最　終　報　告

（本文編）

平成２４年７月２３日

東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会

東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会名簿

委員長	畑村　洋太郎（はたむら　ようたろう）	東京大学名誉教授、工学院大学教授
委員	尾池　和夫（おいけ　かずお）	（財）国際高等研究所所長、前京都大学総長
	柿沼　志津子（かきぬま　しづこ）	（独）放射線医学総合研究所放射線防護研究センターチームリーダー
	高須　幸雄（たかす　ゆきお）	国際連合事務次長 （委員任命後の平成24年5月に就任。）
	髙野　利雄（たかの　としお）	弁護士、元名古屋高等検察庁検事長
	田中　康郎（たなか　やすろう）	明治大学法科大学院教授、元札幌高等裁判所長官
	林　陽子（はやし　ようこ）	弁護士
	古川　道郎（ふるかわ　みちお）	福島県川俣町長
	柳田　邦男（やなぎだ　くにお）	作家、評論家
	吉岡　斉（よしおか　ひとし）	九州大学副学長
技術顧問	安部　誠治（あべ　せいじ）	関西大学教授、前関西大学副学長
	淵上　正朗（ふちがみ　まさお）	株式会社小松製作所顧問、工学博士

（注）委員及び技術顧問の表記はそれぞれ五十音順。

委員及び技術顧問は、所属する組織団体を代表するものではない。

This page intentionally left blank.

目　　次

Ⅰ　はじめに
1　当委員会の概要　1
2　当委員会の活動状況　2
3　最終報告と中間報告の関係　3

Ⅱ　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被害状況と事故対処
1　福島第一原子力発電所 1 号機から 3 号機における主要な施設・設備の被害状況　7
（1）はじめに　7
（2）主要計装機器の仕組み等　7
（3）過酷事故に伴う諸現象に関する解析　23
（4）1 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討　27
（5）2 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討　32
（6）3 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討　36
2　水素ガス爆発に関する検討　40
（1）爆発現象の種類　41
（2）水素ガス爆発の特徴　42
（3）1 号機 R/B の爆発　46
（4）2 号機 R/B 及び S/C の状況　62
（5）3 号機 R/B の爆発　67
（6）4 号機 R/B の爆発　73
3　福島第一原発 5 号機及び 6 号機における事故対処　85
（1）福島第一原発 5 号機及び 6 号機における事故対処の概要　85
（2）福島第一原発 5 号機及び 6 号機の概要　86
（3）福島第一原発 5 号機及び 6 号機の被害状況　87
（4）地震発生から津波到達までの状況（3 月 11 日 14 時 46 分頃から同日 15 時 35 分頃までの間）　89

（５）原子炉減圧及び原子炉注水の状況等　91
（６）RHR 復旧までの SFP の状況及びこれに対する対処　101
（７）RHR の復旧から冷温停止までの状況　104
４　福島第一原発の外部電源復旧状況　111
（１）福島第一原発の外部電源設備の概要　111
（２）福島第一原発の外部電源設備の被害状況　114
（３）福島第一原発の外部電源復旧に関する検討状況等　114
（４）福島第一原発の外部電源復旧状況　120
（５）福島第一原発へ供給される外部電源の安定化　125
５　福島第二原子力発電所における事故対処　127
（１）福島第二原子力発電所における事故対処の概要　127
（２）福島第二原発の概要　127
（３）福島第二原発の被害状況　131
（４）地震発生から津波到達までの状況及びこれに対する対処（3 月 11 日 14 時 46 分頃から同日 15 時 22 分頃までの間）　136
（５）津波到達以降の 3 月 11 日の状況及びこれに対する対処（3 月 11 日 15 時 22 分頃以降）　140
（６）3 月 12 日の状況及びこれに対する対処　159
（７）3 月 13 日以降の状況及びこれに対する対処　170
（８）福島第一原発及び福島第二原発における事故対処の状況と比較　174

Ⅲ　災害発生後の組織的対応状況
１　原災法、防災基本計画等に定められた災害対応　191
２　事故発生後の国の対応　191
（１）国の対応の概観（官邸 5 階等における対応を含む。）　191
（２）保安院の対応　199
（３）官邸危機管理センター（緊急参集チーム）の対応　199
（４）安全委員会の対応　199
（５）他の政府関係機関等の対応　200
（６）福島第一原子力保安検査官の活動の態様　201

３　事故発生後の福島県の対応　201
４　事故発生後の東京電力の対応　202
（１）地震発生直後の東京電力本店及び福島第一原発の対応　202
（２）福島原子力発電所事故対策統合本部の設置　202
５　事故発生後のオフサイトセンターの対応　208
（１）地震発生直後のオフサイトセンターの状況　208
（２）オフサイトセンターにおける活動の態様　208
（３）オフサイトセンター（現地対策本部）の福島県庁への移転　208
（４）原災本部長権限の現地対策本部長への一部委任　209

Ⅳ　福島第一原子力発電所における事故に対し主として発電所外でなされた事故対処
１　環境放射線モニタリングに関する状況　213
（１）事故発生以前の環境放射線モニタリングの態勢及び事故直後の状況　213
（２）モニタリングに関する役割分担の整理とその後の拡充の状況　214
２　SPEEDI 情報の活用及び公表に関する状況　217
（１）SPEEDI システムの概要等　217
（２）３月 15 日以前の SPEEDI の活用・公表の状況　219
（３）SPEEDI 計算結果と福島第一原発事故に関する避難措置との関係　219
（４）３月 16 日以降の SPEEDI の活用・公表　225
３　住民の避難　228
（１）事故初期における避難措置の決定、指示・伝達及び実施　228
（２）福島第一原発から半径 20km 圏内の病院等における避難状況　233
（３）長期的な避難措置の決定、指示・伝達及び実施　241
（４）各市町村における避難状況　241
（５）緊急時避難準備区域の解除　242
（６）福島第二原発に係る原子力緊急事態解除宣言　242
（７）新たな避難区域の設定措置　242

4　被ばくへの対応　245
（１）放射線についての基準　245
（２）作業員の緊急時の被ばく線量限度　245
（３）東京電力における放射線管理態勢　246
（４）公務員の緊急時の被ばく線量限度　254
（５）住民の被ばく　254
（６）緊急被ばく医療機関の被災　259
5　農畜水産物等や空気・土壌・水への汚染　260
（１）飲食物の汚染とその対応　260
（２）土壌等の汚染　267
（３）海水・プール等の汚染　270
（４）福島原子力発電所構内の汚染物質の拡散防止措置　270
6　汚染水の発生・処理に関する状況　271
（１）汚染水への対応に関する経緯　271
（２）高濃度汚染水の浄化処理　271
7　放射性物質の総放出量の推定及び国際原子力・放射線事象評価尺度（INES）　274
（１）総放出量の推定　274
（２）INES　275
8　国民に対する情報提供に関して問題があり得るものの事実経緯　275
（１）福島原発事故に係る広報態勢　275
（２）炉心に関する保安院の説明の変遷　276
（３）炉心に関する東京電力の説明　281
（４）東京電力の広報と国側の関わり　281
（５）３号機原子炉の状況に関する広報　282
（６）統合本部合同記者会見　284
（７）テルル等の放射性核種検出に関する公表　284
（８）「直ちに」との表現　284
（９）不測事態シナリオ　285
9　国外への情報提供に関して問題があり得るものの事実経緯　287

（１）各国に対する情報提供　287
（２）汚染水の海洋放出についての情報提供の状況　290
10　諸外国及び IAEA 等国際機関との連携　292
（１）米国等との連携状況　292
（２）各国からの援助提供とそれらに対する対応　292
（３）各国の避難状況　294
（４）IAEA との連携　296

Ⅴ　事故の未然防止、被害の拡大防止に関連して検討する必要がある事項
１　国際原子力機関（IAEA）の安全基準　297
２　日本海溝沿いの地震津波に関する科学的知見等　302
（１）東北地方太平洋沖地震発生以前の日本海溝沿いの地震津波に関する地震学者の考え方　302
（２）中防専門調査会報告において長期評価の提唱する津波地震が防災対策の検討対象から除外された経緯　305
（３）長期評価の改訂に当たり東京電力より要請された表現ぶりの見直しへの対応　307
３　シビアアクシデントに対する対策の在り方　308
（１）地震を起因とした確率論的安全評価（PSA）の技術水準　309
（２）地震等の外的事象を対象とした AM の導入を行うに至らなかった背景等　312
（３）全交流電源喪失事象（SBO）　322
４　原子力災害対応体制の検討経緯　330
（１）原子力災害対策特別措置法策定時の議論　330
（２）防災対策を重点的に充実すべき地域の範囲（EPZ）等の考え方　332
（３）原子力災害と大規模自然災害の同時期発生への対処　336
５　国際法・国際基準関係　338
（１）国際基準と国内基準との調和の取組　338
（２）国際機関等による規制当局・事業者のレビュー　342
６　原子力安全規制機関としての組織体制　353

（１）保安院の規制当局としての在り方　353
（２）安全委員会の規制関係機関としての在り方　358

Ⅵ　総括と提言
はじめに　361
１　主要な問題点の分析　363
（１）事故発生後の東京電力等の対処及び損傷状況に関する分析　363
（２）事故発生後の政府等の事故対処に関する分析　366
（３）被害の拡大防止策に関する分析　374
（４）事故の未然防止策や事前の防災対策に関する分析　396
（５）原子力安全規制機関等に関する分析　399
（６）東京電力に関する分析　401
（７）IAEA 基準などとの国際的調和に関する分析　406
２　重要な論点の総括　408
（１）抜本的かつ実効性ある事故防止策の構築　408
（２）複合災害という視点の欠如　410
（３）求められるリスク認識の転換　412
（４）「被害者の視点からの欠陥分析」の重要性　414
（５）「想定外」問題と行政・東京電力の危機感の希薄さ　418
（６）政府の危機管理態勢の問題点　423
（７）広報の問題点とリスクコミュニケーション　424
（８）国民の命に関わる安全文化の重要性　426
（９）事故原因・被害の全容を解明する調査継続の必要性　429
３　原子力災害の再発防止及び被害軽減のための提言　432
（１）安全対策・防災対策の基本的視点に関するもの　433
（２）原子力発電の安全対策に関するもの　434
（３）原子力災害に対応する態勢に関するもの　435
（４）被害の防止・軽減策に関するもの　436
（５）国際的調和に関するもの　439
（６）関係機関の在り方に関するもの　439

（７）継続的な原因解明・被害調査に関するもの　441

委員長所感　443

This page intentionally left blank.

凡　　例

1　日付は、特に断りがない限り、平成23年の日付である。

2　時刻は24時間制で表記している。

3　人物の役職・肩書及び組織等の名称は、特に断りがない限り、当時のものである。

4　本文中で「資料」として参照しているものは、別冊の資料編に編綴している。

5　略語・英略語は、本文中で定義しているが、別冊の資料編末尾にも略語表・英略語表を登載している。

This page intentionally left blank.

Ⅰ　はじめに

1　当委員会の概要

平成 23 年 3 月 11 日、東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」という。）及び福島第二原子力発電所（以下「福島第二原発」という。）は、東北地方太平洋沖地震とこれに伴う津波によって被災し、極めて重大で広範囲に影響を及ぼす原子力事故が発生した。

福島第一原発からは、大量の放射性物質が放出されて、発電所から半径 20km 圏内の地域は、警戒区域として原則として立入りが禁止され、半径 20km 圏外の一部の地域も、計画的避難区域に設定されるなどした。平成 24 年 4 月以降、一部の地方自治体について、警戒区域及び避難指示区域の見直し等が実施されているが、これまでに 11 万人を超える住民が避難し、現在も、多くの住民が避難生活を余儀なくされている状況にある。また、放出された放射性物質は、福島県だけでなく、東日本の広範な地域に拡散し、放射能汚染の問題は、子どもを含めた多くの人々に健康への影響に対する不安を与え、農畜水産物の生産者等に甚大な被害をもたらすとともに、消費者の不安も招くなど、国民生活に、極めて広範かつ深刻な影響を及ぼしている。さらに、今回の事故は、近隣諸国のみならず、広く世界の国々に衝撃を与え、特に、汚染水の海洋放出は、近隣諸国を始めとする国際社会から厳しい目を向けられることとなった。

当委員会は、今回の事故の原因及び事故による被害の原因を究明するための調査・検証を、国民の目線に立って開かれた中立的な立場から多角的に行い、被害の拡大防止及び同種事故の再発防止等に関する政策提言を行うことを目的として、平成 23 年 5 月 24 日の閣議決定により設置された。

当委員会は、委員長の畑村洋太郎（東京大学名誉教授、工学院大学教授）以下、内閣総理大臣により指名された 10 名のメンバーで構成され、さらに、専門的、技術的事項について助言を得るため、委員長の指名により 2 名の技術顧問を置いた。また、調査・検証を補佐する事務局には、事務局長以下の各府省庁出身者のほか、社会技術論、原子炉過酷事故解析、避難行動等の分野の専門家 8 名を配置し、専門家をチーム長として、三つの調査・検証チームを設置した[1]。

---

[1]　調査・検証チームとして、事故前の背景事情等の調査・検証を担当する「社会システム等検証チーム」、事故原因の技術的問題点等の調査・検証を担当する「事故原因等調査チーム」、避難等の各種措置の適否等の調査・検証を担当する「被害拡大防止対策等検証チーム」の三つを設置した。

今回の事故に関する調査・検証は、事故の当事者である東京電力や、規制当局である経済産業省原子力安全・保安院（以下「保安院」という。）等によっても行われており、また、政府の原子力災害対策本部から、国際原子力機関（IAEA）に対して日本国政府の報告書も提出されているが、当委員会は、これらとは別に、従来の原子力行政から独立した立場で、技術的な問題のみならず制度的な問題も含めた包括的な検討を行うことを任務として調査・検証を行った[2,3]。

2　当委員会の活動状況

当委員会は、平成23年6月7日に第1回委員会を開催して調査・検証に着手し、同年12月26日の第6回委員会において中間報告を取りまとめた。中間報告は、調査・検証の途中段階のものではあるが、今回の事故に対する国内外の関心の高さや、関係機関における事故の教訓を踏まえた取組の進行状況を考慮し、それまでに明らかになった事実関係をできる限り詳細に記述するとともに、事故発生後の政府諸機関の対応の問題点、福島第一原発における事故後の対応に関する問題点、被害の拡大を防止する対策の問題点、事前の津波・シビアアクシデント対策の問題点等について可能な範囲で考察を加え、緊急事態応急対策拠点施設（オフサイトセンター）の機能維持、モニタリングの運用改善、緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム（SPEEDI）の活用、住民避難への備え、原子力安全規制機関の在り方といった事柄について、幾つかの提言を行った。この中間報告については、平成24年1月20日、福島県内の地方自治体関係者の出席を得て説明会を開催した。また、当委員会は、調査・検証の内容を国際的な関心に応えるものにするため、同年2月24日、25日の両日にわたって開催した第8回委員会において、海外5か国（アメリカ合衆国、フランス、スウェーデン、大韓民国、中華人民共和国）から、国際的に著名な原子力、放射線等の専門家

なお、発足当初は、これらのチームにおける検討状況を踏まえつつ「法規制のあり方の検討チーム」の整備を検討することとしていたが、三つのチームの検討の過程で法規制の在り方の問題も十分取り上げることができると判断されたため、新たなチームとしては設けないこととした。

2　当委員会の基本方針、調査・検証の対象については中間報告Ⅰ３及び５参照。

3　今回の事故については、当委員会のほか、平成23年9月30日に可決・成立した東京電力福島原子力発電所事故調査委員会法により、国会に東京電力福島原子力発電所事故調査委員会が設置され、同委員会は、平成24年7月に「報告書」を取りまとめた。また、民間においても、一般財団法人日本再建イニシアティブが福島原発事故独立検証委員会を設立し、同委員会は、同年2月に「調査・検証報告書」を取りまとめた。

を招へいして、中間報告を基に最終報告に向けた調査・検証について意見交換を行った[4]。当委員会は、このような意見交換の結果も踏まえて更に調査・検証を進め、同年7月23日の第13回委員会においてこの最終報告を取りまとめた。

また、当委員会は、事故現場である福島第一原発及び福島第二原発のほか、主として地震・津波対策について検討するため、日本原子力発電株式会社東海第二発電所、東北電力株式会社女川原子力発電所、同社原町火力発電所、中部電力株式会社浜岡原子力発電所及び東京電力柏崎刈羽原子力発電所の視察を行った。このほか、今回の原子力災害で被災した地方自治体のうち、福島県大熊町、双葉町、浪江町、南相馬市及び飯館村の各首長並びに浪江町から避難している住民からの意見聴取を行い、仮設住宅の視察を行った。

当委員会では、主として事務局を通じ[5]、東京電力、保安院、原子力安全委員会を始めとする関係事業者、関係機関から資料の提出を受けてこれを分析するとともに、これらの役職員、構成員や、菅直人前内閣総理大臣を始めとする事故発生当時の閣僚、更には学識経験者等も含めて幅広く関係者のヒアリングを行った。これまでにヒアリングを行った関係者の人数は772名、総聴取時間は概算で1,479時間に上っている。当委員会は、相手方の協力の下で調査・検証を行ってきたが、関係者からは必要な協力を得ることができた。

3　最終報告と中間報告の関係

前記２のとおり、中間報告は、それまでの調査・検証によって明らかになった事実関係をできる限り詳細に記述し、一部、評価・提言も盛り込んだ内容となっているが、他方、中間報告の段階では調査が未了で取り上げることができなかった事項や、中間報告で取り上げたものの、最終報告に向けて更なる調査・検証を要する事項なども少なくなかった。当委員会は、中間報告後、このような事項について調査・検証を行い、この最終報告を取りまとめた。この最終報告は、中間報告と一体となるものであり、

4　国際専門家として、リチャード・A・メザーブ氏（アメリカ合衆国原子力規制委員会元委員長）、アンドレ・クロード・ラコステ氏（フランス原子力安全機関長官）、ラーシュ・エリック・ホルム氏（スウェーデン保健福祉庁長官）、張（チャン）・舜興（スンフン）氏（韓国科学技術院教授）、柴（チャイ）・国旱（グォハン）氏（中華人民共和国環境保護部核・放射線安全センター主任技師）を招へいした。国際専門家の意見・助言の要旨については資料編の参考資料を参照されたい。

5　事故発生当時の閣僚等の重要な関係者のヒアリングは、委員、技術顧問も参加して行った。

主として、中間報告後の調査・検証の結果を記述しており、特段の必要がない限り、中間報告と同一の内容は改めて記述していない。ただし、中間報告で取り上げた事項であっても、その後の調査・検証の結果、中間報告の記述について加筆が必要となった場合は、中間報告を適宜引用しつつ、当該事項について改めて記述している。

この最終報告の構成を、中間報告との関係にも触れながらごく簡単に説明しておく。

本章に続くⅡ章では、福島第一原発及び福島第二原発における被害状況と事故対処について記述している。福島第一原発における被害の概要等については中間報告Ⅱ章で取り上げ、同原発における事故対処については1号機から4号機を中心に中間報告Ⅳ章で詳述したところである。最終報告では、福島第一原発1号機から3号機の主要な施設・設備の被害状況について、事態の進展に伴う損傷の拡大状況に関する分析も含めて改めて詳述するとともに、同原発1号機、3号機及び4号機の原子炉建屋の水素ガス爆発等に関する検討を行った。さらに、中間報告の段階では調査・検証が未了であった同原発5号機及び6号機における事故対処、同原発の外部電源復旧状況や、福島第二原発における事故対処の状況についても記述した。

Ⅲ章では、原子力災害発生後の国等の組織的対応状況を概観している。これついては中間報告Ⅲ章で取り上げたところであるが、最終報告では、中間報告Ⅲ章の構成を踏襲しつつ、中間報告後の調査・検証の結果を踏まえて一部加筆を行った。中間報告との対応関係を明確にするため、中間報告の記述から変更のない項目についても見出しと中間報告の該当箇所を掲げた。

Ⅳ章では、主として発電所外でなされた被害拡大防止のための対処として、環境放射線モニタリング、SPEEDI、住民の避難等について事項ごとに記述している。これらについては中間報告Ⅴ章で取り上げたところであるが、最終報告では、中間報告Ⅴ章の構成を踏襲しつつ、中間報告後の調査・検証の結果を踏まえて一部加筆を行った。Ⅲ章と同様に、中間報告の記述から変更のない項目についても見出しと中間報告の該当箇所を掲げた。

Ⅴ章では、事故の未然防止、被害の拡大防止に関連して検討する必要がある事項について記述しているが、これは中間報告Ⅵ章と一体となるものである。中間報告では、地震対策、津波対策の在り方、シビアアクシデント対策の在り方、複合災害時の原子力災害対応等について記述した。最終報告では、中間報告の記述に関連して、日本海溝沿いの地震・津波に関する科学的知見、シビアアクシデント対策の在り方等につい

て記述したほか、原子力災害対応体制の検討経緯、国際法・国際基準関係について記述した。

Ⅵ章では、Ⅱ章からⅤ章までに現れた主要な問題点に分析を加えた上、「抜本的かつ実効性ある事故防止対策の構築」「複合災害という視点の欠如」「『被害者の視点からの欠陥分析』の重要性」などとして、重要な論点９項目の総括を行い、あわせて、原子力災害の再発防止及び被害軽減のための当委員会の提言を七つのカテゴリーに分類して掲載した。提言については、中間報告におけるものも再掲した。

This page intentionally left blank.

Ⅱ　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被害状況と事故対処

1　福島第一原子力発電所１号機から３号機における主要な施設・設備の被害状況

（1）はじめに

中間報告Ⅱ３では、冷温停止に向けてプラント制御をする上で重要な機能を有する施設・設備について、被害の概要を述べた。

その後、当委員会では、福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」という。）の各号機のプラント関連パラメータ、アラームタイパ、過渡現象記録装置データ、記録計チャート、当直引継日誌及びメモ書きその他の客観的な資料を精査するとともに、東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）、プラントメーカー及び独立行政法人原子力安全基盤機構（JNES）その他の関係者からヒアリングを実施するなどして調査を進め、これらの調査の結果判明した事実に基づき、特に、1～3 号機について、主要な施設・設備が本来有する機能の喪失の有無、程度及び時期等を動態的に捉えた検証を行った。検証対象とした主要な施設・設備には、原子炉圧力容器（以下「圧力容器」という。）、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）のほか、非常用復水器（IC）、原子炉隔離時冷却系（RCIC）及び高圧注水系（HPCI）といった冷却・注水用設備がある。

かかる検証は、多岐にわたる膨大なものとなったため、その詳細については資料Ⅱ-1-1 に掲載することとし、ここでは、まず、主要な施設・設備の被害状況を検証する上で必要不可欠な計装機器の仕組み等について検討するとともに、炉心状態に関する解析一般について総括的に言及した上、各号機ごとに主要な施設・設備の被害状況に関する結論部分のみを記すこととした。

各結論に至る根拠については、資料Ⅱ-1-1 に詳しく記載しているので、必要に応じて参照されたい。

（2）主要計装機器の仕組み等

a　意義

圧力容器や格納容器の健全性を検証するに当たって、各号機のプラント関連パラメータに記録された原子炉水位や原子炉圧力、ドライウェル（D/W）圧力及び圧力抑制室（S/C）圧力等の数値は、当時の各号機の状態を推知せしめるものとして重要な意味をもつ。

もっとも、これらのデータ数値は、ある時点において各計装機器によって計測された値の集合体である。そうすると、各計装機器が正しい値を示さなくなっているにもかかわらず、その指示値を絶対的なものとして取り扱えば、当時の各号機の状態を見誤り、圧力容器や格納容器の健全性に関する正確な検証ができなくなるおそれがある。反対に、さしたる根拠もなく、その指示値を信用できないとして切り捨てることも、圧力容器や格納容器の健全性を検証する上で、数少ない重要な手がかりを自ら放棄するに等しい。

そこで、各計装機器の仕組みを知り、いかなる場合にどのような誤計測、誤表示が生じ得るのかについて理解することは、各プラント関連パラメータを正確に読み取り、圧力容器や格納容器の健全性に関する検証を実施する上での大前提となる。

それにとどまらず、この点についての理解を深めることにより、各プラント関連パラメータの推移からうかがわれる計装機器の誤計測、誤表示の原因を解明する手掛かりが得られ、その原因が圧力容器や格納容器の状態に関わる場合には、その原因の解明こそが、圧力容器や格納容器の状態を推知せしめ、その健全性を検証する上で極めて重要な手掛かりとなる。

ここに、主要計装機器の仕組みや誤計測、誤表示の原因を論じることの意義がある。

b　主要計装機器の仕組み

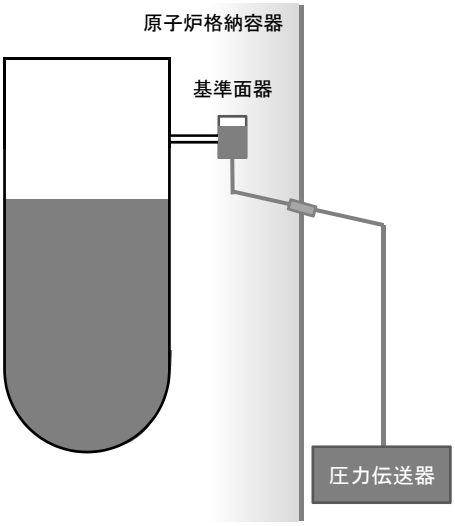
（a）原子炉圧力計

①　原子炉圧力計は、圧力容器を貫通し、圧力容器外側（格納容器内側）に備え付けられた基準面器から計装用配管（以下「基準面器側配管」という。）を通じて、原子炉建屋（R/B）内にある計装ラック内に設置された圧力伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる水圧を測定し、基準面器水面（以下「基準面」という。）から圧力伝送器までの水頭圧[1]を差し引いて原子炉圧力に換算するものである。

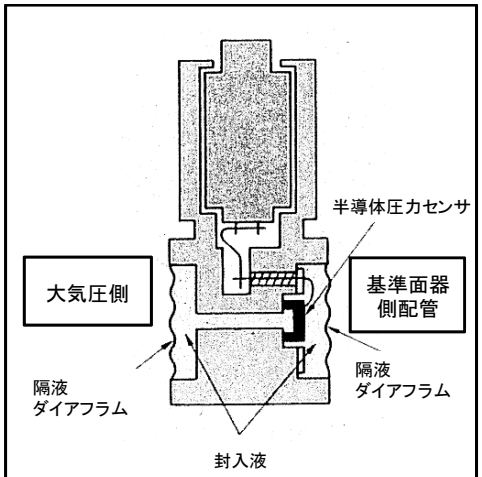
---

[1] 基準面から圧力伝送器までの水頭圧については、基準面器側配管及び圧力伝送器の設置状況によって異なっており、今回の事故対処に用いられた原子炉圧力計のうち、1 号機及び 3 号機のものが 90kPa abs、2 号機のものが 97kPa abs となっている。

この原子炉圧力計は、ゲージ圧（絶対圧と大気圧との差圧）を計測するものであるため、実際には、圧力伝送器内で測定した圧力は、基準面器側配管の圧力（絶対圧）から大気圧を差し引いた値として換算される（図Ⅱ-1-1 及び 2 参照）。



図Ⅱ-1-1　原子炉圧力計の概要



図Ⅱ-1-2　圧力伝送器

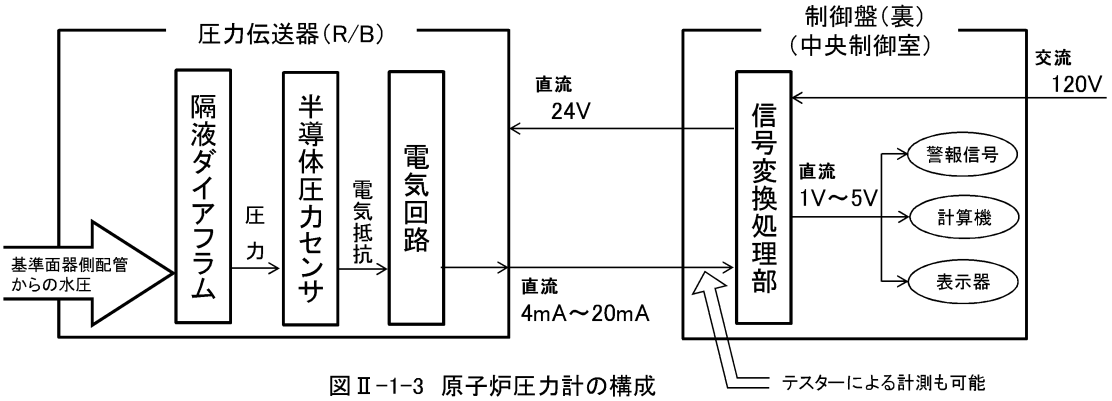
株式会社日立製作所のカタログを基に作成

基準面器は、原子炉水位計と共通のものが用いられており、1 号機から 3 号機まで、いずれも有効燃料頂部（TAF）+5,000mm よりやや上方に、圧力容器から基準面器に圧力容器内雰囲気を取り込む配管が設けられており、原子炉圧力の変化に応じて、圧力伝送器内にある隔液ダイアフラムにかかる水圧に変化が生じることになる。

② そして、圧力伝送器内において、基準面から基準面器側配管を通じて隔液ダイアフラムにかかる水圧から大気圧を差し引いた差圧に応じて、半導体圧力センサによって電気抵抗に変換され、電気回路において増幅された後、最小 4mA、最大 20mA 直流の電流に変換・出力される。

この直流電流が、圧力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に電気回線を通じて送られて信号変換処理され、最小 1V、最大 5V の電圧に変換される。そして、かかる電圧の大小変化に応じて、一定の電圧に達した場合に「原子炉圧力高」等の警報信号が発信されたり、原子炉圧力の数値に換算して計算機に記録されたり、表示器に原子炉圧力として表示されたり

することになる（図Ⅱ-1-3 参照）。



図Ⅱ-1-3 原子炉圧力計の構成

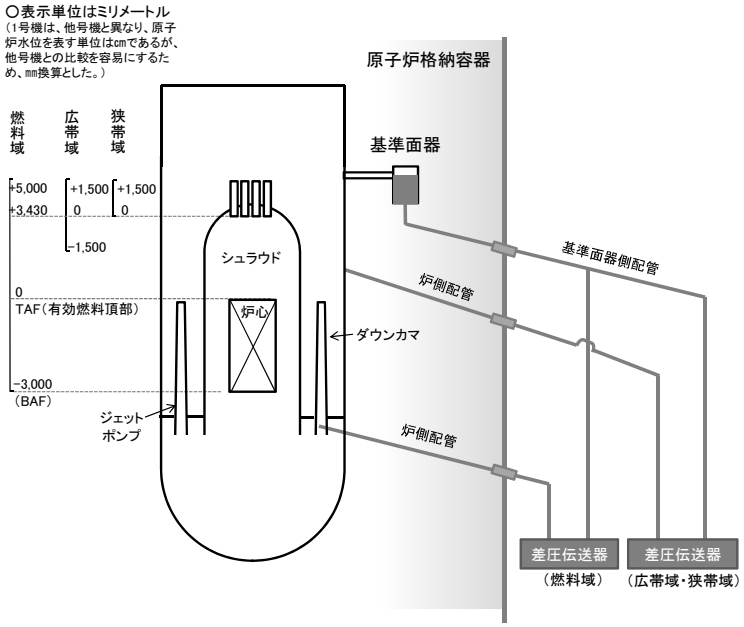
③ 圧力伝送器は、各号機 R/B 内の計装ラックに設置されているが[2]、同計装ラックには、直接読み取り可能な指示計も設けられている。直接読み取り可能な指示計は、圧力伝送器に接続される基準面器側配管から分岐した配管に指示計が直接接続され、同配管内の水が、指示計内部にあるブルドン管内に入り、その水圧に応じてブルドン管が伸縮し、その伸縮に応じて計測用の針が動く仕組みであり、電源を必要としない。

（b）原子炉水位計

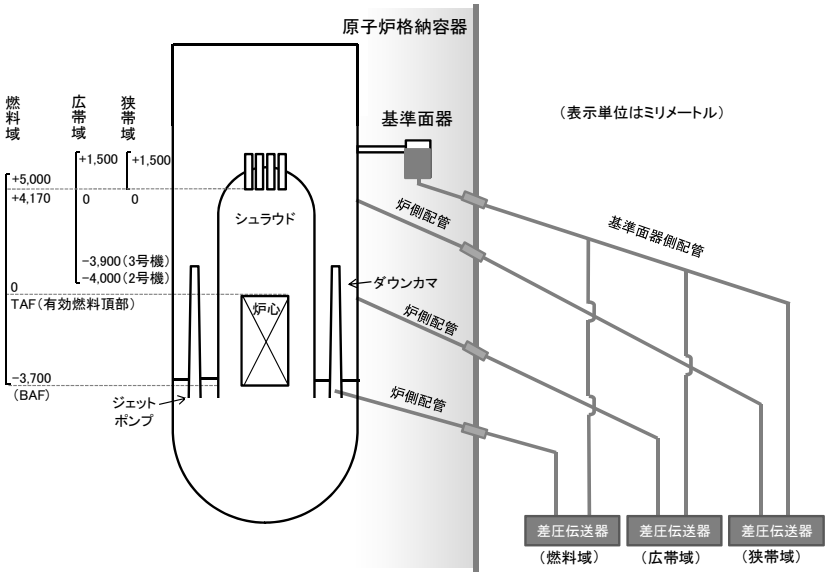
① 原子炉水位計は、圧力容器下部の炉側計装配管（以下「炉側配管」という。）を通じて送られる水の圧力（以下「炉側配管圧力」という。）から、基準面器から基準面器側配管を通じて差圧伝送器に送られる水の圧力（以下「基準面器側配管圧力」という。）を差し引いた値を計測し、その差圧の大小に応じて、原子炉水位に変換、表示するものである。原子炉水位計の主なものとしては、測定範囲によって、広帯域、狭帯域、燃料域及び停止域を計測するものがある。いずれの測定範囲の原子炉水位計も、基準面器については、1 号機から 3 号機まで、TAF+5,000mm よりやや上方に、圧力容器から基準面器へ圧力容器内雰囲気を取り込む配管が設けられている。他方、炉側配管入口は、圧力容器内に直接設置され、それぞれ広帯域、狭帯域、燃料域及び停

[2] 例えば、1 号機で用いられた原子炉圧力計（A 系）の圧力伝送器であれば R/B2 階格納容器の北西脇に設置されている。

止域の測定範囲下限のやや下方に取り付けられている（図Ⅱ-1-4 及び 5 参照）。



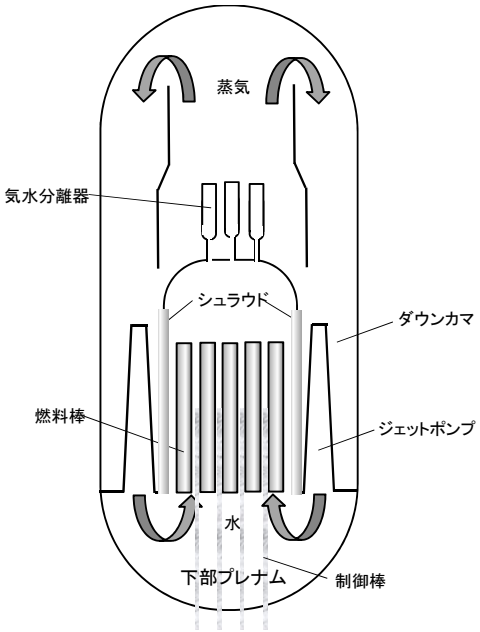
図Ⅱ-1-4 原子炉水位計の概要（1 号機）



図Ⅱ-1-5 原子炉水位計の概要（2 号機及び 3 号機）

これらの測定範囲の異なる原子炉水位計のうち、燃料域水位計は、比較的低レンジの原子炉水位を計測するところ、低レンジでは、圧力容器内の炉内構造物の影響を受け、燃料が蔵置されているシュラウド内と、シュラウド外側のダウンカマ部との間で水位が異なってくる。そこで、燃料域水位計は、

燃料の露出の有無、程度を可能な限り把握できるように、比較的シュラウド内水位の影響を受けやすく、かつ、シュラウド内の発泡による水位上昇分を差し引いた実際の水位に近いとされるジェットポンプ内に炉側配管入口を設けている[3]。また、この炉側配管入口の取付け位置は、有効燃料下端（BAF）よりやや下方とされている（前掲図Ⅱ-1-4 及び 5 並びに図Ⅱ-1-6 参照）。



図Ⅱ-1-6 原子炉圧力容器（シュラウド、ダウンカマ）

なお、BAF は、1 号機が TAF-3,000mm、2 号機及び 3 号機が TAF-3,700mm である。

② 原子炉水位計によって、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値の範囲は異なる。

通常、実際の原子炉水位は、基準面器水位よりも低いため、炉側配管圧力の方が基準面器側配管圧力よりも小さくなる。

したがって、差圧伝送器で計測する炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は負の値となる。原子炉水位が低下すれば、炉側配管圧力は小さくなるので、炉側配管圧力と基準面器側配管の差圧は、より絶対値の大きな負の値で示される。

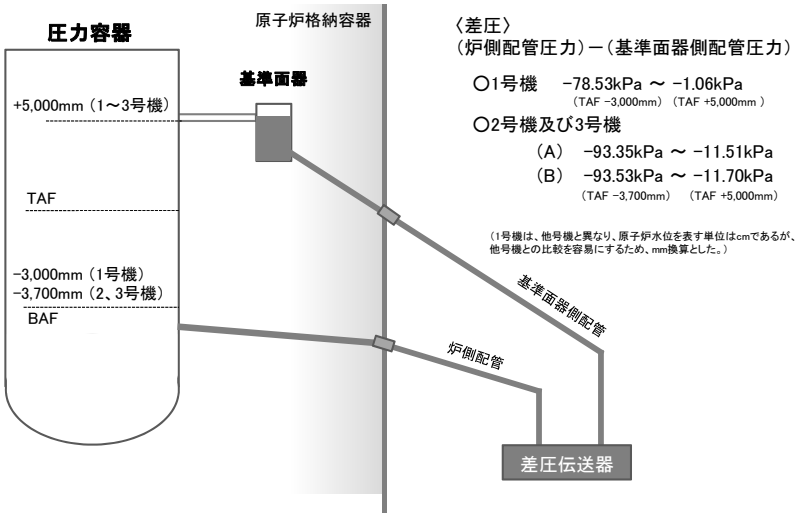
1 号機の現場対処で実際に用いられた原子炉水位計（燃料域）について言えば、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は-78.53kPa から-1.06kPa までとなり、この差圧を原子炉水位（燃料域）に換算すると、それぞれ TAF-3,000mm から+5,000mm までとなり[4]、これが、この原子炉水

---

[3] これに対し、広帯域、狭帯域及び停止域の原子炉水位計の炉側配管は、圧力容器ダウンカマ部に炉側配管入口が設けられている。

[4] 1 号機は、他号機と異なり、原子炉水位を表す単位が cm であるが、他号機との比較を容易にするた

位計の測定範囲となる（図Ⅱ-1-7 参照）。



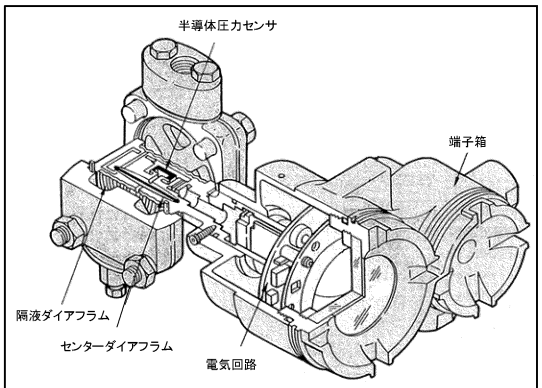
図Ⅱ−1−7　原子炉水位計（燃料域）の差圧

また、2 号機の現場対処で実際に用いられた原子炉水位計（燃料域）には、差圧伝送器、基準面器側配管及び炉側配管の位置関係によって二つのタイプがある。その一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.35kPa から-11.51kPa まで測定し、もう一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.53kPa から-11.70kPa まで測定する。これらの測定値を原子炉水位（燃料域）に換算すると、それぞれ TAF-3,700mm から+5,000mm までとなり、これが、これらの原子炉水位計の測定範囲となる（前掲図Ⅱ-1-7 参照）。

さらに、3 号機の現場対処で実際に用いられた原子炉水位計（燃料域）についても、2 号機と同様に、差圧伝送器、基準面器側配管及び炉側配管の位置関係によって二つのタイプがある。その一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.35kPa から-11.51kPa まで測定し、もう一つは、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値として-93.53kPa から-11.70kPa まで測定する。これらの測定値を原子炉水位（燃料域）に換算すると、それぞれ TAF -3,700mm から+5,000mm までとなり、これが、これらの原子炉水位計の測定範囲となる（前掲図Ⅱ-1-7 参照）。

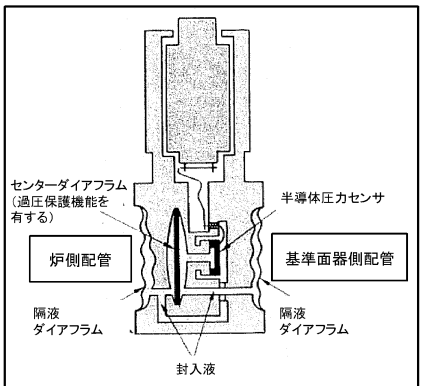
め、mm 換算とした。

③　差圧伝送器は、各号機 R/B 内に設置され[5]、基準面器側配管及び炉側配管を通じて、異なる隔液ダイアフラムによって炉側配管圧力及び基準面器側配管圧力を計測し、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値が、半導体圧力センサによって電気抵抗に変換され、電気回路において増幅された後、最小 4mA、最大 20mA 直流の電流に変換・出力される（図Ⅱ-1-8 及び 9 参照）。



図Ⅱ-1-8　差圧伝送器の形状及び内部構造

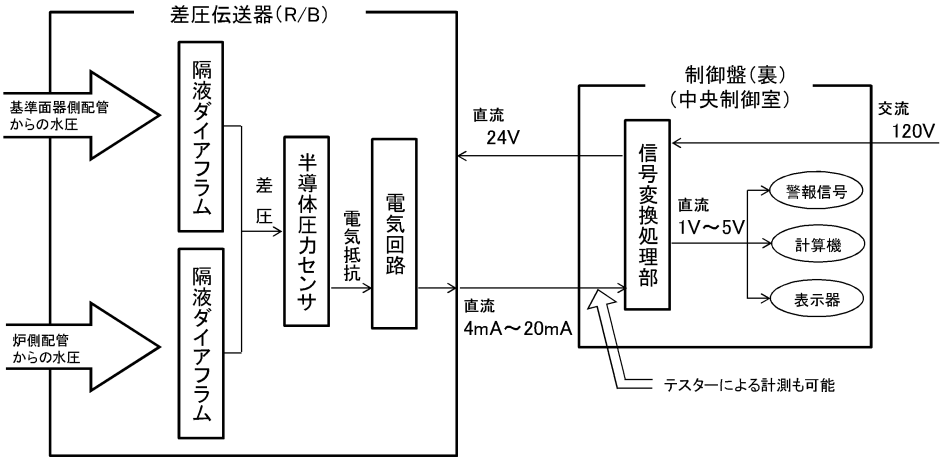
株式会社日立製作所のカタログを基に作成



図Ⅱ-1-9　差圧伝送器

株式会社日立製作所のカタログを基に作成

この直流電流が、圧力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に送られ、最小 1V、最大 5V の電圧に変換され、これが原子炉水位に換算、表示等されることになる（図Ⅱ-1-10 参照）。



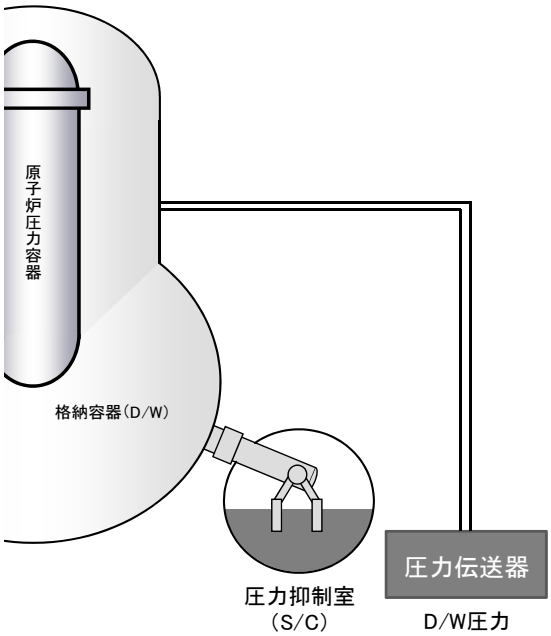
図Ⅱ-1-10　原子炉水位計の構成

5　例えば、1 号機燃料域水位計の場合、R/B1 階格納容器の北北西脇に設置されている。

（c）D/W 圧力計

D/W 圧力計は、格納容器内側の検知地点から直接計装配管を通じて圧力伝送器[6]に送られた D/W 内雰囲気圧力を、圧力伝送器内の隔液ダイアフラムで計測する（図Ⅱ-1-11 参照）。

そして、圧力伝送器内において、この計測された圧力が半導体圧力センサによって電気抵抗に変換・増幅された後、最小 4mA、最大 20mA 直流の電流に変換・出力され、圧力伝送器から中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部に送られる。その後、これが信号変換処理され、最小 1V、最大 5V の電圧に変換され、D/W 圧力として換算後、「D/W 圧力高」等の警報信号等が発信されたり、計算機や表示器に表示されたりすることになる。



図Ⅱ-1-11 D/W 圧力計

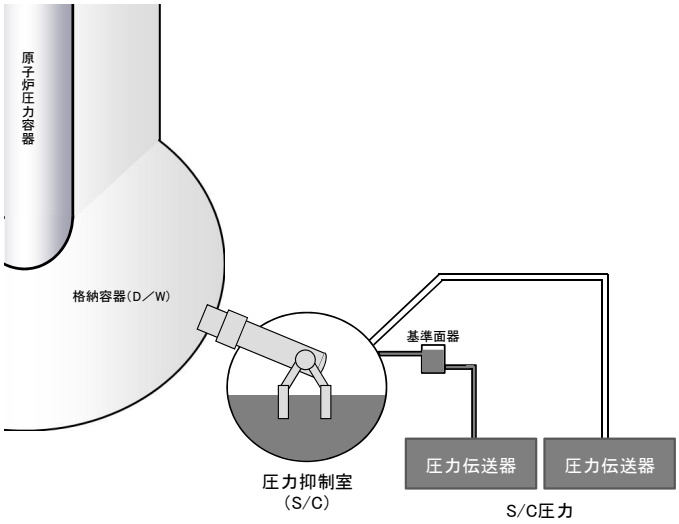
また、かかる電気系統を用いることなく、直接読み取り可能な D/W 圧力計も、各号機 R/B 内計装ラックに設けられている。これは、圧力伝送器に接続される計装配管から分岐して配管に指示計が直接接続され、D/W 内雰囲気が同配管内を通じて指示計内部にあるブルドン管内に入り、その圧力に応じてブルドン管が伸縮し、その伸縮に応じて計測用の針が動く仕組みであり、電源を必要としない。

（d）S/C 圧力計

S/C 圧力計には、電気系統を用いるものとして二つのタイプがある。その一つは、S/C 気相部に備え付けられた基準面器から基準面器側配管を通じて圧力伝送器に送られる水の圧力が原子炉圧力計と同様の方法で電気抵抗に変換さ

6 各号機 R/B 内の計装ラックに設置されている。

れるなどして、中央制御室の計装指示器で読み取り可能となるものである。もう一つは、S/C 気相部に備え付けられた計装配管を通じて送られる S/C 気相部内雰囲気圧力を、D/W 圧力計と同様の方法で電気抵抗に変換するなどして、中央制御室の計装指示器で読み取り可能となるものである。両者の違いは、基準面器を用いて水圧を計測するか、又は基準面器を用いることなく直接S/C気相部内雰囲気圧力を計測するかという点にある（図Ⅱ-1-12参照）。



図Ⅱ-1-12 S/C 圧力計

c　各計装機器の電源

前記ｂ記載の各計装機器の電源は、交流 120V 原子炉保護系分電盤等から交流を直流に変換して直流 24V 電源装置を用いることとしている。すなわち、直流 24V 電源装置から電源を供給できれば[7]、これを圧力伝送器や差圧伝送器まで電源供給し、この電源を用いて、圧力伝送器や差圧伝送器において計測した水圧や雰囲気圧力を電気抵抗へ変換・増幅して、中央制御室制御盤裏にある信号変換処理部等に送ることが可能となる。

ただし、読み取りのために必要な表示用計器の中には、かかる直流 24V の電源供給のみで表示可能なものもあれば、別途、交流 120V 電源による供給を要するものもある。後者の場合、交流 120V 電源が確保できなければ表示用計器による表示ができないが、それでも直流 24V の電源供給がなされている限り、圧力伝送器や差圧伝送器において計測がなされ、信号変換処理部までは計測された圧力に応じた電流が流れているので、テスターでその電流の大小やこれが変換された電圧の大小を計測して換算することによって計測可能となる。

7　全ての交流電源が喪失していたため、今回の事故対処においては、通常と異なり、合計 24V となるよう複数のバッテリーを接続して電源供給をした。

d　各計装機器において誤計測、誤表示が生じる要因

①　前記ｂ記載の各計装機器に用いられている圧力伝送器や差圧伝送器については、熱及び機械力による長期的な経年劣化や事故時雰囲気を考慮した長期健全性試験が実施されている。すなわち、圧力伝送器や差圧伝送器自体を最高温度100℃、最高圧力 1.8kPa gage、蒸気雰囲気の中に 38 日間置いたところ、その後の耐水圧試験、絶縁抵抗測定試験、入出力試験いずれにおいても異常は認められなかったことが確認されており[8]、今回の事故当時、R/B の内部自体がこのような雰囲気に置かれていたとまでは考え難いから、圧力伝送器や差圧伝送器自体の故障による誤計測、誤表示の可能性は低いと考えられる。

しかし、圧力伝送器や差圧伝送器自体に異常がなかったとしても、圧力容器や格納容器から計装用配管を通じて圧力伝送器や差圧伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる圧力自体が、圧力容器や格納容器の状態を正しく反映するものでない場合には、誤計測、誤表示が生じ得るので、以下では、かかる場合について考察する。

②　まず、原子炉圧力計は、基準面器から基準面器側配管を通じて圧力伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる水圧を計測し、その基準面から圧力伝送器までの水頭圧を差し引いて原子炉圧力を測定する。

基準面器内に基準面まで水位が確保されていれば、正しい原子炉圧力を測定できるが、基準面器内の水位が低下したり、基準面器側配管まで水位が落ち込んだりした場合には、現実には基準面水位が確保されているときよりも小さな水頭圧しかないのに、基準面水位が確保されていることを前提とした水頭圧分の数値を差し引くことになり、その結果、実際の水頭圧よりも過剰に差し引いた分だけ誤差が生じ、実際の原子炉圧力よりも小さな数値が測定されることになる。

基準面水位の低下によって生じる誤差は、最大でも基準面から圧力伝送器までの水頭圧に等しく、今回の現場対処に用いられた原子炉圧力計では、1 号機

8　かかる試験は、より過酷な状況に置かれる可能性の高い検出器部分ではなく、圧力伝送器や差圧伝送器に対するものであることに留意を要する。

及び3号機につき90kPa、2号機につき97kPaにとどまる[9]。ただし、実際には、基準面器側配管内の水位低下が進んで格納容器外側に至れば、同配管周囲がなおも100℃を超えるような状況にあることは考え難く、同配管内の水位低下が止まると考えるのが自然であるから、誤差は更に小さくなる。

③　原子炉水位計は、基準面器を用いており、基準面器内基準面まで水位が確保されていること及び炉側配管入口を上回る原子炉水位が確保されていることを前提として、下部の炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値を測定し、その測定値を原子炉水位に換算して計測するものである。

したがって、原子炉水位計（燃料域）の場合、原子炉圧力計と異なり、差圧伝送器における測定可能範囲である約80kPaの差圧[10]を、1号機の場合には8,000mmの範囲で、2号機及び3号機の場合には8,700mmの範囲で、それぞれ燃料域水位に換算することになり、仮に、差圧の誤差が10kPaしかなくても、原子炉水位計の表示上、1,000mm又はそれ以上の誤差が生じ得ることになる。

次に、原子炉水位計の仕組みから誤差が生じる要因について以下に述べる[11]。

まず、後に東京電力が1号機や2号機の基準面器への水張りを実施した際に、基準面器内及び基準面器側配管内の水位が、本来あるべき基準面よりも相当程度低下していたことが確認された。基準面器内の水位が低下したり、基準面器側配管まで水位が落ち込んだりした場合には、本来一定であるべき基準面器側配管圧力が小さくなる。

そうすると、炉側配管圧力と基準面器側配管圧力との間の差圧が小さくなるので、差圧伝送器における計測上、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は、基準面まで水位が確保されている場合に比べて絶対値の小さな負の値となり、原子炉水位計は、実際の原子炉水位よりも高めに誤計測、誤表示することになる。

例えば、本来、基準面器側配管圧力が90kPa absであるのに、基準面器内水位が低下して基準面器側配管圧力が80kPa absとなったのに対し、炉側配管圧力が60kPa absであったと仮定する。この場合、差圧伝送器の計測上、炉側配

9　資料Ⅱ-1-2参照。

10　前記ｂ（ｂ）②記載のとおり、原子炉水位計（燃料域）は、差圧測定器による測定範囲の上限と下限の差がおおむね80kPaあり、その差圧を原子炉水位（燃料域）に換算する。

11　資料Ⅱ-1-3参照。

管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値は、基準面まで水位が確保されていれば-30kPa であるのに、基準面器内水位が低下したために-20kPa となる。その結果、原子炉水位計は、基準面まで水位が確保されていれば、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値を-30kPa として原子炉水位に換算するはずであるのに、それよりも絶対値の小さい-20kPa として原子炉水位に換算することになり、原子炉水位を高めに表示することになる。

また、原子炉水位が炉側配管入口部分よりも下回った場合、その部分より下で原子炉水位が昇降しても、炉側配管を通じて差圧伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる水圧に変化が生じることはない。この場合、差圧伝送器では、炉側配管内及び基準面器側配管内の各水位の水頭圧差を計測するにすぎないことになるから、実際の原子炉水位の挙動を全く反映しない差圧を、原子炉水位に換算して表示してしまうことになる。

さらに、上記二つの現象が重なって起こった場合、基準面器側配管及び炉側配管内の水位が低下していくが、いずれの配管も格納容器外壁付近で配管周囲の環境が高温状態を脱し、また、圧力容器内雰囲気の影響を受けにくくなるため、各配管内の水の蒸発が収まることが考えられる。

そうすると、その時点以降は、両配管の水位はほとんど変化を示さず、両配管を通じて差圧伝送器内の隔液ダイアフラムにかかる水圧もほとんど変化を示さなくなり、これらの差圧を換算して原子炉水位として示された指示値も、長時間にわたって変化を示さなくなるといった現象が起こると考えられる。

今回の事故における各号機のプラント関連パラメータを見ると、原子炉水位が長時間にわたって変化を示していない部分が複数認められるが、これは上記のような現象が生じていたためである可能性があり、これらの時間帯には既に原子炉水位が BAF を下回っていたことが疑われることになる。

④ 原子炉水位計につき、これらの現象が起こりやすいのは、圧力容器内の雰囲気及びその影響を受ける基準面器内の雰囲気が水を蒸発させやすい環境、すなわち原子炉圧力が減圧されて水の飽和温度が下がる場合や、計装用配管周囲の格納容器温度が上昇する場合である。具体的には、例えば、主蒸気逃し安全弁（SR 弁）を開いて急速減圧操作を実施した場合や炉心損傷が開始した場合等に起こりやすいと考えられる。

そして、地震発生後、津波到達までの間は、いまだ原子炉圧力が急激に減圧されたり、格納容器温度が急激に上昇したりして基準面器内の水が飽和しやすい環境にあったとまでは言い難く、原子炉圧力計、原子炉水位計、D/W 圧力計、S/C 圧力計といった主要な計装機器に、基準面器内水位の低下等に伴う誤差が生じる環境にはなかったと考えられる。したがって、地震発生後、津波到達までの間、これらの主要な計装機器によって計測された指示値を記録した記録計チャートその他のデータの信用性に疑いを差し挟むべき特段の事情は見当たらない。

これに対し、1 号機から 3 号機まで、いずれも事象が進展して炉心損傷が開始したり、SR 弁を開いて急速減圧するなどして圧力容器が低圧状態となったり、格納容器が高温状態となったりした場合には、基準面器内の水位が低下して原子炉圧力計や原子炉水位計が誤計測、誤表示をするに至った可能性がある。この場合、原子炉圧力計は、単純に基準面器側配管圧力から、基準面水位から圧力伝送器までの水頭圧を差し引いて原子炉圧力を測定する仕組みのため、最大でも、1 号機及び 3 号機の場合には 90kPa、2 号機の場合には 97kPa、実際よりも小さな指示値が表示される誤差が生ずるにとどまるが、原子炉水位計は、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値を原子炉水位に換算する仕組みであるため、基準面器内水位の低下によって、実際の水位よりも見かけの水位の方が数 m 程度高くなるほどの誤差が生じる可能性がある。

さらに、原子炉水位が炉側配管入口を下回るまで低下した場合、原子炉水位計は、炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値、つまり、各配管内水位から差圧伝送器までの水頭圧差を原子炉水位に換算して表示し、実際の原子炉水位を全く反映しない数値を表示することになるため、原子炉水位計によって原子炉水位を把握することができなくなる。

また、これらの配管内の水が蒸発して水位の低下が進み、それぞれ格納容器の貫通部付近で蒸発が止まったような場合には、差圧伝送器の計測上も炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた値に変化が生じなくなるから、原子炉水位が全く変動を示さなくなるような現象も生じ得る。

すなわち、まず、1 号機から 3 号機の各燃料域水位計について、基準面器側配管と炉側配管がそれぞれ格納容器を貫通する位置については、表Ⅱ-1-1 のと

おりである。

号機	燃料域水位計	測定範囲下限	測定範囲上限	基準面器側配管及び炉側配管の格納容器貫通部の高低差
1	LT-263-121A/B	-78.53kPa （TAF-3,000mm）	-1.06kPa （TAF+5,000mm）	6,900mm
2	LT-2-3-73A	-93.35kPa （TAF-3,700mm）	-11.51kPa （TAF+5,000mm）	7,670mm
	LT-2-3-73B	-93.53kPa （TAF-3,700mm）	-11.70kPa （TAF+5,000mm）	8,150mm
3	LT-2-3-73A	-93.35kPa （TAF-3,700mm）	-11.51kPa （TAF+5,000mm）	7,670mm
	LT-2-3-73B	-93.53kPa （TAF-3,700mm）	-11.70kPa （TAF+5,000mm）	8,150mm

表Ⅱ-1-1　1～3 号機の各燃料域水位計の測定範囲等

圧力容器内雰囲気や格納容器外に位置する各配管内の水の温度によって必ずしも一定ではないが、格納容器外に位置する配管内の水温を 27℃（密度 997 ×10^{-6}kg/㎤）、圧力容器内飽和蒸気温度を 100℃（0.59773×10^{-6}kg/㎤）と仮定すると、炉側配管及び基準面器側配管の各水位が格納容器貫通部付近にある場合の差圧及び見かけ上の水位は、次のとおりとなる。

1 号機水位計（LT-263-121A/B）は、差圧伝送器において炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた差圧が約-67.42kPa となり、これを原子炉水位に換算すると約 TAF-1,853mm となる。また、2 号機水位計（LT-2-3-73A）及び 3 号機水位計（LT-2-3-73A）は、差圧伝送器において炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた差圧が約-74.95kPa となり、これを原子炉水位に換算すると約 TAF-1,744mm となる。さらに、2 号機水位計（LT-2-3-73B）及び 3 号機水位計（LT-2-3-73B）は、差圧伝送器において炉側配管圧力から基準面器側配管圧力を差し引いた差圧が約-79.64kPa となり、これを原子炉水位に換算すると約 TAF-2,223mm となる。

そして、資料Ⅱ-1-1 の該当部分で詳述しているが[12]、各プラント関連パラメータを見ると、かかる現象が生じていた可能性の高い箇所が複数認められる。すなわち、原子炉に注水ができていれば原子炉水位が上昇し、注水できていなければ原子炉水位が下降するはずであるが、各プラント関連パラメータに記録された原子炉水位計の指示値を見ると、数時間から数日間にわたって、原子炉水

12　資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(3)c、(5)c、h、第 3,1(2)a、e、(3)a、第 4,1(3)c、(4)e、(5)a 参照。

位が、前記で示した見かけ上の原子炉水位とそれほど遠くない数値を示したまま、ほとんど変化していない部分が認められるのである。

例えば、1 号機のプラント関連パラメータに記録された原子炉水位を見ると、1 号機水位計（LT-263-121A）は、平成 23 年 3 月 12 日 12 時 35 分頃以降、TAF-1,700mm を示したままほぼ変化を示さなくなり、1 号機水位計（LT-263-121B）も、同日 16 時 45 分頃以降、TAF-1,700mm を示してからほぼ変化を示さなくなっている。

また、3 号機プラント関連パラメータによれば、3 号機水位計（LT-2-3-73A）は、同月 13 日 17 時 30 分頃に TAF-1,800mm を示してから同月 14 日 2 時 10 分頃まで全く変化を示さず、その後、同日 2 時 30 分頃に TAF-1,850mm を示してから同日 4 時 40 分頃まで全く変化を示しておらず、さらに、同日 11 時 20 分頃以降、同日 17 時 50 分頃までの間、TAF-1,800mm のまま全く変化を示していない。3 号機水位計（LT-2-3-73B）は、同月 13 日 18 時 20 分頃、TAF-2,200mm を示してから同月 14 日 2 時 30 分頃に TAF-2,250mm を示すまでの間、ほとんど変化を示さず、同日 11 時 45 分頃、TAF-2,200mm を示し、同日 18 時 10 分頃、TAF-2,300mm を示してから全く変化を示していない[13]。

これらの原子炉水位計が示していた数値は、いずれも炉側配管及び基準面器側配管の各水位が格納容器貫通部付近にある場合の見かけ上の水位と近似する。

そうすると、このように原子炉水位計が変化を示さなくなった原因としては、原子炉水位が BAF のやや下方に位置する炉側配管入口を下回り、原子炉水位を計測できなくなっただけでなく、基準面器側配管内及び炉側配管内の水位の低下が進み、やがて水の蒸発が止まり、各配管内で水位変化が生じなくなったため、両配管内の各水位の水頭圧差が変化することなく固定した数値を示していた可能性が高い。

13　これに対し、2 号機プラント関連パラメータによれば、2 号機原子炉水位は、平成 23 年 3 月 14 日 18 時 50 分頃以降、同日 21 時 18 分頃までの間、計測されておらず、同日 21 時 20 分頃から同日 23 時 11 分頃までの間、燃料域 A 系につき、TAF-700mm~-3,500mm を推移し、同日 23 時 20 分頃以降、再度計測不能となっている。そして、同月 15 日 6 時 10 分頃以降、燃料域 A 系につき計測を再開し、同月 19 日 11 時頃に燃料域 B 系につき計測を再開するが、いずれの指示値についてもふらつきが認められ、1 号機や 3 号機の原子炉水位計の示す挙動とは異なる。

⑤　圧力伝送器や差圧伝送器のうち、電気回線を用いるものについては、端子等の接触不良や断線、機器の故障、電源枯渇等といった電気系統のトラブルによって、誤表示、誤計測が生じる可能性がある。

また、電気系統は、放射線の影響を受ける場合があり、同等の圧力伝送器について、約 7.4Sv/h の放射線を 530 時間以上照射した場合に、測定可能範囲の 0.87%程度の誤差が生じることが確認されている。この場合の誤差は、高めに表示される場合もあれば、低めに表示される場合もある。また、これは、常温の下での試験であったことから、高温状態では、更に大きな誤差が生じる可能性がある。ただし、放射線の影響による誤差は、徐々に広がっていく傾向があり、あるときには高めに表示され、あるときには低めに表示されるということは考えにくい。

したがって、圧力伝送器や差圧伝送器が備えられた建屋内の放射線量が数 Sv/h と極めて高くなった場合には、長時間経過すれば、放射線量の影響で圧力伝送器や差圧伝送器による計測に誤差が生じる可能性があり、高温条件下では更に大きな誤差が生じる可能性もある。

これに対して、電源を必要とせず、直接読み取り可能な原子炉圧力計や D/W 圧力計その他の計装機器については、電気系統のトラブルによって誤計測、誤表示が生じるおそれはなく、電気系統が用いられていないので、比較的、放射線の影響も受けにくい。

（3）過酷事故に伴う諸現象に関する解析

①　本件事故に係る炉心損傷開始時間その他の過酷事故に伴う諸現象に関して実施された解析には、東京電力が平成 23 年 5 月及び平成 24 年 3 月に公表した Modular Accident Analysis Program による解析（以下「MAAP 解析」という。）や、JNES が平成 23 年 9 月に公表した Methods for Estimation of Leakages and Consequences of Releases による解析（以下「MELCOR 解析」という。）がある。

当委員会では、後記（4）以下で言及するとおり、圧力容器や格納容器の健全性に関する検証を行ったが、その検証結果は、必ずしも、これらの MAAP 解析や MELCOR 解析の結果と一致しなかった。これは、これらの解析が、現実に起

こり得る複雑な事象を単純化した計算モデルで扱っている上、不確かな仮定条件等に基づき実施されており、必ずしも実態を正確に反映したものではないためと考えられる。

ここでは、過酷事故に伴う諸現象に関する解析一般について述べることとし、個別の解析に関する評価については、資料Ⅱ-1-1 の該当部分において詳述する[14]。

② 一般論として言えば、解析は、過酷事故の進展を時間軸に沿って再現するものであり、炉心及び圧力容器の損傷の時刻、水素及び放射性物質の放出の時間変化等といった過酷事故に伴う諸現象を定量的に説明することができる。そして、解析結果は、原子炉水位、原子炉圧力、格納容器圧力、放射線の線量等の測定データによって検証できる。

さらに、過酷事故解析コードで用いられている計算モデルには、これまでの過酷事故に関する学術的な知見が盛り込まれている。したがって、検証を通じて計算モデルの妥当性を評価することは、過酷事故に関する学術的な知見までも評価することにつながる。

過酷事故解析コードは、今般の福島第一原発における過酷事故の過程で生じた諸現象を再現するためだけに用いられるものではなく、基本的には、全ての原子力発電所において過酷事故が仮に発生したらどのような事態になるかを事前に予測をして、その対策を考え、多重防護の観点から原子力発電所の安全性を高めるために用いられるものである。

したがって、福島第一原発において過酷事故に至った 1～3 号機に関する解析及び検証によって、これまでの過酷事故に関する知見を評価するとともに、事故の進展を十分再現できないなど解析に問題がある場合には、これを解決するよう研究を進め、より信頼性の高い解析コードとすることが強く望まれる。

③ また、解析は、複雑多岐にわたる事象進展の可能性のうち典型的なものをいくつか取り上げて単純化した計算モデルを用いるとともに、ある条件を仮定して導き出された一つの可能性をいうものであり、その位置づけを正しく理解しなければならない。

過酷事故に伴う諸現象に関する解析についていえば、あらかじめ解析コードに

---

14 資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(6)、第 3,1(3)、第 4,1(5)参照。

組み込まれている圧力容器破損モデル等の計算モデルや、解析の過程で任意に入力する仮定条件の内容等によって、その結果が大きく左右される。

例えば、炉心損傷後の溶融燃料が燃料支持板、更には圧力容器内下部プレナムに落下し、圧力容器底部が破損する過程には様々な可能性が考えられるが、解析によって、これらの複雑多岐にわたる現象を全て模擬することは困難であることから、過酷事故解析コードでは、圧力容器破損モデル等の計算モデルをある程度単純化して解析が行われる。そのため、解析によって事象の進展を忠実に再現することには、おのずと限界があると言わなければならない。

また、仮定条件として、注水開始時期や注水量、圧力容器や格納容器からの漏えい開始時期、漏えい面積等について入力することが可能であるが、これらの前提となる事実関係が判明していなければ、推測や仮定を重ねて仮定条件を入力せざるを得なくなり、これが現実とかい離していれば、ますます事象の進展を再現できなくなる。

したがって、解析は、事象を単純化し、ある条件を仮定した場合における一つの可能性論をいうにすぎず、かかる圧力容器破損モデルや仮定条件いかんによっては、実態と大きくかい離する危険をはらんでいることをまずもって理解しなければならない。これらを十分理解することなく、単純化された計算モデルや仮定した条件について問疑しないまま解析結果を受け取ることは、それが定量的なものであるが故に、あたかも事実であるかのような誤解を生み、真実を見誤る危険を相当にはらんでおり、解析結果を決して盲信してはならない。

④　特に、炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間に関する解析については、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルに加え、注水量や注水時期をいかに設定するかによって大きく結論が左右される。

例えば、当初注水がなされていたが、その後注水が停止し、一定時間経過後に新たな注水が開始されたような事例において前記解析を実施したとする。この場合、まず、当初の注水が停止した時点で原子炉水位がどの程度確保されていたかによって、炉心露出開始時間や炉心損傷開始時間は大きな影響を受ける。これについては、当初注水の際の注水量及び注水停止時期が重要な指標となる。さらに、圧力容器破損時間については、あらかじめ解析コードに組み込まれている圧力容

器破損モデルに加え、当初の注水が停止した後新たな注水を開始するまでにどの程度の時間を要したか、その後十分な注水を確保できたかによって、結論が大きく左右される。

したがって、あらかじめ解析コードに組み込まれている圧力容器破損モデルがいかなるものであるかにより、また、当初注水時の注水量及び注水停止時期並びに新たな注水の開始時期及び注水量をいかに設定するかによって、炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間に関する解析結果は大きく変化することになる。

⑤　東京電力が平成23年5月に公表したMAAP解析は、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルが、実際に起こり得る現象に比べ、相当単純化されたものであったことに加え、当初注水時の注水量及び注水停止時期、新たな注水の開始時期及び注水量といった重要な事項につき、それまでに断片的に得られていた不確定情報に基づき実施されたもので、その後の調査の結果判明した事実を踏まえていないものであるから、解析結果と実態との間に大きなかい離が生じてしまうのはやむを得ない。

さらに、東京電力は、その後の調査で判明した事実等を踏まえ、平成24年3月、新たなMAAP解析を公表した。しかし、この解析においても、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルの問題に加え、注水時期、注水量、圧力容器や格納容器からの気相漏えい等、解析結果に大きな影響を与える事項が実態と大きくかい離している可能性があるため、その解析結果も実際の事故の進展と符合していない可能性が多分に残されている[15]。

また、JNESが平成23年9月に公表したMELCOR解析は、MAAP解析とは、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデル等が異なるもので、同年5月に東京電力が公表したMAAP解析をクロス・チェックする目的

15　東京電力も、このMAAP解析の中で、「現時点でのMAAPコードは、事象を完全に再現でき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、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、結果的に従来よりも解析精度が悪化した可能性もある。」などと、解析結果の不確かさを明らかにし、平成23年11月30日に「東京電力福島第一原子力発電所　1号機から3号機までの炉心損傷状況の推定について」で公表した評価結果と相反する解析結果（特に、2号機及び3号機についての炉心状態及び圧力容器破損に関する結果）が得られたものの、上記評価結果を本解析結果によって変更する必要はないものと判断し、その旨公表した。

で行ったものである。しかし、このMELCOR解析では、当初注水時の注水量及び注水停止時期、新たな注水の開始時期及び注水量その他の炉心状態に大きな影響を与える事実につき、東京電力がこの MAAP 解析を実施した際に仮定したものに基づいて実施しており、同年5月以降の調査の結果判明した事実を踏まえていない。その後JNESは、後に判明した事実等を踏まえた部分的解析を縷々公表するも、これらを統一的に捉え、全体的に事象を把握して、新たに炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間を含めた解析を実施していない。

したがって、いずれの解析においても、あらかじめ計算モデルとして組み込まれている圧力容器破損モデルによって圧力容器破損時間が大きく左右されるだけでなく、解析の前提として入力した炉心露出開始時間、炉心損傷開始時間及び圧力容器破損時間に大きな影響を与える条件が実態と大きくかい離している可能性が高いことから、その解析結果については、実際の事故の進展と符合していない可能性が高いことを認識しなければならない。また、これらの解析は、例えば、2号機のD/W圧力や3号機の原子炉水位等の実測データとかい離する部分が相当認められるにもかかわらず、そのかい離の原因について何らの解明もなされていないといった不十分さも残っている。

⑥　炉心状態に関する解析結果について見受けられるように、解析コードや仮定条件の吟味検討を経ないまま、それがあたかも現実に起こった事実であるかのような誤解を招くおそれのある報道がなされるなど、解析実施担当者の想像を超えた反響を引き起こすことがある。しかし、解析とは、既に述べたように、ある時点において入手できた限られた情報に基づき、合理的な根拠の有無を問わず、幾多の不確かな条件を仮定的に置いて可能性の一つを論じたものであって、仮定条件や解析コードで用いられたモデルを変えることによって、結果が大きく変わり得ることを念頭に置かなくてはならない。

（4）1号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討[16]

[16] 1号機タービン建屋（T/B）には、T/Bの屋上を取り囲むように「パラペット」と呼ばれるコンクリート壁が設けられている。パラペットは、東側が約880mm、西側が約550mmで、西側から東側に向けて下がり勾配の斜面となっており、T/B最上部と鉄筋で接合している。

地震発生直後、津波到達までの間、1号機T/B最上部の北東角付近のパラペットを中心に、T/B東側壁面の一部を含め、表面塗装及び一部コンクリートが剥落する損傷箇所が確認されており、これは、

a　圧力容器

①　当委員会では、1 号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、アラームタイパ、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　原子炉水位、原子炉圧力、原子炉圧力容器温度の挙動との関係[17]

ⓑ　D/W 圧力及び D/W 温度の挙動との関係[18]

ⓒ　放射線量との関係[19]

ⓓ　格納容器内雰囲気モニタ系γ線線量検出器（CAMS）による測定結果との関係[20]

ⓔ　現場対処や注水状況との関係[21]

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　1 号機の圧力容器又は計装配管を含む貫通配管、これらと圧力容器の接合部、SR 弁のフランジガスケット部その他の圧力容器周辺部（以下「圧力容器又はその周辺部」という。）に、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性は否定される[22]。しかし、津波到達以後、IC による冷却や代替注水がなされず、圧力容器内が高温、高圧状態下に置かれ、平成 23 年 3 月 11 日 20 時 7 分頃以降、同月 12 日 2 時 45 分頃までの

地震動の影響による損傷と認められる。T/B は耐震クラス B（これに対し、R/B は耐震クラス S）であるが、主として、柱、梁、耐震壁、床によって耐震性を確保しており、パラペットによって T/B が支持されているわけではないので、パラペットの破損が T/B の耐震性に影響を及ぼすわけではない。さらに、上記損傷は、パラペットのみならず、T/B 外壁の一部にも及んでいるが、今回の東北地方太平洋沖地震の規模であれば、耐震クラス B である T/B に同様の損傷が生じる可能性がある。ただし、上記損傷は、表面塗装やコンクリートの一部が剥落したのみで建屋内部が露出するようなものではなく、他の T/B 外壁部分にも損傷箇所は確認されていないことから、T/B の閉じ込め機能に影響を及ぼすほどの損傷ではなかったと考えられる。

なお、目視確認の結果、1 号機 R/B 並びに他号機 R/B 及び T/B には、同様の損傷は確認されていない。

17　資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(1)a、(2)a、(3)c、(5)b、c、e、h 参照。

18　資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(1)b、(4)b、(5)b 参照。

19　資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(1)c、(3)b、(4)c、(5)d 参照。

20　資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(5)f 参照。

21　資料Ⅱ-1-1 の第 2,1(2)b、(3)a、(4)a、(5)a、e 参照。

22　なお、地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

間に、溶融燃料落下による圧力容器底部の破損の可能性を含め、その閉じ込め機能を喪失させるような損傷が生じていたと考えるのが自然である。その後も、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に大きく喪失させるような損傷が生じた可能性がある。

③　かかる損傷が生じた箇所については、圧力容器の燃料支持板が破損して溶融燃料が下部プレナムに落下し、これによって圧力容器底部が破損したことのほか、高温、高圧の影響により、SR 弁のフランジガスケット部、計装配管その他の貫通配管又はそれらの接合部等が破損した可能性が考えられるが、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

b　格納容器

①　当委員会では、1 号機のアラームタイパ、記録計チャート、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　建屋内外の放射線量との関係[23]

ⓑ　D/W 圧力、D/W 温度、S/C 圧力及び S/C 水温との関係[24]

ⓒ　現場対処との関係[25]

ⓓ　汚染水等との関係[26]

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　1 号機の格納容器又は格納容器フランジ部、電気配線貫通部、機器搬入用ハッチ、人の出入り用のエアロック、計装配管その他の周辺部（以下「格納容器又はその周辺部」という。）には、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じていたとまでは認められない[27]。

23　資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(1)a、(2)b、(3)b 参照。

24　資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(1)b、(2)c、(3)a 参照。

25　資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(2)a 参照。

26　資料Ⅱ-1-1 の第 2,2(3)c 参照。

27　なお、地震発生後、津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当

しかし、平成 23 年 3 月 11 日 21 時 51 分頃までに、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性があり、さらに、遅くとも同月 12 日未明までには、格納容器内が高温、高圧の状態に置かれ、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていたと考えられ、その後も更に大きな損傷が生じた可能性がある。

③　そして、かかる損傷が生じた箇所は、格納容器フランジ部、電気配線貫通部、人の出入り用のエアロック、機器搬入用ハッチ等の気密性確保のために用いられるフランジガスケットやエポキシ樹脂といったシール材が高温で劣化して生じた可能性等、種々の可能性が考えられるが[28]、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

c　IC

①　地震発生直後、IC の機能を喪失するような配管破断の可能性が認められないことについては、既に中間報告Ⅳ１（３）でも言及したところであるが、その結論に変更はない。さらに、当委員会では、1 号機の記録計チャート、過渡現象記録装置データ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　D/W 圧力との関係[29]

ⓑ　再循環ポンプ入口温度との関係[30]

ⓒ　IC タンク入口圧力、水位及び水温との関係[31]

ⓓ　電源喪失との関係[32]

ⓔ　原子炉水位との関係[33]

ⓕ　IC の作動確認状況との関係[34]

該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

28　過温、過圧による損傷に関し、水素流入経路に関する後記 2(3)b(c)参照。

29　資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(1)b 参照。

30　資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(1)c 参照。

31　資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(1)d、(2)、(3)d 参照。

32　資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(3)a 参照。

33　資料Ⅱ-1-1 の第 2,3(3)b 参照。

等に着目し、ICの被害状況について、以下のとおり認定した。

② ICについて、地震発生から津波到達までの間、その配管及び復水器タンクに、その冷却機能を喪失させるような損傷が生じていたとは認められない[35]。

しかし、津波が到達した時点で、IC（B系）の戻り配管隔離弁（3B）は全閉であり、IC（A系）の戻り配管隔離弁（3A）も全閉であったと推測されるが、それ以外のその時点で全開であった隔離弁は、津波の影響で全ての交流電源及び直流電源が喪失したことによりフェイルセーフ機能が動作して全閉又はこれに近い状態となり、それ以降、ICは、その冷却機能をほぼ喪失したと認められる。

d HPCI

① 当委員会では、1号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ 原子炉水位及び原子炉圧力との関係[36]

ⓑ D/W圧力及びD/W温度との関係[37]

ⓒ 警報信号との関係[38]

ⓓ HPCIタービン入口圧力との関係[39]

ⓔ 現場対処との関係[40]

ⓕ 電源喪失との関係[41]

等に着目し、HPCIの被害状況について、以下のとおり認定した。

② 1号機のHPCIについて、地震発生から津波到達までの間に、その注水機能を喪失するような損傷が生じていた可能性は低い。

---

34 資料Ⅱ-1-1の第2,3(3)c参照。

35 なお、地震発生後、津波到達までの間、ICの配管や復水器タンクに、その冷却機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

36 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)a参照。

37 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)b参照。

38 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)c参照。

39 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)d参照。

40 資料Ⅱ-1-1の第2,4(1)e参照。

41 資料Ⅱ-1-1の第2,4(2)a参照。

しかし、遅くとも津波到達後には、全ての電源が喪失したことにより起動不能に陥ったと認められる。

（5）2 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討

a　圧力容器

①　当委員会では、2 号機の過渡現象記録装置データ、記録計チャート、プロセス計算機履歴データ、アラームタイパ、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　原子炉水位、原子炉圧力及び原子炉圧力容器温度との関係[42]

ⓑ　D/W 圧力及び D/W 温度との関係[43]

ⓒ　放射線量との関係[44]

ⓓ　CAMS による測定結果との関係[45]

ⓔ　現場対処や注水状況との関係[46]

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　2 号機の圧力容器又はその周辺部には、地震発生直後から津波到達までの間、その閉じ込め機能が損なわれるような損傷が生じた可能性は否定される[47]。

その後、2 号機については、RCIC が作動して注水を実施していたため原子炉水位が高めに確保されていたが、平成 23 年 3 月 14 日 9 時頃以降、徐々に RCIC の注水機能が低下していき、同日 12 時 30 分頃までには RCIC の機能が停止し、その後も代替注水が実施されないまま、同日 18 時 22 分頃までには原子炉水位が BAF を下回った。同日 19 時 57 分頃以降、代替注水を開始するも、断続的かつ不十分な注水量しか確保できず、BAF を上回る原子炉水位を確保できなかったと考えられ、同日 21 時 18 分頃までには、圧力容器又はその周辺部

42　資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)a、(2)b、e、f、h 参照。

43　資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)b、(2)b、f、h 参照。

44　資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(1)c、(2)d 参照。

45　資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(2)c 参照。

46　資料Ⅱ-1-1 の第 3,1(2)a 参照。

47　なお、地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じたと考えられる[48]。

更にそれ以降も、2 号機については、原子炉水位を十分確保できず、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じていった可能性が高い。

③ かかる損傷が生じた箇所については、圧力容器の燃料支持板が破損して溶融燃料が下部プレナムに落下し、これによって圧力容器底部が破損したことのほか、高温、高圧の影響により、SR 弁のフランジガスケット部、計装配管その他の貫通配管又はそれらの接合部等が破損した可能性が考えられるが、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

b 格納容器

① 当委員会では、2 号機のアラームタイパ、プロセス計算機履歴データ、記録計チャート、プラント関連パラメータ、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ 建屋内外の放射線量との関係[49]

ⓑ D/W 圧力及び D/W 温度との関係[50]

ⓒ S/C 水位、S/C 圧力及び S/C 水温との関係[51]

ⓓ 現場対処及び注水状況との関係[52]

ⓔ RCIC 作動状況との関係[53]

ⓕ 汚染水等との関係[54]

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

---

48 2 号機の場合、RCIC が制御不能のまま運転を続け、その後機能を喪失したもので、蒸気止め弁等の閉操作を行っていない以上、RCIC 蒸気配管やタービン設備の損傷によって、閉じ込め機能が損なわれた可能性もある。

49 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(1)a、(3)d 参照。

50 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(1)b、(2)c、(3)b 参照。

51 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(1)c、(2)c、(3)b、(4)参照。

52 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(2)a、(3)a 参照。

53 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(2)b 参照。

54 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(3)e 参照。

② 2 号機については、地震発生直後から津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じていたとは認められず[55]、平成 23 年 3 月 14 日 12 時 30 分頃までの間にも、かかる損傷が生じた可能性は低いと考えられる[56]。

しかし、その後、同日 13 時 45 分頃以降、同日 18 時 10 分頃までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性が十分認められ、それ以降も、更に大きな損傷が生じていった可能性が極めて高い。

さらに、福島第一原発正門付近の放射線量測定の結果、同月 15 日 7 時 38 分頃以降、同日 9 時頃に測定された 1 万 1,930.0μSv/h をピークに、同月 16 日 4 時頃までの間、数百～数千 μSv/h を示しており、これには、2 号機からのほか、1 号機や 3 号機由来の放射性物質が寄与している可能性もあるが、この頃、2 号機の格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じ、環境に大量の放射性物質を放出した可能性が高い。また、いずれかの時期に、S/C 又はベント管のいずれかの箇所に破損が生じていた可能性も高い。

③ かかる損傷が生じた箇所は、S/C 又はベント管のほか、格納容器フランジ部、電気配線貫通部、人の出入り用のエアロック、機器搬入用ハッチ等の気密性確保のために用いられるフランジガスケットやエポキシ樹脂といったシール材が高温で劣化して生じた可能性等、種々の可能性が考えられるが、現時点では現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

---

55 なお、地震発生後、津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

56 2 号機については、RCIC が作動し続けていたにもかかわらず、平成 23 年 3 月 14 日 12 時 30 分頃の時点で S/C 水温計がいまだ 149.3℃と比較的低い値を示しており、東京電力は、トーラス室が徐々に水没し、S/C 冷却がなされた可能性を指摘するが、なお未解明の部分も残り、漏えいの可能性を否定することまではできない。

c　RCIC

①　当委員会では、2 号機の記録計チャート、アラームタイパ、プロセス計算機履歴データ、過渡現象記録装置データ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　プロセス計算機履歴データ等の記録との関係[57]

ⓑ　当直引継日誌及び当直供述との関係[58]

ⓒ　復水貯蔵タンク（CST）水位との関係[59]

ⓓ　原子炉圧力及び原子炉水位との関係[60]

ⓔ　電源喪失との関係[61]

ⓕ　S/C 圧力及び S/C 水温との関係[62]

等に着目し、RCIC の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　2 号機の RCIC は、地震発生直後から作動していることから、その頃、その注水機能を喪失するような重大な損傷が生じていた可能性は否定される[63]。そして、津波到達により、隔離弁の駆動用電源や「原子炉水位高」による起動停止信号等の運転、制御に必要な直流電源を喪失したが、隔離弁自体が電源喪失時の開閉状態のまま維持される仕組みであったので、RCIC は、制御不能のまま作動し続けた。

しかし、平成 23 年 3 月 12 日 4 時頃、当直が、RCIC の水源を CST から S/C に切り替えたものの、津波の影響で残留熱除去系が機能を喪失しており、S/C の冷却がなされなかったが故に、S/C 水温及び S/C 圧力が上昇した。そのため、S/C の圧力抑制機能が低下して蒸気が十分凝縮しなくなって、RCIC タービンから S/C に蒸気が抜けにくくなり、それに応じて、原子炉から蒸気配管を通じて RCIC タービンに流れ込む蒸気流量も低下していった可能性がある。また、RCIC の蒸気配管を通じて、圧力容器側から RCIC のタービンに水を含む蒸気

57　資料Ⅱ-1-1 の第 3,3(1)a、(2)a 参照。

58　資料Ⅱ-1-1 の第 3,3(1)b 参照。

59　資料Ⅱ-1-1 の第 3,3(1)c 参照。

60　資料Ⅱ-1-1 の第 3,3(2)b、c、(3)b、c、(4)b、c 参照。

61　資料Ⅱ-1-1 の第 3,3(2)d 参照。

62　資料Ⅱ-1-1 の第 3,3(3)a、(4)a 参照。

63　なお、地震発生後、津波到達までの間、RCIC の配管その他の設備に、その注水機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

が流れ込んでタービン回転数が低下した可能性もある。いずれにせよ、同月 14 日 9 時頃以降、RCIC のタービン回転数が低下していく中で、原子炉圧力が上昇し、次第に RCIC による注水量が低下していき、遅くとも同日 12 時 30 分頃までには注水機能を喪失したと認められる。

d　HPCI

①　当委員会では、2 号機の警報発生記録装置データ、記録計チャート、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　原子炉圧力、原子炉水位、D/W 圧力及び D/W 温度との関係[64]

ⓑ　現場対処との関係[65]

ⓒ　電源喪失との関係[66]

等に着目し、HPCI の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　2 号機の HPCI は、地震発生から津波到達までの間に、その注水機能を喪失するような損傷が生じていた可能性は低いが、遅くとも津波到達後には、全ての電源が喪失したことにより起動不能に陥ったと認められる。

（6）3 号機の主要施設・設備の被害状況に関する検討

a　圧力容器

①　当委員会では、3 号機の記録計チャート、過渡現象記録装置データ、プラント関連パラメータ、アラームタイパ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　原子炉水位、原子炉圧力及び原子炉圧力容器温度との関係[67]

ⓑ　D/W 圧力、D/W 温度及び S/C 圧力との関係[68]

ⓒ　放射線量との関係[69]

ⓓ　CAMS による測定結果との関係[70]

64　資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(1)a 参照。
65　資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(1)b 参照。
66　資料Ⅱ-1-1 の第 3,4(2)a 参照。
67　資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)a、(2)a、c、(3)b、c、(4)a、b、e、f 参照。
68　資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)b、(2)b、(3)b、(4)b 参照。
69　資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(1)c、(4)d 参照。
70　資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(4)c 参照。

ⓔ　現場対処や注水状況との関係[71]

等に着目し、圧力容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　3 号機については、地震発生直後から津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性は否定される[72]。その後、RCIC 及び HPCI が作動して注水が実施されていたため、原子炉水位が確保された。ただし、HPCI について、原子炉圧力が 1MPa gage を下回る低圧状態下で流量制御しながら長時間運転したため、平成 23 年 3 月 12 日 20 時 36 分頃以降、次第に十分な注水ができなくなって原子炉水位が低下していき、同月 13 日 2 時 42 分頃、当直が HPCI を手動停止した。この頃まで、圧力容器又はその周辺部に、放射性物質が正規の漏えい率を超えて漏えいするに足りる程度の損傷が生じた可能性を否定することまではできないが、いまだ閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じていた可能性は低いと考えられる。

しかし、3 号機については、その後数時間にわたって全く注水がなされず、同日 6 時 30 分頃から同日 9 時 10 分頃までの間に、圧力容器又はその周辺部に閉じ込め機能を損なうような損傷が生じた可能性が高い[73]。

さらに、その後も同月 14 日 5 時頃までの間、全く代替注水がなされない時間が 2 時間以上続いたり、十分な注水量を確保できなかったりしたため、BAF を上回る原子炉水位を十分確保できず、炉心損傷が進行して、圧力容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を更に損なうような損傷が生じたと考えられる。

その後も、3 号機については、例えば、同日 20 時 36 分頃以降、6 時間近くもの間全く代替注水がなされないなど、注水が不十分であったと考えられ、そ

71　資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(3)a、d、(4)a、e 参照。

72　なお、地震発生後、津波到達までの間、圧力容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

73　なお、中間報告Ⅳ 4（2）d④では、「3 月 13 日 9 時 8 分頃、SR 弁の電磁弁を励磁し開操作を行い、3 号機の原子炉の急速減圧を実施した。」旨記載した（中間報告Ⅳ 4（2）e（a）⑪もこれを前提とした記載である。）。しかし、その後の調査の結果、その頃、いまだ SR 弁の開操作を実施しておらず、同日 9 時 50 分頃になって SR 弁の開操作を実施したことが判明したので訂正する。詳細は、資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(3)b⑤参照。

の閉じ込め機能を更に大きく損なうような損傷が生じていった可能性が高い。

③　かかる損傷が生じた箇所については、圧力容器の燃料支持板が破損して溶融燃料が下部プレナムに落下し、これによって圧力容器底部が破損したことのほか、高温、高圧の影響により、SR 弁のフランジガスケット部、計装配管その他の貫通配管又はそれらの接合部等が破損した可能性が考えられるが、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

b　格納容器

①　当委員会では、3 号機のプラント関連パラメータ、アラームタイパ、記録計チャート、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　建屋内外の放射線量との関係[74]

ⓑ　D/W 圧力及び D/W 温度との関係[75]

ⓒ　S/C 水位との関係[76]

ⓓ　現場対処との関係[77]

ⓔ　汚染水等との関係[78]

等に着目し、格納容器の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　3 号機については、地震発生直後から津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていたとまでは認められない[79]。しかし、その後、HPCI が停止した平成 23 年 3 月 13 日 2 時 42 分頃以降、同月 14 日 2 時 20 分頃までの間に、格納容器又はその周辺部に、かか

74　資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(1)a、(2)b、(3)b 参照。

75　資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(1)b、(2)a、(3)a 参照。

76　資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(1)c 参照。

77　資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(2)c 参照。

78　資料Ⅱ-1-1 の第 4,2(3)c 参照。

79　なお、地震発生後、津波到達までの間、格納容器又はその周辺部に、閉じ込め機能を喪失するような損傷に至らないような軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性まで否定するものではない。また、仮にこのような軽微な損傷が生じたと仮定して、その後に高温、高圧状態下にさらされるなどして当該損傷が拡大し、結果として閉じ込め機能を喪失するに至ったかどうかは不明である。

る損傷が生じた可能性は否定できない。

さらに、同日 7 時頃から同日 21 時 35 分頃までの間になると、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を大きく損なうような損傷が生じた可能性は十分認められ、それ以降も、更に大きな損傷が生じた可能性がある。

③ かかる損傷が生じた箇所は、格納容器フランジ部、電気配線貫通部、人の出入り用のエアロック、機器搬入用ハッチ等の気密性確保のために用いられるフランジガスケットやエポキシ樹脂といったシール材が高温で劣化して生じた可能性等、種々の可能性が考えられるが[80]、現時点においては現場確認ができないため、損傷箇所の特定は困難である。

したがって、今後、国及び事業者において、現場確認が可能となった段階で、損傷箇所を特定の上、その損傷原因や損傷時期を検証することが望まれる。

c RCIC

① 当委員会では、3 号機のアラームタイパ、記録計チャート、過渡現象記録装置データ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ アラームタイパや記録計チャート等の記録との関係[81]

ⓑ 当直引継日誌及び当直供述との関係[82]

ⓒ 現場対処との関係[83]

ⓓ RCIC 停止時の RCIC 設備の状況との関係[84]

ⓔ RCIC 設備の電源との関係[85]

ⓕ RCIC のタービン駆動用蒸気量との関係[86]

等に着目し、RCIC の被害状況について、以下のとおり認定した。

② 3 号機の RCIC については、地震発生以降、流量が制御されながら作動しており、その頃、その注水機能に影響を及ぼすような損傷はなかったと認められ

---

80 過温、過圧による損傷に関し、水素流入経路に関する後記 2(3)b(c)参照。
81 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(1)a、(2)a 参照。
82 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(1)b 参照。
83 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(2)b 参照。
84 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(3)a 参照。
85 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(3)b 参照。
86 資料Ⅱ-1-1 の第 4,3(3)c 参照。

る[87]。

そして、平成 23 年 3 月 12 日 11 時 36 分頃に RCIC が停止し、その後再起動できなくなったが、その原因として、RCIC の蒸気止め弁の機械機構部の不具合により開状態を維持できなかった可能性があるものの、現時点においてもなお不明であり、国及び事業者において、更なる原因究明が期待される。

d　HPCI

①　当委員会では、3 号機のプラント関連パラメータ、当直引継日誌、メモ書きその他の客観資料や関係者の供述等を詳細に検討し、主として

ⓐ　原子炉圧力との関係[88]

ⓑ　当直引継日誌との関係[89]

ⓒ　HPCI 運転状況との関係[90]

ⓓ　HPCI 設備の電源との関係[91]

等に着目し、HPCI の被害状況について、以下のとおり認定した。

②　3 号機の HPCI は、地震発生直後、その機能に影響を及ぼすような損傷が生じた可能性は否定され[92]、平成 23 年 3 月 12 日 12 時 35 分頃以降、正規の運転方法とは異なる方法で運転させていたものの、流量制御も可能であったと考えられ、その機能に影響を及ぼすような損傷は認められない。

しかし、3 号機の HPCI は、長時間の運転に伴い、運転、制御に必要な直流電源を消耗していき、再起動時の方が、運転継続時よりも電力消費量が大きいため、同月 13 日 2 時 42 分頃に手動停止後、電源枯渇により再起動できなくなったと推認できる。

2　水素ガス爆発に関する検討

87　なお、地震発生後、津波到達までの間、RCIC の配管その他の設備に、その注水機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

88　資料Ⅱ-1-1 の第 4,4(2)a 参照。

89　資料Ⅱ-1-1 の第 4,4(2)a 参照。

90　資料Ⅱ-1-1 の第 4,4(2)c 参照。

91　資料Ⅱ-1-1 の第 4,4(3)a 参照。

92　なお、地震発生後、津波到達までの間、HPCI の配管その他の設備に、その注水機能を喪失するような損傷に至らない程度の軽微な亀裂、ひび割れ等が生じた可能性を否定するものではない。

（1）爆発現象の種類[93]

① 爆発現象は、気相爆発、液相爆発及び固体爆発に分類される。

気相爆発には、ガス爆発、噴霧爆発、粉じん爆発、圧力の急激な開放等がある。ガス爆発、噴霧爆発[94]及び粉じん爆発[95]は、燃焼波の伝ぱによる現象であり、爆発時に火炎を伴う。これに対し、圧力の急激な開放は、例えば、非常に高圧なタンクが破損し、内部の圧力が開放され、周辺部に爆風を発生させるなど、燃焼波の伝ぱとは無関係に起こり得る。

このうちガス爆発は、可燃性ガスと支燃性ガス[96]との混合気が存在するとともに、以下の二つの条件が同時に満たされたときに発生する。第一の条件は組成条件（濃度条件）と呼ばれるもので、混合気中の可燃性ガスの濃度が、ある濃度範囲（可燃性ガスの種類と混合気の温度で定まった濃度範囲）内にあることである。第二の条件はエネルギー条件と呼ばれるもので、発火源が存在することである。

可燃性混合気はそのままの状態では爆発することはないが、これに何らかの外部エネルギーが与えられると、その部分で燃焼反応が開始され、火炎が発生し、未燃の混合気中を進んでいく。その発火源としては、電気火花、静電気火花、裸火、高温物表面、自然発火、熱輻射[97]、衝撃、摩擦、断熱圧縮等が挙げられる。

② 液体爆発には、液体火薬類の分解又は燃焼反応、液体から気体への急激な相変化等があり、その代表例として水蒸気爆発が挙げられる。水蒸気爆発は、溶融した金属等の高温物が水中に投入された際に、その高温物の有する熱が低温の水に短時間に移行すると、一時的に水は過熱状態になり、条件次第で、瞬間的とも言える短時間に急激に沸騰し、この液相から気相への相変化[98]によって爆発現象が

---

93 安全工学協会「安全工学講座２　爆発」（1983 年）参照。

94 噴霧爆発は、高圧の油圧設備等が損傷し、内部にある可燃性液体が空気中に勢いよく吹き出し、これが微細な液滴となり、霧状になって空気中に存在するときに何らかの原因により着火エネルギーが与えられた場合に発生する。

95 粉じん爆発は、可燃性固体の微粉が空中に浮遊している時に、何らかの着火源からエネルギーが与えられた時に爆発する現象をいう。粉じん爆発が発生するには、燃焼に先立って微細な可燃性固体からの可燃性ガスの発生が不可欠の要素である。開放空間において、粉じん爆発の原因となる可燃性固体の微粉が空中に浮遊する状況が形成される可能性は少ないが、可燃性固体の微粉を取り扱う建物や配管内においては発生する可能性がある。

96 一般的には酸素を供給することにより、空気以上に他の物質を発火させ、又は燃焼を助けるガスをいう。

97 ある物体が熱を電磁波として放出する現象をいう。

98 液相から気相への急激な相変化による爆発現象は、水蒸気爆発も含めて蒸気爆発と呼ばれ、単なる

発現することをいう。

③　固体爆発の代表例として、固体火薬類の分解又は燃焼反応がある。固体爆発が生じる物質の特徴として、非常に高い自己反応性を持ち、燃焼反応が始まると気相爆発等に比べて非常に多くの熱やガスを発して膨張する。例えば、トリニトロトルエン等の爆薬の原料は、凝縮相の中で反応が進み、凝縮されたものが急激に大きくなり、その膨張の速度も速い。

（２）水素ガス爆発の特徴[99]

a　燃焼特性

一般に、可燃性ガスの燃焼は、可燃性ガスが、酸素等の支燃性ガスと高速の発熱反応を起こして火炎を形成することにより発生するが、特に水素が燃焼する際には、以下の特徴が認められる。

（ａ）燃焼速度が速いこと

燃焼速度とは、予混合気[100]中を火炎が燃え進んでいく速度をいい、予混合気の種類、濃度及び周囲の条件に左右される。

水素の燃焼速度は、他の可燃性ガスと比べて速く、メタンやプロパンの燃焼速度の約５倍と言われる。水素は燃焼速度が速いことから、圧力上昇がかなり速くなり、爆発時の威力が大きくなる傾向にある。

（ｂ）燃焼範囲が約 4%から約 75%であり、広い濃度範囲で着火が起きること

可燃性ガスが燃焼を開始するためには、まず可燃性ガスの濃度がある一定の濃度範囲に入っていることが必要である。火炎が伝ぱできる濃度範囲を燃焼範囲又は爆発範囲といい、低い方の濃度の限界を燃焼下限界（爆発下限界）、高い方の濃度の限界を燃焼上限界（爆発上限界）という。燃焼範囲は、可燃性ガスの種類により異なる。

水素の混合割合について、その燃焼下限界は約 4%、燃焼上限界は約 75%で

相変化によるものであり、爆発の発生過程に着火を必要としないので火炎の発生はない。したがって、液相の物質が可燃性であるか、不燃性であるかは関係ないが、蒸気爆発によって空気中に気化したガスが可燃性である場合には、蒸気爆発に引き続いてガス爆発が発生する可能性がある。

99　独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「水素の有効利用ガイドブック」（2008 年）参照。

100　可燃性ガスと支燃性ガスをあらかじめ混合してできる気体をいう。

あり[101]、その燃焼可能な範囲は、他の可燃性ガスと比べて広く、着火危険性が高い。水素の混合割合が燃焼下限界付近であれば、気体の急速な熱膨張の程度が音速に達することなく、爆燃（ばくねん）と呼ばれる現象で終わる可能性がある。この場合、熱伝導や拡散等の輸送現象によって化学反応が進行し、通常の亜音速の燃焼波（deflagration wave）が維持されることになる。

他方、空気中の水素の混合割合が大きくなると、衝撃波を伴う超音速の爆ごう波（detonation wave）が伝ぱすることがある。この場合、衝撃波の圧縮による高温、高圧によって反応が進行し、その発熱によって衝撃波が駆動され反応と衝撃波が一体となって伝ぱし、いわゆる爆ごうと呼ばれる現象が生じることがある。爆ごうを引き起こす水素の混合割合の下限界については、諸説あるが、12.5%[102]とも 18.3%[103]とも言われている。

また、着火エネルギーやパワーが特別に大きくなければ、いきなり爆ごう波が形成されることはなく、まず、燃焼波が形成されて水素が蓄積された空間を伝ぱする間に次第に加速され、ある瞬間突然に爆ごう波に遷移することがある。

（c）最小着火エネルギーが小さく、着火が起こりやすいこと

燃焼範囲内の濃度の混合気が存在する場合でも、着火のエネルギーが小さすぎる場合には燃焼が開始しない。

水素が燃焼を開始するのに必要な最低限のエネルギー（最小着火エネルギー）は約 0.02 ミリジュールであり、メタンやプロパンの最小着火エネルギーが約 0.3 ミリジュールであるのに比べると、僅かなエネルギーで着火が起きる危険性が高い。

（d）消炎距離が小さく、狭い隙間でも火炎が通過できること

一般に、ある物体と物体の間を火炎が通過しようとする際に、物体の間隔をある値より小さくすると、幾ら大きなエネルギーを与えても着火が起こらなく

101　水素の燃焼上限界は、他の可燃性ガスと比べて高く、アセチレン等の分解爆発性ガスの 100%に次ぐ値である。

102　日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」（2002 年）参照。

103　日本機械学会「機械工学便覧」（2001 年）参照。

なる。この限界の距離を消炎距離といい、火炎は消炎距離より小さい隙間を通り抜けることができない。

水素の消炎距離は、約 0.06cm であり、メタンやプロパンの消炎距離が約 0.2cm であるのと比べると一桁小さく、水素の火炎は、より狭い隙間でも通り抜けることができる。

（e）燃焼生成物は水のみであること

水素は、分子中に炭素原子がないことから生成物は水のみであり、二酸化炭素、一酸化炭素、すすは発生しない。ただし、水素が燃焼したことにより生成した水が周辺環境によって冷やされ、凝縮することによって霧になり、それが白煙のように見えることはあり得る。

（f）火炎温度が比較的高いこと

燃焼反応が起こると熱が発生し、温度が上昇する。

水素が燃焼した場合、周囲への熱損失がないと仮定すると、混合気中の水素濃度によっては約 2,400℃にまで上昇する。水素は、メタンやプロパンに比べて、火炎温度が高温になる。

（g）火炎の発光はほとんど目に見えないこと

通常、火炎は発光を伴う。例えば、ろうそくの火炎はオレンジ色に発光しているが、これは火炎中で生成したすす粒子が高温のために発光しているものである。

水素が燃焼する際には、ヒドロキシルラジカル（OH ラジカル）という物質が発光するものの、この光は人間の目に見えない紫外域にあるため、水素火炎の発光はほとんど目に見えない。

b　爆発特性

（a）爆発の一般的挙動

可燃性ガスの爆発は、可燃性ガスと支燃性ガスが混合した可燃性混合気中を火炎が伝ぱする現象である。

開放空間においては、可燃性ガスが漏えいしても、気流や拡散により分散されやすいため、空間での可燃性気体の濃度は上がりにくい。また、開放空間では燃焼によりガスの膨張が発生しても空間の圧力は上がりにくく、大きな被害が発生することは少ない。もっとも、漏えいする可燃性ガスの量が非常に多い場合には開放空間でも大規模な爆発が発生することがあり、燃焼速度が速い水素の爆発の場合には、開放空間においても強い圧力波が発生することもある。

これに対し、室内等の閉じられた空間においては、漏えいした可燃性ガスの濃度が上がりやすく燃焼範囲内の濃度の可燃性混合気が形成されやすい。また、着火後も空間内の圧力が上がりやすく、大きな被害が発生しやすい。

閉じられた空間の中でも、特にダクトやパイプ等の細長い空間の場合には、燃焼による気体の膨張の効果が周囲全体に放散せず、ダクトやパイプの方向に気体の流動が集中するため、火炎の速度がより速くなる傾向がある。さらに、火炎がダクトやパイプ中を伝ぱする時に、壁面で生じる乱れによって乱流状態となり火炎が加速され、状況により伝ぱ速度が音速を超える爆ごうに遷移することがある。

なお、可燃性ガスが漏えいした直後に着火した場合には、漏えい箇所付近で火炎が形成され、その箇所で燃え続けるため爆発現象には発展しない。

（b）水素ガス爆発の過程

水素ガス爆発に至る最初の過程は、燃焼限界内の濃度の可燃性混合気が形成される過程である。例えば、配管の亀裂等から水素が漏えいし、空間内に拡散していくことにより、その空間内に可燃性混合気が形成される。このとき、水素の密度は空気よりかなり小さいため、空間内の上方に移動しやすい傾向がある。

次に、可燃性混合気に着火が起こることでガス爆発が開始する。着火は、電気火花、静電気火花等で発生する。可燃性混合気に着火後、火炎は可燃性混合気中を伝ぱしていく。

火炎が伝ぱすると、燃焼した気体は高温となり、膨張しようとするために空間内の圧力が上昇する。圧力の上昇により、空間を形成する壁や天井等の構造物に力がかかり、変形や破壊を引き起こす。通常は、比較的強度の弱い窓や扉

等が破壊され、開口を生じる。構造物の破壊時には、構造物内外の圧力差が瞬間的に開放されるために、開口部から周囲に圧力波が伝ぱする。また、開口部を通じて気体の流動があるため、空間内を伝ぱする火炎にも乱れが生じる。その後、空間内に存在する可燃物に燃え移った場合には火災も発生する可能性がある[104]。

（3）1 号機 R/B の爆発

a　1 号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによるものと考えられること

（a）本件爆発及び損傷の状況

①　1 号機 R/B 爆発及び 3 号機 R/B 爆発の各状況については、テレビ報道で繰り返し放映されたが、それらの映像によれば、1 号機 R/B の爆発は、水平（南北）方向に広がるように白色の爆発煙が上がっているのに対し、3 号機 R/B の爆発は、白煙を上げて水平方向に広がる爆発煙と、黒煙を上げて垂直方向に広がる爆発煙が認められる[105]。

②　1 号機 R/B 爆発後の状況を撮影した写真によれば[106]、以下の事実が認められる。

1 号機 R/B は、天井の大部分が屋外に吹き飛ばされることなく、R/B5 階部分に脱落している[107]。

1 号機 R/B5 階部分の壁面はいずれも滅失し、骨組みを残すのみとなっており、西側骨組みは中央部分にかけて顕著な屈曲損傷が認められるのに対し、他の三方の骨組みは比較的健全性が保たれている。

1 号機 R/B4 階以下については、その外観上、壁面を含め、顕著な損傷が認められない。

③　1 号機 R/B は、南北 42.0m、東西 42.0m、地上 44.6m、地下 14.0m の鉄筋コンクリート造りであるが、天井及び 5 階壁面が鉄骨構造となっているのに対し、3 号機 R/B は、5 階壁面を含めて鉄筋コンクリート造りで、天井部

104　火炎そのものは短時間で通過するために、可燃物があったとしても必ずしも着火するとは限らない。

105　資料Ⅱ-2-1 参照。

106　資料Ⅱ-2-2 参照。

107　脱落した天井が南側から北側に向かって下向きに傾いているのは、1 号機 R/B5 階南側に移動していたクレーンの影響と考えられる。

のみが鉄骨構造となっている。すなわち、1 号機 R/B は、5 階部分が、鉄製骨組みに鉄板をはめ込んだだけの壁となっており、3 号機 R/B と比して、R/B 周囲の壁が水平方向にかかる負荷に強くない構造となっている。したがって、このような建屋構造の相違によって、1 号機と 3 号機の爆発状況に相違が生じた可能性がある。

そうすると、1 号機 R/B について、3 号機 R/B との構造上の相違から、R/B 内で爆発が生じた際、5 階部分の周囲の壁が水平方向に広がる圧力に耐え切れずに吹き飛ばされ、R/B 内から圧力が大きく抜けたため、天井の一部が吹き飛ばされることなく、支柱が破損するなどして脱落した可能性がある[108]。

（b）本件爆発の原因

前記（a）記載の映像によれば、平成 23 年 3 月 12 日 15 時 36 分頃、1 号機 R/B 内において爆発が発生したと認められ、また、その損傷状況からすると、R/B 内部で爆発が生じ、強い圧力が外部方向に働いて生じたと考えて矛盾はない。そこで、1 号機 R/B の爆発原因について考察する。

まず、水蒸気爆発は、水が非常に温度の高い物質と接触することにより気化して発生する爆発現象であるが、同日 14 時 53 分頃以降、同日 15 時 36 分頃に爆発が生じるまでの間、原子炉注水が停止していたものの、圧力容器下部プレナムに残った水や格納容器下部ペデスタル部に溜まった水に溶融燃料が落下して水蒸気爆発が起こる可能性については否定できない。しかし、圧力容器内や格納容器内で水蒸気爆発が生じ、本件のような R/B 上部を粉砕するような爆発が生じた場合には、1 号機プラント関連パラメータによれば、原子炉圧力が同日 20 時 8 分頃に 0.370MPa gage を示し、D/W 圧力が同月 13 日 13 時 37 分頃に 0.595MPa abs を示し、その後も、原子炉圧力及び D/W 圧力のいずれも大気圧の数倍高い圧力を保持していたことと整合しない。また、圧力容器や格納容器内で水蒸気爆発が起こり、R/B 上部もろとも粉砕するような爆発に至った場合には、付近の放射線量も飛躍的に上昇すると考えられるが、そこまでの現象は認められない。したがって、1 号機 R/B の爆発は、水蒸気爆発によ

108　もちろん、1 号機 R/B の爆発の方が、3 号機よりも、爆発そのものの規模が小さかった可能性も否定できない。

るものではなかったと考えるのが自然である。

また、1 号機 R/B 爆発は、同月 11 日 14 時 46 分頃の本震発生から 24 時間以上経過している上、同月 12 日 15 時 36 分頃に爆発がある直前、強度の地震が発生した事実も認められないため、地震により発生した粉じんが R/B 内に充満し、何らかの着火源により粉じん爆発を引き起こした可能性についても否定される。

そうすると、1 号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによる可能性が考えられるが、その他に原因が見当たらない上、1 号機 R/B 爆発及び損傷状況やプラント関連パラメータとも整合的であることから、可燃性ガスによる可能性が極めて高い。

b　1 号機 R/B 爆発の原因と考えられる可燃性ガスは、主として、1 号機圧力容器内の炉心損傷過程で発生した水素と考えられること

（a）水素発生原因[109]

①　1 号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。

②　まず、1 号機 R/B 内に設置された電動機・発電機セット（以下「M-G セット」という。）[110]には、オイルタンクが敷設され、同オイルタンク内にタービン油が貯蔵されているが、このタービン油は、揮発性ではなく、220℃程度まで上昇しなければ発火しない。そうすると、平成 23 年 3 月 12 日 15 時 36 分頃、1 号機 R/B 内が高温、多湿であったとしても、このタービン油が発火するほどの高温状態になっていたとは考えられない。

また、1 号機 R/B2 階に備え置かれた CAMS 校正用ガスボンベには、窒素 96%、水素 4%の混合ガス約 47ℓが封入されていたが、1 号機 R/B 爆発の頃、同ガスボンベが破裂するようなことは考えにくい上、水素ガス爆発を引き起こすには量的に極めて少ないので、1 号機 R/B 爆発の主たる要因にはなりにくい。

さらに、通常、1 号機 R/B 内には、可燃性ガスその他の危険物が持ち込ま

109　資料Ⅱ-2-3 参照。

110　M-G セットは、Motor Generator Set の略であり、電動機で駆動する装置をいい、原子炉保護系 M-G セットや原子炉再循環系 M-G セット等がある。

れることはない。

したがって、本件爆発が生じた同日 15 時 36 分頃当時、1 号機 R/B 内（格納容器外）に、本件爆発を引き起こすに足りる程度の可燃性ガス含有の設備が存在していたとは考え難い上、外部から 1 号機 R/B 内に同程度の可燃性ガスが持ち込まれたとも考え難い。

③　次に、1 号機タービン建屋（T/B）内の発電機冷却用に水素が用いられているので、これが 1 号機 R/B の爆発に寄与した可能性について検討する。

まず、発電機冷却用の水素は、1 号機 T/B 東側にある CST 付近の管理区域に備蓄され、同管理区域から 1 号機 T/B 内にある発電機設置場所まで水素を送る配管が敷設されているが、1 号機 R/B 側には敷設されていない。そうすると、かかる水素が爆発原因となるには、1 号機 T/B 側で配管破断等によって漏えいした水素が 1 号機 R/B 側にも回り込まなくてはならず、その場合、1 号機 R/B 爆発時、T/B 側に何らの損傷も認められないのは不自然である。そして、1 号機 R/B 爆発後の状況を撮影した写真によれば、1 号機 T/B 側は、その外観上、1 号機 R/B 爆発によって飛散したがれきの影響と思われる軽度の損傷以外に顕著な損傷が見当たらず、その健全性は保たれているものと考えられる。

したがって、発電機冷却用の水素が 1 号機 R/B の爆発に寄与した可能性は否定される。

④　そうすると、1 号機 R/B 爆発の主たる原因は、1 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可燃性ガス以外に考え難い。そこで、1 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可能性のある可燃性ガスについて検討する。

⑤　すなわち、1 号機については、まず、遅くとも平成 23 年 3 月 11 日 15 時 50 分頃以降、IC の冷却機能がほぼ喪失し、代替注水もなされないまま同月 12 日 4 時頃まで経過し、その間、炉心損傷が進むとともに、同日 4 時頃以降も断続的かつ不十分な注水しか行われなかったことで、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、圧力容器から格納容器を通じて建屋内に漏えいしたと考えられ、かかる水素が 1 号機 R/B 爆発の原因となった可能性は十分考えられる。

⑥　さらに、事象が進展して燃料デブリが格納容器ペデスタル部に落下すれ

ば、燃料デブリとコンクリートの相互作用時に、コンクリート分解で発生した水蒸気及び二酸化炭素が燃料デブリ中の金属酸化反応によって還元されることで水素及び一酸化炭素が発生する（いわゆるコア・コンクリート反応）。そうすると、1 号機 R/B が爆発するまでの間、1 号機の圧力容器底部が破損して溶融燃料が格納容器ペデスタル部に落下し、不十分な代替注水によってコア・コンクリート反応が進行し、その過程で水素が発生した可能性がある。

もっとも、コア・コンクリート反応における水素及び一酸化炭素の反応速度の違いから、一酸化炭素は、金属酸化反応による水素の発生がほぼ終わってから発生するものと考えられる。コア・コンクリート反応によって一酸化炭素が生じる場合には、1 号機の格納容器が破損するなどして D/W 圧力が急激に低下したり、格納容器施設そのものが原形を保てなくなったりして、明らかにコア・コンクリート反応が相当程度進行したことをうかがわせる兆候が表れるはずであるが、1 号機 R/B 爆発までに、そのような兆候は認められず、一酸化炭素が 1 号機 R/B 爆発に寄与した可能性は極めて低い。

⑦　さらに、圧力容器内で、水の放射線分解によって水素が発生することもあり得る。すなわち、物質に放射線が照射されると、物質系の化学結合の切断や組換えを引き起こし、化学反応を誘起する性質を有するところ、放射線照射によって化学反応が誘起され、水の分解が進み、水素と酸素が発生することになる。

もっとも、水の放射線分解による水素発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較するとごく小さいものであり、水の放射線分解によって発生した水素のみでは、本件のような大規模な爆発が生じることは考え難い。

⑧　格納容器内壁には、表面塗装の下に更に錆止め用に亜鉛入り塗装を施しているほか、格納容器内部には、種々の亜鉛製構造物が存在する。そのため、仮に、圧力容器底部が破損して燃料デブリが格納容器ペデスタル部に落下した場合、亜鉛入り塗装や亜鉛製構造物が高温環境下に置かれ、亜鉛が酸化して水素が発生することがある。もっとも、この場合の水素発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較して極めて限定的である上、高温環境下に置かれて数日経過しなければほぼ発生することがないため、1 号機 R/B

爆発に寄与した可能性はほぼ否定される。

⑨　制御棒には中性子吸収材として、ボロン・カーバイド（B_4C）が用いられており、例えば、制御棒が溶融して格納容器ペデスタル部に落下して、高温となった水と反応してボロン・カーバイドが酸化していく過程で、水素が発生する可能性がある。しかし、例えば、対象炉型を BWR4 とし、水素発生量をできるだけ多く見積もるために、中性子吸収材として全てボロン・カーバイドのみが充てんされているものと仮定し、それが全て酸化したと考えても、水素発生量は約 200kg であり、ジルコニウム-水反応による水素の発生量の約 2 割にとどまる。また、実際には、中性子吸収材としては、ボロン・カーバイド以外に、ハフニウム棒、ハフニウム板、ハフニウムフラットチューブが含まれているため、ボロン・カーバイドが酸化していく過程における水素発生量はそれよりもはるかに下回るものと考えられる。そうすると、ボロン・カーバイドが酸化していく過程における水素発生量は、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較すると限定的なものであり、ボロン・カーバイドが酸化していく過程で発生した水素のみで、本件のような大規模な爆発が生じることは考え難い。

⑩　1 号機 R/B 内にはバッテリーが設置されており、充電時に、バッテリー電解液から水素が発生し得る[111]。しかし、1 号機 R/B 内に設置されたバッテリーは、津波の影響で使用不能となったり、バッテリーから電力供給を受ける設備・機器が使用不能となったりして、使用されることがなく、バッテリー充電がなされることもなかった。

したがって、津波到達後、1 号機 R/B に設置されたバッテリー内の電解液から水素が発生したとしても、その発生量は極めて限定的であったと考えられる。

⑪　1 号機の使用済燃料プール（SFP）には、地震発生当時、使用済燃料 292 体、新燃料 100 体が貯蔵され、平成 23 年 3 月 11 日時点での崩壊熱は 0.18MW と評価され、1 号機から 4 号機までの SFP の中で最も崩壊熱が小さく、1 号

111　バッテリーは、正極（陽極板）に二酸化鉛（PbO_2）、負極（陰極板）には海綿状の鉛（Pb）、電解液として希硫酸（H_2SO_4）が用いられている。放電時（バッテリー使用時）に鉛が硫酸鉛へ、希硫酸が水へと化学変化していく。これに対し、充電時には、硫酸鉛が鉛へ、水が希硫酸へと化学変化していき、その際、水素ガスが発生する。

機 R/B 爆発当時、いまだ SFP の水位が低下して燃料が露出するような状況にはなかったと考えられ[112]、ジルコニウム-水反応により水素が発生した可能性は極めて低い。もっとも、SFP 内において水の放射線分解によって水素が発生することが考えられる。しかし、SFP 水が沸騰していないような状況では、いったん水素が発生しても、すぐに酸素と融合して水となってしまう。

したがって、仮に、水の放射線分解によって水素が発生したとしても、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較すると極めて限定的である。

⑫　以上から、1 号機においては、津波到達後、IC がほぼ機能喪失状態に陥り、約 14 時間にもわたり代替注水がほぼ実施されず、代替注水開始後も BAF を上回るような原子炉水位を確保できなかったのであるから、その間、炉心損傷が進行し、ジルコニウム-水反応等によって大量の水素が発生したと考えられる。もっとも、これまでに他の発生原因として言及した水素についても、爆発への寄与の可能性を排除するものではないが、その寄与の程度は限定的であったと考えられる。

（b）水素発生量

①　前記 a （a）記載の損傷状況からすると、1 号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、ここでは、1 号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性[113]について検証する。

②　まず、1 号機の損傷状況からすれば、明らかに R/B5 階の損傷が激しいため、R/B5 階に水素が蓄積されて爆ごうが起こったと仮定する。

1 号機 R/B5 階は、間仕切りがない空間となっており、その空間体積は約 2 万 1,000 ㎥である。そして、爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界を 18.3%[114]とすると、1 号機 R/B 内が 30℃、大気圧の雰囲気であったとした場

112　平成 23 年 5 月 29 日までに、1 号機 SFP へ約 413t の注水を実施して SFP の満水が確認されている。通常の 1 号機 SFP のプール水量が約 990t であり、水深が燃料有効長の約 3 倍であること、新たに注水した約 413t 全てが SFP に注水されたとは限らないこと、1 号機 R/B 爆発後に気化した水量もあることなどを考慮に入れると、1 号機 R/B 爆発時には、SFP 内に貯蔵された燃料が露出するような状況にはなかったと考えられる。

113　爆ごうを引き起こすに足りる水素発生量であれば、爆燃を引き起こすに足りることは明らかである。

114　日本機械学会「機械工学便覧」（2001 年）参照。爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界には諸

合[115]、1 号機 R/B5 階で爆ごうが起こるには約 311.6kg の水素が必要となる[116]。

③　1 号機については、遅くとも平成 23 年 3 月 11 日 15 時 50 分頃以降、IC の冷却機能がほぼ喪失し、代替注水もなされないまま同月 12 日 5 時 46 分頃まで経過し、その間、炉心損傷が進み、同日 5 時 46 分頃から同日 14 時 53 分頃までの間、断続的に注水が行われたことでジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、これが圧力容器から格納容器を通じて建屋内に漏えいしたと考えられ、約 311.6kg をはるかに上回る水素が発生したと考えても矛盾はないと考えられる。東京電力が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析によれば、平成 23 年 3 月 12 日 6 時頃までには 900kg 近くの水素が発生したとされ、JNES が同年 9 月に公表した MELCOR 解析でも、同年 3 月 12 日 14 時 30 分頃までに 900kg 近くの水素が発生したとされている。

そして、1 号機 R/B 爆発が起こった同日 15 時 36 分頃までには、圧力容器や格納容器には、それぞれ閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていたと考えられ[117]、これらの発生した水素は、ほぼ全量、格納容器ベント又は漏えいによって格納容器外に流出したとしても矛盾はない。

したがって、1 号機 R/B 爆発よりも前に格納容器ベントによって大気中に放出される水素の量を考慮してもなお、1 号機の炉心損傷に伴いジルコニウム-水反応によって、1 号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる程度の水素が発生したと考えても矛盾はなく、かかる水素は、1 号機 R/B5 階から 4 階以下の一部空間にまで回り込んだ可能性もある。

（c）水素流出経路[118]

①　格納容器頂部は、定期点検中取り外し可能であり、その頂部と胴体との境界をフランジ部と呼ぶ。このフランジ部には、格納容器内雰囲気の漏えい防止のためにシール材としてシリコンゴムが施されている。

説あり、下限界として、より高い割合を指摘する同文献の例に従った。

115　この場合の水素密度は約 0.08109kg/㎥となる。

116　資料Ⅱ-2-4 参照。

117　前記 1（4）a 及び b 参照。

118　資料Ⅱ-2-5 参照。

また、格納容器頂部からの放射線を遮断するため、格納容器頂部を取り囲むようにコンクリート構造物が設けられ、その上部は、やはりコンクリート製の蓋であるウェル・カバーで覆われている。このウェル・カバーは、三つのコンクリート製構造物が重なり合うことにより、格納容器頂部を覆うことができるが、各構造物相互間及び外周構造物との間のかみ合わせ部分の横断面は、L字と逆L字を合わせた形となっている。このウェル・カバーは、主として、放射線の遮断を目的としているため、例えば、格納容器頂部から漏えいした高圧の蒸気や水素を遮断するような気密性を備えていない。

そして、格納容器フランジ部は、実務的には、250~350℃程度になると、シール材に用いられたシリコンゴムの弾性や張力が失われて劣化していき、その気密性が失われ、また、D/W 圧力が上昇していくと、格納容器頂部を押し上げる方向に圧力が働き、フランジ面が高温環境下にさらされていくことになるので劣化が進み、格納容器から蒸気が漏えいすることがあると言われる[119]。

1 号機 R/B 爆発に至るまでの格納容器頂部付近の温度について不明な部分があるものの、一般論として言えば、格納容器頂部付近は、圧力容器上部がコンクリート遮へい構造物によって遮へいされずに存在する上、格納容器下部と比べてはるかに狭い空間であるが故に熱対流性も良いとは言えないため、高温の雰囲気になりやすいと考えられる。そして、D/W 圧力は、平成 23 年 3 月 12 日 2 時 45 分頃に 0.840MPa abs と測定され、通常運転時の 8 倍前後の D/W 圧力に至り、少なくともその頃には格納容器頂部も高温、高圧状態下に置かれていたと考えられる。そうすると、その頃には、格納容器フランジ部のシリコンゴムが劣化していくとともに、格納容器頂部を押し上げる方向に強い圧力が働き、格納容器フランジ部から水素が漏えいしていたとしても不自然ではない。

119　平成 24 年 2 月 1 日に JNES が公表した「過圧・過温による原子炉格納容器フランジ部漏えいへの影響の検討」では、フランジシール部開口量は 200℃では 0.3MPa gage 付近から開き始め 1.3MPa gage 近傍までは線型的に変化し、1.4MPa gage 近傍から開口量が急拡大していくことが確認され、格納容器内圧力 0.8MPa gage の場合、200℃時の開口量が約 0.7mm であったのに対し、500℃時には約 0.9mm から約 1.0mm まで開口するものと考えられ、1.0mm の開口量がそのまま漏えいに寄与するとした場合には、300 ㎠程度の開口面積となるとしている。

また、1 号機 R/B 爆発後の写真によれば、1 号機 R/B5 階がコンクリート片やがれき等に覆われているものの、1 号機格納容器頂部が存在する付近において、蒸気様の白煙が複数箇所から上がっており、これは、格納容器フランジ部から漏えいした蒸気が、例えば、ウェル・カバーのかみ合わせ部分やその外周のコンクリート製構造物との接合部分から漏えいしていた可能性を示唆する。

したがって、1 号機 R/B 爆発までに、水素が、格納容器フランジ部から漏えいして 1 号機 R/B5 階オペレーティングフロアに拡散、蓄積されていくとともに、機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じて 4 階フロア方向にも拡散していき、同日 15 時 36 分頃、1 号機 R/B が爆発したと考えても矛盾はない。

② また、格納容器ヘッド部には、定期検査時に人の出入りが可能なマンホール（内径約 60cm）があり、マンホールの格納容器側入口には二重にシリコンゴムを用いたシール材が施され、マンホールの蓋をボルトで締結して気密性を確保している。しかし、格納容器フランジ部に施されたシリコンゴムが劣化するような高温環境下に置かれた場合には、その上方にあるマンホールの格納容器側入口に施された二重のシリコンゴムも劣化すると考えられ、その場合には、マンホールから水素が漏えいする可能性も否定できない。

したがって、1 号機 R/B 爆発までに、格納容器ヘッド部にあるマンホールからも水素が漏えいして、1 号機 R/B5 階オペレーティングフロアに拡散、蓄積されていくとともに、機械搬入用ハッチの開口部や階段を通じて 4 階フロア方向にも拡散した可能性がある。

③ 格納容器下部を貫通する電気配線貫通部は、1 号機 R/B1 階、2 階の格納容器下部に位置し、格納容器内の電気機器に必要な回線を接続するために設けられている。この電気配線貫通部内には、必要な電気配線が貫通し、格納容器側からの漏えい防止のため、回線が貫通する部分にシリコンゴムやエポキシ樹脂を施すことによって気密性を確保している。シリコンゴムはフランジガスケットに用いられ、エポキシ樹脂は低電圧モジュールに用いられている。しかし、高温・高圧状態下では、電気配線貫通部の接合部に用いられたシリコンゴムやエポキシ樹脂が劣化して水素が漏えいする可能性は十分に認められる。特に、エポキシ樹脂は、低電圧モジュールに用いられているが、

シリコンゴムよりも耐熱性に劣るため、より低い温度で劣化して漏えいしやすい。

また、福島第一原発情報班メモによれば、平成23年3月12日3時45分頃、「1号　R/B　2重扉を開けたら白いもやもやが見えたのですぐに閉めた。」との記載が認められ、かかる記載によれば、格納容器下部から蒸気が漏えいしていた可能性も否定できない。

格納容器下部は、格納容器頂部に比べ、比較的低い温度で保たれているのが通常であるが、同日2時45分頃までには圧力容器底部が破損して燃料デブリが格納容器ペデスタル部に落下した可能性を否定できず、そのような状況になれば、格納容器下部も300℃をはるかに超える温度になっていたとしても不自然ではない。

したがって、1号機R/B爆発までに、エポキシ樹脂やシリコンゴムが用いられた電気配線貫通部から水素が漏えいし、機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じて上層階に拡散、蓄積されていった可能性も否定できない。

④　これに対し、主蒸気配管その他の貫通配管は、通常、圧力容器内の雰囲気の影響を直接受けるため、格納容器貫通部についても、その接合部に金属製の素材を用いて溶接が施され、シリコンゴムやエポキシ樹脂が用いられている場合に比べて耐熱、耐圧性が格段に強く、200℃から300℃程度で劣化する可能性は極めて低い。

したがって、1号機R/B爆発までに、格納容器から、主蒸気配管その他の貫通配管の接合部を通じて水素が漏えいした可能性は低いと考えられる。

⑤　格納容器下部には、機器搬入用ハッチが設けられており、このハッチ部の扉には二重にシリコンゴム製のシール材が施されて気密性を確保している。しかし、高温・高圧状態下では、いずれのシール材も劣化することにより、扉と外枠の接合部分から蒸気が漏えいする可能性がある[120]。

したがって、格納容器内の水素がハッチ部を通じて1号機R/B1階に流出し、これが階段や機械搬入用ハッチを通じて4階、5階部分まで流入・蓄積

120　ハッチ部扉には、二重にシリコンゴム製のシール材が施されており、内側（格納容器側）のシール材が劣化しても、外側のシール材が健全である限り、格納容器内側から水素が漏えいすることはないと考えられるが、内側のシール材が劣化すれば、高温・高圧の雰囲気が流れ込み、更に外側シール材が劣化して水素が漏えいする可能性は否定できない。

していった可能性がある。

⑥　さらに、格納容器下部には、人が出入りするエアロックが設けられており、このエアロックは、機器搬入用ハッチ部と異なり、格納容器内側扉及び外側扉の二重扉構造となっており、それぞれの扉の周囲にはシリコンゴム製のシール材が用いられて気密性を確保している。そのため、高温・高圧状態下では、いずれのシール材も劣化して扉と外枠の接合部分から水素が漏えいする可能性がある[121]。

したがって、エアロックから水素が漏えいする可能性については、格納容器フランジ部との比較においては低いものの、これを否定することまではできず、水素がハッチ部を通じて 1 号機 R/B1 階に流出し、これが階段や機械搬入用ハッチを通じて 4 階、5 階部分まで流入・蓄積していった可能性がある。

⑦　格納容器ベントは、格納容器内の除熱のため、非常用ガス処理系（SGTS）をバイパスして排気筒から大気中に圧力を逃がすこととしており、シビアアクシデント対策の一環として設けられた。事故時操作手順書上、格納容器ベントを行う際は、SGTS の停止、隔離が必要となるところ、建屋からの排気系統については、フィルタの入口弁、出口弁ともにフェイルオープンの設計とされ、電源喪失時に弁が開くため、格納容器ベント実施時には手動による閉操作が必要となる。しかし、1 号機の格納容器ベント実施の際に SGTS 出口弁を閉とした形跡がなく、同出口弁が開となっていた可能性がある。また、1 号機については、SGTS フィルタと出口弁との間に空気作動用ダンパが設けられ[122]、SGTS 入口弁や出口弁と異なり、電源喪失時に全閉となる。しかし、格納容器ベントの際の逆流防止のために設けられたものではないため、ベント流の圧力に耐えられず[123]、ベント流を完全に阻止できずに建屋内に流

121　エアロックは二重扉構造であるが故に、格納容器側扉に用いられているシール材が劣化しても、外側扉に用いられているシール材が健全である限り、格納容器内側から水素が漏えいすることはないと考えられるが、内側扉のシール材が劣化した後、高温・高圧の雰囲気がエアロック内に流れ込み、更に外側扉のシール材も劣化すれば、水素が漏えいする可能性は否定できない。

122　空気作動用ダンパは、2 系統ある SGTS のうち、例えば、A 系が作動中に B 系に排気が回り込んで逆流することを防止する役割を果たす。

123　格納容器ベント実施時には、SGTS 出口弁が全閉となることが予定されているため、空気作動用ダンパについては、ベント流の圧力に耐えられるような耐圧性が備わっていなかった。

れ込む可能性がある。そうすると、格納容器ベント実施の際、SGTS 配管を通じて水素を含有するベント流が SGTS 配管を通じて 1 号機 R/B 内に逆流した可能性は否定できない。

⑧　東京電力による建屋内の放射線量測定結果によれば、1 号機 R/B1 階から 4 階までは、局所的に高線量となっている箇所を除き、平均すると数十 mSv/h であるのに対し、同 5 階では、崩落した屋根の上方 2.0m から 2.5m 程度での測定であるのに、60mSv/h 程度の高い放射線量が測定された[124]。このように、1 号機 R/B 上部に行くにつれて放射線量が高くなっている原因は、格納容器から漏えいしたガスが上層階に流れ込んだことによるものと考えられ、格納容器から漏えいした水素も同様の流れ込みにより、1 号機 R/B 上部に滞留した可能性がある。

⑨　以上からすれば、1 号機については、格納容器フランジ部からの漏えいが量的にも多く、その可能性も高いと考えられるが、電気配線貫通部からの漏えいや格納容器ベント時の SGTS 配管からの逆流等の可能性も考えられ、いずれの可能性も択一的なものではないから、複数箇所からの漏えいがあった可能性も十分認められる。

（d）着火要因

①　通常、ある空間に、水素が不燃限界濃度を超えて蓄積しても、自己着火することはないため、着火要因がなければ、着火、燃焼、爆ごうに至ることはない。そこで、以下では、着火要因について検討する。

②　不燃限界濃度を超えて燃焼範囲に至る程度の水素が蓄積された空間において、機器の動作時の金属摩擦だけではなく、高所にある金属が落下して、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生ずる場合や、高所から吊された金属が左右に振れて他の金属と衝突して摩擦が生ずる場合等には、金属摩擦によって着火に至る可能性がある。

1 号機 R/B 内には、多くの金属製設備・機器、ボルト等の金属製留め具が

124　1 号機 R/B1 階の原子炉補機冷却系（RCW）配管付近やトーラス室貫通部付近の放射線量が高く、数千 mSv/h を計測した箇所も認められるが、R/B2 階の RCW 熱交換器が設置されている付近も高線量であったため、RCW 配管内に多くの放射性物質が付着したことによる可能性が高い。

用いられている。福島県双葉郡双葉町で平成 23 年 3 月 12 日 15 時 18 分に震度 2 を観測した後、1 号機 R/B 爆発まで大きな揺れを観測する地震は見当たらないが、それまでに数多くの地震が計測されているため、例えば、度重なる地震動の影響で、高所に備え付けられた金属製機器、設備の留め具が緩み、又は回線・ケーブルの耐性が限界を超え、1 号機 R/B 爆発直前に金属製機器・設備が落下し、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生じ、金属摩擦によって着火に至った可能性を否定できない。

したがって、衝突に係る金属の特定や衝突場所等の詳細を特定することは不可能であるものの、金属摩擦によって着火に至った可能性はある。

③　ある限られた空間に、不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積し、微粉状の白金等の貴金属が存在する場合、100℃を超えると貴金属の触媒活性が上がり、200℃を超えると着火に至る可能性が高くなる[125]。そうすると、例えば、圧力容器から格納容器を経由して高温の蒸気が漏えいする場所に、不燃限界を超える水素及び酸素の混合ガス、微粉状の白金等の貴金属があれば、着火に至る可能性がある。

しかし、1 号機 R/B 内で、白金等の貴金属を用いている設備・機器が見当たらず、ましてや、格納容器や貫通配管から蒸気が噴き出して 200℃を超えるような雰囲気になっている可能性のある場所[126]にそのような貴金属が存在すること自体、考え難い。

したがって、白金等の貴金属の触媒作用によって着火に至った可能性はほぼ否定される。

④　不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間に高温の蒸気が流入して加熱された場合に着火に至る可能性がある。もっとも、実機を模擬した混合ガス圧力約 7MPa gage の条件において、約 280℃から 300℃の蒸気を注入しても着火しないことが確認されている[127]。そうす

125　一般社団法人日本原子力技術協会「BWR 配管における混合ガス（水素・酸素）の燃料による配管損傷防止に関するガイドライン（第 3 版）」75 頁によれば、25ng/㎠以上の微粉状の白金触媒が不燃限界濃度を超える混合ガスが蓄積した枝管内に付着した状態で高温蒸気（約 288℃、約 7.2MPa gage）が流入する場合に、着火する可能性があることが確認されている。

126　例えば、格納容器フランジ部周辺等が挙げられる。

127　前掲「BWR 配管における混合ガス（水素・酸素）の燃料による配管損傷防止に関するガイドライン（第 3 版）」76 頁参照。

ると、1 号機 R/B 内に水素が蓄積された空間があり、同空間に格納容器又はその周辺部から高温蒸気が漏えいした場合でも、これにより着火に至る可能性は否定され、また、これを超える高温の蒸気が 1 号機 R/B 内に流入する事態を想定し難い。

⑤　不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間において、鉄酸化物等が浮遊して帯電する不純物帯電等により帯電した静電気が放電して火花着火する可能性が考えられる。もっとも、本件爆発当時、1 号機 R/B 内は、格納容器から蒸気が漏えいし、また、津波による浸水部分からも蒸気が発生して、高温・多湿状態にあったと考えられ、かかる状況下においては、帯電物から静電気が放電する可能性は低いと考えられる。

⑥　不燃限界濃度を超える水素及び酸素の混合ガスが蓄積された特定の空間において、電気設備・機器（ケーブルを含む。）から漏電、地絡、短絡することによって、着火に至る可能性が考えられる。

福島第一原発情報班メモによれば、平成 23 年 3 月 12 日 15 時 36 分頃に「SLC 準備完了」との記載があり、柏崎刈羽原子力発電所（以下「柏崎刈羽原発」という。）情報班メモによれば、同日 14 時 45 分に「1F-1、SLC 注入準備完了（未受電）」、同日 15 時 15 分に「SLC はあと数分で受電の確認が終了する見通し」、同日 15 時 36 分に「1F-1、SLC 注入準備完了、地震」との記載がある。かかる記載及び福島第一原発における緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）復旧班でこの電源復旧作業に従事した者らの各供述によれば、この頃、発電所対策本部復旧班は、同日 14 時 45 分頃までに、高圧電源車から 2 号機側パワーセンター（P/C）[128]まで高圧ケーブルを接続・端末処理した上、この P/C からモータコントロールセンター（MCC）[129]の上流側ケーブルに低圧ケーブルを接続・端末処理するなどして、1 号機のほう酸水注入系（SLC）等の電源復旧を実施していた。具体的作業としては、MCC の上流側ケーブルの絶縁抵抗測定を行うなどした後、2

128　低圧ケーブルの接続に用いた P/C は、2 号機 T/B1 階にある P/C2C である。

129　電源復旧を目指した MCC は、1 号機 T/B2 階にある 480V ヒーティング・アンド・ベンチレーション（H&V） MCC 1A 及び 1 号機 R/B3 階にある 480V R/B MCC 1D であるが、実際には、それらの上流側にある P/C が設置された 1 号機 C/B 地下 1 階において、それぞれの上流側ケーブルに低圧ケーブルを結線する作業を行った。

号機側 P/C と高圧ケーブルで接続していた高圧電源車を起動して、2 号機側 P/C の遮断器を投入してから、MCC の上流側ケーブルと低圧ケーブルの接続部で検電器による受電確認及びローテーションメータによる相順確認を行い、同日 15 時 15 分頃には、あと数分で受電の確認が終了する見通しであったため、これを発電所対策本部に無線連絡し、その後、受電確認及び相順確認を終え、1 号機 R/B 内にある MCC まで正常に送電されていることを確認した。そして、同日 15 時 36 分頃、発電所対策本部復旧班は、発電所対策本部に無線連絡を入れ、これを聞いた発電所対策本部は、メインテーブルにおける発話によって情報共有を図り、これが上記二つのメモ書きに記載されたものと考えられる。そして、柏崎刈羽原発情報班メモに記載された「1F-1、SLC 注入準備完了、地震」は、かかる SLC 注入準備が完了したとの報告直後に発電所対策本部で強い揺れを感じ、1 号機 R/B の爆発を予期していなかったため、その揺れを地震によるものと判断したために書き取られたと考えられ[130]、SLC 注入準備完了、つまり、1 号機 R/B 内の MCC まで送電が完了し、後は中央制御室における操作によって SLC 注入が可能となる状態となった旨の報告を受けたのとほぼ同時に 1 号機 R/B 爆発が生じたと考えられる。この時点では、発電所対策本部から中央制御室にいた当直には、いまだ SLC 注入準備完了の連絡がなされておらず、中央制御室における操作は未了であった。

そして、受電確認や相順確認の結果、特に異常がなかったのであるから、電源車を起動したと思われる同日 15 時から同日 15 時 10 分にかけての頃には 1 号機 R/B の MCC まで受電が完了しており、中央制御室における操作が必要な SLC 設備への電気回線自体は接続されていないものの、1 号機 R/B 内に敷設され、かつ、受電完了した MCC 下流側にある SLC その他の電気設備に接続された電気ケーブルの一部に電気が流れ始めていたと考えられる。具体的には、1 号機 R/B2 階に設置された SGTS 電気ヒータ[131]及び 1 号機

130 気象庁発表資料によれば、1 号機 R/B 爆発当時、地震は観測されていない。

131 SGTS 電気ヒータは、SGTS の活性炭フィルタの除湿のために用いられる。操作スイッチは、1 号機 R/B2 階に設けられ、480V H&V MCC 1A への受電が完了すれば、同所までの接続ケーブルが通電することになる。

R/B4 階に設置された SLC タンクヒータ[132]は、電源復旧した MCC の下流側のケーブルと接続された設備であり、中央制御室における操作を経なくとも、MCC において受電完了すればこれらの電気設備に接続された電気ケーブルに通電する。したがって、これらの R/B 内に敷設された電気ケーブルが地震動の影響等によって損傷していたり、これらの電気設備と電気ケーブルの接続部分が湿潤状態にあったりした場合には、これらの箇所において漏電が生じ、これが引き金となって水素ガス爆発を引き起こした可能性も否定できない。

⑦　以上から、1 号機 R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦や電気設備・機器に接続された電気ケーブルからの漏電又はその他の要因によって着火し、R/B 内で爆発が生じたものと考えられる。

水素ガス爆発については、これまで、不燃限界濃度を超える水素が蓄積された空間においては、僅かな着火要因であっても爆発に至る危険があり、それがゆえに解明困難として着火要因を十分に解明してこなかったケースが多いと考えられ、これまでに指摘した可能性以外にも、着火要因が存在することもあり得る。

過去に起こった事故原因の解明なくして、将来の事故の未然防止を十分図りえないのであるから、今後、規制官庁を中心とする国、事業者及び学会といった原子力関係者において、今回の水素ガス爆発の着火要因について徹底した解明がなされることを期待する。

（4）2 号機 R/B 及び S/C の状況

a　2 号機 R/B については、R/B 東側壁面のブローアウトパネルが脱落したこと以外に、外見上、顕著な損傷が認められないこと

（a）2 号機 R/B の損傷状況

①　1 号機 R/B 爆発後、3 号機 R/B 爆発前である平成 23 年 3 月 13 日、2 号機 R/B 東側壁面のブローアウトパネルが開放していることが確認された。

132　SLC タンクヒータは、SLC タンク内の水を一定温度に保ち、五ホウ酸ナトリウムの溶解度を上げるために用いられる。操作スイッチは、1 号機 R/B4 階に設けられ、480V R/B MCC 1D への受電が完了すれば、同所までの接続ケーブルが通電することになる。

R/B5 階下部に設けられているブローアウトパネル[133]は、通常、R/B 内の圧力が上昇して天井・外壁等が破損するのを防ぐため、所定の圧力[134]が作用すると、ブローアウトパネルを固定している炭素鋼の金物が塑性変形を起こして動作し、内側から外側に向けて開放されるが、完全に脱落することがないように、ブローアウトパネルの両端が 2 本のチェーンで固定されており、上記確認時も、ブローアウトパネルが 2 本のチェーンによって固定され、脱落することなく開放している状態であった。

このブローアウトパネルは、1 号機 R/B の爆発による振動や爆風の影響によって開放した可能性がある。

② しかし、遅くとも平成 23 年 3 月 16 日に確認した際には、2 号機 R/B 東側壁面のブローアウトパネルは、2 本のチェーンが断絶し、ブローアウトパネルが完全に脱落して、T/B 側に落下していた[135]。

これは、詳細不明であるものの、3 号機 R/B 爆発の影響によって、開放されていたブローアウトパネルを固定する 2 本のチェーンが断絶して、ブローアウトパネルが脱落した可能性が考えられる。

いずれにしても、上記以外に 2 号機 R/B の顕著な損傷は認められない。

（b）水素ガス爆発に至らなかった要因

① 2 号機は、平成 23 年 3 月 14 日 12 時 30 分頃までに RCIC の注水機能が喪失し、同日 19 時 57 分頃まで代替注水がなされなかったため、炉心の露出、損傷が進行するとともに、それ以降も断続的かつ不十分な代替注水しかなされなかったことで、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生したと考えられる。

② 2 号機については、平成 23 年 3 月 14 日 21 時 18 分頃までには圧力容器又はその周辺部が破損していた可能性が高い[136]上、SR 弁の開操作を繰り返していたことから、圧力容器から格納容器側へ水素が流れ込んだ可能性が高い。このようにして格納容器に蓄積された水素は、高温下において、格納容

133 2 号機のブローアウトパネルは R/B 東側に 1 か所設けられ、縦が約 4.3m、横が約 6.0m である。
134 2 号機のブローアウトパネルの作動圧力は 352kg/㎡である。
135 資料Ⅱ-2-6 参照。
136 前記 1 （5） a 参照。

器フランジ部や電気配線貫通部等に用いられたシール材の劣化が進むなどして、同箇所から漏えいした可能性がある[137]。

③　さらに、自衛隊空撮写真によれば、2 号機については、開放されたブローアウトパネル部分から大量の蒸気様白煙が吹き出していたことが明らかである。そうすると、2 号機 R/B 内に漏えいした水素の多くは、蒸気とともに、ブローアウトパネル開放部から建屋外に放出された可能性が高く、これにより、2 号機 R/B 内に蓄積する水素の量が抑制され、水素爆発が発生しなかった可能性が高い。

b　平成 23 年 3 月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃に確認された異音は、4 号機 R/B 爆発によるものと考えられ、2 号機の S/C 由来のものとは考え難いこと

（a）地震観測記録データ分析結果との関係

東京電力が、福島第一原発敷地内に設置された五つの地点の地震観測記録計データを分析した結果、平成 23 年 3 月 15 日 6 時 12 分 15 秒、P 波（縦波）と S 波（横波）の到達時間の差が 1 秒以内と短い振動、すなわち、地震動ではなく爆発によるものと思われる振動がいずれにも計測されていた[138]。そして、かかるデータ計測結果に基づき、前記五つの地震観測地点における爆発振動到達時刻を特定すると、2 号機で爆発があったと仮定した場合、各地震観測地点と 2 号機との間の距離に応じた爆発振動到達時刻とはならず、不規則となる。他方、4 号機で爆発があったと仮定した場合、各地震観測地点と 4 号機との間の距離に応じた爆発振動到達時刻となり、同心円状に振動が伝達された様がよく表現される[139]。

また、発電所対策本部、1/2 号中央制御室及び 3/4 号中央制御室にいた者の各供述によれば、同日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃に確認された異音や衝撃は一度の機会であったと認められ、その異音や衝撃が感じられた時刻は、地震観測記録計データによれば、同日 6 時 12 分頃であったと認められる。

137　前記１（５）ｂ参照。

138　資料Ⅱ-2-7 参照。

139　地震観測記録データに記録された振動の振幅・周期から直ちに爆発規模を推し量れるものではないが、それでも、爆発の影響による振動の時期について特定することは可能である。

このことは、当直が同日 6 時 12 分頃に異音を聞いて、発電所対策本部発電班に電話報告したと考えれば、発電所対策本部発電班のメモ書きに、「6° 14’ 爆発音あり」と手書きで記載されていることとも整合的である。

以上から、同日 6 時 12 分頃に確認された異音や衝撃の原因は、4 号機 R/B 爆発によるものであったと考えられ、2 号機 R/B 内で何らかの爆発的事象が生じたことによるものとは考え難い。

（b）S/C 圧力計が示す実測値との関係

① そもそも、2 号機 S/C で爆発その他の異変が生じたのではないかと考えられた原因の一つとして、平成 23 年 3 月 15 日 6 時 2 分頃、2 号機の S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したとされることが挙げられる。

確かに、2 号機のプラント関連パラメータによれば、同日 6 時 2 分から同日 7 時 20 分にかけて、合計 5 回にわたり、S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したとの記録が残っている。

しかし、まず、この S/C 圧力計が示した 0.000MPa abs というのは真空状態を意味することになり、そのような現象が現実に生ずることはあり得ない。

この点、当時、1/2 号中央制御室で計測に当たっていた当直の供述によれば、この時の S/C 圧力計の指示値は、0.000MPa abs を示していたのではなく、測定可能範囲下限を下回る位置を指示針が指すダウンスケールの状態にあった可能性が高い。そして、1/2 号中央制御室にいた当直長は、この計測を実施した当直からの報告を受け、発電所対策本部発電班に連絡したが、その過程で、S/C 圧力計がダウンスケールしたことが 0.000MPa abs を示したものと誤って伝わり、発電所対策本部において、2 号機の S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したとの情報が共有され、その旨の記録がなされた。すなわち、2 号機のプラント関連パラメータ上、同日 6 時 2 分から同日 7 時 20 分までの間、合計 5 回にわたって記録されている 0.000MPa abs は実測値ではなく、実際の S/C 圧力計は、ダウンスケールにより計測不能になっていたものと考えられる。

そして、これら 2 号機のプラント関連パラメータ及び当直の供述によれば、S/C 圧力計は、同日 5 時 45 分頃に 0.320MPa abs、同日 6 時頃に 0.270MPa

abs を示した後、同日 6 時 2 分頃にダウンスケールしたのに対し、この S/C 圧力計と共通の電源を用いていた D/W 圧力計は、同日 5 時 45 分頃に 0.740MPa abs、同日 6 時頃に 0.730MPa abs を示した後、同日 6 時 2 分頃以降も同日 7 時 20 分頃まで 0.730MPa abs を示したままであったことが認められる。そうすると、S/C 圧力計と電源を共通とする D/W 圧力計が計測可能であったのだから、この S/C 圧力計がダウンスケールした原因は電源の枯渇とは考え難い。そのため、例えば、S/C 圧力計の電気回路のいずれかで接触不良等の電気系統のトラブルが生じた可能性が考えられ、当委員会において種々の調査を重ねてきたが、その詳細はなお不明である。

計装機器は、プラントの運転、制御にとって必要不可欠なものであって、その性能向上を図る上でも、これらの原因を検証する意義は極めて大きいため、今後、事業者、国及び関係団体において、これらの計装機器の故障原因について徹底した検証がなされることを期待する。

いずれにせよ、2 号機の S/C 圧力計については、同月 14 日 22 時 10 分頃以降、D/W 圧力の上昇傾向に比して、全く数値が上がる傾向を示しておらず、計装用配管や圧力伝送器、電気系統に何らかの異常を来したことで誤計測、誤表示が始まっていたと考えられる[140]。

② さらに、前記（a）のとおり、異音や衝撃が感じられた時刻は、地震観測記録計データが示すとおり、同月 15 日 6 時 12 分頃であったと認められ、2 号機のプラント関連パラメータによれば、それよりも前の同日 6 時 2 分頃と同日 6 時 10 分頃の 2 度にわたり、既に S/C 圧力計がダウンスケールしていたことが明らかである。そうすると、この異音や衝撃が感じられたことと、S/C 圧力計が 0.000MPa abs を示したこととの因果関係は薄いと考えるのが自然である。

③ もっとも、このことは、プラント関連パラメータ上の記録からは、平成 23 年 3 月 15 日 6 時頃以降に 2 号機 S/C 付近で爆発的事象が生じて S/C が破損したとまでは言えないことを意味するのみであって、その前後において 2 号機 S/C が健全性を維持していたとする趣旨ではない。

---

140 資料Ⅱ-1-1 の第 3,2(3)b(f)参照。

むしろ、2 号機の格納容器又はその周辺部には、同月 14 日 13 時 45 分頃以降、同日 18 時 10 分頃までの間、格納容器又はその周辺部に、その閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性が十分認められ、それ以降も、更に大きな損傷が生じていった可能性が極めて高いことは既に述べたとおりであり[141]、このことは、2 号機の S/C の損傷可能性をも含む趣旨である[142]。

（5）3 号機 R/B の爆発

a　3 号機 R/B 爆発の原因は、可燃性ガスによるものと考えられること

（a）本件爆発及び損傷の状況

①　爆発後の 3 号機 R/B の状況を撮影した写真によれば[143]、以下の事実が認められる。

3 号機 R/B は、屋根が全て滅失し、天井を構成していた鉄骨の大部分が屈曲・破損している。

子細に見ると、まず、3 号機 R/B 北側の状況については、3 号機 R/B 北側 5 階部分の壁面、コンクリート柱及び梁（はり）がほぼ滅失し、北西付近の床面の大部分が抜け落ちている可能性がある上、4 階部分も、西側 2 ブロックの壁面及びコンクリート柱が滅失し、激しい損傷が認められる。

次に、3 号機 R/B 東側の状況については、3 号機 R/B 東側 5 階部分の壁面は、ほぼ滅失しており、コンクリート柱及び 5 階部分中央付近を走る梁が残存しているものの、特に、中央 2 本のコンクリート柱が梁との接合部分よりやや上方で建屋方向に折損している。また、最上部梁は、北側 3 ブロックでは、天井部骨組みと不十分に接続して現存するも、南側 3 ブロックでは、全て滅失している。

141　前記 1（5）b 参照。

142　平成 23 年 6 月頃以降、2 号機原子炉への注水時、S/C 水温が低下する傾向が認められた。この頃までには圧力容器が破損し、原子炉注水の継続により格納容器下部に水が漏えいし、これがベント管を通じて S/C 側にも流れ込んでいた可能性が高い。そうすると、平成 23 年 6 月頃以降、2 号機原子炉への注水を実施しても、S/C 内が満水であれば、格納容器側に漏えいした水が D/W 側に蓄積されていくだけで、S/C 水温にはほとんど変化が認められないはずであるのに、実際には S/C 水温が低下する傾向を示した。これは、継続的な原子炉注水及び格納容器への漏えいによっても 2 号機の S/C 内が満水にならずに、新規の冷却水が S/C 側に流れ込んでいたことを意味し、それまでのいずれかの時期に、S/C のいずれかの箇所に損傷が生じていたと考えるのが自然である。

143　資料Ⅱ-2-8 参照。

次に、3 号機 R/B 南側の状況については、3 号機 R/B 南側 5 階部分の壁面、コンクリート柱及び梁は、ほぼ滅失している。

さらに、3 号機 R/B 西側の状況については、3 号機 R/B 西側 5 階部分の壁面、コンクリート柱及び梁は、ほぼ滅失している。また、西側 4 階部分の壁面は、南方の 1 ブロックを除き、ほぼ滅失しているほか、北方から 1 本目のコンクリート柱が完全に滅失し、2 本目のコンクリート柱が建屋外側方向に傾き、上方の梁部分と分離している。さらに、これらの滅失したコンクリート柱の残がいと思われるものが、3 号機 R/B 西側の低層階付近外側に認められる。このような損傷状況からすると、建屋内側から外側に向けて大きな圧力がかかったことがうかがわれる。

3 号機 R/B3 階以下の低層階部分については、その外観上、一部壁面に、表面の剥落が認められるものの、激しい損傷箇所までは認められない。

さらに、3 号機 R/B 北側に隣接する廃棄物処理建屋（RW/B）も、屋根の一部残がいと思われるものが認められるが、広範囲にわたって激しく損傷し、鉄骨がむき出しになり、2 階部分も激しい損傷が認められる。

③　3 号機 R/B は、南北 46.0m、東西 46.0m、地上 46.0m、地下 16.1m の鉄筋コンクリート造りで、天井部が鉄骨構造であるが、それ以外は、5 階壁面も含めて鉄筋コンクリート造りである。これに対し、1 号機 R/B は、5 階部分の周囲が、鉄製骨組みに鉄板をはめ込んだだけの壁となっている。1 号機と 3 号機の損傷状況の相違は、かかる建屋構造の影響を受けた可能性がある。

さらに、3 号機 R/B の損傷状況を見ると、3 号機 R/B5 階東側はコンクリート柱が残存し、床も原形をとどめているのに対し、R/B5 階西側はコンクリート柱も全て滅失し、R/B4 階北西側は垂直方向のコンクリート柱、天井や水平方向に走るコンクリート製支柱が滅失し、同フロア内にあった設備の一部が建屋外側方向へ露出するなど、3 号機 R/B 北西側の 5 階及び 4 階が特に激しく損傷している。そうすると、例えば 3 号機 R/B5 階に水素が蓄積されていたところ、5 階南東部付近で着火し、同空間に蓄積していた水素に燃焼波が伝ぱする中で、音速を超え、北西部付近で爆ごうに至り、5 階床が抜ける

などして、4 階以下にも爆風が広がっていった可能性がある[144]。

いずれにせよ、3 号機 R/B 内で爆発が生じた際、5 階壁面まで鉄筋コンクリート造りであった 3 号機 R/B は、水平方向にかかる負荷への耐性が 1 号機 R/B よりも強いため、1 号機 R/B 爆発のときよりも大きな圧力を R/B 内に蓄積し、その後建屋が負荷に耐えられず、構造物を生成するコンクリート等もろとも垂直方向に黒色爆煙を吹き上がらせるとともに、水平方向に壁を吹き飛ばして、天井及び周囲の 5 階部分及び 4 階部分の一部の壁を消失させ、その際、水平方向への爆発によるエネルギーの発散は、南方向よりも北方向の方が強かったと考えられる。

また、爆風やこれによって吹き飛ばされたがれき等の影響で、3 号機 R/B の北側に隣接する RW/B 内部及び天井部も激しく損傷したと考えられる。

（b）本件爆発の原因

3 号機 R/B の損傷発生時の映像[145]によれば、平成 23 年 3 月 14 日 11 時 1 分頃、3 号機 R/B 内において爆発が発生したと認められ、その損傷状況からすると、3 号機 R/B 内部で爆発が生じ、強い圧力が外部方向に働いて生じたと考えて矛盾はない。

3 号機 R/B の爆発は、1 号機と同様に、水蒸気爆発[146]や粉じん爆発であった可能性について否定され、可燃性ガス爆発によるものと考えられる。

b　3 号機 R/B 爆発の原因と考えられる可燃性ガスは、主として、3 号機圧力容器内の炉心損傷過程で発生した水素と考えられること

（a）水素発生原因[147]

①　3 号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。

144　もっとも、R/B4 階部分以下にも水素が蓄積し、同様の爆発を引き起こした可能性も否定できない。

145　資料Ⅱ-2-1 参照。

146　3 号機のプラント関連パラメータによれば、3 号機 R/B 爆発前後で、原子炉圧力及び D/W 圧力の低下が認められるため、例えば、爆発の影響で圧力容器や格納容器に貫通する配管の一部が破損したことなどが考えられるものの、爆発後も、依然として、原子炉圧力及び D/W 圧力が大気圧の数倍となる数値を示しており、圧力容器又は格納容器内で、3 号機 R/B 上部を粉砕するほどの水蒸気爆発が起こった可能性は否定される。

147　資料Ⅱ-2-3 参照。

② まず、3 号機 R/B 内にある M-G セット用のタービン油や CAMS 校正用ボンベに封入された水素、3 号機 T/B 内の発電機冷却用の水素については、1 号機と同様に、3 号機 R/B 爆発の主たる要因になりにくいか、完全に可能性が否定され、また、外部から 3 号機 R/B 内に水素その他の可燃性ガスが持ち込まれていた可能性も否定される。

そうすると、3 号機 R/B 爆発の原因は、主として、3 号機 R/B 内で化学反応によって生じた可燃性ガスによるものと考えられ、かかる可燃性ガスとしては、1 号機と同様に、水素以外には考え難い。

③ 3 号機においては、遅くとも平成 23 年 3 月 13 日 2 時 42 分頃以降、HPCI の注水機能が喪失し、約 6 時間以上にもわたって代替注水がなされず、その間炉心損傷が進行するとともに、それ以降も断続的かつ不十分な代替注水しかなされなかったことで、ジルコニウム-水反応により大量の水素が発生し、圧力容器から格納容器を通じて 3 号機 R/B 内に水素が漏えいしていった可能性は十分考えられる。

そのほかにも、1 号機と同様に、水の放射線分解、コア・コンクリート反応、格納容器内の亜鉛入り塗装や亜鉛製構造物に用いられる亜鉛の酸化、制御棒に用いられるボロン・カーバイドの酸化等によって水素が発生し得るが、その発生量は、3 号機 R/B 爆発までの間、ジルコニウム-水反応による水素発生量と比較すると極めて限定的であるか、ほとんど発生に至っていなかったものと考えられる。

④ 結局、3 号機 R/B 爆発の原因となったと考えられる水素は、主として、3 号機圧力容器内の燃料が損傷していく過程でジルコニウム-水反応によって発生したものと認められる。

（b）水素発生量

① 3 号機 R/B の損傷状況からすると、3 号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、ここでは、3 号機 R/B 内で爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性について検証する。

② まず、3 号機の損傷状況からすれば、明らかに R/B5 階の損傷が激しいため、R/B5 階に水素が蓄積して爆ごうが起こったと仮定する。

3 号機 R/B5 階は、間仕切りがない空間となっており、その空間体積は約 2 万 5,000 ㎥である。そして、爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界が 18.3%[148]とすると、3 号機 R/B 内が 30℃、大気圧の雰囲気であったとした場合[149]、爆ごうを引き起こすには約 371.0kg の水素が必要となる[150]。

③ 3 号機については、平成 23 年 3 月 13 日 2 時 42 分頃、当直が HPCI を手動停止後、少なくとも同日 9 時 10 分頃までの間、全く注水がなされておらず、その後も同月 14 日 5 時頃までの間、全く代替注水がなされない時間が 2 時間以上続いたり、十分な注水量を確保できなかったりしたため、BAF を上回る原子炉水位を十分確保できなかった可能性が高い。そして、同日 11 時 1 分頃までに、炉心損傷が相当程度進行してジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生するとともに、不十分な注水が間欠的に繰り返された結果、ジルコニウム-水反応が更に進んで水素が発生したと考えても矛盾はない。東京電力が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析によれば、平成 23 年 3 月 13 日 12 時過ぎには 600kg 超の水素が発生したとされ、JNES が同年 9 月に公表した MELCOR 解析でも、同年 3 月 13 日 12 時頃には、仮定条件によって異なるが、550kg~700kg 程度の水素が発生したとされる。これらの解析は、いずれも、当委員会の検証結果に比べて、注水停止時の原子炉水位が高く、代替注水量も多めに設定していることなど、実際の事象進展よりも緩やかな解析結果であると考えられ[151]、実際には、これらの解析結果を超える水素発生量であった可能性が高い。

そして、同月 14 日 11 時 1 分頃までには、既に圧力容器又はその周辺部、格納容器又はその周辺部にはそれぞれ閉じ込め機能を損なうような損傷が生じていた可能性が高く[152]、これらの発生した水素は、大部分が格納容器外に漏えいしたと考えても矛盾はない。

④ もっとも、3 号機の格納容器ベント実施の際、これらの水素の一部が、SGTS 配管合流部を経由して 4 号機 R/B 側に流れ込み、4 号機 R/B 爆発を引き起こ

---

148 前掲日本機械学会「機械工学便覧」（2001 年）参照。
149 この場合の水素密度は約 0.08109kg/㎥となる。
150 資料Ⅱ-2-9 参照。
151 資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(5)参照。
152 前記１（６）ａ及びｂ参照。

した可能性が高いので、この点を考慮する必要がある。

まず、3 号機 R/B 爆発が起こった平成 23 年 3 月 14 日 11 時 1 分頃以降、4 号機 R/B 爆発が起こった同月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃までに、3 号機の炉心損傷が更に進行して水素が発生すると考えられる。東京電力の上記 MAAP 解析によると 200kg 程度、JNES の上記 MELCOR 解析によると仮定条件次第で 100kg 程度、更に水素が発生したとされる。

なお、4 号機 R/B では、主として R/B4 階西側で爆発が生じた可能性が高いと考えられ、同空間は、3 号機 R/B5 階の空間体積の 5 分の 1 以下であるため、これに応じて爆ごうに必要な水素質量も小さくなる[153]。

⑤ 以上からすれば、4 号機 R/B 爆発に必要な水素発生量や格納容器ベントによって大気中に放出される水素の量を考慮してもなお、3 号機の炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって、3 号機 R/B で爆ごうが生ずるのに必要な水素発生量が十分認められ、3 号機 R/B5 階から 4 階以下の一部空間にまで水素が回り込んだ可能性もある。

（c）水素流出経路[154]

① 3 号機については、1 号機と同様に、炉心由来の水素が格納容器フランジ部から R/B5 階オペレーティングフロアに拡散、蓄積されていくとともに、機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じて 4 階フロア方向にも拡散していった可能性が高く、その漏えい量も多いと考えられる。もっとも、格納容器下部にある電気配線貫通部、ハッチ部及びエアロックからの水素の漏えいや、格納容器ベント時の SGTS 配管からの逆流[155]の可能性もあり、いずれの可能性も択一的なものではないから、複数箇所からの漏えいがあった可能性も十分認められる。

---

153 後記（6）b（b）参照。

154 資料Ⅱ-2-5 参照。

155 3 号機の格納容器ベント実施の際に SGTS の出口弁が開状態であったことが確認されており、SGTS フィルタの放射線量は数 mSv/h 程度と計測された。もっとも、3 号機については、電源喪失時に閉となるダンパが出口側に設置されている上、SGTS フィルタの入口側と出口側で線量率が大きく変化しておらず、明確な方向性を見出し難いことからすれば、格納容器ベント実施の際、水素を含有するベント流が 3 号機 R/B 内に逆流したとしても、その流量は限定的であって、これが 3 号機 R/B 爆発の主たる原因ではなかった可能性が高いと考えられる。

② 東京電力による放射線量測定結果によれば、3 号機 R/B5 階は数百 mSv/h 程度の線量であるのに対し、1 階から 4 階までは、局所的な高線量箇所を除き、平均すると数十 mSv/h であることからすれば、格納容器上部からの漏えいが中心であったと考えられる。もっとも、3 号機については、R/B1 階の機器ハッチ部付近の線量が高く、数百～千数百 mSv/h を計測していることからすれば、同箇所から放射性物質が漏えい、付着した可能性があり、そうすると、同箇所を通じて水素が漏えいした可能性もある。

（d）着火要因

3 号機については、1 号機と同様に、R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦や漏電又はその他の要因によって着火し、R/B 内で爆発が生じたものと考えられるが、着火要因については、依然として不明な点が多く、今後、規制官庁を中心とする国、事業者、学会といった原子力関係者において徹底した解明がなされることを期待する。

（6）4 号機 R/B の爆発

a 4 号機 R/B の爆発は、可燃性ガスの爆発によるものと考えられること

（a）本件爆発及び損傷の状況

① 4 号機 R/B については、1 号機及び 3 号機の各 R/B 爆発と異なり、損傷が生じた時点における映像や目撃供述等が存在しないものの、その被害後の状況を撮影した写真[156]から以下のことが分かる。

まず、4 号機 R/B 北側の状況である。その外観上、R/B5 階北側天井部を水平に走るコンクリート柱は、真ん中付近を中心に、R/B 内側へ凹（おう）状に弧を描くようにわい曲している。また、北側壁面は、R/B5 階上方壁面と下方壁面が R/B 外側へ凸（とつ）状に屈曲し、上方壁面が R/B 内側にわい曲して倒壊し、下方壁面は、R/B4 階付近から 5 階下部にかけて緩やかに R/B 外側にわい曲した後、弧を描くようにして、R/B5 階真ん中付近に達する。また、北側壁面は、東方より西方の損傷がより激しく、R/B5 階部分の北側

156 資料Ⅱ-2-10 参照。

西方壁面は、上記屈曲部で接合しているものの、西から横2ブロック分の下方壁面がR/B方向にわい曲することなく、ほぼ垂直方向に垂下している。さらに、R/B3階及び4階北側壁面のうち西から横2ブロック分の壁面は損傷が激しく、半分程度が剥落し、R/B内部の露出が認められる。

次に、4号機R/B東側の状況である。その外観上、R/B5階東側天井部を水平に走るコンクリート柱は、北端付近がR/B内側に弧を描くようにわい曲し、南端付近が外側下方へわい曲している。東側壁面はR/B3階から5階まで、5階上方2ブロックを残して全て滅失し、R/B内部の露出が認められる。

次に、4号機R/B南側の状況である。その外観上、R/B5階南側天井部を水平に走るコンクリート柱は、東端に向けてやや下方へ脱落している。南側壁面は、R/B5階部分の東側から縦2ブロック、横3ブロックが完全に脱落し、R/B5階部分の残りの壁面も、上方1ブロックと下方1ブロックがR/B外側に向けて緩やかにわい曲して接合している。また、R/B5 階部分の壁面脱落箇所は、コンクリート柱がほぼ滅失している。R/B4 階の南側壁面は、中心部付近に建屋内が露出するほどの激しい損傷箇所が1か所認められる。

次に、4号機R/B西側の状況である。その外観上、R/B5階西側天井部を水平に走るコンクリート柱は比較的健全性が保たれているが、西側壁面は、R/B5階部分が半分以上滅失してR/B内が露出しているほか、R/B4階部分は全て滅失し、R/B3階部分も北側が1ブロック程度滅失している。西側壁面のコンクリート柱は、北端付近及び南端付近において一部滅失箇所が認められ、R/B5階中央の床下コンクリート付近も激しい損傷が認められる。

また、R/Bの屋根はほぼ滅失し、骨組みも、中央部から西側にかけて比較的健全性が保たれているものの、北方向及び南東方向にわい曲して多数箇所に折損が認められ、北側は相当部分が滅失している。

② さらに、東京電力による4号機R/B内の現場確認の結果、以下の事実が判明した。

SGTSの排気ダクトは、SGTSフィルタ等の設備がある4号機R/B2階から3階を経由し、4階天井中央西寄りの部分を北から南に向かって敷設され、南壁面付近で5階へ通じる設計となっている。

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、ダクトの残がいも認められなかった。また、5 階フロア南西部では、床面が大きく損傷し、鉄筋が上方向に屈曲していたほか、一区画が全体として 5 階オペレーティングフロア東側にめくれ上がり、床面やクレーンのレールなどが下からの力によって変形していた。さらに、4 号機 R/B4 階から通じる原子炉ウェル及び SFP の排気ロネットは、通常かかる圧力の方向とは逆方向（原子炉ウェル内側）への張り出しが認められた。また、4 階西側エリアでは、5 階フロア床の損傷が大きい箇所の直下付近の床面が下方に変形していたほか、排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在していた。

さらに、4 号機 R/B4 階南西部には本来敷設されているはずの排気ダクトが粉砕されて原形をとどめておらず、4 号機 R/B4 階床が爆発の影響で 3 階方向へ沈下していた。

次に、3 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がいと推定されるがれきが多数存在していた。

③　そして、福島第一原発内の五つの地震観測記録計データに、平成 23 年 3 月 15 日 6 時 12 分頃に P 波及び S 波が到達したことを表す記録や 4 号機 R/B 損傷後の状況を撮影した写真が残されている。

また、同日 6 時頃、引継ぎのため 3/4 号中央制御室に訪れた当直は、4 号機方向から異音を聞いているほか、その後中央制御室から免震重要棟に引き上げる際、4 号機 R/B 周辺にがれき等の通行を妨げる障害物が散在していたが、中央制御室に訪れるときには同じ通行路にはがれき等が存在していなかったことが明らかとなっている。

そうすると、写真に撮影された 4 号機 R/B の損傷は、同日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃に生じたものと考えられる。

④　以上からすれば、平成 23 年 3 月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃、4 号機 R/B4 階で爆発が生じ、同 4 階南西部から垂直両方向に大きな圧力がかかり、付近の機械搬入用ハッチ開口部や階段を通じるなどして、爆風が上下フロアに勢いよく達し、建屋内部構造物を損壊するとともに、3 階から 5 階部分の壁面の相当部分を滅失・損壊し、吹き飛ばされずに残存している北側壁面及びコンクリート柱も外側へ大きく屈曲し、R/B 屋根も骨組みを

残して吹き飛ばされた可能性がある。また、R/B3 階及び 5 階においても、その一部空間に水素が蓄積し、爆発を引き起こした可能性は否定できない。

（b）本件爆発の原因

① 4 号機 R/B の損傷状況からすると、鉄筋コンクリート造りの壁面その他の構造物の相当部分が滅失し、かつ、建屋内側から外側へ向けて大きな圧力がかかったと見られる上、3 号機 R/B の損傷状況と類似していることから、4 号機 R/B 内部における爆発によって損傷が生じたと考えられ、その爆発の原因について考察する。

② まず、4 号機については、地震発生当時、定期点検中であり、圧力容器内に燃料が存在せず、SFP 内に燃料が貯蔵されていたのみであるので、水蒸気爆発が起こるとすれば、SFP 内においてしか考えられない。しかし、平成 23 年 3 月 15 日 6 時から同日 6 時 12 分にかけての頃、4 号機 SFP 内の燃料は露出することなく、SFP 水位が確保されていたため、SFP 内において水蒸気爆発が生ずる可能性は否定される。そのほか、4 号機において、水が非常に温度の高い物質と接触する機会が見当たらず、水蒸気爆発が起こる原因は考えにくい。

また、4 号機については、1 号機と同様の理由で、粉じん爆発を引き起こした可能性についても否定される。

そうすると、4 号機 R/B 爆発の原因としては、1 号機 R/B の損傷状況と類似しており、他に原因が見当たらない以上、可燃性ガスによるものと考えられる。

b 4 号機 R/B 爆発の原因と考えられる可燃性ガスは、主として、3 号機側から SGTS 配管を通じて 4 号機 R/B 内に流れ込んだ水素と考えられること

（a）水素発生原因

① 4 号機 R/B 爆発を引き起こし得る可燃性ガスについて検討する。

② まず、通常、4 号機 R/B 内では、水素を含む可燃性ガスが蓄積されることはなく、定期検査時にも、同様の危険物を持ち込む際には厳格に管理されている。そして、地震発生当時、4 号機 R/B1 階に圧縮アセチレンガスボンベ 4

本（合計 28kg）が持ち込まれていたことが明らかとなっているものの、このうち3本の圧縮アセチレンガスボンベについては、平成23年5月13日、4号機R/B1階に立ち入って現場確認をした際、依然として健全性が保たれていることが確認された。そして、残り1本の圧縮アセチレンガスボンベについては、がれき散乱場所に置かれていたため確認ができなかったが、仮に、このガスボンベ1本が全量漏えいしたとしても、2階から5階までの建屋容積合計約4万1,300 ㎥に対する濃度は約0.015%であり、アセチレンガスの爆発限界濃度2.5%に比べてはるかに小さいため[157]、4号機R/B爆発の原因とは考え難い。また、その他に、本件爆発が生じた平成23年3月15日6時から同日6時12分にかけての頃、4号機R/Bが爆発を引き起こす原因となり得る水素その他の可燃性ガスが外部から持ち込まれていた可能性は否定される。

また、4号機R/Bには、水素が封入されたCAMS校正用ボンベ、M-Gセット用のタービン油が備え置かれており、4号機T/B内の発電機冷却用に水素が用いられていたものの、1号機と同様の理由で、4号機R/B爆発の原因とは考え難い。

さらに、4号機SFPについては、その水温が同月14日4時頃に84℃と計測され、4号機R/B爆発当時、いまだ燃料が露出しない程度に水位が確保されていたと考えられるので、炉心損傷に伴いジルコニウム-水反応によって水素が大量に発生したとは考え難い。もっとも、4号機SFP内で放射性水分解により水素が発生することが考えられるが、SFP水が沸騰するほど高温には至っておらず、仮に水素が発生してもすぐに酸素と融合して水に戻る可能性が高い上、そもそも量的に極めて限定的であって、4号機R/B爆発の主たる原因とは考え難い。

この点、4号機SFP内で放射線水分解により発生した水素と、沸騰で4号機R/B内に大量に放出された水蒸気の効果で減少したR/B内部の空気が混ざることで高い水素濃度が実現し、天井、外壁を効率的に破壊した可能性を指

157　圧縮アセチレンガスボンベ近傍での局所的な爆発が考えられるが、プラントメーカーが圧縮アセチレンガスボンベ1本分の燃焼による建屋内圧の上昇評価を実施した結果、圧力上昇は5kPa程度であり、4号機R/B壁を吹き飛ばすなどの本件損傷を生ぜしめるに足る圧力にまで至らないことが確認されている。

摘する見解[158]もある。かかる見解は傾聴に値するが、前記ａ（ａ）記載の 4 号機の損傷状況、特に、4 号機 R/B4 階南西部付近で爆発が生じたことをうかがわせる状況と符合せず、かかる損傷状況からすると、少なくとも主たる爆発原因とはなり得ないと考えられる。

したがって、4 号機 R/B 爆発の主たる原因となり得る可燃性ガスは、4 号機 R/B 内には見当たらない。

③　そうすると、4 号機 R/B 周辺の各号機その他の施設から可燃性ガスが 4 号機 R/B 内に流れ込んだ可能性が極めて高いが、4 号機 R/B 周辺を見渡しても、4 号機 R/B 爆発当時、その爆発を引き起こすに足りる可燃性ガスは、3 号機 R/B で発生した水素以外には考え難い。そして、3 号機 R/B で発生した水素が 4 号機 R/B に流れ込む可能性が最も高い場合として、3 号機の格納容器ベントを実施する際に、3 号機の燃料由来の水素が、3 号機の SGTS 配管から配管合流部を経由して、4 号機の SGTS 配管を逆流して 4 号機 R/B 内に流れ込んだことが挙げられる。

すなわち、まず、3 号機の格納容器ベントを実施した際、格納容器ベント配管は、SGTS 配管に接続されており、ベント流が、SGTS 配管を通じて、3/4 号排気筒から放出されることになる。他方、4 号機の SGTS は、R/B 各階に張り巡らされた排気ダクトが順次合流して、4 号機 R/B2 階に設置された SGTS フィルタ及び SGTS 配管を通じて、4 号機 R/B 外側の SGTS 配管に至り、3/4 号排気筒付近で 3 号機 SGTS 配管と合流し、3/4 号排気筒から排気が放出されることになる。

また、通常、SGTS は待機状態で停止しており、SGTS フィルタ出口弁、入口弁が全閉状態にあるが、非常時に作動可能なように、電源喪失時にはいずれの弁もフェイルオープンの設計とされている。そのため、津波到達時、4 号機の全交流電源が喪失したため、SGTS のフィルタ出口弁、入口弁が全開状態となったと考えられる。

さらに、4 号機 SGTS 配管には、逆流防止用のグラヴィティ・ダンパが設

158　日本原子力学会「2011 年秋の大会」（2011 年 9 月 19~22 日、北九州国際会議場ほか）における山下真一、平出哲也、松浦千尋、岩松和宏、田口光正、勝村庸介による「福島第一 4 号機の燃料保管プールにおける沸騰水放射線照射時の水素発生と水蒸気による水素濃縮の可能性」参照。

けられていないため、1 号機や 3 号機よりも容易に、ベント流が R/B 内に逆流する可能性があった。

④　3 号機について、平成 23 年 3 月 13 日 8 時 55 分頃以降、発電所対策本部及び当直は、複数回にわたって格納容器ベントを実施したが、その際、4 号機の SGTS フィルタ出口弁等の閉確認がなされず[159]、4 号機の SGTS フィルタ出口弁、入口弁が全開状態のまま放置された。そうすると、3 号機の水素を含有するベント流が、3 号機 SGTS 配管から 4 号機 SGTS 配管及び SGTS フィルタを通じて 4 号機 R/B 内に流れ込むことが可能であったと考えられる。

また、3 号機については、格納容器ベントを実施した同日 8 時 55 分頃には、炉心損傷が相当程度進行し、ジルコニウム-水反応によって大量の水素が発生し、圧力容器又はその周辺部から格納容器側へ水素が大量に流れ込んでいた可能性が高い[160]。そうすると、3 号機の格納容器ベント実施の際、水素を含有するベント流が、3 号機の格納容器ベント配管から SGTS 配管、更には、4 号機の SGTS 配管から排気ダクトを通じて 4 号機 R/B 内へ流れ込んだことが考えられる。

⑤　さらに、平成 23 年 8 月 25 日に東京電力が 4 号機 SGTS 系フィルタの放射線量を測定した結果、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）に行くにしたがって、汚染の程度が弱まっており[161]、その放射線量の傾向からしても、放射性物質を含有する気体が 4 号機の SGTS フィルタを出口側から入口側に向けて逆流していった可能性が高い[162]。

159　3 号機の事故時運転操作手順書によれば、格納容器ベント実施手順として、3 号機 R/B への逆流防止のため、3 号機内の SGTS フィルタ出口弁等の閉確認について記載されているものの、4 号機の SGTS フィルタ出口弁等の閉確認についての記載がない。これは、複数のプラントで電源喪失となる事態を想定した手順書となっておらず、4 号機へのベント流の逆流現象について念頭に置かれていなかったものと考えられる。

160　3 号機における水素発生原因につき、資料Ⅱ-2-3 参照。

161　フィルタトレイン出口側、フィルタ及びフィルタトレイン入口の放射線量は、それぞれ、A 系が約 6.7mSv/h、約 0.5mSv/h、約 0.1mSv/h、B 系が約 5.5mSv/h、約 0.5mSv/h、約 0.1mSv/h であった。

162　3 号機 SGTS 配管から 4 号機 SGTS 配管を通じて 4 号機 R/B2 階の SGTS フィルタに達するまで、外気に触れる配管が数百メートル存するところ、3 号機ベント流が 4 号機 R/B へ逆流したとした場合、3 号機の格納容器内に存在した水素ガス含有の蒸気の多くが外気に触れる配管内で凝縮して、大半の放射性物質も配管内に付着・沈着すると考えられる。そうすると、フィルタトレイン出口側の放射線

また、東京電力による現場確認の結果、4 号機 R/B5 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、ダクトの残がいも認められなかったことや、4 階西側エリアでも排気ダクトの残がいと推定されるがれきが多数存在し、4 階南西部に本来敷設されているはずの排気ダクトが粉砕されて原形をとどめていなかったこと、3 階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がいと推定されるがれきが多数存在していたことなどが認められる（前記ａ（ａ）②参照）。そして、4 号機 R/B 内へ SGTS 配管から排気ダクトを通じて水素が逆流していったと考えれば、これらの 4 号機 R/B 内部の損傷状況とも整合的である。

⑥　したがって、4 号機 R/B 爆発の原因となった水素は、3 号機の炉心損傷が進行してジルコニウム-水反応により発生したものが、SGTS 配管を通じて 4 号機 R/B へ流れ込んだ可能性が高い。

（ｂ）水素発生量

①　4 号機 R/B の損傷状況からすると、4 号機 R/B 内において、爆ごう又は爆燃のいずれが起こったか断定まではできないが、4 号機 R/B 内で、より多くの水素発生量が必要な爆ごうを引き起こすに足りる水素が発生した可能性について検証する。

②　まず、4 号機 R/B の損傷状況からして、4 号機 R/B4 階において爆ごう又は爆燃が生じた可能性が高い。そこで、ここでは、4 号機 R/B4 階で爆ごうが生じ、爆風が上下フロアに勢いよく達し、本件損傷に至ったと仮定する。

4 号機 R/B4 階の空間体積は約 1 万 1,000 ㎥であるが、空間には格納容器施設、SFP、SLC、M-G セット等の大規模な構造物が設置され、ドライヤーセパレータ貯蔵プール、SFP 等によって大きく東西に間仕切りがなされた空間となっている。損傷の激しかった 4 号機 R/B4 階西側のみに限定すると、種々の構造物を考慮して、その空間体積は、5,000 ㎥を超えることはないと考えられる。そこで、爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界を 18.3%[163]

量が、A 系が約 6.7mSv/h、B 系が約 5.5mSv/h と、数値的には 1 号機や 3 号機と大差がないとしても、1 号機や 3 号機の場合と異なり、大半の放射性物質が配管内に付着・沈着した後の放射線量と考えられ、相当量の蒸気が水素ガスとともに SGTS フィルタを通過したものと考えて矛盾はない。

163　日本機械学会「機械工学便覧」（2001 年）参照。

として、4 号機 R/B 内が 30℃、大気圧の雰囲気であった場合[164]、5,000 ㎥の空間で爆ごうが起こるには約 74.2kg の水素が必要となる。

③　次に、4 号機 R/B 爆発の原因となった水素は、3 号機の炉心損傷が進行してジルコニウム-水反応により発生したものが、SGTS 配管を通じて 4 号機 R/B へ流れ込んだ可能性が高い。そして、3 号機における水素発生量についてであるが、東京電力が平成 24 年 3 月に公表した MAAP 解析によれば、平成 23 年 3 月 15 日零時頃までに約 800kg の水素が発生したとされ、JNES が同年 9 月に公表した MELCOR 解析（事業者解析 2）でも、同年 3 月 15 日零時頃までに約 950kg の水素が発生したとされる。これらの解析は、いずれも、当委員会の検証結果に比べて、注水停止時の原子炉水位が高いことなど、より緩和された事象進展に基づいて実施された解析であったと考えられ[165]、実際には、これらを超える水素発生量であった可能性がある。

④　もっとも、3 号機で発生した水素については、その一部が 3 号機 R/B 内に蓄積して爆発を引き起こしたほか、格納容器ベントにより大気中へ放出されたものもあり、それ以外の水素の全部又は一部が SGTS 配管を通じて 4 号機 R/B 内に流れ込んだことが考えられる。

まず、3 号機 R/B 内に蓄積した水素質量は、少なくとも 3 号機 R/B の損傷に見合った爆発を引き起こすに足りるものでなければならないが、前記（5）b のとおり、3 号機 R/B5 階に約 371.0kg の水素が蓄積すれば、爆ごうが生じて同程度の損傷が起こり得ると考えられる。そうすると、3 号機 R/B5 階に水素が蓄積するとともに、4 階以下の一部空間にまで水素が回り込んだ可能性を考慮に入れても、3 号機 R/B5 階及びその下層部に約 400kg の水素が蓄積すれば、優に 3 号機 R/B 爆発を引き起こし得る。

次に、3 号機の格納容器ベント実施によって、水素を含有するベント流が 3 号機 SGTS 配管から排気筒を通じて大気中に放出されるとともに、配管合流部を経て 4 号機 SGTS 配管から 4 号機 R/B 内に流れ込むことが考えられるが、この場合、流動抵抗による圧力損失を考慮して、流体が排気筒側に流れ込む量と 4 号機 R/B 内に流れ込む量を算出する必要がある。プラントメー

164　この場合の水素密度は 0.08109kg/㎥である。

165　資料Ⅱ-1-1 の第 4,1(5)参照。

カーからのヒアリングに基づく算出結果を以下に示す。

まず、前提として、排気筒出口と4号機R/B内の圧力が等しく、流体は非圧縮性とみなすことができ、3号機SGTS配管と4号機SGTS配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管と4号機SGTS配管につき、両配管内の流体密度、摩擦係数が等しく、各配管の内径は一定で流体速度も一定であると仮定する。この場合、各配管の流体速度は、実効的な配管長さを各配管の内径で除したものの比の1/2乗におおむね反比例するとされている。ここで、実効的な配管長さとは、実際の配管長さに、配管屈曲部や分岐部、バタフライ弁といった圧力損失に影響を与える構造を直線配管の長さに換算したものを加えたものをいう。

そこで、3号機SGTS配管と4号機SGTS配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管と4号機SGTS配管につき、実効的な配管長さ[166]を各配管の内径[167]で除したものの比は、誤差があるものの、おおむね1対3.8となり、3号機SGTS配管から4号機SGTS配管との合流部に流れ込んだ流体のうち排気筒側へ流れ込む流体の速度と4号機R/B内に流れ込む流体の速度の比は、その1/2乗に反比例するとされるので、おおむね2.0対1となる。そして、各配管への流入流量は各配管の流体速度と断面積の積で決まるので、結局、排気筒側と4号機R/B側への流入流量の比は、おおむね2.6対1となる。

その他にも、例えば、排気筒側へ流れ込みにくくなる要因として、排気筒側へ流れ込んだ流体はその後上昇して大気中に放出されるので位置損失が考えられるし[168] [169]、4号機R/B内に流れ込みやすくなる要因として、4号機

166　プラントメーカーのヒアリングによると、3号機SGTS配管と4号機SGTS配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管には90°屈曲部が一か所存在するため、これを直線配管長さに換算した合計配管長さは約14万3,530mmとなる。これに対し、4号機SGTS配管については、上記合流部から、4号機R/B2階のSGTS設備を介し、メイン空調ダクトとの合流部に至るまでの長さを配管長さとすると、その途中にバタフライ弁、45°屈曲部、90°屈曲部、分岐点が複数存在する上、SGTSフィルタ付近の配管がA系及びB系に分岐・並行しているため、これらを直線配管長さに換算した合計配管長さは約48万1,256.5mmとなる。

167　3号機SGTS配管と4号機SGTS配管との合流部から排気筒を通じて大気中に放出される配管の内径は約381.0mmであり、4号機SGTS配管の内径は約333.4mmである。

168　もっとも、実際には、流体速度や水素ガスの浮力を考慮に入れると、その位置損失は比較的小さくなると考えられる。

R/B2 階に設置された SGTS フィルタ手前で配管内径が格段に大きくなり、A 系及び B 系の 2 つに分岐することが挙げられる。他方で、4 号機 R/B 内に流れ込みにくくなる要因として、SGTS フィルタの存在も考えられる。

しかし、これらの諸要因を考慮してもなお各配管への流入流量比に大きな影響を与えるものとまでは考えられず、3 号機 SGTS 配管から 4 号機 SGTS 配管との合流部に流れ込んだ流体のうち、少なく見積もって 25%程度が 4 号機 R/B 内に流れ込んだとしても不自然ではない。

以上からすると、まず、平成 23 年 3 月 15 日零時頃までに、3 号機において、少なめに約 800kg の水素が発生したと仮定すると、3 号機 R/B 内に 400kg の水素が蓄積されても、格納容器ベントの実施により、400kg の水素が 3 号機 SGTS 配管を通じて、排気筒及び 4 号機 SGTS 配管に流れ込む可能性があり、4 号機側 SGTS 配管に流れ込む割合を 25%と仮定すると合計 100kg が 4 号機 SGTS 配管から 4 号機 R/B 内に流れ込む可能性があることになる。

④ したがって、4 号機 R/B 内が 30℃、大気圧の雰囲気であったと仮定した場合、5,000 ㎥の空間に約 74.2kg の水素が蓄積すれば、同空間において爆ごうが生じ得るのであるから[170]、合計 80kg の水素が 4 号機 R/B 内に流れ込み、例えば 4 階西側のような、ある特定の空間に水素が蓄積し、その一部の水素が機械搬入用ハッチ開口部を通じるなどして 3 階及び 5 階に拡散し、4 号機 R/B 内において爆ごうが生じた可能性は十分に認められる[171]。

（c）水素流出・流入経路[172]

① 3 号機については、格納容器ベントを実施した平成 23 年 3 月 13 日 8 時 55 分頃には、炉心損傷が相当程度進行し、ジルコニウム-水反応によって大量の

---

169 さらに、合流部から排気筒に向けて水平に走る配管は、排気筒土台から垂直に走る配管の高さ約 10.95cm 付近で接合するため、この垂直に走る配管の接合部より下の部分に凝縮水が滞留する可能性があり、水かさが増して約 10.95cm を超えると、配管内の空間断面積が小さくなり、排気筒側の配管内の圧力損失がより大きくなって流れ込みにくくなる可能性もある。

170 爆ごうが起こり得る水素混合割合の下限界を高めに見積もって 18.3%とした場合の数値であり、これよりも低い水素混合割合でも爆ごうが生じる可能性も否定できない上、爆燃であれば、更に少ない水素質量で足りることになる。

171 資料Ⅱ-2-9 参照。

172 資料Ⅱ-2-11 参照。

水素が発生し、圧力容器又はその周辺部から格納容器側へ水素が大量に流れ込んでいた可能性が高い。その頃以降、3 号機の格納容器ベントを実施し、水素を含有するベント流の一部が、3 号機の格納容器ベント配管から SGTS 配管、配管合流部を通じて 4 号機の SGTS 配管、SGTS フィルタを介し、4 階及び 5 階の排気ダクトに流れ込み、4 号機 R/B 内に水素が蓄積されたと考えられる。

② 東京電力による 4 号機 R/B 内の現場確認結果（前記ａ（ａ）②参照）に加え、東京電力による 4 号機 SGTS 系フィルタの放射線量測定結果（前記（ａ）⑤参照）を併せ考慮すれば、3 号機炉心で発生した水素が、格納容器ベント実施の際、ベント流とともに、3 号機側 SGTS 配管から 4 号機側 SGTS 配管を逆流して、4 号機 R/B2 階の SGTS フィルタを通じ、排気ダクトを介して上層階に流れ込んだ可能性が極めて高い。さらに、4 号機 R/B 内に張り巡らされた排気ダクト内に流れ込んだ水素の全部又は一部が排気ダクト外に漏えいして、4 号機 R/B4 階や周辺フロアに蓄積された可能性がある。

そして、4 号機 R/B4 階やその周辺フロアで水素ガス爆発が発生したことにより、当該フロア及び周辺フロアの排気ダクト内外に滞留していた水素の爆発を引き起こし、本件損傷が生じたものと考えられる。

（ｄ）着火要因

① 4 号機については、まず、不燃限界濃度を超えて燃焼範囲に至る程度の水素が蓄積された空間において、何らかの金属摩擦が生じて着火に至った可能性が考えられる。

4 号機 R/B 内には、定期検査中のため、通常運転時よりも多くの金属製設備・機器、工具、ボルト等の金属製留め具が置かれていた。福島県双葉郡双葉町において平成 23 年 3 月 15 日 4 時 28 分に震度 1 を観測した後 4 号機 R/B 爆発に至るまで、大きな揺れを観測する地震は見当たらない。しかし、それまでに数多くの地震が計測されているため、例えば、度重なる地震動の影響で、高所に備え付けられた金属製機器・設備の留め具が緩み、又は回線・ケーブルの耐性が限界を超え、4 号機 R/B 爆発直前に金属製機器・設備が落下し、落下場所にある金属やコンクリートに衝突して摩擦が生じ、金属摩擦

によって着火に至った可能性を否定できない。

したがって、衝突に係る金属の特定や衝突場所等の詳細を特定することは不可能であるものの、金属摩擦によって着火に至った可能性はある。

② そのほかにも、4 号機 R/B については、白金等の貴金属の触媒作用によって着火に至った可能性や、帯電した物からの静電気の放電により火花着火する可能性が考えられるものの、1 号機と同様の理由によって、これらの可能性はほぼ否定される。

③ 以上から、4 号機 R/B 内に不燃限界濃度を超える水素が蓄積され、金属摩擦によって着火し、R/B 内で爆発が生じた可能性が考えられる。しかし、今回の水素ガス爆発の着火要因については依然として不明な点が多く、今後、規制官庁を中心とする国、事業者、学会といった原子力関係者において徹底した解明がなされることを期待する。

3 福島第一原発 5 号機及び 6 号機における事故対処

（1）福島第一原発 5 号機及び 6 号機における事故対処の概要

3 月 11 日、東北地方太平洋沖地震の発生当時、福島第一原発 5 号機及び 6 号機は、定期検査のため原子炉を停止しており、運転中のプラントと比較して崩壊熱が低く、原子炉水位も十分に確保されている状態であった。

津波到達後、5 号機は全交流電源を喪失したが、隣接する 6 号機は、非常用ディーゼル発電機（非常用 DG）1 台が作動を継続し、交流電源が確保されていた。このため、6 号機のみならず、6 号機から 5 号機へ電源融通を行うことにより、5 号機についても、5 号機及び 6 号機の中央制御室（以下「5/6 号中央制御室」という。）において各種監視計器が確認でき、また、原子炉圧力の減圧、原子炉への注水といったプラント制御に必要な操作を行うことができた。

しかし、5 号機及び 6 号機では、津波の影響により、海水系ポンプが被害を受け、残留熱除去系（RHR）を起動させることができない状況となったことから、原子炉の減圧及び注水を継続して原子炉を制御しながら、RHR の復旧を進めるという方針で事故対処に当たり、RHR 復旧後、水温が上昇していた SFP の冷却に引き続き、原子炉を冷却し、同月 20 日に冷温停止に至った（資料Ⅱ-3-1 参照）。

（2）福島第一原発5号機及び6号機の概要

a　施設の概要

福島第一原発5号機及び6号機は、福島第一原発構内北側の小名浜港工事基準面（O.P.）+13mに、R/B及びT/B等が設置されている（中間報告資料Ⅱ-3参照）。5号機は昭和53年4月に、6号機は昭和54年10月に運転を開始している（中間報告資料Ⅱ-1参照）。

また、6号機のR/Bは、1号機から5号機と異なり、複合建屋方式を採用している。複合建屋方式のR/Bは、同一基礎版上に建設された原子炉棟及び付属棟から成る。原子炉棟は、R/Bの中心部に配置され、圧力容器、格納容器、SFP等を収容する。付属棟は、原子炉棟を取り囲むように配置され、これには、非常用DGのほか、非常用の金属閉鎖配電盤（M/C）、P/C及びMCC[173]等が設置されている。

また、6号機のDG建屋は、6号機の非常用DG増設に伴い[174]、O.P.+13m盤の6号機T/B北側に設置されたものであり、非常用DG1台及びこの作動に必要な設備が設置されている（中間報告資料Ⅱ-4参照）。

b　冷却機能を有する設備の概要

ここでは、福島第一原発5号機及び6号機において、冷温停止に向けて用いられた主要な設備の概要について説明する。

（a）RHR

RHRは、原子炉を停止した後の原子炉冷却材の冷却や非常時における冷却水の注入を行う系統であり[175]、運転モードとして、原子炉停止時冷却（SHC）

173　MCCとは、P/Cから分配される小容量の所内低電圧回路に使用する動力用電源盤で、配線用遮断器、保護継電器等を収納したものをいう。

174　運転開始時、非常用DGについては、5号機に1台（5A）、6号機に2台（6A及び6H）設置されており、その他に5号機及び6号機共用の非常用DGが設置されていた。平成10年5月頃に非常用電源を強化する観点から、共用の非常用DGを5号機専用（5B）とし、6号機に非常用DG（6B）を1台増設した。なお、6号機非常用DG（6B）は、空気冷却式であり、海水系ポンプを必要としない。

175　5号機RHRのA系に供されるポンプとして、RHRポンプ（A）及び（C）並びにRHRSポンプ（A）及び（C）が、5号機RHRのB系に供されるポンプとして、RHRポンプ（B）及び（D）並びにRHRSポンプ（B）及び（D）が、それぞれ設置されている。

6号機RHRのA系に供されるポンプとして、RHRポンプ（A）並びにRHRSポンプ（A）及び（C）

モード、低圧注水モード、格納容器スプレイモード、S/C 冷却モード、非常時熱負荷モードを有する。

RHR により原子炉冷却材の冷却を行うに当たっては、残留熱除去機器冷却海水系（RHRS）により熱交換器へ冷却水を供給し、また、RHR ポンプの冷却を行うため、RHRS ポンプが起動している必要がある。

各号機の RHR ポンプ及び熱交換器は各 R/B に、RHRS ポンプは屋外の海側エリア（O.P.+4m）に、それぞれ設置されている。

（b）復水補給水系（MUWC）

MUWC は、原子炉施設等の運転に必要な水を復水移送ポンプを利用して CST から供給する系統である。

アクシデントマネジメント策整備の一環として、MUWC と RHR との間の接続配管に、流量計と遠隔操作可能な電動弁（以下「MUWC-RHR 接続配管弁」という。）が設置されており、この電動弁を開ければ、RHR から原子炉へ注水することが可能である。MUWC は、RHR の A 系及び B 系に接続されているが、電動弁である MUWC-RHR 接続配管弁は、5 号機において RHR の B 系に、6 号機において RHR の A 系に、それぞれ設置されている[176]。

（3）福島第一原発 5 号機及び 6 号機の被害状況

a　外部電源の状況

後記 4 のとおり、福島第一原発 5 号機及び 6 号機の外部電源は、地震発生直後の 3 月 11 日 14 時 49 分頃までに喪失した。

b　福島第一原発に到達した津波の状況

東北地方太平洋沖地震に伴う津波の第 1 波は 3 月 11 日 15 時 27 分頃、第 2 波

が、6 号機 RHR の B 系に供されるポンプとして、RHR ポンプ（B）並びに RHRS ポンプ（B）及び（D）が、それぞれ設置されている。また、6 号機 RHR の C 系に供されるポンプは、RHR ポンプ（C）であり、この系統に熱交換器は設置されていない。なお、6 号機 RHR ポンプ（C）は、6 号機 RHRS ポンプ（B 及び D）により冷却される。

176　5 号機の MUWC と RHR の A 系との接続配管及び 6 号機の MUWC と RHR の B 系との接続配管には、手動弁が設置されている。

は同日 15 時 35 分頃に福島第一原発に到達し、その後も断続的に福島第一原発に津波が到達した。

これらの津波により、O.P.+4m に設置されている RHRS ポンプ等周辺、さらに、O.P.+13m に設置されている 5 号機及び 6 号機の R/B、T/B 等周辺は、ほぼ全域が浸水した（中間報告資料Ⅱ-11 参照）。5 号機周辺の浸水高[177]は、O.P.+約 13m から+約 14m（浸水深[178]は約 0.5m[179]から約 1m）であり、これにより 5 号機 T/B 及びコントロール建屋（C/B）への浸水が見られた。また、6 号機周辺の浸水高は、O.P.+約 13.5m から+約 14.5m（浸水深は約 0.5m から約 1.5m）であり、これにより 6 号機 R/B、T/B 及び C/B への浸水が見られた。

c　津波到達後の所内電源の状況

津波到達後の福島第一原発の所内電源設備の被害状況については、中間報告Ⅱ３（３）のとおりである。なお、5 号機及び 6 号機に関連した設備の被害状況について、改めて表Ⅱ-3-1 に示す。

表Ⅱ-3-1　5 号機及び 6 号機の電源設備の被害状況

5号機　　○:機器は被水しなかった　△:関連機器が被水したため機能喪失　×:機器自体が被水した

	DG		非常用M/C		常用M/C		共通M/C			
機器	△ 5A	△ 5B	× 5C	× 5D	× 5A	× 5B	× 5SA-1	× 5SA-2	× 5SB-1	× 5SB-2
設置場所	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階	C/B 地下1階

	非常用P/C		常用P/C				共通P/C		
機器	× 5C	× 5D	× 5A	○ 5A-1	× 5B	○ 5B-1	× 5SA	× 5SA-1	× 5SB
設置場所	T/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階	T/B 2階	C/B 地下1階	T/B 2階	C/B 地下1階	T/B 地下1階	C/B 地下1階

6号機　　○:機器は被水しなかった　△:関連機器が被水したため機能喪失　×:機器自体が被水した

	DG			非常用M/C			常用M/C			
機器	△ 6A	○ 6B	△ 6H	○ 6C	○ 6D	○ 6H	× 6A-1	× 6A-2	× 6B-1	× 6B-2
設置場所	R/B 地下1階	DG建屋 1階	R/B 地下1階	R/B 地下2階	R/B 地下1階	R/B 1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階

	非常用P/C			常用P/C			
機器	○ 6C	○ 6D	○ 6E	× 6A-1	× 6A-2	× 6B-1	× 6B-2
設置場所	R/B 地下2階	R/B 地下1階	DG建屋 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階	T/B 地下1階

東京電力「福島原子力事故調査報告書（中間報告書）」（平成 23 年 12 月）を基に作成

177　浸水高とは、O.P.からの浸水の高さをいう。
178　浸水深とは、地表面からの浸水の高さをいう。
179　浸水深約 0.5m が観測された地点の浸水高は、O.P.+約 13.5m であった。

d　冷却機能を有する設備の状況

ここでは、福島第一原発5号機及び6号機において、冷温停止に向けて用いられた主要な設備の被害状況について説明する。

（a）RHR

5号機のRHRは、津波により、全交流電源が喪失し、全てのRHRポンプ及びRHRSポンプに電源が供給されなくなったことに加え、全てのRHRSポンプが損傷したことから、機能を喪失した。

6号機のRHRは、非常用DG（6B）からの電源をRHRポンプ（B）及び（D）に供給することができる状況であったものの、津波により全てのRHRSポンプが損傷したことにより、機能を喪失した。

（b）MUWC

津波到達後、5号機のMUWCは、全交流電源が喪失し、復水移送ポンプに電源が供給されなくなったことにより、機能を喪失した。

なお、6号機のMUWCは、津波到達後においても、非常用DG（6B）からの電源が復水移送ポンプに供給されていたことにより、機能を維持していた。

（4）地震発生から津波到達までの状況（3月11日14時46分頃から同日15時35分頃までの間）

a　地震発生直前の福島第一原発5号機及び6号機の状況

（a）5号機の状況

5号機については、定期検査のため、平成23年1月3日から、燃料を入れた状態で原子炉を停止させ、冷温停止した状態であった。

地震が発生した3月11日、当直（当直長以下の当直担当者全体を指す。以下同じ。）は、圧力容器の耐圧漏えい試験[180]を実施するため、同日8時30分頃から圧力容器を満水とし、昇圧する操作を行っていた[181]。

180　圧力容器の耐圧漏えい試験とは、圧力容器内を満水、かつ、加圧状態として、弁、配管、機器、溶接部分等の漏えいの有無を確認する試験である。

181　5号機の圧力容器の蓋は耐圧漏えい試験のために閉じ、格納容器の蓋は開いている状態であった。

地震発生時の5号機の原子炉圧力は約7.15MPa gage、原子炉水位は停止域水位計[182]（以下「原子炉水位計（停止域）」という。資料Ⅱ-3-2参照）で約8,700mm、原子炉水温は約90.6℃、SFP水温は約23.7℃であった。

（b）6号機の状況

6号機については、定期検査のため、平成22年8月14日から、燃料を入れた状態で原子炉を停止させ、冷温停止した状態であった[183]。

地震発生時の6号機の原子炉圧力は0MPa gage、原子炉水位はアップセット水位計[184]（以下「原子炉水位計（アップセット域）」という。資料Ⅱ-3-2参照）で約1,400mm、原子炉水温は約26.0℃、SFP水温は約25.0℃であった。

b　地震発生後の発電所対策本部の動向

地震発生後の東京電力本店の緊急時対策本部（以下「本店対策本部」という。）及び発電所対策本部の動向については、中間報告Ⅳ1（1）のとおりである。

c　地震発生後の5/6号中央制御室の動向

①　地震発生後、5/6号中央制御室において、当直は、制御盤の表示で、外部電源が喪失し、5号機の非常用DG（5A及び5B）並びに6号機の非常用DG（6A、6B及び6H）全てが起動したことを確認した[185]。また、当直は、制御盤の表示で原子炉圧力、原子炉水位といった主要なパラメータに特段の異常が生じていないことを確認し、こうしたプラントに関する情報を発電所対策本部に報告した[186]。

また、5号機において、格納容器外側の主蒸気隔離弁（MSIV）は閉状態であった。

182　停止域水位計とは、TAF+4,170mmを計測の始点とする水位計であり、指示範囲は0～10,000mmである。

183　6号機の圧力容器及び格納容器の蓋は閉じ、圧力容器ベント系圧力容器ベント弁が開いている状態であった。また、6号機において、格納容器の外側及び内側のMSIVは閉状態であった。

184　アップセット水位計とは、TAF+4,196mmを計測の始点とする水位計であり、指示範囲は0～4,500mmである。また、アップセット水位計は、福島第一原発では6号機のみに設置されている。

185　5/6号中央制御室は、1号機及び2号機並びに3号機及び4号機の中央制御室と同様、当直長の席を中心として、当直長席左側に5号機の操作盤等が、右側に6号機の操作盤等が配置された構造となっている（中間報告資料Ⅳ-3及び7参照）。

186　当直長は、津波警報が出されている連絡を受け、建屋内の作業員に対し、5/6号中央制御室に戻る

② 津波到達直後、5/6 号中央制御室では、制御盤上において各機器の起動状態を示す状態表示灯が次々と消灯し、また、6 号機の非常用 DG（6B）を除く全ての非常用 DG について、その起動状況を示す状態表示灯が消灯したことから、当直は、6 号機非常用 DG（6B）のみ起動していることを確認した[187]。

5 号機においては、外部電源からの給電がなされなくなったことに加え、非常用 DG（5A 及び 5B）が機能を喪失したことから、交流電源（A 系及び B 系）が喪失し、全交流電源喪失（SBO）となった。これに伴い、5/6 号中央制御室の 5 号機側の照明は消灯し、非常灯のみが点灯する状況となった。

5 号機においては、当直は、5/6 号中央制御室において、交流電源により作動する 5 号機の原子炉水位計（広帯域及び停止域）、原子炉水温計、S/C 水位計、S/C 水温計、SFP 水温計等の監視計器を確認することができなくなった。他方で、5 号機の直流電源（A 系及び B 系）は、交流電源が供給されなくなったことに伴い、非常用バッテリーからの給電に切り替わっていた。これにより、当直は、直流電源により作動する原子炉圧力計（狭帯域及び広帯域）及び原子炉水位計（狭帯域）等の監視計器を確認することができた。

6 号機においては、外部電源からの給電がなされなくなったことに加え、非常用 DG（6A）が機能を喪失し、交流電源（A 系）が供給されなくなったことに伴い、直流電源（A 系）は、非常用バッテリーからの給電に切り替わった。一方、非常用 DG（6B）が、津波による影響を受けずに作動し続けていたことから、交流電源（B 系）は確保されていた[188]。このため、5/6 号中央制御室の 6 号機側の照明は確保され、当直は、6 号機の原子炉水位計（アップセット域）及び原子炉圧力計等の各種監視計器（A 系の一部及び B 系）を確認することができた。

（5）原子炉減圧及び原子炉注水の状況等

a 発電所対策本部の動向

ように指示するとともに、安全を優先し、建屋内の確認に向かわせることはしなかった。

187 3 月 12 日零時頃から、当直 3 名が DG 建屋において、同建屋内に設置されている 6 号機非常用 DG（6B）が起動していることを確認した。

188 6 号機の直流電源（B 系）は、6 号機非常用 DG（6B）から供給され、非常用バッテリーからの給電に切り替わることはなかった。

発電所対策本部は、津波到達後、間を置かずして、5 号機及び 6 号機の当直長から、5 号機の非常用 DG（5A 及び 5B）が停止し、5 号機が SBO となり、さらに、6 号機の非常用 DG（6A 及び 6H）が停止し、非常用 DG（6B）のみ起動している旨の報告を受けた。これを受け、発電所対策本部は、5 号機及び 6 号機の電源を、6 号機非常用 DG（6B）により確保しなければならない状況となったことを把握した。

また、発電所対策本部は、1 号機から 4 号機の海側エリアで重油タンクが流されたなどといった情報を把握しており、5 号機及び 6 号機の海側エリアについても同様の状況になっていると考え、海水系ポンプの復旧に時間を要すると考えた。そのため、発電所対策本部は、5 号機及び 6 号機について、原子炉を冷却できない間、必要に応じて原子炉の減圧及び原子炉への注水を行う必要があると認識した。

ただし、発電所対策本部は、5 号機及び 6 号機共に定期検査中であったことから、原子炉圧力及び原子炉水位が急激に上昇するなどの変化は考えにくく、かつ、地震発生時の原子炉水位が十分なものであったことから、いずれ燃料の崩壊熱により原子炉水位が低下することに伴い、原子炉へ注水する必要があるにせよ、そのような状況に至るまでには比較的時間の余裕があると考えていた。

b　5 号機における状況

（a）5 号機の対応方針に関する検討状況

津波到達後、5 号機非常用 DG（5A 及び 5B）並びに 6 号機非常用 DG（6A 及び 6H）が停止した。この状況から、当直長は、津波により海側エリアに設置された非常用 DG 冷却海水系（DGSW）[189]のポンプが被水したものと考えた。そして、当直長は、海側エリアに設置されているその他の海水系ポンプについても同様の被害を受けたものと考えた。

さらに、原子炉を安定的に冷却し続けるためには、RHR を起動させることが必要であるものの、5 号機 RHR については、ポンプを起動させるための交流電源が喪失しているのみならず、津波により、海側エリアに設置されている

189　非常用 DG を冷却するために必要な海水を供給する系統。

RHRS ポンプも被害を受けていると考えられたことから、当直長は、RHR の復旧には時間を要すると判断した。

5 号機については、地震発生時に原子炉水位計（停止域）で約 8,700mm を示し、原子炉水位が十分確保され、当面の間、原子炉注水が必要となる状況ではなかった。しかし、RHR の復旧の目途が立たず、原子炉が冷却できない状況が続けば、原子炉水位が低下する事態も考えられたため、当直長は、そのような事態に陥る前に原子炉注水を行う必要があると考えた。

5 号機については、まず、圧力容器が満水状態であったため、蒸気を駆動源とする RCIC 及び HPCI を起動させることができなかった。また、5 号機の全交流電源が喪失したことから、交流電源で作動する代替注水手段には電源復旧が必要であった。そのため、当直長は、電源復旧する代替注水手段について検討し、①5/6 号中央制御室において、RHR 配管の注入弁を操作することにより、流量調整がしやすいこと、②必要な設備の電源の復旧作業が比較的少ないこと、③水源が CST であり、保有水量が十分にあること、④ラインを切り替えることにより、原子炉に限らず SFP への注水も可能であること等を考慮して、MUWC から RHR を介した原子炉注水を選択し[190]、必要な電源復旧を発電所対策本部に依頼した。もっとも、この時点で、発電所対策本部は、地震発生時に運転中であった 1 号機から 3 号機に関する対応に傾注していたため、5 号機 MUWC の復旧時期の見込みは立っていなかった。

他方、5 号機は、地震発生時に原子炉圧力が約 7.15MPa gage と高く[191]、今後も上昇する可能性が高い一方で、MUWC による原子炉注水を実施するに当

190　制御棒駆動機構は、ポンプの電源が喪失していたことに加え、津波の影響により、ポンプの冷却手段が失われており、使用することができなかった。他方で、MUWC は、復水移送ポンプが空冷式で、冷却設備が不要であった。

電動消火ポンプを用いて消火系から原子炉へ注水する手段もあるが、当直は、業務上、作動させることが多い MUWC の復旧を優先した。実際には、消火系の水源であるろ過水タンクが、配管に水漏れがあったため、使用できなかった。また、ディーゼル駆動消火ポンプは、工事中で使用できなかった。

なお、手順書上、RCIC、HPCI 及び低圧注水手段が起動できない場合の代替注水手段として、MUWC による原子炉注水が優先される。

191　5 号機の原子炉圧力は、圧力容器の耐圧漏えい試験のため、約 7.15MPa gage に昇圧されていたが、地震により、圧力容器を加圧していた制御棒駆動機構のポンプが停止したため、約 5.0MPa gage に低下した後、崩壊熱により上昇に転じた。

たっては、復水移送ポンプの最大吐出圧力である 0.98MPa gage 未満まで原子炉圧力を減圧する必要があった。そこで、当直長は、5 号機について、MUWC による原子炉注水が可能となるまでの間、原子炉圧力を制御する必要があると考えた。

一般に、原子炉圧力を制御するに当たっては、5/6 号中央制御室で SR 弁を開操作することにより、圧力容器内の蒸気を S/C へ逃がして減圧する方法がある。しかし、当直は、地震発生当時、5 号機において圧力容器の耐圧漏えい試験を実施していたため、全ての SR 弁について、5/6 号中央制御室から操作できないような措置を取っていた。具体的には、誤操作等により各 SR 弁が開状態とならないように、5/6 号中央制御室の制御盤裏にある電子回路から電源ヒューズを外すとともに、窒素供給ラインの弁を閉、アキュムレータのブロー弁を開として、SR 弁に駆動源である窒素が供給されないよう措置していた。

したがって、5/6 号中央制御室において、SR 弁の開操作を行うためには、5/6 号中央制御室の制御盤裏の電子回路に電源ヒューズの端子を接続させることに加え、SR 弁に窒素を供給するラインを構成するため、格納容器内に設置された手動弁を操作する必要があった。

そこで、当直長は、照明がない状況下で足場が悪い格納容器内での作業をできる限り回避して対処したいと考え、まず、SR 弁以外の原子炉の減圧手段を確保し、原子炉圧力を制御するとともに、MUWC による原子炉注水のライン構成に向けた作業を実施することとした。

（b）圧力容器頂部の弁による原子炉減圧

発電所対策本部発電班及び当直は、3 月 11 日夜以降、5 号機の原子炉減圧手段について、格納容器内に立ち入らずに実施できる方法を検討した[192]。そして、発電所対策本部及び当直は、圧力容器ベント系圧力容器ベント弁（以下「圧力容器頂部の弁」という。）を開操作することにより、満水状態であった圧力容器から水を排出すれば原子炉を減圧できることが分かり、これを実施すること

[192] 3 月 11 日 21 時過ぎ頃、当直は、HPCI 及び RCIC の蒸気配管を用いて、満水状態であった 5 号機圧力容器から水を排出して、原子炉圧力を降下させようとしたが、減圧効果はほとんど見られなかった。

とし、同月 12 日未明以降、具体的な検討を開始した。

圧力容器頂部の弁を開操作するに当たっては、弁の駆動源である窒素を、屋外に設置された窒素タンクから供給する必要があったが、窒素供給ライン上に電源喪失のため励磁できない電磁弁があった。そこで、発電所対策本部発電班は、同日 5 時頃から、5 号機 R/B1 階において、当該電磁弁に器具を差し込んで強制的に開状態とし、窒素供給ラインを構成した。その後、同日 6 時 6 分頃、当直は、5/6 号中央制御室の制御盤上で圧力容器頂部の弁を開操作した[193]。

この操作により、同日 6 時頃の時点で約 8.3MPa gage であった原子炉圧力[194]が、同日 6 時 30 分頃には、約 0.2MPa gage にまで減圧された。そして、当直は、原子炉圧力を低く維持するために、その後も圧力容器頂部の弁を開状態のまま維持した。

（c）原子炉注水に向けた作業

当直は、圧力容器頂部の弁を開操作して原子炉の減圧が確認され、原子炉減圧手段を確保できたことから、MUWC から RHR を介して原子炉に注水するラインを構成することとした。

当直は、MUWC から RHR を介した原子炉注水を実施するに当たり、注水ラインを構成する必要があった。この注水ラインの構成に先立ち、当直は、アクシデントマネジメント策整備の観点から設置された既設ライン（以下「AM タイライン」という。）を活用して、6 号機非常用 DG（6B）から 5 号機に電源融通する作業を実施することとした。この AM タイラインは、5 号機 RHRMCC と 6 号機 T/BMCC6C-2 をつなぐラインであり、遮断器を投入するなどの操作により、5 号機及び 6 号機の間で電源を融通することができる。この結果、MUWC による原子炉注水のライン上にある電動弁の電源を復旧させることが可能となる。

そして、当直が、3 月 12 日 8 時 13 分頃までに、6 号機 T/B1 階及び 5 号機

193　この時、圧力容器頂部の弁は、5 号機直流 250V 非常用バッテリーからバイタル交流 120/240V 分電盤を介して給電されていた。

194　5 号機原子炉圧力は、3 月 12 日 1 時 40 分頃以降、SR 弁が安全弁機能により開となり、約 8.1MPa gage から約 8.3MPa gage に維持されていた。

R/B1 階において、AM タイライン上の遮断器を投入し、6 号機 P/C6C[195]から給電される 6 号機 T/BMCC6C-2 から 5 号機 RHRMCC へと、6 号機から 5 号機へ電源が供給された[196]（資料Ⅱ-3-3 参照）。この結果、当直は、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁である電動弁を、5/6 号中央制御室において操作できるようになった。

一方、前記（a）のとおり、5 号機において MUWC による原子炉注水を行うためには、復水移送ポンプの電源を確保する必要があったため、当直長は、原子炉への注水手段として MUWC を選択した時点で、発電所対策本部に対して、その復旧を依頼していた。

発電所対策本部復旧班は、直流 250V 主母線盤 5B の電源復旧を終えた後[197]、MUWC の復水移送ポンプに電源を供給する方法を検討し、6 号機非常用 DG（6B）から 5 号機 MUWC の復水移送ポンプに給電する 5 号機 T/BMCC5C-2 に電源を供給することとした。そこで、発電所対策本部復旧班は、同月 13 日、協力企業の協力を得て、6 号機非常用 DG（6B）から受電していた 6 号機 T/BMCC6C-1[198]から 5 号機復水移送ポンプを負荷とする 5 号機 T/BMCC5C-2[199]まで仮設ケーブルを敷設した[200]（資料Ⅱ-3-3 及び図Ⅱ-3-1 参照）。これまでの間に、当直は、復水移送ポンプを起動する前の確認作業を終えており、復水移送ポンプの電源が復旧した直後の同日 20 時 54 分頃、5/6 号中央制御室において復水移送ポンプを起動した。

195　後記ｃ（ｂ）のとおり、6 号機 P/C6C には、3 月 12 日 6 時 3 分頃、6 号機 P/C6D との間に設置されたタイラインを介して 6 号機非常用 DG（6B）から電源が供給されていた。

196　5 号機直流 125V 非常用バッテリーは、3 月 12 日 1 時頃枯渇した。同日 8 時 13 分頃までに、6 号機非常用 DG（6B）から 5 号機 RHRMCC に電源が供給されたことにより、5 号機直流 125V 非常用バッテリーから給電されていた 5 号機の原子炉圧力計（狭帯域）及び原子炉水位計（狭帯域）の電源が確保された。なお、当直は、5 号機直流 125V 非常用バッテリーが枯渇している間、他の電源で作動する原子炉圧力計で、原子炉圧力を確認していた。

197　後記（ｅ）参照。

198　6 号機 T/BMCC6C-1 は、6 号機 T/B1 階に設置されており、後記ｃ（ｂ）のとおり、3 月 12 日 6 時 3 分頃に電源が復旧された 6 号機 P/C6C から、同日 6 時 44 分頃受電した。

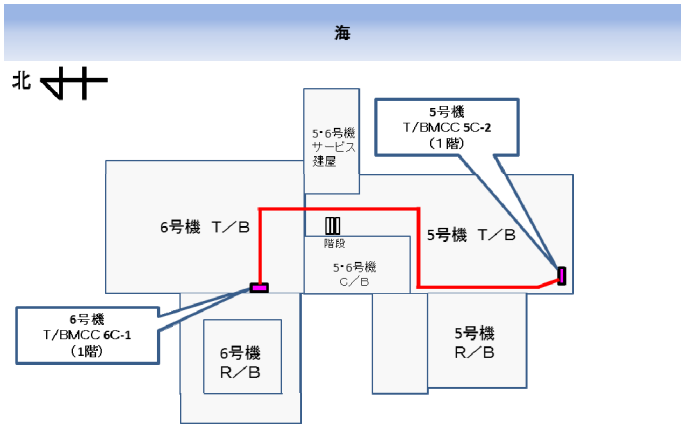
199　5 号機 T/BMCC5C-2 は、5 号機 T/B1 階に設置されている。

200　発電所対策本部復旧班 8 名及び協力企業社員 2 名が、約 220m のケーブルを敷設・接続した。また、この電源融通により、5 号機 SGTS の電源についても確保されたため、当直は、3 月 13 日 21 時頃、5 号機 R/B 内を負圧に保つ目的で、SGTS を起動させた。

当直は、復水移送ポンプを起動した後、同日 21 時頃から、MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR の注入弁を開操作し、MUWC から RHR の B 系を介して原子炉に注水するラインを構成した(資料Ⅱ-3-4 参照)。しかし、この時点で、後記（d）のとおり、圧力容器頂部の弁を開状態としていたものの、徐々に上昇してきた原子炉圧力が約 1.5MPa gage を超えており、減圧しなければ MUWC により原子炉注水を行うことができなかった。

図Ⅱ-3-1 5 号機及び 6 号機ケーブル敷設ルート(略図)

5 号機復水移送ポンプの電源復旧



東京電力作成資料を基に作成

（d）SR 弁による原子炉減圧及び原子炉注水

前記（b）のとおり、当直は、3 月 12 日 6 時 6 分頃、圧力容器頂部の弁を開操作して減圧した後、圧力容器頂部の弁を開状態のまま維持し、原子炉圧力等を継続的に監視していた。

しかし、圧力容器頂部の弁を開状態としていたものの、徐々に原子炉圧力が上昇し始めたため[201]、当直は、同月 13 日以降、RHR の配管又は主蒸気配管を通じて圧力容器から水を排出して原子炉減圧を試みたが、いずれの方法によっても原子炉圧力を降下させることはできなかった。そのため、同月 14 日 2 時頃以降、当直は、SR 弁による減圧操作を実施するために格納容器内で作業を行うこともやむを得ないと考え、その具体的な検討を開始した。

前記（a）のとおり、5 号機について、5/6 号中央制御室内で SR 弁を操作するためには、5/6 号中央制御室の制御盤裏の電子回路に電源ヒューズの端子を

201 圧力容器頂部の弁を開操作した後、3 月 12 日 6 時 30 分頃に約 0.2MPa gage を示していた原子炉圧力は、緩やかに上昇していき、同月 13 日 10 時頃に約 1.0MPa gage を超えた。なお、圧力容器頂部の弁の断面積は、SR 弁のそれの 9 分の 1 である。

接続し、格納容器に立ち入って窒素供給ラインを構成する必要があった。

さらに、当直は、圧力容器の耐圧漏えい試験として昇圧中に、安全弁機能の設定圧力が低いSR弁が、安全弁機能により開状態とならないように、安全弁機能の設定圧力が高い三つの弁（A弁、G弁及びH弁[202]）を除き、SR弁を器具で固定していた。そのため、当直は、器具を取り外す操作が不要なこれら三つの弁（A弁、G弁及びH弁）のうち、窒素供給ラインを構成するために必要な操作が最も少ないA弁を使用して減圧することとした。

同日2時25分頃から、当直は、SR弁（A弁）の窒素供給ラインを構成し、同日5時頃、5/6号中央制御室においてSR弁（A弁）の開操作を実施した[203]。その結果、同日5時頃に約2.0MPa gageであった5号機の原子炉圧力は、同日5時20分頃に約0.8MPa gageまで低下した。

その後、SR弁による原子炉減圧操作を実施したことに伴い、原子炉水位が低下したため、当直は、同日5時30分頃、5/6号中央制御室においてRHRの注入弁を開操作し、MUWCからRHRのB系を介した原子炉注水を実施した[204]。

これ以降、当直は、原子炉圧力計及び原子炉水位計を監視し、2MPa gageを目安としてSR弁を開操作して原子炉減圧を行って、約0.8MPa gage以下まで原子炉圧力を低下させるとともに、MUWCにより注水することにより、原子炉の圧力及び水位を維持した。

（e）監視計器等の電源復旧

前記（4）cのとおり、津波到達後、5号機の交流電源が喪失したことにより、当直は、原子炉水位計（停止域）等の交流電源で作動する監視計器を確認することができなくなった[205]。このため、当直長は、これらの監視計器が確認

---

202 SR弁の安全弁機能の設定圧力は、A弁、G弁及びH弁それぞれ8.55MPa gageである。

203 SR弁（A弁）の電源は、直流125V非常用バッテリーから5号機の直流125V主母線盤5A及び5号機直流125V分電盤5A-1を介して供給されていた。3月12日1時頃に5号機直流125V非常用バッテリーが枯渇した後、SR弁（A弁）には、同日8時13分頃以降、電源が復旧した5号機RHRMCCから給電できる状況であった。

204 SR弁を開操作する前の3月14日5時頃に原子炉水位計（停止域）で約2,200mmを示していた原子炉水位は、SR弁開操作実施後の同日5時30分頃に約950mmを示し、MUWCによる注水後の同日6時10分頃に約2,000mmとなった。

205 当直は、5号機の直流250V非常用バッテリー及び直流125V非常用バッテリーから給電される原子炉圧力計（広帯域）により、原子炉圧力を確認していた。また、当直は、原子炉水位についても、

できなくなった直後に、発電所対策本部に対し、復旧を依頼した。

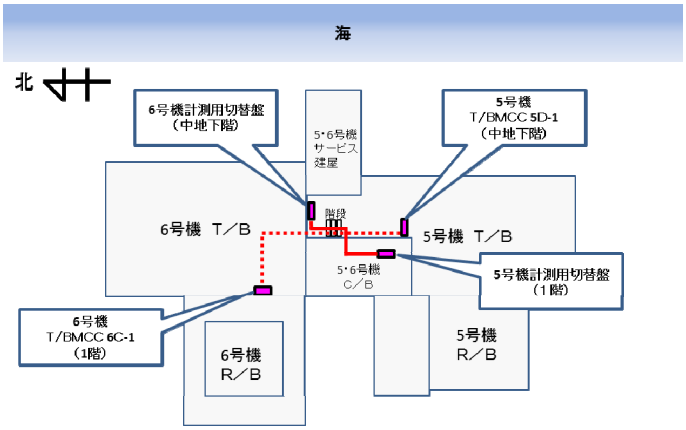
これを受け、発電所対策本部復旧班は、これらの監視計器が、5 号機の交流 120/240V 計測用主回路電源切替盤（以下「計測用切替盤」という。）から交流 120V 計測用分電盤を介して給電を受けていることから、津波到達後も作動していた 6 号機非常用 DG（6B）から 5 号機計測用切替盤に電源を融通することとした。そして、発電所対策本部復旧班は、仮設ケーブル敷設ルートについて検討を行い、6 号機非常用 DG（6B）から受電していた 6 号機計測用切替盤から、5 号機計測用切替盤まで仮設ケーブルを敷設することとした[206]。

発電所対策本部復旧班は、3 月 12 日 3 時頃から仮設ケーブルの敷設作業を開始し、同日 5 時頃までには敷設作業を完了した[207]（資料Ⅱ-3-3 及び図Ⅱ-3-2 参照）。この結果、当直は、5/6 号中央制御室において、5 号機の交流電源で作動する原子炉水位計（停止域）等が確認できるようになった[208]。

また、同日 16 時 52 分頃、5 号機直流 250V 非常用バッテリーが枯渇したことに伴い、5 号機の各種監視計器及び各設備の作動状況等を表示する設備（以下「プロセス計算機」という。）が機能しなくなったため[209]、当直は、

図Ⅱ-3-2　5 号機及び 6 号機ケーブル敷設ルート（略図）

5 号機交流監視計器及び 5 号機プロセス計算機等の電源復旧



東京電力作成資料を基に作成

直流のバッテリーから給電される原子炉水位計（狭帯域）により、原子炉水位計（停止域）に換算して 1,500mm 以上であることを確認していた。

206　6 号機計測用切替盤は 5 号機 T/B 中地下階に、5 号機計測用切替盤は 5/6 号機 C/B1 階に、それぞれ設置されている。

207　5 号機及び 6 号機は定期検査中であったことから、協力企業の倉庫にケーブルが保管されており、このケーブルを活用した。なお、この電源融通作業では、発電所対策本部復旧班 4 名が約 70m のケーブルを敷設・接続した。

208　これらの監視計器は、電源として、120V の交流電源を要するもの、24V の直流電源を要するもの及びこれら双方を要するものがある。なお、この 24V の直流電源は、交流 120V 計測用分電盤から降圧・変換されて供給される。

209　津波到達以降、5 号機のプロセス計算機の電源は、5 号機直流 250V 非常用バッテリーから、直流

発電所対策本部にこの復旧を依頼した。これを受け、発電所対策本部復旧班は、6号機非常用DG(6B)から5号機プロセス計算機を負荷とする5号機直流250V主母線盤 5B へ電源を供給する方法について検討を行った。そして、発電所対策本部復旧班は、6 号機非常用 DG(6B)から受電していた 6 号機 T/BMCC6C-1 から、5 号機直流 250V 主母線盤 5B を負荷とする 5 号機 T/BMCC5D-1 の負荷側まで仮設ケーブルを敷設することとし[210]、同月 13 日零時頃から、協力企業の協力を得て作業を開始し、同日 5 時 37 分頃までに完了した[211]（資料Ⅱ-3-3 及び図Ⅱ-3-2 参照）。この結果、当直は、5/6 号中央制御室の制御盤上で各種監視計器等を確認できるようになった[212]。

c　6 号機における状況

（a）6 号機の対応方針に関する検討状況

6 号機は、地震発生以降、地震発生時の原子炉水位が原子炉水位計（アップセット域）で約 1,400mm と十分に確保され、かつ、原子炉圧力もほぼ大気圧程度と十分に低い状態であった。そのため、当直長は、6 号機について、当面の間、原子炉注水が必要な状況ではないと考えた。

ただし、5 号機と同様に、6 号機 RHR の復旧には時間を要することが予想された。原子炉が冷却できない状況が長く続けば、いずれ原子炉水位が低下していくこともあり得るため、当直長は、5 号機と同様に、6 号機について、RHR を復旧するまでの間、必要に応じて MUWC による原子炉注水を実施して、原子炉を制御しようと考えていた[213]。

（b）6 号機における原子炉注水の状況

250V 主母線盤 5B 及び計算機電源用分電盤を介して電源が供給されるよう切り替わっていた。

210　6 号機 T/BMCC6C-1 は、6 号機 T/B1 階に設置されている。また、当該 MCC は、後記 c（b）のとおり、3 月 12 日 6 時 3 分頃に電源が復旧した 6 号機 P/C6C から、同日 6 時 44 分頃に受電していた。また、5 号機 T/BMCC5D-1 は、5 号機 T/B 中地下階に設置されている。

211　発電所対策本部復旧班 6 名及び協力企業社員 2 名が、約 70m のケーブルを敷設・接続した。

212　5 号機の一部の原子炉圧力計（広帯域及び狭帯域）及び原子炉水位計（狭帯域）についても、5 号機直流 250V 非常用バッテリーから給電されていたため、この電源融通により、これらの監視計器の電源も確保された。

213　6 号機 MUWC の復水移送ポンプの電源は、6 号機非常用 DG（6B）により確保されていた。

6 号機において、MUWC から RHR を介して原子炉へ注水するラインを構成するためには、MUWC-RHR 接続配管弁を操作する必要があった。ただし、この MUWC-RHR 接続配管弁は、RHR の A 系に設置されており、6 号機非常用 DG（6A）が停止したことに伴い、電源が供給されていなかった。このため、当直は、6 号機の P/C6C と P/C6D を接続し、6 号機非常用 DG（6B）から 6 号機の MUWC-RHR 接続配管弁及び RHR 配管の注入弁に電源を融通することとした[214]。

3 月 12 日 6 時 3 分頃、当直は、6 号機の P/C6C と P/C6D との間に設けられたタイライン上の遮断器を投入した（資料Ⅱ-3-3 参照）。この結果、6 号機 P/C6C とこれに接続された負荷に電源が供給され、当直は、5/6 号中央制御室において、MUWC から RHR の A 系を介して原子炉に注水するラインを構成できるようになった[215]（資料Ⅱ-3-5 参照）。

その後、当直は、原子炉水位の監視を継続し、同月 14 日 21 時 30 分頃以降、断続的に MUWC による原子炉注水を実施して、崩壊熱により減少する水位を補給し、原子炉水位計（アップセット域）で約 1,300mm から約 3,000mm に原子炉水位を維持した[216]。

（6）RHR 復旧までの SFP の状況及びこれに対する対処

a　SFP への水の補給

5 号機及び 6 号機は、津波により海水系ポンプが被水して、RHR 及び燃料プー

214　6 号機において、MUWC-RHR 接続配管弁の電動弁は、6 号機 RHR の A 系に設置されており、6 号機 P/C6C から 6 号機 R/BMCC6C-7 を介して給電される。また、6 号機 RHR の A 系の注入弁は、6 号機 P/C6C から 6 号機 R/BMCC6C-6 を介して給電される。

また、中間報告Ⅱ３（３）ｂにおいて機能維持不明としていた電源設備のうち、6 号機 P/C6C は、同月 12 日 6 時 3 分頃に、6 号機 P/C6D を介して 6 号機非常用 DG（6B）から受電するに当たり、特段の復旧作業を要していないことから、その機能を維持していたと考えられる。なお、6 号機 P/C6D 及び P/C6E は、6 号機非常用 DG（6B）から受電しており、機能を維持していた。

215　当直は、3 月 13 日 13 時 20 分頃、6 号機の復水移送ポンプを起動した後、MUWC から RHR を介して原子炉へ注水するラインを構成し、原子炉注水が可能であることを確認した。

216　3 月 14 日 21 時 30 分頃に原子炉水位計（アップセット域）で約 1,800mm を示していた原子炉水位は、MUWC による注水を終了した後の同日 21 時 55 分頃には約 3,000mm を示した。なお、当直は、主蒸気配管が水没しない範囲で可能な限り原子炉水位を確保しようと考え、水位が低下した場合に、MUWC により主蒸気管ノズル下端付近の水位まで注水することとしていた。

ル冷却材浄化系（FPC）[217]の双方が起動できず、原子炉のみならず SFP も冷却できない状況であった。このため、当直長は、津波到達以降、SFP 水温が上昇することを予測していた。

しかし、津波到達から 2 日程度経過しても、5 号機及び 6 号機の SFP 水温が、地震発生前のそれとほぼ同じ又は低い値を示していたため[218]、当直長は、地震の揺れにより SFP から水があふれ出して、SFP の水位が低下し、SFP 水温計[219]が SFP 水温ではなく、水面上の空間温度を測定していることを懸念した。そこで、当直及び発電所対策本部は、5 号機原子炉へ注水を行った後、SFP に水を補給することとした。

当直は、まず、5 号機について、3 月 14 日朝頃、MUWC から RHR、さらに FPC を介して SFP に注水するラインを構成するため、5 号機 R/B4 階において手動弁を、5/6 号中央制御室において電動弁を、それぞれ開操作し、同日 9 時 27 分頃、MUWC による 5 号機 SFP への水の補給を開始した（資料Ⅱ-3-4 参照）。その結果、水を補給する前の同日 9 時 27 分頃に約 32.5℃を示していた 5 号機 SFP 水温計が、同日 9 時 58 分頃までには約 48℃を示した。このため、当直は、SFP の水位が回復し、SFP 水温計が水面に接触して SFP 水温を正確に計測できるようになったものと判断し、同日 9 時 58 分頃、SFP への水の補給を停止した。

当直は、5 号機 SFP への水の補給に引き続き、6 号機についても、MUWC から RHR、さらに FPC を介して SFP に注水するラインを構成するため、6 号機 R/B5 階において手動弁を、5/6 号中央制御室において電動弁を、それぞれ開操作して、同日 14 時 13 分頃、MUWC による 6 号機 SFP への水の補給を開始した[220]

217　FPC とは、SFP の水を冷却しながら不純物を取り除くことにより、水質を決められた値に保つ浄化系統である。5 号機及び 6 号機の FPC の熱交換器に海水を供給する海水系ポンプが津波により被水したことにより、FPC の除熱機能は喪失していた。また、5 号機 FPC ポンプは、地震発生後、外部電源喪失に伴い電源が喪失し、起動できなかった。

218　3 月 13 日 12 時頃の時点で、5 号機 SFP 水温計が約 26℃、6 号機 SFP 水温計が約 18℃を示していた。

219　5 号機及び 6 号機の SFP 水温計は、SFP 床面から約 11.2m に位置している。また、5 号機及び 6 号機の SFP は、床面から約 4m の高さまでに燃料が収容され、通常、床面から 11.5m の高さに SFP 水位が維持されている。

220　当直は、6 号機 SFP の水を補給する前に、R/B6 階において、SFP を目視確認し、水位が下がっていることを確認した。さらに、この時、当直が 5 号機 R/B5 階に移動し、5 号機 SFP を目視確認したところ、満水になっていないことが判明したため、6 号機 SFP の水の補給と並行して、3 月 14 日 14 時 35 分から同日 15 時 8 分にかけての頃、再度 5 号機 SFP の水の補給を実施した。

（資料Ⅱ-3-5 参照）。その結果、補給前の同日 14 時 13 分頃に約 21.5℃を示していた 6 号機 SFP 水温計が、同日 15 時 3 分頃までには約 50.5℃を示し、スキマーサージタンク水位が十分上昇した。このため、当直は、6 号機についても、5 号機と同様に SFP 水温を正確に計測できるようになったものと判断し、同日 15 時 3 分頃、SFP への水の補給を停止した。

b　SFP 水温の上昇抑制対策

前記 a のとおり、MUWC により SFP へ水を補給し、SFP 水位を回復させることができたため、発電所対策本部は、SFP の燃料が露出することはないと考えていた。しかし、いまだ SFP の冷却ができない状況であり、発電所対策本部は、SFP 水温が上昇を続ければ、建屋内の湿度が上昇し、機器の故障を招く要因になるほか、建屋の雰囲気にも悪影響を与えることを懸念した。

そこで、発電所対策本部及び当直は、SFP 水温の上昇を抑制するための対策を実施することとした。

（a）5 号機における対処

5 号機 FPC ポンプは、電源が喪失していたため、FPC により SFP の水を撹拌して SFP 水温の上昇を抑制する操作を実施することができなかった。このため、発電所対策本部は、5 号機 SFP 水温の上昇を抑制するため、SFP の水を RHR を介して S/C に排出するとともに、MUWC から RHR、さらに FPC を介して SFP へ水を補給することにより、SFP の水を入れ替えることとし、3 月 16 日 21 時頃、これを当直に指示した。当直長は、SFP の水を S/C に排出することにより、S/C 水位及び S/C 水温が上昇し、S/C の圧力抑制機能が低下する可能性があることを懸念したものの、発電所対策本部と相談した上で、S/C の容量にまだ余裕があると判断し、SFP の水の入替えを実施することとした。

これを受け、当直は、同日 21 時頃から SFP の水を S/C に排出するライン及び MUWC により SFP へ水を補給するラインを構成し、同日 22 時 16 分頃から、SFP の水の入替えを開始した（資料Ⅱ-3-4 参照）。そして、当直は、S/C 水位等を監視しながら SFP の水の入替えを継続し、同月 17 日 5 時 43 分頃、SFP の水の入替えを停止した。SFP の水の入替え前後で 5 号機 SFP 水温が約

0.2℃上昇したのみであり、ほぼ横ばいであったことから、発電所対策本部及び当直は、SFP 水温の上昇が一定程度抑制できたと判断した。

（b）6 号機における対処

6 号機 FPC については、津波の影響により、海水系ポンプが被害を受けたため、除熱機能が喪失していたものの、6 号機非常用 DG（6B）からの電源により、FPC ポンプそのものを作動させることが可能であった。このため、発電所対策本部は、6 号機について、FPC を除熱機能のない状態で運転し、SFP の水を撹拌させることにより、SFP 水温の上昇を抑制することとし、3 月 16 日午前中に、これを当直に指示した。

これを受け、当直は、同日 13 時 10 分から同日 21 時 44 分にかけての頃、FPC を作動させ SFP の水を撹拌した[221]（資料Ⅱ-3-5 参照）。この結果、SFP の水の撹拌前後で SFP 水温が上昇しなかったことから、発電所対策本部及び当直は、SFP 水温の上昇が一定程度抑制できたと判断した[222]。

（7）RHR の復旧から冷温停止までの状況

a　RHR 復旧の検討体制

本店対策本部は、5 号機及び 6 号機の原子炉制御という点では、いずれの崩壊熱も比較的低く、原子炉水位が維持できていたため、1 号機から 3 号機に比べれば緊急性が低いという認識を持っていた。しかし、本店対策本部は、5 号機及び 6 号機の SFP 水温及び原子炉水温が上昇している状況を把握しており、3 月 15 日夕方頃、本店対策本部の原子力技術復旧班（以下「原子力班」という。）に対し、5 号機及び 6 号機の原子炉及び SFP の冷却に関する中長期的な対処について検討を行うよう指示した。さらに、本店対策本部は、本店対策本部火力復旧班に対して、この検討に加わるよう指示した。

これを受けた本店対策本部原子力班及び火力復旧班（以下「本店 RHR 復旧検討班」という。）は、同月 16 日朝から、協力企業の協力を得て、5 号機及び 6 号

221　当直は、FPC の冷却手段がないため、FPC ポンプを長時間作動させ続けた場合、FPC ポンプが発生する熱が SFP の水に伝達すると考えた。そのため、当直は、SFP 水温の上昇抑制機能が一定程度確認された後、FPC ポンプを停止した。

222　これ以降、当直は、RHR が復旧するまでの間、必要に応じて 6 号機 SFP の水の撹拌を実施した。

機の原子炉及び SFP の冷却方法について検討を開始した[223]。協力企業が、本店RHR 復旧検討班に対して、津波で被水した RHRS ポンプに代えて水中ポンプ（以下「仮設水中ポンプ」という。）を設置した上で、RHR を使って原子炉及び SFP を冷却する案を提示し、RHR の復旧について東京電力が、仮設水中ポンプによる RHR 冷却機能の復旧について協力企業が、それぞれ主体となって具体的検討を行うこととなった[224]。

b　復旧設備の確認状況及び復旧方針の検討状況

本店 RHR 復旧検討班は、5 号機 RHR について、5 号機が SBO となっていたため、仮設ケーブルを敷設して 6 号機非常用 DG（6B）から 5 号機 RHR ポンプに電源を供給することとした。そして、本店 RHR 復旧検討班は、仮設ケーブルを接続する M/C の状況を考慮して、5 号機 RHR の A 系のポンプを復旧対象とした[225]。そして、6 号機の M/C6C と M/C6D[226]との間のタイラインを接続し、6 号機 M/C6C から、5 号機 RHR ポンプに仮設ケーブルを敷設する案を策定し、3 月 16 日 18 時 30 分頃、これを発電所対策本部に示した。

これを受けた発電所対策本部は、6 号機の M/C6C と M/C6D との間のタイラインを接続する作業を可能な限り避けるため[227]、5 号機 RHR ポンプの電源を 6 号機非常用 DG（6B）以外から供給することとし、同日夜に、本店 RHR 復旧検討班の了承を得た。そして、発電所対策本部は、同月 17 日以降、まず、5 号機 RHR

223　これまでの間、本店対策本部原子力班では、5 号機及び 6 号機について、FPC 及び原子炉冷却材浄化系を復旧して中長期的に原子炉等を冷却する案を検討していたものの、海水系ポンプの復旧方針を決定できずにいた。

一方、後記 b のとおり、協力企業は、3 月 11 日以降、本店対策本部で得られた情報を基に、福島第一原発構内において使用できなくなった設備に代わるものとして、ポンプ及びケーブル等の社内調達を開始していた。さらに、協力企業は、同月 15 日以降、本店対策本部原子力班に対し、仮設水中ポンプ等の説明を開始するとともに、福島第一原発にいた自社社員に対し、現場調査を指示するなどしていた。

224　RHR については、本設設備の復旧作業が主であったことから、東京電力が担当した。一方、RHRS については、仮設水中ポンプを新たに設置する作業が主であったことから、協力企業が担当した。

225　5 号機 M/C5C の構造が、上下 2 段に分かれており、少なくとも上段に設置された仮設ケーブル接続部分が使用できる可能性が高かった。一方、5 号機 M/C5D は、床面まで一体化した構造であり、RHR ポンプに接続するケーブル接続部分が被水していた可能性が高かった。

226　6 号機 M/C6D は、仮設ケーブルを接続する予備の遮断器がなかった。

227　発電所対策本部は、6 号機の M/C6C 及び M/C6D の間をタイラインで接続する作業中に何らかのトラブルが生じた場合、6 号機非常用 DG（6B）がトリップする可能性があるのを懸念した。

ポンプ並びに5号機及び6号機の電源盤の絶縁抵抗を測定し、5号機RHRの復旧に使用できる設備を選別した[228]。また、発電所対策本部は、同日から同月18日14時にかけての頃、6号機非常用DG（6A）の本体及び補機並びに非常用DG（6A）のDGSWポンプのモーターについて使用できることを確認した[229]。

これらの確認の結果、同月18日14時過ぎ頃までに、6号機非常用DG（6A）から電源を融通して5号機RHRポンプ（C）を復旧させる方針が決まった。

一方、本店RHR復旧検討班は、6号機RHRについて、6号機非常用DG（6B）から給電していた6号機M/C6Dに接続された6号機RHRポンプを使用することとした。

他方、本店RHR復旧検討班は、協力企業が主体となって策定した仮設水中ポンプ、電源車及び仮設ケーブル等を用いたRHRの冷却機能の復旧案についても、同月16日夜半頃、発電所対策本部に示した。

仮設水中ポンプ等の設置に必要な資機材については、協力企業が、本店対策本部において、海水系ポンプが被水し、電源盤も被水したなどといった福島第一原発の被害状況に関する情報を得たことから、同月11日に、具体的な用途は定まっていなかったものの、可能な限り容量が大きいポンプを社内で調達できるか検討を開始していた[230]。その後、同月16日には、5号機及び6号機のRHRSポンプに代えて仮設水中ポンプを設置することとなり、協力企業が、この設置作業に必要な耐圧ホース及びケーブル等についても調達を開始した。そして、同月17日未明から同日12時30分にかけての頃、仮設水中ポンプ3台、制御盤3台のほか、耐圧ホース、ケーブル等の仮設水中ポンプ設置に必要な資機材が福島第一原発に到着した。協力企業及び本店RHR復旧検討班は、調達した3台の仮設水中ポン

228　5号機RHRのA系のポンプ（A及びC）について、発電所対策本部復旧班が同月17日11時頃に絶縁抵抗を測定したところ、5号機RHRポンプ（C）のみ使用可能であることが判明した。

229　3月15日以降、当直は、6号機非常用DG（6B）のバックアップとして6号機非常用DG（6A）を復旧する検討の一環として、6号機非常用DG（6A）の本体及び補機の状況確認を行い、同月17日未明までに、これらが外観上問題がないことを発電所対策本部に報告した。一方、発電所対策本部復旧班も、同月15日以降、各設備の点検を実施しており、DGSWポンプについて、同月16日に、DGSWポンプの外観を点検するとともに、DGSWポンプの回転軸を手動で回転させ、固着していないことを確認していた。

このため、発電所対策本部は、RHRの復旧に当たり、これらの確認結果も踏まえて検討を行った。

230　本店対策本部原子力班も、3月11日に、福島第一原発の被害状況を把握し、協力企業に対して、ポンプ、モーター及び電源盤の調達ができないかとの打診をした。

プを、圧力容器及び熱交換器等の容量を考慮し、5 号機用として 1 台、6 号機用として 2 台設置することとした。

また、仮設水中ポンプ等を用いた RHR の冷却機能の復旧案を提示された発電所対策本部は、仮設水中ポンプに電源を供給する高圧電源車について、同月 12 日に福島第一原発に到着していた高圧電源車のうち 2 台を使用することとした。

こうした検討の結果、本店対策本部及び発電所対策本部は、5 号機 RHR について、6 号機非常用 DG（6A）から電源を融通して RHR ポンプ（C）を、6 号機非常用 DG（6B）から電源を融通して RHR の A 系の補機を、それぞれ復旧し、RHRS ポンプに代えて仮設水中ポンプを設置することとした。また、本店対策本部及び発電所対策本部は、6 号機 RHR について、RHR ポンプ（B）及び RHR の B 系の補機の電源を 6 号機非常用 DG（6B）から供給し、RHRS ポンプに代えて仮設水中ポンプを設置することとした。

c　仮設水中ポンプ等の設置及び電源供給の状況

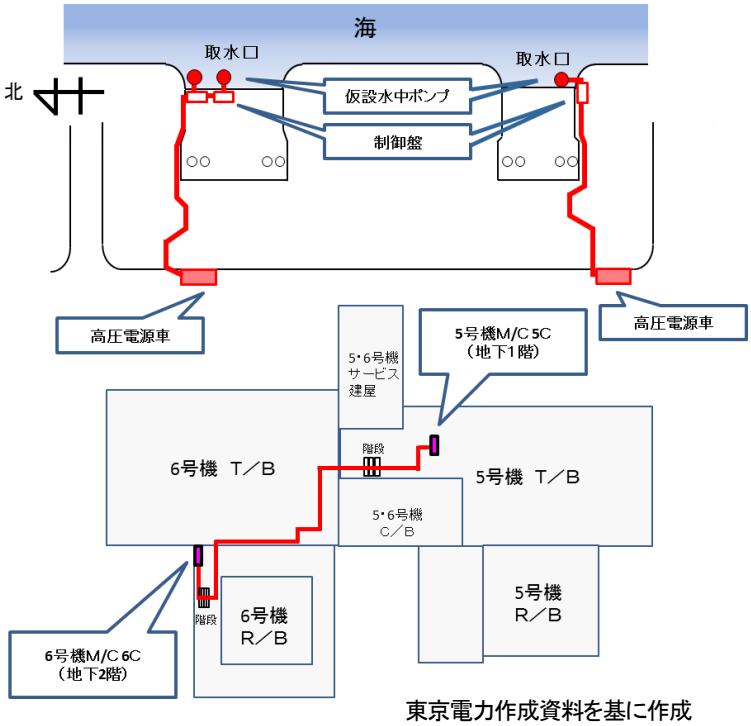
仮設水中ポンプ等を設置することとしていた 5 号機及び 6 号機の海側エリアは、津波で流されたがれき等が散乱していたため、発電所対策本部は、協力企業の協力を得て、3 月 16 日早朝から 5 号機側について、同月 17 日夜から 6 号機側について、それぞれ整地作業を実施した。

5 号機において、発電所対策本部は、同日 13 時から同月 18 日 11 時 55 分にかけての頃、協力企業の協力を得て、5 号機 T/B 東側に配置した高圧電源車から、取水口脇に設置した制御盤、さらに取水口に設置した仮設水中ポンプまでケーブルを敷設した（図Ⅱ-3-3 参照）。また、これらと並行して、発電所対策本部及び当直は、協力企業の協力を得て、仮設ホースを既設の RHRS の配管に接続し、仮設水中ポンプでくみ上げた海水を RHR の熱交換器に通すラインを構成した（図Ⅱ-3-4 参照）。その後、当直及び発電所対策本部復旧班は、同月 19 日 1 時 55 分頃、5 号機の仮設水中ポンプを起動した。

一方、5 号機 RHR ポンプ（C）に 6 号機非常用 DG（6A）から電源を供給するために、発電所対策本部は、同月 18 日 18 時 7 分頃までに、6 号機非常用 DG（6B）から 6 号機非常用 DG（6A）の DGSW ポンプに電源を供給し[231]、同日 19 時 7 分頃、同 DGSW ポンプが作動することを確認した。そして、発電所対策本部は、協力企業の協力を得て、同月 19 日 2 時頃までに、6 号機非常用 DG（6A）から電源が供給される 6 号機 M/C6C から 5 号機 M/C5C の負荷側に仮設ケーブルを敷設し、6 号機非常用 DG

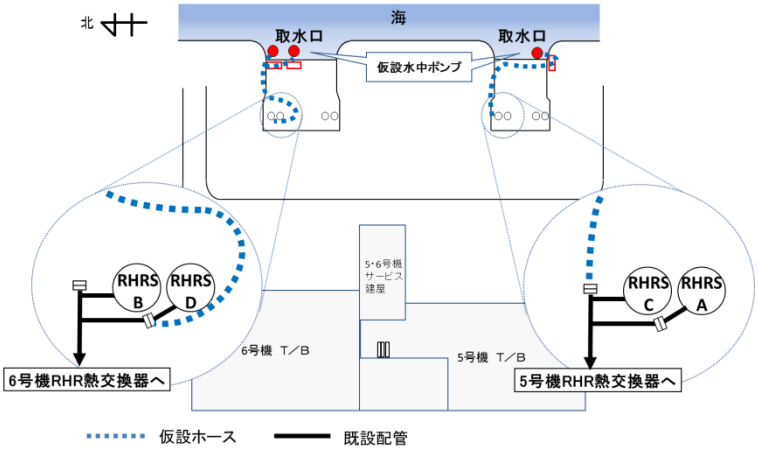
図Ⅱ-3-3　5 号機及び 6 号機のケーブル敷設ルート（略図）

仮設水中ポンプ設置及び 5 号機 RHR ポンプの電源復旧



東京電力作成資料を基に作成

図Ⅱ-3-4　仮設水中ポンプのホース敷設ルート（略図）



東京電力作成資料を基に作成

231　6 号機非常用 DG（6B）から給電されていた 6 号機 P/C6C を介して、DGSW ポンプを負荷とする DG6AMCC6C-5 に電源が供給された。

なお、中間報告Ⅱ３（３）ｂにおいて、6 号機 M/C6C は、非常用 DG から受電していなかったため、その機能維持を不明としていたが、3 月 19 日 4 時 22 分頃に、6 号機非常用 DG（6A）から受電するに当たり、特段の復旧作業を要していないことから、機能を維持していたと考えられる。

（6A）から5号機RHRポンプ（C）へ電源を供給するラインを構成した[232]（図Ⅱ-3-3参照）。その後、当直が、同日4時22分頃、6号機非常用DG（6A）を起動させ、5号機RHRポンプ（C）に電源が供給された（資料Ⅱ-3-3参照）。

他方、6号機においても、5号機と同様に、同日以降、発電所対策本部及び当直は、協力企業の協力を得て、6号機T/B東側に設置した高圧電源車から制御盤、さらに仮設水中ポンプまでケーブルを敷設するとともに（図Ⅱ-3-3参照）、仮設水中ポンプでくみ上げた海水をRHRの熱交換器に通すラインを構成した（図Ⅱ-3-4参照）。そして、当直及び発電所対策本部は、同日21時26分頃、6号機の仮設水中ポンプを起動した。

d　RHRによるSFP及び原子炉の冷却

5号機及び6号機では、津波到達後、RHRを起動させることができず、原子炉及びSFP双方を冷却することができない状況が続いていた。

前記（6）bのとおり、当直が、5号機についてはSFPの水を入れ替え、6号機についてはFPCによりSFPの水を撹拌するなどしたものの、これらの措置は、SFP水温の上昇を抑制するにとどまっていた。

また、発電所対策本部は、原子炉とSFPの各容量を比較して、SFPの容量の方が大きいため、SFPの方が温度が下がりにくいと考えた。他方、5号機及び6号機の原子炉については、必要に応じて減圧及び注水を継続することにより、ある程度制御できていた。

このため、発電所対策本部及び当直は、RHRが復旧した後、RHRを非常時熱負荷モードで起動し、原子炉の冷却に優先してSFPの冷却を実施することとしていた。

（a）5号機における状況

RHR復旧の目途がついたため、仮設水中ポンプの設置等と並行して、3月17日11時頃から、当直は、5号機RHRのA系の非常時熱負荷モードのライ

232　協力企業社員15名が約230mのケーブルを敷設・接続した。また、5号機RHRのA系の補機についても、3月17日から同月18日にかけての頃、6号機非常用DG（6B）からの電源融通が行われた。

ンを構成した。そして、前記ｃのとおり仮設水中ポンプの設置等が完了し、RHR ポンプ（C）に電源が供給された後、当直は、同月 19 日 4 時 56 分頃、5 号機 RHR ポンプ（C）を起動させ、RHR の A 系を非常時熱負荷モードにより起動して SFP の冷却を開始した（資料Ⅱ-3-4 参照）。

その後、当直は、SFP 水温が十分低下し、非常時熱負荷モードから SHC モードに切り替えて原子炉冷却を行う間、SFP を冷却しなくても特段問題がない程度にまで SFP 水温が低下したものと判断し[233]、原子炉冷却を行うため、RHR を SHC モードに切り替えることとした。そして、当直は、発電所対策本部の了解を得た上で、同月 20 日 10 時 49 分頃、非常時熱負荷モードを停止した[234]。

当直は、RHR の運転モードを非常時熱負荷モードから SHC モードへ切り替えるに当たり、5/6 号中央制御室において必要な電動弁を開操作するほか、R/B 内において手動弁を閉操作した[235]。

SHC モードのラインの構成を完了した後、当直は、同日 12 時 25 分頃、RHR の A 系を SHC モードにより起動し、原子炉冷却を開始した（資料Ⅱ-3-4 参照）。その後、同日 14 時 30 分頃、5 号機については、原子炉水温が 100℃未満となり、冷温停止となった。

（ｂ）6 号機における状況

当直は、3 月 19 日 11 時頃から、6 号機 RHR の B 系の非常時熱負荷モードのラインを構成した。そして、前記ｃのとおり仮設水中ポンプの設置等が完了した後、当直は、同日 22 時 14 分頃、RHR ポンプ（B）を起動させ、RHR の B 系を非常時熱負荷モードにより起動させ、SFP の冷却を開始した（資料Ⅱ-3-5 参照）。

その後、当直は、SFP 水温が十分低下し、非常時熱負荷モードから SHC モードに切り替えて原子炉冷却を行う間、SFP を冷却しなくても特段問題ない程度

233　5 号機 RHR を非常時熱負荷モードで起動した直後の 3 月 19 日 5 時頃に約 68.8℃を示していた SFP 水温計は、同月 20 日 11 時頃には約 35.2℃を示していた。

234　非常時熱負荷モード起動中に、SHC モードに必要な弁を開けると、圧力容器の水が SFP に流れ、原子炉水位が低下することが想定された。このため、当直は、非常時熱負荷モード停止後に SHC モードの準備を行った。

235　電動弁については、前記（5）ｂ（ｃ）のとおり、5 号機 RHRMCC への電源融通が完了していたことから、当直は、5/6 号中央制御室で操作を行うことができた。