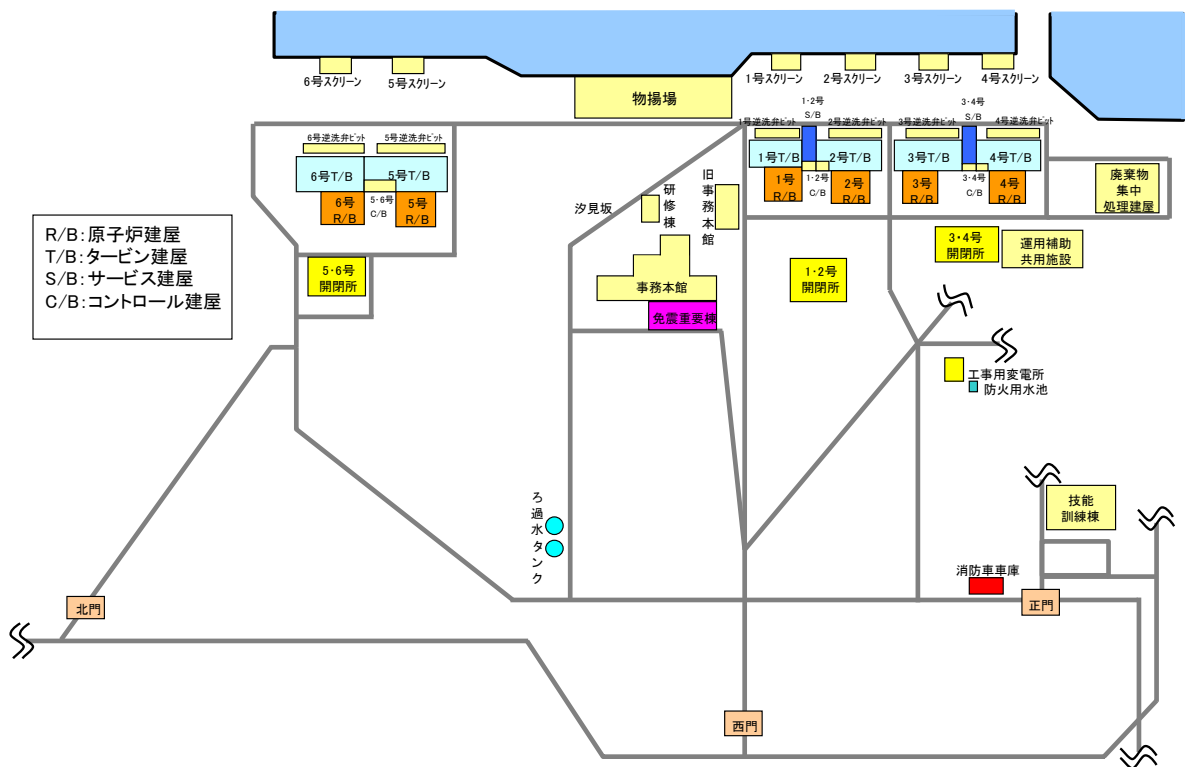


懐中電灯の明かりを頼りに指示値を確認

照明、計器復旧によって、プラント状態を把握するための監視手段が少しずつ確保されていく一方、現場は依然として真っ暗で、限られた通信手段の中、余震・津波警報が継続する状況下での対応が続いた。

家族の安否確認が出来ない中で対応を続ける社員も多かった。当日勤務ではなかった社員も、発電所に続々と駆けつけた。事象を収束し絶対にここを出て家族に会おうと励まし合ったり、現場で汚染して廃棄処分となる危険性がある中で、もしもの時に自分の身元が分かる手がかりになるかもしれないと思い、家族からもらった大事な時計や指輪をお守りとして身につけて現場に行く運転員もいた。

このような状況の中、発電所長の指揮の下、原子炉注水、格納容器ベント、電源復旧といった事故収束に向けた対応が行われた。(詳細は、別資料「注水に関する対応状況」「格納容器ベント操作に関する対応状況」「電源復旧に関する対応状況」参照)



福島第一原子力発電所の構内図

以 上

福島第一原子力発電所

電源復旧に関する対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 15:42、全交流電源喪失の判断・通報」以降の活動内容

【電源車の確保】

- ・ 11日 16:10、本店配電部門から全店に対して、高圧電源車・低圧電源車の確保と福島第一原子力発電所（以下、「発電所」）への移動経路の確認を指示。
- ・ 11日 16:30頃、本店本部から他電力へ電源車の救援を要請。
- ・ 11日 16:50、全店の電源車が福島に向け順次出発。
- ・ 11日 17:50、本店配電部門は、道路被害や渋滞により電源車が思うように進めないことから、自衛隊ヘリによる電源車の空輸の検討を依頼。発電所では、構内のグラウンドに協力企業や社員の車を約30台集め、ライトを照らして簡易ヘリポートを準備する。
- ・ 11日 18:15頃、東北電力から、高圧電源車3台が発電所に向かっていることを確認。
- ・ 自衛隊ヘリや米軍ヘリでの電源車の輸送について検討を行うも、電源車の重量が重く、11日 20:50、ヘリによる電源車の空輸を断念。全電源車は陸路で発電所へ向かう。

【電源設備の現場状況確認の実施】

- ・ 11日 15:30頃、本店本部に新福島変電所で被害が発生したとの報告が入る。
（詳細は「電気事業法第106条第3項の規定に基づく報告の徴収に対する報告について（平成23年5月16日）」参照）
- ・ 津波警報発令が継続し、余震が頻発する状況であったが、電源復旧のためには電源設備の状況確認が必要と考え、復旧班のベテラン数名が現場調査を志願。津波の危険性から海側の現場調査に対して慎重な意見もあったが、電源復旧が急がれる状況であったことから、11日 16:39、復旧班は所内電源と外部電源に分かれて現場に向かった。

<所内電源>

- ・ 海沿いは瓦礫が散乱し、マンホールの蓋が開いている箇所や、道路が陥没し

ている箇所が多数ある状況の中、復旧班他計4名で1号機から現場状況確認を開始。

- 1号機タービン建屋大物搬入口から建屋内に入り、1階に設置されている6.9kV 高圧電源盤(以下、M/C)、480V 低圧電源盤(以下、P/C)を見たところ、浸水跡を確認。

- 次に、P/C (1C) (1D)や直流電源設備のあるコントロール建屋地下階の電気品室に向かう。電気品室の堰(高さ30~40cm)まで水が溜まっていたため、遠目でP/C (1C) (1D)は浸水跡があることを確認。



1号機タービン建屋1階M/Cの状況

- 同じ階の非常用ディーゼル発電機(以下、D/G)室に向かい、D/G (1A) 制御盤は約1mの浸水跡、低い位置にあるD/G (1B) 室はD/G本体が水没していることを確認。

〔津波に浸水した跡が、M/Cの柵の泥の境目として残っている(後日撮影)〕

- 次に、2号機タービン建屋1階の2号機P/Cが設置されている電気品室に向かう。電気品室の床面は高さ5cm程度の浸水で、2号機P/Cに浸水跡は見られず。
- 2号機M/C、直流電源設備の確認のため、地下階への移動を試みるも、約1.5mの水位があったため断念。
- 建屋内電源設備の確認後、1,2号機中央制御室に向かう。中央制御室内は、1号側はごく一部の状態表示灯は点灯していたが、2号側は真っ暗な状況。
- 屋外に出て、津波で流されて道を塞いでいる重油タンクの脇を通り、屋外変圧器エリアへ向かう。

- 1号機、2号機の変圧器エリアでは、機器に損壊はないように見えたが、津波による浸水跡を確認。
- トレーラや瓦礫が道を塞いでいたため、その脇を通りぬけ、3号機、4号機変圧器エリアへ向かう。機器に損壊はないように見えたが、津波による浸



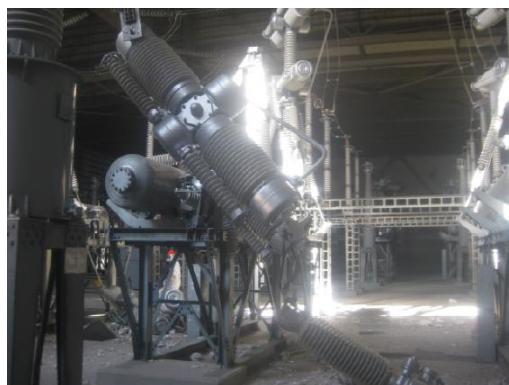
トレーラや瓦礫を脇へ寄せた後の3/4号機変圧器エリアの様子(後日撮影)

水跡を確認。

- 3, 4号機の所内電源の状況を確認するため, 3, 4号機タービン建屋大物搬入口に向かう。4号機大物搬入口は奥までトラックが流されているなど瓦礫が散乱しており入ることが出来ず。3号機大物搬入口はシャッターが閉まっており入ることが出来ず。その後, 免震重要棟へ引き返す。
- 11日 20:56頃, 運転員による点検結果と合わせて, 以下の所内電源設備の状況が発電所対策本部に報告される。
 - 1号機: M/C, P/C 使用不可。
 - 2号機: P/C は使用見込み有。M/C 使用不可。
 - 3号機: M/C, P/C 使用不可。

<外部電源>

- 外部電源の状況を確認するために, 復旧班 3~4名で開閉所に向かう。
 - 1, 2号機の開閉所では, しゃ断器などの機器が損壊していることを確認。
 - 次に, 66kV 東電原子力線の工所用変電所の確認に向かう。工所用変電所の機器は外観上の損傷は見られなかったものの, 所内電源側の点検において, 受電設備である M/C に浸水跡が確認されたことから, 東電原子力線による外部電源の復旧は困難な状況。
 - その後, 一度免震重要棟へ戻り, 現場の状況を報告。
 - 電源車輸送のため, 構内グラウンドでの簡易ヘリポートの準備作業に加わった後, 11日 20:34 に 3, 4号機の開閉所の確認に向かう。3, 4号機の開閉所では, 機器に損壊は見られなかったが, 津波による浸水跡を確認。
- 所内電源及び外部電源の現場状況確認の結果, 外部電源の早期の復旧は困難, また, D/G 本体や M/C 等は水没・浸水状態であり早期の復旧は困難であることから, 使用可能な所内電源設備と電源車を用いた電源復旧を目指した。
- 並行して, 工務部門では 12 日から新福島変電所の復旧を初めとした外部電源復旧工事を開始。



地震により開閉所の遮断器が損傷して一部が落下

【1, 2 号機電源復旧の準備】

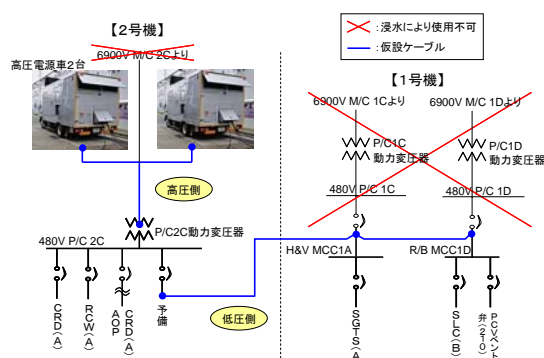
- 1, 2 号機は原子炉への注水状況が不明で、3 号機は原子炉への注水が行われていたことから、1, 2 号機の電源復旧を優先。11 日夕方から、復旧班は、ケーブル手配や復旧機器の選定等、電源復旧の準備作業を開始した。
 - 使用見込みのある 2 号機 P/C のうち、接続されている負荷やケーブル敷設の作業性等から、2 号機 P/C (2C) 動力変圧器 (6.9kV/480V) を用いて電源復旧を行うこととした。暗闇の中、懐中電灯を用いて現場調査を行い、2 号機タービン建屋の定期検査用仮設ケーブル貫通口が使用可能であることを確認。その近傍の 2 号機タービン建屋脇に高圧電源車を配置することとした。
 - 復旧機器としては、原子炉への高圧注水が可能なほう酸水注入系(以下、SLC) 等を復旧することとし、各機器につながる 480V 小容量低圧電源盤(以下、MCC) の位置など、電源供給の経路を確認。
 - 仮設ケーブルの敷設距離は、機器配置図を用いて、6.9kV の「高圧電源車～P/C」(以下、高圧側) の距離が約 200m、480V の「P/C～MCC・各機器」(以下、低圧側) の距離が約 80m と算出。
 - 高圧側のケーブルは、発電所近辺の協力企業事務所(以下、発電所構外企業事務所)に、4 号機定期検査の工事用として保管されていることを確認し、発電所構外企業事務所にてケーブル切出し作業を開始。数時間かけて、高さ約 2m のケーブルドラムから人力でケーブルを切り出し、敷設時のねじれ防止のために 8 の字状に巻き、24:00 頃に 4 t ユニック車に積載。その後、構内へ運搬。
 - 11 日 22:00 頃、応援の電源車の第一陣として、東北電力高圧電源車 1 台の到着を確認。津波による瓦礫を撤去して通路を確保した後、2, 3 号機間に誘導して配置した。
 - 11 日 22:00 頃、社員 3 名は、閉じていた 2 号機タービン建屋大物搬入口の開放に向かう。工具を用いて大物搬入口のシャッターを開けようとするも開かず、24:00 頃、協力企業の重機が到着してシャッターを開放。高圧側ケーブルをタービン建屋内に搬入するための経路を確保した。
 - 浸水跡の無かった 2 号機 P/C (2C) の健全性を確認するため、復旧班 3



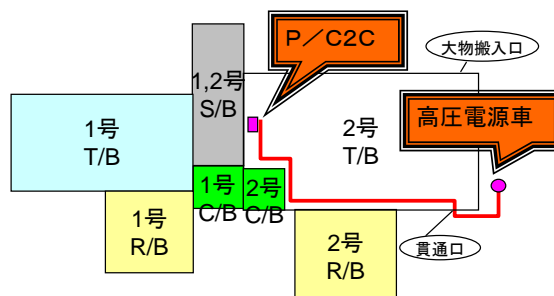
写真のケーブルは約 15m で重さは約 90kg。
1, 2 号の電源復旧はこの 10 倍以上の長さを使用。(後日撮影)

名で2号機タービン建屋に向かう。P/C (2C) に到着後、まずP/Cに接続されている本設ケーブルの取り外しを開始。懐中電灯で照らしながら、何重にも巻かれて内側は溶け合っている絶縁テープをカッターで切れ込みを入れながら数時間掛けて剥がし、本設ケーブルを取り外した。その後、測定器で絶縁抵抗を測定し、使用可能であることを確認。

- ケーブル敷設作業に当たって、電気系以外の社員も動員して、協力企業と合わせて約40名を確保。ケーブルの担ぎ方や人の配置について免震重要棟で説明を行った。



1,2号機の電源供給経路



1, 2号機ケーブル敷設ルート概要図

大物搬入口から高圧側ケーブルを搬入し、P/C2Cまで敷設。その後、貫通口を通してケーブルの片側を出し、建屋脇に配置した電源車に接続。

【1, 2号機の電源復旧作業】

- ・ 電源車と高圧側ケーブルが現場に到着し、ケーブル敷設作業を開始する直前に余震が発生。津波の危険性から、電源車と高圧側ケーブルを高台まで移動し、作業員は免震重要棟へ退避した。
- ・ 12日1:20頃、当社の高圧電源車1台の到着を確認。つなぎ込み前に当社の電源車が到着したことから、復旧班は、当社の電源車を使用することとし、その後2,3号機間に配置。高台に避難していた東北電力の電源車は免震重要棟脇の駐車場に移動して待機した。
- ・ その後、ケーブル敷設作業を開始。高圧側ケーブルは太さ十数センチ、長さ約200mで重量は1トン以上。通常なら機械を使用して相当の日数をかけて敷設するものを、約40名で人力にて急ピッチで実施。



ケーブル敷設作業のイメージ

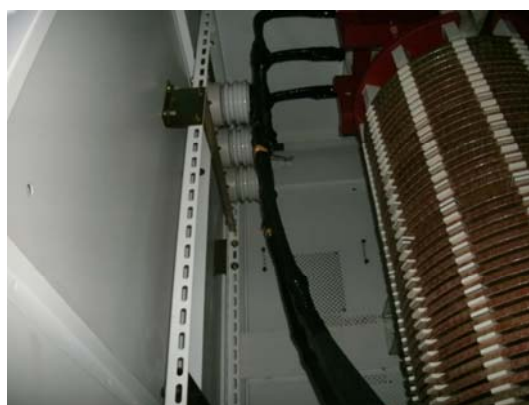
約5m間隔でケーブルを持ち、1人当たり30kg位の負荷

- ・ ケーブル敷設作業中にも余震が発生して、作業員はタービン建屋 2 階へ避難。作業再開まで 1 時間以上の中断を余儀なくされた。
- ・ ケーブル敷設作業は通常の作業着で行っていたが、12 日 4:00~5:00 頃に構内の放射線量が上昇し、避難指示が出されたため、全員で免震重要棟に退避。
- ・ その後、必要な人員を確保し、装備を整えて作業を再開。高圧側ケーブル敷設作業を引き続き行うとともに、P/C への接続に必要なケーブルの端末処理を実施。端末処理は、3 相 (3 線) あるケーブルの端をそれぞれ接続用の端子に固定する特殊作業で、1 本のケーブルだけで 3 線×2(両端)の 6 箇所処理が必要。数名の技術者で数時間かけて実施。
- ・ 電源車と高圧側ケーブルの接続部分は、触れると感電するおそれがあるので、現場にあった枠組み足場を集めて、応急の接近防止用の枠を設置。
- ・ 高圧側を進めながら、低圧側の作業を実施。低圧側のケーブルは、発電所構内協力企業倉庫に在庫があることを確認し、切り出して運搬。ケーブルの敷設及び接続作業を実施。
- ・ 暗所、水たまりの中、電源盤近接での作業は、感電の恐怖があった。また、足下に水たまりがある状態では、作業を行うにも工具を下に置けないため、明かりを照らしたり、道具を持ったりする人が必要だった。
- ・ 12 日 10:15 頃、当社及び東北電力が派遣した電源車 72 台が福島に到着していることを確認。両社合わせて、高圧電源車は福島第一 12 台、福島第二 42 台、低圧電源車は福島第一 7 台、福島第二 11 台。その他、自衛隊の電源車が到着していた。
- ・ 高圧電源車から 2 号機 P/C (2C) 動力変圧器まで高圧側のケーブルを敷設して接続。2 号機 P/C (2C) 予備遮断器から 1 号機 MCC ケーブルの端子まで低圧側のケーブルを敷設して接続。高圧電源車から 2 号機 P/C を介し、1 号機 MCC に供給する経路を構成した。



端末処理でケーブルに接続する端子。
3 線×2(両端)の 6 箇所の接続が必要。

〔 写真は本電源復旧と同種のケーブル
接続の様子。(後日撮影) 〕



電源盤へのケーブル接続。3 線のケーブル端子が
ボルトで固定され絶縁テープが巻かれている。

- ・ 高圧電源車 2 台を運転して 2 号機 P/C (2C) の受電確認を行い、12 日 15:30 頃、1 号機 SLC ポンプ手前まで送電を開始したが、直後の 15:36 に 1 号機で爆発が発生し、SLC ポンプの起動に至らず。

【3, 4 号機の電源復旧作業】

- ・ 1, 2 号のケーブル準備に続き、3, 4 号機の電源復旧のために、発電所構外企業事務所から高圧側ケーブルをドラムごとユニック車で運搬し、現場に仮置き。電源復旧の際には現地で切り出し作業を行うこととした。



高さ約 2m のケーブルドラム (後日撮影)

○「3/12 15:36 1 号機原子炉建屋で爆発」以降の活動内容

【爆発後の状況】

- ・ 2 号機 P/C(2C)は受電を停止。当社及び協力企業の作業員は免震重要棟へ退避。爆発により電源復旧に関わっていた社員 2 名が負傷。現場の状況が確認されるまでは復旧に着手できず。特に、爆発の原因が分からない中、爆発した 1 号機付近で作業を再開できる状況ではなかった。
- ・ 11 日夜に設置した 1, 2 号機中央制御室の仮設照明用の小型発電機は、爆発の影響で損傷して送電を停止。

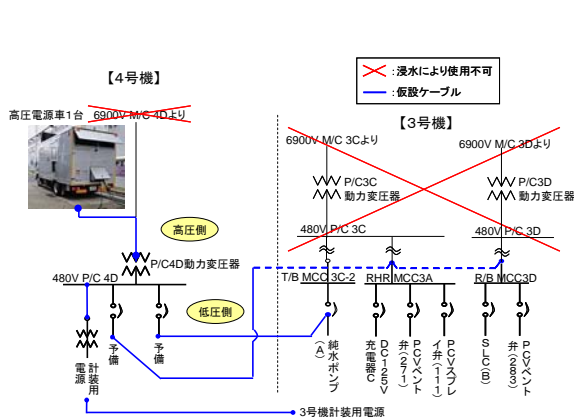
【3 号機電源復旧】

< 電源設備の健全性確認の実施 >

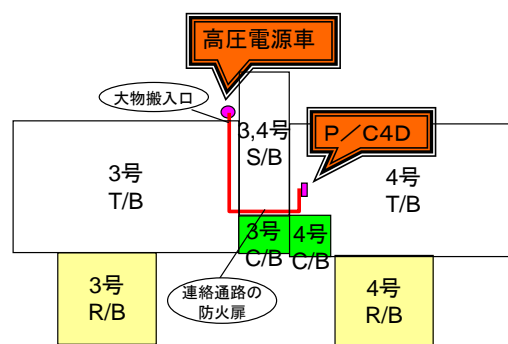
- ・ 1 号機爆発の原因が分からない状況であり、現場に行くことを復旧班では不安に感じる中、ベテランの復旧班 1 名と保安班 1 名の計 2 名が、3, 4 号機へ使用できる電源設備の調査に向かう。
 - 4 号機タービン建屋大物搬入口から建屋内に入る。大物搬入口の奥まで流されているトラックの横を通り、瓦礫が散乱する通路を進んで、タービン建屋 1 階にある電気品室に向かう。そこで、4 号機 P/C が使えるようなことを確認。
 - その後、3 号機へ向かおうとしたが、途中、3, 4 号機のコントロール建屋連絡通路にある防火扉が変形して通れる状況でなかったため、免震重要棟に引き返した。
- ・ 12 日 20:05、4 号機 P/C が使用できる可能性があることを発電所対策本部に報告。

<電源復旧の準備>

- 3号機は、原子炉への高圧注水が可能な SLC ポンプや、PCV ベント弁、直流電源設備の充電盤等を復旧することとした。
- 高圧電源車の配置のため、バックホーで津波による障害物を撤去して道路を整備。ケーブル敷設経路の確保のため、協力企業に依頼し、構内の技能訓練施設からガスポンペを運搬して、3号機タービン建屋大物搬入口の閉まっているシャッターや、3,4号機のコントロール建屋連絡通路の変形した防火扉を溶断。13日未明にケーブル敷設ルートを確認した。
- 3,4号機の電源復旧のために予め準備していた高圧側の電源ケーブルは、1号機原子炉建屋の爆発の影響で損傷して使用不能なことを確認。13日6:30頃、高圧側ケーブルを再度搬送するために、復旧班2名は協力企業とともに発電所構外企業事務所へ向かう。数時間かけて、高圧側ケーブル約280mの切り出しを行うとともに、当該事務所でケーブルの端末処理を実施。
- 同じく13日6:30頃、別の復旧班員と協力企業は、発電所構内協力企業倉庫へ向かい、低圧側ケーブルの切り出し及び端末処理を実施。
- 1号機の爆発後、多くの協力企業の作業員は発電所から退避し、1,2号機ケーブル敷設作業を実施した社員は放射線量の限度に近い被ばくをして現場作業に行けない状況。3,4号機電源復旧のケーブル敷設のために、他の社員を動員して約40名を確保して、ケーブルの担ぎ方や人の配置について免震重要棟で説明を実施。全面マスク等の装備やヨウ素剤の服用など準備を行い、13日10:00頃、現場作業を開始。



3,4号機の電源供給経路



3,4号機ケーブル敷設ルートの概要図

大物搬入口及び連絡通路の防火扉を溶断し、大物搬入口前に設置した高圧電源車から P/C4D まで高圧側ケーブルを敷設。

<電源復旧作業>

- 先に準備が完了した低圧側ケーブルから敷設を開始。作業においては、建屋内は真っ暗で懐中電灯の数も少なかったことから、単独行動は絶対にさせず団体で行動した。

- ・ 4号機 P/C(4D)から 3号機原子炉建屋二重扉まで低圧側ケーブルを敷設し、二重扉内側にある MCC まで敷設するために二重扉を開けたところ、白いもやがかかっている状況を確認。通信設備がほとんど使えず、中央制御室へ戻ってホットラインで復旧班に状況を報告。その先の作業を中断することとし、13日昼頃、入口にケーブルを丸めて仮置きした。
- ・ その頃、高圧側のケーブルが現場へ到着したことから、引き続き高圧側ケーブルの敷設を開始。高圧電源車から 4号機 P/C(4D)までの間の高圧側ケーブル敷設の完了後、13日 14:20 頃に高圧電源車を起動して 4号機 P/C(4D)が受電開始。
- ・ 並行して低圧側の別のラインのケーブル敷設を行い、13日 14:36 頃、4号機 P/C(4D)から 3号機タービン建屋 MCC まで低圧側ケーブル敷設を完了。
- ・ その後、3号機計測用電源復旧のため、原子炉建屋二重扉前に置いたケーブルを流用して、4号機 P/C(4D)から 3号機計測用分電盤へ低圧側ケーブルを敷設。14日 4:08、4号機使用済燃料プール水温計及び、3号機格納容器雰囲気モニタ (CAMS) の一部機能が復旧。

【1, 2号機電源復旧】

- ・ 1号機の爆発の影響で送電が停止していた 2号機 P/C(2C) への送電再開のため、13日 8:30 頃、高圧電源車を起動して 2号機 P/C(2C)への再送電を試みるも、送電できず。原因を調査したところ、高圧側ケーブルが損傷していることを確認。
- ・ 損傷部分約 30m を切り離してその部分に新たなケーブルを接続することとし、発電所構外企業事務所でケーブルを切り出して搬送、高圧側ケーブル損傷部分の取替作業を開始。2号機 P/C(2C)への再送電前に 3号機原子炉建屋で爆発が発生。

<1, 2号中央制御室の仮設照明の復旧>

- ・ 1号機爆発の影響で損傷した小型発電機を取り替え、1, 2号機サービス建屋入口に設置。12日夜に送電を再開し、その後も運転員が定期的に給油を実施。

○「3/14 11:01 3号機原子炉建屋爆発」以降の活動内容

【爆発後の状況と一時退避】

- ・ 4号機 P/C(4D)は受電を停止。1, 2号機の電源復旧などを行っていた当社及び協力企業の作業員は免震重要棟へ退避。

【電源の復旧】

- 工務部門・配電部門による外部電源復旧工事は、12日に開始して以降、作業を継続。使用済燃料プールへの放水と時間を調整しながら作業を進め、20日15:46に2号機P/C(2C)、22日10:36に4号機P/C(4D)が受電を開始。29日までに全号機の中央制御室の照明が外部電源により復旧。



中央制御室の照明復旧(4号機)

以 上

福島第一原子力発電所 1 号機

注水に関する対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 16:36 非常用炉心冷却装置注水不能の判断・通報」以降の活動内容

【原子炉水位の確認】

- ・ 11 日 16:44, それまで見えなかった原子炉水位が一時的に確認出来るようになったこと(有効燃料頂部 TAF+250cm 相当)が発電所対策本部に報告される。
- ・ 原子炉水位が確認できたことから, 原災法第 15 条第 1 項に基づく特定事象(非常用炉心冷却装置注水不能) 発生の解除を判断, 11 日 16:55 官庁等に通報。
- ・ 中央制御室では, 原子炉水位を継続的に監視していたが, 11 日 17:07, 再度原子炉水位が確認出来なくなったため, 発電所対策本部は, 原災法第 15 条第 1 項に基づく特定事象『非常用炉心冷却装置注水不能』が発生したと判断, 17:12 官庁等に通報。

【原子炉注水手段の状況確認, 検討, 操作】

＜ディーゼル駆動消火ポンプ（以下, DDFP）の対応状況 その 1＞

- ・ 11 日 16:35, 当直長の指示により使用可能な設備を確認していたところ, 中央制御室の DDFP の状態表示灯が停止状態で点灯していることを確認。
- ・ 11 日 16:55, DDFP の設置されているタービン建屋地下階の消火系(以下, FP) ポンプ室へ運転員が確認に向かう。現場へ向かう途中, タービン建屋 1 階の廊下には工具ラックのようなものが移動して通路を塞いでいた。それを避けながら原子炉建屋の二重扉付近まで行ったところで, 津波の状況をサービス建屋屋上で監視していた運転員から, 繋いだままにしていた PHS にて, 津波が来るとの情報が入り, 一旦引き返した。

＜高圧注水系（以下, HPCI）の対応状況＞

- ・ HPCI については, 中央制御室の状態表示灯が全て消灯し, 運転制御に必要な直流電源が喪失したため, 起動不能となった。
- ・ 11 日 16:39, 復旧班は, 地震・津波後の電源設備の現場状況確認を開始。直流電源設備が設置されているコントロール建屋地下階の電気品室は, 堰(高さ 30~40cm) まで水が溜まっていたことから点検を断念した。

○「3/11 17:12 発電所長は、アクシデントマネジメント(以下、AM)対策として設置した代替注水手段及び消防車(中越沖地震の教訓として設置)を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示」以降の活動内容

＜原子炉への代替注水ラインの検討，操作＞

- ・ 11日 17:12，発電所対策本部では，AM対策として設置された代替注水手段（消火系（以下，「FP」），復水補給水系，格納容器冷却系）及び消防車の使用について検討を開始。
- ・ 中央制御室では，原子炉への代替注水手段の確認のためにAM操作手順書を当直長席に出し，代替注水ラインを確認。11日 18:35，DDFPを用いFPラインより炉心スプレイ系（以下，CS）を経由した原子炉への代替注水ラインの構成を開始した。電源がなく中央制御室では操作ができない状況。運転員4名と発電班1名の計5名は，全面マスクを着用し，照明が消えた暗闇の中，懐中電灯を照らしながら，原子炉建屋にてCSなどの5つの電動弁を手動で開け，20:30頃に原子炉への代替注水ライン構成を完了した。
- ・ 特にCS注入弁は，手動操作用のハンドルが直径約60cmで弁棒のストロークが長く，操作後は，着用していた全面マスクの中に汗がたまっていた。

＜DDFPの対応状況 その2＞

- ・ DDFPの現場確認に向かい一旦引き返していた運転員は，津波の監視を行っていた運転員から，津波が到達したものの高くなかったとの情報を得たことから，11日 17:19，再度現場確認に向かった。タービン建屋地下階は浸水していたが，屋外巡視用の長靴を履いてFPポンプ室に入室した。
- ・ 11日 17:30，FPポンプ室にあるFP制御盤の故障表示灯が点灯していることを確認した。FP制御盤で故障復帰ボタンを押したところ，DDFPが自動起動した。この際，DDFPは代替注水ラインが整うまで停止することとした。
- ・ その後約3時間，運転員はDDFPが自動起動しないように中央制御室にて交代で操作スイッチを「停止」位置で保持した。

＜非常用復水器（以下，IC）の対応状況 その1＞

- ・ 電源喪失により，中央制御室では監視計器や各種表示ランプが消灯し，ICに関する確認が出来ない状況であった。11日 17:19，運転員は，現場の状況確認を行う中，通常の作業着に長靴を着用し，懐中電灯とGM管を持って，ICの設置されている原子炉建屋内にあるIC胴側の水の水位計レベルなどの確認に向かった。原子炉建屋入口付近で，放射線量レベルが通常より高い値を計測したため，17:50一旦引き返した。
- ・ 中央制御室では，一部の直流電源が復活し，ICの戻り配管隔離弁（MO-3A），供給配管隔離弁（MO-2A）の表示ランプが点灯していることを運転員が発見，点灯状況を確認したところ，閉であった。

- ・ 通常開である IC の供給配管隔離弁 (MO-2A) が閉であったことから、IC の隔離信号*が発信されている可能性を考えた。

(※IC の制御電源 (直流電源) が失われたことにより、「IC 配管破断」を検出する回路が作動して隔離信号を発信。)

- ・ 閉のランプが点いたものの、バッテリーが被水していて、動かすと地絡して二度と操作出来なくなることも懸念されたが、格納容器の内側隔離弁 (MO-1A, 4A)



IC 外観 (撮影日 : H23. 10. 18)

〔朱色部は IC 胴部。爆発の影響で銀色の保温材は剥がれたものと思われる。〕

が開いていることを期待し、11 日 18:18, 運転員が IC の戻り配管隔離弁 (MO-3A), 供給配管隔離弁 (MO-2A) の操作スイッチにて開操作を実施したところ、状態表示灯が閉から開となった。

- ・ 開操作実施後、蒸気が発生したことを、蒸気発生音と原子炉建屋越しに見えた蒸気により確認した。蒸気発生量は少なく、しばらくして蒸気の発生がなくなった。
- ・ 蒸気の発生がなくなった原因として、格納容器の内側隔離弁 (MO-1A, 4A) が隔離信号の発信により閉となっていることを考えたが、IC の冷却水である胴側の水が無くなっている可能性を懸念した。
- ・ 運転員は IC が機能していないと考えるとともに、胴側への水の補給に必要な配管の構成が出来ていなかったことも考え合わせて、11 日 18:25, 運転員は戻り配管隔離弁 (MO-3A) を閉とした。また、原子炉への代替注水ライン構成が整っていないことから、DDFP による代替注水ラインの構成を最優先として進めることとした。
- ・ 運転員は、IC と同じエリアに直流電源設備が設置されている HPCI についても、同様に電源が復活して状態表示灯が点灯することを期待した。点灯したら起動しようと考えていたが、状態表示灯が点灯することはなかった。

<原子炉注水の水源確保>

- ・ 消火栓からの噴き出しや、変圧器防災配管からの漏えいが確認され、FP の水源であるろ過水タンクの水がなくなる可能性があったことから、消防隊と発電班は、漏えいを止める作業を開始。変圧器防災配管からの漏えいを止める



変圧器防災配管の漏えい

〔当該配管の脇にある別配管のサポートが斜面の崩れにより傾き、当該配管の連結部に接触。〕

ために、事務本館傍にある弁を閉としたが、十分に止まらなかったことから、ろ過水タンクの出口弁を閉とする作業を開始。免震重要棟とろ過水タンクまでは距離があり、PHS の電波が届かなかったため、途中で連絡係を配置して作業を実施。出口弁の操作ハンドルは重く、ストロークも長いことから、消防隊数名が交代で作業を実施。

- ・ 11 日 19:18 頃、消防隊と発電班は原子炉への注水に必要な FP ラインを活かしたまま、他のラインについてろ過水タンクの出口弁を閉めた。



ろ過水タンク



ろ過水タンク周りのタンク出口弁
〔原子炉注水に必要な FP ライン以外の出口弁は閉とした。〕

<消防車の所在確認>

- ・ 発電所に配備していた消防車は 3 台。車庫に待機していた 1 台は使用可能。1~4 号機の防護本部付近にあった 1 台は津波で故障。5, 6 号機側にあった 1 台は、道路の損傷や津波の瓦礫の影響で 5, 6 号機側との通行が分断されており、また津波で流されたとの情報もあり、使用出来ない状況であった。

<原子炉圧力の確認>

- ・ 11 日 20:07, 中央制御室の監視計器は、電源が喪失して指示値が確認出来ないことから、運転員は暗闇の原子炉建屋へ入城し、原子炉建屋 2 階にある原子炉圧力計にて原子炉圧力が 6.9MPa であることを確認した。

<DDFP の対応状況 その 3 >

- ・ 原子炉への代替注水ラインの構成が整ったことから、11 日 20:40, 運転員は中央制御室の DDFP の操作スイッチを「停止」位置から解除したが起動せず。
- ・ 現場との連絡手段が限られており、現場と中央制御室の間に人を配置して連絡を取り合う。中央制御室で操作スイッチを「停止」位置から解除し、現場で故障復帰ボタンを押し続け、11 日 20:50, DDFP が起動したことを現場にて確認。原子炉圧力の減圧後（DDFP の吐出圧力が原子炉圧力を上回った状態）に注水が可能な状態とした。

<IC の対応状況 その2>

- 原子炉への代替注水ラインの構成が整い、運転員は他に中央制御室で対応可能な操作を確認していたところ、IC の戻り配管隔離弁 (MO-3A) の閉状態表示灯が消えかかっていることを確認した。
- 運転員は、IC の技術資料にて、胴側への補給水がない状態で 10 時間程度運転可能であることを確認し、これまでの運転状況から胴側には水があると考えた。DDFP が起動しており、IC 胴側への水の補給が必要となった場合に、弁の操作により補給可能な状態となっていたことから、IC が次はいつ操作できるか分からない状況であることも踏まえ、IC が動作することを期待し、一旦は閉止した戻り配管隔離弁 (MO-3A) を 21:30 に再度開操作したところ弁は開動作し、蒸気の発生を蒸気発生音と原子炉建屋越しに見えた蒸気により確認した。また、発電班は、免震重要棟の外に出て、蒸気の発生状況を確認した。



IC ベント管 (通称: ブタの鼻)

- その後、運転員 2 名は IC 胴側の水位と原子炉水位の確認のため、原子炉建屋に向かった。原子炉建屋二重扉の前に 1 名を残し、もう 1 名が入域する。あっという間に警報付きポケット放射線量計 (APD) の数値が上昇したため、現場確認を断念し、引き返した。
- 通常は緊急時対応情報表示システム (以下、SPDS) により、本店、及び発電所対策本部でプラントの状態をタイムリーに把握、監視することができるが、電源喪失によりプロセス計算機が停止し、プラントのパラメータが SPDS へ伝送されず、使用できなかつた。中央制御室と発電所対策本部間は、中央制御室のホットラインのみという限られた連絡手段、かつ、発電所対策本部では 6 プラントの対応を同時並行的に行っている状況の中で、11 日 21:19 に原子炉水位が TAF+200mm であることが確認され、その後、原子炉水位が維持されていたことから、発電所対策本部では、IC が動いていると認識した。

<DDFP の対応状況 その4>

- 12 日 1:25 頃、運転員がタービン建屋地下階の FP ポンプ室で DDFP の運転確認を行ったところ、DDFP が停止していることを確認。燃料補給ラインから供給されないことから、1:48 に燃料切れを確認。また、FP 制御盤にて DDFP

の起動用バッテリーの電圧を確認したところ、低めであった。2:03、発電所対策本部に状況を連絡。

- ・ 発電所対策本部では、消防車から FP ラインの送水口に繋ぎ込むことの検討を開始した。

○「3/12 2:03 消防車から FP ラインの送水口につなぎこむことを検討開始」以降の活動内容

【DDFP の復旧】

<燃料補給>

- ・ 12 日 2:10 頃, DDFP の燃料補給作業を開始。運転員 4 名で瓦礫が散乱する道路を懐中電灯で照らしながら慎重に歩き、軽油を入れるための容器（約 0.5 リットル、数十個）を確保。
- ・ 別の運転員がサービス建屋 3 階で津波の監視をしながら、懐中電灯で作業エリアを照らす中、D/G などへ供給する軽油移送配管の閉止栓を外し、弁を開けて軽油を容器へ入れた。
- ・ 運転員は、管理区域入域時の着替え所にあるカゴに軽油の入った容器を入れ、タービン建屋大物搬入口まで瓦礫をよけながら、台車や手持ちで運んだ。その後、タービン建屋地下階の FP ポンプ室へ手持ちで運び、燃料タンクに補給した。12 日 2:56、燃料補給が完了し、DDFP の起動操作を行ったが起動しなかった。

<バッテリー交換>

- ・ 12 日 2:10 頃, 運転員は、復旧班に DDFP の起動用バッテリー交換を依頼。
- ・ 12 日 6:34、復旧班は広野火力発電所から届いた重量約 10kg の 2V のバッテリー 12 個を車に積んでタービン建屋大物搬入口まで運び、両手に 1 つずつ持ってタービン建屋地下階の FP ポンプ室まで運び、交換作業を行った。
- ・ 津波の懸念が生じ作業が中断することもあったが、12 日 12:53、作業が終わり、12:59 に運転員が起動操作を行ったが起動せず。13:21、セルモータの地絡で使用できないことが発電所対策本部へ報告された。

【消防車による注水の準備】

- ・ 車庫に待機していて使用可能であった 1 台を用いて注水の準備が進められた。
- ・ 12 日未明、社員と協力企業作業員は、1 号機への原子炉注水を行う FP ラインの送水口を探すために、防寒着、ヘルメットを着用して、1 号機タービン建屋大物搬入口付近の瓦礫撤去を開始。道路復旧で使用したバックホー 2 台を、体育館脇から移動させ、途中の道路に散乱している車や瓦礫を撤去しな

がら、1号機タービン建屋大物搬入口へ向かった。

- ・ 津波のガラや門扉など大きなものが多く、なかなか1号機タービン建屋大物搬入口へ近づけなかった。1台で1～4号機の防護区域のゲート近辺の瓦礫撤去を、もう1台で1号機タービン建屋大物搬入口付近の瓦礫撤去を行い、FPラインの送水口を捜索するも、結果的に見つけることが出来ず、免震重要棟に戻った。
- ・ 12日2:00頃、発電班と消防隊が屋外のFPライン送水口を探しに現場に向かった。現場でDDFPの軽油補給を行っていた運転員数名と合流して捜索するも、送水口を発見できず。
- ・ 12日3:30頃、現場に詳しい社員と共に再度現場に確認に向かい送水口を発見。4:00頃に消防車に積載していた淡水(1300リットル)を注水。1～4号機側の防護本部脇に津波で故障した消防車があり、そこから水を汲んで注水しようとしていたところ、4:20頃、現場の放射線量が高くなってきたため、注水作業を一時中断して免震重要棟に戻った。その後、汚染検査で汚染が確認され、別室に隔離された。
- ・ 発電所対策本部では、消防車の追加手配や自衛隊による水輸送についても準備が進められた。
- ・ 12日2:45、中央制御室で原子炉圧力計の電源を復旧し、0.8MPaであることが判明した。



1号機消火系送水口

○「3/12 5:46 原子炉内にFPラインから消防車による淡水注入再開。」以降の活動内容

<淡水注入の開始・継続>

- ・ 現場の放射線量上昇、汚染による隔離という状況を受け、消防隊隊長は消防隊の協力企業に引き続き協力を要請し、協力企業は消防車の運転・操作を行うことを了承。
- ・ 12日5:46、消防隊隊長以下4名は、全面マスクを着用して現場へ向かい、消防車による注水を再開。
- ・ 1号機側防火水槽の位置からでは消防車の吐出圧力が足りないと考え、消防車に防火水槽の水を汲み上げ、タービン建屋寄りに移動し、FPラインの送水口から原子炉へ注水を実施した。消防車の移動は、崩れかかった建物の下を慎重に通過するなど、往復の移動に時間がかかった。

- ・ その後、免震重要棟に戻り汚染検査を受けたところ、汚染が確認され、別室に隔離された。
- ・ 注水の継続のため、別の消防隊が消防車で現場に向かう。地震や津波の影響で瓦礫などの障害物が多く、消防車の往復の移動に時間がかかることから、消防車に備え付けのホースを用い、1号機側防火水槽からFPラインの送水口間の連続注水ラインを構成し、注入を行った。
- ・ 12日 10:30 頃に柏崎刈羽原子力発電所、午前中に自衛隊からの応援の消防車が到着。周辺の防火水槽から1号機側防火水槽へ淡水の補給を実施した。



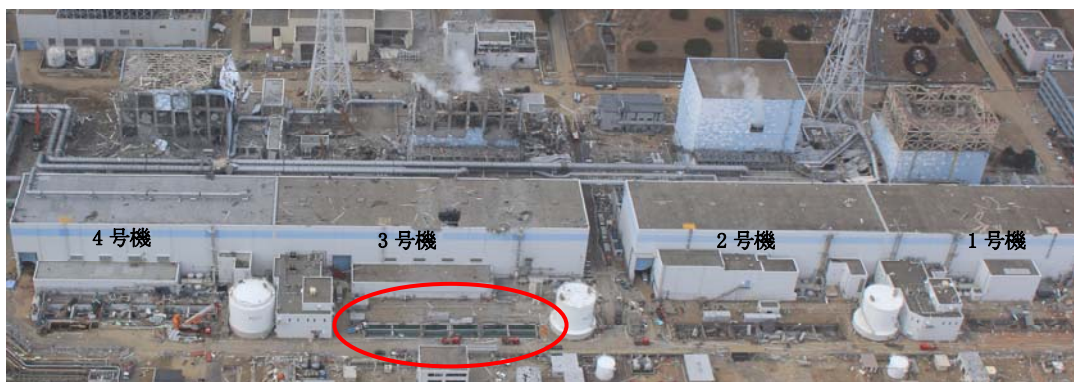
埋設の防火水槽（設置時のもの）



防火水槽の取水蓋

<海水注水の準備開始>

- ・ 防火水槽への淡水確保には限りがあることから、発電所長の指示に基づき消防隊は海水注水に向けた準備を並行して進めた。
- ・ 構内道路の状態や1号機との距離などから判断し、海から直接取るのではなく、津波によって海水が溜まっていた3号機逆洗弁ピットを水源とした。



3号機逆洗弁ピット

(津波による瓦礫の影響が少なく、海水が溜まっていた3号機逆洗弁ピットを水源とした。)

- ・ 12日 14:53、約 80,000 リットル（累計）淡水注入完了。
- ・ 12日 14:54、発電所長より、原子炉へ海水注水を実施するよう指示。1号機側防火水槽内の淡水が無くなってきたことから、他の防火水槽等から淡水の搬送を急ぐとともに、海水注水に切り替える作業を進めた。

- ・ 海水注水は、3号機逆洗弁ピットから消防車を3台直列につなぐ注水ラインとすることにし、ライン構成を進めたがラインが完了する前に1号機の爆発が発生した。

○「3/12 15:36 1号機原子炉建屋で爆発発生」以降の活動内容

【爆発時の状況】

- ・ 中央制御室全体が轟音とともに縦に揺れ、部屋全体が白いダストに覆われた。何か出来るという状況ではなかった。
- ・ 消防隊は、協力企業作業員と共に1号機逆洗弁ピット付近で、消防車による原子炉への注水作業を行っていた。消防車へ燃料を補給するために車外にいたところ、衝撃を感じて、その場にしゃがみ込む。空を見ると、瓦礫が空一面に広がり、バラバラ



爆発後の中央制御室の状況

揺れにより天井照明の蛇腹が落ち、非常灯のみとなった

と降ってくる。協力企業作業員を近くにあった1号機タービン建屋脇の復水貯蔵タンクへ誘導、タンクの壁際で瓦礫をよける。少したってから、付近を見ると、消防車の側で協力企業作業員1名が立てなくなっているのを発見。声をかけたが、歩けない状態だったため、二人で両肩を抱えゆっくり歩いて逃げる。無線で「爆発だ」と叫びながら、2,3号機の間にあるゲートに向かい、付近にいた車に怪我人を乗せ、免震重要棟に戻る。

- ・ 別の消防隊は、自衛隊と共に自衛隊の消防車に同乗し、海水注水のライン構成を行っていた。2号機タービン建屋と3号機タービン建屋の間を移動中、地面がゆがんだように見えた瞬間、もの凄い爆発音と共に消防車の窓ガラスが爆風で一瞬にして砕け散り、瓦礫が飛ん



爆発後の1号機原子炉建屋

んでくる。飛んで来た瓦礫で腕を負傷、消防車で免震重要棟に戻る。

【爆発後の対応状況】

- 12日 15:36, 免震重要棟で爆発音と大きな縦揺れを感じる。1, 2号機中央制御室から D/W 圧力が監視出来なくなると連絡が入る。中央制御室との通信は出来ている状態であった。
- 12日 15:40 頃, 免震重要棟の TV 映像で, 1号機の原子炉建屋が爆発し大きな噴煙があがり, 鉄筋がむき出しになっている映像が流れた。
- 12日 15:49, けが人が数人出ているとの情報が発電所対策本部に入る。発電所対策本部では現場からの退避指示が出されている中, 15:54 頃, けが人や現場作業等の書き出し作業を開始した。
- 12日 15:57, 1, 2号機中央制御室から原子炉水位が確認できているとの連絡が入り, 発電所対策本部は爆発による原子炉圧力容器への影響はなく, 健全であると考えた。この時, 前日に復旧した中央制御室の仮設照明が小型発電機の破損により使用できなくなった。
- この頃, 爆発時に現場で作業を行っていた社員, 作業員が免震重要棟に戻り始め, 現場の状況が分かり始めた。消防車による原子炉への海水注水に向けたライン構成の作業を行っていた社員は, 消防車の助手席で爆風により消防車の窓ガラスが割れ, 飛んできた瓦礫により負傷。電源車から受電していたほう酸水注入系(以下, SLC)への電源供給はもう一度準備が必要との報告が入った。爆発の原因がわからず, けが人や現場作業の書き出しなど安否確認が続けられる。原子炉への注水を早急に再開することが必要であったため, 12日 16:15, 消防車が使用可能かどうか確認に行くこととした。
- 12日 16:17, モニタリングポスト No4 付近で, 15:31 に $569 \mu\text{Sv/h}$ になっていたことが確認され, 原災法第 15 条対象事象であることを確認, 官庁等に連絡。(12日 16:53, 15:29 の時点で $1,015 \mu\text{Sv/h}$ であったことが判明, 通報を訂正。)
- 12日 16:58, 安否確認の結果, 爆発による負傷者は 5 名と判明(社員 3 名, 消防車による注水作業を行っていた協力企業作業員 2 名)。そのうちの 4 名が病院に搬送。



爆風により大破した車

〔 3/11 夜にバッテリー輸送に用い, 1号機主排気筒側に駐車 〕



爆風により窓ガラスが割れた事務本館



爆風により窓ガラスが割れた旧事務本館
(右端が1号機)

○「3/12 17:20頃 消防車、建屋などの状況の調査に出発」以降の活動内容

- 12日 17:20, 爆発により1号機の原子炉建屋天井がなくなり, 5階の使用済燃料プールが露出していることから, 使用済燃料プールの状況を, 翌日明るくなってからヘリコプターを使用して確認することとした。
- 1号機の爆発で協力企業作業員が怪我をしており, 今後また爆発する可能性も否定できない状況であったが, 協議の末, 引き続き協力を得られることとなり, 12日 17:20頃, 消防隊は, 消防車などの状況について現場確認を開始した。
- 12日 17:30, まだ格納容器ベントの実施圧力には達していないが, 2,3号機のベントライン構成の準備を開始するよう発電所長から指示が出された。
- 12日 18:30頃, 現場の確認結果が報告され始めた。海水注水のために準備していたホースは, 損傷し使用不可能な状況であった。
- 1号機付近は, 放射線量の高い瓦礫が散乱していることから, 保安班の監視のもと, 散乱した瓦礫(1号機原子炉建屋の鉄板等)を片づけ, 再敷設するためのホースを屋外の消火栓からかき集めて, 再敷設の作業を進めた。
- 3号機逆洗弁ピットを水源として, 消防車3台を直列につないで注水ラインを構成。12日 19:04, 海水注水を開始した。



消防車による注水(配置は後日のもの)

以上

福島第一原子力発電所 1 号機

格納容器ベント操作に関する対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 16:36 非常用炉心冷却装置注水不能の判断・通報」以降の活動内容

- ・ 中央制御室内計器類の復旧作業が行われる中、以下の作業を実施。

【ベント実施に向けた事前準備】

- ・ 中央制御室では、アクシデントマネジメント（以下、「AM」）操作手順書を当直長席に出し、内容確認を実施。また、バルブチェックリストを用いて、ベントに必要な弁や、その位置の確認を開始。
- ・ 発電班は、AM操作手順書を見ながら、電源がない状況におけるベント操作手順の検討を開始する。
- ・ 復旧班は、ベント操作に必要な圧力抑制室（以下、「S/C」）ベント弁（空気作動弁、以下「A0 弁」）が手動操作可能な型式・構造であるか確認するために、関連する図面の調査や、協力企業への問い合わせを実施。図面により、S/C ベント弁（A0 弁）小弁に手動操作用のハンドルがあり、手動で開けることが可能であることを確認し、中央制御室に連絡。

【現場線量上昇開始】

- ・ 11 日 21:51、原子炉建屋の線量が上昇したことから、原子炉建屋への入域が禁止される。
- ・ 11 日 22:00 頃、原子炉建屋の現場で警報付きポケット線量計（以下、「APD」）がごく短時間で 0.8mSv になったことが発電所対策本部に報告される。
- ・ 11 日 23:00、原子炉建屋での線量上昇の影響により、タービン建屋内で放射線量が上昇（タービン 1 階北側二重扉前 1.2mSv/h、タービン 1 階南側二重扉前 0.5mSv/h）。

【ドライウェル（以下、「D/W」）圧力上昇確認】

- ・ 11 日 23:50 頃、中央制御室で復旧班が、中央制御室の照明仮復旧用に設置した小型発電機を D/W 圧力計に繋いだところ、指示値が 600kPa[abs]であることを確認し、発電所対策本部へ報告。

○「3/12 0:06 D/W 圧力が 600kPa[abs]を超えている可能性があり、(中略)準備を進めるよう発電所長指示。」以降の活動内容

【具体的なベント手順の検討開始】

- ・ 中央制御室では、配管計装線図、AM手順書、弁の図面などの資料、アクリルボードを持ってきて、弁の操作方法や手順など、具体的な手順の確認を開始。
- ・ 12日1:30頃、ベントの実施について内閣総理大臣、経済産業大臣、原子力安全・保安院に申し入れたところ、了解が得られ、本店対策本部より「あらゆる方策で電動弁（以下、「MO弁」）、AO弁を動かし、ベントして欲しい。3:00に経済産業大臣と当社がベントの実施を発表する。発表後にベントすること。」との情報が提供される。

【ベント実施手順の検討継続】

- ・ 12日2:24、ベントの現場操作に関する作業時間の評価結果として、300mSv/hの環境であれば緊急時対応の線量限度（100mSv）で17分の作業時間（セルフエアセットの時間は20分。ヨウ素剤の服用が必要）であることが発電所対策本部に報告される。
- ・ 12日2:30、D/W圧力が840kPa[abs]（最高使用圧力427kPa[gage][※]）に到達したことを確認。
※最高使用圧力427 kPa[gage]は、絶対圧換算で528.3kPa[abs]
$$(528.3\text{kPa}[\text{abs}] = 427\text{kPa}[\text{gage}] + 101.3\text{kPa})$$
- ・ 12日3:45頃、本店対策本部にてベント時の周辺被ばく線量評価を作成し、発電所と共有。また、発電所では、原子炉建屋の線量測定のために、同一重扉を開けたら白い“もやもや”が見えたため、すぐに扉を閉鎖。線量測定実施できず。
- ・ 中央制御室では、ベント操作に向けて、弁の操作の順番、トーラス室での弁の配置、弁がどの高さにあるか等について、繰り返し確認を実施。また、作業に必要な装備として、耐火服、セルフエアセット、APD、サーベイメータ、懐中電灯を可能な限り集める。
- ・ 12日4:30頃、余震による津波の可能性から、発電所対策本部より中央制御室へ、現場操作の禁止が指示される。
- ・ 12日4:45頃、発電所対策本部より100mSvにセットしたAPDが中央制御室に届けられる。4:50頃、免震重要棟に戻った作業員に汚染が見られたため、現場に行く際には免震重要棟玄関前から、「全面マスク+チャコールフィルタ+B装備、C装備またはカバーオール」の装備となる。その後、5:00頃中央制御室でも同様の装備「全面マスク+チャコールフィルタ+B装備」とするよう指示が

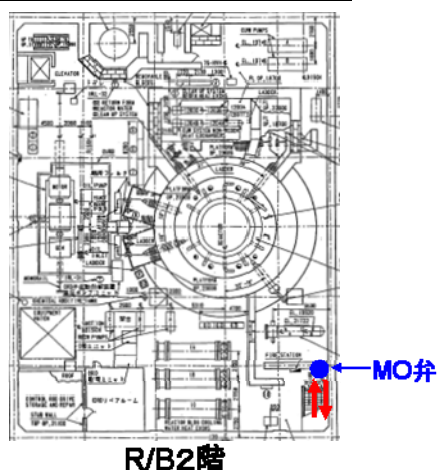
出される。

- 中央制御室では、放射線量が上がってきたことから、当直長は、運転員を線量の低い2号機側に寄らせる。
- 12日6:33、地域の避難状況として、大熊町から都路方面への移動を検討中であることを確認。
- 12日8:03 発電所長より1号機ベント操作は9時を目標とするよう指示。
- 中央制御室では、現場は全くの暗闇のため1人では作業が困難であること、高線量が予測され、余震で引き返すことを考慮して、2名1組の3班体制とした。また、通信手段がなく、現場に行くと連絡が取れず、緊急避難時の救出が出来ない恐れがあるため、1班ずつ現場に行き、中央制御室に戻ってから次の班が出発することとした。現場に向かうメンバーの人選では若い運転員も自ら手を挙げたが、完全装備で放射線量が高く、状況もわからない中へは、若い運転員を行かせることが出来ないと考え、当直長、副長をそれぞれ割り振るよう編成した。
- 住民の避難状況を確認したところ、大熊町役場へ派遣している当社社員から発電所対策本部に、12日8:27に大熊町の一部が避難できていないとの情報が報告される。
- 12日8:37、福島県へ9:00ベント開始に向けて準備していることを連絡。避難状況を確認してからベントすることで調整。
- 12日9:02、大熊町（熊地区の一部）の避難が出来ていることを確認。9:03、福島県に9:05プレスしてベントすると連絡。

○「3/12 9:04 ベントの操作を行うため運転員が現場へ出発。」以降の活動内容

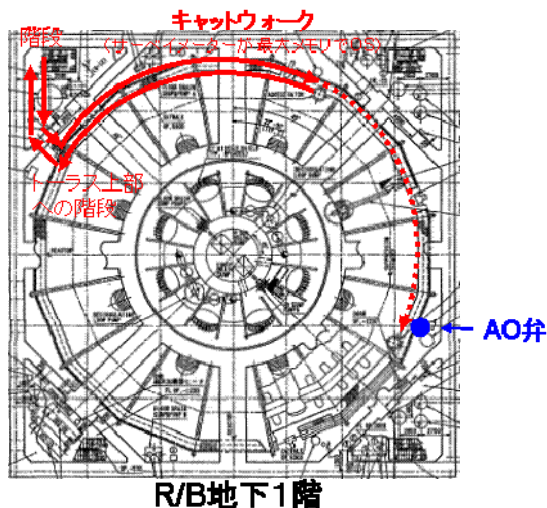
【PCV ベント弁（MO 弁）開操作】

- 12日9:04、第1班の運転員2名が、耐火服とセルフエアセット、APDを着用、電源が喪失し、現場は真っ暗の中、懐中電灯を持ってPCVベント弁（MO弁）の手動開操作のために、中央制御室より原子炉建屋2階へ出発。9:15頃、手順通り手動で25%開として、中央制御室に戻る。被ばく線量は約25mSv。



【S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁開操作】

- ・ S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁の手動開操作のために、第2班が12日9:24、中央制御室を出発、原子炉建屋地下1階のトラス室に向かう。途中で放射線量が上昇し、線量限度100mSvを超える可能性があったことから9:30頃引き返す。
- ・ 線量が高かったことから、第3班による作業を断念。発電所対策本部に連絡。



キヤットウォーク (5号機, 照明あり)

照明が無く、真っ暗な中、懐中電灯の明かりを頼りに、AO弁がある場所まで向かったが、放射線量が上昇し、途中で引き返した。

【S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁開のための方策検討】

- ・ 現場での S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁の手動開操作ができなかったことを受け、復旧班では、S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁の遠隔操作に必要な加圧空気を確保するために、仮設コンプレッサーの手配や接続箇所の検討を開始。

【S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁の遠隔開操作】

- ・ 計装用圧縮空気 (以下、「IA」) 系の空気の残圧に期待して、中央制御室で S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁の開操作を行うこととし、12日10:17, 10:23, 10:24の計3回、中央制御室仮設照明用小型発電機を電源として S/C ベント弁 (AO 弁) 小弁の電磁弁を励磁し、開操作を実施。開となったかは確認できなかった。
- ・ 12日10:40に発電所正門付近及び発電所周辺のモニタリングポスト付近の放射線量が上昇していることが確認されたことから、発電所対策本部では、ベントにより放射性物質が放出された可能性が高いと考えたが、11:15、放射線量が下がっていることから、ベントが十分効いていない可能性があることを確認。

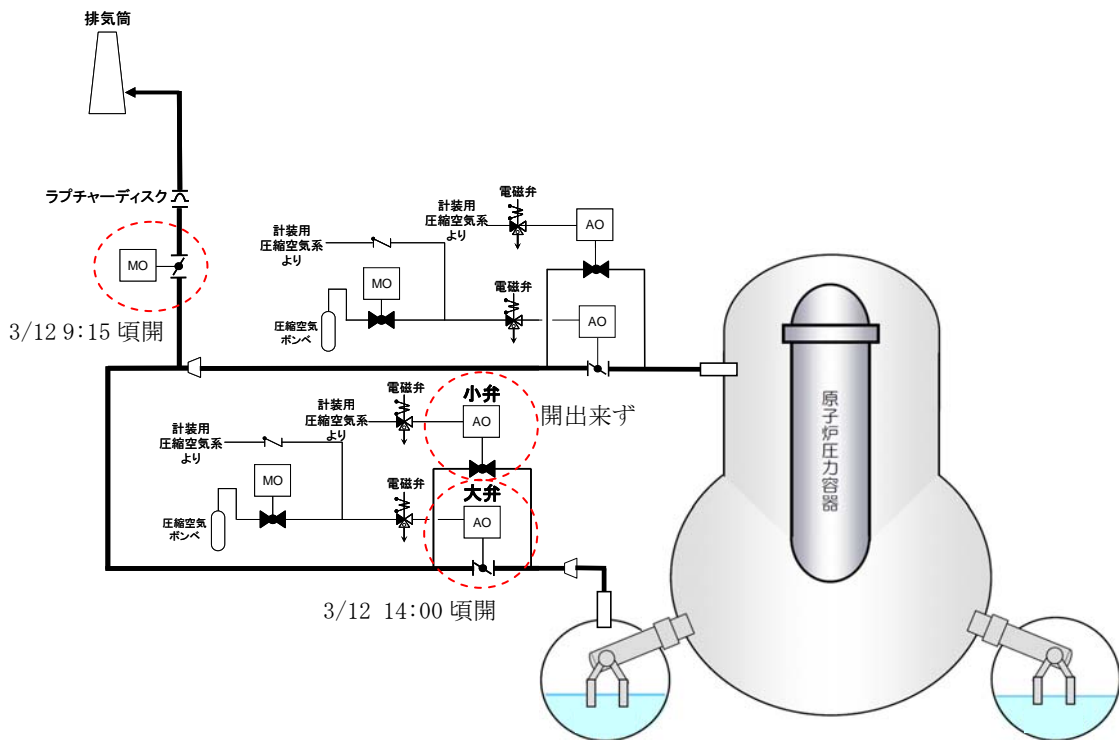
【S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁開操作の実施】

- ・ 復旧班では、仮設コンプレッサーを探していたところ、構内の協力企業にあるとの情報を受け、協力企業の事務所に探しに行くこととした。仮設コンプレッ

サーの接続には、アダプターがないとつなげないことから、配管計装線図を用いて接続箇所を検討し、取り付け箇所を原子炉建屋大物搬入口外の液体窒素ガス供給盤の計器ラック内にある IA 系の銅管ヘッダーに決定。現場にて、当該箇所の写真を撮り、発電所対策本部に戻る。

- 12日 12:30 頃、アダプターを探しに行くと共に、仮設コンプレッサーを協力企業の事務所で発見し、ユニック車で移動。放射線量が高かったため、原子炉建屋大物搬入口外の液体窒素タンク付近に設置。液体窒素ガス供給盤の計器ラック内にある IA 系の銅管ヘッダーに接続し、14:00 頃、仮設コンプレッサーを起動。
- 12日 14:30 D/W 圧力が低下していることを確認し、ベントによる「放射性物質の放出」と判断。

D/W 圧力 750kPa[abs]→580kPa[abs] (14:50)



ベントライン構成のために操作を行った弁

以上

福島第一原子力発電所 2号機

注水に関する対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 16:36 非常用炉心冷却装置注水不能の判断・通報」以降の活動内容

【代替注水手段の検討、準備】

- ・ 11日 17:12、発電所長は、アクシデントマネジメント(以下、AM)対策として設置した代替注水手段(消火系(以下、FP)、復水補給水系)及び消防車(中越沖地震の教訓として設置)を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。
- ・ 中央制御室では、原子炉への代替注水手段の確認のためにAM操作手順書を当直長席に出し、代替注水ラインを確認。
- ・ 運転員は、1号機の放射線量の状況を踏まえ、放射線量が高くなる前に、FPラインより残留熱除去系(以下、RHR)を経由した原子炉への代替注水ラインの構成を行うこととし、1号機の代替注水ライン構成の完了後、11日 21:00頃から2号機のライン構成作業を開始した。電源がなく中央制御室で操作出来ない状況。運転員は、全面マスクを着用し、照明が消えた暗闇の中、懐中電灯を照らしながら、原子炉建屋にてRHRなどの4つの電動弁を手動で開け、11日中に代替注水ラインの構成が完了した。
- ・ 特に直径約60cmの配管に設置されているRHR注入弁は、手動操作用のハンドルが直径約60cmでハンドル操作が非常に重く、かつ弁棒のストロークが長い大型弁で、ハシゴを上がった狭いエリアでの操作。運転員10人が交代でハンドルを回し、約1



直径約60cmの配管に設置されているRHR注入弁(5号機 照明あり)



RHR注入弁操作イメージ(5号機 照明あり)

〔手動操作用ハンドルの操作は、非常に重く、かつ狭いエリアでの作業となった。〕

時間で開操作を実施した。(通常は中央制御室の操作スイッチにより電動駆動。全開時間は約 24 秒。)

- ディーゼル駆動消火ポンプ（以下、DDFP）の中央制御室の状態表示灯は消灯状態。DDFP が設置してあるタービン建屋地下階は、高さ約 60cm まで浸水しており、FP ポンプ室に入室することは出来なかったが、屋外にある DDFP の排気ダクトから出ている煙により、運転員は DDFP が起動していることを確認した。その後も排気ダクトの煙の確認を継続して行っていたが、12 日 1:20 に排気ダクトからの煙が消えていたことにより、運転員は DDFP が停止していることを確認した。

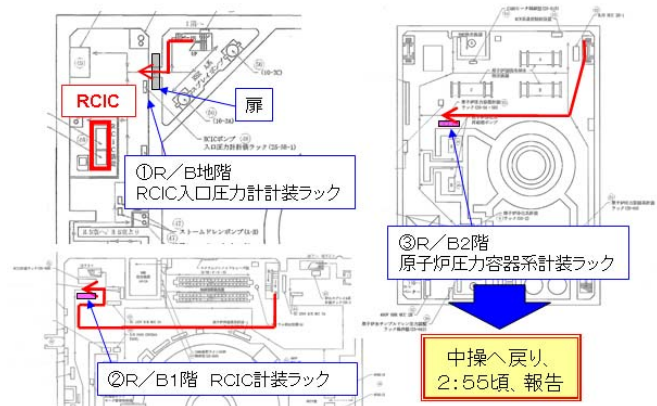
【原子炉隔離時冷却系（以下、「RCIC」）の状況確認】

- 12 日 1:00 頃、運転員は、RCIC の運転状況を確認するために現場に向かった。現場確認の装備は、セルフエアセット、懐中電灯。管理区域に入域する際に用いる専用靴は、浸水により流されている状況であったことから、通常、屋外巡視の際に使用する長靴を履いた。原子炉建屋地下階の RCIC 室の前では、長靴にギリギリ水が入らない位の高さまで水が溜まっている状態であった。RCIC 室の扉を開けたところ、水が流れ出てきたので直ぐに閉めた。入室することは出来なかったが、その時にキーンという金属的な音を確認。回転部分の確認は出来なかったため、運転状況は判断出来ず。PHS が使用出来なかったため、中央制御室に戻り状況を報告。



セルフエアセット

- 12 日 2:10 頃、運転員は、RCIC の運転状況を確認する為に、再度 RCIC 室に向かった。扉付近の水位は上昇していたが、RCIC の運転状況が未確認であったため、扉を開ける。RCIC 室よりゆっくり水が出てきたが入室。入ってすぐそばにある RCIC 入口圧力計装ラックにてポンプ入口圧力計の針が小刻みに振れていること及び再度運転音を確認した。その後、原子炉建屋 1 階の RCIC 計装ラックにて RCIC 吐出圧力が 6.0MPa、原子炉建屋 2 階の原子炉压力容器系計装ラックにて原子炉圧力が

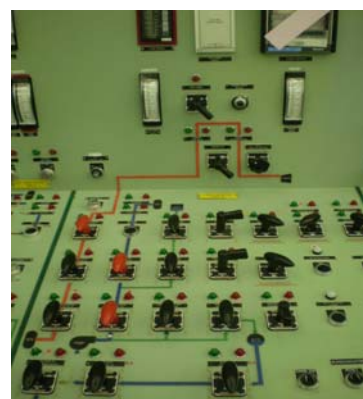


5. 6MPaであることを確認。RCIC 吐出圧力が原子炉圧力を上回っていることから、RCIC が運転（機能）していると考えた。中央制御室へ戻り、2:55、発電所対策本部へ報告。

- ・ 現場は真っ暗、大津波警報発令の継続、余震が頻発している中、セルフエアセットの着脱など通常にない手間がかかり、通常 10 分程度のところ現場確認で約 1 時間を要した。

【高圧注水系（以下、「HPCI」）の状況確認】

- ・ HPCI については、中央制御室の状態表示灯が全て消灯し、運転制御に必要な直流電源が喪失したため、起動不能となった。
- ・ 11 日 16:39、復旧班は、地震・津波後の電源設備の現場状況確認を開始。直流電源設備が設置されているサービス建屋地下階は、高さ約 1.5m の浸水が見えたことから点検を断念した。



HPCI 制御盤（後日撮影）
当時、状態表示灯は全て消灯

○「3/12 2:55 RCIC が運転していることを確認」以降の活動内容

【RCIC の水源切替】

- ・ 運転員は、RCIC の水源である復水貯蔵タンク（以下、CST）の水位が低下してきたこと、圧力抑制室（以下、S/C）の水位上昇が考えられること、また、CST は今後の代替注水設備の水源であると考え、水源を CST から S/C へ切り替えることとした。12 日 4:20、運転員 4 名は、C 装備、全面マスクを着用し RCIC 室に向かう。
- ・ 懐中電灯を用意し、暗闇の中、RCIC 室に入室。RCIC 室の床面には水が長靴の高さくらいまで溜まっており、湿度が高くサウナのような状態。
- ・ RCIC 室の照明は消えており、真っ暗で RCIC の運転音が反響する中、懐中電灯の明かりを頼りに、水源を CST から S/C へライン構成するために電動弁 3 つを手動で操作した。弁



RCIC (5号機 照明あり)

真ん中の銀色（保温材）部がタービン、奥の緑色部がポンプ。室内は多数の配管やサポートの柱があり、懐中電灯の明かりを頼りに、床面に水がある中、移動や作業をした。

はいずれも弁棒のストロークが長く、手動操作のハンドル操作が非常に重かった。さらに操作場所は高い位置で足場はなく、ハシゴから手を伸ばしてハンドルを回した。

- ・ RCIC 入口計装ラックのポンプ入口圧力計での圧力監視のために 1 人配置し、弁操作は 2 人が交替で対応。残る 1 人は照明係兼、圧力監視役との連絡係とし、RCIC を停止させないよう慎重に実施、12 日 5:00 に完了した。（通常は中央制御室の操作スイッチにより電動駆動。切り替え操作は 5 分程度で完了する。）

【RCIC の運転状態確認】

- ・ 電源を必要としない原子炉注水設備である DDFP, HPCI が使用できない状況で、唯一の注水設備である RCIC の運転状況を、運転員はその後も定期的に確認した。
 - 12 日 21:00 頃、原子炉建屋 2 階の原子炉圧力容器計装ラックにてパラメータを確認後、原子炉建屋地下階の階段の途中まで行き、運転音を確認した。
 - 13 日 10:40 頃、原子炉建屋 1 階の RCIC 計装ラックにて吐出圧力が 6.0～6.4MPa、原子炉建屋 2 階の原子炉圧力容器計装ラックにて原子炉圧力が 6.1MPa、RCIC 吐出圧力が原子炉圧力を上回っていることを確認した。
 - 13 日 13:50 頃、原子炉建屋 1 階の RCIC 計装ラックにて吐出圧力が 6.3MPa であり、RCIC が運転継続していることを確認した。

【海水注水及び逃がし安全弁（以下、SRV）による原子炉減圧の準備】

- ・ 3 号機では、原子炉を減圧して注水を行うために、SRV 駆動用の直流電源（125V）として、12V のバッテリーが 10 個必要な状況。13 日 7:00 頃、発電所対策本部は、免震重要棟にいる社員に自動車のバッテリーの提供を呼びかける。
- ・ 発電所対策本部は、2 号機についても、今後必要となることから並行してバッテリーの提供を呼びかける。必要な数の提供者が集まり、各人の車から取り外して免震重要棟前に収集。
- ・ 復旧班 5 名は、バッテリーを自家用車で 3 号機中央制御室に運搬した後、免震重要棟に戻り 2 号機へ運搬を開始。1, 2 号機入口に到着したところ、3 号機で格納容器ベントを行うため、一旦退避の連絡が入り、発電所正門に移動し待機した。3, 4 号機主排気筒から煙が風で流されている状況を確認した。
- ・ 3 号機の格納容器ベント後、復旧班 5 名は、再度バッテリーを自家用車で 2 号機中央制御室に運搬した。
- ・ 13 日 12:05、原子炉への注水に海水を使用する準備を進めるよう発電所長が

指示。RCIC の停止に備え、予め海水注水に切り替えが出来るよう、3号機逆洗弁ピットを水源としたライン構成を進めた。消防隊は、消防車を配置してホースの敷設を実施。消防車を起動して海水注水を開始出来るよう準備を整えた。

- ・ 13日 13:10、バッテリーを中央制御室のSRV制御盤につなぎ込み、原子炉の減圧維持を行うことができた3号機と同様の方法でSRV制御盤の操作スイッチでSRV1弁を開操作できる状態とした。

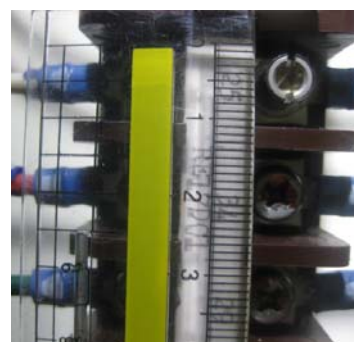
➤ 中央制御室内は仮設照明が設置されていたが、作業場所である制御盤裏までは光が届かずに真っ暗な状況。懐中電灯を使用しても、端子やケーブルの番号、配線図は見えにくかった。さらに狭い作業スペースで全面マスク、ゴム手袋を着用した状態で実施。

➤ SRVの作動に必要な直流電源を供給するために、12Vのバッテリーを10個直列に接続。配線の切り出しや被覆剥き等は、手先の細かい作業。直接配線と端子接続部を絶縁ビニールテープで固定するため、感電や短絡のおそれがあり危険を伴う作業であった。懐中電灯の明かりのみで、全面マスクを着用している状態では視野が狭く、絶縁ビニールテープがゴム手袋に絡みつき、配線がバッテリーに接触し火花が発生、端子の一部が溶けることもあった。

➤ ゴム手袋2枚を着用しての作業のため、ドライバーによる端子のネジ締め付けの際に、ネジが掴みづらく小さなネジを落とさないように注意が必要だった。



制御盤裏
(後日撮影 照明あり)



端子台 (後日撮影)
配線つなぎ込みの端子台
の幅は約1cm

○「3/14 11:01 3号機原子炉建屋爆発」以降の活動内容

【海水注水の再ライン構成】

- ・ 爆発以降、現場作業を中止していたが、14日 13:05、発電所長の指示により、消防隊は現場に向かい、散乱する瓦礫の影響で高い放射線量の中、現場の状況確認を実施。準備が完了していた注水ラインは、消防車及びホースが破損して使用不可能。

- ・ 物揚場から3号機逆洗弁ピットに海水の補給を行っていた消防車は、爆発の影響を受けず運転可能であったため、その消防車を使用し、物揚場を水源として2,3号機の原子炉へ両方に海水を注水することとした。損傷しているホースの交換など代替注水ライン構築を進めた。
- ・ 14日13:18, 原子炉水位が低下傾向, 13:25, RCICの機能喪失を判断。現状から予測するとTAF到達は16:30頃と予想。引き続き原子炉への海水注水の準備作業を進め, 14:43, 消防車をFPの送水口へ接続完了。
- ・ 14日15:00過ぎから16:00過ぎにかけて, 福島県沖を震源とする余震の発生により, 作業中断と退避を行う中での作業となった。
 - 15:13 福島県沖, 震度3, M6.3
 - 15:18 福島県沖, 震度3, M5.3
 - 15:52 福島県沖, 震度3, M5.2
- ・ 14日16:30頃に消防車を起動し, 原子炉減圧後に注水が開始されるよう準備を整えた。

【原子炉の減圧】

- ・ 消防車による注水のためには, SRVの開操作による原子炉圧力の減圧が必要。前日にSRVを開操作できる状態としていたが, S/Cの温度・圧力が高く(14日12:30現在 S/C温度149.3℃, S/C圧力486kPa[abs]), SRVを開としても, S/Cにて蒸気が凝縮せず減圧しにくい可能性があったことから, 格納容器ベント(以下, ベント)の準備をしてからSRVを開けて原子炉を減圧し, 海水注水を行うこととした。
- ・ 14日16:20頃, ベント弁の開実施まで時間がかかる見通しとなったことから, 16:28頃, SRVによる原子炉の減圧を優先することに変更。ベントの準備についても並行して実施するよう発電所長から指示。
- ・ 14日16:34, SRVが原子炉圧力の上昇に応じて吹き出す音が静かな中央制御室に聞こえる中, 中央制御室の操作スイッチにて, SRVを開操作したが開かず。
 - SRV制御回路へのつなぎこみ位置, 開動作回路を確認し, 別のSRVにつなぎこみ, 操作スイッチにて開操作するも開かず。
 - さらに2つのSRVにつなぎ換え, 操作スイッチにて開操作するも開かず。
 - バッテリーの配線を一度全て



バッテリー12V×10個直列
(後日撮影 照明あり)

〔配線と端子接続部を絶縁ビニールテープで固定。感電や短絡のおそれがあり, 火花の発生や端子の一部が溶けた。〕

外し、10個直列に接続し再構築。

- 14日18:00頃、SRV単体の開動作用の電磁弁に直接つないで励磁させ、5つ目のSRV開操作でようやく原子炉圧力が低下し減圧を開始した。

[海水注水の実施]

- 14日16:30頃に消防車を起動、16:34に原子炉減圧操作を開始。18:00頃に減圧が開始されたが、S/C温度、圧力が高く、凝縮しにくい状況。
原子炉圧力 6.998MPa(16:34)→6.075MPa(18:03)→0.63MPa(19:03)
- 14日19:03に原子炉圧力が0.63MPaとなる。
- この間、消防隊は、現場の放射線量が高く、交代で消防車の運転状態の確認等の作業を余儀なくされていた。14日19:20に海水注水に使用していた消防車が燃料切れで停止していることを確認。給油実施後、原子炉へ消火系ラインから消防車(14日19:54,19:57に各1台起動)による海水注水を開始した。
- 14日21:00頃、原子炉圧力が上昇。SRVをもう1弁追加で開けることとし、開操作するも動作せず。他のSRVを開操作したところ、21:20にSRVが開いて原子炉圧力が低下するとともに、ダウンスケールしていた原子炉水位計の指示値が上昇傾向を示す。その後、発電所対策本部では数分置きに原子炉水位、原子炉圧力、D/W圧力を読み上げ、プラントの挙動に注意を払いながら、原子炉注水を継続した。詳細は「格納容器ベント操作に関する対応状況について」参照)

以 上

福島第一原子力発電所 2 号機

格納容器ベント操作に関する対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 16:36 非常用炉心冷却装置注水不能の判断・通報」以降の活動内容

- 計器類の復旧作業の結果、11 日 21:50 に原子炉水位が判明（有効燃料頂部 +3400mm）、23:25、ドライウェル（以下、「D/W」）圧力が判明（141kPa[abs]）。また、3/12 2:55 には、原子炉隔離時冷却系（以下、「RCIC」）の運転が確認できたことから、1号機のベント操作を優先する方向とし、1号機のベント実施に向けた対応を進めるとともに、2号機のパラメータ監視を継続。

○「3/12 17:30 ベント操作の準備を開始するよう発電所長指示。」以降の活動内容

【ベント実施に向けた事前準備】

- RCIC による原子炉への注水が継続し、D/W 圧力は約 200～300kPa[abs]と安定していたが、いずれベントが必要となることが予想されたことから、3号機と合わせてベントライン構成に向けた検討を開始。現場の放射線量も低かったことから、ラプチャーディスクを除く、ベントに必要な弁を開けておくこととした。
- 12 日 0:06 に、1号機の D/W 圧力が 600kPa[abs]を超えている可能性が確認され、ベント実施に向けて具体的な準備が開始された際に、弁の図面を用いて、ベントに必要な弁を手動で開けることが出来るかどうか、治具を取り付けて強制開の状態に出来るかどうかについて検討を実施していた。
- それらの結果及び、配管計装線図、アクシデントマネジメント手順書、1号機のベント操作手順等を基に、ベントに必要な弁の操作方法（格納容器（以下、「PCV」）ベント弁（電動弁、以下「MO 弁」）は手動で開操作可能、圧力抑制室（以下、「S/C」）ベント弁（空気作動弁、以下「AO 弁」）は手動での開操作不可）を確認し、ベント手順を作成。また、バルブチェックシートを用いて、ベント弁の現場の位置を確認。

（これ以降、3/13）

【PCV ベント弁（MO 弁）及び S/C ベント弁（AO 弁）大弁の開操作】

- PCV ベント弁（MO 弁）の手動での開操作のために、運転員は全面マスクなど必

要な装備を着用し、懐中電灯を携帯して原子炉建屋に出発。

- ・ 13日 8:10 に、PCV ベント弁 (M0 弁) を手順通り 25%開とする。
- ・ 13日 10:15, 発電所長よりベント実施の指示が出された。復旧班は、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁を開けるために、既設の空気ボンベ出口弁を開け、中央制御室仮設照明用小型発電機を電源として電磁弁を励磁し、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁の開操作を実施。
- ・ 13日 11:00, ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。
(D/W 圧力がラプチャーディスク作動圧 (427kPa[gage]) よりも低く、ベントされない状態。ベント弁の開状態を保持し、D/W 圧力の監視を継続)
- ・ S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁の開状態を維持するために、空気ボンベに加えて、仮設コンプレッサーを設置することとし、手配を始める。13日 22:20 頃、仮設コンプレッサーを福島第二原子力発電所、柏崎刈羽原子力発電所から提供できることがわかる。

(これ以降、3/14)

- ・ 14日 1:55 頃、福島第二原子力発電所より仮設コンプレッサーが到着。3:00 頃、タービン建屋 1 階計装用圧縮空気 (以下、「IA」) 系空気貯槽近くに設置、IA 配管に接続し、空気の供給を開始。その後、高線量の現場にて、数時間毎に給油を継続し、仮設コンプレッサーの運転状態を維持した。

○「3/14 11:01 3号機原子炉建屋の爆発」以降の活動内容

【爆発の影響】

- ・ 爆発後、中央制御室の運転員を除く作業員は、全ての作業を中断して免震重要棟へ退避。作業員の安否確認や現場の状況確認のため、しばらく復旧に着手できず。
- ・ 14日 12:50, 爆発の影響により、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁の電磁弁励磁用回路が外れ、閉となったことを確認。
- ・ D/W 圧力は約 450kPa[abs]と、ベント実施圧力を下回った状態で安定的に推移。

【S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁の開操作】

- ・ 爆発後の退避指示解除の後、原子炉への消防車による注水のためには、逃がし安全弁 (以下、「SRV」) 開による原子炉圧力の減圧が必要であった。この頃、S/C の温度・圧力が高く、SRV を開としても、S/C で蒸気が凝縮せず減圧しにくい可能性があったことから、ベントの準備をしてから SRV を開けて原子炉を減圧することとし、14日 16:00 頃、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁の開操作を実施。
- ・ 14日 16:20 頃、電磁弁が励磁されているものの、仮設コンプレッサーによる空

気の加圧が十分でなく、開操作できず。16:28 頃、SRV による原子炉の減圧を優先することに変更、ベントの準備についても並行して実施するよう発電所長から指示。

- 14 日 18:00 頃に原子炉の減圧を開始。
- D/W 圧力に低下が見られないことから、18:35 頃、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁だけでなく S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁を対象としてベントラインの復旧作業を継続。S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁は、仮設コンプレッサーによる空気の加圧がされていることが確認できたため、電磁弁の不具合 (地絡) により開不能となったと推定。
- 14 日 21:00 頃、S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁が電磁弁の励磁により微開となり、ラプチャーディスクを除く、ベントのライン構成完成。
(D/W 圧力がラプチャーディスク作動圧 (427kPa[gage]) よりも低く、ベントされない状態。ベント弁の開状態を保持し、D/W 圧力の監視を継続)
- 14 日 22:50、原子炉圧力と D/W 圧力が上昇 (原子炉圧力 1.823MPa[gage]、D/W 圧力 540kPa[abs])。D/W 圧力が最高使用圧力 427kPa[gage] を超えたことから、原災法第 15 条事象「格納容器圧力異常上昇」と判断。
- 14 日 23:00、原子炉圧力 2.070MPa[gage]、D/W 圧力 580kPa[abs]。原子炉圧力が上昇していることから、SRV が閉まっている可能性が考えられた。バッテリーは残量があり、SRV 駆動用空気が無くなっていると思われたことから、別の SRV を開ける操作を開始する。
- データコールは数分おきに続く。14 日 23:25、原子炉圧力 3.150MPa[gage]、D/W 圧力 700kPa[abs]。

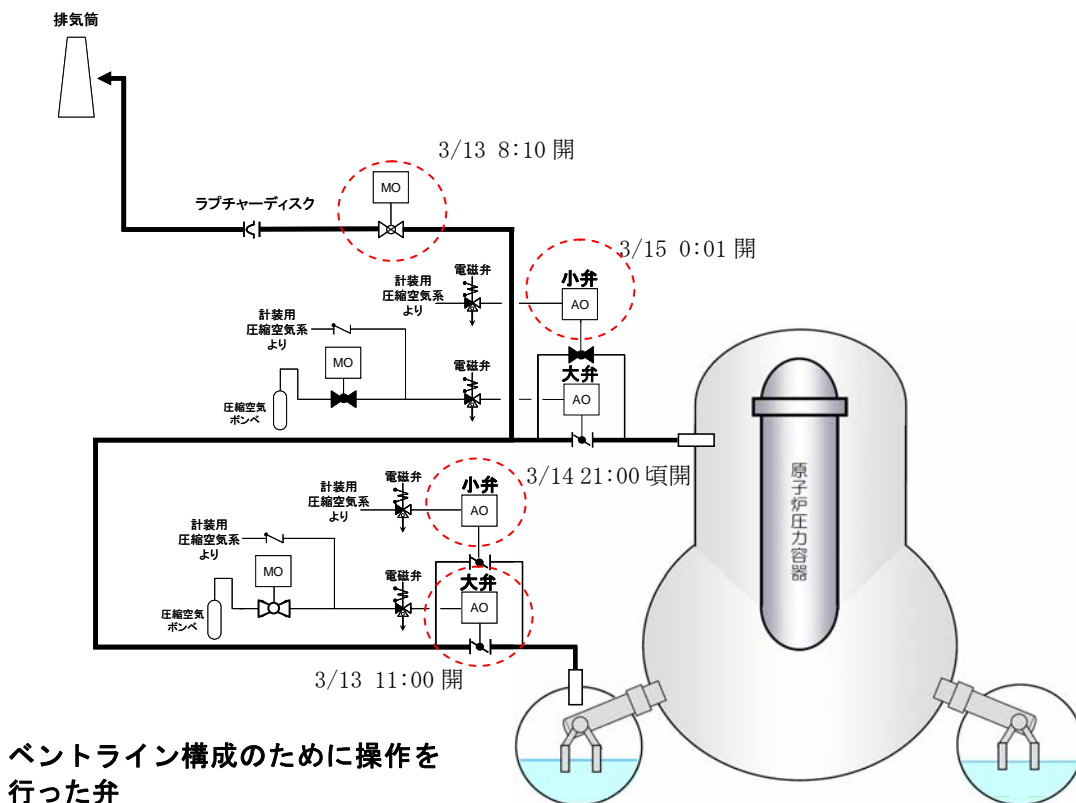
【D/W ベント弁小弁の開操作 (D/W 圧力のみ上昇開始)】

- 14 日 23:35 頃、S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁が開いていなかったことを確認。D/W 圧力は上昇傾向にある一方、S/C 圧力は約 300~400kPa[abs] で安定し、圧力が均一化されない状況が発生。S/C 側の圧力がラプチャーディスク作動圧よりも低く、D/W 側の圧力が上昇していることから、D/W ベント弁 (A0 弁) 小弁を開けることによりベントを実施する方針を決定。23:30 のデータがコールされる。原子炉圧力 1.913MPa[gage]、D/W 圧力 700kPa[abs]。原子炉圧力が下がるが、D/W 圧力は高く、ベントが必要な状況は続く。D/W ベント弁 (A0 弁) 小弁の開操作を急ぐ。
- 14 日 23:40、原子炉圧力 1.170MPa[gage]、D/W 圧力 740kPa[abs]、S/C 圧力 300kPa[abs]。原子炉圧力は低下傾向となるが、D/W 圧力は低下しない状況で、23:46 に、D/W 圧力 750kPa[abs] となる。

- ・ 発電所対策本部と D/W ベント弁 (AO 弁) 小弁の開操作を行っている中央制御室は、ホットライン 2 本しか通信手段が無く、一方でデータコール、一方で発電所対策本部との指示の連絡に使用している状況。また、開操作を行っている中央制御室の制御盤付近は仮設照明が届かず真っ暗な中で、D/W ベント弁 (AO 弁) 小弁の開操作が続けられる。

(これ以降、3/15)

- ・ 15 日 0:01, D/W ベント弁 (AO 弁) 小弁の電磁弁を励磁して開操作したが、数分後に閉であることを確認。
- ・ 15 日 0:05, 原子炉圧力 0.653MPa[gage], D/W 圧力 740kPa[abs]。D/W 圧力は低下しない。0:10, 原子炉圧力 0.833MPa[gage], D/W 圧力 740kPa[abs], S/C 圧力は 300kPa[abs]程度で変化なし。原子炉圧力が上昇を始めた。復旧班では、SRV を開とするために、SRV の電磁弁を励磁するためのバッテリー接続作業を優先的に対応するよう指示を受け、対応を継続。



- ・ 15 日 0:22, 原子炉圧力 1.170MPa[gage], D/W 圧力 735kPa[abs]。原子炉圧力が 上昇傾向となり、次の SRV の開操作をはじめると、0:45, 原子炉圧力が 1.823MPa[gage]と上昇, 開とならず。別の SRV の操作に入る。
- ・ 15 日 1:10, SRV の開操作を行ったところ、原子炉圧力が低下をはじめ。D/W

圧力は 730kPa[abs]程度で変化せず，S/C 圧力は 300kPa[abs]程度で安定した状態。原子炉圧力は，この後 0.63MPa[gage]程度で安定していたが，2:22，原子炉圧力が上昇傾向となり 0.675MPa[gage]となったことから，次の SRV の開操作に入る。また，D/W 圧力は若干上昇し，2:45 に 750kPa[abs]となる。

- ・ 14 日夕方から中央制御室で対応を行っていた復旧班は，原子炉圧力の上昇に伴う減圧のための SRV 開操作と，D/W 圧力上昇に伴う減圧のためのベント弁開操作を行っていた。プラント状況に応じた発電所対策本部からの指示に対して，全面マスク，ゴム手袋を着用し，懐中電灯を頼りに結線作業をするという状況の中，SRV 開状態維持による原子炉圧力の安定と，ベントのためのラインナップ構成のための対応を行った。
- ・ 15 日 5:35，福島原子力発電所事故対策統合本部が設置された。

○「3/15 6:00～6:10頃 大きな衝撃音が発生。S/C 圧力の指示値が 0kPa[abs]となる。」

以降の活動内容

- ・ 15 日 6:00～6:10 頃 大きな衝撃音が発生。
- ・ 1/2 号中央制御室では，プラント監視を行っていた運転員が，1 号機爆発時とは異なる衝撃を感じた。ほぼ同時に，データ採取を行っていた運転員が，S/C 圧力の指示値が 0kPa[abs]になったことを確認し，発電所対策本部へ報告。
- ・ この頃，3/4 号中央制御室では，衝撃音と共に，4 号機側の天井が揺れた。
- ・ 15 日 6:00 の交代のために 3/4 号中央制御室へ向かっていた運転員 3 名は，3/4 号機サービス建屋に入ったところで，背中に風圧を感じた。中央制御室に入り状況を確認したところ，発電班から一旦退避の連絡があり，中央制御室にいた 3 名と共に，6 名で免震重要棟へ退避を開始した。3/4 号機サービス建屋を出たところ，周囲は瓦礫の山となっていた。乗ってきた車に乗り込み，免震重要棟へ戻る途中で，4 号機の原子炉建屋を見上げたところ，5 階付近が損傷していることを確認。原子炉建屋付近の道路は，散乱した瓦礫のため進めなくなり，車から降りて走って 4 号機原子炉建屋付近から離れ，その後，徒歩で免震重要棟へ向かった。免震重要棟へ向かう途中，発電所から退避するために正門方向へ進む車とすれ違いながら，ようやく免震重要棟に到着し，4 号機の状況を発電所対策本部へ報告。
- ・ 15 日 6:30 頃，発電所対策本部では，プラントの監視，応急復旧作業に必要な要



4 号機損傷状況（写真右）
（写真左は 3 号機）

員を除き、一時的に福島第二へ移動することとし、必要な人間を発電所対策本部各班長が指名、約 650 名が福島第二へ移動。退避直後は約 70 名が発電所対策本部に残留。

- D/W 圧力等のパラメータは、数時間ごとに運転員が中央制御室に行きデータを採取。
 - 15 日 11:25 頃、D/W 圧力の低下を確認
(730kPa[abs] (7:20)→155kPa[abs] (11:25))。

以 上

福島第一原子力発電所 3号機

注水に関する対応状況について

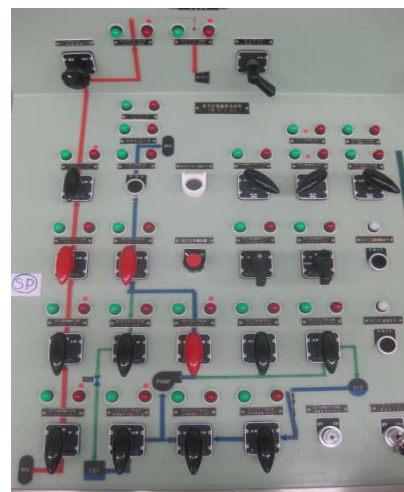
本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/11 16:03 原子炉隔離時冷却系（以下、RCIC）手動起動。」以降の活動内容

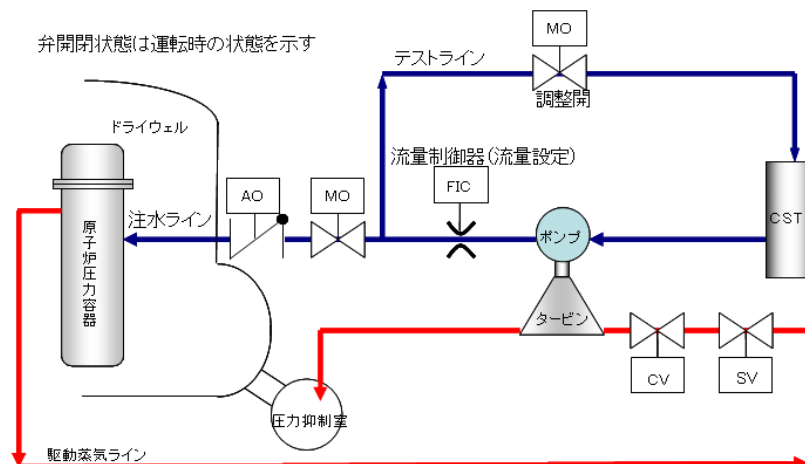
全交流電源が喪失したものの直流電源は影響なく使用可能。この直流電源を運転制御に使用する原子炉隔離時冷却系（以下、RCIC）、及び高圧注水系（以下、HPCI）を用い、操作手順書に基づいて原子炉水位の確保を実施した。

【RCICによる原子炉水位確保】

- RCICによる原子炉水位確保を安定して行うため、運転員は、原子炉水位高により自動停止に至らない措置及び運転制御に必要なバッテリーを節約する措置を実施。
 - 原子炉水位高によるRCICの自動停止に至らない措置として、中央制御室にて原子炉水位を監視しながら、原子炉への注水ライン及び定期的な機能試験に用いるテストライン(水源の復水貯蔵タンク（以下、CST）からCSTに戻すライン)の両ラインに通水するようにRCIC制御盤にて操作し、ラインを構成。水位調整範囲を定めて水位を確保した。



RCIC 制御盤（後日撮影）

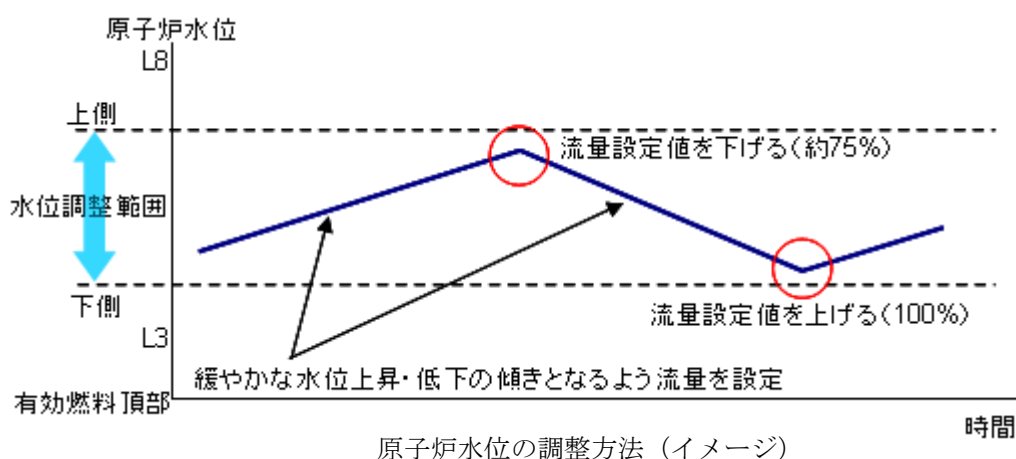


RCIC 及び HPCI の原子炉注水ライン概要

- 原子炉の水位監視に2名，RCICの操作に2名の体制で状況を報告し合いながら実施。また，次の注水手段として，RCIC停止後にHPCIをスムーズに起動するため，HPCI制御盤にて操作するスイッチなどに付箋を貼り準備を整えた。
- バッテリーを節約する措置として，弁や流量制御器（以下，FIC）の操作を少なくするため，原子炉水位が緩やかな変化となるように，テストラインの弁の開度調整やFICにて流量を設定した。原子炉水位が水位調整範囲の上側または下側に近づいたら流量の設定値を変更（定格流量（25.2L/s）100%から約75%の範囲）する方法を繰り返した。



RCIC 流量制御器(FIC)
(後日撮影)



- さらにバッテリー節約のため，監視計器や制御盤，計算機について，監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き，負荷の切り離しを実施した。監視計器については，A系B系と二重化されていることから片系ずつ使用しバッテリー消費量の低減を図った。また，中央制御室の非常灯や時計の切り離しや別室の蛍光灯を抜くなども実施した。
- 負荷の切り離し作業は，電源配線や系統仕様の図書で負荷を確認し，コントロール建屋1階のケーブルボルト室にある電源盤にてブレーカーを「切」とした。中央制御室との通信設備がないことから，管理区域であるケーブルボルト室と非管理区域である中央制御室との間で，現場出入口や中央制御室出入口などに人を配置して，負荷の切り離しの指示や状況に異常がないかを大声で伝達しながら繰り返し作業を進めた。

【ディーゼル駆動消火ポンプ（以下、DDFP）の起動と代替圧力抑制室（以下、S/C）スプレイの実施】

- ・ 地震後、代替注水に用いる DDFP の中央制御室の状態表示灯は、停止状態を示していた。12 日 3:27、中央制御室の操作スイッチにて操作を行うも起動せず。
- ・ 原子炉注水中の RCIC により、駆動用タービンの排気蒸気が S/C に放出されているため、12 日からドライウェル（以下、D/W）の圧力が上昇傾向にあった。S/C 及び D/W の圧力の上昇を抑制するため、DDFP を用いた代替 S/C スプレイを検討。AM 操作手順書をもとに操作手順や弁の位置を確認した。
- ・ 消火系（以下、FP）ラインより残留熱除去系（以下、RHR）を經由した代替 S/C スプレイラインを構成するために、運転員は 2 班に分かれて原子炉建屋及びタービン建屋に向かった。当該ラインの電動弁は電源がなく中央制御室で操作ができない状況。全面マスクを着用し、照明が消えた暗闇の中、懐中電灯を照らしながら、12 日午前中に RHR などの 5 つの弁を手動で開けた。
- ・ S/C スプレイ弁を手動にて開操作する際には、逃し安全弁（以下、SRV）が原子炉圧力の調整のために作動し、トーラス室では原子炉の蒸気が S/C へ放出している音がしていた。
- ・ 運転員が DDFP を現場にて確認をしたところ、FP ポンプ室の FP 制御盤には故障表示灯が点灯していた。12 日 11:13 に FP 制御盤で故障復帰ボタンを押し、自動起動を確認するとともに、中央制御室の DDFP の状態表示でも起動状態を表示したことを確認した。起動確認ができたことから、中央制御室の操作スイッチにて停止したが、自動起動してしまうため、再度現場に向かい、11:36 に FP 制御盤の非常停止ボタンを押して停止した。
- ・ 12 日 12:06 に FP 制御盤の故障復帰ボタンを押し、DDFP が自動起動して代替 S/C スプレイを開始した。

○ 「3/12 11:36 RCIC 停止。」以降の活動内容

【RCIC の停止及び再起動の状況】

- ・ 原子炉水位の確保が順調に行われている中、中央制御室の RCIC の状態表示灯が停止表示、流量や吐出圧力計などの指示値が 0 となり、RCIC が停止したことを確認した。停止を知らせる警報は電源が喪失しているため発生しなかった。
- ・ 中央制御室の RCIC 制御盤で起動操作を試みるも、起動後すぐに停止することから、原子炉建屋地下階の RCIC 室へ運転員 2 人が現場確認に向かう。全面マスクを着用し、屋外巡視の際に使用する長靴を履いた。懐中電灯を照らしながら、HPCI 室側から RCIC 室に入室、床面には踝ほどの水が溜まってい

る状態であった。また、天井からは、水がぼたぼた垂れて RCIC の蒸気止め弁などにかかっていた。

- ・ 現場で停止状態を確認し、蒸気止め弁の機械機構部などに異常は確認されなかったことから、中央制御室で起動操作をしたが、起動後すぐに蒸気止め弁が閉まり停止した。

【HPCI による原子炉水位確保及び原子炉減圧】

- ・ RCIC 停止の状況確認や起動操作の対応に追われる中、12 日 12:35、原子炉水位低により HPCI が自動起動し原子炉への注水を再開。HPCI の駆動用タービンが原子炉の蒸気を消費することにより、原子炉減圧が開始された。
- ・ RCIC と同様に原子炉への注水ライン及びテストラインの両ラインを通水するように HPCI 制御盤にて操作し、ラインを構成。原子炉の水位監視に 2 名、HPCI の操作に 2 名の体制で操作を開始した。RCIC よりも流量の容量が大きいため、原子炉水位の上昇が速く、HPCI の流量の設定は難しかった。このため、水位調整範囲を広く取ったうえで原子炉水位高による HPCI の自動停止に至らないように原子炉水位を確保した。また、ミニマムフロー弁は、流入先の S/C の水位が上昇しないように全閉の処置をした。
- ・ バッテリーの節約についても、RCIC と同様に原子炉水位が緩やかな変化となるようにテストラインの弁の開度調整や FIC にて流量を設定した。原子炉水位が水位調整範囲の上側または下側に近づいたら流量の設定値を変更（定格流量（268L/s）100%から約 75%の範囲）する方法を繰り返した。
- ・ 発電所対策本部と中央制御室は、既設設備での原子炉への注水手段を RCIC の後は HPCI、HPCI の後は DDFP により注水することを考えていた。
- ・ 原子炉圧力の減圧により、駆動タービンの入口蒸気圧力が低下し、タービン回転数は低速度となり、HPCI ポンプ吐出圧力は低い状態で運転していた。発電所対策本部と中央制御室は、HPCI での注水が不安定になった時は DDFP に



HPCI 流量制御器 (FIC)
(後日撮影)



HPCI 制御盤

S/C 水位上昇防止のため、ミニマムフロー弁の開閉回路にて全閉の処置を実施。

よる注水に切り替えることを周知し、定期的に HPCI の運転状態を共有していた。

- ・ 12 日 20:36 に原子炉水位計の電源が喪失し、原子炉水位の監視ができなくなった。HPCI の流量の設定値を若干上げて、原子炉圧力や HPCI の吐出圧力などにより運転状態を監視した。

○「3/13 2:42 HPCI 停止。」以降の活動内容

【HPCI 停止の状況】

- ・ HPCI のタービン回転数は、操作手順書に記載のある運転範囲を下回る低速度で、HPCI の吐出圧力は低く、いつ止まるか分からない状況。原子炉水位が監視出来ず、水位不明の状態が継続していた。
- ・ 運転員は、「原子炉へ注水がなされているか」、「原子炉の水位は確保されているか」「いつ、DDFP へ切り替えるか」などを考えながら、原子炉圧力や HPCI の吐出圧力などを監視した。
- ・ このような中、13 日 2:00、これまで約 1MPa で安定していた原子炉圧力が低下傾向を示した。発電班と中央制御室は、原子炉圧力の低下により HPCI のタービン回転数がさらに低下し、タービンの振動が大きくなり設備損傷^{*}を懸念した。さらに原子炉圧力と HPCI の吐出圧力が同程度となっていたことから、HPCI による原子炉注水はなされていないと考えた。これらのことから DDFP による代替原子炉注水と HPCI の停止を早急に実施することとした。
※HPCI タービン付近が損傷すると駆動蒸気である原子炉の蒸気が HPCI 室内に放出されることが考えられる。
- ・ 運転員は、HPCI の停止前に DDFP の運転確認及び代替 S/C スプレーから代替原子炉注水へ切替えるための RHR 注入弁を手動にて開操作するために原子炉建屋に向かった。
- ・ 13 日 2:42、運転員は HPCI 停止操作を発電班へ連絡し、中央制御室の HPCI 制御盤にて、HPCI の停止ボタンを押すとともに HPCI タービン蒸気入口弁を操作スイッチで全閉とし HPCI を停止した。

【DDFP による代替原子炉注水への移行】

- ・ HPCI から DDFP による代替原子炉注水に移行するために、13 日 2:45 に中央制御室の SRV 制御盤にて SRV1 弁の操作スイッチを開操作し原子炉の減圧維持を試みるも、開動作せず。その後、SRV 全弁を順次、操作スイッチにて開操作するが開動作しなかった。原子炉圧力が上昇し DDFP での注水ができない状況が発電所対策本部へ報告された。
- ・ 一方、HPCI を停止する前に現場へ向かい作業をしていた RHR 注入弁の手動開操作による代替原子炉注水ラインの構成が完了したことが、3:05 に中央制御

室へ伝達された。

- 運転員は、SRV の駆動用窒素ガスが供給されなくて開動作しないと考え、供給ラインからの補給を試みるため現場に向かった。供給ラインの弁は空気作動弁であり、手動で開けることができる構造ではなかった。
- このような中、原子炉圧力が上昇していることから、運転員は、高圧注水として HPCI 及び RCIC の起動を試みることを検討。その後、発電所対策本部は並行して 12 日から準備を開始した電源車を用いた電源復旧を進め、高圧注水が可能なほう酸水注入系（以下、SLC）を用いた原子炉への注水を検討、及び消防車の手配を開始した。
- 13 日 3:44、原子炉圧力が 4.1MPa に上昇した。

【RCIC, HPCI の復旧の状況】

- 13 日 3:35、HPCI を起動しようと中央制御室の HPCI 制御盤を確認したところ、運転制御のための FIC の表示が消灯しており起動出来ず。原子炉への注水を確保するため、運転員は RCIC の復旧のために原子炉建屋地下階へ向かう。
- HPCI 室へ入室、HPCI の停止状態について異常がないことを確認し、RCIC 室へ。RCIC 蒸気止め弁の機械機構部の噛み込み状態を確認、調整し、起動前の状態確認をした。
- 13 日 5:08、RCIC を起動させるべく、起動時、機械機構部の噛み込み状態に影響を与えないように FIC にて低い流量に設定し、RCIC を中央制御室の RCIC 制御盤にて起動操作したが、蒸気止め弁の機械機構部が外れ閉となり停止。
- RCIC は起動することができないことから、発電所対策本部は、13 日 5:10、原災法第 15 条第 1 項に基づく特定事象『原子炉冷却機能喪失』と判断、5:58 官庁等に通報。



RCIC (5号機 照明あり)



HPCI (5号機 照明あり)

〔 RCIC, HPCI ともに室内は多数の配管やサポートの柱があり、懐中電灯の明かりを頼りに、床面に水がある中、移動や作業をした。 〕

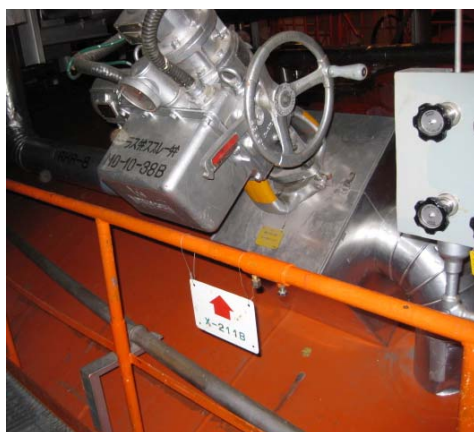
【DDFPによる代替 S/C スプレー及び D/W スプレーの実施】

- ・ 発電所対策本部は、D/W 及び S/C の圧力が上昇していたが、格納容器ベントのライン構成が未完了であったことから、代替 S/C スプレーにより圧力上昇を抑えることとした。
- ・ 13 日 5:08, 運転員は原子炉注水ラインの RHR 注入弁を手動にて閉操作、トーラス室に移動して S/C スプレー弁を手動にて開操作し、S/C スプレーを開始。
- ・ S/C スプレー弁の設置場所であるトーラス室は蒸し暑く、また照明電源も喪失により、真っ暗であり、懐中電灯の明かりだけが頼りであった。さらに SRV が作動していたため、S/C への蒸気放出による「ゴォーゴォー」という大きな音が不連続に鳴り響き、それによる大きな振動に、運転員は非常に恐怖を感じた。また、11 日地震の発生以降、度々大きな余震に見まわれる状況でもあり、運転員は一層の緊張感の中、対応にあたった。
- ・ 13 日 7:39, 運転員は S/C スプレーラインから D/W スプレーラインへ切り替えを手動にて弁を操作し、D/W スプレーを開始。7:43 に S/C スプレー弁を手動にて閉操作した。
- ・ S/C スプレー弁を閉操作した際には、トーラス室はさらに高温な状態となっており、トーラス上部に足を掛けた際に靴底のゴムが溶けた。また S/C スプレー弁の操作ハンドルが熱くなっており、ずっと握ってられない状態での操作であった。
- ・ D/W スプレーの実施により D/W 及び S/C の圧力上昇が抑えられ横ばい状態。発電所対策本部は、格納容器ベントの早期実施に向けて、格納容器ベントのライン構成を急ぐとともに D/W スプレーを停止することとした。
- ・ 13 日 8:40~9:10 にかけて、運転員は RHR 注入弁を手動にて開操作し、D/W



トーラス室入口 (5号機 照明あり)

S/C スプレー弁を手動にて操作するために、蒸し暑く、真っ暗な中、懐中電灯の明かりを頼りに当該弁へ向かった。



S/C スプレー弁 (5号機 照明あり)

オレンジ部分がトーラス。S/C スプレー弁はトーラス上部にあり、トーラスに足を掛けなければハンドル操作が出来ない。

スプレイの弁を手動にて閉操作して原子炉代替注水ラインへ切り替えた。

【消防車による代替原子炉注水の準備】

- ・ SLC など本設の原子炉注水設備の電源復旧と並行して消防車の手配が進められた。
- ・ 13日 5:30 頃、福島第二に待機していた柏崎刈羽の消防車が福島第二を出発し、6:30 頃に福島第一に到着。6:00 頃、5、6 号側の消防車を確認したところ、使用可能であることがわかり、3 号機の原子炉への注水に使用するために回収。
- ・ 1 号機と同様に 3 号機逆洗弁ピットの海水を水源とする海水注水ラインを構成。その後、防火水槽を水源とする淡水注水ラインに変更した。

【SRV による原子炉減圧、消防車及び DDFP による代替原子炉注水の実施】

- ・ 3 号機の SLC などを用いた原子炉注水は、電源車による電源復旧に時間がかかることがわかった。DDFP 及び消防車による注水しか原子炉注水の選択肢がなくなった。
- ・ DDFP 及び消防車による原子炉注水には、SRV による原子炉減圧が必要であり、SRV を作動するための直流電源（125V）として、12V のバッテリーが 10 個必要と考えたが、適したバッテリーは既に 1、2 号機の計器復旧等のために使用されていた。
- ・ 13日 7:00 頃、発電所対策本部は、免震重要棟にいる社員に自動車のバッテリーの提供を呼びかける。必要な数の提供者が集まり、各人の車から取り外して免震重要棟前に収集。その後、復旧班 5 名が自家用車で 3 号機中央制御室へ運搬した。
- ・ 復旧班 2 名は、12V のバッテリーを 10 個直列に接続する作業を開始していたところ、運転員が原子炉圧力の低下を確認。
- ・ 13日 9:08 頃に SRV が開いて原子炉圧力の急速減圧が開始。原子炉圧力の減圧により、DDFP による注水を開始するとともに、9:25 に消防車による注水を開始した。淡水の追加要請を行うとともに、所内の技能訓練センターの模擬燃料プールなどから水をくみ上げて、防火水槽に補給を行いながら注水を継続した。
- ・ 13日 9:40 頃、バッテリーを 10 個直列に接続する作業が完了し SRV 制御盤につなぎこんだ。運転員は、操作スイッチにて SRV を開操作し減圧維持をした。



SRV 制御盤（後日撮影）

【爆発防止対策の検討】

- ・ 1号機の原子炉建屋の爆発以降、早い段階から、本店対策本部原子力復旧班では爆発の原因として水素が疑わしいと考え、原子炉建屋にたまる水素を抜く方法の検討を開始した。
- ・ 13日9:40頃、爆発原因が水素によるものと断定できないものの、同様な爆発を引き起こさないことが重要であることが発電所長より示され、本店対策本部とともにその防止策についての検討が開始された。

○「3/13 10:30 海水注水を視野に入れて動くとの発電所長指示。」以降の活動内容

【海水注水への切替】

- ・ 防火水槽へ補給しながら淡水注水を行っていたが、13日12:20に近場の防火水槽の淡水が残り少なくなったことから、消防隊は3号機の逆洗弁ピットの海水を注水するようラインの変更を開始。短時間で切り替えられるよう予め準備していたため、13:12にライン構成が完成し、海水注水を開始。
- ・ 消防車による原子炉注水の海水への水源切替に伴う中断時にも、DDFPは運転を継続していた。



3号機 復水器逆洗弁ピット

【爆発前の退避と爆発防止対策の検討】

- ・ 13日14:45頃、原子炉建屋二重扉の向こう側で放射線量が300mSv/h程度ある状況から、発電所対策本部では、1号と同様に原子炉建屋内に水素が溜まり爆発の可能性があると考え、中央制御室及び屋外の現場の作業員を一旦退避させることとした。
- ・ 退避後、13日17:00頃、ベントラインの健全性調査と海水注水ラインの手直しの2つの作業について退避を解除し、作業を開始。
- ・ 13日午後、官邸では官房長官が3号機の状況についてプレス会見を行い、水素爆発が起こる可能性があることを発表。
- ・ その後、原子炉建屋の水素を抜く方法として、「ブローアウトパネルの開放」、「原子炉建屋天井の穴開け」、「ウォータージェットによる原子炉建屋壁への穴開け」などの方法について提案がなされたが、「ウォータージェット」以外は、穴開けにより火花が散り爆発を誘発する可能性高いことや現場が高放射線量であること等により実現に至らなかった。

- ・ 「ウォータージェット」を主軸に検討を進め、装置の手配を行った。

【逆洗弁ピットの水位低下に伴う海水注水の中断・再開】

- ・ 発電所対策本部は消防車の応援要請を本店対策本部に継続して行っていたが、構内の放射線量・汚染の問題や発電所までの道路状態が悪いことなどの理由により、発電所に直接向かうことが出来ず。オフサイトセンターやJビレッジ等で消防車を社員及び協力企業に受け渡してから順次発電所に向かった。
- ・ 3号機の逆洗弁ピットへの補給のため、他の水源からの取水を実施。
 - 土木工事に構内にあった散水車及びバキューム車で貯水池から取水して、逆洗弁ピットへ繰り返し補給。
 - 4号機タービン建屋の地下階に溜まった海水を利用するために、タービン建屋大物搬入口のシャッターを開放して消防車を入れて取水を試みるも水位が低いことから取水することが出来ず。
 - 4号機海水取水口からの取水を試みるも、取水口までの道路が陥没しており通行できず。海水放水路については点検口のマンホールを開けて取水を試みるも海水面からの距離があり、消防車では吸い込めず。
- ・ 14日1:10に3号機の逆洗弁ピット内の海水が残り少なくなったことから、ピットへの海水補給及び消防車のポンプ焼き付け防止のために消防車を停止。3号機への海水注水は、消防車を3号機の逆洗弁ピットに寄せてホースの吸い込み位置を深くするなど取水位置の調整により海水を引くことができ、3:20に海水注水を再開。

【爆発前の退避、逆洗弁ピットへの海水の補給】

- ・ 14日5:03に当社火力発電所の消防車4台が到着。海から直接海水を取水し、3号機の逆洗弁ピットへ送水するよう準備を進める。
- ・ 14日5:50頃、2:00頃から上昇傾向であるD/W圧力が、原子炉への注水量を増やしても、上昇が止まらない状況。
- ・ 14日6:10、S/Cベント弁（A0弁）小弁の開操作が完了した。
- ・ 14日6:30頃、D/W圧力が495kPa[abs]まで上昇、爆発の可能性が懸念されたことから、作業員の安全確保のために、発電所長より作業員に対して退避命令が出される。
- ・ 14日7:20頃、発電所対策本部では、7:00時点で520kPa[abs]まで上昇したD/W圧力が500kPa[abs]と安定したことから、現場から退避してきた作業員とともに、今後出来ることについて検討を実施。原子炉へ注水のため、3号機の逆洗弁ピットへの水の補給が必要であることから、7:35頃、物揚場から

- 3号機の逆洗弁ピットへの海水補給作業のために作業員が現場へ向かう。
- 14日7:43, 自衛隊より散水車で淡水を運べる可能性を確認。
- 14日8:52, 3号機逆洗弁ピットに, ほう酸投入完了。
- 14日9:05, 物揚場から3号機逆洗弁ピットへ送水する消防車を起動。その後, 送水継続。
- 14日10:53, 自衛隊の給水車5トン×7台が発電所に到着し, その内の2台が3号機の逆洗弁ピットへ向かう。

○「3/14 11:01 原子炉建屋で爆発発生。」以降の活動内容

【爆発時の状況】

- 3号機逆洗弁ピットの水位と, 注水中の消防車の圧力や流量を監視していた消防隊が, 3号機逆洗弁ピットへ補給作業に来た自衛隊の給水車を誘導していた。数台を誘導した時, 爆発音が発生, 噴煙のためか一瞬あたりが真っ白になる。しばらくして, 瓦礫が降ってきたためか, ガラガラと音がしたため, 身を守ろうと, 直ぐ傍にあった配管の陰に体を寄せて隠れる。身を隠すには十分ではなかったが, 奇跡的に怪我をしなかった。
- あたりが見渡せるようになった時, 3号機サービス建屋のあたりから, 怪我をした社員2名が歩いているのを確認。現場にいた他の作業員も集めて, 爆発の瓦礫が散乱する2号機と3号機間の道路を歩いて避難を始める。
- 2, 3号機間にあるゲートを抜けて, 避難していたところ, 自衛隊のトラックが到着。怪我人を含め避難してきた全員が, トラックの荷台に乗って免震重要棟に戻った。

【爆発後の対応状況】

- 14日11:01, 3号機で爆発が発生し, 白煙があがる。その後, TV映像で建屋の状況を確認。
- 発電所長より, 退避と安否確認, 保安班による放射線量の計測と報告の指示が出される。また, 津波警報が出ているため, 出来るだけ早く退避するよう指示。
- 中央制御室の運転員以外の作業員は, 作業を中断して免震重要棟へ退避。
- 14日11:15, 3号機のパラメータが報告される。原子炉圧力がA系で0.195MPa,



爆発後の3号機の外観
(撮影日: H23. 3. 21)

B系で0.203MPa, D/W圧力が380kPa[abs], S/C圧力が390kPa[abs]。原子炉圧力も格納容器圧力も計測できており測定値から, 発電所長はいずれも健全と判断。

- 14日11:30頃, 安否確認結果の速報が報告される。当初40名程度の行方不明者。けが人も複数いるとのことで, 救急車を本店対策本部より要請する。(けが人の数は, 社員4名, 協力企業3名, 自衛隊4名)
- 14日11:40頃, 各中央制御室の運転員の無事を確認。自衛隊6名, 協力企業社員1名の計7名が行方不明と報告される。その後, 自衛隊は撤収。
- 14日12:50頃, 2号機の原子炉水位が下がり始めるとともに, 原子炉圧力が上昇し始めたことが報告される。
- 14日13:05, 1号機の爆発に続く2度目の爆発によるショックが残る中, 2号機への対応のために, 発電所長より指示が出される。「2号機の原子炉水位の低下が確認された。このままでは16時頃にはTAF(有効燃料頂部)に到達する。原子炉への注水ラインナップ, 水源である3号機の逆洗弁ピットの復旧を14時半までに行う。また爆発をさせないように。3号機の爆発で, 諸設備が故障している可能性がある。使えると安易に考えないように。」
- 14日13:17, 発電所長は2号機のブローアウトパネルの開放, 或いは原子炉建屋に穴を開けるための対応を急ぐよう本店対策本部に依頼。
- 14日14:50, 2号機の海側のブローアウトパネルが開いていることが報告される。(その後の調査で, 1号機爆発の影響により開いたことが確認された)

【原子炉への注水の再開】

- 14日13:05, 発電所長の指示後にすぐに現場に向かい, 散乱する瓦礫の影響で高い放射線量の中, 現場の状況確認を実施。注水ラインは, 消防車及びホースが破損して使用不可能。
- 物揚場から3号機の逆洗弁ピットに海水の補給を行っていた消防車は故障せずに運転可能であったため, その消防車を使用して物揚場から2,3号機の両方に海水を送水することとし, 損傷しているホースの交換など, 注水ライン構築の準備を進めた。
- 14日16:30頃に消防車を起動し, 海水注水を再開した。



物揚場からの消防車による注水

以上

福島第一原子力発電所 3号機

格納容器ベント操作に関する対応状況について

本資料は、現時点で得られている各種情報や関係者の証言を基に事実関係を取りまとめたものです。今後も事実関係の調査を継続していく中で、新たな事実が判明した場合には、改めてお知らせいたします。

○「3/12 17:30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示。」以降の活動内容

【ベント実施に向けた事前準備】

- ・ 中央制御室では、12日 21:00 過ぎにベント手順の検討を開始。弁の操作の順番と場所を調べながら、ホワイトボードに記載。
- ・ 発電班では、1号機のベント操作手順書が完成した後、1号機のベント操作手順書や3号機のアクシデントマネジメント操作手順書を見ながら、ベント操作手順の検討を復旧班とともに実施。作成した手順を、中央制御室に連絡。
- ・ 12日 20:36、計測用電源の喪失により原子炉水位が不明となった。復旧班は、中央制御室へのバッテリーの運び込み、図面の用意・接続箇所確認、接続作業といった計器復旧作業を、仮設照明だけの中央制御室で、全面マスクやゴム手袋といった装備を着用し、S/C ベント弁（A0 弁）大弁開操作の作業と並行して開始。

（これ以降、3/13）

- ・ 13日 3:51、原子炉水位計復旧。
- ・ 13日 4:52、S/C ベント弁（A0 弁）大弁を開けるために、中央制御室仮設照明用の小型発電機を用いて、電磁弁を強制的に励磁させる。その後、運転員が、原子炉建屋地階のトールラス室にて S/C ベント弁（A0 弁）大弁の状態を確認したところ、開度表示が閉であり、S/C ベント弁（A0 弁）大弁駆動用空気ポンベの充填圧力が 0 であった。この頃のトールラス室は、蒸し暑く、また照明電源の喪失により、真っ暗であり、懐中電灯の明かりだけが頼りであった。さらに逃がし安全弁（以下、「SRV」）が作動していたため、S/C への蒸気放出の大きな振動、大きな音がしていた。

【ベントのラインナップ完成作業実施】

- ・ 13日 5:15、ラプチャーディスクを除く、ベントラインの完成作業およびプレス準備を開始するよう発電所長指示。
- ・ 13日 5:23 頃、復旧班は、S/C ベント弁（A0 弁）大弁駆動用空気ポンベの充填

圧力が0であったことから復旧作業開始。原子炉建屋1階にあるD/W酸素濃度計の校正用ボンベ3本のうち1本を取り外し、原子炉建屋1階南側のA0弁駆動用空気ボンベラックのボンベと交換、ボンベ接続部の漏えい確認を行い、ボンベ圧を含めて健全であることを確認。

- ・ 13日5:50、ベント実施に関するプレス発表。
- ・ その後、運転員が、S/Cベント弁（A0弁）大弁の開閉状態を確認するために原子炉建屋地階のトーラス室に向かったところ、トーラス室はさらに高温な状態となっていた。S/Cベント弁（A0弁）大弁の開閉状態を確認しようとトーラス上部に足をかけた際に、履いていた長靴が溶けたことから、開閉状況の確認を断念。13日8:00頃、中央制御室に戻る。
- ・ 13日8:35、ベント弁（M0弁）を手動で開操作し、15%開とする。



トーラス室の状況（5号機。照明あり）



S/Cベント弁確認作業イメージ

オレンジ部分がトーラス。S/Cベント弁はトーラス室上部にあり（右の写真の赤枠内）、トーラスに乗らなければ弁の確認が出来ない。真っ暗な中、懐中電灯の明かりを頼りに、トーラスに足をかけた際に、靴が溶けた。

○「3/13 8:41 圧力抑制室ベント弁（A0弁）大弁開により、ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。」以降の活動内容

【ベントラインの維持継続】

- ・ 13日8:41にベントラインの構成が完了したことが発電所対策本部に報告され、ラプチャーディスク破裂待ちとなる。
- ・ 13日9:08頃、SRVが開いて原子炉の急速減圧開始。D/W圧力が、470kPa[abs]（8:55）から637kPa[abs]（9:10）に上昇後、540kPa[abs]（9:24）まで減圧されたことを確認、発電所対策本部は、9:20頃にベントが実施されたと判断した。
- ・ 13日9:28頃、D/W圧力に一旦上昇傾向が認められた。中央制御室にいた復旧

班は、原子炉建屋1階南側のA0弁駆動用空気ボンベラックにおいて、S/Cベント弁（A0弁）大弁の駆動用空気ボンベの状況確認を行ったところ、接続部からリークが確認されたことから修理を実施。ボンベの残量があったことから、ボンベはそのままとし、次の交換用ボンベとして、2本目のD/W酸素濃度計校正用ボンベを取り外し、近くに用意した。

- この頃、原子炉建屋1階は、霧が充満したようにモヤモヤと白くなり、線量計の数値が上昇して来たため、現場から退避。退避後、交換用に用意したボンベの接続部が合わない可能性が考えられたことから、協力企業作業員とともに、協力企業倉庫で接続部を探し、準備した。
- 13日11:17、復旧班は、ボンベ圧力抜けによりS/Cベント弁（A0弁）大弁が閉となったことから開操作を開始。原子炉建屋1階は温度、湿度とも高い可能性があったことから、セルフエアセットを着用（作業時間15分）し、2班体制でボンベ交換作業を行うこととした。
- 1班が、原子炉建屋1階南側のA0弁駆動用空気ボンベラック付近に用意していた2本目のD/W酸素濃度計校正用ボンベへ駆動用ボンベを交換、取り付け完了。2班が漏えい確認、ボンベ圧力確認を行い、13日12:30、S/Cベント弁（A0弁）大弁の開を確認する。その後、D/W圧力が低下し始める^{*1}。
※1：480kPa[abs]（12:40）→300kPa[abs]（13:00）
- この頃、復旧班がS/Cベント弁（A0弁）大弁の開ロックを試みたが、実施することが出来なかった。

【現場線量上昇】

- 13日14:31、原子炉建屋二重扉北側で300mSv/h以上（中は白いモヤモヤ状態）、南側100mSv/hとの測定結果が報告される。また、15:28、中央制御室の3号機側の放射線量が12mSv/hとなり、移動できる運転員は4号機側に移動、プラント監視を継続。
- 13日15:00頃より、D/W圧力が再度上昇^{*}してきたことから、D/W酸素濃度計校正用ボンベに加えて、仮設コンプレッサーを設置することとした。復旧班は仮設コンプレッサーを協力企業より調達し、17:52頃、仮設コンプレッサー設置のために現場に向かった。
※230kPa[abs]（14:30）→260kPa[abs]（15:00）
- 復旧班は、放射線量が高かったため、仮設コンプレッサーをユニック車でタービン建屋1階計測用圧縮空気系（以下、「IA」）空気貯槽付近へ移動し、IAラインに13日19:00頃接続完了。その後、高線量の現場にて、数時間毎に給油を継続し、仮設コンプレッサーの運転状態を維持した。仮設コンプレッサーの容量が小さく、IAライン全体が加圧されるのに時間がかかり、しばらくD/W圧

力に低下傾向は確認出来なかった。

- ・ 13日 21:10 頃、D/W 圧力低下※により S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁が開となったと判断。

※425kPa[abs] (20:30) →410kPa[abs] (20:45) →395kPa[abs] (21:00)

(これ以降, 3/14)

- ・ 14日 3:40 頃、中央制御室仮設照明用の小型発電機を用いた S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁の励磁回路に不具合が確認されたことから、中央制御室にて電磁弁を再度励磁させる。
- ・ 14日 早朝、福島第二原子力発電所より新たな仮設コンプレッサーを入手し、既に取り付けていた仮設コンプレッサーと取替。

【ベントラインの追加】

- ・ 14日 2:00 頃より、D/W 圧力が上昇傾向※となり、原子炉への注水量を増やしても上昇傾向が止まらない状況となったことから、S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁を開とすることとし、5:20 に S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁を開操作開始。その後、6:10 に開操作完了。

※255kPa[abs] (1:30) →265kPa[abs] (2:00)

- ・ 14日 11:01、3号機原子炉建屋で爆発発生。

(これ以降, 3/15)

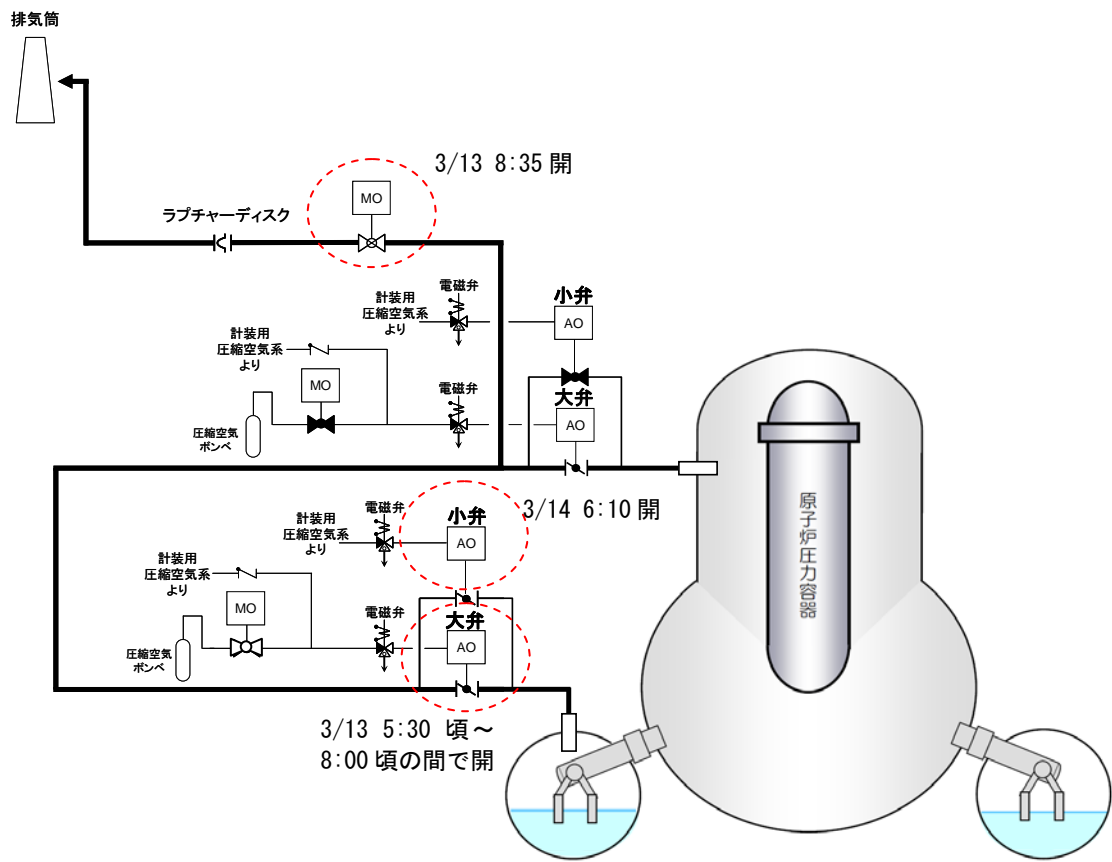
- ・ 15日 16:00、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁、小弁の電磁弁の励磁に用いていた小型発電機の故障により、同弁が閉になったことを確認。その後、16:05、小型発電機を取替え、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁の電磁弁を励磁し、開操作実施。
- ・ 以降も、S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁、小弁駆動用空気圧や空気供給ラインの電磁弁の励磁維持の問題から開状態維持が難しく、開操作が複数回実施された。

(S/C ベント弁 (A0 弁) 大弁)

- 3/17 21:00 閉確認 / 3/17 21:30 頃開操作
- 3/18 5:30 閉確認 / 3/18 5:30 頃開操作
- 3/19 11:30 閉確認 / 3/20 11:25 頃開操作
- 4/8 18:30 頃閉確認

(S/C ベント弁 (A0 弁) 小弁)

- 3/16 1:55 開操作
- 4/8 18:30 頃閉確認



ベントライン構成のために操作を行った弁

以上

MAAPコードによる炉心・格納容器の状態の推定

目次

1. はじめに.....	1
添付資料 1 MAAP コードの概要	
2. 福島第一原子力発電所 1 号機	1
2.1 MAAP 解析の解析条件.....	1
2.1.1 プラント条件及び事象イベント	1
添付資料 2 時系列比較表 (1 号機)	
2.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定.....	6
添付資料 3 1 号機燃料域水位計の挙動による推定について	
添付資料 4 1 号機 MAAP 解析における注水量の設定について	
2.2 MAAP 解析の解析結果.....	8
2.3 1 号機の炉心および格納容器の状態の推定	11
3. 福島第一原子力発電所 2 号機	20
3.1 MAAP 解析の解析条件.....	20
3.1.1 プラント条件及び事象イベント	20
添付資料 5 時系列比較表 (2 号機)	
3.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定.....	24
添付資料 6 2 号機の原子炉圧力変化について	
添付資料 7 2 号機の格納容器圧力変化について	
添付資料 8 2 号機 MAAP 解析における注水量の設定について	
3.2 MAAP 解析の解析結果.....	25
3.3 2 号機の炉心・格納容器の状態の推定	27
4. 福島第一原子力発電所 3 号機	36
4.1 MAAP 解析の解析条件.....	36
4.1.1 プラント条件及び事象イベント	36
添付資料 9 時系列比較表 (3 号機)	
4.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定.....	41
添付資料 10 3 号機 MAAP 解析における注水量の設定について	
4.2 MAAP 解析の解析結果.....	41
添付資料 11 3 号機の高圧注水系 (HPCI) 作動時における原子炉圧力について	
添付資料 12 3 号機 格納容器圧力変化について	
4.3 3 号機の炉心・格納容器の状態の推定	43
5. まとめ	52
添付資料 13 これまでに公表した解析結果	

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震及びそれによって発生した津波により、福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機においては、設計基準事象を大幅に超え、かつ、アクシデントマネジメント策の整備において想定していた多重故障の程度をも超えた状態、すなわち隣接プラントも含め、非常用炉心冷却系が全て動作しない、もしくは停止する、加えて全交流電源及び最終的な熱の逃がし場が喪失しかつ継続するといった事故に至った。

平成 23 年 5 月 23 日、これらの地震発生初期の設備状態や運転操作等に関する情報より、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下「MAAP」という）を用いてプラントの状態を評価し、情報の整理を行い、結果を公表した。その際には、MAAP 解析により求まる炉心の状態と、実測値の温度挙動により炉心の状態を推定している。

平成 23 年 5 月以降も、運転員からのヒアリング、現場調査等を継続して実施しており、事故発生当初のプラントの状況、機器の作動状況に関する情報が蓄積されたため、最新の情報を平成 23 年 12 月 22 日に公表した。また、実機のプラントデータとして得られた情報を分析し、設計情報と併せて考慮することにより推定される、機器の作動状況、プラントの状態などを抽出し、事故の推移を合理的に説明出来るプラント状態として整理してきた。

今回の解析は、現時点までに、推定を含め明らかになっている情報を元に、事故時のプラント挙動をできる限り再現出来るように解析条件を設定し、解析を実施したものである。

また、平成 23 年 11 月 30 日には、福島第一原子力発電所 1 - 3 号機の炉心損傷状況の推定に関する技術ワークショップが開催され、2, 3 号機の炉心スプレイ系からの注水による温度変化等、その時点までに得られた情報を総合的に判断することにより改めて炉心の状態を推定し、平成 23 年 5 月時点の推定結果を変更した内容も含めて公表した。この推定結果については、今回の解析結果によって変更する必要は無いものと判断している。

解析に使用した MAAP コードについては、添付資料 1 にその概要を記載した。

添付資料 1 MAAP コードの概要

2. 福島第一原子力発電所 1 号機

2.1 MAAP 解析の解析条件

2.1.1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 2-1 にプラント条件を、表 2-2 に事象イベントを

示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したもので、平成 23 年 5 月に実施した解析で採用した事象イベントとは一部異なっている。添付資料 2 に今回設定した事象イベントと平成 23 年 5 月に実施した解析で設定した事象イベントとの比較を示す。

添付資料 2 時系列比較表（1 号機）

表 2-1 1 号機 プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	1380 MWt（定格出力）
初期原子炉圧力	7.03MPa [abs]（通常運転圧力）
初期原子炉水位	4187mm（通常水位：TAF 基準）
RPV ノード分割	添付資料 1 図 4
有効炉心ノード分割数	半径方向：5 ノード 軸方向：10 ノード
被覆管破損温度	727°C（1000K）
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 5
格納容器空間容積	D/W 空間：3410m ³ S/C 空間：2620m ³
サブレーション・プール水量	1750m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル （燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整）

表 2-2 1号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定として整理

No	時系列		分類	備考	○の場合：記録の参照箇所 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
	日時	事象イベント			
1	3/11 14:46	地震発生	○		—
2	14:46	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3	14:47	MSIV 閉	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
4	14:52	IC(A) (B)自動起動	○	H23.5.16 報告 3.警報発生記録等データ アラームタイパ	
5	15:03 頃	IC(A)停止	○	H23.5.23 報告「東北太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」	
6	15:03 頃	IC(B)停止	○	H23.5.23 報告「東北太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」	
7	15:07	CCS 系トランスクリング(A)インサ ービス	○	H23.5.16 報告 (4.運転日誌類)、H23.5.23 報告 (その後全交流電源喪失に伴い停止)	
8	15:10	CCS 系トランスクリング(B)インサ ービス	○	H23.5.16 報告 (4.運転日誌類)、H23.5.23 報告 (その後全交流電源喪失に伴い停止)	
9	15:17	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	
10	15:19	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	
11	15:24	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1	

12		15:26	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1
13		15:32	IC(A)再起動	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1
14		15:34	IC(A)停止	△	原子炉圧力の推移 (H23.5.16 報告 2.チャートの記録) から、IC の動作を推定 ※1
15		15:37	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌
16		18:18	IC(A)系 2A, 3A 弁開／蒸気発生確認	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
17		18:25	IC(A)系 3A 弁閉	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
18		20:50	原子炉代替注水ラインが完成し、デイズェル駆動消火ポンプ (以下、DDFP) を起動 (減圧後に注水可能な状態)	□	H23.12.22 プレス 「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 原子炉圧力が高く、DDFP による注水は RPV に届いていなかったものと推定
19		21:30	IC 3A 弁開／蒸気発生確認	□	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めに当該の記載はあるものの、本解析では全交流電源喪失以降 IC の機能が喪失していたものと仮定 ※2
20	3/12	1:25	DDFP 停止を確認	□	H23.12.22 プレス 「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 原子炉圧力が高く (3/11 20:07 7.0MPa[abs](現場確認)、3/12 2:45 0.9MPa[abs](中操計器復旧)、この間の原子炉圧力はわからないが)、DDFP による注水は RPV に届いていなかったものと推定

21		4:00頃	淡水注水（1300リットル）	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
22		5:46	消防ポンプによる淡水注水を再開	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※3
23		14:30	格納容器ベントについて、10:17 圧力抑制室側 AO 弁操作を実施し、14:30 に格納容器圧力低下を確認	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め。 格納容器圧力の低下から 14:30 に格納容器ベントがなされたことを判断したが、解析上では実測された格納容器圧力の推移にあらうように 14:11 にベント弁開を仮定した。
24		14:53	淡水注水完了	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
25		15:03	格納容器ベント弁閉止	△	解析上、実測された格納容器圧力の推移にあらうように 15:03 にベント弁開を仮定した。
26		15:36	1号機原子炉建屋の爆発	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
27		19:04	海水による注水を開始	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」 ※3

※1 全交流電源喪失以前の IC の動作には不明な点があるものの、2.チャートの記録（H23.5.16 報告）によると、原子炉圧力は約 6.2～7.2MPa[abs]で推移しているが、SRV 第一弁の逃がし弁機能の設定圧力は約 7.4MPa[abs]、吹き止まり圧力は約 6.9MPa[abs]であることから、解析上は IC 片系が間欠的に動作したものと仮定。

※2 全交流電源喪失以降の IC の動作についても不明な点があるものの、機能したことこの記録が不足していることから、IC の機能が喪失しているものと仮定。

※3 注水流量変更の時期や注水流量については、H23.6.13 プレス『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に記載の日付毎の炉内への注水量に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定。

2.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定

解析においては、計測されたプラントデータから、以下の仮定をおき解析を行っている。

① 原子炉压力容器からの気相漏えいの仮定について

1号機では、格納容器圧力は3月12日1時05分で0.6MPa[abs]、2時30分で0.84MPa[abs]、原子炉圧力は3月12日2時45分で0.9MPa[abs]が測定されており、早い段階で原子炉压力容器と格納容器の圧力が均圧化していた可能性がある。また、3月11日20時07分に原子炉圧力が7.0MPa[abs]であったことが確認されており、これは主蒸気逃し安全弁（以下、SRV）の安全弁機能での吹き止まり圧力程度の値であり、吹き止まり時点をちょうど観測した可能性もあるが、SRVによる減圧とは異なるメカニズムで減圧した可能性もある。

平成23年5月に公表した解析においては原子炉圧力の低下は原子炉压力容器の破損時に発生しており、測定結果の再現ができていない。また、格納容器圧力においても、SRVから圧力抑制室（以下、S/C）への蒸気放出が継続している条件では、実測された高い格納容器圧力を再現出来ていない。

そのため、本解析では、炉内構造物の配置や機器の設計情報等から、燃料の過熱および溶融に伴う炉内温度の上昇により、原子炉压力容器からドライウェル（以下、D/W）への気相漏えいが発生したと仮定して解析を実施した。事象初期に計測値が少ない原子炉圧力、格納容器圧力に比べ、計測値が多く、比較的情報が多い燃料域水位計の測定値から推定した気相漏えいに関する考察を添付資料3に示す。

原子炉压力容器からの漏えいが想定される箇所としては、炉内核計装のドライチューブおよび主蒸気配管フランジのガスケット部が挙げられる。炉内核計装のドライチューブは燃料が高温になることに伴い損傷する可能性があり、D/W内に直接蒸気が漏えいする可能性がある。また、主蒸気配管フランジのガスケットは450℃程度の温度環境でシール機能を喪失する可能性がある。そこで解析においては、解析上燃料被覆管が破損すると設定した、燃料最高温度が727℃（1000K）に達するタイミング（地震発生から約4時間後）および炉内ガス温度が450℃程度となったタイミング（地震発生から約6時間後）でそれぞれ原子炉压力容器気相部からの漏えい（0.00014m²、0.00136m²）を仮定した。

但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にその時点で原子炉压力容器から漏えいがあったのか否か、また、漏えいが解析上仮定した条件で計装管のドライチューブ及び主蒸気配管のガスケットから発生したのか否かについ

ては、現時点では不明である。

② 格納容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、地震発生から約 12 時間後において格納容器の気相部からの漏えい (0.0004m^2) を仮定した。また、地震発生から約 50 時間後、70 時間後にそれぞれ格納容器の気相部の漏えい面積の増加 (0.0008m^2 、 0.004m^2) を仮定した。

漏えいを仮定した、地震発生から約 12 時間後では、格納容器温度は約 300°C 以上となっており、格納容器設計温度 (138°C) を大幅に超えている。過去の研究において※、このような加温条件ではガスケットは損傷に至る可能性があるとの知見があることから、格納容器からの漏えいが事実とすれば加温によるガスケット損傷は要因の一つとして考えられる。また、地震発生から約 50 時間後および約 70 時間後における格納容器からの漏えい面積の増加の仮定に関しても、解析において格納容器温度は高温で推移していることから、漏えい箇所が徐々に増加することは要因の一つとして考えられる。

但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にその時点で格納容器から漏えいがあったのか、計器側の問題による計測値と解析値の不整合なのかは、現時点では不明である。

※ K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des., 145, 375-386 (1993).

③ 非常用復水器の動作条件に対する見解

全交流電源喪失以降の非常用復水器 (以下、IC) の動作状況は未だ不明確であることから、解析においては全交流電源喪失以降の動作は仮定しないこととした※。

なお、全交流電源喪失より前の期間は、IC 片系の間欠動作により原子炉圧力は SRV の動作設定圧力 (約 $7.4\text{MPa}[\text{abs}]$) 以下で制御されていた。

※ 平成 23 年 10 月 18 日に、現場の IC 胴側水位計を確認したところ、A 系 : 65%、B 系 : 85% (通常水位 80%) であった。

IC の冷却水温度のチャートによると、B 系は 70°C 程度で温度上昇がとまっていることから、冷却水の水位変化を伴う冷却水の蒸発は少なかったものと考えられる。また、A 系は津波到達時点と同じ頃に飽和温度である

100°C程度に上昇していることから、A系の冷却水の水位低下は主に津波到達後の熱交換によるものと考えられる。

ただしA系については、①格納容器内側隔離弁の開度が不明であること、②燃料の過熱に伴う水-ジルコニウム反応で発生した非凝縮性ガスである水素がICの冷却管に滞留することで、ICの除熱性能は低下すること、③時期は不明だが、遅くとも12日2時45分には原子炉圧力が低下しており、圧力の低下により原子炉で発生した蒸気がICへ流れ込む量が低下することで、ICの除熱性能は低下すること、といった理由から、津波到達以降、ICが実際にどの程度の性能を維持し、いつまで機能していたかは不明である。

従って、全交流電源喪失以降の動作は仮定しないこととした平成23年5月の解析の設定については、適当なものであったと考えられる。

④ 注水量の設定について

注水量については平成23年6月13日に公表した『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定した。(添付資料4参照)

⑤ 崩壊熱の設定について

今回の解析では、燃料装荷履歴を反映したORIGEN2崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

添付資料3 1号機燃料域水位計の挙動による推定について

添付資料4 1号機MAAP解析における注水量の設定について

2.2 MAAP解析の解析結果

表2-3に解析結果を記載する。

表2-3 1号機 解析結果のまとめ

項目	解析結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位がTAF に到達した時間)	地震発生後約3時間 (3月11日18時10分頃)

炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200℃ に到達した時間)	地震発生後約 4 時間 (3 月 11 日 18 時 50 分頃)
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約 11 時間 (3 月 12 日 1 時 50 分頃)

解析結果の詳細について以下に述べる。

原子炉水位は、津波到達以降仮定した IC の停止後、約 3 時間で有効燃料頂部（以下、TAF）へ到達し、その後炉心損傷に至る（図 2-1 参照）。3 月 11 日 21 時 30 分以降、実際に計測された燃料域水位計の指示値は有効燃料底部（以下、BAF）よりも上を推移しているが、添付資料 3 に記載のとおり、格納容器 (D/W) 内が高温になること等で水位計内の水が蒸発し、正確な水位を示していないものと考えられる。この水位は、その後もほぼ同程度の水準を保っていたが、5 月 11 日に 1 号機の燃料域水位計の計装配管内に水張りを行い、校正を実施したところ、水位は燃料域未満であるとの結果が得られている。

原子炉圧力は、解析において仮定した IC の停止後に上昇するが、SRV により 8MPa[abs] 近傍で維持される。燃料最高温度が、解析上被覆管の破損を設定した 727℃ (1000K) に達した後、炉内核計装から気相漏えいの発生を仮定しているが、崩壊熱により発生する蒸気量が多いため原子炉圧力はしばらく一定に保たれる。その後水位が BAF 以下となり、蒸気発生量が減少するのに伴い原子炉圧力は緩やかに低下する。地震発生から約 6 時間後には、原子炉圧力容器内雰囲気が高温度になることで主蒸気配管のフランジ部の漏えいが発生すると仮定しており、これにより原子炉圧力はさらに低下する。地震発生から約 8 時間後には、炉心支持板の破損により、熔融したペレット等が下部プレナムに移行し、これに伴い発生した蒸気により原子炉圧力は一時的に急峻な上昇を見せるが、その後低下し、ほぼ一定の値を推移する。（図 2-2 参照）。なお、今回の解析では MAAP のモデル上、炉心支持板が破損するまでは熔融燃料は炉心部にとどまり、炉心支持板の破損とともに全燃料が下部プレナムに落ちることになるため、急激な圧力上昇が起きる結果となっているが、実際の原子炉圧力容器底部の構造は複雑であり、融点に達した燃料は、例えば運転中に冷却水が通過する経路を通常とは逆向きに降下し、その時点で下部プレナムに流れ落ちることも考えられる。また、燃料の熔融により、隣接する制御棒も熔融することが考えられるため、制御棒を溶かした燃料デブリが、制御棒案内管に落ち込むという経路もあり得る。そのため、燃料が一カ所に滞留し、それが一気に下部プレナムに落下することで、急激な圧力上昇があったとする解析結果は、実現象を反映していない可能性が高い。

格納容器圧力は、原子炉圧力容器からの気相漏えいにより上昇するが、原子炉圧力が低下するのに伴い、圧力抑制室による蒸気凝縮により低下する。地震発生から約 11 時間後には原子炉圧力容器の破損により格納容器圧力は上昇するが、地震発生から約 12 時間後に解析において仮定した格納容器 (D/W) からの漏えいにより低下傾向となり、3 月 12 日のベント操作により急激に減少する(図 2-3 参照)。なお、解析における 3 月 11 日 22 時頃からの格納容器圧力の上昇は溶融した燃料が下部プレナムに落下したことにより原子炉圧力が上昇した影響を受けたものであり、原子炉圧力の上昇と同様、解析結果は必ずしも、実際にこのような圧力上昇があったことを示すものではない。

1 号機の事故時の挙動については、計装電源の喪失により、ほとんどのパラメータが見えていない時間帯に事象が進んでいるため、解析により正確に事象を模擬することは難しく、燃料の過熱・溶融に起因する、原子炉圧力容器からの気相漏えいの時期等については、大きな不確かさがあるものと考えられる。また、特に原子炉圧力容器底部における溶融燃料のふるまいについては、未だ解明されておらず、MAAP コードのモデルも限定的であることから、実現象とは異なる解析結果をもたらしている可能性もあり、今後の検討が必要である。

原子炉内への注水は、仮定した IC の停止後から約 12 時間後に始まるものの、それまでに燃料は崩壊熱により溶融し、下部プレナムへ移行しており、原子炉圧力容器は破損している。(図 2-4、図 2-13 参照)。破損時刻については、平成 23 年 5 月の解析(地震発生から約 15 時間後)から今回の解析(地震発生から約 11 時間後)へと 4 時間程度、破損時刻が早まっている。ただし、この破損時刻は原子炉圧力の急激な上昇、原子炉圧力容器からの気相漏えいの条件、原子炉圧力容器底部における溶融燃料のふるまいに関するモデル等に大きく依存しており、評価結果の不確かさが大きい。

水素については、炉心が露出し、燃料被覆管の温度が上昇し始める時期に大量に発生する。平成 23 年 3 月 16 日 12 時の時点で総発生量は約 891kg となった(図 2-7 参照)。

炉心が損傷することにより放出される放射性物質(以下、FP)については、3 月 16 日 12 時の時点で、希ガスは、仮定した格納容器からの気相漏えいおよびベント操作により約 100%が環境中へ放出されることとなる。ヨウ化セシウムおよび水酸化セシウムについては約 6%の放出であり、その他の核種は概ね 5%以下の放出という解析結果となっている(図 2-8～図 2-12 参照)。プルトニウムについては PuO_2 として UO_2 グループに含まれるが、解析結果において放出割合は 10^{-7} 以下であった。

なお、MAAP コードを用いた解析では、解析条件設定における不確定性、解析モデルの不確定性があり、結果としての事象進展にも不確定性があることに

留意する必要がある。特に放出される FP 量については、これら不確定性の影響を大きく受けることから、その数値は参考的に扱うべきものとする。

前述のとおり、全交流電源喪失以降については、IC の機能が喪失していたと仮定して解析を実施したが、参考として IC の機能が維持され、①平成 23 年 3 月 11 日 18 時 18 分～18 時 25 分、②平成 23 年 3 月 11 日 21 時 30 分～3 月 12 日 8 時 03 分の両期間運転していたと仮定した解析を実施した。

IC の片系運転の仮定により、原子炉水位の低下は遅くなるが最終的に原子炉圧力容器が破損するという結果に変更はない。(図 2-14 参照)

2.3 1号機の炉心および格納容器の状態の推定

今回の MAAP 解析の結果と温度実測値等のプラント挙動から得られる知見を総合し、炉心および格納容器の状態を次のように推定した。

炉心については、平成 23 年 5 月の解析同様、全交流電源喪失（津波到達）以降、比較的早期に炉心損傷が開始し、原子炉圧力容器が破損するとの解析結果となった。プラント挙動としては、燃料域水位計の水張り・校正の結果から原子炉圧力容器内の水位は燃料域内にないこと、平成 23 年 8 月以降、崩壊熱を注水の顕熱だけで除去するのに必要な量を注水していないにもかかわらず原子炉圧力容器下部の温度が 100℃以下となったこと、平成 23 年 11 月初旬には原子炉圧力容器／格納容器各部の温度が S/C 温度を下回ったこと等から、解析同様、燃料はほぼ全量が下部プレナムに落下し、その大半が格納容器ペDESTAL に落下しているものと考えられる。

格納容器については、解析において漏えいを仮定した、地震発生から約 12 時間後には、雰囲気温度が約 300℃以上となっており、設計温度（138℃）を大幅に超えている。過去の研究において、このような加温条件ではガスケットは損傷に至る可能性があるとの知見があることから、格納容器からの漏えいが事実とすれば、ガスケット損傷は要因の一つとして考えられる。プラント挙動としては、解析で格納容器（D/W）漏えいを仮定した約 1 時間後の 12 日 3 時 45 分に原子炉建屋内で白いもやが見えたこと、さらに 12 日 4 時頃に正門モニタリングカーの線量率が上昇していることやこの頃格納容器圧力の実測値が低下していることから、この時点で格納容器の漏えいが発生している可能性は考えられる。その後注水の継続にかかわらず、格納容器内での水位増加の兆候が観察されないこと、平成 23 年 4 月 7 日からは格納容器に継続して窒素を封入しているにも関わらず、格納容器圧力が単調上昇を示さないこと等から、現在は格納容器気相部、液相部ともに漏えいが発生しているものと考えられる。

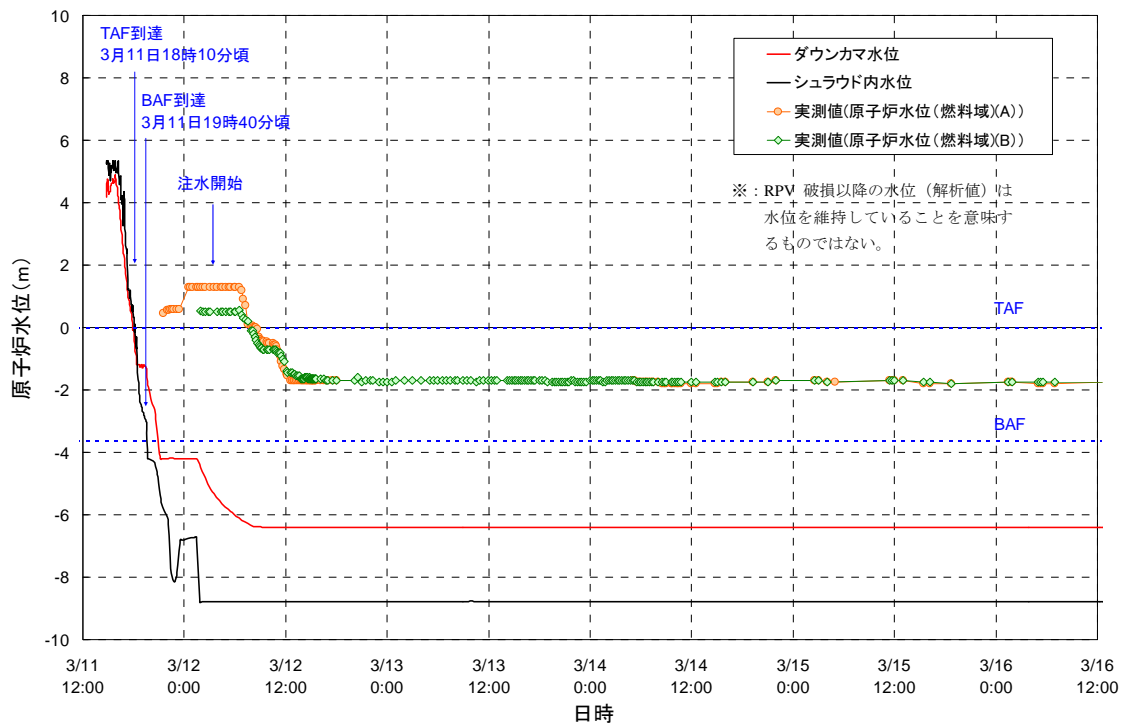


図 2-1 1号機 原子炉水位変化

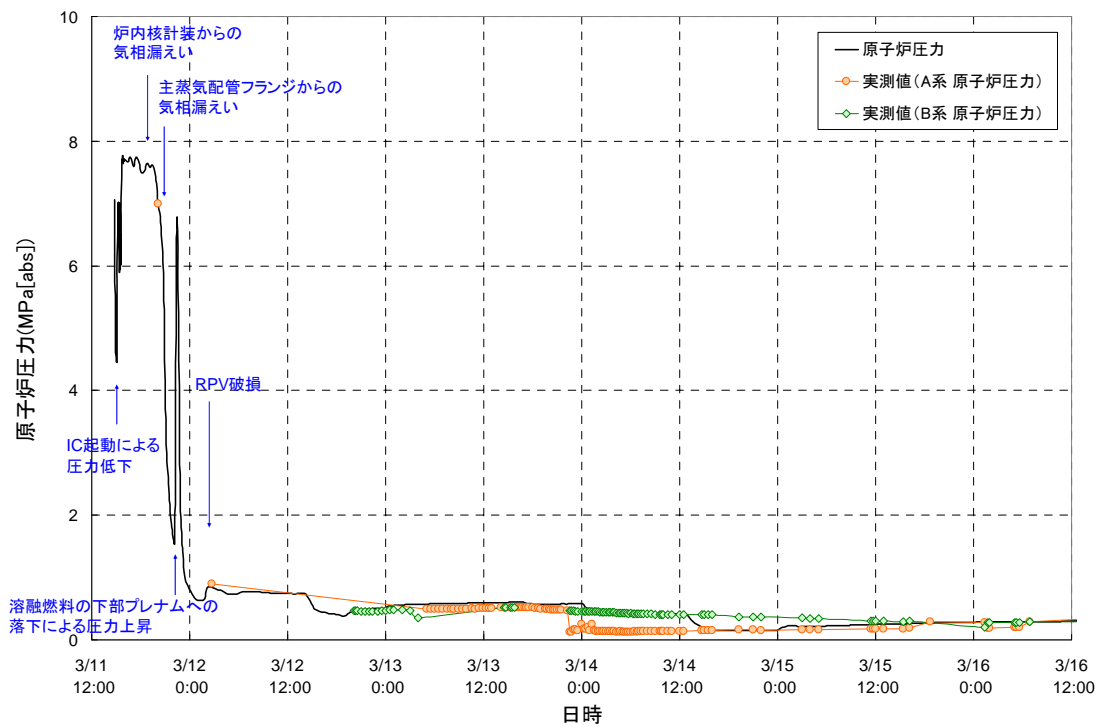


図 2-2 1号機 原子炉压力容器圧力変化

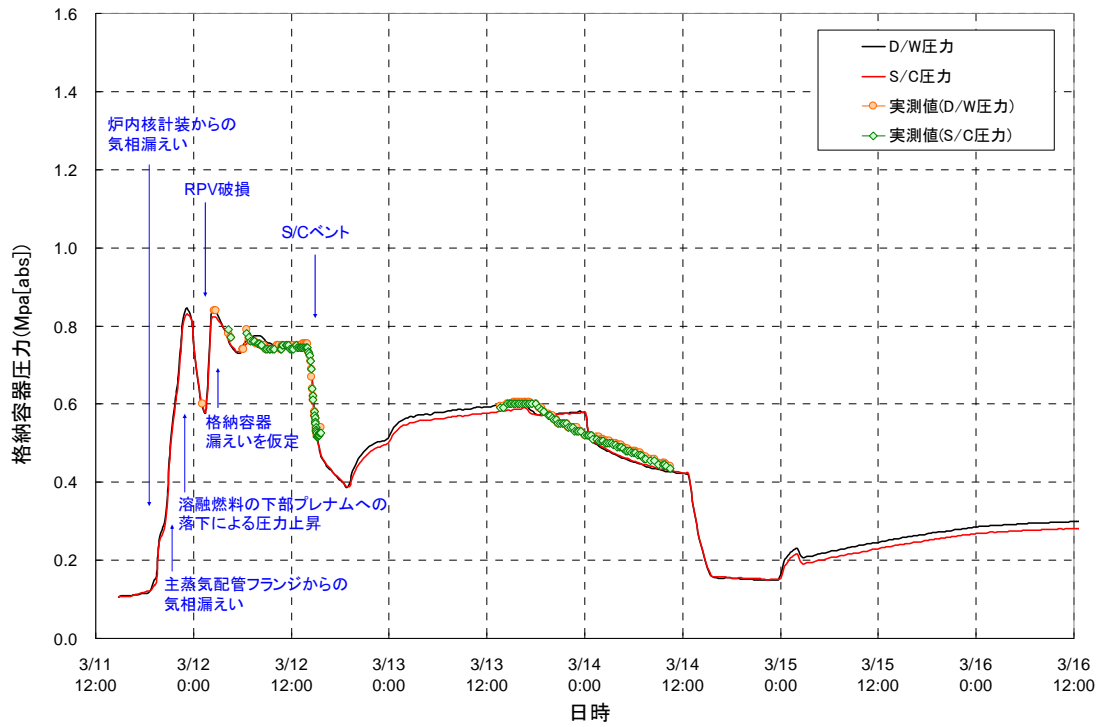


図 2-3 1号機 格納容器圧力変化

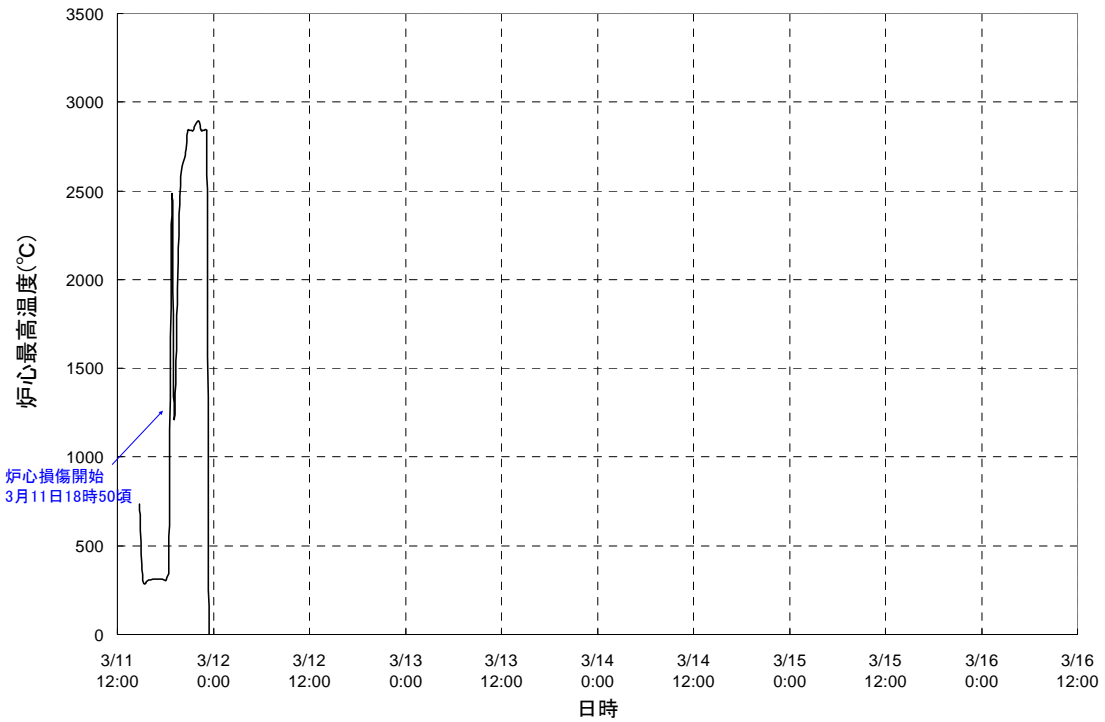


図 2-4 1号機 炉心温度変化

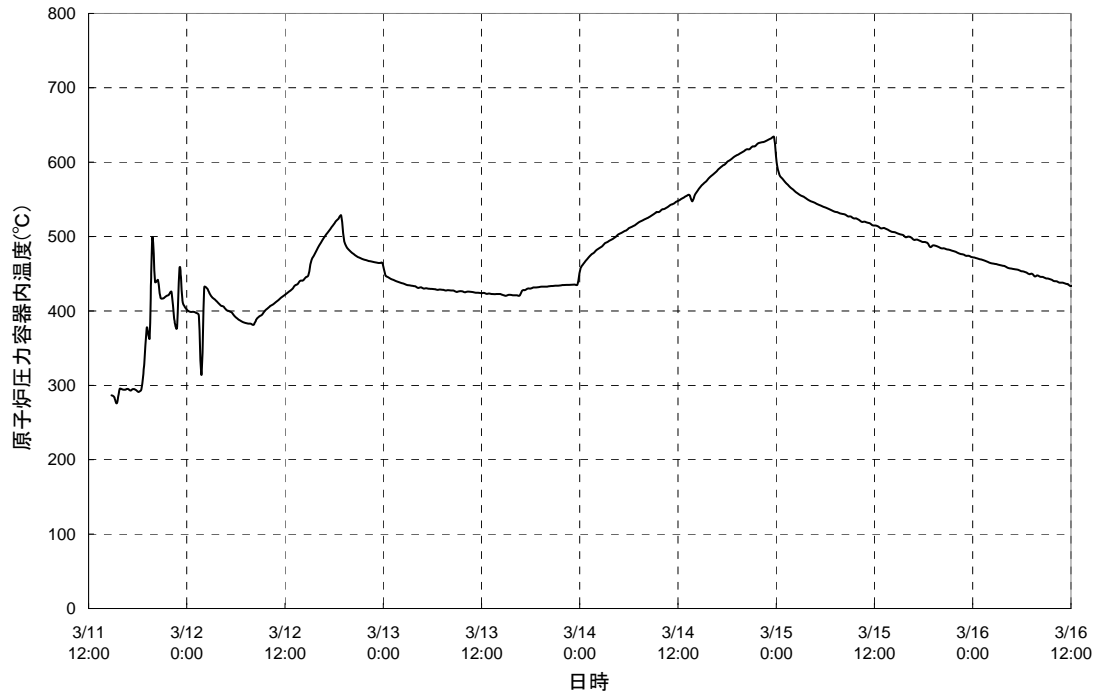


図 2-5 1号機 原子炉压力容器内気体温度

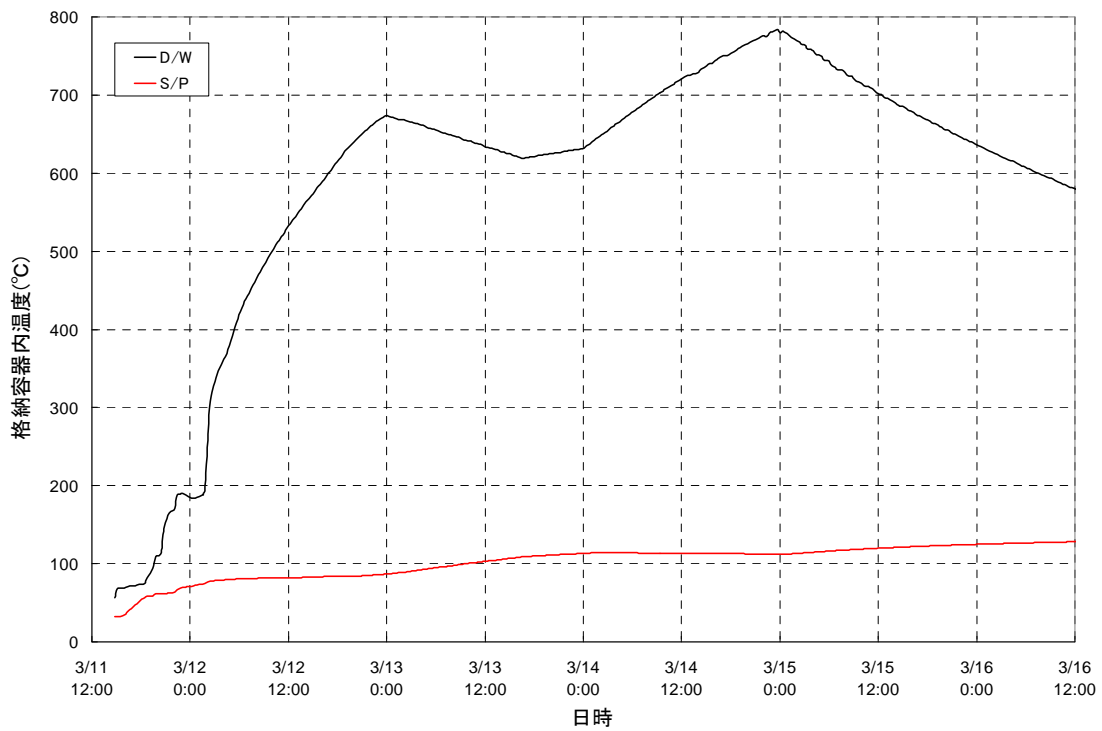


図 2-6 1号機 格納容器温度変化

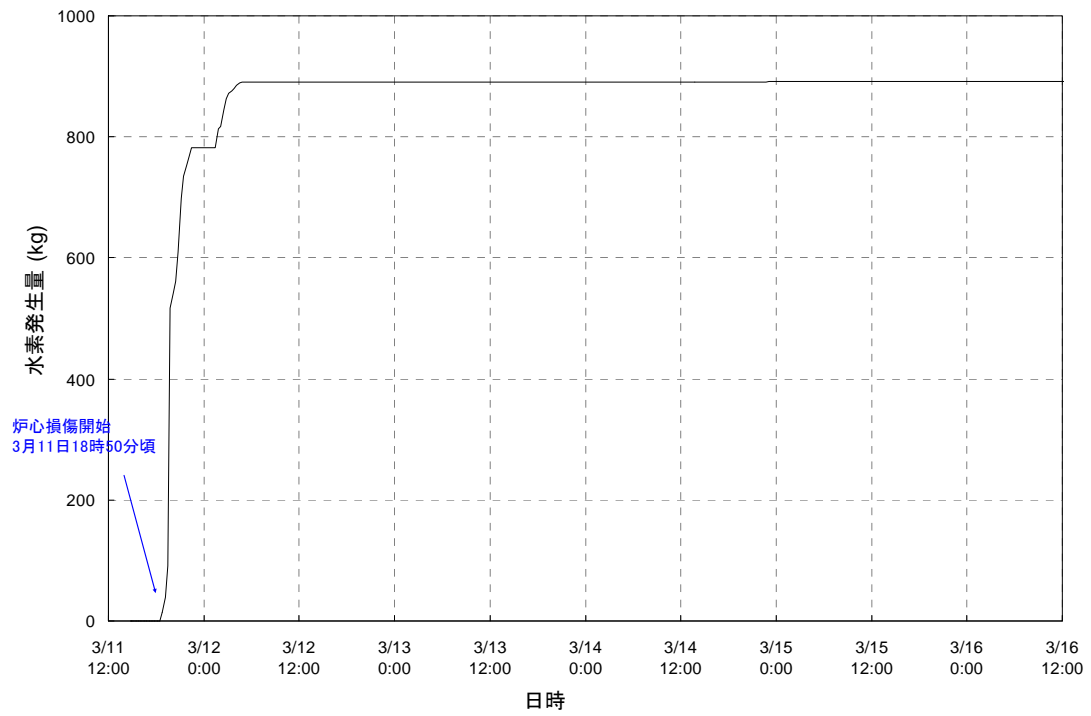


図 2-7 1号機 水素発生量変化

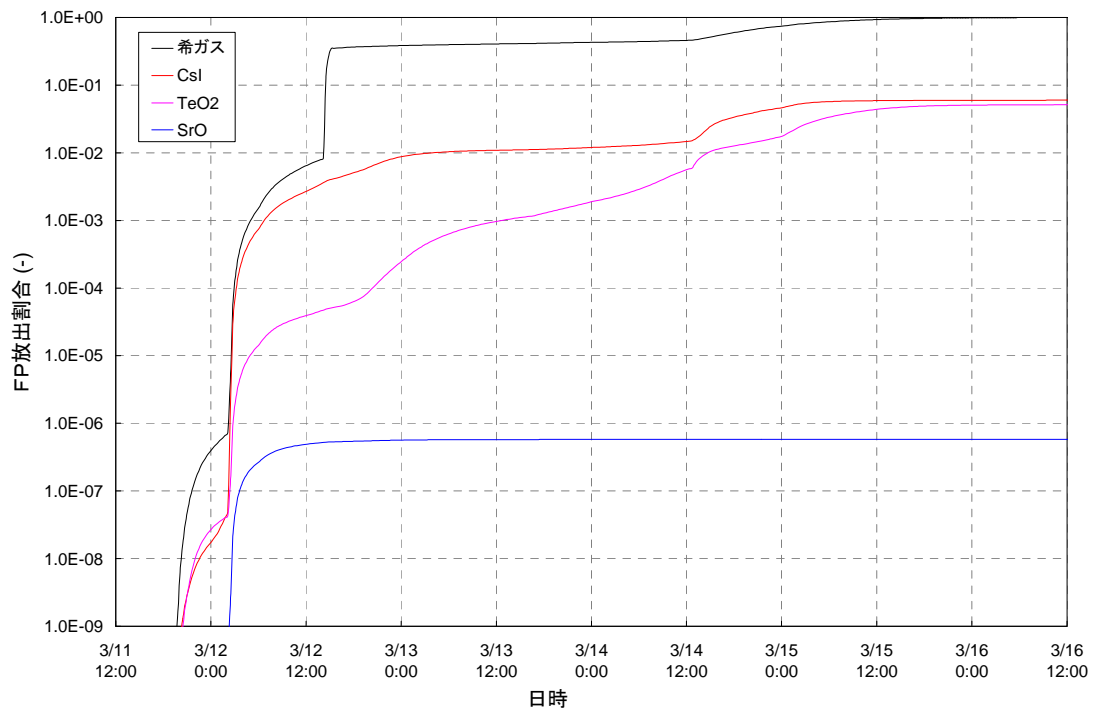


図 2-8 1号機 FP の放出割合 (1/3)

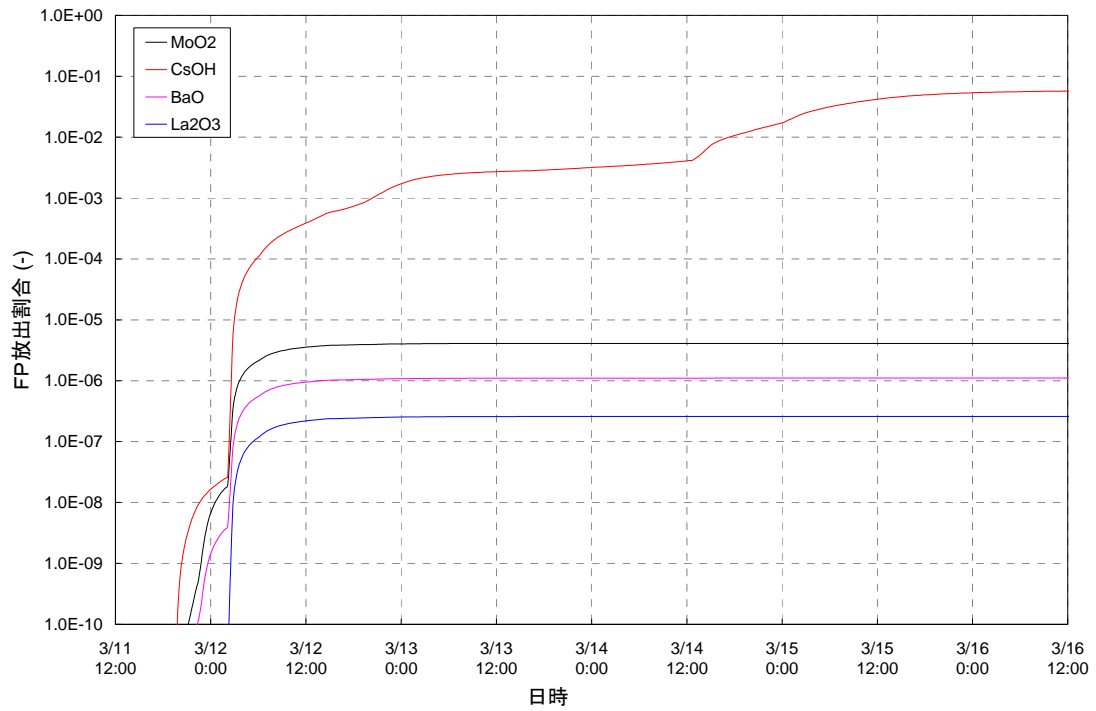


図 2-9 1号機 FPの放出割合 (2/3)

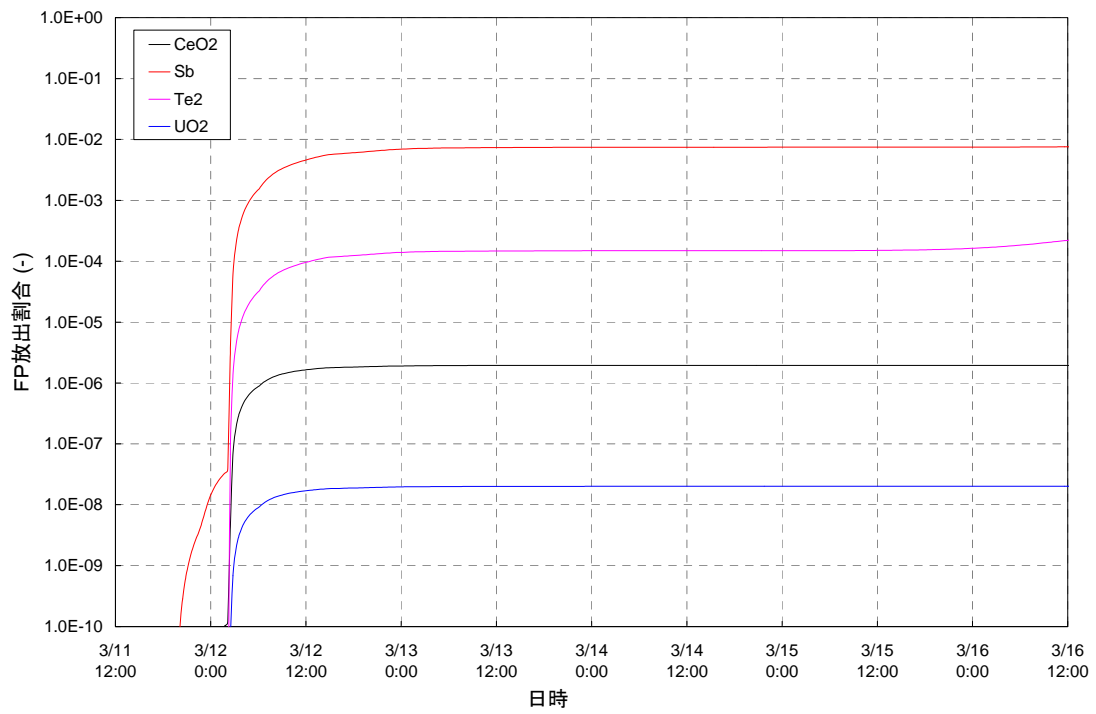


図 2-10 1号機 FPの放出割合 (3/3)

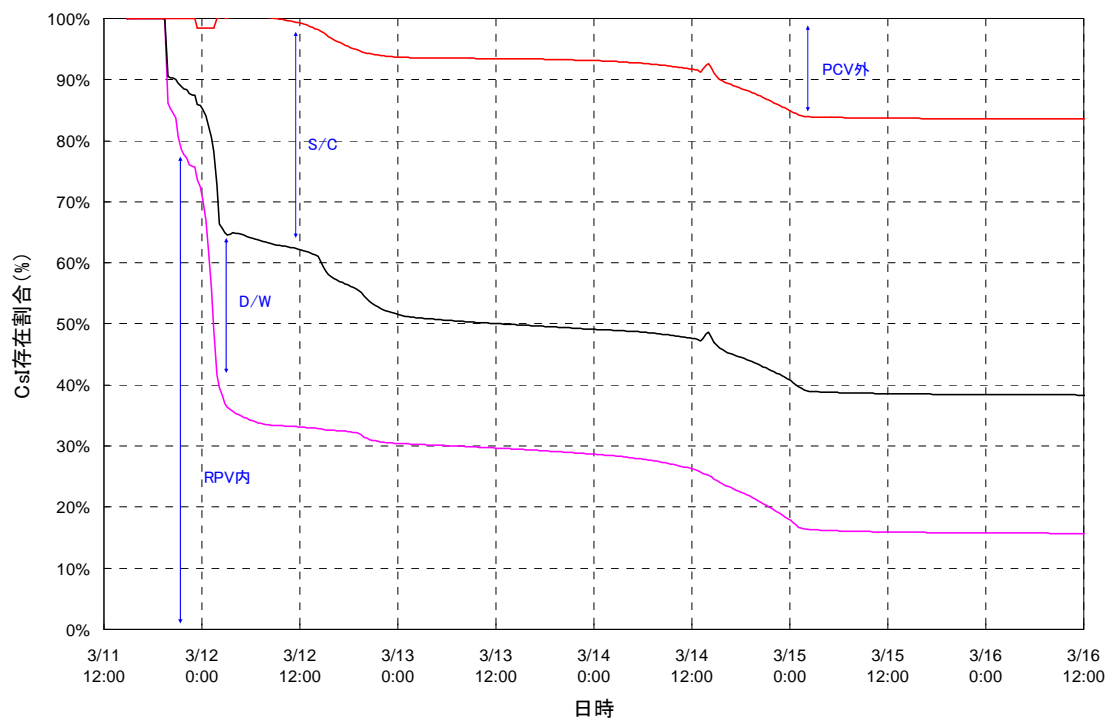


図 2-11 1号機 FP の存在割合 (1/2)

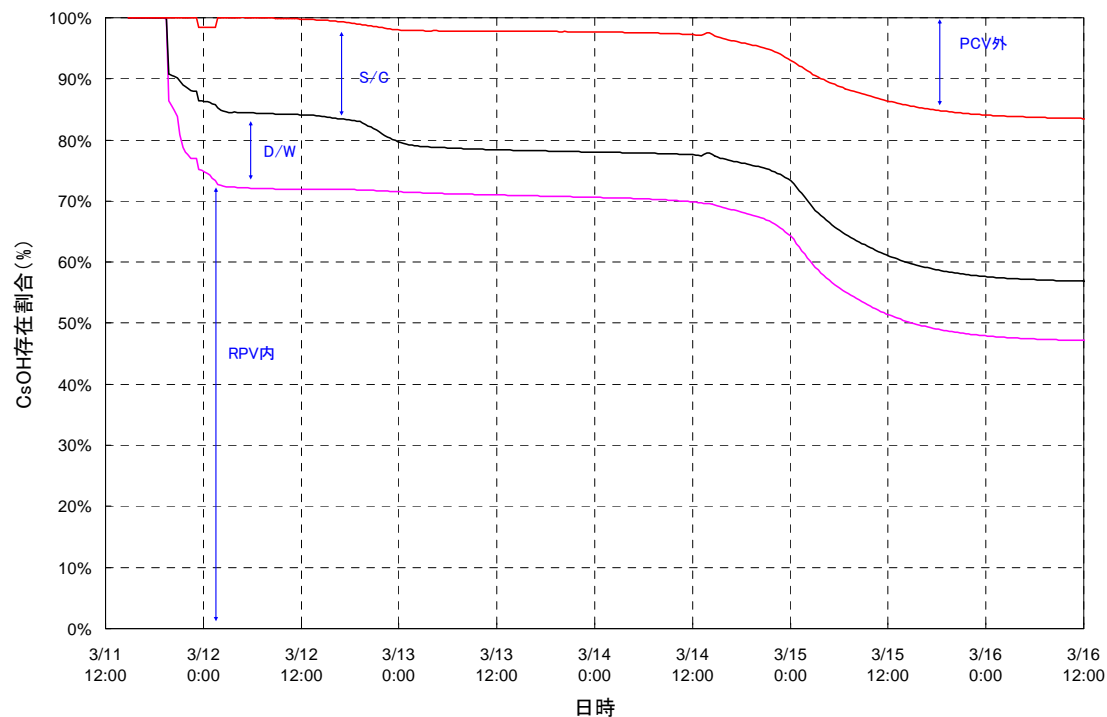
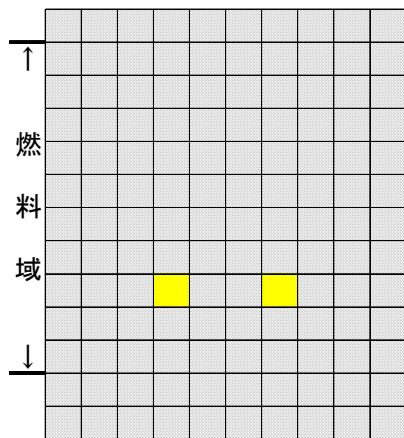
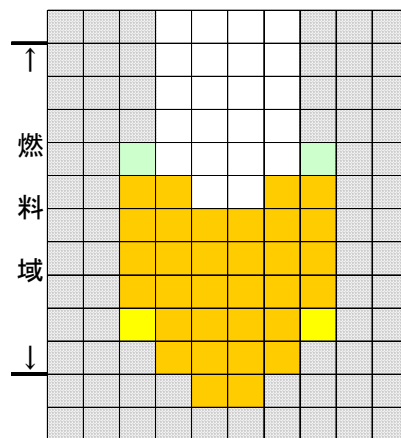


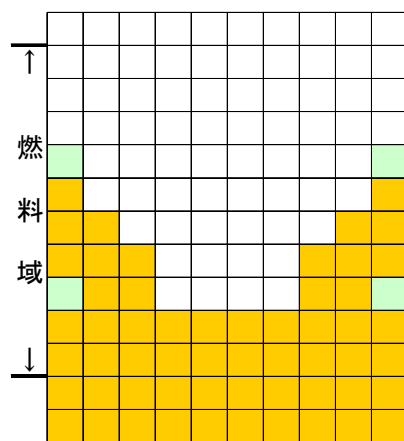
図 2-12 1号機 FP の存在割合 (2/2)



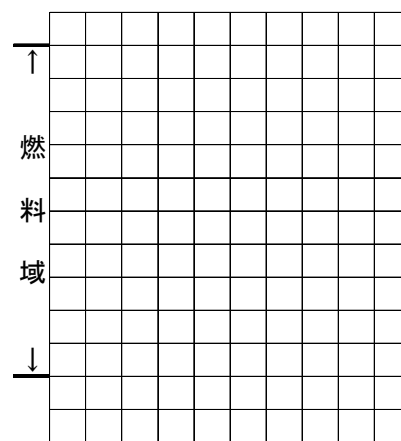
スクラム後 約 4.8 時間



スクラム後 約 5.5 時間



スクラム後 約 7.6 時間



スクラム後 約 8.6 時間

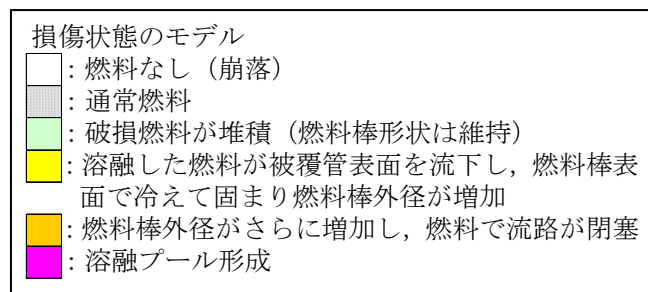


図 2-13 1号機 炉心の状態図

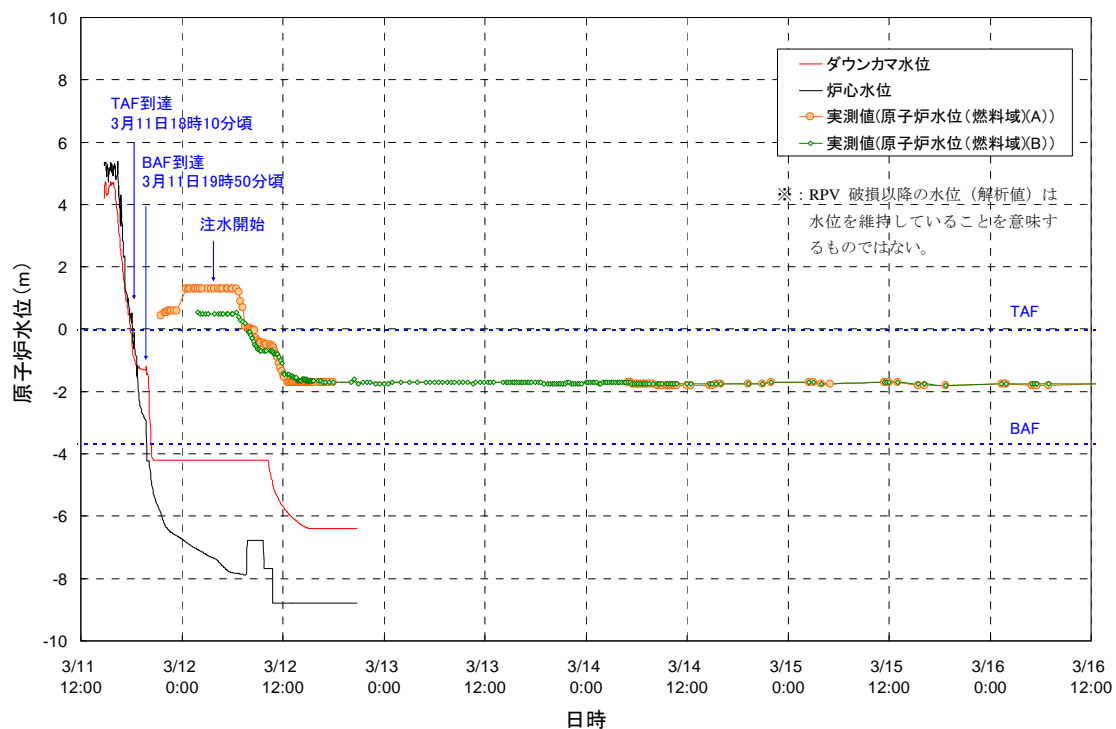


図 2-14 1号機 原子炉水位変化 (全交流電源喪失後の IC の運転を仮定)

3. 福島第一原子力発電所 2 号機

3.1 MAAP 解析の解析条件

3.1.1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 3-1 にプラント条件を、表 3-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものであり、平成 23 年 5 月に実施した解析で採用した事象イベントとは一部異なっている。添付資料 5 に今回設定した事象イベントと平成 23 年 5 月に実施した解析で設定した事象イベントとの比較を示す。

添付資料 5 時系列比較表 (2 号機)

表 3-1 2 号機プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	2381 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03 MPa[abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	約 5274 mm (通常水位：TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 6
有効炉心ノード分割数	半径方向：5 ノード 軸方向：10 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間：4240 m ³ S/C 空間：3160 m ³
サブレーション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 3-2 2号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定

No	時系列		分類	備考
	日時	事象イベント		
1	3/11 14:46	地震発生	○	—
2	14:47	原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌
3	14:50	RCIC 手動起動	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
4	14:51	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
5	15:02	RCIC 手動起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
6	15:00 ～ 15:36 頃	RHR による S/C 冷却	△	H23.5.23 報告「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」 今回の解析では期間を短めに 15:00～15:07 に設定。
7	15:28	RCIC トリップ (L-8)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
8	15:39	RCIC 手動起動	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
9	15:41	全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌
10	3/12 4:20 頃 ～	RCIC 水源を復水貯蔵タンクから圧力抑制室に切替	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 解析上は、この時間の幅の中で、実測値の原子炉圧力に合うタイムインダグ (3/12 4:20) に設定。

		5:00				
11	3/14	13:25	RCIC 機能喪失を判断 (原子炉水位低下傾向による)	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め 当該時刻は RCIC の停止を判断した時刻であるため、解析上は、3/14 18:00 頃に SRV を開いた際の水位 (原子炉圧力/格納容器温度による補正後の水位) におよそ合うように RCIC 機能低下のタイミングを設定 (3/14 9:00 に設定)。	
12		16:34	原子炉圧力容器減圧 (SRV1 弁開) 操作開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め この段階では SRV が開いているわけではないため、解析条件としては設定しない。	
13		16:34	消火系ラインを用いた海水注入作業開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
14		18:00 頃	SRV1 弁開により原子炉圧力が低下し減圧開始を確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
15		19:20	消防ポンプが燃料切れで停止していたことを確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
16		19:54	消防ポンプ起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 ※2	
17		19:57	消防ポンプ 2 台目起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
18		21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	
19		23:00 頃	SRV1 弁閉を仮定	△	原子炉圧力の上昇から、当該時刻に SRV1 弁が閉じたことを仮定。	
20		23:25	SRV1 弁開を仮定	△	原子炉圧力の低下から、当該時刻に SRV1 弁開したことを仮定。	
21	3/15	1:10	SRV1 弁開	○	H23.12.22 プレス 「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	

22		2:22	SRV の開操作に入る	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は、SRV1 弁開したものと設定。
23	3/15	6:00 ～ 6:10 頃	衝撃音発生。圧力抑制室内の圧力が 0MPa(abs)を示す	△	H23.12.2 プレス「福島原子力事故調査報告書（中間報告書）」にて衝 撃音は 4 号機の爆発によるものと判断している。2 号機の S/C 圧力は このタイミングで 0MPa(abs)に下がっていることから、計器誤差まで 考慮し、何らかの損傷が発生して S/C 圧力が低下した可能性は否定で きていないが、D/W 圧力は維持されていることから、解析上は当該時 刻における漏えい事象の発生を仮定しないこととした。
24		7:20	格納容器 (D/W) からの気相漏えいを 仮定	△	格納容器圧力が低下しているため、当該時刻から格納容器 (D/W) か らの気相漏えいを仮定

※1 海水注水開始の時期について、3/14 19:20 の記録で「消防ポンプが停止」とあることから、3/14 16:34 以降原子炉が減圧された段階であ
る程度の注水がなされた可能性があるが、解析上はその後の水位上昇が確認された 3/14 19:54 からの注水を、最初の海水注水開始時期
と仮定。

※2 注水流量変更の時期や注水流量については、H23.6.13 プレス『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデー
タについて」における操作実績の訂正について』に記載の日付毎の炉内への注水量に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を越えないよう
に設定。

3.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定

① 原子炉隔離時冷却系（以下、RCIC）の運転条件に関する仮定

RCIC の運転期間中、原子炉圧力は通常運転圧力よりも低く推移しており、SRV の作動設定圧力に至っていない。このような圧力挙動を再現できるよう、RCIC タービンへ崩壊熱相当のエネルギーを二相流として流出させるとともに、注水流量を定格流量 $95\text{m}^3/\text{h}$ の $1/3$ 程度である $30\text{m}^3/\text{h}$ に設定した。また、RCIC の注水機能低下後の圧力挙動を再現するために、RCIC タービンへの蒸気流量を調整した。この RCIC 運転状態に関する考察を添付資料 6 に示す。

② 3月12日0時頃～14日12時頃における格納容器圧力について

格納容器圧力（D/W 圧力、S/C 圧力）は、RCIC の運転により排気蒸気が S/C に流入することで上昇することとなるが、3月12日0時頃～14日12時頃において、推測される挙動よりも緩慢な上昇を見せている。この挙動を再現するため、トラス室が津波到達以降徐々に浸水することで、格納容器内の熱が S/C 境界から伝熱し格納容器外へ移行したものと仮定して解析を実施した。詳細を添付資料 7 に示す。

③ 注水量の設定

2号機については、全交流電源喪失後も RCIC による注水を行っていたが、①に記載のとおり、解析では測定された原子炉圧力を模擬するよう注水量を約 $30\text{m}^3/\text{h}$ に設定した。また、表 3-2 に記載のとおり 3月14日19時54分から海水注水を開始しているが、以降の消防車による注水量については、次の仮定をおいて解析を実施した。

水位計の水張り作業をした結果、最終的に水位計は正確な水位を示していないと考えられることから、原子炉水位は炉心部内が冠水するほどにはできていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、消防ポンプの吐出側で計測された注水流量（平成 23 年 6 月 13 日に公表した『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』）よりも、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定した。

原子炉水位の実測値は、3月14日18時00分頃の SRV 強制開放前に TAF を下回っており、SRV 開後は減圧沸騰により大きく水位が低下し、減圧後は BAF を下回る水位となっている。そのため、燃料温度は SRV 開後に急激に上昇する。3月15日0時前に計測された格納容器圧力の上昇は水素によるものと考えられるが、その水素は消防車の注水による水-ジルコニウム反応で発生

したものと考えられる。従って、消防車による注水量の設定は発生する水素量についても考慮した。

また、原子炉圧力の実測値が 1MPa(gage)を越えた値を計測している期間 (3/14 20:54~3/14 21:18、3/14 22:50~3/14 23:40、3/15 0:16~3/15 1:11) においては、原子炉圧力が高く十分に注水されなかったものと仮定して、当該期間の注水流量を 0m³/h とした。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際にこの期間において十分に注水が行われなかったかは不明である (添付資料 8 参照)。

④ 格納容器からの気相漏えいの仮定について

解析においては、実際に計測された格納容器圧力の値にある程度あわせるため、地震発生から約 89 時間後 (3 月 15 日 7 時 20 分) に、格納容器 (D/W) の気相部からの漏えい (漏えい面積 : 0.013m²) を仮定した。但し、あくまで解析上の仮定であり、実際に格納容器から漏えいがあったのか、計器側の問題による計測値と解析値の不整合なのか、原因は現時点では不明である。

⑤ 崩壊熱の設定について

今回の解析では、燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

添付資料 6 2号機の原子炉圧力変化について

添付資料 7 2号機の格納容器圧力変化について

添付資料 8 2号機 MAAP 解析における注水量の設定について

3.2 MAAP 解析の解析結果

表 3-3 に解析結果を示す。

表 3-3 2号機 解析結果のまとめ

項目	解析結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位が TAF に到達した時間)	地震発生後約 74 時間 (3 月 14 日 17 時 00 分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が 1200°C に到達した時間)	地震発生後約 77 時間 (3 月 14 日 19 時 20 分頃)

原子炉圧力容器破損時間	— (本解析では原子炉圧力容器破損に至らず)
-------------	---------------------------

解析結果の詳細について以下に述べる。

原子炉水位は、RCIC が停止した後徐々に低下し、炉心が露出し始め、SRV 開放により炉心は露出することとなり、炉心損傷が開始する (図 3-1 参照)。ほぼ同時期に消防車による注水が開始されるものの解析において設定した注水量は燃料を冠水させるのに十分ではなく、炉心の損傷が進展することとなる。

なお、計測された原子炉水位については、原子炉圧力および格納容器温度による補正を行うと図 3-1 中の青プロットのように L-8 以上の水位となる (添付資料 6 参照)。また、1 号機同様事象進展に伴い水位計の計装配管内の水が蒸発することで、時期は明確でないものの最終的には正しい値を指示しなくなったと考えられる。

RCIC 運転期間中における原子炉圧力は、添付資料 6 に記載のとおり、制御電源の喪失により RCIC が制御されることなく運転継続したことで原子炉水位が L-8 以上となり、低クオリティーの二相流で崩壊熱相当のエネルギーが原子炉外に持ち出されていたこと、RCIC タービンが低クオリティーの二相流で運転することで定格の流量よりも少ない流量で注水されたこと等から、SRV の作動が無くても原子炉圧力容器内のエネルギーがバランスし、通常運転時よりも低い圧力で安定して推移していたものと考えられる。RCIC 停止後の原子炉圧力は、タービン蒸気流量の低下による原子炉圧力容器外への持ち出しエネルギーの低下により増加した後、SRV 開放により急速に減圧し、その後大気圧近傍まで低下する。このように、解析値と計測値で概ね一致する結果が得られている (図 3-2 参照)。

格納容器圧力は、RCIC の排気蒸気が S/C に流入するのに伴い上昇するが、仮定したトーラス室に浸水した海水による除熱の影響で、計測値と同様に地震発生からの D/W 圧力上昇は緩慢となる (添付資料 7 参照)。RCIC 停止後は、およそ 3 月 14 日 12 時頃から格納容器圧力の実測値は低下に転じる。これは、SRV 及び RCIC タービンを通じて格納容器に持ち出されるエネルギーが低下するものの、トーラス室に浸水した水により S/C からの除熱は継続することに起因すると考えられるが、解析ではその再現ができていない。その後、SRV の開放や水-ジルコニウム反応に伴う水素発生等により圧力が上昇し、3 月 15 日 7 時 20 分に仮定した格納容器からの気相漏えいにより圧力は低下傾向に転じることとなる (図 3-3 参照)。

炉心温度変化は RCIC 停止以降、原子炉水位が低下するのに伴い温度が上昇し、燃料ペレットの溶融が発生する (図 3-4 参照)。

水素は、炉心が露出し、燃料被覆管の温度が上昇し始める時期に大量に発生する。地震後約1週間で総発生量は約456kgとなった(図3-6参照)。

FPの放出について、炉心損傷後、希ガスは原子炉圧力容器からS/Cに放出され、本解析において仮定した格納容器からの漏えいにより、希ガスのほぼ全量がPCV外へ放出されるとの結果であった。ヨウ化セシウムは約1%の放出割合であり、大半はS/C内に存在する。但し、FPの格納容器外への放出については格納容器からの漏えいの仮定によるものであり、現実とは異なる解析結果となっている可能性がある(図3-7~3-11参照)。

なお、MAAPコードを用いた解析では、解析条件設定における不確定性、解析モデルの不確定性があり、結果としての事象進展にも不確定性があることに留意する必要がある。特に放出されるFP量については、これら不確定性の影響を大きく受けることから、その数値は参考的に扱うべきものとする。

2号機の炉心は一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、原子炉圧力容器破損には至らないとの結果となった。これは初期のRCICによる注水が比較的継続的に行われていたこと、RCIC停止から注水開始までの時間が1号機に比べて短かったこと等が理由としてあげられるが、原子炉圧力容器の破損については、消防車による原子炉への注水量の設定に寄与するところも大きく、解析条件による不確かさが結果に大きく影響するところである。(図3-12参照)。

3.3 2号機の炉心・格納容器の状態の推定

今回のMAAP解析の結果と温度実測値等のプラント挙動から得られる知見を総合し、炉心および格納容器の状態を次のように推定した。

MAAP解析では、2号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、原子炉圧力容器破損には至らないとの結果となった。ただし、この結果は消防車による原子炉への注水量の設定に大きく影響を受けるところであり、平成23年5月に公表した解析では、原子炉圧力容器が破損する結果も得ている。また、2号機で実施した燃料域水位計への水張り作業の結果、及び、炉心スプレイ系配管からの注水により、炉心部に残存していた露出燃料が冷却されたと推定される挙動が確認出来たことから、水位は非常に低い位置にあることが推定され、原子炉圧力容器は破損している可能性が高い。このような観測事実との乖離は、MAAPの持つ解析の不確かさが原因であり、今後、MAAPコードの改良を実施するなど、解析技術の高度化をはかり、解析精度を高める努力を継続することが必要であるとする。

以上のことから総合的に考えると、平成23年11月30日に公表した「福島第一原子力発電所1~3号機の炉心状態について」にて取り纏めているとおり、2

号機の炉心は、事故後溶融した燃料のうち一部は元々の炉心部に残存し、一部は原子炉压力容器下部プレナムまたは格納容器ペデスタルに落下している状態であると考えられる。

格納容器について、解析においては実測値の格納容器圧力の低下が確認された3月15日7時20分から漏えいを仮定している。

実機において、平成23年9月17日に、原子炉建屋のブローアウトパネル開口部からダストサンプリングを実施した際に動画を撮影したところ原子炉直上部から蒸気発生が確認されていること、解析において漏えいを仮定した時間帯において周辺の線量の有意な上昇が観測されていること、平成23年6月28日からは格納容器に継続して窒素を封入しているにもかかわらず、格納容器圧力が単調上昇を示さないこと、注水を継続しているにもかかわらず格納容器内での水位増加の兆候が観察されないこと、2号機では事故後早い段階からタービン建屋地下階で高濃度汚染水が確認されていること等から、現在は格納容器気相部、液相部ともに漏えいが発生しているものと考えられる。

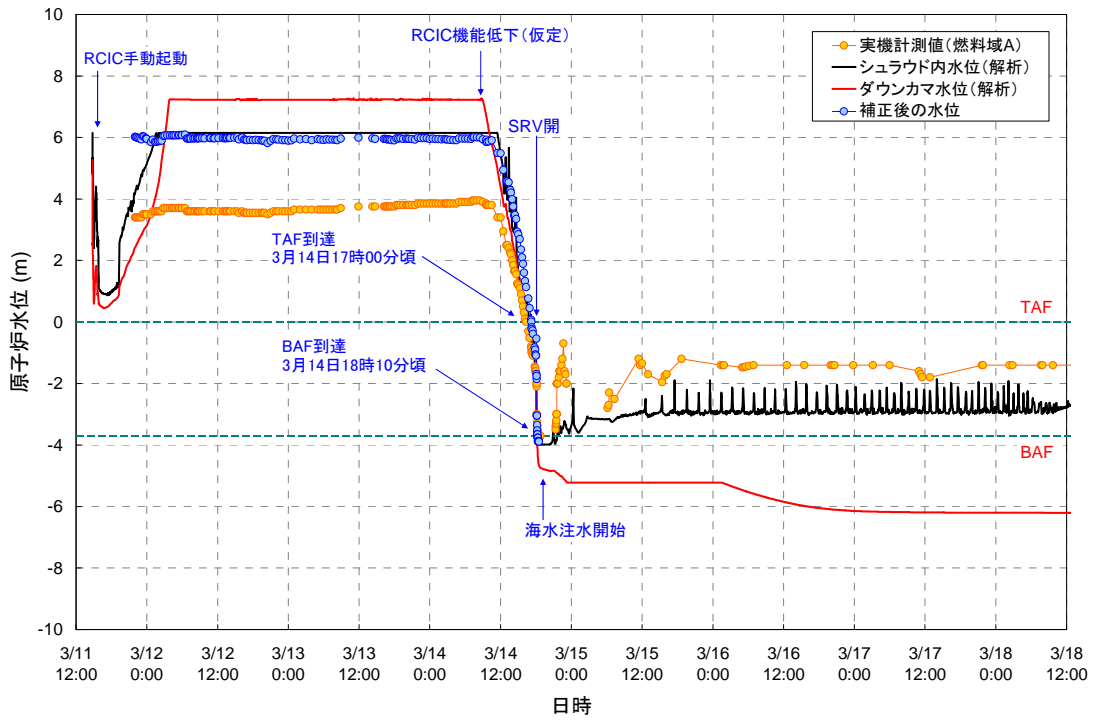


図 3-1 2号機 原子炉水位変化

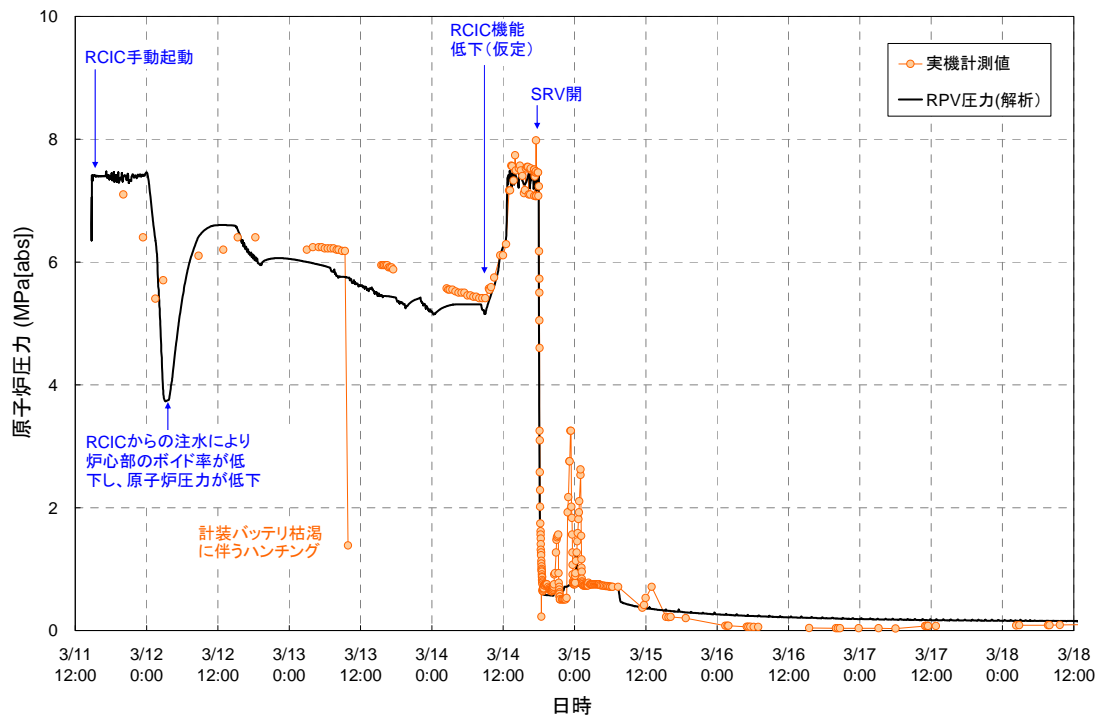


図 3-2 2号機 原子炉压力容器圧力変化

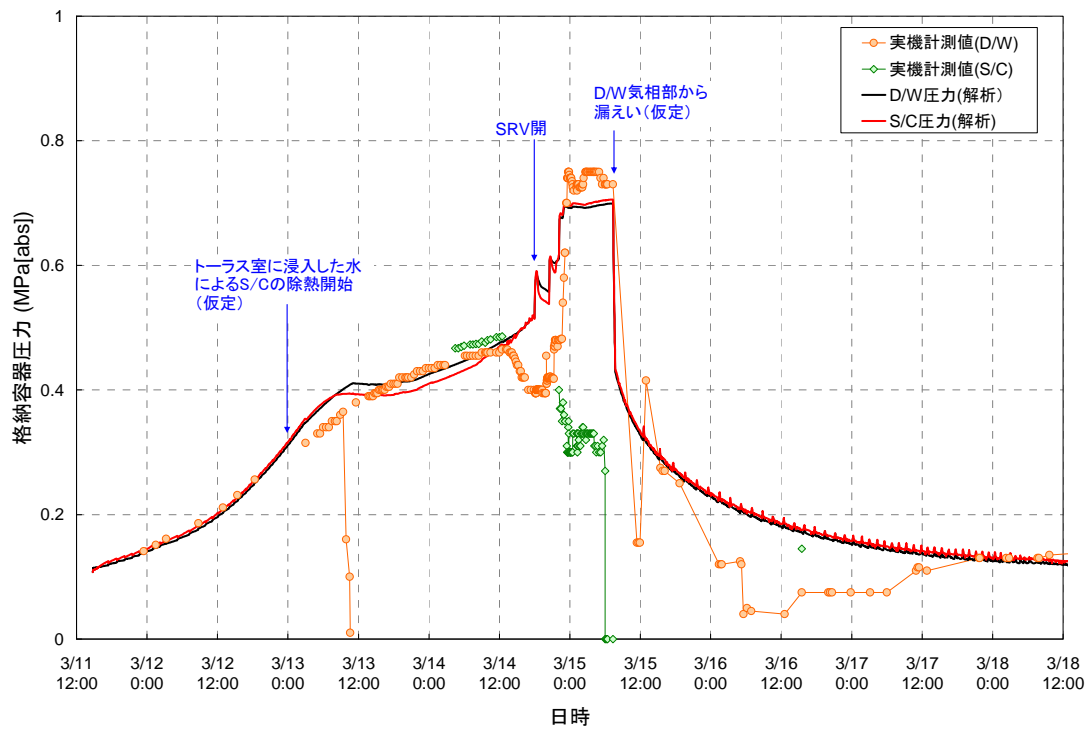


図 3-3 2号機 格納容器圧力変化

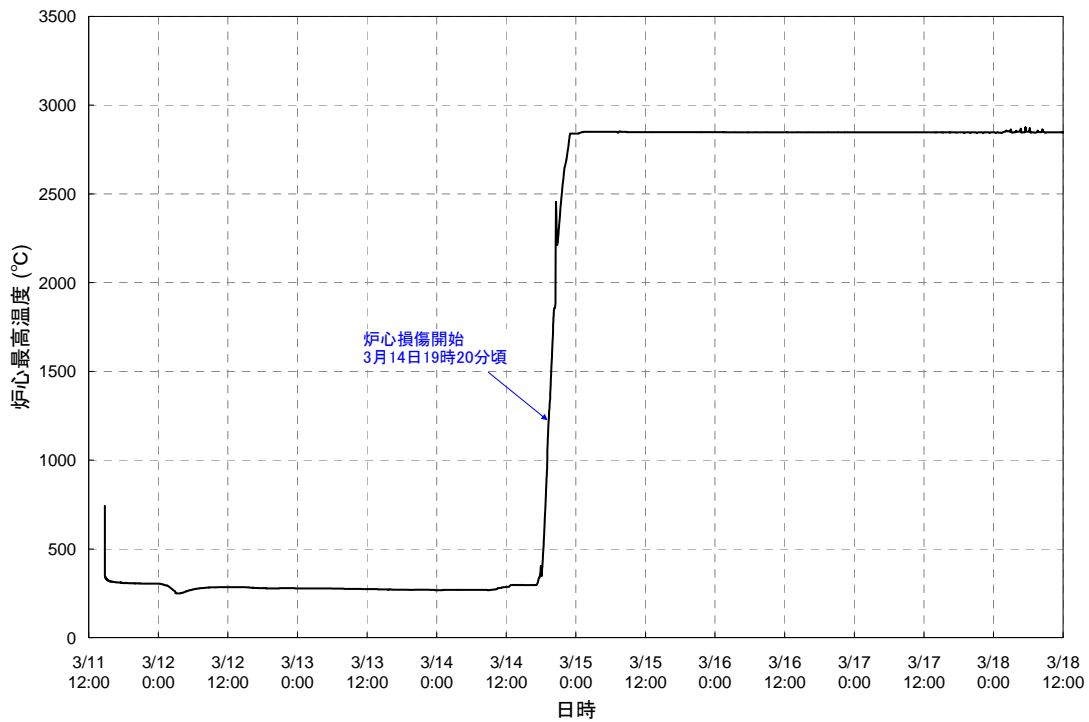


図 3-4 2号機 炉心温度変化

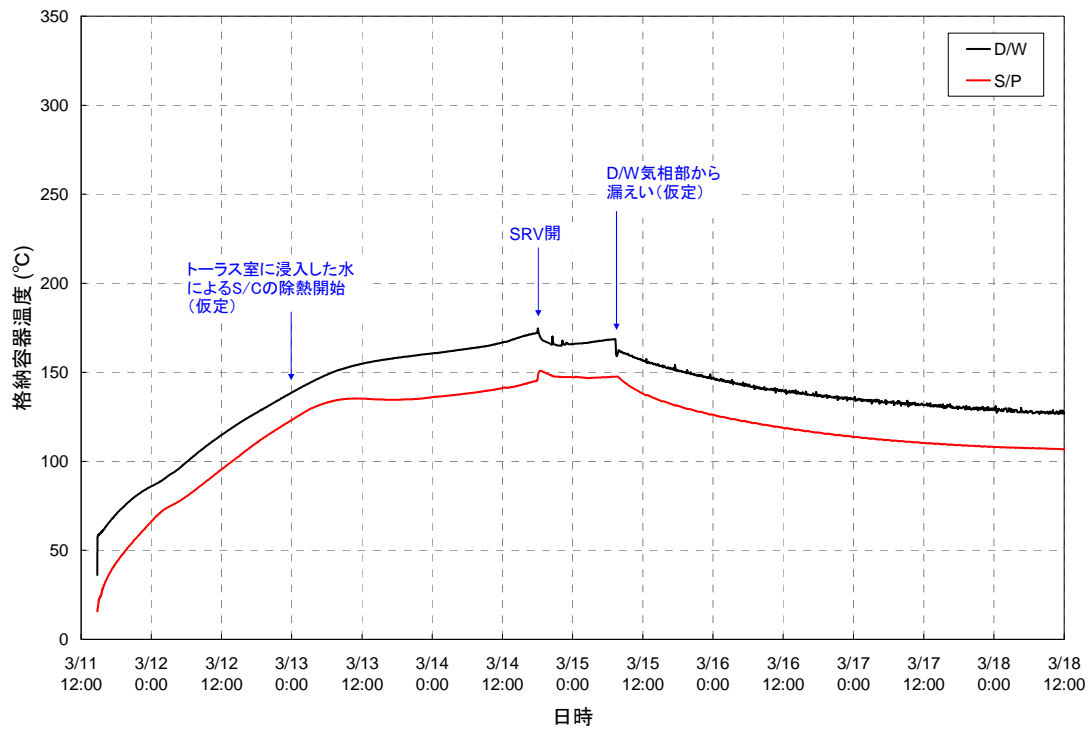


図 3-5 2号機 格納容器温度変化

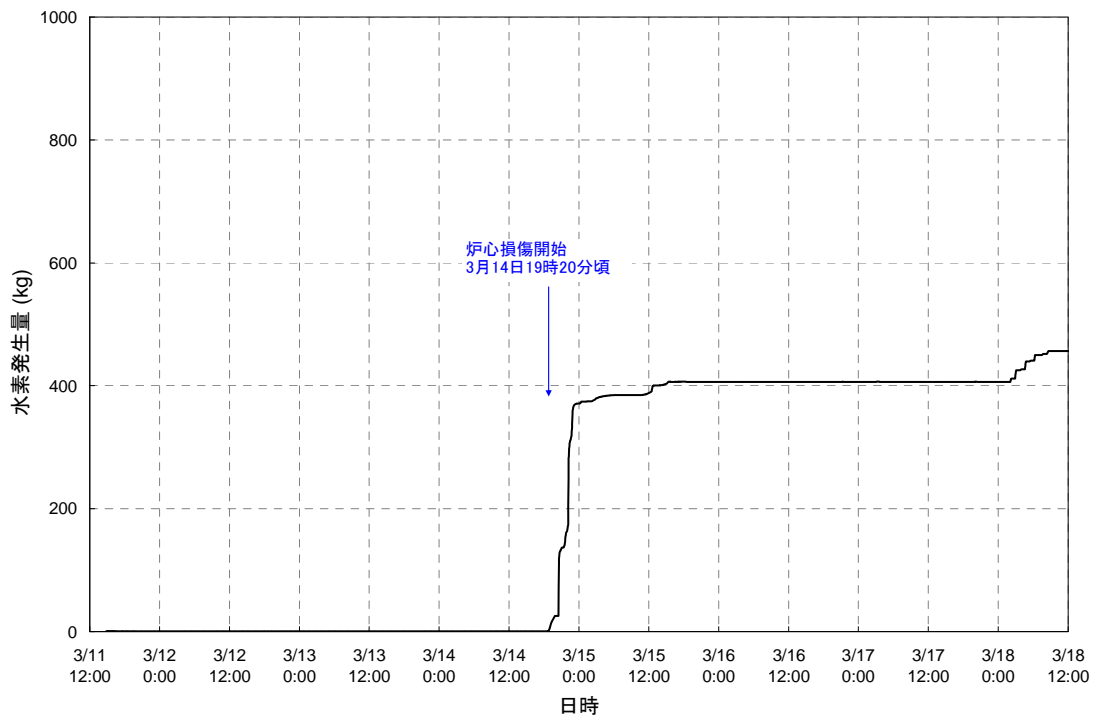


図 3-6 2号機 水素発生量変化

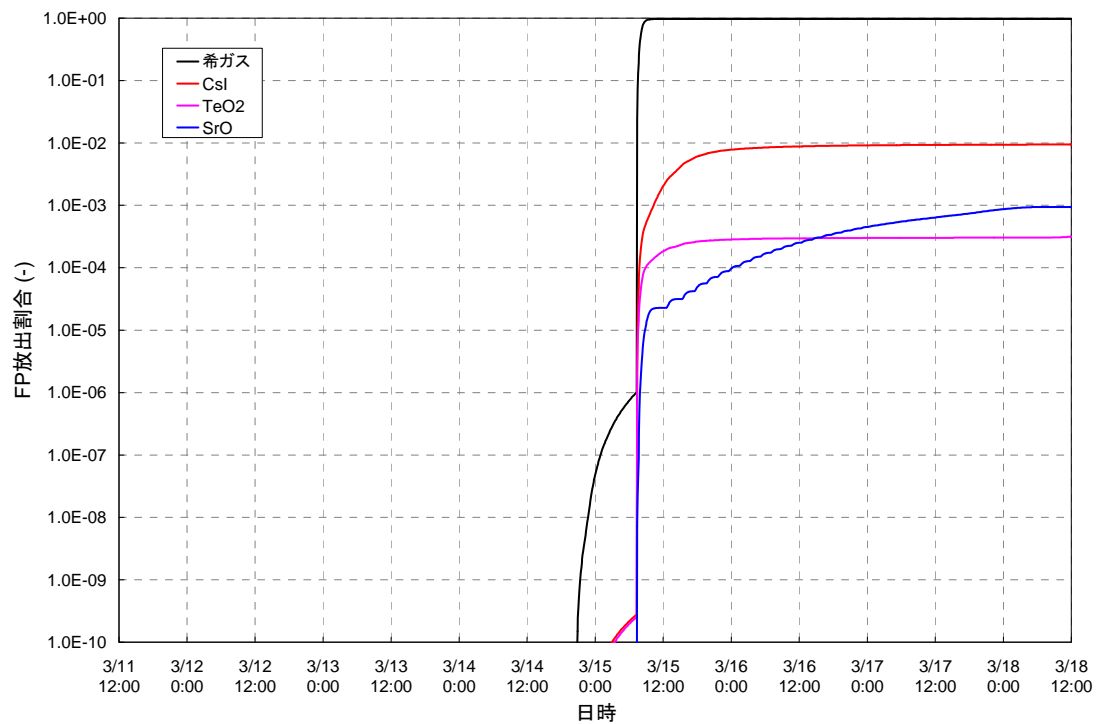


図 3-7 2号機 FP の放出割合 (1/3)

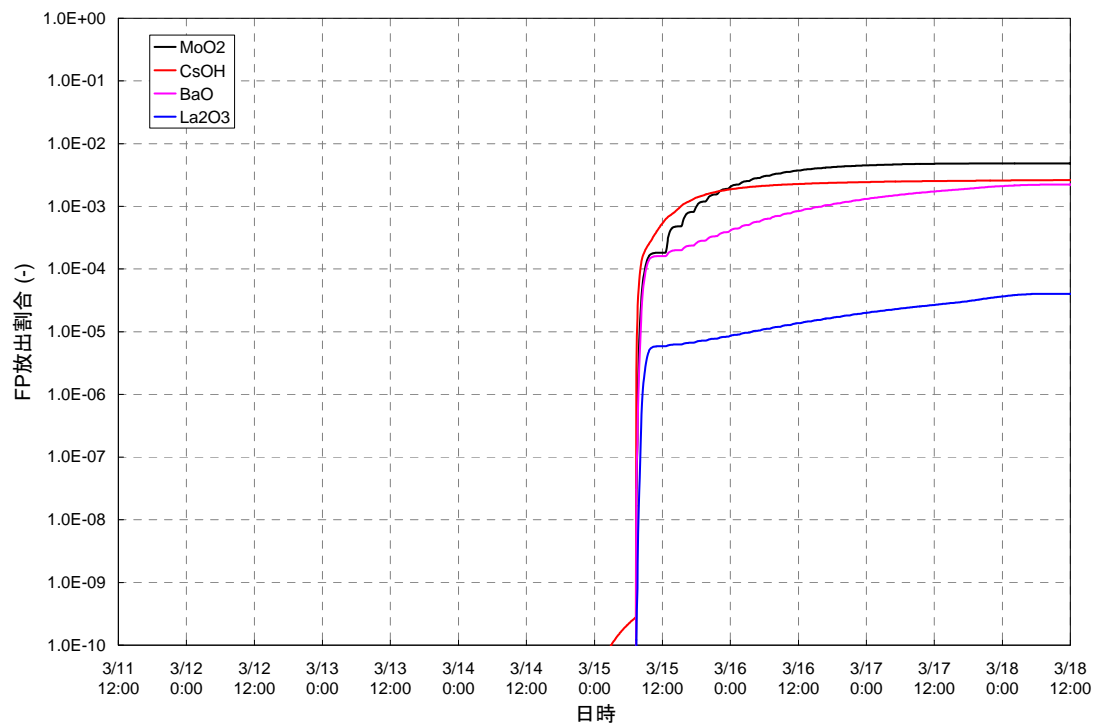


図 3-8 2号機 FP の放出割合 (2/3)

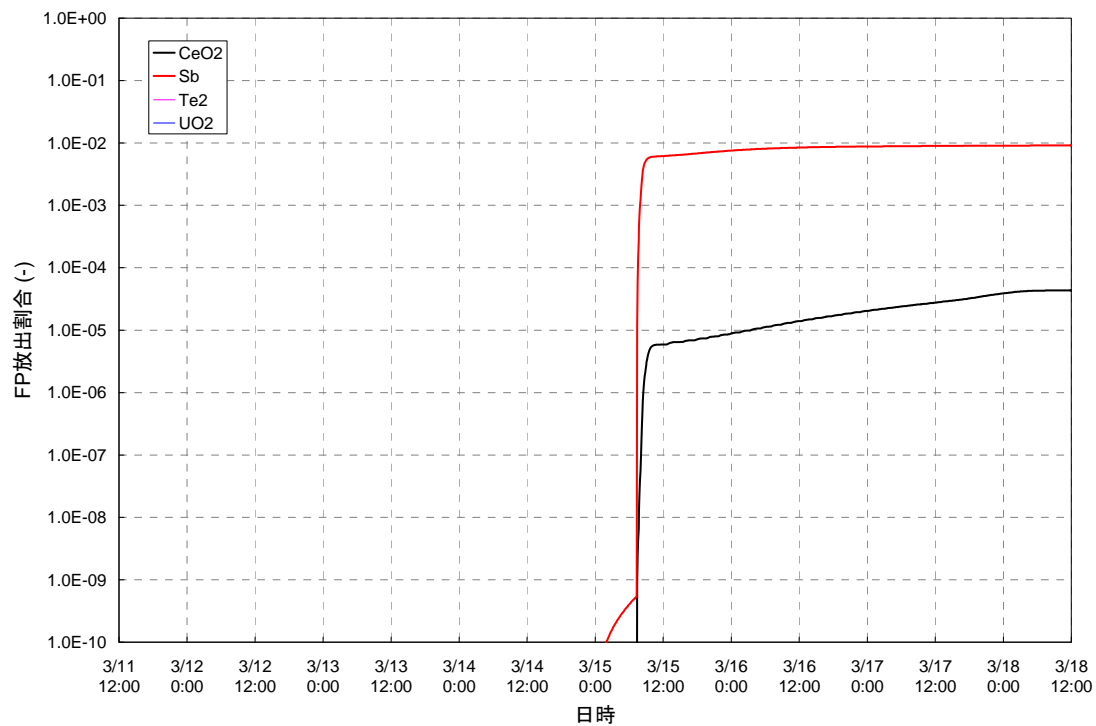


図 3-9 2号機 FP の放出割合 (3/3)

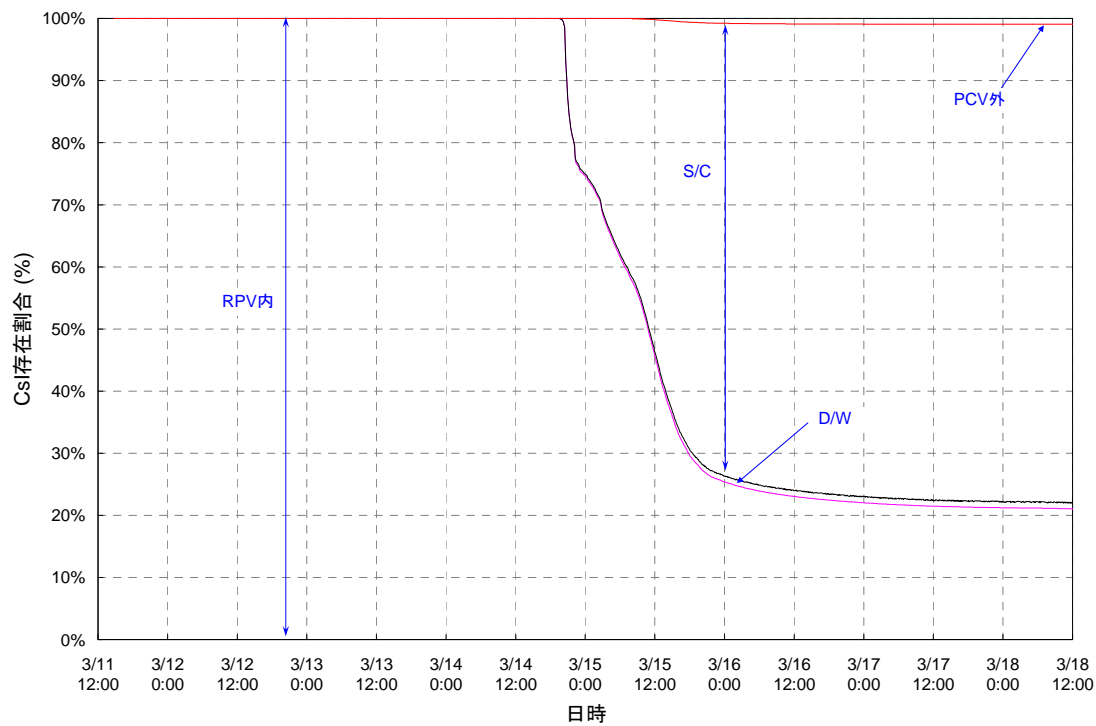


図 3-10 2号機 FP の存在割合 (1/2)

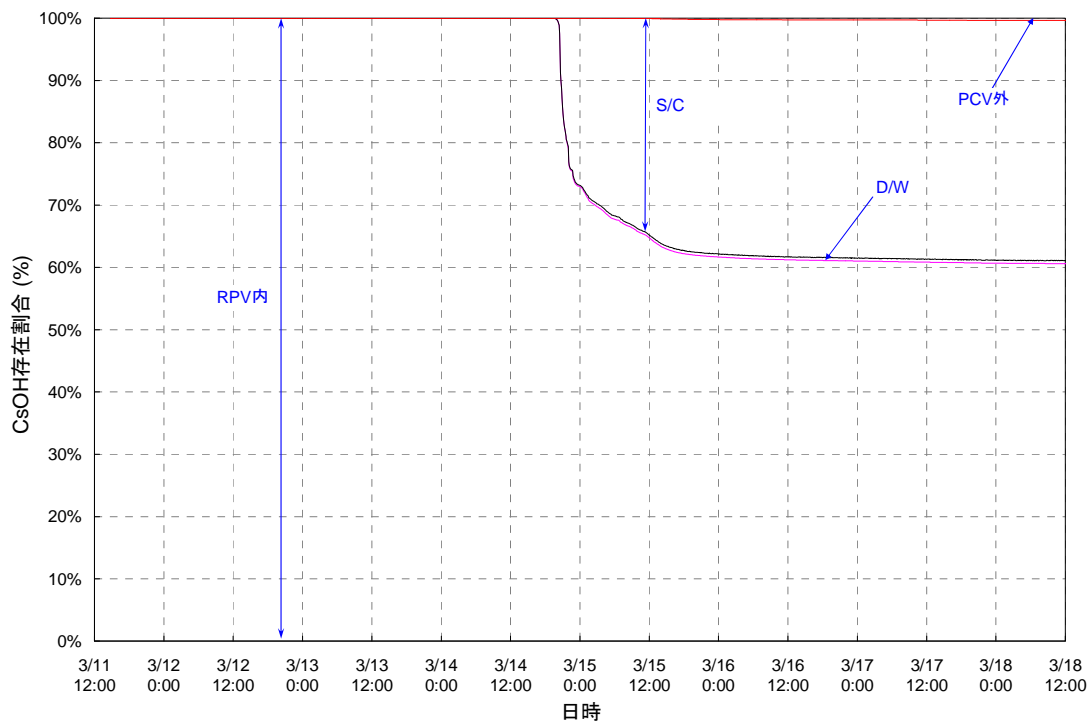
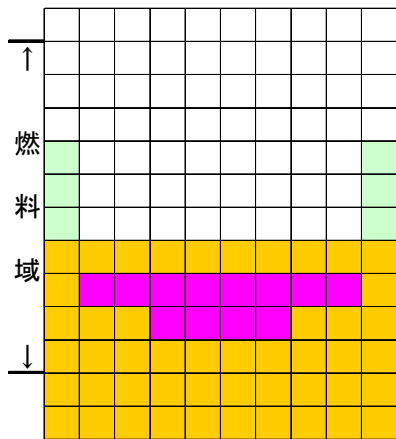
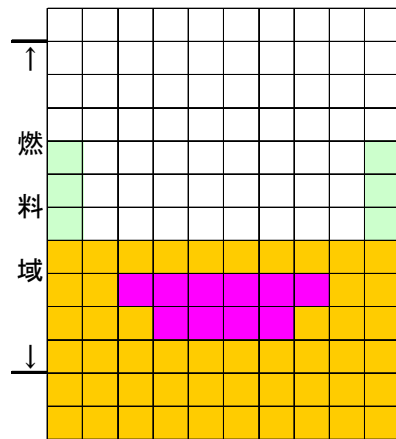


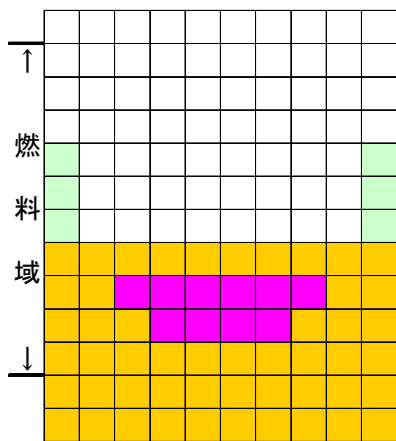
図 3-11 2号機 FP の存在割合 (2/2)



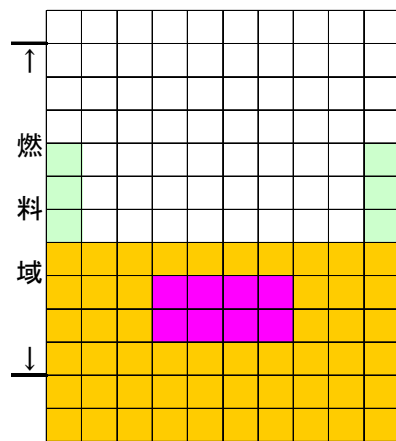
スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 120 時間



スクラム後 約 144 時間



スクラム後 約 168 時間

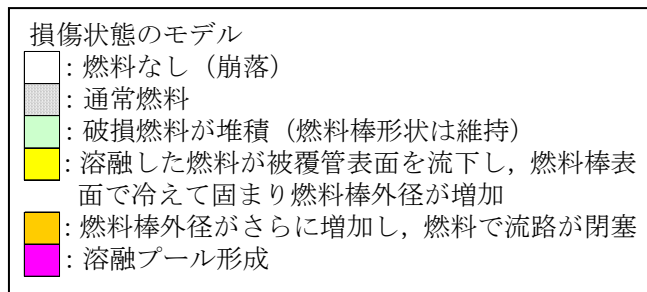


図 3-12 2号機 炉心の状態図

4. 福島第一原子力発電所 3号機

4.1 MAAP 解析の解析条件

4.1.1 プラント条件及び事象イベント

主要な解析条件について、表 4-1 にプラント条件を、表 4-2 に事象イベントを示す。事象イベントは、平成 23 年 5 月 16 日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータ集」に加え、平成 23 年 12 月 22 日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」等、平成 23 年 5 月以降に公表した時系列に従い設定したものであり、平成 23 年 5 月に実施した解析で採用した事象イベントとは一部異なっている。添付資料 9 に今回設定した事象イベントと平成 23 年 5 月に実施した解析で設定した事象イベントとの比較を示す。

添付資料 9 時系列比較表 (3号機)

表 4-1 3号機 プラント条件

項目	条件
初期原子炉出力	2381 MWt (定格出力)
初期原子炉圧力	7.03 MPa[abs] (通常運転圧力)
初期原子炉水位	約 5274 mm (通常水位：TAF 基準)
RPV ノード分割	添付資料 1 図 6
有効炉心ノード分割数	半径方向：5 ノード 軸方向：10 ノード
被覆管破損温度	727°C (1000K)
燃料溶融	添付資料 1 表 2
格納容器モデル	添付資料 1 図 7
格納容器空間容積	D/W 空間：4240 m ³ S/C 空間：3160 m ³
サブレーション・プール水量	2980 m ³
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル (燃料装荷履歴を反映した ORIGEN2 崩壊熱相当になるようパラメータを調整)

表 4-2 3号機 事象イベント

凡例 ○：記録あり △：記録に基づき推定 □：解析上の仮定として整理

No	時系列		分類	備考	○の場合：記録の参照箇所等 △、□の場合：推定、仮定した根拠等
	日時	事象イベント			
1	3/11	14:46 地震発生	○	—	
2		14:47 原子炉スクラム	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
3		15:05 RCIC 手動起動	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
4		15:25 RCIC トリップ (L-8)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
5		15:38 全交流電源喪失	○	H23.5.16 報告 4.運転日誌類 当直長引継日誌	
6		16:03 RCIC 手動起動	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
7	3/12	11:36 RCIC トリップ	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
8		12:06 DDFP による代替 S/C スプレイ開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
9		12:35 HPCI 起動 (L-2)	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
10	3/13	2:42 HPCI 停止	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
11		3:05 DDFP による代替 S/C スプレイ停止 原子炉代替注水ラインへ切替 の完了を中央制御室に伝達	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 HPCI 停止前から当該の操作を実施していたが、完了時刻が明確ではないため、完了を中央制御室に伝達した時刻を S/C スプレイの停止時刻に設定。また、解析上は、この時期の原子炉圧力が高いため、当該時刻からの注水は原子炉へ届いていなかったものと仮定。	
12		5:08 DDFP による代替 S/C スプレイ開始 (原子炉代替注水ラインからの切替)	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
13		7:39 DDFP による代替 D/W スプレイ開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	

			(代替 S/C スプレイからの切替)			
14	7:43	○	DDFP による代替 S/C スプレイ停止	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」	
15	8:40 ～ 9:10	△	DDFP による代替 D/W スプレイ停止 原子炉代替注水ラインへ切替		H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 解析上は、PCV 圧力が大きく上昇する 8:55 に D/W スプレイが停止し たものと設定	
16	9:08 頃	○	SRV による原子炉圧力の減圧	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
17	9:20	○	格納容器ベントについて、格納容器圧 力の低下を確認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、8:41 圧力抑制室側 AO 弁操作によってベントライン構成が終了しているが、格納容器の圧力 低下が確認された 9:20 をベントの開始と設定。	
18	9:25	○	淡水注入開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1 項目 15 の時刻で DDFP による原子炉代替注水ラインが完了している ので、項目 16 の原子炉減圧により注水が開始されている可能性もある が、注水量が不明のため、注水開始のタイミングは 9:25 とする。	
19	11:17	○	格納容器ベントについて、駆動用空気 圧抜けによるベントライン AO 弁閉確 認	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
20	12:20	○	防火水槽枯渇により淡水注入停止 淡水注入より海水注入ラインに切替開 始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 海水注水への切替の間も DDFP は運転を継続しているため、13:12 の 海水注水開始まで、注水の停止はなかつたものと仮定。	
21	12:30	○	格納容器ベントについて、開操作	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め	
22	13:12	○	海水注入ラインが完了、注水開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1	

23		14:10	格納容器ベントについて、ベント弁閉を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、3/13 12:30 開始のベントの終了をこの時刻に仮定。
24		21:10	格納容器ベント, AO 弁開判断	△	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」解析上は PCV 圧力の低下が始まる 20:30 に設定した。
25	3/14	0:50	格納容器ベントについて、閉を仮定	△	DW 圧力の上昇から、項目 24 のベントの終了をこの時刻に仮定。
26		1:10	水源ピットへの水補給のため注水停止	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
27		3:20	水源ピットへの水補給完了、注水開始	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め ※1
28		5:20	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁小弁を開操作開始	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」
29		6:10	格納容器ベントについて、圧力抑制室側 AO 弁小弁の開操作完了	○	H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」 3/14 5:20 に開操作開始、3/14 6:10 に開操作完了であるが、解析上は 3/14 5:20 のタイミングでベントを実施。
30		11:01	原子炉建屋爆発	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
31		11:01	海水注水停止 (爆発の影響)	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
32		12:00	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、項目 28 のベントの終了をこの時刻に仮定。
33		16:00	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁開操作を仮定	△	D/W 圧力の下降から、当該時刻のベントを仮定
34		16:30	海水注水再開	○	H23.8.10 プレス「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について」
35		21:04	格納容器ベントについて、圧力抑制室側弁閉操作を仮定	△	D/W 圧力の上昇から、項目 33 のベントの終了をこの時刻に仮定

36	3/15	16:05	格納容器ベントについて、側弁開操作	○	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏め
37	3/16	1:55	格納容器ベントについて、側弁開操作	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは当該の時刻にベントが実施されたことが記載されているが、D/W 圧力の変動がないことから、ベントは実施されなかったものと仮定
38	3/17	21:00	格納容器ベントについて、側弁閉確認	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、3/15 16:05 ベント弁開操作に対する閉確認がなされているものの、D/W 圧力の推移から閉していないものと仮定
39		21:30	格納容器ベントについて、側弁開操作	△	H23.5.16 報告 7.各種操作実績取り纏めでは、開操作の記載があるものの、D/W 圧力の推移から閉していないものと仮定
40	3/18	5:30	格納容器ベントについて、側弁閉確認	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
41		5:30 頃	格納容器ベントについて、側弁開操作	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
42	3/19	11:30	格納容器ベントについて、側弁閉確認	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外
43	3/20	11:25 頃	格納容器ベントについて、側弁開操作	—	H23.5.16 報告に当該ベントの記載があるものの、本解析では解析対象の期間外

※1 注水流量変更の時期や注水流量については、H23.6.13 プレス『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』に記載の日付毎の炉内への注水量に基づき、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定。

4.1.2 計測されたプラントデータからの条件設定

① 注水量の設定

3号機については、表4-2に記載のとおり全交流電源喪失後もRCICとHPCIによる注水を行っていたが、解析では計測された原子炉水位をある程度模擬するように注水量を設定した。また、3月13日9時25分から淡水注水を開始しているが、以降の注水量については、次の仮定をおいて解析を実施した。

1号機の水位計校正により判明したように、最終的に水位計は正確な水位を示しておらず、原子炉水位は炉心部内が冠水するほどには維持できていないものとして、解析で求まる水位が燃料域以下程度を維持するよう、消防ポンプの吐出側で計測された注水流量（平成23年6月13日に公表した『「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所プラントデータについて」における操作実績の訂正について』）よりも、日毎の平均流量及び注水総量を超えないように設定した（添付資料10参照）。

② 崩壊熱の設定について

今回の解析では、燃料装荷履歴を反映したORIGEN2崩壊熱相当になるようパラメータを調整したものを採用した

添付資料10 3号機 MAAP 解析における注水量の設定について

4.2 MAAP 解析の解析結果

表4-3に解析結果を示す。

表4-3 3号機 解析結果のまとめ

項目	結果
炉心露出開始時間 (シュラウド内水位がTAFに到達した時間)	地震発生後約42時間 (3月13日9時10分頃)
炉心損傷開始時間 (炉心最高温度が1200℃に到達した時間)	地震発生後約44時間 (3月13日10時40分頃)
原子炉圧力容器破損時間	— (本解析では原子炉圧力容器破損に至らず)

解析結果の詳細について以下に述べる。

原子炉水位は、HPCI が停止した後徐々に低下し、炉心が露出し始め、SRV 解放により炉心は露出することとなり、炉心損傷が開始する（図 4-1 参照）。なお、HPCI 停止後から SRV 開とするまでの期間、解析値は実測値より高い値で推移していることから、TAF 到達時間、炉心損傷開始時間等は、表 4-3 に記載の日時より実機では早かった可能性がある。その後、消防車による海水注水が開始されるものの、解析において設定した注水量は燃料を冠水させるのに十分ではなく、炉心の損傷が進展することとなる。

なお、計測された原子炉水位については、1 号機同様事象進展に伴い水位計の計装配管内の水が蒸発することで、時期は明確でないものの最終的には正しい値を指示しなくなったと考えられる。

原子炉圧力は、HPCI の起動に伴い、約 1MPa(abs)に低下した。その後原子炉圧力は低い値で推移しているが、この挙動は HPCI を流量調整しながら連続運転していたことで、継続的に原子炉圧力容器から駆動蒸気を取り出していたことに起因すると考えられる（添付資料 11 参照）。その後、原子炉圧力は HPCI の停止に伴い上昇するが、3 月 13 日 9 時頃に急速に減圧し、大気圧近傍まで低下する。このように、解析値と計測値で概ね一致する結果が得られている（図 4-2 参照）。

格納容器圧力について、炉内発生蒸気は RCIC や HPCI の運転に伴い S/C へ放出されることから、D/W 及び S/C の圧力は上昇する。HPCI 停止以降、SRV の開放や水-ジルコニウム反応に伴う水素発生により圧力は一時的に大きく上昇するが、S/C ベントにより圧力は低下する。その後、注水による蒸気発生や水素発生とベント操作に応じて、圧力は増加・減少を繰り返す（図 4-3 参照）。

なお、格納容器圧力の実測値は、地震発生から 3 月 12 日 12 時 10 分までの期間において解析値より最大で 150kPa 程度高い推移を示し、その後 3 月 12 日 22 時 00 分にかけて低下傾向を示している。解析ではこの挙動を再現できていないが、この挙動に関する考察について添付資料 12 に示す。

炉心温度は、HPCI 停止以降、原子炉水位が低下するのに伴い温度が上昇し、燃料ペレットの溶融が発生する結果となった（図 4-4 参照）。

水素は、炉心が露出し、燃料被覆管の温度が上昇することで大量に発生する。地震後約 1 週間で総発生量は約 806kg となった（図 4-6 参照）。

FP の放出について、希ガスは原子炉圧力容器から S/C に放出され、ベントによりほぼ 100%放出される結果となった。また、ヨウ化セシウムは約 0.1%の放出であり、大半は S/C 内に存在する（図 4-7～4-11 参照）。

なお、MAAP コードを用いた解析では、解析条件設定における不確定性、解析モデルの不確定性があり、結果としての事象進展にも不確定性があることに

留意する必要がある。特に放出される FP 量については、これら不確定性の影響を大きく受けることから、その数値は参考的に扱うべきものとする。

炉心の状態について、燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの、燃料は炉心部にとどまり、原子炉压力容器破損には至らない結果となった。これは初期の RCIC と HPCI による注水が比較的継続的に行われていたこと、HPCI 停止から注水開始までの時間が 1 号機に比べて短かったこと等が理由として挙げられるが、原子炉压力容器の破損については、消防車による原子炉への注水量の設定に寄与するところも大きく、解析条件による不確かさが結果に大きく影響するところである（図 4-12 参照）。

添付資料 11 3号機の高圧注水系（HPCI）作動時における原子炉圧力について

添付資料 12 3号機 格納容器圧力変化について

4.3 3号機の炉心・格納容器の状態の推定

今回の MAAP 解析の結果と温度実測値等のプラント挙動から得られる知見を総合し、炉心および格納容器の状態を次のように推定した。

MAAP 解析では、3 号機の炉心は燃料が溶融し一部溶融プールが存在しているものの炉心部にとどまり、原子炉压力容器破損には至らないとの結果となった。ただし、この結果は消防車による原子炉への注水量の設定に大きく影響を受けるところであり、平成 23 年 5 月に公表した解析では、原子炉压力容器が破損する結果も得ている。また、炉心スプレイ系配管からの注水により、炉心部に残存していた露出燃料が冷却されたと推定される挙動が確認出来たことから、水位は非常に低い位置にあることが推定され、原子炉压力容器は破損している可能性が高い。このような観測事実との乖離は、MAAP の持つ解析の不確かさが原因であり、今後、MAAP コードの改良を実施するなど、解析技術の高度化をはかり、解析精度を高める努力を継続することが必要であるとする。

以上のことから総合的に考えると、平成 23 年 11 月 30 日に公表した「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について」にて取り纏めているとおり、3 号機の炉心は、事故後溶融した燃料のうち一部は元々の炉心部に残存し、一部は原子炉压力容器下部プレナムまたは格納容器ペDESTAL に落下している状態であると考えられる。

格納容器の状態について、今回の解析では格納容器からの漏えいを仮定していないが、3 号機の建屋上部で観測された蒸気放出はプール水温が十分に低下した後も継続していたため、格納容器からの漏えいである可能性が高い。

実機において、3号機は3月14日11時01分に、原子炉建屋が水素ガスによるものと思われる爆発により損傷した。水素ガスは主に水-ジルコニウム反応により発生したものと推定されるが、原子炉建屋への移行経路としては、格納容器からの漏えいを通じて原子炉建屋内に流入する経路が主であったと考えられる。また、注水を継続しているにもかかわらず格納容器内での水位増加の徴候が観察されないこと、平成23年7月14日からは格納容器に継続して窒素を封入しているにも関わらず、格納容器圧力が単調上昇を示さないこと等から、現在は格納容器気相部、液相部ともに漏えいが発生しているものと考えられる。

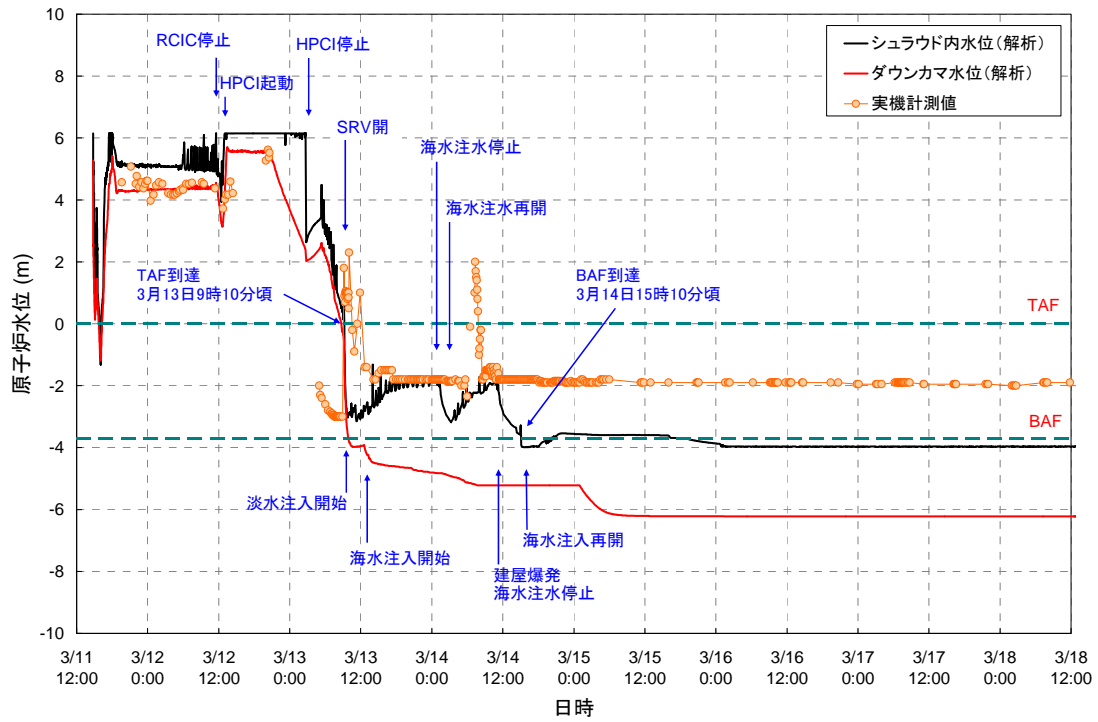


図 4-1 3号機 原子炉水位変化

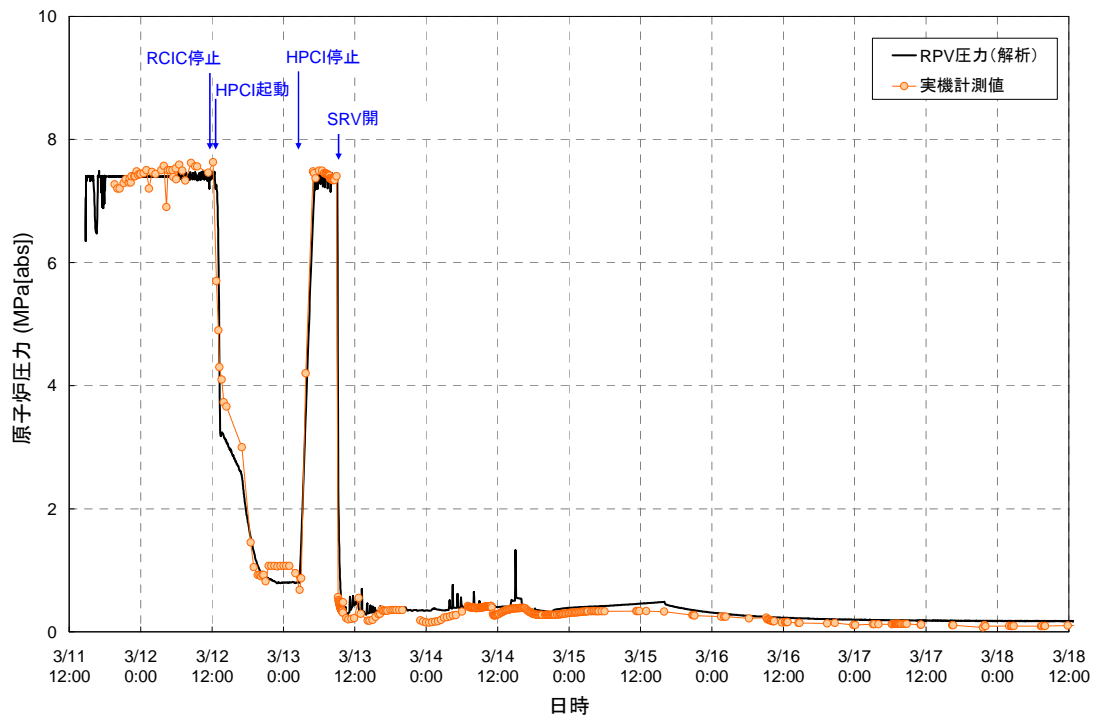


図 4-2 3号機 原子炉压力容器压力変化

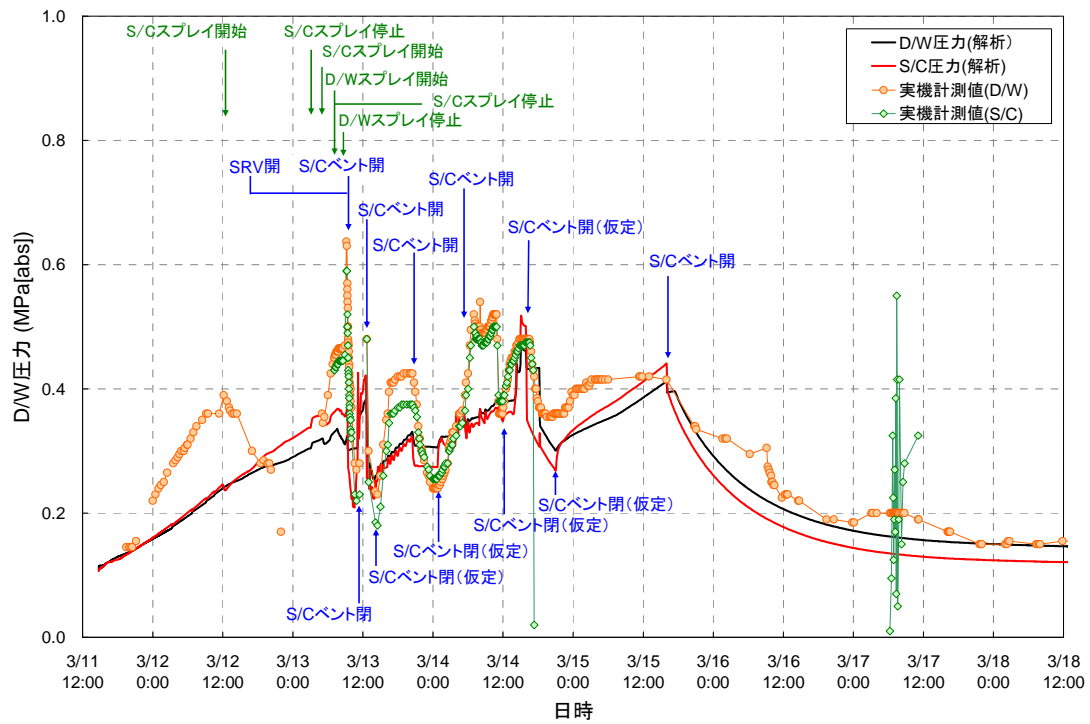


図 4-3 3号機 格納容器圧力変化

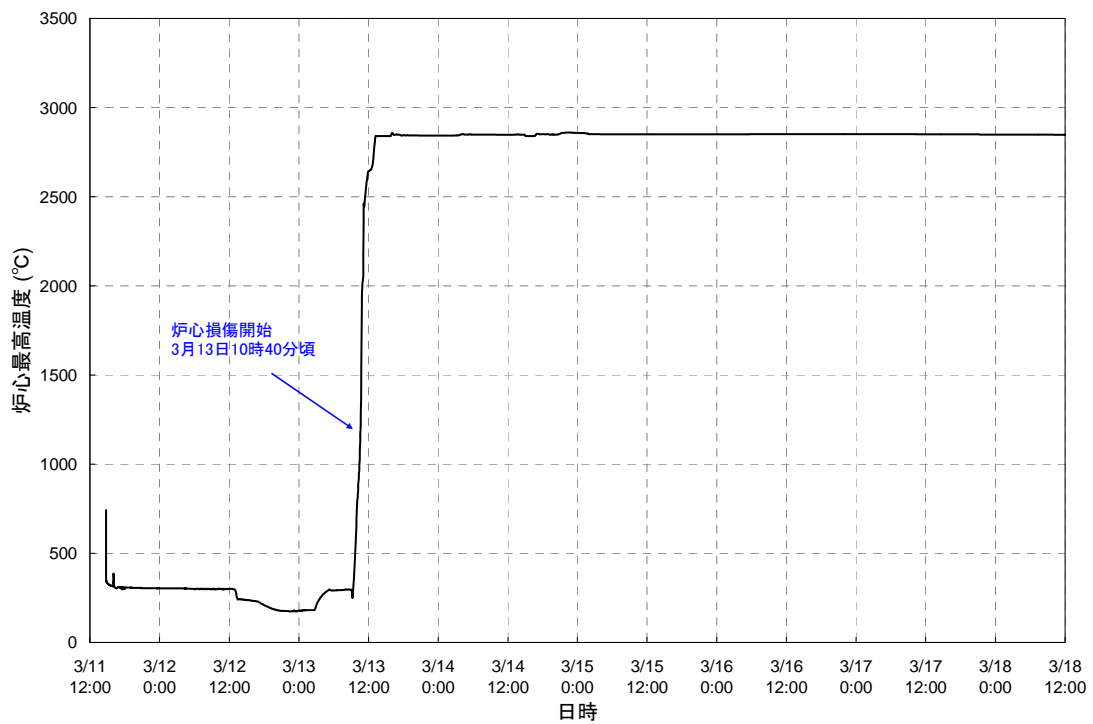


図 4-4 3号機 炉心温度変化

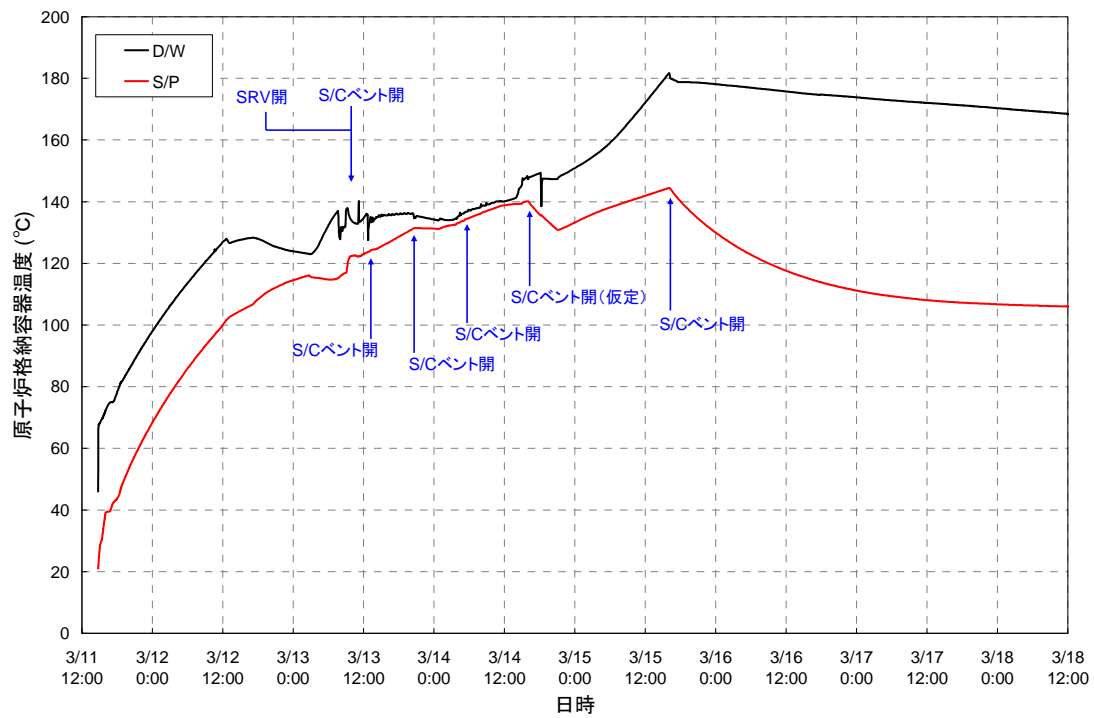


図 4-5 3号機 格納容器温度変化

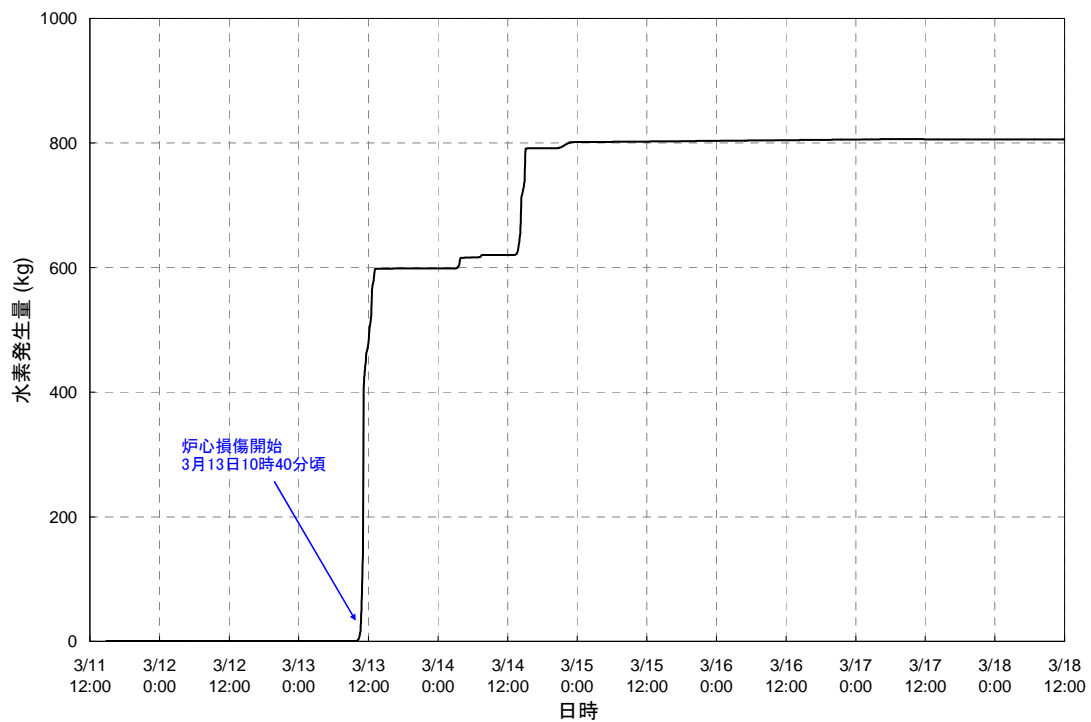


図 4-6 3号機 水素発生量変化

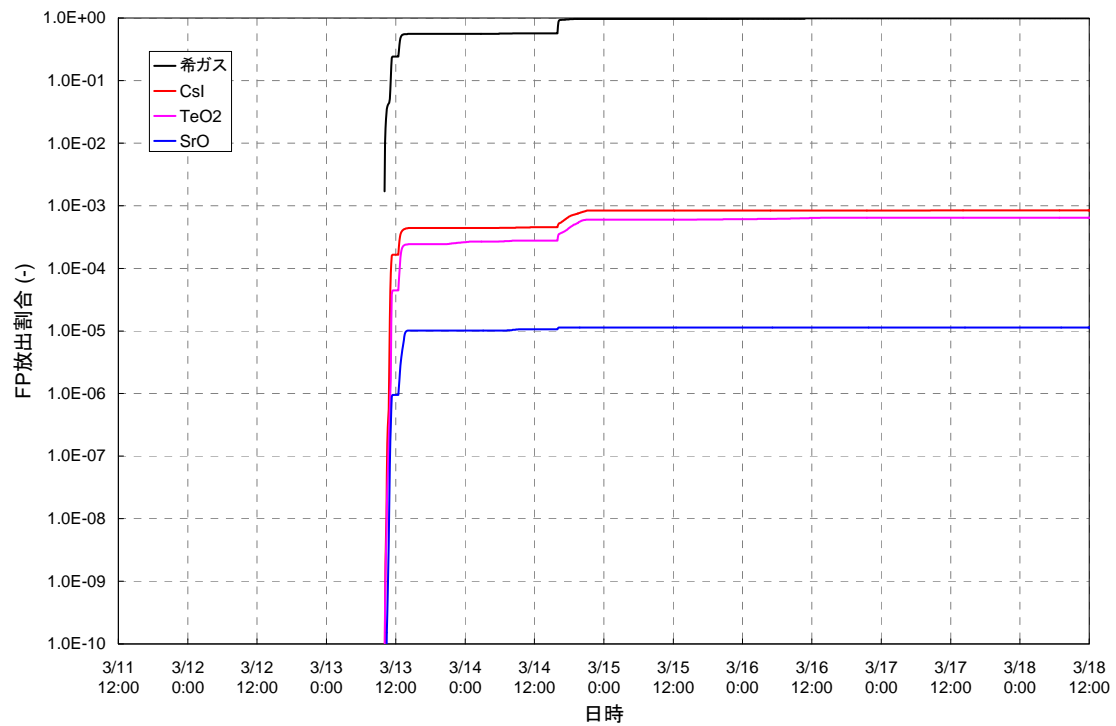


図 4-7 3号機 FP の放出割合 (1/3)

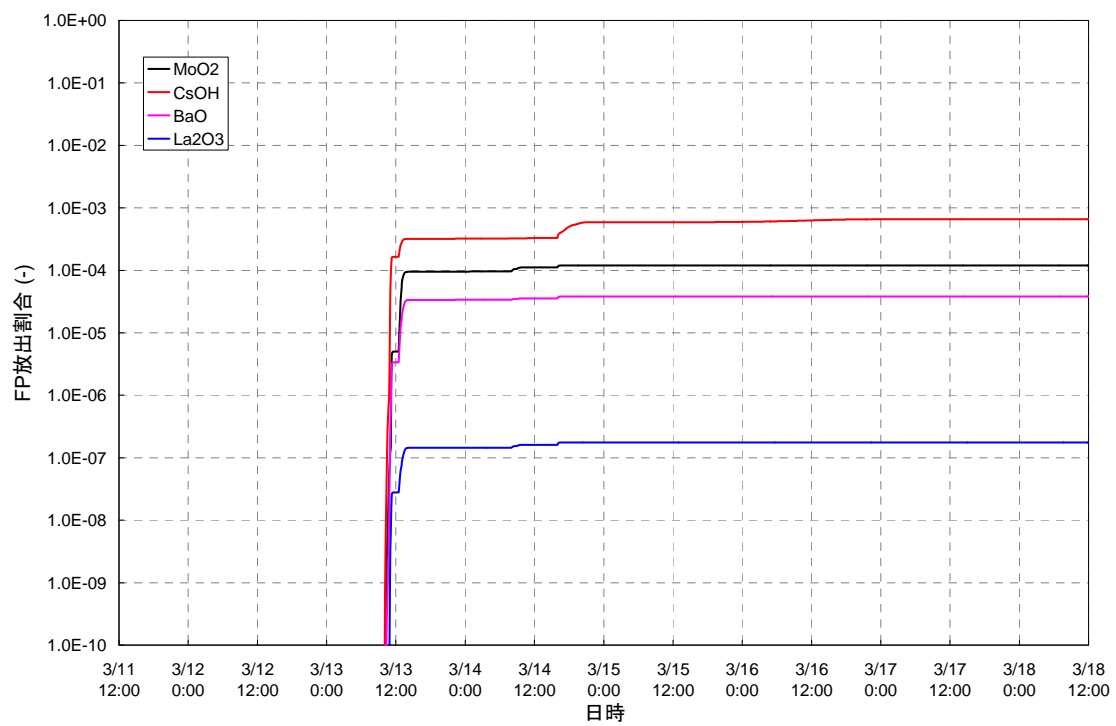


図 4-8 3号機 FP の放出割合 (2/3)

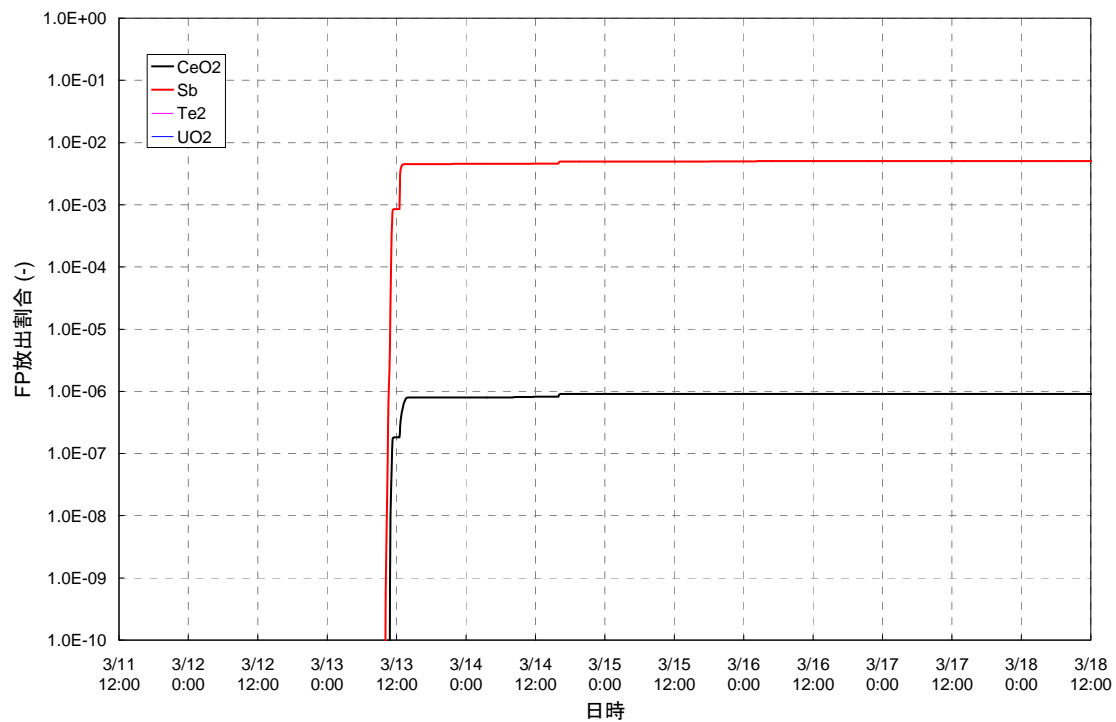


図 4-9 3号機 FP の放出割合 (3/3)

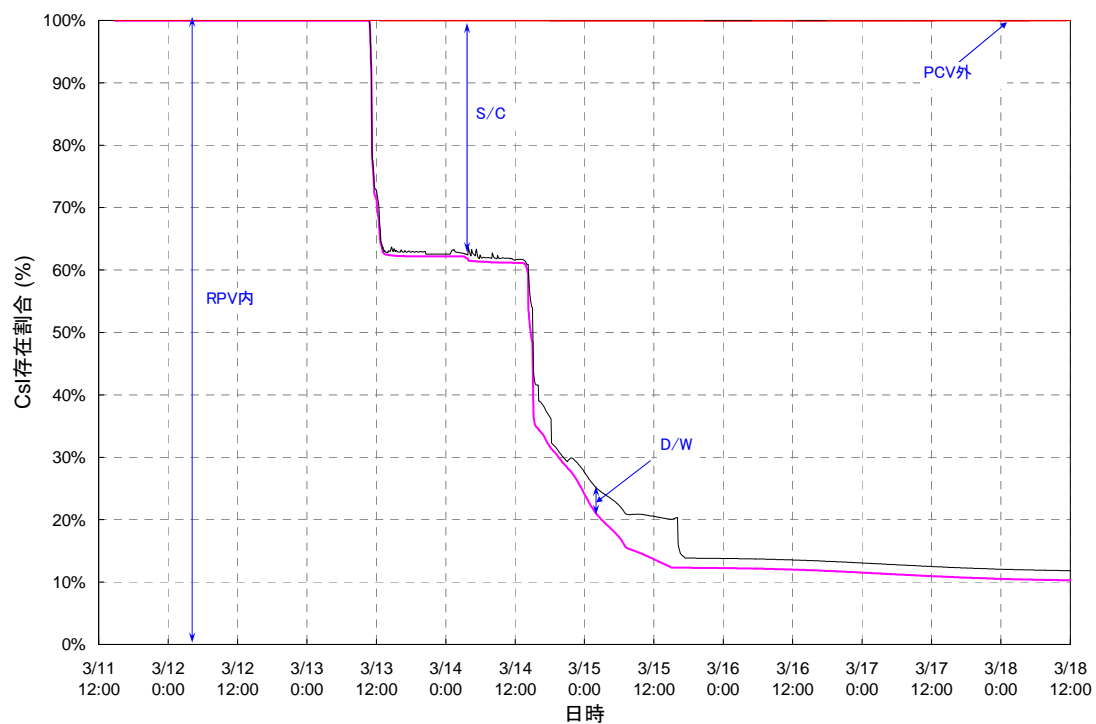


図 4-10 3号機 FP の存在割合 (1/2)

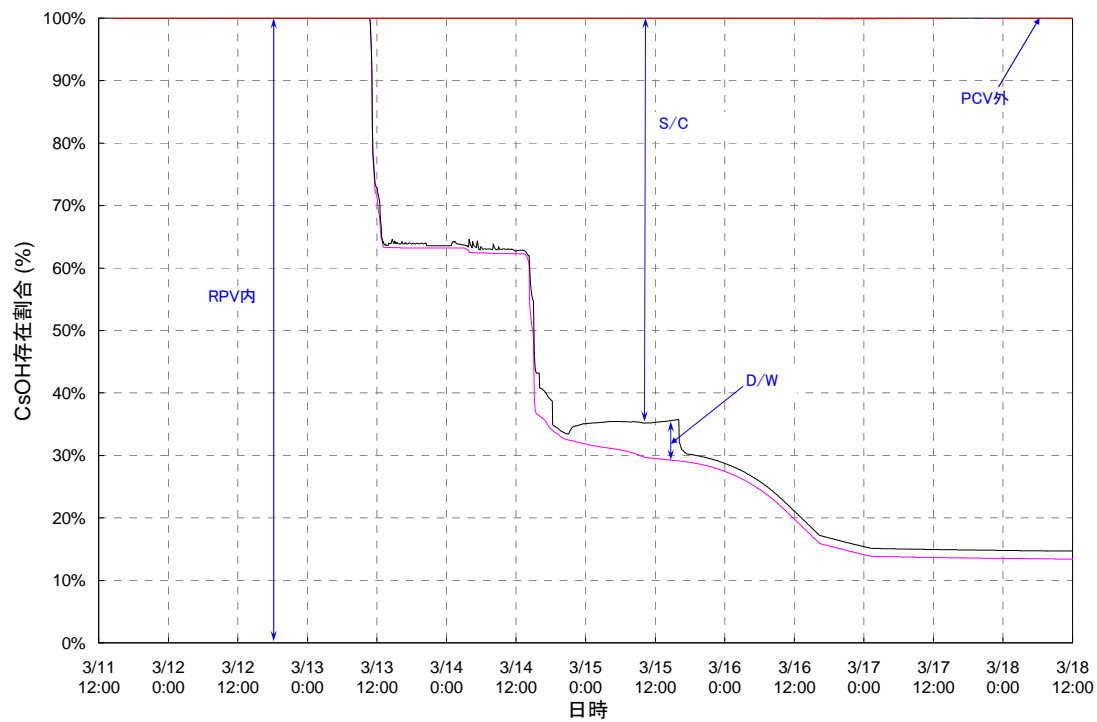
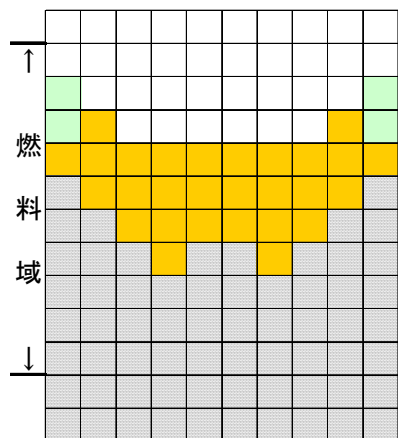
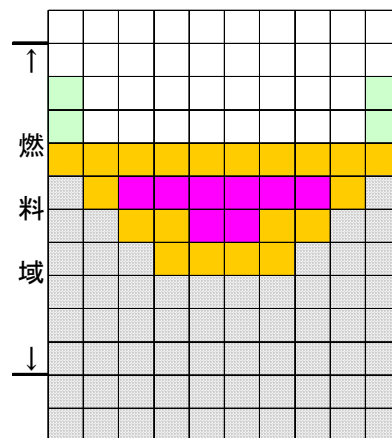


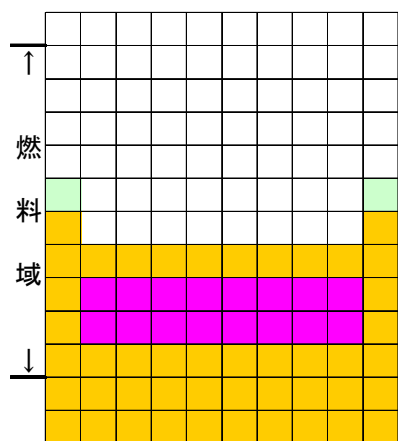
図 4-11 3号機 FP の存在割合 (2/2)



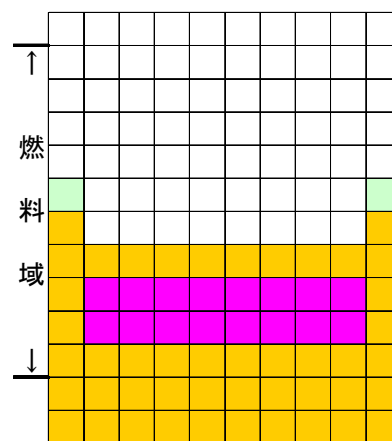
スクラム後 約 48 時間



スクラム後 約 72 時間



スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 168 時間

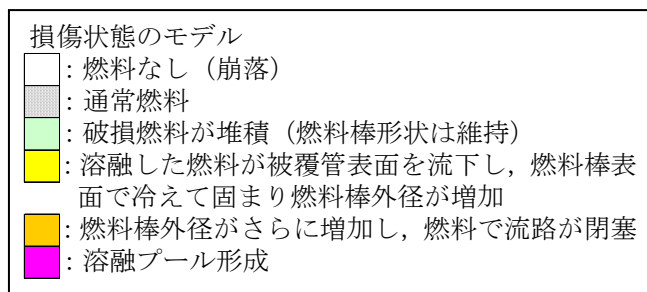


図 4-12 3号機 炉心の状態図

5. まとめ

今回の解析は、現時点で推定を含め、これまでに明らかになっている情報を元に、事故時のプラント挙動をできる限り再現出来るように解析条件を設定し、解析を実施したものである。ただし、現時点での MAAP コードは、シビアアクシデントの持つ現象の複雑さが非常に大きいため、事象を完全に再現出来るほどの解析能力を持っておらず、入力条件を厳密に設定したとしても必ずしも正しい結果が得られるわけではない。特に解析後半においては、元々の解析精度の限界に加え、解析前半での再現性を高めること等により発生する誤差が蓄積されることにより、結果的に従来よりも解析精度が悪化している可能性がある。

なお、政府・東京電力中長期対策会議は、同会議の下で、中長期ロードマップを実施するために必要な研究開発プロジェクト毎の検討・実施状況を共有・確認することにより、進捗管理を行う場として「研究開発推進本部」を設置している。その下部組織である、燃料デブリ取り出し準備ワーキングチーム／炉内状況把握・解析サブワーキングチームにおいて、シビアアクシデント解析コードの高度化に取り組むこととなっており、MAAP コードの高度化もその対象となっている。今後は、この活動の成果も活用して、解析精度の向上を図ることを想定している。

巻末に、参考として平成 23 年 5 月 23 日及び平成 23 年 12 月 22 日に報告した過去の解析結果を添付する。

添付資料 13 これまでに公表した解析結果

MAAP コードの概要

1. MAAP コードの特徴

MAAP コードは、米国電力研究所 (EPRI) が所有するシビアアクシデント解析コードであり、軽水炉の炉心損傷、原子炉圧力容器 (RPV) 破損、原子炉格納容器 (PCV) 破損からコア・コンクリート反応、放射性物質の発生・移行・放出に至る事故シーケンス全般の現象解析に用いることができる。コードシステムとしては、各事故過程のプロセスを個別に評価するモジュールを統合することで、一連の事故シーケンスを評価する構成となっている。また、実プラントに即した工学的安全施設や制御系がモデル化されているため、運転員操作を含むシステムイベントを扱うことができ、事故進展過程において炉心が冷却可能な状態で終息するか、あるいは PCV が破壊し核分裂生成物 (FP) が放出されるまでのシビアアクシデント解析を行うことができる。

MAAP コードは簡略化した形状や関連式等を使用する解析モデルに基づく“一点集中定数型近似モデル”に分類されるコードである。コード内では解析対象とする領域を“ボリューム”と呼ばれる体積要素に分割し、それらを“ジャンクション”と呼ばれる接合部で結合することで、質量及びエネルギー保存則に基づき領域内の 1 次元熱流動を評価する。炉心部では、崩壊熱及び化学反応による発熱と冷却材及び構造材への熱伝達のバランスから燃料温度を評価し、それに基づき燃料挙動 (燃料損傷・溶融・移動) を評価する。下部プレナムにデブリが移行した後は、RPV 破損評価を行い、それに基づき PCV への溶融燃料移行を判定する。PCV ではデブリによるコンクリート構造材の侵食及び化学反応等の物理化学現象を扱う。

表 1 に MAAP コードのモデル概要を、表 2 に解析モデル設定の概要をまとめる。また、RPV 内の評価モデル概要を図 1 に、PCV 内の評価モデル概要を図 2 に、RPV 内下部プレナムにおける評価モデルの概要を図 3 に示す。

2. 主な解析モデル

○ 原子炉施設解析モデル

MAAP コードの BWR Mark-I プラントの原子炉施設モデルを図 5 および図 7 に示す。RPV 内については、RPV 上部ヘッド、炉心上部構造物、炉心、下部プレナム、ダウンカム、及び再循環ループ等に分割される。また、PCV 内については、ペDESTAL、ドライウエル、ベント管及びウェットウエルに加え、PCV 外への気相放出を考慮するために環境を模擬するボリュームを設定する。各ボリューム間には気液流動を扱うためのジャンクションを設定し、RPV 上部ヘッドとウェットウエル間には逃がし安全弁 (SRV) を、ドライウエルとウェットウエル間には真空破壊弁を、また PCV から環境へのリークを模擬したジャンク

ションを設定する。RPV内の主要構造物（シュラウド、炉心支持板、RPV壁面、炉心上部構造物等）は、ヒートシンクとして設定する。RPV内、及びPCV内の水位は、水位体積テーブルを設定することで評価する。

○ 炉心部燃料挙動モデル

炉心部とは炉心支持板～燃料上部格子板を指し、燃料のヒートアップ及び燃料溶融挙動を取り扱うために、軸方向（13ノード：燃料有効部は10ノード）、及び径方向（5リング）のノード分割を行う。炉心部解析モデルでは被覆管過熱に伴う水-金属反応による発熱及び水素ガス発生を扱い、燃料温度上昇、破損、溶融に伴うキャンドリング、リロケーションを評価する。燃料形状については、溶融状況に応じて4つのタイプ（健全燃料～流路閉塞状態）を考慮し、冷却状況によりクラスト形成、炉心横方向へのデブリ移行、溶融プール形成を扱う。なお、炉心支持板部のノードが溶融温度に達した時点で、デブリの下部プレナム領域への移行を判定する。

○ 下部プレナムデブリ冷却モデル

下部プレナムに移行したデブリについては、冷却状況により溶融デブリプール、クラスト、溶融金属層、粒子状デブリの形態を区別する。下部プレナムでは、デブリから冷却材及び構造物材への熱伝達を評価するとともに、各種破損モード評価に基づくRPV破損判定を行う。RPV破損後は、デブリ及び冷却材のPCV下部への移行を評価する。

○ 格納容器内における物理化学現象評価モデル（コア・コンクリート反応モデル）

MAAPではPCV内での様々な物理化学現象を取り扱うことができるが、PCV下部（ペデスタル）に落下したデブリについては、コンクリート、冷却材への熱伝達、構造物材への輻射等を評価し、冷却状態によりコア・コンクリート反応を扱う。コア・コンクリート反応では、1次元の熱伝達モデルによりコンクリート侵食を扱い、それに伴うガス、FPエアロゾルの放出を評価する。

○ その他プラントモデル

非常用復水器(IC)、高圧注水系(HPCI)、原子炉隔離時冷却系(RCIC)、及び消火系注水についてはMAAPコードにモデル化されたものを使用し、作動条件、注水特性及び水源については、機器仕様書、運転操作記録及び計測データを基に設定する。

表1 MAAP コードの概要

項目	MAAP モデル	図1～3の番号との対応
体系のモデル化	ボリューム-ジャンクションでモデル化、炉心ノード分割（軸方向：13ノード/径方向：5リング）	
熱流動モデル	均質流モデル、ドリフトフラックスモデル、自然循環、蒸発/凝縮、フラッシング、臨界流モデル、気液対向流等	① 24 27 28 34 47 48
伝熱モデル	崩壊熱、燃料棒熱伝導、ヒートスラブ熱伝導、デブリ熱伝導、冷却材熱伝達、燃料-構造物間の熱輻射、溶融デブリ内の自然対流熱伝達、粒子状デブリからの熱伝達、圧力容器外冷却、圧力容器外熱損失、デブリ-RPV 壁面間ギャップ冷却等	③ ④ 15 16 20 29 31 32 33 51 52 55 56 57 58 59 60 62 64 65 66 68 69 71 74 80 81 82
炉心部燃料モデル	燃料ヒートアップ、水-金属反応（発熱、水素発生）、燃焼損傷、キャンドリング、リロケーション、炉心支持板破損等	① 9 17 50 53 54 72 73 74
下部プレナムデブリモデル	層状堆積（粒子状デブリ、金属層、溶融プール、クラスト）、RPV 破損（クリープ破損、デブリジェットアタック、金属層アタック、RPV 貫通配管溶融、壁面侵食）、溶融デブリ-冷却材相互作用（デブリエントレインメント）、水-金属反応（発熱、水素発生）等	11 13 14 61 63 67 70 75 76 77 78 79
格納容器モデル	溶融炉心高圧飛散、ガス移行、水素爆発、冷却材プール Ph 履歴、FP エアロゾル挙動（蒸発、凝集、沈着、拡散、熱泳動、沈降、フィルタ、プールスクラビング他）等	26 30 35 41 44
コア・コンクリート反応モデル	クラスト成長/消滅、コア・コンクリート反応（コンクリート侵食、ガス、FP エアロゾル放出）等	36 37 38 42 43
プラントモデル	炉内コンポーネント、制御系、主蒸気系、給水系、注水設備（IC、RCIC、HPCI、LPCI、CS、消火系注水他）、弁（SRV、MSIV、真空破壊弁、ラプチャディスク）、PCV ベント、水源（CST、S/P、FP）、格納容器クーラ、RHR、SCS、リコンバイナ、イグナイタ等	② ③ ⑤ ⑥ ⑦ 13 21 22 23 24 25 28 39 40 46 49
その他	核分裂生成物崩壊（RPV 内/PCV 内）、LOCA 時破断モデル	⑧ 12 13 45

表 2 MAAP コード解析モデル設定の概要

項目	解析モデル設定等
金属-水反応	Zr 酸化：Cathcart モデルもしくは Baker-Just モデル SUS 酸化：White's parabolic equation モデルもしくは ANL モデル
被覆管破損判定	破損判定温度：1000 [K]
燃料溶融	溶融物落下条件：炉心構成物質の各融点あるいは混合物質の平均溶融温度 共晶反応モデル：UO ₂ -Zr(O), SUS-Zr, B ₄ C-Steel, B ₄ C-Steel-Zr 溶融温度： <ul style="list-style-type: none"> ・ 被覆管（ジルカロイ）：2125 [K] ・ 二酸化ウラン：3113 [K] ・ SUS 構造物：1700 [K] ・ 制御材（B4C）：2700 [K]
炉心支持版破損	破損温度：1650 [K] 破損口サイズ：0.01 [m ² /径方向リング] [(Ring 毎→5Ring 全部破損すると 0.05 [m ²)]
下部プレナム	落下溶融物の粒子化：Ricou-Spalding 相関式を適用したジェットブレードアップモデル 粒子状堆積デブリ冷却：ドライアウト熱流束に関する Henry の相関式 デブリ-RPV ギャップ冷却：CHF ギャップ沸騰モデル クリープ破損判定：Larson-Miller パラメータ CRD チューブ脱落判定：メカニスティックモデル 破損口サイズ（CRD チューブ脱落）：半径 7.6 [cm] 破損口サイズ（計装配管逸出）：半径 2.5 [cm]
コア・コンクリート反応	デブリ-溶融コンクリート混合：考慮する コンクリート溶融温度：1500[K] デブリ溶融プール-クラスト間の熱伝達係数：対流熱伝達率 (下方向/横方向) 堆積デブリ上の冷却材への熱流束：Kutateladze の限界熱流束相関式 コンクリートの種類：玄武岩系コンクリート
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 モデル

BWR Primary System Modeling

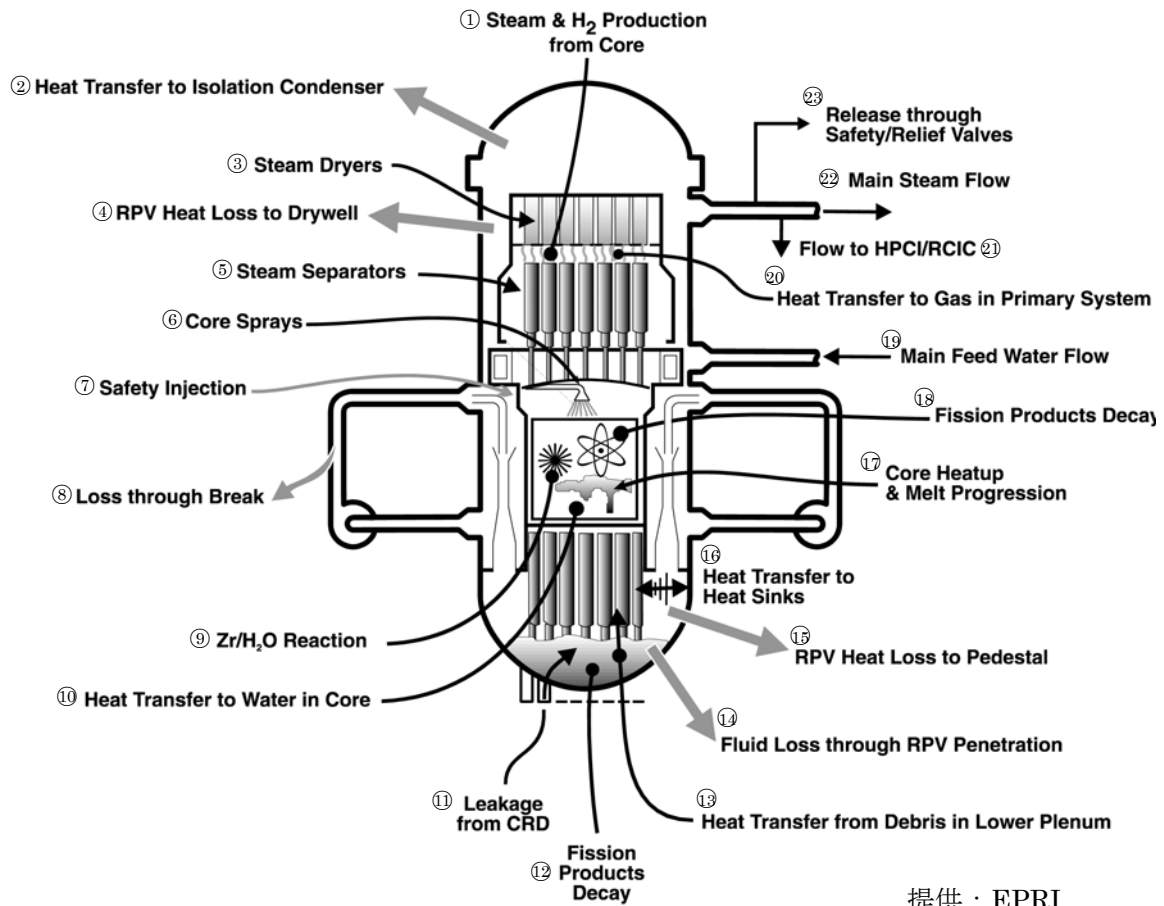
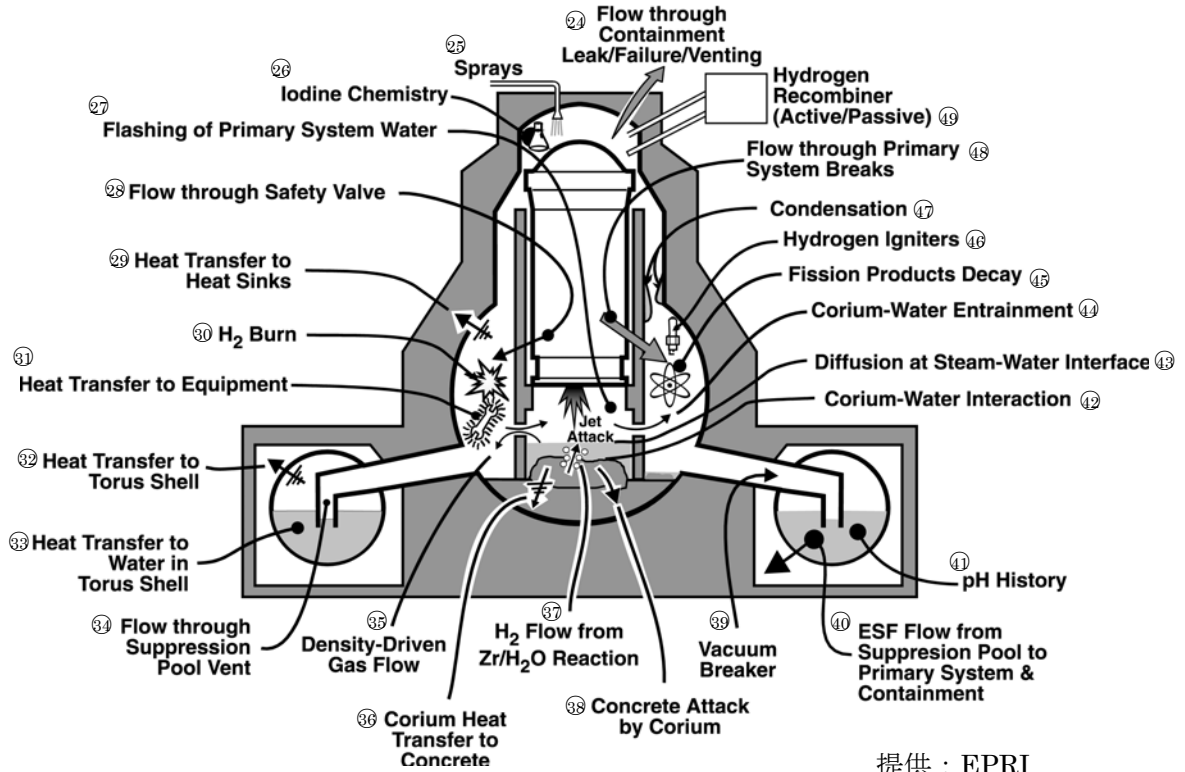


図1 MAAP 原子炉圧力容器内モデルの概要

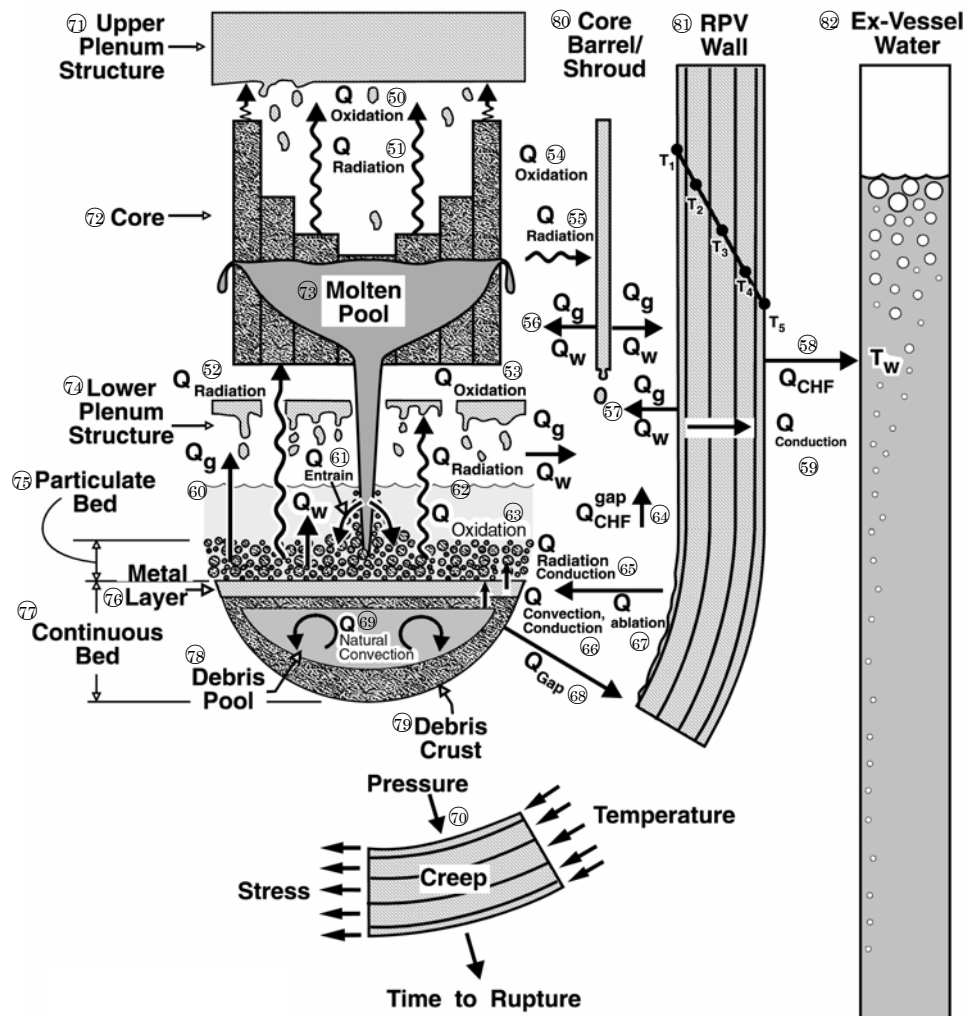
BWR Containment Modeling

(Mark I, II, and III Configurations)



提供：EPRI

図 2 MAAP 原子炉格納容器内モデルの概要



提供：EPRI

図3 MAAP 原子炉压力容器下部プレナムモデルの概要

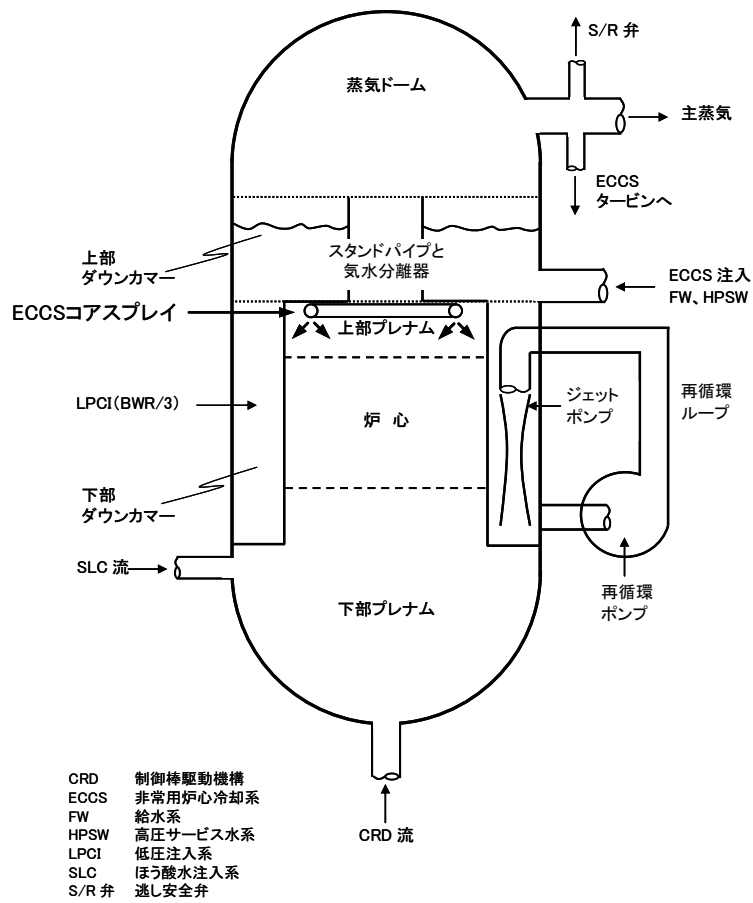
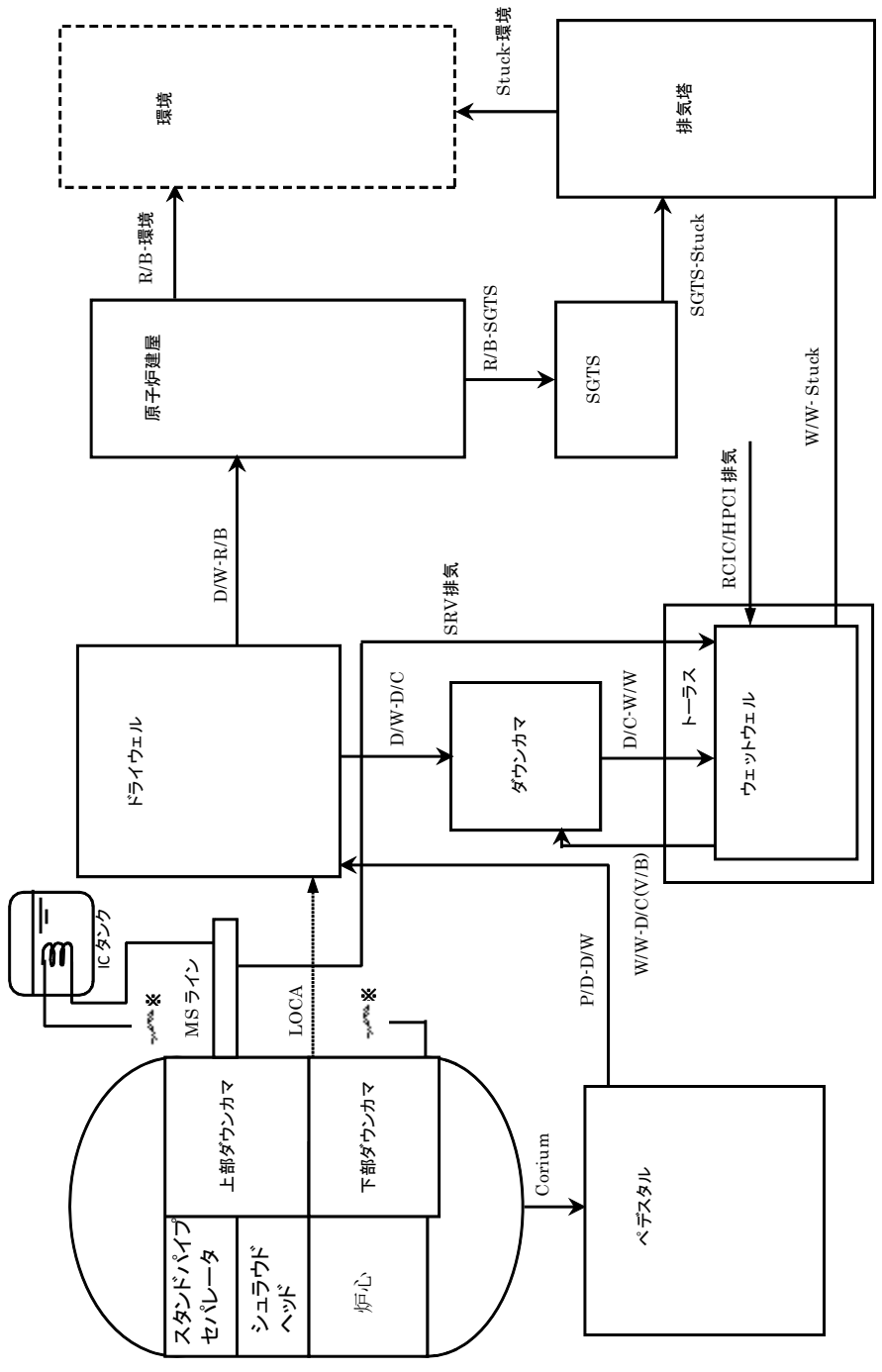


図 4 MAAP 原子炉圧力容器モデルの概要 (1F-1)



(注)D/W:ドライウエル, P/D:ベデスタル, W/W:ウエットウエル, D/C:ダウンカマ, R/B:原子炉建屋, V/B:Vacuum Breaker

図5 MAAP 格納容器 (Mark-I) モデルの概要 (1F-1)

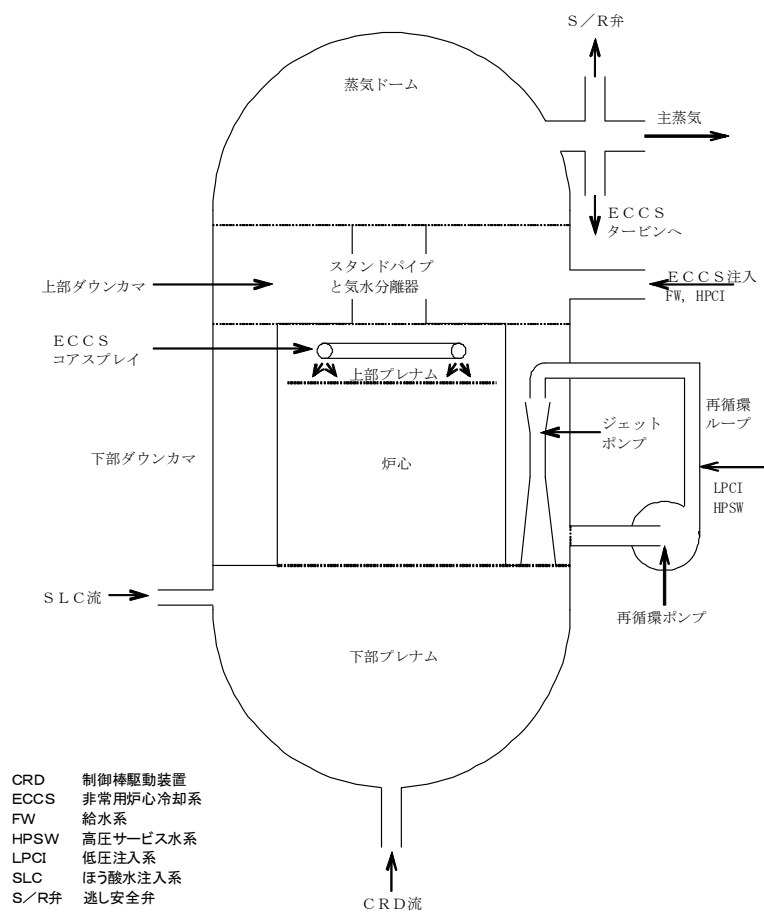
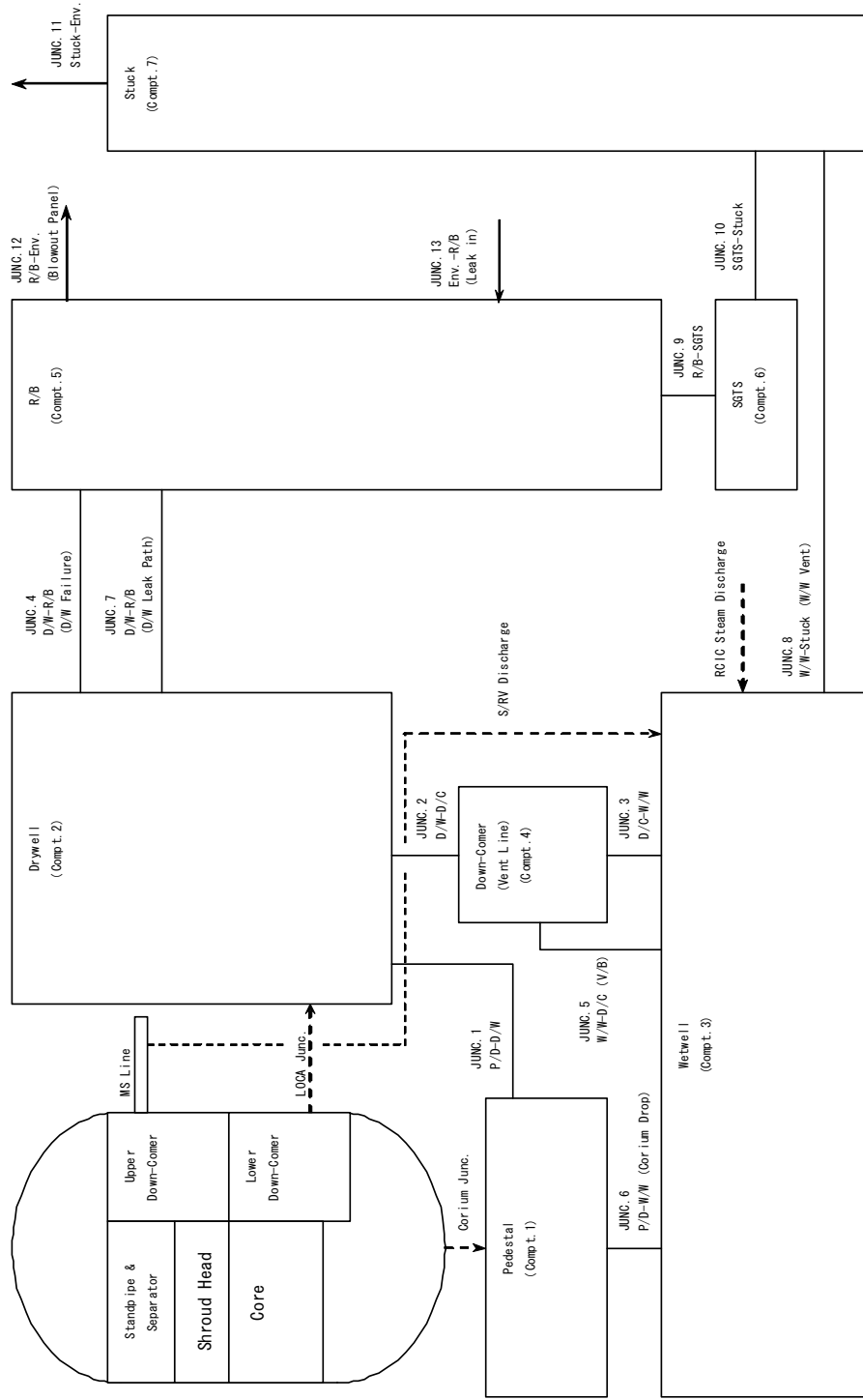


図 6 MAAP 原子炉圧力容器モデルの概要 (1F-2, 3)



(注) D/W: Drywell, P/D: Pedestal, W/W: Wetwell, D/C: Down-Comer, R/B: Reactor Building, V/B: Vacuum Breaker

図 7 MAAP 格納容器 (Mark-I) モデルの概要 (1F-2, 3)

1 号機 時系列比較表

前回 (H23.5 時点) の時系列			今回の時系列			備考
日付	時刻	事象	日付	時刻	事象	
3/11	14:46	地震発生	3/11	14:46	地震発生	—
	14:46	原子炉スクラム		14:46	原子炉スクラム	—
	14:47	MSIV 閉		14:47	MSIV 閉	—
	14:52	IC(A) (B)自動起動		14:52	IC(A) (B)自動起動	—
	15:03 頃	IC(A)停止		15:03 頃	IC(A)停止	—
	15:03 頃	IC(B)停止		15:03 頃	IC(B)停止	—
	—	—		15:07	CCS 系トールラスクーリング(A)インサービス	事象イベントをよりよく模擬するために追加
	—	—		15:10	CCS 系トールラスクーリング(B)インサービス	事象イベントをよりよく模擬するために追加
	15:17	IC(A)再起動		15:17	IC(A)再起動	—
	15:19	IC(A)停止		15:19	IC(A)停止	—
	15:24	IC(A)再起動		15:24	IC(A)再起動	—
	15:26	IC(A)停止		15:26	IC(A)停止	—
	15:32	IC(A)再起動		15:32	IC(A)再起動	—
	15:34	IC(A)停止		15:34	IC(A)停止	—
	15:37	全交流電源喪失		15:37	全交流電源喪失	—

	18:10	IC(A)系 2A, 3A 弁開 / 蒸気発生確認		18:18	IC(A)系 2A, 3A 弁開 / 蒸気発生確認	正しい日時に訂正。
	18:25	IC(A)系 3A 弁閉		18:25	IC(A)系 3A 弁閉	—
	21:19	IC について、ディーゼル駆動消火ポンプ (DDFP) からのラインナップ実施		20:50	原子炉代替注水ラインが完成し、ディーゼル駆動消火ポンプ (DDFP) を起動 (減圧後に注水可能な状態)	最新の時系列の反映。
	21:30	IC 3A 弁開		21:30	IC 3A 弁開 / 蒸気発生確認	—
	21:35	IC について、DDFP から供給中				最新の時系列の反映。
3/12	1:48	IC について、DDFP を確認したところ、燃料切れでなくポンプ不具合により供給停止	3/12	1:25	DDFP 停止を確認	—
	—	—		4:00 頃	淡水注水 (1300 リットル)	最新の時系列の反映。
	5:46	消防ポンプによる淡水注水を開始		5:46	消防ポンプによる淡水注水を再開	—
	14:30	格納容器ベントについて、10:17 圧力抑制室側 AO 弁操作を実施し、14:30 に格納容器圧力低下を確認		14:30	格納容器ベントについて、10:17 圧力抑制室側 AO 弁操作を実施し、14:30 に格納容器圧力低下を確認	格納容器圧力の低下から 14:30 に格納容器ベントがなされたことを判断したが、解析上では実測された格納容器圧力の推移にあっては 14:11 にベント弁開を仮定した。
	14:49	格納容器ベント弁閉止		15:03	格納容器ベント弁閉止	解析上、実測された格納容器圧力の推移にあっては 15:03 にベント弁閉を仮定した。

14:53	淡水注水終了	14:53	淡水注水完了	—
15:36	1号機原子炉建屋の爆発	15:36	1号機原子炉建屋の爆発	—
20:20	海水による注水を開始	19:04	海水による注水を開始	—

1号機燃料域水位計の挙動による推定について

1. 水位計の測定原理

BWRプラントで採用している「凝縮層方式」の燃料域水位計は、図1に示すように、基準面器に常に水位を形成し、水頭 H_s が一定の値となるようにして、二つの配管（基準面器側配管、炉側配管）の差圧（ $H_s - H_r$ ）を計測することにより原子炉水位を計測する構成となっている。

そのため、基準面器側配管の水位が蒸発等により減少すると、一定であるはずの H_s が小さくなるが、計測しているのは差圧であるため、 H_r が大きくなったことと区別がつけられない。その結果、見かけ上原子炉水位の指示値は上昇することとなる（図2参照）。図3にドライウェル（以下、D/W）内における燃料域水位計計装配管内水位のみが低下した場合、原子炉水位は最大で図中の L_1 分（約7m）高めに指示をする可能性がある。また、同様の理由により炉側の計装配管内水位のみが低下した場合は、最大で図中の L_2 分（約3.3m）低めに指示をする可能性がある。なお、D/W外の配管については周囲の温度が低く保たれ、水位はほとんど変化しないものと考えられる。

2. 解析における仮定の設定について

これまでに公表した解析結果（平成23年5月23日に公表したMAAPコードによる解析結果）では原子炉水位が有効燃料底部（以下、BAF）に到達した以降において、燃料域内で原子炉水位は形成されていないと推定される期間であるにもかかわらず、実際の燃料域水位計A系の指示値は11日21時30分に有効燃料頂部（以下、TAF）+0.45mを示し、その後注水していないにもかかわらず指示値は上昇した（図4参照）。このことから燃料域水位計A系を復旧した21時30分の時点ですでに基準面器側配管の水位が低下していた可能性が考えられる（図5-1参照）。

基準面器側配管の水位が低下する要因としては原子炉压力容器の気相漏えいが考えられる。これによりD/W内に蒸気が流入し、D/W気相温度が上昇することで配管内の水は加熱される。また漏えいにより原子炉压力容器が減圧されれば、計装配管内の水の飽和温度は下がるため、より蒸発しやすい状況となる。

原子炉压力容器からD/Wへの気相漏えいが想定される箇所としては、炉内核計装のドライチューブ（図6参照）や主蒸気配管フランジのガスケット部等が挙げられる。炉内核計装のドライチューブは燃料が高温になることに伴い損傷する可能性がある。また、主蒸気配管フランジのガスケットは450°C程度の温度環境でシール機能を喪失する可能性がある。そこで今回の解析においては、炉

心損傷が開始したタイミングおよび炉内ガス温度が 450℃となったタイミングでそれぞれ原子炉压力容器気相部からの漏えい (0.00014m²、0.00136m²) を仮定した。

(参考) 燃料域水位計指示値の変化の原因について

燃料域水位計 A 系は 11 日 21 時 30 分に TAF+0.45m を示した後、22 時 20 分にかけて微増し TAF+0.59m を示した。22 時 20 分から 23 時 24 分まで TAF+0.59m で一定を指示し、12 日 0 時 30 分に TAF+1.3m に上昇した後 6 時 30 分頃まで一定値を示した。一方、燃料域水位計 B 系は 12 日 1 時 55 分に TAF+0.53m を示した後ほぼ一定値を示した。その後、原子炉燃料域水位計 A 系および B 系の水位は 12 日 6 時 30 分頃に減少に転じ、同日 12 時 30 分頃以降は再びほぼ一定値を示した。この期間の原子炉水位及び燃料域水位計配管の状態について以下に推察する。

(1) 11 日 21 時 30 分から 12 日 0 時 30 分までの水位計指示値

すでに述べたように津波到達後に燃料域水位計 A 系の指示値で TAF+0.45m の水位が得られた 11 日 21 時 30 分には、実水位は BAF 以下になっていると考えられるため、その時点ですでに基準面器側配管の水位が低下していたものと考えられる (図 5-1)。この時間帯に見られる水位上昇は、注水をしていないことから基準面器側配管内の水が蒸発により徐々に失われたことが原因と考えられる。

MAAP 解析においては、この時間帯までにすでに燃料溶融が生じていること、炉内ガス温度が高温になっていることから原子炉压力容器の気相漏えいが発生し易い状況であったと考えられる。漏えいが生じ D/W の気相温度が上昇することで基準面器側配管内の水の温度が飽和温度以上に達し蒸発すれば水位計の指示値は上昇する。

22 時 20 分以降、燃料域水位計 A 系の指示値が一定値を示したのちに上昇する原因については特定できてはいないが、原子炉压力容器の気相漏えいが生じていたとすれば格納容器温度および原子炉圧力が変化することで、基準面器側配管内の水の温度および飽和温度は変動的であったものと考えられる。

(2) 12 日 0 時 30 分から 6 時 30 分頃の水位計指示値

ここでは基準面器側計装配管内の水位が格納容器 (以下、PCV) 貫通部の位置まで低下し、一方、原子炉の水位も BAF を下回り、炉側配管タップ位置 (TAF 約 -5.5m) 付近となることで、水位変動は検出されずに、高めの指示値一定で推移した可能性が考えられる (図 5-2 参照)。今回の MAAP 解析上は 12 日の 1

時 50 分頃に原子炉圧力容器が破損する結果となっているが、炉心損傷後の溶融燃料のリロケーションのような複雑な現象の模擬には限界があり、事象進展は解析コードのモデルに依存するものと考えられる。したがって解析結果は必ずしもこの時間帯に原子炉圧力容器が破損したことを示すものではないものと考ええる。

なお、原子炉水位 B 系の指示値が A 系より 0.80m 程度低めの指示をしているのは、燃料域水位計 B 系の基準面器側計装配管の D/W 内の引き回しは A 系より水平方向に 3m 程度長く、燃料域水位計 B 系の方が計装配管内の水のインベントリが多いことにより基準面器側の計装配管内の水位が低下しにくいことが要因のひとつとして考えられる。

(3)12 日 6 時 30 分以降の水位計指示値

ここでは、原子炉圧力容器の破損により燃料がペDESTALへ落下するなどの事象により、格納容器温度が上昇することに伴い、炉側配管の水の蒸発が開始し、D/W 貫通部までの炉側配管内の水が蒸発したと考えられる（図 5-3 参照）。これにより、基準面器側配管と炉側配管の差圧は大きくなるので、原子炉圧力容器内の実水位とは無関係に水位指示値は減少する。

12 日 12 時 30 分頃に計装配管内の水面の変動が収束したことで、以降一定値を示しているものと考ええる。

以上

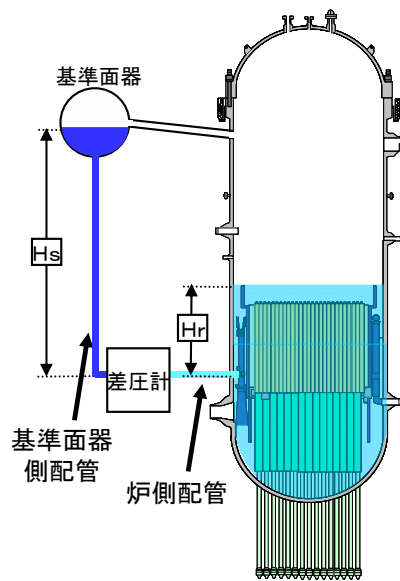


図 1 燃料域水位計の概略図

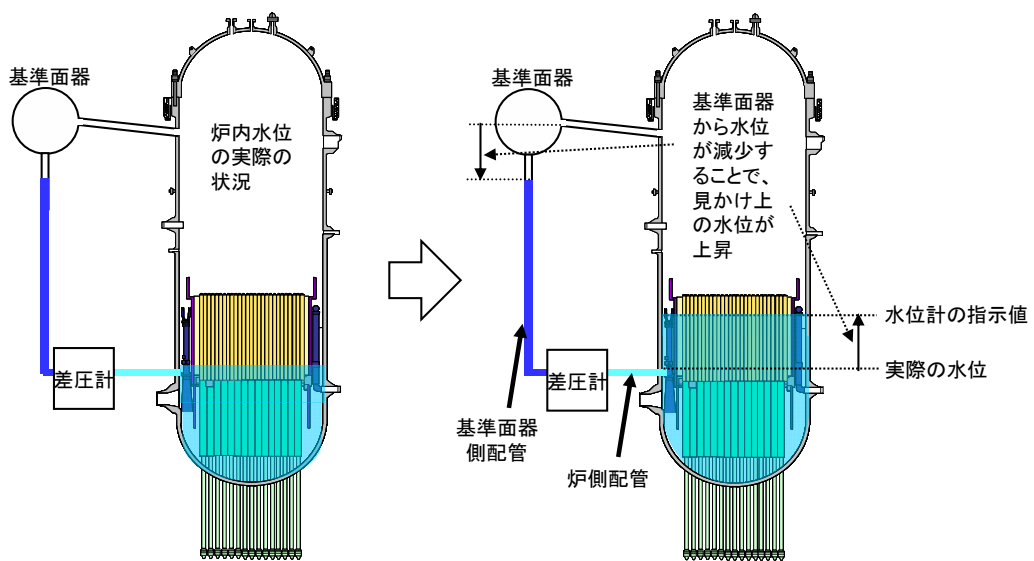


図 2 計装配管内の水位低下に伴う燃料域水位計の指示値について

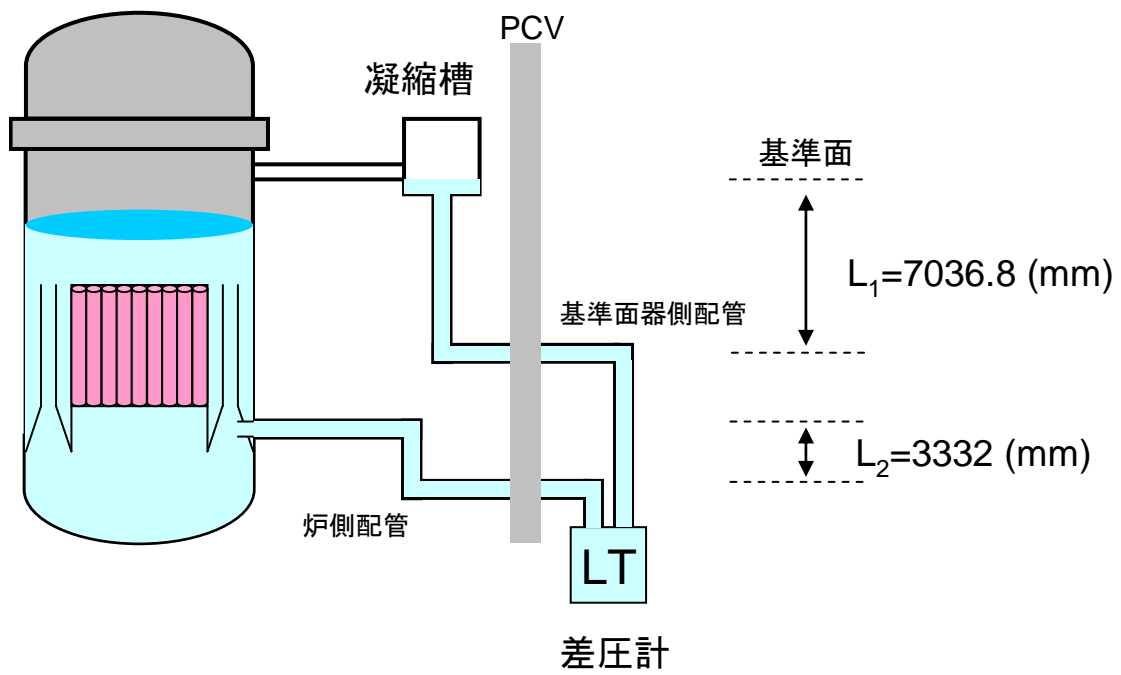


図3 燃料域水位計装配管のD/W内垂直方向長さ

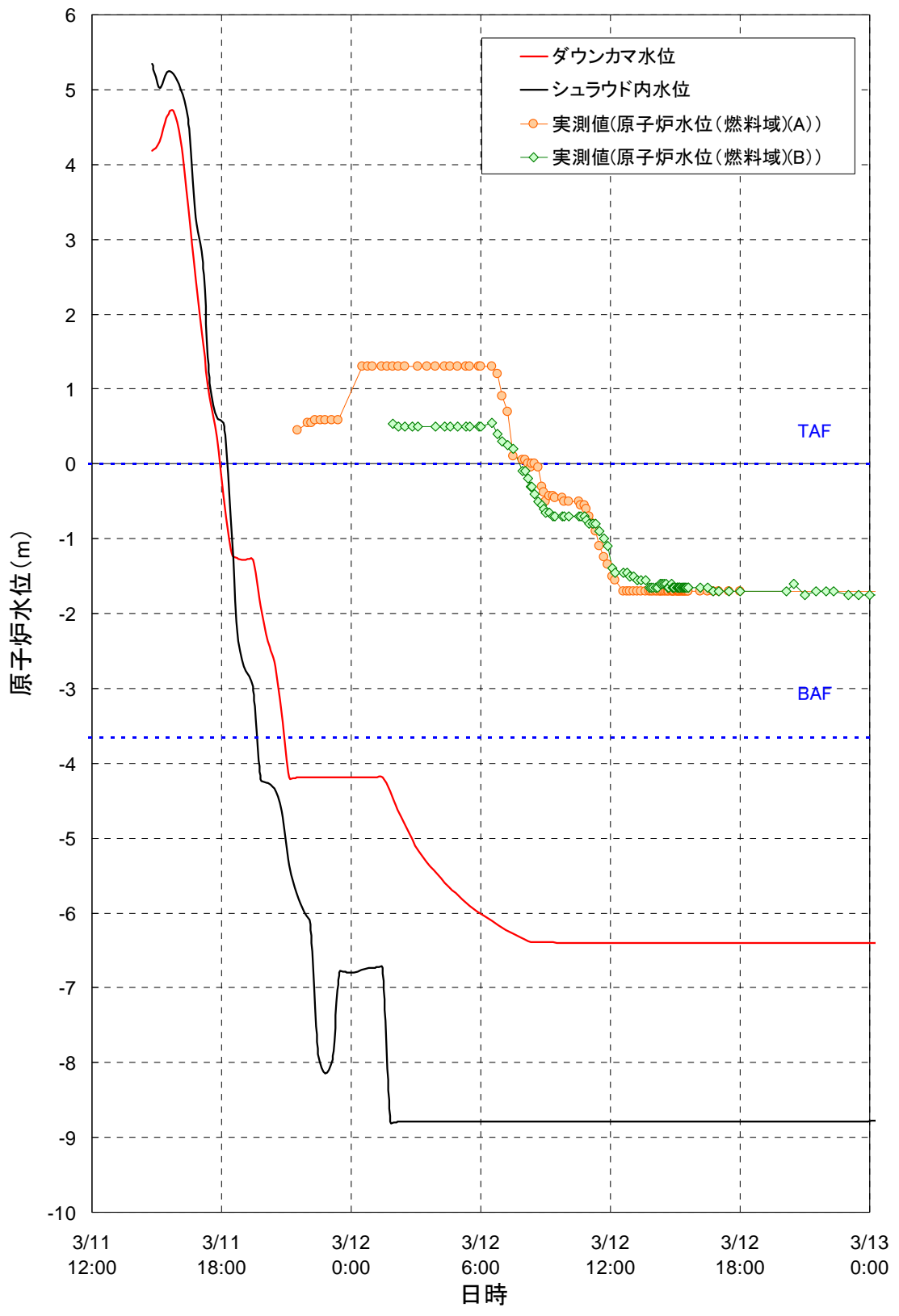


図4 燃料域水位計挙動

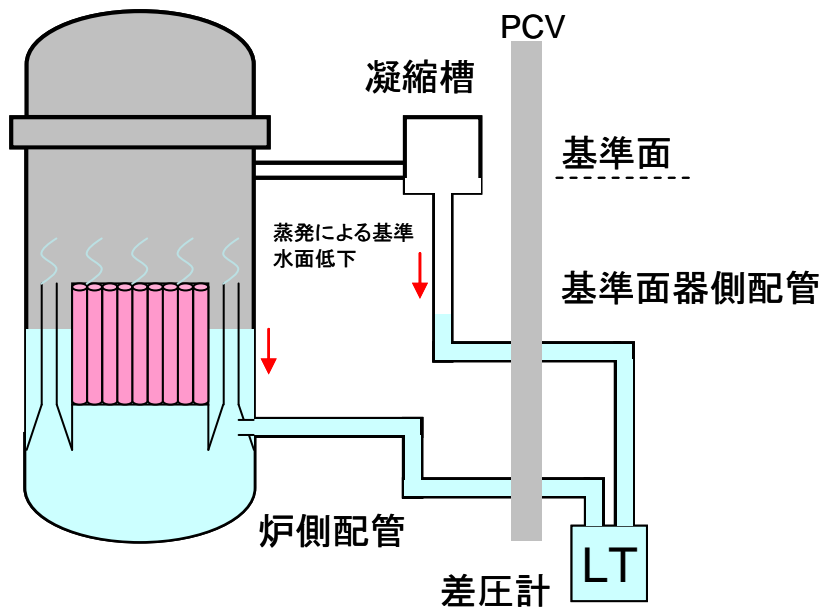


図 5 - 1 原子炉水位および燃料域水位計挙動
【 11 日 21 時 30 分から 12 日 0 時 30 分頃まで 】

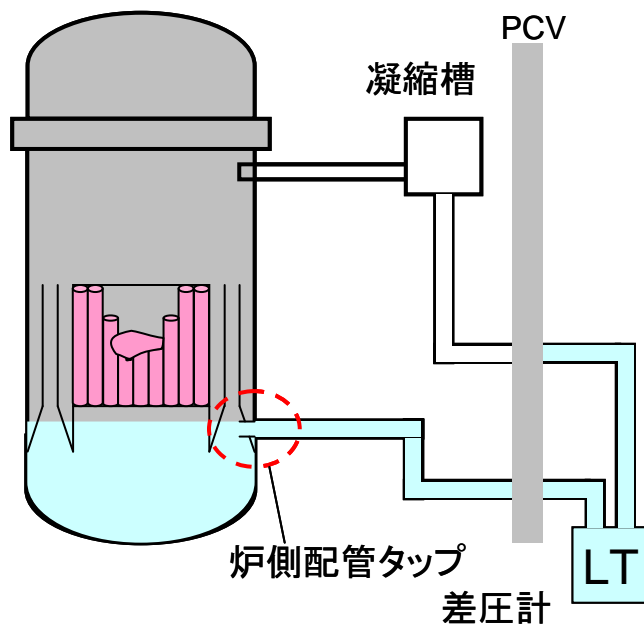


図 5 - 2 原子炉水位および燃料域水位計挙動
【 12 日 0 時 30 分頃から 6 時 30 分頃まで 】

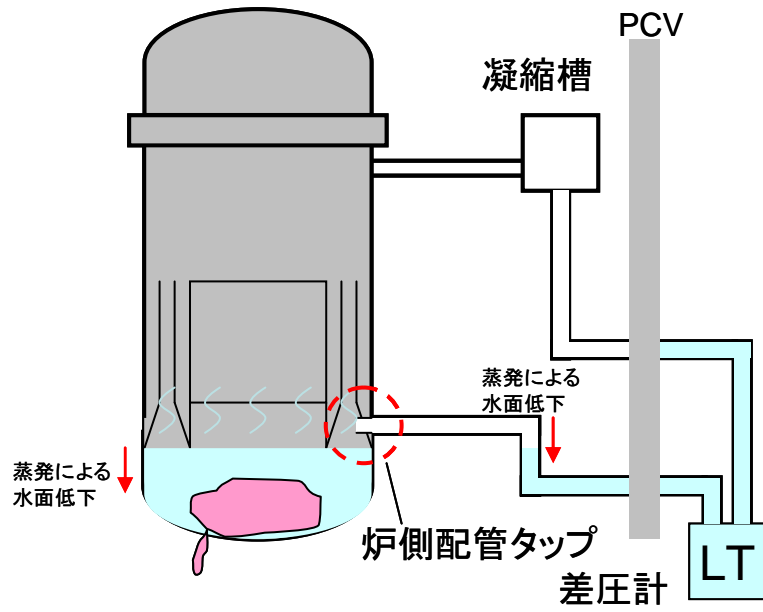


図 5 - 3 原子炉水位および燃料域水位計挙動
【 6時30分頃以降 】

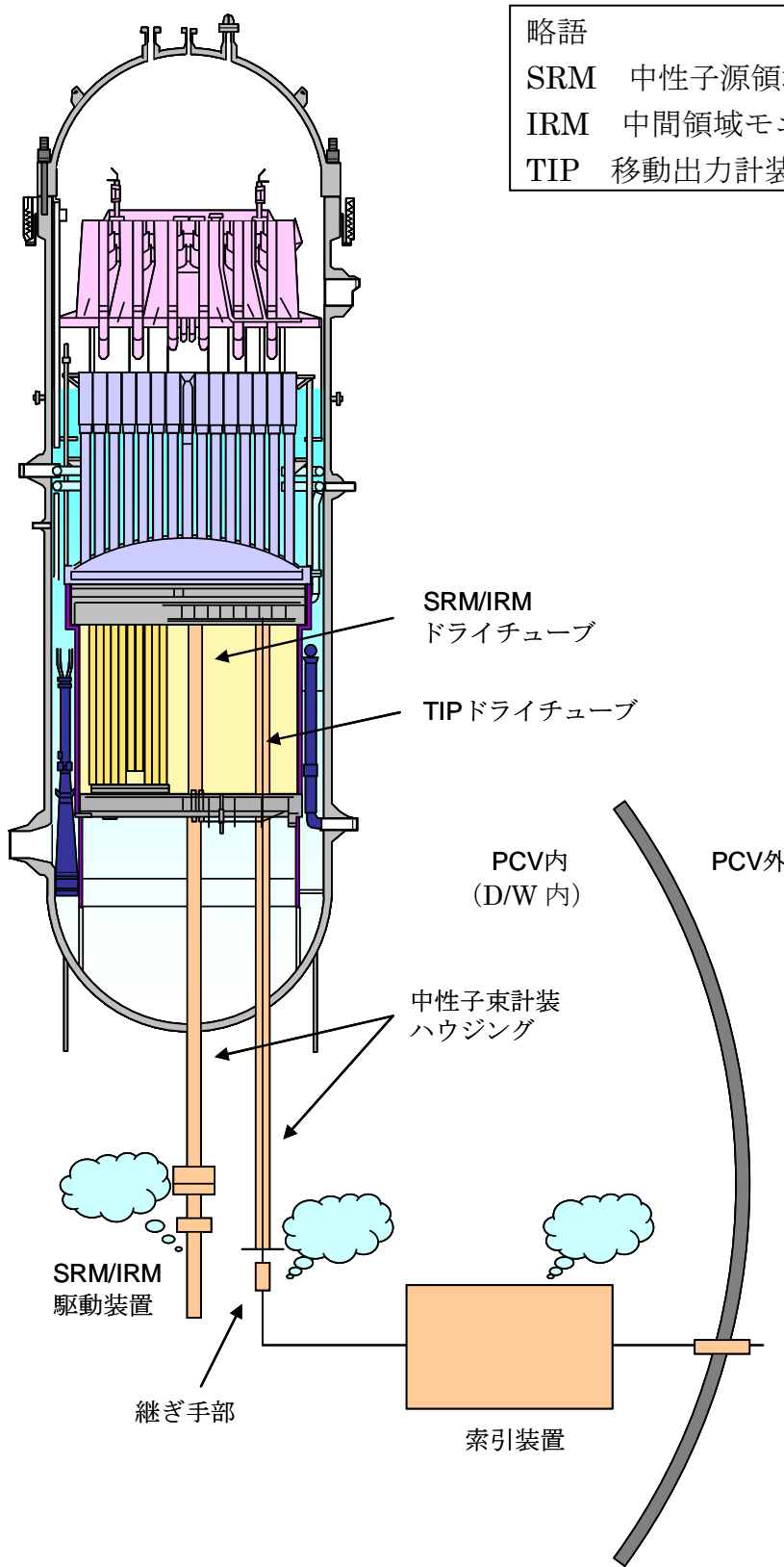


図6 炉内核計装からの漏えいパス

1号機 MAAP 解析における注水量の設定について

1号機 MAAP 解析における原子炉への注水量の入力値については、これまでに公表した操作実績をもとに、平均の注水流量を超えないように設定した（図 1 参照）。

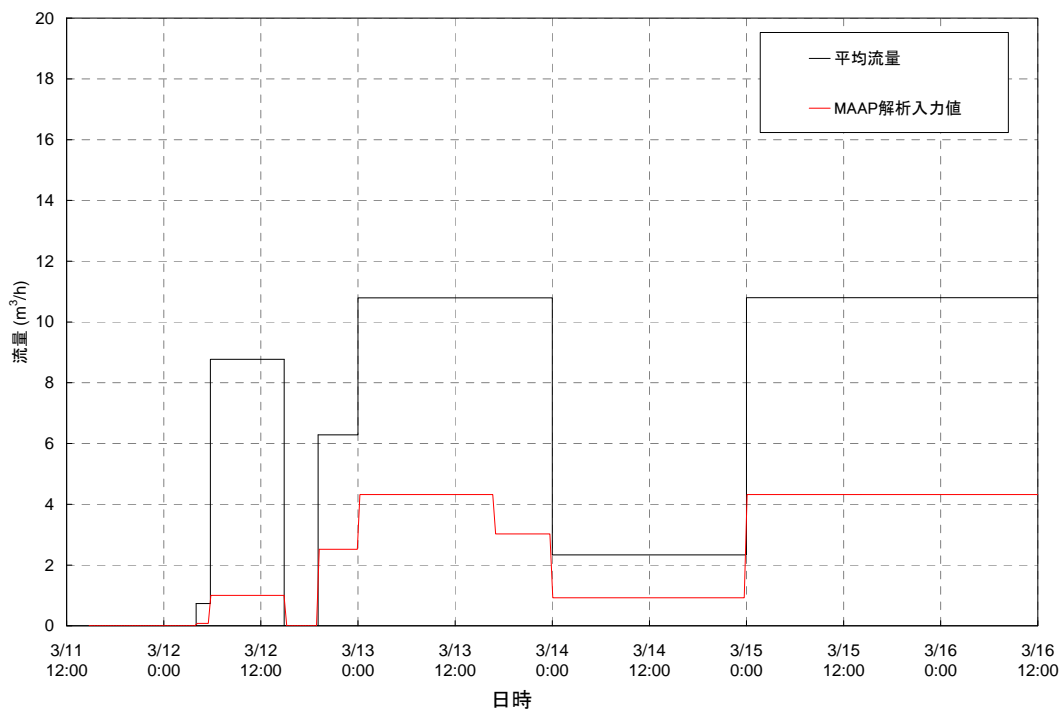


図 1 平均注水流量と MAAP 解析における注水量入力値

2号機 時系列比較表

前回 (H23.5 時点) の時系列			今回の時系列			備考
日付	時刻	事象	日付	時刻	事象	
3/11	14:46	地震発生	3/11	14:46	地震発生	—
	14:47	原子炉スクラム		14:47	原子炉スクラム	—
	—	—		14:50	RCIC 手動起動	最新の時系列の反映。
	—	—		14:51	RCIC トリップ (L-8)	最新の時系列の反映。
	15:02	RCIC 手動起動		15:02	RCIC 手動起動	—
	—	—		15:00 ～ 15:36 頃	RHR による S/C 冷却	最新の時系列の反映。 今回の解析では期間を短めに 15:00～15:07 に設定。
	15:28	RCIC トリップ (L-8)		15:28	RCIC トリップ (L-8)	—
	—	—		15:39	RCIC 手動起動	最新の時系列の反映。
	15:41	全交流電源喪失		15:41	全交流電源喪失	—
3/12	4:20 ～5:00	RCIC 水源を復水貯蔵タンクから 圧力抑制室に切替	3/12	4:20 頃 ～5:00	RCIC 水源を復水貯蔵タンクから 圧力抑制室に切替	—
3/14	13:25	RCIC 停止	3/14	13:25	RCIC 機能喪失を判断 (原子炉水位 低下傾向による)	今回の解析では、3/14 18:00 頃に SRV 開した際の補正後の水位にお よそ合うように、RCIC 機能低下 日時を 3/14 9:00 に設定。
	16:34	原子炉圧力容器減圧 (SRV1 弁開)		16:34	原子炉圧力容器減圧 (SRV1 弁開)	—

	操作開始	操作開始			操作開始	
	16:34	消火系ラインを用いた海水注入作業開始		16:34	消火系ラインを用いた海水注入作業開始	—
	18:00頃	原子炉圧力低下確認		18:00頃	SRV1 弁開により原子炉圧力が低下し減圧開始を確認	—
	19:20	消防ポンプが燃料切れで停止		19:20	消防ポンプが燃料切れで停止していたことを確認	—
	19:54	消防ポンプ起動		19:54	消防ポンプ起動	—
	19:57	消防ポンプ2 台目起動		19:57	消防ポンプ2 台目起動	—
	21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する		21:20	SRV2 弁開により原子炉を減圧、水位が回復する	—
	23:00頃	SRV1 弁閉を仮定		23:00頃	SRV1 弁閉を仮定	—
	—	—		23:25	SRV1 弁閉を仮定	解析上の仮定。
	—	—	3/15	1:10	SRV1 弁開	最新の時系列の反映。
	—	—		2:22	SRV の開操作に入る	最新の時系列の反映。 解析上は SRV1 弁開したものと設定。
3/15	6:14頃	圧力抑制室付近で異音が発生するとともに、同室内の圧力が低下		6:00～ 6:10頃	衝撃音発生。圧力抑制室内の圧力が 0MPaabs を示す	今回の解析においては、当該時刻における漏えい事象の発生を仮定していない。
	—	—		7:20	格納容器 (D/W) からの気相漏洩を仮定	解析上の仮定。

2号機の原子炉圧力変化について

(1) はじめに

平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、2号機の原子炉圧力変化の実測値と解析値が整合していない。以下に、その理由にかかる推定を述べるとともに、今回の解析で想定した原子炉隔離時冷却系（RCIC）の運転状態について述べる。平成23年5月に実施した解析における原子炉圧力変化を図1、図2に示す。なお、図中の赤枠は解析値と実測値が整合していない部分を示している。

(2) 平成23年5月の解析について

2号機は津波の影響により制御電源を喪失したが、RCICの動作は継続していた。原子炉水位の低下からRCIC停止を判断したのは3月14日13時25分のことであり、地震発生から2日以上にわたり炉心に注水することが出来ていた。その間の原子炉水位測定値は燃料域水位計で有効燃料頂部（TAF）上、約3400mm～3950mm、原子炉圧力測定値は3月11日20時07分に計測された約7.1MPa[abs]から低下し、約5.4～6.4MPa[abs]と通常運転時より若干低い値で安定していた。

平成23年5月の解析では、電源を喪失した状況でのRCICの運転状態が不明であること、RCICが運転していた期間において原子炉水位が維持できていたことに鑑み、RCICは定格流量（95m³/h）で運転を継続し、原子炉水位L-2とL-8の間で自動起動と自動停止を繰り返す設定とした。そのため、解析上、原子炉圧力は逃し安全弁の開閉により圧力が保たれることとなり、実測値と整合しない結果となった。なお、原子炉への注水が停止するまでのRCICの運転状態は、原子炉水位が維持されている限り、注水停止後の炉心の状態への影響はほとんどない。

原子炉圧力変化の挙動にはRCICの運転状態が大きく関与していると考えられることから、以下に推定されるRCICの運転状態について検討した。

(3) 想定されるRCICの運転状態について

下記①②の観点から、制御電源を喪失したRCICは、設計上の運転モード（定格流量）で運転していたものではなく、また、原子炉水位による起動停止（L-2とL-8）を繰り返していたものではなかったと考えられる。

① 原子炉水位の補正について

2号機では、3月11日の事故発生から燃料域水位計にて原子炉水位を計測していた。燃料域水位計は原子炉冷却材喪失事故時の水位監視等を使用目的としていることから、大気圧、飽和温度で校正されている。したがって、原子炉が高圧時およびD/Wが高温時には、実際の水位を示しておらず値の補正が必要となる。

計測された原子炉水位を原子炉圧力およびD/W温度で補正※したところ、水位計の基準面器水面（TAF+約5916mm）辺りを指示する結果となった（図3）。本来、原子炉水位がL-8（TAF+5653mm）に到達した時点でRCICはトリップするため、L-8以上の水位になることはないが、制御電源の喪失によりRCICは制御されることなく運転継続していたと推測される。したがって、崩壊熱の減少も考慮するとL-8以上の水位になっていた可能性が高いものと考えられる。また、水位計の構造上、原子炉水位が基準面器水面以上となると基準面器側配管と炉側配管の差圧（図4に示す $H_s - H_r$ ）が変化しなくなるため、見かけ上の原子炉水位は基準面器水面の高さで一定となる。

以上のことから、RCIC運転期間中は原子炉水位がL-8を越えて、さらに基準面器水面以上であったと考えられる。

※ 原子炉水位の補正に際しては、原子炉水位が測定された時刻における原子炉圧力及びD/W温度の実測値が必要となる。原子炉圧力の実測値がない時刻の水位を補正する際は、測定されている他の時刻の原子炉圧力をもとに線形補完することで当該時刻の原子炉圧力の概算値を求め、使用した。また、D/W温度は実測値がないため平成23年5月23日に原子力安全・保安院に報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」に記載の解析結果の値を用いた。

したがって、図3で得られた原子炉水位の補正值は、計測の誤差以外に、原子炉圧力とD/W温度の推測に伴う誤差を含んでいる。

なお、原子炉圧力、格納容器温度に基づく原子炉水位の補正曲線については、事故時運転操作手順書に記載がある。

② RCICの駆動蒸気について

上述のように原子炉水位は水位計の基準面器水面を越えていた可能性がある。さらに、主蒸気管高さ（TAF+約7301mm）以上に水位が上昇していた場合には、主蒸気管への水滴のキャリーオーバーが無視できなくなると考えられ、RCICの駆動蒸気は二相流となっていた可能性がある。駆動蒸気が二相流となり、クオリティーが低下した状態でのRCICの注水能力については定量的な

評価は困難であるものの、タービンの回転数は通常より少なくなり、RCICは定格より少ない流量で注水していた可能性がある。

(4) MAAP 解析結果

項目(3)の推定をもとに、MAAP 解析を実施し、得られた原子炉圧力の挙動を図5に示す。RCICの流量を定格95m³/hの約1/3である30m³/hと仮定した場合に、実測の原子炉圧力の挙動をおおよそ再現できる結果が得られた。

RCIC 運転期間中に原子炉圧力が通常運転時よりも低い圧力(約5.4～6.4MPa[abs])で安定的に推移した要因としては、飽和状態のエネルギーが蒸気より大きくなる二相流でRCICを駆動していたことが考えられる。この場合、原子炉圧力容器からサプレッションチェンバ(S/C)への熱の移行量が通常の運転状態より大きくなり、原子炉圧力容器からの熱の持ち出しが崩壊熱分のエネルギーとバランスしていた可能性がある。

(5) 設計上の観点からのRCICの運転について

一般に、RCICタービンへ流入する蒸気クオリティーが設計条件より多少悪化しても直ちに翼破損やブレーキにはならず、かつ、ドレン水はS/C方向へ排出されて直ちにタービン内に蓄積されるわけではないと考えられるため、二相流駆動の運転が継続される可能性がある。

さらに水位が上昇し、主蒸気管(RCIC蒸気供給ライン)が水没、もしくはそれに近い状態となった場合には、RCICタービンへ蒸気供給が十分でなくなることから、タービンは減速し、停止に至る可能性がある。ただし、タービンが直ちに停止はせず、減速に伴う注水量の減少により炉水位が低下して蒸気が流入する状態に戻るなど、原子炉水位が主蒸気管高さ近傍で維持される可能性も考えられる。

なお、RCICの制御電源が喪失した場合、設計上、加減弁はバネにより全開となり流量調整はできなくなる(図6にRCICの系統概略図を示す)。

(6) RCICの機能低下にかかる推定

RCICについては、原子炉水位の低下から、3月14日13時25分に停止の判断をした。しかしながら、前述のように原子炉圧力およびD/W温度による補正後の水位計指示値は基準面器水面程度の一定値を示していたものと考えられることから、12時前後からみられる実測値の水位低下は、より高位置にあった水位が、その位置まで低下してきたものを表していると考えられる。したがって、RCICは水位の低下が観測される12時前後の時期より早い段階で機能が低下したのと考えられる。プラントデータの推移を見ると、3月14日9時頃から原

子炉圧力が上昇しているが、これは RCIC の機能低下により RCIC からの注水量が減少したこと、及び、RCIC タービンへの蒸気供給量が減少したことが原因と考えられる。

なお、この圧力上昇は 3 月 14 日 12 時頃までは RCIC の通常の停止（タービン止め弁閉による蒸気供給停止）から想定される圧力上昇よりも緩やかであるが、制御電源が喪失していたことで、蒸気供給側の弁が閉じなかったことによるものと考えられる。一方、3 月 14 日 12 時頃以降は圧力上昇が急になっている。この圧力上昇は、蒸気供給側の弁が閉じ、RCIC のタービンへ蒸気が流れないと仮定することで再現した。

(7) まとめ

以上のことから、不確かさは残るものの、制御電源の喪失により RCIC が制御されることなく運転継続したことで原子炉水位が L-8 以上となり、低クオリティの二相流で崩壊熱相当のエネルギーが原子炉外に持ち出されていたこと、RCIC タービンが低クオリティの二相流で運転することで定格の流量よりも少ない流量で注水されたこと等から、逃し安全弁の作動が無くても原子炉圧力容器内のエネルギーがバランスし、原子炉圧力は通常運転時よりも低い圧力で安定して推移していたものと考えられる。

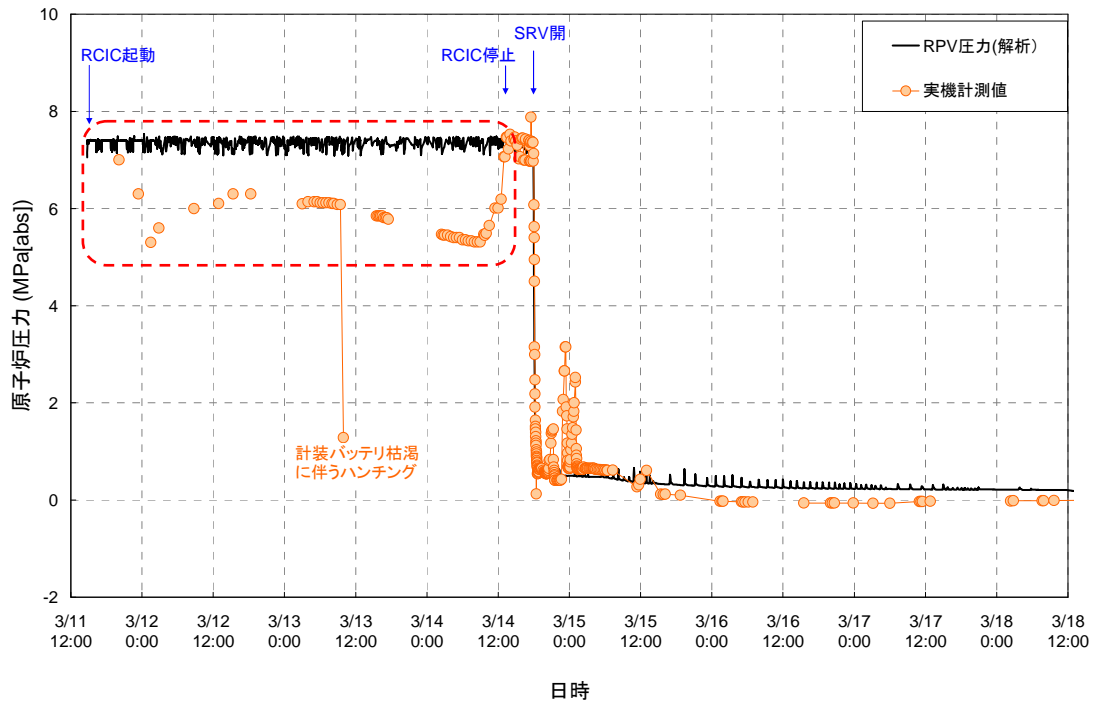


図1 2号機 原子炉圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.1.2)

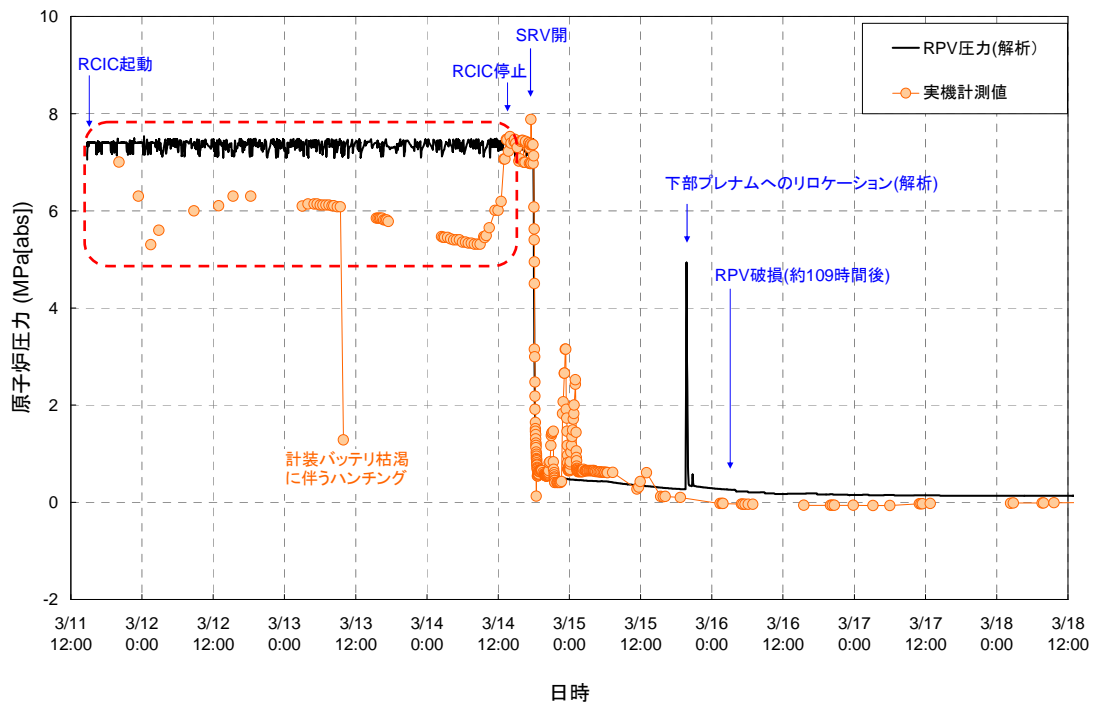


図2 2号機 原子炉圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.2.2)

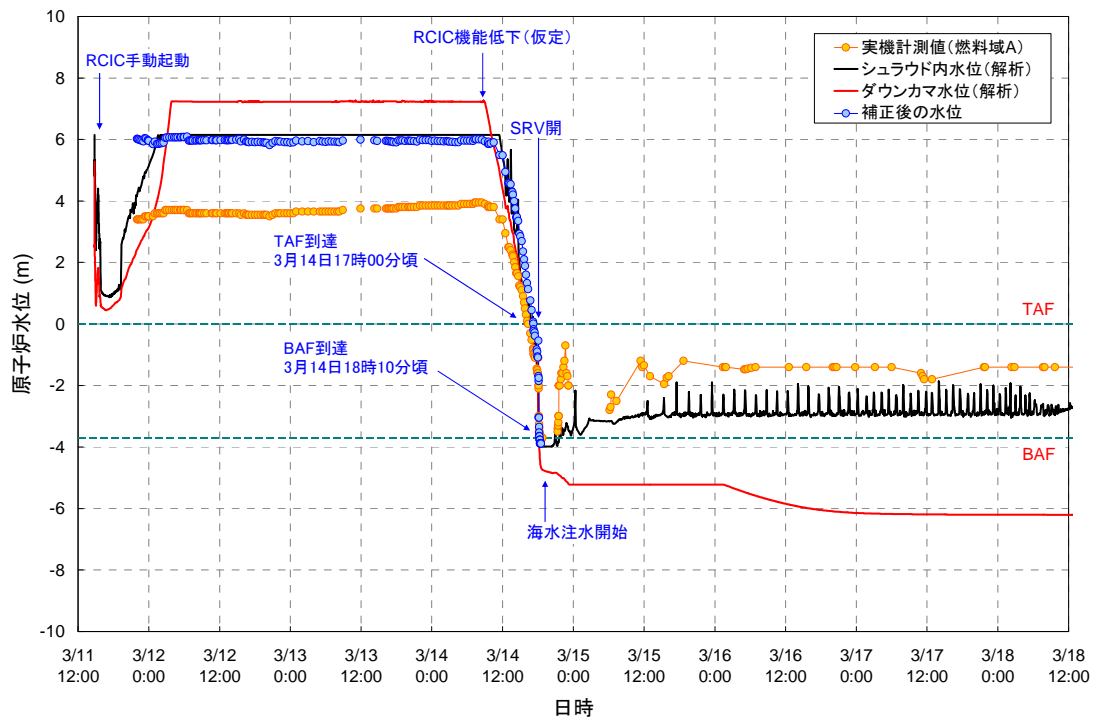


図3 2号機 原子炉水位の変化 (今回解析結果)

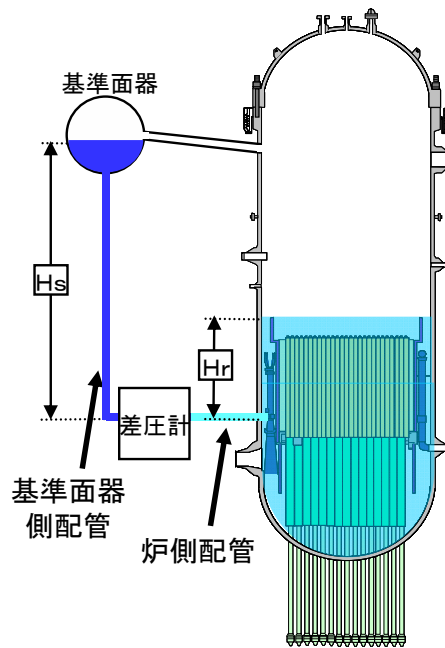


図4 原子炉水位計の構造

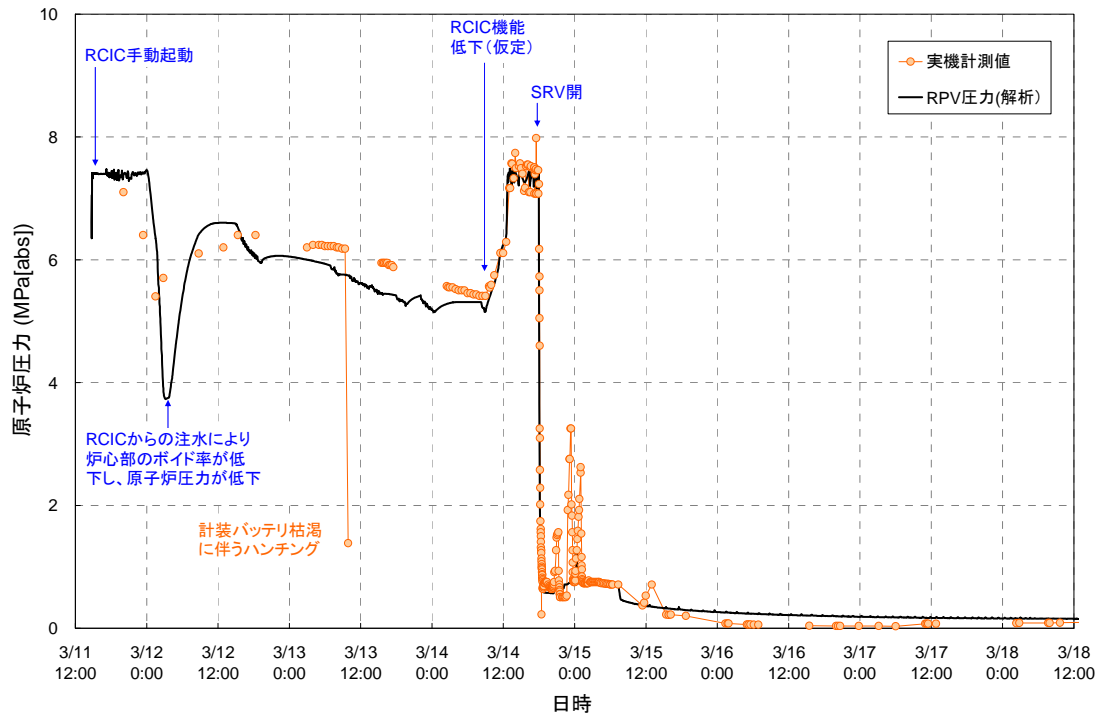


図5 2号機 原子炉圧力変化 (今回解析結果)

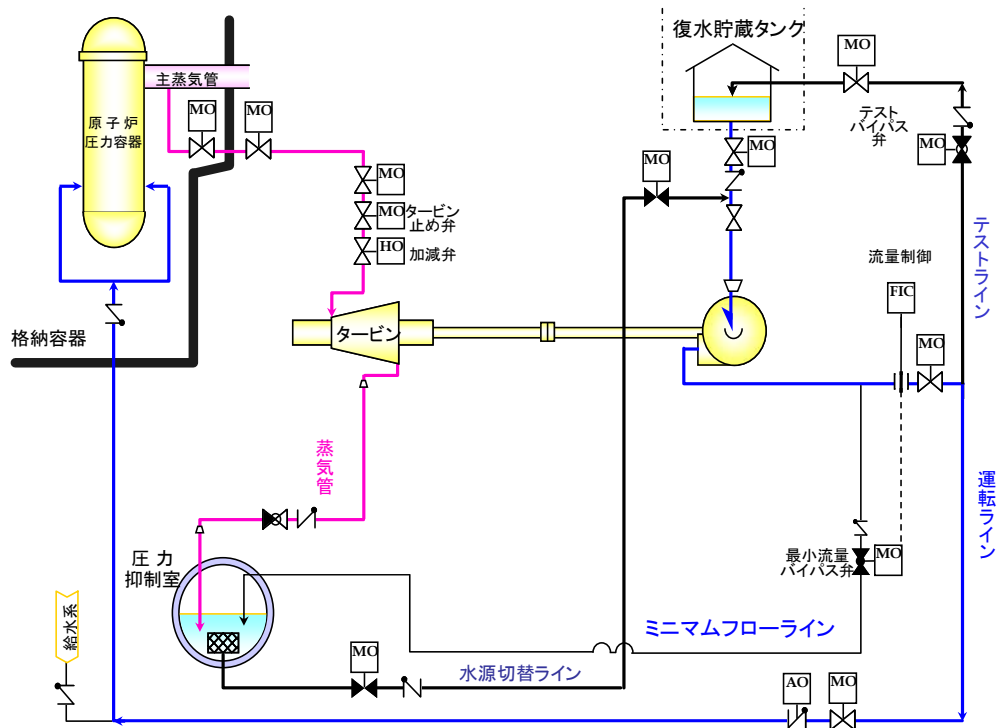


図6 RCIC 系統概略図

2号機の格納容器圧力変化について

(1) はじめに

平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、2号機の格納容器圧力変化の実測値と解析値が整合していない。以下にその理由にかかる推定を述べるとともに、今回の解析で想定した事象について述べる。平成23年5月に実施した解析における格納容器圧力変化を図1、図2に示す。なお、図中の赤枠は解析値と実測値が整合していない部分を示している。

(2) 平成23年5月の解析について

格納容器からの除熱が十分でない場合、D/W 圧力および S/C 圧力は、炉心で発生した蒸気が RCIC や SRV を経由して S/C に排気されることに伴い上昇する。2号機の D/W 圧力、S/C 圧力の実測値は平成23年3月12日0時頃～14日12時頃において、推測される挙動よりも緩慢な上昇を見せている。

平成23年5月の解析（図1、図2）では、限られた情報しか得られていない中で、この緩慢な格納容器の圧力上昇を模擬するため、現実的には考えにくい D/W の漏えいを仮定した。漏えいのタイミングは、解析値において格納容器が設計温度（138℃）を超過した時点とした。

しかしながら、過去の研究※で得られた知見によれば、過温による格納容器からの漏えいはガスケット等から発生する可能性が高く、その際の温度は300℃程度との知見が得られており、設計温度（138℃）に到達した段階において、格納容器からの漏えいの発生は考えにくい。また、格納容器からの漏えいを仮定しているため、3月14日22時40分頃からの急激な格納容器圧力の上昇及び高い圧力状態が維持されていることを解析で再現できていない。

以上のことから、格納容器圧力の上昇を抑制していた漏えい以外のシナリオがあると考えられる。以下に、そのシナリオについて検討した。

※ K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., "High-temperature leak characteristics of PCV hatch flange gasket," Nucl. Eng. Des.,145, 375-386 (1993).

(3) 漏えい以外の可能性について

平成23年5月の解析では、漏えいの仮定を採用して解析を実施したが、RCIC の排気蒸気等で S/C に熱が移行する中、D/W 圧力、S/C 圧力上昇が抑制される

状態を再現するためには、格納容器からの除熱メカニズムを考慮する必要がある。具体的には、外部水源からのスプレイ等により格納容器内を冷却するか、格納容器の壁面での表面熱伝達により外部へ十分な熱の流出が起こる状態が考えうる。3月12日0時頃～14日12時頃の期間において、格納容器を冷却する運転操作は実施していないため、格納容器の壁面での表面熱伝達の可能性がある。

S/Cはドーナツ型をしており、非常に大きな表面積があるが、空気による熱伝達は限定的であるため、十分な熱伝達は起こらないと考えられる。一方、当時、津波による影響で建屋地下階が浸水していたとすると、シナリオの1つとして、S/Cが収まっているトラス室が浸水し、S/Cに移行した熱が、S/Cの壁を介してトラス室に浸水した水に与えられるという熱伝達経路が考えられる。水による表面熱伝達は効率が良いため、格納容器圧力の上昇を抑制するのに十分な除熱ができていた可能性がある。

そこで、徐々にトラス室が海水(約10℃)の侵入により水没し、最終的にS/Cが半分程度水没していたものと仮定してMAAP解析を実施したところ、3月12日0時頃～14日12時頃の緩慢な圧力上昇をおおむね再現できる結果が得られた。また、3月14日22時40分頃から急激に圧力が上昇し、上昇した格納容器圧力が維持されている挙動については、格納容器の漏えいを仮定しなかったことで、実測値の格納容器圧力の挙動をおおむね再現できる結果が得られた(図3)。

(3) トラス室が浸水する可能性について

トラス室が実際に浸水していたか否かに関する証言は現在得られていない。ただし、事故後早い段階でRCIC室、タービン建屋地下階等が浸水していたことは確認されていること、水が各建屋間のケーブル貫通部等を通じて移動していることは、現在の滞流水の各建屋における水位等から判断できること等を考えると、原子炉建屋の最下層にあるトラス室が津波の影響により浸水していた可能性はあると考えられる。

なお、2号機とほぼ同じ構造である4号機のトラス室はS/C高さの半分程度水没していることがわかっており(図4)、4号機は定期検査中で2号機は運転中であったという状況の違いはあるものの、トラス室の浸水が4号機と同様に2号機でも同様に起こっていた可能性はあると考えられる。

(4) まとめ

平成23年5月の解析における格納容器が設計温度に達した段階で仮定した漏えいは、設計の観点から現実には発生していないと考えられる。

今回実施した格納容器の除熱はトーラス室に滞留した水によるものと仮定した解析では、3月12日0時頃～14日12時頃の緩慢な格納容器圧力の上昇と3月14日22時40分頃からの急激な圧力上昇をよりの確に再現できることから、このようなメカニズムにより D/W 圧力の上昇が抑制されたものと考えられる。

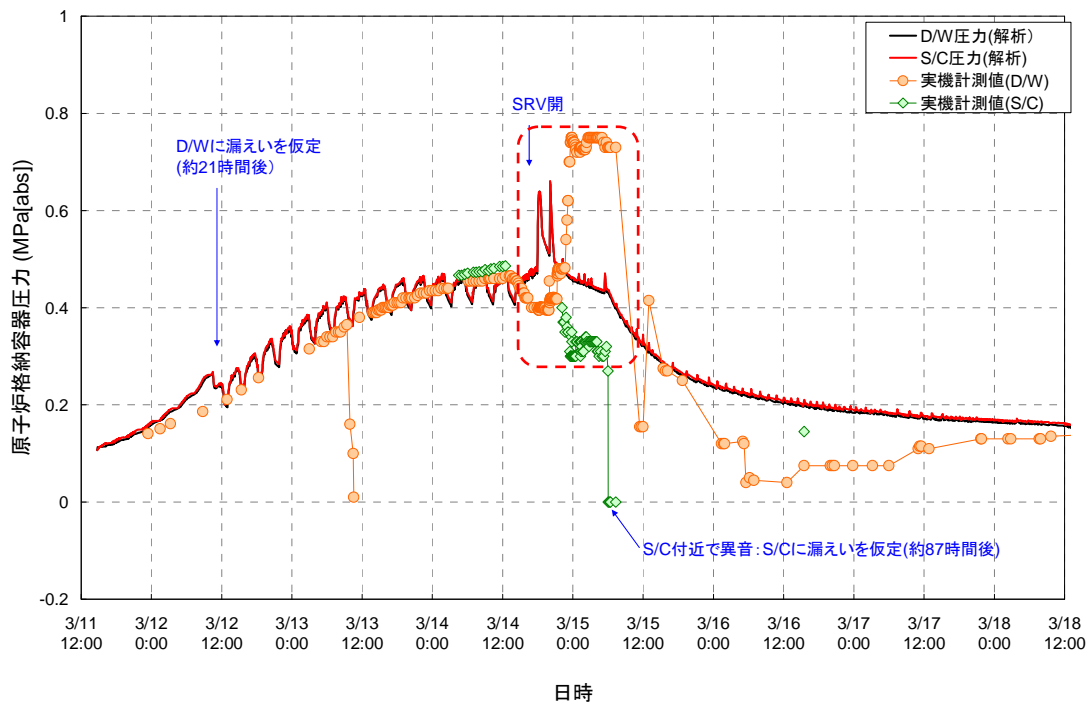


図1 2号機 格納容器圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.1.3)

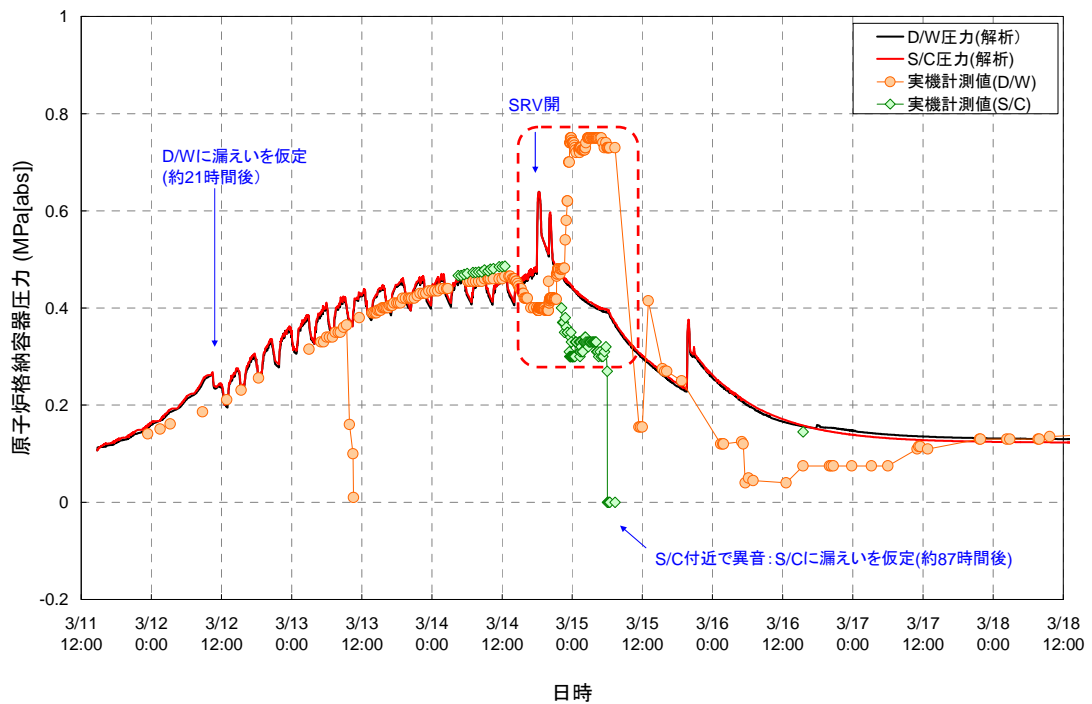


図2 2号機 格納容器圧力の挙動 (平成23年5月解析 図3.2.2.3)

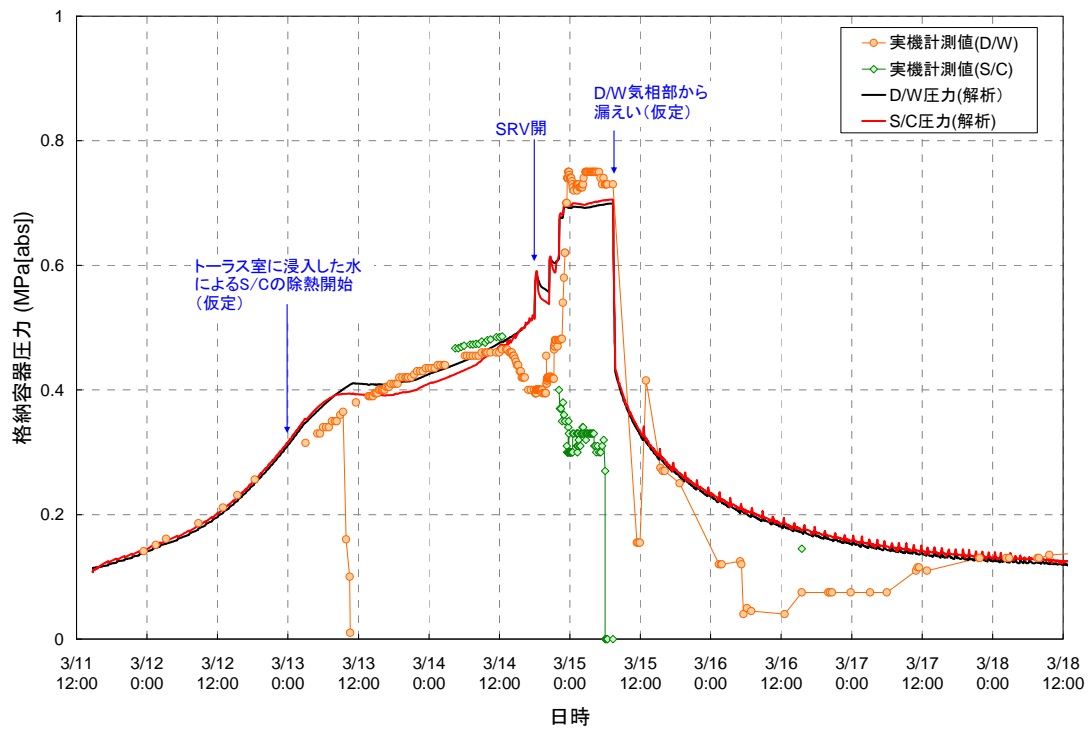


図3 2号機 格納容器圧力変化 (今回解析結果)

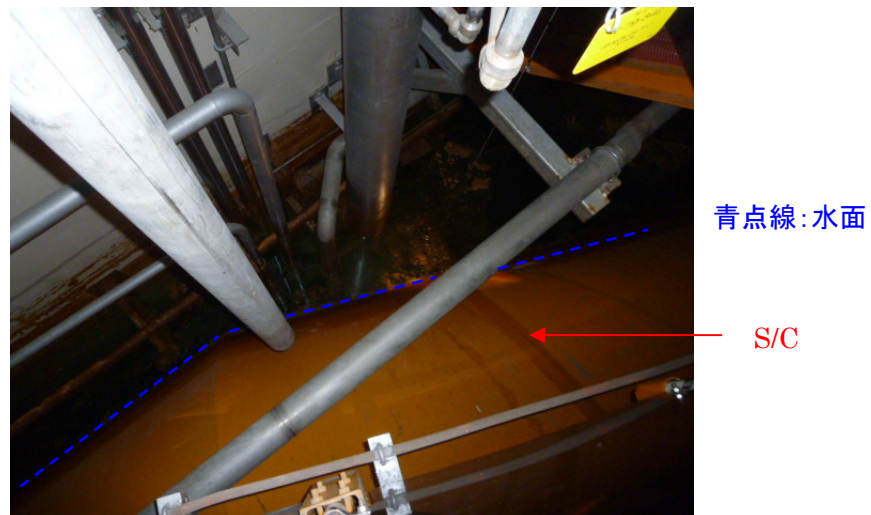


図4 4号機トラス室キャットウォークから真下を撮影

2号機 MAAP 解析における注水量の設定について

解析における RCIC の注水量は、全交流電源喪失前はほぼ定格流量で、全交流電源喪失後は、測定された原子炉圧力を模擬するよう注水量を約 30t/h に設定した（図 1）。

解析における消防車による原子炉への注水量の入力値については、これまでに公表した操作実績をもとに、平均の注水流量を超えないように設定し、また当時消防車の吐出圧は 1MPa (gage) 程度であったことから、原子炉圧力が 1MPa (gage) を越えた時点で注水を一時中断するように設定した（図 2）。

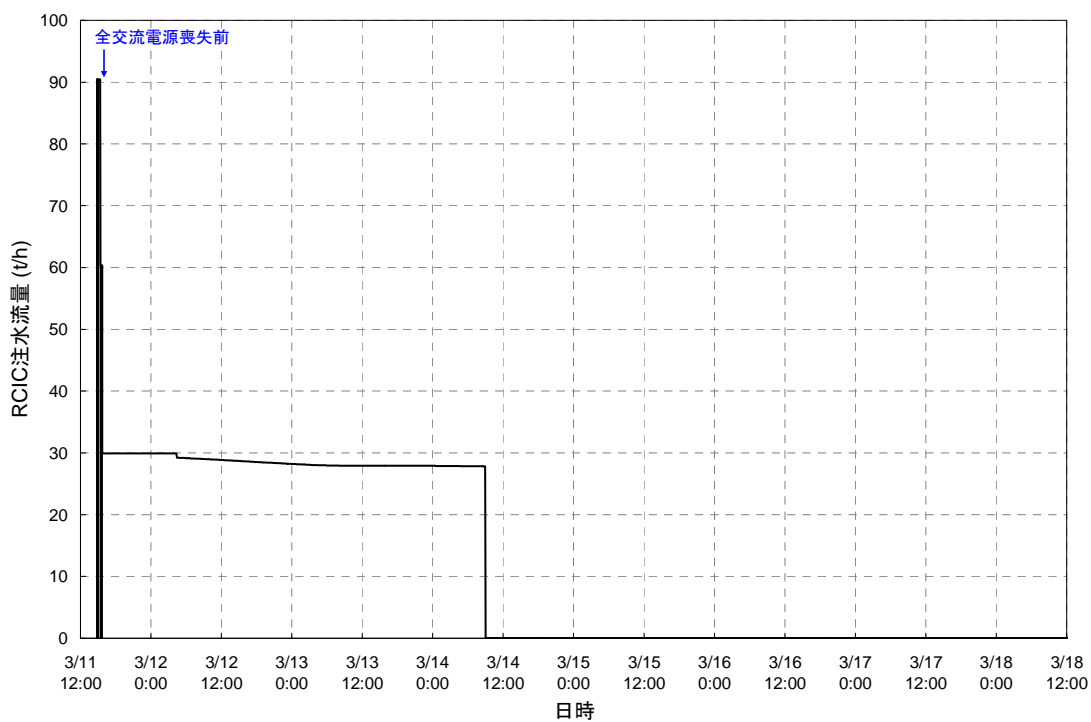


図 1 RCIC の注水流量

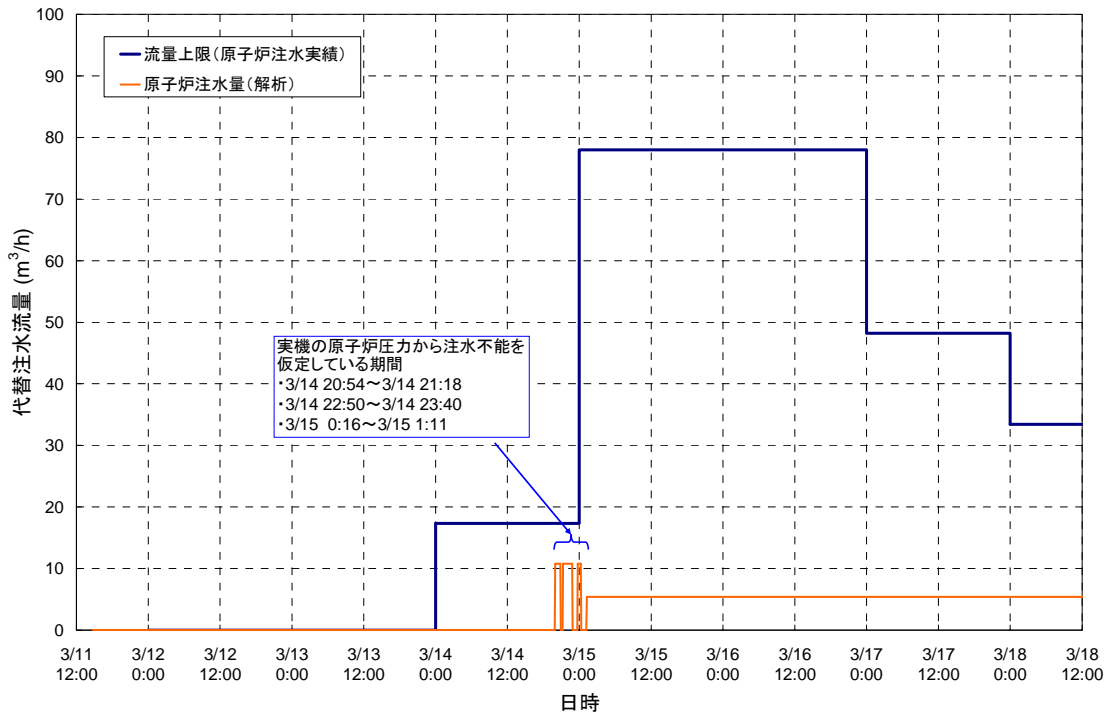


図 2 消防車の注水実績と解析における原子炉への注水量

3号機 時系列比較表

前回 (H23.5 時点) の時系列			今回の時系列			備考
日付	時刻	事象	日付	時刻	事象	
3/11	14:46	地震発生	3/11	14:46	地震発生	—
	14:47	原子炉スクラム		14:47	原子炉スクラム	—
	15:06	RCIC 手動起動		15:05	RCIC 手動起動	アラームタイパの時刻を正とした。H23.12.22 プレス「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」で 15:05 としている。
	15:25	RCIC トリップ (L-8)		15:25	RCIC トリップ (L-8)	—
	15:38	全交流電源喪失		15:38	全交流電源喪失	—
	16:03	RCIC 手動起動		16:03	RCIC 手動起動	—
3/12	11:36	RCIC トリップ	3/12	11:36	RCIC トリップ	—
	—	—		12:06	DDFP による代替 S/C スプレイ開始	最新の時系列の反映。
	12:35	HPCI 起動 (L-2)		12:35	HPCI 起動 (L-2)	—
3/13	2:42	HPCI 停止	3/13	2:42	HPCI 停止	—
	—	—		3:05	DDFP による代替 S/C スプレイ停止	最新の時系列の反映。
	—	—		5:08	DDFP による代替 S/C スプレイ開始	最新の時系列の反映。

						始 (原子炉代替注水ラインからの切替)	
—	—	—	7:39			DDFP による代替 D/W スプレー開始 (代替 S/C スプレーからの切替)	最新の時系列の反映。
—	—	—	7:43			DDFP による代替 S/C スプレー停止	最新の時系列の反映。
—	—	—	8:40～ 9:10			DDFP による代替 D/W スプレー停止。原子炉代替注水ラインへ切替	最新の時系列の反映。 解析上は、PCV 圧力が大きく上昇する 8:55 に D/W スプレーが停止したものと設定
9:08 頃	逃がし安全弁による原子炉圧力容器減圧操作		9:08 頃			SRV による原子炉圧力の減圧	—
9:20	格納容器ベントについて、格納容器圧力の低下を確認		9:20			格納容器ベントについて、格納容器圧力の低下を確認	—
9:25	淡水注入開始		9:25			淡水注入開始	—
11:17	格納容器ベントについて、駆動用空気圧抜けによるベントライン AO 弁閉確認		11:17			格納容器ベントについて、駆動用空気圧抜けによるベントライン AO 弁閉確認	—
—	—		12:20			防火水槽枯渇により淡水注入停止 淡水注入より海水注入ラインに切替開始	最新の時系列の反映。 海水注水への切替の間も DDFP は運転を継続しているため、13:12

							の海水注水開始まで、注水の停止はなかつたものと仮定。
	12:30	格納容器ベントについて、開操作		12:30	格納容器ベントについて、開操作		—
	13:12	淡水注入より海水注入に切替		13:12	海水注入ラインが完了、注水開始		—
	14:10	格納容器ベントについて、ベント弁閉を仮定		14:10	格納容器ベントについて、ベント弁閉を仮定		—
	—	—		21:10	格納容器ベント，AO 弁開判断		最新の時系列の反映。 解析上は PCV 圧力の低下が始まる 20:30 に設定。
	—	—	3/14	0:50	格納容器ベントについて、閉を仮定		解析上の仮定。
3/14	1:10	水源ピットへの水補給のため注水停止		1:10	水源ピットへの水補給のため注水停止		—
	3:20	水源ピットへの水補給完了、注水開始		3:20	水源ピットへの水補給完了、注水開始		—
	5:20	格納容器ベントについて、圧力抑制側 AO 弁操作		5:20	格納容器ベントについて、圧力抑制側 AO 弁小弁開操作開始		—
	—	—		6:10	格納容器ベントについて、圧力抑制側 AO 弁小弁開操作完了		3/14 5:20 に開操作開始、3/14 6:10 に開操作完了であるが、解析上は 3/14 5:20 のタイミングでベントを実施。
	—	—		11:01	原子炉建屋爆発		—
	—	—		11:01	海水注水停止 (爆発の影響)		最新の時系列の反映。

	12:00	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉を仮定		12:00	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉を仮定	—
	16:00	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作を仮定		16:00	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作を仮定	—
	—	—		16:30	海水注水再開	最新の時系列の反映。
	21:04	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作を仮定		21:04	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作を仮定	—
3/15	16:05	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	3/15	16:05	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	—
3/16	1:55	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	3/16	1:55	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	—
3/17	21:00	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉確認	3/17	21:00	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉確認	—
	21:30	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作		21:30	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	—
3/18	5:30	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉確認	3/18	5:30	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉確認	—
	5:30 頃	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作		5:30 頃	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	—
3/19	11:30	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉確認	3/19	11:30	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉確認	—
3/20	11:25 頃	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	3/20	11:25 頃	格納容器ベントについて、圧力抑 制室側弁閉操作	—

3号機 MAAP 解析における注水量の設定について

解析における RCIC、HPCI の注水量は、測定された原子炉水位をある程度模擬するよう設定した（図 1）。

解析における消防車による原子炉への注水量の入力値については、これまでに公表した操作実績をもとに、平均の注水流量を超えないように設定するとともに、格納容器スプレイ流量を図 2 に示すとおり設定した。

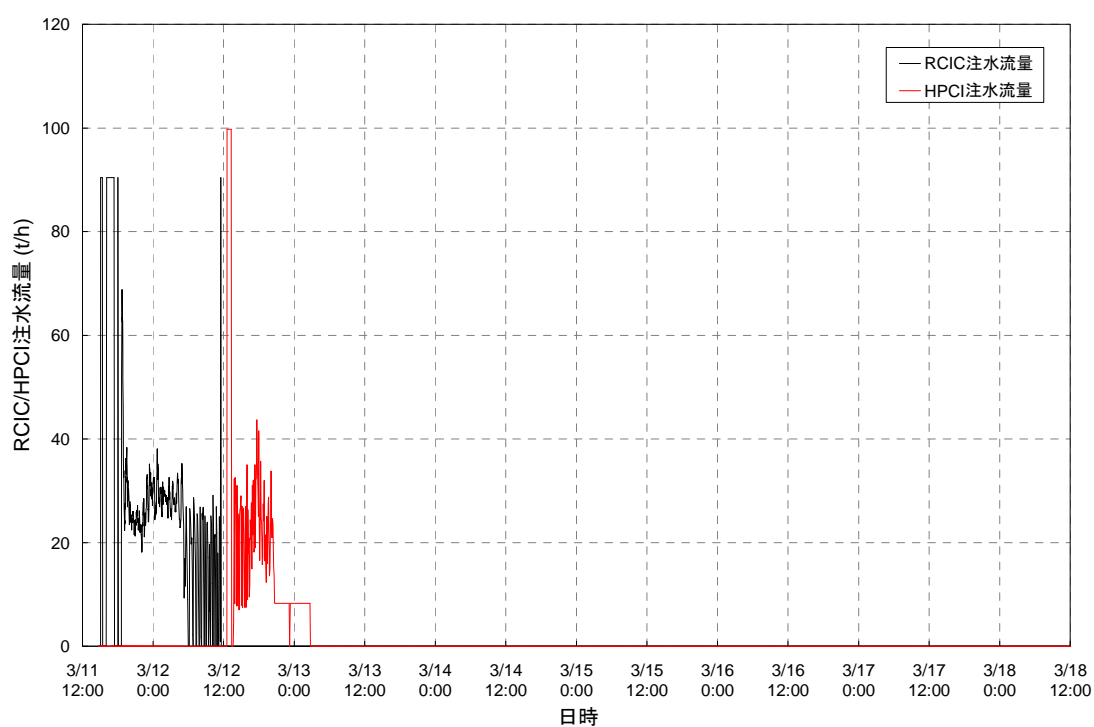


図 1 RCIC と HPCI の注水流量

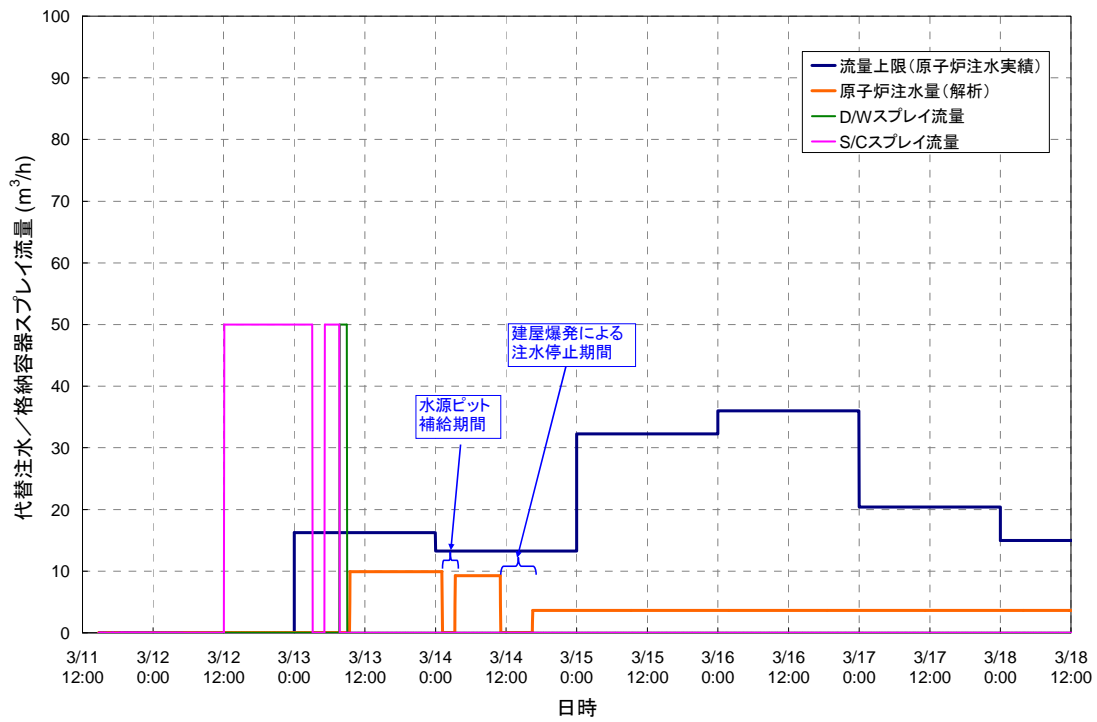


図 2 消防車の注水実績と解析における原子炉への注水量/格納容器スプレイ流量

3号機の高圧注水系（HPCI）作動時における原子炉圧力について

(1) はじめに

3号機のHPCIの動作については、平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」において、3号機の炉心の状態の評価の記載の一部に、“HPCIが動作している部分において圧力の低下傾向が見られている。例えばHPCIの蒸気配管を通じて格納容器外へ蒸気がリークすると仮定して解析を行うと、原子炉圧力及び格納容器圧力の挙動と概ね一致する解析結果となる”旨、計測された挙動に合う条件の一例を記載している。

その後、調査及び評価を進めている段階で、HPCIは流量調節をしながら連続運転を実施していたことが判明した。ミニマムフローラインを通じて、一定流量のHPCI流量を維持するために復水貯蔵タンクを水源とする水がS/Cへ流れ込むとの仮定をおくことで、原子炉圧力、格納容器圧力の挙動を説明できる解析結果が得られたことから、平成23年7月28日に上述の内容を公表している。

平成23年12月22日公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」に記載の新たに得られた情報、「ミニマムフローラインはS/Cの水位が上昇することを懸念して全閉操作していたこと」、「HPCIの流量調整は、原子炉への注水の一部をテストラインにまわすことで実施していたこと」「格納容器を冷却するためスプレイを実施していたこと」に基づき、HPCIの運転状況について整理し、平成23年12月22日に原子力安全・保安院に報告した（「福島第一原子力発電所の事故状況及び事故進展の状況調査結果について」）。

なお、7月28日時点でのHPCI運転状態の推定は実際の運転状態とは異なっていたものの、原子炉からはHPCIの蒸気配管を通じて蒸気の流出を継続させていたこと、S/Cに外部から低温の水を持ち込むことで格納容器圧力の上昇が抑制されたこと、という大きな特徴についての変更はなく、結果として、12月22日の解析結果および今回の解析結果は7月28日時点の解析結果と同等の傾向を示すものとなった。また、HPCIの作動期間において原子炉水位は維持されていることから、3号機の炉心の状態の解析結果には特段の影響はない。

(2) 現場の状況及び操作について

○現場の状況について

- ・HPCIの蒸気配管を通じて格納容器外へ大量に蒸気がリークしていた場合は、HPCI室含め原子炉建屋内は高温又は高い蒸気雰囲気となり建屋に人が立ち入ることは不可能であると考えられるが、3月13日にHPCIが停止した後、RCICの再起動を試みるためHPCI室を経由してRCIC室に入った運

転員がいた。

○HPCI の操作について

- ・ HPCI が起動した後、原子炉水位低、原子炉水位高による HPCI の起動と停止の繰り返しを回避するため、原子炉水位を確認しながら HPCI の流量調整を実施していた※。この流量調整はテストラインを活かし実施していた。なお、ミニマムフローラインは S/C の水位が上昇することを懸念して全閉操作していた（図 1）。
- ・ また、この時 HPCI は復水貯蔵タンクを水源として原子炉への注水を行っていた。

○格納容器スプレイについて

- ・ 格納容器の圧力／温度を低下させるため、表 1 の時系列で格納容器スプレイを実施していた（図 2）。

表 1 3号機 格納容器スプレイに関する時系列

日付	時刻	事象
3/12	12:06	DDFP による S/C スプレイ開始
3/13	3:05	DDFP による S/C スプレイ停止
	5:08	DDFP による S/C スプレイ開始
	7:39	DDFP による D/W スプレイ開始
	7:43	DDFP による S/C スプレイ停止
	8:40～9:10	DDFP による D/W スプレイ停止

※：操作手順において、原子炉水位低（L-2）／原子炉水位高（L-8）による起動、停止の繰り返しによって HPCI の運転継続を損なわせてはならない旨が定められている。

(3) 設備の設計という観点での HPCI 配管破断の可能性について

平成 23 年 5 月の解析においては、計測された原子炉圧力及び格納容器圧力の挙動に合う条件の一例として、HPCI の蒸気配管を通じて格納容器外へ蒸気がリークするとした場合について記載しているが、7 月 28 日に公表したとおり、設備の設計という観点で HPCI 配管が破断し大量の蒸気が漏えいしていたということは考えられない。

- ・ HPCI 動作期間においては原子炉水位が維持されていたことから、原子炉から発生する蒸気は HPCI に供給され、原子炉への注水が行われていた。
- ・ 仮に HPCI の蒸気配管が破断し、格納容器外に蒸気が流出した場合、HPCI

蒸気管破断（蒸気流量大）により隔離信号が発せられること、また、HPCI 蒸気配管周りには、HPCI タービン／ポンプ室、蒸気供給ラインペネ室等に温度検出器が設置されており、雰囲気温度高により隔離信号が発せられることから、HPCI は動作しない、もしくは停止すると考えられ、原子炉水位が維持できていたことと整合しない。

(4) 原子炉圧力低下等のプラント挙動の要因について

HPCI の流量を調整し、表 1 の操作を考慮した MAAP 解析の結果（原子炉水位変化、原子炉圧力変化）を図 3、図 4 に示す。なお、RCIC、HPCI は実測の水位を模擬するよう注水量を変化させた解析を行った。

- ・通常は HPCI による注水が始まると、原子炉圧力は HPCI の注入に伴い減少するが、HPCI の注入に使用された蒸気は S/C で凝縮されるため S/C の水温は上昇し、格納容器圧力は上昇することとなる。
- ・実測の原子炉圧力挙動は、HPCI の継続的な運転により原子炉圧力は低下するものの、原子炉水位高（L-8）による HPCI の不必要な停止を避けるため HPCI 注水量を調整し、その際にテストラインを使用していた。また、格納容器の圧力および温度については、スプレイを実施することで上昇が抑制されていたものと考えられる。
- ・解析において、HPCI の起動直後は注水量を多くし、水位が上昇した後は低下させるとの流量調整を実施すると、注水量低下直後は HPCI タービン流量の低下、蒸気発生量の増加により、一時的に圧力低下速度が緩やかとなる。

(5) まとめ

平成 23 年 7 月 28 日、12 月 22 日に公表した内容と同じく、HPCI 停止後に HPCI 室に人が立ち入っていることや設備の設計の観点から、原子炉圧力の低下は HPCI の配管が破断したことによるものではなく、HPCI の継続的な運転によるものと考えられる。

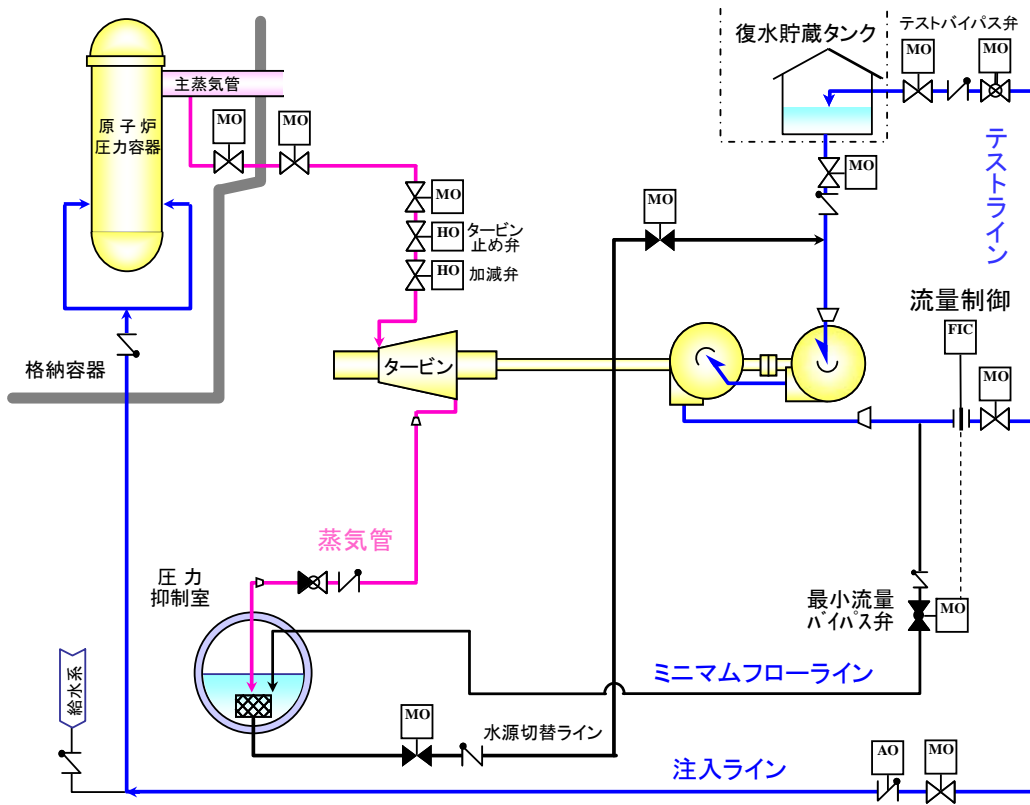


図1 HPCI 系統概略図

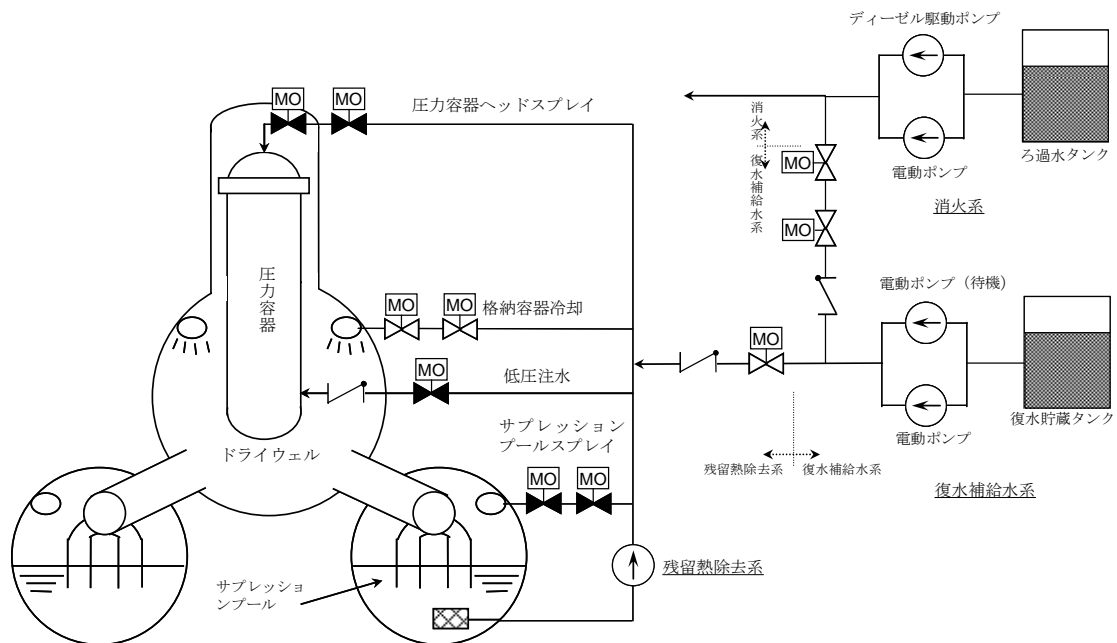


図2 3号機 代替格納容器スプレイ系統概略図

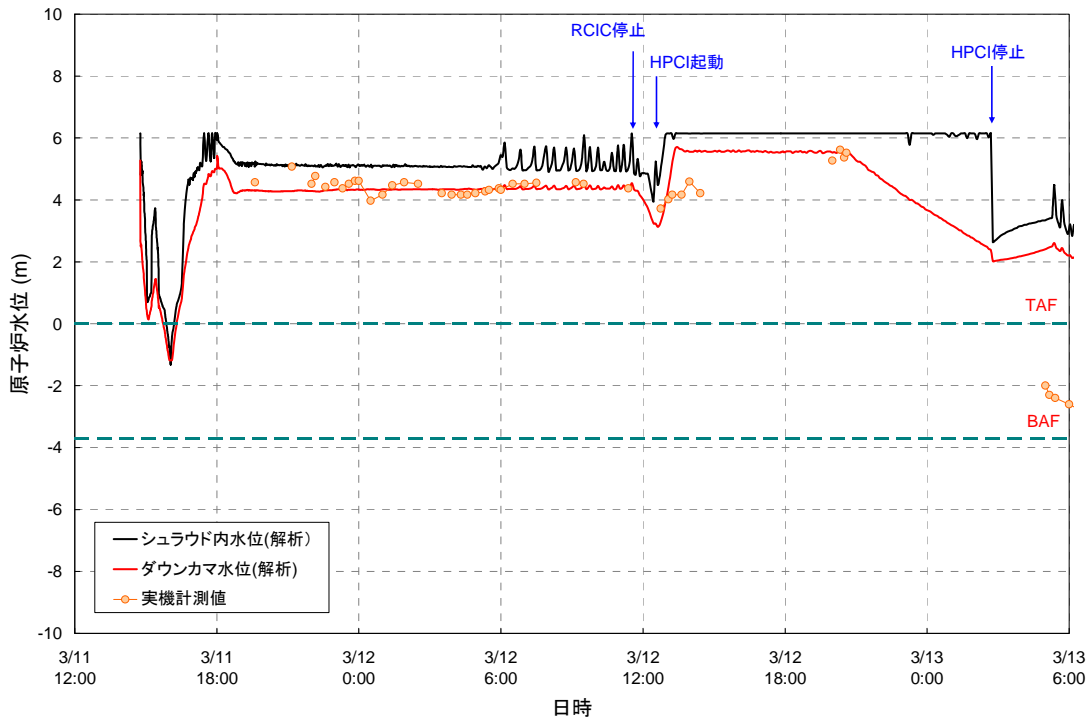


図3 3号機 原子炉水位変化 (今回解析結果)

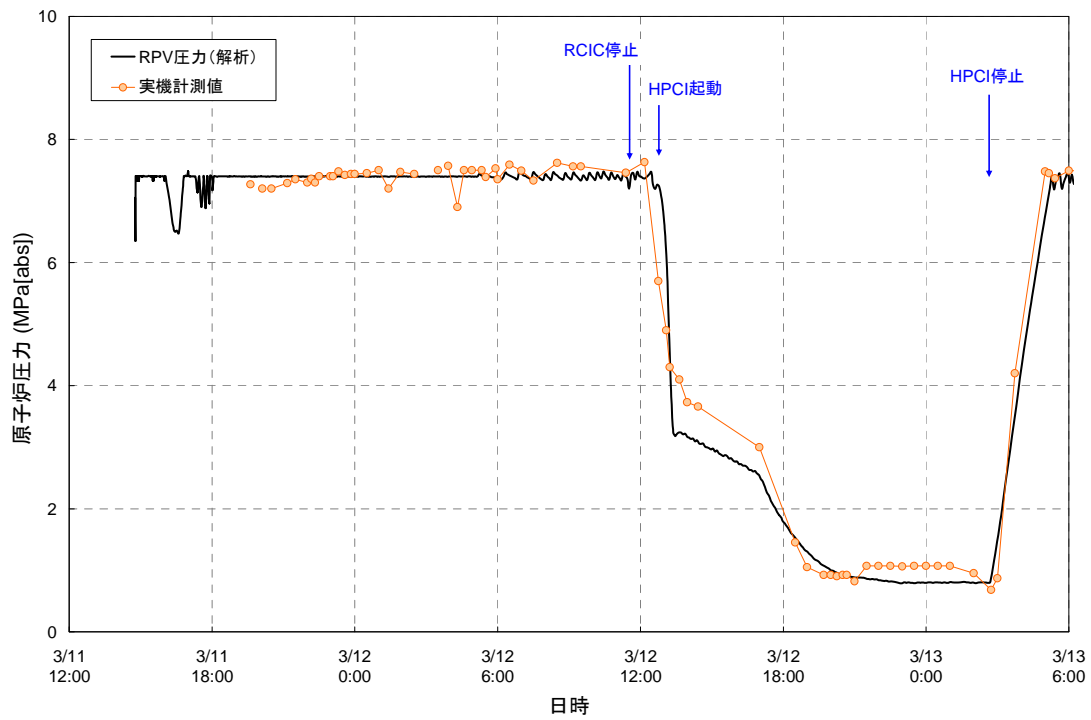


図4 3号機 原子炉圧力変化 (今回解析結果)

3号機 格納容器圧力変化について

(1) 平成23年5月の解析結果と実機計測値の相違

3号機の格納容器圧力については、平成23年5月23日に原子力安全・保安院へ報告した「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」においても、実測値と解析値に整合していない部分が見られる（図1, 2参照）。具体的には、3号機の格納容器圧力の実測値は、平成23年3月12日12時頃まで上昇を続け、その後3月12日22時頃にかけて低下する推移を示しているが、解析の結果と比較すると、3月12日12時頃までの期間においては、実測値の方が最大で100kPa程度高い推移を示し、さらに3月12日22時頃までの実測値の低下傾向を解析では再現できていない。

なお、図1, 2中の①②の期間は実測値と解析値が整合していない部分を示している。

(2) 格納容器圧力の推移に関する検討

検討は、①地震発生から3月12日12時10分までの期間（実測値の格納容器圧力が上昇している期間）と、②3月12日12時10分から3月12日22時00分までの期間（実測値の格納容器圧力が低下している期間）の2つに分けて実施した。

なお、格納容器圧力の挙動に寄与する冷却系の動作状況を、表1に整理した。格納容器スプレイに関する操作状況は、平成23年12月22日に公表した「福島第一原子力発電所事故の初動対応について」に記載の情報である。

表1 冷却系の動作に関する時系列

日付	時刻	事象
3/11	16:03	RCIC 起動
3/12	11:36	RCIC 停止
	12:06	DDFP による S/C スプレイ開始
	12:35	HPCI 起動
3/13	2:42	HPCI 停止
	3:05	DDFP による S/C スプレイ停止
	5:08	DDFP による S/C スプレイ開始
	7:39	DDFP による D/W スプレイ開始
	7:43	DDFP による S/C スプレイ停止
	8:40~9:10	DDFP による D/W スプレイ停止

(2)-1 ①の期間について

この期間において、平成 23 年 5 月の解析では、解析値より実測値の方が最大で 100kPa 程度高い値を示している。この期間の格納容器圧力の上昇は、主に、逃がし安全弁 (SRV) の動作および RCIC の排気蒸気によるものと考えられる。両者ともに、S/C のプール水において蒸気凝縮することから、格納容器の圧力上昇は抑制される。そこで、S/C ではなく、D/W に直接エネルギーが移行する経路を想定すると、格納容器圧力の上昇を再現することが可能であると考えられる。なお、地震後のプラントパラメータから、原子炉圧力容器バウンダリは健全であると考えられることから、バウンダリの損傷以外のメカニズムについて検討した。

メカニズムの 1 つとして、平成 23 年 5 月の MAAP 解析では考慮していない再循環系 (PLR) ポンプメカシールからの炉水の漏えいが考えられる。通常、PLR ポンプメカシールでは、制御棒駆動機構 (CRD) ポンプから供給されるシール水により炉水をシールし、シール水の一部が PLR ポンプ主軸部から D/W 機器ドレンサンプに滴下する構造 (この滴下量をコントロールブリードオフ流量という) となっているが、外部電源喪失時には CRD ポンプからのシール水の供給が失われるため、高温の炉水が PLR ポンプ主軸部から D/W 機器ドレンサンプに滴下していたものと考えられる。

そこで今回の解析では PLR ポンプメカシールからの漏えい量をコントロールブリードオフ流量と同じ約 3 l/min/pump を仮定して解析を実施したが、実機計測値の圧力上昇を再現するには至らず、また、崩壊熱をより現実に近づけるため平成 23 年 5 月の解析より低い値に見直したことにより、格納容器圧力の解析値は①の期間で低下し、実測値より最大で 150kPa 程度低い値を示すこととなった (図 3)。

(2)-2 ②の期間について

実機において、3 月 12 日 12 時 06 分から S/C スプレイを実施しており、②の期間における格納容器圧力の低下挙動に影響を与えたものと考えられる。今回の解析はこの操作をもとに実施したものであるが、得られた結果をみると、②の期間で格納容器圧力の上昇を抑制する効果はあるものの、格納容器圧力を低下させるには至っていない (図 3)。RCIC、HPCI の運転中は水位が保たれ、燃料の除熱ができている状態であるため、原子炉圧力容器の圧力、格納容器の圧力は、津波により海水系のヒートシンクを喪失してからの崩壊熱の積分量が、炉水、構造物、D/W、S/C の気相、水相のそれぞれにどのように配分されたかによって決定される。したがって、現在の解析では HPCI 運

転時の水位等に実測値との相違が存在しているため、その配分が現実と異なっている可能性があり、その結果として格納容器圧力を過大に評価している可能性はある。ただし、②の期間の後半では、解析値と実測値はほぼ同程度の圧力となった。

なお、項目(2)-1で記載した PLR ポンプメカシールからの漏えいは、原子炉水位を維持できている②の期間においても発生していると考えられるが、3月12日12時35分から動作している HPCI の影響により原子炉圧力が大きく低下していることから、漏えい水量は減少しており、かつ漏えい水のエンタルピーも減少していると考えられる。従って、PLR ポンプメカシールからの漏えい水による格納容器圧力の上昇については、①の期間よりも寄与が小さいものと考えられる。

(2)-3 他の機関で実施された解析について

一方、平成24年2月1日に開催された第7回東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見に関する意見聴取会に提出された独立行政法人原子力安全基盤機構による「圧力抑制室保有水の温度成層化による格納容器圧力等への影響等の検討」によれば、3号機の RCIC 運転期間においては、RCIC のタービン排気蒸気により排出管近傍における S/C のプール水温が上昇し、高温水が水面近傍を周方向に拡がることでプール上部が高温になり、温度成層化が発生した結果として①の区間で格納容器圧力が上昇した可能性について検討を実施している。今回の解析では、S/C のプール水は全体が平均温度となるモデルを使用しているため、成層化を扱っていないが、仮にこれが原因であるとすれば、今回の解析で①の区間における格納容器圧力の再現性が悪いことと整合する。また、②の区間において、S/C スプレイを実施するとプール表層部が優先的に冷やされることから、S/C スプレイ実施時（HPCI への切替時とほぼ同時）の格納容器圧力の低下を説明出来る可能性がある。

なお、今回の解析では崩壊熱をより現実に近づけるため平成23年5月の解析より低い値に見直しを行ったが、それによって得られた格納容器圧力の解析値と S/C スプレイ実施後の格納容器圧力の実測値が概ね一致する結果となった。すなわち、成層化による格納容器圧力の上昇があったものの、S/C スプレイによりプール水温度が均一化することで、プール水温均一を仮定した今回の解析値に近づいたものとする現象を非常に良く説明出来る。

上記の説明の例外として、3月12日22時00分の D/W 圧力は 170kPa[abs] と低く、S/C スプレイ実施後の格納容器圧力よりも約 100kPa 程度の差が存在している。この実測値は他の実測値と異なり、中操ではなく、現場の圧力計を測定したものであることが分かっており、他の圧力測定値とは異なる性質

を持っている。

(3) まとめ

RCIC、HPCI 運転期間中における格納容器圧力の挙動は、PLR ポンプメカシールからの漏えいを仮定した解析においても再現できていないが、S/C のプール水が温度成層化していたことに起因する可能性がある。また、崩壊熱を現実的な条件へ見直したことで、格納容器圧力の実測値との乖離は、S/C スプレイの実施により低減されることが確認された。

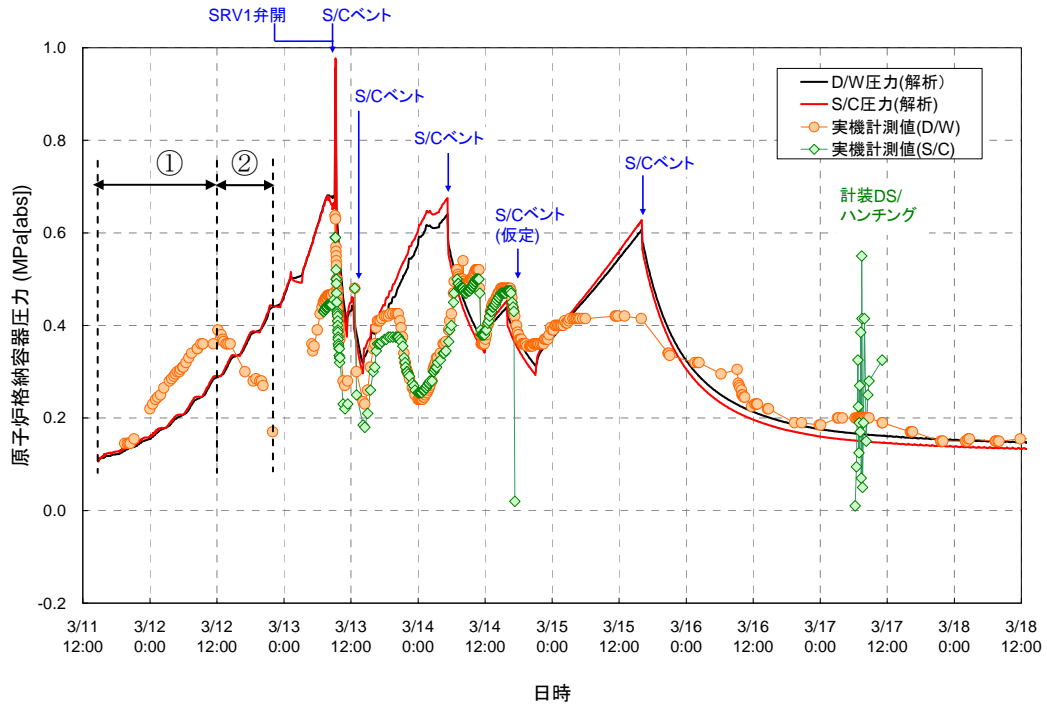


図1 3号機 格納容器圧力変化 (平成23年5月解析 図3.3.1.3)

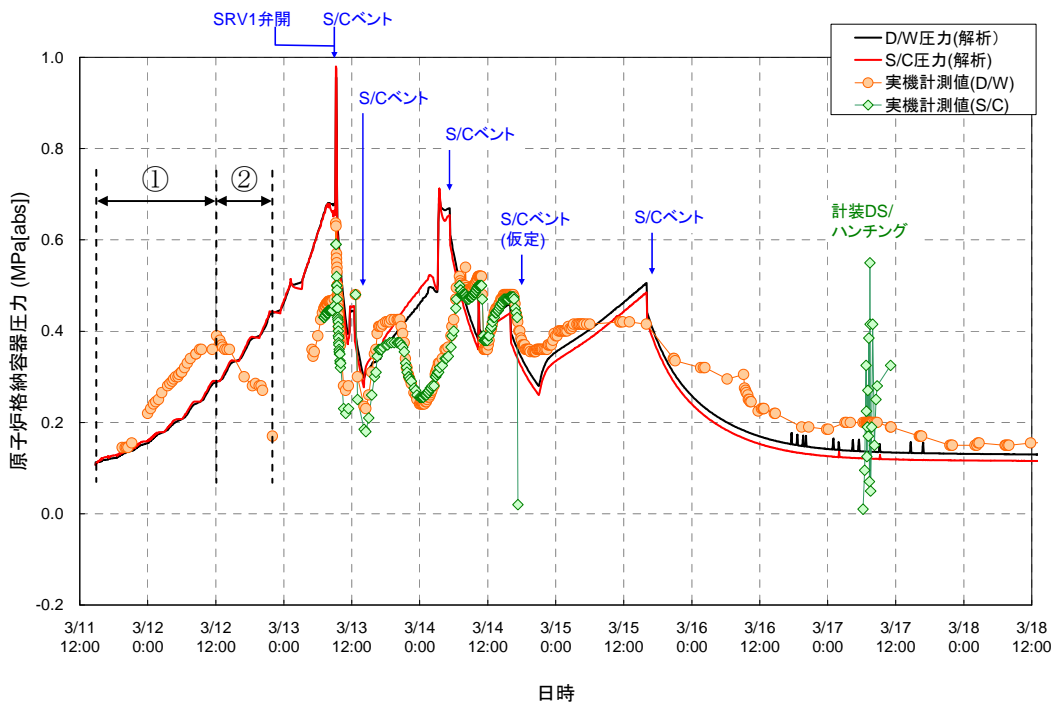


図2 3号機 格納容器圧力変化 (平成23年5月解析 図3.3.2.3)

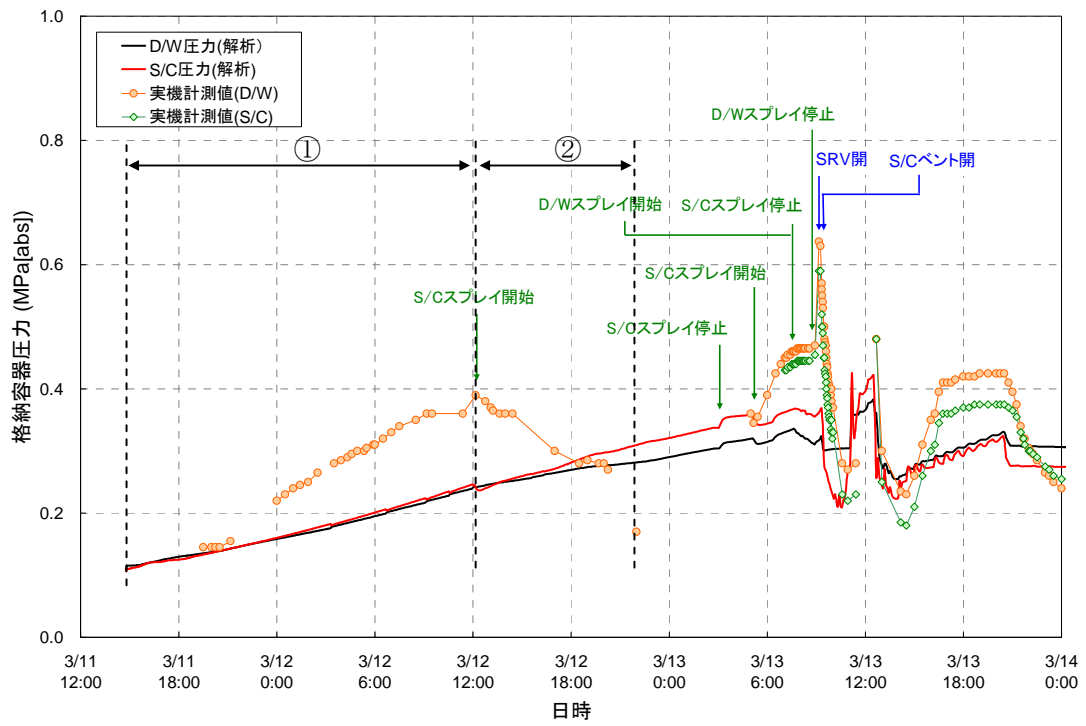


図3 3号機 格納容器圧力変化 (今回解析結果)

これまでに公表した解析結果

- 平成 23 年 5 月 23 日 東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について
別紙-1 福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心の状態について

図表番号は原典と同一とした。

表 3. 1. 3 1号機解析結果の纏め

項目	解析結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 3 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 4 時間
原子炉压力容器破損時間	地震発生後約 15 時間

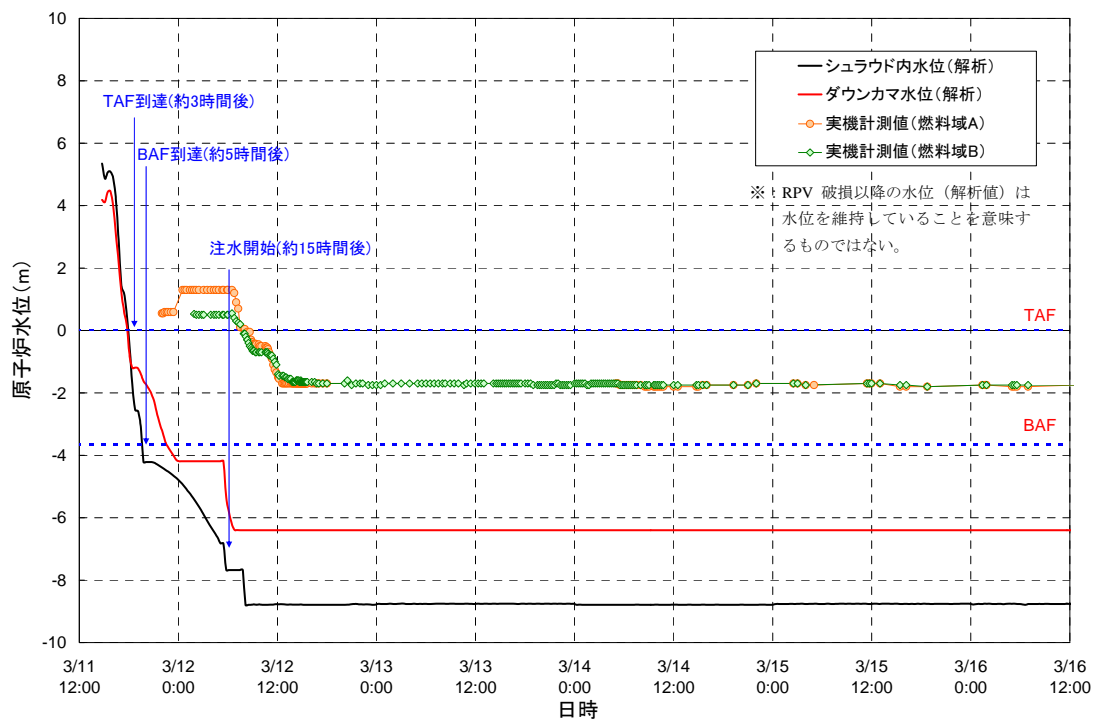


図 3. 1. 1 1号機 原子炉水位変化

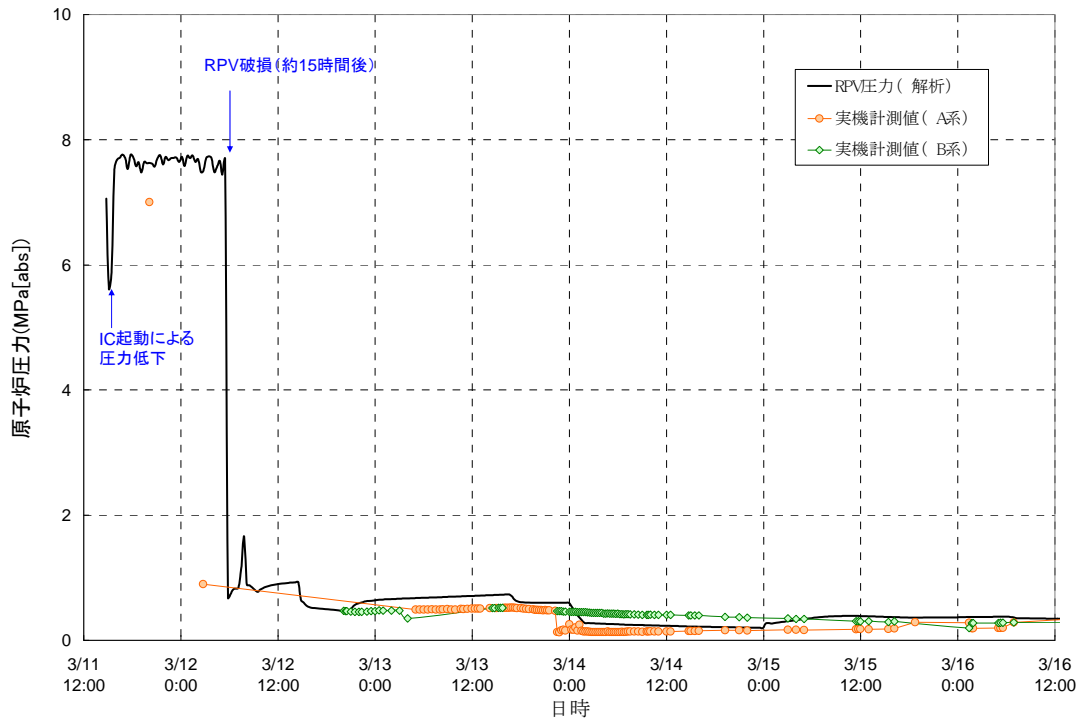


図 3. 1. 2 1号機 原子炉压力容器圧力変化

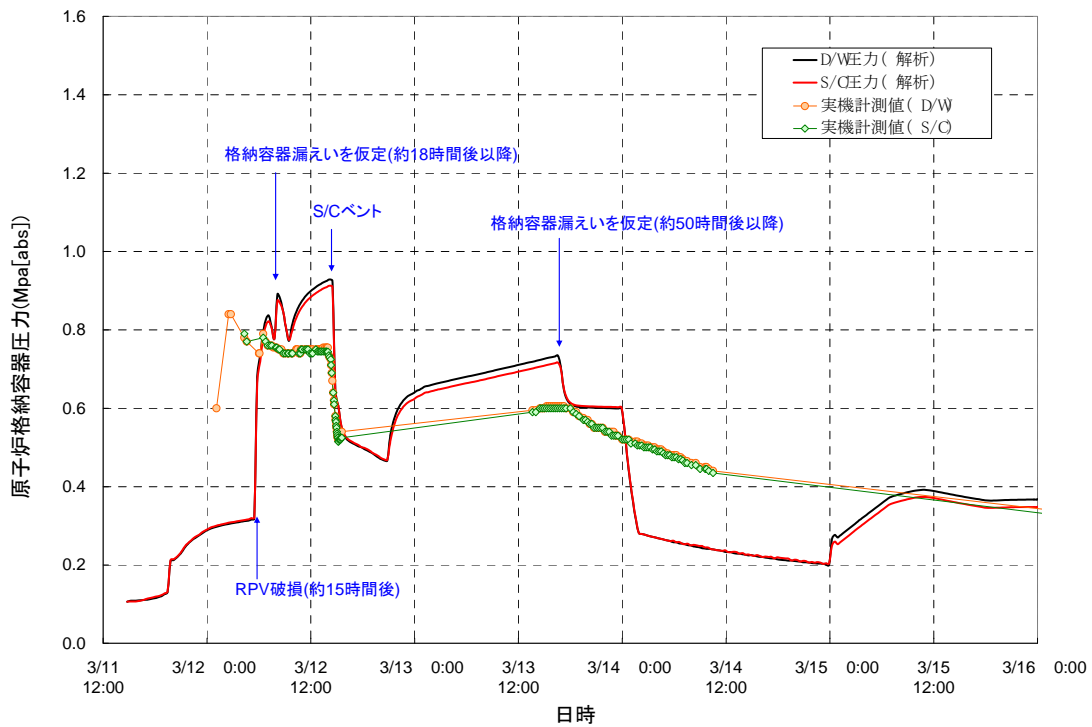


図 3. 1. 3 1号機 原子炉格納容器圧力変化

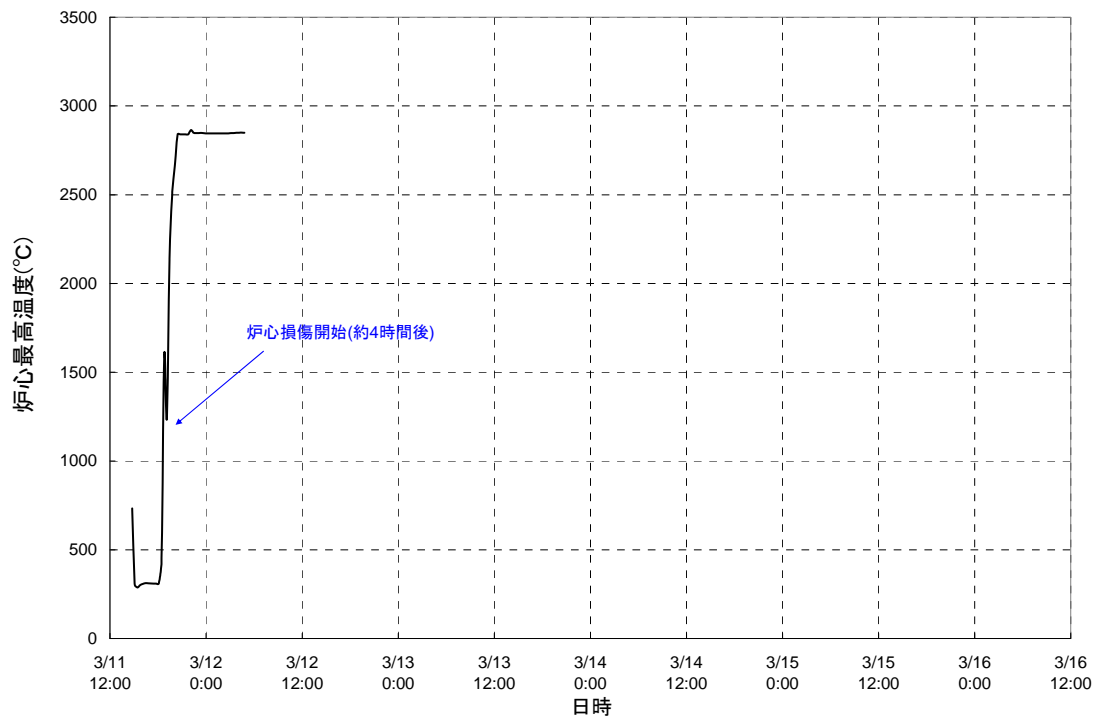


図3. 1. 4 1号機 炉心温度变化

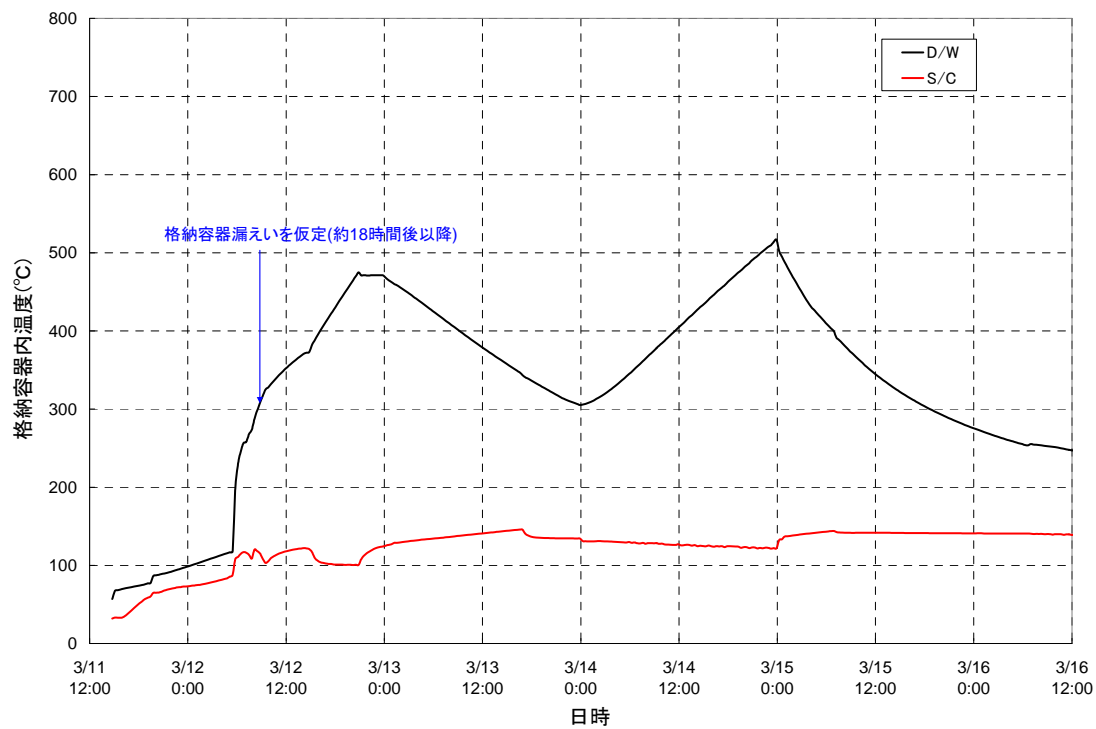


図3. 1. 5 1号機 原子炉格納容器温度变化

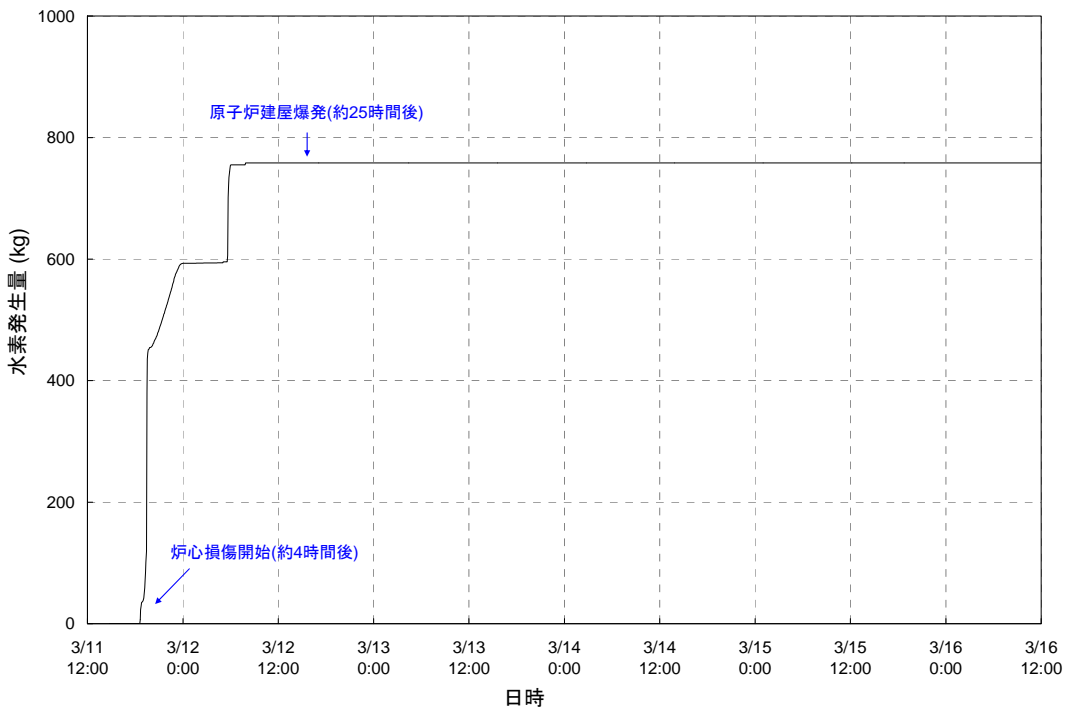


図3. 1. 6 1号機 水素発生量変化

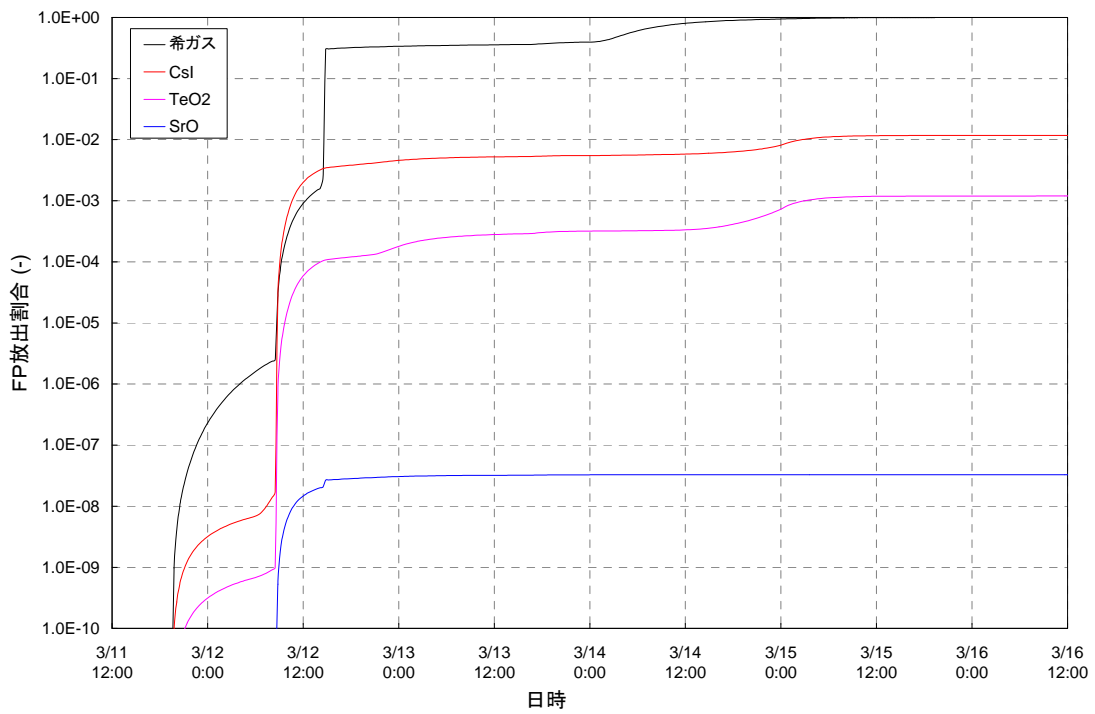


図3. 1. 7 1号機 FPの放出割合 (1/3)

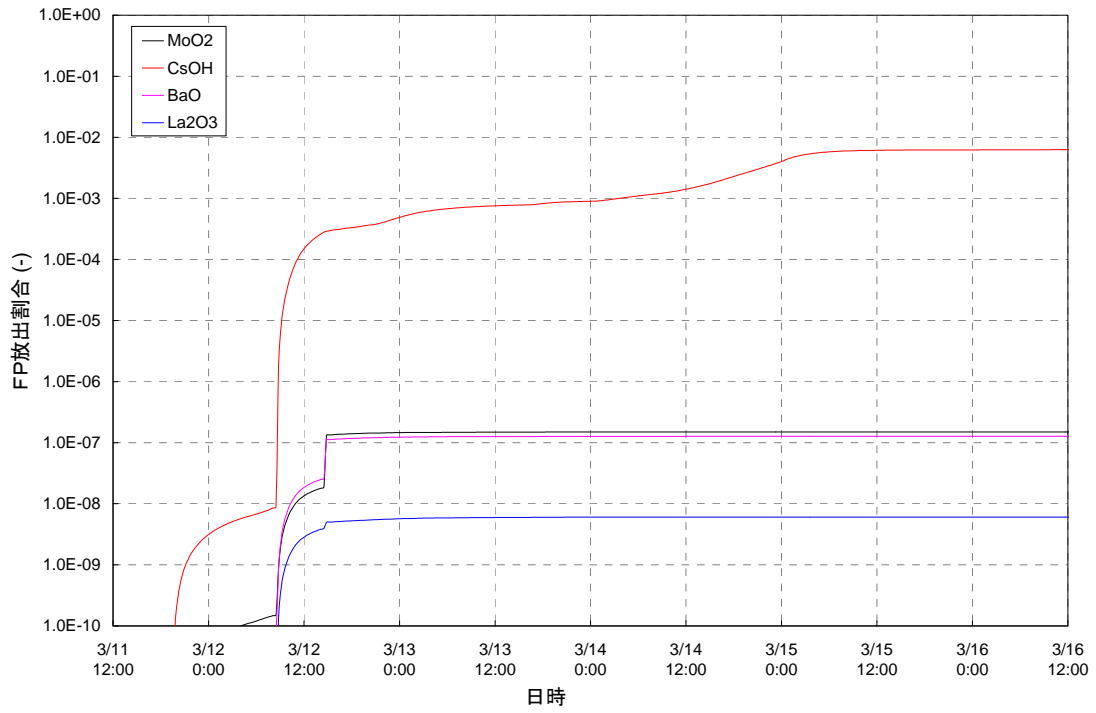


図3. 1. 7 1号機 FPの放出割合 (2 / 3)

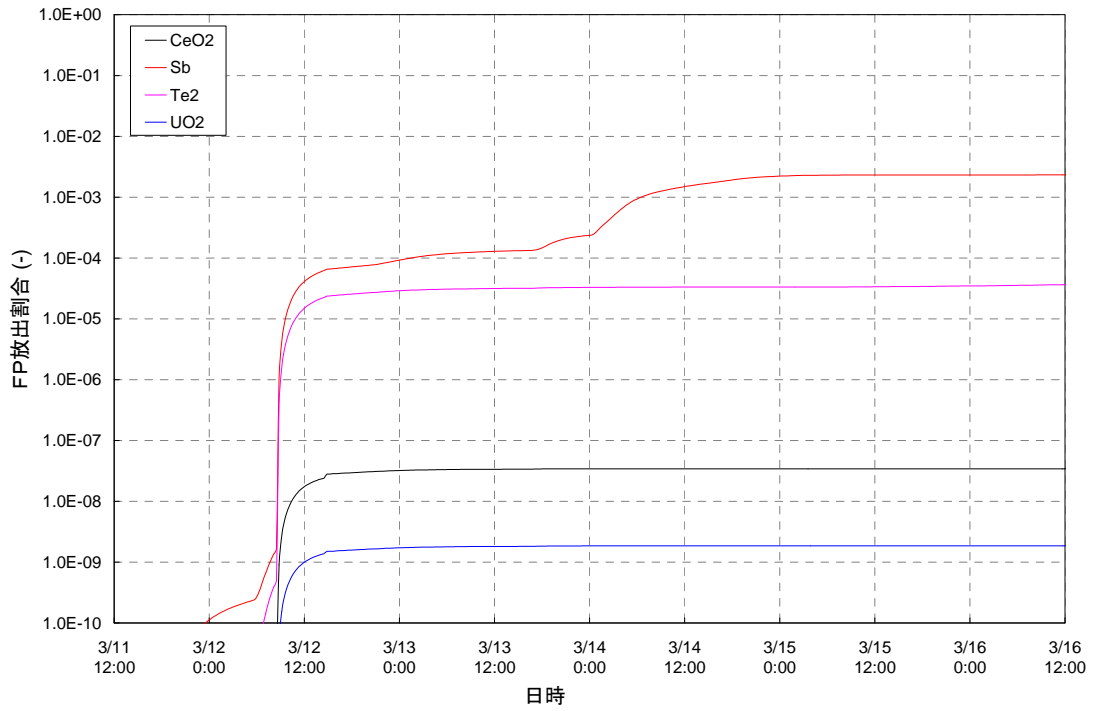


図3. 1. 7 1号機 FPの放出割合 (3 / 3)

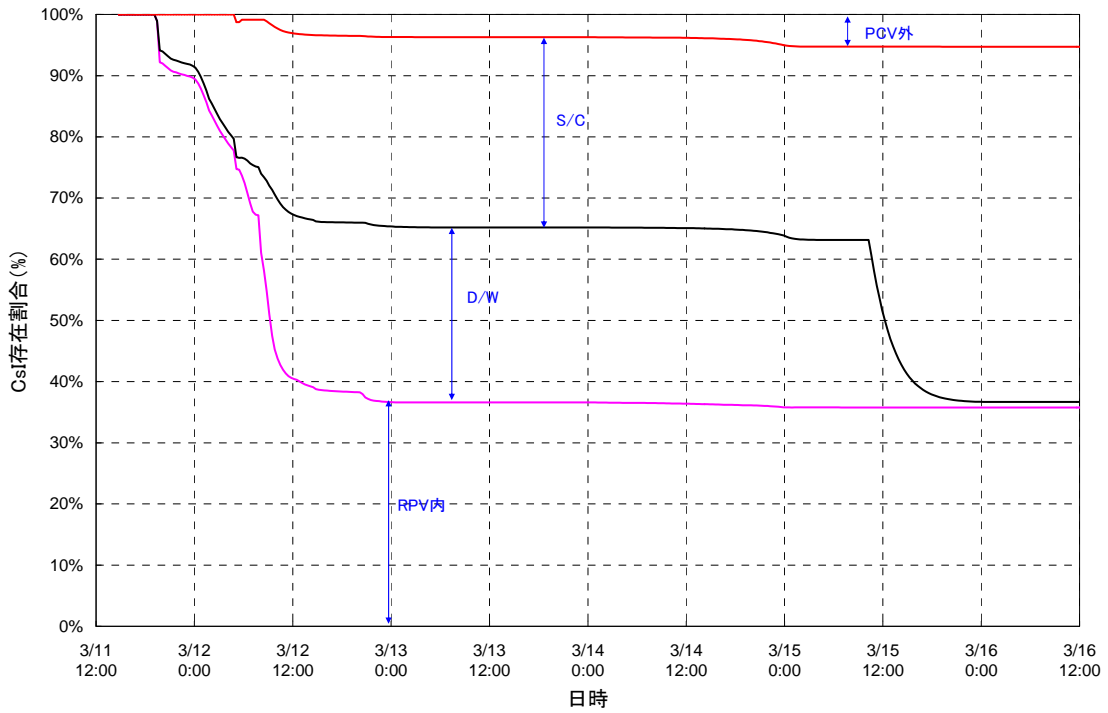


図3. 1. 8 1号機 FPの存在割合 (1/2)

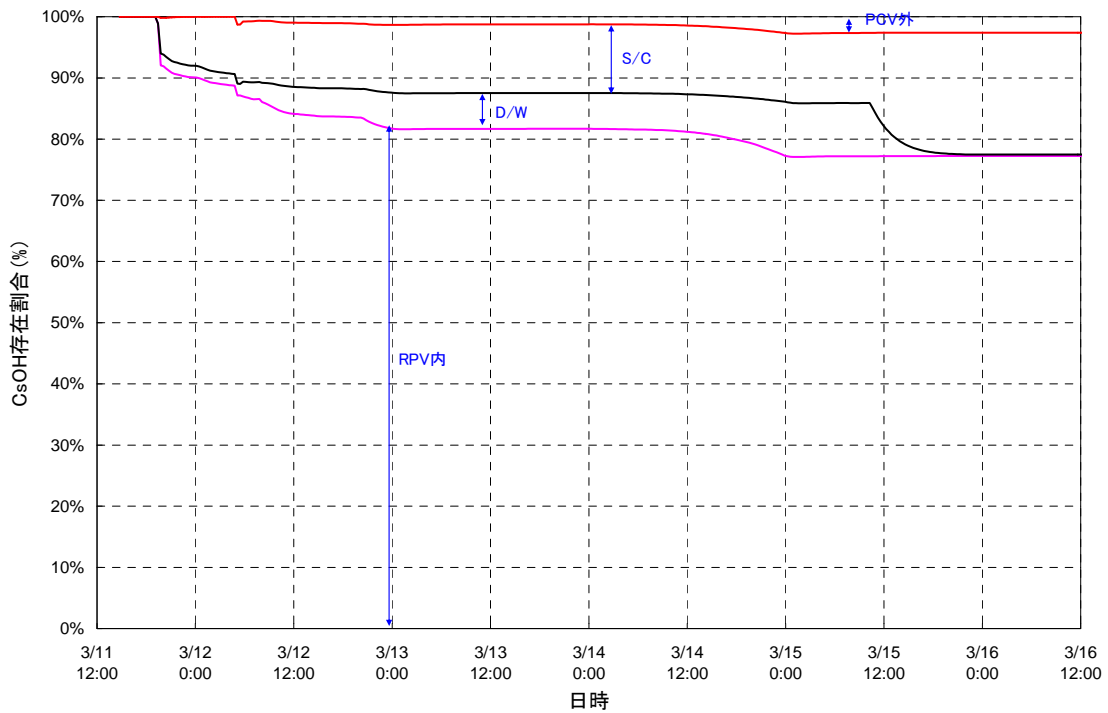
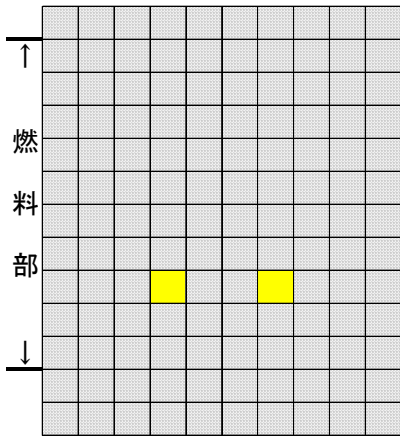
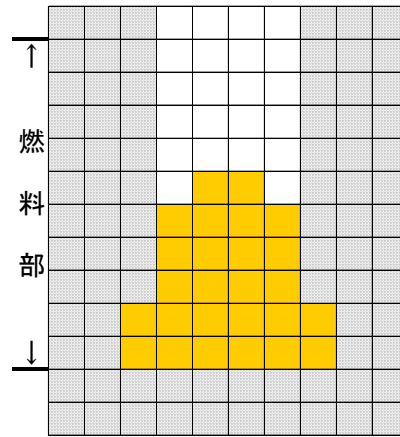


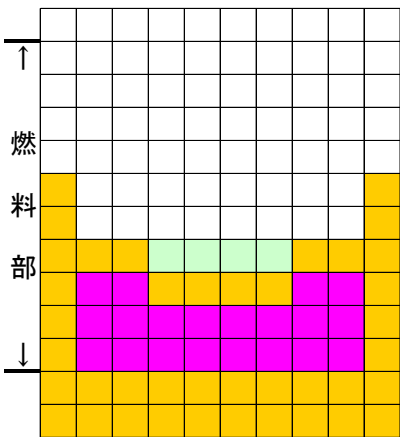
図3. 1. 8 1号機 FPの存在割合 (2/2)



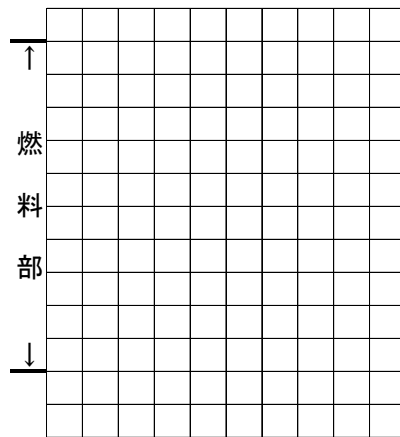
スクラム後 約4.7時間



スクラム後 約5.3時間



スクラム後 約14.3時間



スクラム後 約15時間

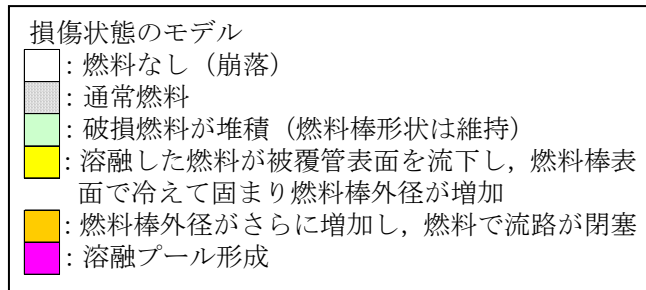


図3. 1. 9 1号機 炉心の状態図

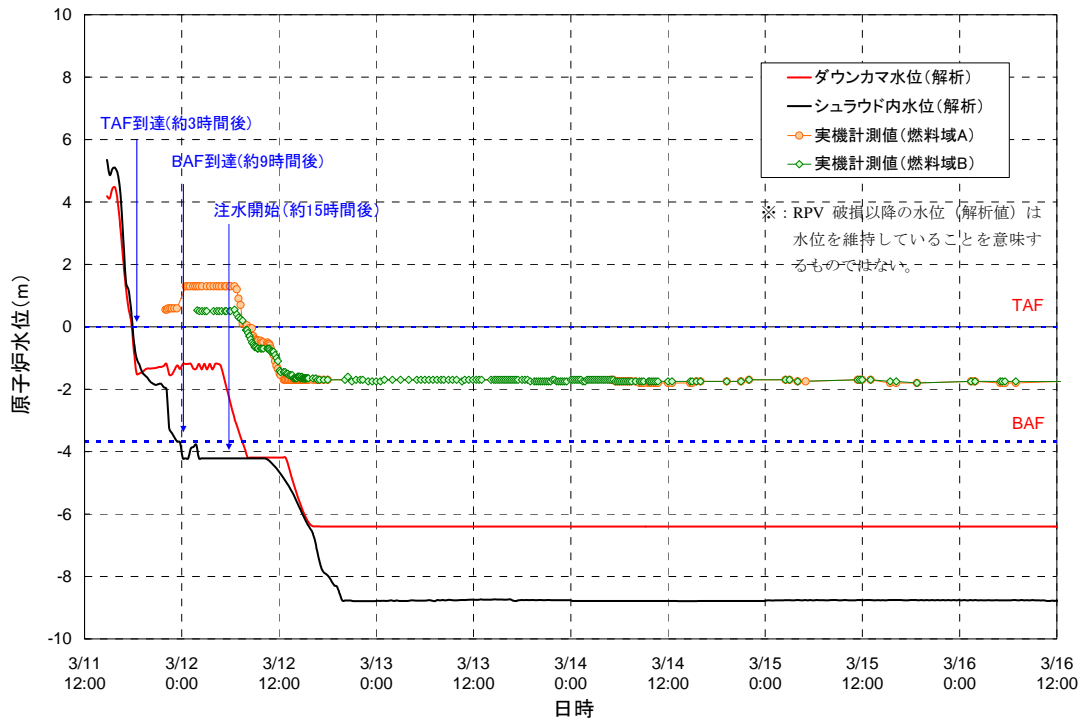


図 3. 1. 10 1号機 原子炉水位変化 (IC 継続運転)

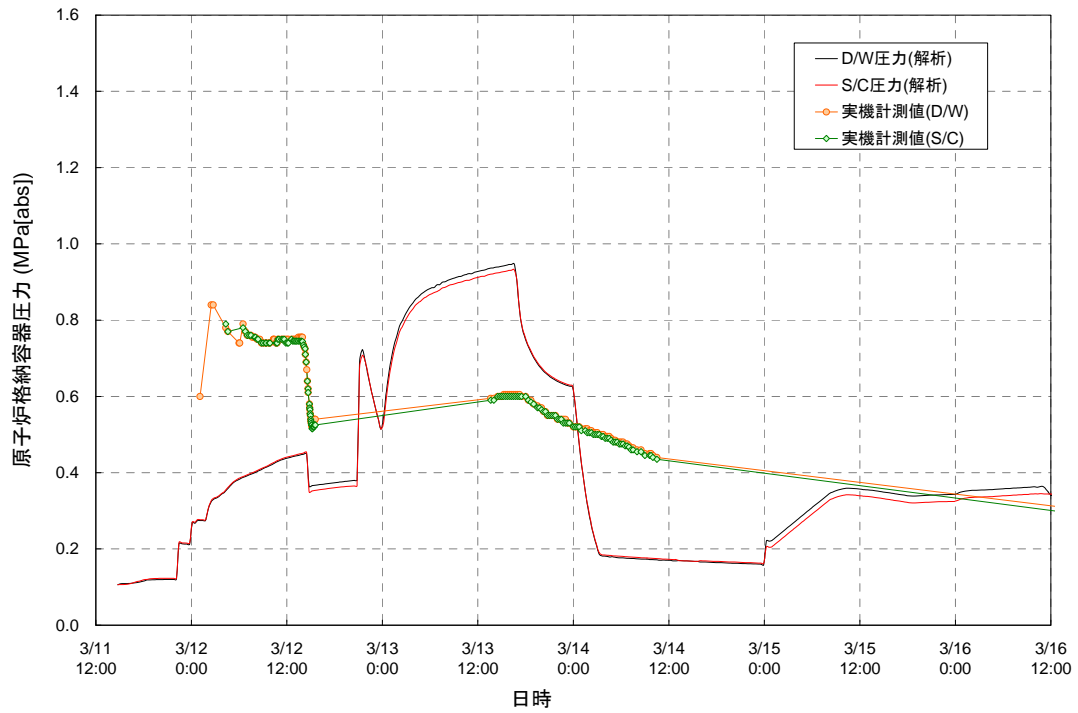


図 3. 1. 11 1号機 原子炉格納容器圧力変化 (IC 継続運転)

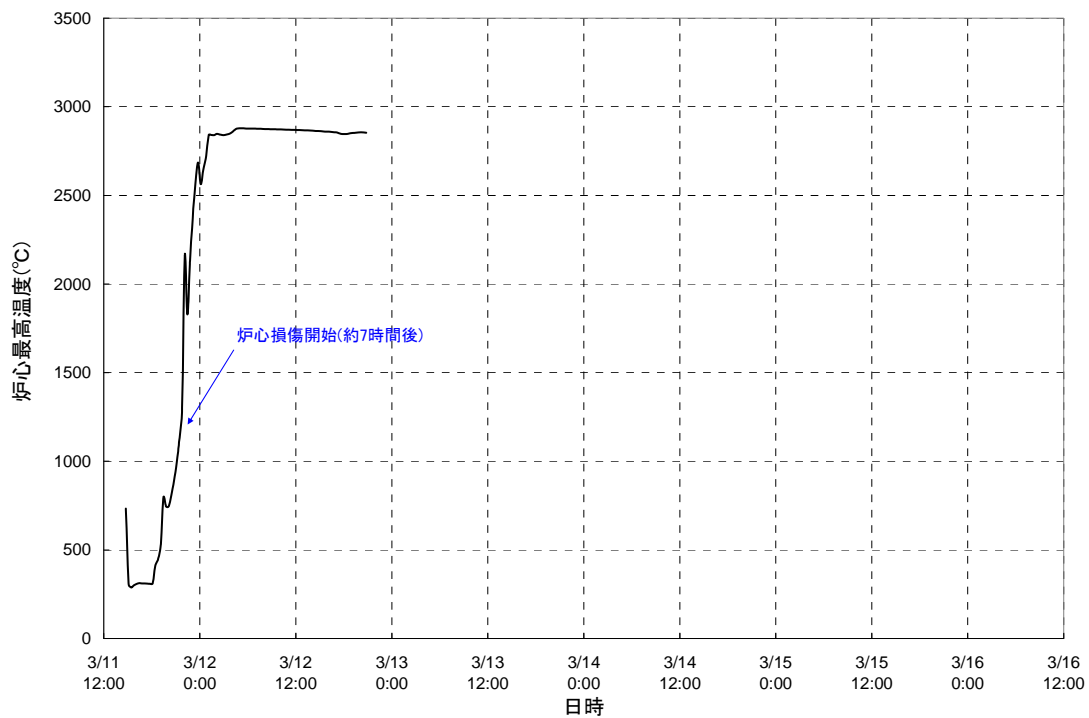


图 3. 1. 12 1号機 炉心温度变化 (IC 继续运转)

表 3. 2. 3 2号機解析結果の纏め【その1】

項目	解析結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 75 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 77 時間
原子炉压力容器破損時間	— (本解析では原子炉压力容器破損に至らず)

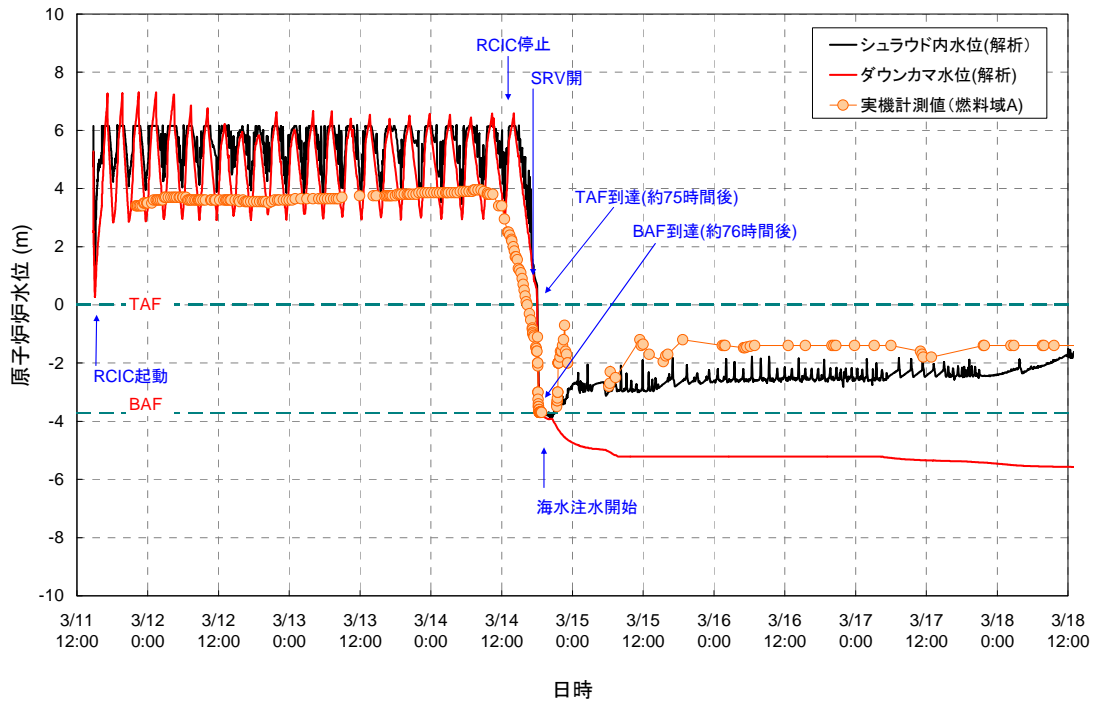


図 3. 2. 1. 1 2号機 原子炉水位変化【その1】

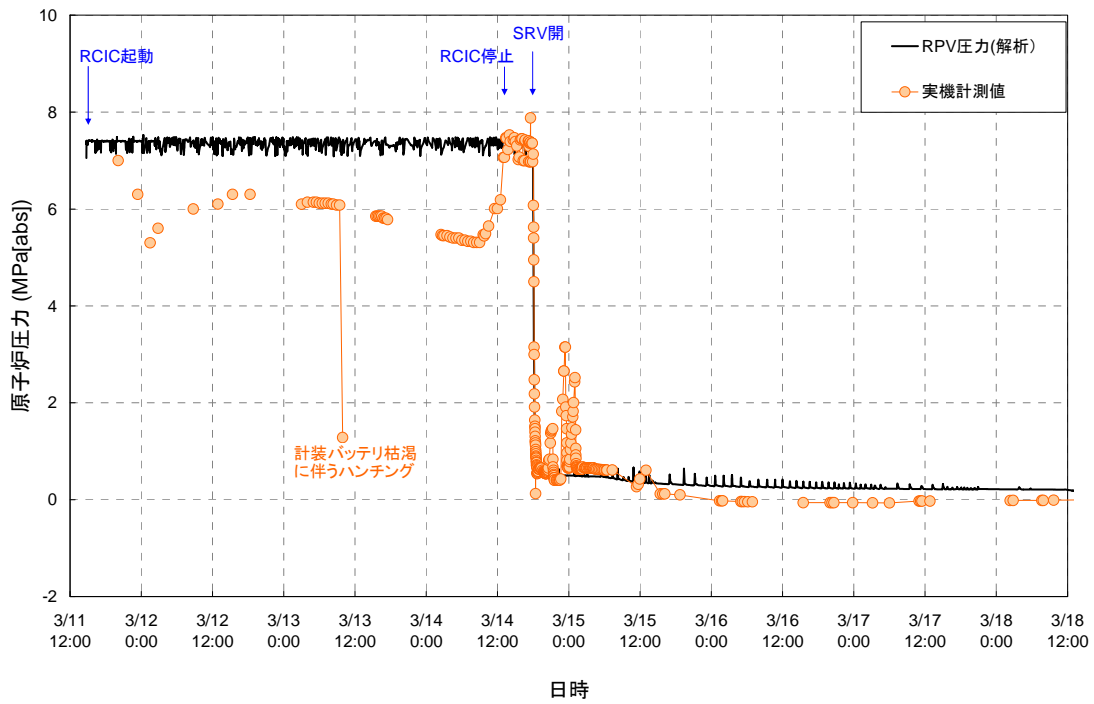


図3. 2. 1. 2 2号機 原子炉圧力容器圧力変化【その1】

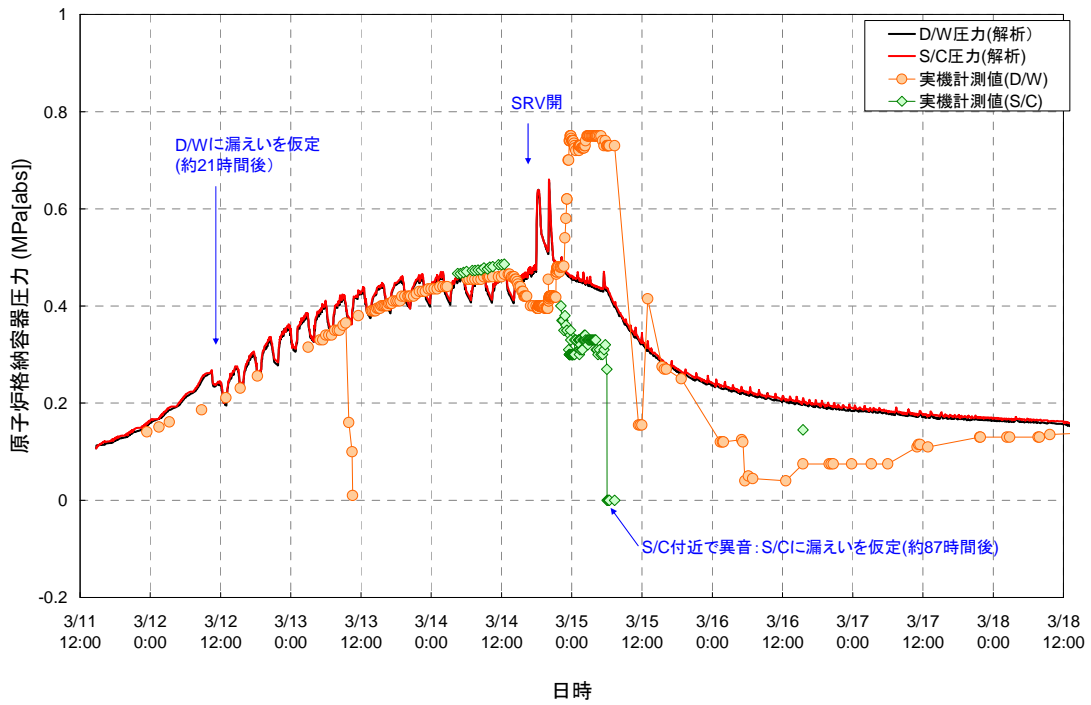


図3. 2. 1. 3 2号機 原子炉格納容器圧力変化【その1】

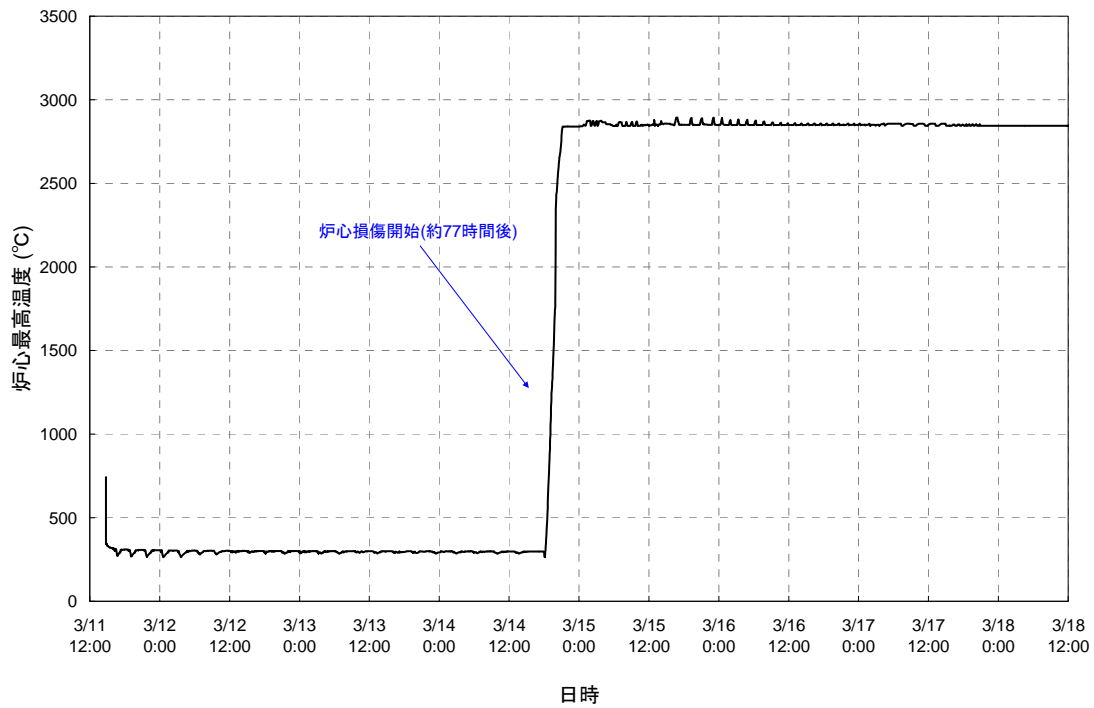


図 3. 2. 1. 4 2号機 炉心温度変化【その1】

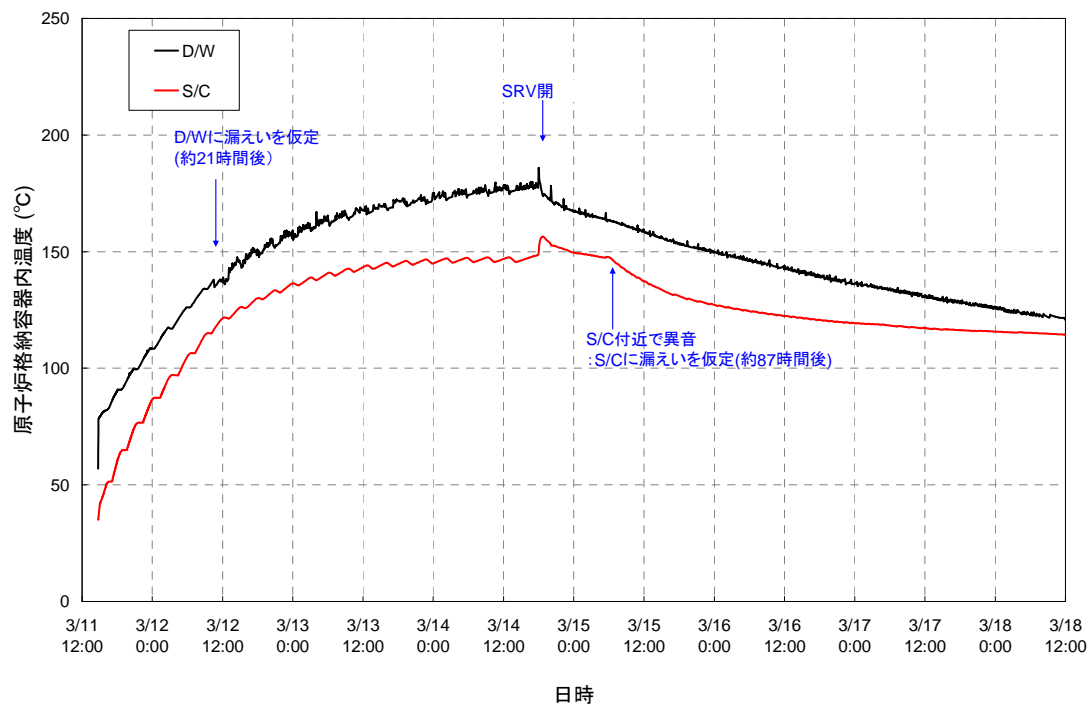


図 3. 2. 1. 5 2号機 原子炉格納容器温度変化【その1】

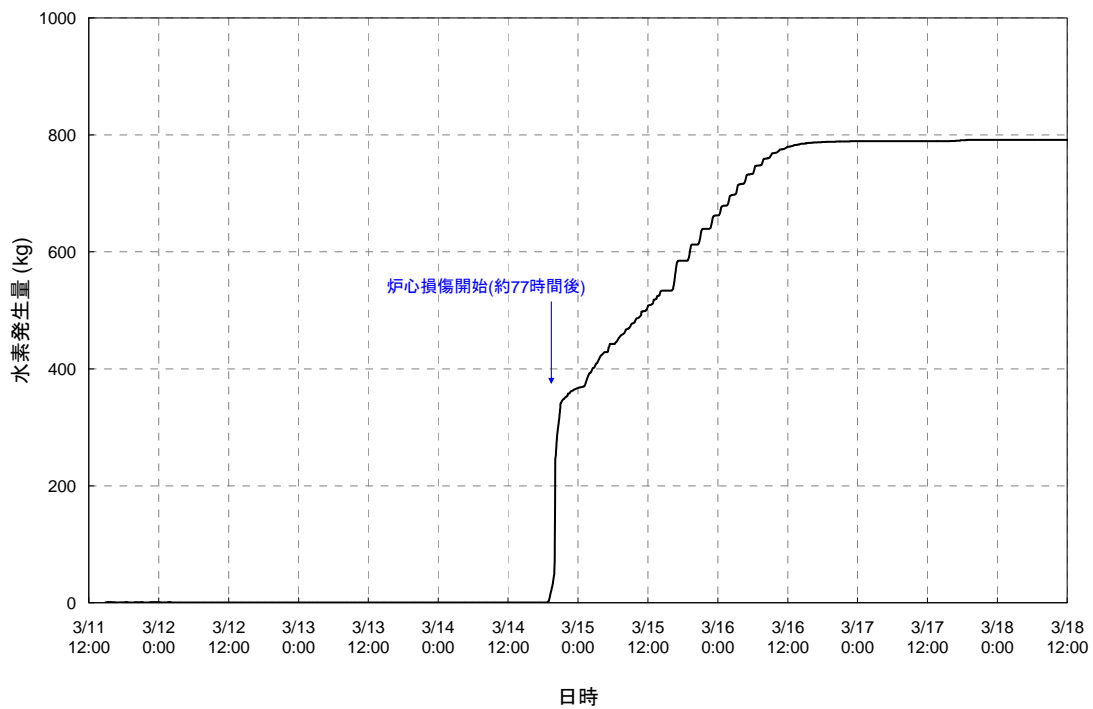


図3. 2. 1. 6 2号機 水素発生量変化【その1】

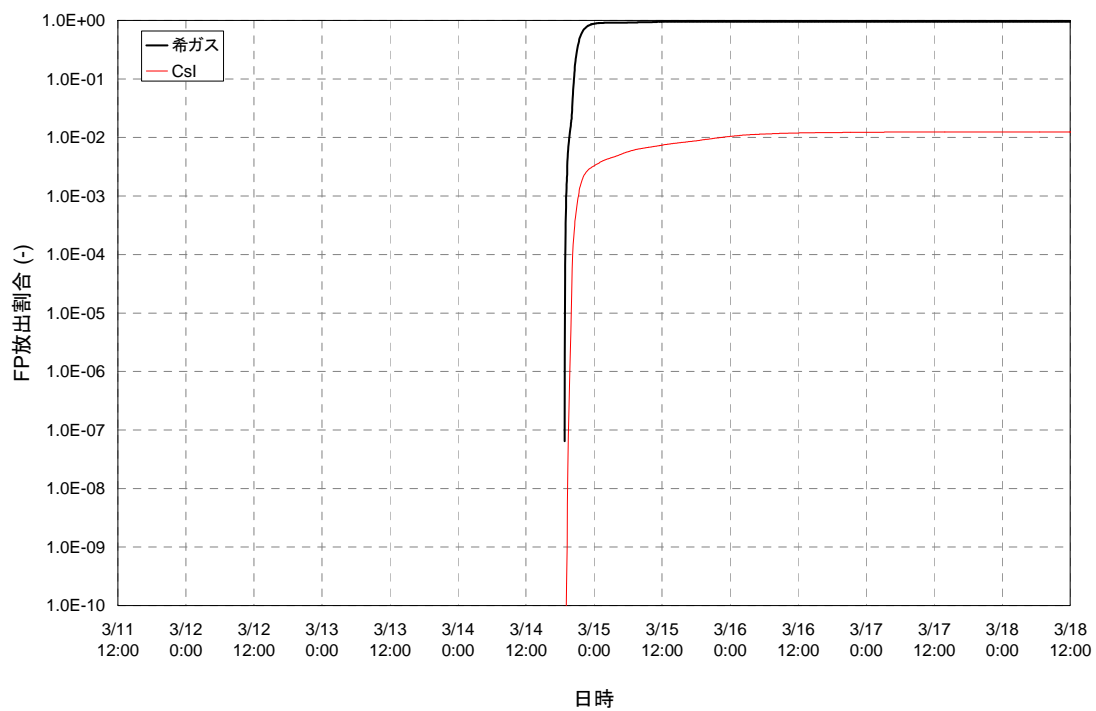


図3. 2. 1. 7 2号機 FPの放出割合【その1】

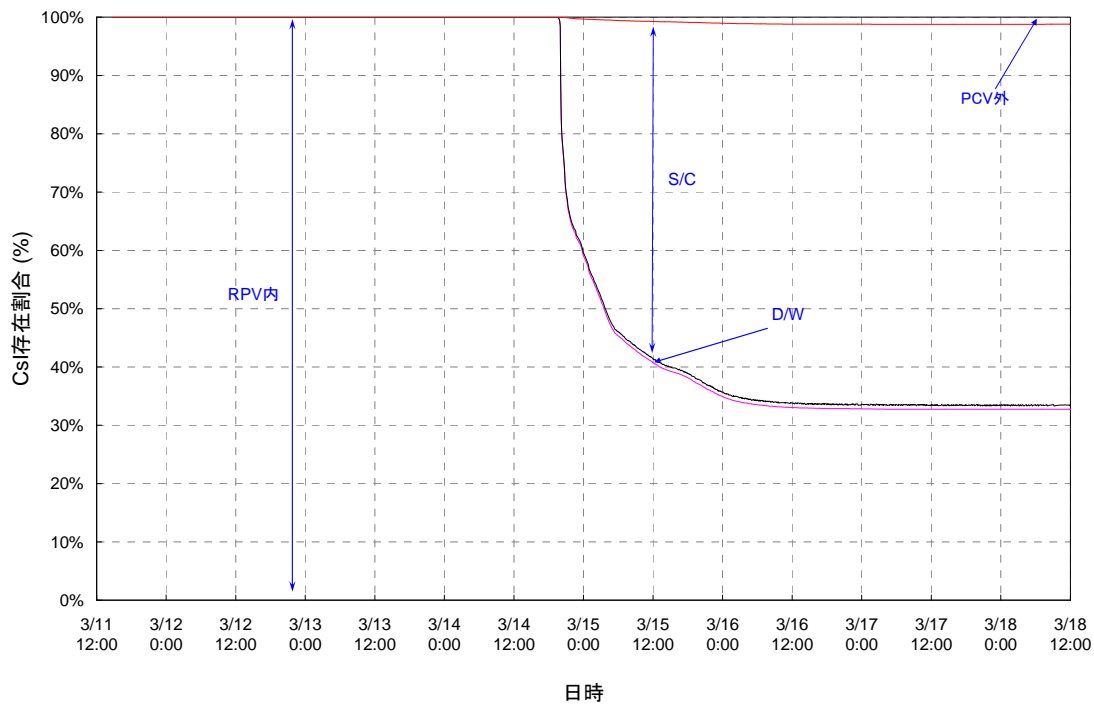


図 3. 2. 1. 8 2号機 FP の存在割合 (1 / 2) 【その 1】

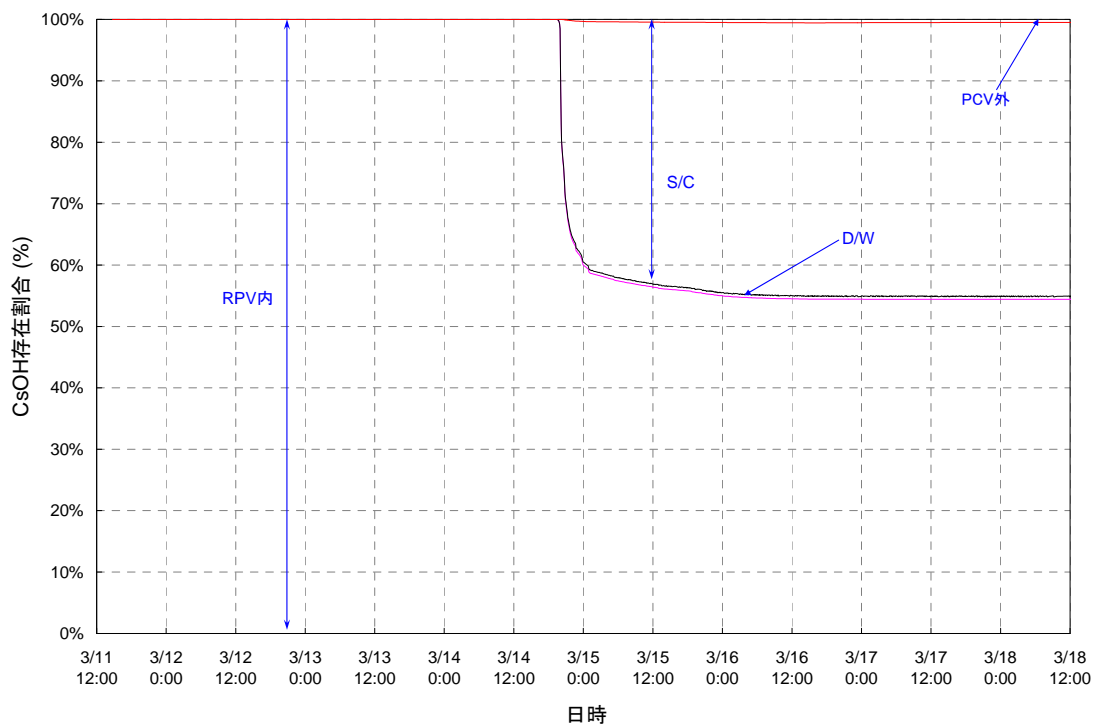
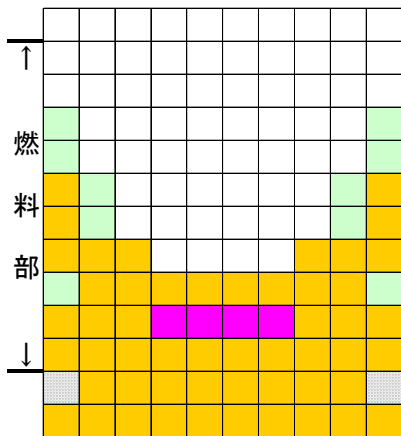
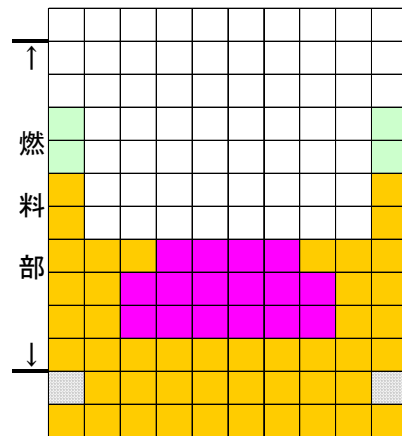


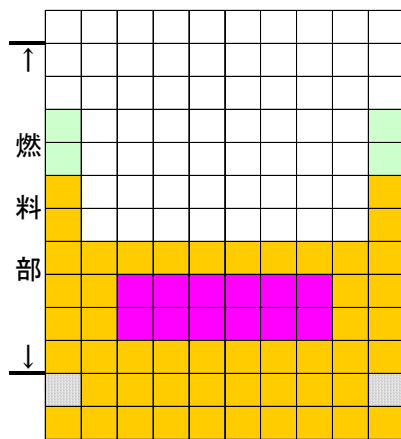
図 3. 2. 1. 8 2号機 FP の存在割合 (2 / 2) 【その 1】



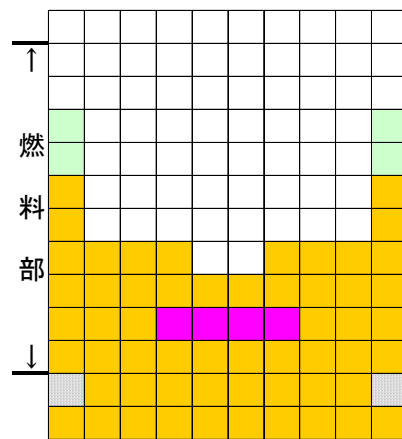
スクラム後 約 87 時間



スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 120 時間



スクラム後 約 1 週間

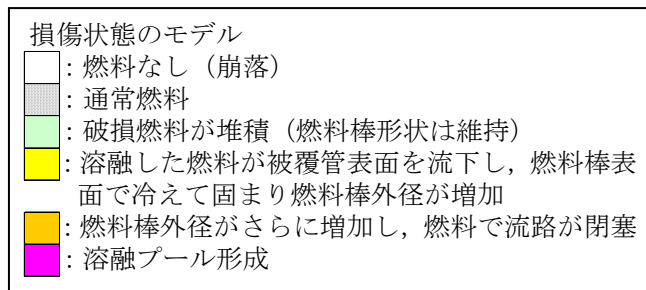


図 3. 2. 1. 9 2号機 炉心の状態図【その 1】

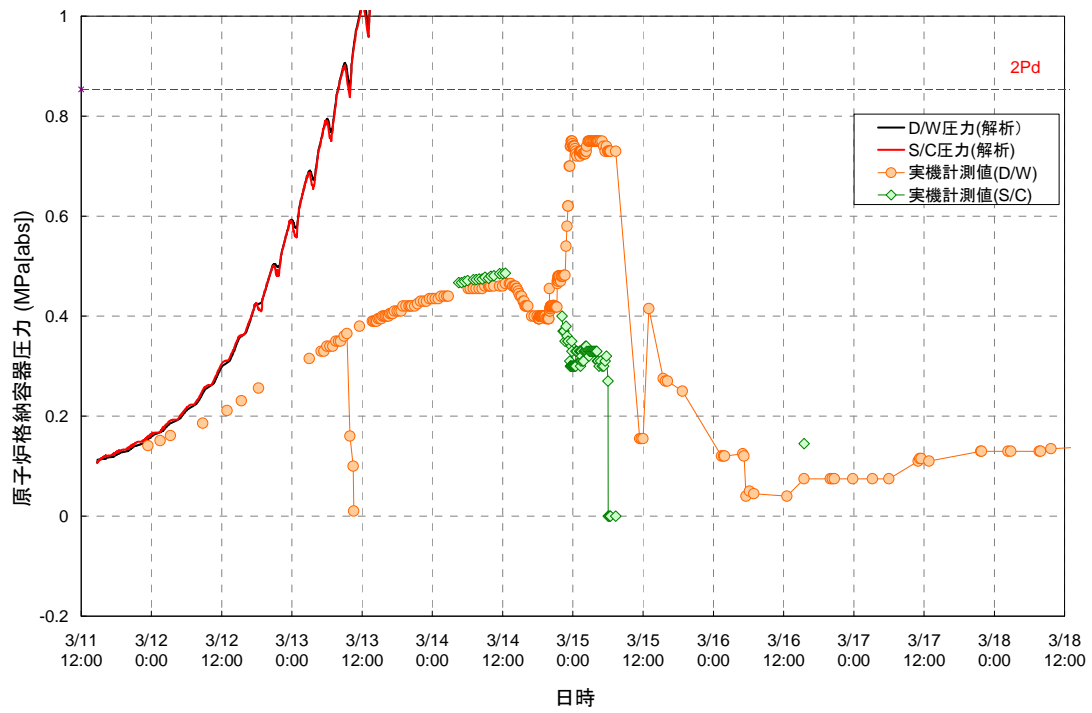


図3. 2. 1. 10 2号機 原子炉格納容器圧力変化【その1】(過温リーク想定なし)

表 3. 2. 4 2号機解析結果の纏め【その2】

項目	解析結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 75 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 77 時間
原子炉压力容器破損時間	地震発生後約 109 時間

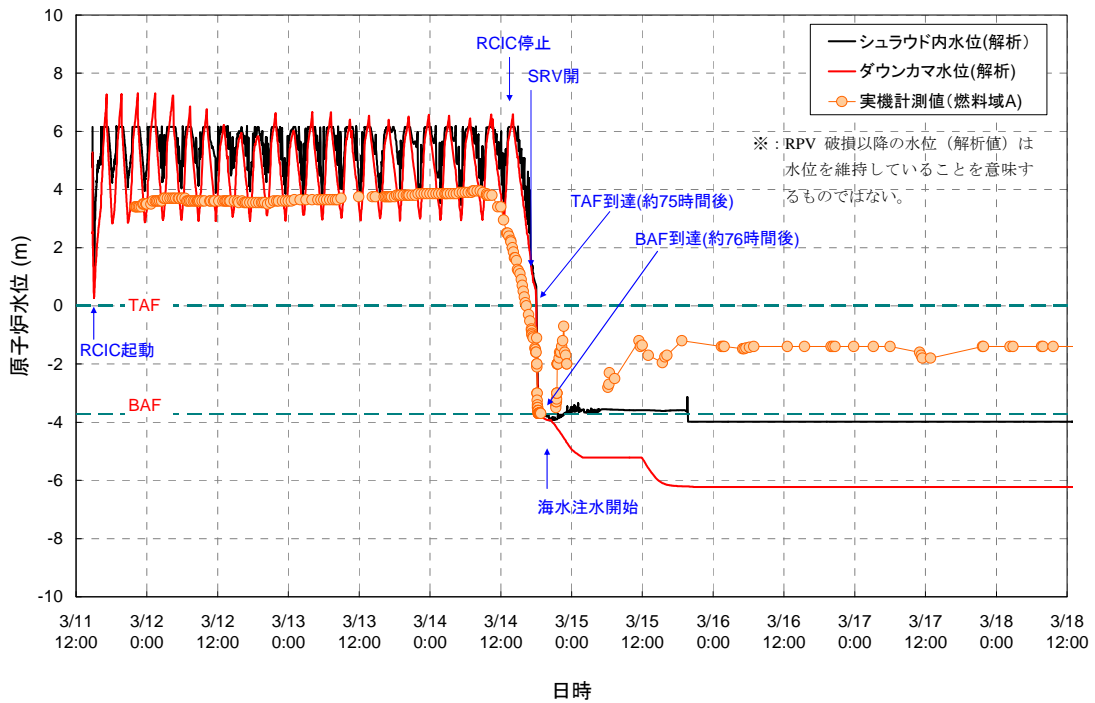


図 3. 2. 2. 1 2号機 原子炉水位変化【その2】

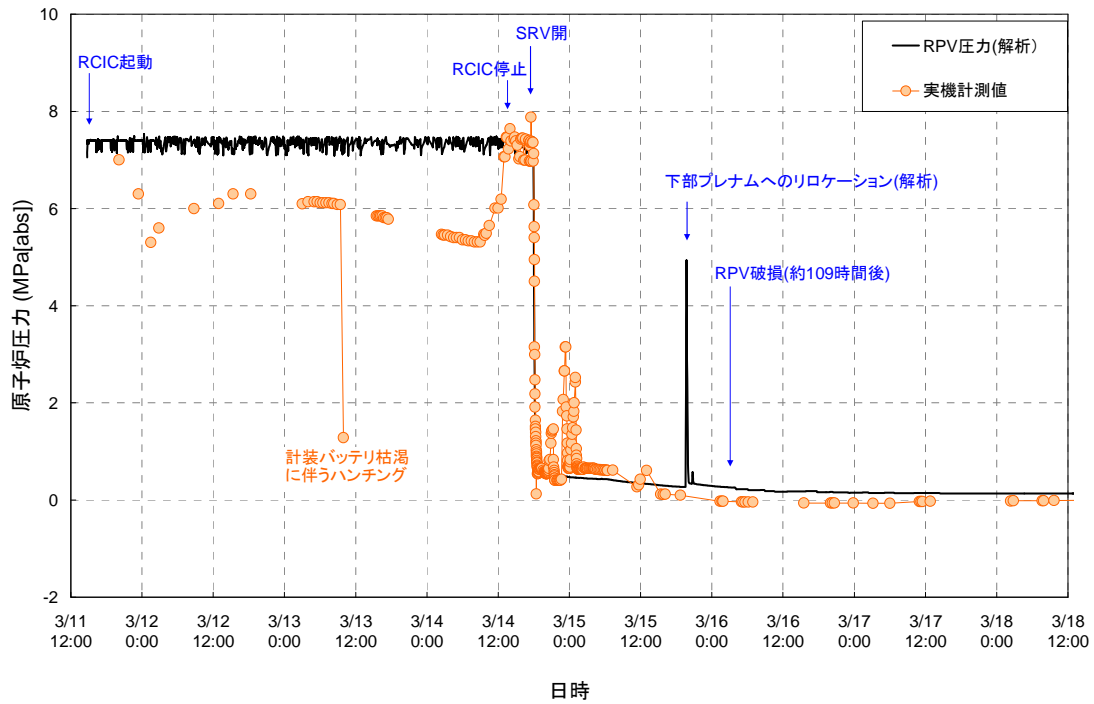


図3. 2. 2. 2 2号機 原子炉圧力容器圧力変化【その2】

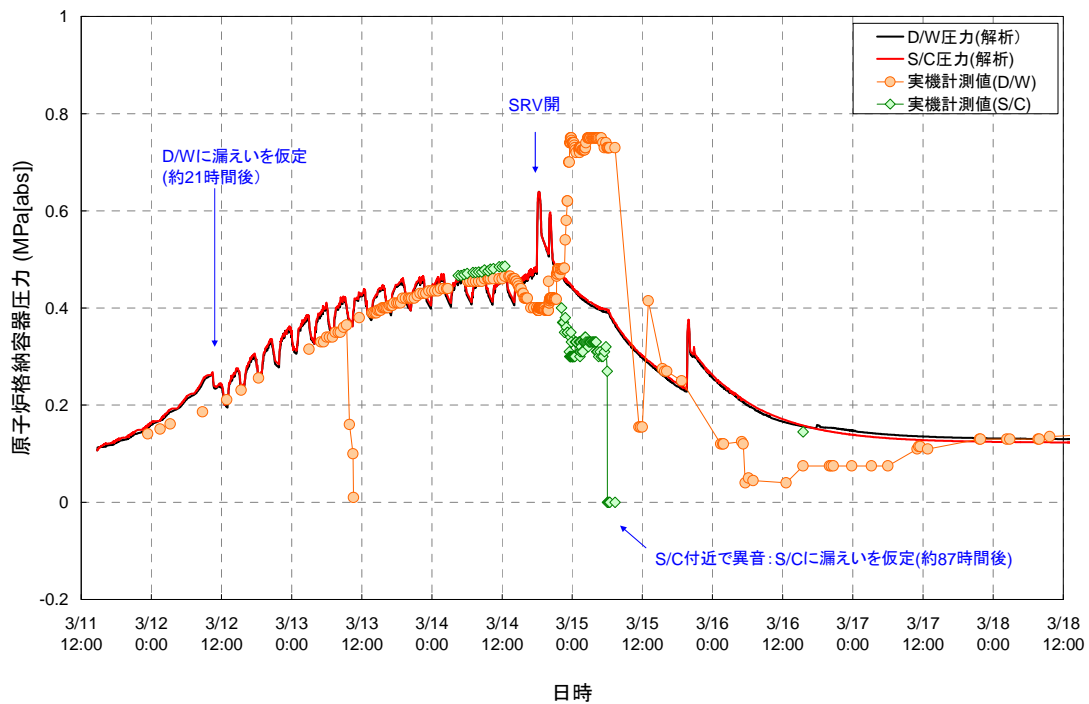


図3. 2. 2. 3 2号機 原子炉格納容器圧力変化【その2】

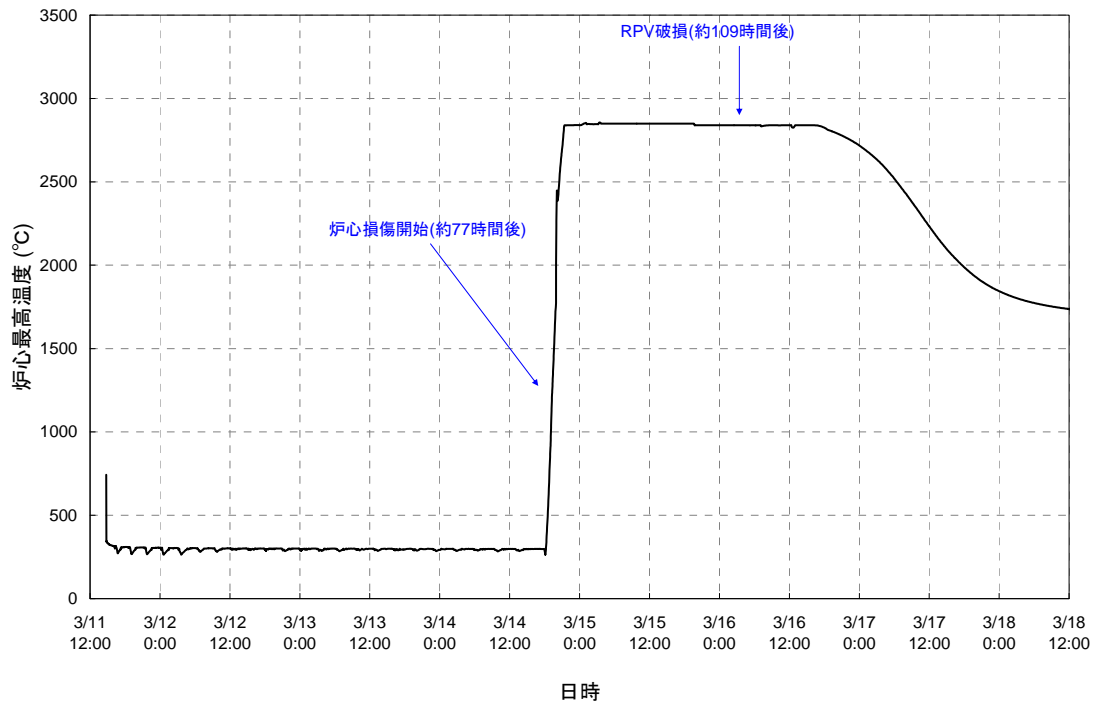


図3. 2. 2. 4 2号機 炉心温度変化【その2】

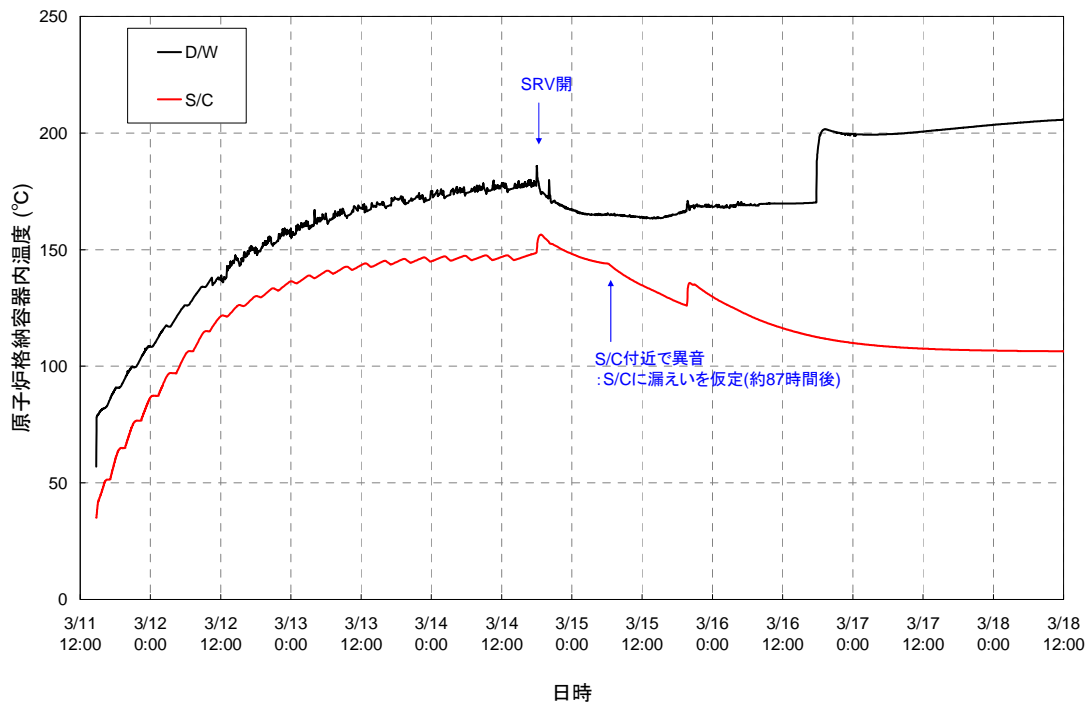


図3. 2. 2. 5 2号機 原子炉格納容器温度変化【その2】

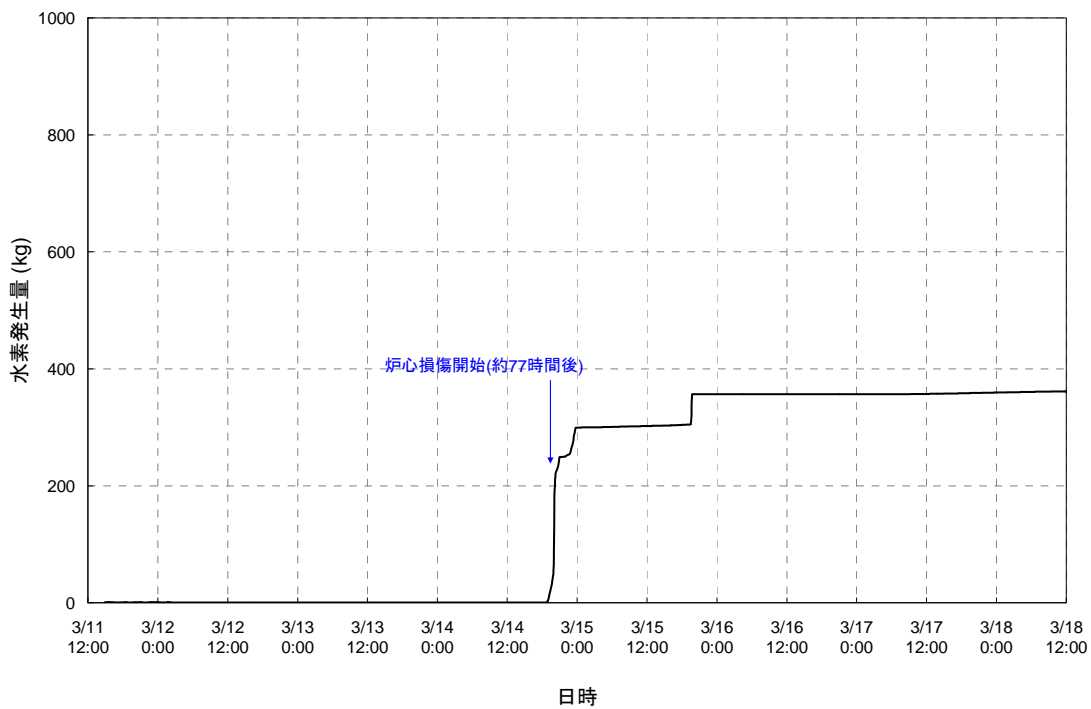


図3. 2. 2. 6 2号機 水素発生量変化【その2】

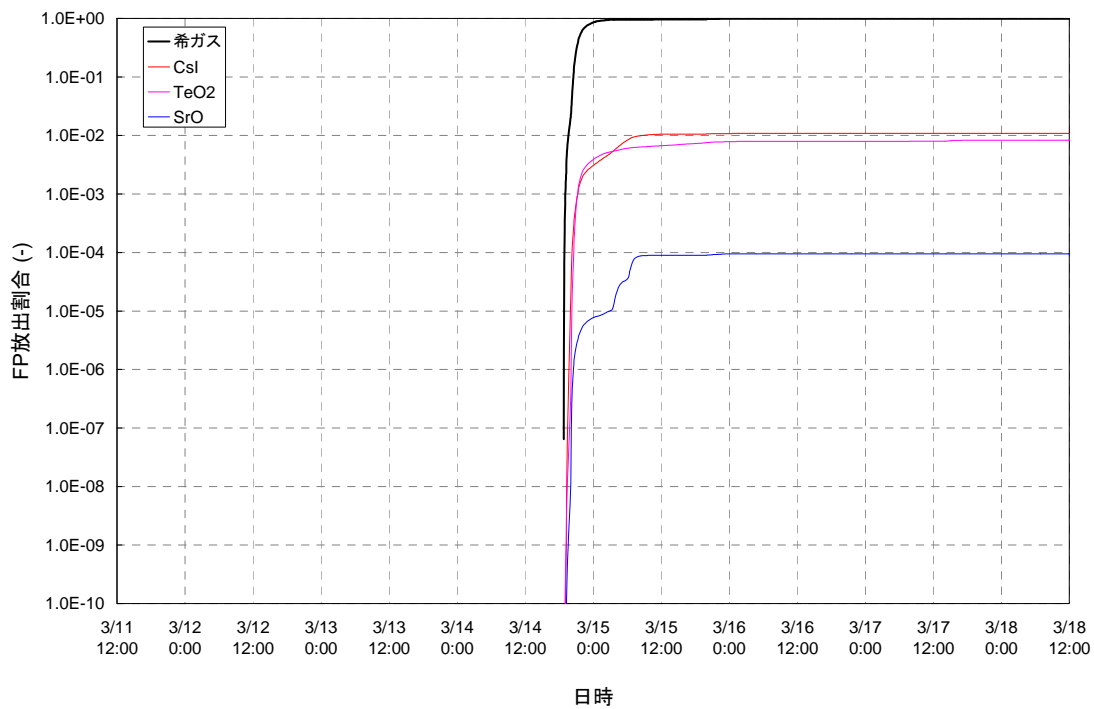


図3. 2. 2. 7 2号機 FPの放出割合 (1/3)【その2】

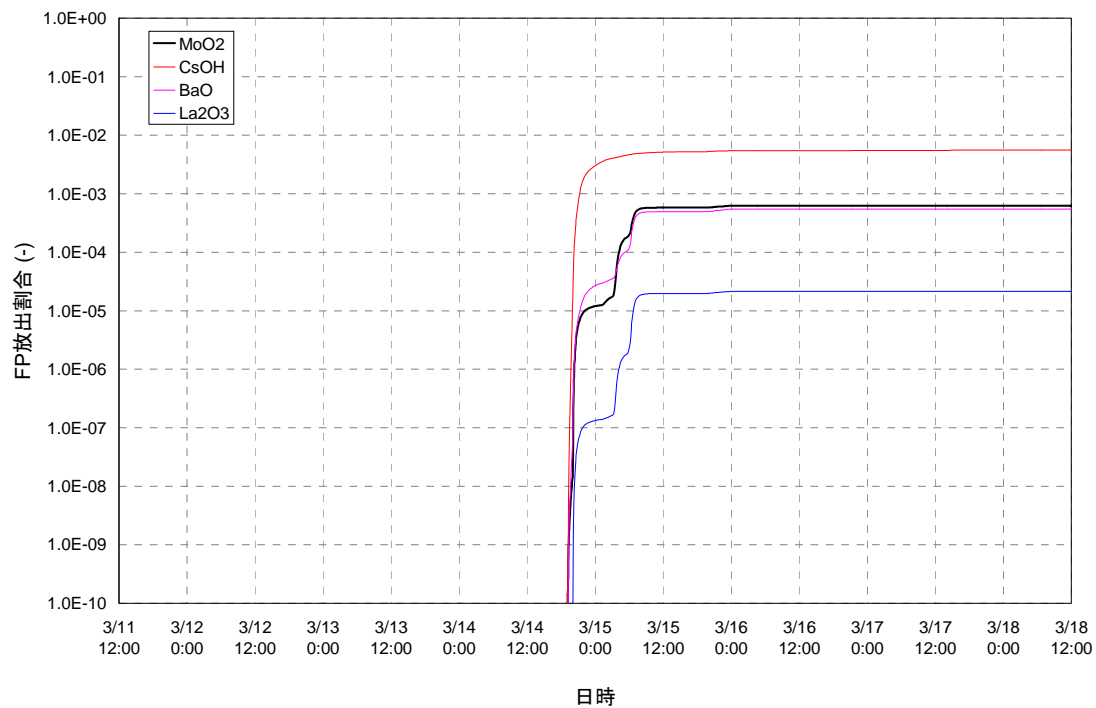


図 3. 2. 2. 7 2号機 FPの放出割合 (2 / 3) 【その2】

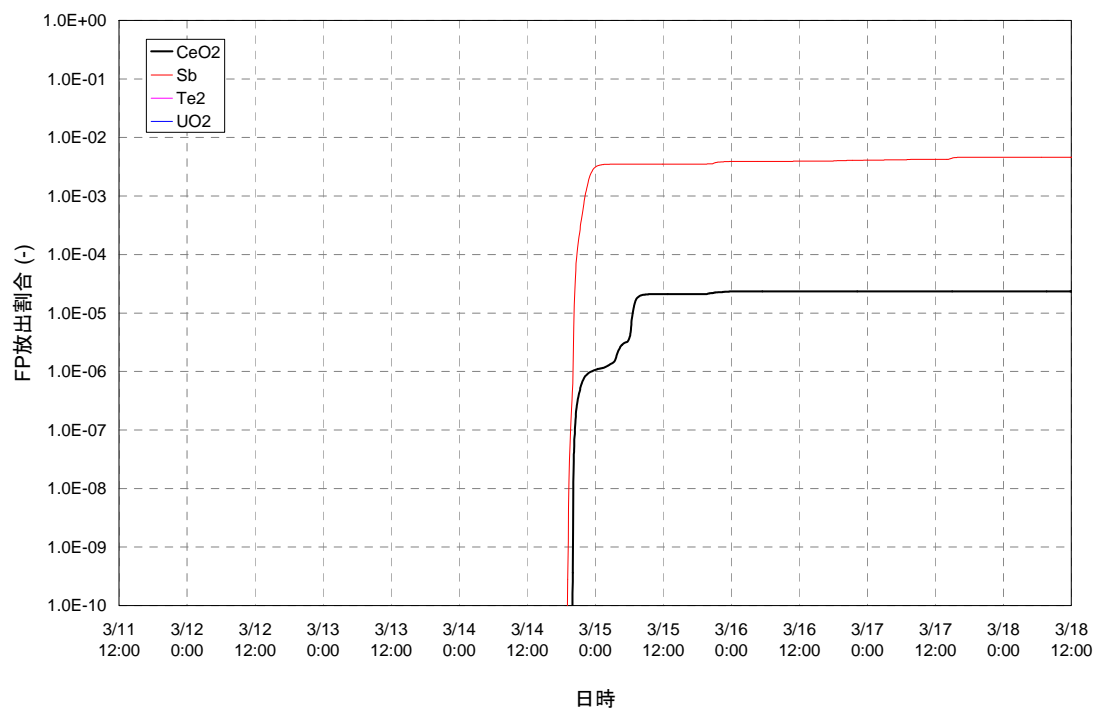


図 3. 2. 2. 7 2号機 FPの放出割合 (3 / 3) 【その2】

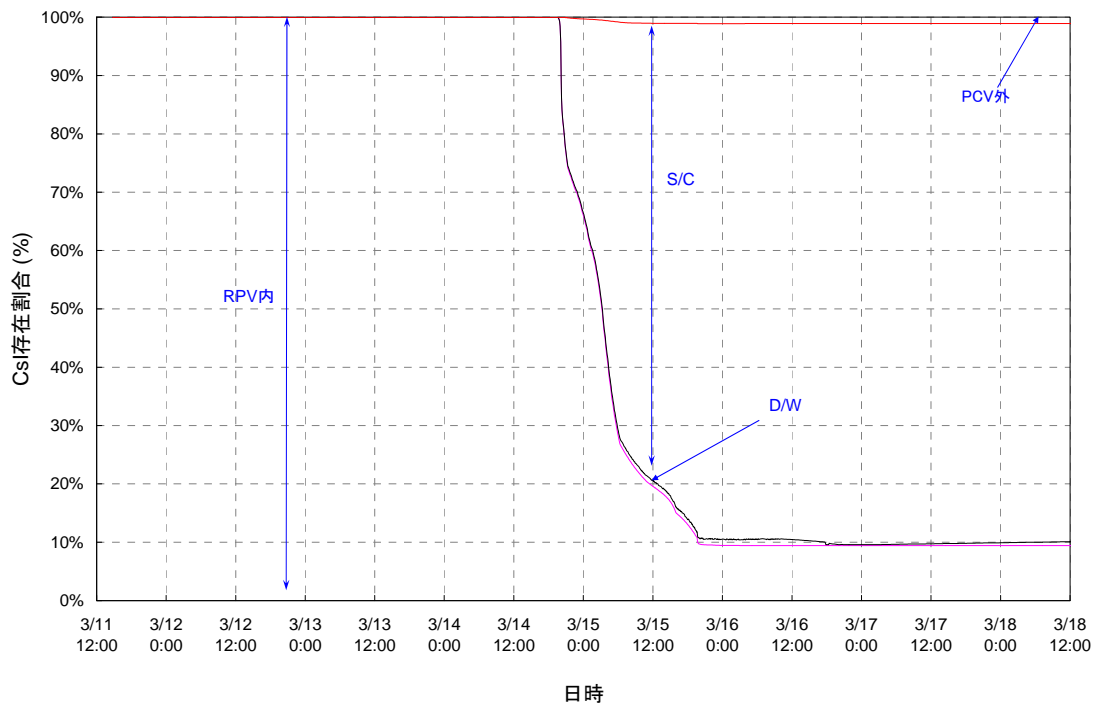


図 3. 2. 2. 8 2号機 FP の存在割合 (1 / 2) 【その 2】

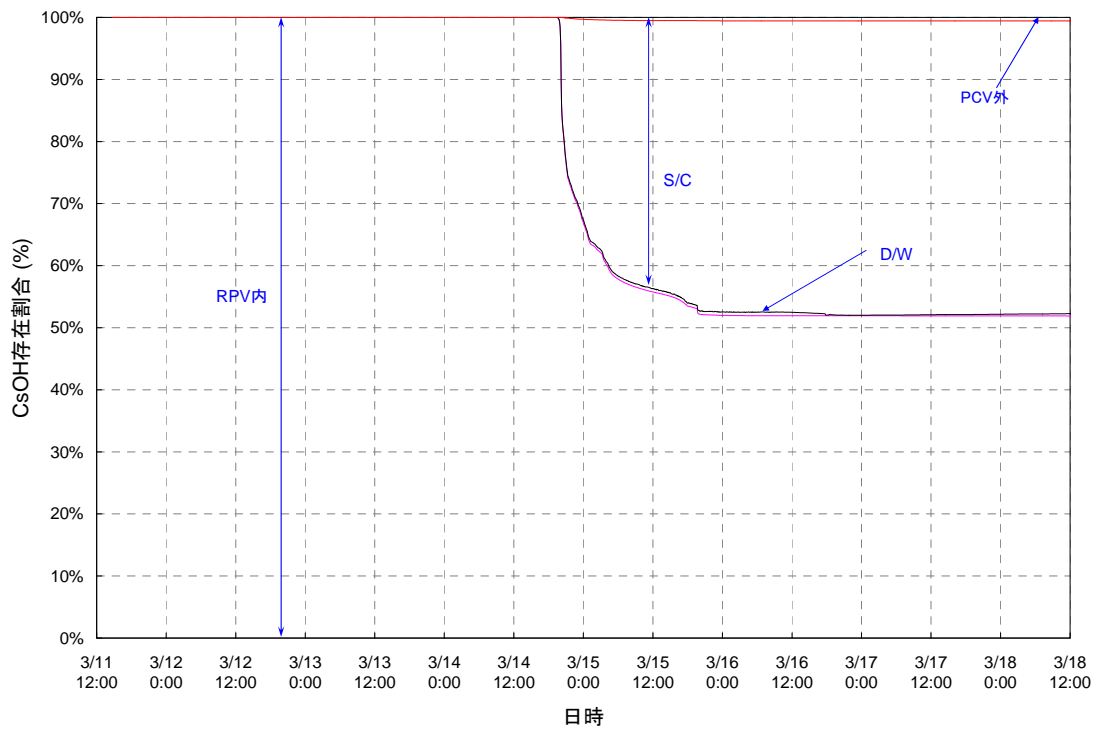
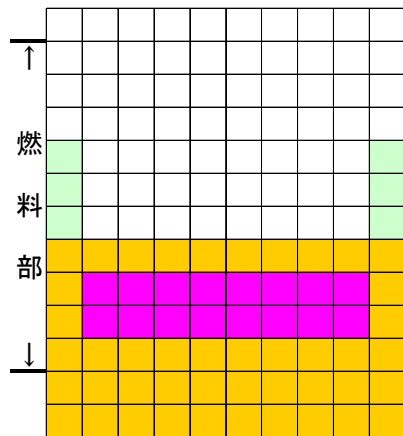
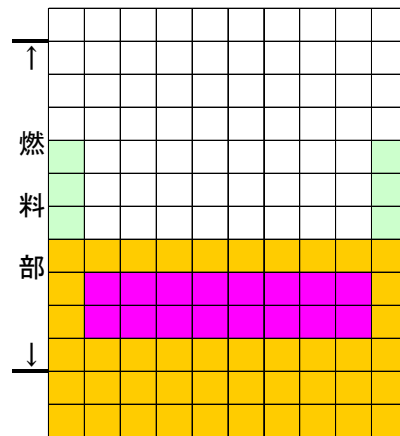


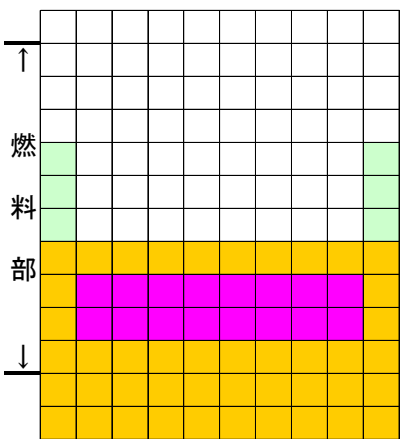
図 3. 2. 2. 8 2号機 FP の存在割合 (2 / 2) 【その 2】



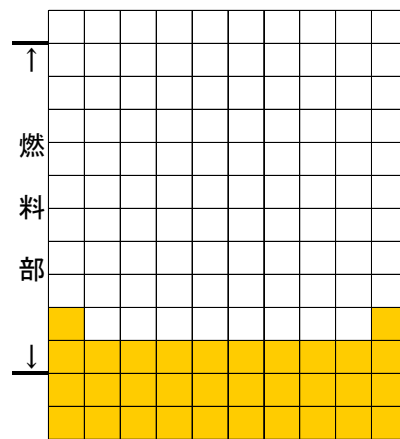
スクラム後 約 87 時間



スクラム後 約 96 時間



スクラム後 約 100 時間



スクラム後 約 109 時間

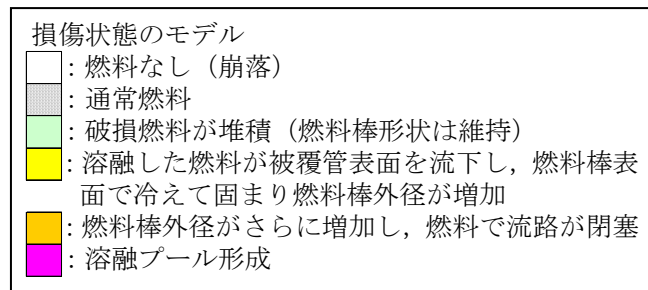


図 3. 2. 2. 9 2号機 炉心の状態図【その2】

表 3. 3. 3 3号機解析結果の纏め【その1】

項目	結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 40 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 42 時間
原子炉压力容器破損時間	— (本解析では原子炉压力容器破損に至らず)

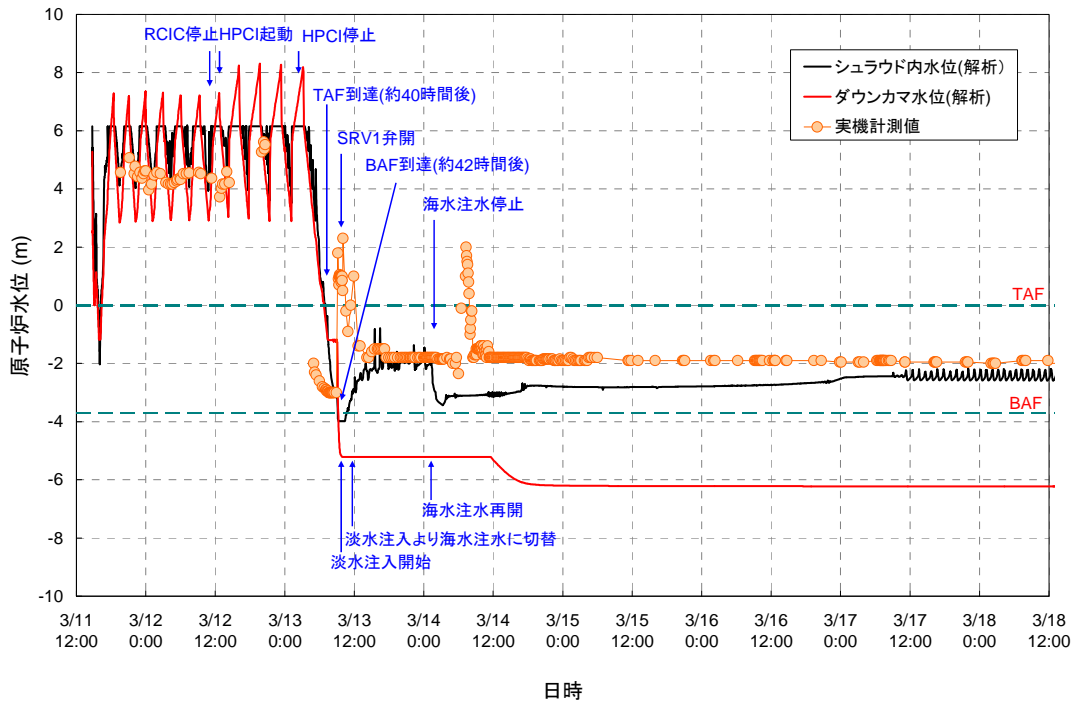


図 3. 3. 1. 1 3号機 原子炉水位変化【その1】

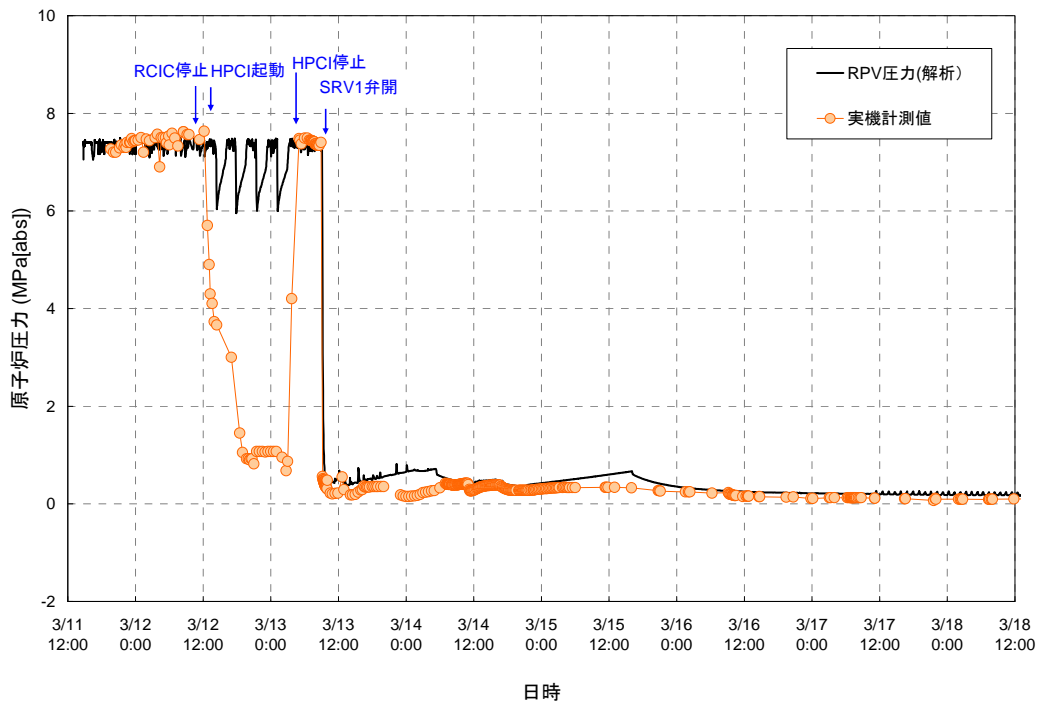


図 3. 3. 1. 2 3号機 原子炉压力容器圧力変化【その1】

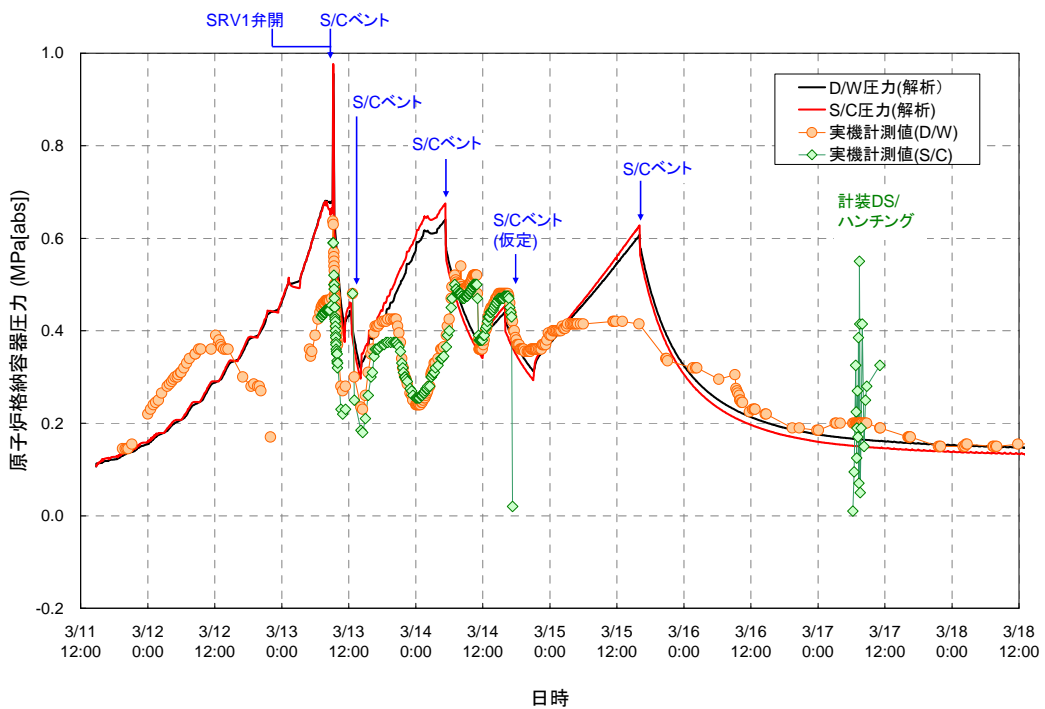


図 3. 3. 1. 3 3号機 原子炉格納容器圧力変化【その1】

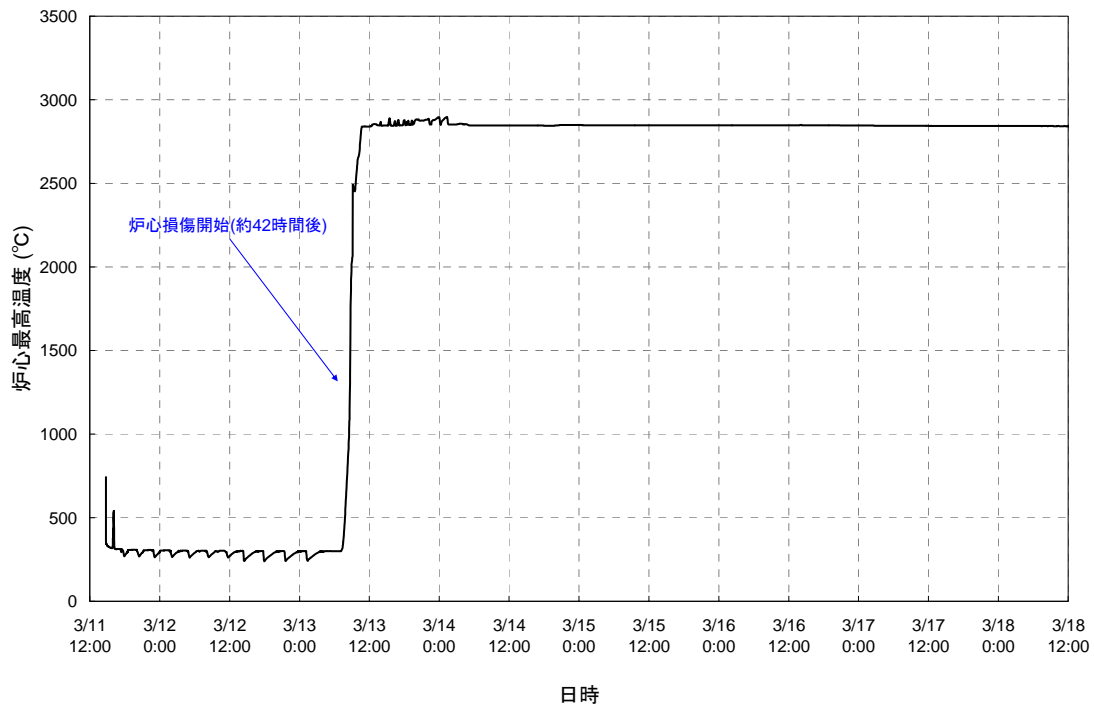


図 3. 3. 1. 4 3号機 炉心温度変化【その1】

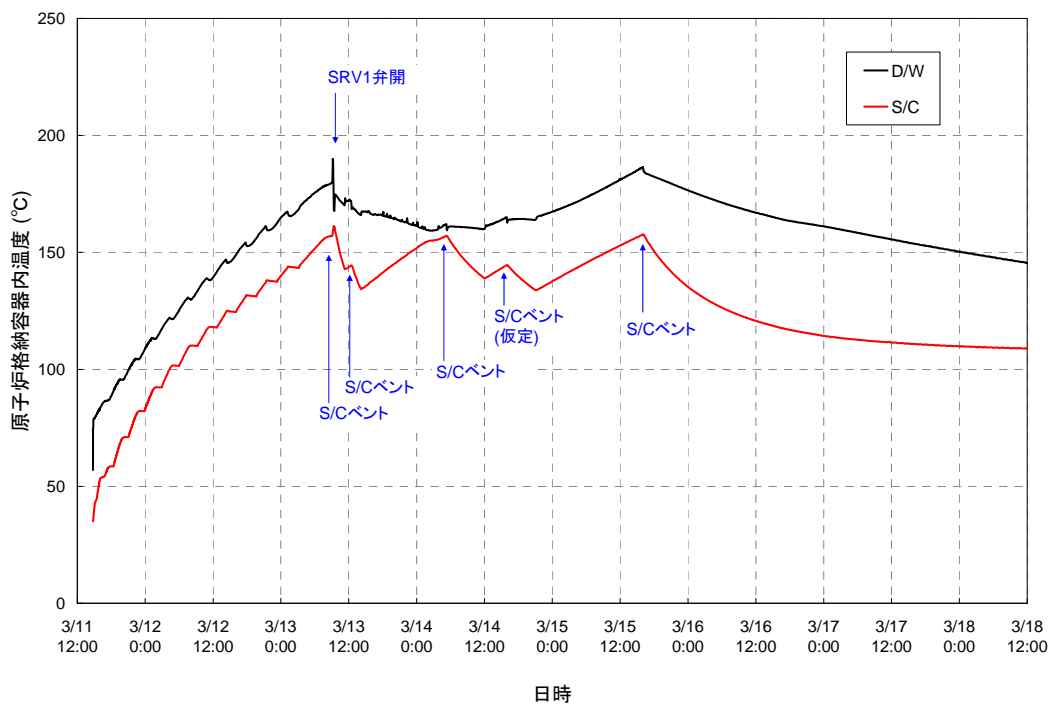


図 3. 3. 1. 5 3号機 原子炉格納容器温度変化【その1】

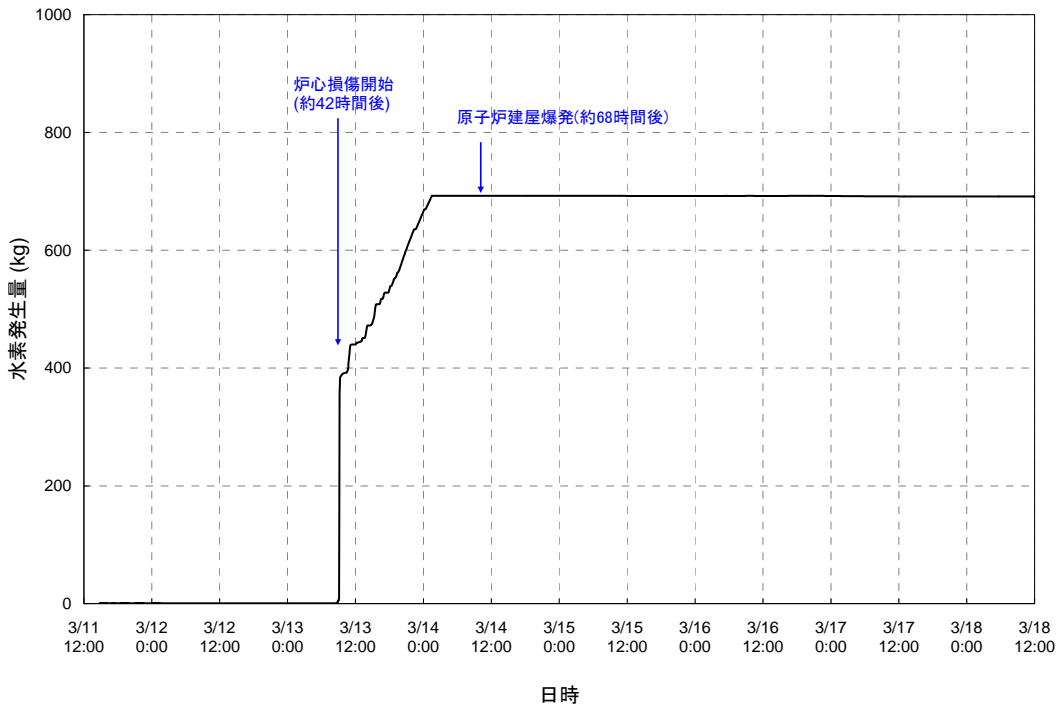


図 3. 3. 1. 6 3号機 水素発生量変化【その1】

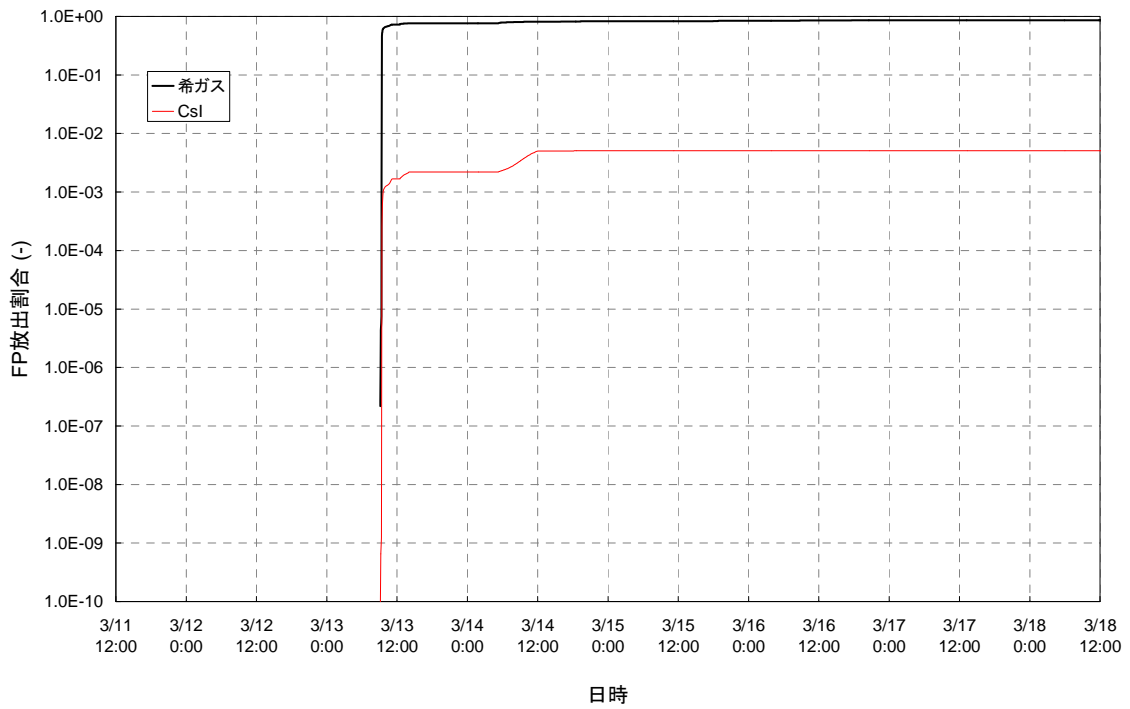


図 3. 3. 1. 7 3号機 FPの放出割合【その1】

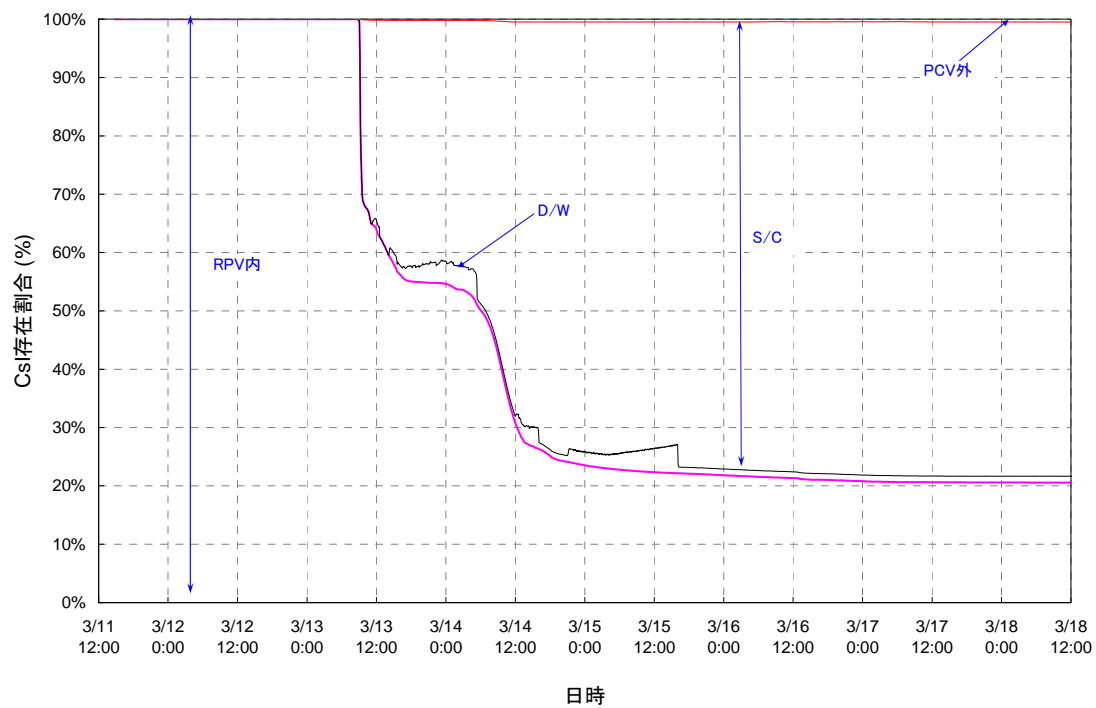


図 3. 3. 1. 8 3号機 FP の存在割合 (1 / 2) 【その 1】

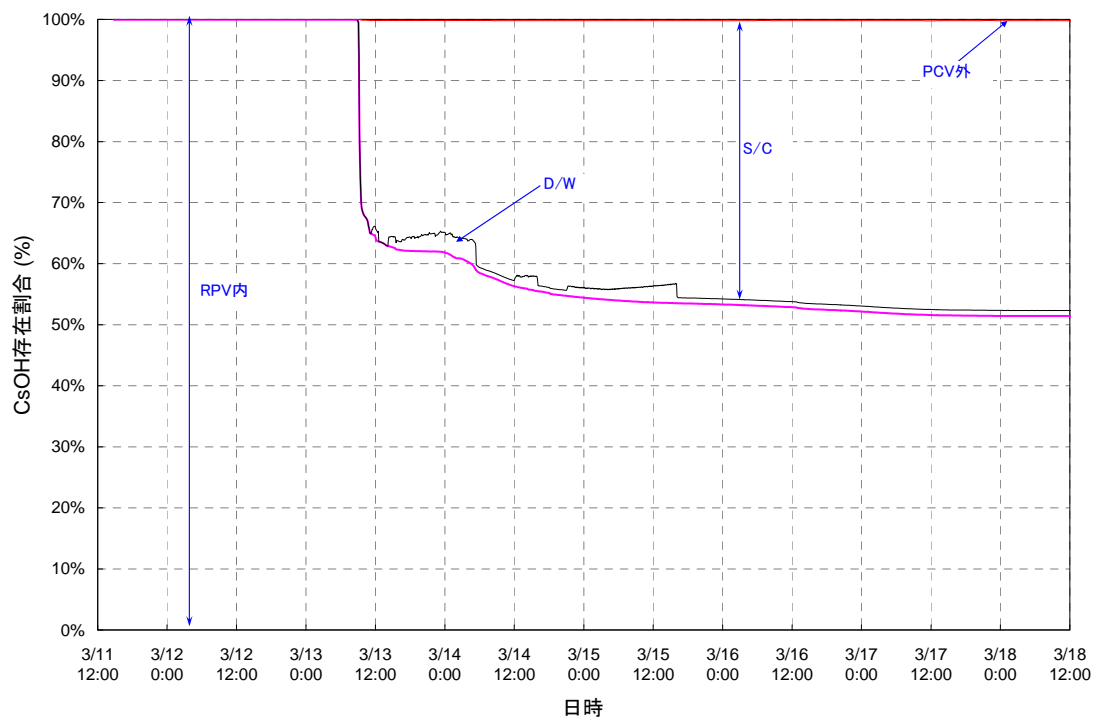
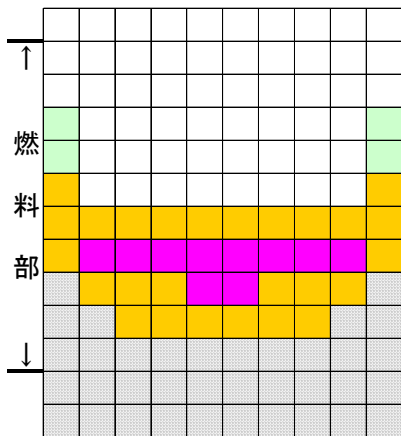
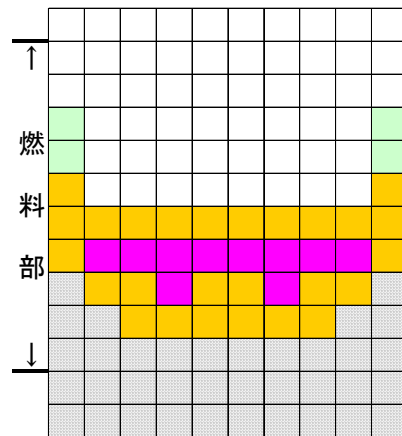


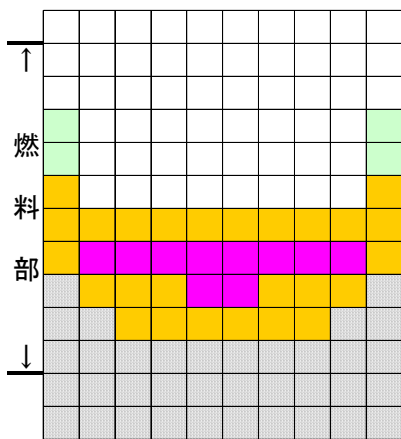
図 3. 3. 1. 8 3号機 FP の存在割合 (2 / 2) 【その 1】



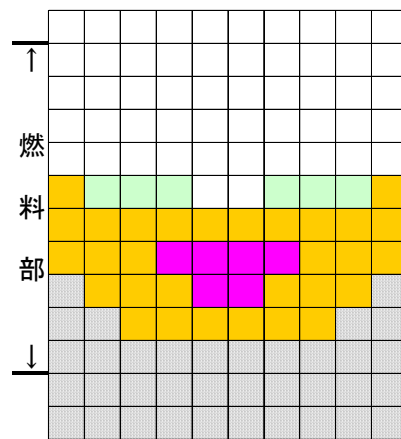
スクラム後 約64時間



スクラム後 約68時間



スクラム後 約72時間



スクラム後 約1週間

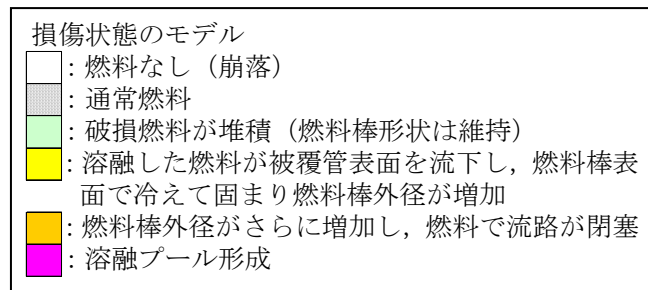


図3. 3. 1. 9 3号機 炉心の状態図【その1】

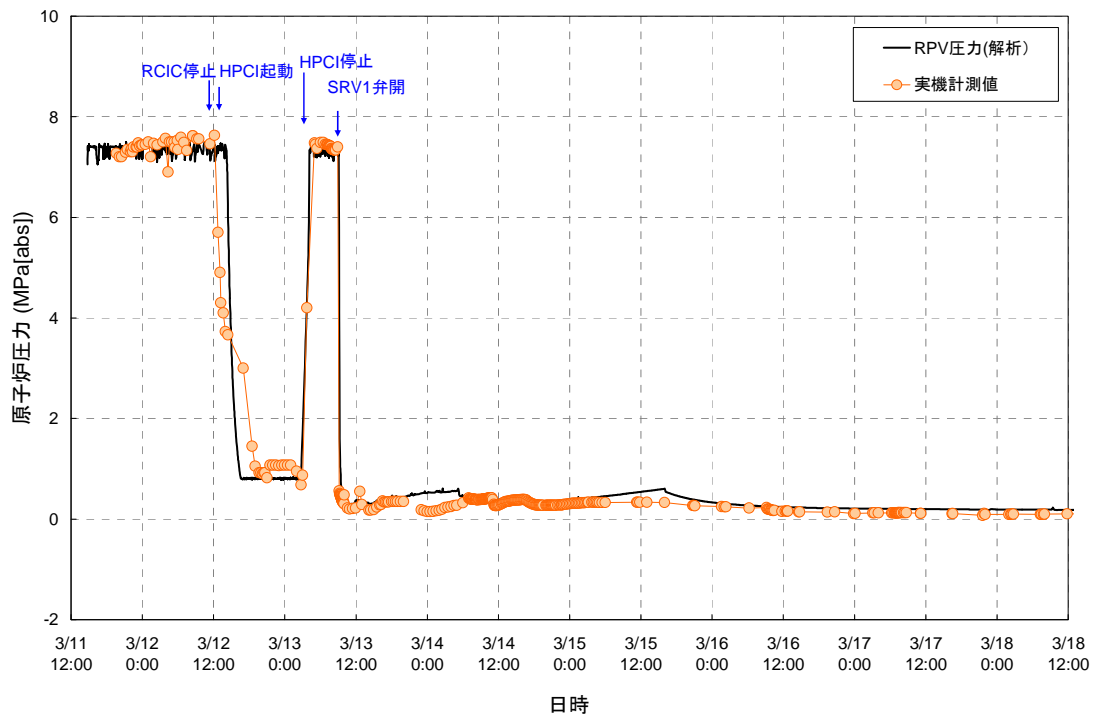


図3. 3. 1. 10 3号機 原子炉圧力変化【その1】(蒸気漏えい)

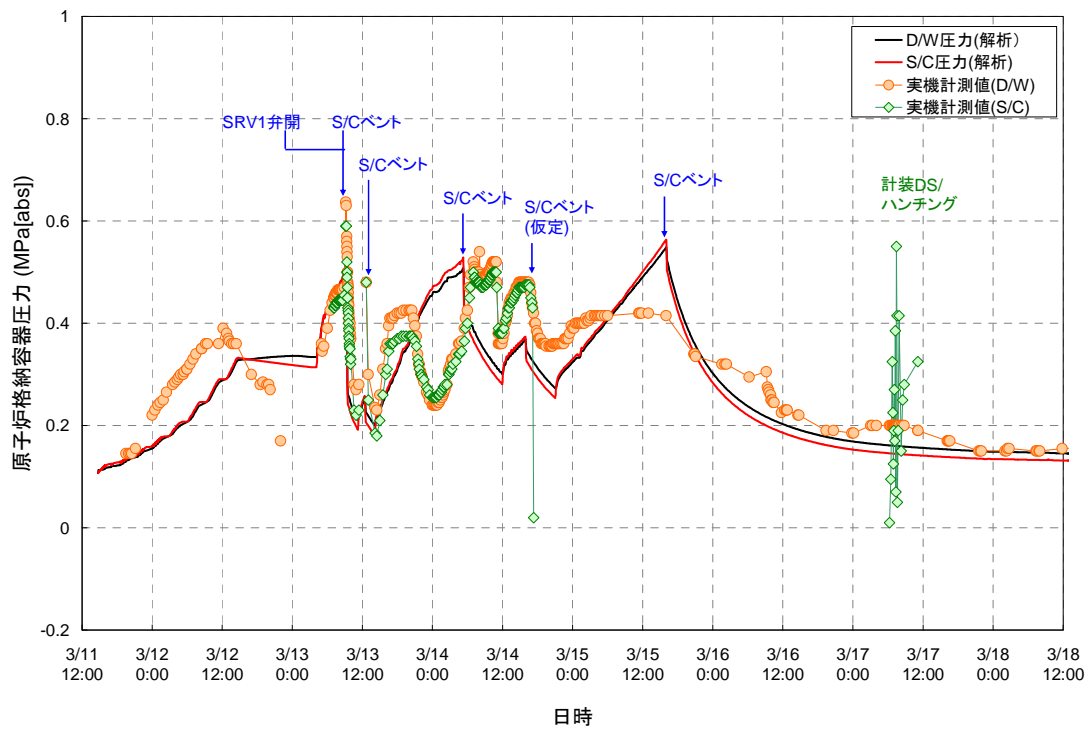


図3. 3. 1. 11 3号機 原子炉格納容器圧力変化【その1】(蒸気漏えい)

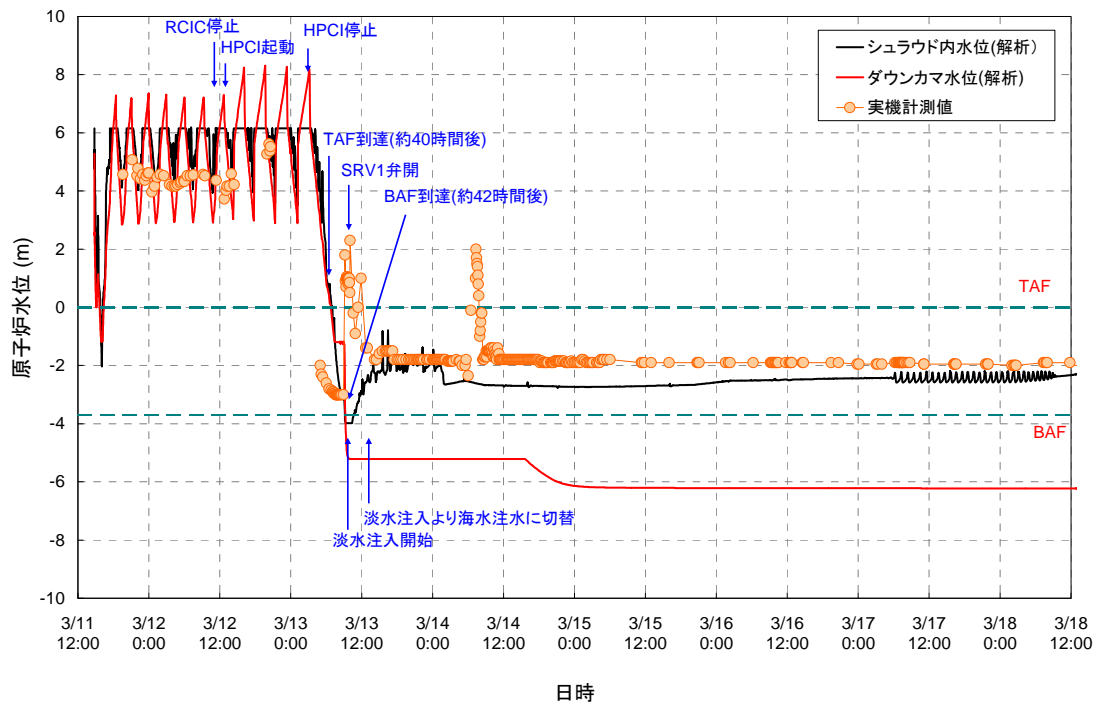


図3. 3. 1. 12 3号機 原子炉水位変化【その1】(注水継続)

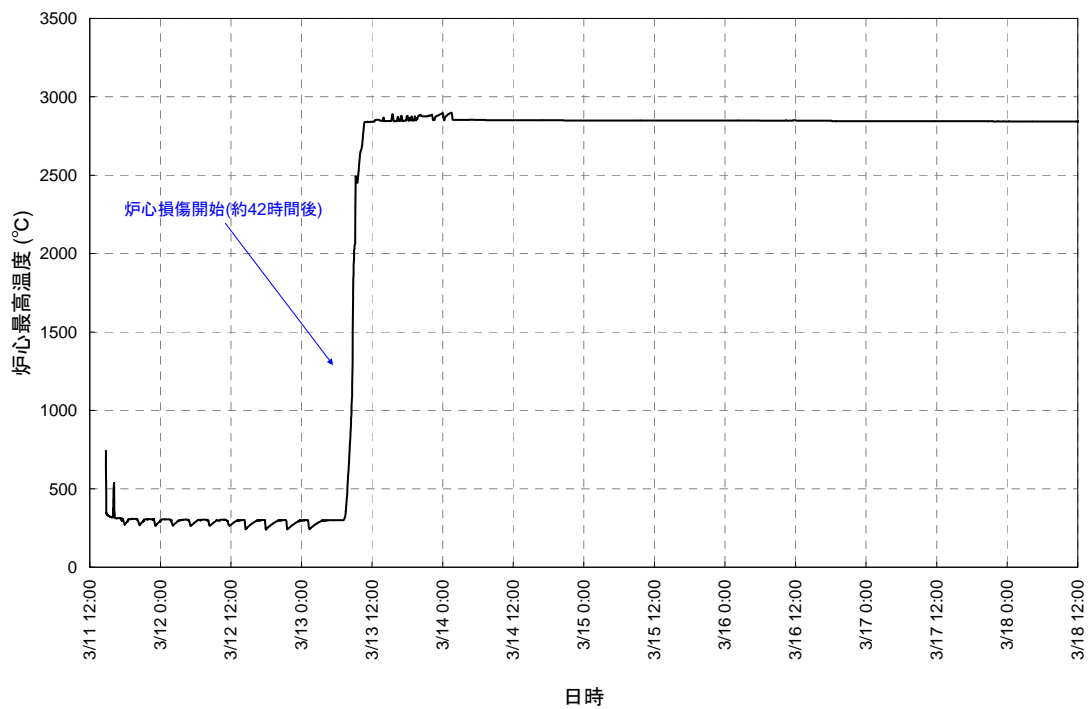


図3. 3. 1. 13 3号機 炉心温度変化【その1】(注水継続)

表 3. 3. 4 3号機解析結果の纏め【その2】

項目	結果
炉心露出開始時間	地震発生後約 40 時間
炉心損傷開始時間	地震発生後約 42 時間
原子炉圧力容器破損時間	地震発生後約 66 時間

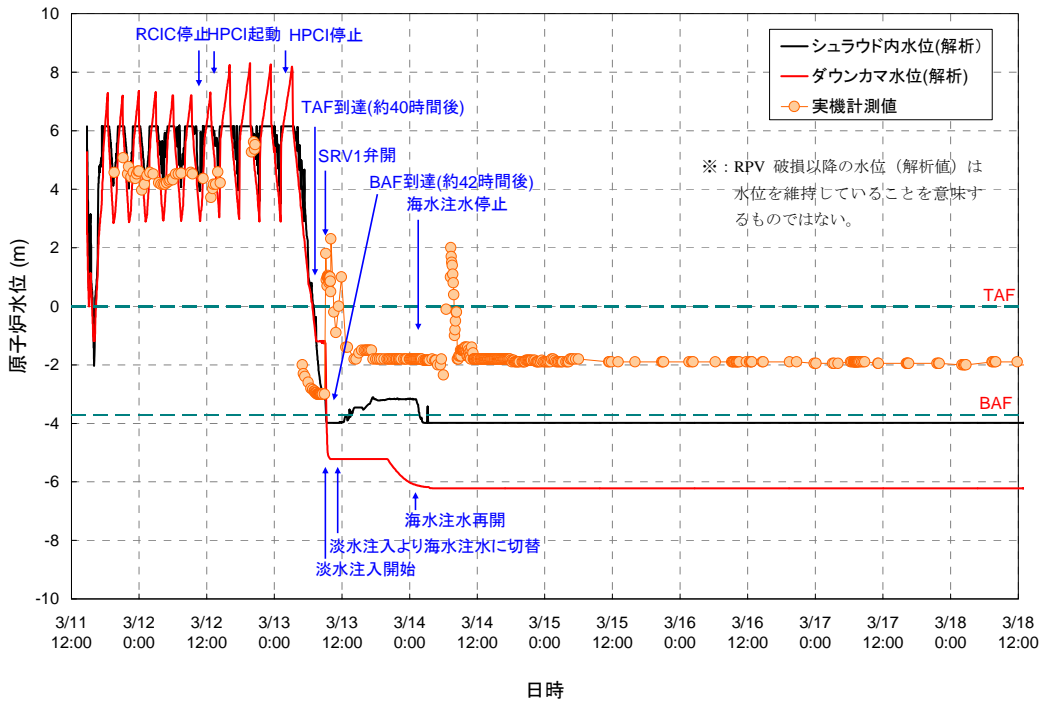


図 3. 3. 2. 1 3号機 原子炉水位変化【その2】

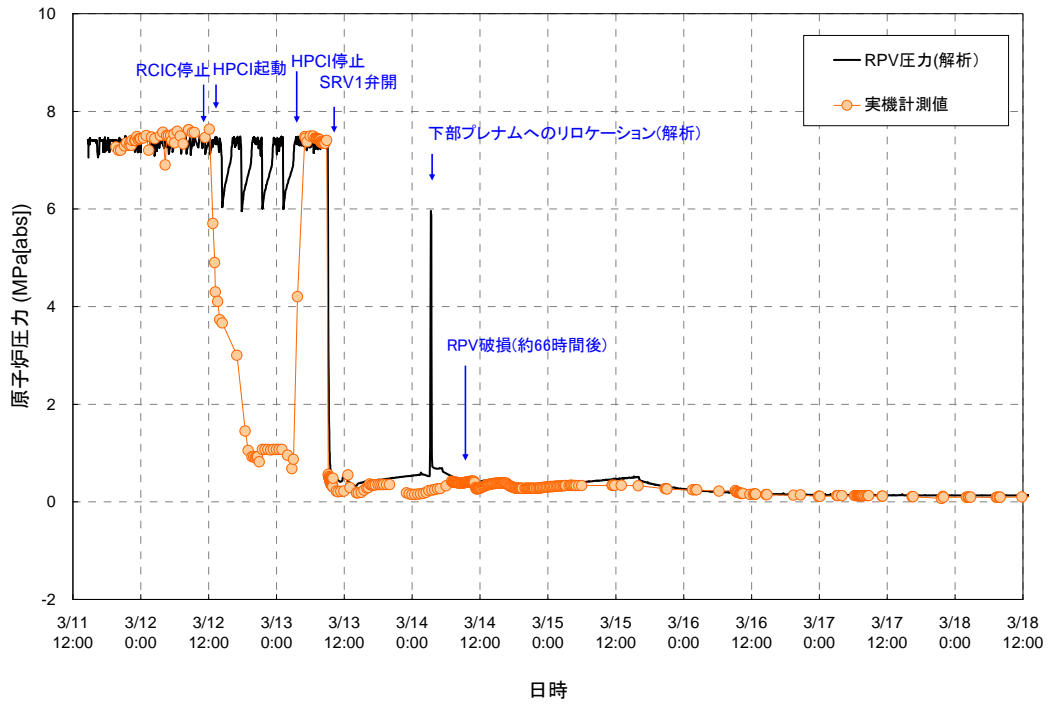


図3. 3. 2. 2 3号機 原子炉压力容器圧力変化【その2】

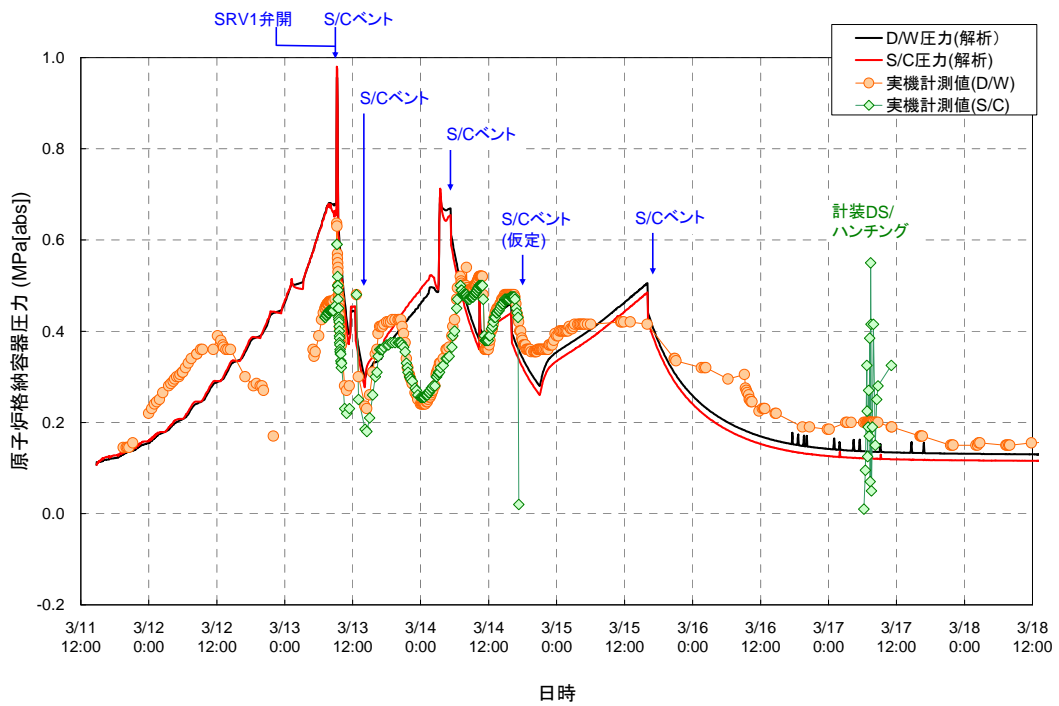


図3. 3. 2. 3 3号機 原子炉格納容器圧力変化【その2】

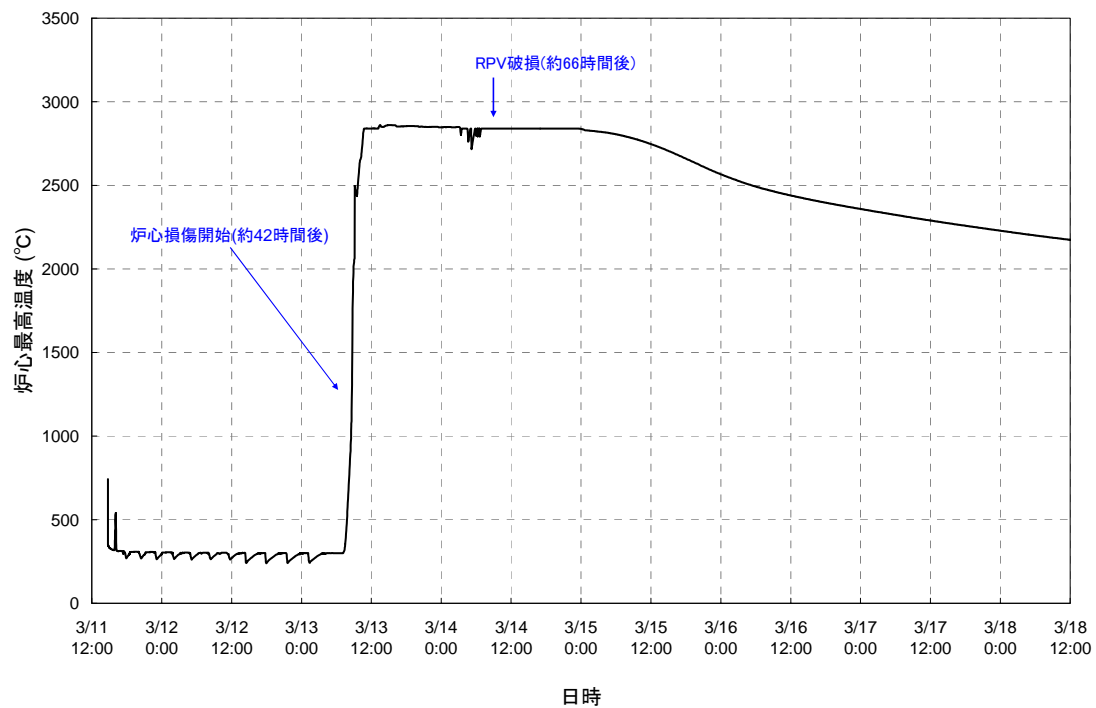


図 3. 3. 2. 4 3号機 炉心温度変化【その2】

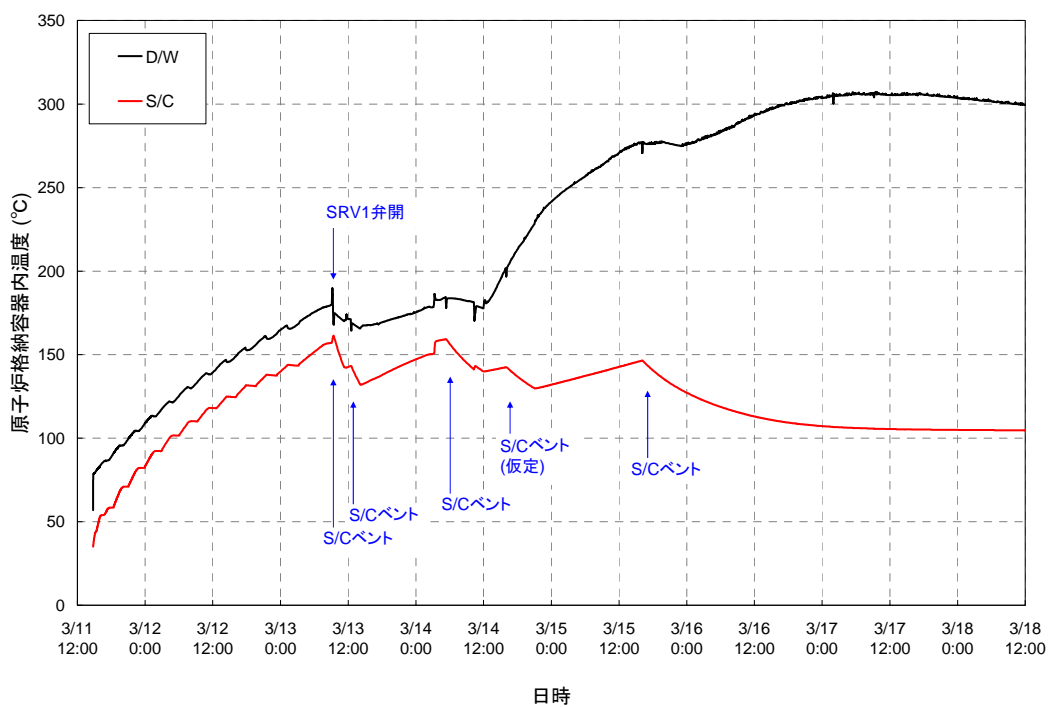


図 3. 3. 2. 5 3号機 原子炉格納容器温度変化【その2】

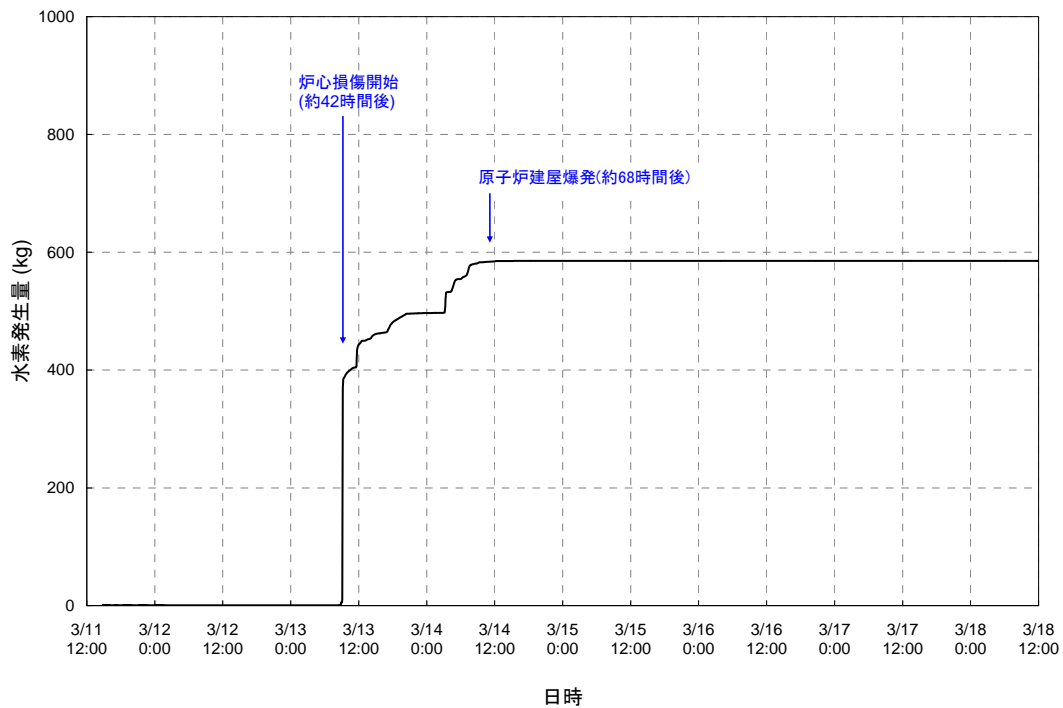


図 3. 3. 2. 6 3号機 水素発生量変化【その2】

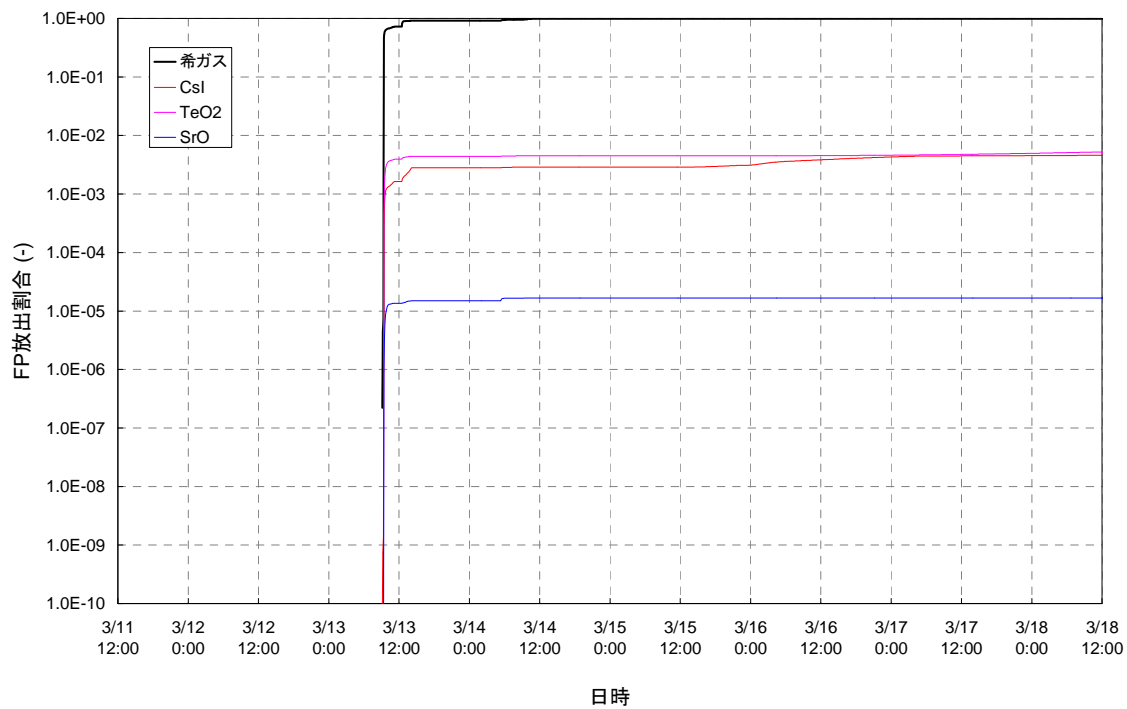


図 3. 3. 2. 7 3号機 FPの放出割合 (1/3)【その2】

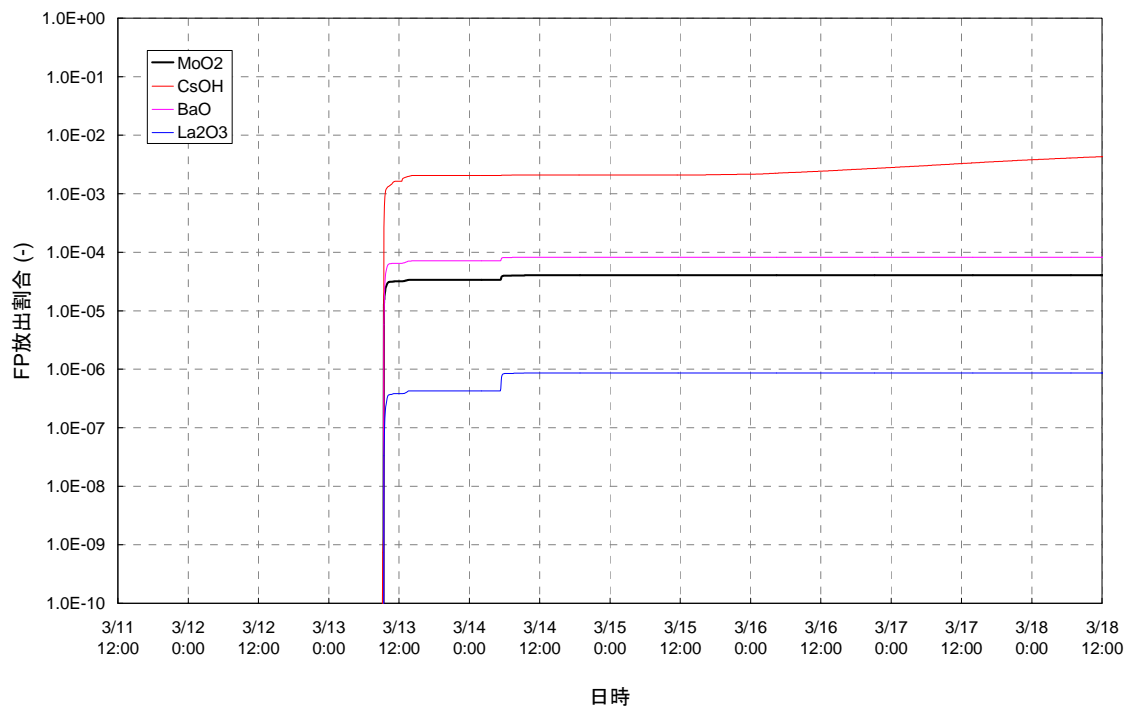


図 3. 3. 2. 7 3号機 FPの放出割合 (2 / 3) 【その2】

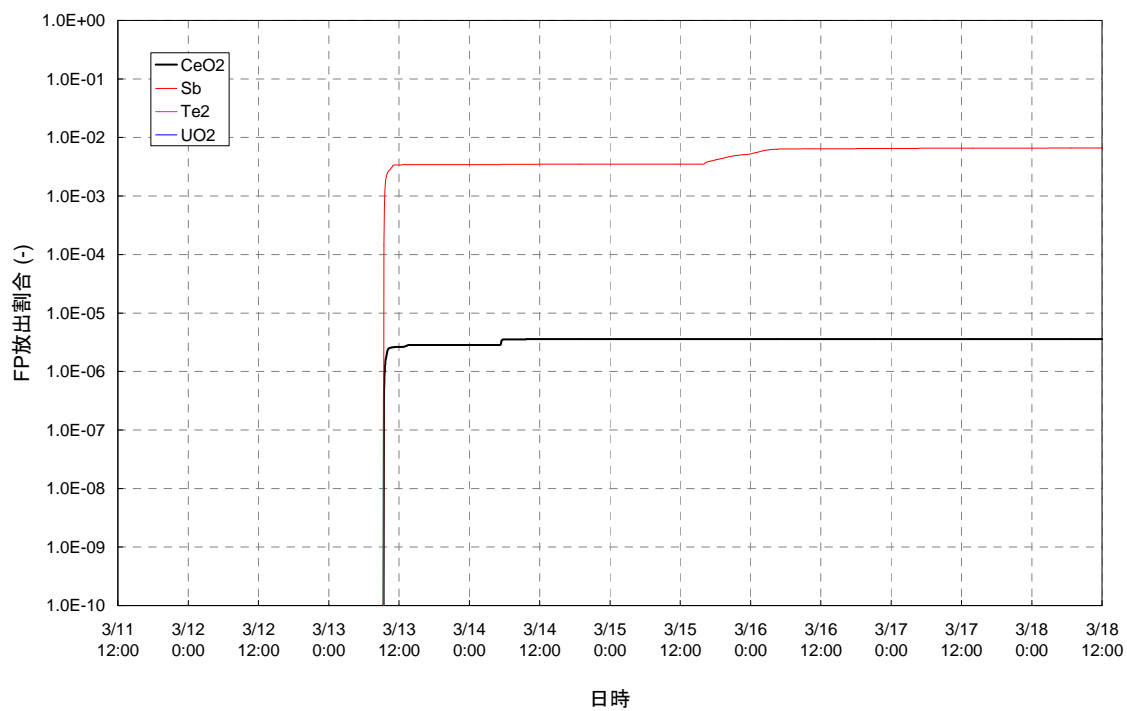


図 3. 3. 2. 7 3号機 FPの放出割合 (3 / 3) 【その2】

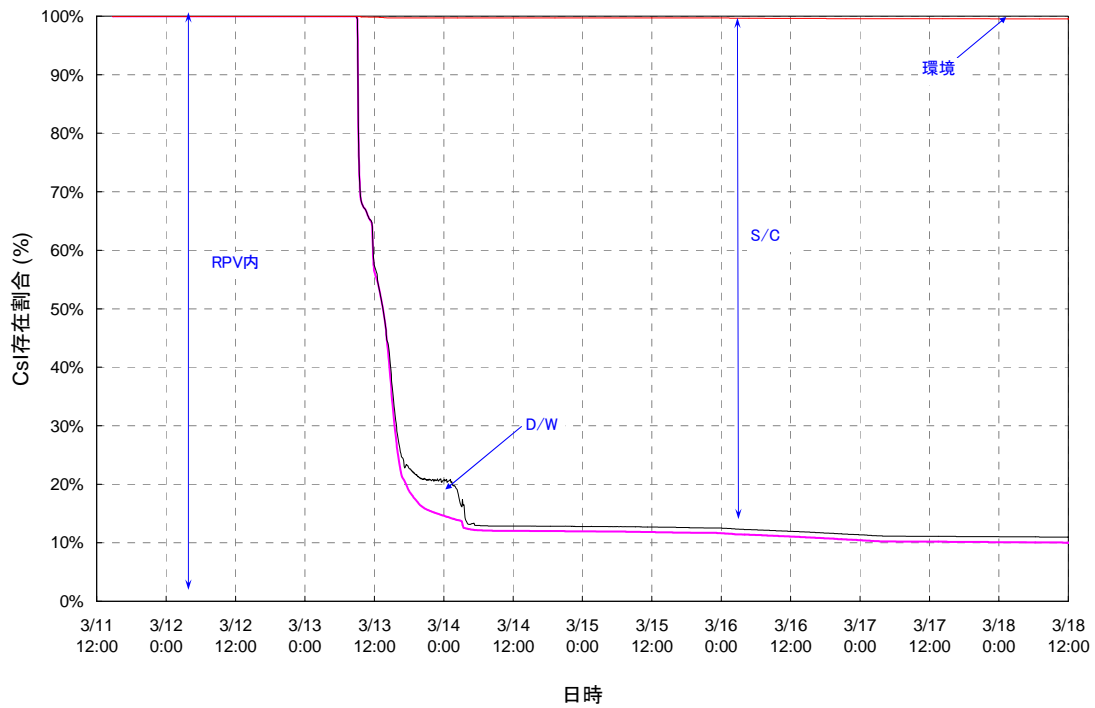


図 3. 3. 2. 8 3号機 FP の存在割合 (1 / 2) 【その 2】

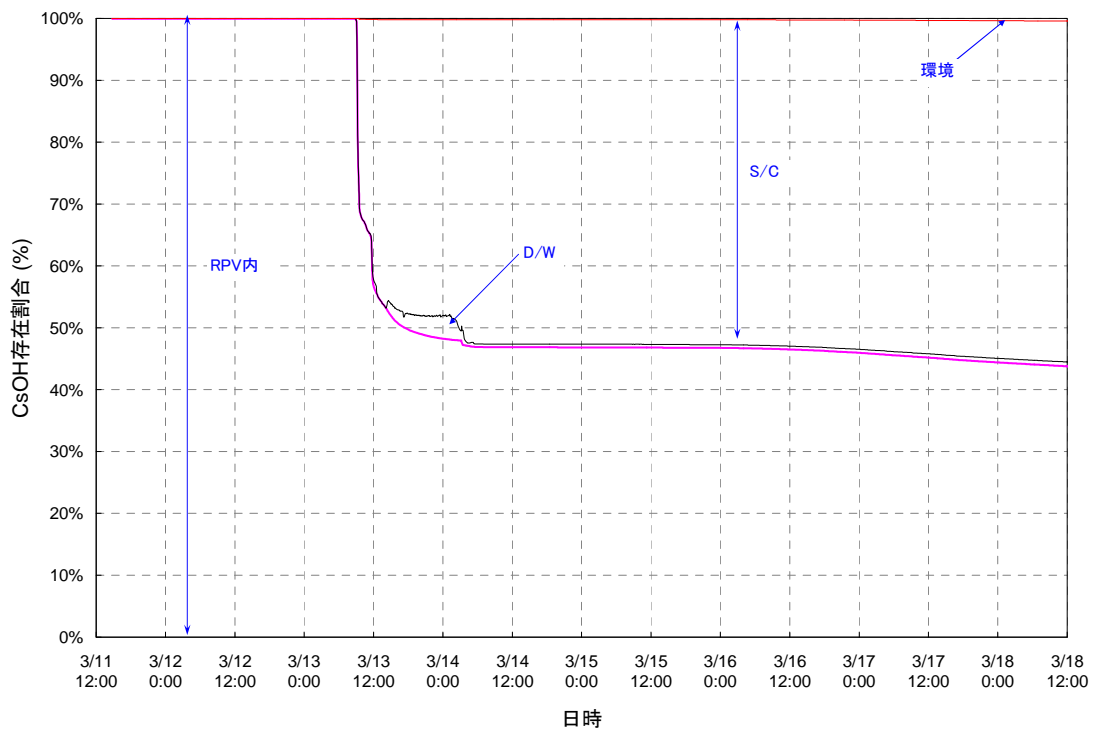
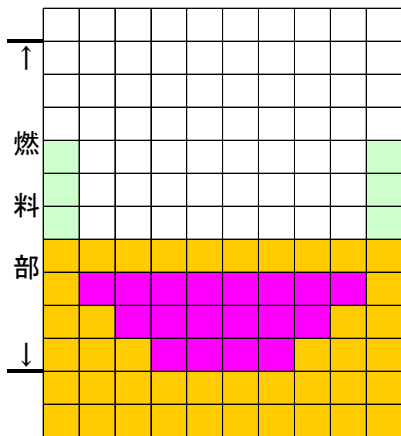
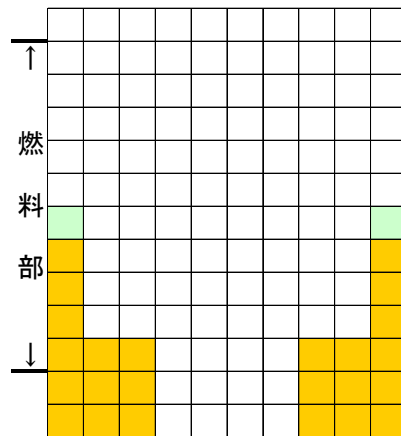


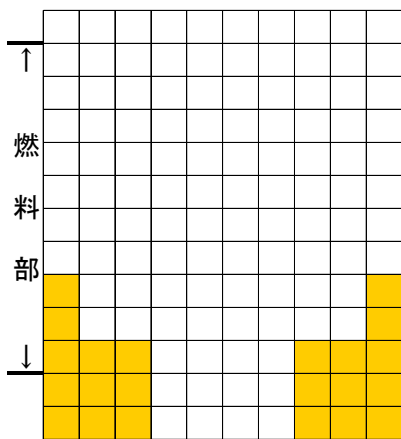
図 3. 3. 2. 8 3号機 FP の存在割合 (2 / 2) 【その 2】



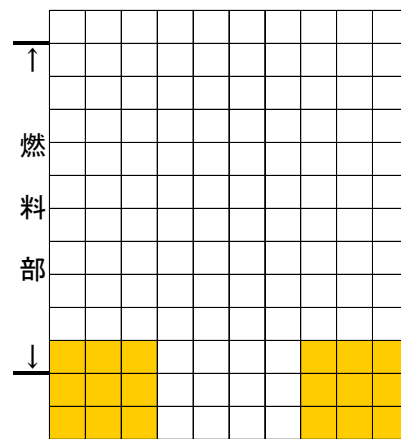
スクラム後 約58時間



スクラム後 約62時間



スクラム後 約66時間



スクラム後 約96時間

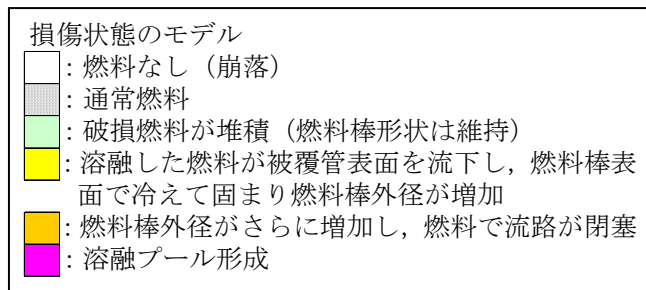


図3. 3. 2. 9 3号機 炉心の状態図【その2】

2. 平成 23 年 12 月 22 日 「東京電力株式会社福島第原子力発電所の事故状況及び事故進展の状況調査結果に係る事実関係資料等の提出について(指示)」(平成 23 年 12 月 16 日付平成 23・12・16 原院第 3 号)に対する回答について
 別添 福島第一原子力発電所の事故状況及び事故進展の状況調査結果について

図表番号は原典と同一とした。

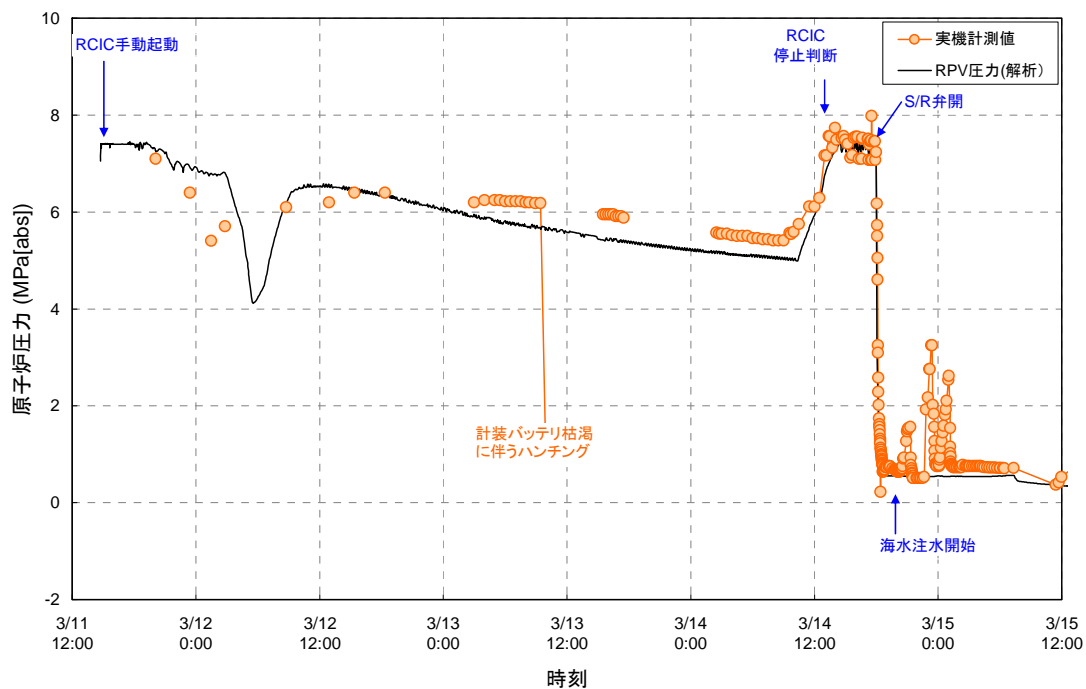


図 1-7 2 号機 原子炉圧力変化

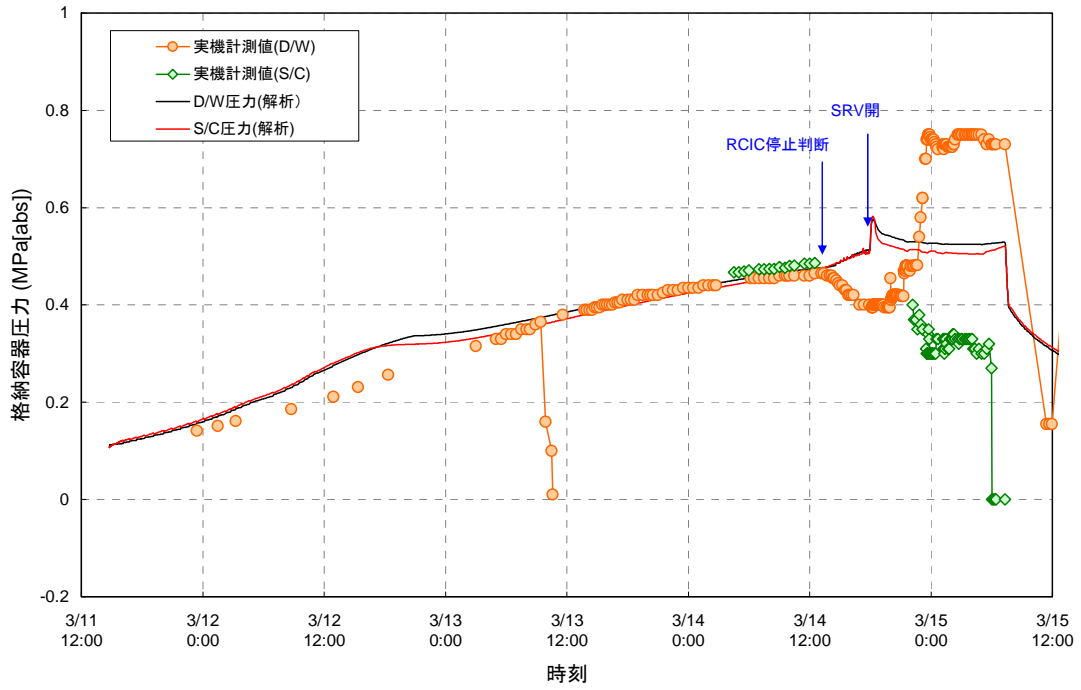


図 1-9 2号機 格納容器圧力変化

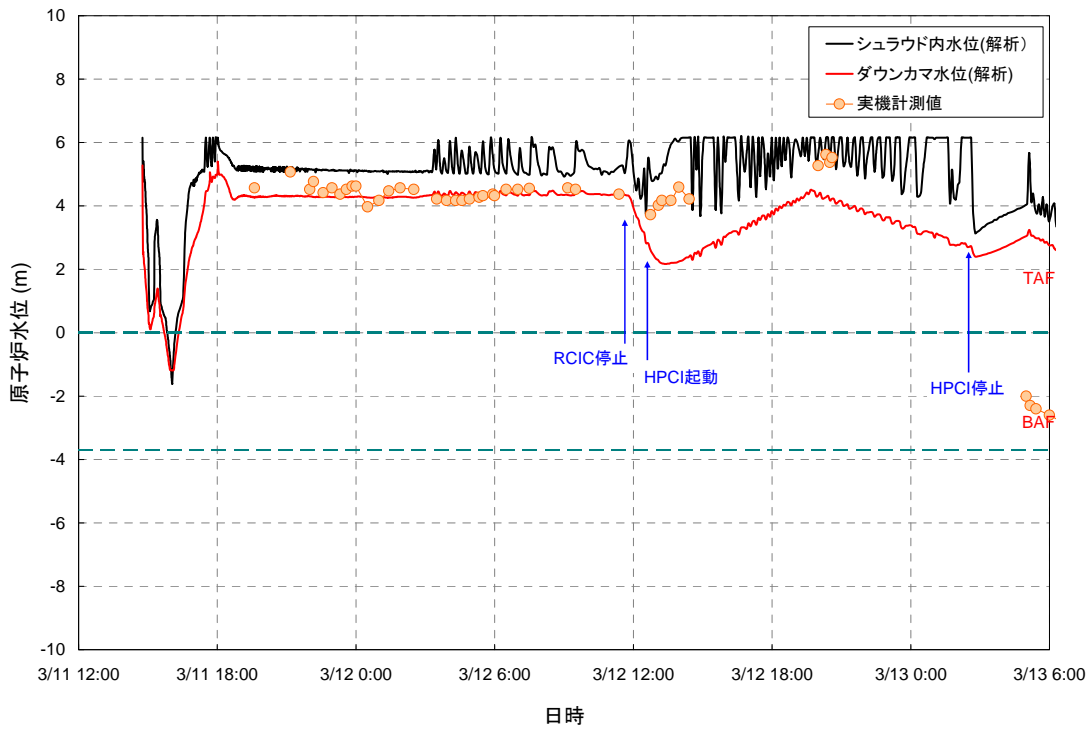


図 2-3 3号機 原子炉水位変化

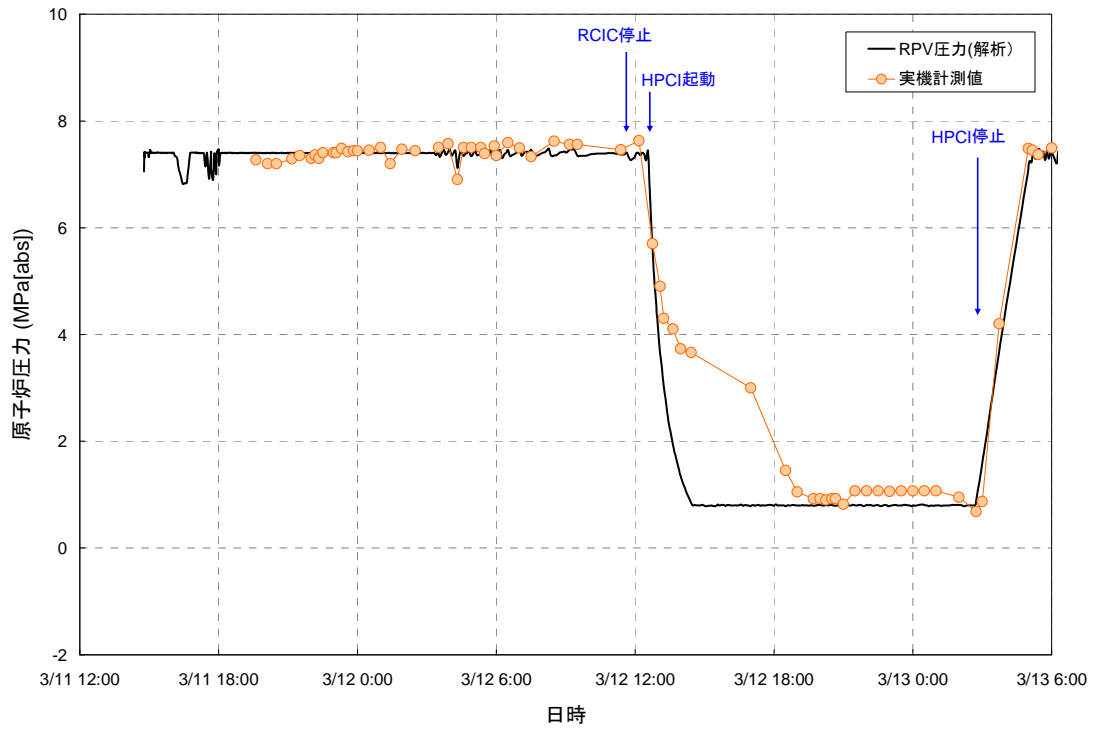


図 2-4 3号機 原子炉压力变化

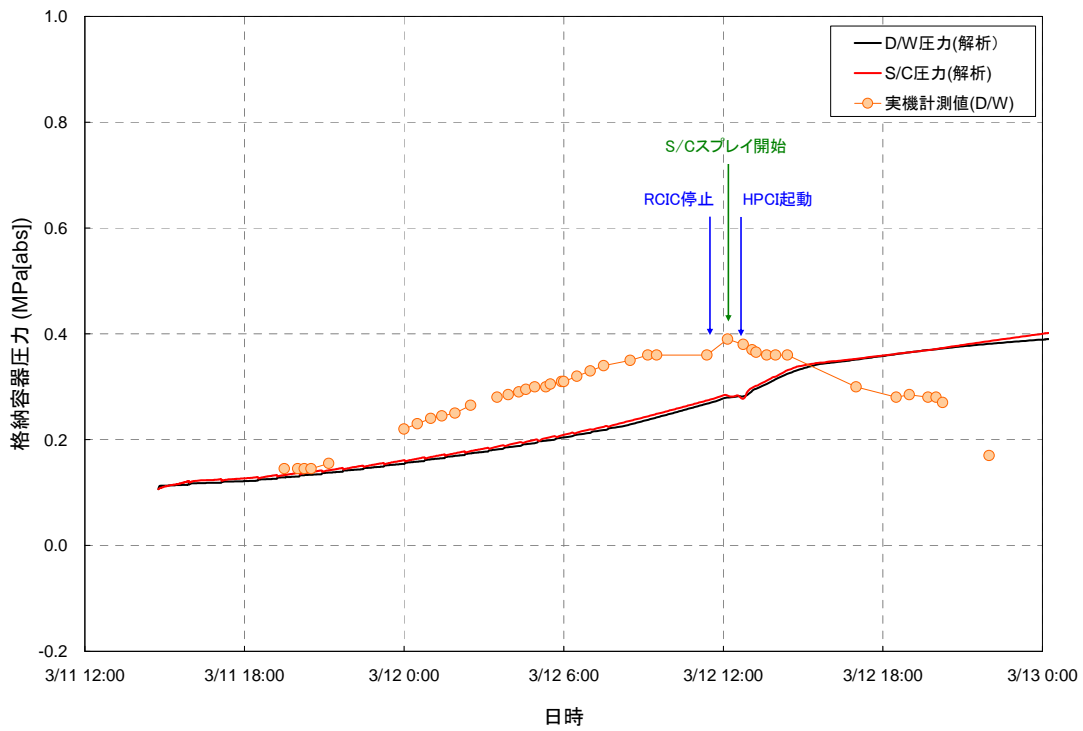


図 3-3 3号機 格納容器压力变化

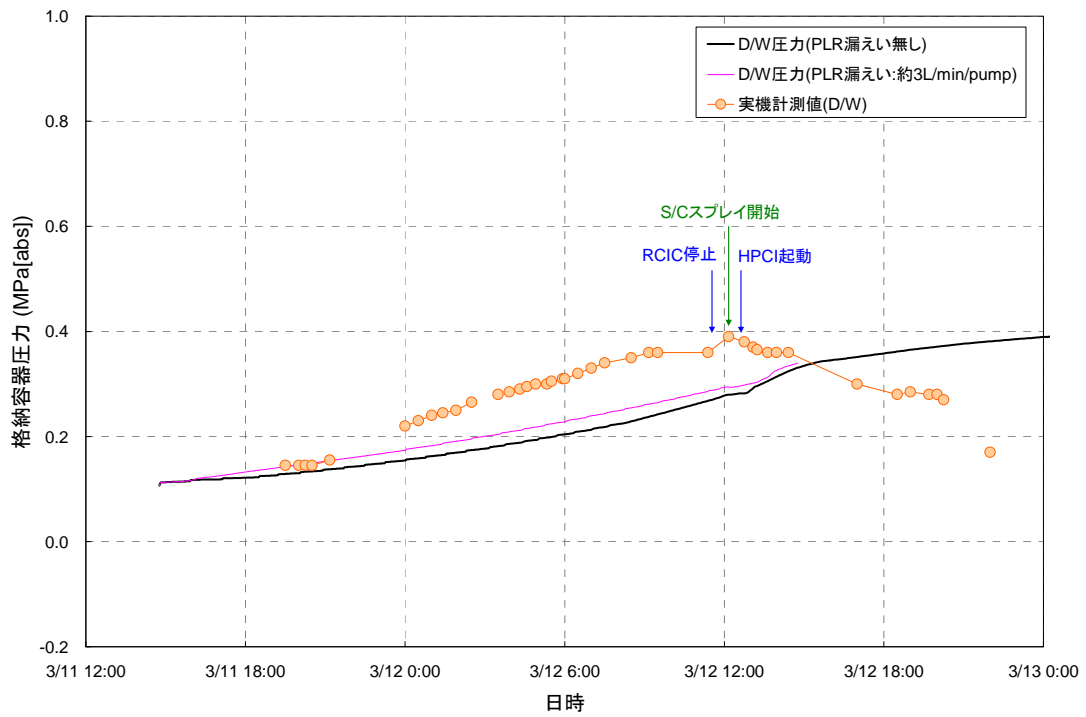


図 3-4 3号機 格納容器圧力変化 (PLR ポンプメカシール漏えい)

福島第一原子力発電所 1～3号機の炉心状態について

要約

福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態の推定に関しては、平成 23 年 5 月 23 日に公表を行っており、1～3 号機全てにおいて炉心は大幅に損傷し、熔融燃料が下部プレナムに移動・落下しているものの、原子炉压力容器外に熔融燃料が落下することを否定するものではないが、大部分は下部プレナム付近で冷却されていると推定していた。この公表においては MAAP 解析により得られる炉心状態とプラントにおける各部温度の実測値の挙動から推定できる炉心状態を総合的に判断することによって炉心状態を推定したものである。

このように推定した 5 月以降、様々なオペレーション、調査、検討、解析を行っており、炉心状態の推定の材料が更に得られてきた。これらから得られる推定を以下に示す。

- ①原子炉への注水経路の変更や注水量を変更した際の各部の温度挙動から 1 号機では原子炉压力容器温度低下が大きく原子炉压力容器内の燃料デブリは少ないこと、2、3 号機は原子炉压力容器内に燃料デブリが存在することが推定できる。
- ②1、2 号機の原子炉水位計の配管・基準面器への水張り、水位計校正の結果から、原子炉内の元々の燃料位置に水位が形成されておらず、燃料が本来の位置にないことが推定できる。
- ③1、2 号機の格納容器内における気体の核種分析を行い、検出されたセシウム濃度から、燃料の熔融した程度は 2 号機よりも 1 号機の方が大きいことが推定できる。
- ④崩壊熱の発生と除熱のヒートバランス評価からは、1 号機では初期の崩壊熱発生分の内、非常用復水器または高圧注水系により除熱しきれなかった量が 2、3 号機の約 3 倍となっており、早期に炉心損傷に至り原子炉压力容器破損に至ることが推定できる。
- ⑤原子炉压力容器内のヒートバランスモデルの評価からは、2、3 号機とも 10 月 10 日時点で露出燃料の割合が 3%以下であり、燃料が概ね冠水していることが推定できる。
- ⑥コア・コンクリート反応に関する解析からは、最も燃料の落下割合が大きいと考えられる 1 号機の場合でも、ペDESTAL床の浸食深さは、格納容器内壁まで到達していないと推定できる。

以上の情報を総合的に分析することにより 5 月の炉心状態の推定をさらに進

めることが可能になった。その結果、1号機については事故後溶融した燃料はほぼ全量が原子炉压力容器下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど燃料が残存していないと考えられる。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が原子炉格納容器ペDESTALに落下したと考えられるが、燃料デブリはコア・コンクリート反応を引き起こすものの、注水による冷却、崩壊熱の低下により停止し、格納容器内に留まって、現状は安定的に冷却されていると推定した。また、2、3号機については、一部は元々の炉心領域、一部は下部プレナムまたは格納容器ペDESTALに落下していることが考えられ、原子炉压力容器内・格納容器内の燃料デブリはともに現状は安定的に冷却されていると推定した。

ただ、原子炉内、格納容器内を直接目視したわけではなく、さまざまな間接的情報、解析から炉心状態を推定したものであり、今後、何等かの方法により直接目視し状態の把握をしていきたい。

目次

1. はじめに	1
2. 解析により得られた知見について	2
2.1 MAAP 解析について	2
2.2 崩壊熱と除熱のヒートバランスについて	2
3. 観測された事実より得られた知見について	3
3.1 測定された温度・圧力からの推定	3
3.2 原子炉圧力容器内のヒートバランスについて	3
3.3 原子炉水位計の指示値	4
3.4 格納容器内気体の核種分析について	5
3.5 その他の観測された知見について	5
4. コア・コンクリート反応による格納容器への影響	6
4.1 コア・コンクリート反応について	6
4.2 1号機の原子炉補機冷却系（RCW）について	7
4.3 コア・コンクリート反応の評価結果	7
4.4 格納容器内のガス分析について	7
5. 各号機の冷却状態について	8
5.1 1号機の冷却状態について	8
5.2 2号機の冷却状態について	9
5.3 3号機の冷却状態について	9
6. 炉心状態の推定について	10
6.1 1号機の炉心状態について	10
6.2 2号機の炉心状態について	10
6.3 3号機の炉心状態について	11

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した三陸沖を震源とする東北地方太平洋沖地震により、福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機においては、設計基準事象を大幅に超え、かつ、アクシデントマネジメント策の整備において想定していた多重故障の程度をも超えた状態、すなわち隣接プラントも含め、非常用炉心冷却系が全て動作しない、もしくは停止する、加えて全交流電源が喪失しかつ継続するといった事故に至った。今後の事故収束・復旧に向けて、地震後のプラントの事象進展や、現在のプラントの状態を把握することは重要である。

平成 23 年 4 月 25 日に経済産業省原子力安全・保安院より「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第 67 条第 1 項の規定に基づく報告の徴収について」（平成 23・04・24 原第 1 号）の指示文書を受領し、その指示文書に基づき、今回地震発生時におけるプラントデータについて可能な限り回収、整理し、平成 23 年 5 月 16 日に報告（「東北地方太平洋沖地震発生当時の福島第一原子力発電所運転記録及び事故記録の分析と影響評価について」）を行った。これを受け、平成 23 年 5 月 23 日に地震発生初期の設備状態や運転操作等に関する情報より、事故解析コード（Modular Accident Analysis Program、以下「MAAP」という）を用いてプラントの状態を評価し、情報の整理を行い、報告書の別紙として「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心状態について」を提出した。

報告書の提出以降、1 号機から 3 号機においては、復旧に向けた作業が続けられており、その結果として、原子炉圧力容器や原子炉格納容器の圧力・温度は低下し、安定的な冷却が達成できる状況となった。報告書提出から約半年の間に、原子炉への注水方法、及び、注水量の変更、自然現象を含む環境の変化等を経験し、原子炉の挙動に関する様々な知見が蓄積されてきた。これらの知見の中には、従来の原子炉の状態に関する推定と整合しないものも存在する。そのため、今回改めて得られた知見を整理し、現時点における「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心の状態」の推定を実施する。

なお、ここで得られた解析結果は、あくまで本報告書作成時点で得られている限られた情報と、解析上必要な条件に推定・仮定を置いた解析であり、解析結果の不確定性は極めて大きい。よって、今後原因調査が進むに従い、さらなる検討を継続的に進めていくものであり、その検討次第では、大幅に異なる結果になり得るものである。

2. 解析により得られた知見について

2.1 MAAP 解析について

MAAP コードにより解析を行った結果、1号機では津波による電源喪失後、非常用復水器の停止を仮定すると、比較的早期に炉心損傷に至り、その後原子炉圧力容器が破損に至るといふ解析結果となった。加えて、1号機で原子炉水位計を校正した結果、水位計の指示値と異なり原子炉圧力容器内の水位が炉心部内にはないことが判明している。一方、2,3号機では、津波による電源喪失後も注水が継続されたが、原子炉隔離時冷却系または高圧注水系の停止に伴う原子炉水位の低下により、炉心損傷に至るものの、注水が再開されることで最終的には原子炉圧力容器内において炉心は保持されるとの解析結果となった。しかしながら、計測された水位は、水位計内に保持されている水が蒸発し、正しい値を示していない可能性がある。そのため、実際の水位が計測値より低く、有効燃料棒底部以下との条件で評価した場合、炉心の損傷はさらに進展し、その後原子炉圧力容器の破損に至るとの解析結果となった。

解析終了時の炉心の燃料の状態を図 2.1-1 に示す。

なお、この MAAP 解析を報告した時点では、1～3号機とも、原子炉圧力容器が大きく破損している場合には測定できないと考えられる原子炉圧力容器下部の温度が計測できていること、原子炉圧力容器内に熱源があると想定される高い温度が計測されていること、複数の測定点が注水量の変動等と同じように応答していること等の温度データ等の情報から、燃料は炉心部から下方に移行するものの、下部プレナムで冷却されていると推定した。

2.2 崩壊熱と除熱のヒートバランスについて

1～3号機では、非常用復水器、原子炉隔離時冷却系または高圧注水系による除熱が停止した後、注水を開始するまでの期間に、発生した崩壊熱を除去しきれない状態であった。そのため燃料が過熱し、各号機は炉心損傷に至った。崩壊熱は原子炉スクラム後、核分裂が停止した以降急速に低下するため、除去しきれなかった崩壊熱を比較(図 2.2-1 参照)すると、1号機では、非常用復水器が早期に停止し、注水開始までに時間を要したため、2,3号機に比べおよそ3倍の値となっている。また、図 2.2-2 に示すとおり、1号機の除熱しきれなかったエネルギーは、燃料の溶融・構造材の溶融に必要なエネルギーより大きく、2,3号機の除熱しきれなかったエネルギーは、燃料の溶融・構造材の溶融に必要なエネルギーより小さい。このことが、1号機で早期に炉心損傷を開始し、その後原子炉圧力容器の破損に至り、2,3号機では注水が開始されることによって燃

料が炉心内に保持されたとする MAAP 解析（その 1）の結果の相違の大きな要因である。なお、2,3 号機の評価では、注水開始後に十分な冷却水が供給されることが前提であるため、注水が不足し崩壊熱を除去しきれない場合は、その後も炉心の溶融が継続し MAAP 解析（その 2）のような結果となる。

3. 観測された事実より得られた知見について

3.1 測定された温度・圧力からの推定

1 号機の代表的な点における温度の推移を図 3.1-1 に示す。炉心部を直接通過しない給水系からの注水方法であるにもかかわらず、8 月時点で計測温度が 100°C 以下に低下したことから、燃料は原子炉圧力容器下部プレナムまたは格納容器ペデスタル内で、十分冷却されている状態にあると考えられる。

2 号機および 3 号機の代表的な点における温度の推移を図 3.1-2、図 3.1-3 にそれぞれ示す。2, 3 号機では事故後の温度パラメータの推移から、原子炉圧力容器下部と比較し原子炉圧力容器上部が高温の状態が続いていた。原子炉圧力容器内は水位が炉心部より低い位置にあると考えられることから、気相となっている炉心部に一部の燃料が残っているものと考えられる。すなわち、注水により下部で発生した蒸気が、気相部に露出した燃料により過熱され、その結果上部が高温になっていたものと考えられる。露出燃料は、炉心外周部の出力の小さい燃料が、崩壊熱の小ささから溶融には至らず、炉心部に取り残されたものであると考えられる。仮に注水開始時点では燃料被覆管が溶け残り形状が維持されていたとしても、長期間に亘り露出燃料は過熱状態にあり、蒸気雰囲気さらされていたことから、現時点ではもとの形状を留めていない可能性が高い。また、9 月 1 日には 3 号機で、9 月 14 日には 2 号機で、炉心部の直上部にある炉心スプレイ系（CS）配管からの注水が実施された。これにより、炉心部に残存していた露出燃料の冷却が進んだものと考えられ、その結果各点の温度が大きく低下した。このことは、MAAP 解析で 1 号機の燃料は全て炉心部から落下し、2,3 号機は炉心外周部に一部の燃料が残るとの評価結果と整合している。

3.2 原子炉圧力容器内のヒートバランスについて

原子炉へ注水した水は、崩壊熱で温められ、水又は蒸気の形で外部へ流出する。このような状況を仮定して原子炉圧力容器内において、崩壊熱により発生するエネルギーが、どのように消費されるか（ヒートバランス）を図 3.2-1 のよ

うにモデル化して、観測された温度上昇を再現できるような炉心の状態を評価する。エネルギー消費の形態は、①水の温度上昇、②水の蒸発、③蒸気の温度上昇、④燃料温度の上昇、⑤構造材温度の上昇の5つを考慮している。原子炉への注水量、崩壊熱の大きさを既知とすれば、採用したヒートバランスモデルを用いることで、測定パラメータを再現するような原子炉の状態を推定することが可能である。評価から得られた、10月10日時点での露出燃料の割合は、2号機及び3号機で3%程度以下となり、燃料は概ね冠水していることが推定される結果となった。なお、この評価は、発生した蒸気によりエネルギーが各構成物に運ばれるモデルであり、蒸気発生が少ない状態での評価は適用範囲外となるため、原子炉圧力容器周辺温度が低い1号機については評価を実施していない。

3.3 原子炉水位計の指示値

原子炉水位計は、図3.3-1に示すとおり、原子炉圧力容器外に設置された基準面器に水が溜まり一定水位を維持する構造となっており、この水柱による圧力と、原子炉内の水位に応じて発生する圧力の差 ($H_s - H_r$) を取ることにより水位を求める構造となっている。しかしながら、事故時にはこれらの計装配管内の水が蒸発してしまう可能性があり、例えば基準面器側の水が蒸発すると、比較対象の基準となる水位が低くなることから、原子炉の水位を高めに表示してしまうこととなる(図3.3-2)。

1号機では、5月11日に水位計の校正、仮設差圧計の設置、基準面器および計装配管への注水を実施し原子炉水位計を校正した。その結果、原子炉水位は燃料有効頂部マイナス5m以下であることがわかった。2号機では、6月22日に仮設差圧計を設置し、6月22日および10月21日に基準面器および計装配管へ水張りした。2号機については、線量が高く原子炉水位計の校正作業を実施していないが、事故後に設置した仮設の差圧計の瞬時値等から原子炉水位は燃料有効頂部マイナス5m以下であると推定している。ただし、6月22日の水張り後には炉側、基準面器側両方の配管の水が短時間で蒸発する現象が確認され、10月21日の水張り後には炉側配管の水がゆっくりと蒸発する現象が確認された。

したがって、1、2号機共に、元々の燃料位置に現在も水位が形成されておらず、燃料が形状を維持したままもとの位置に留まっている可能性は低いと推定される。なお、2号機では、10月の注水時に炉側配管の水のみが蒸発している

ことから、炉側配管の近くに燃料（熱源）が存在することが推定される。1号機では、水位計配管の水の蒸発は観測されていない。

なお、3号機は計装機器のある場所の放射線量が極めて高く、原子炉水位計の校正および水張り作業は未実施である。

3.4 格納容器内気体の核種分析について

1, 2号機について原子炉格納容器内の気体のガンマ線核種分析を行ったところ、表 3.3-1 に示すとおり、セシウムの原子炉格納容器内濃度（換算値）について、1号機では2号機の3倍程度であった。原子炉格納容器の蒸気割合や温度の違いによりセシウムの放出量が異なることが考えられるため、単純な比較はできないが、1号機の評価結果が最も厳しい、すなわち、炉心損傷の程度が最も大きいという他の評価結果と整合している。

なお、3号機はサンプリングするための配管のある場所の放射線量が高く、原子炉格納容器内の気体のサンプリングは未実施である。

3.5 その他の観測された知見について

3.1～3.4 での検討に加え、以下のような知見が観測されている。炉心状態の推定に活用するのが現状困難なもの、炉心状態の推定に有効な可能性があるが結論が出ていないもの等が混在するが、今後も継続的に分析・推定作業を重ねていきたい。

①局所出力領域モニタ（LPRM）検出器の状態確認作業（2, 3号機）

炉内に配置されている中性子計測モニタの1つである LPRM 検出器について、TDR（時間領域反射：断線／絶縁劣化の状況を確認できる試験方法）測定を実施した。測定結果から炉底部の状況の推定を試みたが、結果として有力な手がかりを見いだすことは現時点で困難であることが分かった。

②制御棒位置検出器（PIP）の状態確認作業（1, 3号機）

各制御棒駆動機構に配置されている制御棒の炉内位置を監視するモニタである PIP について、通電状況確認作業を実施した。確認結果から炉底部の状況の推定を試みたが、結果として有力な手がかりを見いだすことは現時点で困難であることが分かった。

③D/W 機器サンプ温度計復旧作業（1, 2, 3号機）

PCV 底部の温度を確認する観点から、D/W 機器サンプ温度計のインサービス

を試みた。その結果、1，3号機では、温度を確認することができたものの、2号機では断線と診断された。なお、本温度計はインサースビスから日が浅く、トレンドとして確認できていないことから、継続的な分析が必要である。

④PLR ポンプ入口温度計復旧作業（1，2，3号機）

PCV 下部付近の温度を推定する観点から、PLR ポンプ入口温度計のインサースビスを試みた。その結果、全ての号機で温度を確認することができた。なお、本温度計は指示値の信頼性等の分析も実施中であることから、継続的な分析が必要である。

4.コア・コンクリート反応による格納容器への影響

4.1 コア・コンクリート反応について

溶融燃料が格納容器に落下すると、流動性が保たれれば、ペDESTAL床部に広がり、ペDESTALのスリット部から外側へも漏れだして溶融燃料は表面積の大きな平らな塊（図 4.1-1 参照）となる。また、機器ドレンサンプピットなど、床面に穴が開いている場合には、燃料デブリが密に詰まった状況（図 4.1-2 参照）となりうる。さらに格納容器底部に水が溜まっている場合には、溶融燃料が水に触れると冷却効果によってかたまり、小さな塊の集合体となる。このように燃料デブリが格納容器に落下した後の形状およびその分布については、非常に大きな不確かさが有り、さらに、水との接触の形態も様々なものが考えられるため、燃料デブリから水への熱伝達についても非常に大きな不確かさが残る。格納容器内の燃料デブリの除熱が十分にできない場合は、燃料デブリと接しているコンクリートが融点以上まで熱せられるため熱分解が起こる、いわゆるコア・コンクリートとの反応が起こり、コンクリートが浸食される。ただし、崩壊熱の低下と注水の再開により浸食は止まる。浸食の深さは想定する条件により大きく異なり、除熱しやすい形状（平面状）か除熱しにくい形状（ピットに密に詰まる）かという形状の不確かさや熱伝達の不確かさなどにより大きく結果が異なる。

4.2 1号機の原子炉補機冷却系（RCW）について

1号機の原子炉建屋において、各所の放射線量を測定したところ、RCW配管で高い線量が測定された（図4.2-1参照）。RCWは補機を冷却するための閉ループシステムであり、数百mSv/hという高い汚染が発生することは通常状態では考えにくい。しかしながら、RCW配管は原子炉建屋内を広範囲にわたって敷設されており、格納容器内の機器の冷却の役割も担っている。そのため、図4.2-2に示すとおりペDESTAL下部の機器ドレンピット内には、ドレン冷却のためにRCW配管が敷設されている。したがって、1号機におけるRCW配管の高汚染は、燃料が機器ドレンピットに落下して、RCW配管を損傷したことが原因である可能性が高い。配管が損傷したことにより、高線量の蒸気または水がRCW二次系に移行し、同時に放射性物質が配管内に移行したものと考えられる。ただし、RCW配管が格納容器に落下した燃料デブリにより破損した状況であれば、RCW二次系の水が格納容器に進入するなどして、燃料デブリの冷却に寄与した可能性がある。

なお、2、3号機ではRCWの高線量は観測されていない。

4.3 コア・コンクリート反応の評価結果

MAAPコードには原子炉压力容器内での燃料挙動を計算するモジュールの他に、コア・コンクリート反応を評価することが可能なモジュールが搭載されている。このモジュールを用いて、格納容器への燃料デブリの落下割合が最も大きいと推定される1号機に対するコア・コンクリート反応の解析結果を示す。初期条件や入力値として使用される解析条件には不確かさが大きいため、解析結果の持つ不確かさも大きいと考えられるが、表4.3-1に示す現実的に考えられる条件を用いて評価したところ、図4.3-1に示すとおり、コンクリートは浸食されるものの、格納容器内に留まる結果となった。

また、ペDESTAL床面にコア・コンクリート反応による浸食がある場合について、耐震性に関する評価を実施したが、耐震上問題は発生しないとの評価結果となった。

4.4 格納容器内のガス分析について

3.3にて核種分析を実施したサンプルについて、ガス分析もあわせて実施して

いる。格納容器内のガスを採取できるようになったのは、仮にコア・コンクリート反応が発生していたとしても、それが停止したと推定される時期よりかなり後になってからであるため、コア・コンクリート反応による水素、一酸化炭素、二酸化炭素の発生があっても、蒸気、窒素等による希釈効果により、ガスサンプルの採取日時点で残存している可能性は低い。表 4.4-1 にガス分析の結果を示すが、いずれのサンプルにおいても、炉水中に含まれる二酸化炭素の気相中への遊離により発生する程度の量しか存在していない。したがって、少なくとも現時点でコア・コンクリート反応が発生していることはない。

5. 各号機の冷却状態について

5.1 1号機の冷却状態について

1号機は、図 5.1-1 に示すとおり、11月21日時点での原子炉圧力容器の温度は、40℃程度まで減少しており、注水の届かない炉心位置での過熱蒸気の発生の徴候は見られない。

図 5.1-2,3 に示すとおり、6月3日に確認された1階床貫通部からの蒸気の噴出は、10月13日では確認されておらず、崩壊熱の低下とともに冷却が進んでいることが確認できている。さらに、10月28日以降に注水流量の増加が実施されたが、この際に、原子炉圧力容器及びドライウェル温度の低下が確認されるとともに、わずかではあるが、圧力抑制室のプール水温の上昇が確認(図 5.1-4 参照)されている。これは、注水流量増加以前は蒸気発生があり、原子炉建屋内に漏れ出す前に凝縮していた状態であったものが、注水流量増加により水の温度上昇に消費される崩壊熱の割合が増え、蒸気発生が減少し、圧力抑制室へより多くの熱水が流れ込むことにより温度が上昇したものと考えられる。注水量増加は、蒸気発生がなく水の温度上昇のみで除熱が可能となる流量を目標としており、そこから予想される温度挙動が実際に観測されていることから、十分に管理された冷却がなされていると考える。

図 5.1-5 に、D/W 圧力と窒素の注入状況監視のために測定されている窒素注入圧力のグラフを示す。窒素注入圧力は注入口が気相にあれば、圧力は D/W 内でほぼ一定であるため D/W 圧力と同一の挙動を示すが、注入口が水没すると、D/W の気相の圧力に加え、水頭圧をも超える圧力が必要となるため、D/W 圧力よりも高くなる。図 5.1-5 での D/W 圧力と窒素注入圧力の推移を見ると、10月28日に1号機の注水量を増加して以降、11月1日頃から両圧力の乖離が始まっている。しかしながら、注水量には変化がないにもかかわらず、再び両圧力は

同等の圧力となった。窒素注入口の位置は OP6700mm、構造的に水が最低限溜まる高さであるベント管下端は OP6600mm であるため、現在の水位はこの中間にあるものと考えられるが、現時点では正確な水位を測る手段はない。

5.2 2号機の冷却状態について

2号機は、図 5.2-1 に示すとおり、11月21日時点での原子炉圧力容器の温度は 80°C程度まで減少しているが、これは、9月14日より実施された CS 系からの注水により実現されたものであり、CS 系からの注水経路、すなわち炉心部に残存していた燃料デブリを冷却できたことによると考えられる。

図 5.2-2,3 に示すとおり、9月17日に確認された5階原子炉直上部からの蒸気の噴出は、10月20日では確認されておらず、10月4日から実施された注水量の増加による効果により冷却が進んでいることが確認できている。また、10月20日の写真では、天井クレーンの塗装の急激な劣化が観測されている。これは、吸湿により粘着力の低下した塗装が、乾燥による内部応力の増加により剥がれたものと考えられる。この観測結果からも原子炉直上部からの蒸気の放出がなくなっていることが推定される。

なお、1号機と同様に2号機でも、水頭圧がかかっていると考えられる取り出し口圧力と D/W 圧力を比較することで、格納容器内の水位の推定の可能性について検討を行ったが、適切な圧力取り出し口が見つからなかったことから実現できていない。2号機では燃料の落下量も小さいと推定され、また現在では顕熱での冷却に十分な量の注水を行っており、格納容器雰囲気計測温度も際だって高い箇所がないことから、格納容器内にある燃料は概ね水没状態にあると考えられる。

5.3 3号機の冷却状態について

3号機は、図 5.3-1 に示すとおり、11月21日時点での原子炉圧力容器の温度は 70°C程度まで減少しているが、これは、9月1日より実施された CS 系からの注水により実現されたものであり、CS 系からの注水経路、すなわち炉心部に残存していた燃料デブリを冷却できたことによると考えられる。

また、図 5.3-2,3 に示すとおり、3月20日に確認された蒸気の噴出によるものと思われるシールドプラグ位置周辺の温度上昇は、10月14日では観測された点の数およびその規模が小さくなっており、崩壊熱の低下に伴い冷却が進んでいることが確認できている。

図 5.3-4 に、D/W 圧力と S/C 圧力のグラフを示す。1 号機の窒素注入口と同様、S/C 圧力の取り出し口が水没していなければ、S/C 圧力は D/W 内でほぼ一定であるため D/W 圧力と同一の挙動を示すが、圧力取り出し口が水没すると、D/W の気相の圧力に加え、水頭圧をも超える圧力が必要となるため、D/W 圧力よりも高くなる。図 5.3-4 での D/W 圧力と S/C 圧力の推移を見ると、10 月 1 日以降、常に S/C 圧力が D/W 圧力を上回る状態が続いている。この差圧から換算すると、現在の格納容器内の水位は OP12000～13000 付近にあると推定される。3 号機では燃料の落下量も小さいと推定され、また現在では顕熱での冷却に十分な量の注水を行っており、格納容器雰囲気計測温度も際だって高い箇所がないことから、格納容器内にある燃料は水没状態にあると考えられる。

6. 炉心状態の推定について

6.1 1 号機の炉心状態について

1 号機は、図 6.1-1 に示すとおり、給水系からの注水を実施しており、原子炉圧力容器に注水された水は、シュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。水位計の校正結果 (3.3 参照) から、原子炉圧力容器内の水位は、TAF-5m 以下であることが明らかとなっており、炉心部に水位は形成されていない。

これらの事実及び前述の評価結果から推定される 1 号機の炉心状態は、図 6.1-1 に示すとおり、事故後溶融した燃料はほぼ全量が原子炉圧力容器下部プレナムへ落下しており、元々の炉心部にはほとんど燃料が残存していない。下部プレナムに落下した燃料デブリは、大部分が原子炉格納容器ペDESTAL に落下したと考えられるが、燃料デブリはコア・コンクリート反応を引き起こすものの、注水による冷却、崩壊熱の低下により停止し、格納容器内に留まっているものと考えられる。

6.2 2 号機の炉心状態について

2 号機は、図 6.2-1 に示すとおり、CS 系及び給水系からの注水を実施しており、原子炉圧力容器に注水された水は、CS 系についてはシュラウドの内側、給水系についてはシュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。水位計への水張り結果 (3.3 参照) から、原子炉圧力容器内の水位は、TAF-5m 以下であると推定しており、炉心部に水位は形成されていないと考えられる。

これらの事実及び前述の評価結果から推定される 2 号機の炉心状態は、図 6.2-1 に示すとおり、事故後、溶融した燃料のうち、一部は原子炉圧力容器下部プレナムまたは原子炉格納容器ペDESTAL へ落下している。燃料の一部は元々の炉心部に残存していると考えられる。

6.3 3号機の炉心状態について

3号機は、図 6.3-1 に示すとおり、CS 系及び給水系からの注水を実施しており、原子炉圧力容器に注水された水は、CS 系についてはシュラウドの内側、給水系についてはシュラウドの外側を通り、下部プレナムへと到達する。11月11日時点での原子炉圧力容器の温度は 70℃程度まで減少しているが、これは、9月1日より実施された CS 系からの注水により実現されたものであり、CS 系からの注水経路、すなわち炉心部に残存していた燃料デブリを冷却できたことによると考えられる。

これらの事実及び前述の評価結果から推定される 3号機の炉心状態は、図 6.3-1 に示すとおり、事故後、溶融した燃料のうち、一部は原子炉圧力容器下部プレナムまたは原子炉格納容器ペDESTALへ落下している。燃料の一部は元々の炉心部に残存していると考えられる。

以上

表3.3-1 格納容器内濃度試算結果

核種	放射性物質濃度 (Ba/cm ³)	
	1号機 (9/14採取)	2号機 (8/9採取)
Cs-134	1.6×10 ⁰	4.4×10 ⁻¹
Cs-137	2.0×10 ⁰	4.6×10 ⁻¹
蒸気割合	約46%	約100%

表 4.3-1 コンクリート反応の解析条件

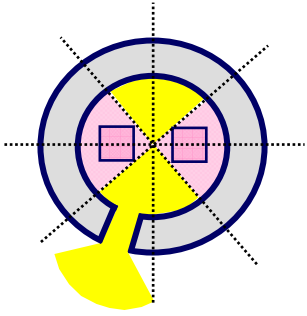
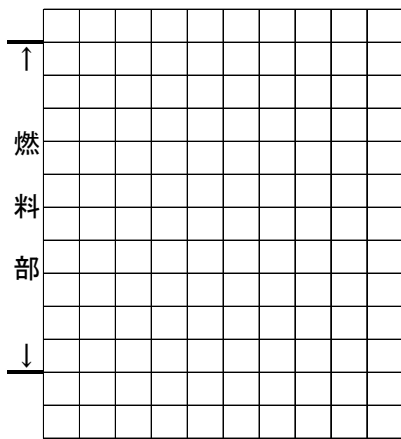
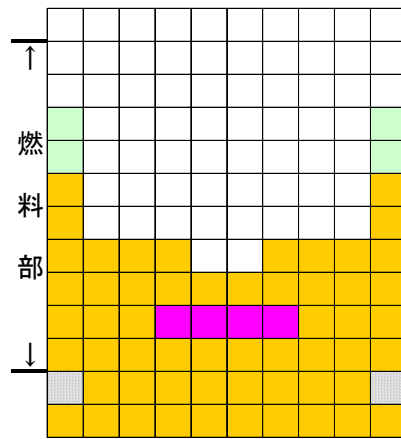
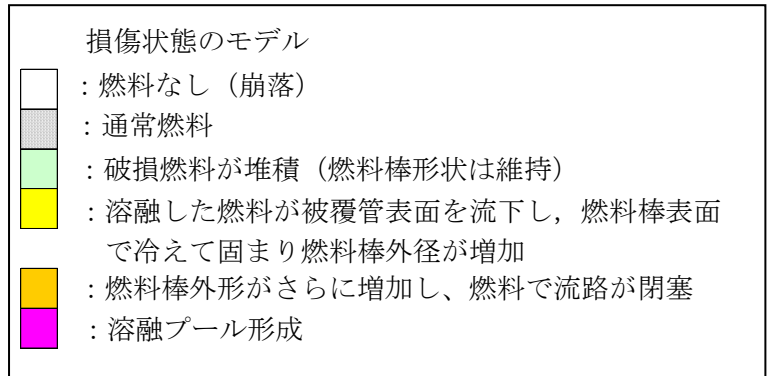
	解析条件
初期燃料デブリ量	1号機： 100 % 炉心
崩壊熱ソース	燃料装荷履歴を考慮した ORIGEN2 評価値
揮発性 FP 分崩壊熱の減損	20%減損を仮定
初期ペDESTAL内の蓄水による 燃料デブリの細粒化	考慮せず
燃料デブリ堆積状況	<p>サンプル流入条件： P/D 床一様堆積 D/W 床一部流出</p>  <p>■ サンプルへ流入するデブリ ■ P/D, D/W床に拡がるデブリ</p>
燃料デブリ堆積厚さ	<p>サンプル：0.81m (P/D, D/W 床：0.35m)</p>

表 4.4-1 格納容器内の水素、一酸化炭素、二酸化炭素濃度

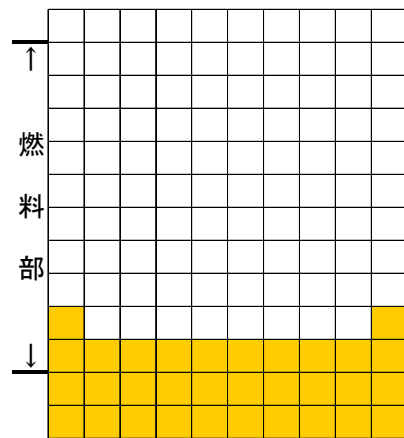
(単位：%)	H	CO	CO2
2号(8月分)①	0.558	0.016	0.152
2号(8月分)②	1.062	0.017	0.150
2号(8月分)③	<0.001	<0.01	0.152
1号(9月分)①	0.154	<0.01	0.118
1号(9月分)②	0.101	<0.01	0.201
1号(9月分)③	0.079	<0.01	0.129



1号機:スクラム後 約15時間

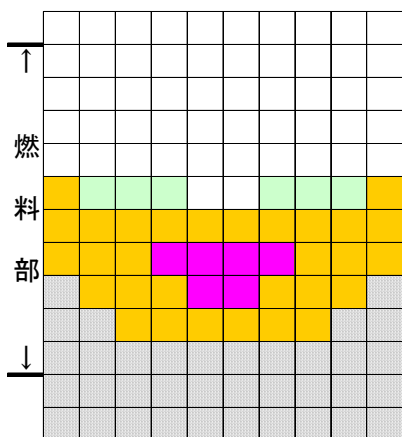


2号機 スクラム後 約1週間

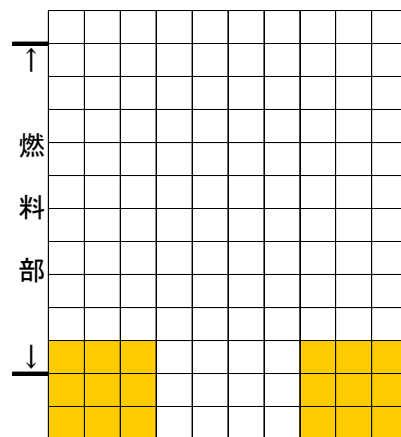


2号機 スクラム後 約109時間

水位計の不確かさを
考慮した解析



3号機 スクラム後 約1週間



3号機 スクラム後 約96時間

水位計の不確かさを
考慮した解析

図 2.1-1 MAAP コードによる解析結果 (炉心の状態)

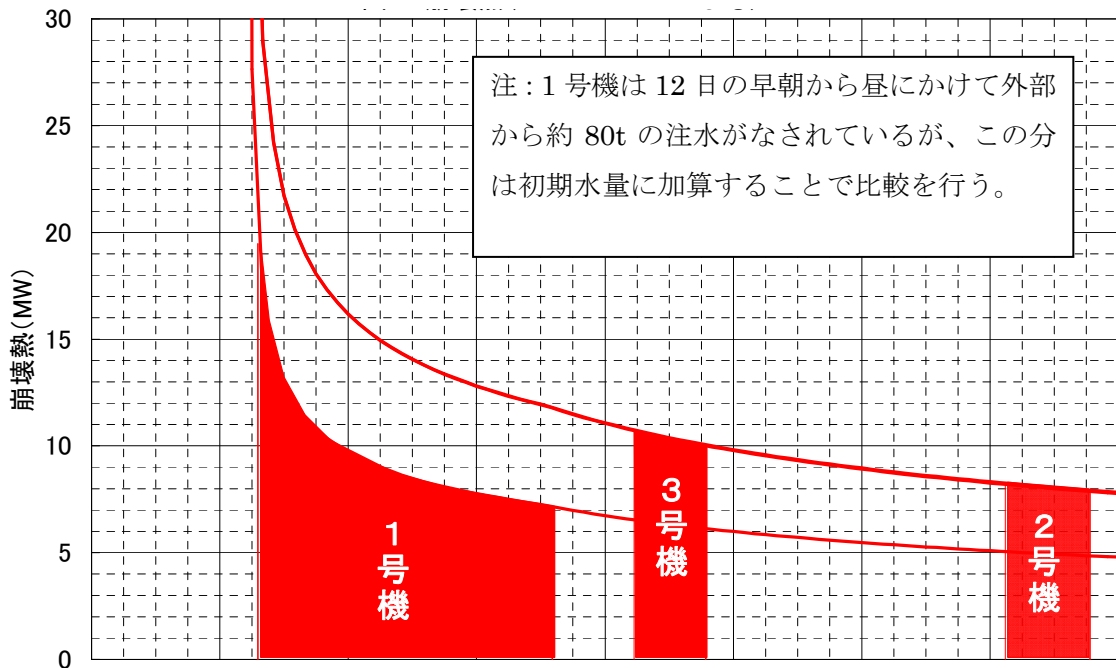


図 2.2-1 崩壊熱の推移と注水停止期間

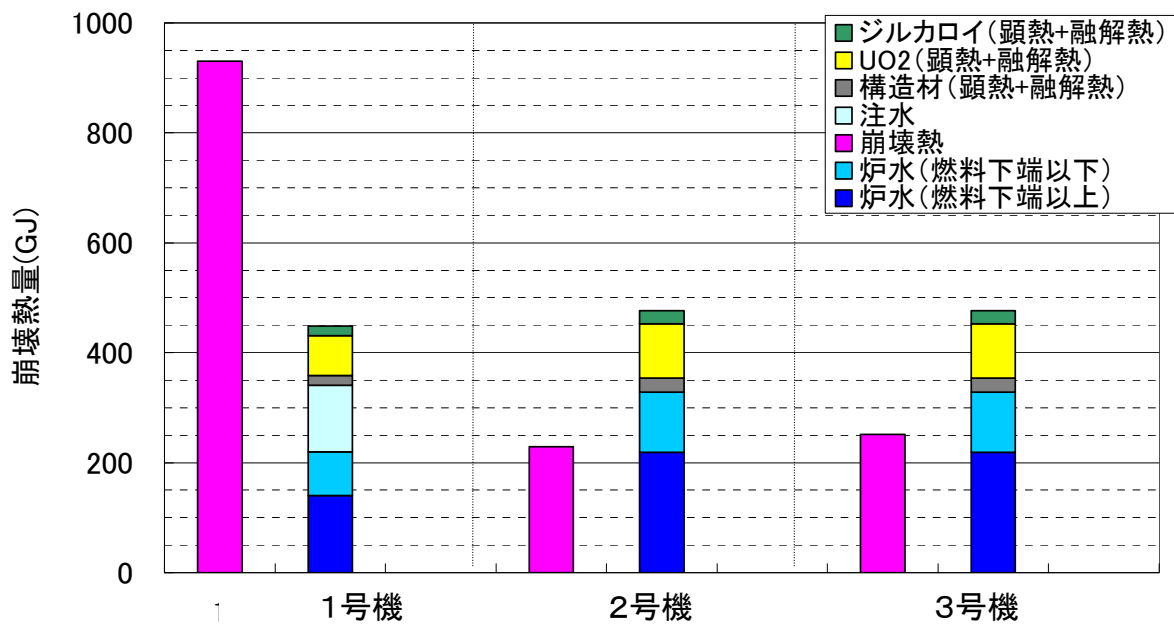


図 2.2-2 崩壊熱量と除熱量の比較

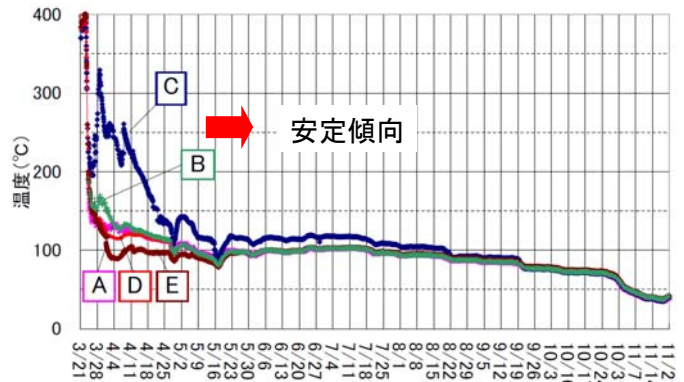
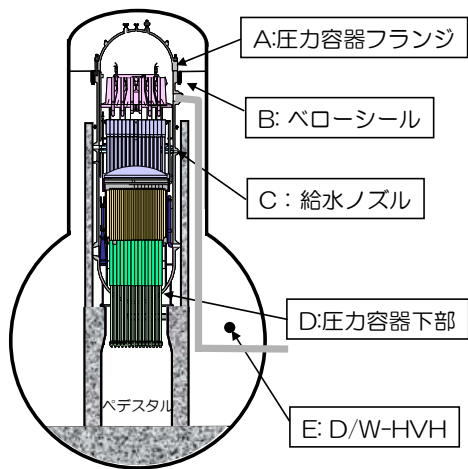


図 3.1-1 1号機の温度推移

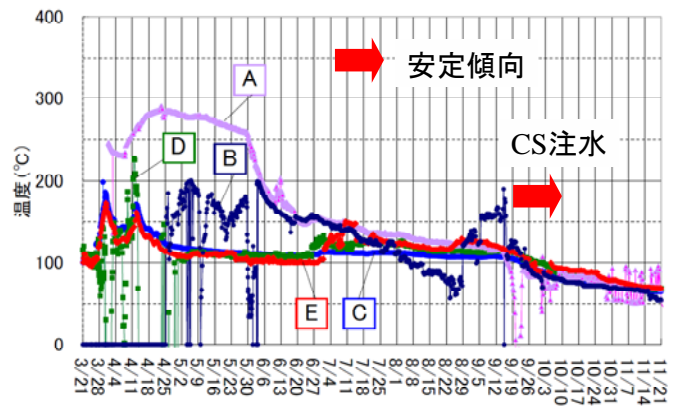
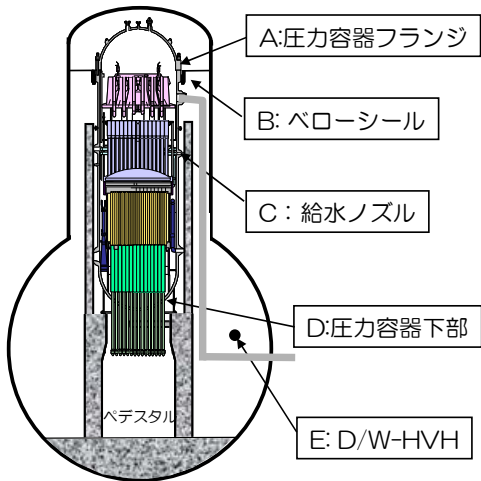


図 3.1-2 2号機の温度推移

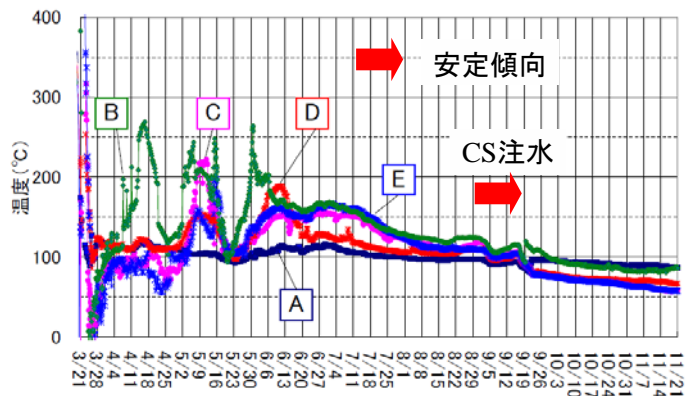
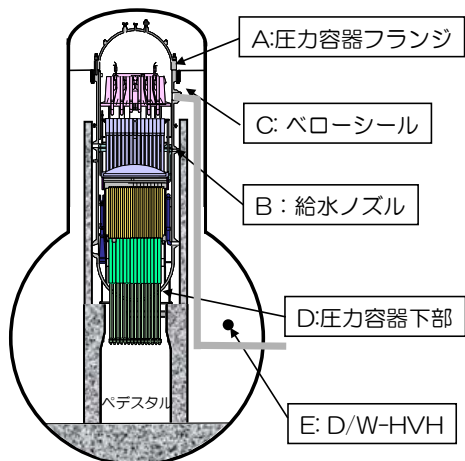
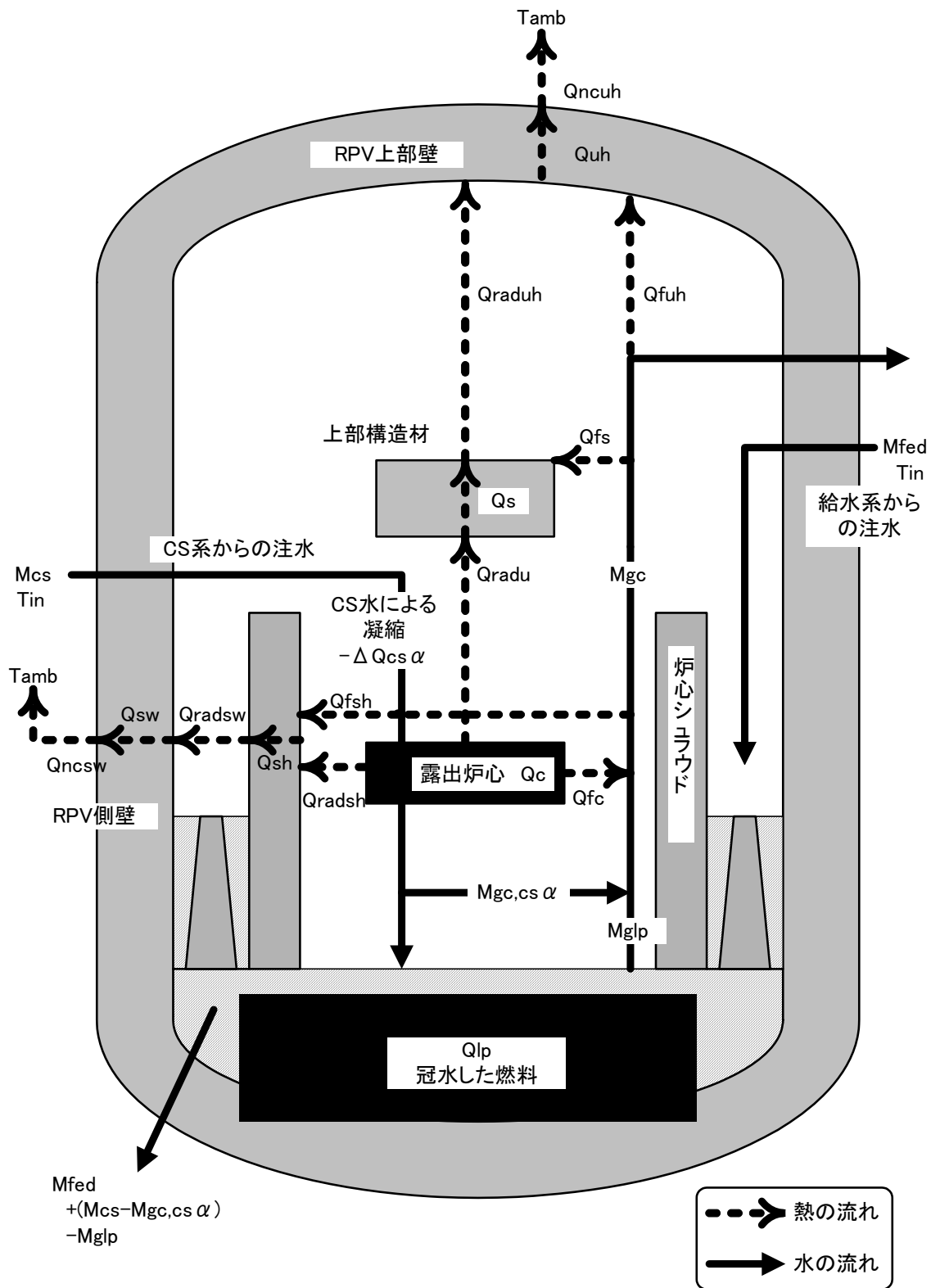


図 3.1-3 3号機の温度推移



図中の変数名は本文参照

図 3.2-1 ヒートバランスのモデル図

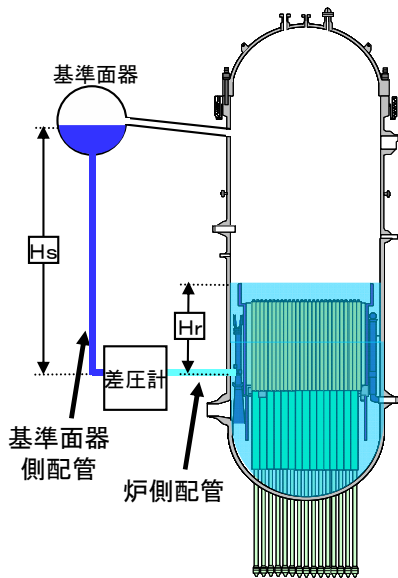


図 3.3-1 原子炉水位計の概略図

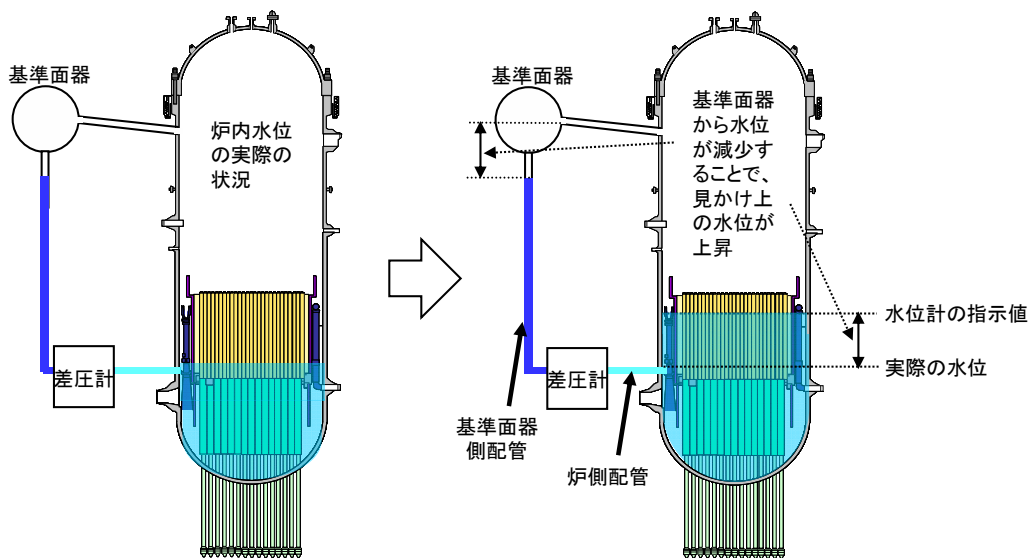


図 3.3-2 計装配管内の水位低下に伴う原子炉水位計の指示値について

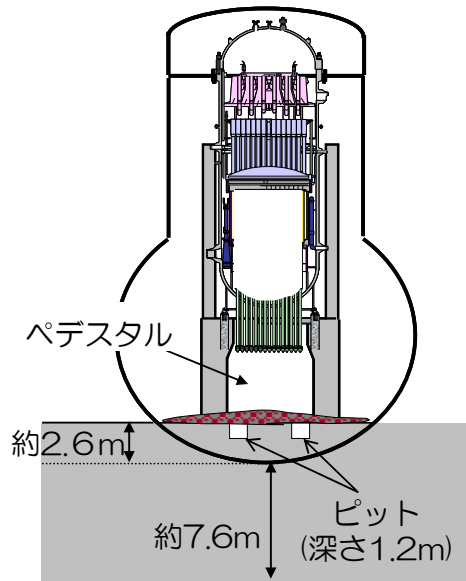


図 4.1-1 格納容器に落下した燃料デブリの想定図
(溶融燃料の流動性が保たれて大きく広がる場合)

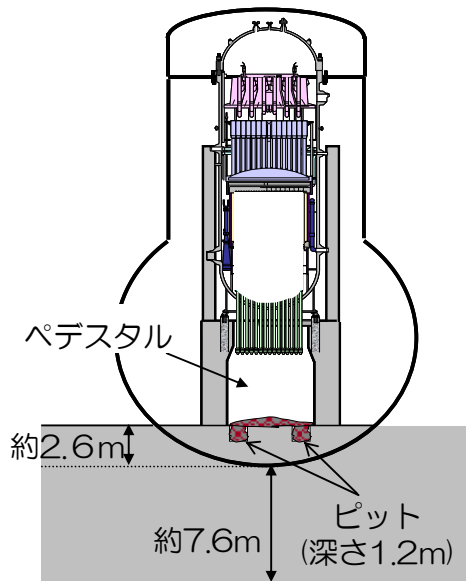


図 4.1-2 格納容器に落下した燃料デブリの想定図
(溶融燃料がピットに密に詰まった場合)

1号機 原子炉建屋内調査結果

平成23年5月14日
東京電力株式会社

調査日時:平成23年5月13日 16時01分～17時39分(緑字)
平成23年5月5日 11時32分～11時58分(青字)
平成23年5月9日 4時18分～4時47分(赤字)

単位:mSv/h

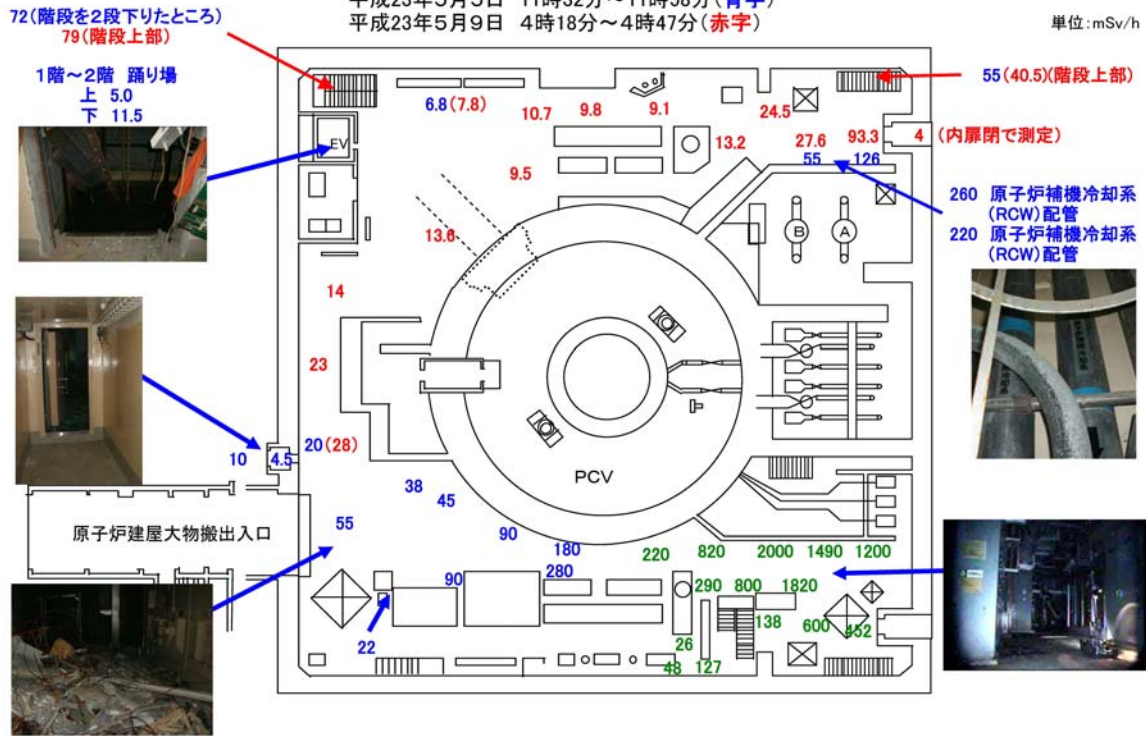


図 4.2-1 1号機原子炉建屋線量調査結果

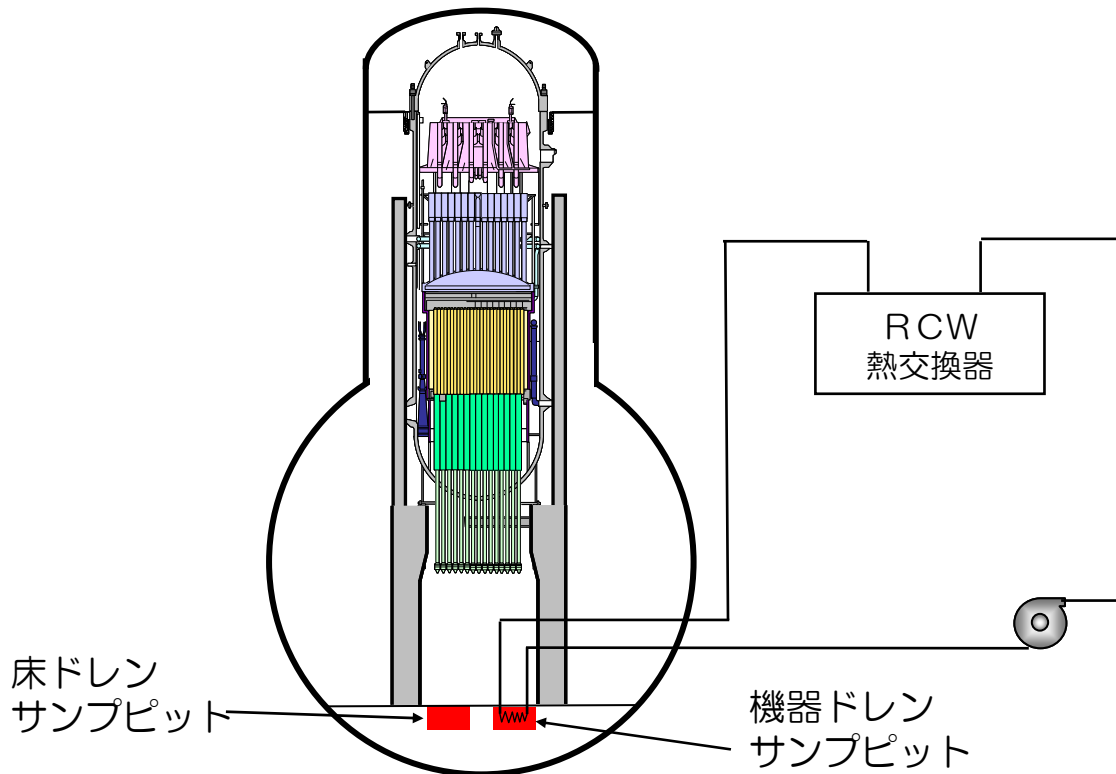


図 4.2-2 RCW と機器ドレンピットの取り合いの概略図

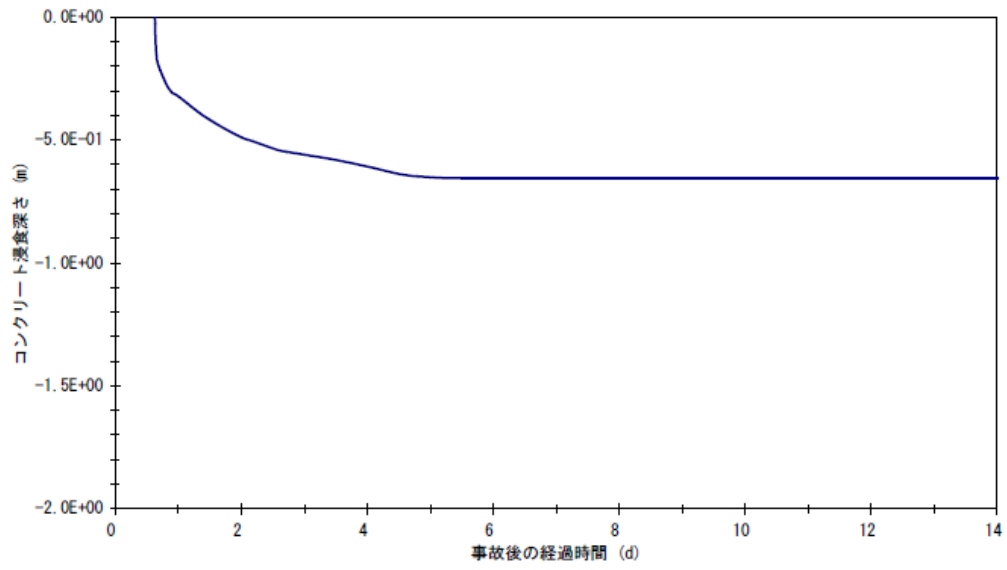


図 4.3-1 格納容器に落下した燃料デブリによるコンクリート浸食深さの評価

1u

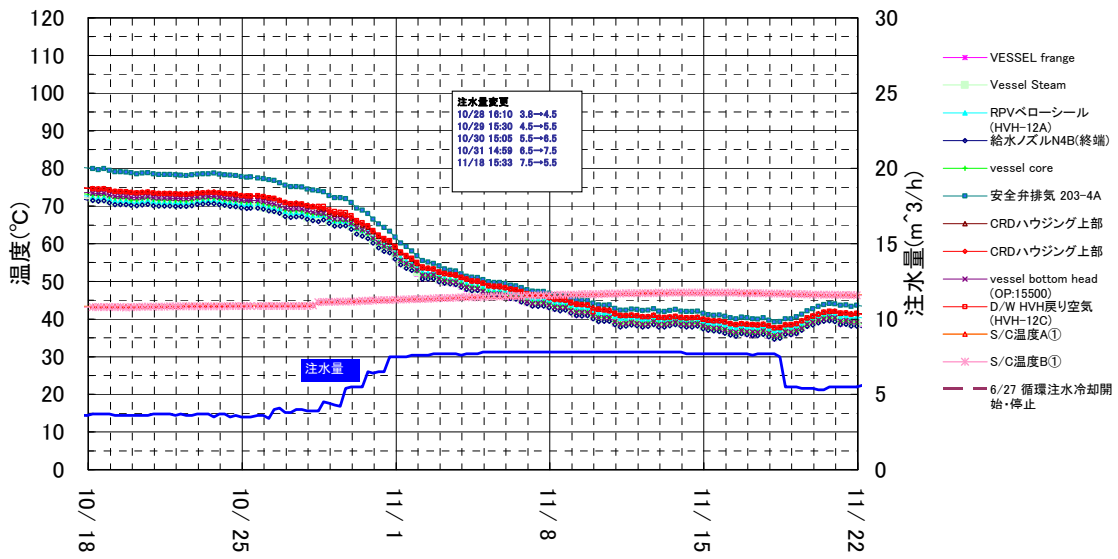


図 5.1-1 1号機の至近の温度推移



図5.1-2 6月3日撮影の1階床貫通部からの蒸気放出



図5.1-3 10月13日撮影の1階床貫通部の状況(蒸気放出無し)

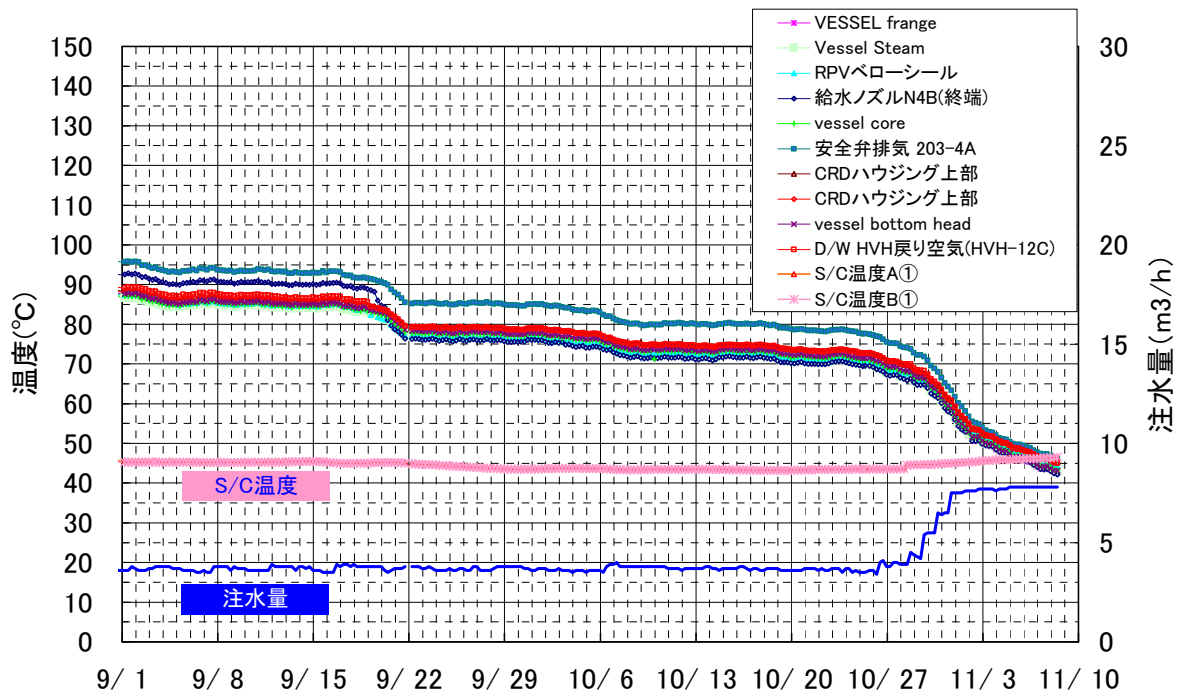


図5.1-4 注水流量増加以降の温度変化

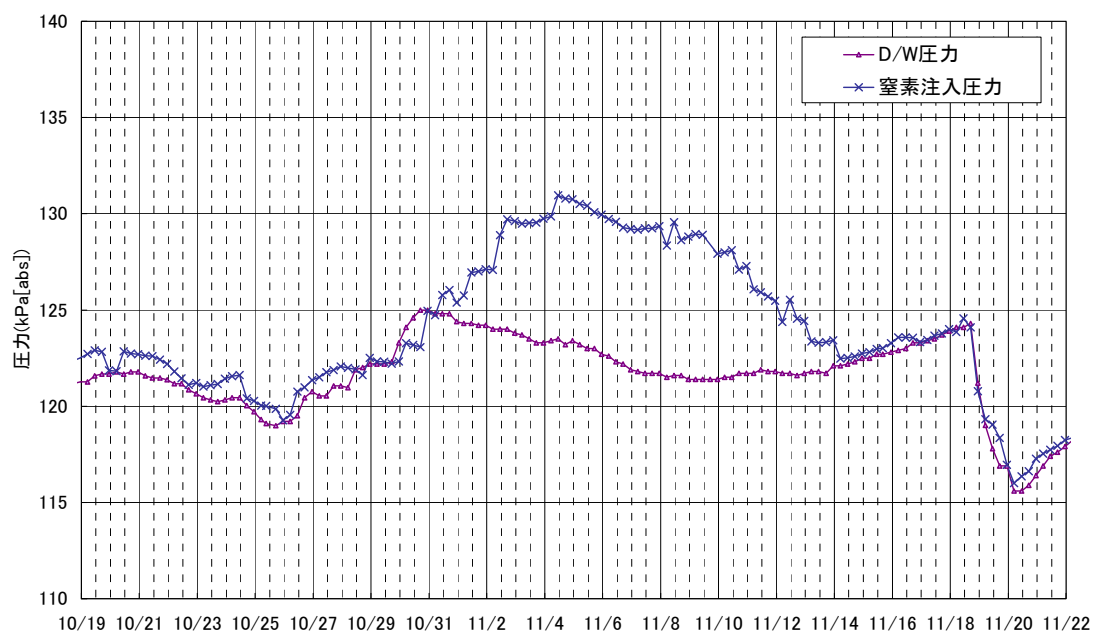


図 5.1-5 D/W 圧力と窒素注入圧力の推移

2

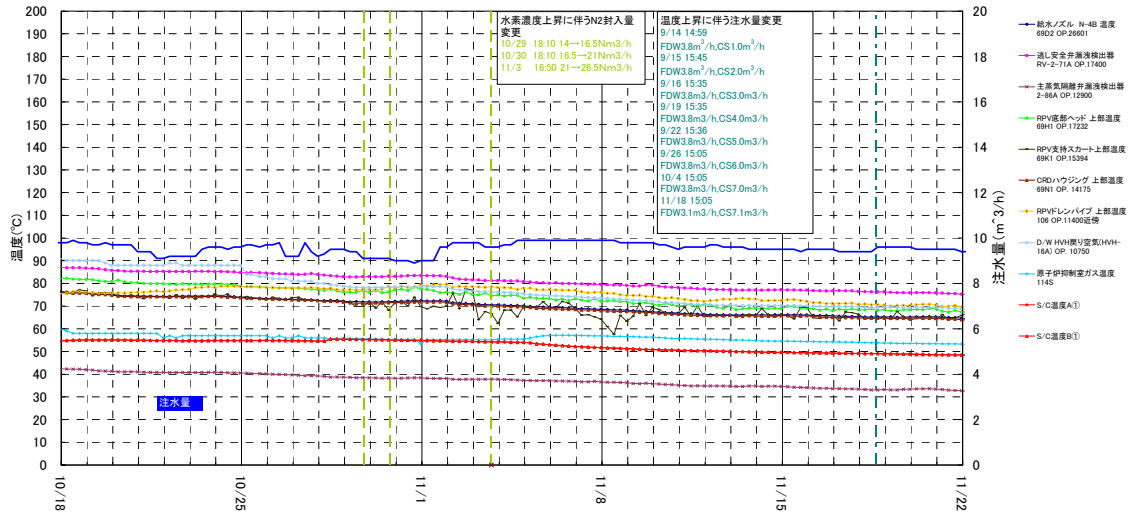


図 5.2-1 2号機の至近の温度推移



図5.2-2 9月17日撮影の5階原子炉直上部からの蒸気放出



図5.2-3 10月20日撮影の5階原子炉直上部の状況
(蒸気放出無し)

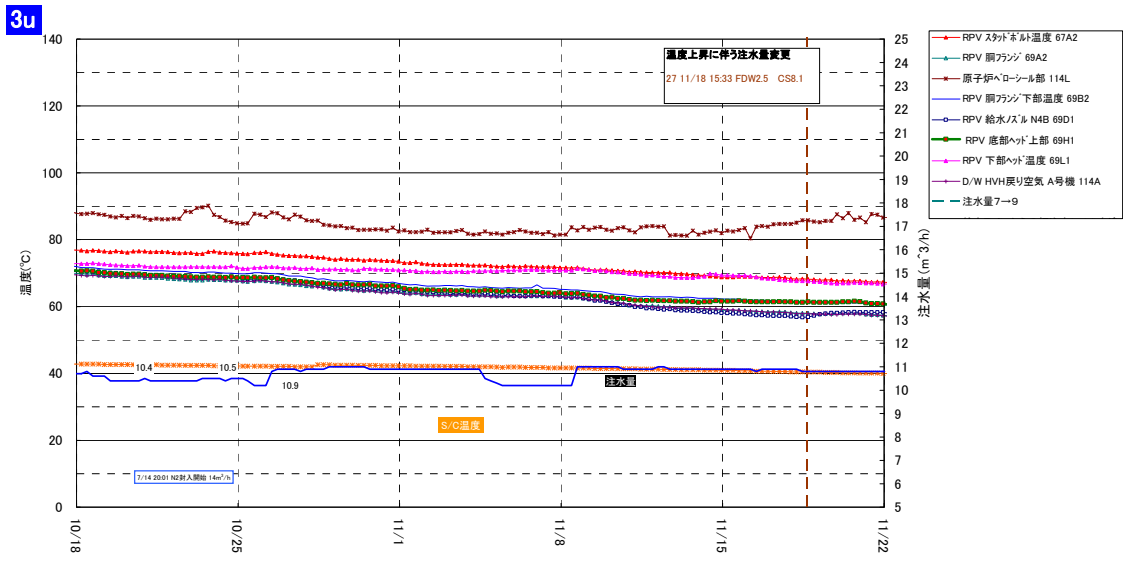
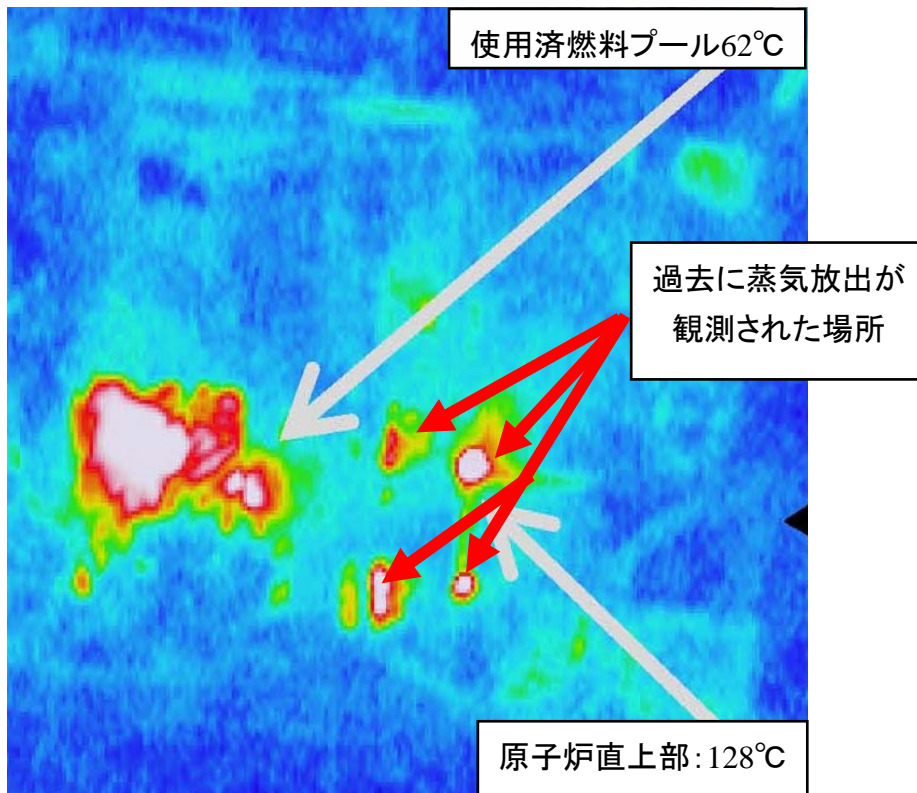
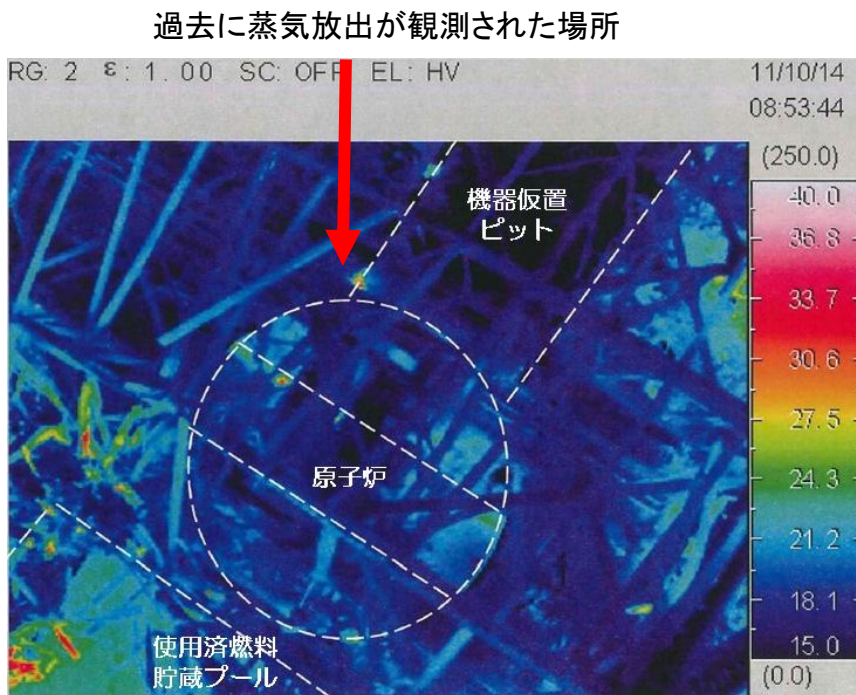


図 5.3-1 3号機の至近の温度推移



3月20日撮影(自衛隊)

図5.3-2 3月20日撮影の3号機原子炉建屋の温度分布



10月14日撮影

図5.3-3 10月14日撮影の3号機原子炉建屋の温度分布

D/W圧力・S/C圧力

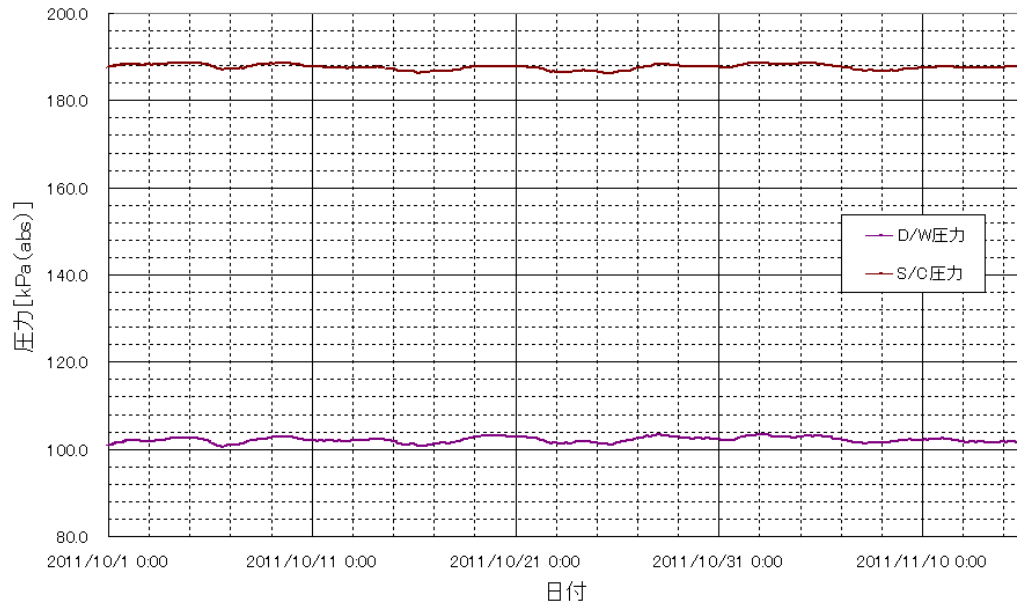


図5.3-4 D/W圧力とS/C圧力の推移

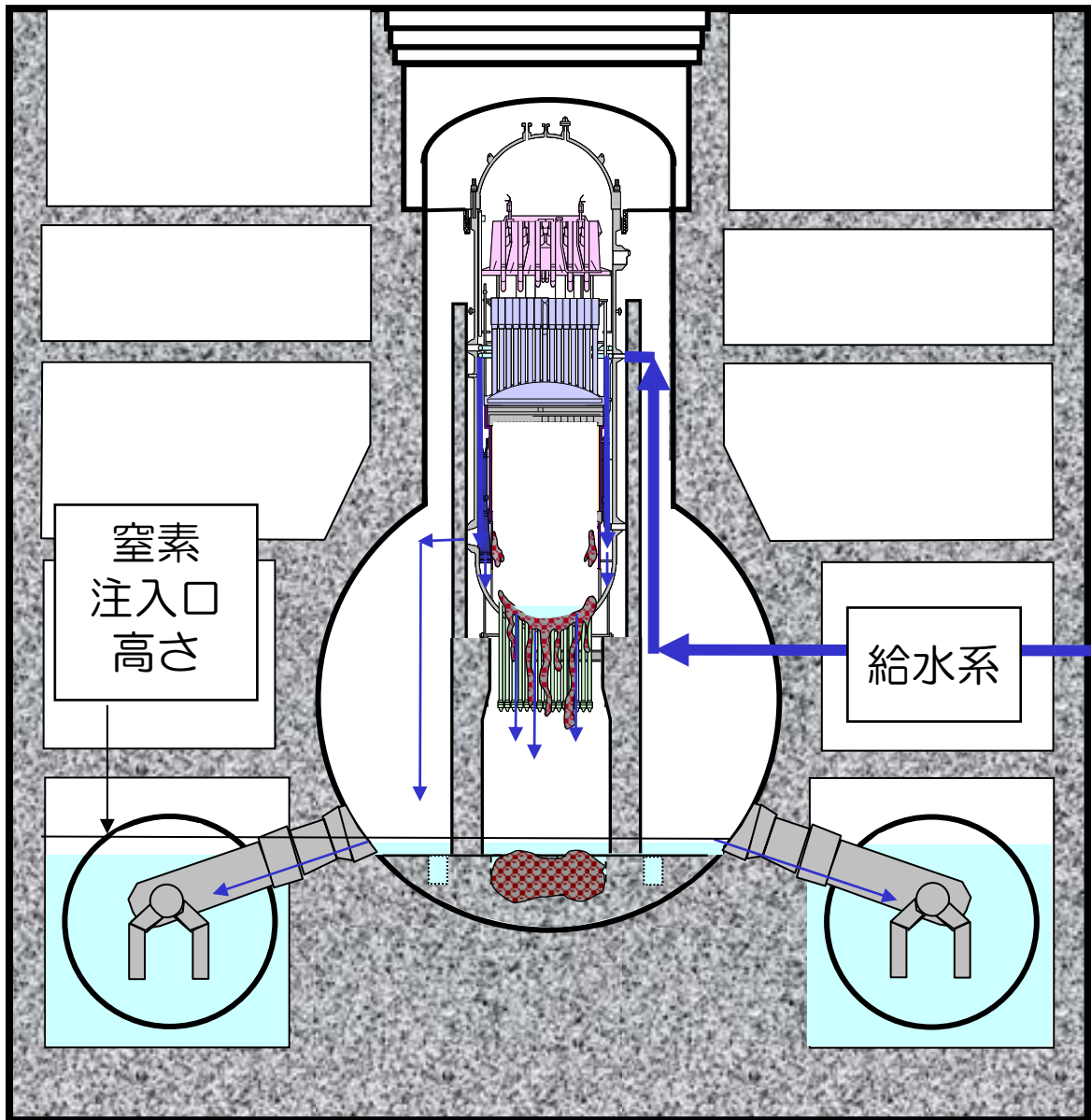


図 6.1-1 1号機の炉心状況推定図

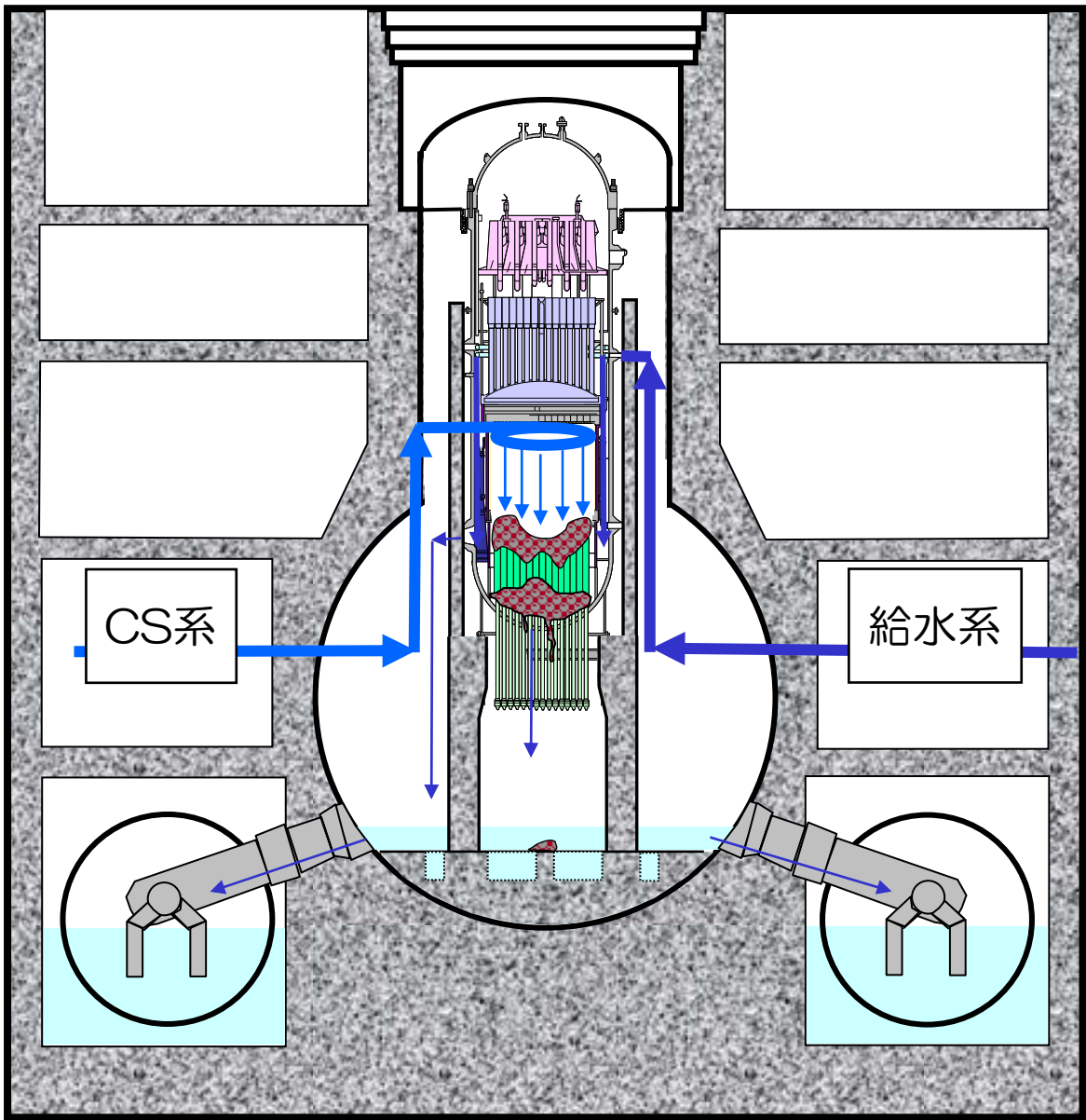


図 6.2-1 2号機の炉心状況推定図

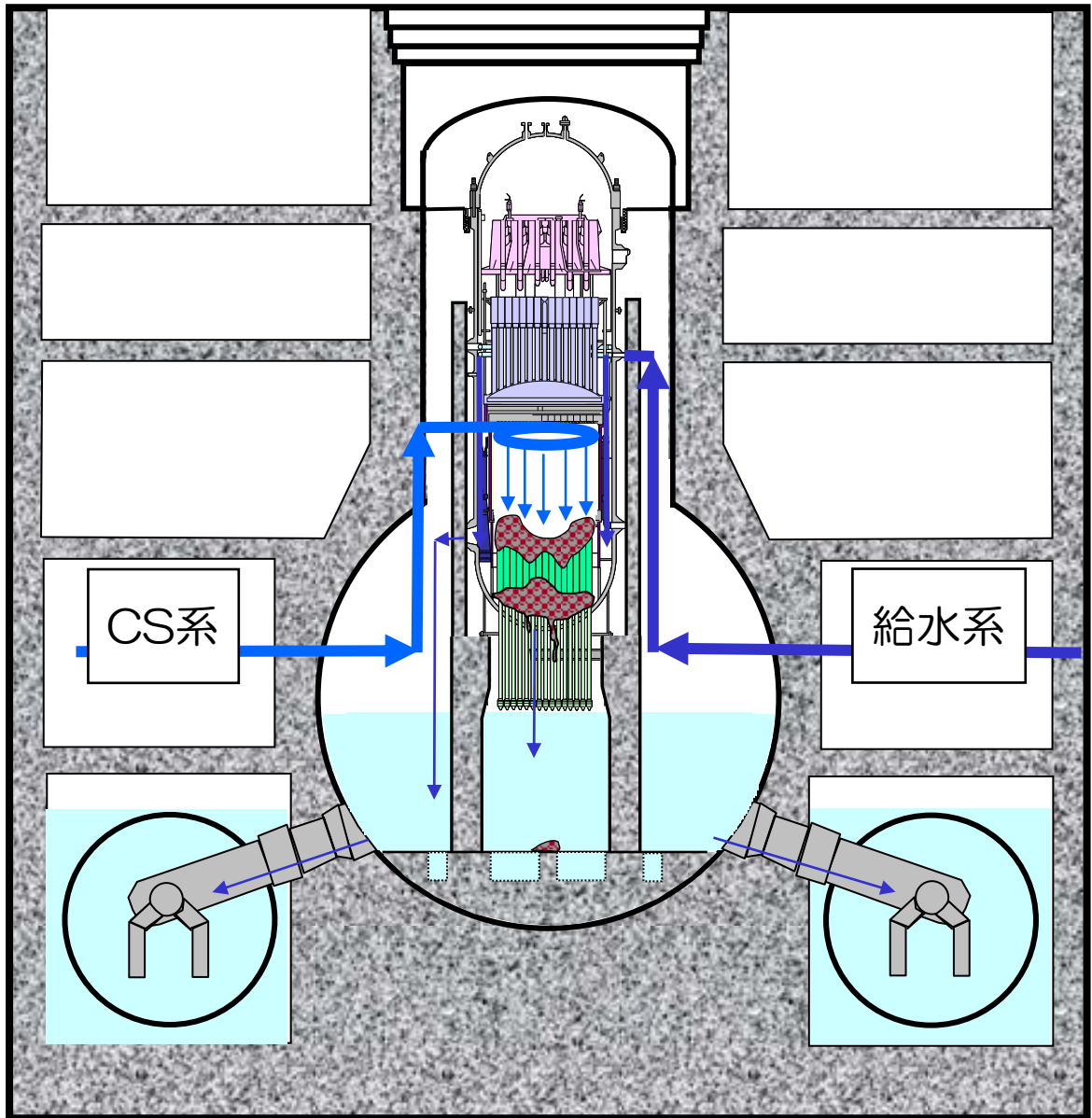


図 6.3-1 3号機の炉心状況推定図

添付資料目次

添付資料－ 5 － 1	東北地方太平洋沖地震時に取得された地震観測記録の分析結果について	1
添付資料－ 5 － 2	外部電源系統概略図（地震後、津波前の状態）	7
添付資料－ 5 － 3	福島第一原子力発電所 外部電源受電状況一覧表	8
添付資料－ 5 － 4	福島第一原子力発電所 1 / 2 号開閉所 所内受電用しゃ断器の損傷原因について	9
添付資料－ 5 － 5	福島第一原子力発電所 1 号機平成 2 3 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた R / B 及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について	1 2
添付資料－ 5 － 6	（参考）福島第一 1 号機 非常用復水器系（I C 系）配管の耐震性評価について	1 6
添付資料－ 5 － 7	福島第一原子力発電所 2 号機平成 2 3 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた R / B 及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について	1 9
添付資料－ 5 － 8	福島第一原子力発電所 3 号機平成 2 3 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた R / B 及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について	2 3
添付資料－ 5 － 9	（参考）福島第一 3 号機 高压注水系（H P C I 系）配管の耐震性評価について	2 7
添付資料－ 5 － 1 0	福島第一原子力発電所 4 号機平成 2 3 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた R / B 及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について	3 0
添付資料－ 5 － 1 1	福島第一原子力発電所 5 号機平成 2 3 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた R / B 及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について	3 4
添付資料－ 5 － 1 2	（参考）福島第一 5 号機 原子炉建屋配管目視確認結果	3 8
添付資料－ 5 － 1 3	福島第一原子力発電所 6 号機平成 2 3 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた R / B 及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について	4 1
添付資料－ 5 － 1 4	「福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性および補強等に関する検討に係る報告書（その 1）」の概要について	4 5

添付資料－５－１５	「福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性 および補強等に関する検討に係る報告書（その２）」の概 要について	４８
添付資料－５－１６	「福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性 および補強等に関する検討に係る報告書（その３）」の概 要について	５０
添付資料－５－１７	福島第一１号機 非常用復水器（ＩＣ）目視確認結果	５２
添付資料－５－１８	福島第一１号機、２号機、３号機 タービン建屋設備状況 ・・・・・・・・・・・・・・・・	５３
添付資料－５－１９	福島第一１～４号機 屋外設備状況	５４
添付資料－５－２０	福島第一原子力発電所 ろ過水タンク、純水タンク状況	５５
添付資料－５－２１	福島第一原子力発電所 屋外消火系配管状況	５６
添付資料－５－２２	福島第一原子力発電所 防災道路状況	５７
添付資料－５－２３	福島第一５号機 設備状況	５８
添付資料－５－２４	福島第一６号機 設備状況	５９
添付資料－５－２５	福島第一５号機 主な設備状況一覧表	６０
添付資料－５－２６	福島第一６号機 主な設備状況一覧表	６１

東北地方太平洋沖地震時に取得された地震観測記録の分析結果について

東北地方太平洋沖地震における地震観測記録の分析結果については、平成23年5月16日に原子力安全・保安院へ報告している。

東北地方太平洋沖地震時に福島第一原子力発電所において取得された地震観測記録のうち、加速度時刻歴データが得られている各観測点の記録について、分析した結果を以下に示す。

1. 福島第一原子力発電所における地震観測の状況

福島第一原子力発電所では、敷地地盤、各号機のR/B及びT/B、並びに地震観測室に地震計を設置し、計53箇所を観測を行っており、地震観測点の配置を図1に示す。

2. 東北地方太平洋沖地震における観測記録

(1) 敷地地盤における観測記録

福島第一原子力発電所の自由地盤系南地点及び北地点地震観測点の解放基盤相当位置(0.P. - 200m)の地中での加速度時刻歴波形を図2に、応答スペクトルを図3に示す。

(2) 建屋における観測記録

観測記録のうち、R/B基礎版上(最地下階)で得られた最大加速度値を表1に示す。これによると、一部で耐震設計審査指針の改訂を踏まえて策定した基準地震動 S_s に対する最大応答加速度値を上回っている。

また、福島第一原子力発電所1～6号機のR/B基礎版上で取得している加速度時刻歴波形を図4～9に、応答スペクトルを基準地震動 S_s を入力して算定した応答スペクトルと併せて図10～15に示す。

図10～15によると、観測記録の応答スペクトルが一部の周期帯において基準地震動 S_s による応答スペクトルを上回っているものの、概ね同程度となっている。

なお、53箇所の地震計のうち29箇所で加速度時刻歴データが得られており、加速度時刻歴波形の確認を行ったところ、地震計のデータを記録する装置のソフトウェアの不具合のため7箇所の観測点において130～150秒程度で記録が中断していることが判明した。

しかしながら、近接する観測点との比較によると最大加速度値及び応答ス

ペクトルはいずれも概ね同程度となっていること、また、地盤で完全な記録が得られていることから、今回の事象は今後の検討において大きな問題となるものではないと考える。

また、その後の調査により、R/B基礎版上の観測点においては中断以降の最大加速度値の記録が得られ、整理を行った。その結果、R/B基礎版上の最大加速度値は、1～6号機の全てにおいて中断する前の時刻で発生していることを確認し、R/B及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果に関する報告書の参考資料として平成23年7月28日に原子力安全・保安院へ報告している。

以 上

表 1 東北地方太平洋沖地震において福島第一原子力発電所で取得された観測記録と基準地震動 S_s に対する応答値との比較

観測点 (R/B基礎版上)		観測記録			基準地震動 S_s に対する 最大応答加速度値 (ガル)		
		最大加速度値 (ガル)			NS 方向	EW 方向	UD 方向
		NS 方向	EW 方向	UD 方向			
福島第一	1号機	460	447	258	487	489	412
	2号機	348	550	302	441	438	420
	3号機	322	507	231	449	441	429
	4号機	281	319	200	447	445	422
	5号機	311	548	256	452	452	427
	6号機	298	444	244	445	448	415

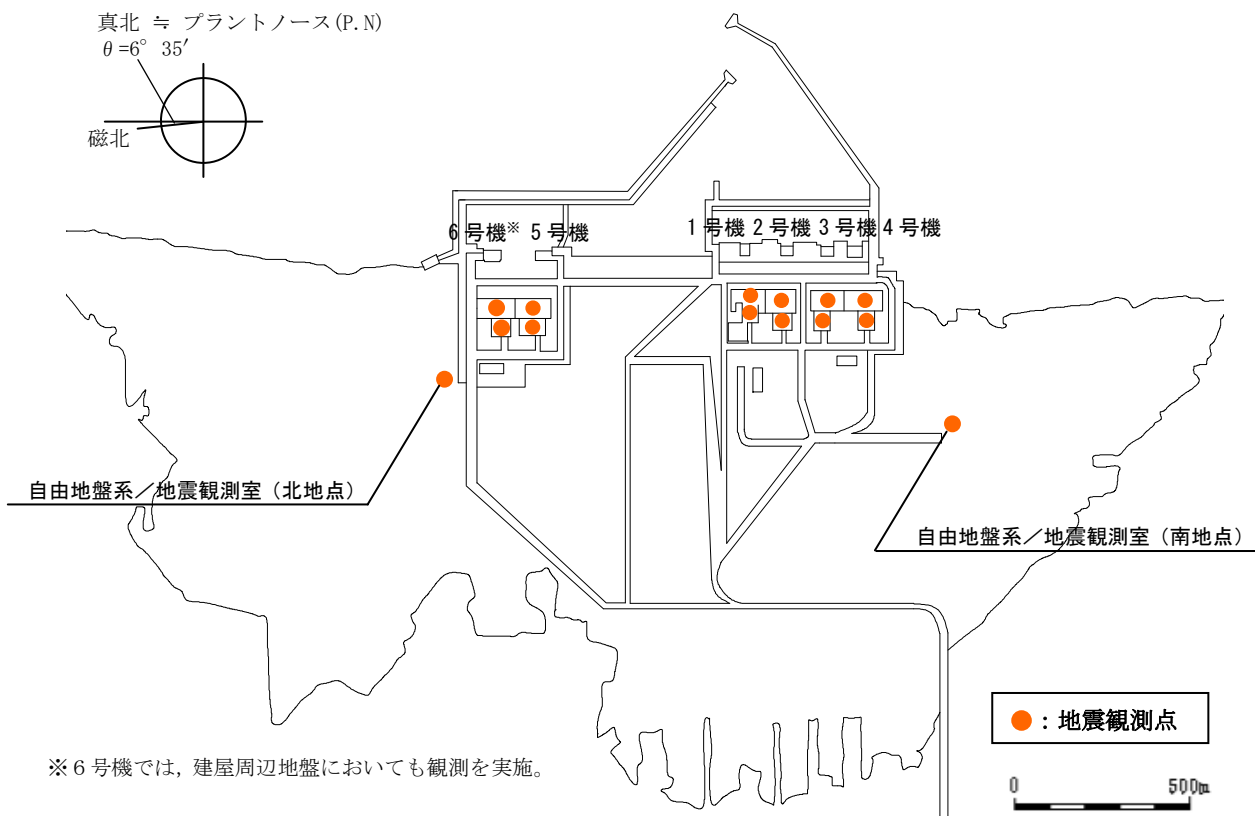


図 1 福島第一原子力発電所における地震観測点の配置

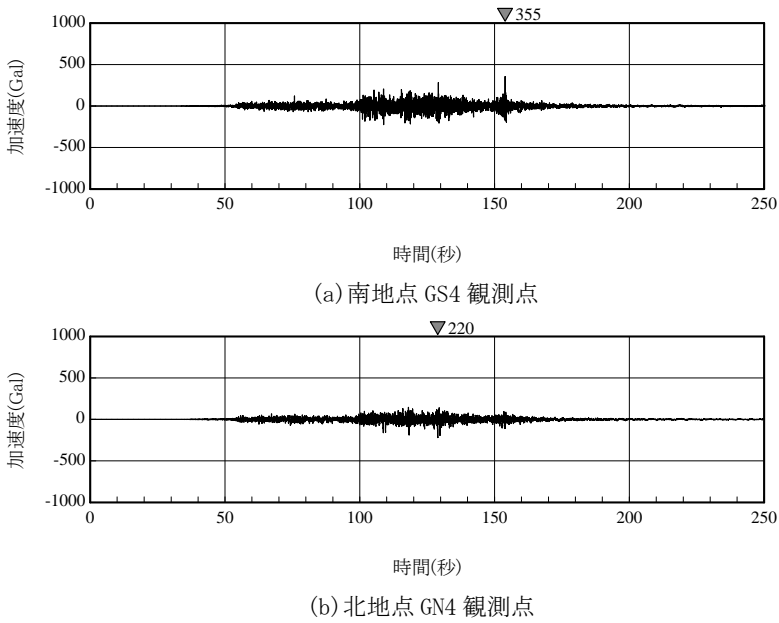


図2 福島第一原子力発電所 自由地盤系南地点及び北地点地震観測点の O. P. -200m における加速度時刻歴波形 (EW 方向)

※水平方向のうち、表において大きい方向を例示 (福島第一: EW 方向)

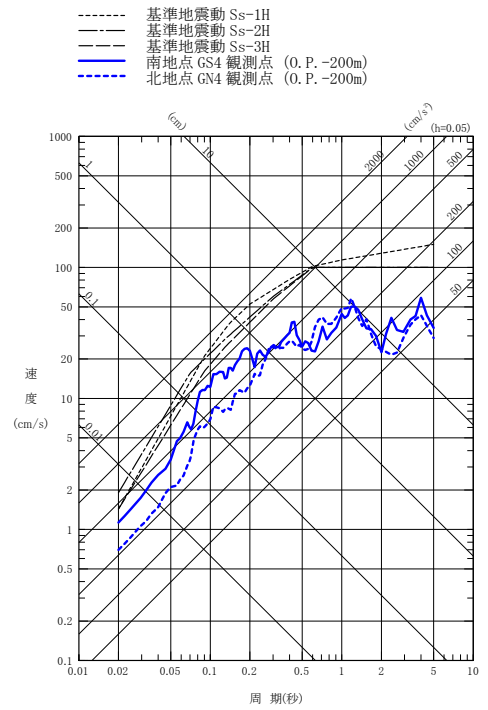


図3 福島第一原子力発電所 自由地盤系南地点及び北地点地震観測点の O. P. -200m における応答スペクトル (EW 方向)

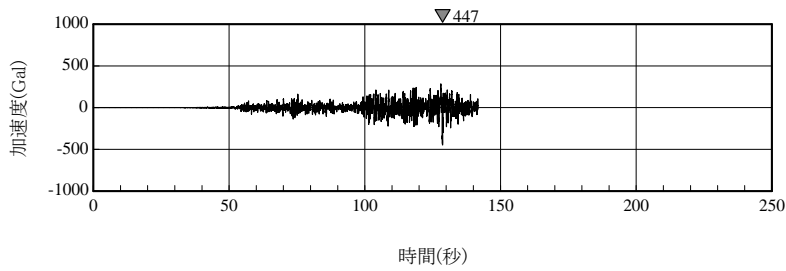


図4 福島第一 1号機原子炉建屋基礎版上の
加速度時刻歴波形 (EW方向)

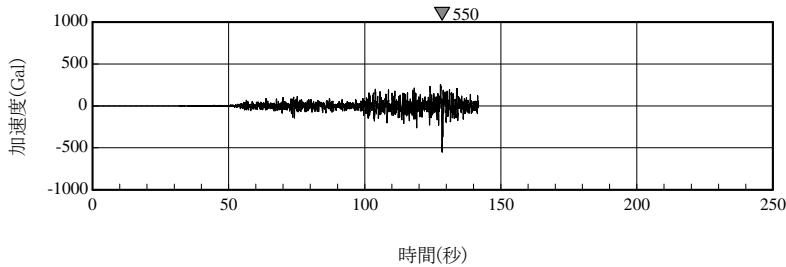


図5 福島第一 2号機原子炉建屋基礎版上の
加速度時刻歴波形 (EW方向)

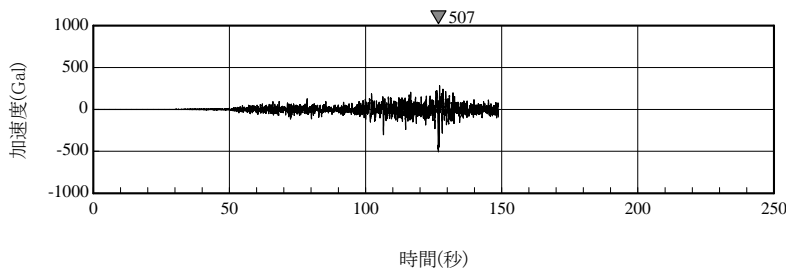


図6 福島第一 3号機原子炉建屋基礎版上の
加速度時刻歴波形 (EW方向)

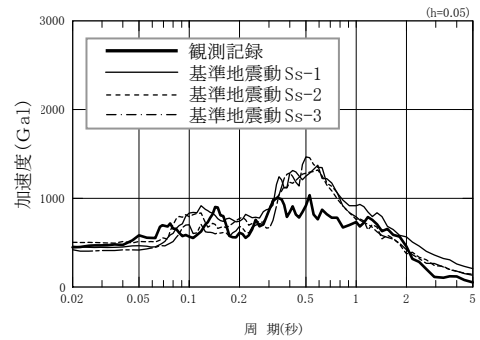


図10 福島第一 1号機原子炉建屋基礎版上の
応答スペクトル (EW方向)

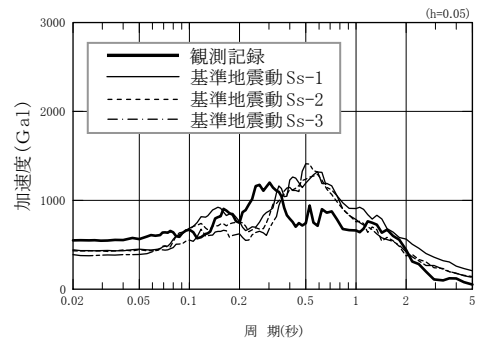


図11 福島第一 2号機原子炉建屋基礎版上の
応答スペクトル (EW方向)

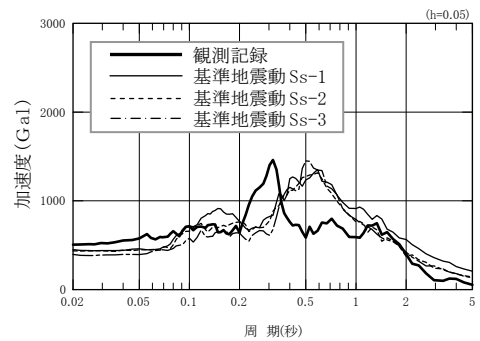


図12 福島第一 3号機原子炉建屋基礎版上の
応答スペクトル (EW方向)

※水平方向のうち、表において大きい方向を例示 (福島第一: EW方向)

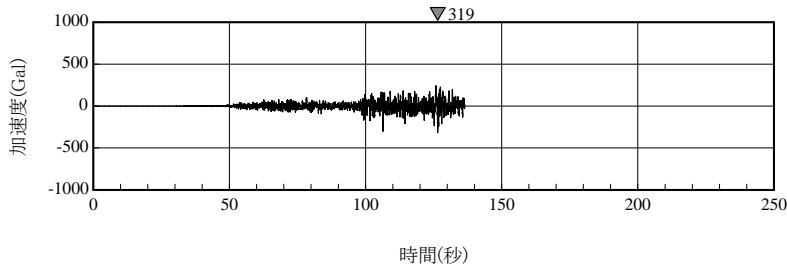


図7 福島第一 4号機原子炉建屋基礎版上の
加速度時刻歴波形 (EW方向)

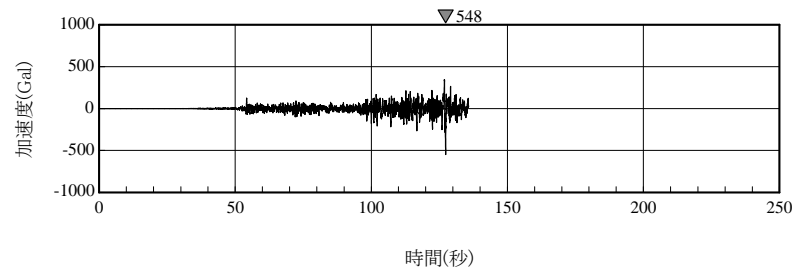


図8 福島第一 5号機原子炉建屋基礎版上の
加速度時刻歴波形 (EW方向)

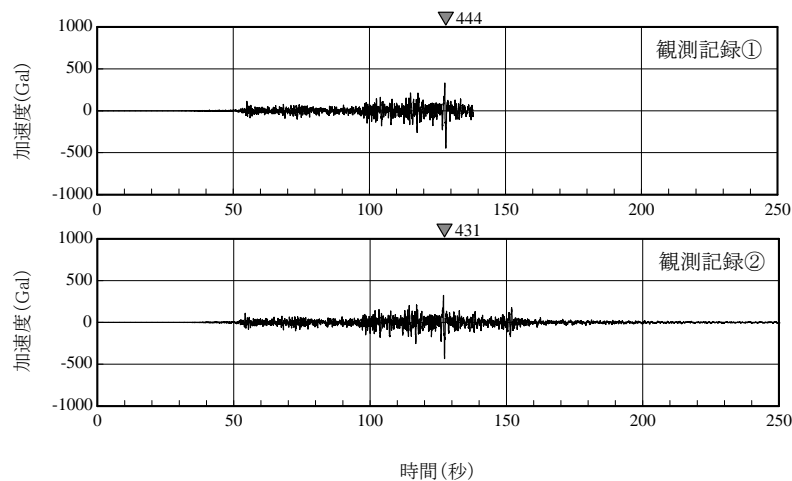


図9 福島第一 6号機原子炉建屋基礎版上の
加速度時刻歴波形 (EW方向)

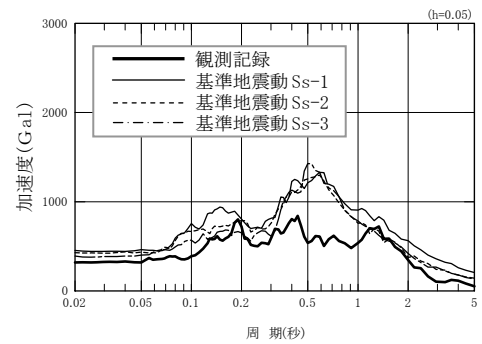


図13 福島第一 4号機原子炉建屋基礎版上の
応答スペクトル (EW方向)

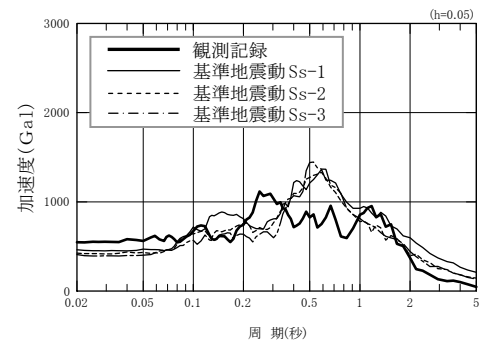


図14 福島第一 5号機原子炉建屋基礎版上の
応答スペクトル (EW方向)

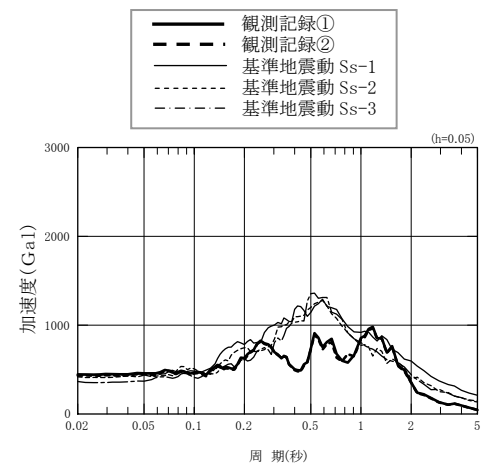
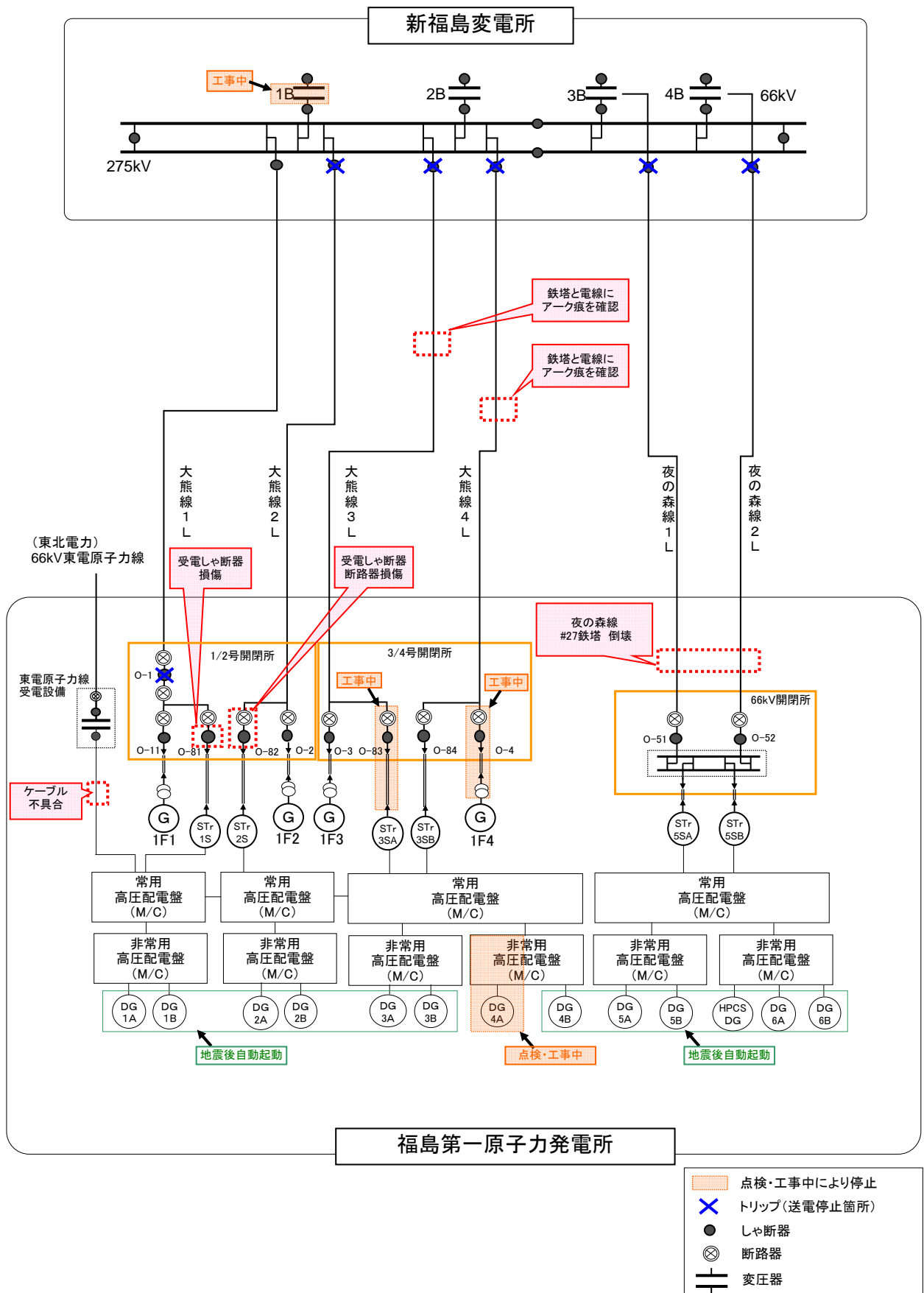


図15 福島第一 6号機原子炉建屋基礎版上の
応答スペクトル (EW方向)

※水平方向のうち、表において大きい方向を例示 (福島第一: EW方向)



福島第一原子力発電所 外部電源受電状況一覧表

		地震スクラム前	地震スクラム～ 津波到達直前まで	津波到達以降	備 考
外部電源	大熊線 1 L	○	×	×	地震時、受電遮断器損傷により使用不可
	大熊線 2 L	○	×	×	地震時、受電遮断器・断路器損傷により使用不可
	大熊線 3 L	－ (工事中)	－ (工事中)	－ (工事中)	GIS化・CVケーブル化工事につき、受電不可
	大熊線 4 L	○	×	×	電線が鉄塔と接触または接近したことにより送電停止したものと推定
	夜の森線 1 L	○	×	×	鉄塔が一部倒壊、仮設置し 3/22 に 3/4 号機受電
	夜の森線 2 L	○	×	×	鉄塔が一部倒壊、仮設置し 3/22 に 5/6 号機受電
予備電源	東電原子力線	－ (停止中)	－ (停止中)	×	予備運用。健全性確認し 3/20 1/2号機仮設電源受電
送電設備	双葉線 1 L	－	－	－	※双葉線は外部電源設備ではない (送電のみ)
	双葉線 2 L	－	－	－	※双葉線は外部電源設備ではない (送電のみ)

(凡例) ○ : 受電 × : 停止

福島第一原子力発電所1／2号開閉所 所内受電用しゃ断器の損傷原因について

1. はじめに

平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震により、1／2号開閉所の所内受電用しゃ断器が損傷し、大熊線1L及び2Lによる受電が使用不可であることが確認されている。

原子力安全・保安院から出された指示文書^{*}に基づき、1／2号開閉所の所内受電用しゃ断器に関して、近接する観測点の地震観測記録に基づく1／2号開閉所（しゃ断器設置建屋）の地震応答解析を用いて解析的検討を実施し、今回の地震によりしゃ断器が損傷した原因について平成24年1月19日に報告している。

※指示文書

「福島第一原子力発電所内外の電気設備の被害状況等に係る記録に関する報告を踏まえた対応について（指示）」（平成23・05・16 原院第7号）

2. 1／2号開閉所の地震応答解析

地震応答解析にあたっては、1／2号開閉所に地震観測装置が設置されていないため、1／2号開閉所に近接している地震観測室（南地点）の地震観測記録（図1）を用いて、所内用受電しゃ断器の評価用の1／2号開閉所床面地震動を推定した。

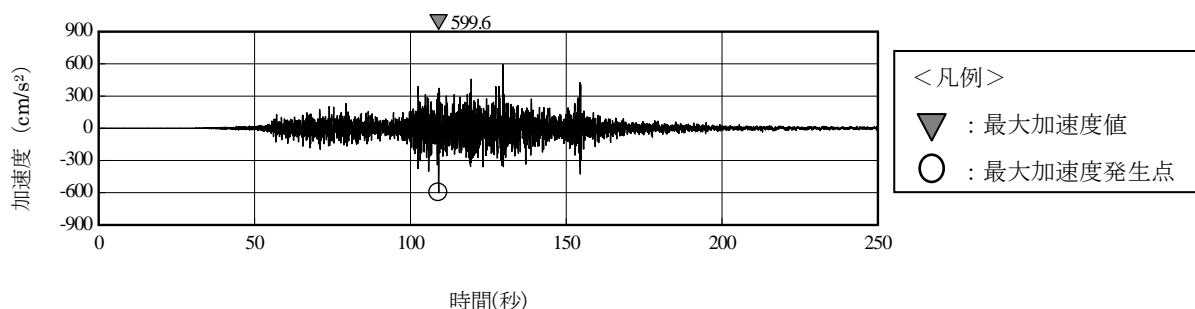


図1 地震の加速度波形例（南地点：EW方向）

1／2号開閉所は、鉄骨造の建屋であり、本体建屋と増設部に分かれているため、本体建屋と増設部のそれぞれに対して地震応答解析モデルを設定した。

また、1／2号開閉所の基礎は杭基礎構造となっているため、建屋－杭－地盤の連成効果を考慮した地震応答解析を実施し、本体建屋、増設部の1階床上及び入力地震動の加速度応答スペクトルを確認した（図2）。

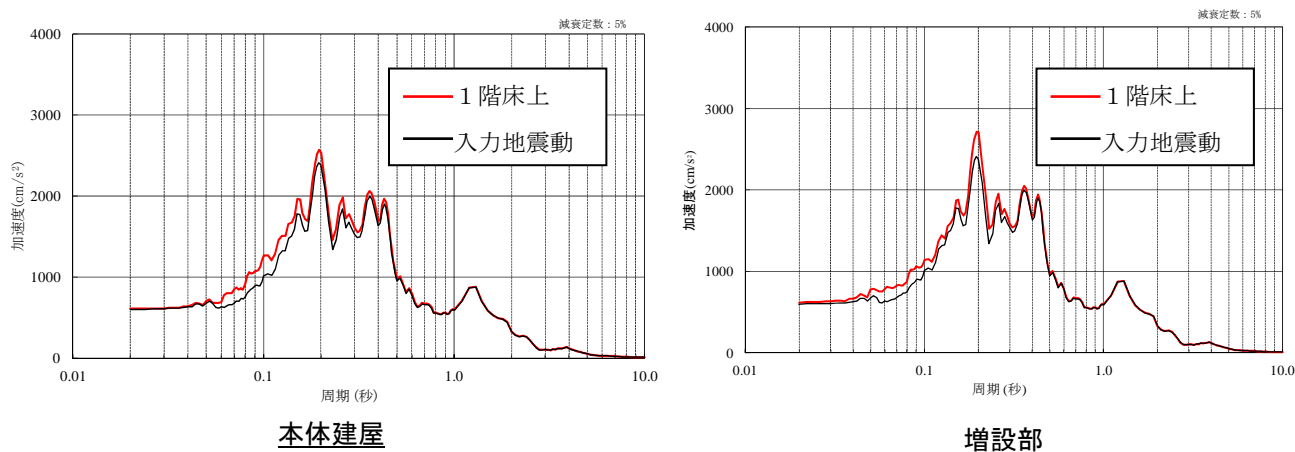


図2 1／2号開閉所の加速度応答スペクトル例（EW方向）

3. 所内受電用しゃ断器の耐震解析及び損傷原因の評価

(1) 解析方法

地震応答解析より算定した1／2号開閉所の床面地震動を、機器の力学的性質を表現したしゃ断器の解析モデル（多質点梁モデル）に入力し、各部における発生応力・安全率^{※1}を解析するとともに、設計基準^{※2}と比較評価することなどで損傷原因を検討した。

地震動に対する機器の応答解析手法については、「時刻歴モーダル応答解析」とする（地震波形に対する機器の振動モード（複数あり）の応答波形を求め、各応答波形を加算して機器全体の時刻歴応答を算出する）。

※1：安全率＝材料の許容応力／実地震動による発生応力

※2：設計基準（JEAG-5003「変電所等における電気設備の耐震設計指針」）

・ 碍子形機器：0.3G 共振正弦3波（架台下端突印）

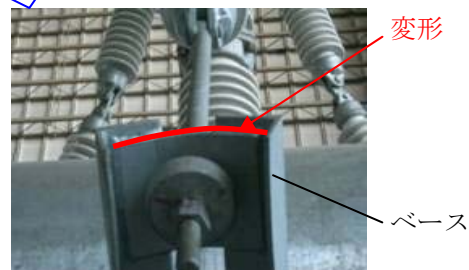
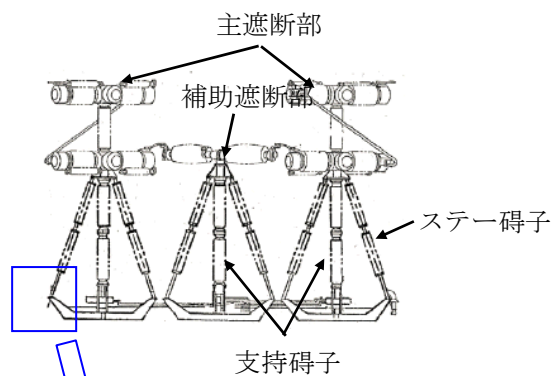
(2) 被害状況

遮断部の耐震強化のため設置したステーを支持するベース部の変形が発生しており、ステーの緩みにより碍子が破損し、遮断部が倒壊している。

機器名	被害様相
大熊線1L受電用しゃ断器（O-81）	碍子破損
大熊線2L受電用しゃ断器（O-82）	碍子破損



大熊線1L受電用しゃ断器（O-81）遮断部碍子全損

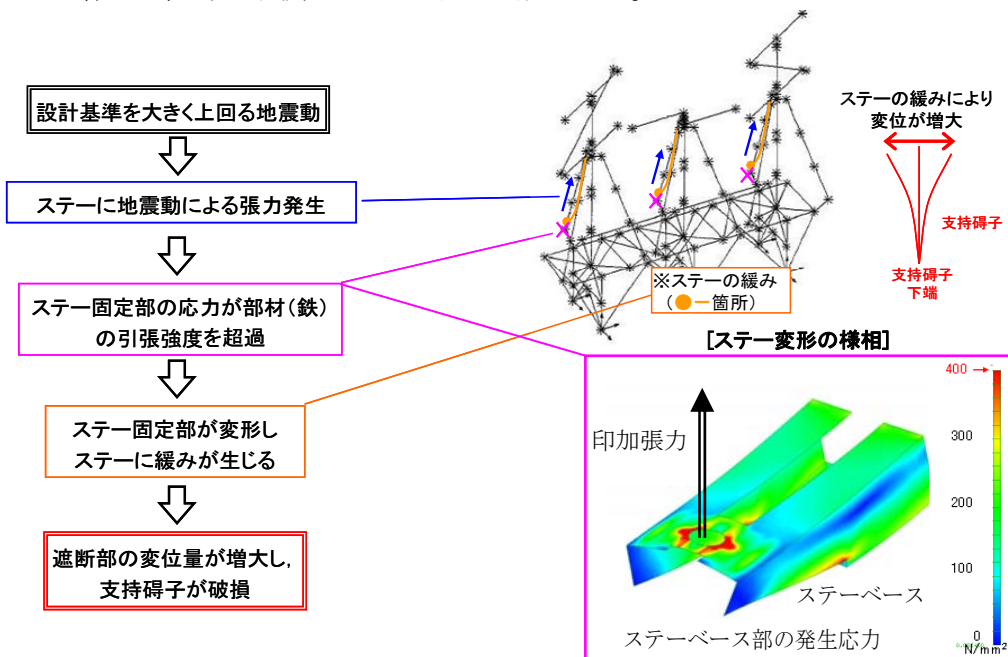


(3) 解析結果および損傷原因

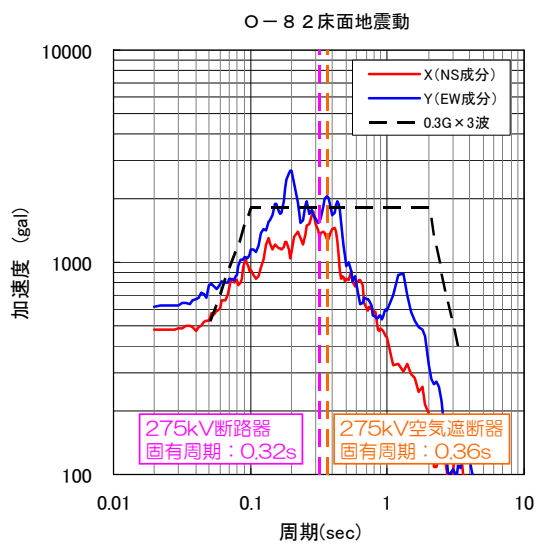
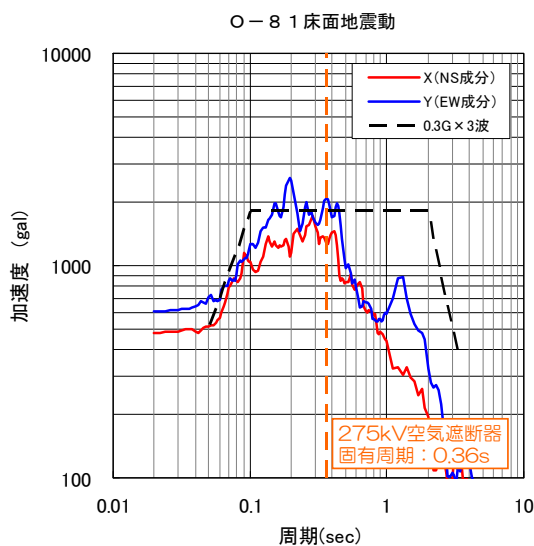
地表面地震動が設計基準を超過し非常に大きく、地震時のステアーを支持するベース部に発生する応力を解析したところ、部材（鉄）の引張強度（400N/mm²）を超える結果となり、地震によりステアーが緩むことが確認された。

このため、しゃ断器の解析モデルにステアーの緩み（発生応力：（O－8 1）62.3N/mm²、（O－8 2）62.5N/mm²）を模擬して解析した結果、安全率が1（碍子の許容応力：50N/mm²）を下回ることが確認された。

このことから、しゃ断器が損傷した原因は、地震によりステアーが緩むことにより遮断部の変位量が増大し、碍子破損に至ったものと推定した。



機器名	被害部位	安全率	
		実地震動	設計基準
大熊線 1 L受電用しゃ断器（O－8 1）	主遮断部	0.80	1.2
大熊線 2 L受電用しゃ断器（O－8 2）	主遮断部	0.80	1.2



以上

福島第一原子力発電所 1号機
平成 23 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた原子炉建屋及び
耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震では、原子炉建屋基礎マット上などで多数の地震観測記録が得られている。

原子力安全・保安院から出された指示文書^{*}に基づき、福島第一原子力発電所 1 号機に関して、この地震観測記録を用いた地震応答解析を行い、原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果について平成 23 年 7 月 28 日に報告している。

※指示文書

「平成 23 年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の地震観測記録の分析結果を踏まえた対応について（指示）」（平成 23・05・16 原院第 6 号）

2. 原子炉建屋（R/B）

福島第一原子力発電所 1 号機 R/B の平成 23 年東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデル(図 1)を設定した。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、最大で 0.14×10^{-3} (南北方向、1 階) であり、全ての耐震壁で、スケルトン曲線上の第一折れ点以下の応力・変形状態となっていることを確認した。(図 2、3)

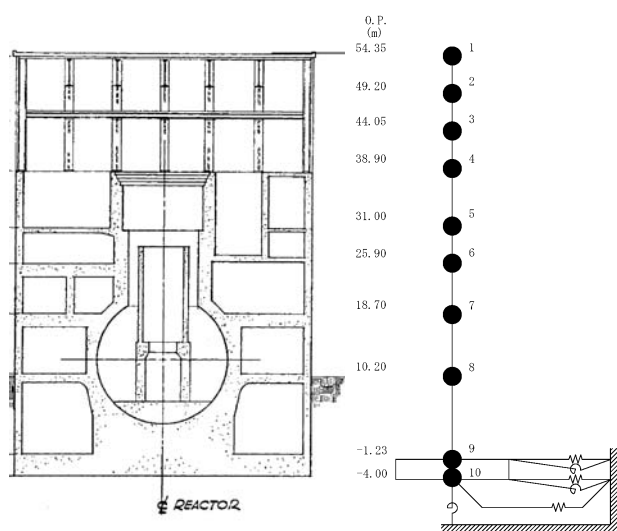


図 1 1 号機原子炉建屋（モデル図）

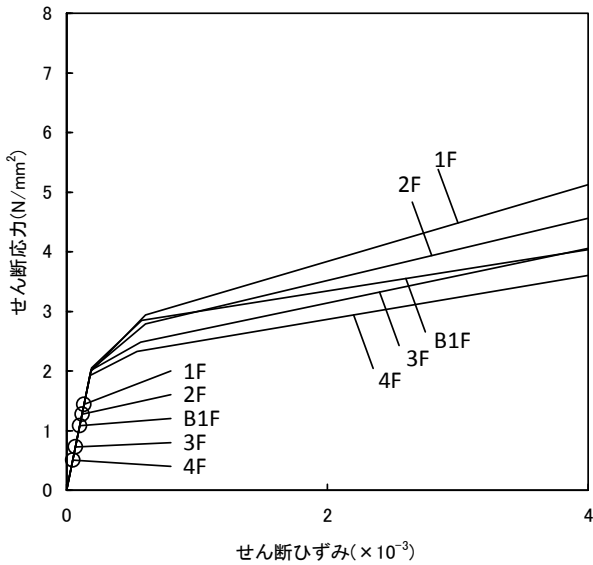


図2 耐震壁のせん断ひずみ
(南北方向)

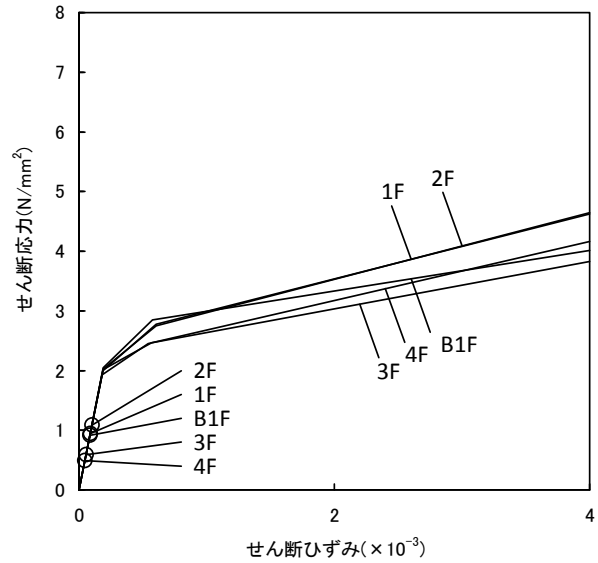


図3 耐震壁のせん断ひずみ
(東西方向)

3. 耐震安全上重要な機器・配管系

福島第一原子力発電所1号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析をおこない、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較をおこなった。

比較の結果、今回の地震による地震荷重等は、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を一部上回るものの、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係わる安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価を実施し、計算される応力等が評価基準値以下であることを確認した(表1)。これらの結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。

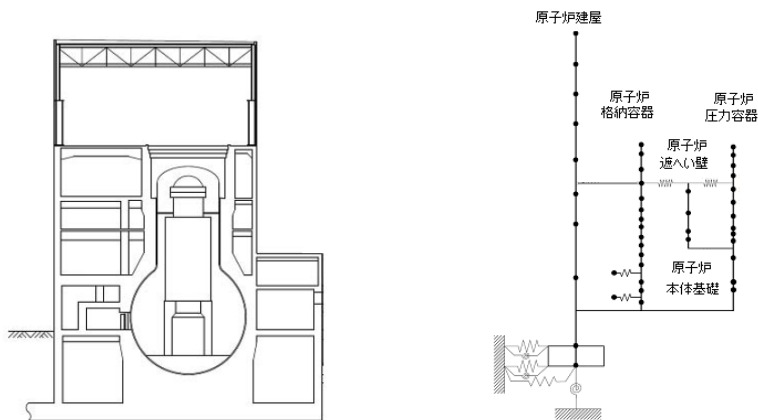
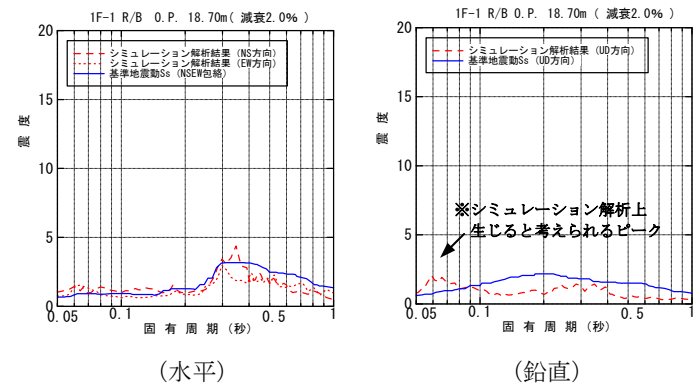
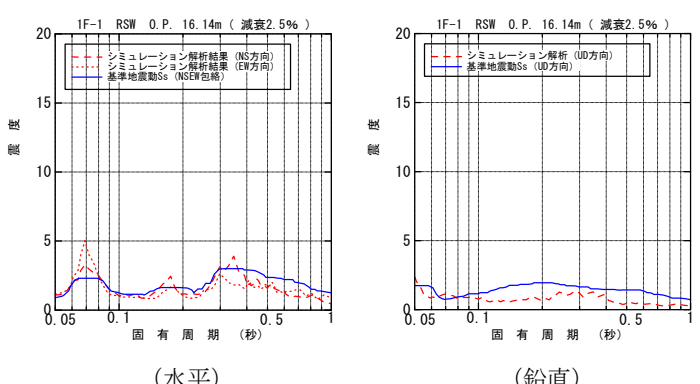
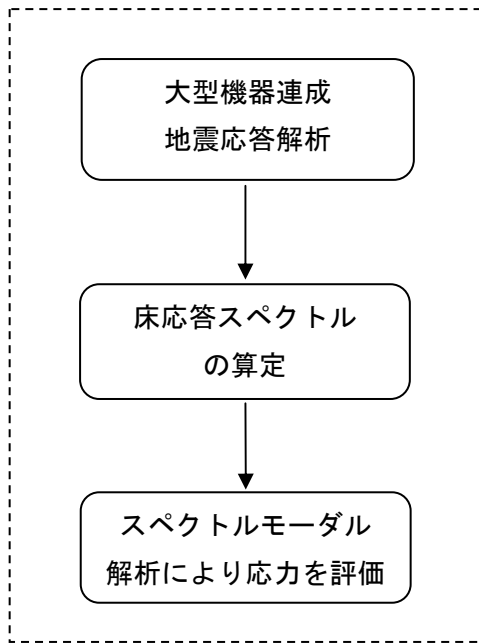


図4 大型機器連成地震応答解析モデルの例

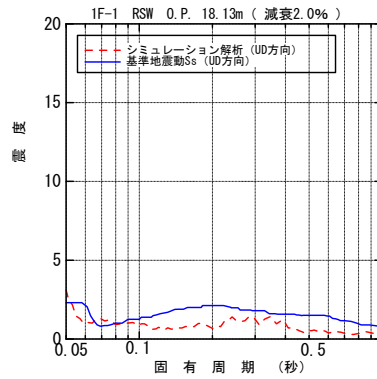
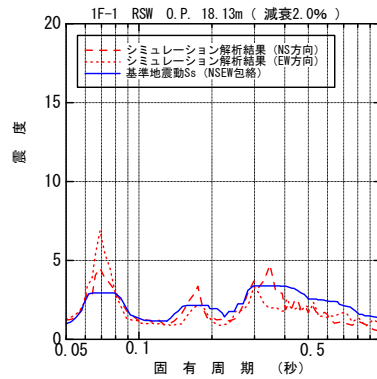
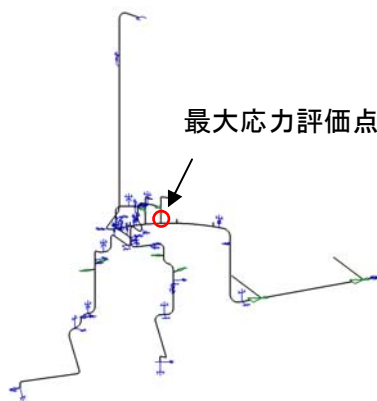
表 1 耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価の概要
(福島第一原子力発電所 1号機)

設備等		地震応答荷重	基準地震動 Ss	シミュレーション 解析結果	耐震性評価結果	
地震荷重等	原子炉 圧力容器 基部	せん断力 (kN)	4730	6110	原子炉圧力容器 (基礎ボルト) 計算値：93MPa 評価基準値：222MPa	
		モーメント (kN・m)	45900	62200		
		軸力 (kN)	5250	3890		
	原子炉 格納容器 基部	せん断力 (kN)	4270	5080	原子炉格納容器 (ドライウェル) 計算値：98MPa 評価基準値：411MPa	
		モーメント (kN・m)	55900	64200		
		軸力 (kN)	2070	1560		
	炉心シュ ラウド 基部	せん断力 (kN)	3060	3370	炉心支持構造物 (シュラウドサポート) 計算値：103MPa 評価基準値：196MPa	
		モーメント (kN・m)	15300	16600		
		軸力 (kN)	1020	792		
	燃料 集合体	相対変位 (mm)	21.2	26.4	制御棒 (挿入性) 評価基準値：40.0mm	
	評価用震度	燃料 交換床	震度 (水平) (G)	0.96	1.29	原子炉停止時冷却系ポンプ (基礎ボルト) 計算値：8MPa 評価基準値：127MPa
			震度 (鉛直) (G)	0.58	0.54	
基礎版		震度 (水平) (G)	0.60	0.57		
		震度 (鉛直) (G)	0.51	0.32		
床応答スペクトル (原子炉建屋)	<p><原子炉建屋 (O.P. 18.70m) ></p>  <p>(水平) (鉛直)</p>				<p>主蒸気系配管 計算値：269MPa 評価基準値：374MPa</p> <p>原子炉停止時冷却系配管 計算値：228MPa 評価基準値：414MPa</p>	
	床応答スペクトル (原子炉遮へい壁)	<p><原子炉遮へい壁 (O.P. 16.14m) ></p>  <p>(水平) (鉛直)</p>				

参考：耐震性評価の概要（主蒸気系配管の例）



評価のフロー



床応答スペクトル

※アンカー及びサポート(図中の青印)に入力するイメージ

主蒸気系配管モデル

構造強度評価結果

対象設備	評価部位	基準地震動 Ss				今回地震			
		応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法	応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法
主蒸気系配管	配管本体	一次	287 [※]	374	詳細	一次	269 [※]	374	詳細

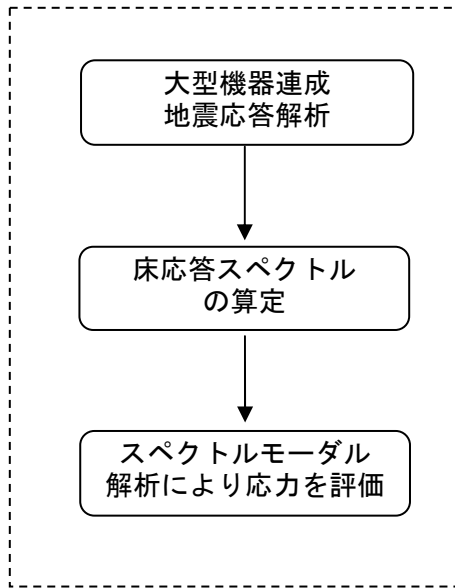
※：水平方向の床応答スペクトルは、一部周期帯で今回地震が基準地震動 Ss を上回るものの、鉛直方向の床応答スペクトルでは今回地震が概ね基準地震動 Ss の床応答スペクトルを下回っていることから、今回地震の計算値が基準地震動 Ss の計算値を下回ったと考えられる。

以上

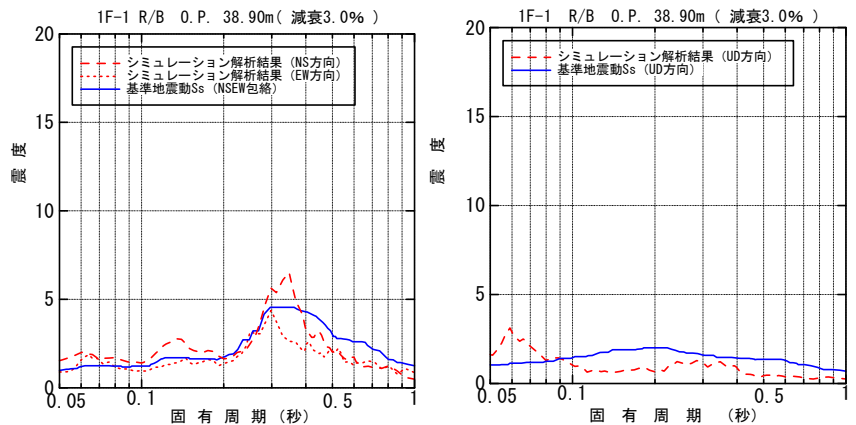
(参考) 福島第一1号機 非常用復水器系 (IC系) 配管の耐震性評価について

1号機の非常用復水器系配管 (蒸気配管) について、今回の原子炉建屋のシミュレーション解析に基づき策定した床応答スペクトルを用いて耐震性評価を実施した。

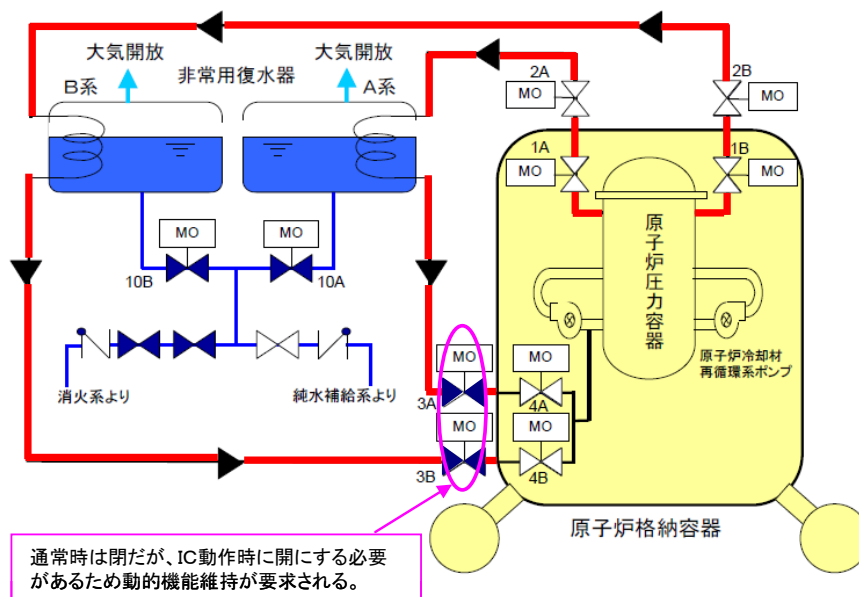
その結果、今回の地震に対して、計算値は評価基準値を十分下回ることを確認した。



評価のフロー



床応答スペクトル



注) 通常時の弁の開閉状態を示す。

— : 評価対象配管

非常用復水器系概略系統図

構造強度評価結果

解析モデル	計算値 (MPa)	評価基準値※1 (MPa)	裕度
IC-PD-1	106	414	3.90
IC-PD-2	106	414	3.90
IC-R-1	94	414	4.40
IC-R-2	85	414	4.87
IC-R-3	105	310	2.95
IC-R-4	86	310	3.60
IC-R-5	75	351	4.68
IC-R-6	82	351	4.28

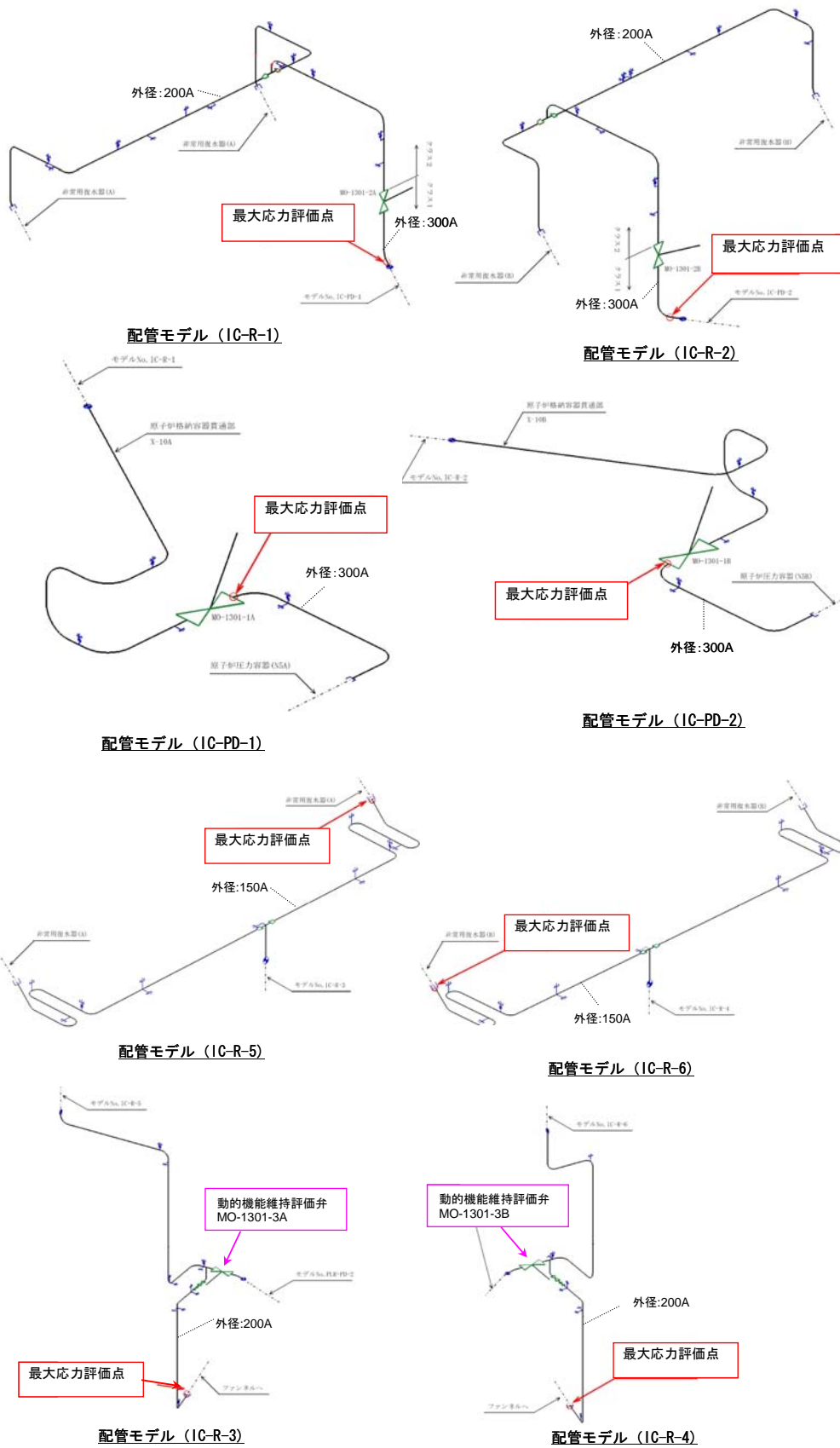
動的機能維持評価結果

弁名称	水平方向(G※2)		鉛直方向(G※2)		判定
	計算値	評価基準値※3	計算値	評価基準値※3	
MO-1301-3A	0.9	6.0	2.0	6.0	○
MO-1301-3B	0.9	6.0	1.9	6.0	○

※1:「発電用原子力設備規格 設計・建設規格JSME S NC1-2005」に示される供用状態Dに対する許容値
 (「原子力発電所耐震設計技術指針JEAG4601・補-1984」に示される許容応力状態IVAS相当)

※2:G=9.80665(m/s²)

※3:「原子力発電所耐震設計技術指針JEAG4601-1991追補版」に示される機能確認済加速度



以上

福島第一原子力発電所 2号機

平成 23 年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震では、原子炉建屋基礎マット上などで多数の地震観測記録が得られた。

原子力安全・保安院から出された指示文書※に基づき、福島第一原子力発電所 2 号機に関して、この地震観測記録を用いた地震応答解析を行い、原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果について平成 23 年 6 月 17 日に報告している。

※指示文書

「平成 23 年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の地震観測記録の分析結果を踏まえた対応について（指示）」（平成 23・05・16 原院第 6 号）

2. 原子炉建屋（R/B）

福島第一原子力発電所 2 号機 R/B の平成 23 年東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデル（図 1）を設定した。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、最大で 0.43×10^{-3} （東西方向、5 階）であり、東西方向の 5 階を除く全ての耐震壁で、スケルトン曲線上の第一折れ点以下の応力・変形状態となっていることを確認した。（図 2、3）

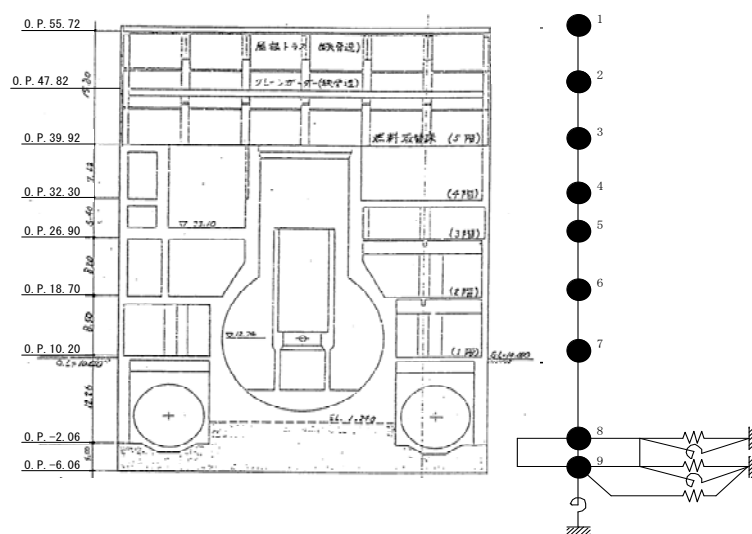


図 1 2号機原子炉建屋（モデル図）

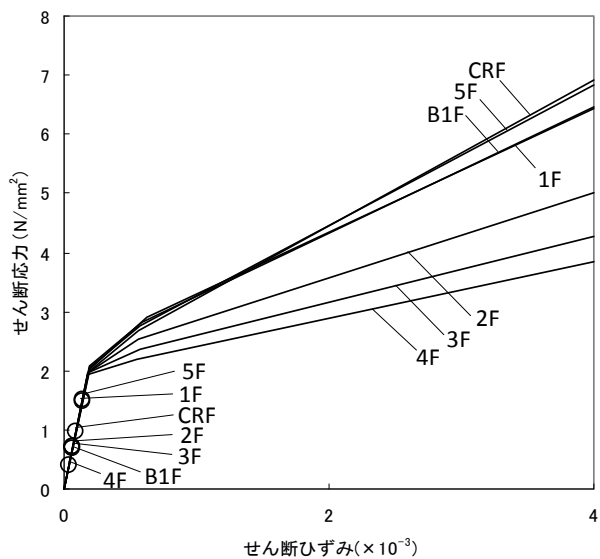


図2 耐震壁のせん断ひずみ
(南北方向)

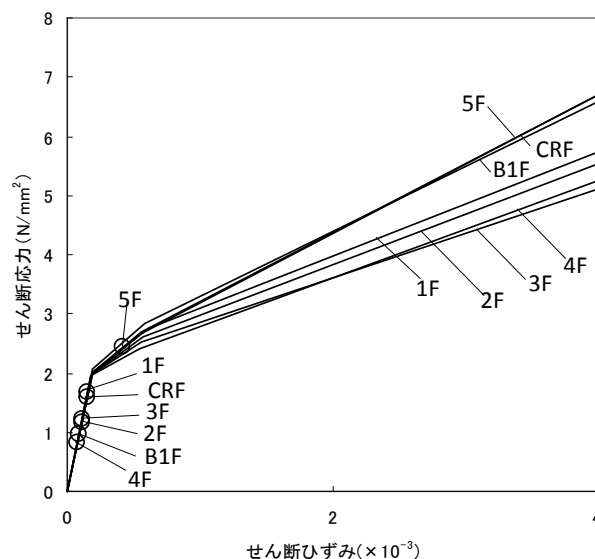


図3 耐震壁のせん断ひずみ
(東西方向)

3. 耐震安全上重要な機器・配管系

福島第一原子力発電所2号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析をおこない、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較をおこなった。

比較の結果、今回の地震による地震荷重等は、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を一部上回るものの、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係わる安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価を実施し、計算される応力等が評価基準値以下であることを確認した(表1)。これらの結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。

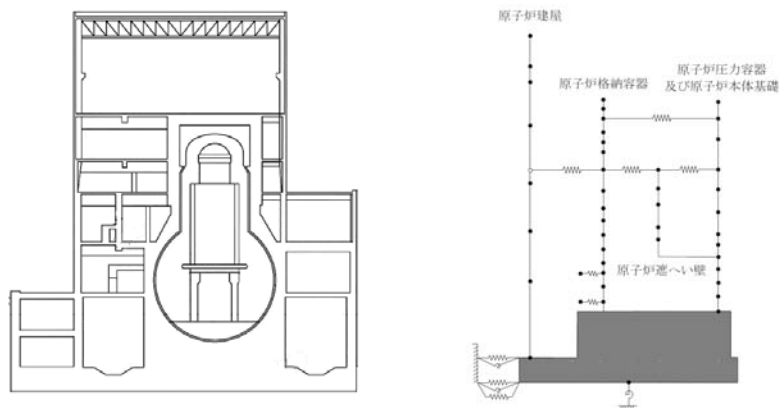
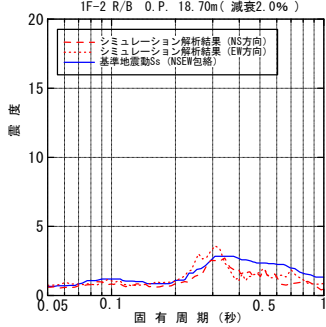
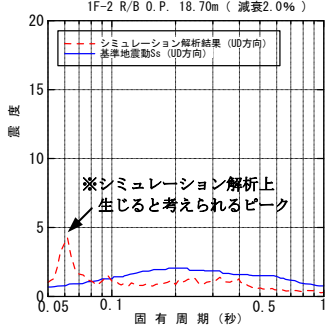
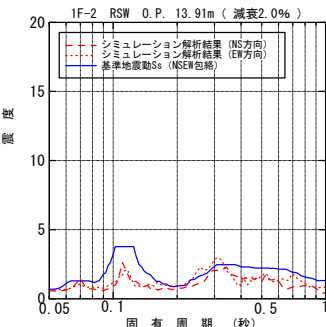
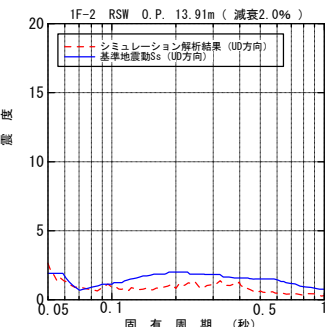
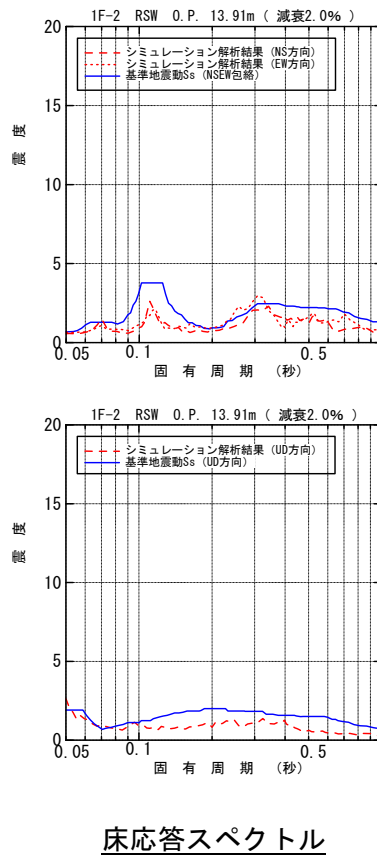
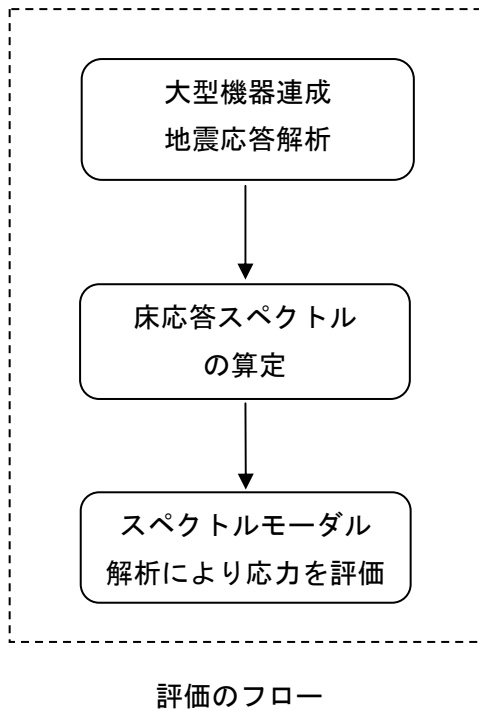


図4 大型機器連成地震応答解析モデルの例

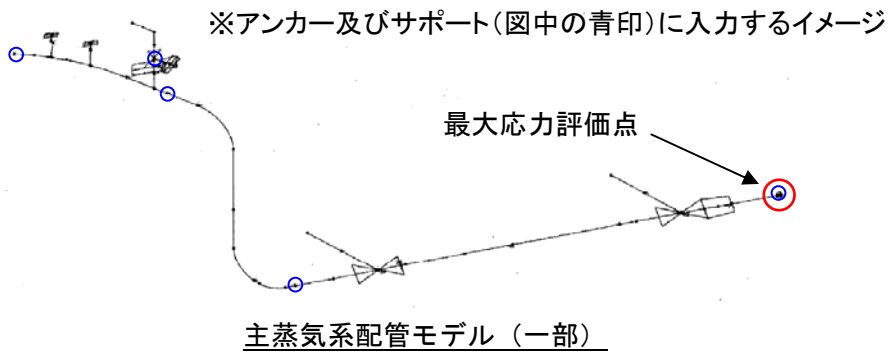
表1 耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価の概要
(福島第一原子力発電所2号機)

設備等	地震応答荷重	基準地震動 Ss	シミュレーション解析結果	耐震性評価結果	
地震荷重等	原子炉 圧力容器 基部	せん断力 (kN)	4960	5110	原子炉圧力容器 (基礎ボルト) 計算値：29MPa 評価基準値：222MPa
		モーメント (kN・m)	22500	25600	
		軸力 (kN)	5710	4110	
	原子炉 格納容器 基部	せん断力 (kN)	7270	8290	原子炉格納容器 (ドライウエル) 計算値：87MPa 評価基準値：278MPa
		モーメント (kN・m)	124000	153000	
		軸力 (kN)	3110	2350	
	炉心シュ ラウド 基部	せん断力 (kN)	2590	3950	炉心支持構造物 (シュラウドサポート) 計算値：122MPa 評価基準値：300MPa
		モーメント (kN・m)	13800	21100	
		軸力 (kN)	760	579	
	燃料 集合体	相対変位 (mm)	16.5	33.2	制御棒(挿入性) 評価基準値：40.0mm
評価用震度	燃料 交換床	震度(水平) (G)	0.97	1.21	残留熱除去系ポンプ (電動機取付ボルト) 計算値：45MPa 評価基準値：185MPa
		震度(鉛直) (G)	0.56	0.70	
	基礎版	震度(水平) (G)	0.54	0.68	
		震度(鉛直) (G)	0.52	0.37	
床応答スペクトル (原子炉建屋)	<中間階 (O.P. 18.70m) >			主蒸気系配管 計算値：208MPa 評価基準値：360MPa 残留熱除去系配管 計算値：87MPa 評価基準値：315MPa	
	 <p>(水平)</p>	 <p>(鉛直)</p>			
床応答スペクトル (原子炉遮へい壁)	<原子炉遮へい壁基部 (O.P. 13.91m) >				
	 <p>(水平)</p>	 <p>(鉛直)</p>			

参考：耐震性評価の概要（主蒸気系配管の例）



概ね今回地震が基準地震動Ssを下回り、今回地震が上回る部分は一部



構造強度評価結果

対象設備	評価部位	基準地震動 Ss				今回地震			
		応力 分類	計算値 (MPa)	評価 基準値 (MPa)	評価 手法	応力 分類	計算値 (MPa)	評価 基準値 (MPa)	評価 手法
主蒸気系配管	配管本体	一次	288	360	詳細	一次	208	360	詳細

以上

福島第一原子力発電所3号機
平成23年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた原子炉建屋及び
耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について

1. はじめに

平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震では、原子炉建屋基礎マット上などで多数の地震観測記録が得られている。

原子力安全・保安院から出された指示文書^{*}に基づき、福島第一原子力発電所3号機に関して、この地震観測記録を用いた地震応答解析を行い、原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果について平成23年7月28日に報告している。

※指示文書

「平成23年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の地震観測記録の分析結果を踏まえた対応について（指示）」（平成23・05・16原院第6号）

2. 原子炉建屋（R/B）

福島第一原子力発電所3号機R/Bの平成23年東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデル(図1)を設定した。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、最大で 0.17×10^{-3} (東西方向、5階)であり、全ての耐震壁で、スケルトン曲線上の第一折れ点以下の応力・変形状態となっていることを確認した。(図2、3)

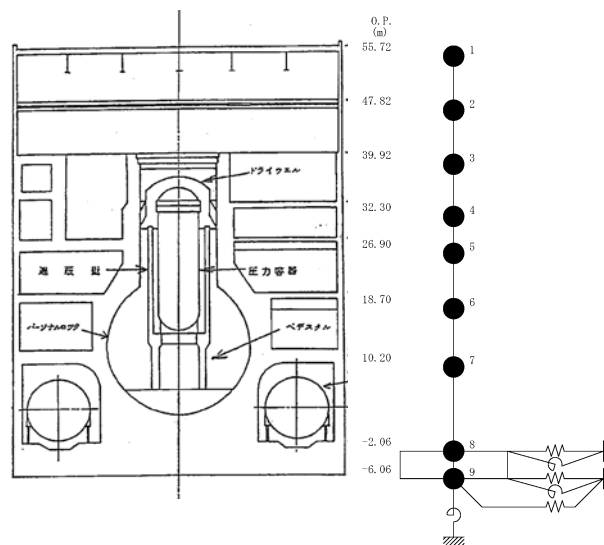


図1 3号機原子炉建屋（モデル図）

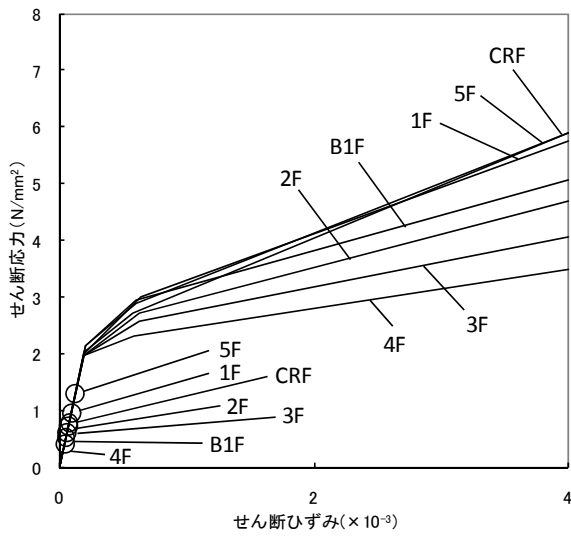


図2 耐震壁のせん断ひずみ
(南北方向)

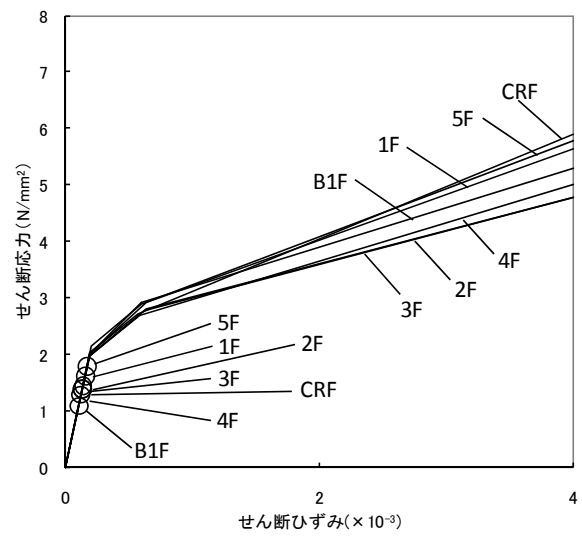


図3 耐震壁のせん断ひずみ
(東西方向)

3. 耐震安全上重要な機器・配管系

福島第一原子力発電所3号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析をおこない、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較をおこなった。

比較の結果、今回の地震による地震荷重等は、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を一部上回るものの、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係わる安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価を実施し、計算される応力等が評価基準値以下であることを確認しました(表1)。これらの結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。

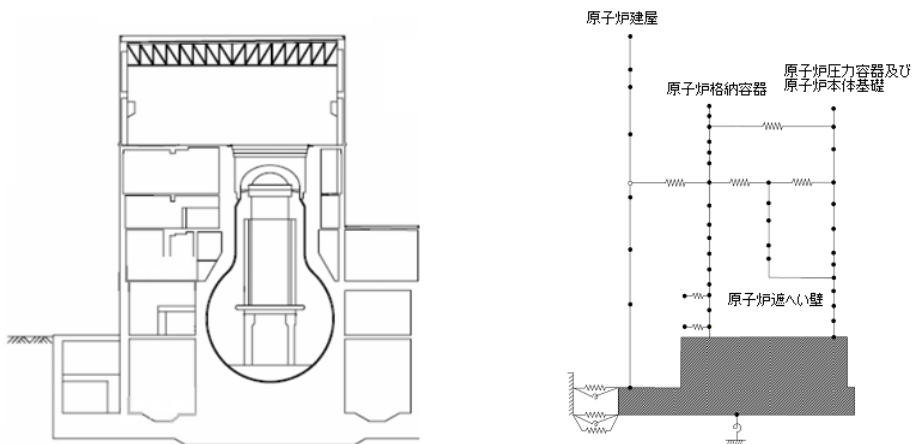
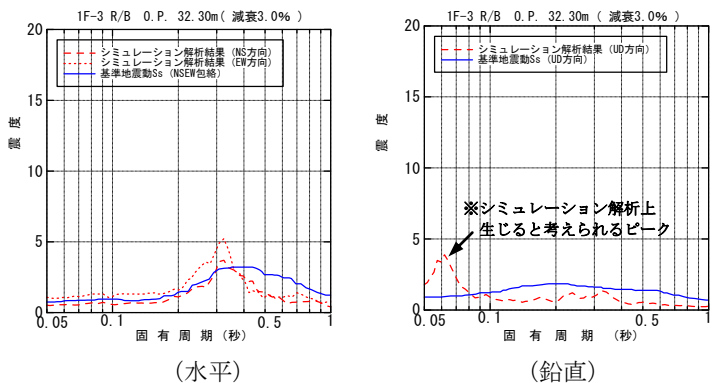
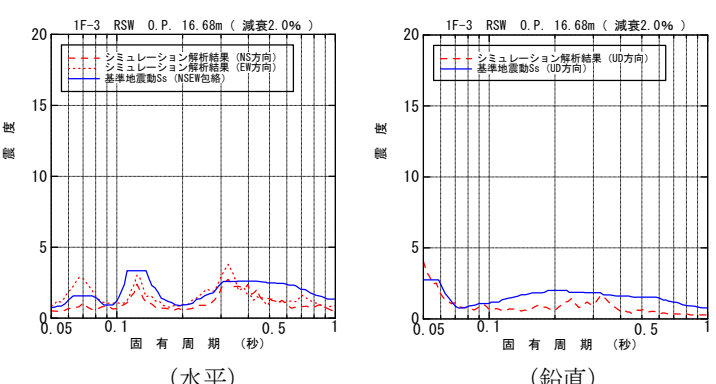
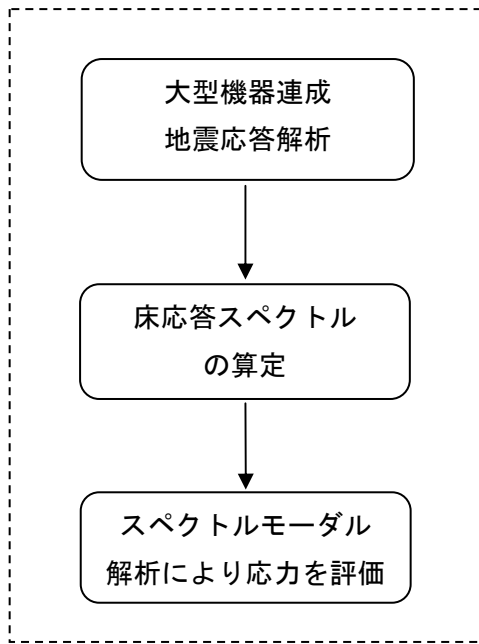


図4 大型機器連成地震応答解析モデルの例

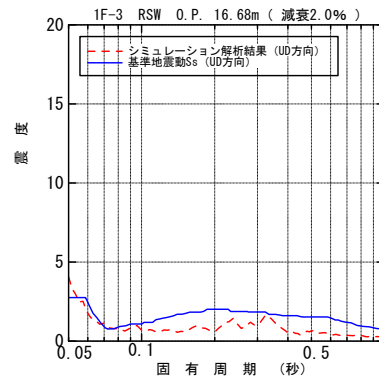
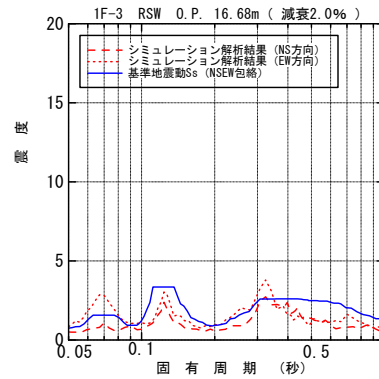
表 1 耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価の概要
(福島第一原子力発電所 3号機)

設備等		地震応答荷重	基準地震動 Ss	シミュレーション 解析結果	耐震性評価結果	
地震荷重等	原子炉 压力容器 基部	せん断力 (kN)	4970	5750	原子炉压力容器 (基礎ボルト) 計算値：50MPa 評価基準値：222MPa	
		モーメント (kN・m)	30400	41700		
		軸力 (kN)	5780	4900		
	原子炉 格納容器 基部	せん断力 (kN)	7070	8150	原子炉格納容器 (ドライウェル) 計算値：158MPa 評価基準値：278MPa	
		モーメント (kN・m)	123000	153000		
		軸力 (kN)	2930	2080		
	炉心シュ ラウド 基部	せん断力 (kN)	2440	3010	炉心支持構造物 (シュラウドサポート) 計算値：100MPa 評価基準値：300MPa	
		モーメント (kN・m)	13600	16600		
		軸力 (kN)	783	681		
	燃料 集合体	相対変位 (mm)	14.8	24.1	制御棒 (挿入性) 評価基準値：40.0mm	
	評価用震度	燃料 交換床	震度 (水平) (G)	0.95	1.34	残留熱除去系ポンプ (電動機取付ボルト) 計算値：42MPa 評価基準値：185MPa
			震度 (鉛直) (G)	0.57	0.81	
基礎版		震度 (水平) (G)	0.55	0.61		
		震度 (鉛直) (G)	0.53	0.29		
床応答スペクトル (原子炉建屋)	<p><原子炉建屋 (O.P. 32.30m) ></p> 				<p>主蒸気系配管 計算値：151MPa 評価基準値：378MPa</p> <p>残留熱除去系配管 計算値：269MPa 評価基準値：363MPa</p>	
	<p><原子炉遮へい壁 (O.P. 16.68m) ></p> 					

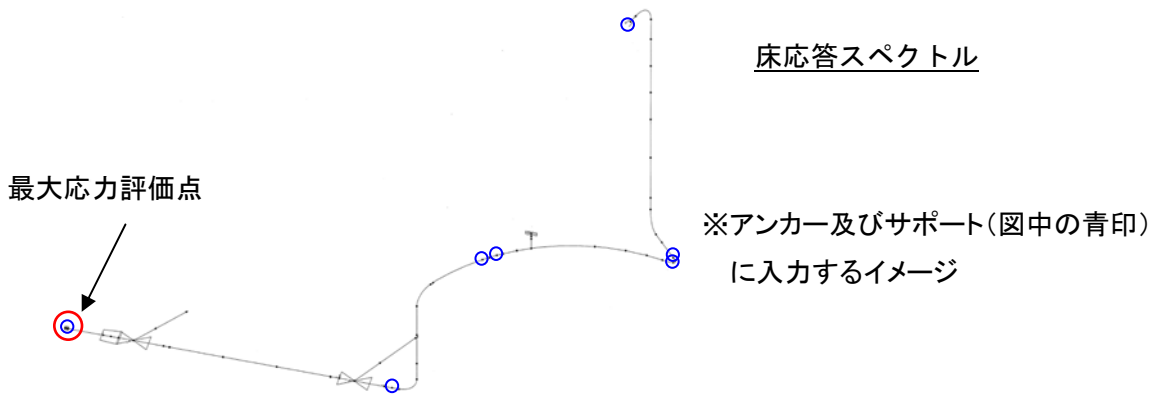
参考：耐震性評価の概要（主蒸気系配管の例）



評価のフロー



床応答スペクトル



主蒸気系配管モデル（一部）

構造強度評価結果

対象設備	評価部位	基準地震動 Ss				今回地震			
		応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法	応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法
主蒸気系配管	配管本体	一次	183	417※	詳細	一次	151	378※	詳細

※：基準地震動 Ss と今回地震の評価では、最大応力評価点（裕度最小の箇所）における配管の材質が異なることから、評価基準値が異なる。

以上

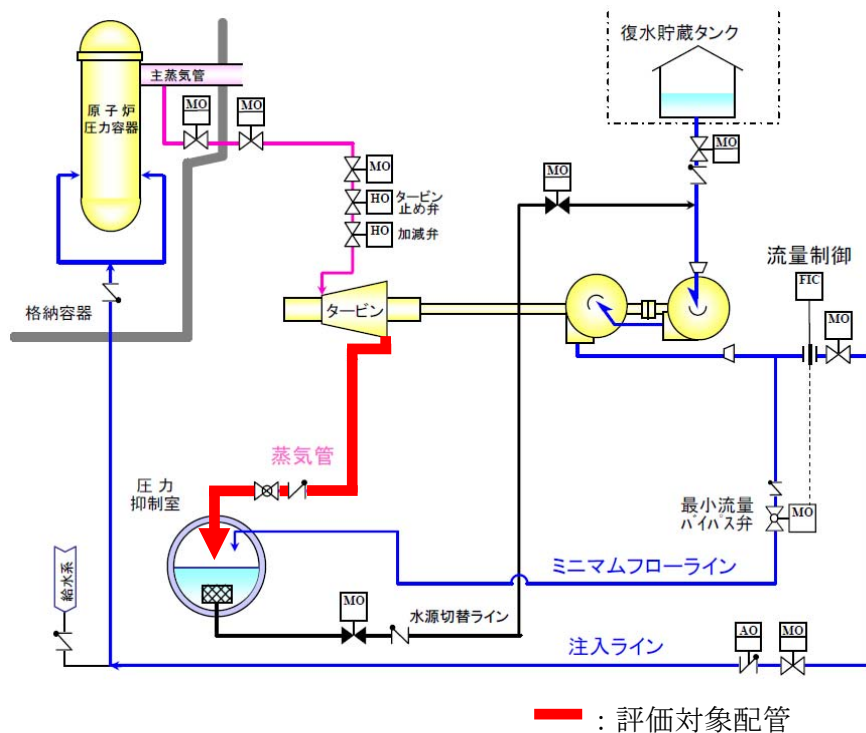
(参考) 福島第一3号機 高圧注水系 (HPCI系) 配管の耐震性評価について

3号機の高圧注水系配管(蒸気配管)について、今回の原子炉建屋のシミュレーション解析に基づき策定した床応答スペクトルを用いて耐震性評価を実施した。

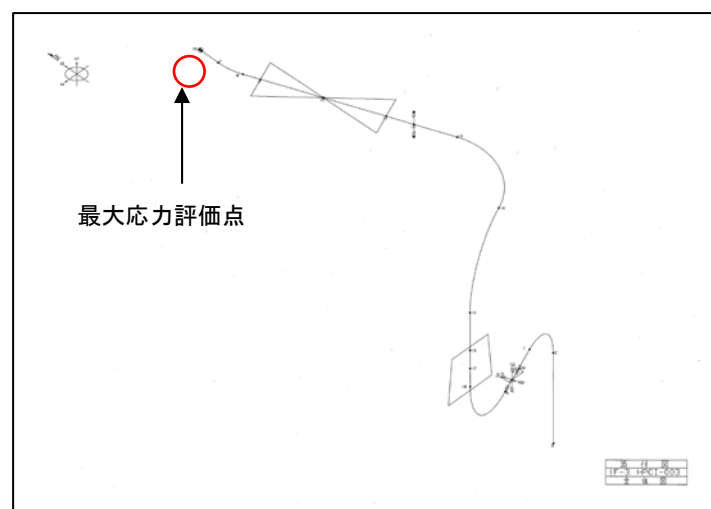
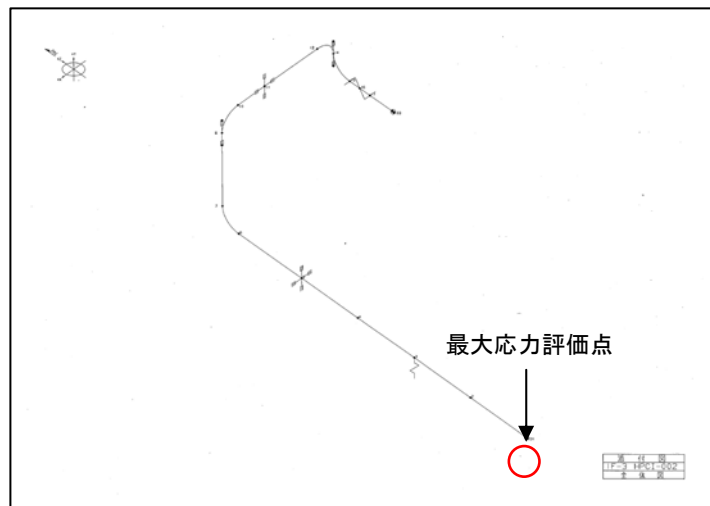
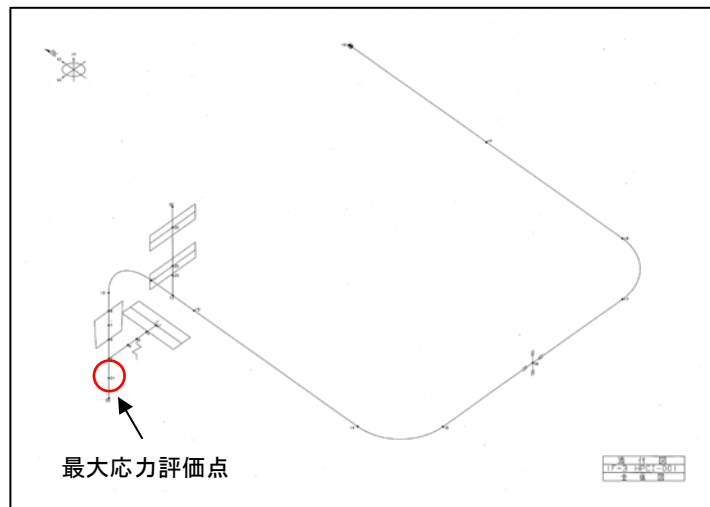
その結果、今回の地震に対して、当該配管の計算値は評価基準値を十分下回ることを確認した。

高圧注水系配管の耐震性評価結果

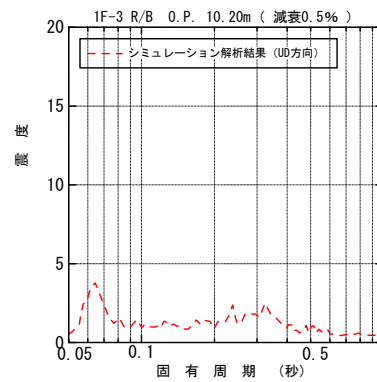
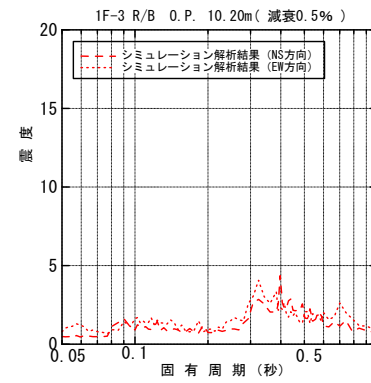
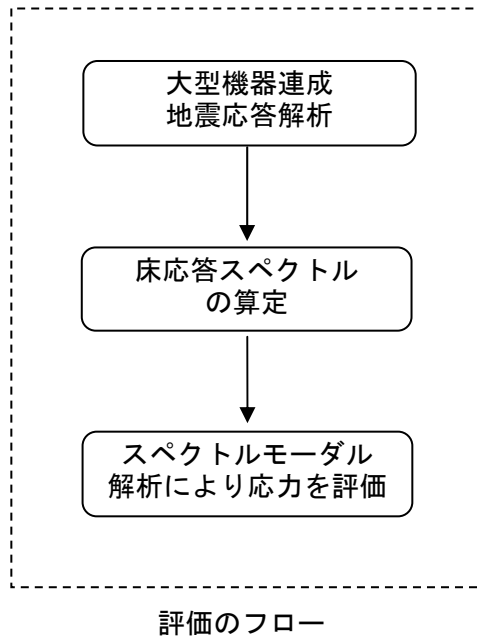
解析モデル	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	応力比 (計算値/評価基準値)
HPCI-001	113	335	0.34
HPCI-002	52	335	0.16
HPCI-003	75	335	0.22



高圧注水系概略系統図



高圧注水系配管解析モデル
(上から HPCI-001、HPCI-002、HPCI-003)



高压注水系配管の耐震性評価の概要

以上

福島第一原子力発電所４号機

平成２３年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について

１．はじめに

平成２３年３月１１日に発生した東北地方太平洋沖地震では、原子炉建屋基礎マット上などで多数の地震観測記録が得られている。

原子力安全・保安院から出された指示文書※に基づき、福島第一原子力発電所４号機に関して、この地震観測記録を用いた地震応答解析を行い、原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果について平成２３年６月１７日に報告している。

※指示文書

「平成２３年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の地震観測記録の分析結果を踏まえた対応について（指示）」（平成 23・05・16 原院第 6 号）

２．原子炉建屋

福島第一原子力発電所４号機R/Bの平成２３年東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデル（図１）を設定している。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、最大で 0.15×10^{-3} （東西方向、５階）であり、全ての耐震壁は第一折れ点以下の応力・変形状態となっていることを確認した。（図２、３）

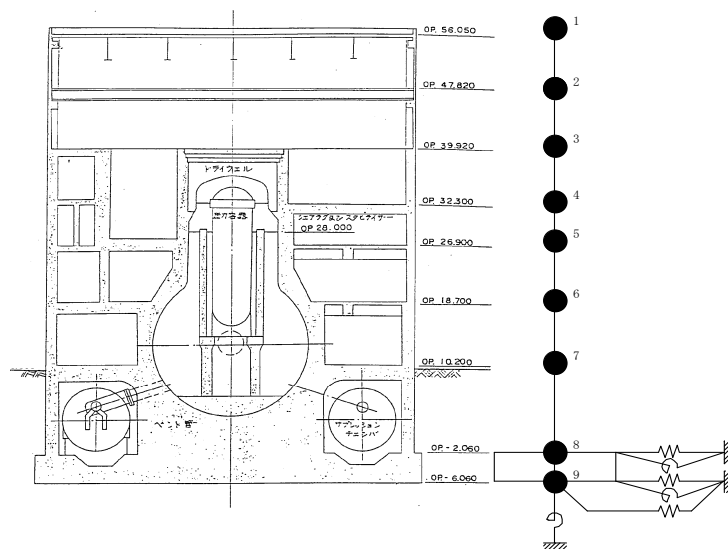


図１ ４号機原子炉建屋（モデル図）

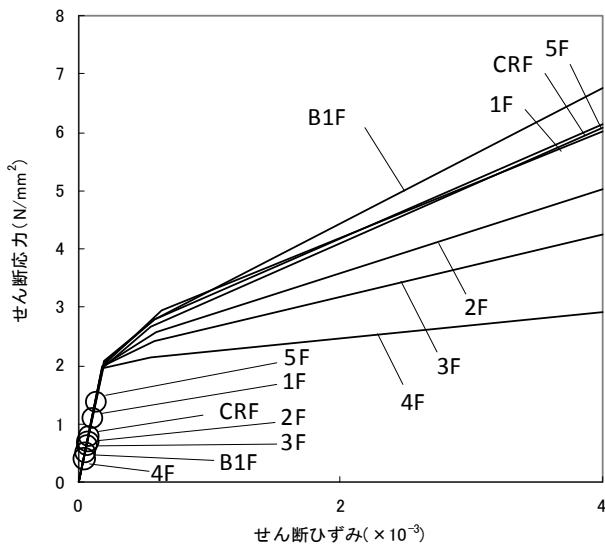


図2 耐震壁のせん断ひずみ
(南北方向)

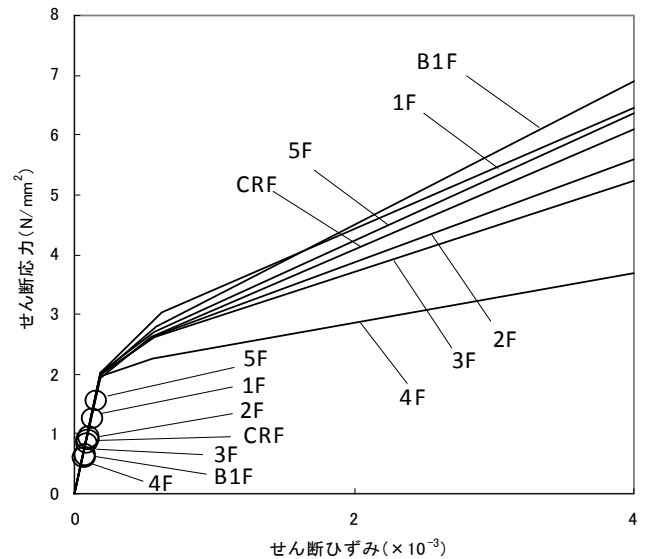


図3 耐震壁のせん断ひずみ
(東西方向)

3. 耐震安全上重要な機器・配管系

福島第一原子力発電所4号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析をおこない、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較をおこなった。

比較の結果、今回の地震による地震荷重等は、床応答スペクトルの一部のピークを除いて、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を下回ることを確認した。また、残留熱除去系配管の耐震性評価を実施し、計算される応力が評価基準値以下であることを確認した(表1)。これらの結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。

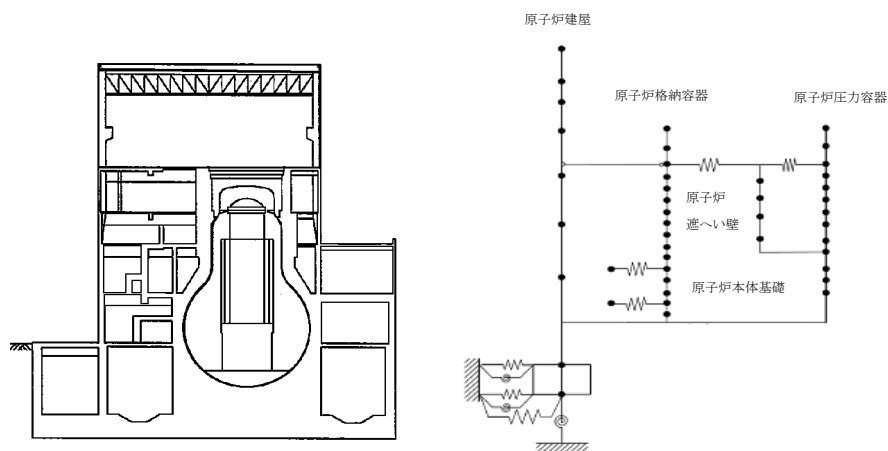
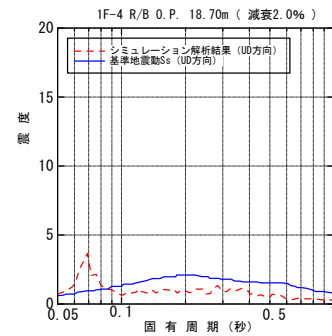
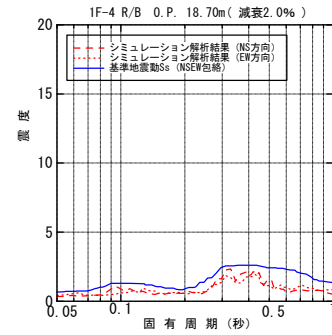
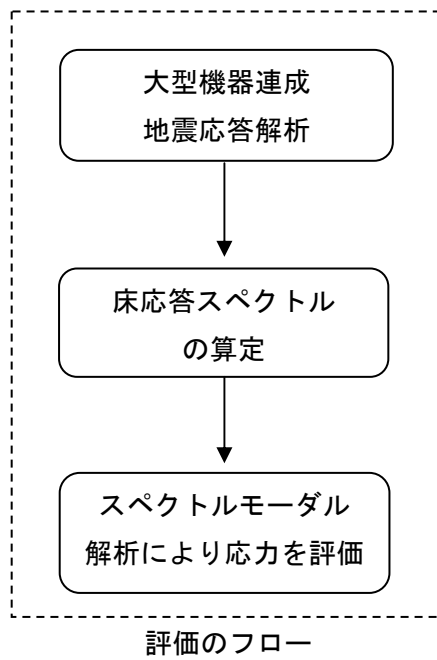


図4 大型機器連成地震応答解析モデルの例

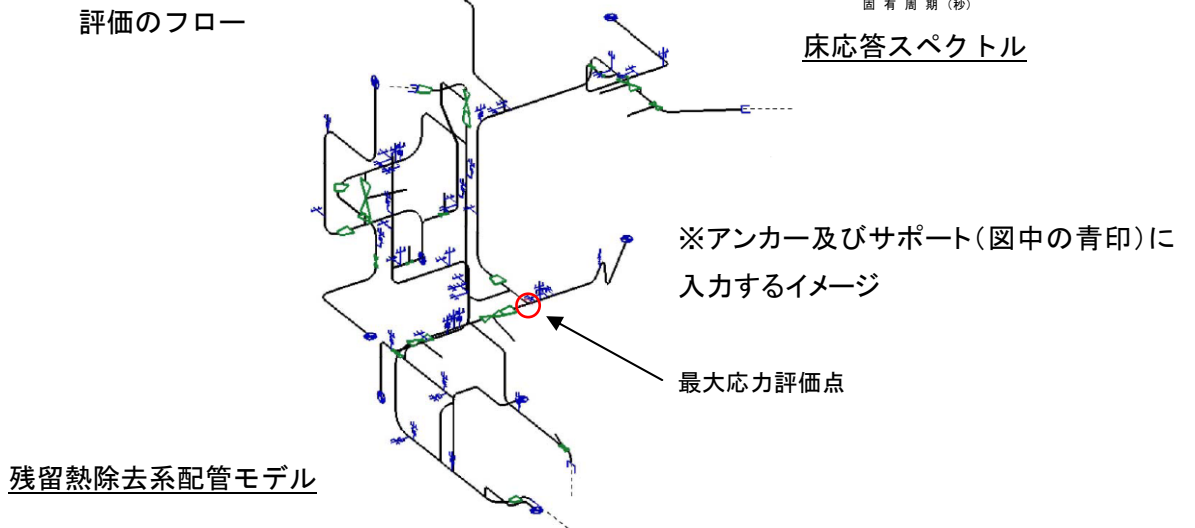
表1 耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価の概要
(福島第一原子力発電所4号機)

設備等		地震応答荷重	基準地震動 Ss	シミュレーション解析結果	耐震性評価結果
地震荷重等	原子炉 圧力容器 基部	せん断力 (kN)	4790	4000	原子炉圧力容器 (基礎ボルト) 基準地震動 Ss による荷重 を下回るため評価不要
		モーメント (kN・m)	38900	28000	
		軸力 (kN)	6660	6020	
	原子炉 格納容器 基部	せん断力 (kN)	6840	4910	原子炉格納容器 (ドライウェル) 基準地震動 Ss による荷重 を下回るため評価不要
		モーメント (kN・m)	113000	79900	
		軸力 (kN)	2460	1170	
	炉心シュ ラウド 基部	せん断力 (kN)	地震時炉心シュラウドの取替工事中で 炉心シュラウド無し		-
モーメント (kN・m)					
軸力 (kN)					
燃料 集合体	相対変位 (mm)	地震時定期検査中で 燃料集合体全取出し中		-	
評価用震度	燃料 交換床	震度 (水平) (G)	0.96	0.68	残留熱除去系ポンプ (基礎ボルト) 基準地震動 Ss による荷重 を下回るため評価不要
		震度 (鉛直) (G)	0.58	0.71	
	基礎版	震度 (水平) (G)	0.55	0.39	
		震度 (鉛直) (G)	0.52	0.25	
床応答スペクトル (原子炉建屋)	<p><中間階 (O.P. 18.70m) ></p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>1F-4 R/B O.P. 18.70m (減衰2.0%)</p> <p>(水平)</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>1F-4 R/B O.P. 18.70m (減衰2.0%)</p> <p>(鉛直)</p> </div> </div>				<p>主蒸気系配管 シュラウド取替工事に伴う 安全処置にて隔離中につき 評価不要</p> <p>残留熱除去系配管 計算値：124MPa 評価基準値：335MPa</p>
	床応答スペクトル (原子炉遮へい壁)	<p><原子炉遮へい壁中央 (O.P. 19.43m) ></p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>1F-4 RSW O.P. 19.43m (減衰2.0%)</p> <p>(水平)</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>1F-4 RSW O.P. 19.43m (減衰2.0%)</p> <p>(鉛直)</p> </div> </div>			

参考：耐震性評価の概要（残留熱除去系配管の例）



床応答スペクトル



構造強度評価結果

対象設備	評価部位	基準地震動 Ss				今回地震			
		応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法	応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法
残留熱除去系配管	配管本体	一次	137※	335※	詳細	一次	124※	335※	詳細

※今回地震時には、中間報告書で評価した部位が安全処置により機能を停止していたため、今回は異なる配管モデルで評価を実施しており、評価結果の対比は参考

以上

福島第一原子力発電所5号機
平成23年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた原子炉建屋及び
耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について

1. はじめに

平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震では、原子炉建屋基礎版上などで多数の地震観測記録が得られている。

原子力安全・保安院から出された指示文書※に基づき、福島第一原子力発電所5号機に関して、この地震観測記録を用いた地震応答解析を行い、原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果について平成23年8月18日に報告している。

※指示文書

「平成23年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の地震観測記録の分析結果を踏まえた対応について（指示）」（平成23・05・16原院第6号）

2. 原子炉建屋（R/B）

福島第一原子力発電所5号機R/Bの平成23年東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデル（図1）を設定している。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、最大で 0.36×10^{-3} （東西方向、5階）であり、東西方向のクレーン階および5階を除く全ての耐震壁で、スケルトン曲線上の第一折れ点以下の応力・変形状態となっていることを確認した。（図2、3）

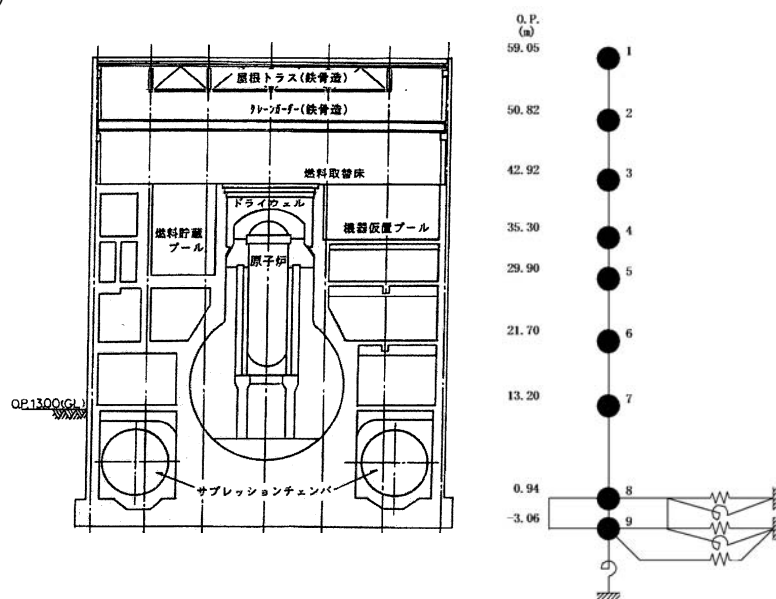


図1 5号機原子炉建屋（モデル図）

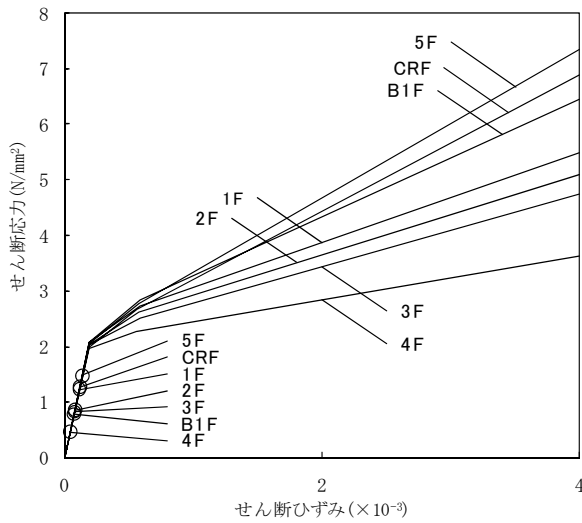


図2 耐震壁のせん断ひずみ
(南北方向)

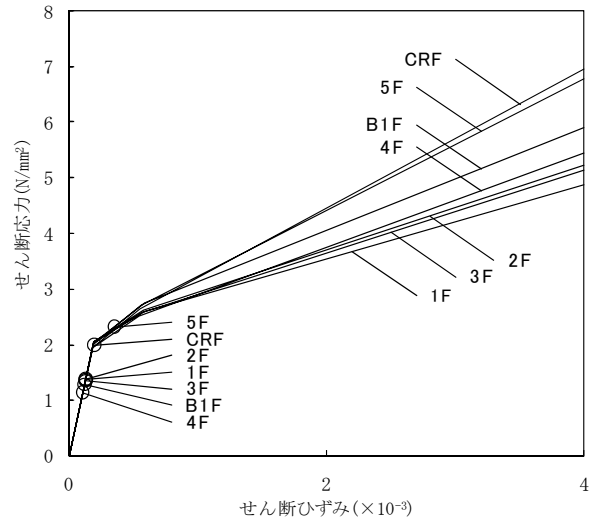


図3 耐震壁のせん断ひずみ
(東西方向)

3. 耐震安全上重要な機器・配管系

福島第一原子力発電所5号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析をおこない、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動 S_s による耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較をおこなった。

比較の結果、今回の地震による地震荷重等は、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を一部上回るものの、原子炉を「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」に係わる安全上重要な機能を有する主要な設備の耐震性評価を実施し、計算される応力等が評価基準値以下であることを確認した(表1)。これらの結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。

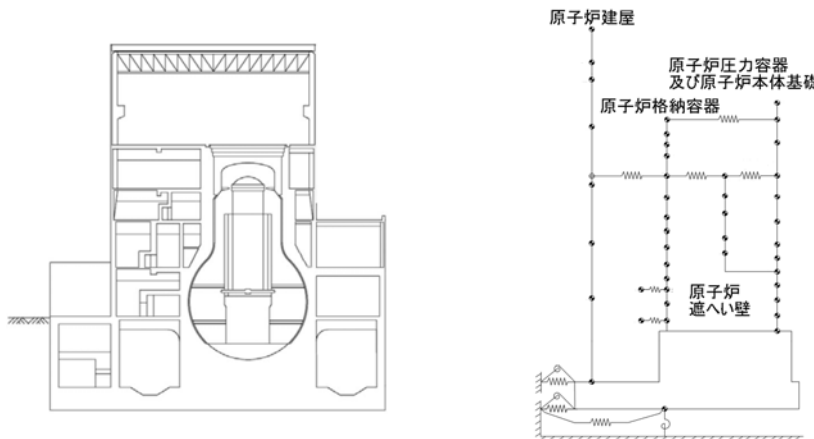
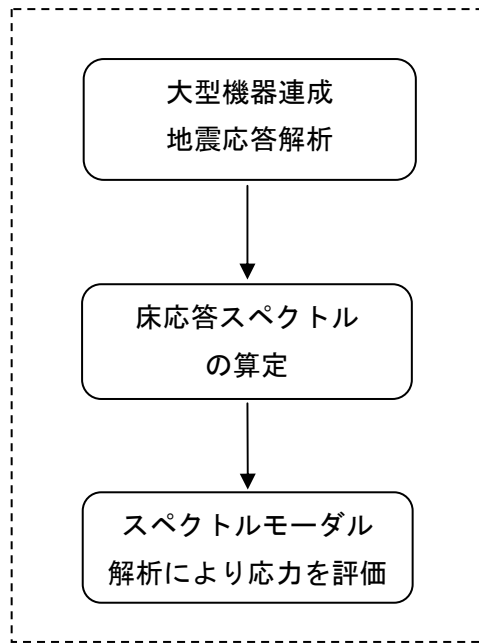


図4 大型機器連成地震応答解析モデルの例

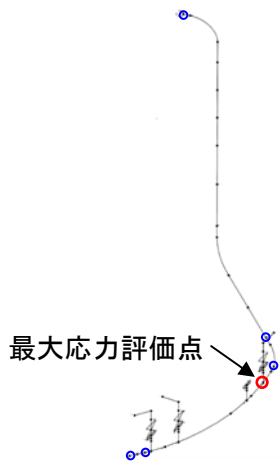
表1 耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価の概要
(福島第一原子力発電所5号機)

設備等	地震応答荷重	基準地震動 Ss	シミュレーション解析結果	耐震性評価結果	
地震荷重等	原子炉 圧力容器 基部	せん断力 (kN)	5200	6830	原子炉圧力容器 (基礎ボルト) 計算値: 53MPa 評価基準値: 222MPa
		モーメント (kN・m)	32200	43500	
		軸力 (kN)	5940	5060	
	原子炉 格納容器 基部	せん断力 (kN)	8290	8830	原子炉格納容器 (ドライウェル) <u>原子炉格納容器バウンダリ</u> <u>は、容器が開放中につき、</u> <u>機能維持不要</u>
		モーメント (kN・m)	150000	169000	
		軸力 (kN)	3320	1820	
	炉心シュ ラウド 基部	せん断力 (kN)	2640	2820	炉心支持構造物 (シュラウドサポート) 計算値: 84MPa 評価基準値: 300MPa
		モーメント (kN・m)	16600	15700	
		軸力 (kN)	754	842	
	燃料 集合体	相対変位 (mm)	地震時定期検査中で 全制御棒が挿入されていた		—
評価用震度	燃料 交換床	震度 (水平) (G)	0.94	1.17	残留熱除去系ポンプ (電動機取付ボルト) 計算値: 44MPa 評価基準値: 185MPa
		震度 (鉛直) (G)	0.55	0.68	
	基礎版	震度 (水平) (G)	0.56	0.67	
		震度 (鉛直) (G)	0.53	0.32	
床応答スペクトル (原子炉建屋)	<p><原子炉建屋 (O.P. 21.70m) ></p> <p>IF-5 R/B O.P. 21.70m (減衰3.0%)</p> <p>(水平) (鉛直)</p>			<p>主蒸気系配管 計算値: 244MPa 評価基準値: 417MPa</p> <p>残留熱除去系配管 計算値: 189MPa 評価基準値: 364MPa</p>	
	床応答スペクトル (原子炉遮へい壁)	<p><原子炉遮へい壁 (O.P. 19.68m) ></p> <p>IF-5 RSW O.P. 19.68m (減衰2.0%)</p> <p>(水平) (鉛直)</p>			

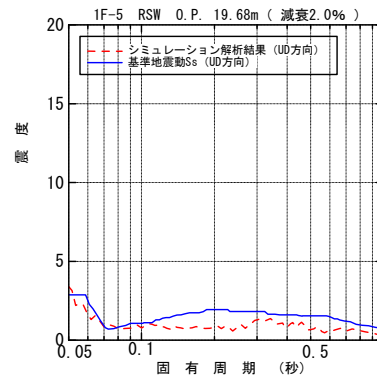
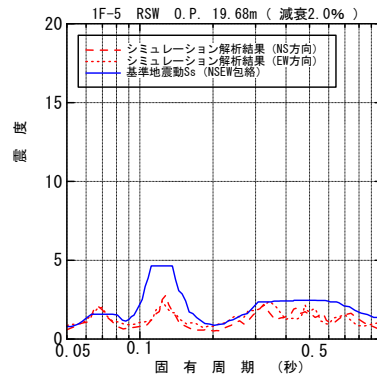
参考：耐震性評価の概要（主蒸気系配管の例）



評価のフロー



主蒸気系配管モデル（一部）



床応答スペクトル

※アンカー及びサポート(図中の青印)に入力するイメージ

構造強度評価結果

対象設備	評価部位	基準地震動 Ss				今回地震			
		応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法	応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法
主蒸気系配管	配管本体	一次	356	417	詳細	一次	244	417	詳細

以上

(参考) 福島第一５号機 原子炉建屋配管目視確認結果

５号機の耐震Ｓクラス設備（Ｒ／Ｂ内設置）の配管系について、基準地震動 S_s を用いた耐震性評価を実施し、解析による計算値が評価基準値を上回る一部の配管系（配管本体、サポート）に対し、現場との照合（目視確認）を行い、今回の地震が配管系へ与えた影響を評価した。

その結果、目視確認した全ての箇所において有意な損傷等は認められず、結果異常なし。

基準地震動 S_s による配管系の詳細評価

評価対象設備	評価部位	応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	判定
原子炉冷却材再循環系	配管サポート	一次応力	430	234	現場照合 ○※
給水系	配管本体	一次応力	507	363	現場照合 ○※
	配管サポート	一次応力	315	245	現場照合 ○※
原子炉隔離時冷却系	配管サポート	一次応力	1043	245	現場照合 ○※
高圧注水系	配管サポート	一次応力	913	245	現場照合 ○※
不活性ガス系	配管サポート	一次応力	293	245	現場照合 ○※
残留熱除去海水系	配管サポート	一次応力	849	245	現場照合 ○※

※基準地震動 S_s を用いたスペクトルモーダル解析による評価では評価基準値を上回るものの、現場との照合の結果異常なし。
(現行の耐震設計の手法を用いて実施した評価であり、その保守性は新潟県中越沖地震に対する健全性評価において確認されている。)

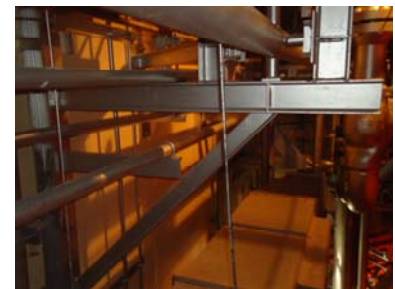
<原子炉冷却材再循環系配管サポート>



<給水系配管本体>



<給水系配管サポート>



<原子炉隔離時冷却系配管サポート>



<高圧注水系配管サポート>



<不活性ガス系配管サポート>



<残留熱除去海水系配管サポート>



以上

福島第一原子力発電所6号機
平成23年東北地方太平洋沖地震の観測記録を用いた原子炉建屋及び
耐震安全上重要な機器・配管系の地震応答解析結果について

1. はじめに

平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震では、原子炉建屋基礎版上などで多数の地震観測記録が得られている。

原子力安全・保安院から出された指示文書※に基づき、福島第一原子力発電所6号機に関して、この地震観測記録を用いた地震応答解析を行い、原子炉建屋及び耐震安全上重要な機器・配管系の解析結果について平成23年8月18日に報告している。

※指示文書

「平成23年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の地震観測記録の分析結果を踏まえた対応について（指示）」（平成23・05・16 原院第6号）

2. 原子炉建屋

福島第一原子力発電所6号機R/Bの平成23年東北地方太平洋沖地震を踏まえた地震応答解析にあたっては、地震時の建屋の状況を確認する観点から、建屋基礎版上で取得された観測記録を用いた地震応答解析を実施した。

地震応答解析にあたっては、建物・構築物や地盤の特性を適切に表現できるモデル（図1）を設定している。

地震応答解析の結果、耐震壁のせん断ひずみは、 0.16×10^{-3} （東西方向、4階）であり、全ての耐震壁で、スケルトン曲線上の第一折れ点以下の応力・変形状態となっていることを確認した。（図2、3）

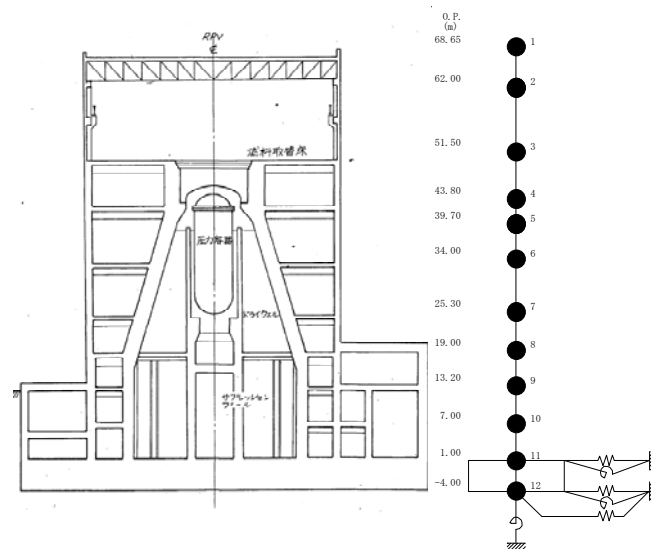


図1 6号機原子炉建屋（モデル図）

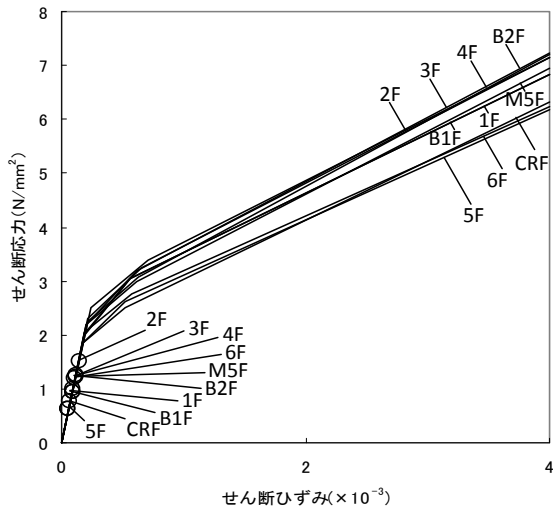


図2 耐震壁のせん断ひずみ
(南北方向)

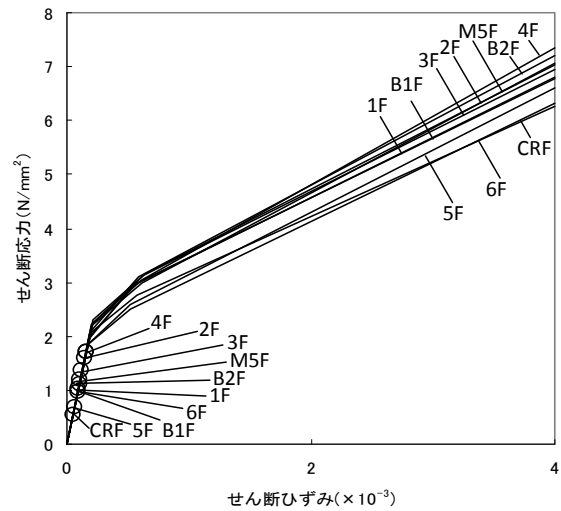


図3 耐震壁のせん断ひずみ
(東西方向)

3. 耐震安全上重要な機器・配管系

福島第一原子力発電所6号機の原子炉等の大型機器について、東北地方太平洋沖地震の観測記録に基づいた地震応答解析をおこない、その結果得られた地震荷重等と、既往の基準地震動S_sによる耐震安全性評価で得られている地震荷重等との比較をおこなった。

比較の結果、今回の地震による地震荷重等は、床応答スペクトルの一部のピークを除いて、耐震安全性評価で得られている地震荷重等を下回ることを確認した。また、主蒸気系配管及び残留熱除去系配管の耐震性評価を実施し、計算される応力が評価基準値以下であることを確認した。(表1)。これらの結果から、安全上重要な機能を有する主要な設備は、地震時及び地震直後において安全機能を保持できる状態にあったと推定される。

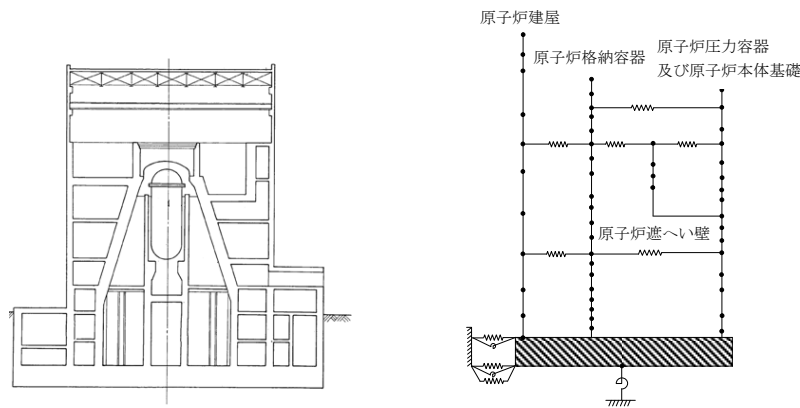
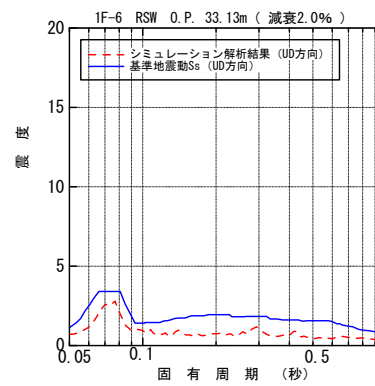
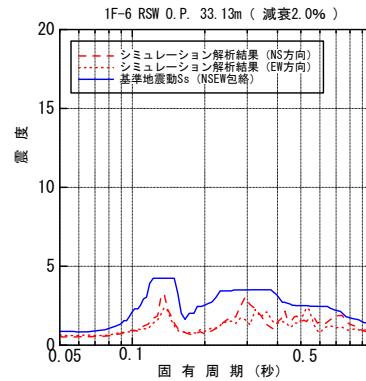
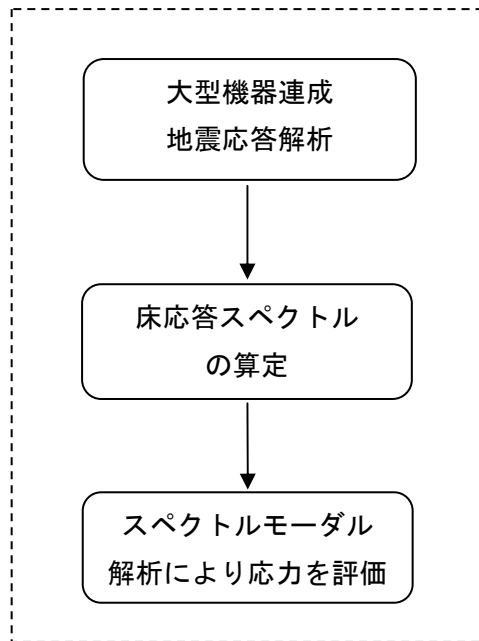


図4 大型機器連成地震応答解析モデルの例

表 1 耐震安全上重要な機器・配管系の影響評価の概要
(福島第一原子力発電所 6号機)

設備等	地震応答荷重	基準地震動 Ss	シミュレーション 解析結果	耐震性評価結果	
地震荷重等	原子炉 圧力容器 基部	せん断力 (kN)	5260	3950	原子炉圧力容器 (基礎ボルト) <u>基準地震動 Ss による荷重 を下回るため評価不要</u>
		モーメント (kN・m)	18500	11700	
		軸力 (kN)	9470	5930	
	原子炉 格納容器 基部	せん断力 (kN)	21400	17700	原子炉格納容器 (ドライウェル) <u>原子炉格納容器バウンダリ は、容器が開放中につき、 機能維持不要</u>
		モーメント (kN・m)	403000	314000	
		軸力 (kN)	5570	3200	
	炉心シュ ラウド 基部	せん断力 (kN)	6110	3880	炉心支持構造物 (シュラウドサポート) <u>基準地震動 Ss による荷重 を下回るため評価不要</u>
		モーメント (kN・m)	36000	23800	
		軸力 (kN)	1190	882	
	燃料 集合体	相対変位 (mm)	地震時定期検査中で 全制御棒が挿入されていた		—
評価用震度	燃料 交換床	震度 (水平) (G)	1.14	0.71	残留熱除去系ポンプ (電動機取付ボルト) <u>基準地震動 Ss による荷重 を下回るため評価不要</u>
		震度 (鉛直) (G)	0.67	0.41	
	基礎版	震度 (水平) (G)	0.55	0.53	
		震度 (鉛直) (G)	0.51	0.20	
床応答スペクトル (原子炉建屋)	<p><原子炉建屋 (O. P. 13. 20m) ></p>			<p>主蒸気系配管 計算値：211MPa 評価基準値 375MPa</p> <p>残留熱除去系配管 計算値：88MPa 評価基準値 335MPa</p>	
	<p><原子炉遮へい壁 (O. P. 33. 13m) ></p>				

参考：耐震性評価の概要（主蒸気系配管の例）



床応答スペクトル



※アンカー及びサポート(図中の青印)に入力するイメージ

主蒸気系配管モデル(一部)

構造強度評価結果

対象設備	評価部位	基準地震動 Ss				今回地震			
		応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法	応力分類	計算値 (MPa)	評価基準値 (MPa)	評価手法
主蒸気系配管	配管本体	一次	292	375	詳細	一次	211	375	詳細

以上

「福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性および補強等に関する検討に係る報告書（その1）」の概要について

【位置付け】

「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第67条第1項の規定に基づく報告の徴収について」（平成23年4月13日）に基づき、福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性および補強等に関する検討を実施してきた。

1号機及び4号機について、評価が終了したことから、結果をとりまとめ、平成23年5月28日経済産業省原子力安全・保安院に提出している。

【評価の概要】

○ 1号機R/B

- ・1号機R/Bについては、東北地方太平洋沖地震の翌日である3月12日に水素ガスによると思われる爆発とみられる事象により、5階のオペレーティングフロアより上部が破損した。この情報を質点系モデルに反映し、基準地震動 S_s による時刻歴応答解析を実施し、耐震壁がせん断破壊する終局状態に至るかどうかについて検討することとした（図1）。
- ・基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、残存している5階以下の耐震壁に発生するせん断ひずみは最大でも 0.12×10^{-3} （ $S_s - 1$ および $S_s - 2$ 、NS方向、1階）であり、評価基準値である 4×10^{-3} を大きく下回っており、十分な安全性を有しているものと評価した（図2）。

○ 4号機R/B

- ・4号機R/Bは、原因は特定されていないものの、3月15日に5階以上の柱と梁のフレーム構造と屋根トラスを残して、屋根スラブと壁の大半が失われており、さらに4階の壁の大部分と、3階の一部の壁が破損していることが確認された。4号機については、1号機と異なり5階以下の壁も破損しているため、この情報を質点系モデルに反映し、基準地震動 S_s による時刻歴応答解析を実施し、耐震壁がせん断破壊する終局状態に至るかどうかについて全体評価を行うこととした（図3）。その上で、SFPを含めた3次元FEM解析により局部評価を行うこととし、質点系モデルによる時刻歴応答解析により得られた最大値を地震荷重として入力し、温度荷重などその他の荷重と組み合わせた評価を行うこととした。
- ・質点系モデルを対象とした、基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、残存している5階以下の耐震壁に発生するせん断ひずみは最大でも 0.17×10^{-3} （ $S_s - 1$ および $S_s - 2$ 、EW方向、1階）であり、評価基準値である 4×10^{-3} を大きく下回っており、十分な安全性を有しているものと評価した（図4）。

・3次元FEM解析(図5)による耐震安全性評価の結果として、基準地震動 S_s によって作用する地震荷重とその他の荷重を組み合わせさせた結果、SFPにおいて鉄筋の最大ひずみは 1230×10^{-6} であり、評価基準値である塑性限界ひずみの 5000×10^{-6} に対して十分余裕があった。また、面外せん断力において最も余裕が少ない部位での発生応力は $800(N/mm)$ であり、評価基準値である $1150(N/mm)$ に対して十分余裕があったことから、十分な安全性を有しているものと評価した。

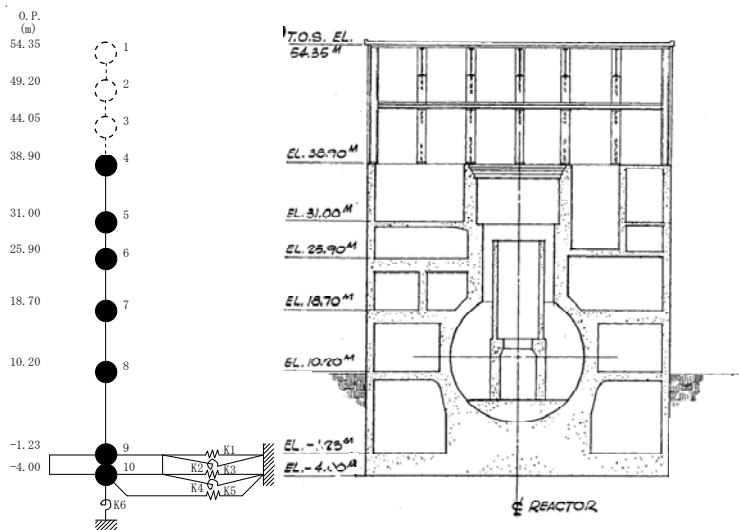


図1 1号機原子炉建屋 地震応答解析モデル (NS方向)

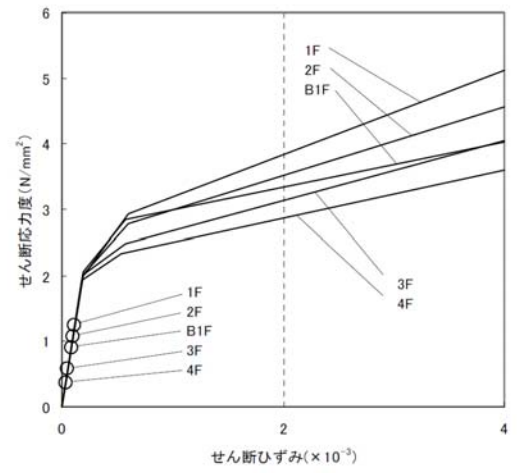


図2 せん断スケルトン曲線上の最大応答値 (1号機、 S_s-1 、NS方向)

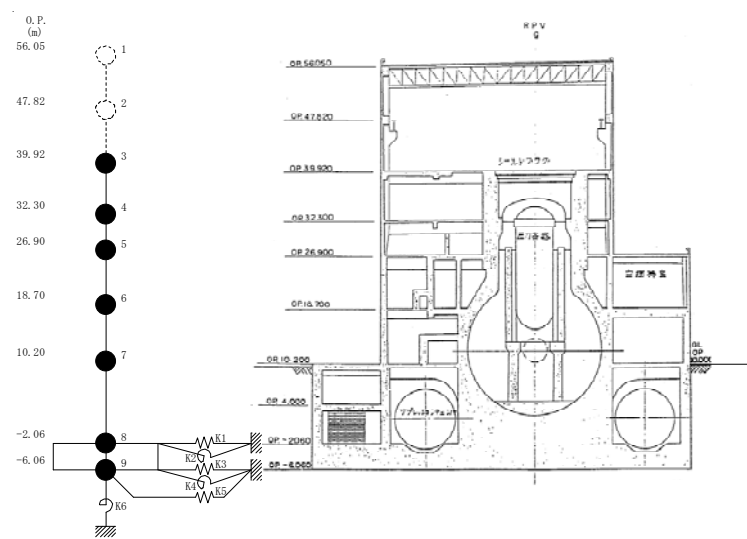


図3 4号機原子炉建屋 地震応答解析モデル (EW方向)

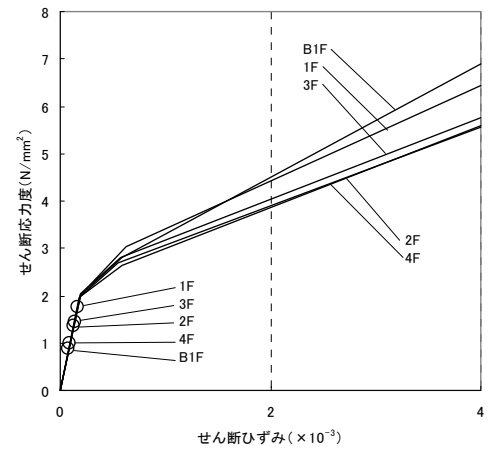


図4 せん断スケルトン曲線上の最大応答値 (4号機、 S_s-1 、EW方向)

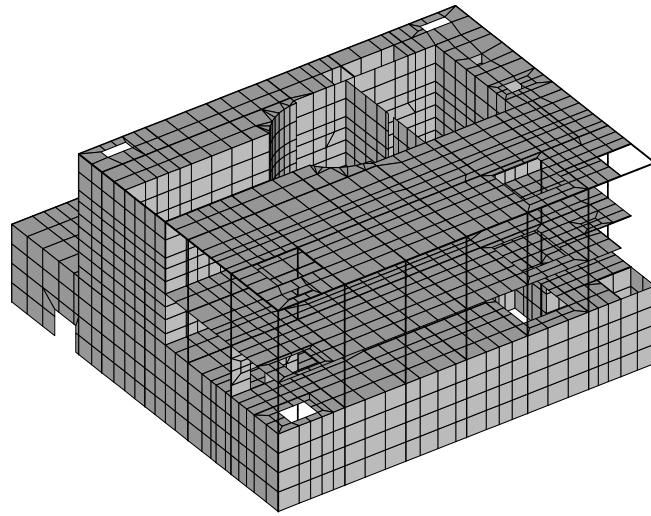


図5
3次元FEMによる局部評価モデル(4号機)

以上

「福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性および補強等に関する検討に係る報告書（その2）」の概要について

【位置付け】

「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第67条第1項の規定に基づく報告の徴収について」（平成23年4月13日）に基づき、福島第一原子力発電所のR/Bの現状の耐震安全性および補強等に関する検討を実施してきた。破損状況が著しい3号機についての評価が終了したことから、結果をとりまとめ、平成23年7月13日に経済産業省原子力安全・保安院に提出している。

【評価の概要】

- ・ 3号機のR/Bについては、3月14日に水素ガスによると思われる爆発とみられる事象により、5階のオペレーティングフロアより上部が破損した。5階以上の建屋の大部分は爆発後に崩落した鉄骨やコンクリート部材が積み重なったような状況である。また、5階の北西部の床が損傷し、崩落した鉄骨やコンクリート部材の一部は4階の床に積み重なっており、4階の壁のかなりの部分が損傷している。これらの情報を質点系モデルに反映し、基準地震動 S_s による時刻歴応答解析を実施し、耐震壁がせん断破壊する終局状態に至るかどうかについて全体評価を行うこととした。その上で、SFPなどを含めた3次元FEM解析により局部評価を行うこととし、時刻歴応答解析により得られた最大値を地震荷重として入力し、温度荷重などその他の荷重と組み合わせた評価を行うこととした（図1）。
- ・ 質点系モデルを対象とした、基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、残存している5階以下の耐震壁に発生するせん断ひずみは最大でも 0.14×10^{-3} （ $S_s - 2$ 、NS方向、1階）であり、評価基準値である 4×10^{-3} を大きく下回っており、十分な安全性を有しているものと評価した（図2）。
- ・ 3次元FEM解析（図3）による耐震安全性評価の結果として、基準地震動 S_s によって作用する地震荷重とその他の荷重を組み合わせた結果、使用済燃料プールにおいて鉄筋の最大ひずみは 1303×10^{-6} であり、評価基準値である塑性限界ひずみの 5000×10^{-6} に対して十分余裕があった。また、面外せん断力において最も余裕が少ない部位での発生応力は 1689 （N/mm）であり、評価基準値である 3130 （N/mm）に対して十分余裕があったことから、十分な安全性を有しているものと評価した。
- ・ PCVの外側にあるシェル壁についても同様の評価を行っており、鉄筋の最大ひずみは 469×10^{-6} であり、評価基準値である塑性限界ひずみの 5000×10^{-6} に対して十分余裕がある。また、面外せん断力において最も余裕が少ない部位での発生応力は 2475 （N/mm）であり、評価基準値である 3270 （N/mm）に対して十分余裕があったことから、十分な安全性を有しているものと評価した。

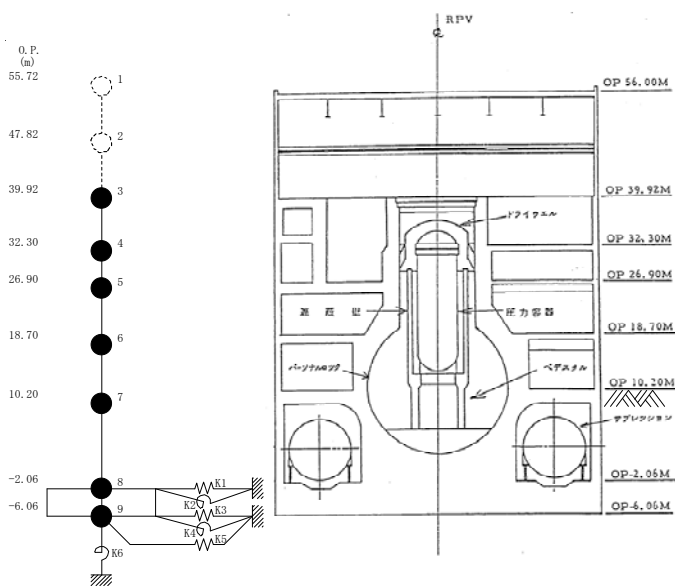


図1
3号機R/B 地震応答解析モデル (NS方向)

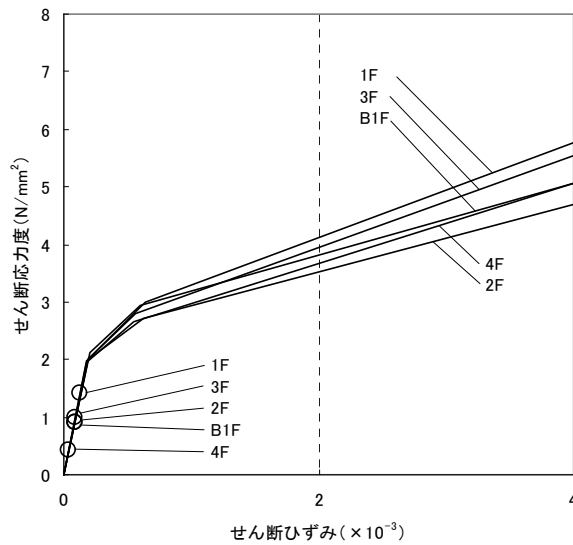


図2
せん断スケルトン曲線上の最大応答値
(3号機、Ss-2、NS方向)

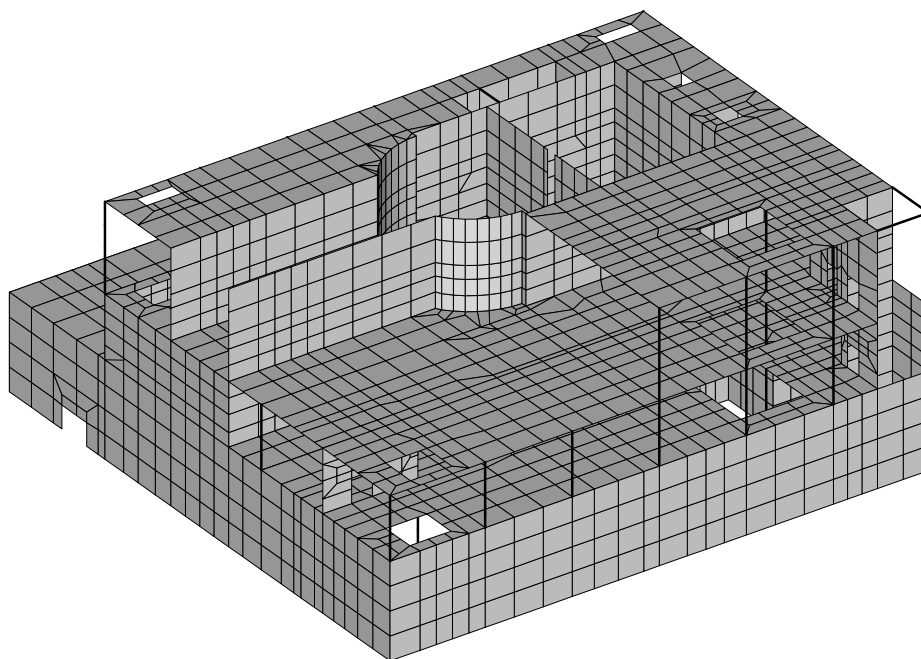


図3
3次元FEMによる局部評価モデル(3号機)

以上

「福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性および補強等に関する検討に係る報告書（その3）」の概要について

【位置付け】

「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第67条第1項の規定に基づく報告の徴収について」（平成23年4月13日）に基づき、福島第一原子力発電所の原子炉建屋の現状の耐震安全性および補強等に関する検討を実施してきた。2、5、6号機についての評価が終了したことから、結果をとりまとめ、平成23年8月26日に経済産業省原子力安全・保安院に提出している。

【評価の概要】

○ 2号機のR/B

- ・2号機のR/Bは、東側外壁のブローアウトパネルが開放しているものの、外見上損傷は見られない。建屋内部については線量が高く立ち入りが制限されているので分からないが、現時点では損傷が無いものと考えられる。このような状況を踏まえると、建屋の耐震性という観点からは、耐震バックチェックの解析結果（『福島第一原子力発電所 「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」の改訂に伴う耐震安全性評価結果 中間報告書（改訂2）』平成22年4月19日）をそのまま適用し、評価を行うこととした。
- ・耐震バックチェックにおいて、基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、耐震壁に発生するせん断ひずみは最大でも 0.17×10^{-3} （ $S_s - 1$ 、EW方向、5階）であり、評価基準値である 4×10^{-3} を大きく下回っており、十分な安全性を有しているものと評価した。
- ・また、念のため、PCV内が一時的に高温化した影響でシェル壁の剛性が低下した可能性や3月15日に地下階のS/C付近で異音が発生したことを踏まえたパラメータスタディを実施し、多少の数値変動はあるものの解析結果に大きな差異は生じないことを確認した。

○ 5号機及び6号機のR/B

- ・5号機と6号機は、既に冷温停止状態を維持しており、外見上の損傷は見られず、内部についても詳細な点検は行っていないが、構造的な損傷があったとの情報は得られていない。したがって、このような状況を踏まえると、建屋の耐震性という観点からは、2号機同様に耐震バックチェックの解析結果をそのまま適用し、評価を行うこととした。
- ・耐震バックチェックにおいて、基準地震動 S_s を用いた時刻歴応答解析を実施した結果、5号機の耐震壁に発生するせん断ひずみは最大でも 0.19×10^{-3} （ $S_s - 1$ 、EW方向、5階）であり、6号機の耐震壁に発生するせん断ひずみは最大でも 0.33×10^{-3} （ $S_s - 1$ 、NS方向、2階）であり、評価基準値である 4×10^{-3} を大きく下回っており、十分な安全性を有しているものと評価した。

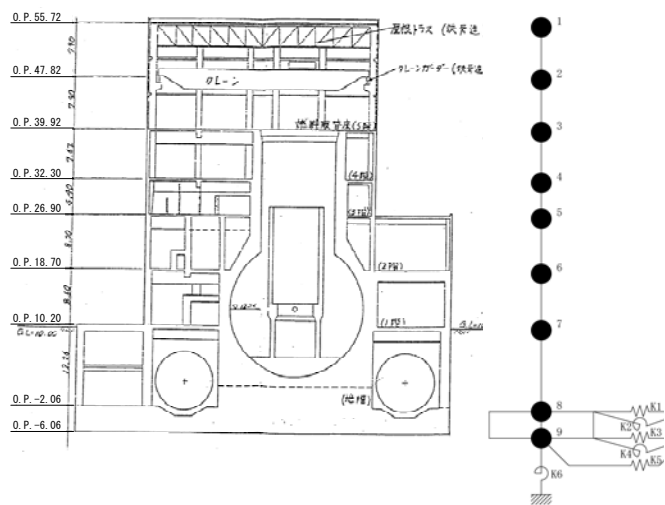


図 1
地震応答解析モデル図（2号機例示）

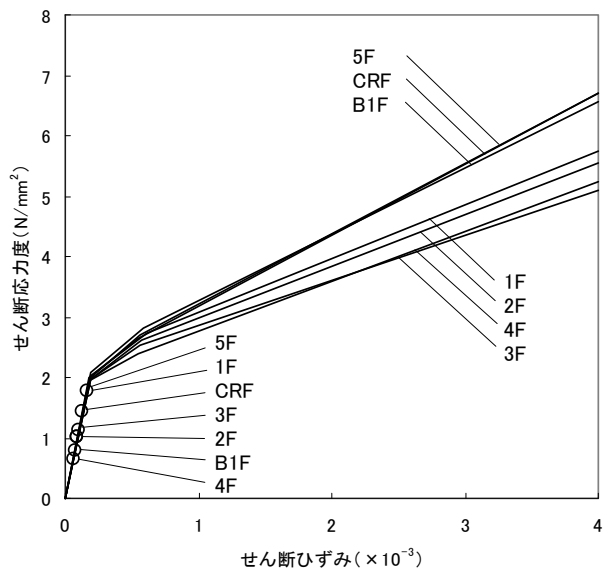


図 2
せん断スケルトン曲線上の最大応答値
(2号機、S_s-1、EW方向)

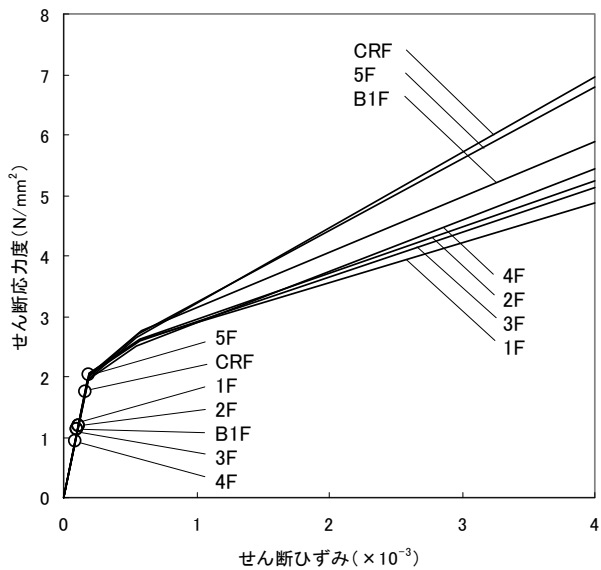


図 3
せん断スケルトン曲線上の最大応答値
(5号機、S_s-1、EW方向)

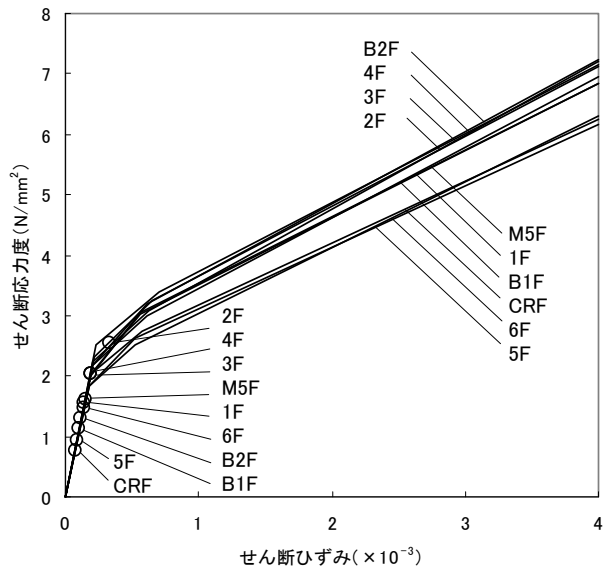
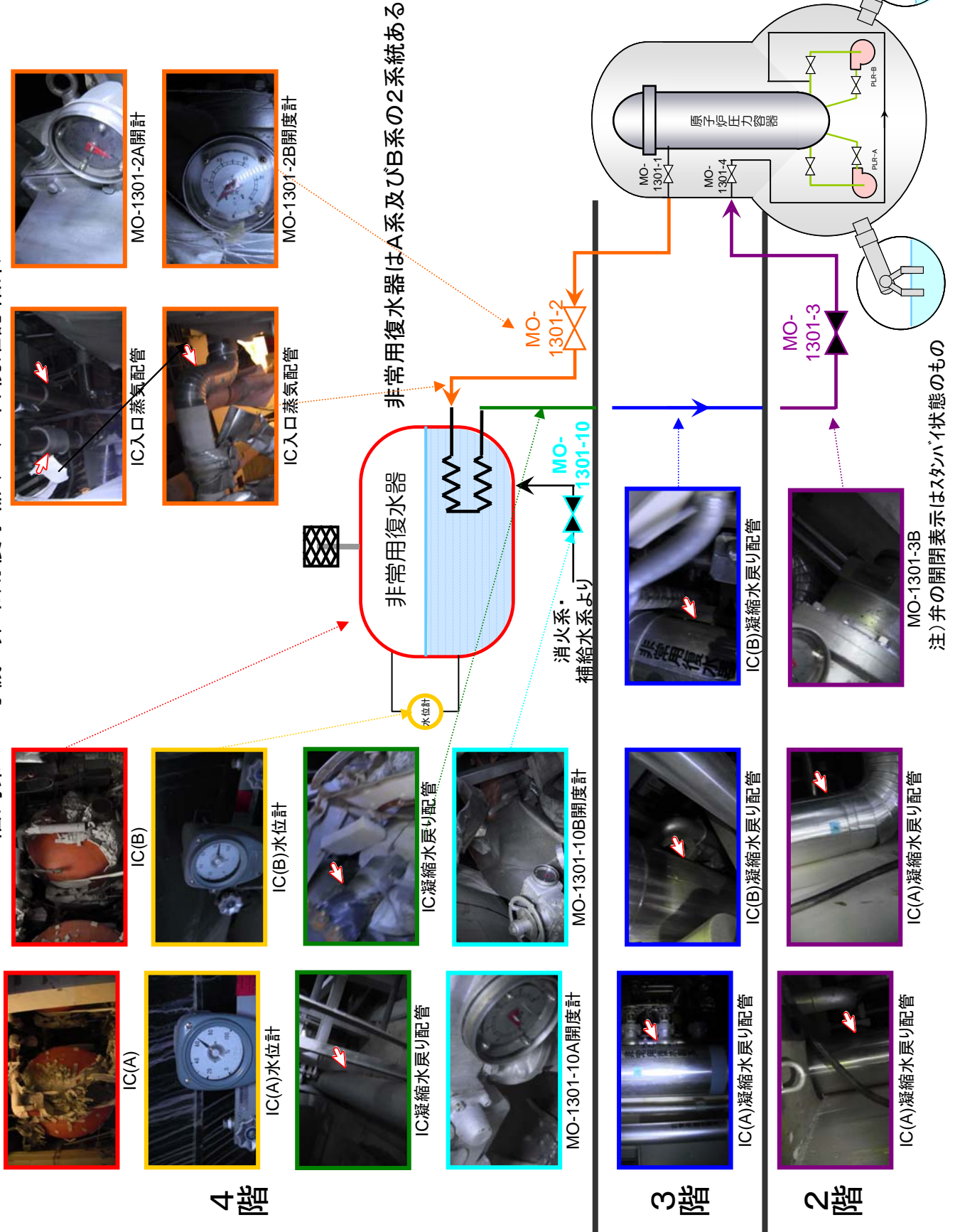


図 4
せん断スケルトン曲線上の最大応答値
(6号機、S_s-1、NS方向)

以上

福島第一1号機 非常用復水器(IC) 目視確認結果



福島第一原子力発電所 1号機, 2号機, 3号機 タービン建屋設備状況

2011.8.24~8.26撮影

	1号機	2号機	3号機			
2階	 <p>タービン建屋補機冷却系サージタンク ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>空調ダクト ・空調ダクトが膨らんでいる状況 ・上部ダクト部は破損している箇所有り</p>	 <p>ジブクレーン脚部 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>タービン駆動原子炉給水ポンプ ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>励磁装置室 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>タービン建屋補機冷却系サージタンク ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>6.9kV M/C1A ・津波の浸水痕あり ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>480V T/B MCC 1B ・津波の浸水痕あり ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>480V パワーセンター-2A ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>480V T/B MCC 2B-1 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>主タービン蒸気止弁 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>主タービン蒸気加減弁 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>
1階	 <p>主タービンバイパス弁 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>給水加熱器 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>復水器真空ポンプ ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>タービン建屋補機冷却系ポンプ ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>給水加熱器 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>タービン建屋補機冷却系熱交換器 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>固定子冷却装置 ・津波の浸水痕あり ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>相分離母線冷却ファン ・津波の浸水痕あり ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>現場パネル ・大きな損傷は外観上なし</p>  <p>発電機密封油装置 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>	 <p>タービン建屋補機冷却系ポンプ ・大きな機器損傷は外観上なし</p>  <p>計装用空気圧縮機 ・大きな機器損傷は外観上なし</p>

福島第一原子力発電所 1～4号機 屋外設備状況

2011.8.24～8.26撮影



① 1号機海側ポンプ類



② 2号機海側ポンプ類



③ 3号機海側ポンプ類



④ 3号機海側ポンプ類
3号機残留熱除去系海水ポンプ(D)
モーターカバー無し



⑤ 4号機海側ポンプ類



⑥ 1号機バッチオイルタンク

防油堤を含め外観上異常なし。



⑦ 重油タンク跡地

No.1,2重油タンク跡地。防油堤には割れが確認された。

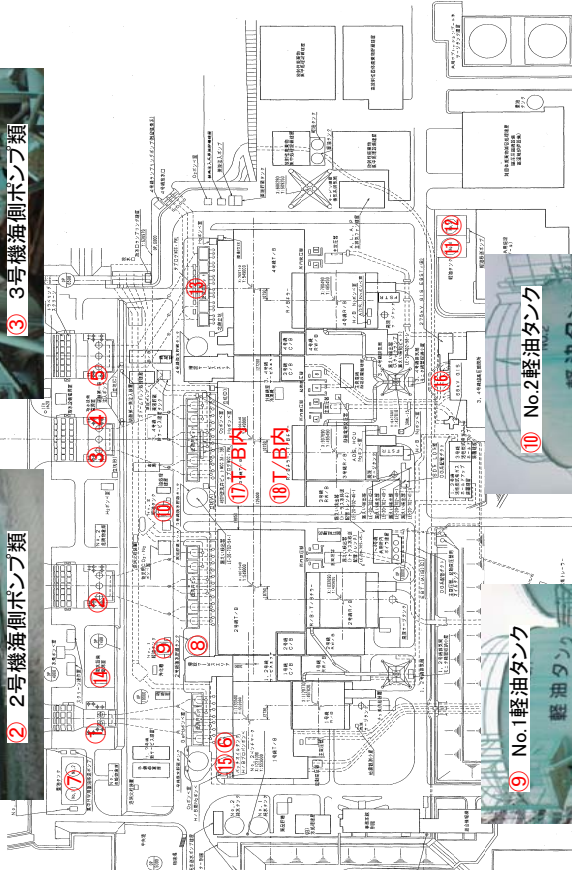


⑦ 重油タンク防油堤

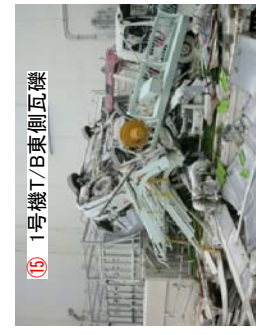


⑧ 2号機復水貯蔵タンク下部

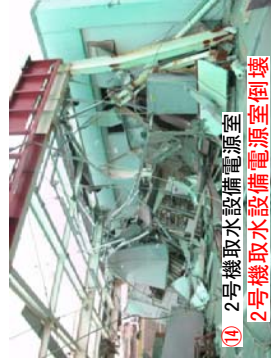
タンク下部地面が陥没。漏水はなし。



⑬ 4号機逆流井ビット前MCC
MCCが倒れている状況



⑮ 1号機T/B東側瓦礫



⑭ 2号機取水設備電源室
2号機取水設備電源室倒壊



⑯ 共用ボイラー用トランス
外観上大きな損傷は無し



⑪ No.4軽油タンク防油堤



⑫ No.5軽油タンク防油堤

軽油タンク基礎部地面沈降は若干見られるが、漏洩は確認されず。D/G3A-3B燃料ティータンクは建屋内にあるが、外観上異常は確認されず。



⑩ No.2軽油タンク基礎部



⑨ No.1軽油タンク基礎部



⑩ No.2軽油タンク



⑨ No.1軽油タンク



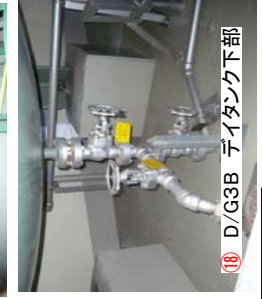
⑰ D/G3A デイタンク上部



⑰ D/G3A デイタンク下部




⑱ D/G3B デイタンク上部




⑱ D/G3B デイタンク下部

3号機タービン建屋内


福島第一原子力発電所 ろ過水タンク、純水タンク状況




3/24 撮影
タンク下部に座屈による歪みが発生




4/11 撮影




3/21 撮影
地震後漏洩が発生し、
タンク出口元弁閉後の状況




4/11 撮影




4/11 撮影
タンク下部に座屈による歪みが発生




3/28 撮影
タンク下部に座屈による歪みが発生




3/28 撮影




4/11 撮影




4/20 撮影
タンク下部に座屈による歪みが発生




3/28 撮影




4/12 撮影
タンク下部に座屈による歪みが発生




4/11 撮影




3/28 撮影
タンク底部より漏洩




3/28 撮影




3/11 撮影
変圧器防災用配管




8/15 撮影




8/15 撮影




4/12 撮影
No.1
タンク下部に座屈による歪みが発生




3/20 撮影
No.1
タンク下部に座屈による歪みが発生




3/20 撮影
No.2



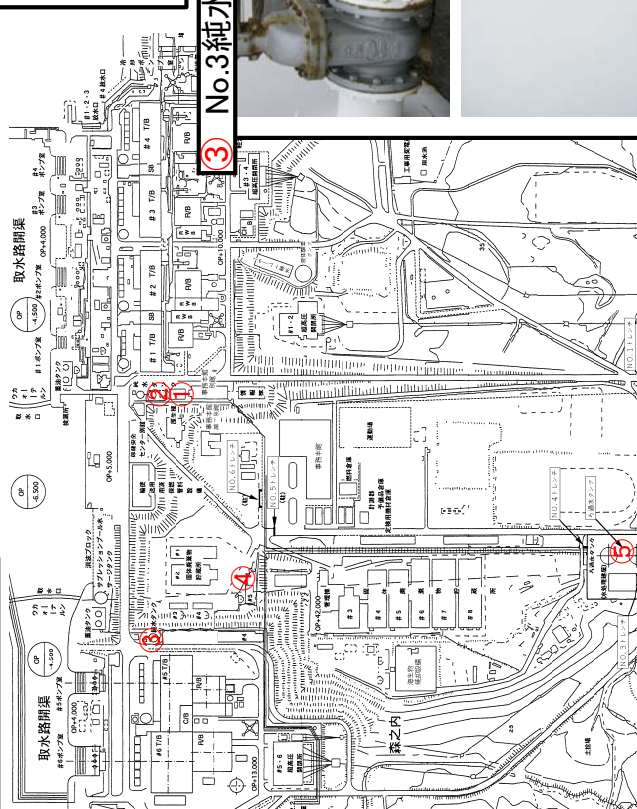
3/29 撮影
No.2



4/2 撮影
No.1 No.2



3/19 撮影
No.2 No.1



取水路開渠
No.1 純水タンク
No.2 純水タンク
No.3 純水タンク
No.4 変圧器防災用配管漏水状況
No.5 ろ過水タンク

④ 変圧器防災用配管漏水状況
 変圧器防災用配管(ろ過水タンク水源)連結部の脇にある別配管のサポートが斜めに崩れにより傾き、当該連結部に接触し漏水発生。

福島第一原子力発電所 屋外消火系配管状況

2011.8.24～8.26撮影



① 消火栓(FO-20)



⑦ 消火配管(FP-106)



② 消火栓(FS-4)

取水口破壊
津波の影響と思われる



⑧ 消火配管(FP-201)



④ 消火配管(FP-420)



⑩ 消火配管(FP-407)

消火系配管が変形



⑬ 4号機取水口

採水口基礎部分が剥がされて
いる。津波の影響と思われる。



⑤ 消火栓(F3-5)



⑪ 消火栓(FS-10)



⑭ 消火配管(トレンチ内)

トレンチ内の配管には外観上
大きな損傷はない。



⑥ 消火栓(FX-07)



⑫ 消火配管他(FP-1,FP3-9)



⑮ 消火配管建屋取り合い



⑰ 消火配管他



⑳ 消火配管(FP-8001)

消火系配管がサポートから外れ、脱落
津波の影響と思われる



⑯ 消火配管他



⑲ 消火栓(G06)



㉒ 消火配管(FP-8001)



⑱ 消火配管(FP-8001)

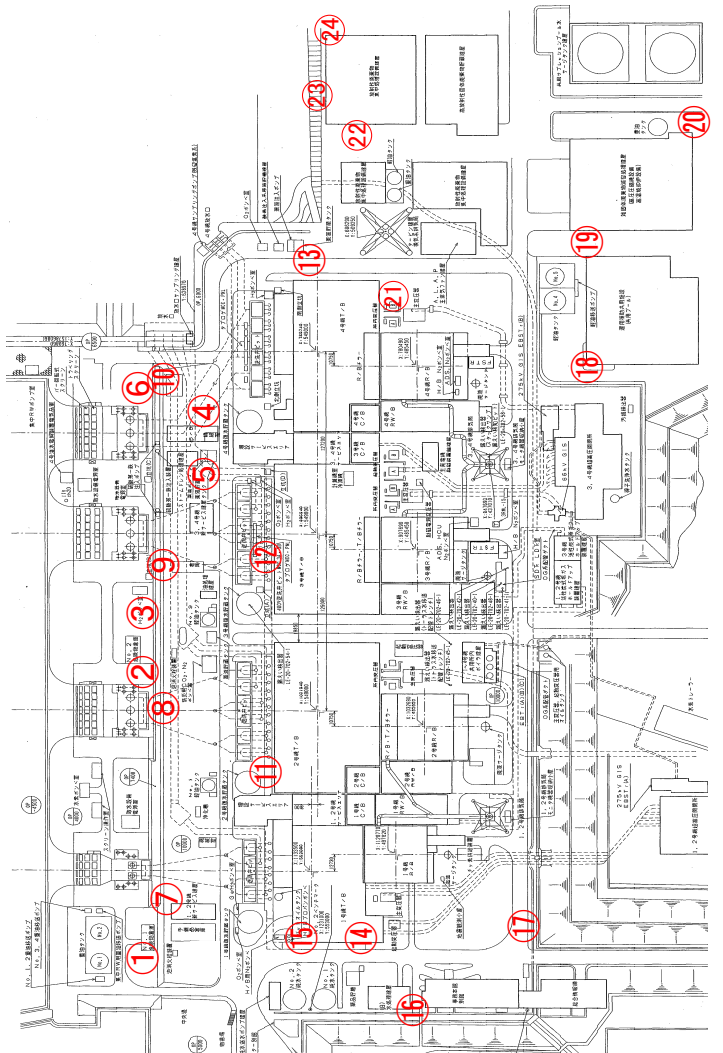


㉑ 消火栓他(FX-04,FP-407)



㉔ 消火配管(FP-8001)

屋外消火系配管は津波の影響による海側、南東側の被害が大きく
配管の脱落や変形が確認された。
トレンチ内の消火系配管には大きな損傷は見られない状況。



福島第一原子力発電所 防災道路状況

防災道路は地震による大きな沈降等は無い状況であったが、津波により流された重油タンク等が道路を塞ぎ通行不可の場所が発生した。別ルートでの移動は可能であった。



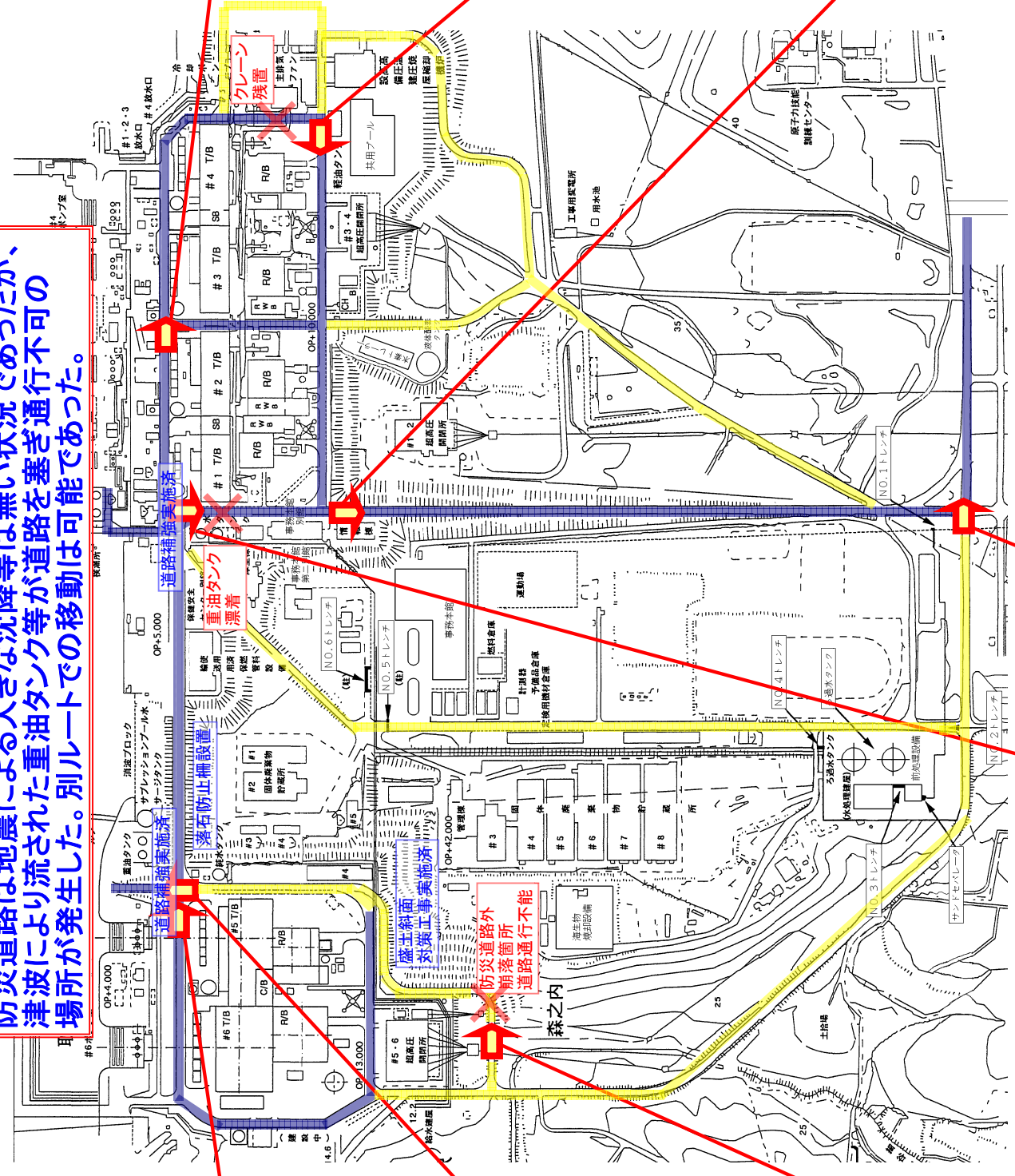
道路には特に異常がないが、瓦礫が散乱。 3/16撮影



1~4号機西側道路は特に異常なし。1,3,4号機R/B損壊時には瓦礫散乱があった。 3/20撮影



若干瓦礫の散乱があるが道路には特に異常なし。 3/20撮影



正門からの直線道路には特に異常なし。 8/26撮影



道路は大きな損傷はないが、津波で流された重油タンクが道路を塞ぎ、通り抜け不可能。 3/17撮影



海側片車線が道路と平行に割れ段差が発生。西側の通行は可能。 3/17撮影



道路補強工事を実施した箇所であるが、補強していない道路面脇に割れ及び段差が発生。 3/17撮影



防災道路ではないが斜面崩落し道路が塞がれ通行不可能。 3/20撮影

■ 防災道路
■ 防災道路外主要ルート
✗ 通行不可
🏠 写真撮影場所、方向































福島第一原子力発電所 5号機 設備状況

2011.8.18~8.30撮影

原子炉建屋		タービン建屋					
4階	 <p>原子炉建屋補機冷却系ポンプ ・機器には外観上異常なし (A)運転中 (B)(C)待機中</p>	 <p>可燃性ガス濃度制御系 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>燃料プール冷却浄化系ポンプ ・向号機腐食(発錆)が若干認められるものの、機器には外観上異常なし (A)運転中、(B)待機中</p>	 <p>ほう酸水注入系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	2階	 <p>高圧タービン ・フロントスタンダード基礎ボルト近傍に亀裂あり</p>	 <p>タービン駆動原子炉給水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>
3階	 <p>主蒸気隔離弁 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>水圧制御ユニット ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉冷却材浄化系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉建屋補機冷却系熱交換器 ・機器には外観上異常なし</p>	1階	 <p>計装用空圧圧縮機 ・機器には外観上異常なし (A)待機中 (B)運転中</p>	 <p>タービン建屋補機冷却系ポンプ ・機器には外観上異常なし (A)電源水没により使用中不可 (B)運転中 (C)待機中</p>
2階	 <p>炉心スプレイスポンプ ・機器には外観上異常なし ・床面に滞留水あり ・同エリア壁面貫通部に漏洩痕</p>	 <p>残留熱除去系ポンプ ・機器には外観上異常なし ・床面に滞留水あり</p>	 <p>高圧注水系 ・機器には外観上異常なし ・床面に滞留水あり</p>	 <p>制御機駆動水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	1階	 <p>湿分離器 ・保温外れ、サボートずれ有り</p>	 <p>湿分離器廻り配管 ・No3湿分離器ドレン配管がから分岐する小口径配管が破損</p>
地下	 <p>主蒸気隔離弁 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>逃し安全弁 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>ペスタタル内 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉圧力容器支持スカート部 ・基礎ボルト部に錆があるものの、機器には外観上異常なし</p>	地下	 <p>6.9kVメタクラ ・津波による浸水後に排水、溝設置、清掃等実施し受電中。</p>	 <p>非常用ディーゼル発電機5A,5B ・機器には外観上異常なし</p>
格納容器内	 <p>スタビライザー(PCV側) ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>スタビライザー(RPV側) ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉再循環系ライザ管 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>480Vパワーセンター ・P/CGB-1は盤全体被水し使用不可</p>	地下	 <p>480Vパワーセンター ・P/CGB-1は盤全体被水し使用不可</p>	 <p>電動駆動原子炉給水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>

福島第一原子力発電所 6号機 設備状況

2011.8.18~8.30撮影

複合建屋(原子炉棟含む)		タービン建屋	
6階	 <p>燃料プール冷却浄化系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉棟4階</p>	 <p>低圧タービン ・No.3軸受高圧側ローターに摺動痕あり ・No.3、NO.8軸受ローターに摺動痕あり ・NO.8軸受発電機側ローターに摺動痕あり</p>
5階	 <p>可溶性ガス濃度制御系 ・A系は機器には外観上異常なし ・B系(3階設置)は震災前よりB-2再結合器内冷却器に不具合あり</p>	 <p>原子炉棟5階</p>	 <p>タービン駆動原子炉給水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>
4階	 <p>原子炉棟3階</p>	 <p>原子炉棟6階</p>	 <p>タービン建屋補機冷却系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>
3階	 <p>酸素隔離弁 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉棟2階</p>	 <p>原子炉建屋補機冷却系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>
2階	 <p>水圧制御ユニット ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉棟1階</p>	 <p>電動駆動原子炉給水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>
地下	 <p>制御棒駆動水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉棟地下1階</p>	 <p>湿分離器 ・機器には外観上異常なし</p>
地下	 <p>残留熱除去系熱交換器 ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉棟地下2階</p>	 <p>給水加熱器 ・給水加熱器5Bの固定脚基礎に若干の割れがあるが、機器にはその他外観上異常なし</p>
地下	 <p>高圧炉心スプレイ系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>地下2階</p>	 <p>計装用空気圧縮機 ・機器には外観上異常なし</p>
地下	 <p>低圧炉心スプレイ系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>高圧炉心スプレイ系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>高圧復水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>
地下	 <p>残留熱除去系ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>	 <p>原子炉棟地下2階</p>	 <p>低圧復水ポンプ ・機器には外観上異常なし</p>

系統	設備	建屋	場所	設備状況	運転実績 (※)	備考
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	D/G5A本体	T/B	地下1階	◎	H23.6.27	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	D/G 5A SW ポンプA	屋外	—	電動機損傷あり (クレーン転倒による)	—	
	D/G 5A SW ポンプB	屋外	—	◎	H23.6.22	ポンプ外観点検異常なし、電動機分解点検(軸受交換)後 起動(津波による砂混入のため)
	D/G5B本体	T/B	地下1階	◎	H23.6.28	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	D/G 5B SW ポンプC	屋外	—	◎	H23.6.10	ポンプ外観点検異常なし、電動機分解点検(軸受交換)後 起動(津波による砂混入のため)
	D/G 5B SW ポンプD	屋外	—	○	—	
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	ポンプ・タービン	R/B	地下(RCIC室)	○	—	
	真空ポンプ	R/B	地下(RCIC室)	○	—	
	復水ポンプ	R/B	地下(RCIC室)	○	—	
高圧炉心注水系 (HPCI)	ポンプ・タービン	R/B	地下(HPCI室)	○	—	
	真空ポンプ	R/B	地下(HPCI室)	○	—	
	復水ポンプ	R/B	地下(HPCI室)	○	—	
	補助油ポンプ	R/B	地下(HPCI室)	○	—	
炉心スプレイ系 (CS)	ポンプA	R/B	地下(北東)	◎	H24.1.20	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	R/B	地下(南東)	○	—	
残留熱除去系A系 (RHR)	ポンプA	R/B	地下(北西)	◎	H23.12.21	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプC	R/B	地下(北西)	◎	H23.3.19	
残留熱除去海水A系 (RHRS)	ポンプA	屋外	—	潤滑油配管外れ変形	—	
	ポンプC	屋外	—	電動機損傷あり (クレーン転倒による)	—	
残留熱除去系B系 (RHR)	ポンプB	R/B	地下(南西)	◎	H23.12.13	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプD	R/B	地下(南西)	◎	H23.7.15	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
残留熱除去海水B系 (RHRS)	ポンプB	屋外	—	◎	H23.12.20	ポンプ外観点検異常なし、電動機分解点検(軸受交換)後 起動(津波による砂混入のため)
	ポンプD	屋外	—	◎	H23.7.15	ポンプ簡易点検(グランド部交換)、電動機分解点検(軸受 交換)後起動(津波による砂混入のため)
原子炉建屋補機冷却系 (RCW)	ポンプA	R/B	3階	◎	H23.6.4	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	R/B	3階	◎	H23.6.4	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプC	R/B	3階	◎	H23.6.4	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
タービン建屋補機冷却系 (TCW)	ポンプA	T/B	1階	○	—	使用不可(電源水没)
	ポンプB	T/B	1階	◎	H23.5.23	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプC	T/B	1階	◎	H23.5.23	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
補助海水系 (ASW)	ポンプA	屋外	—	○	—	
	ポンプB	屋外	—	◎	H23.12.22	ポンプ外観点検異常なし、電動機分解点検(軸受交換)後 起動(津波による砂混入のため)
	ポンプC	屋外	—	◎	H23.6.24	ポンプ簡易点検(グランド部交換)、電動機分解点検(軸受 交換)後起動(津波による砂混入のため)
原子炉冷却材浄化系 (CUW)	再循環ポンプA	R/B	2階	○	—	
	再循環ポンプB	R/B	2階	○	—	
制御棒駆動水系 (CRD)	ポンプA	R/B	地下(南東)	○	—	
	ポンプB	R/B	地下(南東)	○	—	
ほう酸水注入系 (SLC)	ポンプA	R/B	4階	◎	H23.11.25	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	R/B	4階	◎	H23.11.30	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
純水移送系 (MUWP)	ポンプA	T/B	地下1階	◎	H23.3.17	
	ポンプB	T/B	地下1階	◎	H23.8.24	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
復水移送系 (MUWC)	ポンプA	T/B	地下1階	◎	H23.3.13	
	ポンプB	T/B	地下1階	◎	H23.7.2	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
燃料アール冷却浄化系 (FPC)	ポンプA	R/B	3階	◎	H23.8.16	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	R/B	3階	◎	H23.6.24	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
非常用ガス処理系 (SGTS)	ファンA	T/B	2階	◎	H23.3.13	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	ファンB	T/B	2階	◎	H23.7.2	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
所内用空気系(SA)	圧縮機	T/B	1階	◎	H23.5.11	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
計装用空気系(IA)	圧縮機A	T/B	1階	◎	H23.6.1	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし
	圧縮機B	T/B	1階	◎	H23.3.31	外観点検、絶縁抵抗測定異常なし

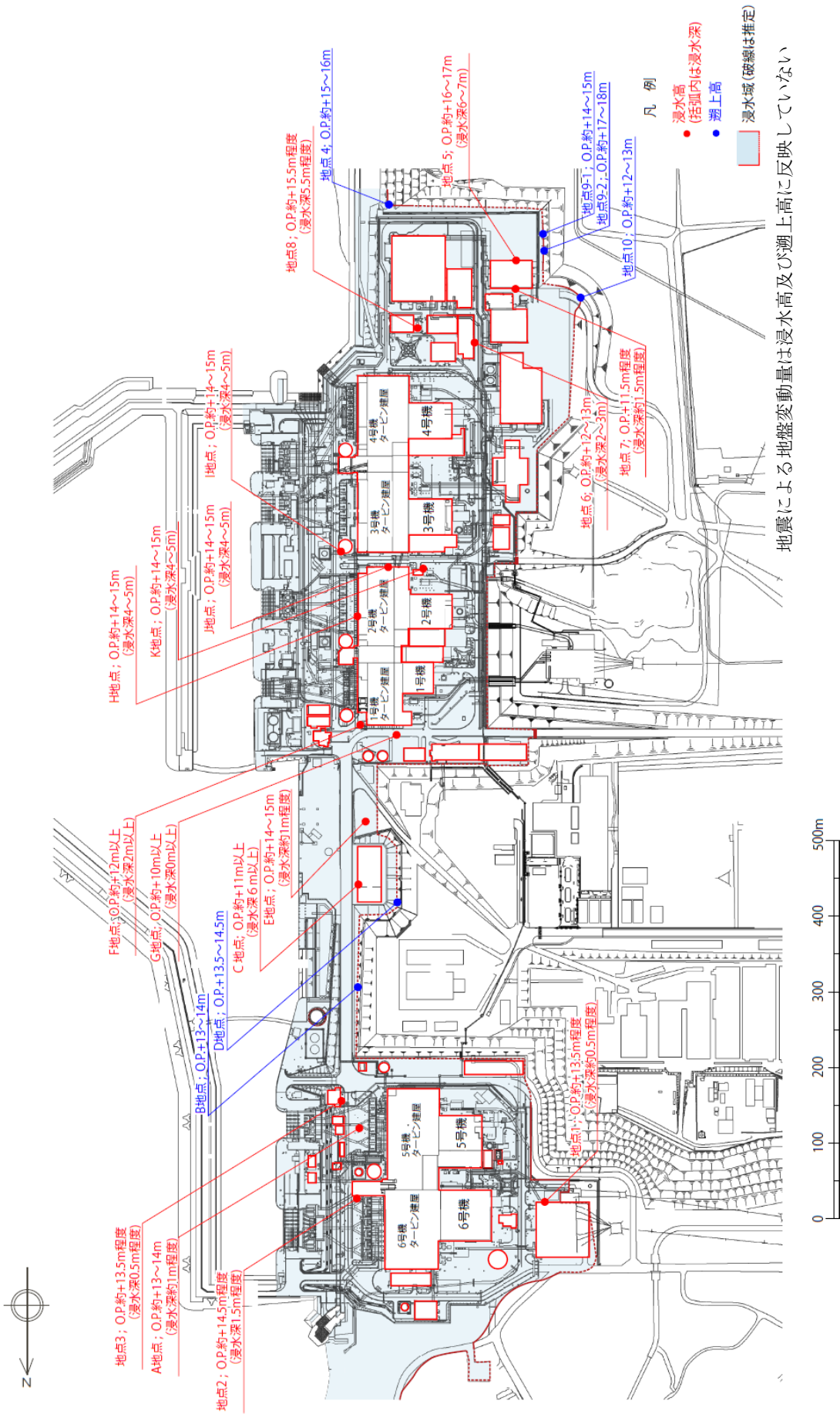
◎:運転中または待機中 ○:実績無し
 ○:待機除外(外観上異常なし) ※:震災以降、最初に運転できることを確認した日を示す

系統	設備	建屋	場所	設備状況	運転実績 (※)	備考
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	D/G6A本体	C/S	地下1階	◎	H23.3.19	
	D/G 6A SW ポンプ	屋外	—	◎	H23.3.18	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	D/G6B本体	DG/B	1階	◎	H23.3.11	
	EECWポンプ	DG/B	地下1階	◎	H23.3.11	
	HPCS D/G本体	C/S	地下1階	○	—	
	HPCS D/G SW ポンプ	屋外	—	電動機損傷あり	—	
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	RCICタービン・ポンプ	R/B	地下2階	○	—	
	真空ポンプ	R/B	地下2階	○	—	
	復水ポンプ	R/B	地下2階	○	—	
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	ポンプ	R/B	地下2階	○	—	
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	ポンプ	R/B	地下2階	◎	H23.12.15	外観点検異常なし
残留熱除去系A系 (RHR)	ポンプA	R/B	地下2階	◎	H23.9.9	外観点検異常なし
残留熱除去海水A系 (RHRS)	ポンプA	屋外	—	◎	H23.12.27	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプC	屋外	—	◎	H23.9.9	ポンプ簡易点検(グラウンド部交換), 電動機分解点検(軸受交換)後起動(津波による砂混入のため)
残留熱除去系B系 (RHR)	ポンプB	R/B	地下2階	◎	H23.3.19	
残留熱除去海水B系 (RHRS)	ポンプB	屋外	—	電動機冷却水配管破損	—	
	ポンプD	屋外	—	○	—	
残留熱除去系C系 (RHR)	ポンプC	R/B	地下2階	◎	H23.12.2	外観点検異常なし
原子炉建屋補機冷却系 (RCW)	ポンプA	T/B	1階	◎	H23.3.17	
	ポンプB	T/B	1階	◎	H23.3.17	
	ポンプC	T/B	1階	◎	H23.8.16	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
タービン建屋補機冷却系 (TCW)	ポンプA	T/B	1階	◎	H23.7.29	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	T/B	1階	◎	H23.7.29	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプC	T/B	1階	◎	H23.7.29	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
補助海水系 (ASW)	ポンプA	屋外	—	◎	H23.9.15	ポンプ簡易点検(グラウンド部交換), 電動機分解点検(軸受交換)後起動(津波による砂混入のため)
	ポンプB	屋外	—	○	—	
	ポンプC	屋外	—	◎	H24.2.22	ポンプ外観点検異常なし, 電動機分解点検(軸受交換)後起動(津波による砂混入のため)
原子炉冷却材浄化系 (RWCU)	再循環ポンプA	R/B	2階	◎	H23.10.7	外観点検異常なし
	再循環ポンプB	R/B	2階	◎	H24.1.13	外観点検異常なし
制御棒駆動水系 (CRD)	ポンプA	R/B	地下1階	◎	H23.10.7	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	R/B	地下1階	◎	H24.1.13	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
ほう酸水注入系 (SLC)	ポンプA	R/B	5階	○	—	
	ポンプB	R/B	5階	◎	H23.11.8	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
純水移送系 (MUWP)	ポンプA	T/B	地下1階	◎	H23.7.27	外観点検異常なし
	ポンプB	T/B	地下1階	◎	H23.5.11	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
復水移送系 (MUWC)	ポンプA	T/B	地下1階	◎	H23.7.12	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	ポンプB	T/B	地下1階	◎	H23.3.13	
燃料プール冷却浄化系 (FPC)	ポンプA	R/B	4階	◎	H23.3.16	
	ポンプB	R/B	4階	◎	H23.8.17	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
非常用ガス処理系 (SGTS)	ファンA	C/S	3階	◎	H23.6.3	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	ファンB	C/S	3階	◎	H23.3.11	
所内用空気系 (SA)	圧縮機A	T/B	地下1階	◎	H23.9.21	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	圧縮機B	T/B	地下1階	◎	H23.9.21	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
計装用空気系 (IA)	圧縮機A	T/B	地下1階	◎	H23.9.21	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし
	圧縮機B	T/B	地下1階	◎	H23.9.21	外観点検, 絶縁抵抗測定異常なし

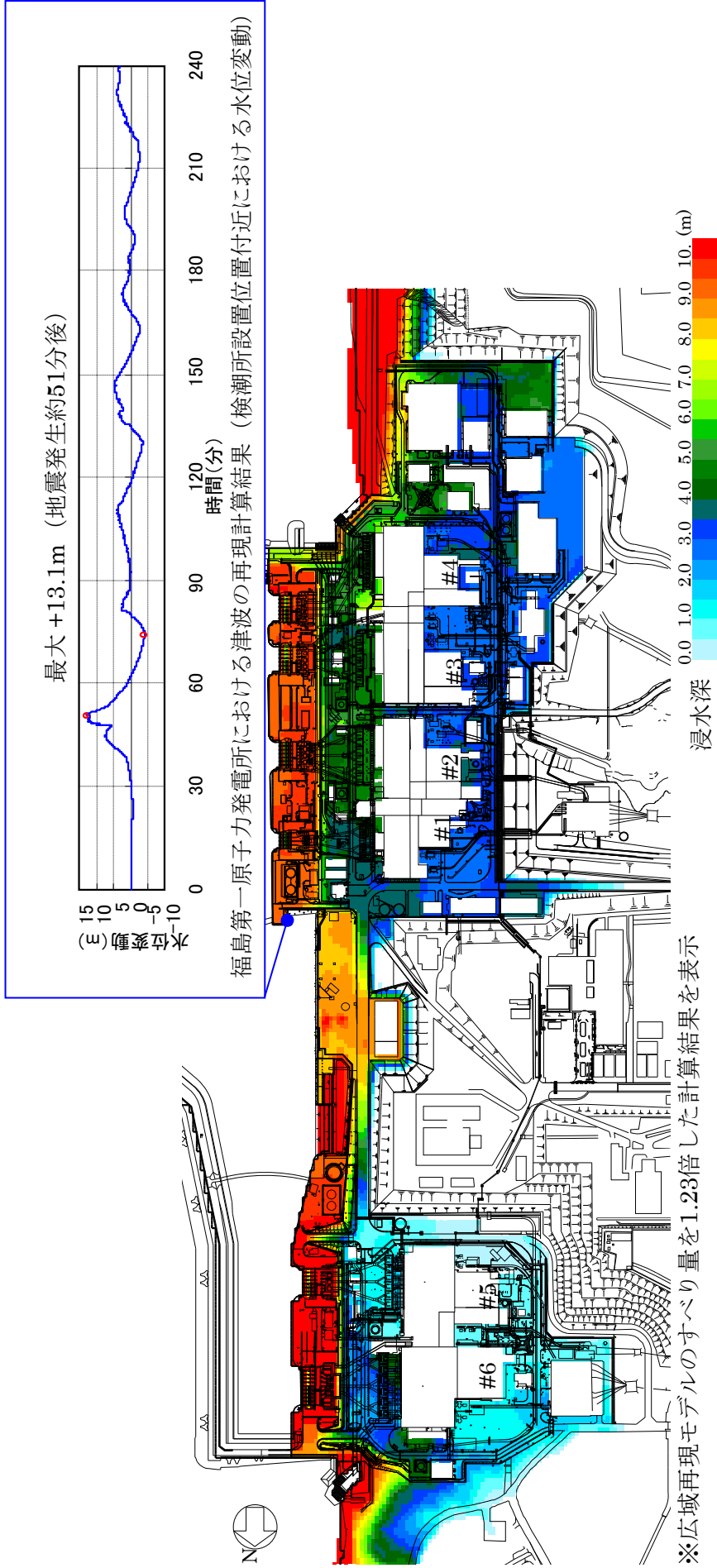
◎:運転中または待機中 ○:実績無し
 ○:待機除外(外観上異常なし) ※:震災以降, 最初に運転できることを確認した日を示す

添付資料目次

添付資料－6－1	福島第一原子力発電所における津波の調査結果、再現計算結果	1
添付資料－6－2	福島第二原子力発電所における津波の調査結果、再現計算結果	3
添付資料－6－3	福島第一原子力発電所の屋外浸水状況	5
添付資料－6－4	福島第一原子力発電所に襲来した津波の状況	6
添付資料－6－5	津波の差異に関する分析	7
添付資料－6－6	津波の安全性評価に係る主な経緯	8
添付資料－6－7	各研究機関等から提案されている波源及び波源の領域	9
添付資料－6－8	福島第一原子力発電所建屋敷地高さの設計について	10
添付資料－6－9	福島第一原子力発電所 主要建屋内への浸水経路になったと考えられる開口の位置	11
添付資料－6－10	福島第一原子力発電所 主要建屋への浸水経路	12
添付資料－6－11	福島第一原子力発電所 海側エリア、屋外海水設備 全体写真	13
添付資料－6－12	5, 6号機スクリーン設備点検用クレーン転倒による海水ポンプの損傷状況	14
添付資料－6－13	6号機 非常用海水冷却設備の状況	15
添付資料－6－14	福島第一原子力発電所 電源系津波被害	16
添付資料－6－15	福島第一原子力発電所 所内電源設備の被害状況（津波襲来後）	17
添付資料－6－16	津波による重油タンクの被災（漂流）状況	19
添付資料－6－17	事故に対する発電所の備え（アクシデントマネジメント策）	20
添付資料－6－18	福島第二原子力発電所の津波による設備の直接被害の状況	24
添付資料－6－19	仮設防潮堤設置状況	27



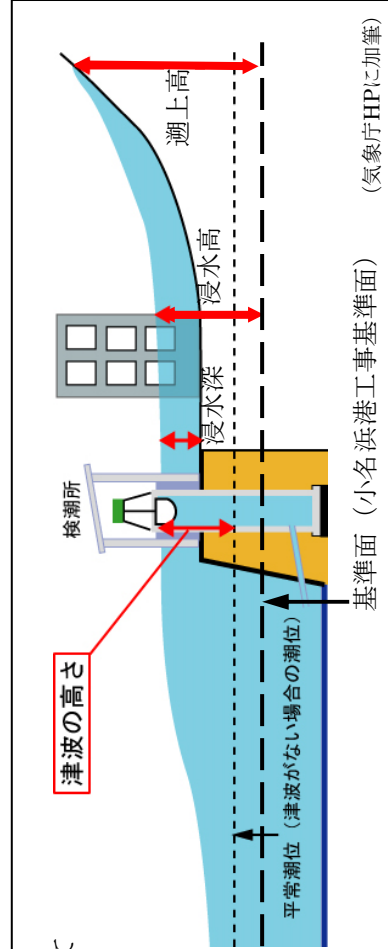
福島第一原子力発電所における津波の調査結果(浸水高、浸水深及び浸水域)



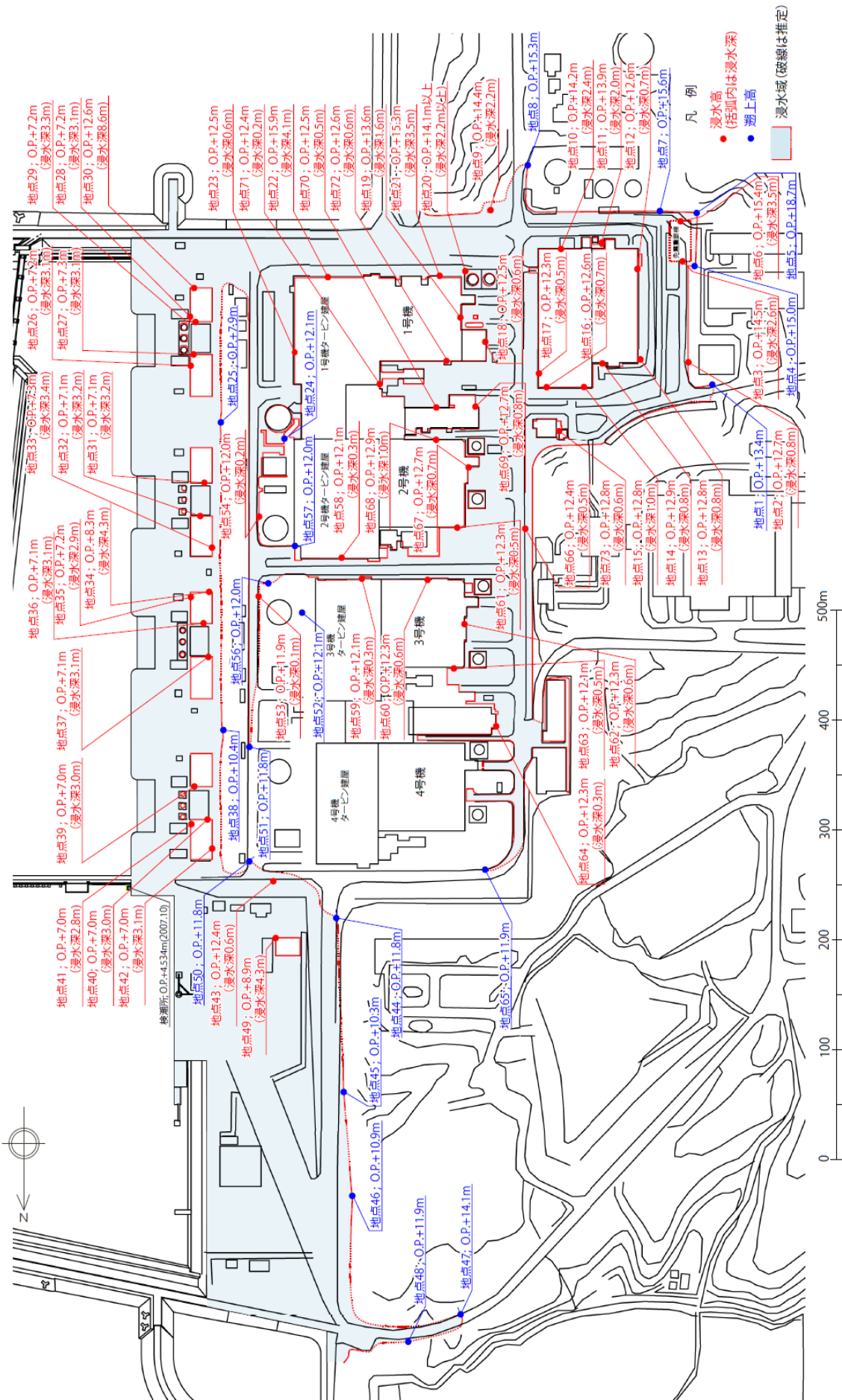
※広域再現モデルのすべり量を1.23倍した計算結果を表示

用語の定義

- ・津波の高さ：平常潮位（津波がない場合の潮位）から、津波によって海面が上昇した高さの差。
 - ・浸水高；建物や設備に残された変色部や漂着物等の痕跡の基準面からの高さ（O.P.表示※）。
 - ・浸水深；建物や設備に残された変色部や漂着物等の痕跡の地表面からの高さ。
 - ・浸水域；津波によって浸水した範囲。
 - ・遡上高；津波が内陸へ上がった結果、斜面や路面上に残された変色部や漂着物等の痕跡の基準面からの高さ（O.P.表示※）。
- ※ 小名浜港工事基準面（O.P.）は東京湾平均海面（T.P.）の下方0.727mにある。

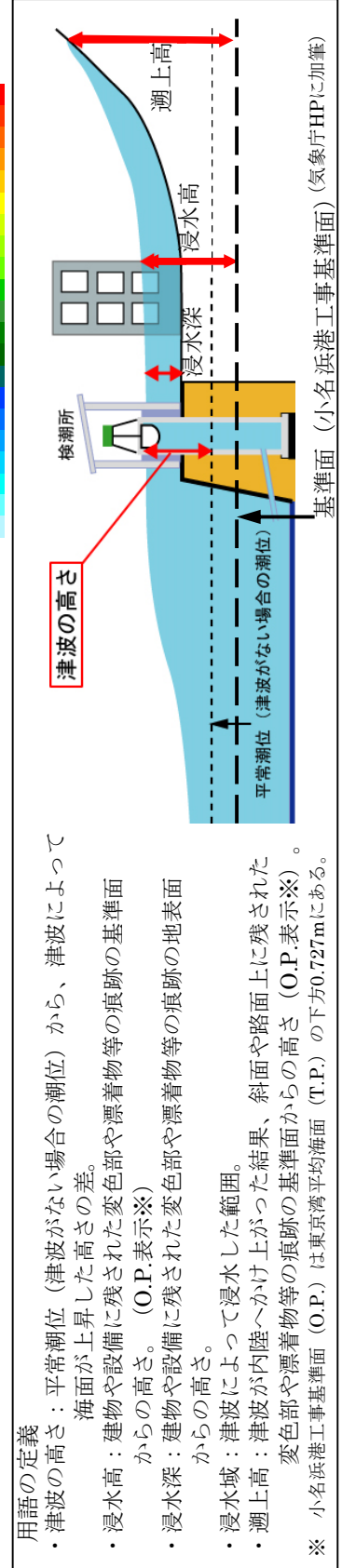
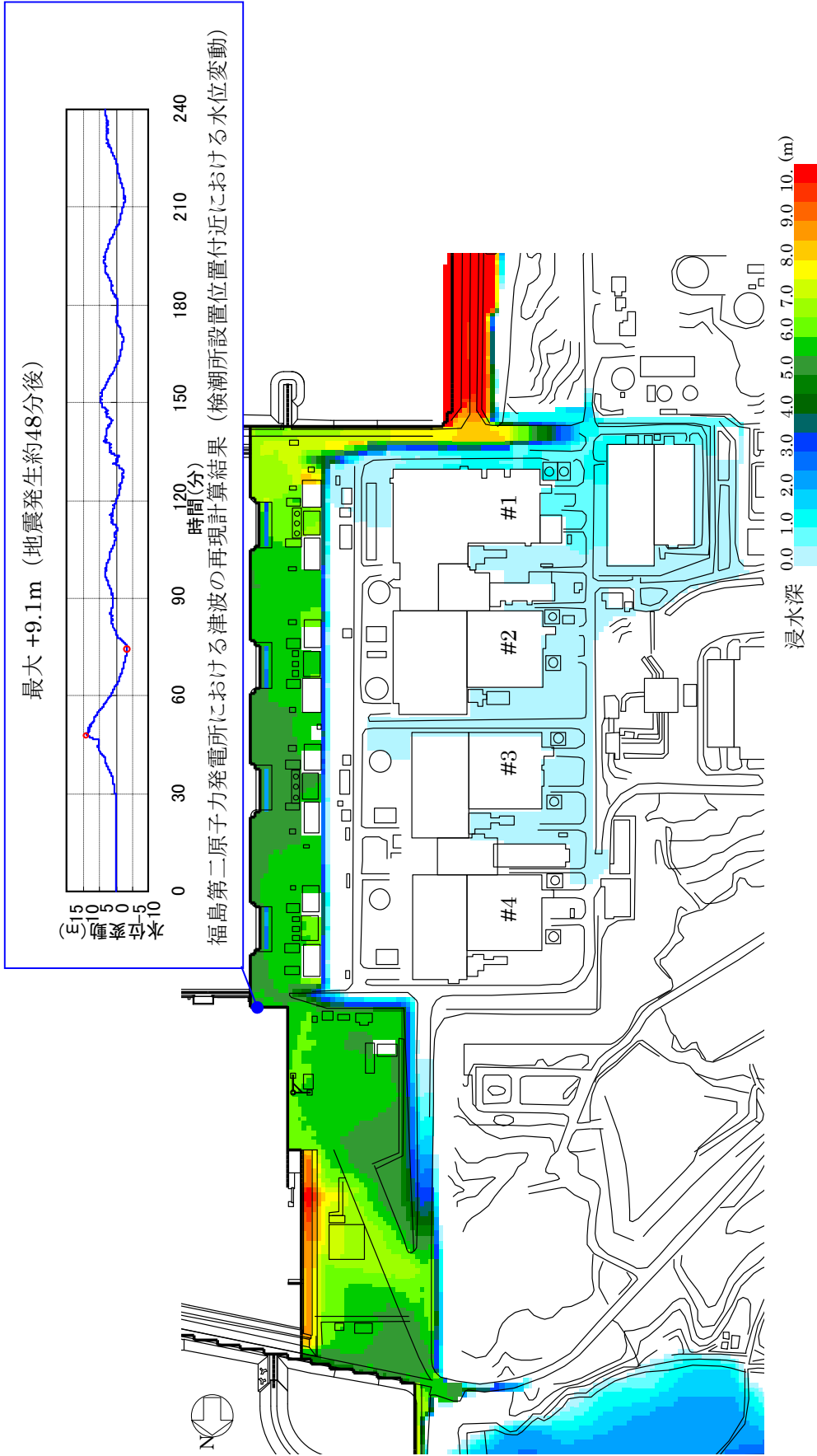


福島第一原子力発電所における津波の再現計算結果（浸水深及び浸水域）



地震による地盤変動量は浸水高及び crest high に反映していない

福島第二原子力発電所における津波の調査結果 (浸水高、浸水深及び浸水域)



福島第二原子力発電所における津波の再現計算結果（浸水深及び浸水域）

福島第一原子力発電所の屋外浸水状況（3月11日）
＜4号機南側集中環境施設プロセス主建屋付近：敷地高O. P. +10m、重油タンク高さ約5.5m＞



浸水直後：0秒



6秒後



46秒後



56秒後



74秒後



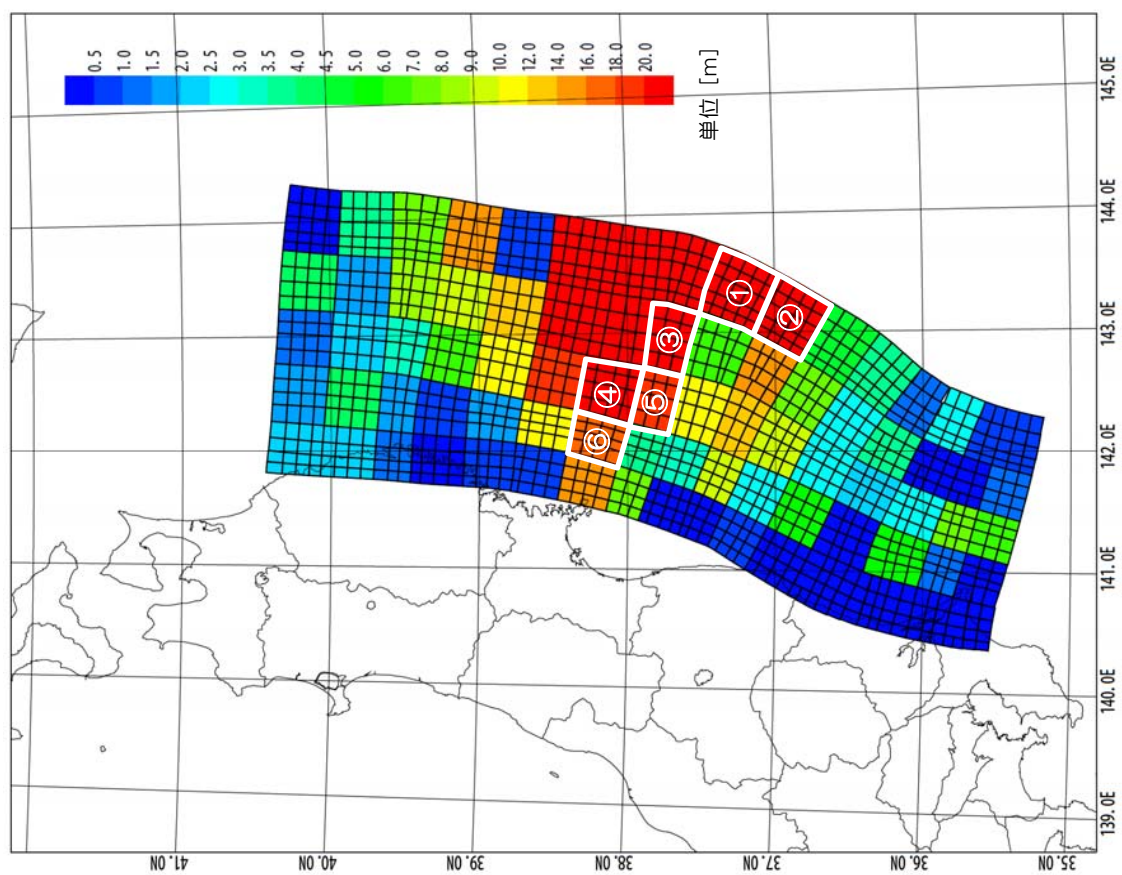
98秒後

※経過時刻はカメラの内部時計による（撮影時刻は、誤差があるため表記していない）。

福島第一原子力発電所に襲来した津波の状況
＜福島第一原子力発電所の5、6号機海沿い（固体廃棄物貯蔵所東側）＞



推定された波源モデルのうち
両発電所沖合いの津波の高さに
影響が大きいブロックの位置



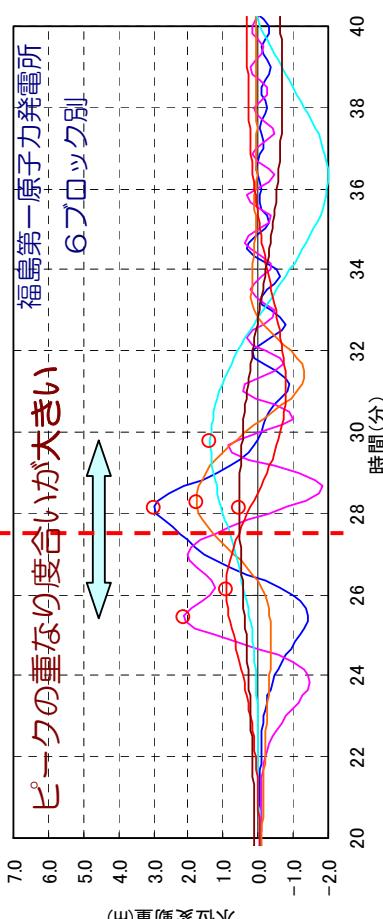
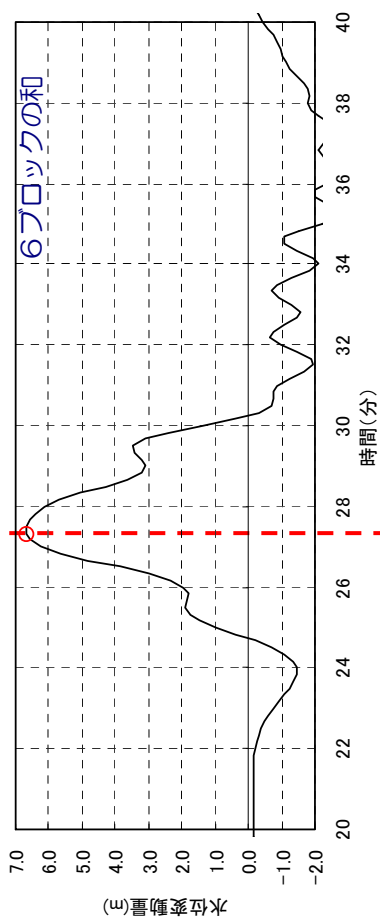
広域（北海道～千葉県）の浸水高、遡上高、浸水域、検潮記
録及び地殻変動を最も良く説明できる津波波源モデルを使
用して分析を行った

まとめ

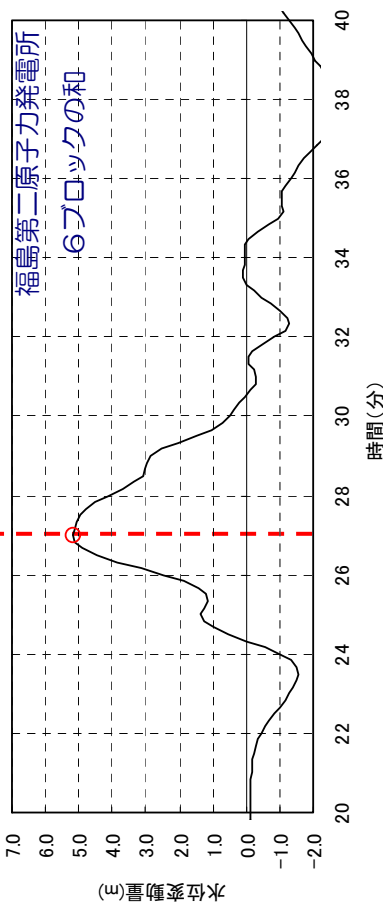
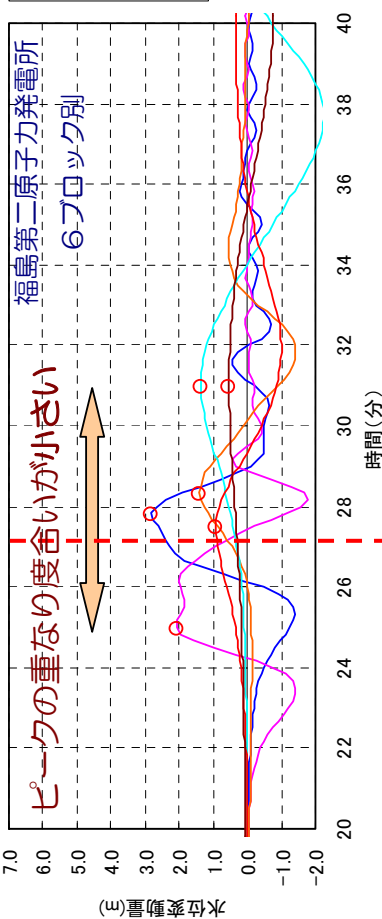
福島第一と福島第二の津波の差異の主な原因は、宮城県沖
ならびに福島県沖に想定されるすべり量の大きい領域が
発生した津波のピークの福島第一では重なる度合いが
強く、福島第二では弱いことによると考えられる。

主要な成分（ブロック）を取り出した結果

福島第一原子力発電所



6ブロックの和で概ね全体の違いを説明可能

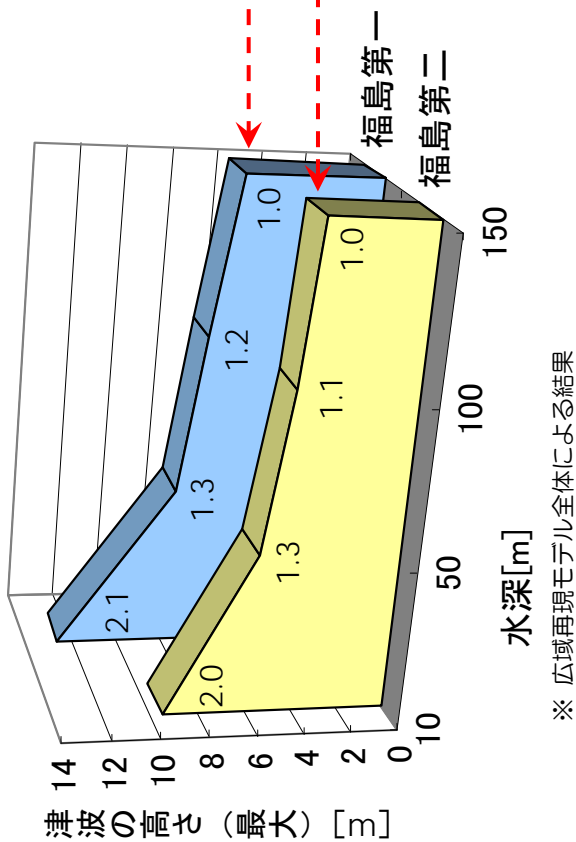


※ 時間は、地震発生時からの経過時間

福島第一原子力発電所沖合い水深
150m 地点の水位の時刻歴波形

- 水深 150m における各ブロックからの津波の高さは両発電所において大きな差はない。
- 各ブロックからの波形において、ピークの重なり度合いが大きいため、津波の高さも大きくなる。
- 水深 150m 以浅の増幅率に両発電所の差はない。

グラフ中の数字は沖合い水深 150m 地点を基準とした増幅率





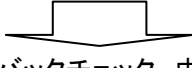

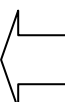
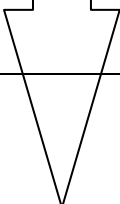
※ 広域再現モデル全体による結果

- 水深 150m における各ブロックからの津波の高さは両発電所において大きな差はない。
- 各ブロックからの波形において、ピークの重なり度合いが小さいため、津波の高さも小さくなる。
- 水深 150m 以浅の増幅率に両発電所の差はない。

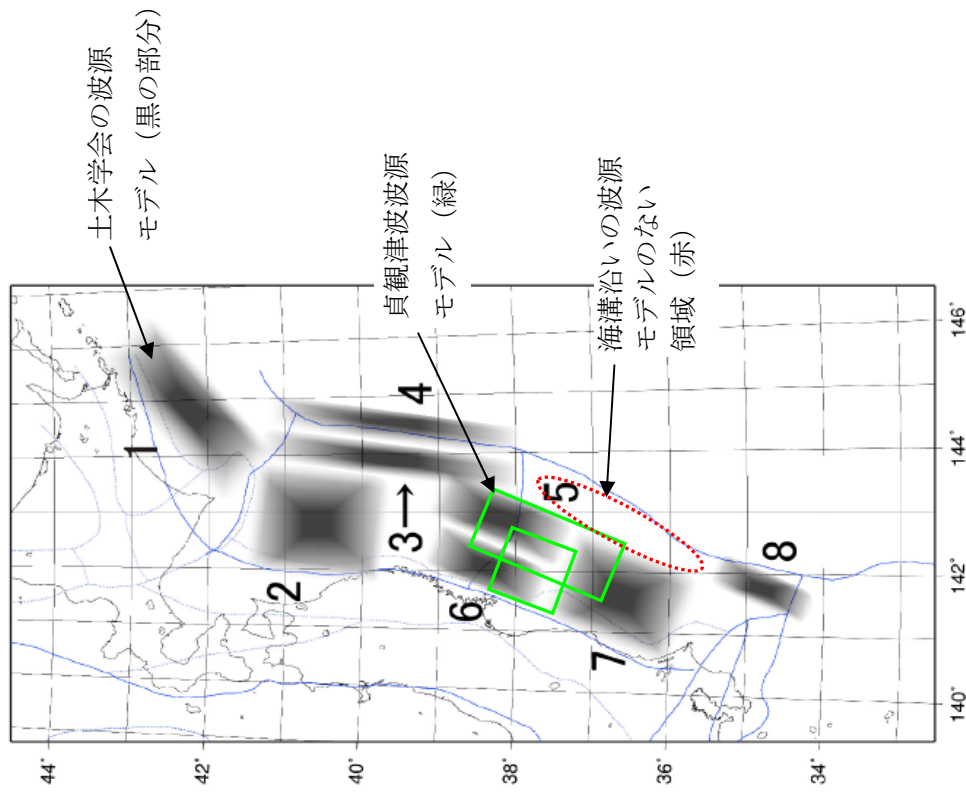
福島第二原子力発電所沖合い水深
150m 地点の水位の時刻歴波形

図 6-5-1 津波の差異に関する分析

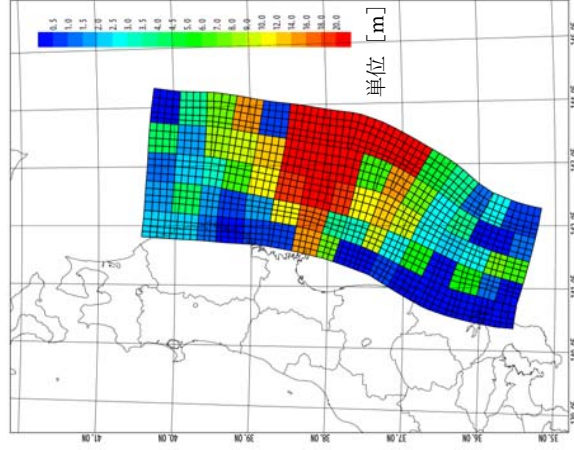
津波の安全性評価に係る主な経緯

	主な経緯	当社の対応
福島第一原子力発電所 S41～47 チリ津波をもとに設置申請・許可 水位)3.122m		
H14.2	土木学会が「原子力発電所の津波評価技術」(以下、「津波評価技術」)刊行	「津波評価技術」に基づく安全性評価を実施 ポンプのかさ上げ、手順書の整備、建屋の水密化等の必要な対策を実施 水位)O.P.+5.4m～5.7m
H14.7	国の地震調査研究推進本部が長期評価(以下「地震本部の見解」)を公表 →土木学会ではH15年度から検討予定の確率論的評価手法に取り入れて検討を実施。 (福島県沖の日本海溝沿いは過去に津波が発生していない領域。波源モデルがない。)	
H15 ～H17	土木学会で確率論的評価手法の検討実施 	土木学会の検討を注視するとともに当社としても確率論的評価手法の検討実施 
H18.7	土木学会がH15～H17の確率論的評価手法の検討成果を論文として取りまとめ ※これ以降、継続して土木学会で、確率論的評価手法の検討を実施。	H15～H17の検討成果である開発段階の確率論的評価手法を用いて試行的解析を実施し、第14回原子力工学国際会議(ICONE-14)で論文発表
H18.9 H19.7 H20.3	耐震設計審査指針 改訂(地震随件事象である津波の安全性に関する文言が明記された) 耐震バックチェックの指示 新潟県中越沖地震発生 — 中越沖地震に関する対応実施	耐震バックチェック開始  耐震バックチェック 中間報告書 提出 (津波は最終報告書で評価予定)
H20.4 ～10 H20.12	貞観津波に関する論文を佐竹氏から受領	「地震本部の見解」に対する試算実施 波源モデル等の審議・津波評価技術の改訂に向けた調整を開始  貞観津波に関する試算実施
H21.2		耐震バックチェック最終報告書の提出に向け、最新の海底地形と潮位観測データを考慮した上で、「津波評価技術」に基づく安全性評価を行い、必要な対策を実施 水位)O.P.+5.4～6.1m
H21.4 H21.6 H21.7 H21.8 ～9 H21.11 H22.3	産総研 佐竹氏が貞観津波に関する論文発表(波源モデル確定には追加調査が必要との結論) 当社バックチェック中間報告に対して、合同WGで貞観地震の指摘 保安院 バックチェックの中間報告に対する評価(「貞観津波の調査研究の成果に応じた適切な対応」) 保安院へ貞観津波説明	審議中  地震本部の見解、貞観津波等についての審議を土木学会へ要請  津波堆積物調査(開始) 津波堆積物調査(終了)
H23.1 H23.3	保安院へ説明	津波堆積物調査の結果(※)を日本地球惑星科学連合大会へ論文投稿 ※福島県南部で貞観津波の津波堆積物は確認されず

各研究機関等から提案されている波源及び波源の領域



土木学会の波源、貞観津波の波源
(貞観波源は「佐竹ほか、2008」に基づき作成)



インバージョン解析から推定した
今回の津波の波源
(東京電力、2011)

福島第一原子力発電所建屋敷地高さの設計について

1. 検討結果概略

福島第一原子力発電所については、そもそも既往津波の最大を考慮した敷地高さを設計条件としてきており、主要な建屋敷地レベルには到達しないように配慮してきた。太平洋岸に位置し、今回当社福島第一原子力発電所と同様に津波に被災したものの、プラント停止に無事に成功した発電所との敷地高さに関する比較を以下に示す。この結果から判断して、福島第一原子力発電所の建屋設置レベルが低く設定されているような事実はない。

2. 津波高さと設計敷地高さ

比較検討を実施するにあたって、他電力の設計津波高さなどのデータについては、平成23年6月に IAEA 閣僚会議に向けて日本国政府が作成、提出した報告書から抽出整理した。

(1) 原電東海第二原子力発電所（H.P.とは、日立港工事基準面）

主要建屋敷地高さ：H.P.+8.9m

津波評価技術：H.P.+5.8m

設置許可申請書：記載なし

(2) 女川原子力発電所（O.P.とは、女川原子力発電所工事用基準面）

主要建屋敷地高さ：O.P.+14.8m

津波評価技術：O.P.+13.6m

設置許可申請書：O.P.+9.1m

(2) 福島第一原子力発電所（O.P.とは、小名浜港工事基準面）

主要建屋敷地高さ：O.P.+10.0m

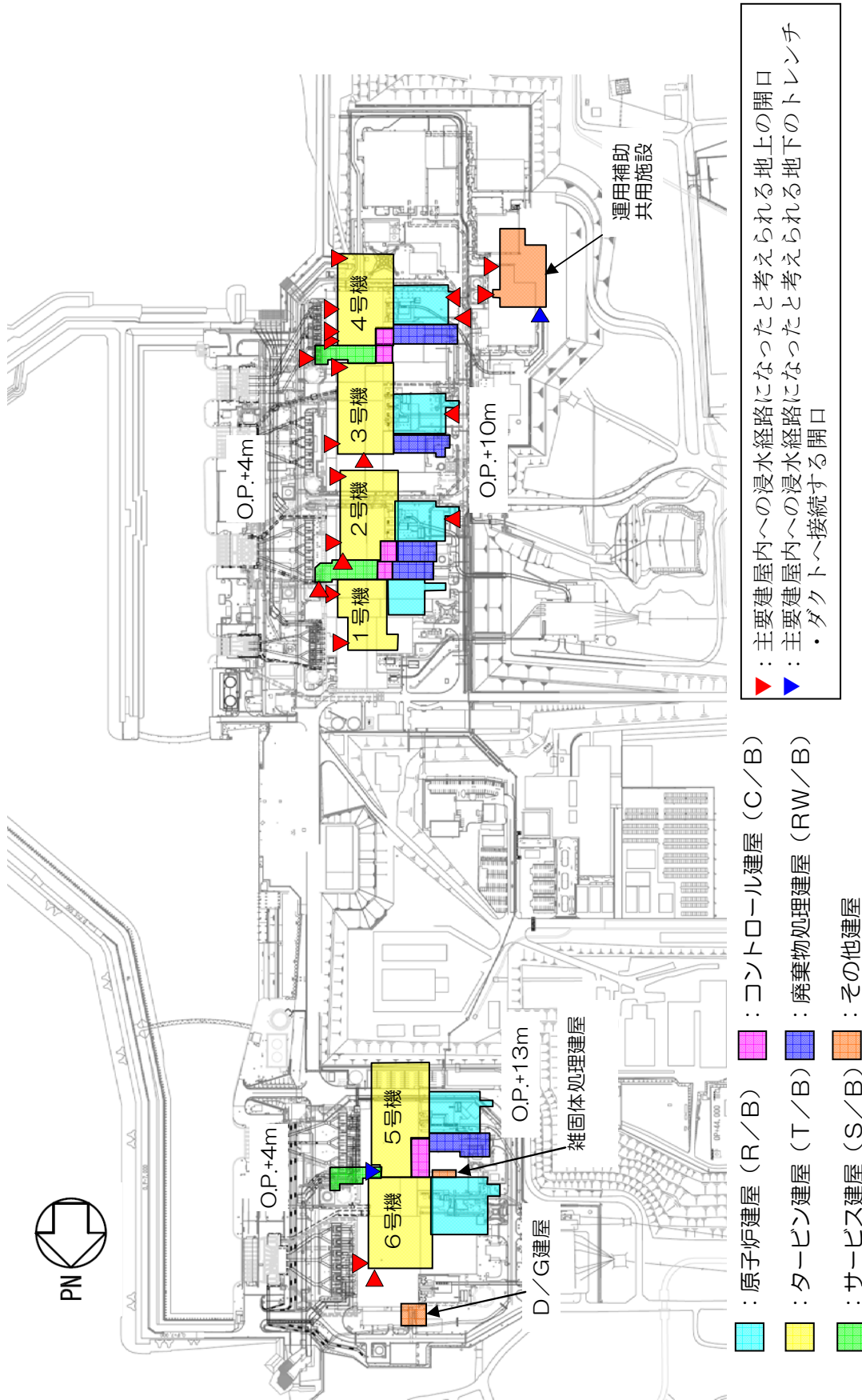
津波評価技術：O.P.+6.1m

設置許可申請書：O.P.+3.122m

3. 設計裕度比較

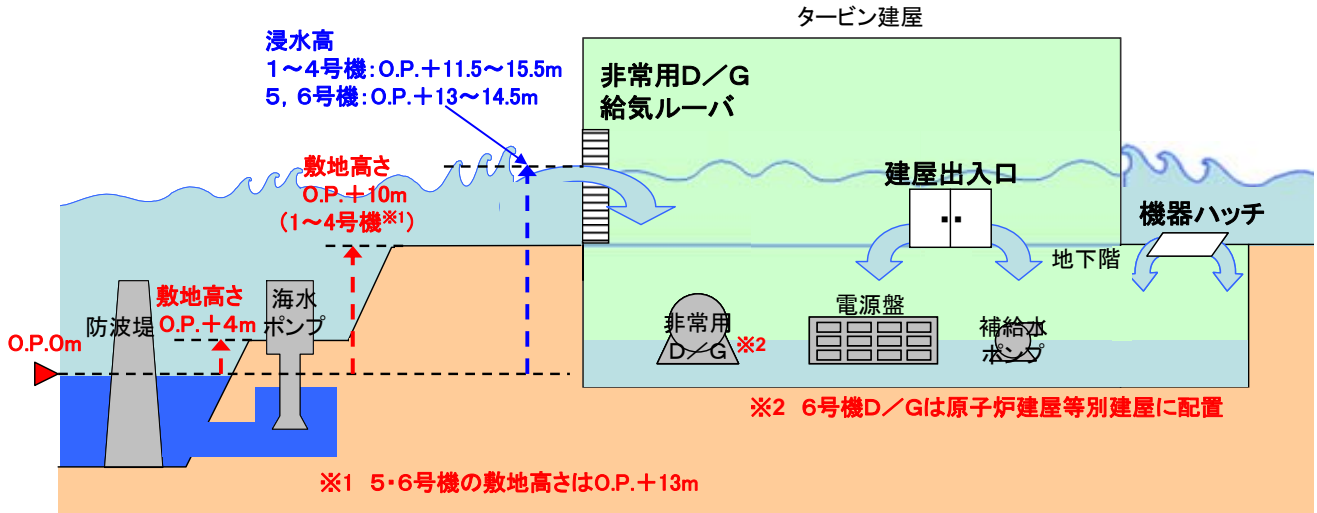
前項データから求めた裕度を以下に示す。

発電所名	(A) 主要敷地 高さ (m)	津波高さ (m)		(A-B)	(A-C)
		設置許可 (B)	土木学会 (C)	A	A
福島第一原子力発電所	+10.0	+3.122	+6.1	68%	39%
原電東海第二原子力発電所	+8.9	記載なし	+5.8	—	34%
東北女川原子力発電所	+14.8	+9.1	+13.6	38%	8%



福島第一原子力発電所 主要建屋内への浸水経路になったと考えられる開口の位置

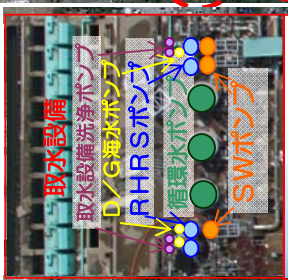
福島第一原子力発電所 主要建屋への浸水経路



D/Gの設置場所と津波被害の状況

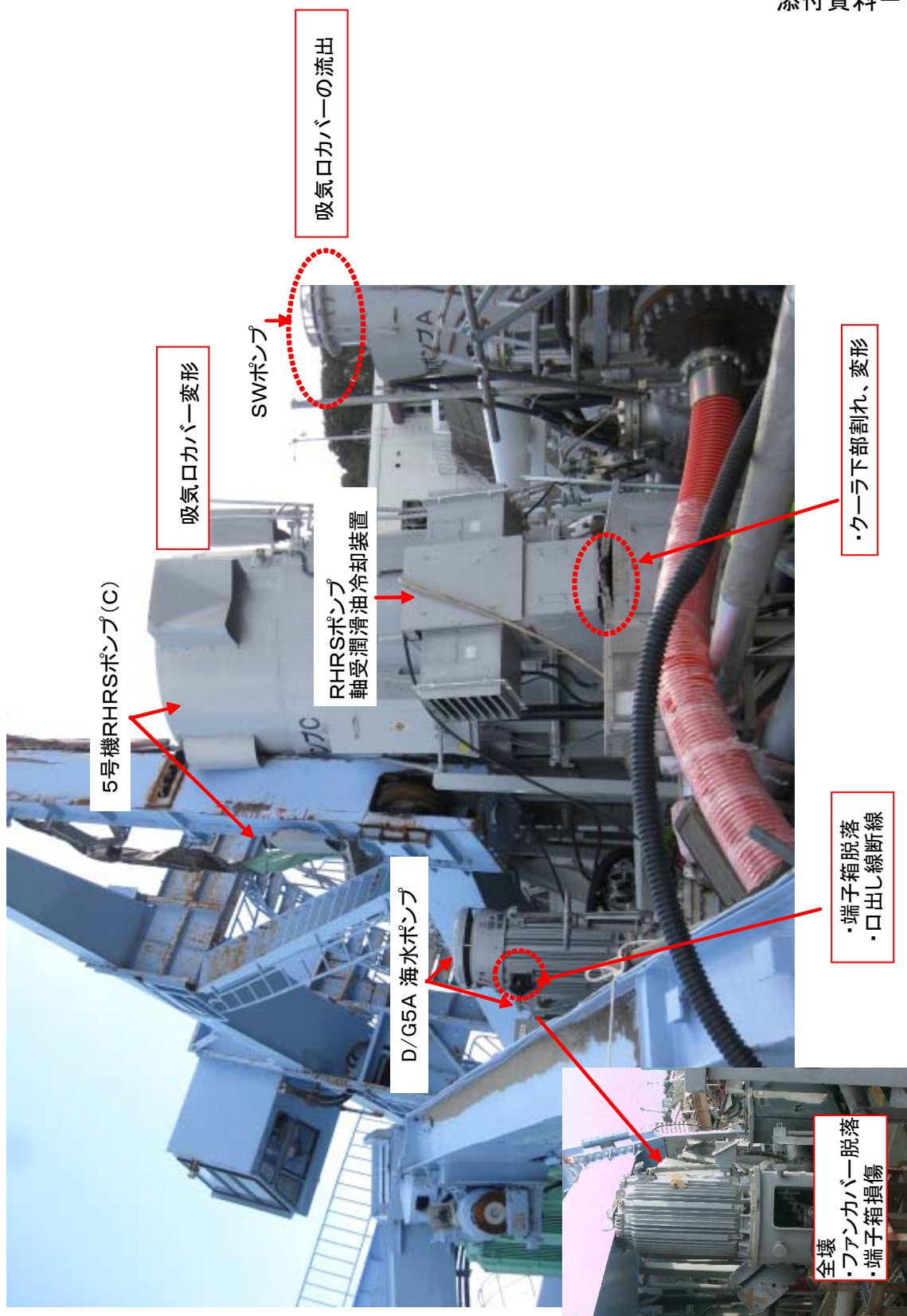
		福島第一原子力発電所					
		1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機
津波高さ※1		約+13m					
敷地高さ		O.P.+10m				O.P.+13m	
主要建屋周り 浸水深 [浸水高]		約1.5~約5.5m [O.P.約+11.5~約+15.5m]※2				約1.5m以下 [O.P.約+13~約+14.5m]	
D/G 設置建屋 [設置階]	A系	タービン建屋 [地下1階]	タービン建屋 [地下1階]	タービン建屋 [地下1階]	タービン建屋 [地下1階]	タービン建屋 [地下1階]	原子炉建屋 付属棟 [地下1階]
	B系	タービン建屋 [地下1階]	共用プール 建屋 [1階]	タービン建屋 [地下1階]	共用プール 建屋 [1階]	タービン建屋 [地下1階]	D/G建屋 [1階]
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #f08080; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></div> D/G本体が被水した </div> <div style="display: flex; align-items: center; margin-top: 5px;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #90ee90; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></div> D/G本体が被水していない </div>		/		/		/	
		/		/		/	

※1 検潮所設置位置における津波高さ。計器損傷のため、検潮所における実際の津波高さは把握できていない。
 ※2 当該エリア南西部では局所的にO.P.約+16~約+17m[浸水深 約6~7m]



設備配置例

○：非常用海水系ポンプ設置箇所 福島第一原子力発電所 海側エリア、屋外海水設備 全体写真



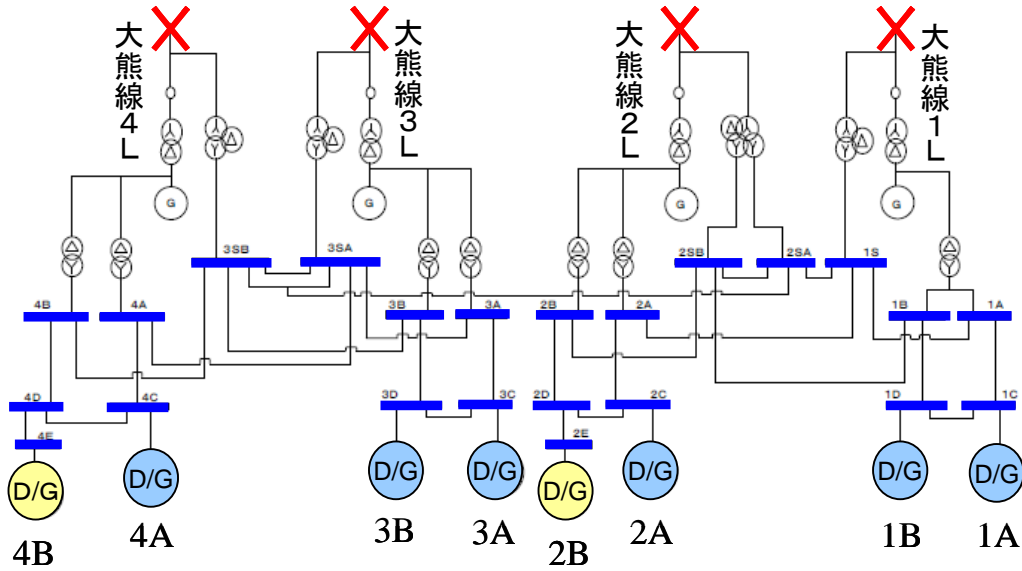
5、6号機スクリーン設備点検用クレーン転倒による海水ポンプの損傷状況



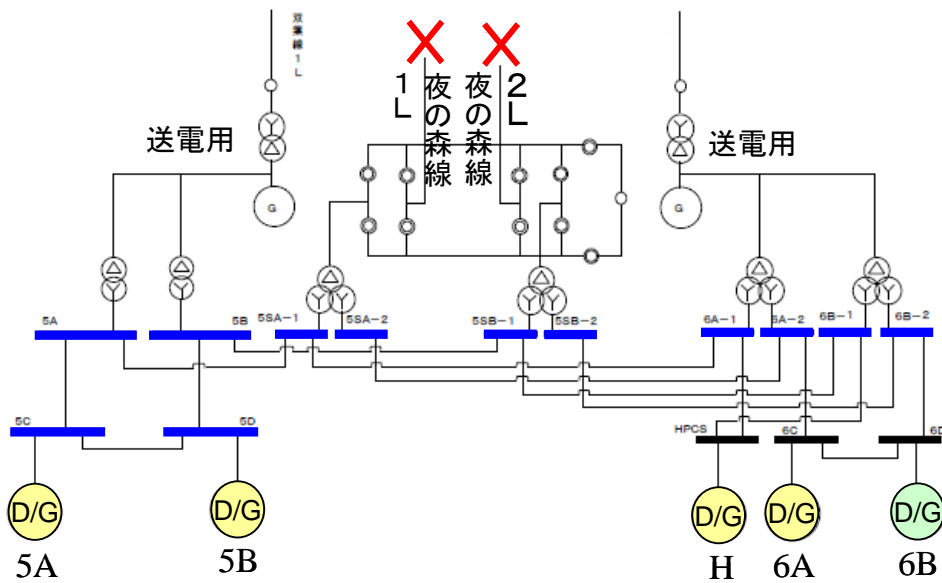
6号機 非常用海水冷却設備の状況

福島第一原子力発電所 電源系津波被害

1～4号機



5, 6号機



- X : 地震の影響により停止
 — (blue bar) : 津波の影響により電源盤被水又は水没
- D/G : 津波の影響により本体水没
 D/G : 津波の影響によりM/C, 関連機器水没
- D/G : 津波後も運転可能

福島第一原子力発電所 所内電源設備の被害状況(津波襲来後)

本表は、当社社員が現場パトロールや現場調査により所内電源設備の被害状況を確認してきた内容について聞き取り調査を行い、その結果に基づいて整理したものである。

1-2号機										3-4号機										5-6号機									
機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況					
																									起動用変圧器	ケーブル	起動用変圧器	ケーブル	起動用変圧器
STR(1S)	変圧器ヤード	地上	不明	被水	STR(3SA)	変圧器ヤード	地上	不明	確認不可(注1)	STR(3SB)	変圧器ヤード	地上	不明	確認不可(注1)	STR(5SA)	変圧器ヤード	地上	○	-	STR(5SB)	変圧器ヤード	地上	○	-					
OFケーブル(開閉所~STR(1S))	-	地下	不明	一部外観良好	CVケーブル(開閉所~STR(3SA))	-	地下	-	工事中	OFケーブル(開閉所~STR(3SB))	-	地下	不明	確認不可(注2)	CVケーブル(開閉所~STR(5SA))	-	地下	○	-	CVケーブル(開閉所~STR(5SB))	-	地下	○	-					
2号機					3号機					4号機					5号機					6号機									
DG 1A	T/B	B1FL	x	水没	DG 3A	T/B	B1FL	x	水没	DG 4A	T/B	B1FL	x	水没(工事中)	DG 5A	T/B	B1FL	x	水没	DG 6A	C/S	B1FL	x	関連機器(励磁機器)水没					
DG 1B	T/B	B1FL	x	水没	DG 3B	T/B	B1FL	x	水没	DG 4B	共用ケーブル	1FL	x	M/C水没使用不可	DG 5B	T/B	B1FL	x	水没	DG 6B	DG建屋	1FL	○	関連機器(海水ポンプ)被水					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	HPCSD/G	C/S	B1FL	x	関連機器(海水ポンプ)被水					
M/C 1C	T/B	1FL	x	被水	M/C 3C	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4C	T/B	B1FL	x	水没(点検中)	M/C 5C	T/B	B1FL	x	水没	M/C 6C	C/S	B2FL	○	-					
M/C 1D	T/B	1FL	x	被水	M/C 3D	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4D	T/B	B1FL	x	水没	M/C 5D	T/B	B1FL	x	水没	M/C 6D	C/S	B1FL	○	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	M/C 4E	共用ケーブル	B1FL	x	水没	-	-	-	-	-	HPCS DG M/C	C/S	1FL	○	-					
M/C 1A	T/B	1FL	x	被水	M/C 3A	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4A	T/B	B1FL	x	水没	M/C 5A	C/B	B1FL	x	水没	M/C 6A-1	T/B	B1FL	x	水没					
M/C 1B	T/B	1FL	x	被水	M/C 3B	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4B	T/B	B1FL	x	水没	M/C 5B	C/B	B1FL	x	水没	M/C 6A-2	T/B	B1FL	x	水没					
M/C 1S	T/B	1FL	x	被水	M/C 3SA	M/C 2SA 建屋	1FL	x	水没	M/C 4SA	M/C 2SA 建屋	1FL	x	水没	M/C 5SA-1	C/B	B1FL	x	水没	M/C 6B-1	T/B	B1FL	x	水没					
-	-	-	-	-	M/C 2SB	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4SB	C/B	B1FL	x	水没	M/C 5SA-2	C/B	B1FL	x	水没	M/C 6B-2	T/B	B1FL	x	水没					
-	-	-	-	-	M/C 2SB	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4SB	C/B	B1FL	x	水没	M/C 5SB-1	C/B	B1FL	x	水没	M/C 6B-2	T/B	B1FL	x	水没					
-	-	-	-	-	M/C 2SB	T/B	B1FL	x	水没	M/C 4SB	C/B	B1FL	x	水没	M/C 5SB-2	C/B	B1FL	x	水没	M/C 6B-2	T/B	B1FL	x	水没					

使用可否：当社社員が現場で機器の状況を確認した上で判断した結果
 被水：浸水の痕跡がある状態
 水没：水がたまっている状態
 使用不可の機器
 上流側の給電元が使用不可のため受電不可
 D/G本体は被水していないが、M/C・関連機器等の水没により使用不可
 タービン建屋
 コントロール建屋
 原子炉複合建屋

注1：放射線量が高いため
 注2：設置場所の水没が想定されるため

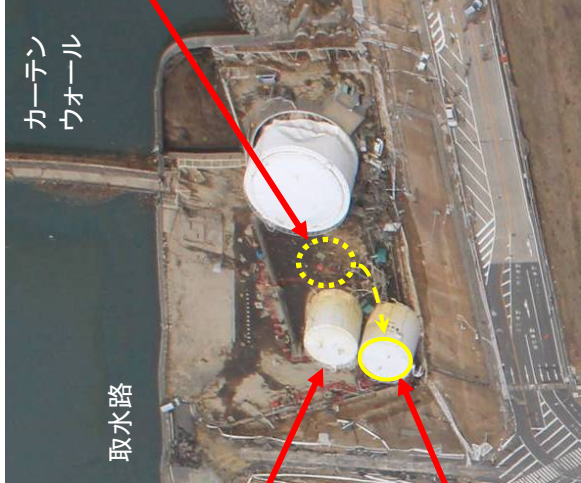
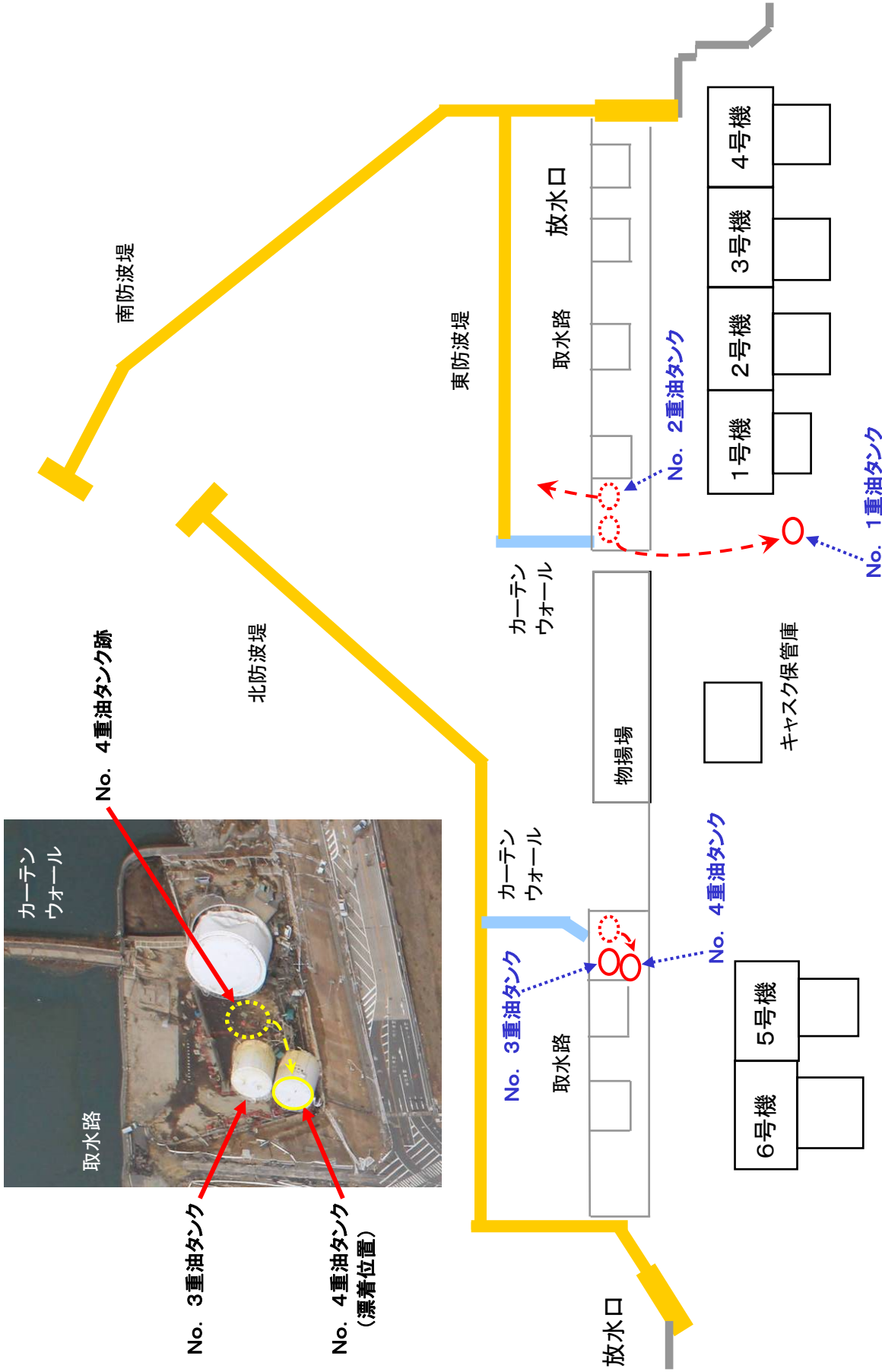
福島第一原子力発電所 所内電源設備の被害状況(津波襲来後)

本表は、当社社員が現場パトロールや現場調査により所内電源設備の被害状況を確認してきた内容について聞き取り調査を行い、その結果に基づいて整理したものである。

1-2号機										3-4号機										5-6号機									
機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況	機器	設置場所	設置階	使用可否	状況					
非常用(P/W/C)センタ					P/C 2C	T/B	1FL	○	へ-3部被水	P/C 4C	T/B	1FL	-	工事中	P/C 5C	T/B	B1FL	×	被水	P/C 6C	C/S	B2FL	○	-					
非常用(P/W/C)センタ					P/C 2D	T/B	1FL	○	へ-3部被水	P/C 4D	T/B	1FL	○	-	-	P/C 5D	T/B	B1FL	×	被水	P/C 6D	C/S	B1FL	○	-				
非常用(P/W/C)センタ					P/C 2E	共用アール	B1FL	×	水没	P/C 4E	共用アール	B1FL	×	水没	-	-	-	-	-	P/C 6E	DG建屋	B1FL	○	-					
非常用(P/W/C)センタ					P/C 2A	T/B	1FL	○	へ-3部被水	P/C 4A	T/B	1FL	-	工事中	P/C 5A	C/B	B1FL	×	被水	P/C 6A-1	T/B	B1FL	×	被水					
非常用(P/W/C)センタ					P/C 2A-1	T/B	B1FL	×	水没	-	-	-	-	-	P/C 5A-1	T/B	2FL	○	-	P/C 6A-2	T/B	B1FL	×	被水					
非常用(P/W/C)センタ					P/C 2B	T/B	1FL	○	へ-3部被水	P/C 4B	T/B	1FL	○	-	-	P/C 5B	C/B	B1FL	×	被水	P/C 6B-1	T/B	B1FL	×	被水				
非常用(P/W/C)センタ					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	P/C 5B-1	T/B	2FL	○	-	P/C 6B-2	T/B	B1FL	×	被水					
非常用(P/W/C)センタ					P/C 1S	T/B	1FL	×	被水	P/C 3SA	C/B	B1FL	×	水没	P/C 5SA	C/B	B1FL	×	被水	-	-	-	-	-					
非常用(P/W/C)センタ					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	P/C 5SA-1	T/B	B1FL	×	被水	-	-	-	-	-					
非常用(P/W/C)センタ					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	P/C 5SB	C/B	B1FL	×	被水	-	-	-	-	-					
非常用(P/W/C)センタ					125V DC BUS-1A	C/B	B1FL	×	水没	直流125V 主母線盤 3A	T/B	MB1FL	○	-	直流125V 主母線盤 4A	C/B	B1FL	×	水没	125V DC PLANT DISTR CENTER 6A	T/B	MB1FL	○	-					
非常用(P/W/C)センタ					125V DC BUS-1B	C/B	B1FL	×	水没	直流125V 主母線盤 3B	T/B	MB1FL	○	-	直流125V 主母線盤 4B	C/B	B1FL	×	水没	125V DC PLANT DISTR CENTER 6B	T/B	MB1FL	○	-					
非常用(P/W/C)センタ					-	-	-	-	水没	直流125V 2D/G B 主母線盤	共用アール	B1FL	×	水没	-	-	-	-	-	125V DC HPCS DIST CTR	C/S	1FL	○	-					

使用可否：当社社員が現場で機器の状況を確認した上で判断した結果
 被水：浸水の痕跡がある状態
 水没：水がたまっている状態
 機器：使用不可の機器
 給電元のM/Cが使用不可のため受電不可

T/B：タービン建屋
 C/B：コントロール建屋
 C/S：原子炉複合建屋



津波による重油タンクの被災(漂流)状況

事故に対する発電所の備え（アクシデントマネジメント策）

1. アクシデントマネジメント整備

原子力災害リスクの低減への取り組みの一環として、スリーマイルアイランド（以下、「TMI」という。）事故を受け、原子力安全委員会が、その教訓を日本の原子力安全確保対策に反映させるべき事項として52項目を抽出し、国、事業者双方で必要な対応をとってきた。さらに、昭和61年にチェルノブイル4号機の事故が発生すると、TMI事故やチェルノブイリ事故がいずれもシビアアクシデントであったことから、シビアアクシデント対策への関心が世界的に高まった。

そうした動向も踏まえ、原子力安全委員会は昭和62年7月に共通問題懇談会（以下、「共通懇」という。）を設置し、シビアアクシデントの安全上の位置づけの考え方等について検討を開始した。共通懇は、検討を重ね中間報告（平成2年2月）等を経て、平成4年に原子力安全委員会に提出した報告書（平成4年2月）にて、国の果たすべき役割について積極的に提言した。すなわち、原子力安全委員会に対しては、事業者のアクシデントマネジメント（以下、「AM」という。）整備の性格・位置づけ・事業者と国の任務等に関する基本的考え方を示し今後の方向性と枠組みを明らかにすることを求め、AM整備に関する国の役割についてコンセンサスを得る必要があるとした。

この報告を受けた原子力安全委員会は「発電用軽水型原子炉施設におけるシビアアクシデント対策としてのアクシデントマネジメントについて（平成4年5月）」を決定した。それを受けた通商産業省(当時)からのAM整備要請（平成4年7月）に基づき、事業者は、平成6年から14年にかけて、多重な故障を想定しても「止める」「冷やす」「閉じ込める」機能が喪失しないよう多重性、多様性の厚みを増すAM策を整備した。

AM整備の経緯

【AMに関する方針の提示】

平成4年5月 原子力安全委員会が、事業者にAM整備を強く奨励。具体的方策及び施策について、必要に応じ、行政庁から報告を聴取するとした。

AM整備の基本的な考え方（原子力安全委員会決定文等）

- ・原子炉施設の安全性は、現行の安全規制のもと、多重防護の思想に基づき厳格な安全確保対策を行うことによって十分確保されている。
- ・その結果、シビアアクシデントが発生する可能性は、工学的には現実には起こるとは考えられないほど十分小さいものとなっており、原子炉施設のリスクは十分低くなっていると判断している。
- ・設備の大幅な変更なしに実施可能かつリスク低減に寄与する限りにおいて実施が奨励または期待されるべき。

平成4年7月 通商産業省(当時)が、事業者にAM整備を強く要望。AMの内容等について、事業者に報告を求め、妥当性を評価するとした。

【AM計画の妥当性確認】

平成6年3月 当社は、当社原子力発電所各号機のAM整備について、検討結果を通商産業省（当時）に報告した。

- 安全性をさらに向上させる上で検討すべき機能として、
- ・代替注水手段（MUWC、消火ポンプから原子炉へ注水できる構成）
 - ・格納容器からの除熱手段（耐圧強化ベント）
 - ・電源供給手段（隣接プラントからの電源融通） 等を摘出した。

平成6年10月 通商産業省（当時）は事業者が上記のように摘出し、報告したAM策を妥当とし、原子力安全委員会に報告した。概ね6年を目途にAM整備することを促すとし、許認可が必要とされないものについても整備状況を適宜通知することを求めた。

【AM整備結果の報告】

平成7年12月 原子力安全委員会は通商産業省（当時）からの報告（事業者のAM策は妥当）を妥当と判断した。

この後事業者（当社含む）は設備改造等のAM整備を行い、整備後に整備状況と有効性評価を、原子力安全・保安院に報告した（平成14年5月）。

原子力安全・保安院は事業者の報告を妥当とし、原子力安全委員会に報告した。

設備面においては、既存設備の潜在能力を最大限に活用するため、必要な設備変更を実施した。具体的な設備変更を以下に示す。

- ・ 既設のMUWCやFPからCS（福島第一1号機）またはRHR（福島第一2～6号機、福島第二1～4号機）を通じて原子炉への注水が中操から操作可能となるよう接続ライン及びMO弁を設置（代替注水）
- ・ PCVの除熱失敗によるPCVの過圧に備え、耐圧性に優れたベントラインを既設ラインに追設。中操からの操作でPCVの圧力を逃すことができるよう整備（耐圧強化ベント）
- ・ D/G及び直流電源全喪失に備え、隣接号機からの電源融通確保 等

運用面においても、多重な故障への対応態勢を整備するとともに、AMを的確に実施するため従来から制定している手順書等の改訂ならびに事故時運転操作基準〔シビアアクシデント〕（SOP）等の手順書類を制定した。

また、AMに関して正しく理解し備えておく必要があることから、運転員、支援組織の要員を対象として教育等を定期的に行うこととし、これを実施してきている。なお、これらの設備、対応態勢、手順書等の整備（AM策の整備）は、電気事業者と国が一緒になって整備を進めてきたものであり、整備内容については国に報告し、妥当との確認を得ながら進めてきた。

以上のように、事故の対応に必要な「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」機能及びその電源系は、多重性や多様性及び独立性を備え、設計想定事象を超えた事故が起きても出来る限り事故時に機能を喪失することがないように強化してきた。また、このような設

備を有効に活用し事故対応が的確に行えるよう体制、手順書等を整備し、訓練を実施してきた。

しかしながら、今回の事故はこれらの前提を外れるものであった。

2. アクシデントマネジメント策と今回の事故

以上のように、設計基準事象を超えるような事故に対しても、一定の事故対応の体制、手順書等が整備されていたが、今回の事故は、事前の想定を大きく超える津波の影響により、事故対応の取り組みの前提を外れる事態になったため、事故対応に作動が期待されていた機器、電源はほぼすべてその機能を喪失した。

例えば、原子炉の冷却という観点からは、通常の給復水系の他、R C I Cを含めた非常用の複数の注水手段、さらには、本来原子炉注水用途ではない制御棒駆動水压系、M U W C、F P等からも原子炉注水できるよう何重もの備えをしていた。

これら機器のうち、いずれかを使用して原子炉注水を行うことを想定していたが、今回の事故では、津波の影響により電源を喪失したため、電動駆動の原子炉注水設備が機能を喪失した。また、初期段階で機能した蒸気駆動のR C I C等についても、制御に必要な直流電源を喪失するなどの理由から機能を喪失し、最終的にはこれらすべての原子炉注水手段を喪失した。

一方、今回の事故対応では、AM策として整備された注水手段ではなかったが、中越沖地震の教訓として配備された消防車を用い原子炉への注水手段とした。この際、原子炉への注水経路としては、AM策の一つとして設置したF Pからの注水ラインを利用している。これはAM策整備の一環である手順書整備、訓練等による知識を活用した臨機の応用動作であった。しかし、結果的に事象進展に追いつけず、炉心損傷の防止までには至らなかった。

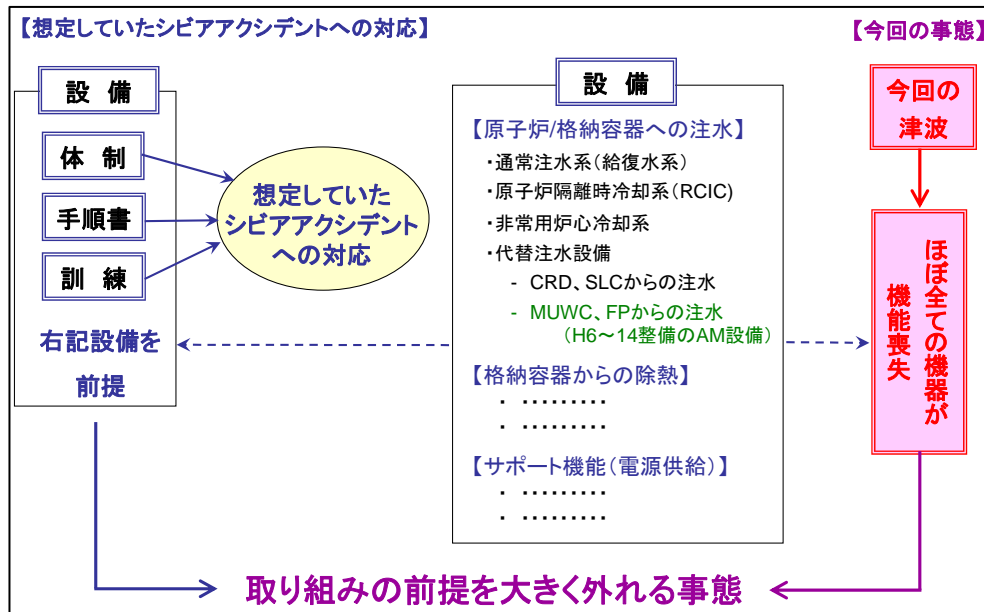
電源供給という観点からは、外部送電線からの受電が不能になった場合も想定し、各号機に複数のD/Gを設置していた。さらに、これらのD/Gが故障した場合、すなわち短時間（30分）の全交流電源喪失に対して、安全設計審査指針で原子炉を安全に停止することが求められており、直流電源で制御され、原子炉蒸気で駆動されるR C I C等により8時間程度の原子炉注水を可能としている。これは、現在の安全設計審査指針においては、短時間にD/G故障の復旧、発電所外部からの受電等、電源設備の修復が期待できることから、長期間の全交流電源を想定する必要がないとしていることによる。

先に述べたAMにおいては、さらに交流電源の復旧が遅れる場合や直流電源が使用不能な場合に備え、隣接号機から電源を融通できるよう備えていた。今回の事故では、外部送電線からの受電喪失、被水・浸水によるD/Gや所内の電源盤の広汎な使用不能等により短期間で電源復旧ができない状況であった。また、福島第一1～4号機においては、津波による被災以降、すべてのプラントで電源を喪失した状況となったため、隣接号機からの電源融通についても不可能となった。

福島を顧みると、今回の津波の影響により、これまで国と一体となって整備してきたAM対策の機器も含めて、事故対応時に作動が期待されていた機器・電源がほぼすべて機能を喪失した。このため、現場では消防車を原子炉への注水に利用するなど、臨機の対応を余儀なくされ、事故対応は困難を極めることとなった。このように、想定

した事故対応の前提を大きく外れる事態となり、これまでの安全への取り組みだけでは事故の拡大を防止することができなかった。結果として、今回の津波に起因した福島第一原子力発電所の事故に対抗する手段を備えることができず、炉心損傷を防止できなかった。

なお、福島第二原子力発電所では、襲来した津波の規模が福島第一原子力発電所よりも小さかったこと、電源喪失を免れたことなどから、これまでに整備してきたAM策を有効に機能させることができ、プラントの安定化、冷温停止に至った。



以上

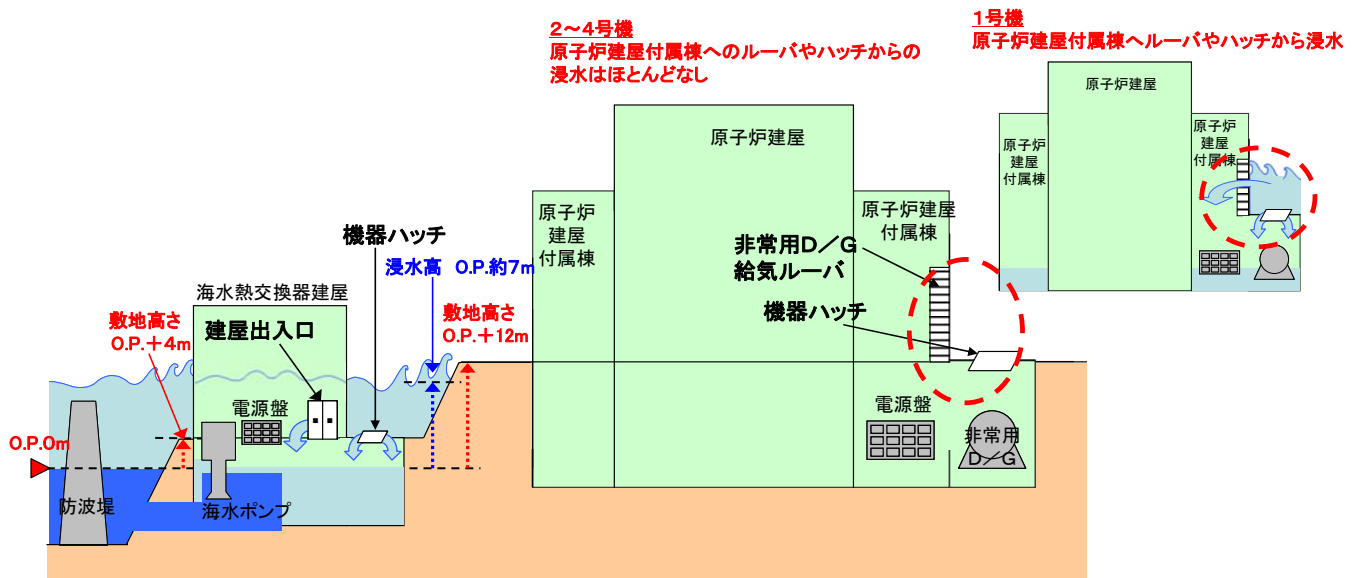
福島第二原子力発電所の津波による設備の直接被害の状況

1. 主要建屋への浸水経路

福島第二原子力発電所の主要建屋周囲（R/B、T/B；O. P. +12mの敷地高さ）では、1号機の南側に集中的に遡上したほかは、浸水深は深くなかった。

1号機は、津波が集中的に遡上した1号機R/B南側に面する地上の開口部（D/G給気ルーバ、地上機器ハッチ）からの浸水が認められ、ここからR/B（附属棟）へ浸水し、D/G3台全数、非常用電源（C系及びHPCS）が機能喪失した。

2～4号機は地上の浸水深さはわずかであったことから、地上の開口部からR/BやT/Bへの浸水は確認されなかった。ただし、3号機のR/B（附属棟）及び1～3号機T/Bの地下で浸水が確認され、地下のトレンチやダクトに通じるケーブル、配管貫通部が、建屋内部への津波の浸水経路になったと考えられる。



2. 津波による設備被害

津波の被害を受けた設備のうち、原子炉の冷却に用いられる設備であり、今般の津波による設備被害の特徴を端的に示している設備について被害状況を以下に示す。

(1) 非常用海水系ポンプ

1～4号機は海水を利用することで崩壊熱の除去を行う構造になっている。また、D/Gも海水を利用して機関の冷却を行う構造である。このため、海側エリアに海水を取り込むための非常用海水系ポンプ※¹が設置されている。

これらの非常用海水系ポンプを設置している海側エリアの敷地高さはO. P. +4mであり、津波高さの評価結果を踏まえ、津波の高さ5.1～5.2mに対して機能を確保できるよう対策を講じていたものの、津波はそれを大幅に超えるものであったことからこれらのポンプの電動機は冠水し、系統の機能を喪失した。

なお、福島第二原子力発電所の非常用海水系ポンプは、海水熱交換器建屋内に設置されていたものの、海水熱交換器建屋周囲は津波によって3m程度の浸水深となり、建屋

躯体には損傷は認められなかったがドア等の地上開口部が破損し、すべての海水熱交換器建屋が浸水した。

このため、電源盤、ポンプのモータが被水して、R H R Sは全8系統のうち3号機の1系統を除いて機能喪失した。また、A系、B系、H系の3系統あるD/G海水系は3号機のB系、H系及び4号機のH系の3系統を除きすべて機能を喪失した。

※1：非常用海水系ポンプ設備は、R H R Sポンプ及び中間ループ循環ポンプ、非常用ディーゼル発電設備冷却系中間ループ循環ポンプ、H P C Sディーゼル発電設備冷却系海水ポンプ及び中間ループ循環ポンプをいう。

(2) D/G

福島第二原子力発電所では、各号機毎、R/B（付属棟）に3台（A, B, H）のD/Gを設置している。

D/Gが設置されているR/B（付属棟）には、D/Gへの外気取入口であるルーバを1階に有しており、津波が集中的に遡上してきた側に位置する1号機においては、このルーバより津波の非常用D/G室への主たる侵入口となった。

地上開口部からR/B（付属棟）に浸水した1号機では、3台あるD/Gのすべてが被水して使用できなくなった。

D/Gの設置場所と津波被害の状況

		福島第二原子力発電所			
		1号機	2号機	3号機	4号機
津波高さ※1		約+9m			
敷地高さ		O.P.+12m			
主要建屋周り 浸水深 [浸水深]		約2.5m以下 (1号機周囲以外はほとんどゼロ) [O.P.約+12~約14.5m]※2			
D/G 設置建屋 [設置階]	A系	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]
	B系	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]
	HPCS 系	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]	原子炉建屋 付属棟 [地下2階]

※1 検潮所設置位置における津波高さ。計器損傷のため、検潮所における実際の津波高さは把握できていない。
 ※2 1号機建屋南側から免震重要棟にかけて局所的にO.P.約+15~約+16m[浸水深 約3~4m]

■	D/G本体が被水した
■	D/G本体が被水していない

また、D/G本体は被水を免れても津波浸水によってD/G海水系の電源盤・ポンプの電動機が被水したものは、ディーゼル機関の冷却ができなくなり機能を喪失した。D/Gの海水系は3号機（B, H）及び4号機（H）の3系統を除きすべて機能を喪失しており、この結果として1号機D/G（A, B, H）、2号機D/G（A, B, H）、3号機D/G（A）、4号機D/G（A, B）の9台が機能喪失した。

なお、福島第二原子力発電所では、外部電源の受電が継続していたことから、残存したD/Gを使用する必要は生じなかった。

(3) 電源盤

福島第二原子力発電所においては、福島第一原子力発電所とは津波規模が異なったことから、主要建屋への浸水状況が異なり、結果として電源盤の被害状況が異なっている。津波の浸水が見られた1号機R/B（附属棟）において非常用電源盤C系とH系が被水したが非常用電源系D系が残り、他の号機では主要建屋の電源盤に被害はなかった。このため、外部電源から受電した電力を非常用電源系を通じて機器に供給できる状況であり、その後の緊急時対応に必要な設備を使用することができた。（電源は常用系A、B 2系統、非常用系C、D 2系統、HPCS電源H系を有する）

一方、海側エリアの海水熱交換器建屋内の電源盤は建屋への浸水の影響を受け、3号機海水熱交換器建屋のパワーセンター1系統を除き、その他7系統すべてが被水した。このため、RHR Sは全8系統のうち3号機の1系統を除いて機能喪失した。

(4) その他、屋外の被害状況

福島第二原子力発電所においては、主な設備・構造物等が津波により主要建屋設置エリア（敷地高：O. P. +12m）まで漂流した状況は確認されていない。

また、主要建屋設置エリアにおいては、津波によりダクトのハッチの蓋等が流失・損傷し、開口部となったものが5箇所確認されている。

3. 津波による設備被害まとめ

福島第二原子力発電所においては、津波規模が異なり設備被害の様相も異なった。地震後の津波襲来により、1号機、2号機、4号機で非常用海水系ポンプ設備の機能を喪失し、炉心の残留熱（崩壊熱）を海水によって冷却することができなくなった。

しかし、全号機とも非常用電源系統が使用可能であったことから、MUWCなどの代替の低圧注水機能は使用可能な状況であった。また、中操の監視、操作の機能も維持された。

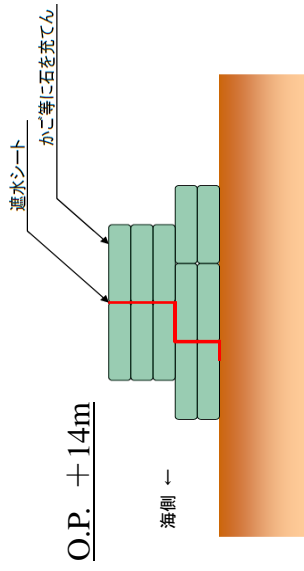
以上

仮設防潮堤設置状況

仮設防潮堤設置範囲



仮設防潮堤断面図イメージ



仮設防潮堤設置状況



仮設防潮堤設置作業



添付資料目次

添付資料－ 7 － 1	事象発生時の主要経緯（時系列）	1
添付資料－ 7 － 2	プラントデータチャート	6
添付資料－ 7 － 3	過渡現象記録装置トレンドデータ	19
添付資料－ 7 － 4	系統概略図	27
添付資料－ 7 － 5	非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）	28
添付資料－ 7 － 6	H P C I について	29
添付資料－ 7 － 7	原子炉水位図	30
添付資料－ 7 － 8	M S I V 閉動作となる要因	31
添付資料－ 7 － 9	I C について	32
添付資料－ 7 － 10	S R V 動作圧力について	33
添付資料－ 7 － 11	代替注水について	34
添付資料－ 7 － 12	P C V ベントについて	35
添付資料－ 7 － 13	P C V ベントにおける被ばく線量評価	38
添付資料－ 7 － 14	ふくいちライブカメラ写真による福島第一 1 号機の P C V ベントの排気について	49

1号機 事象発生時の主要経緯（時系列）

平成23年3月11日（金）

- 14:46 東北地方太平洋沖地震発生。原子炉自動スクラム。第3非常態勢を自動発令。
- 14:47 主タービン自動停止、D/G 1A、1B自動起動。MSIV閉。
- 14:52 IC自動起動。
- 15:02 原子炉未臨界確認。
- 15:03頃 原子炉冷却材温度降下率5.5℃/hを遵守するために、ICの戻り配管隔離弁（3A弁、3B弁）を一旦「全閉」。その後、ICによる原子炉圧力制御開始。
- 15:06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）。
- 15:27 津波第一波到達。
- 15:35 津波第二波到達。
- 15:37 全交流電源喪失。
- 15:42 原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 15:42 第1次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16:00頃 構内道路の健全性確認を開始。
- 16:10 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- 16:36 原子炉水位が確認できず、注水状況が不明なため、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、16:45官庁等に通報。
- 16:36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16:39 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認を開始。
- 16:45 原子炉水位が確認できたことから、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）発生の解除を判断、16:55官庁等に通報。
- 16:50 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 16:55 D/D-FPの現場確認を開始。
- 17:07 再度、原子炉水位が確認できなくなったため、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、17:12官庁等に通報。

- 17:12 発電所長は、AM策として設置したFPライン及び消防車を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。
- 17:30 故障復帰操作により、D/D-FPが自動起動したが、原子炉代替注水ラインが未構成だったため停止（その後、起動しないよう停止状態で保持）。
- 18:18 ICの戻り配管隔離弁（3A弁）、供給配管隔離弁（2A弁）の開操作実施、蒸気発生を確認。
- 18:25 ICの戻り配管隔離弁（3A弁）閉操作。
- 18:38 原子炉代替注水ライン構成を開始。
- 19:00頃 2号機、3号機の間にあるゲートを開放、1～4号機への車両の通行ルートを確認。
- 19:24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20:47 中操の仮設照明が点灯。
- 20:50 原子炉代替注水ラインが完成したことから、停止状態の保持を解除し、故障復帰操作により、D/D-FP自動起動（原子炉減圧後に注水可能な状態）。
- 20:50 福島県が福島第一原子力発電所から半径2kmの住民に避難指示。
- 20:56 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認結果を発電所対策本部に報告。
- 21:19 原子炉水位判明、TAF+200mm。
- 21:23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径3km圏内の避難、半径3km～10km圏内の屋内退避を指示。
- 21:30 ICの戻り配管隔離弁（3A弁）開操作実施、蒸気発生を確認。
- 21:51 R/Bの放射線量が上昇したことから、R/Bへの入域を禁止。
- 22:00頃 東北電力第一陣、高圧電源車1台の到着を確認。
- 22:10 原子炉水位がTAF+450mm近辺にあることを官庁等に連絡。
- 23:00 サーベイの結果として、T/B内での放射線量の上昇（T/B1階北側二重扉前1.2mSv/h、T/B1階南側二重扉前0.5mSv/h）を23:40官庁等に連絡。

平成23年3月12日（土）

- 0:06 D/W圧力が600kPa [abs]を超えている可能性があり、PCVベントを実施する可能性があることから、準備を進めるよう発電所長指示。

- 0 : 3 0 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の3 km以内避難措置完了確認、1 : 4 5に再度確認）。
- 0 : 4 9 D/W圧力が6 0 0 k P a [abs]を超えている可能性があることから、原災法第1 5条該当事象（格納容器圧力異常上昇）が発生したと判断、0 : 5 5官庁等に通報。
- 1 : 2 0頃 当社の高圧電源車1台の到着を確認。
- 1 : 3 0頃 1号機及び2号機のPCVベントの実施について、内閣総理大臣、経済産業大臣、原子力安全・保安院に申し入れ、了解を得る。
- 1 : 4 8 D/D-F P停止を確認。
- 2 : 0 3 消防車からFPラインの送水口につなぎこむことを検討開始。
- 2 : 4 7 2 : 3 0にD/W圧力が8 4 0 k P a [abs]に到達したことを官庁等に連絡。
- 3 : 0 6 PCVベント実施に関するプレス会見実施。
- 4 : 0 0頃 消防車によりFPラインから原子炉内に淡水注入開始、1, 3 0 0リットルを注入完了。
- 4 : 0 1 PCVベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 4 : 5 5 発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 0. 0 6 9 μ S v / h (4 : 0 0) \rightarrow 0. 5 9 μ S v / h (4 : 2 3)) したことを確認、官庁等に連絡。
- 5 : 1 4 発電所構内における放射線量が上昇していること及び、D/W圧力も低下傾向にあることから「外部への放射性物質の漏えい」が発生していると判断、官庁等に連絡。
- 5 : 4 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径1 0 k m圏内の住民に避難指示。
- 5 : 4 6 消防車によりFPラインから原子炉内に淡水注入再開。
- 5 : 5 2 消防車によりFPラインから原子炉内に淡水1, 0 0 0リットルを注入完了。
- 6 : 3 0 消防車によりFPラインから原子炉内に淡水1, 0 0 0リットルを注入完了。
- 6 : 3 3 地域の避難状況として、大熊町から都路方面へ移動を検討中であることを確認。
- 6 : 5 0 経済産業大臣より法令に基づくPCVベントの実施命令（手動によるPCVベント）。
- 7 : 1 1 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 7 : 5 5 消防車によりFPラインから原子炉内に淡水1, 0 0 0リットルを注入完了。

- 8 : 0 3 P C V ベント操作を9時目標で行うよう発電所長指示。
- 8 : 0 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 8 : 1 5 消防車により F P ラインから原子炉内に淡水1,000リットルを注入完了。
- 8 : 2 7 大熊町の一部が避難できていないとの情報を確認。
- 8 : 3 0 消防車により F P ラインから原子炉内に淡水1,000リットルを注入完了。
- 8 : 3 7 福島県へ9時頃 P C V ベントの開始に向けて準備していることを連絡。避難状況を確認してからベントをすることで調整。
- 9 : 0 2 大熊町（熊地区の一部）の避難ができていることを確認。
- 9 : 0 4 P C V ベントの操作を行うため運転員が現場へ出発。
- 9 : 0 5 P C V ベント実施に関するプレス発表。
- 9 : 1 5 消防車により F P ラインから原子炉内に淡水1,000リットルを注入完了。
- 9 : 1 5 頃 P C V ベント弁（MO弁）を手動開。
- 9 : 3 0 頃 S / C ベント弁（AO弁）小弁の現場操作を試みるが、高い放射線量のため断念。
- 9 : 4 0 消防車により F P ラインから原子炉内に淡水15,000リットルを注入完了。
- 9 : 5 3 再度、ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 10 : 1 5 頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一12台、福島第二42台、低圧電源車：福島第一7台、福島第二11台）。
- 10 : 1 7 中操にて S / C ベント弁（AO弁）小弁を開操作。（I A の残圧を期待）
- 10 : 4 0 正門及びMP No. 8 付近の放射線量が上昇していることが確認されたことから、ベントにより放射性物質が放出された可能性が高いと判断。
- 11 : 1 5 放射線量が下がっていることから、ベントが十分効いていない可能性があることを確認。
- 11 : 3 9 ベント操作のために、R / B 内に入域した当社社員1名の被ばく線量が100mSvを超過（106.30mSv）したことを官庁等に連絡。
- 14 : 3 0 S / C ベント弁（AO弁）大弁を動作させるため、14 : 00 頃に仮設の空気圧縮機を設置したところ、D / W 圧力が低下していることを確認し、ベントによる「放射性物質の放出」と判断、15 :

- 18官庁等に連絡。
- 14：53 消防車による原子炉への淡水注入、約80,000リットル（累計）を注入完了。
- 14：54 原子炉への海水注入を実施するよう発電所長指示。
- 15：18 SLCの復旧作業を進めており、準備が整い次第、SLCポンプを起動し、原子炉内へ注入する予定。また、今後準備が整い次第、FP系にて海水を原子炉へ注水する予定であることを官庁等に連絡。
- 15：30頃 高圧電源車から2号機P/Cを介して1号機MCCに電源を供給する経路を構成、SLCポンプ手前まで送電を開始。
- 15：36 R/Bで爆発発生。
- 16：27 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（1,015 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 17：20頃 消防車、建屋などの状況の調査に出発。
- 18：05 経済産業大臣から法令に基づく命令（注水すること）があったことを本店・発電所間で共有。
- 18：25 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km圏内の住民に対し避難指示。
- 18：30頃 消防車、建屋などの状況調査の結果、現場は散乱している状態でSLCの電源設備や準備していた海水注入のためのホースが損傷、使用不可能であることを確認。
- 19：04 原子炉内にFPラインから消防車による海水注入開始。
- 20：45 ホウ酸を海水と混ぜて原子炉内へ注入開始。

以上

プラントデータチャート

【1号機 アラームタイパー主要打ち出し (抜粋)】

H	MIN	SEC	MSEC	PID	ABBREVIATION	STATUS
14	46	46	400	D564*	SEISMIC TRIP C	TRIP
14	46	46	410	D534	REACTOR SCRM A	TRIP
14	46	58	420	D563	SEISMIC TRIP B	TRIP
14	46	58	430	D535	REACTOR SCRM B	TRIP
1446	A538	REM		BYPS	ON	
1446	B500	CONT ROD DRFT ALRM			ON	
14	47	00	020	D562	SEISMIC TRIP A	TRIP
14	47	00	030	D565	SEISMIC TRIP D	TRIP
1447	C020	SUPPRESSION LEVEL			-40.8< -20.0 MM	
1447	A523	APRM DOWN SCAL			TRBL	
1447	A539	RWM ROD BLOK			ON	
1447	A553	ALL CR FULL IN			ON	
1447	G002	GENERATR VOLT			18.56> 18.50 KV	
1447	C000	CONT ROD SYST FLOW			OVR FLW	
1447	C020	SUPPRESSION LEVEL			16.0 MM NORMAL RETURN	
14	47	09	140	D520	REAC WTR LEVEL A	LOW
1447	C004	REACTOR WATR LEVEL			516< 800 MM	
14	47	09	150	D521	REAC WTR LEVEL B	LOW
1447	E004	SWCHGEAR BUS 1A			7217> 7200 V	
14	47	10	910	D523	REAC WTR LEVEL D	LOW
1447	C020	SUPPRESSION LEVEL			21.6> 20.0 MM	
14	47	10	910	D522	REAC WTR LEVEL C	LOW
1447	A549	LOW POWR ALRM POINT			UNDER	
14	47	20	620	D522	REAC WTR LEVEL C	NORM
1447	D622	PCIS ISO IN TRIP			ON	
14	47	20	620	D523	REAC WTR LEVEL D	NORM

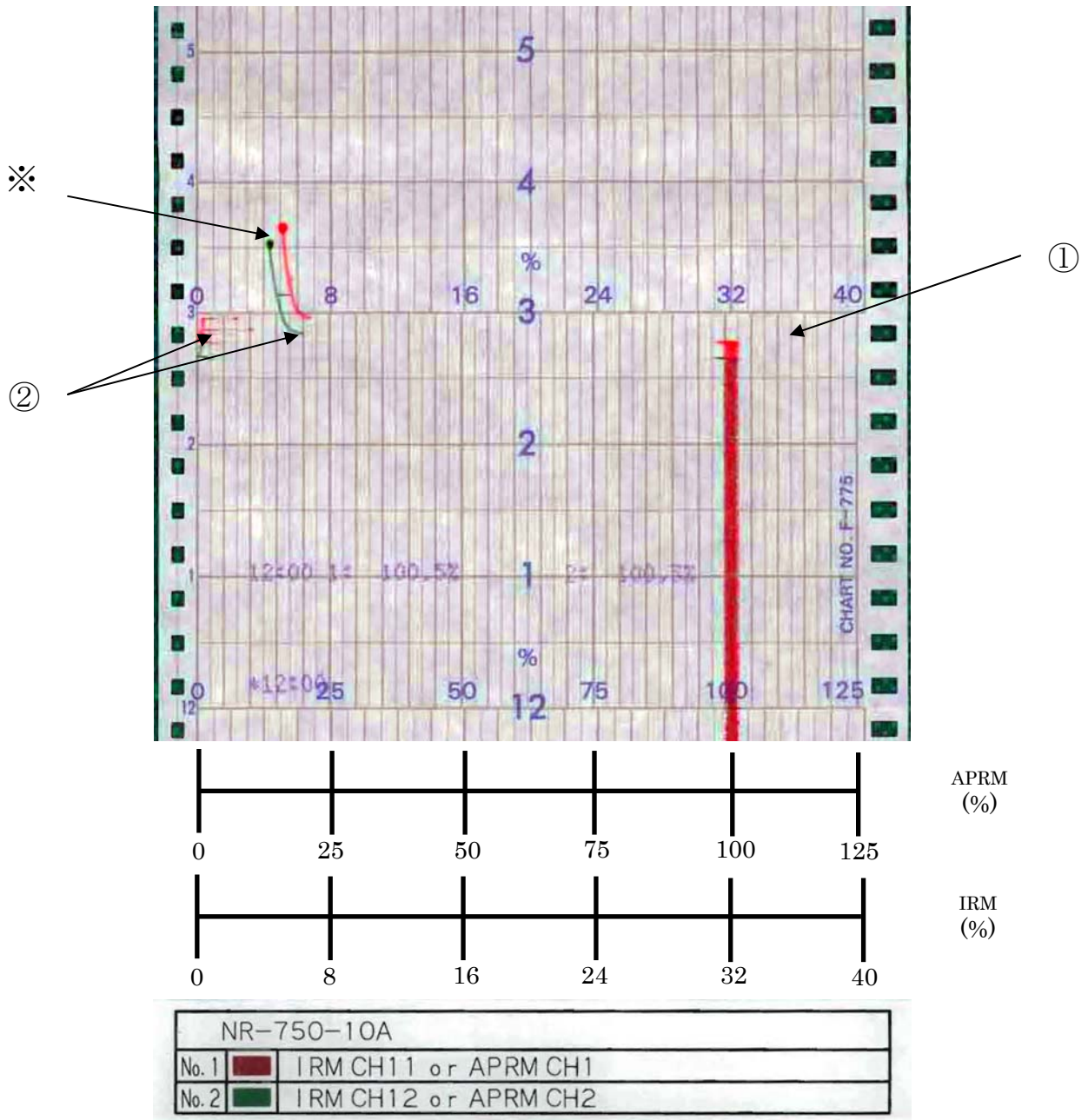
地震による自動スクラム

全制御棒全挿入

【1号機 アラームタイパー主要打ち出し (抜粋)】

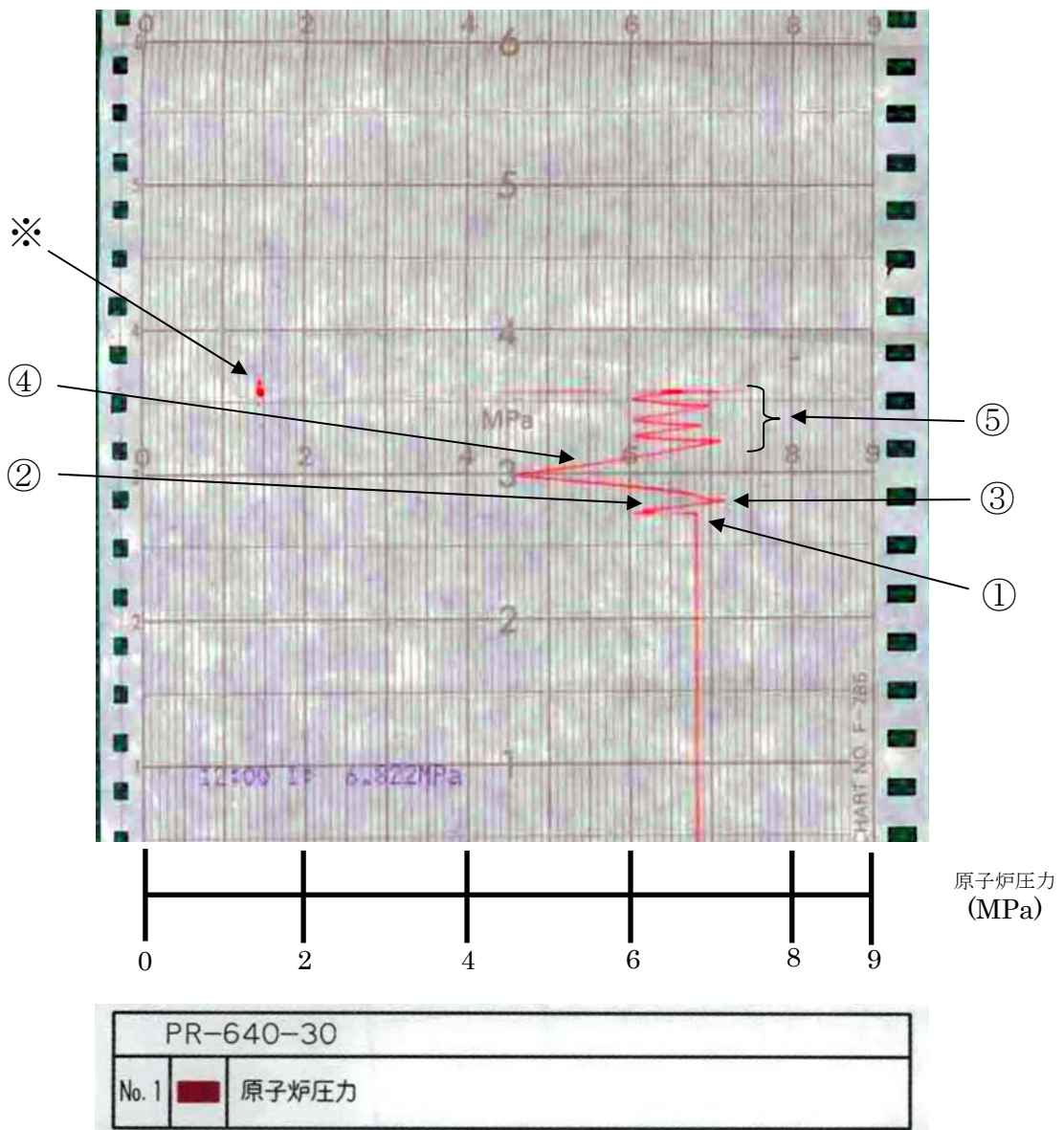
1447	A570	#1	MSIV	A	OPN	OFF		
14	47	52	080	D680	6.9KV BUS VLT 1C LOS	ON		
1447	A581	#2	MSIV	D	OPN	OFF		
14	47	52	090	D688	AUX POWER LOSS 1S	TRIP		
1447	A571	#1	MSIV	B	OPN	OFF		
14	47	52	120	D651	CWP B TRIP	ON		
1447	A573	#1	MSIV	D	OPN	OFF		
14	47	52	130	D657	REF C TRIP	ON		給水ポンプ (C) トリップ
1447	A579	#2	MSIV	B	OPN	OFF		
14	47	52	140	D654	CP C TRIP	ON		復水ポンプ (C) トリップ
1447	A580	#2	MSIV	C	OPN	OFF		
14	47	52	250	D653	CP B TRIP	ON		復水ポンプ (B) トリップ
1447	B031	CAMS	H2	MONI	D/W	LOW RSN		
14	47	52	250	D650	CWP A TRIP	ON		
1447	B032	CAMS	O2	MONI	D/W	LOW RSN		
14	47	52	270	D655	REF A TRIP	ON		給水ポンプ (A) トリップ
1447	B033	CAMS	H2	MONI	S/C	LOW RSN		
14	47	57	070	D690	DIES GEN CB 1D-1	ON		
1447	B034	CAMS	O2	MONI	S/C	LOW RSN		
14	47	57	140	D681	6.9KV BUS VLT 1D LOS	OFF		
1447	G000	GENERATR	GROS	LOAD	393.0 MW	NORMAL	RETURN	
14	47	58	920	D589	DIES GEN CB 1C-1	ON		
1447	G001	GENERATR	GROS	VAR3	9.0< 10.0 MVAR			
14	47	58	970	D680	6.9KV BUS VLT 1C LOS	OFF		
1447	G002	GENERATR	VOLT		LOW RSN			
14	48	00	220	D660	PLR A LOCKOUT BY ACT	ON		
1447	C007	REAC PMP	TOTL	FLOW	LOW RSN			
14	48	13	280	D576	TURBINE VIB OVER	NORM		
1447	C037	RECIRC2A	DRVG	FLOW	LOW RSN			
14	48	14	960	D661	PLR B LOCKOUT BY ACT	ON		

【1号機 IRM、APRM】



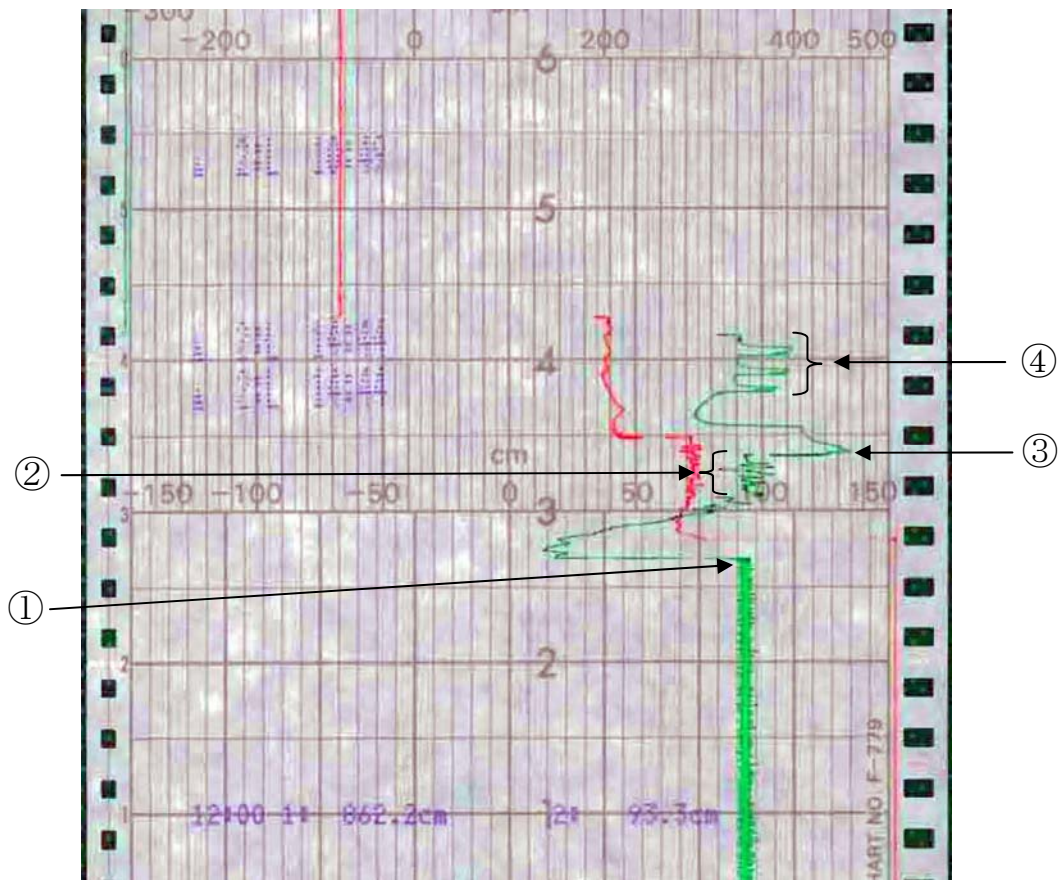
- ① 14時46分 地震によるスクラムとスクラムによる出力低下
- ② 平均出力領域モニタ (APRM) としてのダウンスケールと中間領域モニタ (IRM) への切替
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【1号機 原子炉圧力】

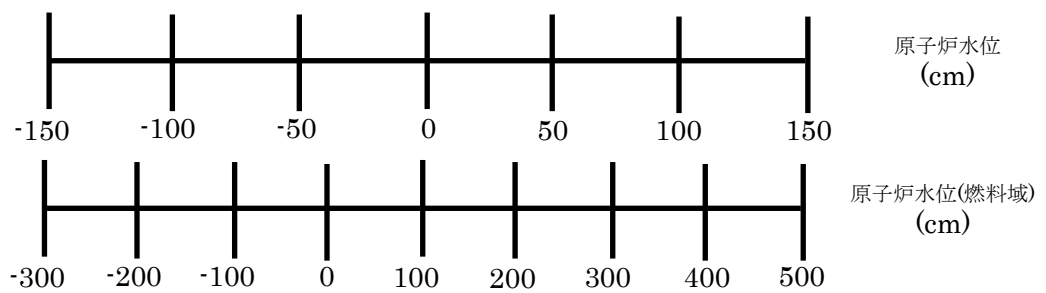


- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② MS I V閉止に伴う圧力上昇
- ③ 14時52分 IC作動とそれに伴う減圧
- ④ IC停止に伴う圧力上昇
- ⑤ ICによると思われる圧力変動
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【1号機 原子炉水位】

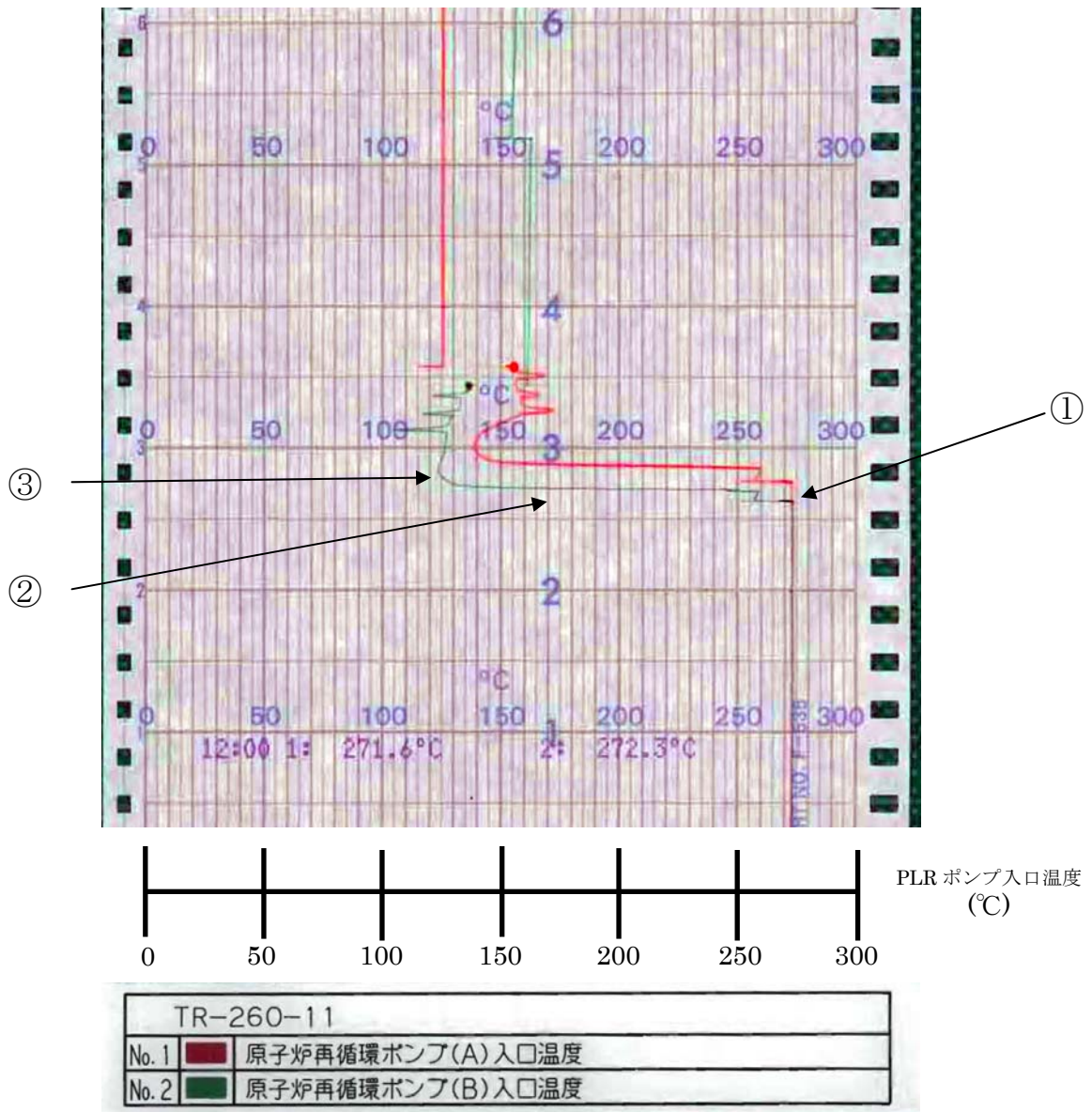


緑 原子炉水位
赤 原子炉水位(燃料域)



- ① 14時46分 地震によるスクラム (チャート早送り: 60倍の速度、1時間が1分)
- ② このあたりで外部電源喪失、MSIV閉 (電源喪失でチャート早送りリセット)
- ③ IC自動起動
- ④ ICの動作によると思われる水位変動

【1号機 PLRポンプ入口温度】



- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② スクラムによる出力低下、IC作動による減圧、低温水注入による温度低下
- ③ 自動起動したICの停止

【1号機 アラームタイプ MS I V閉】

1447	FO65	SWP	DISCHG	HDR	PRES	LOW	RSN	
14	47	50	930	D520	REAC	WTR	LEVL	A LOW
1447	BO08	H2	IN	FLOW		LOW	RSN	
14	47	50	930	D508	MAIN	STM	VALV	A CLOSE
1447	BO09	O2	IN	FLOW		LOW	RSN	
14	47	50	930	D522	REAC	WTR	LEVL	C LOW
1447	BO01	OG	RECOM	OUT	O2	DENS	LOW	RSN
14	47	50	930	D606	MAIN	STM	TEMP	HIGH C HIGH
1447	AO99	HOTWELL	MMHO	A		LOW	RSN	
14	47	50	930	D530	NEUT	MON	SYST	C TRIP
1447	CO90	D/W	PRES	(W/R)		LOW	RSN	
14	47	50	930	D526	STM	LINE	RAD	C HIGH
1447	FO01	CLEANUP	OUTL	A		LOW	RSN	
14	47	50	930	D510	MAIN	STM	VALV	C CLOSE
1447	CO16	SUPPRESSION	PRES		LOW	RSN		
14	47	50	930	D532	MANUAL	SCRM	A	TRIP
1447	CO57	RX	WTR	LVL	(F/R)	A	LOW	RSN
14	47	50	930	D504	CONDENS	VAC	A	LOW
1447	BO22	STACK	RAD	MONI	H/R	0.47>	-1.30	MS/H
1447	A504	MAIN	STM	LEAK	A	HIGH		
14	47	51	720	D529	NEUT	MON	SYST	B TRIP
1447	A502	MAIN	STM	FLOW	C	HIGH		
14	47	51	720	D525	STM	LINE	RAD	B HIGH
1447	A506	MAIN	STM	LEAK	C	HIGH		
14	47	51	720	D533	MANUAL	SCRM	B	TRIP
1447	A525	APRM	INOP			TRBL		
14	47	51	720	D511	MAIN	STM	VALV	D CLOSE
1447	A526	APRM	FLOW	BIAS	INOP	TRBL		
14	47	51	720	D509	MAIN	STM	VALV	B CLOSE
1447	A529	RBM	INOP			TRBL		
14	47	51	720	D527	STM	LINE	RAD	D HIGH
1447	A540	APRM	FLOW	BIAS	CMPR	TRBL		

MS I V閉

(注記) MS I V閉に前後して破断検出等の各種異常信号が打ち出されているが、これは地震による外部電源喪失の影響によってこれら計器への電源が失われたことから、フェールセーフで異常信号が発生したものと考えられる。MS I V閉止の過程で蒸気流量の増大等、異常の兆候は見られていない。

【1号機 アラームタイプ SGT S作動】

1447	A549	LOW POWR	ALRM POINT	UNDER					
14	47	20	620	D522	REAC WTR	LEVL C			NORM
1447	D622	PCIS	ISO IN TRIP		ON				
14	47	20	620	D523	REAC WTR	LEVL D			NORM
1447	D623	PCIS	ISO OUT TRIP		ON				
14	47	21	910	D521	REAC WTR	LEVL B			NORM
1447	B519	SGTS B	START		ON				
14	47	21	920	D520	REAC WTR	LEVL A			NORM
1447	G001	GENERATR	GROS VARS		264.0	>	228.0	MVAR	
14	47	26	290	D578	DUMPTANK 2	LEVL B			HIGH
1447	C055	RX WTR	LVL (W/R) A		214	<	700	MM	
14	47	26	550	D502	DUMPTANK 1	LEVL C			HIGH
1447	C056	RX WTR	LVL (W/R) B		276	<	700	MM	
14	47	26	750	D503	DUMPTANK 1	LEVL D			HIGH

非常用ガス処理系 (B) 起動

【1号機 アラームタイプ D/G遮断機投入、I C作動】

1447	B033	CAMS	H2	MONI	S/C	LOW	RSN		
14	47	57	070	D590	DIES GEN CB	1D-1	ON		
1447	B034	CAMS	O2	MONI	S/C	LOW	RSN		
14	47	57	140	D681	6.9KV BUS VLT	1D LOS	OFF		
1447	G000	GENERATR	GROS	LOAD	383.0	MW	NORMAL	RETURN	
14	47	58	920	D589	DIES GEN CB	1C-1	ON		
1447	G001	GENERATR	GROS	VAR	9.0	< 10.0	MVAR		
14	47	58	970	D680	6.9KV BUS VLT	1C LOS	OFF		
1447	G002	GENERATR	VOLT				LOW	RSN	
14	48	00	220	D660	PLR A LOCOUT	RY ACT	ON		
1447	C007	REAC PMP	TOTL	FLOW			LOW	RSN	
14	48	13	280	D576	TURBINE	VIB OVER	NORM		

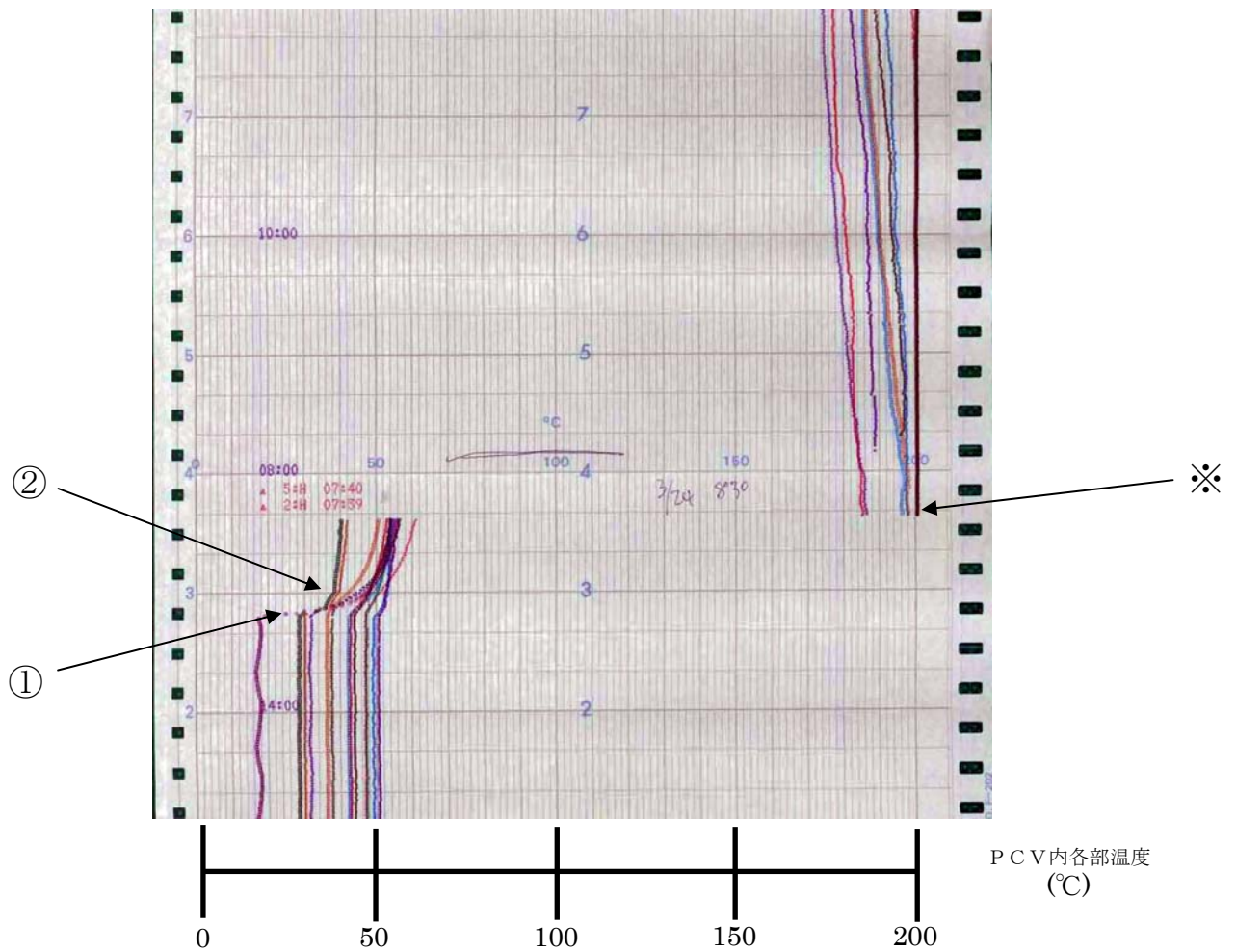
D/G 1 B 遮断器投入

D/G 1 A 遮断器投入

1452	A567	RX	MODE	SW	REFUEL	OFF		
1452	C020	SUPPRESSION	LEVL	16.8	MM	NORMAL	RETURN	
1452	C020	SUPPRESSION	LEVL	37.6	> 20.0	MM		
1452	B526	ISO-CON	VLV	B	OPN	ON		
1452	B525	ISO-CON	VLV	A	OPN	ON		
1452	C020	SUPPRESSION	LEVL	14.0	MM	NORMAL	RETURN	
1452	A516	SRM	DET	POS	IN			
1452	C020	SUPPRESSION	LEVL	35.2	> 20.0	MM		

I C 作動

【1号機 PCV内各部温度】

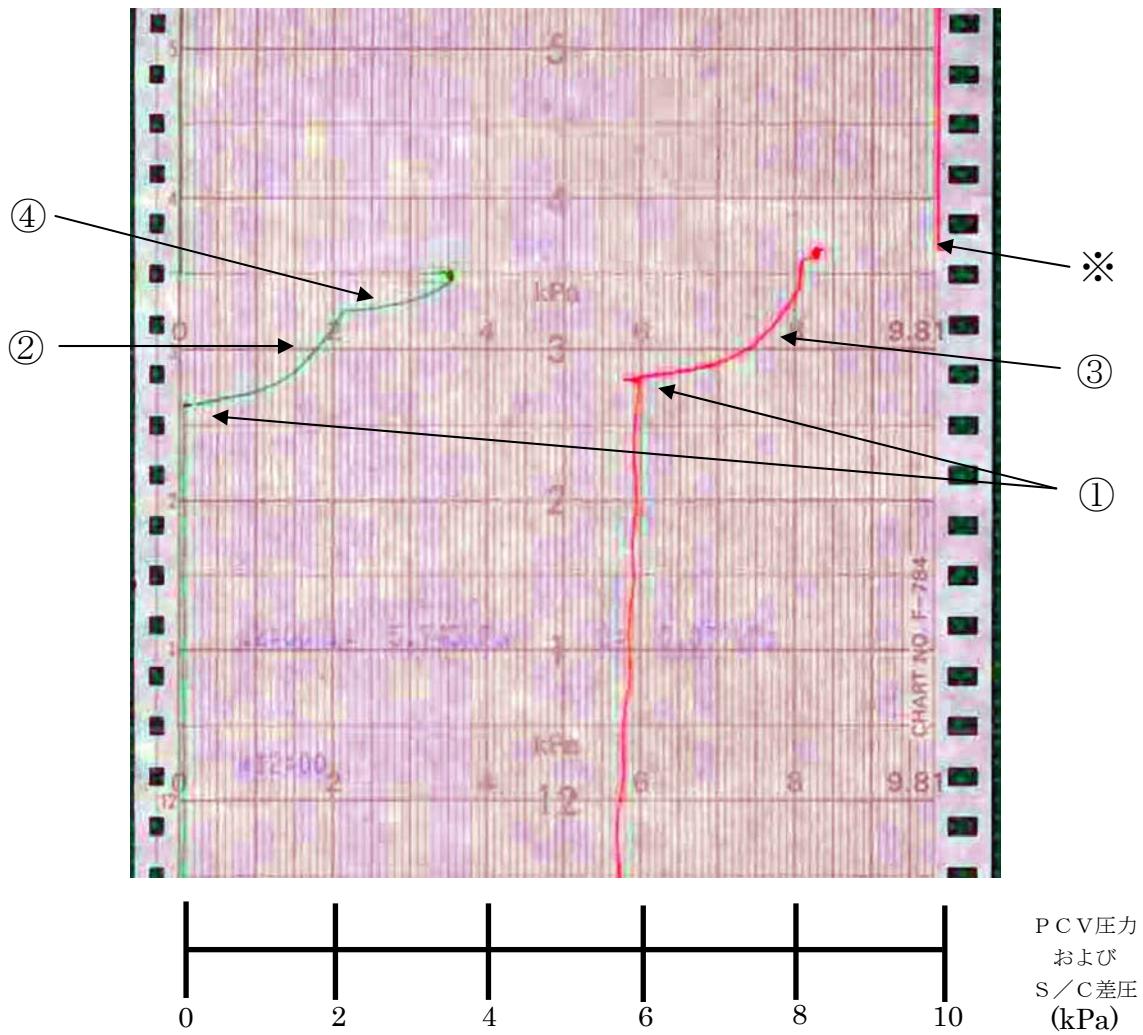


TR-1602-5

No	色印	測定名称	No	色印	測定名称
1	●	RETURN AIR DUCT HVH-12A	13	+	EQ AROUND CIRCUM RPV BELLOWS TE-1625N
2	●	RETURN AIR DUCT HVH-12B	14	+	EQ AROUND CIRCUM RPV BELLOWS TE-1625P
3	●	RETURN AIR DUCT HVH-12C	15	+	EQ AROUND CIRCUM RPV BELLOWS TE-1625R
4	●	RETURN AIR DUCT HVH-12D	16	+	
5	●	RETURN AIR DUCT HVH-12E	17	+	
6	●	SUPPLY AIR DUCT HVH-12A	18	+	
7	○	SUPPLY AIR DUCT HVH-12B	19	Y	
8	○	SUPPLY AIR DUCT HVH-12C	20	Y	
9	○	SUPPLY AIR DUCT HVH-12D	21	Y	
10	○	SUPPLY AIR DUCT HVH-12E	22	Y	
11	○	EQ AROUND CIRCUM RPV BELLOWS TE-1625L	23	Y	
12	○	EQ AROUND CIRCUM RPV BELLOWS TE-1625M	24	Y	

- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② 電源喪失による格納容器空調停止に伴うPCVの温度上昇(配管破断等に起因する極端な温度上昇は認められず)
- ※ 15時30分過ぎに津波の到来により記録計電源が喪失し記録計が一旦停止。3月24日に記録計電源復旧に伴い記録再開。

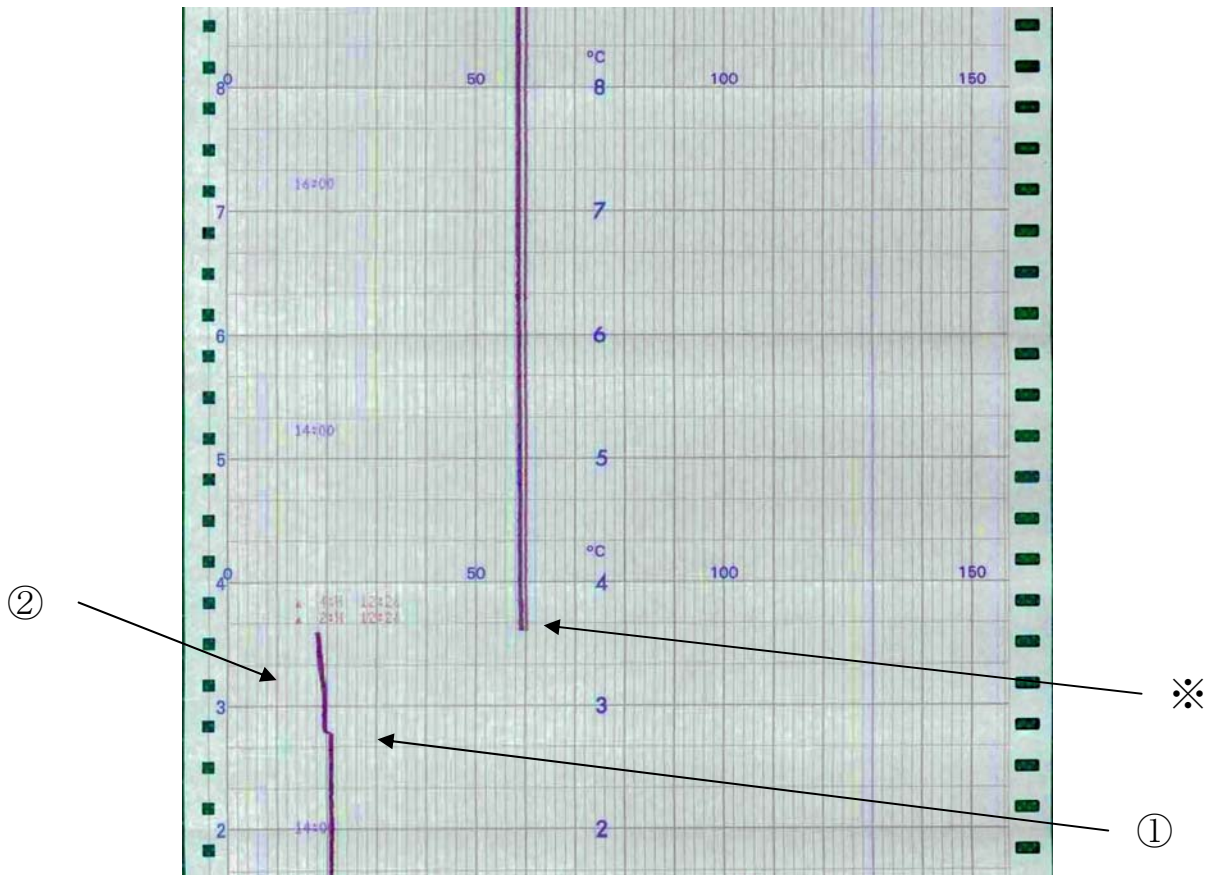
【1号機 PCV圧力、S/C差圧】



DPR/PR-1602-20	
No. 1	原子炉格納容器圧力
No. 2	圧力抑制室差圧

- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② PCV圧力上昇に伴うS/C差圧上昇
- ③ 格納容器空調停止に伴うPCV圧力上昇
- ④ S/C冷却に伴うS/C側圧力低下（さらなる差圧上昇を意味する）＝変曲点
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響により正確な指示をしていないことも想定される。

【1号機 サプレッションプール水温度】

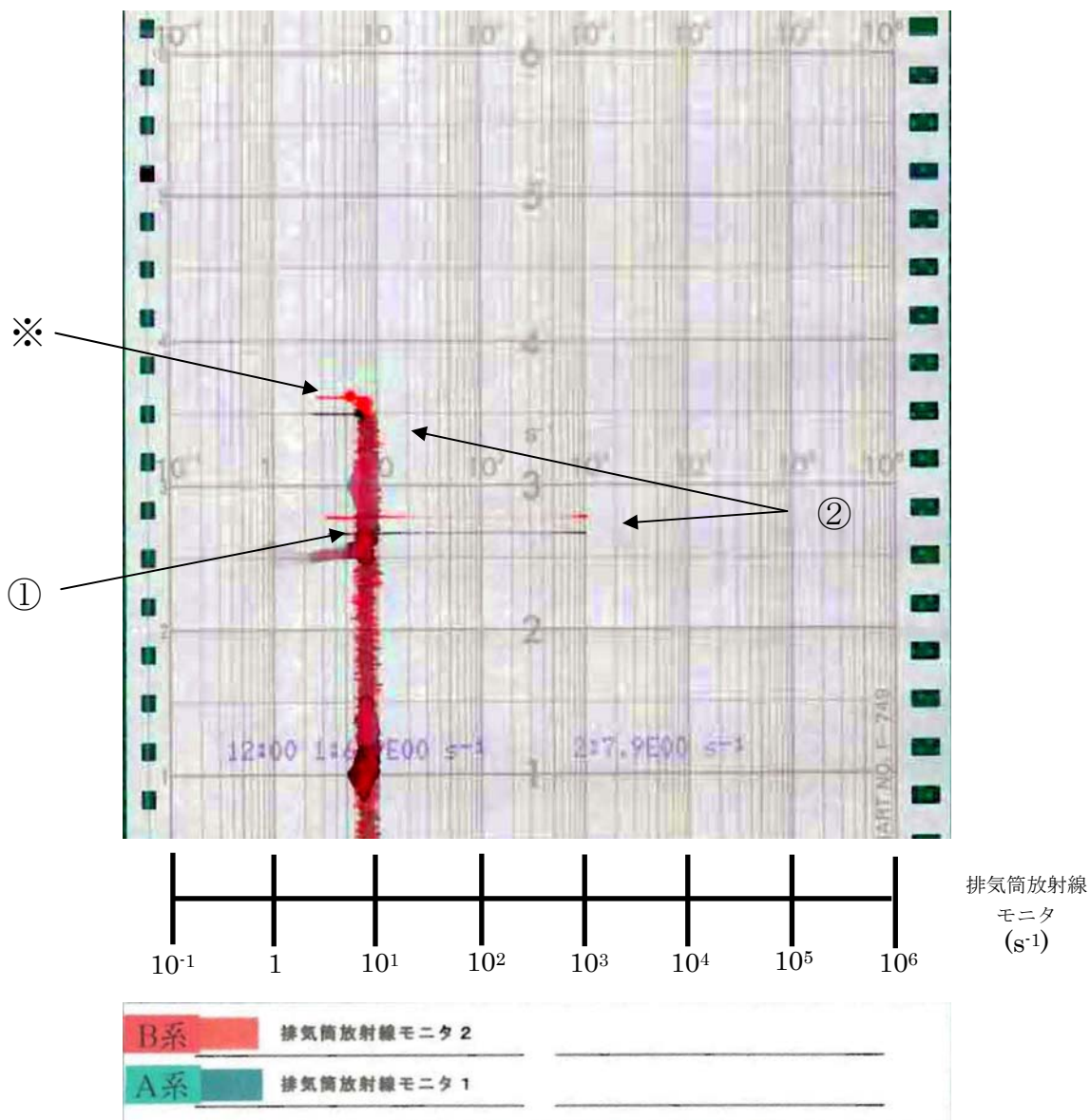


TRS-1601-71A

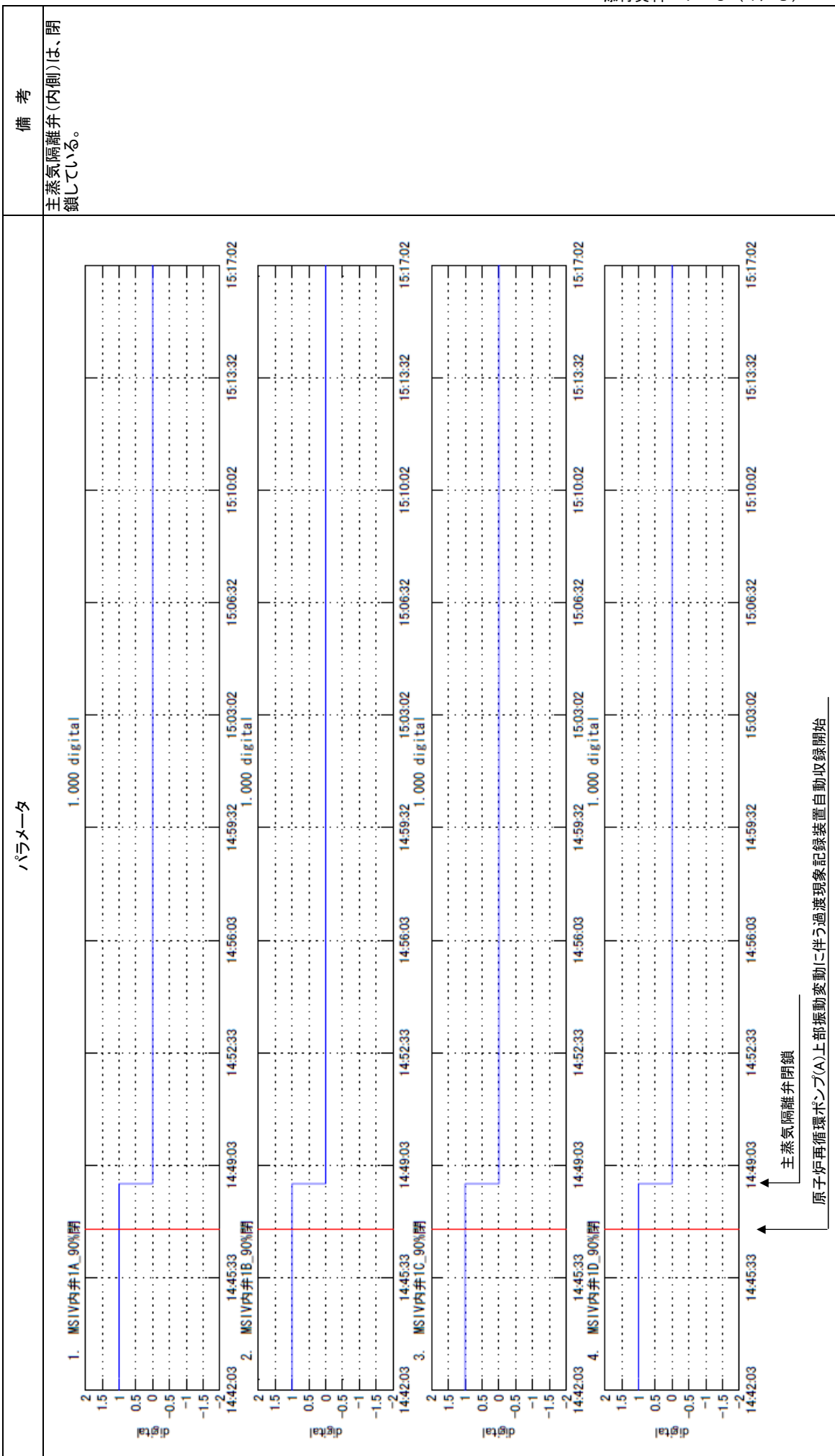
NO	色	印	測定名称	NO	色	印	測定名称
1	●	●	X-208A(35°)近傍	4	●	●	X-208D(325°)近傍
2	●	●	X-208B(145°)近傍	5	●	●	
3	●	●	X-208C(235°)近傍	6	●	●	

- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② CCSによる冷却
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響により正確な指示をしていないことも想定される。

【1号機 排気筒放射線モニタ】

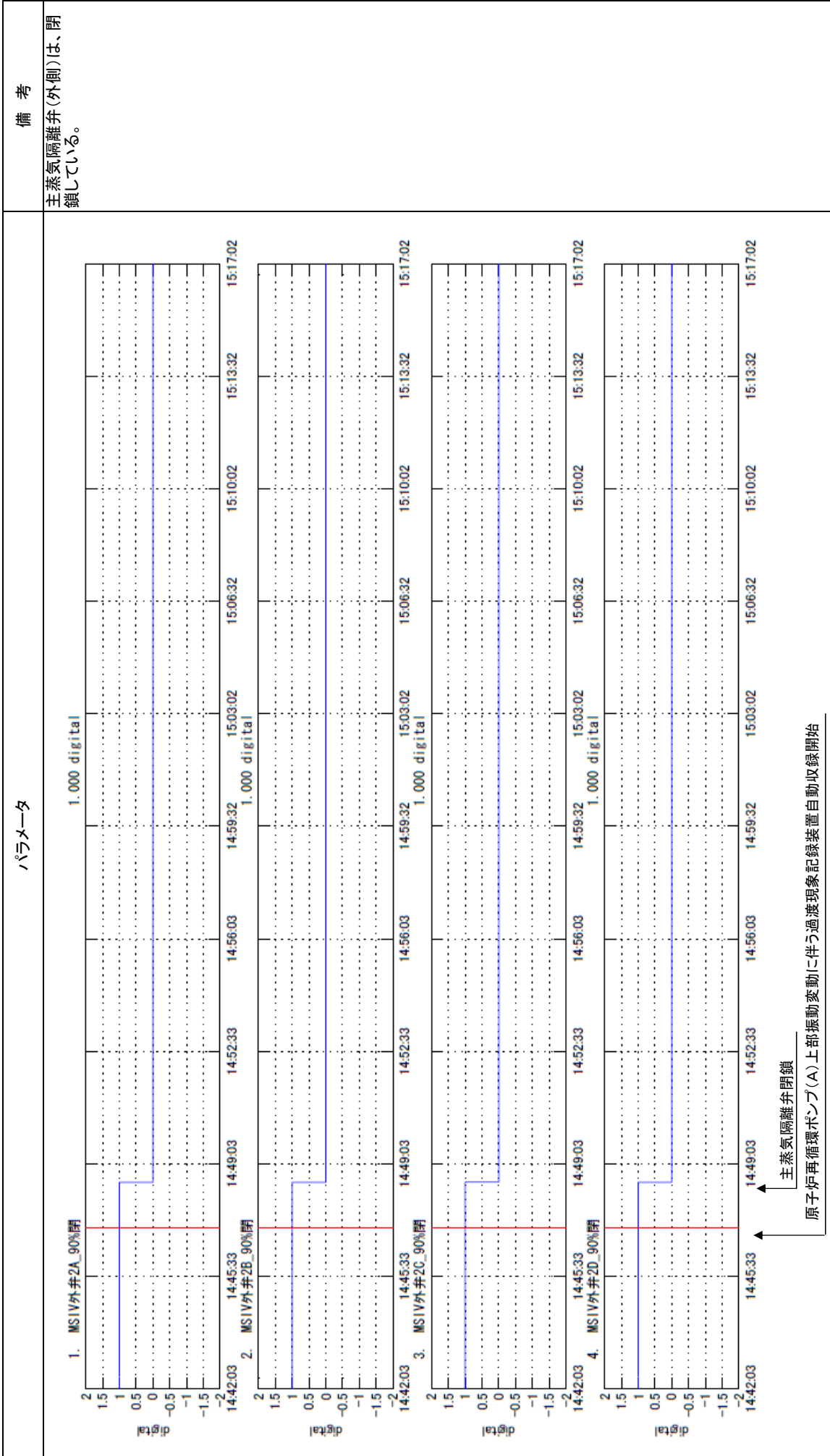


- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② ノイズと思われる信号
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。



備考

主蒸気隔離弁(内側)は、閉鎖している。



1号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

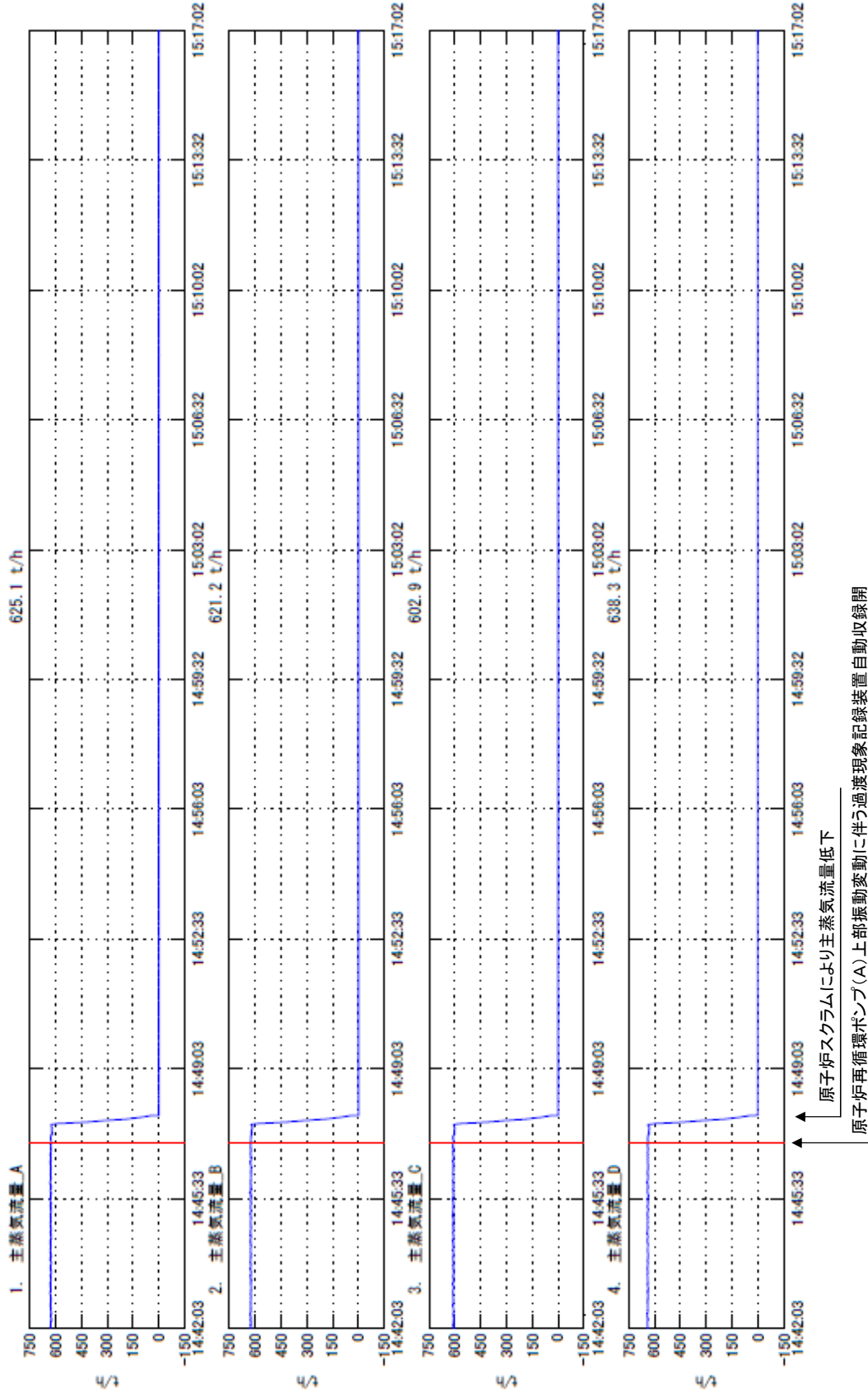
備考

主蒸気隔離弁(外側)は、閉鎖している。

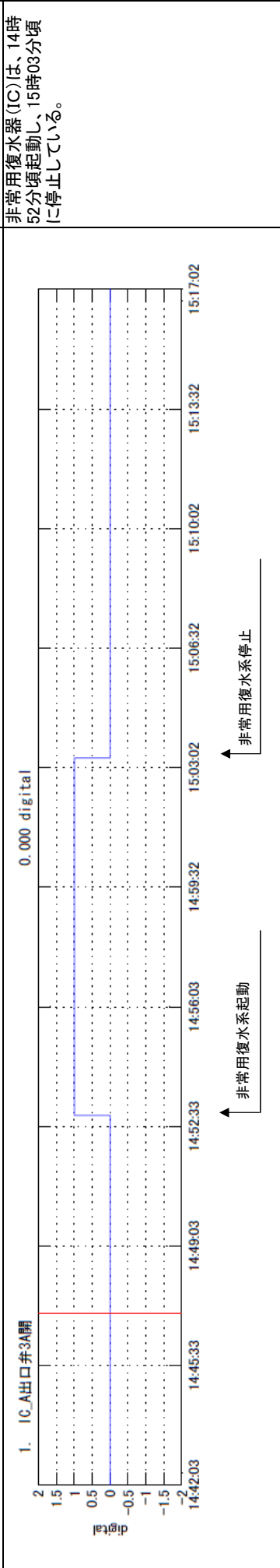
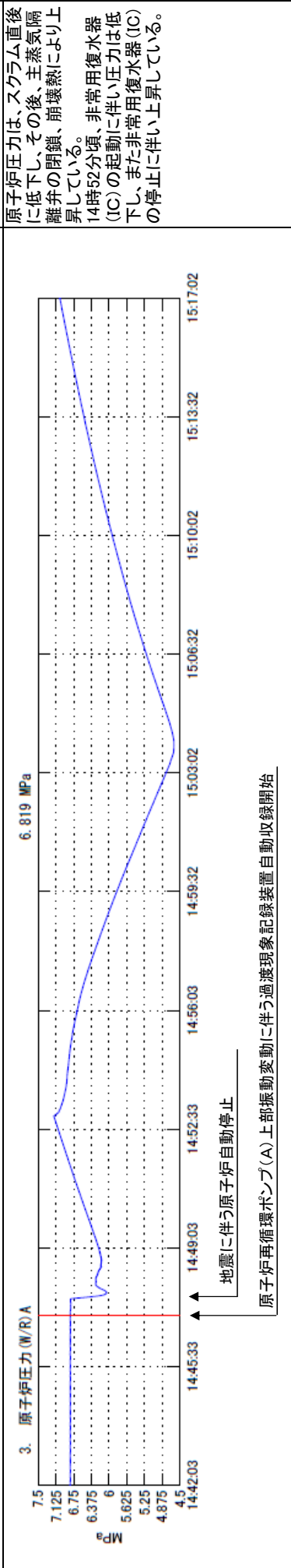
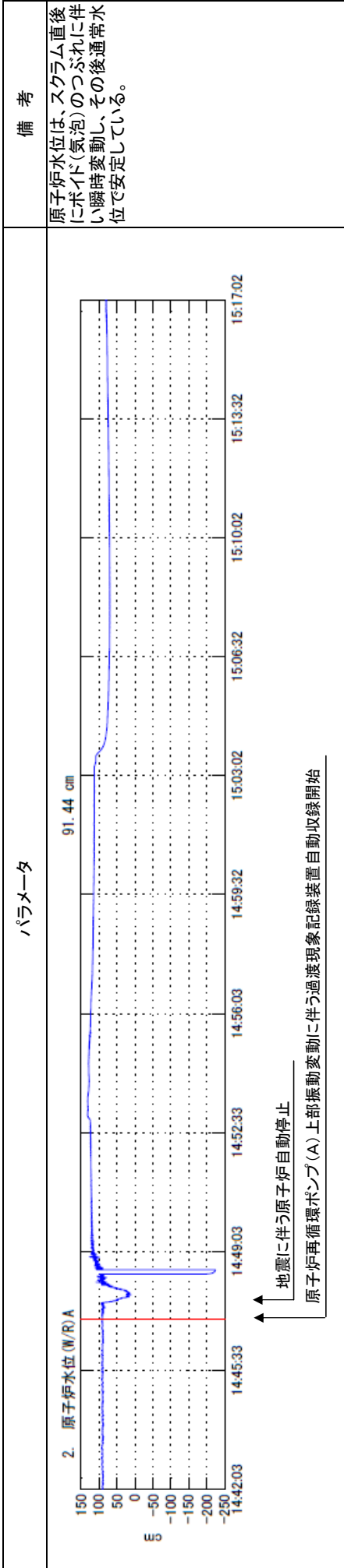
パラメータ

備考

原子炉スクラムと共に主蒸気流量は減少している。



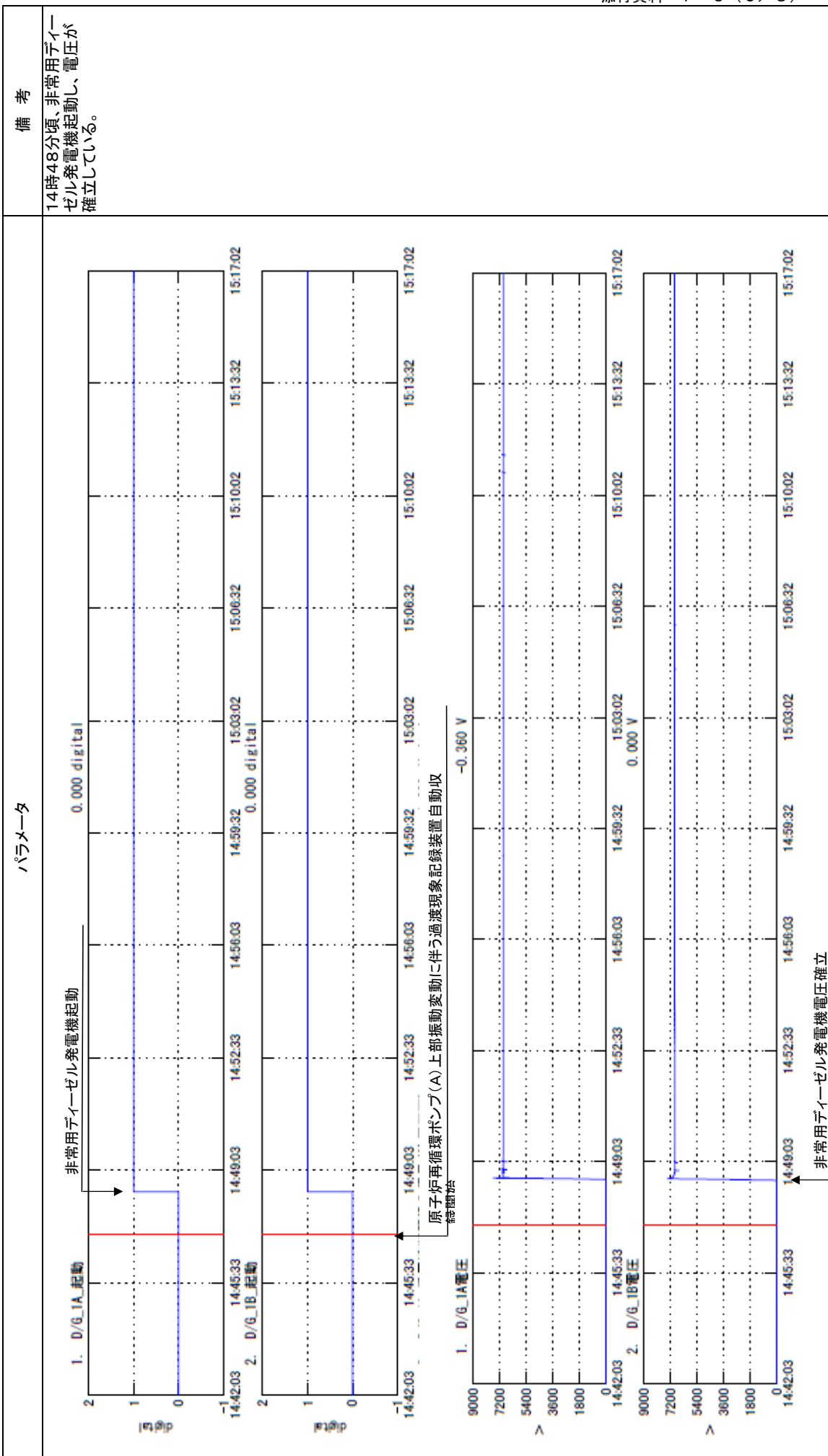
パラメータ



備考
原子炉水位は、スクラム直後にボイド(気泡)のつぶれに伴い瞬時変動し、その後通常水位で安定している。

原子炉圧力は、スクラム直後に低下し、その後、主蒸気隔離弁の閉鎖、崩壊熱により上昇している。
14時52分頃、非常用復水器(IC)の起動に伴い圧力は低下し、また非常用復水器(IC)の停止に伴い上昇している。

非常用復水器(IC)は、14時52分頃起動し、15時03分頃に停止している。



備考

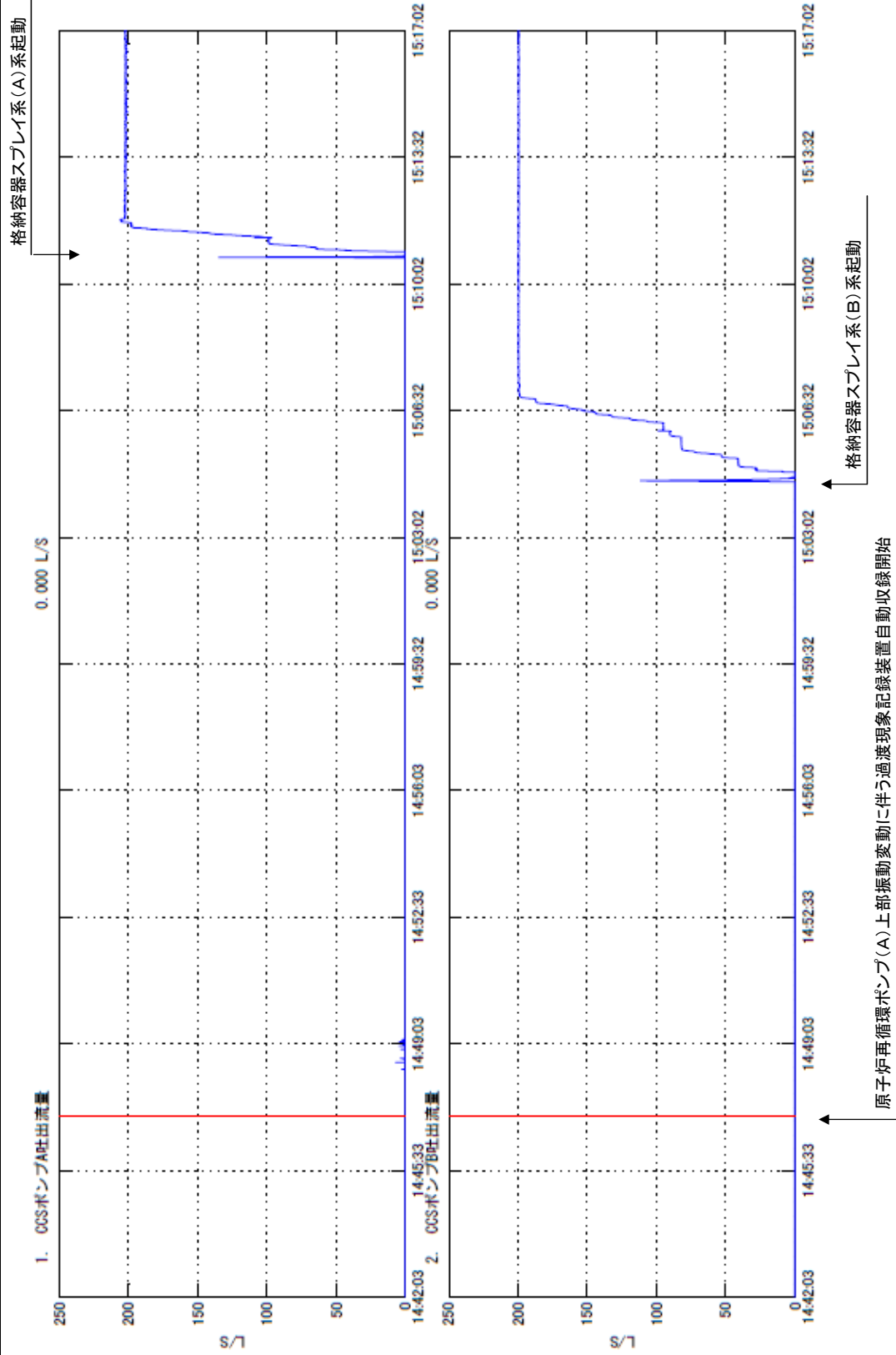
パラメータ

非常用ディーゼル発電機起動

原子炉再循環ポンプ(A)上部振動変動に伴う過渡現象記録装置自動収容開始

非常用ディーゼル発電機電圧確立

パラメータ



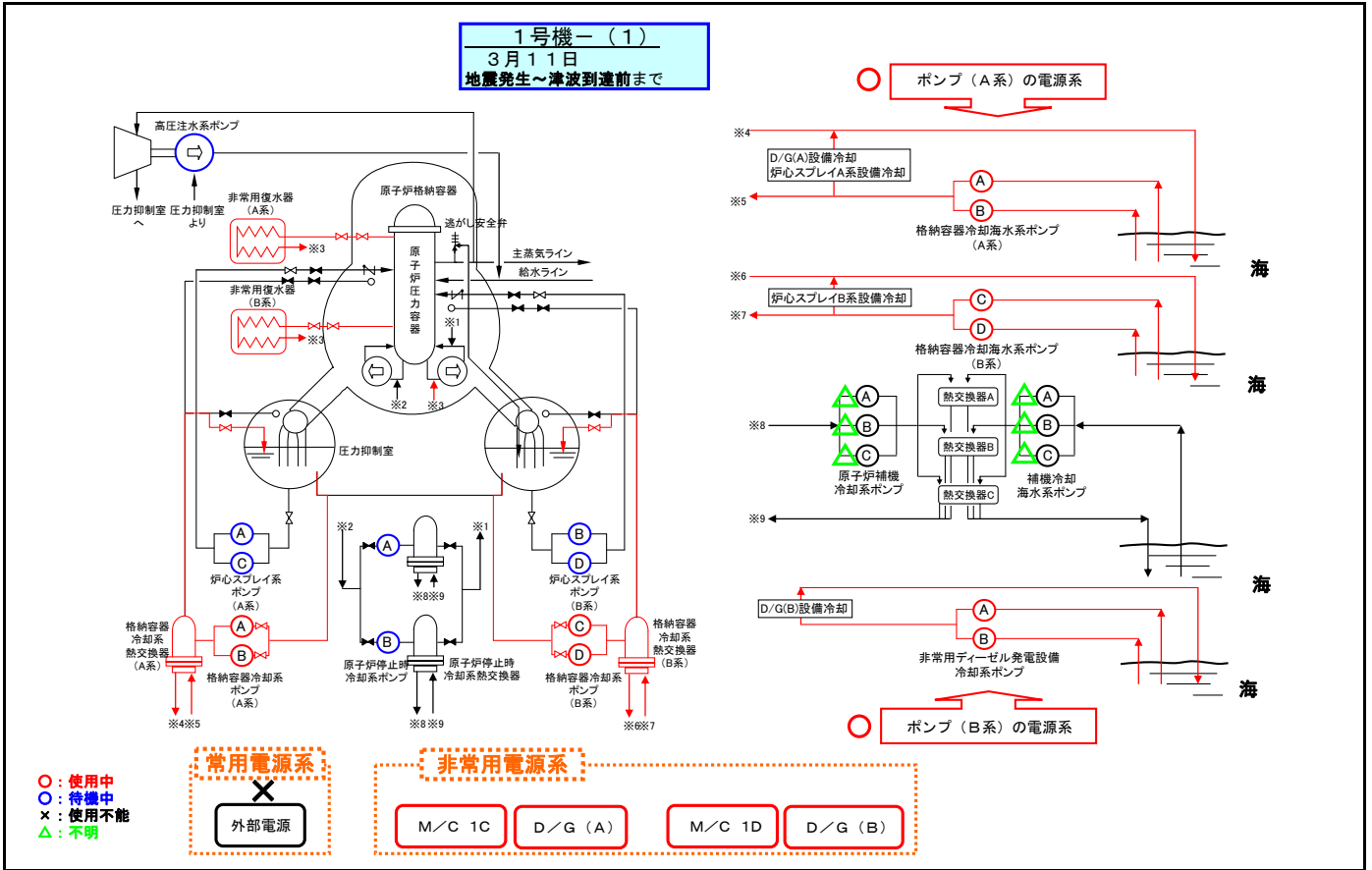
備考

格納容器スプレイ系ポンプBを15時05分頃起動している。同様に格納容器スプレイ系ポンプAを15時11分頃起動している。これは、圧力抑制室プール水の冷却を行うために起動したものと推定される。

パラメータ	備考
<p>福島第一原子力発電所 1号機 イベントデータ 時系列データ表示 ファイル名 IF1_Oy24_EVF_DET_2011_03_11_Fri_14_47_04.dat データ周期 0.01秒 データ表示期間 2011年03月11日14時42分03秒~2011年03月11日15時17分02秒 イベント検出時刻 2011年03月11日14時47分03秒 900 ミリ秒 グループ名称: 1F-1 非常用炉心冷却系流量 (11) -2</p> <p>1. IC_A入口弁1A開 2. IC_A入口弁2A開 3. IC_A出口弁3A開 4. IC_A出口弁4A開</p>	<p>(1-</p>

パラメータ	備考
<p>福島第一原子力発電所 1号機 イベントデータ 時系列データ表示 ファイル名 1F1_Cy24_EVF_DET_2011_03_11_Fri_14_47_04_det データ周期 0.01秒 データ表示期間 2011年03月11日14時42分03秒~2011年03月11日15時17分02秒 イベント検出時刻 2011年03月11日14時47分03秒 900 ミリ秒 グループ名称: 1F-1 非常用炉心冷却系流量 (1.2) -2</p> <p>1. IC_B入口弁18開 1.000 digital 14:42:03 14:45:33 14:49:03 14:52:33 14:56:03 14:59:32 15:03:02 15:06:32 15:10:02 15:13:32 15:17:02</p> <p>2. IC_B入口弁29閉 1.000 digital 14:42:03 14:45:33 14:49:03 14:52:33 14:56:03 14:59:32 15:03:02 15:06:32 15:10:02 15:13:32 15:17:02</p> <p>3. IC_B出口弁38閉 0.000 digital 14:42:03 14:45:33 14:49:03 14:52:33 14:56:03 14:59:32 15:03:02 15:06:32 15:10:02 15:13:32 15:17:02</p> <p>4. IC_B出口弁48開 1.000 digital 14:42:03 14:45:33 14:49:03 14:52:33 14:56:03 14:59:32 15:03:02 15:06:32 15:10:02 15:13:32 15:17:02</p>	<p>(1-</p>

福島第一1号機 系統概略図



1号機 非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）

		設置場所	耐震クラス	原子炉自動停止時 (地震発生時)	原子炉自動停止 ～津波到達直前 まで	津波到達 以降	備考	
E C C S	冷 や す 機 能	CS (A)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CS (C)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CCS (A)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CCS (B)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CCSW (A)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CCSW (B)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CS (B)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CS (D)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CCS (C)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CCS (D)	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波後、電源・海水系 (CCSW) とも喪失
		CCSW (C)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CCSW (D)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		HPCI	R/B地下階 (O. P. -1230)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源喪失（補助油ポンプ）
		IC (A)	R/B4階 (O. P. 31000)	A	○	◎	(不明)	津波前、自動起動（原子炉圧力高）で作動を確認 津波後、電源喪失により弁状態確認できず
IC (B)	R/B4階 (O. P. 31000)	A	○	◎	(不明)	津波前、自動起動（原子炉圧力高）で作動を確認 津波後、電源喪失により弁状態確認できず		
炉注水	MUWC	T/B地下階 (O. P. 3200)	B	◎	◎	×	津波後、電源喪失	
プ ー ル 冷 却	SFP冷却 (FPC系)	R/B3階 (O. P. 25900)	B	◎	△ 注1	×	地震発生後、電源喪失。津波後、海水系 (SW) 喪失	
	SFP冷却 (SHC系)	R/B1階 (O. P. 10200)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源喪失。津波後、海水系 (SW) 喪失	
閉 じ 込 め る 機 能	格納施設	原子炉建屋	A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	原子炉自動停止後から津波まではSGTSが作動し負圧が維持されたものとする。その後、水素爆発により損傷	
	格納施設	原子炉格納容器	A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	津波到達前、格納容器圧力に破損を示す徴候は認められず	

(凡例) ◎：運転 ○：待機 △：通常電源断による停止 ×：機能喪失又は待機除外

注1： 本震で比較的大きな揺れを観測した5号機では、地震発生後の平成23年3月19日に残留熱除去系を使用しており、当直員によるパトロールからも各系統・設備に大きな損傷は認められていない。
また、これら機器が設置されている原子炉建屋地下階で今般得られた観測記録における最大加速度は、機器の動的機能維持確認済加速度^{*}を十分下回っている。
このことから、各機能は概ね確保されていたものと推定される。
※JEA C4601-2008「原子力発電所耐震設計技術規程」

H P C I について

H P C I 起動時、最初に補助油ポンプが起動し、タービン止め弁と加減弁の作動油が供給されることで、H P C I タービンが起動する。しかしながら、補助油ポンプは、直流電源喪失により起動しない状態となり、結果としてH P C I が作動不能となった。

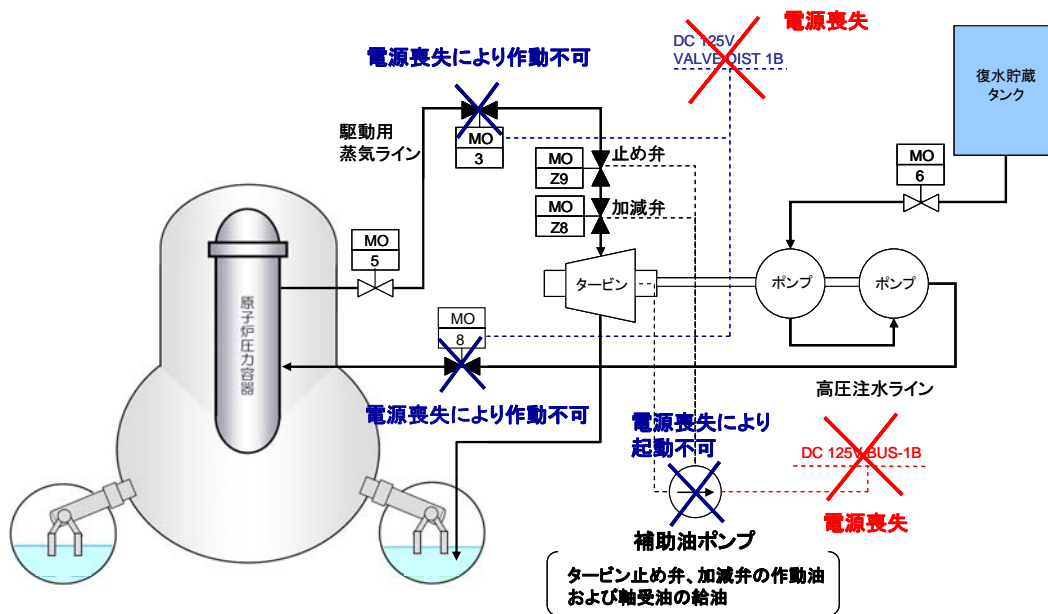


図 7 - 6 - 1 H P C I 機器状況

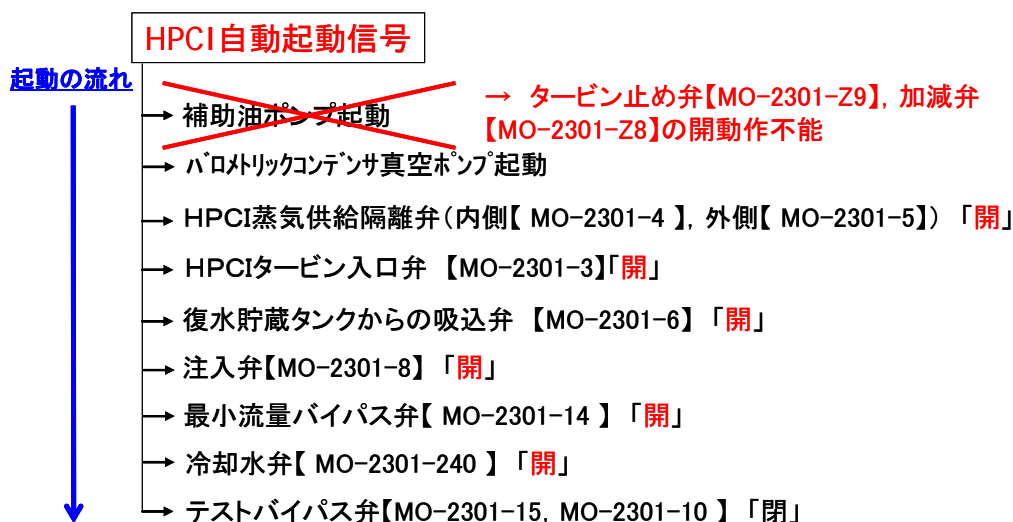
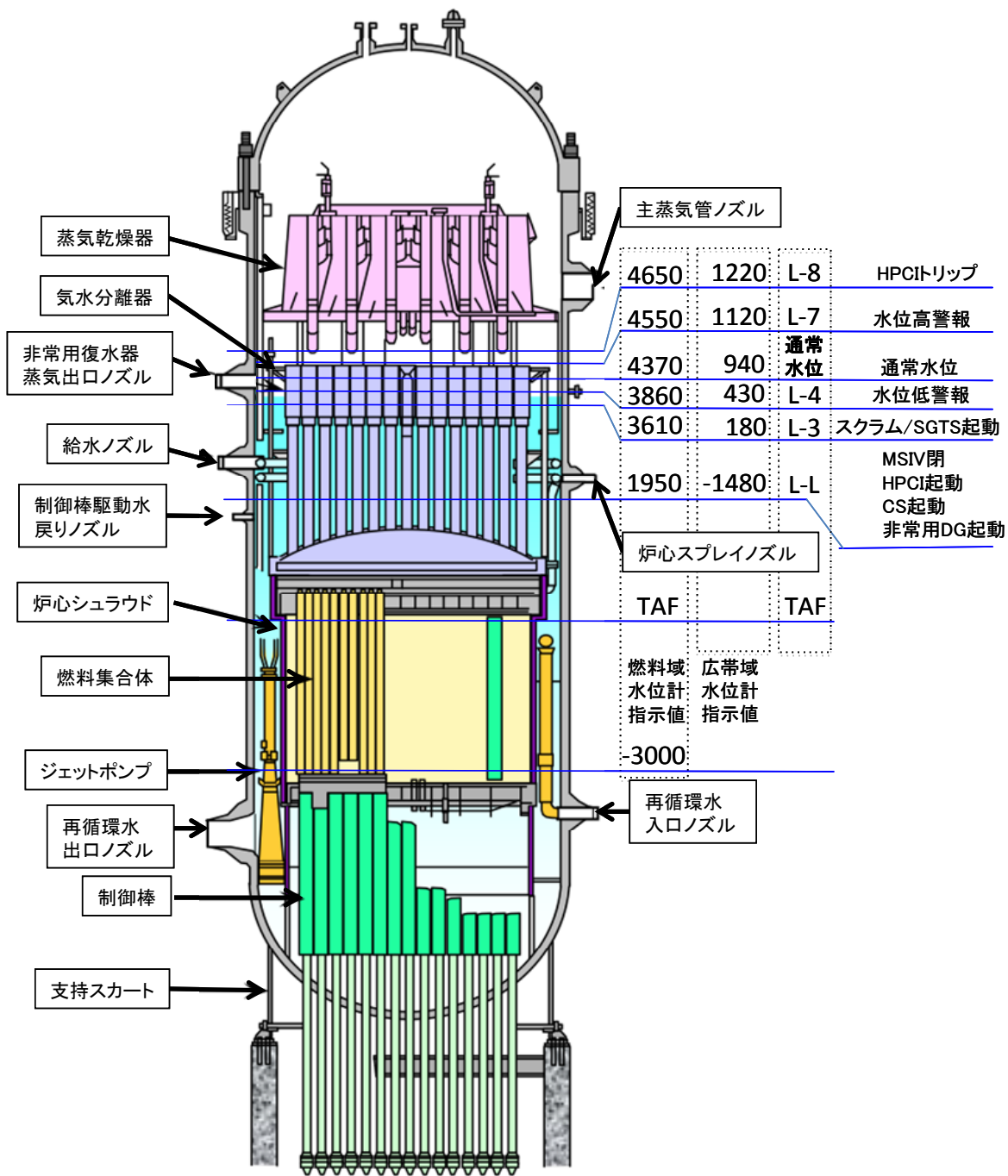
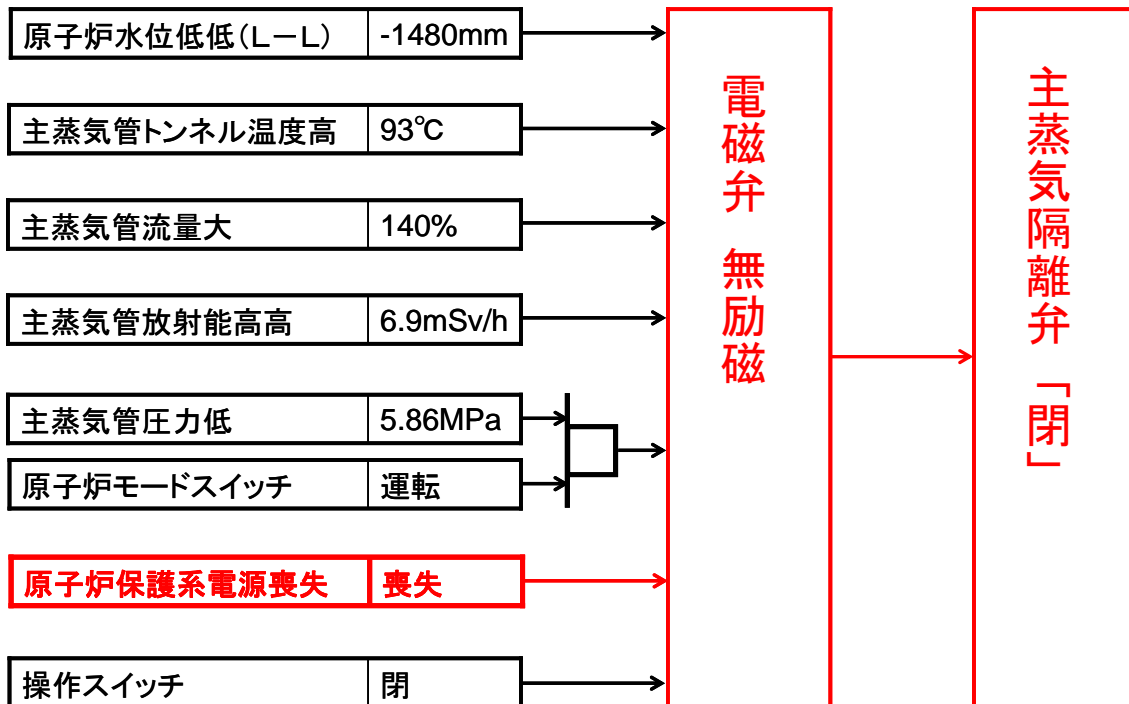


図 7 - 6 - 2 H P C I 起動の流れ

原子炉水位図



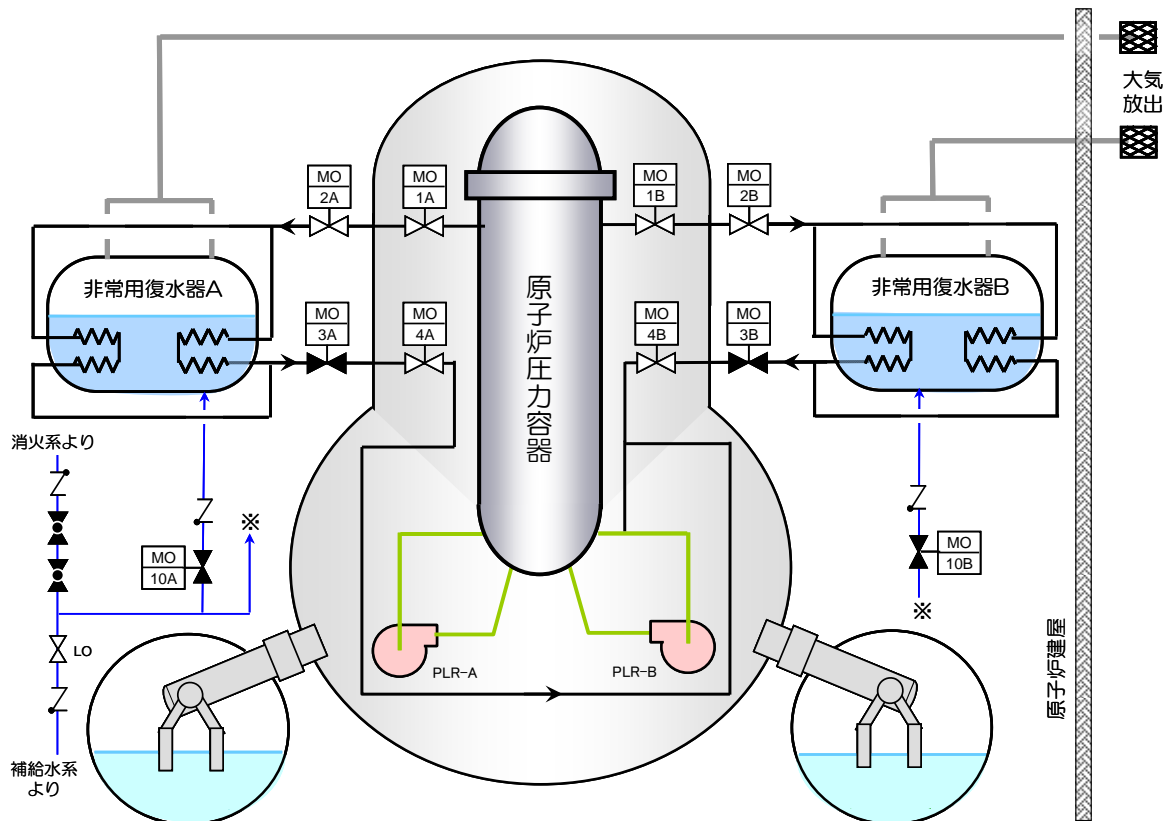
MS I V閉動作となる要因



I Cについて

1. 地震前の状態（待機状態）

- ・ 非常用復水器はA系（下図の原子炉圧力容器の左側）、B系（下図の原子炉圧力容器の右側）の2系統を有する。
- ・ 通常は待機状態で、A系はMO－3 A弁、B系はMO－3 B弁が閉となっている。



2. 起動するとき

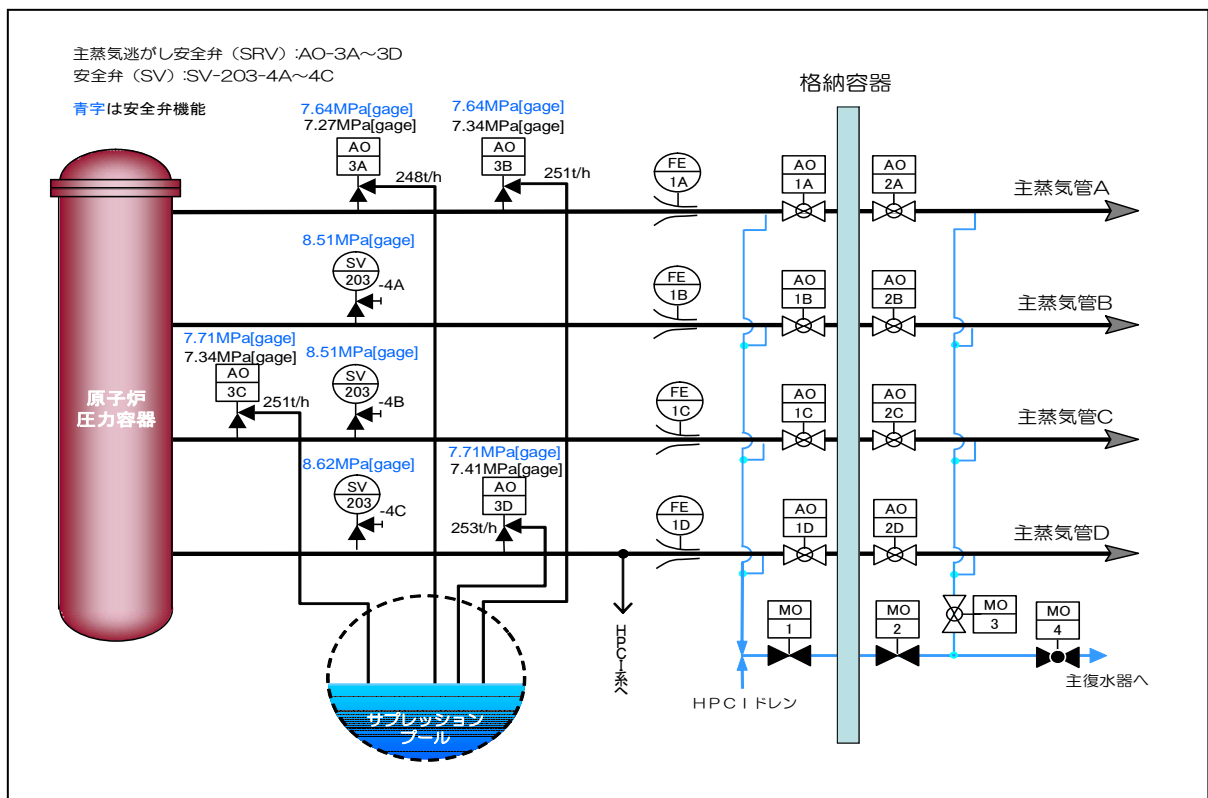
- ・ 手動起動の操作、または自動起動信号（原子炉圧力高信号による）により、A系はMO－3 A弁、B系はMO－3 B弁が開となる。
- ・ これにより、原子炉圧力容器→非常用復水器→原子炉圧力容器のラインを構成する弁（A系は1 A～4 A弁、B系は1 B～4 B弁）がすべて開の状態となる。

3. 隔離信号が入ったとき

- ・ 隔離信号は、配管の破断検出回路が破断を検知した場合、または当該回路の電源（直流電源）が喪失した場合に発信される。（今回の地震では電源喪失により自動隔離信号が発信されている）
- ・ 隔離信号が入るとラインを構成する弁（A系は1 A～4 A弁、B系は1 B～4 B弁）が閉動作するインターロックが作動する。

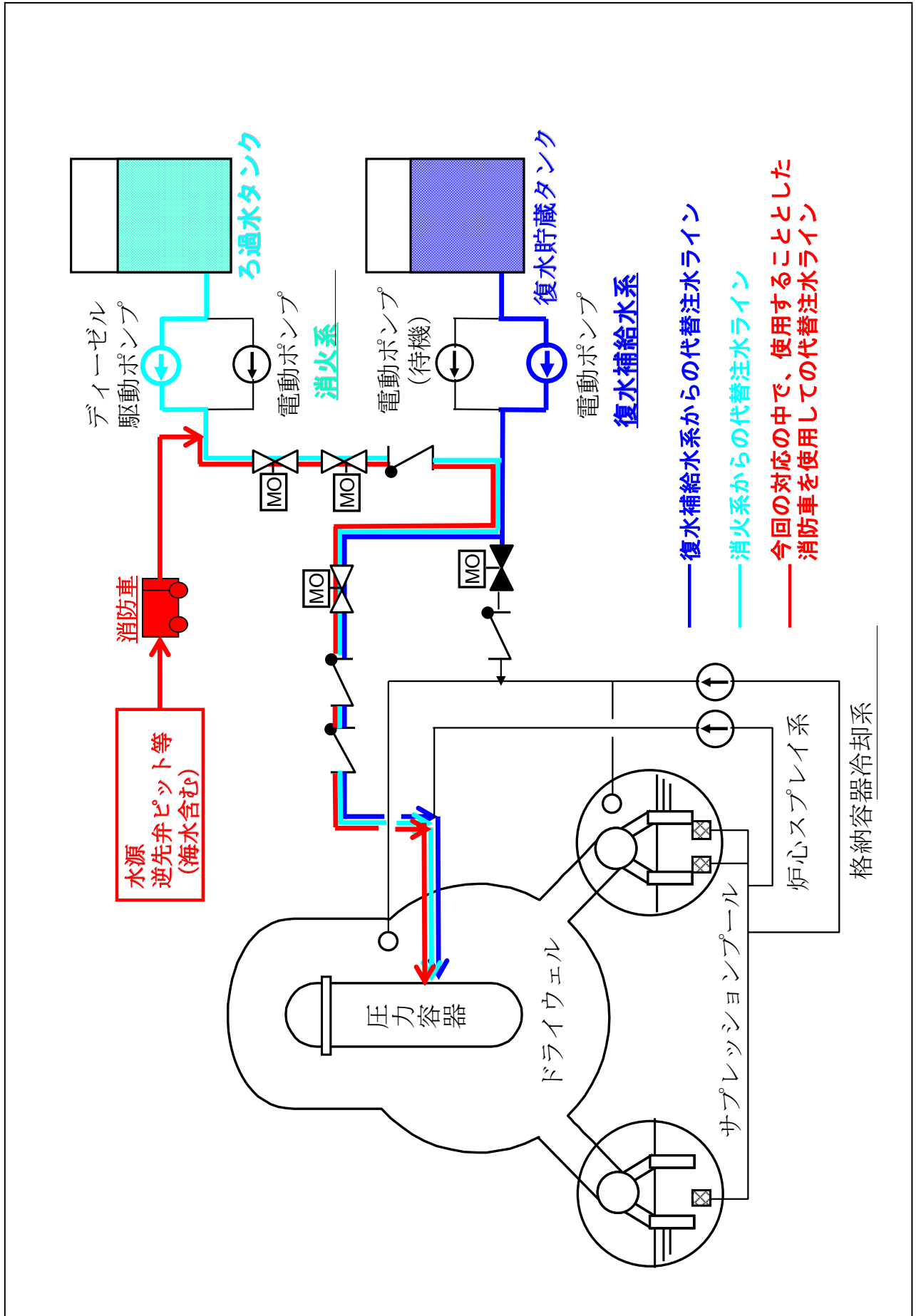
SRV動作圧力について

ICの自動起動インターロック（原子炉圧力高）設定圧力は7.13MPaであり、原子炉圧力の上昇に伴うSRVの動作（7.27MPa）前に自動起動する。今回、原子炉圧力をICによりSRV動作圧力以下で制御したため、SRVは動作していない。



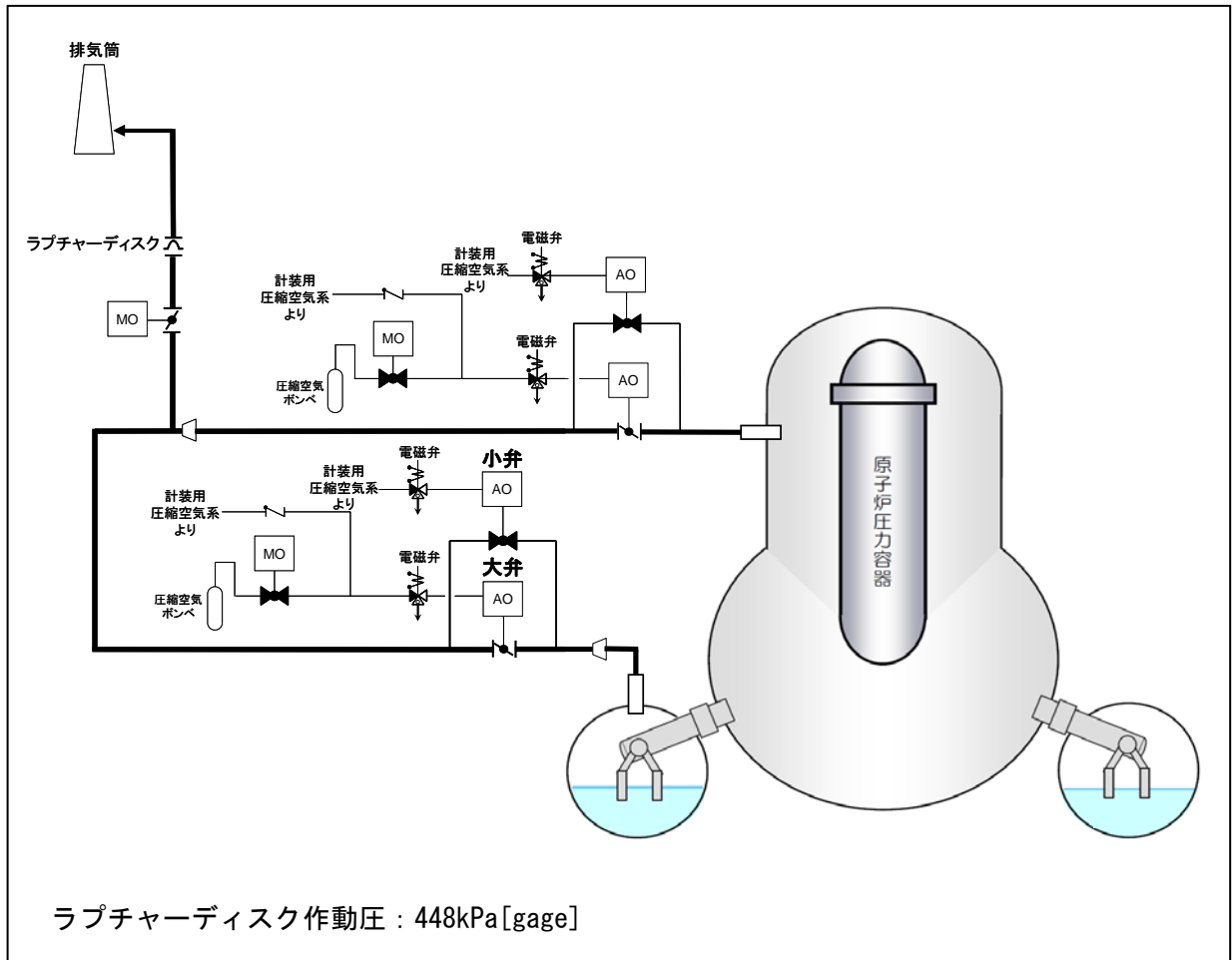
注：黒字は圧力スイッチ動作圧力、青字は安全弁動作圧力

代替注水について

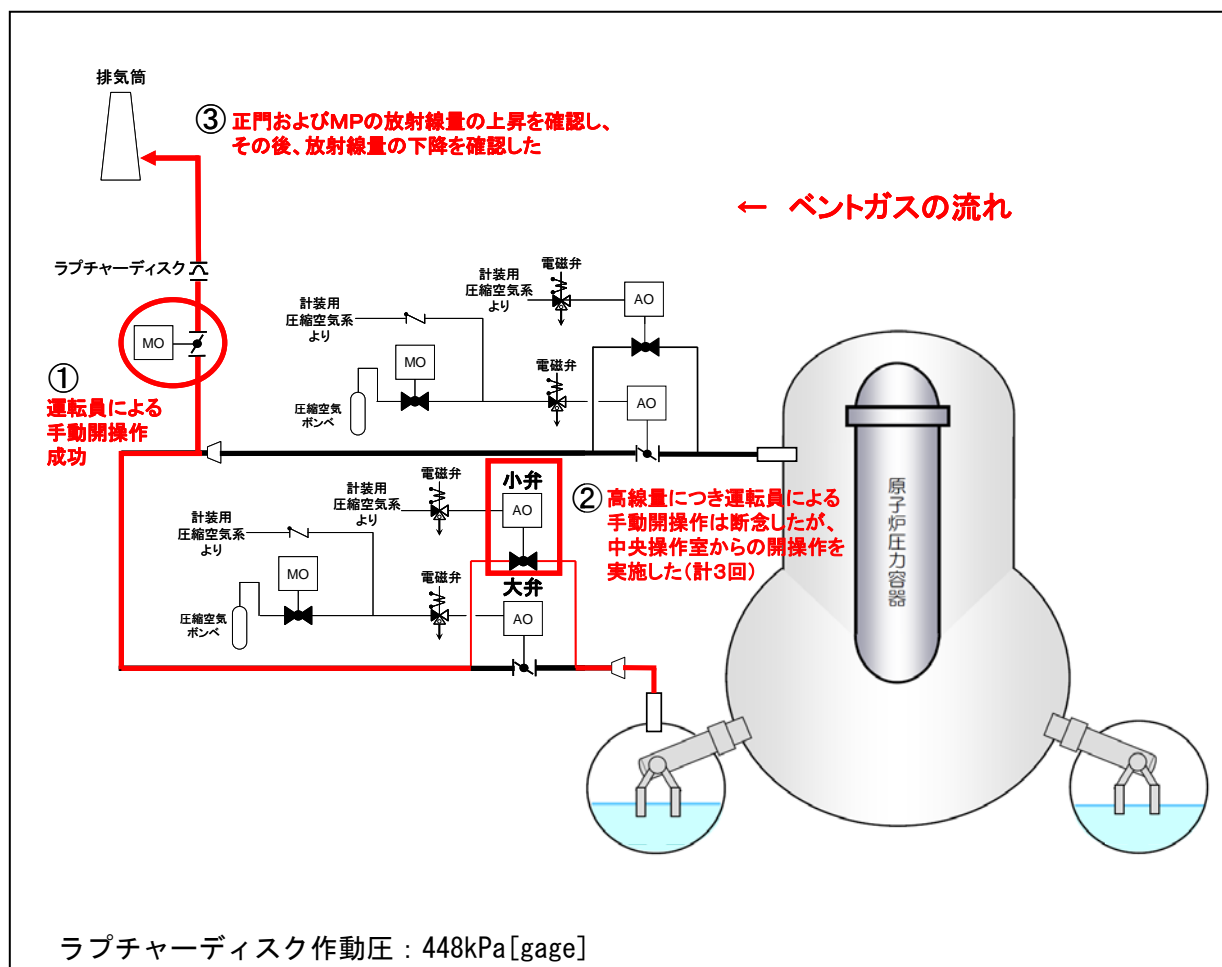


福島第一1号機のPCVベントについて

3月11日地震発生前



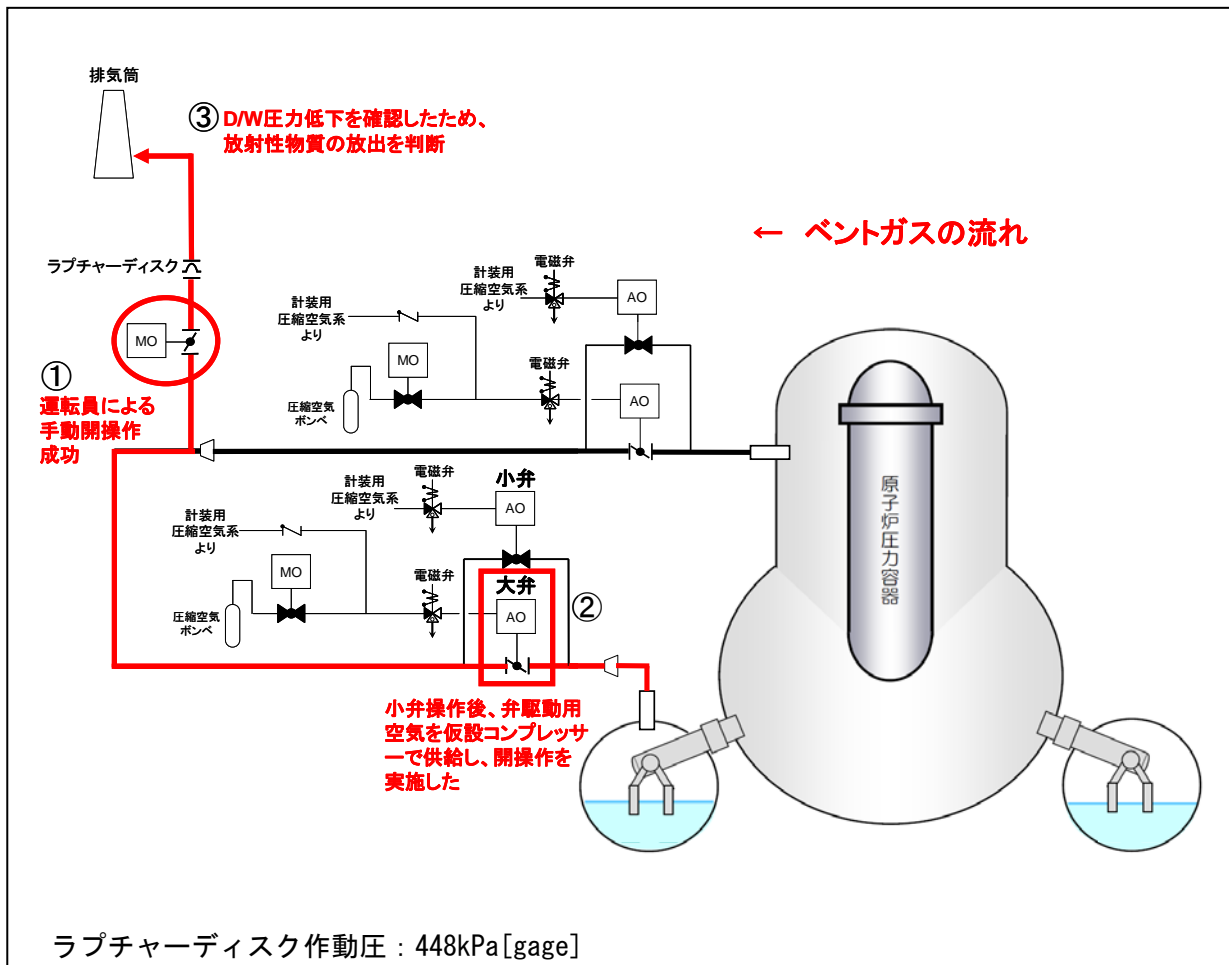
3月12日 10時40分頃 小弁使用時



【S/Cベント弁(AO弁)小弁の遠隔開操作、MP指示上昇】

- ① 3月12日9時15分頃
PCVベントMO弁を運転員が手動にて25%まで開操作。
- ② 3月12日10時17分(1回目)、10時23分(2回目)、10時24分(3回目)
中操にてS/CからのベントラインにあるAO弁(小弁)の開操作(計3回)。なお、
3回の操作において当該弁が開となったかは、確認できず。
- ③ 3月12日10時40分
正門付近およびMPの放射線量が上昇していることが確認されたことから、PCVベ
ントにより放射性物質が放出された可能性が高いと判断したが、同日11時15分放
射線量が下がっていることから、PCVベントが十分効いていない可能性があること
を確認。

3月12日 14時30分頃 大弁使用時



【S/Cベント弁（AO弁）大弁開操作の実施】

- ① 3月12日9時15分頃
PCVベントMO弁を運転員が手動にて25%まで開操作。
- ② 3月12日14時00分頃
S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）を動作させるため、仮設コンプレッサーをIAに接続し加圧。
- ③ 3月12日14時30分
D/W圧力が低下（D/W圧力0.75MPa→同日14時50分0.58MPa）していることを確認し、「放射性物質の放出」と判断。同日15時18分に官庁等に連絡。

1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価(発信時刻:12日4時01分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

様式8-1(1/4)

異常事態連絡様式(第2報以降)(原子炉施設)

※各項目について、情報が得られたものから記入し、迅速に連絡することとする。

平成 23 年 3 月 12 日 (第 報)	
発信時刻 4 時 01 分	
(第 15 条 - 報)	
経済産業大臣, 福島県知事, 大熊町長, 双葉町長 殿 通報者名 福島第一原子力発電所長 吉田昌郎 連絡先(原子力防災管理者) 0240-32-2101(代) (G)	
特定事象の発生について、原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく通報 以後の情報を通報します。	
原子力事業所の名称及び場所	名称: 東京電力株式会社 福島第一原子力発電所 (事業区分: 電気事業) 場所: 福島県双葉郡大熊町大字夫沢字北原2-2
特定事象の発生箇所	福島第一原子力発電所 第1号炉
特定事象の発生時刻	平成 23 年 3 月 11 日 16 時 36 分 (24時間表示)
発生した特定事象の概要	特定事象の種類 ④ 非常用炉心冷却装置注水不能 原子力緊急事態に該当 (<input type="checkbox"/> する, <input type="checkbox"/> しない)
	想定される原因 <input type="checkbox"/> 特定 <input type="checkbox"/> 調査中
	検出された放射線量の状況, 検出された放射性物質の状況又は 主な施設・設備の状況等 被ばく 13機とPCVベントの場内の線量結果は注水の通り
その他特定事象の把握に参考となる情報	被ばく者の状況及び汚染拡大の有無 (確認時刻 時 分) 被ばく者の状況 不明 <input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有: 被ばく者 名 要救助者 名 汚染拡大の有無 <input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有:
	気象情報 (確認時刻 時 分) ・天候 : 別紙参照 ・風向 : 方位 ・風速 : m/s ・大気安定度 :
	周辺環境への影響 <input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有: 別紙参照
	応急措置

1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日4時01分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

ドライウエル 2次ベントの場合
線量評価

前提

ソース: 重大事故

容積: ドライウエル + S/P = 5600 m³

圧力: 8気圧 → 1気圧

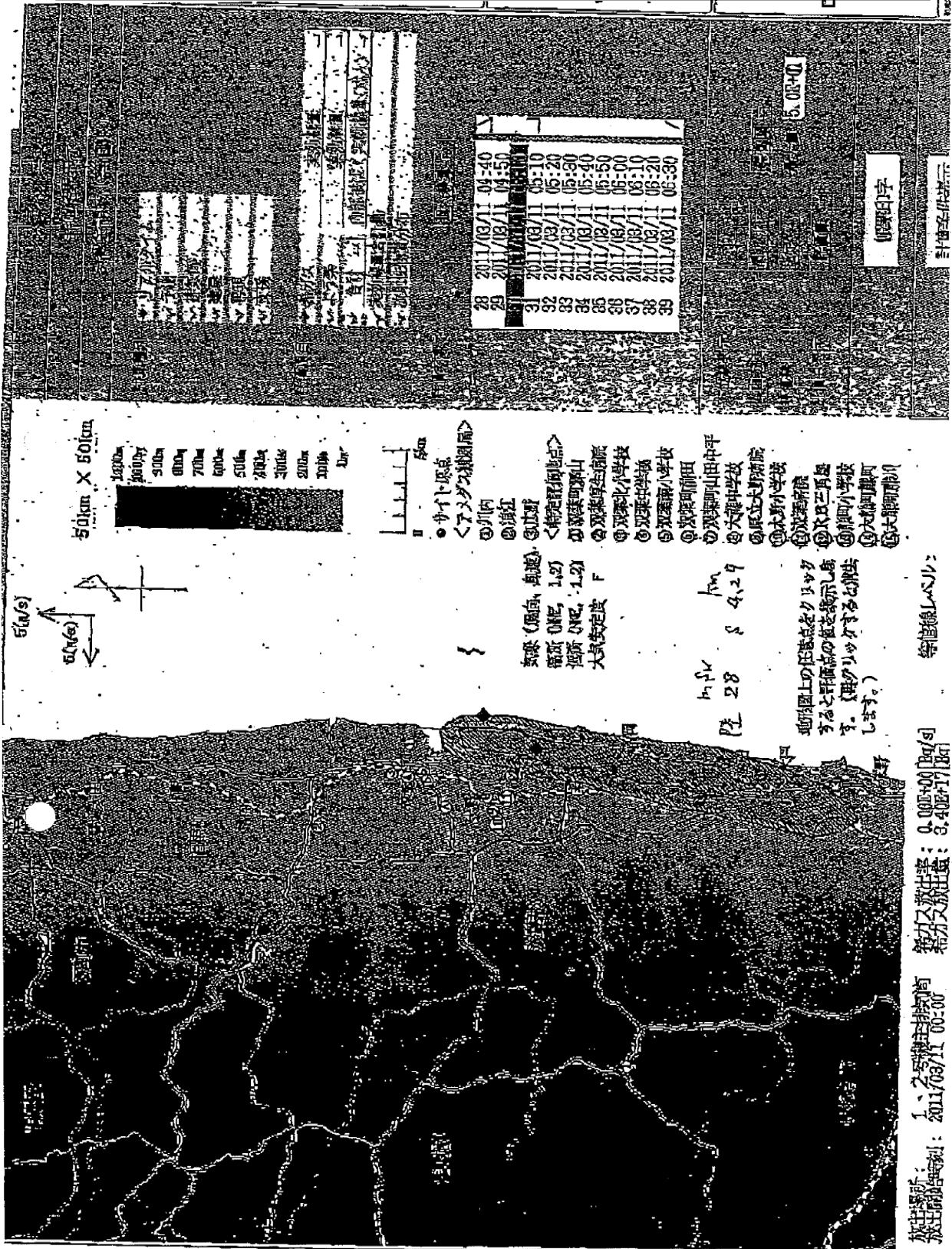
〈気流〉

北北東 / 風速 1.2 / 安定度 F

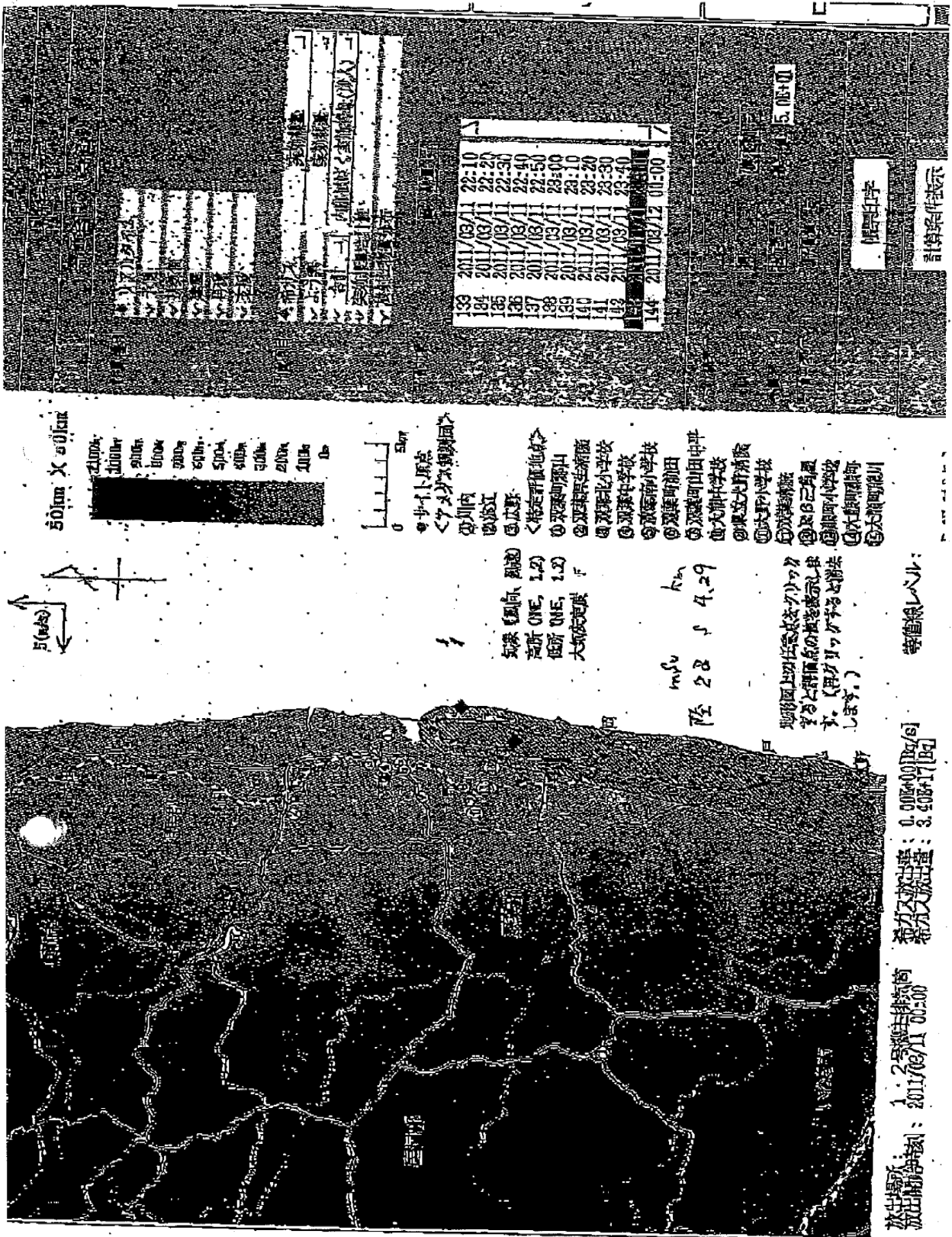
	希ガス		
1hr 後	14 mSv	SE	0.28 km
3hr 後	28 mSv	S	4.29 km
5hr 後	28 mSv	S	4.29 km

1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価(発信時刻: 12日4時01分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価(発信時刻: 12日4時01分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日9時53分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

異常事態連絡様式 (第2報以降) (原子炉施設)

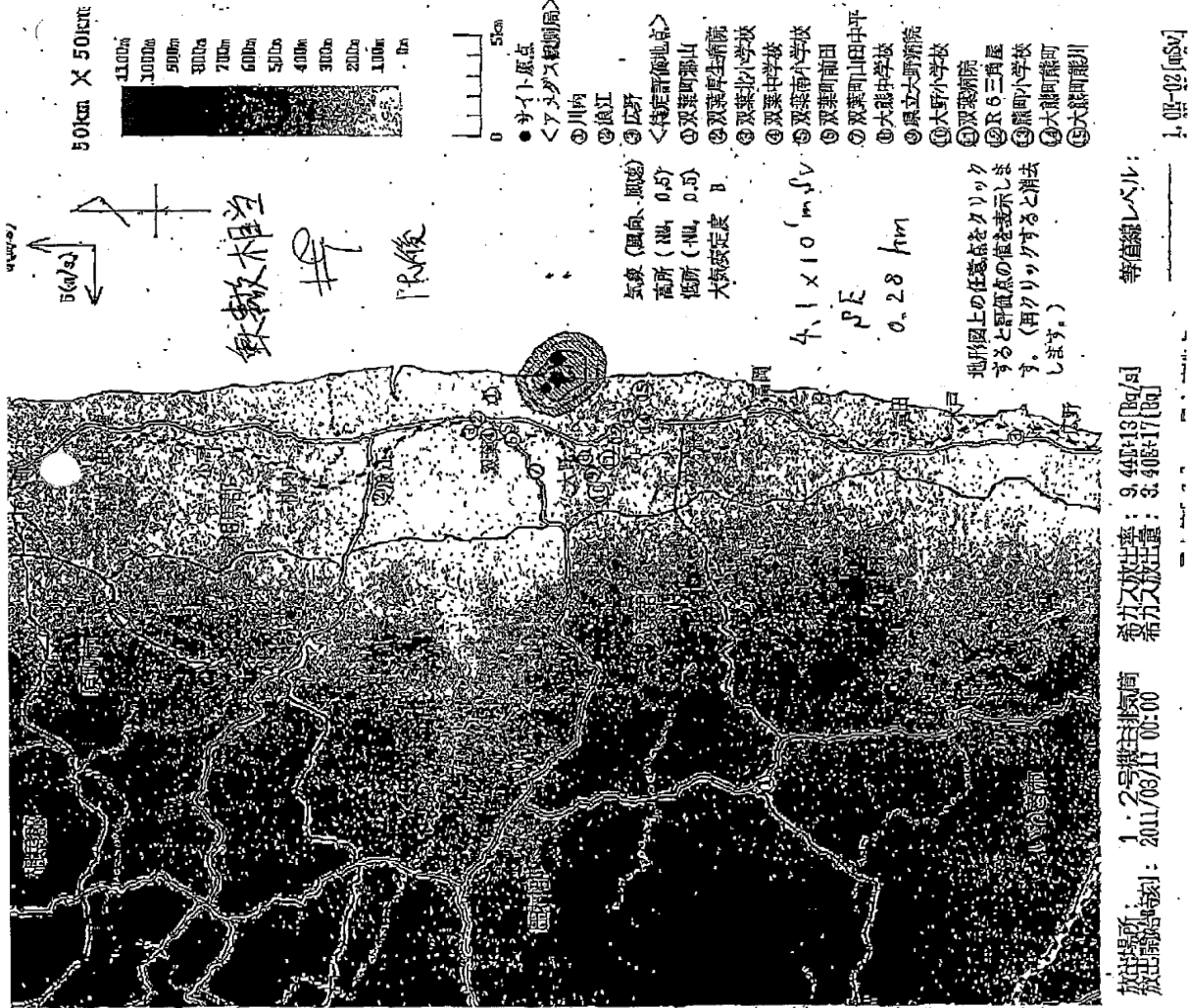
※各項目について、情報が得られたものから記入し、迅速に連絡することとする。

平成 23 年 3 月 12 日 (第 1 報)		
発信時刻 9 時 53 分		
(第 15 条-19 報)		
経済産業大臣, 福島県知事, 大熊町長, 双葉町長 殿		
通報者名 福島第一原子力発電所長 吉田 昌郎		
連絡先 (原子力防災管理者) 0240-32-2101(代)		
(G)		
特定事象の発生について、原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく通報以後の情報を通報します。		
原子力事業所の名称及び場所	名称: 東京電力株式会社 福島第一原子力発電所 (事業区分: 電気事業) 場所: 福島県双葉郡大熊町大字夫沢字北原22	
特定事象の発生箇所	福島第一原子力発電所 第1号炉	
特定事象の発生時刻	平成 23 年 3 月 11 日 16 時 36 分 (24時間表示)	
発生した特定事象の概要	特定事象の種類	⑥非常用炉心冷却装置注入不能 原子力緊急事態に該当 (<input checked="" type="checkbox"/> する, <input type="checkbox"/> しない)
	想定される原因	<input type="checkbox"/> 特定 <input type="checkbox"/> 調査中
	検出された放射線量の状況, 検出された放射性物質の状況又は主な施設・設備の状況等	1号機 PCVベント操作開始前の被ばく評価に ついて (詳細は別紙参照)
その他特定事象の把握に参考となる情報	被ばく者の状況及び汚染拡大の有無 (確認時刻 時 分)	被ばく者の状況 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 確認中 <input checked="" type="checkbox"/> 有: 被ばく者 名 要救助者 名 汚染拡大の有無 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 有: 確認中
	気象情報 (確認時刻 時 分)	・天候 : ・風向 : 方位 ・風速 : m/s ・大気安定度 :
	周辺環境への影響	<input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有:
	応急措置	

1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日9時53分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

項目	内容
測定日時	2011/03/11 00:10
測定時刻	2011/03/11 00:20
測定時刻	2011/03/11 00:30
測定時刻	2011/03/11 00:40
測定時刻	2011/03/11 00:50
測定時刻	2011/03/11 01:10
測定時刻	2011/03/11 01:20
測定時刻	2011/03/11 01:30
測定時刻	2011/03/11 01:40
測定時刻	2011/03/11 01:50
測定時刻	2011/03/11 02:00



1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日9時53分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

50km X 50km

1100m
1000m
900m
800m
700m
600m
500m
400m
300m
200m
100m
0m

50km

サイト原点
メダダス観測局

川内
浜江
高野
新定評価地点

①双葉町湯山
②双葉厚生病院
③双葉北小学校
④双葉中学校
⑤双葉南小学校
⑥双葉町前田
⑦双葉町山田中平
⑧大群中学校
⑨県立大野病院
⑩大野小学校
⑪双葉病院
⑫R6三角屋
⑬龍町小学校
⑭大群町龍町
⑮大群町龍川

地形図上の任意点をクリックすると評価値を表示します。(再クリックすると消去します。)

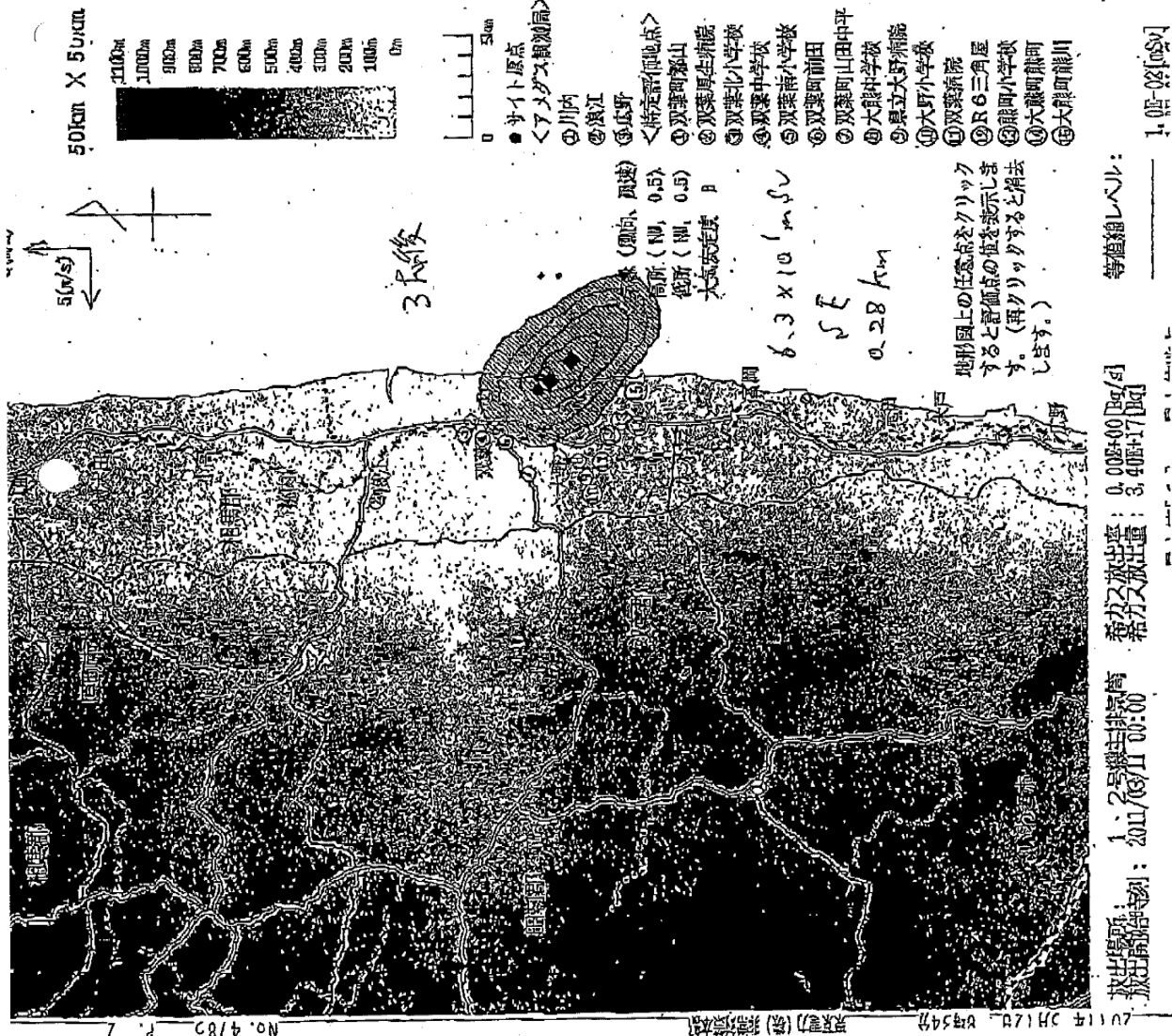
6.3 x 10⁴ mSv
SE
0.28 km

3R後

7	2011/03/11	01-10
8	2011/03/11	01-20
9	2011/03/11	01-30
10	2011/03/11	01-40
11	2011/03/11	01-50
12	2011/03/11	02-00
13	2011/03/11	02-10
14	2011/03/11	02-20
15	2011/03/11	02-30
16	2011/03/11	02-40
17	2011/03/11	02-50
18	2011/02/11	02-00

実測線量
実測線量
内部線量(成人)

計算条件表示



等値線レベル:

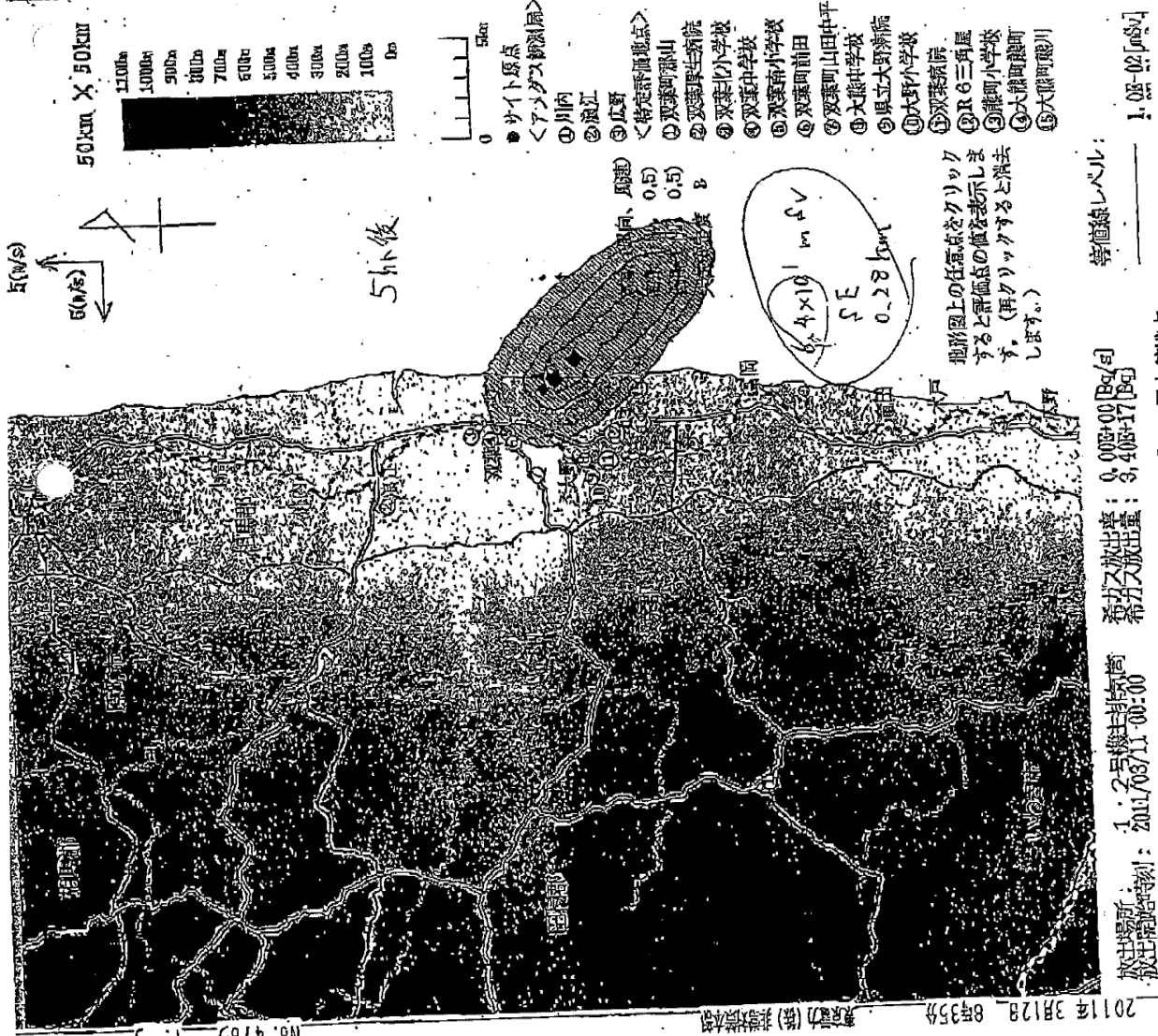
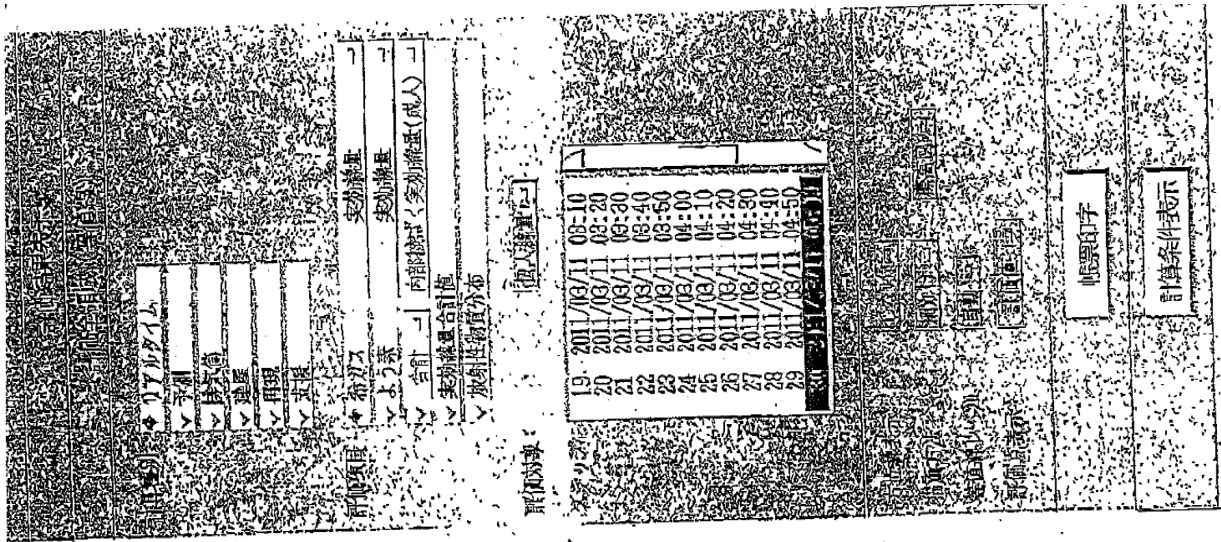
放出時刻: 1,2号機非気筒 筒内放射線量: 0.002+0.00 [Bq/d]
 放出開始時刻: 2011/03/11 00:00 筒内放射線量: 3.40E+17 [Bq]

1.0E-02 [mSv]

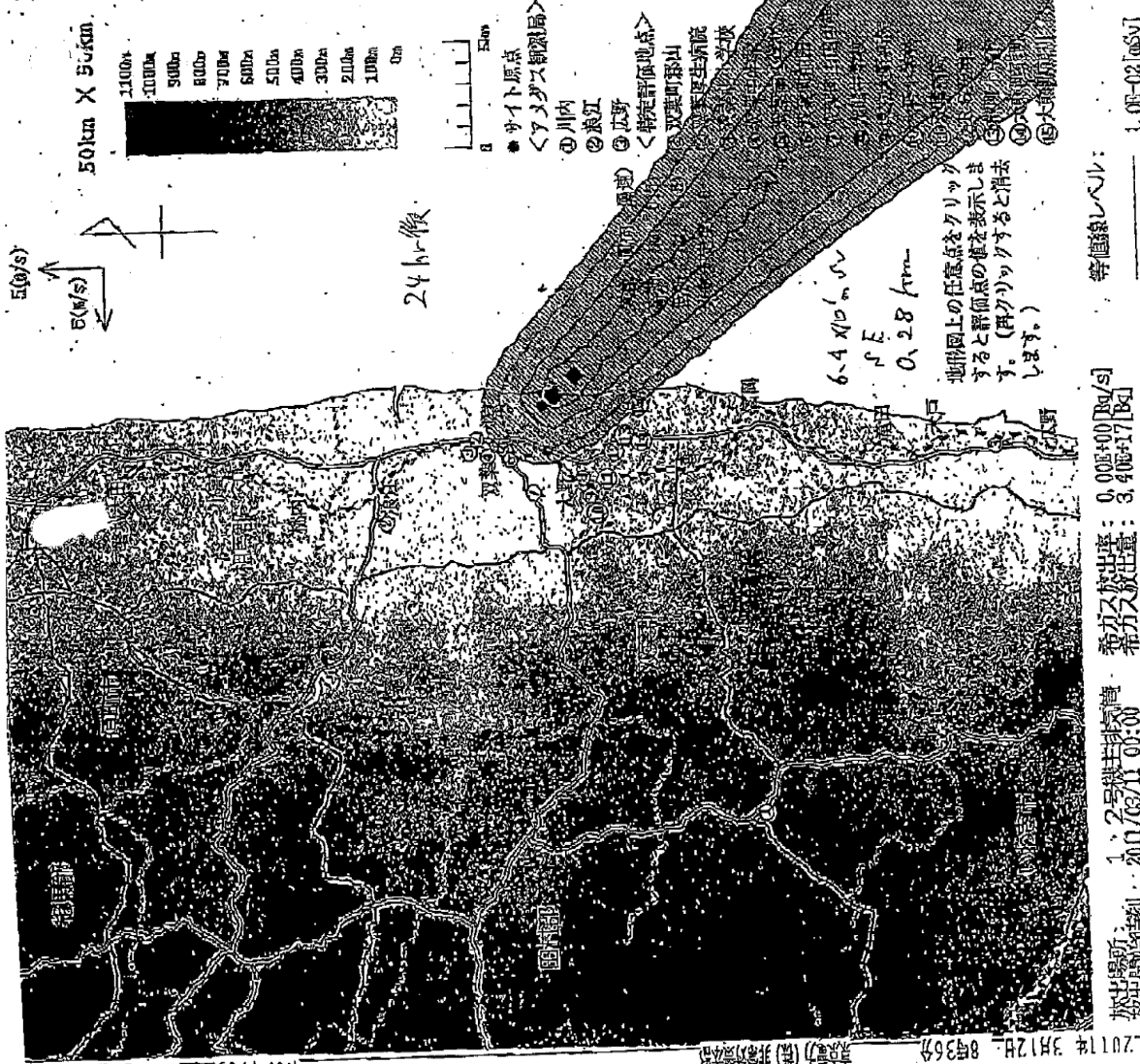
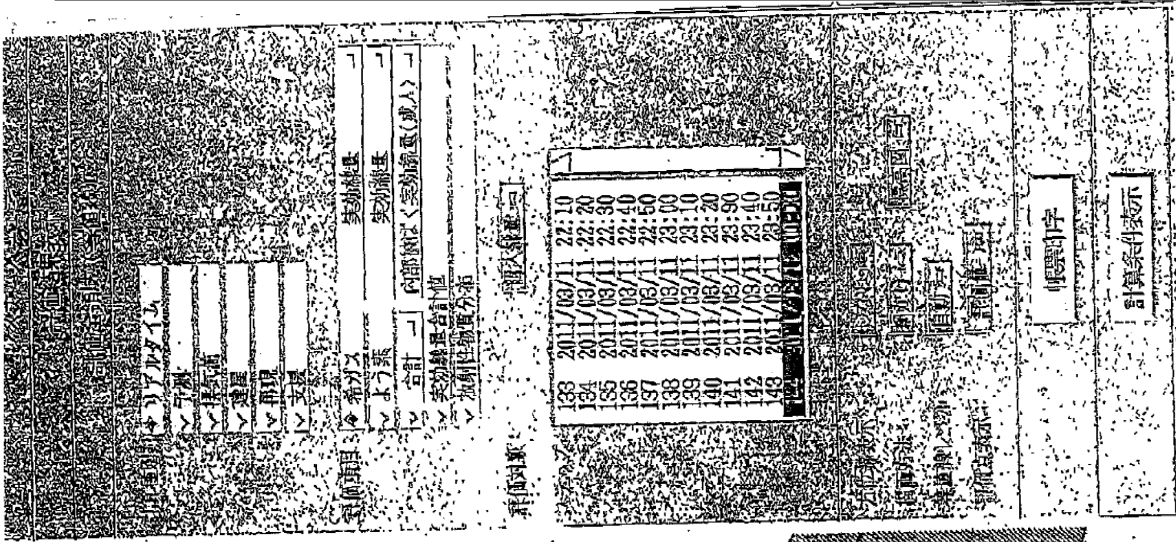
2011年03月12日 09時53分 東京電力(株) 福島第一原子力発電所

1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日9時53分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

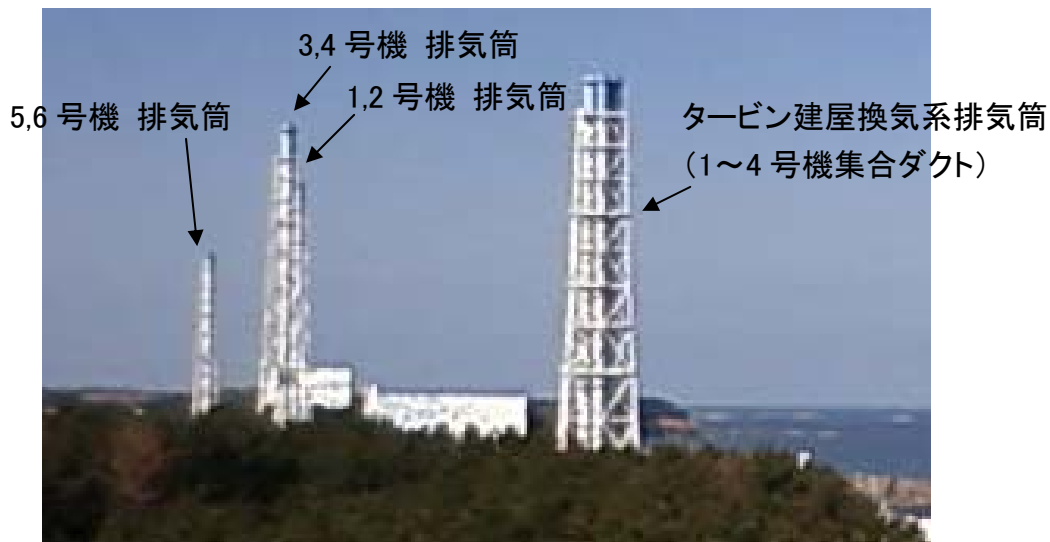


1号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日9時53分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



ふくいちライブカメラ写真による
福島第一1号機のPCVベントの排気について

◆ 3月12日 14:00 撮影



14:00頃 S/C ベント弁 (AO 弁) 大弁を動作させるため、仮設の空気圧縮機を設置
14:30 D/W 圧力が低下していることを確認

◆ 3月12日 15:00 撮影



1、2号機 排気筒から山側に蒸気のようなものが見える
(16:00 撮影以降の写真では確認できず)

添付資料目次

添付資料－８－１	事象発生時の主要経緯（時系列）	１
添付資料－８－２	プラントデータチャート	７
添付資料－８－３	過渡現象記録装置トレンドデータ	１７
添付資料－８－４	系統概略図	２７
添付資料－８－５	非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）	２８
添付資料－８－６	MS I V閉動作となる要因	２９
添付資料－８－７	SRV動作圧力について	３０
添付資料－８－８	原子炉水位図	３１
添付資料－８－９	代替注水について	３２
添付資料－８－１０	PCVベントについて	３３
添付資料－８－１１	PCVベントにおける被ばく線量評価	３７

2号機 事象発生時の主要経緯（時系列）

平成23年3月11日（金）

- 14：46 東北地方太平洋沖地震発生。第3非常態勢を自動発令。
- 14：47 原子炉自動スクラム、主タービン自動停止。D/G 2A、2B自動起動。MSIV閉。
- 14：50 RCI C手動起動。
- 14：51 RCI C自動停止（原子炉水位高）。
- 15：01 原子炉未臨界確認。
- 15：02 RCI C手動起動。
- 15：06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）。
- 15：27 津波第一波到達。
- 15：28 RCI C自動停止（原子炉水位高）。
- 15：35 津波第二波到達。
- 15：39 RCI C手動起動。
- 15：41 全交流電源喪失。
- 15：42 原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 15：42 第1次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16：00頃 構内道路の健全性確認を開始。
- 16：10 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- 16：36 原子炉水位が確認できず、注水状況が不明なため、原災法第15条該当事象（非常用炉心冷却装置注水不能）が発生したと判断、16：45官庁等に通報。
- 16：36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16：39 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認を開始。
- 16：50 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 17：12 発電所長は、AM策として設置したFPライン及び消防車を使用した原子炉への注水方法の検討開始を指示。
- 19：00頃 2号機、3号機の間にあるゲートを開放、1～4号機への車両の通行ルートを確認。
- 19：24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20：47 中操の仮設照明が点灯。

- 20 : 50 福島県が福島第一原子力発電所から半径 2 km の住民に避難指示。
- 20 : 56 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認結果を発電所対策本部に報告。
- 21 : 02 原子炉水位が不明であり、R C I C による原子炉への注水状況が確認できないため、原子炉水位が T A F に到達する可能性があることを官庁等に連絡。
- 21 : 13 T A F 到達時間を 21 : 40 と評価、官庁等に連絡。
- 21 : 23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径 3 km 圏内の避難、半径 3 km ～ 10 km 圏内の屋内退避を指示。
- 21 : 50 原子炉水位が判明し、T A F + 3 4 0 0 mm にあることを確認したことから、T A F 到達まで時間がかかると評価、22 : 10、官庁等に通報。
- 22 : 00 頃 東北電力第一陣、高圧電源車 1 台の到着を確認。

平成 23 年 3 月 12 日（土）

- 0 : 30 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の 3 km 以内避難措置完了確認、1 : 45 に再度確認）。
- 1 : 20 D / D - F P が停止していることを確認。
- 1 : 20 頃 当社の高圧電源車 1 台の到着を確認。
- 1 : 30 頃 1 号機及び 2 号機の P C V ベントの実施について、内閣総理大臣、経済産業大臣、原子力安全・保安院に申し入れ、了解を得る。
- 2 : 55 R C I C が運転していることを確認。
- 3 : 06 P C V ベント実施に関するプレス会見実施。
- 3 : 33 P C V ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 4 : 20 R C I C の水源切替を開始。
- 4 : 55 発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 $0.069 \mu S v / h (4:00) \rightarrow 0.59 \mu S v / h (4:23)$ ）したことを確認、官庁等に連絡。
- 5 : 00 R C I C 水源切替完了。
- 5 : 44 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径 10 km 圏内の住民に避難指示。
- 6 : 50 経済産業大臣より法令に基づくベントの実施命令（手動によるベント）。
- 7 : 11 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 8 : 04 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。

- 10 : 15頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一12台、福島第二42台、低圧電源車：福島第一7台、福島第二11台）。
- 15 : 30頃 高圧電源車から2号機P/Cを介して1号機MCCに電源を供給する経路を構成、1号機SLCポンプ手前まで送電を開始。
- 15 : 36 1号機R/Bで爆発発生。
- 16 : 27 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（1,015 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 17 : 30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示。
- 18 : 25 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km圏内の住民に対し避難指示。

平成23年3月13日（日）

- 8 : 10 PCVベント弁（MO弁）開。
- 8 : 30 高圧電源車を起動し、2号機P/Cへの再送電を試みるも過電流リレーが動作し、送電できず。
- 8 : 56 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（882 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:01官庁等に通報。
- 10 : 15 ベントを実施するよう発電所長指示。
- 11 : 00 ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。
- 11 : 20 ベント実施に関するプレス発表。
- 12 : 05 海水を使用する準備を進めるよう発電所長指示。
- 13 : 10 バッテリーをSRV制御盤につなぎ込み、操作スイッチで開操作できる状態を構成。
- 14 : 15 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（905 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14:23官庁等に通報。
- 15 : 18 ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等へ連絡。

平成23年3月14日（月）

- 2：20 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(751 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、4：24官庁等に通報。
- 2：40 MP No. 2付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(650 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、5：37官庁等に通報。
- 4：00 MP No. 2付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(820 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、8：00官庁等に通報。
- 9：12 MP No. 3付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(518.7 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9：34官庁等に通報。
- 11：01 3号機R/Bの爆発。
- 12：50 S/Cベント弁(AO弁)大弁の電磁弁励磁用回路が外れ閉を確認。
- 13：05 準備が完了していた注水ラインは、消防車及びホースが破損して使用不可能であったことから、消防車を含む海水注入のライン構成を再開。
- 13：18 原子炉水位が低下傾向であったことから、直ちに原子炉への海水注入操作などの準備作業を進めることを官庁等に連絡。
- 13：25 原子炉の水位が低下していることからRCICの機能が喪失している可能性があり、原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）が発生したと判断、13：38官庁等に通報。
- 15：28 TAF到達時間を16：30と評価、官庁等に連絡。
- 16：30 原子炉への海水注入を行うため消防車を起動。
- 16：34 原子炉減圧操作を開始するとともに、FPラインから海水注入を開始することを官庁等に連絡。
- 17：17 原子炉水位がTAFに到達。17：25官庁等に連絡。
- 18：00頃 原子炉減圧開始（原子炉圧力5.4MPa→19：03 0.63MPa）。
- 18：22 原子炉水位がTAF－3, 700mmに到達し、燃料全体が露出したものと判断、19：32官庁等に連絡。

- 19 : 20 原子炉への海水注入のための消防車が燃料切れで停止していることを確認。
- 19 : 54 原子炉内にFPラインから消防車（19 : 54、19 : 57に各1台起動）による海水注入開始。
- 21 : 00頃 S/Cベント弁（AO弁）小弁開操作。ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。
- 21 : 20 SRVを2弁開し、原子炉水位が回復してきたことを確認、21 : 34官庁等に連絡（21 : 30現在：原子炉水位TAF-3, 000mm）。
- 21 : 35 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（760 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、22 : 35官庁等に通報。
- 22 : 50 D/W圧力が最高使用圧力427 kPa [gage]を超えたことから、原災法第15条該当事象（格納容器圧力異常上昇）が発生したと判断、23 : 39官庁等に通報。
- 23 : 35頃 S/C側の圧力がラプチャーディスク作動圧よりも低く、D/W側の圧力が上昇していることから、D/Wベント弁小弁の開によりベントを実施する方針を決定。

平成23年3月15日（火）

- 0 : 01 D/Wベント弁（AO弁）小弁開操作、数分後に閉であることを確認。
- 3 : 00 D/W圧力が設計上の最高使用圧力を超えたことから、減圧操作および原子炉内への注水操作を試みているが、まだ減圧しきれていない状況であることを4 : 17官庁等に連絡。
- 5 : 35 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。
- 6 : 00～6 : 10頃 大きな衝撃音が発生。S/C圧力の指示値が0 MPa [abs]となる。
- 6 : 50 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（583.7 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、7 : 00官庁等に通報。
- 7 : 00 監視、作業に必要な要員を除き、福島第二へ一時退避することを官庁等に連絡。
- 8 : 11 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（807 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）が発生したと判断、8 : 36官庁等

- に通報。
- 8 : 2 5 R / B 5 階付近壁より白い煙（湯気らしきもの）があがっていることを確認、9 : 1 8 官庁等に連絡。
- 1 1 : 0 0 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径 2 0 k m 以上 3 0 k m 圏内の住民に対し屋内退避指示。
- 1 6 : 0 0 正門付近で $5 0 0 \mu \text{Sv} / \text{h}$ を超える放射線量（ $5 3 1 . 6 \mu \text{Sv} / \text{h}$ ）を計測したことから、原災法第 1 5 条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、1 6 : 2 2 官庁等に通報。
- 2 3 : 0 5 正門付近で $5 0 0 \mu \text{Sv} / \text{h}$ を超える放射線量（ $4 , 5 4 8 \mu \text{Sv} / \text{h}$ ）を計測したことから、原災法第 1 5 条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、2 3 : 2 0 官庁等に通報。

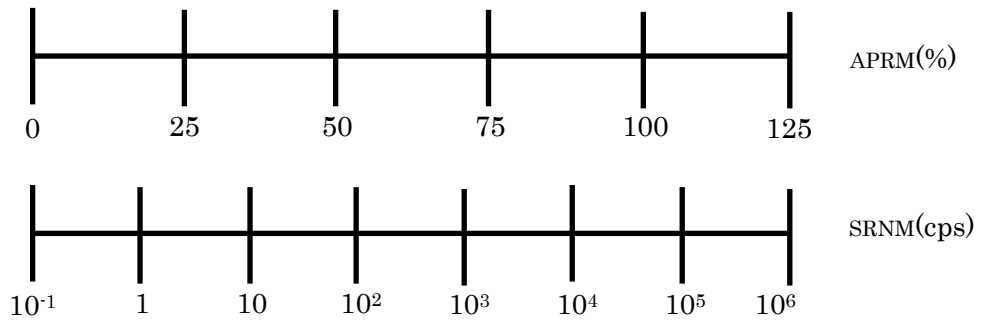
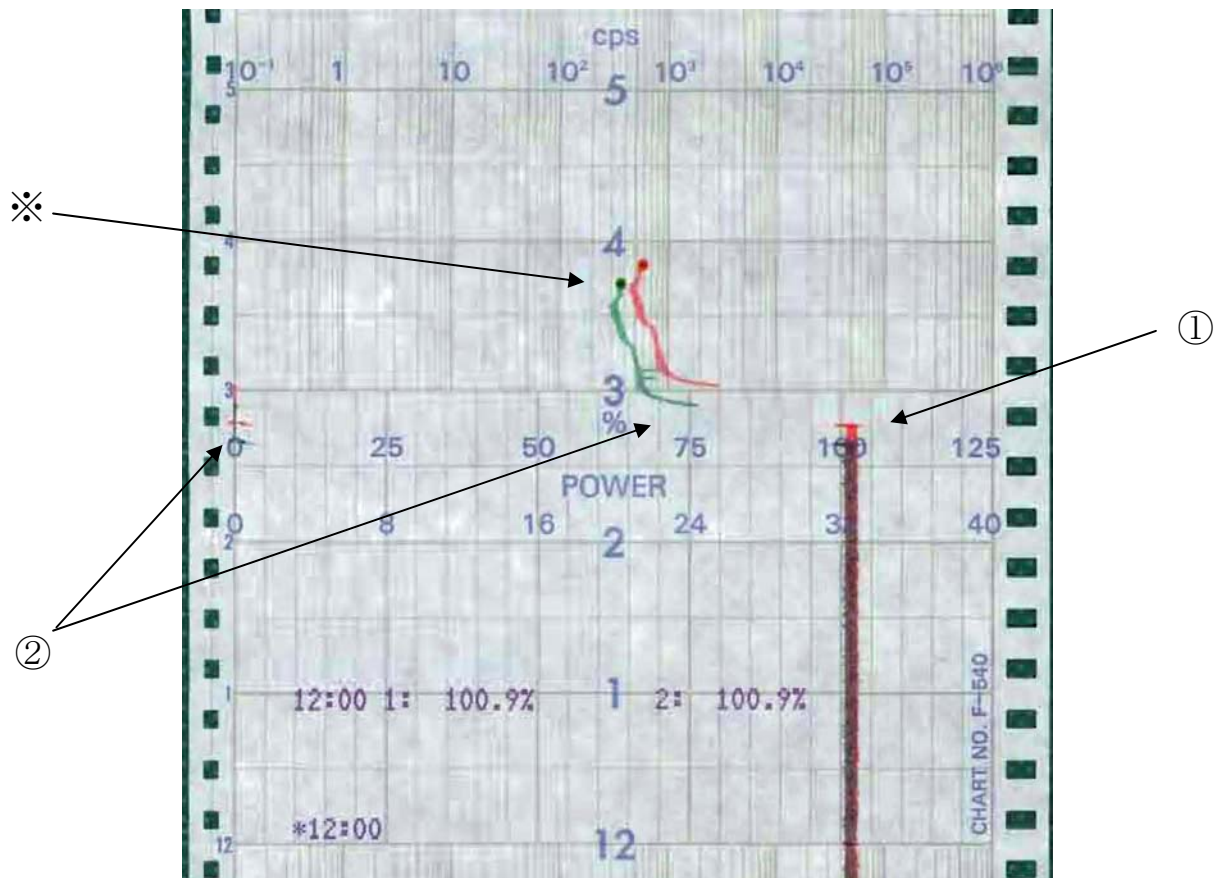
以 上

プラントデータチャート

【2号機 アラームタイパー主要打ち出し (抜粋)】

* 2011/03/11 14:47	A524	A PRM 中	地震による自動スクラム	
* 2011/03/11 14:47	D535	原子炉 自動スクラム B	}	
* 2011/03/11 14:47	D565	地震トリップ C日-D		
2011/03/11 14:47	C028	圧力抑制室 水位		
* 2011/03/11 14:47	D534	原子炉 自動スクラム A		
* 2011/03/11 14:47	D562	地震トリップ C日-A		
2011/03/11 14:47		未選択制御棒 位置変化 18-03	99pos	ドリフト
2011/03/11 14:47		未選択制御棒 位置変化 22-03	99pos	ドリフト
2011/03/11 14:47		未選択制御棒 位置変化 26-03	99pos	ドリフト
2011/03/11 14:47		未選択制御棒 位置変化 30-03	99pos	ドリフト
2011/03/11 14:47		未選択制御棒 位置変化 34-03	99pos	ドリフト
2011/03/11 14:47		未選択制御棒 位置変化 38-07	99pos	ドリフト
				↓
				スクラムに伴う制御棒ドリフト発生 (以降同様)
2011/03/11 14:47	A545	全制御棒 全挿入	全制御棒全挿入	
* 2011/03/11 14:47	C002	原子炉 給水流量 B		
* 2011/03/11 14:47	T006	タービン グランドシール 蒸気圧力		
* 2011/03/11 14:47	P008	EHC 負荷要求偏差信号		
2011/03/11 14:47	G004	発電機 励磁 電圧		
* 2011/03/11 14:47	R033	運転領域制御発生		
2011/03/11 14:47	G004	発電機 無効電力		
2011/03/11 14:47	G004	発電機 励磁 電流		
2011/03/11 14:47	C028	圧力抑制室 水位		
* 2011/03/11 14:47	T008	タービン 調節油 レベル		

【2号機 SRNM、APRM】

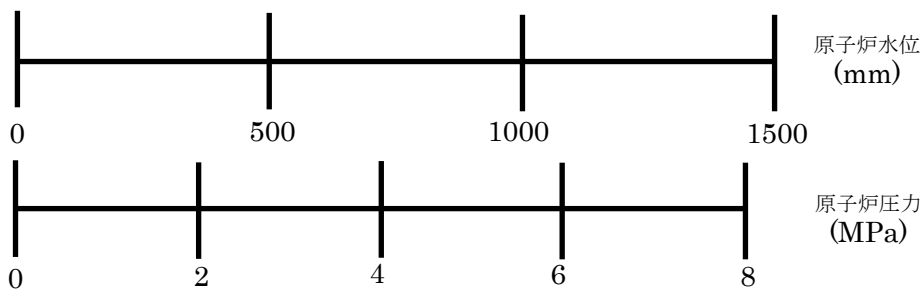
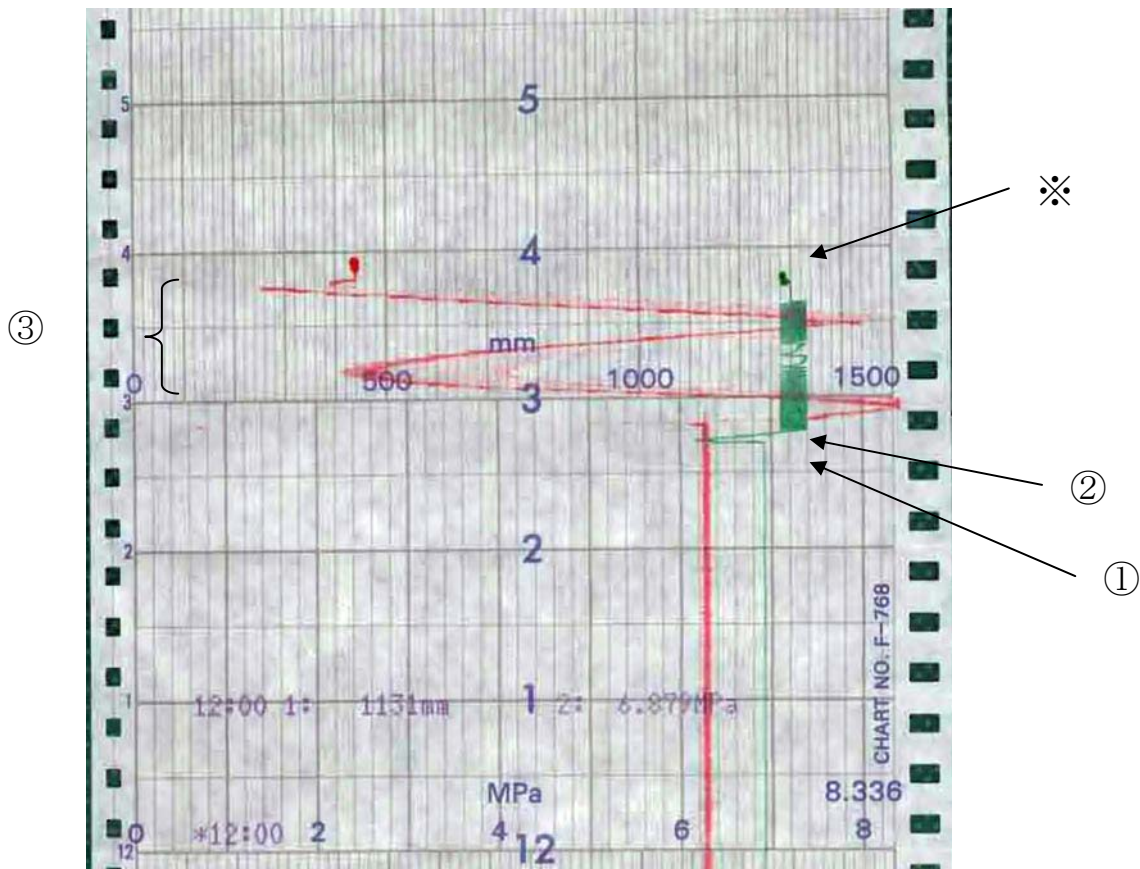


NR-7-46A

赤 SRNM ch.A/APRM ch.A 出力レベル
 緑 SRNM ch.C/APRM ch.C 出力レベル

- ① 14時47分 地震によるスクラムとスクラムによる出力低下
- ② 平均出力領域モニタ (APRM) としてのダウンスケールと起動領域モニタ (SRNM) への切替
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【2号機 原子炉水位、原子炉圧力】



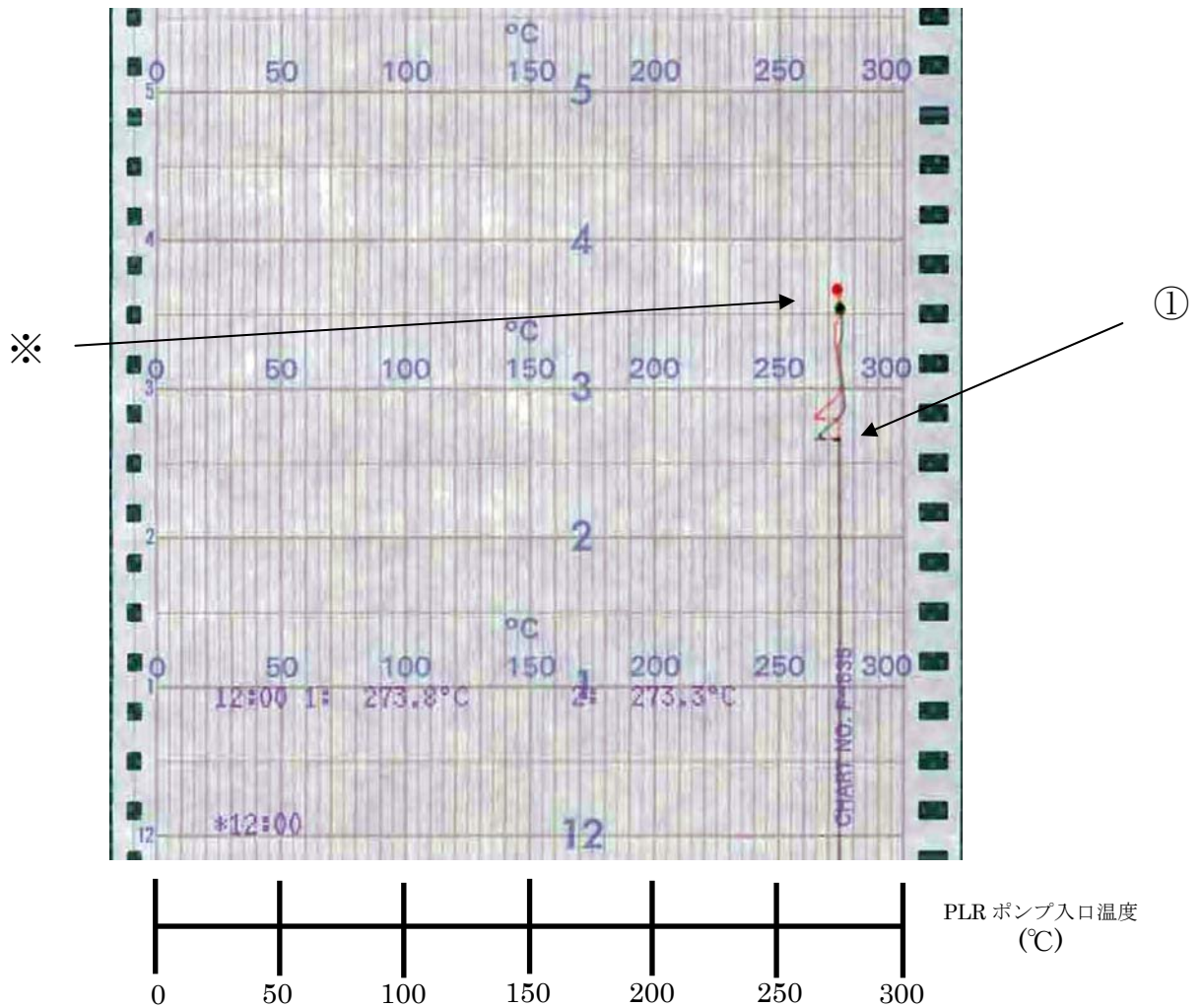
LR/PR-6-97

赤 原子炉水位

緑 原子炉圧力

- ① 14時47分 地震によるスクラム
- ② MSIV閉止に伴う圧力上昇とその後のSRV開閉による圧力制御
- ③ RCI Cの起動、停止による水位調整
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【2号機 PLRポンプ入口温度】



TR-2-165

赤 PLR PUMP A SUCTION TEMP

緑 PLR PUMP B SUCTION TEMP

- ① 14時47分 地震によるスクラム
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【2号機 アラームタイプ MS I V閉】

2011/3/11 14:48	A574	第1主蒸気隔離弁 A	閉	= ON	} MS I V閉
2011/3/11 14:48	A575	第1主蒸気隔離弁 B	閉	= ON	
2011/3/11 14:48	A576	第1主蒸気隔離弁 C	閉	= ON	
2011/3/11 14:48	A577	第1主蒸気隔離弁 D	閉	= ON	
2011/3/11 14:48	A582	第2主蒸気隔離弁 A	閉	= ON	
2011/3/11 14:48	A583	第2主蒸気隔離弁 B	閉	= ON	
2011/3/11 14:48	A584	第2主蒸気隔離弁 C	閉	= ON	
2011/3/11 14:48	A585	第2主蒸気隔離弁 D	閉	= ON	

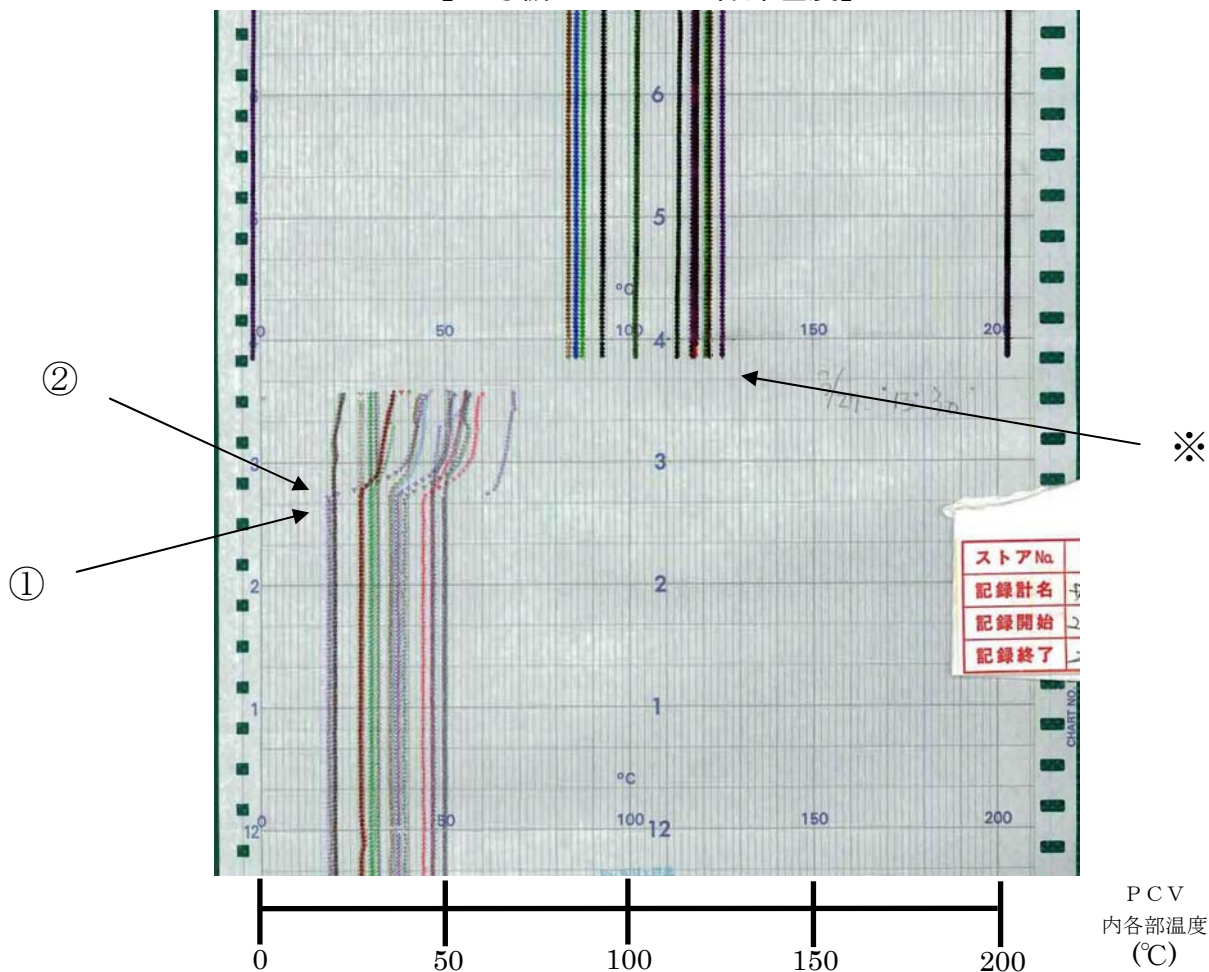
(注記) MS I V閉に前後して破断検出等の各種異常信号が打ち出されているが、これは地震による外部電源喪失の影響によってこれら計器への電源が失われたことから、フェールセーフで異常信号が発生したものと考えられる。MS I V閉止の過程で蒸気流量の増大等、異常の兆候は見られていない。

【2号機 アラームタイプ SGTS作動】

* 2011/3/11 14:47	D520	原子炉 水位 A	= 低域
* 2011/3/11 14:47	D521	原子炉 水位 B	= 低域
* 2011/3/11 14:47	D522	原子炉 水位 C	= 低域
* 2011/3/11 14:47	D523	原子炉 水位 D	= 低域
2011/3/11 14:47	D708	SGTS A 起動信号	= ON
2011/3/11 14:47	Z558	TIPパージ隔離弁 開	= OFF
2011/3/11 14:47	Z559	TIPパージ隔離弁 閉	= ON
2011/3/11 14:47	Z593	TIP制御盤 正常	= OFF

非常用ガス処理系 (A) 起動

【2号機 PCV内各部温度】



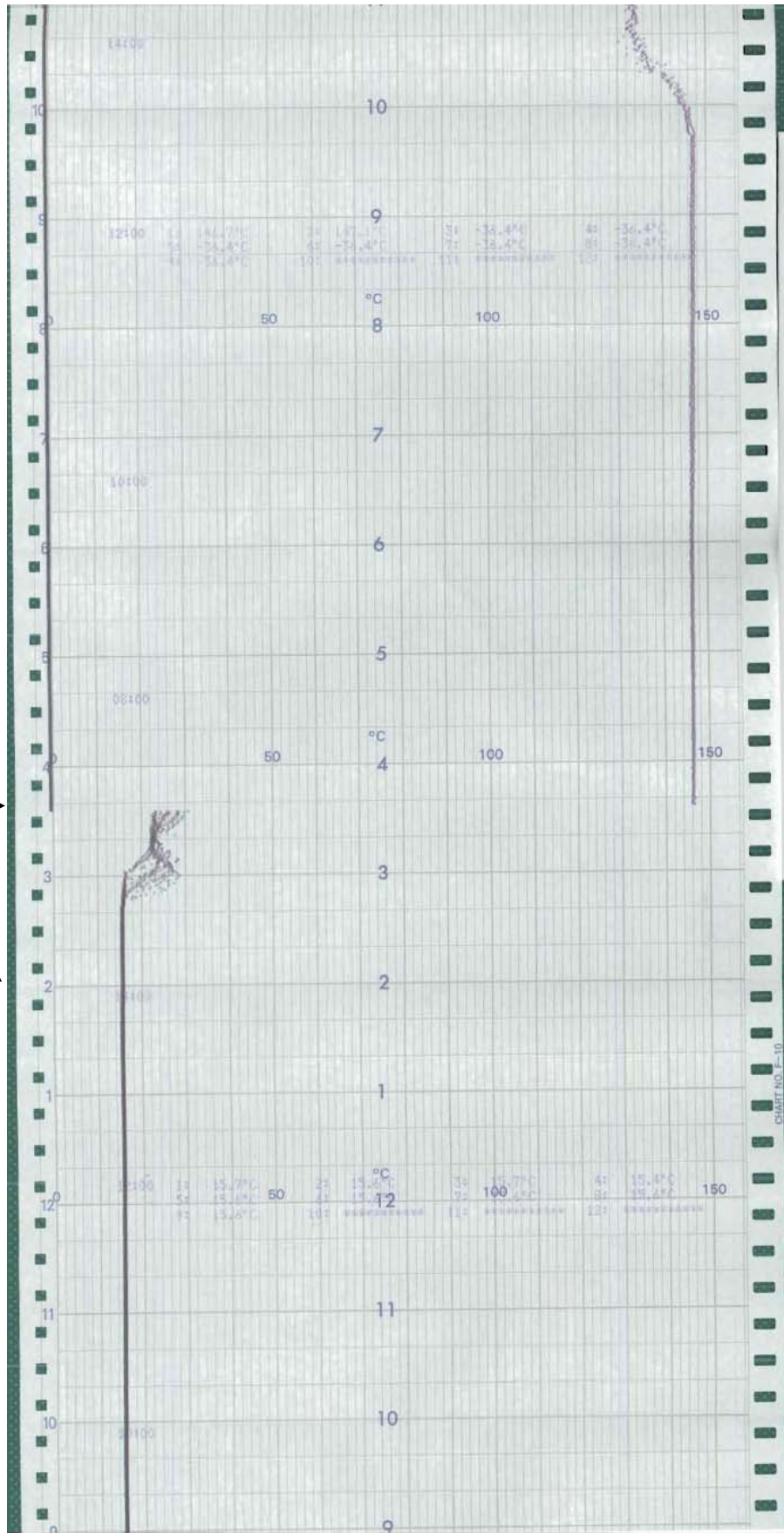
TRIS-16-115	測定箇所	Object of Measurement	設定値 set point
● 1	戻り空気ドライフェルクーラHVH-16A		66.0°C
● 2	戻り空気ドライフェルクーラHVH-16B		66.0°C
○ 3	戻り空気ドライフェルクーラHVH-16C		66.0°C
○ 4	戻り空気ドライフェルクーラHVH-16D		66.0°C
+	戻り空気ドライフェルクーラHVH-16E		66.0°C
+	供給空気ドライフェルクーラHVH-16A		66.0°C
Y	供給空気ドライフェルクーラHVH-16B		66.0°C
Y	供給空気ドライフェルクーラHVH-16C		66.0°C
● 9	供給空気ドライフェルクーラHVH-16D		66.0°C
● 10	供給空気ドライフェルクーラHVH-16E		66.0°C
○ 11	原子炉圧力容器ベロ-シールエリア		66.0°C
○ 12	原子炉圧力容器ベロ-シールエリア		66.0°C
+	原子炉圧力容器ベロ-シールエリア		66.0°C
+	原子炉圧力容器ベロ-シールエリア		66.0°C
Y	原子炉圧力容器ベロ-シールエリア		66.0°C
Y	圧力抑制室ガス温度		65.5°C
● 17	圧力抑制室ガス温度		65.5°C
● 18	圧力抑制室ガス温度		65.5°C
○ 19	圧力抑制室ガス温度		65.5°C
○ 20	予備		
+	電気ペネトレーション温度		
+	電気ペネトレーション温度		
Y	電気ペネトレーション温度		
Y	電気ペネトレーション温度		

- ① 14時47分 地震によるスクラム
- ② 電源喪失による格納容器空調停止に伴うPCVの温度上昇（配管破断等に起因する極端な温度上昇は認められず）
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響により記録計一旦停止。その後、仮設電源の接続により記録計再稼動。正確な指示をしていないことも想定される。

【2号機 サプレッションプール水温度】

記録計,
一回停止後,
再稼働

時間 ↑



2011/3/11 12:00

TRS-16-720A					
No	色切	測定名称	No	色切	測定名称
1	●	MV/1-16-708A サプレッションプール水温度(31°)	7	○	MV/1-16-714A サプレッションプール水温度(301°)
2	●	MV/1-16-709A サプレッションプール水温度(76°)	8	○	MV/1-16-715A サプレッションプール水温度(346°)
3	●	MV/1-16-710A サプレッションプール水温度(121°)	9	○	TΣ-16-718A サプレッションプール水温度(平均)
4	●	MV/1-16-711A サプレッションプール水温度(166°)	10	○	
5	●	MV/1-16-712A サプレッションプール水温度(211°)	11	○	
6	●	MV/1-16-713A サプレッションプール水温度(256°)	12	○	

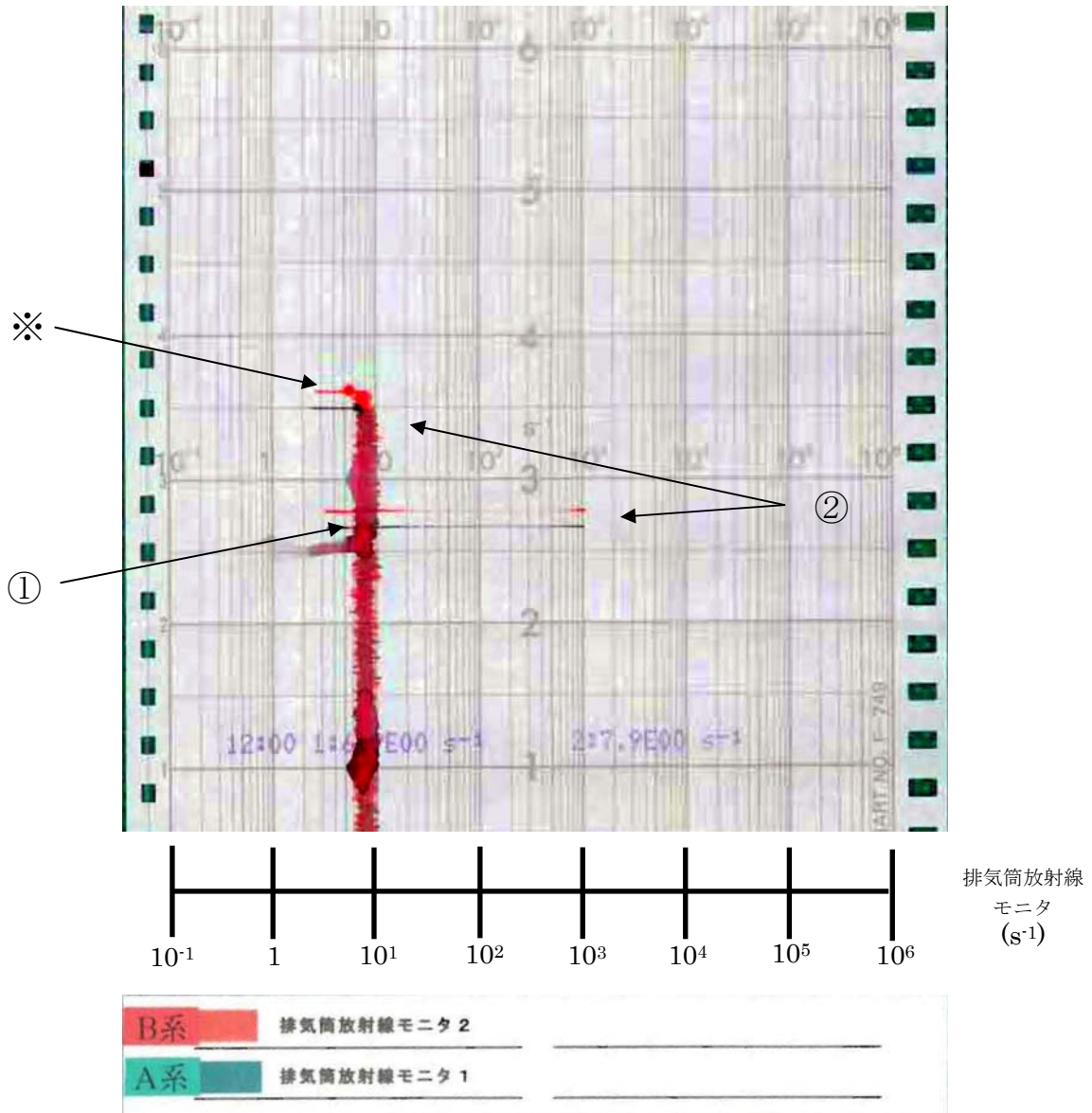
【2号機 RCIC作動状況】

1F2プロセス計算機アラームプリンタ出力

時間	PID	名称	値	単位	
* 2011/3/11 14:50	P418	PLRポンプB 上部振動	= 157.2899933	μm	不良
2011/3/11 14:50	P418	PLRポンプB 上部振動	= 127.4175034	μm	正常
* 2011/3/11 14:50	C028	圧力抑制室 水位	= -64.6875	mm	低
* 2011/3/11 14:50	P417	PLRポンプA 上部振動	= 186.2774963	μm	不良
* 2011/3/11 14:50	D648	RCIC タービン 起動	= ON		警報
2011/3/11 14:50	D703	RCIC 注入弁 開	= ON		正常
2011/3/11 14:50	F066	復水器 ホットウェル レベル A	= 152.53125	mm	正常
2011/3/11 14:50	R705	RCIC起動信号	= 起動		正常
2011/3/11 14:50	C028	圧力抑制室 水位	= 40.9375	mm	正常
2011/3/11 14:51	S236	復水器 ホットウェル 水位	= 152.625	mm	正常
* 2011/3/11 14:51	D585	原子炉 水位高	= 高		警報
2011/3/11 14:51	C028	圧力抑制室 水位	= 25.625	mm	正常
2011/3/11 14:51	D648	RCIC タービン 起動	= OFF		正常
* 2011/3/11 14:51	C028	圧力抑制室 水位	= -51.25	mm	低
2011/3/11 15:02	R734	S/R弁 F 全開	= OFF		正常
* 2011/3/11 15:02	D648	RCIC タービン 起動	= ON		警報
2011/3/11 15:02	R705	RCIC起動信号	= 起動		正常
2011/3/11 15:02	R708	RHSW Cポンプ遮断器	= リセット		正常
* 2011/3/11 15:28	C048	D/W クーラー戻り空気温度 A	= 64.43157196	℃	高高
* 2011/3/11 15:28	D585	原子炉 水位高	= 高		警報
2011/3/11 15:28	D648	RCIC タービン 起動	= OFF		正常
2011/3/11 15:28	D628	逃し安全弁 F 開	= OFF		正常
2011/3/11 15:39	T006	タービン グランドシール 蒸気圧力	= -0.665531218	kPa	正常
* 2011/3/11 15:39	D648	RCIC タービン 起動	= ON		警報
* 2011/3/11 15:39	D672	発電機 モータリング トリップ	= ON		警報
2011/3/11 15:39	D703	RCIC 注入弁 開	= ON		正常
* 2011/3/11 15:39	C048	D/W クーラー戻り空気温度 A	= 66.72718811	℃	L3高
* 2011/3/11 15:39	T006	タービン グランドシール 蒸気圧力	= -0.665531218	kPa	低
2011/3/11 15:39	R705	RCIC起動信号	= 起動		正常
* 2011/3/11 15:39	T006	タービン グランドシール 蒸気圧力	= -0.665531218	kPa	RL下限逸脱

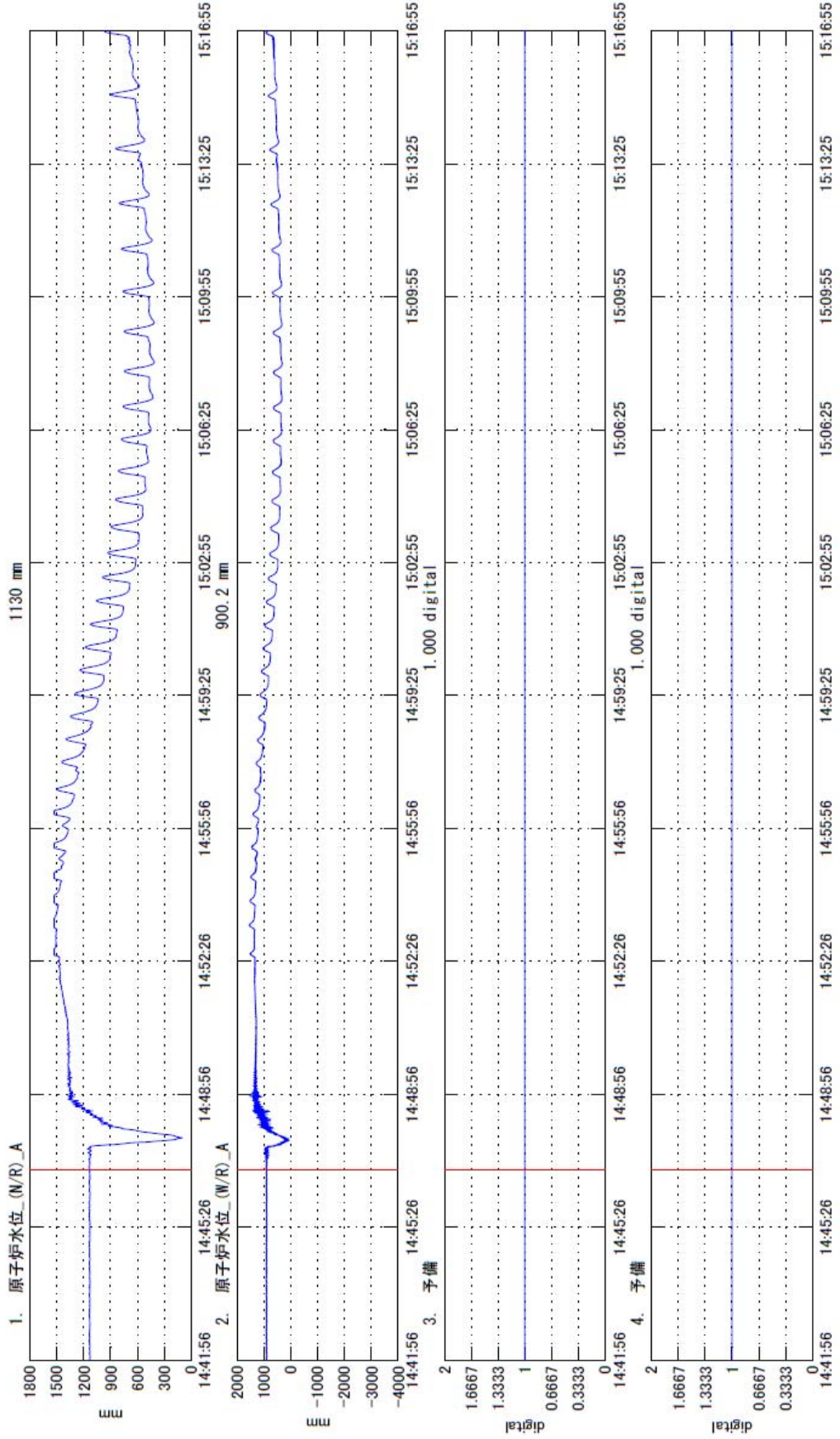
- ① 14時50分にRCICを手動起動、その後、14時51分に原子炉水位高により停止
- ② 15時02分にRCICを手動起動、その後、15時28分に原子炉水位高により停止
- ③ 15時39分にRCICを手動起動

【1号機 排気筒放射線モニタ】
 (排気筒放射線モニタは1-2号共通)



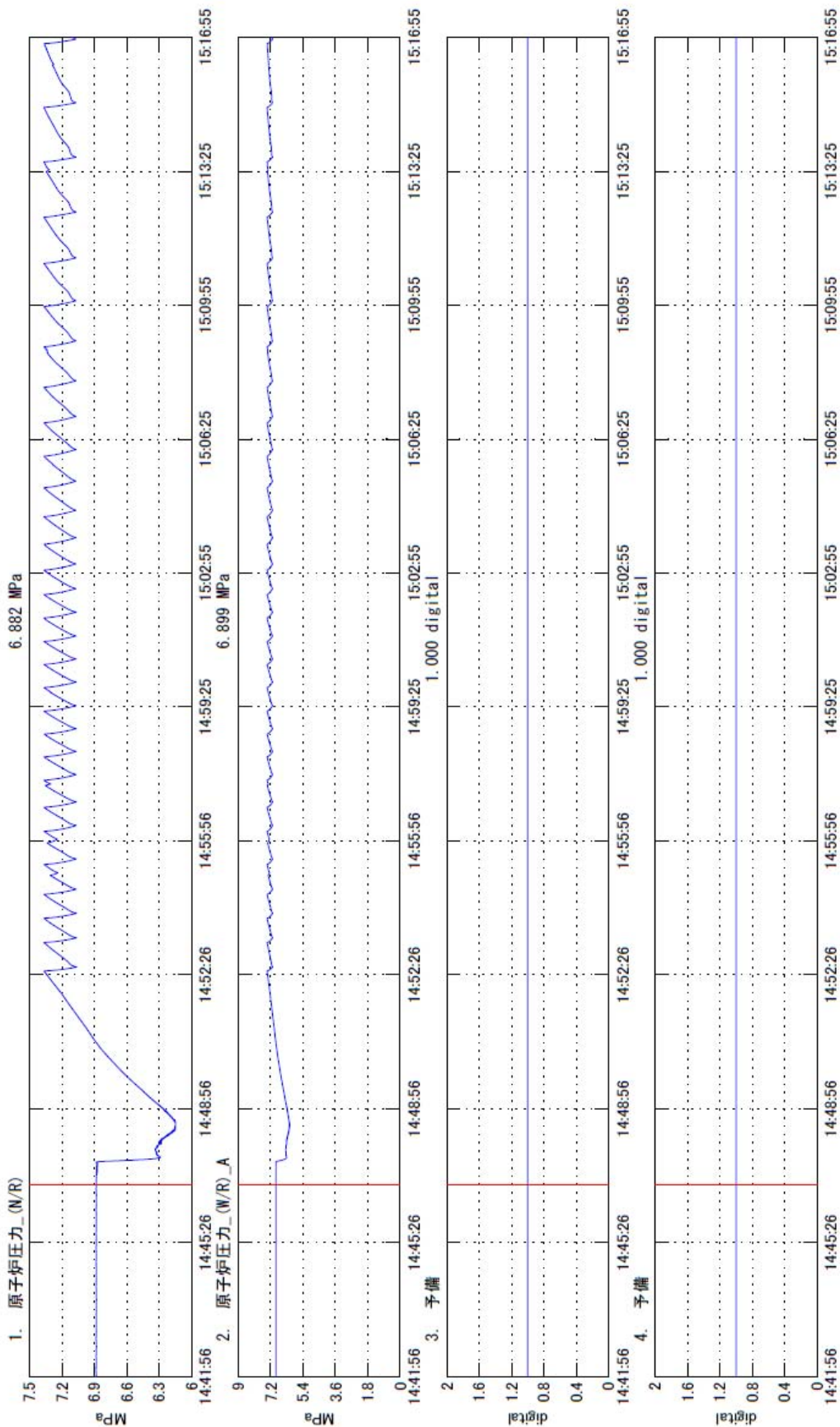
- ① 14時46分 地震によるスクラム
- ② ノイズと思われる信号
- ※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

福島第一原子力発電所 2号機 イベントデータ 時系列データ表示
 データ表示期間 2011年03月11日14時41分56秒~2011年03月11日15時16分55秒
 ファイル名 1F2_Oy26_EVF_DET_2011_03_11_14_46_56_400.dat データ周期 0.01秒
 イベント検出時刻 2011年03月11日14時46分56秒 400 ミリ秒
 グループ名称: 1F-2 (1) 原子炉水位



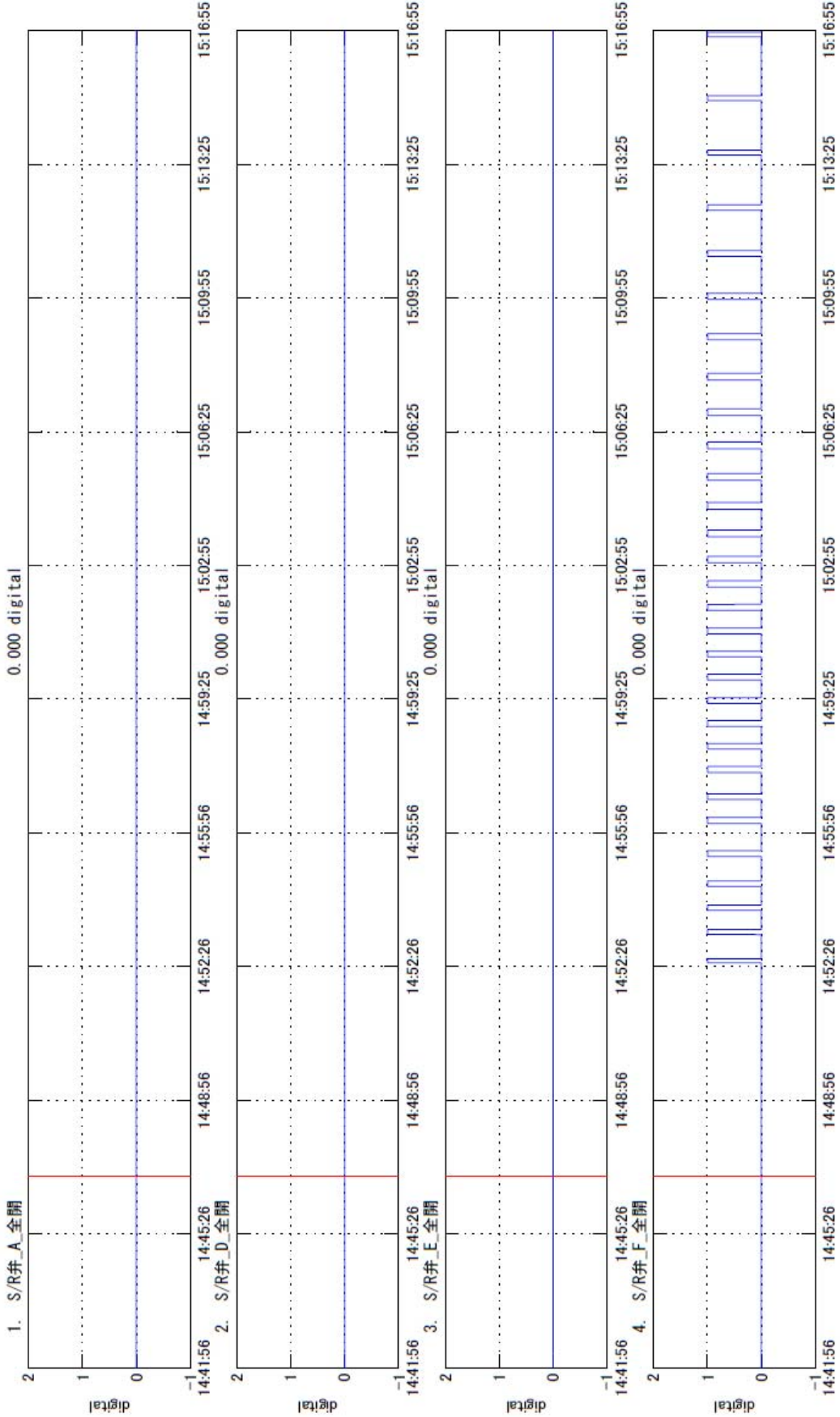
2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

福島第一原子力発電所 2号機 イベントデータ 時系列データ表示
 データ表示期間 2011年03月11日14時41分56秒~2011年03月11日15時16分55秒
 ファイル名 1F2_Cy26_EVF_DET_2011_03_11_14_46_56_400.dat
 イベント検出時刻 2011年03月11日14時46分56秒 400 ミリ秒
 データ周期 0.01秒
 グループ名称 : 1F-2 (1) 原子炉圧力 (1)

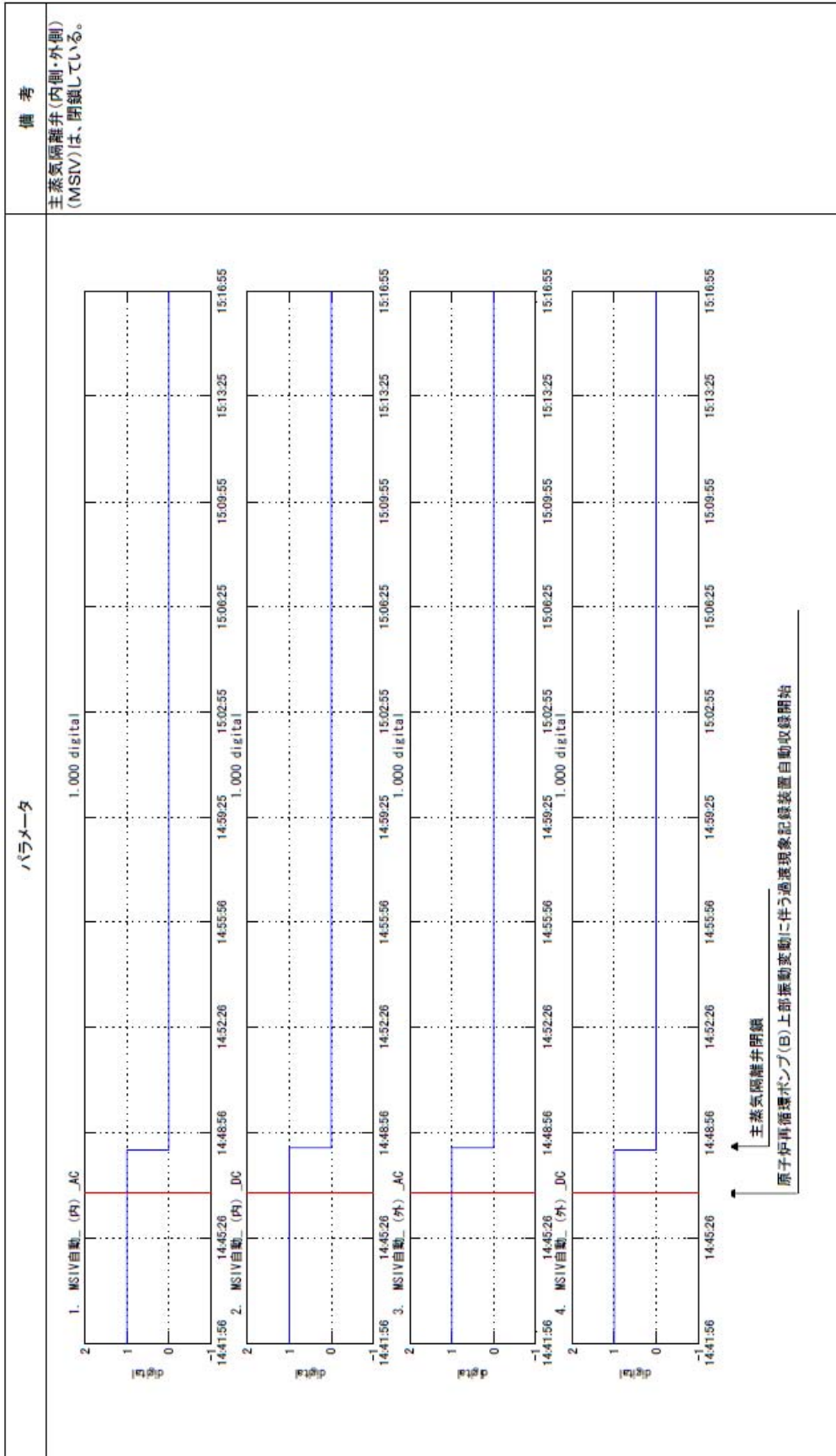


2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

福島第一原子力発電所 2号機 イベントデータ 時系列データ表示 ファイル名 1F2_Cy26_EVF_DET_2011_03_11_14_46_56_400.dat データ周期 0.01秒
 データ表示期間 2011年03月11日14時41分56秒～2011年03月11日15時16分55秒 イベント検出時刻 2011年03月11日14時46分56秒 400 ミリ秒
 グループ名称： 1 F - 2 (1) 原子炉圧力 (2)



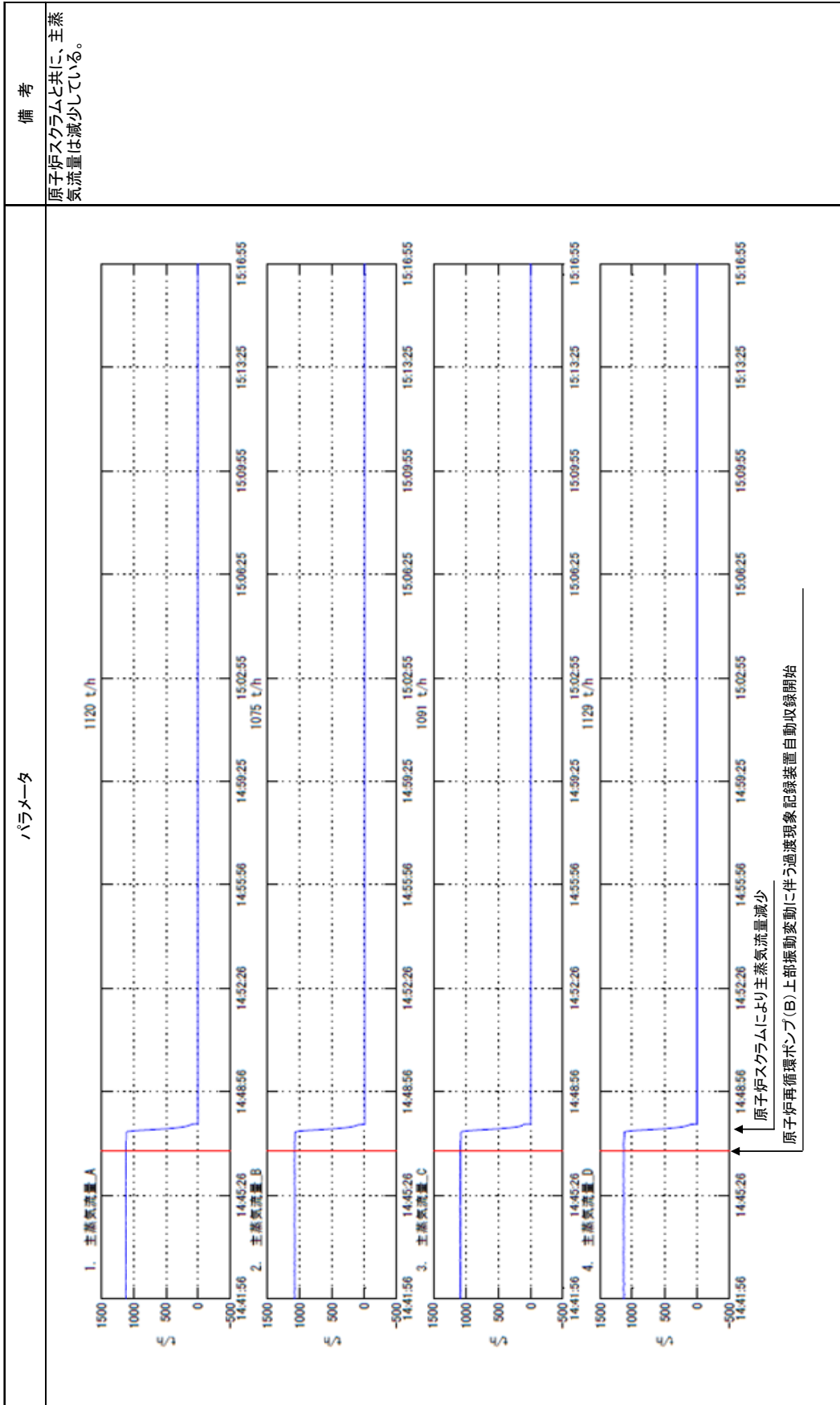
2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ



備考

主蒸気隔離弁(内側・外側)(MSIV)は、閉鎖している。

2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ



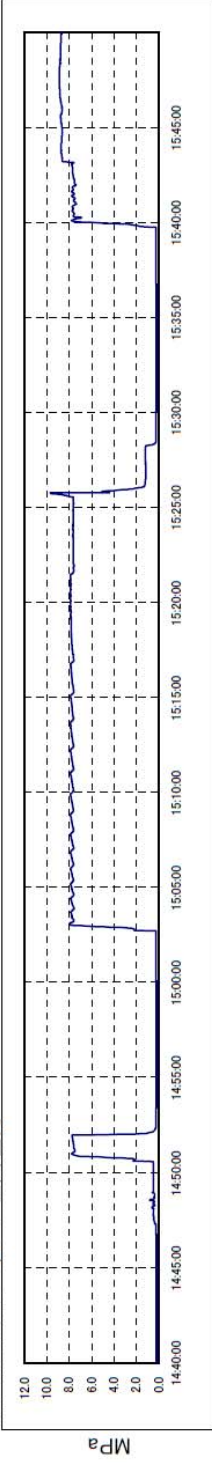
備考

原子炉スクラムと共に、主蒸気流量は減少している。

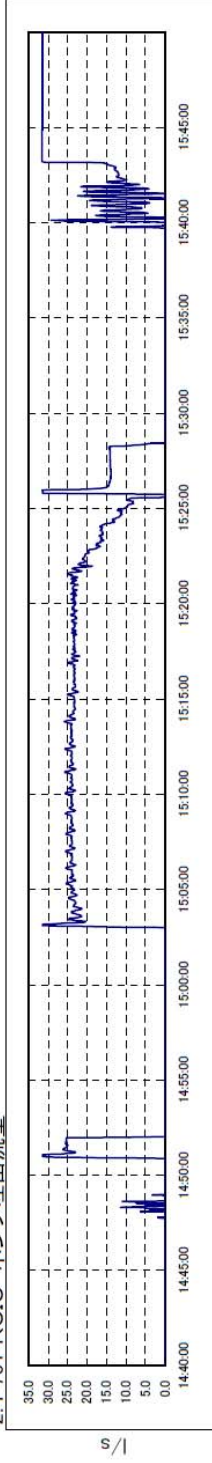
2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

福島第一原子力発電所 2号機プロセス計算機履歴データ
 データ表示期間 2011年3月11日 14:40:00 ~ 2011年3月11日 15:50:00
 データ周期 1秒

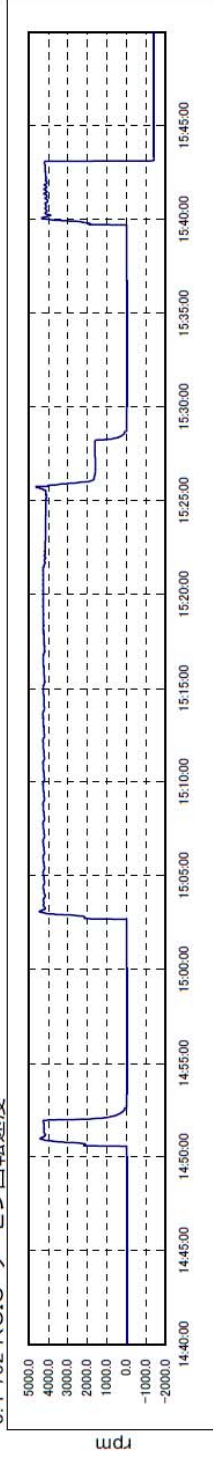
1. P.750 RCIC ポンプ吐出圧力



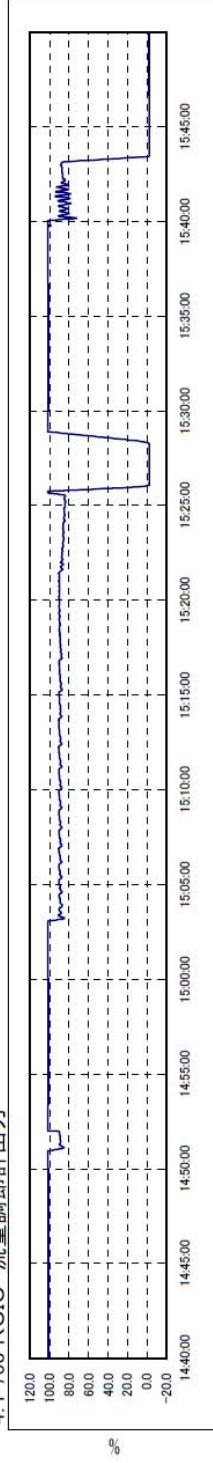
2. P.751 RCIC ポンプ吐出流量



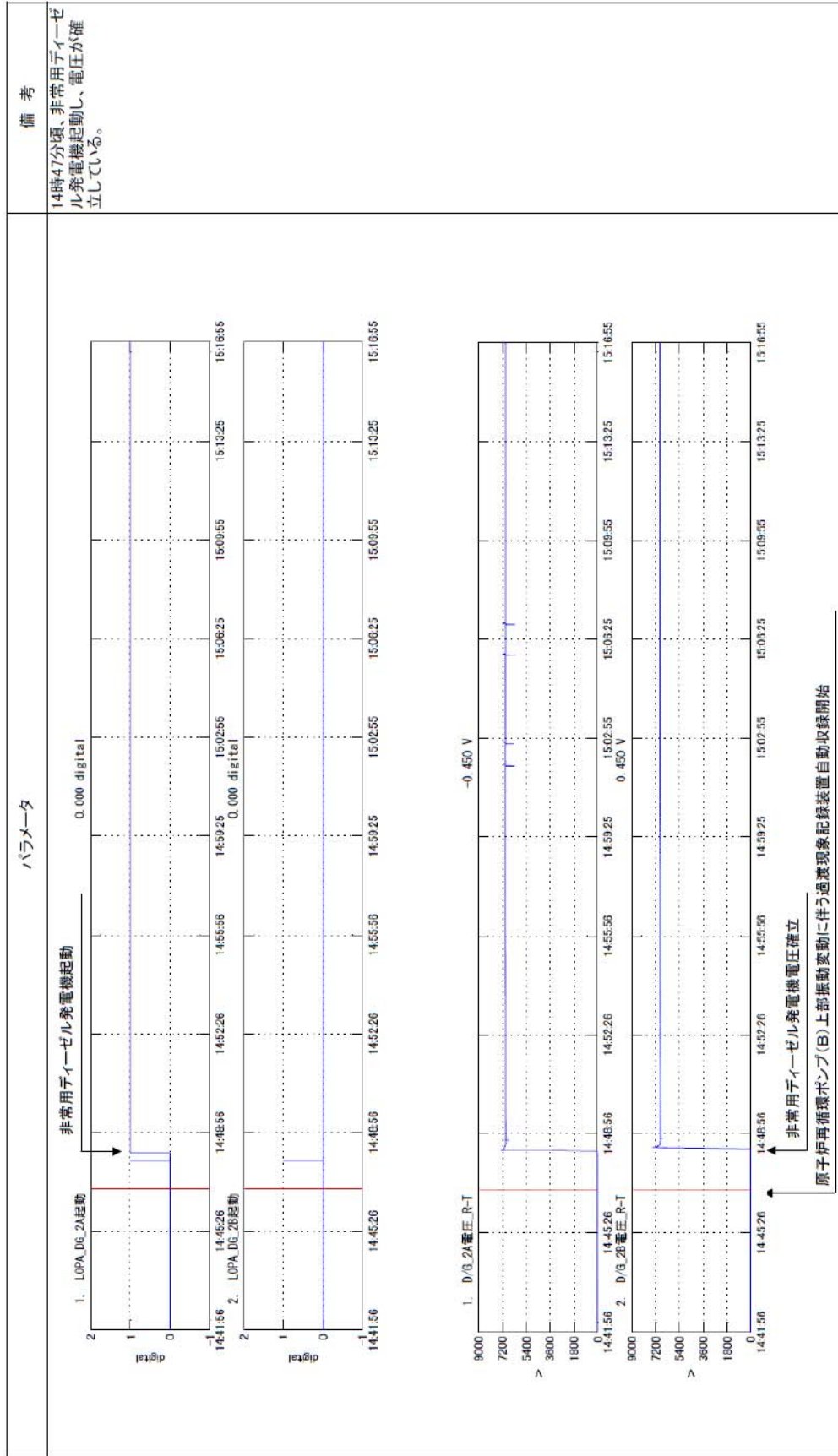
3. P.752 RCIC タービン回転速度



4. P.753 RCIC 流量調節計出力



2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ



2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

パラメータ		備考
<p>1. RHR_A_ポンプ遮断器</p> <p>0.000 digital</p> <p>14:41:56 14:45:26 14:48:56 14:52:26 14:55:56 14:59:25 15:02:55 15:06:25 15:09:55 15:13:25 15:16:55</p> <p>原子炉再循環ポンプ(B)上部駆動変動に伴う過渡現象記録装置自動収録開始</p>	<p>圧力抑制室プール水冷却のため、15時04分頃、残留熱除去系(RHR)ポンプAを起動したものと推定される。</p>	
<p>3. RHR_C_ポンプ遮断器</p> <p>0.000 digital</p> <p>14:41:56 14:45:26 14:48:56 14:52:26 14:55:56 14:59:25 15:02:55 15:06:25 15:09:55 15:13:25 15:16:55</p> <p>原子炉再循環ポンプ(B)上部駆動変動に伴う過渡現象記録装置自動収録開始</p>	<p>圧力抑制室プール水冷却のため、15時07分頃、残留熱除去系(RHR)ポンプCを起動したものと推定される。</p>	
<p>1. RHSW_A_ポンプ遮断器</p> <p>0.000 digital</p> <p>14:41:56 14:45:26 14:48:56 14:52:26 14:55:56 14:59:25 15:02:55 15:06:25 15:09:55 15:13:25 15:16:55</p> <p>原子炉再循環ポンプ(B)上部駆動変動に伴う過渡現象記録装置自動収録開始</p>	<p>圧力抑制室プール水冷却のため、15時00分頃、残留熱除去系ポンプAを起動したものと推定される。</p>	

2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

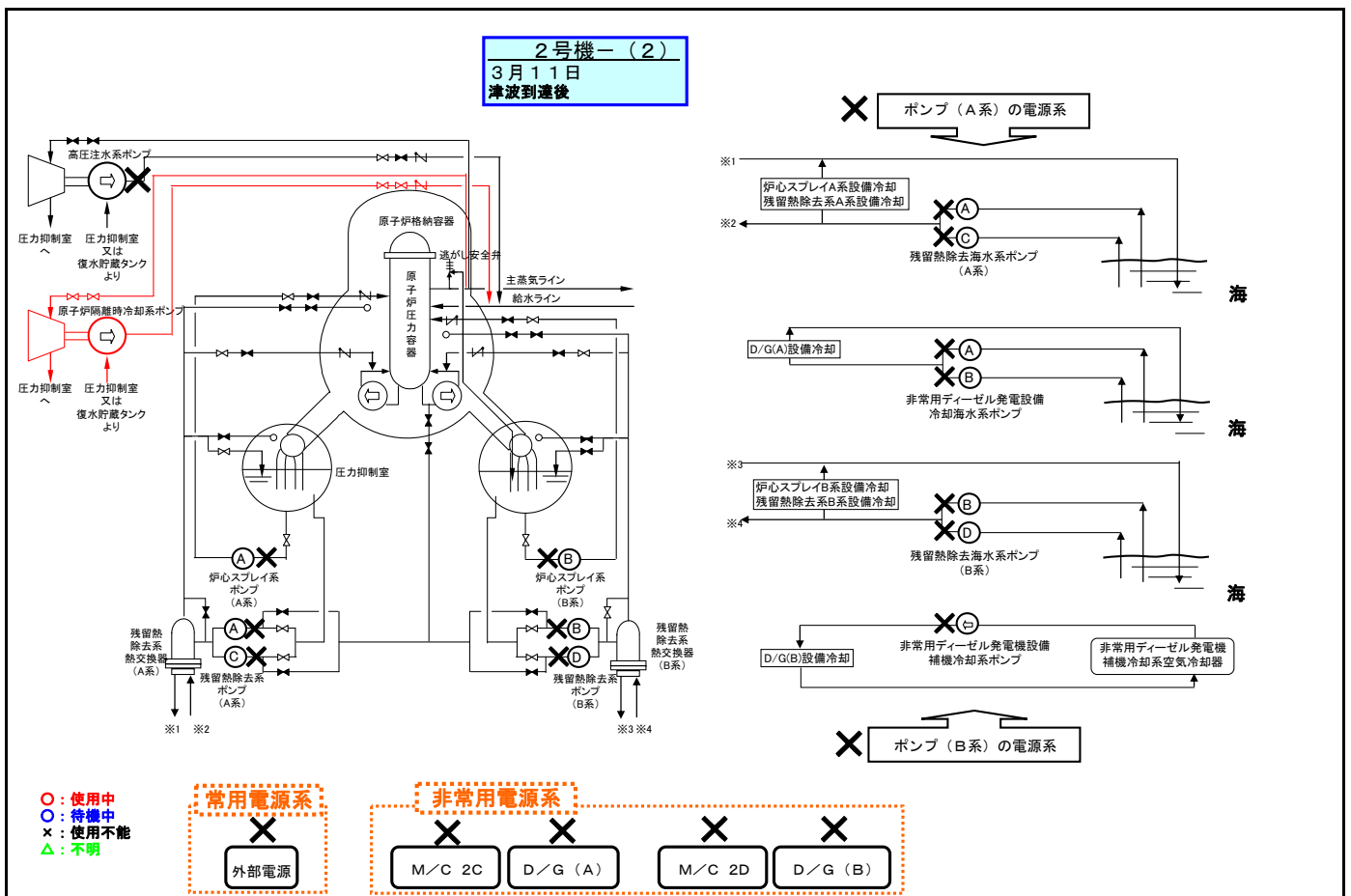
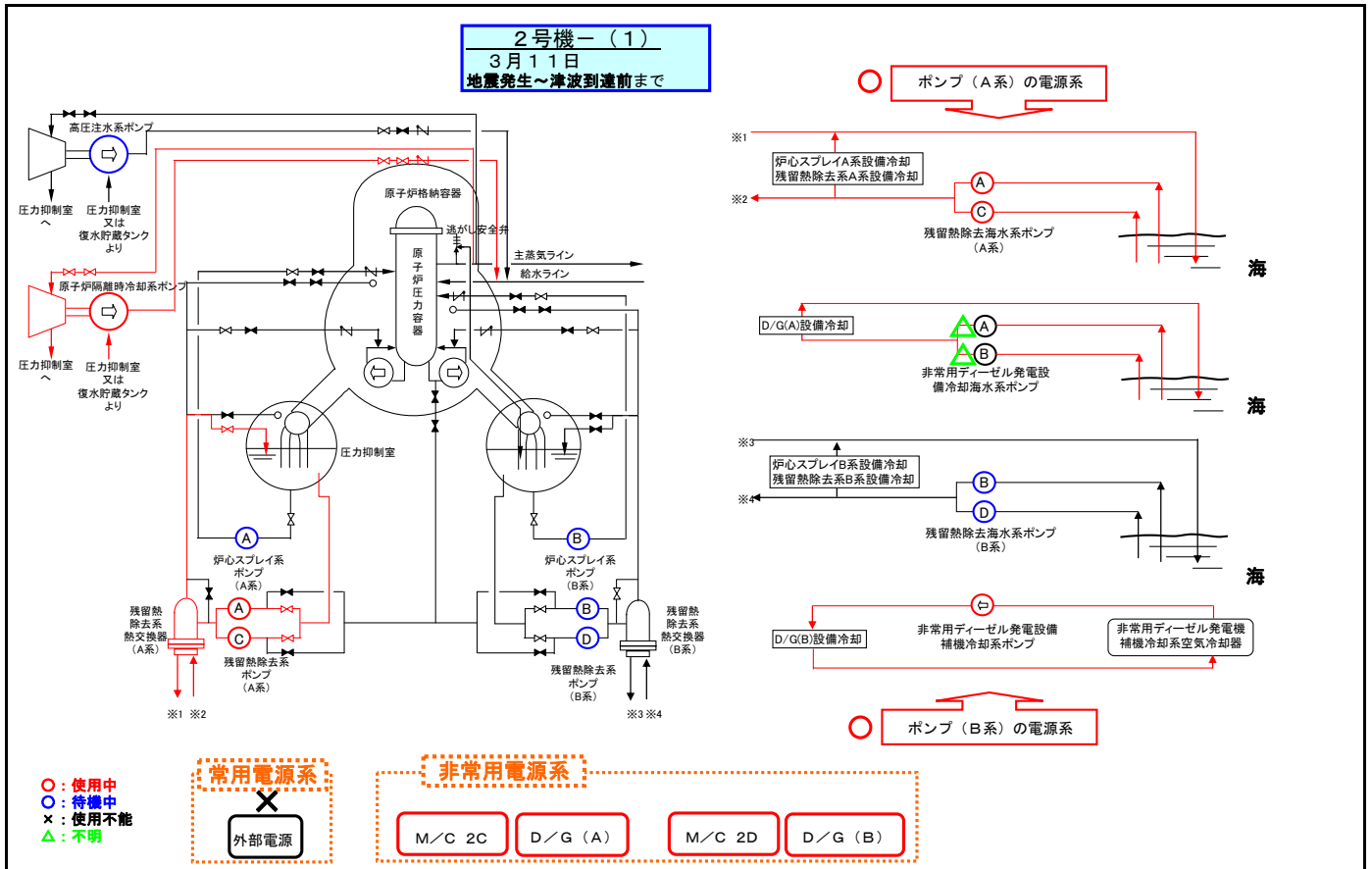
パラメータ	備考
<p>1. D/6.2A電圧_R-T 6942 V</p> <p>3. D/6.2A電流_(R) 379.8 A</p> <p>3. D/6.2A逆相器 1.000 digital</p> <p>1. D/6.2A 起動 0.000 digital</p>	<p>D/G 2Aは動作していたが、津波の影響により停止している。</p> <p>15:38頃に再度起動信号が発信された形跡があるが、起動には至っていない。</p>

2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

パラメータ	備考
<p>2. D/6.28電圧_R-T 6888 V</p> <p>4. D/6.28電流_(R) 75.95 A</p> <p>4. D/6.28_遮断器 1.000 digital</p> <p>2. D/6.28_起動 0.000 digital</p>	<p>D/G 2Bは動作していたが、津波の影響により停止している。 2Aとの時間差は、設置位置の違い(2Bは陸側の運用補助共用建屋に設置)のためと推察される。</p>

2号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

福島第一2号機 系統概略図



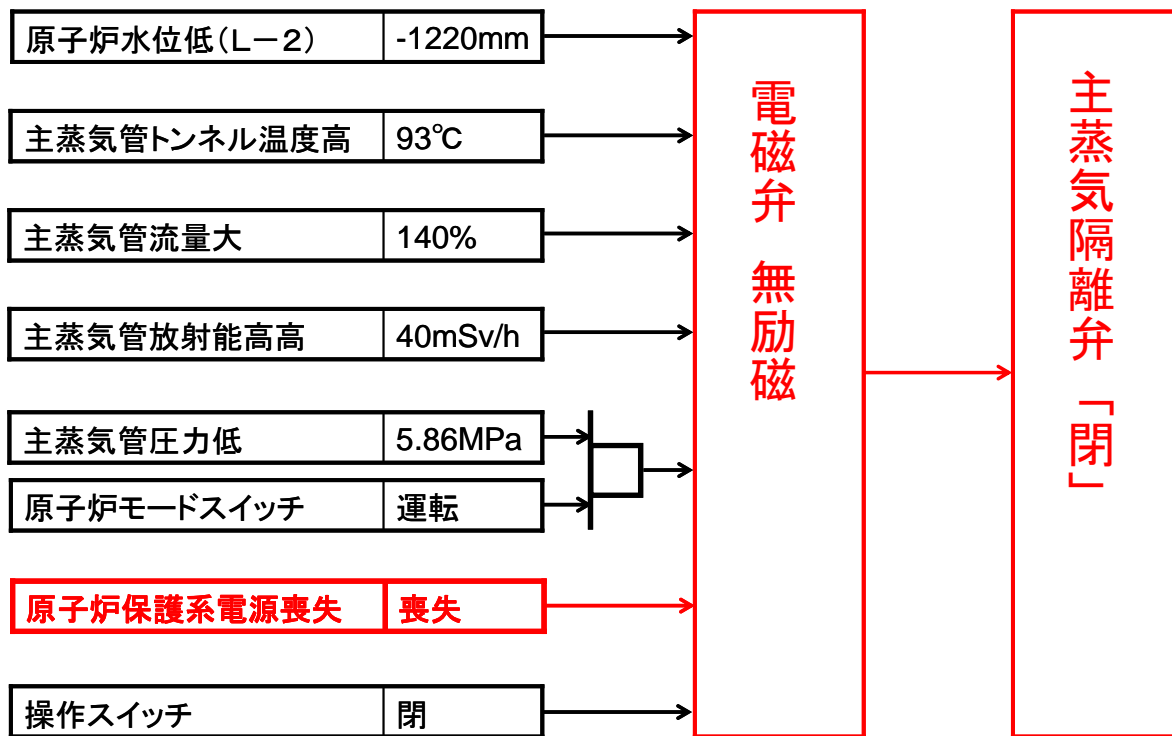
2号機 非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）

		設置場所	耐震クラス	原子炉自動停止時 (地震発生時)	原子炉自動停止 ～津波到達直前 まで	津波到達以降	備考	
冷やす機能	ECCS	RHR (A)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		RHR (B)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHR (C)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		RHR (D)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHRS (A)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波時、本体津波による海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (B)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○ 注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (C)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	◎	×	津波前、手動起動(S/Cクーリング)で作動を確認 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (D)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○ 注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CS (A)	R/B地下階 (O. P. -1000)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		CS (B)	R/B地下階 (O. P. -1000)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
	HPCI	R/B地下階 (O. P. -2060)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源喪失 (補助油ポンプ)	
炉注水	RCIC	R/B地下階 (O. P. -2060)	A	○	◎	◎→×	地震後に手動起動。津波後も運転していることを確認したが、しばらくして停止。(原因不明)	
	MUWC	T/B地下階 (O. P. 1900)	B	◎	◎	×	津波後、電源喪失	
プール冷却	SFP冷却 (FPC系)	R/B3階 (O. P. 26900)	B	◎	△ 注1	×	地震発生後、電源喪失。津波後、海水系 (SW) 喪失	
	SFP冷却 (RHR系)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系とも喪失	
閉じ込める機能	格納施設	原子炉建屋		A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	原子炉自動停止後から津波まではSGTSが作動し負圧が維持されたものと考え。津波到達以降、ブローアウトパネル開放
		原子炉格納容器		A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	津波到達前、格納容器圧力に破損を示す徴候は認められず

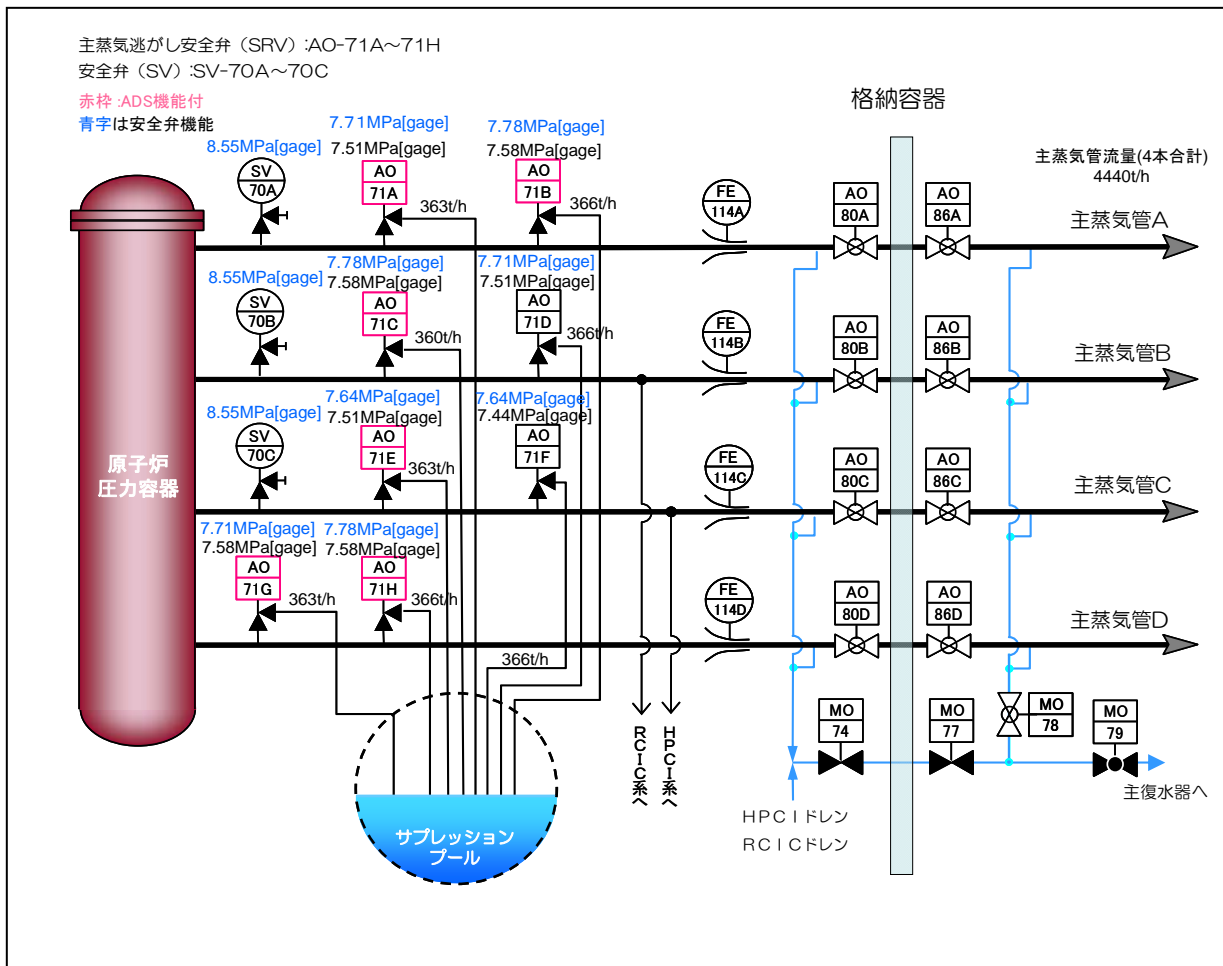
(凡例) ◎ : 運転 ○ : 待機 △ : 通常電源断による停止 × : 機能喪失又は待機除外

注1 : 本震で比較的大きな揺れを観測した5号機では、地震発生後の平成23年3月19日に残留熱除去系を使用しており、当直員によるパトロールからも各系統・設備に大きな損傷は認められていない。
また、これら機器が設置されている原子炉建屋地下階で今般得られた観測記録における最大加速度は、機器の動的機能維持確認済加速度[※]を十分下回っている。
このことから、各機能は概ね確保されていたものと推定される。
※J E A C 4 6 0 1 - 2 0 0 8 「原子力発電所耐震設計技術規程」

MS I V閉動作となる要因

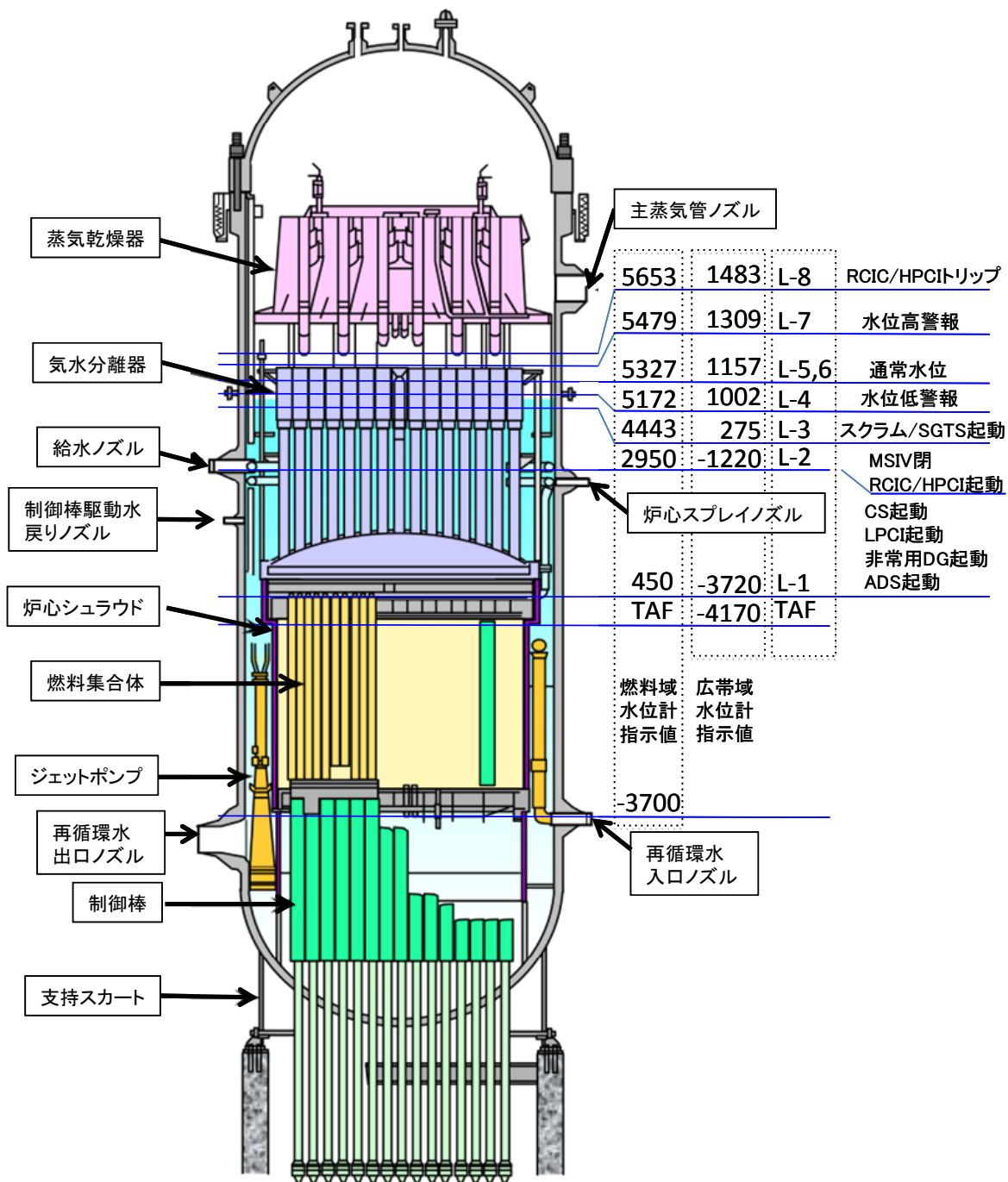


S R V 動作圧力について

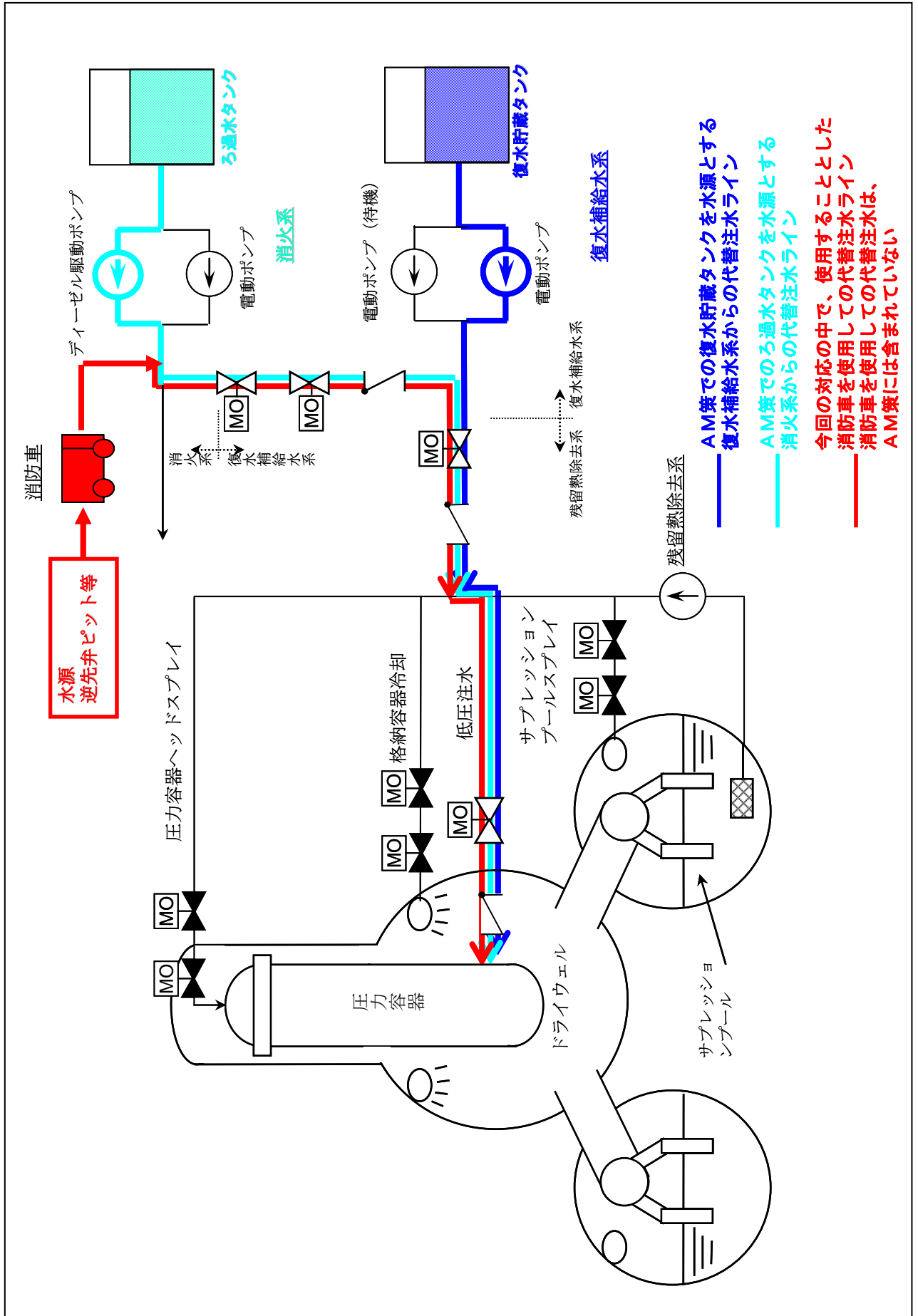


注：黒字は圧力スイッチ動作圧力、青字は安全弁動作圧力

原子炉水位図

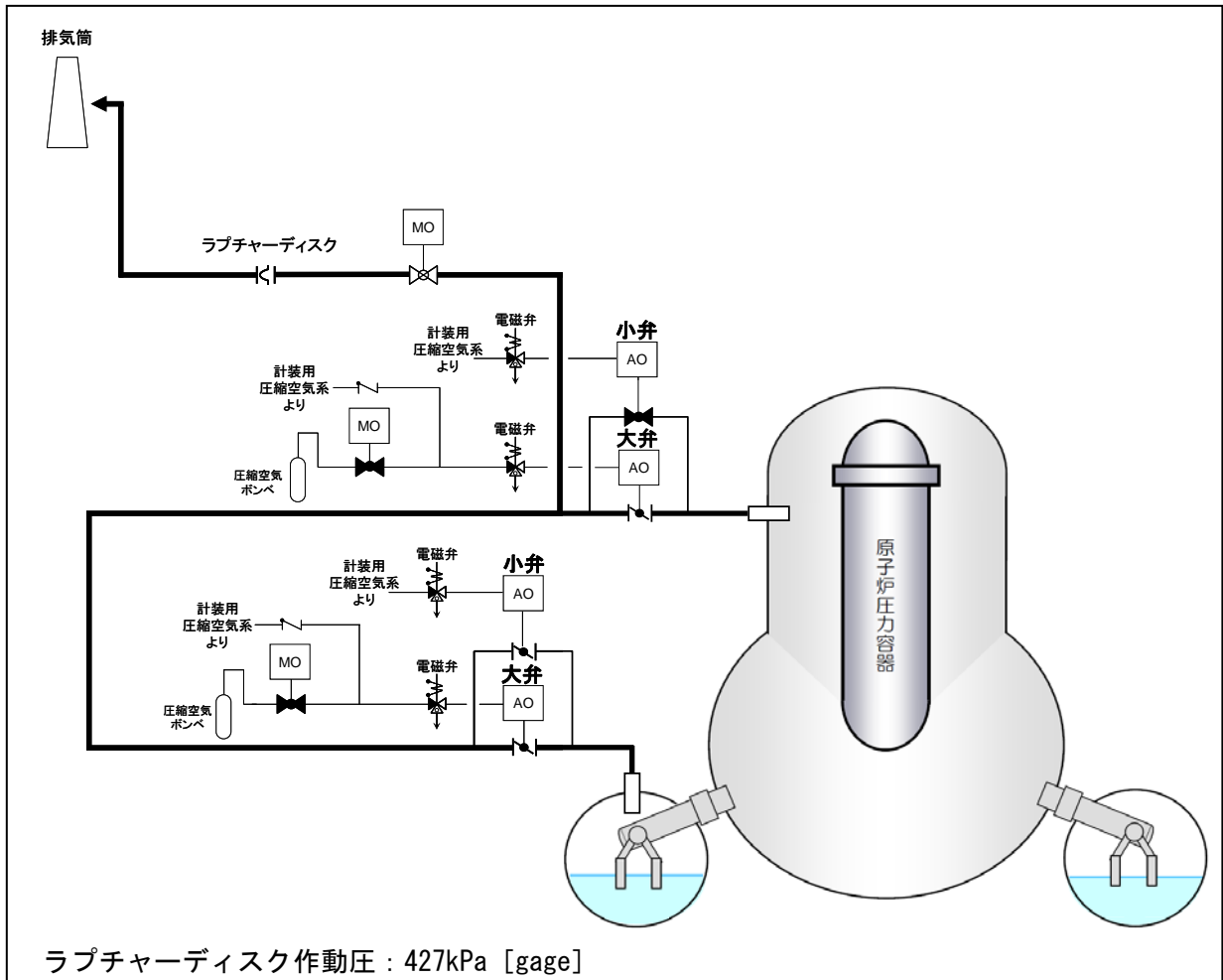


代替注水について

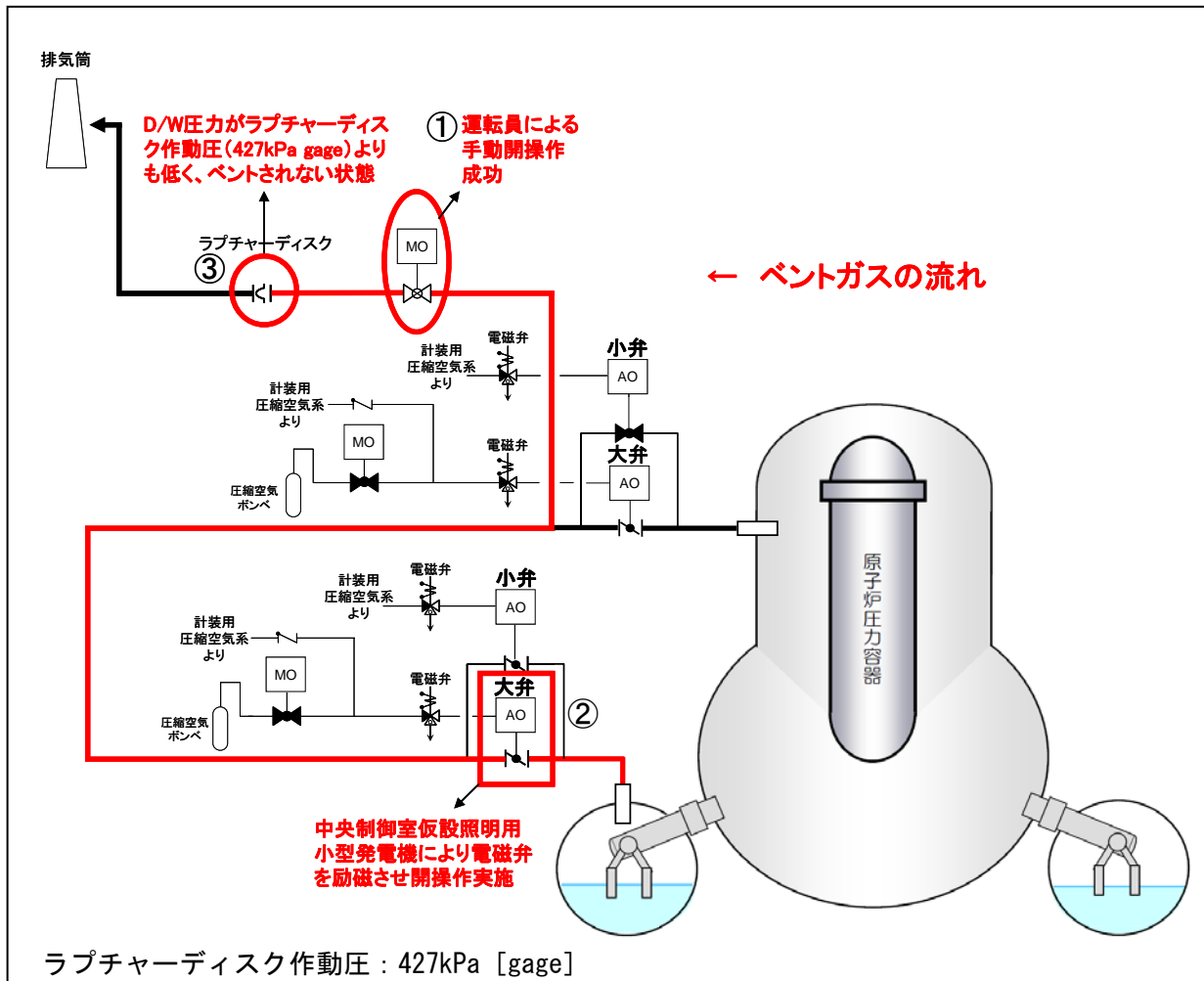


福島第一2号機のPCVベントについて

3月11日地震発生前



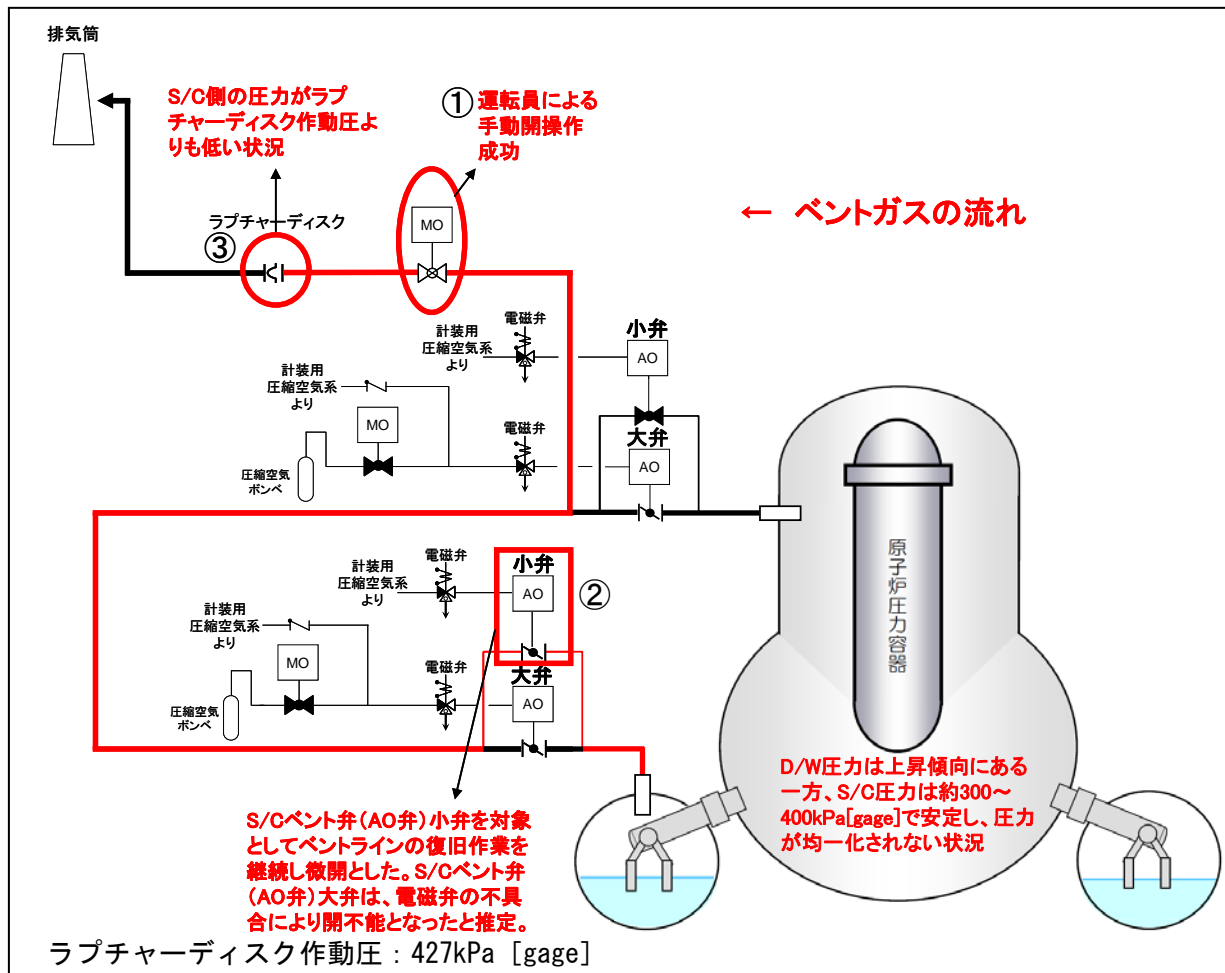
3月13日 11時00分頃 S/C側大弁使用時



【PCVベント弁（MO弁）開操作とS/Cベント弁（AO弁）大弁開操作の実施】

- ① 3月13日8時10分
PCVベントMO弁を運転員が手動にて25%まで開操作。
- ② 3月13日11時00分
S/CベントAO弁（大弁）を開にするため、中操仮設照明用小型発電機からの電源を用いて電磁弁を強制的に励磁させ開操作。ラプチャーディスクを除くPCVベントライン系統構成までが完了。
- ③ その後
D/W圧力はラプチャーディスク作動圧（427kPa [gage]）よりも低く、ラプチャーディスクの破裂待ちの状態であり、PCVベントされない状態であることから、PCVベントを系統構成する弁の開状態を保持し、D/W圧力の監視を継続した。

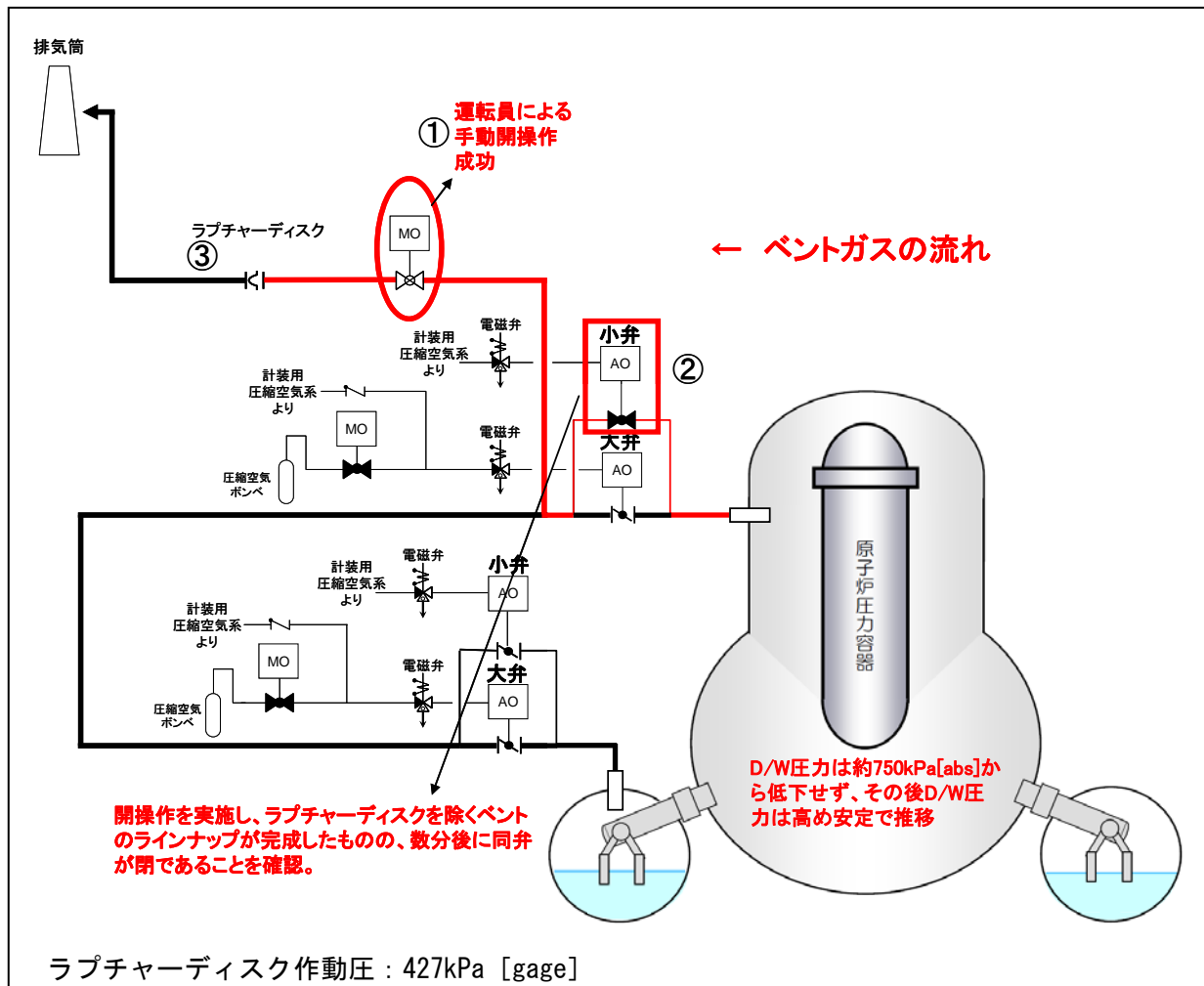
3月14日 18時35分頃 S/C側小弁使用時



【S/Cベント弁(AO弁)小弁開操作】

- ① 3月13日8時10分
PCVベントMO弁を運転員が手動にて25%まで開操作。
- ② 3月14日18時35分頃
S/CからのベントラインにあるAO弁(大弁)だけでなく、S/CからのベントラインにあるAO弁(小弁)を対象としたPCVベントラインの復旧作業を継続した。同日21時頃、S/CベントAO弁(小弁)が微開となり、ラブチャーディスクを除くPCVベントラインの系統構成が完了。(ラブチャーディスクの破裂待ちの状態)
- ③ 3月14日22時50分
D/W圧力が最高使用圧力(427kPa [gage])を超えた。同日23時35分頃、S/CベントAO弁(小弁)が開いていなかったことを確認。D/W圧力は上昇傾向にある一方、S/C圧力は約300~400kPa [abs]で安定し、圧力が均一化されない状況が発生した。
S/C側の圧力がラブチャーディスク作動圧よりも低く、D/W側の圧力が上昇していた。

3月15日0時01分頃 D/W側小弁使用時



【D/Wベント弁（AO弁）小弁開操作】

- ① 3月13日8時10分
PCVベントMO弁を運転員が手動にて25%まで開操作。
- ② 3月15日0時01分
D/WからのベントラインにあるAO弁（小弁）の開操作を実施し、ラプチャーディスクを除くPCVベントラインの系統構成が完了したが、数分後にD/WからのベントAO弁（小弁）が閉であることを確認。（D/W圧力は約750kPa[abs]から低下せず、その後D/W圧力は高め安定で推移。）
- ③ 3月15日11時25分頃
D/W圧力は3月15日7時20分時点で730kPa[abs]を維持していた。次の測定である同日11時25分時点でのD/W圧力は155kPa[abs]に低下しており、この間にPCV内のガスが何らかの形で大気中に放出されたと考えられ、正門付近のモニタリングカーで測定値が大幅に上昇した。

2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：12日3時33分）
 （前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）

様式8-1（1/4）

異常事態連絡様式（第2報以降）（原子炉施設）

※各項目について、情報が得られたものから記入し、迅速に連絡することとする。

平成 23 年 3 月 12 日（第 報） 発信時刻 3 時 33 分 （第 15 条-12 報）		
経済産業大臣，福島県知事，大熊町長，双葉町長 殿		
通報者名 福島第一原子力発電所長 <u>吉田昌郎</u> 連絡先（原子力防災管理者） 0240-32-2101(代) (G)		
特定事象の発生について、原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく通報 （後の情報を通報します。）		
原子力事業所の名称及び場所	名称：東京電力株式会社 福島第一原子力発電所 （事業区分：電気事業） 場所：福島県双葉郡大熊町大字夫沢字北原22	
特定事象の発生箇所	福島第一原子力発電所 <u>第二号炉 1-2号機</u>	
特定事象の発生時刻	平成23年3月11日16時26分（24時間表示）	
発生した特定事象の概要	特定事象の種類	⑥非常用炉心冷却装置注水不能 原子力緊急事態に該当（ <input checked="" type="checkbox"/> する， <input type="checkbox"/> しない）
	想定される原因	<input type="checkbox"/> 特定 <input type="checkbox"/> 調査中
	検出された放射線量の状況，検出された放射性物質の状況又は主な施設・設備の状況等	<u>3/12 2時50分現在のプラント運転状況</u> <u>1号機 原子炉圧力 0.84MPa 原子炉水位 (A)TAF+130cm</u> <u>D/W圧力 0.84MPa (B)TAF+50cm</u> <u>2号機 RCICポンプの運転していること確認</u> <u>原子炉圧力 5.64MPa 原子炉水位 TAF+3600mm</u> <u>RCIC圧力 6.0MPa</u> <u>*2号機-D/Wベントした場合の線量評価(添付資料の通り)</u>
その他特定事象の把握に参考となる情報	被ばく者の状況及び汚染拡大の有無 (確認時刻 時 分)	被ばく者の状況 <u>不明</u> <input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有：被ばく者 名 要救助者 名 汚染拡大の有無 <input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有：
	気象情報 (確認時刻 時 分)	・天候 : <u>別紙参照</u> ・風向 : 方位 <u> </u> ・風速 : <u> </u> m/s ・大気安定度 : <u> </u>
	周辺環境への影響	<input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有： <u> </u>
	応急措置	<u> </u> <u> </u> <u> </u>

2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日3時33分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

1/F-2

ドライウエル 2次ベントの場合の線量評価

前提条件

- ・システム: ~~システム~~ ^{重大事故} (Fuel 破損あり)
- ・容積: ~~ドライウエル~~ + ~~SP~~ = 6730 m³
- ・圧力: 0気圧 → 1気圧

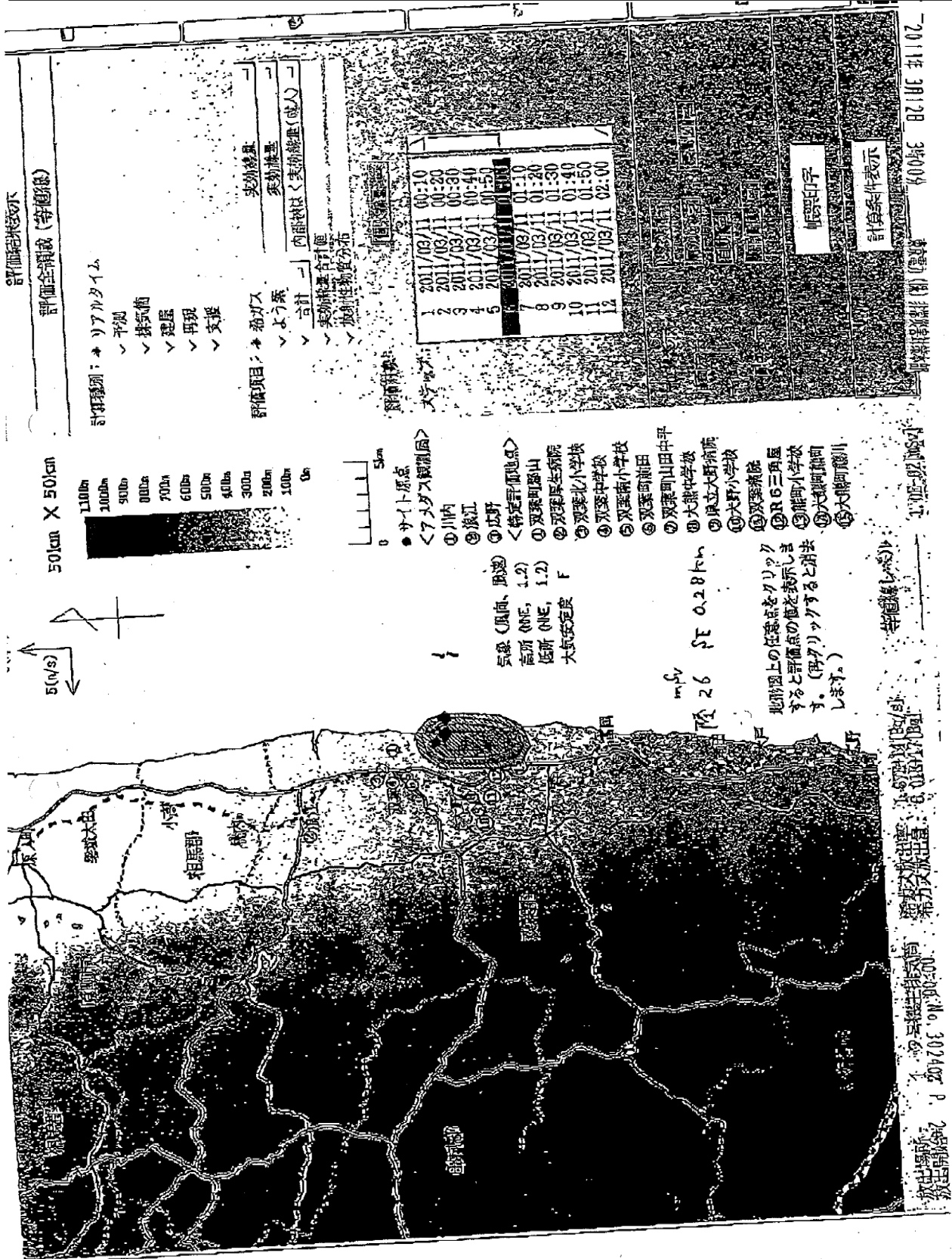
<気象>

風向: 北北東 / 風速: 1.2 m/s / 天気: 安定度: 下

1 秒後	26 mSv	SE	0.28 tcm
3 秒	50 秒	SE	4.29
5 秒	50 秒	SE	4.29

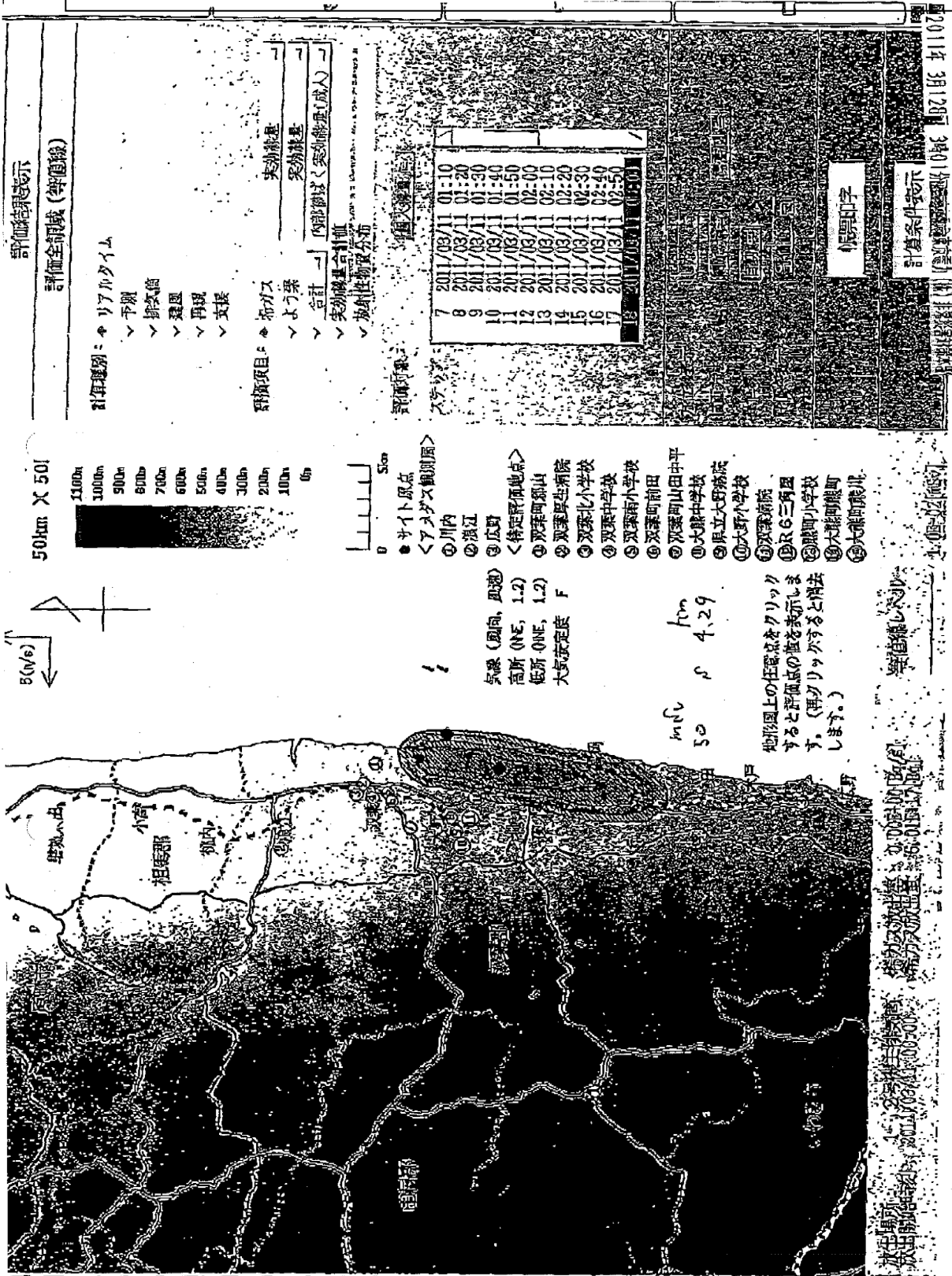
2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日3時33分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

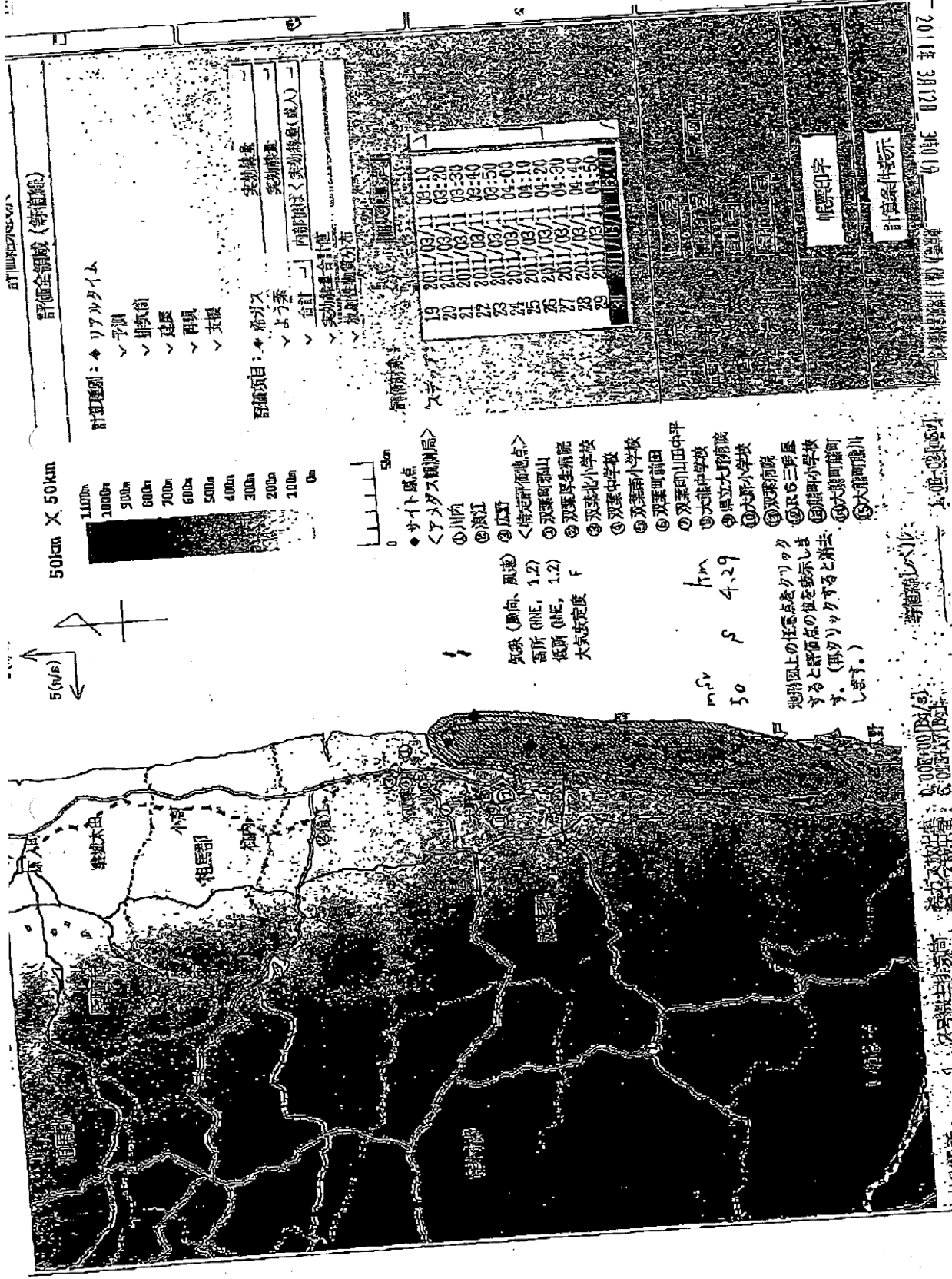


2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日3時33分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

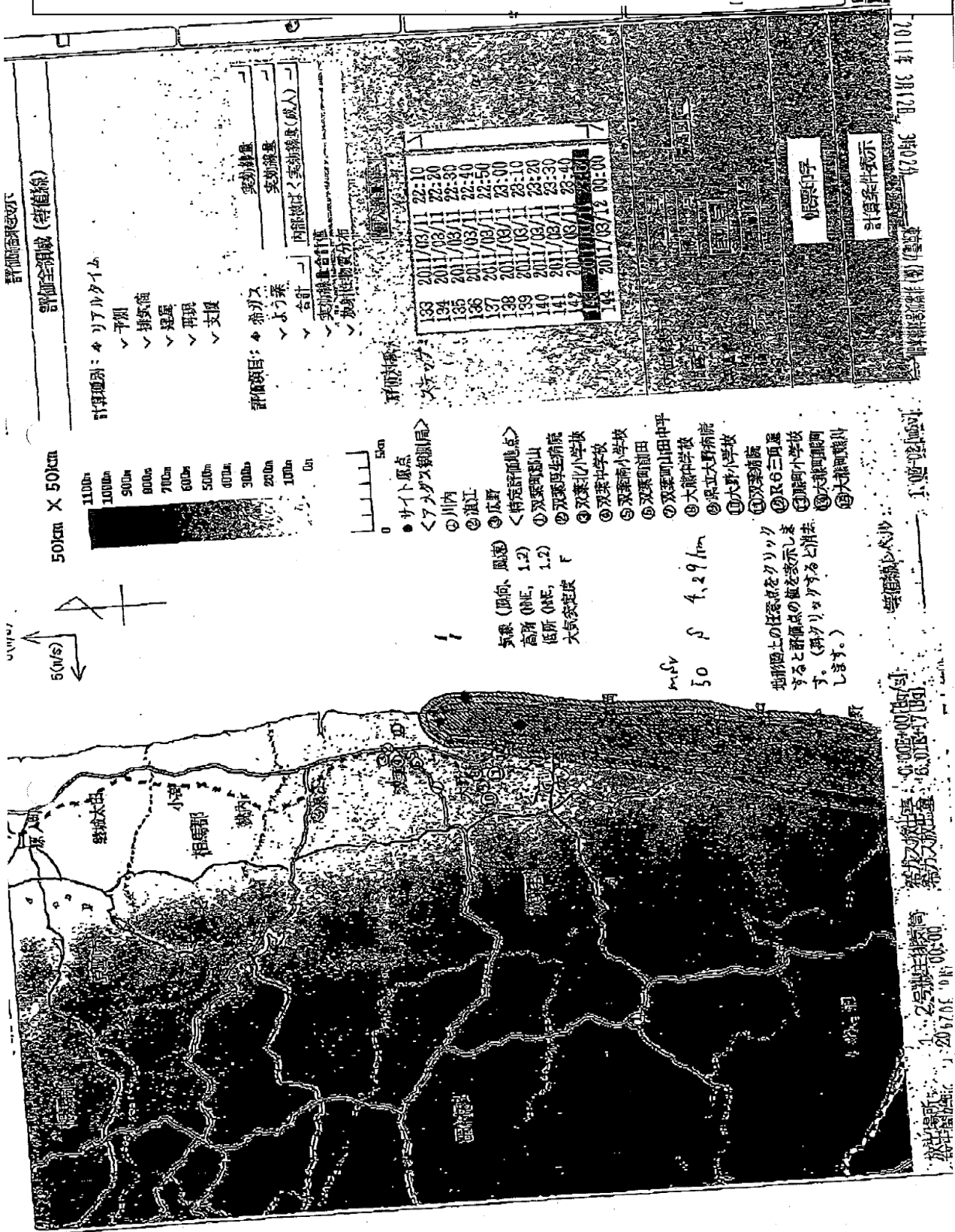


2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 12日3時33分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：12日3時33分）

（前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）



2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：12日3時33分）

（前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）

福島第一 モニタリングポストNo.6付近の測定データ

時刻	空間線量率 [nGy/h]	風向	風速 [m/s]	ヨウ素131濃度	
				採取時間	濃度[Bq/cm ³]
2011/3/11 19:45	57	NW	2.8		
2011/3/11 20:00	60	-	-		
2011/3/11 20:10	59	-	-		
2011/3/11 20:35	67	E	0.4		
2011/3/11 20:45	61	NE	0.4		
2011/3/11 21:00	60	NW	0.4		
2011/3/11 21:15	64	SW	0.5		
2011/3/11 21:30	62	NE	0.4		
2011/3/11 21:40	61	NW	0.5		
2011/3/11 21:50	61	NEN	0.4		
2011/3/11 22:00	59	N	0.4		
2011/3/11 22:10	60	NEN	0.6		
2011/3/11 22:20	62	NE	0.5		
2011/3/11 22:30	60	NNW	0.5		
2011/3/11 22:40	60	N	0.6		
2011/3/11 22:50	59	W	0.7		
2011/3/11 23:00	60	N	0.6		
2011/3/11 23:10	63	WNW	0.3		
2011/3/11 23:20	60	N	0.3		
2011/3/11 23:30	61	N	0.2		
2011/3/11 23:40	63	N	0.4		
2011/3/11 23:50	59	NNE	0.4		
2011/3/12 0:00	60	SE	0.5	2011/3/11 23:40 ~ 2011/3/12 0:00	< 4.6E-06
2011/3/12 0:10	62	NE	2		
2011/3/12 0:20	65	NE	1.8		
2011/3/12 0:30	64	ENE	0.9		
2011/3/12 0:40	63	ENE	1.1		
2011/3/12 0:50	63	WSW	1.4		
2011/3/12 1:00	64	NW	1.3		
2011/3/12 1:10	68	N	1.4		
2011/3/12 1:20	64	NNW	1.5	2011/3/12 1:00 ~ 2011/3/12 1:20	< 4.6E-06
2011/3/12 1:30	64	W	1.4		
2011/3/12 1:40	66	NNW	0.6		
2011/3/12 1:50	66	WSW	0.8		

2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：13日15時18分）
 （前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）

様式8-1（1/4）

異常事態連絡様式（第2報以降）（原子炉施設）

※各項目について、情報が得られたものから記入し、迅速に連絡することとする。

平成 23 年 3 月 13 日（第 報） 発信時刻 15 時 18 分 （第 15 条-39 報）	
経済産業大臣，福島県知事，大熊町長，双葉町長 殿 通報者名 福島第一原子力発電所長 吉田 昌郎 連絡先（原子力防災管理者） 0240-32-2101(代) (G)	
特定事象の発生について、原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく通報以後の情報を通報します。	
原子力事業所の名称及び場所	名称：東京電力株式会社 福島第一原子力発電所 （事業区分：電気事業） 場所：福島県双葉郡大熊町大字夫沢字北原22
特定事象の発生箇所	福島第一原子力発電所 第 号炉
特定事象の発生時刻	平成 23 年 3 月 11 日 16 時 36 分（24時間表示）
発生した特定事象の概要	特定事象の種類 ⑥非常用炉心冷却装置注水可能 原子力緊急事態に該当（ <input type="checkbox"/> する， <input type="checkbox"/> しない）
	想定される原因 <input type="checkbox"/> 特定 <input type="checkbox"/> 調査中
	検出された放射線量の状況，検出された放射性物質の状況又は主な施設・設備の状況等 先にお知らせした2号機PCVベントの操作に因りして、開始前の被ばく評価について、別紙の通りご連絡します。
その他特定事象の把握に参考となる情報	被ばく者の状況及び汚染拡大の有無（確認時刻 時 分） 被ばく者の状況 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 有：被ばく者 名 要救助者 名 汚染拡大の有無 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 有：
	気象情報（確認時刻 時 分） ・天候 : _____ ・風向 : 方位 _____ ・風速 : _____ m/s ・大気安定度 : _____
	周辺環境への影響 <input type="checkbox"/> 無 <input type="checkbox"/> 有： _____
	応急措置 _____ _____

2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 13日15時18分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

1F2

PCVベント ~~の~~ 評価

(条件)

・ 重大事故 (希ガス 2% 放出)
(炉内インベントリーの)

・ 最新の気象条件 { 風向
風速
大気安定度

・ 1ヶ所放出の継続

・ D/W + S/C の体積比

ラフ・4ヶ所 - ディスク圧力から 大気圧

破壊

に由来として 評価

2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 13日15時18分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

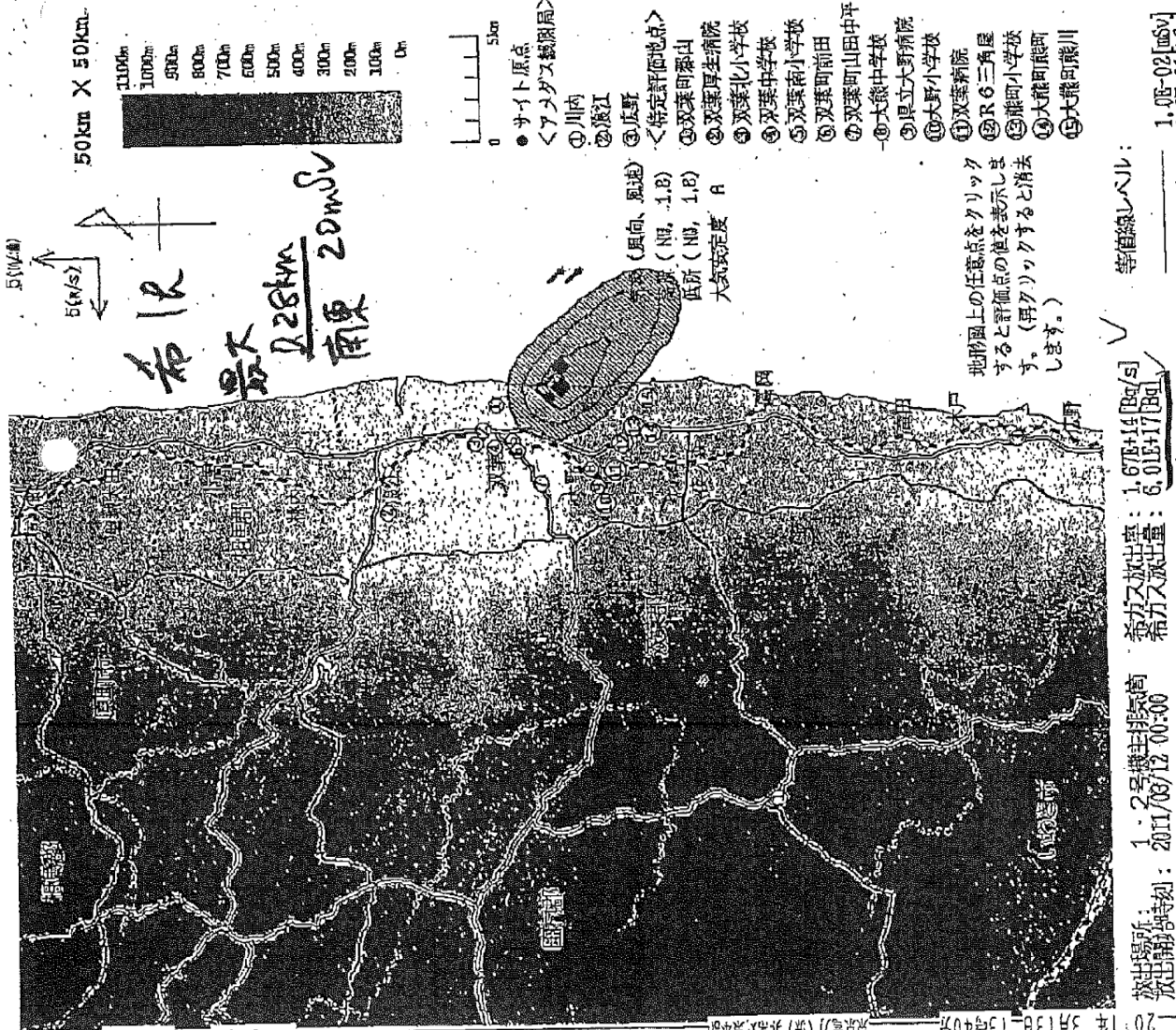
シミュレーションパラメータ

- リリースタイム
- 半径
- 高さ
- 再現実
- 支援

計算条件

- 希ガス
- 放射性物質
- 合計
- 内訳

1	2011/03/12 00:10
2	2011/03/12 00:20
3	2011/03/12 00:30
4	2011/03/12 00:40
5	2011/03/12 00:50
7	2011/03/12 01:10
8	2011/03/12 01:20
9	2011/03/12 01:30
10	2011/03/12 01:40
11	2011/03/12 01:50
12	2011/03/12 02:00



2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：13日15時18分）

（前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）

リアルタイム

- ▼ 干渉
- ▼ 林式筒
- ▼ 建屋
- ▼ 再視
- ▼ 支障

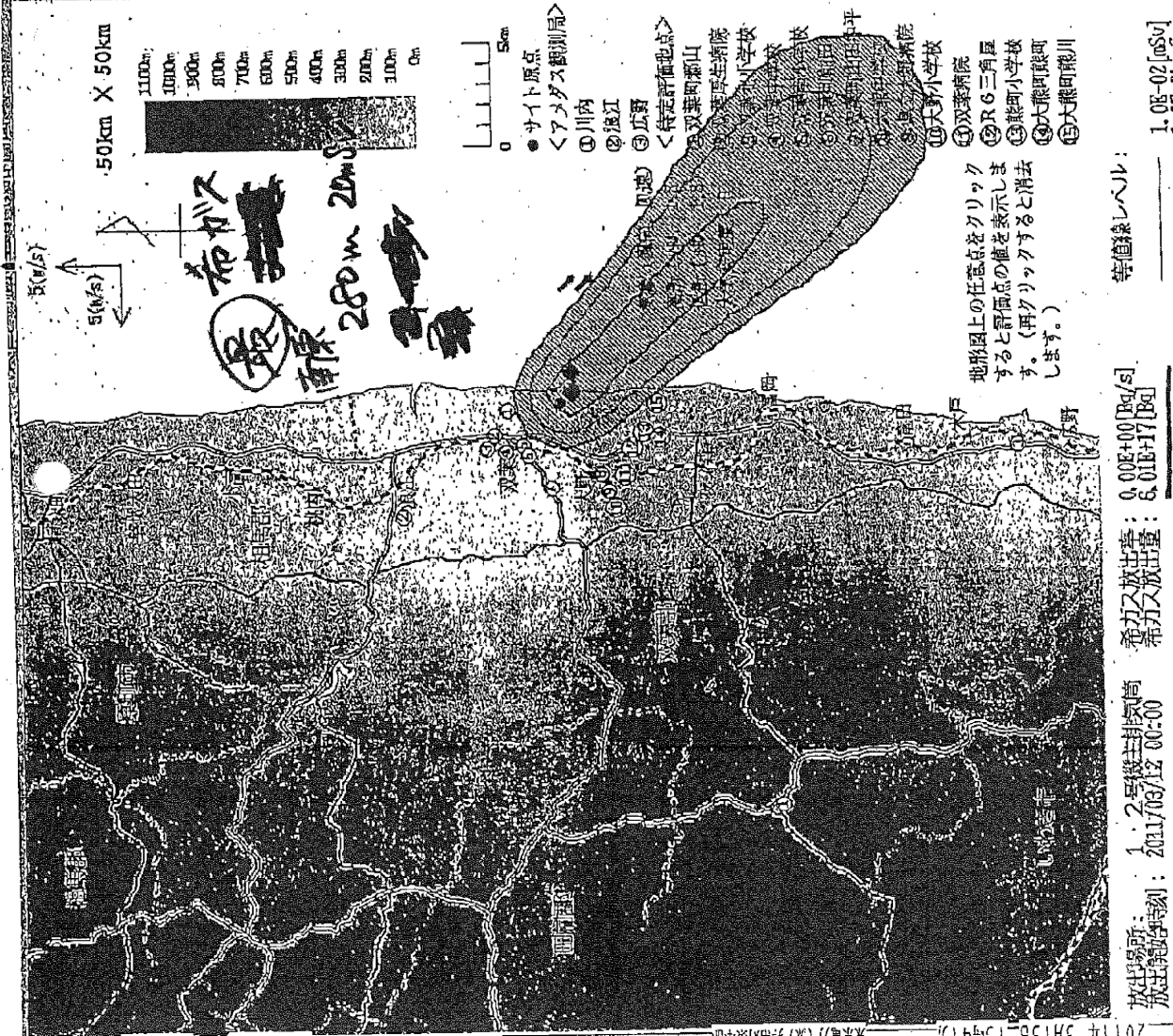
計算項目

- 布ガス
- よう葉
- 台計
- 内部被ばく実効線量(成人)
- 実効線量
- 実効線量
- 実効線量

計算条件表示

計算条件表示

9	2011/03/12	01:30
10	2011/03/12	01:40
11	2011/03/12	01:50
12	2011/03/12	02:00
13	2011/03/12	02:10
14	2011/03/12	02:20
15	2011/03/12	02:30
16	2011/03/12	02:40
17	2011/03/12	02:50
18	2011/03/12	03:00
19	2011/03/12	03:10
20	2011/03/12	03:20



2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：13日15時18分）

（前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）

評価項目
 リアルタイム
 7層
 林大南
 池田
 池田
 池田

評価対象
 甲状腺の線量評価
 内臓はばく放射線量(成人)

1	2011/03/12 00:10
2	2011/03/12 00:20
3	2011/03/12 00:30
4	2011/03/12 00:40
5	2011/03/12 00:50
6	2011/03/12 01:00
7	2011/03/12 01:10
8	2011/03/12 01:20
9	2011/03/12 01:30
10	2011/03/12 01:40
11	2011/03/12 01:50
12	2011/03/12 02:00

評価日時：2011/03/12

評価場所：池田郡 池田町 池田

方向：北

放射線量計：IC2011-1

放射線量計番号：1110707

放射線量計の名称：IC2011-1

放射線量計の型番：IC2011-1

放射線量計の製造元：IC2011-1

放射線量計の検定日：2011/03/12

放射線量計の検定場所：IC2011-1

放射線量計の検定番号：IC2011-1

放射線量計の検定機関：IC2011-1

放射線量計の検定結果：IC2011-1

放射線量計の検定内容：IC2011-1

放射線量計の検定条件：IC2011-1

放射線量計の検定標準：IC2011-1

放射線量計の検定精度：IC2011-1

放射線量計の検定範囲：IC2011-1

放射線量計の検定単位：IC2011-1

放射線量計の検定符号：IC2011-1

放射線量計の検定記号：IC2011-1

放射線量計の検定文字：IC2011-1

放射線量計の検定数字：IC2011-1

放射線量計の検定記号：IC2011-1

放射線量計の検定文字：IC2011-1

放射線量計の検定数字：IC2011-1

放射線量計の検定記号：IC2011-1

放射線量計の検定文字：IC2011-1

放射線量計の検定数字：IC2011-1

放射線量計の検定記号：IC2011-1

放射線量計の検定文字：IC2011-1

放射線量計の検定数字：IC2011-1

放射線量計の検定記号：IC2011-1

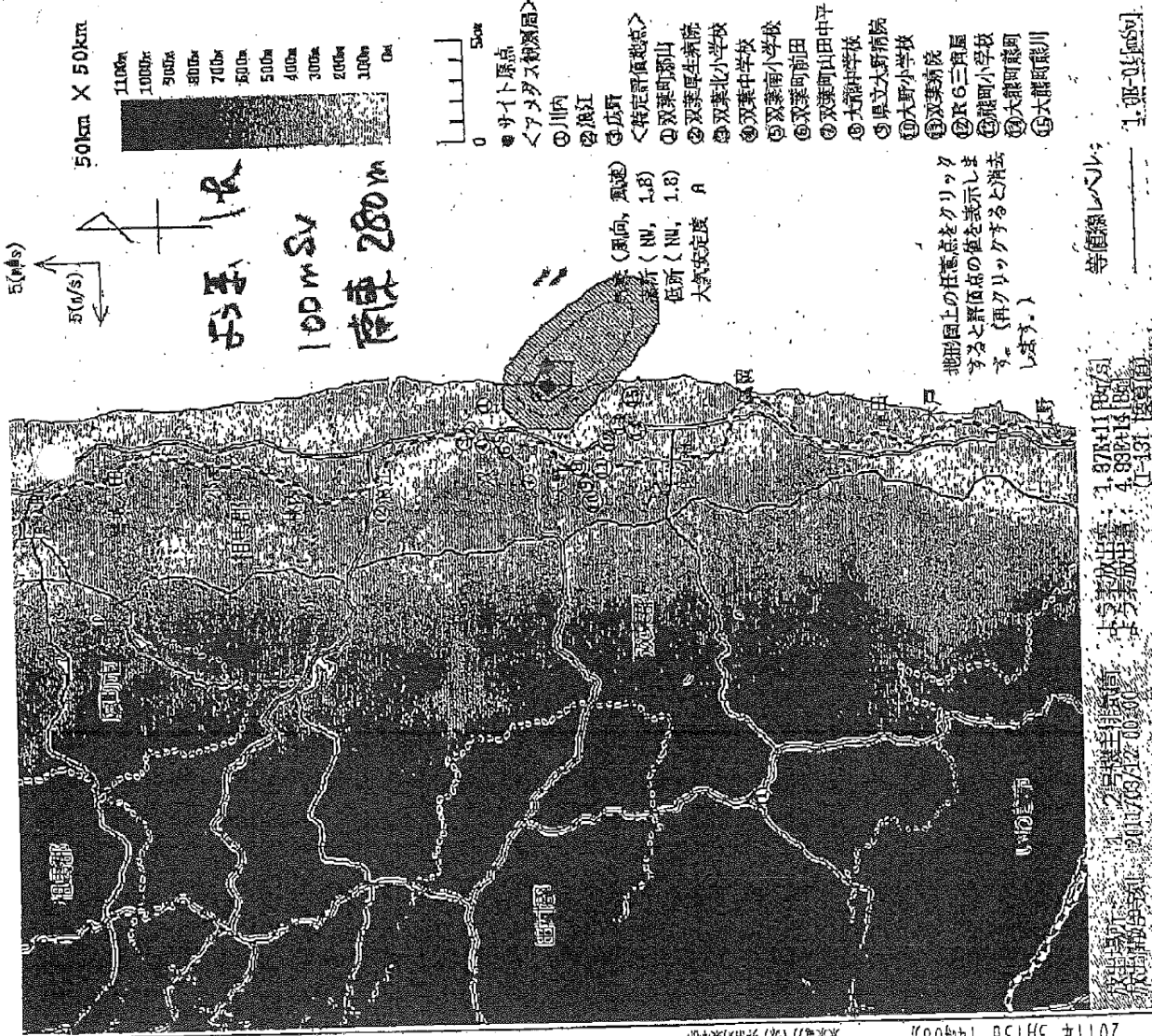
放射線量計の検定文字：IC2011-1

放射線量計の検定数字：IC2011-1

放射線量計の検定記号：IC2011-1

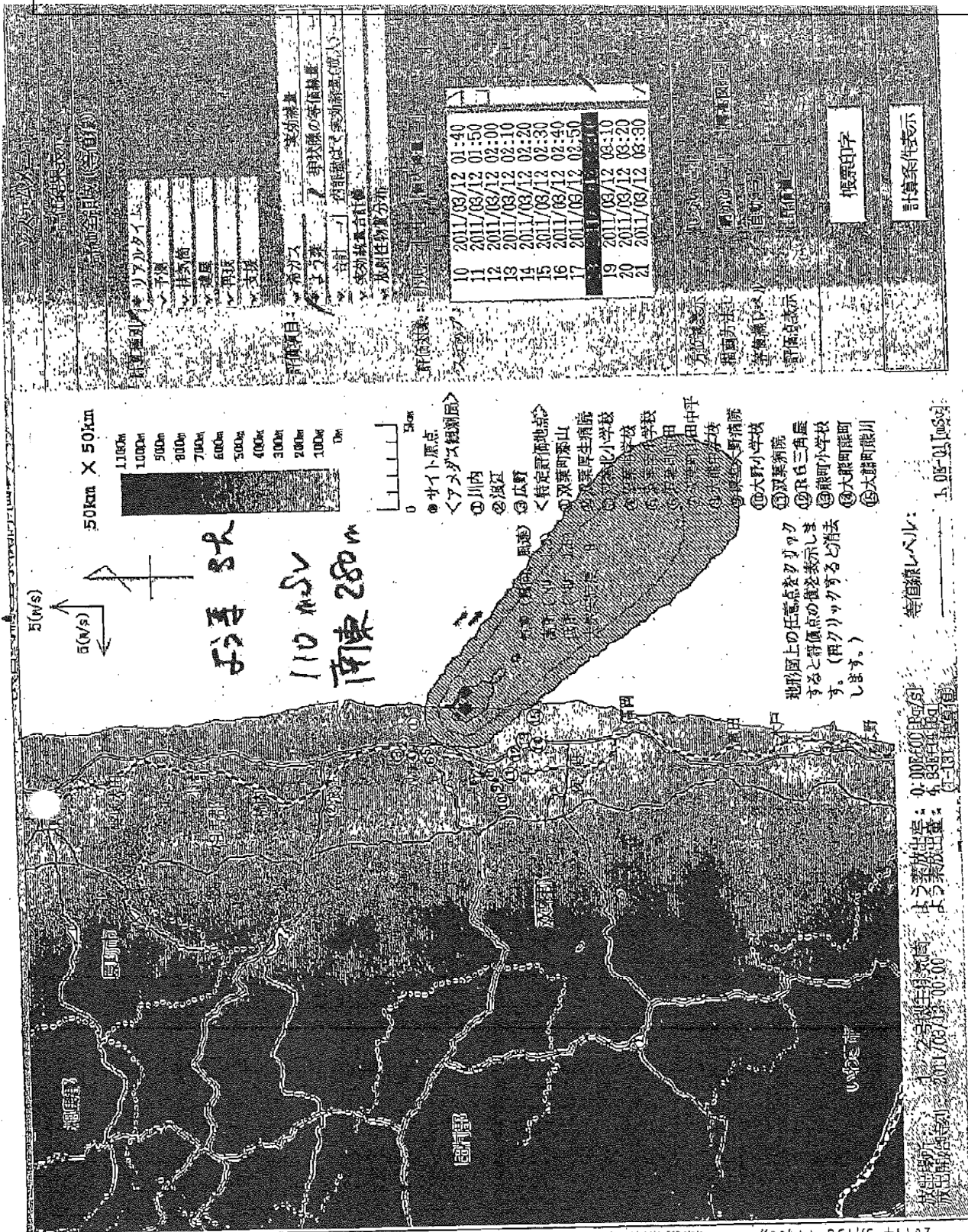
放射線量計の検定文字：IC2011-1

放射線量計の検定数字：IC2011-1



2号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 13日15時18分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



添付資料目次

添付資料－9－1	事象発生時の主要経緯（時系列）	1
添付資料－9－2	プラントデータチャート	6
添付資料－9－3	過渡現象記録装置トレンドデータ	18
添付資料－9－4	系統概略図	24
添付資料－9－5	非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）	25
添付資料－9－6	MSIV閉動作となる要因	26
添付資料－9－7	SRV動作圧力について	27
添付資料－9－8	原子炉水位図	28
添付資料－9－9	代替注水について	29
添付資料－9－10	PCVベントについて	30
添付資料－9－11	PCVベントにおける被ばく線量評価	34
添付資料－9－12	ふくいちライブカメラ写真による福島第一3号機のPCVベントの排気について	38

3号機 事象発生時の主要経緯（時系列）

平成23年3月11日（金）

- 14：46 東北地方太平洋沖地震発生。第3非常態勢を自動発令。
- 14：47 原子炉自動スクラム、主タービン手動トリップ。
- 14：48頃 D/G 3A、3B自動起動。MSIV閉。
- 14：54 原子炉未臨界確認。
- 15：05 RCIC手動起動。
- 15：06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）。
- 15：25 RCIC自動停止（原子炉水位高）。
- 15：27 津波第一波到達。
- 15：35 津波第二波到達。
- 15：38 全交流電源喪失。
- 15：42 原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 15：42 第1次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16：00頃 構内道路の健全性確認を開始。
- 16：03 RCIC手動起動。
- 16：10 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- 16：36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16：39 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認を開始。
- 16：50 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 19：00頃 2号機、3号機の間にあるゲートを開放、1～4号機への車両の通行ルートを確認。
- 19：24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20：50 福島県が福島第一原子力発電所から半径2kmの住民に避難指示。
- 20：56 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認結果を発電所対策本部に報告。
- 21：23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径3km圏内の避難、半径3km～10km圏内の屋内退避を指示。
- 21：27 中操内の仮設照明が点灯。
- 22：00頃 東北電力第一陣、高圧電源車1台の到着を確認。

平成23年3月12日（土）

- 0：30 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の3 km以内避難措置完了確認、1：45に再度確認）
- 1：20頃 当社の高圧電源車1台の到着を確認。
- 3：27 D/D-FP起動せず。
- 4：55 発電所構内における放射線量が上昇（正門付近 $0.069 \mu\text{Sv/h}$ （4：00） $\rightarrow 0.59 \mu\text{Sv/h}$ （4：23））したことを確認、官庁等に連絡。
- 5：44 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径10 km圏内の住民に避難指示。
- 7：11 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 8：04 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 10：15頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一12台、福島第二42台、低圧電源車：福島第一7台、福島第二11台）。
- 11：13 D/D-FP自動起動。
- 11：36 D/D-FP停止。
- 11：36 R C I C自動停止。
- 12：06 D/D-FP起動、代替S/Cスプレイ開始。
- 12：35 H P C I自動起動（原子炉水位低）。
- 16：27 M P No. 4付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $1,015 \mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 17：30 ベントの準備を開始するよう発電所長指示。
- 18：25 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20 km圏内の住民に対し避難指示。
- 20：36 原子炉水位計の電源喪失により原子炉水位が不明となる。

平成23年3月13日（日）

- 2：42 D/D-FPによる原子炉代替注水への切替のため、H P C I停止。
- 2：45 S R V 1弁を開操作したが開動作せず。その後、全弁を順次、開操作するも開動作せず。
- 3：05 原子炉代替注水ラインの構成が完了したことを中操に連絡。
- 3：51 原子炉水位計復旧。
- 4：52 S/Cベント弁（A O弁）大弁を開操作するも、空気ポンベの充

- 填圧力が0で、閉確認。
- 5：08 D/D-FPによる代替S/Cスプレイ開始（7：43停止）。
- 5：10 R C I Cによる原子炉注水ができなかったため、原災法第15条該当事象（原子炉冷却機能喪失）に該当すると判断、5：58官庁等に通報。
- 5：15 ラプチャーディスクを除く、ベントラインの完成に入るよう発電所長指示。
- 5：23 S/Cベント弁（AO弁）大弁を開操作するために、空気ポンペを交換開始。
- 5：50 ベント実施に関するプレス発表。
- 6：19 4：15にTAFに到達したものと判断、官庁等に連絡。
- 7：35 ベントを実施した場合の被ばく評価結果を官庁等に連絡。
- 7：39 PCVスプレイを開始、7：56官庁等に連絡。
- 8：35 PCVベント弁（MO弁）開。
- 8：41 S/Cベント弁（AO弁）大弁開により、ラプチャーディスクを除く、ベントライン構成完了。8：46官庁等に連絡。
- 8：56 MP No. 4付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $882 \mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9：01官庁等に通報。
- 9：08頃 SR弁による原子炉圧力の急速減圧を実施。今後、FPラインによる原子炉内への注水を開始することを9：20官庁等に連絡。
- 9：25 原子炉内にFPラインから消防車による淡水注入開始（ホウ酸入り）。
- 9：36 ベント操作により、9：20頃よりD/W圧力が低下していることを確認、また、FPラインによる原子炉内への注水を開始したことを官庁等に連絡。
- 10：30 海水注入を視野に入れて動くとの発電所長指示。
- 11：17 S/Cベント弁（AO弁）大弁の閉確認。（作動用空気ポンベ圧低下のため）
- 12：20 淡水注入終了。
- 12：30 S/Cベント弁（AO弁）大弁開。（作動用空気ポンベ交換）
- 13：12 原子炉内にFPラインから消防車による海水注入開始。
- 14：15 MP No. 4付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $905 \mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14：23官庁等に通報。

- 14：20 高圧電源車から4号機P/Cへ送電を開始。
- 14：31 R/B二重扉北側で300mSv/h以上、南側100mSv/hとの測定結果が報告される。
- 14：45頃 R/B二重扉付近で放射線量が上昇し、1号機と同様にR/B内に水素が溜まっている可能性があり、爆発の危険性が高まったことから、現場退避開始（17：00頃、作業再開）。

平成23年3月14日（月）

- 1：10 原子炉へ供給している海水が残り少なくなったことから、逆洗弁ピット内への海水補給のために消防車を停止。
- 2：20 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(751 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、4：24官庁等に通報。
- 2：40 MP No. 2付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(650 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、5：37官庁等に通報。
- 3：20 消防車による海水注入再開。
- 4：00 MP No. 2付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(820 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、8：00官庁等に通報。
- 5：20 S/Cベント弁（AO弁）小弁開操作開始。
- 6：10 S/Cベント弁（AO弁）小弁の開確認。
- 6：30頃 D/W圧力が上昇し、爆発の可能性が懸念されたことから現場退避開始（7：35頃、作業再開）。
- 9：05 物揚場から逆洗弁ピットへの海水の補給を開始。
- 9：12 MP No. 3付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(518.7 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9：34官庁等に通報。
- 11：01 R/Bで爆発発生。
- 13：05 注水ラインは、消防車及びホースが破損して使用不可能であったことから、消防車を含む海水注入のライン構成を再開。
- 16：30頃 爆発により、消防車やホースが損傷し、海水注入が停止していたため、消防車とホースを入れ替えて物揚場から原子炉へ注入する新しいラインを構築し、海水注入を再開。

21：35 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(760 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、22：35官庁等に通報。

平成23年3月15日(火)

5：35 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。

6：00～6：10頃 大きな衝撃音が発生。中操では4号側の天井が揺れる。

6：50 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(583.7 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、7：00官庁等に通報。

7：00 監視、作業に必要な要員を除き、福島第二へ一時退避することを官庁等に連絡。

7：55 R/B上部に蒸気が漂っているのを確認、官庁等に連絡。

8：11 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(807 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(火災爆発等による放射性物質異常放出)が発生したと判断、8：36官庁等に通報。

11：00 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km以上30km圏内の住民に対し屋内退避指示。

16：00 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(531.6 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、16：22官庁等に通報。

23：05 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(4,548 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、23：20官庁等に通報。

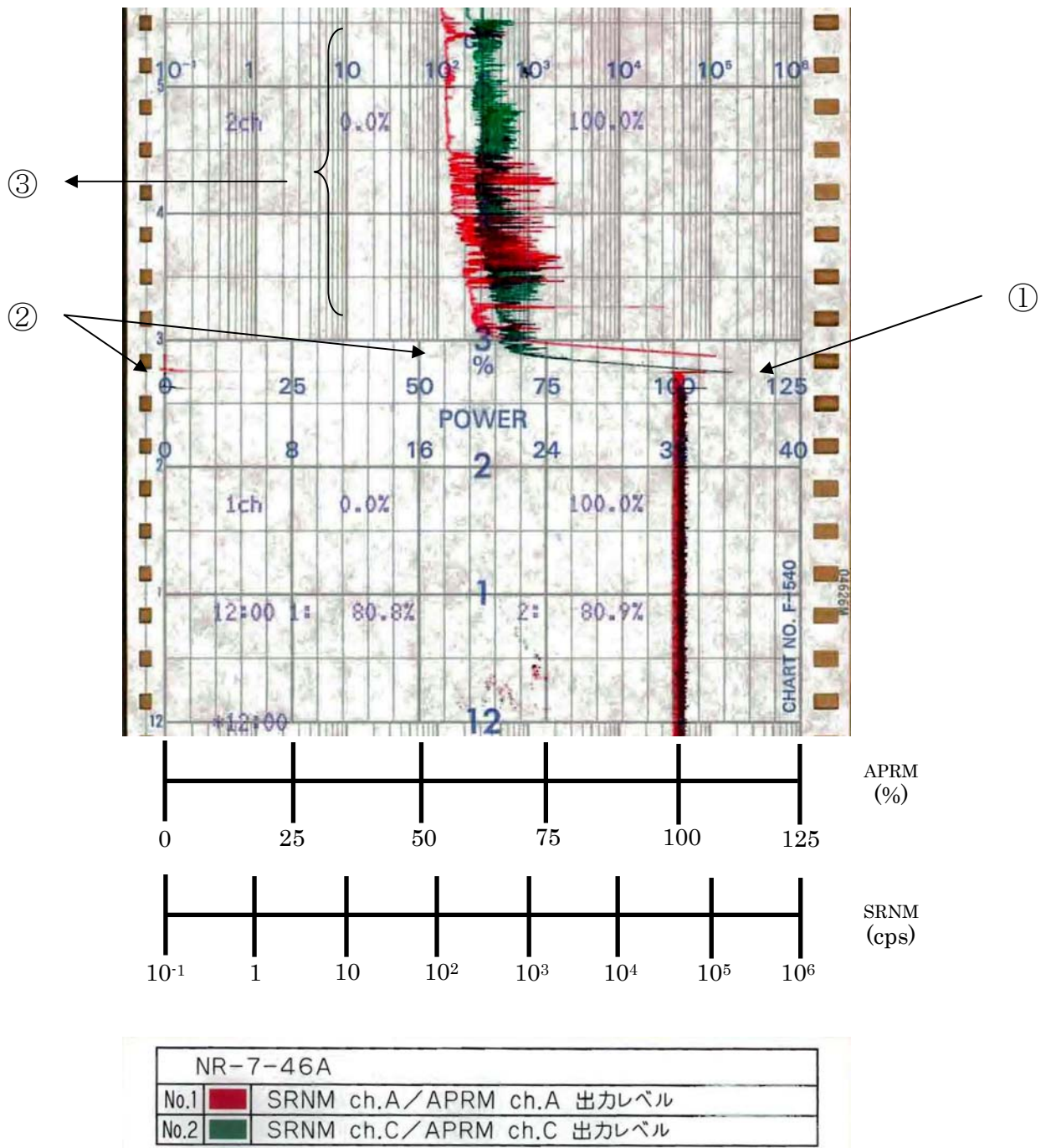
以上

プラントデータチャート

【3号機 アラームタイパー主要打ち出し (抜粋)】

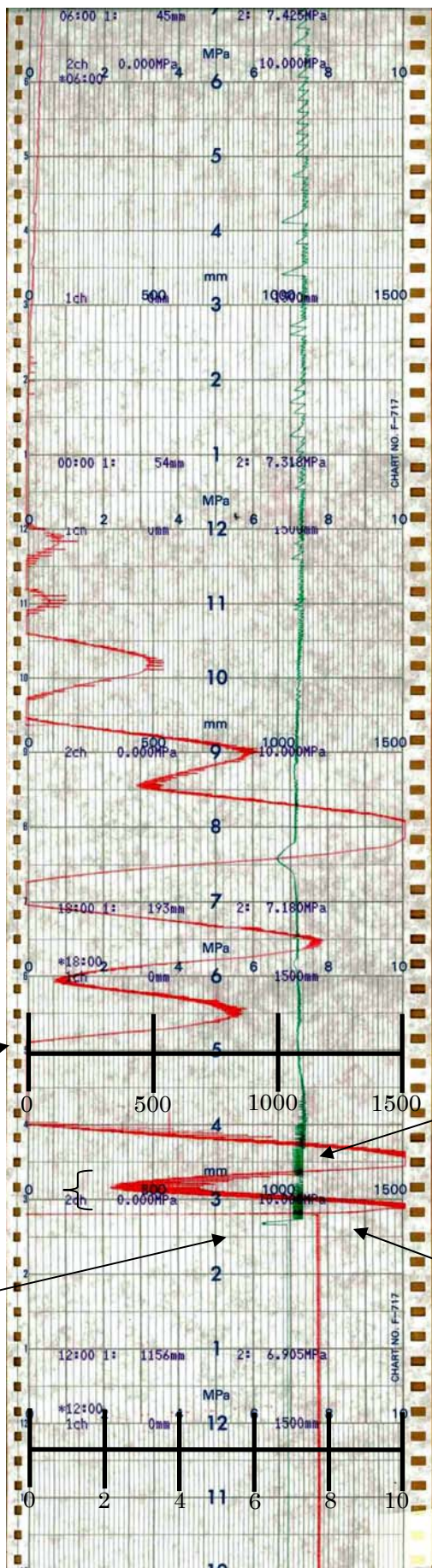
*1447	A524	APRM	中性子束 高			高			
1447	B605	床下レンサンプ	ポンプ B	運転		オン			
14	47	00	750	D564*	地震トリップ CH-C				トリップ
14	47	00	760	D534	原子炉 自動スクラム A				トリップ
1447	A524	APRM	中性子束 高			正常	正常	復帰	
1447	B605	床下レンサンプ	ポンプ B	運転		オフ			
*1447	A539		制御棒引抜阻止			オン			
*1447	A524	APRM	中性子束 高			高			
1447	B604	床下レンサンプ	ポンプ A	運転		オフ			
14	47	04	240	D565	地震トリップ CH-D				トリップ
14	47	04	250	D535	原子炉 自動スクラム B				トリップ
1447	B605	床下レンサンプ	ポンプ B	運転		オフ			
*1447	A539		制御棒引抜阻止			オン			
*1447	C190		給水流量 A	CTP計算用		判定	不能		
*1447	C191		給水流量 B	CTP計算用		判定	不能		
→1447	A639		全制御棒	全挿入		オン			← 全制御棒全挿入
*1447	C000		原子炉 水位			836<	1002	MM	
*1447	C000		制御棒駆動水流量			オーバー			
*1447	G001		発電機無効電力			498>	390	MVAR	
1447	G001		発電機無効電力			165	MVAR	正常	復帰

【3号機 SRNM、APRM】



- ① 14時47分 地震によるスクラムとスクラムによる出力低下
- ② 平均出力領域モニタ (APRM) としてのダウンスケールと起動領域モニタ (SRNM) への切替
- ③ ノイズによる指示の変動

【3号機 原子炉水位、原子炉圧力 (1/3)】



LR/PR-6-97	
No.1	原子炉水位
No.2	原子炉圧力

- ① 14時47分 地震によるスクラム
- ② 出力低下による炉圧低下とそれに続く主蒸気隔離弁閉による炉圧増加
- ③ 主蒸気逃し安全弁による炉圧制御
- ④ 主蒸気逃し安全弁開閉、原子炉隔離時冷却系の起動・停止に伴う水位変動

15時05分；

原子炉隔離時冷却系起動

15時25分；

同系トリップ (水位高)

- ⑤ 原子炉隔離時冷却系の起動に伴う水位変動

16時03分；

原子炉隔離時冷却系起動

- ⑥ 炉圧7MPa程度、炉水位は狭帯域 (有効燃料頂部から約4m上に設定された通常運転時に使用される水位計装域) レンジに維持され、安定的に推移

⑥

⑤

④

②

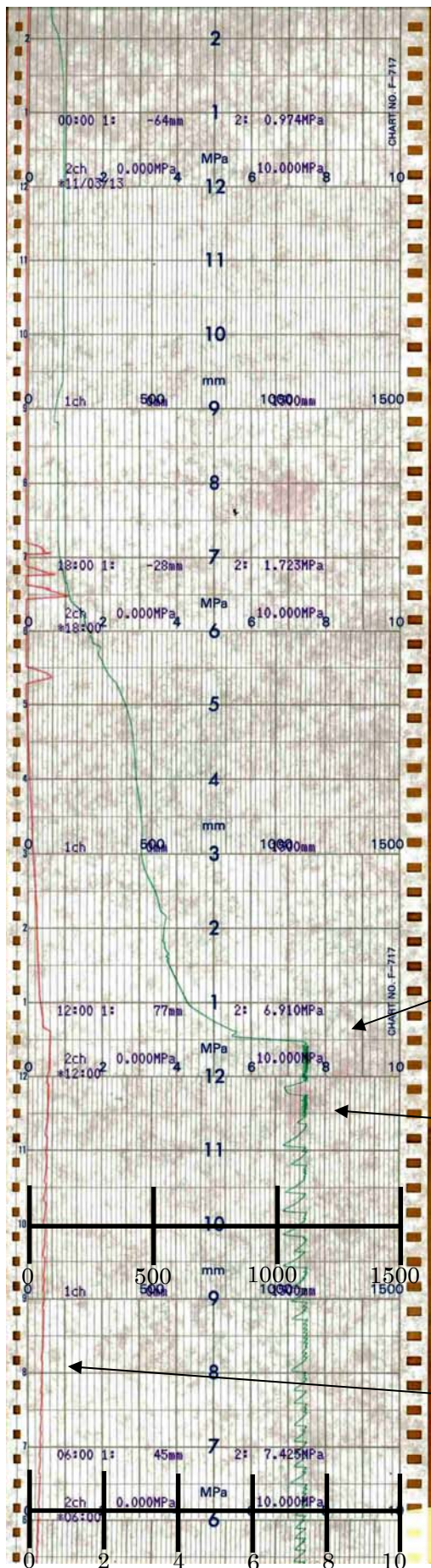
原子炉水位 (mm)

③

①

原子炉圧力 (MPa)

【3号機 原子炉水位、原子炉圧力 (2/3)】



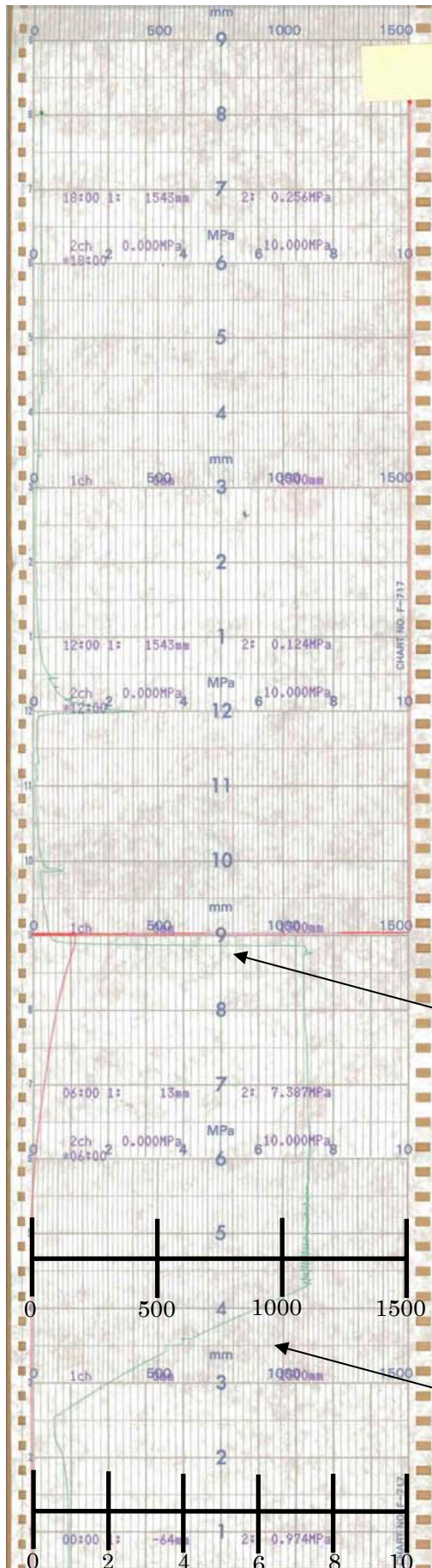
LR/PR-6-97	
No.1	原子炉水位
No.2	原子炉圧力

- ⑦ 炉水位は狭帯域（有効燃料頂部から約4 m上に設定された通常運転時に使用される水位計装域）レンジに維持され、安定的に推移。
- ⑧ 3月12日11時30分頃より、圧力制御の様相変化（11時30分頃より小刻みな変動）
11時36分；
原子炉隔離時冷却系停止
- ⑨ 3月12日12時頃より、6時間程度かけて炉圧の低下

原子炉水位
(mm)

原子炉圧力
(MPa)

【3号機 原子炉水位、原子炉圧力 (3/3)】



LR/PR-6-97	
No.1	原子炉水位
No.2	原子炉圧力

- ⑩ 3月13日2時頃より炉圧上昇
- ⑪ 3月13日9時頃より炉圧減圧

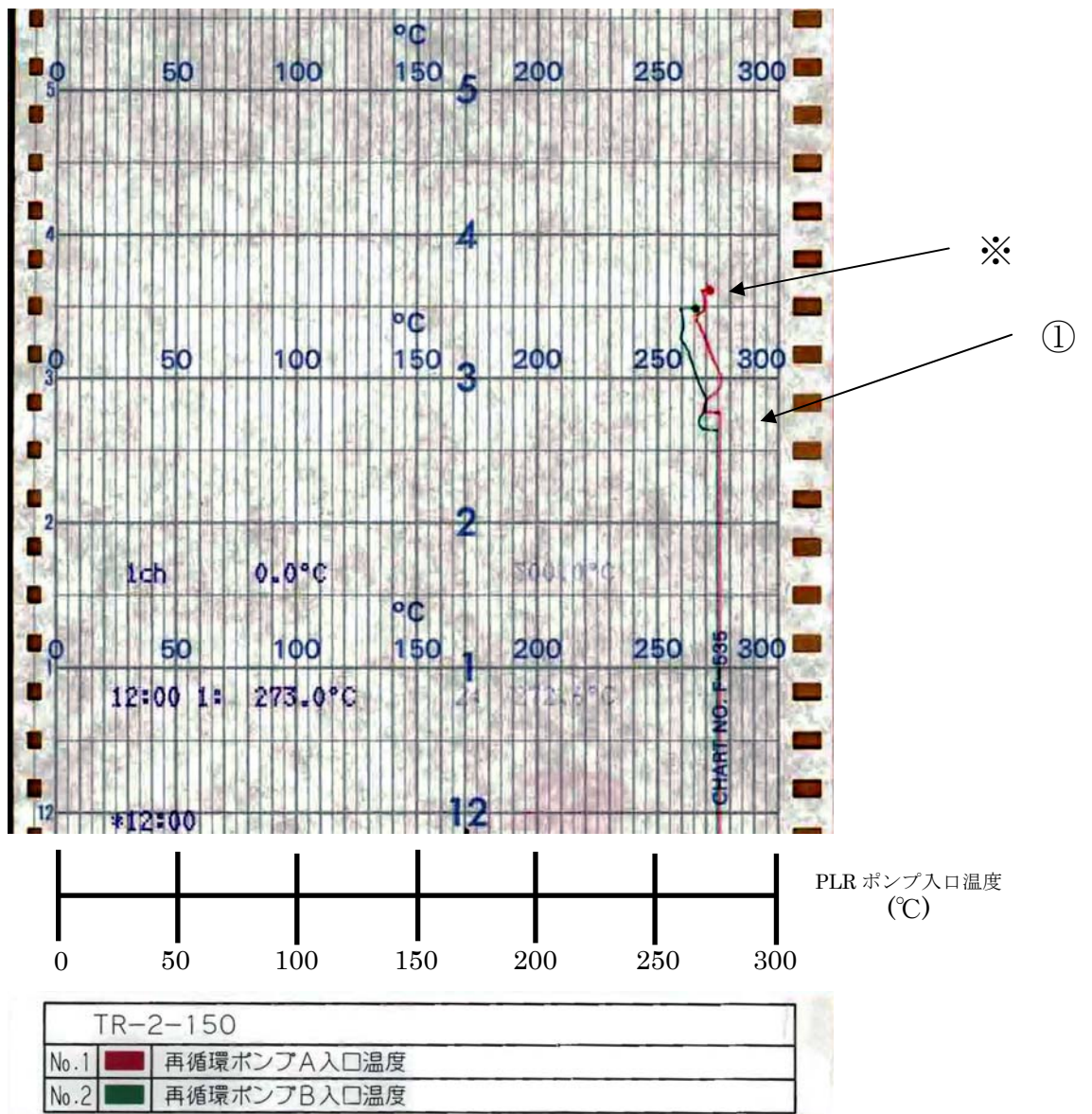
⑪

⑩

原子炉水位
(mm)

原子炉圧力
(MPa)

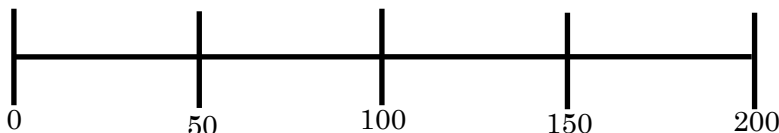
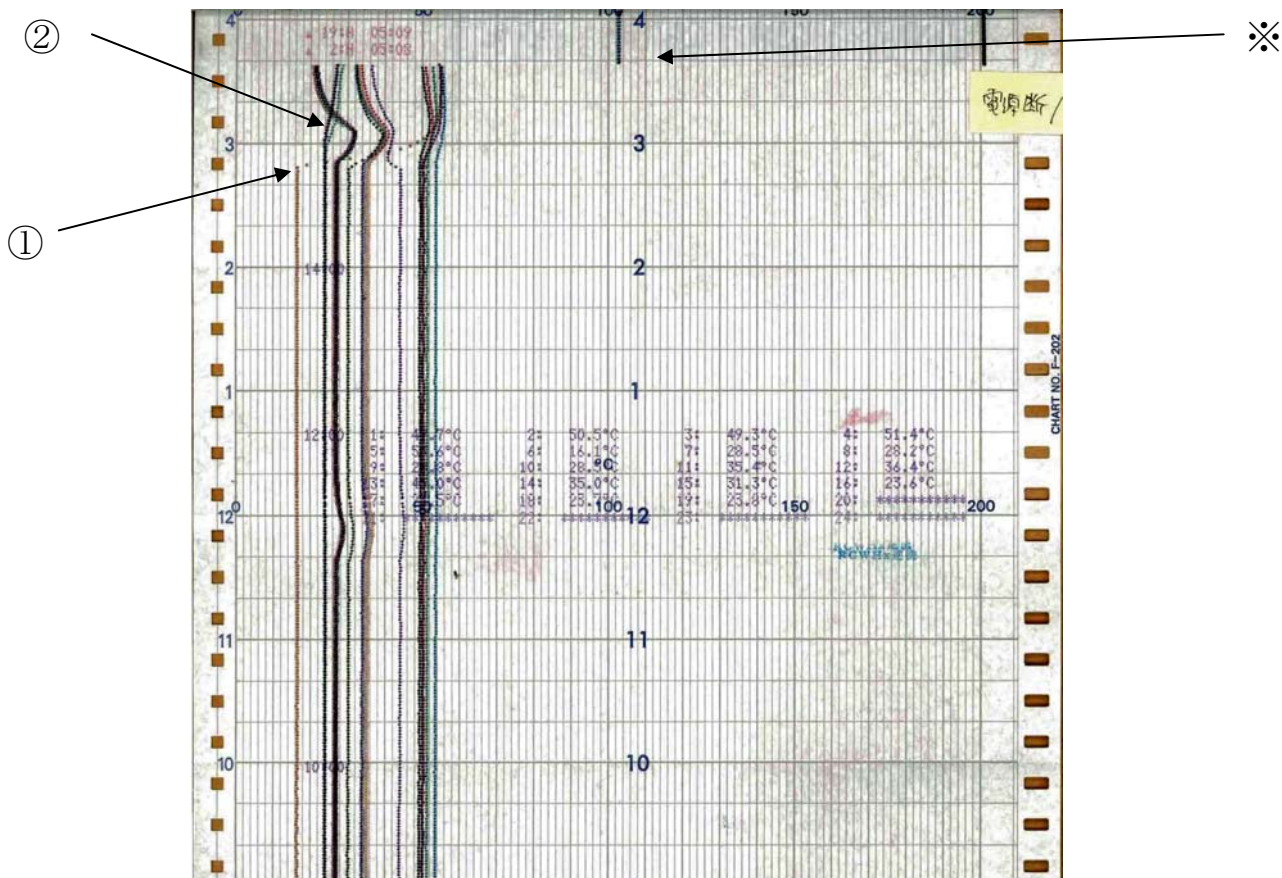
【3号機 PLRポンプ入口温度】



① 14時47分 地震によるスクラム

※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【3号機 PCV内各部温度】



PCV
内各部温度
(°C)

TRC-16-115		ストアNo. 3号機-19									
入力番号	色	切点	入力計器番号	入力計器測定点	スイッチ設定値	入力番号	色	切点	入力計器番号	入力計器測定点	スイッチ設定値
1	■	●	TE-16-114A	格納容器空調機戻り空気温度	65.6℃	13	■	+	TE-16-114N	原子炉ペロー・シール部温度	65.6℃
2	■	●	TE-16-114B	格納容器空調機戻り空気温度	65.6℃	14	■	+	TE-16-114P	原子炉ペロー・シール部温度	65.6℃
3	■	●	TE-16-114C	格納容器空調機戻り空気温度	65.6℃	15	■	+	TE-16-114R	原子炉ペロー・シール部温度	65.6℃
4	■	●	TE-16-114D	格納容器空調機戻り空気温度	65.6℃	16	■	+	TE-16-114I	圧力抑制室 ガス温度	65.6℃
5	■	●	TE-16-114E	格納容器空調機戻り空気温度	65.6℃	17	■	+	TE-16-114J	圧力抑制室 ガス温度	65.6℃
6	■	●	TE-16-114F	格納容器空調機供給空気温度	65.6℃	18	■	+	TE-16-114V	圧力抑制室 ガス温度	65.6℃
7	■	○	TE-16-114G	格納容器空調機供給空気温度	65.6℃	19	■	Y	TE-16-114W	圧力抑制室 ガス温度	65.6℃
8	■	○	TE-16-114H	格納容器空調機供給空気温度	65.6℃	20	■	Y			
9	■	○	TE-16-114I	格納容器空調機供給空気温度	65.6℃	21	■	Y			
10	■	○	TE-16-114K	格納容器空調機供給空気温度	65.6℃	22	■	Y			
11	■	○	TE-16-114L	原子炉ペロー・シール部温度	65.6℃	23	■	Y			
12	■	○	TE-16-114M	原子炉ペロー・シール部温度	65.6℃	24	■	Y			

- ① 14時47分 地震によるスクラム
- ② 電源喪失による格納容器空調停止、スクラムによる出力低下等に伴う格納容器内温度変化（配管破断等に起因する極端な温度上昇は認められず）
- ※ 15時30分過ぎに津波の到来により記録計電源が喪失し、記録計が一旦停止したものと考えられる。

【3号機 アラームタイプ MSIV閉】

1448	A572	KRM	バイパス	CH-B		オン	
1448	A621	主蒸気隔離弁	内側	A	全閉	オン	
14	47	22	660	D577	タービン手動トリップ	オン	オン
1448	A631	主蒸気隔離弁	外側	C	全閉	オン	
1448	A624	主蒸気隔離弁	内側	D	全閉	オン	
1448	A632	主蒸気隔離弁	外側	D	全閉	オン	← 主蒸気隔離弁 閉
1448	A629	主蒸気隔離弁	外側	A	全閉	オン	
1448	A622	主蒸気隔離弁	内側	B	全閉	オン	
1448	A630	主蒸気隔離弁	外側	B	全閉	オン	
1448	A623	主蒸気隔離弁	内側	C	全閉	オン	
1448	L008	CC	濃度			38.72	% 正常 復帰
1448	B013	S/C	水位			5.5	CM 正常 復帰

(注記) MSIV閉に前後して破断検出等の各種異常信号が打ち出されているが、これは地震による外部電源喪失の影響によってこれら計器への電源が失われたことから、フェールセーフで異常信号が発生したものと考えられる。MSIV閉止の過程で蒸気流量の増大等、異常の兆候は見られていない。

【3号機 アラームタイプ SGTS作動】

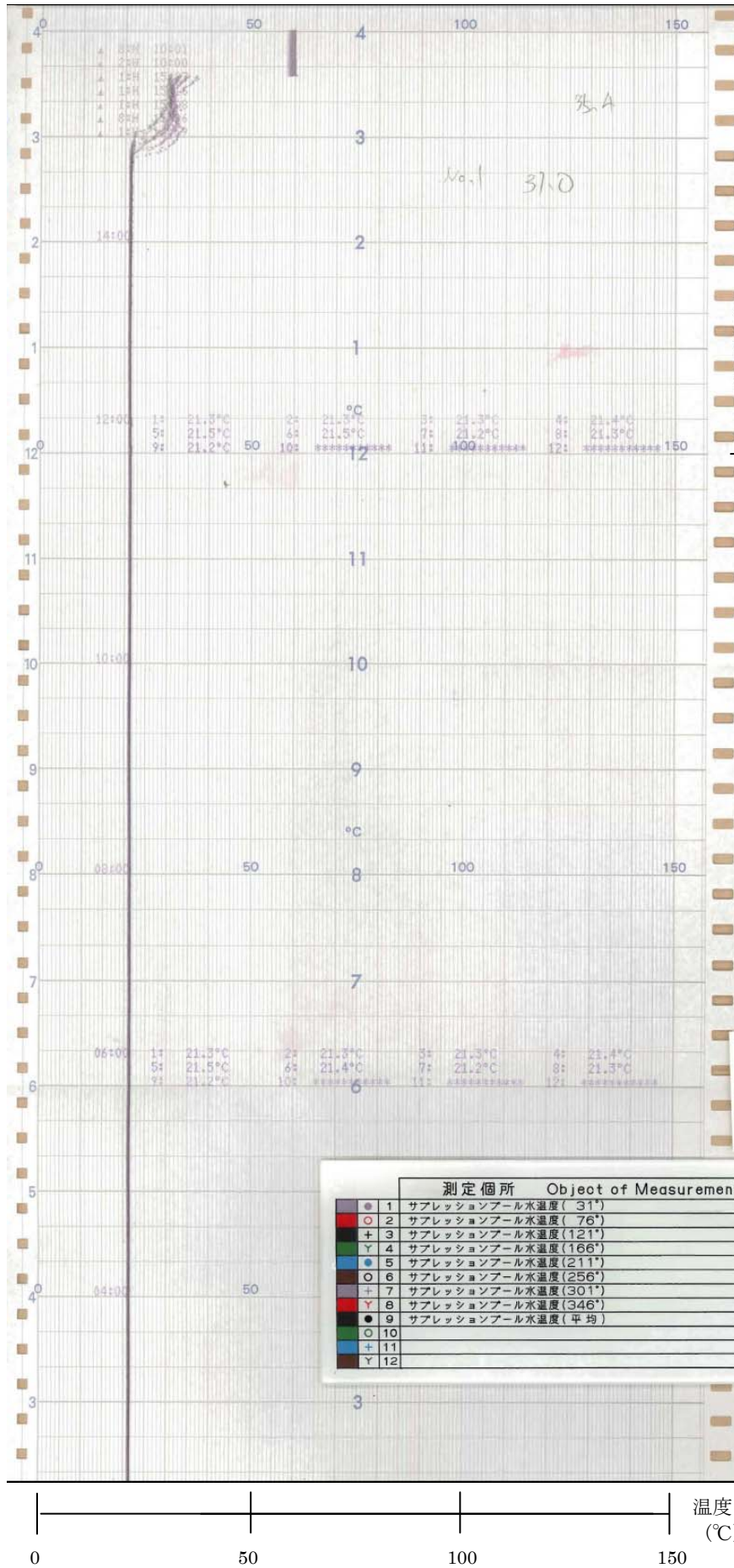
*1447	C183	設定値	給水流量 (TOTAL)	判定	可能			
1447	A549	負荷	警報点		以下			
1447	B013	S/C	水位		4.5	CM	正常	復帰
1447	A600	PCIS	隔離信号	内側	トリップ			
14	47	12	520	D570	高圧復水ポンプ	A	運転	オン
1447	L600	SGTS	A	運転	オン			← 非常用ガス処理系 (A) 起動
*1447	S646	TIP	盤	正常	オフ			
14	47	12	630	D567	モーター駆動給水ポンプ	B	運転	オン
1447	A601	PCIS	隔離信号	外側	トリップ			

【3号機 サプレッションプール水温度】

記録計停止→



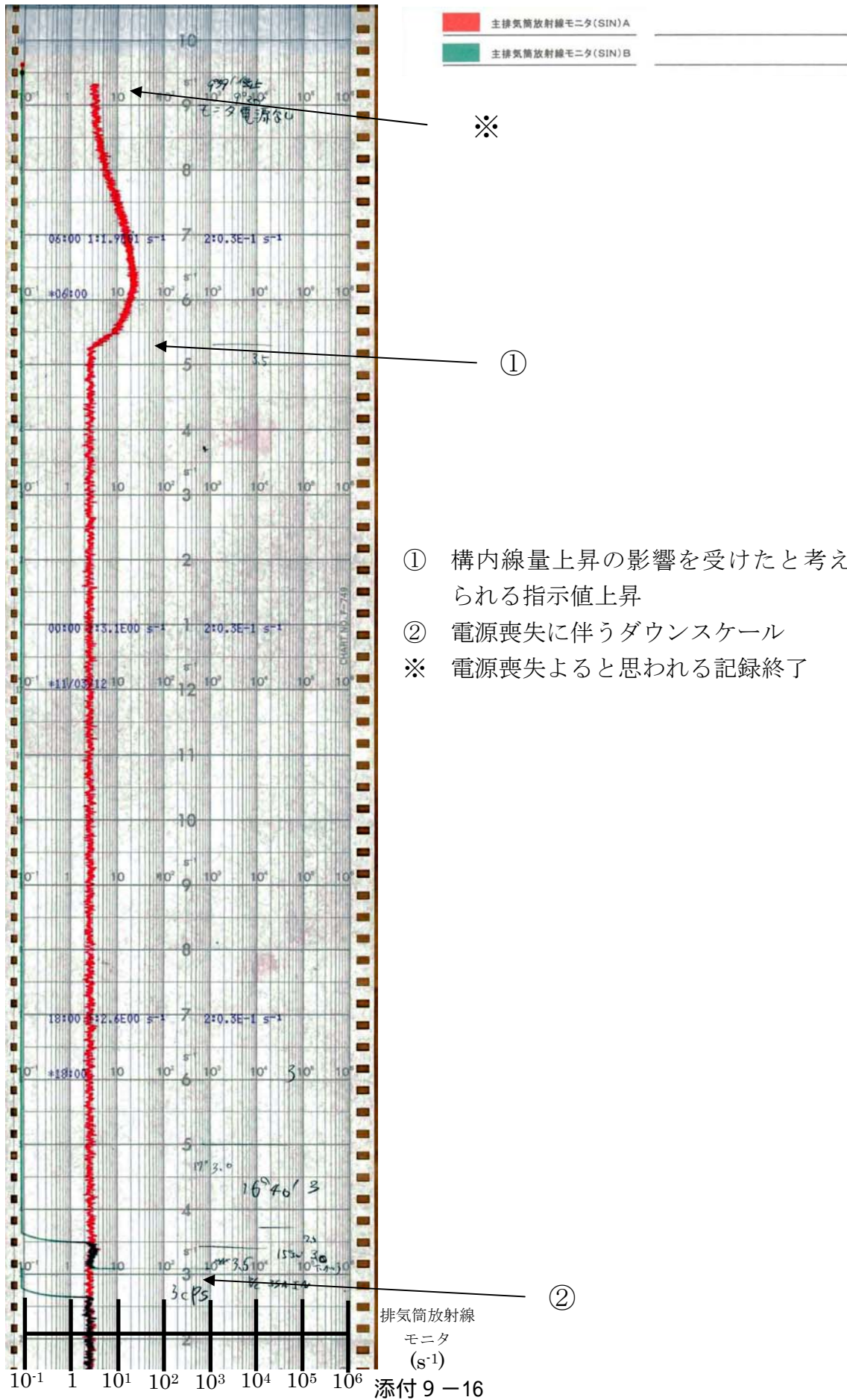
時間



2011/3/11 12:00

2011/3/11 3:00

【3号 主排気筒放射線モニタ】



- ① 構内線量上昇の影響を受けたと考えられる指示値上昇
- ② 電源喪失に伴うダウンスケール
- ※ 電源喪失よると思われる記録終了

【3号 RCIC作動状況】

15	05	38	210	D626	蒸気発生機 C 開	31: 8	DEGC	正常	復帰	オフ
15	05	39	420	D648	RCICタービン 起動					オン
15	05	39	420	D648	RCICタービン 起動					オン
15	05	00			蒸気発生機 蒸気発生機		2. A		正常	復帰
15	25	01	000	D648*	RCICタービン 起動					オフ
15	25	02	880	D685	原子炉水位高トリップ					トリップ
15	25	02	880	D685	原子炉水位高トリップ					トリップ

- ① 15時05分にRCICを手動起動、その後、15時25分に原子炉水位高により停止。

パラメータ		備考
<p>7. アナログPIDA300 原子炉水位(N/R/A)</p> <p>8. アナログPIDA303 原子炉水位(W/R/A)</p> <p style="text-align: center;">約30分間の欠測と想定(以下同じ)</p>	<p>原子炉水位は、スクラム直後にボイド(気泡)のつぶれに伴い瞬時変動し、その後通常水位に復帰している。14時55分前あたりから、主蒸気逃し安全弁の開閉動作に伴い原子炉水位は周期的に変動している。また、水位は徐々に低下している。</p>	
<p>25. アナログPIDA600 原子炉圧力(N/R)</p> <p>26. アナログPIDA601 原子炉圧力(W/R/A)</p>	<p>原子炉圧力は、スクラム直後に低下し、その後主蒸気隔離弁が閉鎖することで、崩壊熱により上昇するもの、主蒸気逃し安全弁の開閉動作により周期的に変動している。</p>	

3号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

パラメータ		備考
<p>26. D747 S/R井 A 全開</p>	<p>21. D728 S/R井 C 全開</p>	<p>主蒸気逃し安全弁 (SR弁) は、14時55分前あたりから周期的に作動している。主蒸気逃し安全弁は、当初C弁が動作していたが、動作回数が多く作動圧力を喪失したためG弁に切り替わり、同様にアキュムレータの作動圧力を喪失したG弁からA弁に切り替わっていたものと推定する。</p>
<p>23. D731 S/R井 E 全開</p>	<p>22. D732 S/R井 G 全開</p>	

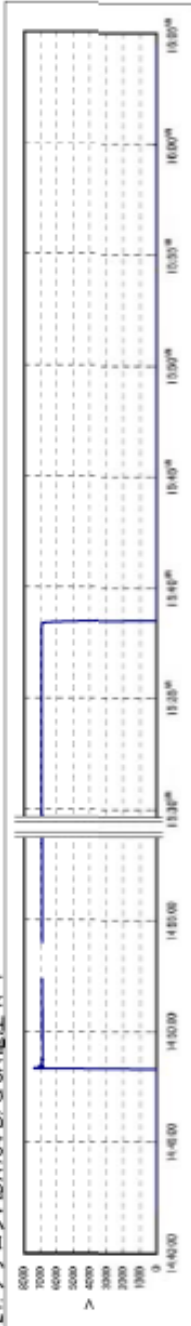
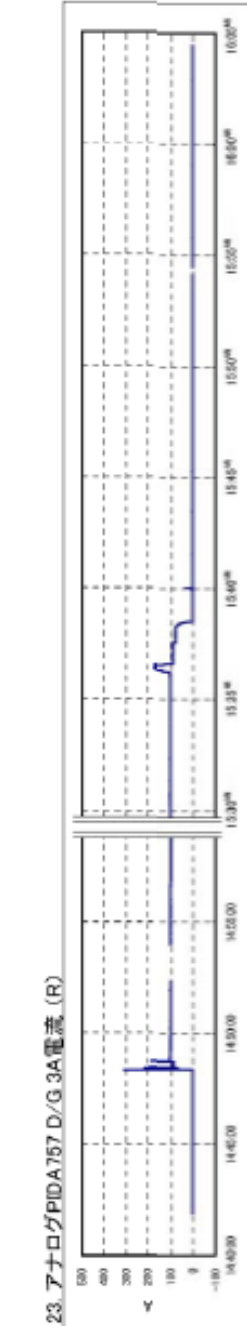
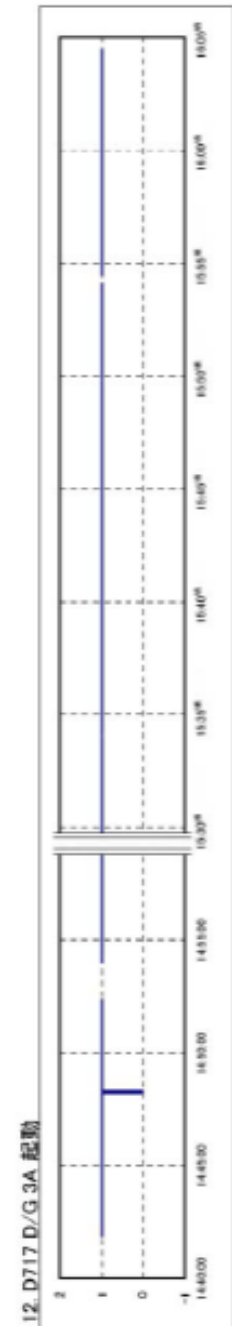
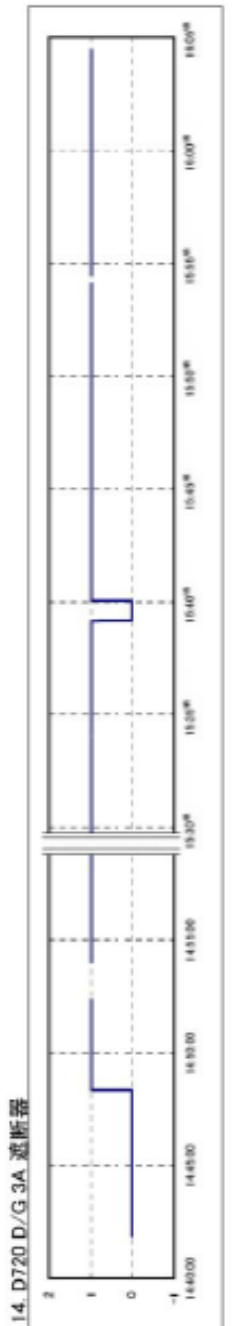
3号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

パラメータ		備考
27. D762 MSIV自動(内) AC		<p>主蒸気隔離弁については、内側弁、外側弁の閉鎖信号が出ている。</p>
28. D763 MSIV自動(内) DC		
29. D764 MSIV自動(外) AC		
30. D765 MSIV自動(外) DC		

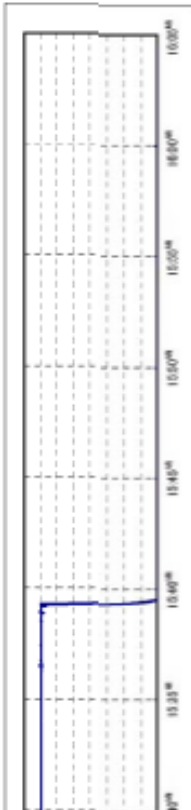
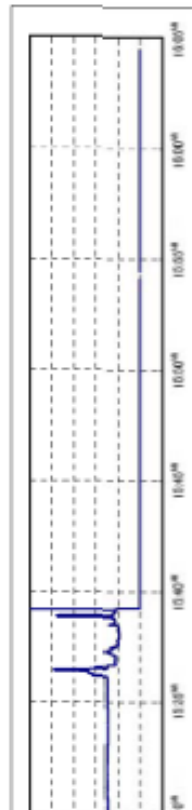
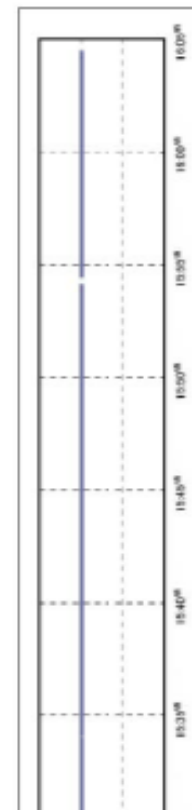
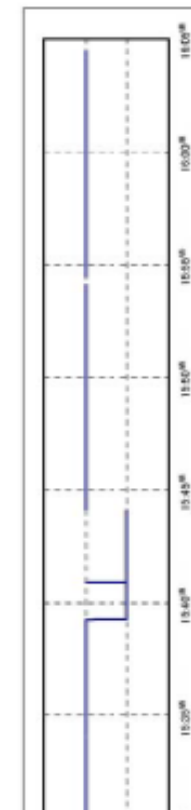
3号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

パラメータ		備考
27. アナログPIDA309 主蒸気流量 A		<p>原子炉スクラムと共に主蒸気流量は減少している。</p>
28. アナログPIDA310 主蒸気流量 B		
29. アナログPIDA311 主蒸気流量 C		
30. アナログPIDA312 主蒸気流量 D		

3号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

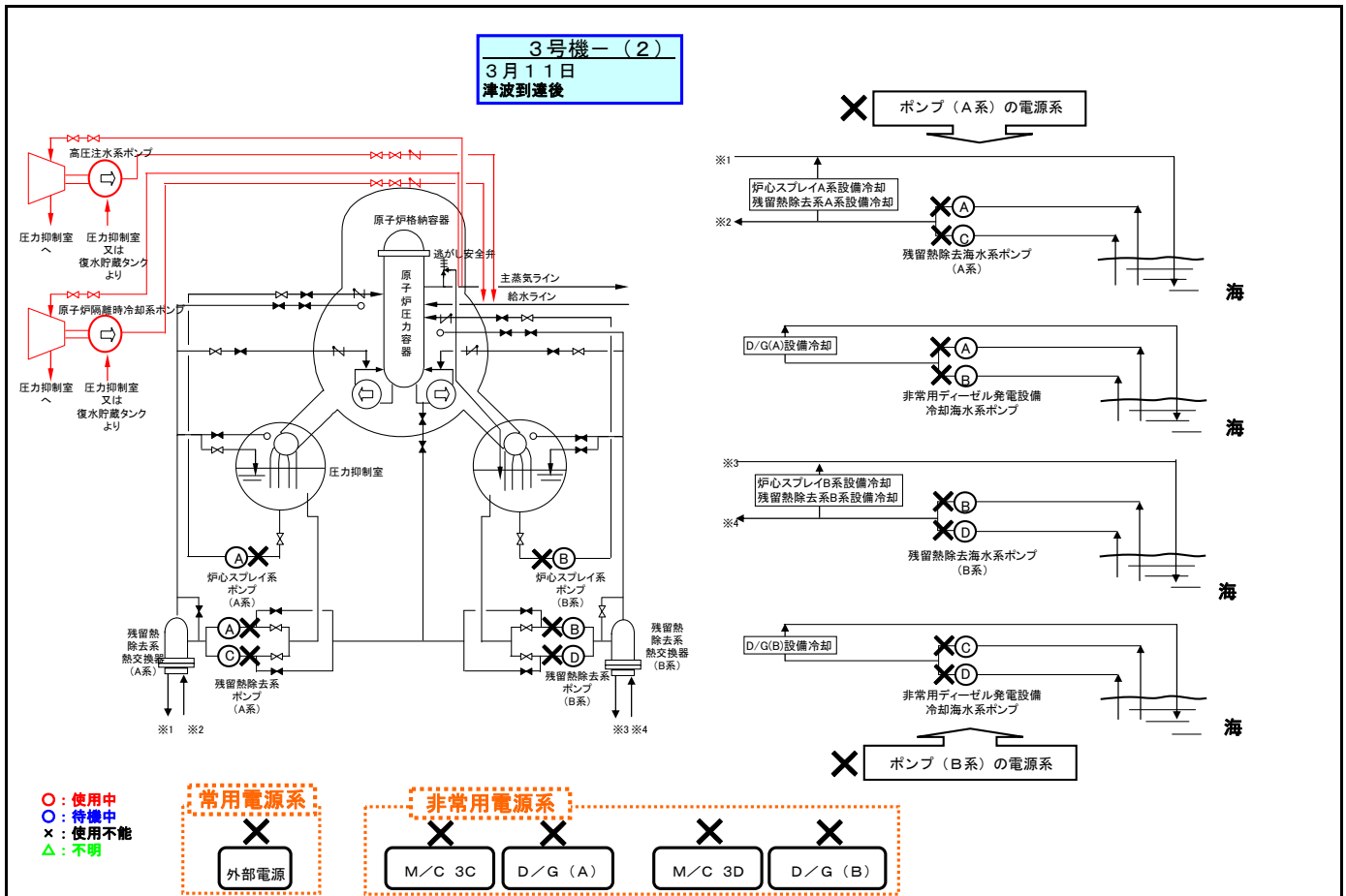
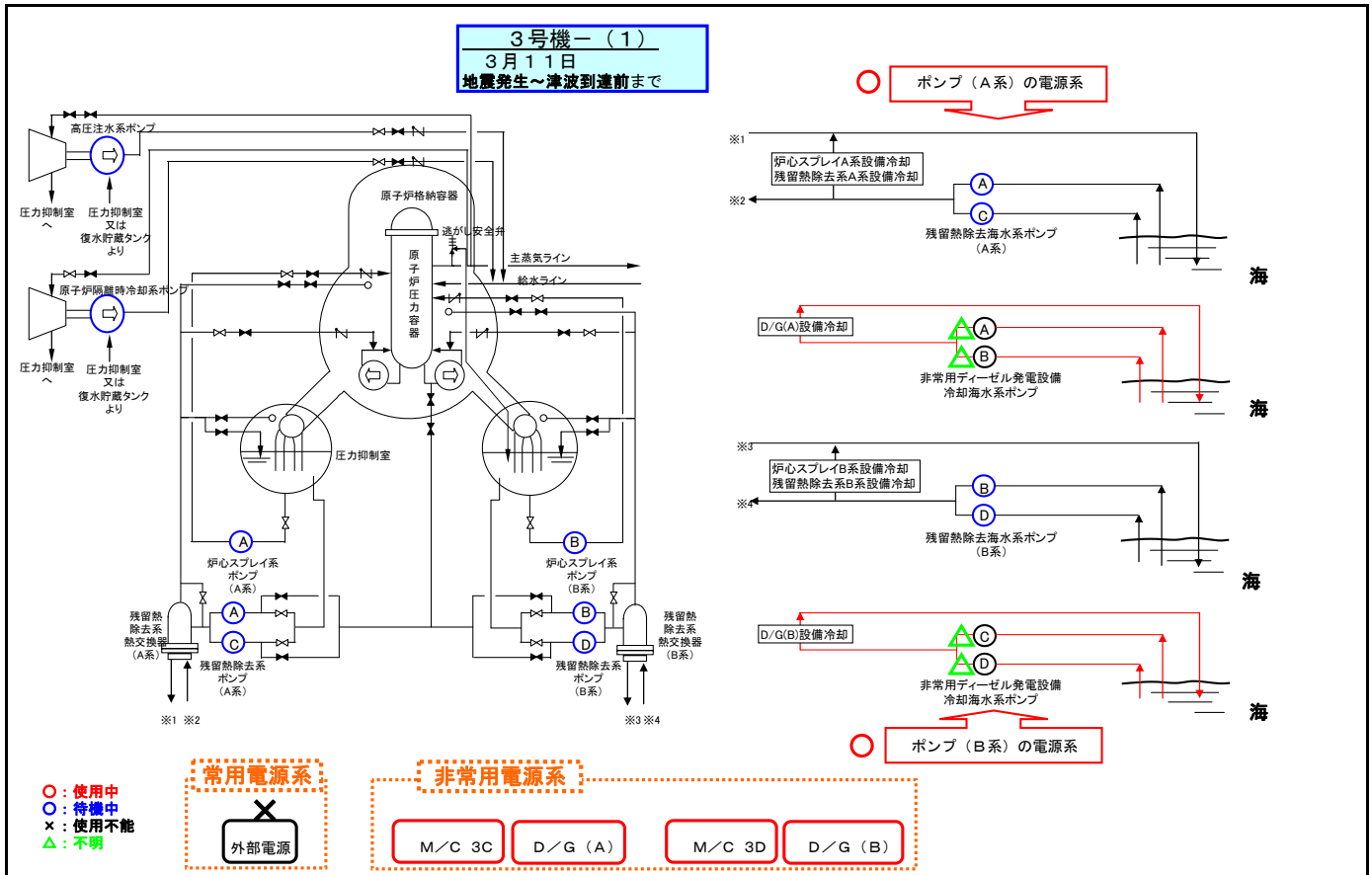
パラメータ	備考
<p>21. アナログPIDA754 D/G.3A電圧 R-T</p> 	<p>ディーゼル発電機(3A)については、15時35分~40分の間において、津波による影響と思われるが停止したものと推定される。</p>
<p>23. アナログPIDA757 D/G.3A電流 (R)</p> 	
<p>12. D717 D/G.3A 起動</p> 	
<p>14. D720 D/G.3A 遮断器</p> 	

3号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

パラメータ	備考
<p>22. アナログPIDA755 D/G.3B電圧 R-T</p>  <p>24. アナログPIDA758 D/G.3B電流 (R)</p>  <p>13. D716 D/G.3B 起動</p>  <p>15. D719 D/G.3B 遮断器</p> 	<p>ディーゼル発電機(3B)については、15時35分～40分の間において、津波による影響と思われるが停止したものと推定される。</p>

3号機 過渡現象記録装置トレンドデータ

福島第一 3号機 系統概略図



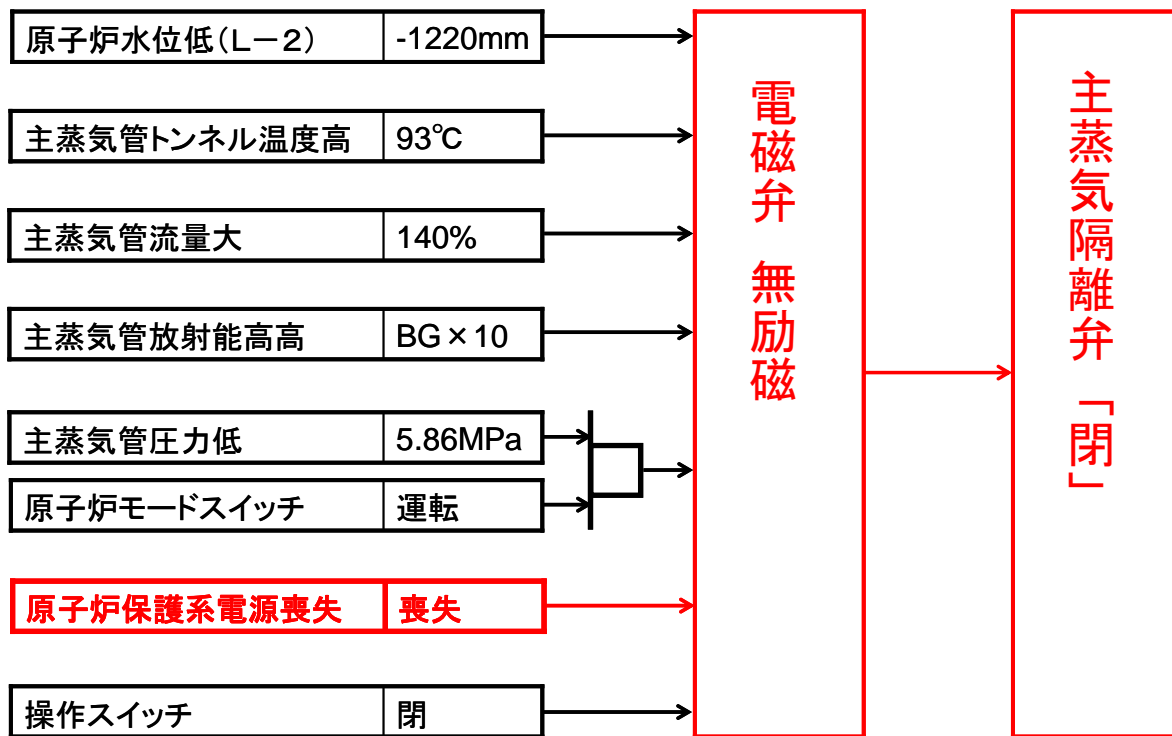
3号機 非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）

		設置場所	耐震クラス	原子炉自動停止時 (地震発生時)	原子炉自動停止 ～津波到達直前 まで	津波到達以降	備考	
冷やす機能	ECCS	RHR (A)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		RHR (B)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHR (C)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		RHR (D)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHRS (A)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (B)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (C)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (D)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CS (A)	R/B地下階 (O. P. -1000)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		CS (B)	R/B地下階 (O. P. -1000)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		HPCI	R/B地下階 (O. P. -2060)	A	○	○	◎→×	津波後、原子炉水位低下時に自動起動。炉圧低下のため手動停止。その後、直流電源喪失により再起動不能。
		炉注水	RCIC	R/B地下階 (O. P. -2060)	A	○	○	◎→×
	MUWC		T/B地下階 (O. P. 2420)	B	◎	◎	×	津波後、電源喪失
	プール冷却	SFP冷却 (FPC系)	R/B3階 (O. P. 26900)	B	◎	△注1	×	地震発生後、電源喪失。津波後、海水系 (SW) 喪失
		SFP冷却 (RHR系)	R/B地下階 (O. P. -1030)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系とも喪失
閉じ込める機能	格納施設	原子炉建屋		A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	原子炉自動停止後から津波まではSGTSが作動し負圧が維持されたものとする。その後、水素爆発により損傷
		原子炉格納容器		A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	津波到達前、格納容器圧力に破損を示す徴候は認められず

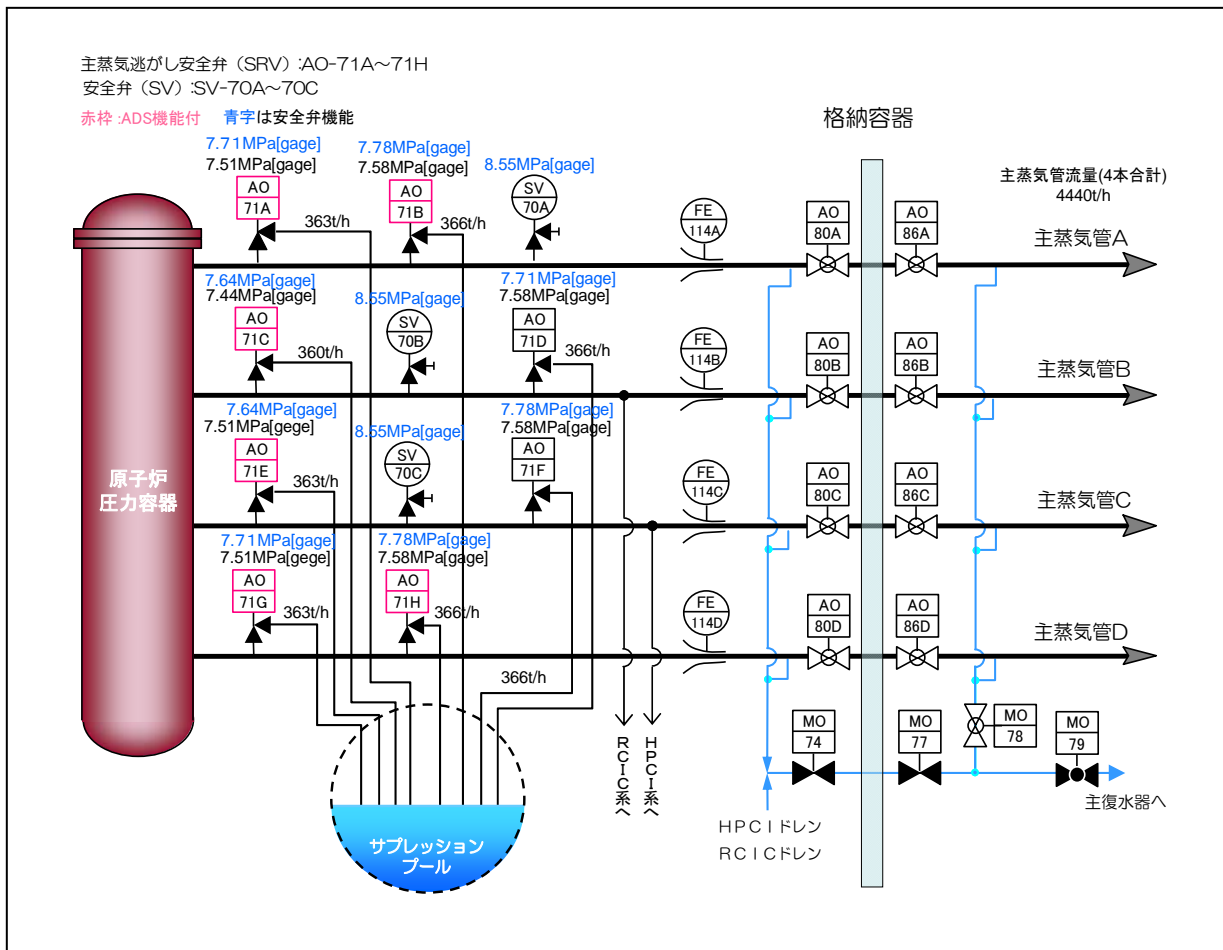
(凡例) ◎：運転 ○：待機 △：通常電源断による停止 ×：機能喪失又は待機除外

注1： 本震で比較的大きな揺れを観測した5号機では、地震発生後の平成23年3月19日に残留熱除去系を使用しており、当直員によるパトロールからも各系統・設備に大きな損傷は認められていない。
また、これら機器が設置されている原子炉建屋地下階で今般得られた観測記録における最大加速度は、機器の動的機能維持確認加速度を十分下回っている。
このことから、各機能は概ね確保されていたものと推定される。
※JEA C4601-2008「原子力発電所耐震設計技術規程」

MS I V閉動作となる要因

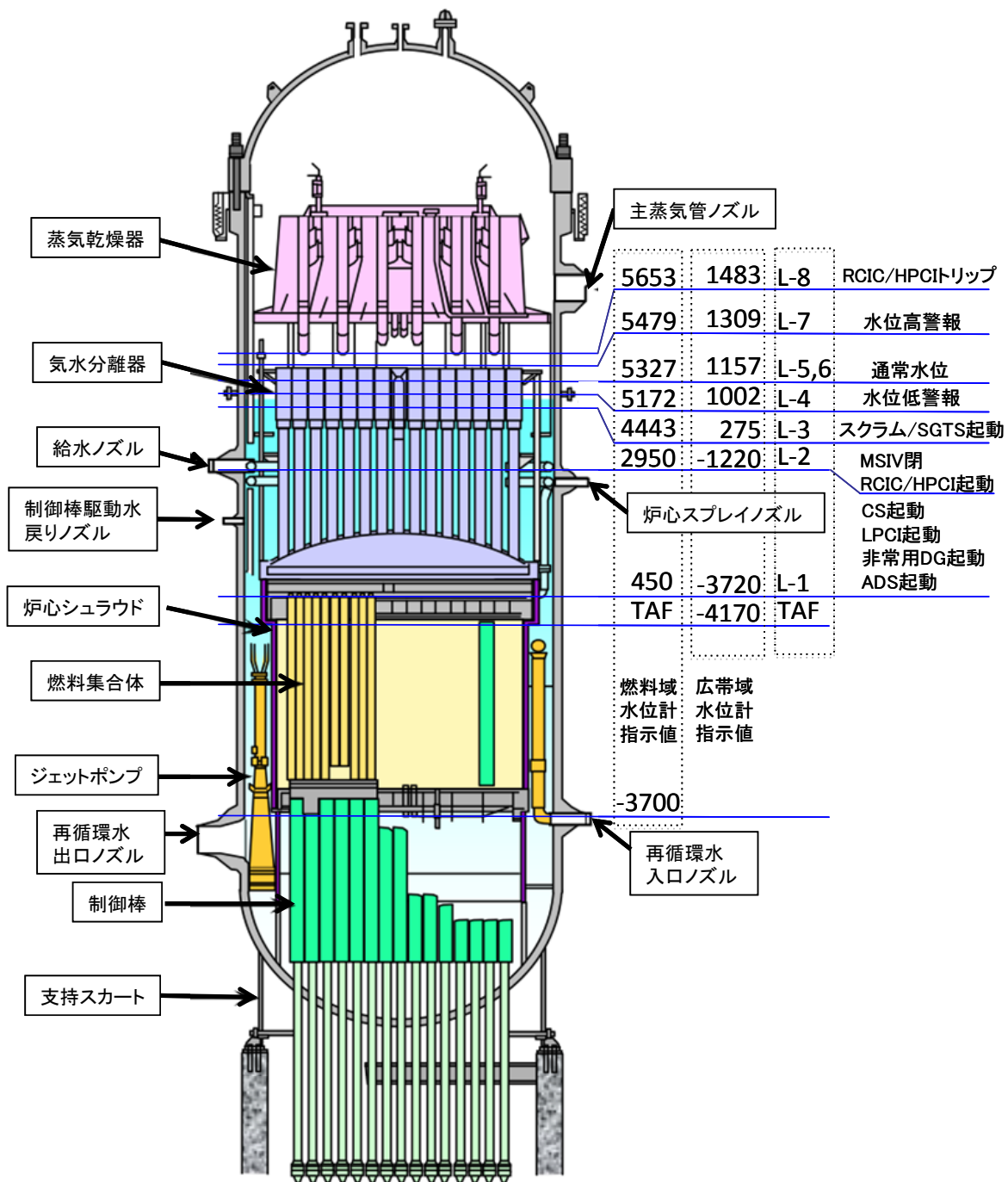


3号機 SRV動作圧力について

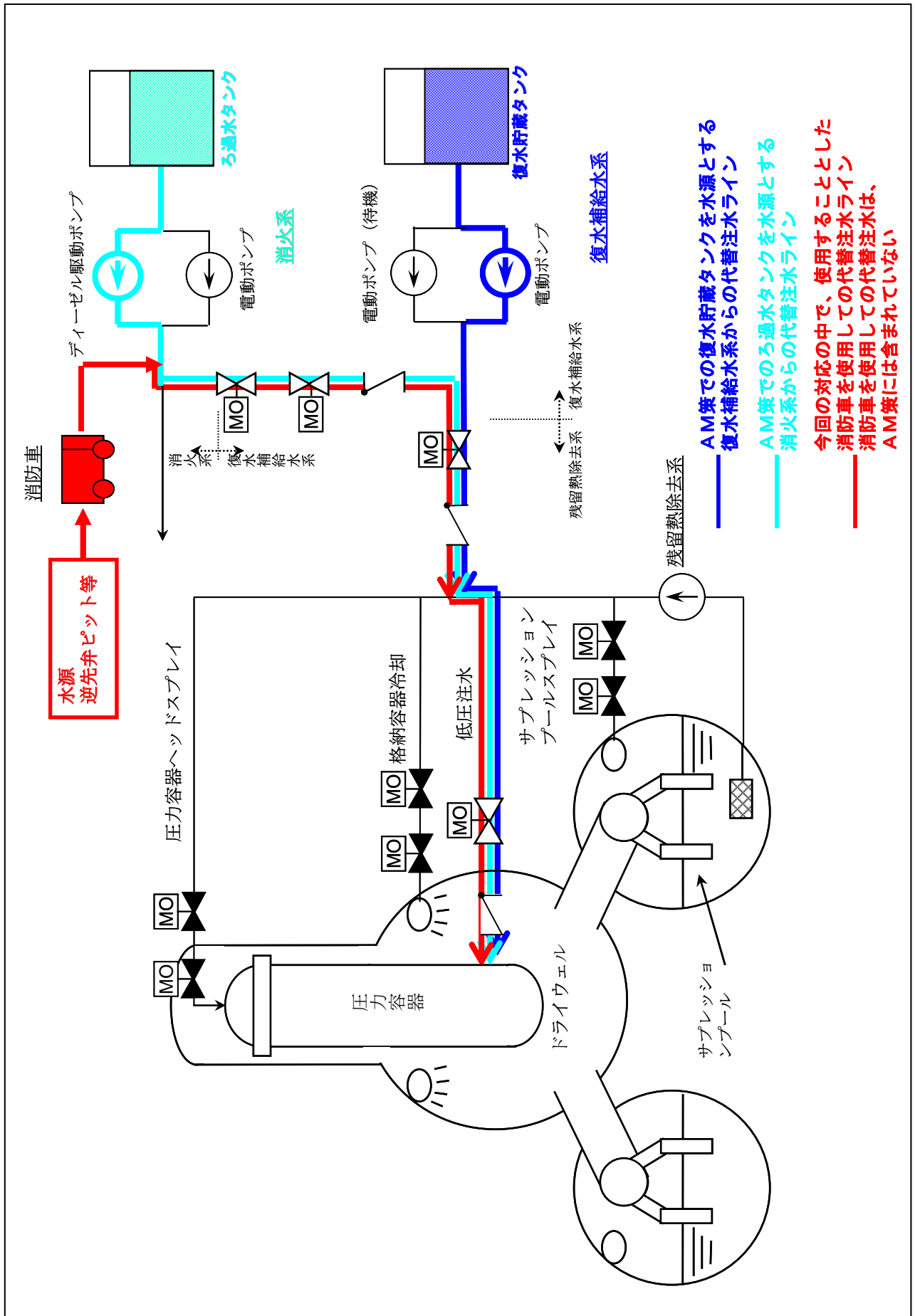


注：黒字は圧カスイッチ動作圧力、青字は安全弁動作圧力

原子炉水位図

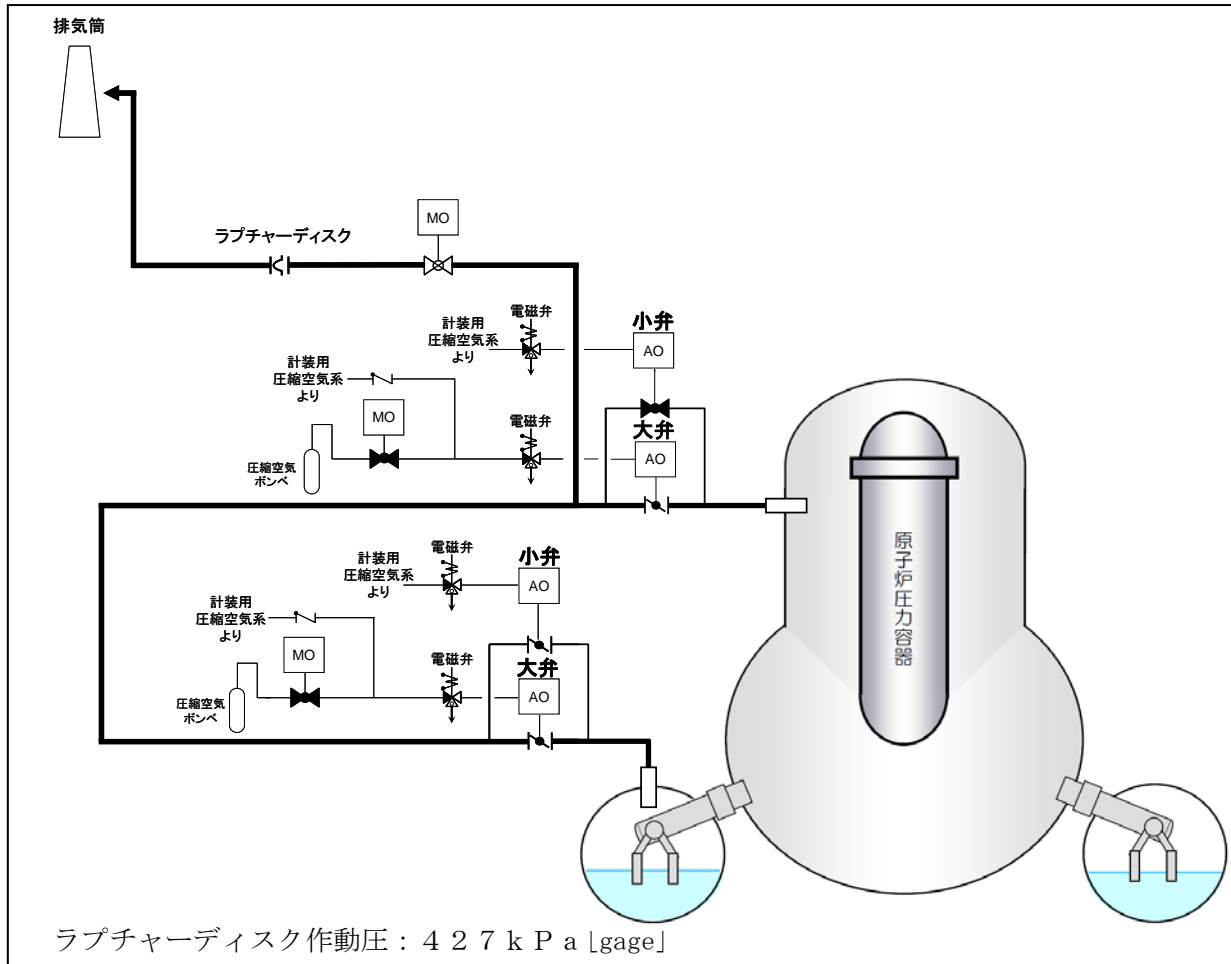


代替注水について

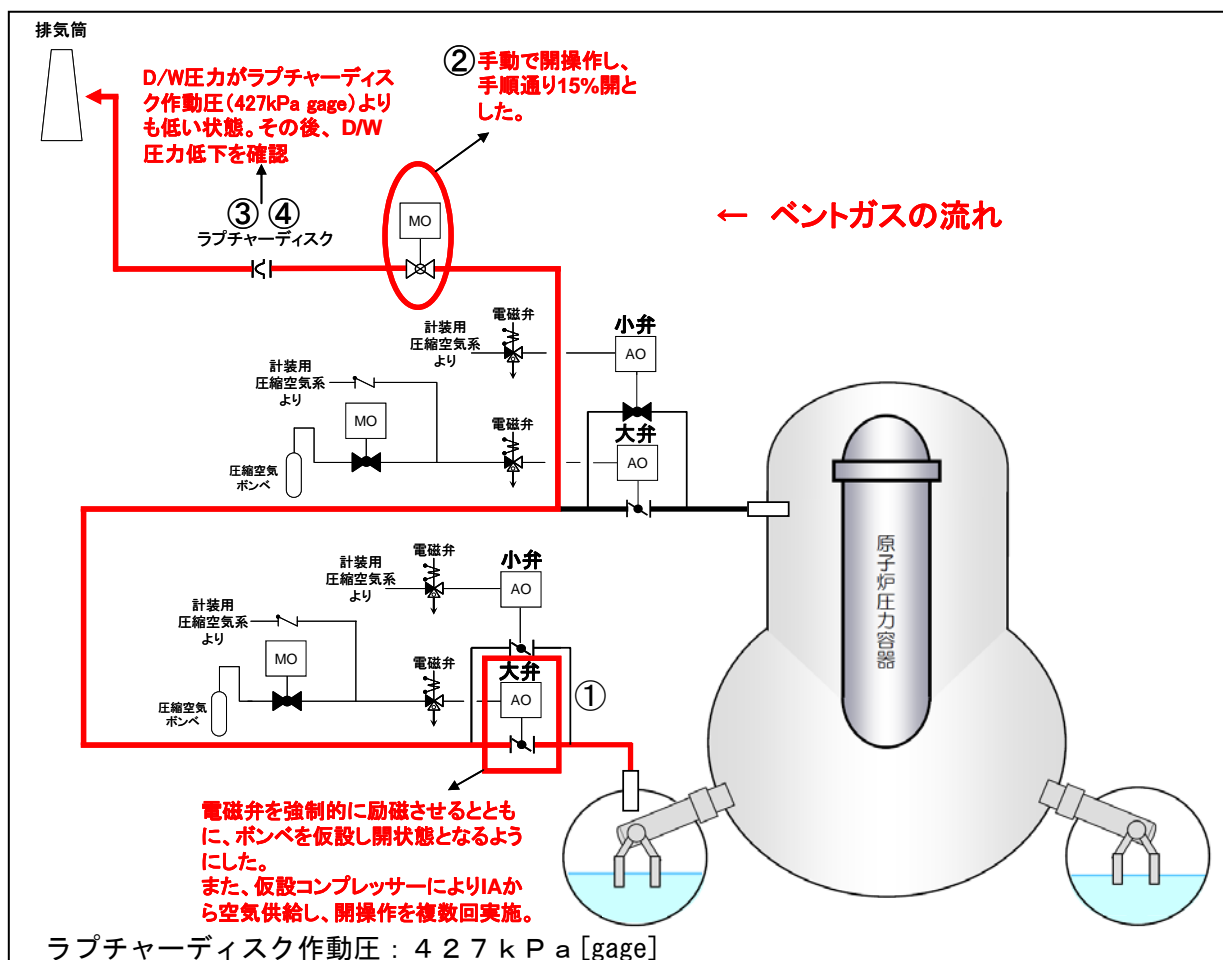


福島第一3号機のPCVベントについて

3月11日地震発生前



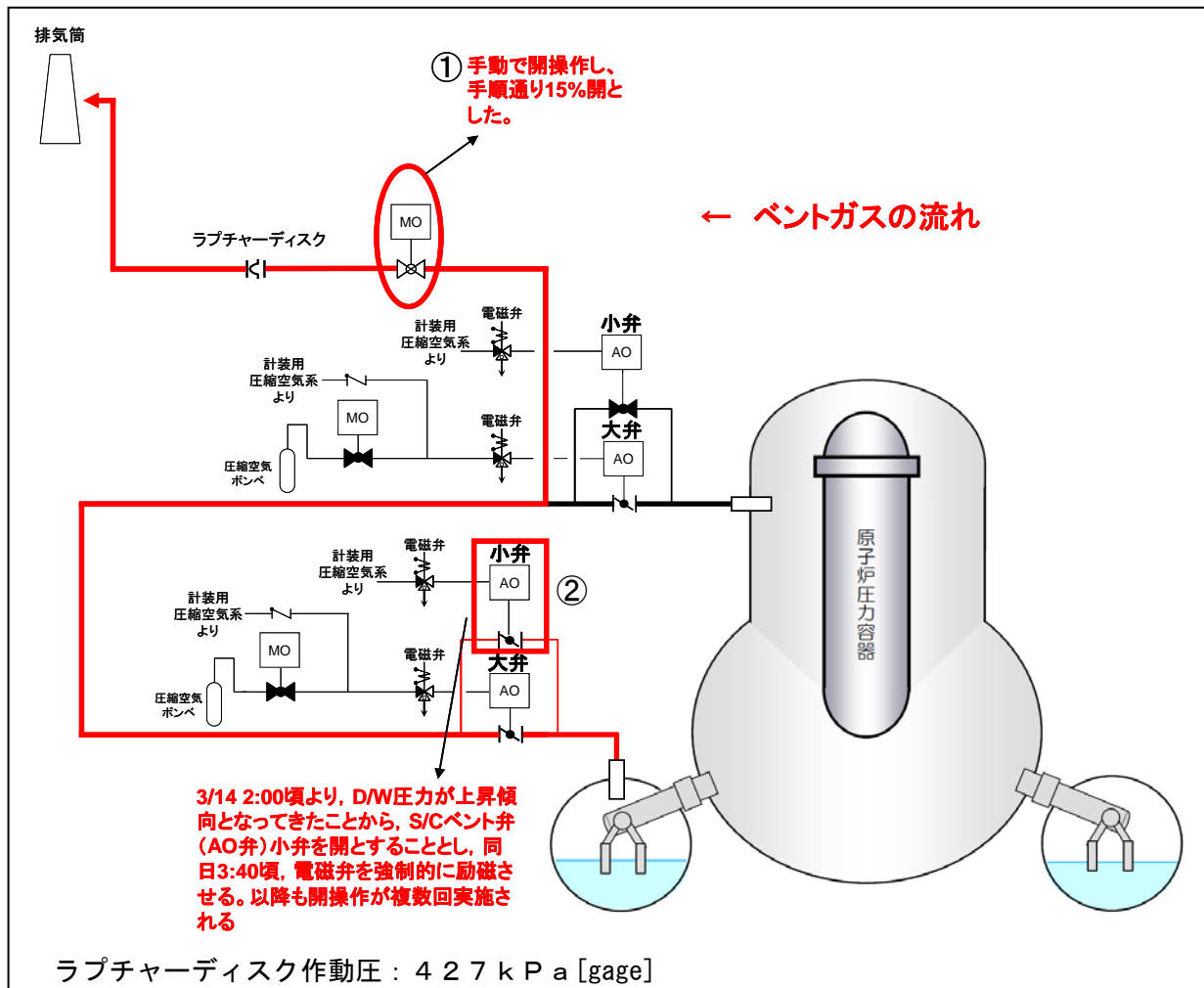
3月13日8時41分頃 PCVベントライン構成時



【ベントのラインナップ完成作業実施】

- ① 3月13日5時23分頃
S/CからのベントラインにあるAO弁（大弁）の電磁弁が励磁されているものの弁が開とならないのは、弁を駆動させるポンペからの圧力が足りないためポンペ交換が必要と判断し、ポンペを交換した結果、当該弁が開となった。
- ② 3月13日8時35分頃
PCVベントラインにあるMO弁を、手動にて15%開とした。
- ③ 3月13日8時41分
ラプチャーディスクを除くPCVベントライン構成を完了し、D/W圧力がラプチャーディスク作動圧（427kPa [gage]）よりも低く、破裂待ちでPCVベントされない状態のため、PCVベントを系統構成する弁の開状態を保持し、D/W圧力の監視を継続した。
- ④ 3月13日9時24分
D/W圧力の低下(同日9時10分：0.637MPa [abs]→同日9時24分：0.540MPa [abs])が確認されたことから、9時20分頃PCVベントが実施されたと判断した。

3月14日6時10分頃 S/C側小弁及び大弁使用時



【ベントのラインナップ完成作業実施】

- ① 3月13日8時35分頃
PCVベントラインにあるMO弁を、手動にて15%開とした。
- ② 3月14日3時40分
S/CベントAO弁（小弁）についても、電磁弁を強制的に励磁させ、同日5時20分開操作を開始し、同日6時10分に開になったことを確認した。

【その後のPCVベント実施】

AO弁駆動用空気圧の確保や、空気供給ラインの電磁弁の励磁維持の問題からS/CからのベントラインにあるAO弁（大弁、小弁）を開状態で維持することが難しく、以下のとおり複数回開操作を実施した。

【大弁】

3月15日	16時00分	閉確認	→	同日16時05分	開操作
3月17日	21時00分	閉確認	→	同日21時30分頃	開操作
3月18日	5時30分	閉確認	→	同日5時30分頃	開操作
3月19日	11時30分	閉確認	→	3月20日11時25分頃	開操作

【小弁】

3月15日	16時00分	閉確認	→	3月16日	1時55分	開操作
-------	--------	-----	---	-------	-------	-----

3号機 PCVベントにおける被ばく線量評価（発信時刻：13日7時35分）
 （前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない）
株式会社-1 (1/4)

異常事態連絡様式（第2報以降）（原子炉施設）

※各項目について、情報が得られたものから記入し、迅速に連絡することとする。

平成 <u>23</u> 年 <u>3</u> 月 <u>13</u> 日 (第 <u> </u> 報)	
発信時刻 <u>7</u> 時 <u>35</u> 分	
(第 <u>15</u> 条-3D 報)	
経済産業大臣，福島県知事，大熊町長，双葉町長 殿 通報者名 <u>福島第一原子力発電所長 吉田 昌郎</u> 連絡先（原子力防災管理者） <u>0240-32-2101(代)</u> (<u> </u> G <u> </u>)	
特定事象の発生について、原子力災害対策特別措置法第10条第1項の規定に基づく通報以後の情報を通報します。	
原子力事業所の名称及び場所	名称：東京電力株式会社 福島第一原子力発電所 （事業区分：電気事業） 場所：福島県双葉郡大熊町大字夫沢字北原22
特定事象の発生箇所	福島第一原子力発電所 第 <u>3</u> 号炉
特定事象の発生時刻	平成 <u>23</u> 年 <u>3</u> 月 <u>11</u> 日 <u>16</u> 時 <u>36</u> 分（24時間表示）
発生した特定事象の概要	特定事象の種類 <u>⑥ 非常用炉心冷却装置</u> 原子力緊急事態に該当（ <input checked="" type="checkbox"/> する， <input type="checkbox"/> しない）
	想定される原因 <input checked="" type="checkbox"/> 特定 <input type="checkbox"/> 調査中
	検出された放射線量の状況，検出された放射性物質の状況又は主な施設・設備の状況等 <u>送機はPCVベント操作の準備を促して5分ほどPCVベント操作開始前の被ばく線量について連絡の通りです。</u> は
その他特定事象の把握に参考となる情報	被ばく者の状況及び汚染拡大の有無（確認時刻 <u> </u> 時 <u> </u> 分） 被ばく者の状況 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 有：被ばく者 <u>1</u> 名 要救助者 <u> </u> 名 汚染拡大の有無 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 有
	気象情報（確認時刻 <u> </u> 時 <u> </u> 分） ・天候： <u> </u> ・風向： <u> </u> 方位 ・風速： <u> </u> m/s ・大気安定度： <u> </u>
	周辺環境への影響 <input type="checkbox"/> 無 <input checked="" type="checkbox"/> 有： <u> </u>
	応急措置 _____ _____

3号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 13日7時35分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)

1F-3 D/W 2次ベントの場合
 の線量評価

前提

ソース: 重大事故

容積: $D/W + S/C = 3770 + 3100 \text{ m}^3$

圧力: $\underline{4.27} + 101.3 \rightarrow 101.3 \text{ kPa}$
ラジエーター
の圧力

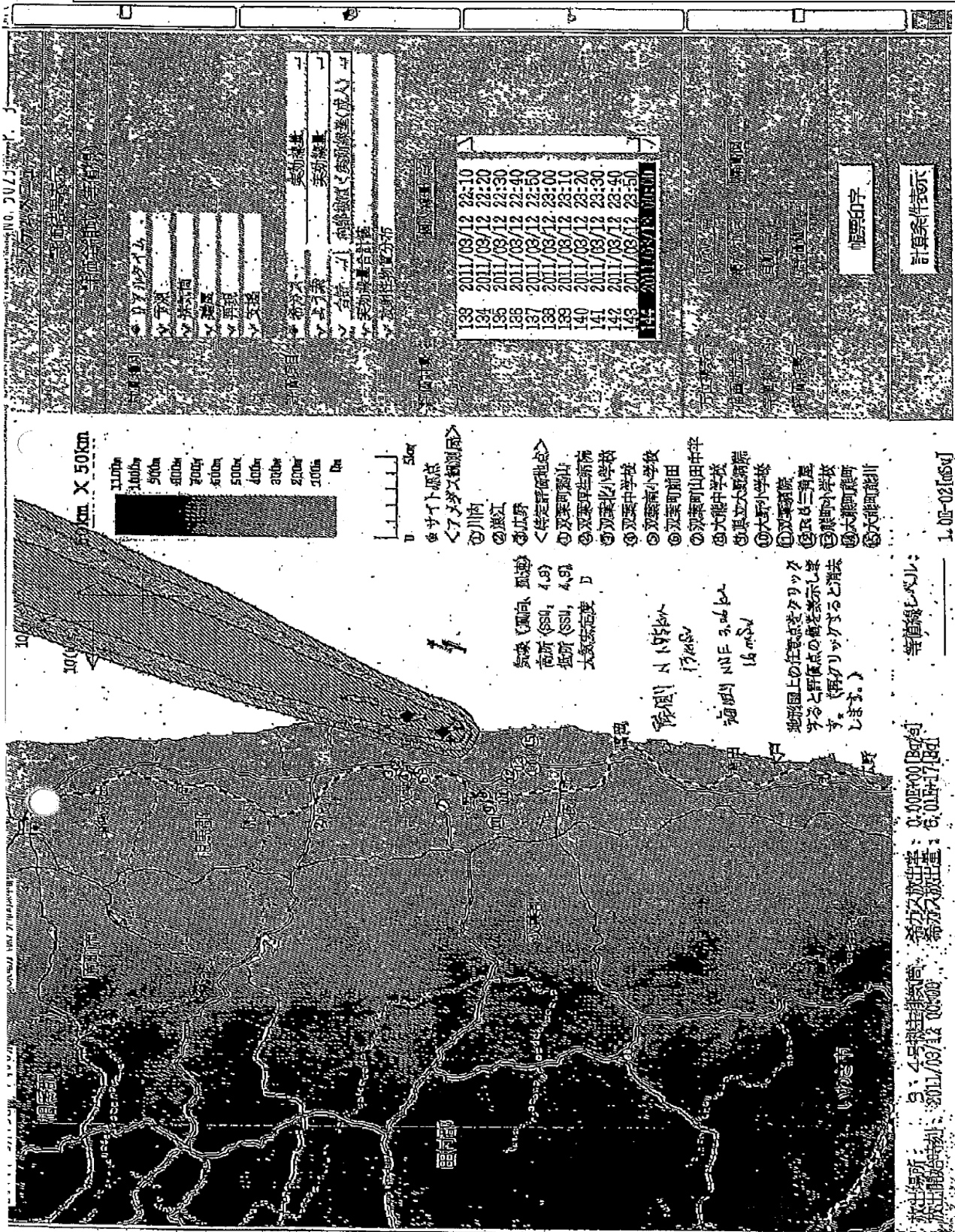
気象: $\underline{SSW \quad 4.9 \text{ m/s}}$

○大気安定度 D

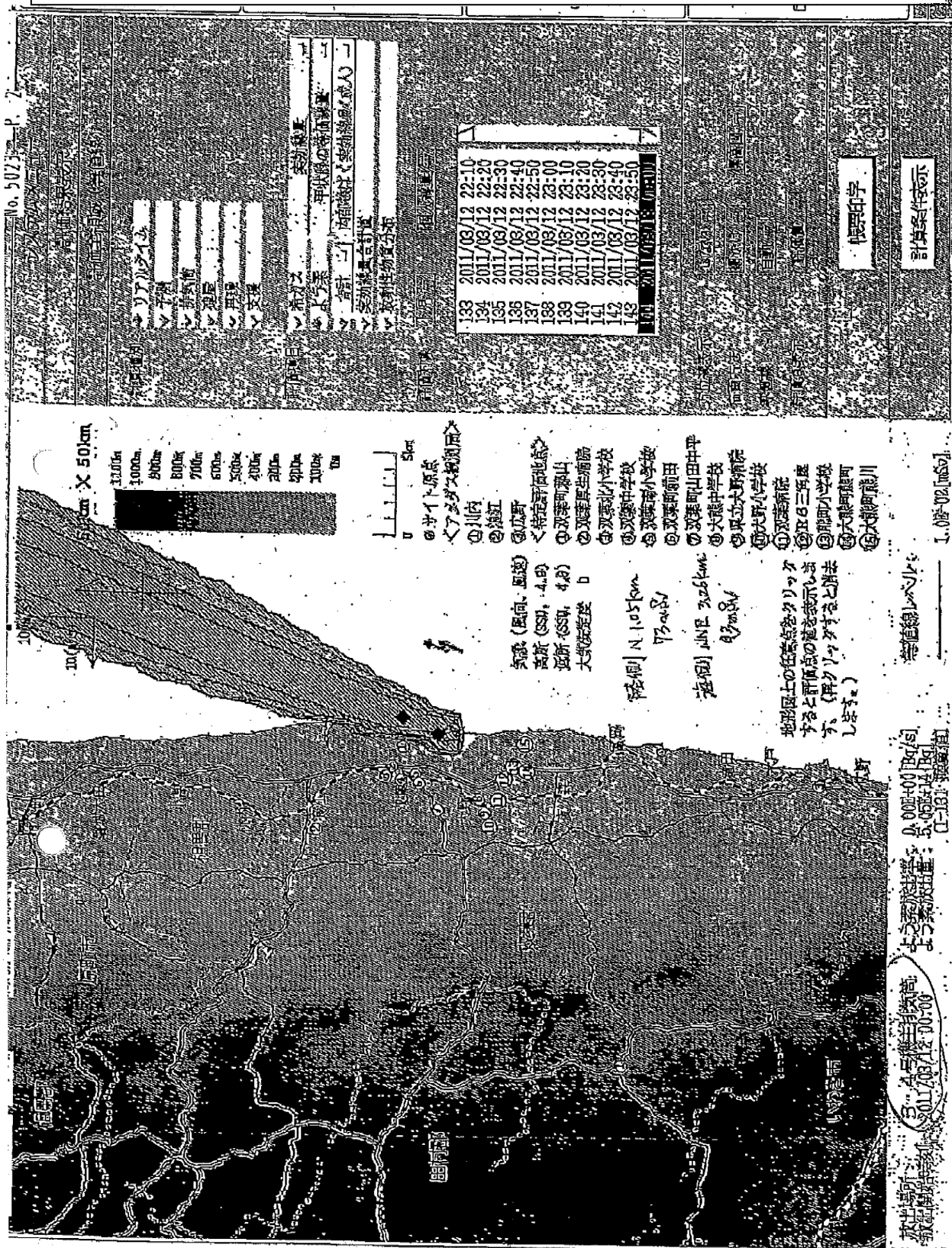
(6:30現在 2F. 気象条件)

3号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 13日7時35分)

(前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



3号機 PCVベントにおける被ばく線量評価 (発信時刻: 13日7時35分)
 (前提条件に基づく線量評価であり、実際の被ばく線量ではない)



ふくいちライブカメラ写真による
福島第一3号機のPCVベントの排気について

◆ 3月13日 9:00 撮影

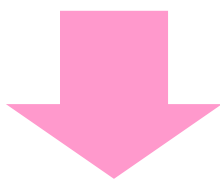


8:41 ラプチャーディスクを除く PCV ベントライン
構成完了
9:24 D/W 圧力が低下していることを確認

◆ 3月13日 10:00 撮影



3, 4号機 排気筒から海側にうっすらと蒸気のようなものが見える
(11:00、12:00 撮影の写真では確認できず)



11:17 ボンベ圧力抜けによるS/Cベント弁（大弁）の
閉を確認。駆動用ボンベを交換し、開操作実施
12:30 S/Cベント弁（AO弁）大弁の開を確認

◆ 3月13日 13:00 撮影



3, 4号機 排気筒から海側にうっすらと蒸気のようなものが見える

◆ 3月13日 14:00 撮影



3, 4号機 排気筒から山側にうっすらと蒸気のようなものが見える
(15:00 撮影以降の写真では確認できず)

添付資料目次

添付資料－10－1	事象発生時の主要経緯（時系列）	1
添付資料－10－2	プラントデータチャート	5
添付資料－10－3	系統概略図	11
添付資料－10－4	非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）	12

４号機 事象発生時の主要経緯（時系列）

[参考：地震発生時の４号機の状態]

- ・ ４号機は、平成２２年１１月３０日から定期検査で停止中。シュラウド工事を実施していたことから、原子炉内から全燃料をＳＦＰに取り出した状態であった。

平成２３年３月１１日（金）

- １４：４６ 東北地方太平洋沖地震発生。第３非常態勢を自動発令。
- １５：０６ 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）。
- １５：２７ 津波第一波到達。
- １５：３５ 津波第二波到達。
- １５：３８ ４号機、全交流電源喪失。
- １５：４２ １号機^{※１}、２号機^{※１}、３号機^{※１}、４号機^{※１}、５号機^{※１}について、原災法第１０条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
- ※１ 平成２３年４月２４日に、１号機、２号機、３号機のみで訂正
- １５：４２ 第１次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- １６：００頃 構内道路の健全性確認を開始。
- １６：１０ 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- １６：３６ 第２次緊急時態勢を発令。
- １６：３９ 電源設備（外部電源、所内電源）の健全性確認を開始。
- １６：５０ 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- １９：００頃 ２・３号機の間にあるゲートを開放、１～４号機への車両の通行ルートを確保。
- １９：２４ 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- ２０：５０ 福島県が福島第一原子力発電所から半径２ｋｍの住民に避難指示。
- ２１：２３ 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径３ｋｍ圏内の避難、半径３ｋｍ～１０ｋｍ圏内の屋内退避を指示。
- ２１：２７ 中操の仮設照明が点灯。
- ２２：００頃 東北電力第一陣、高圧電源車１台の到着を確認。

平成２３年３月１２日（土）

- ０：３０ 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の３ｋｍ以内避難措置完了確認、１：４５に再度確認）
- １：２０頃 当社の高圧電源車１台の到着を確認。
- ４：５５ 発電所構内における放射線量が上昇したことを確認、官庁等に連絡。
- ５：４４ 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径１０ｋｍ圏内の住民に避難指示。
- ７：１１ 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- ８：０４ 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- １０：１５頃 当社及び東北電力が派遣した電源車７２台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一１２台、福島第二４２台、低圧電源車：福島第一７台、福島第二１１台）。
- １６：２７ MP No. ４付近で５００ μ Sv/hを超える放射線量（１，０１５ μ Sv/h）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
- １８：２５ 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径２０ｋｍ圏内の住民に対し避難指示。

平成２３年３月１３日（日）

- ８：５６ MP No. ４付近で５００ μ Sv/hを超える放射線量（８８２ μ Sv/h）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、９：０１官庁等に通報。
- １４：１５ MP No. ４付近で５００ μ Sv/hを超える放射線量（９０５ μ Sv/h）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、１４：２３官庁等に通報。
- １４：２０ 高圧電源車から４号機P/Cへ送電を開始。

平成２３年３月１４日（月）

- ２：２０ 正門付近で５００ μ Sv/hを超える放射線量（７５１ μ Sv/h）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、４：２４官庁等に通報。

- 2 : 4 0 MP No. 2付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(650 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、5 : 37官庁等に通報。
- 4 : 0 0 MP No. 2付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(820 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、8 : 00官庁等に通報。
- 4 : 0 8 4号機SFP温度が84℃であることを確認。
- 9 : 1 2 MP No. 3で500 μ Sv/hを超える放射線量(518.7 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、9 : 34官庁等に通報。
- 21 : 3 5 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(760 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、22 : 35官庁等に通報。

平成23年3月15日(火)

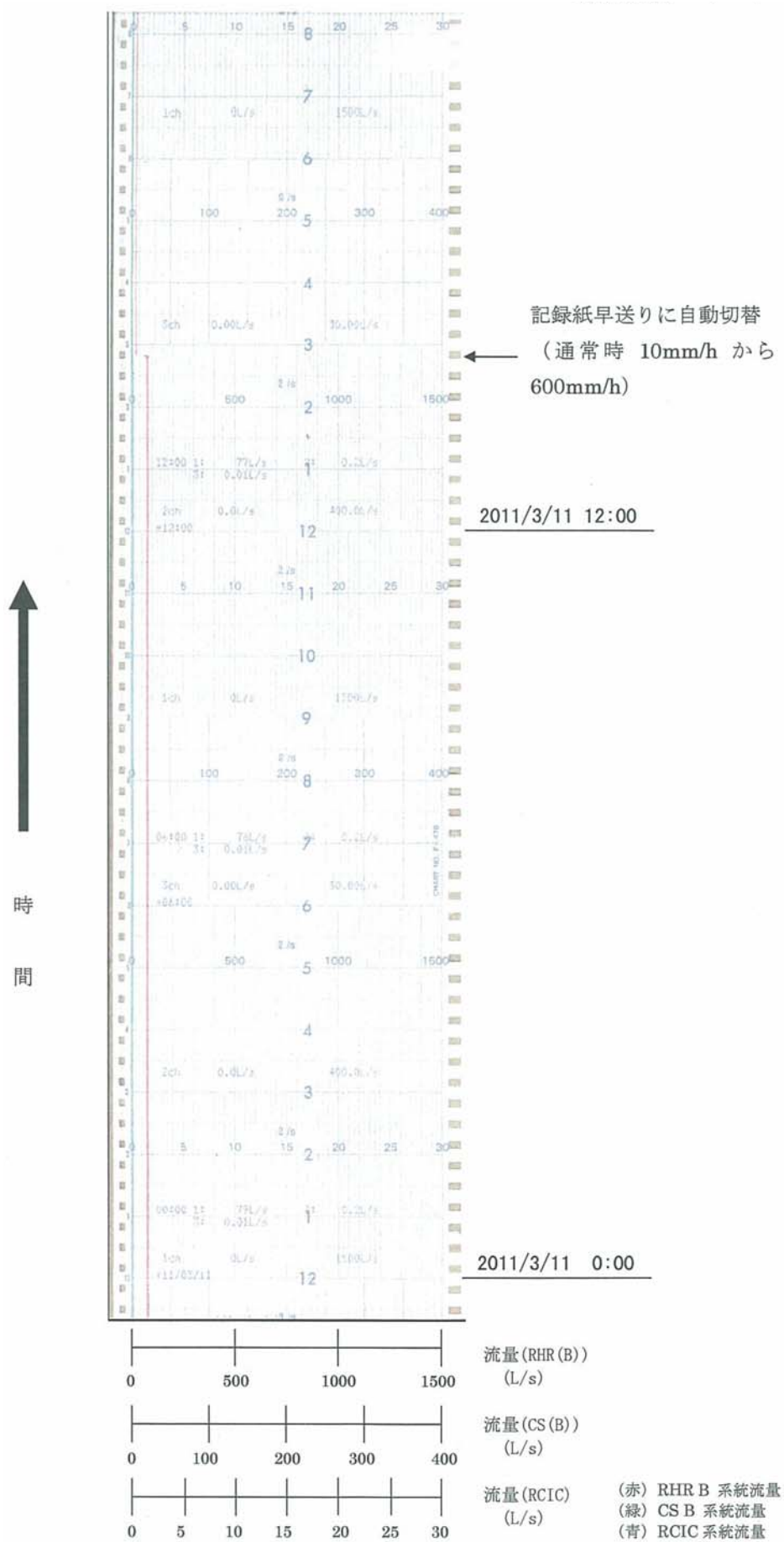
- 5 : 3 5 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。
- 6 : 0 0～6 : 1 0頃 大きな衝撃音が発生。中操では4号側の天井が揺れる。
- 6 : 5 0 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(583.7 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、7 : 00官庁等に通報。
- 6 : 5 5 4号機R/B5階屋根付近に損傷を確認。
- 7 : 5 5 4号機のR/B5階屋根付近にて損傷を発見したことを官庁等に連絡。
- 8 : 1 1 4号機のR/Bに損傷を確認、正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(807 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(火災爆発等による放射性物質異常放出)が発生したと判断、8 : 36官庁等に通報。
- 9 : 3 8 4号機のR/B3階北西コーナー付近より火災が発生していることを確認、9 : 56官庁等に連絡。
- 11 : 0 0 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km以上30km圏内の住民に対し屋内退避指示。
- 11 : 0 0頃 4号機のR/Bの火災について、当社社員が現場確認をしたところ、自然に火が消えていることを確認、11 : 45官庁等に連絡。

- 16 : 00 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(531.6 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、16 : 22官庁等に通報。
- 23 : 05 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(4,548 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、23 : 20官庁等に通報。

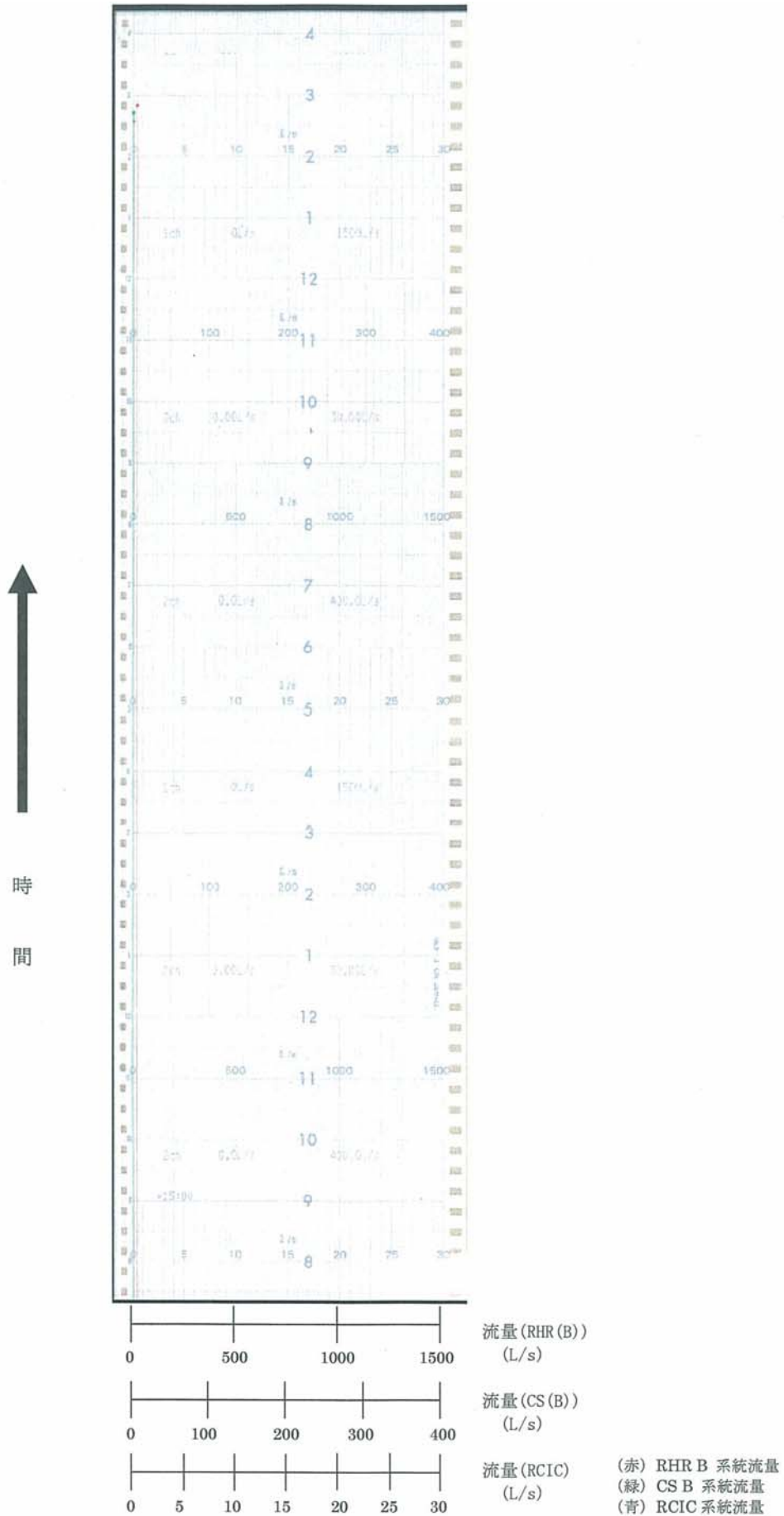
以上

プラントデータチャート

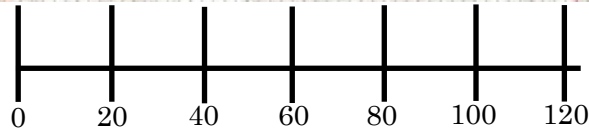
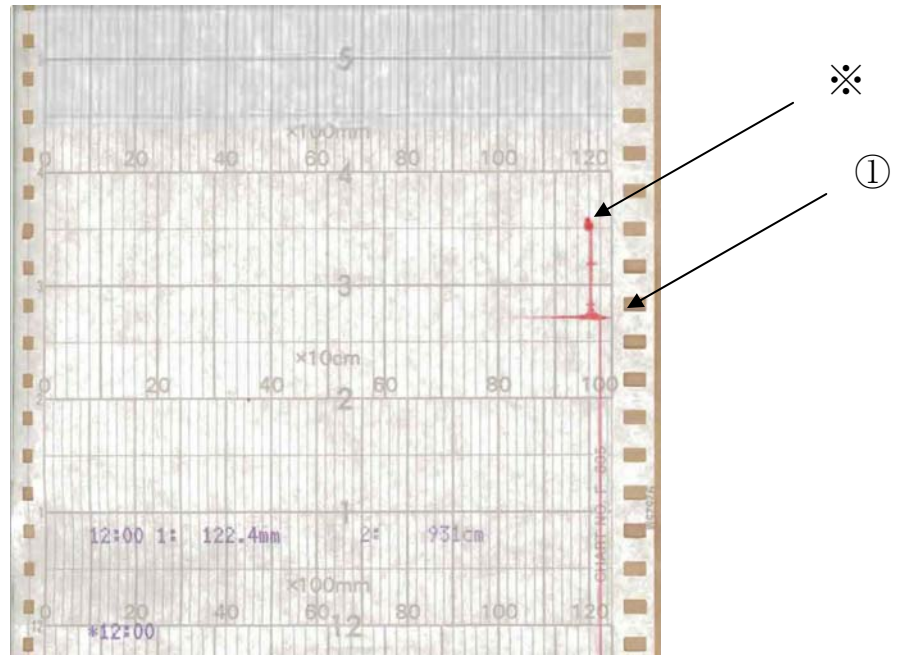
【4号機 RHR B/CS B/RCIC系統流量 (1/2)】



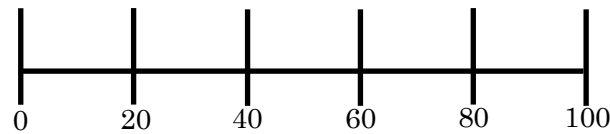
【4号機 RHR B/CS B/RCIC系統流量 (2/2)】



【4号機 原子炉水位 (水張り用、ワイドレンジ)】



原子炉水位 (水張り用)
(×100 mm)



原子炉水位 (ワイドレンジ)
(×10 cm)

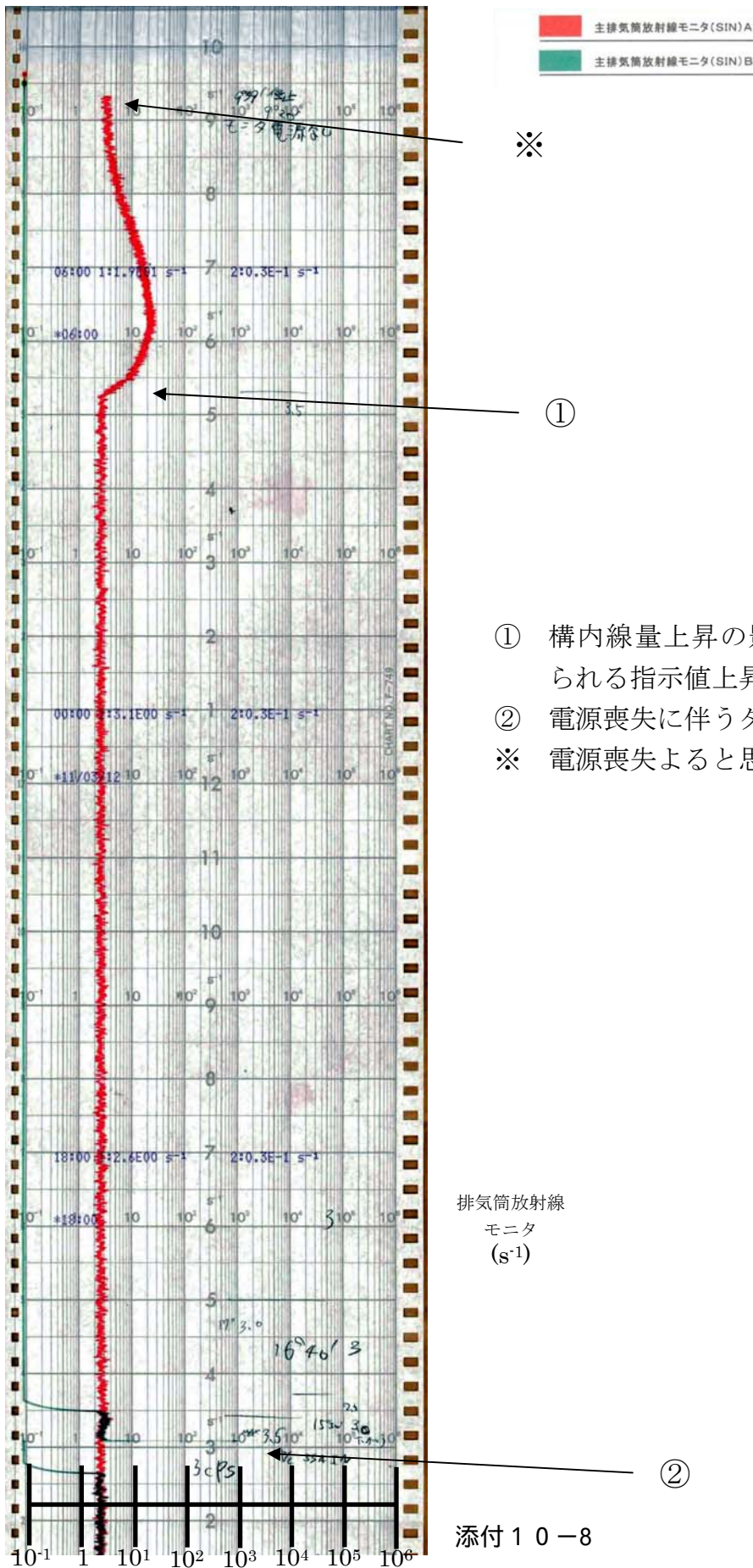
LR-2-3-103

赤 原子炉水位 (水張り用)
緑 原子炉水位 (ワイドレンジ)

① 14時46分 地震発生

※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

【3号 主排気筒放射線モニタ】
 (排気筒放射線モニタは3-4号共通)



※

①

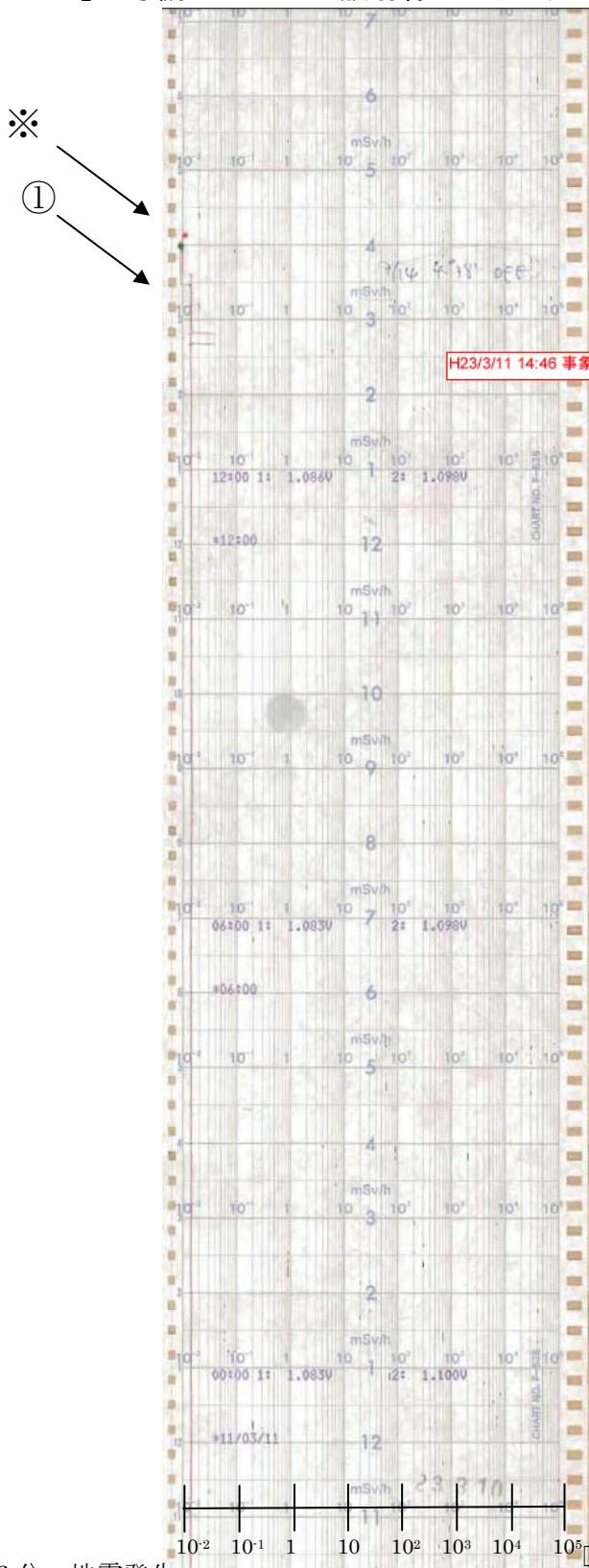
- ① 構内線量上昇の影響を受けたと考えられる指示値上昇
- ② 電源喪失に伴うダウンスケール
- ※ 電源喪失よると思われる記録終了

排気筒放射線
 モニタ
 (s⁻¹)

②

添付10-8

【4号機 SGT S放射線モニタ (IC)】

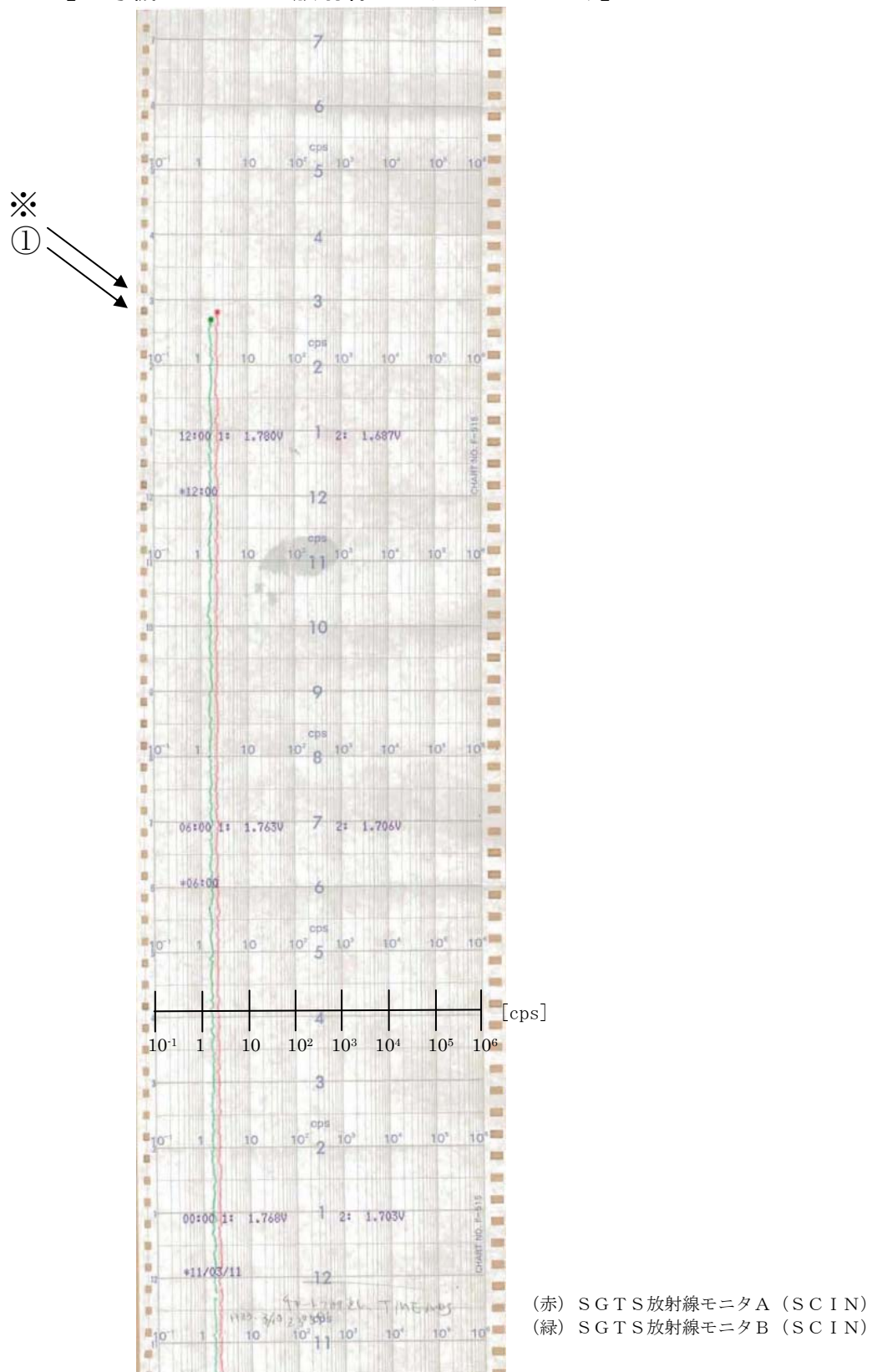


(赤) SGT S放射線モニタA (IC)
 (緑) SGT S放射線モニタB (IC)

① 14時46分 地震発生

※ 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。津波の影響によると思われる記録終了。

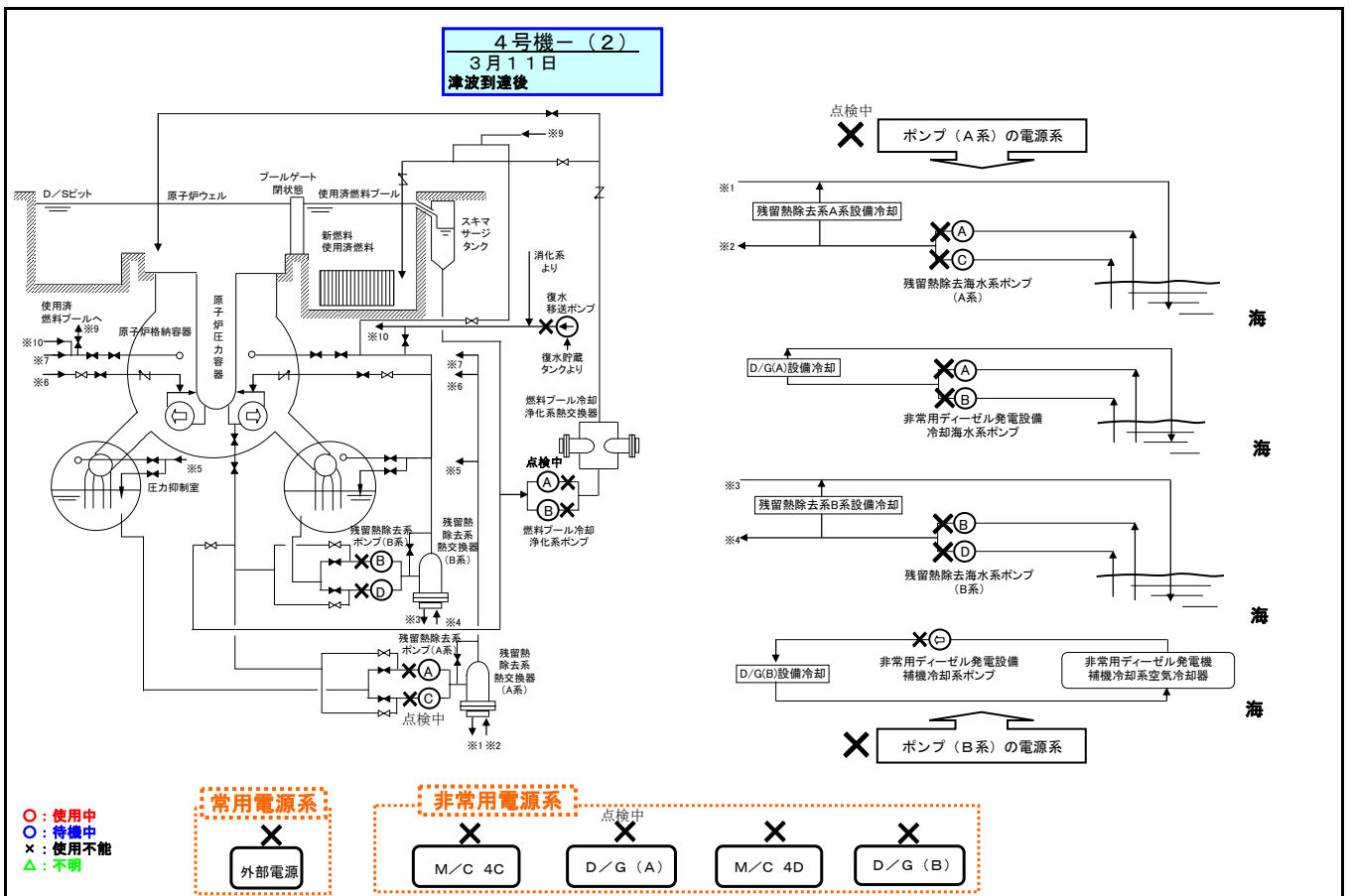
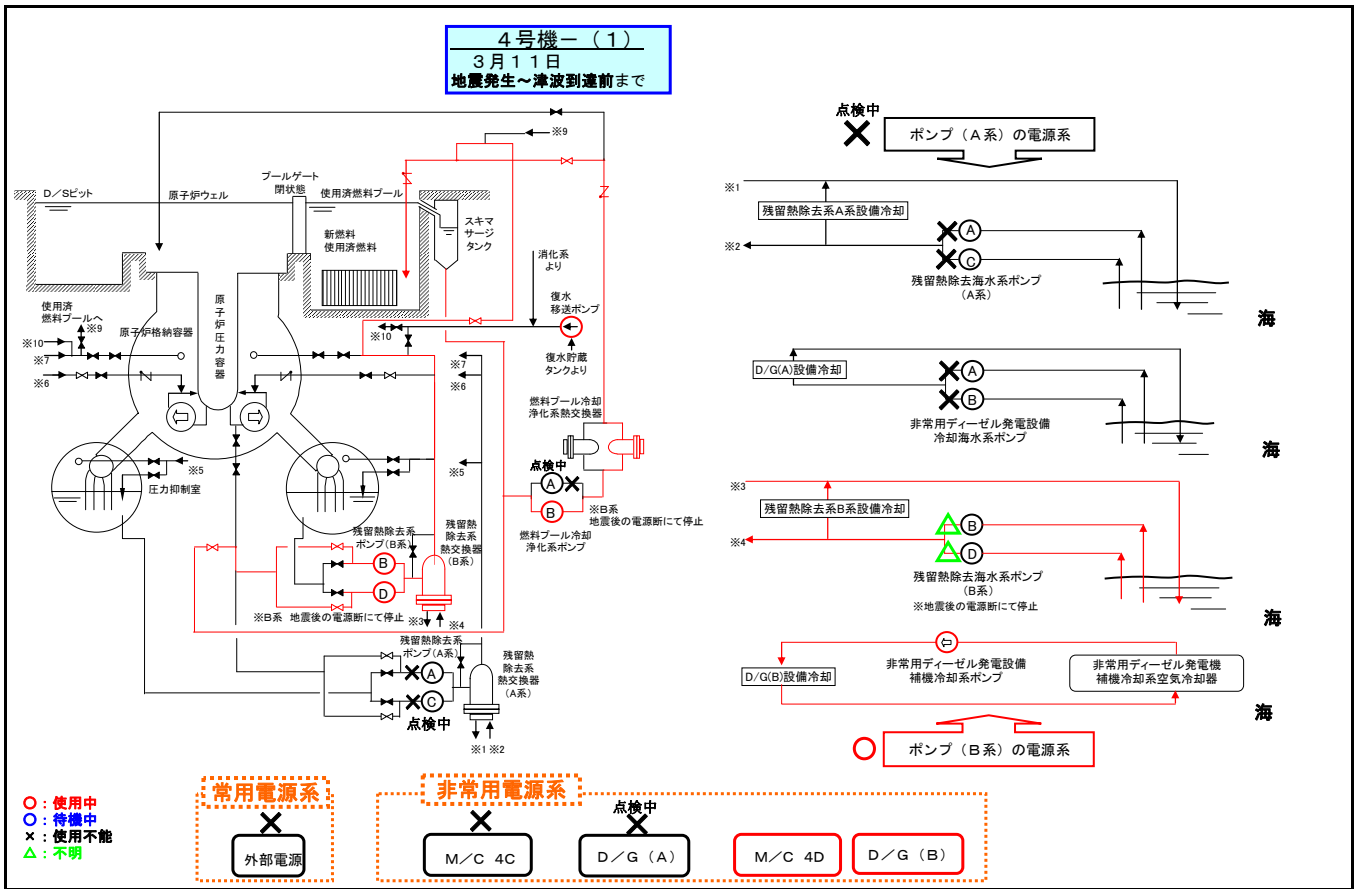
【4号機 SGTS放射線モニタ (SCIN)】



① 14時46分 地震発生

※ 記録終了

福島第一4号機 系統概略図



4号機 非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）

		設置場所	耐震クラス	原子炉自動停止時 (地震発生時)	原子炉自動停止 ～津波到達直前 まで	津波到達 以降	備考	
冷やす機能	ECCS	RHR (A)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	—	—		
		RHR (B)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHR (C)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	—	—	—	
		RHR (D)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	◎ (SFP冷却)	○注1	×	地震時、停電により停止 (注2) 津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHRS (A)	屋外 (O.P. 4000)	A	—	—	—	
		RHRS (B)	屋外 (O.P. 4000)	A	◎ (SFP冷却)	○注1	×	地震時、停電により停止 (注2) 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (C)	屋外 (O.P. 4000)	A	—	—	×	
		RHRS (D)	屋外 (O.P. 4000)	A	◎ (SFP冷却)	○注1	×	地震時、停電により停止 (注2) 津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CS (A)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	—	—	—	
		CS (B)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	—	—	—	
	HPCI	R/B地下階 (O.P. -2060)	A	—	—	—		
	炉注水	RCIC	R/B地下階 (O.P. -2060)	A	—	—	—	
MUWC		T/B地下階 (O.P. 1900)	B	◎	◎	×	津波後、電源喪失	
プール冷却	SFP冷却 (FPC系)	R/B3階 (O.P. 26900)	B	◎	△注1	×	1台は点検中、1台は地震前に運転中。地震発生後、通常電源喪失	
	SFP冷却 (RHR系)	R/B地下階 (O.P. -1110)	A	◎	○注1	×	地震時、停電により停止 (注2) 津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失	
閉じ込める機能	原子炉建屋		A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	原子炉自動停止後から津波まではSGTSが作動し負圧が維持されたものと考えられる。その後、水素爆発により損傷	
	原子炉格納容器		A	—	—	—	定検中につき開放中	

(凡例) ◎：運転 ○：待機 △：通常電源断による停止 ×：機能喪失又は待機除外 —：定検停止中（機能要求なし）

注1： 本震で比較的大きな揺れを観測した5号機では、地震発生後の平成23年3月19日に残留熱除去系を使用しており、当直員によるパトロールからも各系統・設備に大きな損傷は認められていない。
また、これら機器が設置されている原子炉建屋地下階で今般得られた観測記録における最大加速度は、機器の動的機能維持確認済加速度※を十分下回っている。
このことから、各機能は概ね確保されていたものと推定される。
※JEA C4601-2008「原子力発電所耐震設計技術規程」

注2： 非常用ディーゼル発電機からの給電を受けての残留熱除去系ポンプの再起動については、使用済燃料プールの水位は地震前には満水（オーバーフロー水位付近）、プール水温は27℃程度であることを確認しており、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなかったことから、津波の到達前に実施するには至らなかった。

添付資料目次

添付資料－1 1－1	事象発生時の主要経緯（時系列）	1
添付資料－1 1－2	プラントデータチャート	6
添付資料－1 1－3	系統概略図	3 1
添付資料－1 1－4	非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）	3 2
添付資料－1 1－5	6号機から5号機への電源融通	3 3
添付資料－1 1－6	S R V動作圧力について	3 4
添付資料－1 1－7	R H RによるS H Cと非常時熱負荷モード（S F P冷却）について	3 5
添付資料－1 1－8	原子炉水温度、S F P温度推移	3 7

5号機 事象発生時の主要経緯（時系列）

[参考：地震発生時の5号機の状態]

- ・ 5号機は、平成23年1月3日から定期検査で停止中。原子炉に燃料を装荷した状態で、RPVの漏えい試験を実施していた。
(原子炉圧力約7MPa、原子炉水温度約90℃、SFP温度約25℃)

平成23年3月11日（金）

- 14：46 東北地方太平洋沖地震発生。第3非常態勢を自動発令。
- 14：47 D/G 5A、5B自動起動。
- 15：06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）。
- 15：27 津波第一波到達。
- 15：35 津波第二波到達。
- 15：40 全交流電源喪失。
- 15：42 1号機^{*1}、2号機^{*1}、3号機^{*1}、4号機^{*1}、5号機^{*1}について、原災法第10条該当事象（全交流電源喪失）が発生したと判断、官庁等に通報。
※1 平成23年4月24日に、1号機、2号機、3号機のみ訂正
- 15：42 第1次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16：00頃 構内道路の健全性確認を開始。
- 16：10 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- 16：36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16：50 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 19：24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20：50 福島県が福島第一原子力発電所から半径2kmの住民に避難指示。
- 21：23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径3km圏内の避難、半径3km～10km圏内の屋内退避を指示。
- 22：00頃 東北電力第一陣、高圧電源車1台の到着を確認。
- 23：30頃 所内電源系統の点検のため、5号機及び6号機の現場に出発。

平成23年3月12日（土）

- 0：30 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の3k

- m以内避難措置完了確認、1：45に再度確認)。
- 1：20頃 当社の高圧電源車1台の到着を確認。
- 1：40頃 SRV自動開（以降、開閉を繰り返し原子炉圧力を約8MPaに維持）。
- 4：55 発電所構内における放射線量が上昇したことを確認、官庁等に連絡。
- 5：44 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径10km圏内の住民に避難指示。
- 6：06 RPV頂部の弁の開操作により、RPVの減圧実施。
- 7：11 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 8：04 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 8：13 5号機へ、6号機のD/Gからの本設ケーブルによる電源融通（直流電源の一部）が可能となる。
- 10：15頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一12台、福島第二42台、低圧電源車：福島第一7台、福島第二11台）。
- 14：42 D/Gからの電源により、5/6号中操非常用換気空調系のうち6号機側の空調系を手動起動し、5/6号中操の空気浄化を開始。
- 16：27 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（1,015 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 18：25 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km圏内の住民に対し避難指示。

平成23年3月13日（日）

- 8：56 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（882 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9：01官庁等に通報。
- 14：15 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（905 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14：23官庁等に通報。
- 20：48 6号機のD/GからMUWCへ仮設ケーブルによる電源の供給を開始。

- 20 : 54 MUWCポンプ手動起動。
21 : 01 SGT S手動起動。

平成23年3月14日(月)

- 2 : 20 正門付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($751 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、4 : 24官庁等に通報。
- 2 : 40 MP No. 2付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($650 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、5 : 37官庁等に通報。
- 4 : 00 MP No. 2付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($820 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、8 : 00官庁等に通報。
- 5 : 00 SRVを開操作し、RPVの減圧実施(以降、断続的に開操作)。
- 5 : 30 MUWCによる原子炉注水を開始(以降、断続的に注水)。
- 9 : 12 MP No. 3付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($518.7 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、9 : 34官庁等に通報。
- 9 : 27 SFPへの水の補給開始(以降、断続的に補給)。
- 21 : 35 正門付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($760 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、22 : 35官庁等に通報。

平成23年3月15日(火)

- 5 : 35 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。
- 6 : 50 正門付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($583.7 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、7 : 00官庁等に通報。
- 8 : 11 正門付近で $500 \mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量($807 \mu\text{Sv/h}$)を計測したことから、原災法第15条該当事象(火災爆発等による放射性物質異常放出)が発生したと判断、8 : 36官庁等に通報。
- 11 : 00 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km以上3

0 km圏内の住民に対し屋内退避指示。

16:00 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(531.6 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、16:22官庁等に通報。

23:05 正門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(4,548 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、23:20官庁等に通報。

平成23年3月16日(水)

22:16 SFP水の入替え開始。

平成23年3月17日(木)

5:43 SFP水の入替え完了。

平成23年3月18日(金)

13:30 R/Bの屋上孔あけ(3ヶ所)作業終了。

平成23年3月19日(土)

1:55 電源車からの仮設電源により、RHR仮設海水ポンプ起動。

4:22 6号機D/G2台目起動。

5:00頃 RHR手動起動(非常時熱負荷モードにて、SFP冷却を開始)。

8:58 西門付近で500 μ Sv/hを超える放射線量(830.8 μ Sv/h)を計測したことから、原災法第15条該当事象(敷地境界放射線量異常上昇)が発生したと判断、9:15官庁等に通報。

平成23年3月20日(日)

10:49 RHR手動停止(非常時熱負荷モード)。

12:25 RHR手動起動(停止時冷却モードにて、原子炉冷却を開始)。

14:30 原子炉水温度が100℃未満になり、原子炉冷温停止。

平成23年6月24日(金)

16:35 FPCポンプを起動し、SFPは同ポンプによる冷却、原子炉はRHRポンプによる冷却を開始。

平成 2 3 年 7 月 1 5 日 (金)

1 4 : 4 5 本設 R H R S ポンプ (D) の運転を開始。

平成 2 3 年 1 2 月 2 0 日 (火)

1 1 : 2 2 R H R S ポンプ (B) の復旧が完了。

平成 2 3 年 1 2 月 2 1 日 (水)

1 2 : 4 9 R H R ポンプ (A) の復旧が完了。

平成 2 3 年 1 2 月 2 2 日 (木)

1 1 : 2 5 S W ポンプ (B) の復旧が完了。

平成 2 4 年 1 月 1 1 日 (水)

1 4 : 3 9 R / B 換気空調系を起動。

以 上

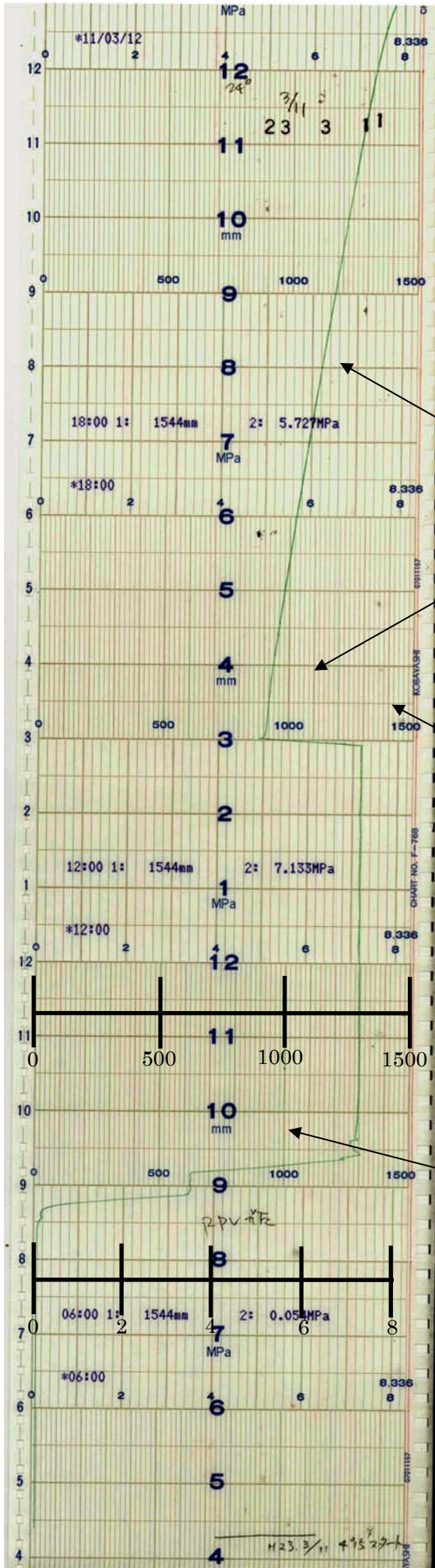
地震による自動スクラム

日時	メッセージ	内容	種別
2011/03/11 14:47	0665	地震トリアップ CH-D	トリップ
2011/03/11 14:47	0634	原子炉 自動スクラム A	トリップ
2011/03/11 14:47	0662	地震トリアップ CH-A	トリップ
2011/03/11 14:47	0664	地震トリアップ CH-C	トリップ
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 42-15 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 38-19 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 26-23 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 42-27 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 38-31 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 46-31 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 34-39 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 38-39 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 42-39 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 30-47 99Pos	
2011/03/11 14:47	W735	制御棒状態 (監視) 4 2-1 5	
2011/03/11 14:47	W746	制御棒状態 (監視) 3 8-1 9	
2011/03/11 14:47	W759	制御棒状態 (監視) 2 6-2 3	
2011/03/11 14:47	W773	制御棒状態 (監視) 4 2-2 7	
2011/03/11 14:47	W785	制御棒状態 (監視) 3 8-3 1	
2011/03/11 14:47	W787	制御棒状態 (監視) 4 6-3 1	
2011/03/11 14:47	W808	制御棒状態 (監視) 3 0-3 8	
2011/03/11 14:47	W809	制御棒状態 (監視) 3 4-3 9	
2011/03/11 14:47	W810	制御棒状態 (監視) 3 8-3 8	
2011/03/11 14:47	W811	制御棒状態 (監視) 4 2-3 8	
2011/03/11 14:47	W829	制御棒状態 (監視) 3 0-4 7	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 18-08 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 22-03 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 30-03 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 34-03 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 10-07 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 14-07 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 26-07 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 34-07 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 38-07 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 42-07 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 06-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 10-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 14-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 18-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 22-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 30-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 34-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 38-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 42-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 46-11 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 06-15 99Pos	
2011/03/11 14:47		未遊出制御棒 位置変化 10-15 99Pos	

警報
警報
警報
警報
警報
警報
警報
警報
警報
警報

トリップ
トリップ
トリップ
トリップ
トリップ
トリップ
トリップ
トリップ
トリップ
トリップ

【5号機 原子炉水位、原子炉圧力 (1/4)】



LR/PR-6-97	
No. 1	原子炉水位
No. 2	原子炉圧力

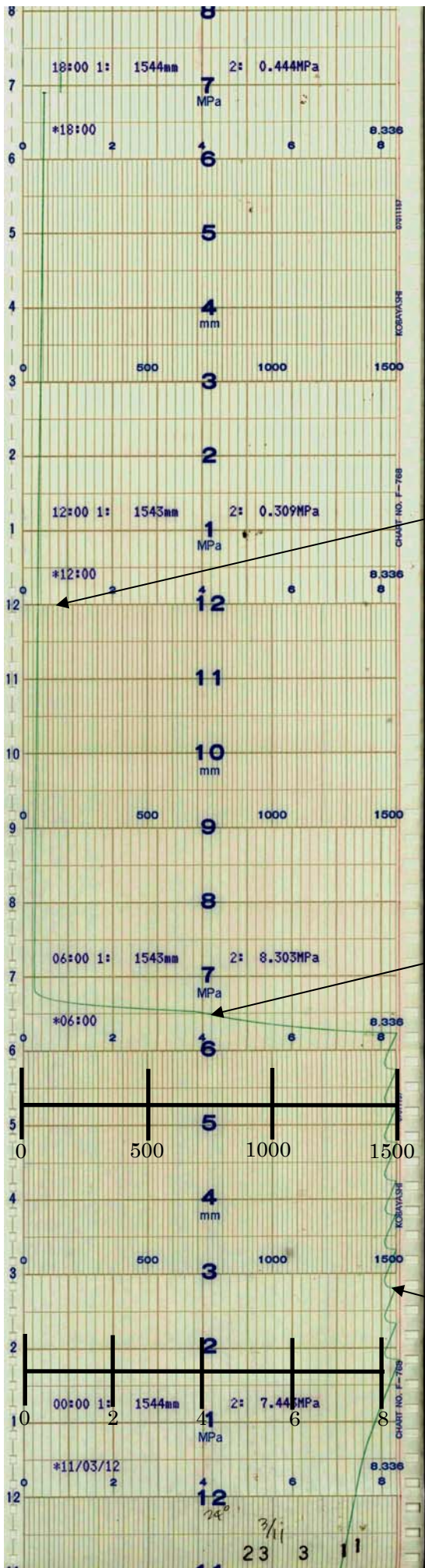
- ① R P V 耐圧漏えい試験のための昇圧
- ② 14時46分 地震発生
- ③ 地震後の電源喪失で耐圧漏えい試験の加圧源としていた機器が停止し圧力が降下
- ④ 崩壊熱による緩やかな圧力上昇

原子炉水位 (mm)

原子炉圧力 (MPa)

【5号機 原子炉水位、原子炉圧力 (2/4)】

LR/PR-6-97	
No.1	原子炉水位
No.2	原子炉圧力

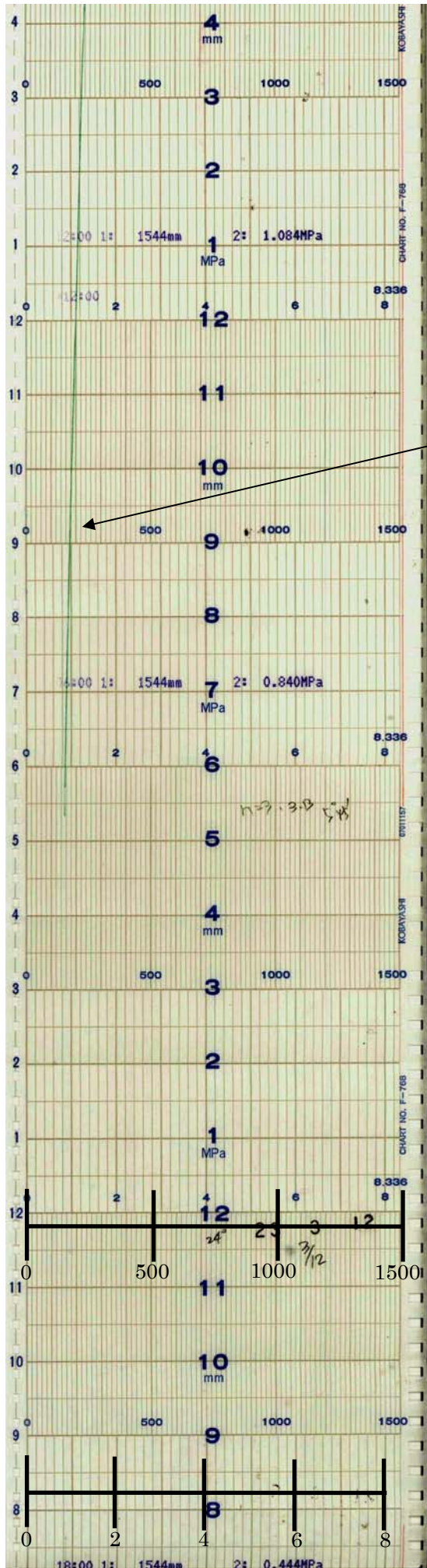


- ⑤ SRVによる炉圧制御
- ⑥ RPV頂部の弁の開操作による原子炉減圧
- ⑦ 崩壊熱による緩やかな圧力上昇

原子炉水位 (mm)

原子炉圧力 (MPa)

【5号機 原子炉水位、原子炉圧力 (3/4)】



LR/PR-6-97	
No. 1	原子炉水位
No. 2	原子炉圧力

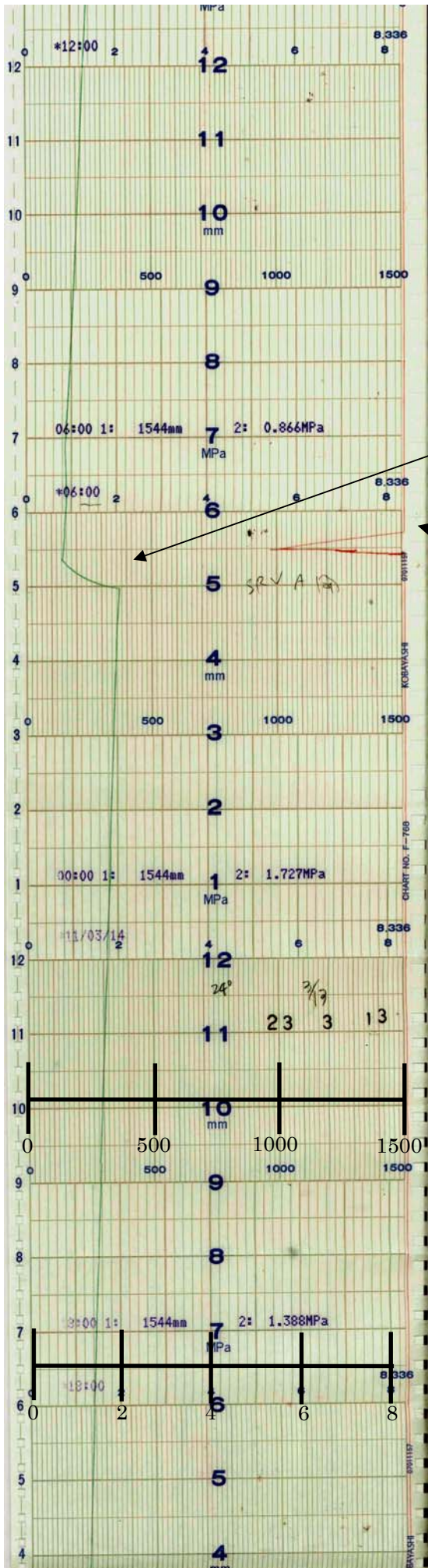
⑧ 崩壊熱による緩やかな圧力上昇

⑧

原子炉水位
(mm)

原子炉圧力
(MPa)

【5号機 原子炉水位、原子炉圧力 (4/4)】



LR/PR-6-97	
No. 1	原子炉水位
No. 2	原子炉圧力

- ⑨ SRVによる減圧、以降この操作を繰り返す
- ⑩ 圧力変動による水位の変動

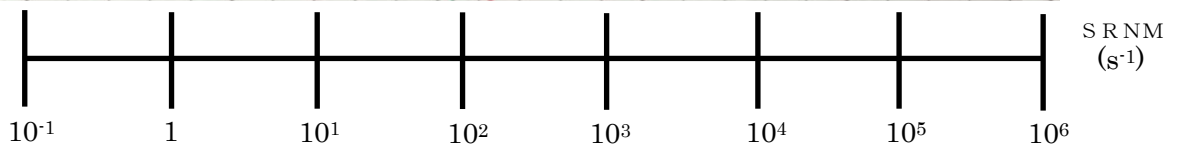
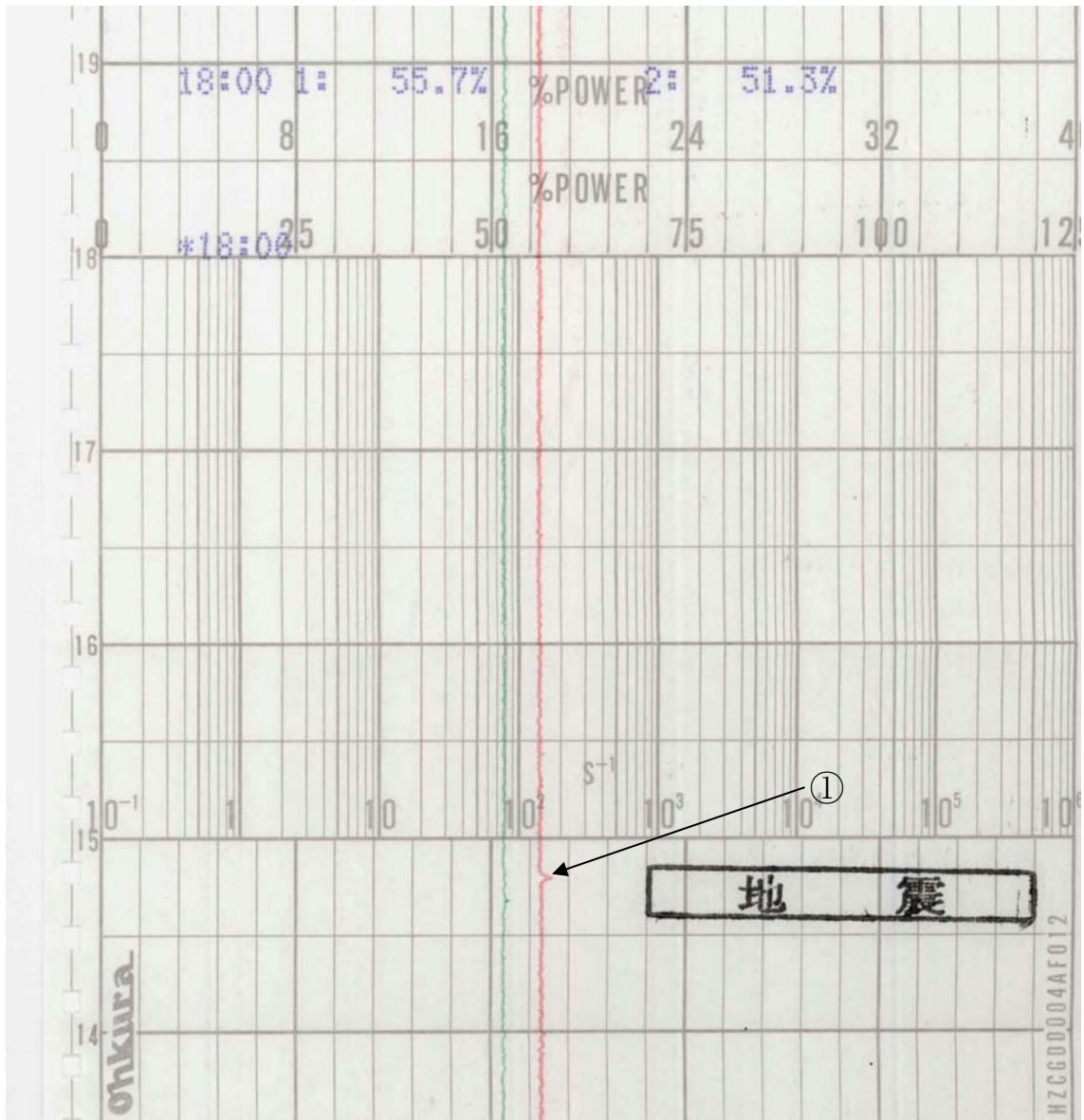
⑨

⑩

原子炉水位
(mm)

原子炉圧力
(MPa)

【5号機 SRNM(A/Cチャンネル) (1/3)】



NR-7-46A

赤 SRNM ch.A 出力レベル

緑 SRNM ch.C 出力レベル

① 14時46分 地震発生

【5号機 SRNM(A/Cチャンネル) (2/3)】



NR-7-46A

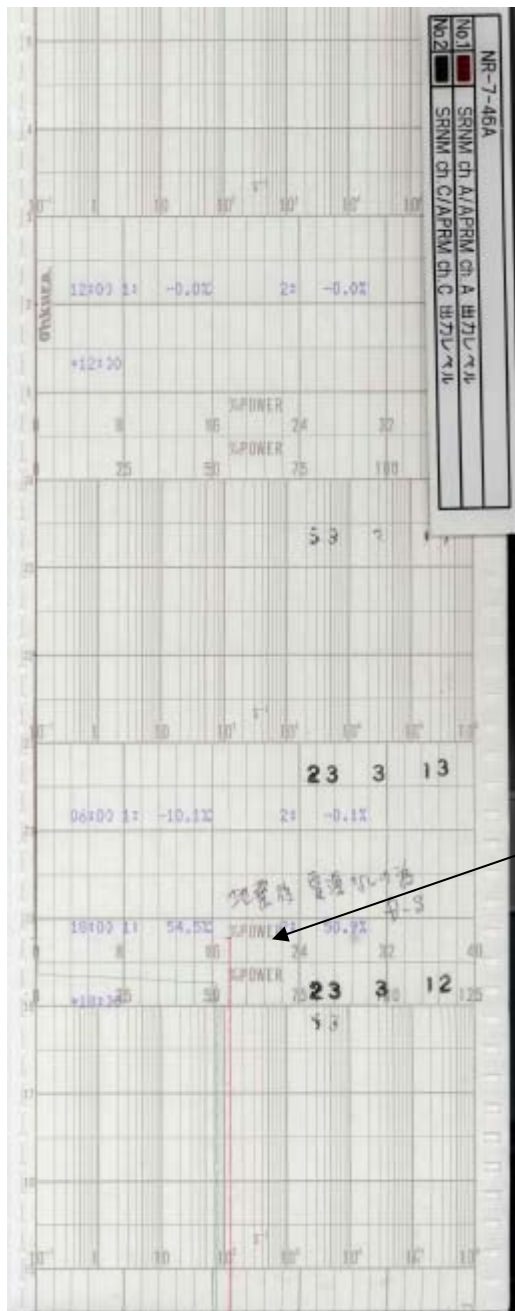
赤 SRNM ch.A 出力レベル

緑 SRNM ch.C 出力レベル

SRNM
(s⁻¹)

10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【5号機 SRNM(A/Cチャンネル) (3/3)】



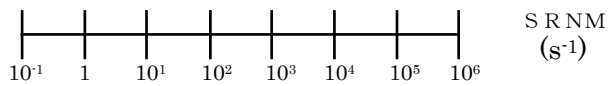
NR-7-46A

赤 SRNM ch.A 出力レベル

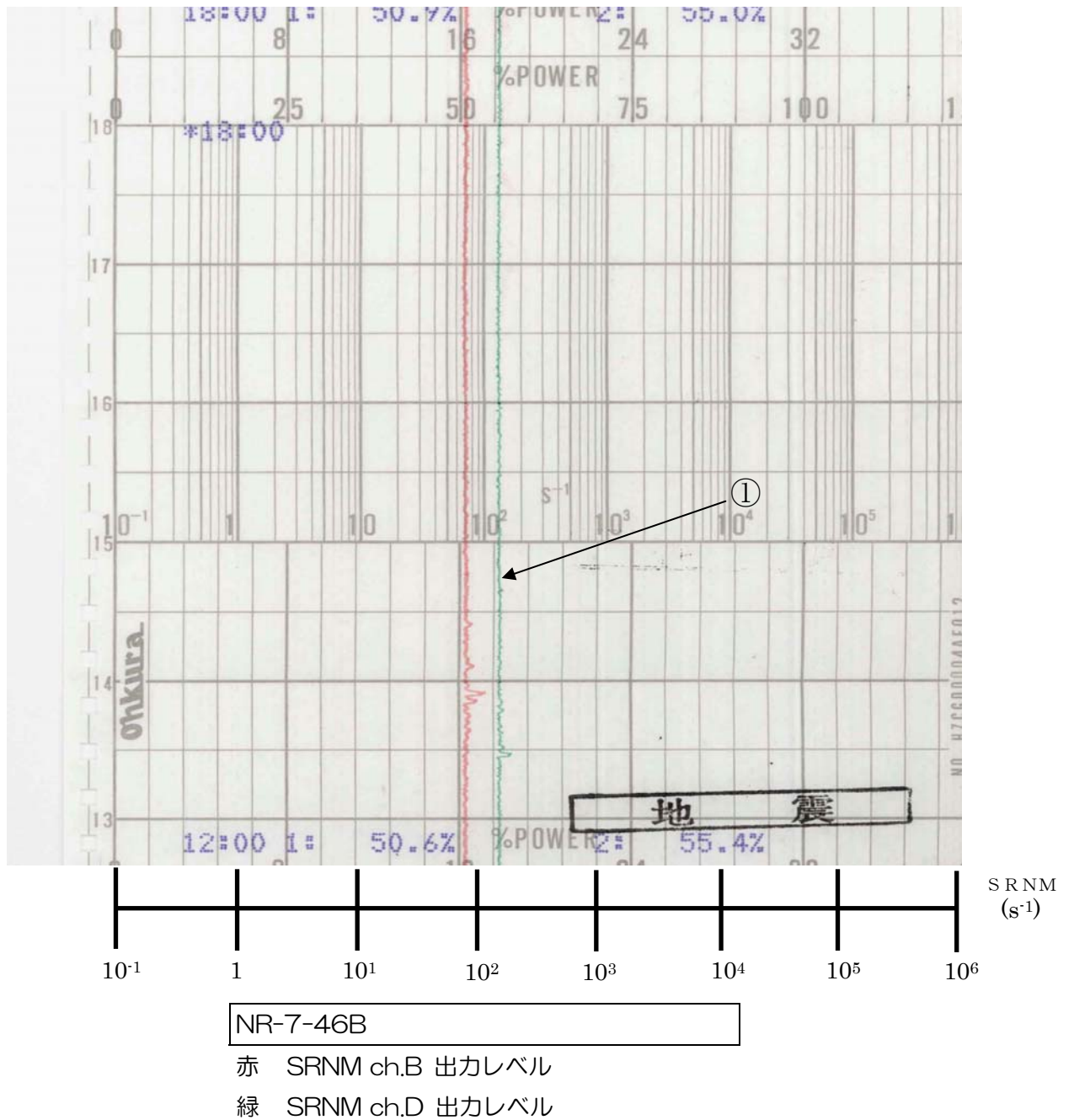
緑 SRNM ch.C 出力レベル

※ 記録計停止

※



【5号機 SRNM(B/Dチャンネル) (1/3)】



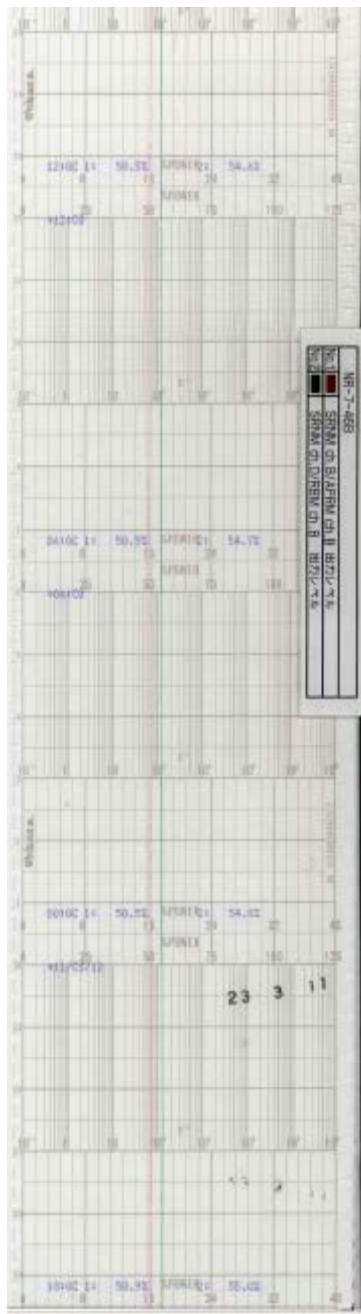
① 14時46分 地震発生

【5号機 SRNM(B/Dチャンネル) (2/3)】

NR-7-46B

赤 SRNM ch.B 出力レベル

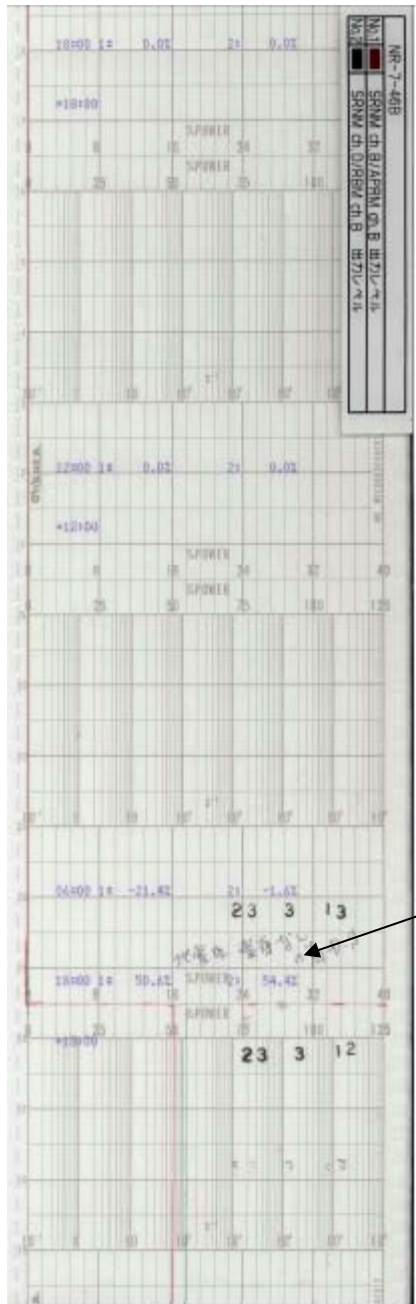
緑 SRNM ch.D 出力レベル



SRNM
(s⁻¹)

10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【5号機 SRNM(B/Dチャンネル) (3/3)】



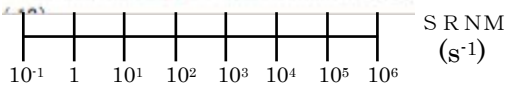
NR-7-46B

赤 SRNM ch.B 出力レベル

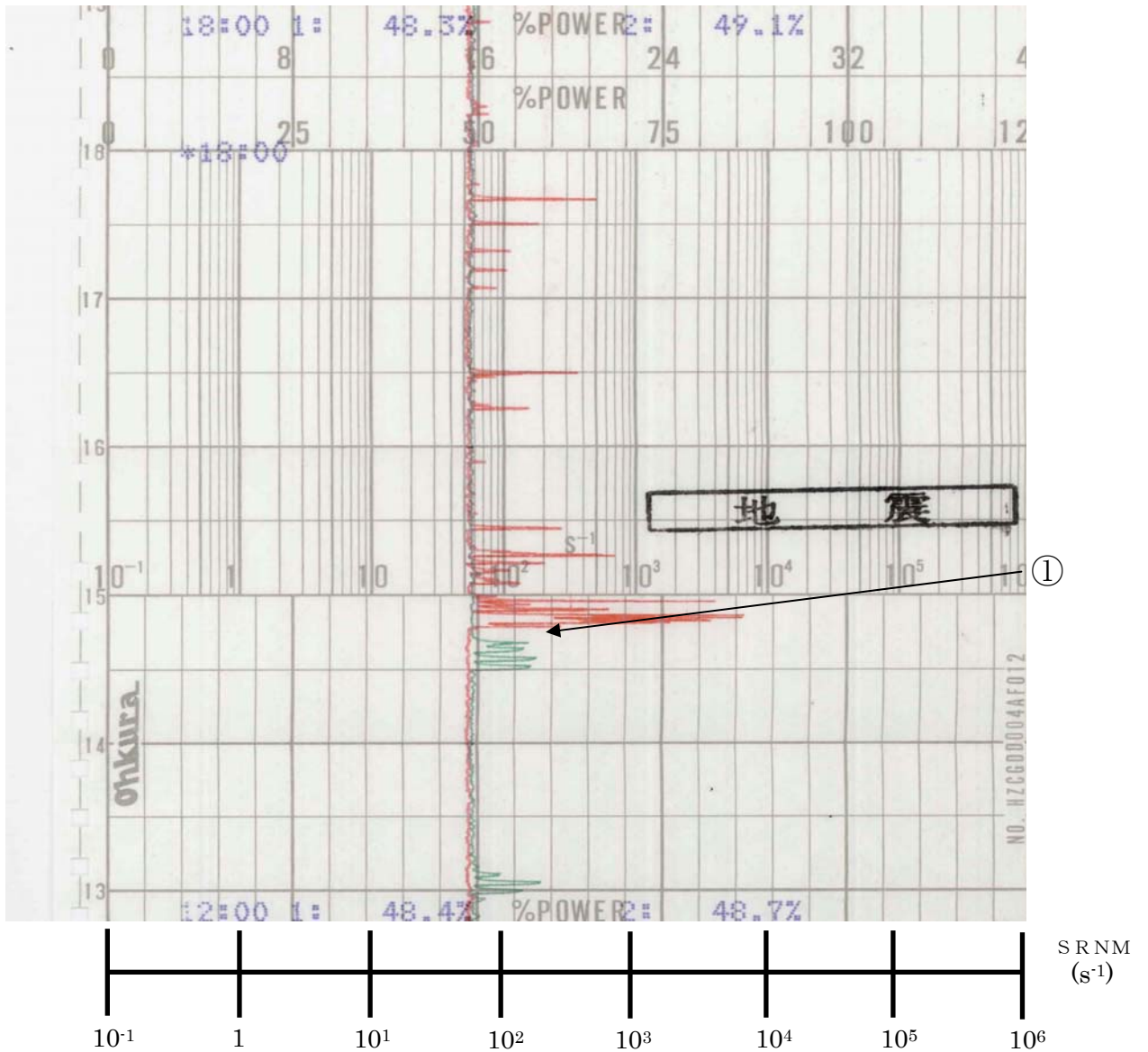
緑 SRNM ch.D 出力レベル

※ 記録計停止

※



【5号機 SRNM(E/Gチャンネル) (1/3)】



NR-7-46C

赤 SRNM ch.E 出力レベル

緑 SRNM ch.G 出力レベル

① 14時46分 地震発生

【5号機 SRNM(E/Gチャンネル) (2/3)】



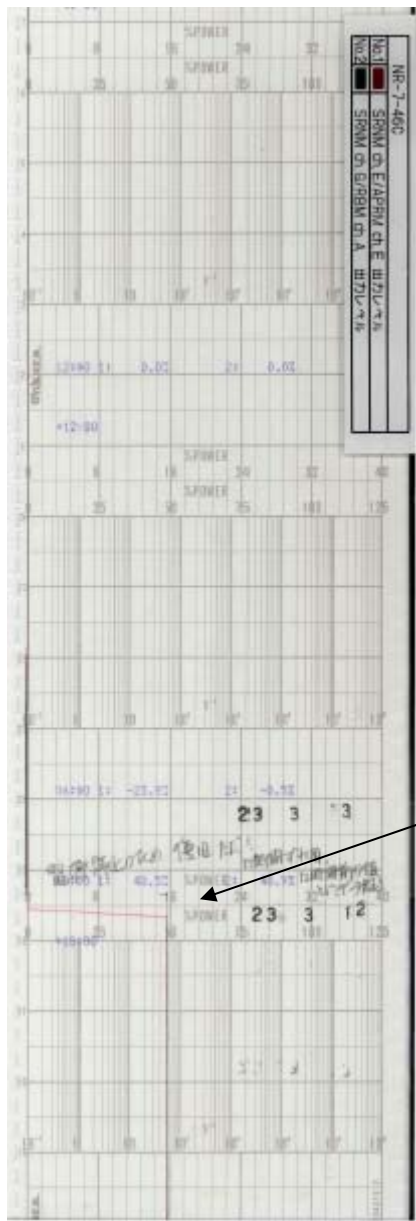
NR-7-46C

赤 SRNM ch.E 出力レベル

緑 SRNM ch.G 出力レベル

SRNM
(s⁻¹)

【5号機 SRNM(E/Gチャンネル) (3/3)】



NR-7-46C

赤 SRNM ch.E 出力レベル

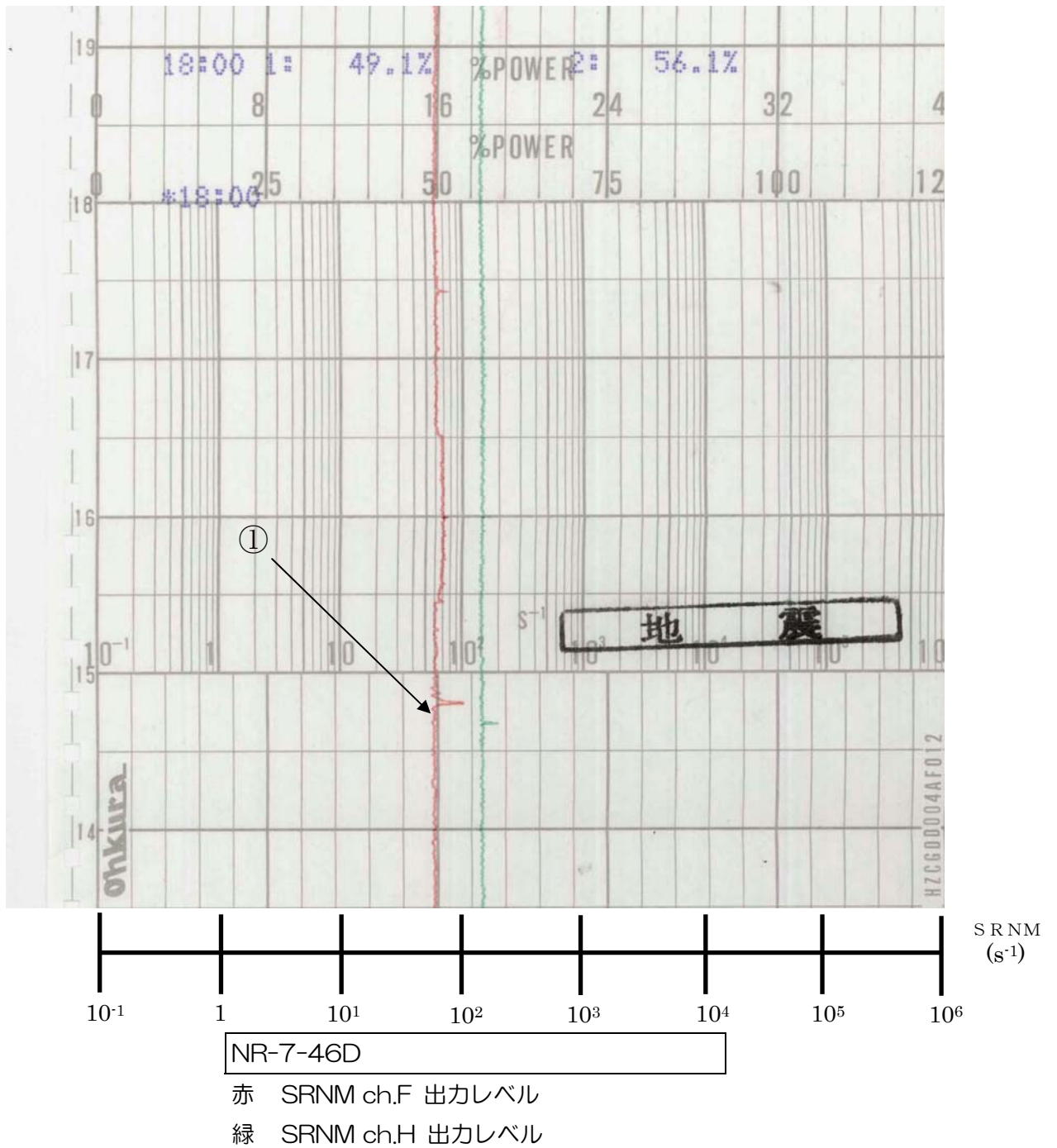
緑 SRNM ch.G 出力レベル

※ 記録計停止

※

SRNM (s⁻¹)
 10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【5号機 SRNM(F/Hチャンネル) (1/3)】



① 14時46分 地震発生

【5号機 SRNM(F/Hチャンネル) (2/3)】

NR-7-46D

赤 SRNM ch.F 出力レベル

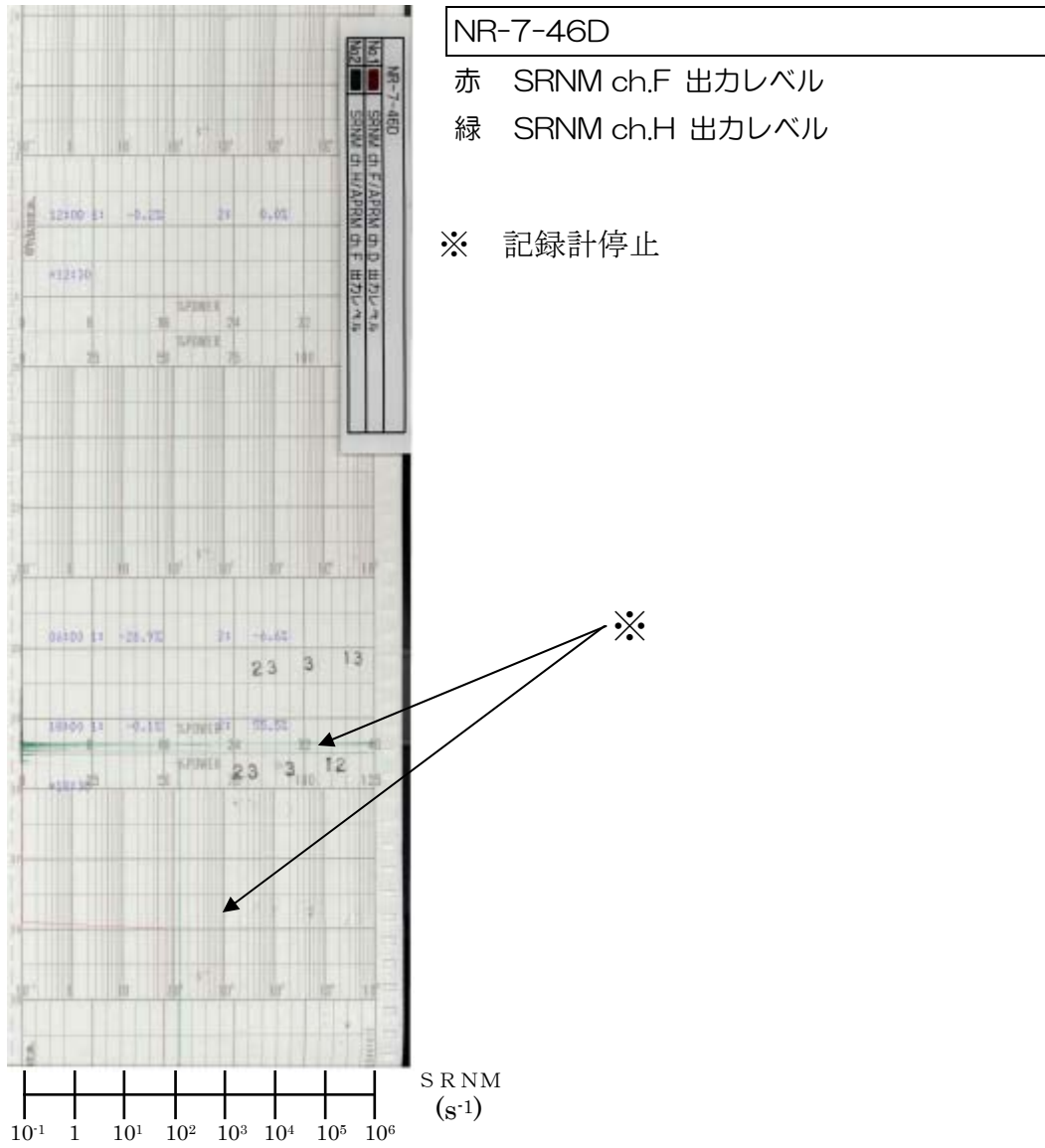
緑 SRNM ch.H 出力レベル



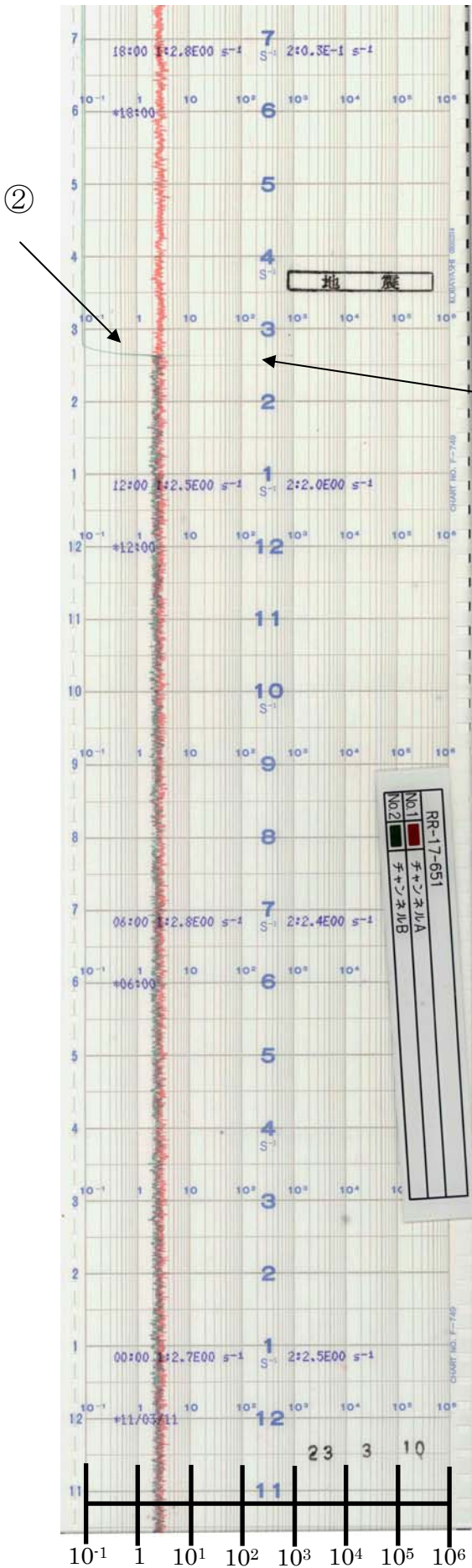
SRNM
(s⁻¹)

10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【5号機 SRNM(F/Hチャンネル) (3/3)】

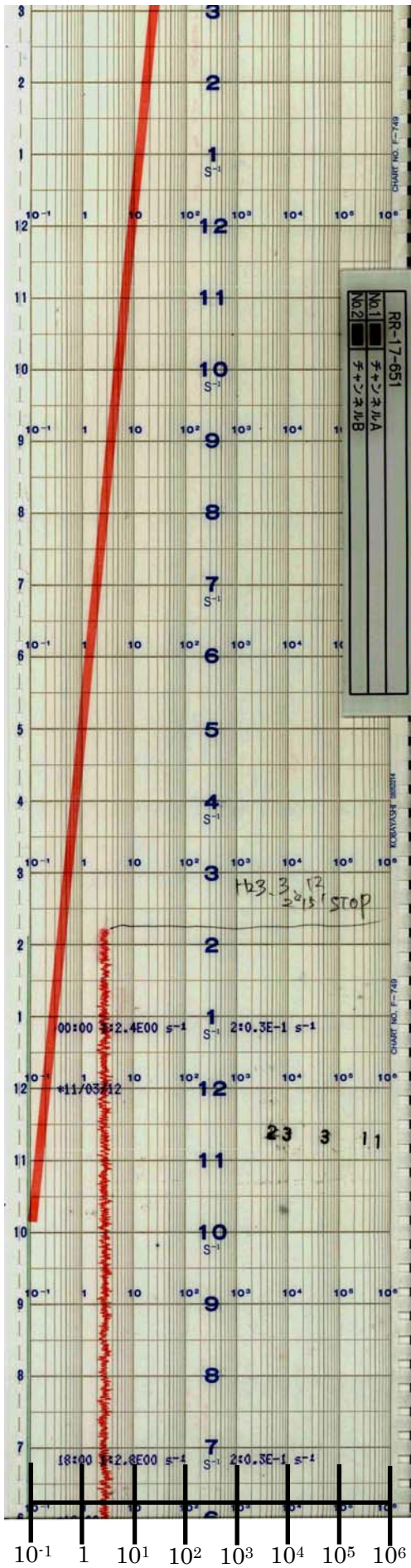


【5号機 主排気筒モニタ (1/3)】



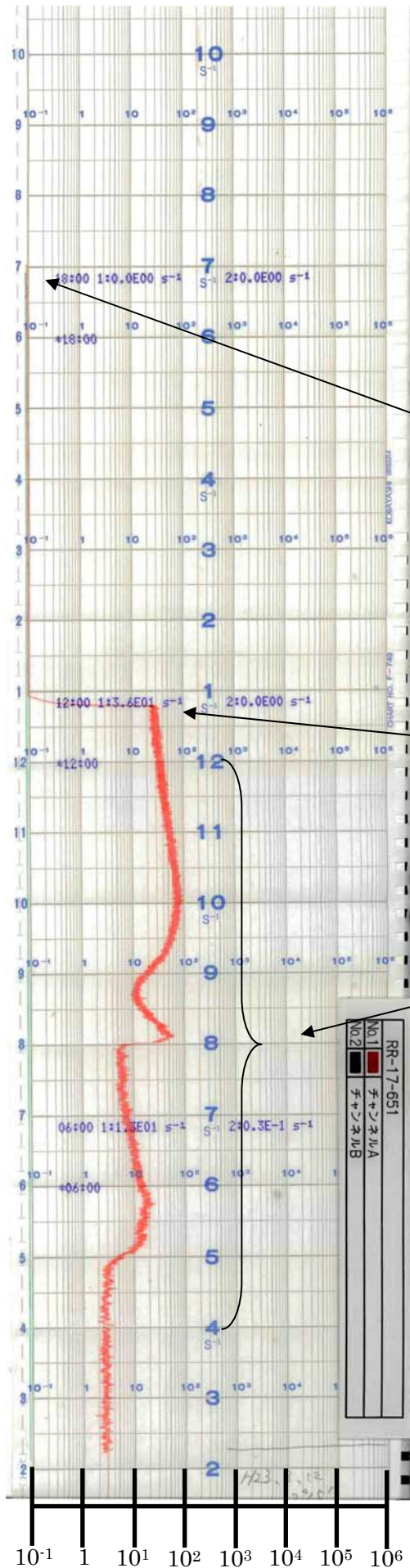
- ① 14時46分 地震発生
- ② 電源喪失によるチャンネルBの停止

【5号機 主排気筒モニタ (2/3)】



排気筒放射線
 モニタ
 (s⁻¹)

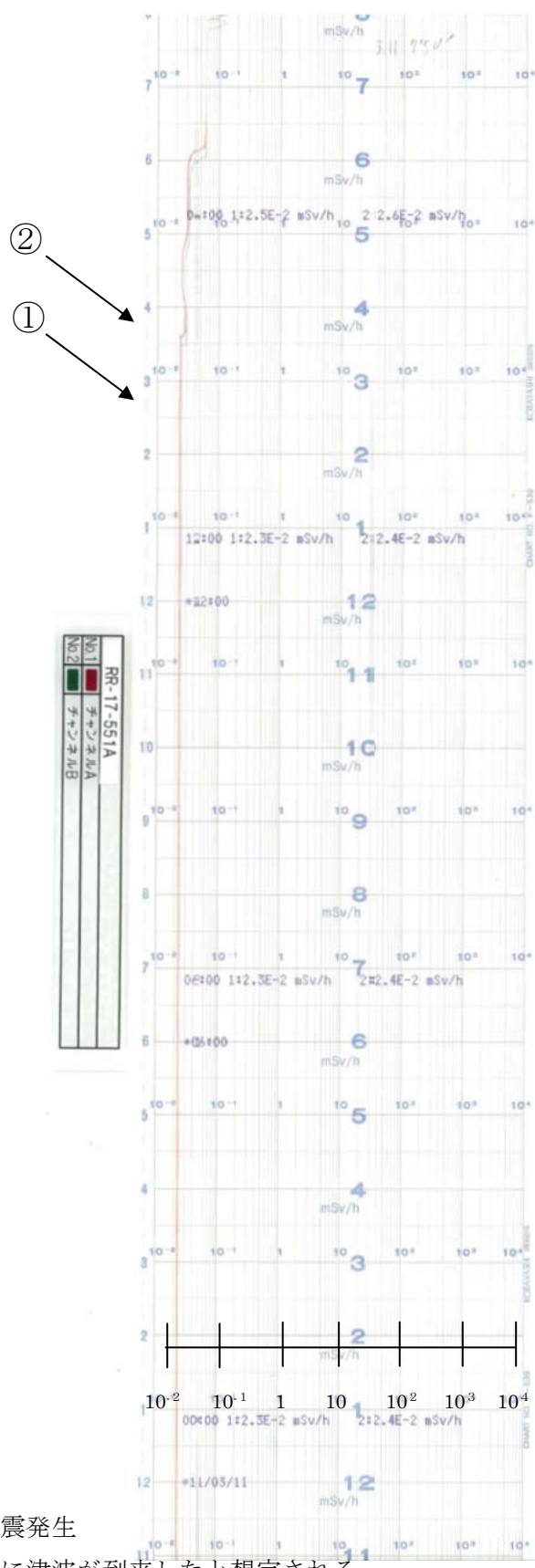
【5号機 主排気筒モニタ (3/3)】



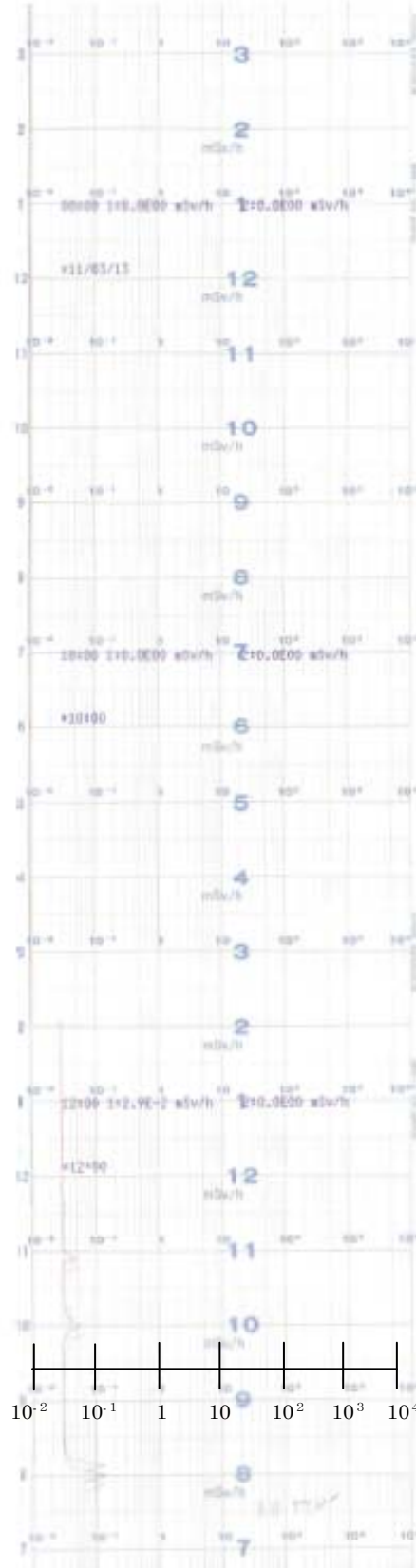
- ③ 構内線量上昇の影響を考えられる指示上昇
- ④ 電源喪失によると思われるチャンネルAの停止
- ※ 電源喪失による記録停止

排気筒放射線
モニタ
(s⁻¹)

【5号機 SGT S放射線モニタ (IC) (1/2)】



【5号機 SGT5放射線モニタ (IC) (2/2)】



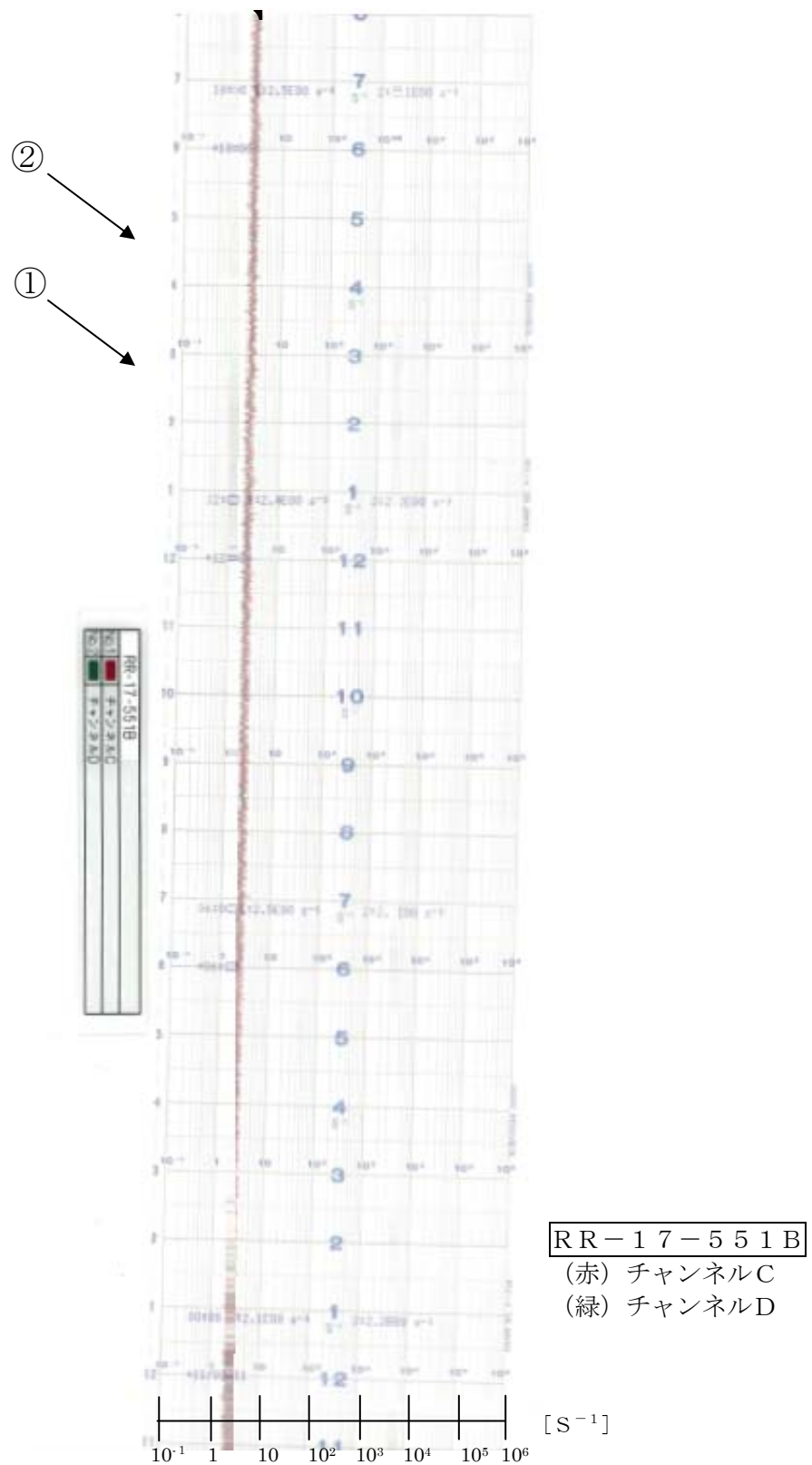
RR-17-551A

(赤) チャンネルA

(緑) チャンネルB

[mSv/h]

【5号機 S G T S放射線モニタ (S I N) (1/2)】



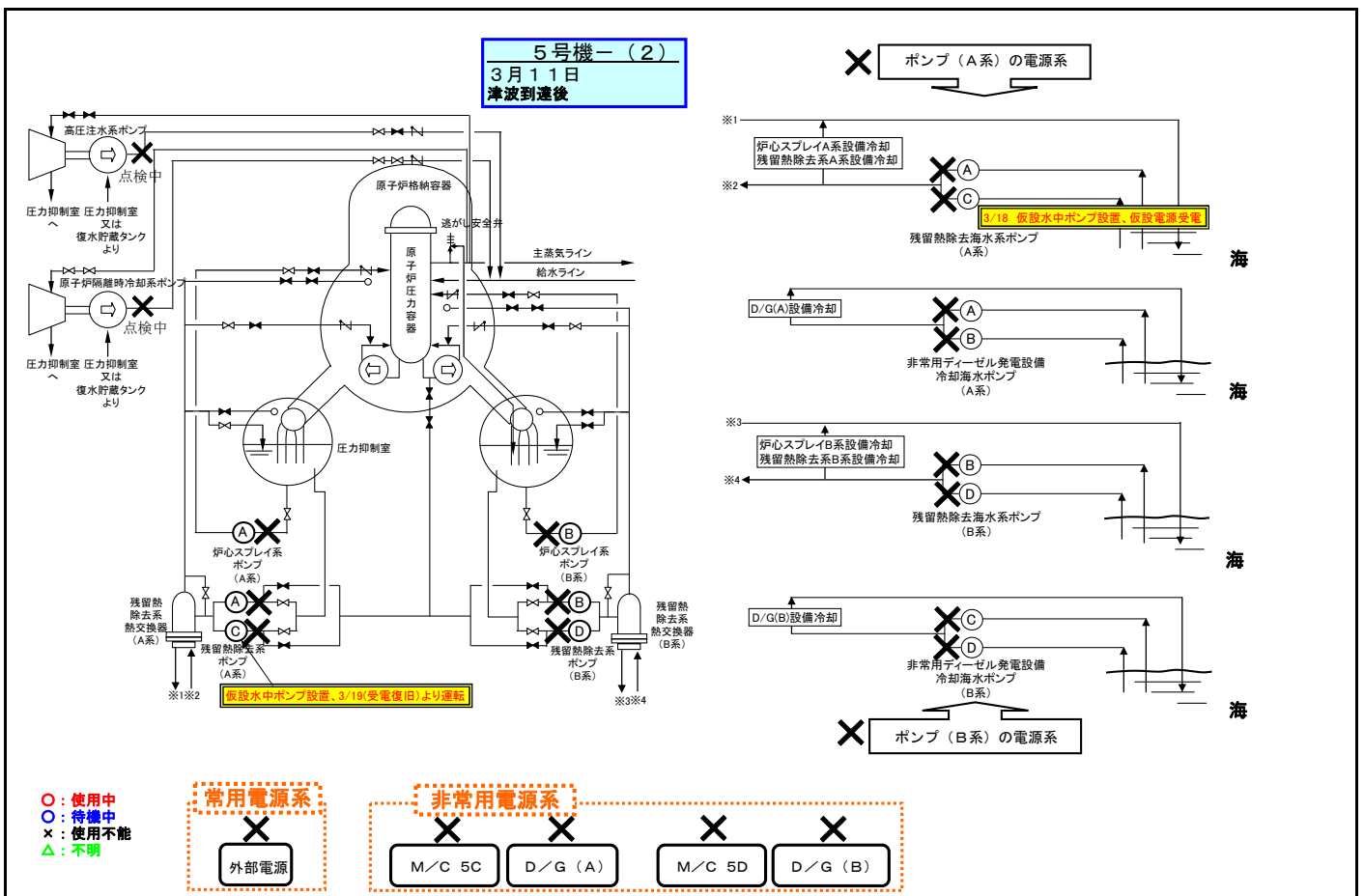
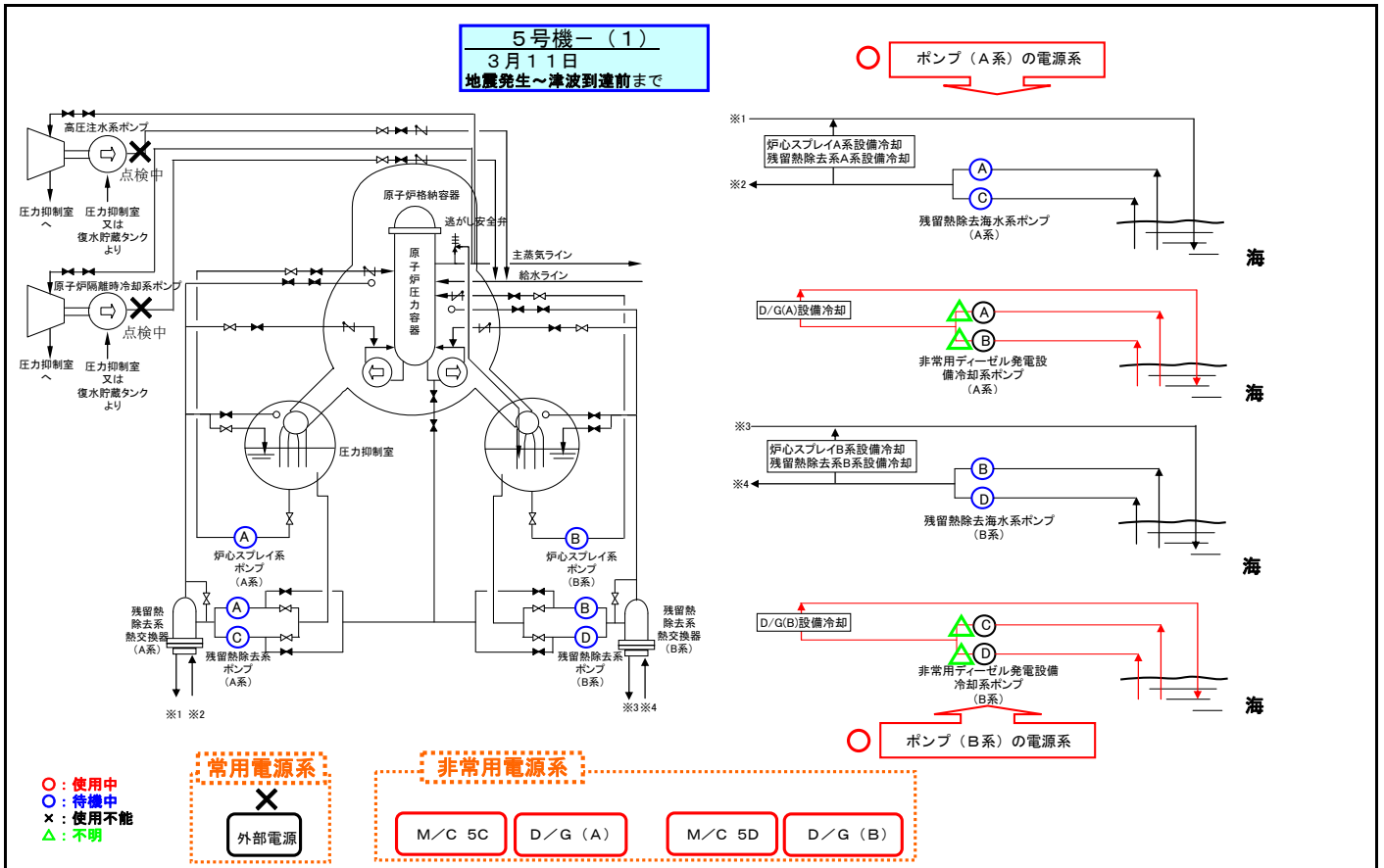
- ① 14時46分 地震発生
- ② 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。

【5号機 SGT S放射線モニタ (SIN) (2/2)】



RR-17-551B
(赤) チャンネルC
(緑) チャンネルD

福島第一5号機 系統概略図



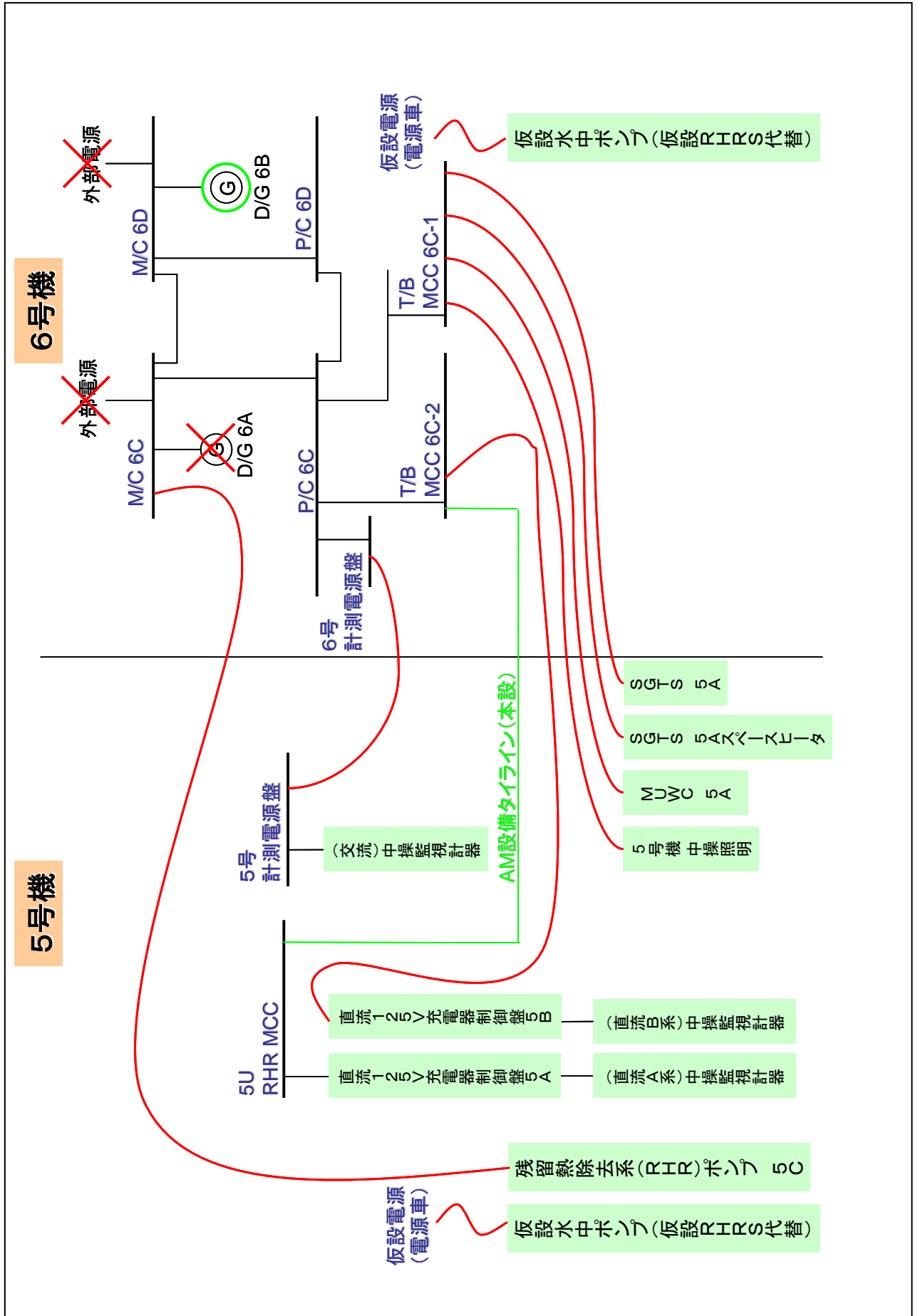
5号機 非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）

		設置場所	耐震クラス	原子炉自動停止時 (地震発生時)	原子炉自動停止 ～津波到達直前 まで	津波到達 以降 (注3)	備 考	
冷やす機能	ECCS	RHR (A)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失	
		RHR (B)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失	
		RHR (C)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○	○	×→◎ 注2	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失。 RHRS仮設水中ポンプを設置し3/19より運転 (SHCと非常時熱負荷モード交互運転中)
		RHR (D)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		RHRS (A)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○ 注1	×	津波後、本体海水冠水し、かつ電源喪失。3/18 仮設水中ポンプ設置、3/19に起動。(RHRS A/C で仮設水中ポンプ1台起動)
		RHRS (B)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○ 注1	×	津波後、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (C)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○ 注1	×	津波後、本体海水冠水し、かつ電源喪失。3/18 仮設水中ポンプ設置、3/19に起動。(RHRS A/C で仮設水中ポンプ1台起動)
		RHRS (D)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○ 注1	×	津波時、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		CS (A)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS A/C) とも喪失
		CS (B)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○	○ 注1	×	津波後、電源・海水系 (RHRS B/D) とも喪失
		HPCI	R/B地下階 (O. P. 940)	A	—	—	—	定検停止中
炉注水	RCIC	R/B地下階 (O. P. 940)	A	—	—	—	定検停止中	
	MUWC	T/B地下階 (O. P. 4900)	B	◎	◎	×→◎ 注2	地震発生後、運転。津波後電源喪失。仮設電源 により運転	
プル冷却	SFP冷却 (FPC系)	R/B3階 (O. P. 32700)	B	◎	△ 注1	×	地震発生後、通常電源喪失。津波後、海水系 (SW) 喪失	
	SFP冷却 (RHR系)	R/B地下階 (O. P. 940)	A	○	○	×→◎ 注2	津波後、電源・海水系とも喪失。RHRS仮設水中 ポンプを設置し3/19よりRHR (C) 運転 (SHCと非 常時熱負荷モード交互運転中)	
閉じ込める機能	格納施設	原子炉建屋		A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	原子炉自動停止後から津波まではSGTSが作動し 負圧が維持されたものと考ええる。 津波後、3/18屋上に孔開け実施 (水素滞留防止：予防保全)
		原子炉格納 容器		A	—	—	—	定検中につき、開放中

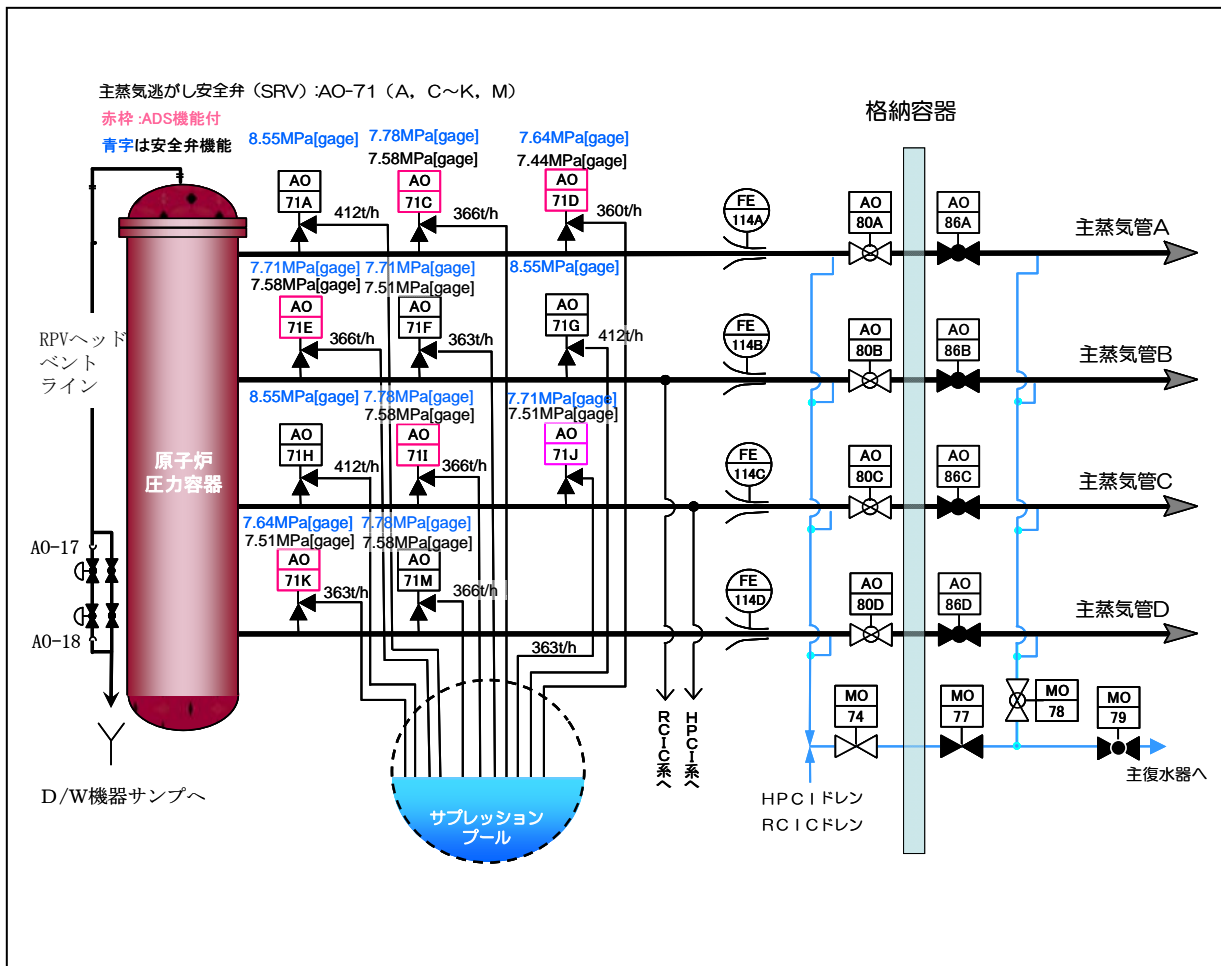
(凡例) ◎：運転 ○：待機 △：通常電源断による停止 ×：機能喪失又は待機除外 —：定検停止中（機能要求なし）

注1： 本震で比較的大きな揺れを観測した5号機では、地震発生後の平成23年3月19日に残留熱除去系を使用しており、当直員によるパトロールからも各系統・設備に大きな損傷は認められていない。
また、これら機器が設置されている原子炉建屋地下階で今般得られた観測記録における最大加速度は、機器の動的機能維持確認加速度※を十分下回っている。
このことから、各機能は概ね確保されていたものと推定される。
※JEAC4601-2008「原子力発電所耐震設計技術規程」
注2： 津波後、電源・海水系の両方または一方を喪失し一時的に系統の機能喪失に至ったが、その後仮設機器により機能が復旧した。
注3： 冷温停止（平成23年3月20日）までのプラント状況

6号機から5号機への電源融通

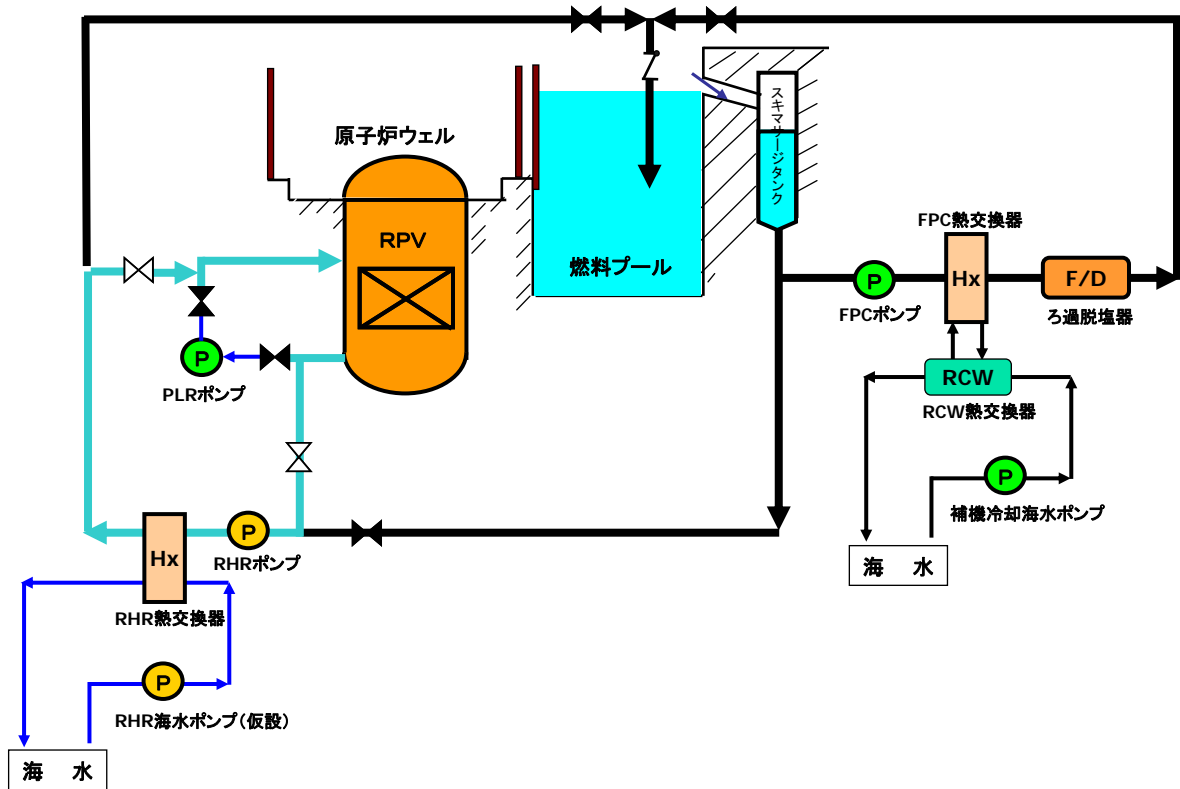


5号機 SRV動作圧力について

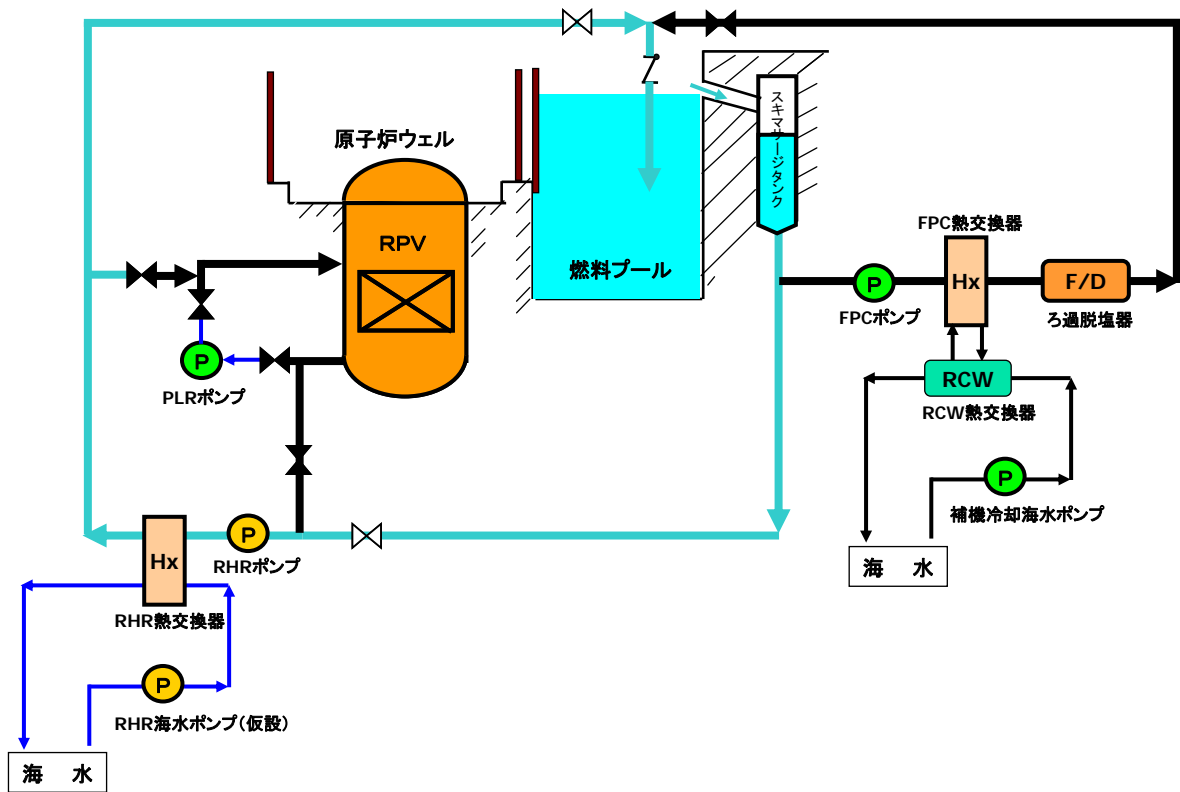


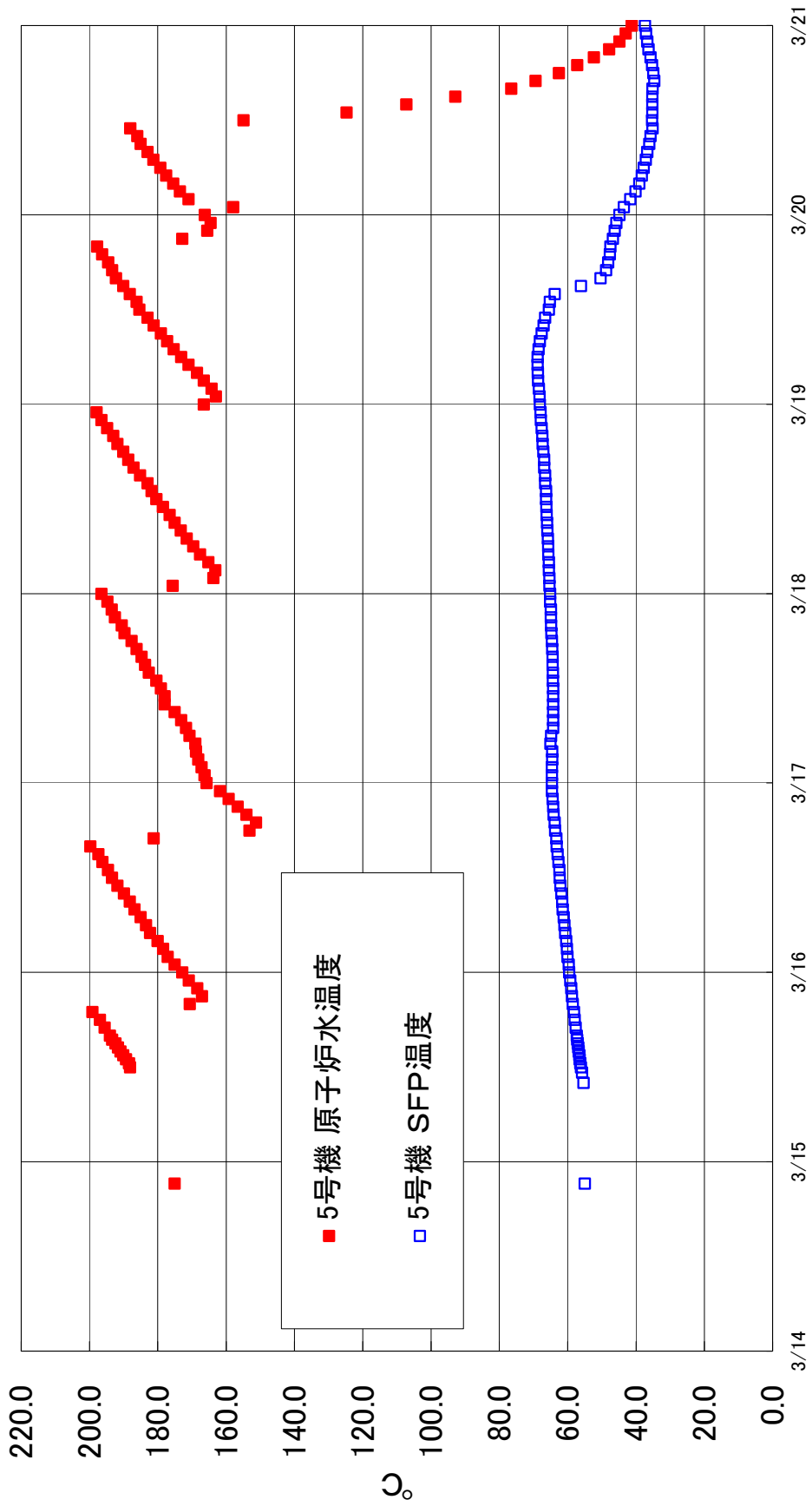
注：黒字は圧カスイッチ動作圧力、青字は安全弁動作圧力

RHRによるSHCと非常時熱負荷モード（SFP冷却）について
 （SHCモードによる原子炉冷却運転状態）



RHRによるSHCと非常時熱負荷モード（SFP冷却）について
 （非常時熱負荷モードによるSFP冷却運転状態）





注：公表済プラントパラメータよりグラフ化

【5号機 原子炉水温度、SFP温度推移】

添付資料目次

添付資料－12－1	事象発生時の主要経緯（時系列）	1
添付資料－12－2	プラントデータチャート	5
添付資料－12－3	系統概略図	34
添付資料－12－4	非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）	35
添付資料－12－5	6号機から5号機への電源融通	36
添付資料－12－6	S R V動作圧力について	37
添付資料－12－7	R H RによるS H Cと非常時熱負荷モード（S F P冷却）について	38
添付資料－12－8	原子炉水温度、S F P温度推移	40

6号機 事象発生時の主要経緯（時系列）

[参考：地震発生時の6号機の状態]

- ・ 6号機は、平成22年8月14日から定期検査で停止中。可燃性ガス濃度制御系の不具合のため長期停止中となっており、原子炉に燃料が装荷され、冷温停止状態であった。
(原子炉圧力0MPa、原子炉水温度約25℃、SFP温度約25℃)

平成23年3月11日（金）

- 14：46 東北地方太平洋沖地震発生。第3非常態勢を自動発令。
- 14：47 D/G3台、自動起動。
- 15：06 非常災害対策本部を本店に設置（地震による被害状況の把握、停電等の復旧）。
- 15：27 津波第一波到達。
- 15：35 津波第二波到達。
- 15：36 D/G2台トリップ。
- 15：42 第1次緊急時態勢を発令。緊急時対策本部を設置（非常災害対策本部との合同本部となる）。
- 16：00頃 構内道路の健全性確認を開始。
- 16：10 本店配電部門から全店に高・低圧電源車の確保と移動経路の確認指示。
- 16：36 第2次緊急時態勢を発令。
- 16：50 全店の高・低圧電源車が福島に向け順次出発。
- 19：24 構内道路の健全性確認の結果を発電所対策本部に報告。
- 20：50 福島県が福島第一原子力発電所から半径2kmの住民に避難指示。
- 21：23 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径3km圏内の避難、半径3km～10km圏内の屋内退避を指示。
- 22：00頃 東北電力第一陣、高圧電源車1台の到着を確認。

平成23年3月12日（土）

- 0：09 所内電源系統の点検のため、5号機及び6号機現場に出発。
- 0：30 国による避難住民の避難措置完了確認（双葉町及び大熊町の3km以内避難措置完了確認、1：45に再度確認）。
- 1：20頃 当社の高圧電源車1台の到着を確認。
- 4：55 発電所構内における放射線量が上昇したことを確認、官庁等に連

- 絡。
- 5 : 4 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所から半径10km圏内の住民に避難指示。
- 6 : 0 3 6号機のD/Gから所内電源供給のライン構成を開始。
- 7 : 1 1 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所に到着。
- 8 : 0 4 内閣総理大臣が福島第一原子力発電所を出発。
- 8 : 1 3 5号機へ、6号機のD/Gからの本設ケーブルによる電源融通（直流電源の一部）が可能となる。
- 10 : 1 5頃 当社及び東北電力が派遣した電源車72台が、福島に到着していることを確認（高圧電源車：福島第一12台、福島第二42台、低圧電源車：福島第一7台、福島第二11台）。
- 14 : 4 2 D/Gからの電源により、5/6号中操非常用換気空調系のうち6号機側の空調系を手動起動し、5/6号中操の空気浄化を開始。
- 16 : 2 7 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（1,015 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、官庁等に通報。
- 18 : 2 5 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径20km圏内の住民に対し避難指示。
- 平成23年3月13日（日）
- 8 : 5 6 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（882 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:01官庁等に通報。
- 13 : 0 1 MUWCポンプ手動起動。
- 13 : 2 0 D/Gからの電源により、MUWCによる原子炉注水を開始（以降、断続的に注水）。
- 14 : 1 5 MP No. 4付近で500 μ Sv/hを超える放射線量（905 μ Sv/h）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、14:23官庁等に通報。
- 18 : 2 9 D/Gから5号機のMUWCへ仮設ケーブルによる電源の供給を開始。

平成２３年３月１４日（月）

- ２：２０ 正門付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $751\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、４：２４官庁等に通報。
- ２：４０ MP No. ２付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $650\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、５：３７官庁等に通報。
- ４：００ MP No. ２付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $820\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、８：００官庁等に通報。
- ９：１２ MP No. ３付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $518.7\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、９：３４官庁等に通報。
- １４：１３ SFPへの水の補給開始（以降、断続的に補給）。
- ２１：３５ 正門付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $760\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、２２：３５官庁等に通報。

平成２３年３月１５日（火）

- ５：３５ 福島原子力発電所事故対策統合本部設置。
- ６：５０ 正門付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $583.7\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、７：００官庁等に通報。
- ８：１１ 正門付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $807\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（火災爆発等による放射性物質異常放出）が発生したと判断、８：３６官庁等に通報。
- １１：００ 内閣総理大臣が、福島第一原子力発電所から半径 20km 以上 30km 圏内の住民に対し屋内退避指示。
- １６：００ 正門付近で $500\mu\text{Sv}/\text{h}$ を超える放射線量（ $531.6\mu\text{Sv}/\text{h}$ ）を計測したことから、原災法第１５条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、１６：２２官庁等に通報。

23:05 正門付近で $500\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $4,548\mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、23:20官庁等に通報。

平成23年3月16日（水）

13:10 FPC手動起動（除熱機能がない循環運転）。

平成23年3月18日（金）

17:00 R/Bの屋上孔あけ（3ヶ所）作業終了。

19:07 D/G海水ポンプ起動。

平成23年3月19日（土）

4:22 D/G2台目起動。

8:58 西門付近で $500\mu\text{Sv/h}$ を超える放射線量（ $830.8\mu\text{Sv/h}$ ）を計測したことから、原災法第15条該当事象（敷地境界放射線量異常上昇）が発生したと判断、9:15官庁等に通報。

21:26 電源車からの仮設電源により、RHR仮設海水ポンプ起動。

22:14 RHR手動起動（非常時熱負荷モードにて、SFP冷却を開始）。

平成23年3月20日（日）

16:26 RHR手動停止（非常時熱負荷モード）。

18:48 RHR手動起動（停止時冷却モードにて、原子炉冷却を開始）。

19:27 原子炉水温度が 100°C 未満になり、原子炉冷温停止。

平成23年9月15日（木）

9:56 SWポンプを復旧。

14:33 原子炉及びSFPの単独冷却開始。

平成23年12月27日（火）

11:30 RHRS（A）を復旧。

平成24年1月11日（水）

16:20 R/B換気空調系を起動。

以 上

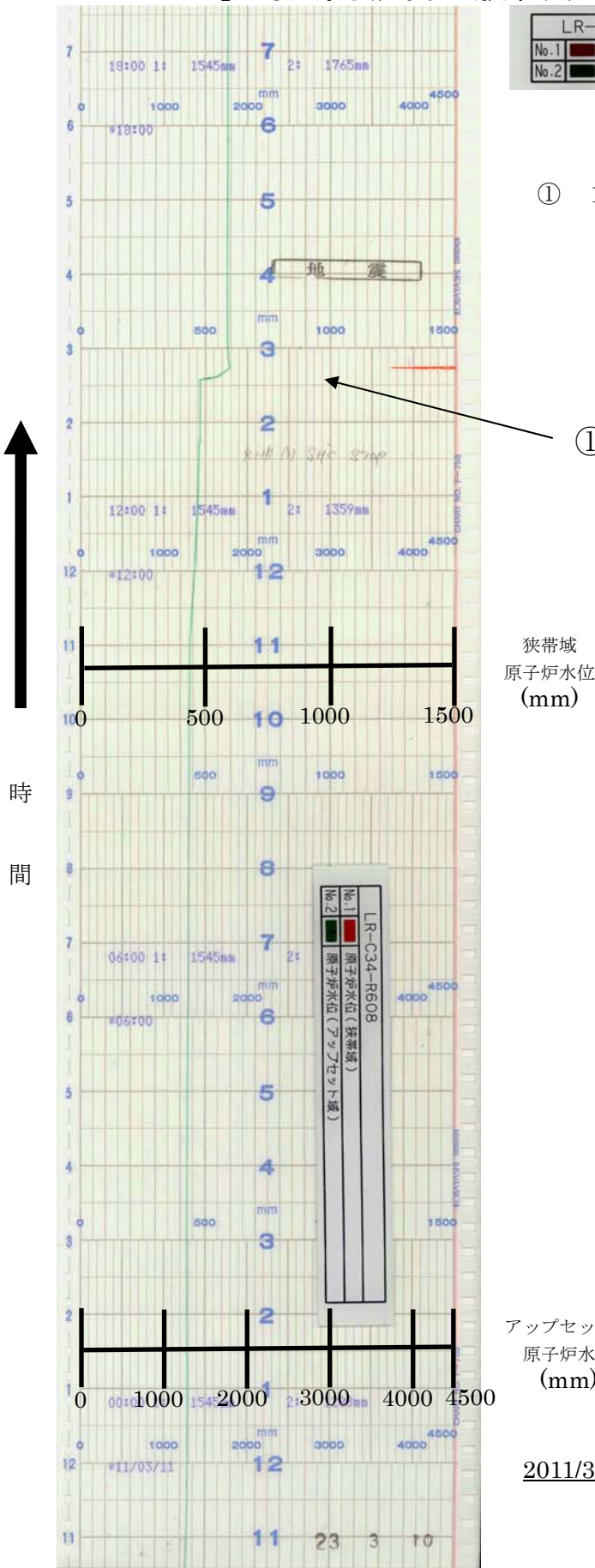
プラントデータチャート

【6号機 アラームタイパー主要打ち出し (抜粋)】

H	MIN	SEC	MSEC	FID	ABBREVIATION	STATUS
14	47	41	950	D566*	SEISMIC MON A2	ALM
14	47	41	960	D536	REACTOR STEAM CHNL A	TRIP
1447	A567	CONTROL ROD DRIFT			ON	
14	47	42	040	D567	SEISMIC MON B2	ALM
14	47	42	050	D565	SEISMIC MON B1	ALM
1447	D034	REC WTR LVL (N) C		1496 MM	NORMAL RETURN	
14	47	42	050	D536	REACTOR STEAM CHNL B	TRIP
1447	D265	REC WTR LVL (N) D		1411 MM	NORMAL RETURN	
14	47	45	180	D597	TURB VIB OVER TRIP	ON
1447	D035	REC WTR LVL(N)MIDDLE		1493 MM	NORMAL RETURN	
14	47	48	460	D597	TURB VIB OVER TRIP	OFF
1447	T045	ALTX SHAFT VIB D8311		140>	105 UM	
14	47	48	950	D542	GEN EXCITATION LOSS	TRIP
1447	T045	ALTX SHAFT VIB D8511		101 UM	NORMAL RETURN	
14	47	48	970	D540	GEN LOCKOUT RELAY G2	TRIP
1447	L523	CIRC WTR PUMP A			OFF	
14	47	48	980	D539	GEN LOCKOUT RELAY G1	TRIP
1447	L047	STEAM SEAL HD PRES			LOW PSN	
14	47	49	160	D542	GEN EXCITATION LOSS	NOVM
1447	L047	STEAM SEAL HD PRES			-0.39< 14.71 KPA	

地震による自動スクラム

【6号 原子炉水位 (狭帯域、アップセット域) (1/5)】



LR-C34-R608	
No.1	原子炉水位 (狭帯域)
No.2	原子炉水位 (アップセット域)

① 14時46分 地震発生と地震に伴う水位変動

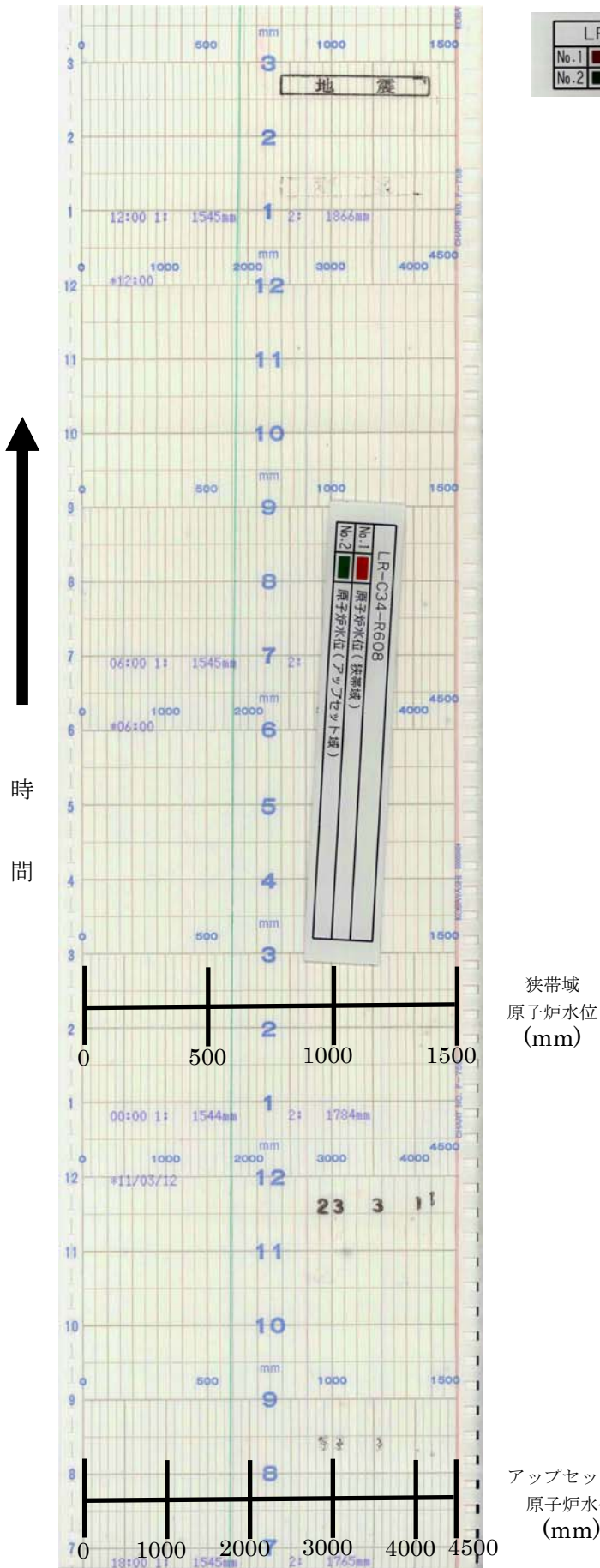
①

狭帯域
原子炉水位
(mm)

アップセット域
原子炉水位
(mm)

2011/3/11 0:00

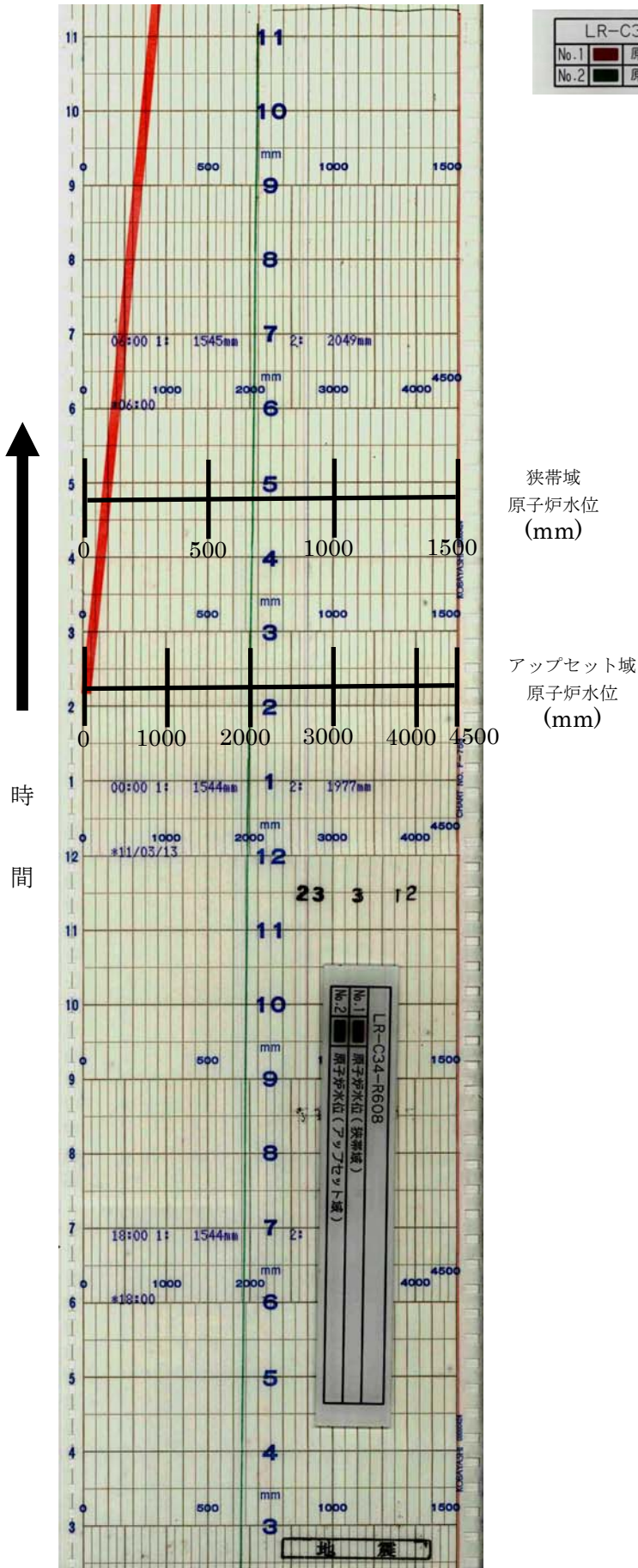
【6号 原子炉水位 (狭帯域、アップセット域) (2/5)】



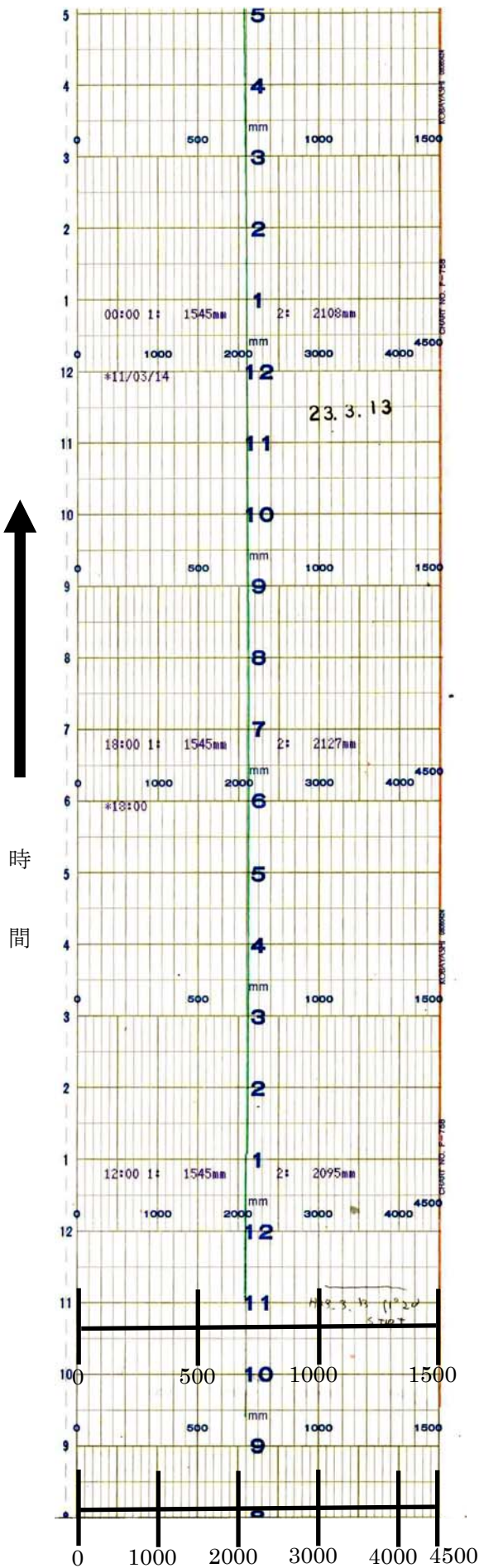
LR-C34-R608	
No.1	原子炉水位 (狭帯域)
No.2	原子炉水位 (アップセット域)

LR-C34-R608	
No.1	原子炉水位 (狭帯域)
No.2	原子炉水位 (アップセット域)

【6号 原子炉水位 (狭帯域、アップセット域) (3/5)】



【6号 原子炉水位 (狭帯域、アップセット域) (4/5)】

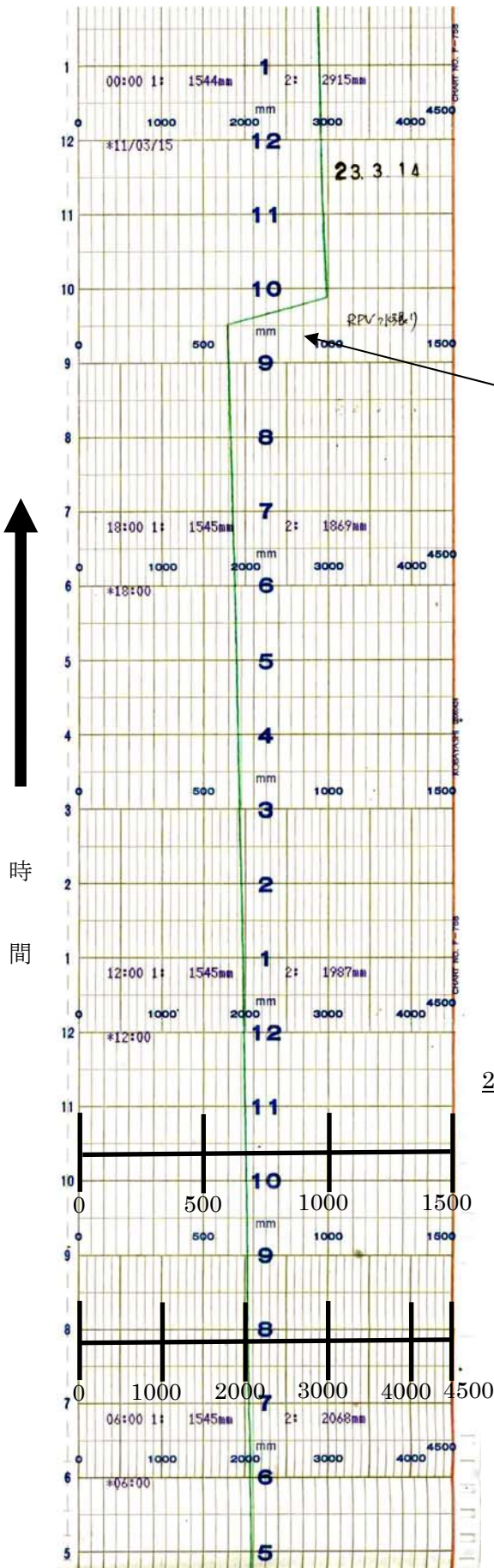


LR-C34-R608	
No.1	原子炉水位 (狭帯域)
No.2	原子炉水位 (アップセット域)

狭帯域
原子炉水位
(mm)

アップセット域
原子炉水位
(mm)

【6号 原子炉水位 (狭帯域、アップセット域) (5/5)】



LR-C34-R608	
No.1	原子炉水位 (狭帯域)
No.2	原子炉水位 (アップセット域)

② 補給水の注水、以降この操作を繰り返す

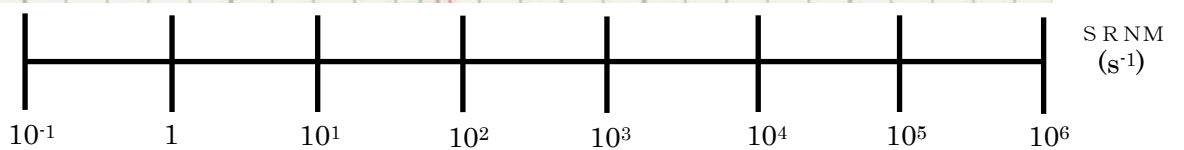
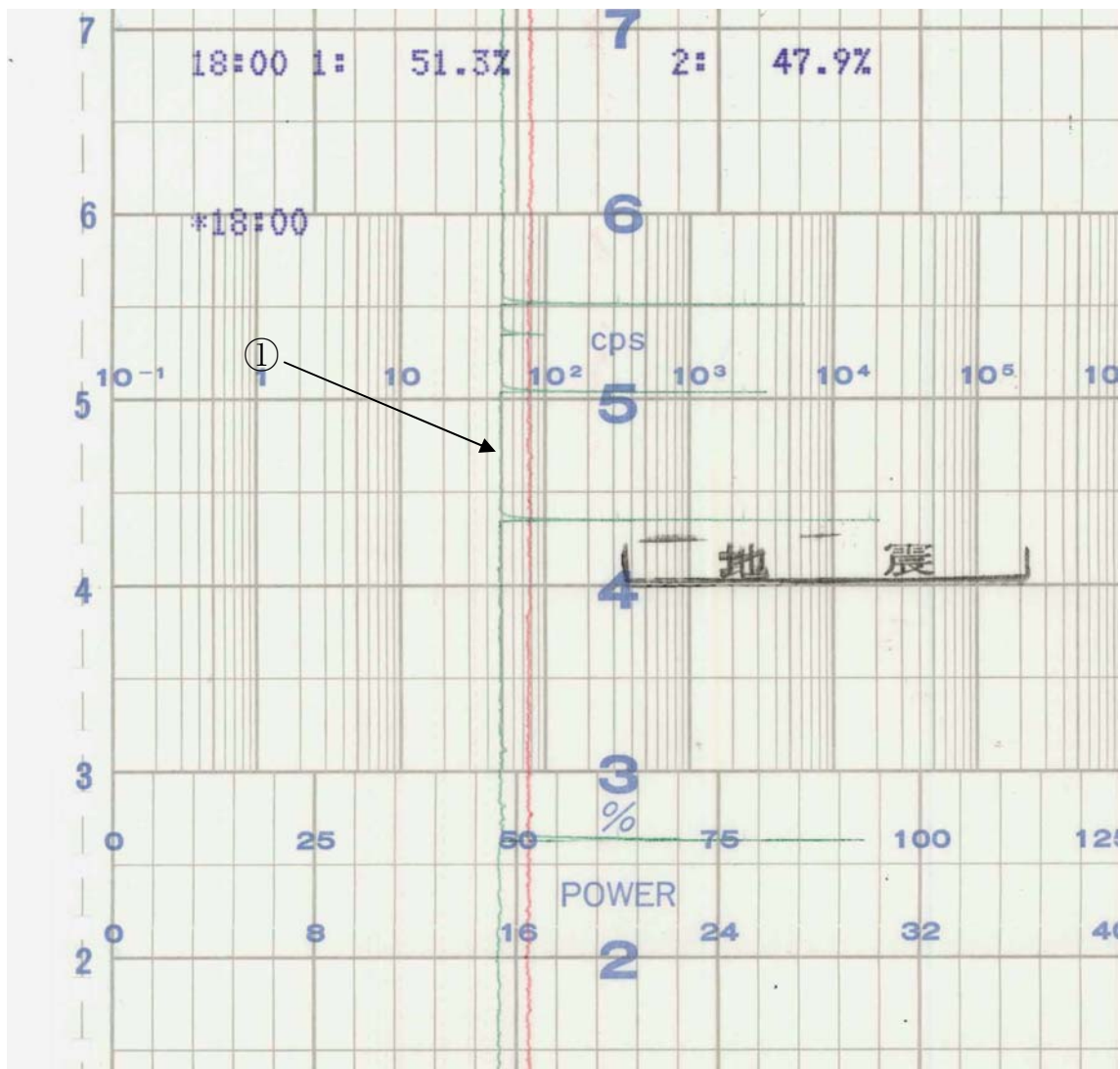
②

2011/3/14 12:00

狭帯域
原子炉水位
(mm)

アップセット域
原子炉水位
(mm)

【6号機 SRNM(A/Cチャンネル) (1/4)】



NR-C51-R603A

赤 SRNM ch.A 出力レベル

緑 SRNM ch.C 出力レベル

① 14時46分 地震発生

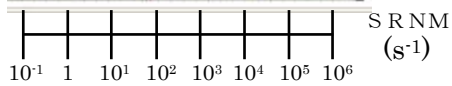
【6号機 SRNM(A/Cチャンネル) (2/4)】



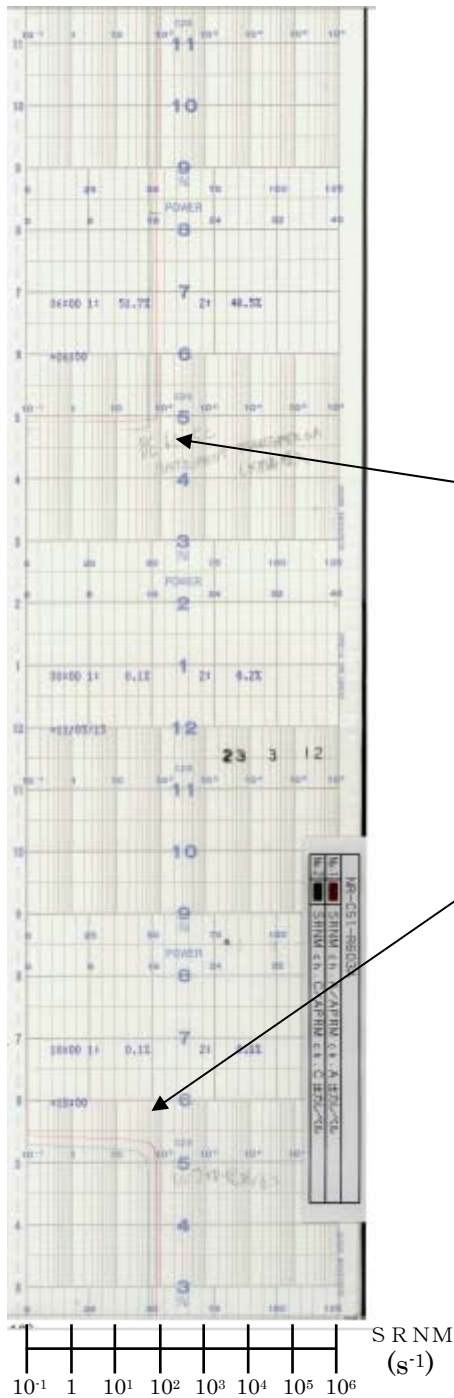
NR-C51-R603A

赤 SRNM ch.A 出力レベル

緑 SRNM ch.C 出力レベル



【6号機 SRNM(A/Cチャンネル) (3/4)】



NR-C51-R603A

赤 SRNM ch.A 出力レベル

緑 SRNM ch.C 出力レベル

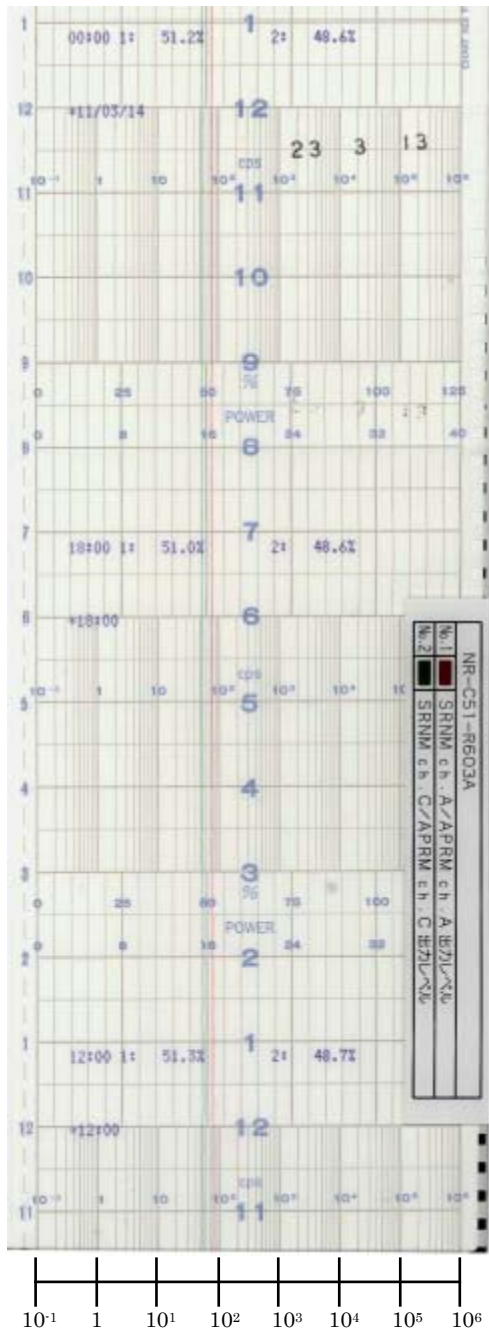
② 記録計電圧低下

③ 記録計電圧復帰

③

②

【6号機 SRNM(A/Cチャンネル) (4/4)】

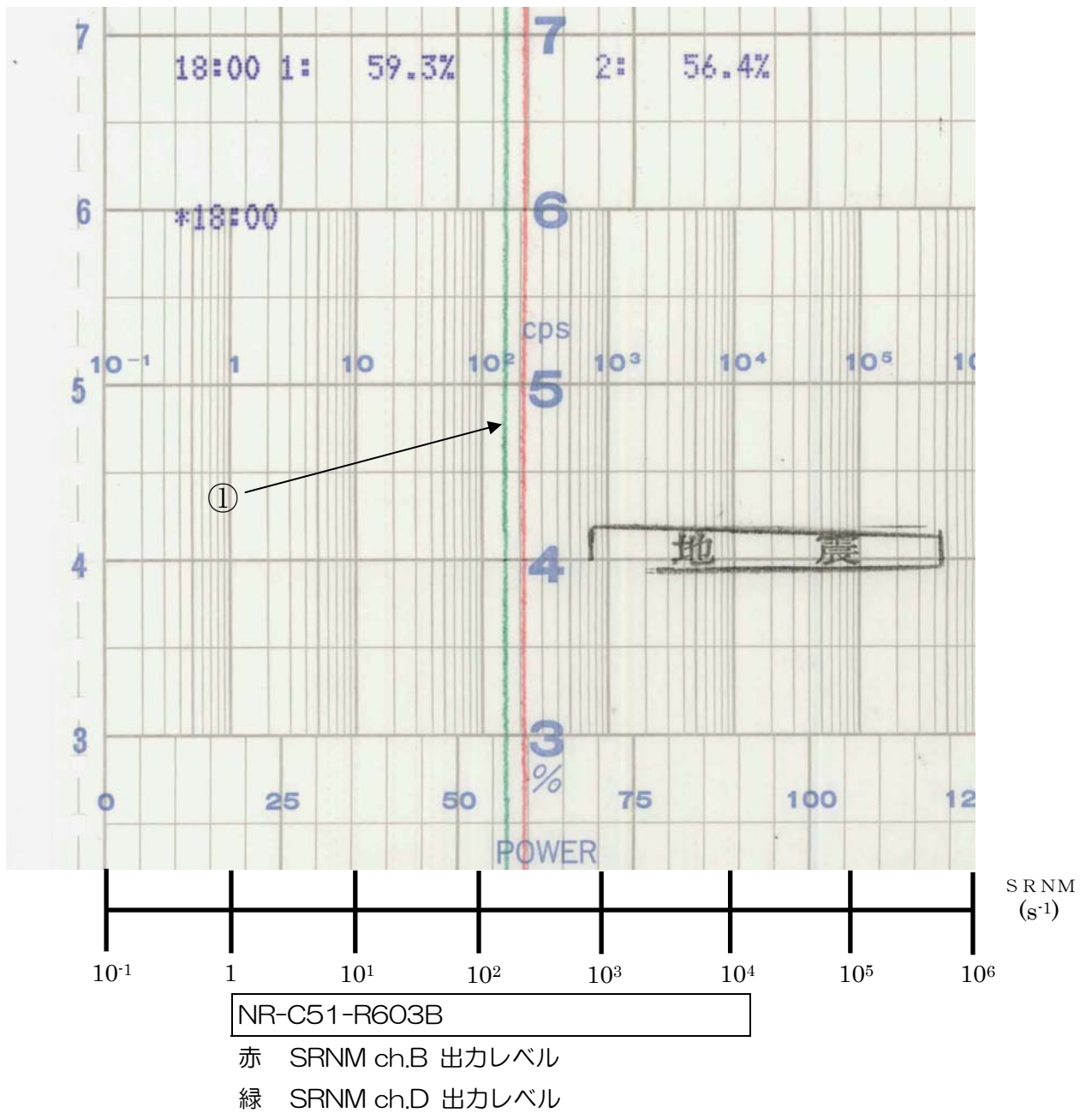


NR-C51-R603A

赤 SRNM ch.A 出力レベル

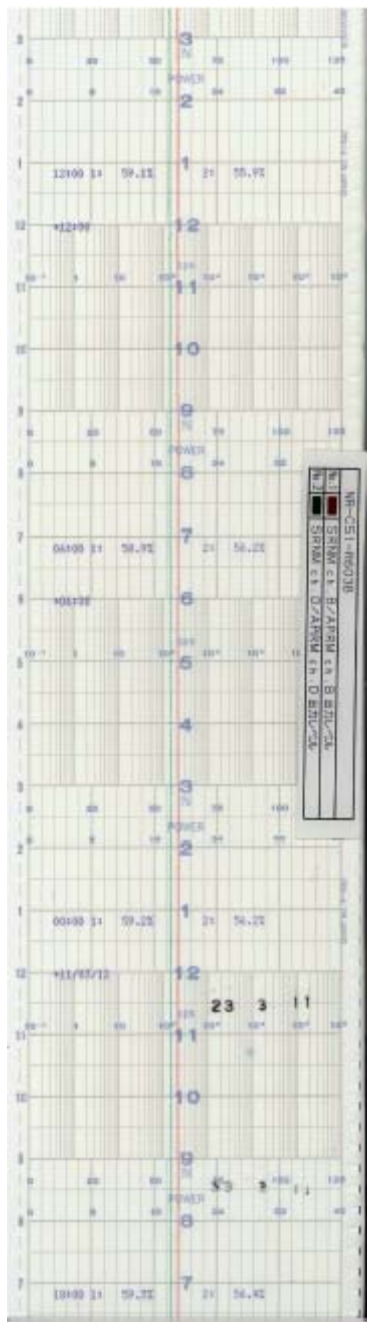
緑 SRNM ch.C 出力レベル

【6号機 SRNM(B/Dチャンネル) (1/4)】



① 14時46分 地震発生

【6号機 SRNM(B/Dチャンネル) (2/4)】



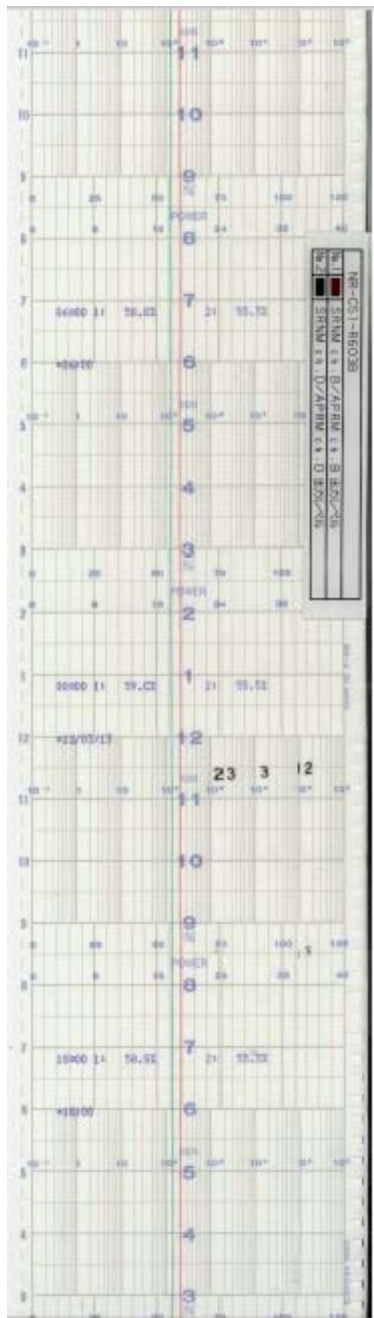
NR-C51-R603B

赤 SRNM ch.B 出力レベル

緑 SRNM ch.D 出力レベル

SRNM (s⁻¹)
 10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【6号機 SRNM(B/Dチャンネル) (3/4)】



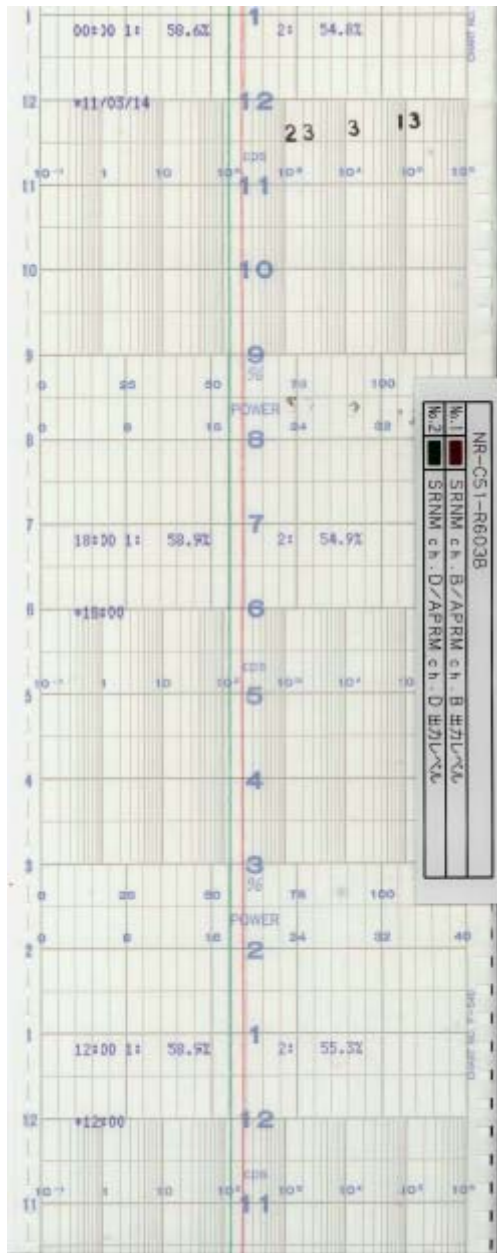
NR-C51-R603B

赤 SRNM ch.B 出力レベル

緑 SRNM ch.D 出力レベル

SRNM
(s⁻¹)
10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

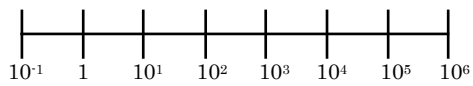
【6号機 SRNM(B/Dチャンネル) (4/4)】



NR-C51-R603B

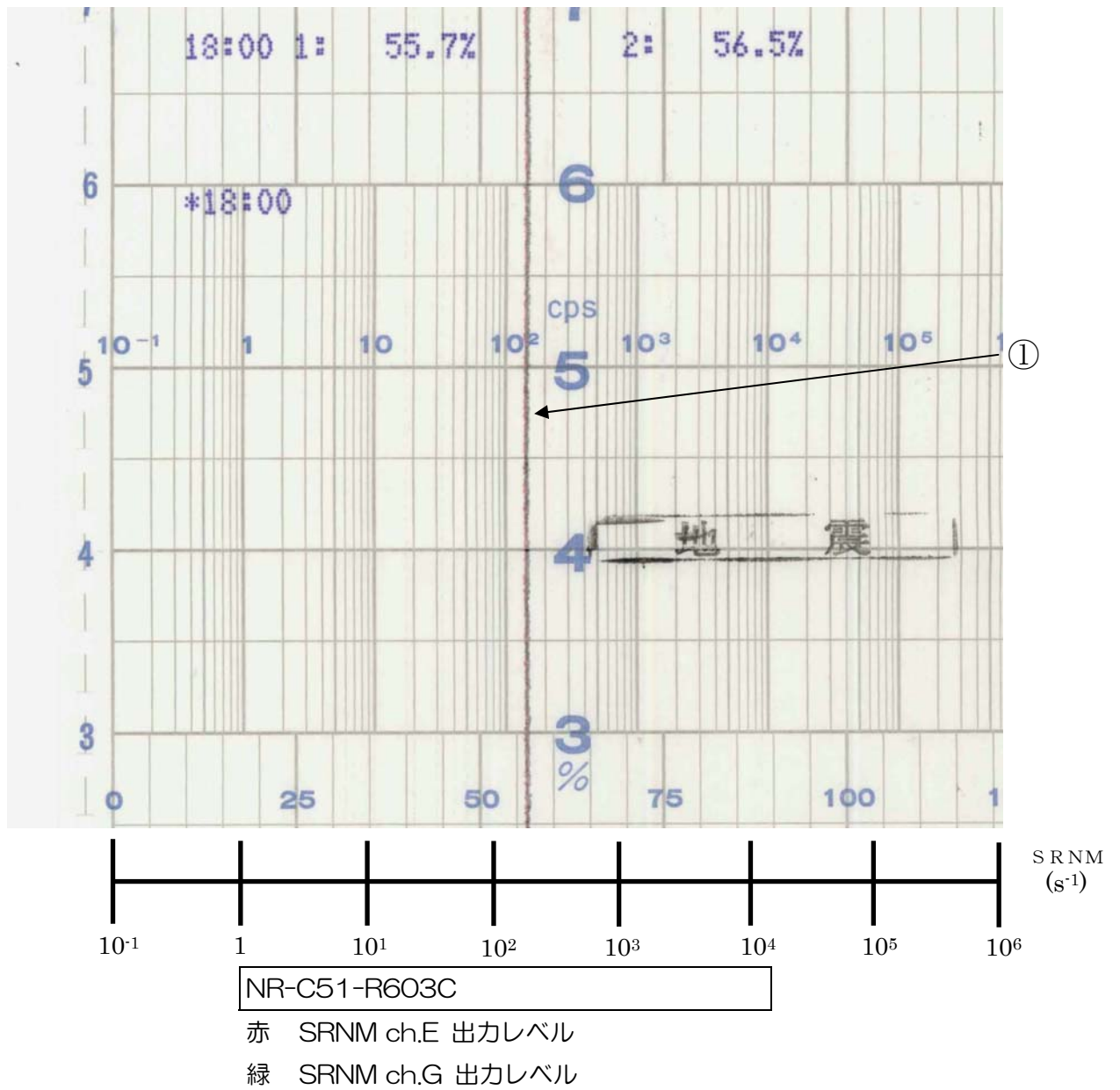
赤 SRNM ch.B 出力レベル

緑 SRNM ch.D 出力レベル



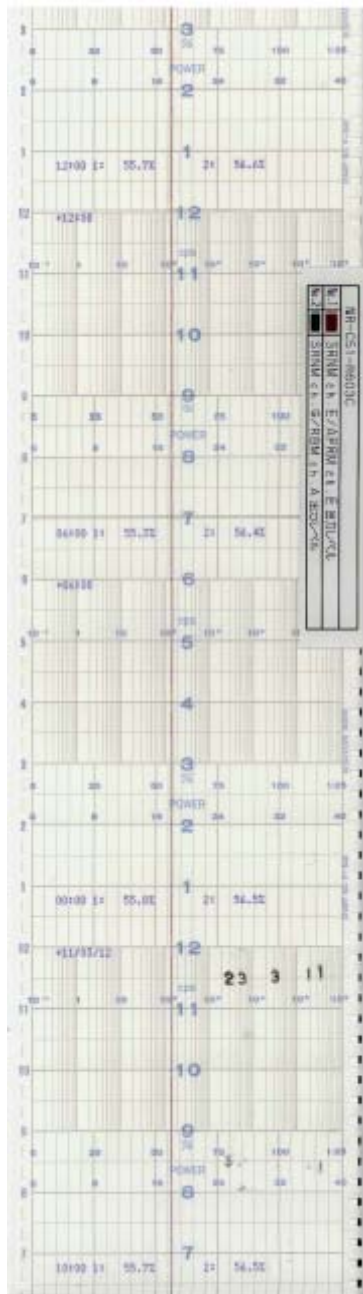
SRNM
(s⁻¹)

【6号機 SRNM(E/Gチャンネル) (1/4)】



① 14時46分 地震発生

【6号機 SRNM(E/Gチャンネル) (2/4)】



NR-C51-R603C

赤 SRNM ch.E 出力レベル

緑 SRNM ch.G 出力レベル

SRNM
(s⁻¹)

10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【6号機 SRNM(E/Gチャンネル) (3/4)】



NR-C51-R603C

赤 SRNM ch.E 出力レベル

緑 SRNM ch.G 出力レベル

② 記録計電圧低下

③ 記録計電圧復帰

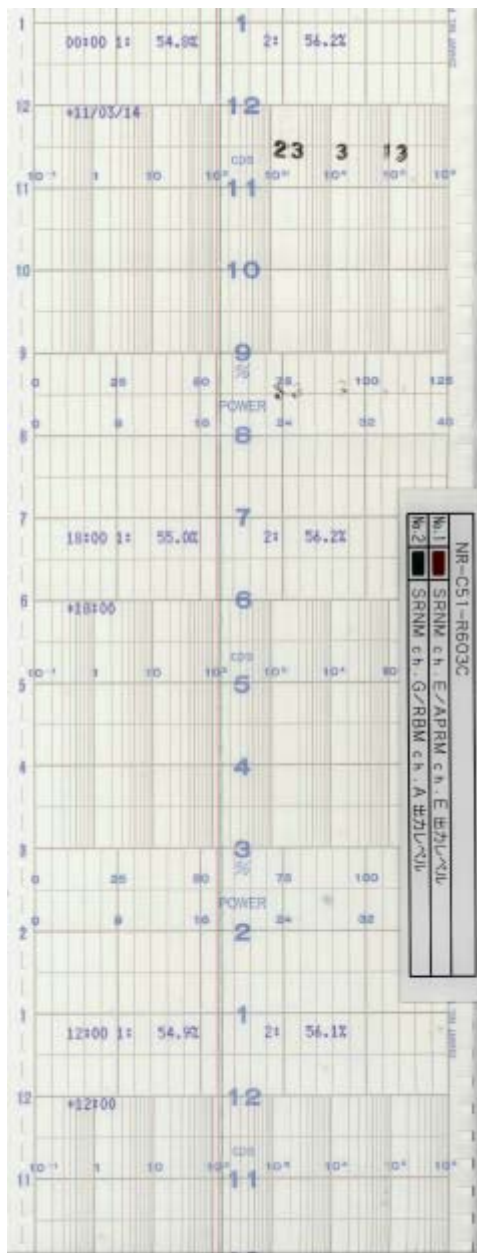
③

②

SRNM
(s⁻¹)

10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【6号機 SRNM(E/Gチャンネル) (4/4)】



NR-C51-R603C

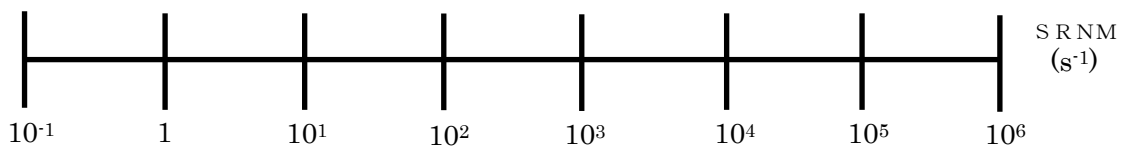
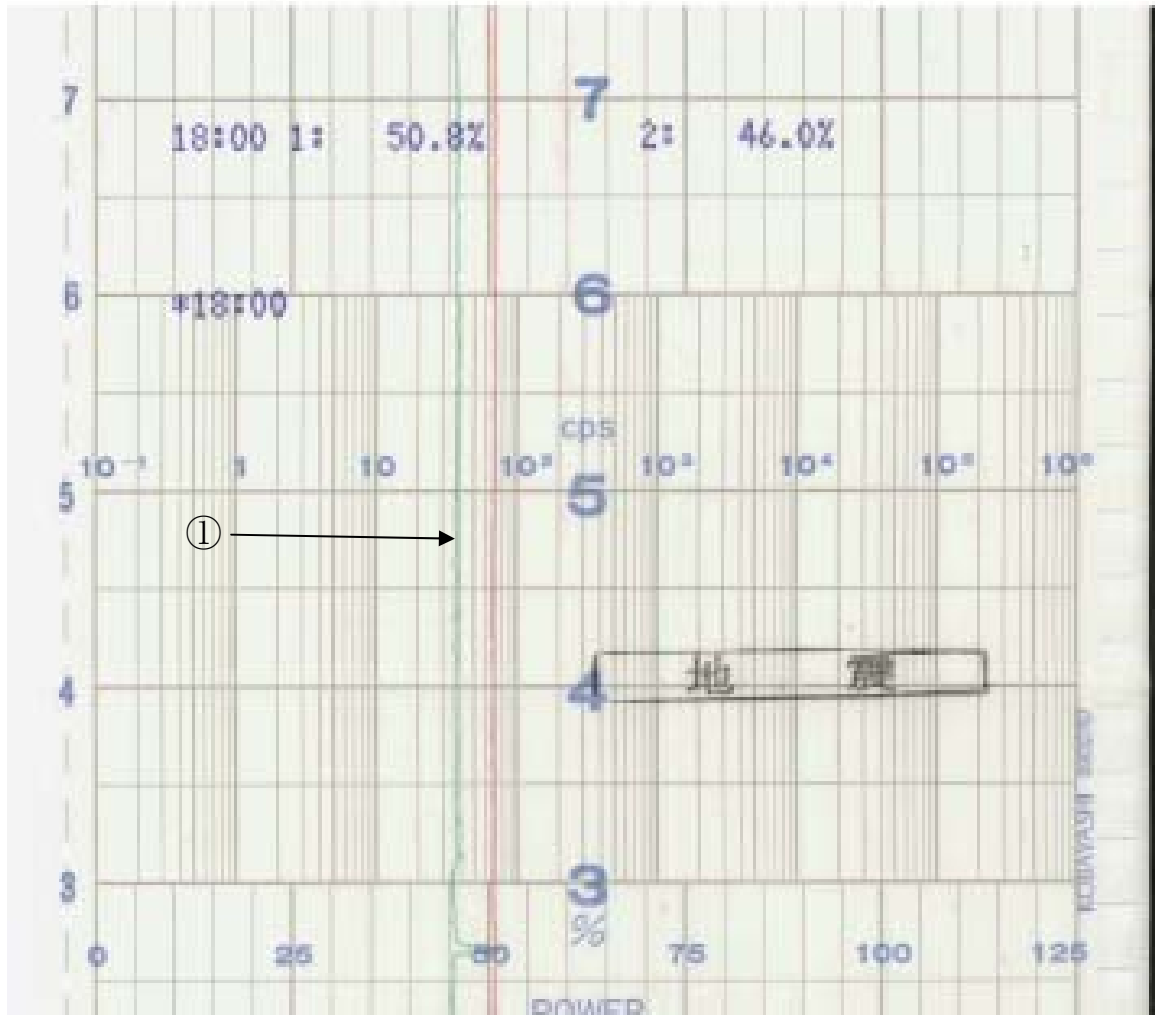
赤 SRNM ch.E 出力レベル

緑 SRNM ch.G 出力レベル

SRNM (s⁻¹)

10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

【6号機 SRNM(F/Hチャンネル) (1/4)】



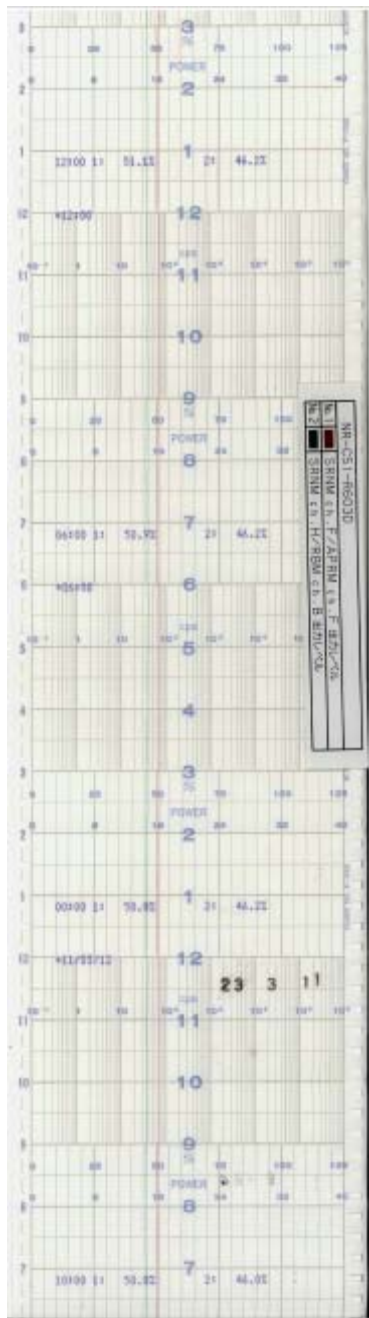
NR-C51-R603D

赤 SRNM ch.F 出力レベル

緑 SRNM ch.H 出力レベル

① 14時46分 地震発生

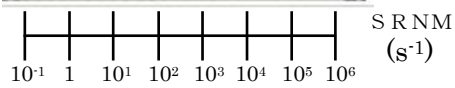
【6号機 SRNM(F/Hチャンネル) (2/4)】



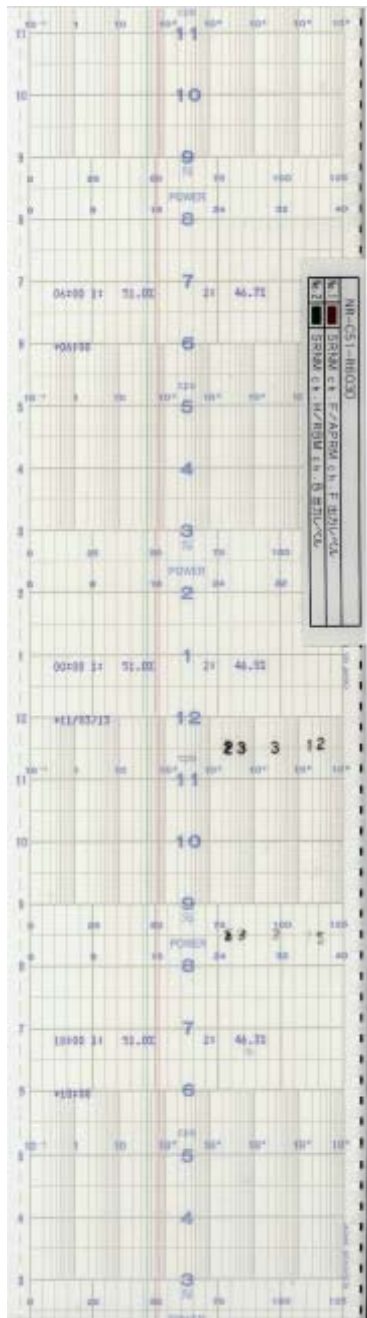
NR-C51-R603D

赤 SRNM ch.F 出力レベル

緑 SRNM ch.H 出力レベル



【6号機 SRNM(F/Hチャンネル) (3/4)】



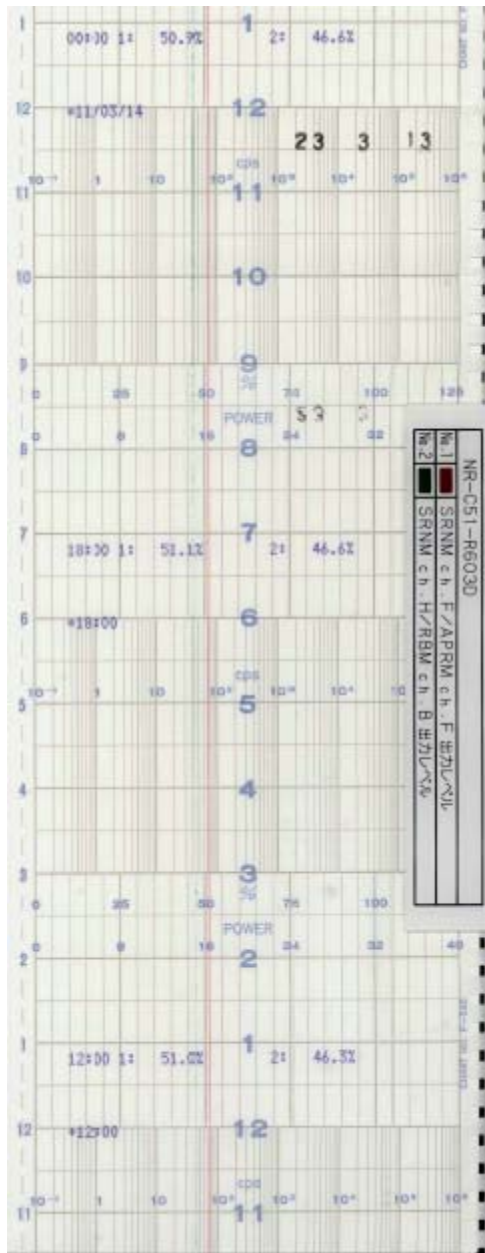
NR-C51-R603D

赤 SRNM ch.F 出力レベル

緑 SRNM ch.H 出力レベル

SRNM (s⁻¹)
10⁻¹ 1 10¹ 10² 10³ 10⁴ 10⁵ 10⁶

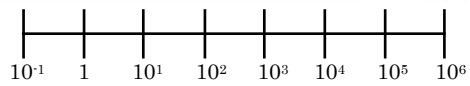
【6号機 SRNM(F/Hチャンネル) (4/4)】



NR-C51-R603D

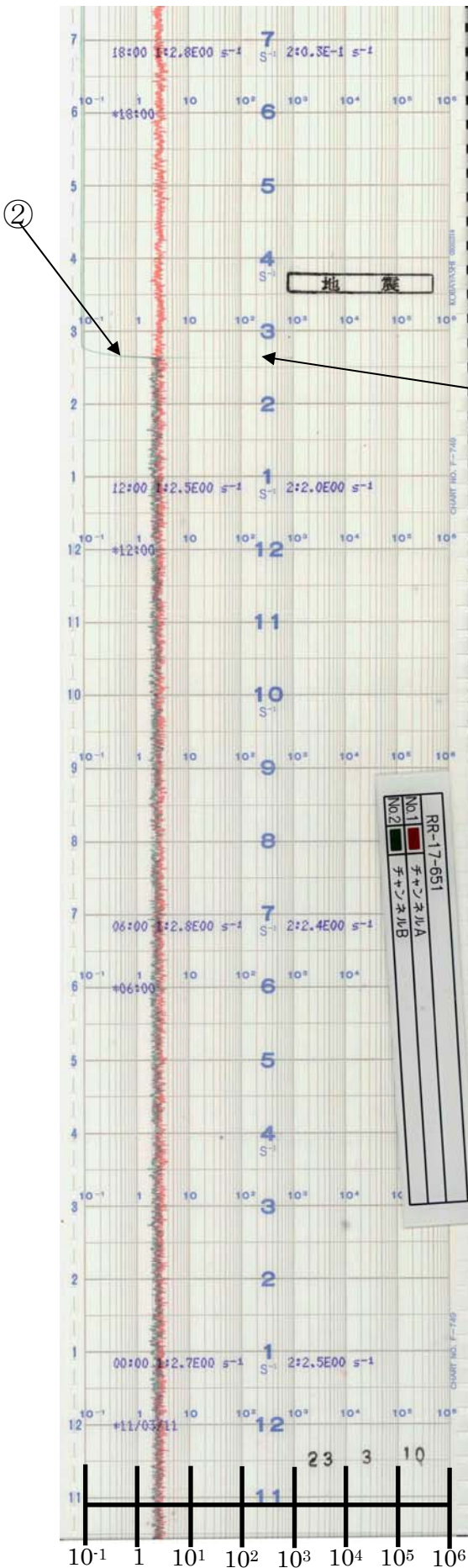
赤 SRNM ch.F 出力レベル

緑 SRNM ch.H 出力レベル



SRNM
(s⁻¹)

【5号機 主排気筒モニタ (1/3)】
 (排気筒放射線モニタは5-6号共通)

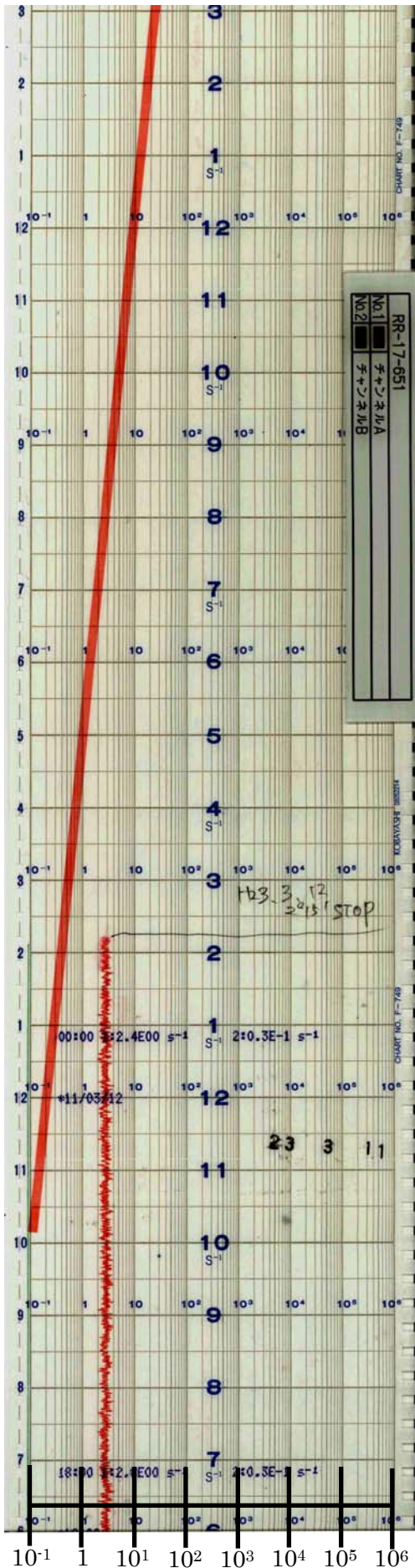


RR-17-651	
No.1	チャンネルA
No.2	チャンネルB

- ① 14時46分 地震発生
- ② 電源喪失によるチャンネルBの停止

排気筒放射線
 モニタ
 (s⁻¹)

【5号機 主排気筒モニタ (2/3)】
 (排気筒放射線モニタは5-6号共通)

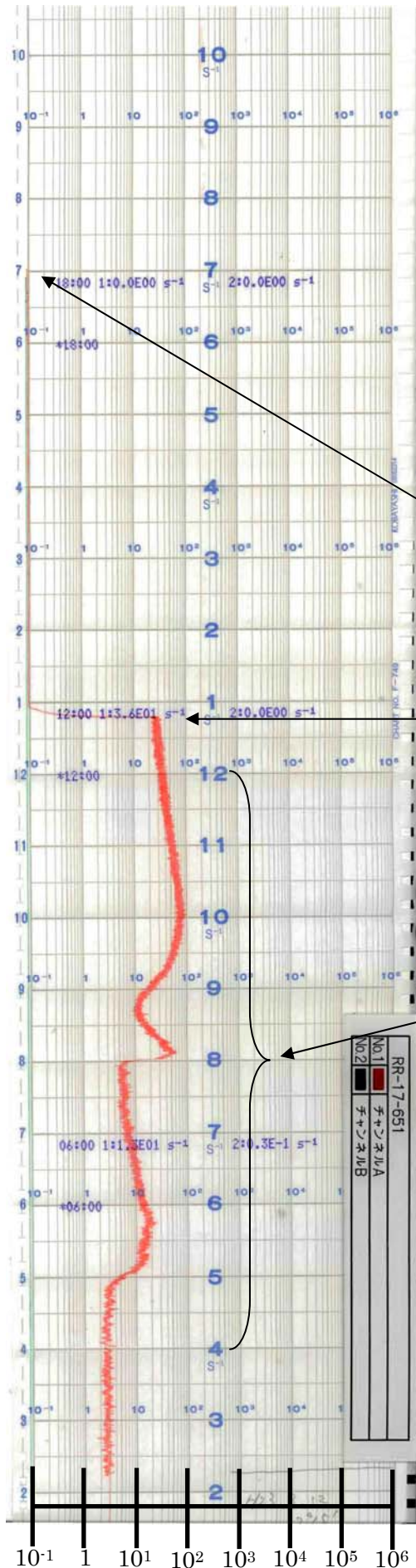


RR-17-651	
No.1	チャンネルA
No.2	チャンネルB

排気筒放射線
 モニタ
 (s⁻¹)

【5号機 主排気筒モニタ (3/3)】

(排気筒放射線モニタは5-6号共通)



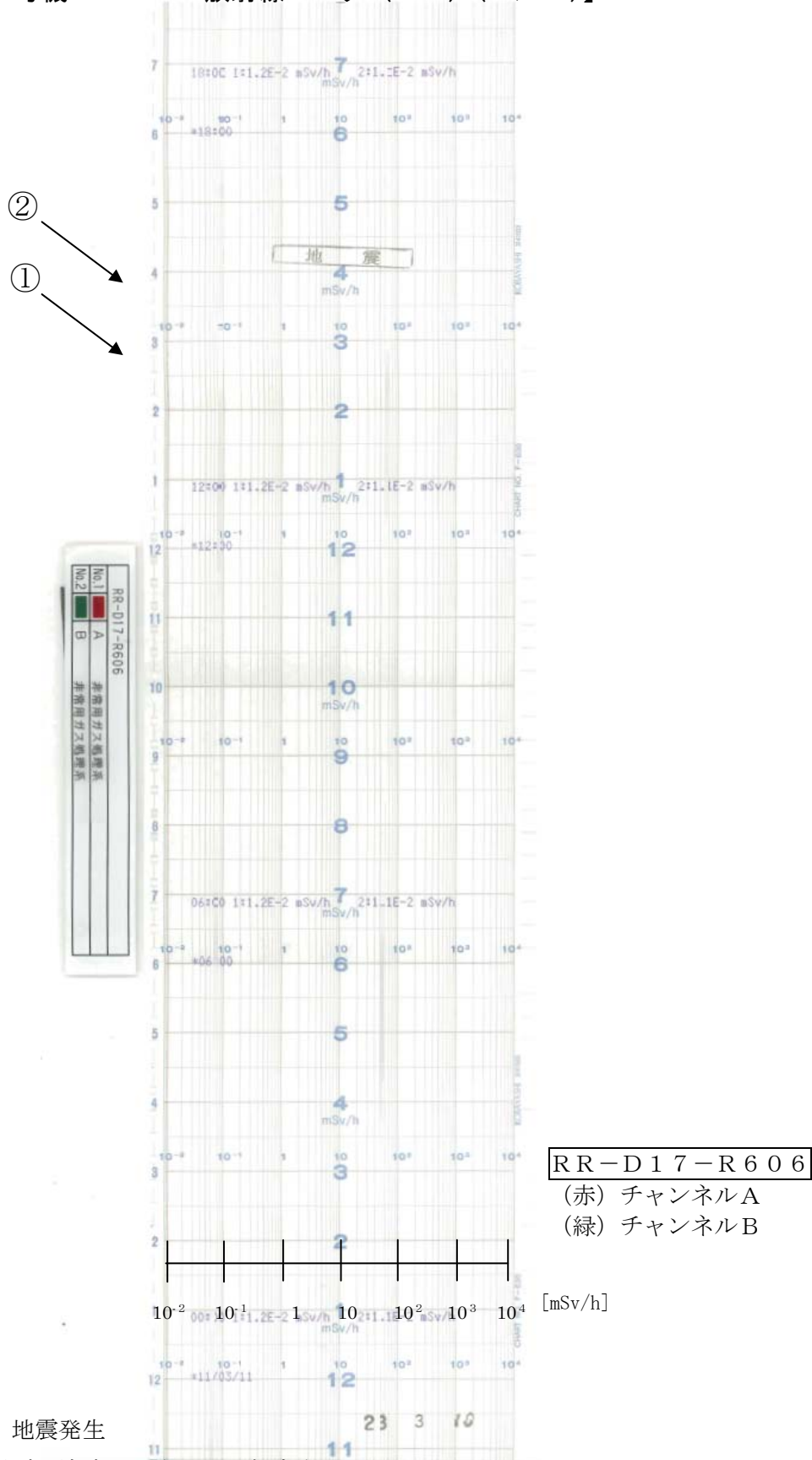
RR-17-651	
No.1	チャンネルA
No.2	チャンネルB

- ③ 構内線量上昇の影響と考えられる指示上昇
- ④ 電源喪失によると思われるチャンネルAの停止
- ※ 電源喪失による記録停止

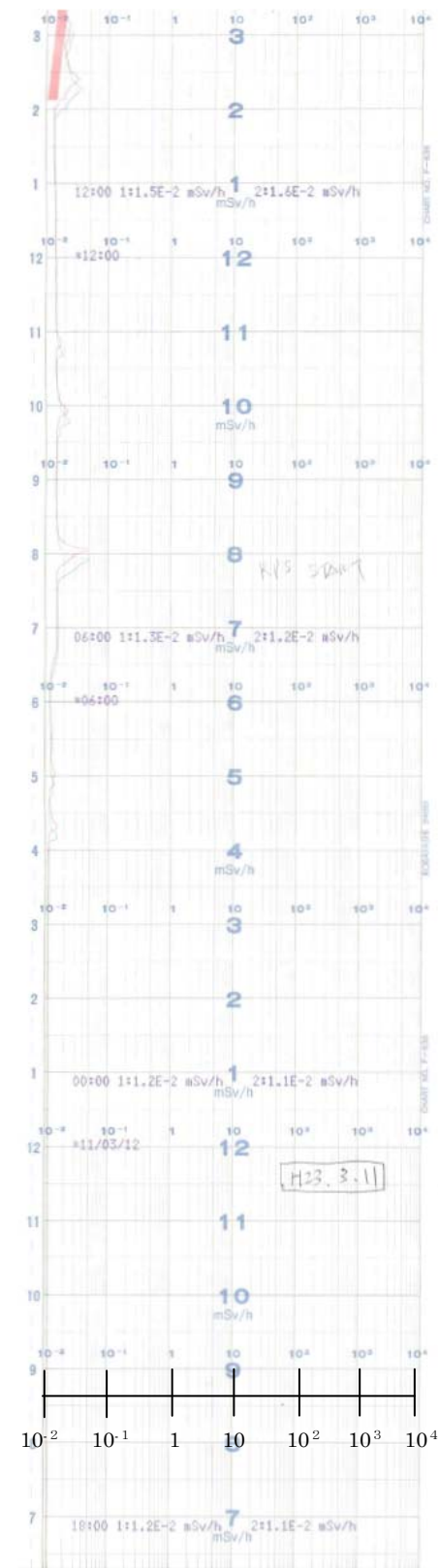
RR-17-651	
No.1	チャンネルA
No.2	チャンネルB

排気筒放射線
モニタ
(s⁻¹)

【6号機 S G T S放射線モニタ (I C) (1 / 2)】

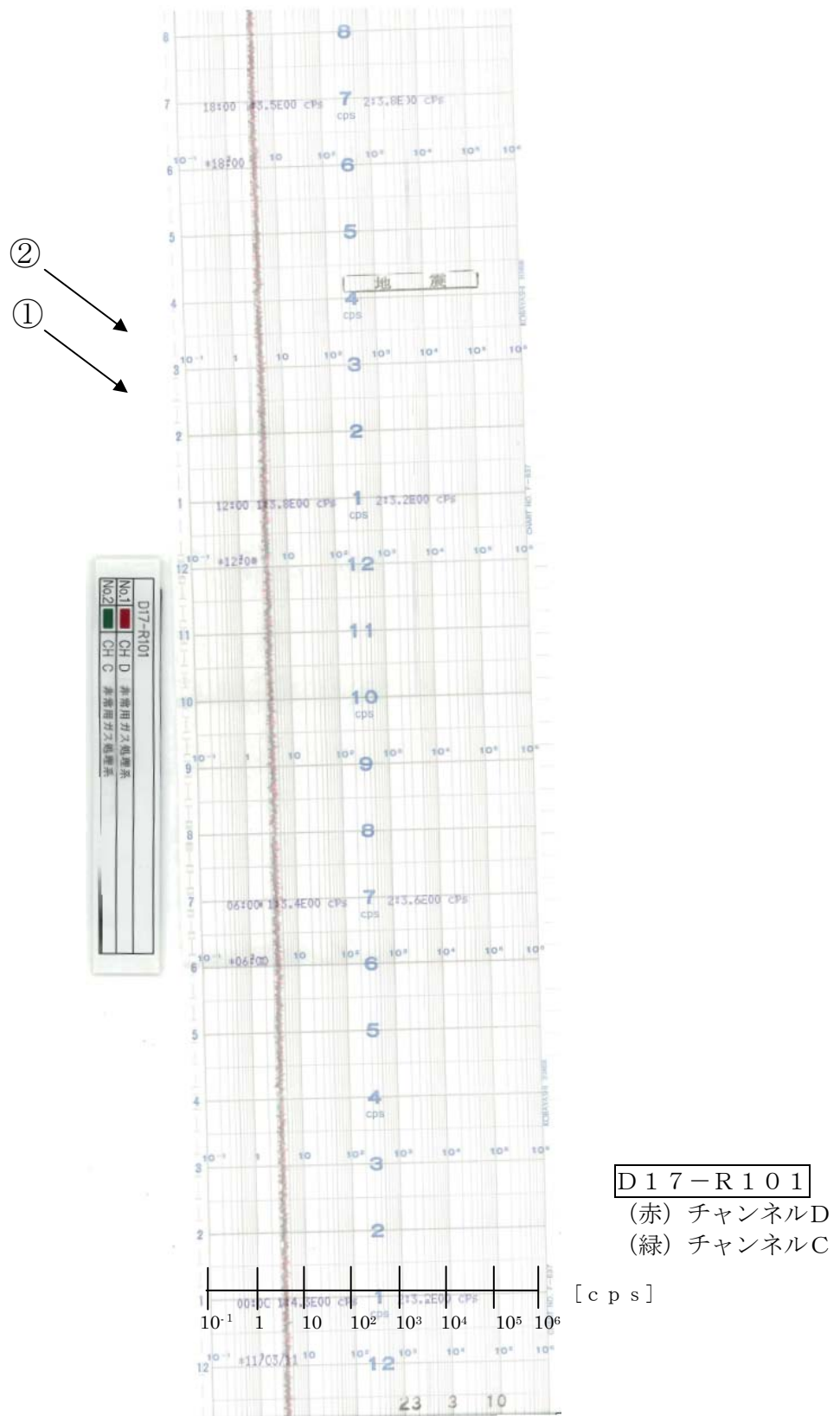


【6号機 SGT5放射線モニタ (IC) (2/2)】



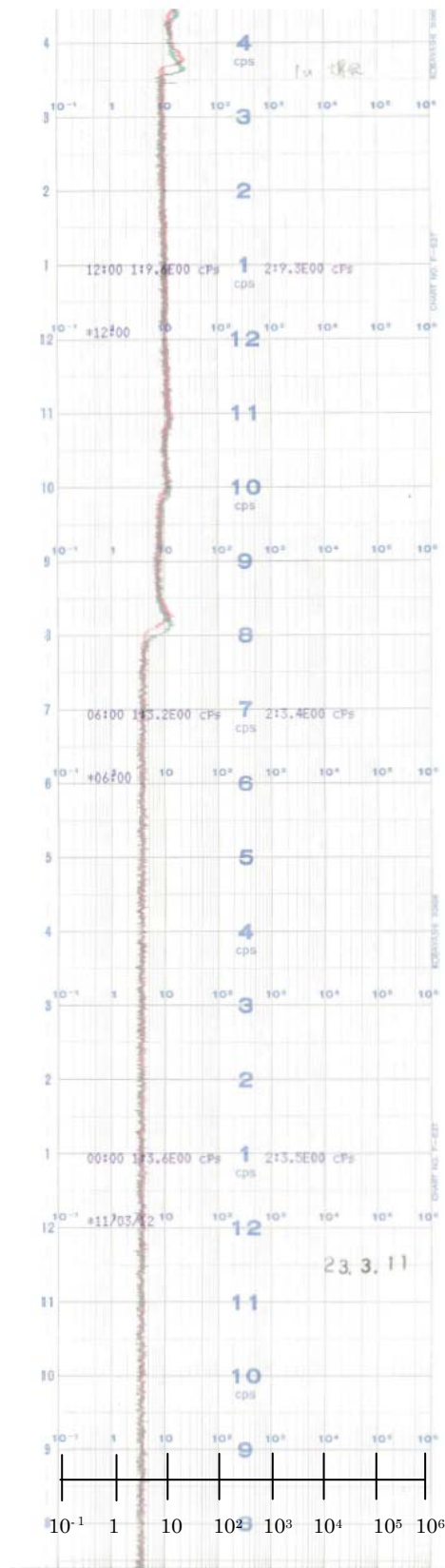
RR-D17-R606
 (赤) チャンネルA
 (緑) チャンネルB

【6号機 SGT S放射線モニタ (SIN) (1/2)】



- ① 14時46分 地震発生
- ② 15時30分過ぎに津波が到来したと想定される。

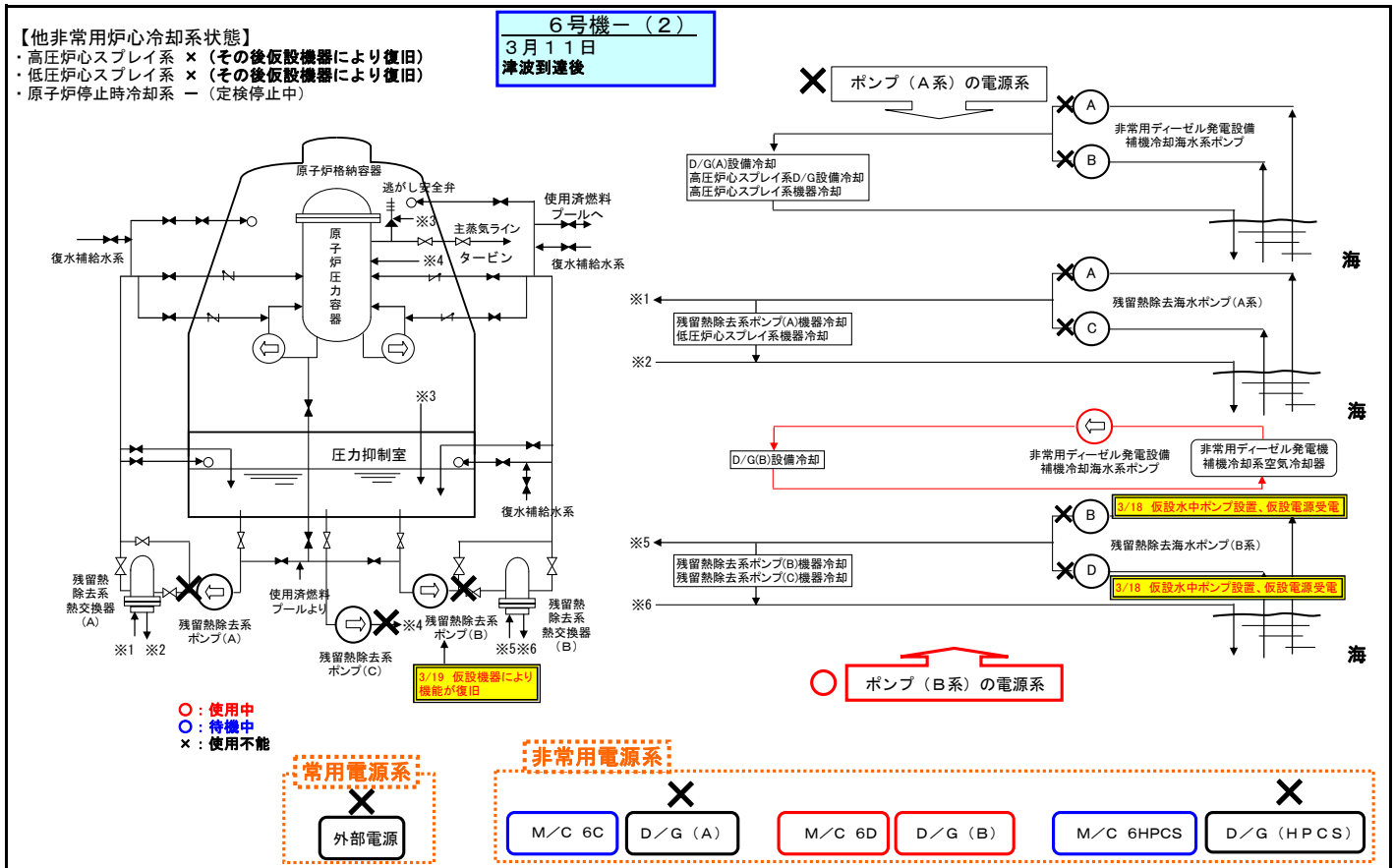
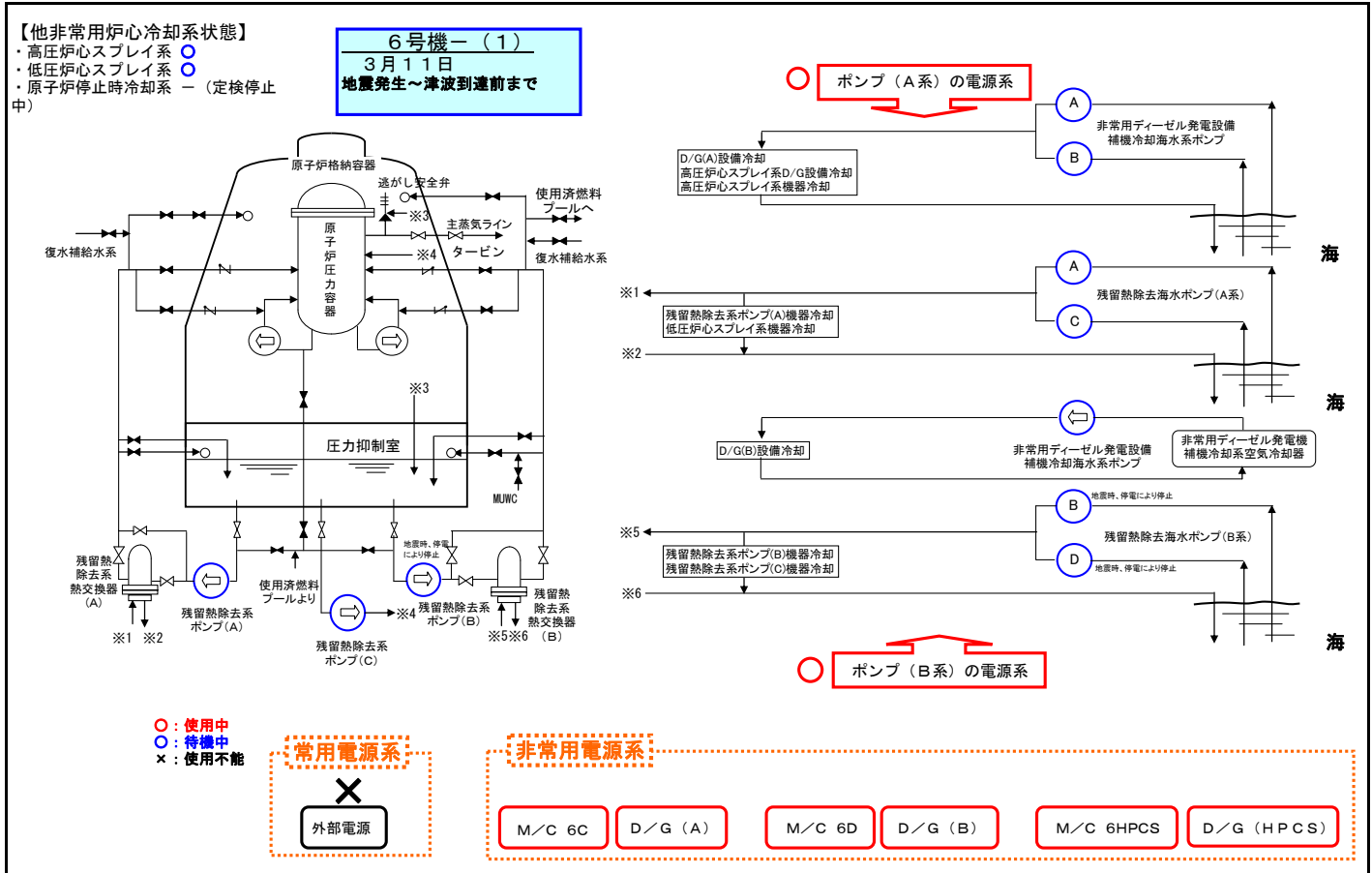
【6号機 SGT S放射線モニタ (SIN) (2/2)】



D17-R101
 (赤) チャンネルD
 (緑) チャンネルC

[cps]

福島第一6号機 系統概略図



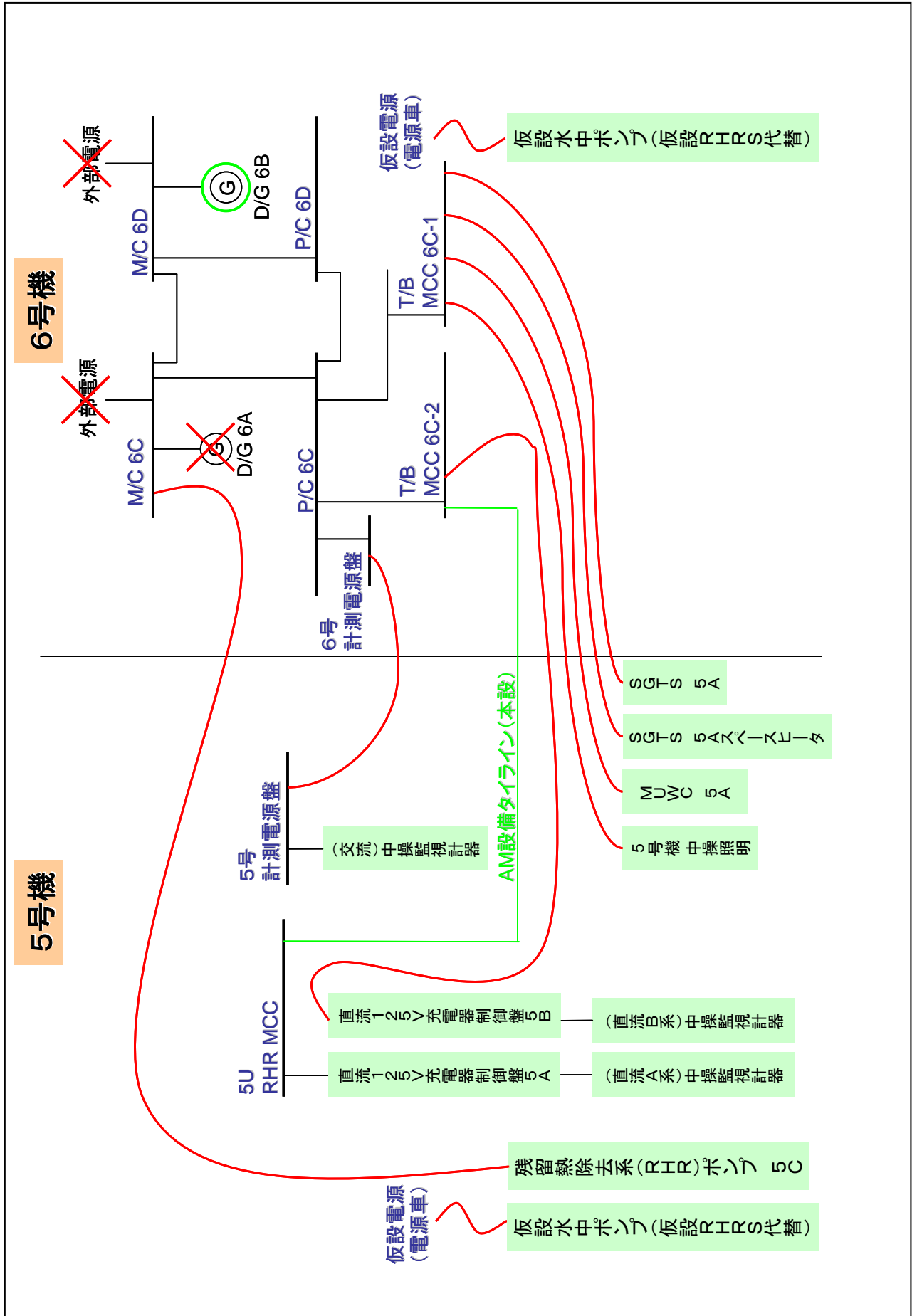
6号機 非常用炉心冷却系（補機類も含む）一覧表（地震前、地震後、津波襲来後）

		設置場所	耐震クラス	原子炉自動停止時 (地震発生時)	原子炉自動停止 ～津波到達直前 まで	津波到達 以降 (注4)	備 考	
冷やす機能	ECCS	RHR (A)	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	○	○注1	×	津波後、海水系(RHRS A/C)が喪失
		RHR (B)	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	◎ (SHC運転)	○	×→◎ 注3	地震時、停電により停止(注2) 津波後、海水系(RHRS B/D)が喪失 RHRS仮設水中ポンプを設置し3/19より運転(SHC と非常時熱負荷モード交互運転中)
		RHR (C)	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	○	○注1	×→○ 注3	津波後、海水系(RHRS B/D)が喪失。仮設水中ポン プ設置により運転可
		RHRS (A)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○注1	×	津波後、本体海水冠水し、かつ電源喪失
		RHRS (B)	屋外 (O. P. 4000)	A	◎ (SHC運転)	○注1	× 注3	地震時、停電により停止(注2) 津波後、本体海水冠水 3/18仮設水中ポンプ設置、同日に起動(RHRS B/D で仮設水中ポンプ2台起動)
		RHRS (C)	屋外 (O. P. 4000)	A	○	○注1	×	津波後、本体海水冠水し、かつ電源喪失。
		RHRS (D)	屋外 (O. P. 4000)	A	◎ (SHC運転)	○注1	× 注3	地震時、停電により停止(注2) 津波後、本体海水冠水 3/18仮設水中ポンプ設置、同日に起動(RHRS B/D で仮設水中ポンプ2台起動)
		LPCS	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	○	○注1	×	津波後、電源・海水系(RHRS A/C)とも喪失
		HPCS	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	○	○注1	×	津波後、海水系(D/G(H) SW)が喪失
炉注水	RCIC	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	—	—	—	定検停止中	
	MUWC	T/B地下階 (O. P. 3400)	B	◎	◎	◎	D/G B系起動、電源D系受電によりMUWC (B) 運転	
プール冷却	SFP冷却 (FPC系)	R/B4階 (O. P. 34000)	B	◎	△ 注1	×	地震発生後、通常電源喪失。津波後、海水系 (SW)喪失	
	SFP冷却 (RHR系)	R/B地下2階 (O. P. 1000)	A	○	○	×→◎ 注3	地震時、停電により停止(注2) 津波後、海水系(RHRS B/D)が喪失 RHRS仮設水中ポンプを設置し3/19より運転(SHC と非常時熱負荷モード交互運転中)	
閉じ込める機能	格納施設	原子炉建屋	/	A	◎ (機能あり)	◎ (機能あり)	×	原子炉自動停止後からSGTSが作動し負圧が維持され たものと考ええる。 津波後、3/18屋上に孔開け実施 (水素滞留防止：予防保全)
		原子炉格納 容器	/	A	—	—	—	定検中につき、開放中

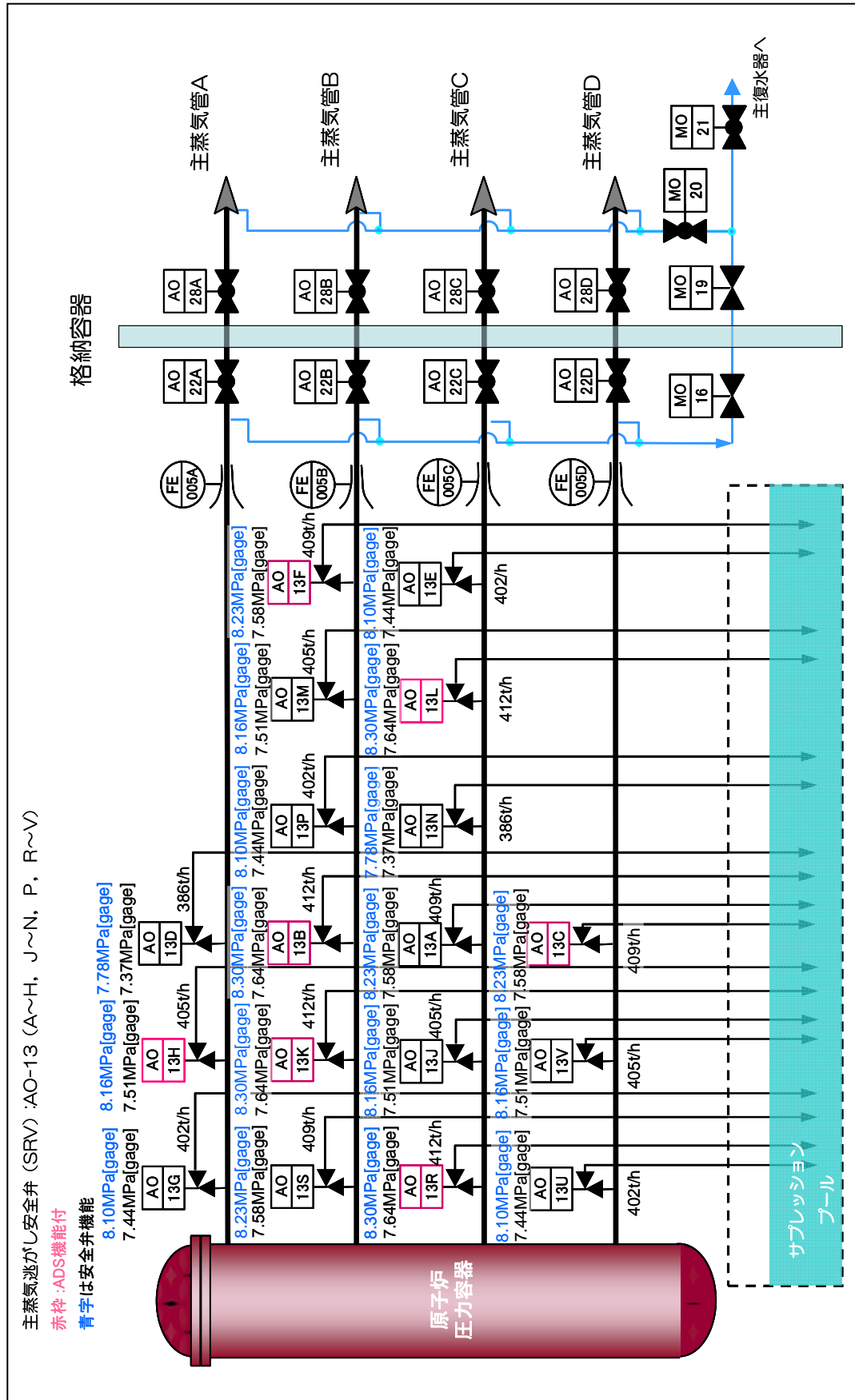
(凡例) ◎：運転 ○：待機 △：通常電源断による停止 ×：機能喪失又は待機除外 —：定検停止中（機能要求なし）

- 注1： 本震で比較的大きな揺れを観測した5号機では、地震発生後の平成23年3月19日に残留熱除去系を使用しており、当直員によるパトロールからも各系統・設備に大きな損傷は認められていない。
また、これら機器が設置されている原子炉建屋地下階で今般得られた観測記録における最大加速度は、機器の動的機能維持確認済加速度※を十分下回っている。
このことから、各機能は概ね確保されていたものと推定される。
※J E A C 4 6 0 1 - 2 0 0 8 「原子力発電所耐震設計技術規程」
- 注2： 非常用ディーゼル発電機からの給電を受けての原子炉停止時冷却及びプール冷却については、原子炉は地震前に冷温停止状態であること及び使用済燃料プールの水位は地震前には満水（オーバーフロー水位付近）、プール水温は25℃程度であることを確認しており、早期に燃料の冷却に支障をきたす状況ではなかったことから、津波の到達前に実施するには至らなかった。
- 注3： 津波後、電源・海水系の両方または一方を喪失し一時的に系統の機能喪失に至ったが、その後仮設機器により機能が復旧した。
- 注4： 冷温停止（平成23年3月20日）までのプラント状況

6号機から5号機への電源融通

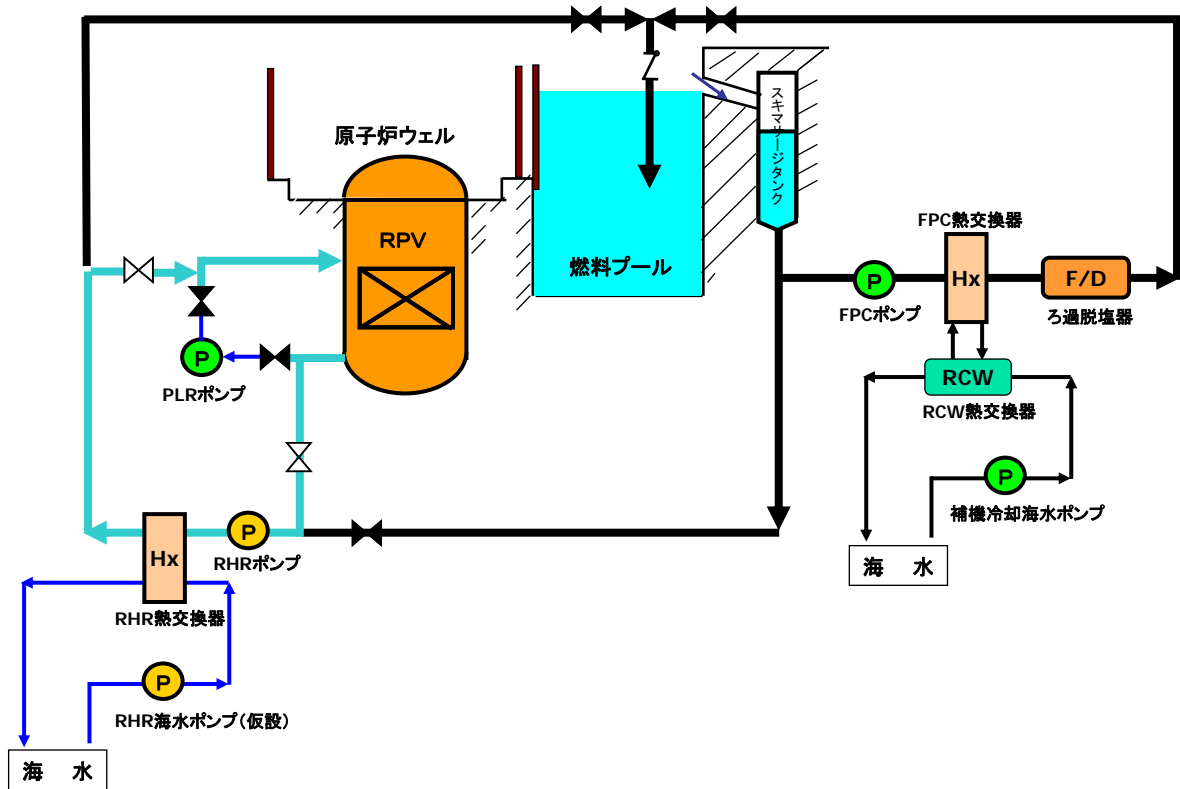


6号機 SRV動作圧力について

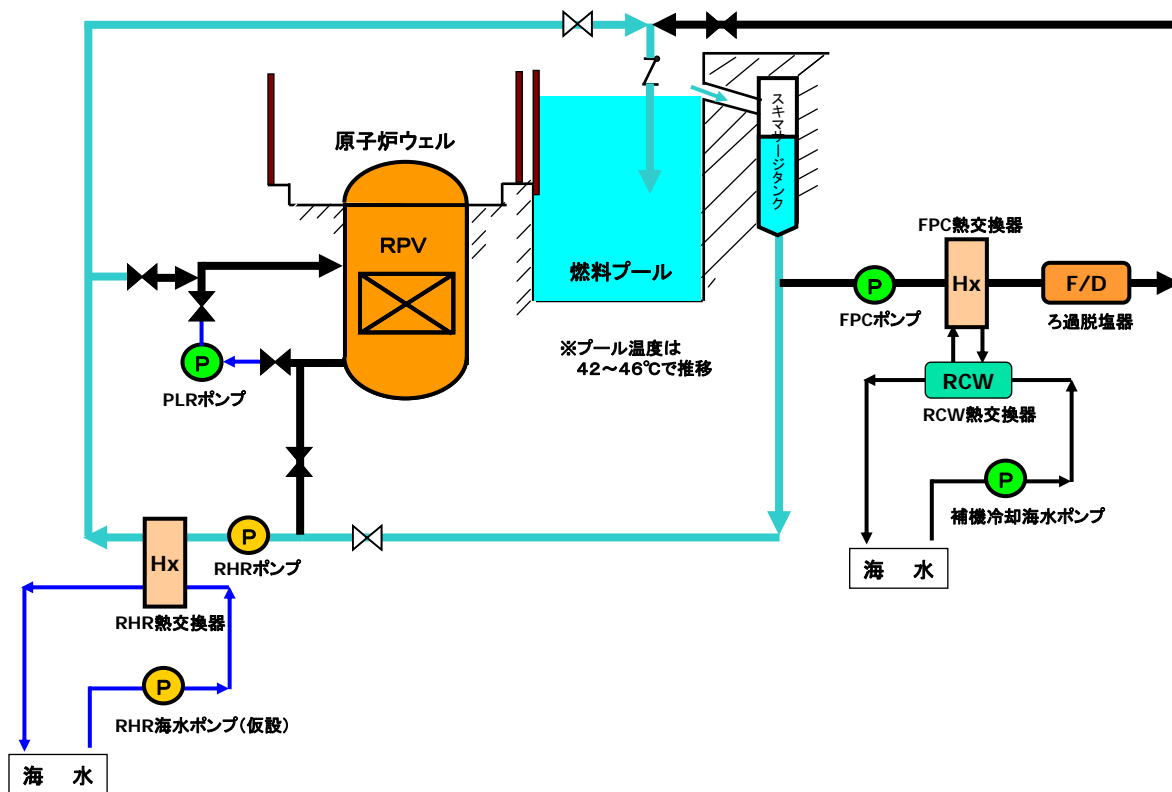


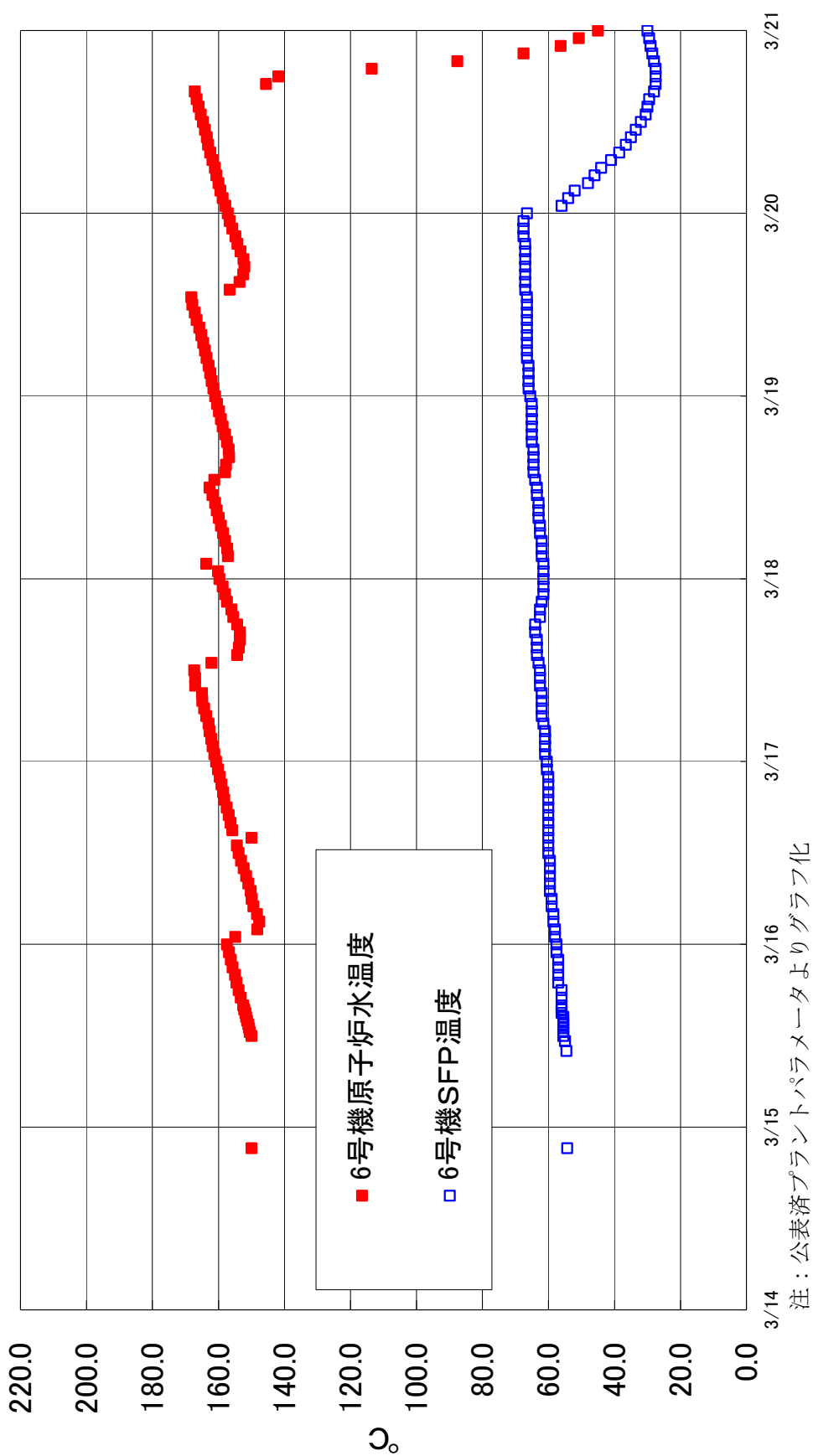
注：黒字は圧カスイッチ動作圧力、青字は安全弁動作圧力

RHRによるSHCと非常時熱負荷モード（SFP冷却）について
 （SHCモードによる原子炉冷却運転状態）



RHRによるSHCと非常時熱負荷モード（SFP冷却）について
 （非常時熱負荷モードによるSFP冷却運転状態）





【6号機 原子炉水温度、SFP温度推移】

添付資料目次

添付資料－13－1	S F Pの水位評価手法について	1
添付資料－13－2	1号機S F Pの状況調査	9
添付資料－13－3	2号機S F Pの状況調査	15
添付資料－13－4	3号機S F Pの状況調査	22
添付資料－13－5	4号機S F Pの状況調査	33
添付資料－13－6	5号機S F Pの状況調査	48
添付資料－13－7	6号機S F Pの状況調査	50
添付資料－13－8	共用プールの状況調査	52
添付資料－13－9	共用プールデータチャート	54
添付資料－13－10	共用プール 所内電源概略図	57
添付資料－13－11	共用プール仮設の冷却設備について	60
添付資料－13－12	乾式貯蔵キャスク保管建屋の状況調査	61
添付資料－13－13	4号機S F P底部の支持構造物設置工事	64
添付資料－13－14	4号機R/B天井クレーン撤去作業	65
添付資料－13－15	共用プール建屋天井クレーンの車軸連結部ケーシング割 れについて	66

SFPの水位評価手法について

1. はじめに

1～6号機のR/BのSFPと共用プールは、津波により通常の冷却機能を喪失し、SFPで貯蔵中の燃料の崩壊熱を除去できない状況となった。燃料の崩壊熱を除去できない場合には、SFP水温が上昇し、SFP水は蒸発を始める。SFP水の蒸発によってSFP水量は減少し、減少量が著しい場合には燃料露出に至るが、1～4号機は爆発等の影響でR/Bに立ち入ることができずSFPの水位や水温等の状態を把握することが困難な状況であったことから、SFPの状態、特に燃料の露出があったかどうかを明らかにするため、1～4号機に対して燃料の崩壊熱、SFPへの注水等に基づく評価を実施している。この評価に用いた、SFPの水位等を評価するための評価手法の詳細を次章以降に示す。

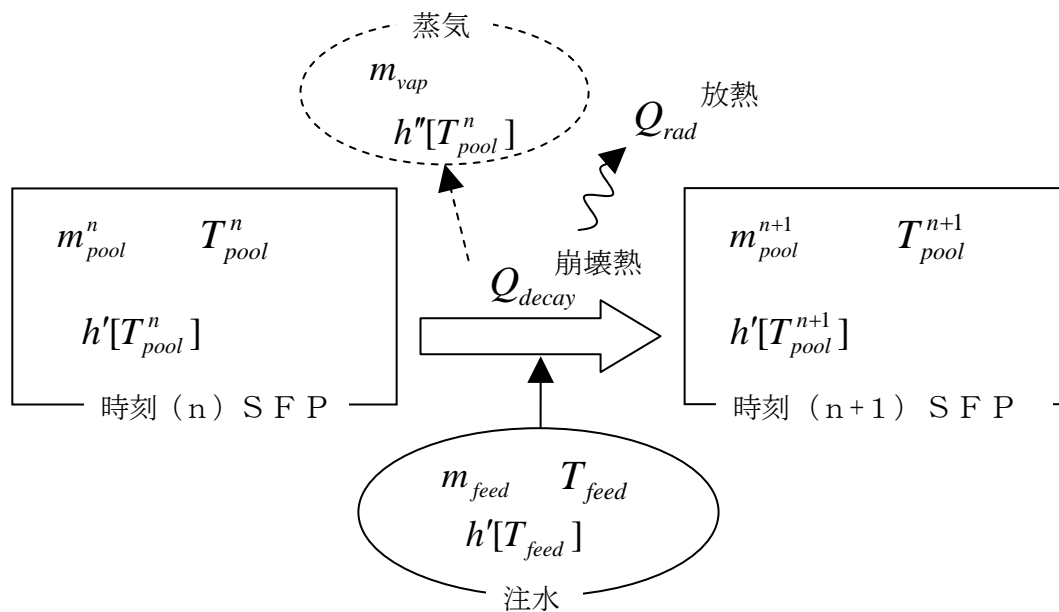
2. SFPの水位

(1) 評価条件

評価に用いた条件等を以下に示す。

① 評価モデル

評価に用いたモデルの概要図を以下に示す。ある時刻 T^n から T^{n+1} に時間が進展する際、SFP内の使用済燃料の崩壊熱による蒸気の発生によりSFP水が失われる。一方、その間に注水があった場合には、その分SFP水位が上昇する。また、崩壊熱の一部は放熱の形でエネルギーが消費される。このような水位変化に関する様々な情報を、質量の保存(以下、「マスバランス」という)とエネルギーの保存(以下、「エネルギーバランス」という)の観点から評価すると、時々刻々と変化するSFPの水位を推定することができる。



上図から水のマスバランスとエネルギーバランスについて以下の式が得られる。
(マスバランス式)

$$m_{pool}^{n+1} = m_{pool}^n + m_{feed} - m_{vap} \quad \dots \text{式①}$$

(エネルギーバランス式)

$$m_{pool}^{n+1} h'[T_{pool}^{n+1}] = m_{pool}^n h'[T_{pool}^n] + m_{feed} h'[T_{feed}] - m_{vap} h''[T_{pool}^n] + (Q_{decay} - Q_{rad}) \quad \dots \text{式②}$$

m_{pool}^n : 時刻 (n) での S F P 内の水の質量

m_{feed} : 時刻 (n) ~ (n+1) で S F P へ注水される水の質量
(注水を実施していない場合はゼロ)

m_{vap} : 時刻 (n) ~ (n+1) で蒸発する水の質量
(蒸発していない場合はゼロ)

T_{pool}^n : 時刻 (n) での S F P 水の温度

T_{feed} : S F P へ注水される水の温度

$h'[T]$: 温度 T の飽和水エンタルピ

$h''[T]$: 温度 T の飽和蒸気エンタルピ

Q_{decay} : 時刻 (n) ~ (n+1) で発生する S F P 内の燃料の崩壊熱

Q_{rad} : 時刻 (n) ~ (n+1) で発生する S F P からの放熱

式①と式②から以下の式③が得られる。

$$m_{pool}^n (h'[T_{pool}^{n+1}] - h'[T_{pool}^n]) + m_{feed} (h'[T_{pool}^{n+1}] - h'[T_{feed}]) + m_{vap} (h''[T_{pool}^n] - h'[T_{pool}^n]) = Q_{decay} - Q_{rad} \quad \dots \text{式③}$$

事故直後の蒸発開始前かつ注水未実施の期間については、蒸発開始温度まではエネルギーは S F P 水温度の上昇のみに使われるものとする、式③は式④となる。これを用いて各時刻での S F P 水温 T_{pool}^{n+1} を求めた。

$$m_{Pool}^n (h'[T_{Pool}^{n+1}] - h'[T_{Pool}^n]) = Q_{decay} - Q_{rad} \quad \dots \text{式④}$$

蒸発開始後については S F P 水温は一定とし、エネルギーは注水された水の蒸発温度までの温度上昇と蒸発のみに使われるという条件とした。この場合の式③は式⑤となり、これを用いて沸騰量 m_{vap} を求めた。更に式①から m_{pool}^{n+1} を求め、S F P 水量 (水位) の変動量を求めた。

$$m_{Feed} (h'[T_{Pool}^{n+1}] - h'[T_{Feed}]) + m_{vap} (h''[T_{Pool}^n] - h'[T_{Pool}^n]) = Q_{decay} - Q_{rad} \quad \dots \text{式⑤}$$

②崩壊熱 (Q_{decay})

S F P 内の燃料の崩壊熱は、燃料 1 体毎の崩壊熱を算出し、それらを全ての貯蔵燃料について足し合わせることによって求めている。S F P の貯蔵燃料を表 2-1 に、崩壊熱の代表的な時点における評価値を表 2-2 に示す。

崩壊熱計算には、許認可の S F P 冷却性能評価に用いられている汎用計算コード O R I G E N を用いた。O R I G E N のバージョンは 2.2 であり、断面積ライブラリは高燃焼度 BWR 燃料に対応したもの (BWRUE) を使用した。燃焼度と冷却期間については燃料毎の値を用いている。

出力履歴については燃焼期間を通じて平均比出力で一定とした。この条件設定は、実際には反応度低下により出力が低下する燃焼末期の出力が高めとなることによって、燃焼末期の核分裂生成物やアクチニド核種の生成量が多めに見積もられ、保守的な使用済燃料の

崩壊熱を与えるものとして許認可評価で用いられているものである。保守性の程度は文献値を基にSFPの貯蔵燃料全体の崩壊熱に対して10%と設定し、本評価においては表2-2の崩壊熱に0.9倍したものを用了。ただし、事故発生時に定期検査中であつた4号機については、定期検査前のサイクルで燃焼していた炉心の全燃料が貯蔵されており、平均比出力に対し高い出力の燃料と低い出力の燃料があるので、比出力一定の保守性は相殺されることとなる。前サイクル燃料の崩壊熱全体への寄与は約80%程度であるので、4号機SFPの崩壊熱の比出力一定の保守性は約2% (= 10% × (100 - 80) %) とし、表2-2の崩壊熱に0.98倍したものを本評価に用了。

③ SFP水量 (m_{pool}^n)

表2-3に各SFPの水量を示す。SFP容積の設計値を満水時のSFP水量として設定しており、SFP中の燃料や燃料貯蔵ラック等の容積については、本評価上重要な沸騰開始後の燃料水位の評価には影響しないため、考慮していない。

表2-3の水量は事故発生前のSFP水量として用いているが、地震に伴うスロッシングにより事故発生直後に50cmの水位低下が生じたと仮定して評価している。また、爆発等により建屋が損傷しているプラント(1号、3号、4号)のSFPでは建屋損傷時に1mの水位低下が生じたと仮定して評価している。

事故発生時に定期検査中であつた4号機では、SFPの横に配置されている原子炉ウェルでは水張りがなされており満水状態であつた。SFPとウェルの間はプールゲートで仕切られているが、プールゲートはSFP水の水压によりゲートをSFP側からウェル側に押し込むことによってシール機能が働く構造であり、SFP水量が減少してSFP水の水压が低下する場合にはシール機能が働かず、ウェルからSFPに水が流れ込む構造である。4号機のSFPでこの点を考慮した評価を実施しており、SFP・ウェルともに満水の状態から蒸発によってSFP水量が減少する場合には、ウェルからSFPへの水の流れ込みによりSFPとウェルの水位が一体となるとしており、また、SFP・ウェルともにある程度水位が低下した状態からSFPへ注水する場合には、SFPの水位のみが上昇する(SFPからウェルへの水の流れ込みはない)としている。また、原子炉ウェル横の気水分離器等貯蔵プールにおいても事故発生時は満水状態であつたので、気水分離器等貯蔵プールの水量についても原子炉ウェルと同様に考慮している。

④ SFPへの注水量 (m_{feed})

1号機～4号機のSFPでは、SFP水の冷却機能を喪失している状態が継続しているため、外部からSFPへの注水を実施している。表2-4(1)～表2-4(4)に各号機の注水実績を示す。表では、注水日、注水量、注水手段と注水率を記載している。表中で注水量がばらつきのあるものについては、評価では最大値を用いている。

注水率とは、実際にSFPに入った水量(未測定)と注水量(表2-4中の値)の比であり、建屋上部からの注水の際のSFPへ命中していない水量や、配管等からの漏れの量等を考慮したものである。実際にSFPに入った水量が測定されていないため、注水率の算定は困難であるが、注水手段の状態や水位測定実績等を踏まえて決定した。具体的には、ヘリや放水車による注水では0.1、FPCによる注水では1、コンクリートポンプ車による注水では注水時のカメラの補助監視がある場合は0.95、それ以外は0.7とした。

なお、注水された水の種類としては海水と淡水があるが、本評価ではその区別はしていない。

⑤ S F P 水及び注水の水温 (T_{pool}^n 、 T_{feed})

S F P 水及び注水の水温は表 2－5 に示すように設定し、注水については注水手段によらず 10℃とし、S F P 水温の初期は全ての S F P について 30℃とした。

蒸発時の水温については実績に基づき設定した。後述するが、2号機の S F P の水温の最高値は 70℃程度、4号機については 90℃程度で安定して推移しており、それ以上の温度上昇の傾向は確認されていない。これは、燃料に接している部分の水の温度と、大気に接している部分の水の温度がバランスし、この温度で平衡状態に至っているものと考えられる。2号機と4号機で温度が異なっているのは、4号 S F P の燃料の方が崩壊熱が大きいと考えられる。他の S F P については、燃料の崩壊熱が 2号機と近い値であることから 2号機と同じ設定とした。

⑥ 放熱 (Q_{rad})

放熱量としては、S F P 表面から大気への放熱、S F P 壁面及び底面からの放熱を考慮した。壁面については、ウェル側の発熱がない 4号機 S F P は 4面とし、他の S F P についてはウェル側を除く 3面とした。熱伝達係数は文献値等から設定し、大気への放熱の熱伝達係数は $11.6 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ 、S F P 壁の熱伝導率は $1.5 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ とし、外気温は 10℃とした。表 2－6 に代表的な温度での放熱量の評価結果を示している。

表 2－1 S F P の燃料貯蔵状況

	貯蔵体数 (括弧内は新燃料体数)	貯蔵容量
1号機 S F P	292体 (100体)	900体
2号機 S F P	587体 (28体)	1240体
3号機 S F P	514体 (52体)	1220体
4号機 S F P	1331体 (204体)	1590体

表 2－2 S F P の崩壊熱

	崩壊熱 (MW)	
	事故発生時点 (3/11)	事故発生3ヶ月後 (6/11)
1号機 S F P	0.18	0.16
2号機 S F P	0.62	0.52
3号機 S F P	0.54	0.46
4号機 S F P	2.26	1.58

表2-3 SFPの水量

	水量 (m ³)
1号機SFP	990
2号機SFP	1390
3号機SFP	1390
4号機SFP	1390*

*：原子炉ウェルと気水分離器等貯蔵プールの容量を加えた場合の水量は2790m³とした。

表2-4(1) 1号機SFPへの注水実績

注水日	注水量 (T)	注水手段	注水率
3/31	90	コンクリートポンプ車	0.7
5/20	60	コンクリートポンプ車	0.7
5/22	90	コンクリートポンプ車	0.7
5/29	168	FPC	1
6/5	15	FPC	1

表2-4(2) 2号機SFPへの注水実績

注水日	注水量 (T)	注水手段	注水率
3/20	40	FPC	1
3/22	18	FPC	1
3/25	30	FPC	1
3/29	15~30	FPC	1
3/30	20未満	FPC	1
4/1	70	FPC	1
4/4	70	FPC	1
4/7	36	FPC	1
4/10	60	FPC	1
4/13	60	FPC	1
4/16	45	FPC	1
4/19	47	FPC	1
4/22	50	FPC	1
4/25	38	FPC	1
4/28	43	FPC	1
5/2	55	FPC	1
5/6	58	FPC	1

5 / 10	56	F P C	1
5 / 14	56	F P C	1
5 / 18	53	F P C	1
5 / 22	56	F P C	1
5 / 26	53	F P C	1
5 / 30	53	F P C	1

表 2-4 (3) 3号機SFPへの注水実績

注水日	注水量 (T)	注水手段	注水率
3 / 17	30	へリ	0.1
3 / 17	44	放水車	0.1
3 / 17	30	放水車	0.1
3 / 18	40	放水車	0.1
3 / 18	2	放水車	0.1
3 / 19	60	放水車	0.1
3 / 19	2430	放水車	0.1
3 / 20	1137	放水車	0.1
3 / 22	150	放水車	0.1
3 / 23	35	F P C	0
3 / 24	120	F P C	0
3 / 25	450	放水車	0.1
3 / 27	100	コンクリートポンプ車	0.95
3 / 29	100	コンクリートポンプ車	0.95
3 / 31	105	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 2	75	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 4	70	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 7	70	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 8	75	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 10	80	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 12	35	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 14	25	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 18	30	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 22	50	コンクリートポンプ車	0.95
4 / 26	47.5	F P C	1
5 / 8	60	F P C	1

5/9	80	FPC	1
5/16	106	FPC	1

表2-4(4) 4号機SFPへの注水実績

注水日	注水量(T)	注水手段	注水率
3/20	80	放水車	0.1
3/20	80	放水車	0.1
3/21	92.2	放水車	0.1
3/22	150	コンクリートポンプ車	0.7
3/23	125	コンクリートポンプ車	0.7
3/24	150	コンクリートポンプ車	0.7
3/25	150	コンクリートポンプ車	0.7
3/27	125	コンクリートポンプ車	0.7
3/30	140	コンクリートポンプ車	0.7
4/1	180	コンクリートポンプ車	0.7
4/3	180	コンクリートポンプ車	0.7
4/5	20	コンクリートポンプ車	0.7
4/7	38	コンクリートポンプ車	0.7
4/9	90	コンクリートポンプ車	0.7
4/13	195	コンクリートポンプ車	0.7
4/15	140	コンクリートポンプ車	0.7
4/17	140	コンクリートポンプ車	0.7
4/19	40	コンクリートポンプ車	0.7
4/20	100	コンクリートポンプ車	0.7
4/21	140	コンクリートポンプ車	0.7
4/22	200	コンクリートポンプ車	0.95
4/23	140	コンクリートポンプ車	0.95
4/24	165	コンクリートポンプ車	0.95
4/25	210	コンクリートポンプ車	0.95
4/26	130	コンクリートポンプ車	0.95
4/27	85	コンクリートポンプ車	0.95
5/5	270	コンクリートポンプ車	0.95
5/6	180	コンクリートポンプ車	0.95
5/7	120	コンクリートポンプ車	0.95
5/9	100	コンクリートポンプ車	0.95
5/11	120	コンクリートポンプ車	0.95

5/13	100	コンクリートポンプ車	0.95
5/15	140	コンクリートポンプ車	0.95

表2-5 SFP水及び注水の水温

注水		10℃
SFP水	初期値（事故前）	30℃
	蒸発時（4号SFP以外）	70℃
	蒸発時（4号SFP）	90℃

表2-6 代表的なSFP水温における放熱量評価結果

	1号機	2号機	3号機	4号機
SFP水温（℃）	70	70	70	90
放熱量（MW）	0.08	0.11	0.11	0.16

1号機SFPの状況調査

1. SFPの状況

3月11日時点で、福島第一原子力発電所1号機のSFPには、使用済燃料292体、新燃料100体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は3月11日の時点で0.18MW、6月11日の時点で0.16MWと評価している。1号機SFPに貯蔵されていた燃料体数を表13-2-1に示す。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月12日15時36分、水素爆発によりR/Bが損傷し、天井部分がSFP上部に落下した。ただし、天井部分は完全にオペレーティングフロアまでは落下しておらず、天井クレーン等に覆い被さる形でオペレーティングフロアの上部空間に留まった。

3月31日、コンクリートポンプ車による最初の放水（淡水）を実施したところ、R/B上部からの蒸気発生を確認した。また、この際、因果関係は不明であるものの、D/W圧力が低下した。

4月1日、コンクリートポンプ車に設置したカメラでR/B上部を観測したところ、位置関係から天井部分の一部が脱落しオペレーティングフロアに落下しているものと推定した。ただし、SFPと床の境界近辺に落下しており、正確な落下位置は特定できていない。

5月14日、コンクリートポンプ車による放水を試みたが、強風のため中止した。R/B上部及びオペレーティングフロア内部の状況確認ができた。

5月20日、コンクリートポンプ車による放水を実施したが、落下した天井の瓦礫が干渉し、SFPへの直接の注水が出来ず、SFP水の補給の成否を確認することが出来なかった。5月22日、コンクリートポンプ車による放水をカメラで画像を確認しながら実施した。しかしながら、注水の可否についての明確な証拠は得られなかった。これまでに実施されたコンクリートポンプ車による放水では、確実な注水ができたかどうかは明確ではない。

5月28日、淡水を水源としたFPC配管による試験注水を実施し、翌日、本格注水を実施したところ、スキマーサージタンクレベルの上昇を確認したことから、満水を確認することができた。

6月5日、再度、FPC配管による注水を実施。予想される5月29日からの蒸発相当量の注水が完了した時点でスキマーサージタンクレベルが上昇した。

SFP水量の変化が予測できるようになったことから、代替冷却系の導入までの間は、1月に1回程度の注水を実施し、蒸発量を補給することでSFP水位を維持する方針としている。1号機のSFPへの注水実績を表13-2-2

に示す。

なお、8月10日11時22分、代替冷却系（図13-2-1参照）によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約47℃（代替冷却系入口温度）であり、8月27日頃には定常状態に達し、約30℃程度の水温で安定した状態にある。

表13-2-1 1号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数

7X7	68
8X8	6
STEP2	218
使用済み計	292
新燃料(STEP3-B)	100
燃料合計	392

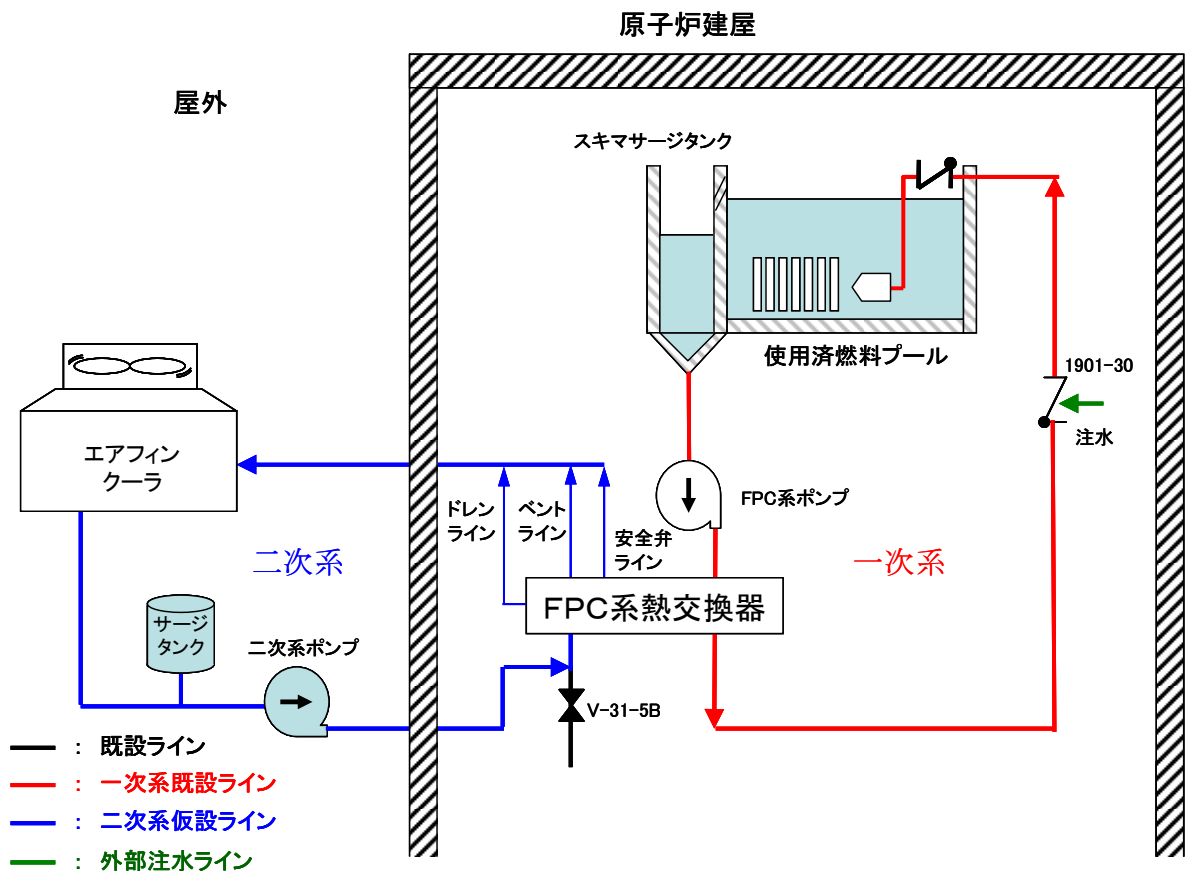


図13-2-1 1号機の代替冷却系の系統図

表 1 3 － 2 － 2 1号機のSFPへの注水実績

8/12 9:00時現在

			注水量 合計	約578 (t)
日時	手段	種類	注水量(t)	
3/31 13:03～16:04	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	90	
4/2 17:16～17:19	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(放水位置の確認)	
5/14 15:07～15:18(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	— (強風の影響により放水中止)	
5/20 15:06～16:15(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	60 (約90tを予定していたが 風等の影響により放水停止)	
5/22 15:33～17:09(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	90	
5/28 16:47～17:00(放水)	FPC	淡水	5 (リークテスト)	
5/29 11:10～15:35	FPC	淡水	168	
6/5 10:16～10:48	FPC	淡水	15	
7/5 15:10～17:30	FPC	淡水	75	
8/5 15:20～17:51	FPC	淡水	75	

2. 調査によって確認された事項

(1) 1号機スキーマーサージタンク水のサンプリング

1号機では平成23年6月22日、8月19日に、SFPからスキーマーサージタンクに流出した水を採取し、採取した水について放射性物質の核種分析を実施した（分析日は6月22日、8月19日）。スキーマーサージタンクを含むFPC系統図を図13-2-2に、分析結果を表13-2-3に示す。

分析結果等に基づく評価は以下の通り。

- ・ 1号機は平成22年3月25日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも1年程度冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131（半減期約8日）はSFPに貯蔵している燃料から放出されたものとは考えられず、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、原子炉由来の放射性核種が、建屋内における蒸気の凝縮水、ダスト、瓦礫への付着等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。

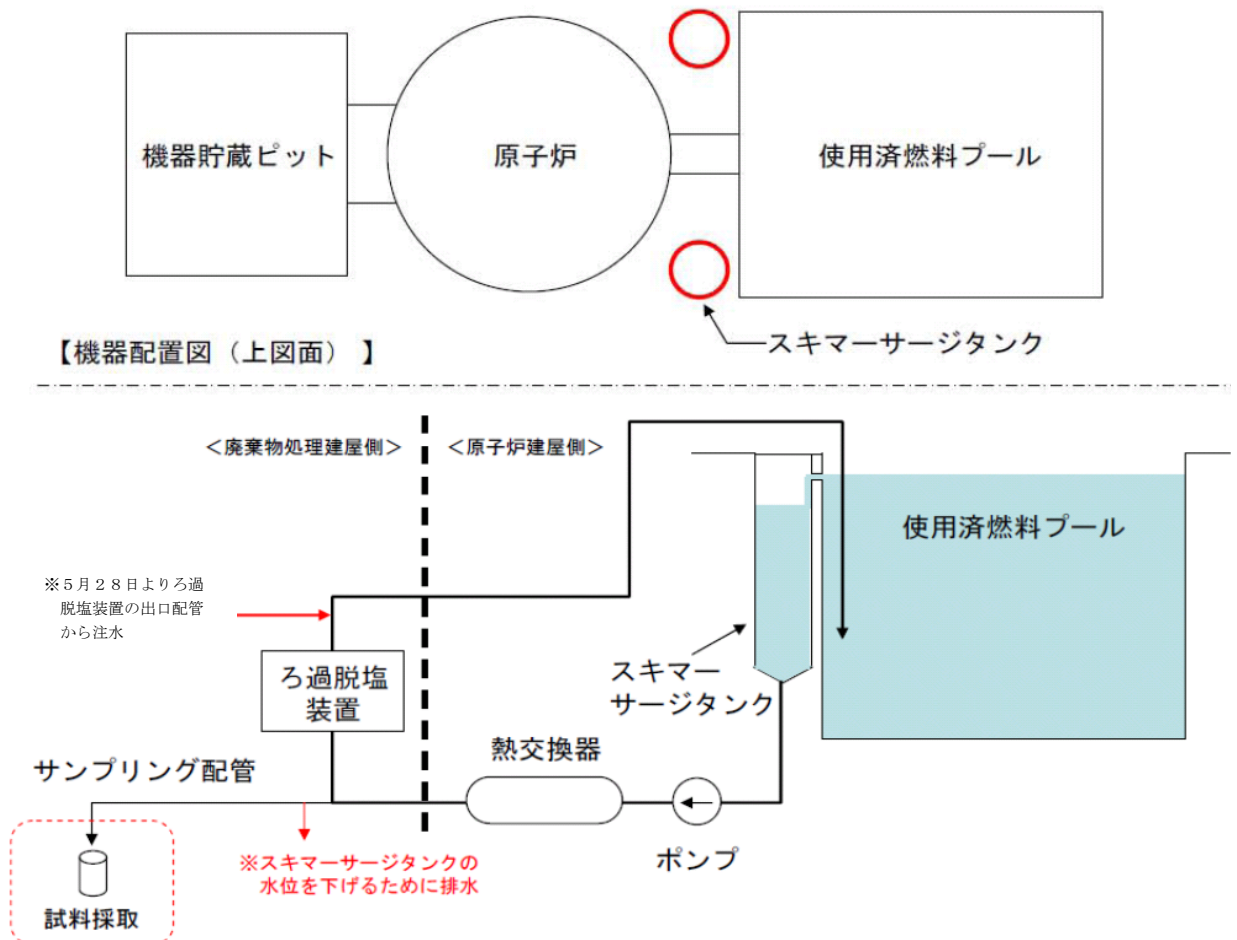


図13-2-2 FPC系統図

表 13-2-3 1号機スキマーサージタンク水の分析結果

検出核種	半減期	濃度 (Bq/cm ³)			
		6/22採取	8/19採取	(参考) 1号機SFP水 (2/11)	(参考) 1号機T/B地下階たまり水 (3/26)
Cs-134	約2年	12,000	18,000	検出限界未満	1.2 × 10 ⁵
Cs-137	約30年	14,000	23,000	0.078	1.3 × 10 ⁵
I-131	約8日	68	検出限界未満	検出限界未満	1.5 × 10 ⁵

(2) 1号機SFPの水位評価

図13-2-3に1号機SFPの評価結果を図示する。評価結果では、地震時のスロッシングと爆発の影響により3月13日までに水位が一旦低下すると仮定し、その後は水温が蒸発開始温度70℃に到達するまでは水位は維持され、以後は蒸発により水位は低下したと推定している。3月31日の注水及び5月下旬のFPC配管による注水により水位は回復し5月29日、6月5日にスキマーサージタンクレベルの上昇により満水が確認されている【図13-2-4】。満水までに注水された水量の合計値は413tであり、全量がSFPに到達したとは考えにくいことから、事故発生時より満水確認時まで失われた水の量はこれよりも少ない量であると考えられる。通常水位のSFPの水量は約1000tであり、SFPの深さは燃料有効長の3倍程度であることから、1号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。また、1号機のSFPは他号機のSFPと比較して崩壊熱が小さいため、1ヶ月以上の間注水を実施していないが、水位低下量は小さく、6月末時点で水位は燃料ラック頂上約6m付近と評価されている。

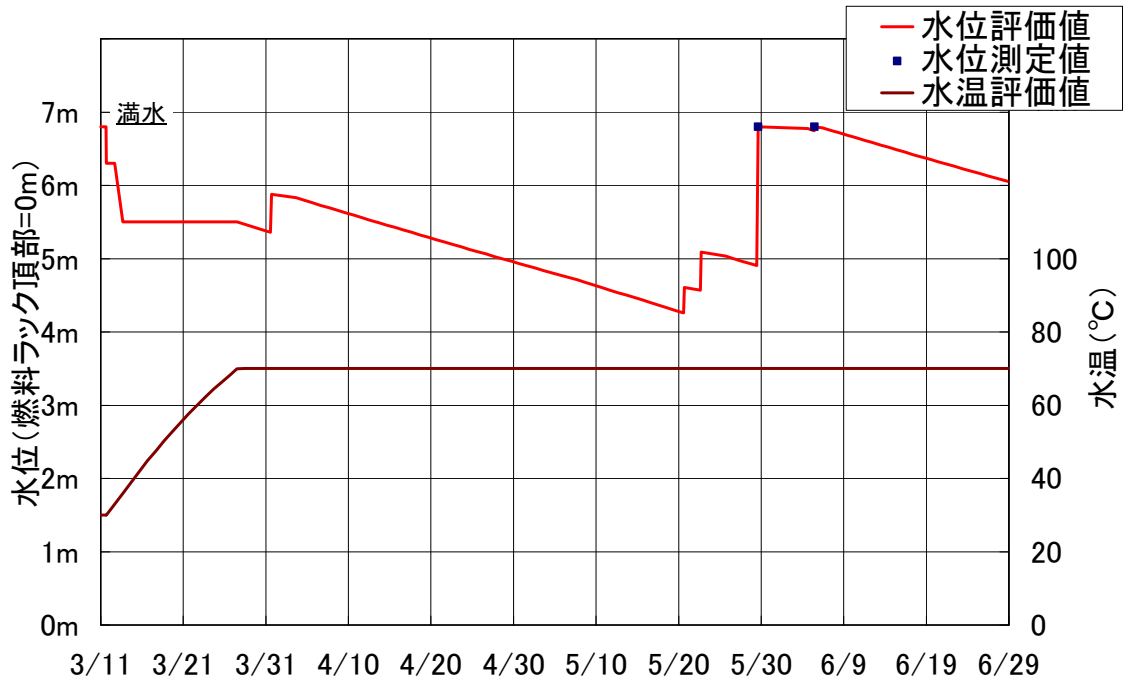


図13-2-3 1号機SFPの評価結果

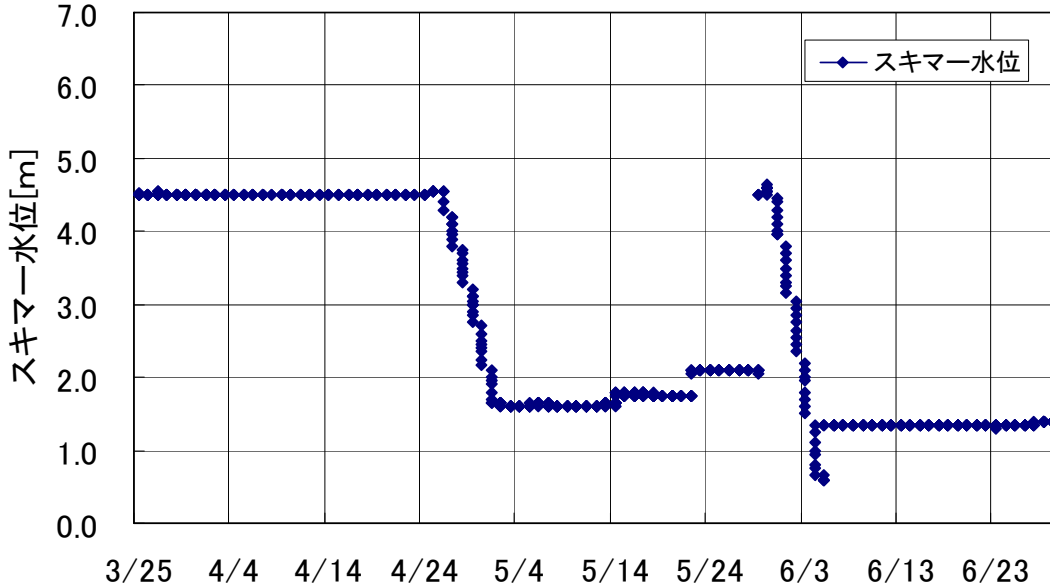


図13-2-4 1号機スキマーサージタンクレベル

2号機SFPの状況調査

1. SFPの状況

3月11日時点で、福島第一原子力発電所2号機のSFPには、使用済燃料587体、新燃料28体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は3月11日の時点で0.62MW、6月11日の時点で0.52MWと評価している。2号機SFPに貯蔵されていた燃料体数を表13-3-1に示す。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月12日15時36分、1号機R/Bが水素爆発で損傷したが、その爆発の影響により2号機R/Bのブローアウトパネルが開放したと思われる。どの時点から始まったかは不明であるが、ブローアウトパネルからは白いもやが放出されているのが確認された。

3月20日、海水を水源として既設のFPC配管を用いて注水を実施した。3月22日に再度注水したところ、スキマーサージタンクレベルが上昇したことから満水を確認した。3月29日以降は水源を淡水に切り替える事ができたため、海水の総注水量は88tであった。

4月16日、スキマーサージタンク水（SFPからオーバーフローした水）のサンプリングを実施した。

4月10日、既設のFPC配管を用いた注水に、腐食防止のためのヒドラジンの注入を開始し、以降、代替冷却系のインサービスまでにはほぼ一定の間隔で1082tを注水した。

5月31日17時21分、代替冷却系（図13-3-1参照）によるSFP水冷却を開始したが、6月1日、スキマーサージタンクレベルが低下したため注水を実施した。冷却開始時の水温は70℃（SFP温度計指示値）であり、6月5日頃には定常状態に達し、その後は30℃程度の水温で安定した状態にある。2号機のSFPへの注水実績を表13-3-2に示す。

表13-3-1 2号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数

7X7	3
STEP2	248
STEP3-B	336
使用済み計	587
新燃料(STEP3-B)	28
燃料合計	615

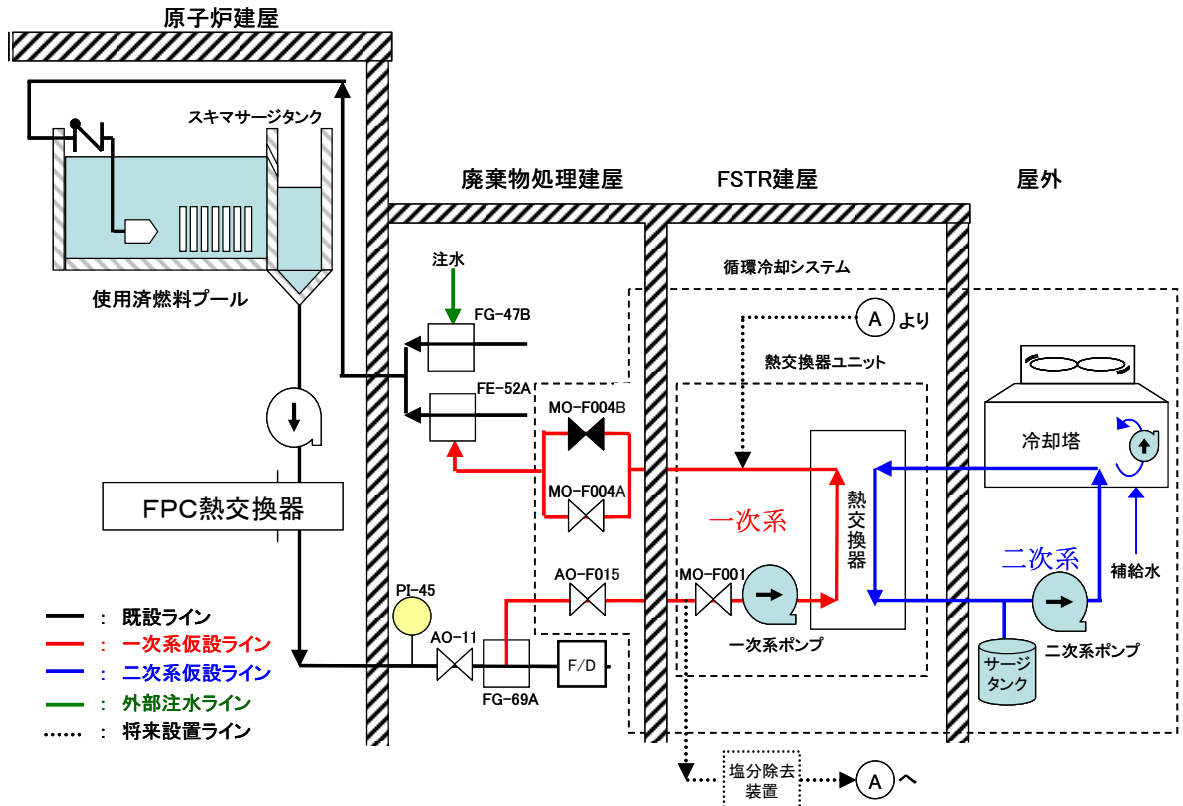


図 1 3 - 3 - 1 代替冷却系の系統図

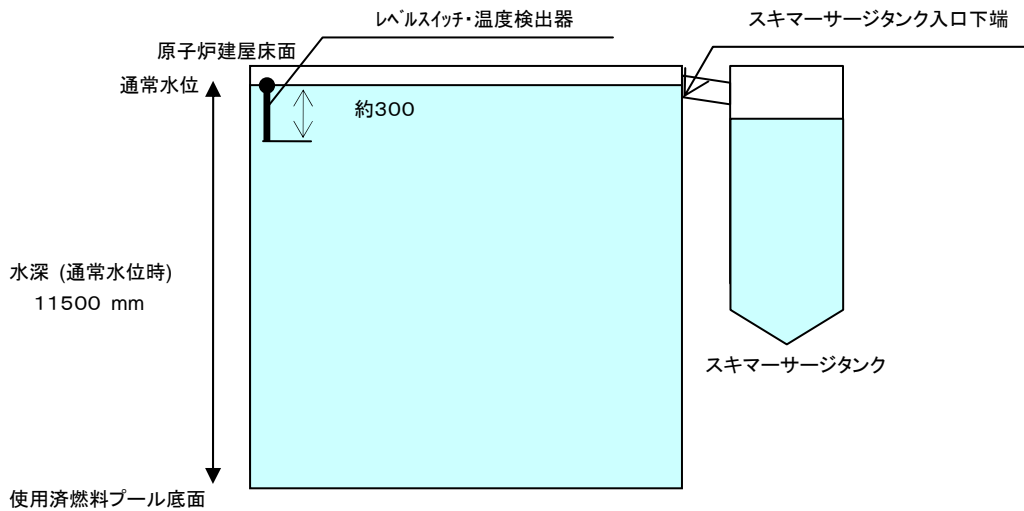


図 1 3 - 3 - 2 SFP概略図

表13-3-2 2号機のSFPへの注水実績

8/12 9:00時現在

日時	手段	種類	注水量合計
			(最大)約1122(t)
3/20 15:05~ 17:20	FPC	海水	40
3/22 16:07~ 17:01	FPC	海水	18
3/25 10:30~ 12:19	FPC	海水	30
3/29 16:30~ 18:25	FPC	淡水	15~30
3/30 19:05~ 23:50	FPC	淡水	20未満
4/1 14:56~ 17:05	FPC	淡水	70
4/4 11:05~ 13:37	FPC	淡水	70
4/7 13:29~ 14:34	FPC	淡水	36
4/10 10:37~ 12:38	FPC	淡水	60
4/13 13:15~ 14:55	FPC	淡水	60
4/16 10:13~ 11:54	FPC	淡水	45
4/19 16:08~ 17:28	FPC	淡水	47
4/22 15:55~ 17:40	FPC	淡水	50
4/25 10:12~ 11:18	FPC	淡水	38

4/28 10:15～ 11:28	F P C	淡水	43
5/2 10:05～ 11:40	F P C	淡水	55
5/6 9:36～ 11:16	F P C	淡水	58
5/10 13:09～ 14:45	F P C	淡水	56
5/14 13:00～ 14:37	F P C	淡水	56
5/18 13:10～ 14:40	F P C	淡水	53
5/22 13:02～ 14:40	F P C	淡水	56
5/26 10:06～ 11:36	F P C	淡水	53
5/30 12:06～ 13:52	F P C	淡水	53
5/31 17:21～SFP 循環冷却装置運用開始 10:47～11:04 (一次系水張り) 11:40～11:50 (L/T) 17:21～(T/R後イ ンサービス)	S F P 循環冷却装置	淡水	-
6/1 6:06～ 6:53 (スキマーサージタンク水 位低下のため)	F P C	淡水	25

2. 調査によって確認された事項

(1) 2号機スキマーサージタンク水のサンプリング

2号機では平成23年4月16日、8月19日に、SFPからスキマーサージタンクに流出した水を採取し、採取した水について放射性物質の核種分析を

実施した（分析日は4月17日、8月19日）。分析結果を表13-3-3に示す。

表13-3-3 2号機スキマーサージタンク水の分析結果

検出核種	半減期	濃度 (Bq/cm ³)			
		4/16 採取	8/19 採取	(参考) 2号機 SFP水 (2/10)	(参考) 2号機 タービン建屋 地下階たまり水 (3/27)
Cs- 134	約2年	160,000	110,000	検出限界 未満	3.1×10^6
Cs- 137	約30年	150,000	110,000	0.28	3.0×10^6
I- 131	約8日	4,100	検出限界 未満	検出限界 未満	1.3×10^7

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 2号機は平成22年9月16日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも7ヶ月程度冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131（半減期約8日）はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、2号機のPCVから漏えいした放射性核種が、R/B内における蒸気の凝縮水、ダスト等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。2号機はR/Bの損傷がないため、1号機や3号機の原子炉から飛来した放射能の影響ではなく、2号機の原子炉由来の可能性が高いと考えられる。

(2) 2号機SFP水位評価

図13-3-3に2号機SFPの評価結果を実績測定値と合わせて図示する。

評価結果では、水位は地震時のスロッシングの影響により低下すると仮定し、蒸発開始以降は蒸発により低下しているが、注水実施毎に水位が回復している。のこぎりの刃状に、蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理がなされている。

なお、3月22日に海水を水源として既設のFPC配管を用いて注水を実施したところ、スキマーサージタンクレベルが上昇したことから満水を確認した【図13-3-4】。満水までに注水された水量の合計値は58tであり、この水量が事故発生時より満水までに失われた水の量であると考えられ、これは通常水位のSFPの水量約1400tと比較して充分小さい。

これらの水位に関する情報から、2号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

2号機ではR/Bに大きな損傷がないため、本設のFPCによる注水が可能であり、当該ラインを用いた注水を定期的に実施している。SFPが満水になるとオーバーフロー水がスキマーサージタンクへ流れ込み、スキマーサージタンクの水位計が上昇するという原理を利用して、2号機ではSFPの水位を確認している。すなわち、スキマーサージタンクの水位上昇時をSFPの満水時として考えており、図13-3-3ではその点を水位測定値として示している。図13-3-3から水位評価値が測定値と概ね良く一致していることが分かる。3月中旬～下旬の評価値は測定値（満水）より低い理由は、初期のスロッシングの影響を大きく見積もっているためと推定される。

また、2号機では本設のSFPの水温計が利用可能な状態であり、定期的な測定を実施している。測定結果を図示しているが、注水直後に70℃付近まで上昇し、1～2日後には50℃程度まで低下するという傾向が繰り返されている。これはSFP水位の低下により温度計が水から露出し、露出後は水温ではなく雰囲気温度を示しているためである。

5月31日17時21分に代替冷却系をインサービスした結果、SFP水の冷却が進み、30℃程度の水温（7月7日14時時点で34℃）となっている。

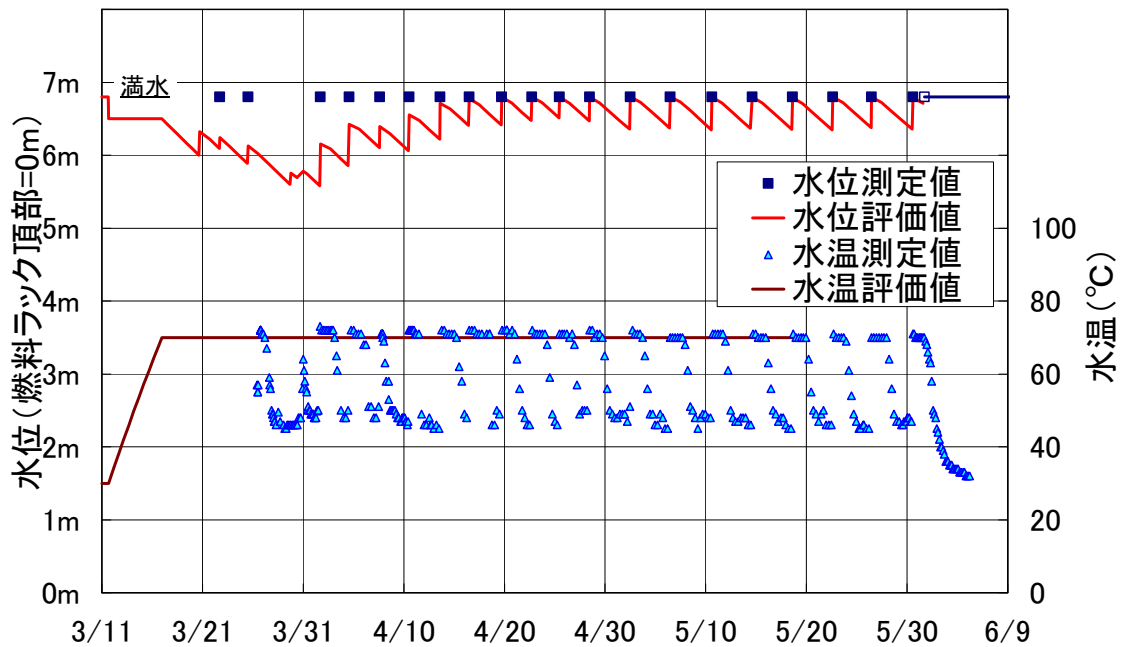


図13-3-3 2号機SFPの評価結果

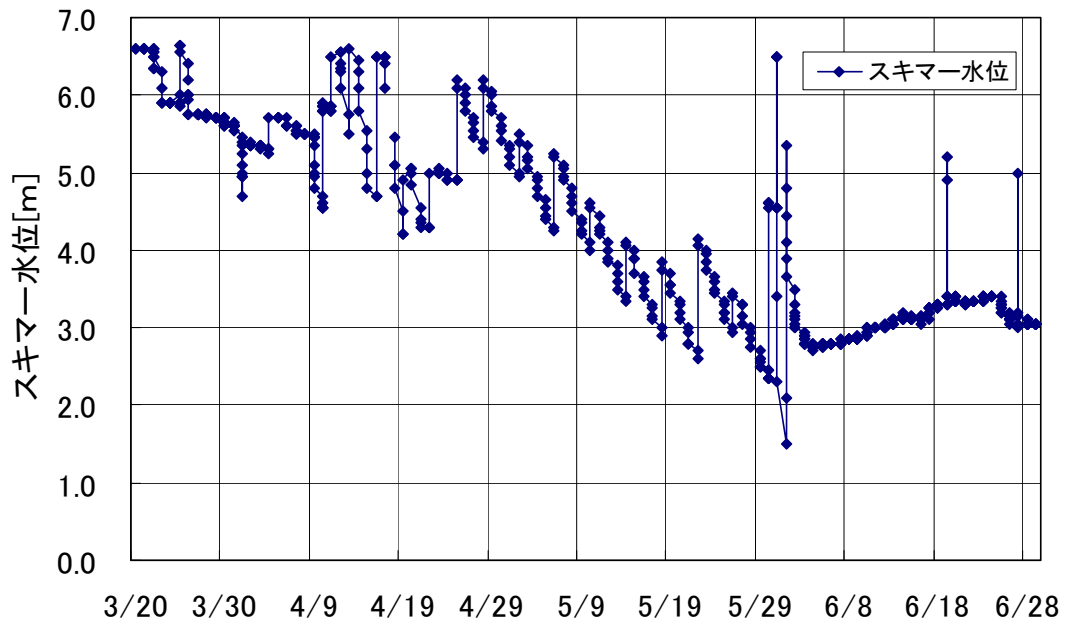


図 13-3-4 2号機スキマーサージタンクレベル

3号機SFPの状況調査

1. SFPの状況

3月11日時点で、福島第一原子力発電所3号機のSFPには、使用済燃料514体、新燃料52体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は3月11日の時点で0.54MW、6月11日の時点で0.46MWと評価している。3号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数を表13-4-1に示す。

3月11日、14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月14日11時01分、水素爆発が発生し、R/Bのオペレーティングフロアから上部全体の外壁が損傷し、SFPに大量の瓦礫が落下した。建屋の損傷により、むき出しとなったオペレーティングフロアから大量の蒸気が放出されていることが確認された。

3月17日9時48分頃、ヘリコプターにより海水をR/B上部に放水。放水後に蒸気が立ち上ったことが確認された。3月17日19時05分、放水車によりSFPに向けて放水を開始。以降3月25日まで、放水車、屈折放水塔車によりSFPへ向けて放水を実施。(一部を除きほとんどが海水)。

3月23日、24日、既設のFPC配管を用いて注水(海水)を実施したが、ポンプの吐出圧力が予測よりも高く、系統の途中で詰まり等の可能性が想定されたことから、ほとんど注水されていないと判断した。

3月27日、コンクリートポンプ車による最初の放水を実施。実施後、R/B上部からの蒸気発生量の増加を観測した。以降4月22日まで、コンクリートポンプ車により約815tの放水を実施した。

3月29日、コンクリートポンプ車の水源を淡水に変更し、放水を実施した。4月12日、カメラを装備したコンクリートポンプ車に変更することで、カメラ画像により水位上昇を確認しながらの注水が可能となり、初めて3号機のSFPの満水を確認した。予定注水量の半分程度で満水が確認されたことから、従来の蒸発量予測が保守的であり必要量以上の注水が出来ていたことを確認した。この時点までに注水された水の内、余剰分はオーバーフローしていたものと思われる。オーバーフローが発生していたと推測される注水後には、因果関係は不明であるものの、原子炉ベローシール部等の温度が短時間の内に上昇、下降する挙動が確認されている。

4月22日、既設のFPC配管を用い、ストレーナを外しての試験注水を実施した。20分間の10t程度の注水でSFP水位約9cmの上昇を確認し、注水可能と判断した。4月26日、既設のFPC配管を用いて本格的に注水を実施し、以降6月29日まで、既設のFPC配管を用いて約824.5tの注

水を実施した。

5月8日、SFP水のサンプリング、ビデオ撮影を実施した。

5月9日、既設のFPC配管を用いた注水に、材料腐食防止のためのヒドラジンの注入を開始した。サンプリングの結果から、落下した瓦礫からのアルカリ金属（Ca等）の溶出により、SFP水がアルカリ性を示すことが確認されたため、6月26日、27日、既設のFPC配管を用いた注水実施時に、アルカリ性を中和するためのホウ酸水を注入した。これにより注水前には強アルカリ性のpH11.2（5月8日測定）であったが、注水後には弱アルカリ性のpH9.0（7月7日測定）となり水質が改善した。

6月30日、代替冷却系（図13-4-1参照）によるSFP水冷却を開始。冷却開始時の水温は約62℃。（代替冷却系入口温度）であり、7月7日頃には定常状態に達し、30℃程度の水温で安定した状態にある。

7月7日、FPCのサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水のサンプリングを実施した。3号機のSFPへの注水実績を表13-4-2に示す。

表13-4-1 3号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数

8X8	42
STEP2	148
STEP3-A	324
使用済み計	514
新燃料(STEP3-A)	52
燃料合計	566

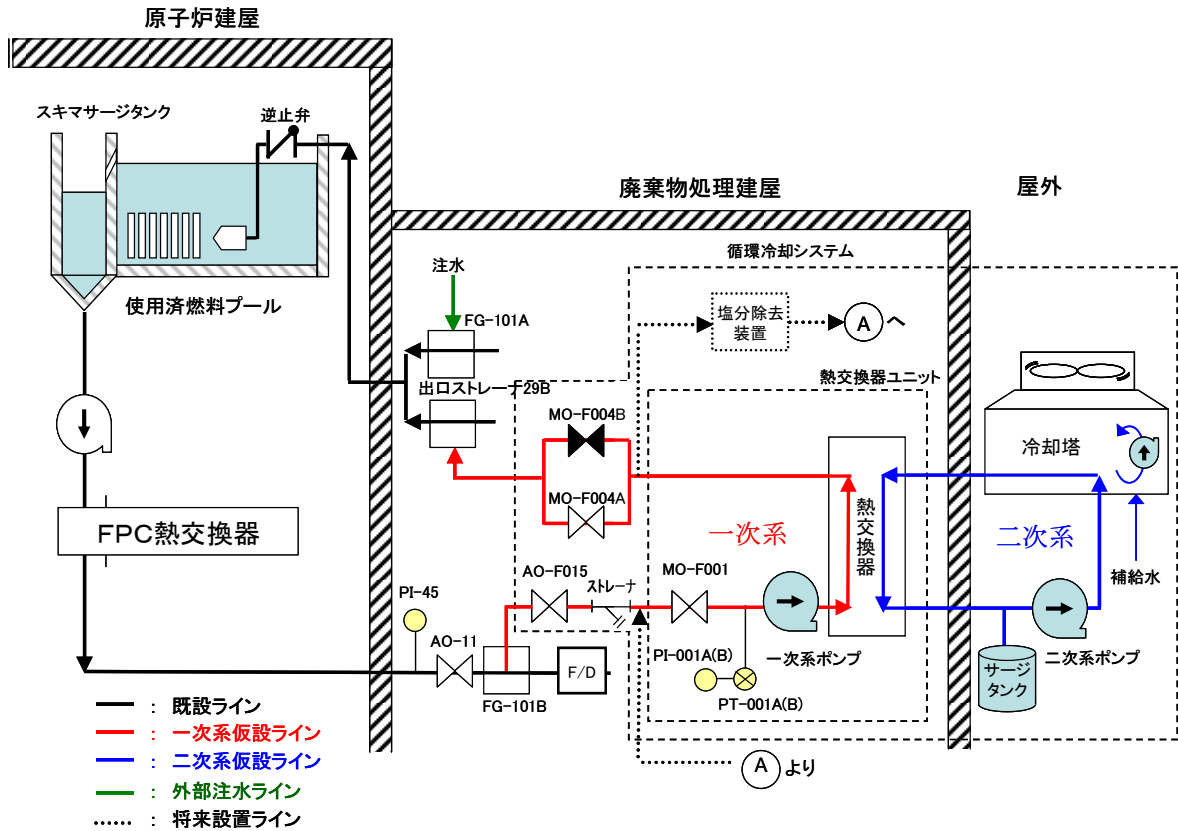


図 1 3 - 4 - 1 代替冷却系の系統図

表13-4-2 3号機のSFPへの注水実績

8/12 9:00時現在

			注水量合計
			約6167.5 (t)
日時	手段	種類	注水量(t)
3/17 9:48~10:01	自衛隊ヘリ	海水	30
3/17 19:05~19:13	機動隊高压放水車	海水	44
3/17 19:35~,19:45~, 19:53~, 20:00~,20:07~20:09	自衛隊高压放水車	真水	30
3/18 14:00頃~14:38	自衛隊高压放水車	真水	40
3/18 14:42~14:45	米軍高压放水車	真水	2
3/19 0:30~1:10	東京消防庁屈折放水塔車等	海水	60
3/19 14:10~3/20 3:40	東京消防庁屈折放水塔車等	海水	2430
3/20 21:36頃~3/21 3:58	東京消防庁屈折放水塔車等	海水	1137
3/22 15:10~15:59	東京消防庁屈折放水塔車等 (東京消防庁・大阪市消防局)	海水	150
3/23 11:03~13:20	FPC	海水	35
3/24 5:35頃~16:05頃	FPC	海水	120
3/25 13:28~16:00	東京消防庁屈折放水塔車等 (川崎市消防局)	海水	450

3/27 12:34~14:36	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	海水	100
3/29 14:17~18:18	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	100
3/31 16:30~19:33	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	105
4/2 9:52~12:54	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	75
4/4 17:03~19:19	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	70
4/7 6:53~8:53	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	70
4/8 17:06~20:00	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	75
4/10 17:15~19:15	東電コンクリートポンプ車(5.2m級)	淡水	80
4/12 16:26~17:16	東電コンクリートポンプ車(6.2m級)	淡水	35
4/14 15:56~16:32	東電コンクリートポンプ車(6.2m級)	淡水	25
4/18 14:17~15:02	東電コンクリートポンプ車(6.2m級)	淡水	30
4/22 14:19~15:40	東電コンクリートポンプ車(6.2m級)	淡水	50
4/26 12:00~12:02	東電コンクリートポンプ車(6.2m級)	淡水	(水面確認)
4/26 12:25~14:02	F P C	淡水	47.5
5/8 11:38 (水位計測) 12:10~14:10 (注水) 14:10~14:50 (水位計測、 ポンプリング)	F P C	淡水	(水位計測、ポンプリング) 60
5/9 12:14~15:00 (注水) (注水前後に水位計測)	F P C	淡水	(水位計測) 80

5/16 15:00~18:32	FPC	淡水	106
5/24 10:15~13:35	FPC	淡水	100
5/28 13:28~15:08	FPC	淡水	50
6/1 14:34~15:54	FPC	淡水	40
6/5 13:08~15:14	FPC	淡水	60
6/9 13:42~15:31	FPC	淡水	55
6/13 10:09~11:48	FPC	淡水	42
6/17 10:19~11:57	FPC	淡水	49
6/26 9:56~11:23	FPC	淡水(ホウ酸含む)	45
6/27 15:00~17:18	FPC	淡水(ホウ酸含む)	60
6/29 14:45~15:53	FPC	淡水	30
6/30 9:45~10:43(水張り及び漏えい確認) 18:33~(運転確認) 19:47(代替冷却システム起動)	SFP循環冷却装置	淡水	-

2. 調査によって確認された事項

(1) 3号機SFP水

3号機では平成23年5月8日にコンクリートポンプ車を用いてSFP水を採取し、また、平成23年7月7日、8月19日にFPC系のサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水を採取した。採取したSFP水についての放射性物質の核種分析を実施した(分析日は5月9日、7月7日、8月19日)。分析結果を表13-4-3に示す。

表13-4-3 3号機SFP水の分析結果

検出核種	半減期	濃度 (Bq/cm ³)				
		3号SFP水				(参考) 3号機 タービン地下 たまり水 (4/22)
		5/8 採取	7/7 採取	8/19 採取	(参考) 3/2 採取	
Cs-134	約2年	140,000	94,000	74,000	検出限界 未満	1,500,000
Cs-136	約13日	1,600	検出限界 未満	検出限界 未満	検出限界 未満	44,000
Cs-137	約30年	150,000	110,000	87,000	検出限界 未満	1,600,000
I-131	約8日	11,000	検出限界 未満	検出限界 未満	検出限界 未満	660,000

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 3号機は平成22年6月19日に定期検査で停止しているが、取り出した燃料のうち、最も冷却期間が短い燃料でも10ヶ月以上冷却されているため、検出された短半減期核種のCs-136やI-131はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、原子炉由来の可能性が高いと考えられる。3号機T/B地下溜まり水の分析結果と核種毎の比率が同程度であることも原子炉由来の放射能である可能性が高いことを示している。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、原子炉由来の放射性核種が、建屋内における蒸気の凝縮水、ダスト、瓦礫への付着等を介してSFP水に溶け込んだ可能性が高いと考えられる。
- ・ 5月8日と7月7日のサンプリングされたSFP水の分析結果では、Cs-134と137の同位体の存在比は同等であるものの、濃度が3割程度異なっている。ただし、サンプリングの回数が少なく、また、サンプリング手法が異なるため、この濃度差が有意であるのかは明確ではない。

(2) 3号機SFPの水位評価

図13-4-2に3号機SFP水位の評価結果を実績測定値と合わせて図示する。

評価結果では、地震時のスロッシングと爆発の影響により3月14日までに2m程度の水位の低下を仮定しているが、3月17日以降に集中的な放水を実施したことにより水位は回復しており、以後、定期的な注水(4月末～5月初

めの期間はポンプ車の故障により注水できず)により満水付近で水位が管理されている。なお、事象初期に実施された放水車等による放水、コンクリートポンプ車による注水、FPC配管からの注水は、それぞれSFPへの実際の流入割合が異なると考えられるため、それぞれに歩留まりを設定している。

水位の測定は4月中旬以降からポンプ車に設置したカメラの観察画像を基に実施しているが、測定値は評価値と概ね良く一致している。SFP水位は、蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理できているものとする。

なお、4月12日の満水確認時の注水量(約35t)は、漏れ等により失われる水の補給も考慮した想定注水量(約80t(4月10日の実績))よりも小さかったことから、崩壊熱により失われる以上の水位の減少は無かったと考えられる。また、満水確認後の注水の実績から1日あたりの蒸発量は、約10～20t程度と推定されるため、満水確認時までに蒸発により失われた水の量は320～640t程度となる。仮に、満水までSFPへの注水が無かったと仮定しても、SFP水量は約1400tであり、SFPの深さは燃料有効長の約3倍程度であることから、水位は半分以上残る計算となる。また、蒸発以外にスロッシングや建屋爆発時に水位が減少すると仮定しても、露出するまでには2m以上の余裕がある。したがって、3号機のSFPの水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

水温の測定については約60℃という1点の実績のみであるが、本測定結果はSFP表層部の水のサンプリング結果であるため、SFP水の平均的な温度より低いと考えられる。評価上の蒸発時の水温は、同程度の崩壊熱を有する2号機SFPの実績から70℃と設定している。

3号機では建屋爆発以降、他号機と比べ多量の白い湯気がR/B上部から立ち昇る様子が確認された。SFP内の燃料の崩壊熱による蒸発量は他号機と比較して大きくないので、この原因はSFPからの蒸気ではなく、3号機SFPに向けて放水したもののSFPに命中しなかった水が何らかの経路によりPCVヘッド側へ流入して蒸気発生したものと推測される。

6月30日19時47分に代替冷却系をインサービスした結果、SFP水の冷却が進み、30℃程度の水温(7月7日11時時点で30.8℃(熱交換機入口温度))となっている。

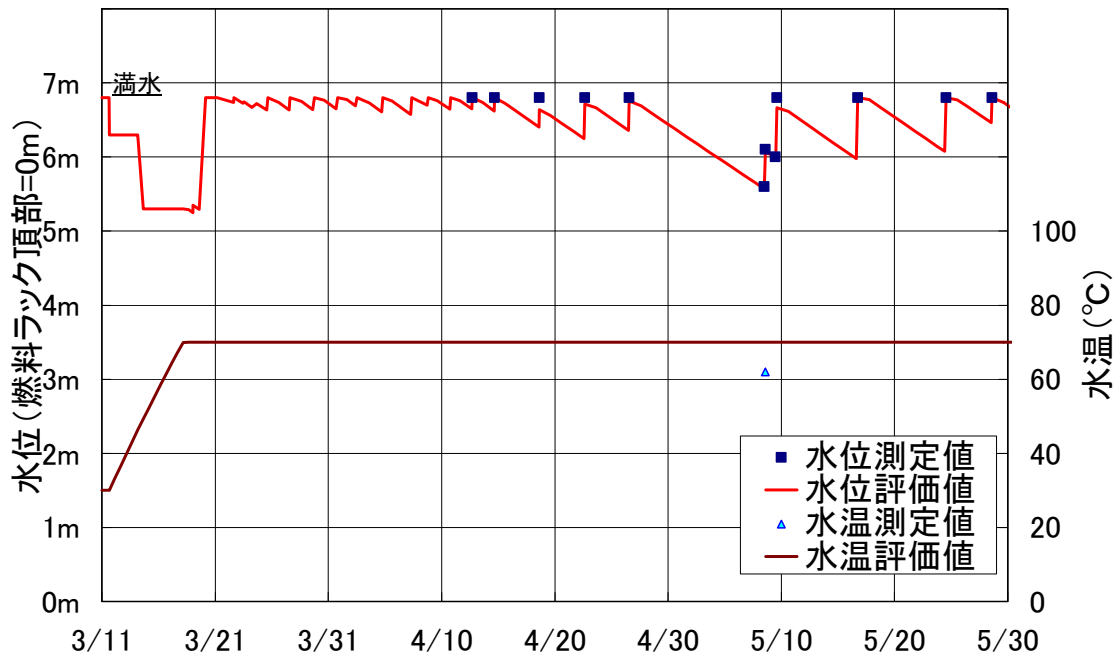


図13-4-2 3号機SFPの評価結果

(3) SFP水中の状況

5月8日、SFP水のサンプリングを実施する際に、同時にビデオカメラによる撮影を実施した。図13-4-3に撮影された写真を示すが、SFP水中には大量の瓦礫が落下しており、SFPに保管されていた燃料等の状況は確認できなかった。



図13-4-3 3号機のSFP水中の状態

(4) SFP水位・温度測定の実施方法

3号機については、SFP水のサンプリング時に、水温の測定を実施している。測定方法は、図13-4-4に示すようにコンクリートポンプ車を用いて、熱電対を取り付けたケーブルを建屋上部から降ろし、着水による温度変化を確認する。この温度はSFP水表面層の温度であるため、より深い場所ではそれよりも高温である可能性が高い。

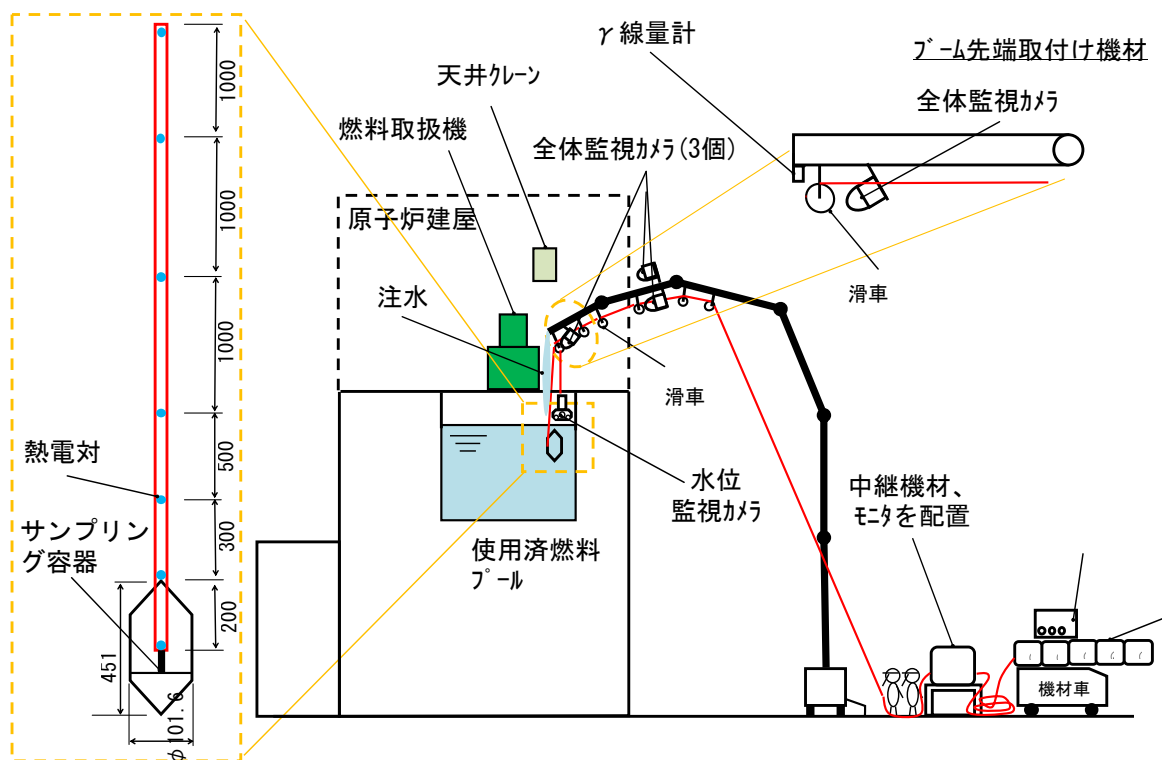


図 1 3 - 4 - 4 コンクリートポンプ車による S F P 水位、水温の測定方法

4号機SFPの状況調査

1. SFPの状況

3月11日時点で、福島第一原子力発電所4号機のSFPには、使用済燃料1331体、新燃料204体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は3月11日の時点で2.26MW、6月11日の時点で1.58MWと評価している。4号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数を表13-4-1に示す。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、全交流電源が喪失し、SFPの冷却機能及び補給水機能が喪失した。3月15日6時頃、原因は不明であるが、水素爆発により、オペレーティングフロア上部等の壁面が損傷した。

3月16日、3号機へのヘリコプターによる放水のための線量確認の際に、4号機のオペレーティングフロア近辺にまでヘリコプターが接近した。その際に、4号機SFPの水面が目視により観測され、燃料が露出していないことが確認された。

3月20日、自衛隊が放水車による淡水放水を開始した。以降3月21日まで、約250tの地上からの放水を実施した。

3月22日、コンクリートポンプ車による海水放水を実施。以降6月14日まで、約5700tの放水を実施した。

3月25日、既設のFPC配管を用いて注水を実施したが、配管の抵抗が大きく、ほとんど注水されていないと判断した。

3月25日、コンクリートポンプ車による放水を実施した。スキマーサージタンクレベルの上昇を確認したため、SFPが満水になっているとの推測がなされた。その後も4月12日までに数回のスキマーサージタンクレベルの上昇を観測したが、いずれも数cm程度であり、当時スキマーサージタンクレベルにより満水確認が可能であった2号機の上昇レベル（数十cm以上）と比較すると非常に小さい値であった。

4月12日、コンクリートポンプ車を用いて、SFP水のサンプリング及びそれに先だつての水位測定を実施した。その際に測定された水位はTAF上2.1mであり、それまでに観測されたスキマーサージタンクレベルの上昇は満水によるオーバーフローではなかったことが確認された。スキマーサージタンクレベルが上昇した理由は、その上昇速度が小さかったことから、SFPに注水されずオペレーティングフロアの床に落下した水がドレン系等を通じてスキマーサージタンクに流れ込み水位を上げた可能性が高いものと考えられる。

4月22日、再びコンクリートポンプ車を用いた水位確認を実施した。4月12日以降の放水を必要最小限にとどめていたこともあり、全ての水がSFP

へと注入できなかつたと推定されるため、水位は更に低下しTAF上+1.7 mと測定された。放水の歩留まりと崩壊熱による蒸発量を考慮すれば、SFPの水位は予想の範囲内であったことから、SFP満水に向けてのコンクリートポンプ車による水位測定と放水を実施し、4月27日に大幅なスキマーサージタンクレベルの上昇(4300→6050 mm)をもって、満水を確認した。4号機のSFPは、漏えいの可能性が指摘されていたが、その後の注水と水位の関係は、崩壊熱から予想される蒸発による減少の範囲の中にあり、SFPからの大量の水漏れがないことが推測された。

4月27日、原子炉ウェル側の水位を、事故以来初めて計測することができた。水位はTAF+1.8 mであり、発熱源がなく、地震発生以前は満水であったことから蒸発により大量に水が失われたとは考えにくく、SFPの水位低下に伴い、プールゲートを介してSFP側へ流出したものと推定され、SFPの水位もウェル水位と同程度(TAF+1.8 m程度)と考えられる。

4月29日、建屋内のSFPドレン系には大量のドレン水が存在しないことが確認されていることも、SFPからの大量の水漏れは無いことの証拠となった。

4月28日、5月7日、SFP水のサンプリング、水位測定、ビデオ撮影を実施した。録画された映像から、SFP内に瓦礫が落下していること、使用済燃料が燃料ラック内に収納された状態が維持されていること、プールゲートが健全であること等が確認された。

5月21日、コンクリートポンプ車による放水に、材料腐食防止のためのヒドラジンを注入した。

6月16日、仮設のSFP注水設備による注水を実施。以降7月31日まで、仮設のSFP注水設備により280 tを注水した。

6月19日、DSピットに収納されている炉内構造物からの放射線量を抑える目的で、原子炉ウェル、DSピットへのCRD配管からの注水を実施した。

4号機のSFPは、原子炉ウェル、DSピットを含め注水手段が確保されており、スキマーサージタンクレベルから満水を確認でき、水位が安定に維持されている状態にある。4号機のSFPへの注水実績を表13-4-2に示す。

7月31日12時44分に代替冷却系(図13-5-1参照)によるSFP水冷却を開始した。冷却開始時の水温は約75℃であり、8月3日頃には定常状態に達し、40℃程度の水温で安定した状態にある。

表 13-5-1 4号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数

7X7RD	1
8X8	4
8X8BJ	30
STEP2	560
STEP3-B	736
使用済み計	1331
新燃料(STEP3-B)	204
燃料合計	1535

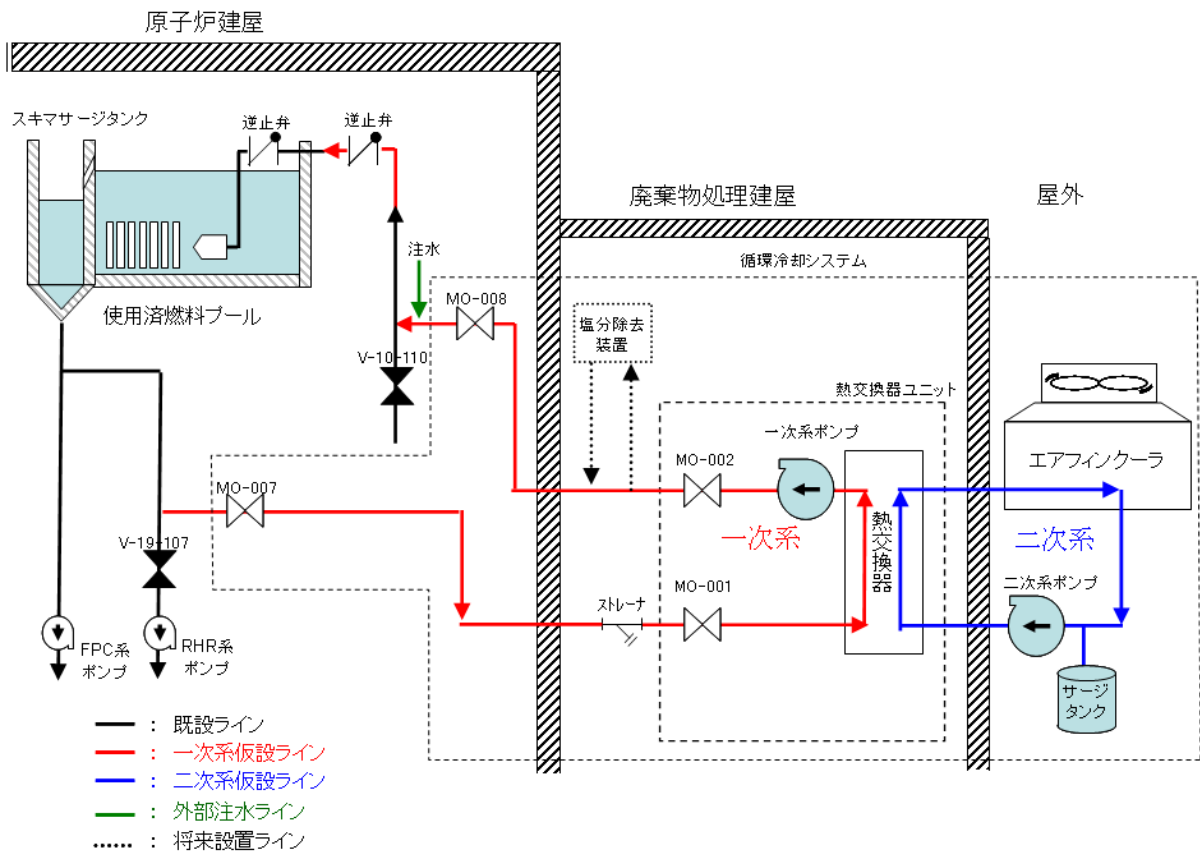


図 13-5-1 代替冷却系の系統図

表 1 3 － 5 － 2 4号機のSFPへの注水実績

8/12 9:00時現在

			注水量合計
			約6242(t)
日時	手段	種類	注水量(t)
3/20 8:21~9:40	自衛隊高圧放水車	真水	80
3/20 18:30頃~19:46	自衛隊高圧放水車	真水	80
3/21 6:37~8:41	自衛隊高圧放水車	真水	90
3/21 8:38~8:41	米軍高圧放水車	真水	2.2
3/22 17:17~20:32	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	海水	150
3/23 10:00~13:02	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	海水	125
3/24 14:36~17:30	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	海水	150
3/25 6:05~10:20	FPC	海水	21
3/25 19:05~22:07	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	海水	150
3/27 16:55~19:25	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	海水	125
3/30 14:04~18:33	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	140
4/1 8:28~14:14	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	180
4/3 17:14~22:16	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	180
4/5 17:35~18:22	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	20
4/7 18:23~19:40	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	38
4/9 17:07~19:24	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	90
4/13 0:30~6:57	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	195
4/15 14:30~18:29	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	140
4/17 17:39~21:22	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	140
4/19 10:17~11:35	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	40
4/20 17:08~20:31	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	100
4/21 17:14~21:20	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	140
4/22 17:52~23:53	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	200

4/23 12:30~16:44	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	140
4/24 12:25~17:07	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	165
4/25 18:15~ 4/26 0:26	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	210
4/26 16:50~20:35	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	130
4/27 12:18~15:15	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	85
4/28 11:43~11:54	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測)
4/28 11:55~12:07	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(サンプリング)
4/29 10:29(水位計測)、10: 35(温度測定)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定)
4/30 10:14~10:28(水位計 測、温度測定)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定)
5/1 10:32~10:38(水位計 測、温度測定)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定)
5/2 10:10~10:20(水位計 測、温度測定)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定)
5/3 10:15~10:23(水位計 測、温度測定)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定)
5/4 10:25~10:35(水位計 測、温度測定)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定)
5/5 11:55~12:05(水位計 測、温度測定) 12:19~20:46(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定) 270
5/6 12:16(水位計測、温度 測定) 12:38~17:51(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、温度測定) 180
5/7 11:00(水位計測、水中 撮影、サンプリング) 14:05~17:30(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	(水位計測、水中撮影、 サンプリング) 120
5/9 16:05~19:05(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	100

5/11	16:07～19:38(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	120
5/13	16:04～19:04(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	100
5/15	16:25～20:25(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	140
5/17	16:14～20:06(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	120
5/19	16:30～19:30(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	100
5/21	16:00～19:56(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	130
5/23	16:00～19:09(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	100
5/25	16:36～20:04(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	121
5/27	17:05～20:00(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	100
5/28	17:56～19:45(放水)	東電コンクリートポンプ車(62m 級)	淡水	60
6/3	14:35～21:15(放水)	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	210
6/4	14:23～19:45(放水)	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	180
6/6	15:56～18:35(放水)	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	90
6/8	16:12～19:41(放水)	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	120
6/13	16:36～21:00(放水)	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	150
6/14	16:10～20:52(放水)	東電コンクリートポンプ車(58m 級)	淡水	150
6/16	13:14～15:44(放水)	仮設放水設備	淡水	75
6/18	16:05～19:23(放水)	仮設放水設備	淡水	99
6/22	14:31～16:38(放水)	仮設放水設備	淡水	56
6/29	11:47～12:01(放水)	仮設放水設備	淡水	7 (リークチェック)
6/30	11:30～11:55(放水)	仮設放水設備	淡水	13
7/31	8:47～9:38(淡水)	仮設放水設備	淡水	25

2. 調査によって確認された事項

(1) 4号機SFP水のサンプリング

4号機では平成23年4月12日、4月28日、5月7日にコンクリートポンプ車を用いてSFP水を採取した。また、平成23年8月20日には、FPCのサンプリング配管から、スキマーサージタンクにオーバーフローしたSFP水を採取した。採取したSFP水についての放射性物質の核種分析を実施した（分析日はそれぞれ4月13日、4月29日、5月8日、8月20日）。分析結果を表13-5-3に示す。

表13-5-3 4号機SFP水の分析結果

検出核種	半減期	濃度 (Bq/cm ³)					(参考) 4号機 T/B地下階 たまり水 (3/24)
		4号SFP水					
		4/12 採取	4/28 採取	5/7 採取	8/20 採取	(参考) 3/4 採取	
Cs-134	約2年	88	49	56	44	検出限界 未満	31
Cs-137	約30年	93	55	67	61	0.13	32
I-131	約8日	220	27	16	検出限界 未満	検出限界 未満	360

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- ・ 3回の採取結果ともに事故発生前（3月4日）に採取された濃度よりは高いが、絶対値は大きくない。このため、SFP内の大部分の燃料は健全な状態にあり、系統的な大量破損は発生していないと推測できる。
ただし、4号機ではR/Bが損傷しているため、SFPに落下した瓦礫により一部の燃料が損傷した可能性を否定することはできない。
- ・ 4号機は昨年11月30日に定期検査で停止し、最も冷却期間が短い燃料についても4ヶ月以上冷却されているため、検出された短半減期核種のI-131（半減期約8日）はSFPに貯蔵している燃料の影響とは考えにくく、1～3号機の原子炉由来の可能性が高いと考えられる。
- ・ 原子炉由来の放射能の経路としては、他号機のPCVからベント等により放出された放射性物質の飛来や放水した海水に含まれる放射能の影響の可能性が高いと考えられる。
- ・ 核種の減衰とSFP水量の変化を考慮した評価値は、表13-5-4のように測定値と同程度の値であり、3回の測定結果の関係は妥当であると言える。

表13-5-4 4号機SFP水の分析結果

	4/28採取分		5/7採取分	
	評価値*	測定値	評価値*	測定値
Cs-134	54	49	56	56
Cs-137	58	55	61	67
I-131	35	27	17	16

*：評価値とは4月12日採取データを基準として、減衰とSFP水量の違いによる希釈を考慮した値

(2) 4号機SFPの水位評価

図13-5-2に4号機SFPの評価結果を実績測定値と合わせて図示する。

評価結果では、水位は地震時のスロッシングと爆発の影響により低下したと仮定し、その後は蒸発により低下している。3月20日以降注水により水位回復を図っているが、4月20日頃までは蒸発量が注水量を上回っており、燃料ラック頂部+1.5mまで水位は低下している。4月22日～27日に集中的な注水により満水まで回復した後、5月5日まで注水を停止して水位減少の傾向確認を実施している。その後は集中的な注水により満水に回復し、以降は蒸発による水位低下と注水による水位回復を繰り返し、概ね満水付近で水位管理がなされている。なお、事象初期に実施された放水車等による放水、コンクリートポンプ車による注水、仮設のSFP注水設備からの注水は、それぞれSFPへの実際の流入割合が異なると考えられるため、それぞれに水位測定結果等から推定される歩留まりを設定している。

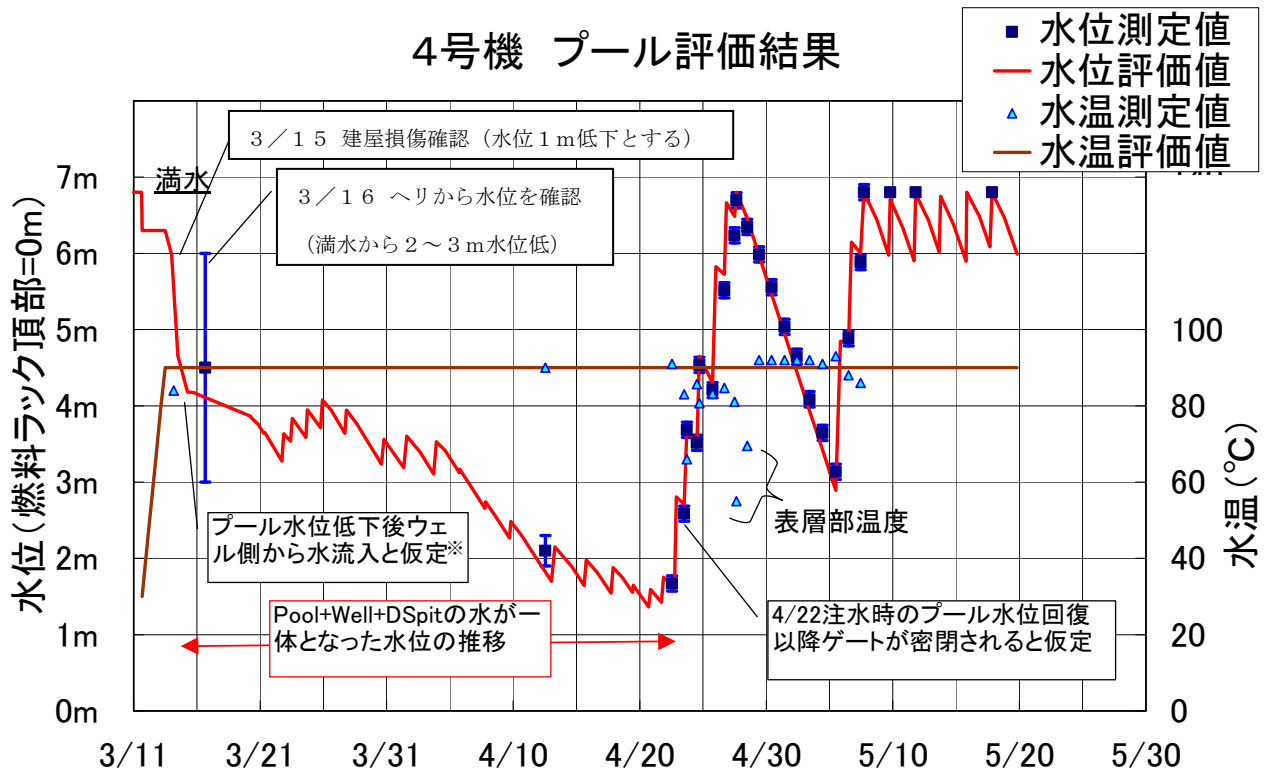
4月中旬以降はコンクリートポンプ車に熱電対を吊り下げることにより水位測定が頻繁に実施されているが、測定値は評価値と概ね良く一致している。

水位評価では、全体的にSFP水位が低下傾向にある4月22日以前はSFPと原子炉ウェルの水が一体とし、それ以降の集中的なSFP注水実施以後はSFPの水は原子炉ウェルとは独立したものとしている。原子炉ウェル水位については、燃料ラック上約2m程度で一定であると測定結果が5月上旬から得られており、評価結果と概ね良く一致している。

4号機では、2号機と同様に注水後のスキマーサージタンクの水位計の変動を確認することによって満水確認を行っている。しかし、3月中旬～4月中旬での満水確認は誤りだったことがその後の水位測定実績により分かっている。誤りの理由は、注水中に注水の一部が何らかの経路からスキマーサンジタンク側に流れ、その結果としてSFPが満水に至っていないにもかかわらず水位計が変動したことを満水と誤認したものと考えられている。当時のレベル変動は、4月下旬以降の明確で大きな変動と比較すると、緩慢で少量なレベル変動であった。3月中旬～4月中旬に注水を実施しているにもかかわらず、水位が低下

傾向にあり回復していないのはこのためである。

水温の測定はコンクリートポンプ車に熱電対を吊り下げるという方法で水位測定と合わせて実施されている。多くの測定結果は90℃程度であり、2号機の測定結果70℃程度と比較して高い値となっているが、これは4号機SFPの燃料の崩壊熱が高いため、準定常状態となった際の温度が高めになっていることが理由である。図13-5-2には70℃以下の測定結果も数点あるが、これらはSFP表層部の水をサンプリングしているため等の理由によるものと考えられる。



※ 地震発生時、原子炉ウェル側は満水状態であったため、水位評価値においては、ウェル・DSピット側からプール側への水の流入を考慮している。

図13-5-2 4号機SFPの評価結果

水位の実測値が概ね評価値と整合していることから、SFPは水位維持に影響を与えるような漏えいは生じていないと考えられる。

その後のコンクリートポンプ車を用いた水位の測定結果も、概ね評価値と整合する結果となっており、また、平成23年4月28日には、水中カメラにて、SFP内の燃料及び燃料ラックが概ね健全であったことも確認されている。

これらのことから、地震発生以降現在に至るまで、SFPには水位の維持に影響を与えるような破損は生じておらず、注水により水位は維持され、燃料の露出は無かったと考えられる。

(3) プールゲートの構造

プールゲートは図13-5-3に示すとおり、SFPと原子炉ウェルとの連結部をSFP側からふさぐ形の構造になっており、その水密性はSFPからの水圧で保たれる。運転時は原子炉ウェル側に水がないため、プールゲートには大きな水圧がかかる。一方、4号機は定期検査中であり、原子炉ウェル側にも水が蓄えられており、FPCの冷却が失われた以降は、SFP側の保有水が蒸発により失われていく状況にあったため、原子炉ウェル側の水位が高く、SFP側の水位が低くなる関係となったものと考えられる。その場合、図13-5-4、13-5-5に示すようにプールゲートは通常とは逆側から水圧を受けることになり、構造上プールゲートの密閉性は失われ、水位が原子炉ウェル側と同じになるまで水が流れ込むこととなる。(2)に示した水位挙動評価では、この効果を前提としているため、SFPの水位低下は緩やかなものとなっている。ただし、4月22日の注水以降、SFPの水位が回復した結果、原子炉ウェル側の水位が低く、SFP側の水位が高くなる関係となったものと推測されるため、プールゲートの水密性が再び維持されるとの仮定を用いて評価しているが、この仮定による評価は観測結果とよく一致する。

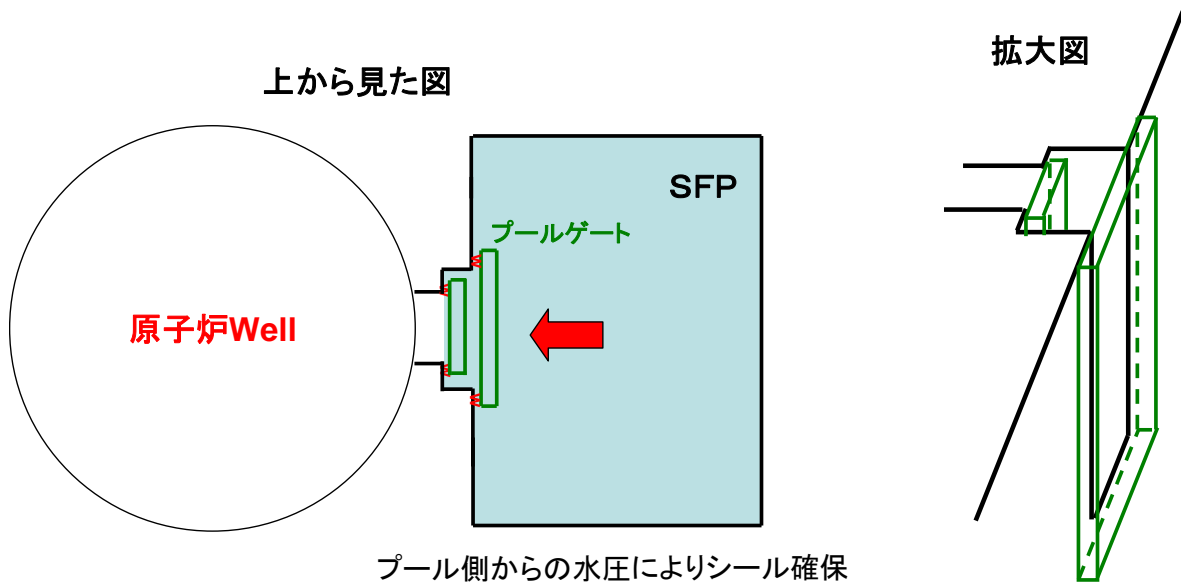


図13-5-3 プールゲートの構造

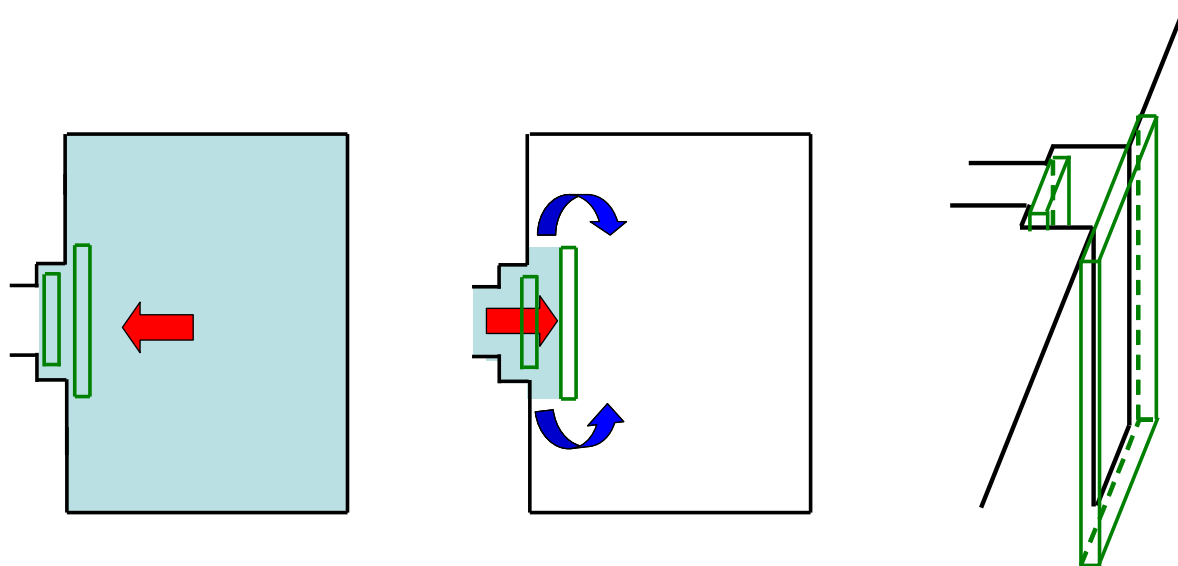


図13-5-4 プールゲートからの水流入のメカニズム（その1）

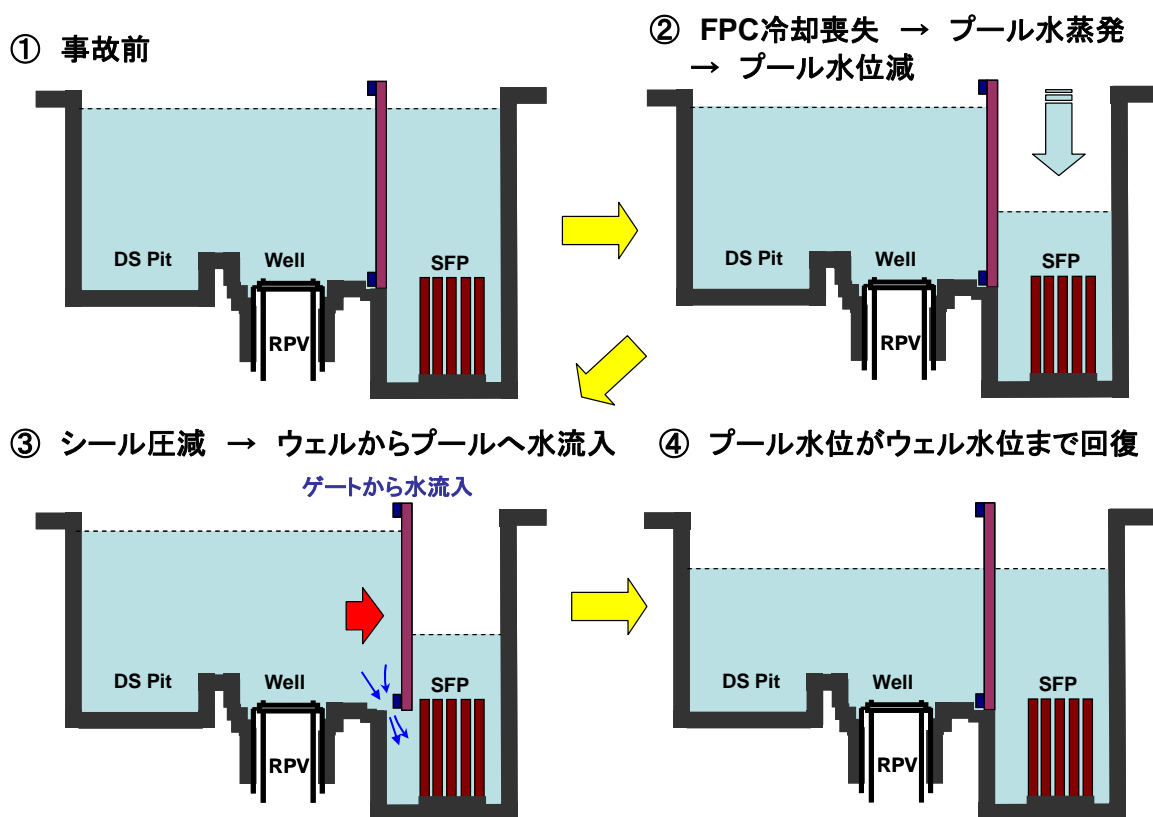


図13-5-5 プールゲートからの水流入のメカニズム（その2）

(4) SFP水中の状況

5月7日、SFP水のサンプリングを実施する際に、同時にビデオカメラによる撮影を実施した。図13-5-6、7、8、9に撮影された写真を示す。SFP水中には大小様々な瓦礫が落下しているが、SFPに保管されていた燃料はラックに収納された状態を維持しており、大量の燃料破損は無いことが確認された。



図13-5-6 4号機のSFP水中の状況（その1）



図13-5-7 4号機のSFP水中の状況(その2)



図13-5-8 4号機のSFP水中の状況(その3)



図13-5-9 4号機のSFP水中の状況（その4）

（5）SFP水位・温度測定の実施方法

4号機については、SFP水のサンプリング時等に、SFP水位、水温の測定を実施している。測定方法は、図13-5-10に示すようにコンクリートポンプ車を用いて、一定間隔でのマーキング及び熱電対を取り付けたケーブルを建屋上部から降ろし、燃料交換機の手すりなど位置情報が分かっている点を基点として、着水による温度変化が表れるまでの巻き下げ長さを測定することで水位を確認する。そのため、測定結果には10cm程度の誤差が存在するものと考えている。水位測定時の温度変化は、SFP水表面層の温度である。したがって、場合によっては更に熱電対を水中に降下させ、SFP水の平均温度とみなせる深さでの水温測定も実施している。

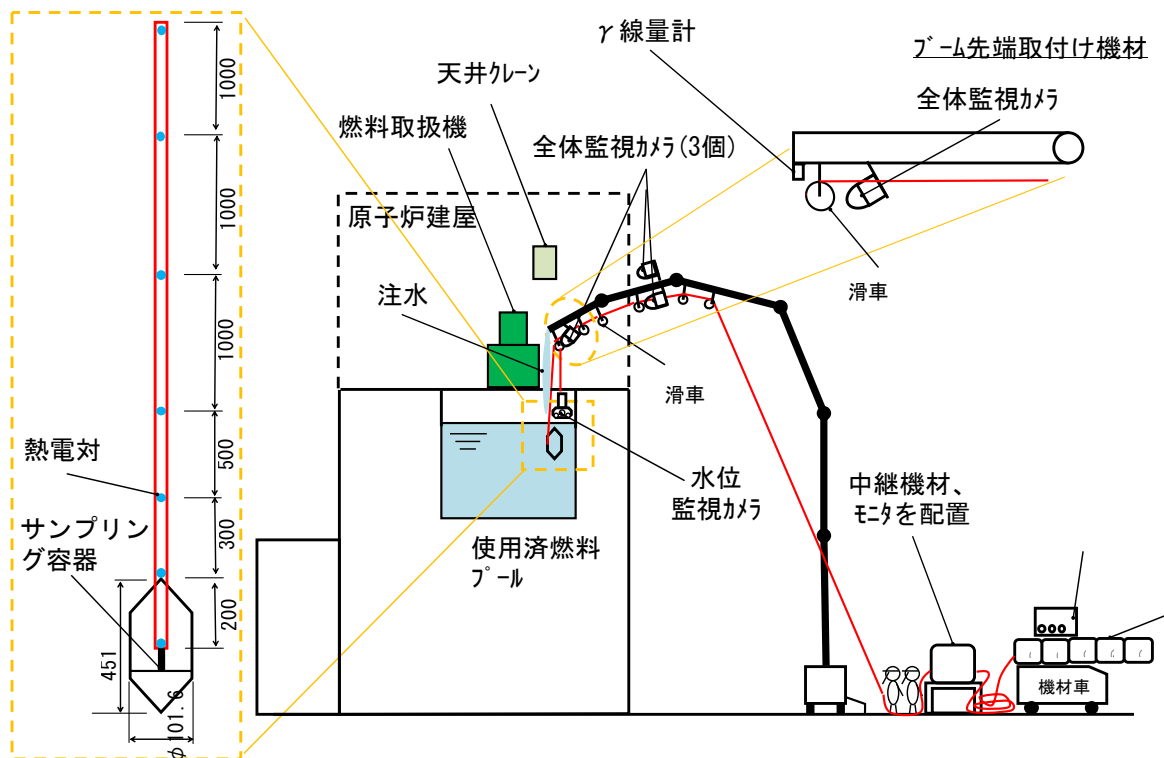


図 13-5-10 コンクリートポンプ車によるSFP水位、水温の測定方法

５号機ＳＦＰの状況調査

１．ＳＦＰの状況

３月１１日時点で、福島第一原子力発電所５号機のＳＦＰには、使用済燃料９４６体、新燃料４８体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は３月１１日の時点で１．０１MW、６月１１日の時点で０．７６MWと評価されている。５号機のＳＦＰに貯蔵されていた燃料体数を表１３－６－１に示す。

３月１１日１４時４６分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、全交流電源が喪失しＳＷポンプも機能を喪失したため、ＳＦＰの冷却機能及び補給水機能が喪失した。

ＳＦＰの水温は上昇を続けたが、３月１９日５時００分にＲＨＲポンプを手動起動し、非常時熱負荷モードでＳＦＰ冷却を開始したことで水温の上昇は最大６８．８℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。ＲＨＲは、炉内の燃料の冷却にも使用するため、システムを切り替えながら運用し、ＳＦＰ水温は冷却系の切り替え時には上昇し、３０～５０℃程度の間を推移してきた。

なお、６月２５日からは、ＦＰＣによる冷却が出来るようになったことで、より安定した冷却状態を維持できるようになり、ＳＦＰ水温は３０℃程度で安定している。

表１３－６－１ ５号機のＳＦＰに貯蔵されていた燃料体数

8X8	27
STEP2	487
STEP3-B	432
使用済み計	946
新燃料(STEP3-B)	48
燃料合計	994

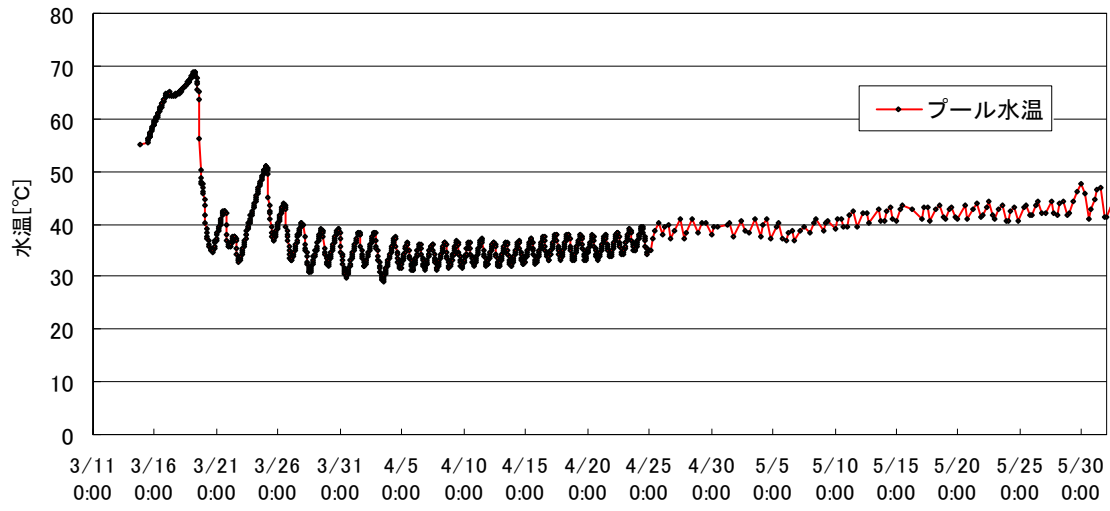


図13-6-1 5号機 SFPの水温の推移

6号機SFPの状況調査

1. SFPの状況

3月11日時点で、福島第一原子力発電所6号機のSFPには、使用済燃料876体、新燃料64体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は3月11日の時点で0.87MW、6月11日の時点で0.73MWと評価されている。6号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数を表13-7-1に示す。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、SWポンプが機能を喪失（ただし、D/G 6Bは機能維持した）したため、SFPの冷却機能が喪失した。

SFPの水温は上昇を続けたが、3月19日22時14分にRHRポンプを手動起動し、非常時熱負荷モードでSFP冷却を開始したことで水温の上昇は最大67.5℃に留まり、冷却開始後は安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。RHRは、炉内の燃料の冷却にも使用するため、システムを切り替えながら運用し、SFP水温は冷却系の切り替え時には上昇し、20～40℃程度の間を推移した。

現在は、気温の上昇等の影響もあり、SFP水温は30～50℃程度で安定している。

表13-7-1 6号機のSFPに貯蔵されていた燃料体数

8X8	144
STEP2	316
STEP3-B	416
使用済み計	876
新燃料(STEP3-B)	64
燃料合計	940

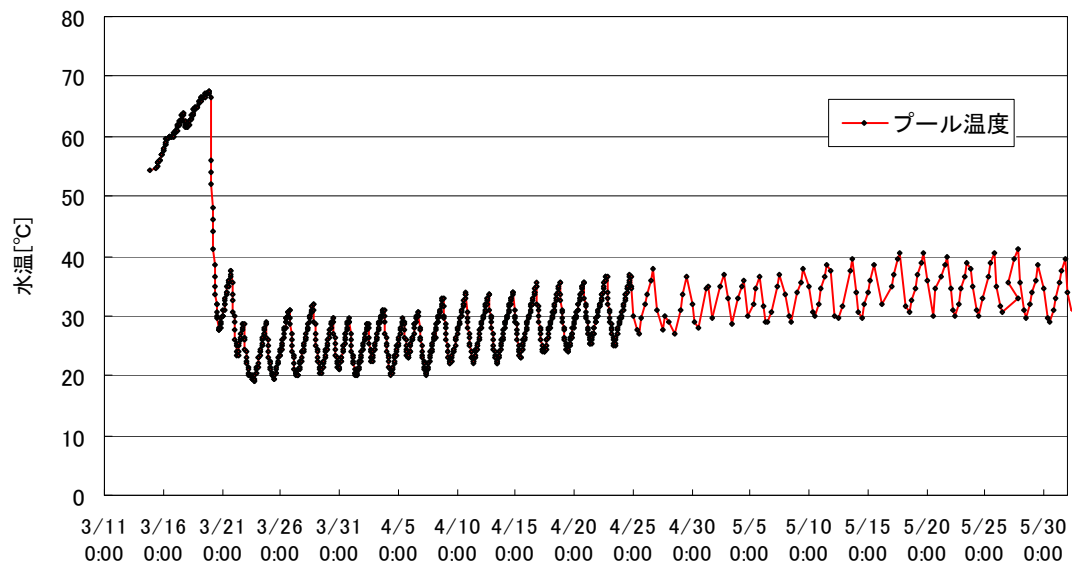


図 1 3 - 7 - 1 6号機 SFPの水温の推移

共用プールの状況調査

1. 共用プールの状況

3月11日時点で、福島第一原子力発電所の共用プールには、使用済燃料6375体が貯蔵されていた。また、崩壊熱は3月11日の時点で1.13MW、6月11日の時点で1.12MWと評価されている。共用プールに貯蔵されていた燃料体数を表13-8-1に示す。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の襲来により、全交流電源を喪失したため、共用プールの冷却機能（空冷）及び補給水機能を喪失した。

3月18日、共用プールの点検を実施し、水位が確保されていることを確認した。

その後共用プールの水温は上昇を続けたが、外部電源の復旧に伴い、共用プールの電源について仮設電源設備を経由して受電し、3月24日18時、仮設の冷却設備がインサービスされたため、水温の上昇は最大73℃に留まり、安定した冷却状態を維持することが出来るようになった。（図13-8-1参照）

その後は、30～40℃程度の温度で安定した状態を維持している。

表13-8-1 共用プールのSFPに貯蔵されていた燃料体数

8X8	5153
STEP 2	1222
使用済み計	6375

共用プール水温

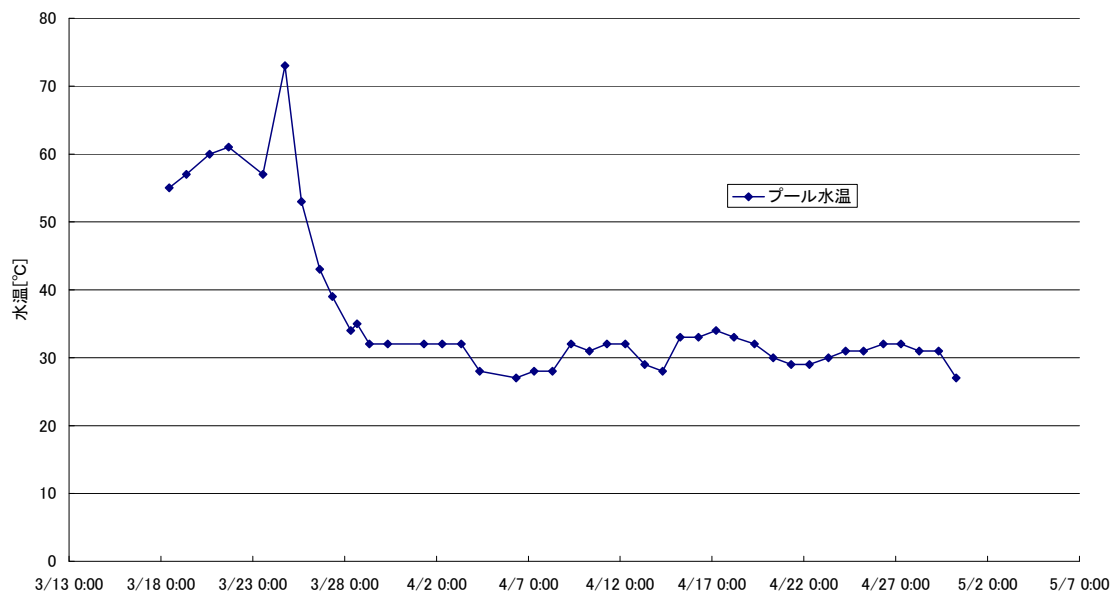


図13-8-1 共用プールの水温の推移

2. 調査によって確認された事項

(1) 共用プール水のサンプリング

共用プールでは平成23年5月13日に、共用プール水をオペレーティングフロアより柄杓でくみ上げて採取した。採取した共用プール水についての放射性物質の核種分析を実施した（分析日は5月14日）。分析結果を表13-8-2に示す。

表13-8-2 共用プール水の分析結果

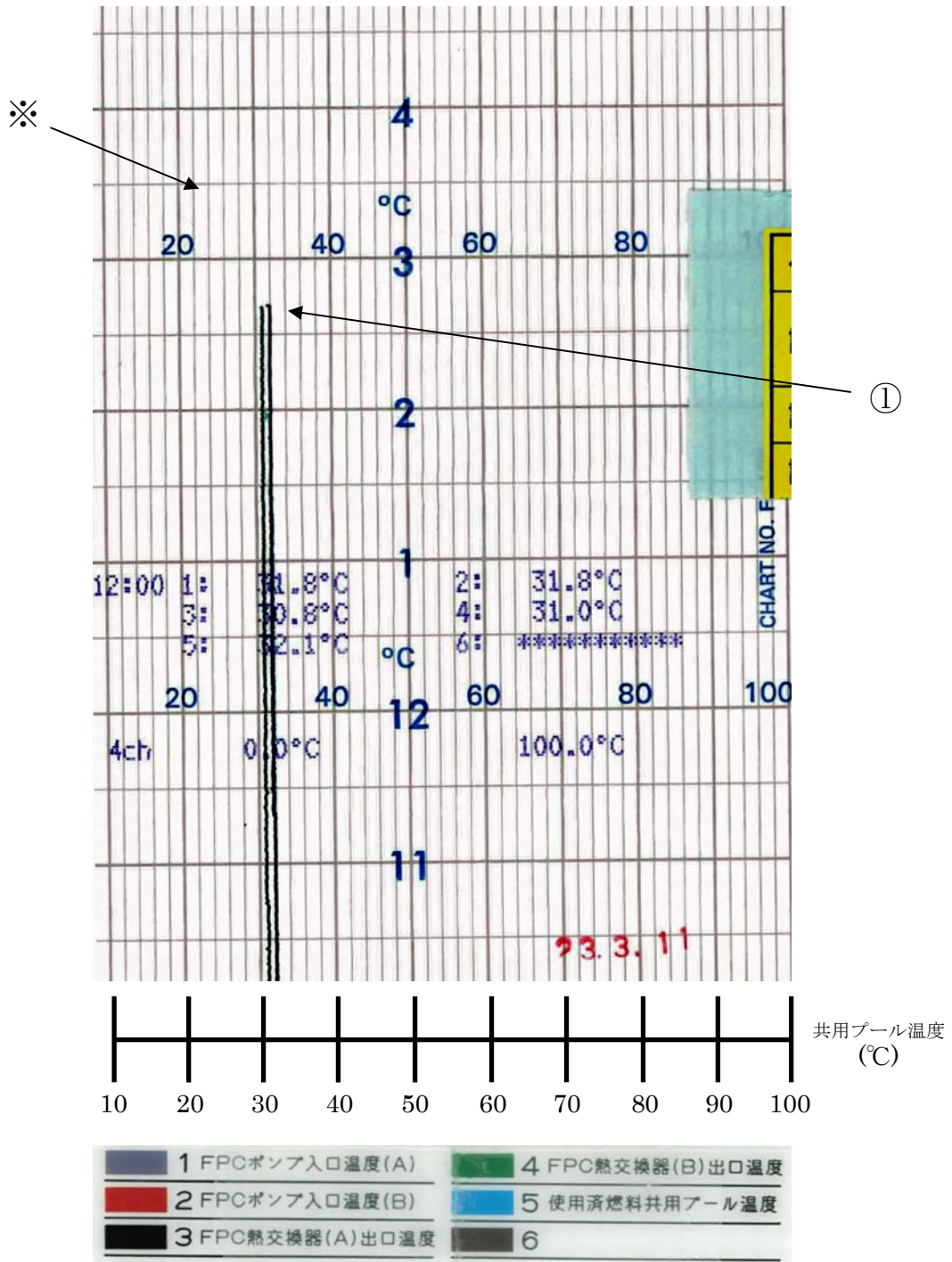
検出核種	半減期	濃度 (Bq/cm ³)	
		共用プール水	
		5/13採取	(参考) 2/10採取
Cs-134	約2年	0.17	検出限界未満
Cs-137	約30年	1.2	検出限界未満
I-131	約8日	検出限界未満	検出限界未満

分析結果等に基づく評価を以下に記す。

- 5月13日に採取した共用プール水から検出された放射能の絶対値は低く、また、事故発生以降、共用プールの水位は維持されていた状況にあることから、共用プール内燃料集合体の破損の可能性は低いと推測できる。

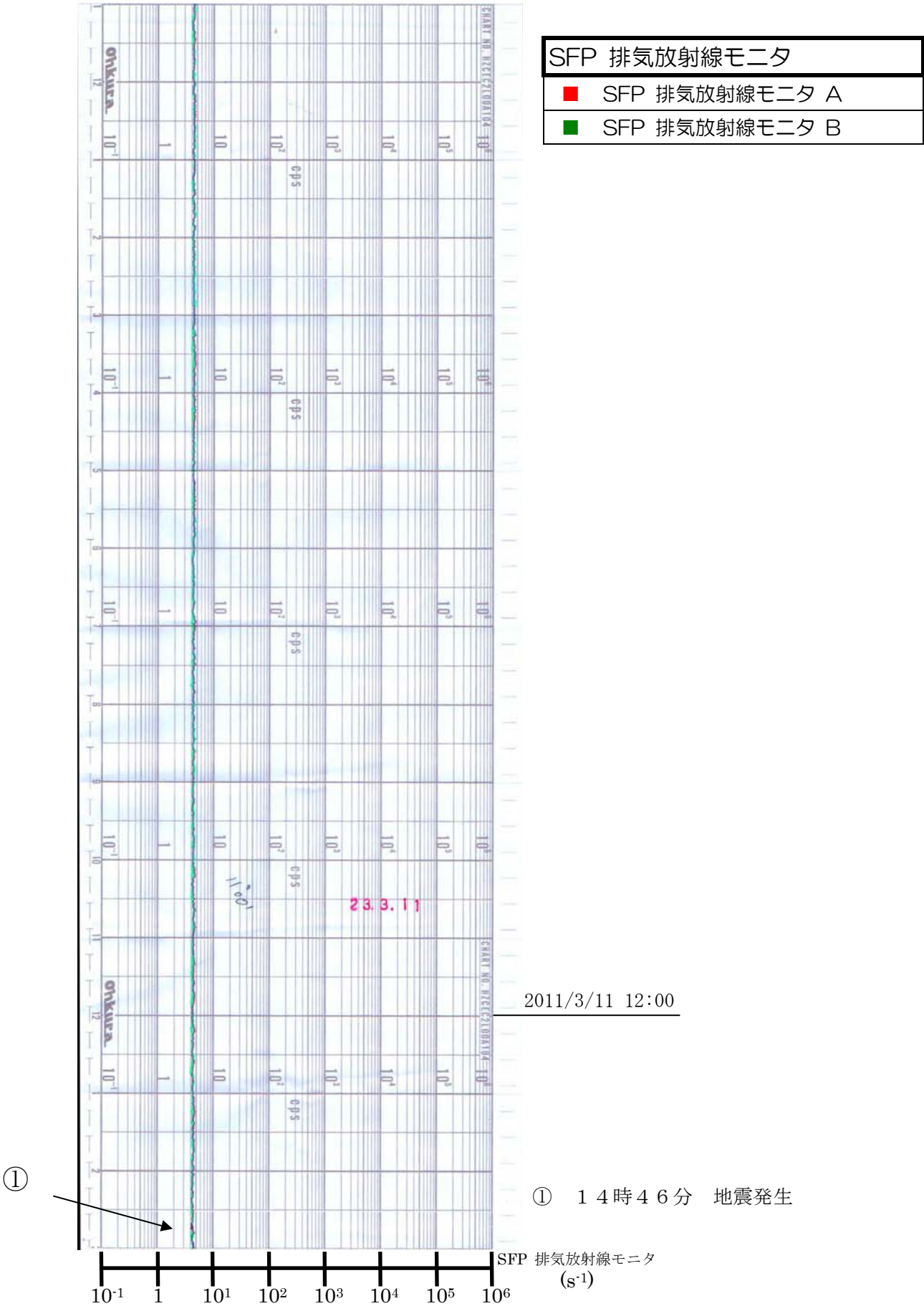
共用プールデータチャート

【共用プール温度】

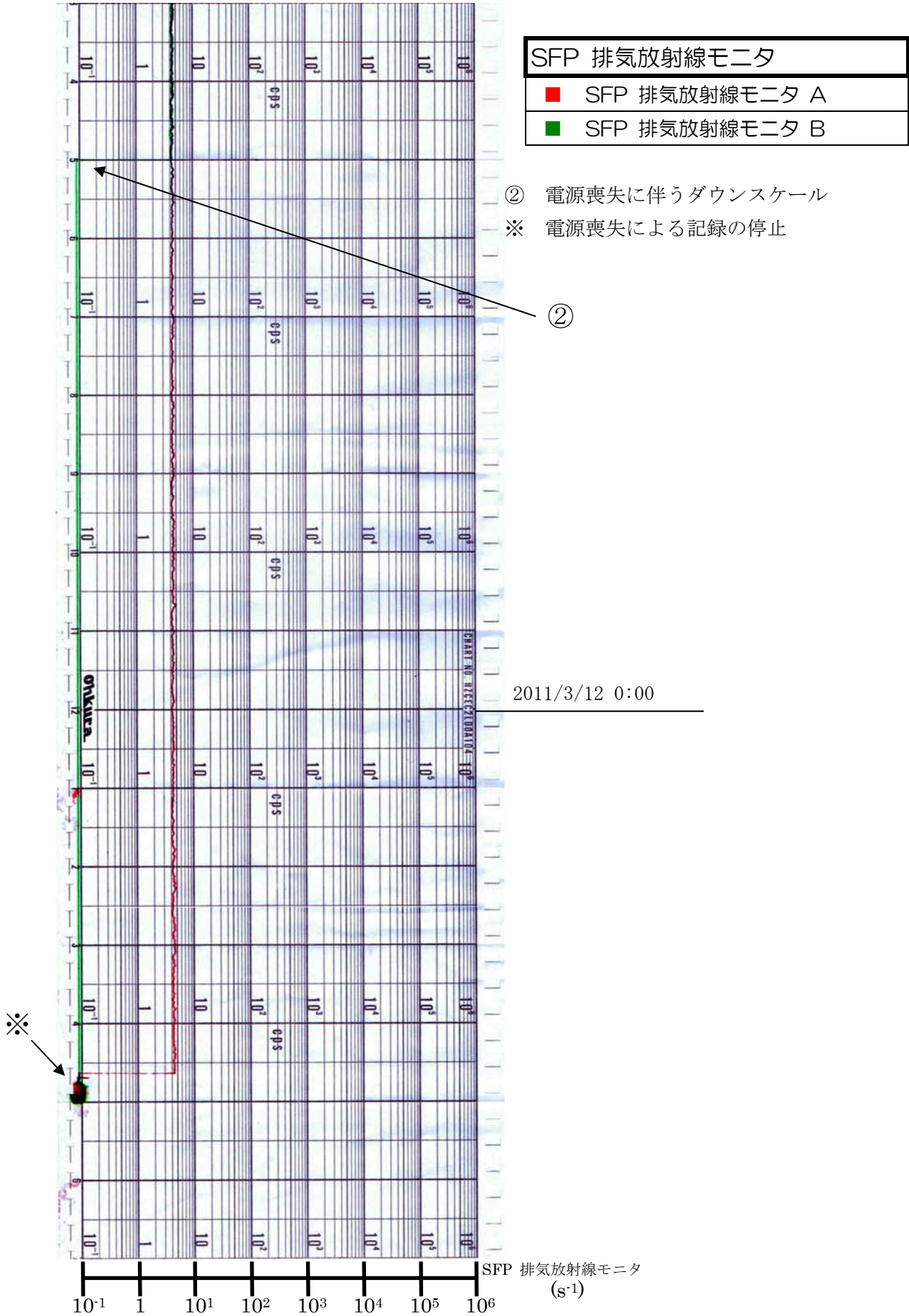


- ① 14時46分 地震発生
- ※ 電源喪失による記録の停止

【共用プール SFP 排気放射線モニタ (1/2)】

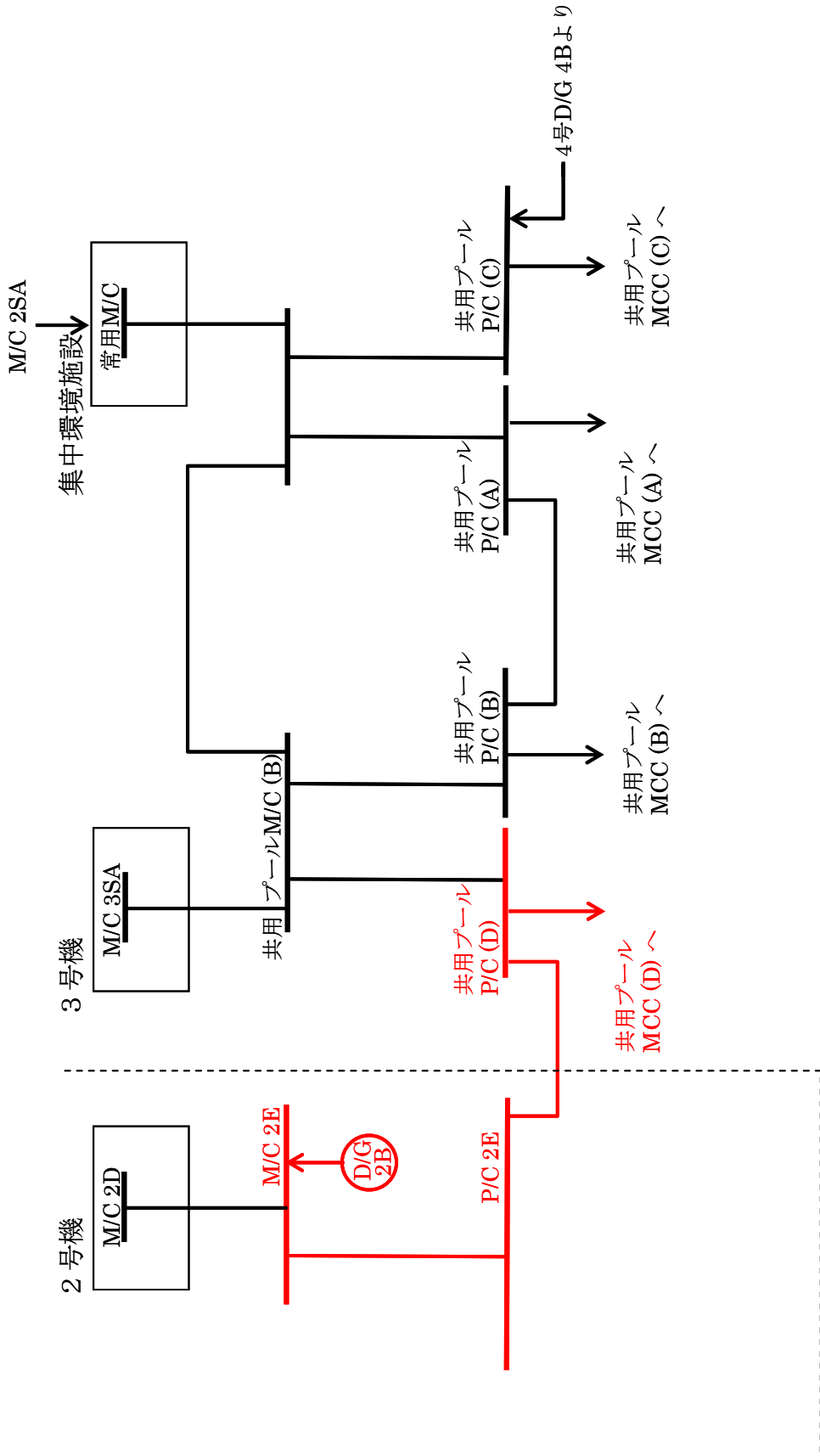


【共用プール SFP 排気放射線モニタ (2/2)】



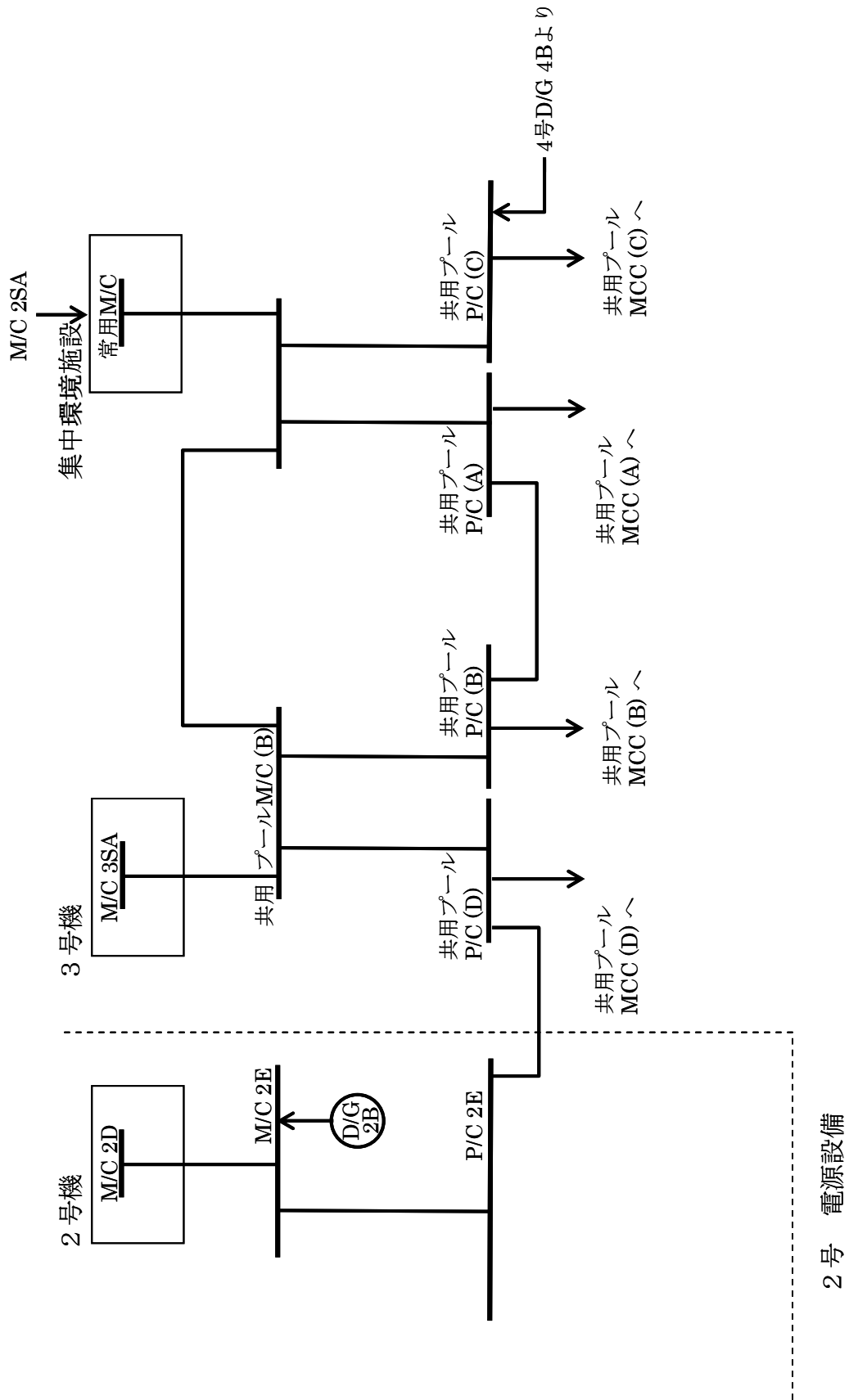
共用プール 所内電源概略図 (地震発生後の状態)

(黒字：所内電源切替できず電源喪失状態、赤字：D/Gからの電源供給により通電状態)

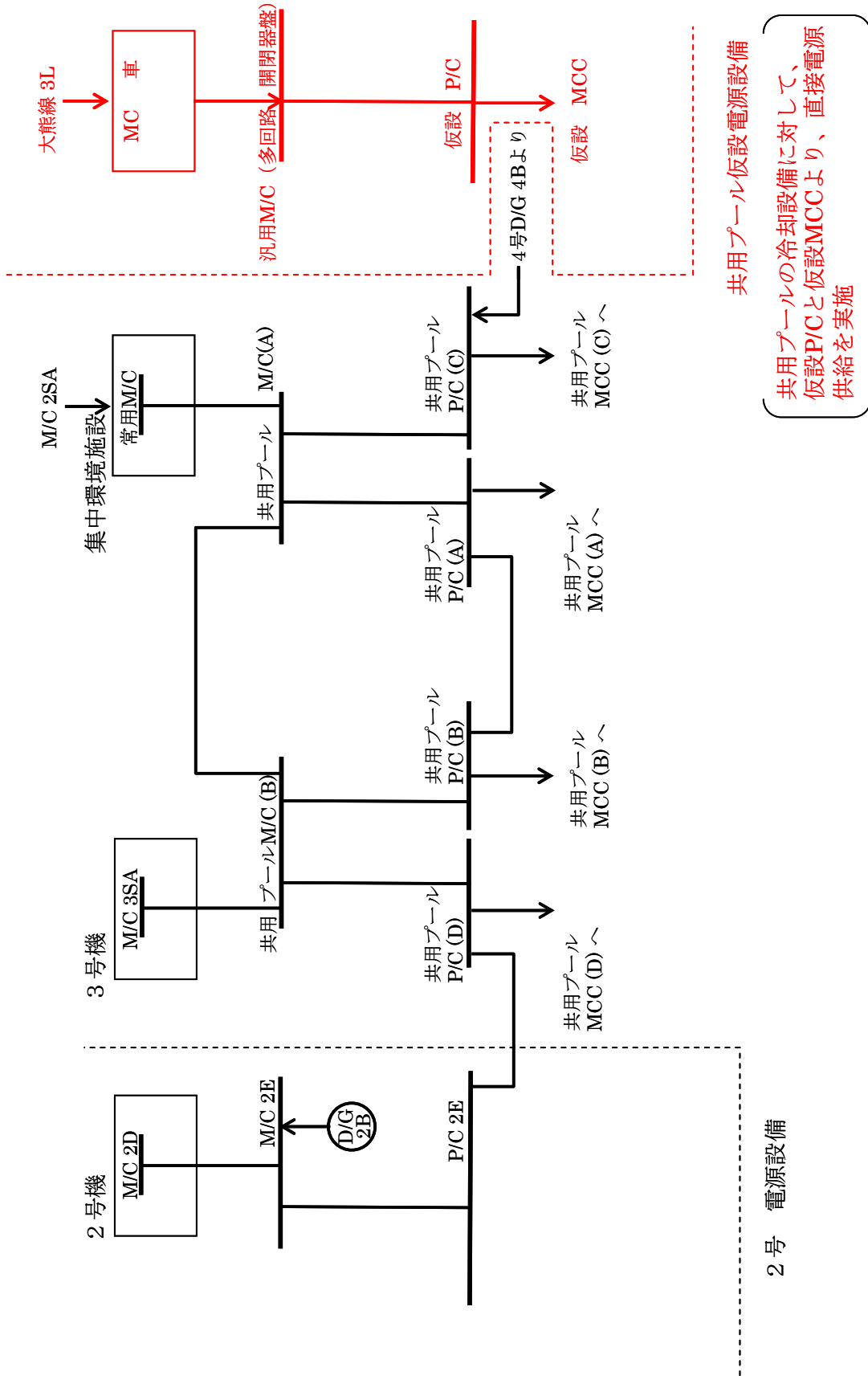


2号 電源設備

共用プール 所内電源概略図 (津波襲来後の状態)
 (黒字: D/Gも停止し、全電源喪失状態)



(黒字：電源喪失状態、赤字：仮設電源供給により通電状態)



共用プール仮設の冷却設備について

3月23日にサプレッションプール水サージタンク(A)から、仮設タンクを介し、消防車で共用プールに水張りを実施した。

3月24日にエアフィンクラー(以下、「AFC」という。)については、3号機のR/Bでの水素爆発で発生した瓦礫を撤去して、既設のAFC A1を起動した。なお、共用プール側の循環にはFPC A系を使用しており、FPC熱交換器を介して、AFC側の循環には、使用済燃料共用プール補機冷却系ポンプ(以下、「FPCW」という。)A系を使用している(設備は仮設電源を利用)。

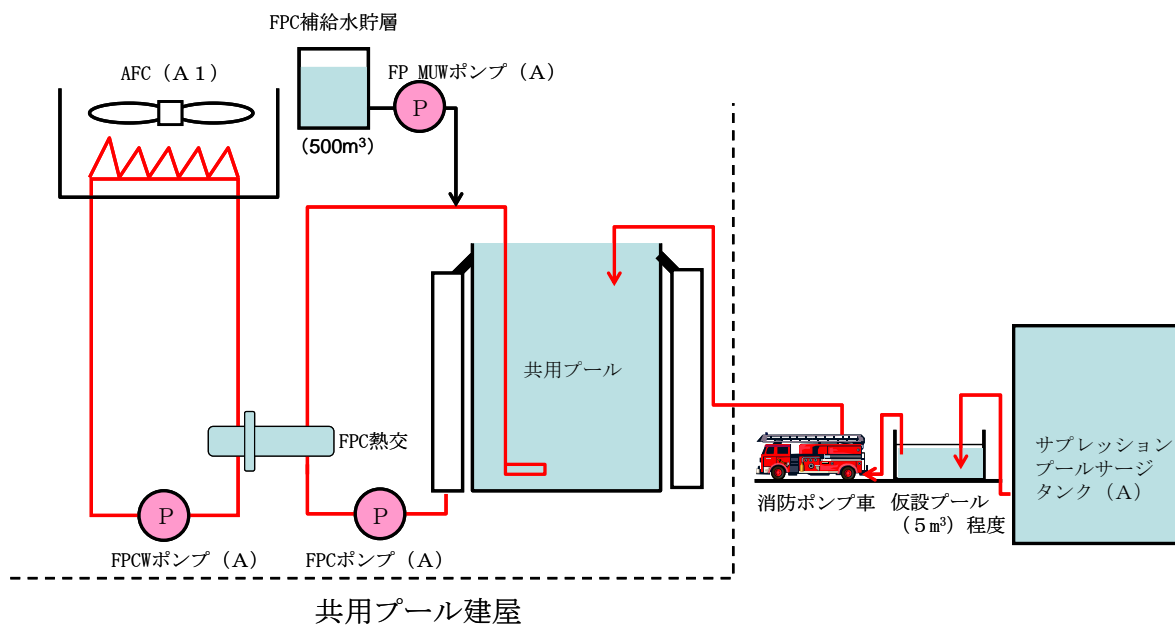


図-13-11-1 共用プールへの注水と冷却

乾式貯蔵キャスク保管建屋の状況調査

1. 乾式貯蔵キャスク保管建屋の状況

乾式貯蔵キャスク保管建屋は1～4号機と5／6号機の間にある。(図13-12-1参照) 乾式貯蔵とは、使用済燃料を、図13-12-2に示す乾式の貯蔵キャスクにおさめて、キャスク保管庫に貯蔵する方法である。なお、乾式貯蔵キャスクは自然対流により空冷される設計である。福島第一原子力発電所では1995年8月に運用開始している。

3月11日時点で、乾式貯蔵キャスク保管建屋には、大型乾式貯蔵キャスク5体(1体につき燃料集合体52体収納)、中型乾式貯蔵キャスク4体(1体につき燃料集合体37体収納)に使用済燃料が合計408体貯蔵されていた。

3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震により引き起こされた津波の影響を受け、全交流電源を喪失した。乾式貯蔵キャスク建屋には、大量の海水、砂、瓦礫等が流れ込んだ。

3月17日以降、複数回にわたり、乾式貯蔵キャスク保管建屋内の調査を実施した。建屋は乾式貯蔵キャスク保管エリア床面まで浸水し、ルーバや扉等についても損壊している状況である。ただし、自然空冷で期待している空気の流れが阻害される状況にはなく、冷却上の問題は生じていないことが確認された。

乾式貯蔵キャスクについては、津波により建屋内に流入した瓦礫等が付着しているものの、ボルトにより固定されていた元々の位置から移動しておらず、これまでのところ、外観からは健全性に関する問題については確認されていない。

また、乾式貯蔵キャスク保管建屋内の放射線量(～数十 μ Sv/h)についてもバックグラウンドレベルと比較して、異常な値とはなっていない。乾式貯蔵キャスクは1次蓋、2次蓋と2重の構造で密封を維持する構造であるため密封性能は高く、密封性能が維持されているものと考えられる。ただし、現時点ではリーク確認試験等による直接的な確認を実施できていないため、今後、乾式貯蔵キャスクを乾式貯蔵キャスク保管建屋から搬出し、密封性能を直接的に確認する予定である。図13-12-3に乾式貯蔵キャスク保管建屋内の状況の写真を示す。

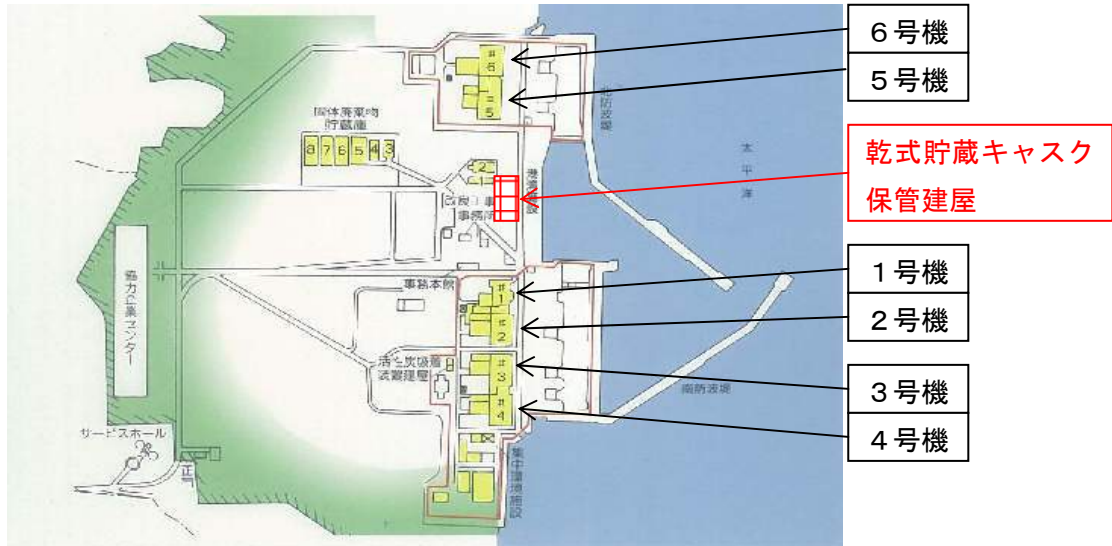


図13-12-1 乾式キャスク保管建屋位置

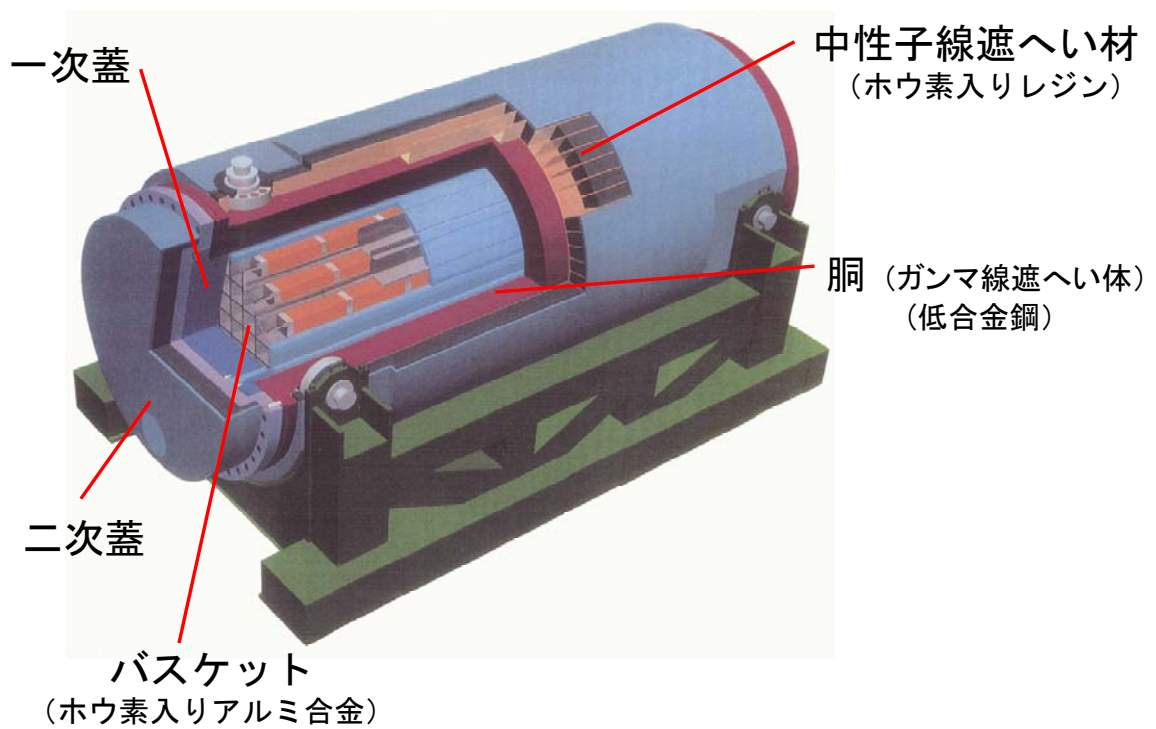


図13-12-2 乾式貯蔵キャスクの構造

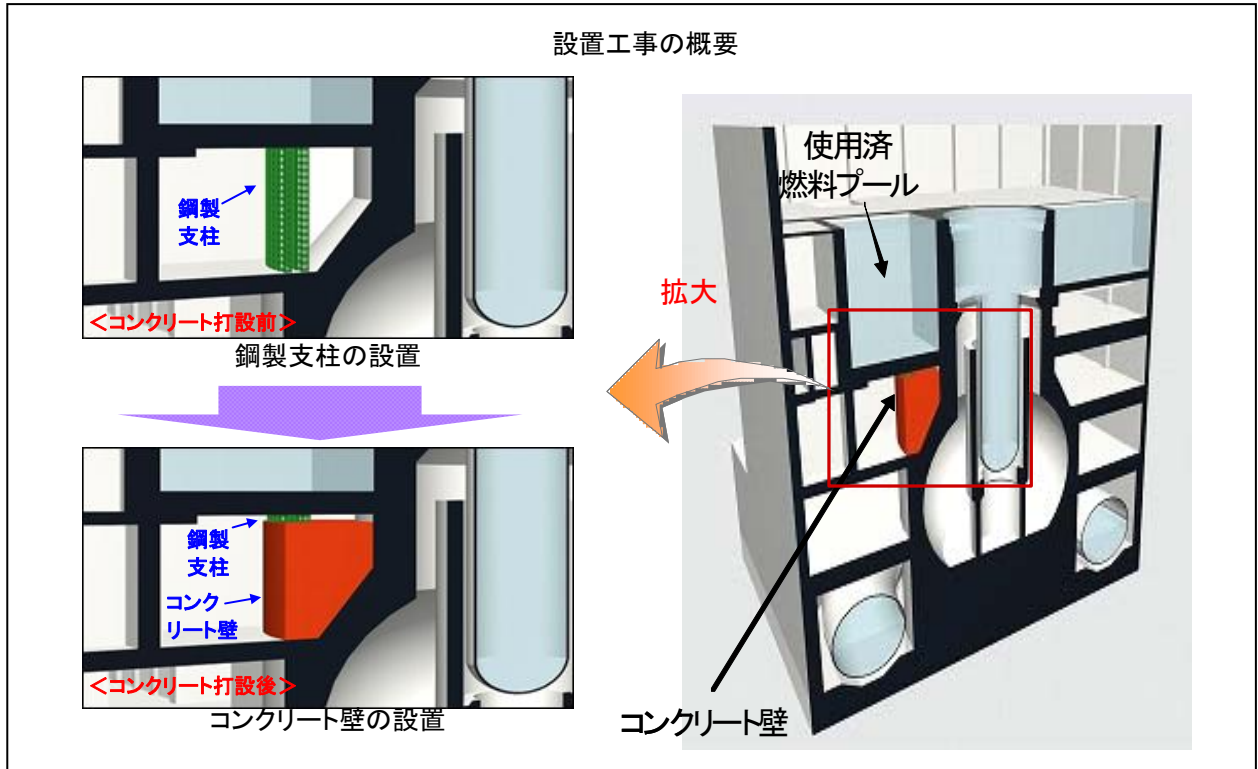


図 1 3 － 1 2 － 3 乾式貯蔵キャスク保管建屋内の状況

4号機SFP底部の支持構造物設置工事

4号機SFPについては、R/Bの耐震性評価を実施し、健全であることを確認できているが、更なる安全余裕向上のために、SFP底部に支持構造物を設置した。

- ・ 鋼製の支柱を設置し、SFPの負担荷重の低減効果を発現。
(6月20日完了)
- ・ 機能をより確実なものとするために、コンクリート壁の設置及びグラウトの充填。
(7月30日完了)



グラウト注入状況(7/30)



鋼製支柱設置前(5/31)



コンクリート打設状況(7/21)



鋼製支柱設置状況(6/20)

SFP支持構造物の設置状況

4号機R/B天井クレーン撤去作業

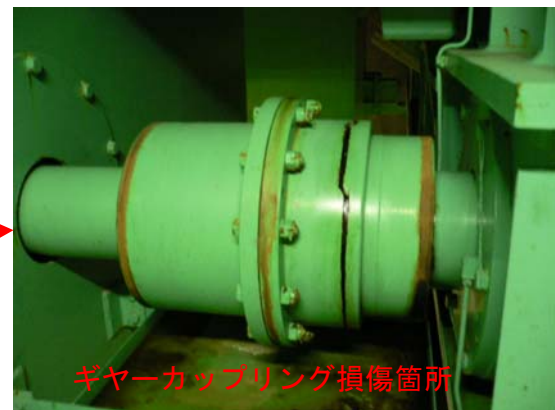
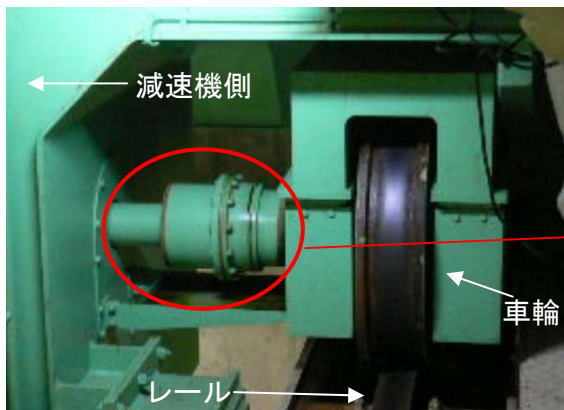
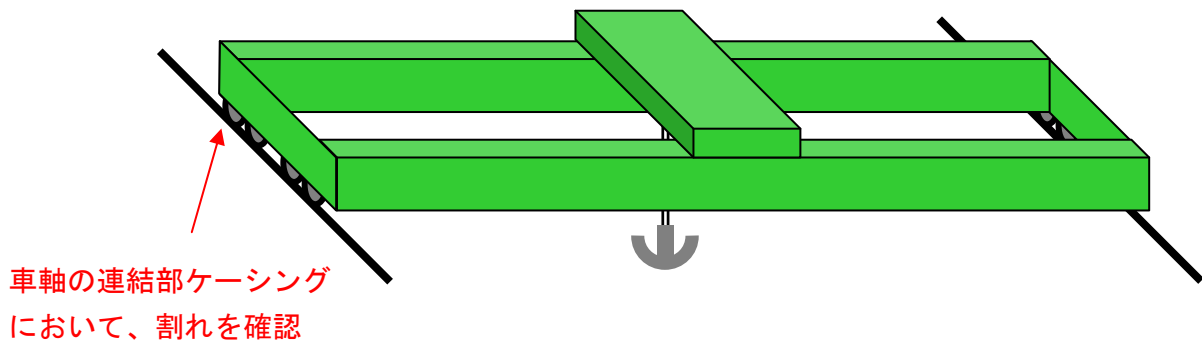


天井クレーントロリー撤去作業 (2/24)



天井クレーンガーダー撤去作業 (3/5)

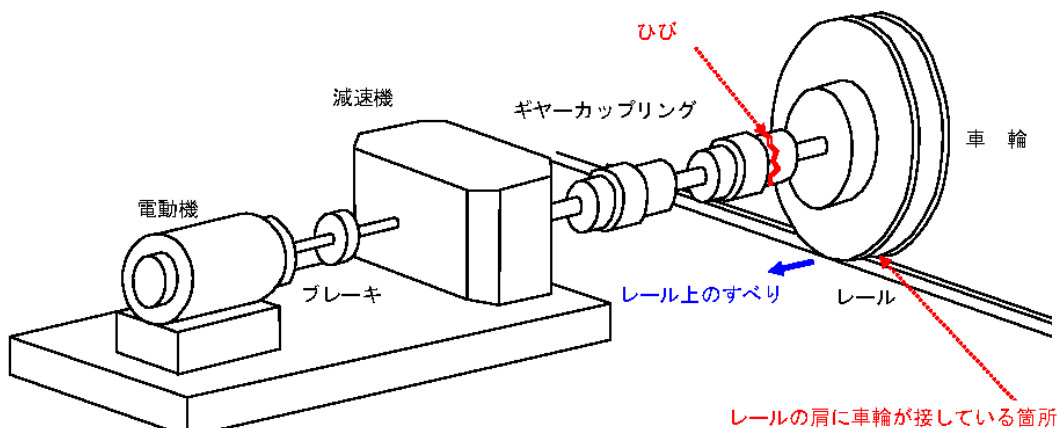
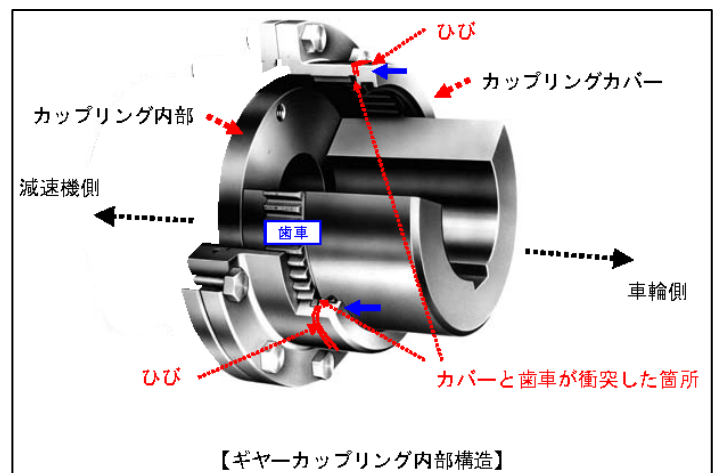
共用プール建屋天井クレーンの車軸連結部ケーシング割れについて



ケーシング割れの状況 (10/27)

【調査結果】

- 地震の際に車輪がレール上を横にすべり、レールの肩に引っかかった際、カップリングカバーが歯車に衝突し荷重がかかり、カップリングカバーにひびが入ったものと推定。
- ギヤカップリングはクレーンの自重を支える部品ではないため、カップリングカバーが損傷してもクレーンが落下する可能性はなく、天井クレーンの機能への影響はない。
- 走行原動部の点検及び走行試験を行い、問題ないことを確認した。



添付資料目次

添付資料－14－1	福島第一原子力発電所におけるR/Bの爆発に関する分析結果について	1
添付資料－14－2	1号機、3号機 原子炉建屋内への水素流出経路	4
添付資料－14－3	3号機SGTSフィルタトレイン線量測定及び弁状態確認結果について	5
添付資料－14－4	3号機から4号機へのPCVベント流の流入の可能性について	7
添付資料－14－5	4号機R/B内における空調ダクトの損傷状況等の調査について	10

福島第一原子力発電所におけるR/Bの爆発に関する分析結果について

1. 振動観測データの分析について

2号機及び4号機の爆発発生状況を把握するため、福島第一原子力発電所敷地内の地表面に設置されている仮設の地震観測記録計（図1）において記録されていた地盤の振動観測データを分析した。

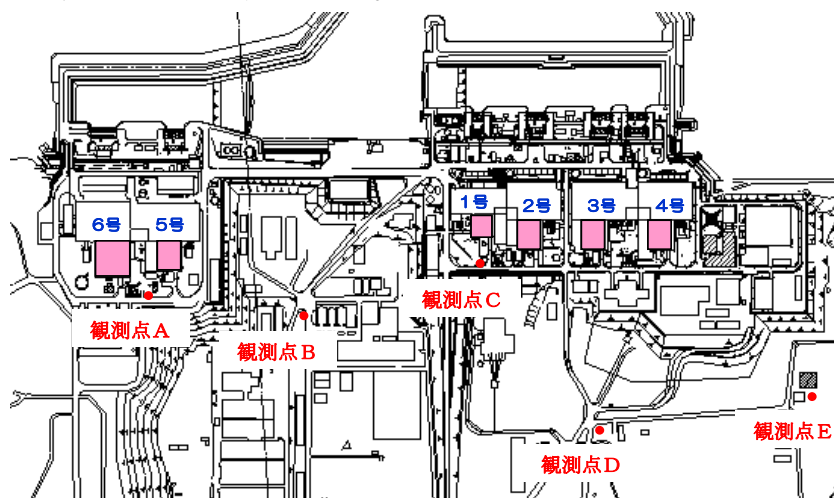


図1 福島第一原子力発電所 振動観測データ回収地点

2. 爆発発生時刻について

連続記録されている加速度波形から、上下動が揺れ始める時刻（P波到達時刻）と水平動の揺れが大きくなる時刻（S波到達時刻）がわかる。一般にP波に比べてS波の伝達速度は遅く、同じ振動源から発せられた振動は、P波よりS波の方が遅れて到達するため、振動源の位置が観測点の位置より離れているほどP波とS波の到達時刻には差が生じることとなる。

このような原理を応用して、敷地内に設置されている地震計の振動を分析すれば、発電所構内での爆発を起因とする振動ではP波とS波の到達時間の差は1秒以内と小さく、震源が遠い地震動の場合には到達時刻の差は数秒となること等から、地震による振動と爆発による振動を区別することができる（図2）。

【1号機爆発時の加速度波形例】

【地震の加速度波形例（福島県沖地震 M4.7）】

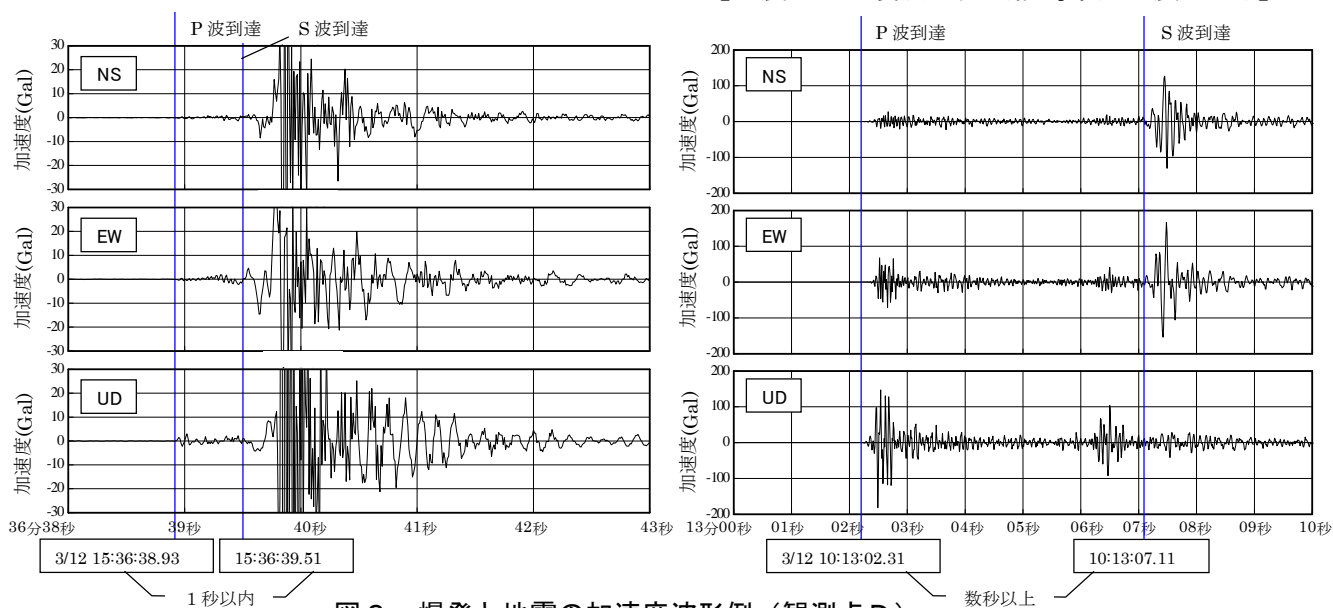
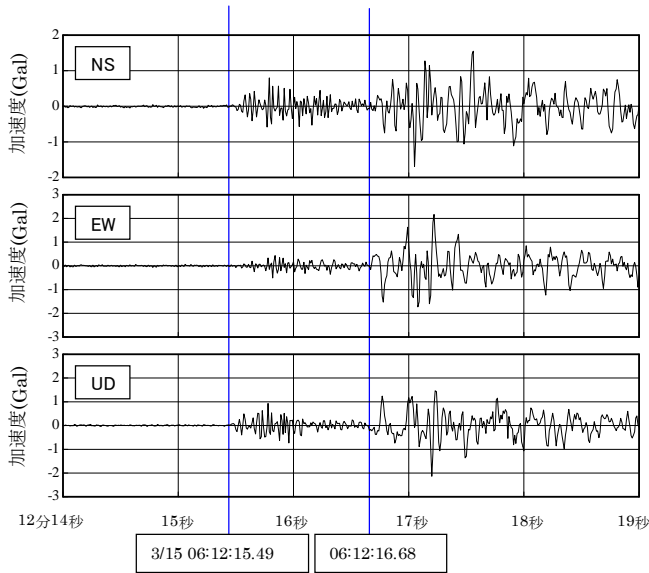
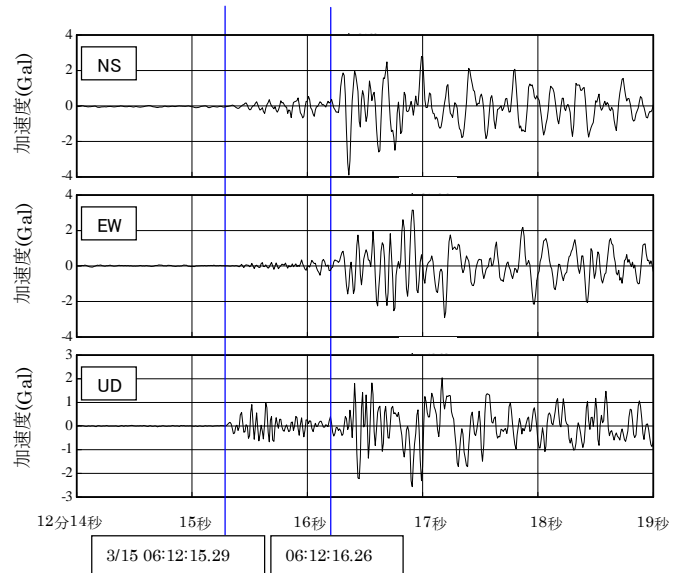


図2 爆発と地震の加速度波形例（観測点D）

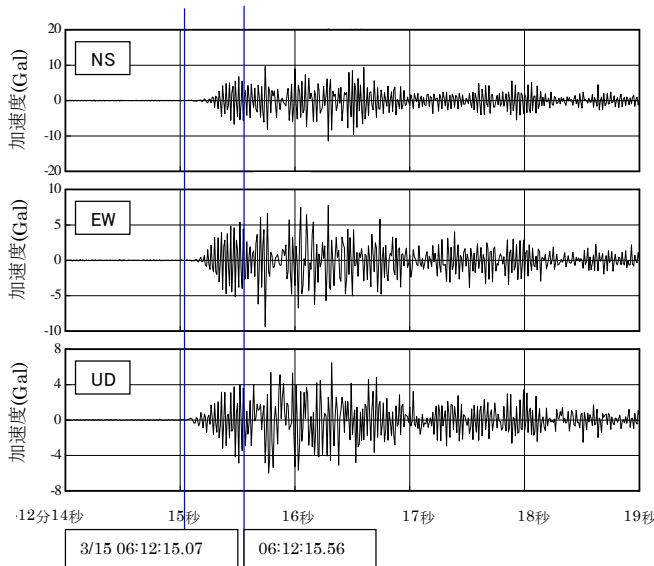
2号機、4号機ではほぼ同時期に大きな音が確認された3月15日6時～6時15分の間の振動観測データをこのような手法で差別化したところ、爆発による振動は6時12分に記録（図3）されているものだけであることが判明した。



観測点Aの加速度波形

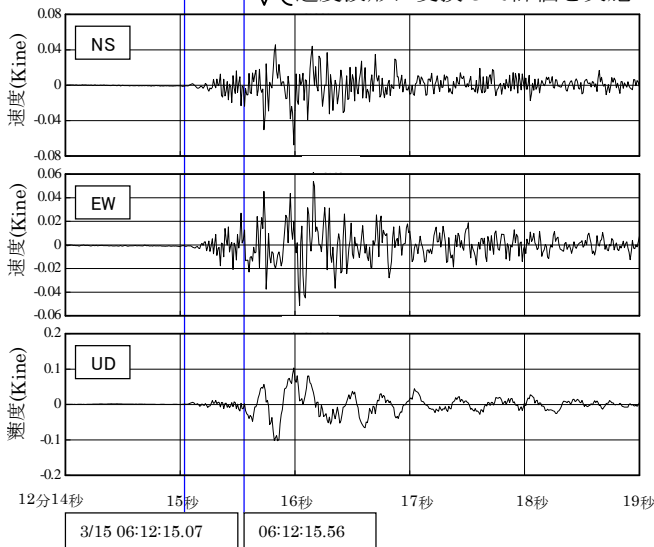


観測点Bの加速度波形

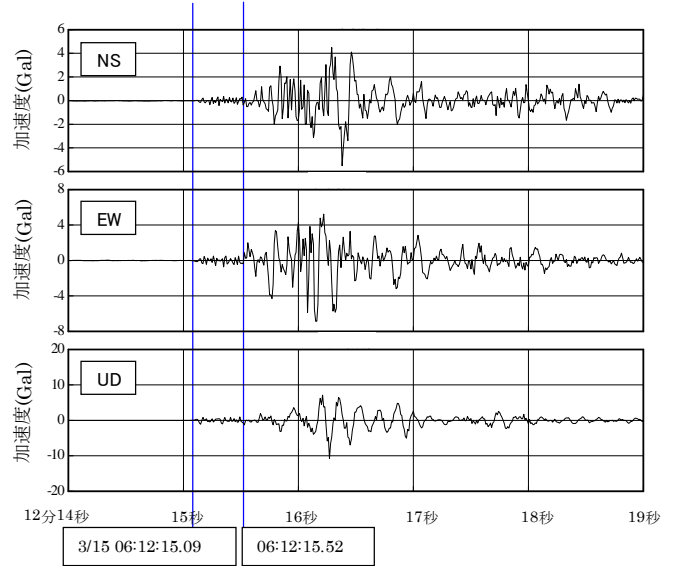


観測点Cの加速度波形

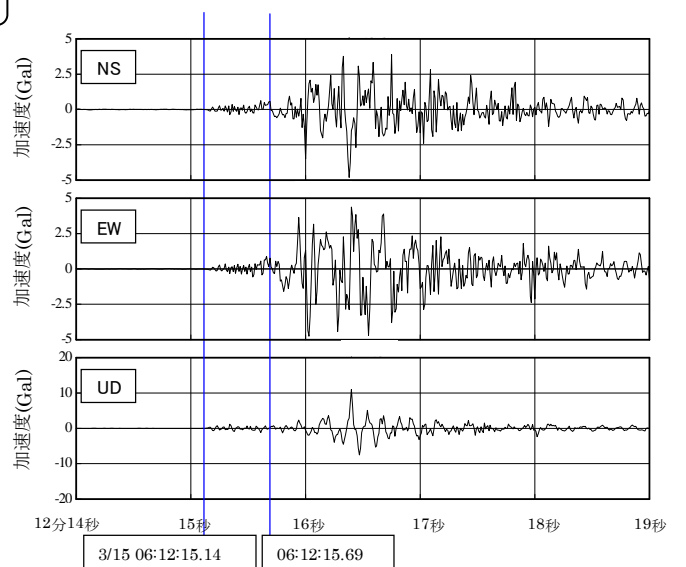
↓ (加速度波形では評価が困難なため、速度波形に変換して評価を実施)



観測点Cの速度波形



観測点Dの加速度波形



観測点Eの加速度波形

図3 3月15日午前6時12分の各観測点の加速度波形
添付14-2

3. 爆発振動発生源について

爆発発生が明確に確認されている1号機、3号機の爆発事例において、各号機から地震計までの距離を縦軸に、そこまでのP波、S波の到達時刻を横軸にして、P波とS波の観測記録をグラフ化し整理した結果を図4、図5に示す。整理すると、1号機及び3号機ともにP波、S波ごとに精度よく線形となり、発生源の号機からほぼ等速で振動が伝達していることが確認された。

3月15日6時12分に記録されている爆発によると思われる振動について、2号機と4号機におけるそれぞれの距離と到達時刻をグラフ化し整理したところ、2号機からの距離で整理した場合はデータに関連性を見いだせないが、4号機からの距離で整理した場合はP波、S波ともに精度良く線形になることを確認した。したがって、当該の振動は4号機の爆発によるものと推定される(図6、図7)。

なお、2号機については、念のために、今回の調査範囲である6時~6時15分前後の時間帯におけるデータの精査も行ったが、これまで確認された爆発以外に、爆発のような事象で発生したと思われる振動は確認されなかった。

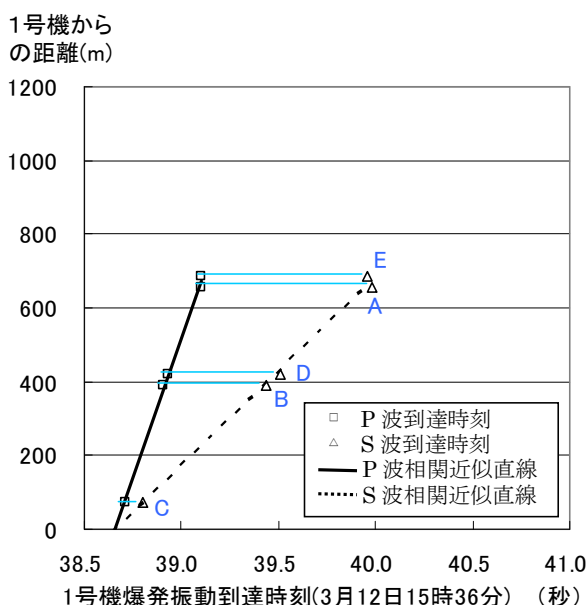


図4 1号機

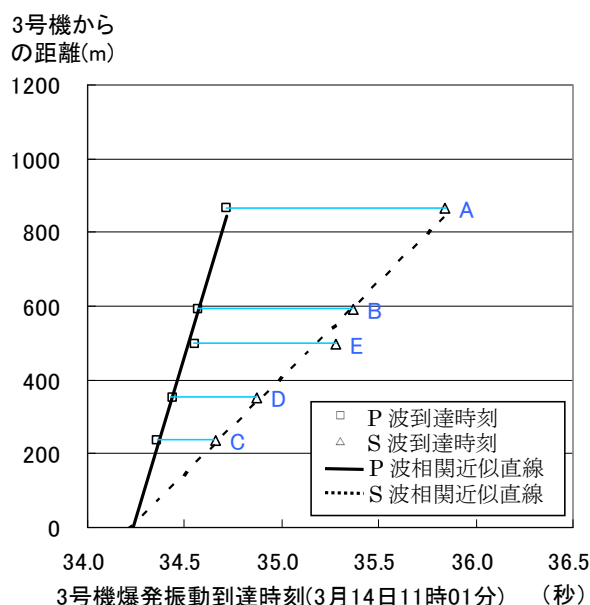


図5 3号機

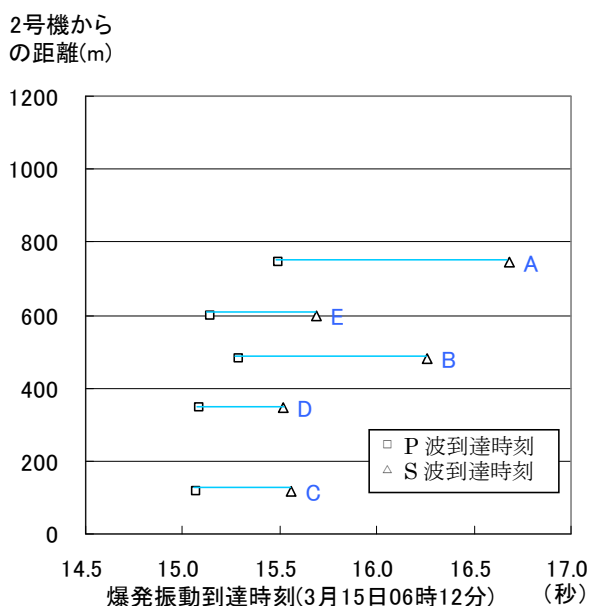


図6 2号機

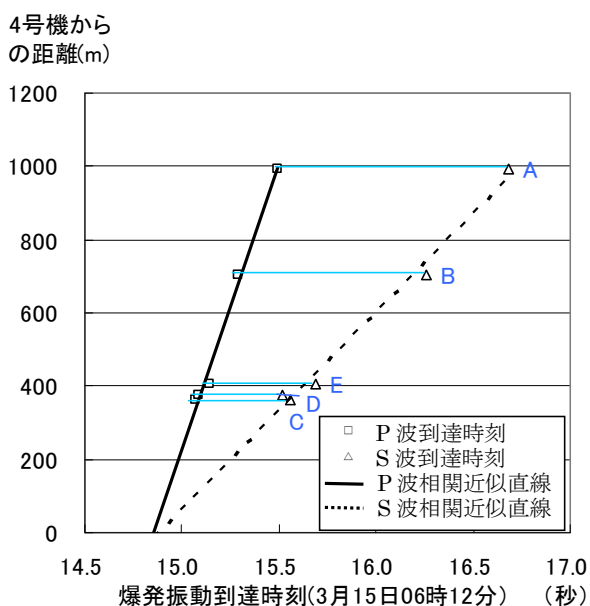
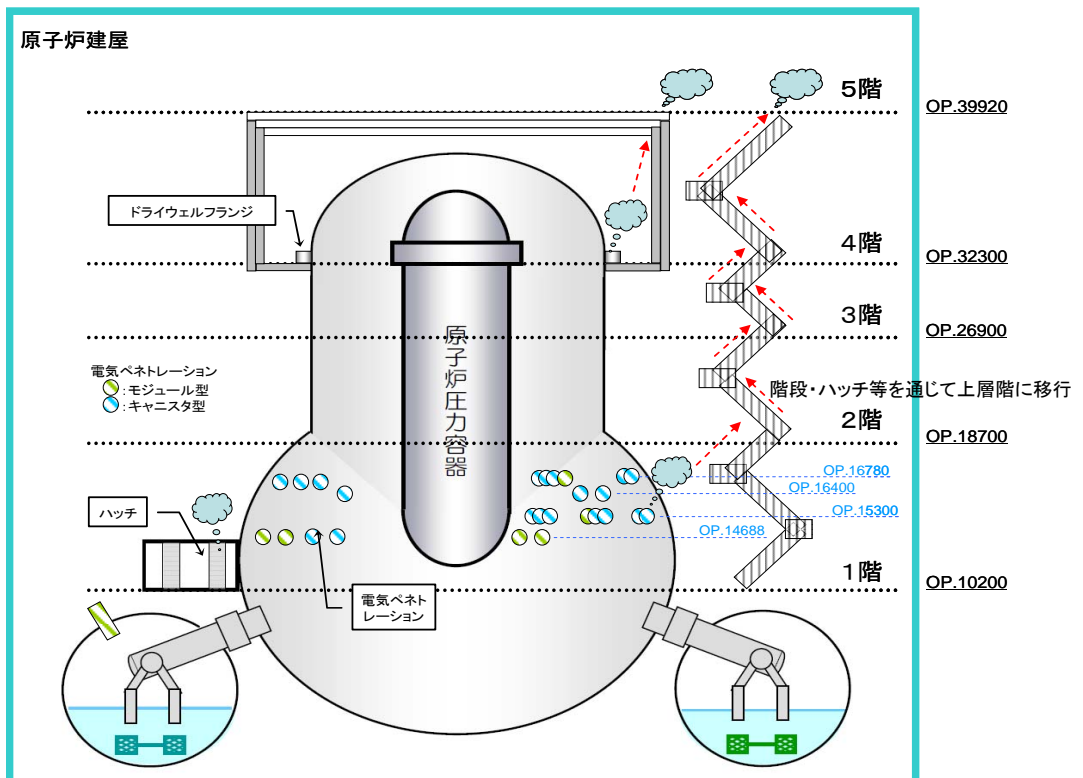


図7 4号機

爆発と推定される地盤振動のP波、S波到達時刻と各号機との距離相関図

1号機、3号機 原子炉建屋内への水素流出経路

- ・ 格納容器上蓋の結合部分、機器や人が出入りするハッチの結合部分等のシール部には、漏れ止めのためにシリコンゴム等を使用。
- ・ シール部が高温に晒され機能低下し、水素は原子炉建屋内へ漏えいしたと推定。



推定漏洩経路はシステム構成の違いにより、1号機と3号機で若干異なる可能性あり。

3号機SGTSフィルタトレイン線量測定及び弁状態確認結果について

1. 経緯

1号機及び3号機のR/Bの水素爆発については、RPV内で発生した水素がR/Bに移行したことによるものと考えられるが、この場合、R/Bへの水素移行ルートとしては、PCVからR/Bへの直接漏えいの他に、PCVベント時にSGTSラインを経由するルート（但し、入口側、出口側の各境界には弁やダンパ設置）も存在する。

津波後の全交流電源が喪失している状況においては、IAが停止しており、圧縮空気により駆動する弁（AO弁）の駆動源が無くなっていることから、1号機及び3号機SGTSの弁の状態は、図1、図2に示すようになっていたと想定される。

今回、このラインからの漏えいの可能性を確認するため、12月22日、3号機SGTSフィルタトレインの線量測定を行うとともに、確認出来る範囲で弁状態を確認した。

2. 弁状態確認結果

3号機SGTS排気ファン出口弁等の弁開閉状態を確認したところ、確認できた弁（図2中の丸囲み）についての開閉状態は、電源喪失時における設計通りの状態「開」であることを確認した。

3. 線量測定結果

3号機SGTSフィルタトレインの線量測定結果より、3号機のSGTSラインには放射性物質の大量流入がなかったことが確認されたものの、A系とB系で線量の傾向が異なっていることが確認出来た。

- ・ A系は、出口側より中央部の線量が高く、炉心損傷後にはSGTSは作動していないことから、R/B内の高線量雰囲気、ダクトを通じてSGTSラインに流入し、粒子状の放射性物質がSGTSフィルタに捕捉されたことによる可能性が考えられる。
- ・ 一方B系は、出口側と中央部の線量が同程度であったことから、PCVベント時にSGTS出口側のバウンダリであるグラビティダンパからベント流が漏えいし、R/B側に一定量逆流した可能性も否定出来ないが4号機の調査結果よりも線量の数値が小さいことから、漏えいがあったとしてもその程度は限定的と考えられる。

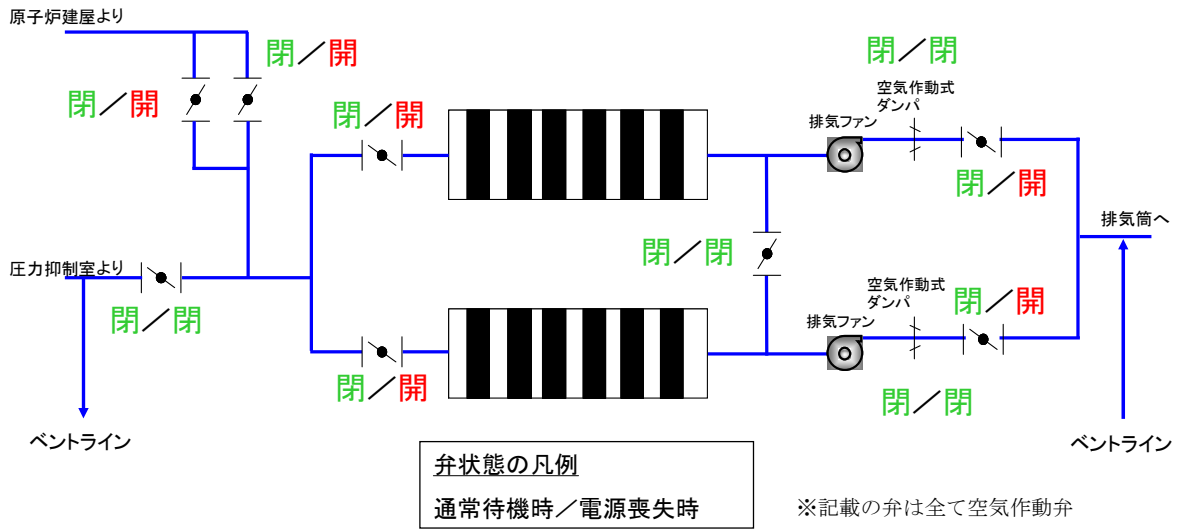
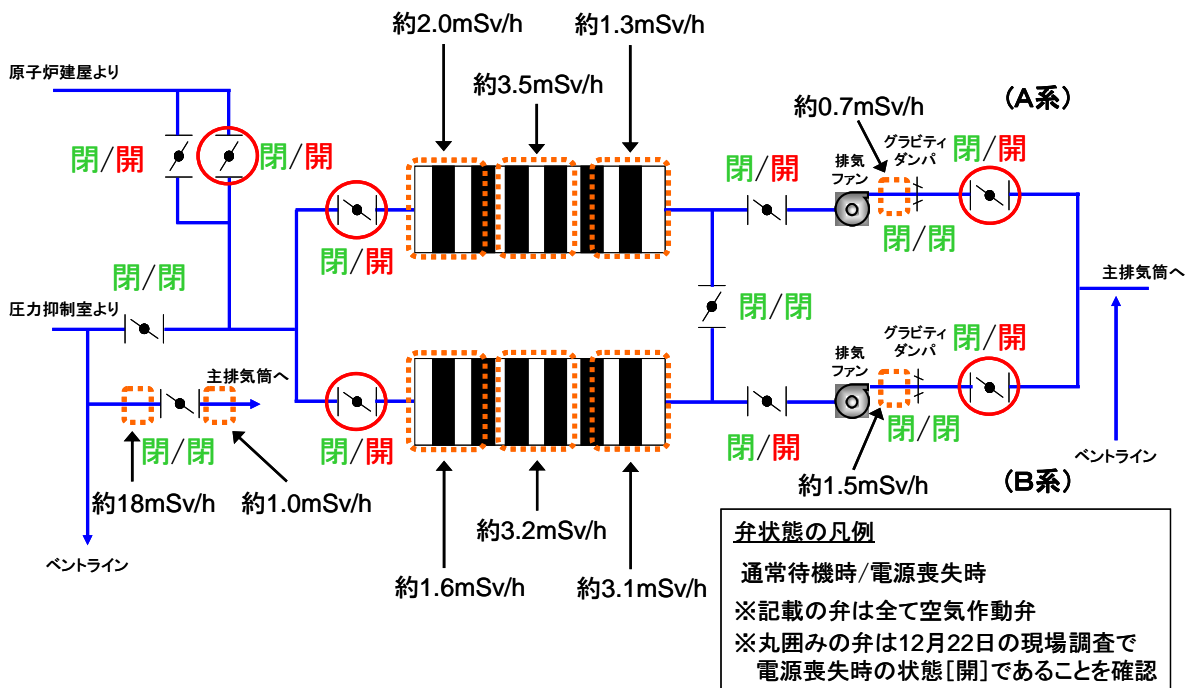


図1 1号機SGT S弁の通常状態と電源喪失時の状態



なお、2号機の系統構成は、排気ファン出口のGDとAO弁の位置関係が逆であること以外は3号機とほぼ同様である。

図2 3号機SGT S弁の通常状態と電源喪失時の状態

3号機から4号機へのPCVベント流の流入の可能性について

1. 経緯

4号機では、3月15日にR/Bが損傷していることが確認された。損傷の原因については、水素ガスによる爆発の可能性も含め、原因のひとつとして3号機の水素ガスを含むPCVベント流が排気筒合流部を通じて流入した可能性が考えられたことから、平成23年8月25日調査を実施した。

2. 4号機SGTSフィルタトレイン放射線量測定調査結果

3号機の水素ガスを含むPCVベント流が、4号機へ流入した事実関係を確認すべく、4号機のSGTSフィルタトレインの放射線量測定（平成23年8月25日）を実施した。その結果、4号機SGTSフィルタトレインは3号機側（4号機SGTS出口側、高性能フィルタや活性炭フィルタ設置）の放射線量が高く（SGTS（A）フィルタ出口付近：約6.7 mSv/h、SGTS（B）フィルタ出口付近：約5.5 mSv/h）、4号機側（4号機SGTS入口側）に向かうに従い、線量が下がっていく（SGTS（A）、（B）フィルタ入口付近：約0.1 mSv/h）ことが確認された（図3）。

3. 4号機への水素流入経路

4号機のSGTSは、排気筒手前で3号機の排気管と合流しているため、設備状況として、3号機のPCVベント流が流入する可能性がある。

SGTS1系統のフィルタトレインには上流側と下流側に高性能フィルタが設置されており、まず上流側の高性能フィルタで粒子状放射性物質等を除去するため、下流より線量が相対的に高くなる設計であるが、今回の調査においては、SGTSフィルタトレイン出口側の放射線量が高く、入口側に行くに従い下がっていくことが確認された。

これは、3号機のPCVベント流がSGTS系配管を經由して4号機に回り込んだ可能性を示す結果と考えられる。

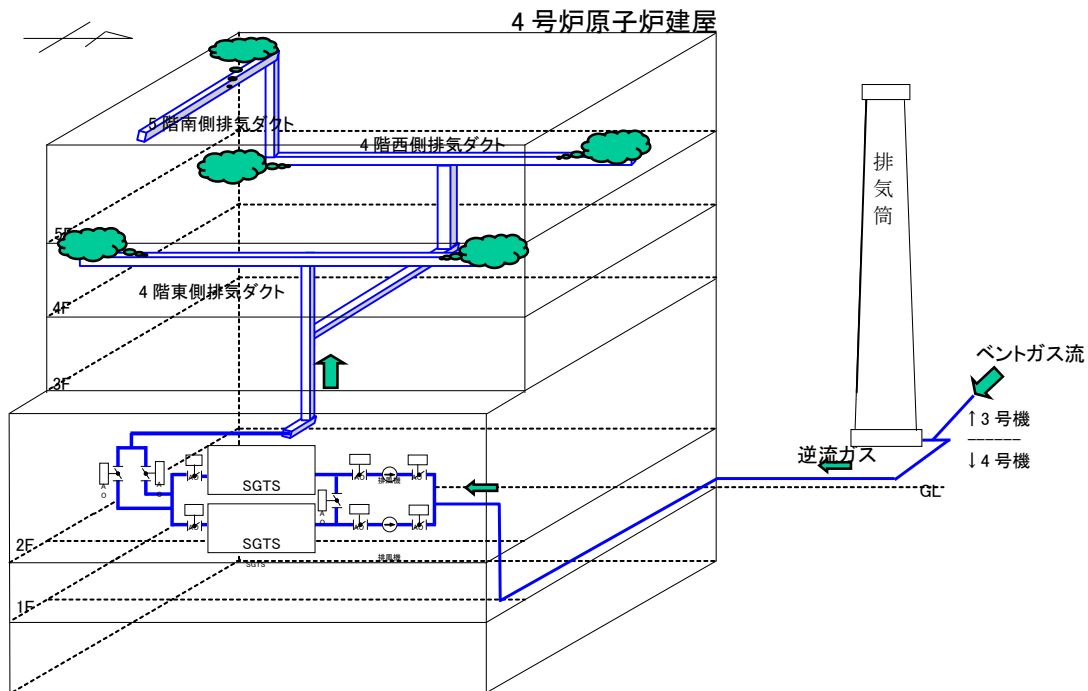


図1 3号機から4号機へのPCVベント流の流入経路

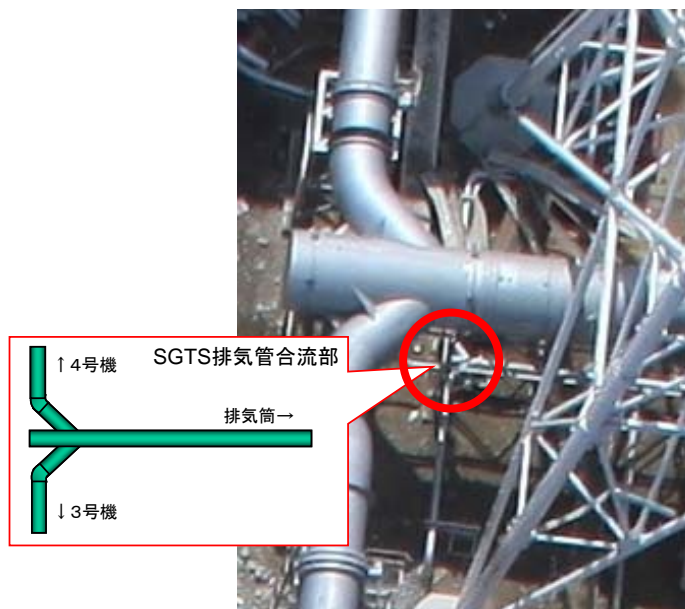


図2 SGTS排気管

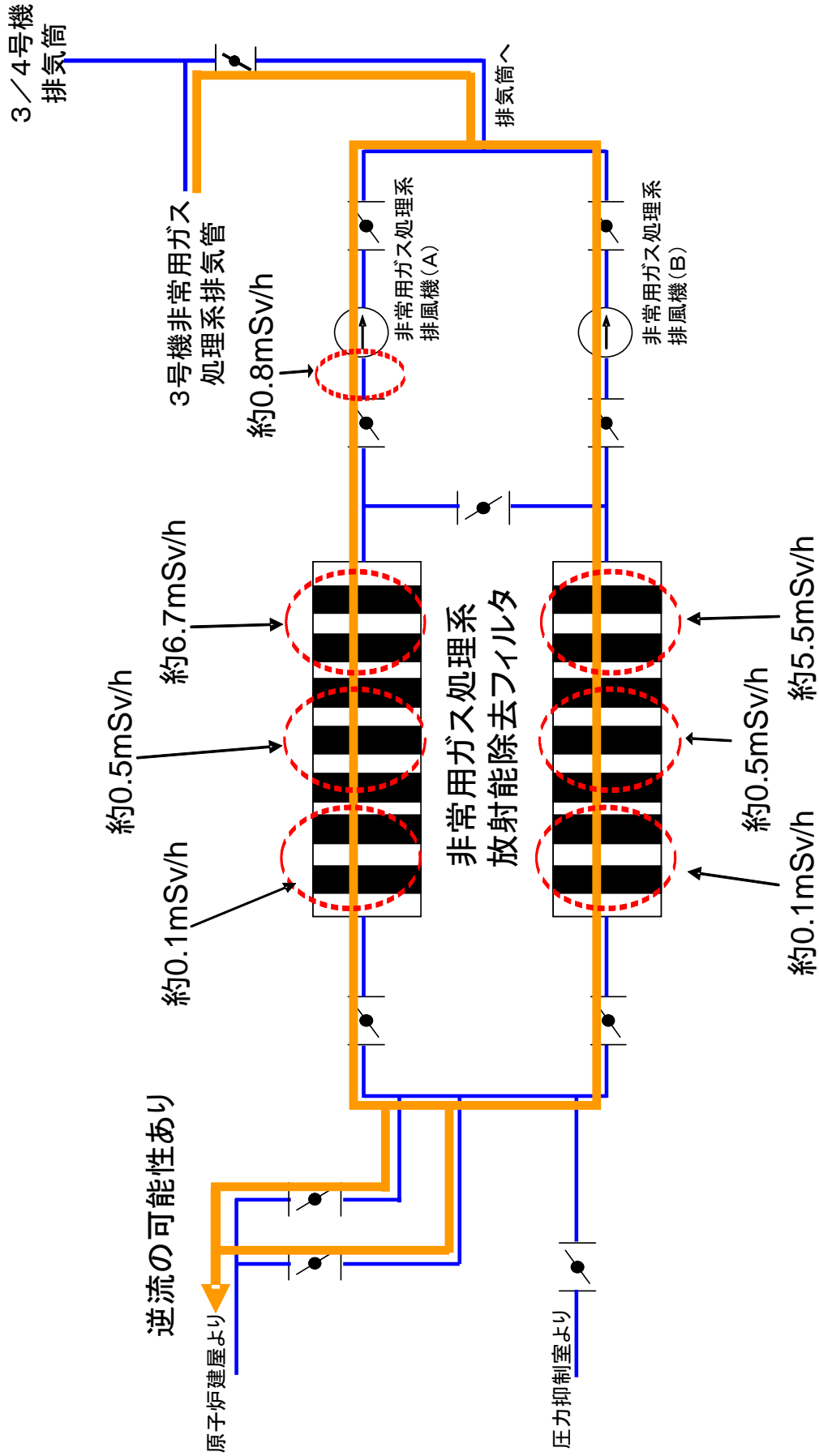


図3 4号機SGTS 放射線量測定結果（平成23年8月25日実施）

4号機R/B内における空調ダクトの損傷状況等の調査について

1. 経緯

3月15日午前6時12分頃に発生した爆発が4号機におけるものであり、また、3号機で発生した水素は、4号機のSGTS空調ダクトを介して4号機のR/B内に流れた可能性がある。

今回、4号機R/Bが爆発した状況を調査する目的で、11月8日にR/B内における空調ダクトの損傷状況などの現場調査を行った。

2. 調査結果

- ・ R/B 5階の床面が上に盛り上がっているのに対し、R/B 4階の床面が押し下げられていること、R/B 5階の空調吸気口に取り付けられている針金製の網が通常の空気の流れと逆流方向で張り出していることから、4号機の爆発による主な圧力の発生箇所は、R/B 4階の可能性が高いことが確認出来た。
- ・ R/B 4階では本来の設置位置に空調ダクトは存在せず、空調ダクトの残骸と推定されるガレキが多数存在していたことから、R/B 4階の主な圧力の発生箇所は、空調ダクト付近である可能性が考えられる。

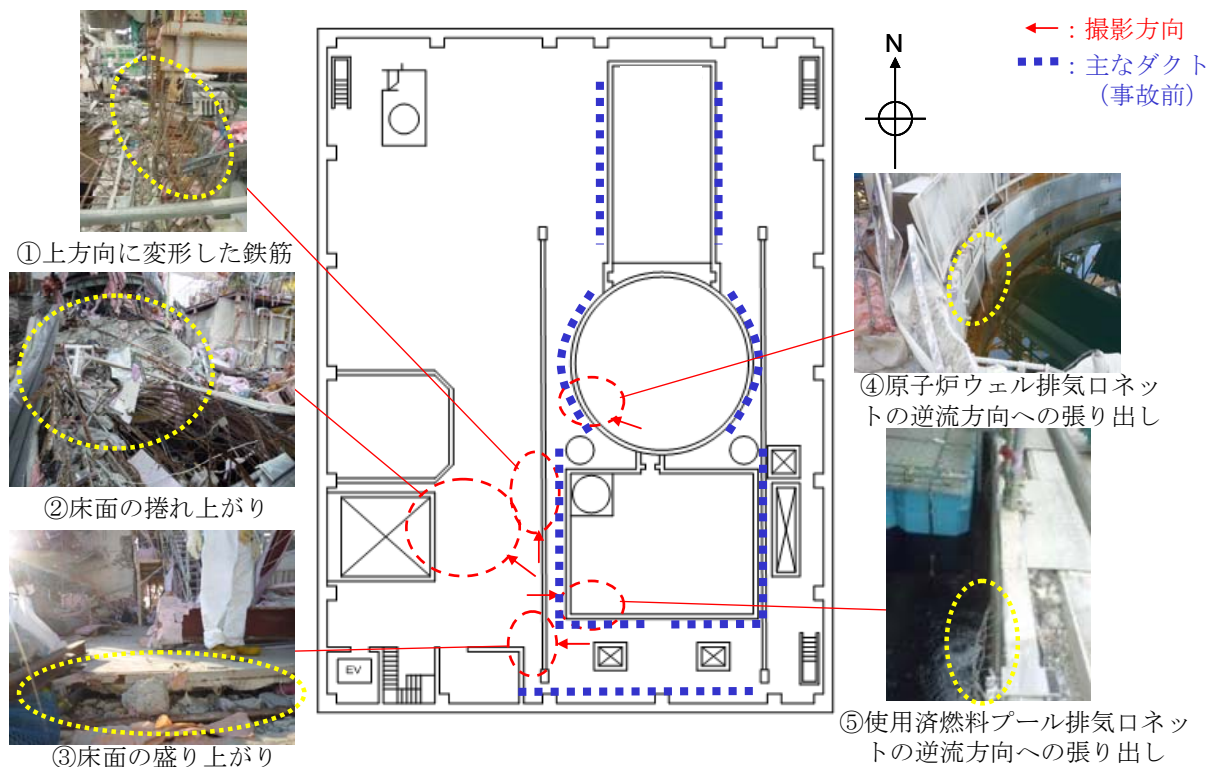


図1 4号機R/B5階の状況

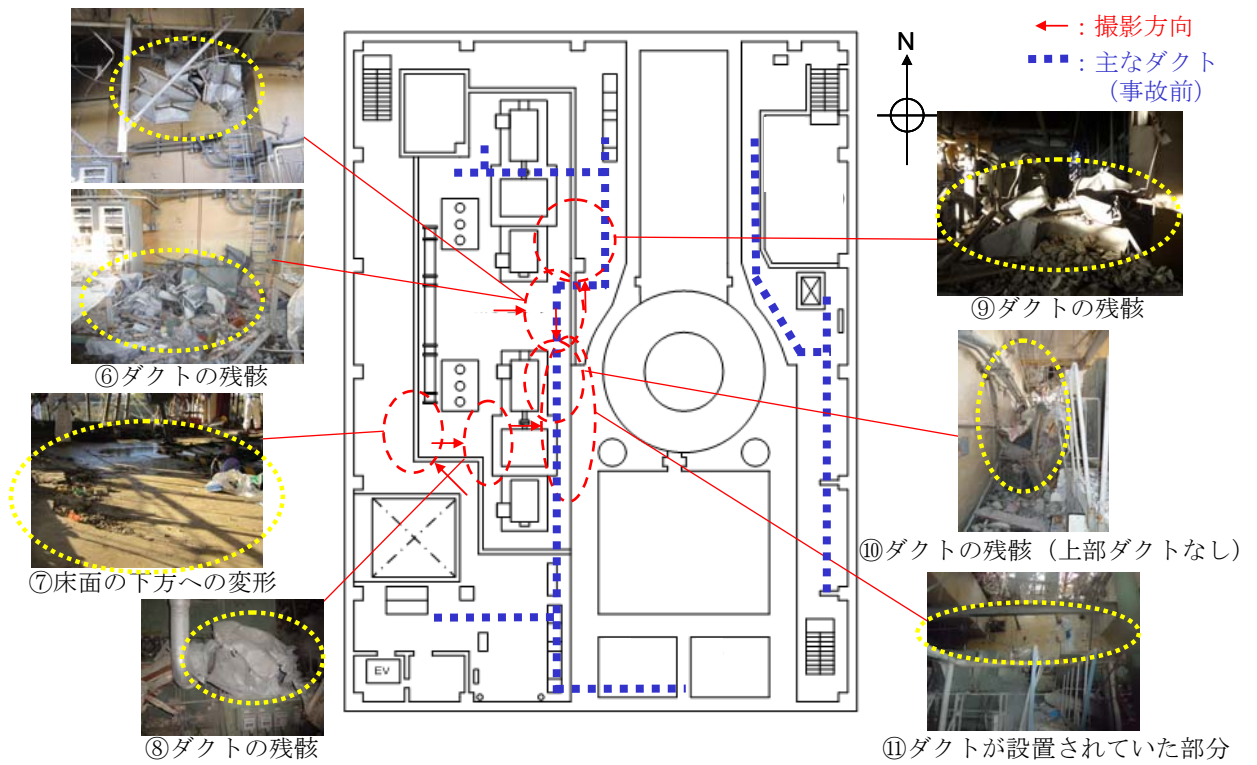


図2 4号機R/B4階の状況

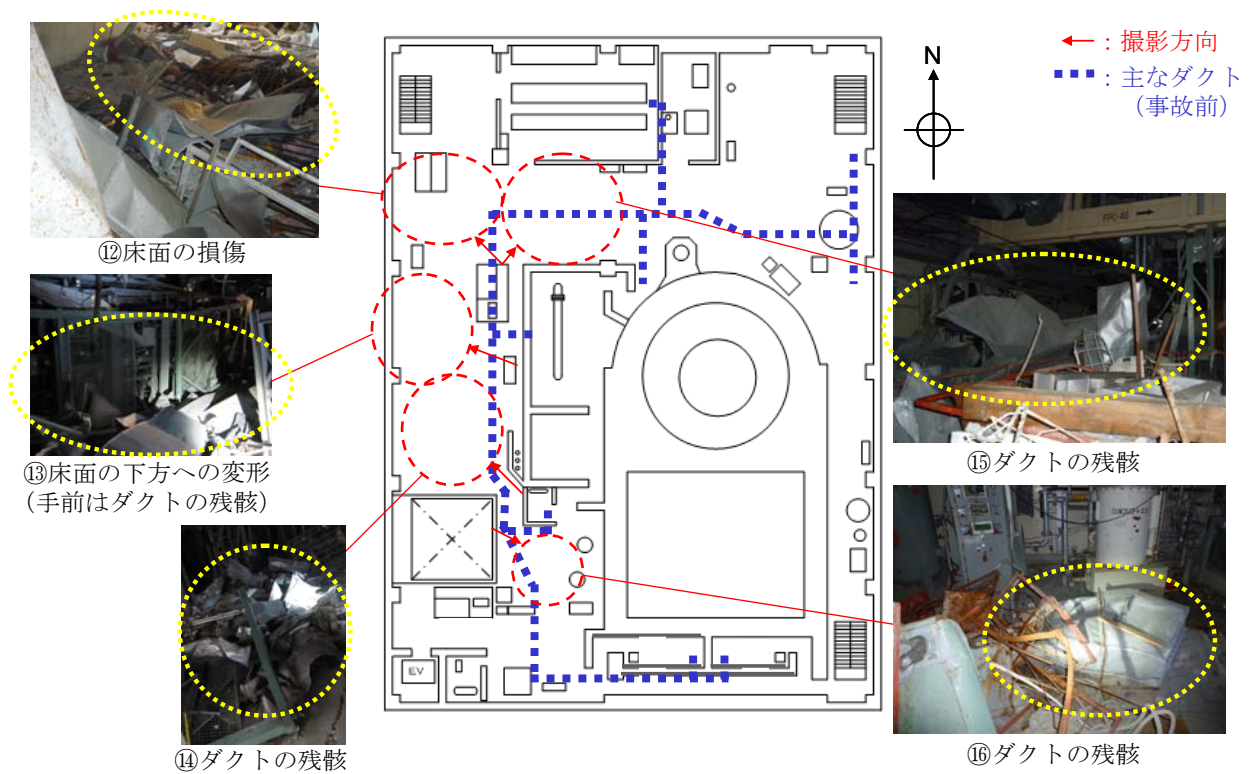


図3 4号機R/B3階の状況

添付資料目次

添付資料－15－1	1号機プラントデータ推移	1
添付資料－15－2	I C電動弁インターロックブロック線図	2
添付資料－15－3	I C隔離信号回路図	3
添付資料－15－4	1号機I C弁状態経緯	4
添付資料－15－5	I Cの胴側水位減少量に関する調査状況について	5
添付資料－15－6	2号機プラントデータ推移	8
添付資料－15－7	3号機プラントデータ推移	9
添付資料－15－8	福島第二原子力発電所1号機プラントデータ推移	10
添付資料－15－9	炉心冷却機能の確保状況	11
添付資料－15－10	福島第一・福島第二原子力発電所事故の進展（概要）	12
添付資料－15－11	炉心の損傷防止・影響緩和に重要な機能の喪失に至った要因	13

福島第一原子力発電所1号機 プラントデータ推移

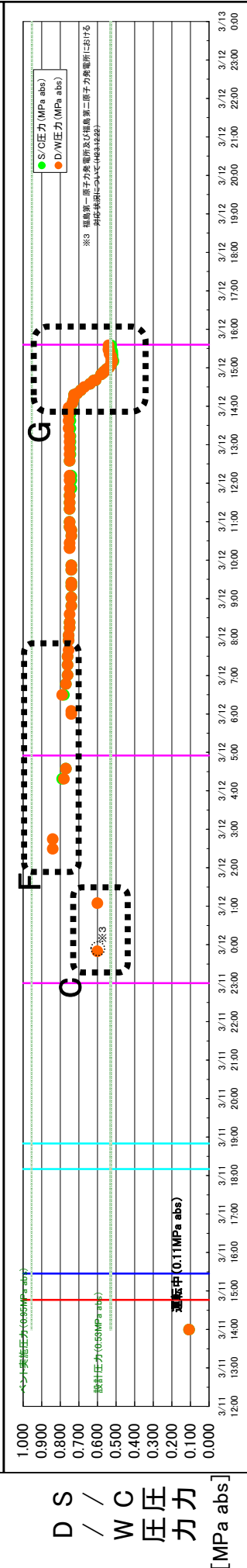
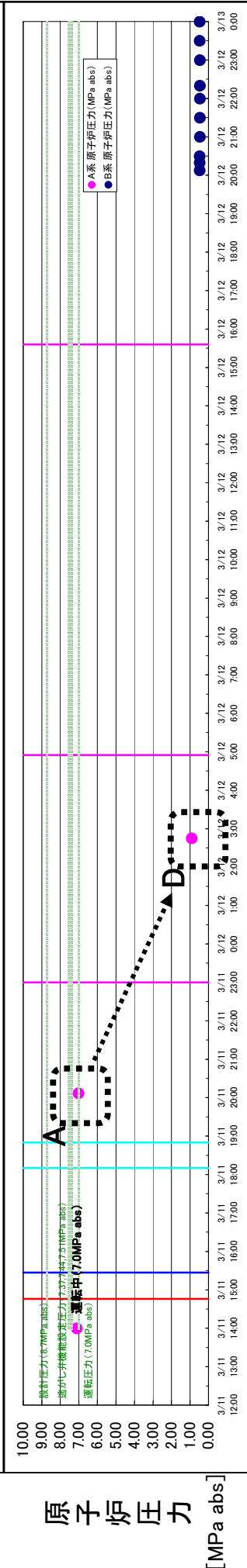
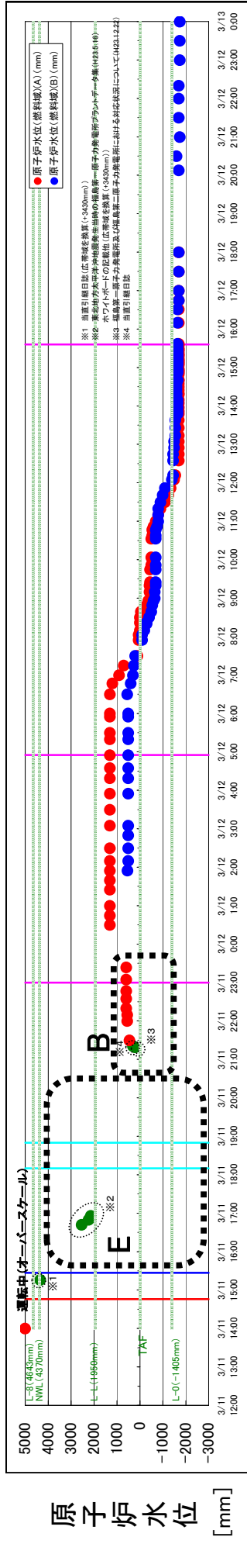
1号機
 原子炉建屋
 燃発
 (15:36)

発電所内
 線量上昇
 (4:55)

タービン建屋
 線量上昇
 (23:00)

第1波
 TAF到達
 [地震発生開始]
 地震発生 津波到来
 (地震発生後 約3時間)
 (14:46) (15:27)

<MAAP解析>
 炉心損傷開始
 TAF到達
 [地震発生開始]
 地震発生後
 (地震発生後 約4時間)

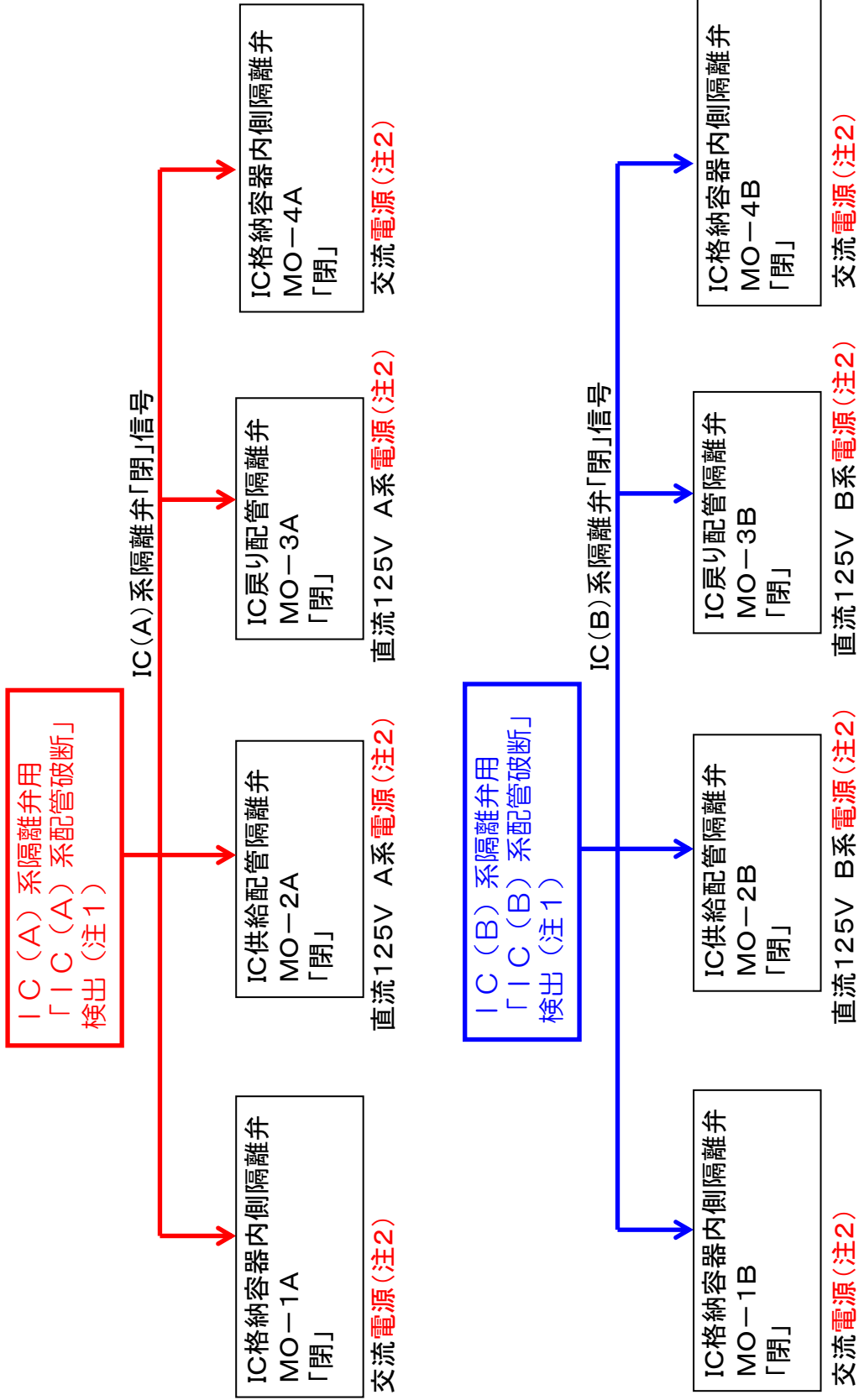


原子炉冷却	IC	自動起動A系 (14:52) B系	運転中(オーバースケール) (15:36)	MO-3A, 2A MO-3A閉操作 (18:25) MO-3A閉操作 (21:30) 蒸気発生確認 (18:18)	DFFPの 所長 現場確認 停止を 再開 (16:55) (17:12) (17:30) (18:35)	代替注水 (18:25) ラン作成 を開始 (18:35)	DFFP 代注注水 自動起動後 ラン作成 を完了 (20:50)	DFFP 停止を 確認 (1:48)	注水完了 (14:55) 深井600 指示 (14:54)	所長 注水注水 (19:04) 注水注水 (14:54)	注水注水 (19:04) 注水注水 (14:54)	注水注水 (19:04) 注水注水 (14:54)
高圧注水	HPCI	起動なし(地震以降から全交流電源喪失に至るまで原子炉水位が自動起動レベルまで低下しておらず、手動起動を含めて記録なし)										
減圧	SRV	操作なし										
低圧注水	FP/DDFP・消防車											
格納容器バント												

注1:「IC(A系)配管破断」および「IC(B系)配管破断」を検出する回路は、A系とB系の125V直流電源両方を使用している。片系の直流電源が喪失した場合でも、両系の検出回路がフェールセーフ動作し、IC(A)系と(B)系のすべての隔離弁に閉信号を発信する。

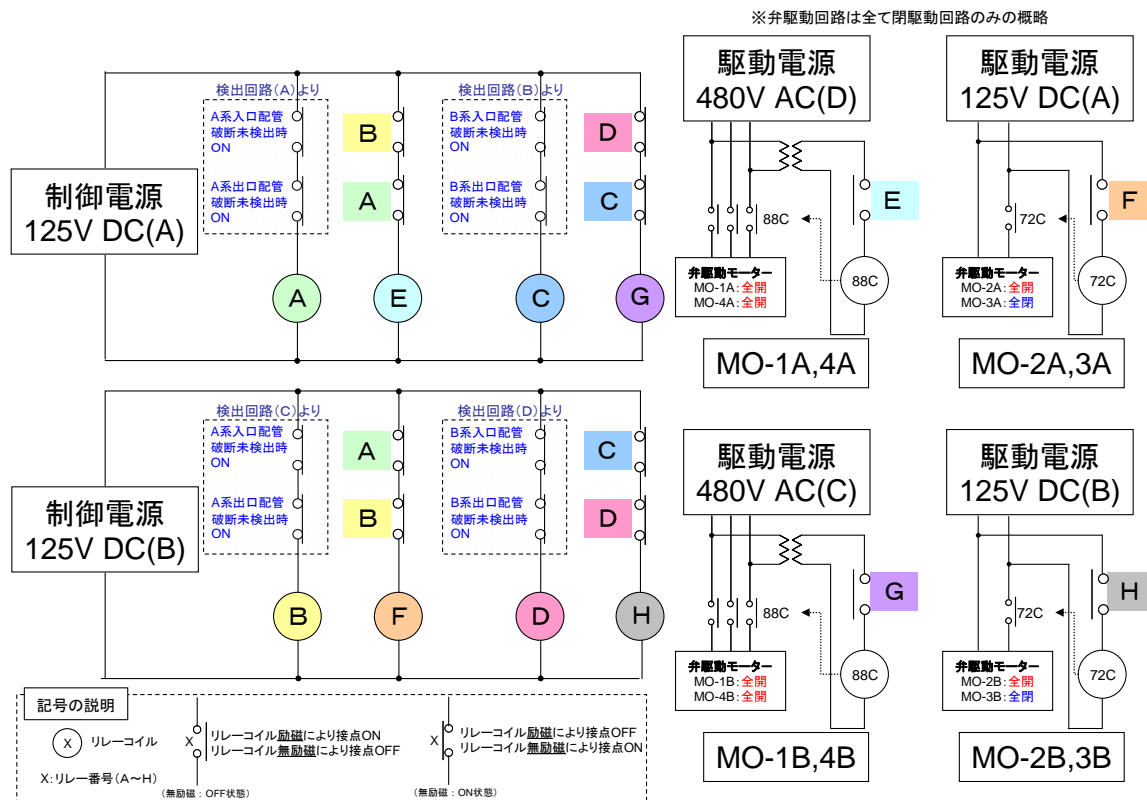
注2:電動弁の駆動電源。

	直流125V A系	直流125V B系
IC(A)系配管破断	検出回路(A)	検出回路(C)
IC(B)系配管破断	検出回路(B)	検出回路(D)



IC電動弁インターロックブロック線図

IC隔離信号回路図(IC待機時の状態)



【隔離信号（破断検出信号）発信時】

- ① 「A系入口配管破断信号」または「A系出口配管破断信号」が入った場合、A, Bのリレーコイルが無励磁となる。
- ② A, Bリレーコイルが無励磁となるとA, Bの接点がOFFし、E, Fリレーコイルが無励磁となる。
- ③ E, Fリレーコイルが無励磁となるとE, Fの接点がONし、MO-1A, 2A, 3A, 4Aの閉駆動用リレーコイルが励磁し、閉駆動回路接点が閉じて弁駆動用モータに電流が流れ閉動作する。
- ④ 破断検出信号が1つでも入れば、当該系統(上記の場合はA系)が隔離する。
※B系についても同様。

【制御電源喪失時】

- ① 125V DC(A)の制御電源を喪失するとA, E, C, Gリレーコイルが無励磁となる。
- ② A, Cリレーコイルが無励磁となると、A, Cの接点がOFFし、F, Hリレーコイルが無励磁となる。
- ③ E, F, G, Hリレーコイルが無励磁となると、E, F, G, Hの接点がONし、MO-1A, 2A, 3A, 4A, 1B, 2B, 3B, 4Bの閉駆動用リレーコイルが励磁し、閉駆動回路接点が閉じて弁駆動用モータに電流が流れ閉動作する。
※125V DC(B)の制御電源を喪失した場合も同様。

【隔離信号発信時の開操作について】

操作スイッチを「F-OPEN」位置にすることで、隔離信号はバイパスでき開可能。

福島第一原子力発電所1号機 非常用復水器(IC)弁状態経緯

IC A系		3月11日							4月1日	10月18日
格納容器内側弁 (交流電源)	格納容器外側弁 (直流電源)	14:52	15:03頃～	15:35頃	18:18	18:25	21:30	調査結果から の評価	調査結果から の評価	
MO-1301-1A	-	地震発生後 の自動起動	○	○	津波	?		?	/	
-	MO-1301-2A	○	○	○	X→○	○	○	○	○	
-	MO-1301-3A	X	○ ↻	X	X→○	○→X	X→○	○	○	
MO-1301-4A	-	○	○	○	?			?	/	
IC状態		待機	炉圧制御	全弁自動閉の信号 発生(隔離インター ロックによる)	操作なし	運転操作	停止操作	巡回調査結果	現場調査結果	
IC B系		3月11日							4月1日	10月18日
格納容器内側弁 (交流電源)	格納容器外側弁 (直流電源)	14:52	15:03頃	15:35頃			調査結果から の評価	調査結果から の評価	
MO-1301-1B	-	地震発生後 の自動起動	○	○	津波	?		?	/	
-	MO-1301-2B	○	○	○	X	X	X	X	X	
-	MO-1301-3B	X	○→X	X	X	X	X	X	X	
MO-1301-4B	-	○	○	○	?			?	/	
IC状態		待機	停止操作	全弁自動閉の信号 発生(隔離インター ロックによる)	操作なし	運転操作	停止操作	巡回調査結果	現場調査結果	

電源喪失期間
 ○:弁が開状態
 ×:弁が閉状態
 ? :開閉状態が不明

ICの胴側水位減少量に関する調査状況について

(1) IC 胴側水位減少量

ICの胴側水位は、10月18日の現場調査の結果、A系：65%、B系：85%（通常水位：80%）であった。計器の指示の精度は確認できていないが、IC胴側水位計が正常であったとすれば、A系の減少分は15%（=約21トン）となる。なお、IC胴側に水を補給していないにも関わらずB系の胴側水位の指示値が通常水位を超えていることから、計測機器に誤差が生じている可能性がある。

(2) ICの動作実績

ICの動作は以下のとおり。

- 14:52：A系、B系起動
- 15:03：A系、B系停止
- 15:37の津波到達まで
：A系にて原子炉
圧力制御（3回
起動停止実施）
- 18:18：A系起動
- 18:25：A系停止
- 21:30：A系起動

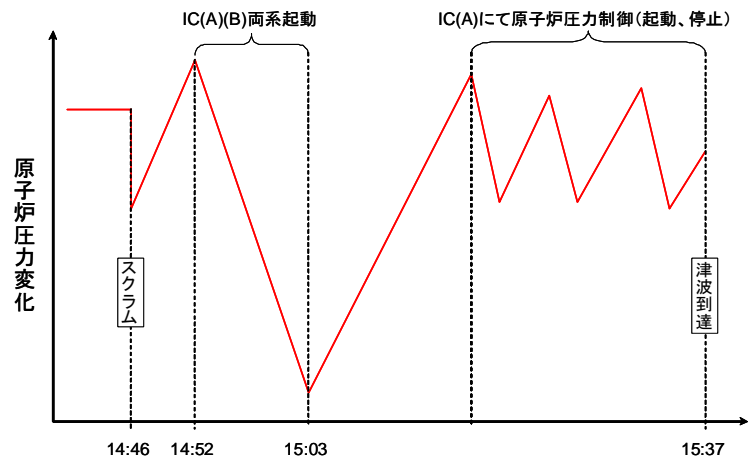


図1 原子炉圧力変化のイメージ（チャートより）

(3) 崩壊熱と胴側水位減少量に関する考察

ICはその動作により原子炉で発生する崩壊熱を除去していることから、IC動作時間中に原子炉で発生した崩壊熱と、ICの冷却水の水温を上昇させるのに必要な顕熱および冷却水を蒸発させるのに必要な潜熱を比較することで、ICの動作状態を評価した。

まずB系について、B系は当初自動起動した14:52～15:03の間しか動作していないことから、その動作時間ではB系の冷却水（1系列 約160トン）は100℃には到達しない評価結果となった。実際、ICの冷却水温度を示す記録計（図2）によれば、B系は約70℃で水温の上昇が止まっており、このことからB系の冷却水の消費はわずかなものであったと考えられる^{*1}。

次にA系について、A系はB系と同様に自動起動後に一旦停止するが、その後A系のみで原子炉圧力制御を実施（3回起動停止実施）しており、評価の結果、津波到達頃に冷却水温度が約100℃に到達する結果となった。実際、ICの冷却水温度を示す記録計（図2）によれば、A系は一旦70℃程度で停滞したものの、その後の操作により津波到達頃には100℃に到達しており、概ね評価結果と一致していることとなる。

上述のとおり、津波到達頃にA系の冷却水の温度が100℃に到達していると考えられること、津波の影響によりICが隔離されたことから、A系の冷却水の減少分は、主に18:18からの動作と、21:30からの動作により消費されたものと考えられる。このことは、A系の格納容器内

側隔離弁が、開度は不明であるものの開いていたことを意味する^{※2}。しかしながら、津波到達以降、A系については、以下の①～③の理由等により、実際にどの程度の性能を維持し、いつまで動作していたか等、詳細な状況は不明である。

- ① 4月1日に実施した弁開度調査の結果、格納容器内側隔離弁の開度が不明であること
- ② 燃料の温度上昇に伴い発生した非凝縮性ガスである水素が IC の伝熱管に蓄積することで、IC の除熱性能は低下すること
- ③ 原子炉水位や原子炉圧力が明確でないため、原子炉内でどの程度の蒸気が発生していたか不明であること（原子炉圧力が低下することで、IC は性能が低下する）

なお、A系の冷却水が65%残存していることから、A系の弁は開しているものの、②や③の理由により、実際の IC の除熱性能は低下し、津波到達以降も長期間にわたって IC が機能していたものではないと考えられる。

※1 B系の冷却水の消費がなかったとすれば、胴側水位計の指示値は5%程度上方にドリフト（計器誤差を生じ、指示値に実際の値とずれを生じていること）していることとなる。なお、A系の胴側水位計にも同様の誤差を想定すれば、A系の胴側水位の真値は60%程度となる。その場合のA系冷却水の減少分は約30トンとなる。

※2 A系については、3月24日の段階で、ICから原子炉への戻り水の温度が約140℃であることが計測されていることから、格納容器内側隔離弁は全閉ではなくある程度の開度があるものと考えられる。なお、B系については弁の開度調査の結果、格納容器外側隔離弁が2弁とも閉じていることが確認されており、3月24日の段階で約40℃程度であることとも合致する結果といえる（表1、図2参照）

表1 IC周りの温度（図2チャート印字記録の読み取り値）

No	測定箇所	3月11日12時	3月24日12時
12	ISOLATION CONDENSER"A"SHELL IC冷却水温度（A系）	23.0℃	566.4℃ ^{※3}
13	ISOLATION CONDENSER"A"OUTLET ICから原子炉への戻り水温度（A系）	25.6℃	135.1℃
14	ISOLATION CONDENSER"A"OUTLET ICから原子炉への戻り水温度（A系）	25.7℃	141.7℃
15	ISOLATION CONDENSER"B"SHELL IC冷却水温度（B系）	23.6℃	36.2℃
16	ISOLATION CONDENSER"A"OUTLET ICから原子炉への戻り水温度（B系）	26.0℃	38.7℃
17	ISOLATION CONDENSER"A"OUTLET ICから原子炉への戻り水温度（B系）	26.9℃	38.3℃

※3 10月27日の段階でも574.5度を計測しており、大気開放のIC冷却水の水温が100℃を大幅に超えることは考えられないため、計測機器の故障と考えられる。

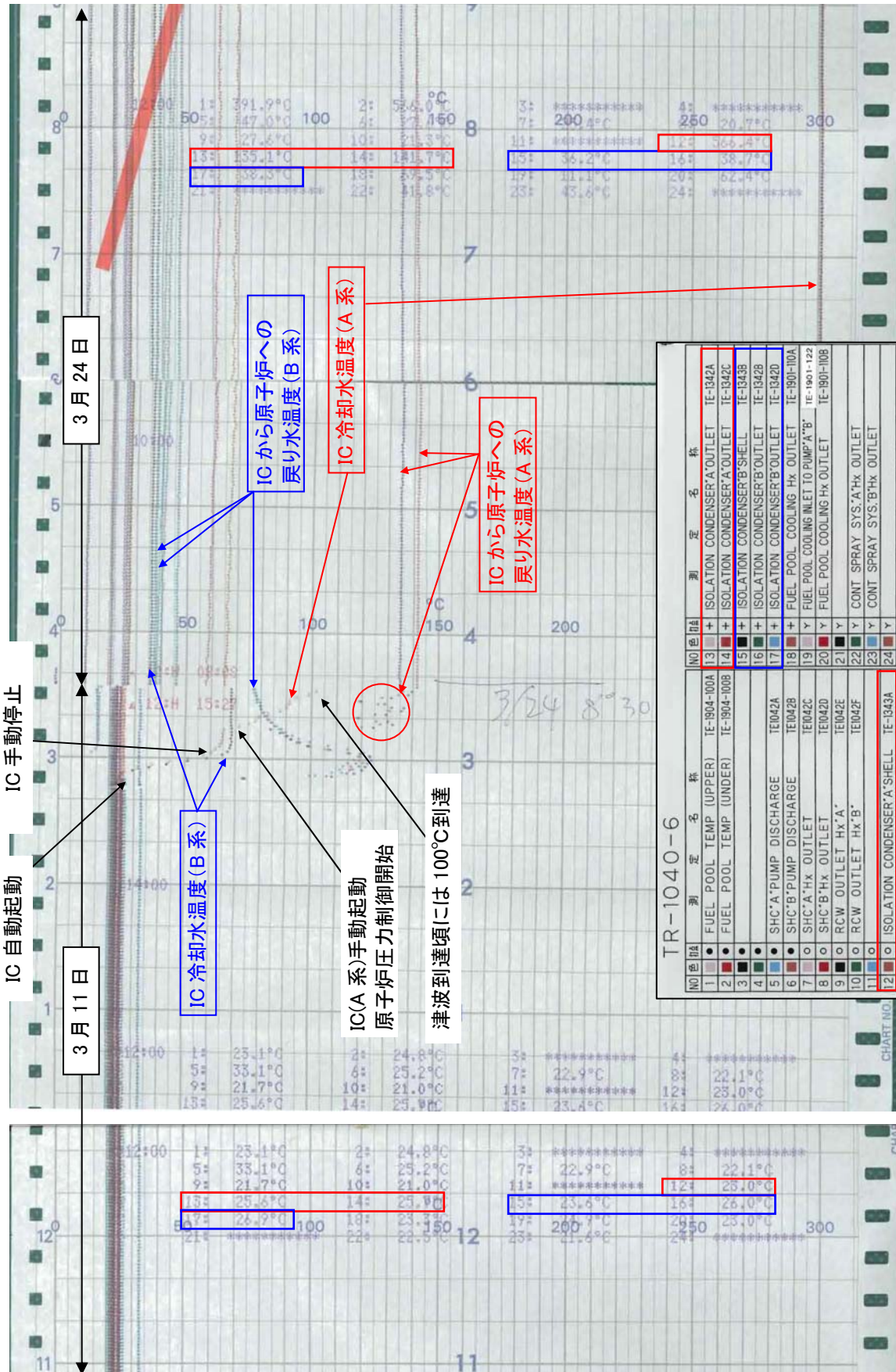
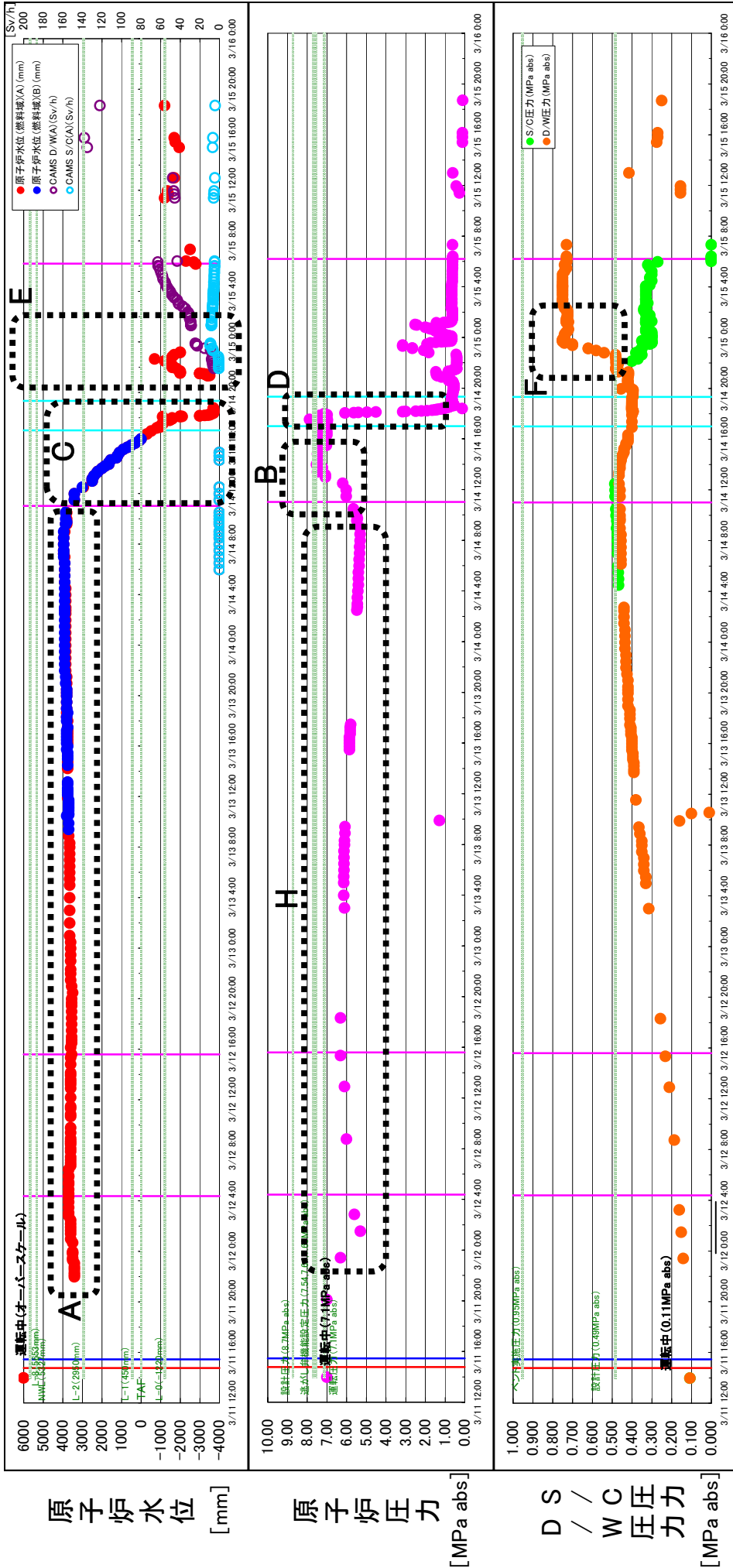


図2 IC周りの温度

福島第一原子力発電所2号機 プラントデータ推移

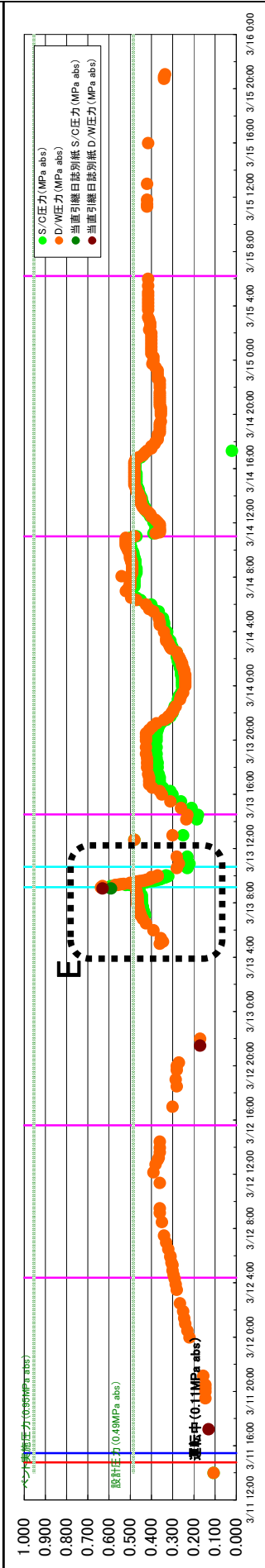
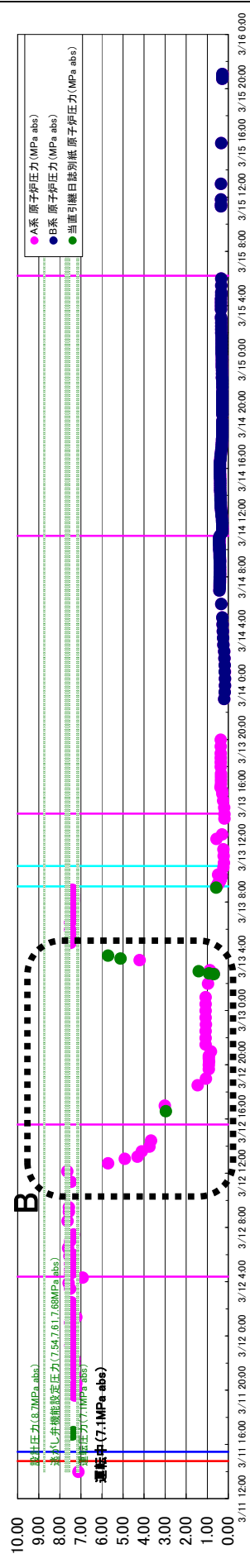
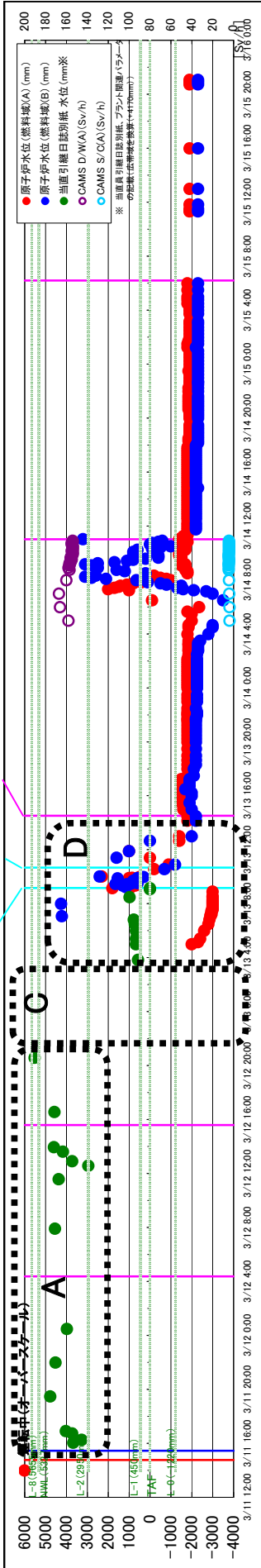
- 第一波 地震発生 津波襲来 (14:46) (15:27)
- 発電所構内 線量上昇 (4:23)
- 1号機 原子炉建屋 焼発 (15:36)
- 3号機 原子炉建屋 焼発 (11:01)
- 4号機 原子炉建屋 焼発 (6:12)



高圧注水	RCIC	手動 自動 手動 運転して 起動 停止 起動 停止 (14:50) (14:51) (15:02) (15:28) (15:38) (2:55)
	HPCI	運転して 運転して 停止 停止 (10:40頃) (13:00頃)
減圧	SRV	運転して 運転して 停止 停止 (18:34) (18:00頃)
	FP/消防車	海水注入 海水注入 消防車の到着前に 停止 停止 (18:05) (18:50) (19:20) (19:54)
格納容器ベント	ベント	所長 指示 (17:30)
	ベント	所長 ベント 指示 (17:30)

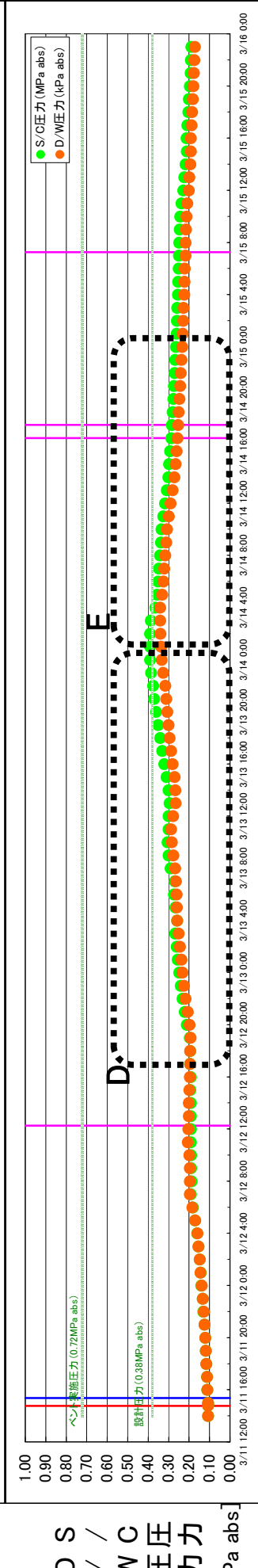
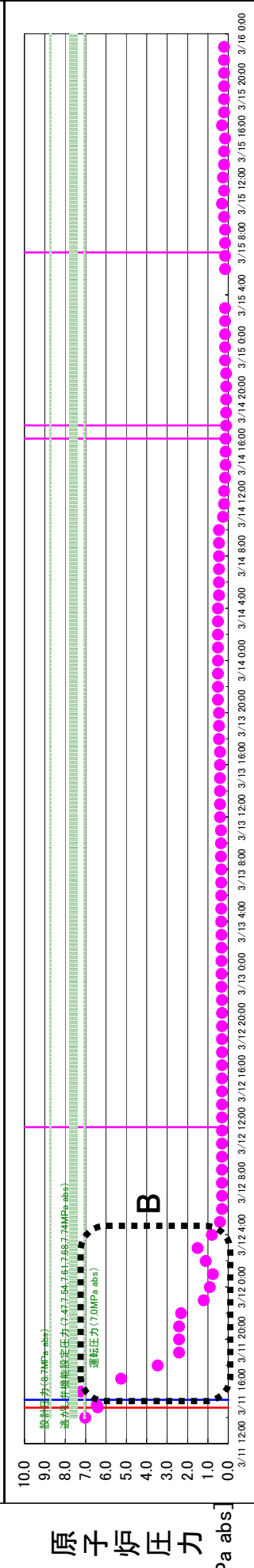
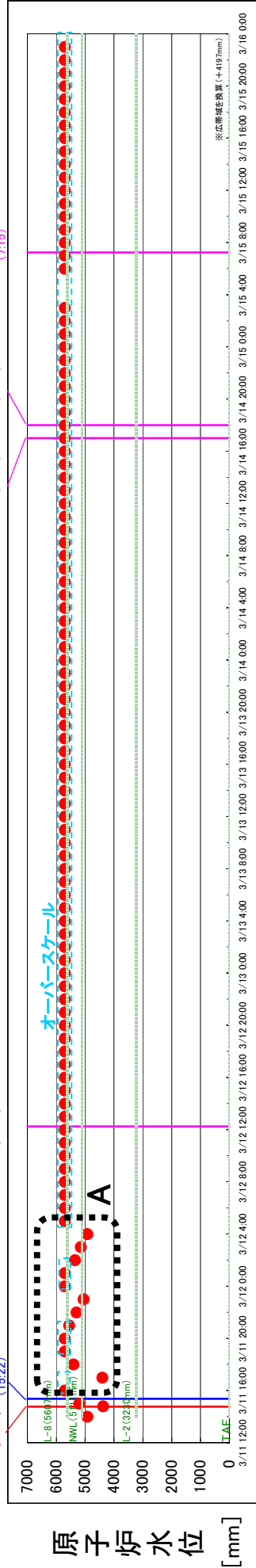
福島第一原子力発電所3号機 プラントデータ推移

第一波 地震発生 津波襲来 (14:46) (15:27)
発電所構内 線量上昇 (4:23)
1号機 原子炉建屋 爆発 (15:36)
3号機 原子炉建屋 爆発 (11:01)
4号機 原子炉建屋 爆発 (6:12)



高圧注水	RCIC	手動 自動 手動 自動 停止 記録 (15:05)(15:25) (16:03) (12:35) (2:42)	自動 停止 (2:42)	SRV急凍 (9:24)	減圧開始 SRVを閉鎖し減圧を維持 (9:24)
	HPCI				
減圧	SRV				
	FP/DDFP				
低圧注水	FP/消防車	所長 検針指示 (17:12)	注水ライン 構成完了 (3:05)	注水停止 構成完了 (9:25)	注水停止 構成完了 (11:01)
	格納容器ベント	所長 ベント準備 指示 (17:30)	ベントライン 構成完了 (3:05)	ベントライン 構成完了 (9:25)	ベントライン 構成完了 (11:01)

福島第二原子力発電所1号機 プラントデータ推移



RCIC	手動起動 (15:58) 出庫・閉扉/停止装置発生 (4:58)	RCIC	1号機 原子炉冷温停止 (17:00)
HPCS	起動なし(電源水没及び補機冷却系の運転ができないため起動できず)		
SRV	原子炉 減圧開始 (15:56) 急減圧 完了 (3:50) (出庫について急減圧開始を繰り返す)		
MUWC	急減圧 完了 (4:58) 注水開始 (0:00) 出庫・閉扉/停止装置発生 (8:20/17:00/23:17/4:45)		
RHR	S/C D/W S/C (8:20/17:00/23:17/4:45)		
格納容器ベント	ベントライン 構成完了 (1021) ベントライン 構成完了 (8330)		

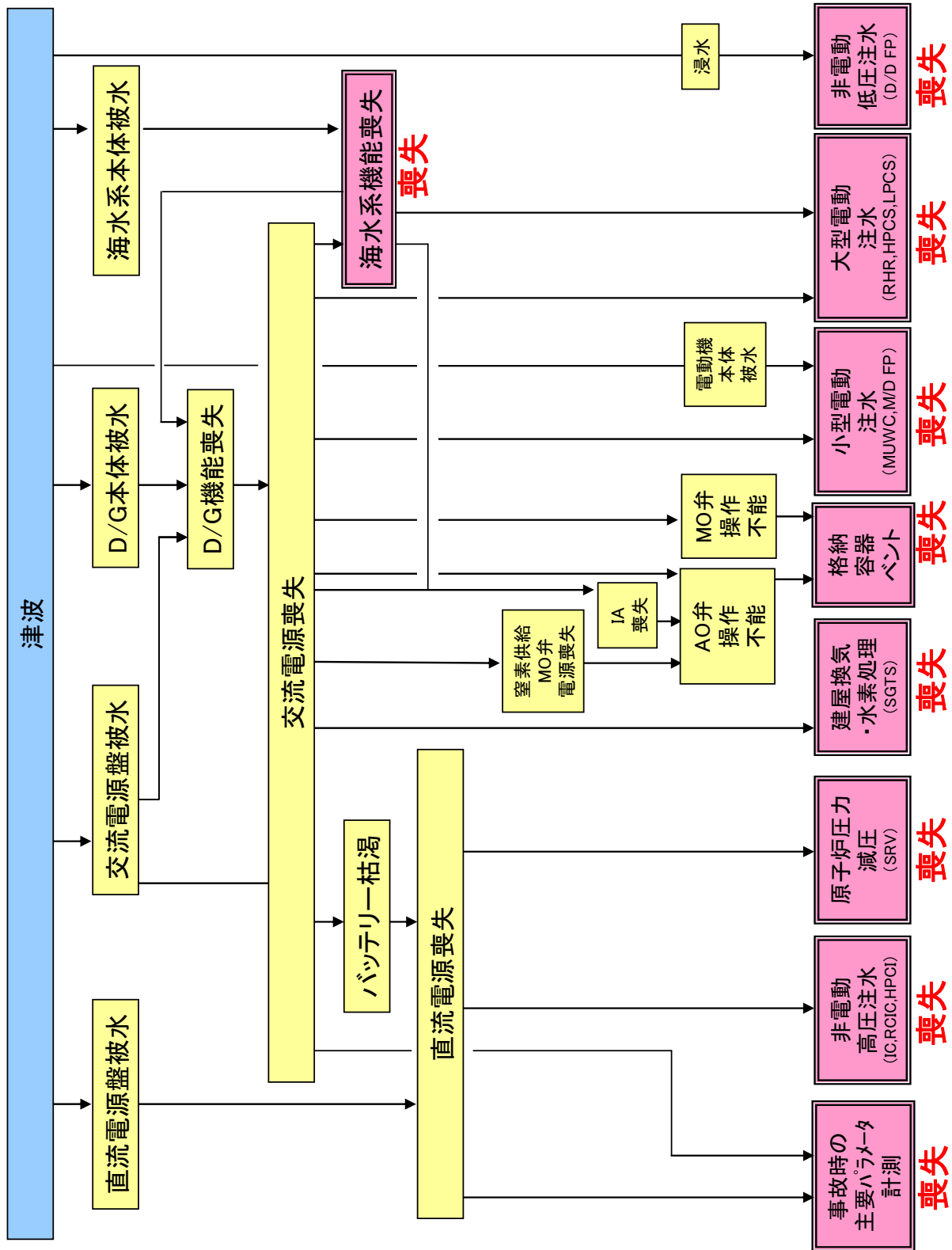
炉心冷却機能の確保状況

	福島第一原子力発電所						福島第二原子力発電所			
	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機	1号機	2号機	3号機	4号機
津波直後の 高圧注水系の作動 (IC、RCIC、HPCI)	×	○	○	—	—	—	○	○	○	○
高圧注水系作動中に 低圧注水系の待機 (MUWC、DDFP、消防車)	×	×	○ (注3)	—	×⇒○ MUWC	○	○	○	○	○
高圧注水系作動中に 逃がし安全弁による減圧機能 の待機(炉圧コントローラ)	×	×	×	—	○	○	○	○	○	○
ドライウエル設計圧力未満の内の 格納容器ベント(W/W)での 除熱の待機	×	○⇒×	○	—	○	○	○	○	○	○
海水系ヒートシンクの(仮)復旧	×	×	×	—	×⇒○	×⇒○	×⇒○	×⇒○	○	×⇒○
備考				定検中 (炉心燃料 なし)	定検中	定検中				

注1) 津波直後はICは機能していないと考えられる。
 18時過ぎ一時電源が復帰し操作を行ったが機能状態は不明である。
 注2) D/Wの圧力が設計圧未満の内にベントラインの準備は完了した。
 但し、3号機の建屋爆発の影響で弁が閉止しその後操作が困難になった。
 注3) 高圧の注水系停止の時点でDDFPが作動していたが、原子炉圧が勝ったことから炉心に注入されていない。

福島第一・第二原子力発電所 事故の進展(概略)

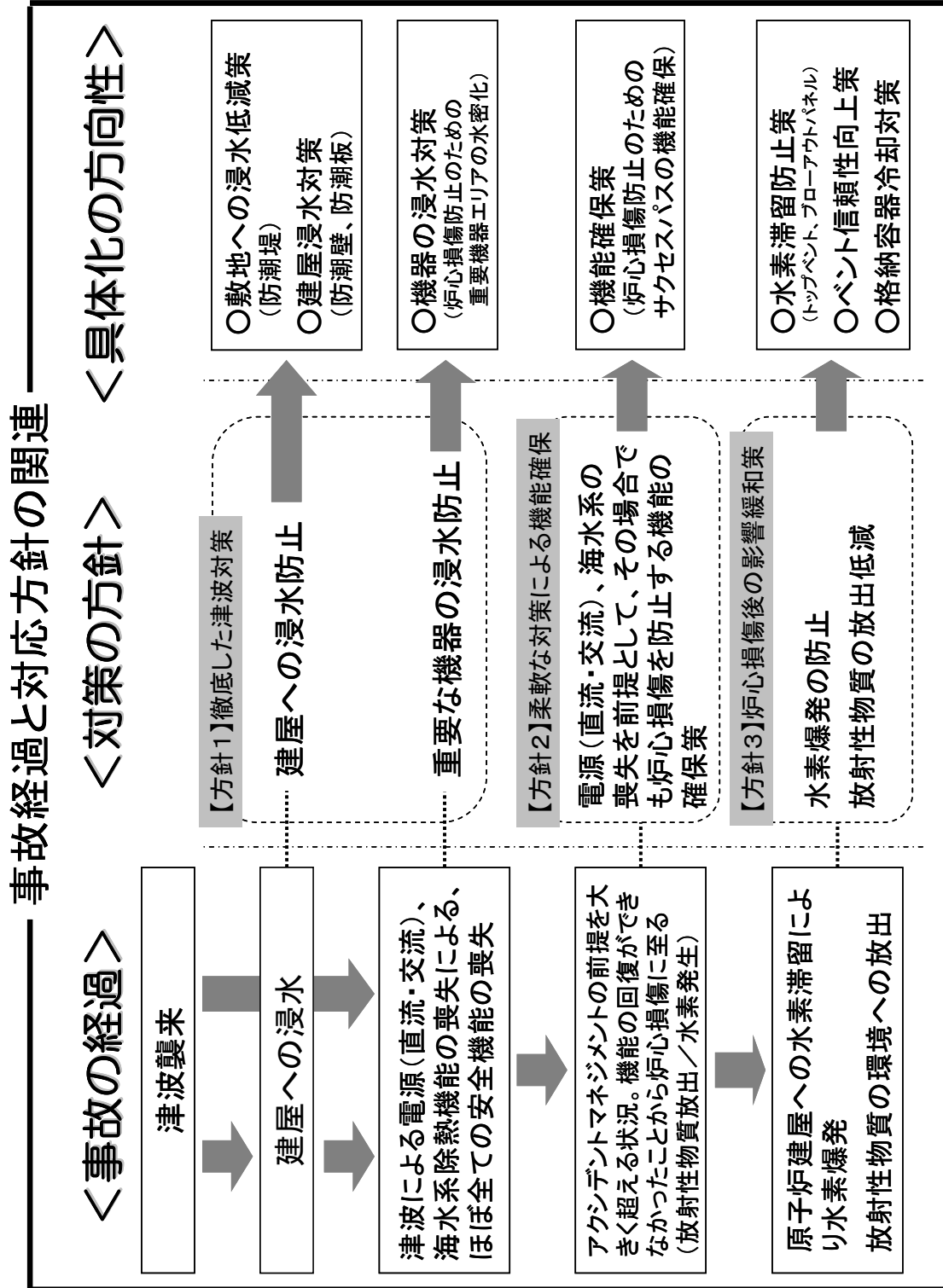
号機	地震前				津波後										放出				備考
	初期状態	スクラム	直流電源	交流電源	IC RCIC HPCI	設備状態	直流電源	交流電源	IC RCIC HPCI	高圧注水	低圧注水・除熱	炉心状態	炉心損傷後の対応	建屋滞留	建屋爆発	放出			
1F1	運転	成功	直流	D/G 起動	IC	損傷 なし	被水 喪失	D/G 喪失	IC・ HPCI喪失	RPV減圧 RPV注水	IC:全弁閉ロック動作 HPCI:直流電源喪失	炉心損傷・ 水素発生	ベント 実施	水素 滞留	建屋 爆発	放出	【福島第一 1~6号機】 ・地震による安全上重要な機器への影響なし。 【1号機】 ・電源喪失等により、高温・高圧時ににおける注水手段が無く、水位が低下し炉心損傷に至る。 ・炉心損傷により、発生した水素が建屋に滞留し建屋が爆破。		
1F2	運転	成功	直流	D/G 起動	RCIC 起動	損傷 なし	被水 喪失	D/G 喪失	RCIC 喪失	低圧注水 切替困難	ハンデリーでのSRV操作 ・消防車による注水準備	炉心損傷・ 水素発生	ライン ナップ のみ	滞留 なし	爆発 なし	放出	【2号機】 ・電源喪失や現場の作業環境の悪さから、高圧注水から低圧注水への移行が困難を極め、その移行の途中で水位が喪失し、炉心損傷に至る。 ・炉心損傷により、発生した水素が建屋に滞留し建屋が爆発、放射性物質の放出に至る。		
1F3	運転	成功	直流	D/G 起動	RCIC 起動	損傷 なし	直流	D/G 起動	RCIC・ HPCI 運転	低圧注水 切替困難	ハンデリーでのSRV操作 ・消防車による注水準備	炉心損傷・ 水素発生	ベント 実施	水素 滞留	建屋 爆発	放出	【3号機】 ・電源喪失や現場の作業環境の悪さから、高圧注水から低圧注水への移行が困難を極め、その移行の途中で水位が喪失し、炉心損傷に至る。 ・炉心損傷により、発生した水素が建屋に滞留し建屋が爆発し、放射性物質の放出に至る。		
1F4	停止	-	直流	D/G 起動	-	損傷 なし	被水 喪失	D/G 喪失	※全燃料取出状態 注水・除熱の対象は使用済燃料プール	-	-	SFP燃 料の冠 水維持	-	-	-	-	【4号機】 ・3号機のPCVベントにより水素が原子炉建屋内に回り込み、水素滞留により建屋が爆発。		
1F5	停止	-	直流	D/G 起動	-	損傷 なし	直流	D/G 起動	電源 融通	圧力制御 MUWIC 復旧	海水系 復旧	炉心 健全	建屋 孔あけ	-	-	-	【5号機】 ・6号機D/Gからの電源融通(AM設備)により、非常用電源を確保するとともに、被水した海水系を仮設海水ポンプで代替し、残留熱除去機能を確保。冷温停止に至る。		
1F6	停止	-	直流	D/G 起動	-	損傷 なし	直流	D/G 運転	D/G 喪失	圧力制御 MUWIC 運転	海水系 復旧	炉心 健全	建屋 孔あけ	-	-	-	【6号機】 ・被水した海水系を仮設海水ポンプで代替し、残留熱除去機能を確保。冷温停止に至る。		
2F1 2F2 2F4	運転	成功	直流	外電	RCIC 起動	損傷 なし	直流	外電	RCIC 運転※ ※2F4については HPCSも使用	圧力制御 MUWIC 運転	海水系 復旧	炉心 健全	-	-	-	-	【福島第二 1~4号機】 ・地震による安全上重要な機器への影響なし。 【1, 2, 4号機】 ・電源車及び仮設ケーブルにより、被水した海水系ポンプを復旧し、残留熱除去機能を確保。冷温停止に至る。		
2F3	運転	成功	直流	外電	RCIC 起動	損傷 なし	直流	外電	RCIC 運転	圧力制御 MUWIC 運転	海水系 復旧	炉心 健全	-	-	-	-	【3号機】 ・海水系を含む安全上重要な機器が被水を免れたため、それらの機能を喪失することなく冷温停止に至る。		



炉心の損傷防止・影響緩和に重要な機能の喪失に至った要因

添付資料目次

添付資料－16－1	事故経過と対応方針の関連	1
添付資料－16－2	福島第一事故を受けた冷温停止に必要な対策	2
添付資料－16－3	福島第一原子力発電所1～3号機 事象、原因、対策の まとめ	3



福島第一事故を受けた冷温停止に必要な対策

(1)敷地及び建屋への浸水対策
防漏堤、防漏柵、防潮壁の設置、及び扉や建屋壁貫通部における浸水防止のための止水

(2)高圧注水設備(1時間以内)に必要な対策

対策の考え方
・プラント運転状態から事故停止した場合、当初は原子炉圧力が高いために高圧で注水できる設備が求められる。
・今回の事故では、電動駆動設備が全交流電源喪失(SBO)に伴い使用不可となったことから、蒸気駆動の高圧注水設備が重要となる。
・なお、電動駆動の高圧注水設備を確保する場合は、起動条件の少ない設備を選択することが有効である。

SBO	
RCIC	蒸気駆動 ○
SLCまたはCRD	電動駆動 ×
HPCS	

(3)減圧装置(4~8時間以内)に必要な対策

対策の考え方
・プラントの除熱、冷却まで最終的に移行するためには、圧力容器の減圧が必要不可欠。
・今回の事故では電源喪失により減圧装置である主蒸気減圧が安全弁の操作に必要な直流電源が不足、当該弁を駆動するN2に追加、電源確保が必要。

(4)低圧注水設備(4~8時間以内)に必要な対策

対策の考え方
・低圧注水設備は、非常系のほか、復水補給水、消火水が挙げられる。全交流電源喪失(SBO)の場合、本設備では、消火系のディーゼル駆動消火ポンプ(DDFP)のみ起動可能である。
・今回活用した消火水を含め、安定して確実に注水できる低圧注水設備を用意することが重要。

SBO	
D/DFP	ディーゼル駆動 ○
MUWC	電動駆動 ×

(5)除熱・冷却設備

①格納容器ベント(1~2日以内)に必要な対策

対策の考え方
・海水を冷却源とできない場合は、大気を冷却源とした圧力抑制室ベントの実施が必要。
・圧力抑制室ベントの実施には、電動(MO)弁、空気作動(AO)弁を開閉することが必要。

②停止時冷却モードによる除熱(3~7日以内)に必要な対策

対策の考え方
・海水を冷却源とした滞留除熱系(RHR)の停止時冷却モードが必要。
・このため、電源を確保するとともに、代替ポンプやモーター修理等による最終冷却源である海水系の復旧が必要。

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
ポンプ/タービン	RCIC室の止水	手動起動手順の確立
直流電源(バッテリー、電源盤等)	バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(又は配置見直し)	電源車等の配備

ほう酸水注入系(SLC)または制御棒駆動水圧系(CRD)

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
SLCポンプ又はCRDポンプ	—	ポンプ設置エリアの止水
水源	—	純水タンクからの補給手順の確立
交流電源	—	非常用D/Gを含む電源設備の止水、電源車等の配備、建屋外でのD/G相当の電源確保

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
N2ポンプ	—	予備ポンプを配備
直流電源(バッテリー、電源盤等)	バッテリー室、主母線盤設置場所の止水(又は配置見直し)	可搬式バッテリー配備

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
ディーゼル用燃料	燃料配管(燃料配送含む)	—
ディーゼル駆動消火ポンプ	ポンプ室止水	消防車配備及び電結通水ライン設置、海水使用の手順化
バッテリー	バッテリー室止水	可搬式バッテリー配備

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
MUWCポンプ	ポンプ室止水	タンク間の水の融通の手順化
交流電源	非常用D/Gを含む電源設備の止水、又は配置見直し	電源車等の配備、建屋外でのD/G相当の電源確保

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
交流電源(MO弁、AO弁用電磁弁)	非常用D/Gを含む電源設備の止水(又は配置見直し)	電源車等の配備、可搬式交流発電機又は可搬式バッテリー配備
圧縮空気(AO弁動作用)	可搬式空気圧縮機(又はポンベの配備)	AO弁を手動で開閉操作ができる構造に変更

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
交流電源(RHRポンプ)	非常用D/Gを含む電源設備の止水(又は配置見直し)	代替ポンプの配備
RCW/RSWポンプ	予備モーターの配備	可動式熱交換器設備の配備
交流電源(RCW/RSW)	電源室の止水	電源車等の配備、建屋外でのD/G相当の電源確保

③使用済燃料プールの除熱(7~10数日以内)に必要な使用済燃料の崩壊熱による対策の考え方

・使用済燃料プールを冷却する燃料プール冷却浄化系(FPC)は原子炉建屋内にあることもあり、津波への耐性が基本的に強い。このため、電源設備の確保が重要。
・また、時間的な余裕を考えたとき、計測設備による監視が重要。

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
FPCポンプ	ポンプ室の止水 プール内の水位・温度計設置	・消防車の配備 ・消火配管の活用
交流電源	電源設備の止水(または配置見直し)	・電源車等の配備

(6)監視計器の電源確保(1時間以内)に必要な対策

対策の考え方
・今回の事故では、監視計器が機能喪失し、計器の電源復旧に時間を要した。
・このため、速やかな計器用電源の確保が重要。

必要な設備	機器の浸水対策	柔軟な対策
直流電源	バッテリー室、主母線盤設置場所の止水(または配置見直し)	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備

(7)炉心損傷後の影響緩和策

対策の考え方
・今回の事故では、格納容器から建屋へ漏えいしたと閉じ込められる水素の爆発によって、閉じ込め機能喪失のみならず、復旧活動自体が著しく困難となった。
・深層防護の観点から、今回の事故を踏まえた炉心損傷が生じた場合における対策を講じる。

項目	対策
水素滞留の防止	原子炉建屋の換気促進のため、建屋上部を開ける措置(トップベント)やフローアウトパネルを開放する措置の設備・手順の確立
放射線物質の放出抑制	圧力抑制室ベントと同じ(水を通してベント)の確実な実施 消防車等による格納容器への注水手順の準備

(8)共通事項

・上記対策を有効なものとするためには、当該の対応のほか、安全に効果的に動けるように作業を支援する装備や補助設備を充実させることが必要。

項目	対策
外部電源	変電設備の耐震性向上策の検討、送電鉄塔二次被害を及ぼす盛り土の崩壊等の評価、送電系の供給信頼性向上に関する設備形成を図る
瓦機撤去設備	対応活動の阻害要因となる瓦機を撤去するための設備の配置
通信手段の確保	移動無線や衛星電話の配備、電源の確保など、状況に応じた通信手段を確立
照明用設備の確保	安全、迅速、確実な対応を行うために、両手を使えるようなベントライトタイプの照明のほか、広範囲を照らせるような照明設備を配備
防護設備	防護服、マスク、APD、可搬式空気清浄機等の様々な装備品等を余裕を持って配備するとともに、非常用中継換気設備の電源等の早期復旧のための電源車等を配備

その他の中長期的技術検討課題

・今回の検討において、炉心損傷を防止するための対策を上記の通り実施したが、そのほか右記の中長期的技術検討課題が挙げられる。
・これら技術検討課題については、別途検討を進める。

項目	内容
隔離信号のあり方の整理・検討	今回の事故において、非常用復水器が直流電源喪失により隔離され冷却機能を喪失したことから、隔離信号のあり方について整理・検討を行う。
ベントラインの信頼性向上	放射性物質を大幅に除去する形のベントの信頼性を向上するために、ラフチャーターシステムを積極的に作動させる方策など、不意な放出につながることを留意した上で検討を進める。
ベント時の放射性物質低減に関する検討	放射性物質の放出を低減するために、フィルタを介して放出するフィルタベントの設計検討を行う。
計測計器の信頼性向上	今回の事故時に水位計が大きく実験と異なって指示していた事例を踏まえ、事故時に必要計測装置を研究・開発する。

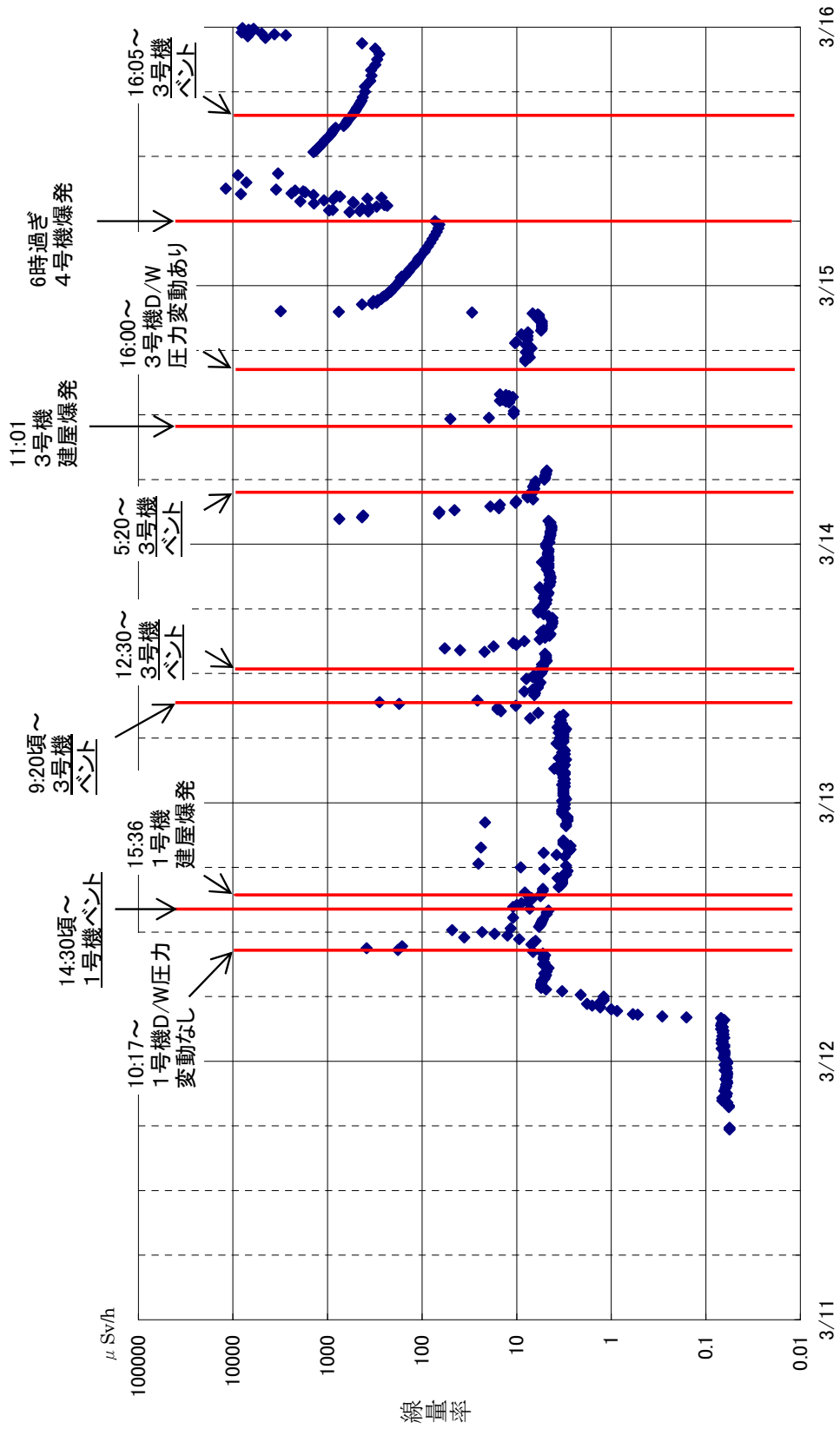
福島第一原子力発電所1～3号機 事象、原因、対策のまとめ

サケスパス	プラント挙動・対応作業からの課題	1号機	2号機	3号機	原因	具体的対策	柔軟な対策
起回事象 (地震・津波)	機器の多重故障や機能喪失	○	○	○	津波が主要建屋に流れ込み、重要設備(電源設備等)の浸水	D/G等設置場所への浸水防止:扉の水密化並びに配管、ケーブル貫通部の止水処理 ・建屋外壁開口部からの浸水防止:防潮板、防潮壁の設置 ・発電所敷地内への浸水防止:防潮堤の設置	—
【高圧注水】 高圧炉心注水設備による 原子炉への注水	非常用復水器の停止	○	—	—	・直流電源喪失に伴う自動隔離インターロック作動	・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し)	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
	原子炉隔離時冷却系の作 動状況不明(監視測定 の喪失)	—	○	—	・直流電源喪失 ・照明喪失 ・水たまり ・高線量環境 ・電源喪失に伴う現場との通信手段困難(PHS、ページング使用不能)	・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し) ・建屋での浸水対策 ・防護服、マスク、中操の環境を改善する可搬式空気清浄機等、常日頃から様々な装備品等を余裕をもつて配備 ・状況に応じた通信手段の確立を検討	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
【減圧】 減圧装置による原子炉圧 力減圧	原子炉隔離時冷却系再起 動不可	—	○	○	・高圧注水系起動不能・再 起動不可	・手動で蒸気入口弁等を開操作する手順の確立	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
	原子炉停止後の早期に高 圧系の冷却・注水機能が 喪失	○	○	○	・高圧注水注入系電源復旧 中断 ・パラメータ監視測定不能 ・パラメータ監視測定不能・ 労力大	・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し) ・手動で蒸気入口弁等を開操作する手順の確立 ・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し) ・手動で蒸気入口弁等を開操作する手順の確立 ・交流電源の確保(電源車、トランス、遮断機、機器までのケーブルと手順) ・補充を含めた水源の確保	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
【低圧注水】 低圧注水設備による原子 炉への注水	主蒸気逃がし安全弁の電 源(直流)喪失	—	○	○	・直流電源喪失・枯渇 ・直流電源喪失・枯渇 ・窒素圧供給不安	・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し) ・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し)	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
	原子炉の冷却、注水に使 用可能なほとんど全ての 機器が機能喪失	○	○	○	・既設設備(電動機)の被水 ・電源盤、非常用母線の被水 ・全くの新規応用動作 ・瓦礫(津波、水素爆発による) ・電源喪失に伴う照明喪失 ・高線量環境 ・電源喪失に伴う現場との通信手段困難(PHS、ページング使用不能) ・水素爆発の危険性 ・交流電源喪失	・非常系低圧注水設備設置箇所の止水 ・復水補給水系の設置箇所の止水 ・ディーゼル駆動消火ポンプ設置箇所の止水と燃料確保 ・電源設備の止水(または配置見直し) ・手順、訓練などソフト面の充実化 ・瓦礫撤去用の重機を配備 ・バッテリー室、主母線盤等設置場所の止水(または配置見直し) ・ヘッドライトタイプの照明配備 ・より広範囲を照らせるような照明設備の検討 ・防護服、マスク、中操の環境を改善する可搬式空気清浄機等、常日頃から様々な装備品等を余裕をもつて配備 ・状況に応じた通信手段の確立を検討 ・原子炉注水、減圧及び格納容器ベントを確実に実施し、炉心損傷に至らないようにすること ・電源設備の止水(または配置見直し)	・消防車配備 ・連結通水ライン設置 ・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
【格納容器ベント】 格納容器ベントによる格納 容器圧力減圧	MO弁遠隔操作不能	○	○	○	・電源喪失に伴う照明喪失 ・高線量環境(建屋内) ・電源喪失に伴う現場との通信手段困難(PHS、ページング使用不能)	・バッテリー室等設置場所の止水または配置見直し ・ヘッドライトタイプの照明配備 ・より広範囲を照らせるような照明設備の検討 ・防護服、マスク、中操の環境を改善する可搬式空気清浄機等、常日頃から様々な装備品等を余裕をもつて配備 ・状況に応じた通信手段の確立を検討	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
	電源喪失及び空気作動弁 駆動用圧縮空気の喪失に よりこれらの弁が駆動不 能	○	○	○	・電源喪失に伴う照明喪失 ・制御用空気喪失	・電源設備の止水(または配置見直し) ・空気圧縮機またはポンプの配備	・電源車等の配備 ・可搬式交流発電機又は可搬式バッテ リー配備 ・AO弁を手動で開操作ができる構造に 変更
【ヒートシンク復旧】 海水による冷却機能の確 保	MO弁手動操作困難	○	○	○	・高線量環境(S/C室) ・電源喪失に伴う現場との通信手段困難(PHS、ページング使用不能)	・バッテリー室等設置場所の止水または配置見直し ・ヘッドライトタイプの照明配備 ・より広範囲を照らせるような照明設備の検討 ・防護服、マスク、中操の環境を改善する可搬式空気清浄機等、常日頃から様々な装備品等を余裕をもつて配備 ・状況に応じた通信手段の確立を検討	・可搬式バッテリー配備 ・電源車及び可搬式充電器の配備
	海水ポンプ復旧不可	○	○	○	・既設設備(電動機)の被水 ・電源盤、非常用母線の被水	・予備王一タの配備等 ・海水系等の電源系の津波対策(止水) ・予備の電源盤を電源車とともに移動搬送すること ・建屋内の上層階に設置して電源車と組み合わせて利用すること	冷却設備を含めて移動式とした可動式 熱交換設備(ポンプ、熱交換器一式)の 配備

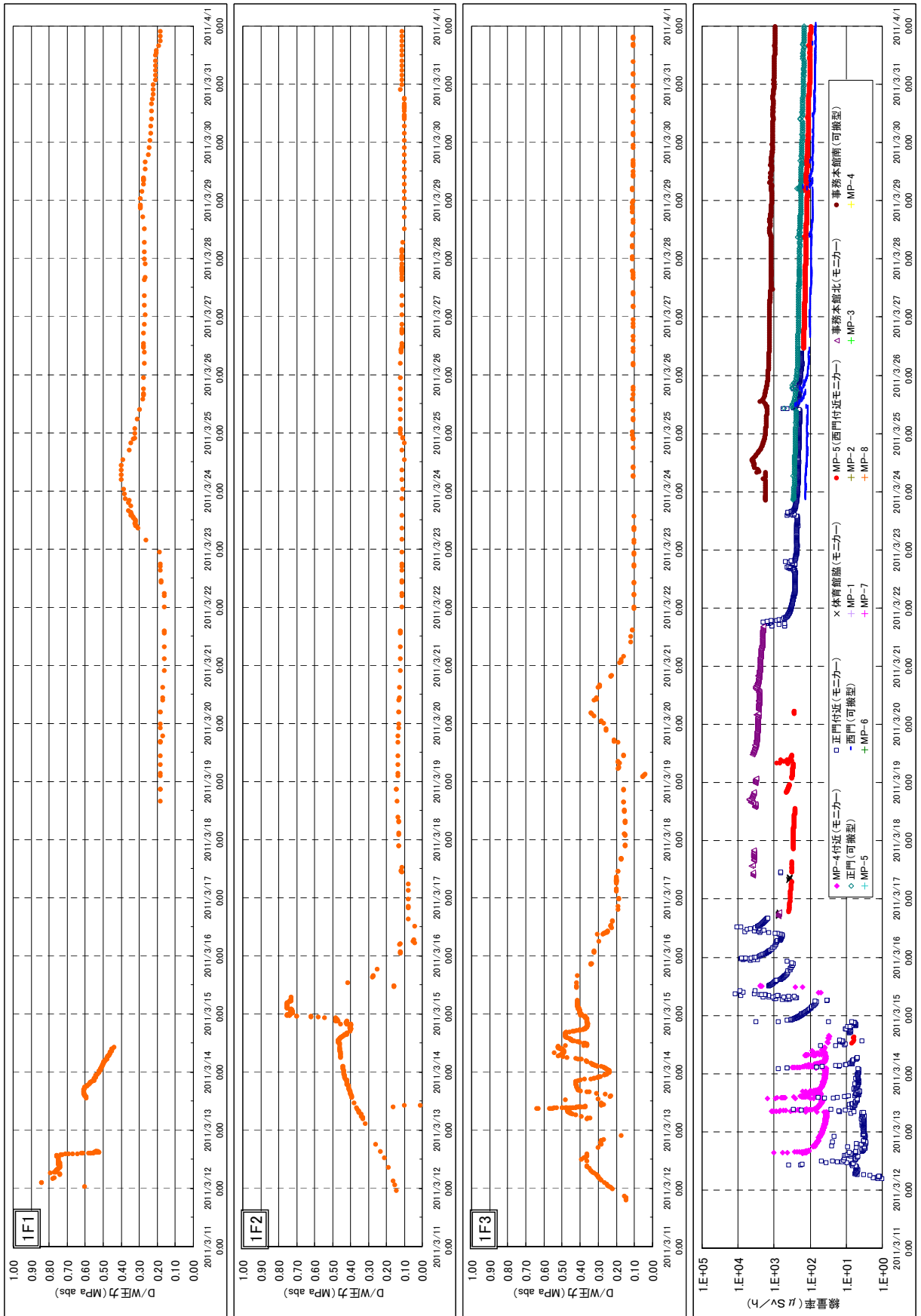
添付資料目次

添付資料－17－1	福島第一原子力発電所 正門付近の線量率・・・	1
添付資料－17－2	福島第一原子力発電所 D/W圧力と発電所内外 のモニタリングデータ	2
添付資料－17－3	福島第一原子力発電所構内MP 設置箇所及び福島 第一MP 指示値の推移	3
添付資料－17－4	福島第一原子力発電所における現状の放射性物質 の放出量評価について	4
添付資料－17－5	6号機廃棄物処理建屋地下の低濃度汚染水の滞留 状況	10
添付資料－17－6	高濃度の放射性物質を含む建屋内滞留水の状況	14
添付資料－17－7	建屋に貯留する滞留水量の推移	15
添付資料－17－8	福島第一原子力発電所2号機の取水口スクリーン 付近のコンクリート亀裂部からの流出量について	16
添付資料－17－9	福島第一原子力発電所からの低レベルの滞留水な どの海洋放出について	21
添付資料－17－10	福島第一原子力発電所第3号機取水口付近からの 放射性物質を含む水の外部への流出への対応につ いて.....	27
添付資料－17－11	排出基準を超える放射性物質濃度の排水の海洋放 出に係る影響に関する報告について	33
添付資料－17－12	海水（沿岸・沖合）中の放射性物質濃度の推移	38
添付資料－17－13	福島第一原子力発電所における蒸発濃縮装置から の放射性物質を含む水の漏えいを踏まえた対応に ついて.....	40

福島第一原子力発電所 正門付近の線量率

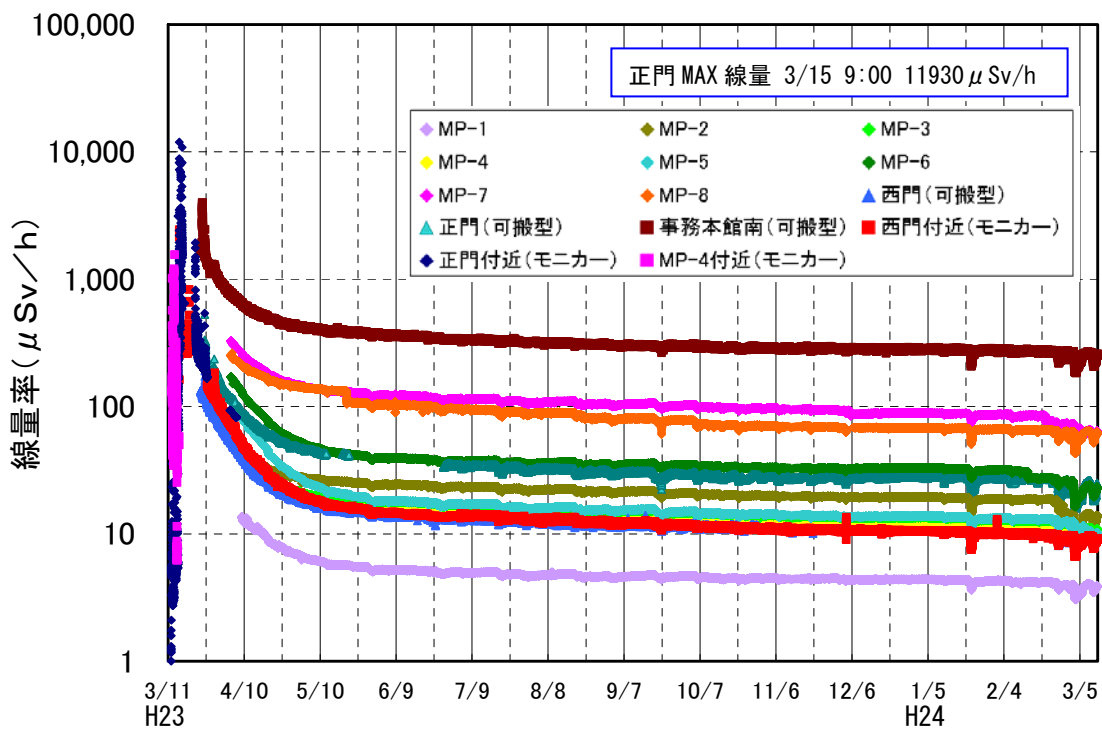


福島第一原子力発電所 D/W圧力と発電所内外のモニタリングデータ





福島第一原子力発電所構内モニタリングポスト設置箇所



福島第一モニタリングポスト指示値の推移

福島第一原子力発電所における現状の放射性物質の放出量評価について

1～3号機PCVから現状放出されている放射性物質濃度の評価において、平成23年8月までは敷地周辺における空気中の放射性物質濃度の測定結果から評価していた。より精度の高い評価結果を得るために放射性物質の放出源により近い地点においてサンプリングを行うこととし、同年9月から継続して、R/B上部でのサンプリングを実施し、測定結果から現時点のPCVからの放射性物質の放出量を求めている。

現状の放射性物質の放出量として、同年11月下旬～同年12月上旬の測定結果による放出量評価について以下の通り取り纏め、平成23年12月16日に公表した。

併せて、地上に沈着した放射性物質の再浮遊の影響が少ないと考えられる海上でのサンプリングで空気中の放射性物質濃度の測定を実施し、その結果についても上記評価の参考とした。

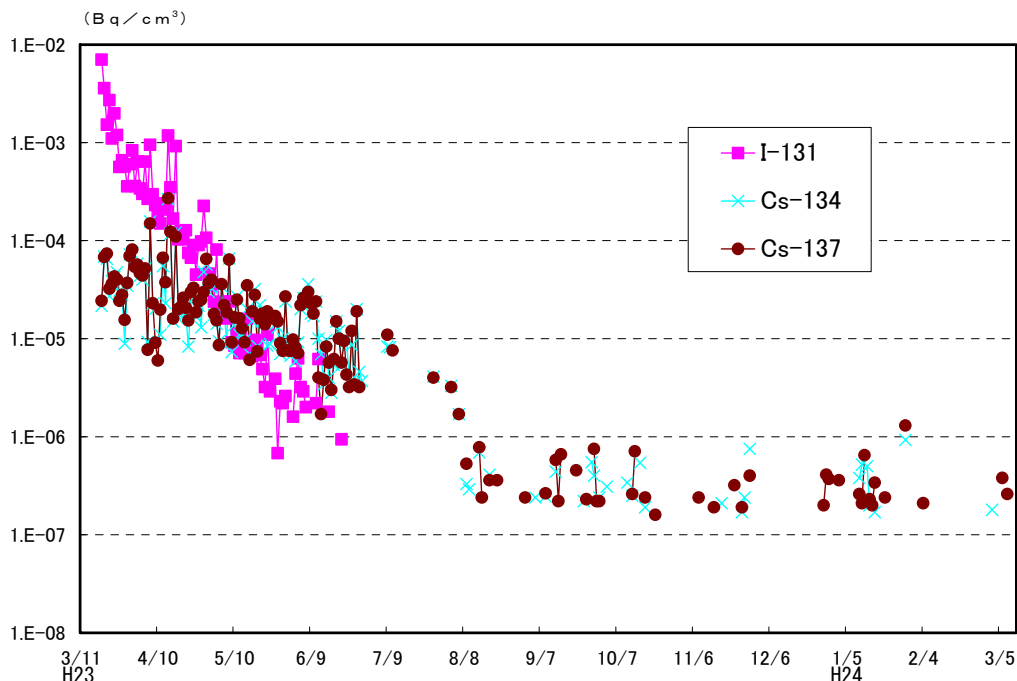
1. これまでの放出量評価の経緯

(7月)

西門付近の平成23年6月下旬のセシウム（Cs-134、Cs-137）のダスト濃度（ $1 \times 10^{-5} \text{ Bq/cm}^3$ ）から、ガウス拡散モデル（0m放出）によりPCVからの現時点における放出量を求めると、約10億Bq/時と評価された。

(8月)

西門付近の平成23年7月下旬～同年8月上旬のセシウム（Cs-134、Cs-137）のダスト濃度（ $2 \times 10^{-6} \text{ Bq/cm}^3$ ）から、ガウス拡散モデル（0m放出）によりPCVからの現時点における放出量を求めると、約2億Bq/時と評価された。



発電所西側敷地境界付近での空気中の放射性物質濃度の推移

(9 月)

前月まで敷地周辺における空気中の放射性物質濃度の測定結果から評価していたが、より精度の高い評価結果を得るために放射性物質の放出源により近い地点において採取することとし、8月下旬から大型クレーンにサンプリング装置を吊り下げてR/B上部でのダスト採取を開始した。

R/B上部ダスト濃度測定結果から放出量を求め、1号機約0.4億Bq/時、2号機約0.4億Bq/時、3号機も2号機と同程度と推定し、3基合計では約1.2億Bq/時と評価した。また、海上ダスト濃度(船上)測定結果からガウス拡散モデル(30m放出)によりPCVからの放出量を求めると約1.3億Bq/時と評価されたことから、1～3号機PCVからの放出量の評価値を約2億Bq/時とした。

(1 0 月)

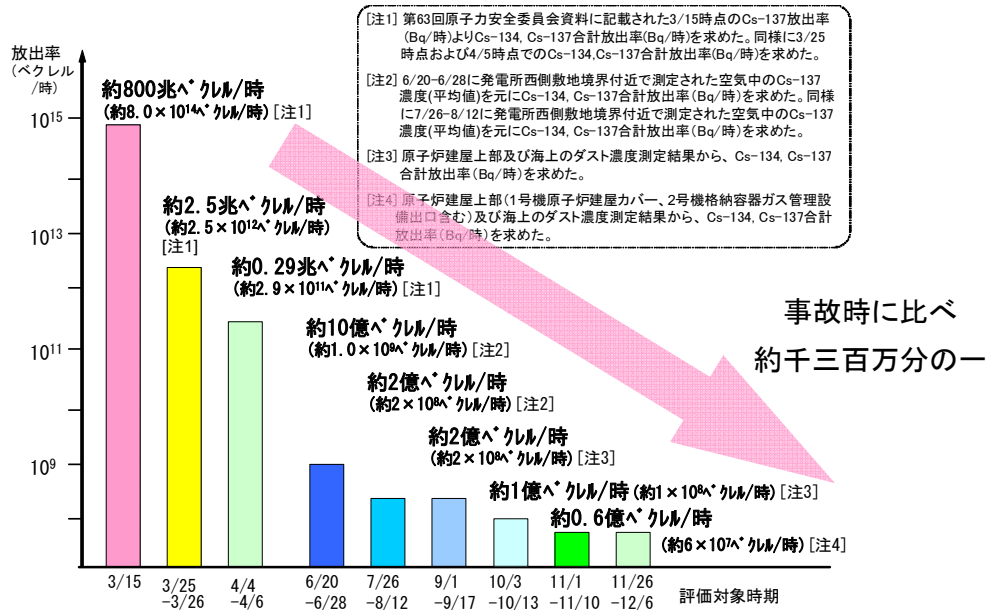
3号機については、R/B上部のダスト濃度に対して、想定した開口部から測定点までの拡散による希釈の補正を試みたが、拡散シミュレーションにおいて建屋上部の瓦礫の状態を反映することが難しいことから、小型のサンプリング装置を大型クレーンで瓦礫の間から吊り下げて開口部の至近で採取した。

R/B上部のダスト濃度測定結果から放出量を求め、1号機約0.4億Bq/時、2号機約0.1億Bq/時、3号機約0.4億Bq/時となり、3基合計では約0.8億Bq/時と評価した(各号機の放出量は切り上げのため合計とは一致しない)。また、海上ダスト濃度(船上)測定結果からガウス拡散モデル(30m放出)によりPCVからの放出量を求めると約0.7億Bq/時と評価されたことから、1～3号機PCVからの放出量の評価値を約1億Bq/時とした。

(1 1 月)

1号機R/Bカバー排気設備、2号機PCVガス管理設備の設置、運用開始に伴い、これらを利用した放出量評価を実施した。

R/B上部等のダスト濃度測定結果から放出量を求め、1号機約0.1億Bq/時、2号機約0.1億Bq/時、3号機約0.4億Bq/時となり、3基合計では約0.6億Bq/時と評価し、1～3号機PCVからの放出量の評価値を約0.6億Bq/時とした。



1～3号機PCVからの放射性物質（セシウム）の一時間当たりの放出量

2. 現状の放出量評価

(12月)

1号機PCVガス管理設備の設置、運用を反映した放出量評価を実施した。

R/B上部等のダスト濃度測定結果から放出量を求め、1号機約0.1億Bq/時、2号機約0.1億Bq/時、3号機約0.4億Bq/時となり、3基合計では約0.6億Bq/時と評価し、1～3号機PCVからの放出量の評価値を約0.6億Bq/時とした。

なお、号機毎に建屋や設備の状況が異なるため、以下の測定箇所について測定、評価を行った。

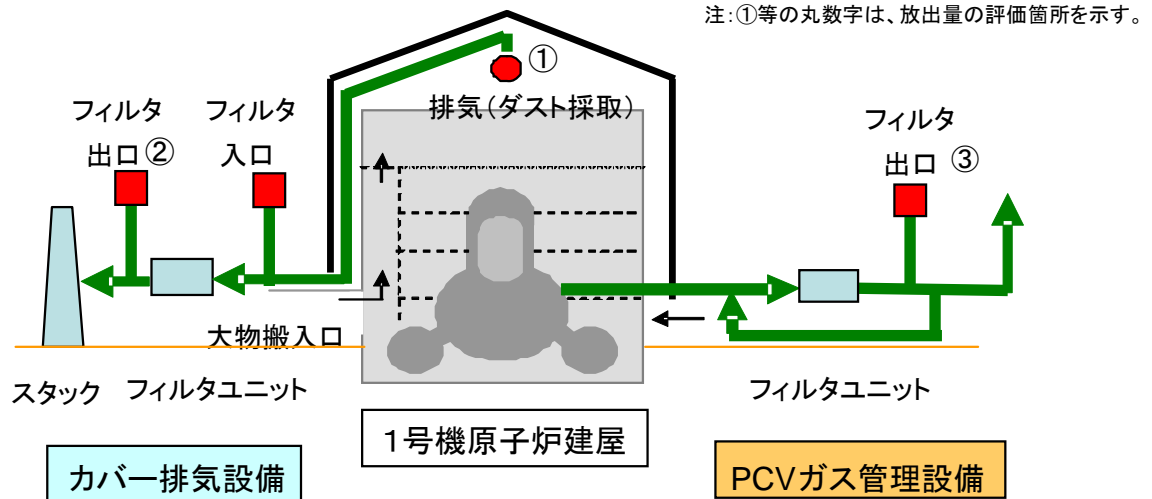
(単位：億ベクレル/時)

放出量	ダスト (Cs-134、Cs-137)				計
	原子炉 建屋上部	機器 ハッチ	PCVガス 管理設備	カバー 排気設備	
1号機	0.03		1.4×10^{-6}	0.0016	0.03
2号機	0.01～0.03		2.0×10^{-5}	—	0.01 ～0.03
3号機	0.27	0.07	—	—	0.34
計	—	—	—	—	0.38 ～0.40

(1) 1号機

R/Bカバーの排気設備が稼働している状態において、建屋の気密性が風速により変動し排気設備フィルタを経由せずにカバー外へ放出される分（空気漏えい量）を風向毎に評価し、これにカバー内部のダスト濃度の最大値を掛け合わせて放出量を評価した。

また、R/Bカバー排気設備及びPCVガス管理設備からの放出量を、フィルタ出口のダスト濃度に設備風量を乗じ放出量として評価した。



<評価結果>

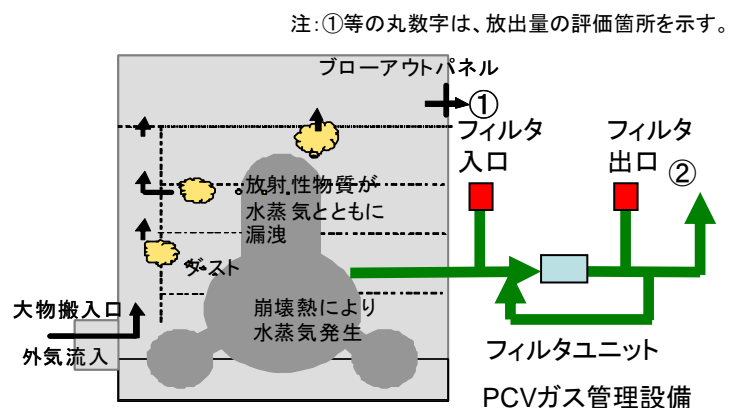
- ①カバー排気設備稼働時のカバーからの放出量：約0.03億Bq/時
- ②カバー排気設備からの放出量（12/2ダスト測定値）：
約0.0016億Bq/時
- ③PCVガス管理設備からの放出量（12/14ダスト測定値）：
約 1.4×10^{-6} 億Bq/時

(2) 2号機

PCVガス管理設備が稼働している状態において、ブローアウトパネル部のダスト濃度にブローアウトパネル部の流量を乗じ、PCVからの放出量として評価した。加えて、PCVガス管理設備からの放出量を、フィルタ出口のダスト濃度に設備風量を乗じ放出量として評価した。



ブローアウトパネルでの測定の様子



<評価結果>

①ブローアウトパネル開口部からの放出量（12/2ダスト測定値）

a. 最小値：約0.01億Bq/時

b. 最大値：約0.03億Bq/時

②PCVガス管理設備からの放出量（12/6ダスト測定値）：

約 2.0×10^{-5} 億Bq/時

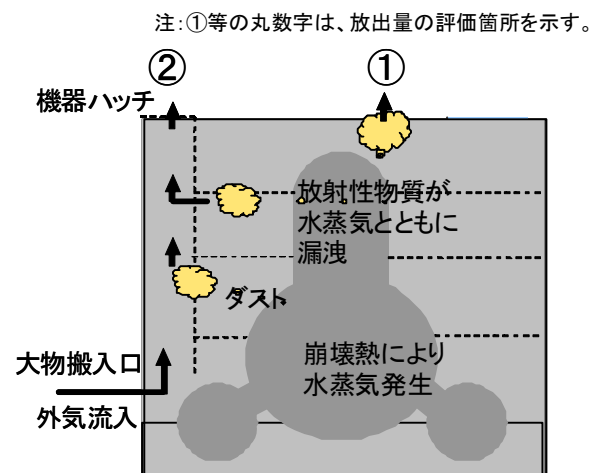
(3) 3号機

R/B上部のダスト濃度に蒸気発生量を乗じ、R/B上部からの放出量として評価した。

また、機器ハッチ部を通して建屋内部の放射性物質が放出されるとして、機器ハッチ部のダスト濃度に機器ハッチ開口部での風量を乗じ、R/B内部から放出量を求めた。両者の合計をPCVからの放出量とした。



原子炉建屋上部の測定の様子



<評価結果>

①R/B上部からの放出量（11/29ダスト測定値）：

約0.27億Bq/時

②機器ハッチからの放出量（11/29ダスト測定値）：

約0.07億Bq/時

(4) 海上

放出源（R/B）に対して採取点が風下となる風向の場合に採取することとし、沖合2km程度の1～3号機の風下側の点で、調査船によりダストをサンプリングした。ダスト濃度から基本拡散式（原子力安全委員会「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」）によりPCVからの放出量を推定した。

<評価結果>

気象条件：南南西の風、風速0.3～2.2m/秒、大気安定度 D

ダスト濃度最大値（11/28採取）：約0.19億Bq/時

3. 放出量評価結果のまとめ

(1) R/B上部における評価

放出量の合計値については、それぞれの数値を切り上げて、以下の通り足し合わせた。

1号機	約0.1億Bq/時
2号機	約0.1億Bq/時
3号機	約0.4億Bq/時
合計	<u>約0.6億Bq/時</u>

(2) 海上における評価

上述「2.(4)海上」の結果を切り上げた。

約0.2億Bq/時

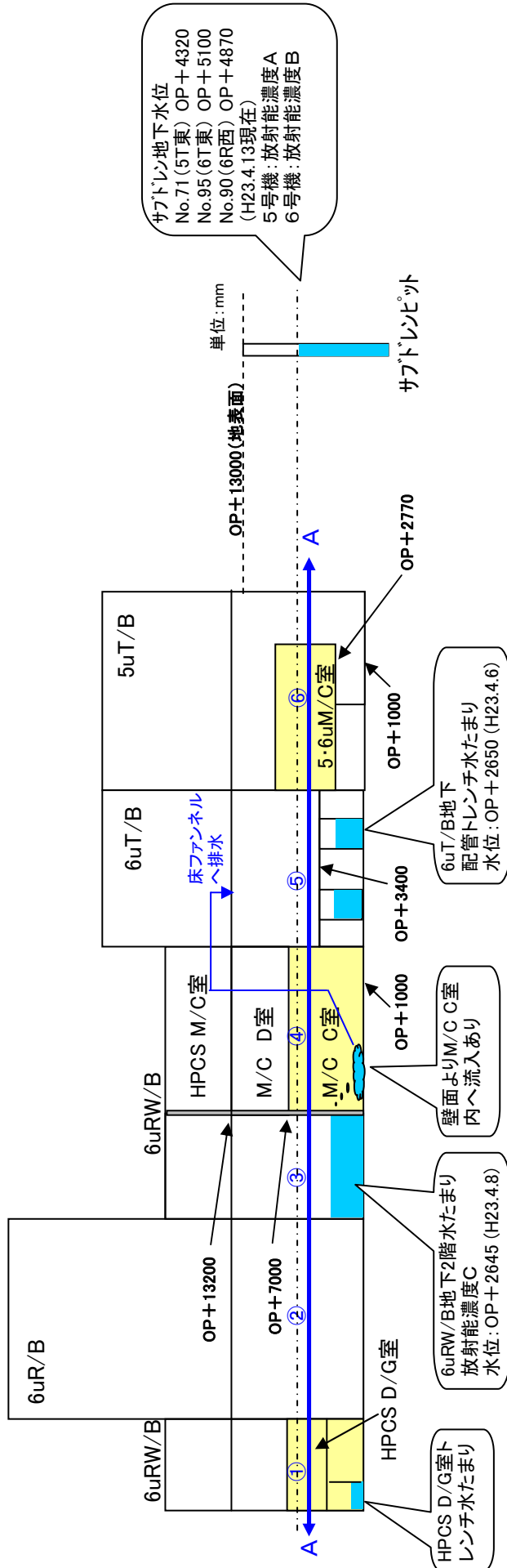
(3) 放出量評価結果

以上の結果から、現時点におけるセシウムの放出量として、約0.6億Bq/時と評価する。

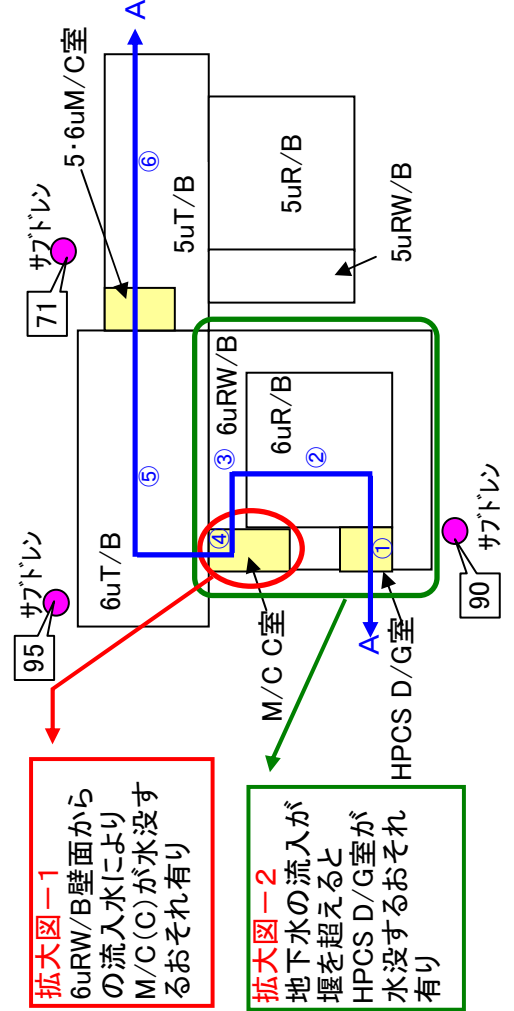
以 上

6号機廃棄物処理建屋地下の低濃度汚染水の滞留状況

A-A断面図



平面図

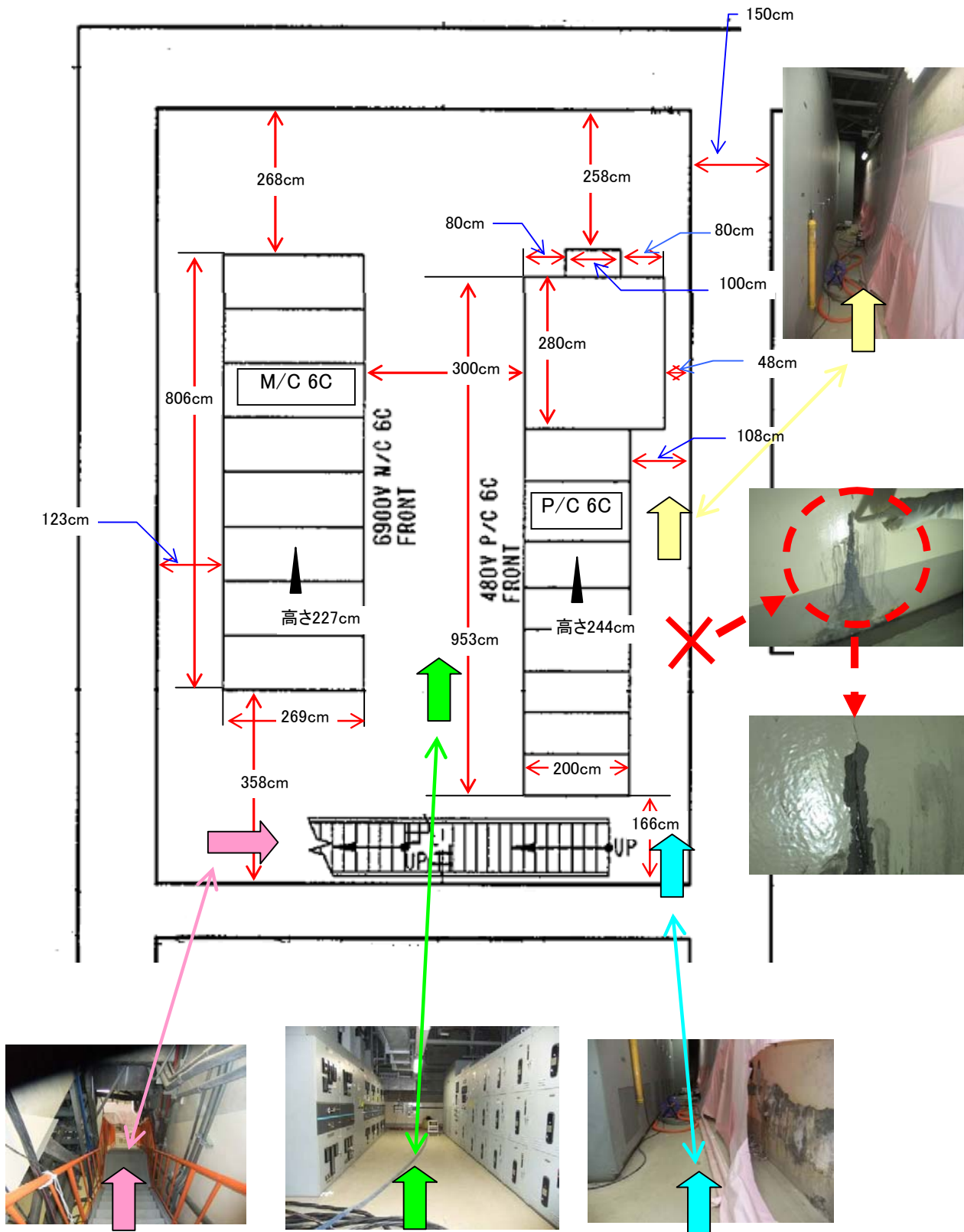


拡大図-1
6uRW/B壁面からの流入水によりM/C(C)が水没するおそれ有り

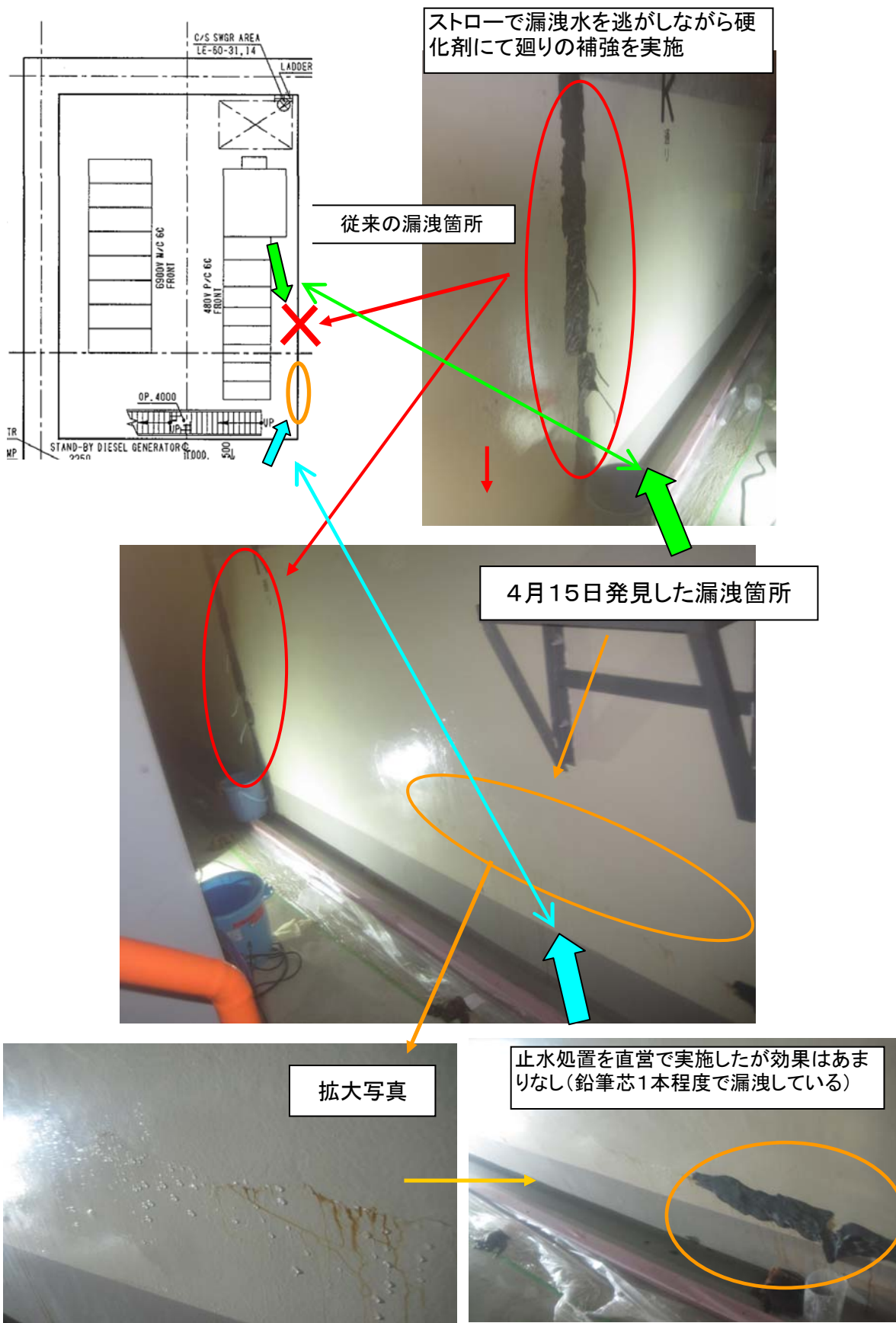
拡大図-2
地下水の流入が堰を超えるとHPCS D/G室が水没するおそれ有り

単位: Bq/cm³

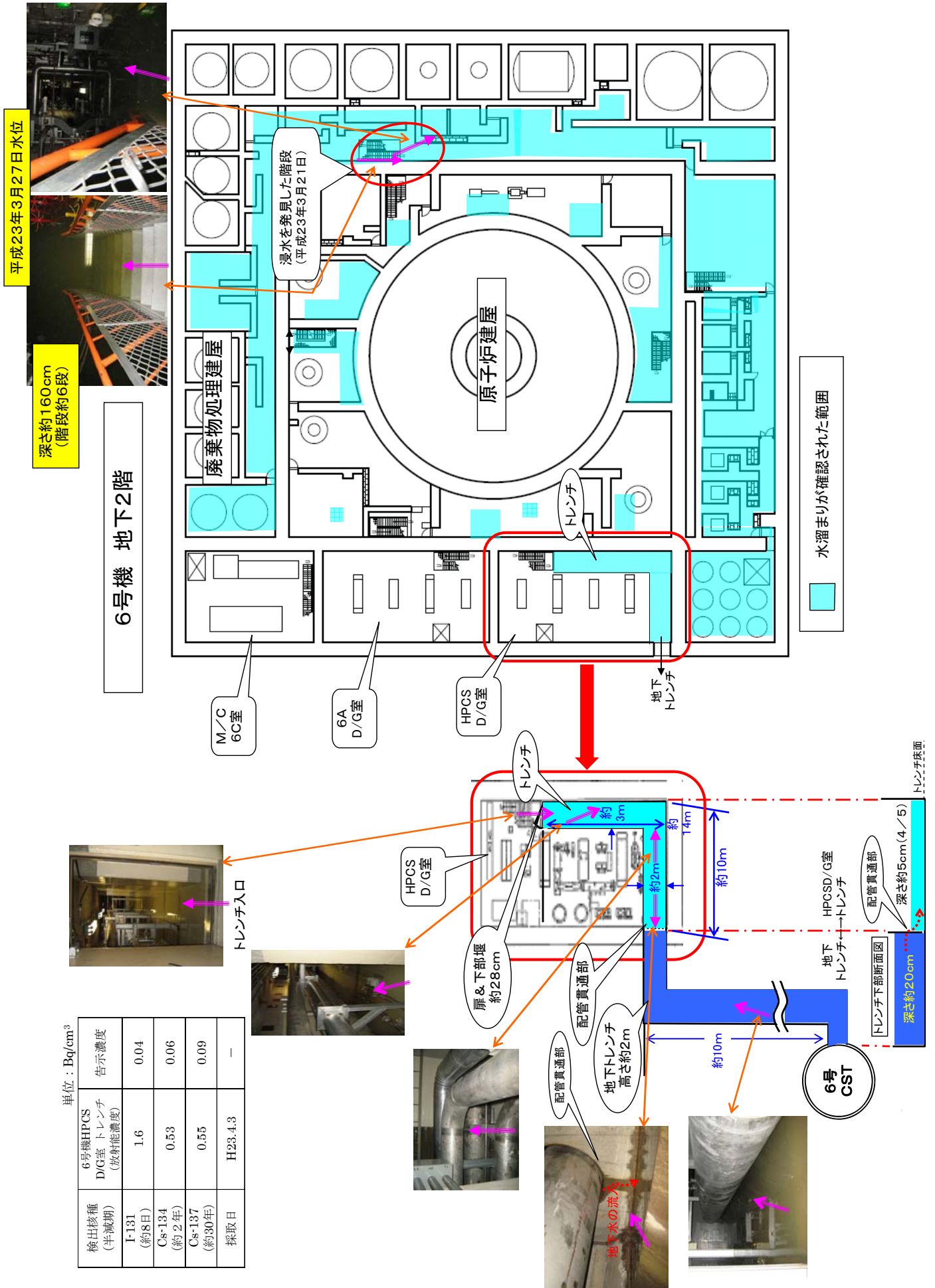
検出核種 (半減期)	5号機サブドレン (放射能濃度A)	6号機サブドレン (放射能濃度B)	6号機RW/B地下 (放射能濃度C)	告示濃度
I-131 (約8日)	1.6	20	4.9	0.04
Cs-134 (約2年)	0.25	4.7	0.06	0.06
Cs-137 (約30年)	0.27	4.9	0.06	0.09
採取日	H23.3.30	H23.3.30	H23.3.22	-



拡大図-1(1) 6号機M/C室への浸水状況(平成23年3月26日)



拡大図-1(2) 6号機M/C室への浸水状況(平成23年4月15日)



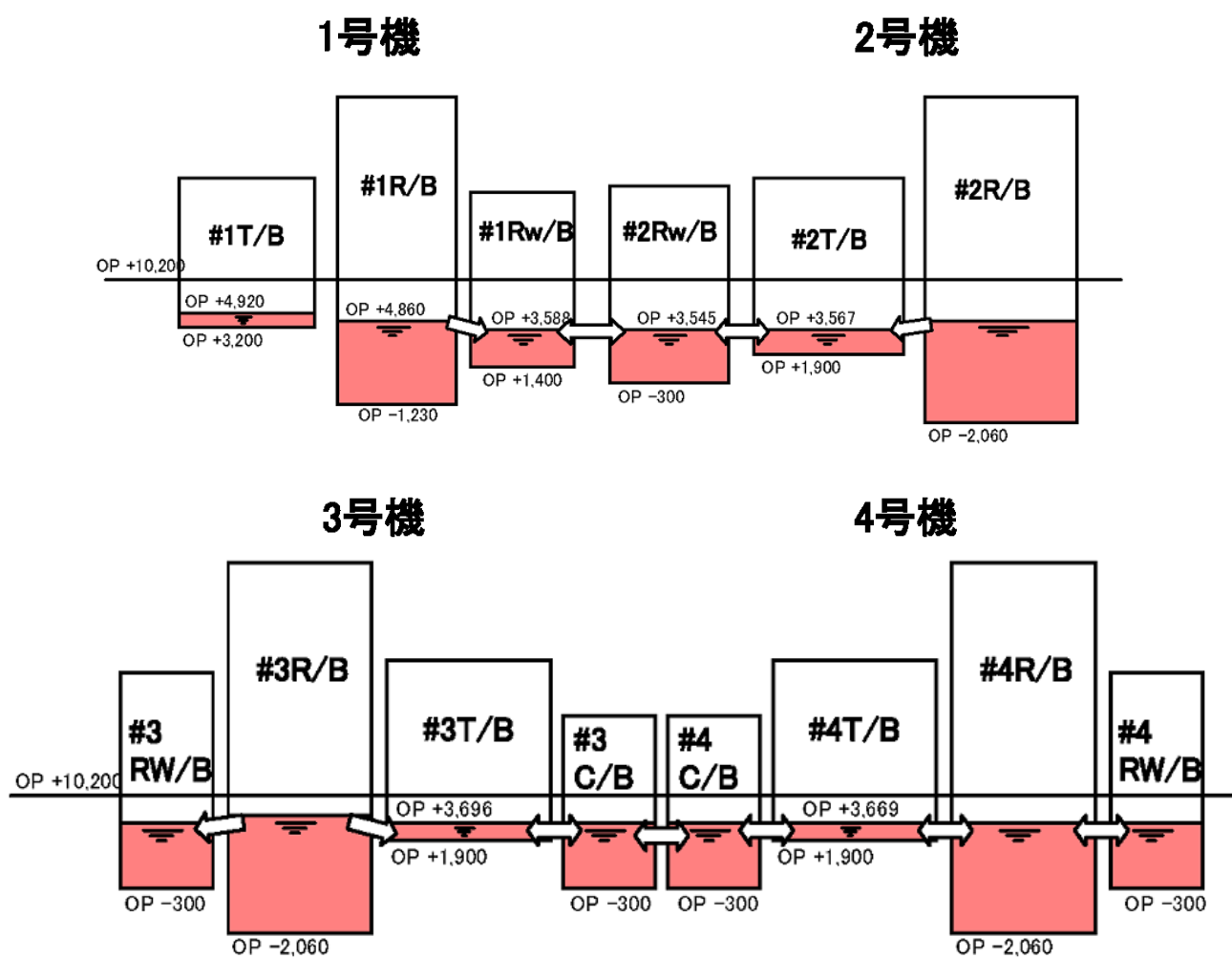
拡大図一2 6号機地下エリアの滞留水の状況

高濃度の放射性物質を含む建屋内滞留水の状況

単位：Bq/cm³

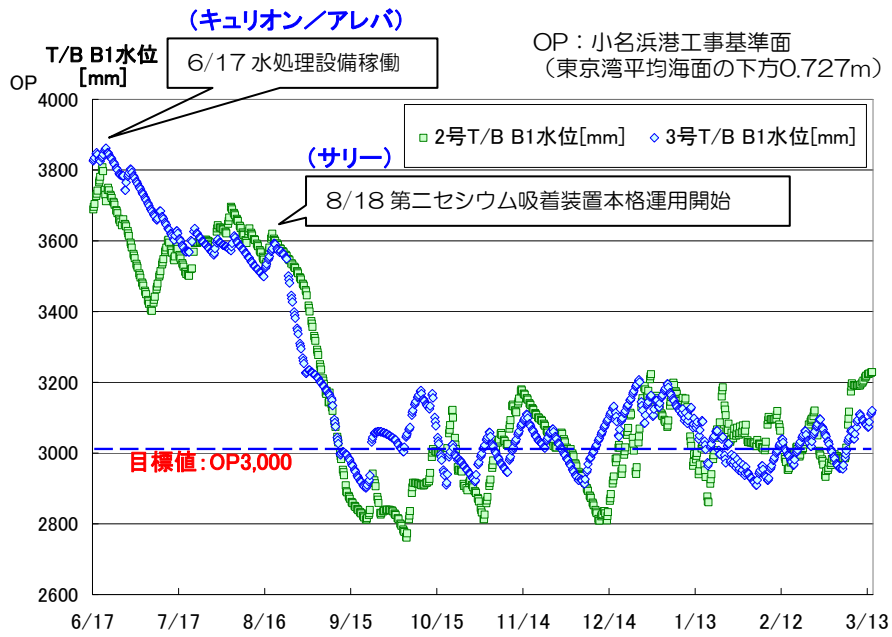
検出核種 (半減期)	1号機 T/B地下	2号機 T/B地下	3号機 T/B地下	4号機 T/B地下	告示濃度
I-131 (約8日)	2.1×10 ⁵	1.3×10 ⁷	1.2×10 ⁶	3.6×10 ²	0.04
Cs-134 (約2年)	1.6×10 ⁵	2.3×10 ⁶	1.8×10 ⁵	3.1×10	0.06
Cs-137 (約30年)	1.8×10 ⁵	2.3×10 ⁶	1.8×10 ⁵	3.2×10	0.09
表面線量	60mSv/h	1,000mSv/h以上	400mSv/h	0.5mSv/h	—
採取日	3月24日	3月26日	3月24日	3月24日	—

1～4号機タービン建屋の滞留水（放射性物質濃度）

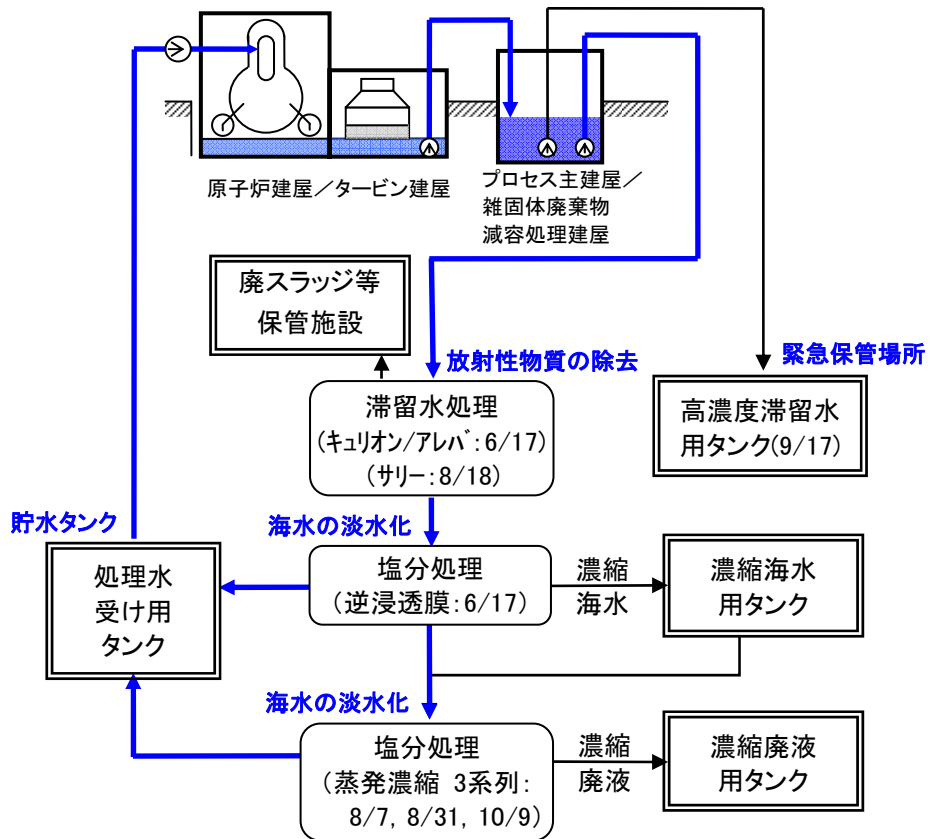


建屋間の水移動のイメージ

建屋に貯留する滞留水量の推移



タービン建屋内滞留水量 (滞留水処理以降)



()内の日付: 施設の設置完了日

滞留水の処理施設の全体イメージ (1~4号機: 高レベル)

福島第一原子力発電所2号機の取水口スクリーン付近 のコンクリート亀裂部からの流出量について

1. 流出量の評価

平成23年4月2日午前9時30分頃に流出を発見、その後止水工事を行い、4月6日午前5時38分頃流出は停止した。

流出が発見された前日の4月1日の昼頃の時点では、スクリーン近傍の空間線量率は 1.5 mSv/h であることが確認されており、線量率の上昇は見られないこと及び漏えい箇所に近いピット付近で海面への流出に伴う音が聞こえていなかったことから、その時点では4月2日～6日のような形での流出が始まっていたとは想定しがたい。しかし、流出開始時期を特定できないことから、念のため、4月1日より流出が始まったと仮定して流出量の評価を行った。

また、流出後の状況は、遠隔カメラで監視されており、その状況は以下の通りであった。

止水工事は4月5日午後3時頃から、トレンチ下部への薬剤注入（水ガラス）が開始され、流出の減少が確認されているが、ここでは、止水工事前の状況が継続したとして評価した。

以上から流出量は、流況写真より以下の通り評価した。

- ・流出水の落下距離 75 cm
- ・着水面到達距離 65 cm
- ・流出口径 30 mm (*)

として、約 $4.3 \text{ m}^3/\text{h}$ の流出が4月1日から6日まで、5日間（120時間）継続したとし、約 520 m^3 の流出量とした。

(*) 流況写真による判読、止水作業関係者からの聞き取り等から流出口径を 30 mm 程度とした。

2. 流出水の放射性物質濃度

流出水の放射性物質濃度は、4月2日午後4時30分に試料採取された2号機スクリーン流入水の分析結果から、以下の通りとした。

- ・ 流出水濃度： I-131 — 5.4×10^6 ベクレル/ cm^3
- Cs-134 — 1.8×10^6 ベクレル/ cm^3
- Cs-137 — 1.8×10^6 ベクレル/ cm^3

3. 放出された放射性物質総量の推定

・ 放出量内容： I－131	—	2.8 × 10 ¹⁵	ベクレル
Cs－134	—	9.4 × 10 ¹⁴	ベクレル
Cs－137	—	9.4 × 10 ¹⁴	ベクレル
(上記の合計)		4.7 × 10 ¹⁵	ベクレル

4. 流出元の推定

流出水の核種分析結果とピット内滞留水の核種分析結果から、放射性物質濃度は同レベルであることが判明しており、流出水はピット内滞留水と同一と推定される。また、ピット及び2号機トレンチについては構造的につながっていることが確認されており、流出水は2号機タービン建屋から2号機トレンチを介して海へ流出したと考える。

5. 放射性物質を含む水の拡散抑制及び流出防止に対する対応策について

(1) 流出した放射性物質を含む水の拡散抑制策

放射性物質を含む水が流出した2号機取水口については、2号機スクリーンに鉄板を設置するとともに、港湾にはシルトフェンスを設置した。4号機スクリーン南側防波堤には大型土のう袋62袋を設置し、拡散を抑制するとともに、放射性物質吸着剤（ゼオライト）を入れた土壌10袋を1～4号機のスクリーン室前面に投入するなどによって放射性物質の吸着を図り、沖合への流出を最小限に抑制している。更に、4号機スクリーン南側の防波堤付近へ鋼矢板や、放射性物質吸着装置の設置などの対策も検討していく。

(2) 放射性物質を含む水の流出防止策

T/B等に滞留している放射性物質に汚染された水の外部への流出を確実に防止するため、濃度の高い汚染水については集中廃棄物貯蔵建屋へ移送し、厳格な管理・貯蔵を実施している。また、トレンチと建屋の遮断を進める。さらに、滞留水の保管・処理を着実に進めるために、放射能レベルに応じた保管タンク等の設置や汚染水の除染・塩分処理を行うための水処理施設の整備を進めていく。

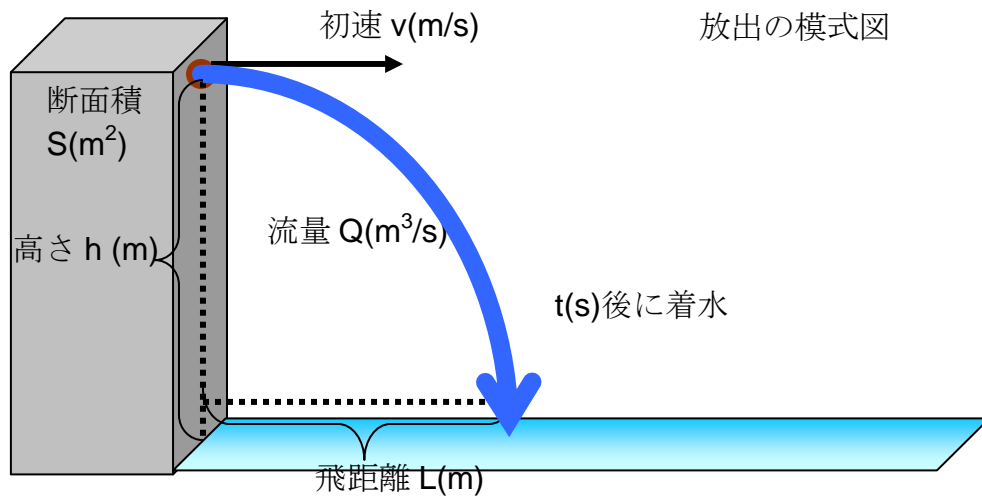
(3) 環境への影響の調査について

沿岸・沖合における海水モニタリングについて、採取地点を増やすとともに、魚介類の放射性物質の測定により経過観察を続けていく。

以上

参考1

放出流量の評価方法



飛距離と高さから、放出された液体が自由落下運動をしたとして、流量を以下の式を用いて算出する。

$$\begin{array}{l}
 \text{垂直方向は} \\
 \text{自由落下運動} \\
 h = \frac{1}{2} g t^2 \quad \Leftrightarrow \quad t = \sqrt{\frac{2h}{g}} \\
 \\
 \text{水平方向は} \\
 \text{等速運動} \\
 v = \frac{L}{t} = \frac{L}{\sqrt{\frac{2h}{g}}} \\
 \text{流量 } Q = Sv = \frac{SL}{\sqrt{\frac{2h}{g}}} \quad \dots \textcircled{1}
 \end{array}$$

<前提>

断面積 : $S = \text{直径 } 3\text{cm} = 7.07 \times 10^{-4} (\text{m}^2)$

飛距離 : $L = 0.65 (\text{m})$

高さ : $h = 0.75 (\text{m})$

重力加速度 : $g = 9.8 (\text{m/s}^2)$

①式に前提条件を代入して、流量を以下の通りに評価する。

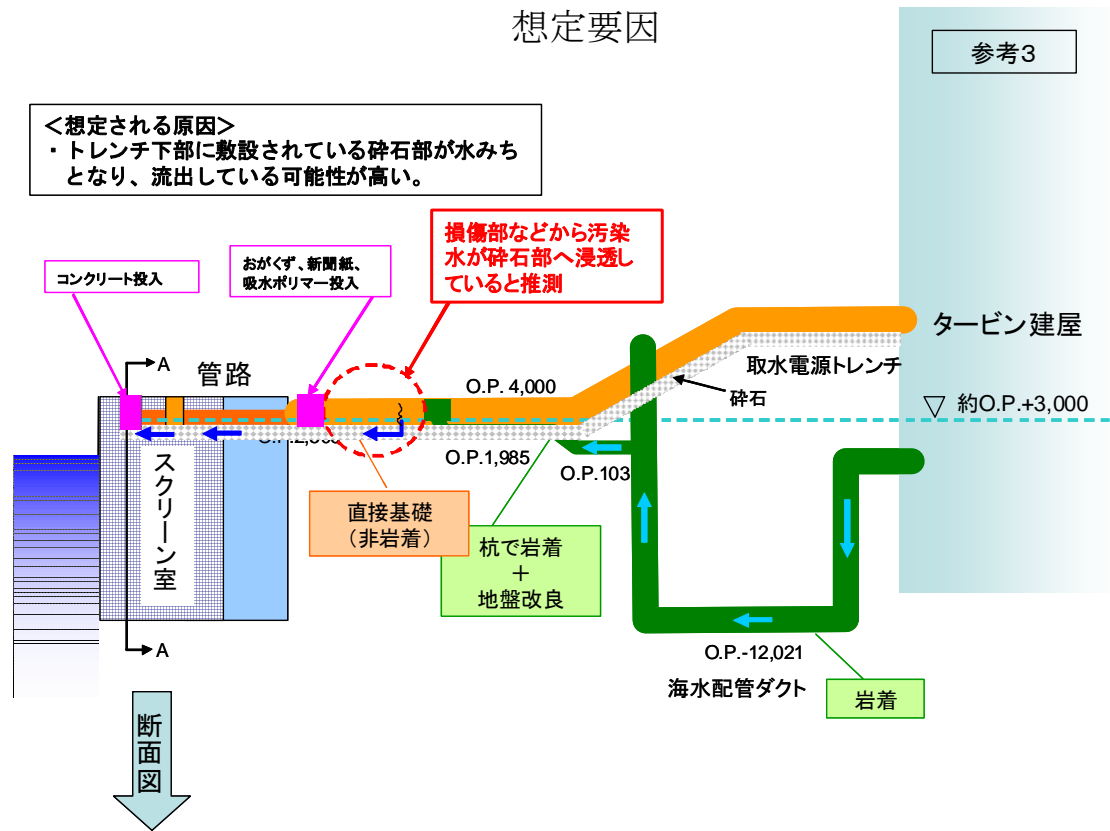
$$Q = \frac{SL}{\sqrt{\frac{2h}{g}}} = \frac{7.07 \times 10^{-4} \times 0.65}{\sqrt{\frac{2 \times 0.75}{9.8}}} = 1.17 \times 10^{-3} (\text{m}^3/\text{s}) \neq 4300 (\ell/\text{h})$$

参考2

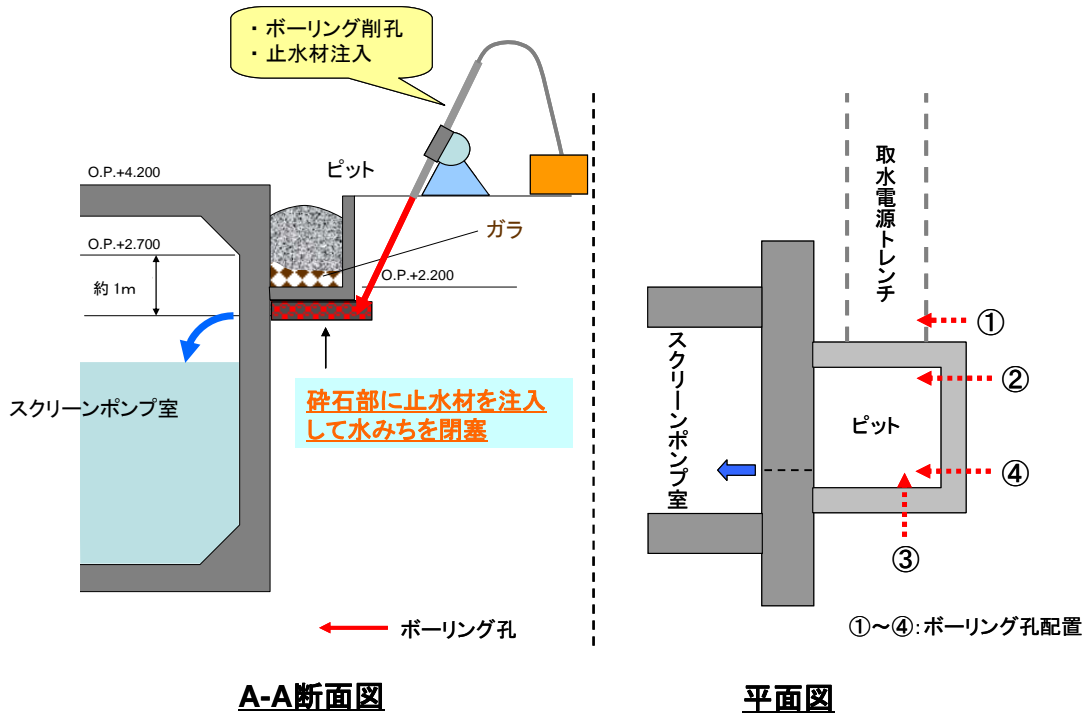
写真（平成23年4月5日14時20分頃撮影）



想定要因



現状考えている対策工事



福島第一原子力発電所からの 低レベルの滞留水などの海洋放出について

4月当初において、2号機T/B地下階に滞留している高濃度汚染水が周辺環境に継続的に漏えいしていたこと、高濃度汚染水のさらなる海洋流出が懸念されたことから、緊急に滞留していた高濃度汚染水を別の安全な場所に移送する必要があると判断した。しかしながら、高濃度汚染水を多量に確保できる場所には限りがあることから、原子炉等規制法第64条第1項に基づく危険時の措置として、高濃度汚染水の移送先とした集中廃棄物処理施設に滞留する低濃度汚染水を海洋に放出することとした。また、6号機については建屋に侵入する地下水が顕著となり、M/Cなど安全確保上重要な機能を守らなければより大きなリスクが生じることから、5、6号機周辺の地下水レベルを下げるため、5号機と6号機のサブドレン内の低濃度の放射性物質を含む地下水を海洋に放出することとした。このため、原子力安全・保安院へ、原子炉等規制法第67条第1項に基づく、海洋への放出に係る事実関係、影響評価、放出の考え方についての報告を行った。

この低レベル滞留水等の海洋放出に伴う影響として、近隣の魚類や海藻を毎日食べ続けるとして評価した場合、成人の実効線量は、年間約0.6mSvと評価された。なお、これは一般公衆の線量限度の年間1mSvと同程度である。この評価結果において人の健康への有意な影響はなく、放出される低レベルの滞留水等の放射エネルギーは高レベルの放射性廃液の放出よりも十分に小さいものであることから、リスク管理上、合理的な措置であると考えている。

その後、低レベル滞留水等の海洋放出の準備を行っていたが、準備が整ったことから、4月4日午後7時に集中廃棄物処理施設内に留まっていた低レベル滞留水などを海洋に放出することとし、また、同日午後9時に、5号機および6号機のサブドレンピットに留まっていた低レベルの地下水を海洋に放出することとした。

集中廃棄物処理施設内に溜まっていた低レベルの滞留水などについては、4月4日午後7時3分より放水口の南側の海洋への放出を開始し、4月10日午後5時40分までに放出を完了した。その後、4月11日午前9時55分、建屋内の滞留水が十分排水され、高レベルの廃水を受け入れるに当たっての建屋内における対策（止水対策など）を実施することに支障がないことを確認した。

5号機および6号機のサブドレンピットに留まっていた低レベルの地下水については、4月4日午後9時より5、6号機放水口より海洋への放出を開始し、4月9日午後6時52分までに放出を完了した。

この低レベルの滞留水などの海洋放出に際しては、経済産業省原子力安全・保安院からの指示を受けて、海洋モニタリングを着実に実施するとともに、さらに、測定ポイントおよび実施頻度を増加し、放射性物質の拡散による影響を調査・確認したうえで、その結果を公表してきた。

発電所近傍を含めた測定ポイントにおける放射能濃度については、放出前1週間の推移と比較しても、大きな変動は見られなかった。

今回、海洋へ放出された低レベル滞留水等の量は、集中廃棄物処理施設より約9,070トン、5号機および6号機のサブドレンピットより約1,323トン（5号機：約950トン、6号機：約373トン）であり、放出された全放射エネルギーは約 1.5×10^{11} ベクレルであった。

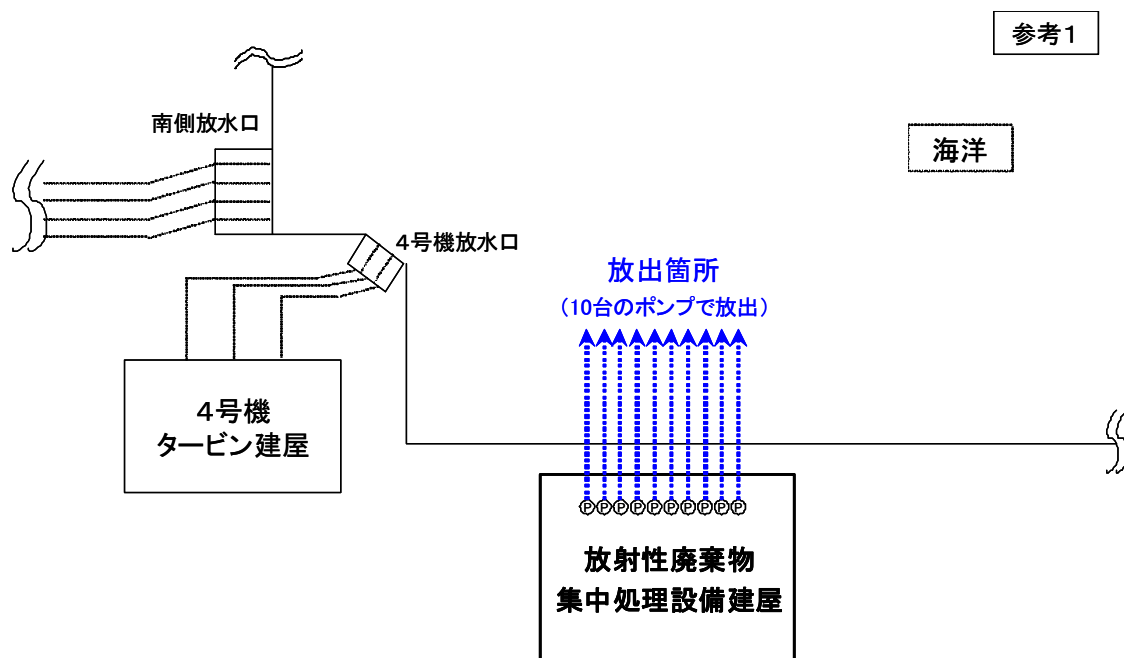
この低レベル滞留水の海洋放出に伴う影響としては、近隣の魚類や海藻などを毎日食べ続けると評価した場合の成人の実効線量は、年間約0.6mSvとなり、計画段階における評価と同程度であった。

今回の放出の完了に伴い、当社は、2号機T/B内の極めて高いレベルの放射性廃液等については、集中廃棄物処理施設の建屋内における止水対策などが整い次第、同施設の建屋に移送し、安定した状態で保管することとした。

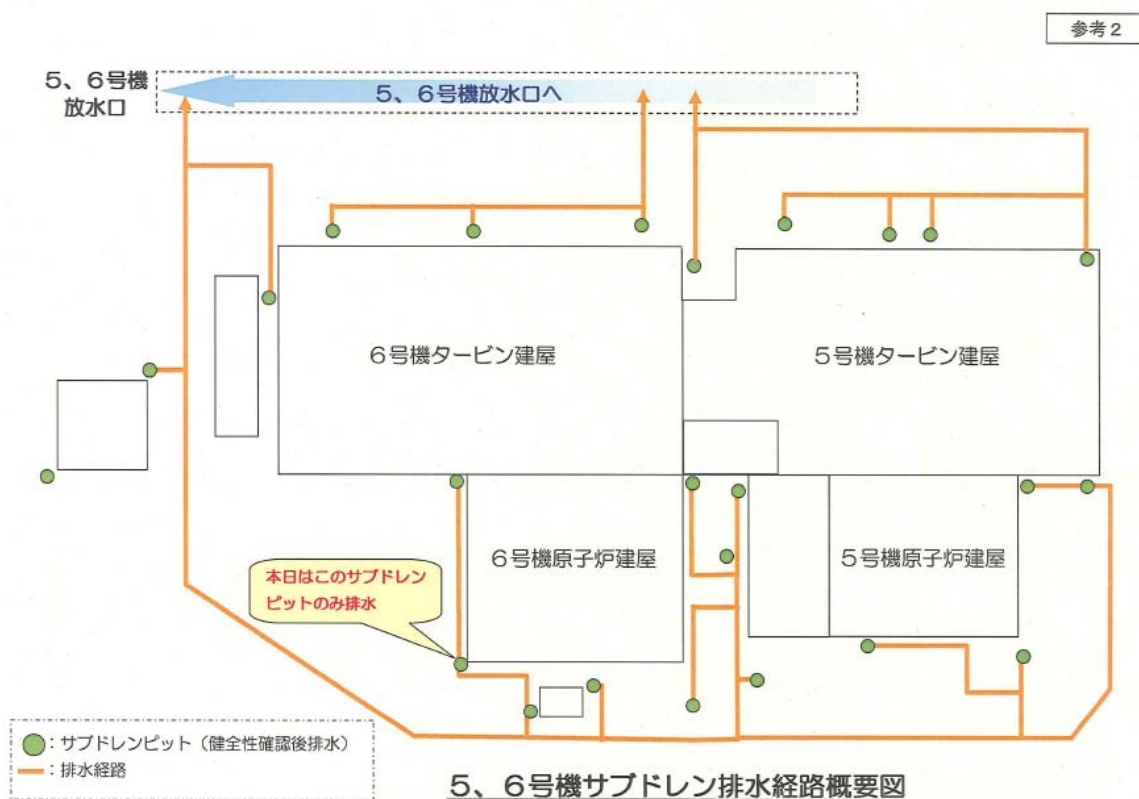
また、今後、5号機および6号機のサブドレンピットに溜まった地下水については、屋外に設けた仮設タンク等に受け入れることとし、適切な放射能低減策を検討していく。

さらに、海洋モニタリングのために現在実施している海水の調査の評価結果を引き続きしっかりと注視し、影響評価を行っていく。

以 上



福島第一原子力発電所 低レベル滞留水の海洋放出イメージ



5、6号機サブドレン排水経路概要図

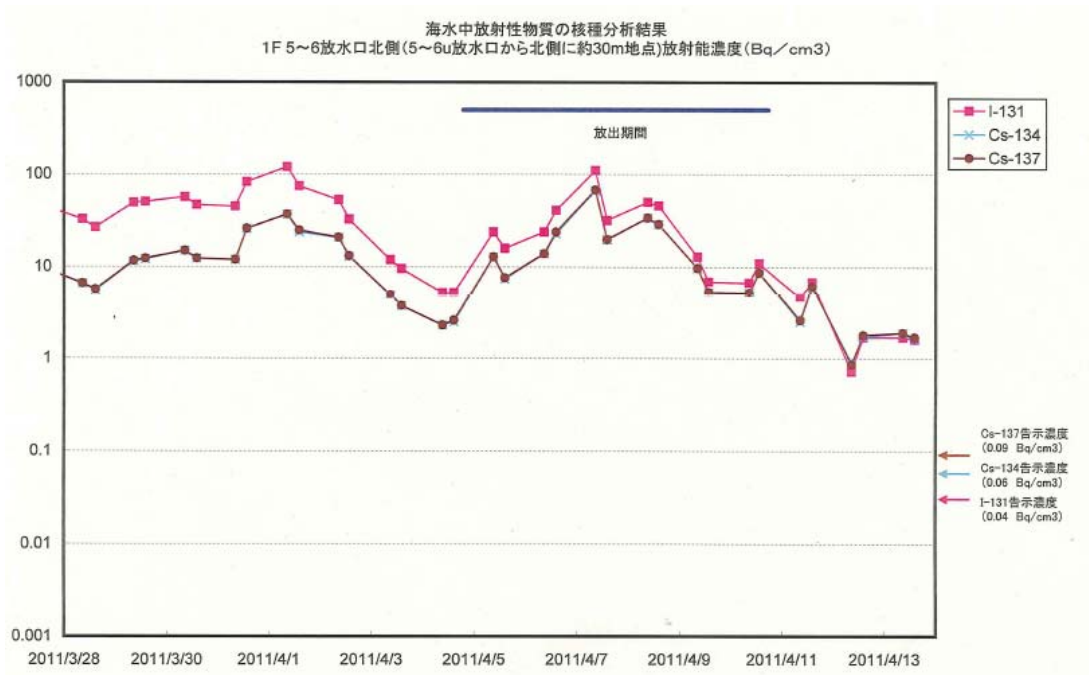
福島第一原子力発電所 滞留水及びサブドレン水核種分析結果

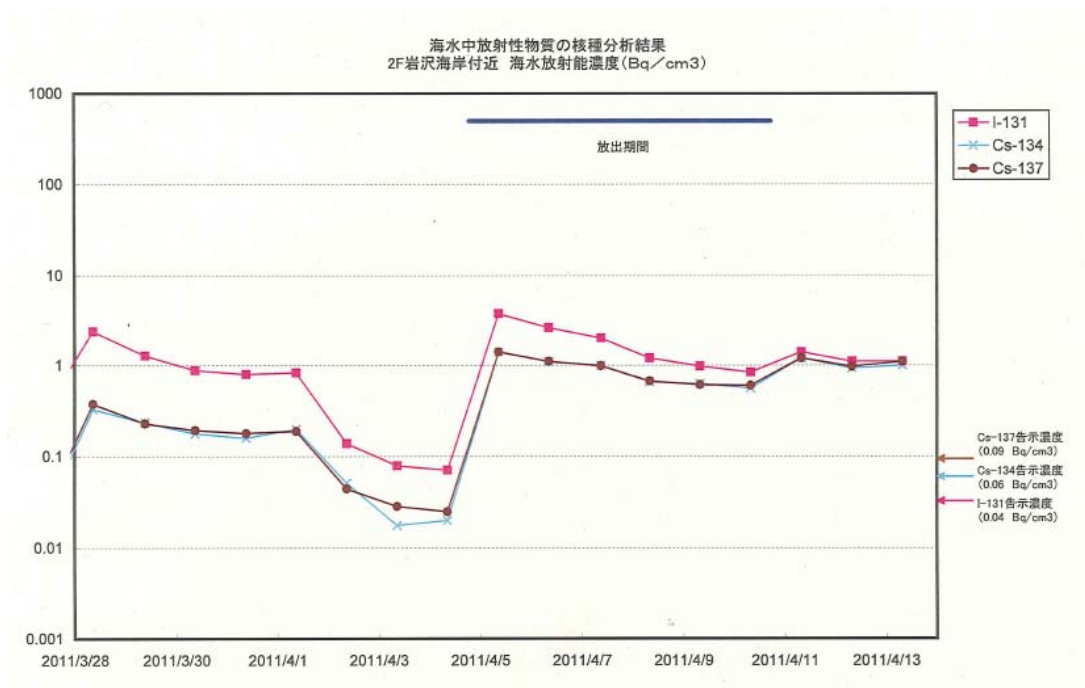
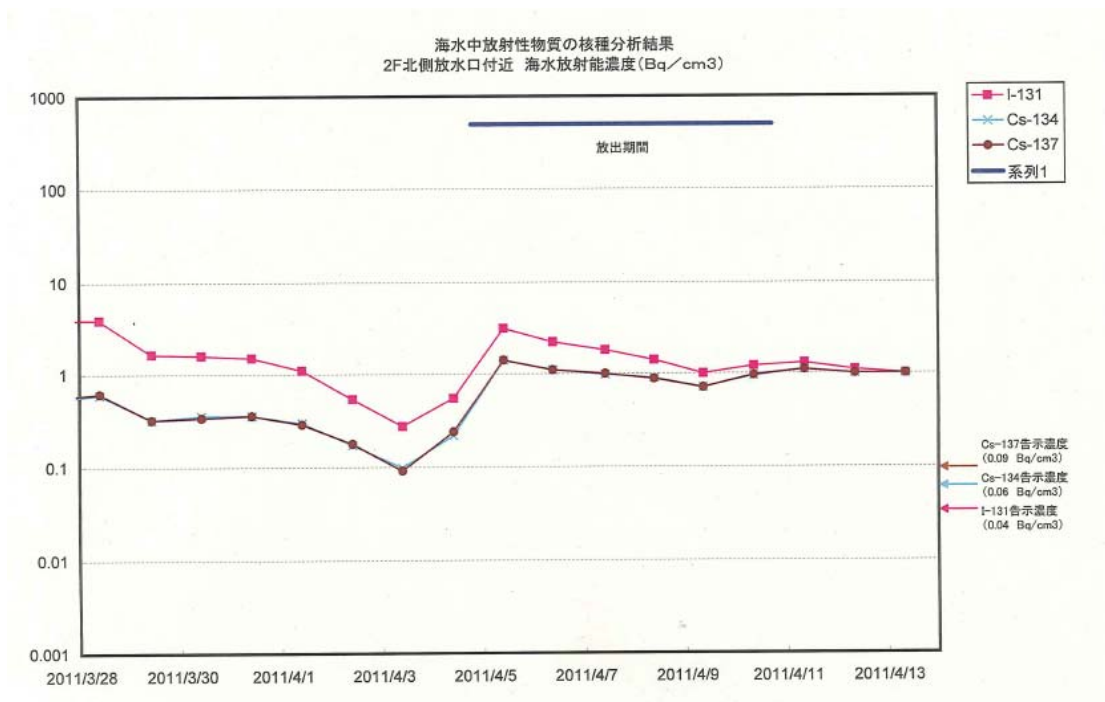
参考3

試料採取日時刻	平成23年3月28日 15時30分	平成23年3月28日 16時00分	平成23年3月30日 10時30分	平成23年3月30日 10時40分
採取場所	集中廃棄物処理施設 滞留水(非管理区域側)	集中廃棄物処理施設 滞留水(管理区域側)	5号機 サブドレンピット水	6号機 サブドレンピット水
検出核種 (半減期)	試料濃度 (Bq/cm ³)			
I-131 (約8日)	6.3E+00	8.7E-01	1.6E+00	2.0E+01
Cs-134 (約2年)	2.7E+00	4.4E+00	2.5E-01	4.7E+00
Cs-137 (約30年)	2.8E+00	4.4E+00	2.7E-01	4.9E+00

※ 0.0E-0とは、 0.0×10^{-0} を表す。

※ I-131, Cs-134, Cs-137の3核種については確定値。その他の核種については評価中。





福島第一原子力発電所第3号機取水口付近からの放射性物質 を含む水の外部への流出への対応について

1. 事象の概要

本事象は、5月11日午後0時30分頃、取水口付近において立坑の閉塞作業に従事していた作業員が、ピットへの流水の音を聞き、ピットの蓋を開放しその状況を把握したが、その時点ではまだ、スクリーンエリアへの流出は認識していなかった。

その後、現場の再確認の際、スクリーン室のカバーハッチを開放し内部をCCDカメラで確認した結果、同日午後4時5分頃、ピットからスクリーンエリアに水が流出していることを確認した。

流出水は高濃度の放射性物質を含んでいることから3号機T/B側から海水配管トレンチを経由し電源ケーブルトレンチ取合部から電線管を通じてT/B海側にある電源ケーブルピットに流出した排水が、当該ピットの北側にある電源ケーブルピットとスクリーンポンプ室間のコンクリート壁に生じた貫通部から3号機取水口のスクリーンエリアに流出したものと考えられる。

当該ピットからスクリーンエリアへの流出を確認後、直ちにピット内の電線管のケーブルを切断しウェスを詰め、ピット内をコンクリートで閉塞した結果、5月11日午後6時45分に流水が停止したことをCCDカメラで確認した。

2. 流出量の評価

(1) 流出量の評価

流出量は電線管路から電源ケーブルピットへの流況およびピット壁を貫通してスクリーンエリアへの流況の目視確認結果から評価した。

a 電源ケーブルピットへの流況

ケーブルが敷設された電線管の空隙部からピットへの流入が確認されたが、電線管の直径10cm、本数4本、空隙の状況写真（5月11日午前10時30分頃）から、水面幅6cm、落下距離1.27m、飛距離0.5mとして評価した結果、流出量は約 $6\text{ m}^3/\text{h}$ （約100リットル/分）となった。

b 電源ケーブルピットからスクリーンエリアへの流況

ピットからスクリーンエリアには、円筒状の流出が確認され、電線管路をウェスで止水した後の写真（5月11日午後6時30分頃）から、直径5cm、落下距離1.4m、飛距離0.3mとして、評価した結果は、約 $4.3\text{ m}^3/\text{h}$ （約72リットル/分）となった。

しかしながら、ピットからスクリーンエリアへの流出状況について作業員に聞き取りをしたところ、ウェスによる止水前は流出量が多かったとの観察結果があったこと

から、今回の流量は電線管路からの流出状況から約 $6 \text{ m}^3/\text{h}$ とした。

(2) 流出時間の評価

流出が確認された電源ケーブルピットの上流側に当たる3号機立坑内の水位の記録を確認した結果は以下の通りであり、

5月4日午前7時(O. P. +3, 140mm)から5月10日午前7時(O. P. +3, 240mm)の期間は一日当たり10mm～30mmの上昇が認められ、5月10日午前7時から5月11日午後5時までは20mmの減少が認められた。

この上昇と減少の期間を最小二乗法で、それぞれ相関を求めた結果、上昇と減少の分岐点は5月10日午前2時頃となった。

このことから、水位が下降に転じた5月10日午前2時より流出が開始されたと推定して評価することとした。

また、3号機取水口付近の海水に含まれる放射性物質の定期的なモニタリングとして福島第一原子力発電所1～4号機取水口内南側海水放射能濃度と2号機バースクリーン付近の海水放射能濃度測定などが実施されている。その測定記録を確認した結果、5月10日の午前7時頃までの測定結果は全体として減少傾向にあったものが、5月11日の午前7時以降上昇に反転していた。また、3号機スクリーンエリアから少し北方へ離れた1～4号機取水口北側放射能濃度記録も同様の傾向であった。このことから、5月10日の午前7時頃に流出が開始されたと推定され、立坑の水位変化からの発生時刻の評価は保守的なものとする。

更に、5月11日午後6時45分に止水が確認されていることから、流出時間は、5月10日午前2時から5月11日午後7時までの約41時間と評価した。

結論として、上記(1)、(2)から、流出水の量は、 $6 \text{ m}^3/\text{h}$ で、41時間継続したとして、約 250 m^3 と評価された。

(3) 放射性物質の流出量

a 流入水の放射性物質濃度

平成23年5月11日午後1時30分に採水した電源ケーブルピット内に流入した放射性物質の濃度は、以下の通りである。

$$\text{Cs-137} \quad ; \quad 3.9 \times 10^4 \text{ Bq/cm}^3$$

$$\text{Cs-134} \quad ; \quad 3.7 \times 10^4 \text{ Bq/cm}^3$$

$$\text{I-131} \quad ; \quad 3.4 \times 10^3 \text{ Bq/cm}^3$$

(2)の流出水の流出量と上記の放射性物質の濃度から、スクリーンエリアの海水に流出した放射性物質量は以下の通り算出した。

$$\begin{array}{l}
 Cs-137 ; 3.9 \times 10^4 Bq / cm^3 \times 250 m^3 = 9.8 \times 10^{12} Bq \\
 Cs-134 ; 3.7 \times 10^4 Bq / cm^3 \times 250 m^3 = 9.3 \times 10^{12} Bq \\
 \hline
 I-131 ; 3.4 \times 10^3 Bq / cm^3 \times 250 m^3 = 8.5 \times 10^{11} Bq \\
 \hline
 \text{合計} ; 2.0 \times 10^{13} Bq
 \end{array}$$

3. 再発防止と港湾外への拡散に向けた対策

(1) 流出リスクのあるピットの閉塞

放射性物質を含む水がスクリーンエリアに流出される可能性のあるピットは全て5月19日までに閉塞工事を終了した。今後、さらなる対策として、海水配管トレンチと接続しているピット27箇所を、6月末までにコンクリート等で閉塞した。

(2) 1～4号機スクリーンポンプ室の隔離

1～4号機の各スクリーンポンプ室前面に角落とし等を設置し、6月末までに閉塞した。

(3) ゼオライト入り土嚢の設置

早期の対策として、取水口内部にゼオライト入り土嚢を5月末までに設置した。

(4) 循環型浄化装置の設置

取水口の海水を循環させることにより放射性Csを除去する循環型の浄化装置をスクリーンエリアに5月末までに設置し、6月上旬に運転開始した。

(5) 海水モニタリングの継続と強化

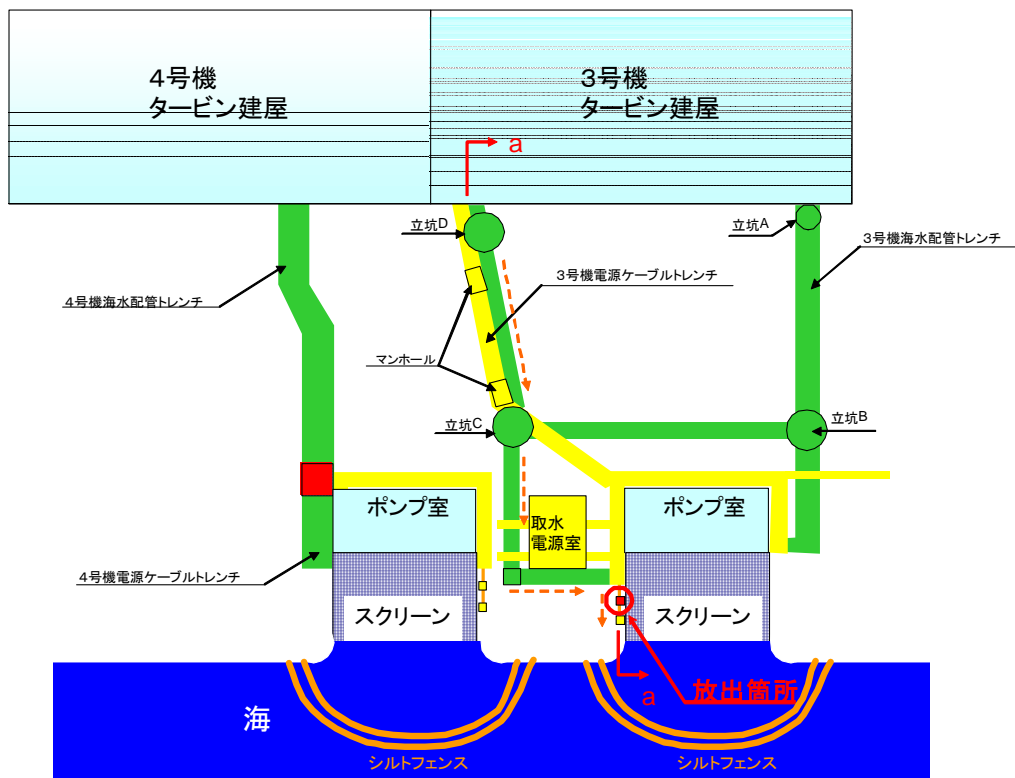
港湾内外の海水モニタリングを継続し、放射性物質の濃度に有意な変動がないか確認していく。

1、3、4号機においては、2号機と同様にシルトフェンス内側の海水の分析を実施し、モニタリング体制を強化した。

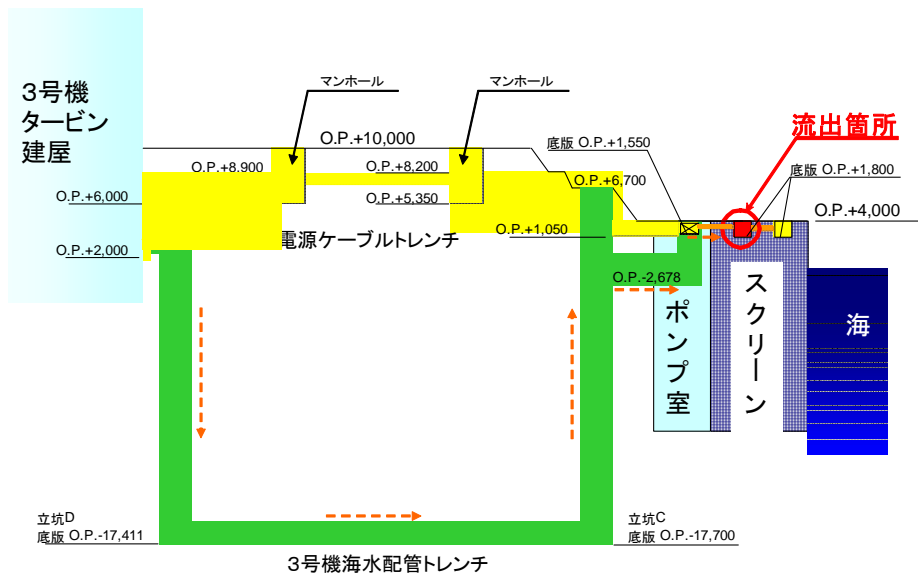
以上

3号機海水配管トレンチ 平面図

参考1

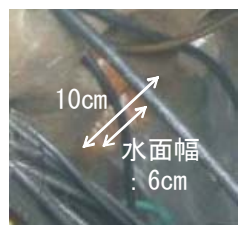


3号機海水配管トレンチ 縦断面図(a-a断面)

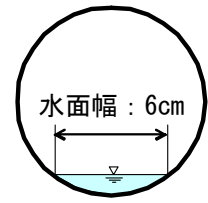


参考2

【電源ケーブルピットへの流況】



(左図拡大)



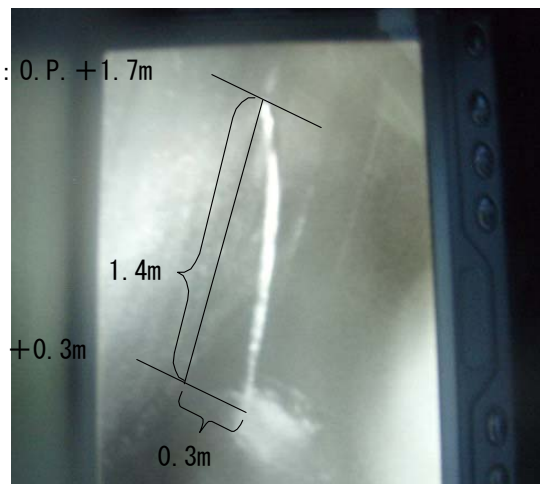
電線管の断面図

1.27m落下する時間：
 $\sqrt{\{2 \times 1.27\} / 9.8} = 0.51 \text{ (s)}$
 水平方向の速度：
 $0.5 \text{ (m)} \div 0.51 \text{ (s)} = \text{約} 1.0 \text{ (m/s)}$

電線管の直径：10 (cm)
 流水の水面幅：6 (cm)
 断面積： $4.1 \times 10^{-4} \text{ (m}^2\text{)}$
 →流量：断面積 × 4本 × 速度
 =約100(リットル/分)

【電源ケーブルピットからスクリーンエリアへの流況】
 (ウェス止水後)

漏水穴の高さ：O.P. +1.7m



5月11日 18時30分の潮位：O.P. +0.3m

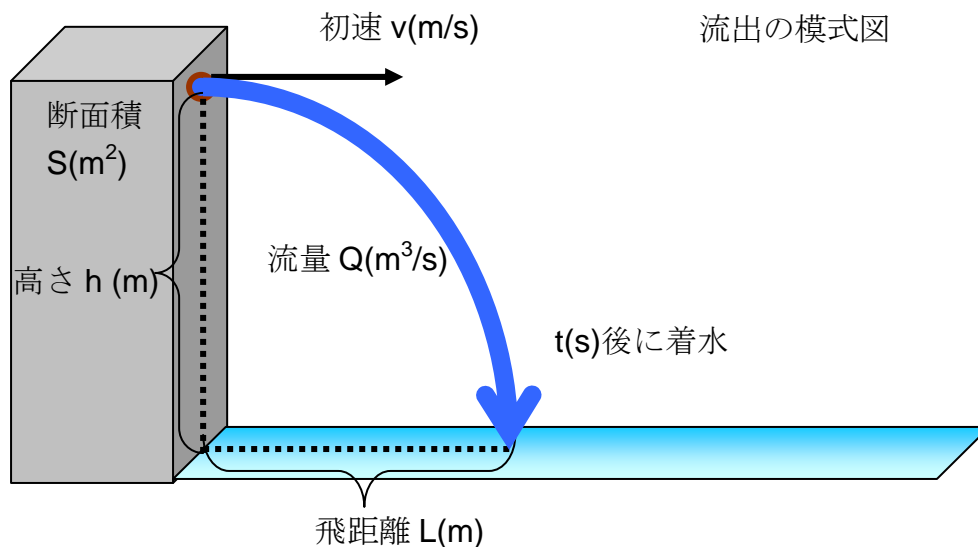
海面までの落下時間：
 $\sqrt{\{2 \times 1.4\} / 9.8} = 0.55 \text{ (s)}$
 水平方向の速度：
 $0.3 \text{ (m)} \div 0.55 \text{ (s)} = 0.6 \text{ (m/s)}$

漏水穴の直径：5 (cm)
 断面積： $2.0 \times 10^{-3} \text{ (m}^2\text{)}$
 →流量：断面積 × 速度
 =約72(リットル/分)

撮影日時：平成23年5月11日
 18時30分頃

参考3

流出流量の評価方法



飛距離と高さから、流出した液体が自由落下運動をしたとして、流量を以下の式を用いて算出する。

垂直方向は
自由落下運動

$$h = \frac{1}{2} g t^2 \quad \Leftrightarrow \quad t = \sqrt{\frac{2h}{g}}$$

水平方向は
等速運動

$$v = \frac{L}{t} = \frac{L}{\sqrt{\frac{2h}{g}}} \quad \text{流量 } Q = Sv = \frac{SL}{\sqrt{\frac{2h}{g}}} \quad \dots \textcircled{1}$$

<前提>

電線管の直径：10 (cm)、流水の水面幅：6 (cm)

電線管 1 本における流水の断面積： $S = 4.1 \times 10^{-4} (\text{m}^2)$

飛 距 離： $L = 0.50 (\text{m})$

高 さ： $h = 1.27 (\text{m})$

重力加速度： $g = 9.8 (\text{m/s}^2)$

①式に前提条件を代入して、流量を以下の通りに評価する。

$$Q = \frac{SL}{\sqrt{\frac{2h}{g}}} \times 4 \text{本} = \frac{4.1 \times 10^{-4} \times 0.5}{\sqrt{\frac{2 \times 1.27}{9.8}}} \times 4 \text{本} = 1.6 \times 10^{-3} (\text{m}^3/\text{s}) \neq 6 (\text{m}^3/\text{h})$$

排出基準を超える放射性物質濃度の排水の海洋放出に係る 影響に関する報告について

1. 放出量の概要

4月1日から6日にかけての2号機汚染水の漏えいによる港湾内への流出量は約520m³、放射性物質量は約4.7×10¹⁵Bq、4月4日から10日にかけて緊急放出した低濃度汚染水の放出量は約10,393m³、放射性物質量は約1.5×10¹¹Bq。また、5月10日から5月11日にかけての3号機汚染水の漏えいによる港湾内への流出量は約250m³、放射性物質量は約2.0×10¹³Bqと評価された。

2. 港湾外への放出量

港湾内へ漏えいした2号機汚染水は、港湾内海水の放射性物質濃度の測定値に基づき推定した結果、5月9日までに、その99.9%が港湾外に流出したものと考えられる。また、低濃度汚染水は、港湾外に直接放出された。なお、3号機汚染水については、取水口前面に施したシルトフェンスなどによる拡散防止対策により、5月21日現在、大部分が港湾内に滞留しているものと考えられる。港湾内に滞留している放射性物質の量は2号機汚染水の漏えい放射性物質の総量と比較して小さく、従ってこれが港湾外に流出したとしても沿岸海域に与える影響は小さいと評価できる。いずれにしても海洋モニタリングにより注意深く監視してゆくこととする。

3. 海洋モニタリング結果の概要

福島第一原子力発電所周辺の海洋モニタリングについては、当社は、3月21日より、また、文部科学省は、周辺海域30kmを中心に、3月23日より海水モニタリングを実施し、その後、当社は、原子力安全・保安院の指示などにより、沖合15kmや南側沿岸を中心にポイント数を増加し、現在では、29ポイントとなっている。このモニタリング結果によると、4月5日ごろから4月20日ごろにかけて、発電所近傍のみならず、発電所沖合15km及び周辺海域30kmポイントにおいても、2号機汚染水漏えいの影響と思われるピークの上昇が、観察された。その後減少傾向を示し、5月初めには、全般的に、検出限界値以下（約10Bq/L）が多くを占めていた。

また、3号機からの漏えいの影響については、5月15日に採取した沿岸15km地点のモニタリング結果においても、ほとんどが検出限界値以下となっており、現状では、その影響は観察されていない。

なお、詳細は以下の通り。

(1) 福島第二原子力発電所（南側沿岸近傍10kmから15km）におけるモニタリング結果

4月5日頃からピーク的な放射能濃度の上昇（4月5日、I-131で最大37

00 Bq/L、Cs-137で最大1400 Bq/L)が観測され、それ以降は全体的になだらかな減少傾向を示していることから、福島第一原子力発電所から、放射性物質が南方向に移流する様子がうかがわれる。

(2) 沖合15 kmポイントにおけるモニタリング結果

いずれのポイントにおいても、ピークの上昇(4月11日、I-131で最大920 Bq/L、Cs-137で最大760 Bq/L)が観測されたが、4月22日以降漸減し、現在では、検出限界以下が多くを占めてきている。

また、北側沿岸近傍(15 kmから30 km)では、ピークの上昇は観測されていない。

(3) 周辺海域30 kmポイントにおけるモニタリング結果

4月5日頃から4月20日頃にかけて、東側海域ポイントにおいて、ピーク的な濃度の上昇(4月15日、I-131で最大161 Bq/L、Cs-137で最大186 Bq/L)を示した。北側ポイントの結果からは、大きなピークの上昇は観測されず、北もしくは北東方向への放射性物質の移流は少なかったと言える。

(4) 茨城県周辺のモニタリング結果

4月25日以降、10ポイントにおける4回のモニタリング結果では、4月25日に微量のI-131が検出されたが、他は全て検出限界値以下であった。

4. 拡散シミュレーションによる評価

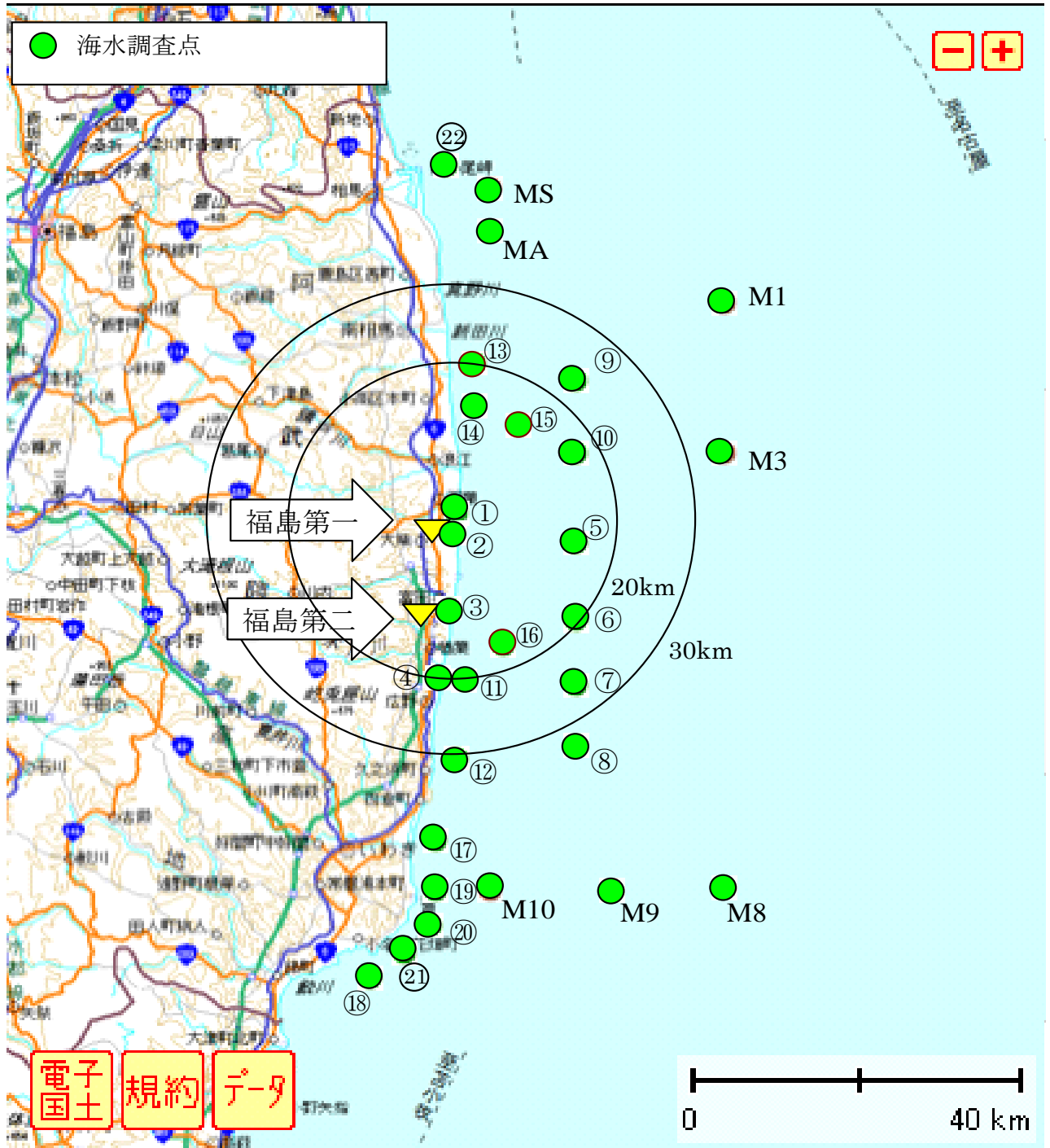
モニタリングデータと相互に補完しあって、影響の全体像を把握するとともにモニタリングポイントからなる観測網を超える範囲の状況を評価するため、拡散シミュレーションを実施した。

シミュレーション結果と観測結果を総合すると、漏えいした汚染水は主に沿岸にそって南側に拡散し、最終的には黒潮にのって東方向に移流することが示唆された。また、観測結果は全体的に4月中旬をピークとして、減少に転じているが、シミュレーション結果も同様の傾向を示し、今後、更に濃度の減少傾向が続くことが予想される。

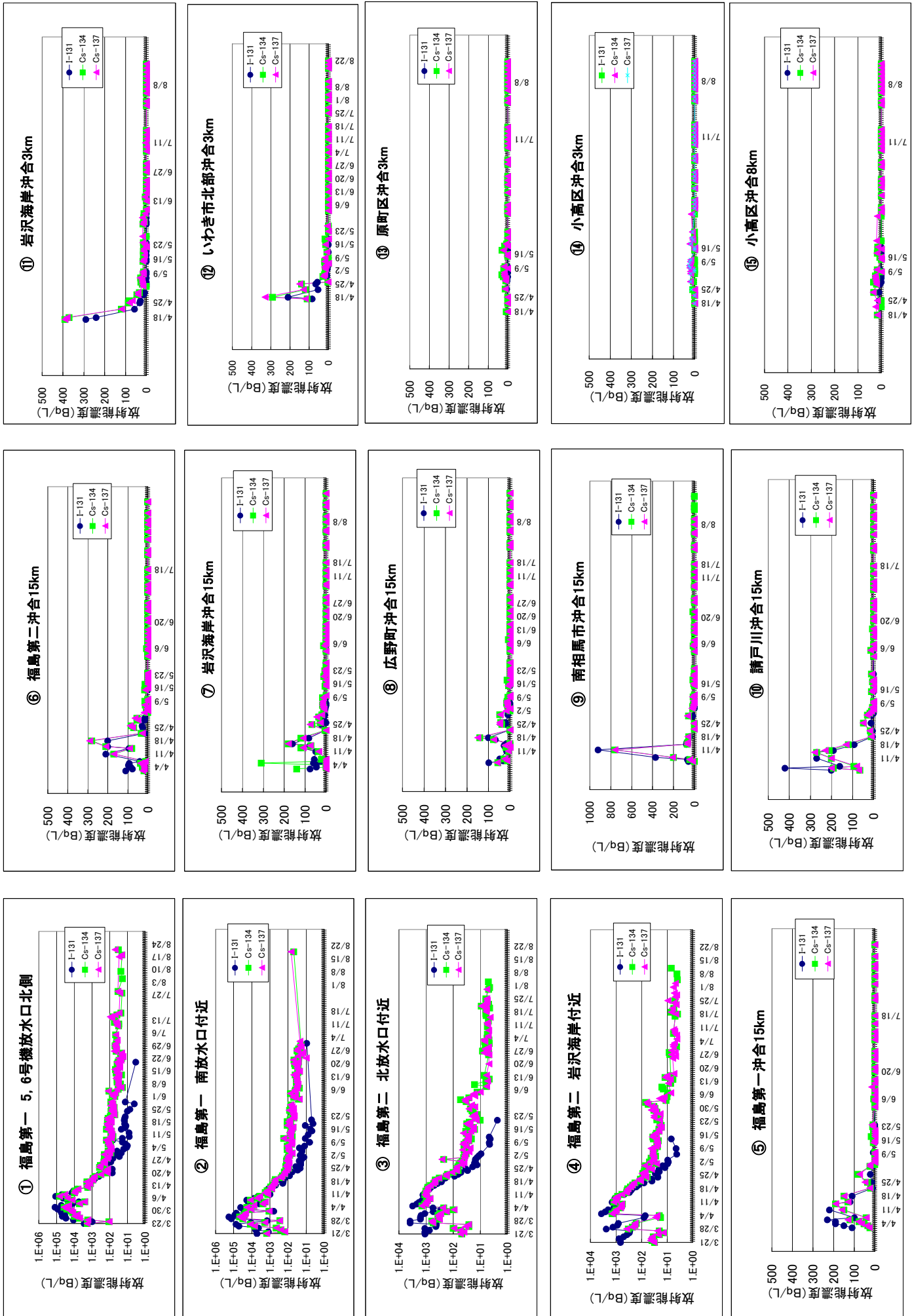
5. 今後の海洋モニタリング計画

文部科学省の調査の広域化に関する計画(平成23年5月6日)に基づき、沿岸及び沖合15 kmにおける調査に加え、周辺海域30 km及び茨城県沿岸におけるモニタリング(海水、海底土)を実施しており、海域の汚染状況について、特に事故の影響が大きいと考えられる海域において詳細に把握してゆくこととしている。

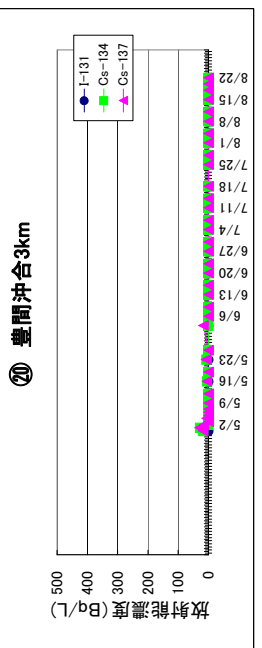
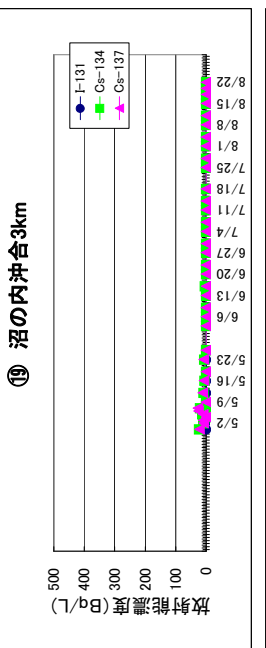
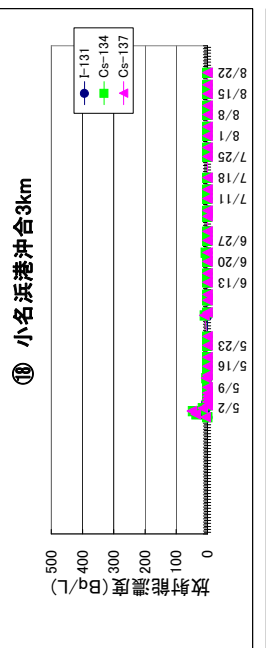
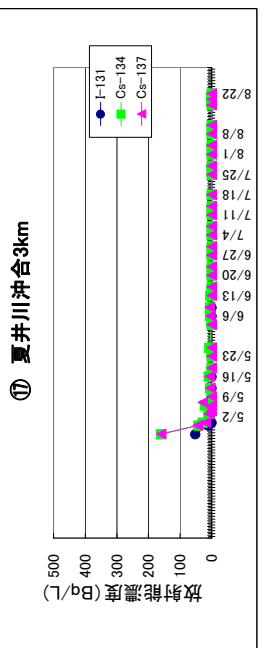
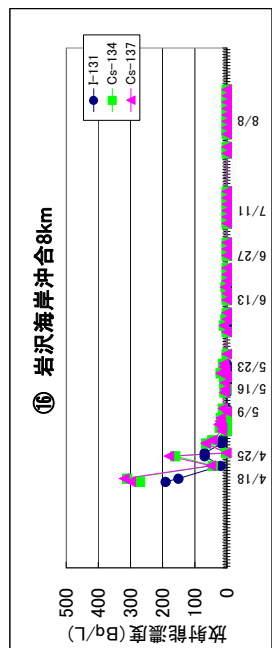
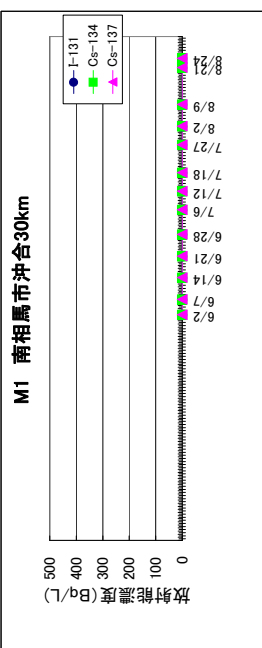
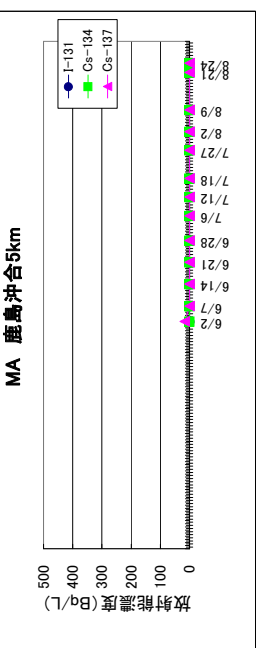
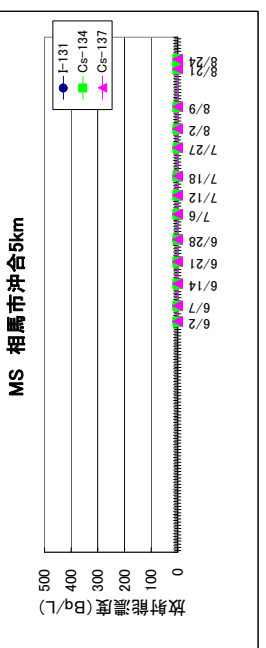
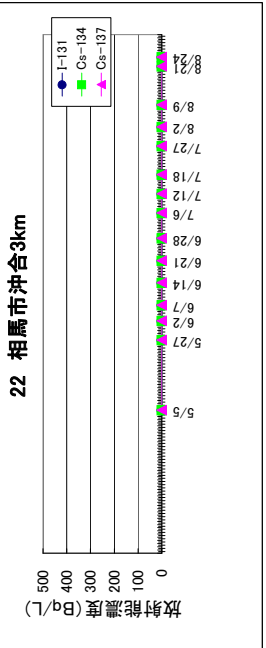
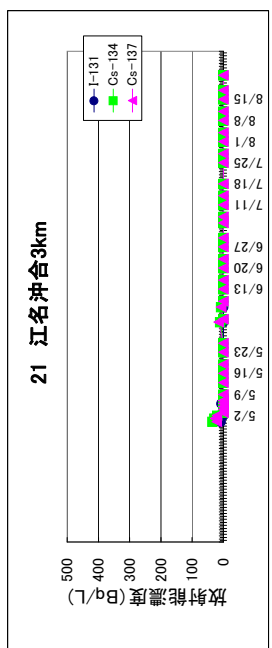
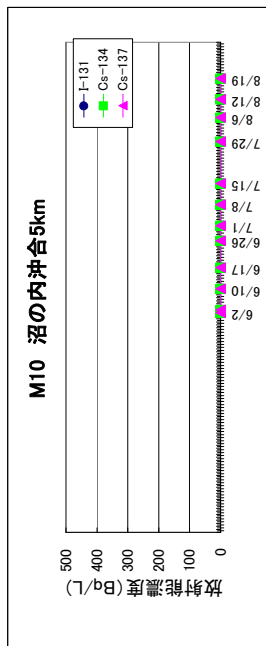
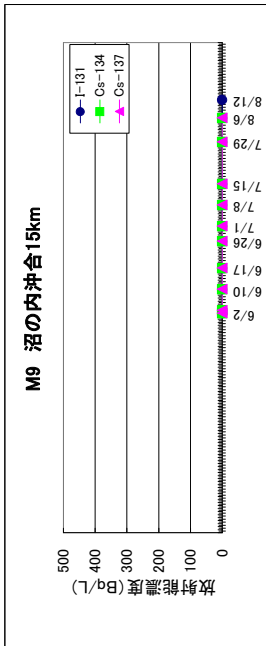
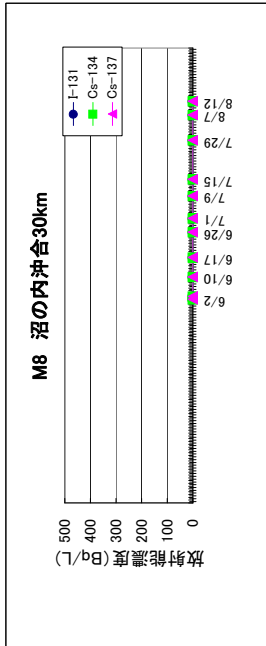
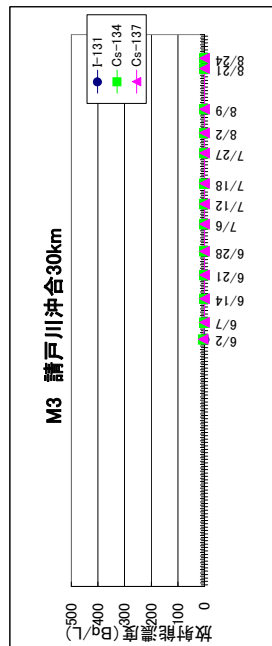
以上



福島第一原子力発電所周辺の海域モニタリング調査点

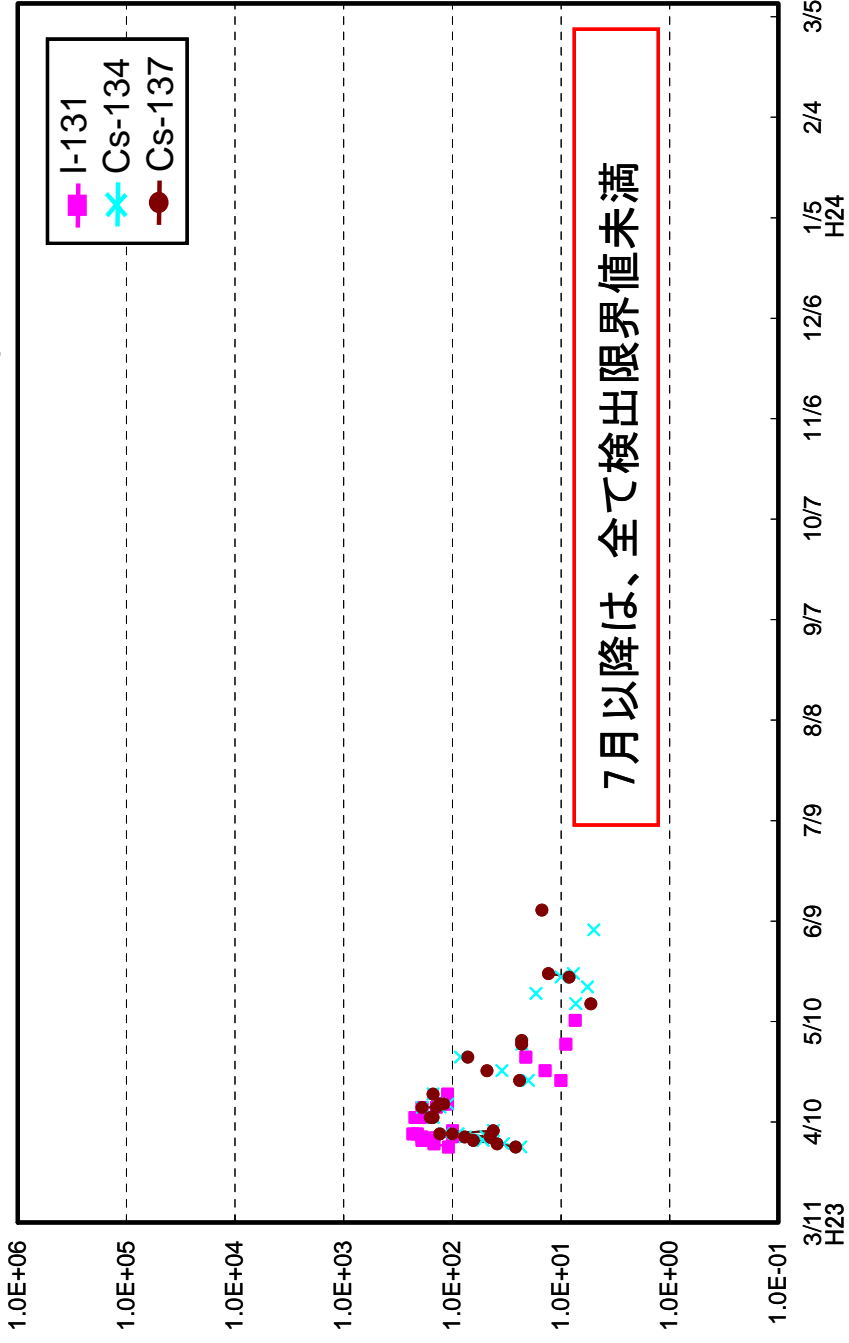


福島第一原子力発電所周辺の海域モニタリング海水中(上層)の放射能濃度の測定結果(1)

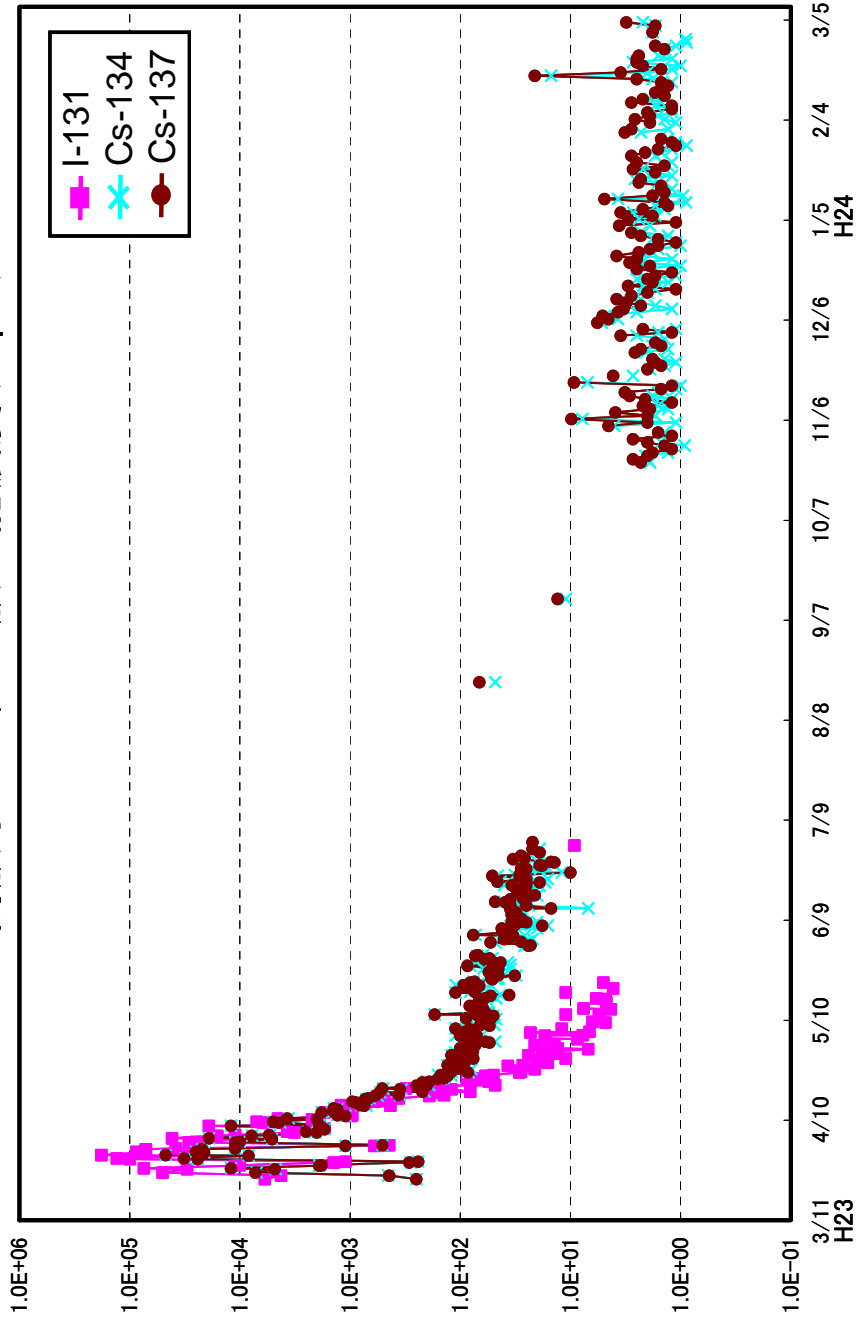


※ 最新採取日: 2011年8月24日
 ※ 測定結果が不検出であった場合をOBq/Lとして表示した。

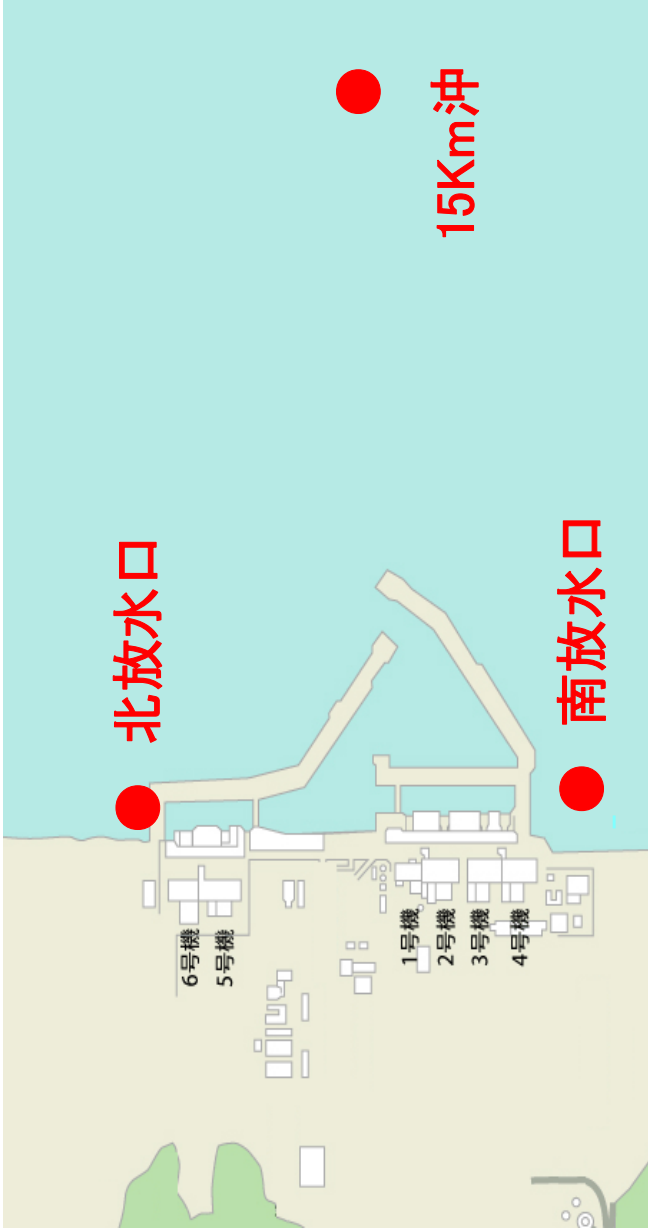
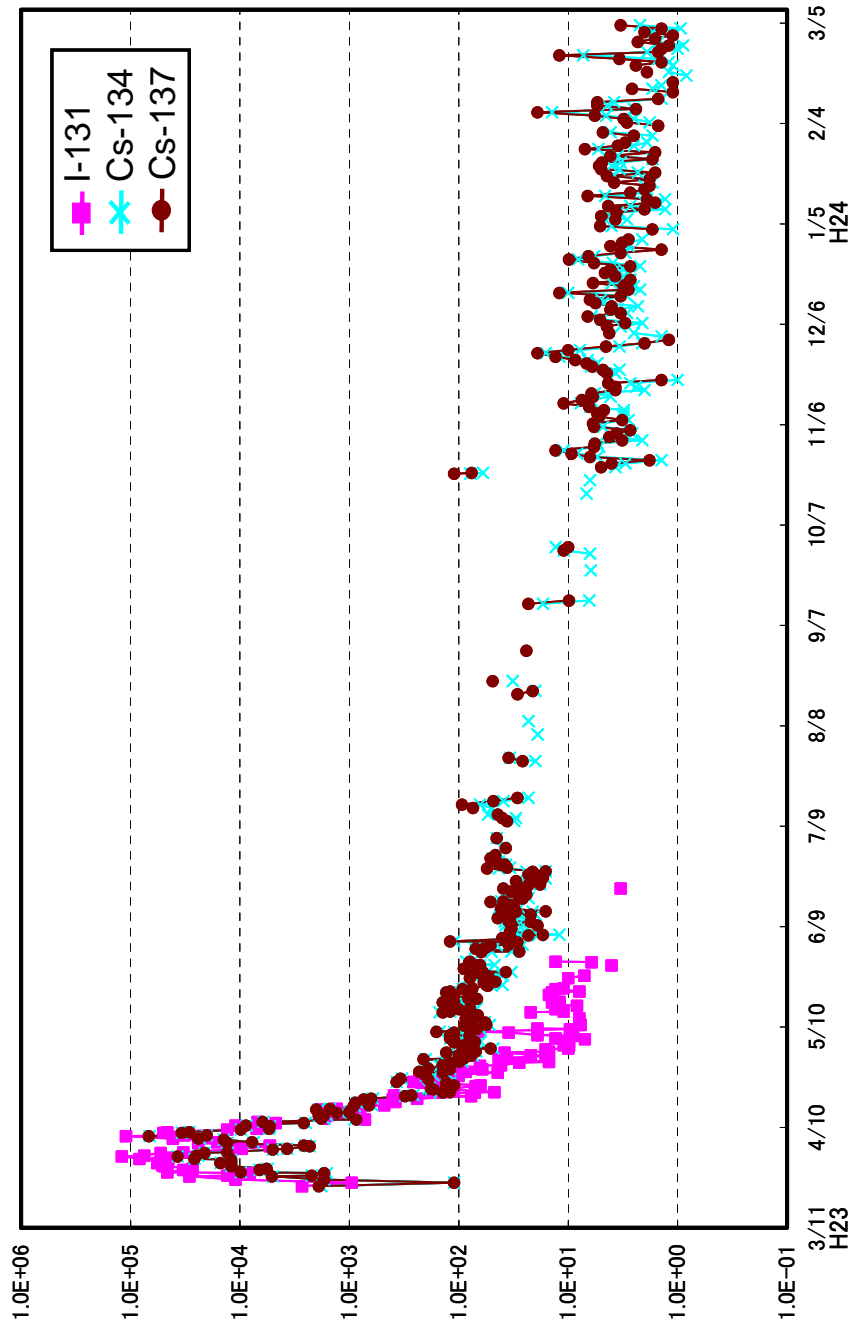
15Km沖 I, Cs放射能濃度 (Bq/L)



南放水口 I, Cs放射能濃度 (Bq/L)

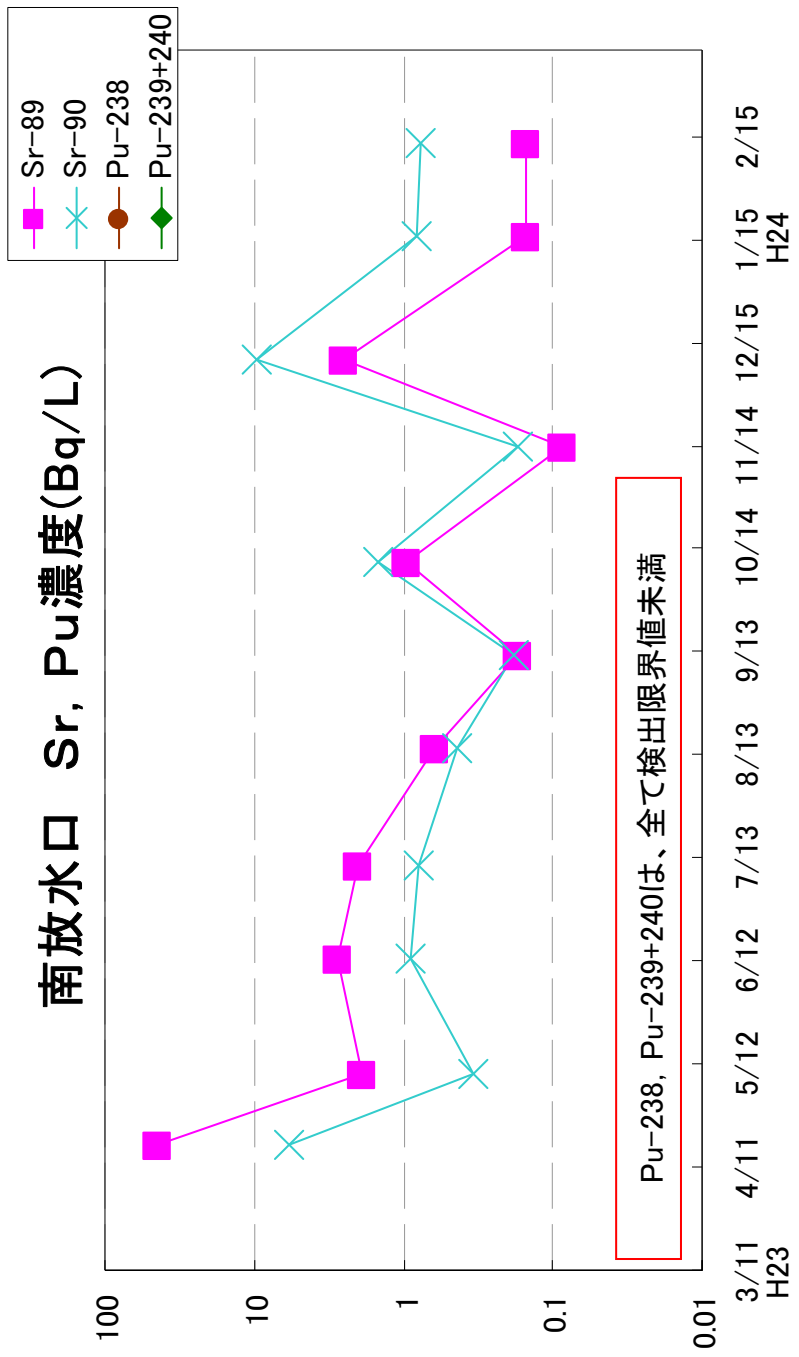
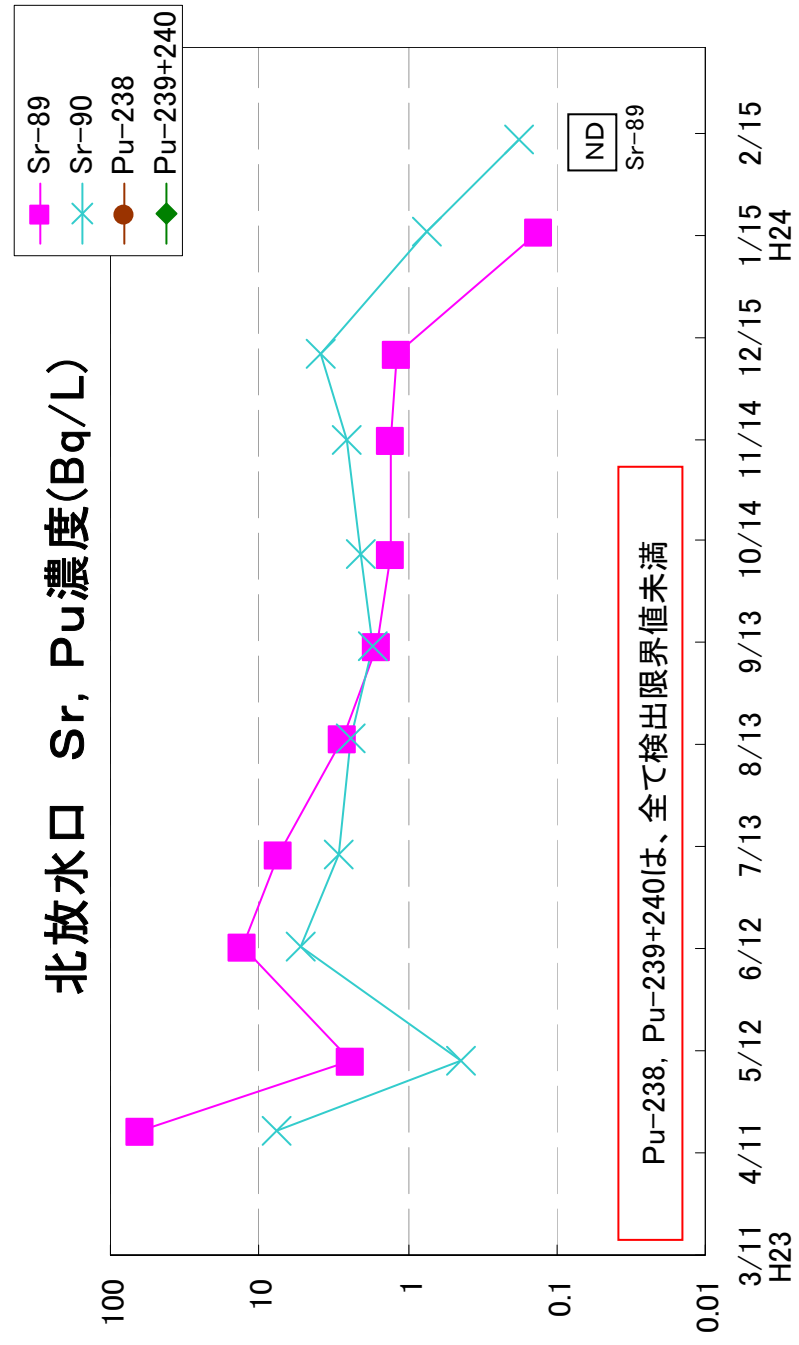
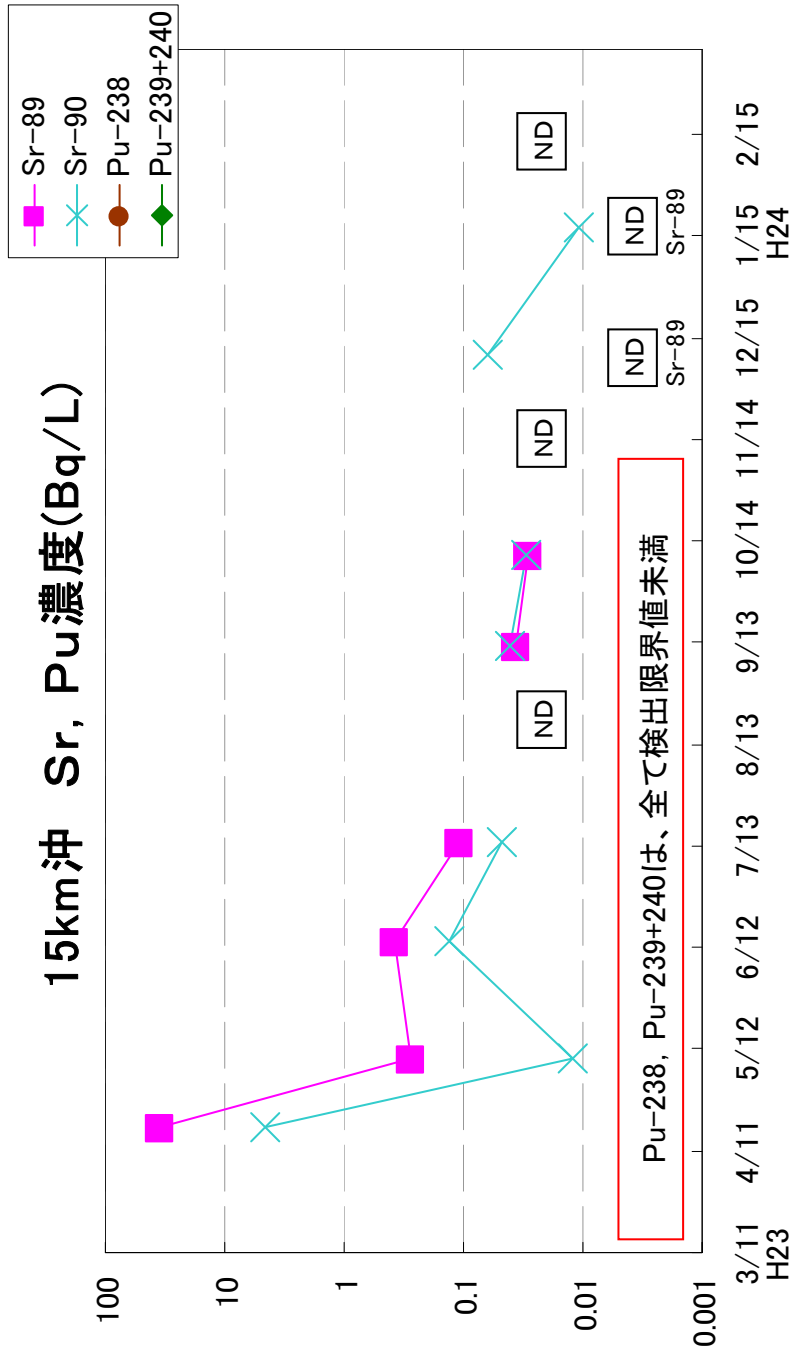
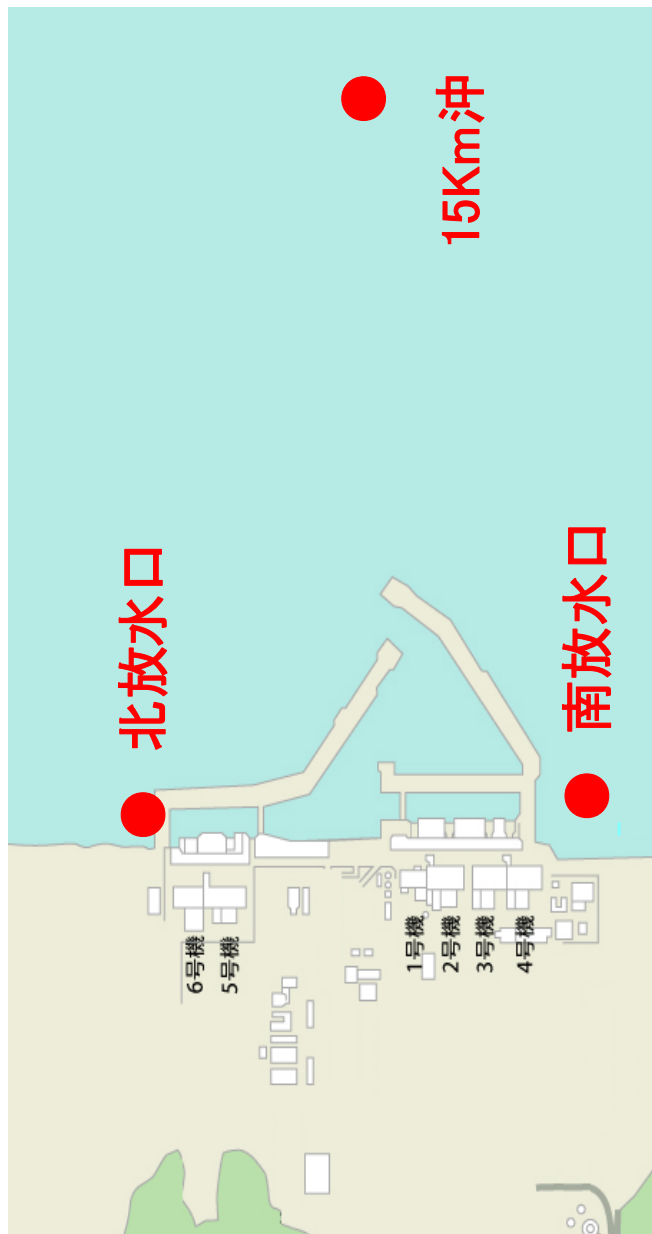


北放水口 I, Cs放射能濃度 (Bq/L)



事故発生以降、低下傾向を示しており、現時点では、告示濃度※を下回る濃度で推移
 ※告示濃度：法令で定める水中の濃度限度 I-131...40 Cs-134...60 Cs-137...90 (Bq/L)

福島第一原子力発電所沿岸・沖合の海水中の放射性物質濃度の推移 (1)



事故発生以降、低下傾向を示しており、現時点では、告示濃度※を下回る濃度で推移
 ※告示濃度：法令で定める水中の濃度限度 Sr-89...300 Sr-90...30 (Bq/L)

福島第一原子力発電所沿岸・沖合の海水中の放射性物質濃度の推移 (2)

福島第一原子力発電所における蒸発濃縮装置からの 放射性物質を含む水の漏えいを踏まえた対応について

1. 事象の概要

12月4日11時33分頃、協力企業作業員が蒸発濃縮装置3A～3C用ハウスの堰内に水が溜まっていることを確認した。

11時52分頃、運転中の蒸発濃縮装置3Aを停止し、12時14分頃、協力企業作業員が目視にて漏えいが停止したことを確認した。

その後、調査を行ったところ、14時30分頃、同ハウスのコンクリート製床の継ぎ目の一部に間隙の広い箇所があり、そこから一部がハウス外に漏えいし、その一部が側溝に漏れ出ていることを確認した。また、堰とコンクリート製床の隙間よりハウス内の漏えい水が滲んでいることを確認した。

15時頃から、同ハウスからの漏えい箇所周りに土のうを設置し、15時10分頃に完了した。また、15時10分頃から側溝内にも土のうを設置し、15時30分頃に完了した。この時点で、土のう設置箇所からの漏えい水の流出の停止を確認した。

12月5日に、同ハウス内を確認し、漏えい水の滴下跡等の状況から、今回の漏えいが原液予熱器（熱交換器）出口フランジ部であると推定した。

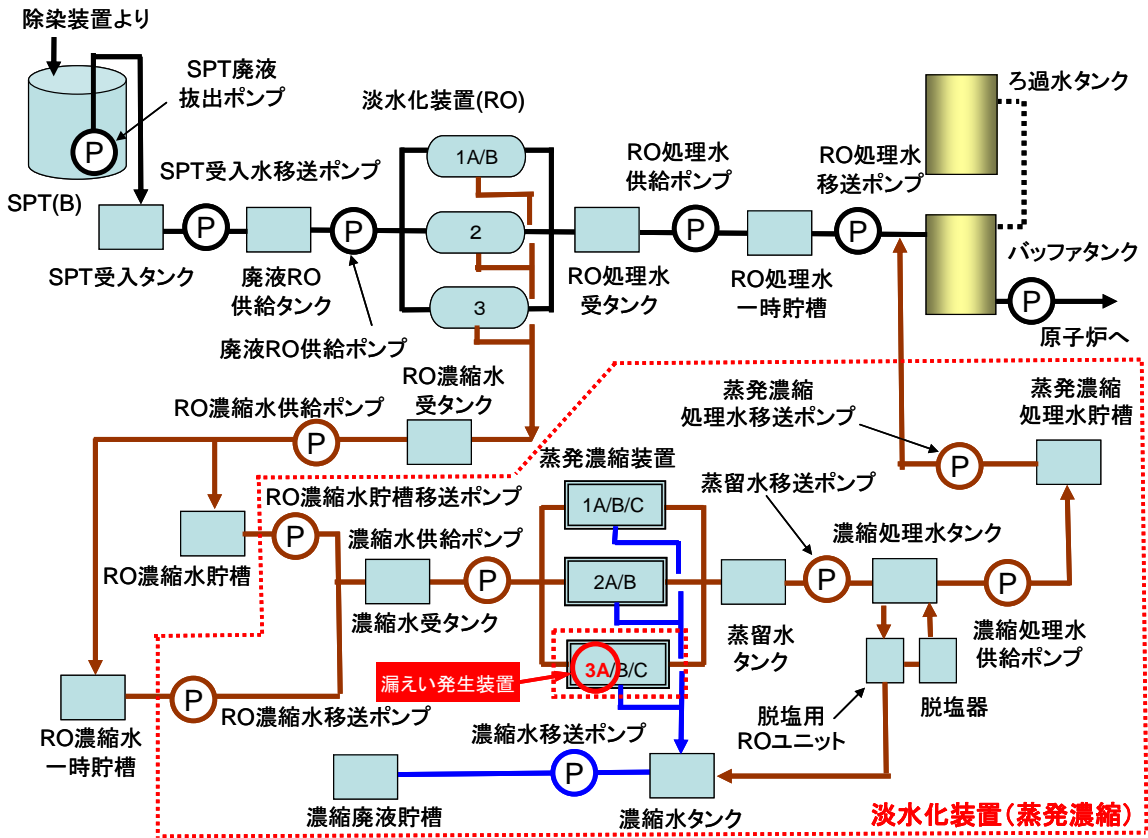
12月8日に、蒸発濃縮装置3Aにろ過水による水張りを行い、漏えい箇所の確認を行ったところ、漏えい箇所は原液予熱器出口フランジ部であると同定した。

同日、原液予熱器出口フランジ部の分解点検を実施したところ、当該フランジパッキンがずれていること、および、その締め付けナット4本中の2本に緩みがあることが確認された。

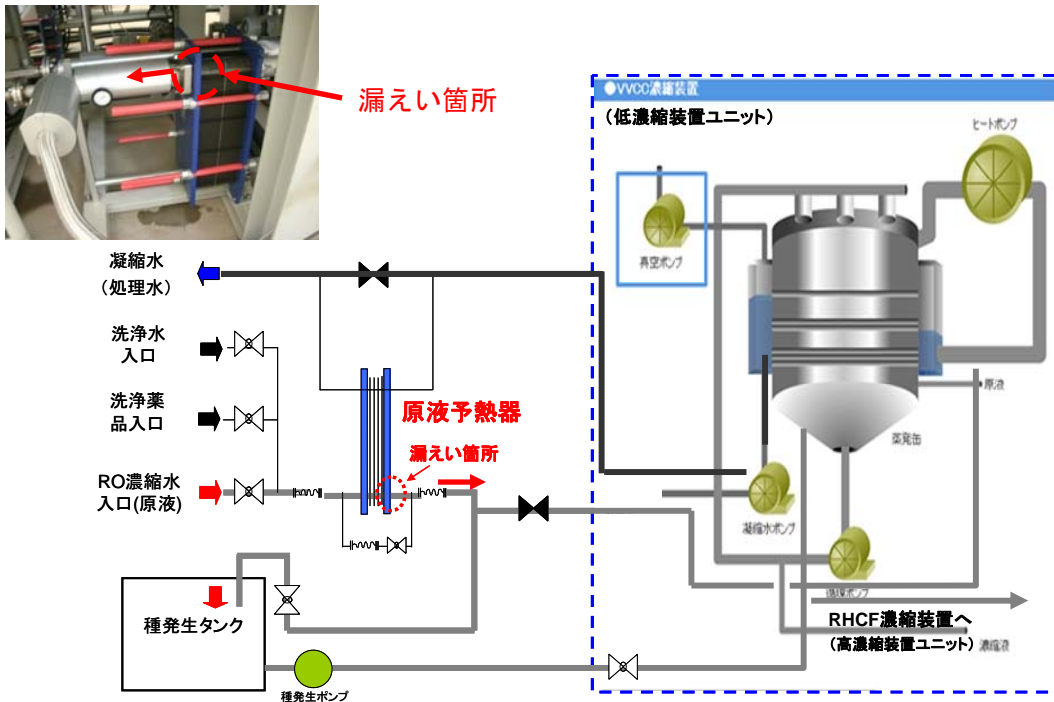
12月20日に、ろ過水による水張り範囲を広げ、他の部位についても漏えい確認を行ったところ、異常は確認できなかったため、漏えい箇所が前述の原液予熱器出口フランジ部のみであることを確認した。

その後、原因調査を行ったところ、蒸発濃縮装置の運転手順誤りにより液予熱器出口フランジ部にボイド発生、消滅によるウォーターハンマーが発生し、当該フランジ部のパッキンが装置外部に押し出されたことにより、漏えいに至ったと推定した。

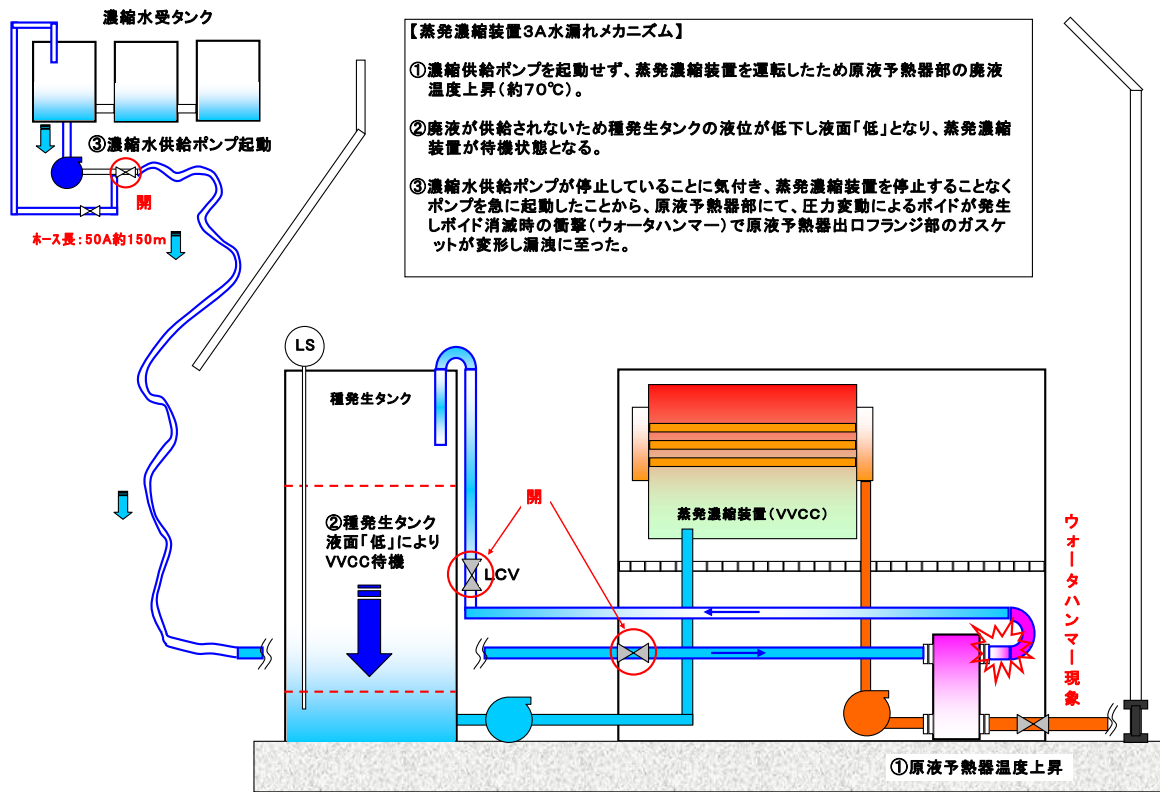
12月21日に蒸発濃縮装置3B、3C原液予熱器出口フランジ部の状況確認を行ったところ、同様の箇所でナットの緩みが確認されたことから、運転中のパッキン応力緩和等により、緩んでいたものと推定した。



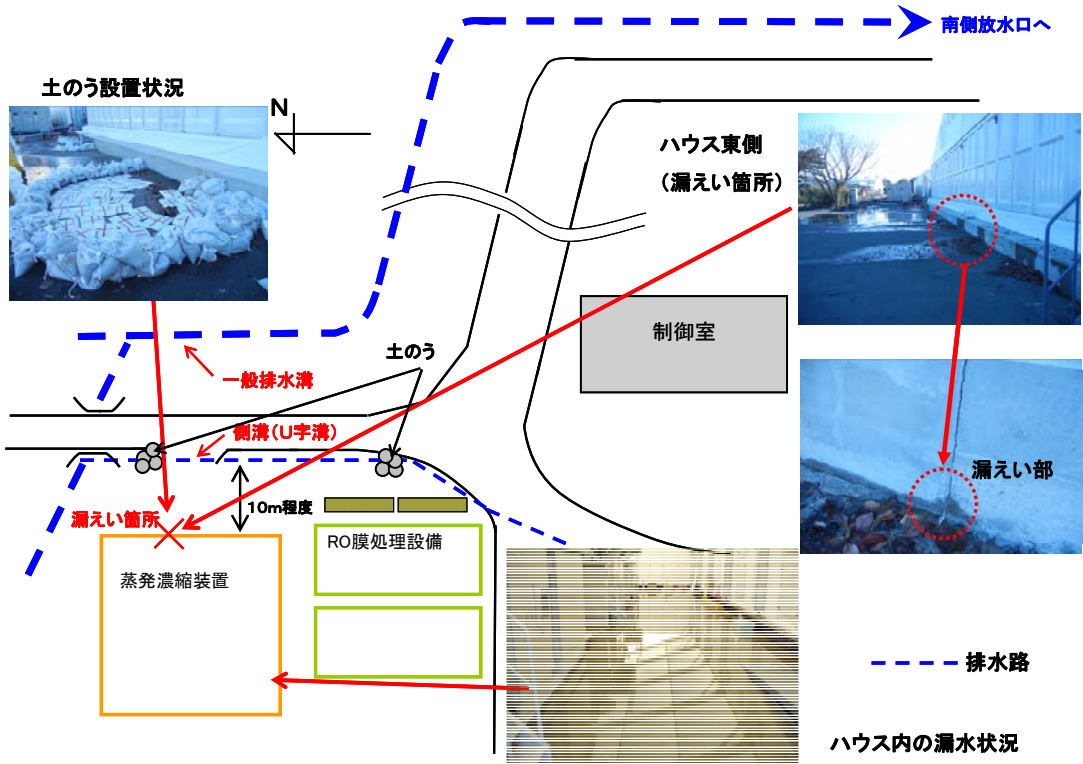
淡水化装置（蒸発濃縮装置）概略系統図



蒸発濃縮装置概略系統図（低濃縮装置ユニット）



漏えいメカニズム



漏えい状況

2. 漏えい量の評価

(1) ハウスからの漏えい量

1 2月4日 11時33分に協力企業作業員により、蒸発濃縮装置ハウス内の滞留水の確認時には、ハウス外の道路の部分に漏えい水が確認されていないことから、ハウス外への漏えいは、11時33分以降に発生したものと判断した。

14時30分頃には、ハウスのコンクリート堰のひび割れ部分から道路に漏えいが確認されたが、15時30分には、漏えい箇所を外側から土のうを積むことにより、ハウスからの漏えい拡大を停止させており、ハウスからの漏えい時間は、最大でも11時33分～15時30分の約4時間と評価した。

漏えい水の漏えい率は、14時30分頃、堰のコンクリートひび割れ部からの流況の目視確認結果より、約1リットル/分と評価し、ハウスから外部への漏えい水量は、240リットルと評価した。

(2) 一般排水路への漏えい量

a ひび部から側溝までの時間

ハウスからの漏えい水は、コンクリート製床のひびの部分から道路に広がり、ハウスの東側の側溝に向かって流れた状況が確認されたが、道路の濡れ面の残された広がりから、漏えい量としては75リットルに相当することから、ハウスからの漏えい水の漏えい率から、側溝に流れ込むまでの時間は75分程度であると評価した。

b 側溝（U字溝）への漏えい時間

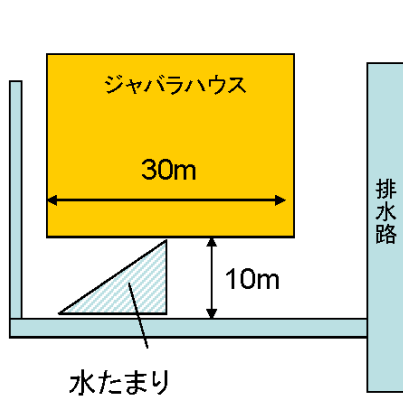
15時00分頃よりひび部に土のうを設置し、15時10分に土のう設置が完了している。従って、側溝へ漏えいしていた時間は、側溝へ漏えい水が到達（12：45）してから、土のう設置完了（15：10）迄の145分程度と評価した。

c 土のう設置後の漏えい時間

15時10分に、コンクリート製床のひびの部分からの漏えいが土のう外に流出していないことを確認し、15時30分に全ての土のう設置が完了している。この20分間は、ひびの部分の漏えいが続いていたものの、一般排水路への流出はなかったと評価した。

以上のことから、一般排水路へ流出した水量は145リットル（総漏えい量240リットル－道路面のたまり水75リットル－土のう内の溜まり水20リットル）と評価し、流出量は、安全側に考え、全量の約150リットルで評価した。

一般排水路への漏えい量評価



■流出速度

- ①現場観察: 約1L/min (10秒で約180mL)
- ②計算(ヘルヌーイ式): 約0.8L/min (幅1×高さ40mmスリット)
- ③試験: 約0.125L/min (水深5cm、幅2×20mmスリット)

■水たまり量

計算: $15 \times 10 \times 1/2 \times 1\text{mm} = 75\text{L}$

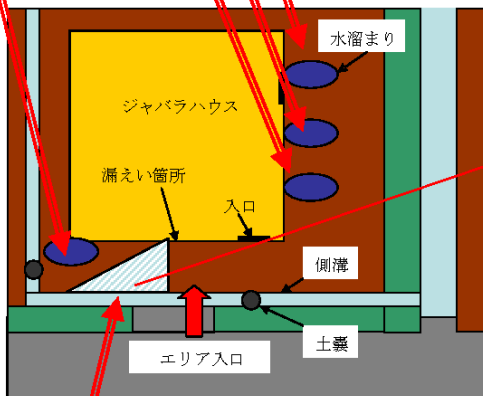
■放出量

- ①漏えい確認11:30～土のう設置15:30=約240min
- ②水たまりは系外へ出ず、水たまり形成までの時間=約75min
- ③U字溝への土のう設置=約10min
- ④き裂周り土のう完成=約10min
- U字溝流入～土のう設置まで(漏えい時間)= $240 - (75 + 10 + 10) = 145\text{min}$
- 排水路への総漏えい量は、流出速度を保守的に1L/minとし、
 $V = 1\text{L/min} \times 145\text{min} = 145\text{L} \rightarrow$ 【約150L】

	漏えい量1L/min 水たまり1mm		備 考
	時刻	経過時間	
き裂からU字溝到達	11:30～12:45	75	②アスファルトに三角形形状(15×5m)
U字溝への漏えい継続	12:45～15:00	135	
き裂周り土のう設置	15:00～15:10	10	最終的にほぼ漏えいの広がり停止
U字溝への土のう設置	15:10～15:20	10	③一般排水路への流出防止
き裂周り土のう完成	15:20～15:30	10	④

240 ①

コンクリート製床と堰の接合部分からの漏えいと想定される箇所



コンクリート製床の継ぎ目(ひび割れ)からの漏えいと想定される箇所



(3) 一般排水路に流出した放射性物質の漏えい量の評価

漏えい水に含まれる放射性物質のうち線量評価上寄与の大きいセシウムと処理済水中の濃度が高いストロンチウムについて、一般排水路に流出した放射性物質の漏えい量の評価を行った。

暫定評価では、分析に時間がかかるストロンチウムについては、過去の分析結果を基に蒸発濃縮装置入口水の全β放射能濃度に対するストロンチウムの濃度の比を求め、これに漏えい水の全β放射能濃度を掛け合わせ、Sr-89、Sr-90の濃度を算出した。

その後、新たに採取した漏えい水について、セシウム、ストロンチウムの分析を行い、濃度を求めた結果、漏えい量は暫定評価と大きな違いは無かった。

	暫定評価 (12/4 に漏えい水を採取し分析)		見直し (回収した漏えい水を12/5 に採取し分析)	
	濃度 (Bq/cm ³)	漏えい量 (Bq)	濃度 (Bq/cm ³)	漏えい量 (Bq)
セシウム134	1.6×10^1	2.4×10^6	1.2×10^1	1.8×10^6
セシウム137	2.9×10^1	4.4×10^6	1.5×10^1	2.3×10^6
ストロンチウム89	7.4×10^4	1.1×10^{10}	4.9×10^4	7.4×10^9
ストロンチウム90	1.0×10^5	1.5×10^{10}	1.1×10^5	1.7×10^{10}
合計		<u>2.6×10^{10}</u>		<u>2.4×10^{10}</u>

3. 再発防止対策と漏えい拡大防止対策

(1) 蒸発濃縮装置3Aの漏えい防止対策

蒸発濃縮装置の運転手順書等の不備について、改訂するとともに、運転員へ再教育を行う。更に、運転操作画面上に濃縮水供給ポンプの運転確認画面を設け、ソフト改造を行う。

また、蒸発濃縮装置のナットの緩み対策として、パッキンの応力緩和等の負荷特性に優れたグラファイトに材質を変更した。

(2) 蒸発濃縮装置3A～3C用ハウスの漏えい防止対策

- a 鋼製の堰とコンクリート製床の隙間のシール材について、12月15日までに補修を行った。
- b コンクリート製床の継ぎ目に発生した間隙は、エポキシ系塗料により、12月14日に補修を行い、さらに、1月27日に高流動性の発泡性樹脂注入による補修を行った。

- c 今後は、毎月1回程度の建屋パトロールを実施し、シール材の劣化状況及びコンクリート表面の確認を行い、必要に応じ補修を行うこととする。
- d 漏水防止性能を持たせるための処置を、コンクリート製床の全面に平成24年3月目途に行う。

(3) 屋外設置装置用ハウスの堰の隙間対策

堰内側に吸水材入り土のう袋を配置し、堰からの漏えいを防止する機能向上を図る。

(4) 屋外設置装置用ハウスの漏えい監視強化

漏えい監視については、被ばく低減の観点から、漏えい検知器の設置に加え、監視カメラを平成24年9月目途に設置し、監視強化を実施する。

(5) 漏えい発生時の対応方針

トラブル発生時に迅速かつ万全に対応できるよう、漏えい発生時の漏えい拡大防止手順及び体制を確立した。

4. 海洋への影響

漏えい水については、側溝が発電所構内の一般排水路へ繋がっているため、12月4日に、当該排水路の出口である南放水口付近の海水を採取し、核種分析を行った。その結果、セシウム濃度に関しては、日々公表している当該箇所最近の分析結果と同程度もしくは若干高い程度の値であることを確認した。

12月5日、引き続き、南放水口付近の海水を採取し、ストロンチウムを含めた核種分析を行った結果、セシウム濃度に関しては日々公表している当該箇所最近の分析結果と同程度の値であったが、ストロンチウム濃度については毎月公表している当該箇所最近の分析結果に比べて、千倍以上の高濃度であり、漏えいによる影響が認められた。

その後、12月10日に、蒸発濃縮装置からの漏えい水による海洋への影響を確認するため、海洋モニタリングにおいてストロンチウム濃度の測定を行ったが、調査した全地点で低濃度ながらSr-90が検出されたことから、追加で12月19日に採取した海水の分析を実施している。

南放水口付近におけるモニタリング結果

採取場所	福島第一 南放水口付近 (1～4号機放水口から南側に約330m地点)												②炉規則告示濃度限度 Bq/L (別表第2第六欄 周辺監視区域外の 水中の濃度限度)	
	平成23年10月10日 9時55分	平成23年11月14日 8時45分	平成23年12月5日 10時35分	平成23年12月10日 8時20分	平成23年12月17日 8時20分	平成23年12月24日 8時10分	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)		
試料採取日 時刻														
核種 (半減期)														
I-131 (約8日)	ND	ND	ND	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	40
Cs-134 (約2年)	ND	1.6	4.8	1.7	0.03	1.7	0.03	1.3	0.02	1.2	0.02	1.2	0.02	60
Cs-137 (約30年)	ND	3.2	6.2	2.3	0.03	2.3	0.03	1.8	0.02	2.5	0.02	2.5	0.03	90
Sr-89 (約51日)	0.94	0.086	140	2.5	0.01	2.5	0.01	-	-	-	-	-	-	300
Sr-90 (約29年)	1.5	0.17	400	9.6	0.32	9.6	0.32	-	-	-	-	-	-	30
全β	ND	ND	780	32	-	32	-	28	-	35	-	35	-	-

※ 炉規則告示濃度は、「Bq/cm³」の表記を「Bq/L」に換算した値
 ※ 二種類以上の核種がある場合は、それぞれの濃度限度に対する倍率の総和を1と比較する。

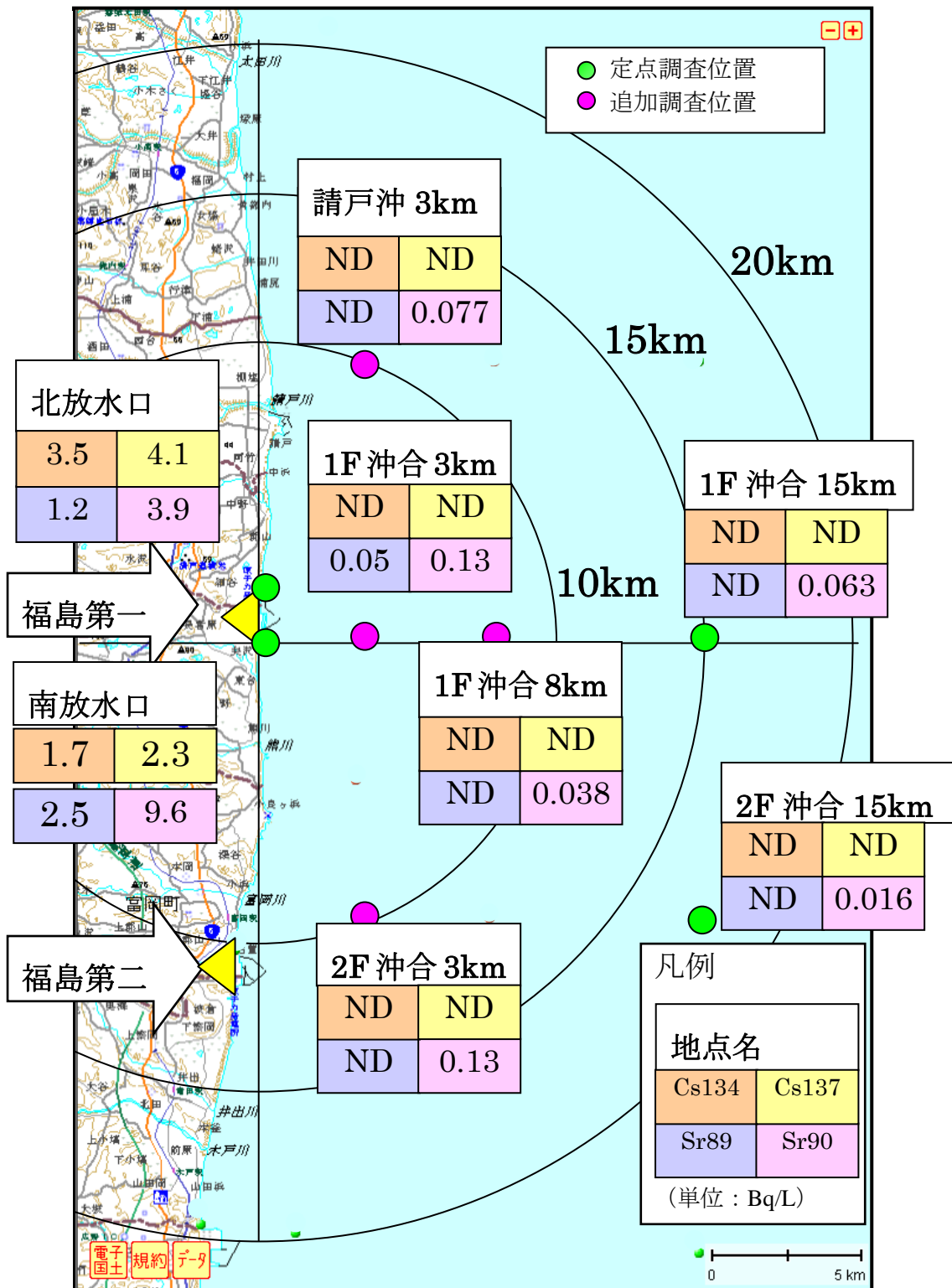
追加調査位置におけるモニタリングの結果

採取場所	請戸川沖合3km 上層		福島第一 敷地沖合3km 上層		福島第二 敷地沖合3km 上層		福島第一 敷地沖合8km 上層		②炉規則告示濃度限度 Bq/L (別表第2第六欄 周辺監視区域外の 水中の濃度限度)
	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	
試料採取日 時刻	平成23年12月10日 10時40分		平成23年12月10日 11時00分		平成23年12月10日 11時45分		平成23年12月10日 11時15分		
検出核種 (半減期)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	①試料濃度 (Bq/L)	倍率 (①/②)	
I-131 (約8日)	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	40
Cs-134 (約2年)	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	60
Cs-137 (約30年)	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	90
Sr-89 (約51日)	ND	-	0.050	0.00	ND	-	ND	-	300
Sr-90 (約29年)	0.077	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00	0.038	0.00	30
全β	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	-

定点調査位置におけるモニタリングの結果及び漏えい前の結果との比較

採取場所	福島第一 5.6号機放水口北側 (5.6号機放水口から北側に約30m地点)			福島第一 南放水口付近 (1~4号機放水口から南側に約330m地点)		
	平成23年10月10日 10時25分	平成23年11月14日 9時10分	平成23年12月10日 8時45分	平成23年10月10日 9時55分	平成23年11月14日 9時45分	平成23年12月10日 8時20分
I-131 (約8日)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Cs-134 (約2年)	ND	4.1	3.5	ND	1.6	1.7
Cs-137 (約30年)	ND	5.9	4.1	ND	3.2	2.3
Sr-89 (約51日)	1.3	1.3	1.2	0.94	0.086	2.5
Sr-90 (約29年)	2.1	2.6	3.9	1.5	0.17	9.6
全β	ND	ND	25	ND	ND	32

採取場所	福島第一 敷地沖合15km 上層			福島第二 敷地沖合15km 上層		
	平成23年10月10日 8時30分	平成23年11月15日 9時05分	平成23年12月10日 9時00分	平成23年10月10日 8時05分	平成23年11月15日 8時35分	平成23年12月10日 8時10分
I-131 (約8日)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Cs-134 (約2年)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Cs-137 (約30年)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Sr-89 (約51日)	0.029	ND	ND	ND	ND	ND
Sr-90 (約29年)	0.03	ND	0.063	0.023	ND	0.016
全β	ND	ND	ND	ND	ND	ND



海洋モニタリングの結果（実施日：12月10日）

以上

添付資料目次

添付資料－ 1 8 － 1	被ばく線量の分布等について	1
添付資料－ 1 8 － 2	線量限度を超える作業者の被ばくについて	4
添付資料－ 1 8 － 3	福島第一原子力発電所における緊急時作業に従事した放射線業務従事者の線量限度を超える被ばくに係る改善について（概要）	5

被ばく線量の分布等について

1. 被ばく線量

緊急作業に従事した作業者の平成23年3月～平成24年2月末までの外部被ばく線量分布（各月別の全入域者数）を表1に示す。

表1

区分(mSv)	3月全累積線量(外部)			4月全累積線量(外部)			5月全累積線量(外部)			6月全累積線量(外部)			7月全累積線量(外部)			8月全累積線量(外部)		
	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計
250超え	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200超え～250以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150超え～200以下	6	3	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100超え～150以下	20	8	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50超え～100以下	105	57	162	1	19	20	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20超え～50以下	291	149	440	62	139	201	14	98	112	0	70	70	3	26	29	1	9	10
10超え～20以下	598	326	924	179	486	665	71	424	495	30	301	331	17	193	210	19	124	143
10以下	680	1553	2233	1446	3479	4925	1396	5088	6484	1290	5536	6826	1368	5926	7294	1291	5721	7012
計	1700	2096	3796	1688	4123	5811	1481	5611	7092	1320	5907	7227	1388	6145	7533	1311	5854	7165
最大	182.33	199.42	199.42	59.60	85.29	85.29	32.70	59.18	59.18	16.29	39.62	39.62	31.13	36.76	36.76	23.33	29.25	29.25
平均	19.30	9.27	13.76	6.38	4.69	5.18	3.06	3.66	3.54	2.10	3.02	2.85	1.60	2.18	2.08	1.66	1.89	1.85

区分(mSv)	9月全累積線量(外部)			10月全累積線量(外部)			11月全累積線量(外部)			12月全累積線量(外部)			1月全累積線量(外部)			2月全累積線量(外部)		
	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計
250超え	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200超え～250以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150超え～200以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100超え～150以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50超え～100以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20超え～50以下	0	19	19	3	3	6	0	3	3	3	1	4	0	0	0	0	0	0
10超え～20以下	2	113	115	15	90	105	10	76	86	13	56	69	11	62	73	8	87	95
10以下	1253	5646	6899	1203	5275	6478	1151	4982	6133	1153	4952	6105	1080	4533	5613	970	4523	5493
計	1255	5778	7033	1221	5368	6589	1161	5061	6222	1169	5009	6178	1091	4595	5686	978	4610	5588
最大	11.35	35.50	35.50	35.30	25.41	35.30	13.40	20.39	20.39	23.20	21.51	23.20	17.00	18.98	18.98	17.11	18.81	18.81
平均	1.37	1.80	1.72	1.49	1.68	1.65	1.08	1.41	1.35	1.09	1.31	1.27	1.17	1.28	1.26	0.84	1.41	1.31

※ これらの数値は入域毎のAPD値の積算値を用いているが、積算型線量計による月間線量値へ置き換えること等により変動することがある。

2. 内部被ばく線量

緊急作業に従事実績のある作業者のうち、平成23年12月までにWBC測定を実施した作業者の内部被ばく線量の分布を表2に示す。

表2

区分(mSv)	3月内部線量			4月内部線量			5月内部線量			6月内部線量			7月内部線量		
	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計
250超え	5	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200超え～250以下	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150超え～200以下	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100超え～150以下	5	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50超え～100以下	36	40	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20超え～50以下	187	82	269	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10超え～20以下	404	272	676	1	18	19	0	2	2	0	0	0	0	0	0
10以下	1071	1848	2919	659	2913	3572	355	2339	2694	618	3491	4109	883	4752	5635
計	1710	2242	3952	660	2932	3592	355	2341	2696	618	3491	4109	883	4752	5635
最大	590.00	98.53	590.00	18.81	41.80	41.80	4.56	19.92	19.92	3.72	3.46	3.72	4.32	1.90	4.32
平均	11.67	6.11	8.52	0.09	0.66	0.56	0.02	0.17	0.15	0.02	0.03	0.03	0.00	0.01	0.01

区分(mSv)	8月内部線量			9月内部線量			10月内部線量			11月内部線量			12月内部線量		
	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計
250超え	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200超え～250以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150超え～200以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100超え～150以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50超え～100以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20超え～50以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10超え～20以下	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10以下	882	4965	5847	962	5008	5970	1114	4908	6022	1106	4749	5855	1073	4372	5445
計	882	4965	5847	962	5008	5970	1114	4908	6022	1106	4749	5855	1073	4372	5445
最大	2.66	1.68	2.66	0.00	1.22	1.22	0.00	0.32	0.32	0.00	0.77	0.77	0.00	0.95	0.95
平均	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

3. 外部被ばく線量と内部被ばく線量の合算値

緊急作業に従事した作業者の平成23年10月末（3/11～10/31）～平成24年2月末（3/11～2/29）までの各月末までの累積線量分布を表3に示す。

表3

区分(mSv)	3～10月累積線量			3～11月累積線量			3～12月累積線量			3～1月累積線量			3～2月累積線量		
	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計	東電社員	協力企業	計
250超え	6	0	6	6	0	6	6	0	6	6	0	6	6	0	6
200超え～250以下	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
150超え～200以下	21	2	23	22	2	24	22	2	24	22	2	24	22	2	24
100超え～150以下	118	17	135	117	17	134	117	17	134	117	17	134	117	17	134
50超え～100以下	368	318	686	379	330	709	399	341	740	413	349	762	420	359	779
20超え～50以下	650	1707	2357	652	1844	2496	646	1957	2603	641	2078	2719	640	2220	2860
10超え～20以下	496	2337	2833	494	2457	2951	492	2578	3070	492	2666	3158	495	2746	3241
10以下	1523	10130	11653	1574	10866	12440	1613	11328	12941	1641	11656	13297	1676	11826	13502
計	3183	14513	17696	3245	15518	18763	3296	16225	19521	3333	16770	20103	3377	17172	20549
最大	678.80	238.42	678.80	678.80	238.42	678.80	678.80	238.42	678.80	678.80	238.42	678.80	678.80	238.42	678.80
平均	24.78	9.45	12.21	24.69	9.30	11.97	24.70	9.31	11.90	24.81	9.36	11.92	24.73	9.52	12.02

※ 外部線量の数値は入域毎のAPD値の積算値を用いているが、積算型線量計による月間線量値へ置き換えること等により変動することがある。

4. 特定高線量作業従事者の外部被ばく線量と内部被ばく線量の合算値

特定高線量作業従事者^{※1}の累積線量分布を表4に示す。

表4

区分(mSv)	H23.12月	H24.1月	H24.2月	H23.3月 ～H24.2月
250超え	0	0	0	0
200超え～250以下	0	0	0	0
150超え～200以下	0	0	0	0
100超え～150以下	0	0	0	0
50超え～100以下	0	0	0	222
20超え～50以下	2	0	0	171
10超え～20以下	6	11	8	34
10以下	59	441	493	74
計	67	452	501	501
最大(mSv)	20.78	16.17	17.11	93.65
平均(mSv)	3.97	1.79	1.45	45.00

※2月72名入域なし

※1 特定高線量作業従事者

電離放射線障害防止規則第7条の緊急被ばく限度（100mSv）が適用されるとされている作業に従事する者。具体的には、発電所に属する原子炉施設並びに蒸気タービン及びその付属設備又はその周辺の区域であって、その線量が1時間につき0.1mSvを超えるおそれのある場所において、原子炉施設若しくは使用済燃料貯蔵槽を冷却する設備の機能を維持するための作業を行うとき又は原子炉施設の故障、破損等により多量の放射性物質の放出のおそれのある場合に、これを抑制若しくは防止するための機能を維持するための作業に従事する者を指す。

なお、これまでの特定高線量作業従事者については、東電社員のみが対象者である。

5. 経過措置適用者の外部被ばく線量と内部被ばく線量の合算値

特例措置廃止後の経過措置適用者^{※2}の累積線量分布を表5に示す。

表5

区分(mSv)	H23.12月	H24.1月	H24.2月	H23.3月 ～H24.2
250超え	0	0	0	0
200超え～250以下	0	0	0	0
150超え～200以下	0	0	0	8
100超え～150以下	0	0	0	34
50超え～100以下	0	0	0	0
20超え～50以下	0	0	0	0
10超え～20以下	0	0	0	0
10以下	45	45	42	0
計	45	45	42	42
最大(mSv)	1.43	1.73	2.51	197.95
平均(mSv)	0.17	0.28	0.33	129.35

※2月は24名入域なし。

※2 経過措置適用者

平成23年12月16日の電離放射線障害防止規則の特例に関する省令廃止以後も、平成24年4月30日まで、同省令に基づく被ばく線量限度250mSvが継続して適用される者。

なお、経過措置適用者については東電社員のみが対象者である。

以上

線量限度を超える作業者の被ばくについて

◆ 当社女性社員２名の線量及び主な作業内容は次の通り

	滞在期間	外部線量 (mSv)	内部線量 (mSv)	計 (mSv)	作業内容
A	3/11 ～3/23	3.95	13.6	17.55	消防車の給油、免震棟での机上業務
B	3/11 ～3/15	0.78	6.71	7.49	免震棟での体調不良者の介護等

◆ 当社男性社員６名の線量及び主な作業内容は次の通り

	滞在期間	外部線量 (mSv)	内部線量 (mSv)	計 (mSv)	作業内容
A	3/11 ～5/22	88.08	590	678.08	中央操作室でプラント操作やデータ収集に従事
B	3/11 ～5/29	103.07	540	643.07	中央操作室でプラント操作やデータ収集に従事
C	3/11 ～5/26	110.27	241.81	352.08	中央操作室でプラント事態収束作業に従事
D	3/11 ～6/15	49.23	259.7	308.93	中央操作室で計器復旧作業に従事
E	3/11 ～6/4	42.40	433.1	475.50	中央操作室で計器復旧作業に従事
F	3/11 ～6/7	31.39	327.9	359.29	中央操作室で計器復旧作業に従事

以 上

福島第一原子力発電所における緊急時作業に従事した放射線業務従事者の
線量限度を超える被ばくに係る改善について
(概要)

福島第一原子力発電所の復旧作業に従事する職員2名（職員A、B）において緊急時の線量限度を超えていることが判明したため、平成23年6月17日に原因と対策を原子力安全・保安院に報告した。

これに対し、平成23年7月13日に原子力安全・保安院から8つの改善事項が示された。

この改善事項に対する対策と、平成23年6月17日に報告した職員2名に加えて、その他の線量限度を超えたことを確認した職員4名（職員C～F）に対する線量限度を超える被ばくに係わる原因の究明と再発防止策の策定を行い、平成23年8月12日、原子力安全・保安院に報告した。

また、平成23年7月26日に福島第一原子力発電所でマスク着用に関する不適合が発生しており、内部被ばく防止の観点から、対策が急務であると考え、原因と対策を取りまとめ、併せて報告した。

原子力安全・保安院指示事項

1. 線量限度を遵守するため、被ばく管理を行う者を十分に増強し、貴社福島第一原子力発電所において作業に当たる貴社社員の実効線量の測定及び協力企業社員の実効線量の入手を迅速に行い、被ばく線量を的確に把握できる管理体制を構築すること。

報告概要

- 福島第一原子力発電所の復旧作業に携わる人の個人線量管理は、作業を円滑に行うために重要であることから、平成23年7月1日付けで新たな組織として「福島第一安定化センター」を開設し、この中に個人線量管理を専門で行う組織として保安環境部個人線量管理グループ（平成24年2月1日より組織見直しに伴い、保安・環境部保健安全グループに名称変更）を設置した。
- このグループでは、社員・協力企業社員を含めた福島第一原子力発電所の復旧作業に係る全ての人の外部被ばく線量、内部被ばく線量を集計し、法令で定める線量限度を超えないことを確認する。

原子力安全・保安院指示事項

2. 放射性物質濃度が高い区域において作業を行う際は、事前にこれまでの内部被ばく線量を推定して作業内容を決定し、作業時に受けた線量については、ホールボディカウンター等により確認する手順の確立を行うこと。

報告概要

- 屋外の放射性物質濃度を毎日測定するとともに、放射性物質濃度の比較的高い建屋内での作業は、作業前に測定を行って計画的な線量管理を行っているが、内部被ばくの線量は測定してみないと被ばく線量が判明しない側面がある。
- このため、作業前の測定で高い放射性物質濃度であることが判明している作業については、作業前後で内部被ばくの測定を行って評価する手順を定めた。

原子力安全・保安院指示事項

3. 放射性物質濃度が高い区域においても内部被ばくの原因となるような汚染評価が適切にできるよう、スクリーニングの評価手順を定め実施すること。

報告概要

- 従来のスクリーニング検査では、汚染密度測定用サーベイメータで汚染を確認し、更に顔面の汚染のうち、鼻又は口で汚染が検出された場合に内部被ばく評価を行っていた。
- 新たに、汚染水を被った場合や全面マスクが外れた場合、眼鏡のテンプル部分に汚染が確認された場合など、誤って放射性物質を摂取してしまうケースについても内部被ばくを評価する手順を定めた。

原子力安全・保安院指示事項

4. 線量管理については、内部被ばく線量（暫定評価）と外部被ばく線量を速やかに合計値として管理できるよう管理体制の構築及び被ばく線量を測定する機材の確保を行うとともに、最終的な内部被ばく線量の確定については、過小又は過大評価することなく、専門の医療機関等の協力を得つつ、適切に評価を行うこと。

報告概要

- 当初、外部被ばく線量や内部被ばく線量の測定時、正確な個人情報収集していなかったことから、名簿の精査に時間がかかっていた。

- また、地震発生後の電源喪失やバックグラウンドの上昇によりホールボディカウンタ（以下、WBC）が使用できず、独立行政法人日本原子力研究開発機構（以下、JAEA）から WBC を借り受けて運用したものの、対象者全員を測定するには台数が足りていなかった。
- 更に、事象発生当初は、内部被ばくの評価方法が確立しておらず、一次評価値の通知までに時間を要していた。
- このため、作業者証の運用を開始し、正確な個人情報を把握するとともに WBC の整備を進め、9 月以降は月 1 回の測定を開始。
- また、評価方法についても JAEA にご協力いただき、より精度の高い評価を進める。
- 線量限度を超えるおそれがある場合、もしくは、不測の事態により大量の被ばくを受けた場合には、被ばく評価の知見を有する専門の医療機関等の協力を得つつ、詳細な評価を適切に行い、医師の判断を含めてバイオアッセイ、肺モニタなどにより、検証を行う。

原子力安全・保安院指示事項

5. 放射性物質濃度の上昇等の不測の事態に適切に対応するための資機材（放射性ヨウ素対策チャコールフィルタ付き全面マスク、安定ヨウ素剤、高線量対応防護服等）について速やかな使用指示がなされるよう手順書を作成し、教育、訓練等を行うこと。

報告概要

- 現在、福島第一原子力発電所では全域がマスク着用エリアとなっているが、免震重要棟をはじめ、各休憩所および 5, 6 号機中央操作室にて空气中放射性物質濃度がマスク着用レベルを下回っているため、マスク不要としている。
- このため、今後不測の事態が発生した際、内部取り込みを防止する観点から、免震重要棟、各休憩所、および 5, 6 号機中央操作室における保護具等の着用手順を定めるとともに、教育・訓練を実施する。

原子力安全・保安院指示事項

6. 放射性ヨウ素対策チャコールフィルタ付き全面マスクについては、作業員の装着性及び作業性を十分考慮する検討をし、導入を速やかに行うこと。

報告概要

- 発電所内におけるマスクの運用については、震災前から現場の状況に応じてダスト用、ヨウ素用などを使い分けている。
- 事故発生当初は、福島第一原子力発電所構内全域が放射性ヨウ素の濃度が高い環境下であったことから、チャコールフィルタ付き全面マスクを使用していた。
- 本マスクは陰圧式（自分の呼吸によりフィルタからろ過した空気を吸い込むタイプ）であり、また眼鏡のテンプルに対応した形状となっていないことから、眼鏡のテンプルの形状によってはマスク本体と顔との間に隙間が生じ、ろ過していない空気が洩れ込んでしまうことによって、放射性物質を摂取した可能性があった。
- このため、電動ファンを備え、マスク内を陽圧にして外気が流入することを防止するマスクを配備した。
- また、従来のマスクを適切に使用するため、各マスクメーカーが実施している「マスクフィッティングチェック・指導」等を活用するなど、作業員の放射性物質内部摂取リスク低減を図る。

原子力安全・保安院指示事項

7. 現在、飲食が可能な区域及び今後、管理区域の設定基準を下回る区域においても、放射性物質濃度の再上昇等の不測の事態が生じるなど、内部被ばくが生じるおそれがあるときには、飲食を禁じること。

報告概要

- 現在、福島第一原子力発電所では免震重要棟、5,6号中央操作室、当社や協力会社が運営する休憩所では飲食が可能。
- 定期的な放射線測定（線量率測定、空气中放射性物質濃度測定、表面汚染密度測定）で基準以上の値になった場合は、速やかに飲食を禁止する。
- 当該放射線測定は、不測の事態の可能性がある場合などは随時実施する。

原子力安全・保安院指示事項

8. 「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の放射線管理に対する評価結果について（指示）」（平成23年5月25日付け平成23・05・25原院第1号）において、貴社に対して指示を行った内容を徹底すること。

報告概要

- 平成 23 年 5 月 25 日付けで 7 項目の指示を受けており、現在、継続実施中。
1. 作業現場の放射線量の事前測定及び作業の監督が適切に行われるよう、放射線の測定等を行う者を増員する等体制の強化を行うこと。
 2. 作業を行う従業員全員に着用できる十分な数の個人線量計を確保すること。十分な数の個人線量計が確保できるまでの間、放射線量を管理すべき場所において、代表者のみに個人線量計を携帯させる場合は、放射線量を管理すべき場所内の放射線量が同等であることをあらかじめ確認している現場に限ること。
 3. 被ばく線量の評価が完了していない従業員の評価を速やかに行うとともに、福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所の原子炉施設保安規定によって 3 か月に 1 回行うこととされている内部被ばく評価を早急に確実に実施すること。
 4. 貴社の社内規程において定められている放射線業務従事者の登録に必要な健康診断を速やかに実施させること。
 5. 放射線業務従事者の線量管理を確実にを行うため、早急に線量管理に関するシステムを復旧させ、財団法人放射線影響協会放射線従事者中央登録センターへの登録を確実にを行うこと。
 6. 平成 23 年 5 月 11 日に当院に報告された女子の放射線業務従事者の数に関する再調査については、その調査方法が適切なものではなかったことから、今後、再発しないように適切な調査が実施されるよう対策を策定すること。
 7. 放射線業務について、法令に抵触する事象があった場合には、速やかに当院まで報告を行うこと。

原子力安全・保安院指示事項

9. 当該報告（「福島第一原子力発電所における緊急時作業に従事した放射線業務従事者の線量限度を超える被ばくに係る原因究明及び再発防止対策の策定について」平成 23 年 6 月 17 日付）で原因究明を行った 2 名に加えて、その他の線量限度を超えた者に対しても、線量限度を超える被ばくに係る原因の究明及び再発防止対策の策定を行い、併せて当院に報告することを求めます。

報告概要

- 本来、中央操作室内は中央操作室換気系により非常時においても作業員の被ばくが相当程度抑えられる設計となっているものの、今回の事象においては全交流電源喪失により中央操作室換気系が機能しなかった。
- このような環境の中、当直員（運転員）と保全部員は設備の復旧と事態の収束のための対応に追われており、地震対応に加えて自らの放射線防護に関しても精一杯の対応を行っていた。
- この対応は、限られた時間の中で取りうる最大限のものであったが、結果として、以下の要因が重畳して放射性物質を取り込んだものと推定。
 - ① 事象の急速な進展に伴い、マスクの適切な選択や装着、配備など、放射線管理上の防護措置を的確に行うことは、非常に困難な状況であったこと。
 - ② 異常事態の収束のため、長時間中央操作室で作業を行うこととなり、中央操作室で飲食せざるを得なかったこと。
 - ③ 職員Eは、マスクの装着に当たり眼鏡のテンプルにより隙間ができた可能性があり、職員C、Dについてもその可能性を否定できないこと。
 - ④ 職員D～Fにあつては、空气中放射性物質濃度が高かったと推定される中央操作室非常扉（外部と通じる扉）付近で作業をしており、1号機原子炉建屋上部爆発など、不測の事態に即応した対応ができない状況だったこと。
 - ⑤ 職員D、Fについては、作業を安全に行うために、短時間マスクと顔面との間に隙間を作ったこと。

特に④については、1,2号中央操作室、3,4号中央操作室ともに共通した原因と考えられ、職員A、BならびにCについても放射性物質を摂取した主な要因と推定している。

これらの原因は、平成23年6月17日に原子力安全・保安院に報告した「福島第一原子力発電所における緊急時作業に従事した放射線業務従事者の線量限度を超える被ばくに係る原因究明及び再発防止対策の策定について」に示した原因と同様であり、ここに記された対策を講じるとともに、「東京電力株式会社福島第一原子力発電所の緊急作業における放射線業務従事者の線量限度を超える被曝に係わる改善指示について（指示）」（平成23・07・12 原院第6号）に基づいて報告した内容*を講じることにより、再発を防止できるものと考えている。

*「福島第一原子力発電所における緊急時作業に従事した放射線業務従事者の線量限度を超える被ばくに係る原因究明及び再発防止対策の策定について」（平成 23 年 6 月 17 日付）で報告した再発防止策（抜粋）

- ①「事象の急速な進展にともない、マスクの適切な選択や装着、配備、安定ヨウ素剤の配備や服用の指示など、放射線管理上の防護措置を的確に行うことは非常に困難な状況であったこと」については
 - a. 情報の共有化

緊急時対策組織の各班が参加する会議等で各班の持つ情報を共有し、多角的な視点から判断・指示を確認しあうようにした。（3 月 15 日）
 - b. 資機材の配備充実と使用

今回の件を教訓にマスクやヨウ素剤などの資機材を適所に配備し、プラントに有意な変化が予測される場合には速やかに使用できるようにする。
- ②「異常事態の収束のため長時間中央操作室で作業を行うにあたり、中央操作室で飲食せざるを得なかったこと」については
 - c. 飲食の制限

福島第一原子力発電所 1～4 号機の中央操作室はもとより、法令等で定める管理区域の設定レベル（表面汚染、空气中放射性物質濃度）以上のエリアでの飲食を禁止する。
- ③職員 A の「マスクの装着にあたって眼鏡のテンプルにより隙間ができてしまったこと」については
 - d. 保護具に関する啓蒙活動

福島第一原子力発電所免震重要棟はもとより、入口拠点である J-Village などに保護具に関する注意喚起のための掲示を行った。（5 月 21 日、6 月 6 日）
 - e. 保護具に関する教育

福島第一原子力発電所の現場に初めて入域する者については、入口拠点である J-Village で呼吸保護具を含む保護具の着用指導を行うとともに、簡易的な放射線教育を行う。

また、保護具の必要性和効果、使用方法について繰り返し教育すべく、社内に周知するとともに、東京電力契約部門から協力会社に、福島第一原子力発電所では災害復旧安全連絡協議会で会員会社に周知を図った。（共に 6 月 10 日）
 - f. 着実な保護具の装着

作業着手前に作業班長、もしくは脱着補助員が保護具の装着状況をチェックし、不備がないことを確認する。
 - g. 新たなマスクの採用

眼鏡のテンプルによるマスク装着不備に鑑み、密着度を高める、あるいは全体を覆うマスクなど現在使用しているマスク以外の型式について検討を行い、採用を進める。

④職員Bの「空气中放射性物質濃度が高かったと推定される中央操作室非常扉（外部と通じる扉）付近で作業をしており、1号機原子炉建屋上部爆発など不測の事態に即応した対応ができない状況であったこと」については

h. 作業前サーベイの充実と情報の共有

「福島第一原子力発電所の放射線業務従事者の線量限度を超える被ばくに係わる原因究明及び再発防止対策の策定等について」（平成23年5月2日付）で報告した作業前サーベイの充実に加え、放射線マップなどを共有掲示板に掲示し、情報の共有を通して被ばくの低減を図る。

i. 適切な保護具の装着

作業前のサーベイを基に、作業環境に応じた保護具を選択することを徹底する。

その他

10. 平成23年7月26日に福島第一原子力発電所で発生した全面マスクのチャコールフィルタ付け忘れの事象発生に鑑み、原因究明と再発防止対策の策定を行い報告する。

報告概要

- これまでマスクの装着に係わる不適合は3件発生しており、対策として以下を実施してきた。
 - ・ 作業班ごとに「着用点検責任者」を指名し、当該責任者の指示のもと、現場出向時には、必ずマスクのリークチェックを行うこと。
 - ・ 2人1組になり、装備が十分か指差し呼称で確認するか、免震重要棟出入口の鏡を見て確認すること。
- しかしながら、今回の不適合ではいずれも失念の結果、実施していなかったことから、以下の対策を講じ、再発防止に万全を期す。
 - ・ 免震重要棟及びチャコールフィルタの交換を管理員が実施している休憩所はもとより、福島第一原子力発電所へ向かう全ての場所（Jヴィレッジ、福島第二原子力発電所ビジターズホールおよび福島第二原子力発電所体育館）で、全ての全面マスクにチャコールフィルタを付けた状態で作業員に手渡す運用とする。
 - ・ 免震重要棟の出入管理エリア、および、チャコールフィルタを各自で交換している休憩所では、管理員が作業員に対して、リークチェックなどの声かけを行うとともに、着用状況を確認する。これにより、マスクのチャコールフィルタを各自で取り外す可能性のある場所では、全て第三者が着用状況の確認を行う運用とした。

- ・ チャコールフィルタの付け忘れを防止するための注意喚起ポスターを作成し、正門および各休憩所、移動用バスなどの作業員の目につきやすい箇所に掲載。

以 上

添付資料目次

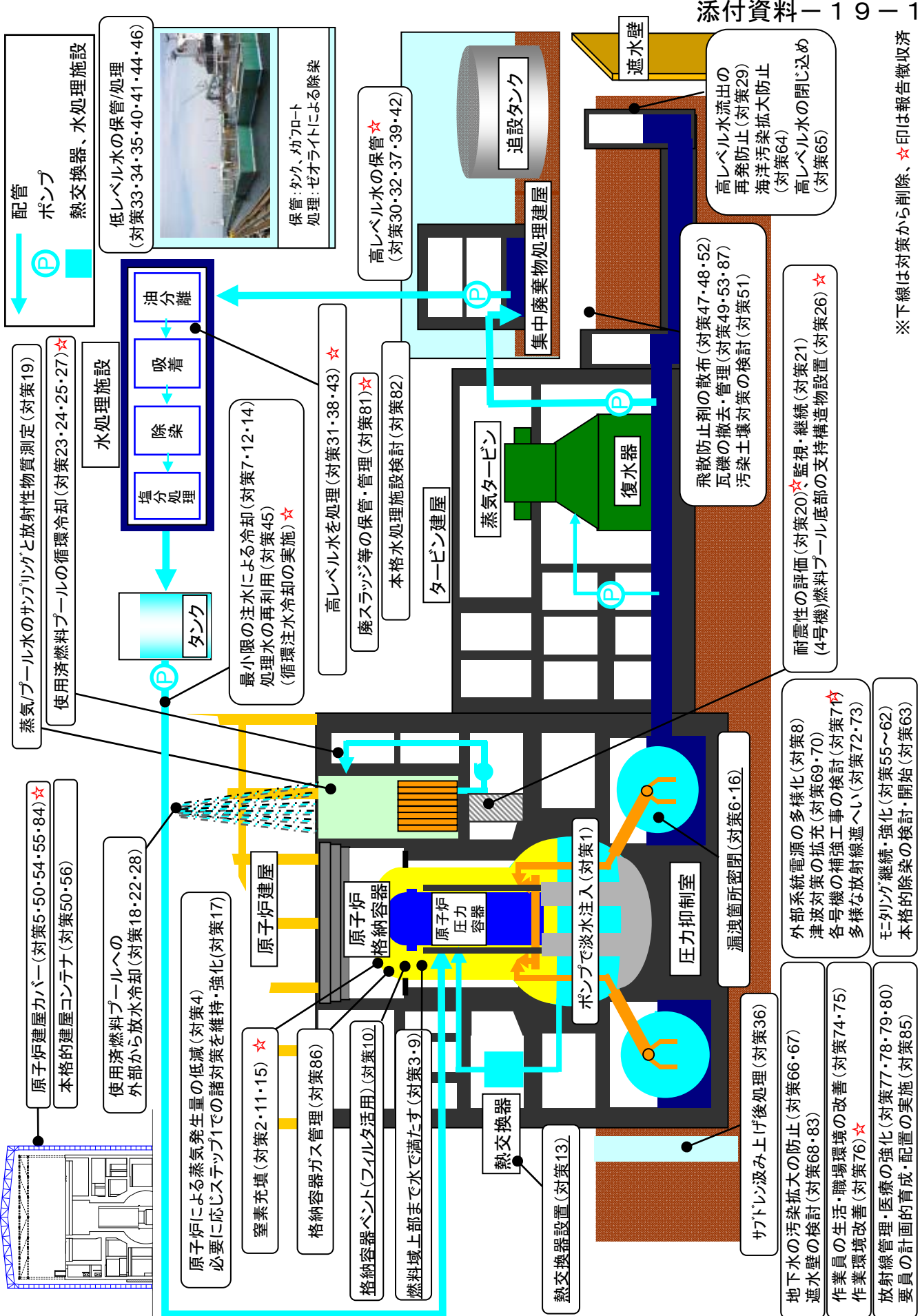
添付資料－19－1	東京電力福島第一原子力発電所・事故の収束に向けた道筋 当面の取組のロードマップ（ステップ2完了）	1
添付資料－19－2	放射性物質を含む液体の拡散防止強化対策	7
添付資料－19－3	原子炉建屋カバーの設置状況	10
添付資料－19－4	福島第一原子力発電所1～4号機に対する「中期的安全確保の考え方」に基づく施設運営計画に係わる報告書（その1）概要（抜粋）	12
添付資料－19－5	東京電力（株）福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ（概要版）（平成23年12月21日公表）	21

東京電力福島第一原子力発電所・事故の収束に向けた道筋 当面の取組のロードマップ(ステップ2完了)

☆印:報告徴収済、緑色は達成した目標

課題	初回(4/17)時点	ステップ1(3ヶ月程度)	ステップ2(年内)	現時点(12/16)	中期的課題 (~3年程度)
I. 冷却	(1)原子炉 淡水注入	最小限の注水による燃料冷却(注水冷却) 循環注水☆ 循環注水再利用の検討/準備	循環注水☆ 循環注水冷却(開始)	循環注水冷却(継続)	冷温停止状態の維持継続
		滞留水再利用の検討/準備	滞留水冷却☆ 滞留水冷却(開始)	窒素充填(継続)	窒素充填
		滞留水再利用の検討/準備	作業環境改善☆ 注入操作の信頼性向上/遠隔操作の設置☆ 循環冷却システム(熱交換器の設置)☆	注入操作の遠隔操作 熱交換機能の検討/実施	燃料の取り出しの作業開始
II. 抑制	(3)滞留水	放射性レベルの高い水の移動	保管/処理施設の設置☆	施設拡充☆ 除染☆ 廃スラッジ等の保管☆ 管理	本格水処理施設の設定 滞留水の処理継続 廃スラッジ等の保管/管理 廃スラッジ等の処理の研究
		放射性レベルの低い水の保管	保管施設の設置/除染処理	保管場所の確保	滞留水全量を減少
		地下水の汚染拡大防止	地下水の汚染拡大防止 遮水壁の方式検討	海洋汚染拡大防止	海洋汚染拡大防止 地下水の汚染拡大防止 遮水壁の構築
III. 除染モニタリング	(6)低減・公表	飛散防止剤の散布	飛散抑制	飛散防止剤の散布(継続)	飛散防止剤の散布
		瓦礫の撤去・管理	瓦礫の撤去・管理	瓦礫の撤去・管理(継続)	瓦礫の撤去・管理
		瓦礫の撤去・管理	瓦礫撤去(3,4号機原子炉建屋上部) 原子炉建屋カバーの設置(1号機)☆	原子炉建屋カバーの設置(1号機)☆ 原子炉建屋コンテナの検討 格納容器ガス管理システム設置	瓦礫の撤去/カバーの設置(3,4号機) 原子炉建屋コンテナの設置作業開始 格納容器ガス管理システム設置
IV. 余震対策	(7)津波・他	余震・津波対策の拡充、多様な放射線遮へい対策の準備	余震・津波対策の拡充、多様な放射線遮へい対策の準備	本格的除染の検討・開始	環境モニタリングの継続 除染の継続
		(4号機燃料プール)支持構造物の設置☆	支持構造物の設置☆	各号機の補強工事の検討☆	多様な遮へい対策の継続 各号機の補強工事
		作業員の生活・職場環境の改善	作業員の生活・職場環境の改善	放射線管理・医療体制の改善 要員の計画的育成・配置の実施	作業員の生活・職場環境改善 放射線管理・医療体制改善 要員の計画的育成・配置の実施
中長期的課題への対応	中長期的課題への対応	中期的安全確保の考え方	中期的安全確保の考え方	中期的安全確保の考え方	要員の計画的育成・配置の実施
		中期的安全確保に基づき施設運営計画の策定	中期的安全確保に基づき施設運営計画の策定	中期的安全確保に基づき施設運営計画の策定	施設運営計画に基づく対応

発電所内における主な対策の概要図 最終版



蒸気/プール水のサンプリングと放射性物質測定 (対策19)
 使用済燃料プールの循環冷却 (対策23・24・25・27) ☆
 原子炉建屋カバー (対策5・50・54・55・84) ☆
 本格的建屋コンテナ (対策50・56)
 使用済燃料プールへの外部から放水冷却 (対策18・22・28)
 原子炉による蒸気発生量の低減 (対策4)
 必要に応じステップ1での諸対策を維持・強化 (対策17)
 空素充填 (対策2・11・15) ☆
 格納容器ガス管理 (対策86)
 格納容器ベント(フィルタ活用) (対策10)
 燃料域上部まで水で満たす (対策3・9)
 熱交換器設置 (対策13)
 ポンプで淡水注入 (対策1)
 圧力抑制室
 漏洩箇所密閉 (対策6・16)
 サフトレイン汲み上げ後処理 (対策36)
 地下水の汚染拡大の防止 (対策66・67)
 遮水壁の検討 (対策68・83)
 作業員の生活・職場環境の改善 (対策74・75)
 作業環境改善 (対策76) ☆
 放射線管理・医療の強化 (対策77・78・79・80)
 要員の計画的育成・配置の実施 (対策85)

油分離
 吸着
 除染
 塩分処理
 タンク
 最小限の注水による冷却 (対策7・12・14)
 処理水の再利用 (対策45)
 (循環注水冷却の実施) ☆
 高レベル水を処理 (対策31・38・43) ☆
 廃スラッジ等の保管・管理 (対策81) ☆
 本格水処理施設検討 (対策82)
 タービン建屋
 蒸気タービン
 復水器
 飛散防止剤の散布 (対策47・48・52)
 瓦礫の撤去・管理 (対策49・53・87)
 汚染土壌対策の検討 (対策51)
 耐震性の評価 (対策20) ☆、監視・継続 (対策21)
 (4号機)燃料プールの底部の支持構造物設置 (対策26) ☆
 高レベル水の保管/処理 (対策33・34・35・40・41・44・46)
 低レベル水の保管/処理 (対策30・32・37・39・42)
 高レベル水の保管 ☆
 (対策30・32・37・39・42)
 集中廃棄物処理建屋
 追設タンク
 遮水壁
 高レベル水流出の再発防止 (対策29)
 海洋汚染拡大防止 (対策64)
 高レベル水の閉じ込め (対策65)

高レベル水の保管/処理 (対策33・34・35・40・41・44・46)
 低レベル水の保管/処理 (対策30・32・37・39・42)
 高レベル水の保管 ☆
 (対策30・32・37・39・42)
 集中廃棄物処理建屋
 追設タンク
 遮水壁
 高レベル水流出の再発防止 (対策29)
 海洋汚染拡大防止 (対策64)
 高レベル水の閉じ込め (対策65)

飛散防止剤の散布 (対策47・48・52)
 瓦礫の撤去・管理 (対策49・53・87)
 汚染土壌対策の検討 (対策51)
 耐震性の評価 (対策20) ☆、監視・継続 (対策21)
 (4号機)燃料プールの底部の支持構造物設置 (対策26) ☆

外部系統電源の多様化 (対策8)
 津波対策の拡充 (対策69・70)
 各号機の補強工事の検討 (対策7) ☆
 多様な放射線遮蔽へい (対策72・73)
 モニタリング継続・強化 (対策55～62)
 本格的除染の検討・開始 (対策63)

原子炉建屋カバー (対策5・50・54・55・84) ☆
 本格的建屋コンテナ (対策50・56)
 使用済燃料プールへの外部から放水冷却 (対策18・22・28)
 原子炉による蒸気発生量の低減 (対策4)
 必要に応じステップ1での諸対策を維持・強化 (対策17)
 空素充填 (対策2・11・15) ☆
 格納容器ガス管理 (対策86)
 格納容器ベント(フィルタ活用) (対策10)
 燃料域上部まで水で満たす (対策3・9)
 熱交換器設置 (対策13)
 ポンプで淡水注入 (対策1)
 圧力抑制室
 漏洩箇所密閉 (対策6・16)
 サフトレイン汲み上げ後処理 (対策36)
 地下水の汚染拡大の防止 (対策66・67)
 遮水壁の検討 (対策68・83)
 作業員の生活・職場環境の改善 (対策74・75)
 作業環境改善 (対策76) ☆
 放射線管理・医療の強化 (対策77・78・79・80)
 要員の計画的育成・配置の実施 (対策85)

原子炉建屋カバー (対策5・50・54・55・84) ☆
 本格的建屋コンテナ (対策50・56)
 使用済燃料プールへの外部から放水冷却 (対策18・22・28)
 原子炉による蒸気発生量の低減 (対策4)
 必要に応じステップ1での諸対策を維持・強化 (対策17)
 空素充填 (対策2・11・15) ☆
 格納容器ガス管理 (対策86)
 格納容器ベント(フィルタ活用) (対策10)
 燃料域上部まで水で満たす (対策3・9)
 熱交換器設置 (対策13)
 ポンプで淡水注入 (対策1)
 圧力抑制室
 漏洩箇所密閉 (対策6・16)
 サフトレイン汲み上げ後処理 (対策36)
 地下水の汚染拡大の防止 (対策66・67)
 遮水壁の検討 (対策68・83)
 作業員の生活・職場環境の改善 (対策74・75)
 作業環境改善 (対策76) ☆
 放射線管理・医療の強化 (対策77・78・79・80)
 要員の計画的育成・配置の実施 (対策85)

※ 下線は対策から削除、☆印は報告徴収済

諸対策の取り組み状況(その1)

赤枠は進捗した対策、★印は報告徴収済

課題	号機	7ステップ2開始(7/17)		現時点(12/16)	
		信頼性向上策を進める期間 滞留水量を維持し、信頼性向上策を進める期間	滞留水量を減少する期間 滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水する期間	滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水	滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水
I. 冷却 (1) 原子炉	1号機	循環注水冷却の実施【対策12・14・45】★	免震重要棟での集中監視システムの構築(9/30)		
		「安定的な冷却」に必要な量を注水			滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水
		窒素充填【対策11】★・格納容器にも窒素充填開始(11/30)			
	2号機	循環注水冷却の実施【対策12・14・45】★	免震重要棟での集中監視システムの構築(9/30)		
		「安定的な冷却」に必要な量を注水(給水ラインに加えコアスプレイからも注水(9/14))	試験的に注水量を変化させ 炉内温度変化を確認		滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水
		窒素充填【対策11】★・格納容器にも窒素充填開始(12/1)			
	3号機	循環注水冷却の実施【対策12・14・45】★	免震重要棟での集中監視システムの構築(9/30)		
		「安定的な冷却」に必要な量を注水(給水ラインに加えコアスプレイからも注水(9/1))	試験的に注水量を変化させ 炉内温度変化を確認		滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水
		窒素充填【対策11】★・格納容器にも窒素充填開始(11/30)			
		原子炉压力容器底部温度(上段)と注水量(下段)		格納容器内温度	
		<p>凡例</p> <ul style="list-style-type: none"> ■: 実施開始済(必要に応じて国が監視) ★: 国の安全確認(報告徴収) ■: 現場工事中 ■: 現場着手 ■: 現場未着手 			

諸対策の取り組み状況(その2)

赤枠は進捗した対策、☆印は報告徴収済

課題	号機	＜ステップ2(年内)＞：放射線物質の放出が管理され、放射線量が大幅に抑えられている	現時点(12/16)▼
(2)燃料プール I. 冷却	1号機	通常のラインによる注水 【対策24】 熱交換器の設置による冷却 【対策25・27】☆ ・循環冷却運転(8/10～)	
	2号機	熱交換器の設置による冷却 【対策25・27】☆ ・循環冷却運転(5/31～)	プール水の塩分除去
	3号機	熱交換器の設置による冷却 【対策25・27】☆ ・循環冷却運転(6/30～)	プール水の塩分除去
	4号機	通常のラインによる注水の復旧 【対策24】 ・「ヤリン」代替設備設置による注水(6/17) 熱交換器の設置による冷却 【対策25・27】☆ ・循環冷却運転(7/31～)	プール水の塩分除去(8/20～逆浸透膜にて、11/29～イオン交換樹脂にて)
目標⑤ より安定的な冷却			

凡例
 : 実施開始済(必要に応じて国が監視) ☆ : 国の安全確認(報告徴収)
 : 現場工事中
 : 現場着手
 : 現場未着手

諸対策の取り組み状況(その3)

赤枠は進捗した対策、文印は報告徴収済

課題	<p>△ステップ2開始(7/17) 現時点(12/16)▼</p> <p>【高レベル】</p> <p>滞留水量を維持し、信頼性向上策を進める期間 信頼性向上策を完了し、滞留水量を減少する期間 滞留水量を増加させずに冷温停止状態達成に向けて注水する期間</p> <p>建屋内滞留水の排除・処理継続・強化★ 【対策43】 処理開始(8/18) 試運転 セシウム吸着施設(サリール)工事★ 処理開始(8/7,31) 試運転 塩分処理施設(蒸留方式)工事(Ⅰ期) 塩分処理施設(蒸留方式)準備工事(Ⅱ期) 設置工事(Ⅱ期) 試運転(Ⅱ期)(10/9) 処理可能(10/10)</p> <p>塩分処理施設(逆浸透膜方式)設置工事(Ⅰ期):処理開始(8/17) 塩分処理施設(逆浸透膜方式)設置工事(Ⅱ期) 処理可能(7/20)</p> <p>本格水処理施設の検討【対策82】</p> <p>廃スラッジ等の保管／管理【対策81】★ ・既設の貯蔵タンクで保管／管理 追加貯蔵施設設計 準備工事 廃スラッジ等の保管 ／管理の継続【対策81】 設置工事</p> <p>十分な保管場所の確保【対策42】 【高レベル水受用タンク】 設置工事 2,800トン(9/17) 【処理水受用タンク】 39,200トン(～7/15) 22,000トン(8/13) 28,000トン(9/16) 15,000トン(10/8) 18,000トン(11/15) 23,000トン(12/12)</p> <p>海洋汚染拡大防止【対策64】 鋼管矢板設置工事(9/28) 海水循環浄化</p> <p>【低レベル】</p> <p>除染の継続【対策44-46】 除染期(セオライト)による除染(5/7)</p> <p>地下水の汚染拡大の防止策の実施【対策67】 ・保管/処理施設拡充計画にあわせてサフトロンポンを復旧</p> <p>進水壁の設計【対策68】 進水壁の工事着手【対策83】(10/28)</p>	<p>目標⑧ 滞留水全体量を減少</p>
	<p>(3)滞留水</p> <p>Ⅱ. 抑制</p>	<p>滞留水全体量を減少</p>
<p>(4)地下水</p>	<p>進水壁の工事着手【対策83】(10/28)</p>	<p>滞留水全体量を減少</p>

凡例
 : 実施開始済(必要に応じ国が監視) ☆: 国の安全確認(報告徴収)
 : 現場工事中
 : 現場着手
 : 現場未着手

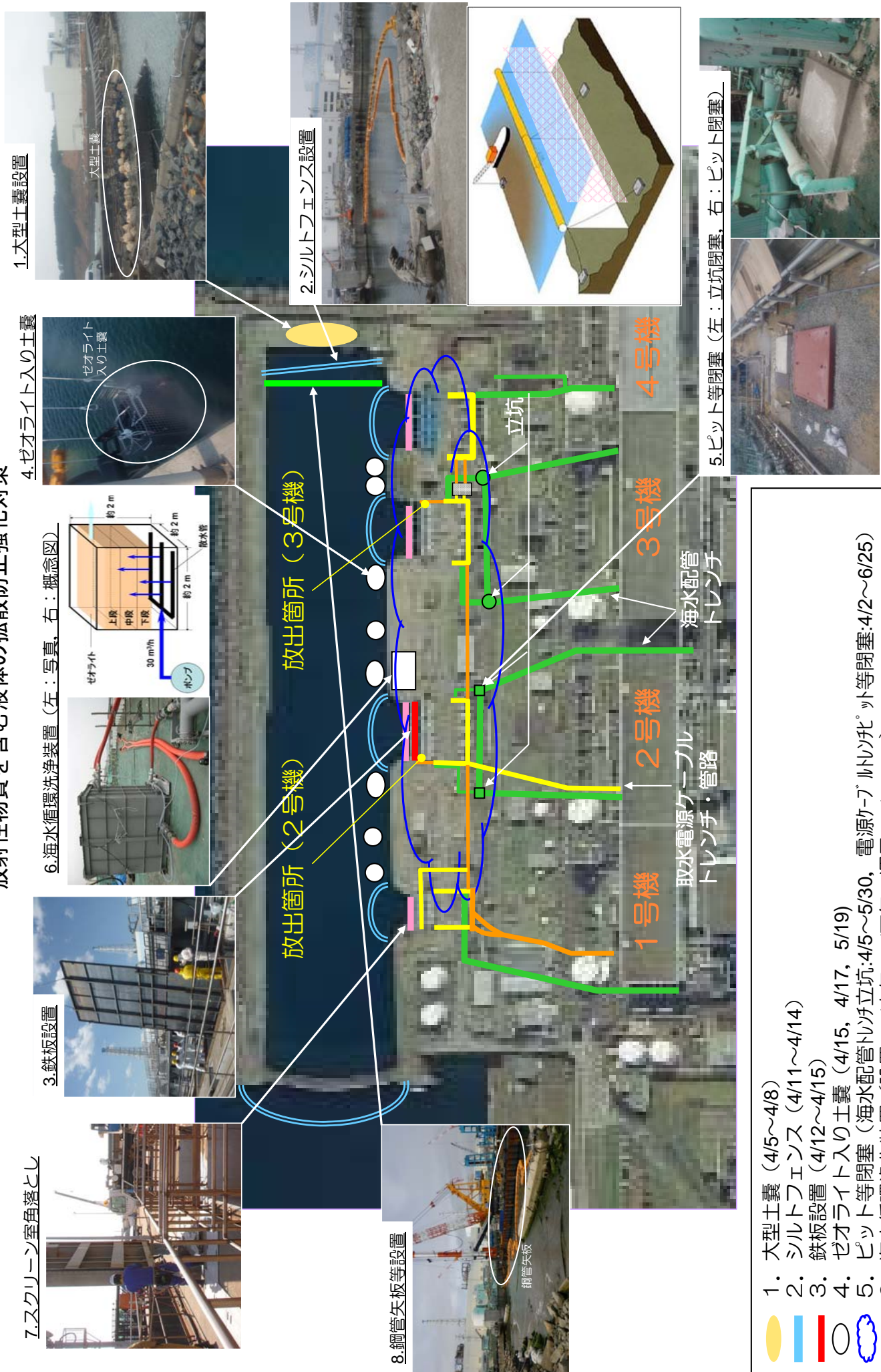
諸対策の取り組み状況(その4)

赤字は追加対策、赤枠は進捗した対策、★印は報告徴収済

課題	△ステップ2開始(7/17) <ステップ2(年内)>:放射線物質の放出が管理され、放射線量が大幅に抑えられている 現時点(12/16)	
	(5) 大気・土壌 II. 抑制	格納容器ガス管理システムの設置【対策86】1号機試験運転中(12/14時点)、2号機設置完了(10/28)、3号機工事着手(9/30) 格納容器からの現時点での放射線物質の放出量を継続評価【対策60・61】 ・1~3号機格納容器からの現時点の放出量(セシウム)を、原子炉建屋上部等の空气中放射線物質濃度(ダスト濃度)を基に評価 ・今回の評価における現状放出量の最大値は1~3号機合計で約0.6億ベクレル/時と推定(事故時に比べ約千三百万分の一) ・これによる敷地境界の年間被ばく量を最大で約0.1ミリシーベルト/年と評価(目標は1ミリシーベルト/年。これまでに既に放出された放射線物質の影響を除く)
(6) 測定・低減・公表 III. モニタリング・除染	国・県・市町村・東京電力連携によるモニタリングの実施【対策62】 本格的除染の検討・開始【対策63】・放射線物質汚染対処特措法に基づき国が除染を実施する地域における詳細モニタリングを開始(11/7) ・「警戒区域、計画的避難区域等における除染モデル実証事業」を開始(11/8)。放射線物質汚染対処特措法に基づく基本方針を閣議決定(11/11)	各号機の補強工事の検討【対策71】:耐震性の評価完了(8/26)★ 多様な放射線遮蔽へい対策の継続【対策73】
(7) 津波・地震 他 (8) 生活・環境 IV. 対策等	(4号機)燃料プール底部に支持構造物を設置【対策26】★(7/30) 作業員の生活・職場環境の改善の継続・拡充【対策75】 ・1,600人分を建設完了。約1,200人が入居済(11/1時点)。現場休憩施設は合計20箇所(約1,600人分、約4,750㎡)が開設(11/1時点)	放射線管理の強化継続【対策78】 ・原子力安全・保安院による放射線管理体制の強化 ・ホールボテイングアウタの増強、月1回の内部被ばく測定★ ・個人線量の自動記録化、入域毎の被ばく線量の記録紙による通知★、写真入作業者証の導入★ ・作業員に対する安全教育・研修の充実、データベースの構築など長期的な健康管理に向けた検討
(9) 放射線管理 ・医療 V. 環境改善	医療体制の強化継続【対策80】 ・救急医療室新設、専門医師常駐体制確立(24時間常駐)、患者搬送の迅速化 ・熱中症予防対策の徹底★(新規入所者に対する教育等)、メンタルヘルス対策実施、健康診断の実施、インフルエンザ感染予防・拡大防止 ・予防医療などを含む産業衛生体制の確立	要員の計画的育成・配置の実施【対策85】 ・国と東京電力の連携による人材育成等を推進
(10) 青葉 配置	要員の計画的育成・配置の実施【対策85】 ・国と東京電力の連携による人材育成等を推進	要員の計画的育成・配置の実施【対策85】 ・国と東京電力の連携による人材育成等を推進

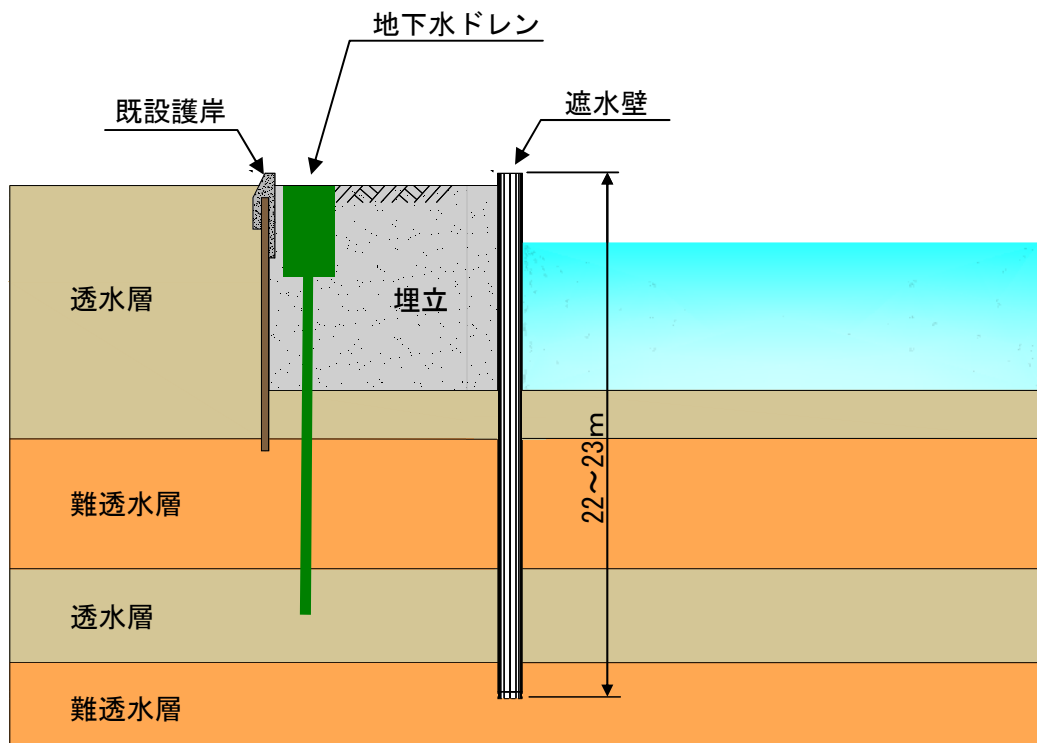
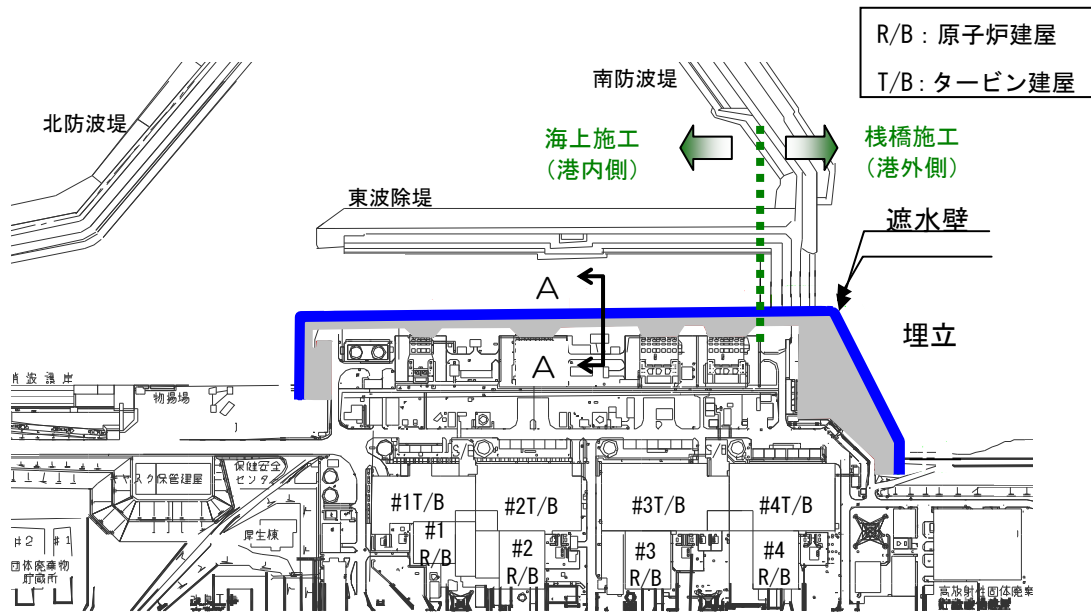
凡例 : 実施開始済(必要に応じて国が監視) ★: 国の安全確認(報告徴収) : 現場工事中 : 現場着手 : 現場未着手

放射性物質を含む液体の拡散防止強化対策



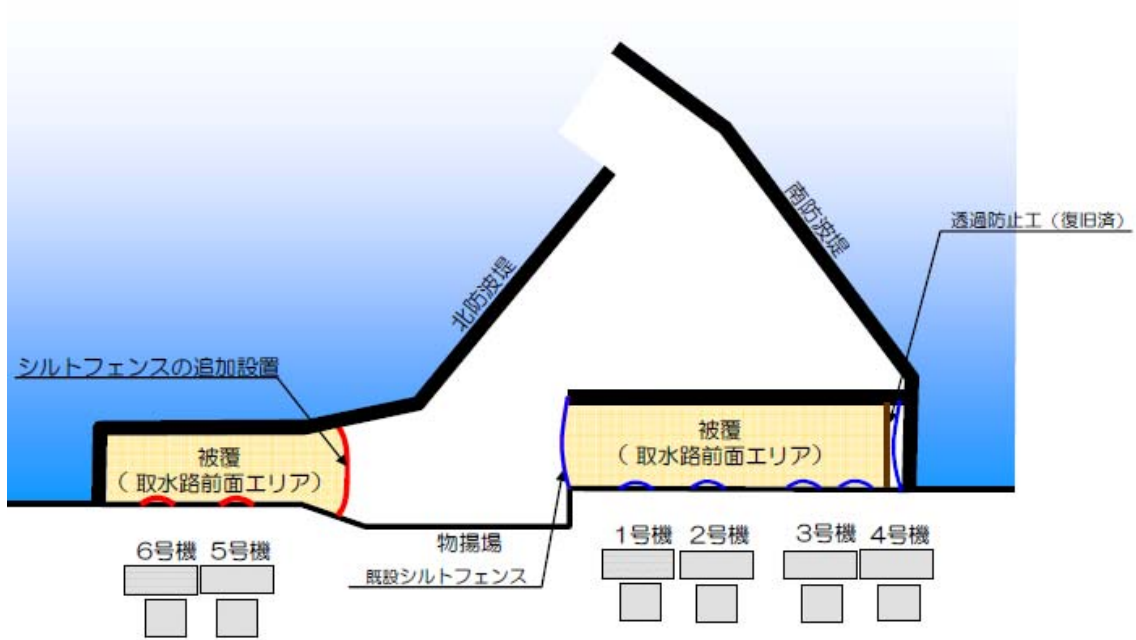
- | | |
|---|--|
| ● | 1. 大型土嚢 (4/5~4/8) |
| ■ | 2. シルトフェンス (4/11~4/14) |
| ■ | 3. 鉄板設置 (4/12~4/15) |
| ○ | 4. ゼオライト入り土嚢 (4/15, 4/17, 5/19) |
| ○ | 5. ピット等閉塞 (海水配管トレンチ立坑:4/5~5/30, 電源ケーブルトレンチ立坑:4/2~6/25) |
| ○ | 6. 海水循環浄化装置 (設置:5/中旬~5/下旬, 運用:6/13~) |
| □ | 7. スクリーン室角落とし (6/12~6/29) |
| ■ | 8. 鋼管矢板等 (掃海作業:7/12開始, 鋼管矢板等打設:8/17~9/6完了) |

【9】地下水を經由した海洋汚染の防止対策

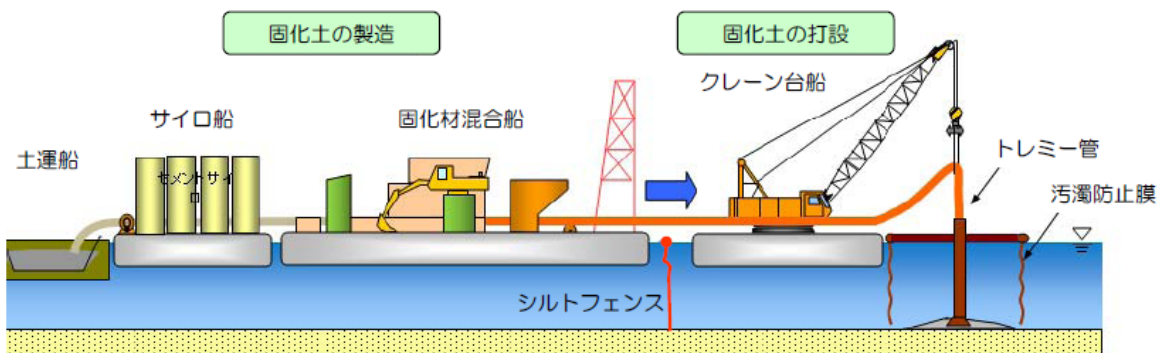


(A-A断面)

【10】港湾内海底土被覆工事



被覆工事実施箇所



被覆工事施工要領図 (船団構成)

原子炉建屋カバーの設置状況

鉄骨建方開始(8/10)



鉄骨建方完了(9/9)



カバー取り付け完了(10/28)



壁パネル取り付け作業



1号機カバー設置工事

9/10 時点



12/2 時点



3号機ガレキ撤去作業

燃料プール養生(10/14)



建屋上部瓦礫撤去(9/21～)



9/22 時点



1/5 時点



4号機ガレキ撤去作業

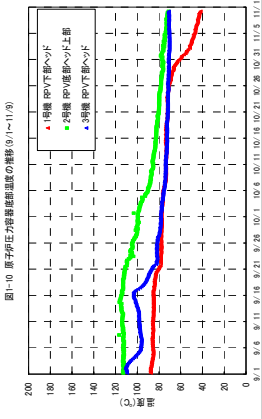
福島第一原子力発電所第1～4号機に対する
「中期的安全確保の考え方」に基づく施設運営計画に
係わる報告書(その1)
概要(抜粋)

1. 原子炉压力容器・格納容器注水設備

- 基本目標**
- ① 原子炉压力容器・格納容器内の温度を適切に除去できること。
 - ② 原子炉压力容器・格納容器内の冷却状態を適切に監視できる機能を有すること。
 - ③ 原子炉压力容器底部温度を概ね100℃以下に維持できる機能を有すること。
 - ④ 注水設備は多重性及び独立性を有すること。
 - ⑤ 異常時に適切に対応できる機能を有すること。
 - ⑥ 常設の注水設備が冷却機能を喪失した際の代替冷却機能を有すること。

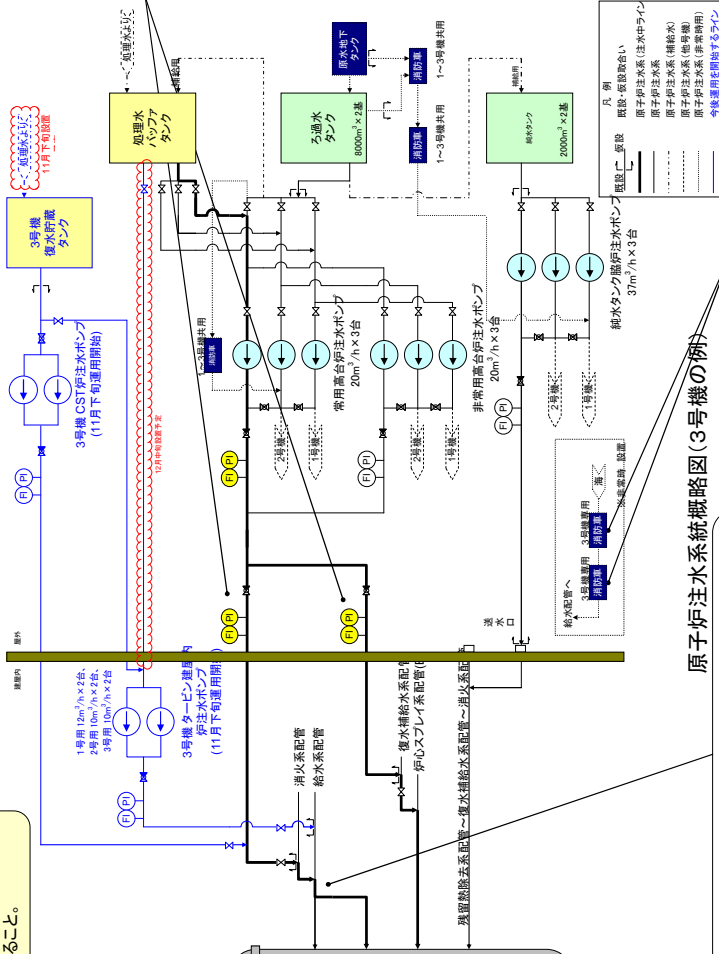
● **安全確保の要件 1.1a(冷温停止状態の維持)**
 ・ 崩壊熱を除去し冷温停止状態に必要な冷却水を注入できている機能を有し、原子炉压力容器底部温度を概ね100℃以下に維持できるものであること。

● **当社の設計方針 1.1a**
 ・ 原子炉冷却に必要な注水量を供給可能な能力を備えた原子炉注水ポンプを設置している。
 ・ なお、1～3号機のいずれも、原子炉压力容器底部温度は概ね100℃以下に維持されており、十分冷却されている。



● **安全確保の要件 1.1b, c(系統および電源の多重性・多様性)**
 ・ 系統の多重性または多様性および独立性を備えた設計であること。また、定期的に機能確認が行えること。
 ・ 異なる送電系統で回線以上の外部電源から受電するとともに、外部電源喪失の場合でも非常用所内電源から受電できる設計であること。

● **当社の設計方針 1.1b, c**
 ・ 常用高台炉注水ポンプ3台を常用系とし、非常用高台炉注水ポンプ3台および純水タンク脱脂注水ポンプ3台を予備としている。今後、タービン建屋内炉注水ポンプ6台およびCST炉注水ポンプ4台の運用も開始予定。
 ・ 独立した2種類の水源(処理水、ろ過水)に対して、それぞれ複数のタンク(処理水タンク、ろ過水タンク)を構成している。また、タービン建屋内、CST炉注水ポンプも独立ラインで構成する計画。
 【原子炉注水ライン】
 ・ 電源は、複数母線から受電できるようにするとともに、電源車、非常用所内DG/Gから受電可能。また、非常用高台炉注水ポンプ、純水タンク脱脂注水ポンプは専用DG/Gを有し、外部電源の供給に問わず受電可能。



原子炉注水系統概略図(3号機の例)

● **安全確保の要件 1.4c(異常時への対応), 2.1a(耐震性)**
 ・ 既設設備について、基準地震動Ss1による地震力に対してその安全機能が確保できること。確保できない場合は、多様性を考慮した設計とすること。
 ● **当社の設計方針 1.4c, 2.1a**
 ・ 既設設備は、耐震Bクラス設備に適用される静的地震力に対し耐震性が確保されることを確認。
 ・ 既設設備のうち、給水系の配管本体は、基準地震動Ss1による算出応力が許容値を満足することを解析により確認。給水系の配管支持構造物は、東北地方太平洋沖地震により基準地震動Ss0相当の地震力が加わったが、点検の結果、機能に阻害するような損傷は確認されなかったことから、基準地震動Ss1に対しても耐震性が確保されることを確認。
 ・ 基準地震動Ss0相当の地震で、複数の仮設設備、タンク等の同時機能喪失時でも、海水を水源とした消防車による注水が可能。

● **安全確保の要件 1.4a,b(異常時への対応)**
 ・ 外部電源が利用できない場合にも冷却機能を継続できること。
 ・ 母線によって供給される全ての電源が喪失した場合においても注水冷却をすみやかに再開可能とする電源を備えていること。
 ・ 地震、津波等の発生を考慮しても注水冷却を確保できること。
 ● **当社の設計方針 1.4a,b**
 ・ 非常用高台炉注水ポンプと純水タンク脱脂注水ポンプはそれぞれ非常用DG/Gを配備。
 ・ 地震、津波等により複数の設備が損壊した場合でも、消防車により、海からの注水が可能。

● **安全確保の要件 1.1f(異常時の検出)**
 ・ 異常が生じた場合の検出方法(手段、手順等)が確立されていること。
 ● **当社の設計方針 1.1f**
 ・ 監視室に設置したモニタでポンプの運転パラメータ、原子炉の冷却状態を監視(当社の設計方針1.2a)。
 ・ 定期的に巡視点検を行い、設備の異常の有無を確認。

● **安全確保の要件 1.1e(漏えい防止), 1.3a,b(漏えい監視)**
 ・ 漏えいを防止できること。
 ・ 漏えいがあった場合の確実な検出方法(手段、手順等)が確立されていること。
 ・ 漏えい箇所を隔離できるとともに、注水を継続できること。
 ● **当社の設計方針 1.1e, 1.3a,b**
 ・ 冷却状態および注水状態の変動の監視により、冷却に影響する微小漏えいの検出が可能。
 ・ 微小漏えいについては、蒸分子吸収入りりの袋養生(1.1e)にて対策を行うとともに巡視点検を実施。
 ・ 漏えい時には隔離可能な設備構成としている。

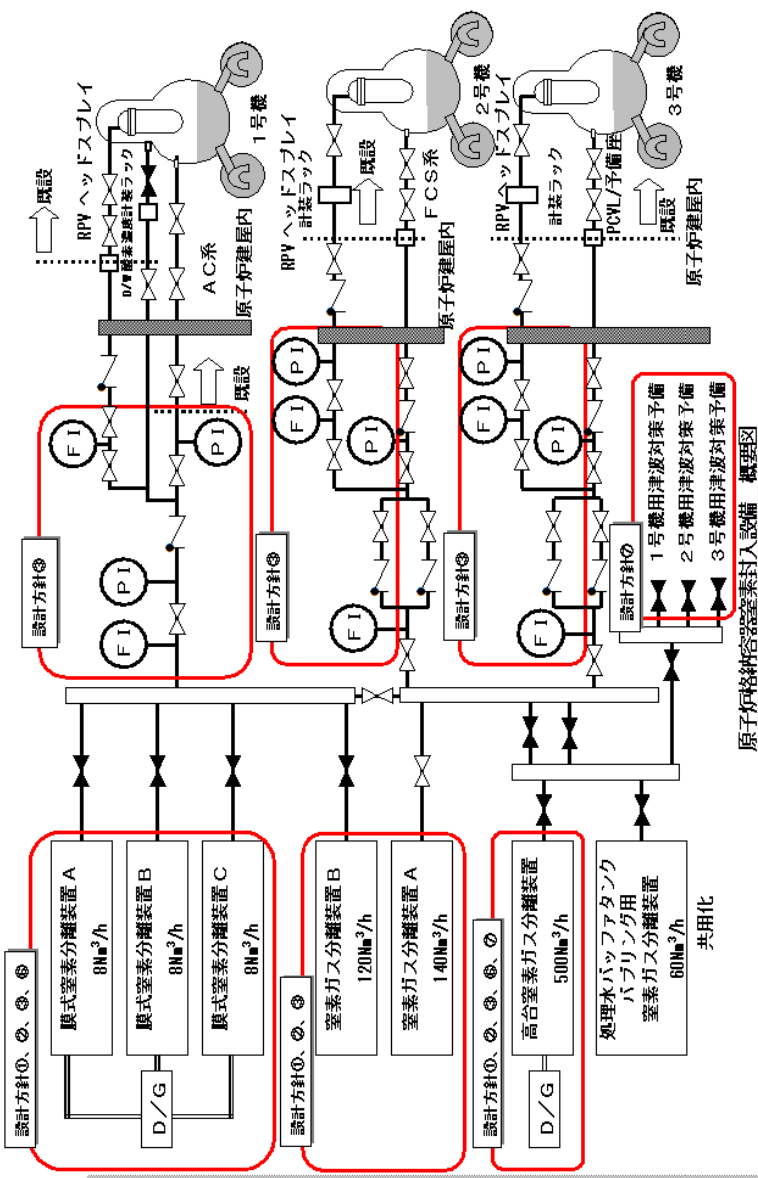
● **安全確保の要件 1.2a,b(冷却状態の監視)**
 ・ 冷却状態並びに注入水の流量、圧力及び温度は、適切な方法で常時監視されていること。なお、冷却状態を直接監視できない場合は、適切な監視方法が確立されていること。
 ・ 冷却状態に異常が生じた場合の検出方法が確立されていること。
 ● **当社の設計方針 1.2a,b**
 ・ 注入水の流量、圧力は、免震重要構内にある監視室のモニタで監視可能。異常が生じた場合には監視室内で警報が発報。
 ・ 原子炉压力容器周囲の温度は、監視室内で常時監視可能。

● **安全確保の要件 1.1d(構造強度)**
 ・ 材料の選定、製作および検査について、適切に認められる規格および基準によるものであること。
 ● **当社の設計方針 1.1d**
 ・ 冷却材を使用しているが、JISや独自の規格等の確認、耐圧もしくは漏えい試験によって必要な構造強度を有していることを確認。



図1-19 原子炉注水系統の温度変化(1号機の例)

2. 原子炉格納容器内窒素封入設備



原子炉格納容器内窒素封入設備 概要図

- 基本目標
- 水素又は酸素の濃度を監視・抑制し、水素爆発を防止することができる機能を有すること
- 安全確保の要件
 - 1-a. 動的機器及び電源は、多量性及び独立性を備えた設計であり、定期的に機能確認が行えること。
 - 1-設計方針④ (多量性・多様性) 窒素ガス分離装置 (A)、(B)、高台窒素ガス分離装置、膜式窒素分離装置を設置し多量化を図っている。
 - 電源は系統電源やディーゼル発電機から受電可能な設備を設置し、多量化を図っている。これらの機器については定期的に機能確認を行うことが可能な設計となっている。
 - 安全確保の要件 1-b. 異なる送電系統で2回線以上の外部電源から受電するとともに、外部電源喪失の場合においても、所内の独立した電源設備から受電できる設計であること。
 - 1-設計方針⑤ 窒素ガス分離装置 (A)、(B) は現在1回線から受電しており、当該回線は手動切替により、複数の外部電源から受電可能である。平成24年3月に2回線から受電する予定、外部電源喪失の場合に備えて、ディーゼル発電機を備えた窒素ガス分離装置を設置している。
 - 安全確保の要件 1-c. 設備の状態に異常が生じた場合の検出方法 (手続及び手順等) が確立されていること。
 - 1-設計方針⑥ (監視機能) 窒素封入圧力及び窒素封入流量についてウェブカメラを用いた監視が可能である。また、1日に1回巡視を行い機器の状態を確認している。
 - これらのパラメータや巡視により異常が確認された場合には手順書に沿った対応を行う。
 - 安全確保の要件 1-d. 設計、材料の選定、制作及び検査について適切と認められる規格及び基準によるものであること。
 - 1-設計方針⑦ (構造強度) JSME等に従うことを基本方針とし、必要に応じて製品規格等に従っている。また、事前の耐圧・漏えい確認により、有意な変形や漏えい、運転状態に異常のないことを確認している。
 - 安全確保の要件 3-a. 原子炉格納容器内に窒素を注入する設備は、想定されるいかなる状態においても、原子炉格納容器内を不活性な雰囲気中に保つ機能を有すること。
 - 1-設計方針⑧ (窒素ガス供給機能) 窒素の供給が停止した場合、水素の可燃限界に至るまでには約30時間程度の時間的余裕があり、その期間内に窒素の再供給が可能となっている。
 - 安全確保の要件 6-a. 外部電源が利用できない場合においても原子炉格納容器内の不活性雰囲気の維持機能を継続できること。
 - 1-設計方針⑨ (異常時への対応機能) 外部電源が不要なディーゼル発電機付の窒素ガス分離装置を設置しており外部電源喪失時にも原子炉格納容器内雰囲気を不活性に維持することが可能である。
 - 安全確保の要件 6-b. 地震、津波等の外的事象に対して、格納容器内に窒素を注入する設備については、速やかに再開可能であること。
 - 1-設計方針⑩ (異常時への対応機能) 津波の到達しない高台 (OP: 35,000) に窒素ガス分離装置を設置し、予備のホースを津波発生後に速やかに敷設し、窒素の供給を再開する。

表 水素発生量と初期水素濃度と余裕時間について (平成23年12月16日時点)

	原子炉格納容器			原子炉压力容器		
	1号機	2号機	3号機	1号機	2号機	3号機
水素発生量 (Nm ³ /hr)	約0.2	約0.3	約0.3	約0.1	約0.3	約0.3
窒素封入量 (Nm ³ /hr)	28	16	28	15	15	15
初期水素濃度 (%)	約0.7	約1.7	約1.0	約0.7	約1.8	約1.8
余裕時間	約13日	約9日	約11日	約65時間	約33時間	約32時間

●窒素封入停止時の時間余裕について

福島第一原子力発電所1～3号機には平成23年12月15日現在、原子炉格納容器へは、1号機:28 m³/h、2号機:16m³/h、3号機:28m³/h、原子炉压力容器へは1号機:15 m³/h、2号機:15m³/h、3号機:15m³/hの窒素を封入している。

設備の故障等により窒素の供給が停止した場合、原子炉格納容器内の雰囲気は水素の可燃限界に至るまでには、左記の表に示すとおり平成23年12月16日時点で最短約32時間程度の余裕がある。

●異常時の措置

原子炉格納容器内窒素封入設備の主要な設備は多量化は多量化を行っており、機器の単一故障を想定した場合の復旧所要時間は以下の通り。

- 窒素ガス分離装置の故障: 所要時間 (目安) 2時間程度
- 外部電源喪失: 所要時間 (目安) 2～3時間程度
- 窒素供給ラインの損傷: 所要時間 (目安) 8時間程度

津波により複数の設備が同時に機能喪失した場合は高台窒素ガス分離装置、予備のホース及び取り付け用具を用いて速やかに窒素供給を再開する。

地震への対応として、窒素封入箇所が多量化または耐震性の高い配管に接続する。

3. 使用済燃料プール等

基本目標

- ① 崩壊を適切に除去し、最終的な燃の遠がし場へ輸送できる機能を有すること。
- ② 冷却水の劣化機能を有すること。
- ③ 万が一の冷却水の漏えいに対して、適切に対応できる機能を有すること。
- ④ 燃焼冷却設備が作動機能を喪失した際の代替冷却機能を有すること。
- ⑤ 燃焼が防止されていることを適切な手段により確認し、判定されるいかなる場合でも、燃焼を防止できる機能を有すること。

●安全確保の要件2.2(a)
使用済燃料プールにおける燃焼が防止されていることを適切に確認し、燃焼が防止されていることを確認すること。

●監視方針(燃料プール監視)
モニタリングポスト及び使用済燃料プールの水位や水温等のモニタリングを行い、異常が生じた場合は監視室内で警報が発表される設計とする。また、監視室内の緊急停止ボタンにより自動停止が可能となる設計とする。

●安全確保の要件1.4(a)(b)
漏えいがあった場合の確実な検出方法が確立されていること。

●監視方針(漏えい監視)
監視設備(安全確保の要件1.2(a)(b)のうち、スキマセンサー)が作動し、一次系流量(2~4号機)や床漏えい検知器(4号機)でも漏えい監視が可能となる設計とする。

●安全確保の要件1.3(a)(b)(c)
腐食等による放射性物質の漏えい、使用済燃料プールの水の漏えいを防止する観点から、浄化機能を備えていること。

●設計方針(浄化機能)
使用済燃料プールの水の分析が行えること。

●安全確保の要件1.1(d)
漏えいを防止すること、万一冷却水が漏えいしても建屋外に漏えいしない機能を有すること。

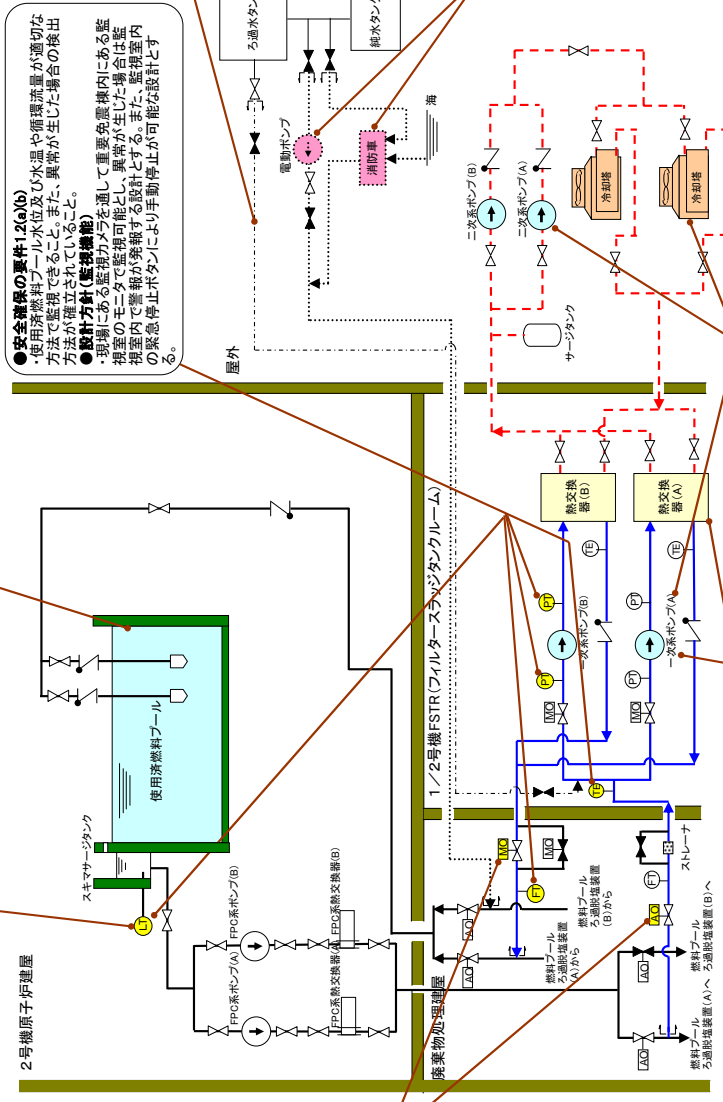
●設計方針(漏えい防止機能)
自動停止のインテグレーションを設け、建屋内外に設置し、建屋内外の漏水を検知し、建屋内外の漏水を検知する設計とする。

●安全確保の要件2.3(c)
漏えいがあった場合の確実な検出方法が確立されていること。

●監視方針(燃料プール監視)
スキマセンサーの水位を監視することで、漏えいの有無を検出することとする。

●安全確保の要件2.1(a)
使用済燃料プールについて、基準地震動Ss1による地震に対してその安全機能が確保できること。

●監視方針(燃料プール監視)
現在の建屋状況や温度高重を考慮することで、使用済燃料プールの耐震安全性が確保されることとする。



●安全確保の要件1.1(e)
必要に応じて使用済燃料プールへ冷却水の補給ができる機能を有すること。

●設計方針(補給機能)
必要に応じて冷却水を取水し、冷却水の補給が可能な設備構成とする。

●安全確保の要件1.1(f)
異常が生じた場合の検出方法が確立されていること、機能喪失時の対策が確立されていること。

●設計方針(監視機能及び非常用注水機能)
監視設備(安全確保の要件1.2(a)(b))にて検出方法が確立された設計とする。また、消防車や電動ポンプといった非常用注水設備を設け、機能喪失時の対策の準備を行うこととする。

●安全確保の要件1.5(a)(b)(c)
外部電源が利用できない場合にも冷却を確保できること。

●設計方針(非常用注水機能)
非常用注水設備(安全確保の要件1.1(f))を用いて使用済燃料プールの冷却が可能となる設計とする。

●安全確保の要件1.1(b)
動的機器、駆動電源は、多重性を備えた設計であること。

●設計方針(多重性・多様性)
一次系、二次系ポンプ等は1系列100%容量、1系列予備とすることで多重性を有する設計とする。また、複数の外部電源による駆動電源を多重化する設計とする。

●安全確保の要件1.1(a)
使用済燃料プール内燃料の崩壊熱を除去し、安定冷卻に必要な冷却水を循環冷却できる機能を有すること。

●設計方針(冷却機能)
一次系ポンプ、熱交換器等により崩壊熱を連続的に除去し、使用済燃料プールの冷却を安定して継続できる設計とする。

●安全確保の要件1.1(c)
設計、材料の選定、制作及び検査について適切と認められる規格、基準によるものであること。

●設計方針(構造強度)
JIS規格や製品規格に従って設計とし、必要に応じてJIS規格や製品規格により、有意な変形や漏えい、運状態に異常のないことを確認する。

シナリオ

一次系/二次系ポンプの故障や地震・津波等の原因により使用済燃料プールの冷却機能が機能喪失し、使用済燃料プールの水位が上昇し、使用済燃料プールの水位が低下する。

対策及び保護機能

- ① 一次系/二次系ポンプが停止した場合は、待機号機の起動(対応目安時間:約1時間程度)
- ② 電源喪失時には、外部電源の切替を行い、切替に長時間かかる場合は、非常用注水設備による冷却(約3時間程度)による冷却(対応目安時間:約3時間程度)
- ③ 地震・津波により非常用注水設備による冷却が困難な場合は、コンクリートポンプ車等を用いた冷却(対応目安時間:約6時間程度)

評価条件

崩壊熱(平成23年10月17日時点)

- 1号機:0.14MW
- 2号機:0.43MW
- 3号機:0.39MW
- 4号機:1.15MW

保守の観点から、外部への放熱は考慮せず。崩壊熱は全てプールの温度状況に蓄積するものとする。

●初期温度:保守的約65℃とする。

評価結果

使用済燃料プール冷却系が機能喪失してから、使用済燃料プール水位が有効燃料頂部+2m(水連へい)が有効とされる(水位)に至るまでの期間

- 1号機:約93日
- 2号機:約42日
- 3号機:約47日
- 4号機:約16日

結論

評価結果より、使用済燃料プール水位が有効燃料頂部+2mに至るまでの期間に有効な対策がある。その他に緊急度の高い復旧作業がある場合は、それら優先して実施することになるが、使用済燃料プールの冷却を再開するに際しては、事前の準備が適切である。また、有効燃料頂部+2m付近のオアベロや原子炉建屋周辺における燃焼は十分低いと評価している。使用済燃料プール冷却系の機能が喪失した場合においても、使用済燃料プールの冷却は維持される。

4. 原子炉圧力容器・格納容器ホウ酸水注入設備

基本目標

- ①原子炉圧力容器・格納容器内での臨界を防止できること。
- ②原子炉圧力容器・格納容器内での臨界を検知できる機能を有すること。

概要

現在の1~3号機の燃料は、モニタリングポスト指示値やプロセス主建屋内に貯蔵されている滞留水(1~3号機の滞留水が移送されたもの)のよう素濃度が連続的に減少してきており、現時点では検出限界以下になっていることから未臨界状態であると判断している。また、再臨界評価から、**今後工学的には再臨界の可能性は極めて低いと考えられる。**

しかしながら、燃料は損傷しておりかつその状況を現状では正確に把握できていないことから、再臨界の可能性を完全には払拭できない。そこで、**念のための設備として、原子炉圧力容器・格納容器ホウ酸水注入設備(以下、ホウ酸水注入系という)を用意する(ホウ酸水五ホウ酸ナトリウム)。**ホウ酸水注入系は原子炉注水系の水源をホウ酸水タンクに切り替えることにより原子炉注水系を介してホウ酸を注入する仕組みとなっており、原子炉注水系上流の**ホウ酸水タンクとその接続ラインが主要設備**である。

●安全確保の要件(1a 再臨界防止)

・再臨界に至った場合、又は再臨界の可能性が認められた場合に、未臨界にできること、又は再臨界を防止する機能を有する設計であること。

●設計方針

ホウ酸水注入設備にて、ホウ酸を注入し、再臨界状態が継続した場合、ホウ酸を連続注入する。再臨界と判断され、注入するホウ酸が枯渇した場合は、海水を注入する。

●安全確保の要件(1b 多重性、多様性、独立性)

・動的機器及び駆動電源は、多重性又は多様性及び独立性を備えた設計であること。

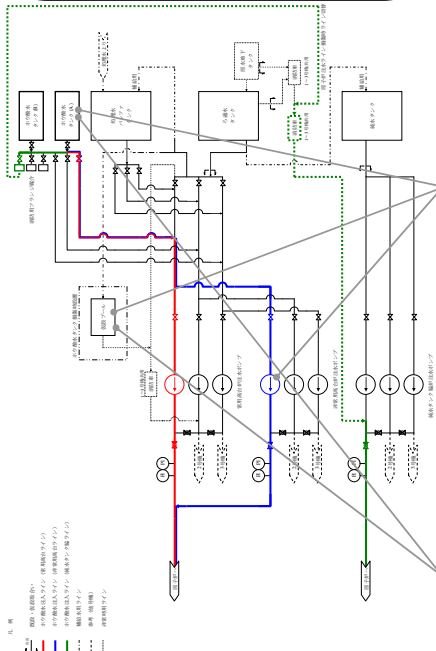
●設計方針

・ホウ酸水タンクは静的機器であり多重性等の要求はないが、仮設備であり耐震Sクラスの要求事項を完全に満足するものとはならないことから、タンクを2基設置している。なお、万が一タンクが2基同時に損傷してしまう場合に備え、仮設備を計画している。なお、原子炉注水系以降については、多重性、多様性、独立性に関する考え方は、原子炉注水系と同様。

●安全確保の要件(1c,d 構造強度等)

・設計、材料の選定、製作及び検査について、適切と認められる規格及び基準によるものであること。
 ●設計方針
 ・ホウ酸水タンクは満水時の水頭圧に対し十分な強度を有するものを採用し、漏えい試験で問題ないことを確認している。
 ・耐震性については、ホウ酸水タンクは耐震Bクラスに適用される静的地震力に対しても転倒しないことを確認している。
 ・配管類はフレキシビリティを有したものを採用しており、有意な応力は発生しない。

- 安全確保の要件(2a 臨界検知機能)
 ・再臨界、又はその可能性を検知できること。直接検知できない場合は、把握できるパラメータによって適切な評価ができる方法(手戻、手順等)が確立されていること。
- 設計方針
 再臨界時はデブリから希ガス、よう素が放出されることから、モニタリングポスト、可搬型モニタリングポストで監視を行う。また、デブリの発熱による温度上昇があることから、RPV温度の監視も行う。原子炉格納容器ガス管理設備の設置後は、一週間に一回のガスサンプリングによる短半減期核種Xe135が判定基準未達を確認する。また、原子炉格納容器ガス管理設備に放射線検出器設置後はXe135の連続監視を行う。



再臨界判断基準

(1) 号機共通

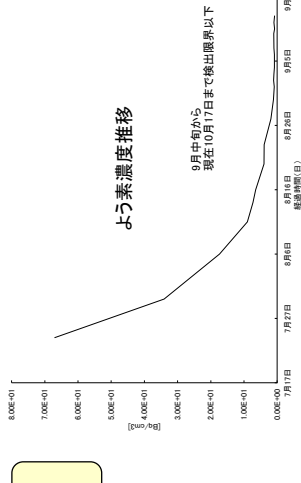
- ・モニタリングポスト (バックグラウンド+変動幅2 μ Sv/h)
- ・可搬型モニタリング (バックグラウンド+変動幅5 μ Sv/h)
- ・以下の温度上昇率を超える温度上昇
 1時間あたりの温度上昇及び一日あたりの温度上昇
 1号機 1.2°C/h 7.7°C/d
 2号機 3.6°C/h 14.0°C/d
 3号機 3.6°C/h 15.2°C/d

(2) 2号機

原子炉格納容器ガス管理設備における一週間に一回、ガスサンプリングでの放射線検出器による短半減期核種Xe135 1Bq/ccを超える放射能

(3) 1~3号機

原子炉格納容器ガス管理設備に連続監視可能な放射線検出器を設置予定である。判定基準は今後設定予定



- 安全確保の要件(3abc 異常時の対応)
 ・外部電源が利用できない場合にも、必要なホウ酸水を注入できること。
 ・全母線電源の喪失に対しても、必要なホウ酸水を注入できること。
 ・地震、津波等の発生を考慮しても、必要なホウ酸水を注入できること。
- 設計方針
 ・外部電源や母線電源の喪失時は、専用発電機を電源とする非常用高台炉注水ポンプによりホウ酸水を注入。
 ・ホウ酸水タンクを2基設置するとともに、地震の影響で同時に損傷しないよう1基はホウ酸水を入れず、耐震性を確保する。なお、万が一2基同時に損傷した場合に備え、仮設備の配備を計画している。
 ※ホウ酸水タンクは津波の影響を受けにくい高台に設置。

●安全確保の要件(1e 設備異常の検出)

- ・異常が発生した場合の検出方法(手戻、手順等)が確立されていること。
- 設計方針
 ・定期的な巡視点検により設備の異常の有無を確認する。
 ・ホウ酸水量についても、ホウ酸水タンクの水位、温度、濃度を定期的に確認する。

異常時の評価

原因

再臨界検知後、何らかの原因により、ホウ酸水注入時に2基とも仮設備が損傷する。

拡大防止対策

仮設ホウ酸水タンクが2基同時に損傷した場合、仮設備の設置を行いホウ酸水注入が可能状態にする。(注水準の所要時間:16時間程度)

評価条件

再臨界発生からホウ酸水注入までの時間として、再臨界検知2時間(検知1時間+判断1時間)、仮設備16時間(組立構造を考慮)、ホウ酸水注入するまで4時間、合計22時間を要するとした。

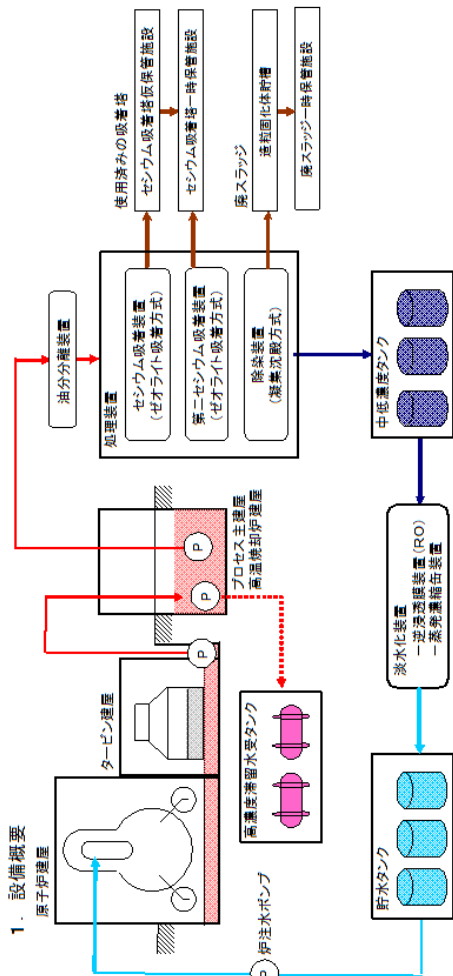
評価結果

被ばく量は敷地境界で約0.54mSvとなる。

結論

被ばく量は約0.54mSvであり、十分に低い。

5. 高レベル放射性汚染水処理設備、貯留設備（タンク等）、廃スラッジ貯蔵施設、使用済セシウム吸着塔保管施設及び関連設備（移送配管、移送ポンプ等）



- (4) 気体状の放射性物質及び可燃性ガスの管理
- セシウム吸着塔は、水の放射線分解により発生する可燃性ガスを適切に排出できるようにベントを設けて換気。なお、保管時には、内部の水抜きを行い、可燃性ガスの発生を抑制。
 - 廃スラッジを貯蔵する造粒固化体貯槽は、除染装置に設置している排風機によりフィルタを介して排気。また、排風機の停止を考慮して、ベントを設置。
 - 廃スラッジ一時保管施設は、排気設備にフィルタを設けて気体状の放射性物質を捕獲する設計とし、放射性物質濃度を測定する装置を設置。

3. 異常時の措置

表1 汚染水処理設備、貯留設備（タンク等）及び関連設備（移送配管、移送ポンプ等）

事象	設備対策	措置
機器の単一故障	・ 動的機器や外部電源を多重化	・ 機器等の切替作業により、速やかに滞留水の処理を回復
処理装置の除染能力が目標性能以下	・ 処理装置全体で多重化を確立	・ 各装置の組み合わせもしくは単独による運転
降水量が多い場合	・ 過去の月最大降水量データ等を用いて滞留水移送量・処理量を評価した結果、各建屋の水位を維持させることが可能	・ 降水量が多い場合には、滞留水の移送量、処理量を定格より増加させる等の措置を実施
津波時	・ 仮設防潮堤により、余震津波を防止	・ 大津波警報が出された場合は、装置を停止し、隔離弁を閉めて、滞留水の流出を防止
処理機能喪失時	・ 処理装置は、各々単独運転が可能 ・ 所内電源系統の分離、設置場所の分離	・ タービン建屋等の水位を OP. 3,000mm 前後で管理し、余裕を確保 ・ 復旧までの間、追加発生量を高濃度滞留水受タンク等に貯留 ・ 短期間で新たな処理が可能なよう、予備品を準備 ・ 水位が一定値以上になった場合、炉注水量を調整し滞留水発生量を抑制

表2 廃スラッジ貯蔵施設

事象	設備対策	措置
機器の単一故障 (廃スラッジ一時保管施設)	・ 動的機器や外部電源を多重化	・ 機器等の切替作業により、速やかに安全機能を回復
外部電源喪失 (造粒固化体貯槽、廃スラッジ一時保管施設)	・ ベントラインの設置、窒素ポンプ・仮設排風機・電源車等が接続可能なように取出口又は接続口を設置	・ ベントラインの手動弁の開閉作、窒素ポンプ等の接続を行い、排気

2. 中期的安全確保の基本目標に対する設計方針

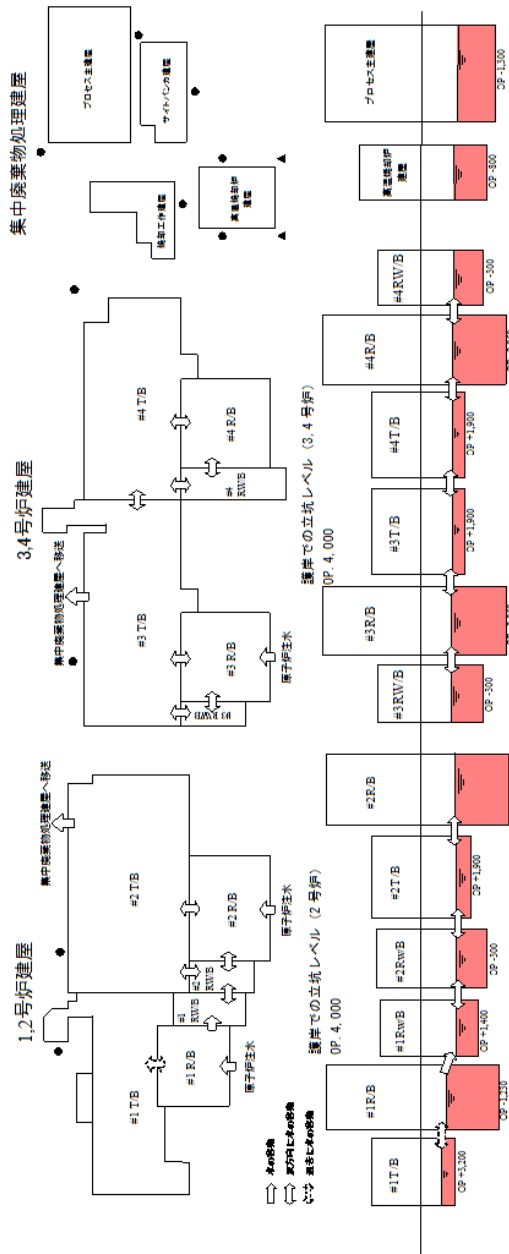
(1) 処理能力（発生量を上回る処理能力、放射性物質の濃度及び量の低減）

- 汚染水処理設備等は、原子炉への注水や雨水、地下水の浸透により追加発生する滞留水量及び汚染水処理設備の稼働を考慮して処理容量 1,200m³/日 (50m³/h) を 100%とし、移送装置、処理設備、淡水化設備等を設置。
- 滞留水の発生量は、これまでの実績で、原子炉への注水量 (600m³/日) 及び雨水・地下水により発生する滞留水量 (通常時 200~500m³/日) であり、滞留水発生量を上回る処理能力を有する。なお、降雨の影響により、今後滞留水の発生量が増加することも考えられるが、長期的には処理容量の方が滞留水の発生量より大きく、タービン建屋等の水位を低下させることが可能。
- 処理装置の Cs-134、137 の除染係数 (DF) は、概ね目標値 (1.0E+06) を満足。
- 淡水化装置の塩除去能力は、44ppm (9/27サンプリング) であり、目標値 (250ppm) を満足。
- 使用済セシウム吸着塔一時保管施設及び廃スラッジ一時保管施設は、汚染水処理設備で発生する廃棄物を貯蔵できる容量を設置。

(2) 長期停止に対する考慮（複数系統及び十分な貯留設備）

- 処理装置は、単独若しくは組み合わせでの運転が可能な設計
 - 汚染水処理設備等の動的機器は、その故障により滞留水の移送・処理が長期停止することがないよう原則として多重化。
 - 汚染水処理設備の長期停止時にも一定期間は建屋等から所外へ漏れ出ないように、タービン建屋等の水位を管理するとともに、貯留用のタンクを設置。
 - 汚染水処理設備等は、異なる送電系統で2回線以上の外部電源からの受電や外部電源喪失時ににおいて非常用所内電源から必要に応じて受電できる設計。
 - 廃スラッジ一時保管施設の動的機器及び駆動電源は、多重性又は多様性を備えた設計。
- ##### (3) 漏えい防止及び漏えい時の散逸抑制
- 設置環境や内部流体の性状等に応じた適切な材料を使用するとともに、タンク水位の検出器等を設置。
 - 滞留水の処理状況の確認、貯留状況及び漏えい検知に必要な主要パラメータを監視できる設計。
 - タンク水位、漏えい検知等の警報については、異常を確実に運転員に伝え適切な措置をとれるように制御室に表示。

6. 高レベル放射性汚染水を貯留している（滞留している場合も含む）建屋等



集中廃棄物処理建屋

3,4号炉建屋

1,2号炉建屋

● 水位、放射能測定箇所
▲ 水位測定箇所
■ 放射能測定箇所

施設	貯留量*1	タービン建屋水位*2	原子炉建屋水位*2	廃棄物処理建屋水位*2
1号炉	約16,250m ³	OP4,932	OP4,562	OP2,981
2号炉	約21,400m ³	OP2,915	OP2,980	OP2,935
3号炉	約22,600m ³	OP3,137	OP3,275	OP3,182
4号炉	約18,300m ³	OP3,123	OP3,144	OP3,029
会社	約78,550m ³			

*1.貯留量は平成23年10月18日時点
*2.水位は平成23年10月7日時点

施設	貯留量*3	建屋水位*4
プロセス主建屋	約10,310m ³	OP2,982
高温焼却炉建屋	約9,420m ³	OP2,841
合計	約14,430m ³	

*3.貯留量は平成23年10月18日時点
*4.水位は平成23年10月18日時点

設計方針

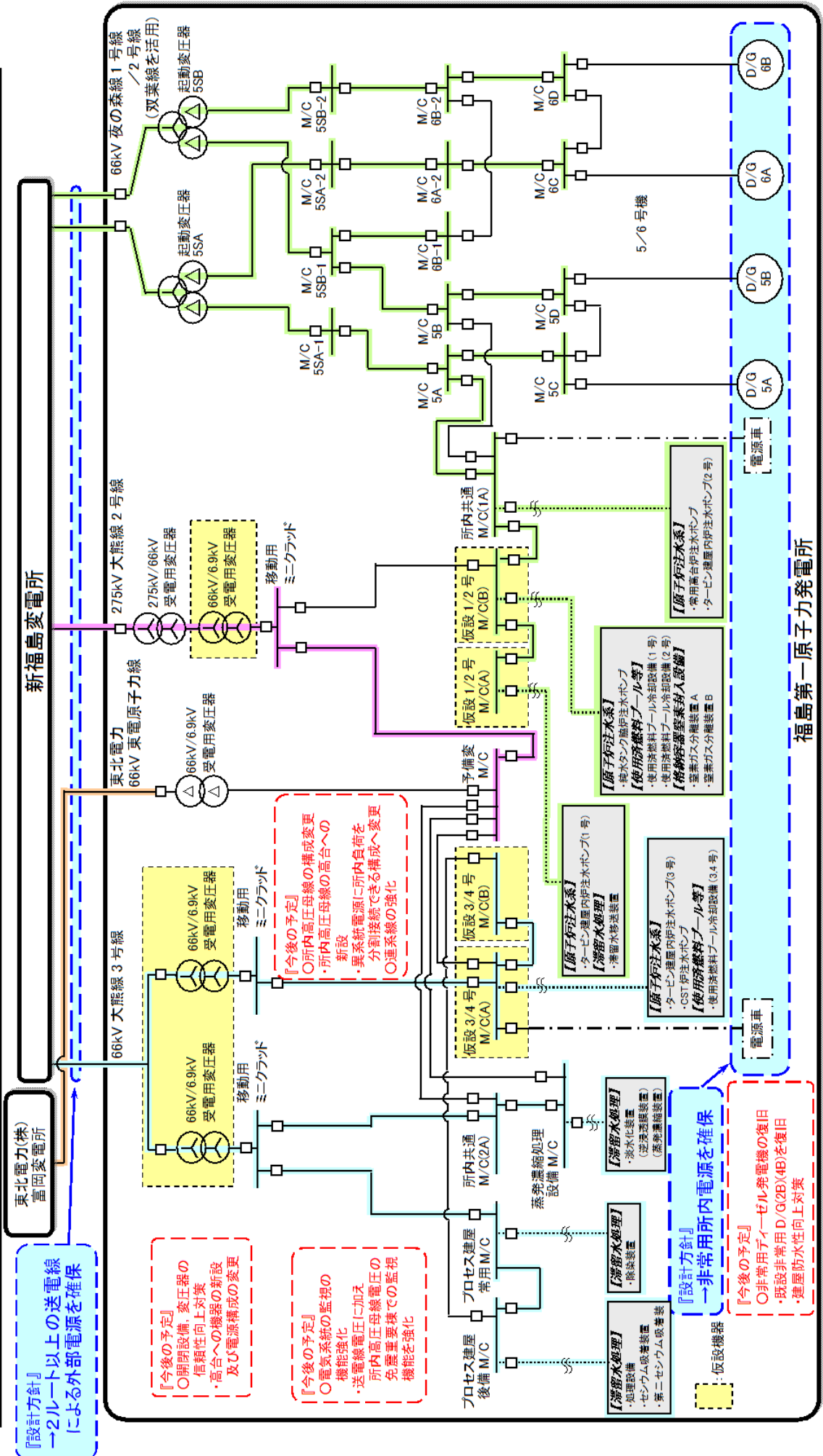
中期的安全確保の基本目標	1～4号炉（原子炉建屋、タービン建屋（トレンチ、立坑、コントロール建屋含む）、廃棄物処理建屋）	プロセス主建屋、高温焼却炉建屋
<p>① 高レベル汚染水の状況監視および外漏れ防止</p> <p>安全確保の要件 2.a</p> <p>② 高レベル汚染水処理設備の長期停止及び豪雨等があった場合の外漏れ防止</p> <p>安全確保の要件 2.b</p> <p>③ 気体状の放射性物質の放出抑制・管理</p> <p>安全確保の要件 2.c,e</p> <p>④ 建屋周辺の地下水のモニタリング</p> <p>安全確保の要件 2.d</p> <p>⑤ 可燃性ガスの検出、管理及び処理</p> <p>安全確保の要件 2.e</p>	<p>-監視</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋、タービン建屋、廃棄物処理建屋内の滞留水の水位を監視 漏えい防止 建屋内滞留水の水位がサブドレンの水位よりも低くなるよう管理 <p>なお、1号炉については、建屋内滞留水の水位をサブドレンの水位以下に管理できていないが、建屋内滞留水の水位やサブドレン水の放射能濃度の測定結果より、建屋外への漏えいはないと考える。しかし、建屋外への漏えい防止機能を高めるため、現在2号炉タービン建屋への移送ラインを敷設中</p> <ul style="list-style-type: none"> 2～4号炉のOP 4,000にある立坑は開口部閉塞を実施（1号炉の立坑は地上で接緑され、立坑から外部への漏えいはない） コンクリート壁における放射性物質の拡散は、建屋壁厚により20～200年と評価し、当面漏えいしないと評価 万一、滞留水が地下水に混入した場合を考慮し、1～4号炉の既設遊岸の前面に遮水壁を設置して、海洋汚染を防止する予定 <p>海洋への放出リスクの高まるOP 4,000mmまでの余裕を確保及び、地下水からの流入量を抑制する観点から、以下の水位で管理</p> <ul style="list-style-type: none"> 1号炉 <ul style="list-style-type: none"> 滞留水が流入する2号炉タービン建屋等の水位で管理 2号炉～4号炉 <ul style="list-style-type: none"> タービン建屋等の水位をOP 3,000mm前後で管理 	<p>-監視</p> <ul style="list-style-type: none"> 建屋内滞留水の水位を監視 漏えい防止 当該建屋の系外への貫通部の止水工事を実施 外壁、床面等の亀裂などの補修を実施 建屋内滞留水の水位がサブドレンの水位よりも低くなるよう管理 コンクリート壁中における放射性物質の拡散評価を実施し、漏えいしないと評価 <ul style="list-style-type: none"> 受け入れ元のタービン建屋等の水位をOP 3,000mm前後で維持し、余裕を確保 滞留水が急増した場合の貯留先として、高濃度滞留水受タンク等を設置 <ul style="list-style-type: none"> 大きな地下閉口部について可能な限り閉塞を実施 必要に応じてダストサンプリングを実施して監視 建屋上部の吸気口に局所排風機を設置し、フィルターを通して排気（水素対策） <ul style="list-style-type: none"> サブドレン水の放射能濃度を定期的に測定し監視

7. 電気系統

基本目標

- ① 中期的安全確保で求められる負荷が、外部電源及び非常用所内電源のいずれからも電力の供給を受けられること
- ② 外部電源は、異なる送電系統で2回線以上であること
- ③ 非常用所内電源が使用できない場合は、電源車などの代替機能を有すること

『設計方針』
→2ルート以上の送電線
による外部電源を確保



『今後の予定』
○開閉設備、変圧器の信頼性向上対策
・高台への機器の新設及び電源構成の変更

『今後の予定』
○電気系統の監視の機能強化
・送電線電圧に加え、所内高圧母線電圧の先震重要機での監視機能強化

『今後の予定』
○所内高圧母線の構成変更
・新設
・異系統電源に所内負荷を分割接続できる構成へ変更
○連系線の強化

『設計方針』
→非常用所内電源を確保

『今後の予定』
○非常用ディーゼル発電機の復旧
・既設非常用D/G(2B)(4B)を復旧
・建屋防水性向上対策

新福島変電所

福島第一原子力発電所

8. 原子炉注水系に関する確率論的安全評価

- 安全確保の要件
 - 原子炉圧力容器・格納容器内での異常事象に関する確率論的安全評価
- 方針
 - 原子炉格納容器内及び原子炉圧力容器内に残存しているFPの相当量が環境へ放出(大規模放出)される異常事象の前兆事象として、炉心再露出及び炉心再損傷に至る頻度を評価
 - 原子炉注水系が停止すると、炉心再露出、燃料温度が上昇し、一定時間経過後、炉心再損傷へ
 - 原子炉注水系は、多様性、多重性を強化しているが、注水機能が喪失した際の相対的な脆弱性を把握することは、安全性をより一層向上させる上で有用な役割を果たす。
 - そこで、原子炉注水系に対して影響が大きい事象を選定し、その後の事象進展の確率を、設備構成や故障率を基に推定し、炉心が再損傷に至る相対的な頻度を事象毎に評価
- 条件
 - 評価使用の原子炉注水システム構成を図1に電源構成を図2に示す。
 - 起回事象の発生頻度を表1に示す。
 - 炉心再損傷の判定条件:
 - 「炉心の少なくとも一部の(健全な)燃料の被覆管表面温度が1,200°Cを上回る」と
 - 原子炉注水システム機能喪失から、18時間後までに原子炉への注水に成功すれば、炉心再損傷を防止
 - ・ 主要な機器故障として待機中の機器の起動失敗(実績と故障数0.5件(仮定)から算出)、起動後の運転継続(実績と故障数0.5件(仮定)から算出)を考慮
 - ・ 十分な実績データがなかった仮設設備(タンク 外部電源喪失(地震以外)については、国内21ヶ年故障率の10倍等を使用
 - ・ 津波関連のデータは無いことから、津波時の注水ラインの損傷確率0.5等の工学的判断値を使用。
 - ・ ヒュエマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法に基づき、作業環境を考慮に入れた工学的判断値を含めて失敗確率を算定
 - ・ 時間余裕は18時間としたが、注水ライン機能喪失時の異常の検知では人的過誤確率 1×10^{-3} 等の工学的判断値を使用。
- 結果
 - 評価結果を図3に示す。炉心再損傷頻度(点推定)は 2.2×10^{-4} (/年)と評価
 - 寄与割合は、大津波事象が約6割、注水ライン機能喪失が約4割
 - 大津波事象では、漂流物等による注水ライン損傷とその後の注水ライン復旧作業の難航により、新しい注水ラインによる注水の再開に失敗し、炉心再損傷に至るシナリオ。
 - 注水ライン機能喪失では配管(注水ライン)が破損した場合、FIやPIの故障等による検知失敗・復旧チームへの連絡失敗により、復旧作業着手・炉注水再開に失敗し、炉心再損傷に至るシナリオ。

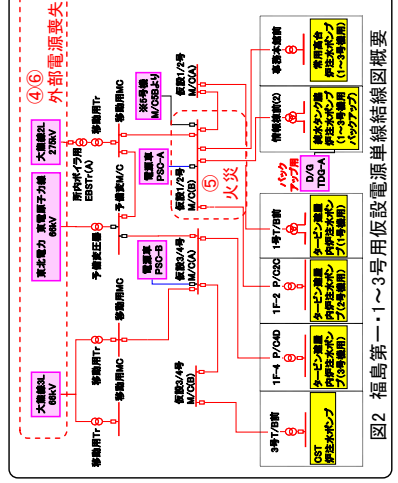
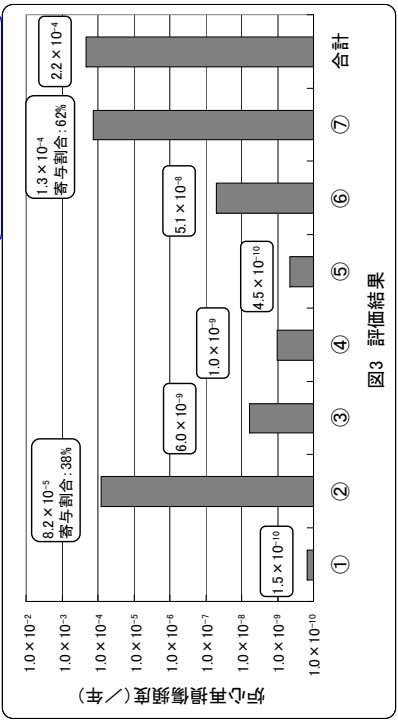
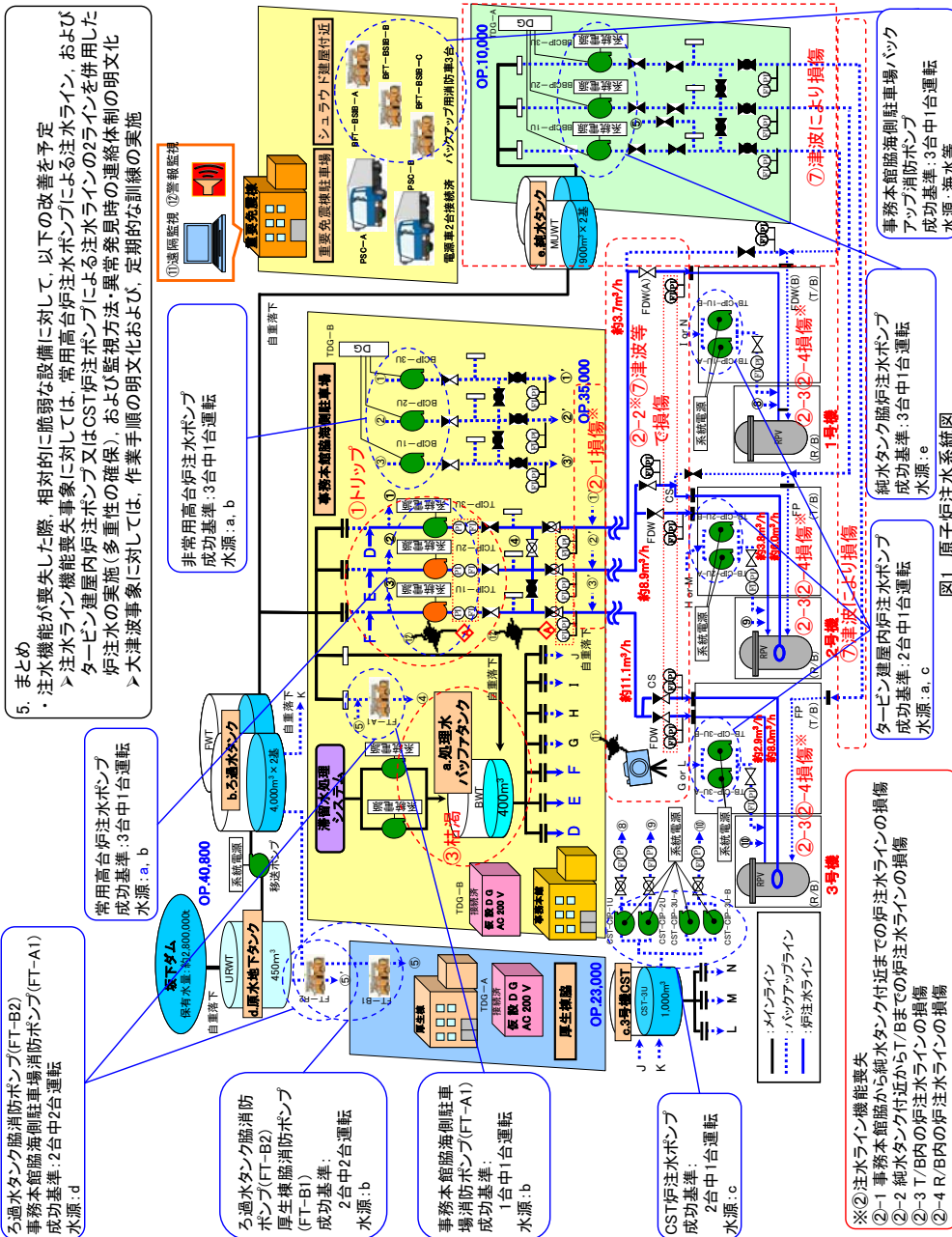


表1 起回事象発生頻度について

起回事象	頻度(/年)	算出方法
① 常用高台炉注水ポンプ	1.5×10^{-2}	仮設ポンプの時間故障率と共通要因故障率から算出
② 注水ライン	6.0×10^{-2}	EPRのTechnical Report 1013141を参考に算出。退役部は、10倍と仮定。
②-1 屋外(連設)心機	4.3×10^{-3}	
②-2 屋外	8.4×10^{-4}	
②-3 T/B内	9.0×10^{-4}	
②-4 R/B内	6.0×10^{-1}	仮設ポンプ、タンク破損及び閉塞の時間故障率から算出
③ 一次水源からの供給喪失	1.0×10^{-1}	停止時PSR-PSA(平成20年度実績)で 0.94×10^{-1} /年の10倍程度と仮定
④ 外部電源喪失(内部的)	4.5×10^{-2}	NUREG/CR-6850を参考に設定
⑤ 仮設/2号M/C-B盤火災	1.7×10^0	外部電源喪失の実績から算出
⑥ 外部電源喪失(地震)	1.4×10^{-3}	「科学」2011年10月号(岩波書店)「東北地方太平洋沖地震の断層モデルと巨大地震発生メカニズム」(丸山隆夫)を参考に算出
⑦ 大津波事象	-	京大工学部地震研究所・佐竹雅治氏による700年に1回を適用

5. まとめ

- 注水機能が喪失した際、相対的に脆弱な設備に対して、以下の改善を予定
- 注水ライン機能喪失事象に対しては、常用高台炉注水ポンプによる注水ライン、およびタービン建屋内炉注水ポンプ又はOST炉注水ポンプによる注水ラインの2ラインを併用した炉注水の実施(多重性の確保)、および監視方法・異常発生時の連絡体制の明文化
- 大津波事象に対しては、作業手順の明文化および、定期的な訓練の実施

過水タンク漏洩消防ポンプ(FT-A1) 事務本館漏洩消防ポンプ(FT-A1) 成功基準: 2台中2台運転 水源: a, b

常用高台炉注水ポンプ 成功基準: 3台中1台運転 水源: a, b

非常用高台炉注水ポンプ 成功基準: 3台中1台運転 水源: a, b

過水タンク漏洩消防ポンプ(FT-B2) 厚生棟漏洩消防ポンプ(FT-B1) 成功基準: 2台中2台運転 水源: b

事務本館漏洩消防ポンプ(FT-A1) 成功基準: 1台中1台運転 水源: b

CST炉注水ポンプ 成功基準: 2台中1台運転 水源: c

東京電力（株）福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップ（概要版）（平成23年12月21日公表）

1. 中長期ロードマップの位置づけ

- ・本ロードマップは、本年11月9日における枝野経産大臣及び細野原発事故収束・再発防止担当大臣からの指示を受け、東京電力、資源エネルギー庁、原子力安全・保安院にてとりまとめ、政府・東京電力中長期対策会議において決定したものである。

<中長期の取組の実施に向けた基本原則>

- 【原則1】地域の皆さまと作業員の安全確保を大前提に、取組を計画的に実現していく。
- 【原則2】透明性を確保し、地域や国民の皆さまのご理解をいただきながら進める。
- 【原則3】今後の現場状況や研究開発成果等を踏まえ、継続的に本ロードマップを見直ししていく。
- 【原則4】本計画に示す目標達成に向け、東京電力、資源エネルギー庁、原子力安全・保安院は、各々の役割に基づき、連携を図った取組を進めていく。

2. 中長期安全確保の考え方

- ・至近約3年間について、東京電力は、原子力安全・保安院より示された「中期的安全確保の考え方」に基づいて策定した施設運営計画を確実に実施し、原子力安全・保安院が東京電力の報告や独自の調査に基づき、確認・評価を実施することにより安全性を確保する。
- ・中長期の取組においても同様。東京電力は、個別作業毎に具体的な作業方法を検討する各段階において、安全性、環境影響評価を実施し、原子力安全・保安院がこれを確認・評価した上で作業を進めることにより、安全性を確保していく。

3. 中長期ロードマップ

(1) 主要な目標

- ・本ロードマップでは、廃止措置終了までの期間を下記の通り3つに区分した上で、今後実施する主要な現場作業や研究開発等のスケジュールを可能な限り明示。
 - 第1期：ステップ2完了後、使用済燃料プール内の燃料取り出し開始までの期間（ステップ2完了後2年以内を目標）
 - 第2期：第1期終了後から燃料デブリ*取り出し開始までの期間（ステップ2完了後10年以内を目標）
 - 第3期：第2期終了後から廃止措置終了までの期間（ステップ2完了後30～40年後を目標）
- * 燃料と被覆管等が溶融し再固化したもの

(2) 時期的目標及び判断ポイント

- ・至近3年間については年度毎に展開し、可能な限り時期的目標を設定。
- ・4年日以降については、おおよその時期的目標を設定するとともに、次工程へ進む前に、追加の研究開発の実施や、作業工程の見直しも含めて検討するための判断ポイントを設定。

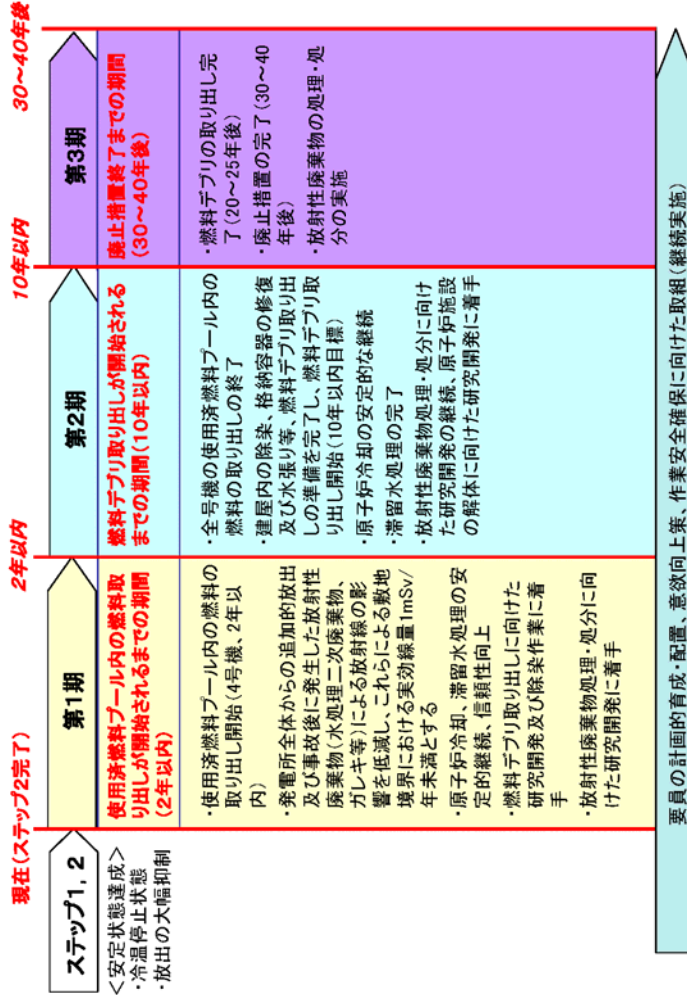


図 1. 中長期ロードマップの概要

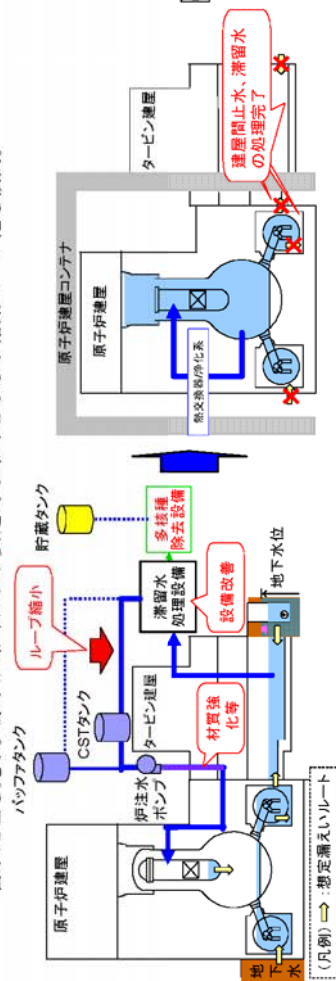
4. 中長期ロードマップ実現に向けた実施体制

- ・中長期ロードマップを着実に実施していくために、現場作業に係るプロジェクトの運営体制、研究開発の推進体制を整備。
- ・これに必要な研究開発については世界的に見ても経験のない難しい課題が多いことから、国内外の協力を得ながら、世界中の叡智を結集して進めていく。
- ・現場作業では、東京電力が協力企業約400社との体制を継続するとともに、中長期の取組のための専任組織を本店に設置する。また、作業環境の改善や要員育成等の計画的実施により、確実な作業遂行を担保し得る体制・要員を確保する。

【中長期ロードマップにおける主な時期的目標】

① 原子炉の冷却・滞留水処理

- ▶ 燃料デブリ取り出し終了までは注水冷却を継続し、冷温停止状態を安定的に維持。
- ▶ 引き続き設備の信頼性向上等を検討し、継続的に設備改善を実施。循環ループの縮小についても段階的に実施。
- ▶ 現行水処理施設では除去が困難なセシウム以外の放射性物質を除去可能とする多核種除去設備を2012年内に導入。
- ▶ 第2期中には、タービン建屋/原子炉建屋間止水、格納容器下部補修を実現後、建屋内滞留水処理を完了。原子炉冷却はより安定的な冷却となる小循環ループ化を検討。



第1期における取組

第2期における取組 (小循環ループ化)

② 海洋汚染拡大防止計画

- ▶ 万一地下水が汚染した場合の海洋流出を防止するため、2014年度半ばまでに遮水壁を構築。
- ▶ 取水路前面エリアの海底土を固化土により被覆し、海底土中の放射性物質の拡散を防止。加えて海水循環型浄化装置の運転を継続し、2012年度中を目標に、港湾内の海中の放射性物質濃度を、告示に定める周辺監視区域外の濃度限度未満とする。また、大型船の航行に必要な水深確保に向けた浚渫により発生する土砂についても、同様の被覆を実施。
- ▶ 以降、構築した設備等を維持・管理しつつ、地下水、海水の水質等のモニタリングを継続。

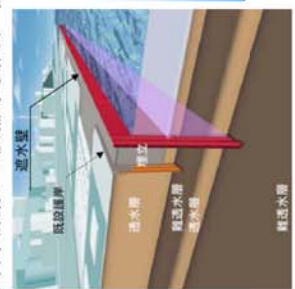


図3. 遮水壁 (イメージ)



図4. 港湾内海底土の被覆等イメージ

③ 放射性廃棄物管理及び敷地境界の放射線量の低減

- ▶ 2012年度内を目標に、発電所全体からの追加的放出及び敷地内に保管する事故後に発生した放射性廃棄物 (水処理二次廃棄物、ガレキ等) による敷地境界における実効線量 1mSv/年未満を達成。
- ▶ 水処理二次廃棄物の保管容器の寿命を評価した上で2014年度末までに保管容器等の設備更新計画を策定。
- ▶ 現在実施している陸域、海域の環境モニタリングを継続していく。

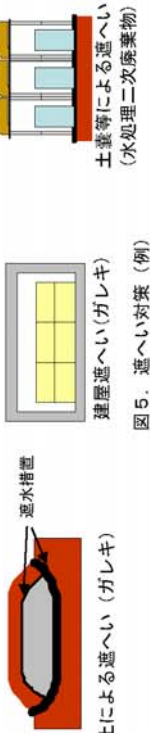


図5. 遮へい対策 (例)

④ 敷地内除染計画

- ▶ 一般公衆、従事者の被ばく納量低減、作業性向上を目的に、免震重要棟等の執務エリア、作業エリア等から計画的・段階的に除染を実施し、敷地外の線量低減と連携を図りつつ、低減を実施。

⑤ 使用済燃料プールからの燃料取り出し計画

- ▶ 4号機において、ステップ2完了後2年以内 (2013年中) に取り出し開始。
- ▶ 3号機において、ステップ2完了後3年後程度 (2014年末) を目標に取り出し開始。
- ▶ 1号機は、3、4号機での実績等を把握し、ガレキ等の調査を踏まえて計画立案し、第2期中に取り出す。
- ▶ 2号機は建屋内除染等の状況を踏まえ、既設設備の調査を実施後、計画立案し、第2期中に取り出す。
- ▶ 第2期中に、全号機の燃料取り出しを終了。
- ▶ 取り出した燃料の再処理・保管方法について、第2期中に決定。

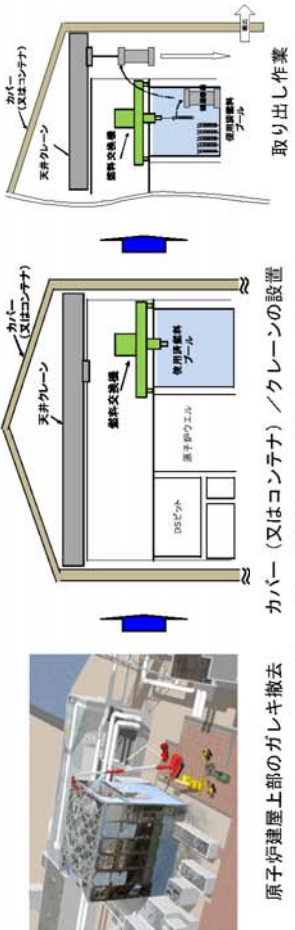


図6. プール燃料取り出し作業 (イメージ)

⑥ 燃料デブリ取り出し計画

- ▶ 初号機での燃料デブリ取り出し開始の目標をステップ2完了後10年以内に設定。
- ▶ 以下のステップで作業を実施する。作業の多くには遠隔技術等の研究開発が必要であり、これらの成果、現場の状況、安全要求事項等を踏まえ、段階的に進めていく。

- a) 技術開発成果を順次現場に適用し、原子炉建屋内除染を進め、2014年度末までに漏えい箇所調査等に本格着手。
- b) 2015年度末頃に格納容器補修技術（下部）の現場実証を終了し、当該技術を現場に適用することにより、a)において特定された漏えい箇所（下部）を補修し、止水する。その後、格納容器下部の水張りを行う。
- c) 格納容器下部の水張り後、格納容器内部調査技術の現場実証を2016年度末頃に終了し、本格的な内部調査を行う。
- d) 格納容器（上部）の補修を実施し、格納容器に更なる水張りを実施する。その後、原子炉建屋コンテナ（又はカバー改造）を設置し、閉じ込め空間を形成した上で、原子炉圧力容器の上蓋を解放する。

- e) 原子炉圧力容器内部調査技術の現場実証を2019年半ば頃に終了し、原子炉圧力容器内部調査を本格的に実施する。
- f) これまで実施した格納容器、原子炉圧力容器内部調査結果等も踏まえ、燃料デブリ取り出し方法を確定することに加え、燃料デブリ収納缶開発、計量管理方策の確立が完了していること等も確認した上で、ステップ2完了から10年以内を目途に燃料デブリ取り出しを開始する。

⑦ 原子炉施設の解体計画

- ▶ 1～4号機の原子炉施設解体の終了の目標をステップ2完了から30～40年後に設定。
- ▶ 解体・除染工法等の検討に必要な汚染状況等の基礎データベースの構築、これに基づいた遠隔解体などの研究開発、必要な制度の整備等を実施し、解体工事で発生した廃棄物処分の見通しを得られていることを前提に、第3期に解体作業に着手。

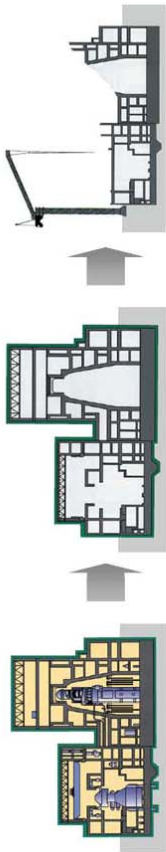


図8. 原子炉施設の解体イメージ

⑧ 放射性廃棄物の処理・処分計画

- ▶ 事故後に発生した廃棄物は、従来の廃棄物と性状（核種組成、塩分量等）が異なることも踏まえ、2012年度中に研究開発計画を策定。
- ▶ 研究開発成果を踏まえ、既存処分概念への適応性、安全性等を見極め、処分に向けた安全規制、技術基準等を整備することで廃棄体仕様を確定。
- ▶ これに基づき、処理設備を整備後、処分の見通しを得られた上で、第3期に処理・処分を開始。

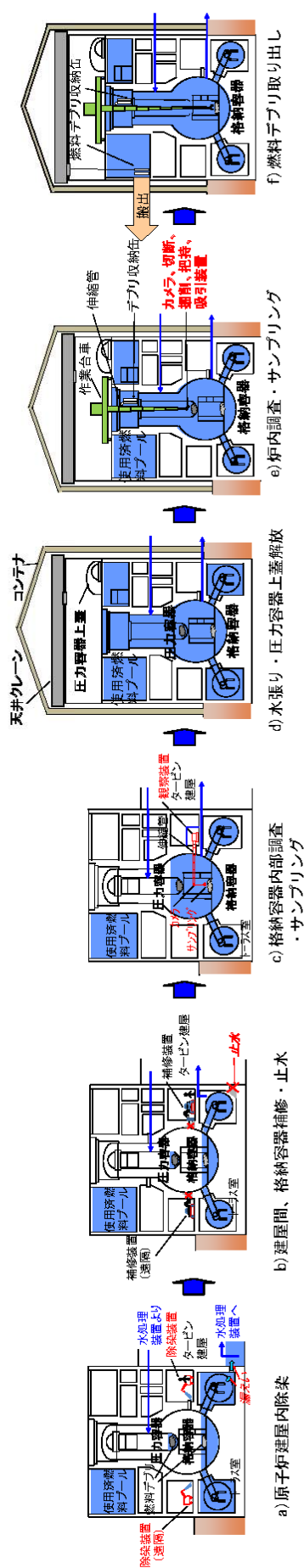


図7. 燃料デブリ取り出し作業（イメージ）

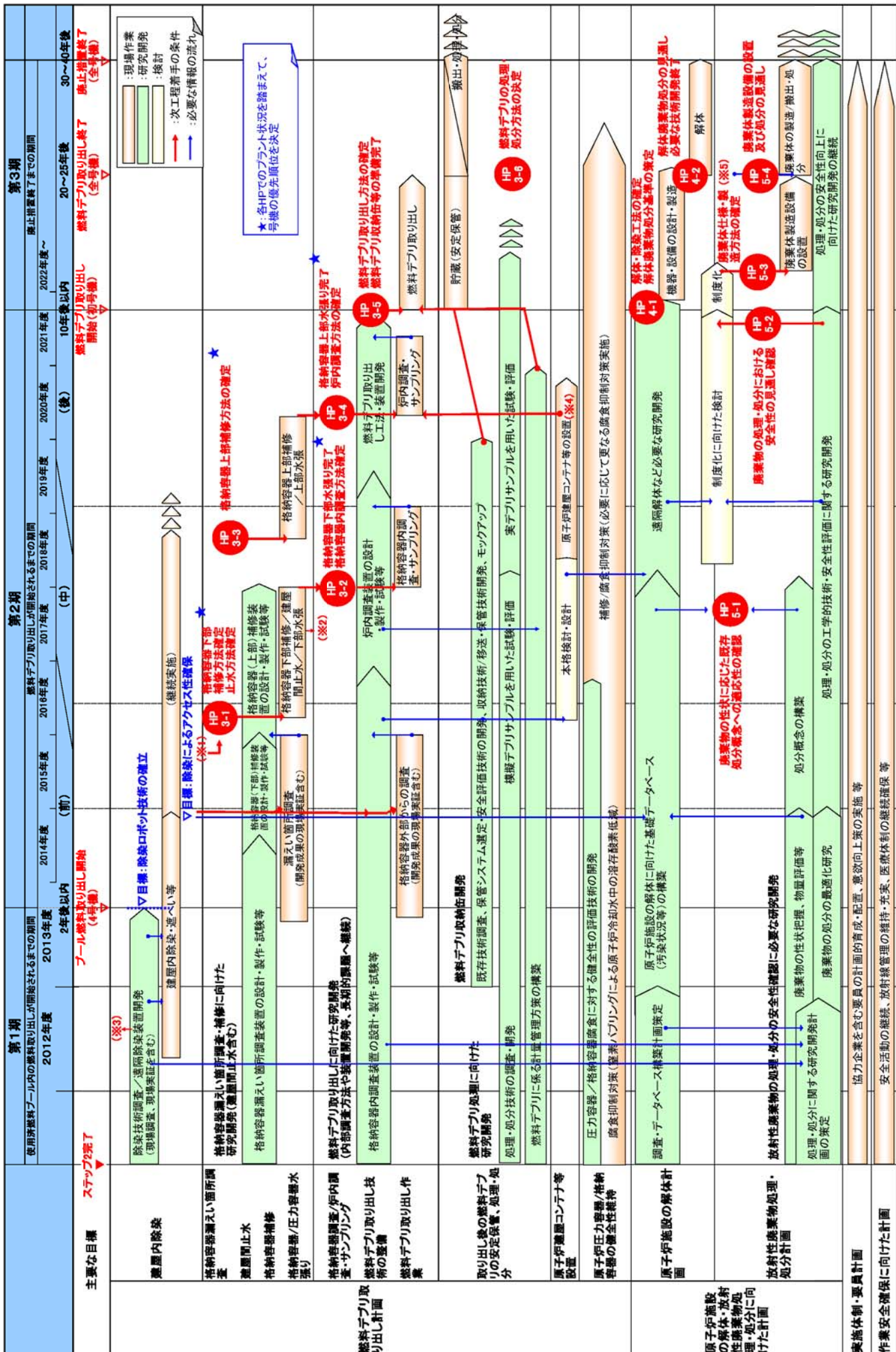
東京電力福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップの主要スケジュール (1/2)

主要な目標	第1期 (2012年度～2014年度)				第2期 (2015年度～2018年度)				第3期 (2019年度～2022年度)			
	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度～
原子炉の冷却計画	原子炉冷温停止状態の維持・監視(注水継続、温度・圧力等パラメータにより継続監視)	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察	格納容器内の部分的観察
	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上	循環注水冷却(タービン建屋からの取水)の信頼性向上
汚留水処理計画	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理	現行処理施設による処理
	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上	信頼性の向上
海洋汚染拡大防止計画	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆	取水路前面エリアの海底土の被覆
	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)	海水循環浄化(継続)
発電所全体の放射線防護施設及び敷地の放射線防護に向けた計画	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施	運搬による保管ガシキ等の線量低減実施
	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続	安定保管の継続
敷地内除染計画	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)
	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)	汚染除去(継続)
使用済燃料プールからの放射線防護施設及び敷地の放射線防護に向けた計画	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始
	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始	燃料取り出し開始
共用プール	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し
	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し	燃料取り出し
研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発
	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発	研究開発

(注)HP: 判断ポイント

*本ロードマップについては、研究開発及び環境状況を踏まえて、継続的に見直しを行い、

東京電力㈱福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップの主要スケジュール



参考資料目次

参考資料－1	福島第一原子力発電所設備主要諸元	1
参考資料－2	福島第一原子力発電所の設備構成の概要	3
参考資料－3	原子力発電所用語集	7
参考資料－4	注水時における水源の位置関係図	18
参考資料－5	原子力防災組織の業務	19
参考資料－6	管理区域作業における装備他	21

福島第一原子力発電所設備

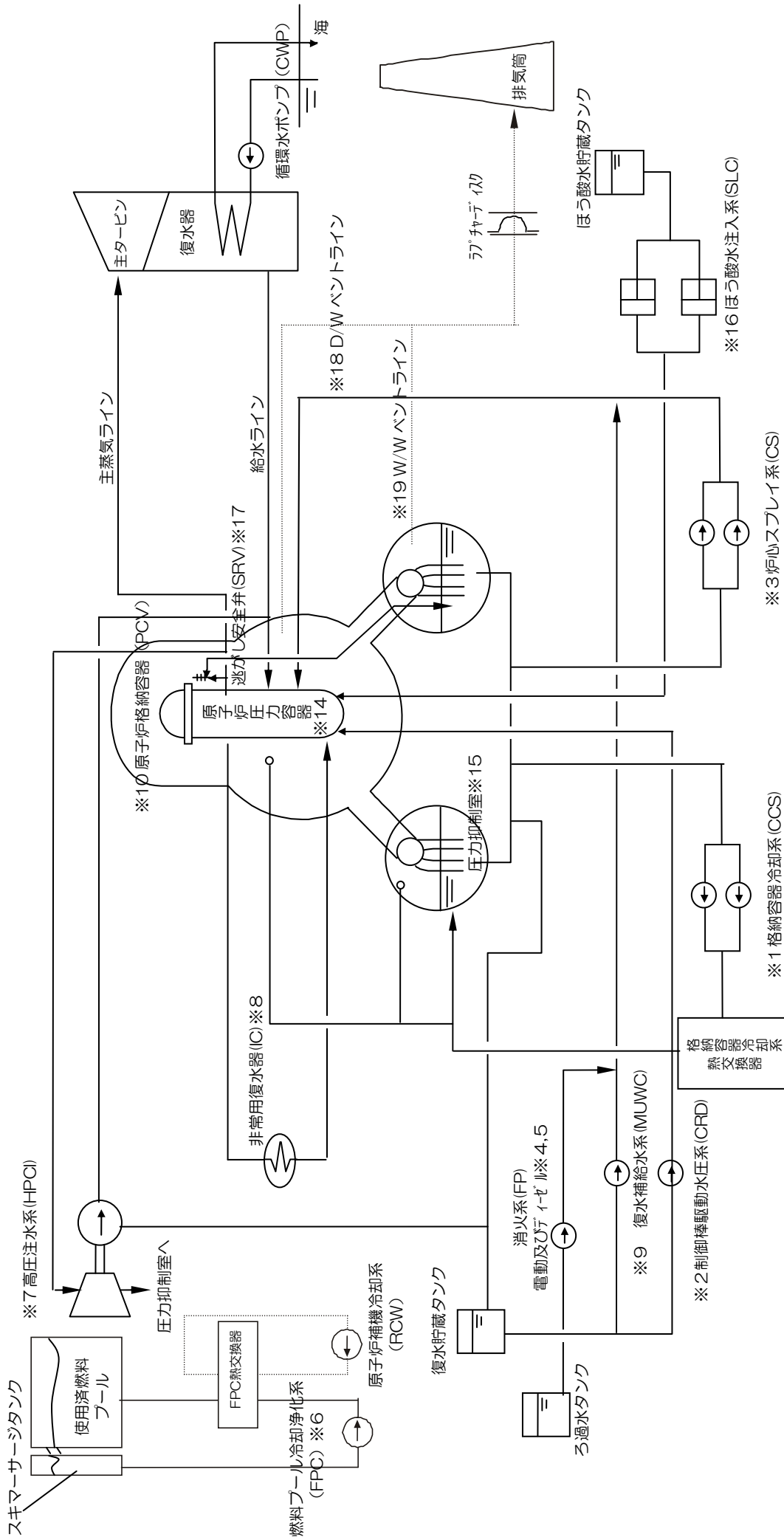
	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機
電気出力 (MWe)	460	784	784	784	784	1100
熱出力 (MWt)	1380	2381	2381	2381	2381	3293
建設着工	1967/9	1969/5	1970/10	1972/9	1971/12	1973/5
営業運転開始	1971/3	1974/7	1976/3	1978/10	1978/4	1979/10
原子炉形式	BWR3	BWR4				BWR5
原子炉圧力容器内径 (mm)	約4800	約5600	約5570	約5570	約5570	約6410
原子炉圧力容器全高 (mm)	約20000	約22000	約22000	約22000	約22000	約23000
原子炉圧力容器全重量 (t)	約440	約500	約500	約500	約500	約750
原子炉圧力容器設計圧力(※注1)	約8.62MPa[gage] (87.9kg/cm ² [gage])	約8.62MPa[gage] (87.9kg/cm ² [gage])	約8.62MPa[gage] (87.9kg/cm ² [gage])	約8.62MPa[gage] (87.9kg/cm ² [gage])	約8.62MPa[gage] (87.9kg/cm ² [gage])	約8.62MPa[gage] (87.9kg/cm ² [gage])
原子炉圧力容器設計温度(°C)	302	302	302	302	302	302
燃料集合体数(本)	400	548	548	548	548	764
高燃焼度8×8燃料(本)	68	-	-	-	-	-
9×9燃料(A型)(本)	-	-	516	-	-	-
9×9燃料(B型)(本)	332	548	-	548	548	764
MOX燃料(本)	-	-	32	-	-	-
燃料棒有効長(m)	約3.66	約3.71	約3.71	約3.71	約3.71	約3.71
制御棒本数(本)	97	137	137	137	137	185
格納容器形式 (本体)	マークⅠ					マークⅡ
						
格納容器全高 (m)	32	34	34.1	34.1	34.1	48.0
格納容器直径 (m)	17.7(球部) 9.6(円筒部)	20.0(球部) 10.9(円筒部)	20.0(球部) 10.9(円筒部)	20.0(球部) 10.9(円筒部)	20.0(球部) 10.9(円筒部)	25.9
圧力抑制室 プール推量 (m ³)	1750	2980	2980	2980	2980	3200
格納容器設計圧力(※注1)	約0.43MPa[gage] (4.35kg/cm ² [gage])	約0.38MPa[gage] (3.92kg/cm ² [gage])	約0.38MPa[gage] (3.92kg/cm ² [gage])	約0.38MPa[gage] (3.92kg/cm ² [gage])	約0.38MPa[gage] (3.92kg/cm ² [gage])	約0.28MPa[gage] (2.85kg/cm ² [gage])
格納容器設計温度(°C)	138(D/W) 138(S/C)	138(D/W) 138(S/C)	138(D/W) 138(S/C)	138(D/W) 138(S/C)	138(D/W) 138(S/C)	171(D/W) 105(S/C)
使用済み燃料プール容量(%炉心分)	225	225	225	290	290	230
使用済み燃料プール使用温度(°C)	≤65	≤65	≤65	≤65	≤65	≤65
使用済み燃料プールの長さ(南北:海岸線に平行)(m)	約7.2	約9.9	約9.9	約9.9	約9.9	約10.4
使用済み燃料プールの幅(東西:海岸線に垂直)(m)	約12.0	約12.2	約12.2	約12.2	約12.2	約12.0
使用済み燃料プールの深さ(最深部)(m)	約11.8	約11.8	約11.8	約11.8	約11.8	約11.8
使用済み燃料プールの容積(m ³)	約1020	約1424	約1425	約1425	約1425	約1497
使用済み燃料プールでの使用済燃料の貯蔵可能体数(体)	900	1240	1220	1590	1590	1770
使用済み燃料プールに貯蔵されている使用済燃料(体)(H22.12末)	292	587	514	1331(炉内取出燃料548体含む)	946	876
使用済み燃料プールに貯蔵されている新燃料(体)(H22.12末)	100	28	52	204	48	64

注1: 原子炉設置許可申請書での単位はkg/cm²[gage]

工学的安全設備及び原子炉補助設備の比較

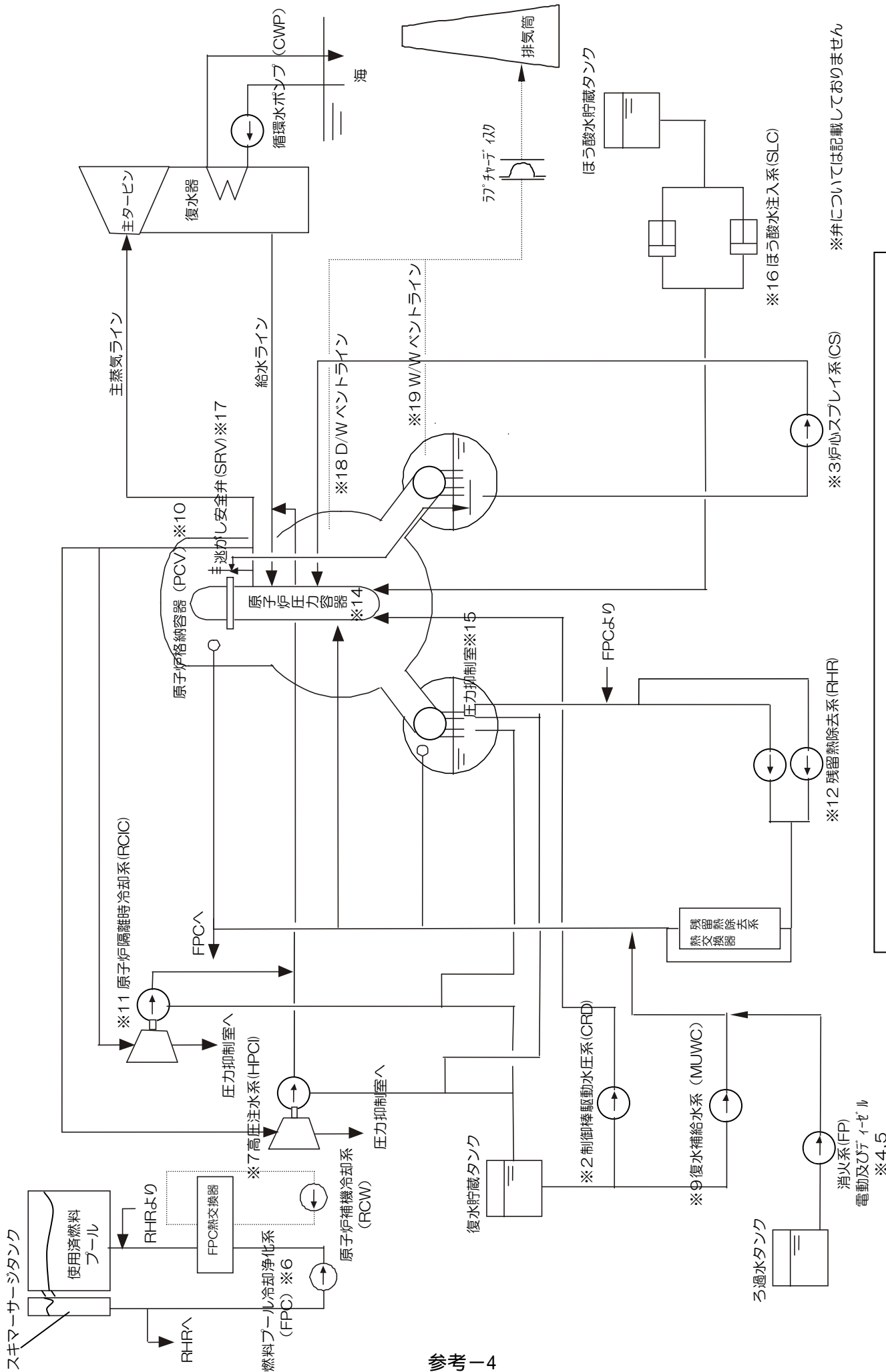
福島第1原子力発電所	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機	
炉心スプレイ系 (CS)	系統数	2	2	2	2	2	
	流量(t/h/系統)	550	1020	1141	1140	1140	
	ポンプ数/系統	2	1	1	1	1	
	ポンプ吐出圧力(※注1)	約2.0MPa[gage] (20.0kg/cm ² [gage])	約3.5MPa[gage] (35.2kg/cm ² [gage])	約3.5MPa[gage] (35.2kg/cm ² [gage])	約3.3MPa[gage] (33.4kg/cm ² [gage])	約3.3MPa[gage] (33.4kg/cm ² [gage])	
	全揚程(m)	200	204	204	204	204	
格納容器冷却系 (CCS)	系統数	2	2	2	2	2	
	設計流量(t/h/系統)	705	2960	2600	約2600	約2600	
	ポンプ数/系統	2	2	2	2	2	
	熱交換器数/系統	1	1	1	1	1	
高圧注水系 (HPCI)	系統数	1	1	1	1	1	
	流量(t/h)	662	965	965	966	965	
	ポンプ数	1	1	1	1	1	
低圧炉心注水系 (LPCI)	系統数		2	2	2	3	
	流量(t/h/ポンプ)		約1750	約1820	約1820	約1820	
残留熱除去系 (RHR)	ポンプ						
	台数		4	4	4	4	
	流量(t/h)		約1750	約1820	約1820	約1820	
	全揚程(m)		約128	約128	約128	約128	
	海水ポンプ						
	台数		4	4	4	4	
	流量(m ³ /h)		約978	約978	約978	約978	
	全揚程(m)		約232	約232	約239	約235	
	熱交換器						
	基数		2	2	2	2	
原子炉停止時冷却系 (SHC)	ポンプ						
	台数		2	2	2	2	
	流量(m ³ /h)		465.5				
	揚程(m)		45.7				
	熱交換器						
	基数		2				
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	蒸気タービン						
	台数		1	1	1	1	
	原子炉圧力(MPa[gage])		約7.73-約1.04	約7.73-約1.04	約7.73-約1.04	約7.73-約1.04	
	出力(kW)		約373-約60	約373-約60	約400-約67	約343-約67	
	回転数(rpm)		約5000-約2000	約4500-約2000	約3600-約1900	約4500-約2300	
	ポンプ						
	台数		1	1	1	1	
	流量(m ³ /h)		約95	約97	約94	約97	
	全揚程(m)		約850-約160	約850-約160	約850-約160	約850-約160	
	回転数(rpm)		可変	可変	可変	可変	
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	系統数					1	
	流量(t/h/系統)					1442	
	ポンプ数/系統					1	
	ポンプ吐出圧力(※注1)					約4.1MPa (42.2kg/cm ² [gage])	
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	系統数					1	
	流量(t/h/系統)					1441	
	ポンプ数/系統					1	
	ポンプ吐出圧力(※注1)					約9.1MPa (93.1kg/cm ² [gage])	
非常用復水器 (IC)	系統数	2					
	タンク有効保有水量(m ³ /タンク)	106					
	蒸気流量(t/h/タンク)	100.6					
復水補給水系 (MUWC)	ポンプ数	2	2	2	2	2	
	流量(m ³ /h)	68.1	68.2	68.2	70	68.2	
	ポンプ揚程(m)	54.86	77.72	78.0	78.0	77.7	
燃料プール冷却浄化系 (FPC)	ポンプ数	2	2	2	2	2	
	流量(m ³ /h)	80	110	107.9	110	107.9	
	ポンプ吐出圧力(MPa[gage])	約1.0	約0.9	約0.9	約0.9	約0.9	
非常用ガス処理系 (SGTS)	系統数	2	2	2	2	2	
	送風機数/系統	1	1	1	1	1	
	排風容量(m ³ /h/台)	1870	約2700	約2700	約2700	約2700	
	系統ヨウ素除去効率(%)	≥97	≥99.9	≥99.9	≥97	≥99.9	
安全弁	個数	3	3	3			
	全容量(t/h)	約873	約1236	約1236			
	吹き出し圧(MPa[gage])	8.51(2個) 8.62(1個)	8.55(3個)	8.55(3個)			
	吹き出し場所	ドライウエル	ドライウエル	ドライウエル			
逃し安全弁	個数	4	8	8	11	11	
	全容量(t/h)	約1057	約2938	約2913	約4147	約4149	
	逃し弁機能(MPa[gage])	7.27(1個)	7.44(1個)	7.44(1個)	7.44(1個)	7.44(1個)	
		7.34(2個)	7.51(3個)	7.51(3個)	7.51(3個)	7.51(3個)	
		7.41(1個)	7.58(4個)	7.58(4個)	7.58(4個)	7.58(4個)	
		7.64(2個)	7.64(2個)	7.64(2個)	7.64(2個)	7.64(2個)	
	安全弁機能(MPa[gage])	7.71(2個)	7.71(3個)	7.71(3個)	7.71(3個)	7.71(3個)	
		7.78(3個)	7.78(3個)	7.78(3個)	7.78(3個)	7.78(3個)	
		8.55(3個)	8.55(3個)	8.55(3個)	8.55(3個)	8.55(3個)	
		8.23(4個)	8.23(4個)	8.23(4個)	8.23(4個)	8.23(4個)	
吹き出し場所	サブプレッションプール	サブプレッションプール	サブプレッションプール	サブプレッションプール	サブプレッションプール		

注1: 原子炉設置許可申請書での単位はkg/cm²[gage]



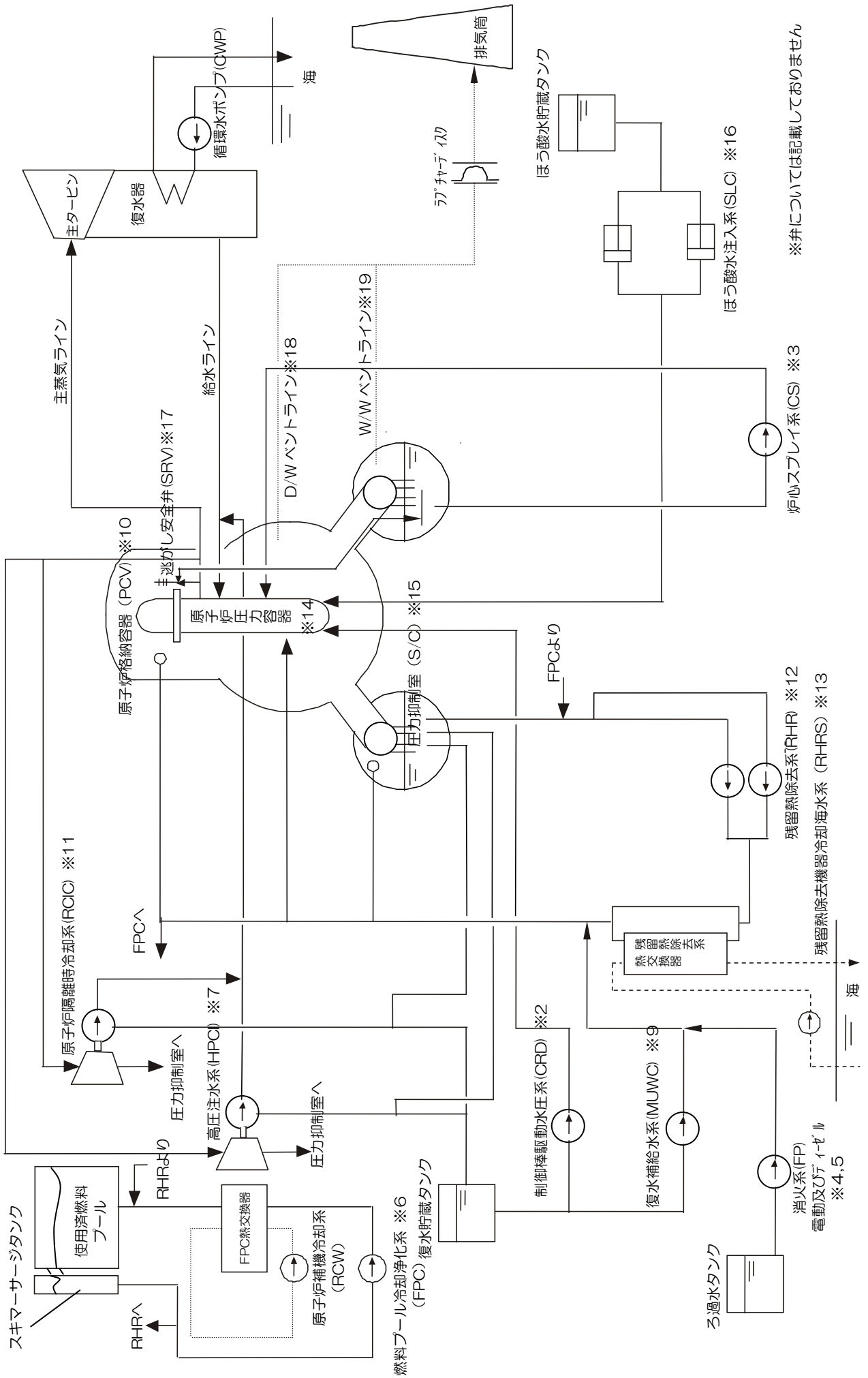
※弁については記載しておりません

福島第一原子力発電所1号炉の設備構成の概要



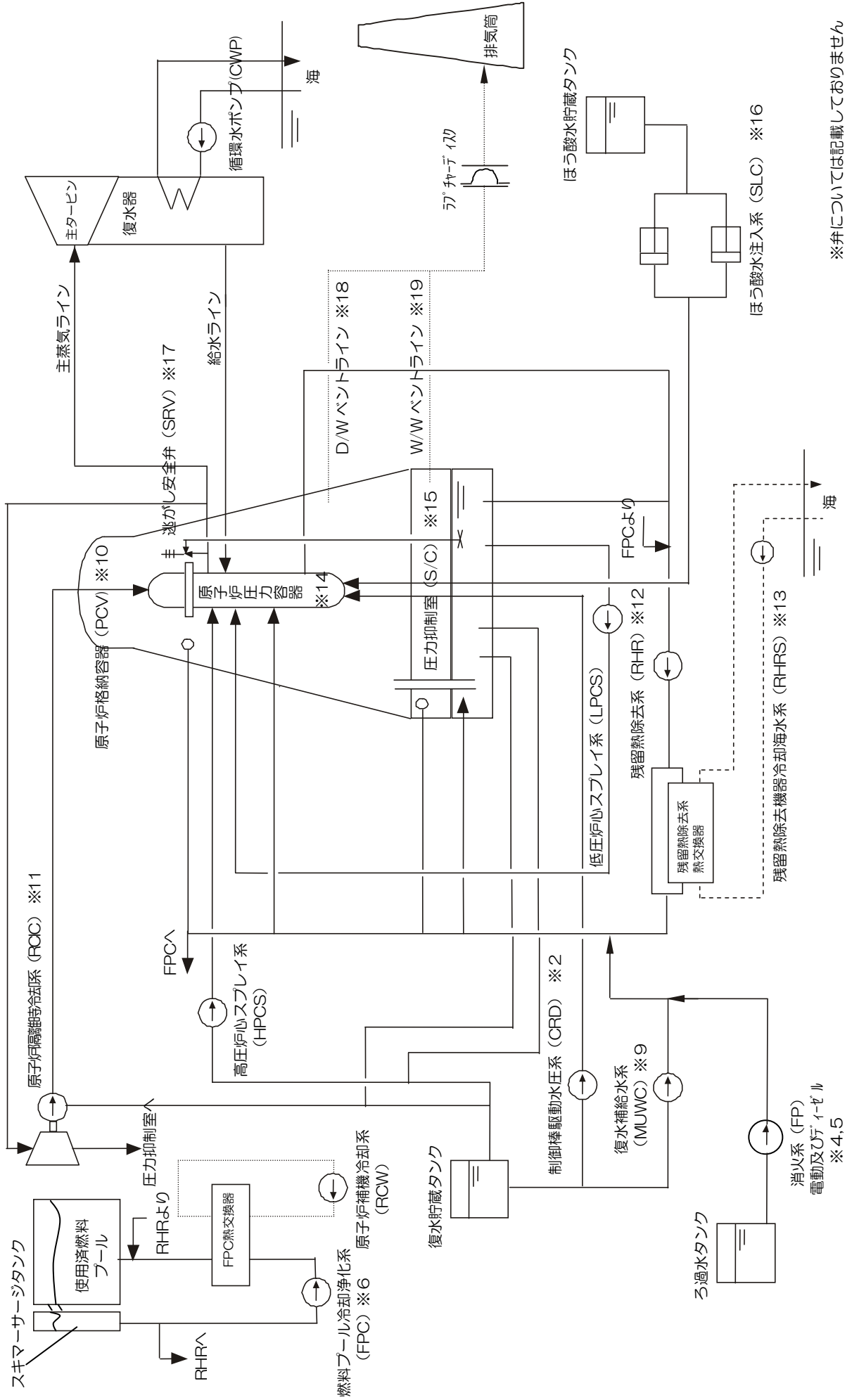
参考-4

福島第一原子力発電所2~4号炉の設備構成の概要



参考 - 5

福島第一原子力発電所5号炉の設備構成の概要



※弁については記載しておりません

福島第一原子力発電所6号炉の設備構成の概要

原子力発電所用語集

※は参考資料－2に図示あり

AM : Accident Management / アクシデントマネジメント

過酷事故に至るおそれがある事象が万一発生しても、それが過酷事故に拡大するのを防止し、あるいは万が一過酷事故に拡大した場合にもその影響を緩和するために現有設備を最大限に利用して、これに対処することであり、このための手順書の整備、設備の充実、教育・訓練等の活動全般を指す。

AO 弁 : Air Operated Valve / 空気作動弁

圧縮空気（計装用圧縮空気系（I A））によって作動する弁。

APD : Alarm Pocket Dosimeter / 警報付ポケット線量計

半導体検出器を使用した、警報付き個人モニタである。着用者が従事した作業件名、作業時刻を記憶可能なものである。

CCS : Containment Cooling Spray System / 格納容器冷却系

※ 1 原子炉一次格納容器（PCV）内の圧力、温度が上昇した場合、圧力、温度上昇を抑制するため格納容器内に冷却水をスプレイする。なお、圧力抑制室（トーラス）水を冷却する際は、手動起動にて実施する。福島第一1号機のみ設置。

アクシデントマネジメント（AM）上の代替注水手段の1つ。

以下のような運転方法（モード）を有する。

- （1）格納容器スプレイモード
- （2）トーラス水冷却モード（トーラス水の温度上昇が想定される場合は、手動起動する。）

CR : Control Rod / 制御棒

原子炉出力を制御するために、燃料から生成される中性子数を中性子の吸収により調整する板状の棒。熱中性子炉では、ホウ素、カドミウム、ハフニウム等の中性子吸収断面積の大きい材料を用いる。

緊急時には炉心内に急速に挿入し原子炉を停止させる（スクラム）。

CRD : Control Rod Drive / 制御棒駆動機構

※2 原子炉手動制御系からの信号により、制御棒（CR）を引抜いたり挿入したりする設備。（通常は引抜き、挿入機能）

また、緊急時に手動あるいは原子炉保護系（RPS）からの自動信号により引抜かれたCRを炉内に急速に挿入（スクラム）し燃料の損傷を防ぐ。

CS : Core Spray System / 炉心スプレイ系

※3 非常用炉心冷却系（ECCS）の一つで、冷却材喪失事故（LOCA）時、燃料の過熱による燃料及び被覆管の破損を防止するため、炉心上部より冷却水をスプレイし、冷却する装置。この装置は、福島第一1～5号機に設置されている。

CWP : Circulating Water Pump / 循環水ポンプ

主タービンで仕事をした蒸気は主復水器で冷却凝縮される。その冷却水として海水が使用されるが、この海水系統を循環水系（CW）という。循環水系に使われている海水を送り込むためのポンプ。

D/D FP : Diesel Driven Fire Pump / ディーゼル駆動消火ポンプ

※4 消火系に設置されたポンプ。消火系の圧力の低下時、電動機駆動消火ポンプが運転出来ないときに自動起動する。

D/G : Diesel Generator / 非常用ディーゼル発電機

異常により発電所内への通常の電力供給が停止した場合に起動され、発電所内で必要な電力を供給する。安全上重要な系統、機器等へ、非常用母線を介して非常用炉心冷却系（ECCS）など設備に電力を供給し、原子炉を安全に停止するために必要な電力を供給する。

D/W : Dry-well / ドライウェル

原子炉格納容器内の圧力抑制室（S/C）を除く空間部。

DWC : Drywell Cooling System / ドライウェル冷却系

原子炉運転中，ドライウェルの冷却を行い，定期検査中も格納容器内温度が過酷とならないように冷却する設備。

EECW : Emergency Equipment Cooling Water System /**非常用ディーゼル発電設備冷却系**

各種非常用機器が、冷却材喪失事故（LOCA）等において要求される機能を維持できるように、非常用ディーゼル発電設備、非常用空調機等のクーラに淡水冷却水を供給する設備（残留熱除去系（RHR）ポンプモータへも冷却水を供給）。福島第二1～4号機，柏崎刈羽1号機に設置されている。

FCS : Flammability Control System / 可燃性ガス濃度制御系

LOCA時、燃料の温度が高くなり被覆管と水が反応して可燃性ガス（水素）が発生し、PCV内に溜まる。

水素はある濃度以上で酸素（空気）と反応すると爆発的な燃焼を起こすため水素ガス濃度を安全な濃度以下になるよう処理する装置。

FP : Fire Protection System / 消火系ライン

※5 発電所内の消火系統。通常の消火栓の他、油火災のための炭酸ガス消火系等がある。アクシデントマネジメント（AM）上では原子炉への注水に利用できる。

FPC : Fuel Pool Cooling and Filtering System / 燃料プール冷却浄化系

※6 使用済燃料は再処理のため原子炉から取出し後、燃料体に内包している核分裂生成物等の出す熱および放射能を再処理に支

障のない値まで健全性を損なわないよう冷却する必要がある。
このプール水を冷却しながら不純物を取り除き水質を決められた値に保つ浄化系統をいう。

HPCI : High Pressure Coolant Injection System / 高圧注水系

※7 非常用炉心冷却系（ECCS）の内の一つで、配管等の破断が比較的小さく、原子炉圧力が急激には下がらないような事故時、蒸気タービン駆動の高圧ポンプで、原子炉に冷却水を注入することのできる装置。

ポンプの流量（＝能力）は原子炉隔離時冷却系（RCIC）に比べて約10倍と大きいですが、原子炉停止時冷却系（SHC：1F1）又は残留熱除去系（RHR：約1800m³/h、福島第一2～5号機の場合）に比べると小さい。福島第一1号機～5号機に設置されている。

HPCS : High Pressure Core Spray System / 高圧炉心スプレイ系

ECCS系の一つで、原子炉圧力が急激に下がらないような事故時、独立した電源（ディーゼル発電機）を持ち電動機駆動の高圧ポンプにより炉心にスプレイし冷却を行う装置。

福島第一6号機以降に設置されている。（KK-6、7号機を除く。KK-6、7号機は、同様の機能をHPCF（High Pressure Core Flooder System）が持っている。）

IA : Instrument Air-System / 計装用圧縮空気系

各建屋内における空気作動の装置・制御器に圧縮空気を供給する設備。この圧縮された空気は作動を確実にするために水分、塵埃等を取り除いた清浄な空気である。

IC : Isolation Condenser / 非常用復水器

※8 原子炉の圧力が上昇した場合に、原子炉の蒸気を導いて水に戻し、炉内の圧力を下げるための装置（福島第一1号機のみを設置）。

ITV : Industrial Television / 工業用テレビ設備

発電所運転員の被曝低減、作業監視及び放射性流体の漏えい監視、現場制御盤の警報監視、冬季における取水設備の状況監視等を目的として設置されたテレビカメラ。産業界一般に、現場監視のために設置されているカメラをITVと呼んでいる。

M/C : Metal-Clad Switch Gear / 金属閉鎖配電盤 (メタクラ)

所内高電圧回路に使用される動力用電源盤で、磁気遮断器または真空遮断器、保護継電器、付属計器をコンパクトに収納したもの。構成は、常用、共通、非常用の3つから成っている。

MCC : Motor Control Center / モータコントロールセンター

小容量の所内低電圧回路に使用する動力電源盤で配線用遮断機、電磁接触器、保護継電器を各ユニットにコンパクトに収納したもので、発電所の補機用動力盤として使用されている。構成は、常用、共通、非常用の3つから成っている。

MCR HVAC : Main Control Room Heating Ventilation, Air Conditioning and Cooling System /**中央制御室非常用換気空調系**

原子炉建屋内で放射性物質漏えい事故が発生した時、自動的に中央制御室と外気を隔離すると共に、中央制御室内の空気を再循環しながら、中央制御室の環境を清浄に保つための装置。

MO弁 : Motor Operated Valve / 電動駆動弁

系統の論理回路等からの電気信号を受けて、弁駆動部を電動機によって動かし開閉する弁。

MP : Monitoring Post / モニタリングポスト

発電所敷地周辺の数カ所に設置され、空間γ線量率を測定している。移動しながら測定を行える車両をモニタリングカーという。

MSIV : Main Steam Isolation Valve / 主蒸気隔離弁

主蒸気配管は、原子炉格納容器（PCV）を貫通してタービンに通じている。そのため、主蒸気管がPCVを貫通する内部と外部に隔離弁を設け、配管破断等が起きた場合に、隔離弁を全閉とし、放射性物質を含む蒸気が系外に放出されるのを防止する。

MUWC : Make-Up Water System (Condensate) / 復水補給水系

※9 発電所の運転に必要なさまざまな水（水源は、復水貯蔵タンク、基本的には原子炉等で使われた水を浄化したもので、若干の放射能を含むがその濃度は低い）を、ポンプ（復水移送ポンプ）を利用して供給する系統。

非常用ではないが、AM上では原子炉への注水に利用できる。ポンプの流量はRCICより小さい（約70m³/h）。

MUWP : Make-Up Water System (Purified) / 純水補給水系

各建屋内および付帯設備等に設置される機器、配管および弁等に対して、発電所の円滑な運転および保守を行うために必要な容量および圧力を有する純水を供給する系統。

O.P. / 小名浜ポイント

小名浜港工事基準面＝東京湾平均海面（T. P.）下0.727m

P/C : Power Center / パワーセンター

所内低電圧回路に使用される動力電源盤で気中遮断器（ACB）、保護継電器、付属計器をコンパクトに収納したもの。構成は、常用、共通、非常用、の3つから成っている。

PCV : Primary Containment Vessel / 原子炉格納容器

※10 鋼鉄製の容器で、原子炉圧力容器をはじめ、主要な原子炉施設を収納している。冷却材喪失事故等が生じた場合、放射性物質を閉じ込め発電所敷地周辺への放射能の漏れを制限する設備

で、水のないドライウエル（D/W）と圧力抑制室（ウェットウエル（W/W））で構成されている。

P&ID : Piping and Instrumentation Diagram / 配管計装線図

発電所設備を系統別に分け、決められた記号により配管、弁、ポンプ、計器等を図面にしたもの。

R/B : Reactor Building / 原子炉建屋

原PCV及び原子炉補助施設を収納する建屋で、事故時に一次格納容器から放射性物質が漏れても建屋外に出さないよう建屋内部を負圧に維持している。別名原子炉二次格納容器ともいう。

RCIC : Reactor Core Isolation Cooling System / 原子炉隔離時冷却系

※11 通常運転中何らかの原因で主蒸気隔離弁（MSIV）の閉等により主復水器が使用できなくなった場合、原子炉の蒸気でタービン駆動ポンプを回して冷却水を原子炉に注水し、燃料の崩壊熱を除去し減圧する。また、給水系の故障時などに、非常用注水ポンプとして使用し、原子炉の水位を維持する。RCICポンプの流量は、HPCIの約1/10程度の約96 m³/h（福島第一2～5号機の場合）で、さほど大きくない。

RHR : Residual Heat Removal System / 残留熱除去系

※12 原子炉を停止した後、ポンプや熱交換機を利用して冷却材の冷却（燃料の崩壊熱の除去）や非常時に冷却水を注入して炉水を維持する系統（非常用炉心冷却系ECCSのひとつ）で、原子炉を冷温停止に持ち込めるだけの能力を有している。ポンプ流量・熱交換機ともに能力が高く、以下のような運転方法（モード）を有する。

- (1) 原子炉停止時冷却モード
- (2) 低圧注水モード（ECCS）
- (3) 格納容器スプレイモード
- (4) サプレッションチャンバー冷却モード

(5) 非常時熱負荷モード

RHRC : RHR Cooling Water System / 残留熱除去冷却系

残留熱除去系（RHR）熱交換器，RHRポンプと低圧炉心スプレイ系（LPCS）ポンプのメカニカルシール冷却器などに淡水の冷却水を供給する設備。福島第二1号機～4号機，柏崎刈羽1号機に設置されている。

RHRS : RHR Sea Water System / 残留熱除去機器冷却海水系

※13 残留熱除去系の冷却水は、熱交換器を介して冷却している。
この残留熱除去系の冷却水を冷却するために海水を供給する系統。

RPS : Reactor Protection System / 原子炉保護系

機器の動作不能、操作員の誤操作等により、原子炉の安全性を損なう恐れのある過渡が生じた場合、あるいは予想される場合、原子炉をすみやかに緊急停止（スクラム）させる装置。

RPV : Reactor Pressure Vessel / 原子炉圧力容器

※14 燃料集合体、制御棒（CR）、その他の炉内構造物を内蔵し、燃料の核反応により蒸気を発生させる容器。

S/B : Service Building / サービス建屋

発電所の運営に必要な中央操作室、保安管理室、チェックポイント等のある建屋。

S/C : Suppression Chamber (Suppression Pool) / 圧力抑制室

※15 沸騰水型炉（BWR）だけにある装置で、常時約3000m³（福島第一2～5号機の場合。福島第二2～4号機の場合は常時約4000m³。）の冷却水を保有しており、冷却材喪失事故（LOCA）時に炉水や上記が放出され、その結果、格納容器内圧力が上昇するが、炉水や上記をベント管等により圧力抑制

プールへ導いて冷却し、格納容器内の圧力を低下させる設備。
また、非常用炉心冷却系（ECCS）系の水源としても使用している。

SHC : Shut Down Cooling System / 原子炉停止時冷却系

福島第一1号機のための専用設備で、原子炉を停止した後、冷却材（炉水）を熱交換器にて冷却し、崩壊熱を除去するための設備。炉水を冷却し、冷温停止（炉水温度100℃未満）する。（福島第一1号機以外の他号機は、RHR系に本冷却機能「原子炉停止時冷却モード」を有している。）

SLC : Stand by Liquid Control System / ほう酸水注入系

※16 原子炉運転中、何らかの原因で制御棒の挿入ができない場合に、中性子吸収能力の高い五ほう酸ナトリウム溶液を注入して原子炉を停止させる制御棒のバックアップ装置。

SRV : Safety Relief Valve / 逃がし安全弁

※17 原子炉圧力が異常上昇した場合、圧力容器保護のため、自動あるいは中央操作室で手動により蒸気を圧力抑制室に逃す弁（逃した蒸気は圧力抑制室水で冷やされ凝縮する）で、他に非常用炉心冷却系（ECCS : Emergency Core Cooling System）の自動減圧装置（ADS : Automatic Depressurization System）としての機能も持っている。

SGTS : Stand by Gas Treatment System / 非常用ガス処理系

原子炉建屋内で放射性物質漏えい事故が発生した時、自動的に常用換気系を閉鎖すると共に、原子炉建屋内を負圧に保ちながら、建屋内の放射性よう素や粒子状放射性物質の外部放出を低減する装置。

TAF : Top of Active Fuel / 有効燃料頂部

燃料域水位計の0点。燃料集合体のうちペレットが存在する一番上部をいう。

T/B : Turbine Building / タービン建屋

主タービン、発電機、主復水器、原子炉給水ポンプ及びタービン補機等を収納する建屋。

オフサイトセンター

原子力災害発生時に、国、自治体、原子力事業者による事故拡大防止のための応急対策、住民の安全確保策など実施するための拠点。オフサイトセンターに「原子力災害合同対策会議」が組織される。原子力施設から20km以内に設置される。

格納容器ベント

PCVの圧力の異常上昇を防止し、PCVを保護するため、放射性物質を含む格納容器内の気体（ほとんどが窒素）を一部外部に放出し、圧力を降下させる措置。

原子炉格納容器（PCV）はドライウエル（D/W）とウェットウエル（W/W）の2つに分かれ、W/Wは圧力抑制室（S/C又はS/P）の別名称。

各室ベントラインがあり、ライン上にAO弁の大弁、小弁がある。2つのラインの合流後にMO弁とラプチャーディスクがあり、排気筒に繋がる。

W/Wベントでは、W/Wに保有する水により、原子炉圧力容器（RPV）またはD/Wの蒸気の凝縮と共に放射性物質の除去の効果が期待できる。

※18 D/Wベントライン ※19 W/Wベントライン

逆洗弁ピット

復水器細管を洗浄するため、細管内の海水の流れを逆にするための弁が、循環水系（CWP）ラインに設置されている。CWP配管は、海水を復水器まで供給する地中配管で、当該ピットは屋外に設置されている。

原子炉压力容器の漏えい試験

原子炉冷却材圧力バウンダリを通常運転時の状態に加圧し、漏えいを確認する試験。定期検査ごとに実施するこの試験は、原子炉内温度が最低使用温度を下回らないように管理して行う。

排気筒（スタック）

排気筒は、原子力発電所や再処理工場で発生した排気を環境中に安全に放出するための設備。排気中の放射性物質は高性能のフィルタ等により浄化後、放出される。排気中の放射性物質の濃度を常に測定し、監視している。

ページング

所内各箇所に設置されたハンドセットステーションとスピーカで構成された、所内連絡用設備。操作が簡単で、高騒音環境下でも明瞭な放送及び通話ができる。

免震重要棟

新潟県中越沖地震での教訓から、震度7クラスの地震が発生した場合においても緊急時の対応に支障をきたすことがないように、緊急時の対策および通信・電源などの重要設備を集合させている。

物揚場

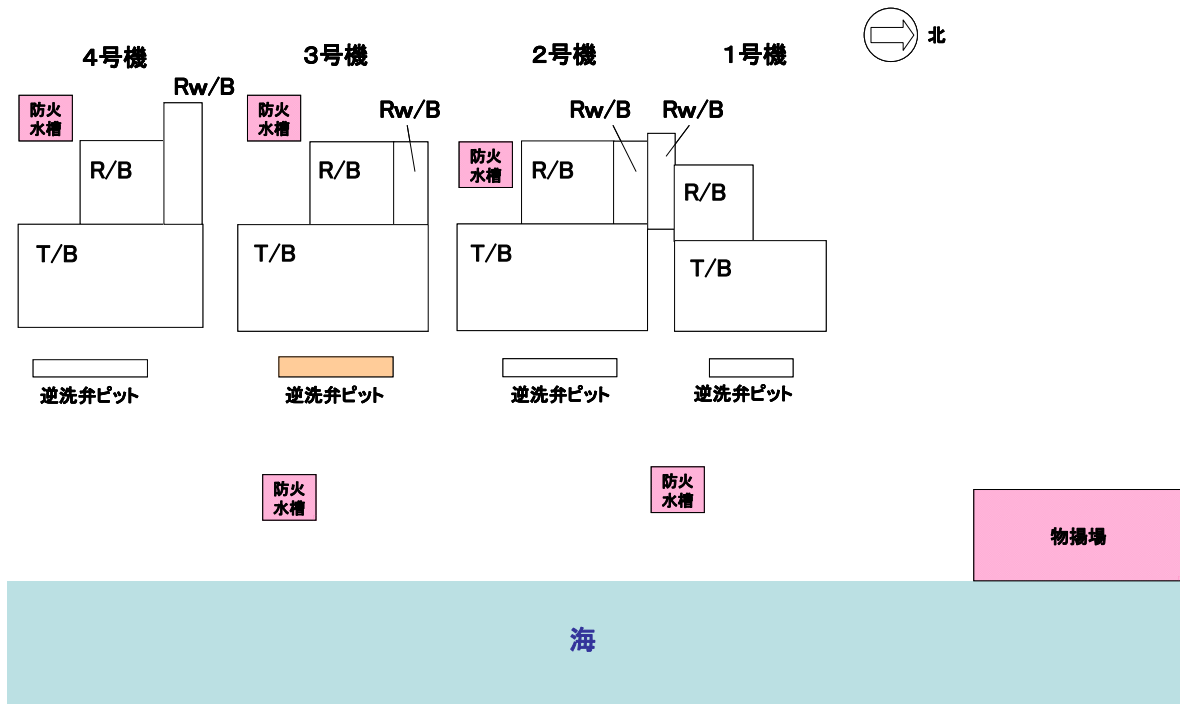
発電所の港湾設備の一部。船により輸送してきた機器類をおろす場所。

ラプチャーディスク

あらかじめ決められた設定圧力で作動する安全装置。破裂板。

以 上

注水時における水源の位置関係図



原子力防災組織の業務

【発電所】



原子力防災組織の業務

【本店】



管理区域作業における装備他

1. 管理区域の区域区分に係る値

汚染の程度による区分	汚染－A区域 (汚染なし)	汚染－B区域 (汚染－B)	汚染－C区域 (汚染－C)
表面汚染密度 (ベクレル/cm ²)	汚染のおそれなし	4未満	40未満
空気中の放射性物質濃度 (ベクレル/cm ³)	汚染のおそれなし	1×10 ⁻⁴ 未満	1×10 ⁻³ 未満

注)・基準値には、天然核種を含まない。

- ・表面汚染密度の基準値は、原則としてスミア法による値とする。
- ・空気中の放射性物質濃度については、⁶⁰Coを代表とした。

2. 保護衣・保護具類の着用基準

保護衣類	区域区分	汚染－A※1	汚染－B 1※2	汚染－B 2※2	汚染－C
一般作業服		○	○	○※3	－
B服		－	○※4	○	－
C服		－	－	－	○
アノラック		－	－	－	○※5
B手袋		－	○	○	－
C手袋		－	－	－	○※5
薄ゴム手袋		－	－	○※6	○
B靴下		－	○	○	○
C靴下		－	－	－	
B靴		－	○	－	－
B 2靴		－	－	○	－
C靴		－	－	－	○
C帽子		－	－	－	○
一般作業用ヘルメット		○	○	○※3	－
Bヘルメット		－	○※4	○	－
Cヘルメット		－	－	－	○

※1 汚染－B 1を通過して入域する場合は、汚染－B 1区域の保護衣類を着用する。

※2 汚染の程度による区分ではB区域であるが、外部放射線に係わる線量当量率による区分で、線量－1（汚染－B 1）と線量－2（汚染－B 2）とに分ける。

※3 パトロール等放射線防護上必要がないと判断した場合は、B服、Bヘルメットの代わりに着用することも可とする。

※4 必要に応じて一般作業服あるいは一般作業用ヘルメットの代わりに着用することも可とする。

※5 必要に応じ着用する。

※6 パトロール等放射線防護上必要がないと判断した場合は省略可とする。

3. 保護衣・保護具類着用例



一般作業服
B手袋・B靴・
Bヘルメット



B服
B手袋・B靴・
Bヘルメット



B服
B手袋・薄ゴム手袋・
B2靴・Bヘルメット



C服
薄ゴム手袋・C帽子・
C靴下



C服
薄ゴム手袋・C帽子・
C靴下・C靴・
Cヘルメット
(必要に応じC手袋)



アノラック上下



全面マスク



フードマスク